

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, Pan American Energy, amontenegro@pan-energy.com;

Javier Scasso, Pan American Energy, jscasso@pan-energy.com;

Eduardo Trincherro, Pan American Energy, etrincherro@pan-energy.com;

Francisco Blaksley, Pan American Energy, fblaksley@pan-energy.com

Palabras clave

Interpretación Sísmica, Atributos, Modelado Petrofísico, Modelo Estático, Modelo Dinámico, Recuperación Secundaria, Incremento de la Producción.

Resumen

El Yacimiento Anticlinal Funes está ubicado en el sector occidental de la parte central de la Cuenca Golfo San Jorge, en donde coexisten dos estilos estructurales: extensional por la apertura de la cuenca y compresivo asociado al levantamiento andino. A inicios de 2017 producía 20 m³/d de petróleo y 10 Mm³/d de gas.

La implementación de inyección de agua y la delimitación de fajas de canales reinterpretados en base a atributos sísmicos permitieron evaluar otros prospectos. Los resultados contribuyeron a triplicar la producción de petróleo y duplicar la producción de gas en menos de dos años.

El Proyecto de Recuperación Secundaria, ubicado en el bloque principal del Yacimiento, consiste en la conversión de siete pozos a inyectores, adecuaciones y reparaciones asociadas, y la perforación de tres pozos productores. Al inicio, el estudio contaba con veintiún pozos: el primero fue perforado en 1964 y el desarrollo principal se realizó entre los años 2000 y 2006. Previo a la implementación, el bloque producía 17.4 m³/d de petróleo, con una acumulada de 362.7 Mm³. El modelo geológico consta de treinta y ocho reservorios correlacionados, de los cuales diecisiete contienen el 80% del OOIP.

La inyección comenzó en septiembre de 2017, de manera gradual. En la actualidad se inyectan 970 m³/d, con cinco inyectores convertidos de los siete propuestos. La primera respuesta se observó en mayo de 2018. Se perforaron los tres pozos programados, más un productor adicional. El bloque continúa su proceso de llenado e implementación y la producción asociada a secundaria se duplicó en dos años.

La sísmica 3D que cubre el área del Yacimiento, de buena calidad, permitió la identificación clara de los complejos esquemas de fallas. Los atributos sísmicos brindaron la posibilidad de reconocer patrones sismoestratigráficos que ajustaron las locaciones de los últimos sondeos realizados. Un flujo de trabajo sólido facilitó el reconocimiento de eventos que aisladamente se mostraban sutiles, pero que interrelacionados potenciaron la correlación.

El último pozo perforado corroboró la existencia de reservorios asociados a un complejo sistema fluvial de canales anastomosados, previamente identificados mediante la interpretación sísmica, los cuales contribuyeron a incrementar considerablemente la producción de petróleo y gas del campo.

La planificación detallada de cada etapa de este estudio implicó un esfuerzo técnico centralizado en la sinergia y la integración multidisciplinaria.

Abstract

This study presents an approach of how theoretical and practical knowledge of a multidisciplinary team contributes to optimize the total value of the asset. Anticlinal Funes Field is located in the center-west of Golfo San Jorge Basin, Patagonia, Argentina. There are two remarkable geologic structural styles coexisting at the subsurface of this area: extensional, originated by the basin opening, and compressive, associated with the Andean uplift.

The geological model was validated by 3D seismic interpretation, which has been developed to identify fault schemes of different grade and events associated with fluvial channels recognized by special attribute processing. This model supports the study of a waterflooding project and enables new prospects to be evaluated.

This is the first time that water injection is being undertaken in the main block of this field area. Well conversion, drilling sequence of new producer wells and existing well interventions are the main activities of this project. A revamping of the installed facilities was also attained.

At the end of 2016, Anticlinal Funes Field was producing 125 BOPD and 630 BFPD. Today this same field is producing 428 BOPD and 2516 BFPD. Furthermore, 6100 BPD of water is being injected among five injector wells. Even the reservoirs still continue their filling up process, the water injection conducted to duplicate the oil production in two years.

The last well drilled proved the existence of good reservoirs associated to a complex fluvial system of anastomosed channels, previously identified in the 3D seismic interpretation and attributes, which contributed to considerably increase the oil and gas production of the field. The mentioned seismic attributes provided the possibility of recognizing seismo-stratigraphic patterns through which the locations of new wells have been adjusted.

Finally, the results of the multidisciplinary team job and the assumed strategic decisions helped to triple oil production and double gas production in less than two years.

Introducción

El Yacimiento Anticlinal Funes está ubicado en el sector occidental de la parte central de la Cuenca Golfo San Jorge, en donde coexisten dos estilos estructurales: extensional por la apertura de la cuenca y compresivo asociado al levantamiento andino.

Esta concesión forma parte de una sociedad entre Pan American Energy (operadora) y Petrominera Chubut SE. La misma inició sus actividades a fines de los '80. A inicios del año 2017 producía 20 m³/d de petróleo y 10 Mm³/d de gas.

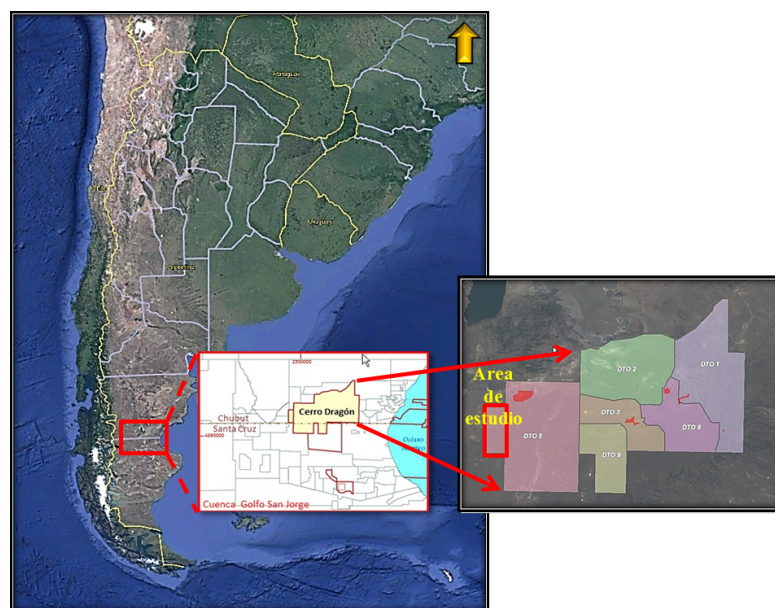
La implementación de inyección de agua y la delimitación de fajas de canales reinterpretados en base a atributos sísmicos, permitieron evaluar otros prospectos. Los resultados contribuyeron a triplicar la producción de petróleo y duplicar la de gas en menos de dos años.

El proyecto de recuperación secundaria, ubicado en el bloque principal del yacimiento, consiste en la conversión de cinco pozos a inyectores, adecuaciones y reparaciones asociadas, y la perforación de tres pozos productores. La inyección comenzó en septiembre de 2017, de manera gradual. En la actualidad se inyectan 970 m³/d, con cinco inyectores convertidos. La primera respuesta se observó en mayo de 2018. Se perforaron los tres pozos programados, más un productor adicional. El bloque continúa su proceso de llenado e implementación y la producción asociada a secundaria se duplicó en dos años.

Fig. 1 - Cuenca Jorge, Patagonia, Argentina.

Contexto Geológico

La Cuenca Jorge, se ubica en la porción central de Patagonia, es la más antigua y productora de hidrocarburos de la Argentina.



Golfo San

Golfo San en la de la siendo la prolífica

La Cuenca Jorge, se ubica en la porción central de Patagonia, es la más antigua y productora de hidrocarburos de la Argentina. Es una cuenca de bordes irregulares, que se extiende entre los paralelos 45° y 47° Sur y los meridianos 65° y 71° Oeste. Tiene una superficie estimada de 180.000 km² (ver Figs. 1 y 2). El Yacimiento Anticlinal Funes se encuentra enclavado en el sector occidental de la parte media de la Cuenca, siendo la característica dominante del estilo estructural del subsuelo del área, la presencia del tren submeridiano de la Faja Plegada, que interrumpe abruptamente el estilo extensional, afectando pisos estructurales más antiguos.

El Basamento de la cuenca estuvo estructurado por una importante deformación compresiva asociada a una colisión neopaleozoica, seguido de períodos extensionales en el Jurásico Temprano vinculados a la apertura del Mar de Weddell. En forma casi ortogonal se le superpone en el Jurásico Tardío un fracturamiento extensional asociado a la apertura del Atlántico sur, representado en la zona como Grupo Lonco Trapial. Un régimen extensional predominó durante el Cretácico Temprano, esta vez producido por subducción con extensión, regida por el movimiento absoluto de la placa Sudamericana.

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				δ<											
		MIOCENO	Fm. Santa Cruz "Superpatagoniano"			Tc	III	COMPRESIÓN	FLUVIAL - EÓLICO								
	OLIGOCENO	Fm. Patagonia			EXTENSIÓN				MARINO LITORAL								
	EOCENO	Fm. Sarmiento "Pyrotheriano" = "Tobas del Eoceno"			EXTENSIÓN			LOESS									
	PALEOCENO	Fm. Río Chico						FLUVIAL									
			Fm. Salamanca "Glaucónitico" "Salamanquense"				VULCANISMO	ESTUARINO									
CRETÁCICO	SUPERIOR	Selandiano	"Chubutiano"	Fm. Laguna Palacios	Mb. Superior	Fm. Yacimiento El Trébol	Fm. Meseta Espinosa	Chubutiana	II	EXTENSIÓN	(PALEOSUELOS)						
				Fm. Bajo Barreal							Mb. Inferior	Fm. Comodoro Rivadavia	Fm. Cañadón Seco	DELTAICO - FLUVIAL - LACUSTRE			
				Fm. Castillo		Fm. Mina Del Carmen								VULCANISMO	ALUVIAL - FLUVIAL - LACUSTRE		
				Fm. Matasiete	Fm. Pozo D-129						EXTENSIÓN	FLUVIAL DELTAICO - LACUSTRE					
				Mb. Los Alazanes			TRANSTENSIÓN										
	INFERIOR	Neocomiano		Fm. Pozo Paso Río Mayo	Mb. Superior	Fm. Pozo Cerro Guadal				Neocomiana	I	RIFT TARDIO	LACUSTRE - FLUVIAL				
					Mb. Inferior	Fm. Pozo Anticlinal Aguada Bandera							LACUSTRE				
							Onlap			C.V.S.			0	RIFT TEMPRANO	VOLCANICLÁSTICO		
				Complejo Volcánico Sedimentario = Grupo Lonco Trapial = Grupo Bahía Laura													
JURÁSICO	MALM	Tithoniano				δ<	LIAS	PRE RIFT	MARINO SOMERO								
		Kimmeridgiano															
	DOGGER	Oxfordiano								δ<	LIAS	PRE RIFT	MARINO SOMERO				
		Calloviano															
		Bathoniano															
LIAS	Bajociano				δ<	LIAS	PRE RIFT	MARINO SOMERO									
	Aaleniano																
	Toarciano																
	Pliensbachiense	Liásico							δ<	LIAS	PRE RIFT	MARINO SOMERO					
	Sinemuriano																
	Hettangiano																
TRIÁSICO						δ<	LIAS	PRE RIFT					MARINO SOMERO				
PÉRMICO																	
CARBONIFERO																	
EOPALEOZOICO			Basamento Ígneo - Metamórfico														

Fig. 2 - Columna Estratigráfica de la Cuenca Golfo San Jorge.

El inicio de la compresión en el Cretácico Tardío controló la subsidencia de carga tectónica de los depósitos continentales del Grupo Chubut en una cuenca de antepaís. Esta cuenca con un basamento altamente segmentado y con márgenes no confinados favoreció en el Cretácico Tardío la existencia de un fallamiento distensivo con una orientación subparalela al esfuerzo compresivo principal máximo. Este sistema continuó durante el Paleógeno temprano, con conspicua rotación de los esfuerzos, que culmina en el Oligoceno con extensión primaria incipiente asociada a un volcanismo de intraplaca basáltico alcalino. Éste, estuvo asociado a una disminución del desplazamiento absoluto de la placa Sudamericana. La cuenca culmina su estructuración en el Neógeno produciendo la estructura actual de la faja plegada y corrida de los Bernárdides.

El sector de la placa Sudamericana donde se desarrolla la Cuenca Golfo San Jorge, estuvo sometido a diversos esfuerzos orogénicos y extensionales. Las estructuras paleozoicas han controlado la inepción de las fallas extensionales durante el Mesozoico temprano. El inicio de la compresión andina a estas latitudes durante el Cretácico Tardío, produjo una extensa cuenca de antepaís representada por los depósitos del Grupo Chubut, cuyo mecanismo de subsidencia estuvo gobernado por carga tectónica. Los depósitos de esta cuenca en su sector occidental a su vez fueron deformados durante el avance de la faja plegada y corrida de los Bernárdides, desarrollada hasta por lo menos el Mioceno tardío. Su sector oriental ubicado hacia el este del frente de corrimientos, presenta numerosas evidencias de fallas distensivas, subparalelas al esfuerzo principal o máximo.

Esta dirección de extensión o esfuerzo mínimo fue ortogonal al esfuerzo compresivo principal, y las fallas normales desarrolladas en esta etapa se vieron favorecidas por la debilidad de su basamento, ya fracturado extensionalmente, y por la naturaleza no confinada de los esfuerzos. Durante el Paleógeno tardío una nueva fase compresiva controla la sedimentación de las Fms. Salamanca y Río Chico que están asociadas a subsidencia de carga tectónica, pero que presentan estructuras normales producidas por similares mecanismos que las del Cretácico Superior. Sin embargo, la rotación tanto de los esfuerzos compresivos, como de la orientación de las fallas normales permitiría que actuasen esfuerzos trastensionales asociados a estructuras de desplazamiento de rumbo. La fuerte compresión neógena produjo la estructura actual de la cuenca (Ramos, 2015).

La compresión terciaria ha modificado el estilo original produciendo inversión tectónica en antiguos depocentros. Las principales fallas son inversas y de orientación NO y NE, de alto ángulo en superficie, pero haciéndose listricas en profundidad. Los pliegues relacionados en los bloques colgantes son de tipo cajón, con ejes submeridianos, presentando vergencia tanto al Este como al Oeste y fallas tipo *backthrust*. Estos anticlinales se encuentran fragmentados por otro tren ONO-ESE, de carácter extensivo, que favorece la migración de hidrocarburos.

El Yacimiento Anticlinal Funes es un anticlinal amplio de rumbo NO-NNO de gran longitud de onda y flancos suaves ubicado en un alto estructural para la región, encontrándose en un borde de cuenca de los depósitos neocomianos y levantado a su vez por compresión terciaria.

Su expresión estructural extensional en las formaciones cretácicas medio a superiores productivas correspondientes al Grupo Chubut (Fm. Mina del Carmen y Fm. Bajo Barreal) de rumbo ONO se ven influenciadas por la estructuración de carácter extensional del basamento jurásico medio-neocomiano (Grupo Lonco Trapial) de rumbo E-O, ENE y NNE. Esta oblicuidad del fallamiento normal cretácico medio-superior con respecto a las fallas neocomianas habrían generado un desplazamiento normal oblicuo. Las fallas extensionales de rumbo ONO se relevan hacia el este en dirección hacia la zona de Tero formando una zona de transferencia de la deformación en los que se observan pliegues asociados a este sistema extensional interpretados como pliegues de arrastre o doble *roll-overs*.

La compresión terciaria formó el Anticlinal Funes, configurando así este amplio anticlinal. Su expresión en la cobertura coincide en profundidad con el alto de basamento reconocido en el mapa estructural del techo del Grupo Lonco Trapial (ver Fig. 3), sin que se haya identificado una falla determinada que lo origine. Se encuentra fallado en su flanco occidental por un corrimiento y un *splay* asociado que despegan en niveles intra-neocomianos.

Uno de los rasgos más característicos de este anticlinal es que se encuentra segmentado superficialmente por una falla normal de rumbo NO, de geometría listrica y despegue dentro del Neocomiano y que se conecta con una falla normal de basamento (ver Figs. 4 y 5). Teniendo en cuenta que se reconoce un engrosamiento del Miembro inferior de la Fm. Bajo Barreal hacia esta falla, se propone que el período de actividad de la misma habría tenido lugar durante el Cretácico medio alto.

La zona de charnela de Funes coincide en superficie con la Pampa María Santísima, donde se observa al Oeste una suave discordancia entre los estratos terciarios que yacen sub-horizontales y el Cretácico, que inclina hacia el Oeste. En el limbo Oriental, el Terciario aparece inclinando levemente hacia el Este, en concordancia con la secuencia cretácica (ver Fig. 4). Estos elementos señalan la existencia de al menos dos períodos de crecimiento, uno a fines del Cretácico y otro durante el Neógeno (Pérez *et al.*, 2008).

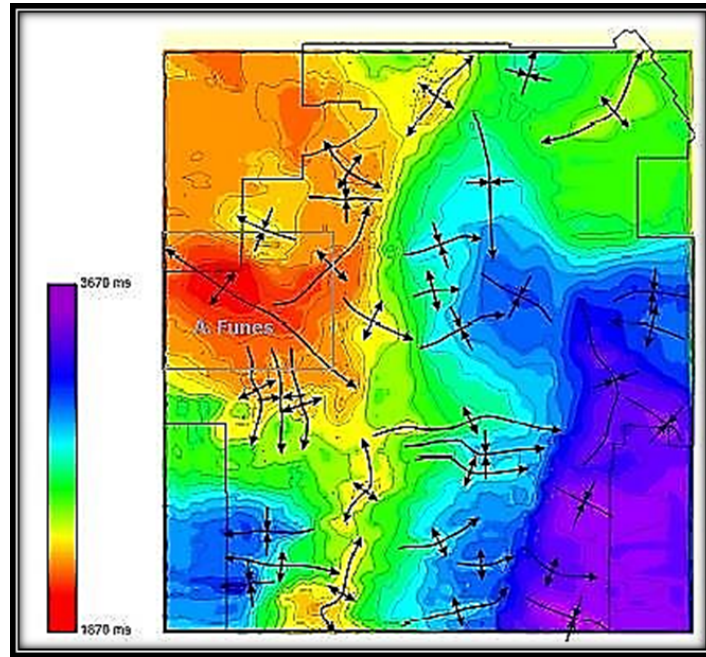


Fig. 3 - Mapa estructural en tiempo al techo del Grupo Lonco Trapial (modificado de Pérez *et al.*).

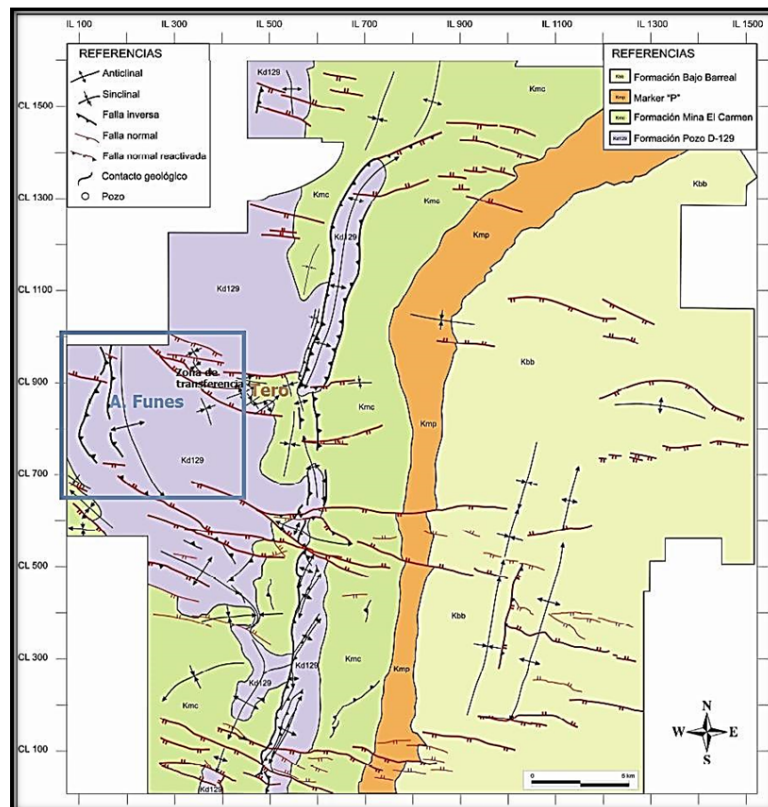


Fig. 4 - Mapa de sub-afloramientos a los 1500 mseg. Se destaca el Anticinal Funes y la zona de transferencia de la deformación hacia la zona de Tero, hacia el este de Funes (modificado de Pérez *et al.*).

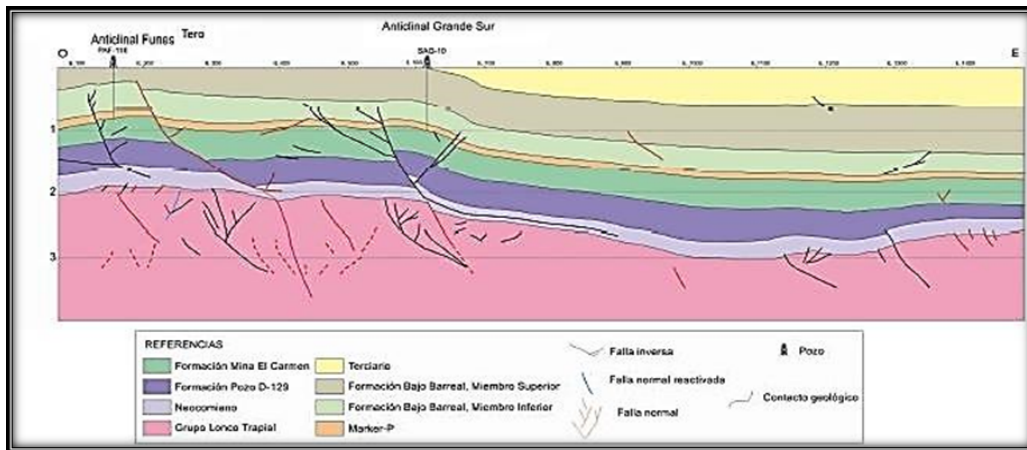


Fig. 5 - Corte estructural O-E en el que se observa Anticlinal Funes y el alto de basamento jurásico asociado (Grupo Lonco Trapial).

Interpretación Sísmica y atributos

La información sísmica disponible en el área de estudio es de calidad aceptable, lo que ha permitido a través del flujo de trabajo de interpretación, reconocer los principales eventos estructurales y estratigráficos de interés. Si bien el contenido de frecuencias de los datos no es suficiente para resolver todas las secuencias reconocidas en los pozos, el carácter sísmico y la continuidad de los reflectores facilitó la delineación de los mapas estructurales (calibrados con los datos de pozos) referidos a los principales *markers*.

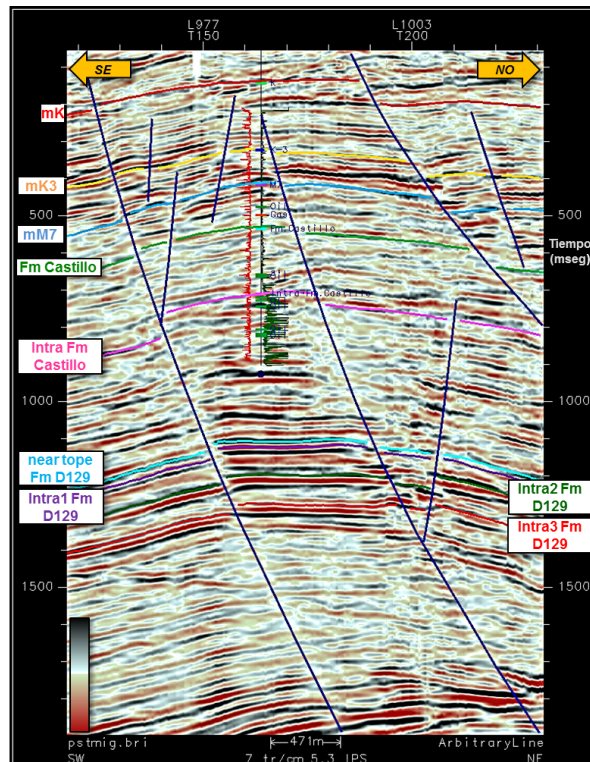


Fig. 6 - En esta sección sísmica de amplitudes, pueden observarse algunas de las fallas presentes al igual que los principales reflectores que se han mapeado. La calidad es suficiente como para una interpretación estructural confiable. Mediante el cálculo y análisis de atributos se han visualizado algunos rasgos con mayor detalle.

La interpretación y el seguimiento de los principales reflectores identificados con las secuencias de interés, al igual que el reconocimiento de las fallas de distinto orden que conforman el esquema estructural, fue realizado con detalle tal lo requerido en zonas de explotación. En la Fig. 6 puede observarse una sección sísmica (de amplitudes), de orientación NO-SE representativa del área, indicándose en ella los principales *markers* y fallas.

Los mapas generados reflejan con confiabilidad las características principales de la arquitectura de las fallas y horizontes del subsuelo del Yacimiento. Puede apreciarse como ejemplo, en la Fig. 7, el Mapa estructural referido al *marker* M7. Este horizonte es fácilmente correlacionable y representa la zona de transición de la Fm. Castillo a la Fm. Bajo Barreal, donde los flujos canalizados cada vez van perdiendo más el aporte tobáceo. Se distingue un cambio de areniscas tobáceas intercaladas con tobas limoarcilíticas a areniscas limpias intercaladas con limoarcilitas. En el registro eléctrico este pase se correlaciona muy bien en el yacimiento, observándose con valores bajos de resistividad y altos de conductividad.

También puede apreciarse en la Fig. 8, una vista isométrica del mismo mapa como complemento a la visualización de este nivel interpretado. Esto se ha realizado también para el resto de los *markers*.

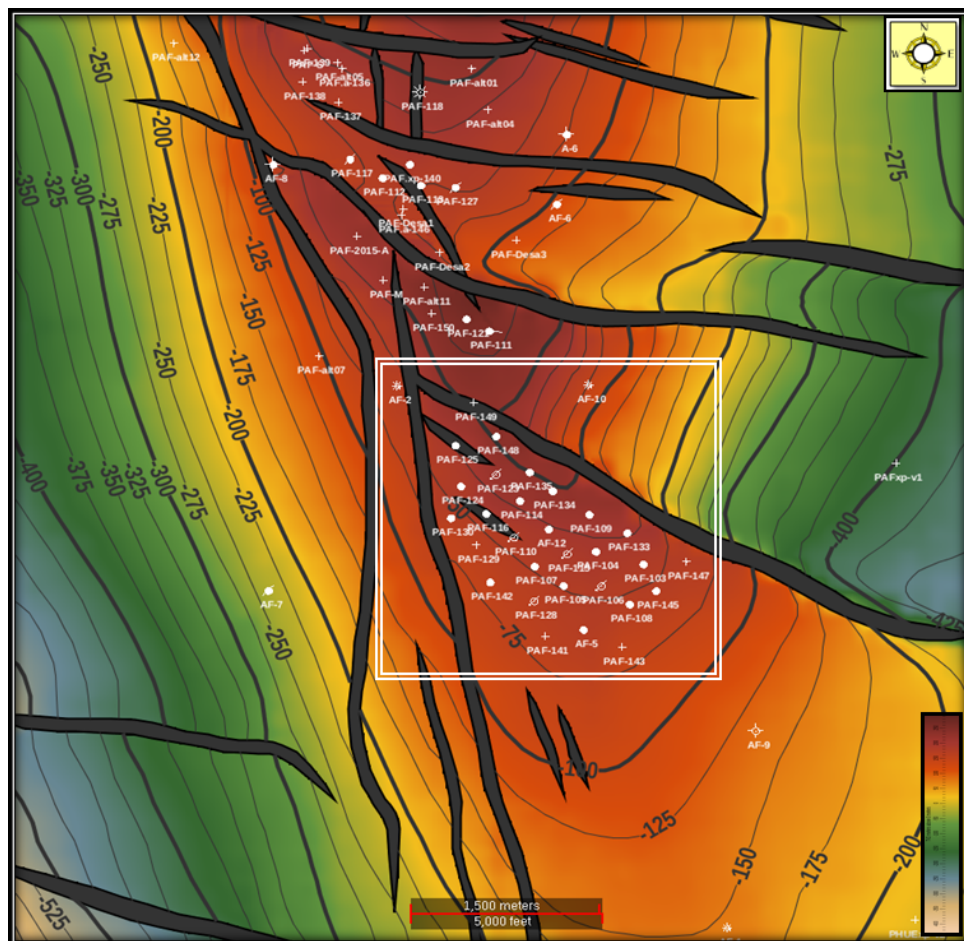


Fig. 7 - Mapa estructural referido al *Marker* M7. El recuadro blanco focaliza la zona de implementación del Proyecto de WF que se detallará más adelante en este trabajo.

Para llevar a una escala de mayor detalle el análisis de las secuencias de interés, se procesaron una serie de atributos sísmicos, algunos de los cuales mostraron ciertas características particulares de los datos sísmicos asociados a estos eventos.

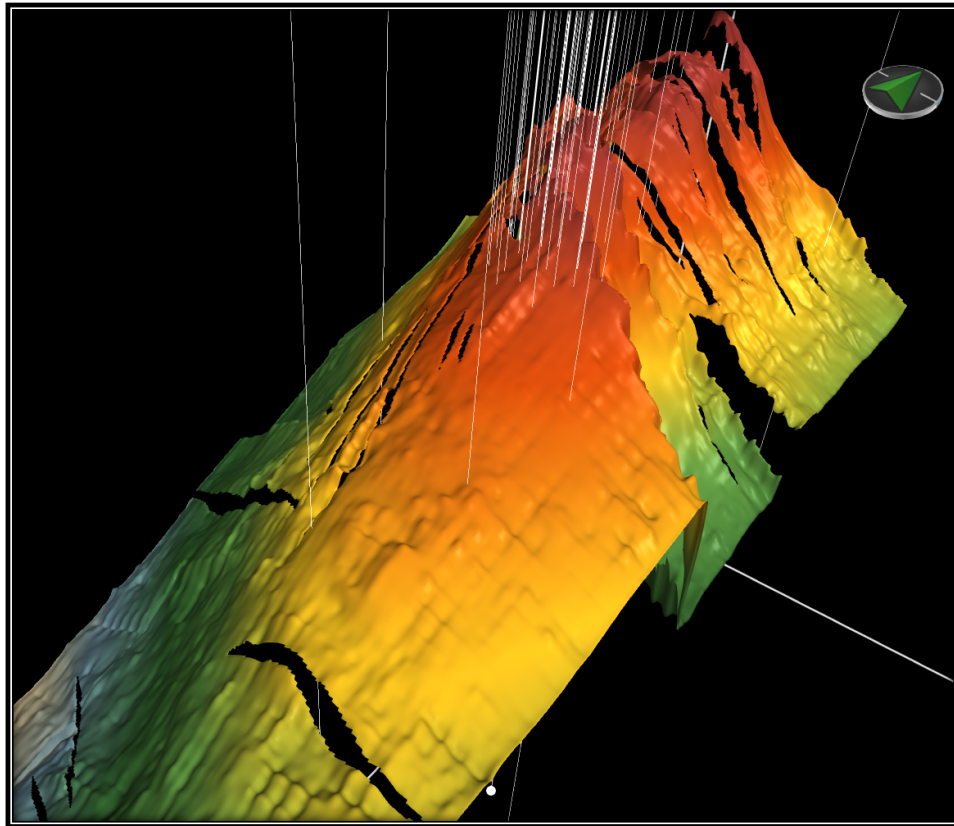


Fig. 8 - Vista isométrica del horizonte sísmico correspondiente al *marker* M7 (se han omitido los planos de falla para apreciar mejor la estructura). Este tipo de visualización muestra una lectura más comprensiva del esquema estructural presente en el subsuelo del área.

Análisis de Atributos

En el Yacimiento Funes, y dadas las características estructurales y sedimentarias de los eventos que componen la columna estratigráfica de interés en el subsuelo del área (cuyas descripciones geológicas se han descrito oportunamente en este trabajo), ciertos atributos han contribuido a la definición del esquema estructural, fallas, patrones estratigráficos y reconocimiento de geocuerpos. Si bien la resolución sísmica disponible limita la identificación directa de muchos de los reservorios presentes (Chopra *et al.*, 2011 (1)), algunas secuencias de interés han sido identificadas y seguidas en buena parte de su desarrollo.

El comienzo del análisis de atributos debe tener en cuenta que los mismos contienen información obtenida a partir de los datos sísmicos, bien sea medida directamente o por razonamiento lógico o experimental y son medidas específicas de geometrías, cinemática o características estadísticas derivadas de la traza sísmica (Taner *et al.*, 1994 y Taner, 2001).

Ellos pueden partir del análisis de las velocidades sísmicas, amplitudes, frecuencia y la tasa de cambio de cualquiera de ellos con respecto al tiempo y al espacio. Los atributos muchas veces pueden proveer información detallada y certera al intérprete de los parámetros estructurales,

estratigráficos y litológicos. Además, pueden medirse en un punto determinado o dentro de una ventana y calcularse tanto en una sola traza como en un conjunto de ellas. Mediante el análisis de ciertos atributos es posible evaluar algunos parámetros de reservorios, incluyendo (bajo ciertas condiciones) la particularidad de ser indicadores directos de hidrocarburos.

Este análisis es aplicable básicamente en la medida en que los atributos puedan correlacionarse con alguna propiedad física de interés o con el comportamiento de determinada propiedad. Por otro lado, responden generalmente a una variedad de situaciones y cambios geológicos los cuales pueden evidenciar variaciones en la correlación, la cual debe validarse siempre con los datos de pozo.

Como complemento a la interpretación sísmica estructural, básicamente, se ha procesado en el cubo disponible, el atributo AVThf (*Amplitude volume technique* de alta frecuencia) el cual permite analizar las secciones desde un punto de vista distinto, lográndose una visualización muy particular, transformándose en una herramienta de gran utilidad en esta etapa del flujo de trabajo de interpretación. Puede verse en la Fig. 9, la misma sección de amplitudes de la Fig. 6, pero representada en este caso por el atributo descrito. Obsérvese la riqueza visual de la imagen y el aporte a la definición de los eventos (Vernengo y Trincherio, 2015). Por otro lado utilizando las técnicas de covisualización de múltiples atributos puede ahondarse aún más el análisis de los detalles de menor expresión (Vernengo *et al.*, 2017).

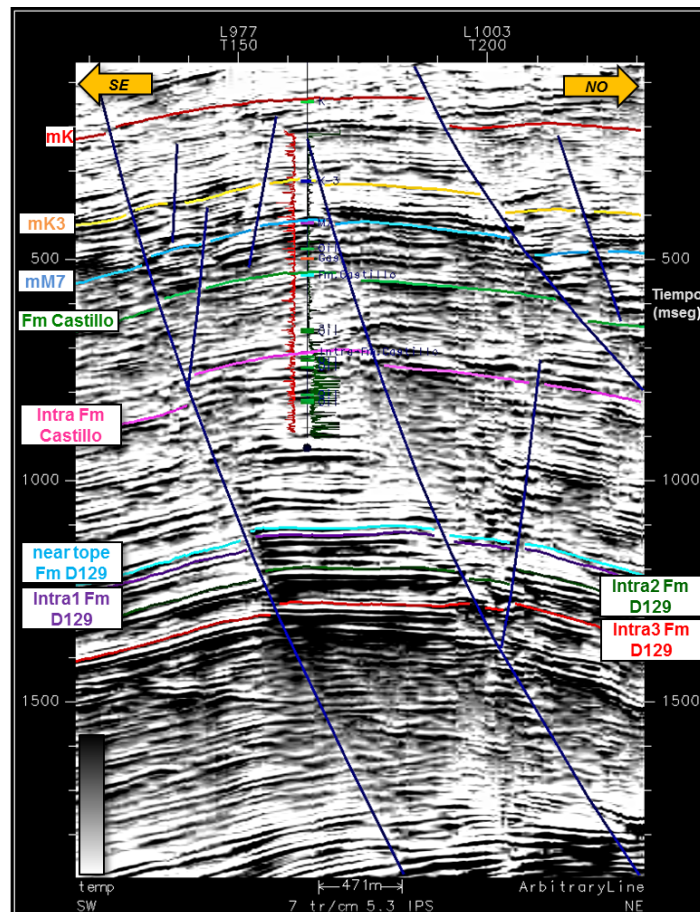


Fig. 9 - Esta sección sísmica está representada mediante el atributo AVThf, el cual ha reforzado el reconocimiento de diferentes eventos según su jerarquía y posición dentro de la arquitectura del subsuelo del área, con mejor definición y pueden observarse ciertos detalles que definen de manera más confiable las estructuras y patrones sísmicos.

Otro atributo de importancia para el análisis de las características sísmicas del yacimiento en estudio, ha sido el atributo de coherencia, calculado en una ventana estrecha, ha reforzado el reconocimiento de las zonas alteradas por las fallas (Bahorich y Farmer, 1995; Chopra *et al.*, 2011 (2)).

Además, se generaron sendos *horizon slices* a distintos niveles, en especial en el sector de la columna estratigráfica a partir del techo de la Fm. Castillo. Como se ha descrito en el apartado de la descripción geológica, en la mencionada formación y en esta específica locación dentro de la cuenca, se destaca un ambiente fluvial de canales muy importantes los cuales se amalgaman en una importante secuencia.

Algunos intervalos de estas zonas de canales se identificaron primeramente en los mencionados *horizon slices*, siendo bastante favorable su seguimiento areal. En la Fig. 10 pueden identificarse algunas de las zonas de canales reconocidos. Estos canales han sido documentados por algunos pozos perforados en el área, lo que ratificó el modelo que se había construido en base a las observaciones del dato sísmico y algunos perfiles de pozos.

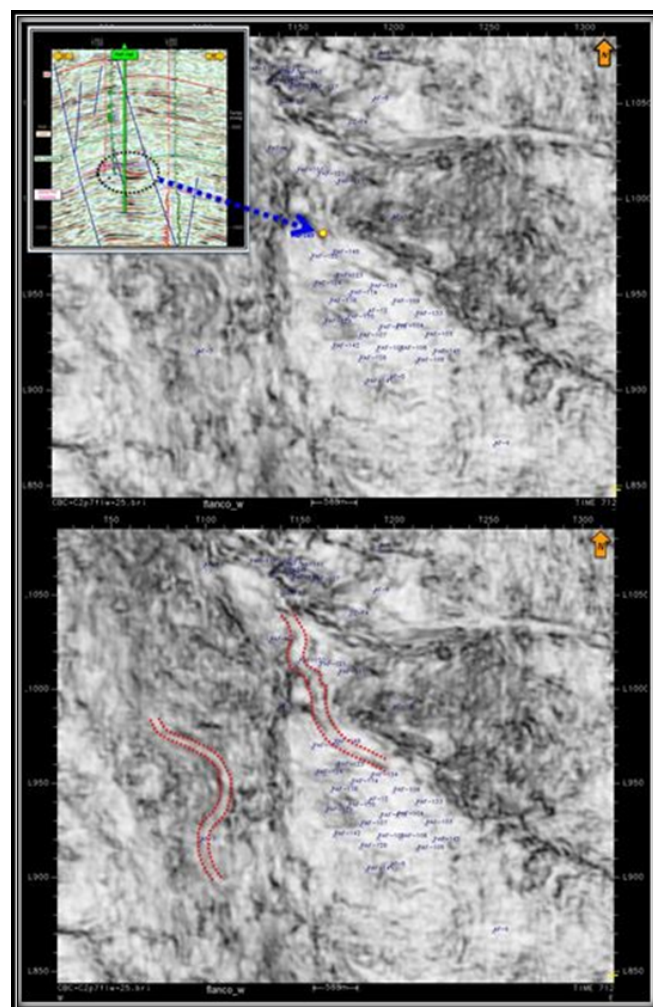


Fig. 10 - Puede apreciarse en la figura un *hoizon slice* del atributo de coherencia al nivel vinculado con la zona de canales marcada en la sección sísmica de arriba a la izquierda. Este atributo ha permitido evidenciar una serie de eventos canalizados en la Fm. Castillo. En la parte inferior de la 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.

Por otro lado y con el objetivo de buscar una mejor definición de ciertos detalles que completaran el reconocimiento de estos patrones sísmicos asociados a los mencionados canales, se utilizó la descomposición espectral. Este atributo calculado a partir de la información sísmica permitió una definición consistente y detallada de estos eventos.

La descomposición espectral (SD) se define formalmente como el análisis continuo tiempo-frecuencia a partir de una traza sísmica. Este análisis provee un espectro de frecuencia para cada muestra de tiempo (Partika *et al.*, 1999; Castagna *et al.*, 2003). Dicho de otro modo, es el proceso de descomponer o analizar una señal sísmica, que contiene todas las frecuencias posibles de recuperar dentro del ancho de banda que se ha emitido, en sus componentes espectrales o frecuencias constituyentes.

El resultado de esta descomposición es un grupo de frecuencias para una misma traza que muestra la distribución de amplitud en tiempo y frecuencia. Esta técnica permite mejorar notablemente la definición de prospectos más allá de la resolución sísmica, ayudando a resolver caracteres geológicos que no llegan a resolverse en el dominio del tiempo.

La principal aplicación de la SD es focalizar la detección de eventos estratigráficos sutiles y de capas delgadas sub-sísmicas con características geológicas más allá de los límites del análisis sísmico tradicional. Mediante la generación de mapas de interferencia de amplitud y la fase en el dominio de la frecuencia, se pueden identificar rápidamente cuerpos estructurales y bordes estratigráficos que de otra forma pasarían desapercibidos en la delineación de distintas facies y ambientes depositacionales.

El concepto implícito en el análisis de los resultados de la SD es que la reflexión de una capa delgada tiene una expresión característica en el dominio de la frecuencia. Esta expresión es indicativa del espesor temporal de la capa y muchas veces puede ser resuelta por debajo de un cuarto de la longitud de onda, que es el límite vertical de resolución standard en el dato sísmico, o sea que en el dominio del tiempo solo pueden resolverse aquellos cuerpos cuyo espesor supere el cuarto de longitud de onda de la frecuencia media registrada.

Mientras que en el dominio del tiempo las amplitudes muchas veces no pueden separar el techo y la base de determinados eventos, en el dominio de la frecuencia pueden identificarse capas de distintos espesores, con amplitudes independientes. Es por ello que puede afirmarse que el límite de resolución clásico no existe como tal en el dominio de las frecuencias sísmicas. Una vez identificados aquellos componentes espectrales en los cuales puedan observarse caracteres de interés geológico se generan los distintos volúmenes de frecuencias discretas.

Los mismos se visualizan de forma animada, en planta o en *slices*, preferentemente en sistemas de visualización tridimensionales. Cada uno de los volúmenes de frecuencias discretas que componen el espectro del ancho de banda que se ha registrado, responden a distintos eventos estratigráficos. Estas frecuencias se denominan “frecuencias de resonancia”. Además, la combinación estratégica (*blending*) de algunos de ellos refuerza algunas visualizaciones.

De los cubos de frecuencias individuales, se han seleccionado aquellos que brindaron una respuesta coherente para ciertos eventos, y extrayendo los *horizon slices*, básicamente en el sector de la columna estratigráfica correspondiente a la Fm. Castillo, es posible reconocer un complejo y extensa faja de canales anastomosados (Figs. 11 y 12).

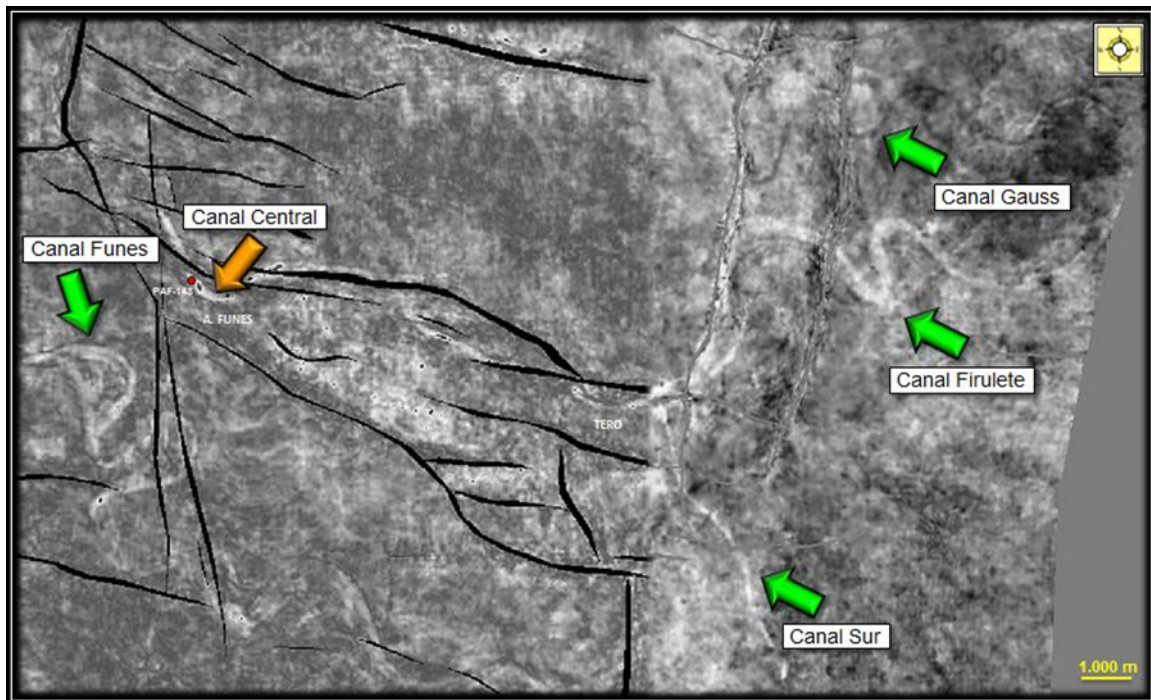


Fig. 11 - En la figura se presenta un *hoizon slice* de descomposición espectral a 35 Hz, próximo al nivel vinculado con la zona de canales de la Fm. Castillo superior.

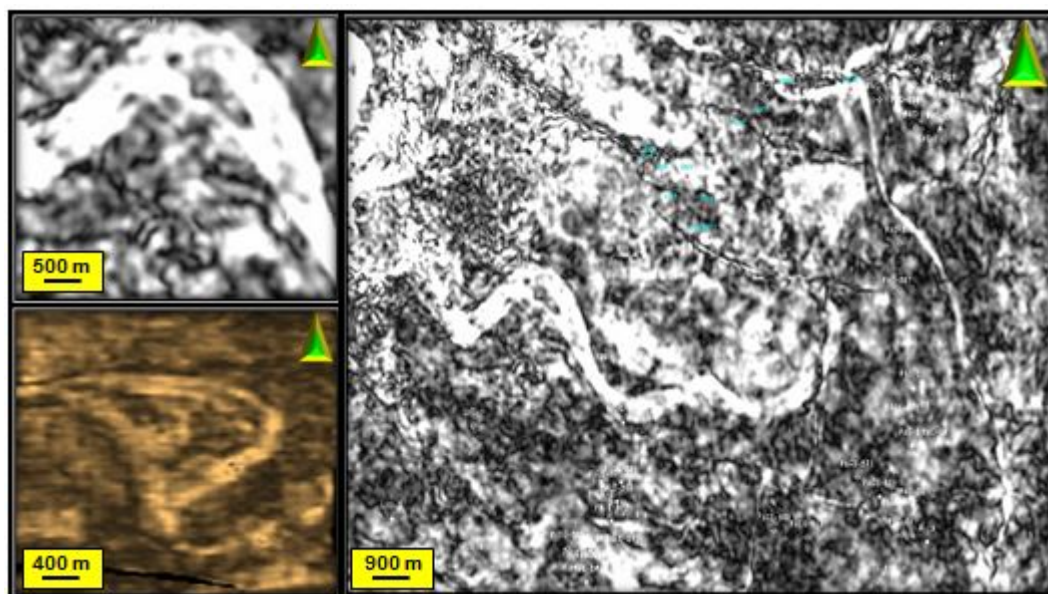


Fig. 12 - Se presentan en la figura algunos ejemplos de los canales visualizados en la Fm. Castillo. Los mismos están detectados en slices de frecuencia de 35 hz. En este caso (figuras de detalle de la izquierda) es posible identificar meandros abandonados dentro del esquema fluvial que se viene detallando en este trabajo. Reconocer ciertas características geométricas de estos eventos permite evaluar en cierto grado la energía de la deposición del sistema, el grado de sinuosidad y las mejores condiciones para identificar reservorios de interés prospectivo.

Los mismos han sido documentados por pozos y muestran un interesante detalle respecto de su desarrollo (ver Figs. 11 , 12, 13 y 14).

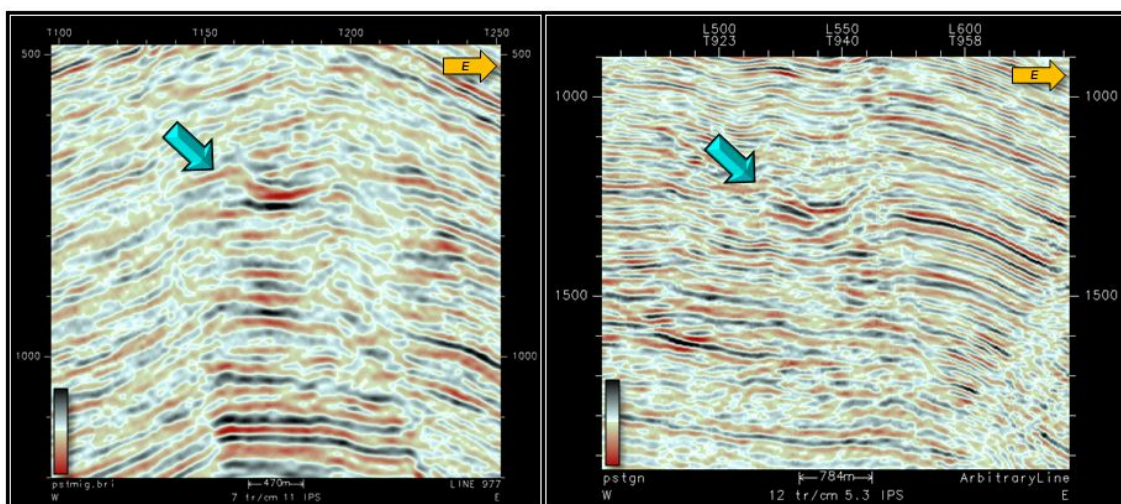


Fig .13 - Secciones sísmicas de orientación E-O, en dos sectores de la zona de estudio. En la sección de la izquierda se visualiza la impronta de la zona de canales próxima al techo de la Fm. Castillo, mientras que a la derecha se puede observar la imagen de la zona de canales cercana a la base de la mencionada Fm. (ver flechas celestes indicando la ubicación de los eventos).

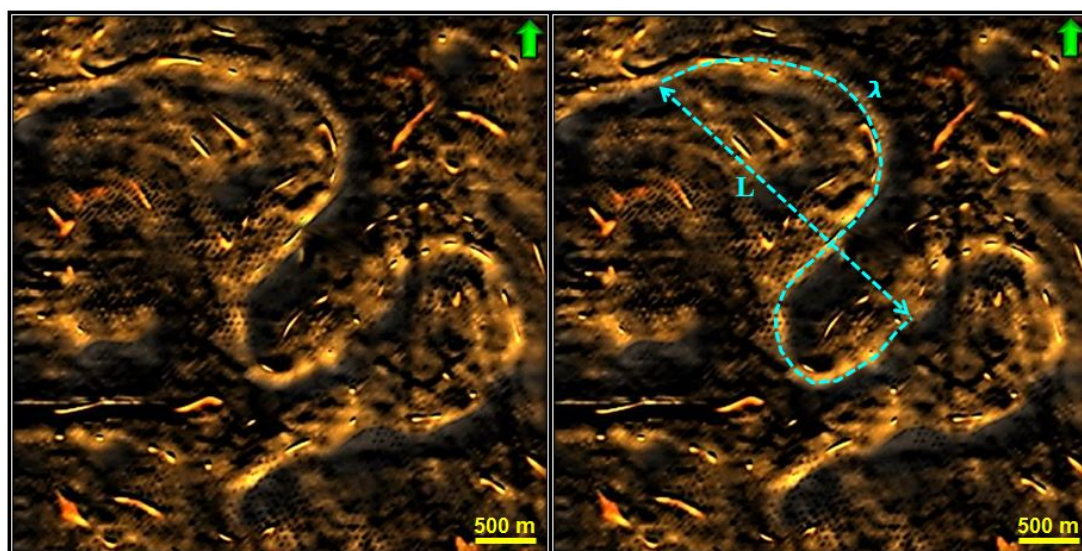


Fig. 14 - Horizon slice y *blending* extraído del cubo de descomposición espectral de 20 Hz de frecuencia. Este canal (próximo al techo de la Fm. Castillo en la zona de Anticlinal Funes) se ha tomado como ejemplo para reconocer la morfología del paleocauce.

A través de las imágenes obtenidas en los atributos sísmicos es posible aproximar algunos detalles de la morfología y composición de este sistema fluvial. 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 analizado en la Fig. 14 es $IS=2$. Este valor caracteriza cauces meandriformes. La pendiente regional requerida para estos debe ser $<2\%$ (Rosgen, 2017), lo que se ha corroborado con los datos existentes. Estos paleocanales que recorren bajas pendientes se caracterizan por transportar sedimentos correspondientes a arenas de granulometría fina a media (Schumm, 1981). Esto ha sido comprobado en la perforación de este complejo fluvial en el pozo PAF-148 (ver Fig. 15).

Este sistema de canales posee un rumbo aproximado ONO-ESE desde aguas arriba hacia aguas abajo, yendo paralelos a las fallas extensionales cretácicas medio-superiores sin que se observe que sean afectados por el fallamiento, cambiando del bloque sur al bloque norte en la zona de transferencia de la deformación hacia la zona de Tero (al este). De esta manera, este sistema se conformaría puramente de facies de sinrift. En la zona de Tero mencionada el sistema se divide en dos canales meandriformes uno hacia el norte y otro hacia el sur.

El pozo PAF-148 atraviesa este sistema en la zona de Anticlinal Funes y en los perfiles se pueden observar los depósitos de canal conformados por areniscas tobáceas impregnadas de petróleo, con abundante gas en el control geológico y con fluorescencia por extracción y además, con una muy buena Porosidad Efectiva y Fluido libre (ver Fig. 15). El ensayo original de estos reservorios dio como resultado un corte de agua del 80%, mientras que en el ensayo post-fractura se extrajo inyectado con gas y petróleo.

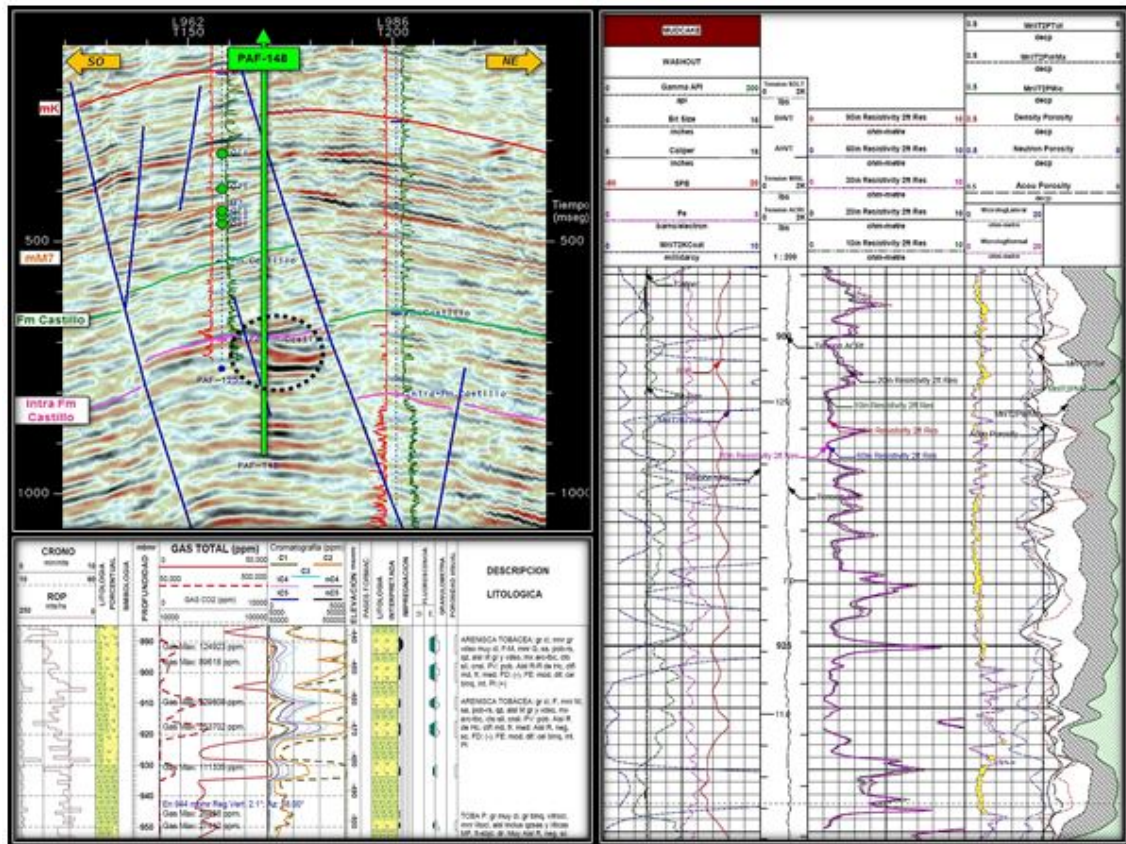


Fig. 15 - En esta figura compuesta se puede apreciar, arriba a la izquierda una sección sísmica de orientación SO-NE que pasa por el pozo PAF-148, en la cual se distingue (círculo punteado negro) el sistema de canales por debajo del marker Intra_Fm.Castillo. Abajo a la izquierda se muestra un tramo del Control geológico del pozo mencionado en el sector correspondiente al sistema de canales observados en la información sísmica. Por último, en la figura de la derecha, se presenta el Perfil combinado del pozo, en el sector mencionado anteriormente.

Tal lo que se ha mencionado entonces, la información sísmica 3D disponible, que cubre el área del Yacimiento y de aceptable calidad, ha permitido la identificación clara de los complejos esquemas de fallas presentes. Por otro lado, los atributos sísmicos brindaron la posibilidad de reconocer los patrones sismoestratigráficos descritos, que ajustaron las locaciones de los últimos sondeos realizados. Las herramientas de análisis y un flujo de trabajo de interpretación de detalle han permitido observar, interpretar y muchas veces visualizar características que

aisladamente muchas veces se muestran muy sutiles, pero que interrelacionadas criteriosamente reforzaron su carácter sísmico y optimizaron la correlación.

Antecedentes de producción

El Yacimiento Anticlinal Funes tiene perforados al día de la fecha 50 pozos, de los cuales 36 se encuentran en producción. El primer pozo de la zona se perforó en la década del 60 y el desarrollo principal se realizó entre 2000 y 2006, principalmente dentro del área de lo que hoy es el bloque de recuperación secundaria. En Agosto de 2016, fecha en la cual se evaluó la inyección de agua, este yacimiento producía 108 m³/d de líquido, 23 m³/d de petróleo y 10 Mm³/d de gas, con acumuladas de 454 Mm³ de petróleo y 85 MMm³ de gas respectivamente.

El gráfico siguiente (Fig. 16) muestra algunos datos interesantes referentes a la evolución de la producción del Yacimiento Anticlinal Funes. El notable incremento en la producción de petróleo y líquido evidencia que hubo una fuerte campaña de perforación entre los años 2000 y 2006. Durante ese período se perforaron y completaron 26 pozos, de los cuales solo uno de ellos fue productor de gas. Luego, entre los años 2007 y 2008, se hicieron dos reparaciones de pozos con el objetivo de poner en producción reservorios de gas, y es por esto que la producción de gas se incrementa abruptamente, aunque no permanece estable en el tiempo.

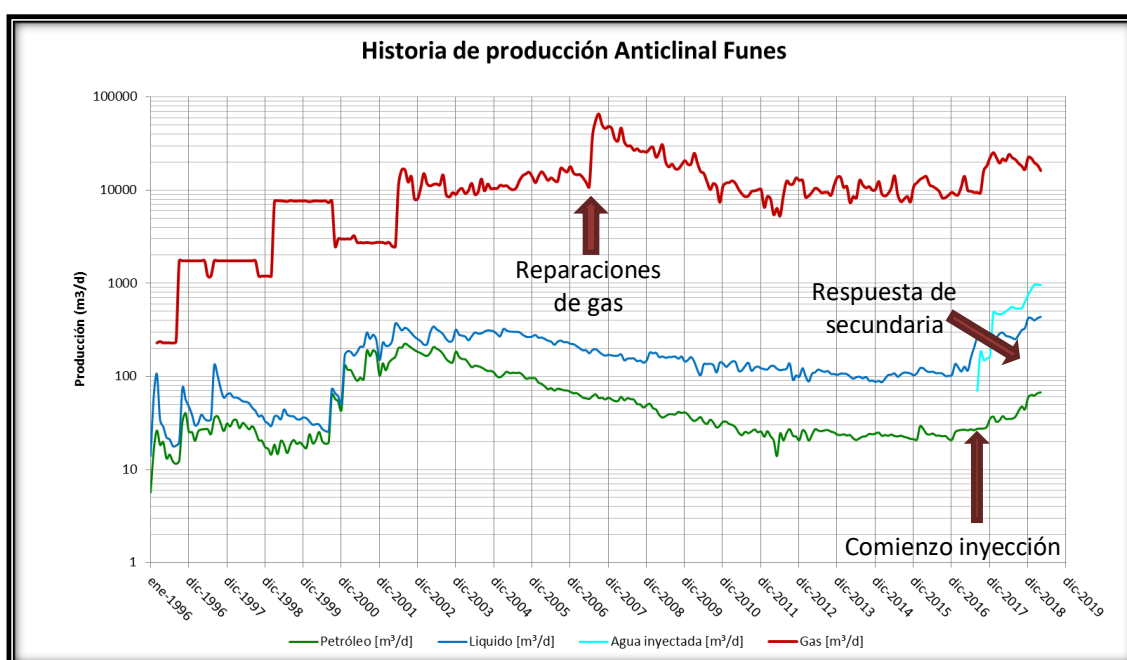


Fig. 16 - Historia de producción del Yacimiento Anticlinal Funes.

Proyecto de Recuperación Secundaria

El proyecto de Recuperación Secundaria (o WF), se encuentra enmarcado dentro del bloque principal del Yacimiento. Este bloque, al momento del inicio del estudio del Proyecto de inyección (Agosto de 2016), estaba conformado por 21 pozos productores, de los cuales el primero (AF-12) se perforó en el año 1988. Los pozos alcanzan profundidades promedio de 1000 mbbp y la zona de interés se encuentra principalmente en la Fm. Bajo Barreal, a profundidades tan someras como 250 mbbp, y se extienden hasta la Fm. Castillo.

Al inicio del estudio, este bloque producía 97 m³/d de fluido y 17 m³/d de petróleo, con una acumulada total de 362 Mm³ de seco, es decir, un promedio de 17,2 Mm³ por pozo (ver Fig. 17). Los caudales de arranque de los pozos de esta zona fueron de 23 m³/d en promedio, con extremos de 2,8 m³/d y 63,5 m³/d. Este proyecto es el primero en implementarse en el área de Anticlinal Funes.

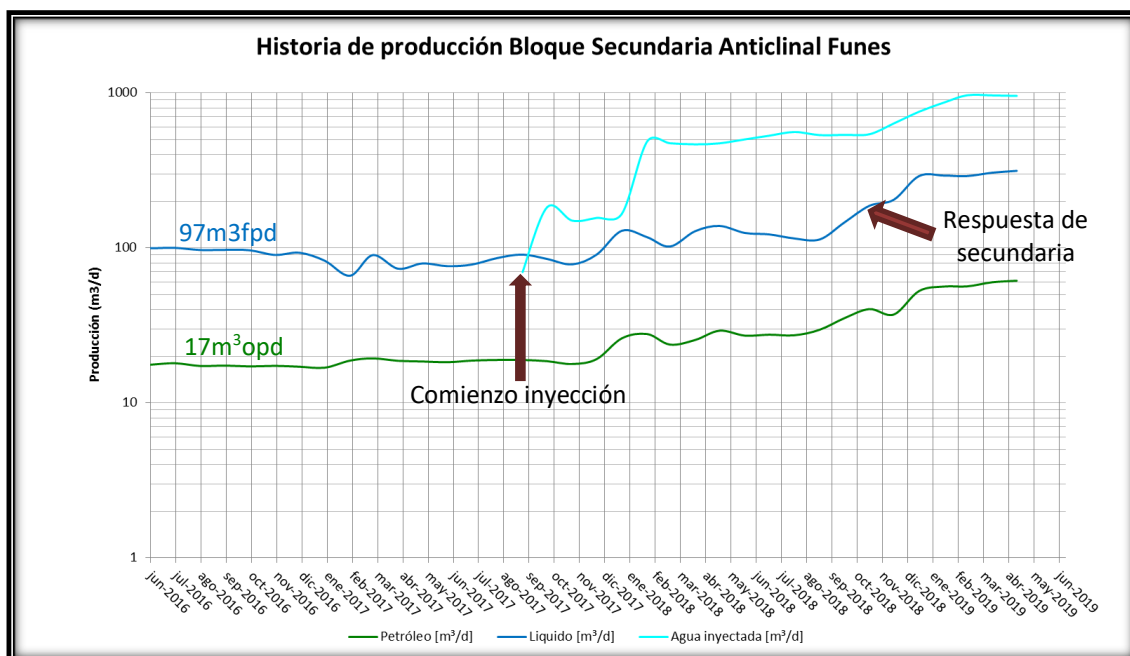


Fig. 17 - Historia de producción del bloque de Recuperación Secundaria.

Modelado petrofísico

Los principales reservorios productivos de petróleo y gas corresponden a la Fm. Bajo Barreal y en menor medida a la Fm. Castillo (ver Fig. 2). Se realizó la petrofísica del proyecto de Anticlinal Funes con el fin de discriminar los reservorios productivos y además se verificó la consistencia de los datos de los perfiles Resistivos (ver Fig. 18), de Potencial Espontáneo (ver Fig. 19) y de Porosidad (ver Fig. 20). También se descartaron los datos obtenidos con mal Caliper.

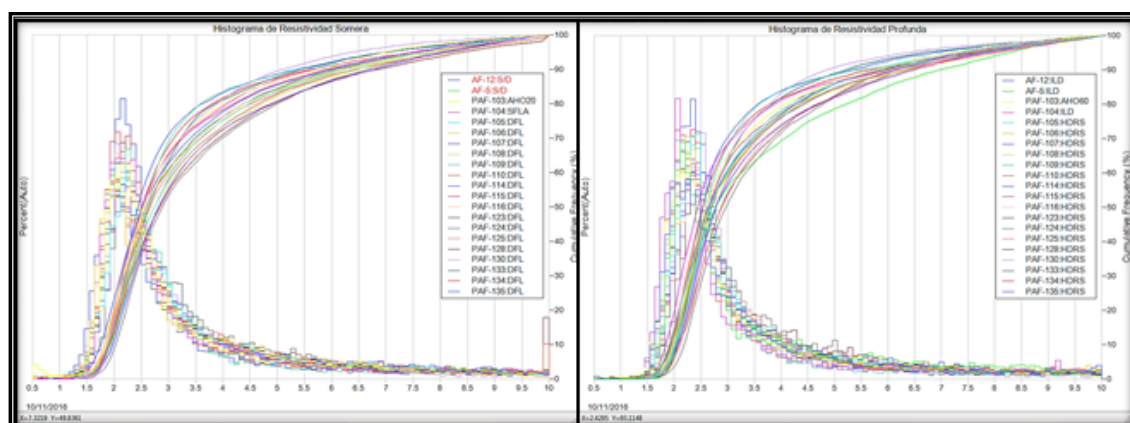


Fig. 18 - Histograma de Resistividad Somera a la izquierda y de Resistividad Profunda a la derecha.

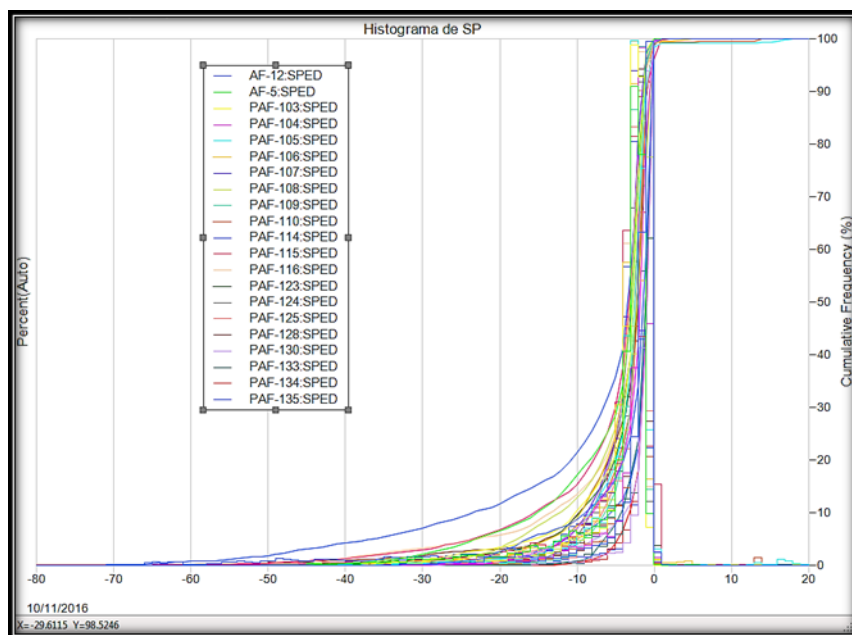


Fig. 19 - Histograma de Potencial Espontáneo.

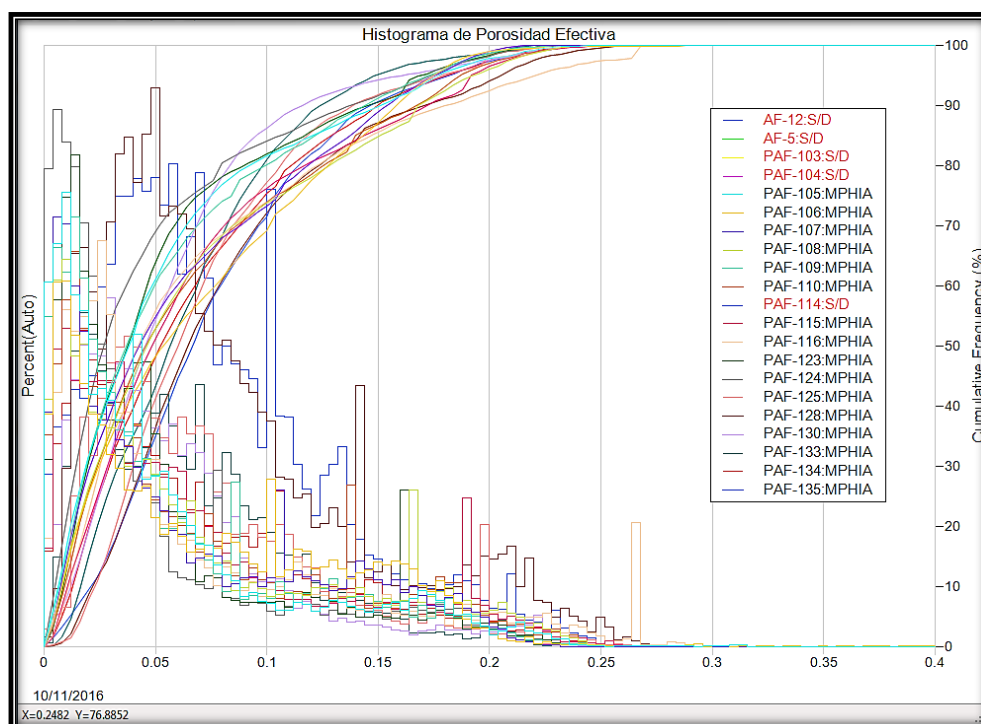


Fig. 20 - Histograma de Porosidad de todo el pozo.

Modelo de porosidades

El bloque cuenta, en la mayoría de los pozos perfilados, con una generación de herramienta de Resonancia Magnética Nuclear (RMN) que no medía porosidad total. Por lo tanto, en el modelo de porosidades, se utilizó directamente la porosidad efectiva.

Además, debido a la resolución vertical de la herramienta (1.5 – 2 m) y a los espesores delgados de los reservorios, se tomó como porosidad de entrada la máxima leída en cada capa.

Modelo de Saturación

Para realizar el Modelo de Saturación y al carecer de datos de Porosidad Total, se descartó la utilización del modelo de Dual Water (modelo establecido en el Proceso Común de Petrofísica Interno). Se realizaron los cálculos para otros modelos y finalmente se decidió utilizar el modelo de Simandoux (ver Fig. 21).

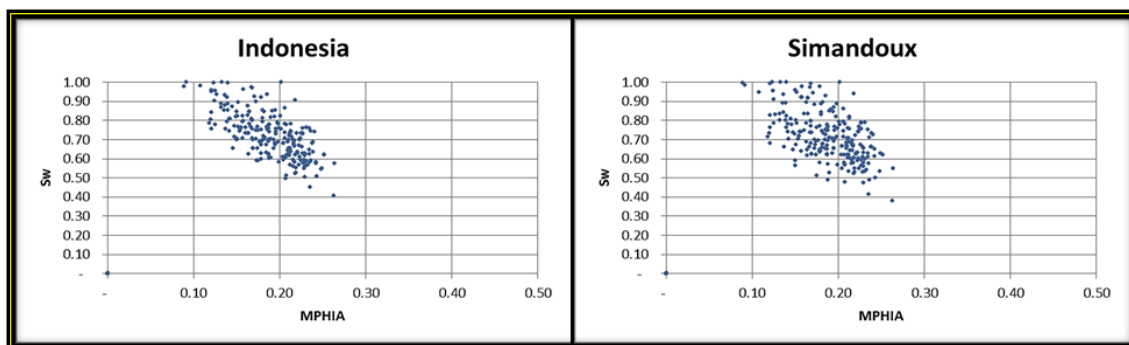


Fig. 21 - Crossplot de Saturación de Agua versus Porosidad Efectiva para modelos Indonesia y Simandoux.

Entonces, los datos de entrada para el análisis petrofísico fueron: la curva de Porosidad Efectiva de RMN, la curva de resistividad profunda de la formación (R_t), la curva de volumen de arcilla (VCL) como indicador de Arcillosidad y la curva de temperatura. Se comenzó con valores eléctricos convencionales para los parámetros “a”, “n” y “m”. El valor de resistividad del agua de formación (RW) fue definido a partir de ensayos con alto caudal de agua y sales estabilizadas.

Si bien puede apreciarse una importante dispersión de valores de salinidad (ver Fig. 22), se definieron entonces dos salinidades representativas, tomando los mejores ensayos de agua. De esta manera, se definió para la Fm. Bajo Barreal una salinidad expresada en ClNa de 8900 ppm con un RW de 0.67 @75°F, y para la Fm. Castillo una salinidad expresada en ClNa de 7200 ppm con un RW de 0.85 @75°F.

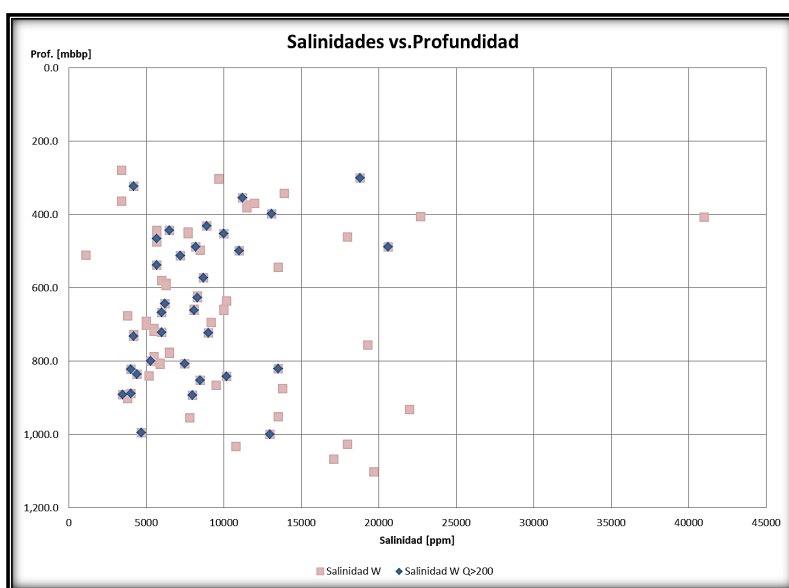


Fig. 22 - Salinidad (ClNa) en función de la profundidad donde se observa que no hay correlación entre la salinidad y la profundidad.

Se cotejaron entonces los datos de saturación de agua obtenidos con estos parámetros con los resultados de los ensayos, y a partir de esa comparación se ajustó m , quedando así definidas tres zonas:

- Zona 1: desde Boca de pozo hasta el techo de la Fm. Castillo el ($RW = 0,6$; $m = 1,85$).
- Zona 2: desde el techo de la Fm. Castillo hasta el *Marker B* ($RW = 0,85$; $m = 1,9$).
- Zona 3: desde el *Marker B* hasta el fondo ($RW = 0,85$, $m = 2$).

Nota: se definió como *Marker B* el punto a partir del cual se observa un brusco incremento de la resistividad (ver Fig. 23).

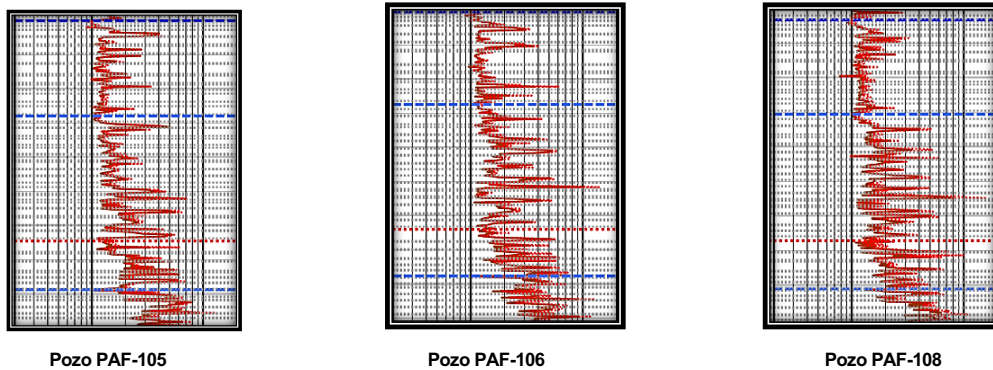


Fig. 23 - Se observa en rojo punteado la definición del *Marker B* para los pozos PAF-105, PAF-106 y PAF-108.

Además, se definieron los cut-off para discriminar entre roca permeable y no permeable (cut-off de Porosidad Efectiva) y entre roca productora de hidrocarburo y roca no productora (cut-off de Saturación de Agua). Para definir estos límites se empleó un Diagrama de Buckle, Saturación de Agua (SW) versus Porosidad Efectiva (MPHIA), tal como se muestra en la Fig. 24.

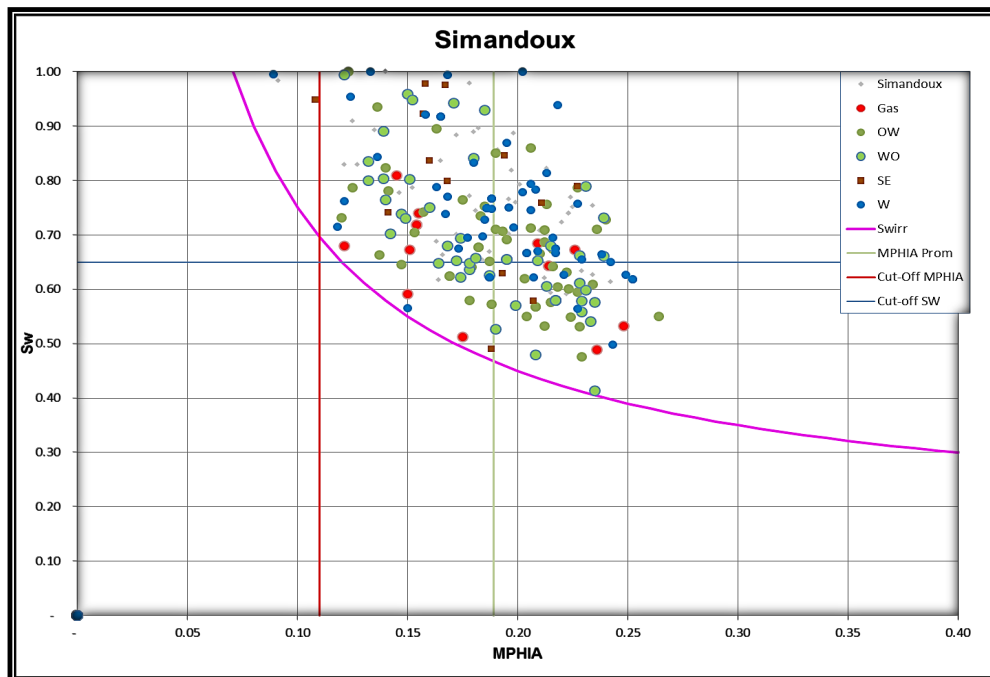


Fig. 24 - Crossplot de Buckle con resultados de Ensayos de pistoneo. (Ensayos de formación de 5h o más). Límites definidos: $PHIE \geq 0.11$ y $SW \leq 0.65$.

Conclusiones del modelado petrofísico

Se obtuvieron ajustes representativos entre los cut-off definidos y los ensayos de pistoneo, y los parámetros necesarios para llevar adelante el estudio de Recuperación Secundaria de la zona. Existe una limitada disponibilidad de perfiles, carencia de control geológico y ningún testigo rotado o corona.

A pesar de la disponibilidad acotada de información de este bloque, especialmente aquella referida a porosidad, los estudios de yacimientos análogos donde se corrieron perfiles de RMN, muestran que los datos son suficientemente representativos para alimentar este modelo.

Modelo Estático

El área de estudio de este proyecto de Recuperación Secundaria está limitada al norte y al oeste por fallas de alto rechazo, encontrándose el desarrollo propuesto en el triángulo que se forma entre ellas. El rectángulo marcado en la Fig. 7 involucra la zona de los pozos del proyecto. Además, pueden verse las fallas principales referidas a un nivel de medio en la columna productiva (*marker M7*).

El análisis del modelo geológico y los resultados de los ensayos de terminación indican que dentro del área de estudio hay treinta y ocho reservorios correlacionados. El 80% del OOIP está concentrado en 17 reservorios. La Fig. 25 muestra esquemáticamente como se distribuyen los OOIP por reservorio.

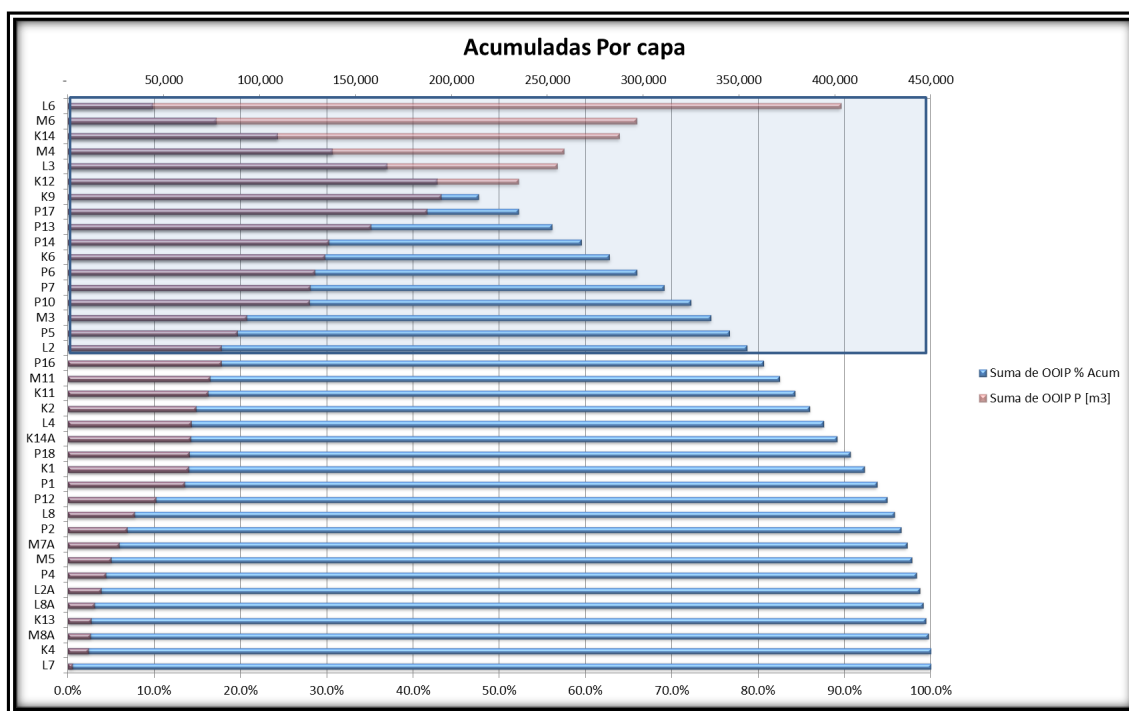


Fig. 25 - Distribución de Petróleo Original In Situ

Definición de las condiciones originales de presión y temperatura

Las condiciones originales para los grupos de reservorios de interés se definieron a partir de la reconstrucción de lo que se interpreta que son los gradientes hidrostáticos y de temperaturas originales.

El gradiente hidrostático de presión se construyó a partir de los datos disponibles de ensayos de presión tomados durante la operación de perfilaje de los pozos de la zona. El gradiente hidrostático adoptado es:

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

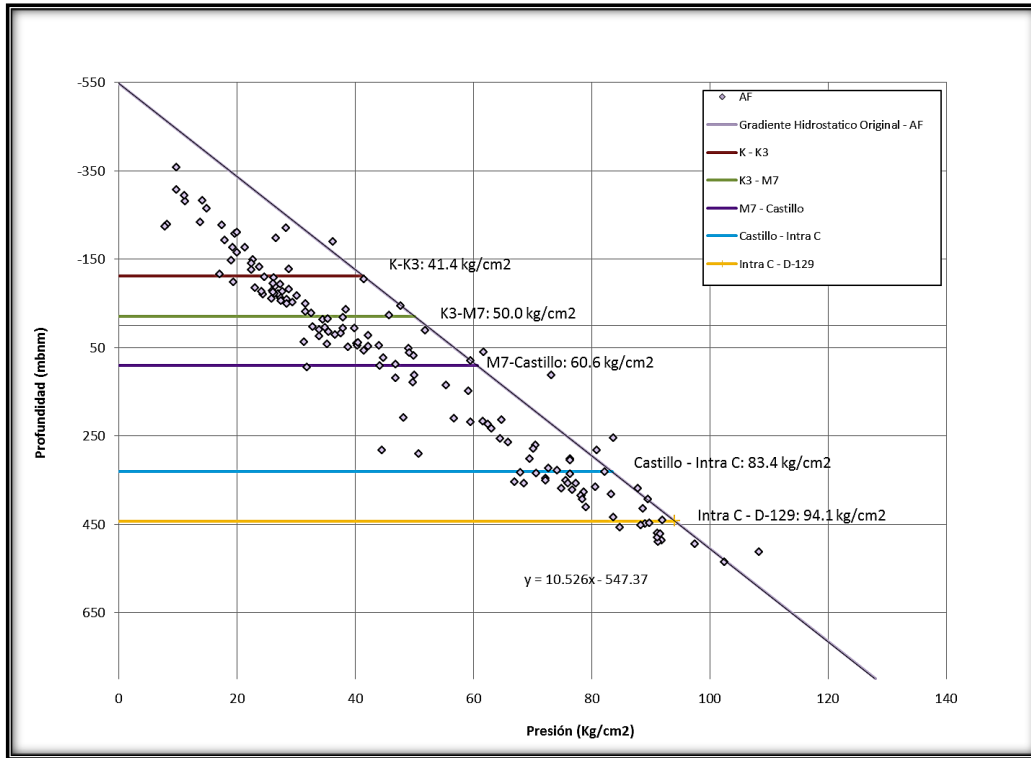


Fig. 26 - Gráfico Presión vs. Profundidad mostrando las presiones medidas en Anticlinal Funes y el gradiente de presión original.

El gradiente de temperatura se definió en función de las temperaturas disponibles de las zonas más cercanas. El gradiente resultante se cotejó con las temperaturas registradas en los perfiles del área de estudio. La ecuación adoptada para construir la curva de temperatura es:

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

Fluidos

Para la determinación de las características de los fluidos se realizó un PVT sintético utilizando como datos de entrada las viscosidades de petróleo de muestras de boca de pozo llevadas a condición de fondo, análisis cromatográficos de gas realizados en pozos sin capas de gas libre y alejadas de casquetes de gas (consideradas como representativas de gas disuelto) y la presión inicial como la presión hidrostática. Debido a la presencia de casquetes de gas, puede afirmarse que se trata de un yacimiento saturado.

Se probó el ajuste de varias correlaciones y, en función de los resultados arrojados por las mismas, se optó por la combinación de ecuaciones que se detallan más abajo.

En las Tablas 1 y 2, se resumen las correlaciones utilizadas y los parámetros PVT obtenidos, respectivamente.

Tabla 1 - Correlaciones utilizadas para los cálculos PVT		
Utilizada en Modulo PVT Sahara	Viscosidad de Petróleo Muerto Viscosidad de Petróleo Saturado Viscosidad de Petróleo Sub-Saturado Rs Bo Z Viscosidad del Gas	Dato Beggs & Robinson Beal Standing Standing Dranchuk & Abu K. Lee et al.
Excel de calculo	Todo el PVT	Correlación de Farina

Tabla 2 - Parámetros PVT											
Grupo	Prof. Prom. [mbbp]	Prof. Prom. [mbnm]	Presión Original [Kg/cm2]	Temp. Original [°C]	°API	μoD [Cp]	Rs	μo @TyP Res [Cp]	μw @TyP Res [Cp]	Boi	Bgi
K-K3	404	-111	42	32	23.6	185	15.14	64.68	0.85	1.0392	0.0244
K3 - M7	502	-12	51	36	23.8	175	18.56	52.24	0.78	1.0504	0.0196
M7-Castillo	610	96	61	41	24.5	154	23.03	38.68	0.72	1.0644	0.0164
Castillo - Intra Cas	845	331	83	51	23.5	188	30.53	34.29	0.60	1.0908	0.0125
Intra Cas - D-129	957	443	94	55	26.6	99	34.38	30.19	0.55	1.1043	0.0112

Modelo dinámico

Para construir el modelo dinámico se siguieron básicamente los siguientes pasos:

- Obtención del Petróleo Original In Situ: se calculó el OOIP (*Original Oil In Place*) a nivel de capa a través de una volumetría a partir de los polígonos de petróleo comprobados.
- Producción de primaria: se proyectaron las producciones de primaria de los pozos declinando cada uno de ellos en función de su historia de producción.
- Prorrato de producción primaria: se prorratoó la producción (existente y futura) de cada pozo a nivel de capa y se totalizaron las producciones acumuladas de manera de obtener la EUR (*Estimated Ultimate Recovery*) por primaria por pozo.
- Validación del OOIP: se totalizaron las EUR a nivel capa y se comparó con el OOIP estimado por volumetría. Se validó que el factor de recobro (FR) obtenido se encuentre dentro de los valores esperados para un bloque de primaria saturado.
- Saturaciones al inicio de la inyección: de la petrofísica se obtuvo la saturación original por capa. En función de la producción proyectada de primaria por capa se calculó la nueva saturación en la cual se encontraría cada reservorio al momento de iniciar la inyección.
- Escenarios de desarrollo: se definió la estrategia de desarrollo y se reflejó la misma en el modelo de la simulación (conversión de pozos productores a inyectores, perforación de nuevos pozos productores y adecuaciones de sistemas de producción de pozos existentes).
- Simulación: el proyecto se simuló con un modelo analítico bajo el método de cálculo de flujo segregado. Las producciones primarias de cálculo (por capa) se cortan en los períodos donde hay inyección de agua.

- *History Matching*: Dado que el modelo no tiene historia de inyección no se realizó *history matching*.
- Producción de agua inicial: la experiencia en bloques análogos de Cerro Dragón, demuestra que la Recuperación Secundaria produce tanto petróleo como agua inicialmente. Por lo tanto, el modelo analítico contempla producción de agua inicial.

Pronósticos de producción

Como se mencionó en párrafos anteriores, para cada uno de los reservorios se obtuvieron las recuperaciones primarias en las condiciones actuales y, a partir de ello, las recuperaciones futuras y los factores de recuperación. Además, a partir de los elementos de flujo establecidos para la simulación, se determinó el OOIP contactado para los reservorios que se inyectan.

En la Tabla 3 se resumen los resultados de recuperación primaria y secundaria para los grupos de reservorios y totalizados para el área de estudio.

Tabla 3 - Recuperación primaria y secundaria del escenario - Fin de concesión			
Grupo	Recuperación Primaria P [Mm³]	Primaria COA* [Mm³]	Incrementales WF [Mm³] P
Marker K -K3	123	125	129
Marker K3 - M7	96	95	50
Marker M7 - Fm. Castillo	91	91	71
Fm. Castillo - Fondo	118	105	118
Totales	428	415	368

*El término COA se refiere a las condiciones de operación actuales.

Consideraciones de la implementación del proyecto

Dado que el bloque Anticlinal Funes no dispone del agua necesaria para implementar un proyecto de recuperación secundaria, resulta indispensable abastecer de agua a esta zona. La estrategia original contemplaba abrir capas con alta producción de agua para poder satisfacer las necesidades. Se realizaron tres intervenciones de pozos productores, en los cuales se punzaron dichas capas, sin embargo los resultados no fueron los esperados: estos pozos declinaron su producción de fluido rápidamente sin lograr los caudales necesarios para cumplir con la demanda. Se optó entonces por una segunda estrategia que implicó el tendido de un ducto de transferencia proveniente de un yacimiento cercano (aproximadamente 13 km de longitud) y un *loop* en este acueducto para aumentar la provisión de agua.

También fue necesario construir una planta de inyección de agua salada (PIAS) y realizar tareas de adecuación en las instalaciones existentes. La PIAS está conformada por un tanque cortador, un pulmón de agua, una bomba de inyección, un tanque ecológico con su respectiva bomba de sumidero y una pileta de emergencia; además se incluyeron los controles necesarios para que la instalación pueda operar. La adecuación de la batería existente consistió en el tendido de una línea de derivación de la producción del separador general al tanque cortador de la PIAS.

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, en la cual la toma de decisiones sea una cascada lógica y constructiva en la integración multidisciplinaria. Se ha visto en este ejemplo como la visión integral de un proyecto generador de valor se centraliza en la sinergia de la tarea grupal.

Si bien al día de la fecha este proyecto integrador se encuentra todavía en vías de implementación, ya se han podido observar interesantes incrementos en la producción del Yacimiento Anticlinal Funes. La producción de petróleo se triplicó en el transcurso de dos años y se espera que continúe creciendo hasta alcanzar los 80 m³/d a medida que los reservorios vayan ganando presión producto de la inyección de agua.

Por otro lado, 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. Esto 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.

Agradecimientos

Los autores agradecen a Pan American Energy y a Petrominera Chubut SE, por haber permitido publicar los ejemplos de este trabajo. Un agradecimiento especial a Lorena Caviglia por su valiosa contribución técnica.

Referencias

Bahorich, M. y Farmer, S., 3-D seismic discontinuity for faults and stratigraphic features: The coherence cube, 1995, SEG, The Leading Edge, October 1995, págs. 1053-1058.

Castagna, J., Burnett, M., Méndez, E., Rodríguez, G., García, L., Vázquez, J. Aviléz, M. y Villaseñor, R., 2003, Application of spectral decomposition to gas basins in México, SEG, The Leading Edge, November 2003, págs. 1130-1134.

Cayo, E., Crovetto, C., Plazibat, S., Stein, J., Díaz, M. T. y Paredes, J., Control tectónico sobre la sedimentación de la formación Mina del Carmen (Albiano) en el yacimiento Cerro Dragón, Cuenca del Golfo de San Jorge, Argentina, 2011, VIII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos del IAPG, págs. 367-388.

Chopra S., Marfurt K. y Misra, S., 2011, Getting more from frequency-enhanced data, The Geophysical Corner, AAPG Explorer, March 2011, pág. 36. (1)

Chopra, S., Misra, S. y Marfurt, K., 2011, Coherence and curvature attributes on preconditioned seismic data: The Leading Edge, 21, April 2011, págs. 386–393. (2)

Leopold, L. y Wolman, M., 1957, River channel patterns braided, meandering and straight, US Geological Survey Professional Paper 282 B, 1957, págs. 39-85.

Partika, G., Gridley, J., y López, J., 1999, Interpretational applications of spectral decomposition in reservoir characterization, The Leading Edge, March 1999, págs. 353-360.

Pérez, D., Yagupsky, D., García, V., Cristallini, E., Soffiantini, J., Martínez, E., López Angriman, A., Czeplowodzki, R. y Crovetto, C., 2008, Análisis estructural del Flanco Oeste (Concesión Anticlinal Grande - Funes), Informe interno UBA-PAE, págs. 1-50.

Ramos, V., Evolución de la Cuenca Golfo San Jorge: Su Estructuración y Régimen Tectónico, Revista de la Asociación Geológica Argentina, Nro. 72, 2015, págs. 12-20.

Rosgen, A., 1996, Protocolo de caracterización hidromorfológica de masas de agua de la categoría ríos, Código: M-R-HMF-2015, Mayo 2017.

Schumm, S., 1982, Evolution and response of the fluvial system, sedimentologic implications, Soc. of Econom. Paleontol. and Mineralogists, Spec. Publ. N° 31, 1982, págs. 19-29.

Taner, M., Schuelke, J., O'Doherty, R., y Baysal, E., 1994, Seismic attributes revisited, SEG, Technical Program Expanded Abstracts, 1994, págs. 1104-1106.

Taner, M., 2001, Seismic Attributes, CSEG, Recorder, September 2001, págs. 49-56.

Vernengo, L. y Trincherro, E., 2015, Application of amplitude volume technique attributes, their variations, and impact, SEG, The Leading Edge, V. 34, N° 10, October 2015, págs. 1246-1253.

Vernengo, L., Trincherro, E., García Torrejón, M. y Rovira, I., 2017, Interpreting Seismic Amplitude Volume Technique Attributes, AAPG, Explorer, Geophysical Corner, April 2017, págs. 22-25.

Breve CV de los Autores

Andrea Montenegro

Andrea Montenegro es Ingeniera Química, graduada en la Universidad Nacional de Mar del Plata. Actualmente, desde Septiembre 2009, se desempeña como Ingeniera de Desarrollo de Reservas del Distrito 5 de la cuenca Golfo San Jorge, en Pan American Energy. Se incorporó a Pan American Energy a fines de 2001. Se desempeñó como Ingeniera de Proyectos e Instalaciones, luego como Ingeniera de Procesos de Operaciones de Gas en la Planta de Tratamiento Zorro durante casi ocho años. Anteriormente trabajó en Arcan Ingeniería, como Ingeniera de Procesos, durante tres años.

Javier Scasso

Javier Scasso es Licenciado en Ciencias Geológicas, graduado en la Universidad de Buenos Aires, tiene 12 años de experiencia en la industria del petróleo. Actualmente se desempeña como Geólogo del Distrito 5 del sector Desarrollo de Reservas, en Pan American Energy. Comenzó su carrera profesional como pasante para el área de Desarrollo de Activos en Occidental Petroleum Argentina, trabajando en las Cuencas Cuyana y de Golfo de San Jorge. Dos años después se incorporó a Pan American Energy, primero trabajando como soporte de aplicaciones y manejo de base de datos para geólogos y geofísicos de toda la compañía, y luego pasando a formar parte del equipo de Desarrollo de Reservas ya desempeñándose como geólogo en distintos distritos de la Cuenca del Golfo de San Jorge.

Eduardo Trinchero

Eduardo Trinchero es Geofísico Especialista de Pan American Energy. Se desempeña en la División Desarrollo de Reservas, Distrito 5. Obtuvo su título de postgrado en Geofísica en la Universidad de Buenos Aires y el postgrado en Interpretación Sísmica en la Universidad Nacional de Cuyo, Mendoza. Eduardo cuenta con más de 35 de experiencia en diferentes aspectos de exploración sísmica y explotación. Tiene una sólida formación en geofísica de desarrollo, interpretación sísmica de yacimientos, atributos, sismoestratigrafía, adquisición y procesamiento. Trabajó en diferentes cuencas en todo el mundo y en diferentes contextos geológicos. Se desempeñó como Gerente de Operaciones en Maracaibo, Venezuela, durante tres años y también como Gerente de Reservorios en Comodoro Rivadavia, durante cuatro años, además de liderar en varias oportunidades equipos multidisciplinarios de G, G & I. Ha publicado numerosos artículos técnicos en revistas especializadas como The Leading Edge (SEG), Explorer (AAPG), Revista de Geociencias Latinoamericanas (EAGE), Recorder (Canadian SEG), GeoHorizons (India SEG), World Oil International y expuso en varios Congresos y Simposios de la SEG, AAPG, AAGyGP, SBGf, en Argentina, Brasil y Estados Unidos, sobre temas tan diversos como la caracterización de yacimientos no convencionales, shale y tight sands, aplicaciones de atributos sísmicos, inversión geoestadística, modelado y planificación de adquisición sísmica, entre otros.

Francisco Blaksley

Francisco Blaksley es Ingeniero Industrial, graduado en la Universidad Austral (2011); realizó la especialización en Producción de Petróleo y Gas Natural en el ITBA (2016). Actualmente se desempeña como Ingeniero de Reservorios Semi-Senior en Pan American Energy, desde Agosto de 2015. Ingresó a Pan American Energy en 2012, donde trabajó para diversos sectores: Supply Chain, asistente del COO y producción. Ha participado en distintos proyectos, tanto de Producción Primaria como de Recuperación Secundaria, en la Cuenca del Golfo San Jorge.