

## Aplicación de registros de imágenes en las investigaciones geólogo-petrofísica en Cuba

**Katherine Cruells Torres<sup>1</sup>, Dania Brey del Rey<sup>2</sup>, Olga Castro Castiñeira<sup>3</sup>, Danalys Juliá Bello<sup>4</sup> y Sheyla Pozo Alfonso<sup>5</sup>**

<sup>1</sup> Ingeniera Geóloga. Centro de Investigación del Petróleo, Churruca No 481, Cerro, La Habana, Cuba C.P. 12000. ORCID: 0000-0001-6297-938X. Correo E: [cruellsk@gmail.com](mailto:cruellsk@gmail.com).

<sup>2</sup> Ingeniera Geóloga. Centro de Investigación del Petróleo, Churruca No 481, Cerro, La Habana, Cuba C.P. 12000. ORCID: 0000-0001-8607-071X. Correo E: [daniala@ceinpet.cupet.cu](mailto:daniala@ceinpet.cupet.cu).

<sup>3</sup> Ingeniera Geofísica. Doctora en Ciencias Geológicas. Investigadora Auxiliar del Centro de Investigación del Petróleo, Churruca No 481, Cerro, La Habana, Cuba C.P. 12000. Profesora Titular de la Universidad Tecnológica de La Habana. ORCID: 0000-0003-4285-6774. Correo E: [olgac@ceinpet.cupet.cu](mailto:olgac@ceinpet.cupet.cu).

<sup>4</sup> Ingeniera Geóloga. Centro de Investigación del Petróleo, Churruca No 481, Cerro, La Habana, Cuba C.P. 12000. ORCID: 0000-0001-8747-2534. Correo E: [jdanalys96@gmail.com](mailto:jdanalys96@gmail.com).

<sup>5</sup> Ingeniera Geóloga. Centro de Investigación del Petróleo, Churruca No 481, Cerro, La Habana, Cuba C.P. 12000. ORCID: 0000-0003-2645-3502. Correo E: [sheylaopozo@gmail.com](mailto:sheylaopozo@gmail.com).

### RESUMEN

Este trabajo se propone realizar una integración de los datos preexistentes geólogo-petrofísicos de un pozo, a partir de la interpretación de registros de imágenes resistivas y caracterizar un intervalo correspondiente al reservorio de las formaciones del Grupo Veloz en la Franja Norte Petrolera Cubana, con el objetivo de definir el comportamiento textural y estructural de eventos geológicos a partir de la interpretación de registros de imágenes con la utilización del programa Techlog. La metodología utilizada en el proyecto se centra en el procedimiento de trabajo con el programa, para la creación, análisis e interpretación de registros de imágenes. A partir de la integración de estos métodos, se logró caracterizar el intervalo en cuestión (3965-4047 m) y se determinaron los rasgos texturales y estructurales presentes lo cual conllevó a los resultados siguientes: (1)

Los eventos geológicos de tipo límites de capas tienen un azimut SW con una inclinación alrededor de 90 grados, (2) la densidad de fracturas naturales (5f/m) es favorable para el fluido de hidrocarburos, se encuentran orientadas hacia el SE con un rumbo S-NE, (3) las micro-fallas se encuentran bien definidas con un azimut NW en las profundidades 3985, 3990, 3392 m, (4) en todo el intervalo se identificaron eventos geológicos relacionados con las distintas litologías, eventos tectónicos (fracturas y microfallas) bien definidos dentro de los carbonatos, por ser estos los de mayor fragilidad ante los procesos de estrés y (5) las propiedades petrofísicas muestran una porosidad efectiva media de 9.3 % y saturación media de agua de 86.4 %.

**Palabras clave:** Registro de imágenes eléctricas, FMI, Techlog, límites de capas, fracturas naturales, mi-

crofallas, buzamiento, azimut, registro geofísico, estructura.

### ABSTRACT

This work intends to carry out an integration of the pre-existing geologic-petrophysical data of a well from the interpretation of resistive image logs and to characterize an interval corresponding to the reservoir of the Group Veloz formations in the Cuban North Oil Belt, with the objective to define the textural and structural behavior of geological events from the interpretation of image records with the use of the Techlog program. The methodology used in the project focuses on the procedure of working with the program, for the creation, analysis and interpretation of image records. From the integration of these methods, it was possible to characterize the interval in question (3965-4047m) and the textural and structural features present were determined, which led to the following results: (1) The geological events of the layer boundary type have a SW azimuth with an inclination around 90 degrees, (2) the density of natural fractures (5f/m) is favorable for hydrocarbon fluid, they are oriented SE with a S-NE trend, (3) the micro-faults are well defined with a NW azimuth at depths 3985, 3990, 3392m, (4) in the entire interval geological events related to the different lithologies, tectonic events (fractures and microfaults) well defined within the carbonates were identified, for these being the most fragile in the face of stress processes and (5) the petrophysical properties show an average effective porosity of 9.3% and average water saturation of 86.4%.

**Keywords:** Electrical Imaging Log, FMI, Techlog, bed boundaries, natural fractures, microfaults, dip, azimuth, geophysical log, structure.

### RESUMO

Este trabalho pretende realizar uma integração dos dados geológico-petrofísicos pré-existentes de um poço a partir da interpretação de perfis de imagem resistiva e caracterizar um intervalo correspondente ao reservatório das formações do Grupo Veloz no Cin-

turão Petrolífero do Norte de Cuba, com o objetivo definir o comportamento textural e estrutural de eventos geológicos a partir da interpretação de registros de imagens de com o uso do programa Techlog. A metodologia utilizada no projeto concentra-se no procedimento de trabalho com o programa, para a criação, análise e interpretação de registros de imagem. A partir da integração desses métodos, foi possível caracterizar o intervalo em questão (3965-4047m) e determinar as feições texturais e estruturais presentes, o que levou aos seguintes resultados: (1) Os eventos geológicos do tipo limite de camada têm um azimute SW com uma inclinação em torno de 90 graus, (2) a densidade de fraturas naturais (5f/m) é favorável para fluido de hidrocarbonetos, elas são orientadas SE com uma tendência S-NE, (3) as microfalhas são bem definidas com azimute NW nas profundidades 3985, 3990, 3392m, (4) em todo o intervalo foram identificados eventos geológicos relacionados às diferentes litologias, eventos tectônicos (fraturas e microfalhas) bem definidos dentro dos carbonatos, por serem estes os mais frágeis do frente a processos de estresse e (5) as propriedades petrofísicas apresentam porosidade efetiva média de 9,3% e saturação de água média de 86.4%.

**Palavras-chave:** Perfil de Imagens Elétricas, FMI, Techlog, limites de leito, fraturas naturais, microfalhas, mergulho, azimute, perfil geofísico, estrutura.

### INTRODUCCIÓN

El registro de imagen de microresistividad, FMI por sus siglas en inglés (Formation MicroImager) es la última generación de la familia de imágenes eléctricas de formación. Este registro, en lodos conductivos, provee imágenes eléctricas casi sin limitaciones en cuanto a las condiciones del hueco y ofrece la posibilidad de cuantificar la información, en particular para análisis de fracturas. La herramienta consta de cuatro brazos ortogonales, cada uno con un patín principal y un alerón abatible con 24 electrodos cada uno, que hacen un total de 192, los que adquieren igual número de curvas de resistividad, que luego son proce-

sadas y transformadas en imágenes micro eléctricas de la pared del pozo. Existen tres modalidades para el perfilaje: la modalidad de Imagen Total provee imágenes de alta resolución con cobertura casi total; la de Cuatro Patines provee imágenes parecidas al FMS; la de Dipmeter permite la adquisición de datos a partir de ocho botones con la finalidad de producir registros tipo SHDT (Castro-Castiñeira, 2017). Los registros de imágenes cobran gran importancia en las investigaciones de pozos, debido a la cantidad de información que se obtiene de ellos. Las imágenes serán de tipo sínicas o eléctricas. En este trabajo se utilizan las segundas para resolver las tareas planteadas.

En Cuba, más del noventa por ciento de la producción de hidrocarburos, proviene de la llamada Franja Norte Petrolera Cubana, que abarca el extremo norte de las provincias La Habana, Mayabeque y Matanzas, donde se han explotado a través de la historia yacimientos como Guanabo, Boca de Jaruco, Puerto Escondido y Varadero, entre otros.

El área donde se encuentra ubicado el pozo de estudio, está en el reparto Alamar, provincia La Habana, donde se han realizado múltiples investigaciones a lo largo del tiempo, para contribuir al desarrollo de la exploración de hidrocarburos en la zona.

Con la implementación de nuevas herramientas de alta tecnología, se ha concebido un enorme salto en el análisis y solución de problemas relacionados a la ingeniería y geología de reservorios. Esto exige un mayor nivel profesional, continuos estudios e investigaciones de las zonas complejas, con la intención de reducir la incertidumbre en la perforación de pozos y el desarrollo de los campos petroleros. El uso de las nuevas herramientas, combinado con el conocimiento regional desde el punto de vista geólogo-geofísico del área, ha propiciado el desarrollo de la exploración y explotación de hidrocarburos en la misma. No obstante, se requiere realizar una caracterización textural y estructural de algunos pozos para tener un conocimiento más detallado de lo que existe en profundidad.

Por este motivo, se escogió el pozo Cojímar para la realización de dicha caracterización, basándose en la integración de datos geólogo-geofísicos, donde

se utiliza como herramienta fundamental el programa Techlog, el cual permitirá hacer un trabajo muy actualizado y detallado con las imágenes de pared de pozo donde se establecen los tipos de fracturas principales y sus características estructurales.

Lo antes expuesto permite definir como problema científico, que a pesar de que el área Cojímar ha sido trabajada a lo largo de los años, no se cuenta con el estudio de un pozo donde se haya integrado la interpretación petrofísica con la geológica a través del análisis de los registros imágenes.

Por esto, el objetivo principal es establecer patrones de comportamiento de imágenes para diferentes eventos geológicos mediante la interpretación con el uso del programa Techlog.

En la búsqueda y exploración de yacimientos de petróleo no existe un método científico exacto, sino que es necesario utilizar diversas herramientas para facilitar el trabajo y además realizar múltiples tareas previas de estudio del terreno. Los métodos empleados dependen del tipo de terreno, sean geológicos o geofísicos.

## **MATERIALES Y METODOS**

Durante el desarrollo del proyecto se utilizaron los materiales siguientes:

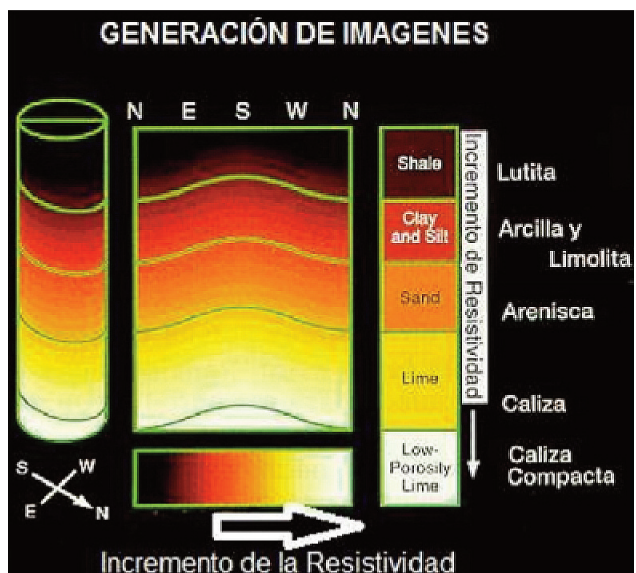
1. Registros geofísicos estándar del pozo (resistividad, gamma natural, densidad neutrón, potencial espontáneo, radioactivos, eléctricos, sínicos).
2. Registros de microrresistividad de los datos primarios de imágenes del pozo.
3. Datos de inclinometría (survey, en formato Excel).
4. Datos litológicos y paleontológicos del pozo.
5. Software Techlog con todos los materiales de ayuda y cursos para el trabajo con el mismo.
6. Curso de entrenamiento de interpretación de imágenes y medición de echados.
7. Informe geológico del pozo.

### Métodos de análisis de la interpretación de registros de imágenes.

Para realizar la interpretación de un registro de imágenes, se tendrá en cuenta una serie de indicadores para lograr un análisis e interpretación adecuada de cada imagen. Se basa en la escala de colores con los diferentes filtros, la interpretación de echados de los eventos geológicos y textura gráfica de la imagen que es comparada con catálogos existentes.

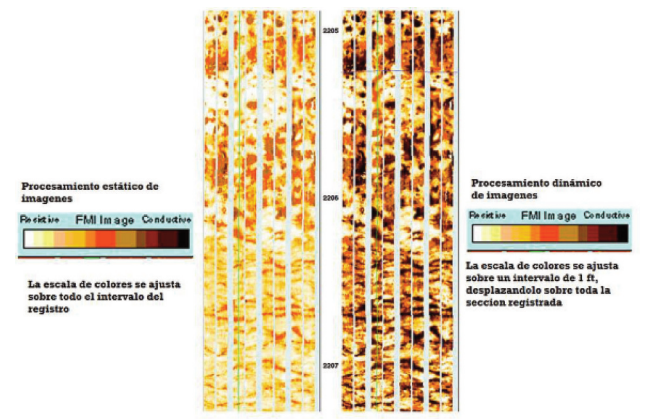
### Escala de colores para la interpretación del registro de imágenes

La interpretación del registro de imágenes (FMI), se rige por una escala de colores que permite una correcta lectura de estas (Figura 1). En presencia de tonalidades más claras, corresponde a rocas con un nivel de resistividad alto y menor nivel de conductividad, a medida que avanza a tonos oscuros corresponde a una disminución de la resistividad y un aumento en la conductividad; por ejemplo, en rocas compactas carbonatadas se encuentran tonalidades claras, mientras que las lutitas poco consolidadas tienen una alta conductividad y poca resistividad y presentan una coloración más oscura. La variación en las tonalidades de los colores dependerá de las propiedades de la roca y el fluido.



**Figura 1.** Escala de colores según variación de resistividad de la litología. Interpretación del registro de imágenes (FMI) (Modificado de Alvarado, 2010)

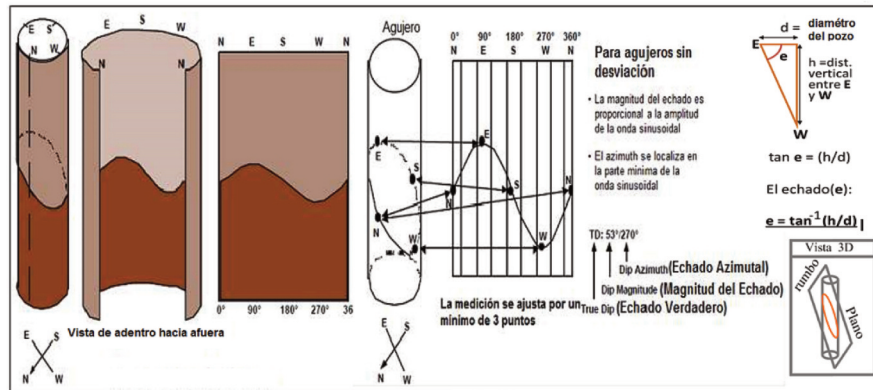
Para hacer énfasis en diferentes aspectos de la formación, se utilizan imágenes estáticas y dinámicas (Figura 2), se parte del análisis con la escala de colores. En las primeras las paletas de colores se aplican en todo el intervalo y son buenas imágenes para mostrar valores relativos de resistividad, pero, pierden detalle de la imagen; las segundas, se aplican las paletas de colores en el intervalo, pero por partes, de tal forma que es mejor el detalle de la imagen, aunque se pierde el sentido del colorido relativo. En la imagen dinámica es donde se realiza la interpretación por ser donde se obtiene mayor contraste entre los eventos pequeños (límites de estratos, fracturas, porosidad); sin embargo, en la imagen estática, es en la que observa que zonas son más resistivas con respecto a otras, lo que habla de cambios litológicos, por lo que la estática se auxilia en la identificación de límites litológicos.



**Figura 2.** Representación de las imágenes dinámica (derecha) y estática (izquierda) del registro de imágenes FMI (Shahinpour-Atefeh, 2013)

### Interpretación de echados del registro de imágenes

Los echados son rasgos geológicos como: límites de capas, discontinuidades sedimentarias (discordancias, estilolitas). Cuando no son perpendiculares o paralelos al eje de la herramienta (eje del pozo), desarrollan sinusoides en las imágenes, cuya amplitud aumenta en la medida que lo hace el ángulo formado por dichos planos y el eje de la herramienta. El azimut del echado aparente de los eventos de este tipo, es dado por la orientación de la línea de máxima pendiente del plano representado por la sinusoide al cortar la pared cilíndrica.



**Figura 3.** Imagen donde se observa la orientación de los eventos (planos que cortan al agujero), que es el principio del cálculo del echado (Shahinpour-Atefeh, 2013)

drica del pozo, es decir la orientación de la línea que une la parte más alta con la más baja de las sinusoides (**Figura 3**).

Solo dos números permiten la descripción del echado (**Figura 4**):

**Buzamiento:** Ángulo pequeño entre la horizontal y el plano geológico, nunca es superior a 90 grados.

**Dirección de la inclinación:** Valor azimutal en grados hacia donde el plano se inclina. Alcanza hasta los 360 grados.

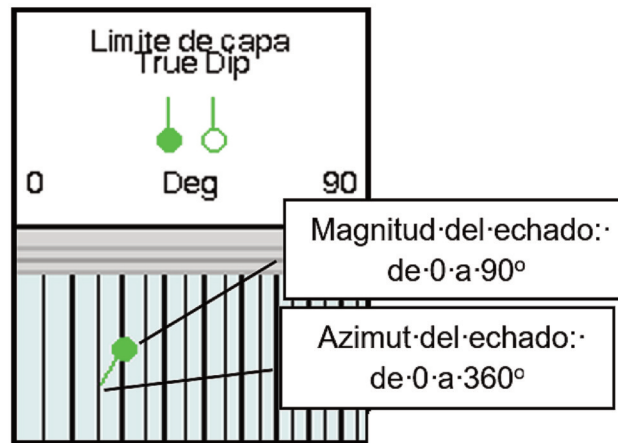
Los eventos tectónicos se clasifican por la presencia de fracturas naturales: conductivas, resistivas y microfallas, fracturas inducidas por la perforación y ovalización.

Los estudios de las imágenes de pozos, tienen gran importancia desde el punto de vista geológico y son de gran utilidad en los estudios de prospección de hidrocarburos como:

- Sedimentológico
- Estratigráfico
- Estructural
- Identificación de Fracturas Naturales e Inducidas
- Textural para análisis de reservorio
- Ovalización

**Procesamiento general con el software Techlog**

El siguiente esquema (**Figura 5**) resume todo el proceso de utilización del programa Techlog, comienza en el montaje del registro de imágenes y luego



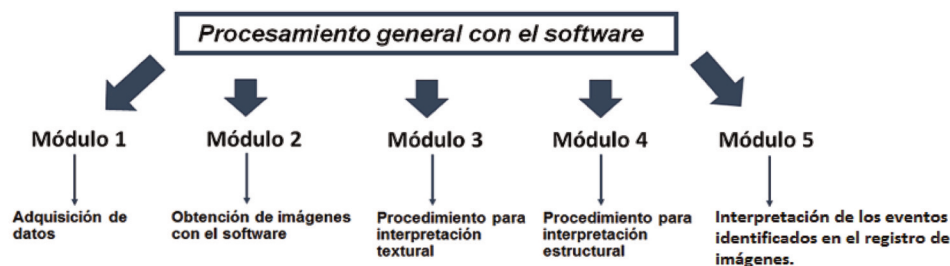
**Figura 4.** Plano de descripción del echado

todos los pasos llevados a cabo para los diferentes análisis e interpretaciones en el que se utilizan diversas herramientas proporcionadas por el programa.

Se inicia con una revisión y organización de los datos numéricos (**Módulo 1**) para importarlos en el programa con el formato correcto para luego referenciar estos datos una vez importados a través de la herramienta Índice (*index*).

Para crear las imágenes a partir de los datos numéricos (**Módulo 2**) se sigue un flujo de trabajo propio del programa denominado *Wizard*, este consta de cinco pasos hasta culminar con la creación de la imagen estática y dinámica.

Una vez creadas las imágenes, se toma en cuenta los métodos para realizar la interpretación mencionada en el epígrafe anterior: escala de colores, imá-



**Figura 5.** Esquema representativo del procesamiento general con el programa Techlog (Cruells-Torres, 2019)

genes estáticas y dinámicas, interpretación de echados.

Se determinan las texturas de las rocas según se observan en las imágenes y la identificación de eventos geológicos por intervalos con el objetivo de obtener un patrón de comportamiento texturo-estructural.

## RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Para la caracterización de un pozo se requiere un conjunto de estudios orientados a la definición de las características geológicas y geofísicas de un área, tanto en superficie como en profundidad principalmente, con el propósito de mejorar la exploración y explotación del área. Con esa intención, este capítulo va dirigido a caracterizar los eventos geológicos desde el punto de vista textural y estructural en profundidad del pozo Cojimar a partir de la integración de datos geológico-geofísicos del intervalo seleccionado.

Dicha caracterización se ha hecho a partir de los resultados obtenidos de la utilización del programa Techlog, con el procedimiento explicado en el capítulo anterior. Se realizó una interpretación textural y estructural del registro de imágenes en el intervalo 3965 a 4047 m correspondiente al reservorio principal perteneciente a los carbonatos del Grupo Veloz, que se integró con la información brindada por los registros geofísicos para la obtención de mejores resultados.

### *División e interpretación del corte analizado del pozo.*

El corte estudiado en el pozo, pertenece al reservorio 2 y desde el punto de vista litológico está caracterizado por carbonatos fracturados del tipo mudstone calcáreo, wackestone bioclástico con una fina recristalización y

bandeados, con impregnación ligera y tonalidades cremas a pardas en dependencia del aumento de la impregnación, estas rocas se intercalan con capas arcillosas con contenido calcáreo limoso pardo por impregnación y pedernales fracturados ámbar y negros. Con los registros convencionales se realizó una división en electrofacies en este reservorio.

Se dividió en tres electrofacies (2.1, 2.2 y 2.3), teniendo en cuenta las variaciones de las curvas y se observa que de la electrofacies 2.3 hacia la 2.1 existe una disminución del contenido de carbonatos. Según el resultado de la interpretación por análisis de elementos (módulo ELAN de GEOFRAME) se pudo precisar dichas variaciones. Este modelo está compuesto por dos tipos de calizas, arenisca e ilita (arcilla). La última electrofacies (2.3) pertenece el intervalo 3965-4047 m corresponde el análisis de FMI realizado en este trabajo.

En la **Tabla 1** se presentan las propiedades de las electrofacies obtenidas con ELAN donde se marcan los espesores totales, efectivos, las porosidades, así como la saturación de agua dentro de este reservorio, lo que permite caracterizarlo.

### *Análisis textural y estructural.*

Se parte de los resultados obtenidos del programa y de la información brindada por los registros geofísicos estándar y datos litológicos del pozo, se realizó una interpretación texturo-estructural de las imágenes, se tiene en cuenta eventos geológicos como: microfallas, fracturas naturales (conductivas y resistivas), discordancias y límites de capas.

En este acápite se exponen los resultados obtenidos

Paquete	EF	Tope (m)	Base (m)	Espesor Total (m)	Espesor de reservorio (m)	Porosidad del reservorio (V/V)	Saturación de agua del reservorio (V/V)
Inferior	2.1	3659.0	3742.5	83.5	80.6	0.189	0.744
	2.2	3742.5	3902.0	159.5	154.8	0.147	0.815
	2.3	<b>3965.0</b>	<b>4047.0</b>	<b>119.5</b>	<b>112.8</b>	<b>0.093</b>	<b>0.864</b>

**Tabla 1.** Propiedades de las electrofacies identificadas durante el análisis de los registros geofísicos del pozo

nidos después de procesar todos los datos primarios cargados en el programa.

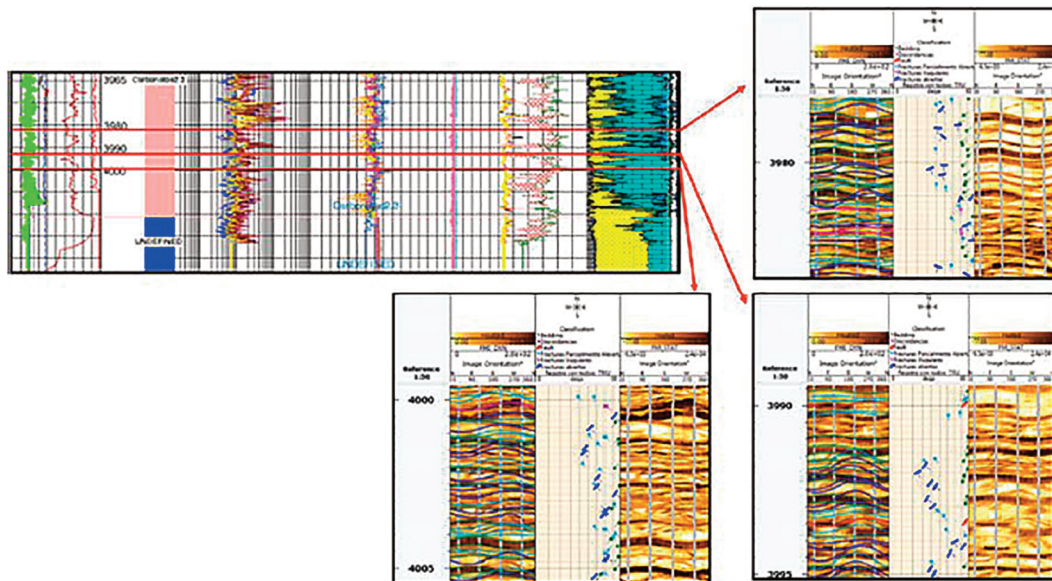
En la **Figura 6** se representa el intervalo estudiado por la interpretación de análisis de elementos (ELAN, izquierda) y las imágenes de pared de pozo obtenidas por la interpretación con el programa *Techlog* (derecha).

Como primera información se utilizaron los datos litológicos del intervalo atravesado por el pozo, con los que se pudo determinar la existencia de rocas como: caliza (60-90 %) de color crema, gris claro bandeadas y con estilolitos, con impregnación de petróleo, en menor proporción caliza blanca, claystone (Trz-20 %) de color gris de fácil lavado, pedernal (10-20 %) de color gris y ámbar, fractura concoidal, duro.

Se parte del análisis texturo-estructural realizado anteriormente, se obtiene como resultado en el intervalo todos los eventos geológicos identificados con el registro de imágenes, la representación en diagramas de rosetas, para reconocer la dirección preferencial, en cuanto a inclinación (azimut) y a rumbo. En la **Tabla 2** se expone el resumen de todos los eventos interpretados en el pozo, de los cuales se plantea:

**Límites de capas:** Son constantes para todo el registro, con un total de 263, presentan un rumbo preferencial NW-SE, ángulos de 80 a 90 grados aproximado y un azimut hacia el SW.

**Fracturas naturales:** Se identificaron fracturas abiertas, abiertas de forma parcial, selladas y vugulares.



**Figura 6.** Integración de las interpretaciones de análisis de elementos (ELAN) con las imágenes de pared de pozo en el intervalo 3965-4047 m (Cruells-Torres, 2019)

Las fracturas abiertas (parciales): Son las más abundantes para un total de 227 fracturas, se encuentran localizadas en los carbonatados. Según los resultados se describe con dirección de azimut preferencial hacia el SE entre los 160 y 120 grados, con un rumbo SW-NE y ángulos entre 60 y 90 grados de inclinación aproximadamente.

Las fracturas abiertas: En menor cantidad para un total de 47. Estas fracturas están asociadas en su mayoría a las capas de carbonatos debido a su capacidad de rupturas y se encuentran con una dirección de azimut preferencial hacia el SE entre los 150 y 110 grados, un rumbo SE-NW y ángulos entre 50 y 70 grados, algunas en los 90 grados.

Las fracturas vugulares: Son las menos representadas, con un total de 11 fracturas, poseen una dirección de azimut preferencial entre los 120 y 210 grados hacia el SE, un rumbo SW-NE, ángulos de 60 grados aproximadamente. Las fracturas vugulares son de gran importancia porque son las principales vías de movimiento de los fluidos y mejoran la permeabilidad del reservorio. Se encuentran localizadas en dos intervalos, a la profundidad de 3983 m y la de 4000 a 4002 m.

**Microfallas:** A lo largo de la trayectoria del pozo, en las profundidades de 3985.5 m, 3990 y 3992.5 m, se interpretó la presencia de micro desplazamientos muy evidentes, las cuales se adjudicaron a microfallas de tipo normal, con azimut de 300-340

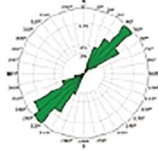
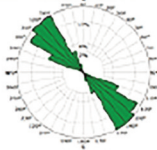

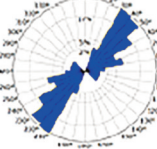
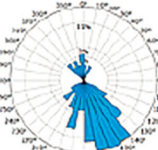
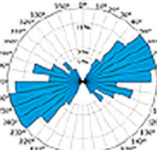
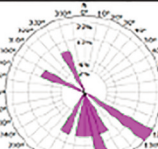
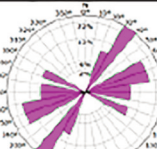
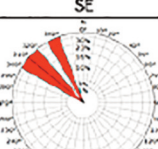

Eventos	Tipo de Evento	Cantidad de Eventos	Inclinación(Azimut)	Rumbo(strike)
Eventos Geológicos	Limites de capas	263	 SW-NE	 SE-NW
Estructuras Tectónicas	Fracturas Abiertas	47	 SE	 SW-NE
	Fracturas Parcialmente Abiertas	227	 SE	 SW-NE
	Fracturas Vugulares	11	 SE	 SW-NE
	Microfallas	3	 NW	 SW-NE

Tabla 2. Resumen de eventos interpretados en el pozo.



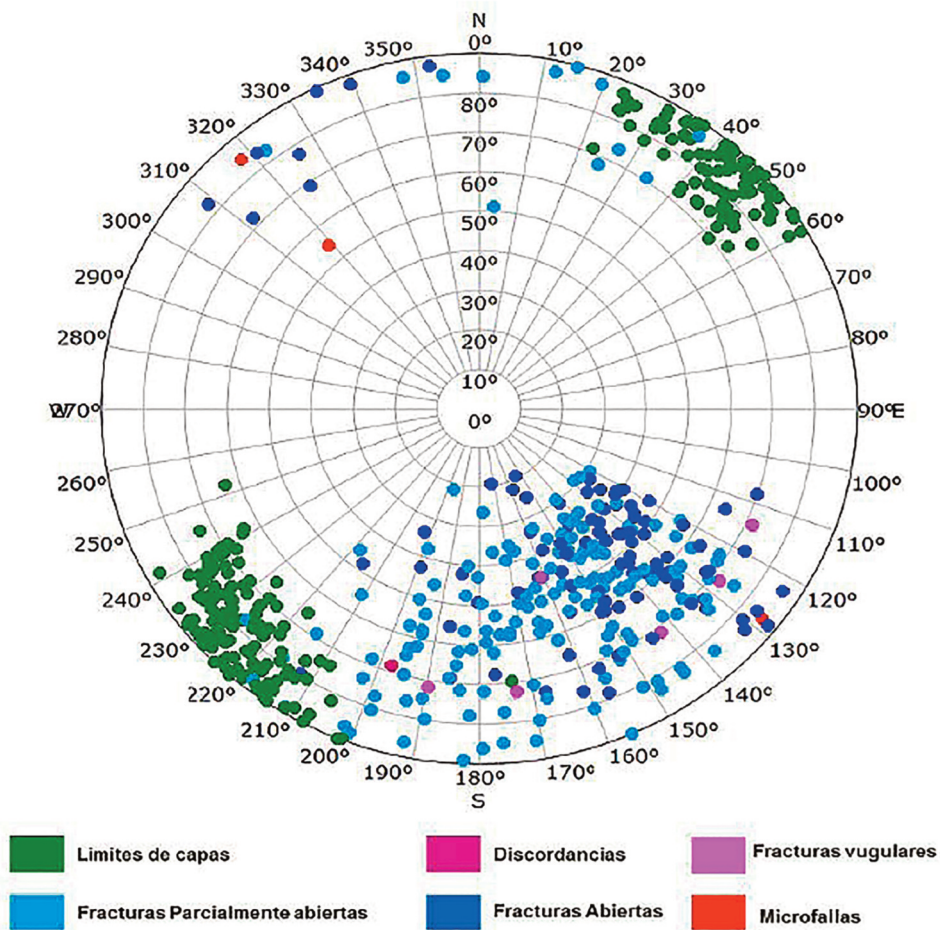
grados en dirección al NW y un rumbo SW-NE.

En la **Figura 7** se presenta la roseta de polaridad de los eventos interpretados en el intervalo estudiado dentro del pozo, se muestran los polos de los eventos identificados en el registro de imágenes, donde se observa que la mayor cantidad de fracturas abiertas y semi-abiertas se encuentran con un buzamiento SW entre los 130 y 180 grados aproximado y en menores proporciones existen fracturas vugulares con las características similares a las fracturas naturales mencionadas. Los eventos de tipo límites de capas se encuentran con dirección preferencial del azimut hacia el SW entre los 200 y 240 grados en su mayoría, aunque también hay existencia en menor por ciento hacia el NE entre los 60 y 30 grados.

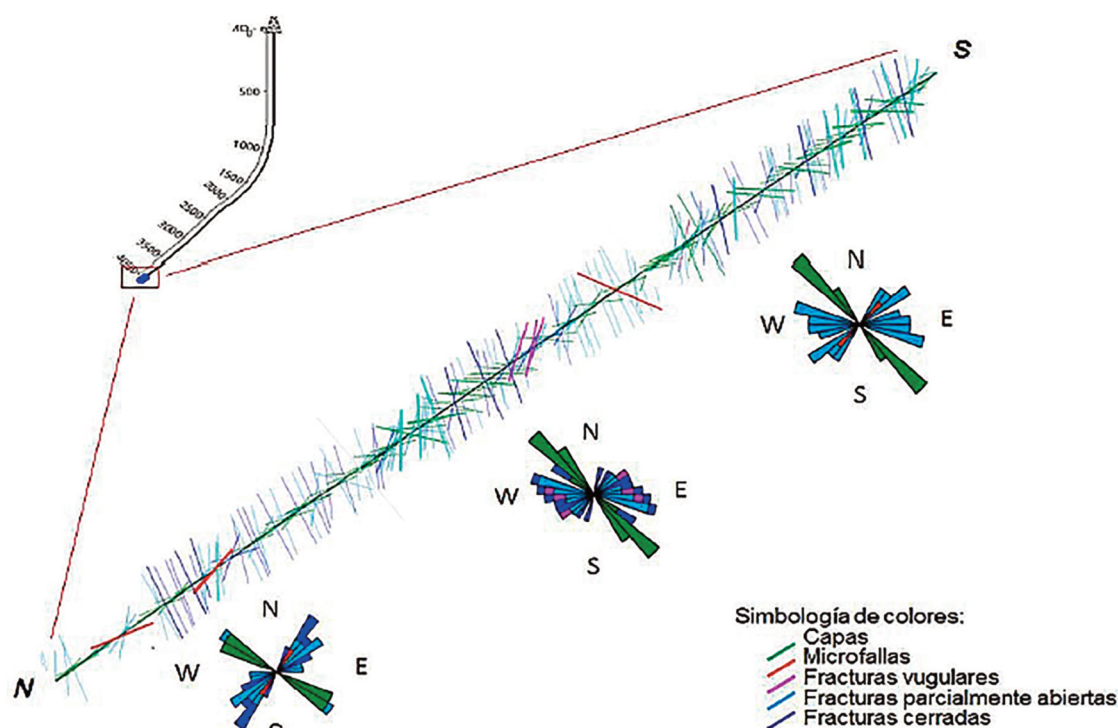
Después de la creación del diagrama de polaridad, se determina que estas microfallas tienen como promedio un azimut entre 300 a 340 grados que indica su dirección hacia el NW con ángulos de 310-320 grados. A ellas están asociadas abundantes fracturas, esto indica que existe la presencia de una zona muy tectonizada

El análisis permite concluir que en el intervalo estudiado existe gran cantidad de fracturas típicas de los reservorios carbonatados fracturados, los cuales son de gran interés para la exploración y producción de hidrocarburos en Cuba.

Como resultado final se presenta en la Figura 8, una proyección estructural del intervalo estudiado donde se grafican todos los eventos identificados du-



**Figura 7.** Roseta diagrama de polaridad evidenciando la ubicación espacial de los eventos geológicos identificados, así como los valores de azimut de límites de capas, fracturas naturales y microfallas (Cruells-Torres, 2019)



**Figura 8.** Vista estructural del intervalo 3965-4048 m con la representación de los diagramas rosetas de rumbo de los eventos donde muestra un cambio en la orientación de las fracturas naturales a causa del tectonismo del área (Cruells-Torres, 2019)

rante la interpretación. Se marcan las rosetas diagrama de rumbo, tanto de los límites de capas como de las diferentes fracturas naturales. Se mantiene en todo el intervalo el rumbo NW-SE para los límites de capas mientras que las fracturas varían desde E-W hasta NE-SW en el fondo del pozo. Se tendrá en cuenta la dirección preferencial y densidad de fracturas naturales, con el objetivo de definir trayectorias de futuros punzados en esta área, con mayor nivel de certeza e interceptar zonas con mayor densidad de fracturas y de esta forma acortar el tiempo de perforación y cortar la mayor cantidad de fracturas conductivas por el rumbo, para obtener una mejor producción.

## CONCLUSIONES

Con los resultados obtenidos del procesamiento con el programa Techlog, el análisis petrofísico y geológico se concluye:

1. A partir de los eventos geológicos y tectónicos determinados en las imágenes se es-

tablece:

- Un patrón de rocas carbonatadas fracturadas, donde los límites de capas predominantes tienen dirección de azimuth SW, ángulos de buzamiento entre 80 y 90 grados con un rumbo de NW-SE.
- El patrón para las fracturas naturales conductivas presenta, en todo el intervalo estudiado, una dirección preferencial de azimuth hacia el SE con una inclinación de 50 y 75 grados y un rumbo NE-SW. Las fracturas vulgares se encuentran aisladas a lo largo del intervalo, aunque son más abundantes en los 3982 m.
- Las tres microfallas presentes están muy bien definidas, clasificadas como tipo normal por el desplazamiento de las capas. Presentan un azimuth con dirección NW y rumbo NE-SW, con asociación de abundantes fracturas naturales.

2. En la integración de las interpretaciones geólogo-geofísicas se obtuvo:
- Se identificaron intervalos de estratificaciones finas y laminares, los cuales están asociados a las intercalaciones de calizas, finas capas de arcilla y pedernales, descritas en el pozo, donde aparecen pequeños intervalos con seudobrechamiento de grano fino a medio.
  - En todo el intervalo se lograron identificar eventos geológicos y tectónicos relacionados con las distintas litologías, los eventos tectónicos (fracturas naturales y microfallas) bien definidos dentro de los carbonatos, por ser estos los de mayor fragilidad ante los procesos de estrés.
  - Las propiedades petrofísicas en el intervalo estudiado presentan una porosidad efectiva media de 9.3 % y una saturación media de agua de 86.4 %.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Castro, O.**, 2017, Evaluación petrofísica de formaciones gasopetrolíferas cubanas. La Habana, Cuba: ISBN 978959-7117-55-1.
- Cruells, T. K.**, 2019, Estudio integral geólogo-petrofísico para la caracterización en un intervalo del pozo Cojímar en la FNPC. Tesis de grado. 75 pp.
- Shahinpour, A.**, 2013, Borehole image log analysis for sedimentary environment and clay volume interpretation. Department of Petroleum Engineering and Applied Geophysics. Norwegian University of Science and Technology

Fecha de recepción: 15 de enero de 2023

Fecha de arbitraje: 6 de febrero de 2023

Fecha de aprobación: 25 de junio de 2023

