

10º Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos
Simposio de Evaluación de Formaciones: Maximizando la eficiencia a través de la innovación

PETROFÍSICA ENFOCADA EN LA FRACTURACIÓN HIDRÁULICA. CASO DE ESTUDIO EN LA EVALUACIÓN DE LA FORMACIÓN VACA MUERTA

Javier Peano¹, Cristian Fontana¹, Martín Paris², Juan Grisolia², Pablo Aiza²,
Héctor Rodríguez², Lorena Nicolini²

1: Tecpetrol S.A., javier.peano@tecpetrol.com, cristian.fontana@tecpetrol.com

2: BHGE, martin.paris@bhge.com, juan.grisolia@bhge.com, pablo.aiza@bhge.com, hector.rodriguez2@bhge.com,
lorena.nicolini@bhge.com

Palabras clave: **caracterización prospectos shale, fractura hidráulica, formación Vaca Muerta**

ABSTRACT

Petrophysics focused on hydraulic fractures. Case study in the evaluation of the Vaca Muerta formation.

Reservoir petrophysics traditionally focuses on the production of hydrocarbons. Due to the need to evaluate shale plays, non-reservoir rocks in which the reservoir is created through a non-matrix stimulation system, an essential requirement has been arisen to develop a petrophysical evaluation focused on hydraulic fracturing. In this context, many techniques successfully applied in conventional petrophysics lack of applicability, therefore new technologies and methodologies must be implemented, to identify the best zones, within a vertical pilot well, to achieve successful hydraulic fractures, or the best layers for landing point.

Additionally, traditional petrophysics is not a sufficient method for this purpose, and it should be complemented by a basic 1D geomechanical analysis, which contemplates 3D mechanical rock properties, pore pressure and the three in situ stress magnitude components. It is also necessary to migrate from isotropic rock models to models that consider horizontal anisotropy - high influence on shales due to laminations -, and vertical anisotropy caused by natural fracturing.

This study describes the workflow developed to characterize the Vaca Muerta formation from openhole logs and laboratory data (DRX, FRX and TOC). It should be noted that it has been worked under the blind test mode, not counting all the laboratory data a priori to calibrate the results of log analysis.

This paper also presents the results of the good fit between the predicted and actual fracture pressures that indicates the high robustness of the applied method, therefore, this is relevant to achieve accuracy in the input data for the hydraulic fracture design and to achieve a successful stimulation.

INTRODUCCIÓN

¿Existe un método probado y útil para diseñar terminaciones multi-etapa en prospectos en lutitas?

Numerosas han sido las tecnologías y métodos de trabajo propuestos para responder esta

pregunta y cada empresa implementa flujos de trabajo con características propias. Existe consenso que, en la evaluación de este tipo de formaciones, deben contemplarse diferentes aspectos tales como el potencial productivo, la facilidad de la roca a ser fracturada hidráulicamente y los riesgos geológicos.

El presente trabajo no pretende ser un sumario de todas las técnicas utilizadas actualmente para la caracterización estas formaciones, sino mostrar -mediante un caso de estudio- un flujo de trabajo sencillo basado en perfiles de pozo y soportado por ensayos de laboratorio, el cual contempla tanto la calidad de roca, como la calidad de la completación y el riesgo geológico.

MARCO GEOLÓGICO

El pozo exploratorio Nq.LRa.x-2 (Loma Ranqueles x-2) ha sido perforado en el Bloque homónimo. Este bloque está ubicado en la Cuenca Neuquina, en el ámbito del Dorso de los Chihuidos (Fig. 1).

Históricamente, este sector de la cuenca fue explorado en las formaciones Tordillo y Mulichinco como objetivos. Con el comienzo de la exploración de los reservorios no convencionales, todo este sector de la cuenca ha sido objeto de una intensa actividad para la determinación de la comercialidad de los mismos.

El objetivo principal del pozo fue evaluar la productividad de la formación Vaca Muerta, la cual se encuentra en este sector, en ventana de gas seco.

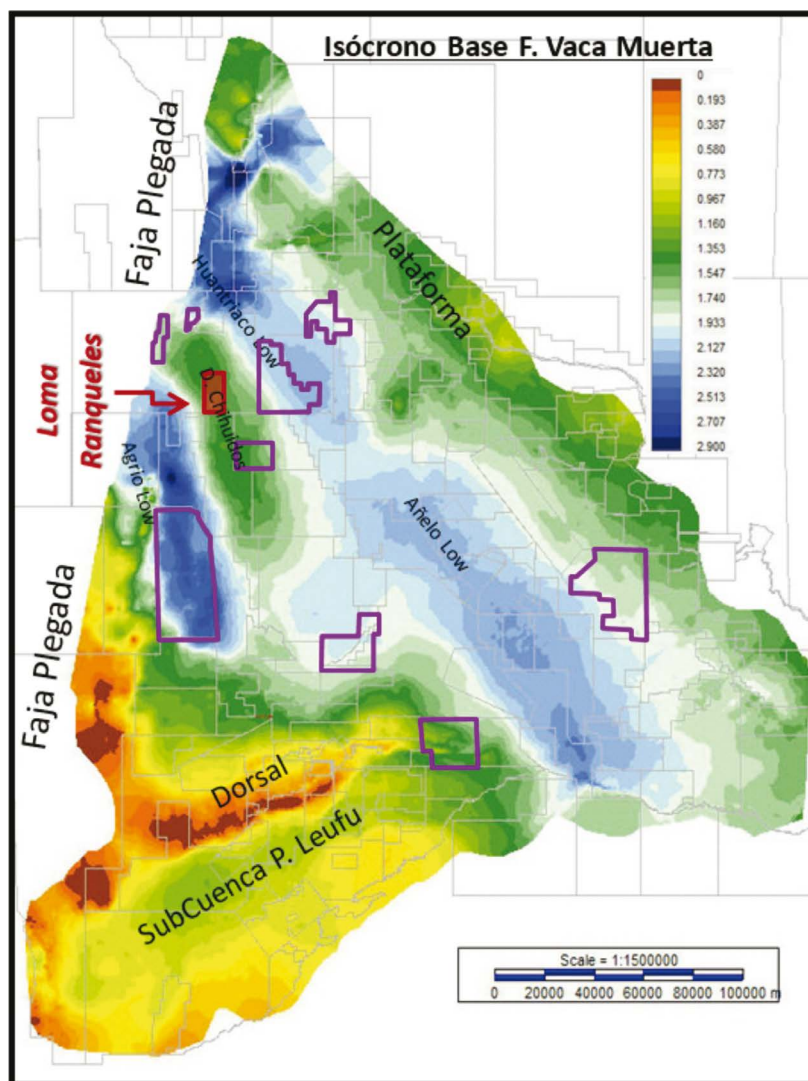


Figura 1. Ubicación del Bloque Loma Ranqueles en la Cuenca Neuquina.

Este pozo vertical, fue completado con 5 fracturas hidráulicas, y el objetivo de este pozo piloto fue definir futuras zonas de navegación para pozos horizontales. La profundidad final del pozo fue de 3087 metros. La columna estratigráfica atravesada puede observarse en la Figura 2.

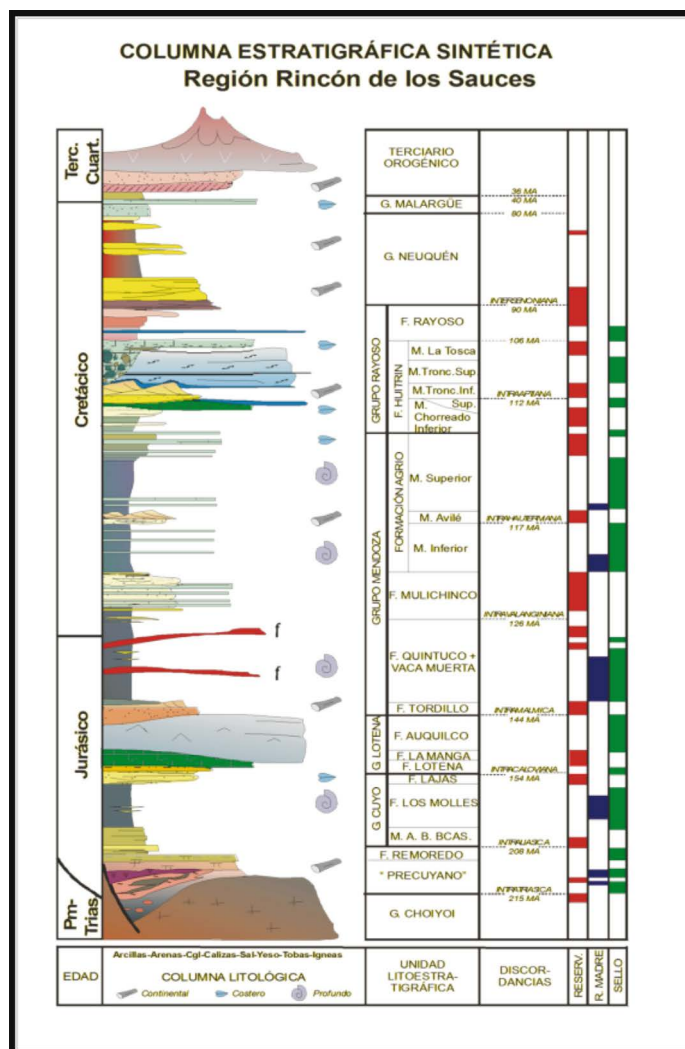


Figura 2. Columna Estratigráfica general de la Cuenca Neuquina.

FORMACIONES QUINTUCO-VACA MUERTA

Este intervalo estratigráfico representa la ingresión marina durante el período Tithoniano, configurando a grandes rasgos una megasecuencia regresiva.

El límite entre estas unidades es una superficie diacrónica, litológicamente transicional (aumenta la proporción de material carbonático en la Fm. Quintuco), muy difícil de identificar a partir del dato sísmico. En general este pasaje se encuentra por encima del punto de inflexión entre

las facies de “*bottomset*” y “*foreset*”.

Se atravesó la columna en un espesor total de 1215 m, de los cuales los 414 m inferiores, corresponderían a niveles margosos de la Fm. Vaca Muerta.

La Fm. Quintuco está compuesta por calizas arenosas y arcillosas, que poseen intercalaciones, de niveles oolíticos y niveles calcáreos finos de color gris claro a gris verdoso. En su sección basal, predominan las limolitas de color gris, en parte con textura arenosa fina, y bancos de caliza de color gris oscuro y gris blanquecino, masiva, junto con calizas micríticas y fangolitas calcáreas de color gris oscuro. Esta alternancia de niveles diferentes refleja la superposición de ambientes mixtos de rampa (carbonatos) y ambientes deltaicos.

La Fm. Vaca Muerta, objetivo principal del pozo en estudio, está constituida por pelitas margosas bituminosas de color gris oscuro a negro, compactas, de baja energía deposicional y un alto potencial oleogénético. Estas litologías se corresponden con un ambiente de rampa interna a centro de cuenca.

En el Bloque Loma Ranqueles, la Fm. Vaca Muerta se encuentra en la ventana de gas seco.

Siguiendo la nomenclatura recientemente unificada, adoptada por todas las compañías que están trabajando en esta formación (Santiago *et al.* 2014), las zonas de interés se encuentran en las unidades denominadas 1 a 4, las cuales se encuentran separadas por las superficies de discontinuidades regionales T1 (Tithoniano 1), T3 (Tithoniano 3), B2 (Berrasiano 2) y B4 (Berrasiano 4).

La posición del bloque Loma Ranqueles en una Transecta Sísmica Regional puede verse en la Figura 3.

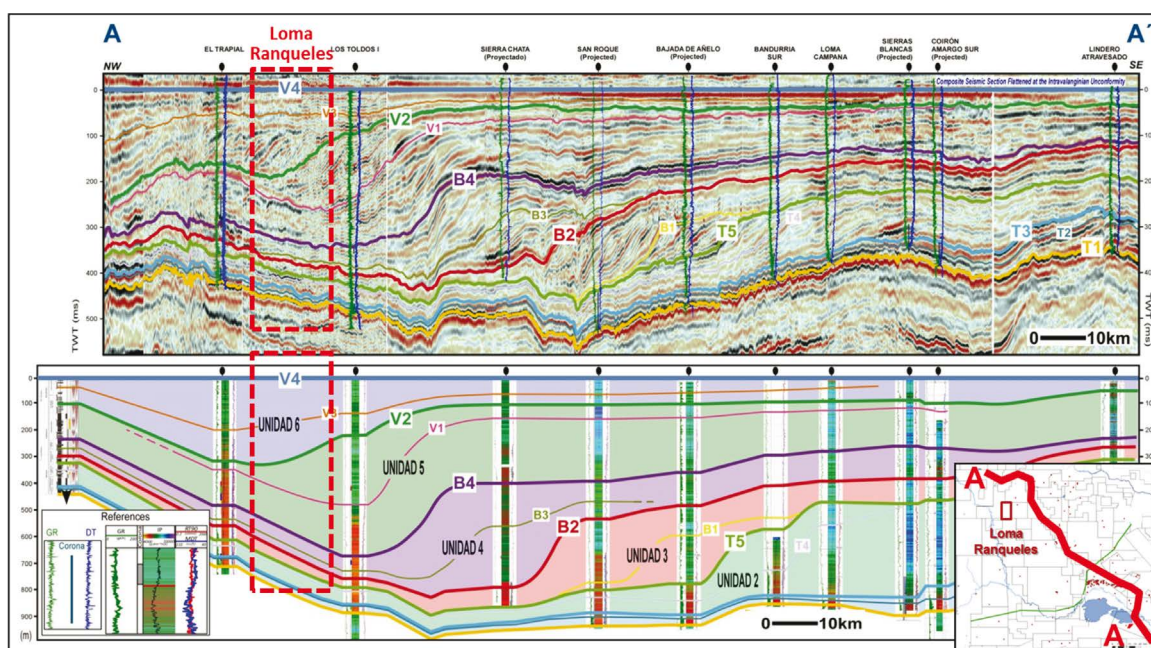


Figura 3. Arriba Transecta sísmica regional NW-SE. Abajo correlación de los pozos de la transecta superior, mostrando la participación de las distintas unidades en el espesor de Vaca Muerta. Tomado de Santiago *et al.* 2014.

La sección basal de la Fm. Vaca Muerta, con un espesor de 28 m, llamada informalmente “La Cocina de Vaca Muerta”, combina en este sector un alto porcentaje de materia orgánica (6 a 8.5% de COT).

Se midieron caudales de gas máximos de 62000 m³/día, de los cuales, un 60 % proviene de las etapas de fractura 1 y 4.

FLUJO DE TRABAJO

Para el diseño de terminaciones multi-etapas en prospectos no convencionales, deben considerarse el potencial productivo, la facilidad para ser fracturado y los riesgos geológicos. Realizando una simplificación, puede asumirse que el potencial productivo está asociado mayormente con la geoquímica, la facilidad para ser fracturado con la mecánica de roca y geomecánica y los riesgos geológicos con la geología.

En la Figura 4 pueden observarse las variables analizadas, a partir de que perfiles de pozo son computadas y con qué área del conocimiento (geología, geoquímica o geomecánica) presentan mayor afinidad.

El perfil mineralógico, el acústico con dipolos cruzados, la resonancia magnética y las imágenes de pozo, completan el conjunto de registros -además de los perfiles convencionales- necesaria para caracterizar estos prospectos.

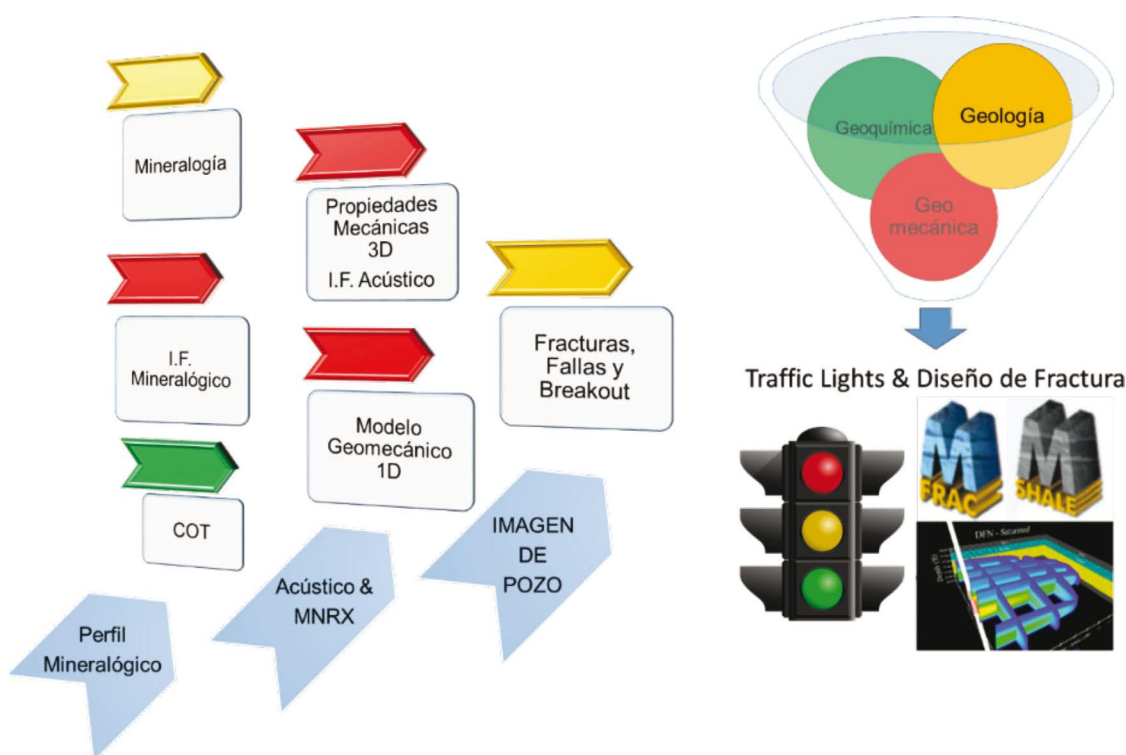


Figura 4. Flujo de trabajo para prospectos en lutitas (shale).

Mientras que el análisis del perfil acústico está mayormente relacionado a la geomecánica (facilidad de la roca a ser fracturada) y la imagen de pozo al riesgo geológico, el perfil mineralógico se encuentra relacionado con la geología (determinación de mineralogía), con la geoquímica (estimación del COT) y con la geomecánica (cómputo del índice de fragilidad -I.F.- mineralógico).

Si bien las variables se computan a partir de determinados registros de pozo de manera individual, al finalizar el proceso deben analizarse con un enfoque holístico. En otras palabras, un sistema con tan alta complejidad como las rocas generadoras, sólo puede ser explicado exitosamente si se analizan todas las variables en su conjunto.

Las variables computadas son filtradas, haciendo uso de parámetros de corte adecuados (cut-offs), para definir criterios de calidad, denominadas luces de tránsito (traffic lights). Estas son herramientas fundamentales para la toma de decisiones, las cuales pueden abordar temas diversos, tales como definir las etapas de fracturas, ajustar los punzados dentro de cada etapa, evaluar mejores intervalos de aterrizaje para perforar una rama horizontal, entre otros.

Por tal razón, los parámetros de corte son consensuados con el cliente -combinando la mejor calidad de roca y la mejor calidad de completación- y dependen del objetivo del registro.

Finalmente, todos los datos generados se constituyen en los datos de entrada en los simuladores de fracturas hidráulicas.

Este flujo de trabajo ha sido propuesto en Paris *et al.* (2014), resultando el presente paper en una actualización del paper mencionado y cubriendo aspectos no considerados con anterioridad.

OBTENCIÓN DE LAS VARIABLES A PARTIR DE REGISTROS DE POZO

La litología, mineralogía y el contenido orgánico total (COT) han sido determinados mediante el procesamiento de elementos químicos en un sistema experto, los cuales son registrados tanto en el espectro inelástico como el de captura mediante una herramienta de neutrones pulsantes de alta energía. Los elementos que se identifican y cuantifican incluyen: calcio (Ca), silicio (Si), azufre (S), hierro (Fe), titanio (Ti), magnesio (Mg), aluminio (Al), carbono (C) y otra traza tal como el gadolinio (Gd). Además, debemos incluir los elementos que se encuentran en el espectro de energía de rayos gamma naturales: potasio (K), torio (Th), y uranio (U). (Pemper *et al.* 2006).

El carbono total registrado por la herramienta corresponde a dos fuentes: carbono orgánico e inorgánico. El inorgánico proviene de minerales calcáreos como la calcita, dolomita o siderita, mientras que el carbono orgánico corresponde a los aportes provenientes de carbón vegetal, kerógeno o hidrocarburo en los poros de la roca. Si la cantidad de carbonatos es calculada con exactitud, la simple sustracción del carbono utilizado por los minerales al carbono total resultara en una buena estimación del COT, en reservorios no convencionales.

El método para el cálculo de la mineralogía es secuencial, en este procedimiento se reducen los minerales probables presentes, y finalmente se cuantifican para cada litología utilizando el

balance de masa (Pemper *et al.* 2009). Este método secuencial (donde a partir de los elementos registrados se determina una litología general, una litología específica y finalmente una mineralogía) es mostrado en la Figura 5, donde pueden apreciarse adicionalmente las litologías y minerales identificados.

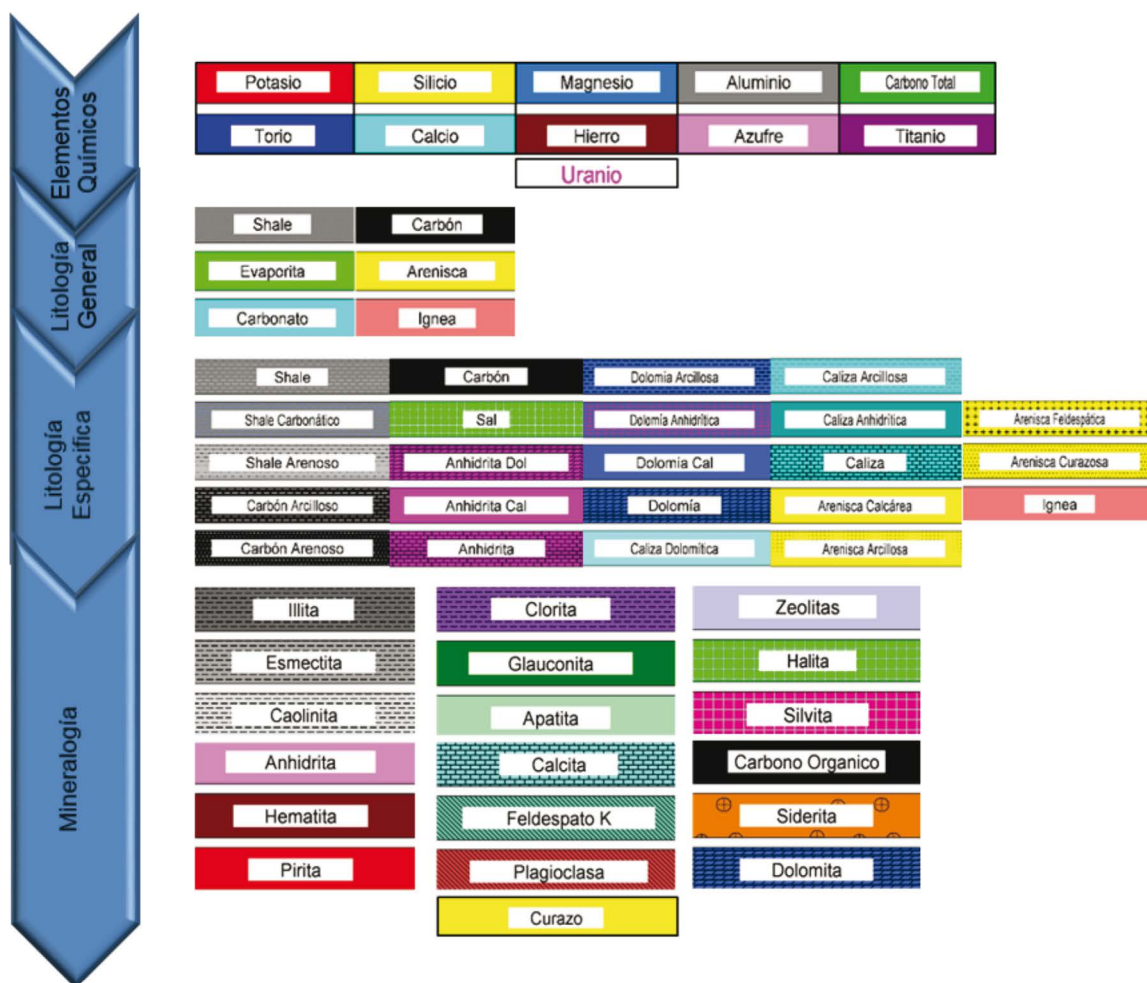


Figura 5. Flujo de trabajo con perfil mineralógico.

En la Figura 6 puede observarse el buen ajuste presentado entre la mineralogía continua obtenida mediante perfiles y la proveniente de datos de difracción de rayos X (DRX), graficadas como barras. El excelente ajuste demuestra que los modelos usados son los correctos y así también las correcciones ambientales aplicadas.

En la misma figura es mostrado el COT (wt %) continuo obtenido a partir del perfil mineralógico y el obtenido de mediciones de laboratorio (datos obtenidos sobre análisis geoquímicos de recortes de pozo).

El carbono medido es utilizado inicialmente en la construcción de carbonatos (carbono

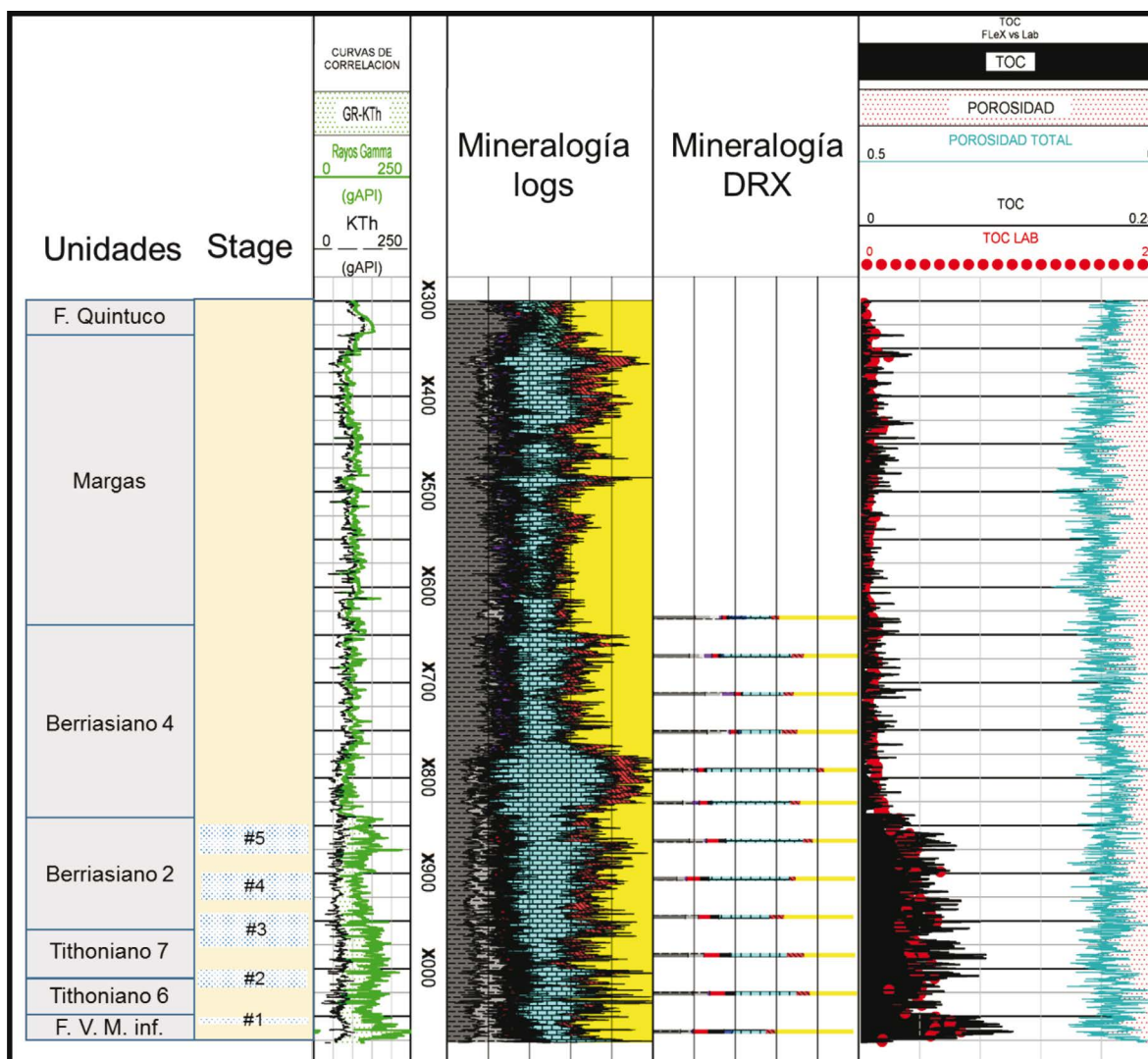


Figura 6. Unidades, ubicación de las etapas de fractura, mineralogía continua de perfiles y DRX (en ambos casos expresada como % en peso), COT continuo de perfiles y de ensayos de pirolisis (puntos rojos) y porosidad del MNR.

inorgánico). Si hubiera un exceso de carbono al final de dicho proceso, se asume que corresponde a carbono orgánico, el cual es utilizado en la cuantificación del COT.

Los índices de fragilidad -los cuales tienen una relación directa con la facilidad de la roca a ser fracturada- son obtenidos a partir del perfil acústico (denominado índice de fragilidad geomecánica) y a partir del perfil mineralógico (denominado índice de fragilidad mineralógico) según los siguientes algoritmos:

Índice de fragilidad geomecánica (BI, brittleness index) derivado del Módulo de Young (E) y la relación de Poisson (V).

$$BI = \frac{E \text{ index} + V \text{ index}}{2}$$

$$V index = \frac{V max - V}{V max - V min}$$

$$E index = \frac{E + E min}{E max - E min}$$

Altos valores de Módulo de Young y/o bajos valores en la relación de Poisson, indican un comportamiento más frágil en la roca.

Índice de fragilidad mineralógico (BIM, *mineralogical brittleness index*).

$$BIM = 100 * \left[\frac{Qtz + KFeld + Plag}{Clay + Ca + Dol + Qtz + KFeld + Plag} \right]$$

Generalmente, mayores valores de BIM corresponden a intervalos más frágiles.

Para el cálculo de las propiedades mecánicas de la roca es necesario contar con datos de herramientas acústicas con dipolos cruzados. En yacimientos convencionales, era habitual el uso de modelos de roca isotrópicos -en los cuales se asume que las propiedades mecánicas son similares medidas en las 3 direcciones ortogonales- para el cálculo de las presiones de fractura. Con el advenimiento de los prospectos en lutitas, las laminaciones características de las mismas provocan una variación entre las propiedades verticales y horizontales que hacen necesario un modelo anisotrópico 2-D para una aproximación más ajustada de los esfuerzos, dado que estas laminaciones horizontales pueden limitar el crecimiento vertical de las fracturas hidráulicas.

Adicionalmente, las lutitas presentan también anisotropías subverticales relacionadas con microfisuras, fracturas naturales, y fallas. Los modelos ortotrópicos (3D) contemplan tanto las anisotropías horizontales como las verticales.

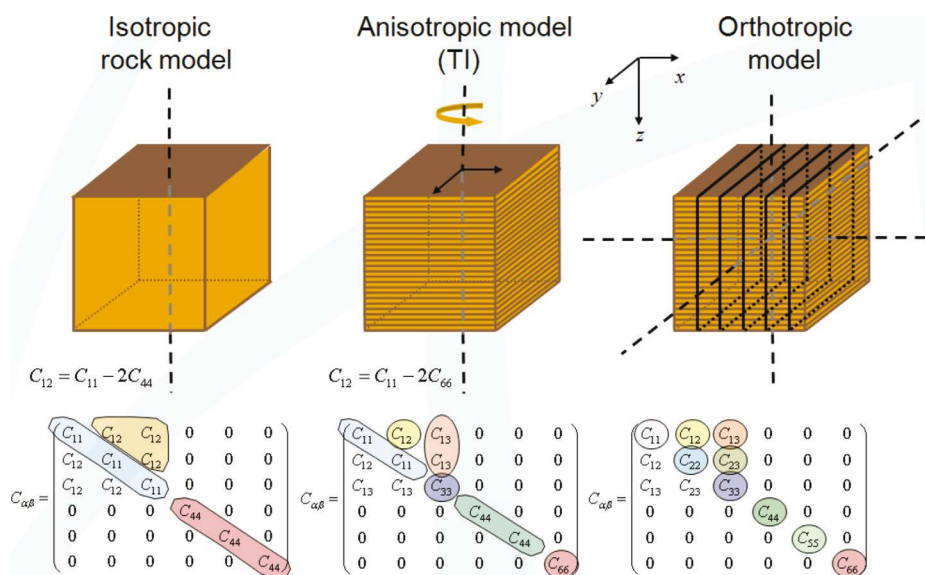


Figura 7. Evolución de los modelos de roca (tomada de Franquet *et al.* 2012).

Franquet *et al.* (2012), (Fig. 7) propone un flujo de trabajo que utiliza los datos de herramientas acústicas con dipolos cruzados para la obtención de las variables necesarias para un modelo ortotrópico de roca, el cual es implementado en este trabajo.

Un tópico fundamental para el cómputo de las propiedades mecánicas de la roca es la corrección del tiempo de tránsito compresional por materia orgánica.

La onda compresional se encuentra más afectada que la onda de corte o cizalla (*shear*) por la presencia de materia orgánica, lo cual genera lecturas más altas en los tiempos de tránsito compresionales (DTC), índices V_p/V_s bajos e impacta de la misma manera en cálculo del coeficiente de Poisson, arrojando valores extremadamente bajos.

Para mitigar este efecto, Smith *et al.* (1996), proponen correcciones para el tiempo de tránsito compresional (DTC) utilizando la técnica denominada ALHI (Williams 1990). Graficando la relación VPVS vs DTC, debido a que la materia orgánica afecta en mayor medida el DTC, los puntos afectados se verán desplazados hacia abajo y a la derecha (Fig. 8). Una recta separando esos puntos puede ser trazada en el *crossplot*. Es posible entonces, llevar los puntos afectados por la presencia de materia orgánica a la recta y recalcular de esta manera el DTC, obteniendo un DT corregido (DTCC).

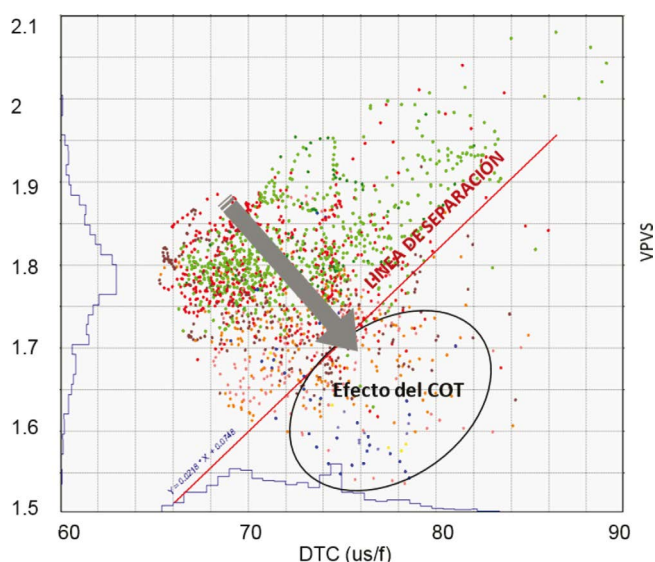


Figura 8. Corrección del DTC por materia orgánica en crossplot.

Si bien este método fue creado originalmente como indicador cualitativo de hidrocarburos livianos para reservorios convencionales, la materia orgánica presente en las lutitas presenta efectos similares, pudiéndose aplicarse las mismas correcciones.

La magnitud de la corrección aplicada en función de la abundancia de materia orgánica puede ser apreciada en la Figura 9.

Adicionalmente, para la obtención de presiones de fractura se requiere la construcción de un modelo geomecánico 1D.

Para ello es necesario el cómputo de la presión poral -utilizando el método de Eaton (1975) a partir del perfil acústico-, el esfuerzo mínimo horizontal actual (S_h) estimado a partir de ensayos de fractura disponibles (LOT, minifrac, etc) y la calibración de esfuerzo horizontal máximo actual (S_H).

Para el ajuste de S_H dentro del modelo geomecánico (Franquet *et al.* 2012), una imagen

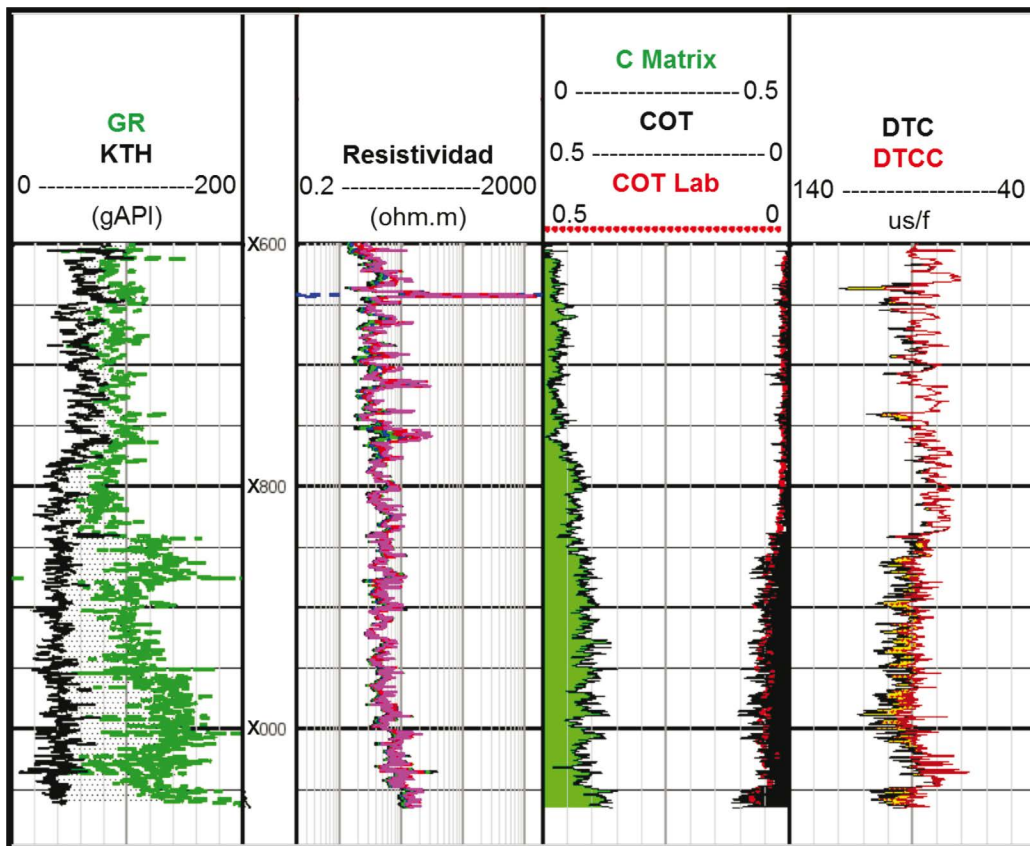


Figura 9. Comparación de DTC y DTCC. Observar la correlación entre la corrección y la abundancia de COT.

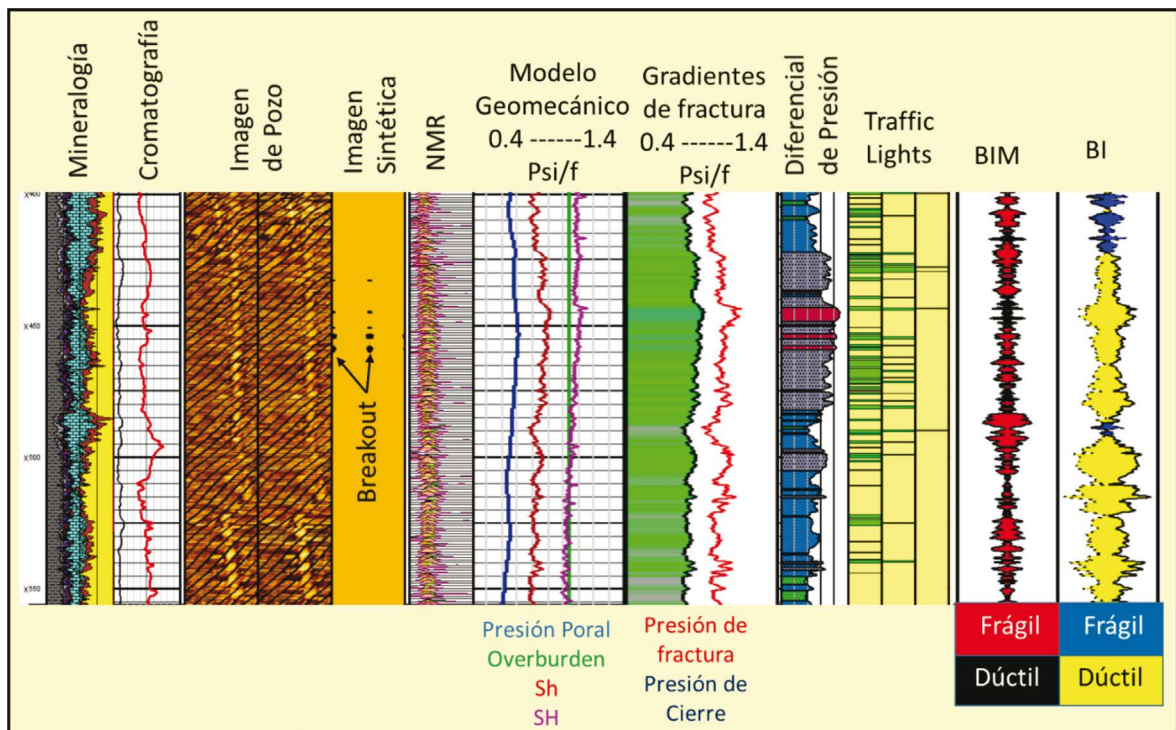


Figura 10. Modelado geomecánico y variables involucradas en la facilidad de la roca a ser fracturada.

sintética es generada por el modelo, pudiendo la misma presentar *breakout* o fracturas inducidas durante la perforación. La calibración del modelo se logra ajustando los *breakouts* y/o fracturas inducidas simuladas en la imagen sintética con las observadas en la imagen de pozo. La Figura 10 presenta el modelo geomecánico 1D, las imágenes de pozo sintética y real -índices del ajuste del modelo- y a partir de allí las presiones de fractura y de cierre computadas.

Adicionalmente los índices de fragilidad geomecánico y mineralógico (BI y BIM) son graficados superpuestos en forma espejada, resumiendo en esta figura los principales indicadores de calidad de completación.

Paris *et al.* (2014) muestran ejemplos del buen ajuste entre la porosidad de la resonancia magnética y la medida en laboratorio sobre testigos rotados. Es importante una estimación acertada de la resistividad ya que incide, no solo en la capacidad de almacenamiento de hidrocarburos en la roca, sino también en la resistencia mecánica de la roca.

Las luces de tránsito constituyen filtros en los indicadores de calidad -de roca o de completación- seleccionados que permiten visualizar rápida y eficientemente, las mejores zonas (típicamente en color verde) para definir los punzados o puntos de aterrizaje en proyectos de este tipo. Puede observarse en la Figura 10, las luces de tránsito computadas con diferentes parámetros.

VALIDACIÓN DEL MÉTODO

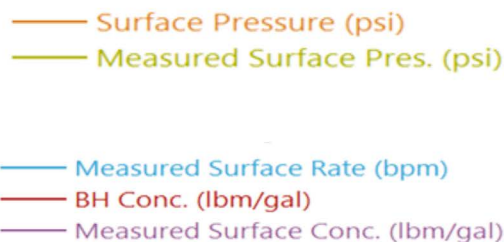
Para la validación de los resultados se utilizó un software para el diseño de fracturación hidráulica diseñado para fracturas en lutitas. En base a la información de la red de fracturas naturales observada e interpretada en la imagen de pozo, se construye el modelo. Adicionalmente, la entrada del modelo requiere información de esfuerzos actuales, configuración del pozo, parámetros de resistencia de la roca y del fluido y agente de sostén bombeado.

Como resultado de las simulaciones para cada etapa de fracturas, se generan redes de fracturas en 3D, con la conductividad del volumen de reservorio contactado por el tratamiento de estimulación hidráulica. Adicionalmente se obtienen el comportamiento de la presión en superficie, acorde con el tratamiento aplicado.

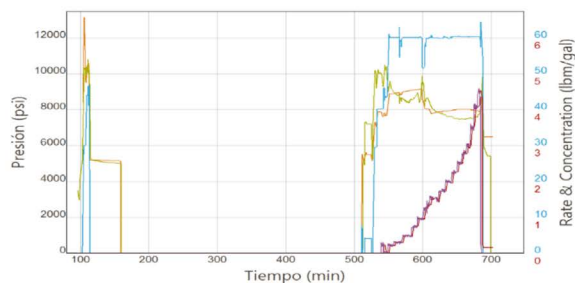
El comportamiento de la presión en superficie (Fig. 11), valores de pérdidas por fricción e ISIP (*instantaneous shut-in pressure*) de las simulaciones han sido comparados con los valores obtenidos durante el bombeo de tratamiento real, obteniendo un grado de ajuste del 90% para las presiones en superficie, para las 5 etapas.

El crecimiento vertical obtenido en la simulación pudo ser corroborado con perfiles de temperatura registrados luego de cada etapa de fractura.

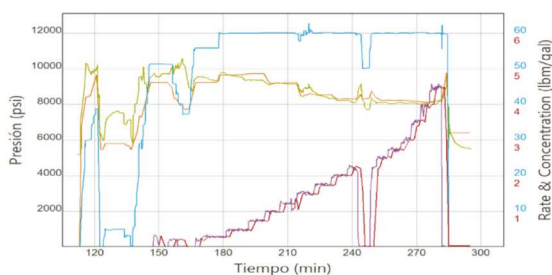
Ajuste de presiones



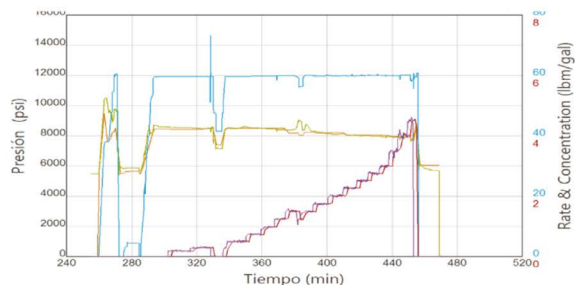
Stage #5



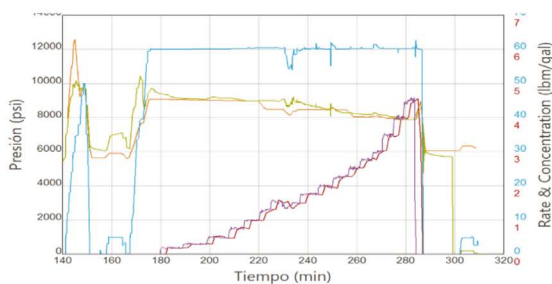
Stage #4



Stage #3



Stage #2



Stage #1

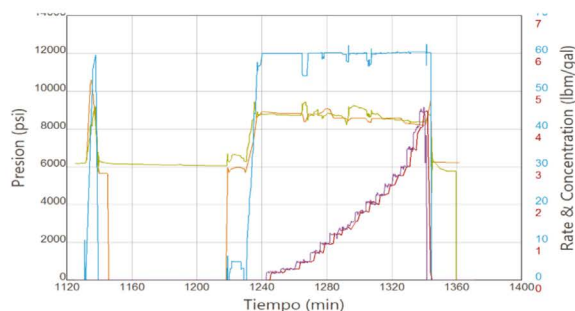


Figura 11. Ajuste de presiones de fractura hidráulica.

CONCLUSIONES

- La mineralogía y COT pueden ser determinados con perfiles con un alto grado de certeza. Asimismo, estos datos pueden ser validados con ensayos de laboratorio sobre recortes de pozo, testigos rotados o de corona, lo cual es útil como control de calidad.
- Se cuenta con un sistema robusto para el cómputo de presiones de fractura.
- Las luces de tránsito (*traffic lights*) constituyen un sistema eficaz -basado en criterios de calidad de roca, calidad de completación y riesgo geológico- en la toma de decisiones para el diseño de una fractura hidráulica exitosa.
- Los análisis *post mortem* permiten simular, partiendo de los datos generados, las diferentes etapas de fractura con un buen grado de ajuste, lo cual valida la solidez del método aplicado.

AGRADECIMIENTOS

Los autores desean agradecer a las compañías Tecpetrol S.A. y a Baker Hughes a GE Company por permitir la publicación de este trabajo.

REFERENCIAS CITADAS

- Eaton, B.A., 1975. "The Equation for Geopressure Prediction from Well Logs", Paper SPE 5544, 50th Annual Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME, to be held in Dallas, Texas, Sept. 28-Oct.1, 1975.
- Williams, D. Michael, 1990. "The Acoustic Log Hydrocarbon Indicator." SPWLA 31st Annual Logging Symposium, June 24-27 1990.
- Franquet, J.A. and Rodriguez, E.F., 2012. "Orthotropic Horizontal Stress Characterization from Logging and Core-Derived Acoustic Anisotropies", Paper presented at 46th US Rock Mechanics / Geomechanics Symposium held in Chicago, IL, USA, 24-27 June 2012.
- Paris, M., Achem, E., Molina, E., Aubrer, A., Nagel, G. Lopez, A., 2014. Evaluación de la Formación Vaca Muerta en un Pozo Exploratorio. Premisas e Incertidumbres. IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. IAPG. 3 a 7 de Noviembre de 2014, Mendoza, Argentina
- Pemper, R., Sommer, A., Guo, P., Jacobi, D., Longo, J., Bliven, S. and Rodríguez, E.,: "A New Pulsed Neutron Sonde for Derivation of Formation Lithology and Mineralogy", Paper SPE 102770 Trans., 2006 SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in San Antonio, Texas, U.S.A., 24-27 September 2006.
- Pemper, R., Han, X., Mendez, F., Jacobi, D., LeCompte, B., Bratovich, M., Feuerbacher, G., Bruner, M. and Bliven, S.: "The Direct Measurement of Carbon in Wells Containing Oil and Natural Gas using a Pulsed Neutron Mineralogy Tool," Paper SPE 124234 Trans., 2009 SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in New Orleans, Louisiana, USA, 4-7 October 2009.
- Santiago, M., Vallejo, M., González Tomasini, F., González, G., Jait, D., Marchal, D., Köhler, G., Sattler, F., Maria, S., Feinstein, E., Depine, G., & Desjardins, P., Gomez Rivarola, L., Posse, F., Meissinger, V., Manoni, R., Soldo, J., Navarrete, N. y Kietzmann, D. (2014). Transecta Regional Fm. Vaca Muerta. IAPG,10.13140/RG.2.1.5139.1602.
- Smith T., J. E., Fishburn, T. K., and Bigelow, E. L.: "Acoustic porosity correction for gas and light hydrocarbon-bearing sandstones." SPWLA 37th Annual Logging Symposium, June 16-19, 1996.