

**ESTUDIOS DE FRACTURAS Y PROPIEDADES FÍSICAS DE LAS ROCAS EN
MUESTRAS DE NÚCLEO EN CUENCA PETROLERA ORIENTAL DE VENEZUELA
USANDO IMÁGENES 2D Y 3D DE RESONANCIA MAGNÉTICA NUCLEAR PULSADA**

Rosana Vergara, PDVSA, vergarars@pdvsa.com; Gerardo Jaimes, PDVSA, jaimesgt@pdvsa.com

Palabras claves

Resonancia Magnética, spin magnético, fracturas.

Resumen

El yacimiento está localizado al noreste del estado Monagas en la cuenca oriental de Venezuela, el cual es una de las principales fuentes de reservas de hidrocarburos. La principal característica de estos yacimientos es que son fracturados naturalmente.

La presencia de fracturas y su influencia en la producción fueron verificadas con los resultados del Pozo: TRV 3 y TRV 4X a través de: la descripción de su núcleo, por las pruebas de presión y la representación gráfica de porosidades duales, el registro de imagen resistiva, los cálculos de porosidad secundaria usando el registro Sónico Dipolar Cruzado, la interpretación de los esfuerzos locales, el análisis de los gráficos 2D de la curva de distribución T_2 (Tiempo de relajación) de Resonancia Magnética Nuclear Pulsada (RMNP) y con las imágenes 3D RMNP obtenida por ensayos de laboratorio.

Partiendo de la interpretación de una fractura en una muestra de roca de 7,50 x 2,54cm por resonancia magnética y su subsecuente integración con otras técnicas geológicas, se pudo extrapolar al pozo y determinar la dirección preferencial de las fracturas naturales de la roca en el yacimiento. Partiendo de este conocimiento, se pudo inferir las mejores técnicas de explotación y optimización en la producción del pozo.

Abstract

The field is located northwest of Monagas State in the Eastern Basin of Venezuela which is a major source of hydrocarbon reservoirs. The main characteristic of these deposits is that they are naturally fractured.

The presence of natural fractures and its influence in the production were corroborated with the results of the well (TRV 3) with: cores description, tests of pressure and its dual porosities, resistive images, calculations of secondary porosity with the Sonic Dipolar log, interpretation of graphics of distribution curves T_2 (relax time) in 2D and the interpretation images in 2D and 3D (obtained from Magnetic Resonance in the laboratory).

From the interpretation of a fracture by magnetic resonance in a well core of 7.50 x 2,54cm and its subsequent integration with others geologic techniques, the authors extended all that observations to the well and obtained the preferential direction of natural fractures of the rock in the reservoir. With this knowledge, the better techniques of exploitation and optimization in the production of the well were inferred.

Introducción

El presente trabajo de investigación tuvo como objetivo, analizar los resultados de la aplicación en laboratorio de la Resonancia Magnética Nuclear Pulsada, a muestras de roca, extraídas de un núcleo de pozo. Se obtuvieron imágenes en dos y tres dimensiones, que permitieron definir la geometría y distribución poral interna de la roca

El estudio se realizó en el Campo Travi, ubicado en el Noroeste del Estado Monagas, Venezuela; específicamente en la Formación Naricual. Su yacimiento tiene condiciones sedimentarias especiales: la primera es la de presentar estructuras masivas de estratificación cruzada y la segunda es la de estar afectada por fracturación natural. La presencia de fracturas es el resultado de eventos tectónicos. Las características propias intrínsecas de la roca tales como el Módulo de Young y el Coeficiente de Poisson condicionaron su fracturamiento. Reconocer estas zonas fracturadas y su dirección preferencial constituye muy importante información para ser utilizados como herramienta de explotación para mejorar la producción del yacimiento.

La Resonancia Magnética ha ganado en el tiempo un auge acelerado en la rama de la medicina, con el uso de imágenes para el diagnóstico clínico pero en la industria petrolera ha sido muy incipiente. Actualmente, tiene su mayor aplicación en la industria petrolera es la caracterización de reservorios mediante registros de pozo a hueco abierto utilizando un campo magnético de 0.9 Tesla para determinar la distribución de los fluidos, porosidad y permeabilidad en las paredes del pozo.

En este trabajo se aplicó la Resonancia Magnética de un equipo de alta resolución (500 MHz y 09 Tesla de campo) en 11 muestras de roca de un núcleo de 7,50 x 2,54cm. Con esto se obtuvo información de la porosidad total y efectiva, permeabilidad y distribución de los fluidos; se escogieron 5 muestras a las cuales se les realizaron ensayos obteniendo la visualización secuencial de 64 planos interiores de la roca en imágenes 2D, así como imágenes tridimensionales que permitieron ubicar la fractura en el espacio. Esta información fue correlacionada luego con otras técnicas geológicas lo que permitió zonificarlas en el pozo y determinar la dirección preferencial de la fracturación.

Antecedentes

Angelvis P et al., (2012).

El objetivo de su investigación fue realizar un análisis integrado Núcleo-Fluido-Producción del Campo TRAVI, ubicado en la cuenca Oriental Venezolana, con el fin de evaluar oportunidades de incremento de producción, para seguir impulsando el desarrollo integral de la nación. La metodología de trabajo se basó en el: análisis de núcleo, análisis petrográficos, análisis bioestratigráficos, difracción de rayos x sobre muestras tomadas de los pozos: TRV 3 y TRV 4X, en su roca reservorio, lo cual permitió definir las facies, la identificación del ambiente sedimentario, la caracterización del modelo de fracturas y el análisis del comportamiento de la declinación de la producción de los pozos, que indicaron que son reservorios pequeños y que las fracturas tienen una alta influencia en la producción del campo.

Este trabajo fue un gran aporte a esta investigación ya que permitió definir las facies sedimentarias en el núcleo del pozo TRV 3, así como también fue fuente fundamental de información del pozo en estudio.

Hernández Jesús et al., (2011).

El objetivo de su investigación fue estudiar el efecto de las fracturas en la producción del pozo TRV 3. El estudio se basó en el análisis cualitativo del núcleo, permitiendo la clasificación del tipo y número de fracturas abiertas y su efecto posterior en la producción de los intervalos cañoneados. Este informe se utilizó como referencia para correlacionar sus resultados con la orientación de las fracturas usando el registro de imagen resistiva y Sónico Dipolar Cruzado y análisis cualitativo del

núcleo y los resultados de esta investigación con la interpretación la Resonancia Magnética Nuclear Pulsada.

Rodríguez D et al; (2006).

Se utilizó su investigación como referencia revisando los resultados del procesamiento de los datos del Sónico Dipolar Cruzado y el análisis de la geometría del hoyo a través de la interpretación del registro Caliper que proporcionaron información sobre la orientación del esfuerzo in situ.

Jaime G; (2010).

El objetivo de este informe fue determinar el volumen y los tipos de fluidos confinados en el medio poroso, utilizando la técnica de Resonancia Magnética Nuclear Pulsada, sobre tapones de roca. Para este trabajo este informe fue una pieza clave, ya que se aplicaron parte de las técnicas del ensayo de laboratorio para las muestras de roca tomadas en esta investigación.

Conceptos

Resonancia Magnética.

“La resonancia magnética nuclear es la respuesta a un principio físico de los núcleos atómicos a un campo magnético. Por lo tanto cada átomo tiene un momento magnético intrínseco de su núcleo atómico que los diferencia unos de otros”. (Appel M., 2004).

Para que exista el fenómeno de resonancia magnética debe haber una relación entre la intensidad del campo magnético (B_0) y la frecuencia del emisor. Esta debe hacerse igual al constante giro magnético, para que pueda entrar en resonancia y producir una señal en el receptor.

Propiedades mecánicas y magnéticas de los núcleos. Espín nuclear.

Los tres tipos de partículas que constituyen el átomo son: electrones, neutrones y protones. Estos poseen una rotación intrínseca que se llama espín. El espín aparece de forma natural como un cuarto número cuántico que diferencia un átomo de otro.

El espín representa una propiedad general de las partículas y puede entenderse fácilmente por analogía con las propiedades de los electrones. Es sabido que los electrones que circulan por una bobina generan un campo magnético en una determinada dirección de manera que los electrones que circulan alrededor del núcleo generan un campo magnético que llevará asociado un momento angular. Existe un momento angular intrínseco a cada partícula atómica que queda descrita mediante un número cuántico de espín que toma valores de $+\frac{1}{2}$ y $-\frac{1}{2}$.

Los spines se comportan como imanes giratorios con un movimiento similar al giro de un trompo. Estos precesan en torno a un eje. Este movimiento queda definido por un momento angular, que es particular para cada núcleo atómico. Estas partículas por estar cargadas generan un campo magnético quedando representadas por un momento magnético.

Comportamiento de los espines a un campo magnético estático.

a) Situación de equilibrio. Sin campo magnético.

Un átomo candidato a la resonancia magnética en ausencia de un campo magnético externo, están sus espines desordenados orientados en cualquier dirección. Estos desarrollan dos posibles estados de su momento magnético, a menudo referidos como $+\frac{1}{2}$ y $-\frac{1}{2}$, también llamados como de alta o baja energía.

b) Comportamiento de los espines ante un campo magnético externo.

En presencia de un campo magnético intenso (B_0) los "imanes" de los espines nucleares de la muestra tenderán a orientarse preferentemente en la dirección del campo magnético externo.

Al aplicar pulsos radio magnéticos externos producen rotaciones en su magnetización neta en determinadas direcciones, dependiendo de la intensidad y tiempo a que son sometidos generan respuesta de resonancia que son medidas.

Espacio K.

Se llama espacio K a un gradiente del campo magnético en el espacio confinante, éste va perdiendo fuerza a medida que se aleja de su fuente. Partiendo de un B_0 máximo en el eje Z hasta B_0 mínimo. Este espacio no homogéneo del gradiente magnético, se manifiesta en círculos concéntricos de igual valor magnético que generan respuestas a diferente tiempo de los spines nucleares que precesarán a frecuencias distintas a medida que se alejan de B_0 ; definiendo así una red de puntos magnéticos y de frecuencias de precesión, permitiendo definir una figura tridimensional en el espacio. (Fig. 1)

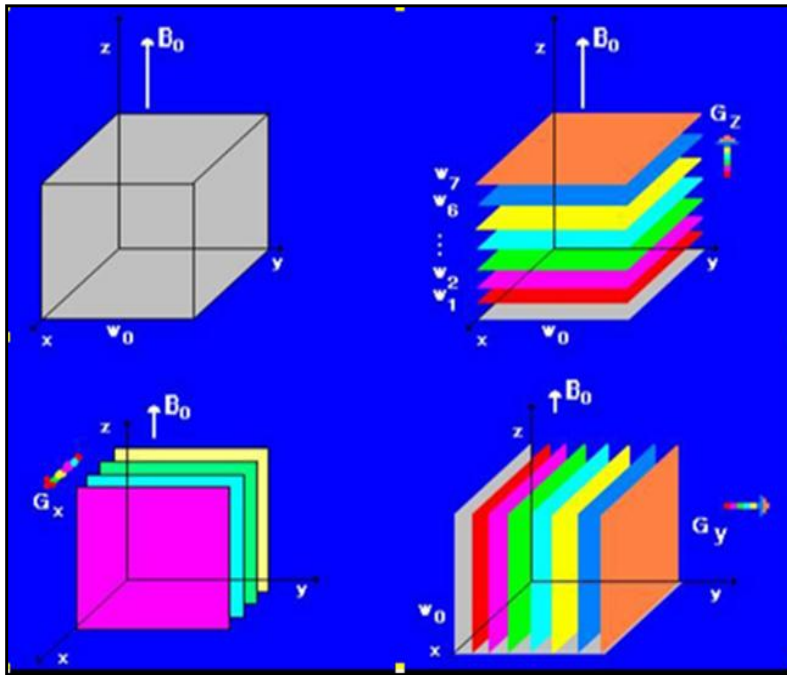


Fig. 1 - Planos de Gradiente magnéticos y diferentes frecuencias de precesión. (tomado de Jaimes Gerardo 2010)

Marco Metodológico

La metodología sugerida en este trabajo consistió en la integración de dos elementos: el modelo estructural y el modelo del yacimiento. En el modelo estructural a través de la interpretación de los esfuerzos regionales y los cambios del esfuerzo local ocurridos en el tiempo que pudieron originar fracturas y por la caracterización del yacimiento que comprende: a) Descripción del núcleo para:

cuantificar y cualificar los tipos de fracturas y facies sedimentarias presentes; b) Recolección de muestras de núcleos de roca en el núcleo del pozo; c) Limpieza de la muestra; d) Interpretación de las fracturas en los gráficos presentados por la resonancia magnética en dos dimensiones; e) Interpretación de las imágenes obtenidas en 2D y 3D de la resonancia magnética; e) Interpretación del registro Caliper y el análisis de los breackout para determinar la dirección de los esfuerzos actuales en el área; f) Interpretación del registro de Imagen Resistiva, que ofrece información sobre la dirección y buzamiento de los estratos y la presencia de fracturas; g) Interpretación del registro Sónico Dipolar, para calcular la porosidad secundaria por fracturas; h) Integración con registros de producción (PLT) y comportamiento de la producción en el tiempo que indiquen la dualidad de la porosidad del yacimiento; y por último la correlación núcleo-perfil para colocarlo en profundidad y poder diferenciar unidades litológicas, distribución de fluidos, presencia de fracturas a lo largo del pozo y determinar si son un factor importante en la permeabilidad de la roca. Analizar e integrar todas estas disciplinas geológicas permitió tener un mejor control de las características estáticas y dinámicas del yacimiento en la etapa de exploración y producción del pozo.

A continuación se explican en detalle los procedimientos del trabajo con la finalidad de crear una metodología que permita la caracterización de un yacimiento fracturado:

Revisión de antecedentes bibliográficos.

La fase inicial consistió en la búsqueda de información relacionada con el área de estudio.

Revisión y escogencia del dato petrofísico.

Se validaron los registros eléctricos con las imágenes digitales Tiff o registros en papel para verificar su correspondencia.

Revisión y elección de la muestra.

Se cortaron 11 muestras en el núcleo. Se escogieron aquellos sitios donde se podían visualizar las fracturas.

Corte de las muestras.

En la sección de preparación de muestras del laboratorio, se llevó a cabo el corte y el emparejado y pulido de las caras. Los tapones fueron sacados con un equipo de taladro rotatorio. (Fig. 2)



Fig. 2- Corte de muestra.

Preparación y pulido de las caras.

Antes de realizar los ensayos de RMNP, las muestras de núcleos pasaron por un proceso de corte transversal y pulido de sus caras con el objetivo de prevenir posibles errores durante las mediciones de porosidad.

Proceso de limpieza.

Se tomaron las muestras y se limpiaron en una solución de tolueno a través de un procedimiento llamado Dean Stark o sistema de recirculación de un recipiente llamado Soxhlet. (Fig.3)



Fig. 3 -Dean Stark.

Proceso de secado de las muestras.

Una vez que las muestras están limpias, se les deja enfriar por 12 horas dentro de la campana de extracción para extraer los solventes y luego son introducidas en el horno de secado, a una temperatura de 88 °C, durante 8 a 12 horas aproximadamente, con el objetivo de evaporar restos de solventes que hayan quedado en el espacio poroso.

Pesado de las muestras.

Las muestras son pesadas utilizando una balanza digital.

Saturación de las muestras.

El proceso de saturación consistió en embeber las muestras en agua salina. Luego fueron colocadas en un recipiente llamado Beaker. Este equipo, se encuentra conectado a una bomba de vacío. El proceso permite extraer todo el aire del espacio poroso que es reemplazado por el fluido saturante. El momento por el cual se determinan que las muestras están saturadas es cuando el agua deja de burbujear garantizando su saturación. Las muestras fueron dejadas aproximadamente 4 horas dentro de la cámara de vacío.

Medidas de Resonancia Magnética. Obtención de parámetros petrofísicos.

Se calcularon los tiempos de polarización (T_1) y los tiempos de relajación (T_2), para calcular la porosidad total y efectiva, distribución de fluidos y permeabilidad.

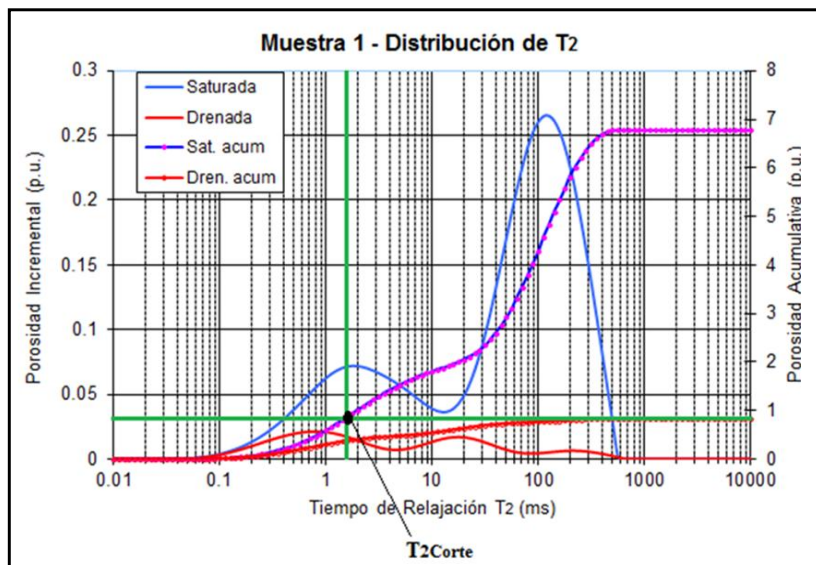
Cálculo de porosidad por Resonancia Magnética.

Se realizaron dos métodos para calcular la porosidad por Resonancia Magnética: a) La que ofrece directamente el equipo utilizando como T_2 de corte de fluido libre de 33mseg y b) Es una propuesta hecha en esta investigación donde no existe un T_2 de corte y se derivan las porosidades a través de la diferencia de valores entre el índice de fluido libre (FFI) y el volumen de fluido irreducible (BVI). El cálculo del área se realizó por el método Numérico de Suma de Riman.

Porosidad obtenida por el software

Este consistió en determinar un T_2 de corte que fue ajustado automáticamente por el software que consiste en hacer una distribución de los T_2 de la muestra saturada y la muestra drenada calculando el umbral del volumen de agua irreducible (BVI).

Para establecer la línea de T_2 cutoff se pasa una recta horizontal sobre la parte más plana de la curva de porosidad acumulada de la muestra drenada y se proyecta al eje Y, donde esta corte con la curva de porosidad acumulada de la muestra 100% saturada. Este punto marca el límite del volumen de índice de fluido libre (FFI) y el volumen de fluido irreducible (BVI). Este se expresa en la siguiente figura tomada de Gutiérrez Luisana, (2014). (Fig. 4)



. Fig. 4 - Procedimiento para el cálculo del T_2 Corte.

T_2 de corte a través nueva propuesta por este trabajo de cero cutoff.

Para calcular la porosidad efectiva se consideró el área bajo la curva de la porosidad acumulada de la muestra saturada al 100% menos el área bajo la curva de la porosidad drenada que corresponde a la diferencia de áreas entre el volumen asociado al agua irreducible al 100% (BVI) y al volumen asociado al agua irreducible drenada (BVI_d), que se llamo "cero cutoff". (Fig. 5)

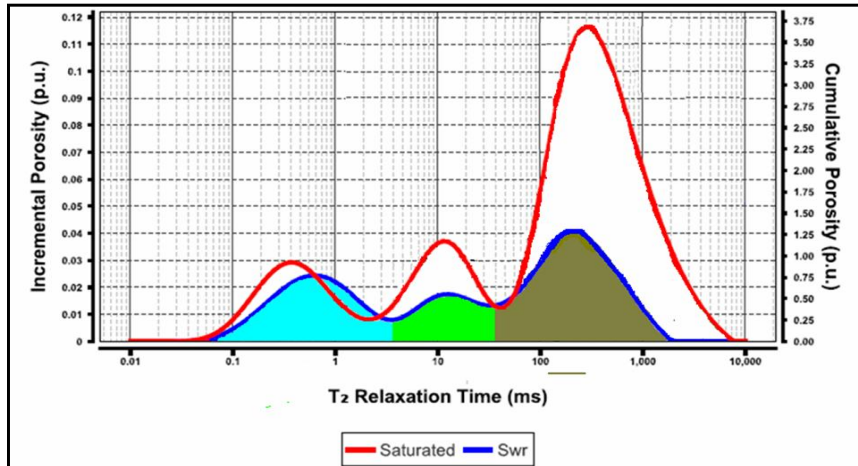


Fig. 5 - Distribución de los fluidos dentro del espacio poral.

Donde FFI es el área de la porosidad efectiva y la curva del índice de fluido libre saturado y el BVI es el área no drenada asociado al agua irreducible. Como se muestran en las siguientes ecuaciones:

$$K = \left[\frac{\phi}{c} \right]^a \left[\frac{FFI_s + \left(\phi_s^{BVI_s} + \phi_d^{BVI_d} \right)}{BVI_d} \right]^b$$

$$\phi = (\phi_s^{FFI_s} - \phi_d^{FFI_d}) + \left[\phi_s^{BVI_s} - \phi_d^{BVI_d} \right]$$

Dónde:

FFI: Índice de fluido libre.

FFIs: Índice de fluido libre saturado.

FFId: Índice de fluido libre drenado.

BVI: Agua asociada a las arcillas drenado.

BVIs: Agua asociada a las arcillas saturado.

a,b: Constantes que valen 4 y 2.

C: Coeficiente de Coetes que vale 10.

El método utilizado para el cálculo de la porosidad fue el de la Suma de Rimman que consiste en dividir el intervalo de tiempo de relajación T_2 en n sub-intervalos con base de $[T_{2n+1} - T_{2n}]$ y altura $[\phi_{n+1}]$. (Fig. 6)

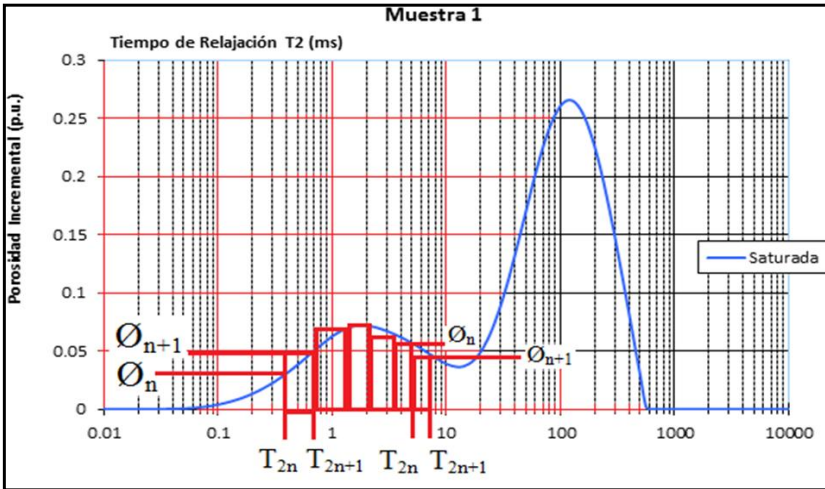


Fig. 6 - Representación de la porosidad en rectángulos.

Medidas de resonancia magnética. Obtención de imágenes en 2D y 3D.

Para la captura de las imágenes se utilizó el concepto de Espacio K, donde se tomaron las muestras más representativas y se colocaron en un equipo de resonancia magnética de alta resolución. Los tapones de roca fueron del tamaño de 7,5 x 2,54cm, previamente embebidos y saturados en aceite mineral para lograr una respuesta de resonancia más rápida de sus hidrógenos excitados; logrando así definir claramente la porosidad y planos de fracturas dentro de la roca.

El ensayo se realizó en mediciones continuas de 64 capas o slices de información de Resonancia Magnética permitiendo imágenes en 2D. Las imágenes se definieron en los tres ejes ortogonales: sagital, transversal y coronal que permitieron reconstruir imágenes en 3D.

Elaboración del modelo petrofísico

Método Determinístico y Probabilístico.

El primer método utilizado para la elaboración del modelo petrofísico fue el Determinístico, donde se calculó el volumen de arcilla partiendo del Índice de Arcillosidad Lineal, seguido de la porosidad total y efectiva escogiéndose el algoritmo Bateman_Konen y el cálculo de la permeabilidad siguiendo el modelo de Timur. El segundo método que se empleó fue el método Probabilístico o Multimin, basado en el cálculo del volumen de roca total (volumen de minerales y fluidos de la formación). Posteriormente se calculó la saturación de agua desarrollando el modelo de Simandoux. Cada método fue calibrado con los datos del núcleo, obtenidos por los resultados de los ensayos convencionales de mercurio como porosidad y permeabilidad y los mismos resultados a partir de los ensayos de Resonancia Magnética Nuclear hechos en el laboratorio.

El índice de porosidad secundaria o de fracturas se calculó a través de las diferencias entre el registro Sónico Dipolar Cruzado y el registro de Densidad.

Los métodos utilizados para la validación de las fracturas en el pozo fueron los siguientes:

Núcleo:

1. Para cuantificar y cualificar la presencia de fracturas en el núcleo se estableció un cutoff en base a la observación:

- Diaclasas altas > 3 fracturas/pie, (color rojo).
- Diaclasas medias: 2 fracturas/pie, (color amarillo).
- Diaclasas bajas: 1 fractura/pie, (color verde).

Aplicaciones del Software Geolog 7.1:

1. Método de Detección de Bordes: Consistió en horizontalizar todos los planos estratigráficos obtenido por la integración del registro de Imagen Resistiva y Sónico Dipolar Cruzado, indicando cualquier presencia de fractura al encontrar un ángulo discordante diferente a la homogeneidad de buzamiento de las capas.

2. Método de Binarización: Consistió en visualizar los contrastes de colores del registro de imágenes resistivas y la determinación de las fracturas con respecto a la matriz.

3. Umbral Dinámico: Consistió en el análisis de la anisotropía obtenida a partir de histogramas donde se establecieron tres categorías:

- Clase 1: fracturas, (color azul).
- Clase 2: matriz, (color amarillo).
- Clase 3: arcillas, (color verde).

Para ello se tomó para la interpretación un cutoff de 0.25 en una escala de 0 a 1. Valores mayores a 0.25 fueron considerados fracturas.

Interpretación de Resultados

1) Obtención de la porosidad y permeabilidad a través de la curva de relajación T_2 e imágenes 2D. Muestra N#3. Profundidad: 18046 pies.

Esta muestra 100% saturada de agua (curva color rojo) indica tres tipos de tamaño poral: dos muy parecidas de poros pequeños, con un tiempo de relajación máximo de 0,6 y 12,58 milisegundos y un tercer poro de mayor tamaño de 177 milisegundos. La diferencia de desplazamiento del pico de la curva saturada con respecto a la curva drenada es de 77%. Lo que indica que es un fluido movable. Esta separación marcada de curvas es típica de una muestra fracturada ya que desplazó gran parte de su fluido libre, su amplitud muy marcada de su porosidad incremental y su T_2 es muy alto. (Fig. 7)

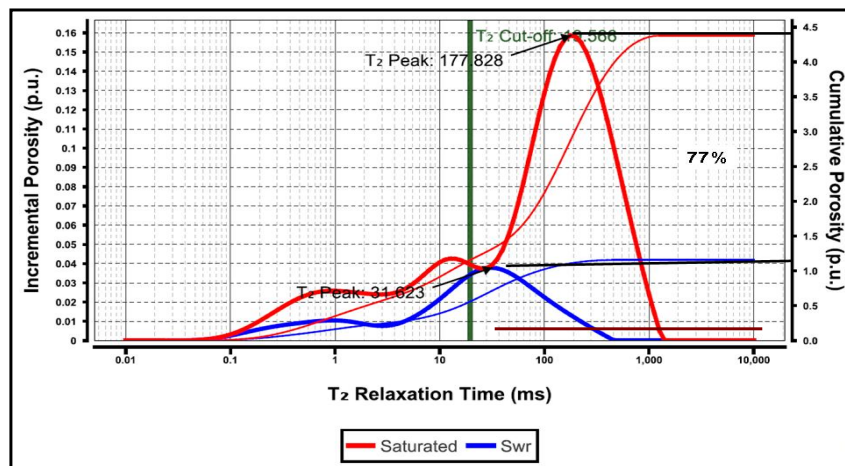


Fig. 7 - Distribución de porosidad total y efectiva a 18046 pies.

La siguiente figura (Fig.8) es la secuencia de imágenes 2D en el plano Z de la muestra anterior (18046 pies) donde se muestra el seguimiento de la fractura y su correspondencia al análisis del gráfico anterior (Fig.7).

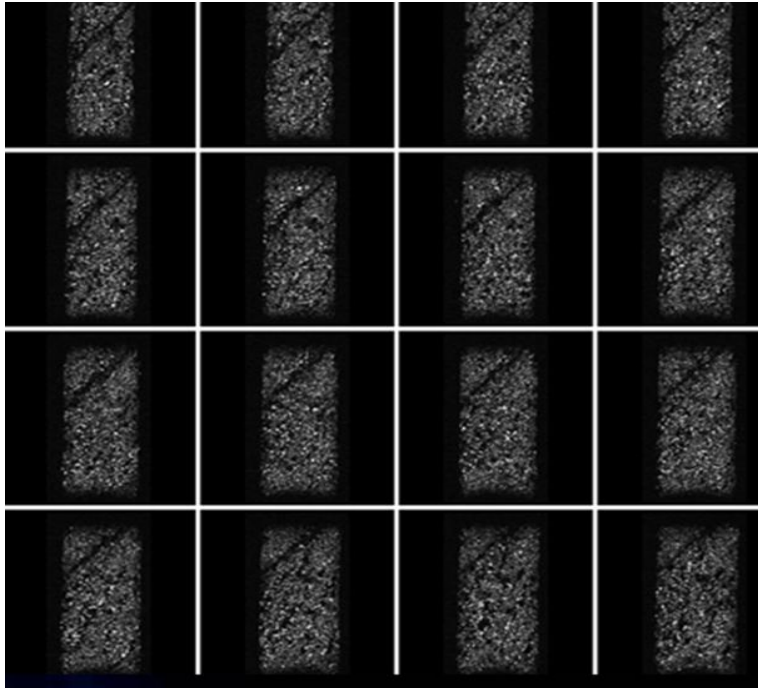


Fig.8 – Imagen 2D del conjunto de planos en el eje Z

2) Obtención de la porosidad y permeabilidad a través de la curva de relajación T_2 e imágenes 2D y 3D. Muestra N#3. Profundidad: 18246 pies.

La muestra 100% saturada de agua indica un comportamiento bimodal de dos tipos de tamaño de poros: un poro pequeño con un tiempo de relajación máximo de 2,81 milisegundos y un segundo grupo de poros de mayor tamaño con una respuesta de 141,23 milisegundos. El desplazamiento casi total del 90% del fluido es movable, comportamiento típico de una fractura abierta en la roca, que permitió el fácil desplazamiento del fluido libre. Interpretado con una separación marcada entre las curvas de porosidad saturada y drenada, su porosidad incremental y T_2 alto. (Fig.9)

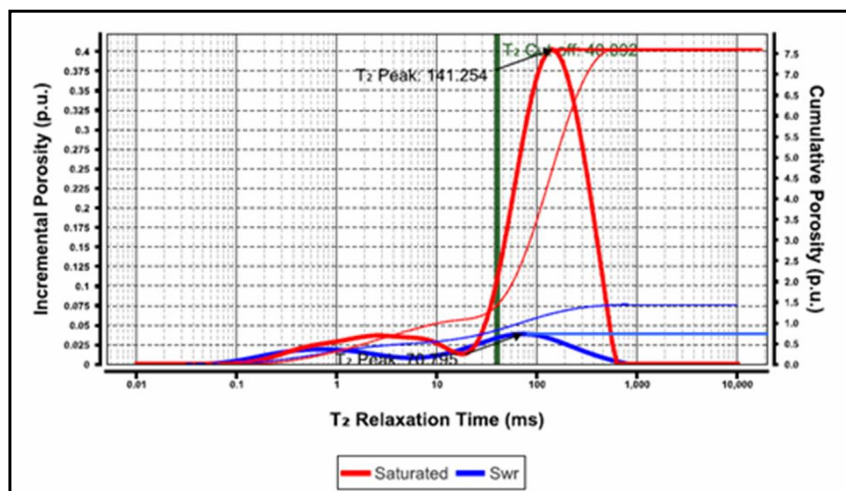


Fig. 9 - Distribución de porosidad total y efectiva a 18246 pies.

La siguiente figura (Fig.10) es la secuencia de imágenes 2D en el plano Z de la muestra anterior (18246 pies) donde hay un seguimiento de la fractura y la figura (Fig.11) muestra su imagen tridimensional del espacio poral de la roca, pudiéndose visualizar claramente sus planos de fractura. Lo cual indica una correspondencia con el análisis del gráfico anterior (fig.9).

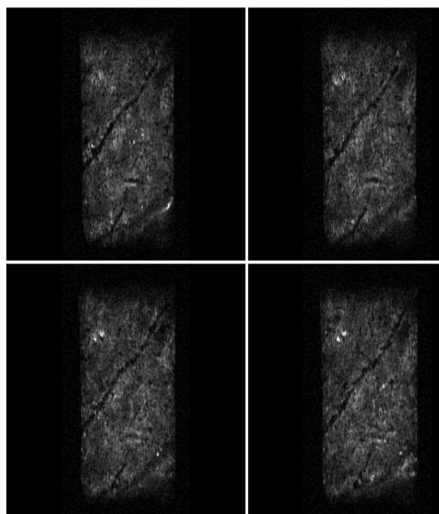


Fig.10 – Secuencia de imágenes 2D y 3D.

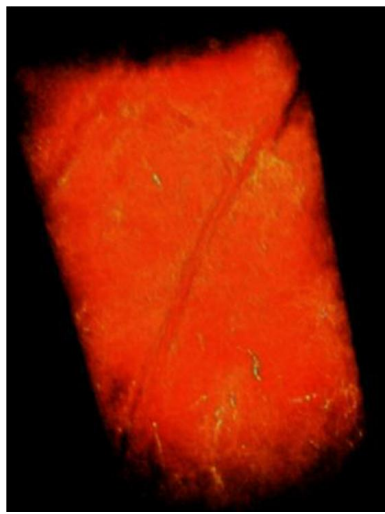


Fig.11 – Espacio poral y planos de fractura en 3D.

3) Desplazamiento hacia la izquierda de la curva de relajación T_2

La diferencia de amplitud entre la curva saturada (rojo) y la curva drenada (azul) indican un volumen de fluido desplazado, concluyéndose que la RMNP no responde al tamaño del poro sino al contenido de hidrógeno en el fluido. Se reconoció también que las rocas a condiciones de yacimiento pueden soportar grandes fuerzas como la presión litostática sin dañar la estructura de su matriz por lo tanto si a condiciones de laboratorio se logró un desplazamiento de líquidos aplicando una fuerza centrífuga que es mucho menor que la presión litostática entonces las reservas aumentarían al demostrar que existe un mayor fluido movable en la roca, siempre y cuando contemos con la tecnología adecuada para extraerlos. De igual manera las porosidades por la suma de Rimmann son en su mayoría más altas que las arrojadas por el T_2 de corte de 33 mmseg de manera convencional. (Fig. 12)

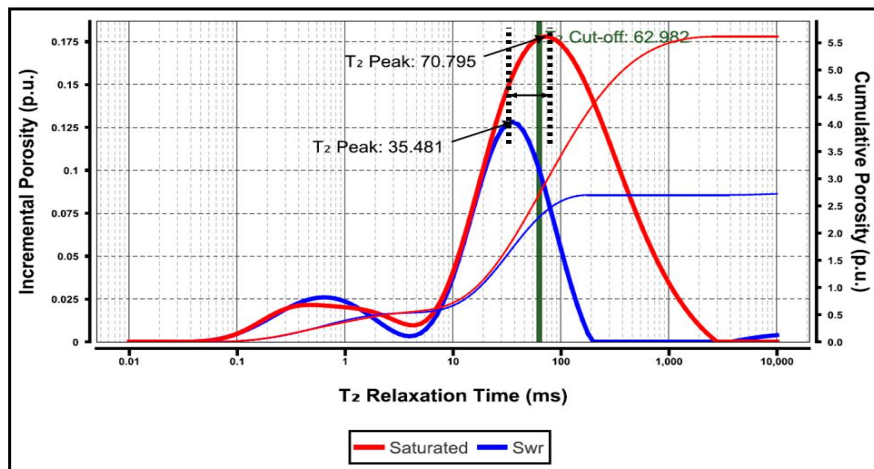


Fig. 12 - Desplazamiento hacia la izquierda de la curva T_2 .

Integración petrofísica.

Para la evaluación Petrofísica se hizo la interpretación por el método probabilístico determinando los tipos de roca a través de nuevas tecnologías como registro de Resonancia Magnética de campo, registro de Imagen Resistiva, registro Sónico Dipolar Cruzado y la incorporación de imágenes en 2D y 3D usando Resonancia Magnética en ensayos de laboratorio, lo que permitió correlacionar las fracturas con el núcleo del pozo y poder determinar la dirección del fracturamiento a lo largo del pozo.

Las respuestas obtenidas por el modelo petrofísico, se respaldaron con las fotografías del núcleo y las fotografías obtenidas en 3D de Resonancia Magnética. Para ello se trabajó en una escala de 1:10 para hacer que la correspondencia sea lo más preciso posible.

Cabe destacar que el núcleo se utilizó como dato de control real con respecto a las estructuras o eventos interpretados en los registros de imágenes, sin embargo, la resolución del registro perfilado de imagen resistiva no permite observar la mayoría de las fracturas descritas que en el núcleo por lo que el registro solo detecta las estructuras de mayor escala. Por lo tanto la cantidad de fracturas identificadas en los registros de imágenes es mucho menor que la cantidad de fracturas identificadas en el núcleo.

En la figura 13 se muestran los resultados de la calibración del modelo petrofísico con los datos de porosidad de los análisis convencionales de núcleo (puntos azules) y los resultados obtenidos por la resonancia magnética (puntos rojos) y permeabilidad de los análisis convencionales de núcleo (puntos azules) y los resultados obtenidos por la resonancia magnética (puntos violetas). Mostrando correspondencia en las porosidades, sin embargo para las permeabilidades no hay coincidencia ya que los criterios para la toma de las muestras de roca en ambos métodos son totalmente diferentes.

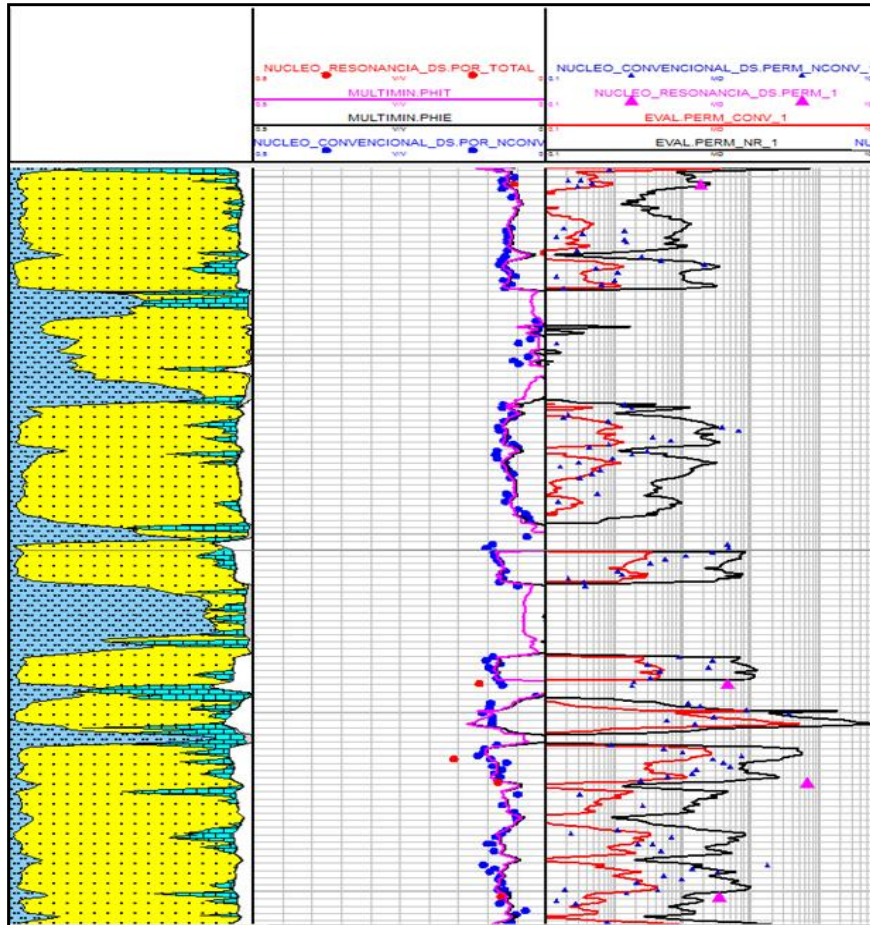


Fig.13 – Datos convencionales de núcleo y por resonancia magnética

En la figura 14 se asocia la litología con la resonancia magnética de pozo y la resonancia hecha en el laboratorio; así encontramos que se muestra en la pista 1 está el volumen de minerales y porosidad total, obtenido por el registro Gamma Ray (amarillo: areniscas, azul: lutitas, celeste: otros minerales, blanco: porosidad total; pista 2 y 3, la correlación de los datos de porosidad y permeabilidad de los

tapones obtenidos por métodos convencionales de mercurio; pista 4, resonancia magnética; pista 5, porosidad y permeabilidad obtenidos por resonancia magnética de laboratorio.

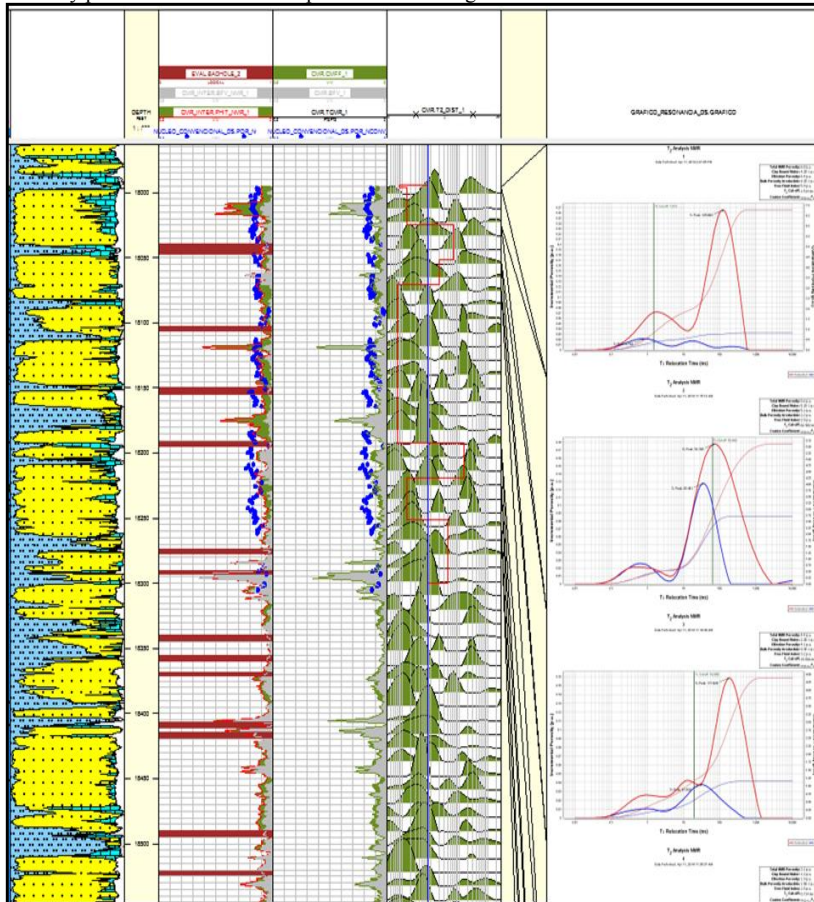


Fig. 14 - Integración Petrofísica con los gráficos T_2 del laboratorio de resonancia.

En la figura 15 se asocia las porosidades del umbral dinámico con las facies sedimentarias y número de diaclasas propuestas; así encontramos que en la pista 1, 2 y 3 el registro de imagen resistiva, visualizando los estratos del yacimiento por contraste de colores; pista 4, Umbral Dinámico con: porosidad total (azul), matriz (amarillo) y arcilla (verde); pista 5, ubicación de las muestras de roca y su posición en el núcleo del pozo y por último en la pista 6, la clasificación propuesta en este trabajo con la visualización del número de diaclasas x pie presentes en el núcleo.

En la figura 16 la interpretación Petrofísica y las fracturas fueron asociadas con las facies sedimentarias descritas en el informe Angelvis P et al., (2012). En donde se encontró que la mayor cantidad de fracturas estaban en las facies arenosas A2X.

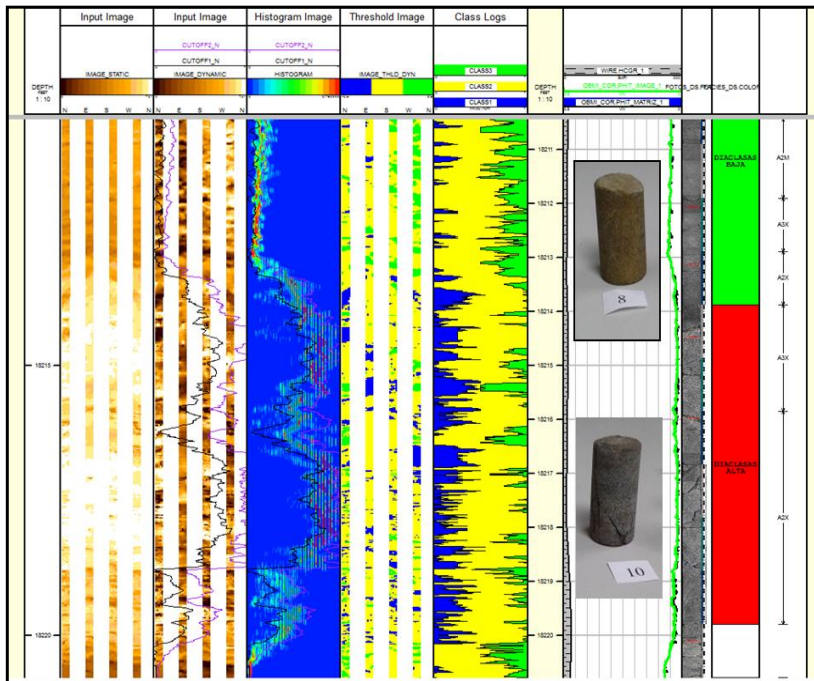


Fig. 15 - Integración Petrofísica.

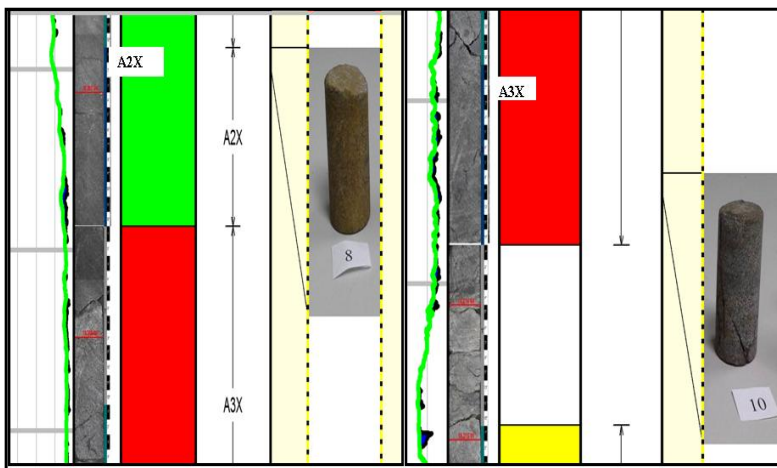


Fig. 16 - Integración Petrofísica con las facies sedimentarias.

Otra forma de interpretar la presencia de fracturas fue aquella donde hubo una separación marcada en la magnitud del registro de las ondas de cizalla rápidas y las ondas de cizalla lenta como lo muestra en la pista uno de la figura 17.

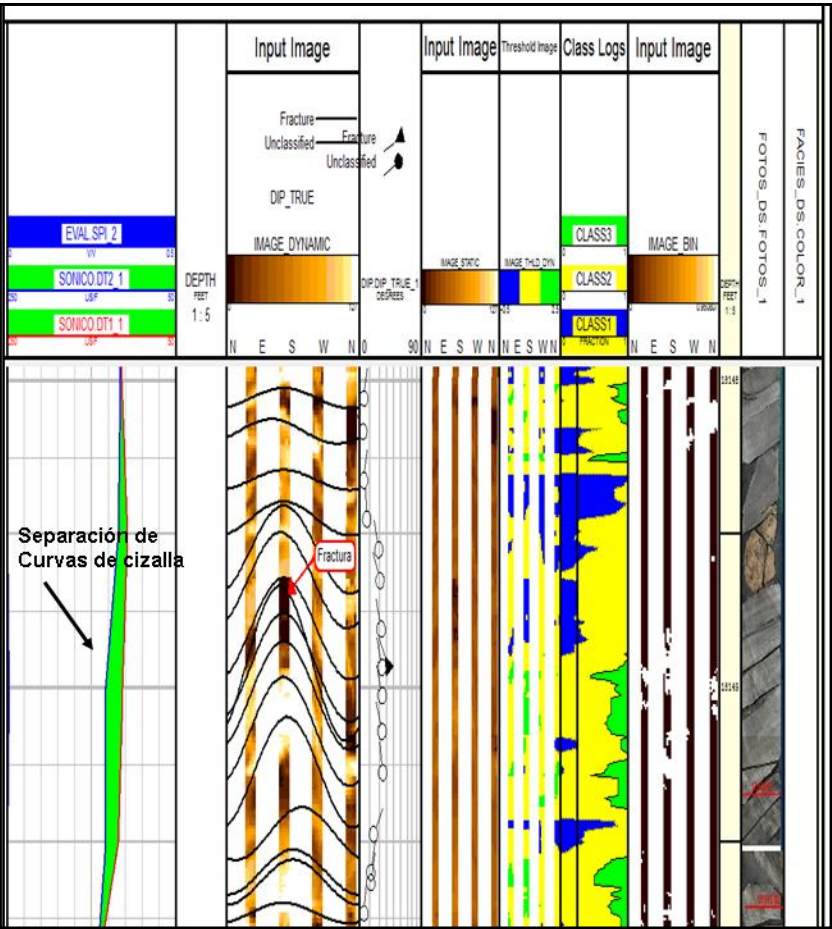
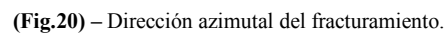


Fig. 17 - Integración Petrofísica con las fracturas.

En la figura 18, se interpretaron las fracturas y se asociaron a las facies, diaclasas y umbral dinámico. Así encontramos en la pista 1 Cáliper del hoyo; pista 2 la curva de registro Sónico de cizalla rápida y lenta. Su separación son indicadoras de posibles fracturas; pista 3 interpretación realizada de los estratos y fracturas pudiéndose observar la anisotropía marcada entre ellos; pista 5 buzamiento de capas; pista 6 interpretación del umbral dinámico con un cut off de 0.25, considerándose zonas fracturadas aquellas mayores de 0.25. Integrando todo esto luego a las imágenes del núcleo y presencia de diaclasas.

La dirección de los esfuerzos horizontales mínimos fueron obtenidos a partir del análisis de las ovalizaciones registradas y de un número de muestras azimutales a lo largo del hoyo. La tendencia principal de la ovalización o dirección del mínimo esfuerzo con un 80% de frecuencia indicaron la dirección del esfuerzo en un rango de 290° a 335° dirección NO-SE”. (Fig.20)



Conclusiones

- La integración petrofísica, los ensayos hechos de resonancia Magnética y el análisis del núcleo presentaron coherencia.
- Con esta metodología fue posible mejorar las técnicas de explotación en base a dos zonas totalmente diferentes: una sección fracturada que va desde 17963 a 18913 pies, porosidad 7.5 % y permeabilidad 92.72 md. tomando la RMN como medidor y una sección Inferior de baja calidad de roca, donde predomina la porosidad primaria que va desde 18913 a 19155 pies, porosidad 5% y permeabilidad 5.6 md. Por lo tanto no es un sistema homogéneo y debe tratarse con parámetros de corte petrofísico diferentes.
- El fenómeno magnético responde al contenido de hidrógenos dentro del fluido y no al tamaño del poro. Si mantenemos el mismo tamaño de poro y drenamos la muestra, la respuesta sería una garganta poral más pequeña. Si el principio magnético no está claro se puede llegar a interpretaciones erróneas.
- Si las fracturas son cerradas se ubicarán en la zona de agua asociada a las arcillas ya que sus valores de T_2 serán bajos pero indicarán que son fracturas por su alto pico en su distribución poral. Su respuesta será el resultado a la película de agua capilar que quedó adherida a las paredes del poro.
- El mercurio es un método contaminante y destructivo, mientras que por Resonancia Magnética los tapones pueden ser re utilizados para otros ensayos de laboratorio.
- Los métodos convencionales por saturación de mercurio y gas no muestran una distribución real de la porosidad efectiva ya que estos no logran penetrar por gargantas porales pequeñas; tampoco dan un volumen de poros no conectados. Sin embargo por Resonancia Magnética se puede determinar la porosidad total y la porosidad efectiva más real de la roca.
- Se lograron obtener de forma clara las imágenes en 2D y 3D del interior de la distribución poral de la roca, visualizar sus planos de fractura y saber si estas se encuentran abiertas o cerradas.

Referencias

- Angelvis, P. et al., 2012, "Análisis Integrado Núcleo-Fluido-Producción De Pozos Ubicados En El Campo Travi, Para El Incremento De Producción Del Área". PDVSA. Daza, Jorge et al., 2004 "Proyecto Norte de Monagas". PDVSA.
- Gutiérrez, Luisiana, 2014 "Aplicaciones De La Resonancia Magnética Nuclear Por Imágenes A La Petrofísica" PDVSA.
- Jaimes, Gerardo 2010, "Aplicaciones de imágenes 2D y 3D mediante Resonancia Magnética Nuclear Pulsada a la Petrofísica".
- Hernández, Jesús, 2011, "Análisis de Fracturas Naturales en el Campo Travi a través de la Integración de Descripción de Núcleos y Registro de Imagen" PDVSA.
- Rodríguez, D, et al., 2006, "Evaluación Petrofísica. Procesamientos DSI-Caliban - Anisotropía. Pozo TRV-3(Fase 8 3/8)". Campo Travi". INTEVEP.



MSC. Rosana Vergara Fontalvo
Petrofísico de Exploración

Calle Los Mangos, Urb. Vista Linda, casa C9 Barcelona. Estado Anzoátegui. Venezuela
Teléfonos: (+58 424-9292934). E-mail: rosanavergara2010@hotmail.com, vergarars@pdvsa.com

ESTUDIOS	Magister Scientiarum: “CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS PETROLEROS”, Universidad Venezolana de los Hidrocarburos. Localidad: Los Teques. Diplomado en “COMPONENTE DOCENTE”, FUNDAUDOS, Puerto La Cruz, 03-05-2017 15-12-2017 Educación Superior: Universidad de Oriente. Localidad: Ciudad Bolívar. Título: Ingeniero Geólogo (Mención Petróleo)
DISTINCIÓN PROFESIONAL	Recibe en el 2015 por parte del Jurado académico de la Universidad Venezolana de los Hidrocarburos la distinción de: "Mención Publicación" a su tema de tesis “Estudio de las Propiedades Física de las Rocas en Muestras de Núcleos de la Formación Naricual del Campo Travi, Mediante Imágenes 2D y 3D de Resonancia Magnética Nuclear Pulsada” para optar a su título de de Magister Scientiarum.
CARGO ACTUAL	Petrofísico de Operaciones y Proyectos exploratorios.
EXPERIENCIA PROFESIONAL	2014-2019. PDVSA, E&P. Proyectos exploratorios. Cargo: Petrofísico de proyecto. Proyecto: “Actualización del modelo geológico del área Roblote, en la cuenca Oriental Venezolana”. Actividad realizada: Modelo petrofísico con la validación y edición de perfiles de pozos, correlación núcleo-perfil identificación de facies, caracterización petrofísica de pozo, asociaciones de facies, mapas de isopropiedades de porosidad, espesores de facies de roca potencialmente hidrocarburíferas. Cargo: Petrofísico de Operaciones. Planificación, seguimiento y evaluación de perfiles de registros eléctricos en pozos exploratorios haciendo el análisis del historial de producción y pruebas de pozos vecinos, indicadores previos durante la perforación del pozo, análisis de núcleos, fluorescencia en muestras de rípios, interpretación de perfiles eléctricos básicos y nuevas tecnologías como Sónico Dipolar, Resonancia Magnética, Gamma Ray Espectral, Dieléctricos, muestras de PVT, con el fin de generar un modelo petrofísico en el campo durante la perforación del pozo que indique el potencial del yacimiento y el tipo de fluido presente en pozos exploratorios. Áreas de investigación: Centro Sur, Occidente y Oriente de Venezuela. Pozos: LOL 3X, RG305, ROE 4X, ROE 5, ROE 6X, J510, TRV 3, TAG 19. 2009-2010 PDVSA, E&P. Proyectos exploratorios. Cargo: Petrofísico de proyecto. Proyecto: “Proyecto Rubio Cuenca Sur Oriente”. Actividad realizada Modelo petrofísico: validación y edición de

	perfiles de pozos, correlación núcleo-perfil identificación de facies, caracterización petrofísica de pozo, asociaciones de facies, mapas de isopropiedades de porosidad, espesores de facies de roca potencialmente hidrocarburíferas. 2001-2009 PDVSA E&P. Cargo: Petrofísico de Operaciones. Actividad realizada: Seguimiento geológico operacional en pozos durante la perforación, determinación de topes Formacionales y asentamiento de revestidores. Seguimiento y evaluación petrofísica de Registros eléctricos en pozos exploratorios en las áreas Centro Sur, Occidente y Oriente de Venezuela., para conocer el potencial del yacimiento y el tipo de fluido presente. Pozos: FRA 1X, FRA 2, BOR 6, SABANETA 1X, OBI 3X, OBI 4, TRAVI 1X, TAG 19, BEJUCAL 6, TOR 3, GF 209, GF 213. 1998-2000. E&P. Proyectos exploratorios. Cargo: Petrofísico de proyecto. Proyecto: “Proyecto Burgua, Cuenca Sur Oriente”. Actividad realizada: Modelo petrofísico con la validación y edición de perfiles de pozos, correlación núcleo-perfil identificación de facies, caracterización petrofísica de pozo, asociaciones de facies, mapas de isopropiedades de porosidad, espesores de facies de roca potencialmente hidrocarburíferas.
--	--



Dr. Gerardo Jaimes
Físico

Puerto la Cruz, Anzoategui, Venezuela
Tel : +58 4265822644, +58 2812780323
Email : gjaimes@fisica.ciens.ucv.ve

Field Code Changed

ESTUDIOS	Doctor PhD. En Ciencias Tesis Doctoral (Karlsruhe, Alemania): Aplicaciones de la Resonancia Magnética Nuclear a la Petrofísica. (Reconocimiento a Excelencia). Universidad Central de Venezuela Magister Scientiarum MSC. En Instrumentación Tesis de Maestría: Diseño y construcción de un equipo para la prospección eléctrica e polarización inducida (Mención Honorífica). Universidad Central de Venezuela. Licenciado Lic. En Física Tesis: Diseño y construcción de un equipo generador de gradiente de campo magnético con aplicaciones a la resonancia magnética nuclear. Universidad Central de Venezuela Técnico Superior TSU. En Electrónica Universidad Central de Venezuela
CARGO ACTUAL	Geofísico

EXPERIENCIA PROFESIONAL	Julio 2019. – Sept. 2010	Petróleos de Venezuela PDVSA. Gerencia de Exploración, Gerencia de Geofísica
	Cargo:	Supervisor líder de Geofísica de pozos. Tareas
	realizadas:	Coordinar los procesos que de nuevas tecnologías
	Agosto 2010. – Feb. 2009	Petróleos de Venezuela PDVSA -INTEVEP Gerencia de Exploración, Laboratorio de roca fluidos.
	Cargo:	Investigador Sénior
	Tareas realizadas:	Obtención, interpretación e integración de datos mecánicas, acústicas y eléctricas de rocas de yacimientos petrolíferos
	Enero 2009. – Sept. 2003	Petróleos de Venezuela PDVSA. Gerencia de Exploración, Gerencia de Nucleoteca
	Cargo:	Superintendente de laboratorios de Propiedades físicas
	Tareas realizadas:	Coordinar procesos de propiedades físicas de rocas
	Nov. 1995. – Feb. 1988	Universidad Central de Venezuela. Facultad de Ciencias, Escuela de Física
	Cargo:	Técnico de Investigación Científica
	Tareas realizadas:	Apoyo en las actividades de investigación en las áreas de física molecular, resonancia magnética nuclear en medios porosos y sus aplicaciones a la industria petrolera