

ACUMULACIONES SOMERAS DE HIDROCARBURUROS EN LA CUENCA DEL GOLFO SAN JORGE ANTICLINAL LOS MANANTIALES: PROSPECCION Y PRODUCCION

Rodrigo J. Rodriguez A.¹, Pablo A. Caprioglio¹, Sergio Quiroga¹, Victor Rodriguez¹, Juan Pablo Pagella¹ y Alejandro D'odorico¹

¹SINOPEC Argentina Exploration & Production, Inc.

rodrigo_rodriguez@sinopecarg.com.ar; pablo_caprioglio@sinopecarg.com.ar;

sergio_quiroga@sinopecarg.com.ar; victor_rodriguez@sinopecarg.com.ar;

juan_pagella@sinopecarg.com.ar; alejandro_dodorico@sinopecarg.com.ar

Resumen

Desde el descubrimiento de acumulaciones de hidrocarburos en 1907, la Cuenca del Golfo San Jorge (CGSJ) se ha convertido en la cuenca más productiva de la Argentina. El relleno sedimentario que colmata la cuenca tiene origen en una combinación de procesos fluviales, fluvio-lacustres, deltaicos, volcanoclásticos y, en menor medida, marinos; dando lugar a sistemas de reservorios multi-capas de distintas calidades petrofísicas y con diversas capacidades productivas.

La configuración estructural de la cuenca, caracterizada por fallas predominantemente normales de orientación preferencial O-E y NO-SE, y por fallas inversas de orientación N-S hacia su flanco Oeste, es el producto de actividad de rifting durante el Mesozoico temprano, seguido por una posterior etapa de subsidencia tectónica y por el desarrollo de eventos tectónicos compresivos y/o transpresivos terciarios.

La necesidad de continuar con el desarrollo hidrocarburífero de la región y el hecho de que las trampas estructurales más evidentes fueron ya investigadas, ha orientado el desarrollo actual a la búsqueda de trampas más sutiles y con una mayor componente estratigráfica.

La compresión hacia el flanco Oeste ha desarrollado una serie de anticlinales dislocados orientados NO-SE. Como resultado de dicho plegamiento, es común encontrar en los afloramientos de la Formación Bajo Barreal areniscas impregnadas de petróleo fresco y seco.

En el área de Cerro Wenceslao (CW), durante los años 60's, varios pozos con objetivos profundos fueron perforados sobre las crestas de estos anticlinales; sin embargo, las mejores acumulaciones fueron descritas en los reservorios someros (100m-400m) de la Formación Bajo Barreal.

Bajo la premisa de entender las características y comportamiento de los petróleos intensamente biodegradados presentes en la región, se llevó a cabo un detallado análisis estratigráfico, geoquímico y de las condiciones de reservorio, con el cual se sustentó la ubicación de una serie de pozos exploratorios en el bloque.

Las profundidades de los reservorios, las condiciones climáticas adversas, altas viscosidades de petróleo producto de bajas temperaturas y presiones en el reservorio, y pronósticos de bajos caudales iniciales conllevaron a la evaluación de distintas opciones de perforación, de instalaciones de producción y a la selección de aditivos químicos que facilitaran su extracción.

Con la información obtenida tras su perforación en el año 2011, se comprobó el modelo que sirviera de base para la propuesta de los tres sondeos. Si bien sólo uno de ellos resultó productivo, se logró transferir al área un renovado interés para la prospección de petróleo en yacimientos maduros marginales.

Ubicación y reseña histórica

El yacimiento Cerro Wenceslao se encuentra ubicado en el flanco sur de la Cuenca del Golfo San Jorge en la región patagónica argentina, inmediatamente al sur del paralelo 46° que funciona como división política entre las provincias de Chubut y Santa Cruz. La ruta provincial N°43, que une las localidades santa-cruceñas de Pico Truncado y Las Heras, es la principal vía de acceso al yacimiento (Figura 1).

Los primeros sondeos perforados en la región datan de los años 40's, teniendo como objetivo investigar las principales formaciones productivas de la cuenca (Formaciones Bajo Barreal y Castillo). Sin embargo, la producción efectiva de petróleo y gas en CW no comenzó hasta 1962 con los pozos N-29 y N-41 respectivamente.

Con escasa a nula información sísmica, Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF) comenzó el desarrollo del campo a mediados de 1972 alcanzando el pico de producción histórico de aproximadamente 750 m³/d hacia finales de 1977.

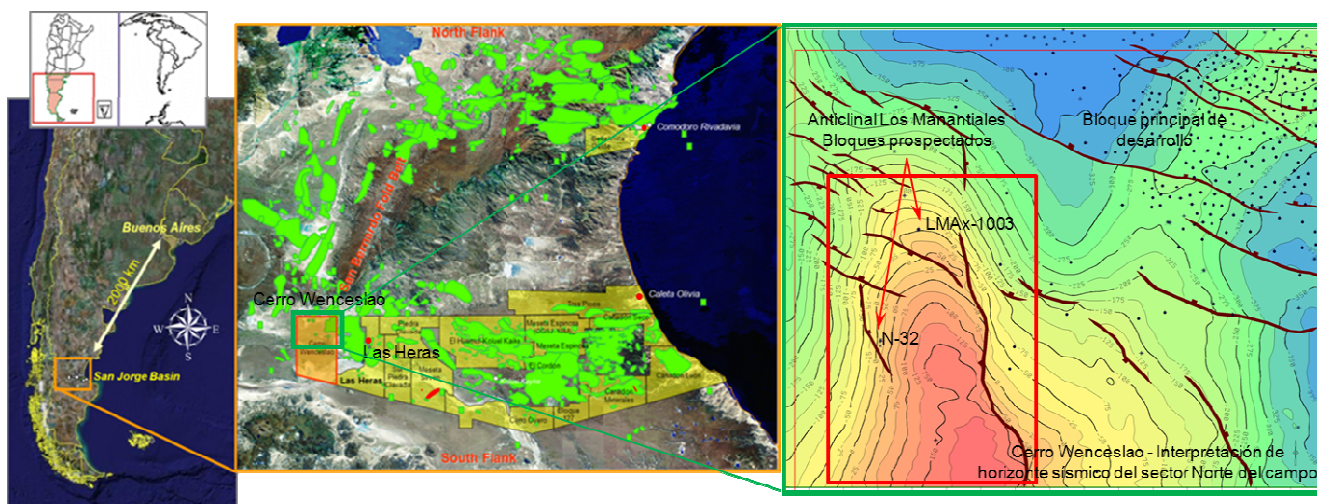


Figura 1. Mapa de ubicación.

Desde el año 1986 y por un periodo de 12 años, CADIPSA tomó el control del desarrollo del área con un plan agresivo de perforación y la implementación de los primeros proyectos de recuperación secundaria. Durante los siguientes 8 años, Vintage Oil fue la encargada de su operación y producción, reactivando y expandiendo viejos proyectos de recuperación asistida, adquiriendo 213 km² de sísmica 3D sobre la mitad norte del área, y perforando además 42 pozos de desarrollo en el período 2005-2006. Con una producción diaria de 320 m³/d al inicio del año 2006, Oxy Argentina toma posesión de la concesión, manteniendo una política similar de desarrollo, logrando incrementar la producción neta de petróleo hasta los 470 m³/d.

Hacia finales del año 2007 y comienzos del 2008, la combinación del aumento constante en los costos de perforación y de facilidades, el advenimiento del final de la concesión del área (previsto en ese momento, para el año 2017) y la imposibilidad de incrementar la productividad natural de los pozos, llevó a la interrupción casi total de la actividad en el bloque. Bajo este marco político-económico se planteó la necesidad imperiosa de analizar nuevas oportunidades de desarrollo que dieran un nuevo empuje para revitalizar el campo.

Muchos de los primeros sondeos perforados en la Cuenca del Golfo San Jorge han sido abandonados incluso antes de ser puestos en producción. Las razones pudieron ser variadas y en la actualidad hasta podrían ser consideradas incomprensibles. No obstante, independientemente de las causas del abandono, numerosos son los casos en que la revisión de información provista por este tipo de pozos llevaron a reevaluar e incluir bloques inicialmente no considerados, dentro del plan estratégico de las diferentes compañías.

Localizado al oeste-sudoeste del yacimiento, el anticlinal Los Manantiales resalta sobre las estructuras homoclinales de los bloques vecinos. Entre otras, esta estructura es el resultado de la tectónica andina junto con el desplazamiento en cupla sinistral entre los macizos del Deseado y Norpatagónico. Dicha deformación afectó a los depósitos Cretácicos y posiblemente a los de edad terciaria inferior, manteniendo los sedimentos posteriores de las Formaciones Santa Cruz y Tehuelches su horizontalidad.

Durante los años 60's, 70's y 90's se perforaron cuatro pozos de estudio, exploración y avanzada sobre la cresta del anticlinal con objetivos profundos. Los primeros tres fueron considerados estériles (N-31, N-32 y CWa-101) mientras que el cuarto logró acumular más de 600 m³ de petróleo (LMAX-1003). Si bien existen claras diferencias generacionales entre los registros eléctricos adquiridos en cada uno de los sondeos, tanto la descripción de muestras de recortes como de testigos de impacto de los reservorios superiores de la Formación Bajo Barreal llevaron a pensar en re-evaluar su potencial. Figura 2.

Analizadas las características que hacen a una acumulación de hidrocarburos (estructura, reservorios, fluidos, etc.), se propuso la perforación de tres pozos de avanzada con objetivo somero (230m a 430m de profundidad) para las areniscas alojadas en la Formación Bajo Barreal.

Durante la evaluación de distintas técnicas perforación y producción tuvo lugar la adquisición de Oxy Argentina por parte de SINOPEC Argentina, siendo esta última que ejecutó la perforación de estos tres sondeos hacia comienzos del año 2011.

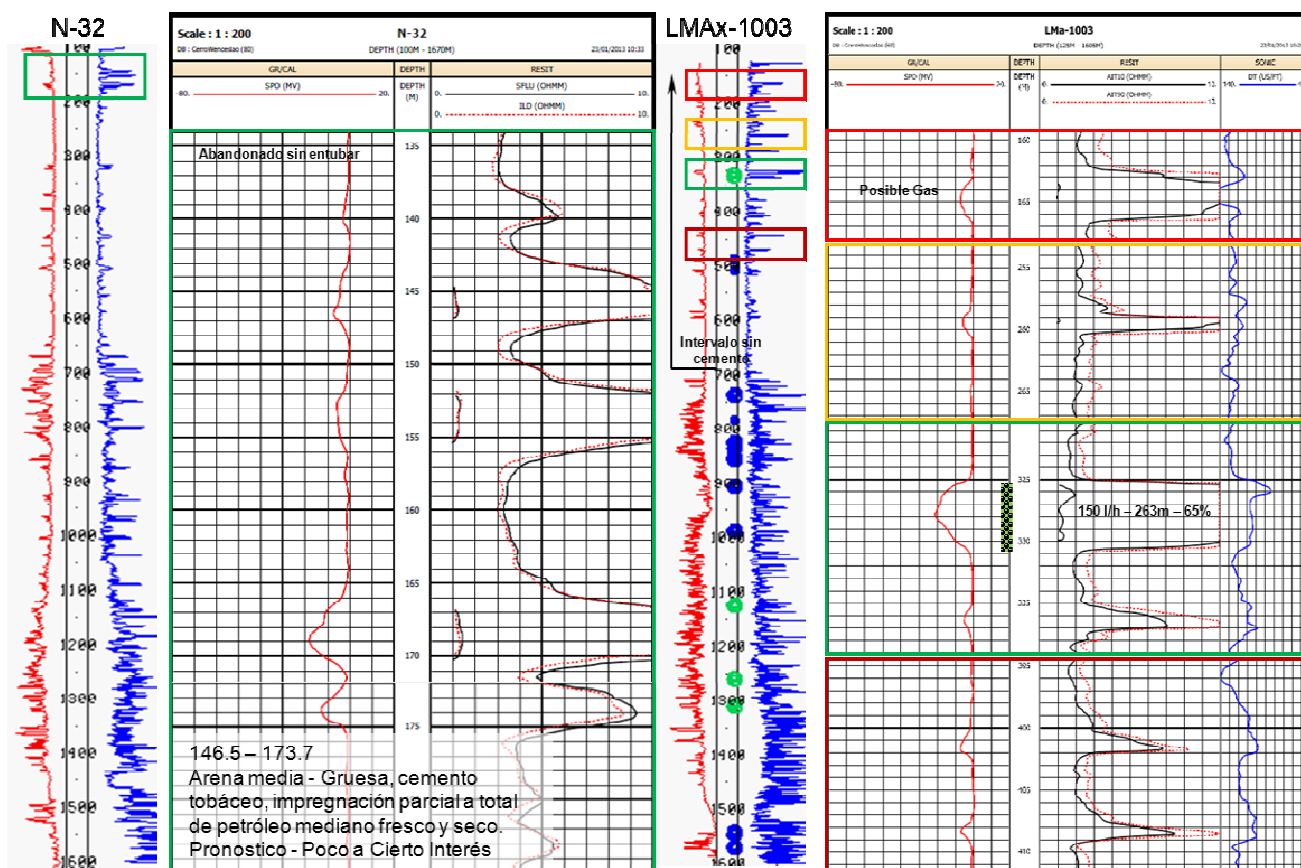


Figura 2. Perfiles a pozos abierto de los sondeos de referencia N-32 y LMAx-1003. Descripción de testigos de impacto adquiridos en los reservorios someros del N-32 y ensayo de terminación del único intervalo somero abierto en el LMAx-1003.

Estratigrafía y estructura

La generación del espacio de acomodación que dio lugar al ingreso de sedimentos comienza con la apertura de la cuenca durante el Jurásico (rift) y una posterior etapa de subsidencia por enfriamiento térmico (Figari et al. 1997 y Van Nieuwenhuise y Ormiston, 1989). Los depósitos que colmataron la cuenca comienzan con un complejo volcánico-volcanoclástico ácido (Gr. Lonco Trapial) sucedido por sedimentos de origen lacustre y fluvio-deltáico que constituyen las formaciones Aguada Bandera y Cerro Guadal (Figari et al. 1997).

El desarrollo de la cobertura subsecuente (Gr. Chubut y unidades Terciarias) se inicia con la etapa de hundimiento por subsidencia térmica y la generación de un expandido sistema lacustre somero (subsidencia termal temprana) en el cual se acumularon de sedimentos finos ricos en materia orgánica de la formación Pozo D-129 (Hauteriviano-Aptiano temprano). Lesta, 1968, considera a estos depósitos como los generadores de la mayor parte, sino todos, las acumulaciones de hidrocarburos (Van Nieuwenhuise y Ormiston, 1989). Las unidades fluviales inmediatamente supra-yacentes (Formaciones Castillo y Bajo Barreal) constituyen los principales reservorios de la cuenca. La Fm. Castillo (Aptiano tardío-Albiano) descrita en afloramientos del río Senguer (Sciutto, 1981) yace en discordancia planar con la Formación Pozo D-129. Hacia los 96 Ma (próximos al límite Albiano-Cenomaniano), se considera el contacto Fm. Castillo – Fm. Bajo Barreal. Esta última concentra cuerpos arenoso-tobáceos canalizados acumulados por cursos fluviales de creciente sinuosidad hacia el tope, junto con depósitos lagunares efímeros. Las llanuras de inundación muestran decreciente participación de facies piroclásticas finas también hacia el tope de la formación (Jalfin et al., 2000). La columna estratigráfica se completa con la sucesión maastrichtiana-miocena media en la que se distinguen unidades marinas y continentales (Fitzgerald et al. 1990). (Figura 3).

Los segmentos estructurales mayores de la cuenca responden a un patrón extensional de rumbos predominantemente O-E y NO-SE. El flanco sur presenta un diseño de hemigrábenes basculados por fallas directas de rumbo ONO hundiéndose hacia el centro de la cuenca (Jalfin et al., 2000). Barcat et al., (1989) y Fitzgerald et al., (1990), elaboraron el panorama de características tectónicas de la cuenca.

Localizado al oeste-sudoeste del yacimiento, el anticlinal Los Manantiales se resuelve como parte de una serie de anticlinales dislocados con orientación NNO-SSE alineados sobre el flanco oeste de la cuenca y dispuestos de formas paralela a la Sierra de San Bernardo. Este anticlinal resalta sobre los bloques vecinos

con estructuras tendidas homoclinales.

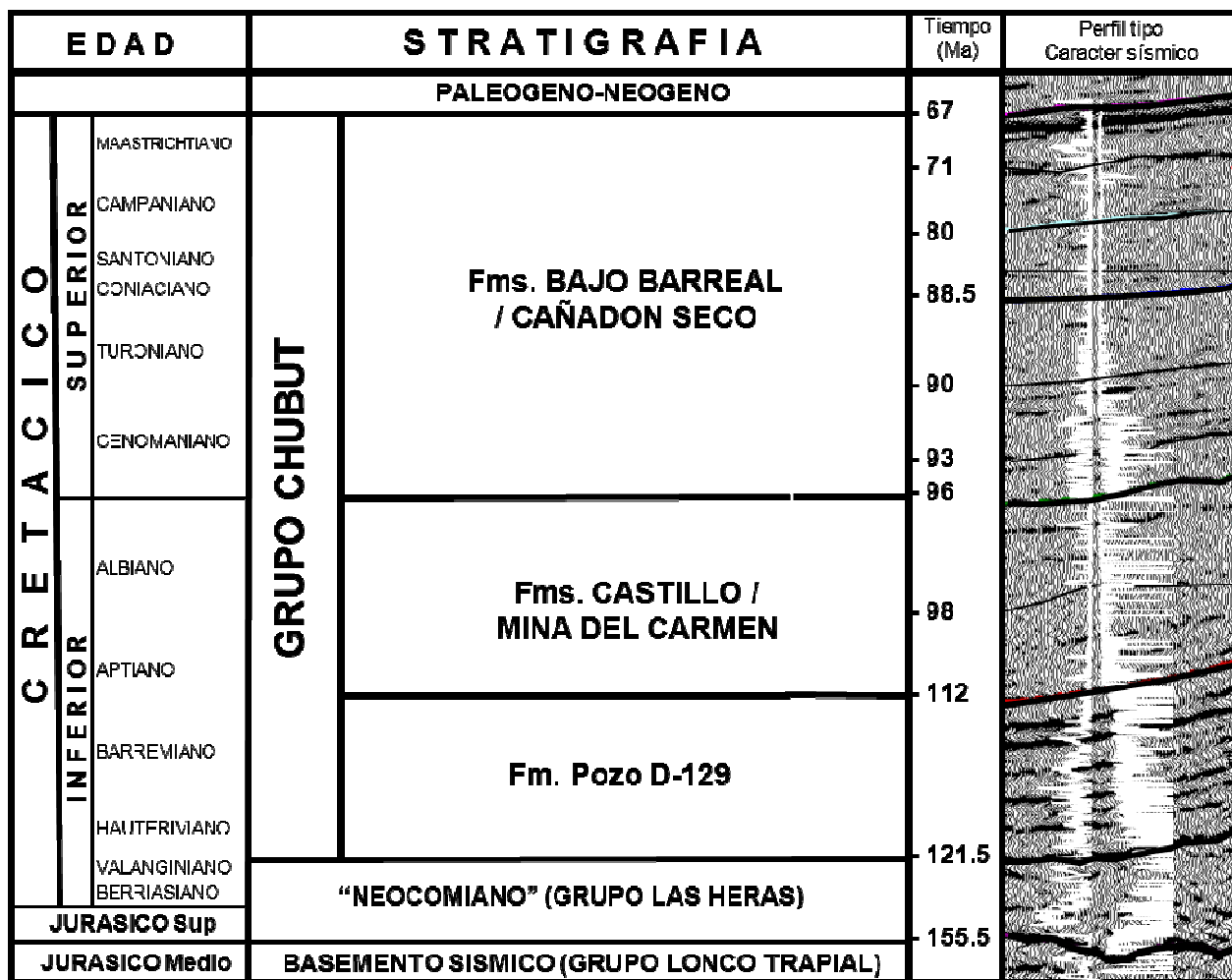


Figura 3. Columna estratigráfica.

La arquitectura fluvial reconocida en el yacimiento es análoga a la documentada por Jalfin et al. (2000) y Figari et al. (1999) para los sectores sur y sudoeste dentro de la configuración regional de la cuenca. Si bien éstos autores señalan como comunes a valores de relaciones arena – arcilla (NTG) promedio entre 0.20 y 0.25, el yacimiento Cerro Wenceslao muestra frecuentemente relaciones sustancialmente menores y cercanas a 0.11.

Las paleo-corrientes regionales se presentan con dirección O-E y SSO-NNE (Jalfin et al. 2000 y Figari et al. 1999). La combinación de mapas de los reservorios junto con imágenes aisladas de figuras canalizadas interpretadas desde la información sísmica y el análisis de datos de campos adyacentes, permiten establecer direcciones locales de escurrimiento con orientación S-N, NNO-SSE y O-E.

Prospección

Análisis de presiones de formación y observación cualitativa de geoquímica de pozo

Si se realiza una descripción rápida de todos los intervalos saturados de petróleo versus aquellos efectivamente productivos y su distribución en la columna estratigráfica identificada en el área de Cerro Wenceslao (sector NNE – figura 1), puede comprobarse que aquellos alojados en posiciones someras producen distintos caudales de agua o bien suelen resultar en ensayos sin entrada. En cambio, la producción de petróleo proviene de los reservorios localizados en las secciones media e inferior de la Formación Bajo Barreal. Esta situación induce a objetar la capacidad productiva de los reservorios someros previamente descriptos en los pozos N-32 y LMAx-1003.

Expuesto lo anterior, resultó indispensable un estudio detallado del yacimiento principal con el objeto de comprender los aspectos que definen la acumulación de hidrocarburos en CW. Con esta premisa, se analizaron paralelamente la estratigrafía, presiones de formación e información geoquímica.

Presiones de formación

Históricamente, el uso de los datos de presiones de formación en la Cuenca del Golfo San Jorge, se ha limitado 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 determinada. Aunque estos dos aspectos no son menores, en general el gradiente original al que se hace referencia está calculado como un porcentaje del 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. Aunque efectivo, este método simplificado elimina la posibilidad de analizar los datos de presiones en su estado más virgen y con esto se prescinde de la oportunidad de entender los procesos actuantes a lo largo de la historia geológica que definieron la configuración actual de un yacimiento.

Trabajar sobre campos maduros suele implicar que la densidad de información referente a presiones de formación es aislada y muchas veces inexistente. Sin embargo, la arquitectura fluvial de los depósitos descritos en el área (1m a 6m de espesor, 50m a 400m de ancho y longitud variable) lleva a esperar un alto grado de desconexión tanto vertical como lateral entre cuerpos. Como consecuencia, independientemente del momento histórico dentro del que se adquirieran datos de presión de reservorios, muchos de ellos se encontrarán alineados con el gradiente original alcanzado en el yacimiento una vez cerrado el sistema. Afortunadamente, durante las dos últimas campañas de perforación en CW (periodo 1998-2008) la extracción de este tipo de datos se realizó de manera sistemática y distribuida a lo largo de toda la columna estratigráfica atravesada.

Considerar datos de presiones recientes conlleva la inclusión de puntos con evidente depletación que enmascaran el gradiente original; sin embargo, la densidad de información disponible resultó ser suficiente para establecer el/los gradientes originales del yacimiento. Figura 4.

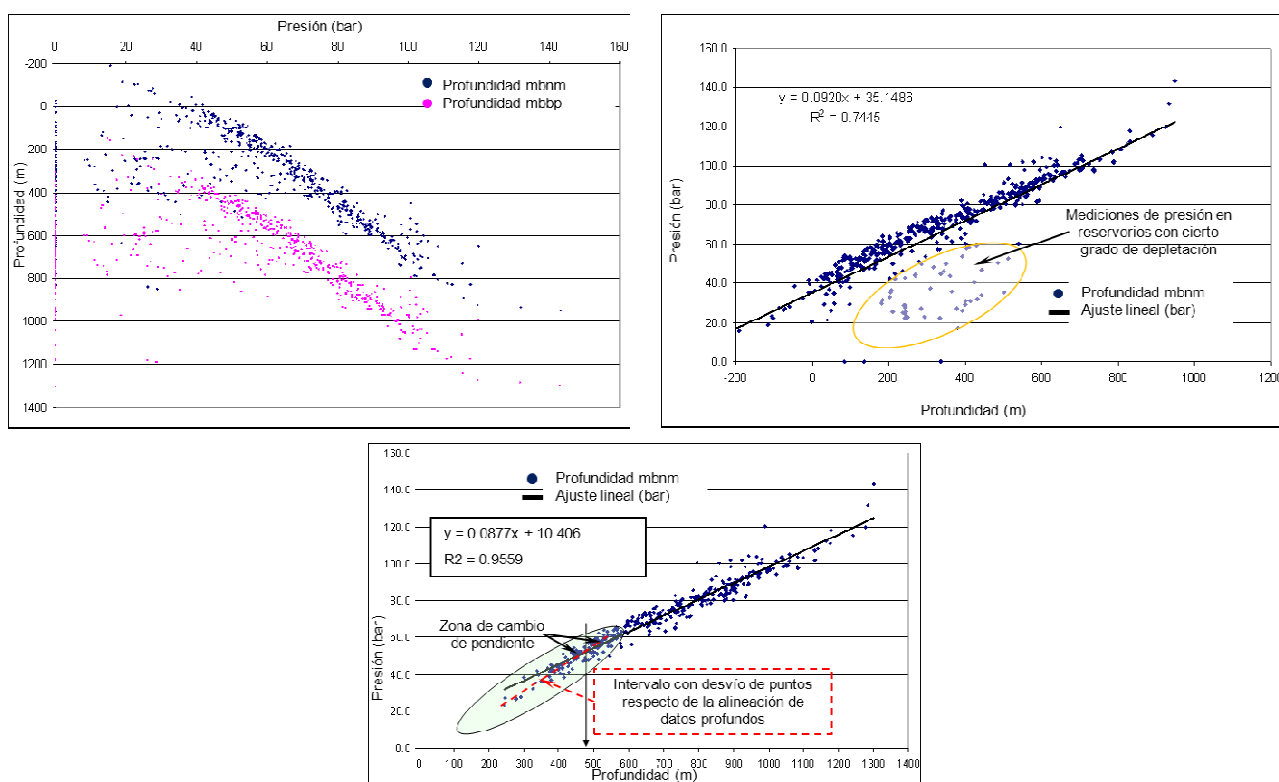


Figura 4. Presiones de formación en metros bajo nivel del mar y bajo boca de pozo. Zonas con depletación y primera diferenciación entre gradientes de fluido en Cerro Wenceslao.

La figura 4 incluye la representación de los datos de presiones en metros bajo nivel del mar (mbnm) y metros bajo boca de pozo (mbbp). Dado que la topografía de la superficie del área es relativamente horizontal, el gráfico muestra solo el desplazamiento lineal de los datos en la escala vertical de profundidad.

La pendiente de la curva de regresión señala una densidad de 0.89 gr/cm³ para el fluido que define al gradiente original del yacimiento. No obstante, alrededor de 500m de profundidad (equivalentes a aproximadamente 200m bajo nivel del mar) se observa un quiebre en la pendiente general del gradiente, que

grada a valores de densidad posiblemente relacionados a la presencia de fluidos más densos en los intervalos someros.

Para comprobar efectivamente la presencia de estos dos posibles gradientes, se analizó el *set* de datos por intervalos de profundidad en torno de los 500 mbbp donde se manifiesta el cambio. Figura 5.

Los intervalos analizados fueron los siguientes:

Para la comprobación del gradiente profundo:

- Profundidades mayores de 500 mbbp,
- Profundidades mayores de 600 mbbp y,
- Profundidades mayores de 700 mbbp.

Para la comprobación del gradiente somero:

- Profundidades menores de 500 mbbp,
- Profundidades menores de 600 mbbp y,
- Profundidades menores de 700 mbbp.

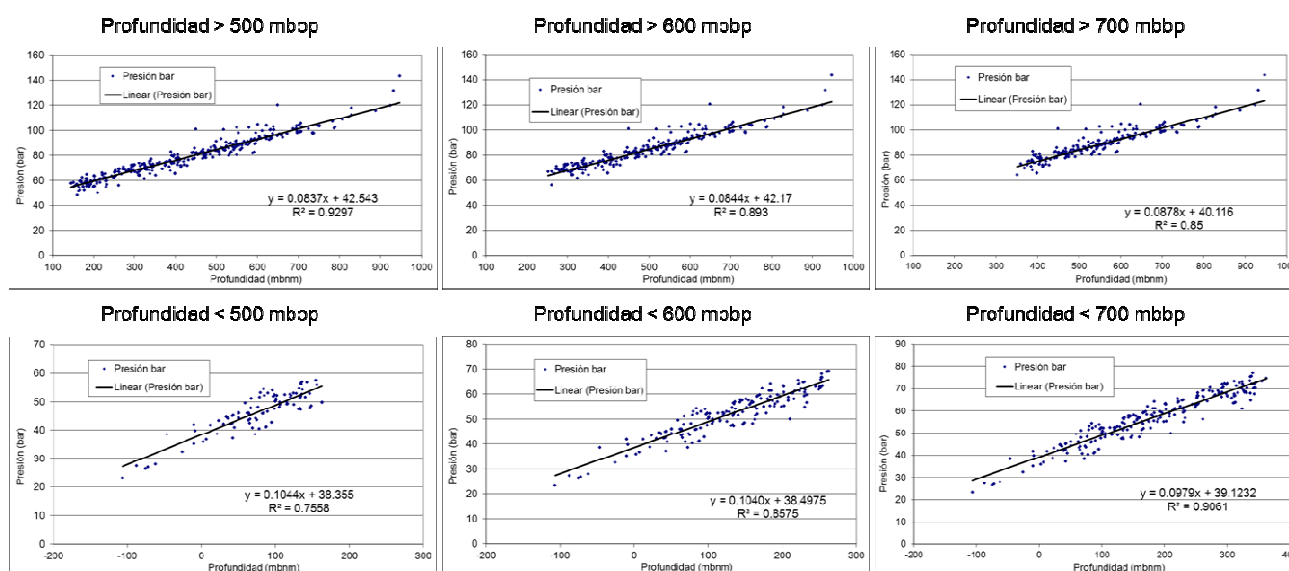


Figura 5. Análisis de presiones por intervalos.

El grupo de datos de presión por debajo de 500m muestra un valor de coeficiente de correlación de 0.9297 mientras que la pendiente de la curva reproduce una densidad de fluido aproximada de 0.85 gr/cm³ equivalente a petróleo. Conforme el *set* de datos se acota a aquellos por debajo de 600 mbbp y de 700 mbbp, la densidad del fluido se mantiene dentro del rango de los petróleos pero el coeficiente de correlación disminuye de forma creciente con la pérdida de información.

Debido a que la abundancia de datos de presiones medidos por encima de los 500 mbbp no es tan profusa como en los niveles inferiores, el factor de correlación entre ellos es de tan sólo 0.7558. Sin embargo, queda claro que la densidad del fluido que controla el gradiente del campo en esta parte de la columna es cercano a 1.07 gr/cm³, lo que equivaldría a un gradiente de agua. Con la expansión del intervalo de muestreo hasta 600 mbbp y posteriormente a 700 mbbp, el coeficiente de correlación aumenta hasta 0.9061 pero la densidad de fluido disminuye a 0.99 gr/cm³. Esto implica que en algún punto ubicado entre 500 mbbp y 600 mbbp se encuentra la inflexión entre los dos gradientes identificados. La figura 6 muestra la reproducción final de la interpretación de los gradientes del yacimiento con el quiebre de pendiente ubicado aproximadamente en 550 mbbp o en 200 mbnm.

La existencia de dos gradientes bien diferenciados entre sí, definidos por densidades de fluidos igualmente contrastantes, estaría relacionada al ultimo fluido circulante por la vías de migración locales y que controlaron la configuración final de llenado de los reservorios.

La presencia de un gradiente de petróleo por debajo de los 550 mbbp no implica necesariamente que todos los reservorios alojados por debajo de dicha profundidad se encontrarán cargados de hidrocarburos líquidos.

El llenado de cada uno de ellos dependerá de su posición estructural, de sus características petrofísicas y del grado de conexión entre cuerpos de arena y su relación con las vías de migración. Lo cierto es que el o los eventos de migración y carga de hidrocarburos que afectaron a aquellos reservorios disponibles fue lo suficientemente masivo como para fijar el gradiente del campo.

Bajo similares consideraciones a las expuestas para la sección inferior de la columna, el gradiente de agua para los depósitos superficiales implicaría al agua como el último fluido en circular por las vías de migración. Nuevamente, aunque esto no define como acuíferos a los reservorios someros, el agua será el fluido con mayores posibilidades de fluir ante una eventual apertura de los mismos. Efectivamente, en la práctica esto es lo que usualmente sucede y por tal razón, aunque en numerosas oportunidades los reservorios se describen con importantes saturaciones de petróleo, no son considerados a la hora de definir la terminación de los sondeos.

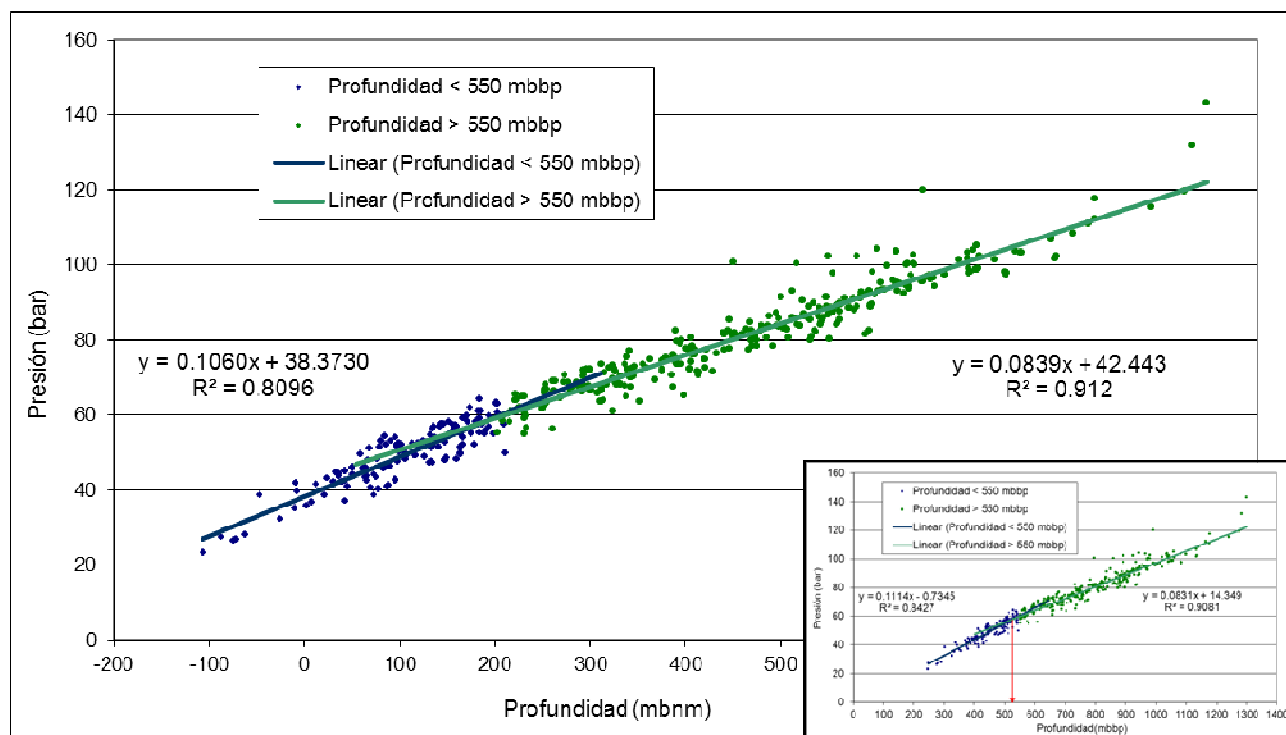


Figura 6. Solapamiento de los dos gradientes de presión identificados en el yacimiento Cerro Wenceslao.

Cabe señalar que para el gradiente superficial, su ordenada al origen se proyecta aproximadamente a la cota cero, lo que permite especular que, al menos los primeros 500m de la columna estratigráfica y la mayoría de los reservorios allí alojados, se encontrarían actualmente inmersos dentro de un sistema de circulación de fluidos abierto y con potencial comunicación con la superficie.

Observación cualitativa de geoquímica de pozo

La existencia de dos gradientes bien diferenciados entre sí sumado a que la distribución de fluidos que controlan ambos gradientes no es normal (agua por encima de petróleo), hace ineludible reflexionar en que este fenómeno debe estar íntimamente relacionado con la historia geológica del yacimiento.

Desde hace más de una década Villar et al., 1996, y Jalfin et al., 2000, han reconocido la complicada evolución de los sistemas petroleros de la Cuenca del Golfo San Jorge, que resulta en una compleja mezcla composicional de múltiples petróleos a partir de una historia iterativa de migraciones, cargas y alteraciones.

La difundida presencia de petróleos viscosos en posiciones superficiales de la columna estratigráfica conduce a producciones muy variables debido a su menor movilidad, Jalfin et al. op.cit.. Esta movilidad estaría fuertemente controlada por intensos procesos de paleo-biodegradación y biodegradación ocasionados principalmente por el ingreso de aguas meteóricas al sistema, evaporación por lavado etc.. Adicionalmente, posiciones someras están íntimamente relacionadas a condiciones desfavorables de presión y temperatura que afectan directamente la viscosidad de los fluidos en el reservorio. El estudio detallado realizado por estos autores sobre las características geoquímicas y las relaciones entre compuestos carbonosos y bio-marcadores de los petróleos producidos en bloques circundantes a Cerro Wenceslao, ha servido como base fundamental para el entendimiento de la distribución vertical de los hidrocarburos en la zona de estudio.

Ellos coinciden en que las evidencias geoquímicas sobre la composición de petróleos en las inmediaciones de Las Heras (concesión lindante al Norte y Este de área de estudio) y otras regiones de la cuenca presentan fuertes analogías. Dicho esto, aseveran con bastante certidumbre que la regionalidad de los procesos de expulsión-carga, bio-degradación y mezcla de petróleos así como su magnitud habrían afectado a gran parte de la CGSJ.

La información geoquímica de hidrocarburos disponible en CW está concentrada en un reducido número de pozos sin embargo, sistemáticamente se los describe como petróleos mezcla. Los *fingerprints* cromatográficos obtenidos sobre muestras de petróleos de terminación y/o extractos de testigos de la sección inferior, puntualizan en la presencia de al menos un petróleo paleo-biodegradado parcialmente rejuvenecido por uno o varios hidrocarburos provenientes de migraciones posteriores sin biodegradación. Ocasionalmente participan en las mezclas descritas, petróleos livianos evaporados. Conforme se asciende en hacia regiones más someras, el grado de biodegradación pasa de moderado a extremo e incluso hasta severo aun para los hidrocarburos provenientes de sucesivas migraciones. Figura 7.

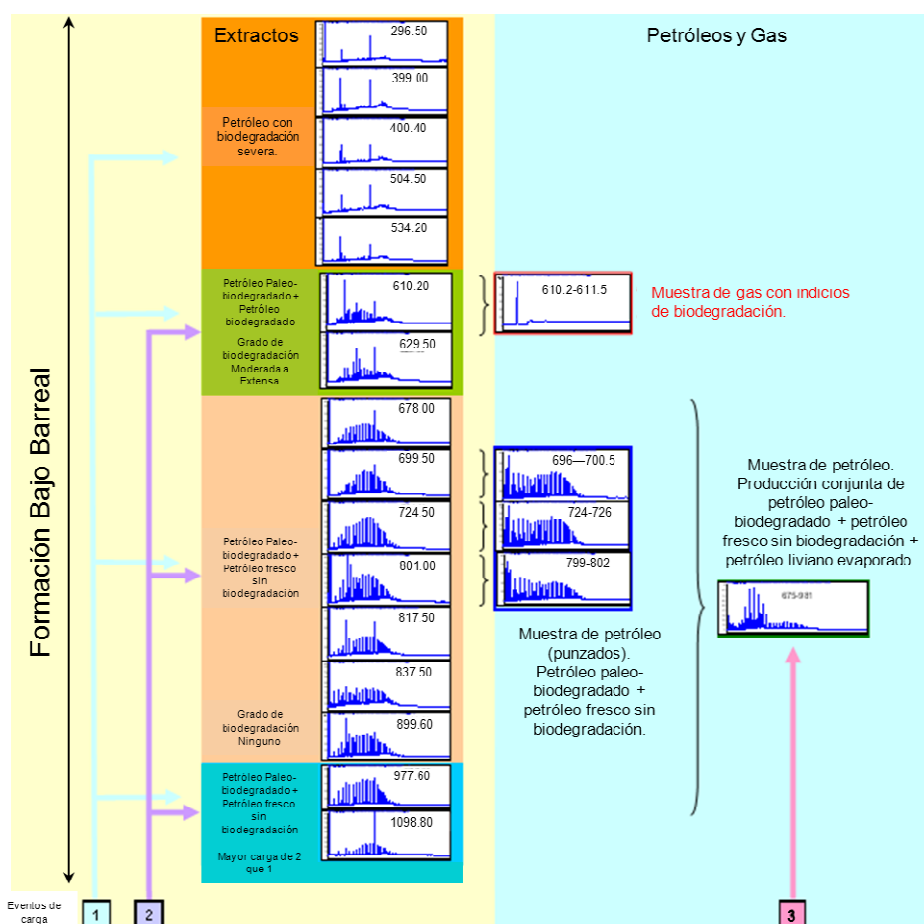


Figura 7. Comparación de *fingerprints* cromatográficos según su ubicación en el pozo y su correlación entre muestras analizadas.

La zonificación vertical de los hidrocarburos puede desdoblarse en dos regiones bien diferenciadas y una tercera transicional que comparte similitudes con las dos anteriores. La sección inferior, que abarca desde el tope de la Formación Castillo hasta aproximadamente 650 mbbp, está representada por la presencia simultánea de petróleos paleo-biodegradados, biodegradados y petróleos frescos sin biodegradación. Los petróleos de la sección superior (entre 550 mbbp y la superficie), por su parte, están casi completamente constituidos por hidrocarburos con biodegradación severa correspondientes a el/los pulsos de migración más antiguos. Entre estas dos zonas, se desarrolla un intervalo transicional de espesor variable donde la alteración de fluidos es moderada a extensa.

La figura 8 muestra que entre la zona de degradación transicional de hidrocarburos y la región vertical donde se solapan los gradientes de presiones previamente descriptos existe una correlación clara, interesante y muy poco casual.

Tal como explican los autores mencionados en su descripción de procesos de mezcla entre petróleos y durante la elaboración de su modelo conceptual simplificado (figura 9), para el sistema petrolero Pozo D-

129/Bajo Barreal, cabe destacar que casi como regla general, no existen petróleos en reservorio carentes de biodegradación. Esto sugiere un generalizado evento de generación y carga seguido de un ingreso masivo de aguas meteóricas al sistema a través de las vías de migración y reservorios tanto profundos como someros. Como resultado habría ocurrido la transformación de estos últimos en arenas asfálticas por intensa degradación bacteriana, eventos Pt_0 y B_0 de la figura 9.

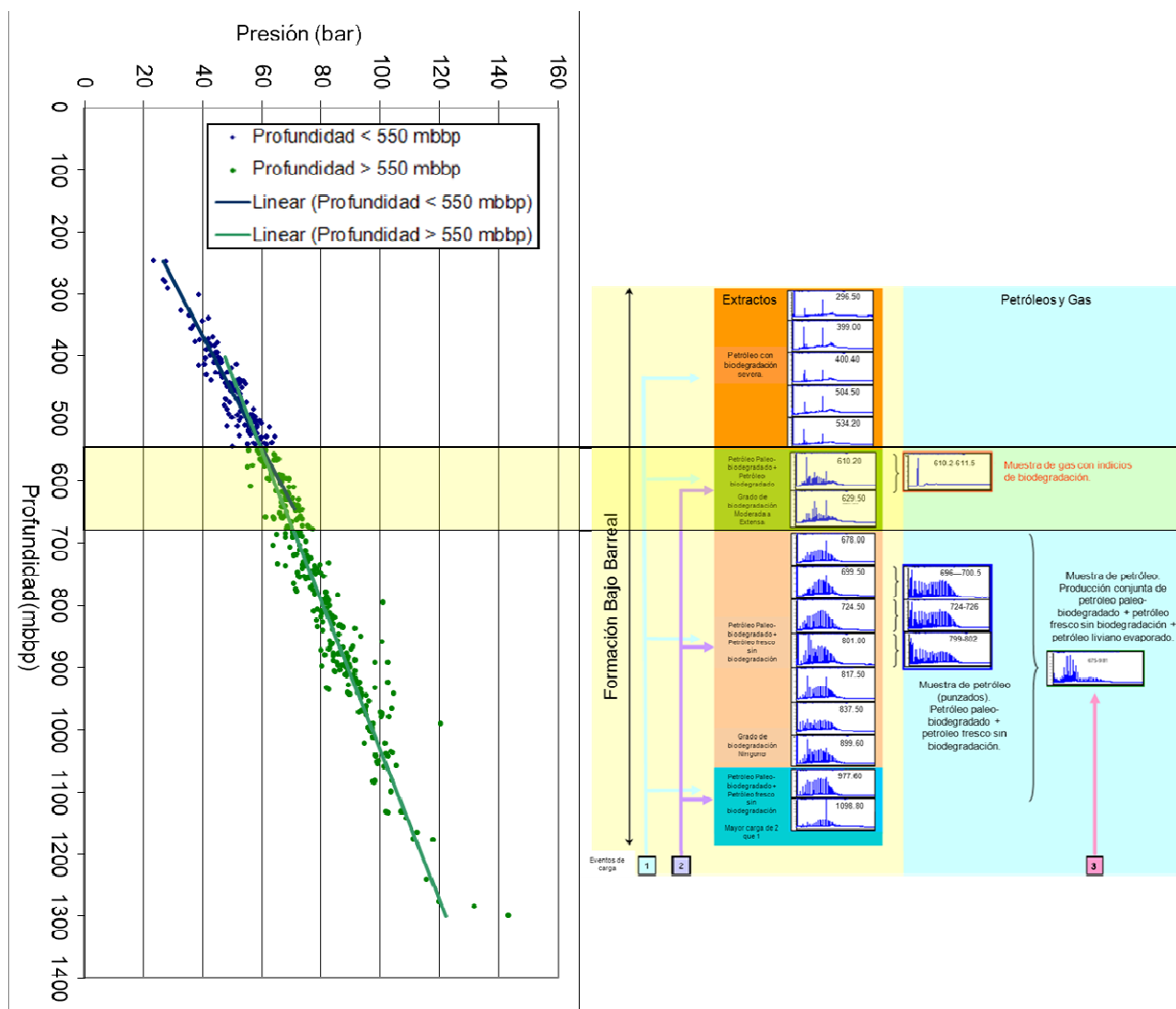


Figura 8. Gradientes de presiones y correlación con los *fingerprints* cromatográficos característicos de los petróleos entrapados en la Formación Bajo Barreal.

Posteriormente, una nueva fase (multiépisódica?) de recarga con petróleo fresco (Pt_1), alcanzó los mismos reservorios llenos parcialmente, solubilizando el hidrocarburo anterior. Un nuevo evento de biodegradación B_1 (esta vez selectivo) habría concentrado su efecto sobre los intervalos más superficiales de la columna, mientras que las zonas profundas habrían permanecido inaccesibles como resultado del mayor soterramiento por la acumulación de los depósitos paleógenos. Según Peroni et al., 1995, en el ámbito de la faja plegada, la principal degradación no sería un fenómeno tardío resultante de la inversión tectónica terciaria, sino que lo precedió. Sin embargo, la cresta de la estructura plegada del anticlinal Los Manantiales, se encuentra decapitada como producto del levantamiento y erosión simultáneos. La denudación podría haber favorecido uno o varios eventos póstumos de degradación por la exposición directa de los reservorios cargados a la intemperie.

Este factor ha sido uno de los de mayor relevancia a la hora de considerar el potencial productivo de los pozos propuestos.

La combinación de los eventos masivos de carga Pt_0 y Pt_1 aparentemente han dejaron su impronta efectuando de control para definir el gradiente inicial del yacimiento Cerro Wenceslao, el efecto selectivo del proceso de degradación B_1 (ampliamente reconocido en las áreas lindantes a CW como El Guadal, Las Mesetas y Lomas del Cuy) es el que podría haber definido el gradiente de presiones de las secciones someras.

En estas mismas áreas es frecuente encontrar hidrocarburos livianos intercalados entre reservorios con fluidos severamente degradados como evidencias no solo de fuertes fraccionamientos evaporativos, relacionados a expulsiones de una póstuma fracción liviana, sino también como muestra de redistribución de fluidos segregados por una disminución de presión por ascenso y apertura de fallas durante la inversión tectónica.

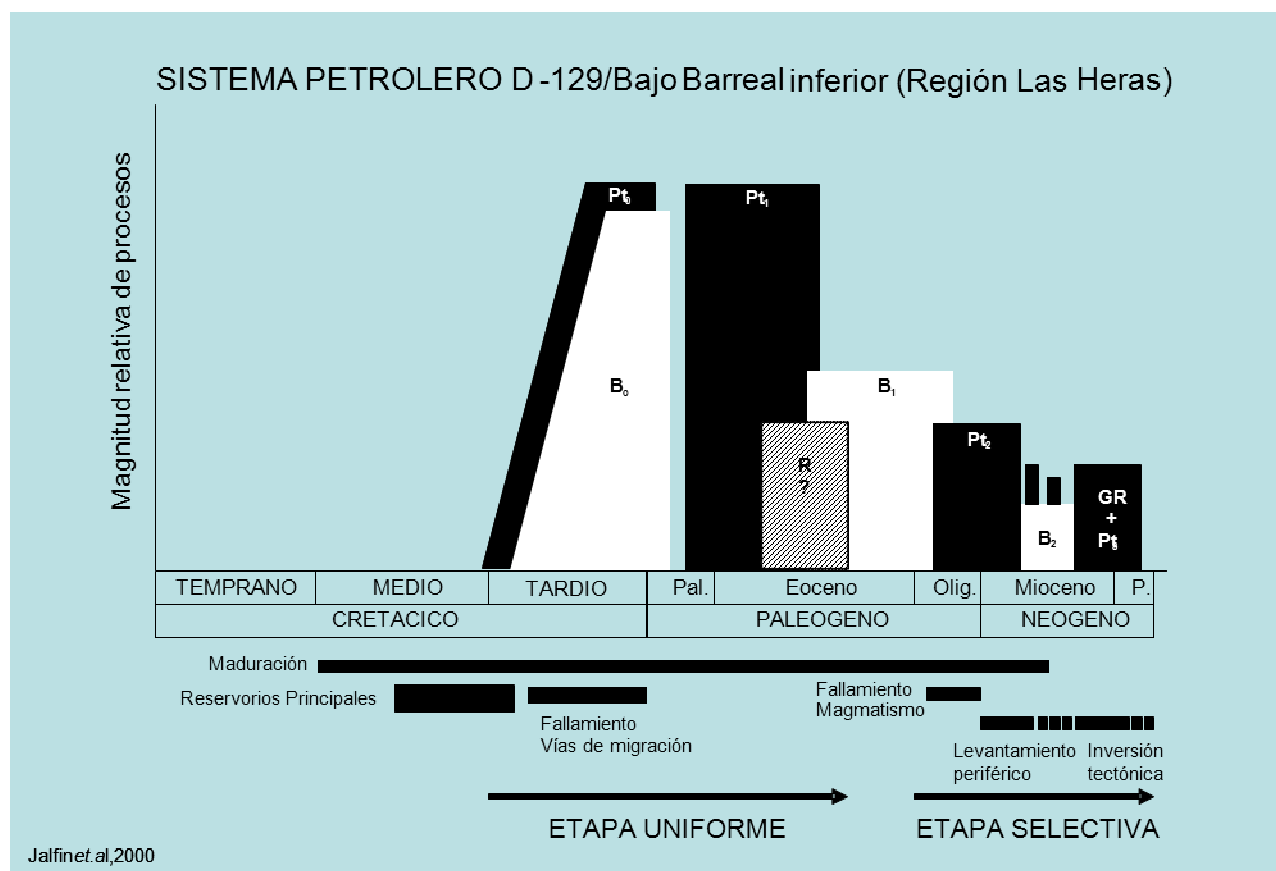


Figura 9. Modelo conceptual de la evolución y magnitud de los procesos de expulsión-carga (bloque negro, P_t) biodegradación (bloques blancos, B_0) y mezcla de petróleos. R: remigración, GR: remigración de gas. En el sector inferior, los principales eventos tectónicos del sistema en la Cuenca del Golfo San Jorge.

Propuestas de pozo

Tal lo mencionado con anterioridad, tres nuevas ubicaciones de pozos surgieron de este estudio. La información detonante para dos de ellas fue presumir una evaluación inicial incompleta de los cuatro reservorios encontrados aproximadamente a 160 mbbp en el pozo de referencia N-32 (ver figura 3).

El primer factor evaluado fue considerar que la propuesta del N-32, que data del año 1962, tuvo como objetivo investigar la columna sedimentaria comprendida entre las Formaciones Bajo Barreal y Pozo D-129, y que la expectativa de encontrar acumulaciones económicas de hidrocarburos se centrara especialmente en los objetivos profundos. Aun cuando la descripción de testigos de impacto de los reservorios someros, por parte del servicio geológico de YPF, los calificó como de “Poco a Cierta Interés”, el pozo fue finalmente abandonado sin entubar en carácter de estéril.

Mientras tanto, el tercer sondeo se propuso como un reemplazo del LMAx-1003, que en el año 1996 ya había comprobado hidrocarburos líquidos a 325m de profundidad. Este sondeo acumuló más de 600 m³ de petróleo a lo largo de su primer y único año de producción en 1997. Sin embargo, uno de los intervalos profundos ensayó petróleo y como en los archivos no ha quedado registrado el diseño de la instalación de producción, no se sabe a ciencia cierta cuales fueron los reservorios que contribuyeron a su acumulada final. Como primera medida se evaluó la posibilidad de reparar el pozo contemplando la necesidad de incluir cementaciones auxiliares por ausencia total de cemento de aislación en los intervalos superiores. Ante la imposibilidad de garantizar el éxito de la operación, sumado a un costo de intervención equivalente al presupuestado para la perforación de un pozo nuevo con objetivos someros, el riesgo asociado a la reparación, inclinó la balanza a definirse por ésta última alternativa.

Estimación de condiciones de reservorio y fluidos

Desde el punto de vista estratigráfico, los reservorios prospectados, si bien someros, son temporalmente equivalentes a los cuerpos de arena alojados hacia el tope de la Formación Bajo Barreal, extensamente producidos en el bloque principal de CW. Figuras 10a y b).

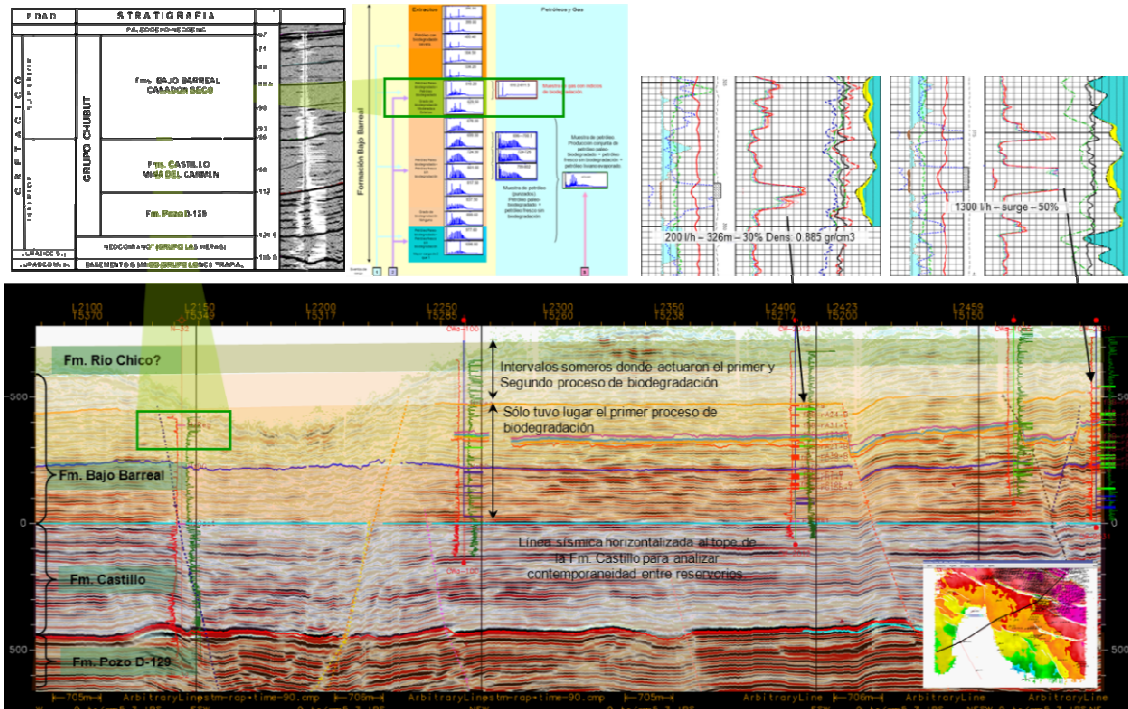


Figura 10a. Línea sísmica con orientación SO-NE horizontalizada al tope de la Formación Castillo para establecer correlación entre reservorios contemporáneos (sección estratigráfica).

La contemporaneidad no garantiza igualdad de parámetros y geometría de reservorios y menos aún entre bloque diferentes pero siempre es posible establecer paralelismos cuando la información es escasa. De esta manera, se estimaron direcciones principales de deposición NNO-SSE y S-N. El espesor promedio de reservorios esperado era de 2.6m con extremos entre 1m y 7m según información del N-32. Aunque la continuidad de las arenas puede seguirse por varios centenares de metros en la zona desarrollada de CW, el ancho de las fajas de canal varía entre 200m y 700m.

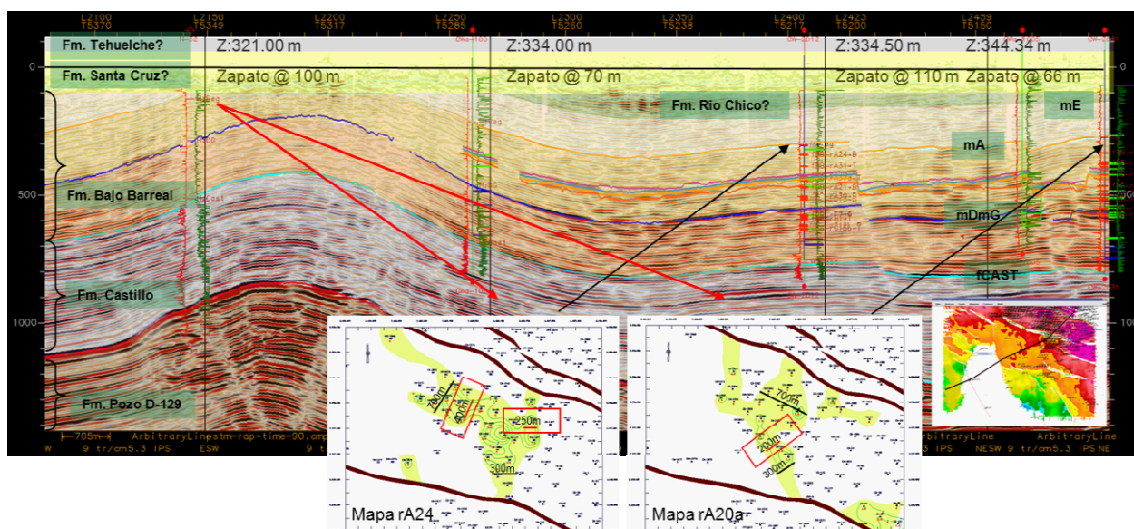


Figura 10b. Línea sísmica con orientación SO-NE con la configuración actual de la estructura del anticlinal Los Manantiales (sección estructural). Geometría de reservorios análogos mapeados en el área desarrollada de CW.

Debido a que la información provista por el set de perfiles a pozo abierto se limita a potencial espontáneo y a curvas de resistividad, sólo pudieron hacerse estimaciones respecto de la calidad de roca. En este aspecto,

debe considerarse la posibilidad de una significativa modificación del espacio poral por decompactación de la roca, solubilización y re-cristalización de minerales como producto alzamiento terciario. Luego de discutir sobre la base del modelo conceptual de los procesos de expulsión-carga, biodegradación y mezcla de petróleos, cabe adicionar al menos una variable más a las incertidumbres asociadas al proyecto. La decapitación por erosión de la cresta del anticlinal, habría potencialmente expuesto a los reservorios cargados con hidrocarburos a la acción de los fenómenos atmosféricos, por lo que no se descarta la acción de un proceso de biodegradación tardío por ingreso de aguas meteóricas sobreimpuesto a los ya descritos, que haya empobrecido aún más las calidades de los petróleos.

El análisis de los fluidos se basó en la información provista por ensayos PVT (presión, volumen, temperatura) en intervalos productivos del bloque principal de CW. Las muestras fueron extraídas profundidades de 700 mbbp y 800 mbbp. Las densidades de los fluidos medidas en cada una de ellas fue 0.91 gr/cm³ y 0.87 gr/cm³ respectivamente.

Teniendo en cuenta los dos posibles gradientes de presión bajo los cuales podrían estar sometidos los intervalos sujetos a prospección y la profundidad en la que se esperaba encontrarlos, se estableció un rango de presiones variable entre 22 y 29 bares para cada una de las muestras. Figura 11.

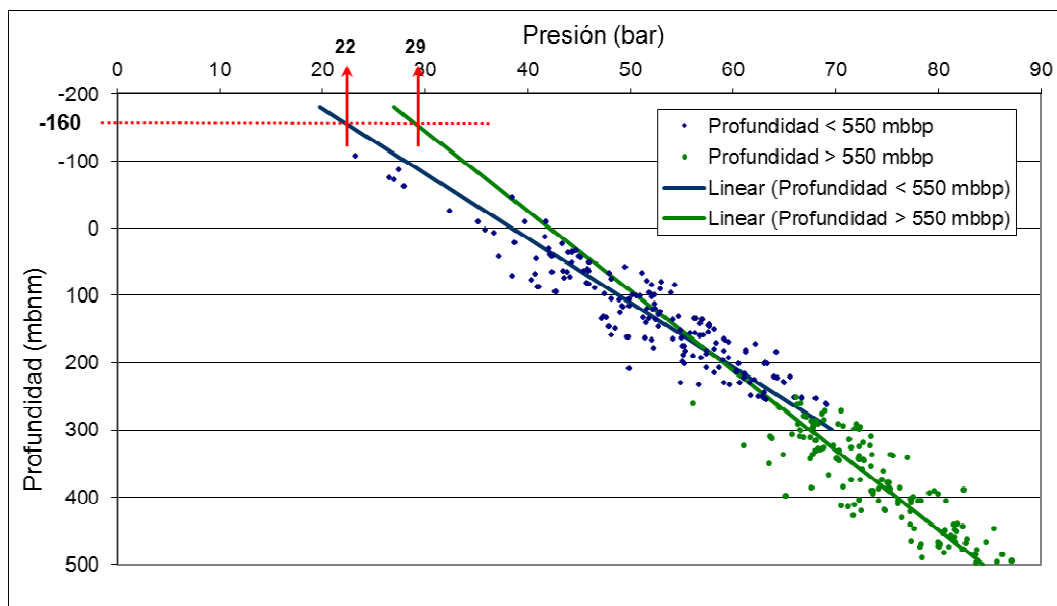


Figura 11. Estimación de presiones de formación en función de la proyección de los dos gradientes del campo hasta la profundidad de los reservorios prospectados.

Petróleo densidad 0.87 gr/cm ³ (Caso 1)	Temperatura de reservorio (°C)	19	Petróleo densidad 0.91 gr/cm ³ (Caso 2)	Temperatura de reservorio (°C)	19
	Presión de reservorio (bar)	22		Presión de reservorio (bar)	22
	GOR	11		GOR	6
	Viscosidad estimada (cp)	73.6		Viscosidad estimada (cp)	487.7
	Presión de reservorio (bar)	29		Presión de reservorio (bar)	29
	GOR	16		GOR	9
	Viscosidad estimada (cp)	61.5		Viscosidad estimada (cp)	392.4

Tabla 1.

Al mismo tiempo, llevando las muestras a condiciones de saturación, los rangos de valores calculados para la relación gas-petróleo (GOR) varía entre 6 m³/m³ y 16 m³/m³ según el tipo de fluido. La temperatura estimada, si el gradiente es normal, es de 19 °C en condiciones de reservorio. La tabla 1 resume la información proporcionada al simulador y los datos de los petróleos que surgen de la estimación. Así, puede verse que la ventana de posibles valores de viscosidades de petróleo oscila entre 61cp y 73 cp para la muestra de densidad de 0.87 gr/cm³ (caso 1) y, entre 392cp y 487cp para la muestra de densidad de 0.91 gr/cm³

(caso 2).

A través del análisis de índice de productividad, se realizó una sensibilidad en función del diámetro de la cañería de aislación eventualmente seleccionada a partir del cual se estimaron caudales máximos entre 1.6 Sm³/día (viscosidades de petróleo para caso 2) y 3.6 hasta 3.8 Sm³/día para viscosidades de fluidos del caso 1. Así mismo, en la figura 12 se esquematiza las tasas de declinación de producción y el petróleo acumulado para cada uno de los casos.

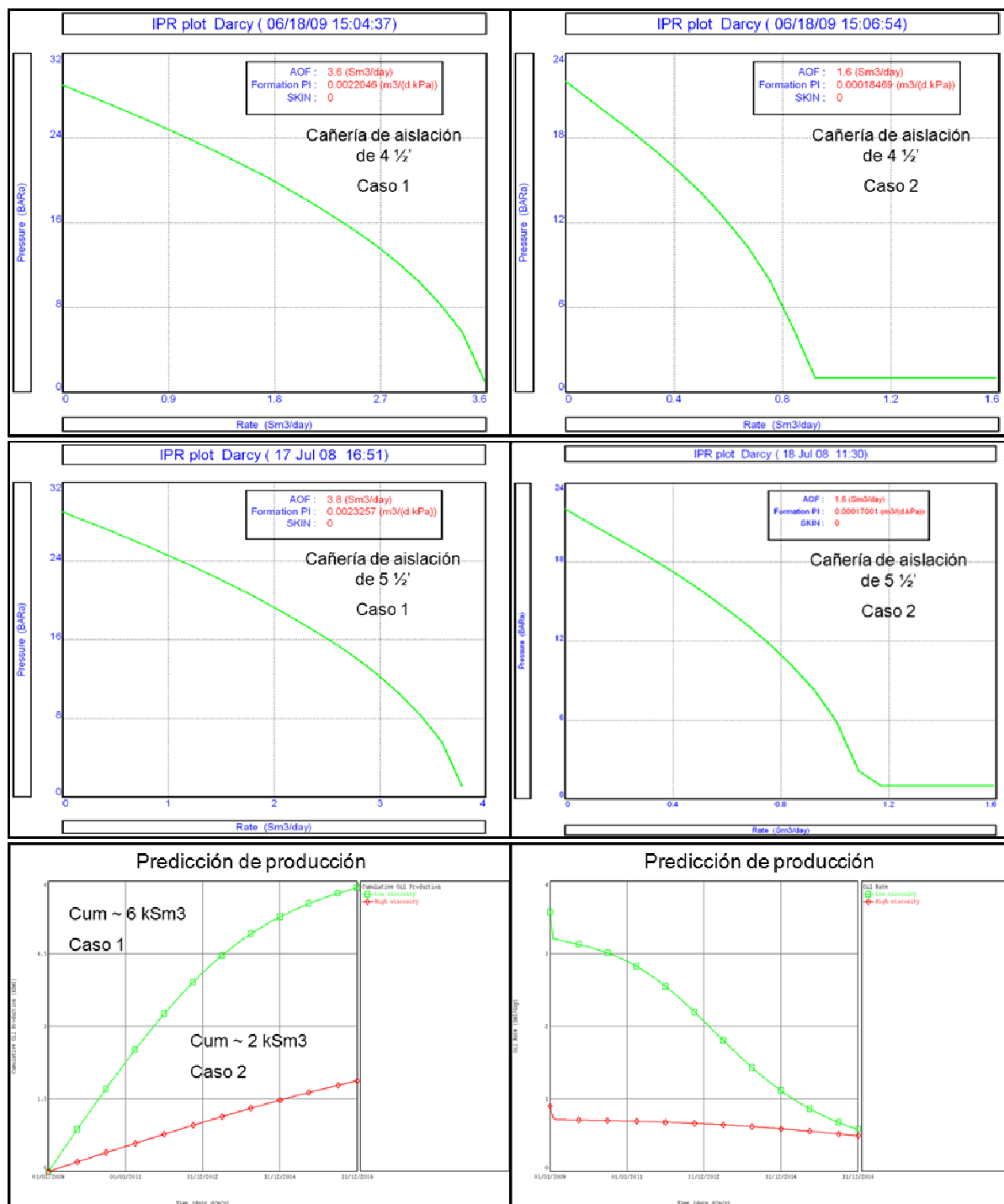


Figura 12. Pronósticos de producción en función del diámetro de la cañería de aislación seleccionada.

En función de la información conocida y de las incertidumbres evaluadas, se estimó una chance de éxito (COS) del 15% para las dos propuestas cercanas al N-32, mientras que para el reemplazo del LMax-1003, en el que ya se ha comprobado producción, el COS estimado fue a un 25%.

Perforación y producción

Las profundidades finales propuestas fueron de 230m (zona N-32) y de 430m para el pozo del bloque del LMAX-1003, y las distancias desde los frentes de desarrollo en ese momento, hacia CW era mayor a 20 km. Por esto, utilizar equipos de gran porte para su perforación implicaba elevados costos tanto diarios como así también de traslados, razón por la cual se evaluaron diferentes alternativas más económicas.

La opción finalmente consensuada apuntó a utilizar un equipo de perforación minero con capacidad de perforación de hasta 800m.

Con 230m de profundidad e instalando una bomba de cavidades progresivas (PCP), los dos primeros pozos no contaron con control del nivel dinámico y la sumergencia de la bomba a través de un sensor de presión de fondo.

Por otro lado, dada la alta viscosidad esperada por baja temperatura de reservorio, el bajo caudal de producción y la necesidad de mantener esa producción constante para que el petróleo se mueva del reservorio al pozo, se ideó un esquema de recirculación de un caudal de agua caliente desde el tanque elevado hacia el pozo controlando el régimen de la bomba a través de controladores de caudal.

Con estas premisas, se diseñó un sistema de automatización tendiente a regular las revoluciones por minuto (RPM) por medio del variador de velocidad de la bomba PCP, por medio de la medición del caudal producido del pozo evitando regular la velocidad a través de un sensor de fondo, pero haciéndolo a través del algoritmo que procesara la lectura del caudalímetro de salida para luego actuar sobre el variador de velocidad.

Habiendo previsto caudales cercanos a los 4 m³/día de petróleo viscoso, las facilidades a montar constaron de un calentador de 2 m³/hora de capacidad y un generador eléctrico, ambos alimentados por cilindros de gas licuado de 6.5 m³ cada uno. Para la recirculación de agua por el calentador y hacia el anular del pozo, el sistema constaría con otra bomba PCP horizontal de 40 m³/día a 6 bares. El diseño ofrecía la ventaja de reducir el torque de la PCP con una menor sollicitación de los componentes. Si bien no se contempló inicialmente, la aplicación de un reductor de fricción y el agregado de dispersante de parafinas fue agregado con el propósito de facilitar la reducción de la presión de la línea de conducción hacia el tanque elevado; la reducción fue de 12kg/cm² a 1.5 kg/cm².

Resultados

Los primeros sondeos en ser perforados fueron los dos propuestos en las inmediaciones del N-32. Ambos constataron la presencia de los cuatro reservorios prospectados a partir del pozo de referencia. Incluso se los encontró con mayores espesores y excelentes características petrofísicas. Las propiedades petrofísicas fueron comprobadas mediante el estudio de laboratorio de testigos rotados extraídos en cada reservorio.

Durante la terminación de pozo se registraron caudales de ensayo individuales por capa entre 500 l/h hasta 3000 l/h de agua con rastros de petróleo.

Desde su puesta en producción, ambos sondeos produjeron agua con rastros de petróleo y por esta razón no presentaron ser un problema tanto para el torque como para la presión de las respectivas bombas de profundidad. Aun iniciada la recirculación de agua caliente la respuesta de los pozos no varió hasta que transcurridos 8 meses desde su enganche, fueron discontinuados en su producción.

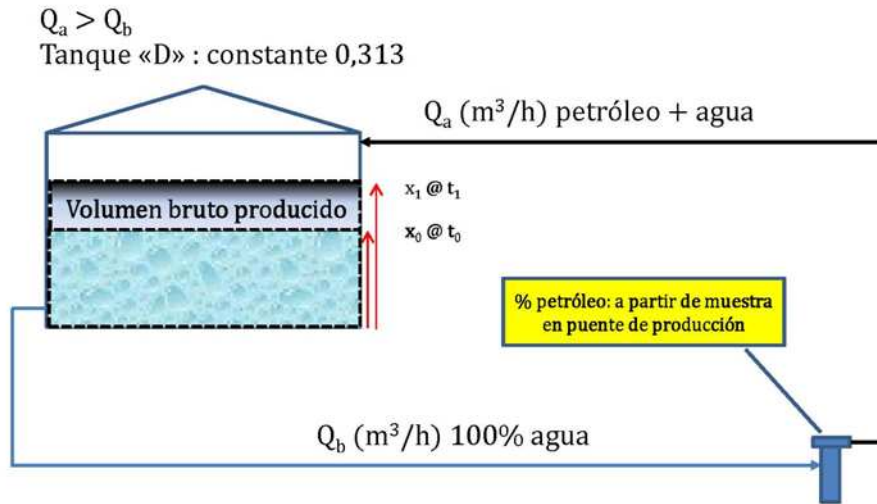
Por su parte, el tercer sondeo (reemplazo a 25m del sondeo LMAX-1003) no solo confirmó la presencia y productividad del reservorio productivo abierto en el LMAX-1003, sino que ensayo petróleo adicional en otro nivel muy poco desarrollado en el primer pozo. debido a localizarse a más de 3km de distancia respecto del yacimiento ya desarrollado, hacia el Noreste de CW y con el objeto de adquirir la mayor cantidad de información, el *set* de perfiles a pozo abierto incluyó las tres porosidades (Densidad, Neutrón y Sónico). La combinación de las dos primeras permitió identificar al menos dos intervalos con potencial para la producción de gas. Sin embargo, por la misma falta de acceso a instalaciones cercanas, no pudieron ser puestas en producción.

De los dos intervalos productivos, solo de uno pudo extraerse un cantidad de muestra suficiente para análisis de laboratorio. El mismo se ubica a 325m de profundidad a una temperatura aproximada de 30°C, la densidad del petróleo es de 0.9468 gr/cm³ (17.95 °API) y la viscosidad en condiciones de petróleo muerto es de 324 cp. Sin embargo, las muestras de producción, está sistemáticamente representadas por un petróleo con 16.1°API y viscosidad de petróleo muerto de 4115cp. Este desmejoramiento relativo en la calidad del fluido evidencia la participación en la producción del segundo intervalo ensayado.

Al igual que para los dos primeros pozos, la puesta en marcha de este último, se inició sin el circuito de recirculación de agua caliente terminado. La bomba se mantuvo en marcha lo suficiente como para obtener

un primer control de 6.7 m³/d con un corte de agua del 70% aunque tres días más tarde se detuvo por alto torque.

El sistema de inyección de agua comenzó a operar de forma manual por lo que la estimación de producción efectiva diaria se calculó a través de la relación entre el caudal acumulado de inyección de agua Q_b y la lectura del caudal producido en el puente de producción Q_a estimada a partir de la variación del nivel en el tanque elevado. Figura 13.



$$(1) V_{bprod} = (x_1 - x_0) \times \pi \times R^2 = (x_1 - x_0) \times 0,313 = \text{volumen bruto en m}^3$$

$$(2) V_{bprod} = Q_a \times (t_1 - t_0) - Q_b \times (t_1 - t_0) = Q_a \times 24h - Q_b \times 24h$$

$$(3) \text{ Producción de petróleo (m}^3/\text{d)} = Q_a \times (\% \text{ de petróleo en muestra}) \times 24h$$

Figura 13. Representación esquemática del diseño de instalaciones de producción en superficie y metodología de cálculo de producción efectiva del pozo.

El pico de producción medido fue de 5.2 m³/d con un 28% de corte de agua.

Debido a la implementación del modo con recirculación de agua caliente, la inyección de agua al pozos era del orden de 12 m³/d y caudal de producido de 17 m³/d, y por lo tanto el variador y motor del cabezal de la PCP utilizados fueron de mayor capacidad que en relación a los instalados en los pozos anteriores. El modelo de cabezal (de mayor potencia) permitió eliminar la recirculación de agua caliente que incluso hizo posible la realización de pruebas de producción sin la aplicación de productos químicos. Las pruebas se realizaron con éxito inclusive durante el periodo invernal, pero aunque la eliminación de estos productos hubiera reducido los costos del proceso de extracción, se decidió continuar con su aplicación para reducir la fricción.

Actualmente y desde aproximadamente 8 meses, la producción se ha estabilizado entre 3 m³/d y 2 m³/d con un corte de agua del 30%. Es importante mencionar que con el diseño original, con un sistema de extracción de menor capacidad, estaba previsto producir con nivel de fluido en el pozo de 40m por encima de la bomba, mientras que con el equipo finalmente utilizado, la sumergencia se mantiene alrededor de los 100m llevando aparejada una reducción de producción en un 60%.

Con el objetivo de una mayor optimización de la producción, se encuentra en curso la evaluación de otras alternativas de sistemas extractivos que permitan producir de manera continua sin la necesidad de mantener una columna de fluido de sumergencia de la bomba pre-establecida.

Discusión de resultados

La información procesada del laboratorio permitió establecer la impronta geoquímica de los petróleos encontrados en los reservorios de estos pozos. Estas resultaron similares a las de los petróleos producidos en el bloque principal del yacimiento, por lo que el comportamiento de la producción llevó a profundizar los estudios para definir el porqué de la inmovilidad del petróleo desde el reservorio a la cañería de producción de los primeros dos pozos.

Las descripciones de los petróleos durante las operaciones de control geológico y desde los extractos conseguidos de los testigos rotados coinciden en que sus características presentan fuertes similitudes entre

todos los intervalos atravesados en los tres sondeos. Por esto, si se contempla la diferencia de profundidades de los intervalos, la variación de temperaturas medias de hasta 10°C, podría ser factor suficiente para inmovilizar petróleos con estas viscosidades. Así mismo, si bien las permeabilidades medidas en los reservorios de los primeros dos pozos varían entre 8 md y 638 md, existe una marcada diferencia con las arenas atravesadas en el último sondeo, ya que se registraron valores superiores a 1 Darcy; lo que favorecería la movilización de estos fluidos.

Por otro lado, el rango de saturaciones de agua (ΔS_w) entre los valores de saturación de agua irreducible (S_{wirr}) y saturación residual de petróleo (S_{ro}) calculados para las arenas de los pozos improductivos se reduce a un 30% (Figura 14), por lo que la ventana de movilización de petróleo se ve considerablemente reducida en comparación con los valores medidos para el tercer sondeo (ΔS_w entre 42% y 60%) y para la cuenca en general.

Por lo tanto, aquellos reservorios en los cuales la S_w calculada esté por encima del 55% el único fluido móvil será el agua con eventuales rastros de hidrocarburo.

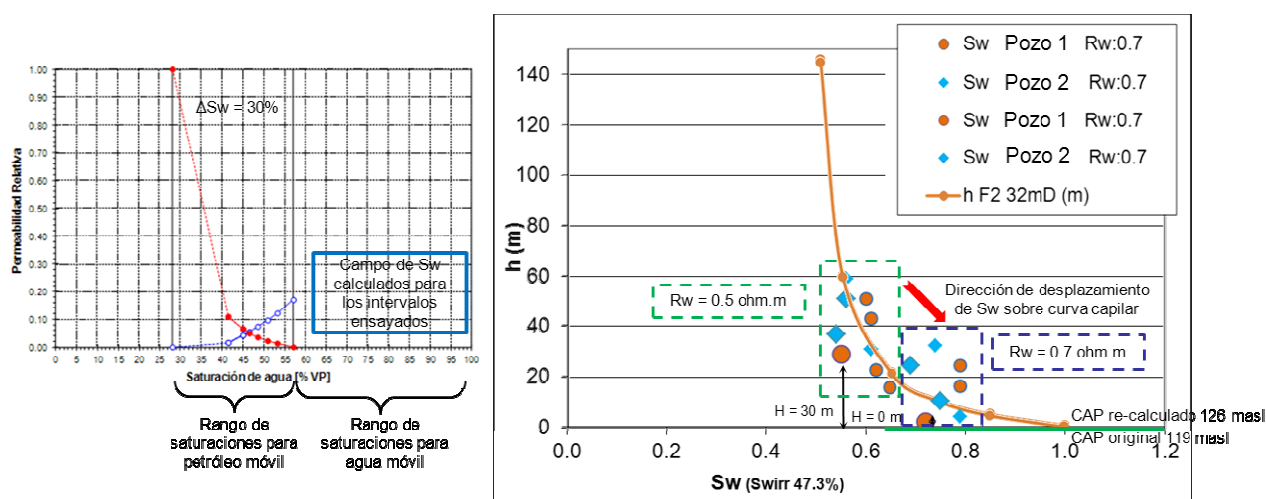


Figura 14. Superposición de valores calculados de S_w en los reservorios de los pozos 1 y 2 sobre los gráficos de permeabilidades relativas y curva de presión capilar. Desplazamiento de los puntos de S_w con el cambio en la resistividad del agua de formación.

Las resistividad del agua de formación, medida en laboratorio, varía entre 0.7 y 0.9 ohm.m y resulta mayor a los 0.5 ohm.m medidos en reservorios más profundos del campo. Dicho esto, resultaría que la hipótesis de la acción de procesos de biodegradación adicionales a las establecidas por Jalfin et al., op. cit., pudo haber sido efectivamente posible mediante el ingreso de aguas meteóricas (agua dulce) a los reservorios a través de la superficie erosiva que decapita la cresta del anticlinal. En consecuencia, los efectos de traducirían no sólo en el empobreciendo de las propiedades reológicas del petróleo sino en el aumento de las saturaciones de agua calculadas, lo que finalmente se traduce en un acortamiento de la altura relativa entre la posición estructural de los reservorios y la ubicación original estimada para contacto agua-petróleo (CAP). Figura 14.

Por último, cabe remarcar que los indicios que apuntan a la existencia de acumulaciones someras de gas en el bloque evaluado por el tercer sondeo implicarían que el sistema se habría mantenido cerrado aun considerando la deformación producida por la tectónica terciaria. Contrariamente, la inexistencia de casquetes de gas en las inmediaciones del N-32, junto con la reducción de salinidad del agua de formación llevarían a aceptar la inevitable apertura del sistema que mantendría a los reservorios, incluso actualmente, sometidos a la acción de fenómenos climáticos.

Conclusiones

El límite del periodo de concesión del área Cerro Wenceslao, junto con el creciente incremento en los costos de perforación, llevó a la interrupción casi por completo de las operaciones en el yacimiento y como contrapartida, promovió la búsqueda de nuevas oportunidades de desarrollo.

Tres sondeos perforados entre las décadas de los 60's y los 90's incitaron a profundizar los estudios sobre la posibilidad de acumulaciones de petróleos someros en áreas marginales del CW.

El análisis desarrollado en Cerro Wenceslao permitió establecer la existencia de dos gradientes de presiones contrastantes entre sí.

La sección inferior de la Formación Bajo Barreal (por debajo de 550 mbbp) responde a un gradiente de un fluido con densidad equivalente a petróleo, mientras que la sección superior (por encima de 550 mbbp) lo hace en respuesta a la variación de presión de la columna hidrostática con la profundidad. La presencia de estos dos gradientes de presión está íntimamente relacionada a una historia iterativa de expulsión-carga, degradación y mezcla de petróleos y pudo ser comprobada a partir del análisis cromatográfico de muestras de petróleos.

La distribución vertical de fluidos muestra un domino de mezclas de petróleos paleo-biodegradados rejuvenecidos con hidrocarburos frescos sin biodegradación en la sección inferior de la Formación Bajo Barreal. En contraste, los intervalos superiores están dominados por la presencia de petróleos con biodegradación severa, mientras que alrededor de 550 mbbp puede identificarse una zona de transición que comparte características con los dos intervalos previamente mencionados.

Desde el punto de vista estratigráfico, los intervalos potencialmente prospectables, son temporalmente equivalentes a los alojados dentro de la zona de transición entre los gradientes de presiones mencionados y como tal, se especuló en que tendrían la impronta geoquímica de la zona de transición, donde los petróleos son producibles. Al mismo tiempo, las dimensiones de los reservorios ya desarrollados en el bloque noreste de CW sirvieron de análogas para los cuerpos de arena de la nueva zona de interés y permitieron ajustar la ubicación final de las tres propuestas de pozos.

De acuerdo a los gradientes de presiones definidos previamente, se estimó el rango de presiones de formación entre 22 bar y 29 bar. Bajo un gradiente normal de temperatura, se consideró 19°C a la profundidad de los reservorios prospectados. Mientras tanto, las estimaciones de las propiedades de los fluidos resultaron de la extrapolación de los ensayos PVT de dos muestras de petróleo de CW suponiendo condiciones de máxima saturación de gas. Bajo esta situación, se evaluaron diferentes escenarios de producción contemplando viscosidades de petróleos variables entre 61cp y 487cp en condiciones de reservorio.

En la práctica, los resultados comprobaron viscosidades de petróleo muerto incluso superiores a 4000cp asociadas a petróleos de entre 16 y 18°API. Previendo esta situación de reservorio y considerando las condiciones climáticas extremas del área, se diseñaron y dimensionaron instalaciones apropiadas que permitieran la extracción de fluidos de manera continua. De esta manera, el sistema de extracción seleccionado consistió en una bomba de cavidades progresivas al que se adicionó un diseño de re-circulación de agua caliente con el objeto de garantizar altos niveles de fluido por encima de la bomba y la continuidad en el tiempo de la producción de fluidos.

La decisión de suspender la re-circulación de agua caliente resultó ser positiva permitiendo mantener en producción el pozos de forma continua. La falta de sensores llevó a mantener una sumergencia aproximada de 100m por encima de la bomba, lo que conlleva una reducción de producción calculada del 60% respecto del potencial real estimado. Con el objeto de recuperar esta producción real estimada, actualmente se encuentra bajo análisis la utilización de sistemas de bombeo alternativos.

Con la información obtenida tras la perforación de los prospectos en el año 2011, se comprobó el modelo que sirviera de base para las propuestas y, si bien sólo uno de ellos resultó productivo, se logró transferir al área un renovado interés para la prospección de hidrocarburos alojados en reservorios someros de yacimientos maduros marginales.

Referencias

- Barcat, C, J. Cortiñas, V. Nevistic, y H. Zucchi, 1989.** Cuenca del Golfo San Jorge, En: Cuencas Sedimentarias Argentinas, Chebli, W. y Spalletti, L. (eds.). P. 319 – 345. Universidad Nacional de Tucumán.
- Figari, E, M. Cid de la Paz y G. Laffitte, 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, 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. 40 Congreso de Exploración y Desarrollo (Mar de Plata), Actas 1:197-237.
- Fitzgerald, M., R. Mitchum Jr., M.A. Uliana y K. Biddle, 1990.** Evolution of the San Jorge Basin. Amer. Assoc. Petrol. Geol., Bull. 74:879-920

- Jalfin, G.A., E. Bellosi, J. Zanagua y H. Villar, 2000.** 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.
- Lesta, P. 1968.** Estratigrafía de la Cuenca del Golfo San Jorge. 3° Jornadas Geológicas Argentinas, 1: 251-289.
- Peroni, G., A. Hegedus, J. Cerdán, L. Legarreta, M. Uliana y G. Laffitte, 1995.** Hydrocarbon accumulation in an inverted segment of the Andean Foreland: San Bernardo Belt, central Patagonia. En: Tankard et al., (eds) Petroleum Basins of South America. A. A. P. G. Mem. 62: 403-419.
- Sciutto, J. C., 1981.** Geología del codo del Río Senguer, Chubut, Argentina. 8° Congreso Geológico Argentino, 3:203-219.
- 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.
- Villar, H. J., C. Sylwan, A. Gutierrez Pleimling, M. Miller, J. Castaño y W. Dow, 1996.** Formación de petróleos pesados a partir de procesos de biodegradación y mezcla en el sistema petrolero Pozo D-129-Cañadón Seco, Flanco Sur de la Cuenca del Golfo San Jorge, Provincia de Santa Cruz, Argentina. XIII Congreso Geológico Argentina y III Congreso de Exploración de Hidrocarburos, 1: 45-60. Buenos Aires.