

RESERVORIOS CLÁSTICOS NO COMPACTOS EN EL PLAY DE GAS DE CENTRO DE CUENCA DEL GOLFO SAN JORGE, FORMACIÓN MINA DEL CARMEN

Rodrigo Mariñelarena¹, Alfonso Mosquera¹, Pablo Joaquín Alonso-Muruaga²,
Alejandra Galán¹, Javier Peano¹

1: Tecpetrol S.A. rodrigo.marinelarena@tecpetrol.com, alfonso.mosquera@tecpetrol.com,
alejandra.galan@tecpetrol.com, javier.peano@tecpetrol.com
2: IGeBA (CONICET-UBA). pablojoaquin3@gmail.com

Palabras clave: Centro de Cuenca, Gran Bajo Oriental, Mina del Carmen

ABSTRACT

The Golfo San Jorge gas play located at the center basin constitutes a frontier area for exploration and development, compared with its flanks, where the hydrocarbon production is concentrated. Ninety percent of this play is situated at the Gran Bajo Oriental block (2650 km²) operated by Tecpetrol since 2018, and includes Estancia La Mariposa (ELMA) and Lomita de la Costa-Cerro Mangrullo (LDLC-CEMA) oil fields.

Studies done in cores and cuttings on exploratory wells in GBO, together with the integration of oilfield data from the ELMA and LDLC wells, allowed identifying and characterizing uncompacted reservoirs in the Mina del Carmen Formation (MEC) at critical range depths of 3.500 mbbp.

These reservoirs are clastic, mainly composed of friable conglomerates to medium-grained sandstones deposits, associated to sandy-gravelly channel facies, reaching 10-12 m layer thickness, and with porosities of 15% and permeabilities close to 3 mD in reservoir conditions. The porosity is intergranular and intra-cement, with a diagenetically early phase characterized by chlorite rims, which prevents siliceous cement formation. These reservoirs have presented in productive wells important shows while drilling, mud density decrease up to 100 gr/l, and occasionally field gas burning. Initial flow, ranges from 80.000 m³/d pre-frac up to 130.000 m³/d post-frac. Additionally, reservoir facies with worse petrophysics conditions were also identified; these are related to very fine sandstones associated to shallow channels and unconfined flows deposits. They reach up to 5-7 m layer thickness, and present porosities of 5% and permeabilities of 0.03 mD in reservoir conditions. These reservoirs present proved development in the uppermost 800 m of Mina del Carmen Formation (reaching up to 80 m of total thickness). At deeper intervals CO₂ presence and the proportional increment of layers with poorer reservoirs conditions constitute an economic limit for this play.

INTRODUCCIÓN

La Cuenca del Golfo San Jorge, ubicada en la porción central de la Patagonia, es la más antigua y prolífica productora de hidrocarburos de Argentina. Es una cuenca de bordes irregulares

elongada en dirección este - oeste, que se extiende entre los paralelos 45° y 47° sur y los meridianos 65° y 71° oeste, cubriendo porciones de las provincias de Chubut y Santa Cruz continuando al este en la plataforma continental. La superficie total estimada es de 180.000 km², un tercio de ella se sitúa costa afuera (Fig. 1).

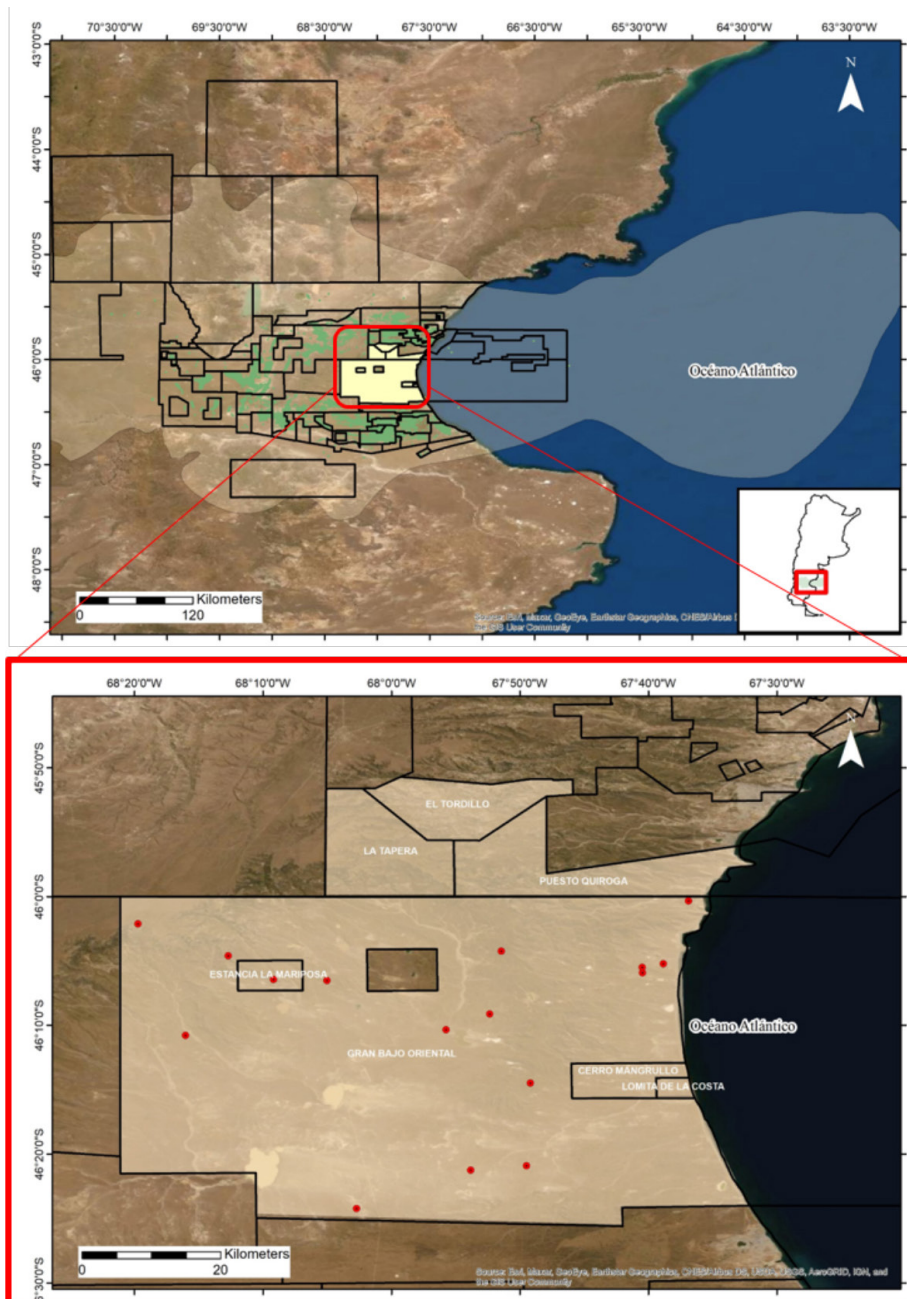


Figura 1. Mapa de ubicación regional del bloque Gran Bajo Oriental en la cuenca del Golfo San Jorge (arriba). Detalle de áreas operadas por Tecpetrol (abajo) y de los 15 pozos exploratorios que atravesaron las principales unidades del Chubutiano en el área Gran Bajo Oriental.

El relleno sedimentario de la cuenca supera los 8.000 m de espesor en la parte central, alcanzando el sondeo exploratorio más profundo la profundidad de 5160 mbbp. La columna estratigráfica posee todos los elementos esenciales del sistema petrolero conformando acumulaciones de petróleo y gas históricamente comprobadas en la región (Fig. 2). A pesar de que existen potenciales rocas reservorios en casi todas las unidades estratigráficas presentes, los principales reservorios en la cuenca se encuentran en el Grupo Chubut, como depósitos de cursos fluviales entrelazados y meandriiformes. La Formación Bajo Barreal (y sus equivalentes Comodoro Rivadavia y Cañadón Seco), ha sido la unidad productora por excelencia seguida en importancia por la Formación Castillo (o Formación Mina del Carmen). Los reservorios tienen un espesor promedio que varían entre los 2 y 10 m, una porosidad que varía entre los 16 y 28 % y valores de permeabilidad entre 50 y 200 milidarcies (Figari *et al.* 2002).

Los niveles generalmente presentan un elevado porcentaje piroclástico y es frecuente la porosidad secundaria. La mayoría de las trampas son combinadas, predominando hacia el sector oeste un estilo compresivo, con anticlinales de inversión tectónica y al este extensivo, con estructuras de tipo *rollover*. La roca madre principal está representada por las pelitas negras de origen lacustre de la Formación Pozo D-129, distribuidas homogéneamente en la mayor parte de la cuenca salvo en el sector noroccidental donde es reemplazada en esta función por la Fm. Pozo Anticlinal Aguada Bandera. Las vías migratorias son esencialmente verticales a través de fallas extensivas, pero en algunos casos se verifica migración lateral donde la combinación de *carrier rocks* y sellos regionales lo permiten (Figari *et al.* 2002).

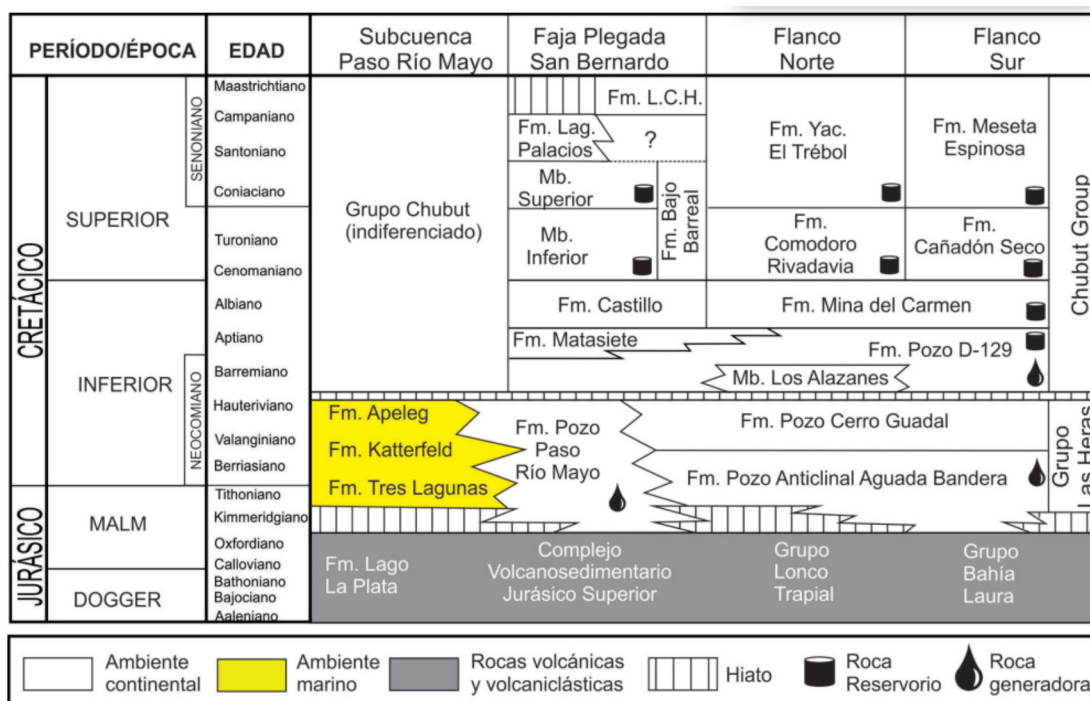


Figura 2. Litoestratigrafía cretácica de la cuenca del Golfo San Jorge. Tomada de Paredes *et al.* (2022).

El bloque denominado Gran Bajo Oriental se ubica en el norte de la Provincia de Santa Cruz, aproximadamente a 70 km hacia el sudoeste de la ciudad de Comodoro Rivadavia, posee una superficie de 2650 km², tiene perforado un total de 20 pozos exploratorios. Entre ellos, catorce pozos son profundos, atravesando la columna estratigráfica hasta la Fm. Mina del Carmen, mientras que siete son viejos y no superan los 700-800 m de sección atravesada. Para este trabajo, se consideraron únicamente los pozos de mayor profundidad.

Sus límites están marcados hacia el este por la costa del mar argentino, al norte por los Bloques La Tapera–Puesto Quiroga y Anticlinal Grande, al oeste con el bloque Meseta Cerón Chico (Pan American Energy) y al sur con los bloques Tres Picos y Cañadón La Escondida (Fig. 1).

El bloque Gran Bajo Oriental corresponde a la denominada zona “Centro de Cuenca”, en donde las líneas sísmicas 2D, cubos 3D, pozos exploratorios y pozos de producción perforados, muestran el mayor depocentro de la cubeta que conforma la cuenca productora cretácica del Golfo de San Jorge (Fig. 3). Posee una característica estructural común que la vincula tanto al flanco norte como al flanco sur, como ser fallas regionales basamentales que inclinan hacia el sur en el sector norte, y fallas profundas que inclinan hacia el norte en el sector sur del centro de cuenca. A su vez, se encuentra afectada por una tectónica netamente extensional, con fallas de orientación predominante este-oeste, que originan bloques escalonados que gradualmente se van profundizando hacia el centro de cuenca, con fallas antitéticas de segundo orden.

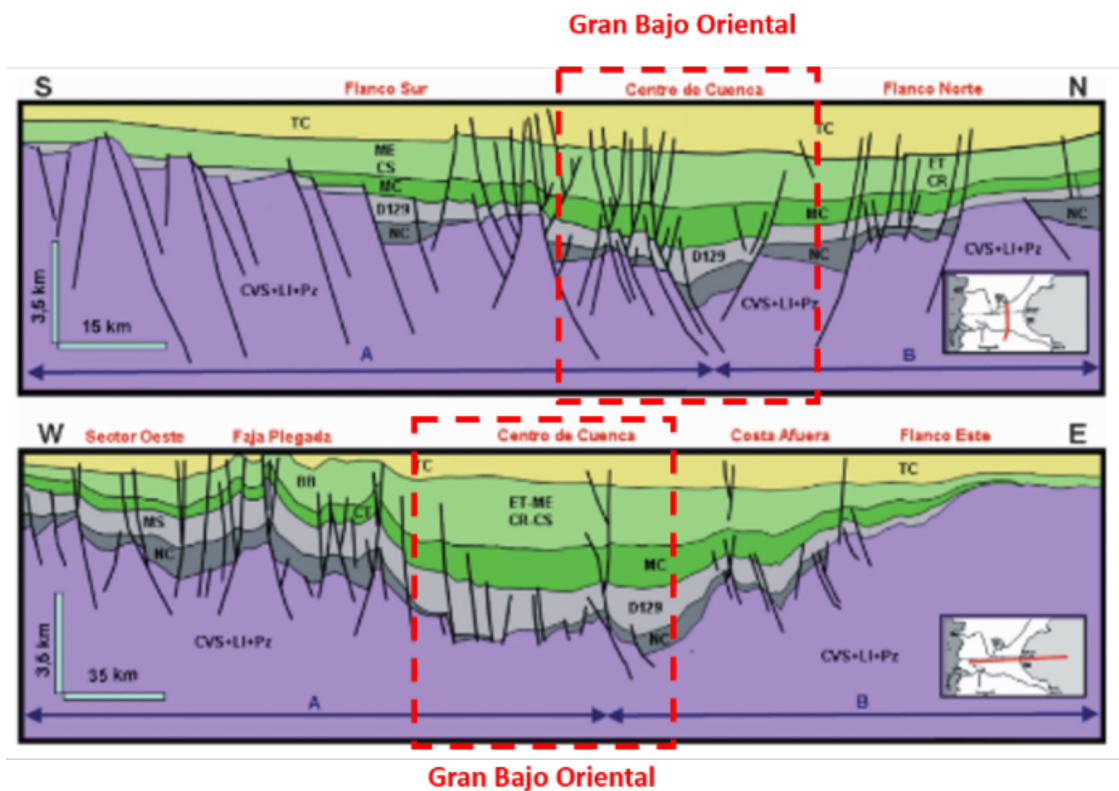


Figura 3. Cortes regionales compuestos de la Cuenca del Golfo San Jorge, esquematizados a partir de información sísmica. Tomado de Sylwan *et al.* (2011).

Actualmente este sector de la cuenca tiene una baja madurez exploratoria, con 20 pozos exploratorios perforados (1pozo/133 km²). La mayoría de los pozos fueron perforados en base a sísmica 2D en las décadas del '40, '50, '60 y '80. El bloque carece de exploración de pozos con sísmica 3D, con excepción de los pozos PDA.x-1, ELMaE.x-1 y ELMaO.x-1 perforados en los años 1998, 2002 y 2003 respectivamente. A la fecha se han investigado las principales formaciones productoras y solo se han descubierto dos acumulaciones de hidrocarburos, correspondientes a los Yacimientos Estancia La Mariposa, en etapa de declinación final y Lomita de la Costa, sin producción por falta de conexión a ductos.

Además de los pozos exploratorios, el bloque Gran Bajo Oriental consta de adquisición sísmica 3D y líneas 2D. En lo que respecta a los cubos sísmicos 3D, hay 3 adquisiciones en el bloque: el cubo sísmico Gran Bajo Oriental (218 km² aprox), Centro de cuenca (200 km²) y Cerro Mangrullo-Lomita de la Costa (155 km²). Cobertura total con sísmica 3D: 573 km².

Por otra parte, hay 1.500 km aproximadamente de líneas 2D, muchas de las cuales son de mala calidad.

MATERIALES Y MÉTODOS

El presente trabajo incluye la integración de estudios realizados sobre intervalos no continuos pertenecientes al Área Gran Bajo Oriental, Formación Mina del Carmen. Para ello se caracterizaron composición, diagénesis y porosidad, de los posibles reservorios de areniscas medianas a conglomerádicas, en general friables, y en menor medida de las areniscas finas a muy finas con baja calidad de roca reservorio en el ámbito del centro de cuenca, de modo de definir su prospectividad como *play* adicional del objetivo Comodoro Rivadavia o como objetivo *stand alone*.

En este sentido, se realizaron estudios litológicos, petrográficos, de Fluorescencia de Rayos X (FRX), Difracción de Rayos X (DRX) y Microscopía Electrónica de Barrido (MEB) sobre muestras de recortes de perforación y de corona en cuatro sondeos. Complementariamente, sobre cuatro testigos corona obtenidos en dos pozos, se efectuaron análisis de litofacies junto a su correspondiente estudio petrográfico, como así también, ensayos petrofísicos en condiciones ambiente y NOBP. Adicionalmente, se tomaron mediciones de rayos gamma a fin de poner sus respectivas profundidades a los intervalos de coronas (Fig. 5).

A continuación, se detallan los trabajos realizados:

- Descripción litológica
- Estudio petrográfico: Se confeccionaron 45 cortes delgados sobre muestras de corona y de recortes de perforación.
- Fluorescencia de rayos X: Se registraron los elementos químicos sobre las 196 muestras de recortes de perforación

- Difracción de rayos X: Dos muestras de recorte de perforación fueron estudiadas mineralógicamente, a través de la difracción de Rayos X, mediante el análisis de ROCA TOTAL y FRACCIÓN ARCILLA para la determinación del tipo de arcilla presente en estos reservorios.
- Estudio con microscopio electrónico de barrido (MEB): Se realizó estudio mediante microscopio de Barrido electrónico sobre cinco muestras (cuatro de testigos corona y una de recortes de perforación).
- Análisis sedimentológico y paleoambiental: Se efectuó un análisis sedimentológico detallado que permitió reconocer y diferenciar unidades o intervalos en las coronas obtenidas de los pozos 1 y 2. Los atributos relevados incluyen granulometría, selección, forma y composición de los clastos, presencia de cemento y/o concreciones carbonáticas, como así también tipo de estructura sedimentaria presente, naturaleza de los contactos entre las capas, y aspectos icnológicos asociados. De esta manera se identificaron para cada unidad los principales tipos litológicos presentes y se caracterizaron litofacies junto a sus respectivos procesos depositacionales (ver tablas 1 y 2). Las litofacies reconocidas fueron, en función de sus características y distribución en los intervalos analizados, incorporadas a facies sedimentarias y comparadas con modelos de facies (eg. Dalrymple, 2010) a fin de identificar subambientes y/o paleoambientes depositacionales. Finalmente, el análisis de las facies y su asociación junto a la integración con evidencia regional permitieron interpretar el paleoambiente principal desarrollado durante la sedimentación.
- Estudios petrofísicos en condiciones de ambiente y NOBP.

RESULTADOS

El play de gas de centro de cuenca en el Golfo San Jorge constituye un área de frontera exploratoria y desarrollo, en comparación con los flancos donde se concentra la producción hidrocarburífera. El 90% del área de este *play* se desarrolla en el bloque Gran Bajo Oriental (2650 km²) operada por Tecpetrol desde 2018 junto con los yacimientos Estancia la Mariposa (ELMA) y Lomita de la Costa – Cerro Mangrullo (LDLC-CEMA).

Estudios realizados sobre coronas y cuttings en pozos exploratorios de GBO y su integración con pozos de los yacimientos ELMA y LDLC permitieron identificar y caracterizar reservorios no compactos en la Fm. Mina del Carmen (MEC), en rangos de profundidades críticas de hasta 3500 mbbp. La existencia de este tipo de reservorios constituye un elemento muy favorable para un ambiente tradicionalmente *tight*.

Como base principal en el análisis de los reservorios se utilizaron cinco pozos con variada información dentro del bloque a los que se le realizaron los estudios antes mencionados (Fig. 5).

Adicionalmente, se agregó como complemento de información del yacimiento Estancia La Mariposa ya que consta de abundante información de perforación, perfiles, coronas, testigos laterales, DST, detección de gas, entre otras. Varios pozos de este yacimiento resultaron productivos de niveles de la Fm. Comodoro Rivadavia y tope de Mina del Carmen.

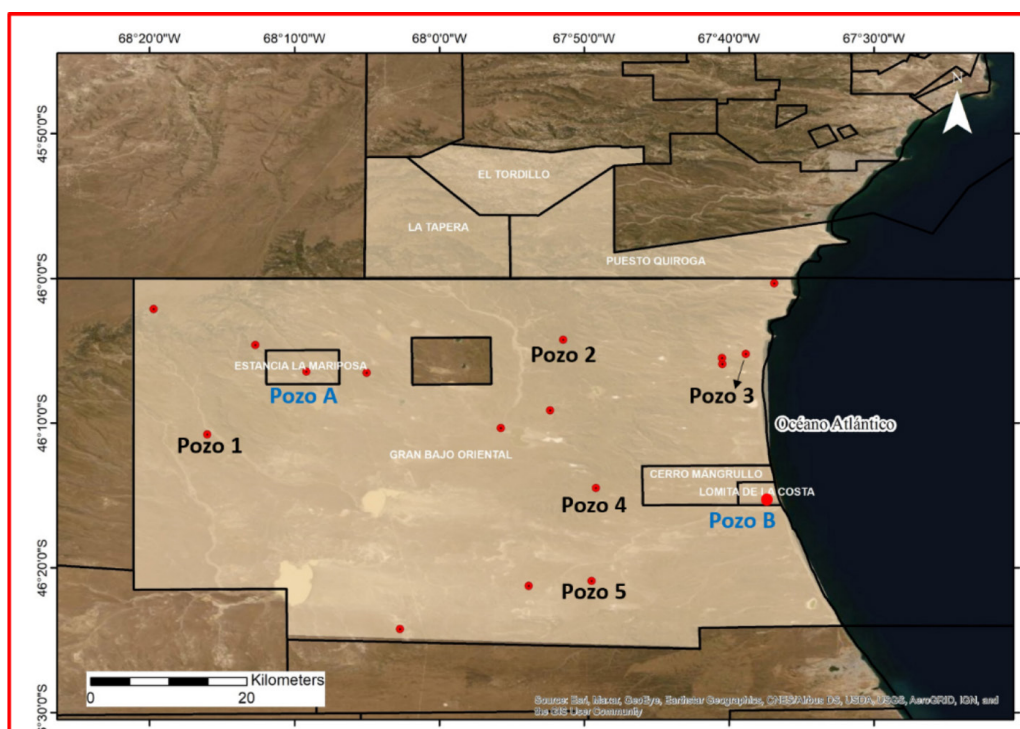


Figura 5. Mapa de ubicación de los pozos 1, 2, 3, 4, 5 estudiados dentro del bloque Gran Bajo Oriental. Además los pozos A y B como integración de los yacimientos Estancia La Mariposa y Lomita de la Costa.

Análisis de estudios de laboratorio:

Como resultado del análisis de laboratorio de los pozos mencionados, pudimos diferenciar dos tipos de reservorios principales en la zona estudiada para la sección de Mina del Carmen.

➤ Reservorios de areniscas medianas a gruesas hasta conglomerádicos

Los mejores niveles de reservorio corresponden a capas clásticas en el rango de conglomerado a arenisca media, asociados a facies de canal arenoso-gravoso. Estos reservorios alcanzan los 10-12 m de espesor de capa como máximo, con porosidades de alrededor de 15% promedio y permeabilidades de 3 mD en condiciones de reservorio. En control geológico el grano se describe suelto generalmente asociados a *drilling breaks* de ROP (Fig. 6).

En corte delgado estas capas se ven como arenitas, principalmente arenitas líticas y arenitas líticas feldespáticas. En la fase lítica predominan los fragmentos volcánoclasticos junto a volcánicos, y en menor medida de líticos metamórficos. Además, presentan feldespatos y cuarzo en proporciones variadas. Como minerales accesorios aparecen biotitas deformadas y epidoto.

La granulometría es típicamente de grano medio a muy grueso, alcanzando en muchos casos el tamaño grava, en general con buena a moderada selección.

La porosidad es abundante y buena, distribuida moderadamente homogénea debido a la cementación de laumontita. Más del 50% de son mesoporos (0,06-0,22 mm) y en menor medida microporos (0,02-0,06mm).

La secuencia diagenética definida para estos reservorios es:

1. - Compactación
2. - Coating arcilloso
3. - Coating de microcristales
4. - Crecimiento secundario de feldespato
5. - Crecimiento secundario de cuarzo
6. - Disolución
7. - Microcristales autigénicos de plagioclasas
8. - Cementación/Reemplazo de siderita
9. - Cemento de laumontita

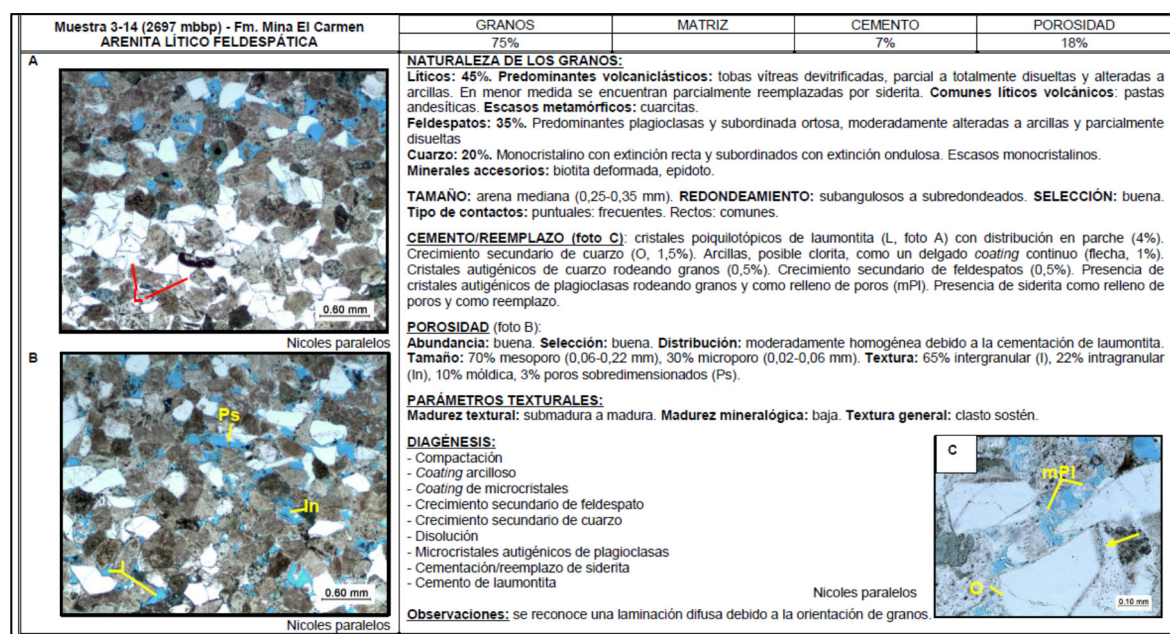


Figura 6. Detalle de corte delgado y estudios realizados en facies de reservorios clásticos de arenisca mediana a muy gruesa.

➤ Reservorios muy finos a medianos

Los niveles de reservorio de areniscas finas corresponden a capas de arenitas líticas y lítico-feldespáticas de grano fino a medio, asociados principalmente facies de canal de baja profundidad y flujos mantiformes. Estos reservorios alcanzan los 5-7 m de espesor de capa, con porosidades de 5% y permeabilidades de 0.03mD en condiciones NOBP. En control geológico el grano se describe como moderadamente consolidado hasta muy consolidada. Empaque cerrado y sin porosidad visual (Fig. 7).

Composicionalmente predominan los fragmentos volcaniclásticos, aunque también hay presencia de metamórficos. Además, incluyen feldespato y cuarzo en proporciones variadas. Como minerales accesorios aparecen circones y algunas biotitas. Granulométricamente son de grano muy fino a fino, aunque aparecen también en tamaño mediano. En general con buena a moderada selección.

La porosidad es moderada a escasa y varía notoriamente en función del contenido de cemento de calcita. Se encuentra distribuida moderadamente homogénea debido a la cementación de laumontita. Más del 50% de son microporos (0,02-0,06 mm) y en menor medida mesoporos.

Tiene un papel importante la cementación y reemplazo con calcita cristalina en algunos recortes, sílice como relleno de poros, Arcillas como *coating* continuo y en menor medida crecimiento secundario de cuarzo y feldespato.

La secuencia diagenética definida para estos reservorios es:

1. - Compactación
2. - *Coating* arcilloso
3. - Crecimiento secundario de feldespato
4. - Sílice como relleno de poro y crecimiento secundario de cuarzo
5. - Disolución
6. - Siderita
7. - Cementación de calcita

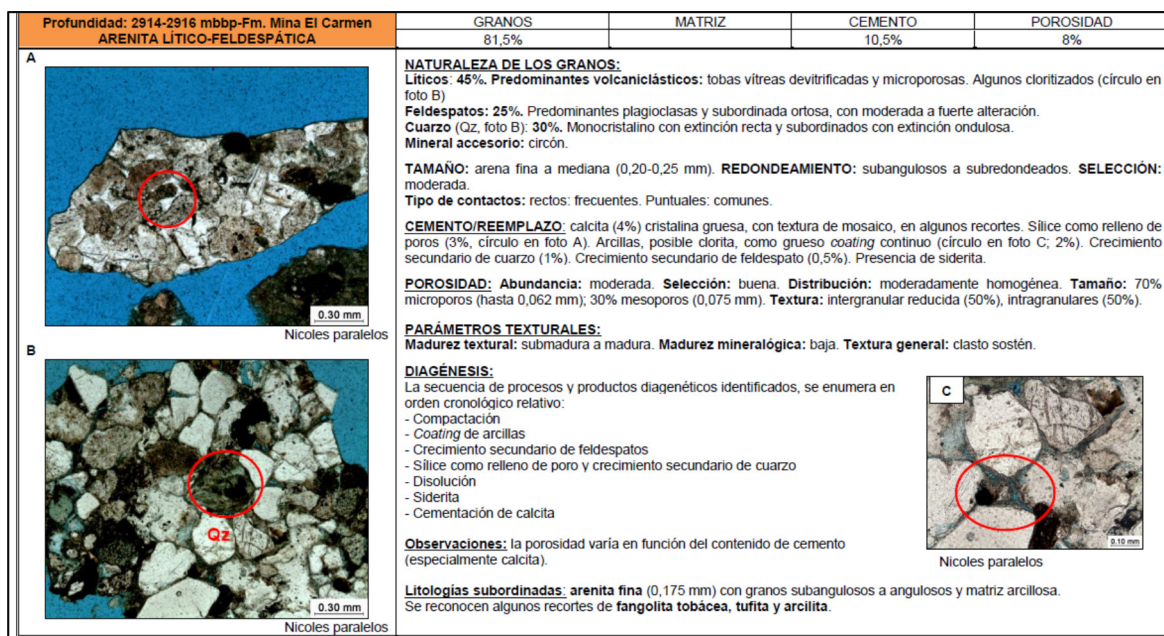


Figura 7. Detalle de corte delgado y estudios realizados en facies de reservorios clásticos tipo vinculados facies de canal arenosos de baja profundidad y flujos mantiformes.

En dos muestras con abundante presencia de arcillas en corte delgado, se procedió a realizar estudios por difracción de rayos X (DRX) para determinar el tipo de arcilla que observábamos presente en estos reservorios. Además, en 5 muestras se realizó Microscopía Electrónica de Barrido (MEB) con el fin de observar el tipo y calidad del sistema poral en las arenas (Fig. 8).

El caso de ejemplo corresponde a una arenita fina a muy fina, con baja porosidad distribuida heterogéneamente y escasa conexión de los poros. Presenta cemento de laumontita y poca cantidad de clorita como relleno de poros y coatings. Predominan los microporos de texturas intragranulares. Las gargantas porales abiertas son escasas y de pequeño diámetro, adicionalmente están reducidas por compactación y ocluidas por laumontita.

En cuanto a la composición de la fracción arcilla se realizó el estudio de DRX correspondiente a una muestra de corte delgado con suficiente cantidad relativa de arcillas para poder ser identificadas con este método (alrededor del 10% del total de muestra como fracción arcilla). Los resultados obtenidos indican que corresponden casi en su totalidad a arcillas de tipo clorita y en muy escasa proporción a illita (Fig. 8).

Análisis de Coronas

Del análisis de los estudios realizados sobre las coronas de los pozos 1 y 2 surge que los valores de porosidad registrados son algo variables a lo largo de la serie de muestras analizadas, donde se observan sistemas porales desde pobre a muy buen desarrollo (2% a 16%) (Fig. 9). Cabe mencionar que parte de las disparidades observadas en los valores de porosidad óptica con respecto a los

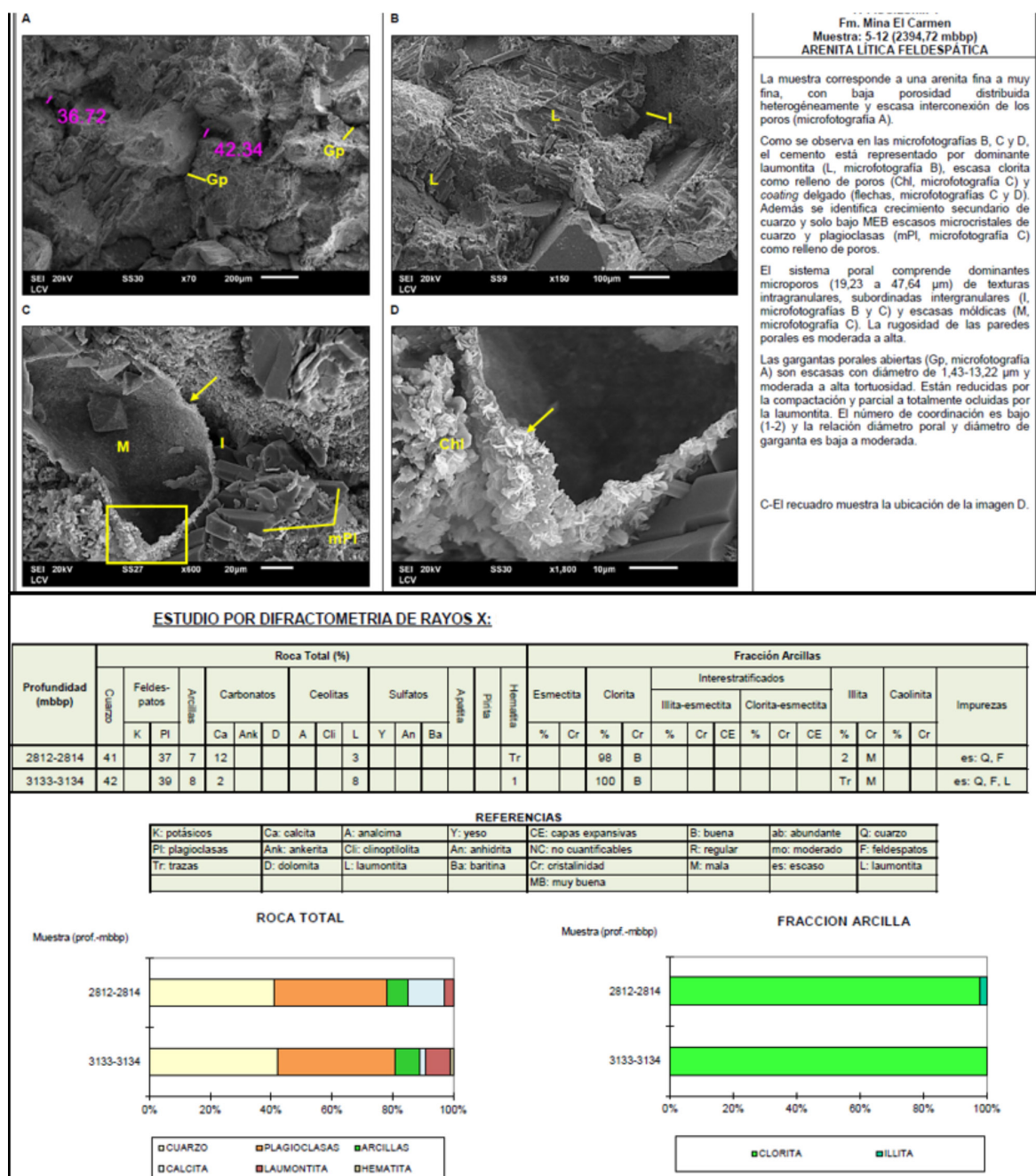


Figura 8. Detalle de Microscopía Electrónica de Barrido sobre arenisca fina de baja porosidad (arriba). Difractometría de rayos X (DRX) sobre dos muestras con abundante fracción arcilla determinando ser clorita (abajo).

obtenidos a partir de los métodos petrofísicos de laboratorio, podrían ser de cierta forma atribuidas al carácter intracristalino de los poros (criptoporosidad), el cual agregaría valor porcentual adicional en porosidad y que, en muchos casos, resulta imperceptible al alcance del método petrográfico. La distribución de los poros es fundamentalmente homogénea a aproximadamente homogénea, y heterogénea hacia la base de la corona #13 y en las muestras de la corona #16 del pozo 1. Los tamaños porales muestran un predominio en el rango de microporos, con excepción del nivel

correspondiente a los 3.040,86 m profundidad, en el cual son más abundantes los mesoporos. Ha sido incluida la presencia, aunque mencionada como probable, de criptoporosidad, a lo largo de toda la sucesión analizada. Los diámetros medios de poros se encuentran comprendidos entre los 0,03 mm y 0,08 mm, mientras que los tamaños mayores varían entre 0,05 mm y 0,40 mm. El grado de selección de los tamaños porales es básicamente moderado, encontrándose bien seleccionados sólo en la base de la sucesión analizada, donde se registra el menor valor de porosidad.

La naturaleza de los poros es predominantemente de tipo intracemento, observándose, además, aunque de forma variable, poros inter e intragranulares, e intramatriz. También acompañan, en mayor o menor medida, poros de tipo móldicos. Como texturas de porosidad es muy común la presencia de granos flotantes en el interior de las cámaras porales (micropartículas y/o remanentes de los procesos de disolución) a lo largo de toda la serie de muestras estudiadas, observándose, eventualmente, el desarrollo de poros oversized y poros elongados. Es bastante notable el desarrollo de sistemas de interconexión poral en la mayoría de las muestras analizadas, con excepción de los niveles de la base, pertenecientes a la corona #16. Los mismos están básicamente definidos por la frecuente presencia de gargantas porales, usualmente caracterizadas por altas tortuosidades inferidas, así como las relaciones poro a garganta, y por generalmente bajos, a ocasionalmente moderados, números de coordinación.

Profundidad	Profundidad	Corona #15 (facies gruesas)				NOBP (250 Kg/cm2)			
		Perforación	Corregida	D.G.	Φ	K _{gas}	K _{linkenberg}	Φ	K _{gas}
(m)	(m)	(g/cc)	(%)	(mD)	(mD)	(%)	(mD)	(mD)	
Corona # 15 2844,50 m - 2860,50 m									
2844,93	2846,43	2,62	16,8	62,35	54,33	10,6	2,283	1,632	
2845,51	2847,01	2,59	16,1	50,41	43,37	11,0	2,382	1,706	
2846,46	2847,96	2,60	23,2	244,5	224,5	18,4	4,514	3,360	
2847,81	2849,31	2,63	13,4	43,88	37,44	8,8	2,783	2,012	
2850,92	2852,42	2,64	9,4	86,32	76,70	6,5	0,5034	0,3285	
Profundidad	Profundidad	Corona #16 (facies tight)				NOBP (250 Kg/cm2)			
		Perforación	Corregida	D.G.	Φ	K _{gas}	K _{linkenberg}	Φ	K _{gas}
(m)	(m)	(g/cc)	(%)	(mD)	(mD)	(%)	(mD)	(mD)	
Corona # 16 3040,30 m - 3046,55 m									
3039,36	3040,66	2,66	4,5	0,168	0,103	3,5	0,0057	0,0029	
3040,86	3042,16	2,56	9,3	0,503	0,328	8,5	0,0959	0,0567	
3042,74	3044,04	2,65	4,3	0,082	0,048	3,7	0,0011	0,0005	

Figura 9. Tabla resumen de estudios petrofísicos sobre corona de facies gruesas (arriba) y facies con desmejoramiento petrofísico (abajo) en condiciones ambiente y NOBP.

Adicionalmente, se realizó un análisis sedimentológico y paleoambiental sobre las coronas de los pozos 1 y 2 incluyendo el análisis de facies y reconocimiento de tipos litológicos presentes, su agrupamiento y distribución en facies distintivas y finalmente su relación en un marco de asociación de facies para poder integrarlas en un modelo paleoambiental.

Como primera medida se procedió a efectuar el análisis de facies correspondiente (ver cuadro 1), reconociendo los principales tipos litológicos y litofacies asociadas, su agrupamiento y distribución en facies distintivas. El código de litofacies propuesto está basado en la nomenclatura de Miall (1977, 1996) donde la letra mayúscula indica el tamaño de grano que predomina, y la minúscula se refiere a la estructura sedimentaria dominante, u otro atributo particular. Se identificaron 20 litofacies, las cuales se agruparon según las litologías principales en las que ocurren.

Litofacies (código)	Tipo	Procesos de transporte y depositación
Gm	Conglomerados masivos	-Súbita descarga de sedimento a partir de corrientes de moderada a alta energía que desaceleran rápidamente -Construcción de barras gravosas. -Depósitos de "Lag" (piso de canal)
Gh	Conglomerados con estratificación horizontal	-Carpeta tractiva en condiciones de alta energía y descarga, junto a baja profundidad relativa. -Migración de barras longitudinales areno-gravosas
Gl	Conglomerados con estratificación entrecruzada de bajo ángulo	-Migración de barras longitudinales gravosas
Gp	Conglomerados con estratificación entrecruzada planar	-Migración de barras transversales gravosas de crestas rectas
Gg	Conglomerados con gradación normal	-Pérdida de competencia del flujo.
SGm	Areniscas conglomerádicas másivas	-Flujos tractivos. Súbita descarga de sedimento a partir de corrientes de moderada a alta energía. Construcción de barras longitudinales areno-gravosas.
SGh	Areniscas conglomerádicas con estratificación horizontal	-Carpeta tractiva en condiciones de baja profundidad, posiblemente Desarrollo de barras gravosas longitudinales.
SGp	Areniscas conglomerádicas con estratificación entrecruzada planar	-Desarrollo de barras transversales areno-gravosas de crestas rectas
SGt	Areniscas conglomerádicas con estratificación entrecruzada en artesa	-Desarrollo de barras transversales areno-gravosas de crestas sinuosas
SGg	Areniscas conglomerádicas con gradación normal	-Sedimentación a partir de la progresiva pérdida de energía de las corrientes.
SGi	Areniscas conglomerádicas con gradación inversa	-Carpeta tractiva, desarrollo de una barra longitudinal areno gravosa. -Flujo granular?
Sr	Areniscas con laminación ondulítica	-Depósitos de corrientes tractivas de bajo régimen de flujo con migración de ondas de corriente.
Srw	Areniscas con laminación ondulítica de oleaje (Solo localmente)	-Flujos oscilatorios de baja energía

Srw	Areniscas con laminación ondulítica de oleaje (Solo localmente)	-Flujos oscilatorios de baja energía
Sh	Arenisca con estratificación horizontal	-Corrientes tractivas de asociadas a la generación de carpeta tractiva y/o lecho plano en condiciones de alto régimen de flujo. -Desarrollo de barras arenosas longitudinales. -Retrabajo en tope de barra. -Asociada a la migración de pie de barras arenosas transversales (SI)
SI	Arenisca con estratificación entrecruzada de bajo ángulo	
Sp	Arenisca con estratificación entrecruzada planar	-Depósitos de barras arenosas o megaóndulas de crestas rectas o 2D
St	Arenisca con estratificación entrecruzada en artesa	-Depósitos de barras arenosas o megaóndulas de crestas sinuosas o 3D
Sm	Areniscas masivas	-Súbita descarga de sedimento, a partir de corrientes de moderada energía. -Relictos de barras longitudinales.
		-Destrucción de estructuras primarias por intensa bioturbación.
FI	Fangolitas laminadas	-Decantación de material fino en condiciones de baja energía.
Fm	Fangolitas masivas	-Desarrollo de intensa bioturbación y/o pedogénesis. Decantación de partículas floculadas.

Cuadro 1. Tabla integrada resumen de las litofacies identificadas en las coronas de los pozos 1 y 2.

En función de las características y atributos indicados es posible integrar a las litofacies reconocidas en cuatro facies sedimentarias principales (ver cuadro 2 y figura 10):

- 1) Asociación de litofacies A (Areniscas conglomerádicas y conglomerados);
- 2) Asociación de litofacies B (Areniscas gruesas a muy gruesas);
- 3) Asociación de litofacies C (Areniscas finas);
- 4) Asociación de litofacies D (Fangolitas apiladas).

Un resumen de las principales características de las asociaciones de litofacies reconocidas, junto a su posible caracterización paleoambiental está detallado en el cuadro 2.

Facies	Composición (Litofacies)	Características generales / Observaciones	Subambiente / ambiente deposicional
A <i>Areniscas conglomerádicas y conglomerados</i>	SGt SGp SGm Gp Gg Gh Localmente: SGh SGi Gm	Asociada a los tramos inferiores de ciclos areno-conglomerádicos, o dispuestas como capas apiladas, conformando intervalos de espesores decimétricos a métricos Intercala y o transiciona comúnmente con la Facies B	Canales rellenos principalmente por barras transversales areno gravosas a gravosas.
B <i>Areniscas gruesas a muy gruesas</i>	Sp St Sh Sl Sm Localmente: Sg Fl	Capas apiladas de grano grueso a muy grueso, en menor medida dispuestas en ciclos grano decrecientes superpuestos. Conforman intervalos espesos, en general de orden métrico. Intercala y transiciona frecuentemente con la Facies A, y en menor medida la Facies C	Canales entrelazados rellenos principalmente por barras transversales arenosas y megaondulas.
C <i>Areniscas finas</i>	Sh Sl Sr Sm Sp Localmente: Fl Gm	Estratos de grano fino a muy fino apilados, conformando intervalos de espesores decimétricos a solo localmente métrico que en general ocurren intercalados con la facies B y D. Solo localmente intercalan escasas y delgadas capas de fangolitas (Fl)	Canales de baja profundidad rellenos por formas de lecho de bajo porte, y pasaje a sedimentación a partir de flujos mantiformes
D	Fl Fm	Intervalos dominados por fangolita cuyos espesores	Planicie de inundación fangosa.
<i>Fangolitas apiladas</i>	Localmente: Sr Sm Srw Gl	varían de varios decímetros a escasos metros. En muchos casos estas rocas están muy fracturadas.	Áreas estables de planicies, solo excepcionalmente afectadas por desbordes.

Cuadro 2. Tabla resumen integrada de asociaciones de facies en base a las litofacies identificadas en las coronas de los pozos 1 y 2.

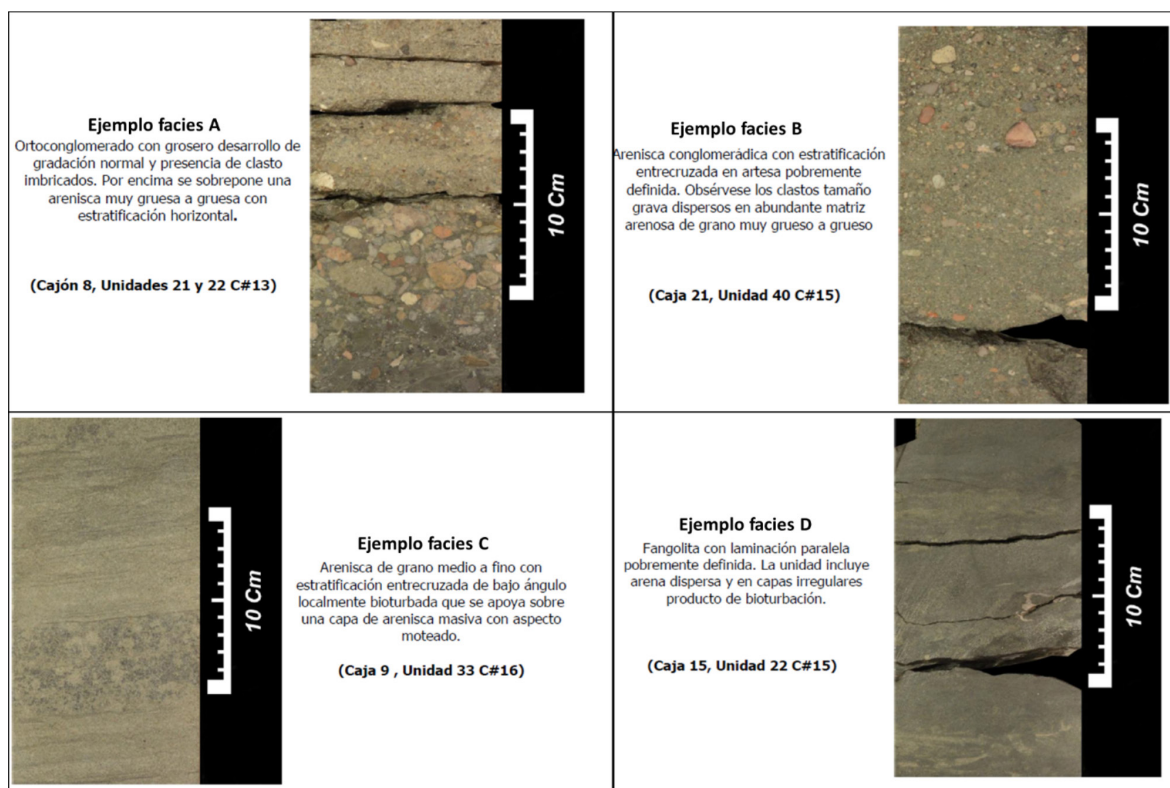


Figura 10. Aspecto de las asociaciones de facies A,B, C, y D identificadas en las coronas estudiadas en los pozos 1 y 2 en Gran Bajo Oriental.

En este marco, y teniendo en cuenta que las coronas descriptas no representan un registro continuo, (cada una se encuentra separada por varios metros de la siguiente o bien correspondiendo a diferentes pozos), no existen diferencias faciales significativas que justifiquen el reconocimiento de diferentes tipos de sistemas depositacionales en los intervalos analizados. Por lo tanto, las asociaciones de facies reconocidas (A-B-C-D) fueron incorporadas a un único modelo integrador, en el que se reconocen diferentes subambientes ver Fig. 11. De esta manera, la Asociación de Facies A-B-C-D es interpretada como depositada en un sistema fluvial multicanalizado de carga mixta (traccional-suspensiva), constituido por canales arenosos a areno-gravosos asociados al desarrollo de planicies de inundación fangosa. En este contexto, las facies A y B reflejan sedimentación en los canales principales del sistema fluvial, los cuales, dada su coalescencia, amalgamamiento y/o juxtaposición se habrían dispuesto conformado fajas de canales (cf. Gibling, 2006). Los canales eran en términos generales, de moderada profundidad y energía, dominados por el desarrollo de formas de lecho arenosas, incluyendo principalmente barras transversales arenosas y megaóndulas (Asociación de facies A). En condiciones de mayor energía como, por ejemplo, durante etapas de crecientes fluviales, estos canales incorporaban clastos de mayor tamaño, y dependiendo de su posición relativa en la faja, eran reemplazados por canales areno-gravosos a gravosos dominados por el desarrollo de barras transversales (Asociación de facies B). En algunos casos, los depósitos finos asociados a abandono de los canales (eg. delgadas intercalaciones de fangolita) eran parcial

o totalmente retrabajados, e incorporados como parte de relleno de un nuevo canal. Por su parte, la asociación de facies C de grano más fino, registra sedimentación a partir de flujos débilmente confinados a no canalizados, con desarrollo de formas de lecho de bajo porte, incluyendo barras arenosas longitudinales, y en menor medida megaóndulas. La misma, se asocia a canales poco profundos y de baja jerarquía o bien, a canales secundarios de desbordes y explayamientos. A su vez, la asociación de facies D, compuesta principalmente por fangolitas, caracteriza sedimentación de baja energía en un subambiente de planicie inundación estable, asociada al desarrollo de charcas o encharcamientos (cf. Miall, 1995). Contracciones menores en estos cuerpos de agua habrían posibilitado la formación de paleosuelos sobre sedimentos fangosos. En adición, y como consecuencia de su ubicación relativamente distal a los canales principales, a estas áreas solo llegaban escasas y esporádicas corrientes producto de desbordes desde los canales principales. Complementariamente, la común presencia de material volcaniclástico (tobas) en las capas areniscas y conglomerados de esta asociación de facies, sugiere que los canales del sistema fluvial incorporaban, producto de retrabajo, material piroclástico el cual era transportado, mezclado, y depositado junto a sedimentos epiclásticos. Estos aspectos, y su integración con la ausencia relativa de piroclastitas en los depósitos de planicies de inundación, permite inferir, al menos para la mayor parte de los tramos corona analizados, sedimentación en condiciones vinculadas a un marco interuptivo.

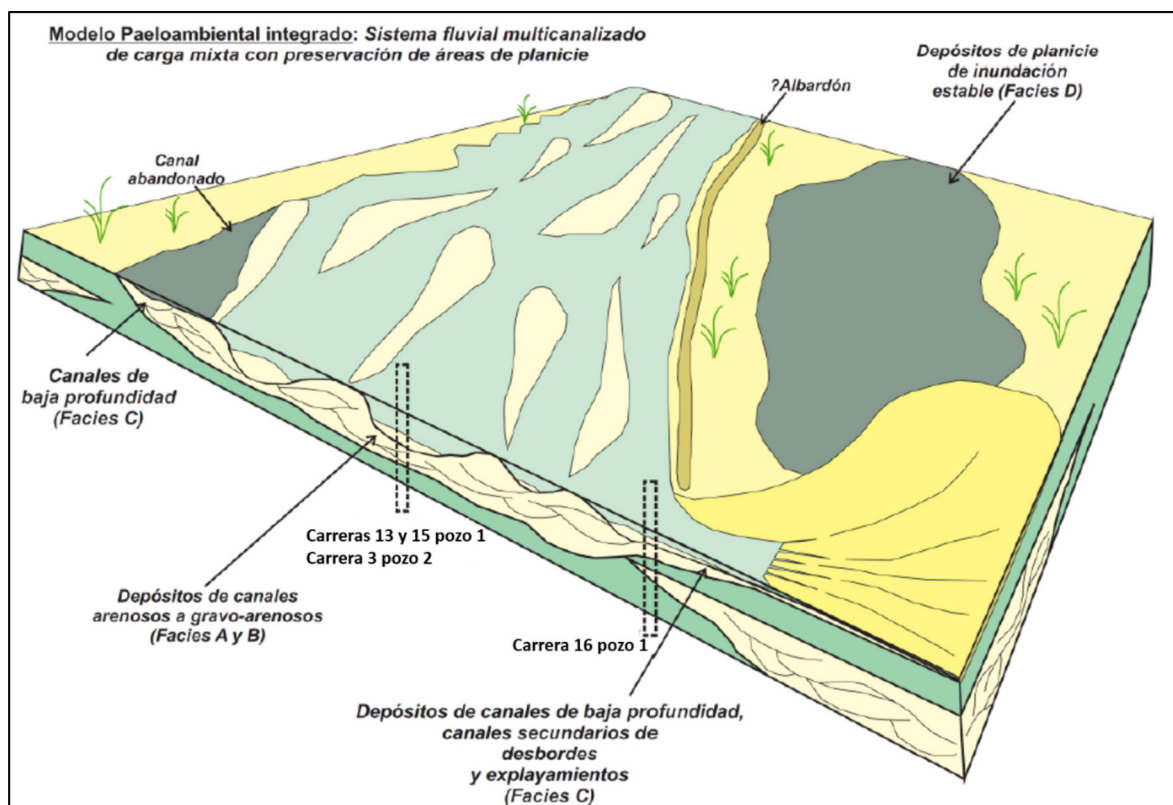


Figura 11. Integración de las asociaciones de facies A-B-C-D de las coronas estudiadas en un modelo paleoambiental esquemático.

Integrando la información de análisis de laboratorio y estudios de coronas en detalle podemos armar un cuadro resumen con las características principales de los mejores niveles de reservorio para el *play* de centro de cuenca (Asociación de Facies A y B). En la Figura 12, se resumen las principales características visuales de las coronas en cajón, ejemplos de porosidades en corte delgado y datos analíticos de petrofísica para el pozo 1.

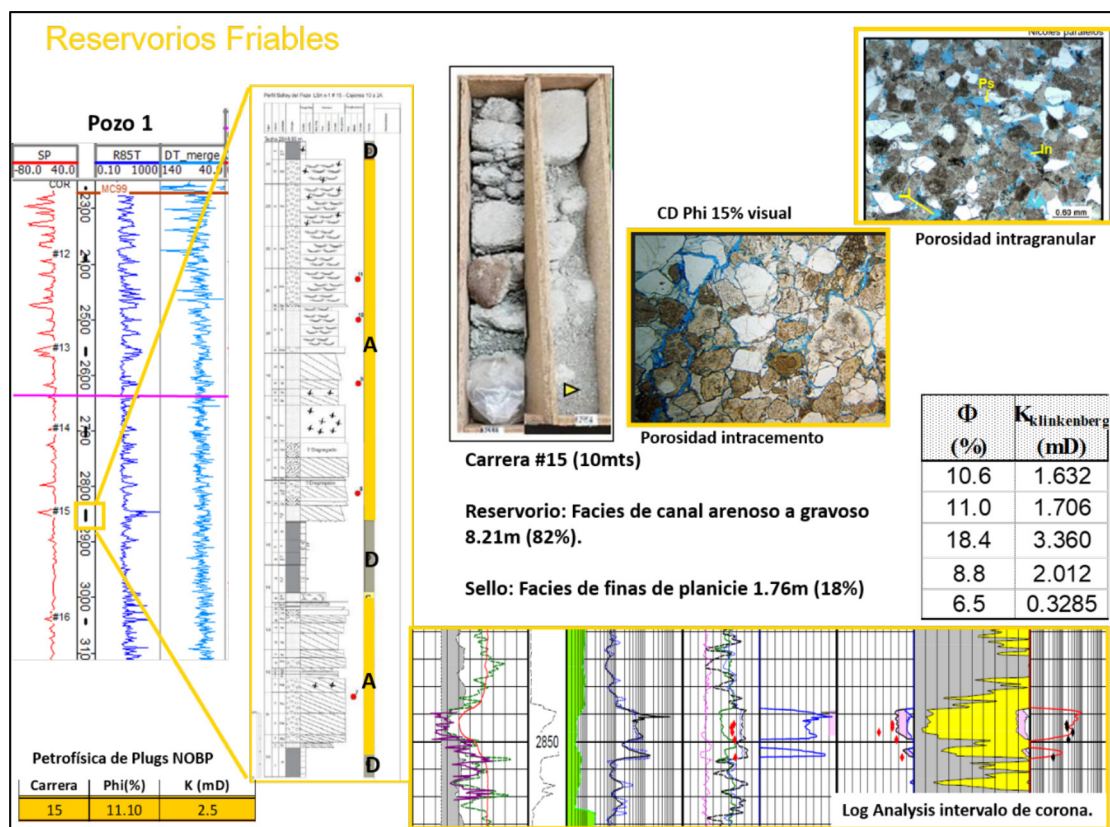


Figura 12. Resumen reservorios friables. Corona integrada por las asociaciones de facies A y D. Vista de la corona en cajón. Cortes delgados típicos. Valores de petrofísica y log analysis del intervalo.

Por otro lado, realizamos el mismo cuadro resumen para las facies de reservorios de granulometrías muy finas a medianas con notorio desmejoramiento petrofísico asociados a niveles de flujos mantiformes para la carrera de corona #16 del mismo pozo (Asociación de Facies C) (Figura 13).

Con la información obtenida de los estudios realizados en los pozos en Gran Bajo Oriental ya presentados, se procedió a sumar al análisis dos pozos con producción comprobada en los niveles equivalentes de la Fm. Mina del Carmen: uno en el yacimiento estancia La Mariposa y otro del yacimiento Lomita de La Costa.

En la sección entre los pozos 1-ELMa-LdC (Fig. 14) se observa el intervalo con producción comprobada en la Fm. Mina del Carmen mostrando los niveles atravesados y los punzados pro-

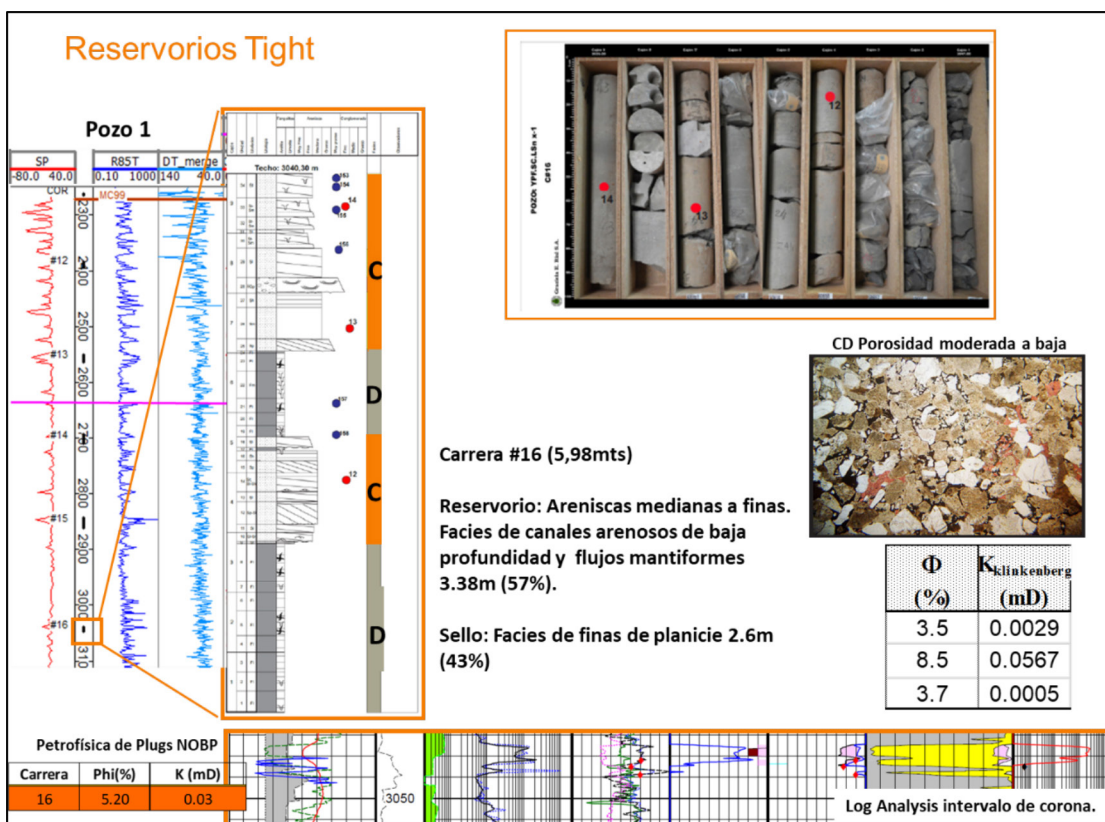


Figura 13. Resumen reservorios de areniscas finas a medianas con desmejoramiento petrofísico. Corona correspondiente a las asociaciones de facies C y D. Vista de la corona en cajón. Cortes delgados típicos. Valores de petrofísica y log analysis del intervalo.

ductivos. La sección ilustrada corresponde a los primeros 700 m aproximadamente de la Fm. Mina del Carmen, con producción comprobada en Estancia La Mariposa y Lomita de La Costa. Se diferenciaron con un *marker* los intervalos “Mina del Carmen Superior” y “Mina del Carmen Medio”. Los primeros 350 m desde el tope presentan abundantes facies de canales en comparación con los 350m inferiores donde se ve una clara disminución de abundancia de los mismos. En general las capas productivas presentan buena deflexión del SP, altas resistividades y picos de gas. En el control geológico las descripciones de facies determinan areniscas medianas a muy gruesas, hasta conglomerádicas, descriptas como sueltas o poco friables. Presentan importantes manifestaciones de gas en lodo, con caídas de densidad de hasta 100 gr/l, gasificación severa de la columna y eventualmente quema de gas al campo. El rango de caudales iniciales varía entre 80.000 m³/d sin fractura a 130.000 m³/d post fractura. Estos reservorios tienen un desarrollo comprobado y arealmente extendido en los 800 m superiores de la Fm. Mina del Carmen (alcanzando los 80m de espesor total). En intervalos más profundos la presencia de CO₂ y el aumento proporcional de niveles mayormente tight constituyen un límite geológico para este *play*.

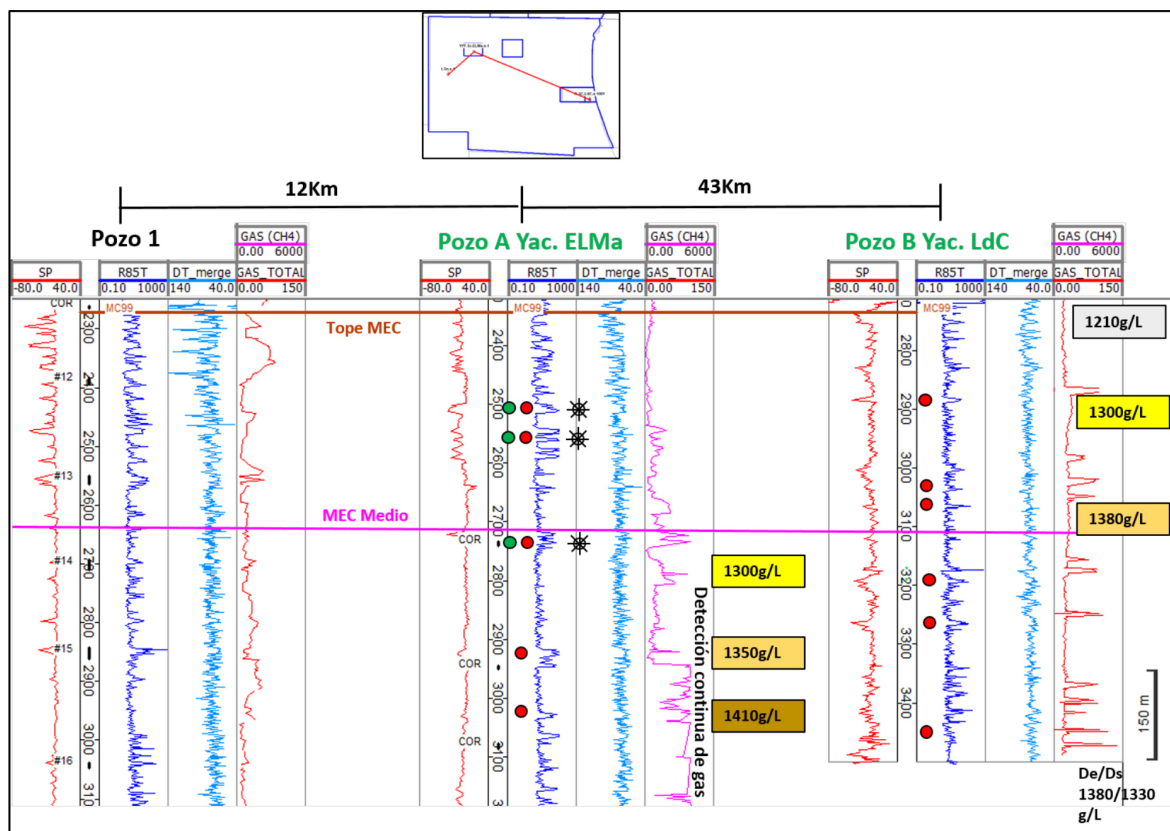


Figura 14. Sección entre Pozo 1, Yac. ELMa y Yac. LdC horizontalizado al tope de la Fm. Mina del Carmen. Se grafican capas productoras (puntos rojos y verdes), coronas de los pozos (# indica el número de corona), densidades de lodo de perforación y curvas de gas digitalizadas.

CONCLUSIONES

Actualmente, el bloque Gran Bajo Oriental correspondiente a la denominada zona “Centro de Cuenca”, tiene una baja madurez exploratoria, con 20 pozos exploratorios perforados (1 pozo/133 km²). Estos estudios en el área enriquecen los conocimientos actuales sobre un sector tradicionalmente marginal en la cuenca.

Estudios de laboratorios integrados sobre cuttings y coronas en pozos del bloque nos muestran gran variabilidad de facies con presencia de dos tipos de reservorios principales con características típicas asociadas para la sección de Mina del Carmen: facies clásticas conglomerádicas a areniscas medias y facies finas a medianas con características petrofísicas desmejoradas.

Los reservorios asociados a facies clásticas de canales arenosos gravosos alcanzan 10 a 12 m de espesor media de capa con porosidades de 15% promedio y permeabilidades de hasta 3 mD en condiciones NOBP según la petrofísica.

La porosidad es de tipo intergranular e intracemento y diagénéticamente se reconoce una fase temprana de coatings de clorita, inhibidor de la depositación de cementos silíceos.

Paleoambientalmente en las coronas estudiadas del pozo 1 y 2 la presencia de material

volcaniclástico (tobas) en las capas areniscas y conglomerados de esta asociación de facies, sugiere que los canales del sistema fluvial incorporaban, producto de retrabajo, material piroclástico el cual era transportado, mezclado, y depositado junto a sedimentos epiclásticos. Por otra parte, la ausencia relativa de piroclásticas en los depósitos de planicies de inundación, permite inferir, al menos para la mayor parte de los tramos corona analizados, sedimentación en condiciones vinculadas a un marco intereruptivo.

Otros pozos en Gran Bajo Oriental que atravesaron el mismo intervalo de la Fm. Mina del Carmen en Estancia La Mariposa y Lomita de la Costa constataron este mismo tipo de reservorios.

En base a los resultados obtenidos en facies clásticas de canales arenosos en los pozos estudiados y frente a las evidencias productivas de otros pozos, podemos considerar la probable existencia de algún tipo de *play* adicional en la Fm. Mina del Carmen, al objetivo tradicional de Comodoro Rivadavia o como objetivo *stand alone* aún no descubierto dentro del bloque Gran Bajo Oriental.

AGRADECIMIENTOS

Un especial agradecimiento a los laboratorios LCV SRL y RIAL SA por su gran labor y aportes. Al personal técnico que los integran por el cordial trato, buena predisposición y amabilidad a la hora de intercambiar opiniones, resultados y definir formas y metodologías de trabajo.

REFERENCIAS CITADAS

- Dalrymple, R., 2010. Interpreting sedimentary successions: facies, facies analysis and facies models. In: James, N.P., Dalrymple, R.W. (Eds.), *Facies Models 4*. Geol. Ass. Can., St. John's, Geotext 6, pp. 3–
- Figari, E.G., Stelkov, E.E., Laffitte, G., Cid de la Paz, M., Courtade, S., Celaya, J., Vottero, A., Lafourcade, P., Martinez, R. y Villar, H.J. 1999. Los sistemas petroleros de la Cuenca del Golfo San Jorge: Síntesis estructural, estratigráfica y geoquímica. 4° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, 197-237. Buenos Aires.
- Gibling, M.R., 2006. Width and thickness of fluvial channel bodies and valley fills in the geological record: a literature compilation and classification. *Journal of Sedimentary. Research* 76, 731–770.
- Miall, A.D., 1996. The geology of fluvial deposits: sedimentary facies. *Basin Analysis and Petroleum Geology*.
- Paredes J.M, Foix N., Allard J. O., 2022. Estratigrafía Cretácica de la Cuenca del Golfo San Jorge. *Relatorio XXI Congreso Geológico Argentino Puerto Madryn*. (145pp.).
- Petroleum Geoscience. Springer-Verlag, 2010 Berlin (582 pp.).
- Sylvan C., Droeven C., Iñigo J., Mussel F., 2011. Cuenca del Golfo San Jorge. VIII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. (141pp).
- Taboada R., Condat P., Corsini V., Mir E., Conti J., Fortunato G., Villivar O., List D., Stancel S., Jones L., 2001. El Tordillo Reservoir Static Characterization Study: El Tordillo Field, Argentina.

