

EVALUACION PETROFISICA EN RESERVORIOS NATURALMENTE FRACTURADOS

Edwin Mendiolaza Bazaldúa

Savia Perú Rivera Navarrete 501-Piso 12 San Isidro Lima Perú

RESUMEN

Las Evaluaciones Petrofísicas en Reservorios Naturalmente Fracturados, corresponden a un tipo especial de reservorio cuya presencia en el mundo comparada con los reservorios clásticos son menores, por tal razón los programas computarizados de evaluación petrofísica fueron desarrollados generalmente para los reservorios clásticos. Los programas de evaluación clásticos se han acondicionado y modificado utilizando el método de Aguilera, para evaluar petrofísicamente los reservorios fracturados.

UBICACION

El trabajo se ha realizado en la Cuenca Sechura, Noroeste peruano, Departamento de Piura, Provincia de Sechura en los yacimientos de San Pedro, San Francisco, Esperanza ubicados en Offshore. Comprendidas en las siguientes coordenadas: (Ver Fig. 1)

Coordenada Norte:
9°410,00 m a 9°370,000 m.

Coordenada Este:
485,000 a 510,00 m.

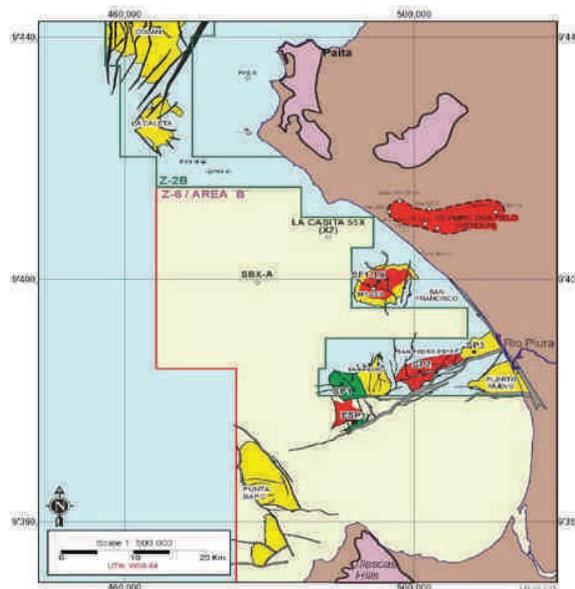


Figura 1. Mapa de Ubicación

ASPECTOS GEOLOGICOS

Geológicamente.– Ubicados en la Cuenca Sechura, Noroeste peruano donde se encuentran los yacimientos de San Pedro, San Francisco y Esperanza.

Estratigráficamente.– Corresponde a una secuencia indiferenciada del Grupo Amotape. (Ver Fig. 2)

Sedimentariamente.– Conformada por Cuarzitas gris clara a blanca grisácea, muy duras, angulares. Cuarzo blanco hialino a lechoso, de grano grueso, medio, poco de fino, angulares. Fillitas grises oscuras, micromicáceas, duras, Argillitas grises oscuras, moderadamente duras, micromicáceas.

Estructuralmente.– Corresponde a una serie de bloques localizados a una subcuenca definido por los Cerros de Paita y Cerros de Illescas.

Medio Ambiente depositacional.– Las cuarzitas del Grupo Amotape fueron preliminarmente depositadas como una secuencia arenosa en un ambiente Deltaico de zona Intermareica o Sómara.

EVALUACION PETROFISICA EN ROCAS NATURALMENTE FRACTURADAS

Obtenidos los registros eléctricos convencionales se prepara el registro compuesto (Ver Fig. 3). Posteriormente se prepara el registro con información de los reservorios naturalmente fracturados. Cualitativamente los registros de arcillosidad (SP) y (GR), nos ayudaran a definir las zonas de cuarcitas, diferenciándolas estas de las Fillitas, Argillitas, confirmando esta información con el registro fotoeléctrico (PEF); luego definimos los valores de resistividad máximos y mínimos para conocer la presencia de fluidos, realizadas estas evaluaciones rápidas se procede a obtener los principales parámetros para una evaluación cuantitativa para los Reservorios Naturalmente Fracturados, estos parámetros son los siguientes:

- 1-Exponente de doble porosidad “m”.
- 2-Exponente de Saturación de Agua “n”.
- 3-Parámetro estadístico “P”.
- 4-Porosidad de Matriz.
- 5-Porosidad de Fracturas.
- 6-Coeficiente de Partición “V”.
- 7-Saturación de Agua del Sistema.

1-Exponente de doble porosidad “m”.- Este parámetro definido por la fórmula desarrollada por Roberto Aguilera es:

$$\log R = -m \log \emptyset + \log R_w$$

Este parámetro también puede ser obtenido por el gráfico del Pickett Plot. Ver Fig. N° 4

R_w : Resistividad del Agua de Formación

2- Exponente de Saturación de Agua “n”.- Roberto Aguilera postula que “n” en un reservorio fracturado tiene el valor de 1, y según Archie “n” en un reservorio intergranular su valor es 2, por tanto se concluye que “m” es igual a “n” entonces “n>1 y <2”. (Ver Fig. 4)

3-Parámetro Estadístico “P”.- Sustentado en la fórmula de Porter, la que se define como:

$$P = R_t (\Delta t - \Delta t_m)^m$$
$$P^{1/2} = [R_t (\Delta t - \Delta t_m)^m]^{1/2}$$

Este parámetro se obtendrá de un gráfico probabilístico o Gaussiano. (Ver Fig. 5)

R_t : Resistividad verdadera

Δt_m : Tiempo de transito de la Matriz.

Δt : Tiempo de transito del Perfil.

4 y 5- Porosidad de Matriz – Porosidad de Fracturas:- Estos parámetros son obtenidos mediante las fórmulas:

$$\emptyset_t^{-m} = 1 / [V \emptyset + (1-V) / \emptyset_b^{-mb}]$$

$$\emptyset_t = \emptyset_b + \emptyset_f$$

\emptyset_t : Porosidad Total; \emptyset_b : Porosidad de Matriz

\emptyset_f : Porosidad de Fracturas

6-Coeficiente de Partición “V”.- De acuerdo a la fórmula de Pirson tenemos que el Coeficiente de Partición es:

$$V = \emptyset - \emptyset_b \emptyset (1 - \emptyset_b) \text{ por tanto tendremos } V = V_f / V_t$$

V_f : Volumen de Fracturas; V_t : Volumen Total.

7-Saturación de Agua del Sistema.- En los reservorios fracturados tendremos que la Saturación del Agua de Formación estará representada por la Saturación de Agua del Sistema (S_{wt}). Esta Saturación esta representada por la siguiente fórmula:

$$S_{wt} = (P/P_a)^{-1/n}$$

S_{wt} : Saturación de Agua del Sistema.

Finalizado la obtención de todos estos parámetros se procede a correr el programa para así obtener el Registro Petrofísico en Rocas Naturalmente Fracturadas, Este registro nos muestra las curvas de Arcillosidad, información Litológica, información Cromatográfica (Gas), información de Resistividades, Porosidades, Pendiente “m”, “v”, Porosidad de la matriz, Porosidad de la Fractura y las Saturaciones del Agua de Formación. (Ver Fig. 6)

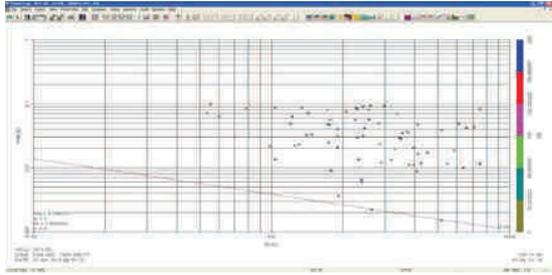


Figura 4. Cálculo de “m”

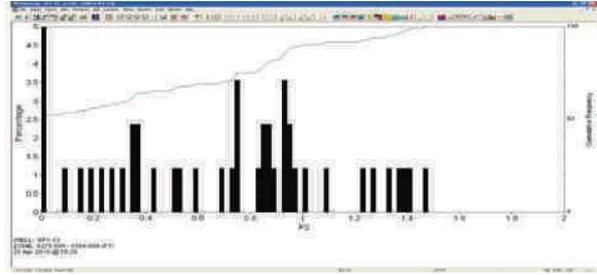


Figura 5. Cálculo Parámetro estadístico “p”

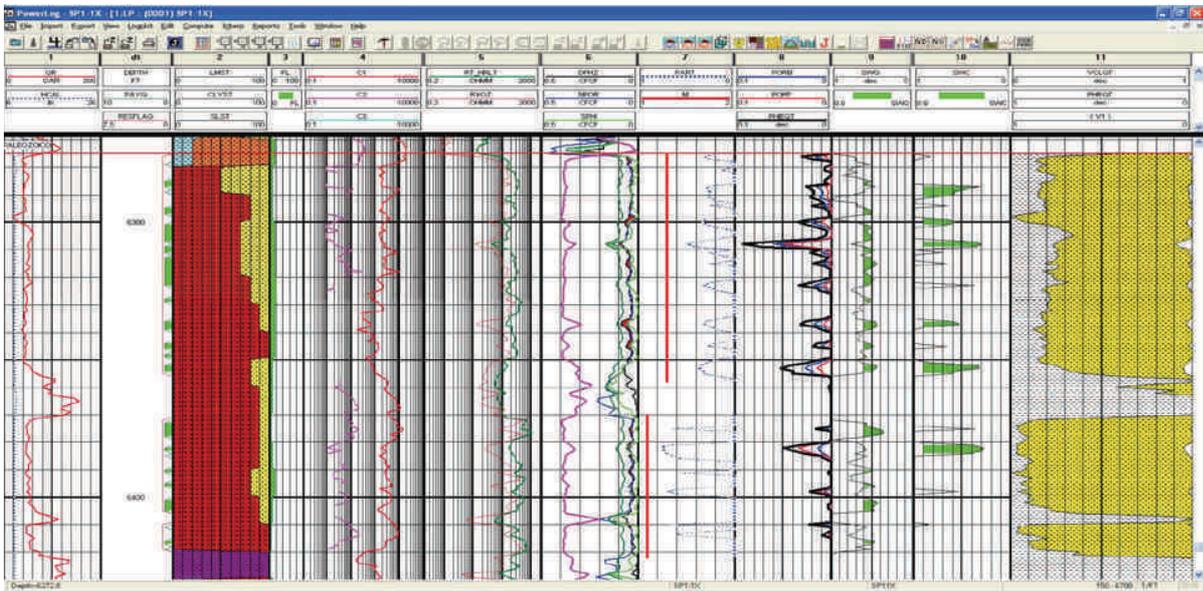


Figura 6. Registro Petrofísico

Registros de Imágenes

El registro de imágenes utilizado es el Formation Micro Imager (FMI). Este registro inicialmente es evaluado cualitativamente, posteriormente se realiza un procesamiento para su interpretación final donde se determina: Fracturas de Resistividad, Fracturas Conductivas o abiertas, Fracturas Parciales, Fracturas inducidas, Fallas, los Breakouts. Así mismo tendremos los valores de buzamiento y dirección de las fracturas las que serán presentadas en estereogramas de rosetas. (Ver Figs.7, 8 y 9).

s que

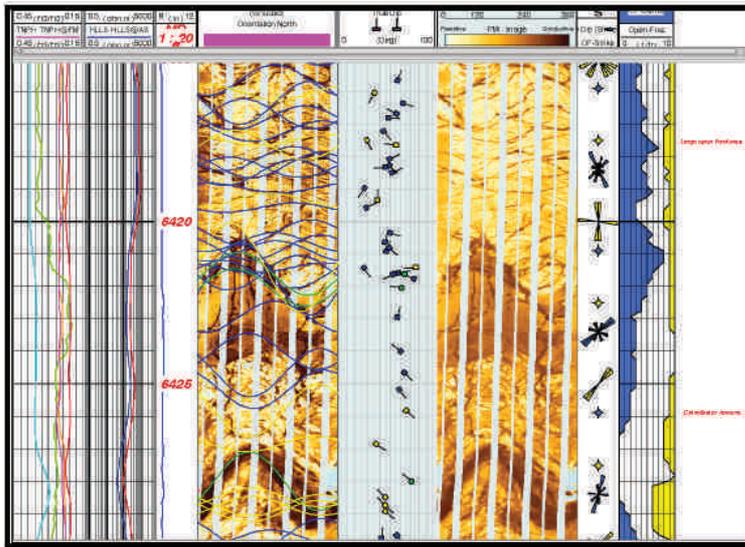


Fig. N° 7 Registro de imágenes interpretado

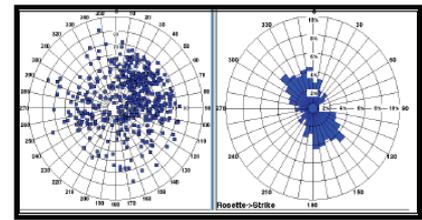


Fig. N° 8 Registro de imágenes interpretado

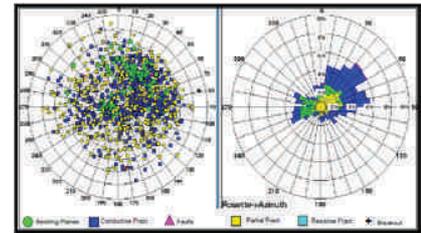


Fig. N° 9 Estéreo Net, rosetas de fracturas conductivas.

También se tiene los registros Sónicos de Imágenes que son: El Sónico Dipolar (DSI) y el Sonic Scanner, que comprueba la presencia de fracturas abiertas en correlación con el FMI.

El registro Sonic Dipolar (DSI). Utiliza las ondas Compresionales, Shear y Stoneley Para obtener la información de este registro se tiene que procesar la información del DSI. Se tiene varios tipos de procesos, un procesamiento es el Son-Frac (Sonic Fracturing) el que en su modo Stoneley crea reflexiones conocidas como el “Patrón Chevron” las que nos proporcionan los Coeficientes de Reflexión que nos indicaran las zonas con presencia de fracturas abiertas. Esta información es llevada en un registro de imágenes. (Ver Fig. 10)

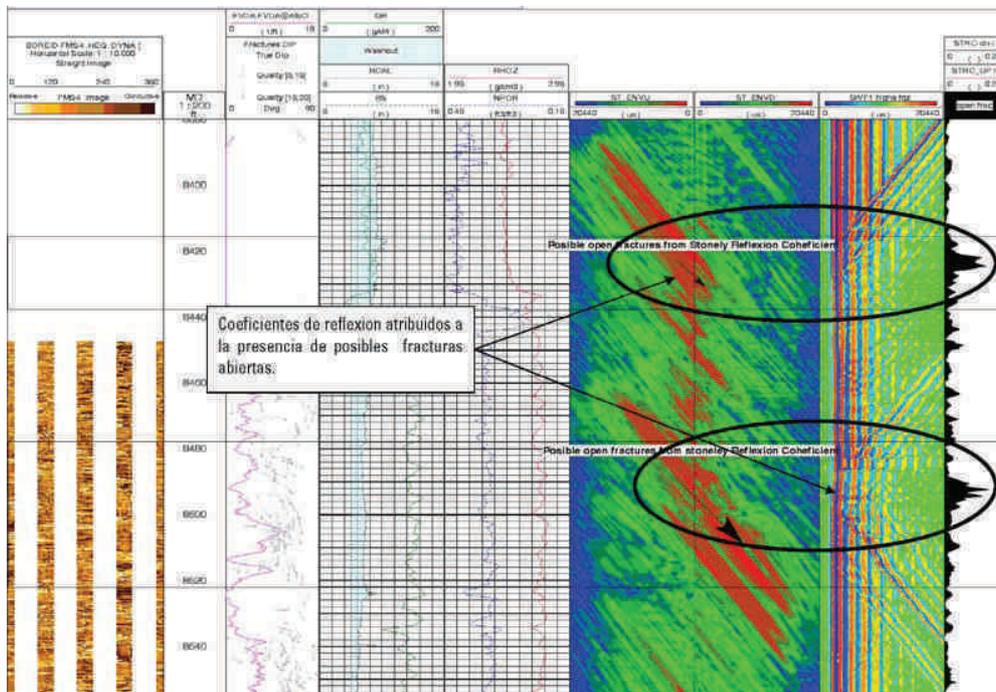


Fig. N° 10 Registro DSI Sónico Bipolar de Imágenes. (Sonic Fracturing).

CONCLUSIONES

Podemos concluir que los reservorios Paleozoicos en los Yacimientos de San Pedro, San Francisco y Esperanza son Reservorios Naturalmente Fracturados. Los reservorios Paleozoicos cuentan con doble porosidad, principalmente porosidad secundaria por las fracturas y una mínima presencia de porosidad primaria. Los reservorios Paleozoicos Naturalmente Fracturados cuentan con una buena permeabilidad de fluidos por tanto tienen buenas producciones de hidrocarburos, mayoritariamente las producciones iniciales de cada pozo son mayores de los 1000 Bls de petróleo.

REFERENCIAS

Naturally Fractured Reservoirs: *Roberto Aguilera. Tulsa, Oklahoma. USA.*

Evaluación Petrofísica en Reservorios Naturalmente Fracturados Aplicación del Software Tyta. *Daniel Pérez. Argentina.*

FMI Fullbore Formation MicroImager. *Schlumberger Brochure.*

DSI Dipole Shear Sonic Imager. *Schlumberger Brochure.*