

10º Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos
Sesión de Geomecánica: Eficiencia e innovación a través de la geomecánica en la exploración y desarrollo de reservorios

CÁLCULO DE PROPIEDADES PETROFÍSICAS Y GEOMECAÑICAS PARA OPTIMIZAR LAS ESTIMULACIONES HIDRÁULICAS EN LA FORMACIÓN LOS MOLLES, ÁREA AGUA DEL CAJÓN, NEUQUÉN, ARGENTINA

Alejandro Nawratil¹, Nicolás Fumagalli², Leonardo Minisini³

1: CAPSA, alejandro.nawratil@grupocapsa.com.ar

2: CAPEX, nicolas.fumagalli@grupocapsa.com.ar

3: San Antonio, lminisini@sanantoniointernacional.com

Palabras clave: Los Molles, petrofísica, geomecánica, estimulaciones

ABSTRACT

This paper is about the calculation method used to estimate petrophysical and geomechanical properties based on the electrical logs which allow a simulation and optimization of stimulations in the Los Molles Formation in the Agua del Cajon Block. Different options also appear according to the available logs, since in most cases only basic log sets exist. These properties are: shale volume, effective porosity, gas permeability, Poisson ratio and dynamic and static Young moduli. The joint work between the operator of the area and the service company in charge of stimulations allowed the unification of criteria and the adjustment of calculation values, thus improving the hydraulic fractures design in order that the behavior of the stimulation to be carried out be as adjusted to the design as possible.

INTRODUCCIÓN

La Fm. Los Molles representa uno de los mejores ejemplos de los llamados reservorios de baja permeabilidad, que requiere de estimulaciones para poder producir el gas que contiene.

Capex, pese a haber desarrollado una vasta experiencia en su explotación, siempre está atenta a la incorporación de nuevas tecnologías y/o procesos que permitan optimizar la producción y en consecuencia la ecuación económica de los proyectos.

En este marco es que hemos concentrado esfuerzos en conjunto a fin de unificar criterios de cálculo de las variables de entrada del simulador de fracturas, con el objetivo de lograr una mayor eficiencia de las mismas.

UBICACIÓN Y MARCO GEOLÓGICO

El bloque Agua del Cajón se ubica unos 20 kilómetros al oeste de la ciudad de Neuquén,

inmediatamente al norte del Río Limay (Fig. 1) y lindante en su esquinero SE con la localidad de Plottier.

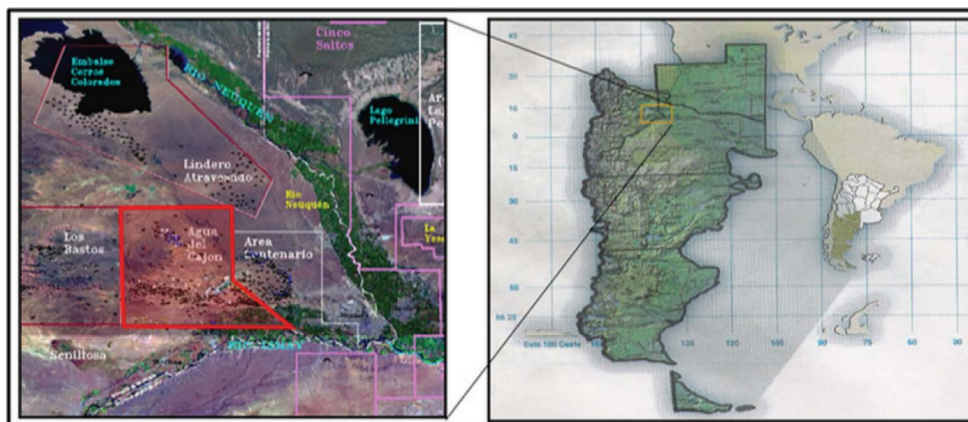


Figura 1. Ubicación del bloque Agua del Cajón.

Desde el punto de vista geológico se encuentra en el ámbito de la Dorsal de Huincul, atravesado en el sur por la falla homónima (Fig. 2). Podemos diferenciar varias zonas: el sector sur, con mucha influencia de la Dorsal de Huincul, intensamente fallado, el central, menos afectado y limitado al norte por una falla inversa y por último, al norte de esta falla, un sector con fallas distensivas de rumbo general NW-SE.

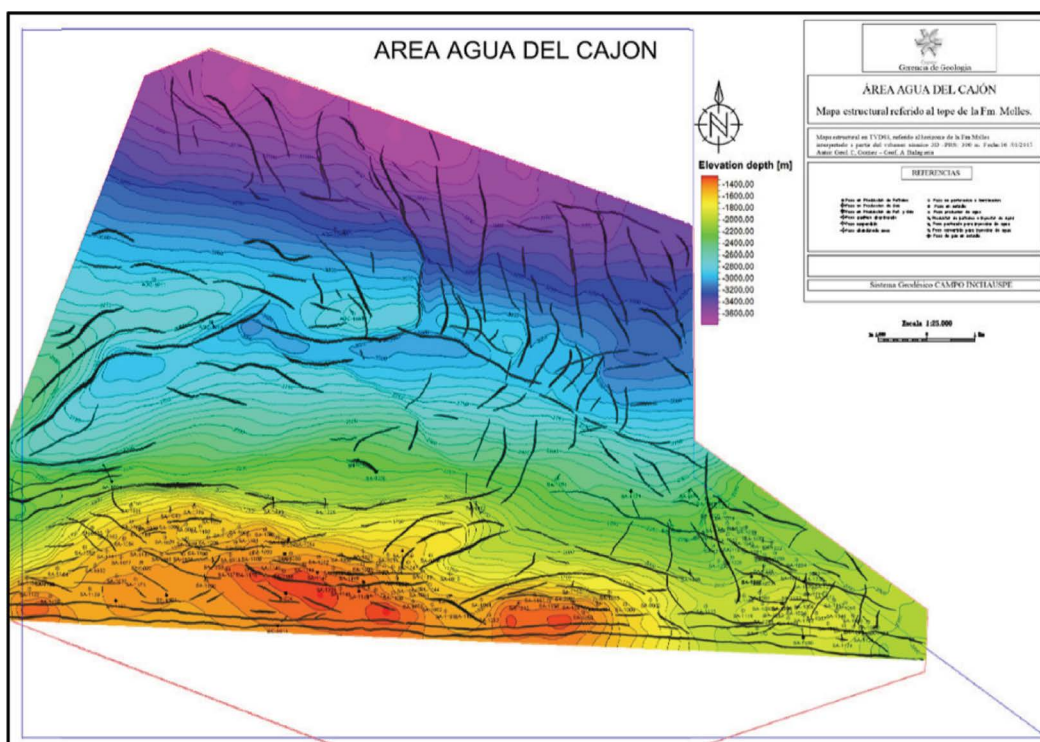


Figura 2. Estructural referido al tope de Los Molles.

La columna estratigráfica del bloque es la que se presenta a continuación, y nuestro estudio se concentrará en el Cuyano Inferior (Fig. 3).

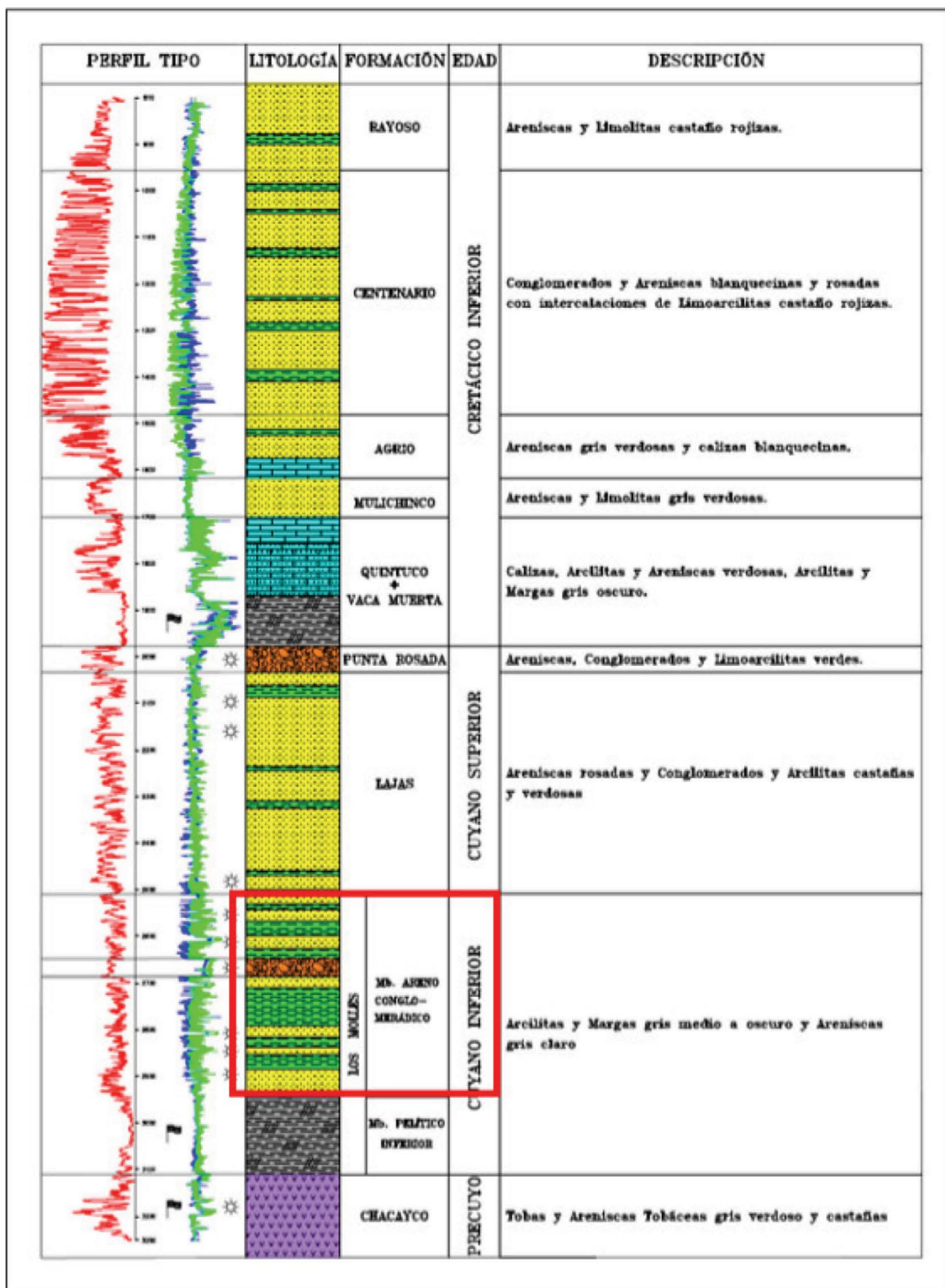


Figura 3. Columna estratigráfica correspondiente a la zona estudiada.

La Formación Los Molles, litológicamente está compuesta por areniscas arcillosas, finas a gruesas, wackes, conglomerados y tufitas subordinadas (Fig. 4). En cuanto a su ambiente de depositación, sería compatible con un frente deltaico con dominante influencia fluvial (Rial 2017).

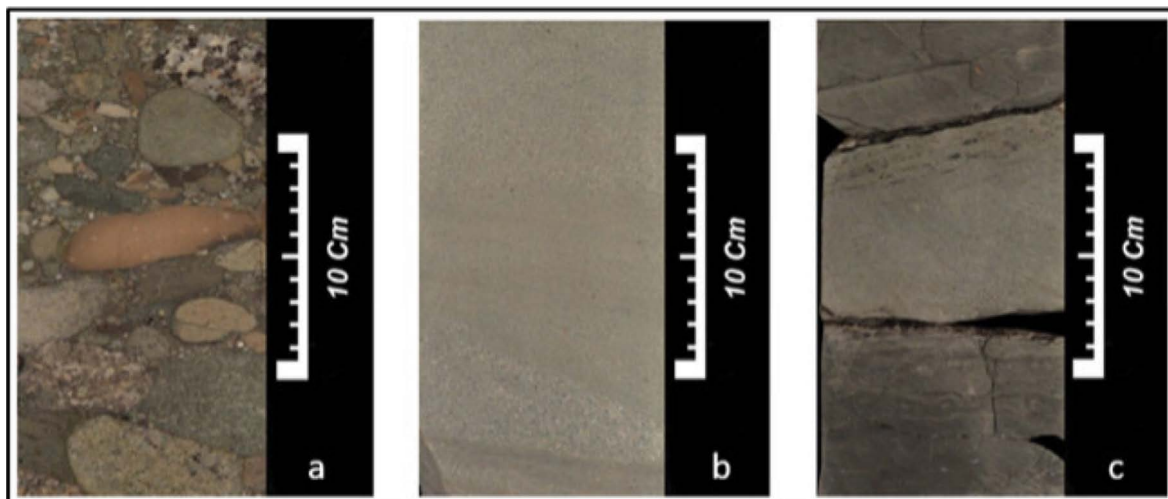


Figura 4. a) Conglomerado polimíctico, b) arenita con estratificación entrecruzada, c) limoarcilitas y wackes finos intercalados.

Como rasgo destacado, podemos mencionar el acuñaamiento del Cuyano hacia el sur, conformando una trampa combinada (Fig. 5).

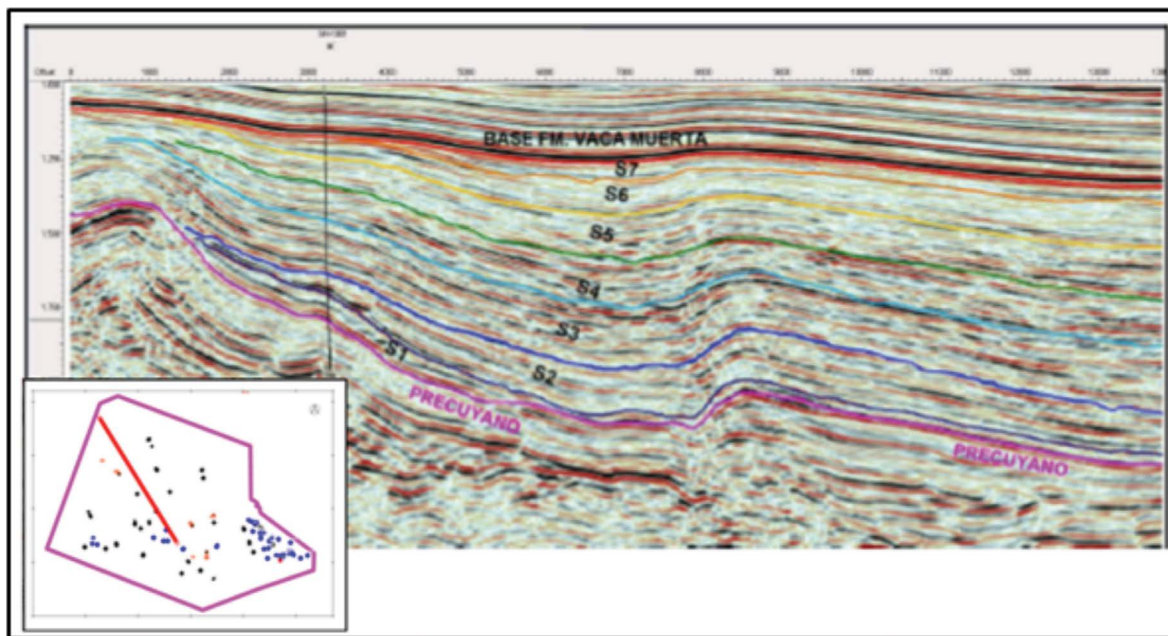


Figura 5. Sección sísmica arbitraria SE-NW. Tomado de. Gutiérrez Pleimling y Ambrosio, 2017.

METODOLOGÍA

La metodología aplicada se basa en un conjunto de ecuaciones simples y de uso frecuente en la industria, y están referidas tanto a propiedades petrofísicas como geomecánicas, las cuales serán tratadas por separado más adelante. Los pozos donde se aplica son verticales o desviados, pero atraviesan el objetivo en forma vertical, con un número variable de etapas de fractura, dependiendo de la cantidad de capas a estimular y la distribución vertical de las mismas, pero que en general varía entre 3 y 5 etapas.

Petrofísica

Las variables de entrada del simulador son tres:

Arcillosidad o volumen de arcilla (VCL): si bien se han desarrollado múltiples ecuaciones para calcular la arcillosidad a partir del perfil de rayos gamma, se optó por la de Clavier (1971) (Fig. 6). La esporádica presencia de areniscas radioactivas nos llevó a incluir el perfil de potencial espontáneo en el cálculo, de tal manera que el VCL resulta una combinación de los registros de potencial espontáneo y rayos gamma (SP-GR). Encontramos que esta combinación es la que mayor coincidencia muestra con la litología descripta en los controles geológicos disponibles en la zona (Nawratil 2018).

Las siguientes son las fórmulas utilizadas:

$$VCL_{sp} = \frac{(SP - SP_{ss})}{(SP_{sh} - SP_{ss})} \quad (1)$$

Donde VCL_{sp}= volumen de arcilla derivado del SP
 SP= valor del potencial espontáneo en el punto a determinar el VCL_{sp}
 SP_{ss}= valor del SP en areniscas limpias
 SP_{sh}= valor del SP en arcillas

$$VCL_{gr} = 1,7 - \sqrt{3,38 - (IGR + 0,7)^2} \quad (2) \quad (\text{Clavier 1971})$$

Donde VCL_{gr}= volumen de arcilla derivado del GR
 IGR= índice de GR

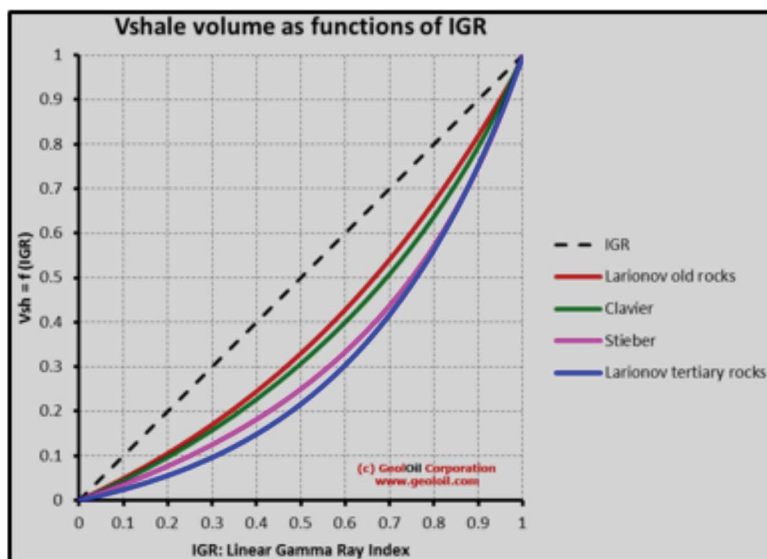


Figura 6. Gráfico con las diferentes funciones utilizadas para calcular volumen de arcilla a partir de GR.

La siguiente figura muestra a modo de ejemplo una correlación entre la litología descrita en el control geológico en el primer track y la obtenida mediante cálculo de perfiles eléctricos en el segundo (Fig. 7).

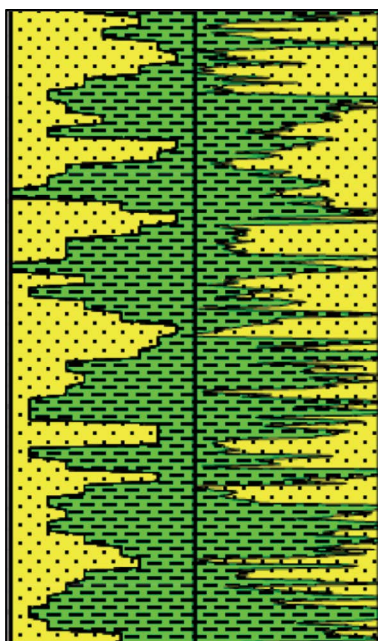


Figura 7. comparación de VCL.

Porosidad efectiva o PHIE: La porosidad efectiva corresponde al volumen de poros interconectados que contribuyen al flujo de los fluidos presentes en el reservorio.

Se obtiene a partir de la interpretación de saturación de agua, para la que se utiliza la fórmula de Simandoux Modificada (Simandoux 1963; Bardon *et al.* 1969), con un software ad hoc (Powerlog).

$$\frac{1}{RT} = \frac{(PHI^m * Sw^n)}{(1 - VCL)} * a * Rw + \frac{VCL * Sw}{RT_{clay}} \quad (3)$$

Donde RT= resistividad verdadera
 PHI= porosidad total
 Sw= saturación de agua
 n = exponente de saturación
 VCL= volumen de arcilla
 a= factor de tortuosidad
 Rw= resistividad del agua de formación
 RTclay= resistividad de las arcillas

Permeabilidad al gas o Kgas: en este caso utilizamos la ecuación de Wyllie & Rose (1950) para gas seco, que fue contrastada con datos de corona y testigos rotados (Figs. 8 y 9).

$$K_{gas} = \left(79 * \frac{PHIE^3}{SWIRR} \right)^2 \quad (4)$$

Donde Kgas= permeabilidad al gas
 PHIE= porosidad efectiva
 SWIRR= saturación de agua irreducible

Si bien los datos de laboratorio son escasos, resultaron consistentes con las permeabilidades calculadas (Nawratil 2018), por lo que no se consideró necesario realizar ningún ajuste, al menos hasta disponer de un mayor volumen de datos.

Para coronas se obtuvieron valores de $r=0,90$ y $r^2=0,82$, mientras que para testigos laterales rotados solo se pudo hacer una correlación visual por disponer solo de 2 valores.

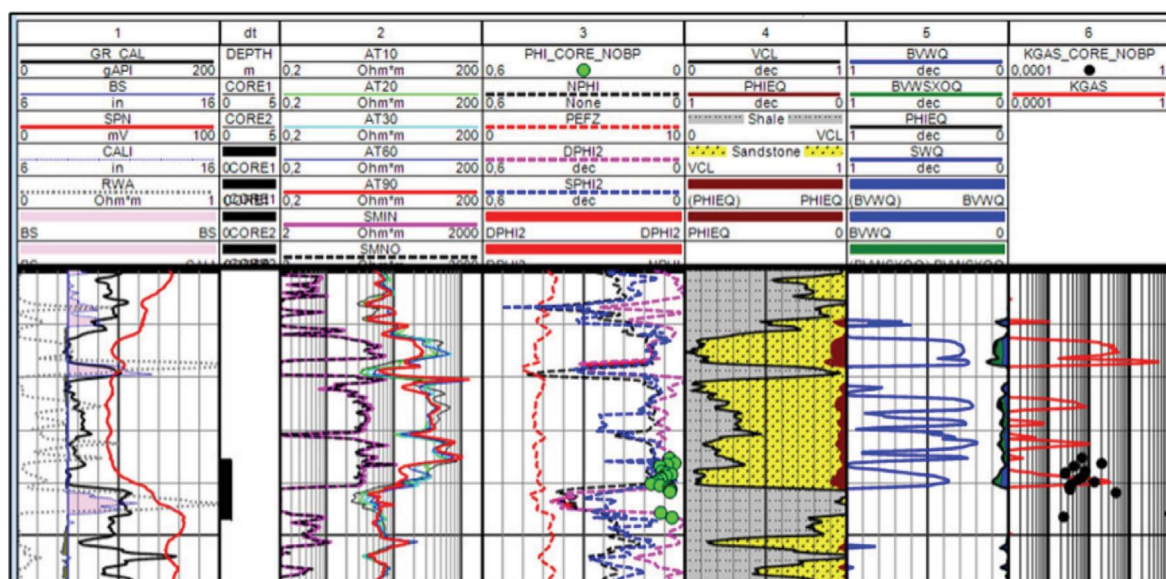


Figura 8. Correlación permeabilidad al gas calculada vs medida en coronas.

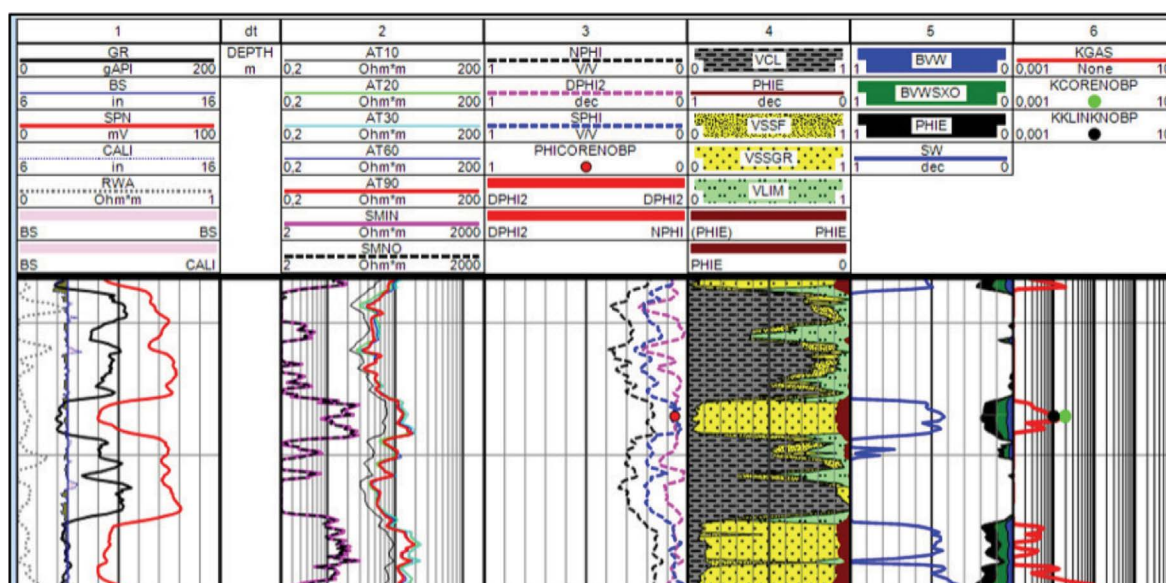


Figura 9. Permeabilidad al gas calculada vs medida en testigos laterales rotados.

Geomecánica

Los parámetros a calcular son la relación de Poisson, y los módulos de Young dinámico y estático, para lo cual utilizamos diferentes fórmulas, de acuerdo a los registros disponibles.

Si disponemos de sónicos dipolares (ondas P & S), utilizamos las fórmulas de Kowalski (1975):

$$POISSON = \frac{1}{2} * \left(\frac{DTS^2 - 2 * DTC^2}{DTS^2 - DTC^2} \right) \quad (5)$$

$$YOUNG_d = 1,34 * 10^{10} * \left(\frac{RHOB}{DTS^2} \right) * \left(\frac{3 * DTS^2 - 4 * DTC^2}{DTS^2 - DTC^2} \right) \quad (6)$$

Donde POISSON= relación de Poisson
 YOUNGd= módulo de Young dinámico
 DTS= tiempo de tránsito de la onda de corte
 DTC= tiempo de tránsito de la onda compresional
 RHOB= densidad leída por el perfil

Mientras que si solo disponemos de sónico compresional y densidad, utilizamos:

$$POISSON = 0,13 * VCL + 0,21 \quad (7) \text{ (empírica)}$$

$$YOUNG_d = 1,13 * 10^{10} * RHOB / DTC^2 \quad (8) \text{ (Lacy 1997)}$$

En ambos casos, para el módulo de Young estático usamos la fórmula de Lacy (1997):

$$YOUNG_s = 10^6 * \left(0,0293 * \left(\frac{YOUNG_d}{10^{10}} \right)^2 + 0,4533 * \left(\frac{YOUNG_d}{10^6} \right) \right) \quad (9)$$

Donde YOUNGs= módulo de Young estático
 YOUNGd= módulo de Young dinámico

Las unidades de los módulos de Young corresponden a psi.

En el caso de contar solamente con un perfil de porosidad, ya sea sónico o densidad, se genera el restante a partir de Gardner (1974) o Faust (1953) y se aplica el procedimiento descripto anteriormente. Estas fórmulas se fueron consensuando entre la Operadora y la Compañía que provee el servicio de estimulación, de tal manera de lograr el mejor resultado a través del ajuste de las propiedades mecánicas.

Como el principal problema se plantea en pozos sin registros sónicos de ondas P y S, se llevaron a cabo comparaciones y calibraciones de las fórmulas de cálculo existentes con el fin de seleccionar aquellas que mejor respondieran a esta situación ideal. Para ello se fueron comparando los resultados contra los valores calculados en pozos con sónico de onda completa (Fig. 10).

También se dispuso de un solo dato de laboratorio de geomecánica, adquirido a partir de mediciones acústicas de un testigo corona, el cual se pudo cotejar con el valor obtenido a partir de registros de pozo (Fig. 11). Se verificaron diferencias de 39% y 16% para la relación de Poisson y módulo dinámico de Young respectivamente. Por tratarse de un único valor, no se tuvo en cuenta al momento de realizar el ajuste y se espera contar con más datos de laboratorio en el futuro para poder llevarlo a cabo.

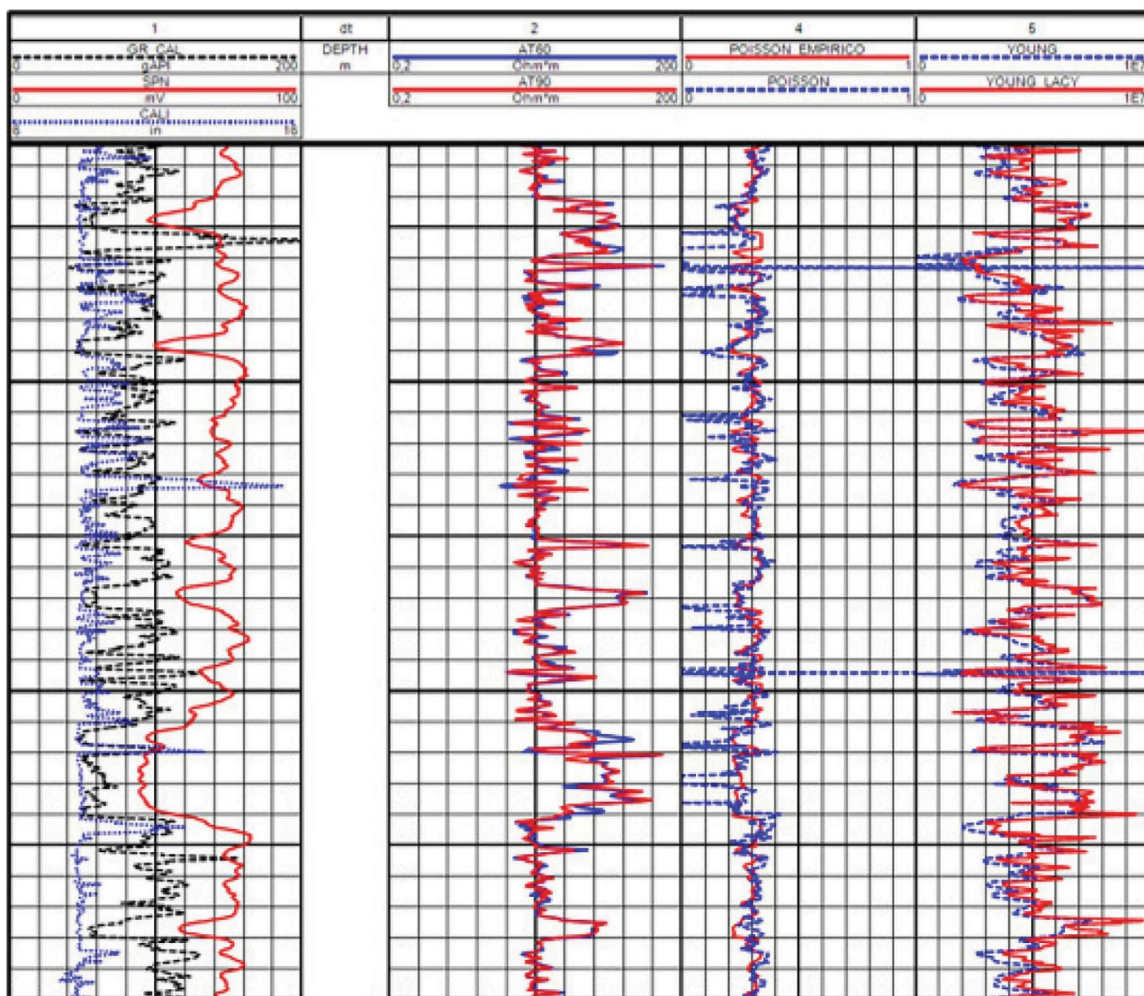


Figura 10. Comparación de resultados obtenidos con sónico de onda completa vs fórmulas simplificadas.

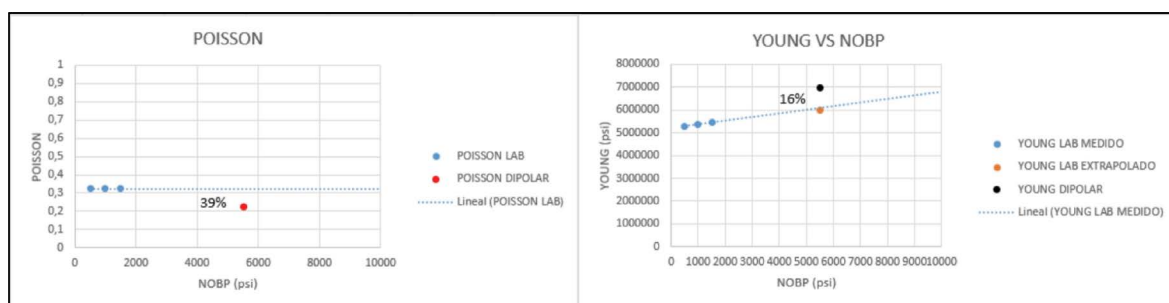


Figura 11. Relación de Poisson y módulo de Young dinámico de laboratorio vs registros eléctricos.

RESULTADOS

El resultado obtenido es un perfil geomecánico (Fig. 12) que se utiliza como variable de entrada del simulador de fracturas con el objetivo de diseñar la misma de acuerdo a los resultados

deseados, puntualizando las variables de cálculo para dicho pozo y sección vertical a estimular, en lugar de utilizar variables promedio para la zona, optimizando la eficiencia y economía del proyecto.

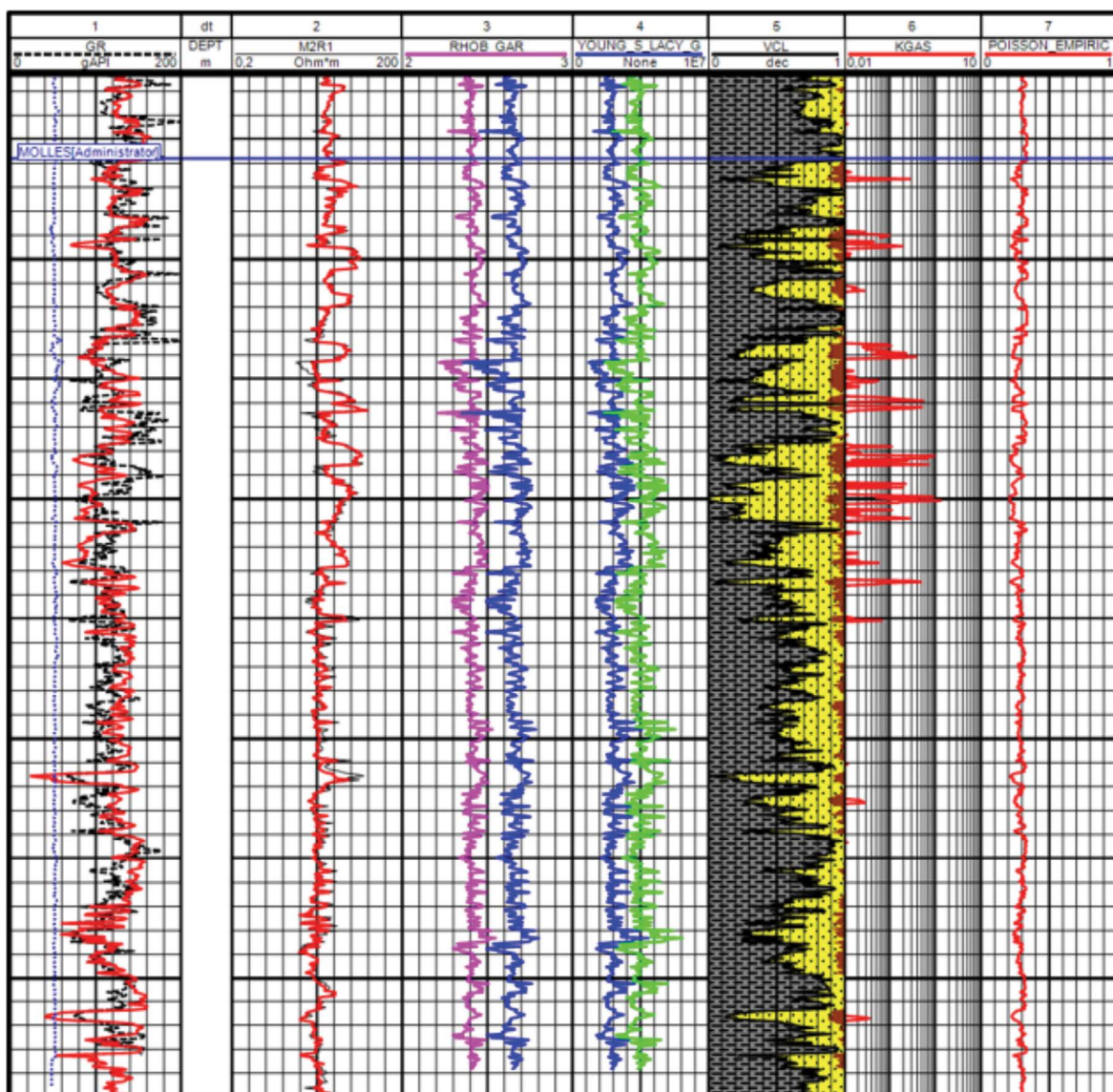


Figura 12. Ejemplo de perfil geomecánico calculado con módulos de Young estático y dinámico, relación de Poisson y arcillosidad, permeabilidad al gas.

CÁLCULO DE PROPIEDADES MECÁNICAS PARA EL DISEÑO DE FRACTURAS

El siguiente esquema (Fig. 13) muestra la metodología empleada para el diseño de fracturas hidráulicas. Mediante softwares específicos, los pozos con alta densidad de información nos permiten realizar un perfil de propiedades mecánicas, el cual es calibrado con datos de campo,

dándonos además la posibilidad de sintetizar curvas, que luego podrán ser utilizados en los pozos que no cuenten con información de calidad. Las curvas sintetizadas se obtienen a través de redes neuronales, a partir de otras curvas existentes en el pozo.

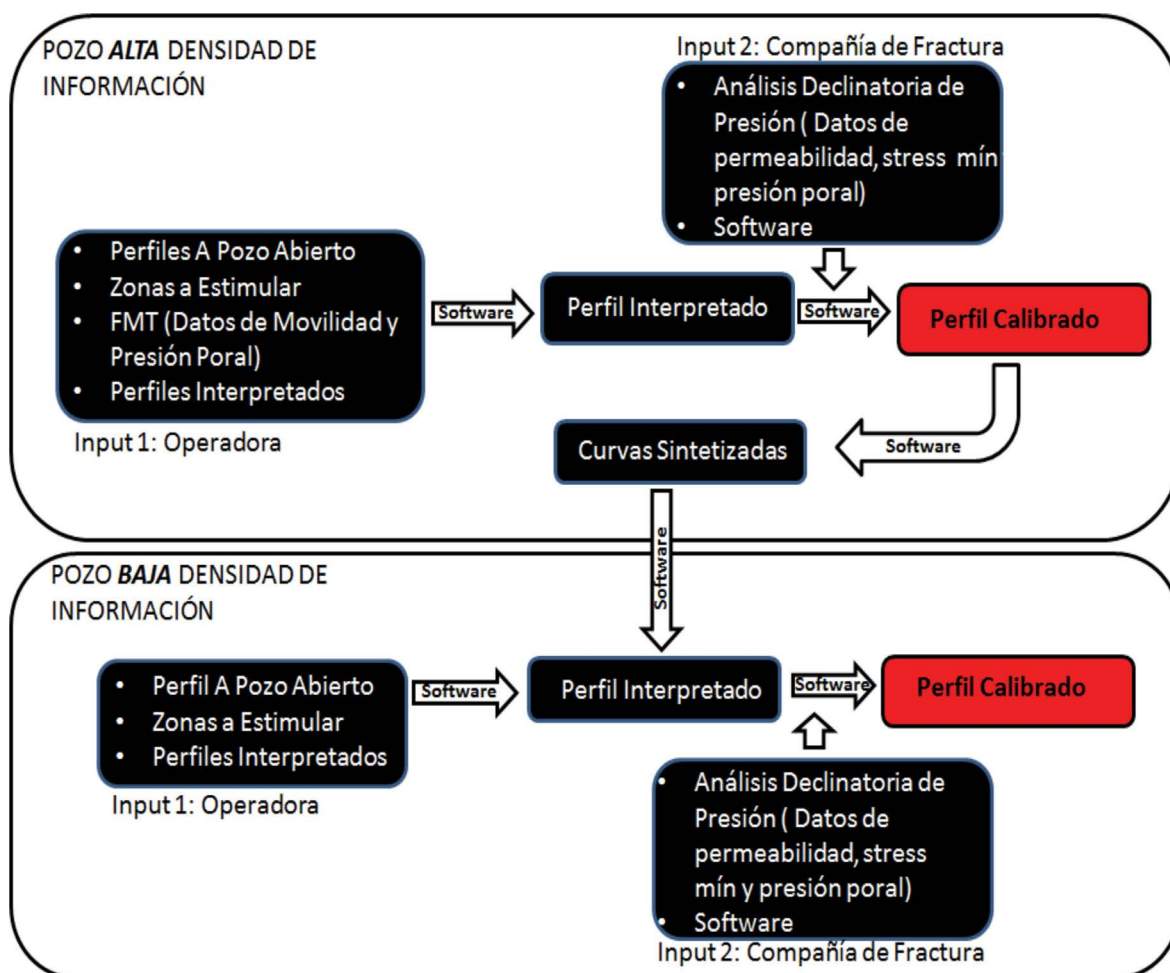


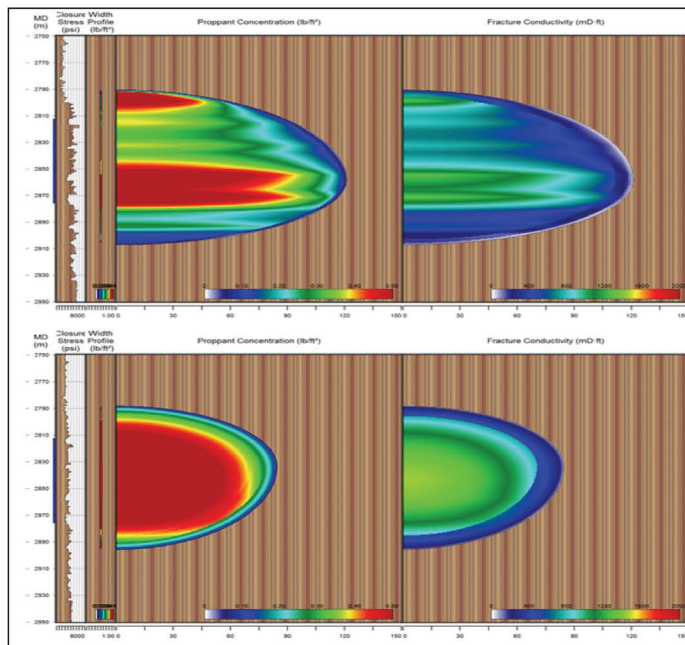
Figura 13. Diagrama de flujo para el cálculo de propiedades mecánicas.

Aplicación de la Metodología Desarrollada:

A continuación se muestran dos ejemplos de la importancia del uso de curvas sintetizadas para la estimación de la geometría lograda en una fractura hidráulica, en pozos con muy baja densidad de información.

Fieldpro fue el simulador de fractura utilizado en estos análisis.

Ejemplo 1

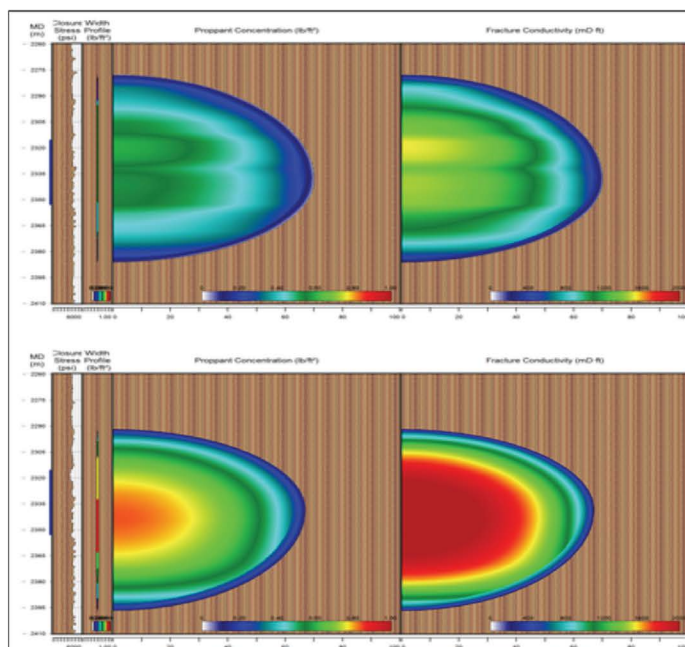
**Geometría de Diseño**

En este pozo no se dispone de curvas sintetizadas.

Geometría Estimada

La geometría desarrollada presenta grandes diferencias con la diseñada

Ejemplo 2

**Geometría de Diseño**

Este pozo dispone de curvas sintetizadas

Geometría Estimada

La geometría desarrollada posee mayor correspondencia con la diseñada

En los ejemplos presentados la geometría de diseño corresponde a la obtenida previo a la realización del tratamiento de fractura. Por otra parte, la geometría estimada, es aquella obtenida una vez finalizada la fractura hidráulica, utilizando los registros de la misma.

CONCLUSIONES

- 1) Los diseños y ajustes realizados con perfil interpretado por parte del cliente, guardan una tendencia a ser fracturas más compactas post tratamiento. En dichos ajustes la única diferencia significativa radica en el módulo de Young.
- 2) No obstante se observa a partir del análisis de más de 50 pozos analizados para la Fm Molles, que las geometrías resultantes están gobernadas principalmente por: espesor neto a estimular, tamaño de la fractura y tipo de fluido utilizado.
- 3) La unificación de criterios de cálculo resultó en un mejoramiento de las simulaciones, ya que ambas partes aportaron experiencias diferentes, provenientes de diferentes conjuntos de datos.
- 4) El objetivo final es encontrar el punto en el cual diseños y ajustes sean similares y representativos de las producciones actuales de los pozos en cuestión, para lo cual ambas compañías continúan sumando esfuerzos. Esto se logrará en la medida que aumenten los datos duros, es decir de laboratorio y registros completos de pozo, de tal manera de contar con estadísticas más robustas.

AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen a CAPEX y San Antonio Internacional por permitir la publicación de este trabajo, como también a Florencia Pfoh, Karina Villa y Fernando Sapag por sus desinteresados aportes.

REFERENCIAS CITADAS

- | | |
|---|--|
| <p>Bardon, C., B. Pied, 1969, "Formation water saturation in shaly sands", Society of Professional Well Log Analysts 10th Annual Logging Symposium Transactions.</p> <p>Faust, L., 1953, "A velocity function including lithologic variation", Geophysics, v. 18, pp. 271-288.</p> <p>Gardner, G.H.F., L.W. Gardner, A.R. Gregory, 1974, "Formation velocity and density-the diagnostic basics for stratigraphic traps", Geophysics, 39, 770-780.</p> | <p>Gutiérrez Pleimling, A., A. Ambrosio, 2017, "Estudio estratigráfico secuencial del Grupo Cuyo en el bloque Agua del Cajón, Cuenca Neuquina" informe preparado para CAPEX SA.</p> <p>Kowalski, J., 1975, "Formation strength parameters from well logs", SPWLA Sixteenth Annual Logging Symposium.</p> <p>Lacy, L., 1997, "Dynamic rock mechanics testing for optimized fracture designs", SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas.</p> |
|---|--|

- Nawratil, A., I. Conci, C. Gómez, 2018, "Ajuste de los parámetros de cálculo petrofísico para la Formación Los Molles Tight, Informe interno CAPEX.
- Poupon, A., Clavier, C., Dumanoir, J., Gaymard, R., and Misk, A., 1970, "Log Analysis of Sand-Shale Sequences – A Systematic Approach", *Journal of Petroleum Technology*, vol. 22, No. 7 (July), pp. 867 – 881.
- Rial, G., 2017, "Análisis Geológico Integral", Informe preparado para CAPEX.
- Simandoux, P., 1963, "Dielectric measurements on porous media application to the measurement of water saturations: study of the behaviour of argillaceous formations", *Revue de l'Institut Français du Pétrole* 18, Supplementary Issue, p. 193-215.
- Wyllie, M., W., Rose, 1950, "Some theoretical considerations related to the quantitative evaluation of the physical characteristics of reservoir rocks from electrical log data", *Petroleum Transactions of AIME*, vol. 189, pp. 105-118.