

AVANCES EN EL CONOCIMIENTO SOBRE LA CAPACIDAD GENERADORA DE LA FM POZO D-129: ASPECTOS LITOLÓGICOS Y GEOQUÍMICOS. CUENCA DEL GOLFO SAN JORGE, ARGENTINA

Yanina A. Basile¹, Silvana M. Utgé¹, Virginia Martínez Cal¹, Cintia Ponce¹

1: YPF S.A. yanina.basile@ypf.com, silvana.utge@ypf.com, virginia.martinezcal@ypf.com, cintia.ponce@ypf.com

Palabras clave: Cuenca del Golfo San Jorge, Formación Pozo D-129, Pelitas negras, Geoquímica orgánica

ABSTRACT

Advances in the understanding of the generating capacity of the Fm Pozo D-129: lithological and geochemical aspects. Golfo San Jorge Basin, Argentina

The Pozo D-129 Formation is a lower Cretaceous lacustrine unit which is the main source rock in the Golfo San Jorge Basin. The unit thickness varies from a few hundreds of meters to more than 1500 meters in the basin center. Up to now Pozo D-129 Formation has been considered having an homogeneous generation capacity throughout the whole section in basin modeling and volumetric estimations. Exhaustive analyses of recently acquired and revisited geochemical and lithological data from 335 wells unravel a more complex scenario. In the San Bernardo fold belt area three main sections were recognized: Lower, Middle and Upper. The Upper Section is composed by organic matter rich black shales with measured TOC up to 5.5% and HI values typical of type I to I/II kerogens, which we interpret to have sourced most of the hydrocarbons produced in the basin. Secondly, only thin and isolated black shale layers were identified in the Lower Section with poorer quality organic matter and modest hydrocarbon generation potential. Finally, the Middle Section, despite of being the thickest, shows null potential for hydrocarbon generation. The Upper Section was also recognized in northern and southern flanks of the basin with some slightly different hydrocarbon generation potential related to variations in the organic composition we summarize in this article.

INTRODUCCIÓN

La Cuenca del Golfo San Jorge está ubicada en el Sur de la República Argentina, extendiéndose en sentido Este-Oeste, desde el Sur de la provincia de Chubut, delimitada por el Macizo Norpatagónico hasta el Norte de la provincia de Santa Cruz, limitada por el Macizo del Deseado (Figura 1). Es la cuenca productiva explorada más antigua del país, con más de 100 años de historia y posee en su extensión un total de 180.000 km².

La Fm Pozo D-129 es la principal roca madre de la cuenca, proveedora del hidrocarburo producido en los Flancos Norte y Sur, y el ámbito de Faja Plegada. En el Flanco Oeste de la cuenca, la Fm Anticlinal Aguada Bandera (Lesta *et al.* 1980) desarrollada durante el Neocomiano principal-

mente, aunque varias dataciones ubican la base de esta unidad en el Tithoniano (Sylvan 2001), es reconocida por ser la segunda roca madre de la cuenca (Figari *et al.* 1997).

La Fm Pozo D-129 (Lesta 1968) es una unidad lacustre del Cretácico Inferior que presenta importantes heterogeneidades litológicas ya que durante su depositación existió un marcado aporte del arco volcánico activo ubicado en el sector occidental de la cuenca, generando una interdigitación entre las litologías clásticas y piroclásticas con los intervalos de facies lacustres caracterizados por arcilitas gris oscuras a negras con altos contenidos de materia orgánica y calizas oolíticas (Clavijo 1986; Hechem *et al.* 1987; Fitzgerald *et al.* 1990; Figari *et al.* 2002). Hacia el ámbito occidental la Fm Pozo D-129 engrana lateralmente con facies fluviales de la Fm Matasiete (Sciutto 1981, Paredes *et al.* 2007).

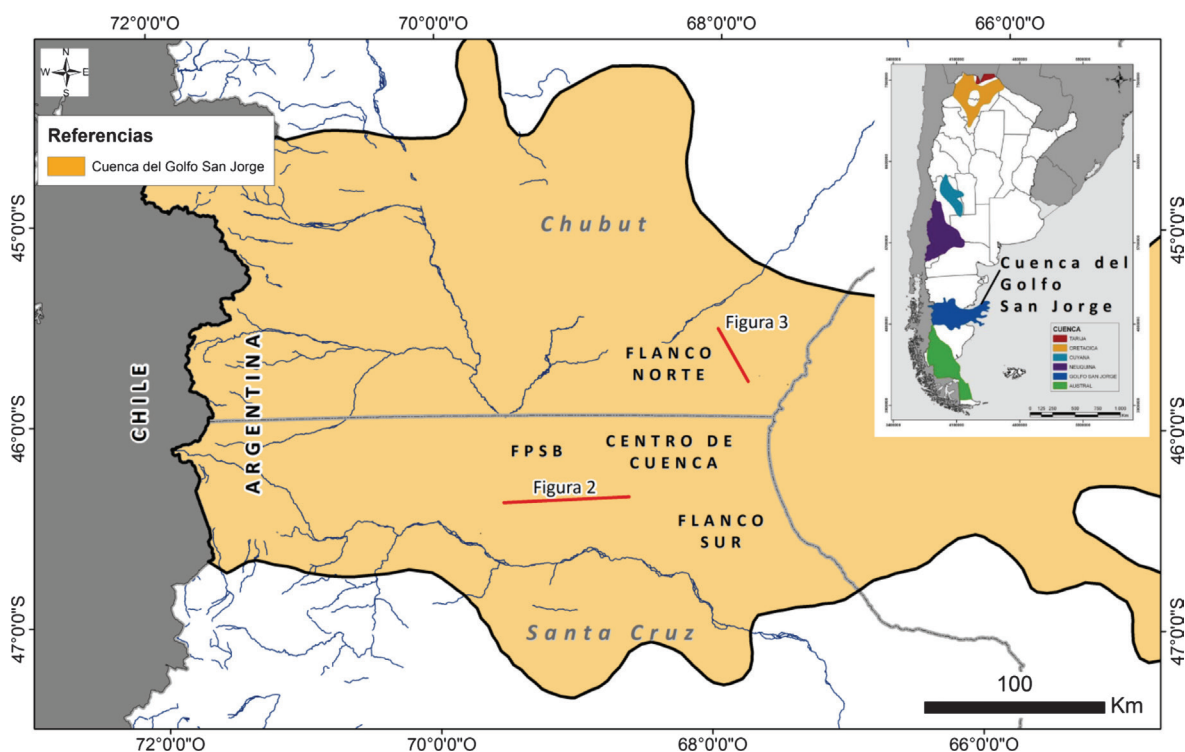


Figura 1. Mapa de ubicación de la Cuenca del Golfo San Jorge. FPSB: Faja Plegada de San Bernardo. Se resalta la ubicación de los cortes de las Figuras 2 y 3.

En base al contenido fosilífero y su composición litológica se interpreta que la depositación de la Fm Pozo D-129 tuvo lugar en un lago estratificado con fluctuaciones en los grados de salinidad que profundizaba hacia el Este – Sudeste, donde se registra la máxima acumulación, con un drenaje centrípeto sometido a abruptas variaciones del nivel de base en el tiempo (Fitzgerald *et al.* 1990; Figari *et al.* 2002).

Los espesores de la formación van desde cientos de metros hasta más de 1500 metros en el centro de cuenca. De acuerdo a Merta (1974) y posteriormente modificado por Figari *et al.* (2002), se pueden distinguir a nivel regional seis facies sedimentarias. Se distinguen en el Oeste las

facies piroclásticas, proximales y distales, con aporte proveniente de un protoarco occidental que Clavijo (1986) subdivide en 4 secciones. Hacia los bordes de cuenca, en los flancos Norte y Sur, se encuentran las facies clásticas gruesas proximales y clásticas distales–litorales. Y hacia el centro de cuenca se reconocen las facies pelíticas de ambiente lacustre somero y profundo.

Muchos han sido los autores que han escrito sobre la riqueza orgánica y potencial de generación de la Fm Pozo D-129 (Villar 2001; Jalfin *et al.* 2001, Rodríguez *et al.* 2001, entre otros) sin embargo durante mucho tiempo se ha considerado a toda la formación con similar capacidad generadora de hidrocarburo en los modelos de sistemas petroleros y cálculos volumétricos y no se han tenido en cuenta los reales espesores generadores y sus características.

El objetivo principal de este trabajo es el de presentar los avances obtenidos en la caracterización realizada a nivel regional de la Fm Pozo D-129, como roca generadora de hidrocarburos en base a la interpretación litológica y geoquímica.

CARACTERIZACIÓN LITOLÓGICA Y PALEOAMBIENTAL

En el presente estudio se realizó el análisis litológico y geoquímico proveniente de recortes de perforación, coronas y testigos laterales de 335 pozos.

Se reconocieron en los tres ámbitos analizados de la cuenca (Faja Plegada, Flanco Norte y Flanco Sur), variaciones litológicas y geoquímicas dentro de la Fm Pozo D-129 que permitieron subdividir esta unidad en tres intervalos con distinta capacidad como roca generadora.

Faja Plegada de San Bernardo

En el ámbito de la faja plegada de San Bernardo, 230 pozos exploratorios han perforado la Fm Pozo D-129 y 19 la atravesaron completamente. Con la descripción litológica de los recortes de perforación, la caracterización facial de 370 metros de coronas provenientes de 29 pozos, perfiles eléctricos y datos geoquímicos de riqueza orgánica actual, se confeccionaron correlaciones con el fin de analizar la variación vertical de esta formación. Se diferencian 3 secciones en la Fm Pozo D-129 (Figura 2).

La sección inferior es atravesada por 15 pozos en la zona de estudio y sólo 4 coronas fueron recuperadas. Se caracteriza por estar compuesta por tobas y arcilitas de color gris oscuro a negro y delgados niveles arenosos en forma subordinada. Los niveles pelíticos son más delgados y el contenido orgánico total (COT) medido en laboratorio alcanza valores máximos cercanos al 2% y promedios $\leq 1\%$. Aún esta sección no ha sido foco de estudio.

La sección media presenta alternancia de tobas vítreas, tobas arenosas y areniscas que presentan en ocasiones rastros e impregnaciones de hidrocarburos. Los valores de contenido orgánico

total no superan el 0,5%, descartándose su potencial generador. Su espesor oscila entre 50 y 700 m, con un promedio de 430 m, siendo la sección de mayor espesor de la formación.

La sección superior está compuesta principalmente por fangolitas y arcilitas gris oscuro a negro, laminadas o macizas, ausencia de bioturbación y presencia de material carbonoso, ooides y ostrácodos. En forma subordinada se observan niveles de calizas oolíticas, tobas vítreas y tobas arenosas, areniscas y areniscas tobáceas de coloración clara y cuyos espesores aumentan hacia borde de cuenca. El techo de esta sección, se caracteriza por un aumento de la velocidad del perfil sónico muy marcado y se correlaciona directamente con la litología, ya que refleja el cambio de velocidad debido al pasaje de areniscas y tobas de un ambiente fluvial de la Fm Castillo a un intervalo compuesto por arcilitas negras que representan la última transgresión lacustre de la Fm Pozo D-129. Este paquete se denomina informalmente “Cuello Pelítico”, se ubica dentro de la Sección Superior en el techo de la misma y presenta una distribución heterogénea con espesores que varían entre 10 m. en la zona de Los Sauces hasta 95 m. en pozos del yacimiento Lomas del Cuy y Laguna Janarez (Basile y Utgé 2011; Atencio *et al.* 2014).

Los depósitos de la sección superior se interpretan como depósitos acumulados en un ambiente lacustre profundo, de baja energía y escasa circulación en el que se generaron condiciones anóxicas evidenciada por la coloración negra, presencia de pirita y ausencia de bioturbación. Los delgados niveles calcáreos fueron generados en un ambiente lacustre más somero de baja energía y aguas oxigenadas y evidencian los episodios de somerización del lago. Los intervalos arenosos intercalados en los paquetes arcillosos, se asocian a flujos tractivos o corrientes de turbidez en un frente deltaico, canales distributarios y depósitos de desbordamiento en una planicie deltaica lacustre en un ambiente sub-litoral proximal y distal. Los niveles volcanosedimentarios, se interpretan como retrabajo de depósitos piroclásticos de caída en medio subácuo (Paredes *et al.* 2011).

En coronas recientemente extraídas en el yacimiento Estancia Cholita, se reconocen subyaciendo al “Cuello Pelítico” intervalos de 15 a 40 m. de espesor de areniscas y areniscas tobáceas con estratificación cruzada que corresponden a depósitos silicoclásticos tractivos (barras) en planicie litoral, las mismas se intercalan con niveles de limoarcilitas y subordinadamente calizas oolíticas. Estos son arreglos de facies que representan progradación de un sistema marginal hacia el centro de cuenca y se corresponde al área de transición entre un ambiente de depositación netamente fluvial hacia el occidente y lacustre hacia el oriente, La descripción de estas facies confirman la interpretación de Paredes *et al.* (2011) y Vittore *et al.* (2011) quienes lo interpretan como un sistema deltaico fluvio-dominado.

En el ámbito de la Faja Plegada de San Bernardo, el espesor total de la sección superior aumenta desde la línea de costa para este intervalo de tiempo, con dirección NE-SO, hacia el centro de cuenca alcanzando 275 m comprobado por pozos. Desde esta línea de costa lacustre hacia el oeste predominan facies de ambiente fluvial subaéreo (Fm Matasiete) y sólo se reconocen muy aislados y delgados intervalos de limoarcilitas de color negro con potencial generador.

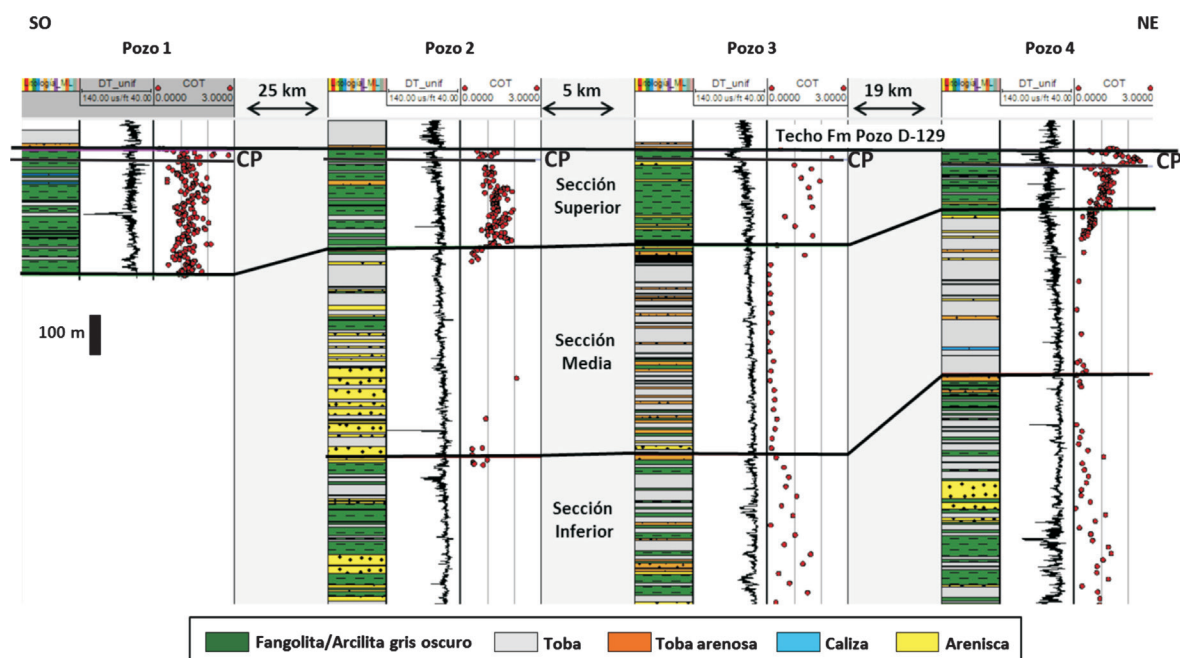


Figura 2. Corte estratigráfico nivelado al techo de la Fm Pozo D-129 ubicado en la Faja Plegada. Se visualizan las tres secciones reconocidas y el “Cuello Pelítico” (CP) ubicado dentro de la Sección Superior. Tracks de izquierda a derecha: perfil litológico, registro sísmico y mediciones de laboratorio de contenido orgánico total

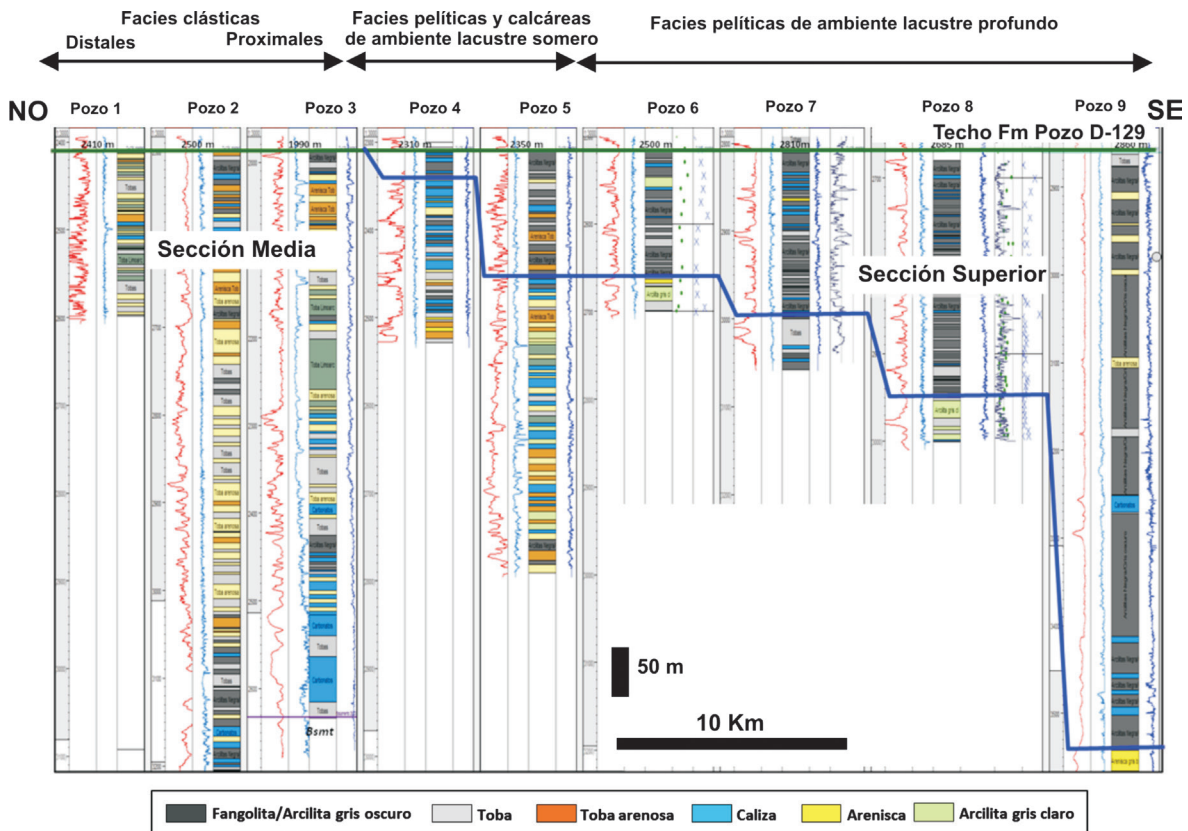
La sección superior de La Fm Pozo D-129 en este ámbito de la cuenca presenta valores de COT actual que oscilan entre 1 y 5%, con promedios de 1-3,5%, caracterizándose como una muy buena roca madre.

Flanco Norte

Pocos pozos han perforado en forma completa la Fm Pozo D-129 y alrededor de 80 la atravesaron parcialmente. Se reconocen 2 intervalos con diferentes características litológicas y geoquímicas, correlacionables con la Sección Superior y Media anteriormente descrita. Es notorio el aumento de la participación de rocas calcáreas en ambas secciones con respecto a lo observado en la Faja Plegada.

Algunos pozos profundos dentro del Bloque Manantiales Behr y norte del bloque Escalante-El Trébol han atravesado cerca de su base niveles calcáreos y de pelitas negras que podrían asociarse a la sección inferior aunque todavía es controversial la edad de estos depósitos.

En la Sección Superior predominan las arcilitas y limoarcilitas de color gris oscuro, marrón a negro (Figuras 3 y 4) con intercalaciones de tobas, tobas arenosas, areniscas, calcarenita, calizas y limolitas calcáreas de 2 a 15 m de espesor. Representan depósitos originados en un ambiente lacustre profundo con somerizaciones del lago. El espesor oscila entre 30 y 600 m con COT actual promedio entre 0,5 y 2%.



Los depósitos correspondientes a las facies lacustres profundas se desarrollan en la porción sur de este Flanco, aproximadamente hasta el límite norte de los bloques Escalante-El Trébol y Cañadón Perdido-Campamento Central. El bloque Manantiales Behr, se ubica en un ámbito cercano al borde de cuenca por lo que las facies son más proximales. Sin embargo se reconocen dentro del bloque Manantiales Behr al menos dos depocentros: Granson y Cañadón Botella (Jalfin *et al.*

2001). En el depocentro Granson se ha identificado en dos pozos un nivel de fangolitas de color negro en el techo de la Fm Pozo D-129 con buenas condiciones para generar hidrocarburos y espesor variable desde 30 metros en el borde a más de 100 metros en el centro de la cubeta.

En la Sección Media predominan las tobas y calizas que aumentan su espesor hacia el norte y se interpretan pertenecientes a facies lacustres someras.

Flanco Sur

En el Flanco Sur de la cuenca Gómez Omil *et al.* (1990) distinguen al menos cinco estradios de nivel alto y bajo representados los primeros por potentes espesores de arcilita de color negra y carbonatos, mientras que en los niveles bajos predomina la depositación de sedimentos clásticos gruesos con intercalaciones de material piroclástico.

La Sección Superior reconocida en el ámbito de Faja Plegada y Flanco Norte, se correlaciona con el intervalo compuesto por fangolitas de color gris oscuro con intercalaciones de tobas y calizas reconocido en la porción norte del bloque Cañadón León-Meseta Espinosa. Su espesor oscila entre 90 y 400 m, con COT actual promedio entre 0,8 y 1,2%. Esta sección podría correlacionarse con la descrita por Gómez Omil *et al.* (1990) como secuencia IV.

Hacia el sur de esta zona las litologías reconocidas permiten asociarla a un ambiente lacustre somero con importantes espesores de calizas, areniscas y tobas. No se reconocen las secciones media e inferior con las características previamente descritas.

Como resultado del trabajo de caracterización litológica a nivel regional para Fm Pozo D-129 previamente descrito, se ha podido ajustar la distribución de facies del mapa de Figari *et al.* (2002) para el techo de la formación (Figura 5), poniendo foco en la transición entre ambiente lacustre profundo y somero.

GEOQUÍMICA ORGÁNICA DE ROCA

Este estudio se inicia a fines del año 2010 con la recopilación de los datos geoquímicos disponibles en la cuenca. En 2011 y 2012 se realizaron nuevas campañas intensivas de captura sistemática de datos analíticos para poder evaluar en detalle de forma cuantitativa el potencial generador de la Fm Pozo D-129. Finalmente durante el 2012 y 2013, YPF perforó 4 pozos exploratorios los cuales brindaron importante información que ayudó a completar el análisis de esta roca madre. Hasta la fecha se han analizado más de 3400 muestras (90 % corresponden a medidas en *recortes de perforación*, y el resto a medidas en testigos laterales y coronas) en la Fm Pozo D-129 las cuales conforman una sólida base de datos analítica incluyendo COT (contenido orgánico total = riqueza orgánica), pirólisis, petrografía orgánica (reflectancia de la vitrinita – Ro%, descripción de macerales, Índices de

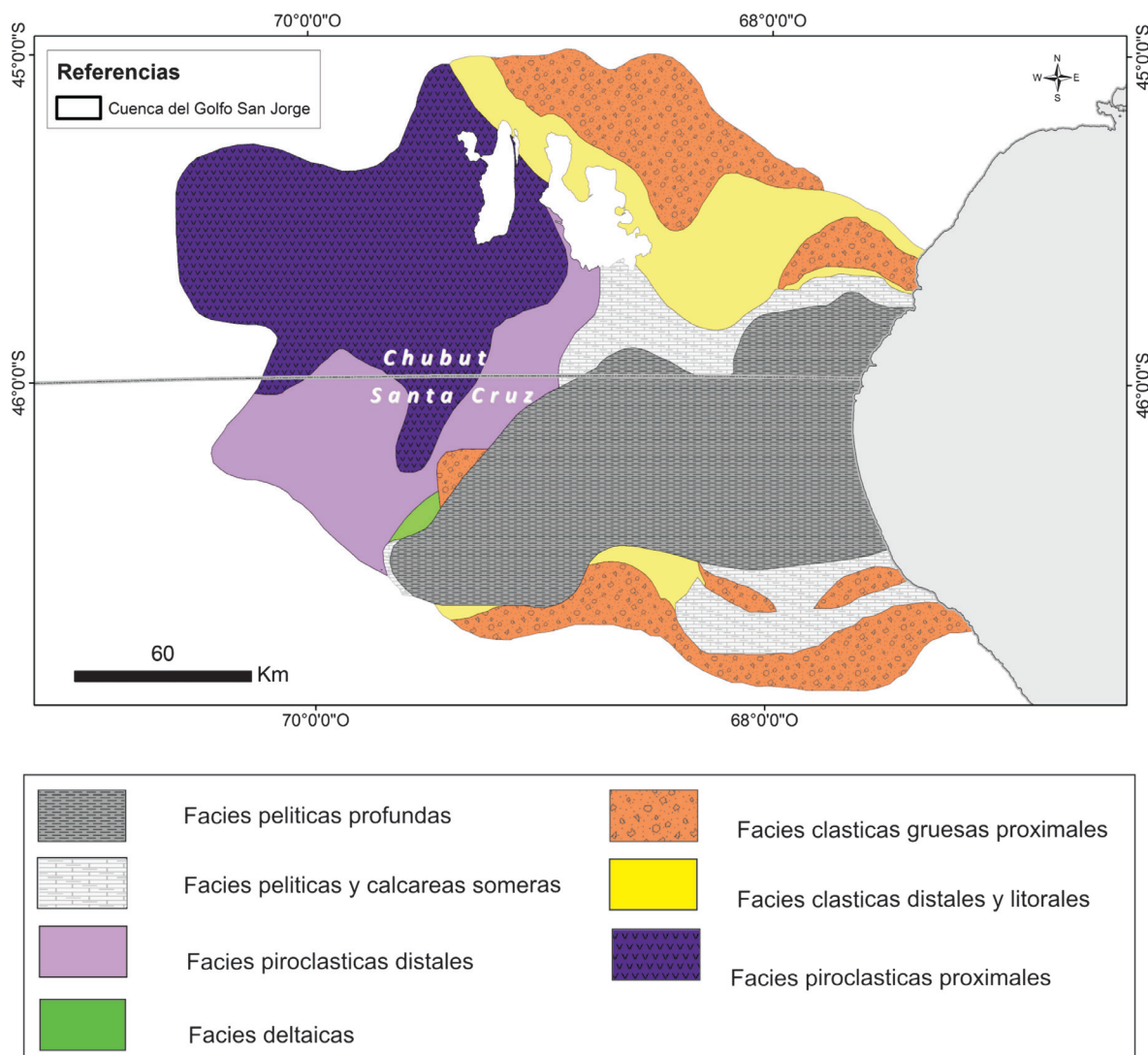


Figura 5. Mapa de distribución de Facies para el techo de la Formación Pozo D-129 (modificado de Figari *et al.* 2002).

alteración térmica – IAT y fluorescencia de la materia orgánica) y cinéticas (*bulk* y composicional).

Una aclaración importante es que los parámetros geoquímicos medidos en los recortes de perforación arrojan valores menores que los medidos en testigos laterales o coronas, especialmente los relacionados al COT (uno a dos veces y medio menores, Jarvie 2011) y madurez debido a la mezcla de material (material caído en el pozo).

Riqueza orgánica

La riqueza de una roca generadora se determina mediante la medida del Carbono Orgánico Total. Las dos técnicas más comunes para medir este parámetro son el LECO (mayoría de los datos adquiridos) y Pirólisis Rock-Eval (Law 1999). Si bien son diferentes, ambas arrojan valores compa-

rables. El COT es la medida del carbono orgánico presente en una roca, tanto en forma de querógeno como de bitumen e hidrocarburos al momento presente y es sensible al nivel de madurez.

La distribución del contenido orgánico actual en la roca madre Fm Pozo D-129 se visualiza en los siguientes histogramas de frecuencia acumuladas de lecturas vs. % COT en donde se compara la población total de muestras de la Fm Pozo D-129, de la Sección Superior y del “Cuello Pelítico” (Figura 6). La Sección Superior presenta valores de COT que varían entre menos de 0,5% hasta valores cercanos a 5,5% con una frecuencia máxima ubicada entre 1 y 1,5 %. Nótese el aumento de lecturas con valores menores al 0,5% si se considera toda la formación y por el contrario el aumento de frecuencia de lecturas de valores mayores al 1% si se considera sólo el Cuello Pelítico.

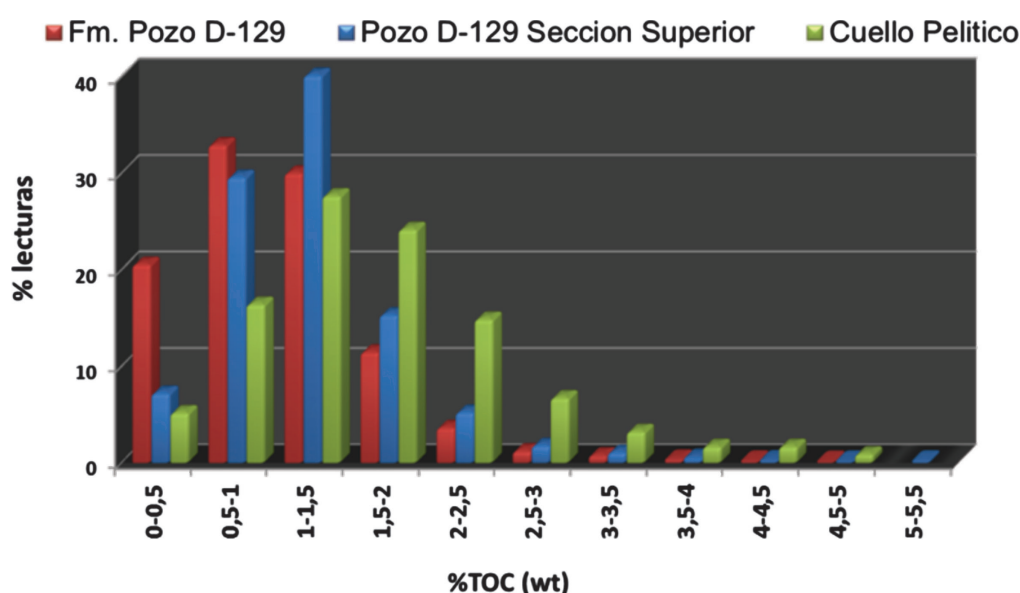


Figura 6. Distribución de frecuencias de medidas de (COT) al presente por porcentaje de lecturas. En rojo todas las muestras dentro de la Fm Pozo D-129, en azul sólo las correspondientes a la Sección Superior (incluyendo el Cuello Pelítico) y en verde solo las mediciones realizadas dentro del Cuello Pelítico.

Esto se ve claramente reflejado en el aumento del promedio de COT para cada una de estas secciones (Figura 7). Se considera que la sección más rica de la formación y, por lo tanto, la de mayor interés para analizar como roca generadora de hidrocarburos es la Sección Superior.

A continuación se describirán las características principales observadas dentro de la Sección Superior desde el punto de vista de su capacidad como roca generadora y se realizarán solo algunas consideraciones con respecto a lo observado en las otras secciones.

Fm. Pozo D-129	Sección Superior	Cuello Pelítico
Número de lecturas = 3424	Número de lecturas = 2239	Número de lecturas = 213
% TOC medio = 1.0	% TOC medio = 1.2	% TOC medio = 1.6
Desviación estándar = 0.64	Desviación estándar = 0.60	Desviación estándar = 0.83

Figura 7. Cuadro comparativo del COT promedio y desviación estándar para la Fm Pozo D-129, Sección Superior y Cuello Pelítico.

La variación de riqueza orgánica actual no sólo se observa en la vertical sino que la Sección Superior presenta variaciones laterales, siendo comparativamente los Flancos Norte y Sur más pobres y el área de Faja Plegada con los valores más altos (Figura 8).

Los promedios de COT actual para la Sección Superior en el Flanco Sur van de 0,5-1,5%, en el Flanco Norte de 0,5-2% y en el ámbito de la Faja Plegada varía de 1 a 3,5% en general.

La riqueza orgánica actual de la roca está directamente relacionada con la madurez, (mayor madurez, menor COT) a medida que la muestra madura el valor del COT disminuye proporcionalmente a los hidrocarburos generados. En la Figura 8 los altos valores de COT medidos en los pozos de Estancia Cholita, se deben en parte a que las muestras están inmaduras o en ventana incipiente de generación. Es por ello que para poder comparar riquezas de rocas a diferentes grados de madurez se realiza la restauración a los valores originales.

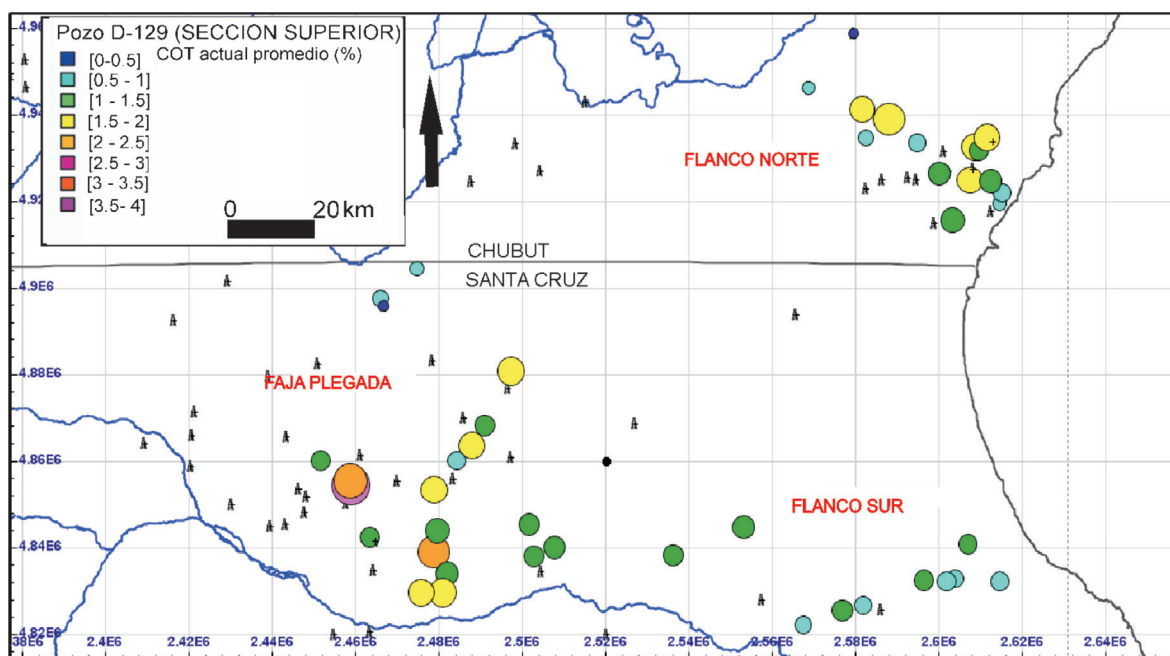


Figura 8. Distribución del COT actual promedio de la Sección Superior de la Fm Pozo D-129.

Para realizar la restauración es necesario conocer otros dos parámetros claves: el índice de hidrógeno original (IHo) y el tipo de querógeno. El IHo caracteriza la calidad y productividad de una roca madre y puede obtenerse a partir de medidas de laboratorio (pirólisis en muestras inmaduras) o extrapolando visualmente hacia los estadios más inmaduros en gráficos de tendencia de IH vs Tmax (Índice de madurez obtenido de la pirolisis), IH vs IO (índice de oxígeno, Peters 1986), entre otros métodos (Figuras 9 y 10).

La Figura 9 muestra que el IH medido en las muestras más inmaduras (Ro% 0,55-0,7) varían entre 650-500 mg HC/g COT; pudiendo tomar un valor medio de 600 mg HC/g COT como

el IHo para el Flanco Norte y Sur caracterizando a la roca madre como un querógeno tipo II/I precursor principalmente de hidrocarburos líquidos. Asumiendo un índice de hidrógeno máximo de 1200 mg HC /g COT (Espitalié *et al.* 1984) este IH original obtenido nos indica que por cada gramo de carbono orgánico convertible el 50% podrá transformarse a hidrocarburos mientras que el restante permanecerá como residuo inerte (no podrá transformarse a hidrocarburos por falta de hidrógenos disponibles).

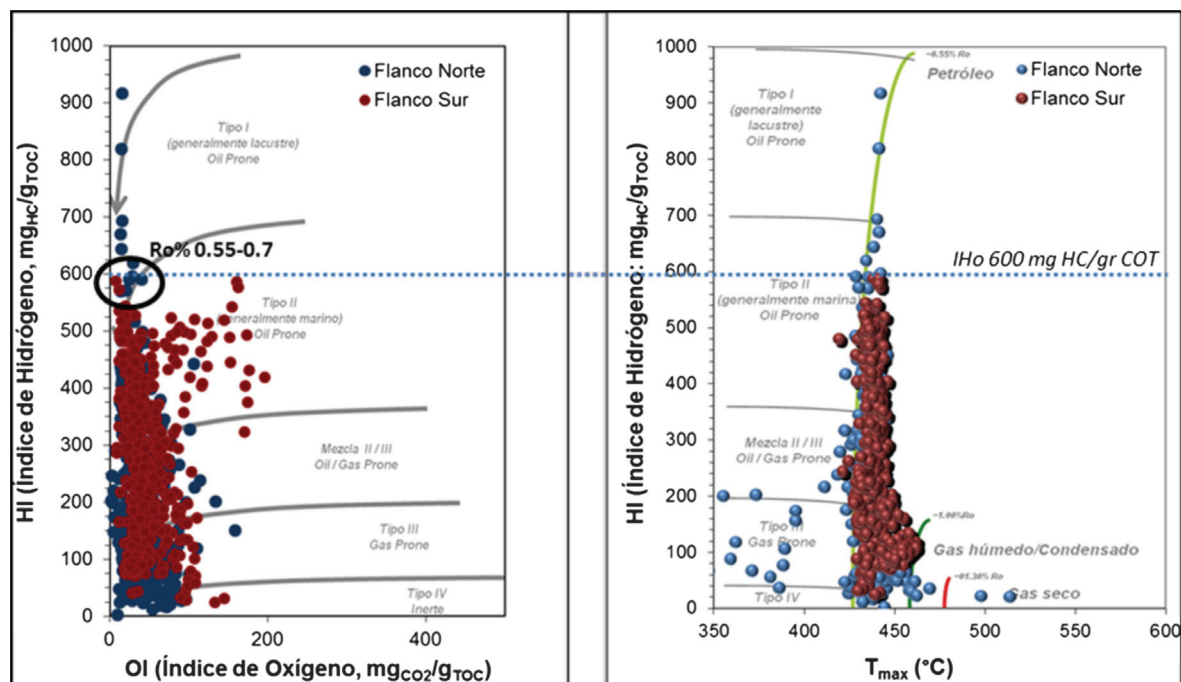


Figura 9. A la izquierda gráficos de tendencia IH vs. IO. A la derecha IH vs. Tmax. IH original extrapolado para la sección superior en los flancos norte y sur.

Para el ámbito de la Faja Plegada se ha calculado un IHo levemente mayor al de los flancos norte y sur, cercano a 750 mg HC/g COT, caracterizando a la roca madre como un querógeno tipo I precursor de hidrocarburos líquidos. En este caso, por cada gramo de carbono orgánico convertible el 60% podrá transformarse a hidrocarburos mientras que el resto permanecerá como residual (Figura 10).

Otra particularidad que se desprende de estos gráficos es que el querógeno se transforma más del 90% en un rango muy estrecho de temperatura de pirólisis (430-450 °C). La rapidez de esta cinética de transformación (característico de un querógeno tipo I – lacustre) hace que sea imposible determinar una relación entre T_{max} y el índice de productividad o con algún parámetro de madurez como se ve en las Figuras 11 a y b. El T_{max} obtenido en pirólisis no tiene resolución como indicador de madurez en esta roca madre.

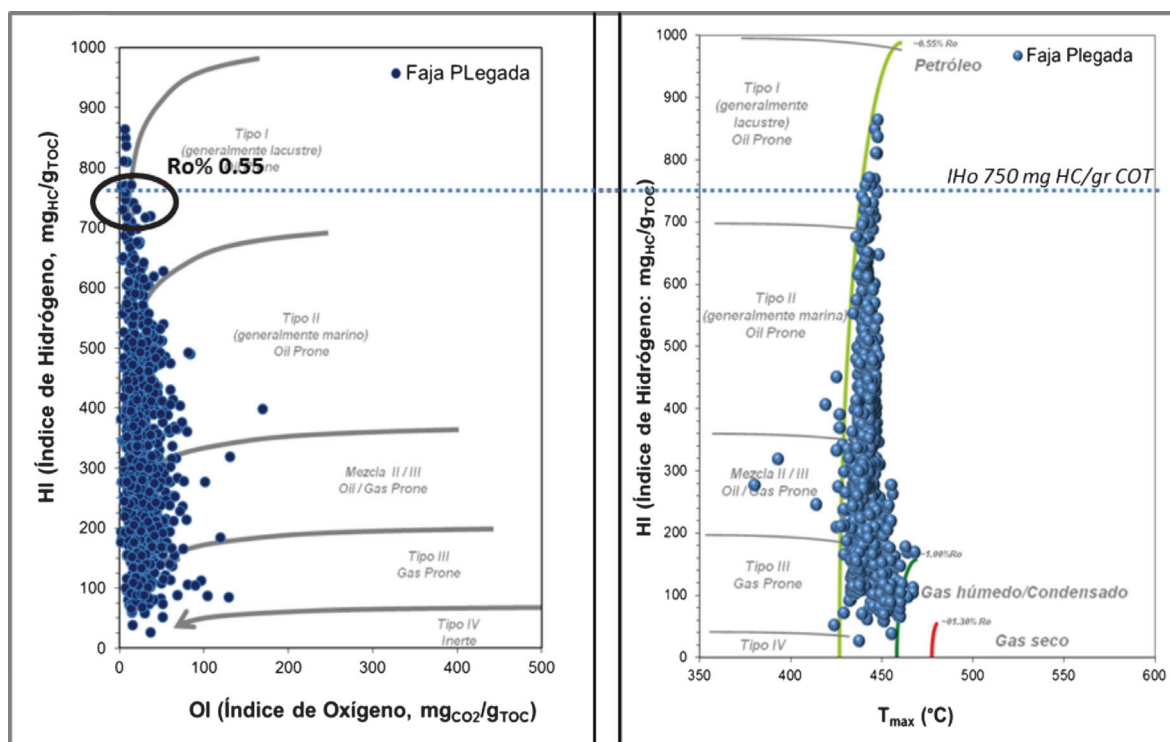


Figura 10. A la izquierda gráficos de tendencia IH vs. IO. A la derecha IH vs. Tmax. IH original extrapolado para la sección superior en el ámbito de la Faja Plegada.

Una vez conocido el IHo se procede a la restauración de los valores de COT originales siguiendo la fórmula de Claypool (comunicación personal en Peters *et al.* 2005) y utilizando una nueva fórmula propiedad de YPF.

La fórmula de Claypool es utilizada universalmente en la industria con la limitación de no poder usarse en muestras de pozos perforados en base a petróleo ya que en su fórmula considera el parámetro S1 de la pirolisis el cual se altera por sobrevaloración por contaminación o supresión por el tratamiento paliativo de extracción en laboratorio.

La fórmula propuesta en YPF, es una alternativa simplificada que es materia de calibración al momento y tiene la ventaja de no utilizar parámetros geoquímicos sensibles a la contaminación y basarse en un cálculo de tasa de transformación equivalente al de los modelados de generación. Esta fórmula se puede utilizar en todas las muestras preferentemente aquellas extraídas mediante lavado con soxhlet.

En la Cuenca del Golfo San Jorge la gran mayoría de los pozos son perforados con lodos base agua por lo cual ambas fórmulas pueden usarse para el cálculo. Se realizó la restauración en más de 50 pozos utilizando ambos métodos y en todos los casos las diferencias fueron siempre menores al 20%.

El valor de COT actual medido en una muestra de roca consiste en 3 componentes (Figura 12): el carbono extraíble (proveniente de los hidrocarburos que pudieron haber quedado reteni-

dos en la porosidad de la roca (pico S1 mg HC/g roca de la pirolisis), el carbono convertible y la fracción residual o inerte (estos dos últimos están incorporados al querógeno, Jarvie 1991). La fórmula de YPF a diferencia de la de Claypool considera esta sobreestimación del COT e introdu-

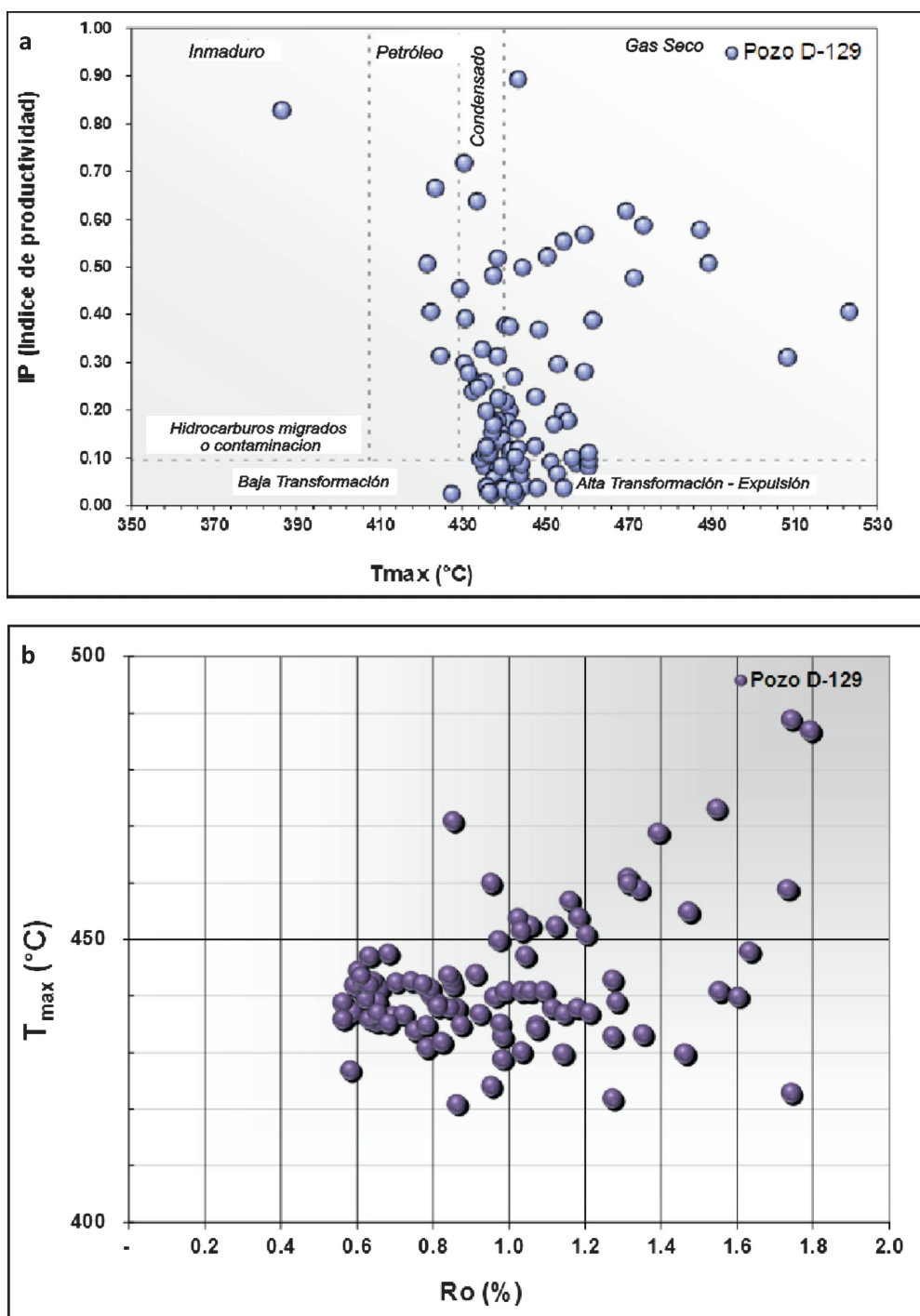


Figura 11. a) Gráfico IP vs. T_{máx}. b) Gráfico T_{máx}. Vs. Ro%. En ambos gráficos se plotean muestras correspondientes a la sección superior en los tres ámbitos evaluados (Faja Plegada, Flanco Norte y Flanco Sur).

ce un término para eliminar la respuesta del S1. La Figura 13 corresponde a los valores del COT originales restaurados utilizando la fórmula de YPF.

Con los valores de COT originales, es decir llevado todo a un estadio inmaduro, podemos evaluar las variaciones laterales de la riqueza orgánica independientemente del grado de madurez alcanzado por la roca madre. Utilizando los valores de referencia podemos caracterizar a la sección superior como una roca madre buena en el Flanco Sur, buena a muy buena en el Flanco Norte y muy buena a excelente en la Faja Plegada (utilizando la clasificación de Peters 1986). Estas variaciones estarían relacionadas con la composición orgánica del querógeno. Los altos valores obtenidos en los pozos de estancia Cholita corresponden a mediciones realizadas en testigos coronas.

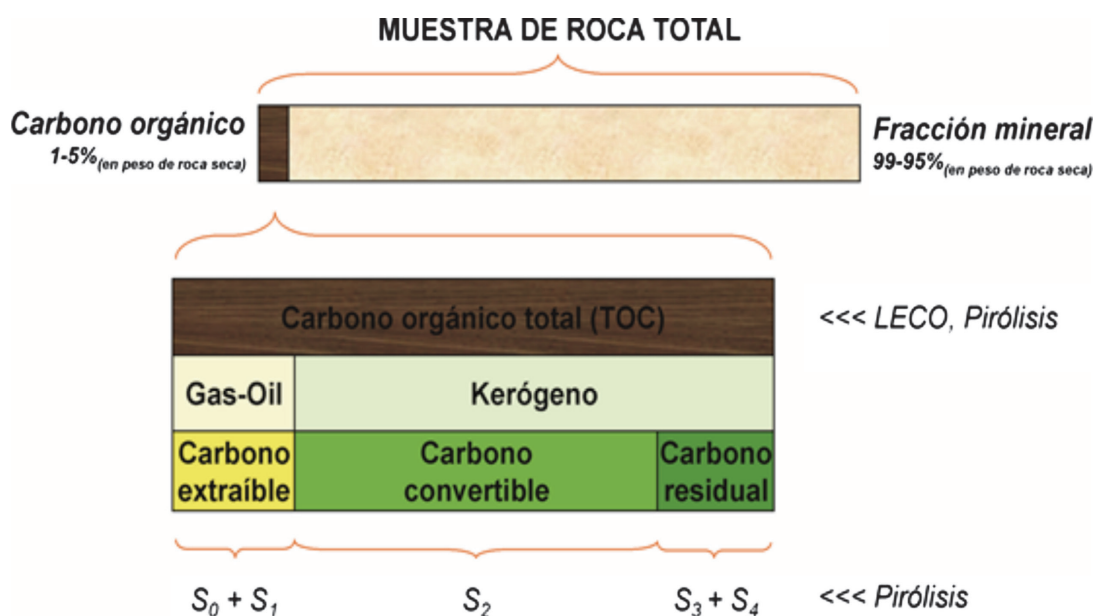


Figura 12. Modelo de distribución del carbono orgánico en una muestra de roca. Tomado de Jarvie (1991).

Petrografía Orgánica – Tipo de Materia orgánica / Macerales

Los macerales representan los constituyentes microscópicos reconocibles del carbón, son diferenciados por su morfología y propiedades ópticas en secciones pulidas al microscopio con luz incidente. Los tres grupos de macerales más conocidos son: liptinitas, vitrinitas (leños) e inertitas (carbones). Esta clasificación se puede extender al estudio de la materia orgánica dispersa (querógeno). Este análisis se complementa con slides de concentrados de querógeno en luz transmitida, en donde se reconoce el material amorfo. El amorfo es un término aplicado al querógeno sin forma distintiva. (Hunt 1996 y Peters y Moldowan 1993).

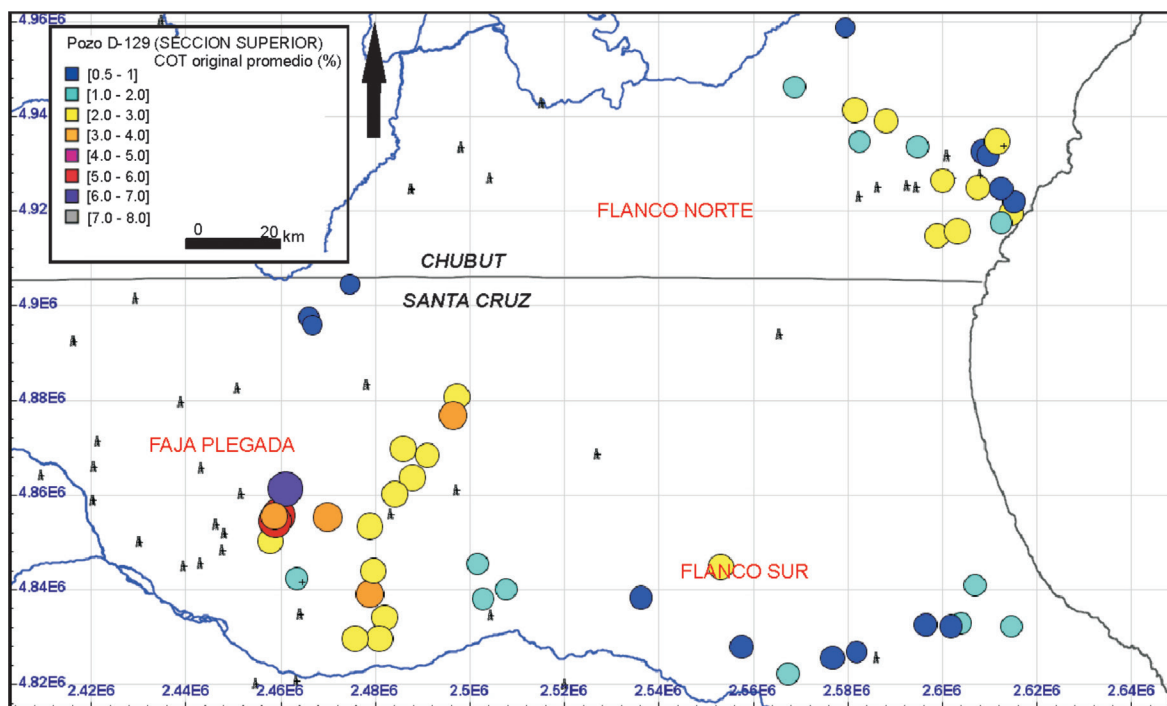


Figura 13. Mapa de distribución de COT original para la Sección Superior de la Fm Pozo D-129.

La predominancia y relación de estos cuatro componentes en la materia orgánica constituyen el dato relevante para la clasificación de un querógeno.

Se recopilieron hasta la fecha 161 muestras con descripción petrográfica en toda la Fm Pozo D-129, con muy buena distribución tanto en la vertical como arealmente.

El material amorfo como las liptinitas constituyen los componentes más ricos en hidrógeno mientras que los leños y carbones presentan menor contenido de hidrógeno en su composición (Jakobson 1991)

Existe una clara tendencia de aumento de leños y carbones hacia la base de la formación en los tres ámbitos analizados (Figura 14).

Dentro de la sección superior, en la faja plegada, predomina el material amorfo principalmente algal (100%-60%) en segundo lugar aparece la liptinita (25%-trazas), y por último el material leñoso y carbón (5%-trazas). En los flancos norte y sur, el porcentaje de liptinita disminuye notablemente, el material amorfo sigue siendo el principal componente (80-90%) y la vitrinita (5-15%) y los carbones (5-10%) ocupan el segundo lugar en orden de importancia.

La combinación amorfo-liptinita se asocia a las facies más ricas, generadoras de hidrocarburos líquidos y con los IH más altos. Esta diferencia en la composición orgánica es responsable de las variaciones vertical y areal de la riqueza y potencial generador de la roca madre.

Madurez Térmica

La madurez térmica es el indicador de la máxima paleotemperatura a la que estuvieron sometidos los sedimentos, a la vez que es un indicador secundario de la transformación a hidrocarburos que habría alcanzado esa materia orgánica. Existen varias técnicas para evaluar o estimar la madurez, este trabajo se basa principalmente en los resultados de la reflectancia de vitrinita. Los resultados son comúnmente presentados como un valor medio de Ro, obtenido de todas las partículas de vitrinita medidas en una muestra individual requiriendo un número de mediciones significativas para asegurar un tratamiento estadístico apropiado (Law 1999).

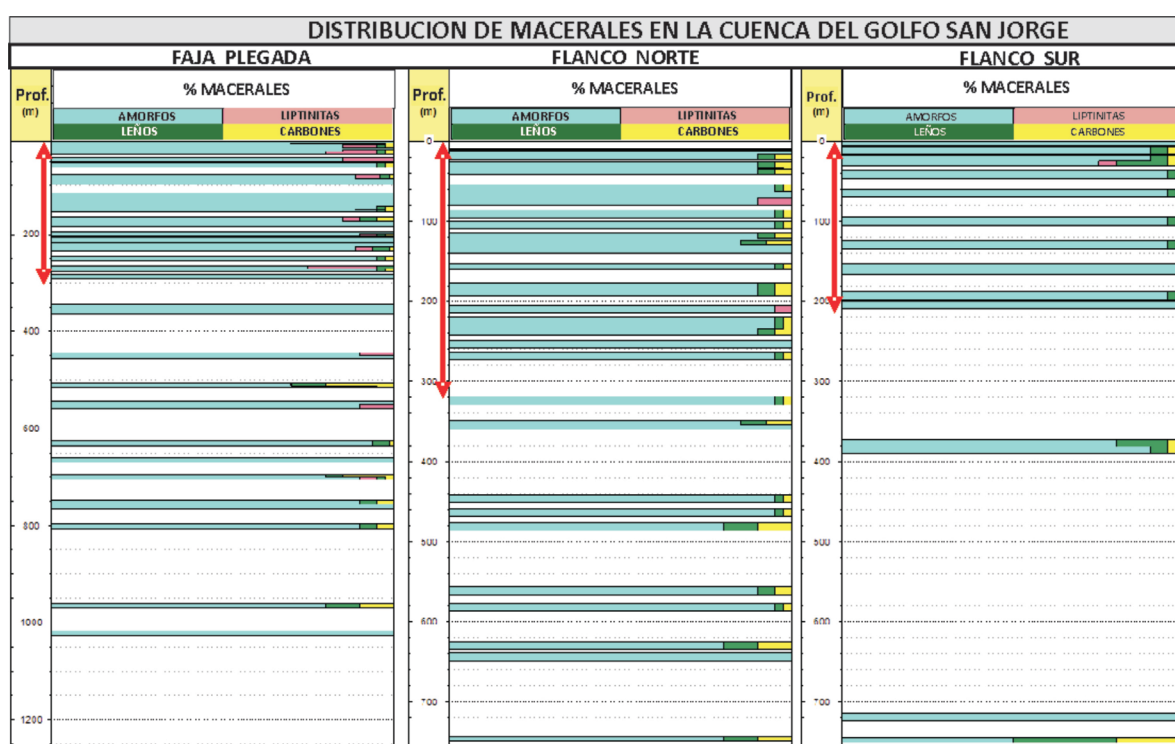


Figura 14. Distribución de macerales en la vertical para la Fm Pozo D-129 en la Faja Plegada, Flanco Norte y Sur. Las flechas rojas indican la Sección Superior.

La nueva campaña de toma de datos geoquímicos permitió aumentar la base de datos con valores confiables de Ro%. Hoy en la cuenca del Golfo San Jorge más de 50 pozos poseen datos de reflectancia de la vitrinita cercanos al techo de la formación. A su vez, se realizaron numerosas mediciones de Ro% en toda la columna sedimentaria atravesada por los pozos y con gran distribución areal utilizadas para las calibraciones del perfil de madurez, de suma importancia en rocas madres muy ricas en material amorfo con contribución casi nula de material terrestre. En algunos pozos la ausencia de vitrinita en la Formación Pozo D-129 hizo imposible la determinación de un valor confiable de Ro% y fue clave la extrapolación del perfil. Existe en la bibliografía mapas de madurez térmica al techo de la Fm Pozo D-129 (Figari *et al.* 1999) en donde se muestra que las

zonas de generación actual de hidrocarburos están exclusivamente en los flancos de la cuenca. La nueva información obtenida por YPF fue utilizada para la confección de un mapa de distribución de valores promedio de madurez térmica para toda la sección superior (Figura 15) indicando una clara tendencia de aumento hacia el centro de cuenca. Para ajustar las ventanas de madurez térmica de esta roca madre, es decir que se correspondan con las tasas de transformación y los campos de estabilidad térmica de los hidrocarburos es necesario calibrar la cinética de la roca. La cinética de una roca madre es la relación entre la energía de activación (energía necesaria para transformar el querógeno a hidrocarburos) y la generación de hidrocarburos. Es un dato que se obtiene de laboratorio en una muestra inmadura y puede ser total (*bulk*) sin diferenciar tipo de hidrocarburos, o composicional. Las cinéticas varían mucho según el tipo de querógeno. En la cuenca del Golfo San Jorge YPF posee seis cinéticas, calculadas en cinco pozos, para la Fm Pozo D-129 (Figura 15). En un gráfico de tasa de transformación versus reflectancia de la vitrinita (% Ro), (Figura 16) se muestra la relación existente entre los datos analíticos de toda la cuenca y las cinéticas.

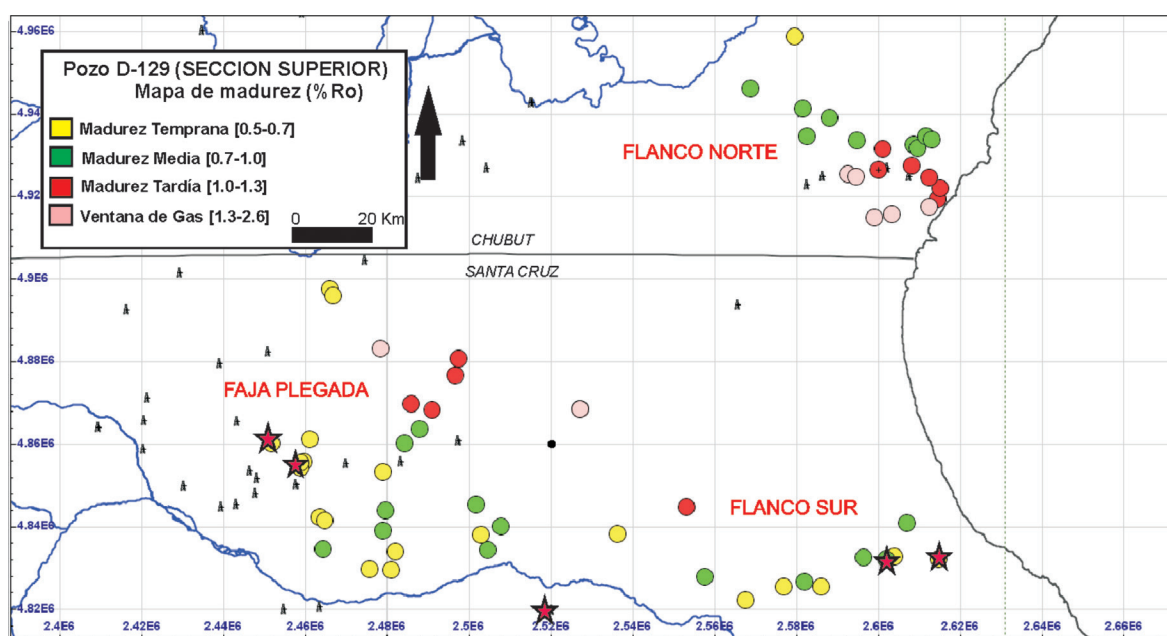


Figura 15. Mapa de distribución de valores promedio de madurez (% Ro) al techo de la Sección Superior de la Fm Pozo D-129. Las estrellas rojas representan los pozos con cinética.

Los datos de laboratorio (para transformaciones entre 10 y 90%) evidencian una velocidad de reacción de la materia orgánica más rápida que las representadas por las cinéticas, por lo que para lograr una buena calibración fue necesario correrlas, en este caso adelantarla (Figura 17).

Las curvas cinéticas de un querógeno implican la masa transformada en función de la energía suministrada. Esta energía se puede indicar en kcal/mol o simplemente como temperatura. Al adelantar las curvas cinéticas se modifica la relación transformación (del querógeno) / temperatura para hacerlas coincidir con los datos de calibración.

Se desprende de la Figura 17 que el 90 % de la transformación del querógeno se da en un ran-

go muy estrecho de madurez y temperatura, entre 0,7-1 % Ro y nos permite ajustar con confianza los rangos de comienzo de la generación, pico de generación y expulsión y establecer cuando la roca esta exhausta, totalmente transformada.

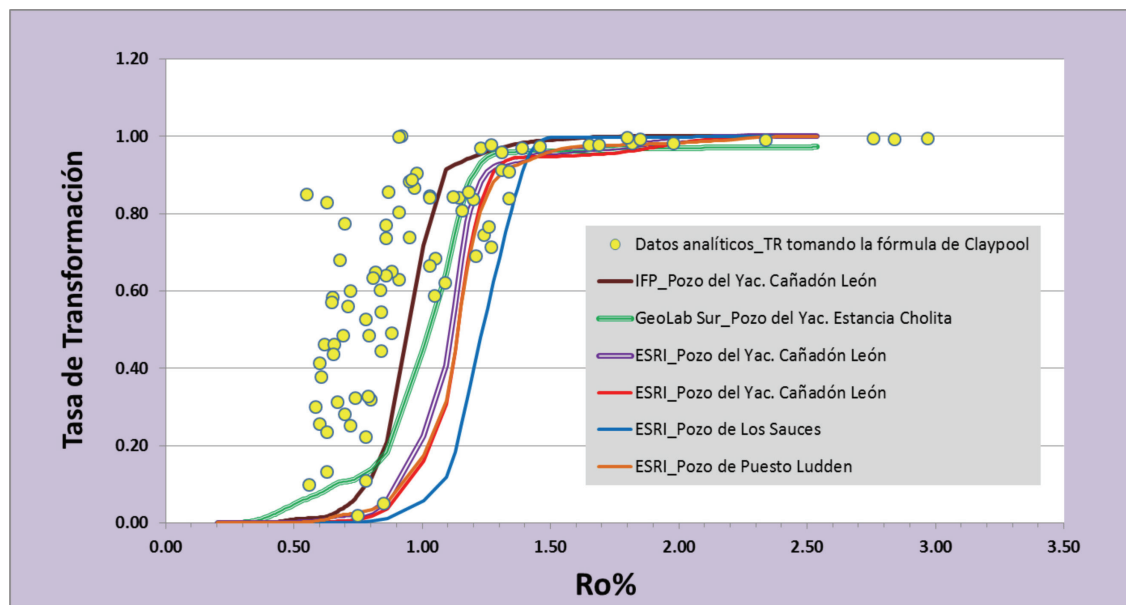
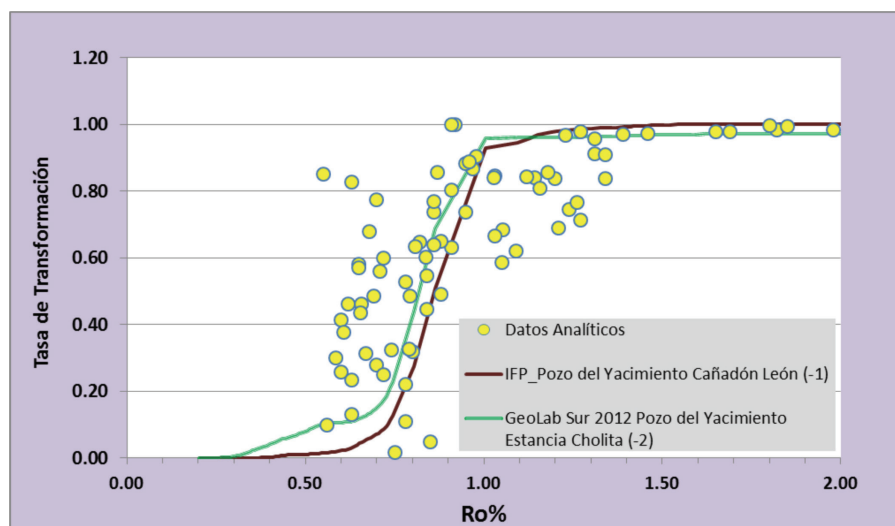


Figura 16. Gráfico tasa de transformación vs. Ro%. Los puntos amarillos representan los datos analíticos y cada curva de color corresponde a una cinética.



Ro%	TR%	
<0.5%	~0%	ROCA MADRE INMADURA
0.5-0.7%	0-10%	COMIENZO DE LA GENERACION
0.8-0.9%	10-65%	PRINCIPAL FASE DE GENERACION Y EXPULSION
0.9-1.1%	65-95%	ULTIMA FASE DE GENERACION Y EXPULSION
>1.2%	100%	ROCA EXHAUSTA

Figura 17. Ventanas de generación de hidrocarburos ajustadas con la cinética.

CONCLUSIONES

La consolidación de una muy sólida base de datos con la interpretación regional de la cuenca permitió confirmar que la Fm Pozo D-129 lejos de ser una unidad homogénea presenta un heterogéneo potencial generador tanto vertical como arealmente en la cuenca del Golfo de San Jorge. Esta heterogeneidad se reconoce en el ámbito de la faja plegada de San Bernardo donde se distinguen tres secciones en base a sus características litológicas y geoquímicas:

- La sección inferior presenta aisladas intercalaciones de pelitas negras, sin embargo los espesores son delgados y la riqueza orgánica y calidad del querógeno le confieren una capacidad de generación de hidrocarburos pobre.
- La sección media está compuesta principalmente por material tobáceo con una riqueza orgánica promedio siempre menor al 0,5% considerándose con nula capacidad para generar hidrocarburos.
- La sección superior es fácilmente distinguible en los Flancos Norte y Sur, compuesta principalmente por fangolitas negras, sería la responsable de casi la totalidad de hidrocarburos producidos en la cuenca. Alcanza los 600 metros de espesor en los pozos evaluados pudiendo ser mayor en el centro de cuenca.

En la Faja Plegada se reconocen las mejores facies generadoras con los promedios más altos de riqueza y productividad inicial, precursoras de hidrocarburos líquidos. En los Flancos Norte y Sur estos valores desmejoran sutilmente, variación que se interpreta relacionada a la composición orgánica del querógeno.

La asociación amorfo–liptinita rica en Hidrógeno prevalece en el ámbito de la Faja Plegada, asociada a ambientes típicamente lacustre con influencia deltaica como los que tienen lugar en el ámbito más occidental en el techo de la Fm Pozo D-129. El aumento relativo en la proporción de material orgánico terrestre en las pelitas de los Flancos Norte y Sur se interpreta como el resultado de mejor preservación de estos materiales ingresados en un ambiente de plataforma de menor energía, cuyo mínimo se manifiesta en la presencia de depósitos carbonáticos.

Se definieron las ventanas de generación y estabilidad térmica de los hidrocarburos para la sección superior basados en la calibración de las cinéticas de transformación con los datos analíticos de laboratorio. El 90 % de los hidrocarburos se generan en una ventana estrecha de madurez (0,7-1%) siendo el pico de generación entre 0,8-0,9% y a partir de 1,2% Ro la roca estaría casi totalmente transformada.

Este trabajo permitió redefinir los verdaderos espesores generadores y sus características que servirán luego para ajustar los cálculos volumétricos.

AGRADECIMIENTOS

Agradecemos a YPF. S.A. por permitir la publicación de este trabajo, que contó con las valiosas sugerencias y aportes de Ignacio Brisson, Martín Fasola, Ricardo Manoni, Ricardo Clavijo, Juan Soldo y Héctor Villar. Se agradece a los dos revisores que contribuyeron a mejorar este trabajo.

REFERENCIAS CITADAS

- Atencio, M., E. Junken, Y. Basile, S. Utgé y F. Spath, 2014. Geomorfología sísmica indicativa de la última transgresión lacustre de la Fm Pozo D-129 en el ámbito de la Faja Plegada de la cuenca del Golfo San Jorge. *Revista de la Asociación Geológica Argentina*. En prensa.
- Basile, Y. y S. Utgé, 2011. Caracterización de la Fm Pozo D-129, sus condiciones generadoras y su potencialidad como un reservorio no convencional. Informe Interno. 60 pp. Inédito.
- Clavijo, R., 1986. Consideraciones sobre la estratigrafía del Cretácico Inferior en el sector occidental de la cuenca del golfo San Jorge. *Boletín de Informaciones Petroleras*, 9: 15-32, Buenos Aires.
- Espitalié, J., F. Marquis, y I. Barsony, 1984, Geochemical logging, en K. J. Voorhees, ed., *Analytical pyrolysis: Techniques and applications*: Boston, Massachusetts, Butterworth, p. 276-304.
- Figari, E., M. S. Cid de la Paz y G. Laffitte, 1997. Modelos de hemigrábenes en el Neocomiano del sector Occidental de la cuenca del Golfo San Jorge: Sistemas petroleros, origen e inversión tectónica. *Boletín de informaciones petroleras*, Buenos Aires, v. 52, p. 4-17.
- Figari, E., E. Strelkov, G. Laffitte, M.S. Cid de la Paz, S. Courtade, J. Celaya, A. Vottero, P. Lafourcade, R. Martinez y H. Villar, 1999. Los sistemas petroleros de la Cuenca del Golfo San Jorge: Síntesis estructural, estratigráfica y geoquímica. IV Congreso de exploración y desarrollo de hidrocarburos. Mar del Plata, p. 197-237.
- Figari, E., E. Strelkov, M. S. Cid de la Paz, J. Celaya, G. Laffitte y H. J. Villar, 2002, Cuenca del Golfo San Jorge: Síntesis estructural, estratigráfica y geoquímica, in: M. J. Haller, ed., *Geología y Recursos Naturales de Santa Cruz*. Relatorio del XV Congreso Geológico Argentino. El Calafate, v. 3, p. 571-601
- Fitzgerald, M., R. Mitchum, M. Uliana y K. Bidle, 1990. Evolution of the San Jorge Basin, Argentina. *The American Association of Petroleum Geologist Bulletin*, V. 74, No. 6, p. 879-920.
- Gómez Omil, R., H. Arroyo, G. Laffitte y A. Melo, 1990. Informe geológico-geofísico. Anteproyecto exploratorio para el sector oriental del Flanco Sur (Plan de Acción 1990). Informe interno YPF. 31 pp. Inédito.
- Hechem, J., E. Figari y E. Musacchio, 1987. Hallazgo de la Formación Pozo D-129. *Petrotecnia* 28 (11), p.13-15.
- Hunt, J. M., 1996. *Petroleum geochemistry and geology*. 2nd. Edition. Freeman and Company. New York.
- Jakobson, S. R., 1991. Source and Migration Processes and Evaluation Techniques. *American Association of Petroleum Geologists. Treatise of Petroleum Geology*, Chapter 1, p. 3-11

- Jalín, G. A., E. Bellosi, E. Smith y G. Laffitte, 2001. Generación de petróleos y carga de reservorios en Manantiales Behr, Cuenca del Golfo San Jorge: un caso de exploración en áreas maduras. *New Technologies and New Play Concepts in Latin America Conference*. American Association of Petroleum Geologists. Mendoza, 19 pp.
- Jarvie, D. M., 1991. Total Organic carbon (TOC) analysis. In R. K. Merrill (ed.), *Source and migration processes and evaluation techniques*. Tulsa: American Association of Petroleum Geologists, p. 113-118.
- Jarvie, D. M., 2011. Assessment of unconventional shale resource plays using geochemistry. *Curso interno para YPF*.
- Law, C. A., 1999. Exploring for oil and gas traps. American Association of Petroleum Geologists. Chapter 6, 41 pp.
- Lesta, P. J., 1968. Estratigrafía de la Cuenca del Golfo San Jorge: Terceras Jornadas Geológicas Argentinas, *Proceedings*, v. 1, p. 251-289.
- Lesta, P. J., R. Ferello y G. Chebli, 1980. Chubut extraandino, in J. C. M. Turner, compiler, *Segundo Simposio de Geología Regional Argentina: Academia Nacional Ciencias*, v. 2, p. 1307-1387.
- Merta, J., 1974. Planos varios de la Cuenca del Golfo San Jorge. YPF S. A., inf. inédita. Comodoro Rivadavia.
- Paredes, J., N. Foix, F. Colombo Piñol, A. Nillni, J. Allard y Marquillas, R., 2007. Volcanic and climatic controls on fluvial style in a high-energy system: The Lower Cretaceous Matasiete Formation, Golfo San Jorge basin, Argentina. *Sedimentology* 202, p. 96-123.
- Paredes, J., N. Foix y J. Allard, 2011. Sedimentología de la Formación Pozo D-129 en el Yacimiento Estancia Cholita, Cuenca del Golfo San Jorge. Grupo de Análisis Estructural y Estratigráfico de Cuenas, UNP "San Juan Bosco". Informe interno, 55 pp. Inédito.
- Peters, K. E., 1986. Guidelines for evaluating petroleum source rock using programmed pyrolysis: AAPG Bulletin, vol. 70, no. 3, p. 318-329. Reviews pyrolysis in detail and explains how it is applied to petroleum source rock analysis.
- Peters, K. E. y J. M. Moldowan, 1993. The biomarker guide: Interpreting molecular fossils in petroleum and ancient sediments. Englewood Cliffs, NJ: Prentice-Hall.
- Peters, K. E., C. Walters y J. M. Moldowan, 2005. The Biomarker Guide, volume 1. Biomarkers and isotopes in the environment and human history. 488 pp.
- Rodríguez, J. F. y R. Littke, 2001. Petroleum generation and accumulation in the Golfo San Jorge Basin, Argentina: a basin modeling study. *Marine and Petroleum Geology*, Volume 18, Issue 9: 995-1028.
- Sciutto, J. C., 1981. Geología del Codo del Río Senguerr, Chubut, Argentina: *Actas VIII Congreso Geológico Argentino*, v. 3, p. 203-219.
- Sylwan, C. A., 2001. Geology of the Golfo San Jorge Basin, Argentina: *Journal of Iberian Geology*, v. 27, p. 123-157.
- Villar, H. J., 2001. Geochemical Report. Petroleum Geochemistry of the Manantiales Behr and Neighbor Areas, North Flank, Golfo San Jorge Basin. Informe interno. 357 pp. Inédito.
- Vittore, F., G. Nicora, M. Foster, F. Pompei y P. Solorzano, 2011. Estudio integrado y caracterización de los niveles reservorios de la Fm Pozo D-129 en el Yacimiento Ea. Cholita, CGSJ, Argentina. Informe interno. 20 pp. Inédito.