

MODELO ESTATICO 3D Y SIMULACION DINAMICA, IMPACTO EN EL DESARROLLO DE CAMPOS MADUROS

Rodrigo Rodríguez ¹ y Pablo Caprioglio ¹

¹ Repsol-YPF, UECh-Cs, Unidad de Negocios Argentina Sur.

Resumen

Grimbeek II fue descubierto en el año 2002 en el sector centro norte del área Manantiales Behr y está siendo rápidamente desarrollado, representando en la actualidad el 15% de la producción del Yacimiento. Los principales reservorios están alojados al tope del Miembro Inferior San Diego (Complejo II).

La integración de la información geológica con la medición sistemática de presiones de formación, el análisis PVT y geoquímica de muestras de fluidos de reservorio, juntamente con los datos de producción del campo permitió establecer un elevado grado de conectividad para los trece reservorios de interés hidrocarburífero del bloque, verificando la existencia de contactos gas-petróleo y agua-petróleo únicos.

Esta misma información llevó a reevaluar el bloque Cañadón Botella, distante unos 6 Km al suroeste de Grimbeek II, con producción discontinuada desde décadas atrás por haberse encontrado depletado. Las mediciones realizadas en pozos de este proyecto y la puesta en producción de uno de ellos, confirmaron la continuidad y conectividad de la estructura a lo largo de los 6 Km.

Tanto la presencia de contactos únicos como la continuidad de la estructura constituyen hechos poco comunes para los reservorios de la cuenca del Golfo de San Jorge, de modo que fueron detenidamente analizados.

El bloque se encuentra íntegramente modelado con RMS Roxar, teniendo en cuenta la proporción de facies, geometría, orientación y arquitectura de las arenas. El OOIP calculado mediante esta técnica fue contrastado con el resultado del mapeo tradicional de capas en la zona desarrollada del bloque, mostrando muy buena coincidencia.

El comportamiento dinámico del bloque fue modelado mediante balance de materiales, llevando a un plan preliminar de desarrollo que contempla 139 pozos, entre perforaciones y la reactivación del bloque Cañadón Botella. El plan final se desprenderá de los resultados de la simulación dinámica en Eclipse, actualmente en proceso de implementación.

Introducción

El Bloque Grimbeek se ubica en el sector centro norte del área de contrato denominada Manantiales Behr, la que a su vez se encuentra aproximadamente a 30 Km al Norte de la ciudad de Comodoro Rivadavia en la Provincia de Chubut, Cuenca del Golfo San Jorge, Argentina. (Fig.1).

Este Campo se conoce como el resultado de la estrategia exploratoria en áreas maduras llevada a cabo durante los años 2000 y 2001 (Jalfin *et al.* 2002). Un agresivo plan de desarrollo de estas zonas condujo a Manantiales Behr a un significativo incremento en la producción, pasando de un promedio de 1000 m³/d en 1999 a 2700 m³/d de petróleo en la actualidad, proviniendo un 15% de Grimbeek II. Las necesidades de aceleración de la producción frente a un período de excepcional precio del barril de crudo llevaron en los últimos años a la planificación de desarrollar rápidamente el área que se apoyó en herramientas geoestadísticas, de modelado y visualización 3D, estudios especiales de pozos y simulación dinámica que contribuyeron a señalar las áreas con mayores probabilidades de expansión del yacimiento.

En este trabajo se brindará una reseña geológica subregional del área Manantiales Behr y se presentará la evolución del yacimiento desde su descubrimiento a su desarrollo. Se dan a conocer también las principales características del campo a partir de un modelo estocástico 3D donde se reflejan tanto los rasgos arquitectónicos (ordenamiento espacial de las arenas) como las

heterogeneidades internas de los principales reservorios y la evolución de los fluidos conforme avanza la explotación del bloque.

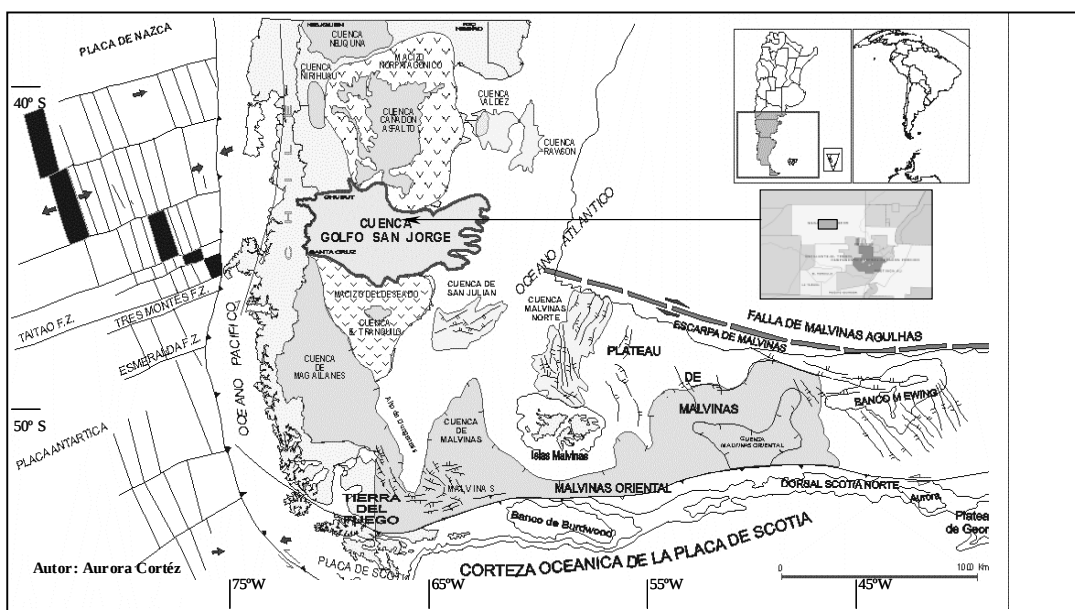


Fig.1. Mapa de ubicación del área de estudio.

Historia del descubrimiento y estrategia de desarrollo del bloque grimbeek II

La historia de exploración de Manantiales Behr se remonta a la primera mitad del siglo XX con el descubrimiento de las áreas denominadas Myburg, El Alba Valle, La Begonia, Escalante Norte y San Diego. Desde su descubrimiento, el área de contrato ha sido operada por distintas compañías (Yacimientos Petrolíferos Fiscales, AMOCO, ASTRA-Pérez Compac). Finalmente, siendo REPSOL accionista mayoritaria de ASTRA, con la adquisición de YPF S.A. se consolidaron las operaciones que poseían ambas compañías bajo la responsabilidad de REPSOL YPF. El descubrimiento de Grimbeek ocurrió con la perforación del pozo AGbk.a.401 en marzo del 2000 (Jalfin *et al.* 2000) siendo Manantiales Behr parte del consorcio ASTRA-Pérez Compac, de allí que la sigla del pozo lleva por delante la letra "A" (ASTRA). Asimismo, la categoría de pozo de avanzada obedeció a su riesgo y/o distancia respecto a otros pozos productivos. A partir del 2001 REPSOL YPF pasó a formar parte propietaria del 100% de Manantiales Behr y los sucesivos pozos fueron perforados con la sigla Gbk.

Al igual que lo ocurrido en muchas otras áreas maduras del mundo, el descubrimiento de Grimbeek se debe gracias a la registración de sísmica 3D; la aplicación de nuevas herramientas exploratorias en el área (modelado geoquímico, historia de migración y llenado de reservorios) y por último, el beneficio que otorga el cúmulo de información de los pozos perforados con anterioridad. El sector de Grimbeek poseía un relevamiento sísmico 3D desde 1997 el que fuera recién interpretado a partir de fines de 1999. Las primeras interpretaciones sísmicas de Righetti (2000) posibilitaron definir los cierres de la estructura y poner de manifiesto que los pozos exploratorios y de avanzada previamente perforados (H.x-295, ACBN.a-402, ACBN-403, se habían ubicado en posiciones relativamente bajas. (Rodríguez *et al.* 2005).

Adicionalmente, el mapeo de la estructura del basamento económico y el modelado geoquímico, señalaron al depocentro de Cañadón Botella como una cocina capaz de expulsar los hidrocarburos que a través de la migración vertical de la falla norte (lineamiento El Alba Valle) habría llenado los reservorios (Jalfin *et al.* 2002). Estudios posteriores, que convergen y llevan a elaborar este trabajo, muestran al bloque Grimbeek asociado íntimamente al descubrimiento y desarrollo de la estructura de Cañadón Botella inmediatamente al sur de la primera.

Luego de dos años del descubrimiento y el acelerado desarrollo del bloque Grimbeek se intentó delimitar el mismo mediante la perforación de diversos pozos de avanzada hacia el Este en posiciones estructuralmente más bajas con resultados variables y poco alentadores. El elevado riesgo de una de las propuestas llevo a dar participación al Departamento de Exploración de la Compañía encargado de la Cuenca del Golfo San Jorge. De esta manera, en Mayo de 2002 se perfora el pozo exploratorio Gbk.x-610 con objetivos profundos dentro de las Formaciones Comodoro Rivadavia, Mina El Carmen y Pozo D-129 desestimando niveles superiores principalmente por la localización estructural de los potenciales reservorios respecto de áreas conocidas. La realidad evidenció solo tres capas con excelentes características petrofísicas y de saturación de fluidos hacia el tope del Miembro Inferior (San Diego) de la Fm. Yacimiento El Trébol de edad Cretácica tardío. Por lo tanto y contrariamente a lo esperado inicialmente, los esfuerzos del grupo de desarrollo del Area de Reservas Manantiales Behr se abocaron a evaluar la potencialidad del nuevo campo. Consecuentemente los pozos de avanzada Gbk.a-631, Gbk.a-634, Gbk.a-635 y Gbk.a-643 ubicados al Sur, Sudeste, Oeste y Este respectivamente del sondeo exploratorio se perforaron en el transcurso de un año con muy buenos resultados. De este modo, se inició un agresivo plan de desarrollo de la estructura de Grimbeek II que cuenta actualmente con 54 pozos (Fig. 2).

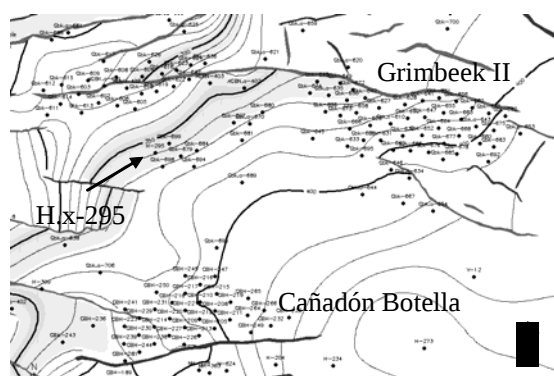


Fig.2. Desarrollo actual Campo Grimbeek II.

El análisis de la estructura, comportamiento de la presión de reservorios con la evolución de la producción y la marcada analogía entre Grimbeek II (GbK II) y Cañadón Botella (CBH) hicieron posible proponer la hipótesis de la existencia de un gran bloque prácticamente continuo tanto en el aspecto geológico como en la distribución de fluidos. De acuerdo a la posición estructural del pozo exploratorio H.x-295 se decidió reensayar los reservorios temporalmente equivalentes a estos dos bloques, comprobándose 1600 l/h de petróleo. En consecuencia desde el año 2003 se encuentra en producción efectiva.

Con el afán de ajustar el modelo de soporte de presión propuesto del que se hablara mas adelante, se llevaron a cabo mediciones de gradientes de presión en algunos de los pozos de CBH. Los datos fueron lo suficientemente alentadores como para reparar los sondeos CBH-215 y CBH-214 con excelentes resultados.

El avanzado estudio de la zona permite generar un adecuado plan de desarrollo estimando la productividad del total del bloque en los próximos años.

Estratigrafía

A pesar de la posición relativamente marginal que ocupa Manantiales Behr sobre el flanco norte de la Cuenca del Golfo San Jorge (CGSJ), existe una sucesión estratigráfica completa (Fig.3). Curiosamente, en Manantiales Behr la columna productiva de hidrocarburos esta constituida por reservorios de todas las unidades estratigráficas y además incluye, en ventana de generación, a las dos rocas madres reconocidas en la Cuenca.

En el sector central de esta área, en las proximidades del bloque Voster, se haya un alto de basamento probablemente de edad Paleozoica o del Mesozoico Temprano (?). Similarmente hacia

el NE de Manantiales Behr algunos pozos han alcanzado rocas graníticas de basamento que indican la proximidad del borde de cuenca. En discordancia se desarrolla el complejo vulcanoclástico conocido como Grupo Lonco Trapial o Bahía Laura (Jurásico Temprano) que constituye el denominado “basamento económico o sísmico”. Por encima, en discordancia, se encuentran las sedimentitas fluvio-lacustres pertenecientes al Grupo Las Heras integrado por las Formaciones Pozo Anticlinal Aguada Bandera compuesta por fangolitas ricas en materia orgánica y Fm. Pozo Cerro Guadal que 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 también informalmente llamadas “Neocomiano”. Esta secuencia se encuentra rellenando los depocentros de Granson y Cañadón Botella que se desarrollaron durante la etapa de synrift. Estas pelitas, ricas en materia orgánica, fueron alumbradas en Granson por el pozo Gr.xp.602 y han sido asignadas al Neocomiano por su abundancia en el contenido *Celyphus rallus* (Barreda *et al.* 2003). El Neocomiano constituye una de las dos rocas madres de la CGSJ (Figari *et al.* 1999). Después de los descubrimientos de La Carolina y Granson, la secuencia neocomiana ha sido revalorizada reconociéndose su eficiente capacidad generadora en ámbitos marginales del flanco norte de la Cuenca (Bellosi *et al.* 2002; Jalfin *et al.* 2002). Una profusa sedimentación lacustre representada por la Formación Pozo D-129 o Complejo V (121.5 -112 Ma) ocurre con el inicio de la fase de sag (Fitzgerald *et al.* 1990). Esta incluye una sucesión de pelitas oscuras, ricas en materia orgánica, intercaladas con rocas carbonáticas (estratos oolíticos), tobas y areniscas tobaceas retrabajadas. Sin lugar a dudas, esta unidad representa el volumen la principal roca generadora de la CGSJ (Figari *et al.* 1999). En distintos sectores de Manantiales Behr (ej. El Alba Valle, La Carolina, Escalante Norte) el tope de la Fm. Pozo D-129 enseña el desarrollo de cuerpos fluvio-deltaicos lacustres donde la presencia de areniscas, en parte tobaceas, poseen buenas condiciones de reservorio. A la discordancia de 112 Ma se le sobreponen los sedimentos esencialmente fluviales del Grupo Chubut. La sección se inicia con cuerpos canalizados, a veces amalgamados que conforman la sección basal de la Fm. Mina El Carmen o Complejo IV (Aptiano-Albiano). La secuencia evoluciona a una sucesión predominantemente piroclástica compuesta por tobas, tobas retrabajadas dentro de la planicie de inundación a veces con rasgos variables de edafización. Esta monótona sucesión es interrumpida por delgados y aislados depósitos de canal que resultan en reservorios de aceptable calidad pero desconectados y de poca continuidad lateral.

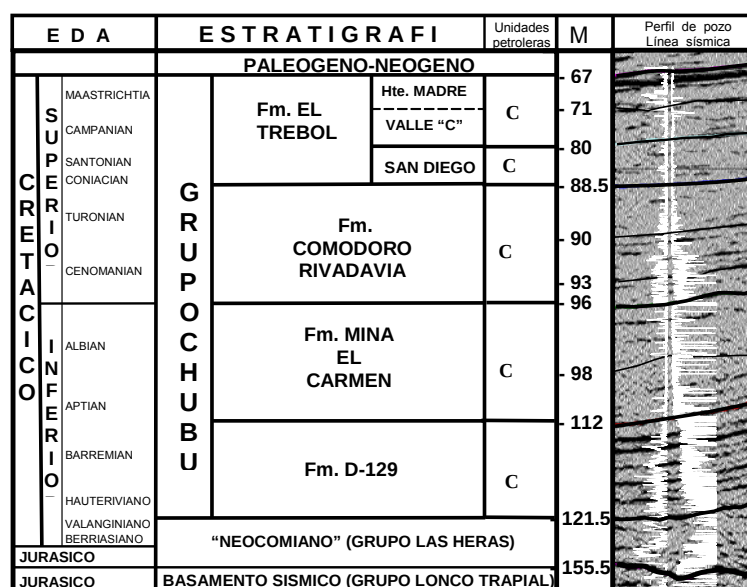


Fig.3. Columna Estratigráfica

Aproximadamente en la sección media de la Fm. Mina El Carmen (MEC) es frecuente observar la superposición de dos a cuatro cuerpos arenosos que son interpretados como el resultado de una reducción del espacio de acomodación que diera lugar a un límite de secuencia que se data en 98 Ma (Bridge *et al.* 2000). Previamente a la culminación de la Fm. MEC, probablemente debido a la

reducción del espacio de acomodación que antecede a la principal discordancia intrachubutiana (96 Ma), se encuentran canales multiepisódicos que tienen en general buenas condiciones de reservorio en todo el área. Por encima de la discordancia de 96 Ma, se deposita la Fm Comodoro Rivadavia o Complejo III (Cenomaniano-Coniaciano). Esta unidad representa un sustancial cambio en la arquitectura aluvial siendo que se incrementa considerablemente la proporción canales superpuestos y lateralmente conectados. Esta Formación puede ser subdividida en tres secciones separadas por superficies erosivas de relieve variable cuyas edades son de 96 Ma (discordancia basal de la Formación Comodoro Rivadavia), 93 Ma y 90 Ma.

Dado que la Formación Comodoro Rivadavia provee los principales reservorios del que interesan a este trabajo, sus características serán tratadas extensamente en otros puntos de este trabajo. El Grupo Chubut termina con la depositación fluvio-deltaica de la Fm. Yacimiento El Trébol (88.5-67 Ma) en la que se reconocen tres Miembros: San Diego o Complejo II de edad Coniaciana-Santoniana, Valle "C" (Santoniano-Campaniano) y Horizonte Madre que alcanza el Maastrichtiano. Estos dos últimos conforman el Complejo I.

La pila sedimentaria culmina con las secuencias terciarias de las Formaciones Salamanca, Río Chico, Sarmiento, Patagonia y Santa Cruz Supracretácicos-Neógeno (Bellosi 1995; Legarreta y Uliana 1994). Si bien en el pasado las areniscas transgresivas de la Fm. Salamanca, denominadas "Glaucónítico" han producido hidrocarburos, hoy las unidades terciarias no revisten interés económico y por lo tanto que no han sido discriminadas en la columna.

Estructura y configuración de la trampa

El diseño de entrapamiento clásico como generalidad de la Cuenca es de tipo combinado estructural – estratigráfico prevaleciendo uno sobre otro de acuerdo a características locales. El bloque Grimbeek II enseña una estructura relativamente simple constituida por un homoclinal tendido ascendente al ENE basculado en dirección opuesta según el desplazamiento relativo de la falla principal de Grimbeek (falla que aunque segmentada, con rumbo E-W atraviesa toda el área de Manantiales Behr conformando el lineamiento El Alba Valle (Jalfin *et al.* 2002) (Fig.4) y fallas menores). Una marcada característica del área de reservas es que ya las fallas inclinan hacia el norte o al sur, el ángulo en que lo hacen es aproximadamente constante de 65°. La falla norte posee geometría más o menos planar, alcanzando en profundidad el basamento económico (Grupo Lonco Trapial / Bahía Laura). El rechazo vertical a lo largo del rumbo varía desde 12 a 50 m. Asociada a este sistema de fallas se observan fallas antitéticas menores buzantes hacia el Sur que interceptan parcialmente la pila sedimentaria sin provocar una significativa compartimentalización de los reservorios.

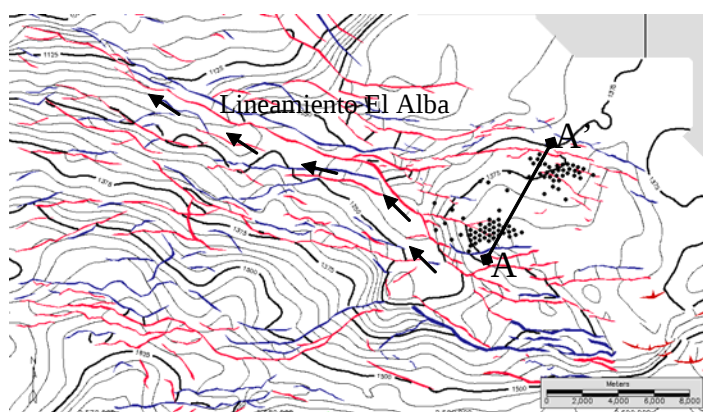


Fig.4. Marco estructural área de contrato Manantiales Behr.

Si bien no se conocen en la zona afloramientos de los reservorios análogos alojados en esta sección de la columna estratigráfica, al igual que en el resto del flanco Norte de la CGSJ, éstos tienen una dirección de paleocorrientes hacia el Sur (Hechem 1998) aunque localmente se acepta que los mismos tienen orientación dominante N350 con un rango de variación de $\pm 15^\circ$.

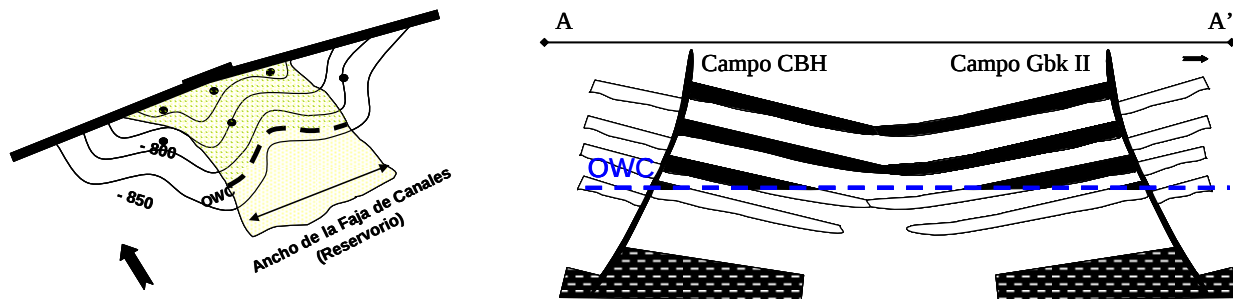


Fig.5. Diseño y orientación esquemática de la estructura y de reservorios. Diagrama de trampa combinada, estructural – estratigráfica. OWC = Contacto agua – petróleo.

La red de drenaje habría atravesado perpendicularmente las fallas dado que éstas no exhibían crecimiento contemporáneo a la sedimentación de la Formación Yacimiento El Trébol (88.5 a 67 Ma). Dicho esto, cabe esperar que el espesor de los cuerpos de arena se mantenga constante a ambos lados de las fallas. El entrampamiento logrado por el cierre E-O y SO-NE (fig.2) es completado por acuñamiento de las capas (pinchouts) y/o deterioro de las condiciones de reservorio que ocurre hacia los bordes de los canales que al superponerse lateralmente pueden configurar barreras de permeabilidad. (Fig.5). El dominio de la componente estructural sobre la estratigráfica se concentra en las inmediaciones de las fallas mientras que la relación se equilibra e incluso se invierte en zonas distales con reducida a nula estructuración.

La acumulación de hidrocarburos se aloja a lo largo de toda la extensión del bloque.

Caracterización de los reservorios

Facies

A partir de la descripción de testigos coronas, cortes delgados, morfología de perfiles eléctricos y datos de porosidad y permeabilidad se definió la geología simplificada de la zona con un arreglo de distribución de tres facies (Fig.6). La facies 0 que representa el conjunto de sedimentitas de grano fino; la facies1, integrada por conglomerados y areniscas gruesas gradadas con estratificación cruzada en artesa y facies2, compuesta por areniscas medianas a finas con estratificación cruzada planar o en artesa. Las facies1 y 2 son los reservorios principales mientras que la facies 0 actúan como sellos efectivos. Cabe señalar que para los fines del modelado geocelular 3D la facies 0 se define con porosidad igual a cero y saturación de agua igual a uno. De este modo nos aseguramos que aquellas litologías de mezcla (gr. limolitas arenosas) que no tienen capacidad de almacenamiento de hidrocarburos no sean incluidas en los cálculos volumétricos de petróleo original in situ (OOIP). (Rodríguez *et al.* 2005)

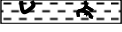
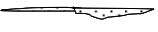
Facies	Litología	Geometría	Ambiente
0	Limolitas macizas o pobremente laminadas. Abte. bioturbación y suelos inmaduros.	 Tabular	Planicie de inundación distal
1	Areniscas gruesas a conglomerádicas con clastos blandos, estratificación cruzada en artesa.	 Cuerpos amalgamados	Canales activos
2	Areniscas medianas a finas con estratificación cruzada planar o en artesaas, limolitas macizas.	 Cuerpos canalizados menores y formas lobuladas	Planicie de inundación proximal (canales de alivio y explayamientos)

Fig.6. Tabla de facies incluidas en el modelo de caracterización de reservorios.

La facies 1 posee mejor calidad de reservorio que la facies 2 ya que la porosidad efectiva normalmente alcanza el 31% con un media aritmética de 19% aunque este parámetro también llega a ser del 0% debido a la presencia de zonas intensamente cementadas con carbonatos que actúan como barreras de permeabilidad internas en el reservorio. La ecuación condicional para discriminación de la facies 1 se basa en el contenido de arcillas e independiente de la porosidad mientras que para la facies 2 si se adiciona el volumen poral,

$$\text{SI } VCL < 0.3 \Rightarrow \text{Facies} = 1; \text{ si } (VCL < 0.3) \text{ y } (\phi > 0.1) \Rightarrow \text{Facies} = 2$$

Es decir, si el volumen de arcilla es menor al 30% la facies asignada es facies1. Sin embargo, si la arcillosidad supera el 30% pero la porosidad es mayor al 10% la facies no es arcilla sino que representa una variedad de reservorio de menor calidad que el anterior (facies2) y por su puesto, de no cumplirse ninguna de las condiciones anteriores, la facies0 asignada serán las arcillas de la llanura de inundación.

En los registros eléctricos la facies0 está restringida por la línea de base de las pelitas.

Presiones y fluidos

La abundante disponibilidad de datos de presión, obtenidos mediante la medición sistemática con herramientas de pozo abierto a lo largo de la historia del proyecto, permitió identificar una leve declinatoria de la presión con el tiempo. Como puede ser apreciado en la figura 7, los primeros datos medidos corresponden al pozo descubridor del bloque (Gbk.x-610) con una presión de 45.5 atm (4.61 MPa) a 400 mbnm.

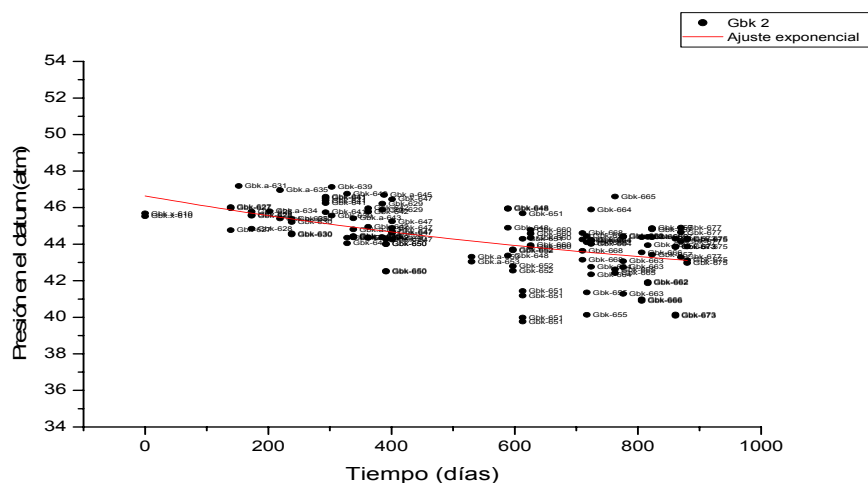


Fig. 7. Datos de presión en función del tiempo. Datum: 400 mbnm.

Puede verse que, en más de dos años de producción, la presión media había caído en promedio 1.5 atm (0.15 MPa) respecto del valor inicial con una producción acumulada por encima del 30% de las reservas del bloque estimadas al momento.

Esto claramente evidenciaba que los pozos estaban experimentando los efectos de un soporte de presión, cuyo origen podía deberse a la presencia de un casquete de gas, un acuífero activo o a una estructura de tamaño mayor al que se tenía conocimiento.

En líneas generales, no se ha tomado más de una medición de presión por arena en cada pozo, de modo que los datos graficados en la figura 7 no sólo corresponden a distintos pozos (cuyo nombre se indica) sino que adicionalmente corresponden a distintas arenas. Esto último constituye un aspecto interesante, dado que la figura también muestra una tendencia general en la evolución de las presiones medidas, cuya dispersión se incrementa con el avance de la producción del campo. Este

hecho se contraponen con la hipótesis generalmente aceptada de reservorios lenticulares, desconectados entre ellos. Por el contrario, la figura estaría dando las primeras evidencias de algún grado de conectividad tanto lateral como vertical para las arenas del proyecto.

Las figuras 8 y 9 muestran el análisis de los datos en función de la profundidad. Dado que la fig.7 muestra que la dispersión de las mediciones se incrementa a medida que avanza la producción, en estos gráficos sólo se utilizaron las primeras mediciones de modo de evitar que las perturbaciones introducidas con el tiempo vuelvan engorroso el análisis.

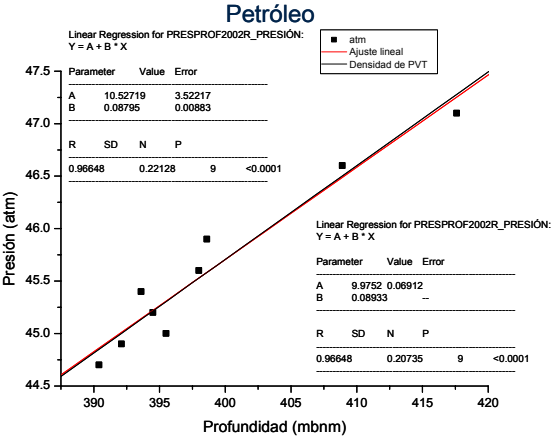


Fig. 8: Presiones medidas en arenas de petróleo

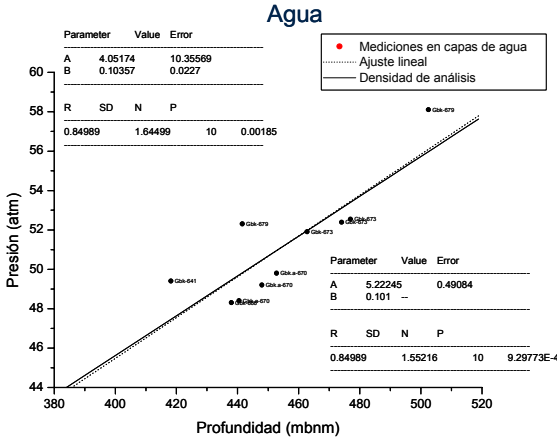


Fig. 9 Presiones medidas en arenas de agua

El gráfico de los datos medidos en arenas de petróleo muestra dos ajustes. En el primero de ellos tanto la ordenada al origen como la pendiente fueron ajustadas, mostrando una densidad calculada de $\rho_{\text{PVT}}(P_{\text{res}}, T_{\text{res}}) = 880 \text{ Kg/m}^3 \pm 90 \text{ Kg/m}^3$ cuando el PVT medido mostró que la densidad en condiciones de fondo tiene un valor de: $\rho_{\text{PVT}}(P_{\text{res}}, T_{\text{res}}) = 893.3 \text{ Kg/m}^3$.

Petróleo		Agua	
$\rho_{\text{PVT}}(P_{\text{res}}, T_{\text{res}}) = 893 \text{ Kg/m}^3$		$\rho_{\text{LAB}}(P_{\text{res}}, T_{\text{res}}) = 1010 \text{ Kg/m}^3$	
$\rho_{\text{RFT}}(P_{\text{res}}, T_{\text{res}}) = (880 \pm 90) \text{ Kg/m}^3$	$R = 0.97$	$\rho_{\text{RFT}}(P_{\text{res}}, T_{\text{res}}) = (1000 \pm 200) \text{ Kg/m}^3$	$R = 0.85$

Esta coincidencia entre ambos valores de densidad estaría mostrando que las distintas arenas poseen el mismo petróleo, en tanto que la elevada correlación del ajuste $R=0.97$ indicaría que todas ellas se encuentran en el mismo régimen inicial de presiones (en equilibrio). Si bien esto no confirma la conexión de las arenas, es una condición necesaria.

Una situación similar se presenta con las mediciones realizadas en agua, salvo que la cantidad de datos disponibles es menor, al igual que la calidad de las arenas, de modo que se presenta algo más de dispersión.

La figura 10 ejemplifica la depleción con el tiempo sufrida por una de las arenas principales del proyecto (capa A30) durante el primer año de producción. Los datos corresponden a distintos pozos, y se encuentran espaciados cada seis meses. Nuevamente, las presiones se alinean con la densidad del petróleo medida en laboratorio a pesar de corresponder a zonas lateralmente distanciadas, mostrando la existencia de una elevada conectividad lateral.

Una vez ajustadas las curvas de presión en función de la profundidad para los tres fluidos, fue posible calcular la posición de los contactos realizando la correspondiente propagación de errores, obteniéndose los siguientes resultados.

$GOC = 375 \text{ mbnm} \pm 9 \text{ m}$

$OWC = 414 \text{ mbnm} \pm 60 \text{ m}$

Como es de esperar, el error asociado al cálculo del contacto agua-petróleo es elevado a causa de la dispersión que poseen los datos medidos en agua, derivando en rangos excesivamente amplios para

ser utilizados en cualquier cálculo posterior. Por lo tanto, fue necesario acotar estos valores combinándolos con la restante información disponible.

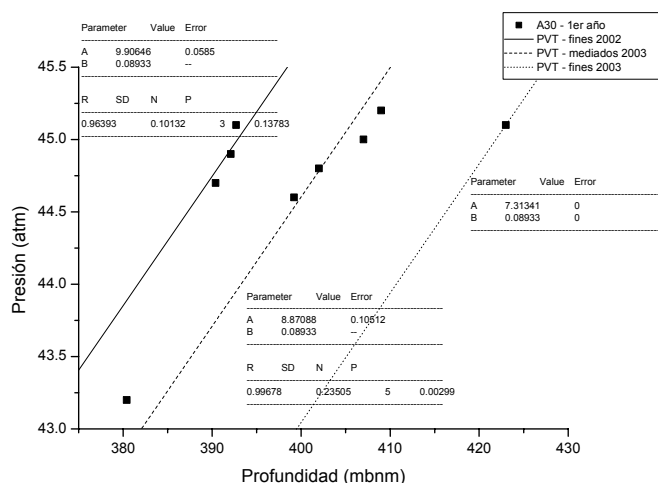


Fig. 10. Depleción de la arena A30

A fines del año 2004 ningún pozo había atravesado el contacto gas-petróleo, de modo que éste fue fijado utilizando como referencia el petróleo más alto conocido, correspondiente al pozo Gbk-679 en 375mbnm. Para el contacto agua-petróleo, se utilizó como referencia el petróleo más bajo conocido según mostraron los pozos Gbk-675, Gbk-677 y V.x-12, contrastándolo con las curvas de presiones capilares reportadas del análisis de la corona del pozo Gbk-663 y las saturaciones de agua provenientes de la interpretación petrofísica. Los valores finalmente adoptados fueron:

GOC = 375 mbnm

OWC = 435 mbnm

El patrón de distribución que sigue la saturación de fluidos en el reservorio depende directamente de las características de cada una de las facies y de la altura de cada punto en el espacio respecto del OWC. Por esto, el modelo de saturación de agua (S_w) se generó a partir de la obtención de curvas de capilaridad en laboratorio transformando con posterioridad los valores de presiones capilares a altura desde el OWC. (Fig. 11).

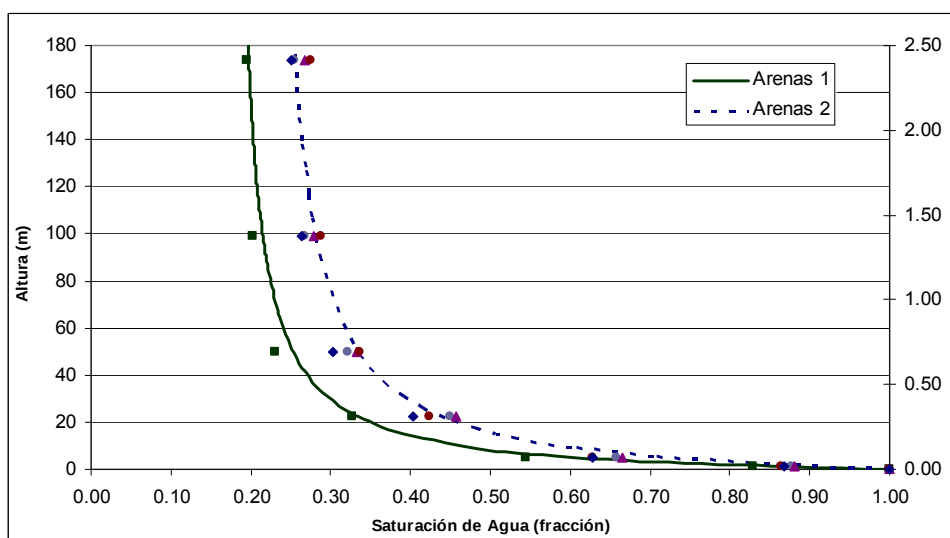


Fig. 11. Curvas de ascenso capilar para facies 1 y 2.

De acuerdo a la descripción mineralógica de las rocas, la porosidad, el porcentaje de minerales y argilominerales de cada una de ellas y la producción de los pozos perforados, era de esperar valores de S_w irreducible ($S_{w_{irr}}$) bajos.

Petrográficamente, en términos generales, las samitas son arenitas líticas. El porcentaje de cemento normalmente es sólo 1 a 2% aunque localmente llega a ser del 23%. Su composición es predominantemente calcítica con subordinadas ceolitas. El tamaño poral predominante es mesoporal y las texturas son predominantemente intergranulares, con una presencia subordinada de texturas intragranulares y móldicas. Entre las arcillas presentes se destaca la abundancia de smectita con una participación subordinada de clorita y en menor proporción aún se encuentran la caolinita e illita.

No obstante el contenido de arcillas en general es escaso, la combinación entre el porcentaje relativo de las smectitas (hasta un 80%) y el agua y petróleo viscoso que saturan el espacio poral hace que las zonas de transición de ascenso capilar alcancen aproximadamente 50 m y por lo tanto casi la totalidad la zona de interés está ubicada dentro de la zona de transición.

Como ya se verá más adelante, no se comprobó soporte de presión por empuje de agua. A pesar que la conectividad vertical de los reservorios es buena en toda el área, localmente los cambios de permeabilidad son importantes posibilitando la producción de hidrocarburos líquidos en las cercanías del OWC.

Características del petróleo

Claro está, que la existencia de un contacto gas-petróleo se contradecía con el análisis PVT realizado sobre muestras del pozo Gbk-628, que hablaba de un petróleo subsaturado con una presión de burbuja de 19.6 atm (1.99 MPa).

Si bien en la zona alta de la estructura se verificaba la presencia de gas libre en condiciones de reservorio, seguía sin haber evidencia concluyente que demostrase la conexión entre ese “casquete” de gas y el petróleo presente en la zona baja de la estructura.

Se decidió, entonces, modificar sintéticamente el estudio PVT incrementando la cantidad de gas disuelto hasta obtener una presión de burbuja a temperatura de fondo de 43.3 atm, valor correspondiente a la profundidad del contacto gas-petróleo calculado. Los principales resultados se muestran en la Tabla 1.

	PVT Original	PVT Sintético
Temperatura de Reservorio	59.5 °C	59.5 °C
Presión de Reservorio (400 mbnm)	45.5 atm	45.5 atm
Presión de Burbuja	19.6 atm	43.3 atm
Gas Disuelto	6.7 sm ³ /sm ³	17.9 sm ³ /sm ³
Densidad (Pstd – Tstd)	930 Kg/m ³	930 Kg/m ³
Densidad (Pres – Tres)	890 Kg/m ³	880 Kg/m ³
Viscosidad (Pres – Tres)	147 cp	36 cp

Tabla 1: Principales datos del PVT de laboratorio y del PVT sintéticamente modificado

La corrección realizada a la muestra original fue muy leve en masa, mostrando una ligera variación de la densidad en condiciones de fondo y los mismos valores en condiciones de superficie.

El gas disuelto pasó de los 6.7 sm³/m³ originales a 17.9 sm³/m³, un error que se considera factible de haber tenido lugar en el momento de la toma de la muestra, realizada a fines del año 2002 unos meses después de la perforación del pozo descubridor.

Con el tiempo más de un pozo atravesó el GOC, confirmando el carácter saturado del petróleo, como se muestra a continuación para el pozo Gbk-649 donde se resalta el cruce densidad-neutrón. Esto confirmaba el equilibrio entre gas y petróleo dentro de la zona desarrollada, de modo que se avanzó en un análisis isotópico de C¹³ y H² para verificar el origen del petróleo y el gas en zonas más distantes.

Para el análisis se muestreó petróleo del pozo Gbk-655 –Gbk II- y gas del Gbk-637 –Gbk I-. Las conclusiones del estudio fueron que las muestras poseen la misma impronta isotópica, por lo que tienen el mismo origen. Si bien esto no es suficiente para confirmar la continuidad de la estructura, es una evidencia más que apunta en la misma dirección.

Paralelamente, se adecuaron las instalaciones de medición de gas en el campo observándose que los pozos producen con una presión dinámica de fondo superior a las 20 atm. En caso de ser correcto el PVT original, el GOR del campo debería coincidir con el R_s , ya que ninguna capa cercana al contacto gas-petróleo se puso en producción.

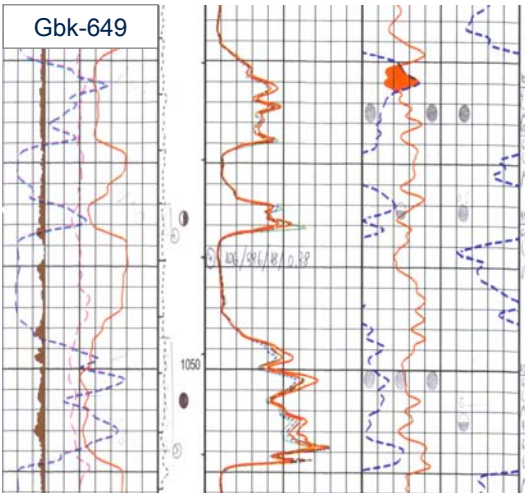


Fig. 12. Cruce de gas en el pozo Gbk-649.

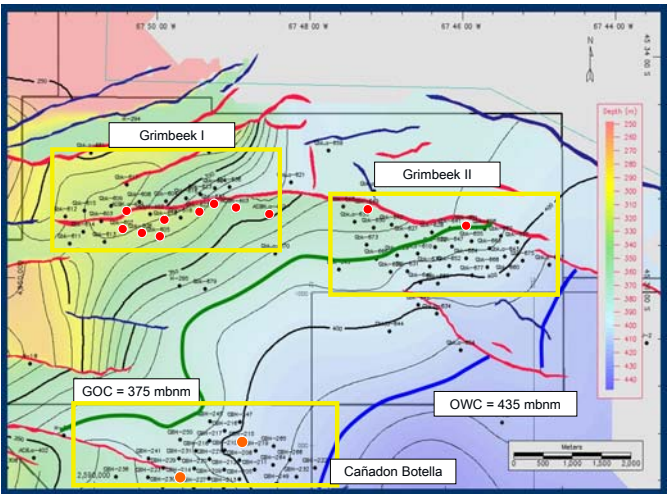


Fig. 13. En rojo, pozos con ensayos de gas y con cruce curvas densidad neutrón.

El caudal de gas medido fue de 31000 sm³/d, correspondientes a un GOR de 90 sm³/sm³, confirmando el carácter saturado del petróleo. En el caso de fluido subsaturado, se deberían haber medido 2300 sm³/d (Tabla 2).

	Caudal de Gas	GOR
Teórico con PVT original	2300 sm ³ /d	6.7 sm ³ /sm ³
Medido en campo	31000 sm ³ /d	90 sm ³ /sm ³

Tabla 2: Caudal de gas medido en campo vs teórico del PVT original.

Finalmente, y dado que la corrección que el PVT sintético le introdujo a la viscosidad fue significativa, se compararon los resultados del ensayo de presiones realizado en el pozo Gbk-660 con la interpretación de la corona extraída en el Gbk-663 según muestra la Tabla 3.

	PVT Sintético – 36 cp	PVT Original – 147 cp
Permeabilidad – TST	970 md	4020 md
Permeabilidad - Corona	980 md	

Tabla 3: Permeabilidad de TST vs Corona.

La permeabilidad derivada del ensayo de presiones utilizando para el cálculo la viscosidad de 36cp es de 970 md, en concordancia con los 980 md que se desprenden de la relación de permeabilidad a porosidad de la corona. En cambio, aplicando los 147 cp originales se encuentra una permeabilidad calculada de 4020 md, valor muy por encima de la máxima permeabilidad medida en los mejores plugs de la corona (aproximadamente 2600 md). Al momento, el equilibrio de presiones entre fluidos y arenas, y la existencia de contactos únicos confirmaba la existencia de una estructura conectada. Al mismo tiempo, los contactos únicos también estaban dando lugar a la presencia de un casquete de gas o un acuífero, que junto con las dimensiones de la estructura son los factores necesarios para el soporte de presión mostrado en la figura 7.

Ambiente sedimentario

Los reservorios de interés se concentran en el Miembro San Diego como tramo inferior de la Fm. Yacimiento El Trébol (Complejo II).

Las arenas productivas que competen a éste trabajo, constituyen una sucesión de depósitos de canal multiepisódicos depositados por un sistema fluvial a fluvio - deltaico de tipo meandriforme arenoso de moderada sinuosidad con una dirección de paleocorriente predominante NO – SE y N – S. Las facies descritas a partir de testigos corona, se interpretan como el resultado de la depositación en varios subambientes: Depósitos de corrientes tractivas y en parte cargadas de sedimentos de energía variable disminuyendo hacia en tope. Ocasionalmente con episodios de baja energía donde dominan los procesos de decantación y condiciones favorables para la actividad biológica. (Depósitos de canales fluviales). Son frecuentes también depósitos grano decrecientes generados como consecuencia de desaceleración de las corrientes y por último sedimentos relacionados a procesos de decantación con o sin improntas de edafización o actividad orgánica.

A través de datos palinológicos (Archangelsky *et al.* 1994), y la presencia de vertebrados carnívoros de gran porte sugiere que las condiciones climáticas reinantes durante el tiempo de depositación de la Fm Comodoro Rivadavia eran húmedo, templado cálido. Consecuentemente, el arreglo de facies y la arquitectura de las secuencias aflorantes sugieren que el sistema fluvial habría sido de tipo perenne (Bridge *et al.* 2000) con crecidas estacionarias y no efímero como han sugerido otros autores.

Cladera *et al.* 2004, describen los controles y procesos estratigráficos para la preservación de restos de vertebrados en zonas aledañas a la Cuenca del Golfo San Jorge discriminando las asociaciones de facies sineruptiva, posteruptiva temprana y posteruptiva tardía. En esta ultima etapa, los cauces comenzaron a mostrar importante migración lateral en un marco paleogeográfico con moderadas a bajas pendientes y alta disponibilidad de material fino donde los depósitos resultantes consisten en fajas de canales multiepisódicos de geometría tabular y con relativamente buena selección granulométrica (CHmt) asociados lateralmente a facies de desborde (Pd) y niveles edáficos (Pp).

Si bien no se conocen afloramientos en la zona representantes de la Fm. Yacimiento el Trébol, la amplia distribución de los depósitos de canales activos como de explayamientos y las abundantes evidencias de procesos pedogénicos pueden sin duda ser relacionados a condiciones ambientales similares a las propuestas por estos autores.(Fig.14).

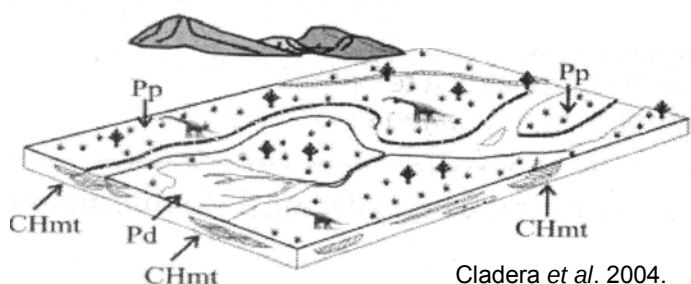
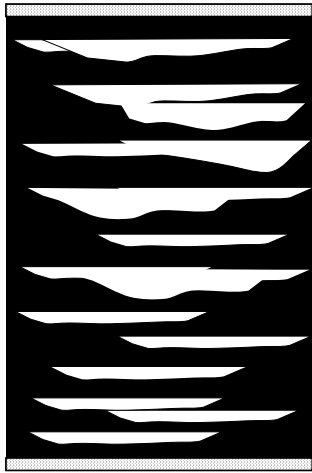


Fig. 14. Modelo conceptual del sistema posteruptivo tardío análogo a las características arquitecturales definidas para el Bloque Grimbeek II.

La distribución vertical de facies y sus relaciones de espesores sugieren una evolución con tendencia progradante del sistema mientras que la importante distribución espacial de los cuerpos de arena en relación con las bajas pendientes de área lleva a pensar en la existencia de un importante espacio de acomodación.

Tanto Fielding & Crane (1987) como Bridge, Jalfin y Georgieff (2000) señalan que relaciones arena / arcilla iguales o mayores al 50% presuponen una buena conectividad vertical de los cuerpos de arena. Sin embargo, la sección estudiada en este trabajo normalmente no supera el 35% y por ende la proporción de existencia de reservorios interconectados debería ser reducida. (Fig. 15).

TCII



TCIII

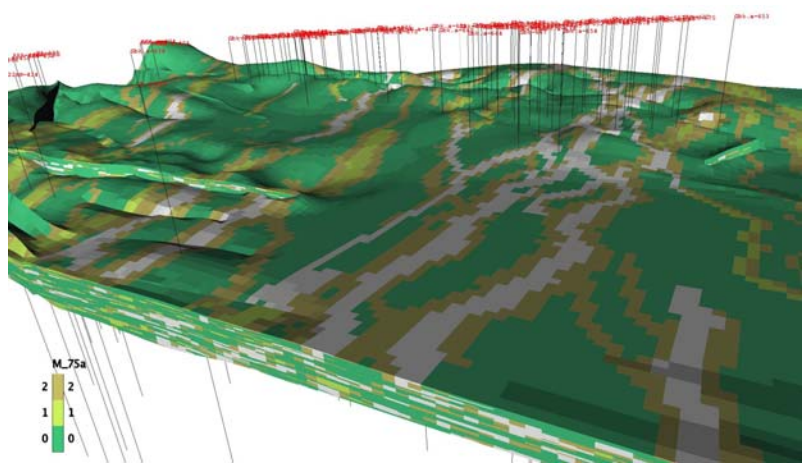


Fig. 15. Arquitectura y distribución espacial de los cuerpos arenosos interconectados (en blanco) alojados en la sección productiva del bloque.

El resultado del análisis de presiones de formación tomadas a pozo abierto aclara la situación y comprueba la excepción a la regla ya que la alta conectividad entre los reservorios de interés de la zona y un net to gross de 0.35 se contraponen con las experiencias previas publicadas por otros autores en la Cuenca del Golfo San Jorge.

La organización arquitectónica de los cuerpos de arena confiere a los reservorios conectividad tanto lateral como vertical en posiciones puntuales y de reducida extensión en toda el área viéndose interrumpida por intercalaciones pelíticas de moderada continuidad y permitiendo de esta manera, una distribución coherente de los fluidos dentro de los mismos.

La relación ancho / profundidad de los depósitos en todos los casos es menor a 100 sugiriendo sinuosidades moderadas a altas entre 1.06 a 1.2 confirmando que este sistema habría permitido un moderado desarrollo de planicies de inundación en las que se habrían desarrollado pequeñas lagunas y suelos inmaduros. Los cuerpos de agua habrían sido alimentados estacionariamente por aguas de desborde durante los períodos de crecidas. De este modo la geometría de los cuerpos de arena frecuentemente enseña alas (desarrolladas perpendicularmente a los mismos) que se interpretan como depósitos de explayamiento. Estos cuerpos areno / pelíticos sólo tendrían calidad de reservorio y contribuirían a la interconexión a una distancia menor de 300 m con respecto al borde de los canales ya que rápidamente parecen incrementar sus volúmenes de arcilla haciéndose impermeables (Jalfin *et al.* 1997b). Como ya se mencionara, estos cuerpos poseen menor calidad de reservorio viéndose incrementado el volumen de arcilla, por lo cual a modo de simplificación en el modelo 3D se los representa como facies de planicie de inundación proximal.

Con fines prácticos se decidió establecer tres facies representativas en la secuencia de acuerdo a posición respecto de los depósitos de canales activos (Fig. 6).

- Facies 1: todos los depósitos arenosos desde finos a gruesos aunque son comunes clastos de grava hacia la base del cuerpo asociados a areniscas medianas a gruesas que representarían la edificación y progradación de barras longitudinales.
- Facies 2: relleno de canales de alivio y complejos de explayamiento desarrollados en la planicie de inundación proximal en las adyacencias de los canales principales.
- Facies 0: relacionada a los depósitos de planicies distales.

Campo Cañadón Botella

Como se mencionó anteriormente, la figura 7 muestra el soporte de presión ejercido sobre los pozos de Grimbeek II. El modelo de fluido saturado da un posible origen a este soporte al contemplar la presencia de gas libre en el reservorio. También se señaló como otro posible origen la existencia de una estructura de tamaño mayor al inicialmente considerado.

Si bien la continuidad lateral entre Grimbeek I y II estaría contribuyendo a la leve declinatoria de la presión con el tiempo, resta explorar la continuidad de los reservorios hacia el sur, en dirección a Cañadón Botella.

Este proyecto perforado por YPF en la década del '50 produjo también de arenas ubicadas en el tope del Complejo II, temporalmente equivalentes a las explotadas en Grimbeek II. Los últimos pozos se sacaron de producción durante la década de 1970 por haberse encontrado depletados, aunque en algunos casos los métodos de extracción utilizados no fueron adecuados para la viscosidad del petróleo y la producción de arena, condicionando la finalización de su explotación.

En la Figura 13 se dibuja, al tope del CII, la posición aproximada de los contactos. Fue llamativo que el proyecto Cañadón Botella se ubicase íntegramente entre los contactos calculados utilizando los datos de Grimbeek II, abriendo la posibilidad a la existencia de reservorios conectados entre ambos bloques. Claro está que esto representaría un caso poco común dentro de la Cuenca del Golfo San Jorge, dado que ambos campos están separados por una distancia aproximada de 6 Km.

En caso de ser cierta esta hipótesis, las arenas depletadas de Cañadón Botella deberían haber recuperado presión después de tres décadas fuera de producción, ubicándose en valores muy cercanos a los encontrados por el pozo Gbk.x-610.

Fueron muy pocas las presiones medidas que se encontraron en los legajos de estos pozos (CBH) y a causa de su deteriorado estado mecánico sólo fue posible realizar nuevas medidas en dos pozos, pero fue suficiente para verificar que el recupero de presión tuvo lugar. (Tabla 4).

Pozo	Año 1969	Año 1974	Año 1976	Año 2004
CBH-214		9 atm		43 atm
CBH-215	6 atm	Fuera del total en 1978 por agotamiento		39 atm
CBH-230	Fuera del total en 1970 por agotamiento		14 atm	
CBH-236	Fuera del total por agotamiento		45 atm	

Tabla 4: Presiones medidas en el Campo Cañadón Botella.

El sondeo CBH-214 se midió en 1947 una presión estática de 9 atm, encontrándose en la actualidad un valor de 43 atm. Por otro lado, el CBH-215 registró 39 atm, habiendo quedado fuera del total por agotamiento en el año 1978, con un registro de 6 atm en 1969. En el caso del CBH-230 no fue posible medir nuevamente, pero las 14atm del año 1976 confirman las bajas presiones del momento. Un caso interesante lo presenta el CBH-236, que se sacó de producción en 1969 por agotamiento, y siete años después ya había restaurado a las 45 atm iniciales de Grimbeek II.

Otro punto interesante a notar es que en el año 1976 cuando el CBH-236 estaba nuevamente en 45atm, el CBH-230 sólo mostró 14 atm. Esto se debe a que el primero está relativamente alejado, en tanto que el CBH-230 está rodeado de pozos productivos, de modo que las presiones evolucionaron por separado.

Con respecto a esto último debe resaltarse que, si bien el modelo supone arenas conectadas, no se considera una transmisibilidad plena. La figura 15 muestra el modelo geológico con sus diferentes facies y se enfoca en el grado de conectividad para una facies determinada (color blanco), los puntos de contacto son limitados tanto areal como verticalmente. Por lo tanto, el paquete de arenas que inicialmente estuvo en equilibrio, gradualmente irá separándose de este estado a medida que avance la producción, dando lugar al incremento en la dispersión de las presiones medidas que muestra la figura 7 con el tiempo.

A modo de verificar el comportamiento de Cañadón Botella en condiciones dinámicas, el pozo CBH-215 fue reparado y puesto en producción desde hace aproximadamente un año mostrando una respuesta inclusive mejor que la esperada, a causa de la buena calidad de las arenas. El ensayo del CBH-214 durante la reparación mostró el mismo comportamiento que los pozos perforados en el resto del bloque, encontrándose actualmente a la espera de ser puesto en producción. (Fig.13).

Modelado geológico 3D

Debido al vertiginoso avance del desarrollo de la zona, los métodos tradicionales de cálculos de reservas evaluaban el potencial del yacimiento de manera conservadora por estar restringidos a la zona ya perforada y la actualización de los datos era lenta y engorrosa. La incorporación de nuevas tecnologías y el estudio detallado de los reservorios permitió generar un modelo en tres dimensiones de la sección estratigráfica productiva facilitando el ajuste en el cálculo de OOIP.

Grilla

La orientación y las dimensiones de las celdas unidad de la grilla 3D fueron seleccionadas a partir de las direcciones principales de drenaje de la cuenca al momento de la depositación de los cuerpos arenosos, el ángulo formado entre los reservorios y las fallas principales, la relación ancho / profundidad, espesores, rugosidad y sinuosidad de las facies canal y llanura proximal. Así, la celda mínima se definió con una sección cuadrada de 75 m x 75 m x 1 m de altura.

Parámetros del Modelado y Geometría de los Objetos

Si bien la columna sedimentaria de la Cuenca del Golfo San Jorge esta formada a partir de la depositación de sedimentos en ambiente continental desde netamente fluviales a otros transicionales como fluvio-deltaicos o fluvio-lacustres, las variaciones en el aporte de sedimentos y la tasa de subsidencia en el tiempo definen en la secuencia Cretácica cambios notorios de facies y arquitectura de cuerpos.

La figura 16 muestra las geometrías más comunes descriptas para la secuencia cretácica a partir de perfiles de pozo. En el área que cubre este estudio las electrofacies son de tipo Campana, pico y embudo.

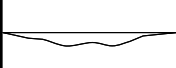
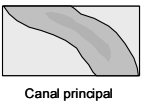
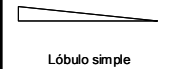
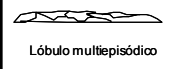
Geometría		Electro-facies	
 Canalización	 Canal principal	 Campana	 Pico
 Lóbulo simple	 Llanura de inundación proximal y crevasse splay	 Embudo	
 Lóbulo multipisódico	 Delta lacustre	 Campana	 Embudo

Fig.16. Morfologías de perfiles eléctrico e interpretación de facies (Jalfin et al. 1997b).

El cúmulo de información descripta permitió desarrollar la representación tridimensional simplificada y consistente del yacimiento de acuerdo al ambiente de depositación del modelo conceptual. (Fig.17). La información de pozos y éste modelo de facies constituyeron el punto de partida para la aplicación de métodos de análisis geoestadístico del parámetro porosidad. Los variogramas definieron interdependencias en las tres dimensiones para las muestras seleccionadas. La amplitud del rango en la dirección principal de flujos (Norte – Sur) es de aproximadamente 600 m, mientras que en sentido perpendicular (Oeste – Este) normalmente no es mayor a 400 m. El

comportamiento de la variable en la vertical pudo analizarse con mayor precisión debido a que la abundancia de muestras es mucho más importante que en las otras dos direcciones.

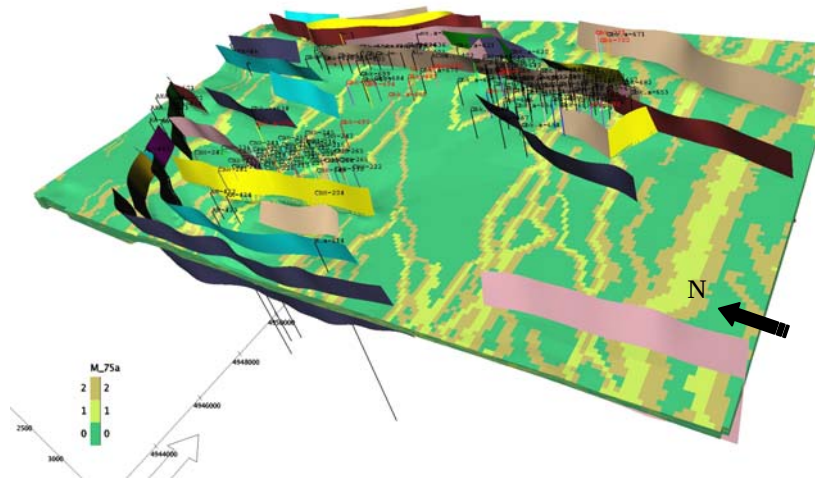


Fig.17. Modelo geológico estático de distribución de facies de la sección productiva del bloque.

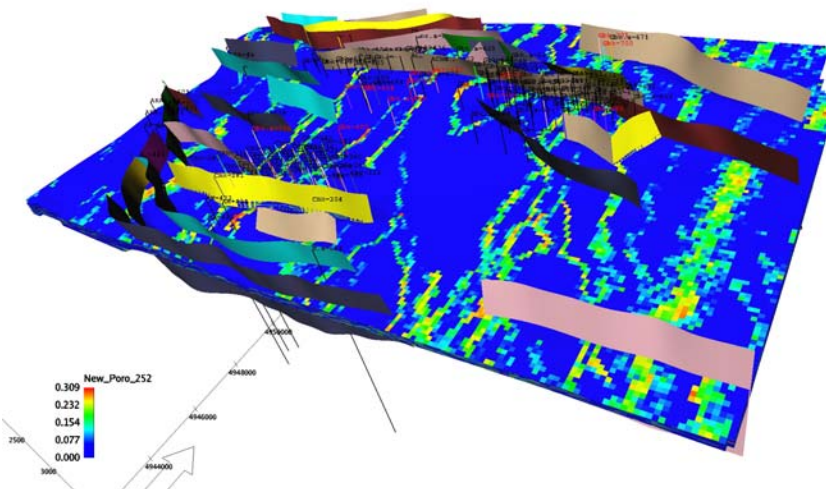


Fig.18. Distribución geoestadística de porosidad controlada por el arreglo espacial de facies.

El rango de 2.4 m es el espesor a partir del cual la variación de la porosidad en la vertical muestra distribución aleatoria. El conjunto de rangos obtenidos no solo confirma la dirección de las paleocorrientes al momento de la depositación, sino que proporcionan la información necesaria para poblar el modelo con valores de porosidad en todo su volumen.(Fig.18).

Como se mencionara anteriormente, la saturación de agua en el reservorio sigue un patrón de distribución determinístico y no responde a interpolaciones de cualquier tipo hacia zonas alejadas del dato de pozo y mucho menos adopta un valor promedio constante en un mismo reservorio. Por esta razón, la saturación de agua (S_w) no puede ser analizada desde el punto de vista estocástico sino que es función de las facies y de la altura de cada punto en el espacio respecto del contacto agua - petróleo. De esto surge que el método correcto para poblar el modelo con valores de S_w es la aplicación de las curvas de ascenso capilar. (Fig. 19).

Conocidos todos los términos constituyentes de la ecuación de cálculo de petróleo original in situ (1), se calcularon las reservas totales de petróleo del yacimiento.

$$OOIP = A \times h \times S_{oil} \times \phi / B_o \quad (1)$$

Donde $A \times h$ es proporcionado por el modelo de facies, S_{oil} lo es por el modelo de saturación de agua mientras que la porosidad (ϕ) por el modelo geoestadístico de la variable. El factor volumétrico surge del estudio de la muestra PVT.

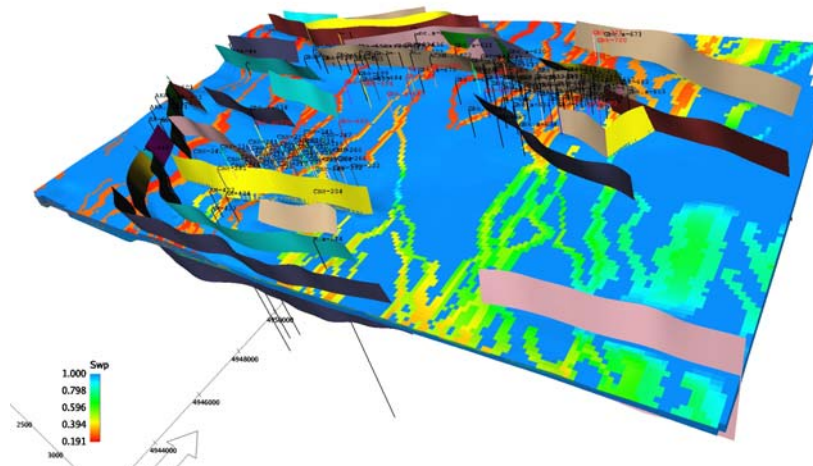


Fig.19. Modelo de facies poblado con datos de saturación de petróleo en posiciones estructuralmente.

Con el fin de verificar la veracidad del modelo geológico, inicialmente se calculó el OOIP del sector del bloque ya perforado siguiendo el método convencional empleado en la cuenca, es decir, mediante la confección de mapas de límites de capas, de espesores totales, permeables y útiles. Los resultados se compararon con los proporcionados por el modelo y la diferencia fue de solo el 7 %. De acuerdo a la extensión del área estudiada no deberían existir cambios significativos en las características geológicas del campo y por lo tanto el OOIP determinado con una probabilidad de ocurrencia del 50% se considera representativo.

Implementación del modelo de balance de materiales

El modelo de balance de materiales se implementó como paso previo a la simulación dinámica 3D con dos objetivos esenciales. Por un lado, verificar el modelo de reservorio y fluidos adoptado y por otro, generar un primer plan de desarrollo y perfil de producción para la zona a desarrollar del bloque.

El primer paso del análisis se centró específicamente en Grimbeek II. En caso de ser correcto el modelo, debía verificarse que este sector del bloque no contaba con los volúmenes suficientes para generar una caída tan leve de las presiones. Si bien la figura 13 no es del todo clara al respecto, Grimbeek II está separado del resto del bloque por una falla ubicada al sur con orientación NO – SE que impone un elevado grado de desconexión entre ellos.

Por lo tanto, se utilizaron los volúmenes de petróleo y gas correspondientes calculados a través del modelado geológico 3D en RMS Roxar (contrastados con el mapeo capa a capa) y se simuló la producción del campo. La figura 20 muestra en línea roja continua las presiones simuladas, en rectángulos rojos las presiones medidas y, en línea azul, la producción acumulada de petróleo.

Se puede ver claramente en la primera de las imágenes que Gbk II no es capaz de sostener la presión. El paso siguiente, y siempre con el objetivo de encontrar otra posible explicación a la evolución de las presiones que no requiera la continuidad propuesta de la estructura, fue la adición de un acuífero al “tanque” de Grimbeek II. Con la única limitante del ángulo de acción, definido por la presencia de fallas con rechazo suficiente para asegurar su carácter sellante, y aún cuando se emplearon acuíferos desproporcionadamente grandes, no fue posible revertir la caída de las presiones simuladas. Esto era acorde a lo esperado, dado que el modelo geológico no muestra la

presencia de un acuífero extenso, y porque no se ha registrado una irrupción de agua en los productores que induzca a postular una actividad significativa del acuífero.

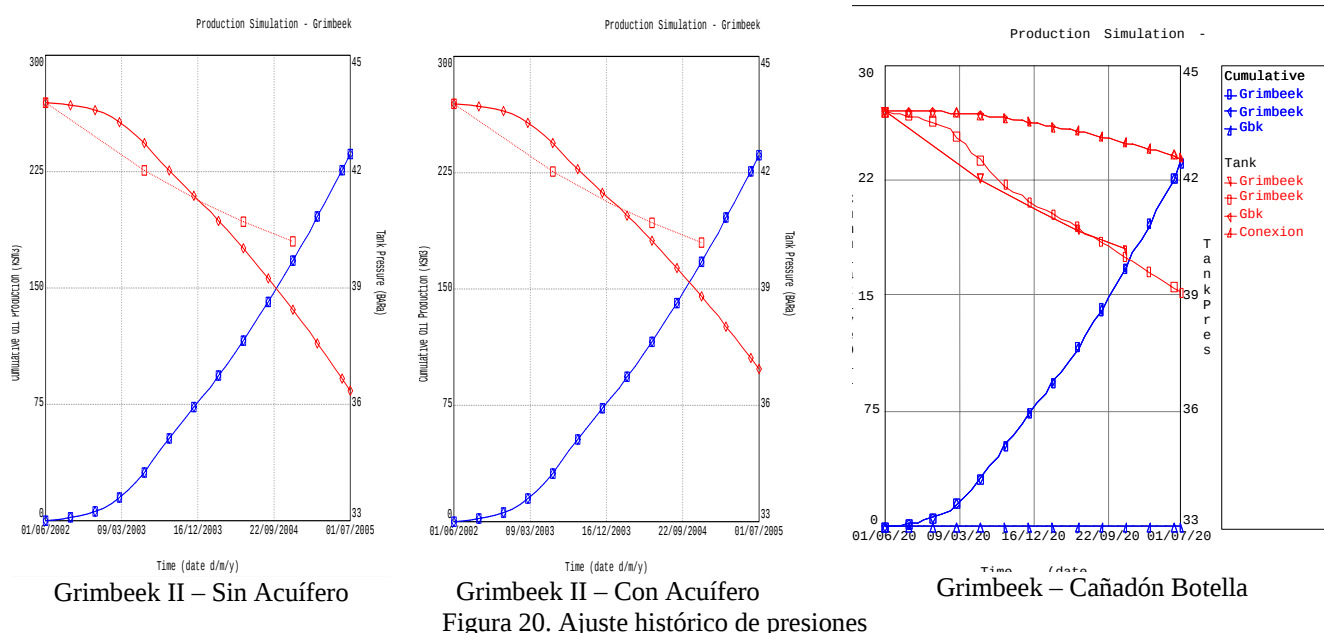


Figura 20. Ajuste histórico de presiones

La situación cambió radicalmente, como lo muestra la última imagen de la figura 20, cuando el balance de materiales incluyó dos tanques. Uno de ellos representando a Grimbeek II, como hasta el momento, y el otro tomando cuenta de los volúmenes y propiedades correspondientes al sector restante del bloque denominado Grimbeek II - Cañadón Botella (Gbk-CBH).(Fig.21).

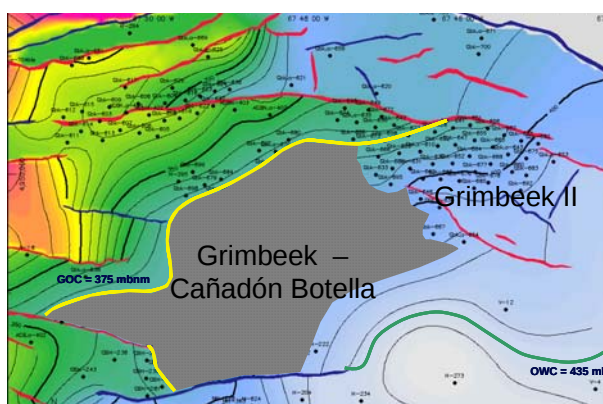


Fig.21. Tanques del modelo de balance de Materiales.

Las variables involucradas en el proceso de ajuste fueron los volúmenes de Gbk II, que sufrieron leves variaciones, y la transmisibilidad entre ambos tanques. Las distintas realizaciones del modelo geológico muestran claramente que son unas pocas arenas las que los comunican, de modo que la transmisibilidad entre “tanques” debe ser limitada. Esto, claro está, se condice con la evolución separada que sufrieron las presiones medidas en cada tanque, representado en la última imagen de la figura 20 por la separación de las dos líneas superiores.

El modelo se completó con la incorporación de los pozos, que se representaron por el índice de productividad medio correspondiente a cada tanque y se controlaron por presión dinámica de fondo, según las 22 atm que impone el régimen fijado a las bombas de cavidades progresivas utilizadas. El ingreso al modelo de cada uno se hizo coincidir con su inicio de producción.

Como puede apreciarse a continuación, el ajuste histórico fue muy bueno para todas las variables, más aún considerando que el único control impuesto a la simulación fue la presión dinámica de fondo (observar que cada gráfico de la figura 21 tiene distinta escala). Las líneas de menor duración

corresponden a los datos históricos, en tanto que las simuladas se extienden hasta finales del año 2015.

La mayor dispersión entre datos históricos y simulados se presenta en la producción de gas de Gbk II. Esto se debe a que la primer parte de los datos “históricos” de gas fueron estimados, dado que las instalaciones de medición de gas no estuvieron operativas desde el inicio de producción del proyecto. En el caso del tanque Gbk-CBH, sólo se presentan las curvas para la producción de petróleo, dado que los caudales de agua y gas son poco significativos.

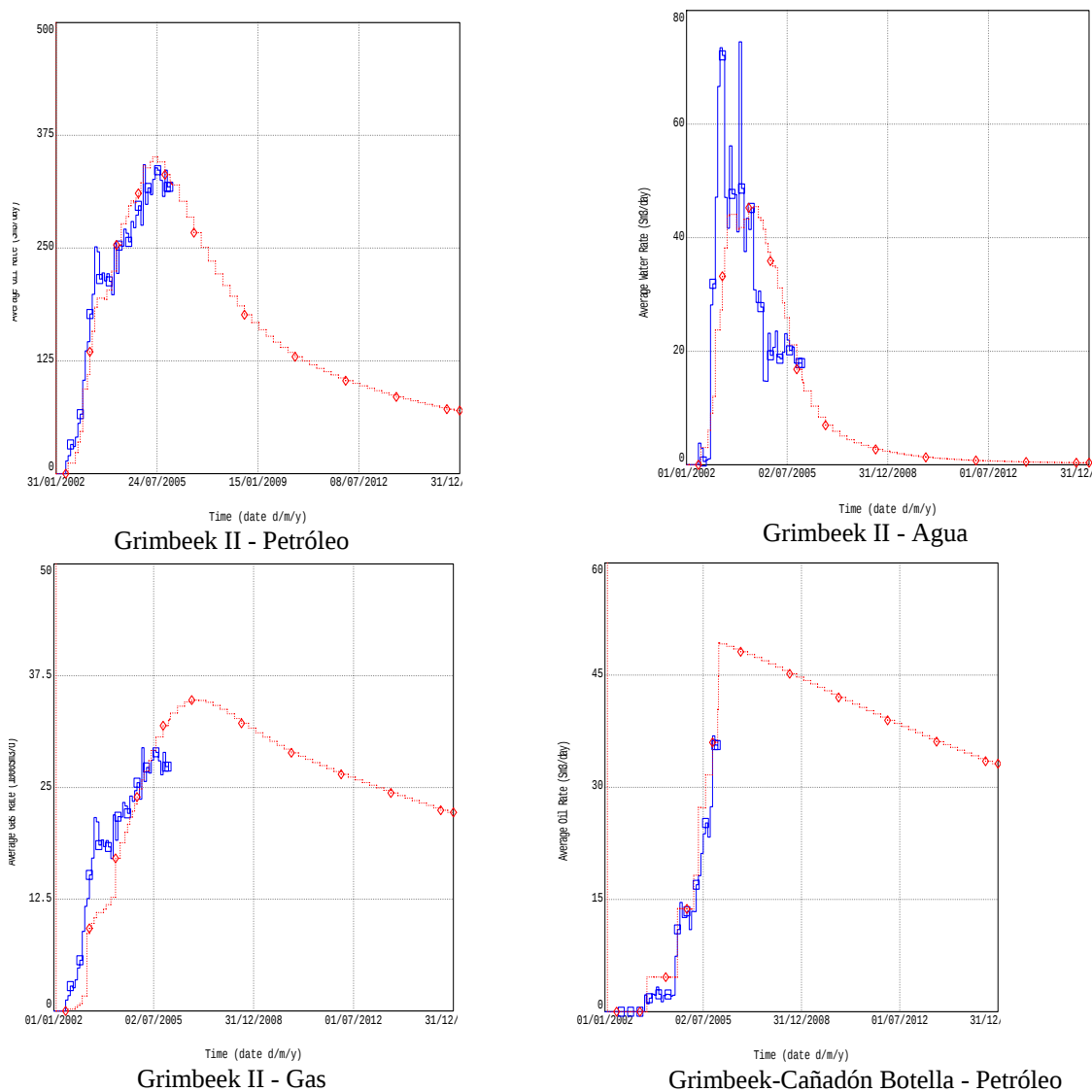


Fig. 21. Ajuste histórico de producciones.

Plan de Desarrollo

Una vez realizado el ajuste histórico, se analizaron distintos esquemas de perforación para el bloque por desarrollar (Gbk-CBH), encontrándose como más conveniente la perforación de un total de 139 pozos en un período de cuatro años, con inicio a principios del 2007. En función de la respuesta obtenida con la puesta en producción del pozo CBH-215 y del deteriorado estado mecánico de los pozos de Cañadón Botella, se propone la re-perforación de la zona de Cañadón Botella propiamente dicha.

En todos los casos ensayados, la irrupción de gas se dejó después de la finalización de la concesión. Esto se debe a la imposibilidad del balance de materiales de modelar confiablemente el comportamiento de un reservorio con las características descritas una vez iniciada la producción

de gas. En la actualidad se está trabajando en la implementación de una simulación en Eclipse, para poder contemplar esta situación y analizar oportunidades adicionales de desarrollo. Finalmente, se puede decir que con la perforación de los 139 pozos previstos se espera desarrollar aproximadamente 1100 kSm³ de petróleo. Según se estima, el campo llegaría a tener un pico de producción de 626 m³/d hacia el año 2010, en lugar de los 378 m³/d del desarrollo actual. La figura 22 muestra la producción histórica, la proyección correspondiente al nivel de desarrollo actual y, por último, la respuesta que se espera tener al plan propuesto.

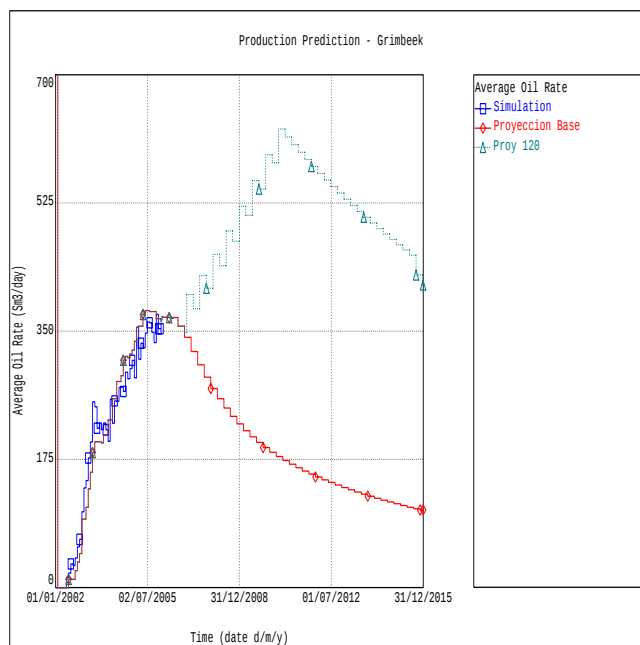


Fig. 22. Proyección de producción

Conclusiones

Actualmente el Campo Grimbeek “II” constituye el 15% de la producción diaria del Area de Reservas Manantiales Behr aunque este porcentaje de participación podría verse incrementado sustancialmente con un adecuado plan de desarrollo para los próximos años.

El área enseña una estructura relativamente simple que da lugar a una trampa combinada estructural – estratigráfica que favoreció la acumulación de hidrocarburos en cuerpos arenosos de origen fluvial a fluvio – deltaico con diferentes características petrofísicas dependiendo de los proceso que les dieron origen.

El análisis de facies permitió discriminar 3 facies bien definidas, Facies1 (depósitos de canal), Facies2 (llanura proximal) y Facies0 (llanura distal) mientras que el arreglo espacial de las mismas condicionó la elección de celdas unidad de 75 m x 75 m en el plano, y 1 m de espesor.

Aun cuando diversos autores concluyen que para net to gross menores a 0.5 la conectividad de los reservorios debería ser limitada, el campo Grimbeek II – Cañadón Botella muestra una marcada conexión entre sus arenas a lo largo de toda la estructura con un net to gross de sólo 0.35. Esto permite una distribución lógica de los fluidos en consecuencia con sus densidades y con la morfología de la estructura dando lugar a una acumulación de hidrocarburos pocas veces descrita para la Cuenca del Golfo San Jorge.

La medición de presiones de formación ayudaron a definir las dimensiones de los reservorios y la presencia de contactos únicos agua-petróleo y gas-petróleo a la vez que soportaron la idea de la existencia de algún mecanismo de soporte de presión para la estructura. Por otro lado la disponibilidad de datos de testigos corona, análisis PVT etc. completaron la información necesaria para realizar el modelado dinámico.

El tratamiento matemático y geoestadístico de la información permitió poblar al modelo de valores de porosidad y permeabilidad mientras que la aplicación de las curvas capilares para las diferentes facies llevo a completar la distribución de fluidos en el bloque.

Las facilidades de cómputo permitieron generar diversas realizaciones equiprobables del modelo de facies y desarrollar un análisis de probabilidades (P90, P50, P10 etc.) con el que se definió el valor de OOIP a utilizarse para el balance de materiales.

Finalmente se comprobó, para las características de los reservorios de la Cuenca del Golfo San Jorge, la aplicabilidad de una metodología de trabajo que permitió cuantificar el OOIP para la totalidad de la estructura, evaluar su potencial de producción y generar una adecuado plan de desarrollo.

LISTA DE TRABAJOS CITADOS EN EL TEXTO

Archangelsky, S., E. Bellosi, J.A. Jalfin y C. Perrot, 1994. Palynology and alluvial facies form the mid- Cretaceous of Patagonia, subsurface of San Jorge Basin, Argentina. *Cretaceous Research*, 15 : 127-142.

Cladera, C., C. O. Limarino, M. S., Alonso y O. Rauhut, 2004. Controles estratigráficos en la preservación de restos de vertebrados en la formación Cerro Barcino (Cenomaniano), Provincia del Chubut. *Revista mensual de la Asociación Argentina de Sedimentología*, vol. 11, n° 2: 39-55.

Bacart, 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.

Barreda V., E.S. Bellosi y G.A. Jalfin, 2003. *Celyphus rallus* Batten en depocentros del Cretácico temprano, flanco norte de la Cuenca San Jorge: significado estratigráfico y oleogénico. *Rev. Mus. Argentino de Cienc. Nat.*, n.s. 5 (2):215-224.

Bellosi, E. S., 1995. Cambios climáticos y ambientales en la Patagonia central durante el Terciario medio. *Boletín de Informaciones Petroleras*, (44): 50-83. Buenos Aires.

Bellosi E. S., H. Villar y G. Laffitte, 2002. Un nuevo sistema petrolero en el flanco norte de la Cuenca del Golfo San Jorge: revalorización de áreas marginales y exploratorias. 5^o Congreso de Exploración y Desarrollo (Mar de Plata) Trabajo Técnico, CD ROM.

Bridge, J. S., G. A. Jalfin y S. M. Georgieff, 2000. Geometry, Lithofacies and spatial distribution of cretaceous fluvial sandstone bodies, San Jorge Basin, Argentina: Outcrop analog for the Hydrocarbon – Bearing Chubut Group. *Journal of Sedimentary Research*, Vol. 70, N° 2, p. 341 – 359.

Eloff, A., G. Gómez Cavieres, J. Milathianakis, E. Gordillo, y E. Gonzalez, 2001. Use of a Heat Conveyor Increases Capacity of Artificial-Lift System in Viscous Oil Wells. *SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference* held in Buenos Aires, Argentina, 25–28 March 2001. SPE paper 69435: 9 pp.

Fielding y Crane, 1987. An application of statistical modelling to the prediction of hydrocarbon recovery factors in fluvial reservoir sequences. *Society of Economic Paleontologists and Mineralogists Special Publication*, 39, 231-327.

Figari, E, G. Laffitte , P. Lafourcade, E. Strelkov, M. Cid de la Paz y H. J. Villar, 1999. Los sistemas petroleros de la Cuenca del Golfo San Jorge. 4^o 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

Hechem J., 1998. Arquitectura y paleodrenaje del sistema fluvial efímero de la Formación Bajo Barreal, Cuenca del Golfo San Jorge, Argentina. *Boletín de Informaciones Petroleras (BIP)*, Tercera Epoca, Año XV (53):21-27. Buenos Aires.

Jalfin, G.A., 1997. Estilo de Entrampamiento de la formación Potrerillos (ladiniano-carniano), en el Yacimiento Barrancas, Mendoza. *Boletín de Informaciones Petroleras (BIP)*, Año XIV (49): 5-19. Buenos Aires.

- Jalfin, G.A., M. Marzo y C. Droeven, 1997b.** Reservoir characterization of sandstone bodies deposited in the floodplain, Chubut Group, San Jorge Basin, Argentina 6th Internacional Conference on Fluvial Sedimentology, Cape Town, South Africa (Abstract).
- Jalfin, G.A., D. Parra, J. Righetti y G. Gomez, 2000.** Propuesta de Perforación de los pozos AGbk.a-401, AGbk-402 y AGbk-403 Zona Grinbeek, Manantiales Behr. Repsol-YPF, Unidad de Negocios Argentina Sur, Km. 20, Distrito Manantiales Behr. Informe Inédito: 8 pp.
- Jalfin, G.A., E.S. Bellosi, E. Smith y G. Laffitte, 2002.** Generación de petróleo y carga de reservorios en Manantiales Behr, Cuenca del Golfo San Jorge: un caso de exploración en áreas maduras. 5^o Congreso de Exploración y Desarrollo (Mar de Plata) Trabajo Técnico, CD ROM.
- Legarreta, L. y M. A. Uliana, 1994.** Asociaciones de fósiles y hiatos en el Supracretácico – neógeno de Patagonia: una perspectiva estratigráfica – secuencial. *Ameghiniana*, 31 (3): 257 – 281.
- Righetti J., 2000.** Interpretación sísmica-estructural del cubo '97 de Manantiales Behr. Manantiales Behr. Repsol-YPF, Unidad de Negocios Argentina Sur, Km. 20, Distrito Manantiales Behr Informe Inédito: Mapas en tiempo.
- Rodríguez, R. y G. Jalfin, 2005.** Caracterización del Bloque Grinbeek "I", Del Descubrimiento al Desarrollo. 6^o Congreso de Exploración y Desarrollo (Mar de Plata) Trabajo Técnico, CD ROM.
- Uliana, M. y L. Legarreta, 1999.** Jurásico y Cretácico de la Cuenca del Golfo San Jorge. En: *Geología Argentina*, R. Caminos (ed.). Servicio Geológico Minero, Instituto de Geología y Recursos Naturales, Anales 29: 496 – 510. Buenos Aires.