

VISUALIZACIÓN SÍSMICA Y CARACTERIZACIÓN GEOLÓGICA DE RESERVORIOS DE ORIGEN FLUVIAL. YACIMIENTO EL VALLE, PCIA DE SANTA CRUZ, ARGENTINA.

Costantino, Diego; Fault Dynamics Research Group, d.costantino@es.rhul.ac.uk
Crovetto, Carolina; PAE, ccrovetto@pan-energy.com
Ronanduan, Guillermo; PAE, gronanduanopuig@pan-energy.com
Schiuma, Ariel; PAE, aschiuma@pan-energy.com

Sumario

Resulta claro que una adecuada integración de las modernas técnicas de visualización a partir de los registros sísmicos 3-D y la interpretación geológica básica realizada a partir de perfiles de pozos y datos de reservorio, resultan todavía irremplazables al momento de estimar reservas y recursos de hidrocarburos y en la planificación de la prospección y desarrollo de los mismos.

En el caso de la Cuenca del Golfo San Jorge, donde los mecanismos de entrapamiento son de tipo combinado, el no reconocimiento de la variable estratigráfica podría conducir a suponer la existencia de supuestas “anomalías” en las distribuciones de fluidos, fácilmente explicables de considerarse las variaciones laterales en las propiedades petrofísicas características de los cuerpos arenosos depositados en ambientes fluviales.

Ubicación y antecedentes

El área de estudio está ubicada al Sur de la localidad de Koluel Kaike y del yacimiento homónimo, y es uno de los que cuentan con una más larga y rica historia productiva en esta parte de la cuenca. (Figura 1).

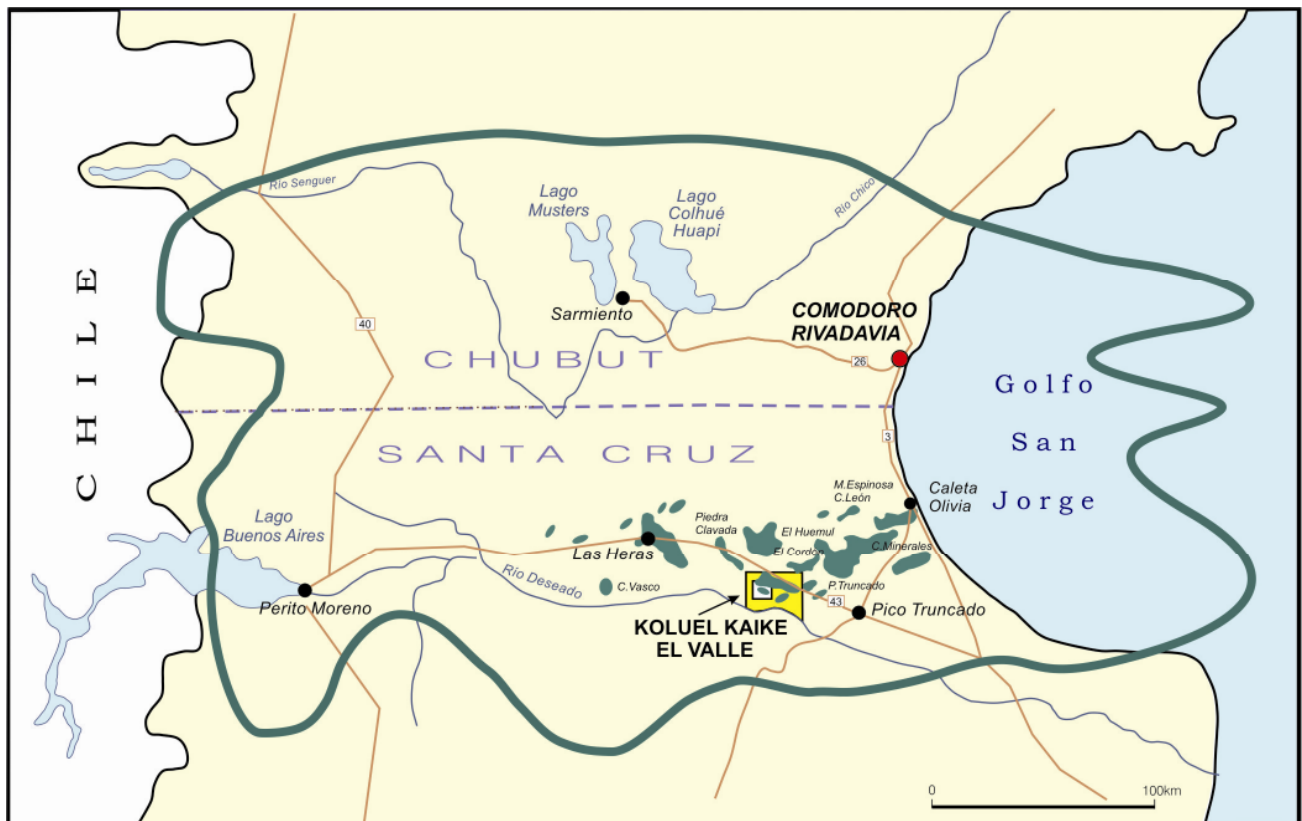


Figura 1 – Ubicación del área Koluel Kaike – El Valle

Desde el punto de vista fisiográfico estamos situados en los niveles aterrazados que constituían la antigua planicie de inundación del río Deseado, cuyo angosto cauce actual discurre algunos kilómetros hacia el sur. Los primeros pozos exploratorios perforados por YPF en el área en los años 60, no hallaron condiciones de interés para ulteriores desarrollos al igual que la actividad llevada a cabo por la empresa Perez Companc en la década de los 80, donde las condiciones de baja productividad encontradas llevaron a un nuevo período prolongado de inactividad en el área.

Durante el año 2005 Pan American Energy registró sísmica 3-D en toda el área a partir de cuya interpretación se perforaron dos pozos en diferentes áreas del bloque durante el período 2005/06.

Desde el 2006 se perforaron alrededor de 12 nuevos pozos los cuales mostraron resultados que permitieron enfocar el desarrollo y análisis en el sector central del área y que constituye el objeto del estudio.

Elementos del sistema petrolero

En la cuenca del Golfo San Jorge se pueden distinguir a grandes rasgos dos sectores bien diferenciados de acuerdo a su estilo tectónico, uno occidental con una etapa distensiva correspondiente a la fase de rift que dio origen a la apertura de la cuenca, modificada por los fenómenos compresivos relacionados con la orogenia andina y la parte oriental netamente extensional dentro del cual se encuentra comprendida el área de interés. Las fallas son de tipo normal de rumbo predominante Oeste-Este y con rechazos variables de pocos metros a centenares de metros como se observa en la gran falla maestra que limita el bloque hacia el Norte y con un activo comportamiento en la etapa de apertura y relleno de la cuenca (Figuras 2 y 3). (Figari et al, 1999; Fitzgerald et al, 1990; Schelling, 1997 y Wavrek et al , 1997).

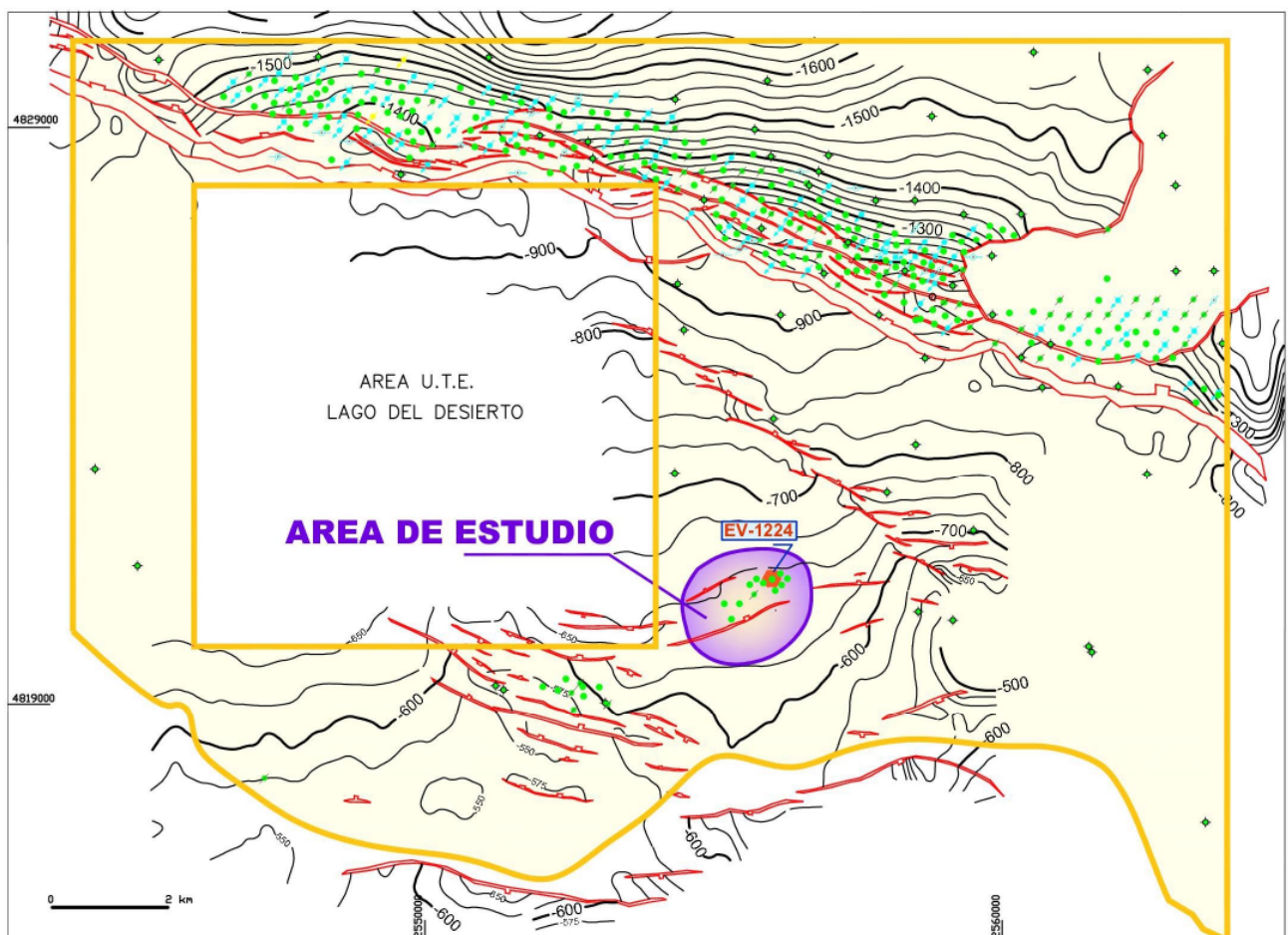


Figura 2 – Mapa estructural del área Koluel Kaike – El Valle al tope de Fm. Mina del Carmen

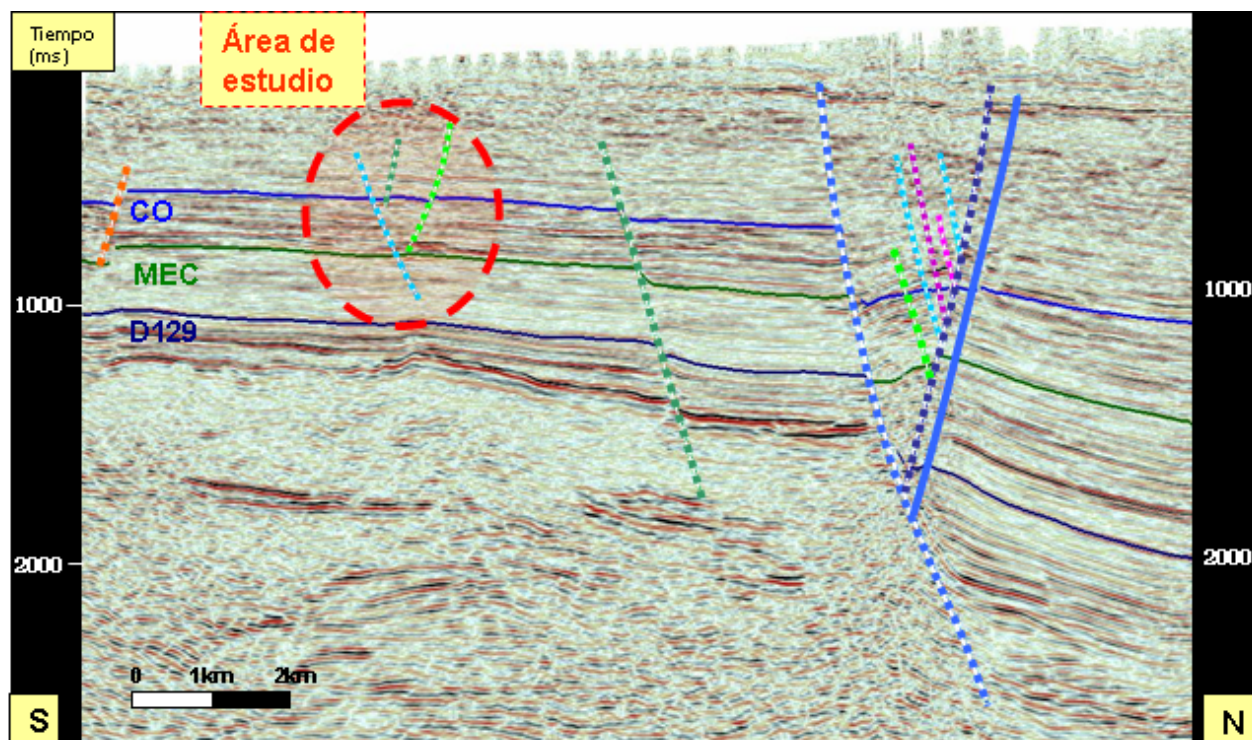


Figura 3 – Línea sísmica S-N a través del área Koluel Kaike – El Valle. Los horizontes representan el tope del Mb. Caleta Olivia, (**CO**, Fm. Cañadón Seco), el tope de Fm. Mina del Carmen, (**MEC**), y el tope de Fm. Pozo D-129, (**D129**). La ubicación de la línea se indica en la Figura 2.

Las fallas han desempeñado un rol fundamental para la existencia del sistema petrolero, dado que constituyeron las vías de migración para los hidrocarburos generados así como también controlaron la concentración y dispersión de los mismos.

La roca generadora de los hidrocarburos presentes en esta parte de la cuenca son las pelitas bituminosas de origen lagunar de la formación Pozo D-129.

Las rocas reservorio se localizan en niveles arenosos de las formaciones Mina del Carmen y Cañadón Seco y consisten de areniscas de granulometrías variables y con diferente participación de pelitas clásticas y elementos piroclásticos que condicionan fuertemente sus aptitudes como reservorios. Constituyen cuerpos a veces amalgamados de aspecto tabular y a veces lenticular depositados por sistemas fluviales de baja sinuosidad en forma de barras o rellenos de canales en franjas de anchos que difícilmente superen el kilómetro dentro del área de estudio.

Los sellos verticales y laterales están dados por fangolitas, tobas y tufitas que rodean a los cuerpos arenosos. (Figari et al, 1999; Fitzgerald et al, 1990; Schelling, 1997, Wavrek et al, 1997 y Varios autores en Simposio Rocas Reservorio de Argentina, 2002).

La columna estratigráfica simplificada se muestra en la Figura 4 y un perfil tipo con indicación de las diferentes unidades en la Figura 5.

TIEMPO			10 ⁶ AÑO	U N I D A D E S	LITOLOGIA	AMBIENTE DEPOSITIONAL	HC	
QUATERNARIO				Fm. TEHUELCHÉ	Gravas arenosas - Areniscas - Tobas	CONTINENTAL		
TERCIARIO				Fm. PATAGONIA Fm. SARMIENTO Fm. RIO CHICO Fm. SALAMANCA	Areniscas y Fangolitas Tobas y Fangolitas Areniscas y Fangolitas Glauconíticas y Fangolíticas	MARINO CONTINENTAL CONTINENTAL MARINO		
CRETACICO	Superior	SENONIANO	65					
			76		Fm. MESETA ESPINOSA	Fangolitas y Areniscas	CONTINENTAL FLUVIAL	
			85					
			88.5					
	Inferior		89.5		Fm. CAÑADON SECO	Areniscas y Fangolitas	CONTINENTAL FLUVIAL	
			92					
			96		Fm. MINA DEL CARMEN	Areniscas y Fangolitas Tuiticas Tobas	CONTINENTAL FLUVIAL	
			108					
			113		Fm. POZO D-129	Lutitas Negras - Colizas Oolíticas Fangolitas y Tobas. Areniscas Tobaceas	CONTINENTAL LACUSTRE-FLUVIAL	
			117					
			121		POZO Co.GUADAL es-1 Fm	Areniscas y Lutitas	DELTAICO FANDELTA	
			128		POZO ANTICLINAL AGUADA	Lutitas oscuras	LACUSTRE	
	JURASSICO	MALM	133					
			138					
DOGGER		146		BANDERA x-1				
		152						
		157						
		165		BAHÍA LAURA Gr	Rocas Volcanicas (Andesitas , Riolitas)			
		172						
		179						
LIAS		187						
		193						

GAS

GAS Y PETRÓLEO

ROCA GENERADORA

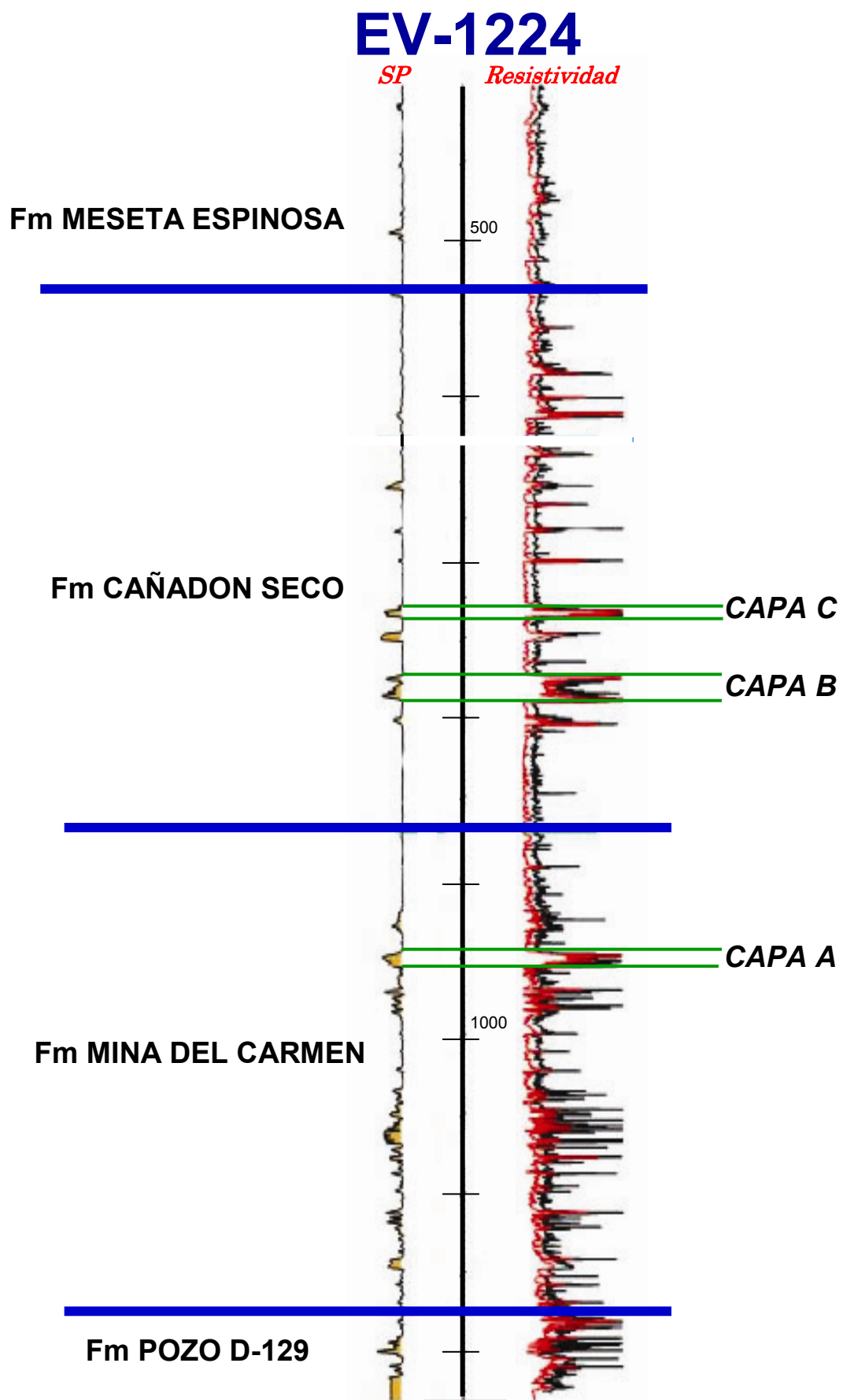


Figura 5 – Perfil tipo, zona de interés pozo EV-1224

Visualización de cuerpos arenosos a partir del dato sísmico

A partir del cubo de amplitudes sísmicas se realizó en primer lugar una interpretación estructural para identificar los principales lineamientos del área. Dada la buena calidad de señal sísmica recogida se pudo realizar un análisis estratigráfico detallado mediante la utilización de diferentes atributos sísmicos.

Los eventos estratigráficos pueden detectarse en la imagen sísmica debido al contraste de impedancias acústicas que se producen entre el material elástico grueso de la barra o relleno del canal, en éste caso fluvial y los elásticos finos de la planicie de inundación, generándose una interfase a partir de la cual se producen reflexiones de las ondas sísmicas.

El espesor mínimo detectable depende de la resolución sísmica la cual disminuye con la profundidad. En el caso del área estudiada la resolución sísmica puede estimarse en el orden de los 15m detectándose principalmente apilamientos de arenas y raramente canales individuales. En nuestro caso, y dados los espesores involucrados, se trataría de cuerpos unitarios de gran heterogeneidad vertical.

Para este trabajo se utilizaron cubos de coherencia, horizontes de coherencia sobre los niveles de interés, extracciones de amplitudes máximas (picos y valles), descomposición espectral, etc.

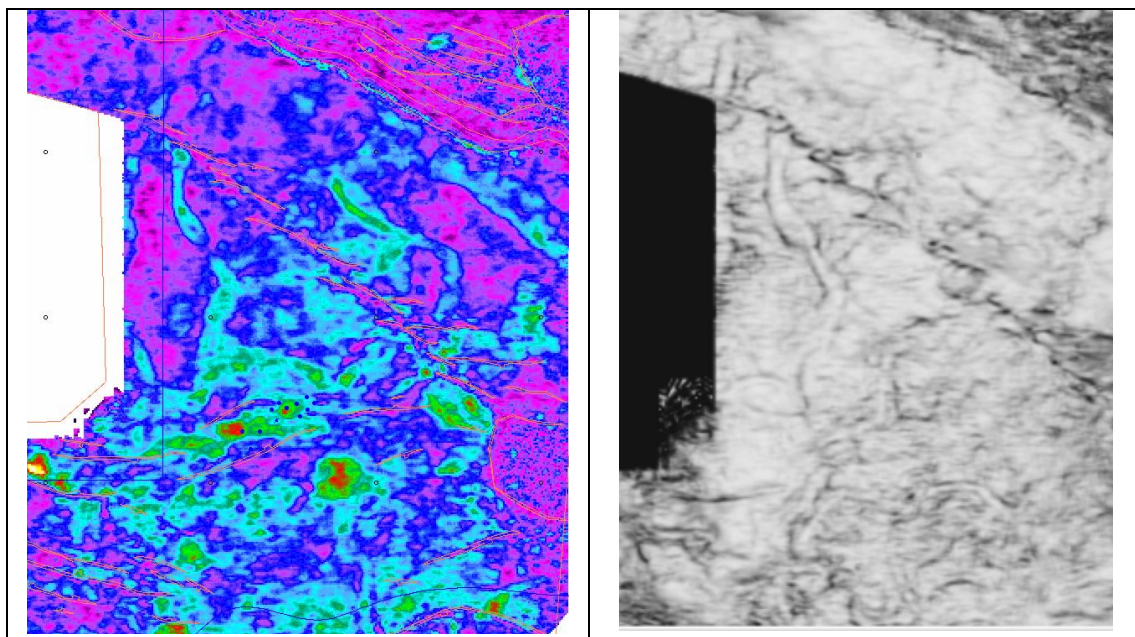
Todos los eventos identificados fueron puestos en profundidad mediante el empleo del perfil sísmico vertical (VSP), registrado en el pozo EV-1224.

Los depósitos de origen fluvial se detectan gracias a diversos efectos de distorsión que generan sobre la imagen sísmica. Cuando los cuerpos son de escasa potencia predomina el efecto de “tuning” por el cual las capas delgadas sintonizan las reflexiones provenientes de la base y techo generando un pico de máxima amplitud, positiva o negativa, que se presenta como un punto brillante en la imagen, en general sin pérdida de continuidad lateral.

Para lograr una visualización correcta, se interpretaron algunos horizontes de interés y a partir de ellos se realizaron extracciones de amplitud (picos, valles y RMS) en ventanas de 20 milisegundos barriendo todo el intervalo de interés. Las imágenes detectadas en cada ventana corresponden a intervalos estratigráficamente equivalentes ya que para efectuar cada extracción se horizontaliza el reflector de referencia.

Otra forma de visualización considerada para el análisis estratigráfico ha sido el empleo de cubos de coherencia los cuales revelan la presencia de cuerpos de mayor espesor. Un cubo de coherencia mide la similitud entre trazas sísmicas adyacentes detectando fácilmente discontinuidades debidas a fallas o diferencias estratigráficas. Cuando se emplean para detección de estas últimas, generalmente se utilizan ventanas de comparación de trazas de pocos milisegundos para resaltar las diferencias de menor orden.

En éste caso se emplearon ventanas de 24 ms y la identificación de las secciones correspondientes a depósitos clásticos gruesos se realizó cortando el cubo mediante “time slices” y “horizon slices” los cuales permiten la obtención de imágenes para la misma superficie cronoestratigráfica. (Figura 6 b).



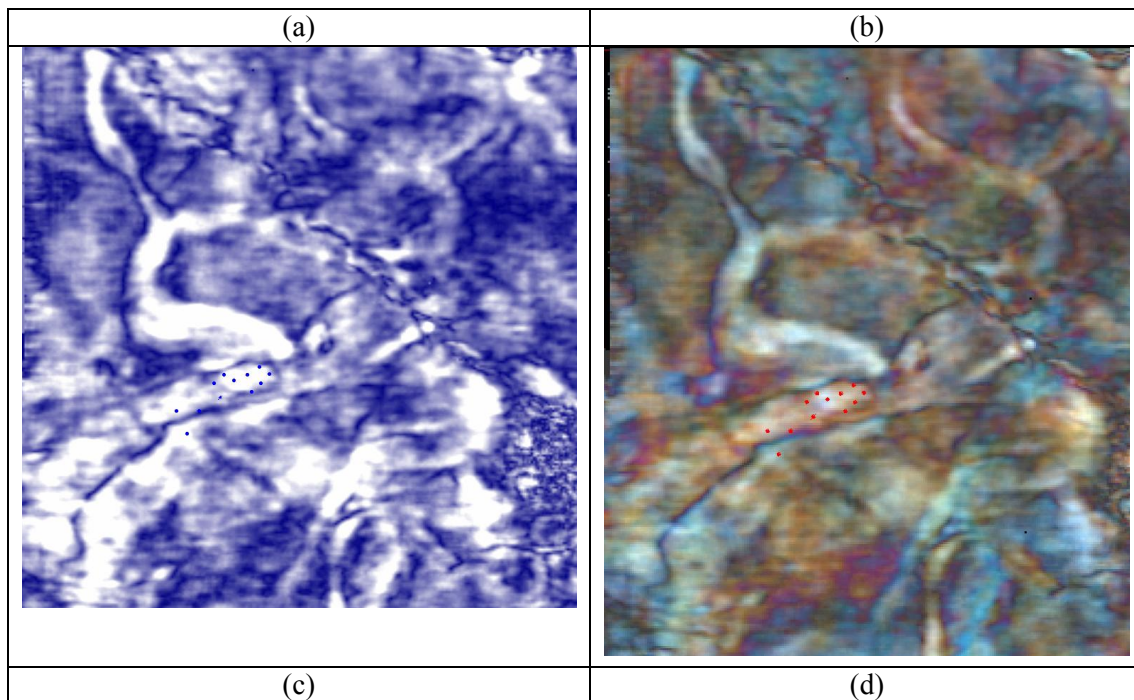


Figura 6 – Ejemplo de visualización de cuerpos fluviales mediante atributos sísmicos. (a) Amplitud promedio, 20ms sobre MEC. (b) Time slice de un cubo de coherencia, 20ms sobre MEC. (c) Descomposición espectral, cubo de amplitudes para 32 Hz, 18ms sobre MEC. (d) RGB blending de 20, 32 y 40 Hz, 22ms sobre MEC.

También se utilizó la descomposición espectral en donde el cubo de amplitudes sísmicas es dividido en cubos de frecuencias particulares en los cuales se sintonizan mejor eventos geológicos de diferentes espesores. Los eventos de poco espesor resaltan bien en los cubos de altas frecuencias mientras que los mayores en los de bajas frecuencias. La frecuencia de sintonización se relaciona en forma inversa al espesor del cuerpo sintonizado. (Figura 6 c).

La descomposición espectral (SD) se calcula referida a un horizonte de interés resultando las trazas sísmicas horizontalizadas al mismo, por lo que nuevamente las imágenes así obtenidas corresponden al mismo tiempo depositacional. En éste estudio se calcularon cubos de 20, 24, 28, 32, 36 y 40 Hz referidos a un horizonte continuo cercano al tope de Fm. Mina del Carmen, abarcando una ventana de 400 ms alrededor del mismo de forma de abarcar toda la zona de interés; la ventana de cálculo fue de 64 ms. Las imágenes obtenidas en los slices del cubo de SD pueden visualizarse en forma directa para las distintas frecuencias o también pueden generarse superposiciones de slices de distintas frecuencias (RGB blending) para resaltar mejor algunos eventos. (Figura 6 d).

Mediante el empleo de las técnicas descritas se lograron identificar numerosos rasgos aparentemente de origen fluvial, de direcciones predominantes Sur-Norte tanto dentro de Fm. Mina del Carmen como Cañadón Seco, que se aprecian en la Figura 6.

Del análisis anterior surgieron una serie de elementos estratigráficos de aparente continuidad lateral y buena resolución vertical que sirvieron como sustento para decidir la perforación de nuevos pozos.

Lineamientos básicos para propuesta de pozos

La existencia de pozos de condiciones productivas no demasiado definidas junto con algunos buenos resultados obtenidos a partir de reparaciones de pozos, llevaron a la decisión de adquirir sísmica 3-D, lo cual resultó un factor fundamental en el establecimiento de los objetivos de la propuesta de pozo. En la Figura 7 se muestran los rasgos sísmicos sobre los que se basó la propuesta del pozo EV-1224 y su buena correlación con el pozo perforado.

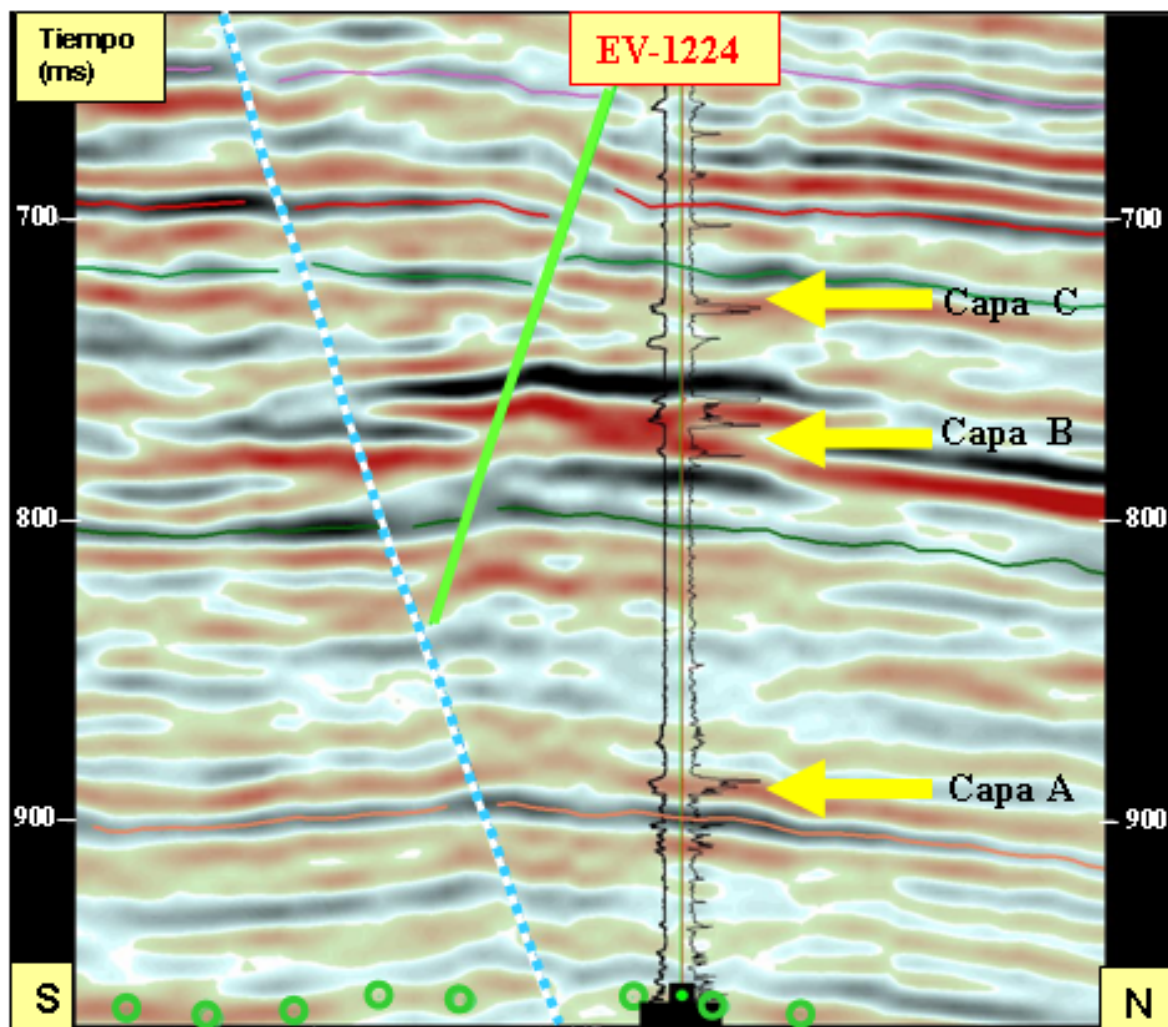


Figura 7 – Línea sísmica S-N mostrando la estrecha relación entre amplitudes sísmicas y las principales capas productivas en el pozo EV-1224

Se observa una excelente correlación entre el dato sísmico utilizado como punto de partida y la respuesta de los perfiles en el pozo real. Afortunadamente, en todos los casos aquellas figuras identificadas como anomalías de amplitud de origen incierto, resultaron ser cuerpos arenosos cargados con hidrocarburos.

El buen resultado obtenido con este sondeo llevó a un incremento en la actividad de perforación en la zona, obteniéndose información que permitió el ajuste del modelo sísmico y la concreción del esquema geológico. A continuación describiremos en detalle los tres de los principales niveles productivos, dos de ellos identificados mediante atributos sísmicos, los cuales han sido correlacionados en los pozos y sirvieron de base para la obtención de los mapas de distribuciones de fluidos en estas capas.

Capa A

En la Figura 8 se muestra la distribución del cuerpo fluvial asociado con la capa A, productiva en todos los pozos perforados en el área. Pueden observarse varios canales menores que corren paralelos o son tributarios del canal principal, el cual se resuelve al sur en un sistema tipo abanico.

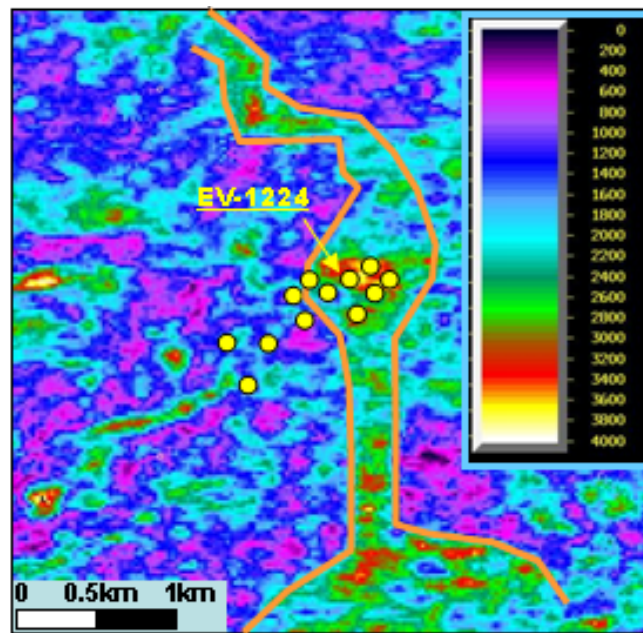


Figura 8 - Máxima amplitud positiva correspondiente a la capa A en la Fm. Mina del Carmen.

Capa B

La Capa B se identificó claramente en las imágenes sísmicas, y fue de hecho una de las responsables del inicio del desarrollo en el área. Se trata de una superposición de dos cuerpos canalizados, uno meandriforme por debajo y otro de fisonomía más recta por encima, los cuales sintonizan en la imagen sísmica con muy alta amplitud, como puede verse en todas las imágenes de la Figura 6. En la Figura 9(a), un horizon slice a 10ms sobre el tope de Fm. Mina del Carmen, (MEC), muestra claramente el canal meandriforme y una interpretación, en donde se ve que la mayoría de los pozos se encuentran ubicados dentro del “point bar” del mismo. Una línea sísmica O-E se muestra en la Figura 9(b) donde se resaltan las amplitudes correspondientes a esta acumulación de arenas.

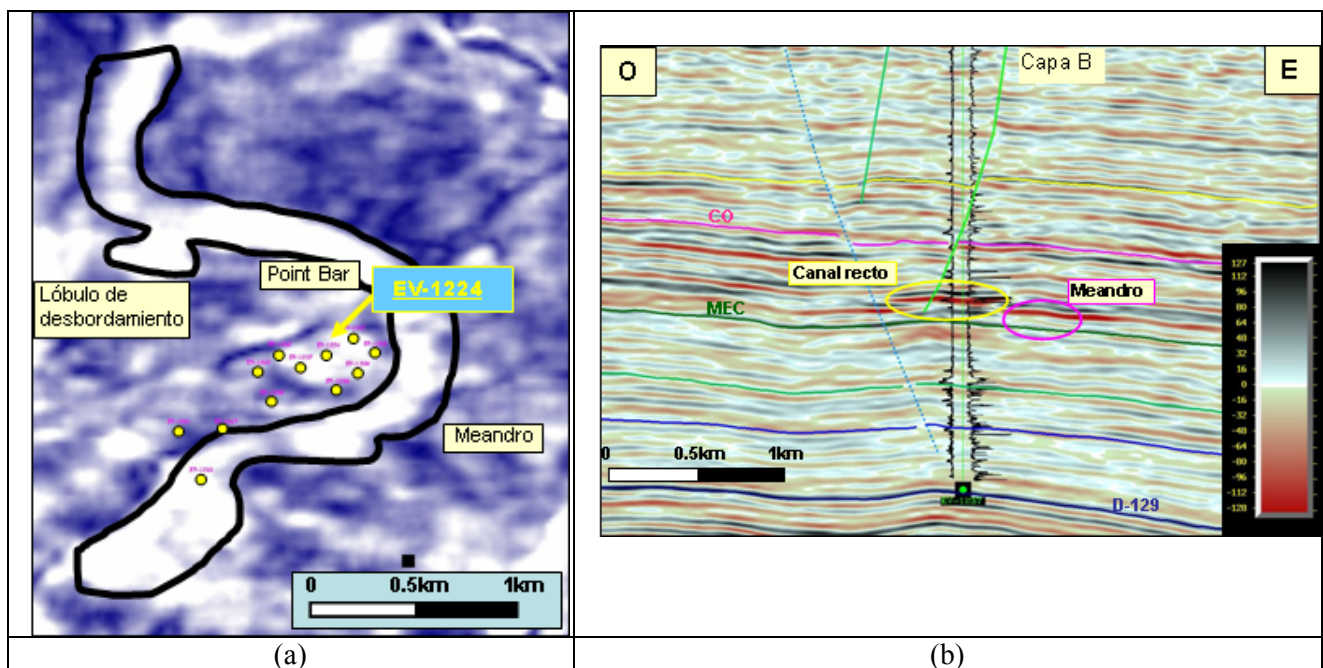


Figura 9 - (a) SD 32 Hz, 10 ms sobre MEC. Interpretación de un canal meandriforme, su point bar y un lóbulo de desbordamiento, Fm. Cañadón Seco. (b) Línea sísmica mostrando las respuestas de los canales mostrados en 9(a).

Capa C

La capa C, la más somera de todas, no se resuelve en forma muy clara mediante la sísmica por ninguno de los métodos antes mencionados por lo cual solo se la cita aquí ya que constituye uno de los cuerpos productivos importantes del área, perfectamente reconocible en los perfiles de pozo, pero prácticamente invisible para la resolución sísmica.

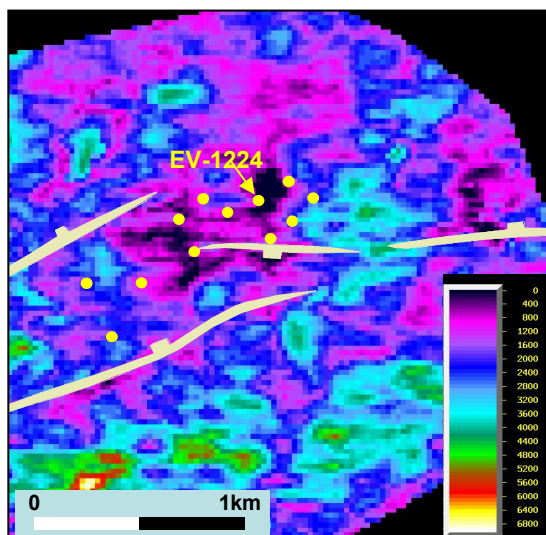


Figura 10 – (a) Máxima amplitud positiva para la capa C, correspondiente a la Fm. Cañadón Seco.

Geología de los cuerpos reservorio

Luego de un inicio alentador a partir del resultado obtenido con el pozo EV-1224, se perforaron en el período 2007 al 2009 nueve sondeos en el área de estudio.

En la Figura 11 se muestra una línea sísmica O-E con los perfiles de algunos de esos pozos, en donde se observa la excelente correlación entre los eventos sísmicos y los cuerpos arenosos definidos en los distintos pozos.

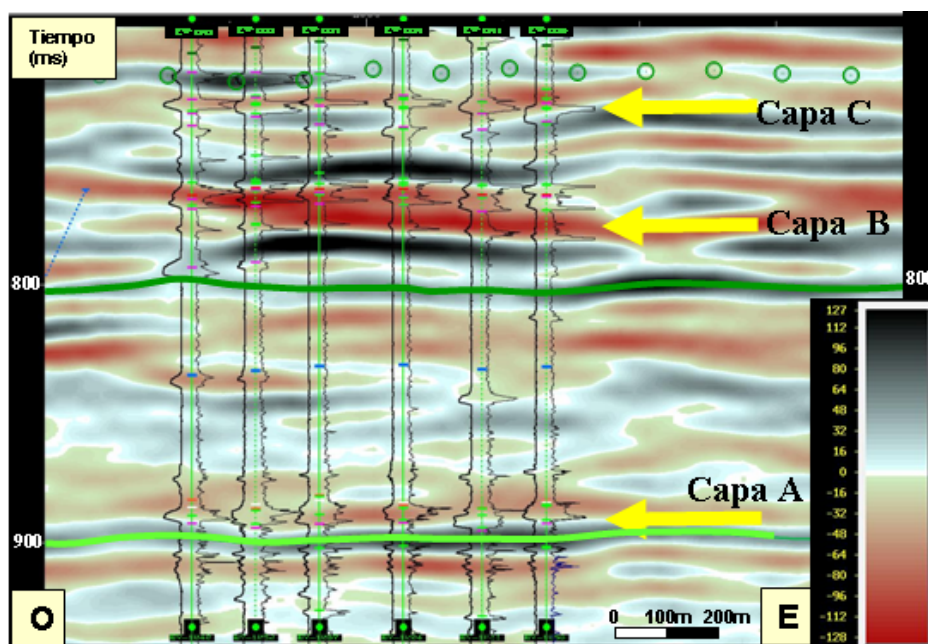


Figura 11 – Línea sísmica O-E mostrando los perfiles de pozos y las capas productivas principales.

Los aspectos generales respecto a las características y comportamiento de los reservorios del área considerada, pueden resumirse de esta manera:

- a- Escaso número de niveles productivos por pozo; generalmente son tres los principales, siempre los mismos, con apariciones eventuales y en forma algo aleatoria de algún otro nivel productivo.
- b- Respuesta no convencional de los perfiles de pozo en cuanto a las propiedades eléctricas y porosidades de los reservorios y la respuesta productiva de los mismos, comparado con lo que resulta habitual en la cuenca.
- c- No se cuenta con suficientes datos como para caracterizar litológicamente los cuerpos, pero se puede observar en algunas muestras tomadas de la pared del pozo, que se trataría de areniscas y areniscas tobáceas de grano grueso e incluso conglomerádicas. Estas granulometrías podrían ser parte de la explicación por los contactos abruptos de fluidos encontrados en algunos de los cuerpos.
- d- Las presiones originales de los reservorios se sitúan entre un 5 a un 20% por encima de la hidrostática, valores estos que resultan anómalos a escala general de la cuenca, pero no si los comparamos con otros campos situados en posiciones regionales equivalentes.
- e- Se pueden inferir de acuerdo a la observación de los distintos comportamientos productivos y del análisis de las presiones obtenidas durante la perforación de los pozos, ejemplos de variaciones laterales en las condiciones petrofísicas, las cuales explicarían supuestas incongruencias en la distribuciones de presiones, fuerte control estructural sobre la distribución de fluidos y en algunos casos la presencia de acuíferos activos que actuarían como un mantenimiento natural de la presión de reservorio.
- f- Debido a las dudas existentes sobre las condiciones de conectividad de los reservorios a efectos de la implementación de un proyecto de inyección de agua, el mismo fue pospuesto hasta contar con mayor y mejor información sobre el funcionamiento del sistema.

A continuación presentaremos brevemente un análisis de algunos de estos aspectos para las dos capas productivas principales.

Contactos netos de fluidos

En la Figura 12 se muestra la estructura con distribución de fluidos asociada de la capa A, a partir de los resultados de ensayos de pozos y datos de presión de reservorio. Se puede apreciar que la estructura consiste en un homoclinal con muy suave pendiente hacia el Norte, solo visible a partir del detalle obtenido a partir de la correlación de pozos y donde un desnivel de solo dos metros en la cota estructural produce el pasaje neto de la zona con petróleo al acuífero subyacente con ausencia casi total de cualquier zona transicional. Dado que el intervalo fue fracturado, esta operación podría haber facilitado la irrupción del agua subyacente. (Figura 13).

La existencia de contactos netos puede explicarse por la presencia de macroporosidad producto ya sea de la granulometría de la roca en sí misma o bien por la presencia de algún tipo de porosidad secundaria producto de episodios post-deposicionales.

Se infirió la presencia de desvinculaciones hidráulicas laterales ante la presencia de anomalías en la distribución de fluidos, como es el caso de los pozos EV-1056 y EV-1047 con gas ubicado estructura abajo de petróleo.

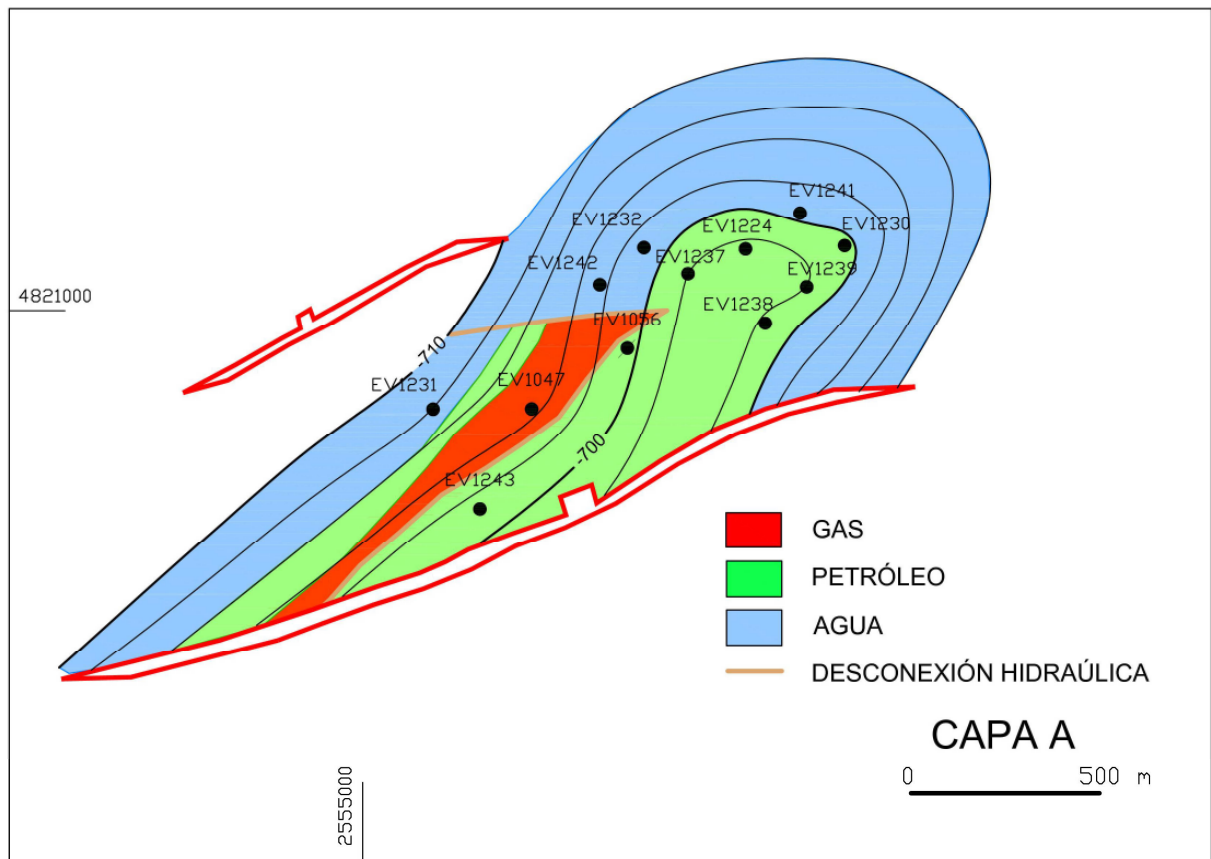


Figura 12 - Mapa mostrando estructura y distribución de fluidos de la capa A.

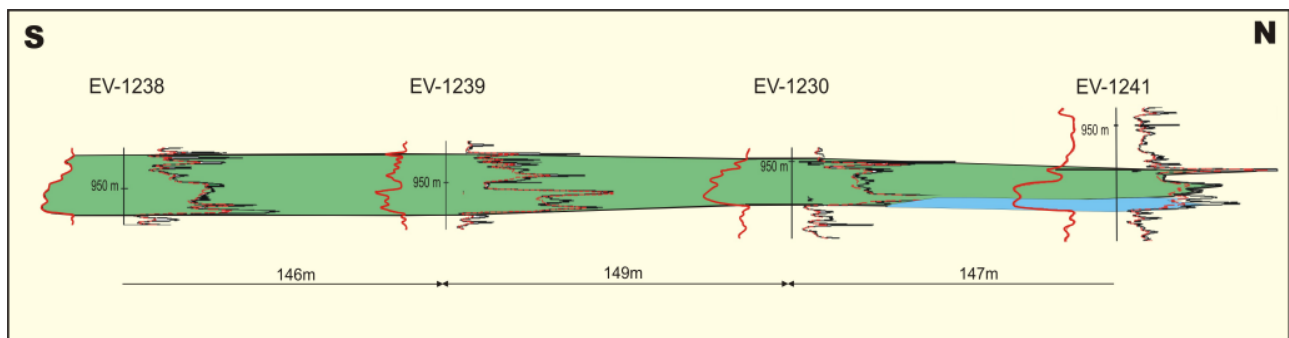


Figura 13 - Corte estructural Sur-Norte mostrando distribución de fluidos para la capa A.

En la Figura 14 se pueden visualizar las características generales de la capa A en un set convencional de perfiles de inducción eléctrica y resonancia magnética. Resalta el espesor total del intervalo arenoso y la heterogeneidad vertical desde el punto de vista litológico y petrofísico.

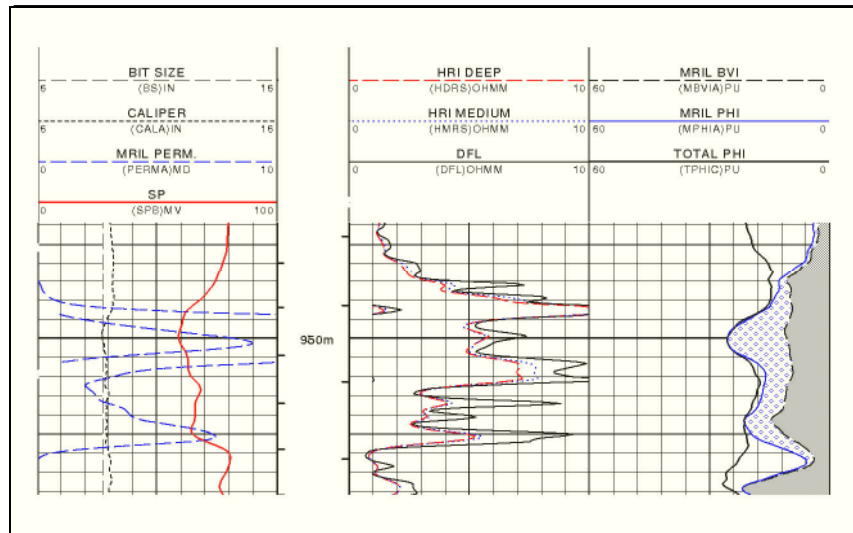


Figura 14 – Perfil tipo capa A pozo EV-1224

Empuje natural de agua y desconexión lateral

En la Figura 15 se muestra el mapa correspondiente a la capa B, donde se observa la distribución de fluidos y las desconexiones hidráulicas y en la Figura 16 el perfil tipo de la misma también en el pozo EV-1224. Con un espesor total cercano a los 15 metros y una apariencia en perfiles no muy atractiva no es representativa de los reservorios típicos de la cuenca del Golfo.

Si analizamos la variación de la presión de reservorio con el tiempo veremos que la misma resulta poco importante considerando el tiempo transcurrido desde el inicio de la producción.

En la Figura 17 tenemos la historia de presiones de la capa desde el estadio inicial en 2006 hasta los valores medidos en los últimos sondeos de 2009.

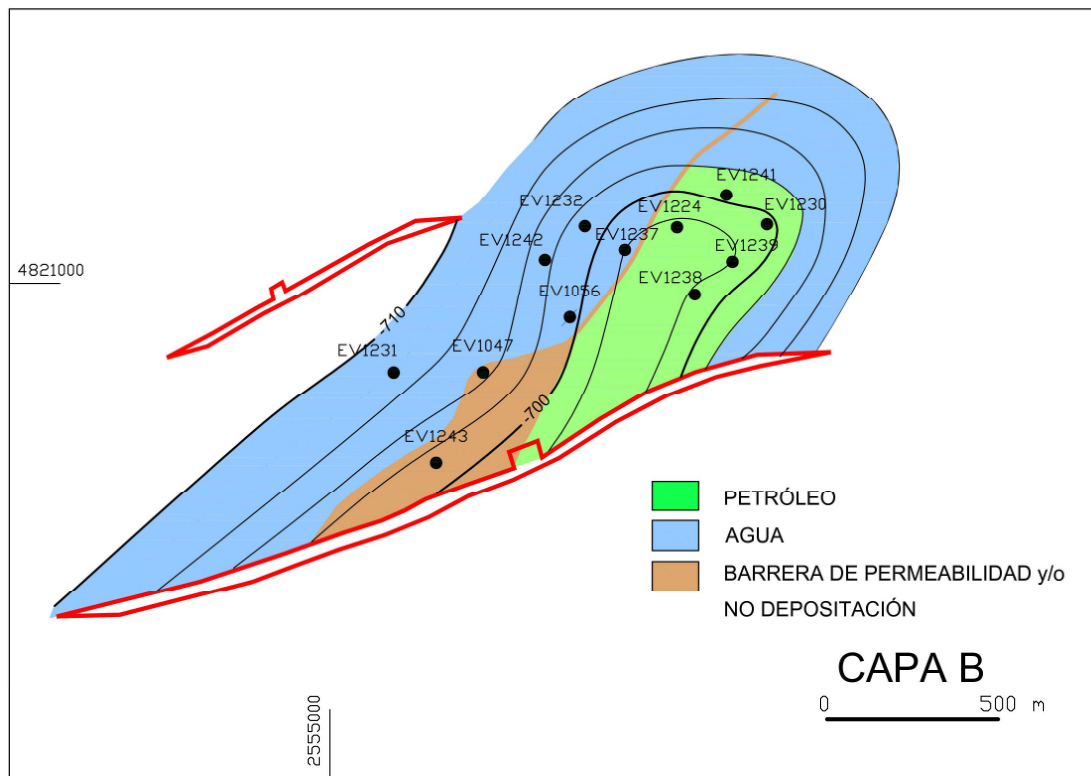


Figura 15 - Mapa mostrando la estructura y distribución de fluidos de la capa B.

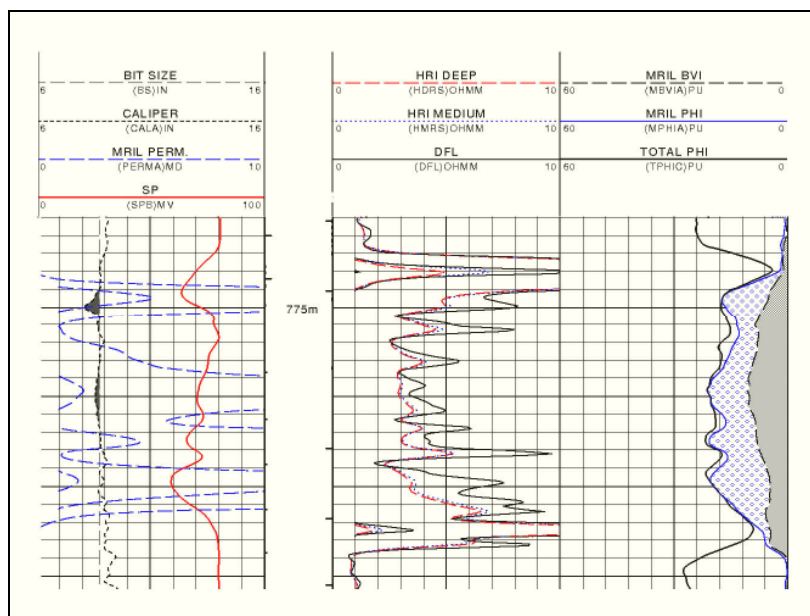


Figura 16 – Perfil tipo capa B pozo EV-1224

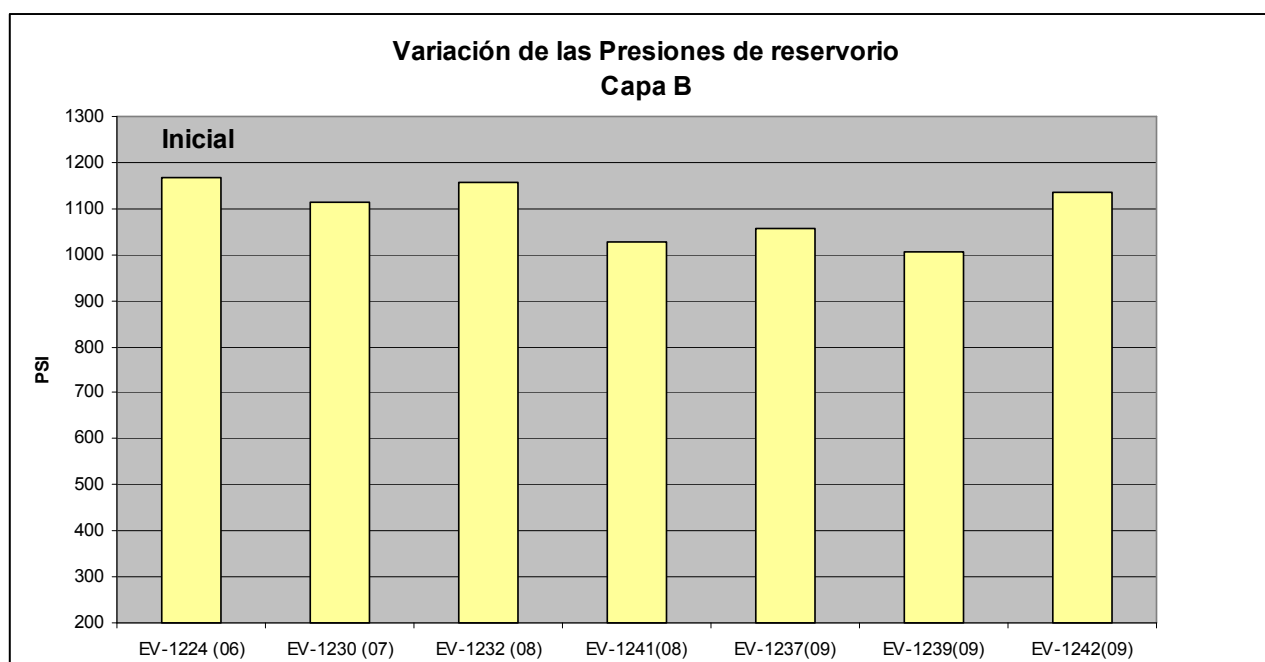


Figura 17 - Variación de la presión de reservorio

Podrían elaborarse varias hipótesis para explicar la baja tasa de depleción que tuvo lugar en este reservorio durante casi tres años de producción. La presencia de acuíferos activos, reservorios muy extensos y alto grado de compartimentación hidráulica son algunas de las posibles respuestas.

Lo que resulta indudable es la presencia de barreras de permeabilidad hacia el borde occidental de este cuerpo, ya que los pozos allí perforados encontraron el reservorio en condiciones de presión original luego de haber estado en producción por más de dos años en el pozo EV-1224. Asimismo los fluidos encontrados en esa franja difieren consistentemente de aquellos encontrados al este, aunque las posiciones estructurales son análogas (Figura 18).

Los fluidos cambian abruptamente con un desnivel estructural de solo 2 metros hacia el Norte, por lo cual podrían plantearse las mismas consideraciones que para la capa A (Figura 19).

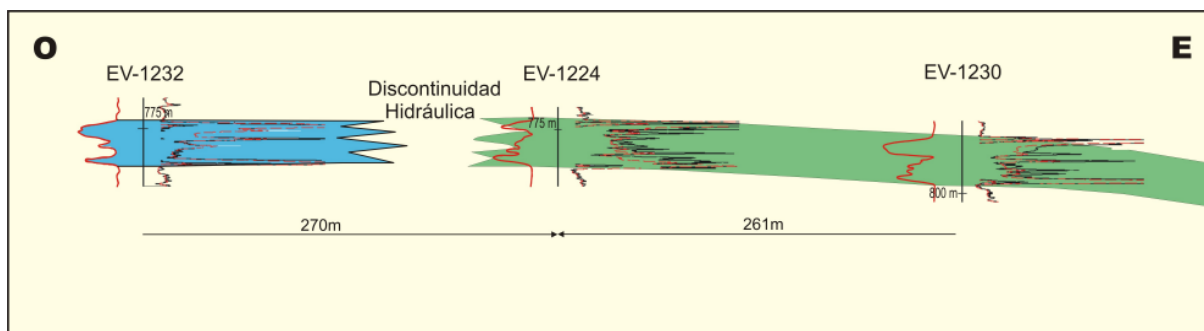


Figura 18 – Corte estructural mostrando la distribución de fluidos para la capa B en sentido Oeste-Este.

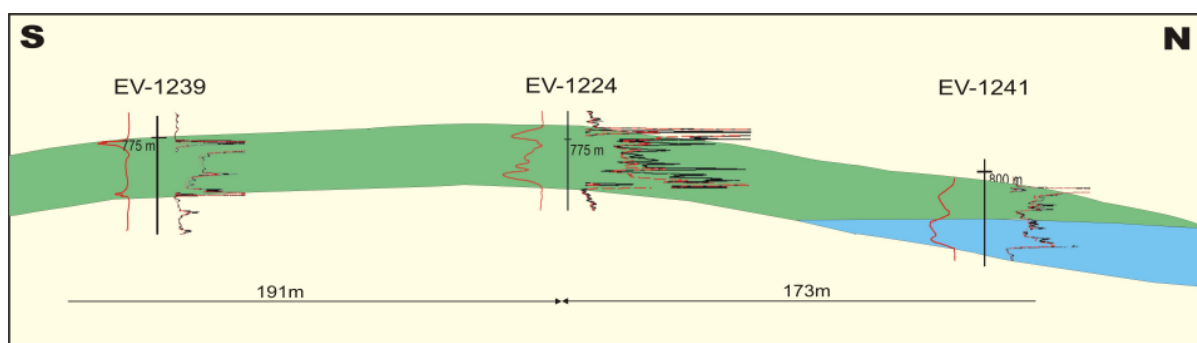


Figura 19 - Corte estructural mostrando la distribución de fluidos para la capa B en sentido Sur-Norte.

Conclusiones

Podemos resumir los principales contenidos de este trabajo de la siguiente manera:

- a- La utilización de atributos sísmicos en la interpretación estratigráfica resulta altamente confiable en aquellos contextos adecuados de espesores y contrastes de impedancia acústica.
- b- Los datos de presión de reservorio resultan indispensables para entender el comportamiento estático y dinámico del reservorio.
- c- Indudablemente este tipo de análisis resulta fundamental para todos aquellos estudios donde la conexión entre reservorios es central para el éxito del proyecto.

Agradecimientos

Los autores desean agradecer a las autoridades de Pan American Energy, el haber permitido la publicación de éste trabajo.

La colaboración de Gabriela Bernatek y Carlos Caldara de PAE ha resultado inestimable para lograr una adecuada presentación de las figuras que constituyen el sustento de este trabajo.

BIBLIOGRAFÍA

- Barcat, C., J. S. Cortiñas, V. A. Nevistic y H. E. Zucchi, 1989, Cuenca Golfo San Jorge; Serie Correlaciones Geológicas 6: Décimo Congreso Geológico Argentino.
- Bridge, J.S., and R. S. Tye, 2000, Interpreting the Dimensions of Ancient Fluvial Channel Bars, Channels, and Channel Belts from Wireline-Logs and Cores. AAPG.
- Brown, L.F.; C. Barcat; W. L. Fisher, and A. Nevistic, 1982, Seismic stratigraphic and depositional system analysis: new exploration approaches apply to the Gulf of San Jorge basin, Argentina: Primer Congreso Nacional de Hidrocarburos, Petróleo y Gas, Instituto Argentino del Petróleo.
- Figari, E., Streklkov, E., Laffitte, G., Cid de la Paz, M., Courtade, S., Celaya, J., Vottero, A., Lafourcade, P., Martínez, R., Villar, H., 1999. Los sistemas petroleros de la cuenca del Golfo San Jorge. Síntesis estructural, estratigráfica y geoquímica. Boletín de Informaciones Petroleras, N°60, 54-90.
- Fitzgerald, M. G., R. Mitchum, M. A. Uliana and K. T. Biddle, 1990, Evolution of the San Jorge basin, Argentina: AAPG Bulletin.
- Foster, M., Iovine, G., 2008. Geometría y paleodrenaje regional de los sistemas de la Formación Castillo y Sección Tobácea, Cuenca del Golfo San Jorge. VII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Trabajos Técnicos, 575-586.
- Hardage, B. A., Levey, R. A., Pendleton, V., Simmons, J., and Edson, R., 1995, A 3-D Case History Evaluating Fluvially Deposited Thin-Bed Reservoirs in a Gas-Producing Property, Bureau of Economic Geology, Texas, USA.
- Laffite, G. A., H. J. Villar, 1982, Poder reflector de la vitrinita y madurez térmica: aplicación en el sector NO de la Cuenca del Golfo San Jorge: Primer Congreso de Hidrocarburos, Petróleo y Gas, Exploración.
- Lesta, P. J., 1968, Estratigrafía de la Cuenca del Golfo San Jorge: Terceras Jornadas Geológicas Argentinas, Actas 1.
- Lesta, P. J., R. Ferello and G. Chebli, 1980, Chubut extrandino: Segundo Simposio de Geología Regional Argentina: Academia Nacional de Ciencias, Córdoba.
- Reservoir Characterization-1, SPE Reprint Series N° 27, 1989
- Rocas Reservorio de las cuencas productivas de la Argentina: V Congreso de Explorac. Y Desarrollo de Hidrocarburos, Mar del Plata, Nov. 2002.
- Ronanduan, G, 2006, Discontinuidades sedimentarias y su importancia en el desarrollo de yacimientos maduros. Yacim. Las Heras, Cuenca del Golfo San Jorge, Pcia de Sta Cruz, Rep. Argentina, Petrotecnia, Oct. 2006.
- Schelling, D. D., 1997, Petroleum Systems of the San Jorge Basin, Argentina, Vol. 3, Structural Geology, EGI Technical Report.
- Scazzioti, F., 2008. El factor estratigráfico presente en la formación Mina El Carmen, flanco norte de la cuenca del Golfo San Jorge. VII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Trabajos Técnicos, 101-117.
- Sciutto, J. C., 1981, Geología del codo del Río Senguerr, Chubut, Argentina: Octavo Congreso Geológico Argentino.
- Van Nieuwenhuise, D. S., and A. R. Ormiston, 1989, A model for the origin of source-rich lacustrine facies, San Jorge Basin, Argentina: Primer Congreso Nacional de Exploración de Hidrocarburos.
- Wavrek, D. A., Curtiss, D. K., Vela, M. L., Schelling, D. D., 1997, Petroleum Systems of the San Jorge Basin, Argentina, Vol. 1, Petroleum Systems, EGI Technical Report.

Yllañez, E. D., J. P. Di Lena y H. G. Marchese, 1989, Evaluación geoquímica de petróleo y rocas generadoras en la Cuenca del Golfo San Jorge, Argentina: Primer Congreso Nacional de Exploración de Hidrocarburos.