

ANALOGÍA ENTRE YACIMIENTOS COMO SOPORTE PARA LA UBICACIÓN DE POZOS DE AVANZADA DE ALTO RIESGO: UN CASO DE ESTUDIO EN LA CUENCA DEL GOLFO SAN JORGE, PATAGONIA CENTRAL

Rodrigo J. RODRÍGUEZ¹ y Hugo D. AGUIRRE²

¹ Reservoir Description Team, SINOPEC Argentina Exploration and Production, Inc., Ciudad Autónoma de Buenos Aires.
Email: rodrigo_rodriguez@sinopecarg.com.ar

² Shell C.A.P.S.A., Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

ABSTRACT

Los estudios de exploración y desarrollo de yacimientos de hidrocarburos están relacionados a las estrategias de inversión de las compañías. La necesidad de aumentar la producción conlleva en ocasiones premura en las propuestas de nuevos pozos, lo que impide considerar con la suficiente atención las incertidumbres asociadas a los atributos geológicos y de fluidos que caracterizan o controlan la extensión de los reservorios en los yacimientos. Para conocer la extensión de las acumulaciones de hidrocarburos en un bloque recientemente descubierto y optimizar su plan de desarrollo futuro, se propuso la perforación de pozos a ubicarse entre 50 m y 100 m estructura abajo respecto de los sondeos ya perforados. La identificación de reservorios por métodos sísmicos presentó dificultades por la falta de contraste de impedancias acústicas dentro del intervalo productivo, situación que incentivó al establecimiento de paralelismos de caracterización de reservorios entre bloques. Las analogías entre yacimientos adyacentes (curvas pseudo-capilares, unidades de flujo, calidad de reservorio y distribución de fluidos) permitieron estimar la ubicación de contactos entre fluidos y la extensión de las acumulaciones de hidrocarburos en el bloque estudiado. Considerando las incertidumbres inherentes a la falta de información, el resultado final del análisis implicó un avance en el conocimiento del yacimiento. Esta metodología, simple en su concepción, mostró su validez al establecer analogías entre yacimientos cercanos con historias geológicas similares, y constituye un intento por disminuir las incertidumbres inherentes a la propuesta de pozos de alto riesgo en yacimientos con desarrollo incipiente.

Palabras clave: *Sur Piedra Clavada, regiones de equilibrio, curvas pseudo-capilares, analogía entre yacimientos, Cuenca del Golfo San Jorge*

RESUMEN

Oil fields analogies to support high-risk appraisal well locations: a case-study in the Golfo San Jorge basin, Central Patagonia

Both exploratory studies and hydrocarbon field development studies are defined by the investment strategies of the companies. The need to increase production often entails urgency in new well proposals, situation that does not allow us to carefully consider the uncertainties associated with the geological attributes and fluid characteristics that characterize or control the reservoir extension in the fields. With the aim of understanding the extension of the hydrocarbon accumulations in a recently discovered block and optimizing future development plans, new appraisal well locations were defined strongly down dip in the structure (50m to 100m down dip from existing wells). The reservoir identification based on seismic data demonstrated not to be a powerful tool mainly due to the lack of contrast of acoustic impedance inside the productive intervals. This situation contributed and promoted the search process and identification of reservoir characterization parallelisms between fields. Analogies with neighboring fields (pseudo-capillary curves, flow units, quality of reservoirs and flow distribution) allowed the estimation of the location of fluid contact and the potential extension of the hydrocarbon accumulation in this new area. Taking into account the almost complete absence of information, the results of this analysis provided an improvement in the knowledge of the field. This methodology, simple from its conception, proved to be valid when establishing analogies between fields with similar geologic histories, and it constituted an attempt to reduce inherent uncertainties about the high risk well proposal in fields with early development in the basin.

Keywords: *Sur Piedra Clavada, equilibrium Regions, pseudo-capillary curves, field's analogies, Golfo San Jorge Basin*

INTRODUCCIÓN

La estrategia de inversión es la que usualmente define la frecuencia de descubri-

mientos y de desarrollo de yacimientos. Sin embargo, la actividad petrolera en la Cuenca del Golfo San Jorge, históricamente muestra recurrencia en la nece-

sidad de mantener “alimentados” a los equipos de perforación con locaciones de pozos nuevos, sin considerar, en ocasiones, las incertidumbres asociadas a las

características geológicas y de fluidos que rigen cada uno de los yacimientos.

Una vez comprobada la productividad y economicidad de un bloque, surgen varias estrategias de desarrollo. En general, los pozos subsiguientes al descubridor serán perforados en posiciones estructurales más altas en relación al primero, hasta alcanzar la falla y/o cresta de flexuras o anticlinales que actúan como cierre estructural de la trampa. A partir de este punto se considera continuar la delineación estructura abajo del campo, lo que se realiza con un distanciamiento de unos 300 m desde un pozo existente, para evitar encontrar reservorios con elevados valores de saturación de agua en función de su cercanía a un contacto agua-petróleo aun no estimado.

En el área de concesión Sur Piedra Clavada ubicada en el flanco sur de la Cuenca del Golfo San Jorge (Fig. 1), se descubrió recientemente un nuevo bloque denominado Bloque Norte. El pozo descubridor comprobó buena productividad de los reservorios alojados en la Formación Bajo Barreal, dando lugar a la inmediata perforación de dos pozos de desarrollo adicionales.

Mediante un agresivo plan de desarrollo del campo, en el año 2012 se planeó perforar al menos 5 sondeos de avanzada hacia posiciones estructurales más bajas. La ubicación de las primeras dos propuestas consideró un distanciamiento de aproximadamente 900 m hacia el este desde la porción del campo hasta ese momento en producción. Con la consigna de adquirir información imprescindible para definir el potencial del yacimiento en el menor tiempo posible, fue necesario precisar tres propuestas adicionales que implicaban inevitablemente, un descenso de alrededor de 100 m en la estructura (Fig. 2).

Inmediatamente al sur del Bloque Norte, se ubica la principal área en desarrollo del área Sur Piedra Clavada. Desde su descubrimiento en el año 2007 se han perforado más de 200 sondeos, y considerando la productividad del campo se integró la información adquirida para caracterizar el área y estimar el verdadero potencial del yacimiento (Rodríguez *et*

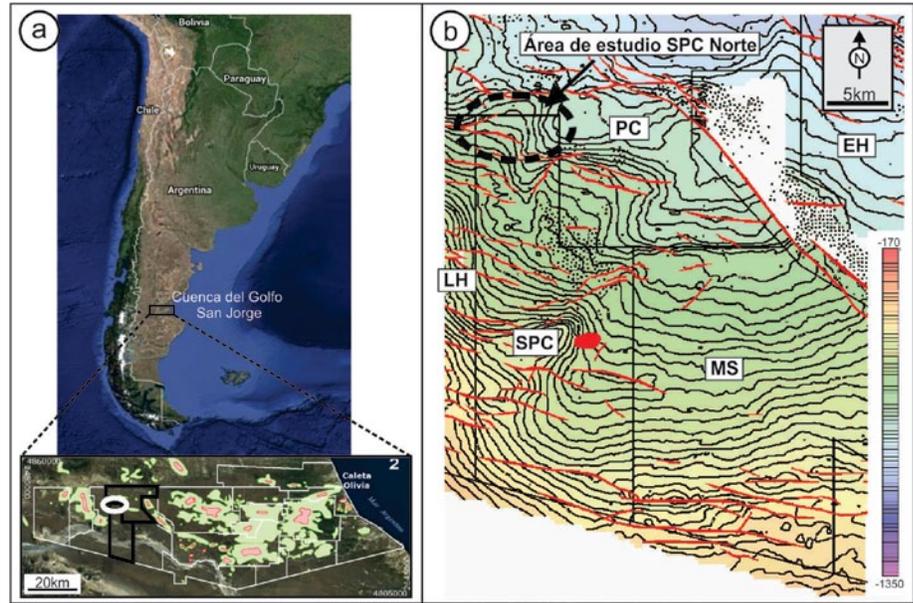


Figura 1: a) Mapa de ubicación de Argentina en América del Sur y localización esquemática de la Cuenca del Golfo San Jorge. El rectángulo ampliado enmarca las áreas concesionadas para explotación de hidrocarburos en el flanco sur de la cuenca. b) Zona de estudio ampliada dentro de ovalo blanco y su relación con los campos Sur Piedra Clavada (SPC), Piedra Clavada (PC), El Huemul (EH) Las Heras (LH) y Meseta Sirven (MS).

al. 2011). Uno de los aspectos de mayor relevancia resultante de la caracterización del yacimiento fue la discretización vertical de la columna sedimentaria en intervalos finitos mediante la aplicación de algoritmos matemáticos (Caprioglio y Rodríguez 2012). Dado que el conjunto de los depósitos de arena en cada una de las unidades sedimentarias tienen conectividad hidráulica, la distribución de fluidos en el volumen de cada región es normal. Así, los fluidos que saturan el espacio poral se encuentran segregados por su densidad comenzando con el agua en los niveles inferiores y pasando por petróleo y eventualmente hidrocarburos gaseosos hacia los niveles superiores de la estructura. Estas regiones se denominaron regiones o unidades de equilibrio (Rodríguez *et al.* 2011). Los resultados del estudio aportaron un renovado potencial para el yacimiento y, debido a que es el bloque lindante al sur del área recientemente descubierta, se propuso utilizar los conocimientos adquiridos como análogos entre áreas, disminuyendo el riesgo en los nuevos pozos.

La utilización de análogos es común en la industria petrolera, principalmente

como soporte en el proceso de declaración de reservas, para la implementación de proyectos de recuperación secundaria y/o terciaria, o para la perforación de pozos nuevos en estructuras alejadas de los principales frentes de desarrollo de un yacimiento.

El proceso de establecimiento de la analogía se sustentó a partir de la extrapolación de marcadores hacia el Bloque Norte, identificados como divisores temporales regionales de los principales grupos de reservorios productores en Sur Piedra Clavada. A partir de este punto, y en el marco del análisis de similitudes faciales entre los depósitos arenosos y la distribución de fluidos dentro de los mismos, se estimaron las ubicaciones de los contactos agua-petróleo y gas-petróleo en el Bloque Norte. Las semejanzas encontradas en el comportamiento de distribución capilar de fluido (Leverett 1942, Buckley y Leverett 1942) entre regiones de equilibrio equivalentes fueron fundamentales para distribuir con valores de saturación de agua (S_w) el espacio poral de cada una de las facies de rocas productoras de hidrocarburos. De esta manera se precisó el rango de valores de saturación de hidro-

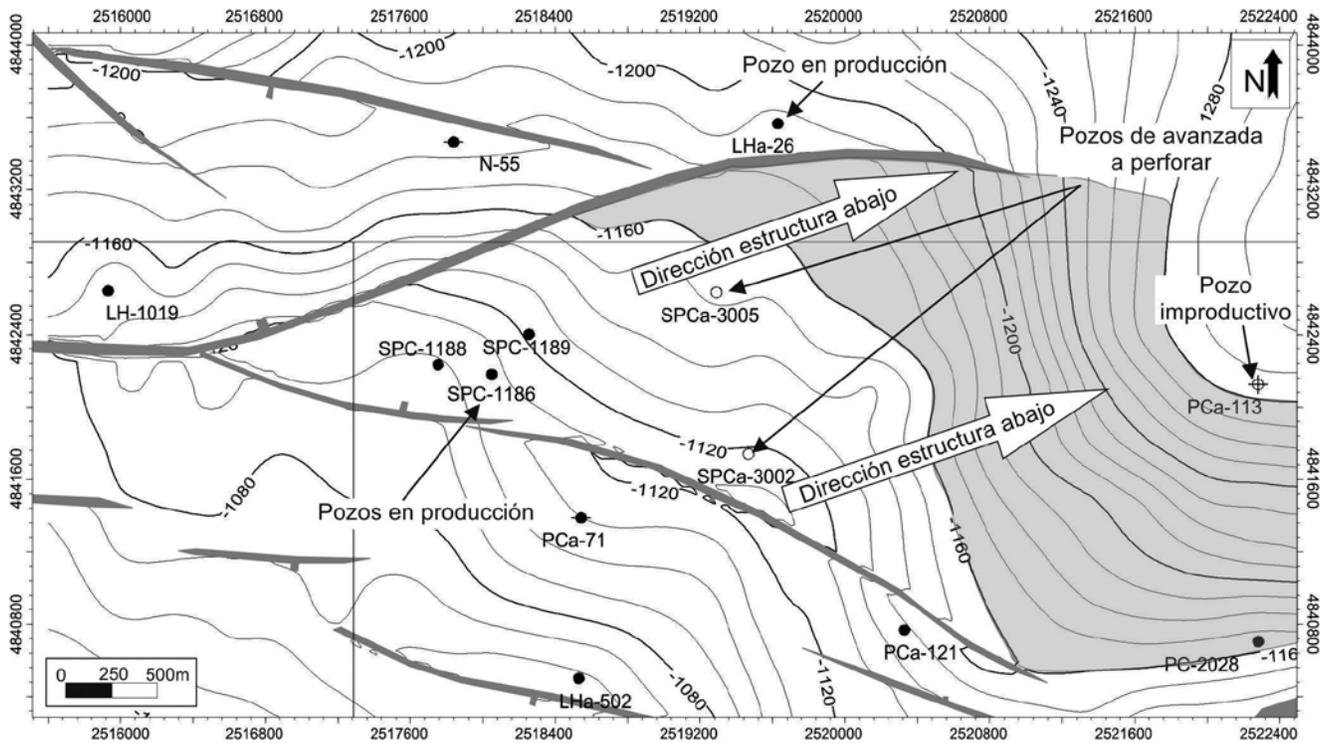


Figura 2: Bloque de estudio (Bloque Norte) con la ubicación de tres pozos productores en la zona de unión de dos fallas en el sector oeste. Se indica la ubicación de dos propuestas de sondeos de avanzada en posición estructural intermedia (SPCa-3002 y SPCa-3005) y el área a evaluar (sombreada en gris) para proponer una segunda línea de pozos en sectores estructuralmente más bajos al este del bloque.

carburos en cada posición estructural del campo para cada tipo de roca. Como resultado, se definieron las ubicaciones de tres sondeos de avanzada en posiciones estructurales bajas del yacimiento, de manera de atravesar el mayor espesor potencialmente petrolero para cada una de las regiones de equilibrio estudiadas. Aunque las estimaciones del petróleo original *in situ* (POIS) y gas original *in situ* (GOIS) no constituirían un dato relevante a considerar en las ubicaciones finales de estos sondeos adicionales, ambos datos proporcionaron una estimación inicial del verdadero potencial del bloque.

El paralelismo entre los comportamientos capilares de los dos bloques permitió inferir una condición similar en la capacidad sellante de las fallas que actúan como límites principales de trampas de los hidrocarburos en la zona. Al respecto, Jalfin *et al.* (2005) establecen alturas máximas de hidrocarburos que tanto sellos como reservorios pueden retener para diferentes formaciones de la Cuenca del Golfo San Jorge. Mediante numerosas mediciones de laboratorio, estos autores determina-

ron que las rocas de la Formación Bajo Barral (que actúan como sello asociadas a zonas de falla) podrían soportar presiones equivalentes a columnas de petróleo de entre 144 m y 508 m, dependiendo de las densidades y la salinidad del agua de formación. Aunque con potencial relevancia para el entendimiento de los yacimientos del flanco sur de la Cuenca del Golfo San Jorge, el análisis de la capacidad sellante de las litologías asociadas a las zonas de falla no representa un tema analizado en profundidad en esta contribución.

MARCO GEOLÓGICO

La Cuenca del Golfo San Jorge está ubicada en la región patagónica central de la República Argentina (Fig. 1a). El origen de la cuenca se vincula al desarrollo de grupos de fallas extensionales durante el desarrollo del rift Jurásico (Fitzgerald *et al.* 1990, Sylwan 2001, Strelkov *et al.* 2005, Cornaglia *et al.* 2009). Durante este período de tiempo, el rumbo de los grabenes y semi-grabenes activos tenían una orientación sub-perpendicular a la dirección de

apertura del Atlántico Sur (rasgos reconocidos en las cuencas de Colorado, Golfo San Jorge y de Malvinas Norte, Urien *et al.* 1976, Uliana y Biddle, 1987). La Cuenca del Golfo San Jorge se desarrolló principalmente con una dirección oeste-este en un marco de subsidencia termal con un limitado pero continuo fallamiento normal durante la mayor parte del Cretácico (Lesta 1968, Van Nieuwenhuise y Ormiston 1989, Fitzgerald *et al.* 1990, Figari *et al.* 1997). El sector oriental de la cuenca presenta dos flancos (norte y sur) con fosas del Jurásico Superior-Cretácico Inferior limitadas por fallas normales oeste-este y escalonadas hacia el centro de cuenca. Al oeste se desarrolla la faja plegada de San Bernardo (Fitzgerald *et al.* 1990, Peroni *et al.* 1995), una faja de deformación compresiva con posible componente de rumbo sinistral dispuesta meridionalmente (Figari *et al.* 1999, Homocv 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 ejercen un control fundamental en la generación de trampas estructurales.

Los depósitos que rellenan la cuenca comienzan con un complejo volcánico-volcaniclastico (Grupo Lonco Trapial) (Fig. 3) de edad jurásica inferior, que constituye el denominado basamento económico o sísmico. Lo suceden en discordancia, sedimentos fluvio-lacustres pertenecientes al Grupo Las Heras integrado por las Formaciones Pozo Anticlinal Aguada Bandera compuesta por fangolitas ricas en materia orgánica y Pozo Cerro Guadal con importante desarrollo de areniscas fluviales y/o fluvio-deltaicas progradantes hacia su sección superior. Esta última no se hallaría en el área de trabajo debido a que sólo ocuparía posiciones centrales de la cuenca (Barcat *et al.* 1989, Uliana y Legarreta 1999). En conjunto, estas entidades estratigráficas son informalmente llamadas “Neocomiano”. Debido a las condiciones ambientales en la que tuvo lugar la depositación de sedimentos y materia orgánica, estos intervalos constituyen una de las dos rocas generadoras de hidrocarburos de la Cuenca del Golfo San Jorge (Figari *et al.* 1999). En la últimas décadas, su capacidad generadora fue revalorizada al reconocerse su eficiencia en la generación de hidrocarburos en ámbitos marginales del flanco norte de la cuenca (Bellosi *et al.* 2002, Jalfin *et al.* 2002, Barreda *et al.* 2003).

El desarrollo de la cobertura subsecuente (Grupo Chubut y unidades Terciarias) constituyen el relleno principal de la cuenca en su etapa de subsidencia térmica (etapa de post rift). El mismo tuvo lugar entre los pisos Barremiano tardío y el límite Cretácico-Terciario (Feruglio 1950) y está compuesto por sedimentitas continentales con participación piroclástica, alcanzando varios miles de metros de espesor. La generación de un expandido sistema lacustre somero permitió la acumulación de los sedimentos finos ricos en materia orgánica de la Formación Pozo D-129 (Hauteriviano-Aptiano temprano) que se consideran los generadores de la mayor parte los hidrocarburos acumulados (Van Nieuwenhuise y Ormiston 1989). Fitzge-

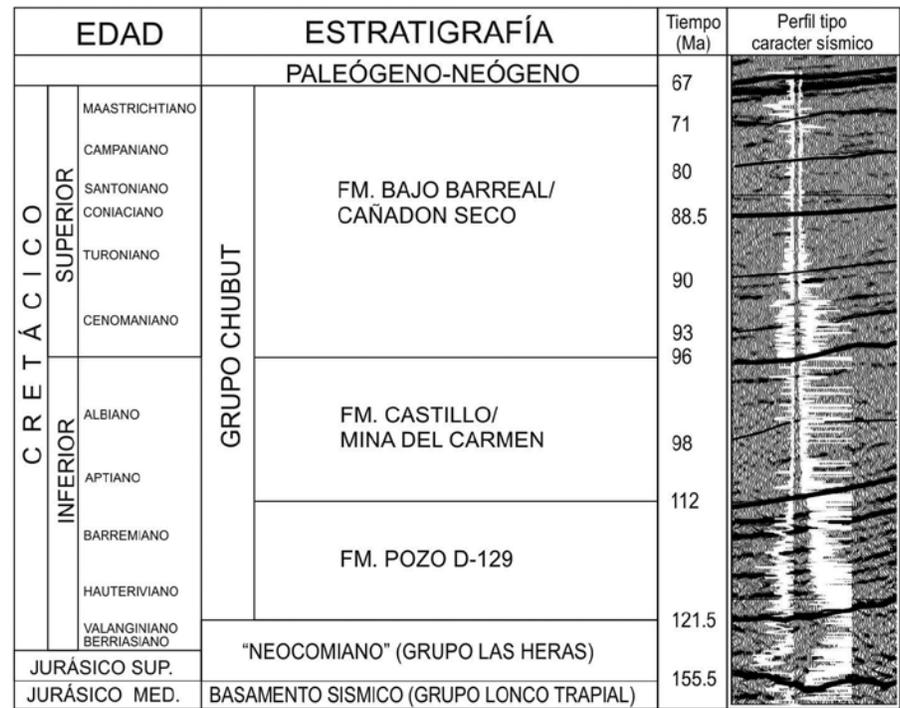


Figura 3: Columna estratigráfica del Jurásico y Cretácico de la Cuenca del Golfo San Jorge (tomada de Jalfin *et al.* 2002).

rald *et al.* (1990) proponen una relación entre la Formación Pozo D-129 y el desarrollo del climax del rift, en tanto que Sassali *et al.* (2011, 2013) sugieren su máximo desarrollo durante el climax del rift en transición al estadio siguiente. Varios autores concuerdan en que el grupo de sedimentos subsiguientes agrupados en el Grupo Chubut y representados por las Formaciones Mina del Carmen y Bajo Barreal y sus variaciones laterales, que constituyen los principales reservorios de la cuenca (Fig. 3), fueron depositados en ambientes continentales subaéreos y subacuados someros (Feruglio 1949a, 1949b, 1950, Teruggi y Rosetto 1963, Lesta, 1968, Sciutto 1981). La Formación Castillo (Aptiano tardío-Albiano) descrita en afloramientos del Codo del río Senguerr (Sciutto 1981) yace en discordancia plana sobre la Formación Pozo D-129 y constituye uno de los principales reservorios de la cuenca. Frecuentemente aislados entre sí, los cuerpos de areniscas de la Formación Castillo representan depósitos fluviales de baja sinuosidad con escasos canales entrelazados y depósitos clásticos asociados a flujos no encauzados y por una planicie de inundación enteramente piroclástica (Paredes *et*

al. 2013a). Los depósitos de lluvia de ceniza y re-movilización de ceniza de estas planicies tuvieron su origen en el volcanismo andino del Aptiano-Albiano.

Las mediciones de canales fluviales realizadas por Paredes *et al.* (2013b), revelan una potencia media de 2.89 m, con un ancho real promedio de 114 m y si bien se reconocen estructuras de flujo, en general se presentan como depósitos macizos con pobre calidad petrofísica ya sea para almacenar y/o transmitir fluidos.

La Formación Mina del Carmen es una unidad litoestratigráfica de subsuelo (Lesta 1968) y constituye el equivalente lateral de la Formación Castillo en posiciones más orientales de la cuenca. En el Codo del Senguerr, la participación de material piroclástico en los sedimentos de las llanuras es muy importante (Paredes *et al.* 2013a).

En el Albiano-Cenomaniano, se ubicaría el límite entre las Formaciones Castillo y Bajo Barreal (Jalfin *et al.* 1997; Bridge *et al.* 2000). Esta última concentra cuerpos areno-tobáceos canalizados acumulados por cursos fluviales con creciente sinuosidad hacia el tope junto con depósitos lagunares alcalinos efímeros (Feru-

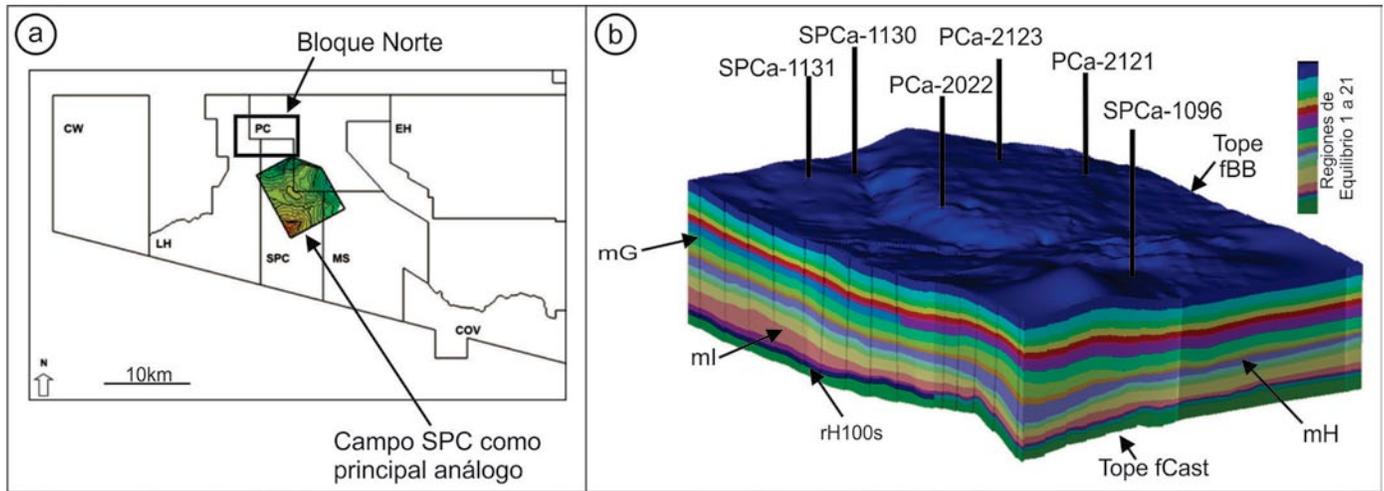


Figura 4: Ubicación del Bloque Norte respecto de la zona de desarrollo de Sur Piedra Clavada (arriba izquierda). Divisiones verticales del yacimiento principal de Sur Piedra Clavada y volumen modelado. Topes de las Formaciones Bajo Barreal (fBB) y Castillo (fCAST) como techo y base del modelo. Se indican marcadores geológicos mG, mH y mI como divisiones intermedias y subdivisiones verticales (abajo derecha).

glio 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 principal objetivo hidrocarburoífero y junto con la Formación Pozo D-129 constituyen el principal sistema petrolero de la cuenca.

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). Estas últimas se depositaron en un ambiente continental dominado por procesos eólicos con depositación de loess (Spalletti y Mazzoni 1979). Le sobreyacen depósitos marinos de la Formación Cheque (Oligoceno tardío? a Mioceno temprano; Bellosi, 1990, 1995), seguidos de las sedimentitas fluviales de la Formación Santa Cruz, que representan los depósitos de la cuenca de antepaís patagónica, vinculados a la fase neógena de ascenso de los Andes (Windhausen 1931, Simpson 1940).

Ubicación

El yacimiento Sur Piedra Clavada constituye una de diecisiete áreas en concesión

que SINOPEC Argentina posee en la Cuenca del Golfo San Jorge y se encuentra ubicado en el sector occidental del flanco sur de la cuenca, entre las áreas concesionadas de Las Heras (al oeste), Meseta Sirven (al este) y Piedra Clavada como límite norte (Figs. 1b y 4a). En el marco del programa de perforación de pozos de avanzada del año 2011, uno de los sondeos propuestos descubrió acumulaciones de hidrocarburos rentables hacia el extremo norte del yacimiento Sur Piedra Clavada. Los buenos resultados alentaron la perforación de dos sondeos productores adicionales que constituyeron la primera etapa de desarrollo del bloque.

HIPÓTESIS DE TRABAJO

Inmediatamente al sur del Bloque Norte se localiza la principal área en desarrollo de Sur Piedra Clavada. Luego de ser descubierto a comienzos del año 2007, Sur Piedra Clavada fue desarrollado de manera intensa perforándose más de 200 sondeos hasta el año 2012. La primera integración de información y caracterización del campo sobre un área aproximada de 100 km², finalizó en el año 2009 (Fig. 4). El resultado de la caracterización en Sur Piedra Clavada demostró que los límites de la acumulación de hidrocarburos en el yacimiento aún no habían sido alcanzados por los sondeos existentes y como tal,

el modelo aportó un renovado potencial para el yacimiento (Rodríguez *et al.* 2011). Considerando la escasa información disponible del Bloque Norte y su cercanía con la principal área de desarrollo, se trabajó con la hipótesis de la representatividad del área oportunamente caracterizada para utilizarla como análoga de las propiedades del Bloque Norte. La Figura 5 esquematiza el proceso de fundación de paralelismos entre campos, marcadores principales, topes de reservorios, propiedades petrofísicas de las rocas y de los fluidos, presiones de formación y regiones de equilibrio. De comprobarse la analogía propuesta, se hace posible estimar los contactos entre fluidos por unidades de equilibrio, así como las tendencias de depositación de los sedimentos en el área, reduciendo el riesgo asociado a la propuesta de pozos en posiciones estructurales bajas en el Bloque Norte.

VALIDACIÓN DE LA METODOLOGÍA

Analogía entre yacimientos

Extrapolación de marcadores principales: Las cuatro divisiones verticales originales del modelo de Sur Piedra Clavada están soportadas por los marcadores regionales fBB; mG; mH; mI y fCAST. Posteriormente al análisis de presiones de formación, documentado por Caprioglio y Rodríguez

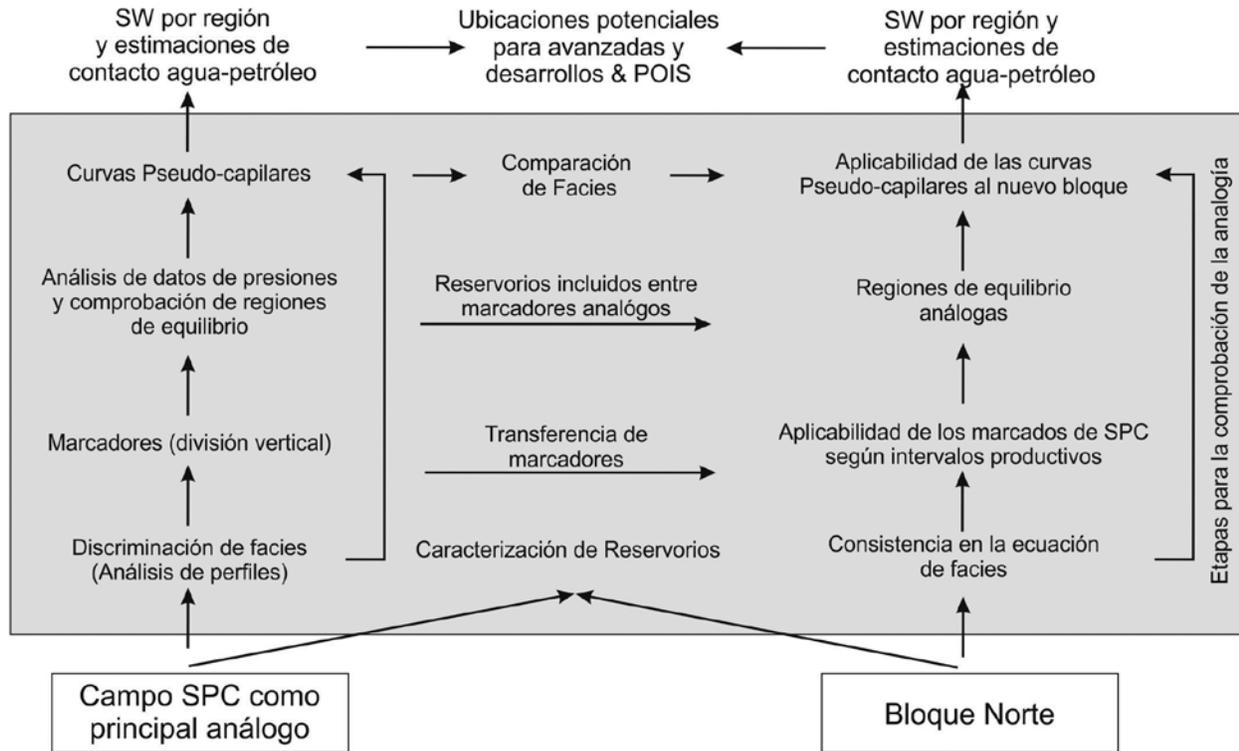


Figura 5: Flujo de trabajo para establecer la analogía entre bloques. Línea de trabajo utilizada en Sur Piedra Clavada (columna izquierda). Analogía entre ecuaciones discriminantes de facies, transferencia de marcadores Sur Piedra Clavada - Bloque Norte, confirmación de continuidad de regiones de equilibrio, comportamiento capilar y distribución de saturación de agua (SW), estimación de contactos entre fluidos y cálculo de petróleo original *in situ* (POIS), (de abajo hacia arriba).

(2012) se identificaron matemáticamente siete regiones generales de equilibrio (ver toques y bases en mbmA, en las columnas 1 y 2 del Cuadro 1). Finalmente, mediante la integración multidisciplinaria de la información, se discriminaron veintiún regiones de equilibrio adicionales entre los toques de las Formaciones Bajo Barreal (fBB) y Castillo (fCAST) (Fig. 4b). Luego de un análisis integrador, se estimaron los contactos agua-petróleo y gas-petróleo entregando como resultado el cálculo de POIS y GOIS para cada una de las regiones mencionadas.

Como primera medida para arribar a la analogía, la correlación pozo a pozo tuvo soporte en las curvas de perfilaje a pozo abierto de potencial espontáneo (SP) y resistividad (RT). Se extendió la correlación de los principales marcadores reconocidos en Sur Piedra Clavada hacia el Bloque Norte (Fig. 6). Dos fueron los intervalos en los cuales los sondeos del Bloque Norte comprobaron la presencia de reservorios de interés. El primero y de mayor relevancia estuvo comprendi-

do entre los marcadores mH y mI, cuyo equivalente en Sur Piedra Clavada se corresponde con las regiones 15 y 16 enumeradas en el Cuadro 2.

El segundo intervalo productivo, aunque comprendido entre el marcador fBB y mG, contiene los reservorios de interés recurrentemente a pocos metros por encima de mG. Por tal motivo, se generó un marcador adicional (mB - ver cuadro 1 y figura 6) que actuase como tope superior de la zona de interés. Desde el punto de vista de la analogía con Sur Piedra Clavada, estos reservorios se igualaron con sus equivalentes de la región 9.

Los grupos de reservorios identificados en el Bloque Norte fueron B1 a B16, H33 a H40a y H50 a H69a y fueron los únicos sobre los cuales se pudo establecer comparaciones con sus equivalentes en Sur Piedra Clavada de las regiones 9 (reservorio A300), 15 y 16 respectivamente.

Identificación de facies en intervalos análogos: Las arenas productivas del Bloque Norte muestran variaciones en los valores de saturación de agua (Sw) según su posición

estructural, de manera que puede reproducirse un comportamiento capilar semejante al de las curvas pseudo-capilares (Rodríguez y Jalín 2005) obtenidas para sus intervalos análogos de Sur Piedra Clavada (Fig. 7). Como se describe en la sección de estimación de contactos entre fluidos, sobre dos de los tres intervalos analizados, la distribución de Sw de aquellas arenas petroleras con buena calidad petrofísica muestran similitudes con la curva pseudo-capilar de la facies de arena regular (F2) de Sur Piedra Clavada, descrita por Rodríguez *et al.* (2011) (Fig. 7). Esto se interpreta como un desmejoramiento en la calidad de los reservorios y en el efecto negativo sobre la capacidad de transmisión de fluidos al pozo.

Las ecuaciones del cuadro 2 se utilizaron para discriminar entre facies productivas de Sur Piedra Clavada y fueron definidas sobre la base de un primer valor de corte en el contenido de arcillas ($VSH < 0.3$) que separa reservorios de no reservorios. Adicionalmente, se utilizó la curva de movilidad de la resonancia

CUADRO 1: Regiones de equilibrio originales (izquierda). Regiones de equilibrio finales (derecha). Contactos gas-petróleo (CGP) y presión de burbuja (Pb), agua-petróleo (CAP), gas-agua (CGA) y Petróleo más bajo conocido (*LKO Lowest Known Oil*).

Región General (original)		Reservorios	CGP (mbnm)	Pb (bar)	CAP (mbnm)			Región de equilibrio	Marcador (final)
Base (mbmA)	Tope (mbmA)				Mínimo posible	Usado	Máx. posible		
		A30 & A31	480 (CGA)				1	fBB	
40	111	A42-A40-A50-A52	562 ± 2	82.5 ± 0.5		647	2		
40	111	A60-A31-A63-A68	540 adoptado	80.4 adoptado		679	3		
40	111	A89-A70	605 ± 3	87 ± 0.5		711	4		
		A110-A111-A112-A115	647	91.1		710	5		
168	274	A116 NNW	652 ± 2	91.5 ± 0.9		743	6		
168	274	A140 SSE	671 adoptado	93.5 adoptado		761	7		
168	274	A125-A130 SSE + A133 SSE	671 adoptado	93.5 adoptado		761	7		
168	274	A125-A130-A133-A140 NNW	676 ± 1	94 ± 0.5		731	8	mB	
168	274	A300 NNW	727 ± 2	99.5 ± 0.5		840	9		
168	274	A300 SSE	727 ± 2	99.5 ± 0.5		840	9	mG	
348	400	G1a-G1	780	104.5	885	908	935	10	
348	400	G3a	780	104.5	885	908	935	10	
348	400	G33-G46 NNW	799 ± 3	106.5 ± 0.5	849	861	898	11	
348	400	G33-G46 SSE	799 ± 3	106.5 ± 0.5	849	861	898	11	
348	400	G33-G46 PCa-2121	799 ± 3	106.5 ± 0.5		928		12	
348	400	G5a-G6	820 ± 3	108.5 ± 0.5		892		13	
		H30-H31-H32	860 adoptado	112.5 adoptado		956 <i>LKO</i>		14	
482	520	H33-H35-H38-H40a	908 ± 2	117.4 ± 0.3	1033	1047	1079	15	
532	555	H50-H52-H53-H55-H57-H68-H69-H69a + H40c-H40b	924 adoptado	119 adoptado	1063	1076	1095	16	
570	602	H69b-H70-H71-H72-H73-H74-H75-H99	924 adoptado	119 adoptado		1108		17	
613	665	H100a-H100b-H100c	1027 ± 3	129 ± 0.5	1115	1126		18	
613	665	H101-H102-H103-H128a	1087 ± 3	135.5 ± 0.5	1164	1194		19	
613	665	H101-H102-H103-H128a						20	
613	665	H128 a base del Modelo						21	
								fCAST	

magnética (nmrFF33>8) como segundo discriminador entre areniscas de diferente calidad petrofísica. En aquellos pozos en los que no se registró resonancia magnética, el segundo valor de corte fue provisto por la curva de porosidad efectiva

calculada desde la interpretación petrofísica (XPOR>=0.21). Para identificar diferentes calidades de reservorios, las ecuaciones originales calculadas para Sur Piedra Clavada no fueron modificadas en su esencia. Sin embargo, se introdujeron

variaciones sobre los valores de corte de VSH y XPOR ya que, como se señala en el apartado Curvas pseudo-capilares, la facies productiva principal encontrada en el Bloque Norte resultó ser semejante a las de menor calidad petrofísica descrip-

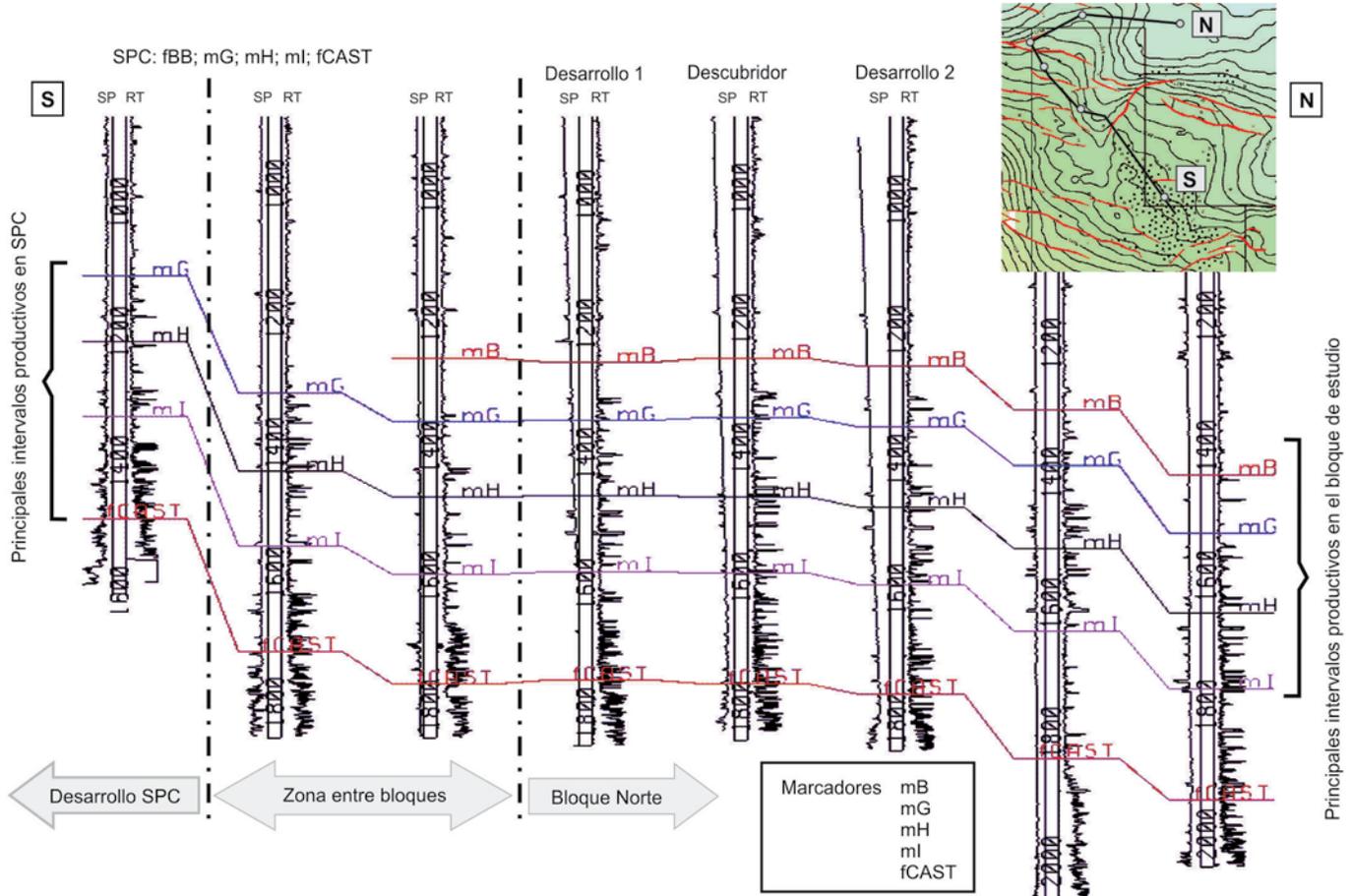


Figura 6: Correlación de sondeos con indicación de los principales marcadores estratigráficos desde Sur Piedra Clavada al sur, hacia el Bloque Norte. Hacia los márgenes izquierdo y derecho se remarcan los principales intervalos productivos en cada campo.

tas originalmente en el yacimiento Sur Piedra Clavada.

Curvas pseudo-capilares

Estimación por unidades de flujo y contactos entre fluidos por regiones de equilibrio: Las curvas de capilaridad a partir de las cuales se estimaron los contactos entre fluidos, para cada una de las regiones de equilibrio identificadas en Sur Piedra Clavada fueron generadas a partir de los valores de Sw, calculados con la interpretación petrofísica de perfiles a pozo abierto (Fig. 7).

La distribución de Sw versus metros bajo nivel del mar (mbnm o altura sobre el contacto agua-petróleo) de la región de equilibrio presenta al menos dos particularidades significativas: por un lado, puede observarse un comportamiento capilar en la que la Sw decrece conforme se asciende en la estructura, y por otro lado los valores de Sw correspondientes a ca-

CUADRO 2: Ecuaciones discriminadoras de facies para Sur Piedra Clavada y las modificadas para el Bloque Norte.

Ecuaciones discriminadoras de facies Sur Piedra Clavada	Ecuaciones discriminadoras de facies modificadas para el Bloque Norte
Facies=Si(XVSH<0.3,Si(nmrFF33>8,1,2),0)	Facies=Si(XVSH<0.36,Si(nmrFF33>8,1,2),0)
Facies=Si(XVSH<0.3,Si(XPOR)>=0.21,1,2),0)	Facies=Si(XVSH<0.36,Si(XPOR)>=0.18,1,2),0)

da reservorio no se ven segregados entre sí, sino que se encuentran inter-digitados. Es decir que tanto reservorios individuales como en su conjunto, tienen una distribución de fluidos homogénea que responde a un único comportamiento capilar (Rodríguez *et al.* 2011). La curva de pseudo-capilaridad fue estimada considerando un rango de valores de Sw ±10% de los valores extremos calculados, ya que estos son representativos de la Sw en la porción central de reservorios donde los cálculos no se ven afectados por las condiciones de borde de los mismos. La figura 8b muestra los valores repre-

sentativos de Sw para las dos calidades de reservorio sobre los que se calcularon las curvas pseudo-capilares respectivas. Al igual que en la figura 7, en la figura 8a se grafican los valores de Sw versus mbnm para todos aquellos reservorios correspondientes a la región de equilibrio identificadas en el Bloque Norte como análoga a la región 15 de Sur Piedra Clavada. Aún con escasa información, se aprecia un comportamiento capilar entre los distintos reservorios que componen la misma unidad. La superposición de las figuras 8a y 8b revela que los datos correspondientes al Bloque Norte se alinean sobre los va-

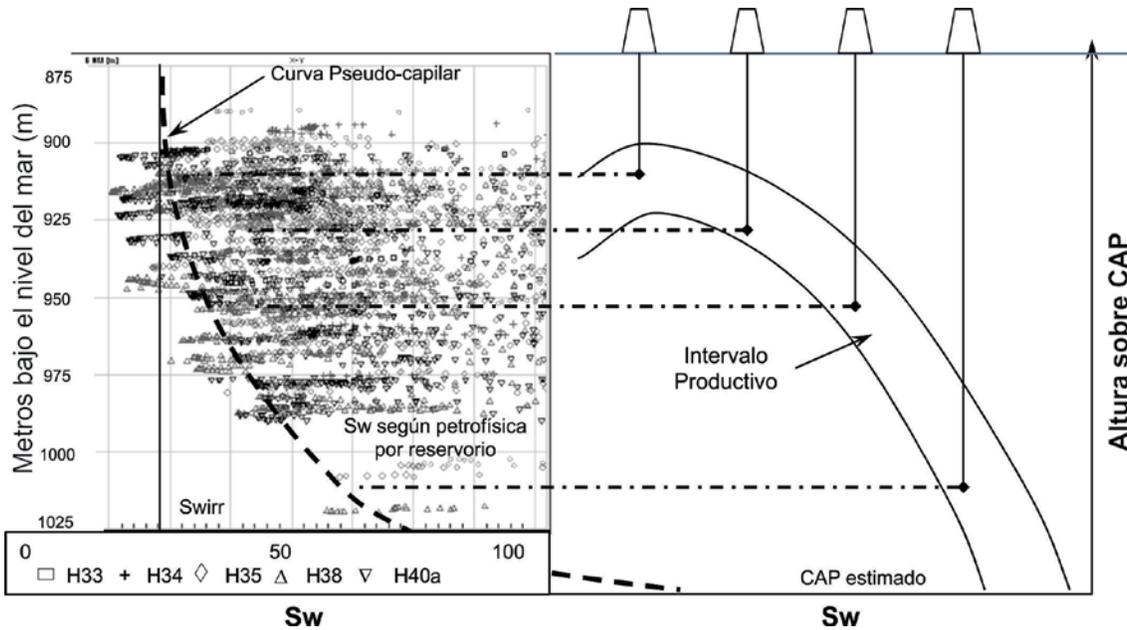


Figura 7: Corte esquemático del perfil estructural de la región de equilibrio 15 (Cuadro 1) y Sw calculadas para cada reservorio. Curva pseudo-capilar calculada según valores de Sw , saturación de agua irreducible (Swirr) como el valor mínimo de saturación de agua capilar representativo para cada facies y contacto agua-petróleo genérico estimado.

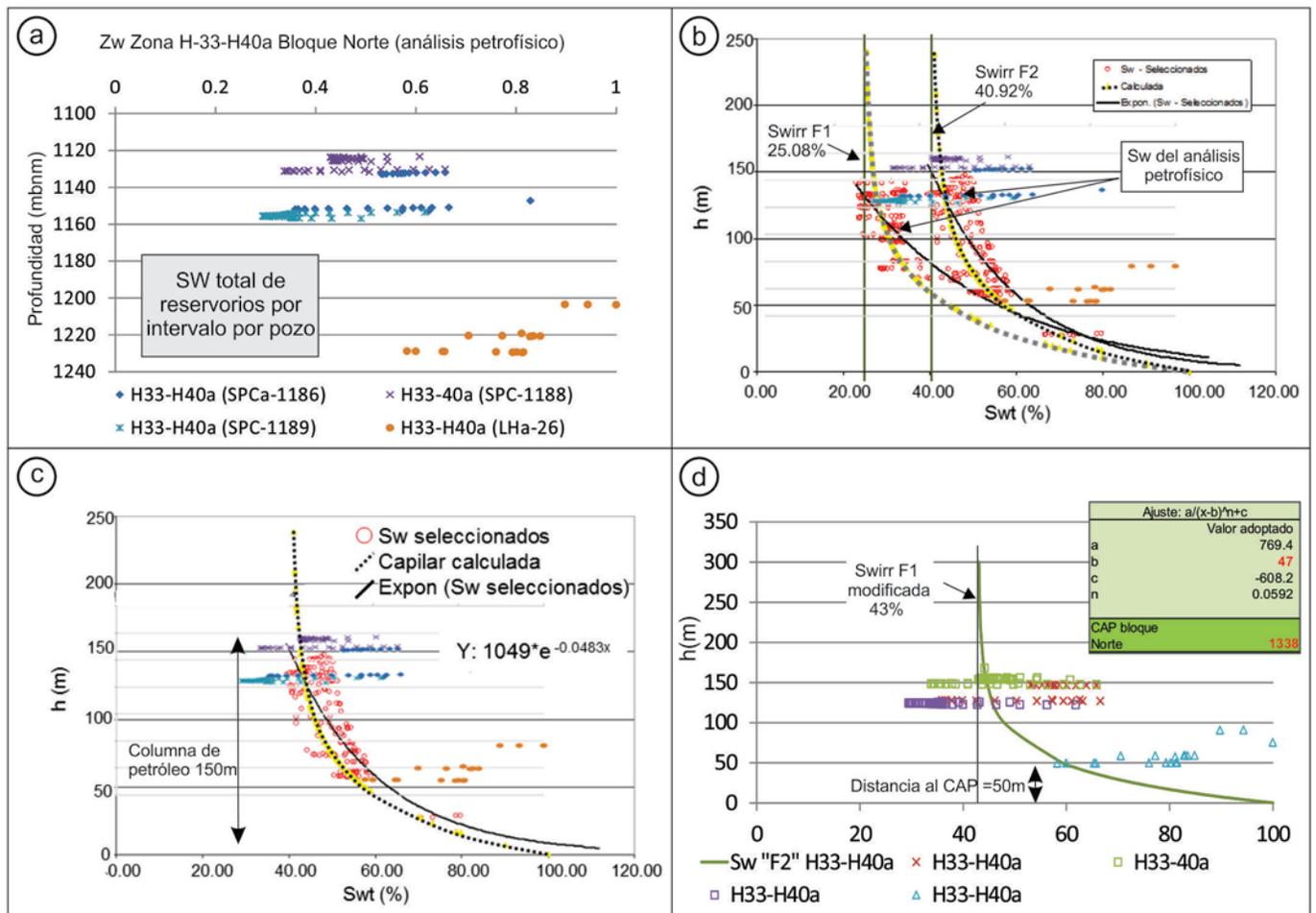


Figura 8: a) Representación gráfica de valores de saturación de agua de reservorios petroleros identificados en el Bloque Norte versus profundidad. b) Curvas pseudo-capilares estimadas correspondientes a la región de equilibrio 15 de Sur Piedra Clavada. c) Analogía en el comportamiento capilar del agua entre ambos campos (b y c). d) Curva pseudo-capilar con definición del agua irreducible que fuera finalmente utilizada para la estimación del contactos agua-petróleo de la región de equilibrio análoga en el Bloque Norte.

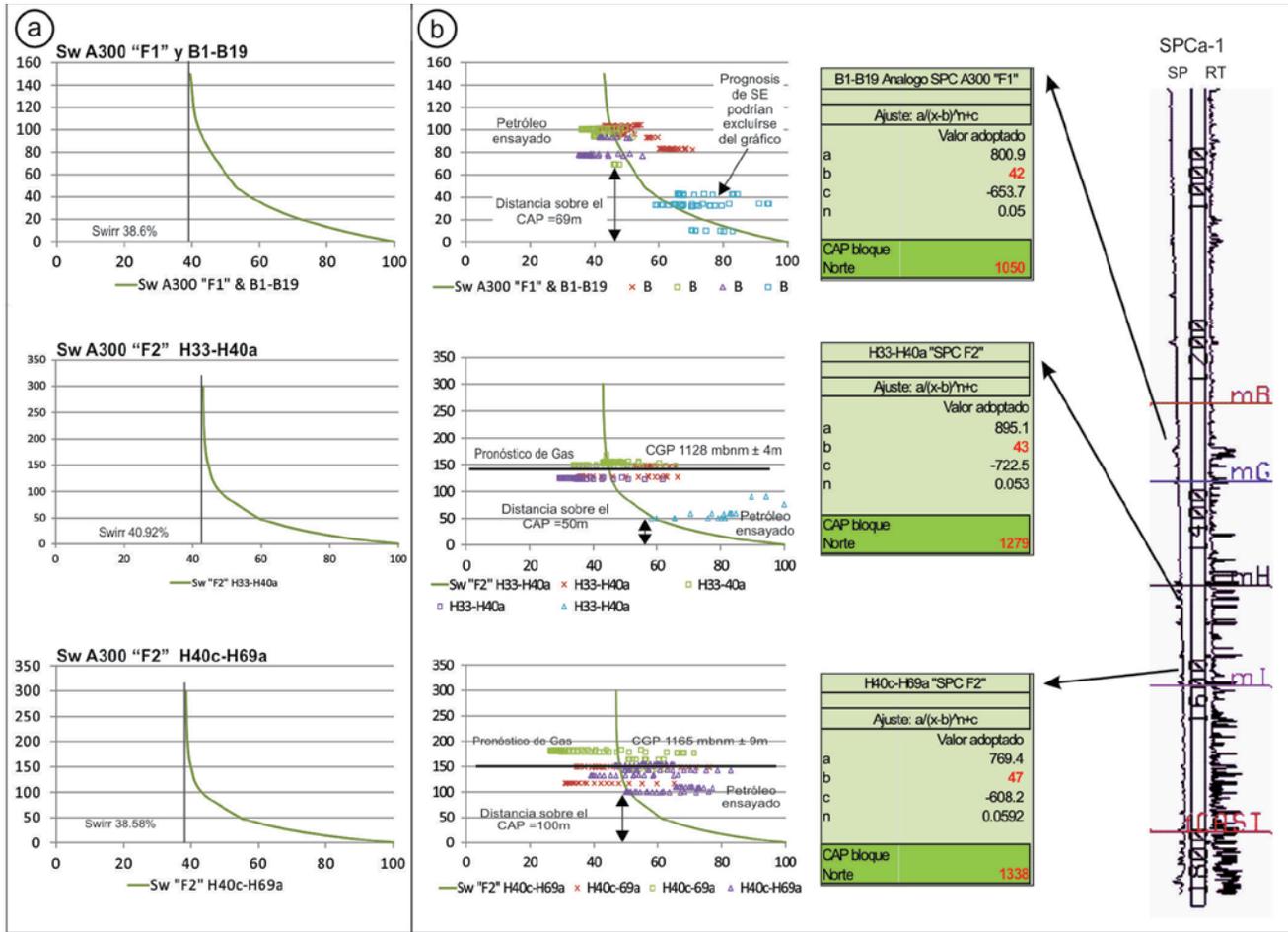


Figura 9: a) Curvas pseudo-capilares originales estimadas para las regiones de equilibrio A300, H33-H40a y H40c-H69a en Sur Piedra Clavada. b) Extrapolación de las curvas pseudo-capilares análogas sobre los intervalos correlativos en el Bloque Norte y parámetros de ajuste para la construcción final de las curvas pseudo-capilares y contactos agua-petróleo en el Bloque Norte. Sobre la derecha se esquematiza un perfil tipo de los pozos del Bloque Norte y la ubicación de los intervalos sobre los que se llevó a cabo el análisis.

lores de Sw que dieron soporte para la construcción de la curva pseudo-capilar de la facies productiva de menor calidad petrofísica en Sur Piedra Clavada (F2 de Rodríguez *et al.* 2011). Este hecho se interpretó previamente a partir de las ecuaciones de facies del apartado anterior. Independientemente de la variedad litológica que logra el mejor ajuste en la distribución de Sw, la figura 8c muestra que aparentemente la columna de hidrocarburos entrampada en las regiones de equilibrio análogas entre estos dos bloques no supera los 150 m de altura. Por tanto, puede interpretarse que para campos lindantes con similar evolución geológica, las capacidades sellantes de los sistemas de fallas serán similares. La figura 8d muestra la curva pseudo-capilar proveniente de la región de equilibrio

análoga y su ajuste con los datos de Sw calculados en los reservorios del Bloque Norte. La saturación de agua irreducible (Swirr) podría diferir de la curva original, pero no es un factor determinante para la estimación de la profundidad del contacto agua-petróleo. De acuerdo a la distribución espacial de Sw, los reservorios productivos más profundos se encontrarían a unos 50 m por encima del contacto agua-petróleo correspondiente. Como ya fuera mencionado, los intervalos productores análogos se corresponden con las regiones de equilibrio 9, 15 y 16 definidas en Sur Piedra Clavada. Por tanto, luego de aplicar la misma metodología sobre las tres regiones de equilibrio se estimaron los contactos agua-petróleo en 1050 mbnm, 1279 mbnm y en 1338 mbnm respectivamente. Debido a que tres reser-

vorios correspondientes a las regiones 15 y 16 se encuentran en posiciones estructurales altas y presentan pronóstico de gas, se ubicaron los contactos gas-petróleo en 1128 mbnm ± 4 m (región 15) y en 1165 mbnm ± 9 m para la región 16 (Fig. 9). Una vez estimadas las relaciones entre fluidos, se presentó la información sobre mapas, secciones y vistas en 3D de tal manera de hacer accesible la interpretación de los resultados. Conceptos como "Intervalo potencialmente petrolero", "Cuña de petróleo" y "Espesor máximo potencialmente petrolero" se esquematizan en la figura 10. Independientemente del tipo de representación de los datos y desde un punto de vista conceptual, el proceso de ubicación definitiva de las propuestas de pozos de avanzada contempló atravesar el ma-

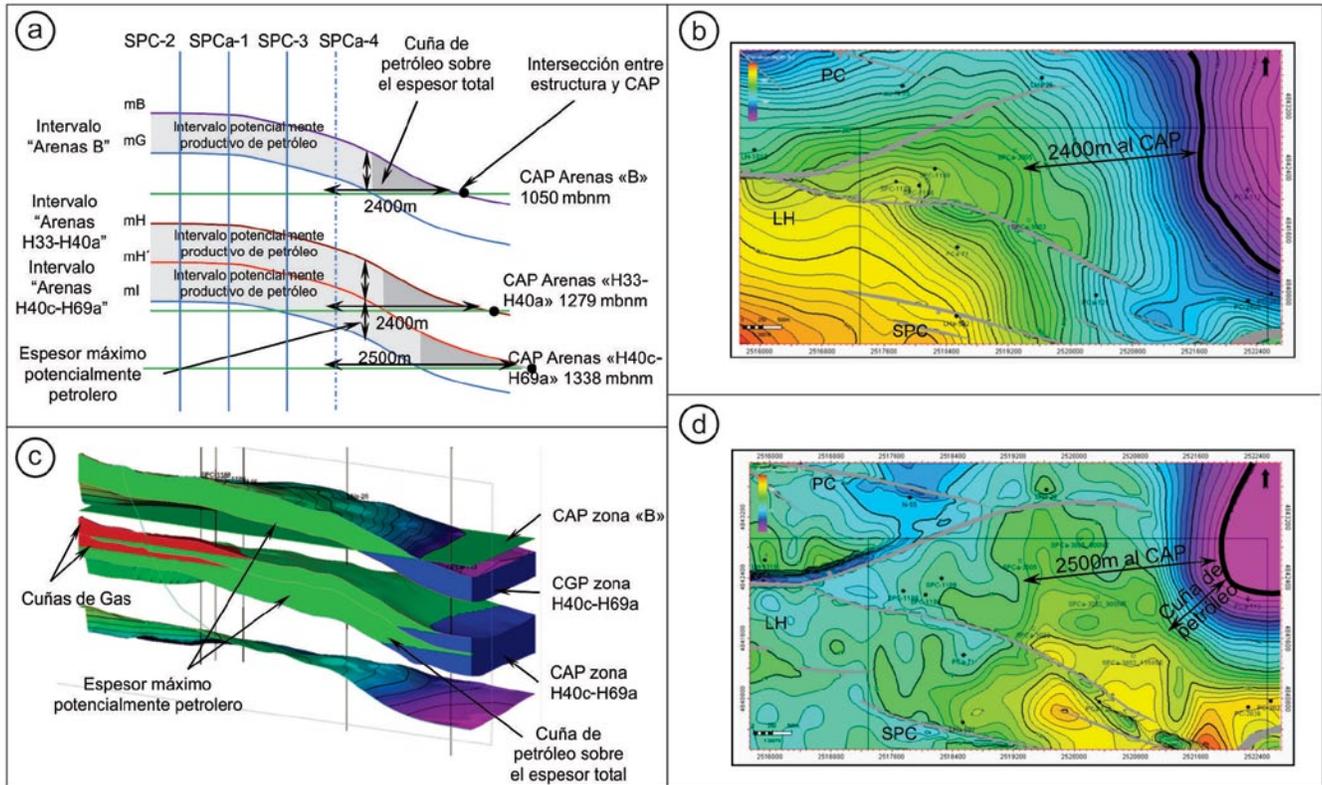


Figura 10: a) Representación esquemática de espesores de cada uno de los intervalos análogos identificados, localización de última línea de perforaciones hacia el este del bloque (SPCa-4) y su distancia al ápice de las cuñas de petróleo respectivas. b) Mapa estructural al marcador «B» (mB – tope de intervalo «Arenas B»), vista en planta del desarrollo incipiente del bloque y posición del contacto agua-petróleo estimado. c) Modelo estructural tridimensional y distribución de fluidos en intervalos análogos. d) Mapa de espesor máximo del intervalo «mH'-mI» con apilamiento de curvas con disminución progresiva de espesor en la zona de la cuña de petróleo hacia el este.

por espesor potencialmente petrolero para cada una de las regiones de equilibrio identificadas en el bloque. Es decir que los pozos fueron localizados fuera del ámbito de disminución de espesor saturado con hidrocarburos según su cercanía al contacto agua-petróleo respectivo (cuña de petróleo).

Orientación preferencial de los reservorios: A los efectos de estimar el desarrollo de los cuerpos de arenas en sectores alejados del área desarrollada en el bloque Sur Piedra Clavada, se realizó una inversión del cubo sísmico siguiendo las técnicas desarrolladas por Aki y Richard (1980) y Yilmaz (1987). Una regresión multiatributo subsecuente, con datos de los perfiles de contenido de arcilla, dio como resultado un volumen de probabilidad de ocurrencia de arcillas (VSH). Finalmente, éste fue utilizado como tendencia para la generación del modelo de facies (Rodríguez *et al.* 2011). Sin embargo, debido a las variaciones en la arquitectura

fluvial de los intervalos modelados de la Formación Bajo Barreal y al contraste de impedancia acústica entre diferentes litologías, se observaron resultados dispares de correlación entre las curvas de facies y el cubo de probabilidades de VSH. Como resultado de esto, sólo los reservorios alojados entre los marcadores mG-mH y mI-fCAST fueron guiados por la información sísmica.

La sección productiva representativa del Bloque Norte se encuentra entre los marcadores mB-mI y desde el punto de vista sísmico responde de la misma manera que su análogo de Sur Piedra Clavada, no pudiéndose diferenciar areniscas amalgamadas y en menor medida aquellas aisladas entre sí.

Si bien la información sísmica presenta dificultades para identificar ciclos depositacionales de pocos metros de espesor, el paralelismo de los depósitos de origen fluvial con los reflectores sísmicos permitiría identificar las secuencias de mayor

escala (Ramón y Cross 1997). Sin embargo, la información sísmica de Sur Piedra Clavada (al igual que en Bloque Norte) no resultó ser para estos intervalos, la solución para la generación del modelo de facies de Sur Piedra Clavada. Esto se debe a la alta discontinuidad de reflectores y su débil carácter sísmico, que dificultan la identificación de reservorios.

Confirmar la analogía entre yacimientos supone fundamentar paralelismos entre arquitectura sedimentaria asociada a relaciones de espacio de acomodación vs aporte de sedimentos (A/S), estableciendo de ser posible, cambios dinámicos en las propiedades de los reservorios y su variación espacial entre campos (Cross 2001). Debido a lo limitado de la información de perfiles a pozo abierto en el Bloque Norte, la identificación de ciclos A/S a pequeña escala fue dificultosa, sólo permitiendo estimar posibles mega ciclos entre marcadores. Por estas razones, para la estimación de las tendencias de depo-

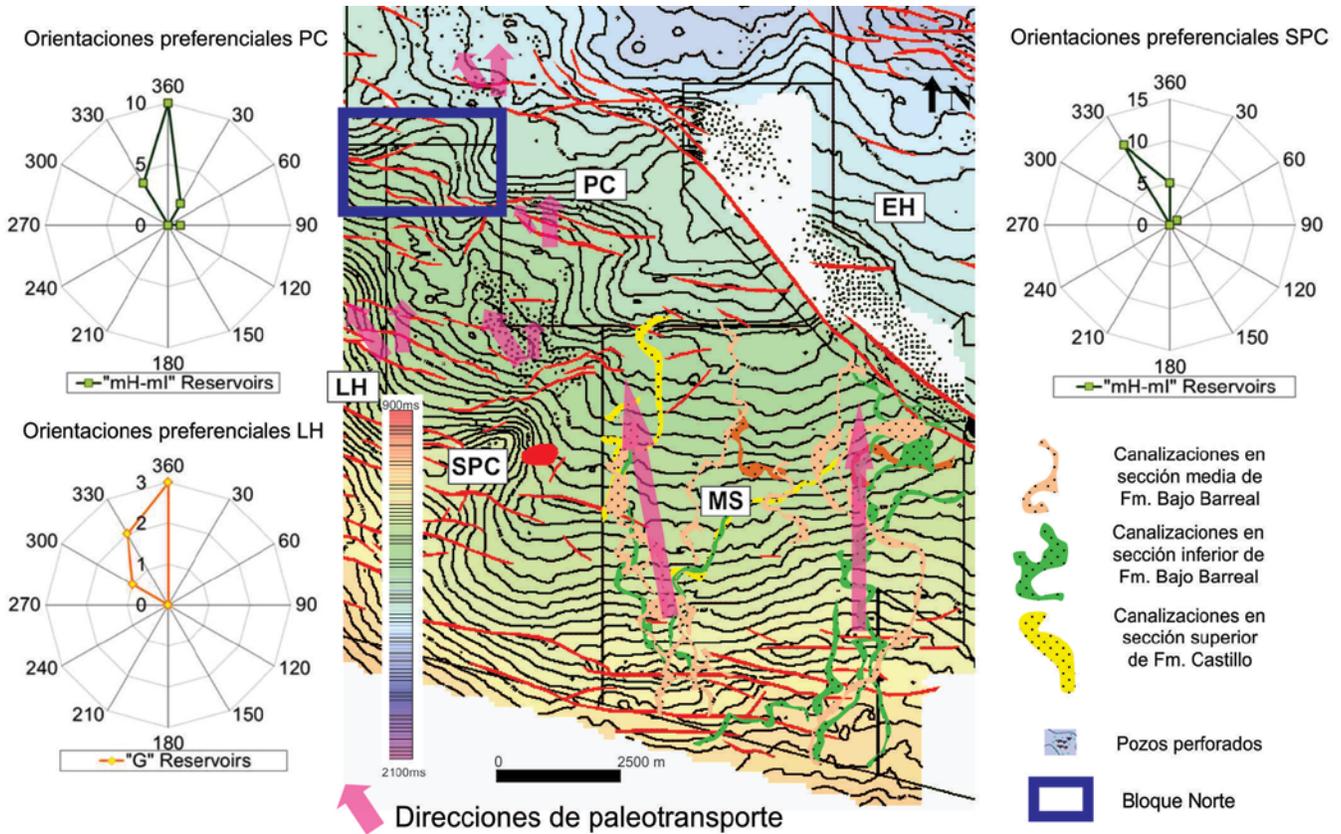


Figura 11: Dirección de paleotransporte de cuerpos de arena en concesiones adyacentes, utilizadas para establecer la orientación de reservorios arenosos sobre el área de estudio.

sitación de las arenas, se recurrió a la interpretación de los mapas de reservorios generados para cada uno de los campos circundantes. Las direcciones S-N y SSE-NNO son predominantes en las tres áreas de concesión lindantes a Sur Piedra Clavada por lo tanto, se supusieron direcciones similares de deposición para el área de estudio (Fig. 11).

DISCUSIÓN Y RESULTADOS

La producción de hidrocarburos busca optimizar sus resultados por medio del desarrollo de diferentes técnicas y metodologías innovadoras. En este marco, el proceso de utilización de analogías entre campos actualmente sustenta la incorporación de reservas, la propuesta de pozos nuevos e incluso es soporte para la implementación de estudios de recuperación secundaria (Rodríguez 2007, Román 2012).

En resguardo de la información confidencial de muchas compañías, es frecuente

que trabajos desarrollados internamente no hayan tenido la oportunidad de ser difundidos en ámbitos académicos. Esto hace dificultoso establecer en las compañías el momento cronológico en que se comenzó con la aplicación de curvas de pseudo-capilaridad para estimar la distribución de la saturación de agua y contactos entre fluidos en un reservorio determinado. Rodríguez y Jalfn (2005) dieron a conocer la utilización de esta metodología en el yacimiento Manantiales Behr de la Cuenca del Golfo San Jorge. Posteriormente, Rodríguez y Caprioglio (2006) y Rodríguez *et al.* (2011), aplicaron exitosamente esta misma metodología en yacimientos tanto del flanco sur como del flanco norte de la Cuenca del Golfo San Jorge.

Aun con un acceso limitado a la información de metodologías de práctica de otras compañías petroleras, la utilización de analogías como soporte para la incorporación de reservas en proyectos de recuperación asistida, fue y es de aplicación gene-

ralizada. La Cuenca del Golfo San Jorge no ha sido la excepción, aun considerando la complejidad estratigráfica y la variabilidad en las propiedades petrofísicas de los reservorios (Román 2012). Variables como la tortuosidad y génesis del espacio poral de una roca, la composición de clastos, matriz y material piroclástico, historia de soterramiento, tiempo de permanencia del agua dentro de los poros y mojabilidad de la roca, tienen impacto directo sobre la estimación de valores de saturación de agua (Custodio y Llamas 1976). Sin embargo, independientemente del método utilizado, al aplicarse de manera sistematizada, es predecible un arreglo constante de los valores de S_w respecto de la profundidad o, mejor dicho, respecto de la altura referida a un contacto agua-petróleo predeterminado (Fig. 7).

En este trabajo, se exploraron aspectos inherentes a la hipótesis de analogía entre yacimientos, desde la evaluación y reconocimiento de facies, la representatividad de las regiones de equilibrio y la aplica-

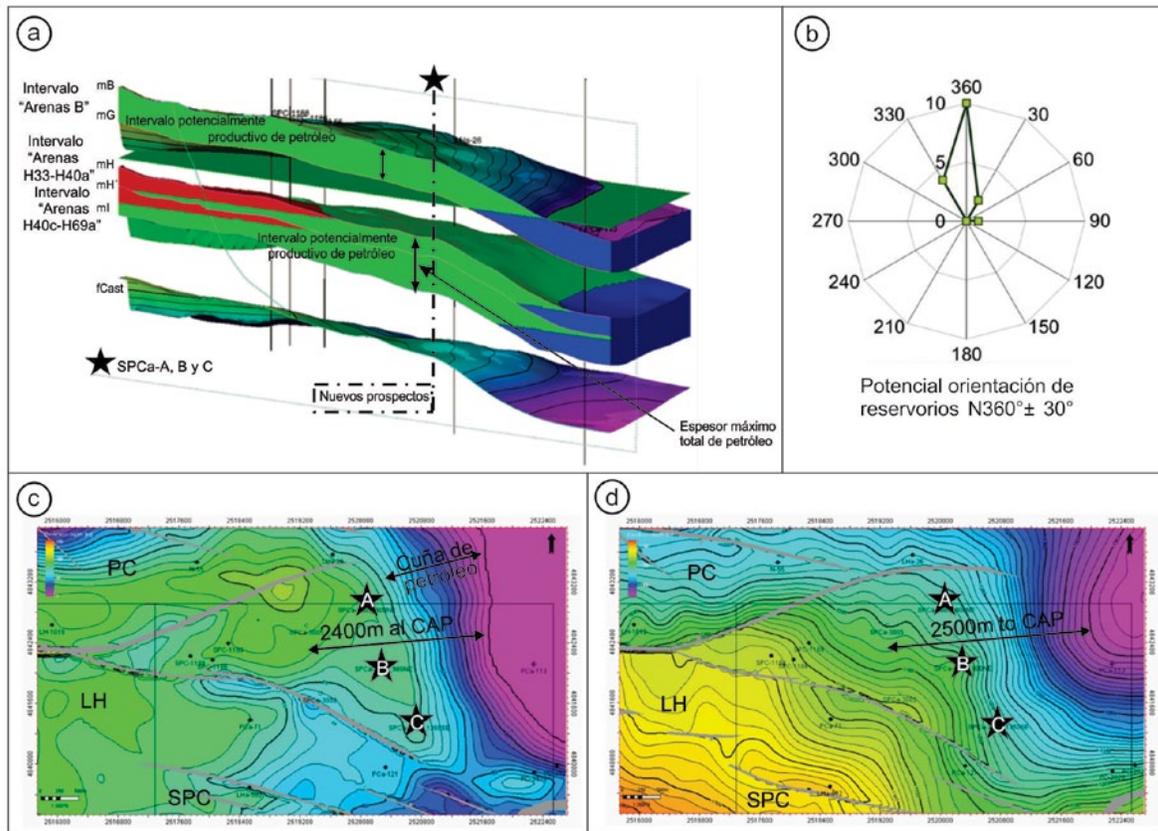


Figura 12: a) Modelo 3D del bloque con ubicación esquemática de potenciales nuevos prospectos hacia el este en posiciones estructurales más bajas pero alejados de la zona de las cuñas de petróleo de cada intervalo. b) Diagrama con orientaciones dominantes de reservorios en el bloque PC. c-d) Mapa de espesor del intervalo mB-mG y mapa estructural al marcador "H" como referencia con la ubicación definitiva de los pozos nuevos propuestos A, B y C.

ción de curvas pseudo-capilares análogas. Esto hizo posible la estimación de contactos entre fluidos y el dimensionamiento preliminar de la acumulación de hidrocarburos en el campo. Basándonos en la construcción de mapas, secciones y modelos conceptuales en tres dimensiones de las variables, se definieron ubicaciones de tres propuestas de pozos de avanzada (Fig. 12).

Las tres ubicaciones de pozos denominadas propuestas "A", "B" y "C" en la figura 12 se localizan a unos 2000 m de distancia al este de los sondeos perforados y se encuentran fuera de la zona de influencia de la cuña de petróleo. La posición estructural aproximada en la que se esperaba atravesar cada una de las regiones de equilibrio en cada uno de ellos era de 58 m, 45 m y 89 m por debajo de la línea de hidrocarburos líquidos más alta conocida (Fig. 13). La distribución de fluidos emulada a través de curvas pseudo-capilares partiendo de los contactos agua-petróleo estima-

dos permitió pronosticar los valores de saturación de agua esperados para cada intervalo. Estos rangos de valores de S_w fueron de 50% a 70% de agua, para reservorios atravesados dentro de la región de arenas "B" y entre 40% y 60% para las otras dos regiones analizadas. La realización de tres sondeos en el transcurso del año 2012 confirmó la validez del método. Valores inferiores a 18°API y la escasa disponibilidad de gas disuelto en los petróleos encontrados, no proporcionaron buenas perspectivas en relación a la capacidad para ser producidos e incluso hicieron necesaria la planificación de inversiones adicionales para el diseño de las instalaciones de superficie. No obstante, los valores de permeabilidad sobre testigos de roca extraídos de estos reservorios, resultaron ser mayores a la media de 100-200 mD usualmente adoptada para la región (Salomone *et al.* 2002). El rango medido fue de 11 mD a 1656 mD al gas con un promedio de 425 mD, constitu-

yéndose en un factor crucial para el desplazamiento de este tipo de hidrocarburos desde el reservorio hacia el pozo.

Aunque el sistema dominante de paleo drenaje con orientación S-N y SSE-NNO fue reconocido en el bloque estudiado, aquellos elementos relacionados con las características de los reservorios e hidrocarburos alojados en ellos no fueron identificados hasta completada la etapa de perforación. En referencia a esto, esta metodología de analogía pierde validez conforme aumenta la distancia entre bloques a comparar. Sin embargo, en esta oportunidad fue posible elaborar la estrategia futura de desarrollo del Bloque Norte del área de concesión Sur Piedra Clavada.

CONCLUSIONES

Mediante la correlación entre pozos fue posible establecer la continuidad lateral de los marcadores principales desde bloques cercanos hacia el yacimiento en

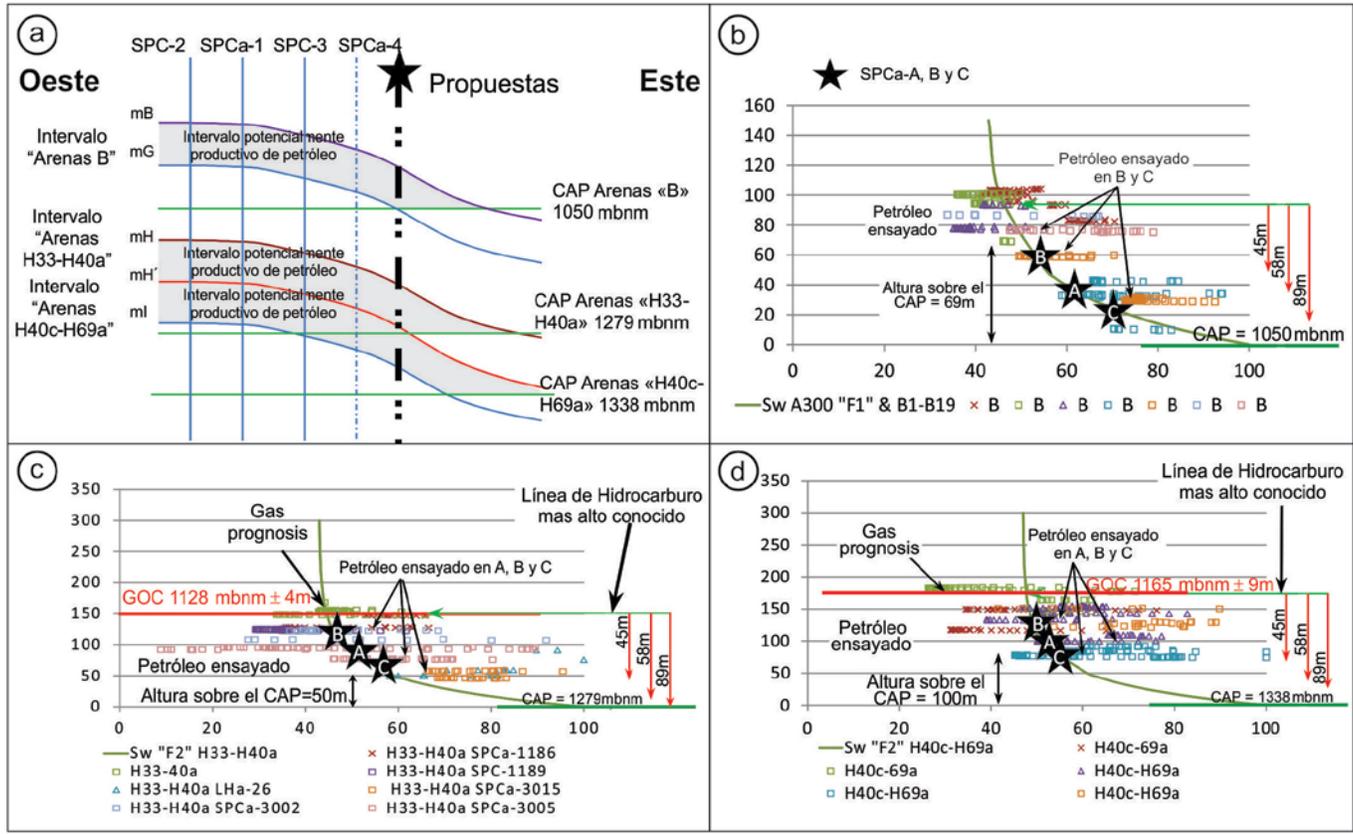


Figura 13: a) Representación esquemática de espesores ídem Fig. 10 y ubicación de propuestas hacia el Este. b-d) Curvas pseudo-capilares de la Fig.9 con posición de contactos de fluidos, saturaciones de agua esperadas para los reservorios objetivo en cada uno de los pozos nuevos A, B y C y para cada uno de los intervalos análogos.

estudio. Los intervalos productivos identificados en el Bloque Norte tienen correspondencia con tres de las regiones de equilibrio definidas en la caracterización del yacimiento Sur Piedra Clavada.

Desde el punto de vista de la calidad petrofísica de los reservorios, se introdujeron mínimas variaciones en los valores de corte de contenido de arcillas y porosidad efectiva en las ecuaciones originales utilizadas en el yacimiento Sur Piedra Clavada. De esta manera se pudieron discriminar facies no-reservorio y reservorios de buena y regular calidad petrofísica (facies 0, 1 y 2 respectivamente).

Modificar el valor de corte de XVSH de 0.30 a 0.36 implica el reconocimiento de una mayor participación de arcillas en los reservorios del Bloque Norte respecto de aquellos identificados en Sur Piedra Clavada. Esta mayor proporción de material fino impactaría en el volumen poral de la roca, haciendo necesario reducir el valor de corte de XPOR a 0.18, para eti-

quetar a reservorios como de buena calidad respecto de aquellos con escasa a nula capacidad de aporte de fluidos al pozo. Permeabilidades medias superiores a 400 mD medidos sobre testigos de roca de los reservorios de la zona se contraponen al enunciado anterior donde se presumen contenidos de arcillas superiores de aquellos reservorios de Sur Piedra Clavada, por lo que es posible que la presencia de petróleos pesados afecte las lecturas de las herramientas de perfilaje a pozo abierto. Si este fuera el caso, las variaciones introducidas en los valores de corte posiblemente constituyan una simplificación matemática para dar sentido a la interpretación de los perfiles y caudales de ensayos de terminación asociados a cada reservorio analizado.

Cada una de las regiones de equilibrio análogas identificadas en el Bloque Norte tiene una curva pseudo-capilar equivalente para cada facies identificada originalmente en Sur Piedra Clavada. La unifica-

ción de las curvas pseudo-capilares entre bloques por regiones de equilibrio, pone nuevamente en evidencia el empobrecimiento de las características petrofísicas de las areniscas en el Bloque Norte. En este aspecto, se detectó que el comportamiento vertical de la saturación de agua en las regiones del Bloque Norte es equiparable con las curvas de pseudo-capilaridad calculadas para las facies de menor calidad en Sur Piedra Clavada.

El comportamiento capilar de la Sw y su arreglo vertical en el área de influencia del Bloque Norte no sólo presenta paralelismos con la distribución de Sw en Sur Piedra Clavada, sino también con la altura de la columna de hidrocarburos. Esto podría relacionarse con la capacidad sellante de las fallas en yacimientos con historias geológicas similares.

Evaluada la forma de distribución de la saturación de agua, se estimaron los contactos entre fluidos para cada región de equilibrio análoga y con ello la extensión

de las acumulaciones de hidrocarburos en el bloque.

La discontinuidad de los reflectores y su bajo carácter sísmico en el Bloque Norte son igualmente análogos con Sur Piedra Clavada y como tales, no permite el reconocimiento de los reservorios alojados en los intervalos productivos. Por otro lado, el intento de establecer cambios dinámicos en las propiedades de los reservorios, considerando variaciones de pendiente y descarga o espacio de acomodación y aporte de sedimentos no mostró ser de utilidad. No obstante, las direcciones de depositación medidas y/o estimadas en los yacimientos circundantes indicaron orientaciones dominantes S-N y SSE-NNO para la región.

Los mapas estructurales y de espesor total permitieron definir la ubicación de tres sondeos, alejándolos de las cuñas hacia los contactos agua-petróleo y atravesando el mayor espesor potencialmente petrolero. Este estudio permitió predecir las Sw en posiciones estructurales intermedias entre la zona desarrollada del campo y la ubicación de estos tres pozos de avanzada. Perforados en el transcurso del año 2012, aunque en zonas con diferente desarrollo de depósitos de arena, los sondeos encontraron reservorios alojados en cada una de las regiones de equilibrio estudiadas. Los valores de saturación de agua por su parte, resultaron estar comprendidos entre los rangos pronosticados por el modelo de distribución de fluidos. La información obtenida de la perforación de estos sondeos confirmó el modelo de distribución de saturación de agua validando el uso de análogos para disminuir las incertidumbres de las propuestas de pozos con alto riesgo en yacimientos con desarrollo incipiente.

AGRADECIMIENTOS

Los autores desean expresar su agradecimiento a SINOPEC Argentina Exploration & Production, Inc. por permitir la publicación de este trabajo. A la Licenciada en Geología Tamara Mobilio por su colaboración en la edición de las figuras.

TRABAJO CITADOS EN EL TEXTO

- Aki, K. y Richards, P.G. 1980. Quantitative Seismology, Theory and Method. University Science Books, Vol. I: 557p y Vol. II:373p. WH Freeman, San Francisco.
- Barcat, C., Cortiñas, J., Nevistic, V. y Zucchi, H., 1989. Cuenca del Golfo San Jorge. En: Chebli, W. y Spalletti, L.A. (Eds.). Cuencas Sedimentarias Argentinas. Universidad Nacional de Tucumán: 319-345, San Miguel de Tucumán.
- Barreda, V., Bellosi, E.S. y Jalfin, G. 2003. Celyphus rallus Batten en depocentros del Cretácico Temprano, flanco norte de la Cuenca San Jorge: significado estratigráfico y oleogénico. Revista del Museo Argentino de Ciencias Naturales 5: 215-224.
- Bellosi, E.S. 1990. Formación Chenque: Registro de la transgresión Patagoniana en el Golfo de San Jorge. Argentina. 11° Congreso Geológico Argentino, Actas 2, 57-60, San Juan.
- Bellosi, E.S. 1995. Paleogeografía y cambios ambientales de la Patagonia central durante el Terciario medio. Boletín de Informaciones Petroleras 44: 50-83.
- Bellosi, E.S., Villar, H. y Laffitte, G. 2002. Un nuevo sistema petrolero en el Flanco Norte de la Cuenca del Golfo San Jorge: revalorización de áreas marginales y exploratorias. 5° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Trabajos Técnicos, CD ROM, Mar del Plata.
- Bridge, J.S., Jalfin, G.A. y Georgieff, S.M. 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 70: 341-359.
- Buckley, S.E. y Leverett, M.C. 1942. Mechanism of Fluid Displacement in Sands. AIME Transactions 146: 107-116.
- Caprioglio, P. y Rodriguez, R. 2012. Pressure data analysis as the basis to for the identification of gross equilibrium regions in multi-reservoir fields. Rio Oil & Gas 2012 Expo and Conference. Trabajos Técnicos, CD ROM. Río de Janeiro.
- Cornaglia, L.L., Ruiz, F. e Introcaso, A. 2009. Análisis cortical de la cuenca Golfo de San Jorge utilizando anomalías de Bouguer y ondulaciones del geode. Revista de la Asociación Geológica Argentina 65: 504-515.
- Cross, T.A. 2001. Stratigraphic control on reservoir attributes in continental strata. Convención anual de la American Association Petroleum Geologists, 26 p., Denver.
- Custodio, E. y Llamas, M.R. 1976. Hidrología subterránea. Omega, 1194p, Barcelona.
- Feruglio, E. 1949a. Descripción geológica de la Patagonia: Dirección General de Yacimientos Petrolíferos Fiscales 1, 334 p., Buenos Aires.
- Feruglio, E. 1949b. Descripción geológica de la Patagonia: Dirección General de Yacimientos Petrolíferos Fiscales 2, 349 p., Buenos Aires.
- Feruglio, E. 1950. Descripción geológica de la Patagonia: Dirección General de Yacimientos Petrolíferos Fiscales 3, 431 p., Buenos Aires.
- Figari, E., Cid de la Paz, M. y Laffitte, G. 1997. Modelos de hemigrábenes en el Neocomiano del sector occidental de la Cuenca del Golfo San Jorge, Argentina: sistemas petroleros, origen e inversión tectónica. Boletín de Informaciones Petroleras 52: 5-17.
- Figari, E., Laffitte, G., Lafourcade, P., Strelkov, E., Cid de la Paz, M. y Villar, H.J. 1999. Los sistemas petroleros de la Cuenca del Golfo San Jorge. 4° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Actas 1: 197-237, Mar del Plata.
- Fitzgerald, M., Mitchum Jr., R., Uliana, M. A. y Biddle, K. 1990. Evolution of the San Jorge Basin. American Association of Petroleum Geologists, Bulletin 74: 879-920.
- Homoc, J. y Lucero, M. 2002. Cuenca del Golfo San Jorge: Marco geológico y reseña histórica de la actividad petrolera. En: Schiuma, M., Hinterwimmer, G. y Vergani, G. (Eds.). Rocas Reservorio de las cuencas productivas de la Argentina. 5° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. IAPG editorial: 119-126, Mar del Plata.
- Jalfin, G.A., Marzo, M. y Droeven, C. 1997. Reservoir characterization of sandstone bodies deposited in the floodplain, Chubut Group, San Jorge Basin, Argentina. 6th Internacional Conference on Fluvial Sedimentology, Abstracts: 3p., Ciudad del Cabo.
- Jalfin, G.A., Parra, D., Righetti, J. y Gomez, G. 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.
- Jalfin, G.A., Bellosi, E.S., Smith, E. y Laffitte, G. 2002. Generación de petróleos y carga de

- reservorios en Manantiales Behr, Cuenca del Golfo San Jorge: un caso de exploración en áreas maduras. 5° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Trabajos Técnicos, CD ROM., Mar del Plata.
- Jalfin, G., Manceda, R., Palacio, L., Bellosi, E.S., Chebli, P., Coria, C., Miguel, K. y Sanz, A. 2005. Caracterización de trampas y sellos de la Cuenca del Golfo San Jorge: Esquema de compartimentación. 6° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Trabajos Técnicos, CD ROM., Mar del Plata.
- Lesta, P. 1968. Estratigrafía de la Cuenca del Golfo San Jorge. 3° Jornadas Geológicas Argentinas, Actas 1: 251-280, Buenos Aires.
- Leverett, M.C. 1942. Capillary Behaviour in Porous Solids, AIME Transactions 142: 152-169.
- Marshall, L.G.R., Hoffstetter, R. y Pascual, P. 1983. Mammals and stratigraphy: geochronology of the continental mammal-bearing Tertiary of South America: Palaeovertebrata, Montpellier Memoire Extraordinaire: 1-93, Montpellier, Francia.
- Paredes, J.M., Foix, N. y Allard, J.O. 2013a. Modificaciones geométricas de sistemas de canales fluviales actuales y de las formaciones Castillo y Bajo Barreal (Cretácico) en el Codo del Río Senguerr (Chubut): Implicancias para el desarrollo de proyectos de recuperación secundaria. Primeras Jornadas Geológicas de la Cuenca del Golfo San Jorge, Resúmenes: 70-71, Comodoro Rivadavia.
- Paredes, J.M., Foix, N. y Allard, J.O. 2013b. Variabilidad espacio-temporal de la Formación Castillo (Albiano) en la Cuenca del Golfo San Jorge. Primeras Jornadas Geológicas de la Cuenca del Golfo San Jorge, Resúmenes: 66-67, Comodoro Rivadavia.
- Peroni, G.O., Hegedus, A.G., Cerdan, J., Laffitte, G., Legarreta, L. y Uliana, M.A. 1995. Hydrocarbon accumulation in an inverted segment of the Andean Foreland: San Bernardo Belt, Central Patagonia. American Association Petroleum Geologist Memoir 62: 403-419, Tulsa.
- Ramón, J.C. y Cross, T.A. 1997. Correlation strategies and methods in continental strata, middle Magdalena basin, Colombia. Department of Geology and Geological Engineering, Colorado School of Mines (inédito), 30p, Colorado.
- Rodríguez, R., 2007. Propuesta de pozos de avanzada en el bloque Grimbeek Norte. Área de reservas Manantiales Behr, Repsol-YPF, (inédito), 7p, Comodoro Rivadavia.
- Rodríguez, R. y Jalfin, G.A. 2005. Caracterización del bloque Grimbeek "1", del descubrimiento al desarrollo. 6° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Trabajos Técnicos, CD ROM, Mar del Plata.
- Rodríguez, R. y Caprioglio, P.A. 2006. Modelo estático 3D y simulación dinámica, Impacto en el desarrollo de campos maduros. 3° Congreso de Producción, Trabajos Técnicos, CD ROM, Mendoza.
- Rodríguez, R., Caprioglio, P.A., Loss, L. y Aguirre, H. 2011. Caracterización de reservorios y modelado estático. Delineando un yacimiento complejo. 8° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Trabajos Técnicos: 443-467, Mar del Plata.
- Román, P. 2012. Water flooding Project study of El Huemul Z_9 block, (inédito), 21p., Buenos Aires.
- Salomone, G., Biocca, M.I., Amoroso, A., Arocena, J.C., Ronanduan, G., Guerberoff, D. y Palacio, L. 2002. Rocas Reservorio de la Cuenca del Golfo San Jorge: 158-174, Mar del Plata.
- Sassali, L., Barredo, S. y Stinco, L. 2011. Nuevos aportes al conocimiento tectono-estratigráfico del relleno del hemigraben comprendido en los yacimientos Diadema y Km 20, Cuenca del Golfo San Jorge. 8° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. Trabajos Técnicos: 353-373, Mar del Plata.
- Sassali, L., Barredo, S. y Stinco, L. 2013. Análisis tectono-estratigráfico y del sistema petrolero del depocentro comprendido en el yacimiento Diadema, Cuenca del Golfo San Jorge. Primeras Jornadas Geológicas de la Cuenca del Golfo San Jorge, Resúmenes: 87-88, Comodoro Rivadavia.
- Sciutto, J.C., 1981. Geología del codo del Río Senguerr, Chubut, Argentina. 8° Congreso Geológico Argentino 3: 203-219, San Luis.
- Simpson, G.G. 1940. Review of the mammal-bearing Tertiary of South America. American Philosophical Society Proceedings 83: 649-709.
- Spalletti, L.A. y Mazzoni, M.M. 1979. Estratigrafía de la Formación Sarmiento en la Barranca sur del Lago Colhué Huapi, Provincia del Chubut. Revista de la Asociación Geológica Argentina 34: 271-281.
- Strelkov, E., Clavijo, R., Suárez, F., Rodríguez, J., Basile, Y. y Sanagua, J. 2005. La Cuenca del Golfo San Jorge. 6° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Actas: 275-288, Mar del Plata.
- Sylwan, C.A. 2001. Geología de la Cuenca del Golfo San Jorge, Argentina. Journal of Iberian Geology 27: 123-157.
- Teruggi, M.E. y Rosetto, H. 1963. Petrología del Chubutiano del Codo del Río Senguerr. Boletín de Informaciones Petroleras 354: 18-35.
- Uliana, M.A. y Biddle, K.T. 1987. Permian to late Cenozoic evolution of northern Patagonia: main tectonic events, magmatic activity, and depositional trends. Gondwana six, American Geophysical Union Memoir 40: 271-286.
- Uliana, M.A. y Legarreta, L. 1999. Jurásico y Cretácico de la Cuenca del Golfo San Jorge. En: Caminos, R. (Ed.) Geología Argentina. Servicio Geológico Minero, Instituto de Geología y Recursos Naturales, Anales 29: 496-510, Buenos Aires.
- Urien, C.M., Martins, L.R. y Zambrano, J.J. 1976. The geology and tectonic framework of southern Brazil, Uruguay and northern Argentina continental margin, their behavior during the Southern Atlantic opening: Academia Brazileria Ciencias, Anais 48: 365-376.
- Van Nieuwenhuise, D.S. y Ormiston, A.R. 1989. A model for the origin of source-rich lacustrine facies, San Jorge Basin, Argentina. 1° Congreso de Exploración y Producción de Hidrocarburos. Actas 2: 853-883, Mar del Plata.
- Windhausen, A. 1931. Geología Argentina. Editorial Peuser, Tomo II: 646 p., Buenos Aires.
- Yilmaz, Ö. 1987. Seismic Data Analysis, Processing, Inversion, and Interpretation of Seismic Data (Vols. 1 y 2) SEG Investigations in Geophysics 10, 2027 p. Tulsa.

Recibido: 1 de agosto, 2014

Aceptado: 9 de octubre, 2014