

Yacimiento Anticlinal Funes: Estudios de detalle multidisciplinarios, mediante la implementación de recuperación secundaria y atributos sísmicos, revitalizaron el desarrollo del campo con pronósticos alentadores.

*Andrea Montenegro, Javier Scasso,
Eduardo Trinchero y Francisco Blaksley*





Contenido

➤ Introducción y Ubicación Regional

➤ Contexto Geológico

➤ Interpretación Sísmica y Atributos

➤ Antecedentes de Producción

➤ Estudio de Recuperación Secundaria

➤ Conclusiones

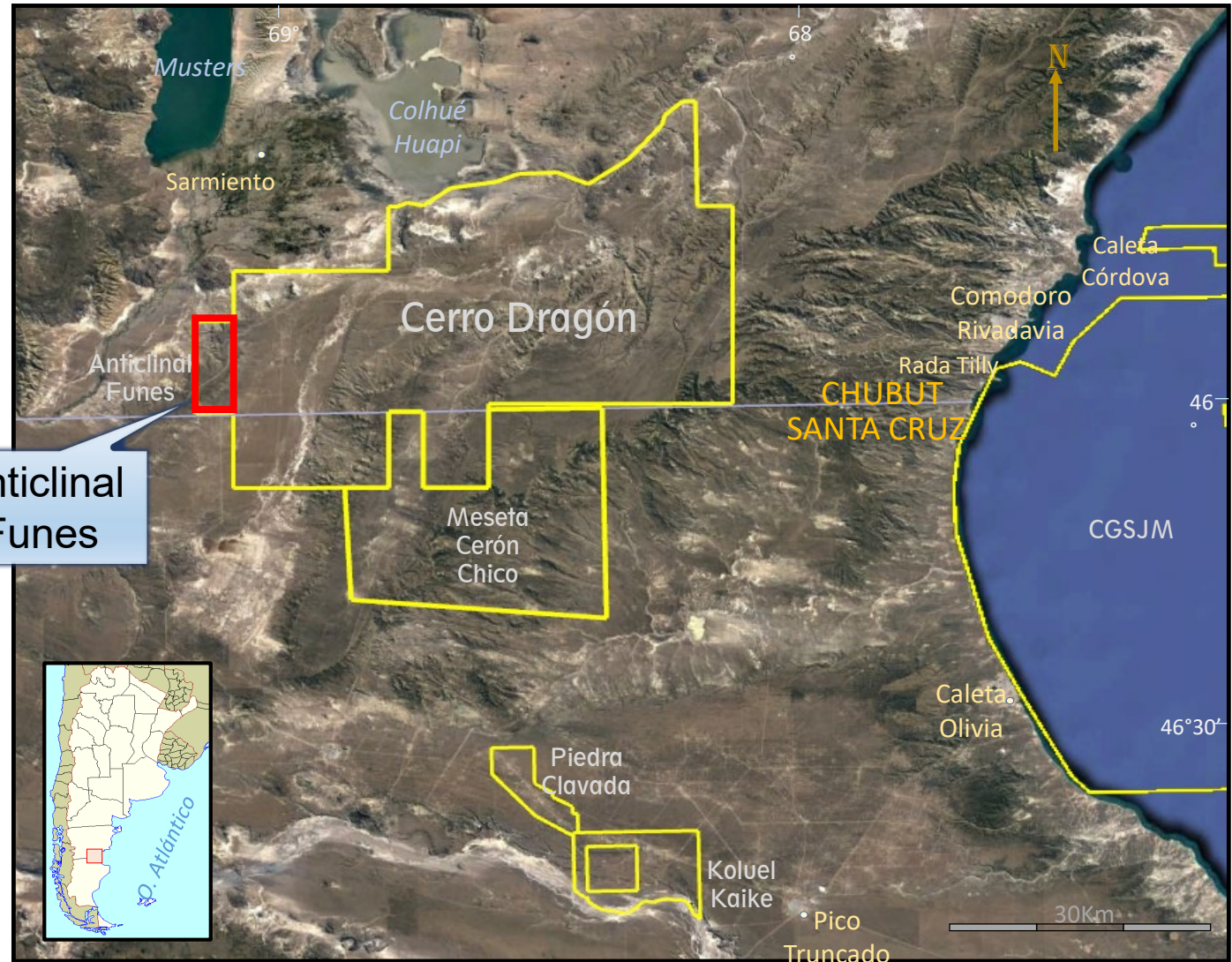


Ubicación Regional

Cuenca Golfo San Jorge Yacimiento Anticlinal Funes

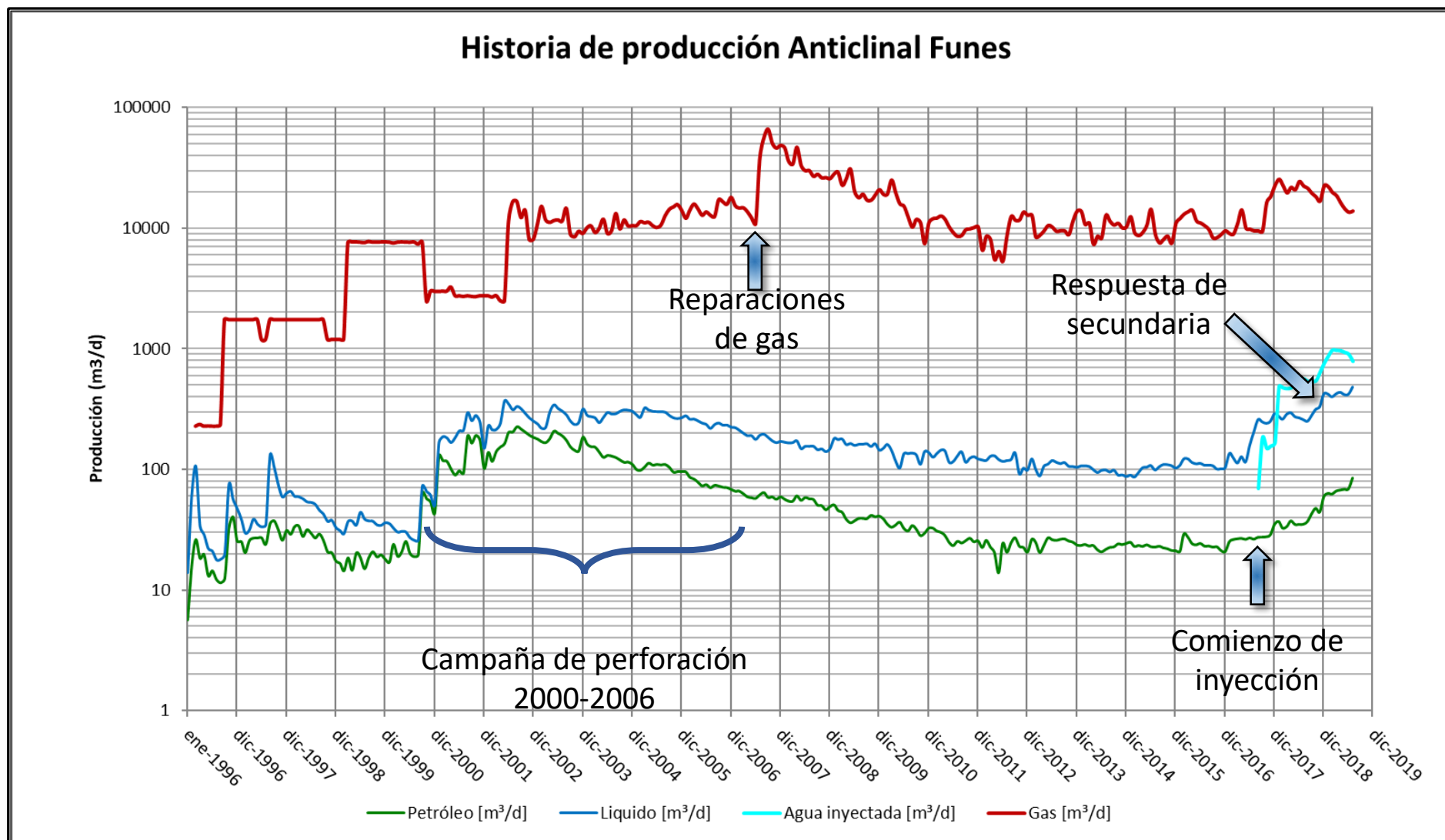
Operadora: Pan American Energy
Socio: Petrominera Chubut SE

Anticlinal
Funes





Antecedentes



Contexto Geológico



Columna Estratigráfica Cuenca Golfo San Jorge

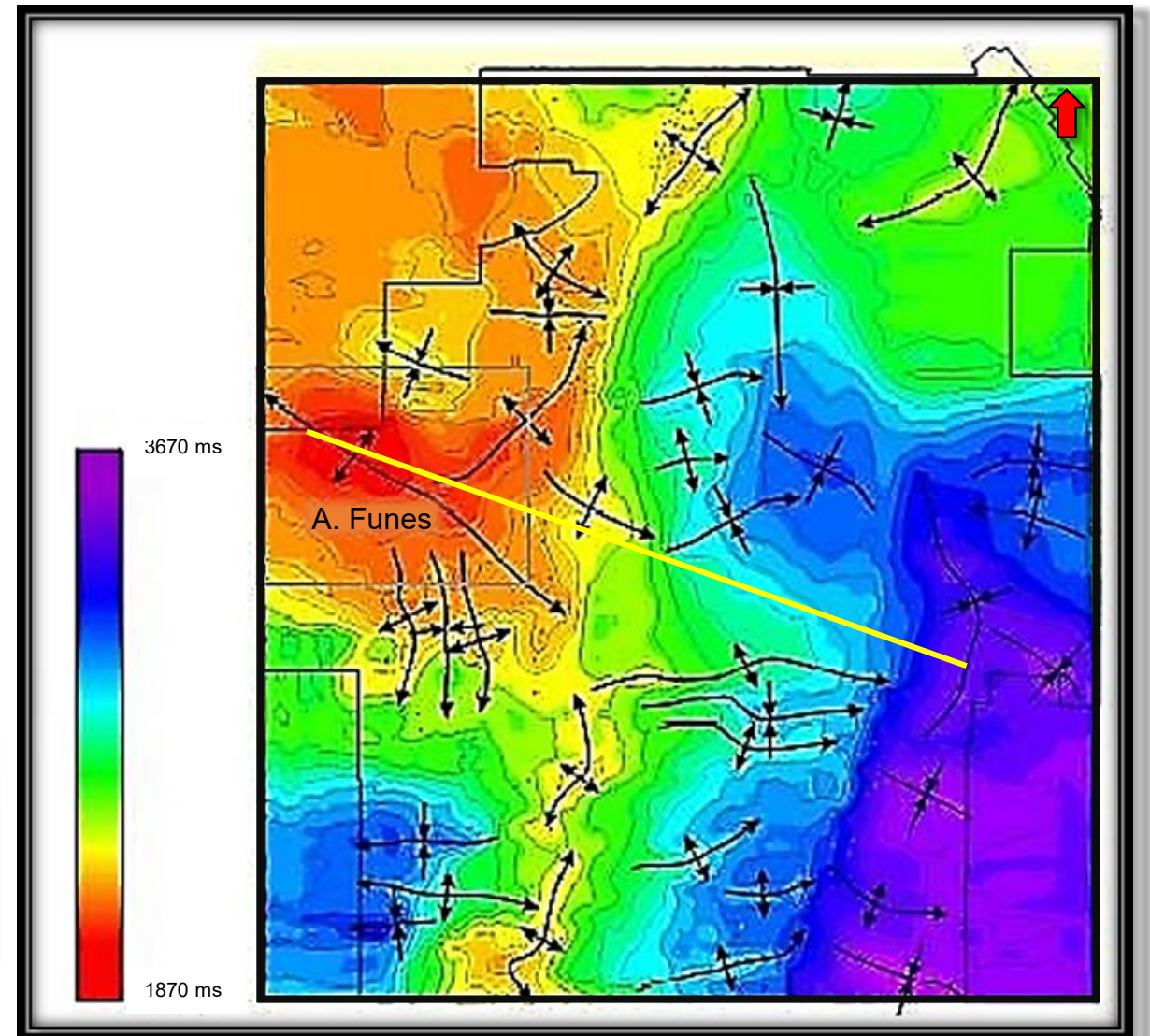
Principales formaciones productivas:

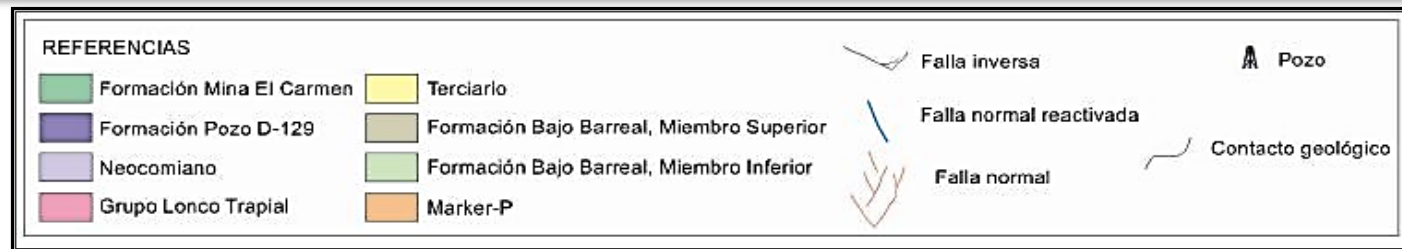
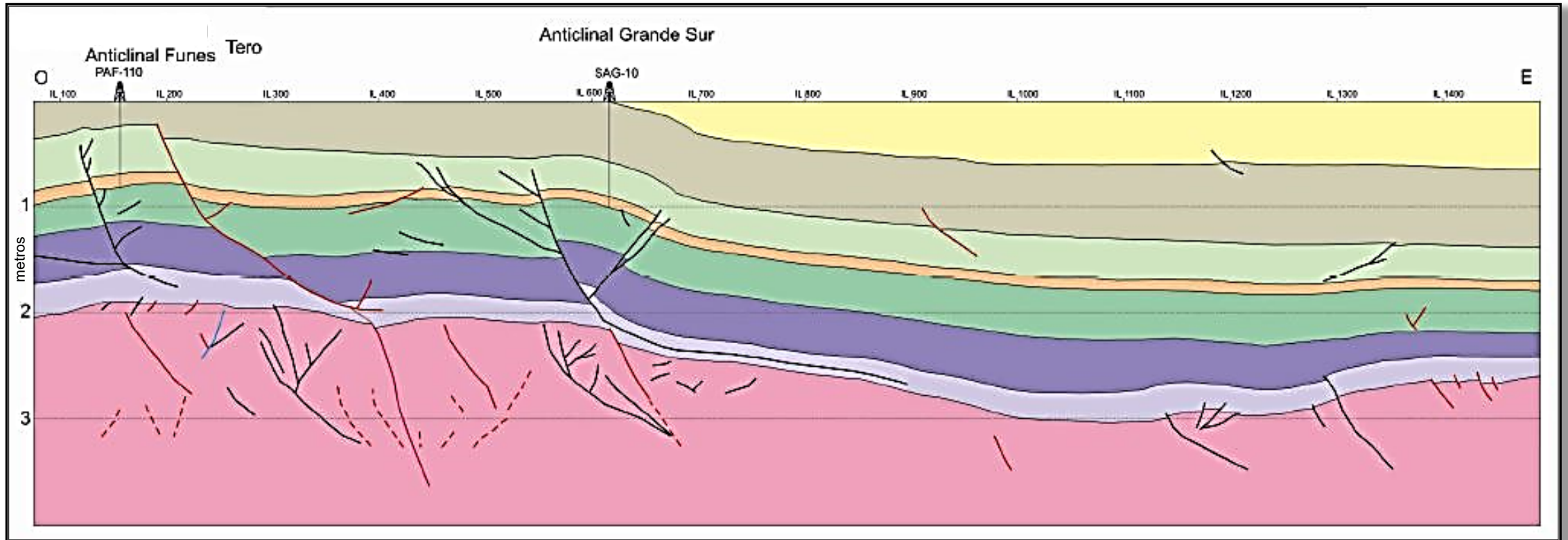
- Fm Bajo Barreal (El Trébol / Comodoro Rivadavia)
- Fm Castillo (MEC)

Periodo	Época		Edad	Sector Occidental / Faja Plegada	Flanco Norte	Flanco Sur	Megasecuencia	Eventos	Ambientes			
CUATERNARIO	PLEISTOCENO			"Rodados Patagónicos" = "Rodados Tehuelches"			Q	IV	POST TECTÓNICO	GLACIAL FLUVIAL		
TERCIARIO	NEÓGENO	PLIOCENO					Tc	III		FLUVIAL - EÓLICO		
		MIOCENO	MARINO LITORAL									
	PALEÓGENO	OLIGOCENO			MARINO SOMERO							
		EOCENO			LOESS							
		PALEOCENO			FLUVIAL							
CRETÁCICO	SUPERIOR	Senoniano	Maastrichtiano		Fm. Yacimiento El Trébol	Fm. Meseta Espinosa	Chubutiana	II		(PALEOSUELOS)		
			Campaniano							Fm. Comodoro Rivadavia	Fm. Cañadón Seco	DELTAICO - FLUVIAL - LACUSTRE
			Santoniano									ALUVIAL - FLUVIAL - LACUSTRE
			Coaniaciano									
			Turoniano									
	INFERIOR	Neocomiano	Cenomaniano							FLUVIAL - LACUSTRE		
			Albiano							FLUVIAL - LACUSTRE		
			Aptiano							FLUVIAL DELTAICO - LACUSTRE		
			Barremiano							LACUSTRE - FLUVIAL		
			Hauteriviano									
JURÁSICO	MALM		Valanginiano	Fm. Pozo Cerro Guadal	Fm. Pozo Anticlinal Aguada Bandera	Neocomiana	I		LACUSTRE			
			Berriasiano								LACUSTRE	
			Tithoniano									
			Kimmeridgiano									
			Oxfordiano									
	DOGGER		Calloviano		Complejo Volcánico Sedimentario = Grupo Lonco Trapial = Grupo Bahía Laura	C.V.S.	0	RIFT TEMPRANO	VOLCANICLÁSTICO			
			Bathoniano									
			Bajociano									
			Aaleniano									
			Toarciano									
LIAS		Pliensbachiano		Liásico	LIAS	PRE RIFT	MARINO SOMERO					
		Sinemuriano										
		Hettangiano										
TRIÁSICO												
PÉRMICO												
CARBONÍFERO												
EOPALEOZOICO												



Mapa estructural (en tiempo) al techo del
Grupo Lonco Trapial (modificado de
Pérez et al.)

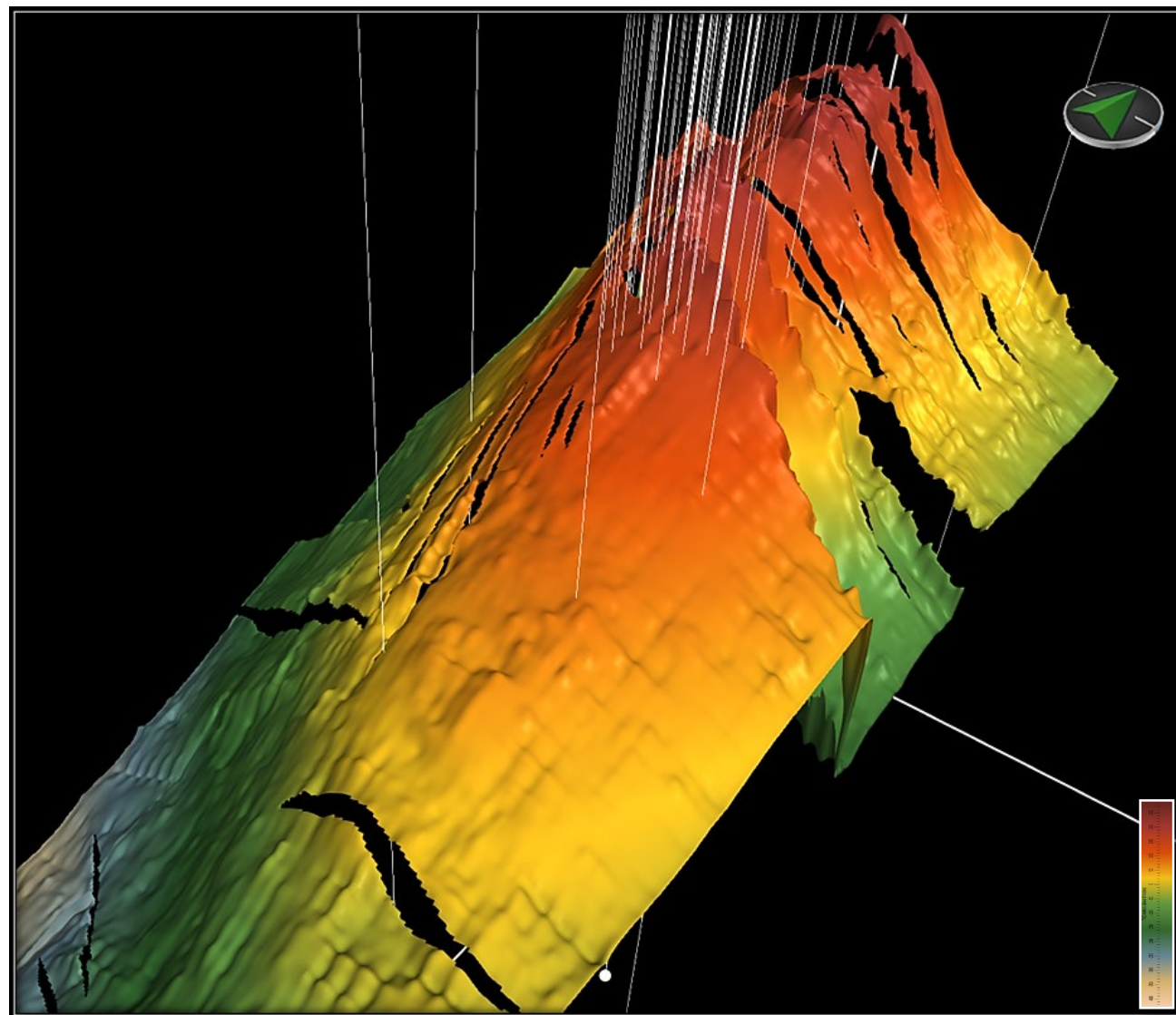




Corte estructural O-E en el que se observa Anticlinal Funes y el alto de basamento jurásico asociado (Grupo Lonco Trapial).

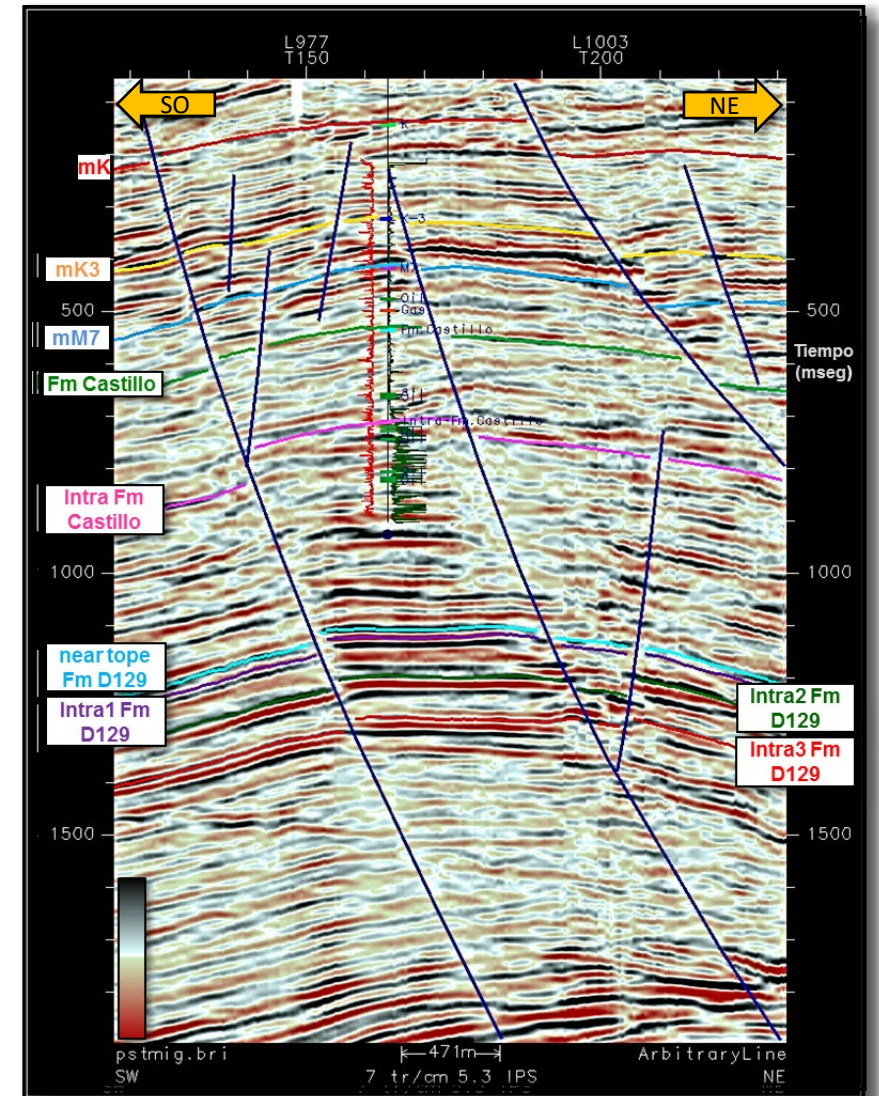
Interpretación Sísmica y Atributos

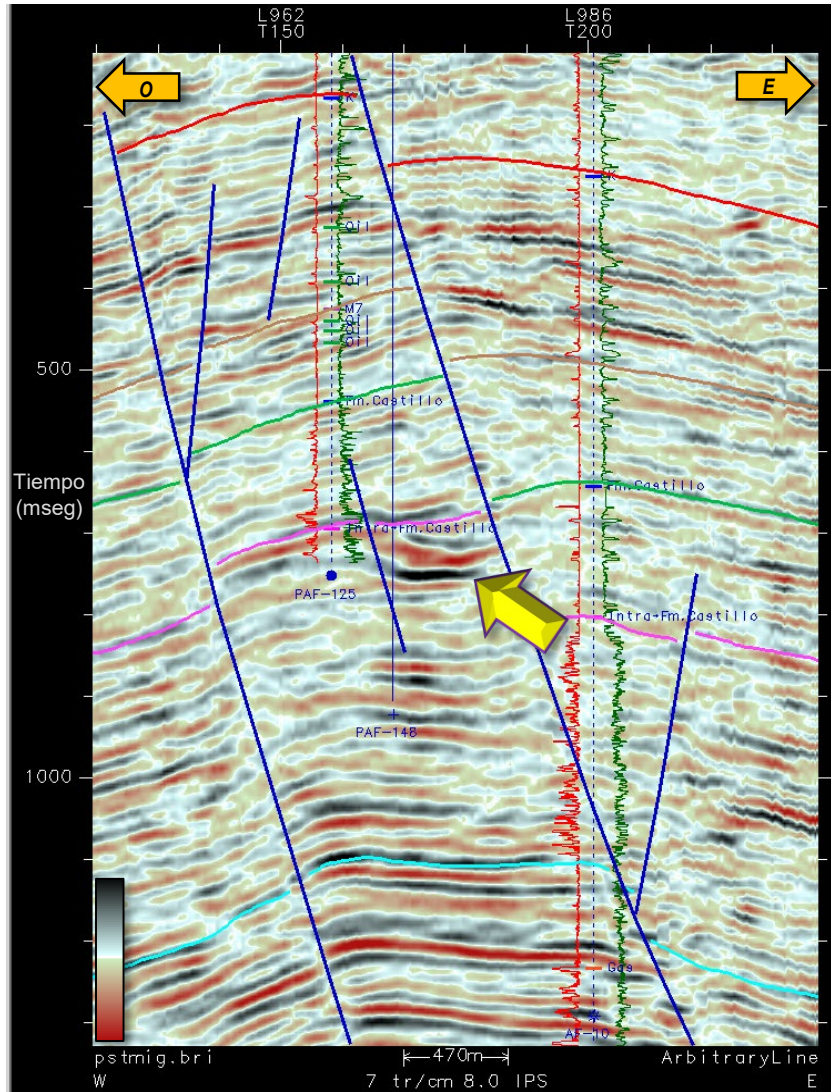
- Vista isométrica del horizonte sísmico correspondiente al marker M7 (en este caso se han omitido los planos de falla para apreciar mejor la estructura).
- Este tipo de visualización permite al intérprete disponer de una lectura más comprensiva del esquema estructural presente en el subsuelo del área.



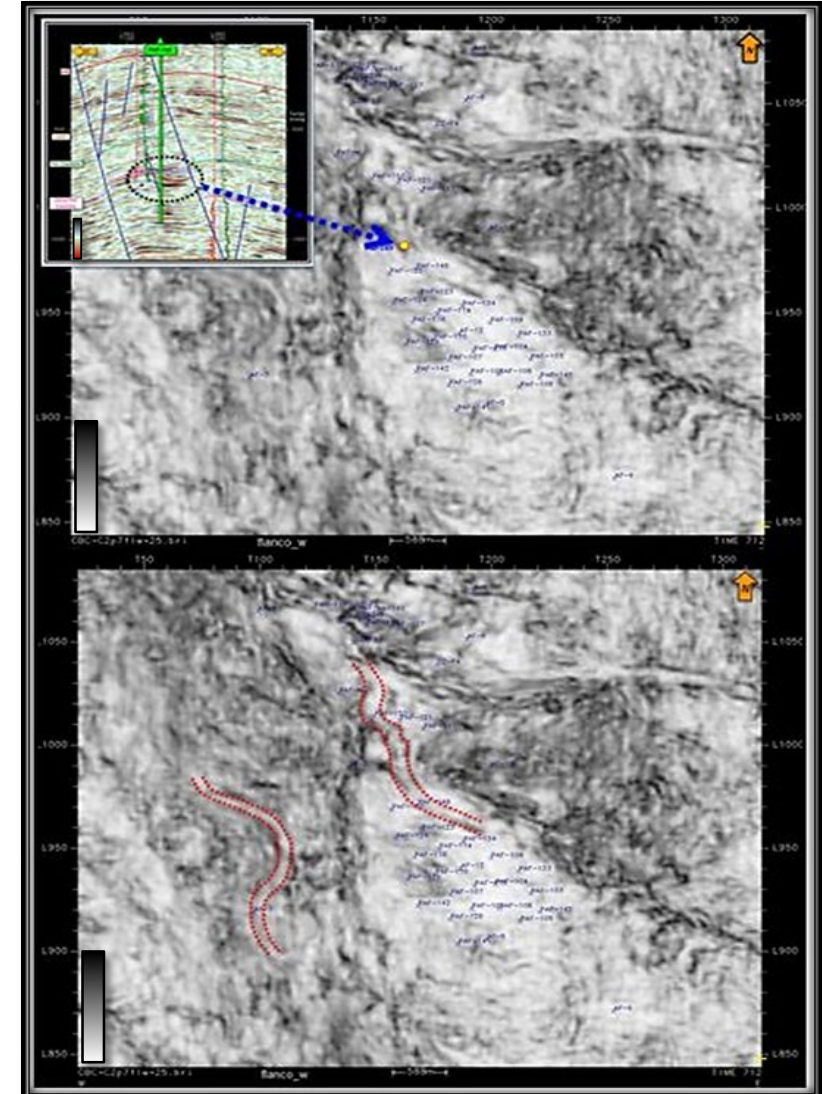


- Sección sísmica representada mediante el **atributo geométrico AVThf**, el cual ha reforzado el reconocimiento de diferentes eventos según su jerarquía y posición dentro de la arquitectura del subsuelo del área.
- Pueden observarse ciertos detalles que definen de manera más confiable las estructuras y patrones sísmicos.



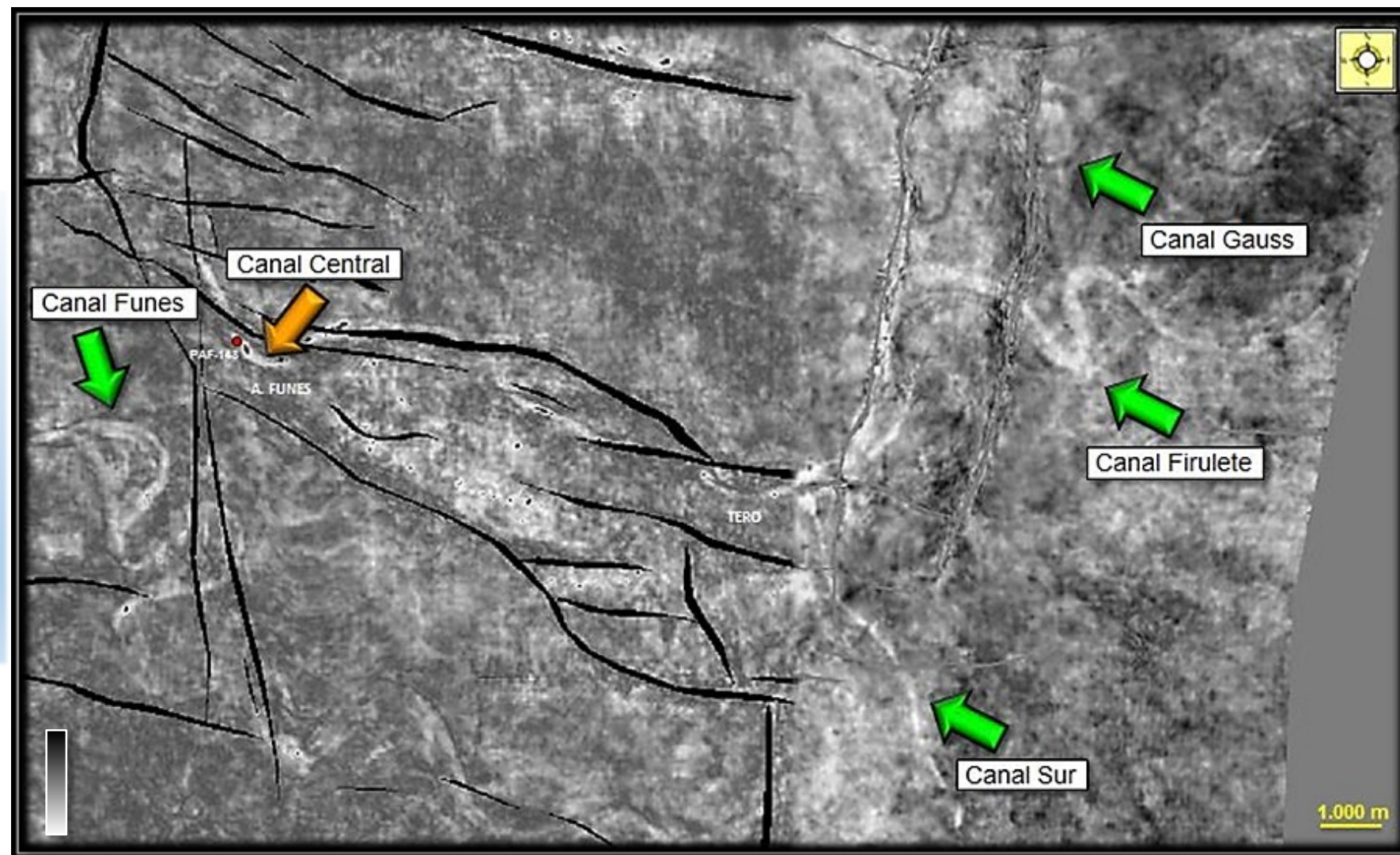


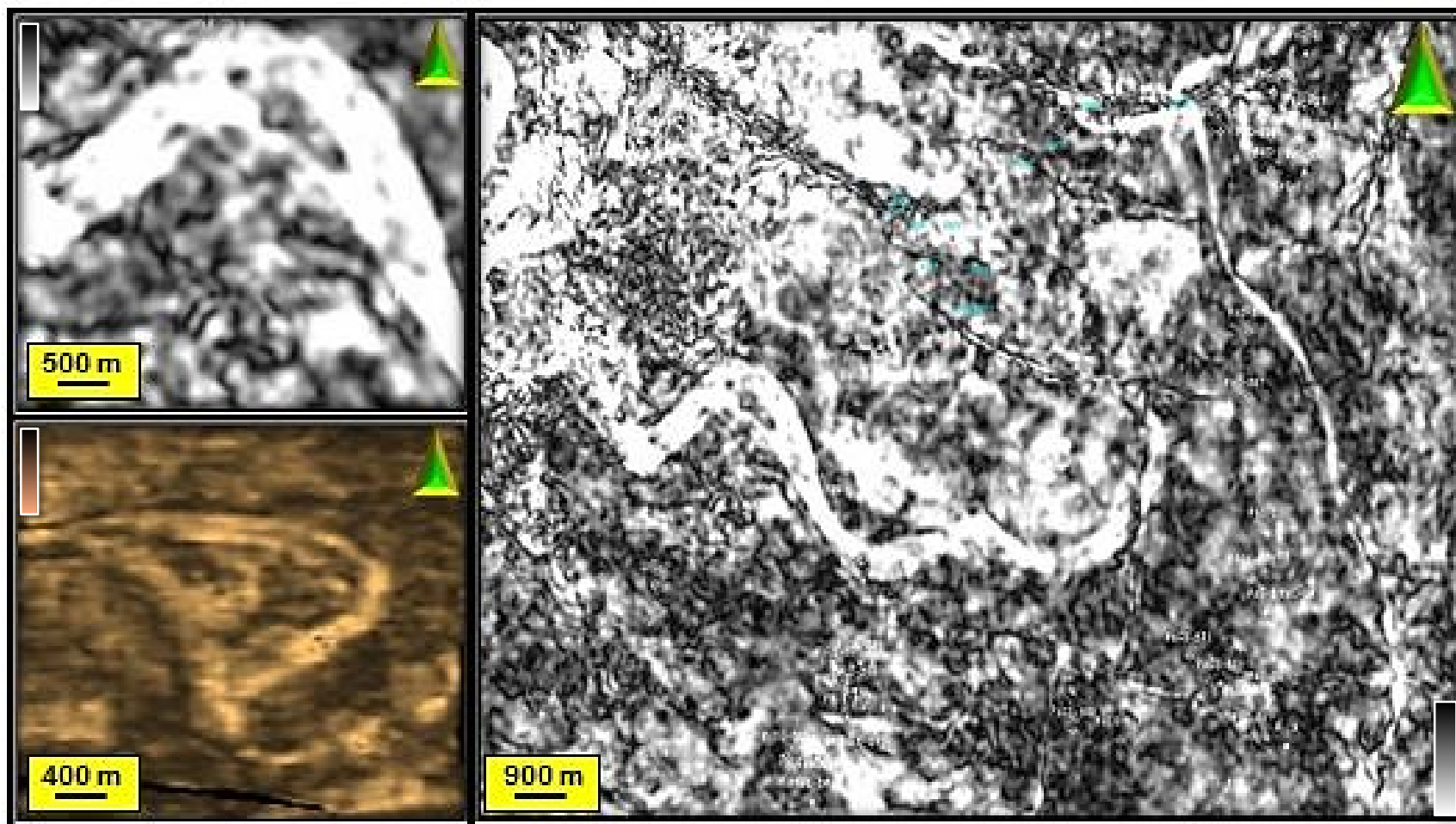
- Puede apreciarse en la figura izquierda, el detalle de la rúbrica de los **eventos vinculados a los canales** (flecha amarilla).
- A la derecha se muestra un *horizon slice* del **atributo de coherencia** al nivel vinculado con la zona de canales marcada en la sección sísmica de arriba a la izquierda.
- Este atributo ha permitido evidenciar una serie de **eventos canalizados en la Fm. Castillo**. En la parte inferior de la figura se repite el mismo horizon slice con el *tracing* de líneas de puntos para favorecer la ubicación visual en la figura de los canales mencionados.





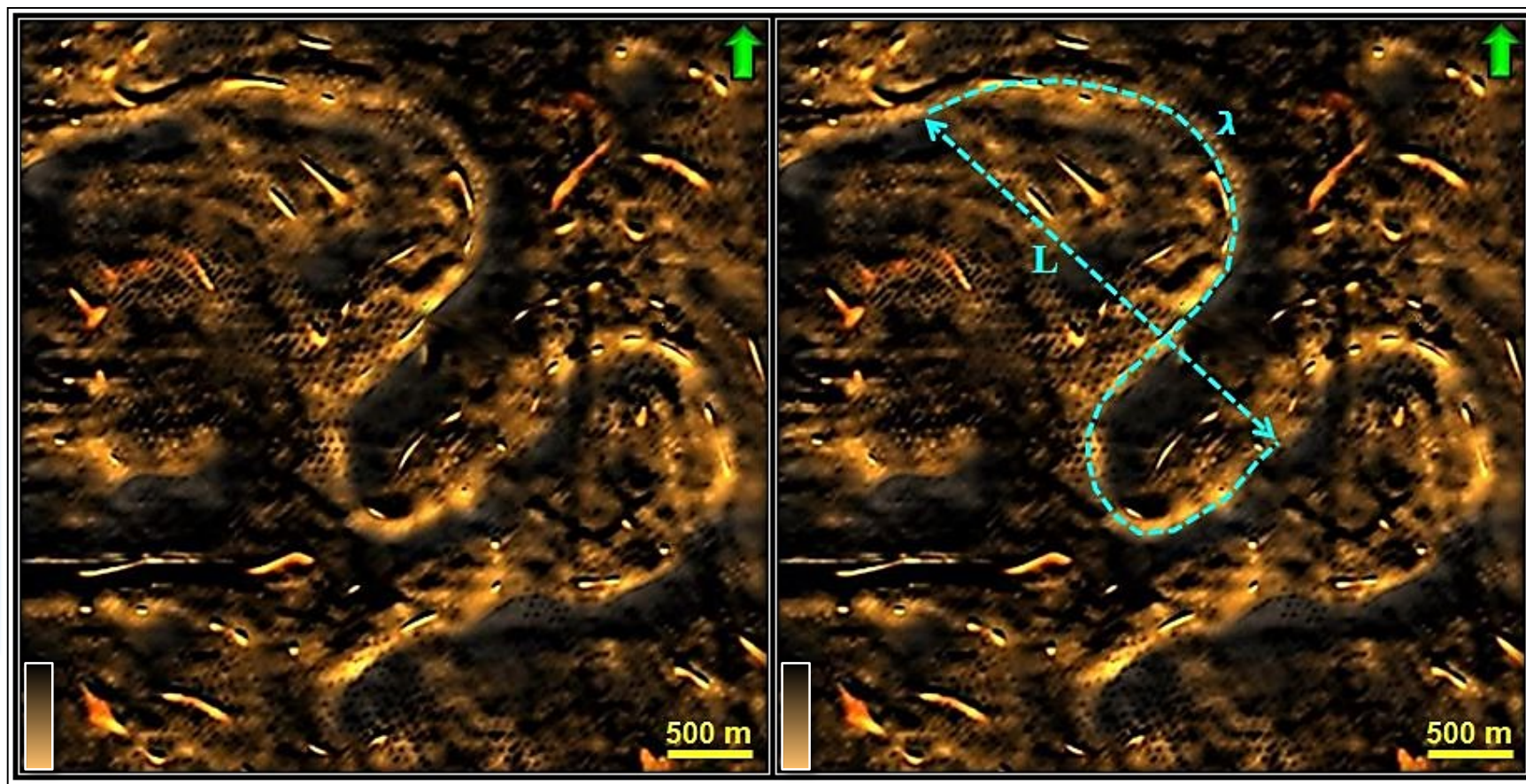
- **Descomposición espectral:** el objetivo es descomponer el cubo de datos sísmicos en cubos de frecuencias parciales.
 - *Horizon Slice* de descomposición espectral a 35 Hz, próximo al nivel vinculado con la zona de canales de la Fm Castillo superior.





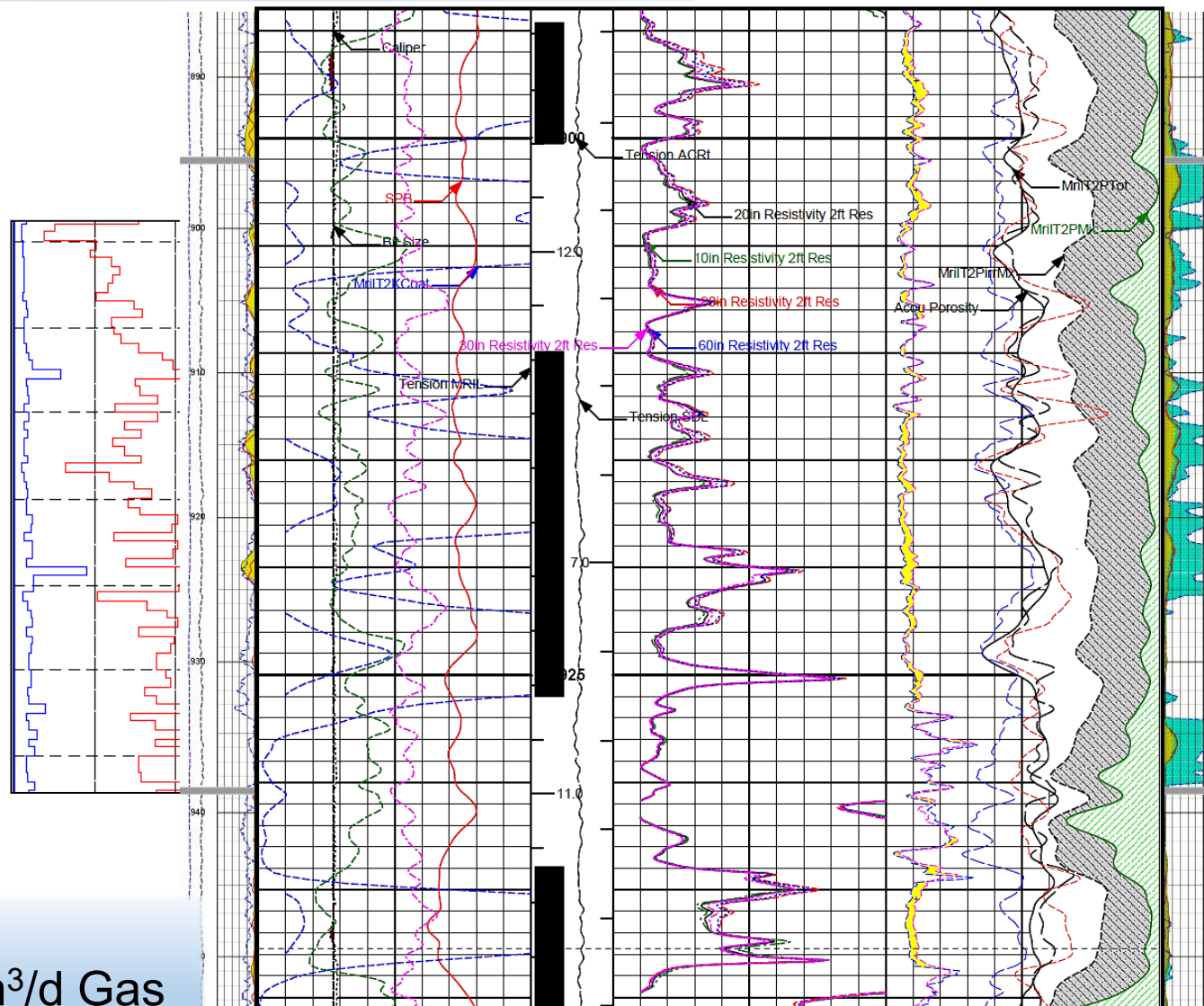
Algunos ejemplos de los canales visualizados en la Fm. Castillo. Los mismos están detectados en *slices* de frecuencia de 35 hz. En las figuras de detalle (a la izquierda) se identifican meandros abandonados dentro del esquema fluvial.

- *Horizon slice y blending* extraído del cubo de descomposición espectral de 20 hz de frecuencia.
- Este canal (próximo al techo de la Fm. Castillo en la zona de Anticlinal Funes) se ha tomado como ejemplo para reconocer la morfología del paleocauce.



El **Índice de Sinuosidad (IS)** es un parámetro de síntesis que relaciona una variable de escala y otra de forma, siendo ellos la longitud del talweg ((λ)) y la longitud de onda (L), dando idea del movimiento que han tenido los meandros respecto de la dirección media. Para el cálculo de IS se ha adoptado la fórmula de Leopold y Wolman, 1957, donde $IS = \lambda/L$. En el caso de la figura, es $IS = 2$. Este valor **caracteriza los cauces meandriformes**. La pendiente regional requerida para estos debe ser $< 2 \%$ (Rosgen, 2017), lo que se ha corroborado en los datos existentes.

Pozo PAF-148

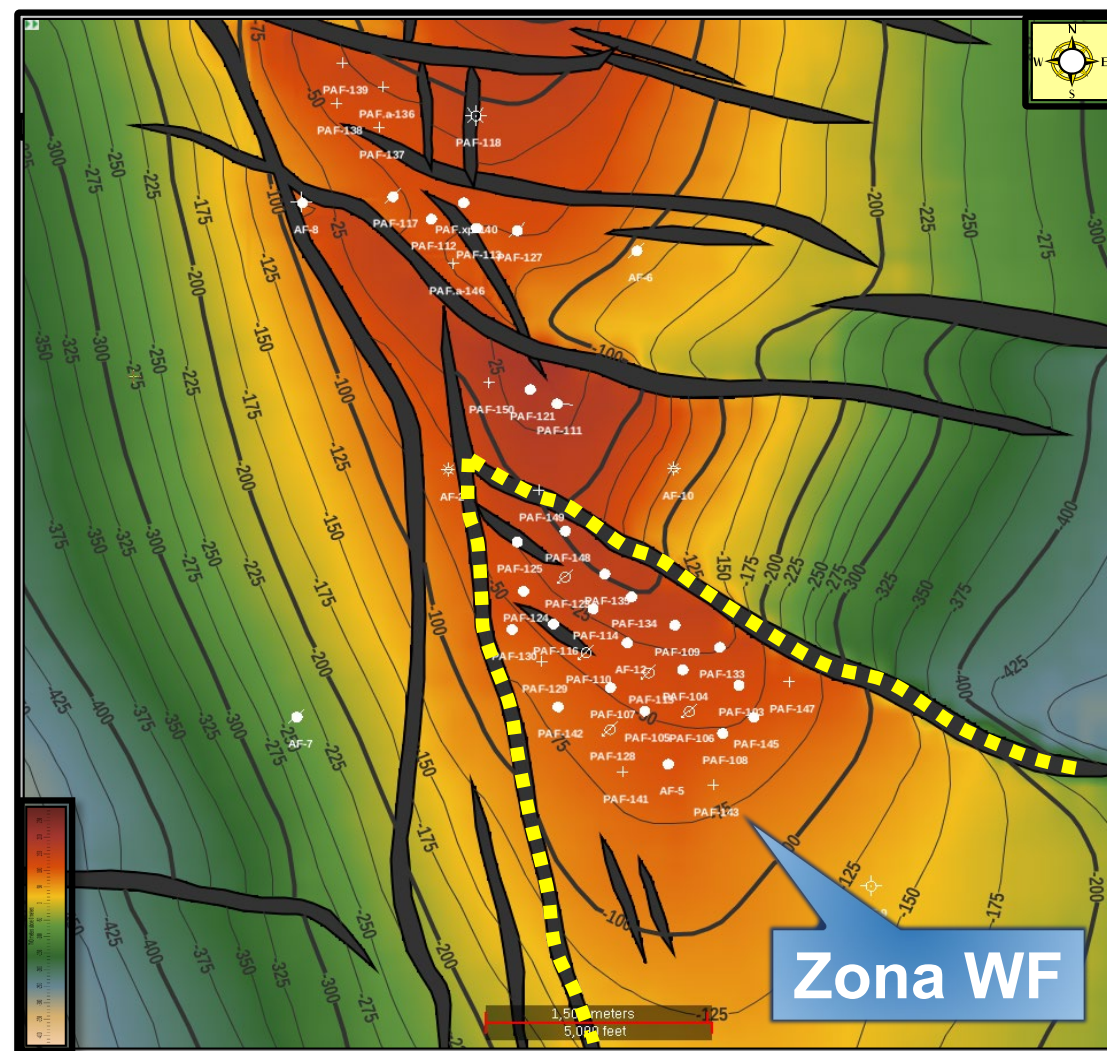


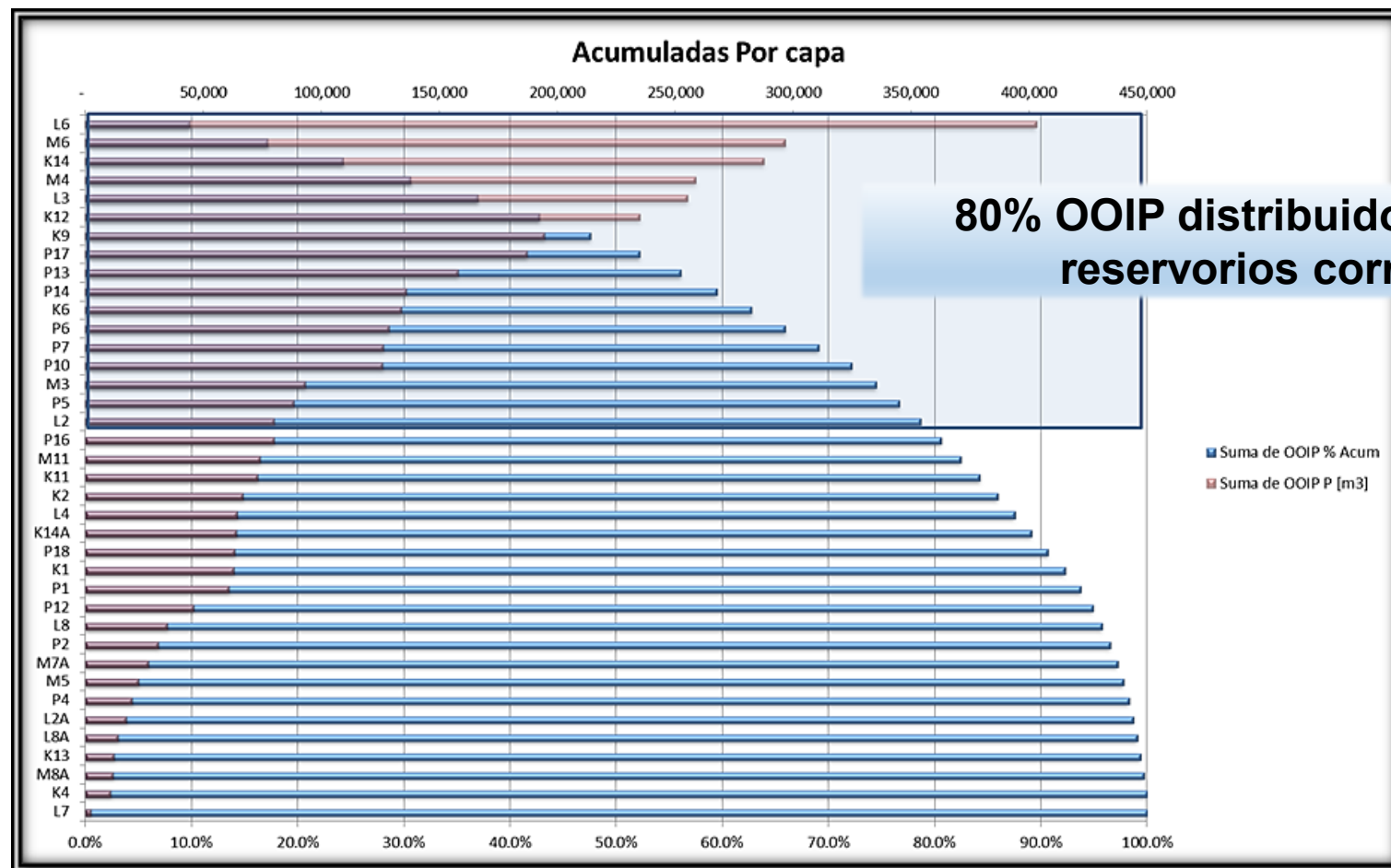
PF 2700 l/h Iny. + GAS. Qo= 25m³/d oil, 13Mm³/d Gas

Proyecto de Recuperación Secundaria



Modelo Estático





Distribución de Petróleo Original In Situ

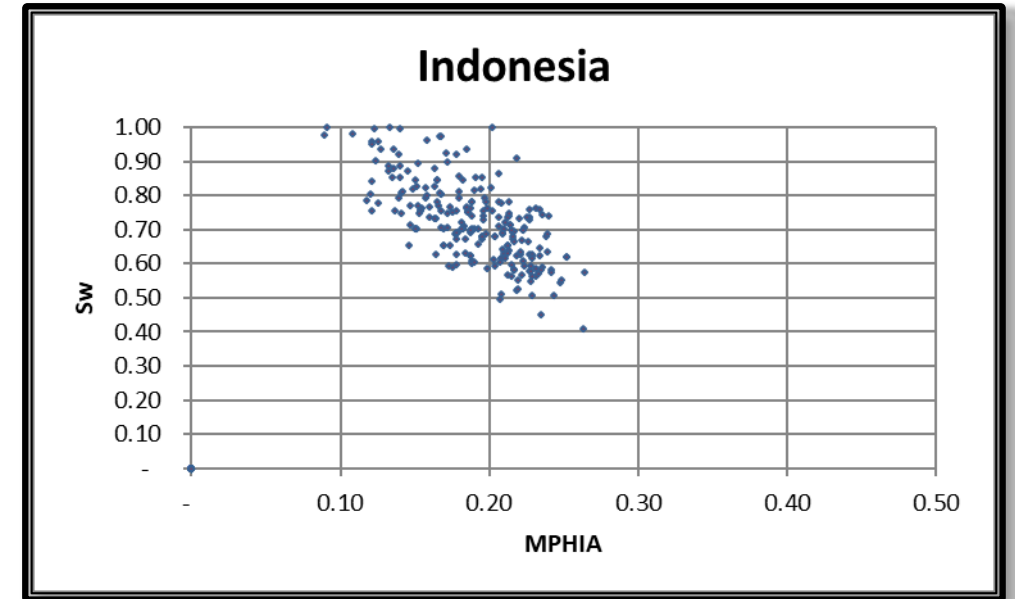
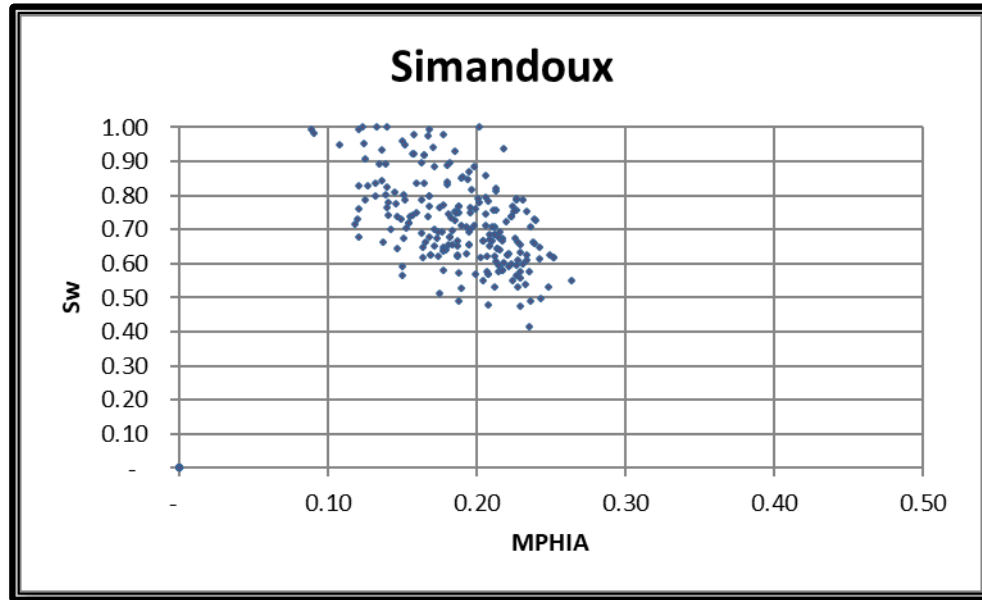


Modelo Petrofísico

- Análisis de consistencia de datos cargados al software
 - Control de calidad
 - Normalización de perfiles
- Elaboración del modelo de arcillosidad
- Elaboración del modelo de porosidad
- Elaboración del modelo de saturación



Modelo de Saturación



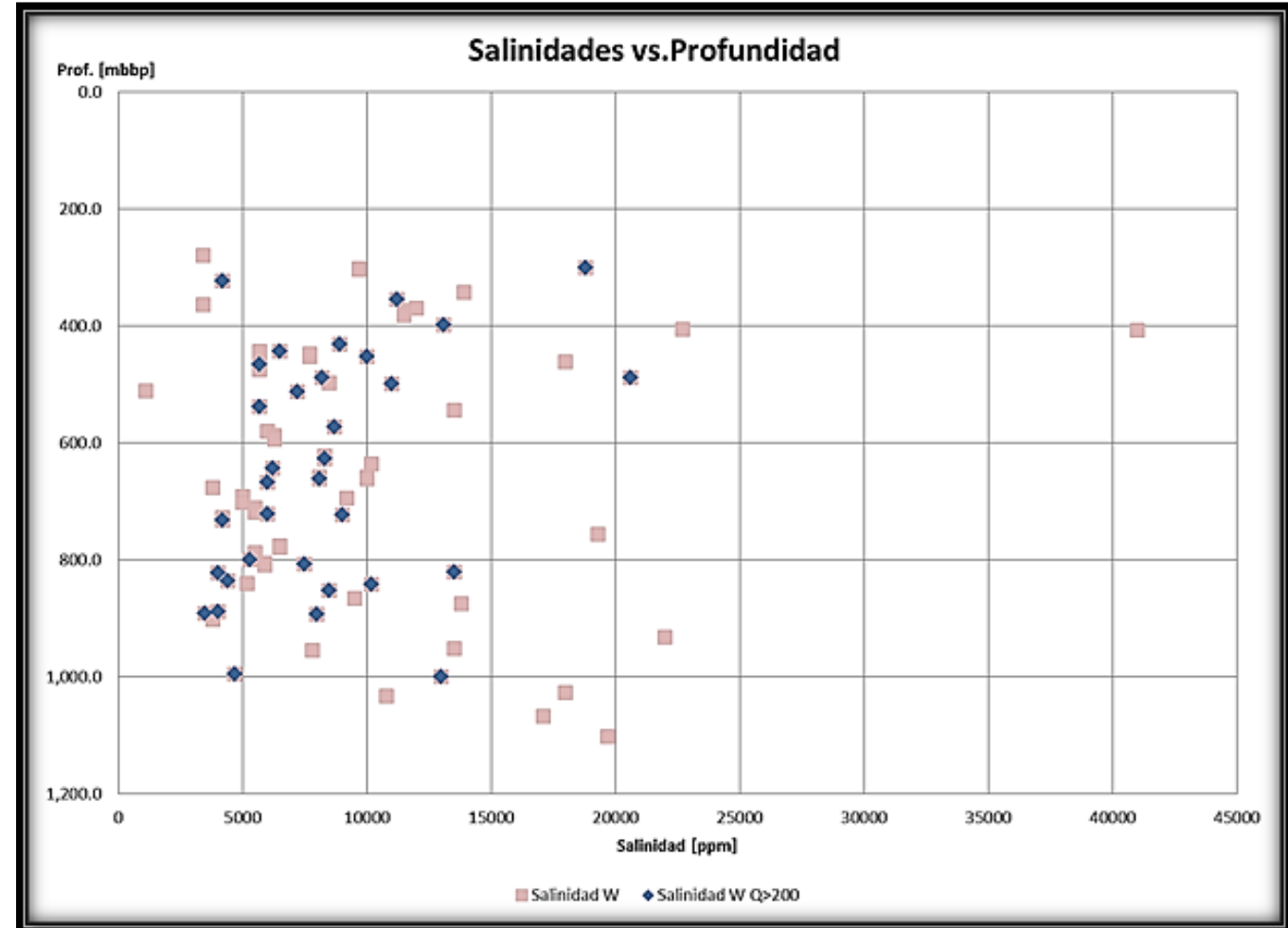
Crossplot de Saturación de Agua versus
Porosidad Efectiva para modelos Indonesia y
Simandoux.

Modelo de Saturación

✓ Fm Bajo Barreal: 8900 ppm*, RW 0.67 @75°F

✓ Fm Castillo: 7200 ppm*, RW 0.85 @75°F

* Ambas salinidades expresadas como ClNa.

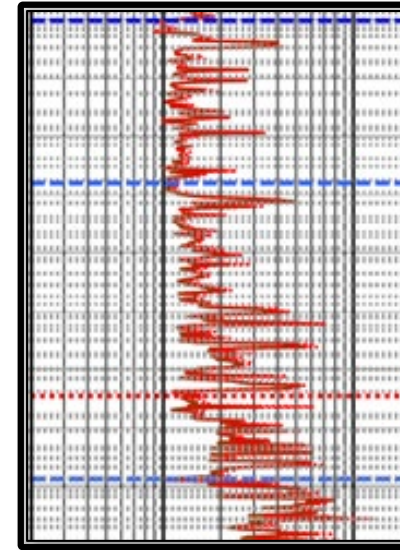


Crossplot de Salinidad (ClNa) en función de la profundidad. Se observa que no hay correlación entre la salinidad y la profundidad.

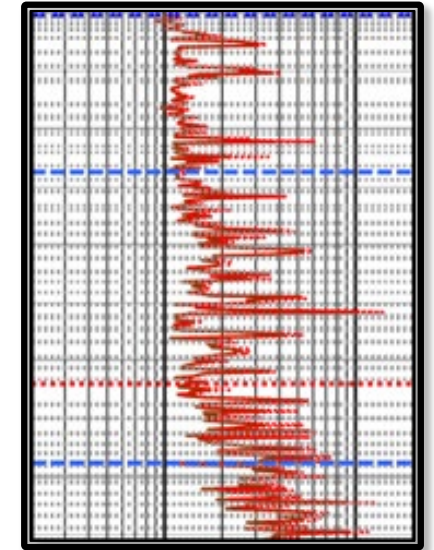


Modelo de Saturación

- ✓ Zona 1 (BDP hasta techo Fm Castillo)
 $RW = 0.6$; $m = 1.85$
- ✓ Zona 2 (Techo Fm Castillo hasta Marker B)
 $RW = 0.85$; $m = 1.9$
- ✓ Zona 3 (Marker B hasta TD)
 $RW = 0.85$; $m = 2$



PAF-105



PAF-106

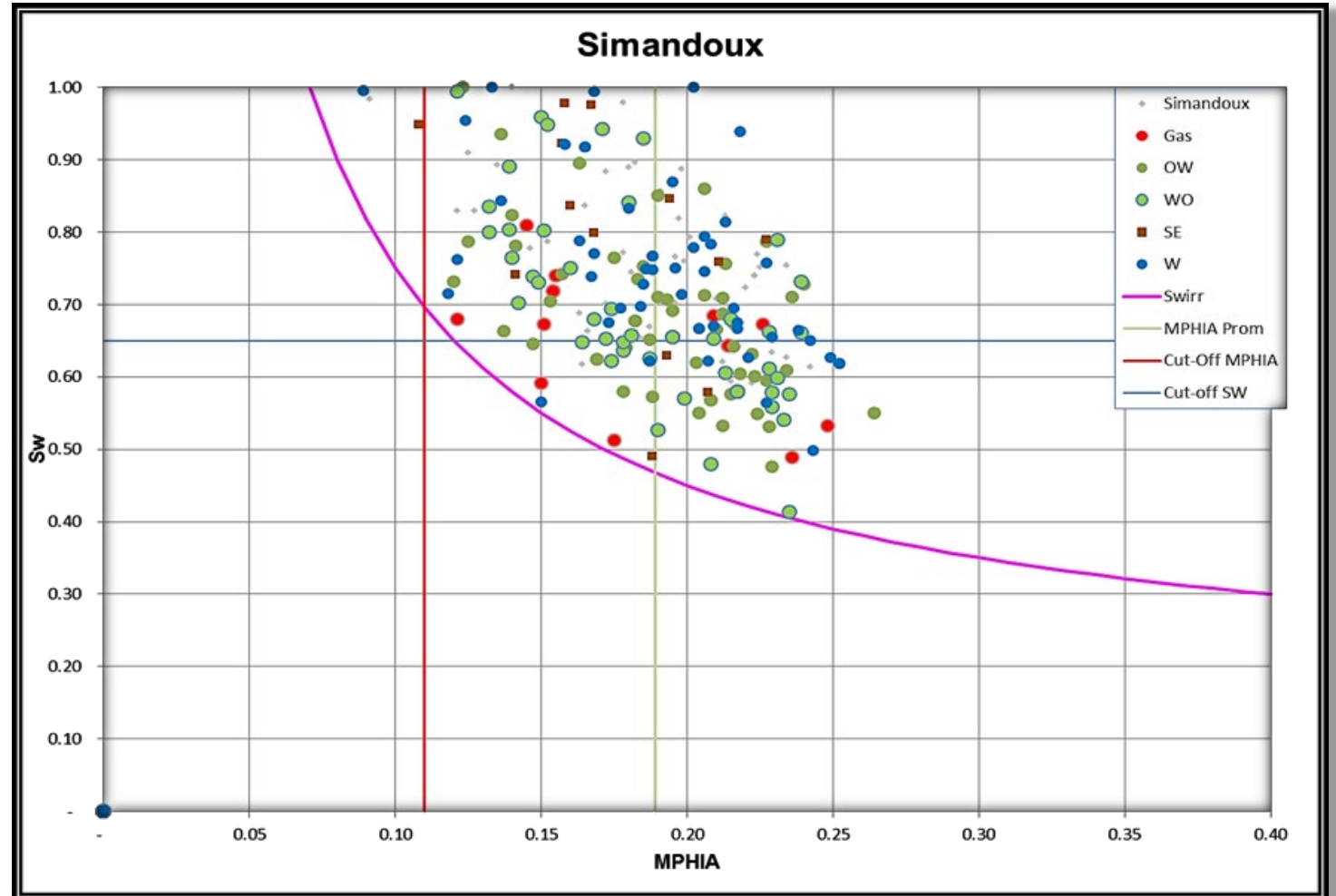
Puede observarse en la línea color rojo punteada, la definición del Marker B para los pozos PAF-105 y PAF-106



Modelo de Saturación

Cut-off PHIE: 0.11

Cut-off SW: 0.65





Definición de Condiciones de P y T

$$P \text{ [kg/cm}^2\text{]} = 52 + 0.095 * \text{DEPTH [mbnm]}$$

$$T \text{ [}^\circ\text{C]} = 15\text{[}^\circ\text{C]} + 0.045\text{[}^\circ\text{C/m]} * (\text{DEPTH[m]})^{0.99}$$

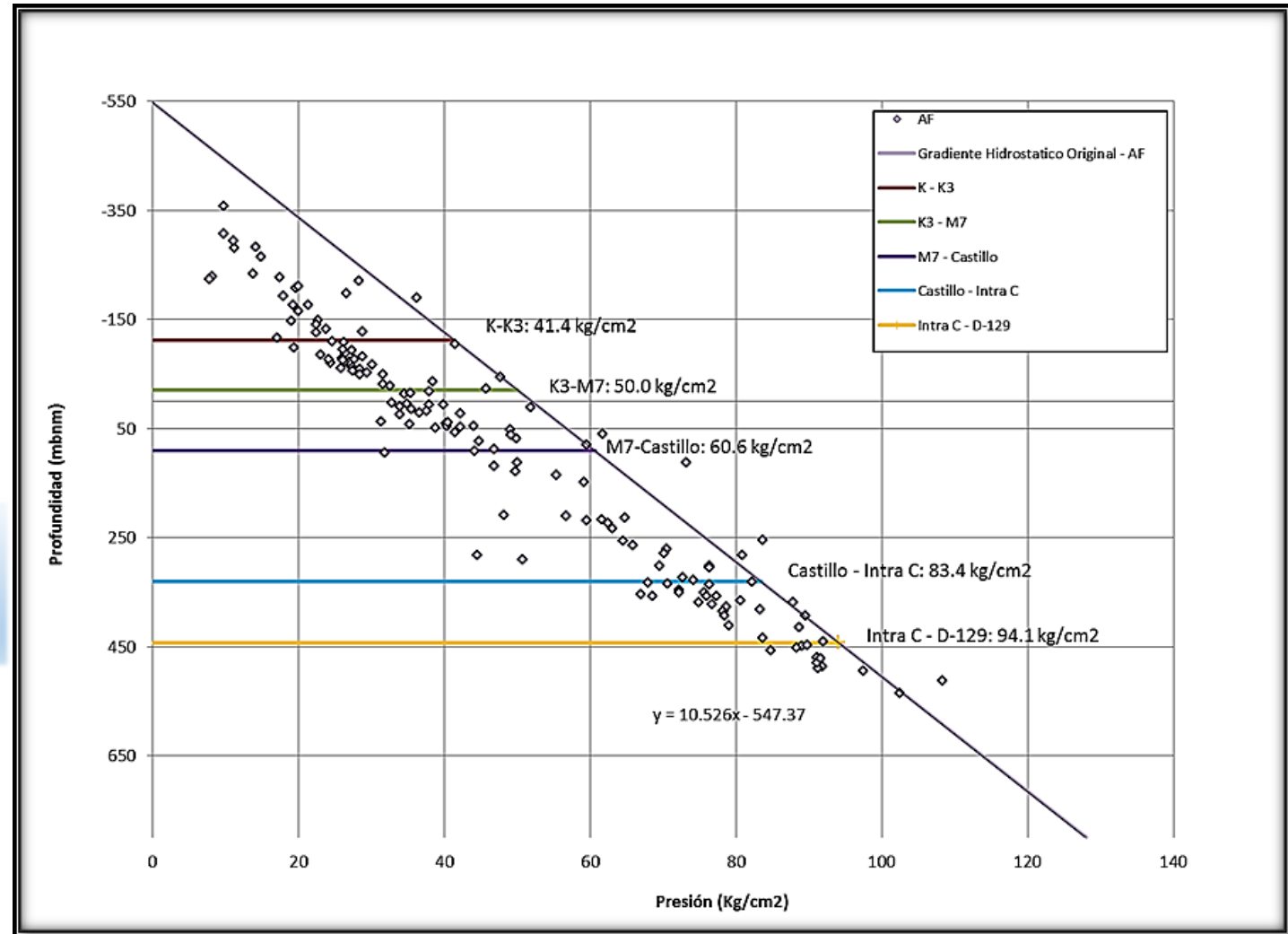


Gráfico Presión vs. Profundidad mostrando las presiones medidas en Anticlinal Funes y el gradiente de presión original

Fluidos

Tabla 1 - Correlaciones utilizadas para los cálculos PVT

Utilizada en Modulo PVT Sahara	Viscosidad de Petroleo Muerto	Dato
	Viscosidad de Petroleo Saturado	Beggs & Robinson
	Viscosidad de Petroleo SubSaturado	Beal
	R_s	Standing
	B_o	Standing
	Z	Dranchuk & Abu K.
	Viscosidad del Gas	Lee et al.
Excel de calculo	Todo el PVT	Correlacion de Farina



Modelo Dinámico

➤ Petróleo original in situ: Volumetría a partir de polígonos de petróleo comprobado

➤ Producción primaria

➤ EUR primaria

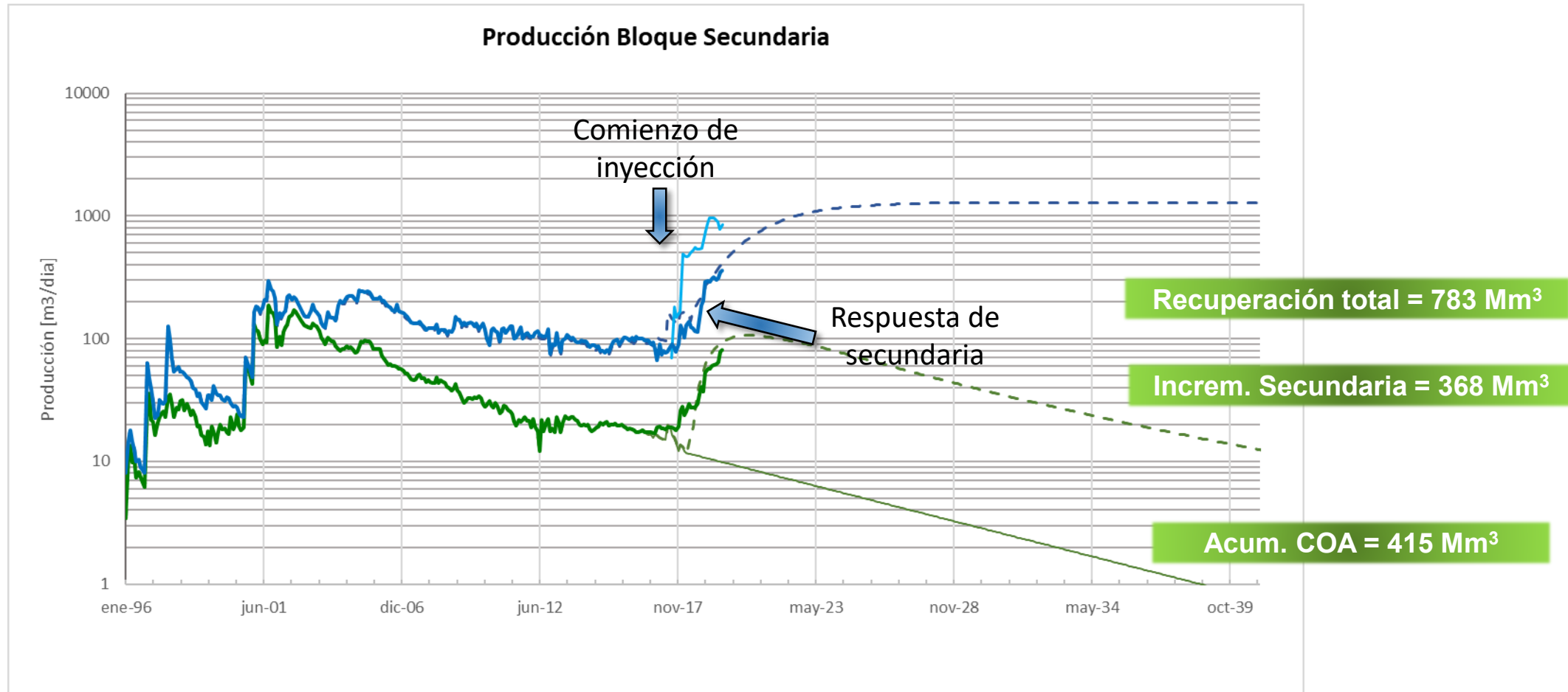
➤ Validación de OOIP

➤ Saturaciones al inicio de la inyección

➤ Escenarios de desarrollo y simulación



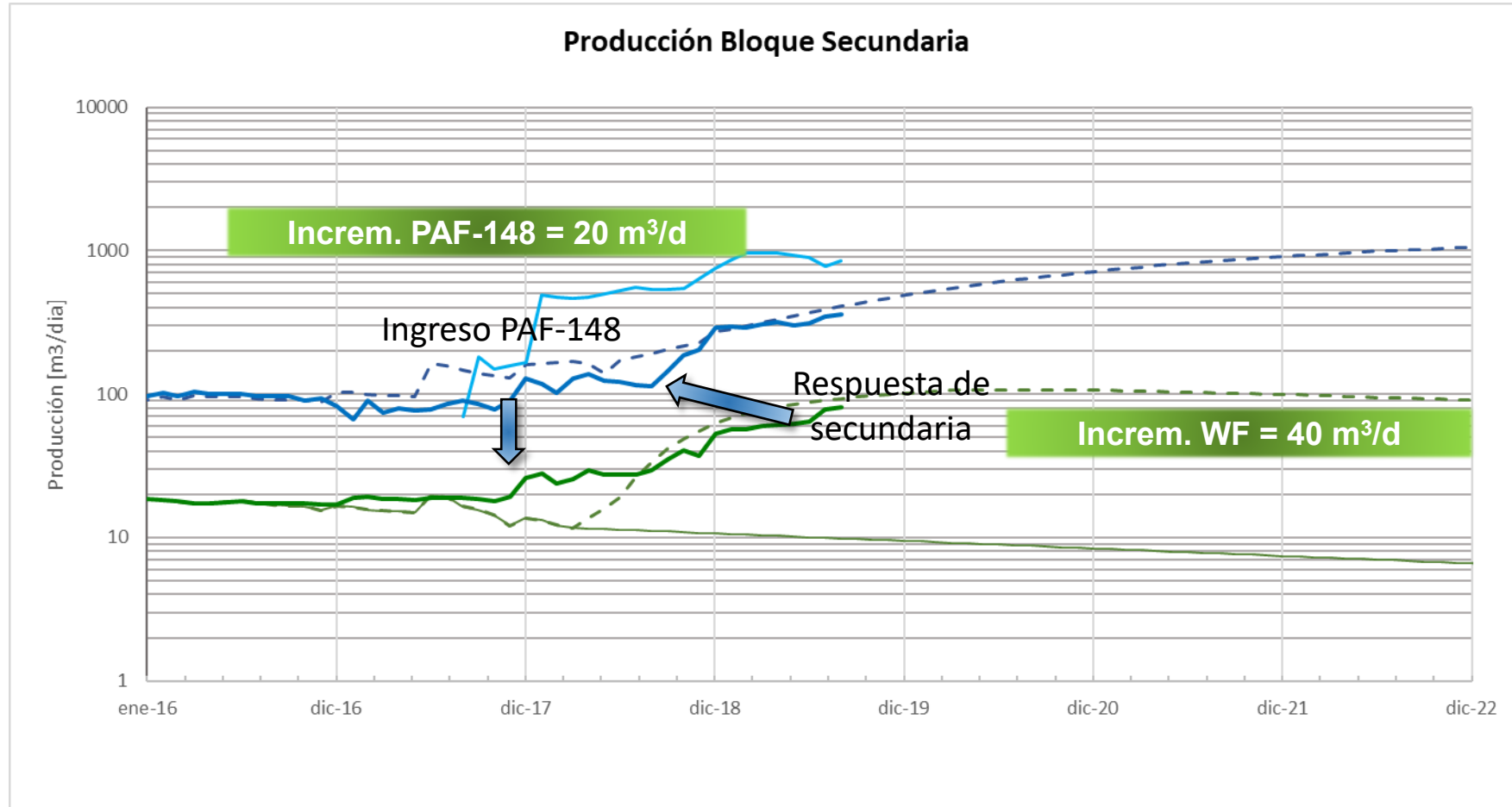
Pronósticos de Producción



Recuperación primaria y secundaria a fin de concesión @2040



Pronósticos de Producción





Actividad

- 4 Perforaciones de pozos productores en el bloque de WF
- 5 Conversiones de pozos productores a inyectoros
- Construcción PIAS y ductos de inyección asociados
- Adecuaciones de pozos productores
- 4 Perforaciones de pozos productores (2019 a 2022)
- Adecuaciones de pozos productores
- Manifold de producción, líneas de test

Conclusiones

- La **planificación detallada** de cada etapa de estudio e implementación conlleva una serie de decisiones que deben unirse para que el esfuerzo intelectual del grupo de trabajo desemboque en una solución única y exitosa, basada en la **integración multidisciplinaria**.
- Se ha mostrado con este ejemplo, como la **visión integral** de un proyecto generador de valor, se centraliza en la **sinergia** de la tarea grupal.
 - Hasta el presente, se ha **cuadruplicado** la producción de petróleo y se estima **quintuplicarla** en los próximos meses.
- Mediante el cálculo de **atributos sísmicos** y la reinterpretación de cubos de frecuencia individuales, se ha reconocido una extensa faja de canales y se han **documentado nuevos reservorios** con presencia comercial de hidrocarburos.
 - Lo realizado **motiva** a seguir analizando zonas cercanas con el objetivo de continuar perforando pozos en este yacimiento y aún **hacer extensiva esta metodología** de análisis en **otras áreas**.



7° CONGRESO IAPI
**Producción
y Desarrollo
de Reservas**

5 – 8 de Noviembre 2019
Mar del Plata, Argentina

IAPI INSTITUTO ARGENTINO
DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

Muchas Gracias !!!

Primer pozo perforado en la
Cuenca Golfo San Jorge
(Año 1907)

