

## Efecto del reprocesamiento de la sísmica 3D en el desarrollo del yacimiento Chambira (Lote 8, cuenca Marañón)

**Jorge Oré R. y Leoncio Gonzales G.**

Pluspetrol Norte S.A., República de Panamá 3055, San Isidro, Lima, Perú ([jore@pluspetrol.net](mailto:jore@pluspetrol.net); [lgonzales@pluspetrol.net](mailto:lgonzales@pluspetrol.net))

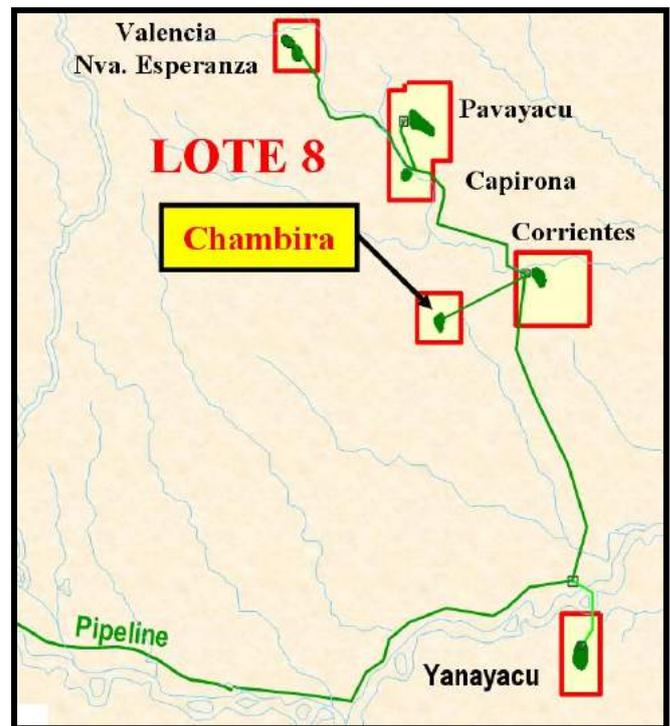
### 1. Introducción

El presente trabajo muestra los resultados de los estudios sísmicos y geológicos realizados recientemente en el yacimiento Chambira (cuenca Marañón, Lote 8), usando la información sísmica 3D que ha permitido perforar nuevos pozos de desarrollo después de 15 años. El objetivo es mostrar las variaciones del modelo geológico en el tiempo en base a reprocesamientos e interpretaciones sísmicas, y los resultados obtenidos con la perforación del Pozo 1501D, y observar cómo las variaciones estratigráficas y petrofísicas inciden en la calidad de roca reservorio y productividad de los pozos.

El yacimiento Chambira se encuentra ubicado en el Lote 8. Fue descubierto en 1989 con la perforación del pozo 123X. Fue operado inicialmente por la Compañía Petroperú S.A. y desde 1996 lo es por Pluspetrol S.A. (Fig. 1). Es un yacimiento menor en reservas y producción comparado con otros yacimientos del Lote 8. Está ubicado en una posición geográfica remota.

Los reservorios productivos Cetico inferior y Cetico superior de la Fm Chonta corresponden a una secuencia transgresiva, compuesta de areniscas de grano fino, glauconítica, con bioturbación moderada, de origen marino, con subfacies de llanura, barras y canales de moderada a baja energía. Presenta fuertes variaciones laterales y verticales de facies.

Los primeros mapas estructurales tuvieron como base la sísmica 2D con la cual se perforó el pozo exploratorio 123X y el pozo confirmatorio 124D. La primera interpretación sísmica 3D se realizó a partir del procesamiento inicial del cubo sísmico de 43 km<sup>2</sup> adquirido en 1994. Se elaboró un modelo geológico con el cual se perforaron 5 pozos adicionales. En esta etapa prevaleció el criterio básicamente estructural.



**Figura 1.** Mapa de Ubicación

En 1997 se realizó el primer reprocesamiento e interpretación del cubo sísmico, lo cual permitió observar que el ápice estructural tenía desfase de 580 m con respecto a la interpretación estructural original. En esta etapa se trabajó mucho más la parte estratigráfica usando la información geológica y atributos sísmicos. Se actualizó el modelo geológico pero no se perforaron nuevos pozos. Al existir una dualidad en la interpretación estructural y para tomar decisiones sobre el desarrollo futuro del

campo, se decidió realizar un segundo reprocesamiento del cubo sísmico en el año 2011, el cual validó la interpretación de 1997. Esta nueva información ha permitido perforar el pozo 1501D en el año 2011, el cual ha demostrado la validez del modelo geológico y el tipo de entrapamiento combinado que tiene el campo Chambira (estructural con un componente estratigráfico). Se ha incrementado la producción de petróleo del yacimiento de 400 a 2000 bbl diarios y ha permitido continuar el desarrollo del campo.

### STRATIGRAPHIC COLUMN CHAMBIRA FIELD

	FORMATION	THICKNESS (m)	LITHOLOGY	OIL		
CENOZOIC	QUAT.					
	CORRIENTES	+585	[Dotted pattern]			
	TERTIARY	MARAÑÓN	315	[Horizontal dashed pattern]		
		PEBAS	485	[Green checkered pattern]		
		CHAMBIRA	1370	[Brown wavy pattern]		
		LUTITA POZO	95	[Horizontal lines]		
		POZO BASAL	30	[Dotted pattern]		
		YAHUARANGO	330	[Brown wavy pattern]		
	MESOZOIC	CRETACEOUS	VIVIAN	150	[Dotted pattern]	
			CHONTA FM.	PONA	30	[Horizontal dashed pattern]
CETICO				128	[Green checkered pattern]	
A. CALIENTE			250	[Dotted pattern]		
RAYA			30	[Horizontal lines]		
CUSHABATAY			285	[Dotted pattern]		

Figura 2. Columna estratigráfica.

## 2. Historia del yacimiento: resultado de pozos

El Yacimiento Chambira fue descubierto y operado por la Compañía Petroperú S.A. hasta el año 1996. Durante la etapa exploratoria se realizaron varios trabajos de interpretación sísmica 2D. En el año 1989 se perforó y descubrió el campo con la perforación del pozo exploratorio 123X, encontrándose petróleo comercial en el reservorio Cetico inferior de la Formación Chonta. Luego se perforó el pozo confirmatorio 124XC, resultando en el flanco, cerca al contacto petróleo-agua y no fue económico. El campo fue puesto en producción en 1994 y solo produjo petróleo del pozo 123X (Fig. 3).

En 1994 se realizó la adquisición de 43 km<sup>2</sup> de sísmica 3D, con una cobertura de 24 fold y una grilla de 30 x 30m, que fue registrado por la Cía. Western Geophysical. Del procesamiento sísmico original se obtuvo la primera interpretación sísmica 3D en 1994, con la cual se realizó una campaña de perforación de 5 pozos: 157, 158, 161, 129 y 128 entre los años 1995 y 1996. El pozo 157 fue productor de Cetico inferior y descubrió petróleo comercial en Cetico superior. Los pozos 158D y 161D resultaron ser pozos de flanco y marginales. El pozo 129D

a pesar de estar en buena posición estructural tuvo mala calidad de roca reservorio y resultó marginal. El pozo 128D tuvo problemas durante la perforación, no llegó al objetivo y fue abandonado. La Tabla 1 muestra el resultado y estado actual de los pozos.

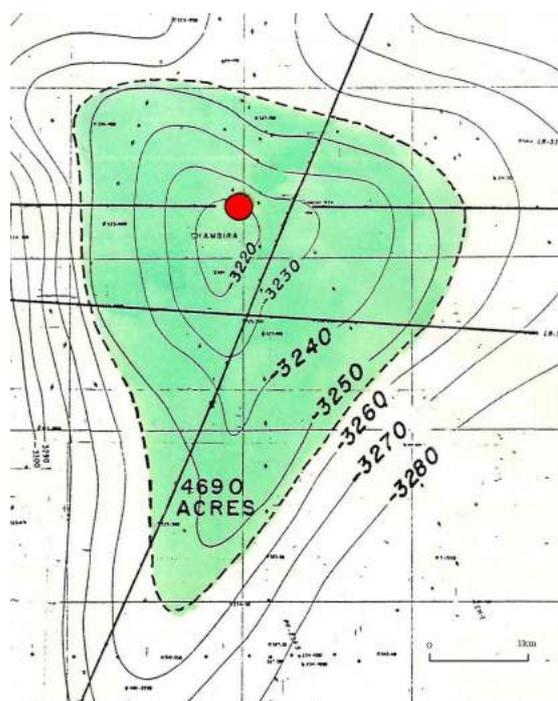


Figura 3. Mapa estructural basado en la sísmica 2D (1989): profundidad (m) del tope de la Fm Chonta.

En 1996, la Compañía Pluspetrol asumió como operador del Lote 8. Desde esa fecha ha realizado dos reprocesamientos del cubo sísmico 3D del yacimiento Chambira, el primero en 1997 y el último en 2011. En el año 2011 Pluspetrol decidió perforar el pozo 1501D y lo ubicó en el ápice de la estructura, el pozo obtuvo producción comercial de los reservorios Cetico superior e inferior y ha dado validez al actual modelo geológico.

## 3. Descripción de reservorios

El reservorio principal Cetico inferior, de 20 m de espesor, está compuesto de arenisca de cuarzo de grano fino, glauconítica, con presencia de bioturbación, depositadas en ambiente marino de poca profundidad, de origen mareíco, con sub-ambientes de llanura y canales de marea, de moderada a baja energía; presenta variaciones laterales (engrosamientos y adelgazamientos) y es heterogéneo horizontal- y verticalmente (referencia: estudio de núcleos Cetico inferior, pozo 157D). Los rangos de porosidad van de 14.5 a 17.0 %; Fig. 2).

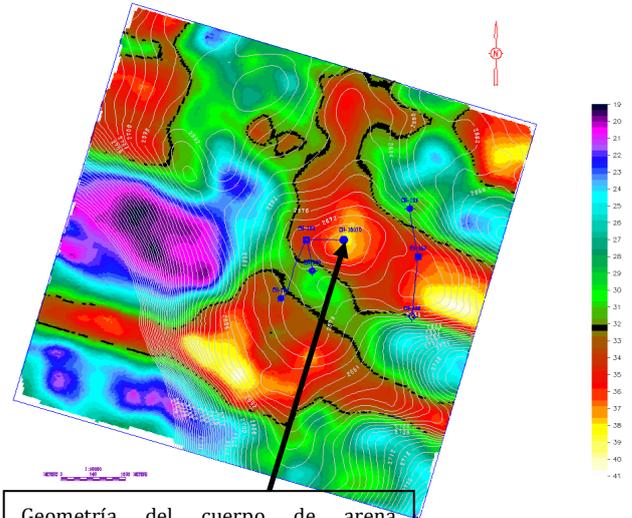
El reservorio Cetico Superior tiene 29 m de espesor: está compuesto de arenisca de cuarzo de grano fino, glauconítica, depositada en ambiente marino, y presenta variaciones laterales. Por sus características se infiere un modelo sedimentario similar al Cetico inferior. La calidad de la roca reservorio está relacionada a las variaciones litológicas, diagenéticas y cambios de facies; es el caso del pozo 129: pese a estar ubicado en buena posición estructural, muestra el reservorio de pobre calidad, ya que

probablemente lo encontró en una zona de transición y ubicado entre los dos cuerpos de arena que no estaban conectados estratigráficamente (Fig. 7).

La interpretación inicial del yacimiento tuvo como base las líneas sísmicas regionales y locales 2D. La Figura 3 muestra el anticlinal de eje elongado NW-SE y cierre estructural de 35 m. Con este modelo se perforó el pozo exploratorio 123X en el año 1989.

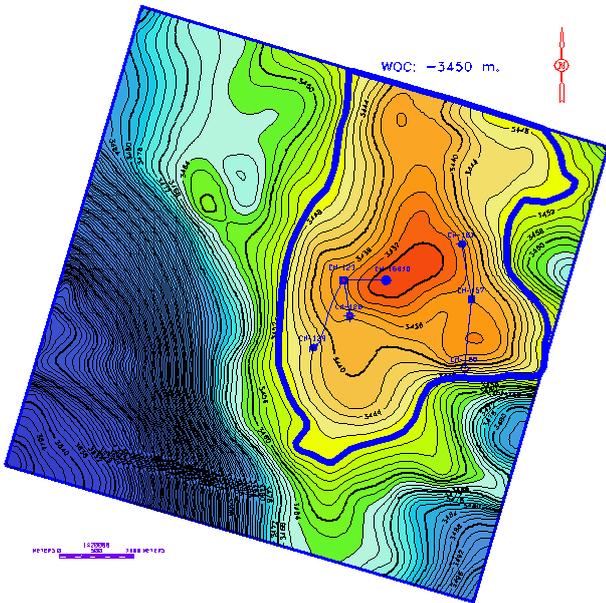


**Figura 4.** Mapa estructural basado en la sísmica 3D (1994): profundidad (m) del tope del Cético inferior.



Geometría del cuerpo de arena productiva (barra marina). Mayores espesores en los colores amarillos y rojos. Mostrada en el mapa Isocron.

**Figura 6.** Mapa isócrono tope Agua Caliente - Cético inferior.

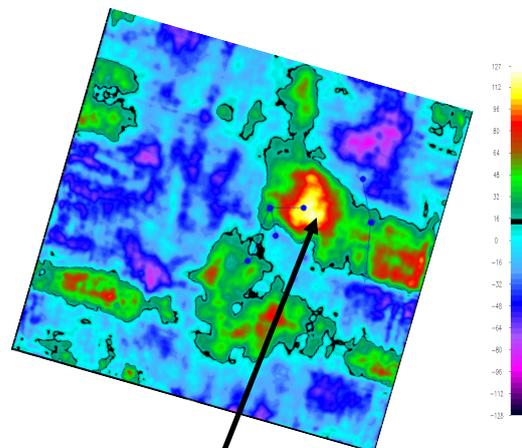


**Figura 5.** Mapa estructural basado en la sísmica 3D (1997): profundidad (m) del tope del Cético inferior.

**4. Evolución del modelo sísmico: estructura y estratigrafía**

Los estudios regionales de la cuenca Marañón muestran la estructura Chambira como un anticlinal originado por eventos tectónicos de tipo extensional (fallamiento normal) ocurridos en el Permiano tardío-Triásico temprano y su reactivación de tipo compresional (fallamiento inverso) ocurrido durante la deformación andina cenozoica.

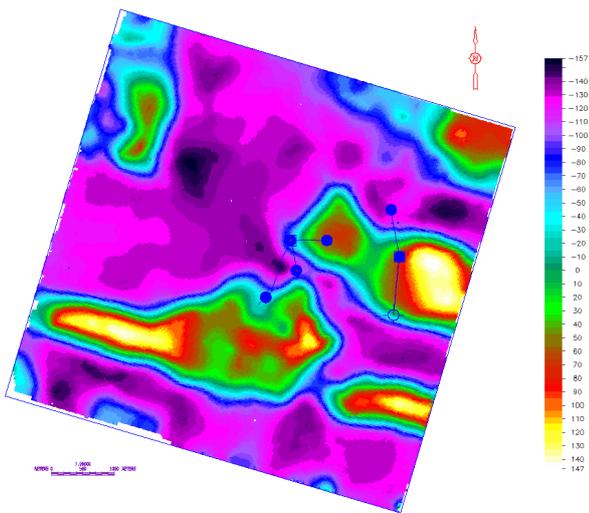
La primera interpretación sísmica 3D se realizó en 1994 en base al procesamiento original. La Figura 4 muestra el mapa estructural en el tope del reservorio Cético inferior: el pliegue muestra dos culminaciones y un bajo estructural en el centro de la estructura. Con esta interpretación se perforaron 5 pozos con resultados variados. En esta etapa, la interpretación sísmica se enfocó mayormente en el control estructural. Los pozos mostraron variaciones estratigráficas de los cuerpos de areniscas del reservorio Cético, los cuales influyen en la calidad de roca y en la producción de los pozos. El núcleo tomado en el pozo 157D permitió definir el ambiente sedimentario del Cético inferior.



Geometría del cuerpo de arena productiva mostrada en el atributo sísmico (*horizon slice*), similar a la geometría representada en el mapa isócrono para el Cético inferior.

**Figura 7.** Mapa de atributos sísmicos (*horizon slice*) debajo del Cético inferior.

En 1997 Pluspetrol realizó el primer reprocesamiento de la sísmica 3D. La nueva interpretación permitió observar diferencias respecto al modelo previo. La más importante fue el desfase en la posición del ápice estructural de 580 m al este respecto al anterior modelo geológico. La interpretación estratigráfica esta basada en la información de pozos y sísmica: mapas isócronos, atributos sísmicos (amplitudes, traza compleja, facies sísmicas, impedancias acústicas, entre otros). El modelo integrado muestra correspondencia entre los atributos sísmicos y las tendencias de engrosamiento y adelgazamiento de cada secuencia de roca (Figs. 5, 6, 7, 8, 9, 10).



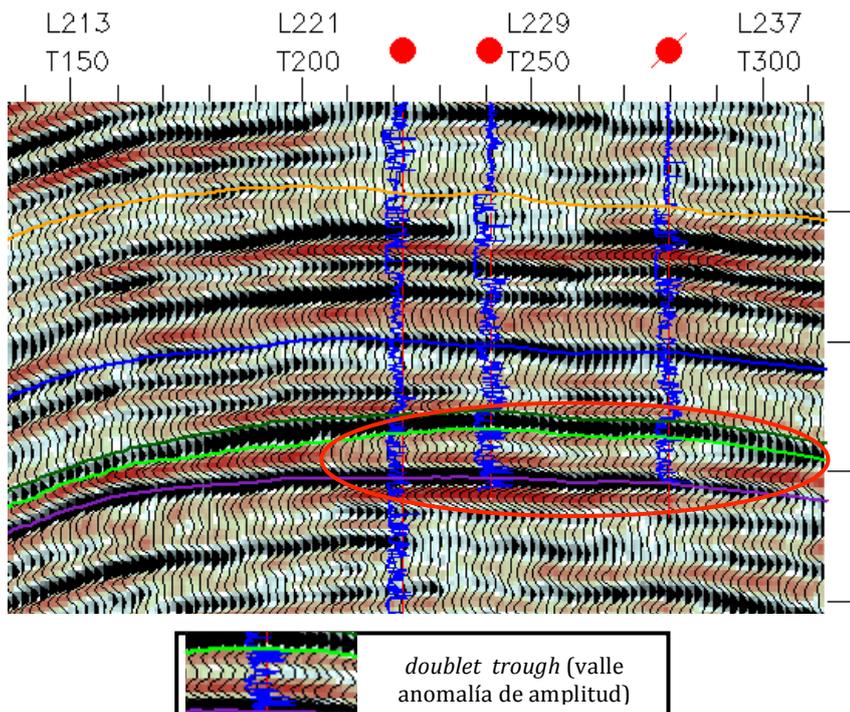
**Figura 8.** Mapa de atributos sísmicos (*average instantaneous phase*), Cético inferior.

El intervalo Cético inferior muestra 2 cuerpos de arena desconectados. Un primer cuerpo de arena al norte, elongado con dirección NW-SE, coincidente con la zona productiva donde se ubican los pozos 123X, 1501D y 157D y el ápice estructural, muestra engrosamiento hacia el este (valle-doble = *doublet trough* : anomalía de amplitud) y truncamiento hacia el oeste (valle-simple = *simple trough*) (Fig. 9). El segundo cuerpo de arena está ubicada al sur y paralelo al primero: incluye el pozo 124, de forma elongada irregular y orientación NW-SE, en el flanco de la estructura.

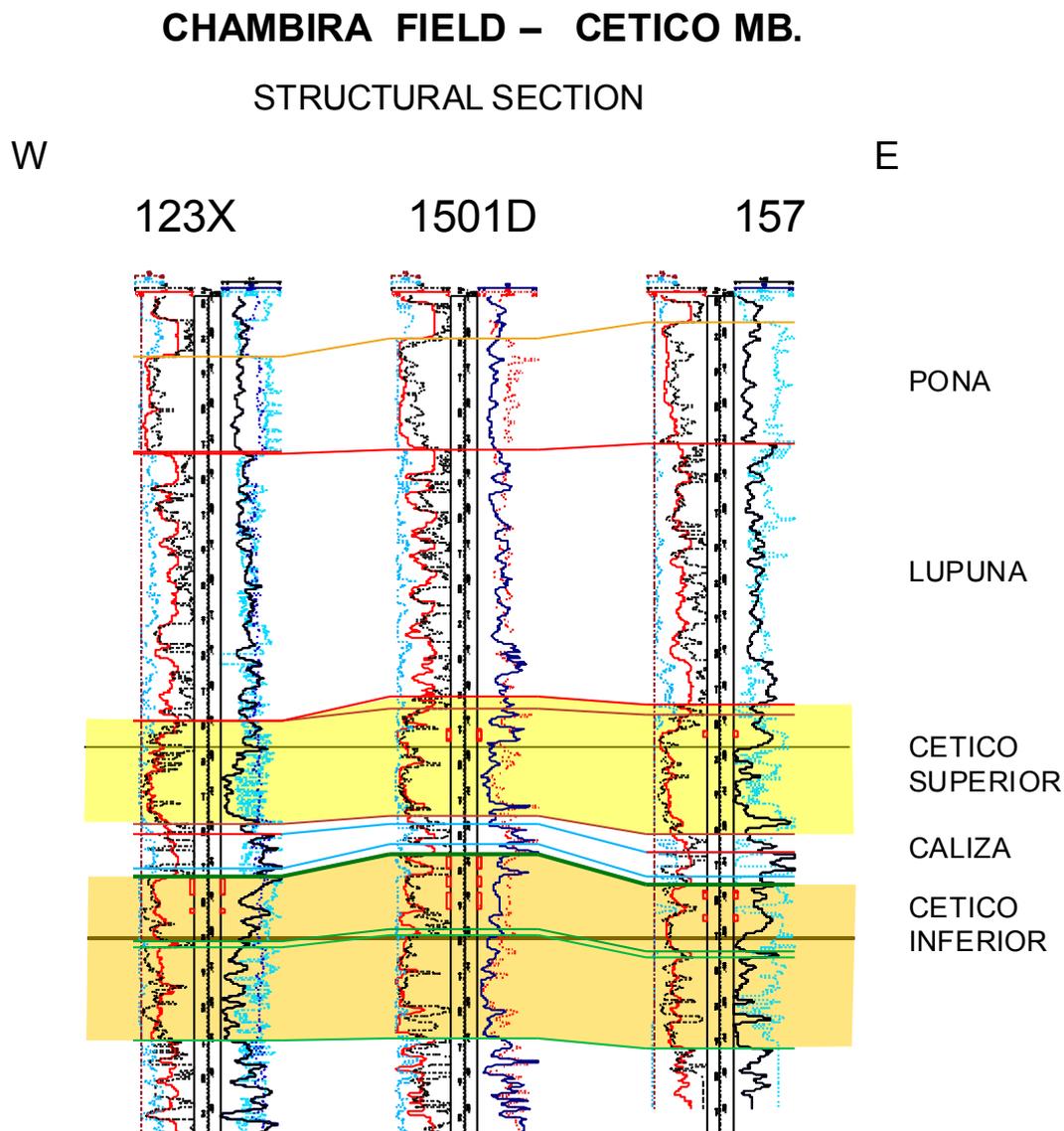
Al haber contradicción entre las dos interpretaciones (1994 y 1997) y con el fin de disminuir el riesgo, se realizó un segundo reprocesamiento e interpretación en el año 2011, resultando muy similar al de 1997. Se decidió perforar el pozo 1501D en 2011, encontrándose el tope de Cético inferior y superior 4 milisegundos más alto (6 m) que el pozo 123X. Los resultados validaron el modelo sísmico estructural-estratigráfico de los años 1997 y 2011 (Figs. 5, 6, 7, 8, 9, 10).

## 5. Conclusiones

Las variaciones de la interpretación geológica y actualización del modelo geológico están ligados a los resultados de los procesamientos e interpretaciones de los datos sísmicos 3D. Los reprocesamientos e interpretaciones realizados entre 1997 y 2011 plantearon la variación de la posición del ápice hacia el este y fue confirmada con la perforación del pozo 1501D. La producción de este pozo ha incrementado la producción del yacimiento de 400 a 2000 bbl diarios de petróleo y permite continuar con el desarrollo del yacimiento con la perforación de nuevos pozos.



**Figura 9.** Línea Sísmica L1-L1' con los pozos CH-123X, CH-1501D & CH-157D.



**Figura 10.** Sección estructural incluyendo a los pozos CH-123X, CH-1501D & CH-157D.

POZO	RESERVORIO	INTERVALO (m)	ESTADO DE POZO
123X	Cetico Inferior	3573-3578 3581.5-3583	P. Actual : 370 BOPD P. Acumulada 3.9MM Bls. petróleo
124XCD	Cetico Inferior	3789.5-3785.0 3799.0-3796.5	Flanco estructura. Cerrado
157	Cetico Superior Cetico Inferior	3531.5-3533.5 3585.5-3584.0 3577.0-3579.5	P. Actual: 150 BOPD P. Acumulada 863 M Bls. petróleo
158D	Abandonado sin completar. Alta saturación de agua.		
161D	Cetico Superior Cetico Inferior	3693.8-3697.0 3736.5-3739.5	Flanco-estructura.Mala calidad de reservorio. P. Acumulada 31 M Bls. petróleo. Cerrado
129D	Cetico Inferior	3659.4-3656.7 3647.0-3644.5	Pobre Producción.Mala calidad de reservorio. P. Acumulada 45 M Bls. petróleo. Cerrado.
128D	Abandonado. Problemas durante la perforación		
1501D	Cetico Superior Cetico Inferior Cetico Inferior Cetico Inferior	3620.0-3623.0 3656.0-3659.0 3661.5-3664.5 3666.0-3670.5	P. Actual: 1600 BOPD P. Acumulada 280 M Bls petróleo

**Tabla 1.** Información de producción de pozos.

### Agradecimientos

Agradecemos a la Cía. Pluspetrol S.A. por permitirnos presentar el presente trabajo. Asimismo la contribución técnica del personal de Geociencias y del Dpto. Ingeniería: Luis Colán y Jaime Caceres.

### Referencias

- PARSEP. 2002. Marañón Basin Technical Report. Volume 1.
- Paz, M. 1995. Estudio sedimentario de facies y ambiente deposicional, pozo 157, Chambira, Formación Chonta, Cético inferior.
- Perupetro. 2006. Petroleum Systems Evaluation, Marañón Basin.
- Salas, G., Valdivia, H. 1989. Resultados de la perforación del pozo exploratorio 123X Chambira Este y desarrollo futuro del yacimiento Chambira Este. Petroperú S.A., D. de Geología.
- Salas, G., Valdivia, H. 1989. Resultados de la perforación del pozo exploratorio confirmatorio 124XCD Chambira Este. Petroperú S.A., D. de Geología.
- Soto, J. 1995. Interpretación sísmica 3D, estructura Chambira. Petroperú S.A., D. de Geología.
- Western Geophysical de Venezuela C.A. 1994. Informe de procesamiento del levantamiento sísmico tridimensional, área Chambira, Perú.