



Evidencia de potenciales *shale plays* del Campaniano y Maastrichtiano inferior en la cuenca Talara y Sechura — Parte II : Caracterización geológica y geoquímica

Diego Timoteo¹, Fritz Palacios², y Enrique Gonzales³

¹ Programa de Pós-graduação em Geologia, Universidad de Brasília, Brasília, Brasil (diego.timoteo.martinez@gmail.com)

² Savia Perú S.A. Av. Rivera Navarrete 501, Piso 11, San Isidro, Lima, Perú (fritz.palacios@saviaperu.com)

³ Savia Perú S.A. Av. Rivera Navarrete 501, Piso 11, San Isidro, Lima, Perú (enrique.gonzales@saviaperu.com)

1. Introducción

La ocurrencia comprobada de *shale plays* en Argentina (Fm Vaca Muerta, Titoniano-Berriasiano) y las positivas evaluaciones exploratorias tempranas en Bolivia (Fm Tomachi, Devónico), Brasil (Fm Jandiatuba, Devónico), Colombia y Venezuela (Fm La Luna, Turoniano-Santoniano), y evidencias de *gas shows* en secuencias del Campaniano del pozo C01-1X de la cuenca Talara, incrementan las posibilidades exploratorias en las cuencas petrolíferas del Perú (US EIA, 2011). Reportes de la industria han sugerido que las rocas generadoras cretácicas de la cuenca Talara y Sechura (Timoteo & Valencia, 2010) pueden ser un importante futuro recurso de *shale plays* (Pozo et al., 2013).

Acorde con esto, el presente estudio realiza una evaluación integrada de las formaciones Cerro La Mesa y Redondo para identificar mejor su potencial exploratorio como *shale plays*. De esta manera la parte II de este estudio se basó en parámetros de caracterización claves: contenido y tipo de materia orgánica, madurez termal, espesor, distribución espacial, y profundidad actual.

2. Estratigrafía

El análisis bioestratigráfico realizado en la parte I del presente estudio (Palacios et al., 2015) permitió una revisión profunda de la sección cretácica perforada por los pozos, que conllevó a corregir y actualizar las unidades estratigráficas que habían sido asignadas y reportadas en los 18 pozos exploratorios que fueron seleccionados. De

esta manera, de los 8 pozos que reportaron a la Fm Muerto, 6 corresponden a la Fm Cerro La Mesa y 1 a la Fm Tablones; de los 15 pozos que reportaron a la Fm Redondo, 6 corresponden a la Fm Cerro La Mesa, 2 a la Fm Tablones, 2 a la Fm Ancha-Petacas, 1 al Paleozoico, 1 al Gpo Copa Sombrero, y 1 a la Fm Montegrando (Tabla 1). Por consiguiente, no se evaluó a la Fm Muerto pues ocurre en un solo pozo (3990); y tampoco a la Fm Tablones por sus pocos datos y predominantes características de reservorio convencional, probadas en el área de Chira.

3. Datos geoquímicos-geológicos

Se compiló información geoquímica adquirida entre 1990 y 2010, incluyendo datos de TOC y *pyrolysis Rock-Eval* correspondientes a *cuttings* y algunas muestras de afloramientos de las formaciones pertenecientes a pozos perforados en la cuenca Talara y Sechura Norte. Se dedicó especial atención a la Fm Chira: a pesar de su contenido de gas, no mostró valores significativos de TOC. De otro lado, las unidades de lutitas orgánicas y carbonatos del Campaniano y Maastrichtiano inferior mostraron valores óptimos de TOC.

Tomando en cuenta las formaciones diferenciadas en la parte I del estudio (Palacios et al., 2015), se obtuvo información de 9 pozos que atravesaron la Fm Cerro La Mesa y 8 pozos que atravesaron la Fm Redondo, sumando un total de 80 muestras. *Well composite logs* de más de 40 pozos (parte I del estudio) fueron seleccionados para obtener los datos de espesor, descripción litológica, profundidad actual, y distribución areal.

Tabla 1. Lista de pozos seleccionados para el presente estudio, cuya sección cretácica fue revisada y actualizada.

Pozo	Área	Intervalo muestreado		Unidad Estratigráfica	
		Tope (ft)	Base (ft)	Reportada (Fm. / Mb.)	Revisada (Fm. / Mb.)
2278	Laguna	7870	7911	Redondo	Probable Cerro La Mesa
5927		8010	8091	Redondo	Probable Cerro La Mesa
6020	Negritos	7500	7750	Redondo	Redondo
		7750	8540	Sandino	Tablones
		8560	8770	Muerto	Cerro La Mesa Inf.
3585		6046	6684	Redondo	Ancha / Petacas
		6684	7497	Redondo	Redondo
3770		4153	4527	Redondo	Posible Tablones
3980		6538	6548	Redondo	Ancha
		6889	6905	Redondo	Redondo
		7310	7324	Redondo	Paleozoico
4000		7279	7296	Redondo	Redondo
		7696	7716	Redondo	Tablones
		8166	8180	Redondo	Cerro La Mesa Sup.
		8275	8521	Muerto	Cerro La Mesa Inf.
4705		9165	9180	Muerto	Cerro La Mesa Inf.
3835		7186	8071	Redondo	Redondo
		8442	8884	Muerto	Cerro La Mesa Inf.
3990		8368	8687	Muerto	Muerto
PEOCO 3X-1	Chira	3765	3880	Redondo	Cerro La Mesa Sup.
		4180	4280	Muerto	Cerro La Mesa Inf.
RC1-2XD		5642	6843	Redondo	Tablones
		7535	7545	Redondo	Cerro La Mesa Sup.
		8104	8290	Muerto	Cerro La Mesa Inf.
CHIRA 75X		7690	8170	Muerto	Tablones
5975	Mirador	----	----	Redondo	Cerro La Mesa
Inca 5X-1	Sechura	4970	5570	Redondo	Copa Sombrero
Viru 69X-1		4870	5580	Redondo?	Montegrande?
		5802	7105	Redondo?	Redondo
La Casita X2		9781	10530	Redondo	Redondo
SBX - A		6960	7250	Redondo	Redondo

4. Ocurrencias de hidrocarburos

El pozo RC1-2XD localizado en el área de Chira, a 10 km al SO del campo de Portachuelo, probó petróleo de 12.5° API en un intervalo de calizas y lutitas de la Fm Cerro La Mesa (reportado anteriormente como Fm Muerto). Se recuperó un total de 46 Bbbl. de petróleo y actualmente el intervalo probado 8256'-7928' está aislado (Chávez & Montes, 2008).

Así mismo el pozo CO1-1X, localizado costa afuera aproximadamente a 35 km al SO del campo Portachuelo, registró *gas shows* (C1-C5) en un intervalo lutáceo de la Fm Redondo que posee un contenido promedio de TOC de 0.7 wt. % y manifiesta bajos valores de resistividad (Savia, 2013).

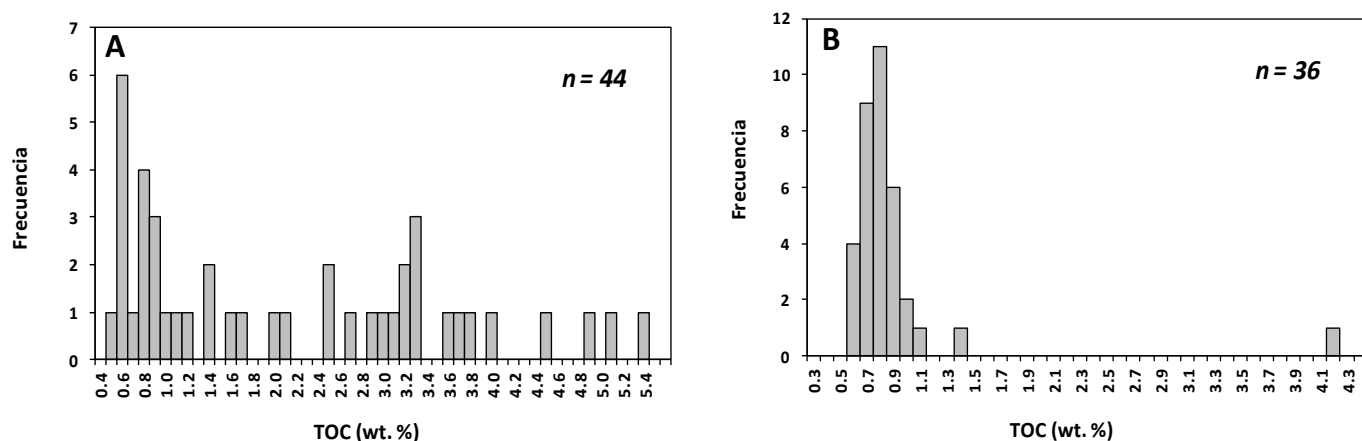


Figura 1. Histogramas de datos de TOC (wt %) para muestras de las formaciones Cerro La Mesa (A) y Redondo (B) de la cuenca Talara y Sechura.

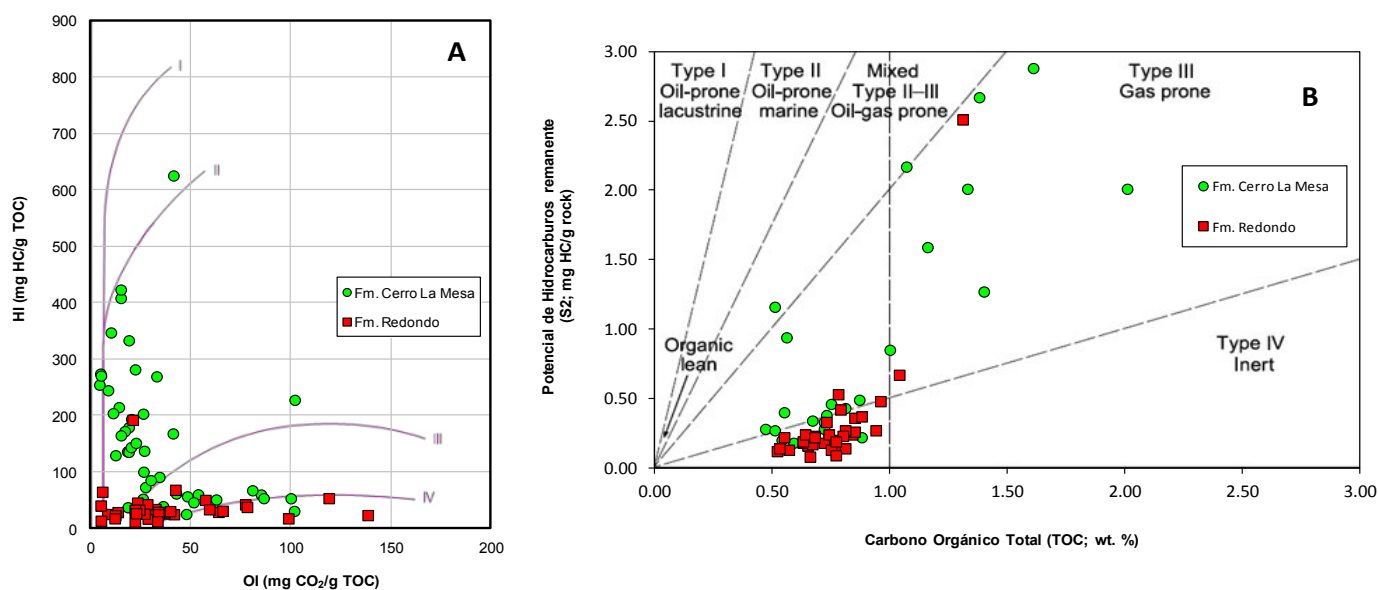


Figura 2. (A) Gráfico de índice de hidrógeno (HI) versus índice de oxígeno (OI); (B) gráfico S2 versus TOC; ambos gráficos en base a datos obtenidos en muestras de las formaciones Cerro La Mesa y Redondo de la cuenca Talara y Sechura.

5. Resultados y discusión

5.1. Distribución espacial

Con base en los *well composite logs* evaluados, la Formación Cerro La Mesa alcanza como máximo 1000' de espesor en el pozo 4655 localizado en el área de Negritos. Su profundidad perforada varía de 2400' (pozo 4745) a 10200' (pozo C01-1X). Su espesor varía entre 110' y 1000', de los cuales ~10 a 60 % evidencian baja resistividad en los perfiles eléctricos.

Por otro lado, la Formación Redondo alcanza aproximadamente un máximo de 1100' de espesor en el pozo La Casita X-2 localizado en el área de la Bahía de Bayóvar. Su profundidad perforada varía entre 2350' (pozo PG-39NX-1) y 12350' (pozo 1500), en tanto que su espesor varía entre 100' y 1100', de los cuales ~90 % corresponden a facies lutáceas que evidencian baja resistividad en los perfiles eléctricos, lo cual es un aspecto positivo para su prospectividad como *shale play*.

Ambas formaciones poseen amplia distribución con incremento de espesor sobre los grábenes paleozoicos y

adelgazamiento por erosión y/o *onlap* hacia los flancos de los altos estructurales.

5.2. Descripción litológica

Lutitas negras a grises y calizas negras son las facies litológicas dominantes de la Formación Cerro La Mesa en las muestras de *cuttings* analizadas y descritas en los 15 pozos seleccionados.

Lutitas negras a grises son la facies litológica que domina a la Formación Redondo en el subsuelo del área de estudio (Tabla 1).

La definición de *shale plays* que mejor describe un reservorio en este contexto es: rico en materia orgánica (MO) y de grano fino (Rokosh et al., 2009). Acorde con lo antes expuesto, el término *shale*, el cual implica fisibilidad, describe adecuadamente (a nivel petrográfico) la mayoría de las facies pertenecientes a las muestras obtenidas para este estudio, y las caracteriza como reservorio.

5.3. Geoquímica orgánica

La ocurrencia de petróleo y *gas shows* (C1-C5) en la formaciones Cerro La Mesa y Redondo, respectivamente, sustenta el uso de *Ro* para predecir la madurez termal en los emergentes *shale plays*.

5.3.1. Formación Cerro La Mesa

El contenido de TOC de la Formación Cerro La Mesa (n = 44) varía de 0.47 a 5.31 wt. %, con un valor promedio de 2.08 wt. % (Fig. 1A).

La clasificación del tipo de kerógeno según datos de *pyrolysis Rock-Eval* indica kerógeno de tipo II/III (Figs. 2A y 2B). Los valores de T_{max} para 85 % de las muestras de la Formación Cerro La Mesa indican que éstas se encuentran en un estadio de madurez termal (Fig. 3A), concordando con los valores medidos de *Ro* (Fig. 3B), lo cual indica que la mayoría de las muestras se encuentran dentro de la ventana de petróleo (0.6 % < *Ro* < 1.0 %).

De la misma manera los valores de índice de producción (PI) graficados *versus* los valores de T_{max} (Fig. 4A) y de *Ro* (Fig. 4B) indican un regular nivel de conversión de

hidrocarburos y expulsión en el estadio de madurez termal.

5.3.2. Formación Redondo

Por otro lado, el contenido de TOC de la Formación Redondo (n = 36) varía de 0.52 a 4.12 wt. %, con un valor promedio de 0.85 wt. % (Fig. 1B).

La clasificación del tipo de kerógeno según datos de *pyrolysis Rock-Eval* indica predominantemente un kerógeno de tipo III/IV y además un kerógeno de tipo IV (Figs. 2A y 2B). Los valores de T_{max} para 90 % de las muestras de la Formación Redondo indican que éstas se encuentran en un estadio de madurez a pos-madurez termal (Fig. 3A), concordando con los valores medidos de *Ro*, que indican que 40 % de las muestras se encuentran dentro de la ventana de petróleo (0.6% < *Ro* < 1.0 %) y otro 50 % en la ventana de gas húmedo y seco (*Ro* > 1.0 %) (Fig. 3B).

Así mismo los valores de PI graficados *versus* los valores de T_{max} (Fig. 4A) y de *Ro* (Fig. 4B) indican regular a alto nivel de conversión de hidrocarburos y expulsión en el estadio de madurez y pos-madurez termal.

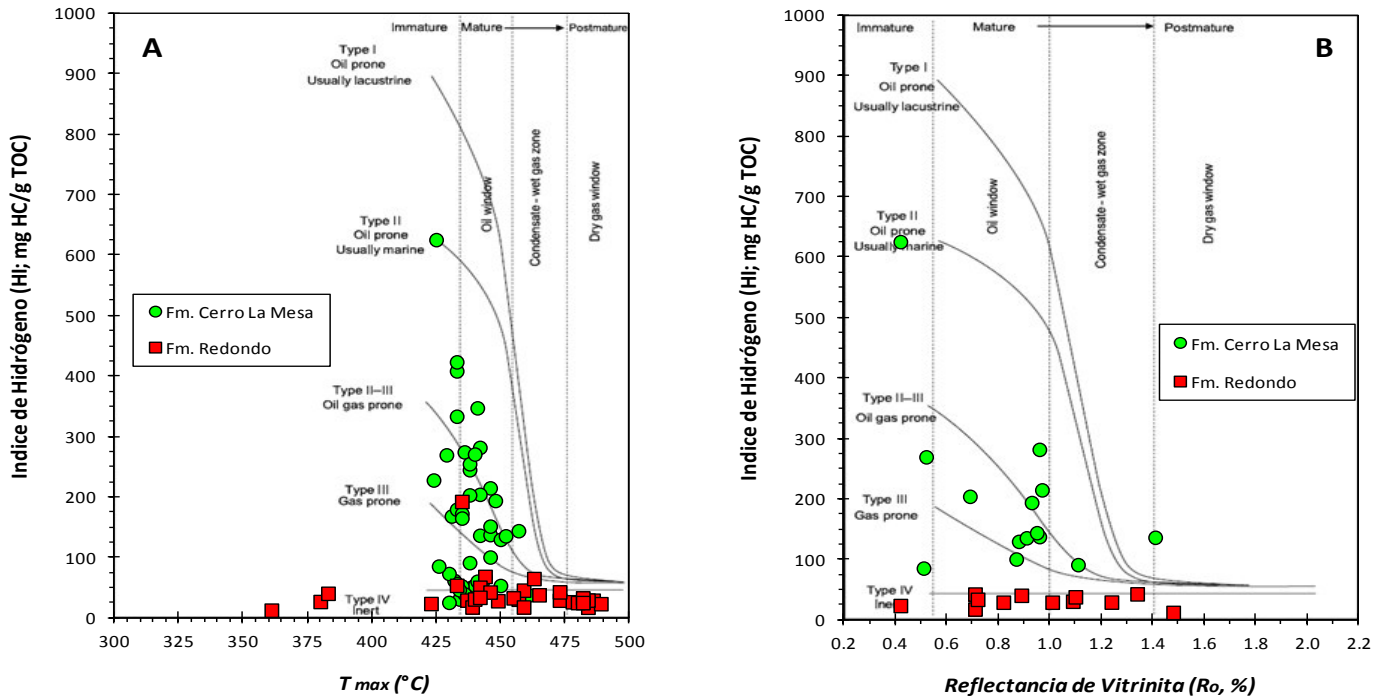


Figura 3. Gráficos de índice de hidrógeno (HI) *versus* T_{max} (A) y *versus* *Ro* (B), en base a datos obtenidos en muestras de las formaciones Cerro La Mesa y Redondo de la cuenca Talara y Sechura.

5.4. Análisis visual de kerógeno (AVK)

El AVK de una muestra de núcleo de pared del miembro Cerro La Mesa Superior (pozo RC1-2XD; 7535') indicó predominante materia orgánica amorfa mezclada con fragmentos de material terrestre (Petro-Tech - LCV, 2004), que confirman un kerógeno de tipo II/III.

Por otro lado, el AVK realizado en 6 muestras (3 de núcleos de pared y 3 de canaleta) de la Formación Redondo del pozo La Casita X-2 (9880'-10774') indicó materia orgánica terrestre. Las muestras del pozo Peoco 7-1 indicaron materia orgánica amorfa (Levaggi, 1977). Dicha variación confirma la predominancia de kerógeno

de tipo III/IV con influencia de kerógeno de tipo II/III.

5.5. Reflectancia de vitrinita

Los valores de *Ro* para la Formación Cerro La Mesa (*Ro*, n = 14) (Fig. 5A) varían desde un mínimo de 0.42 % a una profundidad de 8290', en el campo de Chira, hasta 1.41 % a una profundidad de 8446' en el campo de Negritos, indicando que la mayoría de las muestras se encuentran dentro de la ventana de petróleo (0.6 % < *Ro* < 1.0 %), con madurez termal apropiada para un potencial *shale oil play*.

Por otro lado, los valores de R_o para la Formación Redondo (R_o , $n = 12$) (Fig. 5B) varían de 0.42 % a una profundidad de 6990' hasta 1.48 % a 6825' en el extremo norte de la cuenca Sechura, evidenciando 2 poblaciones mayoritarias: la primera dentro de la ventana de petróleo ($0.6 \% < R_o < 1.0 \%$), y la segunda dentro de la ventana de gas húmedo y seco ($R_o > 1.0 \%$), con madurez termal apropiada para potenciales *shale oil play* y *shale gas play*,

respectivamente.

Los datos de R_o de las muestras de ambas formaciones no evidencian correlación alguna con la profundidad (Fig. 6): este hecho sugiere eventos diferenciados de soterramiento, levantamiento, denudación, y variación del flujo de calor regional debido a que las muestras analizadas provienen de diferentes zonas dentro de la cuenca Talara y Sechura Norte.

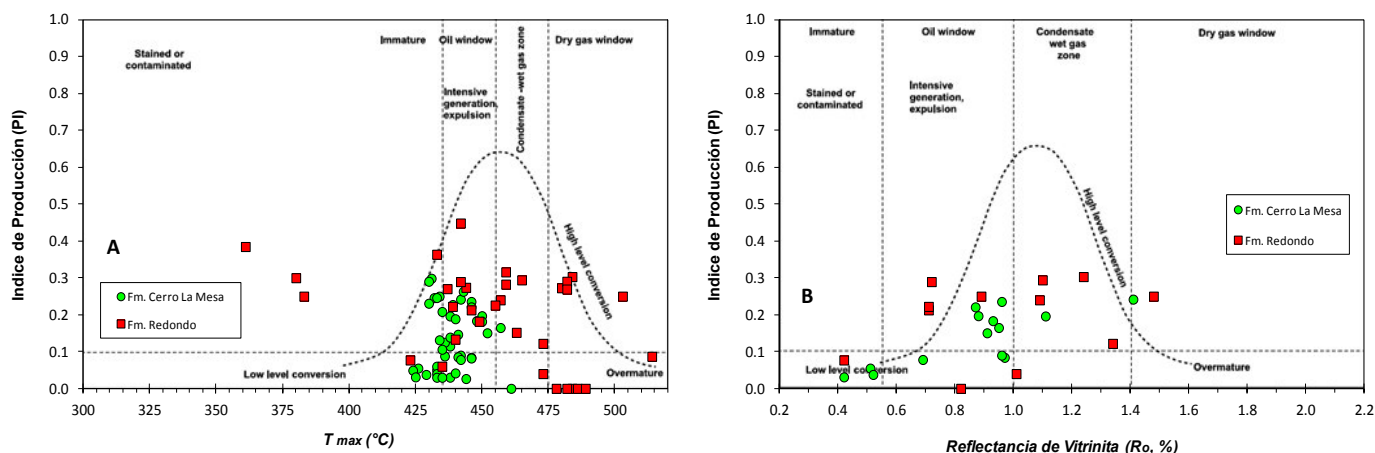


Figura 4. Gráficos de índice de producción (PI) versus T_{max} (A) y de PI versus R_o (B) en base a datos obtenidos en muestras de las formaciones Cerro La Mesa y Redondo de la cuenca Talara y Sechura.

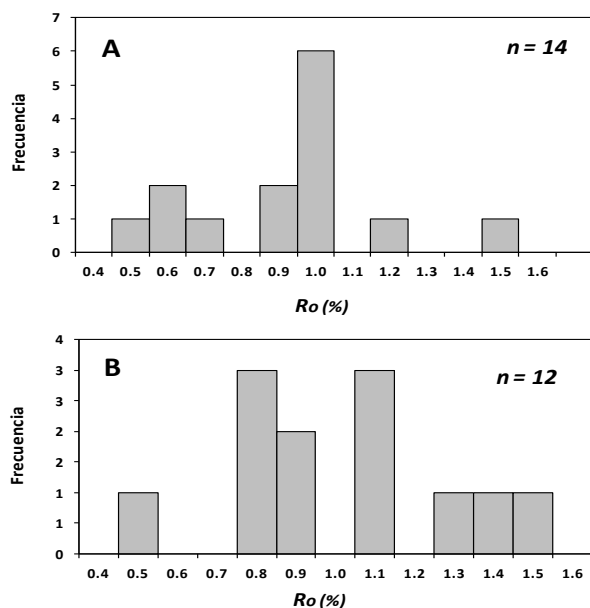


Figura 5. Histograma de los datos de reflectancia de vitrinita (R_o) medidos en las muestras de las formaciones Cerro La Mesa (A) y Redondo (B) de la cuenca Talara y Sechura.

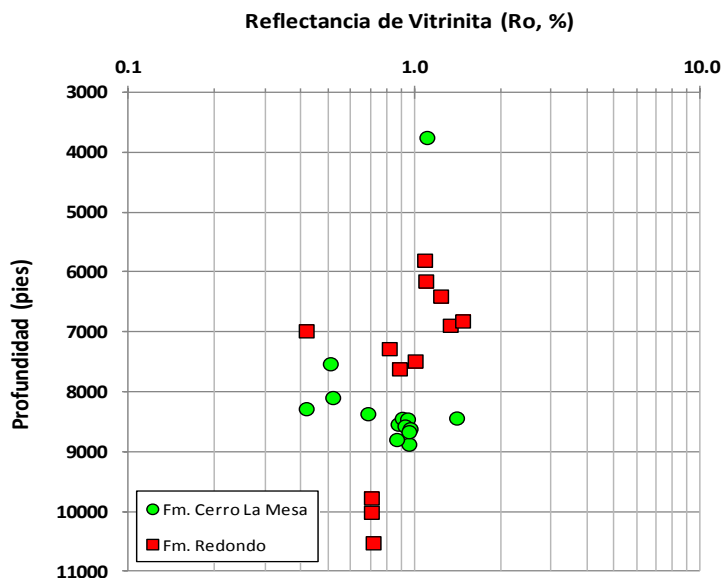


Figura 6. Reflectancia de vitrinita (R_o) graficada versus la profundidad de las respectivas muestras de las formaciones Cerro La Mesa y Redondo en la cuenca Talara y Sechura.

6. Conclusiones

El alto contenido promedio de TOC (2.08 %; $n = 44$), el kerógeno de tipo II/III, la materia orgánica predominantemente marina, los valores de R_o dentro de la ventana de petróleo ($0.6 \% < R_o < 1.0 \%$), el espesor de 110' a 1000', la profundidad perforada actual entre 2400' y 10200', y el petróleo pesado recuperado en el pozo RC1-2XD sugieren que la Formación Cerro La Mesa posee condiciones apropiadas para un potencial *shale oil play*.

El regular contenido promedio de TOC (0.85 %; $n = 36$), el kerógeno de tipo III/IV, la materia orgánica que varía de marina a terrestre regionalmente, los valores de R_o dentro de la ventana de petróleo ($0.6 \% < R_o < 1.0 \%$) y gas ($R_o > 1.0 \%$), el espesor de 100' a 1100', la profundidad perforada actual entre 2350' y 12350', y los registros de *gas shows* en el pozo C01-1X sugieren que la Formación Redondo posee condiciones apropiadas para

un potencial *shale oil-gas play*.

El desarrollo continuo del conocimiento (geológico y de reservorios) de los potenciales *shale plays* en el Perú permitirá re-evaluar la limitada viabilidad económica y logística actual.

Es necesario compilar información correspondiente a parámetros del reservorio (composición mineralógica de las arcillas, permeabilidad, presión, y capacidad de adsorción) para de esta manera generar una interpretación integrada más robusta de los potenciales reservorios no convencionales de tipo *shale plays*.

El presente estudio pone en evidencia una nueva posibilidad para la inversión y extracción de potenciales recursos de hidrocarburos no convencionales que pueden balancear la ya declinante producción de petróleo convencional en el Perú.

Referencias

- Chávez, M., Montes, C. 2008. Optimización en el desarrollo y explotación de crudo pesado no convencional en el Noroeste Peruano. Resúmenes extendidos, XIV Congreso Peruano de Geología, Lima.
- US EIA (US Energy Information Administration). 2011. World shale gas resources: An initial assessment of 14 regions outside the United States. Report.
- Hackley, P. 2012. Geological and geochemical characterization of the Lower Cretaceous Pearsall Formation, Maverick Basin, South Texas: A future shale gas resource?. AAPG Bulletin, v. 96, p. 1449-1482.
- Levaggi, R. 1977. Proyecto de análisis visual del kerógeno, pozo Z2-75-55X (La Casita), pozo Peoco 7-1. Reporte interno, Belco Petroleum Corporation of Perú.
- Timoteo, D., Valencia, K. 2010. Talara Basin, petroleum systems proved source rocks: Albian-Eocene & Campanian/Maastrichtian-Eocene. Internal report, Savia Perú S.A.
- Palacios, F., Gonzales, E., Timoteo, D. 2015. Evidencia de potenciales *shale plays* del Campaniano y Maastrichtiano inferior en la cuenca Talara y Sechura — Parte I : Estratigrafía y distribución de secuencias. Boletín de la Sociedad Geológica del Perú, v. 110, p. 127-132.
- Petro-Tech Peruana S.A. - LCV. 2004. Mineralogic, petrographic, diagenetic, TOC, and Visual Kerogen Analyses, sidewall cores: Well Chira RC1-2XD. Internal report, Petro-Tech Peruana S.A.
- Pozo, E.G., Yesquen, S., Roldán, J. 2013. Talara Basin, Peru: Exploring for more reserves in an ancient basin in light of new concepts and technological advances. AAPG ICE, Cartagena, Colombia.
- Rokosh, C.D., Pawlowicz, J.G., Berhane, H., Anderson, S.D.A., Beaton, A.P. 2009. What is shale gas? An introduction to shale-gas geology in Alberta. Energy Resources Conservation Board, Alberta Geological Survey, 26 p.
- Savia Perú S.A. 2013. Reporte final del pozo exploratorio Colan C01-1X. Reporte interno, Savia Perú S.A.