



DEFINICIÓN DE GARGANTAS PORALES, UNIDADES DE FLUJO E IDENTIFICACIÓN DE ZONAS FRACTURABLES EN BASE A PERFILES PARA LA FORMACIÓN LOS MOLLES EN EL ÁREA CENTENARIO

Ing. Agustín Gonzalez – Dirección de Reservorios

El siguiente trabajo está basado en los estudios preliminares realizados en la Formación Mulichinco en el área Aguada Pichana, en este caso además de obtener un modelo de garganta poral para definir tipos de roca e identificar niveles con mayor capacidad de almacenamiento y de flujo, se propone contrastar estos resultados con un análisis de fragilidad de la roca, a fin de identificar los niveles más aptos para realizar una estimulación hidráulica, todo esto a partir de un análisis de las descripciones petrofísicas sobre un conjunto de coronas pertenecientes a la Formación Los Molles en el área de Centenario.

Los datos de petrofísica básica de las coronas fueron analizados en un principio con el fin de observar promedios. Para la porosidad en condiciones STD¹ se obtuvieron promedios de 8,9% y el caso de la permeabilidad, el promedio fue de 0,73 mD, en condiciones STD.

Por otro lado, se analizó la relación entre los valores de porosidad y permeabilidad a condiciones STD con los valores obtenidos en condiciones de confinamiento (NOBP)². En las figuras 1 y 2 se muestran las ecuaciones de correlación, 1 y 2 respectivamente, obtenidas para cada una de las propiedades.

$$\phi_{NOBP} = 0,868 * (\phi_{STD}) - 0,085 \quad (\text{Ec. 1})$$

$$K_{NOBP} = 0,069 * (k_{STD})^{0,86} \quad (\text{Ec. 2})$$

¹STD: Condiciones Estándar.

² NOBP: Net Over Burden Pressure.

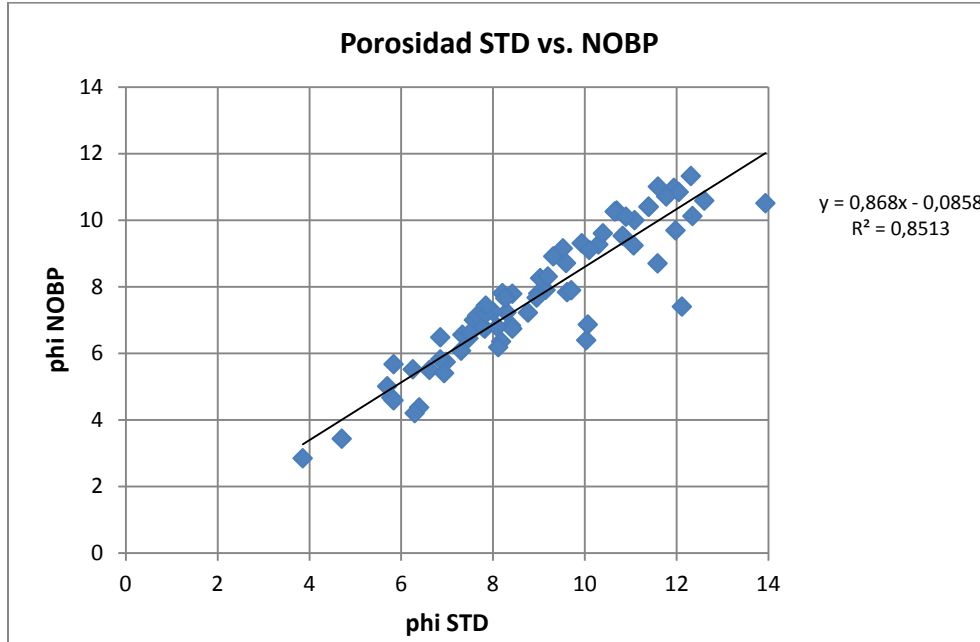


Figura 1: Gráfico de correlación para la porosidad.

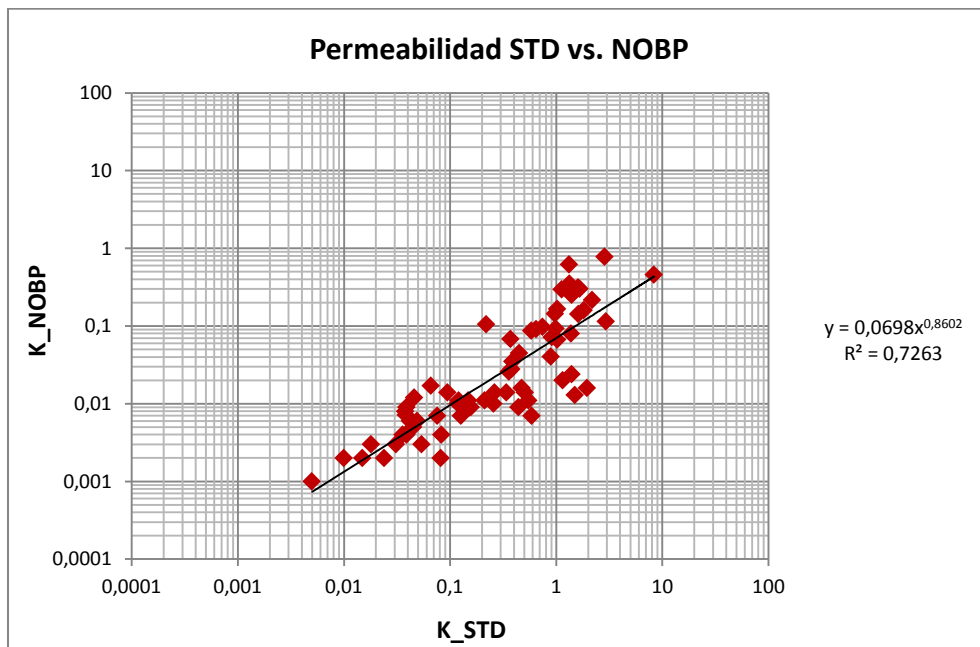


Figura 2: Gráfico de correlación para la permeabilidad.



Además se analizó el efecto de compactación que sufre la roca en el subsuelo y como se ven afectadas las propiedades petrofísicas a raíz de este efecto. En el caso de la porosidad, sufre una reducción del 14,15% en condiciones NOBP. Mientras que la permeabilidad, se ve reducida aproximadamente en un 89% en condiciones de confinamiento.

Por otro lado, los datos de coronas fueron utilizados para determinar las diferentes familias de tipos de roca. A partir de este análisis se definió el modelo de garganta poral dominante del sistema poroso, y los perfiles de garganta de poro para cada tipo de roca.

El tamaño de garganta poral fue estimado a partir de la metodología de *Winland*, quien desarrolló una relación empírica entre la porosidad, permeabilidad y el radio de garganta poral correspondiente a una saturación de Mercurio del 35% (R35), a partir de la siguiente ecuación:

$$\log(R35) = 0,732 + 0,588 \log(k) - 0,864 \log(\emptyset) \quad (\text{Ec. 3})$$

Donde R35: es el radio efectivo de las gargantas porales (micrones) correspondiente a una saturación de Mercurio del 35%, k: es la permeabilidad al aire no corregida (mD) y \emptyset es la porosidad (%) ambas a condiciones STD.

En la figura 3, se puede observar la distribución de porosidad y permeabilidad para cinco pozos, junto a las diferentes familias de tipos de roca obtenidas con la metodología de *Winland*.

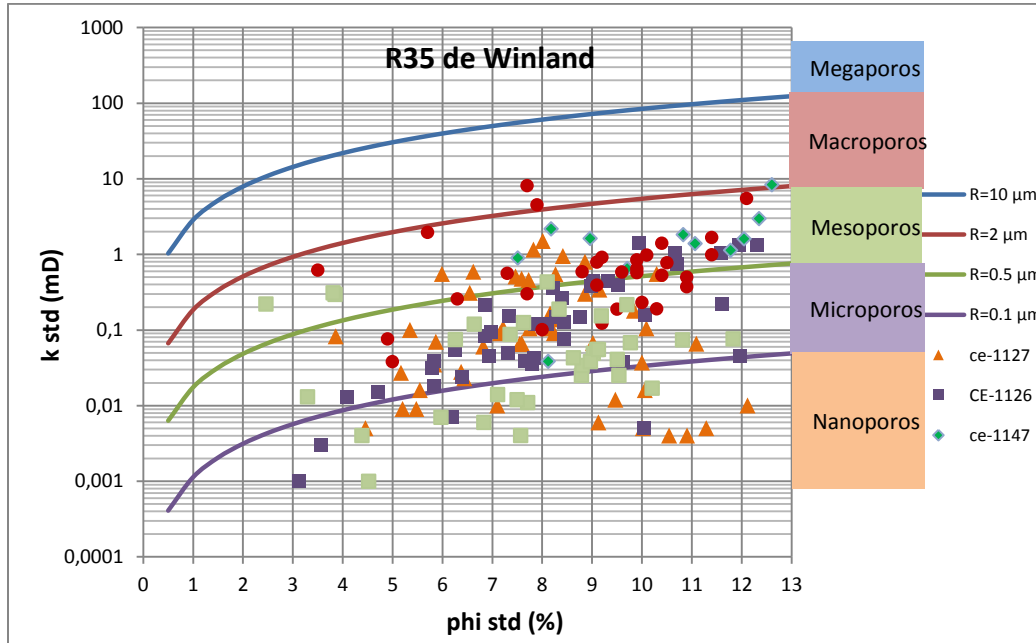


Figura 3: Distribución k-phi. Asociación de familias de tipos de roca según *R35 de Winland*.

Particularmente en los pozos Ce-1126 y Ce-1147 se puede observar la distribución de las diferentes familias de gargantas de poro que dominan el flujo (figura 4), destacando que las coronas pertenecientes al pozo Ce-1126 corresponden a una profundidad mayor que en pozo vecino, lo cual se traduce en una pequeña disminución en los radios de gargantas porales.

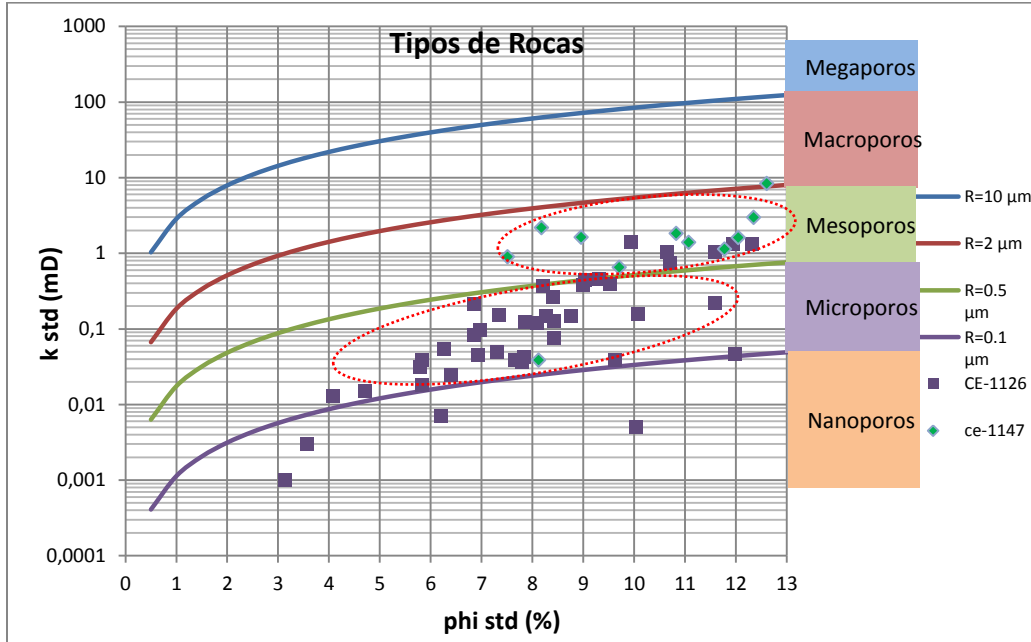


Figura 4: Familias de Tipos de roca para los pozos Ce-1126 y Ce-1147.

Una vez definido el modelo de garganta de poro dominante, se deben vincular las familias de tipos de rocas halladas con los registros eléctricos de pozo para así llevar el modelo a aquellos intervalos que no cuentan con datos de laboratorio.

Se comenzó con buscar un modelo que ajuste los registros eléctricos a los datos de porosidad y permeabilidad. Para la porosidad, el mejor ajuste se obtuvo en algunos pozos con el perfil de densidad y en otros con el sónico. Mientras que para la permeabilidad, se decidió trabajar con la relación k - ϕ a partir de los datos de laboratorio, para el total de los pozos se volcaron los datos en un grafico k - ϕ y se buscó la ecuación que mejor ajuste los datos (figura 5), obteniéndose las ecuaciones siguientes:

$$\text{Permeabilidad: } k(mD) = 0,001 * e^{[0,55 * \phi(\%)]} \quad (\text{Ec. 4})$$

$$\text{Porosidad - Densidad: } \phi \log = \frac{\rho_{ma} - \rho_{log}}{\rho_{ma} - \rho_{fl}} \quad (\text{Ec. 5})$$

$$\text{Porosidad - Sonico: } \phi \log = \frac{Dt_{\log} - Dt_{ma}}{Dt_{fl} - Dt_{ma}} \quad (\text{Ec. 6})$$

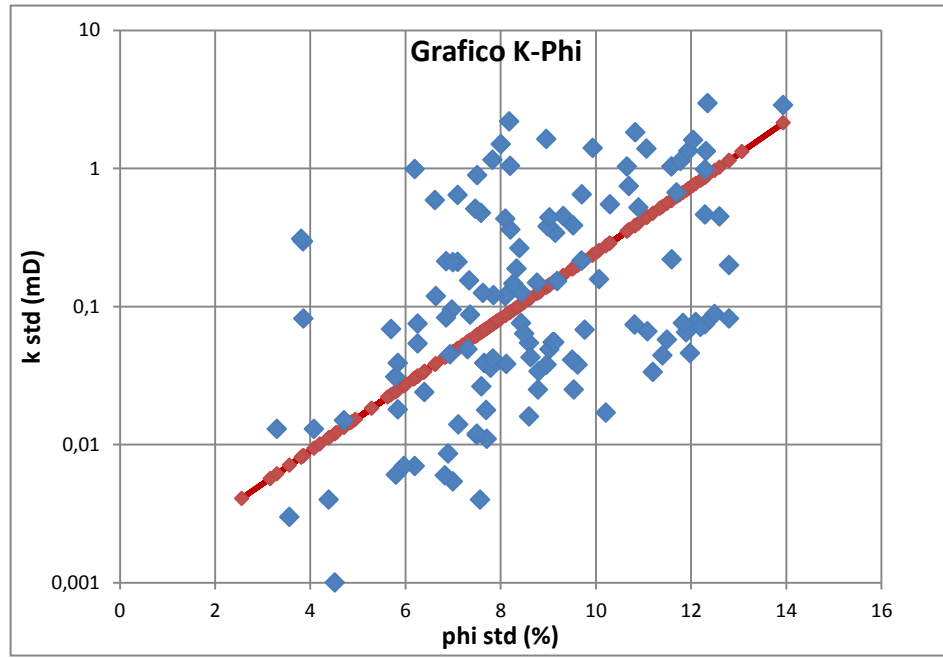


Figura 5: Ajuste de permeabilidad en función de la porosidad para el pozo ChO.x-1.

Una vez ajustados los modelos de porosidad y permeabilidad en cada uno de los pozos, se procede a calcular el radio de garganta de poro dominante utilizando el modelo de roca *R35 de Windland*, teniendo en cuenta la siguiente clasificación:

Roca nanoporosa: $R < 0,1 \mu\text{m}$

Roca microporosa: $0,1 \mu\text{m} < R < 0,5 \mu\text{m}$

Roca mesoporosa: $0,5 \mu\text{m} < R < 2 \mu\text{m}$

Roca macroporosa: $2 \mu\text{m} < R < 10 \mu\text{m}$

Roca megaporosa: $R > 10 \mu\text{m}$



En la figura 6 se presenta una sección donde se puede observar el perfil de radios de gargantas porales calculados en función de la porosidad y permeabilidad junto con el ajuste a los datos de laboratorio.

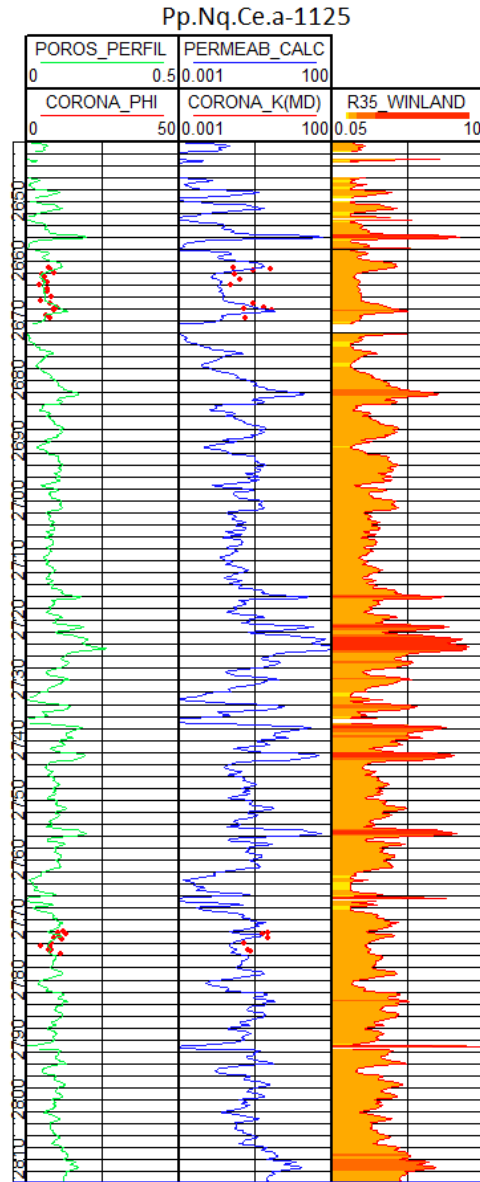


Figura 6: Perfiles de radios de gargantas porales calculados. Ajuste con datos de laboratorio.



En función a los tipos de roca identificados, se tomaron paquetes de intervalos con características similares definidos por un tope y una base, a partir del cual se procedió a calcular el producto de $k \cdot H$ (capacidad de flujo) y de $\phi \cdot H$ (capacidad de almacenamiento), y sus respectivos promedios (figura 7). Se pueden diferenciar fácilmente zonas con buena calidad de roca, es decir, zonas con buena capacidad de flujo y de almacenamiento, de aquellas con mala calidad de roca.

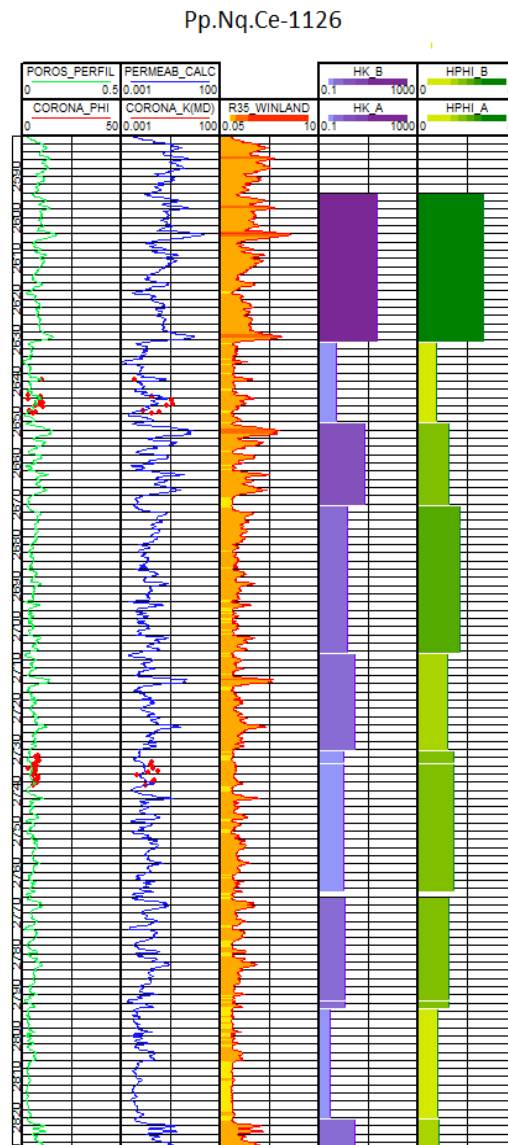


Figura 7: Capacidad de flujo y de almacenamiento en cada uno de los intervalos definidos por el tipo de roca.



Finalmente, se decidió calcular el *Modulo de Young* y el *Coefficiente de Poisson* con el fin de identificar niveles aptos de fracturar hidráulicamente. Estos cálculos se basan en la teoría de que a partir de los perfiles de densidad (RHO), sónico compresional (DT, DTC Y DTCO) y sónico de corte (DTSM) se pueden obtener los módulos de Young (M.Y) y el Coeficiente de Poisson (C.P). Para ello se utilizaron las siguientes formulas:

$$\text{Coeficiente de Poisson (adimensional): } C.P = \frac{(Vp^2 - 2 * Vs^2)}{2 * (Vp^2 - Vs^2)} \quad (\text{Ec. 7})$$

Dónde: Vp y Vs son las velocidades (km/seg) de las ondas compresionales y de corte respectivamente.

Se debe tener en cuenta que los perfiles devuelven el dato de tiempo de tránsito (µseg/ft) de la onda dentro de la formación, por lo tanto, se tienen que hacer las correspondientes conversiones antes de aplicar la ecuación.

$$\text{Modulo de Young (MPa): } M.Y = 2 * \rho * Vs^2 * (1 + C.P) \quad (\text{Ec. 8})$$

Donde ρ es la densidad aparente de la muestra (kg/m^3).

Este cálculo fue realizado solamente en uno de los pozos debido a la ausencia de los perfiles sónico en el resto de los pozos.

Se tomó como punto de partida el método propuesto por *Grieser y Bray*, quienes proponen una relación entre el C.P y el M.Y para diferenciar entre rocas dúctiles y frágiles. La hipótesis que plantean es que las rocas dúctiles presentan bajos valores en su M.Y y altos en su C.P, mientras que las rocas frágiles presentan un M.Y de moderado a alto y C.P bajo.

Una vez calculados los perfiles correspondientes al M.Y y C.P, se procede a realizar el cruce entre ellos, a fin de identificar aquellos niveles que satisfacen la condición de frágiles y por lo tanto candidatos a fracturar (figura 8). Este resultado se contrasta con los cálculos de capacidad de flujo y capacidad de almacenamiento, además de los niveles



punzados por la empresa operadora a fin de concluir que a aquellos niveles con buena capacidad de flujo y de almacenamiento se debe considerar también la fragilidad de la roca a la hora de realizar los punzados y estimulación de la misma.

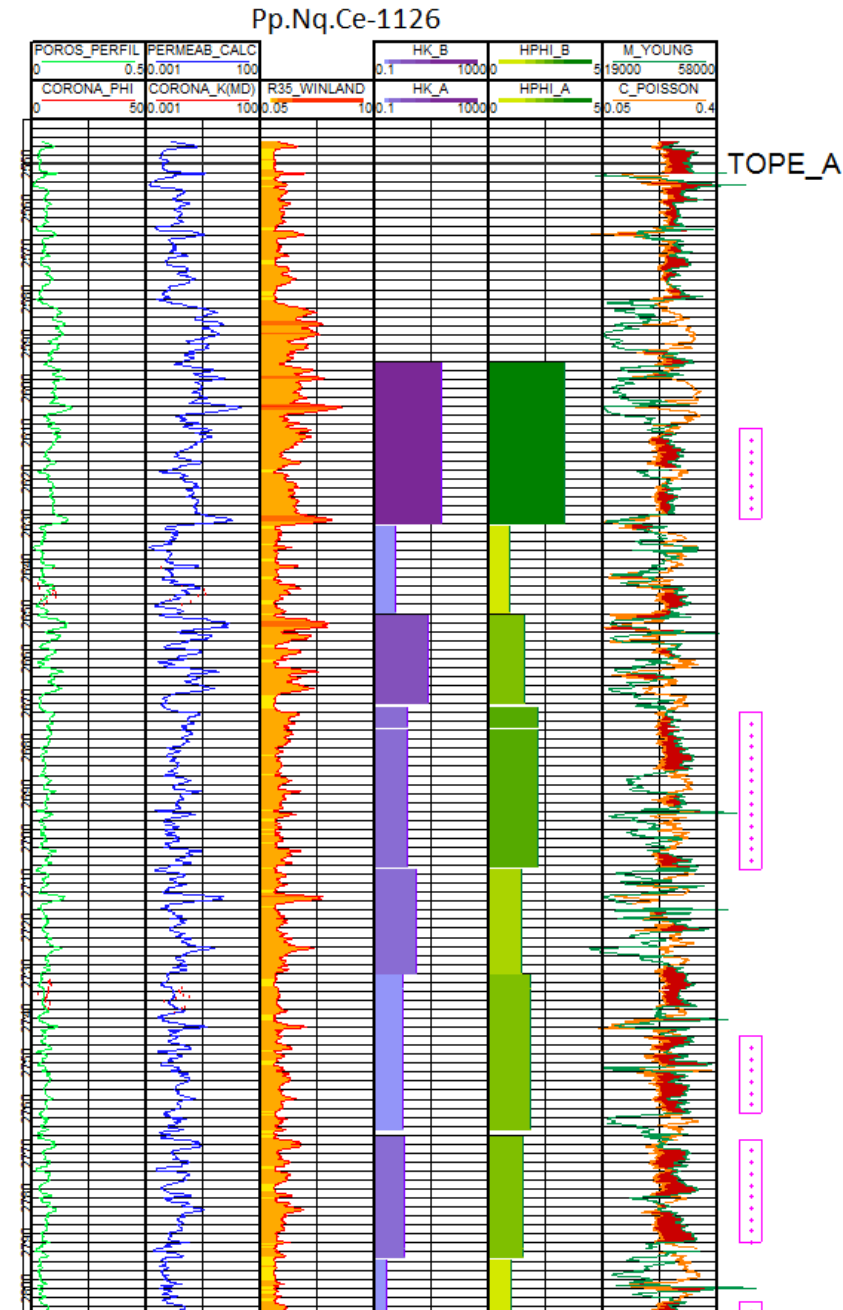


Figura 8a. Identificación de niveles a fracturar mediante el cálculo de *Modulo de Young* y el *Coficiente de Poisson*.

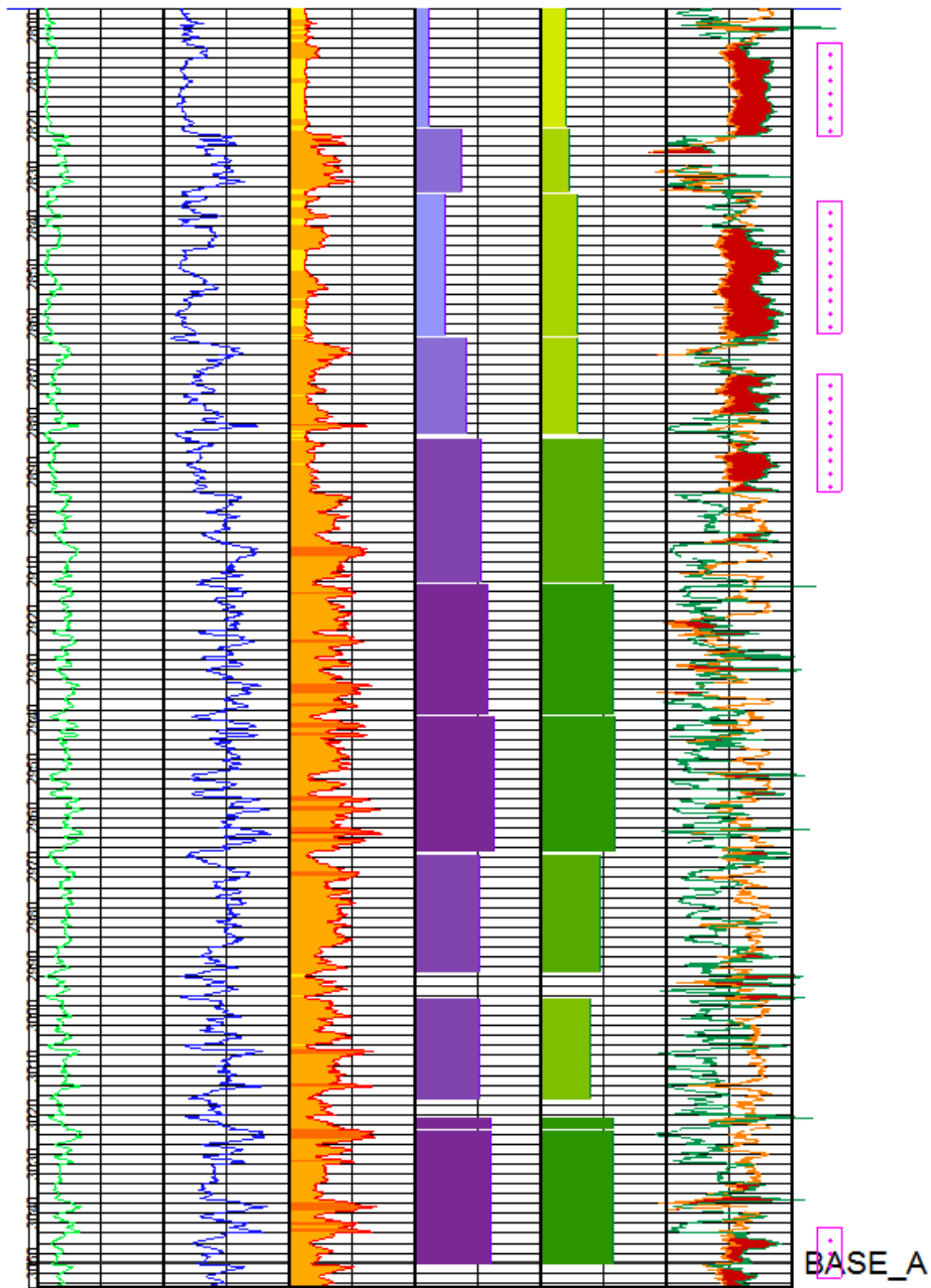


Figura 8b. Identificación de niveles a fracturar mediante el cálculo de *Modulo de Young* y el *Coficiente de Poisson*.



Consideraciones finales

- El modelo de garganta de poral obtenido, *R35 de Winland*, es confiable ya que los niveles identificados por tipo de roca se corresponden tanto en capacidad de almacenamiento como de flujo.
- Al volcar en profundidad los punzados efectuados por la empresa operadora se pudieron verificar los resultados hallados, se observa que estos se ubican en lugares con buena calidad de roca, es decir, con buena capacidad de almacenamiento y de flujo.
- Se pueden observar niveles con capacidad de almacenamiento y/o flujo que no fueron de interés en el momento de la terminación y estimulación, esto puede justificarse con el uso en conjunto del *Coficiente de Poisson* y el *Modulo de Young* los cuales pueden llegar a discriminar niveles frágiles de aquellos no frágiles.