

OPORTUNIDADES EXPLORATORIAS PARA EL DEPOCENTRO NEOCOMIANO DEL FLANCO SUR, CUENCA DEL GOLFO SAN JORGE, ARGENTINA

Norman Urrez¹, Lucía Ciancio¹, Yanina Basile¹

1: YPF S.A., norman.urrez@ypf.com, lucia.ciancio@ypf.com, yanina.basile@ypf.com

Palabras clave: Neocomiano, Golfo San Jorge, Flanco Sur, Depocentro, Play profundo

ABSTRACT

Exploratory opportunities in the neocomian depocenter of the south flank, Golfo San Jorge Basin, Argentina.

In the Cañadón Seco – Meseta Espinosa block lies the eastern most depocenter with Neocomian generating facies known in the southern flank of the Golfo San Jorge basin. There are only three wells that drilled this formation in positions close to the limits of the hemigraben, those were made between the years 80', 90' and the beginning of the year 2000. In none of these cases the reservoir levels were tested in cased well due to its low saturation of hydrocarbons. However, key factors such as the extension of the depocenter, the thickness of the sandy levels, its petrophysical quality, the hydrocarbon shows and the good exploratory results obtained in other Neocomian depocenters in the west of the basin, motivate the study and update of this play for exploratory purposes.

When analyzing the values of the total organic carbon (TOC%) obtained from the cutting of the shale levels of the Neocomian sequence, two well differentiated sections could be recognized. The upper section corresponds to the Pozo Cerro Guadal Fm. and presents values of TOC% that does not exceed 1%, while the underlying section belongs to the Anticlinal Pozo Aguada Bandera Fm. This last section was drilled by two wells and have found a thickness between 30 and 40 meters, and TOC values that oscillate between 1 and 3%, giving these levels certain hydrocarbon generating potential. The values of Ro% indicate that the rock is in the oil generation window.

A well located near the boundary of the depocenter found a granitic basement that has a 13 meters thick regolith with fractures filled with hydrocarbons. Light oil (38 ° API) was tested at these levels, and the analysis of filiation from biomarkers shows a close similarity with the Neocomian oils produced at the west of the basin, in the Río Mayo area.

The results obtained from 3D seismic mapping, geochemical sampling, petrophysical analysis, and the presence of Neocomian oil in the basement motivates us to continue exploring this depocenter..

INTRODUCCIÓN

El siguiente estudio se realizó en el sector oriental del Flanco Sur de la Cuenca del Golfo San Jorge, en el bloque Cañadón León – Meseta Espinosa. En este bloque se ha llevado a cabo la explotación petrolera desde la década del 40 (Schiuma *et al.* 2002), y en la actualidad cuenta con más de 2700 sondeos que desarrollan reservas de las formaciones Cañadón Seco y Mina del Carmen principalmente. Solo hay 7 perforaciones que investigan niveles más profundos que los

correspondientes al Grupo Chubut, y tres de estos identifican niveles asignables al Neocomiano.

El área de estudio cuenta con sísmica 3D en casi toda su extensión, y en base a la interpretación de la misma puede observarse la presencia de un depocentro en el sector nororiental del bloque. Dicho depocentro responde a la clásica configuración de hemigraben aislado (Hechem 2002), cuya sedimentación se encuentra controlada por una falla maestra de rumbo W-E, buzante al sur y en posición opuesta puede observarse un borde flexural que en este caso se encuentra afectado por fallas de igual rumbo con buzamiento norte (Fig. 1).

Los mencionados sondeos que atraviesan el Neocomiano, lo hacen en posiciones de borde flexural y describen en la base de la secuencia, la presencia de pelitas oscuras. Estas evidencias sugieren la existencia de un potencial exploratorio en este depocentro.

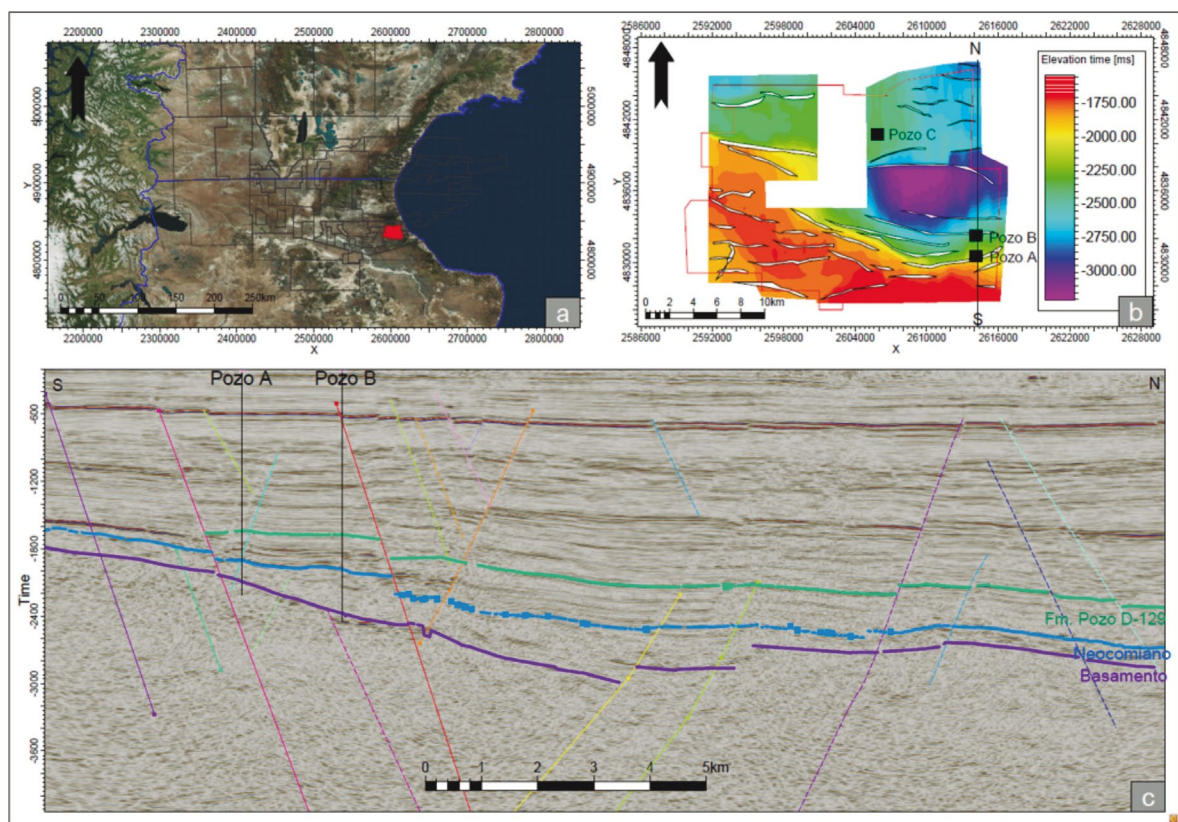


Figura 1: a) Ubicación del área de estudio. b) Mapa isócrono al tope del basamento. c) línea sísmica S-N en donde puede observarse el depocentro Neocomiano.

ANTECEDENTES

En la Cuenca del Golfo San Jorge, existen dos fuentes de hidrocarburos que alimentan los reservorios de la columna estratigráfica. Estas son la Fm. Pozo D-129 del Cretácico Inferior, que pertenece al Grupo Chubut y la Fm. Pozo Anticlinal Aguada Bandera del límite Jurásico-Cretácico correspondiente al Grupo Las Heras (Fig. 2).

Sistema/Serie			Sector Occidental	Flanco Norte	Flanco Sur	Roca Reservorio	Roca Madre	
Cenozoico	Neógeno	Mioceno	Rodados Tehuelches					
	Paleógeno	Oligoceno	Fm. Santa Cruz		Fm. Chenque			
		Eoceno	Fm. Sarmiento			Fm. El Huemul		
		Paleoceno	Grupo Río Chico		Fm. Salamanca			
Cretácico	Superior	Grupo Chubut	Fm. Laguna Palacios	Fm. Lago Colhué Huapi				
			Fm. Bajo Barreal	Mb. Superior	Fm. Yacimiento El Trébol	Fm. Meseta Espinosa		
				Mb. Inferior	Fm. Comodoro Rivadavia	Fm. Cañadón Seco		
	Fm. Castillo		Fm. Mina del Carmen					
	Fm. Matasiete		Fm. Pozo D-129					
	Inferior		Grupo Las Heras		Fm. Pozo Cerro Guadal			
Fm. Pozo Anticlinal Aguada Bandera								
Jurásico		Malm	Complejo Volcánico Sedimentario		Grupo Lonco Trapial	Grupo Bahía Laura		
	Dogger							

Hiato

Vulcanismo de intraplaca
(lava e intrusiones sub-volcánicas)

Figura 2. Columna estratigráfica modificada de Paredes *et al.* 2016.

De acuerdo con Bellosi *et al.* (2002), los depocentros lacustres extensionales profundos cuyos depósitos son denominados Neocomiano o Grupo Las Heras se formaron durante la etapa de rift tardío de la cuenca (Figari *et al.* 1999, Clavijo 1986, Barcat *et al.* 1989, Fitzgerald *et al.* 1990). Por otra parte, según Paredes *et al.* (2018) representan la fase de extensión principal de rifting de edad Jurásico Superior – Cretácico Inferior, con reactivación contemporánea de debilidades de basamento de orientaciones NE-SO y NW-SE. El Neocomiano incluye a las formaciones Pozo Anticlinal Aguada Bandera y Pozo Cerro Guadal. La primera formada por una potente sucesión de 300-1400 metros de arcilitas y fangolitas negras, rojizas y gris verdosas con delgadas intercalaciones de areniscas tobáceas y tobas vítreas, asignadas a sistemas lacustres de baja salinidad y anóxicos. La segunda de las formaciones, se encuentra compuesta por fangolitas grises y gris oscuras con intercalaciones de areniscas arcillosas, que hacia arriba pasan a areniscas medianas a conglomerádicas intercaladas con pelitas oscuras carbonosas (Clavijo 1986, Hechem 2002).

A través de registros sísmicos del Flanco Norte y la Faja Plegada se ha podido verificar que los depocentros neocomianos se distribuyeron separadamente entre bloques del Grupo Lonco Trapial, sin llegar a conformar una cuenca expandida y única (Bellosi *et al.* 2002).

Estos depocentros neocomianos moderadamente aislados tuvieron su principal expansión en el ámbito occidental de la cuenca hasta la actual faja de San Bernardo, siendo su desarrollo mucho menor en los flancos Norte, Sur y en el centro de cuenca (Figari *et al.* 1997, 1999). El sistema Aguada Bandera/Bajo Barreal generó hidrocarburos sólo reconocidos en el ámbito occidental de la cuenca, con acumulaciones de reducida magnitud (Figari *et al.* 1999; Laffite *et al.* 2001). Si bien las rocas madre de ambos sistemas tienen un origen lacustre y comparten historias térmicas y de soterramiento semejantes, los patrones geoquímicos de los hidrocarburos asociados son diferenciables, habiéndose inclusive identificado una zona de mezcla de petróleos de ambas fuentes en el sector suroccidental de la cuenca (Figari *et al.* 1999; Laffite *et al.* 2001).

Además, Sylwan *et al.* (1998), describen la presencia de un depocentro neocomiano aislado en el Flanco Sur, en la región de Sur Río Deseado, que es comprobado por la perforación del pozo La Emilia x-1, que atraviesa 425 metros de sedimentos lacustres neocomianos ricos en palinomorfos que indican una edad Valanginiana Superior – Barremiana Inferior. La Formación Pozo Anticlinal Aguada Bandera en este caso contiene valores de COT entre 0,81 y 2,44% mientras que los valores de COT de la Formación Pozo Cerro Guadal oscilan entre 0,16 y 0,95%. Los valores de reflectancia de vitrinita y datos de biomarcadores indican que ambas unidades están en la ventana temprana de petróleo.

En lo que respecta más precisamente al área de este estudio, en el año 1990 se realizó un anteproyecto exploratorio para el sector oriental del Flanco Sur. Este trabajo se orientaba principalmente a evaluar las posibilidades petroleras de la Fm. D-129 para esta zona, sin embargo, tanto en los modelos de secuencias depositacionales como en los de generación y migración de hidrocarburos, se menciona la presencia del Neocomiano comprobado por pozos y caracterizan a esta sección mencionando la preponderancia de litofacies de pelitas oscuras, sugiriendo entonces que podría tratarse de una roca generadora de hidrocarburos.

MODELO GEOLÓGICO DEL DEPOCENTRO

Cómo fue señalado al principio, son solo tres los pozos que perforan este depocentro y en todos los casos lo hacen en posiciones de borde. Con el fin de analizar la posible existencia de un Sistema Petrolero Neocomiano, fue necesario conformar un modelo geológico del mismo, capaz de predecir la distribución de facies y expandir las características de las mismas hacia los sectores faltos de datos de perforaciones. Como primera instancia entonces se diferenciaron las secciones que componen la secuencia Neocomiana.

Facies reservorios

Mediante el estudio de perfiles eléctricos, recortes de perforación y las coronas disponibles de los pozos, se observó la presencia de potentes espesores de reservorio al tope del Neocomiano. Se trata de areniscas, areniscas tobáceas, tobas arenosas y conglomerados, principalmente de tonos grisáceos, de tamaños entre finos y conglomerádicos medianos, con abundantes vitroclastos, matriz tobácea y selección regular.

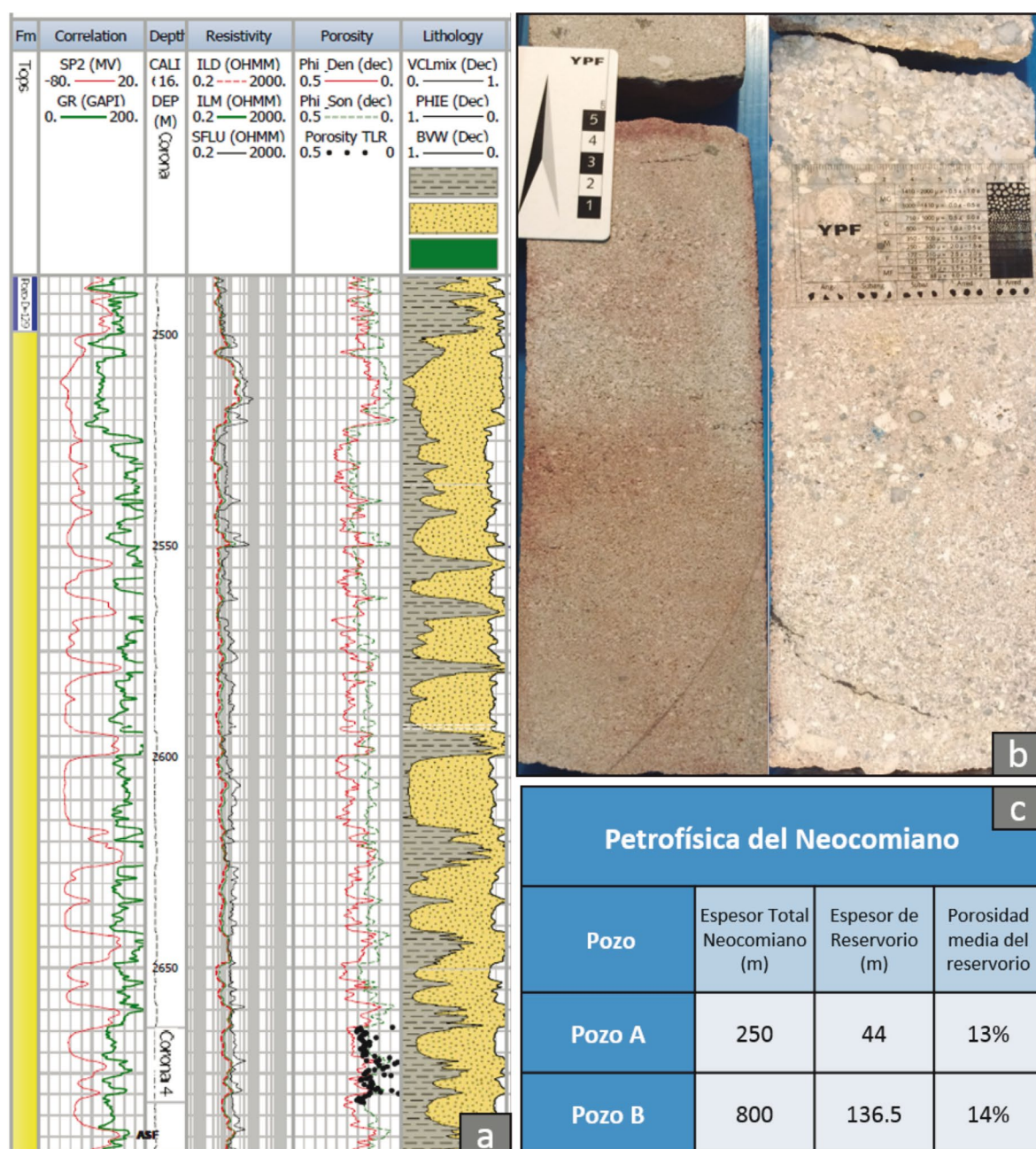


Figura 3. a) Detalle de petrofísica de niveles Neocomianos de uno de los pozos que perfora el depocentro b) Muestras de testigos coronas de los niveles reservorio identificados. c) Resultados petrofísicos de los pozos.

El estudio petrofísico de estos niveles, indica la existencia de aproximadamente 50 metros de reservorio para el pozo más cercano al borde del depocentro, y de más de 130 metros de reservorio para el que se encuentra más lejos, con porosidades promedio de reservorio entre 13 y 14% respectivamente (Fig. 3).

En base a las características mencionadas de estos niveles clásticos gruesos, y sumadas a la visualización de progradaciones en sísmica 3D, se asume que estos depósitos arenosos espesos se vinculan por un lado a las fallas locales y además corresponden a abanicos o braided deltas generados por los flujos de materiales provenientes principalmente desde la zona sur.

Un aspecto importante a recalcar de estos reservorios, es que muestran abundantes rastros de hidrocarburos durante la perforación (rastros secos, frescos e incluso impregnaciones de petróleo) tanto para el Neocomiano como para la Fm. Pozo D-129. Sin embargo, para los pozos que se encuentran aledaños al borde flexural fallado, las manifestaciones de gas observadas son muy pobres, por lo cual se asume que las acumulaciones de hidrocarburos pueden haberse perdido debido a la actividad de las fallas. Esta hipótesis se reafirma ya que para el pozo que se encuentra al Norte de la falla principal, alejado de fallas de borde flexural, se observan mejores manifestaciones de gas, principalmente hacia el tope de la secuencia neocomiana.

Facies no reservorios

Los niveles antes mencionados se encuentran intercalados con facies carentes de buenas porosidades. Se trata de tobas, tobas limoarcílicas, limolitas y arcilitas, todos materiales de grano fino y muy compactos. La presencia de estas litologías aumenta hacia la base de la secuencia neocomiana.

Facies generadoras

Como ya se había anticipado, las secciones basales del Neocomiano en ambos pozos mostraban la presencia de pelitas muy oscuras. Se realizó entonces un muestreo de los recortes de perforación de los pozos para obtener valores de COT y pirólisis.

Los resultados de los estudios realizados indican que para los 30 a 35 metros basales de ambos sondeos tenemos valores de COT de entre 1,5 y 3 %, con un promedio mayor al 2%, lo que cataloga a estas rocas como buenas a muy buenas generadoras potenciales de hidrocarburos. Los valores de madurez según la reflectancia de la vitrinita son de entre 0,8 y 1,09%, indicando que actualmente estas rocas se encuentran en pico de generación de petróleo (Fig. 4).

Los valores actuales promedio de Índice de Hidrógeno son de 100 a 250 mgHC/gCOT, mientras que los valores modelados arrojan un valor probable de IH original de entre 200 y 400 mgHC/gCOT indicando un querógeno tipo II/III, generador de petróleo más gas.

Se realizó además un control de estos datos generando una curva de Passey (Passey *et al.* 1990) en base a los perfiles sónico y de resistividad. La misma demostró tener buena correlación con los datos de laboratorio para el Pozo B, mientras que para el Pozo A la correlación es buena para el intervalo de Fm. Pozo Cerro Guadal y mala para el intervalo de Fm. Pozo Anticlinal Aguada Bandera es mala debido, probablemente, al mal calibre de pozo en esa sección. Por ende, es de gran utilidad para contar con mayor frecuencia de datos y poder ver variaciones en la vertical en el caso que el calibre del pozo sea bueno.

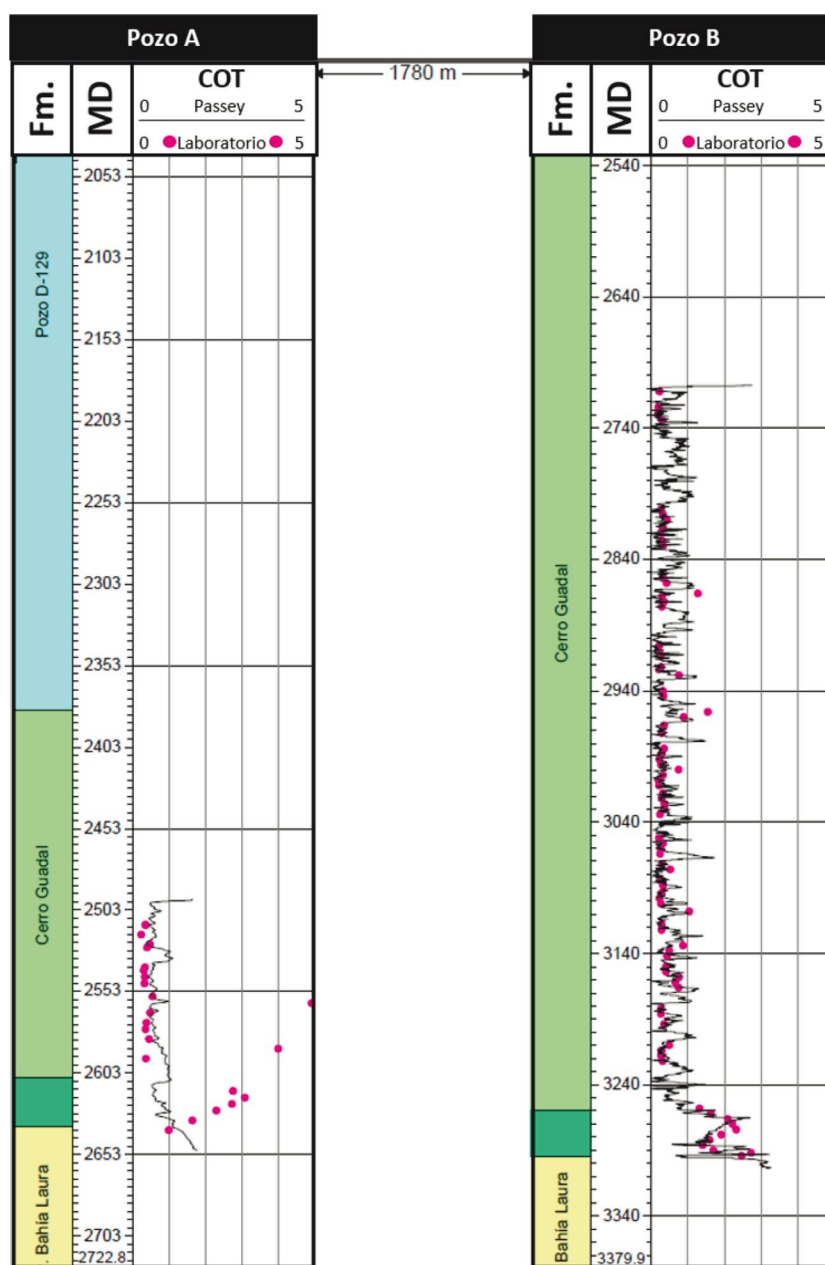


Figura 4. Representación gráfica de los pozos en donde puede verse la correlación entre los datos de COT obtenido en laboratorio (puntos magenta) y la curva de Passey calculada (línea negra).

Integración litoestratigráfica

En base a la integración de los datos de las facies reservorio y las generadoras, puede dividirse la secuencia neocomiana en formaciones y miembros que poseen características particulares.

Por un lado, los valores de COT y madurez obtenidos en laboratorio señalan una porción inferior generadora dentro del Neocomiano, normalmente conocida como Fm. Pozo Anticlinal Aguada Bandera.

Siguiendo la nomenclatura clásica para esta secuencia, el espesor restante del Neocomiano corresponde a la Formación Pozo Cerro Guadal, sin embargo, se observa para estos niveles una marcada diferencia entre una sección más arenosa al tope y una más pelítica por debajo.

Una situación análoga se encuentra descripta en el legajo de un pozo perforado en el Bloque Meseta Sirven, en una posición de borde de depocentro neocomiano en donde pueden observarse, a su vez, geometrías y relaciones estratales de onlaps y downlaps (Paredes *et al.*, 2018). Para describir los intervalos litológicos de este sondeo, se utilizan los nombres de Miembro Arenoso y Miembro

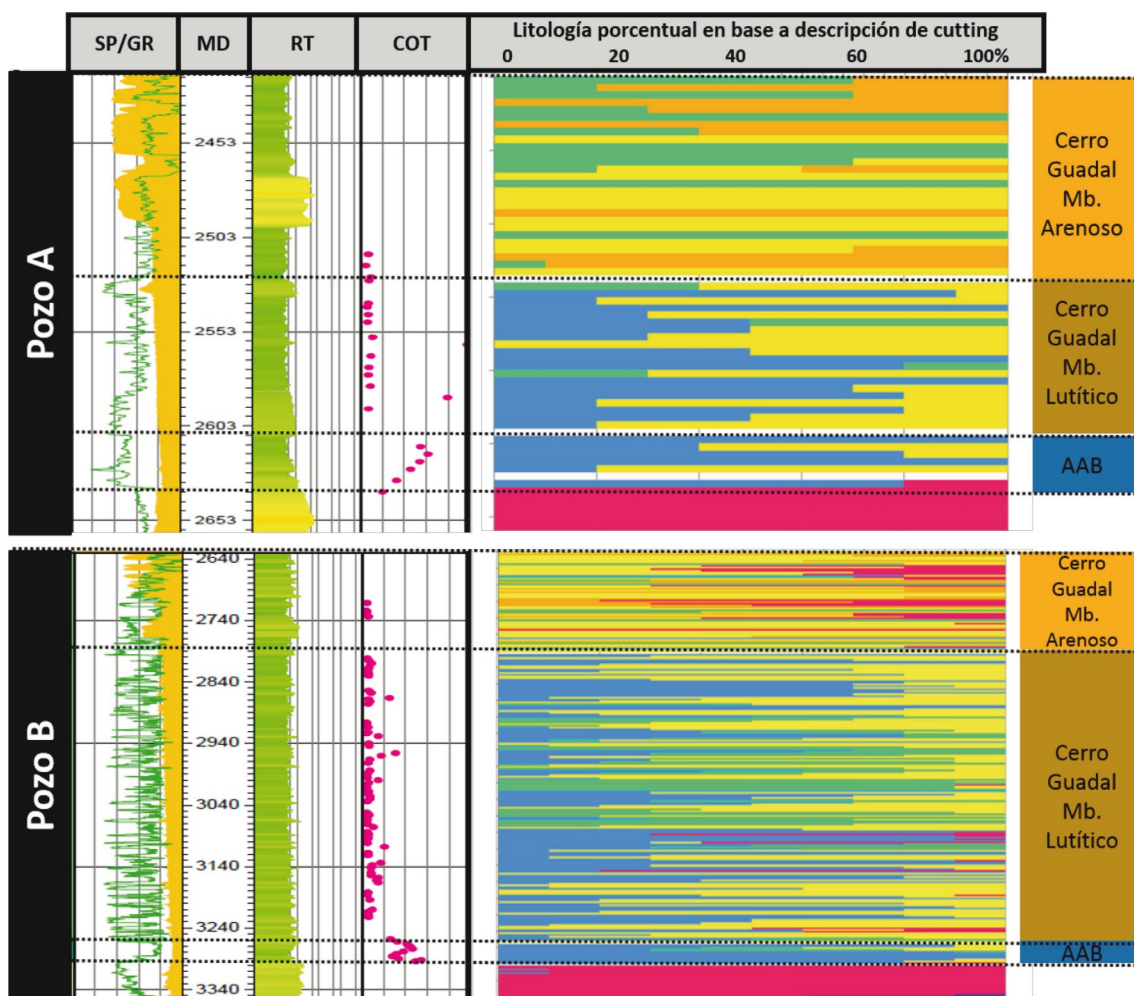


Figura 5. integración litoestratigráfica de los datos de pozos A y B. Se correlaciona la secuencia con el cual se logra la división de la secuencia en Formaciones Pozo Anticlinal Aguada Bandera (AAB) y Pozo Cerro Guadal, con sus miembros Lutítico y Arenoso.

Lutítico de la Formación Pozo Cerro Guadal para los niveles neocomianos. Estas denominaciones fueron replicadas en la presente contribución (Fig. 5).

Además, en la siguiente figura pueden observarse los contactos formacionales en recortes de perforación del Complejo Volcánico Sedimentario, Grupo las Heras y Grupo Chubut. El contacto entre el Grupo Bahía Laura, compuesto predominantemente por tobas verdosas y blanquecinas, vítreas, y la Fm. Pozo Anticlinal Aguada Bandera, caracterizada por pelitas muy oscuras, es neto. Asimismo, se observa claramente el contacto neto entre las pelitas mencionadas y los niveles arenolimosos pertenecientes a la Fm. Pozo Cerro Guadal. También es neto el contacto entre esta última formación y la suprayacente Fm. Pozo D-129 cuyos niveles basales están conformados por tobas vítreas y niveles silicificados (Fig. 6).

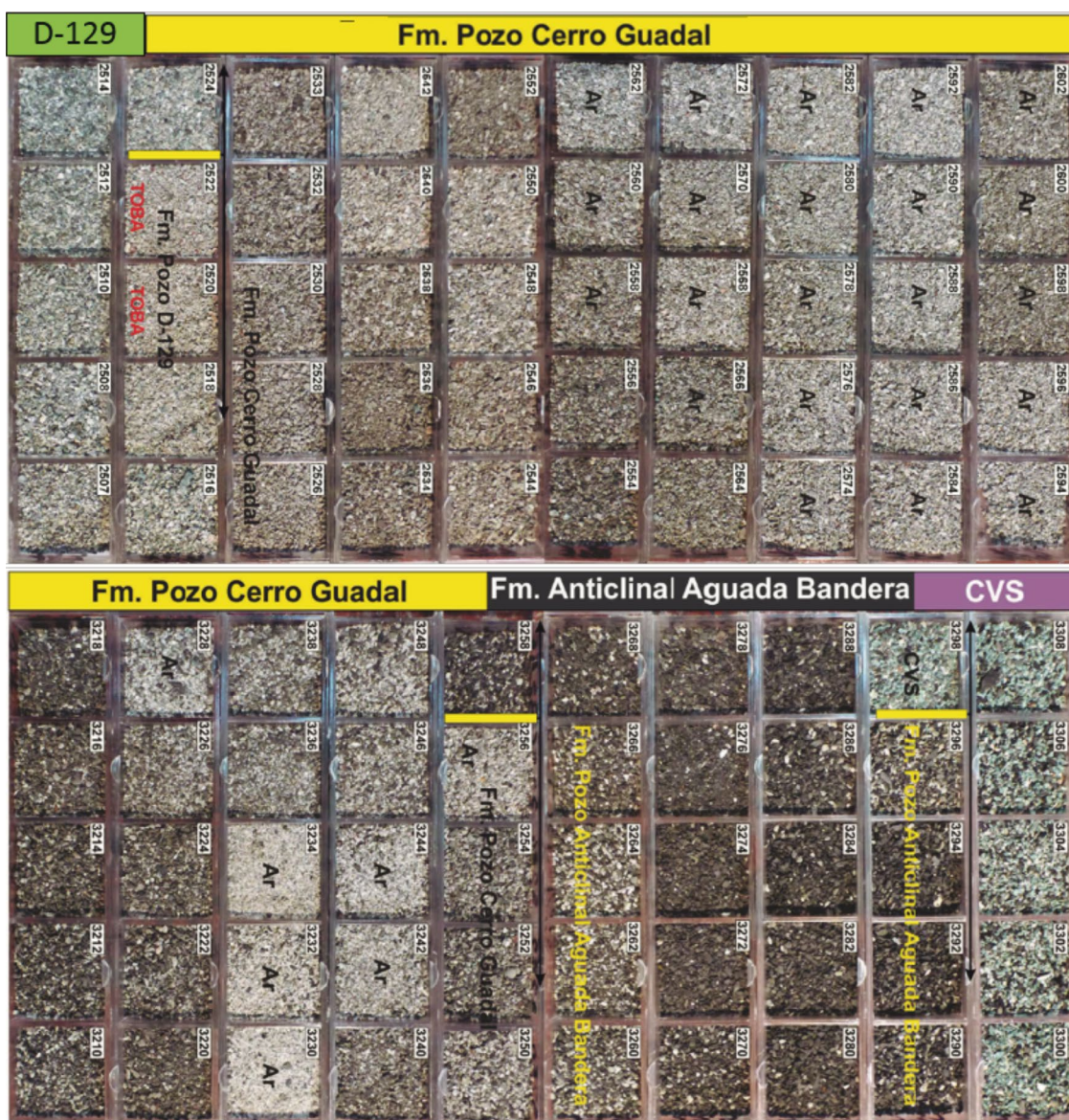


Figura 6. Fotografía de recortes de perforación en donde pueden observarse los contactos formacionales. (Cortesía UNPSJB, trabajo regional)

Delimitación geográfica del depocentro

En lo que respecta a la delimitación del depocentro neocomiano, el registro sísmico 3D disponible para este estudio únicamente aportó información para definir los límites Norte y Sur del mismo. Para los límites Este y Oeste del depocentro sólo se contó líneas 2D que fueron reprocesadas para su interpretación y pozos que atravesaron la sección en posiciones de borde.

Hacia el Oeste, se encuentra el Pozo D, cuyos recortes fueron re-descriptos y del cual se obtuvieron mediciones de FRX (fluorescencia de rayos X). Los estudios realizados concluyeron que el sondeo no atravesó depósitos neocomianos, con lo cual se define el límite occidental del depocentro cercano a la posición de este sondeo (Fig. 7a y c).

Por otro lado, hacia el Este, contamos con el dato del Pozo E, que perfora 150 metros de arenas correspondientes a la Fm. Pozo Cerro Guadal, dicho espesor, sumado a la tendencia de la línea sísmica 2D, muestran el acuñamiento del depocentro y su correspondiente límite oriental (Fig. 7a y d).

Finalmente, puede estimarse entonces que el depocentro del Flanco Sur de la CGSJ, que comprende los bloques Cañadón Seco León - Meseta Espinosa, tiene un área de aproximadamente 200 km² y una profundidad máxima estimada en 4600 metros según información sísmica.

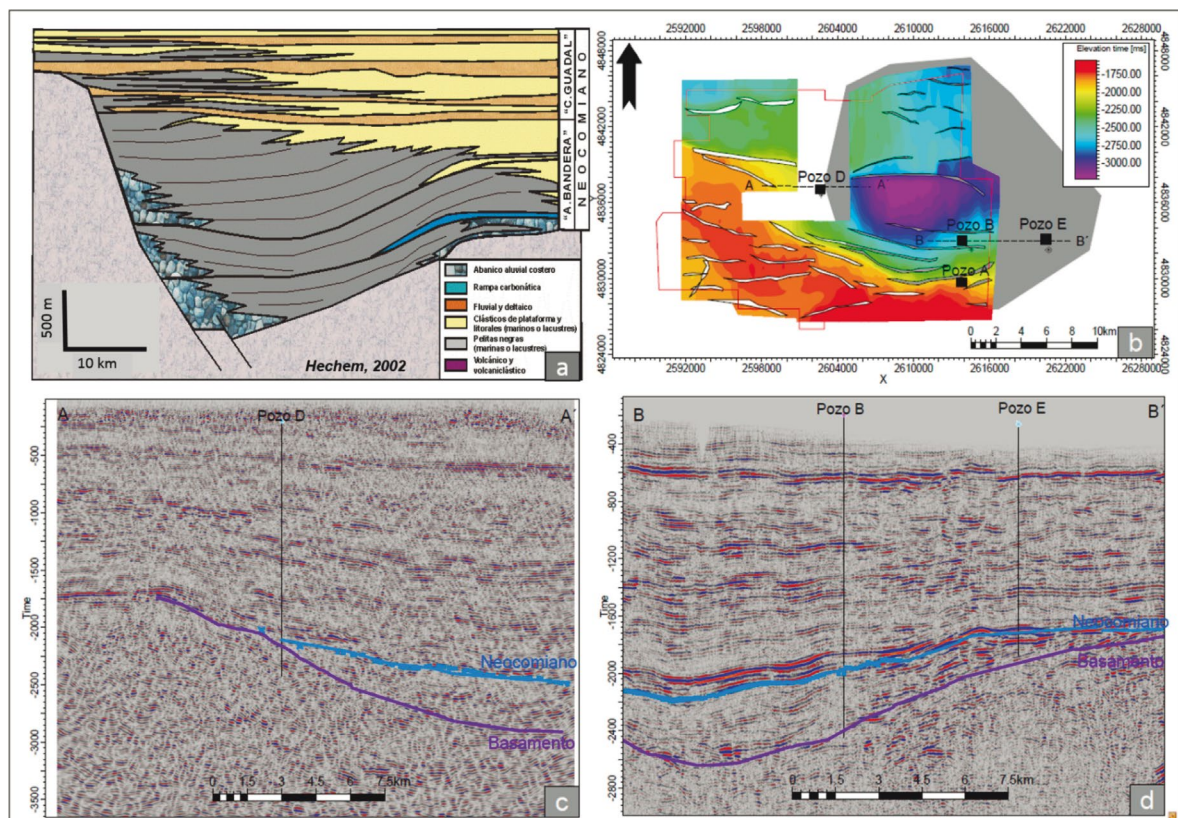


Figura 7. a) Configuración clásica de los depocentros Neocomianos tomado de Hechem (2002). b) Mapa isócrono al tope del basamento mostrando la ubicación de las líneas 2D y la extensión areal estimada del depocentro Neocomiano (sombreado gris). c) Línea 2D reprocesada de orientación W-E mostrando el límite occidental del depocentro. d) Línea 2D de orientación W-E mostrando el límite oriental del depocentro.

Análisis geoquímico del depocentro

En los años 90 se realizó la perforación de un pozo al suroeste del depocentro identificado. El mismo atravesó, por debajo del Grupo Chubut, un regolito de basamento fracturado de aproximadamente 13 metros de espesor. Tanto los niveles alterados como las fracturas encontradas al tope del basamento mostraron impregnación de hidrocarburos. Dichos niveles se punzaron y ensayaron acumulando petróleo. Muestras de dicho ensayo se encontraban almacenadas en el archivo de la compañía y se pudo realizar sobre ellas el análisis de filiación de hidrocarburos. El mismo permitió corroborar, en base al análisis de biomarcadores, que dicho petróleo se correspondía en gran medida a los petróleos neocomianos del oeste (Laffite *et al.* 2001; Sylwan *et al.* 2008) (Fig. 8 y 9), con alguna variación de los triterpanos más bajos, siendo estos distintos al resto de las muestras. Esto podría deberse probablemente a cambios faciales en los niveles de la Fm Pozo Anticlinal Aguada Bandera generadores o a factores asociados con la madurez de los mismos.

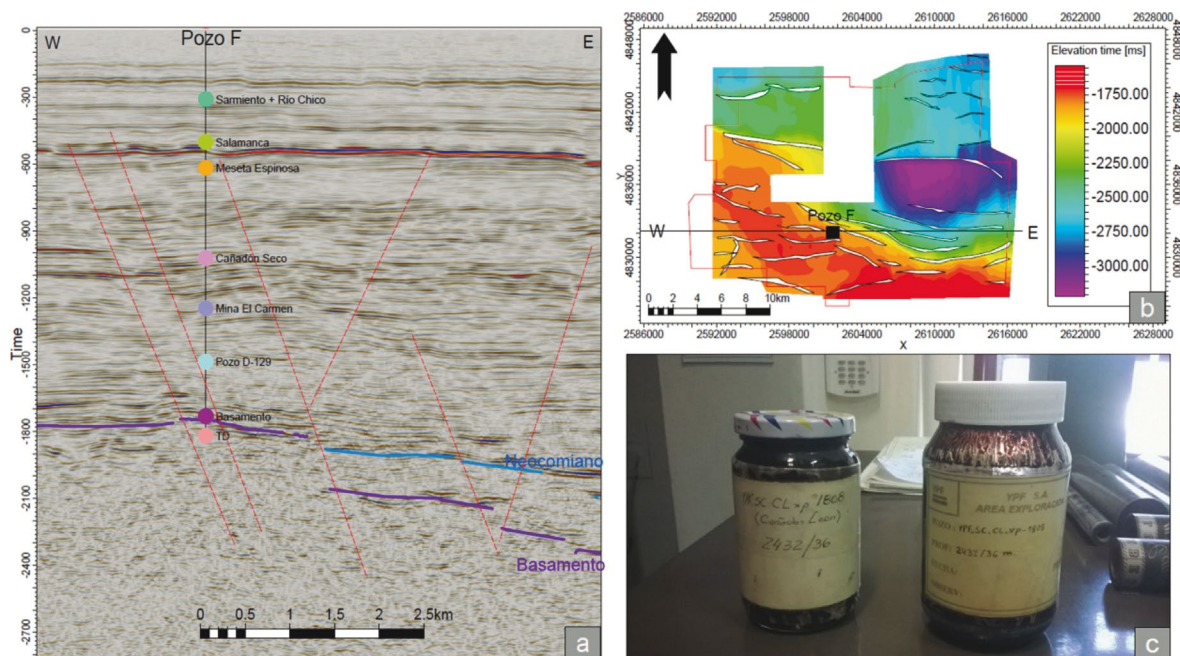


Figura 8. a) Corte sísmico W-E mostrando la ubicación del Pozo F. b) Mapa isócrono al tope del basamento mostrando la ubicación de la línea sísmica. c) Petróleo de origen Neocomiano ensayado en el pozo mencionado.

Sumado a esto, los resultados de la pirólisis de los pozos del borde del depocentro arrojaron valores de COT% entre 1,5 y 3% para la sección de la Fm. Pozo Anticlinal Aguada Bandera. La petrografía orgánica dio valores de Ro% entre 0,80 y 1,09, además indica la presencia de un querógeno de tipo II/III y un potencial generador de bueno a regular.

Habiendo de esta manera comprobado la existencia de un depocentro neocomiano generador de hidrocarburos, fue preciso estimar la distribución de dicha roca madre para poder alcanzar un

mayor entendimiento de sus capacidades generadoras. En este sentido, se modeló un pozo ficticio en la zona más profunda del depocentro, utilizando distintos modelos de velocidad con el fin de realizar una extrapolación de los límites formacionales y los miembros que se habían definido previamente. A partir de allí y en base a modelos análogos generados para cubetas Neocomianas ubicadas al oeste de la cuenca, se definió el espesor mínimo y máximo probable de roca generadora (Fm. Pozo Anticlinal Aguada Bandera).

Se realizó además una calibración de los pozos existentes en función de su historia de

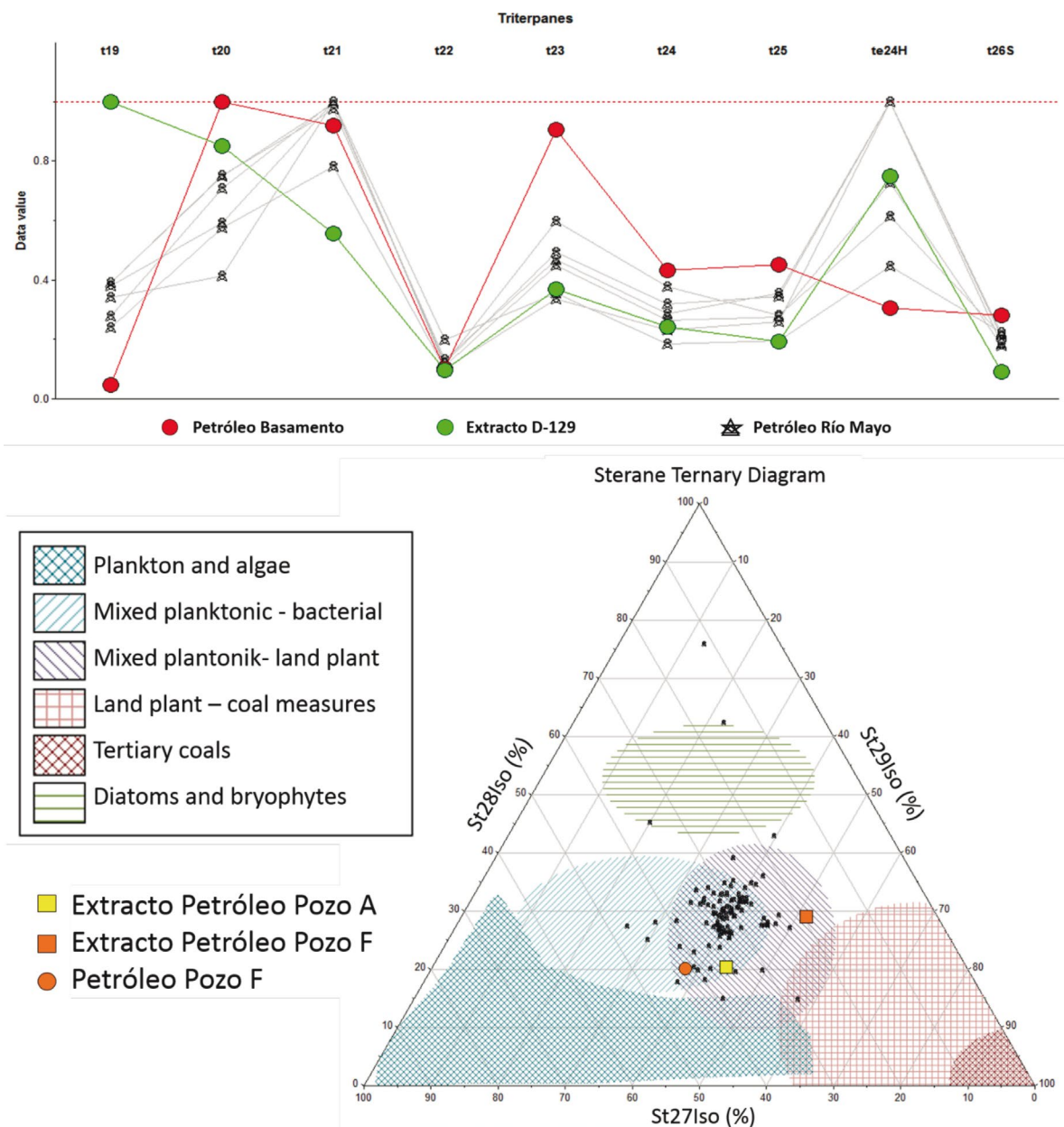


Figura 9. El gráfico superior, muestra los terpanos tri y tetracíclicos normalizados para un petróleo del basamento en el Pozo F, un extracto de la Fm. Pozo D-129 en el mismo pozo y varios petróleos de la zona de Río Mayo. El gráfico inferior, es un diagrama ternario de esteranos. El petróleo del basamento se infiere que fue generado en facies similares al extracto de la Fm Pozo Anticlinal Aguada Bandera en el pozo Pozo A.

soterramiento, basada en datos de perfiles eléctricos, madurez de la roca generadora, espesor de la columna sedimentaria, espesor erosionado, compactación y temperatura máxima alcanzada. De esta manera pudo determinarse que la Fm. Pozo Anticlinal Aguada Bandera se encuentra actualmente en ventana de generación de gas y fue precursora de petróleo entre los 130-70 Ma de edad (Periodo Cretácico), del cual hay registro en el basamento ensayado del Pozo F.

Paralelamente, se logró extrapolar la información calibrada al pozo modelado en el centro del depocentro, lo cual permitió estimar posibles volúmenes de petróleo y gas generados por esta roca madre. Dicha estimación fue sometida a un análisis de sensibilidad teniendo en cuenta rangos aceptables para las siguientes variables: área generadora, el espesor generador, el COT y el índice de hidrógeno. Este análisis resulta crucial para incentivar la exploración profunda y aumentar la cartera de prospectos en esta región.

En base a los datos de madurez y a los modelados para el depocentro, puede inferirse que actualmente hay una zona central en ventana de generación de gas, y un borde en ventana de generación de petróleo (tal como marcan los datos obtenidos a partir de petrografía orgánica de los pozos A y B mencionados anteriormente).

Geoquímica de Superficie

A partir de un trabajo en conjunto con integrantes del área de Desarrollo de Reservas de YPF S.A., se llevó a cabo en el sector oriental del bloque Cañadón León – Meseta Espinosa, un estudio de prospección geoquímica de superficie con objeto de identificar áreas con potencial petrolífero y comprobar evidencia de generación y migración de hidrocarburos de rocas madres profundas.

Dicho estudio se llevó a cabo mediante el análisis de colonias bacterianas butanotróficas, propiedades físico-químicas (pH y salinidad), gases adsorbidos en los cementos de las rocas, e isótopos de los mismos realizados tanto en las muestras de superficies como en algunas muestras de petróleo de pozos en producción.

Los datos validan la existencia de una fuente de gases termogénicos en el área relevada como puede verse en el gráfico de Bernard (Bernard *et al.* 1978), con proveniencia intermedia entre querógenos de tipo II/III. El gráfico de Shoell (Schoell 2011) indica que las muestras superficiales corresponden a gases más evolucionados que los gases correspondientes de los pozos (Figs 10 y 11).

Las muestras superficiales corresponden a gases más evolucionados que los gases correspondientes a los pozos y no se registra en ellas una componente bacteriana. Para las muestras de pozo la madurez estimada según la relación de sus isótopos de Carbono, es de 1,3 Ro%, mientras que para las muestras de superficie es de 1,5 Ro%, indicando la presencia de dos fuentes generadoras de hidrocarburos con distinta madurez (Fig. 12). La muestra con valor de Ro% menor a 0,5 correspondería a una fuente más inmadura, comparable a la Fm. Pozo D-129.

En base al modelo geológico, y al hecho de que los datos de madurez obtenida por isótopos son coincidentes con los obtenidos por petrografía orgánica de los recortes de perforación de los niveles de la Fm. Pozo Anticlinal Aguada Bandera, podemos corroborar con información de geoquímica de superficie la presencia de una roca madre neocomiana activa en ventana de generación de gas para esta región.

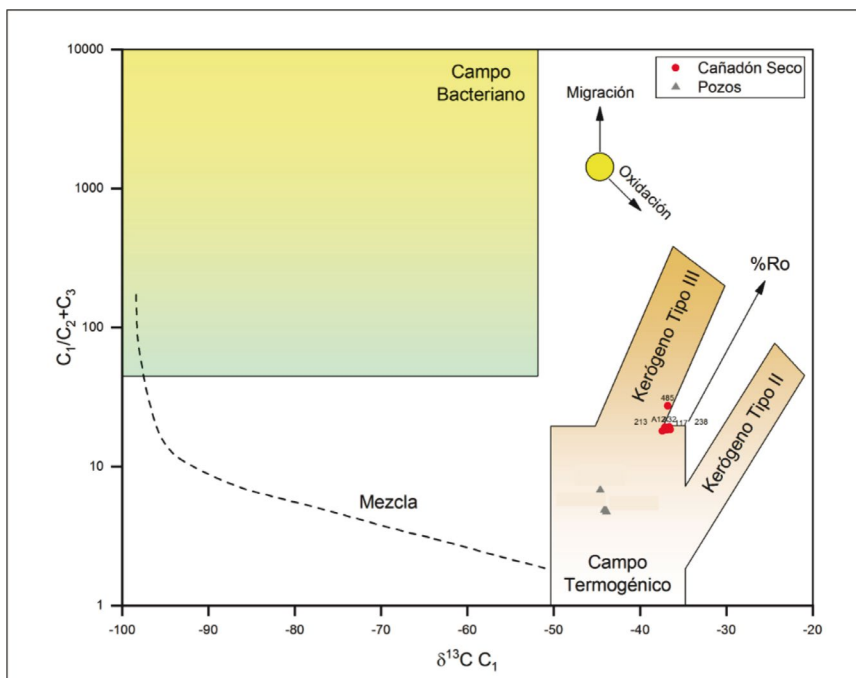


Figura 10. Gráfico de Bernard

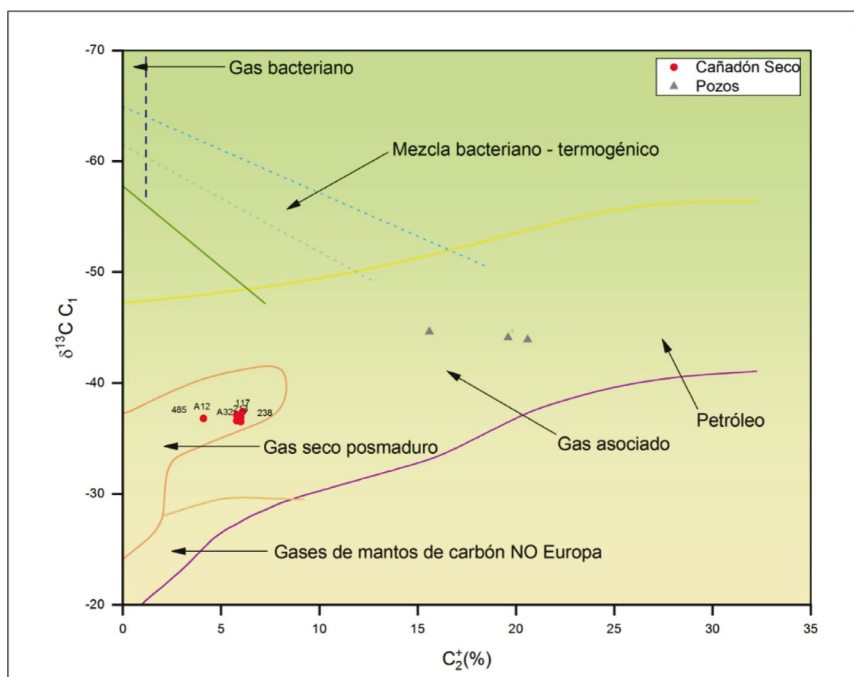


Figura 11. Gráfico de Schoell

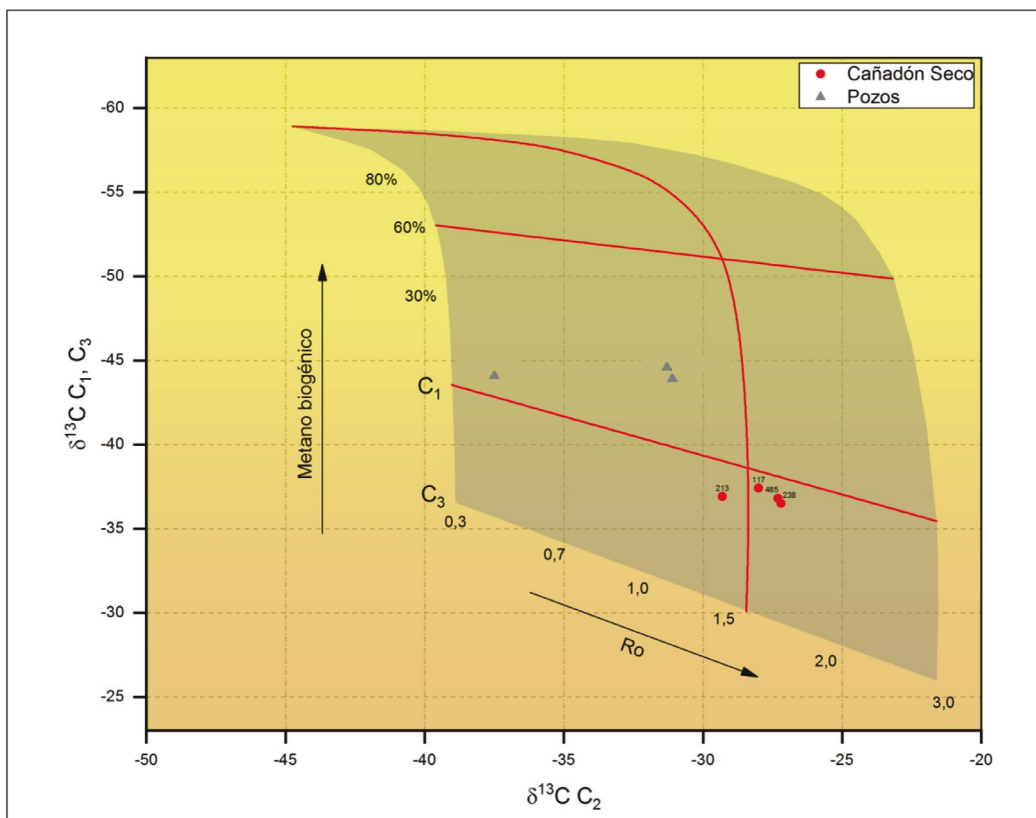


Figura 12. Gráfico de estimación de la madurez en base a relaciones isotópicas del Carbono.

CONCLUSIONES

El estudio geológico y el análisis geoquímico presentado en este trabajo aportan datos alentadores sobre las posibilidades petroleras del depocentro neocomiano oriental del Flanco Sur de la CGSJ.

El análisis litoestratigráfico de la secuencia neocomiana, la caracterización facial de sus formaciones y sus miembros y los valores de COT y madurez de las facies generadoras, trabajados en un modelo geológico que permitió la predictibilidad y extrapolación hacia las zonas inexploradas del depocentro, hicieron posible la estimación de los volúmenes de hidrocarburos generados por este depocentro. Estos datos concuerdan y reafirman la hipótesis alcanzada mediante el estudio de isótopos de gases sobre la existencia de una fuente generadora de hidrocarburos distinta a la conocida actualmente para el área.

Metodológicamente es importante recalcar que, aunque este depocentro neocomiano se encuentra pobremente estudiado, el modelado realizado pudo llevarse a cabo con datos de pozos perforados y terminados hace más de 20 años, lo que genera una recapitalización del dato resguardado.

Resulta evidente la posibilidad de rejuvenecer viejos activos mediante la exploración de

objetivos profundos. En este sentido, el análisis sismoestratigráfico de los depósitos neocomianos abre un potencial play estratigráfico profundo inexplorado con volúmenes generados de gran interés. Además, es conveniente considerar el estudio de los altos basamentales fracturados y/o alterados como un posible play asociado a los hidrocarburos neocomianos.

En un actual contexto de revisión de este tipo de depocentros, con el fin de prolongar la actividad petrolera en la CGSJ y de considerar la posibilidad de encontrar hidrocarburos no convencionales, este trabajo constituye una nueva colaboración al sumar un depocentro generador en la zona oriental.

AGRADECIMIENTOS

Se agradece a YPF S.A. por permitir la difusión de este trabajo, al grupo exploración de la CGSJ por las discusiones y aportes, al grupo de la Universidad Nacional de la Patagonia San Juan Bosco por la colaboración en los estudios y a los referentes técnicos de la compañía por las valiosas opiniones que contribuyeron a la mejora de este trabajo.

REFERENCIAS CITADAS

- Barcat, C., J. Cortiñas, V. Nevistic y H. Zucchi, 1989. Cuenca del Golfo San Jorge. En: Cuencas Sedimentarias Argentinas. Chebli, G. y Spalletti, L. (Eds.), Serie de Correlación Geológica, vol, 6, pp. 319-345, San Miguel de Tucumán.
- Belloso, E., H. Villar y G. Laffitte, 2002, "Un nuevo sistema petrolero en el Flanco Norte de la Cuenca del Golfo San Jorge: revalorización de área marginales y exploratorias", 5° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, p. 16, Mar del Plata.
- Bernard, B. B., J. M. Brooks y W. M. Sackett, 1978, "Light hydrocarbons in recent Texas continental shelf and slope sediments", J. Geophys. Res., 83, p. 4053-4061.
- Clavijo R., 1986, "Estratigrafía del cretácico inferior en el sector occidental de la Cuenca Golfo San Jorge", Boletín de Informaciones Petroleras, 9 p. 15-32, Buenos Aires.
- Figari, E., M. Cid de la Paz y G. Laffitte, 1997, "Modelos de hemigrábenes en el Neocomiano del sector occidental de la Cuenca del Golfo San Jorge, Argentina: sistemas petroleros, origen e inversión tectónica", Boletín de Informaciones Petroleras, 52: 5-17, Buenos Aires.
- Figari, E., E. Stelkov, G. Laffitte. M. 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", 4° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, p. 197-237, Buenos Aires.
- Fitzgerald, M. G., R. M. Mitchum, M. A. Uliana y K. T. Biddle, 1990. Evolution of the San Jorge basin, Argentina. AAPG Bull. 76 (&), 879-920.
- Hechem J.J. y E. Strelkov, 2002, "Secuencia sedimentaria mesozoica del Golfo San Jorge", Haller, J.M. (Ed.) Geología y Recursos Naturales de Santa Cruz, Relatorio del 15° Congreso Geológico Argentino, vol. 1 p. 129-147, Buenos Aires.

- Laffitte, G., E. Figari y H. Villar, 2001, "Geochemical patterns and hydrocarbon habitat of the Golfo San Jorge Basin, Argentina" American Association of Petroleum Geologists, Hedberg Conference "New Technologies and New Play Concepts in Latin America", Mendoza.
- Paredes, J. M., M. Aguiar, A. Ansa, S. Giordano, M. Ledesma y S. Tejada, 2018, "Inherited discontinuities and fault kinematics of a multiphase, non-colinear extensional setting: Subsurface observations from the South Flank of the Golfo San Jorge basin, Patagonia", *Journal of South American Earth Sciences* 81, p. 87-107.
- Paredes, J. M., N. Foix y J. O. Allard, 2016, "Sedimentology and alluvial architecture of the Bajo Barreal formation (upper cretaceous) in the Golfo San Jorge basin: outcrop analogues of the richest oil-bearing fluvial succession in Argentina". *Marine Petroleum Geology*, v: 72, p. 317-335.
- Passey, Q. R., S. Creaney, J. B. Kulla, F. J. Moretti y J. D. Stroud, 1990, "A Practical Model For Organic Richness From Porosity and Resistivity Logs", *AAPG Bulletin*.
- Schioma, M., G. Hinterwimmer y G. Vergani, 2002, "Rocas reservorio de las cuencas productivas de la Argentina", V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, p. 132, Mar del Plata.
- Schoell M., 2011, "Carbon and hydrogen isotope systematic in thermogenic natural gases from the USA and China: West meets East", AAPG Hedberg Research Conference – Natural Gas Geochemistry: Recent Developments, Applications and Technologies, Beijing, China, (Extended Abstract, 4 pp.).
- Sylwan, C., J. Rodriguez y E. Strelkov, 2008, "Petroleum systems of the Golfo San Jorge Basin, Argentina", 7° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Simposio Sistemas Petroleros de las Cuencas Andinas: 53-77, Mar del Plata.
- Sylwan, C., H. Villar y W. Dow, 1998, "Neocomian Source Rocks, Future Exploration Play in the South flank of the Golfo San Jorge Basin, Argentina", Extended Abstract Volume, 1998, American Association of Petroleum Geologists International Conference and Exhibition, p. 456-457, Río de Janeiro.

