

# EVIDENCIAS DE POTENCIALES “SHALE PLAYS” DEL CAMPANIANO Y MAASTRICHTIANO INFERIOR EN LA CUENCA TALARA Y SECHURA

## PARTE II - CARACTERIZACIÓN GEOLÓGICA Y GEOQUÍMICA

Diego Timoteo <sup>(1)</sup>, Fritz Palacios <sup>(2)</sup>, Enrique Gonzales <sup>(3)</sup>

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

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

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

### 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. Luna – Turoniano-Santoniano), y evidencias de *gas shows* en secuencias del Campaniano del pozo CO1-1X 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 y Valencia, 2010), pueden ser un importante futuro recurso de *shale plays* (Pozo et al., 2013).

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

### ESTRATIGRAFIA

El análisis bioestratigráfico integrado realizado en la parte I del presente estudio 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 reportaban a la Fm. Muerto 6 de estos corresponden a la Fm. Cerro La Mesa y 1 a la Fm. Tablones; en tanto que dentro de los 15 pozos que reportaban a la Fm. Redondo; 6 corresponden a la Fm. Cerro La Mesa, 2 a la Fm. Tablones, 2 corresponden a la Fm. Ancha–Petacas, 1 al Paleozoico, 1 al Gpo. Copa Sombrero y 1 a la Fm. Montegrande (Tabla 1). Por consiguiente, la parte II del estudio no evaluó a la Fm. Muerto pues posee muestras de un solo pozo (3990); y tampoco evaluó a la Fm. Tablones pues tiene pocos datos y predominantemente posee características de reservorio convencional, probadas en el Área de Chira.

### DATOS GEOQUÍMICOS–GEOLÓGICOS

Se compiló información geoquímica adquiridos durante 1990–2010, 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, de especial atención la Fm. Chira que a pesar de su contenido de gas, no tuvo valores significativos de TOC, de otro lado las unidades de lutitas orgánicas y carbonatos del Campaniano y Maastrichtiano Inferior mostraron valores óptimos de TOC; por lo tanto, tomando en cuenta las secuencias depositacionales interpretadas y las formaciones diferenciadas en la parte I del estudio, se obtuvo información de 9 pozos que atravesaron la Fm. Cerro La Mesa y 8 pozos que atravesaron a la Fm. Redondo; sumando un total de 80 muestras. *Well composite logs* de más de 40

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		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	Negritos	4153	4527	Redondo	Posible Tablones	
		6538	6548	Redondo	Ancha	
6889		6905	Redondo	Redondo		
7310		7324	Redondo	Paleozoico		
7279		7296	Redondo	Redondo		
7696		7716	Redondo	Tablones		
8166		8180	Redondo	Cerro La Mesa Sup.		
4705		8275	8521	Muerto	Cerro La Mesa Inf.	
		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	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		4970	5570	Redondo	Copa Sombrero	
Viru 69X-1	Sechura	4870	5580	Redondo?	Montegrande?	
		5802	7105	Redondo?	Redondo	
La Casita X2			9781	10530	Redondo	Redondo

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

pozos (parte I del estudio) fueron seleccionados para obtener los datos de descripción litológica, espesor, profundidad actual y distribución areal.

## 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 Formación Cerro La Mesa; reportada anteriormente como Fm. Muerto. Se recuperó un total de 46 Bbls. de petróleo y actualmente el intervalo probado 8256'–7928' está aislado (Chavez y 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).

## RESULTADOS Y DISCUSIÓN

### DISTRIBUCIÓN ESPACIAL

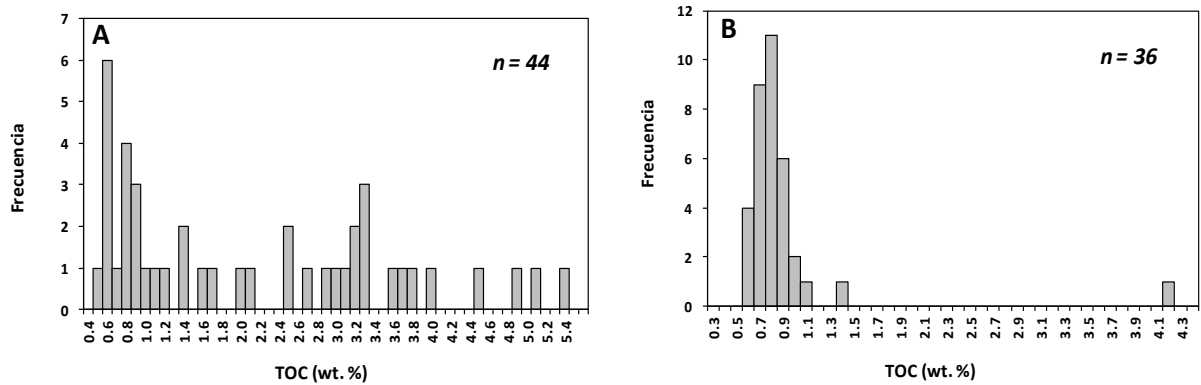
Con base en los *well composite logs* evaluados, la Fm. Cerro La Mesa alcanza como máximo 1000' de espesor en el pozo 4655 localizado en el área de Negritos. Su profundidad perforada varía de 2400' (4745) a 10200' (CO1-1X) y posee espesor entre 110' y 1000', de los cuales alrededor de 10 a 60% evidencia baja resistividad en los perfiles eléctricos. Por otro lado la Fm. 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' (PG-39NX-1) y 12350' (1500), en tanto que su espesor varía entre 100' y 1100', de los cuales alrededor de 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.

### DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA

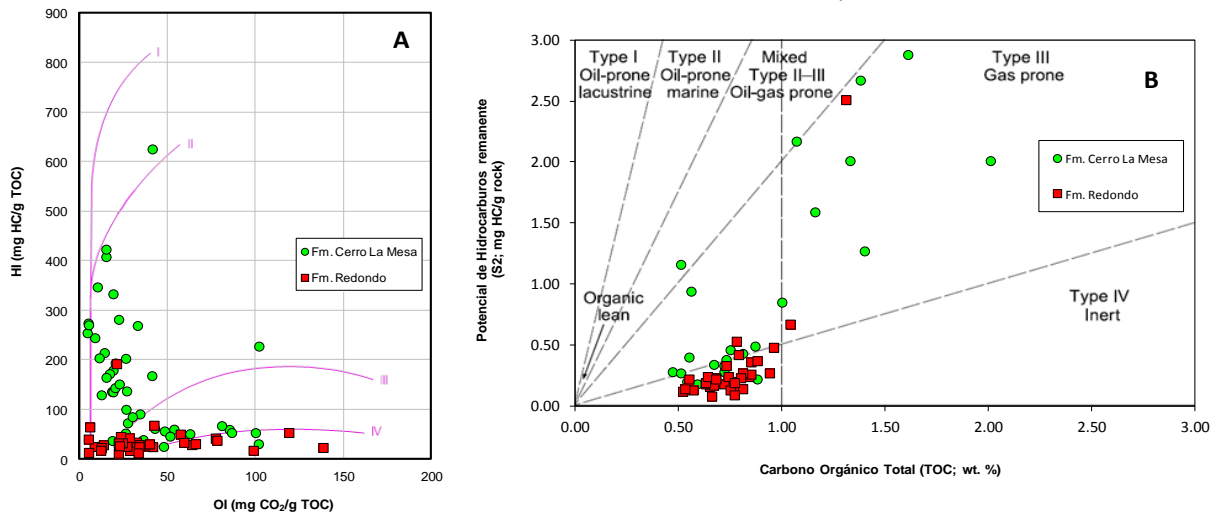
Lutitas negras a grises y calizas negras son las unidades litológicas dominantes de la Fm. Cerro La Mesa en las muestras de *cuttings* analizadas y descritas en los 15 pozos seleccionados; en tanto que lutitas negras a grises son la unidad litológica que domina a la Fm. Redondo en el subsuelo del área de estudio (Tabla 1). La definición de *shale plays* que mejor describe al reservorio 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.

### GEOQUÍMICA ORGÁNICA

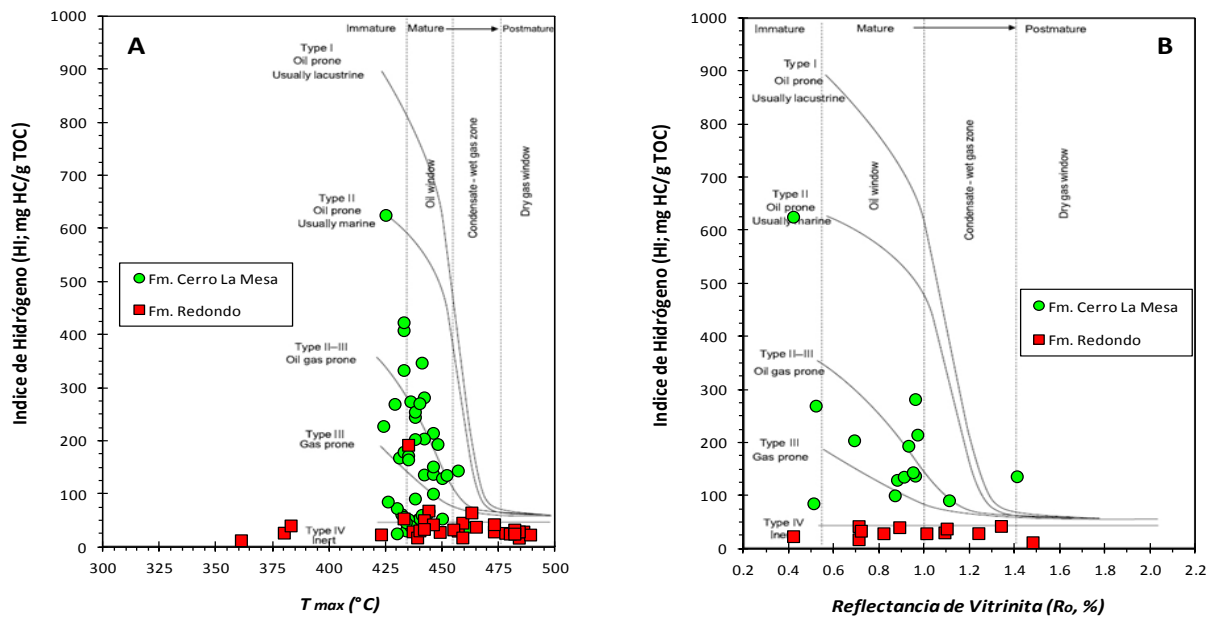
El contenido de TOC de la Fm. Cerro La Mesa (n = 44) varía de 0.47 a 5.31 wt. %, con valor promedio de 2.08 wt. % (Figura 1A) y la clasificación del tipo de Kerógeno según datos de *pyrolysis rock-eval* indica kerógeno tipo II/III (Figura 2A y 2B). Los valores de Tmax para 85% de las muestras de la Fm. Cerro La Mesa; indica que estas se encuentran en un estadio de madurez termal (Figura 3A), concordando con los valores medidos de Ro (Figura 3B), lo cual indica que la mayoría de 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 Tmax (Figura 4A) y de Ro (Figura 4B), indican un regular nivel de conversión de hidrocarburos y expulsión en el estadio de madurez termal. Por otro lado el contenido de TOC de la Formación Redondo (n = 36) varía de 0.52 a 4.12 wt. %, con valor promedio de 0.85 wt. % (Figura 1B) y la clasificación del tipo de kerógeno según datos de *pyrolysis rock-eval* indica predominantemente kerógeno tipo III/IV y además kerógeno tipo IV (Figura 2A y 2B). Los valores de Tmax para 90% de las muestras de la Fm. Redondo; indica que estas se encuentran en el estadio de madurez y pos-madurez termal (Figura 3A), concordando con los valores medidos de Ro; lo cual indica que el 40% de las muestras se encuentran dentro de la ventana de petróleo ( $0.6\% < Ro < 1.0\%$ ) y el otro 50% restante se encuentra en la ventana de gas húmedo y seco.



**Figura 1.** (A) Histograma de los datos de TOC (wt. %) para las muestras de la Fm. Cerro La Mesa y (B) para las muestras de la Fm. Redondo en la Cuenca Talara y Sechura.

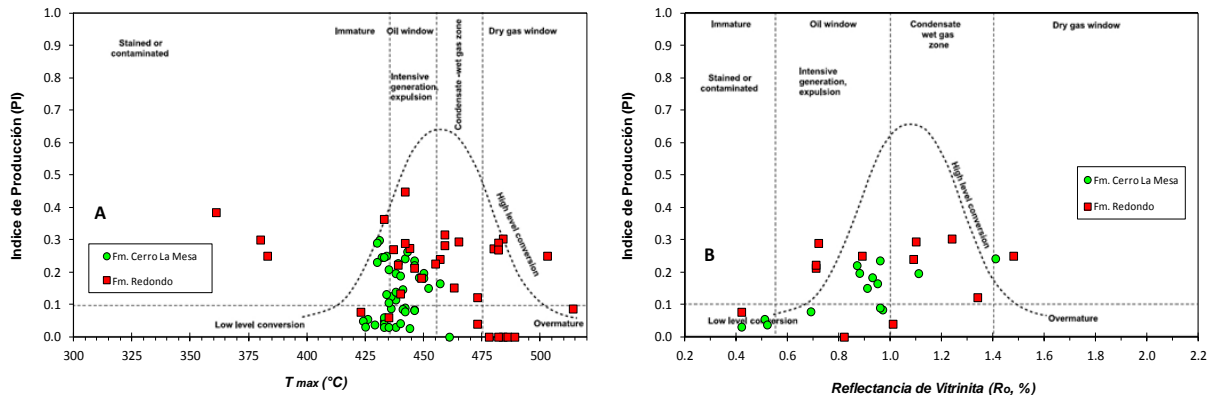


**Figura 2.** (A) Gráfico de Índice de hidrógeno (HI) versus Índice de oxígeno (OI) y (B) Gráfico S<sub>2</sub> versus TOC para las muestras de las formaciones Cerro La Mesa y Redondo en la Cuenca Talara y Sechura.



**Figura 3.** (A) Gráfico de Índice de hidrógeno (HI) versus  $T_{max}$  y (B) Gráfico de HI versus Reflectancia de vitrinita; para las muestras de las formaciones Cerro La Mesa y Redondo en la Cuenca Talara y Sechura.

( $R_o > 1.0\%$ ) (Figura 3B). Así mismo los valores de PI graficados versus los valores de Tmax (Figura 4A) y de  $R_o$  (Figura 4B) indican regular a alto nivel de conversión de hidrocarburos y expulsión en el estadio de madurez y pos-madurez termal. La ocurrencia de petróleo y *gas shows* (C1–C5) en la formaciones Cerro La Mesa y Redondo respectivamente, sustentan el uso de  $R_o$  para predecir la madurez termal en los emergentes *shale plays*.



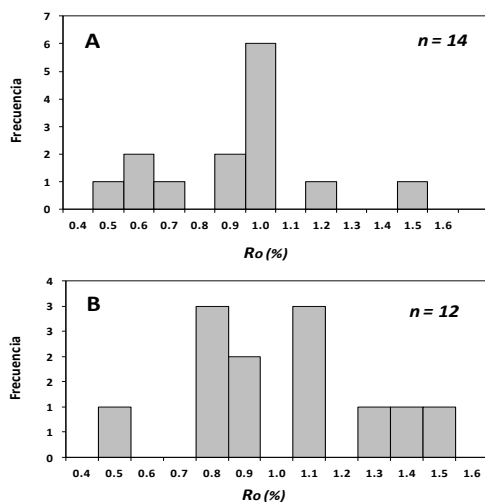
**Figura 4.** (A) Gráfico de Índice de producción (PI) versus Tmax y (B) Gráfico de PI versus Reflectancia de vitrinita; para las muestras de las formaciones Cerro La Mesa y Redondo en la Cuenca Talara y Sechura.

#### ANÁLISIS VISUAL DE KERÓGENO (AVK)

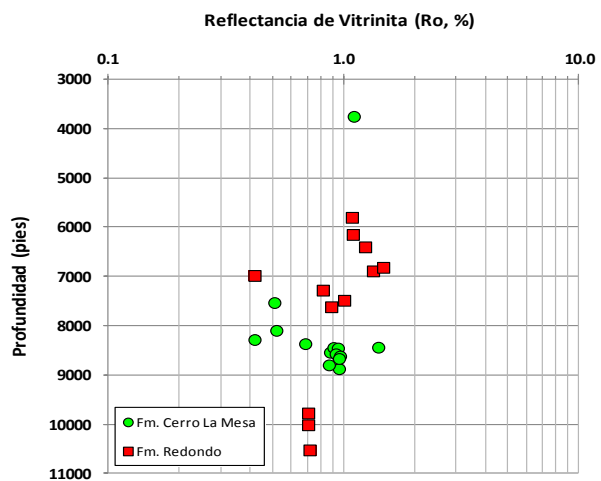
El AVK de una muestra de núcleo de pared del Mb. Cerro La Mesa Superior (Pozo RC1-2XD; 7535') indica predominante MO amorfa misturada con fragmentos de material terrestre (Petro-tech –LCV, 2004), que confirman el kerógeno tipo II/III. Por otro lado el AVK realizado en 6 muestras (3 de núcleos de pared y 3 de canaleta) de la Fm. Redondo del pozo La Casita X-2 (9880'–10774') indican MO terrestre; en tanto que las muestras del pozo Peoco 7-1 indican MO amorfa (Levaggi, 1977), dicha variación confirma la predominancia de kerógeno tipo III/IV con influencia de kerógeno tipo II/III.

#### REFLECTANCIA DE VITRINITA

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



**Figura 5.** Histograma de los datos de Reflectancia de vitrinita ( $R_o$ ) medidos en las muestras de: (A) Fm. Cerro La Mesa y (B) Fm. Redondo en la Cuenca Talara y Sechura.



**Figura 6.** Reflectancia de vitrinita graficada versus la profundidad de las muestras de las formaciones Cerro La Mesa y Redondo en la Cuenca Talara y Sechura.

Por otro lado los valores de  $R_o$  para la Fm. Redondo ( $R_o$ ,  $n = 12$ ) (Figura 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 (Figura 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.

## CONCLUSIONES

- El alto contenido promedio de TOC: 2.08 % ( $n = 44$ ), kerógeno tipo II/III, MO predominantemente marina, valores de  $R_o$  dentro de la ventana de petróleo ( $0.6\% < R_o < 1.0\%$ ), espesor de 110'–1000', profundidad perforada actual entre 2400 y 10200 pies, y el petróleo pesado recuperado en el pozo RC1-2XD; sugieren que la Fm. Cerro La Mesa posee condiciones apropiadas para un potencial *shale oil play*.
- El regular contenido promedio de TOC: 0.85% ( $n = 36$ ), kerógeno tipo III/IV, MO que varía de marina a terrestre regionalmente, valores de  $R_o$  dentro de la ventana de petróleo ( $0.6\% < R_o < 1.0\%$ ) y gas ( $R_o > 1.0\%$ ), espesor de 100'–1100', profundidad perforada actual entre 2350 y 12350 pies, y registros de *gas shows* en el pozo CO1-1X; sugieren que la Fm. 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 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 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

1. Chavez M., Montes C., 2008. Optimización en el desarrollo y explotación de crudo pesado no convencional en el Noroeste Peruano. SGP, XIV Congreso Peruano de Geología, Resúmenes Extendidos.
2. US EIA (US Energy Information Administration), 2011. World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States.
3. 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, no. 8, pp. 1449–1482.
4. Levaggi R., 1977. Proyecto Análisis Visual del Kerogen, Pozo Z2-75-55X (La Casita), Pozo Peoco 7-1. Reporte Interno. Belco Petroleum Corporation of Perú.
5. Timoteo D., Valencia K., 2010. Talara Basin, Petroleum Systems proved source rocks: Albion–Eocene (!) & Campanian/Maastrichtian–Eocene (!). Internal Report. SAVIA PERU S.A.
6. 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.
7. Pozo E.G., Yesquen S., Roldan 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, 8-11 September 2013.
8. Rokosh, C.D., Pawlowicz, J.G., Berhane, H., Anderson, S.D.A. and Beaton, A.P., 2009. What is Shale Gas? An Introduction to Shale-Gas Geology in Alberta. Energy Resources Conservation Board. Alberta Geological Survey, pp.26.
9. SAVIA Perú S.A., 2013. Reporte final del pozo exploratorio Colan CO1-1X. (Reporte interno). SAVIA Perú S.A.