

10º Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos
 Simposio de Desarrollo de Hidrocarburos: Desarrollo con pensamiento No Convencional

EXTENSIÓN Y DESARROLLO DE LOS RESERVORIOS DE BAJA PERMEABILIDAD DEL YACIMIENTO CAMPO INDIO, FORMACIÓN MAGALLANES (MAASTRICHTIANO TARDÍO – DANIANO), CUENCA AUSTRAL ARGENTINA

Ernesto Aimar¹, Martín Cevallos¹, Alejandro Cangini¹, Federico Mas Cattapan¹, Víctor Vega²

1: CGC, ernesto_aimar@cgc.com.ar, martin_cevallos@cgc.com.ar,
 alejandro_cangini@cgc.com.ar, federico_mcattapan@cgc.com.ar

2: V&G Exploration, victor@vngexploration.com

Keywords: Magallanes, baja permeabilidad, *Tight*, Campo Indio, Cuenca Austral

ABSTRACT

Extension and development of low permeability reservoirs in Campo Indio Field, Magallanes Formation (Late Maastrichtian – Danian), Austral Basin, Argentina

Campo Indio Field is located in Santa Cruz province, 140 km northwest of the City of Río Gallegos. It is located in the slope area of the Austral Basin where different types of traps are present in both Cretaceous and Tertiary reservoirs. The accumulation of gas and condensate found within the M1 reservoir of the Lower Member of Magallanes Fm. that was discovered in 2001 with well Cl.a-23, reports an accumulated production of 3658 MMm³ of gas. The extensions to the north and east were relegated since advanced wells showed poor reservoir conditions that yield to initial productivities below the commerciality threshold (10 to 30 Mm³/d).

In the northeast sector of the field, M1 reservoir detaches from the traditional frame of *Tight* sands, showing low content of clay minerals and very good porosity values (~ 20-28%) but permeability ranging from 0.03 to 1 mD, which makes conventional development impossible. The trap is purely stratigraphic limited by lateral changes of facies in the reservoir and by the erosion of the "D4" unconformity (Post-Danian). The 3D seismic was crucial in order to identify the play, which has an amplitude anomaly that also shows an AVO class III effect. Production from the western sector began in 2002, close to the associated accumulation of Campo Boleadoras Field, where permeability ranges from 10 to 200 mD and yields to high initial productivity of the wells (150 to 400 Mm³/d of gas and 18 m³/d condensed).

Petrophysical characterization showed that granulometric changes within the reservoir is the main driver affecting permeability. The arcose-glaucconitic composition of the sandstones together with the low clay content makes classic analysis techniques unsuitable for the detection of netpay and low connate waters salinity (8000 ppm ClNa) making Sw calculations uncertain, which is estimated higher than 60% and of irreducible nature due to high capillarity effects.

The integrated analysis of the reservoir and the drilling of stepout wells led to a development strategy that involved horizontal and deviated "monobore" wells with fractures of > 3000 sand saks per stage. This in time allowed commercialization through 25 wells drilled since December 2016, which implies an increase in production of 3000 Mm³/d.

INTRODUCCIÓN

El yacimiento Campo Indio se encuentra a 140 km de la ciudad de Río Gallegos, ubicado en la porción centro-sur de la Provincia de Santa Cruz, en la región morfoestructural de la cuenca Austral denominada Talud (Saccavino *et al.*, 2005) (Fig.1). Descubierta en el año 1994 por Quintana con el pozo CI.x-1, el campo produjo inicialmente de la Fm. Springhill (Valanginiano) dejando los reservorios de la Fm. Magallanes Inferior (Maastrichtiano – Paleoceno) como objetivo secundario. El aledaño yacimiento Campo Boleadoras constituye el primer descubrimiento comercial de hidrocarburos de esta unidad en el año 1985, informalmente denominada M1. Este reservorio no se puso en producción en Campo Indio hasta el año 2001, año en el cual se registró una sísmica 3D cuya cobertura abarca gran parte de la acumulación. Así se dio inicio a un desarrollo basado en nuevas perforaciones e intervenciones de pozos previos. Durante la etapa de avanzada y delineación de la acumulación se identificó un notorio deterioro de las condiciones de reservorio hacia el Este, lo que resultaba en reservorios de baja permeabilidad (“tight”) con rastros de gas y surgencias de gas sin presión. Por ello, el desarrollo inicial se focalizó en el sector Oeste entre 2002 y 2008 (Cagnolatti y Miller 2002; Saccavino *et al.* 2005), donde las condiciones de reservorio permitieron la producción comercial. Durante esta etapa se perforaron pocos pozos en el sector Este, los cuales quedaron con producciones subcomerciales, suspendidos y abandonados. Estos

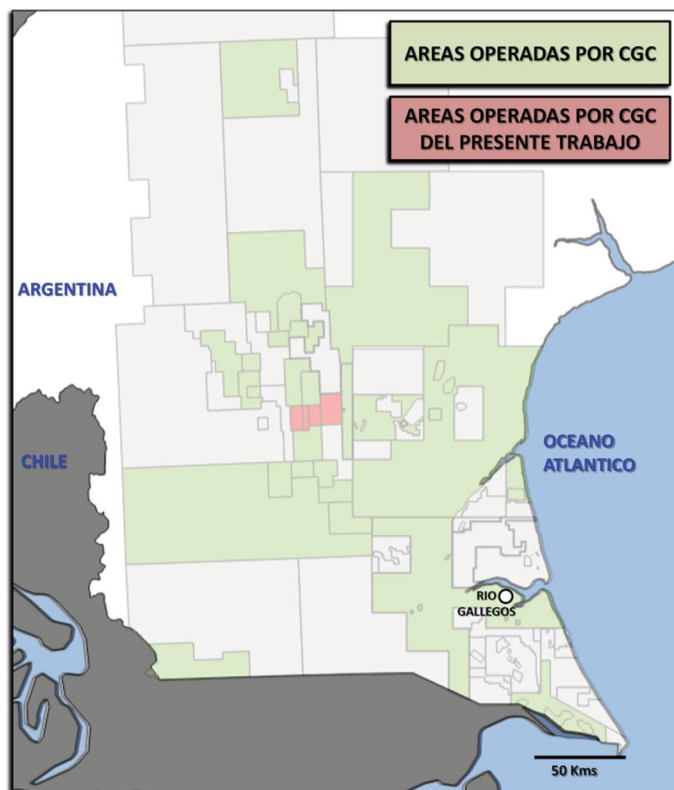


Figura 1. Mapa de ubicación

pozos, y en particular algunos con información clave (perfiles completos y coronas), permitieron estudiar el reservorio en detalle e identificar una oportunidad de desarrollo y extensión del campo.

A partir de 2016, se inicia una nueva etapa de desarrollo en el sector Este y una etapa de avanzada hacia los márgenes septentrionales del Campo. Por un lado se buscó detectar los límites geológicos del campo y por otro definir la estrategia y las técnicas que permitirían un desarrollo comercial de estos reservorios cerrados.

En el presente trabajo se presentan los resultados de la actividad llevada a cabo desde fines del 2016, que resultó en la perforación de 38 pozos, descubriendo extensiones al Norte que permitieron duplicar el área de explotación y quintuplicando la producción de Campo Indio, de 600 Mm³/d a fines de 2014 a 3 MMm³/d en marzo de 2018 (Fig. 2).

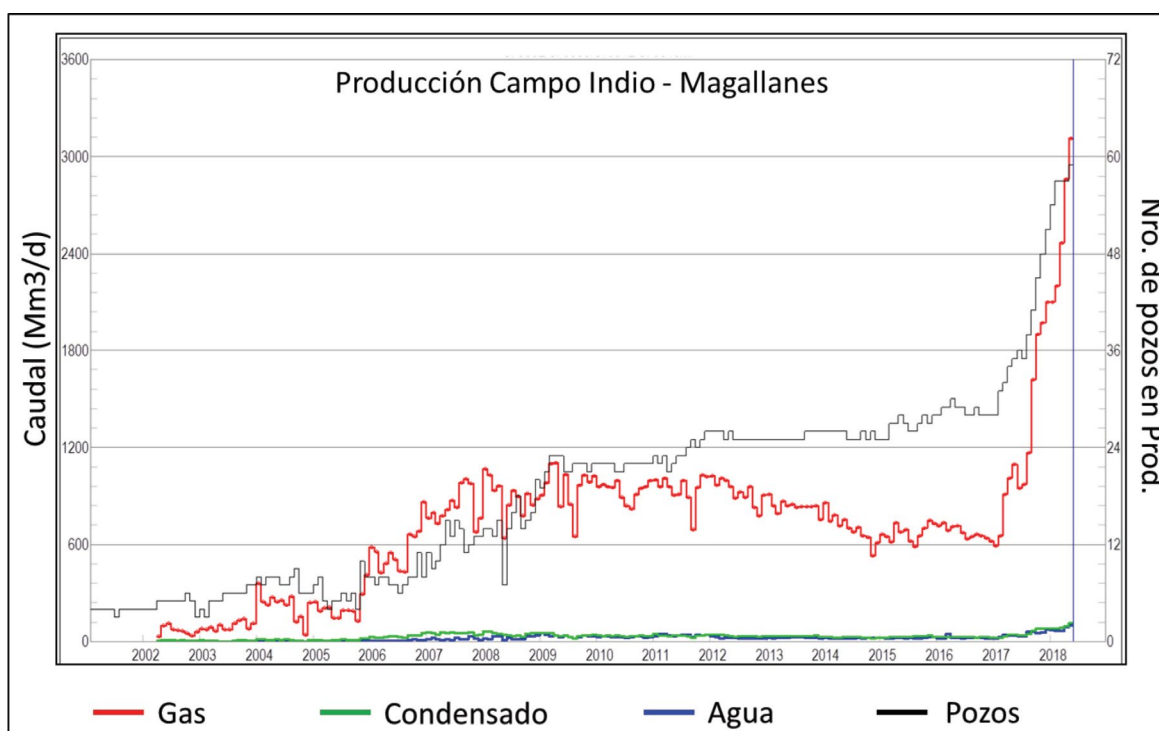


Figura 2. Evolución de la producción del yacimiento Campo Indio. A partir del año 2015 CGC toma la operación del bloque

MARCO GEOLÓGICO

El reservorio M1 se encuentra en la porción media del Miembro Inferior de la Fm. Magallanes (Cagnolatti y Miller, 1999; Saccavino *et al.*, 2005), la cual representa el relleno de Antepaís de la cuenca Austral (Cagnolatti y Miller, 2002), con una columna sedimentaria que localmente presenta un espesor de aproximadamente 400 metros. A nivel regional el Miembro Inferior de la Formación Magallanes yace sobre la paleogeografía labrada por una discordancia regional de carácter erosivo (D3-Maastrichtiano tardío) (Fig. 3). La sucesión sedimentaria es predominantemente

marina somera y clástica en un ambiente de plataforma interna –Shoreface medio a distal-, con poca participación de carbonatos, los cuales se disponen como niveles bioclásticos y/o cemento de niveles arenosos. Es notoria la presencia de niveles de wackes glauconíticos. Esta Formación en subsuelo fue subdividida en secuencias de 2do orden (Sullivan *et al.*, 2005), las cuales contienen a los informalmente denominados reservorios M1, M2 y M3. Los reservorios fueron numerados de más joven a más antiguo, asignando al Maastrichtiano Superior los reservorios M3 y M2, y al Daniano el reservorio M1. Inicialmente este último se interpretaba como un cortejo sedimentario transgresivo (Cagnolatti y Miller, 2002), pero posteriormente se reinterpretó como un cortejo sedimentario de mar alto (Saccavino *et al.*, 2005). Sobreyaciendo el reservorio se observa una inundación marina que generó una superficie erosiva irregular y en partes canalizada (“ravinement”) en este sector de la cuenca, mientras que hacia el noroeste presenta un carácter más erosivo obliterando completamente a la Fm. Magallanes. Esta discordancia se denominó tradicionalmente como D4 y se asignó al techo del Daniano (63 Ma). Posteriormente se produce la depositación de las secuencias basales de la Fm. Río Turbio/Man Aike, las cuales presentan un notable arreglo de sigmoides progradantes desde el Noreste (Fig. 3).

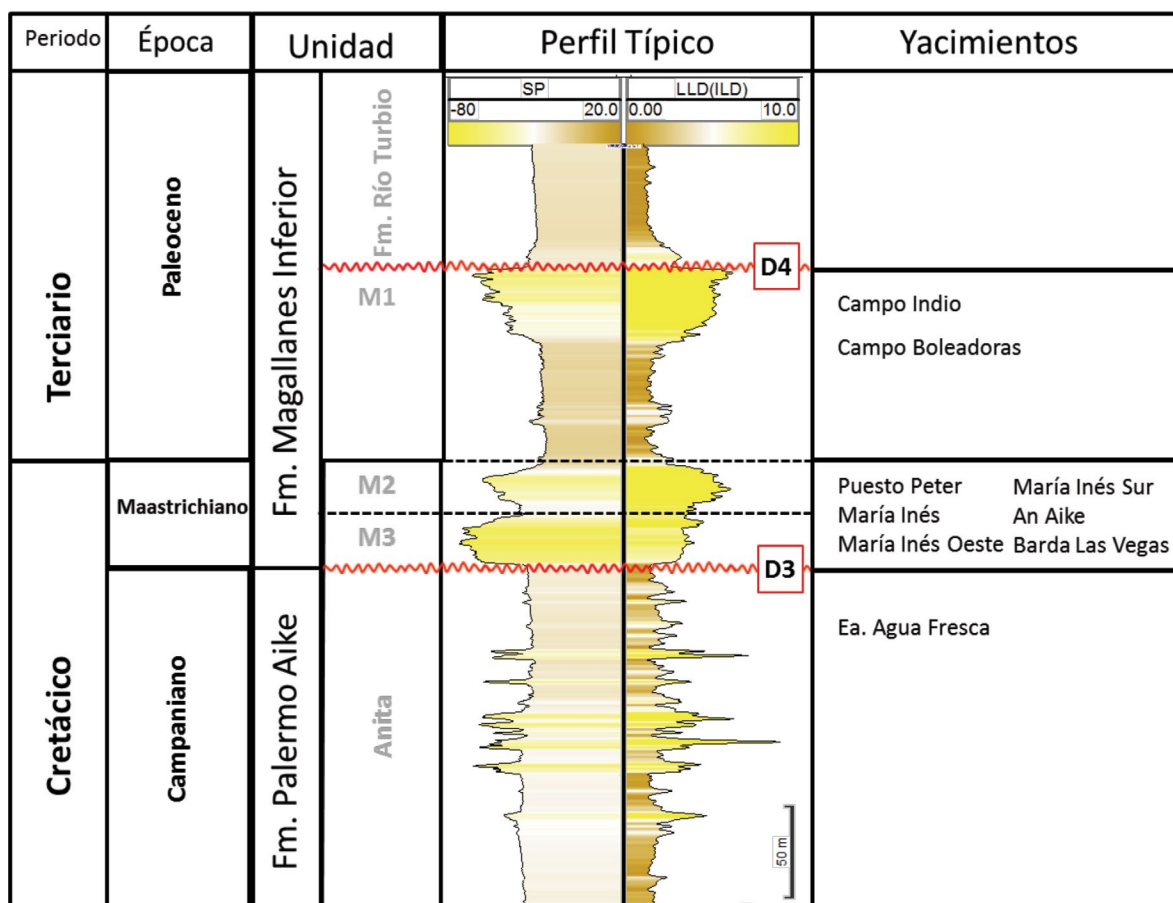


Figura 3. Perfil tipo de la Formación Magallanes en el sector de la cuenca Austral tratado en el presente trabajo

Localmente el espesor de la secuencia M1, productiva en Campo Indio, está fuertemente controlado por la discordancia D4. Los bordes Este y Oeste del Campo se desarrollan de manera neta erosiva por canales sinuosos que escurrieron desde el Nor-Noreste y Este-Noreste. Distanciado de 2 a 5 km al Oeste de Campo Indio se encuentra el yacimiento Campo Boleadoras, ambos parcialmente conectados por un relicto del reservorio M1 elongado en dirección Noroeste-Sureste. El nivel de erosión de D4 en Campo Boleadoras es menor, dejando preservado un mayor espesor de la secuencia M1, la cual presenta facies cuya permeabilidad es superior en uno o dos órdenes de magnitud a las de Campo Indio. De este modo, ambas acumulaciones responden a trampas netamente estratigráficas compuestas de relictos erosivos.

A nivel del reservorio tratado en el presente trabajo, la estructura está dada regionalmente por una suave pendiente de medio grado que inclina hacia el sur (Fig.4). La misma se encuentra alterada por suaves espolones generalmente Norte-Sur asociadas a estructuras Jurásicas profundas que afectaron y controlaron la acumulación de la “Serie Tobífera”, generando sus depocentros en un marco tectónico distensivo de syn-rift. Durante la acumulación de las sucesiones pertenecientes al Cretácico Superior y Terciario Inferior, estos altos actuaron en parte modulando la subsidencia flexural y, por otra parte, acentuando la subsidencia por carga sedimentaria (compactación diferencial). Los sistemas de fallas extensionales que afectan el reservorio son secundarios, en general de poco relieve, predominantemente de orientación NO-SE y si bien en ocasiones conforman algún límite de acumulación, no juegan un rol importante.

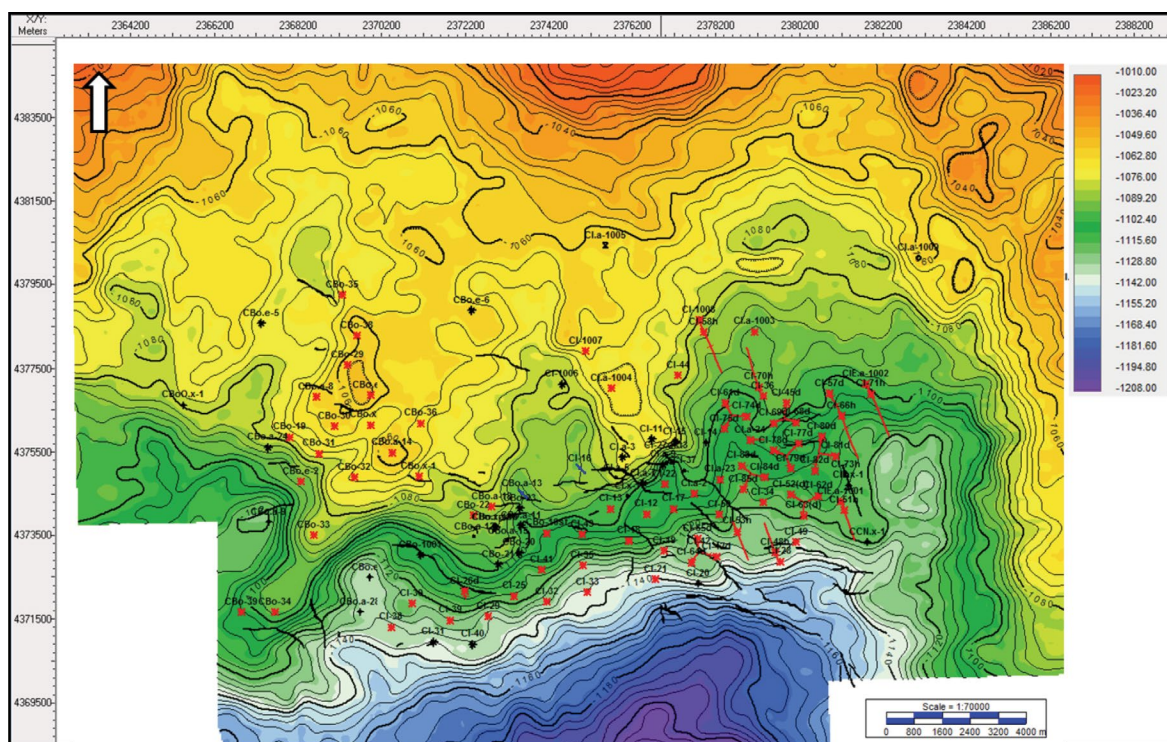


Figura 4. Mapa estructural en profundidad de la discordancia post-Daniano (D4) que constituye el techo del reservorio M1

DESCRIPCIÓN DEL RESERVORIO

El reservorio M1 fue descrito en detalle por Cagnolatti y Miller (2002) para el yacimiento Campo Boleadoras. Posteriormente Saccavino *et al.* (2005) extendieron esa descripción hacia el yacimiento Campo Indio, añadiendo un detallado modelo de facies y mostrando la variación lateral que produce un empobrecimiento en sus cualidades petrofísicas. Dichos autores asignaban estos cambios a variaciones en el contenido de limos y arcillas, tamaño de grano de las arenas y porcentaje de glauconita.

Litológicamente, el reservorio M1 se compone de areniscas finas a muy finas de composición liticofeldespáticas y líticas. Estas últimas suelen describirse en ocasiones como Arenitas Glauconíticas, enfatizando el rol preponderante de la glauconita en la fracción lítica. Cabe destacar el contenido de limos y de arcillas en el sistema, los cuales pueden ser dominantes o participar como matriz y pseudomatriz de niveles arenosos.

A pesar del alto contenido de fracciones limo y arcilla, en general el volumen total de arcilla detectado a través de estudios de DRX es menor al 10%, pudiendo llegar a 20% en los términos de peor calidad del reservorio. Es decir, el mayor control sobre la calidad del reservorio se encuentra principalmente en la proporción relativa de la fracción Limo.

Mineralógicamente, la fracción clástica se compone en su mayoría de feldespatos –plagioclasas– y de líticos, entre los cuales alternan predominancia los de origen volcanoclástico y la glauconita. Esta última suele presentarse con geometría lobada y con tamaños que van de limo a arena mediana. Puede representar entre un 5 y un 25% del contenido clástico. Estudios en detalle realizados sobre testigos corona con especial énfasis en la descripción y análisis de las icnofacies presentes sugieren que el origen de la glauconita correspondería a pellets fecales que sufrieron procesos de glauconitización (Ponce y Carmona, 2017). Esto es coherente con la intensa bioturbación que se observa a lo largo de todo el intervalo y con los niveles de menor permeabilidad, en donde el predominio de la fracción limoarcillosa es preponderante.

La cuantificación de la glauconita es un objetivo que aún no se ha podido definir con exactitud, en parte porque su señal en el espectro de DRX se superpone con el de la Illita, no siendo posible discernir entre uno y otro, y en parte por presentarse como fragmentos líticos los cuales escapan la correcta cuantificación a través de modelos multiminerales que consideran la Glauconita principalmente como cemento arcilloso.

Se observa también un considerable contenido de Pirita –usualmente framboidal–, pudiendo representar un 3% de la muestra total. Se encuentra asociada a la glauconita sobre todo dentro de las excavaciones verticales y horizontales de organismos suspensívoros debido a las condiciones reductoras presentes en ese medio (Ponce y Carmona, 2017).

ANÁLISIS PETROFÍSICO

Los primeros datos obtenidos del reservorio en la zona Este del yacimiento ya demostraban la dificultad de producir gas en caudales comerciales sin estimulación hidráulica debido principalmente a una disminución en la permeabilidad causada por una reducción de tamaño de gargantas y espacios porales. La reciente extensión del desarrollo hacia estas zonas aportó nuevos datos que permitieron delinear una estrategia de desarrollo ajustada a esas características.

El factor principal que domina el comportamiento como reservorio cerrado (*"tight"*) de M1 en el sector Este es la configuración del sistema poral. Nuevos datos obtenidos de testigos corona así como de testigos rotados evidencian un predominio de microporos (0.004-0.062mm) por sobre los mesoporos (0.062-0.25 mm) y macroporos (0.25-1 mm) que dominan las facies más convencionales en el Oeste. Esto se debe a un considerable aumento en el porcentaje de tamaños de grano de arena fina inferior, limos y arcillas en el sistema con respecto a la fracción de arena fina superior y arena fina. En menor medida se observan cementos arcillosos que también aportan a este efecto. Como consecuencia, la permeabilidad del sistema es severamente afectada, aunque no así la porosidad. Datos de laboratorio indican que de valores de más de 100 mD presentes en las facies más convencionales se pasa lateralmente a valores que no superan 1 mD y que mayoritariamente se encuentran en el rango de 0.1 a 1 miliDarcy (Fig. 5).

La porosidad siempre presenta valores por encima de 15%, pudiendo llegar hasta 32-35%, desviándose así de las concepciones más clásicas de reservorios cerrados (*"tight"*). Si bien puede observarse correlación con la permeabilidad, el deterioro de esta última por el factor granulométrico puede ser de hasta tres órdenes de magnitud para un mismo valor de porosidad. En estudios de laboratorio, el contraste entre la porosidad estimada visualmente a partir de cortes delgados con la obtenida a partir del porosímetro de helio es evidencia directa de la microporosidad aportada por el contenido limoso/arcilloso, que escapa la cuantificación a través del microscopio. Es esta porosidad presente en la fracción limosa/arcillosa la que mantiene los valores altos en los registros de pozo, aún en zonas de muy baja permeabilidad.

Cabe destacar la presencia de niveles con intensa cementación calcárea en donde la porosidad sí registra caídas drásticas, aunque estos no presentan extensiones areales considerables y alternan su posición vertical dentro del intervalo a veces constituyendo niveles nodulares.

La importancia de la fracción Limo en adición al volumen de arcilla hace que el tradicional método de determinación de volumen de arcilla (*"Vcl"*) no sea representativo a la hora de describir el reservorio, debiendo recurrir a la búsqueda de herramientas para determinar el volumen de limos y arcillas en conjunto (*"Vsh"*). La determinación de *"Vsh"* en Campo Indio resulta un desafío debido a que la fracción limo presenta una mineralogía similar a la de las fracciones de arena muy fina y fina. Adicionalmente, la glauconita presente como matriz y como líticos, afecta la lectura de los perfiles claves, tanto por su elevada densidad (2.95 gr/cm³) así como también

por su contenido de Fe que afecta los perfiles conductivos. La presencia de Potasio -tanto en los feldespatos como en la glauconita- limita enormemente el uso del rayo gama como indicador de arcillosidad. A su vez, el contenido de Pirita también afecta los perfiles conductivos y de densidad. En consecuencia, la metodología para determinar el “Vsh” en Campo Indio se basa principalmente en el par densidad-neutrón (a través de la curva Neu-Den, Fig. 6), y se complementa con el perfil de invasión como indicador de las zonas más permeables.

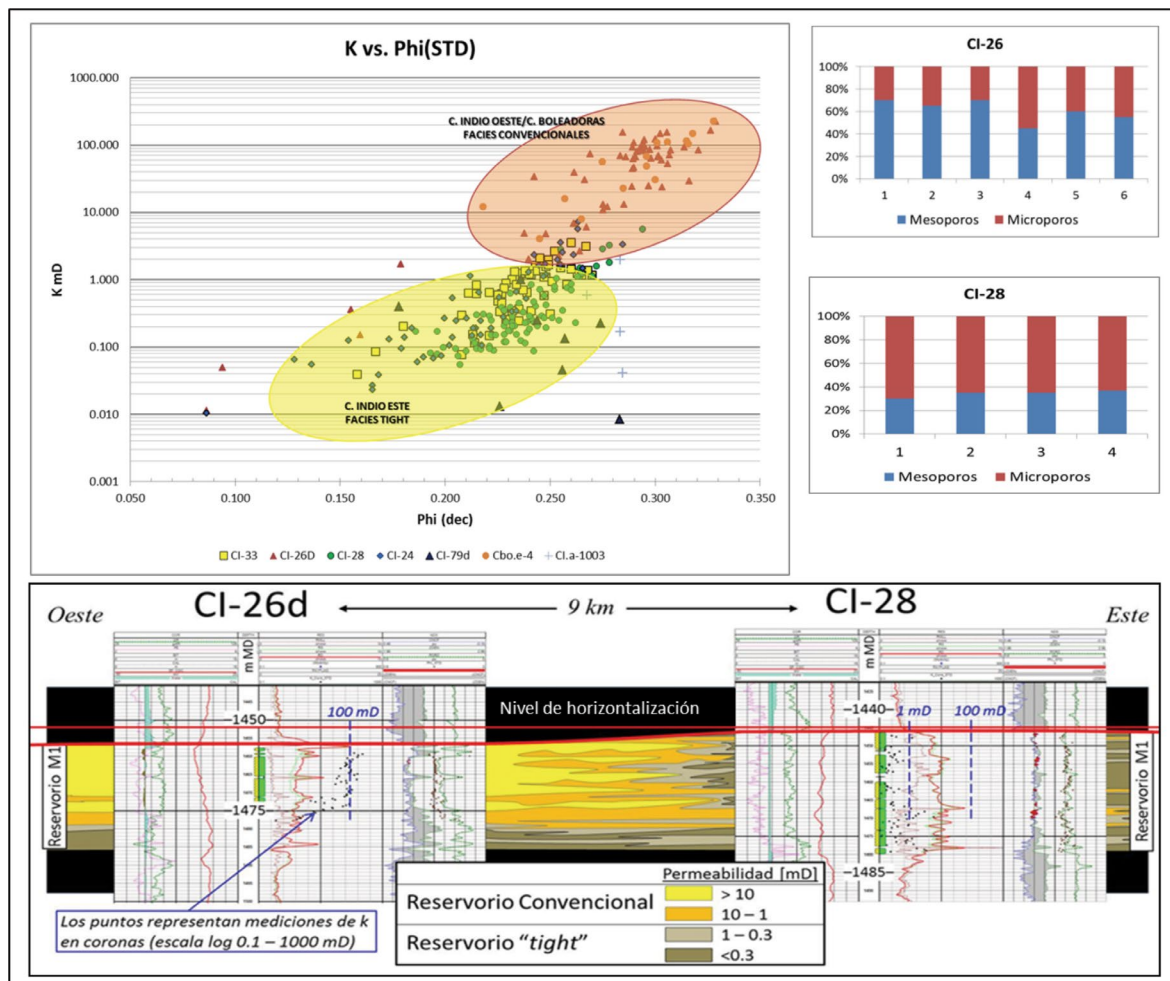


Figura 5. Comparación de datos de petrofísica básica obtenidos de testigos corona donde se observa como la zona Oeste (CI-26d) presenta dos órdenes de magnitud más de permeabilidad que el Este (CI-28) y su relación con el sistema poral.

La granulometría del reservorio descripta tiene impacto en otro parámetro clave de la caracterización, la determinación de la saturación de agua. La presencia dominante de microporos -70% de la fracción poral- en una roca de buena porosidad resulta en un volumen de agua importante y de carácter irreductible, ya que el campo no produce agua de formación. Para el cálculo de la saturación se considera que la misma posee una salinidad de 8000 gr/l de ClNa equivalente, que a una temperatura de reservorio de 150°F resulta en un R_w de 0.3 ohmm, acorde

a los datos obtenidos de agua proveniente de los reservorios M2 y M3 de la misma unidad. La baja salinidad del agua connata sumada a la mineralogía descrita tienen un fuerte impacto en los perfiles conductivos, de los cuales los modelos de Sw son altamente dependientes (Fig. 6).

Si bien se han probado la mayoría de los métodos convencionales para obtener la Sw (i.e. Simandoux, Indonesian, Dual Water), se optó por un modelo de Archie que permite una modificación más simple y validable de los parámetros eléctricos de manera empírica, tomando como base estudios realizados en reservorios similares (Sneider, R.M. and Sneider, J.S., 1998; Worthington, 2000). Actualmente se usan los siguientes rangos para los exponentes y coeficientes involucrados en la ecuación: $a=0.8-0.82$, $m=1.4-1.6$ y $n=1.4-1.6$, los cuales están en el orden de los datos obtenidos en ensayos sobre testigos corona. Los rangos de Sw obtenidos se validan con el comportamiento de producción de los pozos y con los resultados de ensayos de presiones capilares realizados en testigos corona, a pesar de las limitaciones que cada uno de los métodos utilizados presenta para reservorios de baja permeabilidad (Newsham *et al.*, 2004). Los resultados fueron a su vez validados con el volumen de Sw obtenido de resonancia magnética nuclear. Estos últimos no se utilizan como rutina ya que presentan varias limitaciones, como la baja resolución vertical y una alta relación costo/beneficio, pero los casos estudiados demuestran que zonas con Sw de hasta 80% tienen la capacidad de producir bajos caudales de gas sin movilizar el agua de formación.

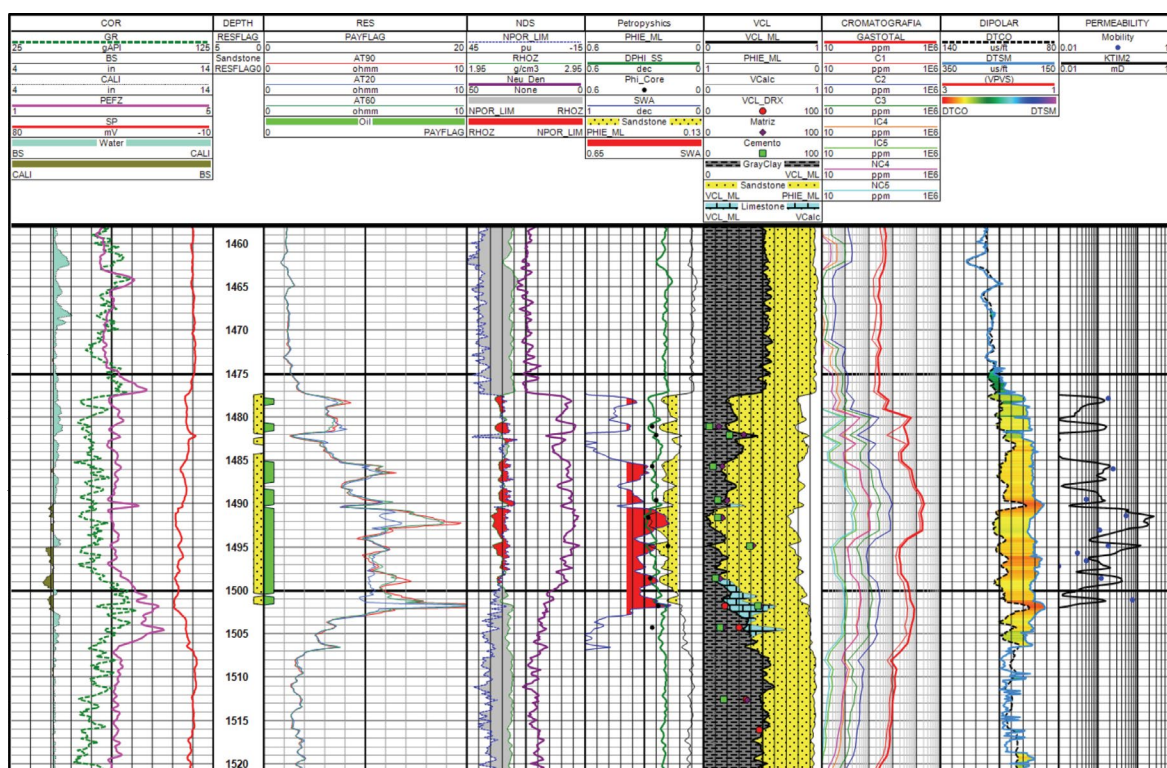


Figura 6. Interpretación petrofísica de un perfil tipo en la zona Este del yacimiento Campo Indio.

EXPRESIÓN SÍSMICA DEL RESERVORIO

El desarrollo inicial del reservorio M1 en Campo Indio (2001-2003) fue guiado por la sísmica 3D adquirida en el área en el año 2001. Esta permitió orientar la búsqueda hacia las mejores posiciones prospectivas para estos reservorios que mostraban un entrapamiento complejo, netamente estratigráfico, identificado a través de extracciones de amplitud sísmica (Fig. 8). El reservorio está representado predominantemente por un evento negativo (valle) que se amplifica y/o aumenta su frecuencia en condiciones de mayor espesor. El espesor total de 20 a 35 m está generalmente dentro o levemente por encima del espesor de “*tuning*” (18 a 20 m, Fig. 9). Esto provoca que la relación entre el espesor del evento y los atributos sísmicos sea compleja. Por otra parte, los límites del reservorio no siempre coinciden con el pico de amplitud del evento negativo que permite su identificación sísmica. Sismogramas sintéticos muestran que en algunos sectores del yacimiento el pico negativo coincide con el techo del reservorio mientras que en otros con la base. Asimismo, el positivo subyacente coincide en algunos sectores con la base del reservorio, pero en las zonas de menor espesor puede ser equivalente a niveles por debajo del mismo. En los primeros mapeos sísmicos del campo se tuvieron en cuenta tanto las amplitudes como los espesores sísmicos del valle negativo para identificar zonas a delinear (Saccavino *et al.*, 2005).

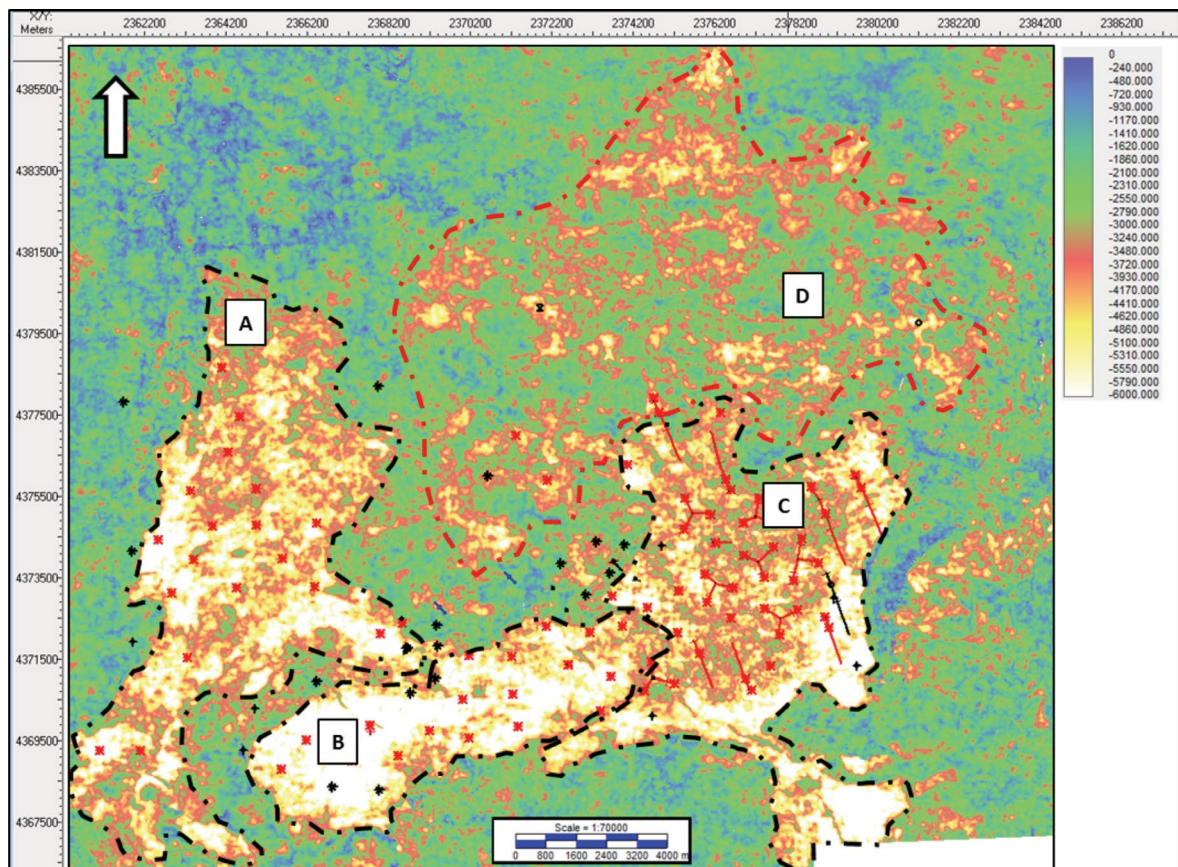


Figura 8. Extracción de la máxima amplitud negativa del evento que representa el reservorio, donde se observan los sectores A) Campo Boleadoras, B) Campo Indio Oeste, C) Campo Indio Este o “*light*” y D) Campo Indio Norte. Obsérvese los límites Este y Oeste de la acumulación son netamente erosivos

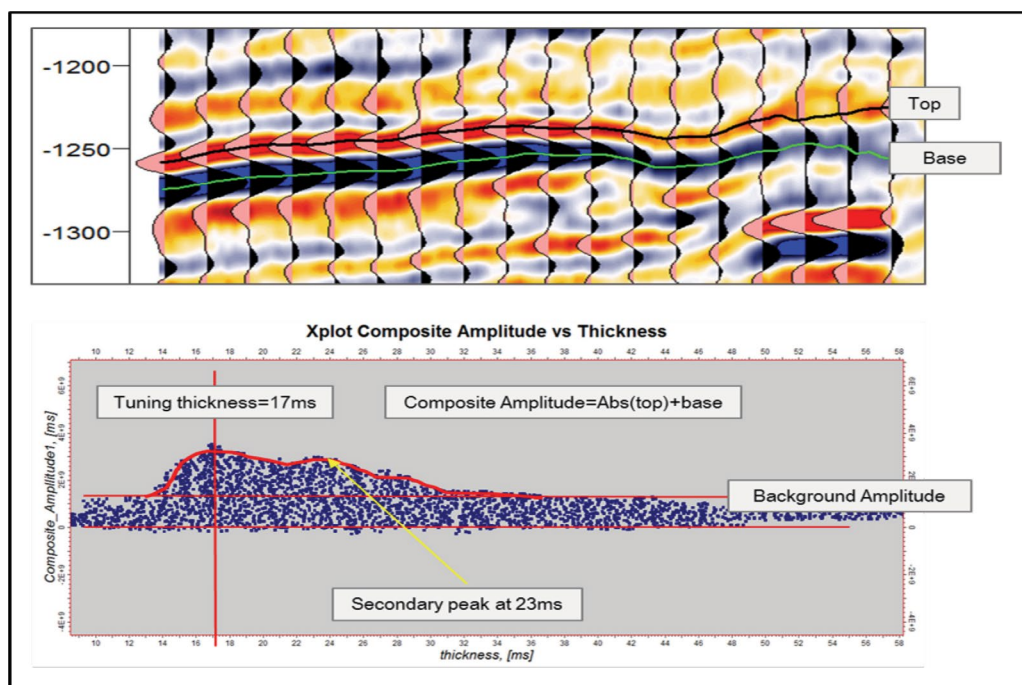


Figura 9. Arriba: detalle del par negativo-positivo que representa el reservorio M1. Abajo: análisis de tuning donde se observa un espesor de tuning de 17 ms, que equivalen a 20 m de espesor

Con el objeto de evaluar exhaustivamente la zona Este y Norte del yacimiento en busca de extensiones y nuevas oportunidades de desarrollo, se interpretó en detalle el evento representativo (Fig.9), con especial énfasis en la expresión sísmica de la discordancia D4 que define el techo del reservorio M1, controlando su espesor. Esta superficie erosiva tiene marcados relieves locales en forma de canales que dejan relictos aterrizados, en general de definición subsísmica, por lo que su interpretación fue resuelta conjugando el análisis de amplitudes con el de geometrías sísmicas.

Análisis preliminares de AVO mostraron anomalías Clase III en las zonas prospectivas del Norte y el Este, aumentando las perspectivas de perforar pozos de avanzada. Datos provenientes de nuevas perforaciones obligaron a refinar este análisis utilizando como base un nuevo reproceso sísmico y modelando también efectos de AVO a escala de pozo. Estos últimos muestran una mayor variedad de respuestas, observándose Clase III en la porción más austral, Clase II en el centro y Clase I hacia el norte. Sin embargo, el dato sísmico no logra replicar estos resultados debido a la falta de resolución (Fig. 10).

Por otra parte, una baja saturación de gas en facies limosas con muy alto contenido de agua irreducible es capaz de dar lugar a anomalías de AVO, como se observó en el pozo CI.a-1005, el cual manifestó gas durante la perforación pero resultó improductivo. Actualmente se está estudiando la posibilidad de diferenciar efectos de AVO asociados a reservorios comerciales de aquellos generados por bajas saturaciones de gas. Por tal motivo, la identificación de zonas de mayor espesor y mejores facies de reservorio sigue siendo principalmente guiada por el análisis de geometrías sísmicas a escala del reservorio (Fig. 11 y 12).

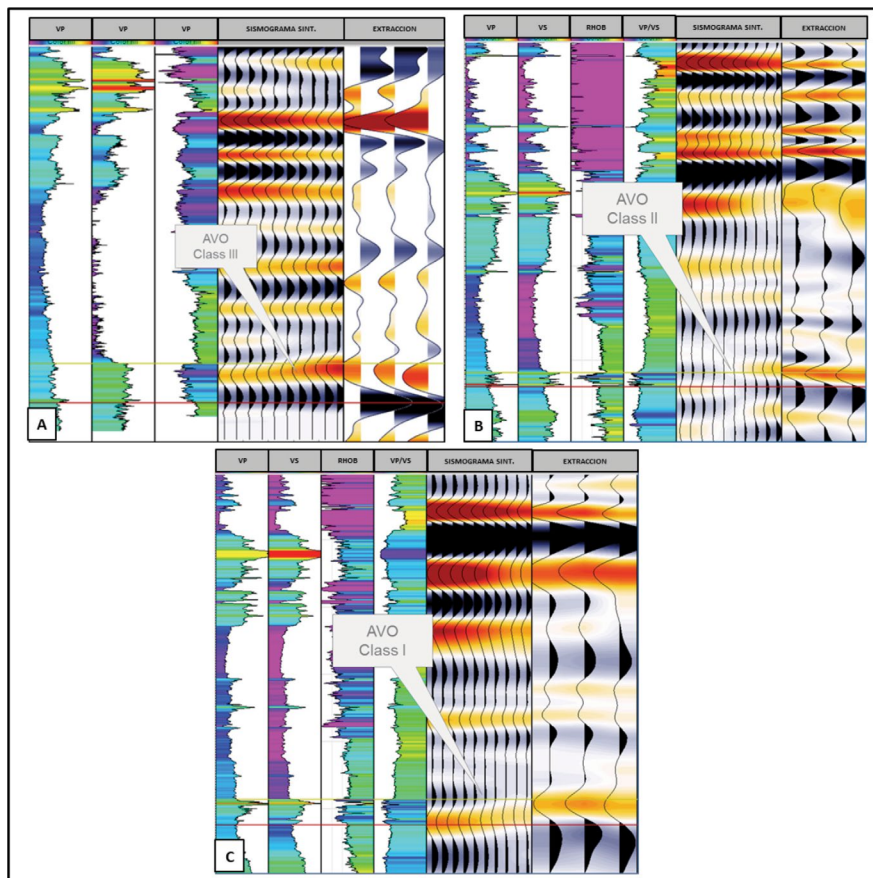


Figura 10. Detalle de las distintas respuestas de AVO identificadas en el análisis a escala de pozo y su correlación con la extracción de una traza para cada offset (cercano-medio-lejano).

REJUVENECIMIENTO DEL DESARROLLO

El desarrollo inicial del reservorio M1 en la Formación Magallanes se centró en la parte más espesa y de mejor calidad del campo, presente en el yacimiento Campo Boleadoras así como en la sección occidental de Campo Indio. A partir del año 2015 CGC toma la operación del bloque implementando un plan para desarrollar los reservorios de baja permeabilidad -y por ende de baja productividad- detectados previamente en el sector Este, pero dejados de lado por su condición “tight”. Este plan tenía como objetivo acotar el problema desde dos perspectivas: optimización de costos y aumento de la productividad por pozo. A su vez, en paralelo, se definió un plan de pozos de avanzada para probar las potenciales extensiones de Campo Indio Este hacia el Norte, en donde se preveía la predominancia de reservorios de iguales características pero de menor espesor.

Para la optimización de costos de perforación y equipamiento se probaron dos geometrías de pozo. Los pozos verticales se replantearon como pozos desviados desde una misma locación tipo “pad” con 3 bocas de pozo, cada cual alcanzando el reservorio con inclinaciones no mayores a 10° y un distanciamiento en fondo entre ellos de 700/750 metros. Se equiparon tipo “Monobore”, es

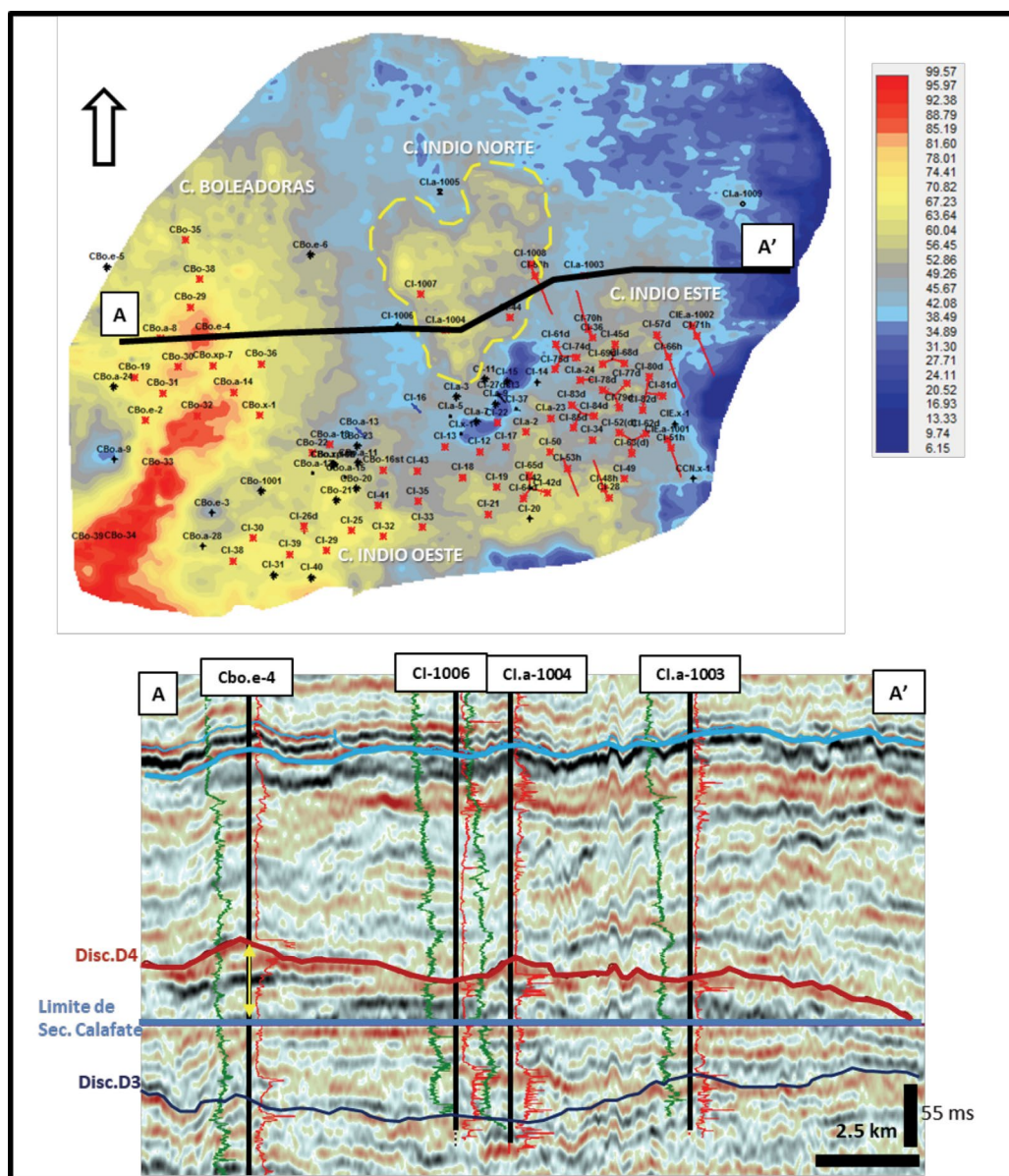


Figura 11. Arriba: Mapa de espesor de la secuencia Calafate 2 (Saccavino *et al*, 2005) donde se observa la correlación entre las distintas acumulaciones y el mayor espesor preservado. Abajo: Sección sísmica estratigráfica donde se observan las terminaciones que guiarán la prospección de nuevas extensiones.

decir con la cañería de aislación funcionando a su vez como instalación de producción (diámetro de casing de 3 1/2 pulgadas), permitiendo así terminaciones sin equipo (“rigless”) (Fig. 13). Desde finales del 2016 hasta comienzos del 2018, se perforaron 21 pozos con esta geometría.

En paralelo se comenzó a probar la viabilidad de pozos horizontales. Inicialmente se hicieron con longitudes de drenado de 800 m que luego se aumentaron a 1200 metros, crucial para mejorar la economicidad en los sectores donde el espesor neto cae por debajo de los 8 metros. Estos pozos se equiparon con cañerías de producción sin cementar, dividiendo los segmentos a fracturar con packers que adhieren directo a la formación (Fig.13). El área de drenaje de estos pozos equivale al

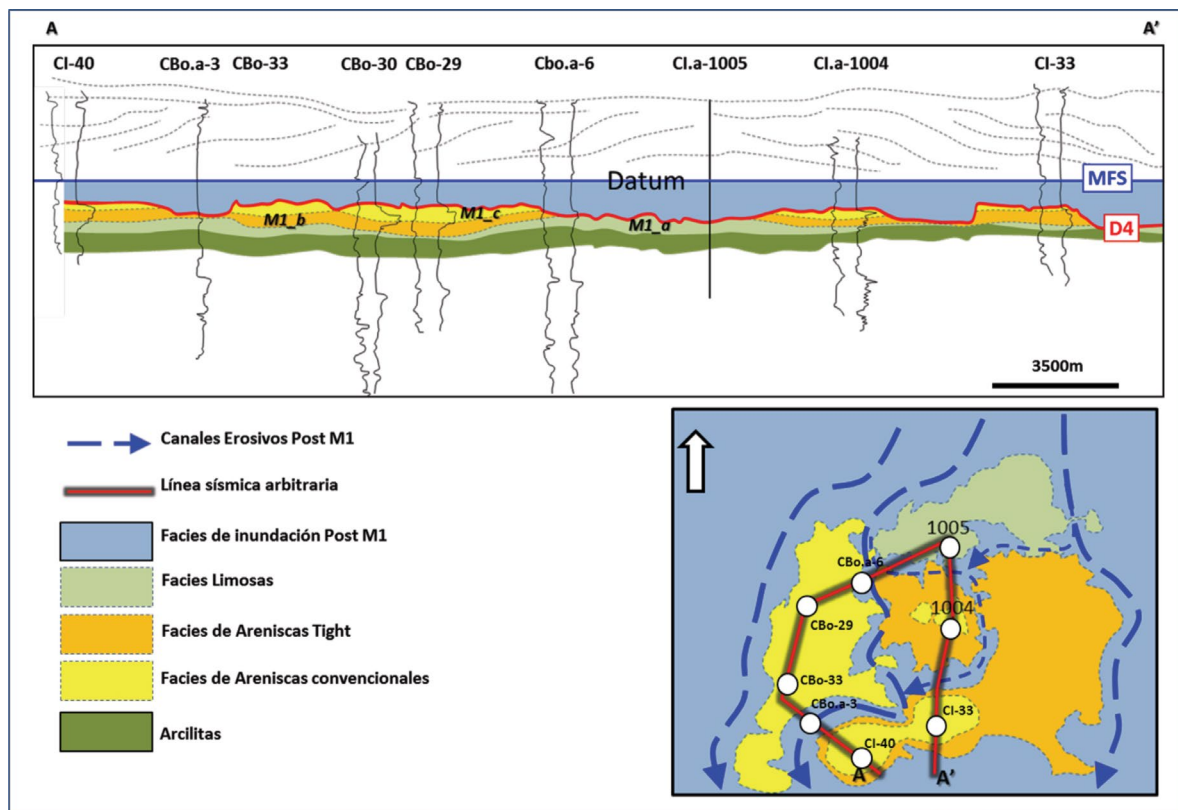


Figura 12. Esquema ilustrativo de como el grado de erosión de la discordancia post-Daniana controla las facies preservadas. Las nuevas perforaciones en el Norte –CI.a-1004 y CI.a-1005- permitieron entender mejor esta dinámica por fuera de las acumulaciones principales.

de 3 ó 4 pozos verticales según la longitud del tramo horizontal, con el beneficio de interceptar una gama más variada de calidades de reservorio de las que se accede a través de un pozo vertical. La estrategia de desarrollo con pozos horizontales tenía además varios alicientes: ausencia de agua libre, un espesor total alto (20 a 35 m), profundidad media de 1450 m y muy bajo grado de estructuración.

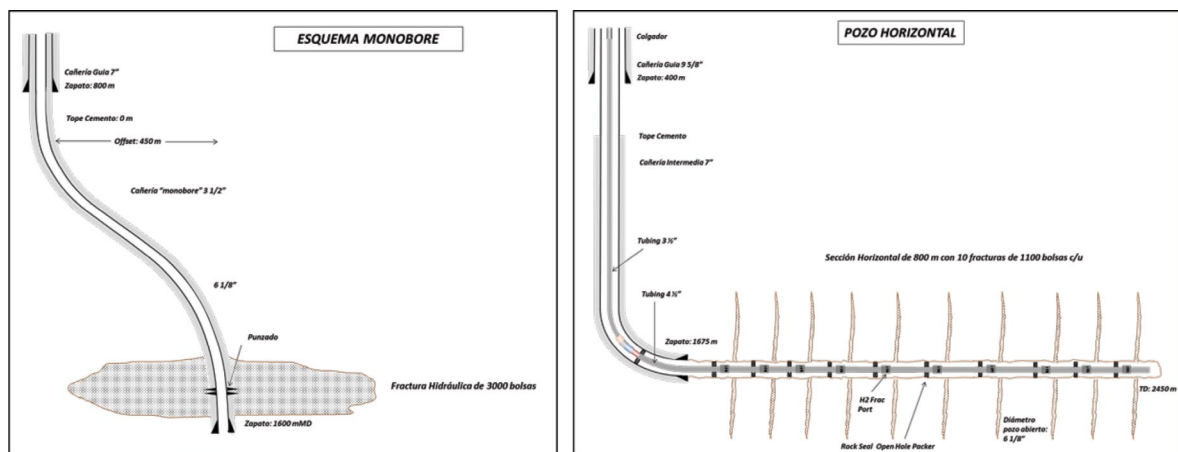


Figura 13. Esquemas de los pozos desviados y horizontales implementados para la optimización del desarrollo en la zona Este del yacimiento.

Tomando datos de imágenes microresistivas y acústicas, perfiles sínicos con dipolos cruzados y un detallado análisis de los eventos de perforación, se determinó a través de un estudio de geomecánica las direcciones de los esfuerzos principales y una estimación de su intensidad para poder establecer la dirección de navegación óptima. Si bien se determinó una orientación del esfuerzo horizontal máximo de N72°E en base a *breakouts* incipientes, en general los datos evidencian una zona casi isótropa en cuanto a los esfuerzos horizontales principales, acorde a la poca deformación tectónica a nivel del reservorio y a la ausencia de anisotropías determinada a través de los dipolos cruzados. No obstante, para el inicio de este desarrollo se optó por una dirección de navegación perpendicular a dicha orientación a fines de acotar riesgos en el desarrollo de las fracturas hidráulicas.

Para la optimización de la producción inicial y la performance futura de los pozos se evolucionó en el diseño de fracturas hidráulicas, quintuplicando los volúmenes de propante utilizados. Desde las 25 bolsas por metro de reservorio utilizadas en las fracturas de la zona Oeste se escaló hasta 125 bolsas/metro, lo que equivale a más de 2000 bolsas por pozo. Por otra parte, se limitó la extensión de los punzados para poder focalizar el inicio de propagación de la fractura, evitando la competencia entre distintos focos de generación.

En el caso de los pozos horizontales inicialmente se realizaron 10 etapas de fractura equidistantes entre sí y posteriormente se fue incrementando ese número llegando hasta 16 etapas por pozo en aquellos 1200 m de longitud de drenado. Se han probado distintos volúmenes de arena por etapa, desde 800 hasta 2300 bolsas. Se realizaron estudios de trazadores de agua y gas para estudiar el aporte de cada etapa, permitiendo corroborar que todas las etapas de fractura tenían aporte al pozo, pero no se registró una correlación lineal entre el volumen de arena utilizado y el aporte de cada etapa (Fig. 14).

DELINEACIÓN DE LA ZONA NORTE

Una vez comprobada la viabilidad del desarrollo de las facies más “*tight*”, el foco se puso en delinear los extremos de esta acumulación así como también en buscar nuevas oportunidades en zonas que aún permanecían sin perforar. A través del análisis de la amplitud sísmica vinculada al reservorio se detectaron nuevas áreas con potencial (Fig. 7), pero pozos previos demostraban que la relación amplitud/espesor y amplitud/permeabilidad no siempre evidenciaba correlaciones favorables. Por ello, el análisis tanto de amplitudes como de AVO fue complementado, controlado y validado con el análisis de pozos. Se identificaron así zonas de mayor interés que presentaban alguno o varios de los siguientes aspectos sísmicos: buen nivel de amplitud del evento, buen espesor del mismo y/o geometrías sísmicas que se interpretan como afinamientos y erosión del mismo.

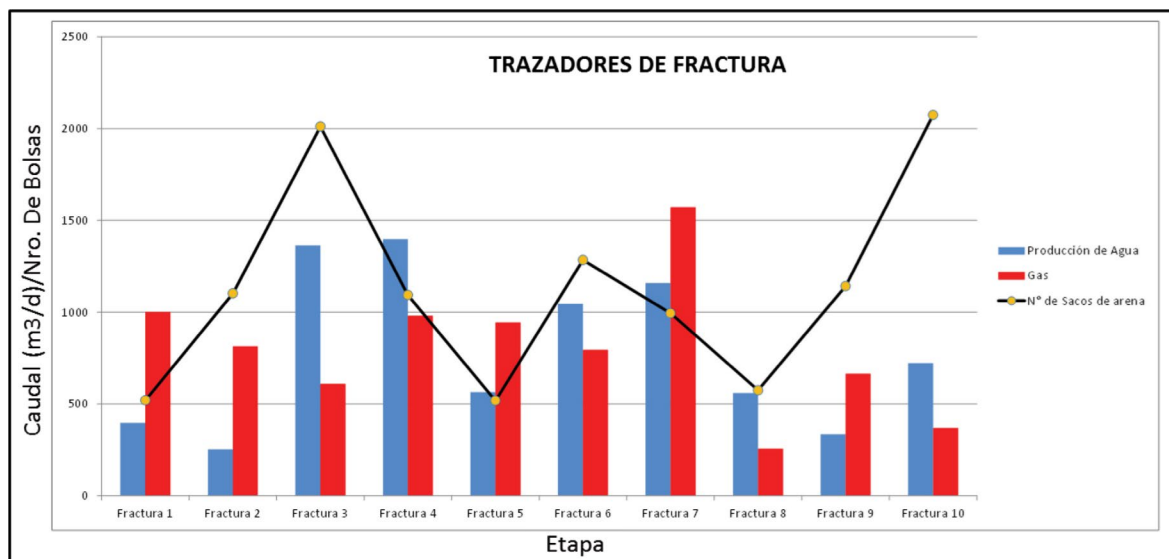


Figura 14. Resultados obtenidos de los trazadores utilizados en las fracturas de un pozo horizontal en el que se variaron los volúmenes de propante por etapa. No se observa relación entre la cantidad de propante y el caudal aportado por cada etapa, pero se corrobora que cada una aporta a la producción del pozo.

Se identificaron extensiones y nuevos relictos de erosión del reservorio M1, todos con saturación de gas aunque cada uno de ellos con patrones faciales distintos. El pozo CI.a-1004 identificó una nueva zona con un espesor grueso de M1 de 36 m que preserva facies convencionales similares a las presentes en Campo Boleadoras, convirtiéndose así en el mejor pozo de la campaña con una producción inicial de 400 Mm³/d. Los pozos offset mostraron la gran variabilidad de espesores y facies en este nuevo satélite del campo. Apenas a 1400m al Oeste del CI.a-1004, el pozo CI-1006 –el cual presentaba valores de amplitud similares- encontró una ausencia total de las facies productivas, habiéndose erosionado unos 20 metros (Fig. 11).

Estos resultados reforzaron la estrategia prospectiva guiada por geometrías sísmicas y complementada con el análisis de amplitud, permitiendo refinar el mapeo del espesor neto para vincular las distintas zonas del yacimiento (Fig. 15), el cual arealmente guarda cierta relación con el espesor de la secuencia Calafate 2, pero a escala de pozo presenta variaciones inherentes a la variabilidad lateral de facies.

CONCLUSIONES

El yacimiento Campo Indio había entrado en una etapa madura de desarrollo, con 4 pozos perforados desde el 2009 al 2015. Desde ese entonces se comenzó la reactivación del campo mediante la delineación del sector oriental que presentaba reservorios subcomerciales de tipo “tight sands” y descubriendo nuevas acumulaciones satélites hacia el Norte.

El desarrollo de las zonas de baja permeabilidad fue posible gracias a la aplicación de técnicas

específicas de este tipo de “plays” como fracturas de gran volumen, pozos desviados “monobore” y pozos horizontales. Se lograron optimizar los costos con respecto a las operaciones previas, reduciendo el costo por pozo a menos de la mitad, tanto en perforación como en completación.

El descubrimiento de nuevos frentes de desarrollo fue guiado inicialmente por la interpretación sísmica de detalle y toma de riesgo en pozos de avanzada. La presencia del reservorio está dictada por el relieve erosivo de la discordancia D4 (post-Daniana), dejando preservados relictos de la unidad M1 (Miembro Inferior de la Fm. Magallanes, Maastrichtiano Superior-Paleoceno Inferior) en aquellos lugares donde tuvo menor erosión. Los límites erosivos del reservorio así como los cambios faciales configuran la trampa de Campo Indio.

El mapeo de detalle es crucial en este play estratigráfico. La activa campaña de perforación y la continua revisión de la sísmica 3D son la guía para sostener el desarrollo.

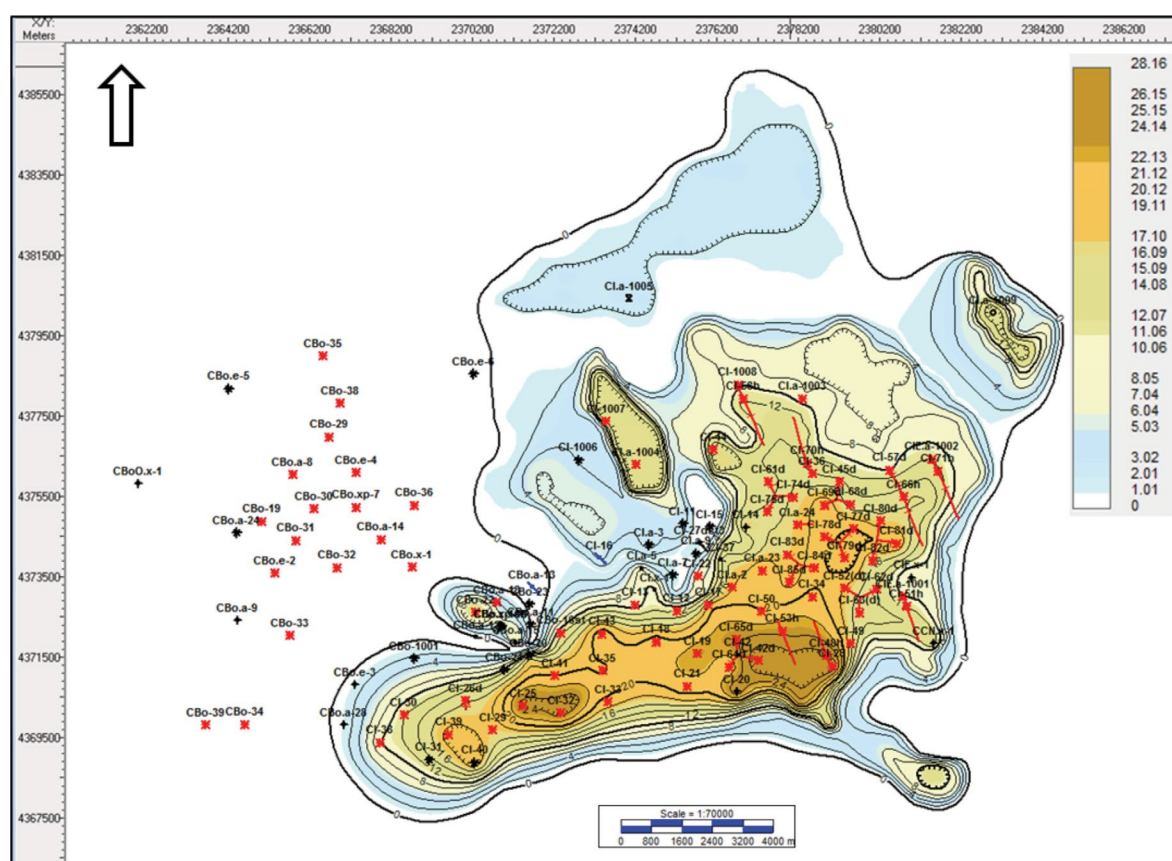


Figura 15. Mapa de espesor neto consolidado a través de datos de pozo y de la interpretación de terminaciones sísmicas.

Tanto la implementación del desarrollo “tight” como las nuevas zonas descubiertas constituyen el frente de desarrollo más importante de actividad en los últimos años.

Dadas las condiciones adversas para un desarrollo convencional, este bloque ha sido redesignado como “Area de Explotación No Convencional Campo Indio Este” por la Provincia

de Santa Cruz y la Secretaría de Energía de la Nación, y se constituye así en la primera concesión de este tipo fuera de la Cuenca Neuquina.

Entre 2017 y 2018 se habrán perforado 40 nuevos pozos desviados y unos 12 pozos horizontales. Esto ha permitido llevar la producción desde 600 Mm³/d de gas a 3 MMm³/d, convirtiendo a Campo Indio en el yacimiento con mayor producción actualmente en el sector terrestre (“*onshore*”) de la Cuenca Austral.

REFERENCIAS CITADAS

- Cagnolatti, M. y Miller, M., 2002, “Los reservorios de la formación Magallanes: Rocas reservorio de las cuencas productivas de Argentina”, V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, p. 91-115, Mar del Plata, Argentina.
- Cagnolatti, M. J. y Miller, M. L., 1999, “Síntesis sistemoestratigráfica y petrolera del Cretácico Superior alto - Terciario Inferior de la Cuenca Austral, Santa Cruz, Argentina”. IV Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, Posters: 931-934, Mar del Plata, Argentina
- Newsham, K.E., Rushing J.A, Laswell, P.M., Cox, J.C. and Blasingame, T.A., 2004, “A Comparative Study of Laboratory Techniques for Measuring Capillary Pressures in *Tight* Gas Sands”, SPE Annual Technical Conference and Exhibition
- Ponce J.J. y Carmona N., 2017, “Análisis sedimentológico e icnológico en testigos corona de la Formación Magallanes, Cuenca Austral”, Informe interno
- Saccavino, L. L., Echeverría, C., Gutierrez, F., Cagnolatti, M., Marteau, V. M., Pedrazzini, M., Barcat, C., 2005, “Las trampas de hidrocarburos de la Formación Magallanes, Cuenca Austral, República Argentina”, VI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, Mar del Plata, Argentina.
- Saccavino L. Lauri J. Arregui C. y Cagnolatti M., 2005, “Integración de un modelo estratigráfico, petrofísico y atributos sísmicos en la caracterización de los yacimientos Campo Indio y Campo Boleadoras. Cuenca Austral (Characterization of Campo Indio And Campo Boleadoras Fields through the Integration of an Stratigraphic, Petrophysical and Seismic Attributes models, Austral Basin)”, Argentina. INGEPET- Lima, Peru.
- Sneider, R.M. and J.S. Sneider, 1998, Rejuvenating marginal, aging oil fields: is it profitable?, Petroleum Geoscience, Vol. 4, p. 303-315
- Sullivan, M., Cagnolatti, M., Arguello, J., Gutierrez, F., Trapiche, A., Saccavino, L., Falconaro, S., Echeverría, 2005, “An application of high resolution of sequence stratigraphy: implications for improved description, modeling and management of the Springhill and Magallanes reservoirs, Austral Basin, Argentina”, 2005 AAPG Annual Convention Poster Session, Calgary, Canada.
- Worthington, P.E., 2000, “Recognition and evaluation of low-resistivity pay”, Petroleum Geoscience, 6.6, no.1, p.77-92