

RESERVORIOS CON SOBREPRESIÓN EN LA FORMACIÓN MINA DEL CARMEN. IDENTIFICACIÓN Y DELIMITACIÓN DE LA ANOMALÍA COMO SOPORTE PARA LA EXTENSIÓN DEL DESARROLLO - CUENCA DEL GOLFO SAN JORGE, ARGENTINA

Rodrigo J. Rodríguez¹, Pablo A. Caprioglio¹

1: Sinopec Argentina Exploration and Production, Inc.,
rodrigo_rodríguez@sinopecarg.com.ar, pablo_caprioglio@sinopecarg.com.ar

Palabras clave: **sobrepresión, yacimiento El Huemul, gradiente de presión**

ABSTRACT

Over-pressurized reservoirs in Mina del Carmen Formation. Anomaly identification and delineation to support new well development locations - Golfo San Jorge basin, Argentina.

When basins are filled by sediments the fluid pore pressure increases following the hydrostatic gradient. Compaction reduces pore size while water leaks through surface. Positive or negative deviations from hydrostatic pressure gradient are considered anomalous pressure behavior. Once water leakage processes finish due to sedimentation rate, the fluid retention depth is reached. From here to lower stratigraphic units, pore pressure should increase in a closely parallel trend to the lithostatic pressures gradient.

Regional stress variation and poral fluid volume change are some of the variables which define an overpressure situation. However, when specific data is scarce, the recognition of the normal gradient (to be used as reference) and the acknowledgement of the unique features of each field, are keys to first identify an overpressure scenario.

Based on open-hole reservoir pressure measurements, a reservoir fluid pressure anomaly behavior was identified in northern El Huemul field. This anomaly is evidenced by a break between two different pressure gradients. Shallower stratigraphic intervals are characterized by an hydrostatic gradient while deeper formations present a sharp deviation toward an overpressure situation. This break was initially identified around Mina del Carmen Formation (MDC) top (eastern part of the field). Toward Western blocks, where MDC top deepens slightly, the intersection between the two-pressure gradients deepens as well, though it does so more abruptly.

Most of the oil bearing reservoirs are restricted to MDC. Hydrocarbon is characterized by 35-43°API oil range with no biodegradation fingerprints (highly mature source rock). These features allow to place hydrocarbon expulsion, migration and trapping during late stages of the basin silting, when sedimentary units and fault system framework had likely reached their current configuration.

The block architecture is characterized by a normal fault system running in W-E direction. The main structure normally does not affect the complete stratigraphic column, but only the upper section of MDC. At the same time, it is remarkable that the break between the two pressure gradients is regularly accompanying the upper tip of the faults.

Static or dynamic equilibrium pressure states could explain the current pressure situation of the field. Absence of source rock real pressure data or other significative variables, hinder the chances to define the most likely scenario. Nevertheless, the identified spatial association of MDC Fm., faults termination and the presence of oil and gas bearing, over-pressurized reservoirs, empirically allows to reduce risks when new well locations are defined in the block.

UBICACIÓN Y RESEÑA DEL YACIMIENTO EL HUEMUL

El yacimiento El Huemul (EH) constituye una de las áreas otorgadas en concesión a SINOPEC Argentina y está localizado en el sector centro norte del Flanco Sur de la Cuenca del Golfo San Jorge (CGSJ), aproximadamente a unos 60 Km al oeste de la ciudad de Caleta Olivia en la Provincia Santa Cruz, Argentina (Fig. 1).

Juntamente con los yacimientos Cañadón Seco, El Cordón, Cañadón Minerales y Meseta Espinosa, este campo es el resultado de la actividad exploratoria y subsecuente desarrollo impulsados por YPF (Yacimientos Petrolíferos Fiscales) desde los inicios de la producción de hidrocarburos en la región. El alto grado de compartimentalización por el desarrollo de fallas normales sin duda definen a cada bloque con sus características particulares que los hacen diferentes unos de otros.

La historia de exploración y desarrollo del campo en su conjunto se remonta a la década del 60. Desde su descubrimiento, el área ha sido operada por distintas compañías (Yacimientos Petrolíferos Fiscales, ASTRA, Total, Vintage, Occidental). Finalmente, desde comienzos del año 2011, SINOPEC se consolida como operador de campos petroleros en la industria energética argentina adquiriendo el 100% de las concesiones de Occidental en el país.

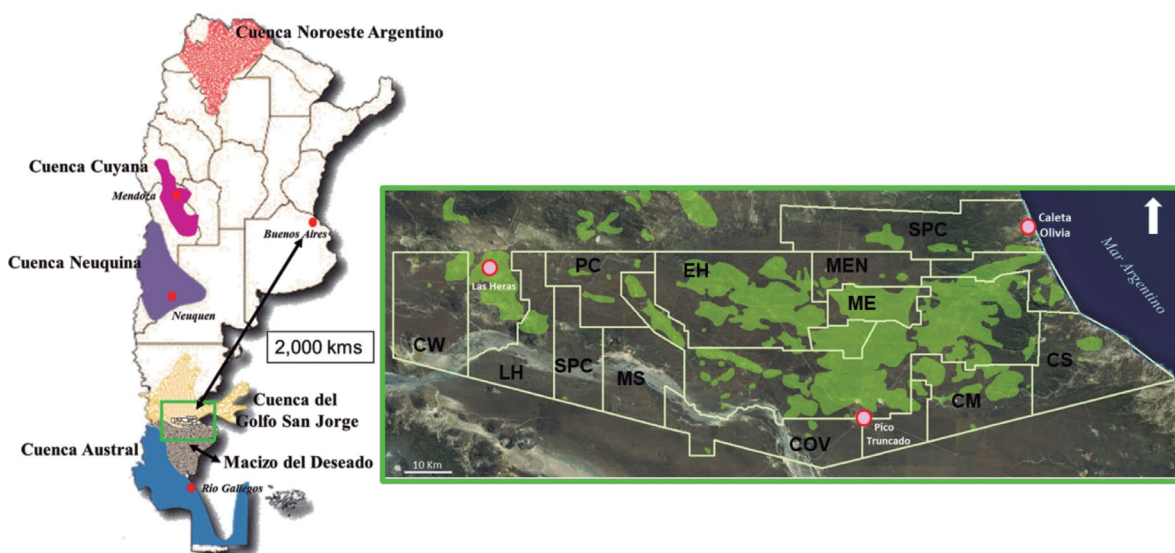


Figura 1. Marco regional de ubicación dentro de la República Argentina y áreas en concesión otorgadas a SINOPEC Argentina para la extracción de hidrocarburos, Cerro Wenceslao (CW), Sur Piedra Clavada y Piedra Clavada (SPC y PC), El Huemul (EH) y Meseta Espinosa y Meseta Espinosa Norte (ME-MEN) entre otras.

Quizá debido a la abundancia y riqueza de bloques por descubrir junto con las condiciones tecnológicas disponibles en la segunda mitad del siglo pasado, la producción de hidrocarburos tuvo sus orígenes en las formaciones someras (Formación Cañadón Seco y Meseta Espinosa). Con el correr del tiempo las mayores estructuras alcanzaron sus picos de producción e incluso declinaron, llevando a enfocar los esfuerzos exploratorios a estructuras menos conspicuas o bien a

considerar las unidades más profundas (Formaciones Mina del Carmen y Pozo D-129). El Huemul no se mantuvo al margen de la situación y desde mediados de los 2000's se dio comienzo a campañas de perforación con objetivos profundos que posibilitó revertir la declinación sostenida en la producción de petróleo manifestada desde los años 1980s.

MARCO ESTRATIGRÁFICO

La CGSJ está ligada al desarrollo de grupos de fallas de carácter extensional asociadas a un sistema del rift Jurásico (Fitzgerald *et al.*, 1990; Sylwan 2001; Strelkov *et al.*, 2005). Una visión estructural, revela al sector Oriental de la cuenca conformado por dos Flancos (Norte y Sur) que comprenden fosas del Jurásico Superior-Cretácico Inferior limitadas por fallas de rumbo aproximado oeste-este escalonadas hacia el centro de cuenca. Hacia el sector occidental se desarrolla una faja de deformación compresiva con orientación meridional y posible componente de rumbo sinistral (Figari *et al.*, 1999; Homovc y Lucero 2002).

Desde el punto de vista de la migración de hidrocarburos, los sistemas de fallas suficientemente profundos para conectar la roca madre con los principales reservorios, constituyen la principal vía de migración secundaria y un control en la generación de trampas estructurales.

El relleno de la cuenca comienza con un complejo volcánico-volcanoclástico ácido (Grupo Lonco Trapial) (Fig. 2) de edad jurásico medio, que conforma el "basamento económico o sísmico". Lo suceden en discordancia, las Formaciones Pozo Anticlinal Aguada Bandera (compuestas principalmente por fangolitas ricas en materia orgánica) y la supra yacente Pozo Cerro Guadal constituida por areniscas representantes de escenarios fluviales y/o fluvio-deltaicos progradantes. En conjunto, estas entidades estratigráficas son informalmente llamadas "Neocomiano". La cobertura subsecuente (Grupo Chubut y unidades Terciarias) constituye el relleno principal de la cuenca en su etapa de subsidencia térmica. El mismo tuvo lugar entre los pisos Barremiano Tardío y el límite Cretácico-Terciario (Feruglio 1950) y está compuesto por sedimentitas continentales con variada participación de material piroclástico. La generación de un expandido sistema lacustre somero permitió la acumulación de sedimentos finos ricos en materia orgánica de la Formación Pozo D-129 (Hauteriviano-Aptiano temprano), responsables de la mayor parte de los hidrocarburos generados en la cuenca (Van Nieuwenhuise y Ormiston, 1989). Feruglio (1949a, 1949b, 1950), Teruggi y Rosetto (1963), Lesta *et al.*, (1968) y Sciutto (1981) entre otros, concuerdan en que el conjunto de sedimentos suprayacentes, agrupados en el Grupo Chubut y representados por las Formaciones Mina del Carmen y Bajo Barreal y sus variaciones laterales (Fig. 2), fueron depositados en ambientes predominantemente continentales sub-aéreos y sub-acuosos someros y que ambas constituyen los principales reservorios de la cuenca. La Formación Castillo descripta en afloramientos del río Senguer por Sciutto (1981), yace en discordancia con la Formación Pozo D-129. Los cuerpos de areniscas de esta formación se observan frecuentemente aislados

entre sí, representando depósitos fluviales de baja sinuosidad con escasos canales entrelazados y depósitos clásticos asociados a flujos no encauzados. Dicho carácter aislado entre las unidades arenosas apunta al comportamiento hidráulico independiente de cada uno de ellos. Cambios en la dinámica de subducción (Larson y Pitman 1972) desencadenaron procesos de magmatismo calco-alcalino, cuyos términos más distales estarían representados por el abundante material piroclástico reconocido en las Formaciones Castillo y Mina del Carmen. El contacto entre las Formaciones Castillo y Bajo Barreal o Mina del Carmen y Cañadón Seco (hacia posición más orientales de la cuenca), se ubica alrededor de los 96 Ma (Bridge *et al.*, 2000; Jalfin *et al.*, 1997). Tanto la Formación Bajo Barreal con Cañadón Seco, concentran cuerpos arenosos y areno-tobáceos canalizados depositados por cursos fluviales de creciente sinuosidad hacia el tope. Lateralmente se asocian a depósitos lagunares alcalinos efímeros (Feruglio 1949a, 1949b, 1950; Teruggi y Rosetto 1963; Sciutto 1981). Las llanuras de inundación muestran decreciente participación de facies piroclásticas finas también hacia el tope (Jalfin *et al.*, 2000). En su conjunto, componen el objetivo hidrocarburífero por excelencia de la cuenca. Su asociación con la Formación Pozo D-129 esta descrito como el principal sistema petrolero de la comarca.

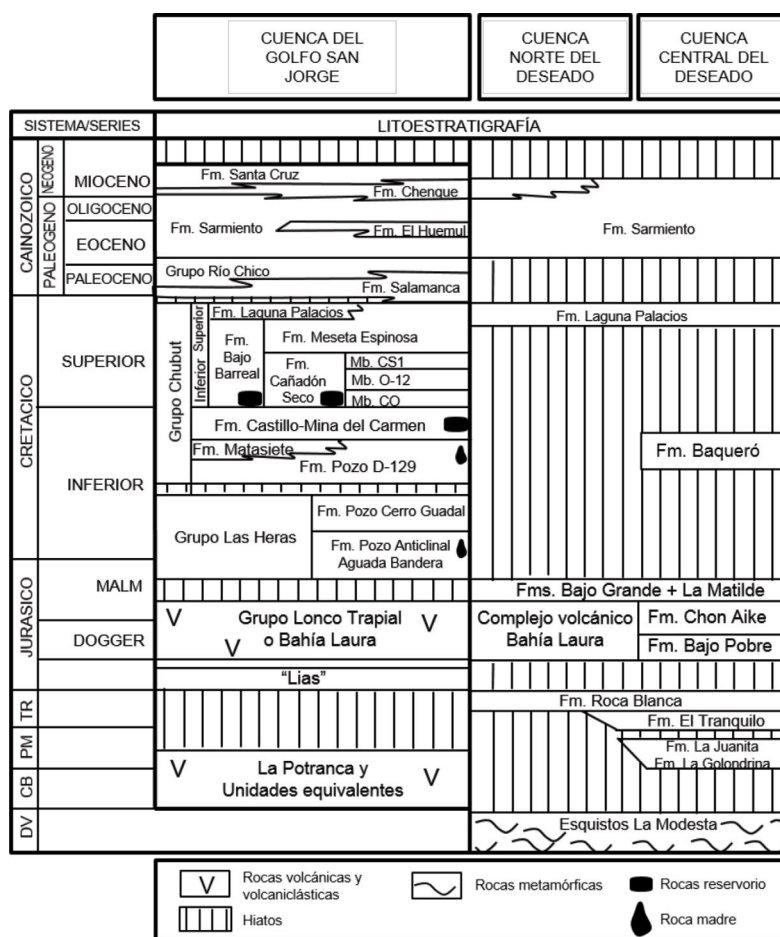


Figura 2. Columna estratigráfica de la Cuenca del Golfo San Jorge y aledañas (Traducida de Paredes *et al.*, 2018).

La columna estratigráfica se completa con unidades del Maastrichtiano al Mioceno, entre las que se destacan areniscas marinas de la Formación Salamanca, sedimentos fluviales de la Formación Río Chico y las sedimentitas piroclásticas de la Formación Sarmiento del Eoceno Temprano-Oligoceno Tardío (Marshall *et al.*, 1983).

Finalmente se encuentran depósitos marinos de las Formaciones El Huemul y Chenque asignados al Eoceno tardío - Oligoceno temprano y Oligoceno superior - Mioceno Inferior respectivamente (Bellosi 1990; Paredes *et al.*, 2014; Paredes *et al.*, 2015), cubiertos por las sedimentitas fluviales de la Formación Santa Cruz, como representantes de la cuenca de ante-país patagónica, vinculados a la fase neógena de ascenso de los Andes (Windhausen 1931; Simpson 1940).

INTRODUCCION

La Formación Mina del Carmen como objeto de estudio

La disposición arquitectural “*layer cake*” de la columna estratigráfica junto con las evidencias provistas por los sondeos perforados y la respuesta sísmica, confirman la existencia regionalizada de la Formación Mina del Carmen (con sus variaciones laterales) a lo largo de la extensión de la cuenca.

La Formación Castillo (con afloramientos bien desarrollados en varias localidades sobre los sectores NW, W y SW de la cuenca; estudiados por Paredes *et al.*, (2013a y 2015), es referida en la bibliografía como la secuencia contemporánea de la Formación Mina del Carmen (definida como unidad de subsuelo por Lesta (1968).

En líneas generales, la unidad litoestratigráfica se ve representada por una sucesión compleja de naturaleza principalmente fluvial. La conforman monótonos, potentes y extensos depósitos de tobas finas, tanto de caída como retrabajados, que intercalan con depósitos de canales (Paredes *et al.*, 2013a). No obstante, para cada sector de la cuenca, estos autores señalan marcadas variaciones en la integración de diferentes redes de drenaje y su relación directa con las dimensiones de los depósitos de canal asociados. Por su parte, Cayo *et al.*, (2011), Acuña *et al.*, (2011); Rodríguez (2016), demuestran una relación entre la dinámica de generación de fallas con la generación de espacio de acomodación, su impacto en el relieve e influencia directa sobre las redes de drenaje locales y la organización espacial de los depósitos durante la depositación de la Formación Mina del Carmen.

Las areniscas de la Formación Castillo (variación lateral hacia el oeste de la Formación Mina del Carmen), se clasifican como Litoarenitas feldespáticas y en menor medida como litoarenitas y feldarenitas líticas (Tunik *et al.*, 2015). Estos autores remarcan que, a través de un análisis detallado sobre secciones delgadas de areniscas de esta Formación, ha permitido observar diferencias significativas entre las distintas áreas geográficas de aporte de sedimentos. De la misma manera,

recientes estudios enfocados en procesos diagenéticos realizados sobre las formaciones Bajo Barreal y Cañadón Seco (suprayacentes a las formaciones Castillo y Mina del Carmen respectivamente), indican claras evidencias de múltiples áreas de aportes para los sedimentos. Como resultado, son sustanciales los cambios en la organización regional de las modas detríticas identificadas, pero con una llamativa ausencia de agrupamientos o variaciones verticales (Limarino *et al.*, 2017).

La utilización de análogos resulta sumamente útil ya que permite la observación directa de sucesiones fluviales comparables (Paredes *et al.*, 2013b) y el conocimiento detallado sobre la Formación Castillo es un pilar para el entendimiento de la Formación Mina del Carmen. Sin embargo, la comprobación de múltiples redes de drenaje independientes (que lleva aparejado la existencia de múltiples áreas de aporte de sedimentos), hacen de cada bloque un conjunto único que debe ser analizado de manera independiente.

La mayor cantidad de reservorios productivos de hidrocarburos del Flanco Sur están alojados en la formación Cañadón Seco, aunque eventualmente la Formación Meseta Espinosa contribuye significativamente en la productividad de los pozos. No obstante, conforme la madurez de los campos fue avanzando, trampas más sutiles y objetivos más profundos fueron cobrando relevancia y en muchos casos, las rocas reservorio de la formación Mina del Carmen constituyen en la actualidad las unidades productoras por excelencia.

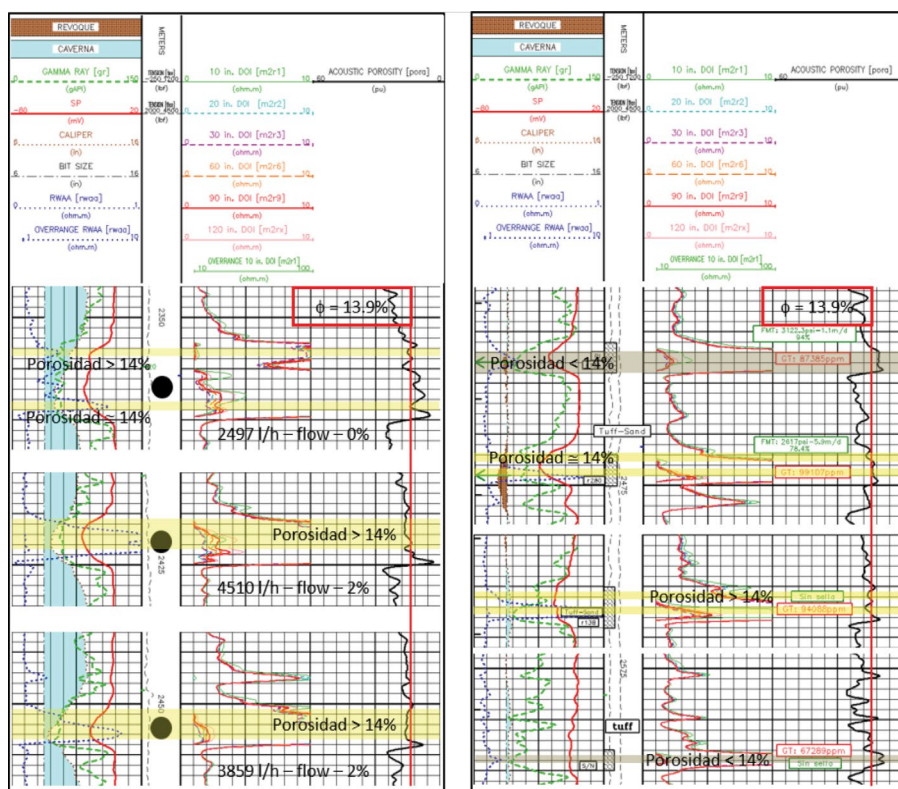


Figura 3. Expresión de potencial espontáneo (SP), resistividades (pista intermedia) y porosidad sónica de los intervalos arenosos en la Formación Mina del Carmen. Reservorios productivos (izquierda) e improductivos (derecha). Nótese que con el valor de corte aproximado de 14% de porosidad, se alcanza un primer estadio de diferenciación entre ambos grupos de reservorios.

La información de pozos revela una marcada tendencia de los cuerpos de arena canalizados, a presentar geometrías cordoniformes y debido a la baja relación net to gross (10% a 20%); en general, cada reservorio se comporta como una unidad independiente con manifiesta desconexión hidráulica (Jalfin *et al.*, 1999; Taboada *et al.*, 2001). Su composición está dominada esencialmente por litoarenitas y en menor medida litoarenitas feldespáticas. El espesor promedio aproximado de estos intervalos es de 3 m, con mínimos de 1 m y máximos de 15 m. La porosidad varía entre 6 % y 24 %, mientras que la permeabilidad lo hace entre 0.01mD y varios cientos de milidarcys. Al considerar la totalidad de los depósitos arenosos, los valores de porosidad y permeabilidad media rondan los 8% y 10mD respectivamente. No obstante, en los reservorios productivos, los promedios de las mismas ascienden a 19% y 100mD. Aunque con excepciones, desde un punto de vista práctico, un valor de corte de 14% de porosidad, separa intervalos productivos de aquellos improductivos (Fig. 3).

PRESIONES DE FORMACIÓN

Analizar el comportamiento de la presión en el subsuelo en un campo petrolero, hace indispensable mencionar algunos conceptos relacionados al comportamiento de dicha variable.

Presión hidrostática

Es la presión que se origina debido al peso de una columna estática de fluido sobre una unidad de área; la cual es función de la altura de la columna y de la densidad del fluido. La altura de la columna del fluido es la distancia que hay entre el punto de medición y el objetivo, la cual siempre debe de ser la distancia “Vertical”.

$$P_h = \rho \times g \times h$$

Donde:

P_h = Presión Hidrostática

ρ = Densidad promedio del fluido

g = Aceleración de la gravedad

h = Altura vertical de la columna de fluido

Gradiente hidrostático

Acompañando el soterramiento de los sedimentos, la presión de los fluidos alojados en la red poral aumenta. La tasa de variación de presión depende de la densidad del fluido. Debido a que el fluido original encerrado en los poros es agua, el gradiente estandarizado es 0.433 psi/ft.

Presión de sobrecarga o litostática

Presión de sobrecarga es el peso combinado de la matriz de la roca y de los fluidos contenidos en el espacio poral de la misma, ejercida sobre las formaciones subyacentes.

$$S = \text{Peso de la matriz de roca} + \text{Peso de los fluidos en los poros}$$

Gradiente de sobrecarga o Gradiente Litostático

Conforme aumenta la profundidad junto con la compactación de los sedimentos se incrementa la presión de sobrecarga. La tasa de cambio de la presión con la profundidad es función de la densidad de los sedimentos depositados. Para una densidad de roca promedia de 2.65 gr/cm³, el cambio de la presión con la profundidad es 1 psi/ft (Fig. 4).

Durante la carga vertical de sedimento producida con el soterramiento, las rocas generalmente se compactan, reduciendo el espacio poral y forzando a los fluidos de formación a salir hacia superficie. Mientras la tasa de liberación del agua compense la sobre carga por compactación, el valor del gradiente hidrostático se mantendrá en 0.433 psi/ft mencionados (Fig. 4).

Validadas las lecturas de los ensayos de presión de formación, cualquier desvío respecto del gradiente de presión hidrostático, ya sea hacia valores inferiores o superiores es considerado anómalo.

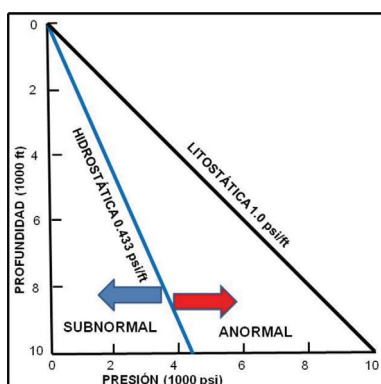


Figura 4. Representación esquemática de regímenes de presiones hidrostática y litostática. Campo de escenarios sub-presionados (flecha azul) y sobre-presionados (flecha roja).

Hall (1993) y Neuzil (1995), se centran en aspectos teóricos y/o matemáticos relacionados a los mecanismos generadores de sobrepresión mientras que otros como Mouchet y Mitchell (1989) se enfocan en detectar y predecir la sobrepresión.

Los fundamentos posibles más documentados para el soporte de escenarios con sobrepresión son, 1- Incrementos de esfuerzos compresivos regionales, 2- Cambios en el volumen en el fluido poral o en la matriz de la roca (incremento de temperatura, diagénesis o generación de

hidrocarburos) y 3- Movimiento de fluidos o flotabilidad por contraste de densidades entre fluidos (Osborne y Swarbrick 1997). Adicionalmente, como resultado de la interacción entre kerógenos y/o los hidrocarburos, junto con el gradiente de temperatura, podrían impulsar el craqueo térmico de hidrocarburos líquidos a gas en la roca madre o en el reservorio, generando como consecuencia, sobrepresión en el espacio poral. No obstante, aun cuando es probable que estos procesos hayan tenido lugar a lo largo de la historia de subsidencia de la cuenca, la bibliografía que remite a dichos fenómenos generalmente apunta a proceso de refinación del petróleo sin comprobación práctica en los reservorios (Barker 1990).

La información disponible que aborde la problemática de yacimientos, desde la interpretación del estado de equilibrio de presiones, al inicio del desarrollo, es prácticamente nula para la Cuenca del Golfo San Jorge. Debido a esto, la presente contribución apunta principalmente a describir cronológicamente el proceso de identificación y la existencia de campos en condiciones de sobrepresión en la región y el impacto que esta situación ocasiona en el desarrollo del campo. Además, se definirán al menos conceptualmente, los fenómenos que pudieran haber controlado la configuración anómala de presiones del yacimiento.

Generalidades y aplicaciones

Históricamente, el uso de los datos de presiones de formación en la Cuenca del Golfo San Jorge se concentró casi con exclusividad a disponer de información de la presión de reservorio y su relación porcentual respecto del “gradiente original del campo”. A esto se suma la posibilidad de poder orientarse sobre la capacidad productiva de los cuerpos de arena en función de una movilidad de fluidos determinada. Aunque estos dos aspectos no son menores, en general el gradiente original (medido desde boca de pozo) al que se hizo y hace referencia, es presentado como una estimación según un porcentaje sobre gradiente de presión teórico de la columna hidrostática. Es decir, el gradiente de presión de un bloque sería equivalente, por ejemplo, a un 95% de la curva del gradiente de presión hidrostático de la zona. Esta forma de estimar la presión original tiene implícita la idea de tener o haber tenido a los reservorios en equilibrio con una columna de agua que se transmite a través de todas las rocas verticalmente. Además, que el nivel de agua libre llega hasta la boca de pozo y que el agua tiene una densidad aproximada de 0.95 g/cm³. A los fines práctico, este método funciona en el Flanco Sur de la Cuenca, sin embargo, no permite analizar los datos de presiones en su estado más virgen y con esto normalmente se ha prescindido de la oportunidad de entender los procesos actuantes a lo largo de la historia geológica que definieron la configuración inicial de un yacimiento (Rodríguez *et al.*, 2013).

Afortunadamente desde fines del siglo XX, la adquisición de presiones de formación se ha llevado a cabo de forma sistemática e incluso masivamente en la mayoría de los yacimientos en desarrollo. Un claro ejemplo de esto lo constituye la viabilidad de implementación de una rutina

de cálculo sobre los datos de presión de formación, para la identificación de regiones de equilibrio generales en el campo Sur Piedra Clavada (Rodríguez *et al.*, 2011; Caprioglio y Rodríguez 2012). Por otro lado, la interpretación de los datos de presiones de formación adquiridos en el yacimiento Cerro Wenceslao, localizado sobre el sector occidental del Flanco Sur inmediatamente al W-SW de la localidad de Las Heras (Fig. 5a), concluyó en un mayor entendimiento respecto de la distribución vertical de fluidos capaces de ser producidos. La Figura 5b muestra la interpretación de dos gradientes de presiones bien diferenciados entre sí, definidos por densidades de fluidos igualmente contrastantes y con el quiebre de pendiente ubicado aproximadamente en 200 m bajo nivel del mar.

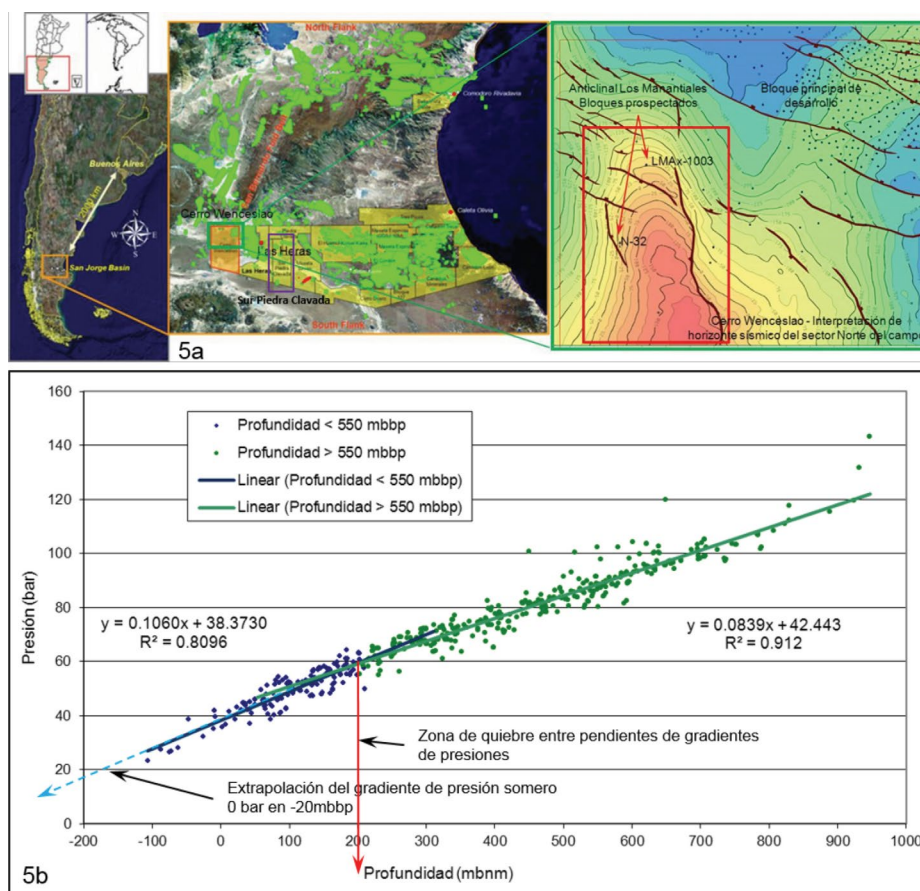


Figura 5. Ubicación del yacimiento Cerro Wenceslao (5a). Ambos Gradiente de presiones de reservorio identificados para el área. 5b-El gradiente somero está caracterizado por un fluido de densidad 1.08 gr/cm³ (gradiente de agua), mientras que el profundo lo está por un fluido de 0.86 gr/cm³ de densidad (gradiente de hidrocarburos líquidos). La zona de quiebre entre gradientes se circunscribe alrededor de los 200m bajo nivel del mar. Tomado de Rodríguez *et al.*, (2013).

La misma figura 5b señala que la proyección del gradiente superior a un valor nulo de presión se alcanzaría aproximadamente al nivel del terreno por lo que el modelo conceptual evolutivo del sistema petrolero de la región propuesto por Jalfin *et al.*, (1999) (sobre el que no se profundizará en este trabajo), cobra relevancia al momento de analizar la variación vertical y composicional de los hidrocarburos. De los estudios realizados por Jalfin *et al.*, (1999) y Rodríguez *et al.*, (2013) se puede advertir que ambos gradientes tendrían íntima relación con las características intrínsecas de las variedades de hidrocarburos

y los últimos fluidos en circular por las vías de migración de cada bloque.

Otro uso práctico de la información de presiones de reservorios es el presentado por Ronanduno (2005), quien plantea un modelo de discontinuidades sedimentarias entre reservorios temporalmente equivalentes basado en la interpretación del tratamiento estadístico de los datos de presiones de formación. El estudio concluye que alrededor de un 90% de capas medidas en el campo analizado se encuentran en condiciones de presión original y por lo tanto el distanciamiento estándar de 300 m entre sondeos parece no ser el óptimo al momento de optimizar la recuperación de hidrocarburos por producción primaria o eventualmente producción asistida en el yacimiento Las Heras.

RESERVORIOS SOBRE PRESIONADOS EN LA FORMACIÓN MINA DEL CARMEN

El desarrollo de la zona noreste del yacimiento El Huemul tuvo sus orígenes en la década de los años 70's documentando acumulaciones de hidrocarburos líquidos en reservorios alojados hacia la base de la Fm. Cañadón Seco y tope de la Fm. Mina del Carmen. Sin embargo, no fue sino hasta los años 2000's que se consideró investigar completamente ésta última unidad estratigráfica. Si bien la cantidad y las dimensiones de los reservorios disminuyen hacia la base de la sección, la mayoría resultaron productivos de petróleo de gravedad API° 40-43, valores considerablemente superiores de los petróleos normalmente producidos de niveles más superficiales (22-16 API°, Salomone *et al.*, 2002).

El petróleo y carga de reservorios

No es menor que los reservorios con mejores propiedades petrofísicas se encuentren cargados ya que tendrán un impacto directo en la producción de hidrocarburos del campo. Sin embargo, el hecho que los reservorios con escasa capacidad productiva también hayan permitido el ingreso de hidrocarburos líquidos a su red poral, constituye un hito para comenzar a comprender la magnitud de las acumulaciones de hidrocarburos en el bloque.

Como ya fuera mencionado en secciones anteriores, la calidad petrofísica de los reservorios les otorga la capacidad de admitir y eventualmente producir hidrocarburos. También, es interesante remarcar que, independientemente de las propiedades petrofísicas y de la capacidad de que los reservorios encontrados dentro de la Formación Mina del Carmen en el bloque de estudio hayan sido o no productivos, las descripciones (control geológico, testigos laterales y/o coronas) los definen como impregnados de hidrocarburos frescos y/o secos. Esto denota una alta eficiencia en el proceso de carga de los mismos.

La carga de un nivel arenoso depende fundamentalmente de la permeabilidad de la roca reservorio y de la presión alcanzada por el fluido para cada evento de carga, siempre que se preserve la vía de migración que comunique dicho reservorio con la roca madre. En relación con

este último punto, evidencias prácticas y modelados de cuenca soportan la consideración de las fallas o sistemas de fallas como las vías de migración por excelencia en la Cuenca (Fitzgerald *et al.*, 1990; Figari *et al.*, 1999; entre otros). Otros autores añaden a la temperatura y al tipo de fluido como variables adicionales a considerar además de concluir que la carga efectiva de reservorios depende de las diferencias entre la presión capilar o de entrada (del reservorio) y la presión de desplazamiento (alcanzada por la columna de hidrocarburos) (Derrell 1966; Hubbert 1953). En otras palabras, la capacidad de admisión de hidrocarburos de un reservorio tendrá lugar una vez alcanzada la altura de una columna de petróleo cuya presión se equilibra y eventualmente, supera a la presión de entrada de dicho reservorio.

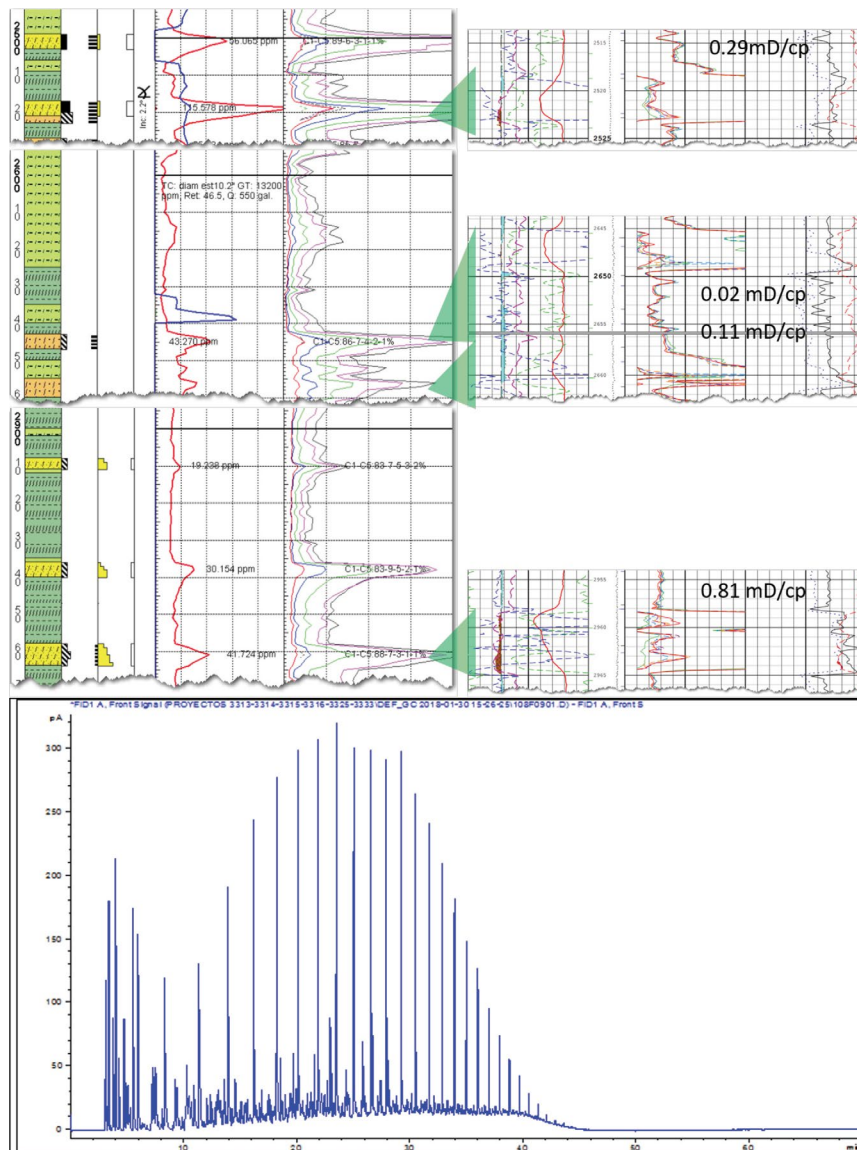


Figura 6. Reportes de control geológico con presencia de petróleos frescos (resaltos en negro de la tercera columna de izq. a der.) y secos (resaltos rayados con alternancia de negro y blanco – misma columna). Respuesta eléctrica y movilidad como indicativa de calidad de cada uno de los reservorios productivos y fingerprint (cromatografía gaseosa de petróleo total) representativo de la producción del pozo.

$$P_d \geq P_c$$

Donde,

P_c = presión capilar

P_d = presión de desplazamiento

Las descripciones realizadas sobre recortes de roca (*cutting*) provenientes del tramo que comprende la Formación Mina del Carmen, aunque subjetivas, normalmente señalan la presencia de pátinas de petróleos livianos y como gotas en lavado junto con abundantes rastros secos. Desde un punto de vista general, esto implicaría la ocurrencia de al menos 2 generaciones de hidrocarburos expulsados desde la roca madre. Uno inicial actualmente en forma de rastros secos en patinas y un segundo en condiciones líquidas dentro del espacio poral (Fig. 6).

Datos provenientes de estudios PVT de muestras líquidas de petróleo, los definen con valores de densidad (en condiciones de reservorio), de 0.6242 gr/cm³ y 41°API. La visión geoquímica los describe como petróleos negros maduros a super maduros, con incipientes signos de evaporación (posiblemente debida al tratamiento de las muestras durante su extracción), sin siquiera evidencias de procesos de biodegradación, ni lavado por agua (Figs. 6 y 7). En efecto, se puede afirmar que ninguna de las cinco muestras analizadas en la zona (provenientes de diferentes sondeos y de reservorios independientes), responde a mezclas de hidrocarburos ni presenta algún tipo de efecto biodegradativo. La mezcla de petróleos se caracteriza por la solubilización del/los petróleos/s ya entrampados en el reservorio, por la recarga con petróleos más maduros (rejuvenecimiento del petróleo) (Jalfin *et al.*, 1999). Por lo tanto, al contrario de lo reportado por el control geológico, las muestras de petróleos de este yacimiento no solo no parecen estar constituidas por mezclas de

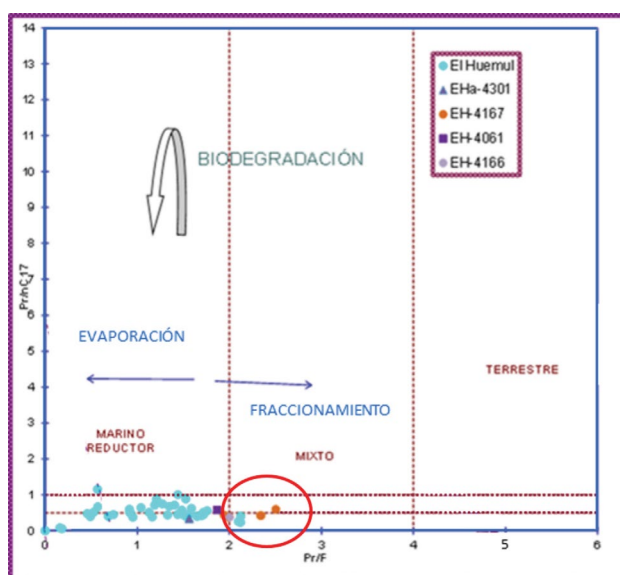


Figura 7. Relación de marcadores biológicos desde cromatografía gaseosa de petróleos totales para muestras del Yacimiento El Huemul marcando las diferencias con los petróleos producidos en el bloque de estudio. Son petróleos fraccionados por madurez térmica de la roca madre sin evidencias de evaporación ni biodegradación.

hidrocarburos, sino que los hidrocarburos presentes responden a un mayor grado de madurez en relación con otras áreas del Campo El Huemul (Fig. 7).

Conforme la madurez, por alteración térmica, de un querógeno aumenta, éste pierde hidrógeno para formar gasolinas, gas húmedo y finalmente gas seco con una consecuente disminución de la densidad de los productos generados (Hunt 1996). Es decir, los cambios composicionales en el contenido de hidrocarburos livianos reflejan su historia de maduración (Schaefer y Littke 1988).

La porosidad y permeabilidad de los reservorios que alojan los petróleos antes descriptos, varían entre 11%-23% y 0.2mD-42mD respectivamente.

El petróleo se mueve generalmente pendiente arriba, pero los contrastes en las presiones de entrada capilar en diferentes reservorios o variaciones dentro de una misma unidad de flujo pueden llevarlo a seguir preferencialmente las zonas más porosas y con menor presión de entrada (Magoon y Dow 1994). Con el tiempo, la circulación de fluidos menos densos por las vías de migración (petróleos maduros a super maduros) no solo generaron mezclas en reservorios previamente cargados, sino que habrían habilitado los reservorios con peores características petrofísicas como contenedores de hidrocarburos.

Presión de formación

La discusión que sitúa al bloque de estudio dentro del campo de los yacimientos sobre presionados tiene como base fundamental el análisis de más de 700 puntos de presiones de formación adquiridos en su mayoría, durante las operaciones de perfilaje a pozo abierto. La información disponible proviene de diferentes fuentes y generaciones de herramientas, pero para todos, los criterios de validación de datos han sido los siguientes:

1. Ingreso de fluidos o no a la cámara del probador
2. Ensayos sin estabilización
3. Problemas de sello contra la formación
4. Recuperación lenta
5. Bajo volumen de recuperación

Las mediciones representadas en los puntos 4 y 5 de los criterios de validación, fueron filtradas según un valor de permeabilidad calculado durante la registración del draw down asumiendo una viscosidad del petróleo de 0.5 cp. Finalmente, fueron considerados solo reservorios con permeabilidades iguales o mayores de 1 mD.

Siguiendo estas pautas, solo al considerar los puntos sin entrada y con lecturas no estabilizadas, el 46% de las mediciones fueron eliminadas, lo que representa una aproximación clara respecto de la calidad de roca de los reservorios estudiados.

Gradientes de presión

El gradiente de presión reconocido en la zona noreste del yacimiento El Huemul (bloque este de la Fig. 8) presenta un quiebre significativo hacia el tope de la Formación Mina del Carmen (prolongándose con la misma pendiente hasta la base de la misma unidad estratigráfica). El diferencial de sobrepresión entre los gradientes somero y profundo no es constante ya que se define una zona de intersección entre ambos. Es decir, las diferencias de presión se incrementarían progresivamente con la profundidad. Esta situación no es frecuente de encontrar en la literatura. De hecho, Sylwan *et al.*, (2011) señalan algunos ejemplos aislados respecto de la existencia de escenarios similares para esta formación en bloques exploratorios de centro de cuenca. El estado avanzado de desarrollo del bloque El Huemul permitió caracterizar el comportamiento de la presión de reservorios versus la profundidad, por lo que este yacimiento podría constituir un ejemplo adicional a los mencionados por estos autores en los que la presión de poros excede a lo esperado, de acuerdo con un gradiente hidrostático (Fig. 8).

La baja densidad de datos en las inmediaciones de la zona de inflexión de gradientes y por debajo de ella, dificultaba ubicar con precisión la posición del cambio de pendiente. Al mismo tiempo, se suma la dispersión de los datos medidos en la sección correspondiente a la Fm. Mina del Carmen, que tal vez otorgan demasiadas libertades al momento de definir la traza del gradiente de presiones.

Como ya fuera mencionado anteriormente, los fundamentos posibles más documentados para el soporte de escenarios con sobrepresión son, incrementos de esfuerzos regionales, cambios en el volumen en el fluido poral o en la matriz de la roca y movimiento de fluidos o flotabilidad (Osborne y Swarbrick 1997); sin embargo, no hay evidencias claras del control que pueda ejercer uno o la combinación de ellos sobre la disposición de los datos medidos en la zona.

El pseudo-parallelismo entre el gradiente de presiones profundo con el litostático (Fig. 8), podría adjudicarse a que la tasa de soterramiento durante la depositación de las formaciones más jóvenes habría sido superior a la velocidad de expulsión del agua del espacio poral para los reservorios contenidos en la Fm. Mina del Carmen, encontrando la profundidad de retención de fluido alrededor del tope de esta formación. De acuerdo con el modelo de generación y acumulación de petróleo en la Cuenca al que arriban Rodríguez y Little (2001), la hipótesis previa se debilita ya que no se encuentran marcadas diferencias en la evolución de sedimentación, erosión y/o períodos de no depositación a lo largo de la historia geológica reflejada en las columnas estratigráficas de la región. De hecho, los valores de net to gross cercanos a 0.70 reconocidos en las formaciones supra yacentes, deberían haber facilitado la liberación de fluidos hacia superficie ecualizando presiones hacia un gradiente normal para toda la columna sedimentaria.

La presencia de rocas sello entre formaciones o variaciones abruptas en el gradiente de temperatura actual entre ellas (craqueo selectivo de petróleo por variación de temperatura) podría

constituir el soporte para la sobrepresión (Barker 1990) sin embargo, no hay evidencias que alguno de estos factores se manifieste en la zona.

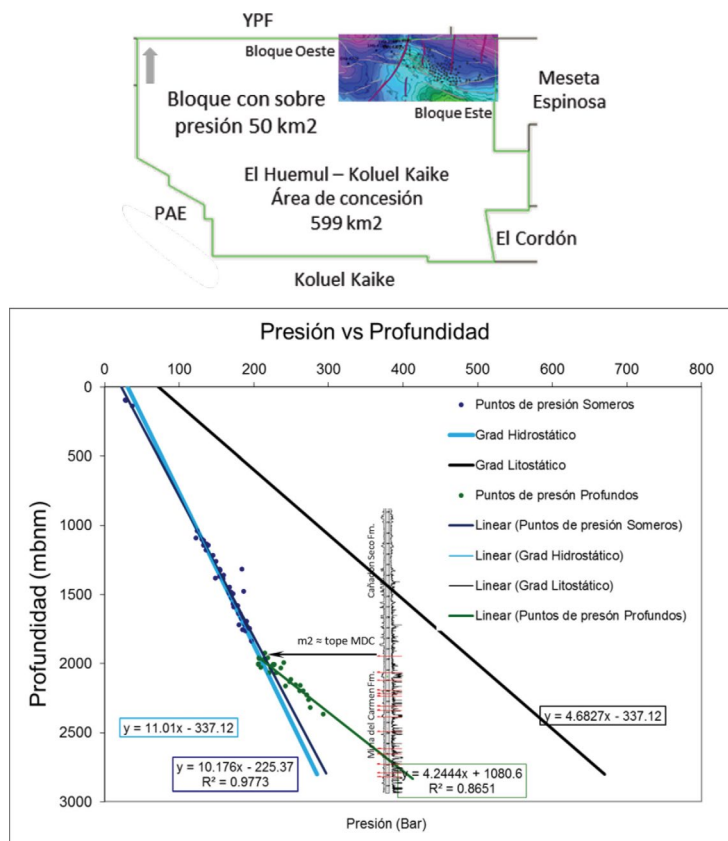


Figura 8. Ubicación relativa del yacimiento El Huemul (arriba). Cross plot de mediciones de presiones de formación en función de la profundidad bajo nivel del mar (abajo) para el bloque este. La zona de quiebre de pendientes se ubica en las inmediaciones del tope de la formación Mina del Carmen. El gradiente determinado para las formaciones superiores responde a un fluido de densidad cercana a 1 gr/cm3 (agua), mientras que el gradiente profundo se resuelve de manera pseudo-paralela al gradiente litostático.

La zona de estudio se localiza sobre el sector central interno del anillo de acumulación de hidrocarburos en el Flanco Sur de la Cuenca y no son de esperar importantes variaciones respecto de los esfuerzos regionales a los que pudiera haber estado sometido. En este sentido, Rodríguez y D'odorico (2014) señalan que la expresión de las estructuras mayores reconocidas en el área "El Huemul", se debe al menos a cuatro episodios diferentes de deformación regional y, por lo tanto, común a los bloques productivos del yacimiento, independientemente de si registran o no sobrepresión.

Por otro lado, el porcentaje de participación de feldespatos, cuarzo, líticos y clastos intraformacionales, han definido el camino de evolución diagenética de los sedimentos controlando finalmente las variaciones en el tiempo y configuración actual en el volumen poral. De acuerdo con el esquema adoptado para la región (Limarino y Giordano 2016); Limarino *et al.*, este congreso),

remarcan la existencia de cambios sustanciales en la organización regional de las modas detríticas identificadas, aunque con ausencia de agrupamientos o variaciones verticales significativas. Debido a la escala regional de los procesos diagenéticos actuantes, las características que definen al espacio poral serían comunes a la mayoría de los reservorios alojados en la Formación Mina del Carmen y, por lo tanto, independientes de los procesos de sobrepresión. De hecho, Rodríguez y Little (2001), obtienen modelos de cuenca válidos considerando periodos variables de erosión inter formaciones. Estos períodos erosivos habrían funcionado como eventos desequilibrantes de la evolución diagenética, marcando hitos en la disolución de minerales y generación de porosidad secundaria en los reservorios (Limarino *et al.*, 2017); los que eventualmente actuarían como receptores de hidrocarburos.

Con la extensión del desarrollo hacia nuevos bloques en dirección oeste, se adicionaron datos de mediciones de presiones de formación al análisis (Figs. 9a y 9b).

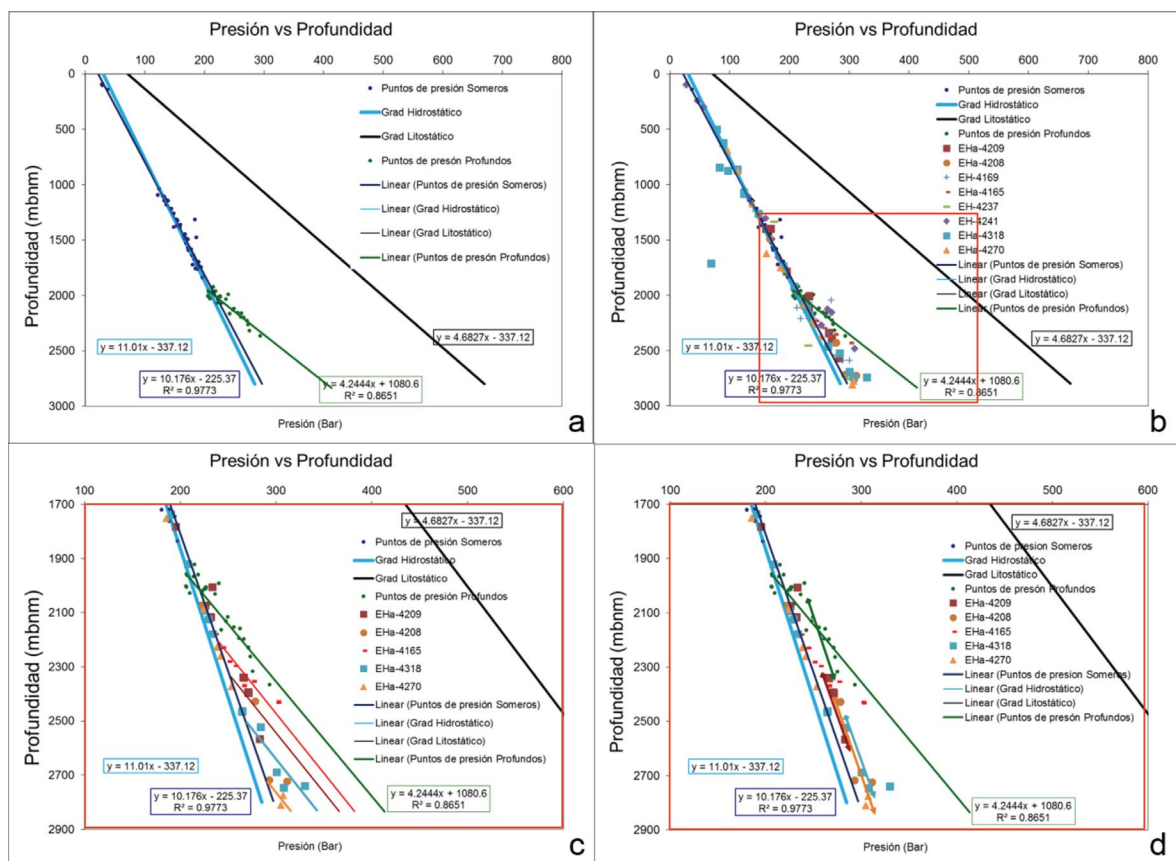


Figura 9. 9a-Primera Identificación original de los gradientes de presiones en el bloque este. 9b-Superposición de mediciones de presiones de formación tanto del bloque este como del oeste. El gradiente normal superior se mantiene vigente para ambos bloques mientras que la posición de la zona de sobre presionada se torna difusa. Las figuras 9c y 9d diferentes aproximaciones a escenarios respecto de la distribución de la sobrepresión en ambos bloques. Cualquiera se el escenario, los quiebres de pendiente o el salto de presión hacia valores mayores comienzan en la misma profundidad.

Es importante remarcar que cualquier escenario donde se registra sobrepresión representa una situación de desequilibrio y por lo tanto las opciones de soporte aquí analizadas se enmarcan en dicho esquema.

La posición del quiebre entre gradientes, de existir, permanece incierta y la distribución de los datos de presiones ofrece, al menos, dos interpretaciones alternativas. Por un lado, pueden interpretarse gradientes paralelos a aquel originalmente identificado para el bloque situado hacia el este (en verde Figs. 9a, b, c y d), aunque se profundizan progresivamente en dirección oeste (Fig. 9c). Por otro lado, es viable explicar el fenómeno de sobrepresión mediante la construcción de rectas paralelas a la curva del gradiente somero del campo (azul en Figs. 8 y 9), pero desplazadas en escalón hacia posiciones de mayor presión para una misma profundidad (Fig. 9d).

Los datos parecen ser insuficientes para definir con precisión la zona de cambio de pendientes de los gradientes de presión, sin embargo, cada trayectoria independiente parece comenzar en profundidades diferentes. Es decir que, conforme se profundiza la estructura en dirección oeste, de la misma manera (aunque con tendencia algo más abrupta), lo hacen los gradientes cualquiera sea el escenario adoptado (Figs. 9c y 9d).

No debe dejarse de lado que las acumulaciones de hidrocarburos son la expresión final de procesos de maduración de una roca madre, de la expulsión y migración hacia su reservorio y que cada uno de los estadios previos a alcanzar un equilibrio representa una condición dinámica del sistema.

En condiciones originales, los poros del sistema (vías de migración y reservorios) se encuentran ocupados por agua y por lo tanto este fluido caracteriza el gradiente de presiones de la zona mientras la roca madre aún se encuentre inmadura (Fig. 10a).

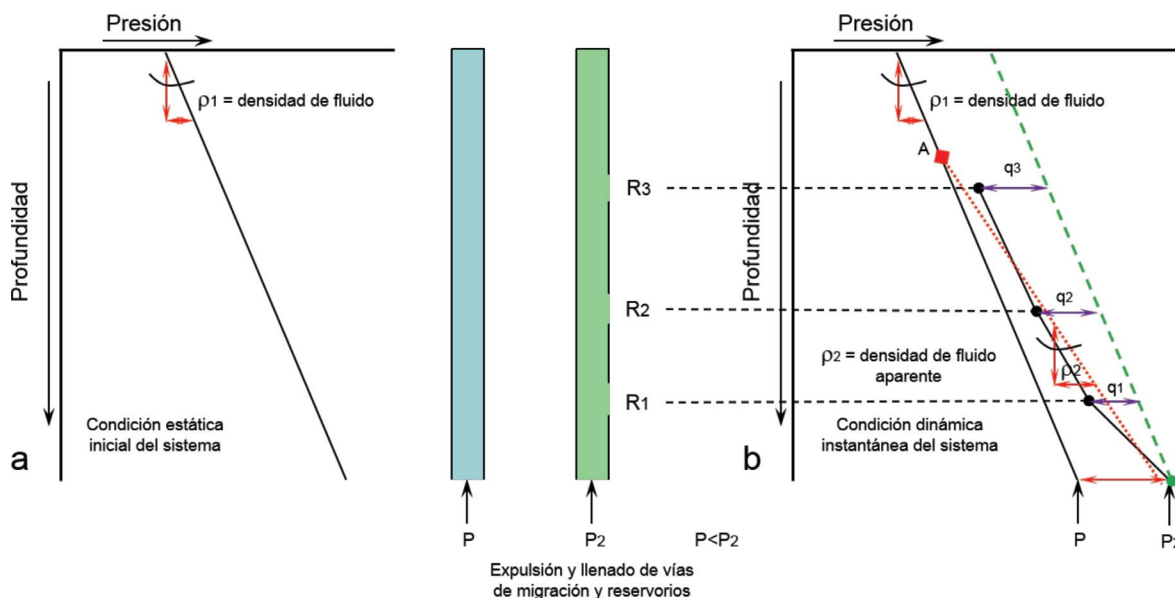


Figura 10. 10a-Gradiente de presiones para estado de equilibrio original con agua en el espacio poral. 10b-estimación de gradiente a partir de estados de presión no estacionarios. Situaciones no estacionarias producidas por las pérdidas de carga con el ingreso de hidrocarburos a los reservorios en estadios de exceso de presión por expulsión desde la roca madre (pasaje de P a P_2).

Conforme los hidrocarburos son expulsados desde la roca madre hacia las vías de migración, el balance entre presiones capilares y presiones de desplazamiento toma lugar para dar comienzo la carga de los reservorios. Durante el proceso, la presión general del sistema aumenta. A medida que los reservorios admiten hidrocarburos se experimentan pérdidas de carga frente a los mismos (q_1 , q_2 y q_3 de la figura 10b). Esto quedaría reflejado en la presión del sistema como una caída en el valor de presión respecto del valor esperado para una determinada profundidad según del cambio de presión del sistema de P a P_2 (Fig. 10b). La magnitud de las pérdidas de carga total estará dada por el número de reservorios habilitados para la carga en condiciones de presión P_2 . De la correlación de las variaciones de presión registradas en estas condiciones no estacionarias, el gradiente de presiones seguirá una trayectoria con pendiente de densidad (ρ_2) mayor a la definida originalmente por el agua (ρ_1). Si se extrapola la recta de correlación, eventualmente se intersecará con la recta del gradiente de presiones somero en el punto “A”; aunque estrictamente este punto podría no existir en la práctica. De hecho, solo representaría un estadio puntual dentro del proceso evolutivo que dio comienzo durante la carga de los reservorios hasta alcanzar el equilibrio estacionario para la finalización del proceso de carga de los reservorios, de acuerdo con la curva de gradiente de presiones teórica definida por P_2 (línea de trazos verde en la figura 10b).

Espesor sobre presionado y propuestas de pozos

El tipo de hidrocarburos alojados en los reservorios estudiados responden a estadios de madurez de la roca madre avanzados y el hecho de que no se encuentren evidencias de la acción de procesos de degradación de los mismos sugiere, además, la desconexión del sistema con la superficie o al menos con acuíferos alojados en niveles estratigráficos más someros. Al mismo tiempo, petróleos maduros a super maduros hablan de procesos de expulsión, migración y carga recientes y el sistema bien podría encontrarse en condiciones de equilibrio no estacionario.

El fenómeno de sobrepresión invariablemente se desarrolla en reservorios de la Formación Mina del Carmen, aunque no pareciera tener una relación directa con la transición entre esta unidad estratigráfica y la inmediatamente suprayacente Formación Cañadón Seco, con cambios en el gradiente de temperatura, procesos diagenéticos, ni con la evolución tectónica regional.

La configuración estructural del campo revela que el principal sistema de fallas ubicado al sur de las mayores acumulaciones de hidrocarburos (Figs. 8 y 11), no atraviesa la totalidad de la columna sedimentaria. Por el contrario, su tip superior afecta aproximadamente 100 m de la sección inferior del miembro Caleta Olivia (bloque este) y se profundiza en dirección oeste hasta incluso no llegar a dislocar la totalidad del espesor reconocido para la Formación Mina del Carmen (Fig. 11 en posición de “Nueva Propuesta”).

Debido a que el arreglo arquitectural de las formaciones en la Cuenca es de tipo *layer cake*, la forma de conectar la roca madre con los reservorios, ha sido a través de los sistemas de fallas, como

representantes primarios de la migración vertical de hidrocarburos (Rodríguez y Little 2001).

Al igual que la zona sobre presionada, las acumulaciones de petróleo y gas en el bloque están concentradas casi con exclusividad a la misma Formación Mina del Carmen, siendo poco frecuente encontrar niveles cargados por encima del tip de falla reconocido.

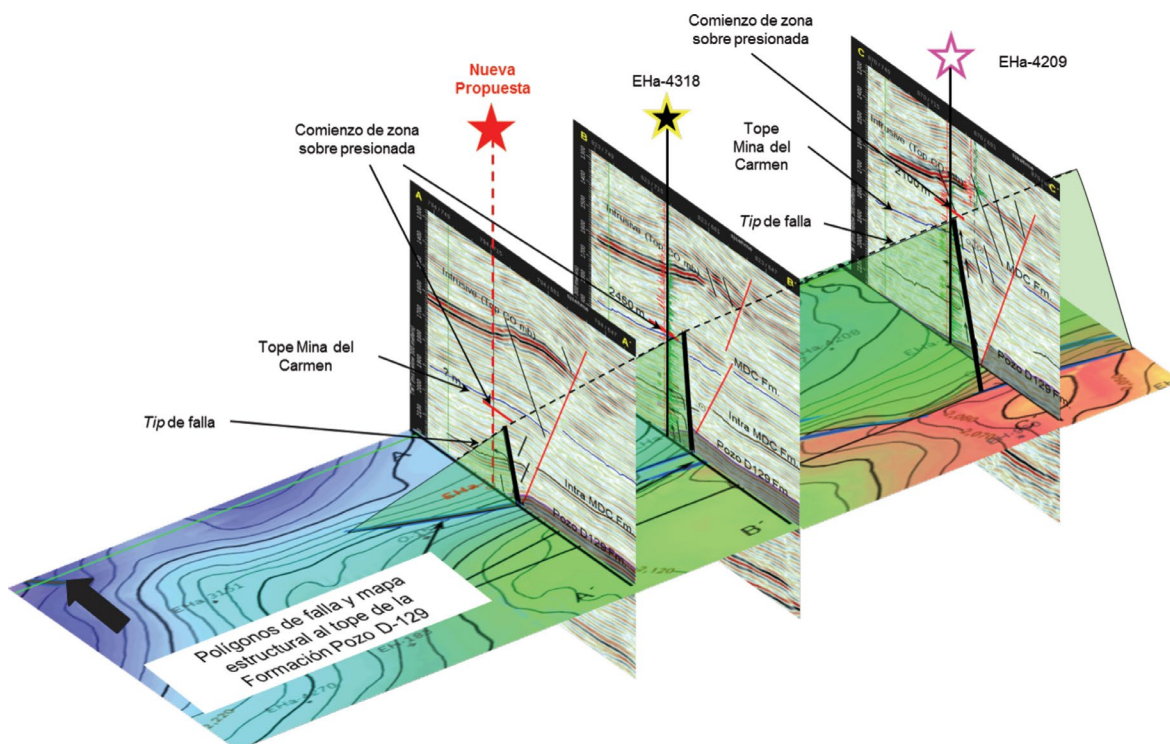


Figura 11. Sucesivas líneas sísmicas con orientación norte – sur con la interpretación de sistema de fallas sobreimpuesta. La sección C-C' (este), incluye la ubicación del pozo EHa-4209, su relación con la falla principal de bloque y la profundidad de 2100m (línea roja) en la que se produce el aumento de presión hacia el gradiente profundo de la figura 9. La misma situación se refleja en la inmediata sección hacia el oeste para la ubicación del pozo EHa-4318, aunque la falla principal afecta menor espesor del intervalo inferior de la Fm. Cañadón Seco. Sección A-A' con la proyección de los tips de la falla se define el espesor máximo esperado sometido a condiciones de sobrepresión. Se observa que en la ubicación para la “Nueva Propuesta” la sección con sobrepresión quedaría circunscripta a la Fm. Mina del Carmen.

De esta manera, es viable formular la interdependencia entre la condición de sobrepresión de los reservorios con los procesos tardíos de expulsión de hidrocarburos líquidos super maduros y con la prolongación vertical del sistema de fallas que actuó como principal vía de migración para el bloque.

Si el sistema se mantuvo cerrado y en condiciones de presiones normales, de acuerdo con la columna hidrostática, hasta el ingreso de los petróleos maduros, el escenario de sobrepresión actual podría ser consecuencia del proceso de carga de los reservorios.

CONCLUSIONES

Los reservorios alojados en la Formación Mina del Carmen atravesados en las zonas norte y norte-centro del yacimiento El Huemul muestran evidencias de sobrepresión.

Originalmente, el modelo de gradientes de presiones adoptado estuvo constituido por un gradiente somero (con pendiente caracterizada por un fluido de densidad aproximada 1 gr/cm³ para la Formación Cañadón Seco) y uno profundo (para la Formación Mina del Carmen) con valores de presión superiores a los esperados para una profundidad determinada.

Con el avance del desarrollo, nuevos datos de presiones de reservorios permitieron generar varios modelos explicativos para la configuración de dichos gradientes de presiones. Los modelos analizados representan condiciones no estacionarias dentro del esquema evolutivo del sistema petrolero, aun en condiciones no estabilizadas.

Cualquiera sea el escenario, conforme se profundiza la estructura en dirección oeste, de la misma manera (aunque con tendencia algo más abrupta), lo hace la zona de quiebre o salto de gradientes.

El tipo de hidrocarburo producido está descripto como maduro a super maduro con 40 y 43°API, características éstas, muy diferentes a la de los petróleos normales reportados regularmente para la Cuenca. La generación de este tipo de hidrocarburos estaría emparentada con eventos tardíos de expulsión desde la roca madre. Aparentemente estos petróleos habrían sido los únicos capaces de habilitar el proceso de carga del bloque, ya que no se registran mezclas de petróleos en los reservorios. Para el avanzado estado evolutivo de la Cuenca en el momento en que se expulsaron dichos petróleos, el marco estructural ya habría adquirido su configuración actual, por lo que la capacidad de las fallas principales de actuar como vías de migración vertical se limitó a su extensión vertical actual. Los puntos de terminación someros (*tips*) de cada falla, habrían controlado el ascenso de hidrocarburos a través de la columna sedimentaria, a la vez de delimitar las regiones sobre presionadas. Por lo tanto, la condición de sobrepresión parece deber su origen al proceso de ingreso de hidrocarburos al sistema.

Debido a que la extensión vertical de estas fallas, rara vez se propaga más allá del tope de la Formación Mina del Carmen, la zona sobre presionada queda circunscripta a este mismo intervalo estratigráfico, ubicando a los reservorios de la Formación Mina del Carmen como el único objetivo.

La combinación de estas variables, que hacen al sistema petrolero del bloque, conforma un marco empírico en el que se disminuye el riesgo e incertidumbre al momento de proponer nuevas ubicaciones de pozos, aun en posiciones estructurales bajas.

REFERENCIAS CITADAS

- Acuña, C., A. Schiuma, D. Parra, C. Droeven, M. Bernedo y J. M. Paredes, 2011. Modelo paleoambiental de la Formación Mina del Carmen en el yacimiento Cerro Dragón, Cuenca del Golfo San Jorge, Argentina. VIII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Trabajos Técnicos, CD ROM. Mar del Plata, Argentina.
- Barker, C., 1990. Calculated volumen and pressure changes during the termal cracking of oil to gas in reservoirs. American Association of Petroleum Geologist, Bulletin, v. 74, p. 1254-1261.
- Belloso, E. S., 1990. Formación Chenque: Registro de la transgresión patagoniana en el Golfo San Jorge. XI Congreso Geológico Argentino, Actas, 2: 57-60.
- Bridge, J. S., G. A. Jalfin, y S. M. Georgieff, 2000. Geometry, Lithofacies and spatial distribution of cretaceous fluvial sandstone bodies, San Jorge Basin, Argentina: Outcrop analog for the Hydrocarbon – Bearing Chubut Group. Journal of Sedimentary Research, Vol. 70, N° 2, p. 341 – 359.
- Caprioglio, P. A. y R. J. Rodríguez, 2012. Pressure data analysis as the basis for the identification of gross equilibrium regions in multi-reservoir fields. Rio Oil & Gas Expo and Conference 2012, CD ROM. Río de Janeiro, Brasil.
- Cayo, E. L., C. B. Crovetto, S. G. Plazibat, J. E. Stein, M. T. Díaz y J. M. Paredes, 2011. Control tectónico sobre la sedimentación de la Formación Mina del Carmen (Albiano) en el yacimiento Cerro Dragón, Cuenca del Golfo San Jorge, Argentina. VIII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Trabajos Técnicos, CD ROM. Mar del Plata, Argentina.
- Derrell, A. S., 1966. Theoretical considerations of sealing and non-sealing faults. AAPG Bulletin, vol. 50, p 363-374.
- Feruglio, E. 1949a, Descripción geológica de la Patagonia: Dirección General de Yacimientos Petrolíferos Fiscales, vol. 1: 334 p. Buenos Aires.
- Feruglio, E. 1949b, Descripción geológica de la Patagonia: Dirección General de Yacimientos Petrolíferos Fiscales, vol. 2: 349 p. Bueno Aires.
- Feruglio, E. 1950, Descripción geológica de la Patagonia: Dirección General de Yacimientos Petrolíferos Fiscales, vol. 3: 431 p. Buenos Aires.
- Figari, E., G. Laffitte, P. Lafourcade, E. Strelkov, M. Cid de la Paz y H. J. Villar, 1999. Los sistemas petroleros de la Cuenca del Golfo San Jorge. 4° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Actas 1: 197-237. Mar de Plata, Argentina.
- Fitzgerald, M., R. Mitchum Jr., M. A. Uliana y K. Biddle, 1990. Evolution of the San Jorge Basin American Association Petroleum Geologists, Bulletin, vol. 74: 879-920.
- Hall, P. L., 1993. Mechanisms of overpressuring: an overview, in D. C. A. Manning, P. L. Hall and C. R. Hughes, eds., Geochemistry of clay-pore fluid interactions: London, Chapman and Hall, p, 265-315.
- Homoc, J. y M. Lucero, 2002. Cuenca del Golfo San Jorge: Marco geológico y reseña histórica de la actividad petrolera. V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. Actas: Rocas Reservoirio de las cuencas productivas de la Argentina, 119-126. Mar del Plata, Argentina.
- Hubbert, K., 1953. Entrapment of petroleum under hydrodynamic conditions: AAPG Bulletin, vol. 37, no. 8, p. 1954-2026.

- Hunt, J. M., 1996. Petroleum geochemistry and geology. Segunda edición, W. H. Freeman Publisher, p743.
- Jalfin, G.A., M. Marzo, y C. Droeven, 1997. Reservoir characterization of sandstone bodies deposited in the floodplain, Chubut Group, San Jorge Basin, Argentina. En: Resúmenes de la 6th International Conference on Fluvial Sedimentology, Cape Town, South Africa.
- Jalfin, G.A., E. Bellosi, J. Zanagua y H. Villar, 1999. Procesos múltiples de migración, alteración y mezcla en petróleos de la Cuenca del Golfo San Jorge: Una evolución geoquímica integrada. IV Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Actas 1:445-465. Mar del Plata, Argentina.
- Jalfin, G.A., D. Parra, J. Righetti y G. Gomez, 2000. Propuesta de perforación de los pozos AGbk.a-401, AGbk-402 y AGbk-403, Zona Grimbeek, Manantiales Behr. Repsol-YPF, Unidad de Negocios Argentina Sur, Km. 20, Distrito Manantiales Behr, (inédito), 8 p., Comodoro Rivadavia, Argentina.
- Larson, R. L. y W. C. Pitman, 1972. World-wide correlation of Mesozoic magnetic anomalies and its implications: Geological Society of America Bulletin, vol. 83: 3645-3662.
- Lesta, P. 1968. Estratigrafía de la Cuenca del Golfo San Jorge. III Jornadas Geológicas Argentinas, Actas 1: 251-280. Buenos Aires.
- Limarino, C. O. y S. R. Giordano, 2016. Análisis de modas detríticas de areniscas: Identificando múltiples áreas de proveniencia en el Flanco sur de la Cuenca del Golfo San Jorge. 2° Jornadas de Geología de la Cuenca del Golfo San Jorge, Libro de resúmenes 60-61. Comodoro Rivadavia, Argentina.
- Limarino, C. O., S. R. Giordano y R. Rodríguez Albertani, 2017. Diagenetic model of the Bajo Barreal Formation (Cretaceous) in the Southern Flank of the Golfo San Jorge Basin (Patagonia, Argentina). Marine and Petroleum Geology, ELSEVIER, v. 88, p907-931.
- Limarino, C. O., S. R., Giordano y R. Rodríguez, este congreso. Petrografía y análisis de proveniencia de los reservorios del Cretácico Superior – Flanco Sur, Cuenca del Golfo San Jorge. Rocas Reservoirio de las Cuenas productivas argentinas – Actualización. 10° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. Mendoza.
- Magoon, L.B. y W.G. Dow, 1994. The petroleum system, in L.B. Magoon and W.G. Dow, eds., The Petroleum System-From Source to Trap: AAPG Memoir 60, p 3-24.
- Marshall, L. G. R., R. Hoffstetter y P. Pascual, 1983. Mammals and stratigraphy: geochronology of the continental mammal-bearing Tertiary of South America: Palaeovertebrata, Montpellier Memoire Extraordinaire, 1-93.
- Mouchet, J. P. y A. Mitchell, 1989. Abnormal pressures while drilling: Elf Aquitaine Manuals Techniques 2, 264 p.
- Neuzil, C. E., 1995. Abnormal pressures as hydrodynamic phenomena; American Journal of Science, v. 195, p. 742-786.
- Osborne, M. J. y R. E. Swarbrick, 1997. Mechanisms for generating overpressure in sedimentary basins: A reevaluation. American Association of Petroleum Geologist, Bulletin, v. 81, p. 1023-1041.
- Paredes, J. M., N. Foix y J. O. Allard, 2013a. Variabilidad espacio - temporal de la Formación Castillo (Albiano) en la Cuenca del Golfo San Jorge. 1° Jornadas de Geología de la Cuenca del Golfo San Jorge, Libro de resúmenes 66-67. Comodoro Rivadavia, Argentina.

- Paredes, J. M., N. Foix y J. O. Allard, 2013b. Modificaciones geométricas de sistemas de canales fluviales actuales y de las formaciones Castillo y Bajo Barreal (Cretácico) en el Codo del Río Senquer (Chubut): Implicancias para el desarrollo de proyectos de recuperación secundaria. 1° Jornadas de Geología de la Cuenca del Golfo San Jorge, Libro de resúmenes 70-71. Comodoro Rivadavia, Argentina.
- Paredes, J., N. Foix, G. R. Guerstein, M. V. Guler, M. Irigoyen, P. Moscoso y S. Giordano, 2014. Formación El Huemul: registro sedimentario de una transgresión Atlántica del Eoceno tardío - Oligoceno temprano en la cuenca del Golfo San Jorge, Argentina. 14° Reunión Argentina de Sedimentología, p. 214-215.
- Paredes, J., N. Foix, G. R. Guerstein, M. V. Guler, M. Irigoyen, P. Moscoso y S. Giordano, 2015. A late Eocene-early Oligocene transgressive event in the Golfo San Jorge Basin: Palynological results and stratigraphic implications. *Journal of South American Earth Sciences*, ELSEVIER, v. 63, 293-309.
- Paredes, J. M., N. Foix, J. O. Allard, F. Colombo y M. A. Tunik, 2015. Arquitectura aluvial de depósitos piroclásticos retrabajados en cuencas perivolcánicas: Formación Castillo (Albiano) de la Cuenca del Golfo San Jorge, Argentina. *Revista de la Asociación Geológica Argentina*, vol. 72, n. 1, p. 38-58.
- Paredes, J. M., M. Aguiar, A. Ansa, S. Giordano, M. Ledesma y S. Tejada, 2018. Inherited discontinuities and fault kinematics of a multiphase, noncolinear extensional setting: Subsurface observations from the South Flank of the Golfo San Jorge basin, Patagonia. *Journal of South American Earth Sciences*, ELSEVIER, v. 81, 87-107.
- Rodríguez, J. F. R. y R. Little, 2001. Petroleum generation and accumulation in Golfo San Jorge Basin, Argentina: a basin modeling study. *Marine and Petroleum Geology*, ELSEVIER, v. 18, 995-1028.
- Rodríguez, R. J., 2016. Formación Mina del Carmen, delineación de acumulaciones de hidrocarburos en bloques con desarrollo somero incipiente. 2° Jornadas de Geología de la Cuenca del Golfo San Jorge, Libro de resúmenes 74-75. Comodoro Rivadavia, Argentina.
- Rodríguez, R. J., P. A. Caprioglio, M. L. Loss y H. D. Aguirre, 2011. Caracterización de reservorios y modelo estático. Delineando un yacimiento complejo. VIII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Trabajos Técnicos, CD ROM. Mar del Plata, Argentina.
- Rodríguez, R. J., P. A. Caprioglio, S. Quiroga, V. Rodríguez, J. P. Pagella y A. Dódorico, 2013. Acumulaciones someras de hidrocarburos en la Cuenca del Golfo San Jorge, Anticlinal Los Mantantiales: Prospección y desarrollo. V Congreso de producción y desarrollo de reservas, CD ROM. Rosario, Argentina.
- Rodríguez, R. y A. Dódorico, 2014. Salinidad de agua de formación y su distribución en un escenario geológico complejo: El Huemul y alrededores. Cuenca del Golfo San Jorge. IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Trabajos Técnicos, CD ROM. Mendoza, Argentina.
- Ronanduan, G. C., 2005. Discontinuidades sedimentarias y su importancia en el desarrollo de yacimientos maduros. Yacimiento Las Heras, Cuenca del Golfo San Jorge provincia de Santa Cruz, República Argentina. VI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Trabajos Técnicos, CD ROM. Mar del Plata, Argentina.
- Salomone, G., M. I. Biocca, A. Amoroso, J. C. Aroce-

- na, G. Ronanduan, D. Guerberoff y L. Palacio, 2002. V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Rocas reservorio de las cuencas productivas de la Argentina, Los reservorios del flanco sur, p155-174.
- Schaefer, R. G., y R. Littke, 1988. Maturity-related compositional changes in the low-molecular-weight hydrocarbon fraction of Toarcian shales. *Organic Geochemistry*, ELSEVIER, v. 13, p887-892.
- Sciutto, J. C., 1981. Geología del codo del Río Senguerr, Chubut, Argentina. 8° Congreso Geológico Argentino, Actas 3: 203-219.
- Simpson, G. G. 1940, Review of the mammal-bearing Tertiary of South America: American Philosophical Society Proceedings, vol. 83: 649-709.
- Strelkov, E., R. Clavijo, F. Suárez, J. Rodríguez, Y. Basile y J. Sanagua, J. 2005, La cuenca del Golfo San Jorge. 6° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Actas, 275-288. Mar del Plata, Argentina.
- Sylwan, C. A. 2001. Geología de la Cuenca del Golfo San Jorge, Argentina. *Journal of Iberian Geology*, vol. 27: 123-157.
- Sylwan, C. A., C. Droeven, J. Iñigo, F. Mussel y D. Padva, 2011. Cuenca del Golfo San Jorge. Simposio de Cuencas Argentinas, VIII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mar del Plata, Argentina. CD ROOM.
- Taboada, R., Condat, P., Corsini, V., Mir, E., Conti, J., Fortunato, G., Villivar, O., List, D., Stancel, S. and L. Jones, 2001. El Tordillo reservoir static characterization study: El Tordillo Field, Argentina. VII LACPEC, SPE 69660, Buenos Aires.
- Teruggi, M. E. y H. Rosetto, 1963. Petrología del Chubutiano del Codo del Río Senguerr: Boletín de Informaciones Petroleras, vol. 354: 18-35.
- Tunik, M. A., J. M. Paredes, M. I. Fernandez, N. Foix y J. O. Allard, 2015. Analisis petrográfico de areniscas de la Formación Castillo (Albiano) en la faja plegada de San Bernardo, Cuenca del Golfo San Jorge, Argentina. *Revista de la Asociación Geológica Argentina*, vol. 72, n. 1, p. 63-80.
- Van Nieuwenhuise, D. S. y A. R. Ormiston, 1989. A model for the origin of source-rich lacustrine facies, San Jorge Basin, Argentina. 1° Congreso de Exploración y Producción de Hidrocarburos. Acta 2: 853-883. Mar del Plata, Argentina.
- Windhausen, A. 1931, Geologia Argentina: Buenos Aires, Editorial Peuser, Tomo II: 646 p.



**10° CONGRESO DE
EXPLORACIÓN Y
DESARROLLO DE
HIDROCARBUROS**

Energía y Sociedad
aliados inseparables
Mendoza 2018