

ESTIMACIÓN DEL CONTENIDO TOTAL DE CARBONO ORGÁNICO A PARTIR DE REGISTROS DE POZO PARA LAS FORMACIONES VACA MUERTA Y LOS MOLLES, CUENCA NEUQUINA, ARGENTINA

**Luis P. Stinco, Alfonso Mosquera
Tecpetrol S.A.**

Abstract

El uso combinado de registros de porosidad y resistividad permite identificar y estimar el contenido total de carbono orgánico (COT). Para el cálculo se utiliza la técnica de Passey " $\Delta \log R$ " que cuantifica la diferente respuesta de los registros de onda compresional y resistividad frente a rocas con variado tenor de material orgánico. Una vez definida la respuesta y tomando en cuenta el nivel de madurez orgánica de los intervalos considerados es posible estimar el valor de COT. En intervalos saturados con agua o con ausencia de materia orgánica, ambas curvas exhiben actividad paralela en tanto que frente a rocas con hidrocarburos o ricas en materia orgánica la respuesta de los registros difiere. Este comportamiento obedece a que el registro de porosidad responde a la presencia de querógeno (material de baja porosidad y baja velocidad) y el perfil de resistividad refleja el tipo de fluido presente. En intervalos de roca no-reservorio se calibra la respuesta de los registros permitiendo la estimación del contenido total de carbono orgánico y su madurez. A partir de este control de los datos computados es posible obtener un registro sintético de materia orgánica a lo largo de la columna estratigráfica.

Esta metodología fue aplicada con éxito para los dos intervalos principales de rocas generadoras de la Cuenca Neuquina, las margas de la Formación Vaca Muerta y las lutitas y margas de la Formación Los Molles. Arealmente el estudio se realizó para posiciones de borde (Plataforma Nororiental y Dorsal de Huincul) y centro de cuenca para la Formación Vaca Muerta y en posición de borde (Dorsal de Huincul) para la Formación Los Molles tanto para ventanas de generación de petróleo como de gas.

Para la calibración del método se utilizaron los datos de los estudios de geoquímica de recortes completos del pozo Las Chivas xp-1 (Formaciones Vaca Muerta y Los Molles) haciéndose extensivo su uso en los pozos: Punta Senillosa xp-1001 (Formación Los Molles, Area Los Bastos), Fortín de Piedra x-1 (Formación Vaca Muerta, Area Fortín de Piedra), La Barda x-1001 (Formación Vaca Muerta), Aguada Lastra Sur x-1 (Formación Vaca Muerta) y Bajo de los Cajones Sur x-1 (Formación Vaca Muerta).

Los resultados obtenidos a partir de la aplicación de este método permiten determinar las variaciones de COT para las formaciones estudiadas en distintas posiciones dentro de la cuenca.

Esta metodología resulta de aplicación rápida y económica para determinar variaciones de COT, aplicable a estudios regionales y locales con limitada cantidad de puntos de control.

Introducción

Tal cual lo definieran Magoon y Dow (1994), un sistema petrolero es el conjunto de roca generadora y su hidrocarburo asociado, la roca reservorio, el sello, la formación trampa y la generación, migración y acumulación de los hidrocarburos, todo dentro de un marco temporal.

En su mayoría, las rocas generadoras comprenden rocas de granos finos (pelitas y limos arcillosos) que contienen abundante cantidad de materia orgánica. Si bien su valor porcentual no resulta significativo y suele ser menor que 1% en peso para las acumulaciones de hidrocarburos reconocidas hasta el presente, existen rocas generadoras que alcanzan el 10% en peso (Palciauskas, 1991).

De acuerdo con Klemme y Ulmishek (1991) el 90% de las reservas originales de petróleo y gas descubiertas corresponden a 6 intervalos temporales: Silúrico (9%), Devónico Superior-Carbónico Inferior (8%), Carbónico Medio-Pérmico Inferior (8%), Jurásico Superior (25%), Cretácico Medio

(29%) y Oligoceno-Mioceno (12.5%). En este caso en particular, las rocas analizadas se encuentran comprendidas en el intervalo Jurásico Pliensbachiano-Tithoniano (Urien and Zambrano, 1994).

Las rocas madre o generadoras de hidrocarburos pueden dividirse según:

- a) *efectivas*, aquellas que hayan generado y expulsado hidrocarburos;
- b) *posibles*, cualquier roca sedimentaria que aún no ha sido evaluada pero que exhibe condiciones de haber generado y expulsado hidrocarburos; y
- c) *rocas madres potenciales*, cualquier roca sedimentaria inmadura que de alcanzar su madurez termal estaría en condiciones de generar y expeler hidrocarburos.

Al analizar una muestra de roca generadora en el laboratorio se determina la capacidad de generación que tiene al presente (G). A esta variable se la debe comparar con la capacidad original de generación de la roca (G_0). La diferencia entre G_0 y G representa los hidrocarburos efectivamente generados por la roca madre efectiva. G_0 puede medirse solamente en roca inmaduras, en donde su valor coincide con G. La medición de carbono orgánico total (COT) nos permite estimar G.

Para la determinación de la riqueza y madurez de las rocas generadoras se recurren a técnicas tales como: análisis del contenido total de carbono orgánico, pirólisis, reflectancia de vitrinita, índice de alteración termal, cromatografía del gas, descripción visual del querógeno, entre otras.

Por su parte, Passey *et al.* (1990) desarrollaron una técnica que permite determinar el COT a partir de los registros de porosidad con énfasis en el sónico compresional y resistivo profundo de pozo abierto. Esta metodología, calibrada para las unidades formacionales locales, se utilizó para determinar el contenido total de carbono orgánico sobre las dos rocas generadoras más importantes de la Cuenca Neuquina, Formaciones Vaca Muerta y Los Molles en distintas posiciones en la cuenca (Figuras 1 y 2).

Metodología

Numerosos autores han incursionado en el uso de registros de pozo abierto y entubado aplicados al reconocimiento y/o determinación de la materia orgánica. Tal el caso de Schmoker (1981) y Fertl and Rieke (1980) que emplean el registro de GR (rayos gamma) y GR espectral para establecer relaciones entre los valores de radiactividad y la materia orgánica.

Dallenbach *et al.* (1983) combinan el uso del registro de GR con el tiempo de tránsito compresional para obtener un parámetro derivado que se relaciona linealmente con la riqueza en materia orgánica. Por su parte, Schmoker (1979), Schmoker and Hester (1983) y Abdel-Rahman and Wali (1984) utilizan el registro de densidad para determinar la presencia de arcillas bituminosas.

Para la determinación de presencia de carbón y horizontes ricos en materia orgánica Rieke *et al.* (1980), Lawrence *et al.* (1984) y Herron (1986) emplearon herramientas del tipo carbono/oxígeno. Nixon (1973), Meissner (1978), Mendelson (1985), Schmoker and Hester (1989) y Morel (1999) estudiaron el impacto que sobre las lecturas de los perfiles resistivos genera la presencia de materia orgánica, así como las distintas concentraciones producen variaciones en los registros.

Veiga y Orchuela (1989) a partir del uso combinado de los registros de GR, sónico, radiactivos y eléctricos identificaron niveles generadores de hidrocarburos en la Formación Vaca Muerta.

Huang and Williamson (1996) utilizan técnicas basadas en la aplicación de redes neuronales para la cuantificación de la materia orgánica a partir del uso combinado de registros de GR, tiempo de tránsito compresional y resistivos.

Carpentier *et al.* (1989) combinan el uso de las propiedades resistivas y de propagación de ondas en la estimación de la materia orgánica.

Passey *et al.* (1990) desarrollaron una metodología denominada " $\Delta \log R$ " sobre la base del análisis de la respuesta que los registros de tiempo de tránsito compresional y resistividad exhiben frente a la presencia de materia orgánica.

Estos autores sostienen que para la estimación del contenido total de carbono orgánico a partir de registros de pozo abierto es necesario asumir un modelo petrofísico constituido por: la matriz de roca, la materia orgánica sólida y los fluidos contenidos en el espacio poral. Las rocas que no exhiben propiedades de generación de hidrocarburos se componen de la matriz de roca y los fluidos

porales. En rocas generadoras en estado inmaduro, la matriz de roca y la materia orgánica sólida conforman el esqueleto en tanto que el agua rellena el ámbito poral. A medida que ésta evoluciona hacia estadios de mayor madurez, parte de la materia orgánica sólida se transforma hacia fases líquidas o gaseosas de hidrocarburos que se movilizan hacia el espacio poral desplazando en este proceso el agua originalmente entrampada (Figura 3). Este proceso de maduración por parte de la materia orgánica se ve reflejado en los registros de pozo.

El método hace uso de la superposición de los perfiles convenientemente escalados tal que cuando la sección analizada carece de materia orgánica, ambas curvas se superponen y acompañan respondiendo a las variaciones de porosidad. Por su parte, frente a rocas reservorios con hidrocarburos o de rocas no reservorio pero con contenido de materia orgánica, los registros se separan respondiendo a las diferentes respuestas de los perfiles: el registro de porosidad detecta la presencia de querógeno de baja densidad y velocidad así como el registro de resistividad responde a los fluidos de la formación (Stinco, 2001).

Si bien el método permite emplear registros de densidad o neutrónicos para estimar la porosidad y así comparar la respuesta con la resistividad, los mejores resultados han sido obtenidos a partir del uso del tiempo de tránsito compresional; probablemente debido a que este tipo de registro está menos afectado por las condiciones ambientales del pozo respecto de los dos primeros.

Para observar este comportamiento es necesario escalar apropiadamente el tiempo de tránsito compresional y la resistividad profunda tal que $-50 \mu\text{seg/pie}$ correspondan a un ciclo resistivo. Luego se define una línea base de concordancia entre ambos, sobre intervalos pertenecientes a rocas de grano fino no generadoras. En estas secciones de la columna sedimentaria atravesada es posible observar como ambas curvas exhiben un comportamiento similar o bien directamente se superponen una a otra. Una vez definida la línea base, el reconocimiento de horizontes ricos en materia orgánica es directo y surge de la divergencia de respuesta por parte de ambas curvas (Figura 4). Así es posible establecer la separación entre las curvas ($\Delta \log R$) con similar nivel de muestreo que el que tienen los registros de porosidad y resistivo.

La ecuación que describe la relación entre los perfiles es:

$$\Delta \log R = \log_{10} (R/R_{\text{base}}) + 0,02 (\Delta t - \Delta t_{\text{base}})$$

con

$\Delta \log R$ = separación de los registros medida en ciclos logarítmicos

R = lectura de resistividad del intervalo de interés (ohm-m)

R_{base} = resistividad de base tomada en los niveles arcillosos (ohm-m)

Δt = tiempo de tránsito del intervalo de interés ($\mu\text{seg/pie}$)

Δt_{base} = tiempo de tránsito correspondiente a los niveles arcillosos ($\mu\text{seg/pie}$)

$0,02$ = constante dada por la relación $-50 \mu/\text{pie}$ por ciclo de resistividad

Los conceptos teóricos a partir de los cuales se derivan las relaciones expuestas se pueden ver en detalle en el trabajo de Passey *et al.* (1990). Henderson (1999) desarrolló una variante sobre la misma técnica para extender su uso a rocas reservorio de hidrocarburos.

Existe una relación lineal entre el COT y " $\Delta \log R$ " en función de la madurez de la materia orgánica en unidades de nivel de metamorfismo orgánico (LOM).

La ecuación empírica que permite estimar el COT es:

$$\text{COT} = (\Delta \log R) 10^{(2,297 - (0,1688 \times \text{LOM}))}$$

con

COT = medido en % en peso

LOM = nivel de metamorfismo orgánico

Características geoquímicas de la unidades formacionales

Formación Vaca Muerta

Las Formaciones Vaca Muerta y Los Molles son las responsables de la generación de cerca del 40% del petróleo y el 75% del gas de la zona central de la Cuenca Neuquina (Cruz *et al.* 2002).

Estos autores sostienen que la Formación Vaca Muerta se encuentra constituida por margas y lutitas marinas con muy alto contenido orgánico, con querógeno tipo I/II, muy buena capacidad de generación de hidrocarburos líquidos, moderado espesor, con conductos de migración de excelentes condiciones con migraciones de hasta 70 km, habiendo comenzado la generación y expulsión de petróleo hace unos 80 Ma y siendo entrampados los mismos en los reservorios de las Formaciones Quintuco, Loma Montosa, Tordillo y Sierras Blancas.

La Formación Vaca Muerta en las áreas estudiadas presenta las siguientes características. En la zona de la Plataforma Nororiental (pozos ALSx-1, BLCSx-1 y LB-1001) tiene espesores variables entre 50 y 120 metros. Presenta un buen a excelente carácter generador de hidrocarburos líquidos. Su querógeno es de tipo I/II y potencial oleogénico alto, con valores de COT entre 2 y 5 % y ocasionalmente muy altos que se ubican en el rango de 5 a 10 % (Villar, 1998). El pozo LB-1001 es una excepción por su pobre contenido de carbono orgánico total. El análisis visual del querógeno indica una fuerte predominancia de material amorfo lipídico de origen marino, típico generador de petróleo. La madurez térmica cubre el rango de madurez marginal a temprana, posiblemente entrando a etapa principal de generación en la parte más profunda del pozo ALSx-1.

En el ámbito del centro de cuenca (pozo FdPx-1) presenta valores de COT en el rango de 0.8 y 4 % con moderado carácter generador de hidrocarburos líquidos y gaseosos, querógeno tipo II/III con dominio fuerte de materia orgánica amorfa. La madurez térmica indica rango de ventana principal de petróleo a gas.

Por último, en la zona de la Dorsal de Huincul (pozo LChxp-1) la Formación Vaca Muerta presenta ricos valores de materia orgánica (COT entre 3 y 4.5 %), altos rendimientos de pirólisis, con elevada capacidad de generación de hidrocarburos líquidos y querógeno I/II poco evolucionado, térmicamente inmaduro.

Formación Los Molles

La Formación Los Molles comprende a arcilitas negras y lutitas ricas en materia orgánica con potencial regular a bueno para la generación de gas y petróleo, querógeno mixto tipo II a II/III, representando mezclas de componentes terrestres estructurados y material amorfo, de sección potente de distribución asimétrica, con conductos de migración desfavorables pero con fallas que facilitan la migración vertical, habiendo comenzado la generación y expulsión de petróleo hace unos 130 Ma y actuando como rocas reservorios las unidades pertenecientes al Grupo Cuyo (Cruz *et al.* 2002).

En el área de estudio (Los Bastos, pozos LChxp-1 y PSxp-1001) la Formación Los Molles comprende a dos miembros uno Superior y otro denominado Inferior, separados por una discordancia erosiva.

Los Molles Inferior (Pliensbaquiano-Toarciano Inferior) está compuesto por margas bituminosas gris oscuro que alcanzan los 50 metros de espesor. El miembro es orgánicamente rico (COT de 1.3 a 3.5 %), con potencial de generación moderado a alto. La materia orgánica es mixta (I a II/III), con alta participación de querógeno lipídico, sugiriendo buena capacidad para generación de hidrocarburos líquidos y gaseosos (Villar, 2001).

Los Molles Superior lo componen lutitas y limolitas grises con un desarrollo que alcanza los 120 m de potencia, intercalados con bancos de areniscas finas. A diferencia de la sección inferior posee valores homogéneos de COT (de 1 a 2 %) y su potencial de generación es bajo a moderado. El querógeno es de tipo II/III, de bajo tenor de hidrógeno, esencialmente gasífero, en concordancia con la composición microscópica dominada por elementos estructurados de plantas superiores.

La Formación Los Molles se encuentra entre la fase temprana y el pico de máxima generación de petróleo dentro del área Los Bastos.

Calibración de la información

Para la calibración del método se utilizaron los datos de los estudios de geoquímica de recortes completos del pozo Las Chivas xp-1 que incluye a las Formaciones Vaca Muerta y Los Molles (Figuras 5 y 6).

A partir de éste se establecieron los parámetros básicos a emplear en la determinación del contenido total de carbono orgánico, a saber: $R_{base} = 3.35 \text{ ohm-m}$, $\Delta t_{base} = 95 \text{ } \mu\text{seg/pie}$ y $LOM = 10$.

En la figura 7 se presenta un gráfico de los valores de COT de recortes vs tiempo de tránsito compresional en donde es posible diferenciar dos correlaciones bien marcadas según el intervalo analizado. Esta respuesta estaría asociada a la respuesta diferente que en el registro de tiempo de tránsito le imprime la variada participación en volumen de materia orgánica que compone a ambas rocas generadoras y que se manifiesta de manera constante dentro de cada intervalo. Las variaciones adicionales corresponderían a fenómenos de compactación.

La figura 8 muestra un gráfico de COT vs resistividad profunda en donde es posible diferenciar ambas poblaciones según la roca generadora. No obstante, la correlación no es factible como en el caso del tiempo de tránsito compresional. Este comportamiento de la herramienta se interpreta de manera tal que el registro de resistividad refleja no solo las variaciones en porcentajes de materia orgánica sino que también las variaciones en porcentaje de los fluidos presentes así como también las variaciones texturales de la roca. A raíz de lo expuesto se desprende que la respuesta frente a este registro es más compleja aún respecto del tiempo de tránsito compresional.

Aplicación del método en distintos sectores de la Cuenca Neuquina

Una vez calibrados los parámetros a utilizar se efectuaron las estimaciones de COT en los cinco pozos restantes (Figura 1), a saber: Punta Senillosa xp-1001 (Figura 9), Fortín de Piedra x-1 (Figura 10), La Barda x-1001 (Figura 11), Aguada Lastra Sur x-1 (Figura 12) y Bajo de los Cajones Sur x-1 (Figura 13).

En cada caso se observó la consistencia de los datos computados y el alto nivel de correlación entre el contenido total de carbono orgánico de laboratorio y el COT computado a partir de los perfiles; inclusive en el caso del pozo La Barda x-1001, que exhibe valores de COT muy bajos, el método los reproduce.

En la figura 14 se presenta un gráfico de todos los valores de COT de recortes vs el contenido total de carbono orgánico computado en los seis pozos analizados. El coeficiente de correlación es de 0.814.

El rango de valores para la Formación Vaca Muerta se extiende desde 0.01% (La Barda x-1001) hasta 10 % (Aguada Lastra Sur x-1) con una media de 2 %. Para la Formación Los Molles los valores de carbono orgánico computado comprenden desde 0.01% hasta 5% (pozo Las Chivas xp-1) con un promedio de 1.1 %.

La figura 15 muestra los valores promedios computados de COT para las Formaciones Vaca Muerta y Los Molles. Los valores obtenidos, son consistentes con la distribución de materia orgánica presentados por diversos autores (Urien and Zambrano, 1994; Uliana *et al.*, 1999)

Conclusiones

Del análisis de los resultados obtenidos a partir de la estimación del contenido total de carbono orgánico en seis pozos realizado en las Formaciones Vaca Muerta y Los Molles se desprende que:

- 1) Mediante los perfiles de tiempo de tránsito compresional y resistivos y a partir del empleo de la técnica de “ $\Delta \log R$ ” es posible determinar los valores de COT, verificándose esto para la Cuenca Neuquina.
- 2) Los resultados obtenidos permiten corroborar la técnica en las dos rocas generadoras independientemente de sus diferentes ambientes de depositación, litología y grado de madurez térmica.

- 3) Con la técnica descripta fue posible cuantificar las variaciones en profundidad y en distribución areal del contenido total de carbono orgánico en las dos formaciones de interés.
- 4) La consistencia en los datos permite mostrar valores de COT tan bajos como los presentes en el pozo La Barda x-1001 (promedio de 0.22%) así como también tan altos como los del pozo Aguada Lastra Sur x-1 (promedio de 3%).
- 5) El método es de fácil aplicación y se fundamenta en información adquirida oportunamente por lo que no requiere de una nueva toma de datos.

Agradecimientos

Se agradece a Tecpetrol S.A. por permitir la publicación del trabajo y a Carlos Castro por su ayuda en la confección de las figuras.

Bibliografía

Abdel-Tahman, E. and Wali, A., 1984. Determination of density and organic content of Matruh shales in the Western Desert of Egypt from density logs. Bulletin of the Faculty of Science, Cairo University, Egypt, V 52, N 2, 589-600.

Carpentier, B., Bessereu, G. and Huc, A., 1989. Well logs and source rocks assesing organic carbon content by the Carbolog technique. Oil & Gas Science and Technology. Revue de l'Institut Français du Pétrole, V 44, N 6, 699-719.

Cruz, C., Boll, A., Gómez Omil, R., Martínez, E., Arregui, C., Gulisano, C., Lafitte, G. y Villar, H., 2002. Hábitat de hidrocarburos y sistemas de carga Los Molles y Vaca Muerta en el sector central de la Cuenca Neuquina, Argentina. V Congreso de Exploración y Desarrollo, Instituto Argentino del Petróleo y del Gas, Mar del Plata, CD-ROM.

Dallenbach, J. Espitalie, J. and Lebreton, F., 1983. Source rock logging. Transactions of the 8th European SPWLA Symposium, paper D.

Fertl, W. and Rieke, H., 1980. Gamma-ray spectral evaluation techniques identify fractured shale reservoirs and source-rock characteristics. Journal of Petroleum Technology, V 31, 2053-2062.

Henderson Petrophysics, 1999. Source rock analysis from well logs. Quicklog and Tocp. Henderson Petrophysics. Brisbane, 5p.

Herron, S., 1986. Derivation of a total organic carbon log for source rock evaluation. Transactions of the 27th SPWLA Annual Logging Symposium, paper HH.

Huang, Z. and Williamson, M., 1996. Artificial neural network modelling as an aid to source rock characterization. Marine and Petroleum Geology, V 13, N 2, 277-290.

Klemme, H. and Ulmishek, G., 1991. Effective petroleum source rocks of the world: stratigraphic distribution and controlling depositional factors. American Association of Petroleum Geologists, V 75, N° 12, 1809-1851.

Lawrence, T., Ball, S. and Harris, M., 1984. Continuous carbon/oxygen and neutron lifetime log proposed interpretation for organic and/or shaly depositional environments. Transactions of the 25th SPWLA Annual Logging Symposium, paper QQ.

Magoon, L. and Dow, W., 1994. The petroleum system. Magoon y Dow (Ed.). The Petroleum System-From Source to Trap. American Association of Petroleum Geologists Memoir 60: 3-24.

Mendelson, J., 1985. Petroleum source rock logging. Massachusetts Institute of Technology, MS thesis, 96 p.

Mendiberri, H. y Carbone, O., 2002. Cuenca Neuquina: marco geológico y reseña histórica de la actividad petrolera. En rocas reservorio de las cuencas productivas de la Argentina. Schiuma, Hinterwimmer y Vergani Ed. V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mar del Plata. 201-228.

Meissner, F., 1978. Petroleum geology of the Bakken Formation Williston basin, North Dakota and Montana. The economic geology of the Williston basin. Montana Geological Society. 1978 Williston Basin Symposium, 207-227.

Morel, J., 1999. Use resistivity as indicator of source rock maturity. Oil and Gas Journal, V 97, N 19, May 10, 72-74.

Nixon, R., 1973. Oil source beds in Cretaceous Mowry Shale of north western interior United States. American Association of Petroleum Geologists, V 57, 136-161.

Palciauskas, V., 1991. Primary migration of petroleum. R. Merrill (Ed.). Source and migration processes and evaluation techniques. American Association of Petroleum Geologists, 13-22.

Passey, Q., Creaney, S., Kulla, J., Moretti, F. and Stroud, J., 1990. A practical model for organic richness from porosity and resistivity logs. American Association of Petroleum Geologists, V 74 N 12, 1777-1794.

Rieke, H., Oliver, D., Fertl, W. and McCord, J., 1980. Successful application of carbon/oxygen logging coalbed exploration. 55th Annual Fall Technical Conference of the Society of Petroleum Engineers, Dallas, 1980.

Schmoker, J., 1979. Determination of organic content of Appalachian Devonian shales from formation density-logs. American Association of Petroleum Geologists Bulletin, V 63, 1504-1537.

Schmoker, J., 1981. Determination of organic content of Appalachian Devonian shales from gamma-ray logs. American Association of Petroleum Geologists Bulletin, V 65, 1285-1298.

Schmoker, J. and Hester, T., 1983. Organic carbon in Bakken Formation. United States portion of Williston basin. American Association of Petroleum Geologists Bulletin, V 67, 2165-2174.

Schmoker, J. and Hester, T., 1989. Oil generation inferred from formation resistivity, Bakken Formation, Williston Basin, North Dakota. Transactions of the 30th SPWLA Annual Logging Symposium, paper H.

Stinco, L., 2001. Introducción a la caracterización de reservorios de hidrocarburos. Empleo de técnicas de subsuelo en la evaluación de formaciones. Asociación Geológica Argentina. Serie "B" (Didáctica y Complementaria) N 25. Buenos Aires, 128 p.

Uliana, M., Legarreta, L., Laffitte, G. y Villar, H., 1999. Estratigrafía y geoquímica de las facies generadoras de hidrocarburos en las cuencas petrolíferas de Argentina. Simposio de sistemas

petroleros de las cuencas argentinas. IV Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Instituto Argentino del Petróleo y del Gas, Mar del Plata. Tomo I, 1-63.

Urien, C. and Zambrano, J., 1994. Petroleum systems in the Neuquén Basin, Argentina. Magoon y Dow (Ed.). The Petroleum System-From Source to Trap. American Association of Petroleum Geologists Memoir 60: 513-534.

Veiga, R. y Orchuela, I., 1989. Identificación de niveles generadores de hidrocarburos a partir de técnicas de perfilaje en la Formación Vaca Muerta. 1° Congreso Nacional de Hidrocarburos, Instituto Argentino del Petróleo y del Gas, Mar del Plata, 1061-1093.

Villar, H., 1988. Caracterización de rocas generadoras, petróleos crudos y gases, correlación petróleo-petróleo y petróleo-roca madres en la plataforma neuquina. Informe inédito.

Villar, H., 2001. Caracterización de rocas generadoras, petróleo crudos y gases de los pozos Las Chivas xp-1, Punta Senillosa xp-1001 y Fortín de Piedra x-1. Informe inédito.

Acerca de los autores

Luis P. Stinco es Licenciado en Ciencias Geológicas de la UBA. Habiendo trabajado en compañías de servicio y operadoras actualmente desarrolla sus actividades en Tecpetrol S.A. Stinco ha dictado cursos para la industria y participa como docente en la Universidad de Buenos Aires y el Instituto Tecnológico de Buenos Aires. Asimismo, es autor de varias publicaciones.

Alfonso Mosquera es Licenciado en Ciencias Geológicas de la UBA con Diploma de Honor. Actualmente se desempeña como Geólogo Senior de Exploración en Tecpetrol S.A. Cuenta con 12 años de experiencia en la industria petrolera, en actividades de exploración, evaluación y adquisición de áreas exploratorias y yacimientos, en Argentina y Sudamérica.

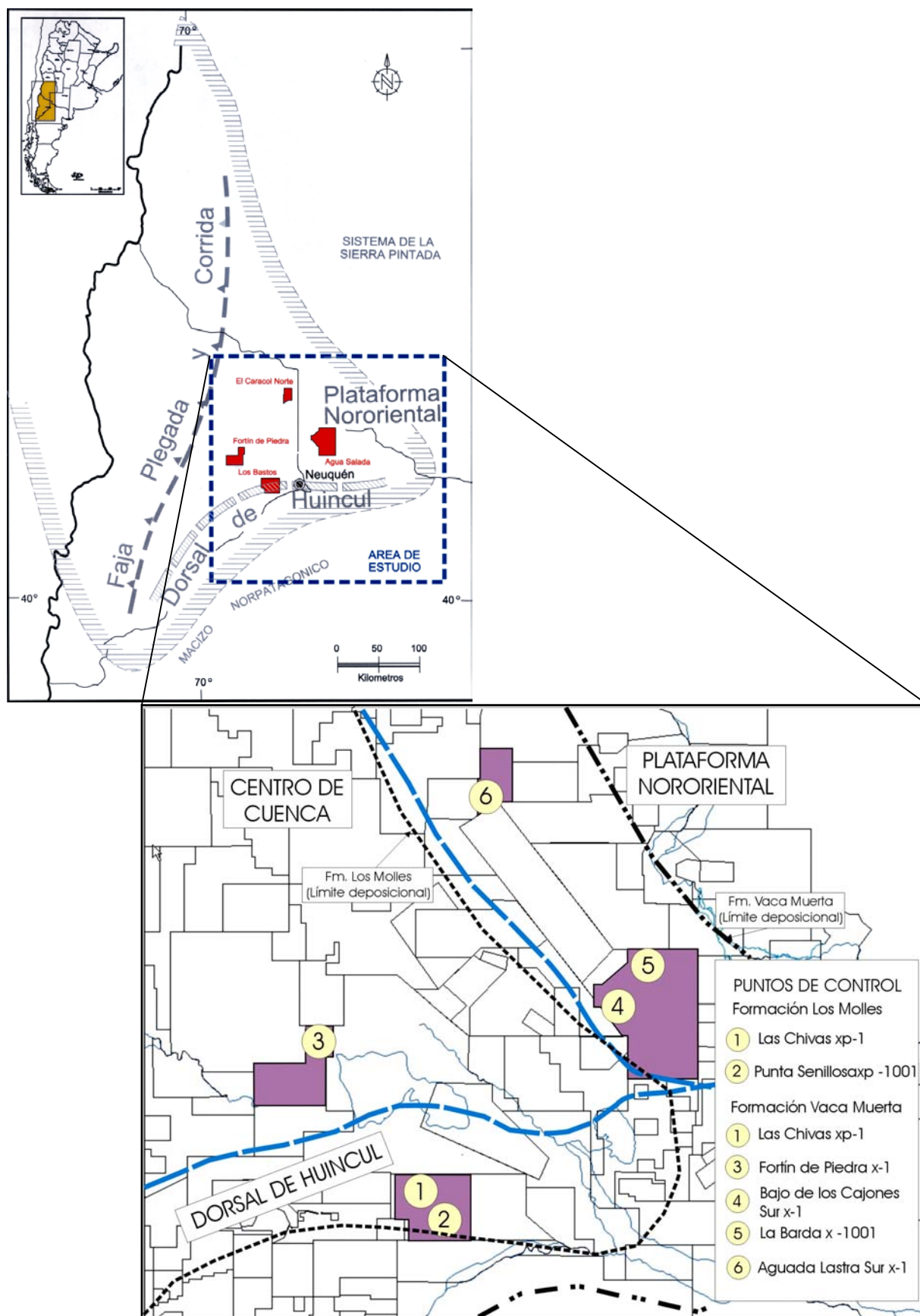


Figura 1. Mapa de ubicación y áreas de estudio

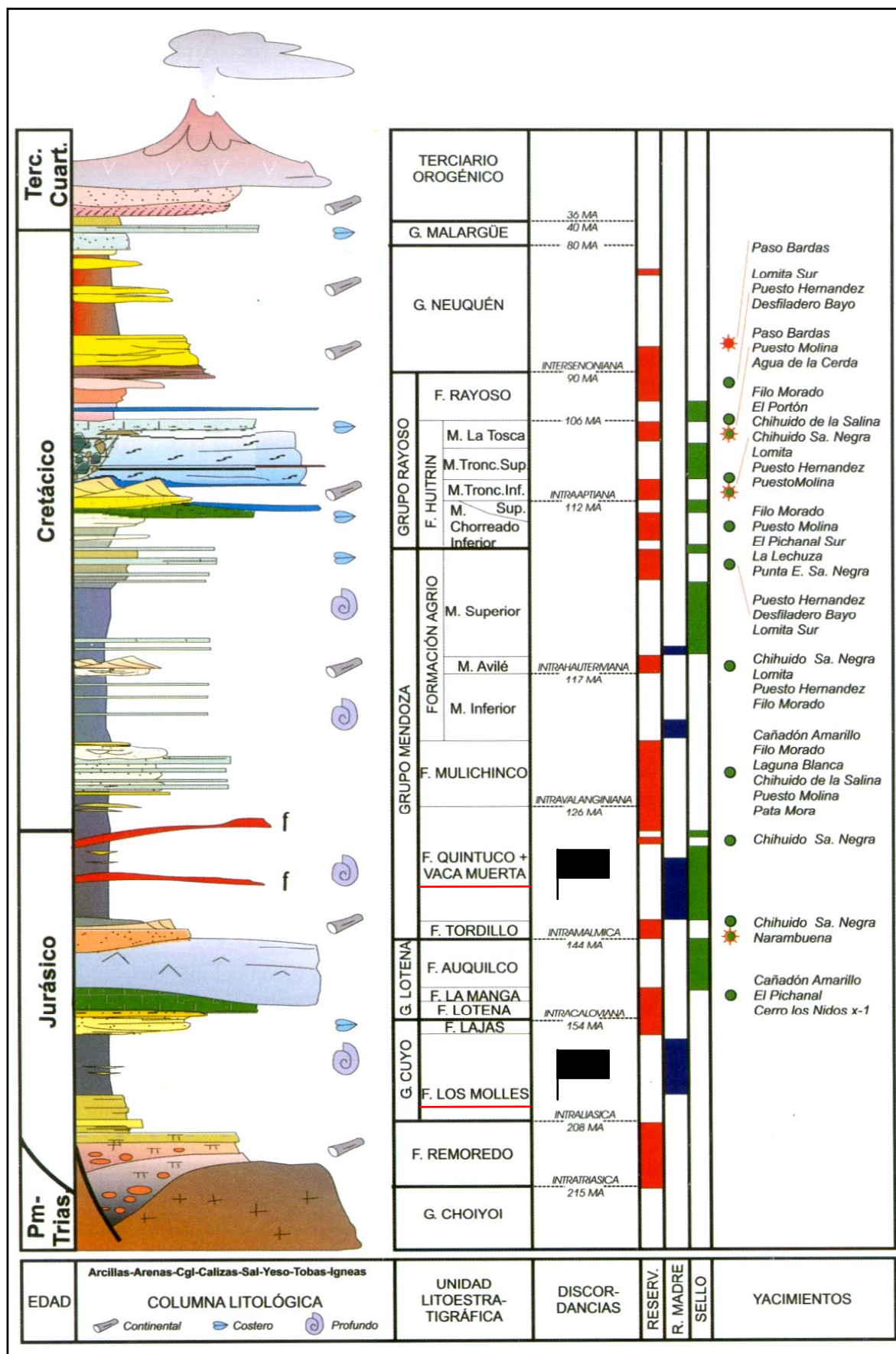


Figura 2. Columna estratigráfica generalizada para la Cuenca Neuquina (Mendiberri y Carbone, 2002)

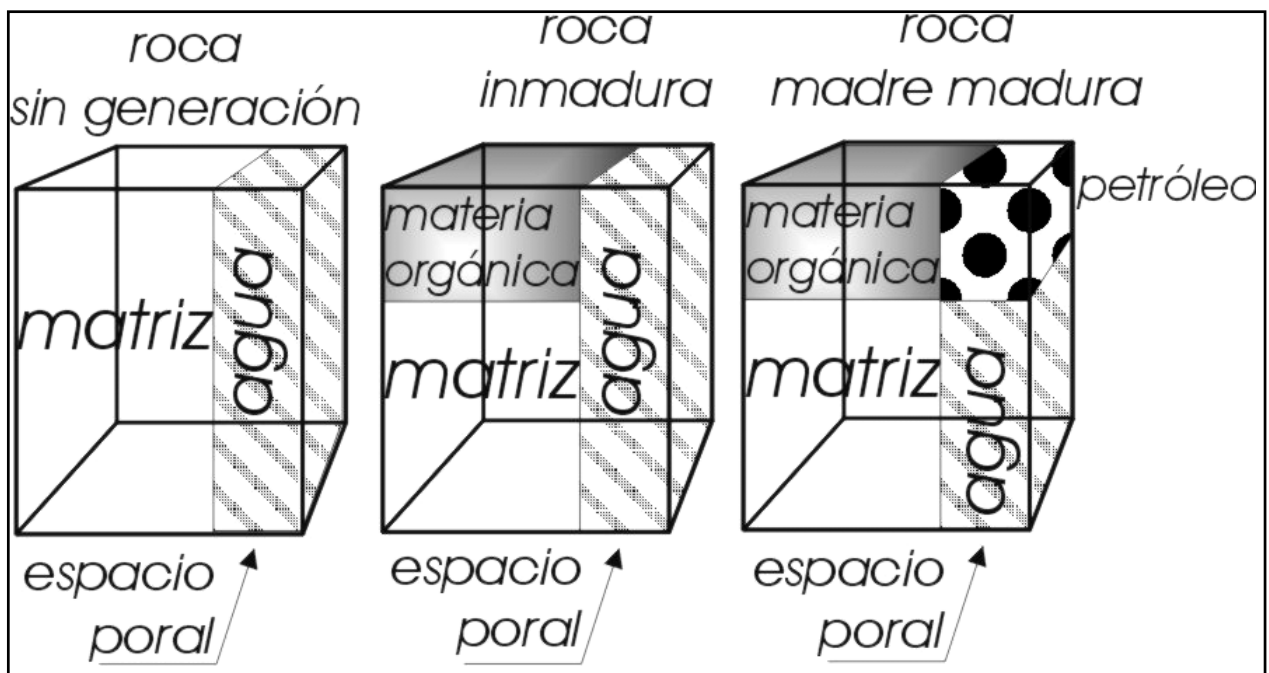


Figura 3. Modelo petrofísico de roca, espacio poral y fluidos (modificado de Passey *et al.*, 1990)

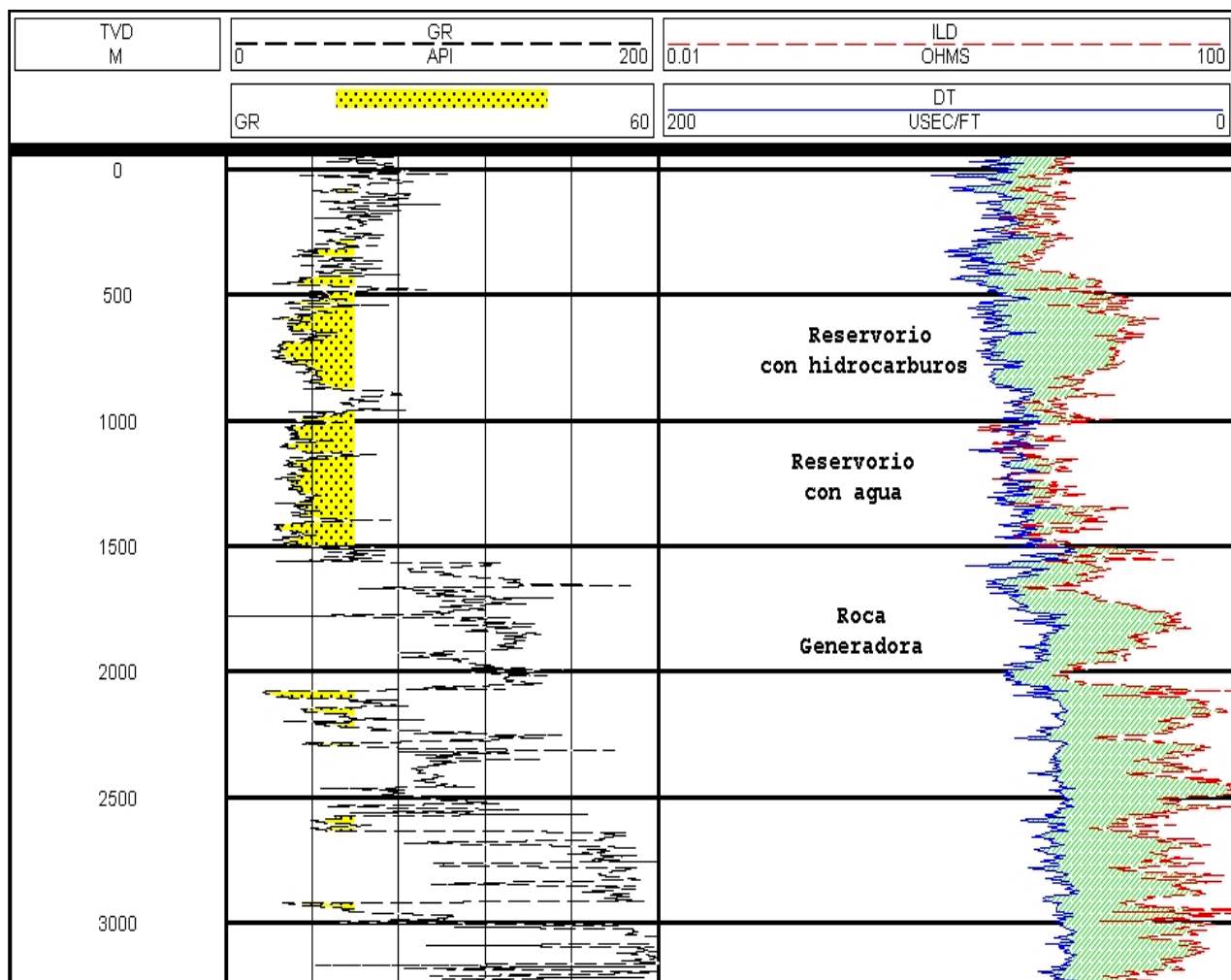


Figura 4. Reescalamaniento de perfiles (Stinco, 2001)

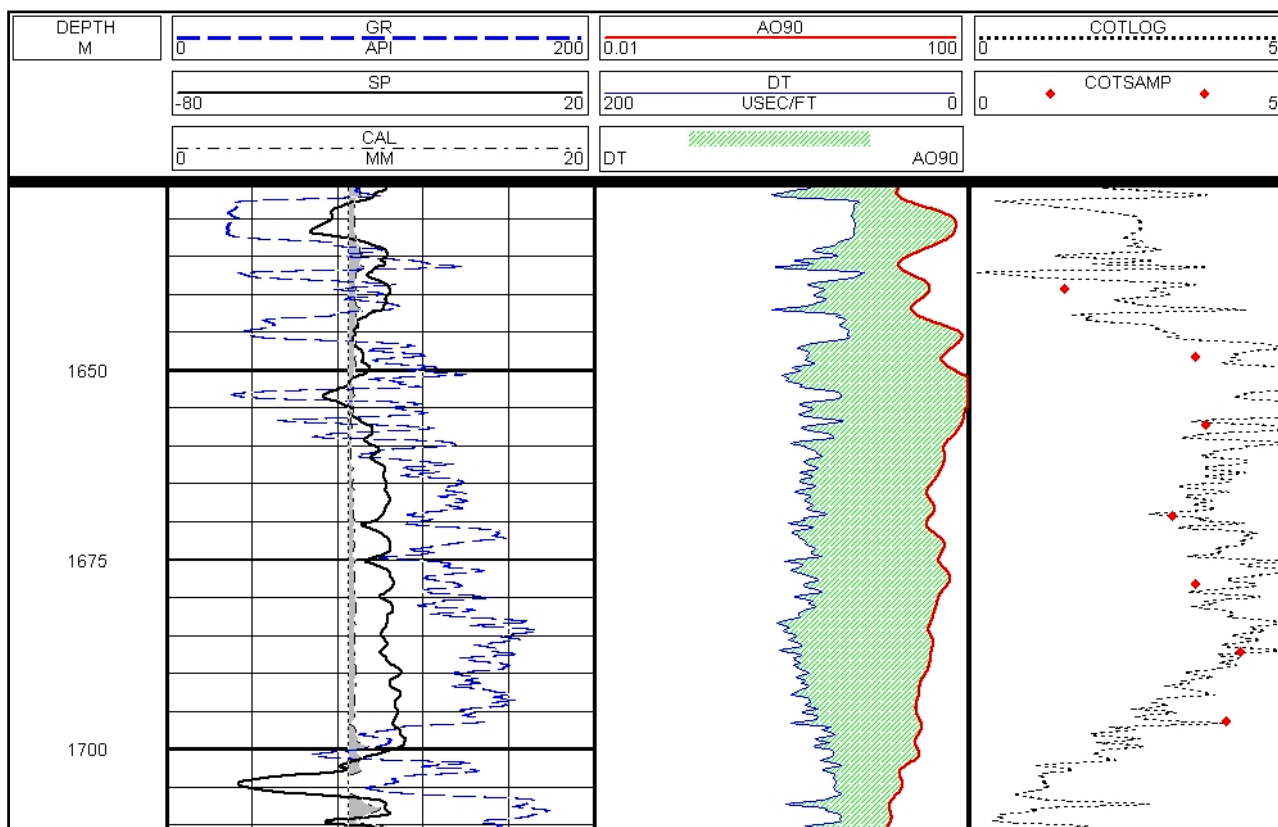


Figura 5. Calibración de COT computado (COTLOG) con COT de recortes (COTSAMP) para el intervalo correspondiente a la Formación Vaca Muerta en el pozo Las Chivas xp-1.

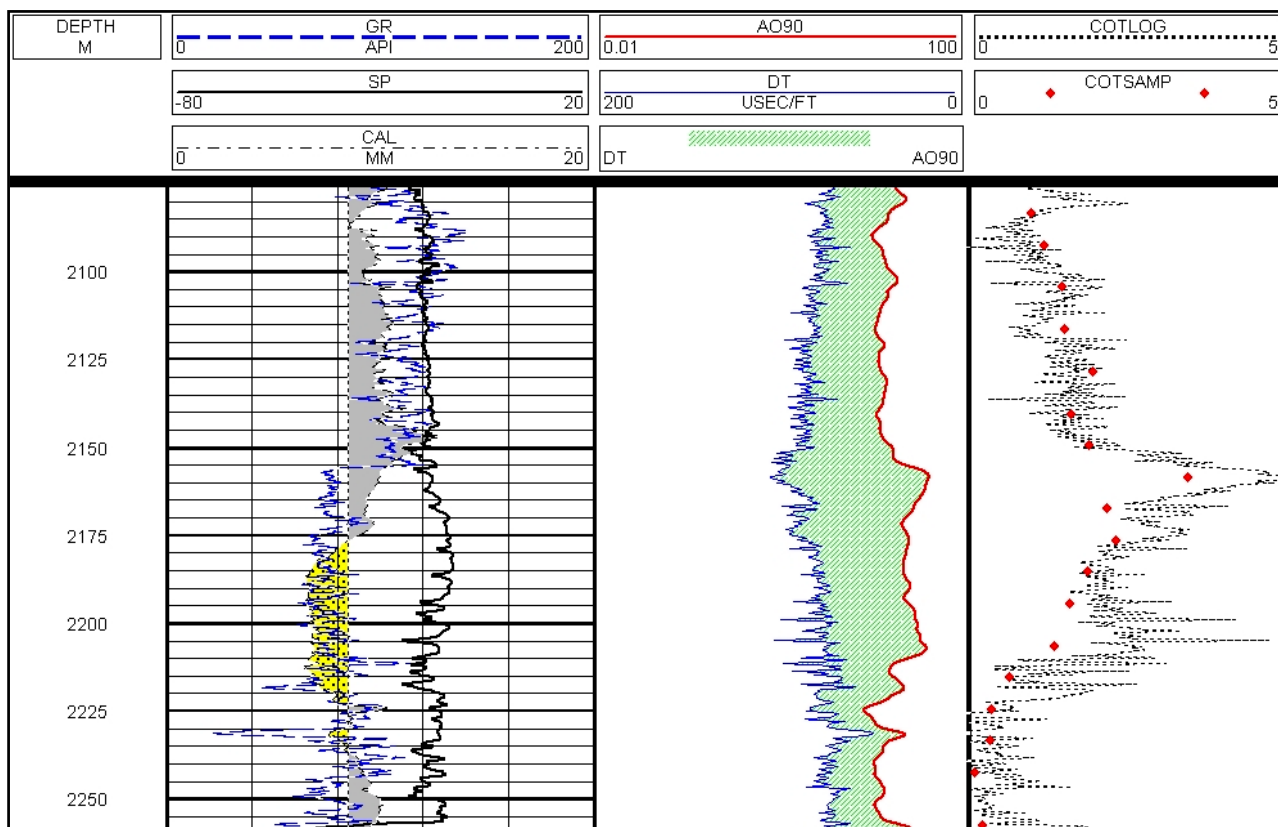


Figura 6. Calibración de COT computado (COTLOG) con COT de recortes (COTSAMP) para el intervalo correspondiente a la Formación Los Molles en el pozo Las Chivas xp-1.

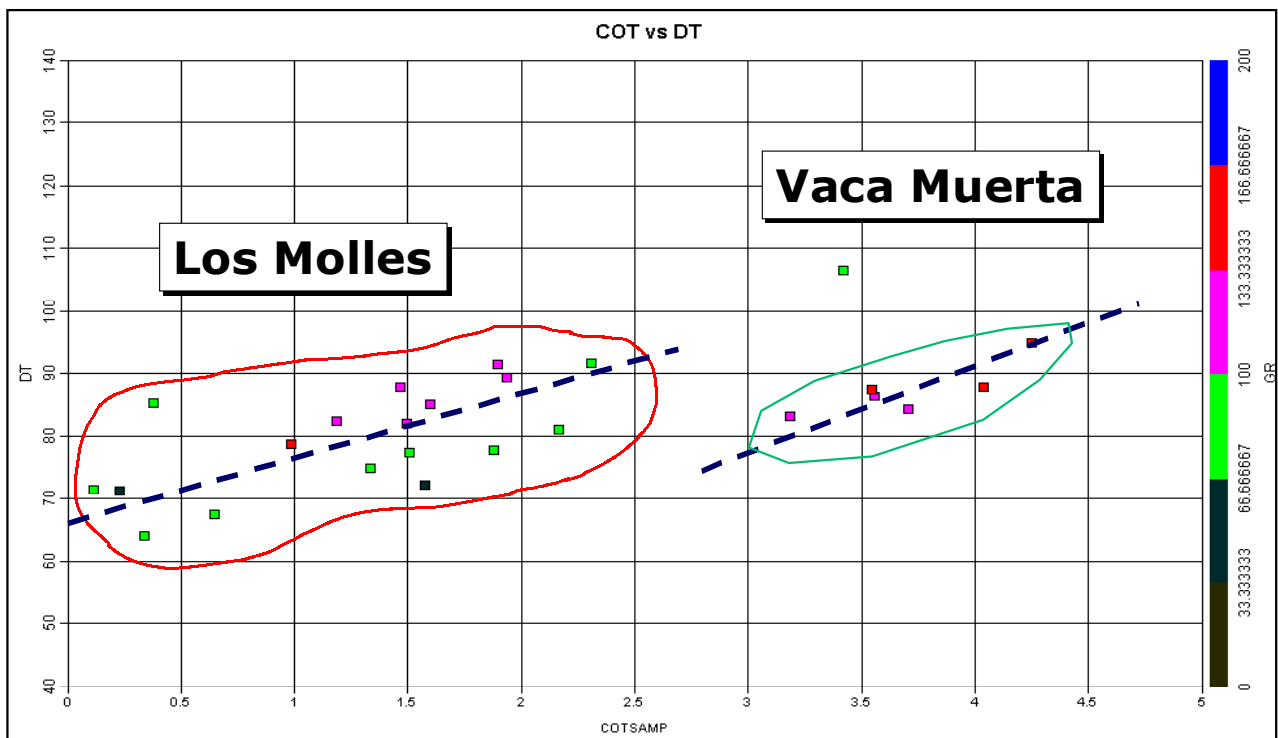


Figura 7. Cross-plot de COT de recortes vs tiempo de tránsito compresional en el pozo LChxp-1

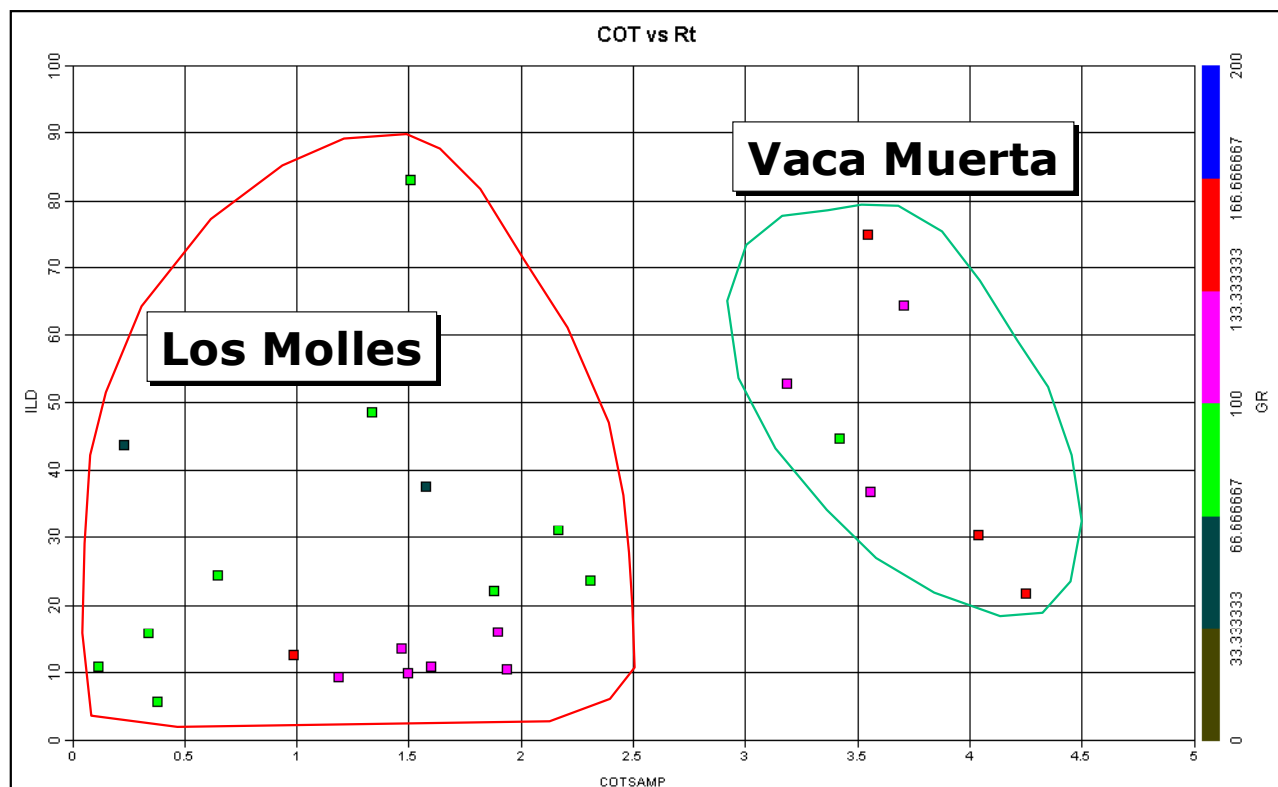


Figura 8. Cross-plot de COT de recortes vs resistividad profunda en el pozo LChxp-1

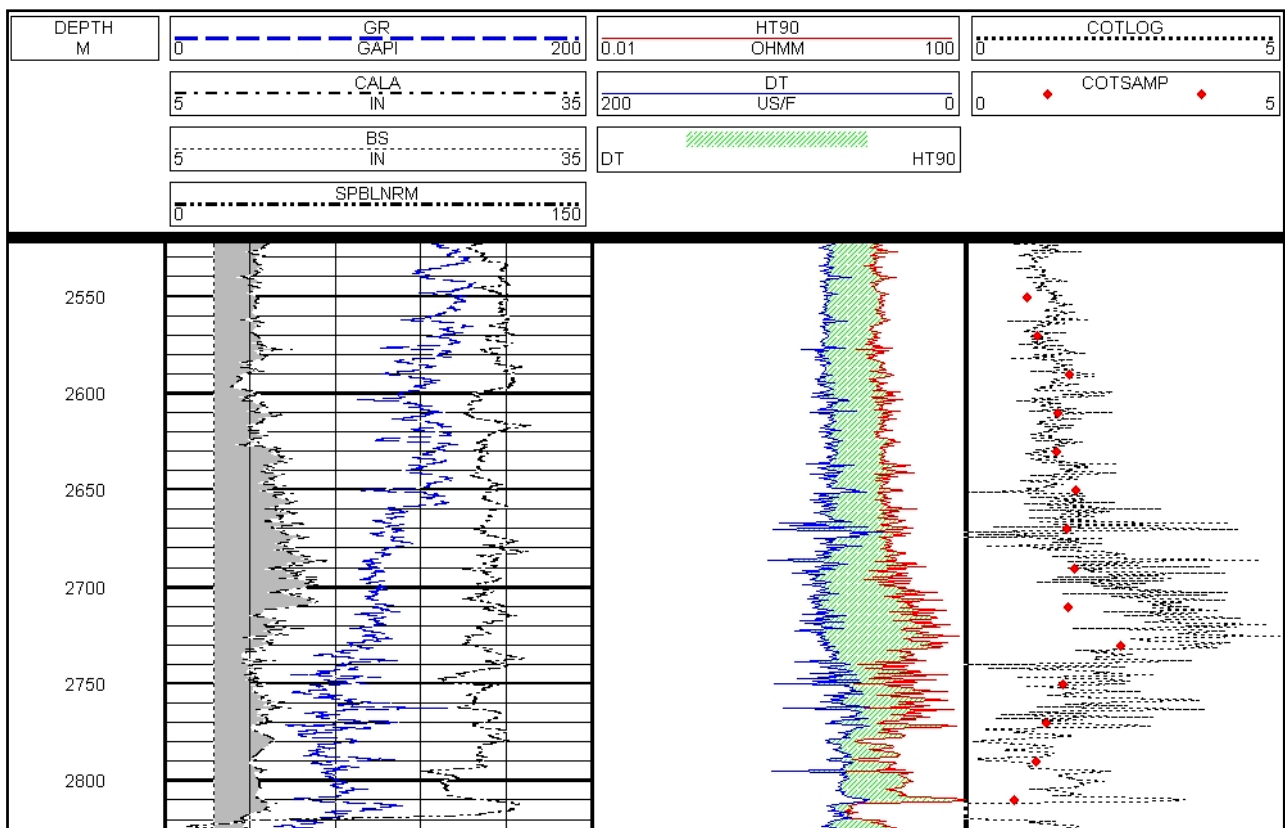


Figura 9. Resultados de COT computado (COTLOG) con COT de recortes (COTSAMP) para el intervalo correspondiente a la Formación Los Molles en el pozo Punta Senillosa xp-1001

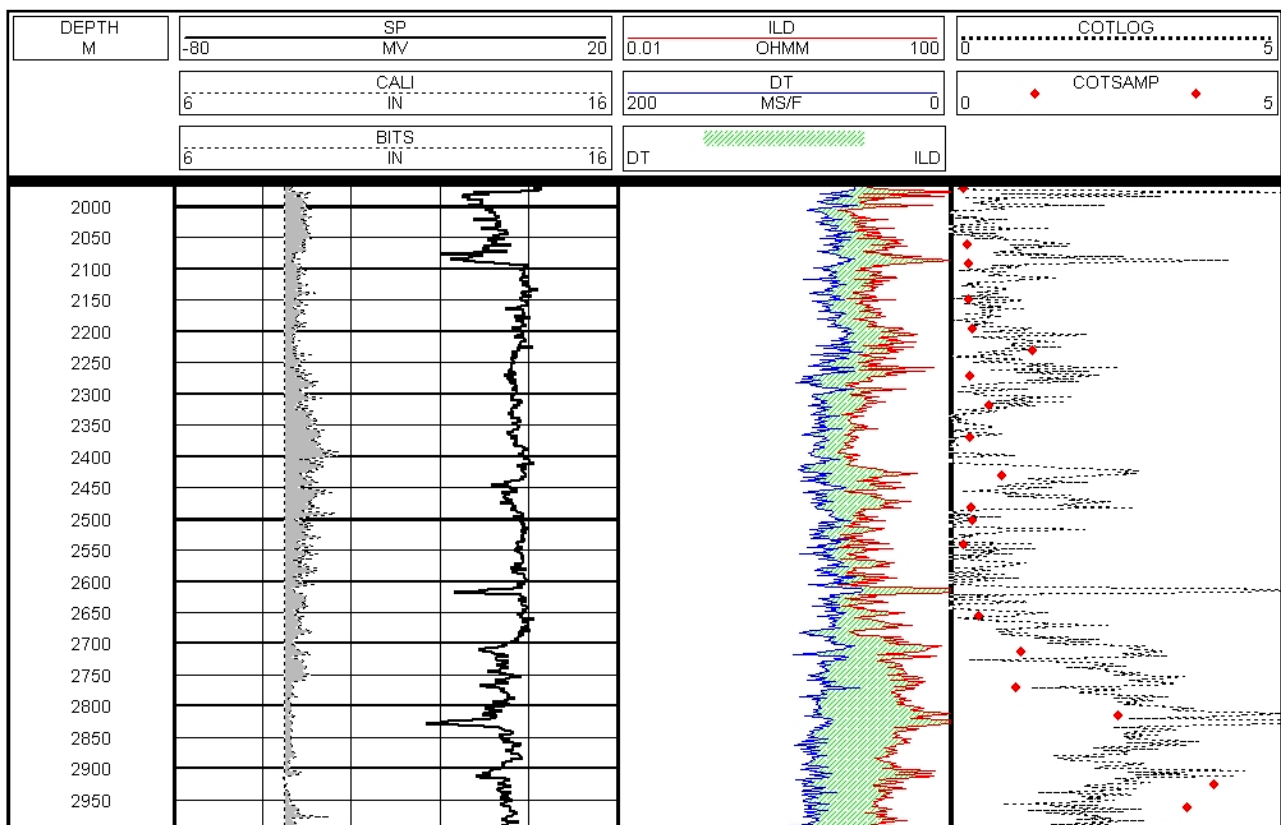


Figura 10. Confrontación de COT computado (COTLOG) con COT de recortes (COTSAMP) para el intervalo correspondiente a la Formación Vaca Muerta en el pozo Fortín de Piedra x-1

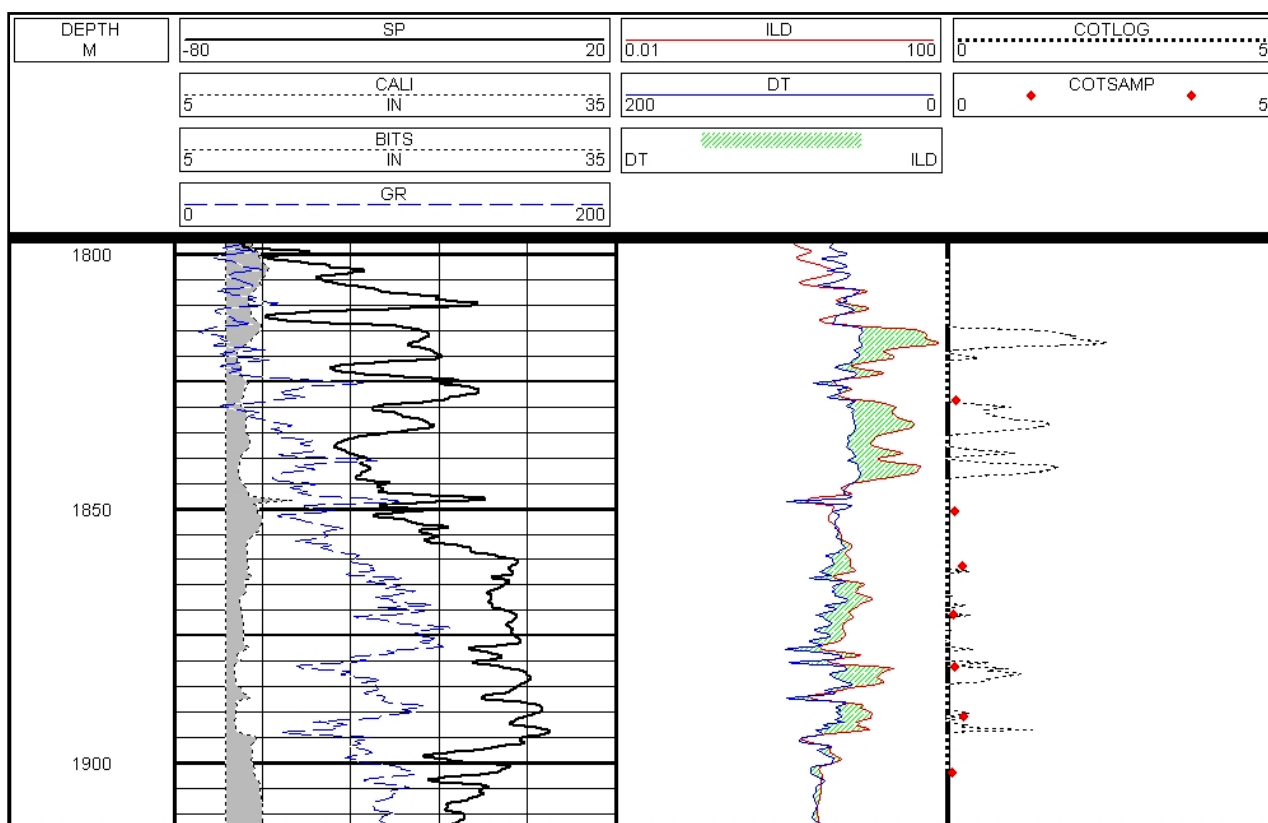


Figura 11. Comparación de COT computado (COTLOG) con COT de recortes (COTSAMP) para el intervalo correspondiente a la Formación Vaca Muerta en el pozo La Borda x-1001

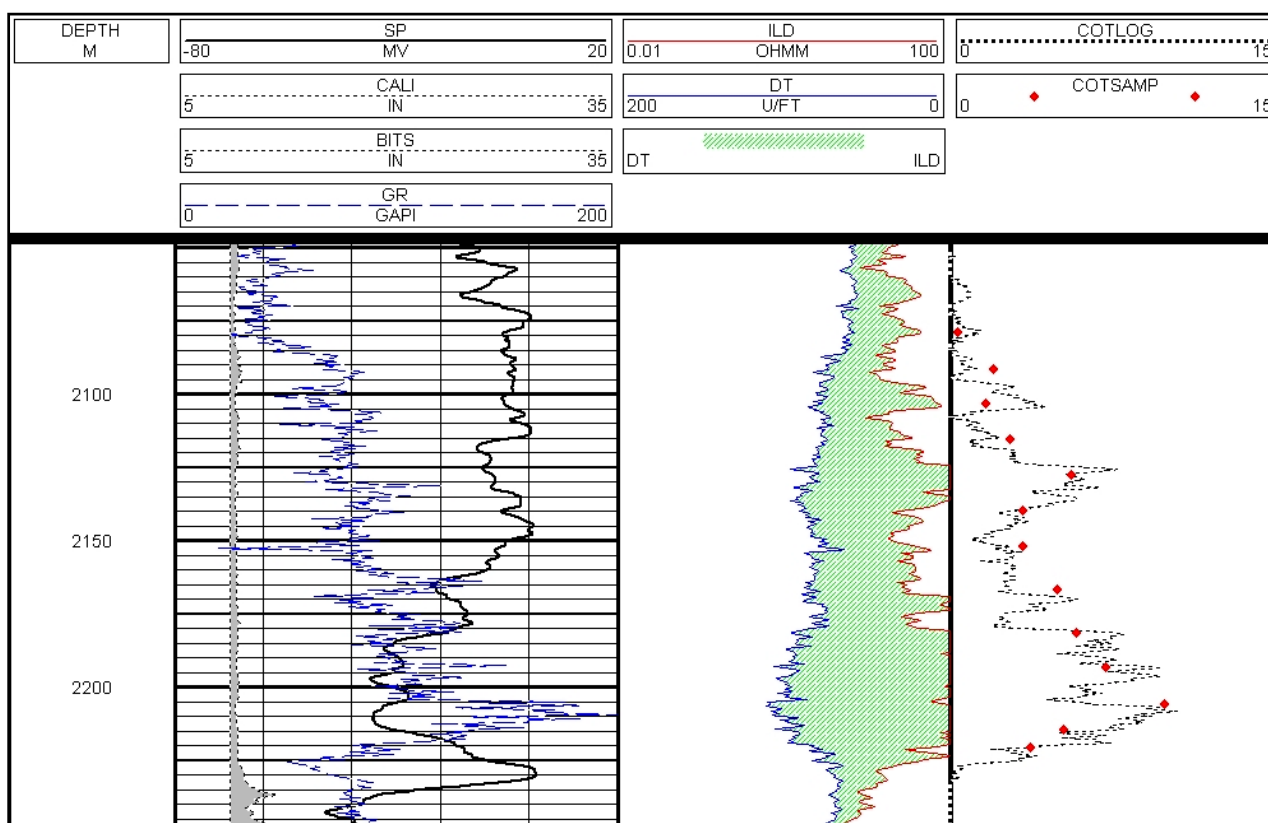


Figura 12. Resultados de COT computado (COTLOG) con COT de recortes (COTSAMP) para el intervalo correspondiente a la Formación Vaca Muerta en el pozo Aguada Lastra Sur x-1

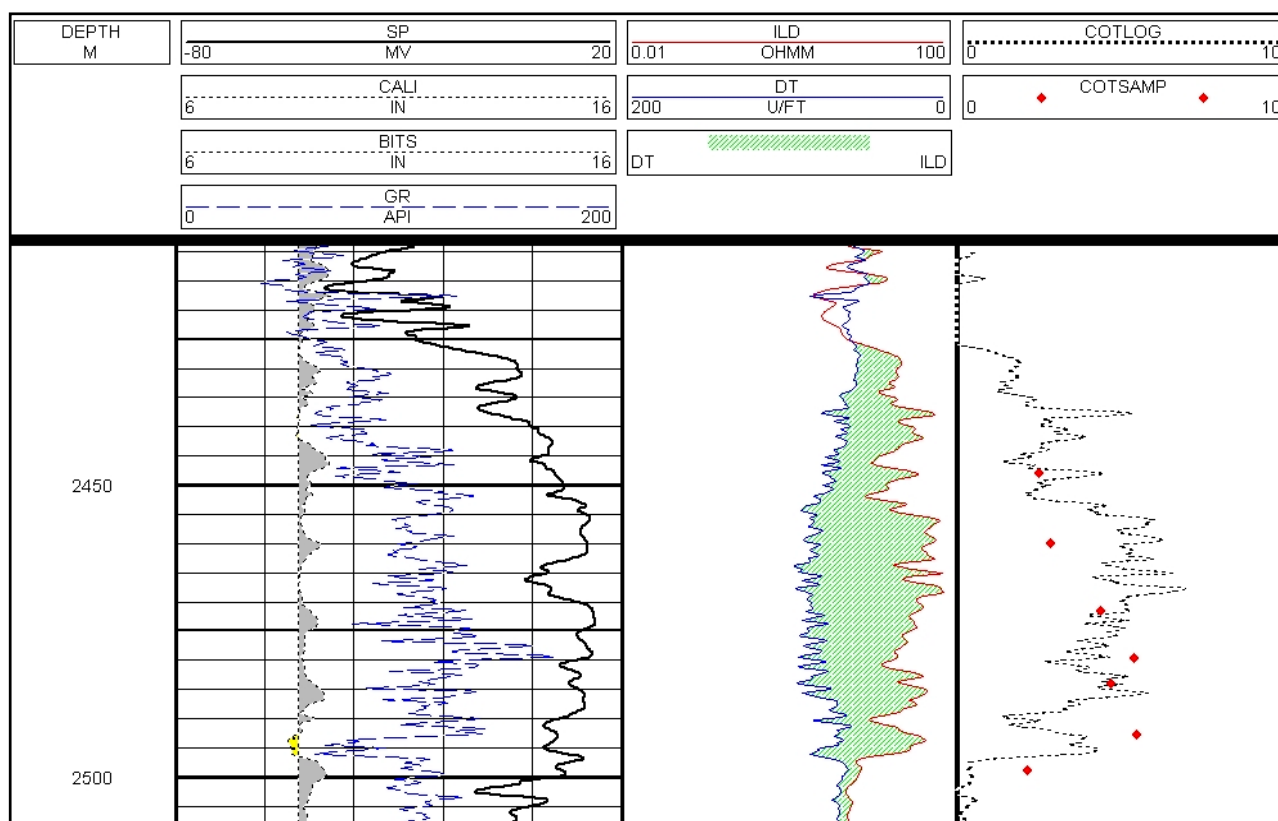


Figura 13. Comparación de COT computado (COTLOG) con COT de recortes (COTSAMP) para el intervalo correspondiente a la Formación Vaca Muerta en el pozo Bajo de los Cajones Sur x-1

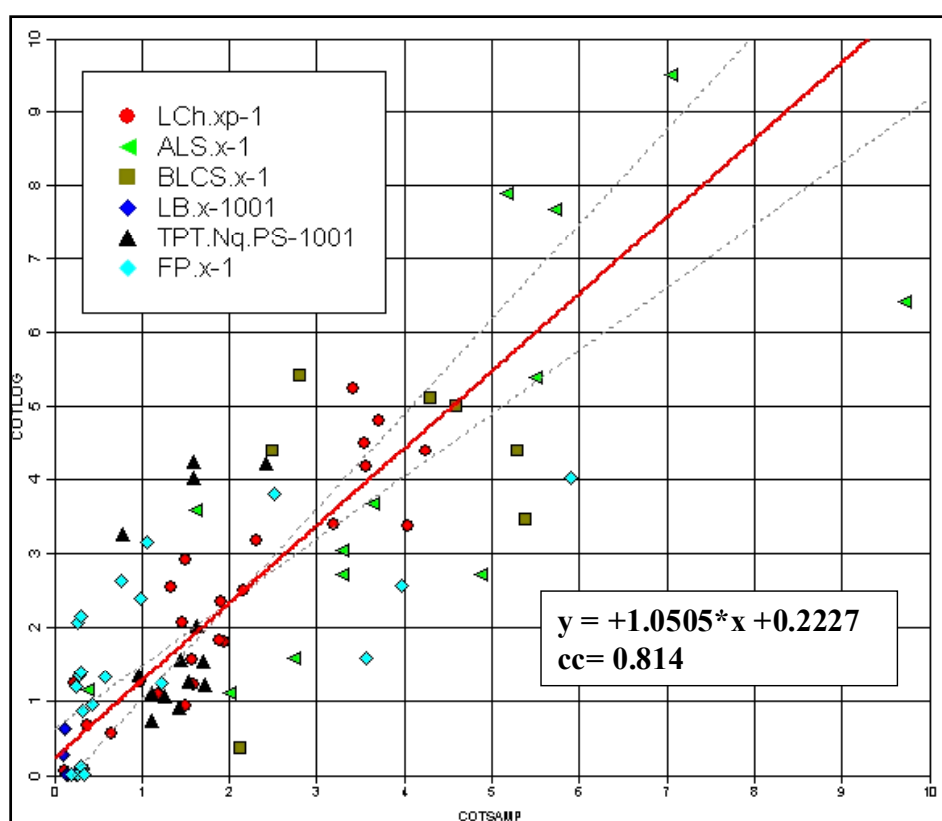


Figura 14. Cross-plot de valores de COT de muestras vs computados.

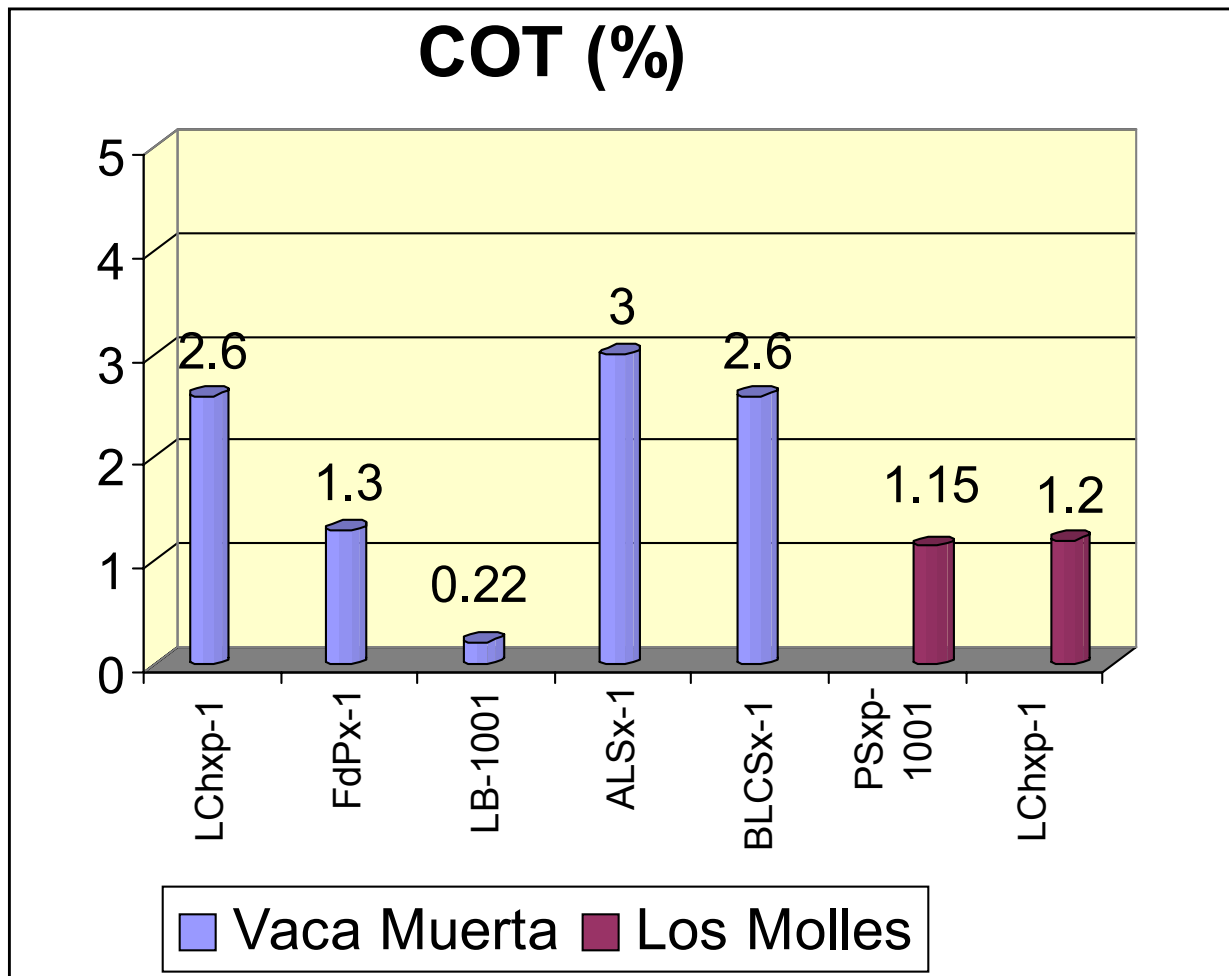


Figura 15. Valores de COT computados promedios para las Formaciones Vaca Muerta y Los Molles