

BORDE COLORADO ESTE

“LA REVITALIZACIÓN DE UN CAMPO CON ALTO GRADO DE EXPLOTACIÓN”

Autores : Marcos Thibaud, Alejandro Lopez, Alejandro Giaquinta

Introducción

El yacimiento Borda Colorado Este (BCE) se encuentra ubicada al Sur de la Dorsal de Huincul. Es operado por Pioneer Natural Resources (Argentina) desde el año 1999.

Es un campo maduro que se encuentra en una etapa avanzada de explotación. Pioneer llevó a cabo un estudio integrado de geología e ingeniería, que definió una serie de trabajos para optimizar el mismo y que comprenden reparaciones de pozos productores e inyectores, perforaciones de pozos nuevos, optimización del proyecto de inyección de agua en marcha, y mejoras de las instalaciones del campo. Algunas de estas tareas ya se han llevado a cabo con un grado de éxito que alienta a continuar con el desarrollo del programa.

El primer pozo del yacimiento BCE fue el BC-6, avanzada hacia el sureste del yacimiento Borda Colorado, perforado por YPF en el año 1961, cayó bajo en la estructura de BCE y fue abandonado. Bidas adquirió el bloque ASD en 1/85 y en 1991 -alentada por los antecedentes de producción del yacimiento Borda Colorado, un estudio de anomalías geoquímicas y los altos estructurales identificados por sísmica 2D- perforó el pozo descubridor BCE.x-1001.

El desarrollo del yacimiento BCE por perforación comprende 24 pozos perforados por Bidas SAPIC, principalmente en dos campañas: 1991-1992 (14 pozos) y 1996-1997 (7 pozos). En II/97 comenzó la inyección de agua, que comprendía dos pozos inyectores (BCE-1002, convertido, y BCE-1020, perforado como inyector), aún en operación. Posteriormente, en XI/99, Pioneer Natural Resources compró el bloque ASD a Bidas SAPIC (entonces Pan American), en 2004 se perforaron 9 pozos, tendientes a recuperar petróleo en la parte alta de la estructura.

El volumen total de petróleo producido por el mismo al 30/XII/05 es de 1257 Mm³p. El de agua producida e inyectada hasta esa fecha asciende a 8300 y 5200 Mm³a, respectivamente. Actualmente (XII/05) BCE produce 125 m³p/d, 2300 m³a/d (95 % de agua), e inyecta aproximadamente 1800 m³a/d.

Los quince reservorios productores corresponden a la Fm Quebrada del Sapo (dos) y a Gr Cuyo (trece); Están ubicados entre unos 707 y 887 m de profundidad. Según algunas interpretaciones la parte superior de lo que aquí se denomina Gr Cuyo podría corresponder a la Fm Lotena.

La energía primaria de los reservorios superiores de Grupo Cuyo está relacionada con un importante empuje de agua, mientras que los reservorios de quebrada del sapo y los reservorios inferiores de G. Cuyo están relacionados con expansión monofásica. Desde 1997 en que se inició la inyección de agua hasta el presente, el efecto de la inyección de agua no se destaca en la producción total, aunque puede notarse en el comportamiento de algunos pozos productores.

Desde el punto de vista de Geología se analizaron la continuidad de las capas, las variaciones en sus propiedades petrofísicas y se confeccionó un nuevo modelo geológico basado en seis unidades de flujo. Desde el punto de vista de Ingeniería se analizó la historia de producción e inyección de agua, las completaciones de los pozos y los datos de mediciones de presión, detectándose en general deficientes condiciones operativas de los pozos productores e inyectores, altos niveles de fluidos, baja eficiencia de barrido, inyección de agua sin regulación adecuada, sobre inyección en algunos reservorios y subinundación de otros, canalizaciones de frentes de agua, etc.

Finalmente, de los estudios realizados, se evaluaron las posibilidades de desarrollo y se definió un programa de optimización del yacimiento en términos de producción e inyección, algunos de los cuales ya se han implementado con buenos resultados. Entre las posibilidades de mejora cabe mencionar, La optimización de producción de los pozos, interviniéndolos con equipo de WO para realizar un ensayo selectivo de las capas en producción, con objeto de maximizar la producción de los reservorios que aportan petróleo, evitando la de los que aportan sólo agua. Estos ensayos se realizaron en 5 pozos con bomba tipo jet-pump y registro de presión en fondo para obtener los IPR de cada zona, así también definir qué arena produce petróleo y cuál sólo agua. Como resultado de las intervenciones se obtuvo un significativo incremento en la producción de petróleo y una reducción del agua producida. Esta metodología se extenderá a otros pozos del yacimiento, inclusive algunos de los que actualmente están parados. Se recomienda aumentar el régimen de extracción de los pozos, en función de su potencial productivo y de la capacidad de las instalaciones existentes.

Intervenir los pozos inyectores con objeto de efectuar pruebas de inyectividad selectiva para determinar la presión de inyección necesaria, la inyección óptima por capa, posibles comunicaciones verticales entre reservorios y la factibilidad de punzar capas aún no expuestas a la inyección. En éste sentido surge la necesidad de mejorar las condiciones de inyección de los pozos, bajando instalaciones selectivas adecuadas con válvulas reguladores de caudal, para inyectar agua en función de los requerimientos por reservorio. También es importante la definición de convertir en inyectores uno o dos pozos más, buscando una mejora en el desempeño del proyecto de inyección de agua.

Se definió la factibilidad de desarrollar BCE perforando 9 pozos nuevos en lo alto de la estructura, y en la zona comprendida entre la última línea de pozos productores y la falla, también se perforaron pozos “de relleno” (infills). Los pozos ubicados en el alto de la estructura tuvieron mejores resultados que los infill.

Objetivos

Determinar el volumen de hidrocarburo original existente en el yacimiento (POIS), las reservas recuperables y las reservas remanentes.

Describir la geometría, las variaciones y extensión de los cuerpos de arena a partir de correlaciones e interpretación de mapas y perfiles.

Optimizar la producción de los reservorios, teniendo en cuenta el tipo de empuje natural, la operación de inyección de agua que los afecta y la historia de producción que los caracteriza.

Desarrollo

La energía primaria de los reservorios está relacionada con un importante empuje de agua, como puede apreciarse en el comportamiento de producción del yacimiento desde 1991 hasta principios de 1997, en que se inició la inyección de agua. Desde 1997 hasta el presente el efecto de la inyección de agua no se destaca en la producción total, aunque puede notarse en el comportamiento de algunos pozos productores (Figura 1).

Desde el punto de vista de Geología se analizó la continuidad de las capas, las variaciones en sus propiedades petrofísicas y se confeccionó un modelo geológico en base a electrofacies con el fin de tener una idea más acabada de la geología del yacimiento. La tendencia de depositación de las arenas es desde el SE hacia el NO con canales aluvionales, los mayores espesores y mejor calidad del reservorio se presentan en la zona central, desmejorando sustancialmente hacia los extremos. La dirección de permeabilidad preferencial coincide con la depositación. Cabe aclarar que coincidentemente con la mejor zona de reservorio se encuentran las mayores acumuladas de los pozos.

Las capas productoras son 15, con valores promedio de espesor de unos 5 m., porosidad del 12% y permeabilidades absolutas de 1-5 md, siendo la Swi del orden del 35- 65%. La presión inicial del reservorio es de 66 kg/cm² y la actual en la capa con empuje de agua es 50 Kg/cm² y en QDS que es la capa mas continua pero a su vez la más cerrada actualmente tiene 25 Kg/cm² .

El petróleo es un black-oil con una presión de saturación del orden de los 23.2 kg/cm² (subsaturado) y una viscosidad en fondo de 53 cp. El gas disuelto inicial es de 5.7 m³/m³. Desde el punto de vista de Ingeniería se analizó la producción e inyección de agua. Tratándose de un yacimiento maduro en términos productivos, sus oportunidades de mejora están focalizadas en, altos caudales de producción de agua y bajos niveles dinámicos de fluido, debido a que todas las capas producen en conjunto, con diferentes presiones de reservorio, y una inyección de agua en múltiples reservorios, y baja eficiencia vertical de barrido, corroborada por perfiles de admisión.

Posteriormente se complementaron ambos enfoques y, en base a ellos, se evaluaron las posibilidades de optimización del yacimiento en términos de producción e inyección, analizados sistemáticamente a través de un modelo.

El proceso involucrado en la optimización es lento, posee varias etapas contingentes entre sí y requiere un seguimiento exhaustivo por parte de Operación e Ingeniería. Existe potencial para recompletaciones, por ensayo de capas aún no punzadas o fracturadas, Yacimiento con 20 años de explotación por primaria

Geología

Estructura Geológica

A partir del mapa sísmico de la Base de Vaca Muerta (VM), se puede observar que esta estructura corresponde a un anticlinal fallado, producto de movimientos transtensivos en el ámbito de la dorsal de Huincul (Figura 2). Su eje se desarrolla paralelamente a la falla principal de rumbo aproximadamente NE-SW. Asociado a esta falla principal se observan otras fallas menores de rumbo NNW-SSE aproximadamente.

En el área de Borde Colorado, sobre un basamento vulcano-sedimentario de edad Permo-Triásica (Grupo Choiyoi) se desarrolla una importante columna sedimentaria Mesozoica. Esta columna sedimentaria se inicia con las arcillitas gris oscuro a castaño oscuro y gris verdosa, intercaladas con areniscas castañas, que se desarrollan en un ambiente fluvio-deltaico, constituyendo la Fm Los Molles. Encima de esta unidad se desarrolla una secuencia clástica integrada por niveles de areniscas conglomerádicas a conglomerados castaño rojizo, en su mayoría matriz sostén, donde la matriz está constituida por areniscas medianas, intercaladas con arcillitas castaño claras, desarrolladas en un ambiente de abanico y/o bajada aluvial, afectado por flujos hiperconcentrados canalizados, correspondientes al Gr Cuyo.

Se observa el desarrollo de dos depocentros o paleovalles. Uno de mayor dimensión, ubicado al Este, que a lo largo de toda la evolución sedimentaria permaneció con rumbo NE-SW, el otro de menor dimensión, ubicado al Oeste, cuya posición varía desde NW-SE a aproximadamente N-S. Ambos depocentros se encuentran separadas por un pequeño alto ubicado en la línea de los pozos BCE-1023, BCE-1005 y BCE-1015, que controla la sedimentación; esto se evidencia por el desarrollo de mayores espesores totales y netos de arena.

La mayoría de las capas arenosas se depositan en forma de lóbulos (principalmente en QDS) y como canales y barras las arenas del Gr. Cuyo. Quebrada del Sapo (QDS) constituye uno de los intervalos más continuos del yacimiento, pero el más pobre en cuanto sus características petrofísicas, debiendo fracturarse para ponerlo en producción. El intervalo correspondiente a BCE 2.1, a diferencia de QDS, presenta mejores características petrofísicas y menor contenido de arcilla.

Esta secuencia clástica gruesa culmina con un conjunto de conglomerados y areniscas conglomerádicas castaño verdosas, identificadas como Fm Quebrada del Sapo (QDS), desarrollada en un ambiente de tipo bajada aluvial, en la que predominan procesos asociados a flujos gravitacionales y más localmente flujos canalizados. Los reservorios del yacimiento Borde Colorado Este (BCE), se localizan en estas dos últimas unidades.

La columna estratigráfica del área se completa con las margas bituminosas y arcillas de origen marino de la Fm Vaca Muerta, las areniscas calcáreas y calizas de la Fm Quintuco, culminando con los niveles evaporíticos y clásticos continentales de la Fm Bajada Colorada.

Modelo Geológico

Para tener una mejor comprensión del ambiente depositacional se analizaron mapas de electrofacies, donde se observan zonas con predominio de un formato eléctrico en particular, el cual ha sido analizado conjuntamente con la litología proveniente de la descripción de cuttings.

El análisis de la ciclicidad y evolución vertical indica pulsos de alta descarga, con sedimentación gruesa y participación de corrientes de alta densidad, principalmente en la sección superior (QDS) desarrollándose geoformas de tipo lobulada, interpretadas como lóbulos desarrollados en un ambiente de tipo bajada aluvial. Cabe aclarar que el formato eléctrico de Quebrada del Sapo correspondería a un conjunto de lóbulos superpuestos tanto lateral como verticalmente. (Fig. 7)

En las secuencias inferiores se observa un cambio en el formato eléctrico, una disminución en el porcentaje de arcilla y una mejora en las propiedades petrofísicas, apoyando la idea de condiciones hidrodinámicas similares a las de corrientes tractivas o flujos hiperconcentrados canalizados, los que generalmente originan cuerpos lenticulares y presentan un aspecto masivo, sin gradación o con gradación normal. Estos depósitos se desarrollan hacia el borde de cuenca. Sería importante analizar si existe alguna posibilidad de asociación de estos depósitos al pie de taludes originados a partir de fallas normales, donde el flujo perdería su capacidad de transporte.

Este proceso podrá mantenerse secuencia tras secuencia siempre y cuando se mantenga el aporte y la actividad de las fallas o un paulatino descenso del nivel del mar los cuales generan el espacio de acomodación necesario, explicando en gran parte las progradaciones observadas en los perfiles.

La posterior inversión tectónica fue la causante de la estructuración de las facies desarrolladas en el bloque bajo, dando su actual configuración. Estos cuerpos arenosos varían lateralmente en dirección transversal a la de aporte, perpendicular a la falla, pasando a pelitas, aunque por amalgamación y compensación de estos cuerpos la extensión de los reservorios es mayor. Estas corrientes se encuentran separadas por períodos de calma con sedimentación fina.

Análisis Volumétrico

Se realizó el cálculo volumétrico por arena, partiendo de una correlación de detalle realizada sobre 33 pozos. Para ello se utilizaron los perfiles SP, Resistividad, sónico y/o densidad. También se observó la distribución de fluidos utilizando los perfiles petrofísicos y datos de los punzados obtenidos de los legajos de pozo. A modo de ejemplo se presenta en la Figura 3 una de las correlaciones realizadas, en la que podemos visualizar los quince reservorios analizados.

Se construyeron los mapas estructurales al techo de cada zona, mapas de espesor total neto, y con los datos de punzados se definió el contacto agua-petróleo para cada capa. Por último se confeccionaron los mapas volumétricos para cada arena a partir de los mapas de espesor útil, porosidad y saturación de agua

Es importante destacar que los espesores útiles de arena se obtuvieron aplicando valores de corte en Swa de 0,60, PHIE mayores a 0,07 y contenidos promedio de arcilla (Vcl) menores de 0,40. Los

promedios de las propiedades de cada una de las capas se determinaron de los perfiles de cada uno de los pozos estadísticamente aplicando los valores de corte antes propuesto. En estos mapas se puede observar que las zonas con mayor POIS (Petróleo Original in Situ) corresponden en su mayoría a altos estructurales y arenas con baja proporción de arcilla. (Figura 4)

A modo de ejemplo se muestra un mapa Estructural al tope de la capa BCE 2.1 (Figura 6), en él puede observarse el contacto agua-petróleo en la cota de 150 mbnm. Para calcular las reservas recuperables se usó el valor de Boi de 1,0214, obtenido del ensayo PVT del pozo BCE x-1001. Por declinación de la curva de producción actual se estimó la recuperación final del yacimiento (EUR) por primaria, de dónde se obtuvo el factor de recuperación final del 39 %, quedando por recuperar por primaria un 5% (162 Mm³p) del POIS.

La estimación de reservas y factores de recuperación para la Fm QDS y el Gr. Cuyo por separado fueron calculadas a partir de los espesores permeables de las capas punzadas de cada uno de los pozos, y comparadas con la producción acumulada de cada uno de ellos. Dado que en todos los pozos ambos grupos de reservorios se producen en conjunto.

Análisis por Reservorio

Se analizó individualmente los reservorios de la Fm Quebrada del Sapo (QDS y BQDS) y del Gr Cuyo (BCE 1.2, BCE 2.1, BCE 3, BCE 3.1, BCE 3.2, BCE 3.3, BCE 7.1 y BCE 7.2).

Los mayores reservorios son BCE 2.1 (que fue separado en 3 arenas) y QDS con el 33 % y 21 % del POIS total respectivamente. Otros reservorios en orden decreciente en importancia son BCE 3, BCE 7.2, BCE 3.1, BCE 1.2, BQDS y BCE 7.1. (Fig 5)

Quebrada del Sapo (QDS)

Constituye uno de los intervalos más continuos del yacimiento. En términos de propiedades petrofísicas se distingue del resto de los reservorios, por ser en general pobre. Debido a esto en la mayoría de los pozos este reservorio ha debido ser fracturado.

Presenta un espesor neto de arena promedio de 12 m. Desarrolla los mejores espesores hacia el centro de la estructura. Los espesores útiles en promedio son de 10 m. La saturación promedio de agua es del 53 %. La porosidad promedio es de 11 %, marcando una baja variabilidad de sus propiedades petrofísicas. El contenido promedio de arcilla para los espesores útiles es del orden del 25 %.

Por estudios de coronas (pozos BCE-1007 y BCE-1016) se sabe que la porosidad se distribuye principalmente dentro de macroporos (0,25 y 0,50 mm) y mesoporos (0,07-0,20 mm), con una matriz arcillosa recubriendo y rellenando los poros. Los efectos diagenéticos son variados y escasos. Se puede observar claramente por perfiles que este cuerpo de arena presenta grandes contenidos de arcilla, lo cual -junto con las bajas porosidades- podría explicar el fracturamiento al que debe ser sometida esta capa para ser puesta en producción.

Previo al fracturamiento, ésta capa ha sido siempre de muy baja productividad, del orden de 150 lf/h con sumergencias promedio de 32 m. Luego de la fractura asciende a unos 2270 lf/h, con sumergencias promedio de 215 m.

La Fm Quebrada del Sapo se comporta como un reservorio único, en el que no puede observarse un contacto agua-petróleo a partir de perfiles, estimándose el mismo a 105 mbnm a partir del análisis de presiones estáticas originales, perfiles y ensayos. Este valor fue corroborado por perfiles en el pozo BC-6, en el que esta capa se encuentra en agua.

El ambiente deposicional propuesto para esta secuencia sugiere un ambiente del tipo bajada aluvial, en la cual se desarrollan formas de tipo lóbulo que pueden encontrarse superpuestas, tanto lateral como verticalmente, dando lugar a la gran continuidad de esta secuencia en todo el yacimiento. QDS representa el 21 % (717 Mm³p) del POIS del yacimiento. (Fig 8).

Bajo Quebrada del Sapo (BQDS)

Desarrolla sus mejores espesores hacia ambos lados del sector central y decrece hacia los laterales. Presenta un espesor neto promedio de arena de 3 m. El espesor útil promedio es de 2,5 m. La porosidad promedio es del 14 %. La saturación promedio de agua es de 45 %. Los contenidos de arcilla son del 18%. Representa el 6 % ($194 \text{ Mm}^3\text{p}$) del POIS del yacimiento. (Figura 10).

BCE 1.2

A partir del mapa de arena neta se observa una gran continuidad de este intervalo arenoso en todo el yacimiento, desarrollándose los mayores espesores a lo largo de depocentros con rumbo N-S (observado a través del mapa paleo-estructural), perdiéndose estos espesores hacia los pozos BCE-1018, BCE-1005, BCE-1002, BCE-1009, BCE-1004 y BCE-1014 (Figura 11). El espesor neto de arena promedio es de 9 m. Su mayor espesor útil es en promedio de 5 m. Los espesores decrecen hacia el sector centro y este, zonas que pueden corresponder a planicies de inundación. La porosidad promedio es del 15 %. La saturación promedio de agua de 46 % y la arcillosidad del 22 %.

La distribución de los diferentes formatos anteriormente mencionados y la granulometría asociada a éstos (conglomerados con matriz arenosa y areniscas conglomerádicas), sugieren un ambiente dominado por formas originadas a partir de procesos tractivos, relacionadas a flujos hiperconcentrados canalizados (sistema tipo “braided”), desarrollado en la sección media de un abanico aluvial o bajada aluvial, las cuales generalmente presentan un aspecto masivo, sin gradación o con gradación normal. (Figura 9).

Este intervalo representa el 6.6 % ($221 \text{ Mm}^3\text{p}$) del POIS del yacimiento. Para un mejor seguimiento de la inyección de agua este intervalo se dividió en dos arenas permeables separadas hidráulicamente.

BCE 2.1

Esta arena se encuentra presente en todo el yacimiento y constituye junto con QDS uno de los reservorios más continuos. Sus mayores espesores se desarrollan siguiendo figuras semejantes a canales elongados en sentido NW-SE, con espesores máximos de arena neta de 14 m y promedio de arena neta de 11,3 m, perdiéndose hacia el sector este.

Los espesores útiles tienen en promedio 7 m. La porosidad promedio es de 18 %. La saturación de agua promedio es del 45 %. En cuanto al contenido de arcilla 20 %. Esta arena constituye el principal reservorio del yacimiento albergando el 33 % ($1087 \text{ Mm}^3\text{p}$) del POIS. Para un mejor seguimiento de la secundaria este intervalo se dividió en tres arenas permeables separadas hidráulicamente. (Figura 13).

BCE 3

Este es un intervalo muy discontinuo, y se pierde casi totalmente hacia el sector centro y Este. Su mayor desarrollo se observa hacia el Oeste con espesores netos de arena promedio de 13 m. Los espesores útiles tienen en promedio de 4 m. Este reservorio presenta muy buenas características petrofísicas, con porosidades promedio del 16 %. La saturación de agua promedio es del 48 % y su arcillosidad es de 18 %.

Este intervalo representa el 10 % ($347 \text{ Mm}^3\text{p}$) del POIS. Para un mejor seguimiento de la secundaria este intervalo se dividió en tres arenas permeables separadas hidráulicamente. Es de hacer notar que el intervalo 3 c no produjo nada debido a que siempre se vio con alta saturación de agua, y no fue punzado.

BCE 3.1

Presenta una gran variabilidad en cuanto a espesores netos de arena, mostrando un mayor desarrollo de los mismos en el sector Centro y Este de la estructura, con espesores netos de arena en promedio de 4 m.

La porosidad promedio de las arenas es del 16 %, denotando una escasa variabilidad en sus propiedades petrofísicas. El contenido promedio de arcilla es del 24 %. Este intervalo representa el 6.6 % (221 Mm³p) del POIS.

BCE 3.2

A partir del los mapa de espesor neto se observa una gran continuidad de este intervalo arenoso en todo el yacimiento, desarrollándose los mayores espesores a lo largo de un depocentro principal de rumbo NE-SW, observado a través del mapa paleo-estructural, perdiéndose estos espesores en el pozo BCE-1009 y hacia los pozos BCE-1014 y BCE-1004 (Figura 14).

Su espesor neto promedio es de 3 m. Este es uno de pocos reservorios -junto con BCE-7.1 y BCE 7.2- en lo que el espesor permeable es igual al útil,

La porosidad promedio de 14 %. Su saturación promedio de agua es del 54 % y su arcillosidad del 22 %.

La distribución de los diferentes formatos, y la granulometría asociada a ellos, sugieren un ambiente dominado por formas originadas a partir de procesos tractivos, relacionadas a flujos canalizados hiperconcentrados (sistema tipo “braided”), los cuales generalmente presentan un aspecto masivo, sin gradación o con gradación normal. Este intervalo representa el 3 % (102 Mm³p) del POIS.

BCE 3.3

Este intervalo es muy variable en cuanto a su espesor neto de arena, el cuál aumenta hacia el centro y en los alrededores de los pozos BCE-1020 y BCE-1004, donde se encuentran los mayores espesores de arena neta y útil. Los valores promedios de arena neta son de 1.3 m, con un valor promedio de arena útil de 1 m. La porosidad promedio es del 13 %. La saturación promedio de agua de 54 % y la arcillosidad promedio de 25 %. Este intervalo es el de menor volumen y representa el 0.4 % (15 Mm³p) del POIS.

BCE 7.1

Este intervalo presenta un buen desarrollo de arenas en el sector Oeste, perdiéndose hacia el sector Este. Los mayores espesores se observan hacia el Oeste con máximos de 6 m y un promedio de 2,3 m. Sus propiedades petrofísicas se mantienen constantes a lo largo de todo el intervalo con porosidades promedio de 15 %. (Figura 15).

Las propiedades petrofísicas son poco variables, con una saturación promedio de agua es del 47 %. Los contenidos de arcilla en arena útil son relativamente bajos, con un promedio del 17 %. Tiene el 3.7 % (123 Mm³p) del POIS.

BCE 7.2

Mediante el mapa de espesor de arena neta, útiles para la visualización de la geometría de los cuerpos de arena, se puede observar un gran desarrollo de los espesores de arena neta coincidentemente a lo largo de los depocentros.

Los mayores espesores de arena útil presentan en promedio un espesor de 4 m. Las propiedades petrofísicas son poco variables, con una porosidad promedio de 15 %. La saturación promedio de agua es del 50%. Este intervalo es importante debido a su continuidad areal en el yacimiento y su homogeneidad en características petrofísicas.

Las formas desarrolladas corresponden a barras longitudinales, centrales, y canales fluviales generalmente de tipo multihistórico. Un formato importante de destacar es el que aparece en el pozo BCE-1007, el cual se ha interpretado como un depósito perteneciente a derrame de canal que pasa,

transicionalmente en la zona del pozo BCE-1003, a un formato que correspondería a una planicie de inundación o llanura aluvial.

La saturación promedio de agua es del 50 % y el contenido de arcilla es variable, con un promedio del 19 %. Este intervalo representa el 8 % (276 Mm³p) del POIS.

Continuidad de Reservorios - Direcciones Preferenciales

Del análisis de los mapas de espesor neto de arena se observó una gran continuidad areal en los intervalos correspondientes a las capas QDS y BCE 2.1, en contraposición con el resto de las capas, más discontinuas.

A su vez se identificaron en todas las capas direcciones preferenciales, perpendiculares al rumbo de la falla principal, como se indica en los ejemplos de la Figura 12, y un análisis de temperatura de boca de pozo Figura 33.

Ingeniería

Historia de Producción

Como puede apreciarse en la curva de producción del yacimiento BCE (Figura 1), el pico de producción de petróleo se alcanzó a mediados de 1992, superando los 1000 m³p/d, y con unos 14-15 pozos productores. Una vez alcanzado dicho pico la producción cayó exponencialmente hasta unos 300 m³p/d en 1995. Luego, la segunda campaña fuerte de perforación (1996/97) prácticamente mantuvo la producción del yacimiento entre 300 y 400 m³p/d, y a partir de 1998 volvió a manifestarse una declinación exponencial importante hasta principios del 2001, en que la producción se mantiene en el orden de los 70 m³p/d. Hasta el 2004 donde se perforaron 9 pozos, y se comenzó a optimizar la producción de petróleo del yacimiento, tapando capas con mucha producción de agua y poco petróleo, y profundizando la bomba lo máximo posible.

En términos de producción de líquido se observa un rápido incremento en 1992, relacionado a la primera campaña de perforación, luego la producción se mantuvo hasta mediados del 2000 por encima de los 2000 m³f/d. En esta fecha (VII/2000) se aprecia una brusca caída de producción de líquido, del orden de los 750 m³f/d, y una caída más gradual de petróleo (VII/2000 - III/2001) debido a se trató de bajar la producción de agua del yacimiento. Desde entonces la producción de líquido ha variado en el orden de los 1000-1500 m³f/d, hasta el 2004.

Desde el punto de vista del porcentaje de agua se observa un rápido incremento inicial (1992), desde ausencia de agua hasta alrededor del 60%, que luego continúa aumentando muy gradualmente hasta el 95 % actual. Este comportamiento general es típico de yacimientos con empuje natural de agua (observar el período 1991-1996). En II/97 se inició una operación de recuperación secundaria que se mantiene hasta hoy y que no parece reflejarse en esta curva de producción (más adelante se darán más detalles de este proyecto en particular).

En la Figura 1 se señala el período de inyección de agua (II/97 hasta el presente) los caudales de inyección de agua son aproximados ya que no se cuenta con registros fidedignos del mismo.

Debido a campañas de cierre de intervalos productores, seis de los 17 pozos en operación quedaron produciendo de la capa QDS únicamente, y uno de QDS y BCE 1-2. En el 2004 se comenzó a revertir este proceso, mejorando la inyección de agua a la formación, mejorando la extracción de fluido total de los pozos y perforando 9 pozos nuevos.

Análisis de Producción por Pozo.

Antes de analizar la producción pozo a pozo, cabe destacar las limitaciones que se encontraron para evaluar con mayor certidumbre su comportamiento, a saber:

- a) La ausencia de registros de niveles dinámicos de fluidos en el período 1991-2001, lo que hizo difícil discernir si algunas respuestas de fluido/petróleo eran por aumento de régimen de extracción debidas a altos potenciales como respuestas al empuje primario de agua, a la recuperación secundaria (desde 1997), o a fracturas hidráulicas trabajos hechos simultáneamente.
- b) Varios pozos de la campaña de perforación 1996-1997 tienen intervenciones en sus primeros meses de vida enmascarando posibles respuestas de la operación de recuperación secundaria (iniciada en II/97).
- c) La frecuencia de perfiles de admisión realizados en ambos inyectores (cinco perfiles en siete años), que hace imposible discernir las variaciones de comportamiento asignables a la inundación con agua en el período 1998-2002, durante el cuál no se realizó ningún perfil.
- d) La simultaneidad de trabajos ejecutados durante una intervención de pozo (p. ej.: aislar una capa y fracturar otra) también atenta contra la discriminación de los resultados obtenidos.
- e) Las campañas de cierres y aperturas de capas que, finalmente, se tradujeron en que muchos pozos producen actualmente de uno o dos reservorios y su comparación con el resto de las capas que producen en el Yacimiento se torna difícil.

Para este análisis se revisaron las curvas de producción de cada pozo productor en términos de las intervenciones realizadas y las variaciones de comportamientos asignables a estimulaciones (fracturas), cierre y apertura de capas, aumentos y disminuciones de regímenes de extracción y recuperación secundaria. El efecto de la inundación artificial de agua se basó en los datos de los perfiles de admisión disponibles de los pozos inyectores.

Las conclusiones que resultan del análisis de las curvas de producción -referidas a incrementos o disminuciones de regímenes de producción, cierre de capas productoras, efectos de la inundación con agua en los productores, etc.- han sido difíciles de determinar por distintas razones, aunque en general cada vez que se aumentó la extracción de fluido del pozo siempre hubo un aumento de la cantidad de petróleo producido. Con este análisis se estimo la producción de cada uno de los reservorios involucrados en cada uno de los pozos.

Estimulaciones por fracturas:

Se ejecutaron 23 fracturas, de las cuales 18 (78 %) se llevaron a cabo en la capa QDS y las restantes se distribuyen entre las capas BCE 1-2, BCE 2-1, BCE 3-1/3-2, BCE 7-1 y BCE 7-2.

De las 18 fracturas de QDS, diez (59 %) fueron positivas, con aumento de petróleo visible en la curva de producción; ocho (44 %) fueron positivas por pistoneo, pero no pueden apreciarse en producción, cinco de ellas por tratarse de estimulaciones realizadas durante la terminación de los pozos. En la Figura 17 se ejemplifica el resultado de una fractura positiva en el pozo BCE-1011.

De las cinco fracturas restantes, cuatro fueron también realizadas durante la terminación y una es de resultado dudoso (capas 7-1 y 7-2, simultáneamente). De esta revisión se concluye que siempre conviene fracturar la formación QdS en los pozos de BCE.

Cierre de capas

En la historia del yacimiento BCE ha sido una constante la necesidad de controlar la producción de agua, tarea que se ha venido realizando con distintos resultados desde 1992 hasta mediados del 2004, luego con el programa de optimización de los pozos se comenzó a revertir este proceso, cementando las capas con mas de 99% de agua. La historia hasta el 2004 se resume a continuación.

De los 19 cierres de capas -desde una hasta ocho capas simultáneamente- la mayoría se realizó en el invierno del 2000, comprendió ocho pozos y en la curva de producción total del yacimiento se aprecia una reducción de fluido de unos 750 m³/d (ver Figura 1, mediados del 2000).

Nueve cierres (45 %) fueron positivos, significando ello que la disminución de fluido obtenida, no implicó pérdida de producción de petróleo. Cinco de ellos corresponden a la campaña del 2000. Siete cierres (35 %) tuvieron resultado negativo -con pérdida de producción de petróleo-, tres de los cuáles se realizaron en el año 2000.

De los restantes cuatro cierres (20 %) no se tiene certeza del resultado. La mayoría de los 19 cierres no permiten adjudicarle con certeza el origen del aumento o disminución de petróleo asociado, ya que se realizaron en conjunto con otras capas o simultáneamente con otros trabajos (p. ej.: fracturas). Algunos cierres fueron selectivos, a una sola capa, pero no siempre fueron los más confiables; éstos corresponden a las capas BCE 2-1 (4 veces) y BCE 1-2, 3-3 y 7-1 (una vez cada uno).

En la Figura 18 se grafica uno de los pozos donde se pudo determinar un cierre con resultado positivo, interrumpiendo la producción de agua sin pérdida apreciable de producción de petróleo (BCE-1007, luego del cierre de las capas BQDS, BCE 1-2 y BCE 2-1).

Las capas que producen mayor cantidad de agua con un moderado empuje, son las capas BCE 2.1. Esta capa fue cementada en el año 2005 en los pozos BCE-1023 y BCE-1024, disminuyendo sensiblemente la producción de agua, con aumento de la producción de petróleo debido a mejor eficiencia de bombeo. Se determinó que contenían 1% de petróleo en los ensayos con la bomba Jet. En el pozo BCE-1024 disminuyó la producción de agua apreciablemente sin manifestar reducción en la producción de petróleo, en este pozo se puede considerar que el tratamiento fue exitoso.

La respuesta en el pozo BCE-1023 no fue la misma que en el caso anterior, se observó una gran disminución del agua producida, pero también se observó una mayor declinación en la curva del petróleo, aun se debe analizar si es un problema de la zona o un problema operativo de capacidad de bombeo

Cambios de régimen de extracción

El aumento del régimen de extracción es otro de los trabajos que típicamente se asocian a reservorios con empuje de agua -natural o artificial- y cuyo objetivo es maximizar la producción de petróleo en términos de valor presente neto.

La discusión posterior tiene dos enfoques complementarios, por una parte se analizarán los incrementos de régimen y por la otra las disminuciones de régimen, que son su contrapartida. En ambos casos se considerará positivo el cambio -aumento o disminución- que no involucre pérdida de producción de petróleo.

Aumentos de régimen, de 22 casos analizados casi todos fueron positivos (95 %), en mayor o menor medida todos aumentaron la producción de petróleo.

Reducciones de régimen, de los doce casos analizados, nueve fueron negativos (75 %; implican pérdida de la producción de petróleo). En general cuando se incrementa la extracción de fluido total del pozo, también se produce mayor cantidad de petróleo.

Resumiendo, de los 34 cambios de régimen de extracción, 30 demuestran que la producción de petróleo es proporcional a la de fluido total producido por los pozos (88 %). Esto está confirmado en la Figura 20, donde se graficó la relación actual entre fluido producido por cada pozo y su correspondiente caudal de petróleo. Esto indicaría que debe aumentarse el régimen de extracción de todos los pozos productores de BCE para incrementar la producción de petróleo del yacimiento. Este proceder estaría asociado a mayores inversiones y costos operativos (equipos de producción más grandes, manejo de mayores cantidades de agua producida, más instalaciones de superficie, etc.). Por otra parte, el hecho que algunos cierres de capas (selectivos) fueran positivos (29%)

indicaría que la solución óptima es incrementar la producción de petróleo con la menor cantidad de agua asociada posible, optimizando también la inversión y costos operativos.

Es de destacar que en general los pozos producían con altas sumergencias, desde el 2003 se está revirtiendo esto en función de la capacidad de evacuar el agua de producción en la batería. Dada la energía natural de los reservorios (al menos de los más importantes), que además está suplementada de alguna manera por inyección de agua, el pronóstico de producciones a mayores regímenes de extracción es fácil de determinar, ya que el índice de productividad puede representarse por una recta, basada en datos de producción de fluido asociados a niveles dinámicos, a distintos regímenes de extracción.

Modelo de Comportamiento Propuesto

Si varios reservorios heterogéneos, con empuje de agua y diferente presión de reservorio, producen simultáneamente a un pozo, normalmente los de mejores propiedades petrofísicas permiten manifestarse al acuífero con mayor facilidad que los otros, incrementando su participación en la producción del pozo y elevando su nivel en detrimento de los reservorios peor conectados al mismo.

Si a esta situación le sumamos una inyección de agua que se ha caracterizado por su falta de selectividad y escasa eficiencia vertical (de acuerdo a los pocos perfiles de admisión realizados desde 1997 hasta el presente), y un manejo del yacimiento donde ha primado la independencia entre los criterios de cierres de capas y de inyección secundaria de agua, el efecto antes mencionado se ve potenciado en la dirección no deseada en términos de un correcto manejo de este tipo de reservorios. Más adelante se analiza la operación de recuperación secundaria, iniciada en 1997, con más detalle. Con objeto de simplificar este análisis general utilizaremos un modelo teórico apropiado para yacimientos con empuje de agua afectando a varios reservorios de propiedades petrofísicas diferentes. Este modelo es válido tanto si el empuje de agua es natural como artificial.

El modelo puede esquematizarse según se aprecia en la siguiente Figura 21, donde se puede notar que el empuje natural de agua se manifiesta a través de la capa más permeable (Capa A) en el productor de primera línea, el mayor potencial resultante en ese productor con respecto al acuífero sería parcialmente neutralizado con el aumento del régimen de extracción del pozo. El empuje natural -siempre a través de la Capa A- sería potenciado por el aumento del régimen de extracción, lo que se traduciría en un círculo vicioso, cuyas consecuencias serían, cada vez menor eficiencia vertical (Ev) de barrido, debido a que la relación de movilidades es superior a 1 y desplazamiento del petróleo de, cada vez, menos reservorios, los más permeables, hasta barrer totalmente el volumen de petróleo entre el inyector y la primera línea de productores.

Los niveles dinámicos de fluido altos en los pozos productores, afectan negativamente la participación de los reservorios menos permeables en la producción total del pozo (hasta anularla en los casos más desfavorables), llegando a altas producciones de agua en los productores, con bajas producciones de petróleo al cabo de un tiempo relativamente corto. Se transforman en altos costos operativos para inyectar, desplazar en el reservorio, producir, transportar, separar, tratar y volver a inyectar altos volúmenes de agua, a un sistema ineficiente en términos de producción y reservas petrolíferas asociadas.

Para que los ensayos de las capas sean representativos deben ser realizados con equipos de producción y durante un tiempo prudencial; en este yacimiento se hicieron estos ensayos con una bomba jet para reducir el tiempo en el que se puede observar una respuesta representativa. En reservorios con empuje de agua -natural o artificial- los ensayos de pistoneo no reflejan el potencial de los mismos.

Una visión histórica más amplia se obtuvo del análisis de las relaciones de producciones acumuladas de agua-petróleo. En la Figura 22 se observan las relaciones agua-petróleo (RAP)

promedios de todos los pozos del yacimiento. El rango comprende desde 15,0 (BCE-1023) hasta 0,8 (BCE-1009). Estas diferencias se explican por diferentes posiciones estructurales y zonas petrofísicamente mejores entre los pozos, pero también están influenciadas por los cierres de capas antes mencionados.

En la Figura 24 se relacionan las RAP con las producciones acumuladas de petróleo de los pozos del yacimiento. En ella puede observarse -en términos generales- que, ningún pozo con alta producción acumulada posee alta RAP, todos los pozos que poseen producciones acumuladas superiores a $60 \text{ Mm}^3\text{p}$ tienen RAP relativamente bajas, inferiores a 10, y la mayoría de los pozos con acumuladas inferiores a $60 \text{ Mm}^3\text{p}$ tienen RAP relativamente altos, superiores a 10.

En consecuencia se observa que no existen altas producciones acumuladas que correspondan a altas RAP, por el contrario las mejores producciones acumuladas poseen RAP relativamente bajas, indicando algún grado de eficiencia de barrido natural/artificial, ocurrida naturalmente y que nos indica el camino a seguir para optimizar la producción del yacimiento, producir la mayor cantidad de petróleo posible, libre de agua.

Este análisis se hizo para los pozos viejos perforados por Bridas, debido a que los pozos nuevos contra la falla e infill, no tienen suficiente historia de producción para que tengan la misma representatividad que los pozos con historias de producción y grandes acumuladas.

En el pozo BCE-1023 se cementó la capa BCE 2.1 y cambió drásticamente el RAP debido a la disminución de agua de producción.

Analizando la información desde otro ángulo: los pozos que con motivo de los cierres de capas producen actualmente sólo de QDS, QDS/BCE 1.2 ó BCE 7.1/BCE 7.2 son los siguientes: BCE-1007, -1011, -1016, y -1021. Entre ellos se observan RAPs que van desde 4.2 hasta 10,5 (BCE-1022), lo que indica distribuciones anómalas de producción de agua entre sí. Es oportuno destacar aquí que la mayoría de los pozos mencionado en este párrafo están ubicados en la mitad derecha del yacimiento, hacia el área de influencia del inyector BCE-1020.

Análisis de Presiones – Contactos Agua – Petróleo (CAP)

Con objeto de determinar los contactos agua-petróleo (CAP) de los reservorios del yacimiento BCE, se analizaron los datos de presiones estáticas de perfiles RFT de los primeros pozos perforados en el mismo (BCE.x-1001 y BCE-1002).

Una vez seleccionados los mejores registros de presión RFT de los pozos, se calcularon los gradientes de petróleo y agua representativos del yacimiento BCE en condiciones de reservorio, se graficaron las presiones en función de la profundidad, y se compararon con los gradientes calculados teniendo en cuenta el tipo de fluido respectivo, como se observa en la Figura 25.

Como puede observarse, en principio podrían identificarse cuatro unidades de flujo, para las cuales se determinaron los respectivos CAP originales. Si bien los datos de presiones -y por lo tanto los respectivos CAP- son confiables, la cantidad de los mismos no fue suficiente.

En la Figura 25 puede observarse que faltan datos de los reservorios QDS, BCE 3 y BCE 7.2, por lo que fue necesario complementar la información con análisis de perfiles geológicos y ensayos iniciales de pistoneo.

Fue necesario un análisis detallado de todos los perfiles geológicos para definir mejor qué reservorios comprende cada unidad hidráulica. Así se comprobó por perfiles -verificando comunicaciones entre reservorios pozo a pozo- que los datos de presiones eran adecuados. El

acuerdo obtenido entre ambos métodos fue determinante para aumentar la confianza en el procedimiento seguido.

De este modo se definieron mejor las cuatro unidades hidráulicas indicadas en la Figura 25 y se agregaron dos (correspondiente a las capas BCE 3.2 , BCE 3.3 y QDS), basadas totalmente en el análisis de perfiles mencionado.

Resumiendo, existirían seis unidades de flujo definidas por presiones originales, análisis de perfiles y ensayos de pistoneo iniciales, cada una con su contacto agua-petróleo distinto, según se observa en la Tabla II.

Del análisis de los perfiles, después de analizar todos los pozos, se confirma la existencia de seis unidades hidráulicas en los reservorios de BCE, de donde se calcula las reservas in situ del yacimiento. Hay zonas que aunque tengan alta saturación de agua, podrían tener algo de petróleo asociado, estas capas habría que ensayarlas en algun pozo a fin de determinar claramente cuál es el corte de agua de esas capas si se ponen a producir.

Modelo de Ensayo de Pozos

Teniendo presente los criterios anteriores se ensayaron en los pozos BCE-1019, -1023, -1024, -1017 -1012 y -1022, con la siguiente metodología.

Pistonear los intervalos productivos selectivamente, para determinar los que aportan mayores cantidades de agua, sin tratar de determinar su porcentaje de petróleo.

Ensayar selectivamente en producción con una bomba jet los intervalos acuíferos mayores previamente determinados, con objeto de definir si producen petróleo asociado o no, y los intervalos de baja producción, en conjunto. Esta fase requerirá instalaciones selectivas de producción, y equipos de bombeo acordes con la máxima capacidad de producción de los intervalos producidos.

Una vez definidos su participación en la producción, de agua y de petróleo del pozo, proceder a aislar los intervalos netamente acuíferos, se evaluó económicamente que no conviene producir las capas que superen un corte de agua del 99%. La idea es cementar las capas con alto porcentaje de agua, y poner a producir el resto de los intervalos petrolíferos poniendo la bomba lo más bajo posible.

El primer pozo donde se hizo este trabajo fue el BCE-1019 pertenece al sector Este del yacimiento, donde la mayoría de los pozos producen de pocos reservorios superiores. El objetivo de este trabajo fue en particular definir los fluidos de cada uno de los reservorios, incluidos los inferiores, para luego -en consecuencia- optimizar la eficiencia vertical del pozo inyector BCE-1020 y poner nuevamente en producción los reservorios actualmente bajo tapón en los pozos del sector Este, inclusive, poner en producción pozos actualmente parados.

Como este trabajo resultó exitoso, se extrapoló esta experiencia al pozo BCE-1012, para verificar los porcentajes de petróleo que tenía cada una de las arenas productivas. Se encontró que todas las arenas tenían porcentajes de petróleo mayores del 5 %, por lo cual se sacaron los tapones que tenía el pozo y se dejó todo en producción. En función de estos resultados se decidió perforar el pozo BCE-1035, que encontró la formación QdS con presiones relativamente altas en comparación con la depleción del reservorio.

El resto de los candidatos corresponden todos al sector Oeste del yacimiento. En función de los resultados obtenidos se decidió aplicar esa metodología a los restantes pozos. En términos de inyección de agua, el análisis y las recomendaciones, aunque complementarias con las de los productores, se encontrarán más adelante.

Es de destacar la importancia de no superponer arealmente los efectos de las recomendaciones, de modo que puedan adjudicarse los resultados obtenidos a una u otra con la mayor certidumbre posible. Por ello, la mayoría de las intervenciones en productores se realizaron en el sector Oeste

del yacimiento y -en función del buen resultado del BCE-1019- se optimizará la eficiencia de barrido vertical en el inyector BCE-1020, ubicado en el sector Este.

Como consecuencia de esta metodología se requiere un seguimiento acorde por parte de la Operación e Ingeniería, y contar con las instalaciones adecuadas en el yacimiento para asegurar la representatividad de los ensayos, y evacuación del agua de producción. Adicionalmente es importante destacar que, en términos de fluido final producido, el resultado será difícil de predecir, ya que surgirá del balance entre la cantidad de agua eliminada del circuito de producción, y la optimización de la producción en el resto de los intervalos productivos.

Análisis de los Ensayos con Pump Jet

En este yacimiento donde la entrada de agua, de la capa BCE 2.1 es importante, debido a que hay un empuje de agua, cada vez que se para el pozo, para una intervención o problema de producción, se inundan las capas con menor presión. La diferencia de presión estática que tiene la capa BCE 2.1 con respecto a las otras es de 25 a 30 Kg/cm².

Esto hace que cada vez que se cierra un pozo, se necesitan dos o tres días, para que el pozo se estabilice con niveles de petróleo similares a los anteriores al cierre.

Para resolver el problema de ensayar el pozo, determinar la productividad de cada una de las capas, y que los ensayos sean representativos. Sin tener que cambiar varias veces la instalación de producción del pozo, se bajo una bomba Jet con un registro de presión de fondo, para determinar la presión dinámica a la entrada de la bomba. Esto ayudó a construir una curva IPR para cada una de las capas ensayadas, y disminuyó mucho el tiempo de ensayo.

El programa de ensayo propuesto para los pozos de Borde Colorado Este a fin de determinar el potencial de cada uno de ellos fue el siguiente:

Pistonear Selectivamente los intervalos productivos para definir cuál de ellos produce la mayor cantidad de fluido, sin tener muy en cuenta el corte de agua. Solo determinar si produce fluido, o es candidato a una estimulación.

Selectivamente ensayar en producción los intervalos previamente definidos como más productivos, para saber si producen petróleo o solo tienen producción de agua. Luego ensayar en producción los intervalos menos prolíficos, el ensayo se puede hacer en conjunto con varias capas. El problema operativo en esta etapa es que no conviene bajar muchos packers para aislar zonas, en una sola operación.

En esta etapa con las instalaciones selectivas, registro de presión de fondo, y la bomba necesaria para producir de acuerdo al potencial de los diferentes intervalos, se pudo ensayar las zonas productivas. Se deberá aislar los intervalos que tengan un corte de agua mayor a 99% por ser antieconómica.

A modo de ejemplo de la metodología de trabajo, utilizada en estos pozos se adjunta el esquema del inicial de un pozo, con los ensayos por pistoneo, iniciales cuando el pozo se puso en producción y luego los ensayos de las capas por pistoneo, y con la bomba Jet. Este pozo tiene abiertas las capas QDS, BQDS, BCE 1.2a, BCE 2.1a, BCE 7.1 y BCE 7.2. Figura 26.

Como se puede ver en el esquema del pozo, con el pistoneo se encontró que las capas BCE 2.1a y en la BCE 7.1 solo producían agua, no se vio nada de petróleo. Es de hacer notar que se ensayaron por separado pistoneando, con un ensayo corto de 5 hrs, cada una de las capas, lo que se quería ver con este ensayo, era la cantidad de fluido que producía cada una de las capas a fin de poder disminuir la cantidad de intervalos a ensayar en producción.

En este esquema de pozo se puede observar que las capas que producían por pistoneo 100% de agua, luego en un ensayo con la bomba bomba Jet, más estabilizada y en plazos mayores, comenzó a producir hasta 6 % de petróleo. En la Actualidad una capa que produce con más de 3 % de petróleo es económicamente viable.

En el esquema simplificado del ensayo en producción del pozo, se observan los resultados de todo el pozo en conjunto y se puede ver su evolución y comparar los resultados con la suma de cada una de las capas individualmente. Se vio que haciendo un buen ensayo de cada una de las capas punzadas, se puede determinar las curvas IPR de cada una de ellas y luego sumarlas para obtener la curva de producción del pozo.

Con la bomba Jet se ensayaron 4 zonas. La primera fue capa BCE 7.2 separada, que tuvo una IPR pequeña, con 4% de corte de petróleo. La segunda zona ensayada fue la BCE 2.1 y BCE 7.1, en conjunto, con un alto potencial y 6 % de petróleo. La tercera zona ensayada fue las capas BQDS y BCE 1.2a, en conjunto, con un potencial de producción no tan bueno como el anterior y con 6 % de petróleo.

Por último se ensayó la capa QDS sola que tiene una baja presión de reservorio pero con un alto potencial de producción, y un corte de petróleo del 2%. El ensayo de todas las capas abiertas en este pozo dio 169 m³/d de fluido, con 6 % de petróleo. La producción actual del pozo en conjunto es similar a este ensayo.

Con esta forma de determinar las IPR del pozo, además de sacar el potencial de cada una de las capas, se puede determinar cuál es la presión estática de reservorio de cada una de las capas. Los datos determinados por este método son similares a los que se pudo tomar en los RFT en los pozos perforados in-fill el mismo año..

En la Figura 27 se puede ver que la IPR suma y la suma real son similares. Una es la suma de cada una de las IPR individuales y la otra es el ensayo en conjunto de todas las capas. Se observo que hay diferencia cuando las presiones estáticas de las capas son muy diferentes y tienen mayor potencial que la bomba utilizada. La producción total es un promedio de las diferentes capas.

También se observo que cuando las capas no producen al máximo de su potencial, lo primero que decrece es el corte de petróleo.

La Fig 28 es una carta de fondo de pozo, donde se puede observar que hay más de un régimen de producción que sirve para determinar la curva IPR del pozo, y además saber que se espera que produzca de esa zona. Se registra la presión de admisión de la bomba, con esas presiones dinámicas y la estática de reservorio se puede estimar la producción de cada una de las capas.

A modo de ejemplo, se muestra el esquema de pozo con la instalación de producción para usar la bomba Jet. Fig 29.

En este esquema se observan, los packers, que separan las zonas a ensayar, la camisa de circulación que trabaja con alambre y sirve para cambiar cada una de las zonas a ensayar. Sobre el primer packer esta el asiento de la bomba. Este tipo de bomba trabaja, por inyección de agua por directa, y produce por entre columna.

En estos ensayos hay que tener en cuenta que la bomba siempre esta en el mismo lugar, y hay casos donde la presión hidrostática desde la bomba a los punzados supera la presión de la capa, en ese caso este sistema no funciona, debido a que la capa no tiene suficiente presión como para vencer la presión hidrostática hasta la bomba, mas la fricción.

En un caso donde la presión de reservorio sea muy baja, hay que considerar bajar la bomba por debajo de los punzados, y una bomba que pueda trabajar en esas condiciones.

En el Yacimiento BCE es muy difícil hacer eficiente la bomba ESP debido a que para que funcione bien este tipo de bomba, se debe ubicar por encima de los punzados, para que el fluido de producción refrigere el equipo. Por otro lado, la mínima sumergencia que se recomienda utilizar en este tipo de bombas es entre 150 a 200 mts, para evitar que se quede sin líquido y se queme la bomba. Con estas restricciones si tenemos 200 mts de diferencia entre los punzados, mas 200 m de sumergencia, tenemos una presión hidrostática de 40 Kg/cm², lo que implica que la capa BCE 7.2 que tiene 35 Kg/cm², de presión de reservorio, nunca va a producir.

Con toda la información de cada una de las IPR, las presiones dinámicas y de reservorio, los caudales de fluido, y los porcentajes de petróleo de cada una de las capas se confeccionó una planilla para predecir la evolución del pozo cuando la bomba no está por debajo de los punzados o cuando el nivel de fluido del pozo, es alto. Figura 30.

Con estos datos se puede predecir cuando comienzan a producir las capas inferiores, estas solo producen eficientemente si la bomba está por debajo de los punzados, y el nivel del pozo está muy bajo. También se vio que en general las capas superiores tienen menor porcentaje de petróleo que las inferiores. Esto se debe en general a que son las capas que tienen mayor facilidad de producir, cuando sube el nivel de líquido del pozo, quedan productivos los niveles superiores, por eso son los más extraídos.

La evolución de agua y petróleo en los pozos de Borde Colorado, después de optimizar el pozo y hacer los ensayos de las capas, la producción de petróleo aumento así como también la producción de agua. El mayor problema que tiene este yacimiento es mantener la eficiencia de bombeo para no inundar capas inferiores.

En Borde Colorado hay una gran experiencia de que al parar la bomba del pozo por cualquier motivo operativo, el pozo tarda entre 2 a 3 días, produciendo 100% de agua, hasta que comienza a producir petróleo nuevamente.

La idea en este proyecto es mantener lo más que se pueda el corte de agua por debajo del 95%. También se debe tener en cuenta que las ineficiencias de la bomba disminuyen primero la producción de petróleo aún manteniéndose la producción de fluido total.

Propiedades de los Fluidos, de PVT BCE-1001

Dado que se dispone de un estudio PVT del pozo BCE-1001 que fue el primer pozo perforado en el área, se usaron las propiedades del fluido de reservorio de este ensayo.

Por no tener datos de las propiedades de la roca, estas se estimaron a partir de estudios de la misma formación de ASD. Se ajustó la permeabilidad relativa tratando de reproducir los puntos extremos.

Se encontró que la viscosidad del petróleo del reservorio en fondo es de 53 Cp y el Rsi (5.7 m³/m³ de acuerdo al GOR inicial. También se verificó la densidad del petróleo en superficie. Las curvas obtenidas se muestran en la Figura 31.

Ensayos de Presión de pozos

Se hicieron 6 ensayos de presión con ecómetro en los pozos de BCE; en general en los pozos en que no estaba produciendo la capa BCE 2.1, debido a que la alta presión de la capa, disminuye la sensibilidad de este sistema de medición, a causa de que el pozo rápidamente tiene alto nivel.

En la interpretación del build up del pozo BCE-1034 donde solo estaba produciendo la capa BCE 2.1a se puede observar en la Figura 32 un buen macheo de las presiones, en este caso como el pozo esta situado cerca de la falla se utilizo un modelo de reservorio homogéneo, con 2 fallas paralelas, una de las cuales tiene empuje de agua. Las distancias a la falla se puede ver que es similar a las calculadas por sísmica. Hay 20 mts a la falla principal del Yacimiento y aproximadamente 700 mts, hasta el empuje de agua. La presión del reservorio 47 Kg/cm², la misma que todos los pozos que tienen produciendo la capa BCE 2.1. Esto confirma que el acuífero que mantiene la presión en este Yacimiento pertenece a esta capa.

En la interpretación de los ensayos en que solo estaba abierta la capa QdS no se vio empuje de agua. La permeabilidad promedio sacada de los Build Up y de los mapas de permeabilidad del Yacimiento varía entre 1 – 5 mD. A partir de esta interpretación de presión se estimó que las capas QdS, BCE1.2 y BCE 7 no tienen empuje natural de agua.

De los análisis de presión en la Formación QdS, donde la capa generalmente fue fracturada, se observa que esta permanece activa, y se observa la respuesta típica de fractura en el ensayo.

Análisis de la Inyección de Agua

Desde II/97 se inundan artificialmente los reservorios en estudio desde dos pozos inyectoras: el BCE-1002, convertido a tal fin, y el BCE-1020, perforado como tal. Recientemente se incorporó como sumidero el pozo BCE-1014, ubicado al Este y fuera de la zona de estudio.

El efecto de la inyección de agua -iniciada en 1997- no se destaca en la producción total, aunque puede notarse en el comportamiento de algunos pozos productores. Hasta ahora esta inyección de agua se puede considerar como que fue a pozos sumideros, debido al bajo nivel de control de la inyección, y a la disminución de la eficiencia vertical.

Los caudales inyectados acumulados por los tres pozos son: 1,6, 2,0 y 0,15 MMm³a, respectivamente, equivalentes a 605, 706 y 626 m³a/d.

En los más de siete años de vida de esos inyectoras se realizaron sólo cinco perfiles de admisión, tres en el primer año de vida y dos durante el año 2003. Esto equivale a un perfil por pozo cada tres años, frecuencia muy baja para un seguimiento adecuado de la operación de inundación.

Ambos inyectoras poseen instalaciones selectivas, pero sin válvulas reguladoras de caudal, lo que se traduce -como muestran los escasos perfiles de admisión mencionados- en una bajísima eficiencia vertical de barrido, afectando la recuperación secundaria de petróleo en forma significativa. Se cuenta con un solo registro de una intervención en el pozo BCE-1002, durante la cuál se cegaron los mandriles M4 y M5, desviando presumiblemente la inyección desde las capas BCE 2.1 y QDS/BQDS, respectivamente, hacia la capa BCE 3.1 (IV/02).

La interpretación de respuestas secundarias por inyección de agua en BCE resulta sumamente difícil por el escaso control de la inyección en ambos pozos inyectoras y otros trabajos en los pozos productores realizados simultáneamente con el inicio de la inyección (estimulaciones por fracturas, incrementos de régimen de extracción o cierre de capas).

Por este motivo durante el año 2002 se trataron de interpretar las respuestas secundarias a través de las temperaturas registradas en boca de los pozos productores. Este intento también resultó incierto, pero dio algunas claves de la dirección de depositación o la dirección de mayor permeabilidad en la formación QdS que era la que estaba recibiendo casi la totalidad de la inyección de agua en la época en que se realizó el trabajo, Figura 33.

Los pozos que tenían abierta la capa BCE 2.1 no tuvieron modificación de la temperatura de superficie entre las distintas estaciones del año debido al empuje de agua de dicha capa. Este tipo de medición es cualitativo, y no se puede tomar como determinante pero si dió una clave de la dirección de mayor permeabilidad de la formación.

A las limitaciones originales debe agregarse, como resultado de este estudio, la complejidad que introduce la definición de unidades hidráulicas compuestas por varias capas produciendo simultáneamente.

Si verificamos la eficiencia vertical de barrido de los pozos inyectoros podemos observar que entre 1997 y 2003: en el pozo BCE-1002: de un total de cinco intervalos objetivos de inundación, se pasó de una eficiencia vertical de barrido inicial de aproximadamente el 40 %, a una del 20 % actualmente. En el pozo BCE-1020: de un total de cinco intervalos objetivos de inundación, se pasó de una eficiencia vertical del 80 % al 20 % actual.

Se detallan en la Tabla VII los resultados de los cinco perfiles de admisión realizados en ambos pozos inyectoros y la intervención en que se cegaron dos mandriles en el BCE-1002.

En consecuencia, en ambos inyectoros la evolución de la distribución vertical de la inyección ha sido desfavorable. Si se hubiesen considerado como objetivos de inundación las capas y no los intervalos separados para su inyección, los resultados hubieran sido aún peores en términos de eficiencia vertical de barrido. Teniendo como base la tendencia anterior de ir perdiendo eficiencia vertical, actualmente debe estar peor la eficiencia vertical debido a que en estos dos últimos años no se hicieron perfiles de inyección, se controló poco la inyección de agua en los inyectoros y aumentó la presión de admisión debida, a una calidad de agua pobre.

Es de destacar que actualmente el pozo inyector BCE-1020 inunda sólo los reservorios BCE 3.3, BCE 7.1 y BCE 7.2, afectando mayormente a pozos cerrados o que tienen estas capas aisladas mecánicamente.

Como se expresara anteriormente, las respuestas secundarias aquí determinadas tienen un alto grado de incertidumbre. Tomando esta primera aproximación y poniendo todos los datos dentro de un simulador, primero se estimo la respuesta de producción primaria por pozo y luego se simulo la respuesta por secundaria aplicando el método de Buckley-Leverett.

La información resumida en la Figura 34 se enfocó en los pocos años en que se cuenta con perfiles de admisión (1997/1998 y 2003) y se tuvo en cuenta qué capas se inundaban entonces, qué capas integran unidades hidráulicas con las inundadas y qué capas están contemporáneamente abiertas en los productores afectados a la inundación de los inyectoros próximos. En resumen se evaluaron quince incrementos de producción de petróleo, cinco de relativa importancia (posibles bancos de petróleo), otros cinco de respuestas menores (cambio de la pendiente de declinación primaria) y finalmente cinco más que resultaron dudosos.

Las capas involucradas en estas respuestas son -forzosamente- aquéllas de las que se tienen registros de admisión, o sea QDS, BQDS, BCE 1.2 y BCE 2.1 en su gran mayoría, y esporádicamente las capas BCE 3, BCE 3.1 y BCE 3.2. No es posible siquiera inferir algo sobre posibles respuestas ocurridas en el período intermedio (1999-2002) por no contar con perfil de admisión alguno. En el trabajo de simulación se estimó que en este periodo se siguió inyectando en las mismas proporciones que en el periodo anterior, esto no es exacto pero si es la mejor aproximación.

Es de gran importancia, alentar una mejora en el proceso futuro de seguimiento de la recuperación secundaria, ya que no se cuenta con la cantidad ni la calidad de información necesaria para

evaluarla apropiadamente en el yacimiento BCE. Este proceso podría incluir la utilización de trazadores para determinar continuidad lateral de los reservorios, y un mejor control y seguimiento en la inyección de los pozos.

En términos de inyección de agua, se recomienda, intervenir el pozo inyector BCE-1020 para efectuar pruebas de inyectividad selectiva y determinar, la presión de inyección y la inyección óptima por capa, comunicaciones entre reservorios, factibilidad de punzar capas aún no expuestas a la inyección. Adaptar la presión de bombeo a las inyectividades determinadas. bajar instalaciones selectivas adecuadas, con válvulas reguladoras de caudal. regular los caudales por reservorio de acuerdo a los requerimientos.

En función de los resultados obtenidos, extender la recomendación a los pozos inyectores BCE-1002 actual inyector y a los nuevos inyectores BCE-1015, BCE-1007 y BCE-1003.

Estudiar la factibilidad de convertir en inyectores uno o dos pozos más.

Todo este proceso de mejora deberá estar controlado mediante un plan de seguimiento adecuado consensuado entre Operación e Ingeniería.

Proyecto de Recuperación Secundaria

Tareas Realizadas

Partiendo de los estudios ya realizados sobre el campo por Geología e Ingeniería, se llevaron adelante una serie de tareas para analizar en el yacimiento el proyecto de recuperación secundaria.

Mapa estructural:El mapa estructural generado con el soporte de la sísmica existente se lo comparó con datos de pozos y se generó un mapa estructural que se cargo en el simulador.

Propiedades petrofísicas:Se analizó toda la información disponible, se hicieron los mapas de espesor neto y porosidad promedios del campo. La Swi promedio se estimo en un 40%. No se encontró información de estudios de coronas, presiones capilares, permeabilidades relativas, para ello se tomaron extrapolaciones de otros yacimientos cercanos. En cuanto a la permeabilidad se hicieron mapas de permeabilidad a partir del cubo sísmico de porosidades. La permeabilidad promedio es del orden de 1 a 4 mD. Valores que se consideran razonables para este reservorio. La correlación entre los mayores espesores del campo con los mejores índices de permeabilidad y las mayores acumuladas es muy buena.

Revisión de legajos y estado de pozos:Se revisó la información recopilada de todos los pozos, se hicieron los esquemas y se relacionaron las capas productivas con los perfiles.

Historia de producción:Se analizó la historia de producción del campo, globalmente y por pozo. De acuerdo a lo observado, en la historia de producción se puede inferir que tiene un acuífero activo. Lo que hay que tener en cuenta es que siempre se produjeron los pozos con alta sumergencia en la bomba, o lo que es lo mismo, con subextracción, esto hace que en un sistema complejo como este donde hay capas con empuje de agua y otras que no lo tienen, siempre las capas que tienen menor energía, son las que menos producen, por lo cual se piensa que las capas más profundas no están totalmente drenadas.

Con el estudio de presiones del pozo se puede inferir que las capas 2.1 y 3 tienen empuje de agua y las capas superiores de QdS , BCE 1.2 y BCE 7 no tienen empuje de agua y son las capas que deberían recibir la mayor parte de la inyección de agua.

Historia de presiones estáticas de Reservorio: Se analizaron los datos disponibles de presiones estáticas. La Presión estática inicial es del orden de 66 kg/cm², observándose una caída de la

presión con la explotación del campo hasta alcanzar la presión del acuífero, y luego declina en forma más suave. Esto confirma que el mecanismo de producción es la expansión monofásica del fluido de reservorio para alguna de las capas y empuje de agua para otra de las capas. La presión estática actual se estima en el orden de los 50 kg/cm², a 25 Kg/cm² en Quebrada del Sapo. Se trazó una relación entre la Presión estática y la acumulada para realizar un balance de materia del campo en su etapa inicial y así corroborar el volumen original in situ obtenido por volumetría.

Cálculo del OOIP: Se realizó por volumetría y balance de materia para cada formación y se sumo todas las capas para el cálculo del total del campo. La mejor zona del yacimiento es la parte SO, todavía se puede agregar algún pozo infill en esta parte del reservorio.

Factor de Recuperación esperado: Se determinó el factor de recuperación esperado tomando la recuperación estimada por el simulador más lo actualmente producido en el yacimiento. La misma arroja como resultado un 41% por primaria y un 9% por secundaria (50% total). Dado que la acumulada actual del campo es de 1257 Mm³ el factor de recuperación actual es del orden del 39% (OOIP) lo cual se considera razonable dado que el campo está en su etapa Terminal de producción por primaria. Si a estos resultados se le agrega un factor de riesgo de 15% tenemos 145 Mm³ a recuperar por primaria y 153 Mm³ a recuperar por secundaria, con un factor de recuperación de 49%.

Definición de la zona a inyectar Se analizó la ubicación de los pozos inyectoros nuevos con distintos patterns, y la posible extensión a todo el campo, para los posibles escenarios, se vio que el mejor pattern de inyección es de tipo periférico en la parte baja del reservorio para recuperar la mayor parte del petróleo en el ático contra la falla. (Figura 23).

Cálculo de los caudales de inyección: Se determinó la inyectividad esperada en los pozos utilizando los datos de los pozos inyectoros existentes. Los pozos ahora están inyectando entre 500 y 600 m³/d de agua con una presión de boca de 65/70 Kg/cm². Al comienzo de la inyección este valor de presión era mucho menor pero después de varios años sin control en la calidad del agua de inyección, esta presión subió de 45 Kg/cm² a los 70 Kg/cm² en que está actualmente.

Pronóstico de producción por secundaria: Para obtenerlo se utilizaron dos métodos diferentes: empírico y por simulación con el método de Bucklett – Leverett. El primero de ellos es aproximado pero se adapta para éstas condiciones cuando se tiene escasa información disponible. De todos modos el pronóstico es indicativo, y haciendo sensibilidad a algunos parámetros en general se pueden esperar respuestas luego de 12 meses de inyección. En la figura 35 se pueden ver los pronósticos obtenidos.

Instalaciones de superficie: Se revisaron las instalaciones de superficie y calidad de agua de inyección. En las instalaciones es necesario reparar y agregar mayor capacidad de la bomba inyectora, y poder manejar en la batería mayor cantidad de agua. Se puede utilizar el agua sobrante de este Yacimiento para la secundaria de otro de la zona. En superficie se deben instalar bombas, tender las líneas de inyección a los pozos correspondientes, montar puentes de inyección, etc. En cuanto a la calidad del agua, dado que no se dispone de información de distribución de gargantas porales, se decide fijar como objetivo una buena calidad de agua por lo que se deben instalar filtros, y eliminar la mayor cantidad de impurezas del agua. Actualmente los pozos inyectoros redujeron su eficiencia vertical de inyección y aumentaron la presión de inyección de 40 a 75 Kg/cm² en 7 años de trabajo sin controles apropiados.

Contacto con Área de Operaciones: Para asegurar la información disponible y realizar algunos trabajos y estudios adicionales (compatibilidad de aguas, estado de pozos, medición de presión estática actual, etc.) se conversó con la gente de Operaciones para acordar los trabajos a realizar.

Proyecto Propuesto

Para definir el mismo se analizaron distintos escenarios con ventajas y desventajas y quedo como mejor opción la Inyección de agua periférica. En la primera etapa se convierten en inyectores los pozos bajos en la estructura, dentro de la zona central con las mejores propiedades de reservorio.

Como contrapartida este sistema presenta baja eficiencia de barrido por fugas al acuífero y baja relación inyección /producción.

La inyección de agua periférica, produciendo el petróleo en la zona alta de la estructura, contra la falla, es la mejor alternativa que se encontró, teniendo en cuenta la cantidad de capas y la eficiencia de barrido debido a los canales aluvionales, que además son las zonas con mejor permeabilidad, hacen que si se inyecta en otro sentido la eficiencia de recuperación puede tener diferencias importantes.

Monitoreando la presión estática de cada una de las capas se podrá decidir a futuro, cuándo realizar las inversiones necesarias para optimizar la producción en todos los pozos de la zona y mejorar la recuperación.

De todos modos un 5% de incremento de recuperación por secundaria en la zona se traducen en 180 Mm3 de petróleo adicionales a los ya producidos. El pronóstico de producción esperado se muestra en la Figura 34.

Existen algunos puntos a tener en cuenta al implementar el proyecto, que afectan directamente su comportamiento. Los más importantes son, compatibilidad de aguas, es importante analizar las características de las aguas de producción e inyección y su comportamiento ante mezclas, para evitar problemas de incompatibilidad entre las mismas.

Estado mecánico de los pozos: al tratarse de pozos viejos y de un campo explotado con muy poco mantenimiento en su historia, se deberá verificar el estado de los pozos en cuanto a hermeticidad de casing, y estado general del pozo. Esto permitirá asegurar el buen manejo de la producción e inyección, y sobre todo seguir la marcha del proyecto en cuanto a presurización del campo, detección de respuestas, llegada del frente de agua, etc.

Se deben calcular las inversiones necesarias para convertir/reparar/adecuar pozos, reparar instalaciones de superficie, reparar y adecuar la batería y convertir a inyectores los pozos, BCE-1015, BCE-1003 y BCE-1007. (Figura 36).

Injectar unos 250-280 m3/d por pozo, o lo que tomen en función de la disponibilidad de agua.

Asegurar la continuidad de las condiciones de producción de los pozos en el máximo potencial, teniendo las bombas de producción lo mas profundo posible.

Optimizar los pozos con mayor potencial de producción de agua cementando las arenas que tengan un corte de agua mayor a 99%, y manejando la producción de petróleo, revisar si es económicamente viable tapar pozos o capas con porcentajes de agua inferiores a 99%.

Preparar programa de muestreo de pozos productores (controles de producción, % de agua y niveles dinámicos) y de controles en pozos inyectores (caudales y presiones de inyección, flowlogs) para monitorear adecuadamente la marcha del proyecto desde el punto de vista de las productividades e

inyectividades de los pozos afectados. Esto permitirá realizar un seguimiento adecuado del proyecto que permita corregir desviaciones y realizar en tiempo y forma los ajustes necesarios para asegurar su normal evolución.

Evaluación Económica

Con la reserva obtenida y las inversiones necesarias para implementar el proyecto, se realizó el análisis económico del mismo. Se resume a continuación los aspectos principales tenidos en cuenta.

Inversiones: Se calcularon las inversiones necesarias en instalaciones de superficie y pozos de acuerdo al siguiente resumen:

❖ Reacondicionamiento Batería de Borde Colorado Este	3600 Mu\$s
❖ Planta de tratamiento en Borde Colorado Este	1400 Mu\$s
❖ Fuente de agua y Acueducto	800 Mu\$s
❖ Reparaciones en pozos productores	600 Mu\$s
❖ Optimización de la Producción	600 Mu\$s
❖ Reparación de pozos Inyectores	200 Mu\$s
❖ Conversión de Pozos en Inyectores	345 Mu\$s

La inversión total asciende así a 7.545 Mu\$s.

Gastos: Los gastos se tomaron a partir de los indicadores existentes para la zona del Sur de la Dorsal, siendo de 2,7 u\$s/bbl de petróleo y 1752 u\$s/pozo/mes. Tomando un WTI de 34 u\$s/bbl y considerando 248 Mm³ de reserva e extraer el cálculo económico da los siguientes resultados.

Se realizó un análisis de sensibilidad a la producción, el WTI, los gastos y las inversiones. Se observa que el proyecto se mantiene dentro de la rentabilidad mínima requerida para variaciones razonables.

Oil Reserves (Mm³) (MBbl)	248 (1559)
DROI @10%	1.83
NPV @10% (Mu\$s)	6,096
Pay out (Months)	36
ROR (%)	37.4
Capex (Mu\$s)	7,545
Development cost (u\$s/bbl)	4.6
Opex (u\$s/bbl)	5.5

Además existe un beneficio adicional no considerado en el análisis económico que es el envío de agua de inyección a otros proyectos. Las reservas consideradas solo por secundaria son de 180 Mm³ (1132 Mbbl). Las reservas consideradas por secundaria mas la optimización que son de 292 Mm³ (1,641 Mbbl), que considerando riesgos de 15% da un valor de 248 Mm³.

Cálculo de Reservas - Resultados

La declinación del Yacimiento BCE completo se puede ver en la Figura 35. En el año 2004, hay un incremento de producción debido a perforación de pozos nuevos, esta declinación da el total de reservas que se pueden producir por primaria sin implementar secundaria.

Declinando pozo a pozo cada uno de los pozos productivos de BCE podemos recuperar 50 Mm³, que son reservas producibles, que se pueden recuperar sin hacer ninguna inversión en el Yacimiento, y están consideradas en la declinación total del Yacimiento.

Las reservas por secundaria son de 180 Mm³, calculadas por simulación numérica de los parámetros del reservorio. Todas estas reservas de petróleo son teóricas y no están afectadas por ningún riesgo de producción o reservorio.

La estimación del factor de recuperación considerando todas estas alternativas de producción es del 50%. Es posible aumentar este factor de recuperación pero para ello se deben implementar nuevas tecnologías y conocer un poco mas del reservorio y su evolución en el tiempo

Potencial Adicional

Perforación

En la Figura 39 se ha resumido la interpretación del proceso de optimización que se recomendó para el yacimiento BCE, anticipado en las Figuras 37 y 38. En este caso también se ha indicado el empuje natural (flecha azul de la izquierda) y el espacio que queda entre la última línea de productores y la falla (estructura arriba, indicada por un óvalo amarillo, a la derecha de la figura). Dadas las diferencias petrofísicas de los reservorios frente al empuje primario y la pobre eficiencia vertical de barrido frente a la inyección secundaria, el avance de agua ha sido totalmente irregular entre los quince reservorios involucrados en este estudio.

Como consecuencia varios de esos reservorios, los de peores propiedades petrofísicas, todavía pueden poseer saturaciones de petróleo relativamente altas y hasta presiones estáticas que los hagan interesantes desde el punto de vista de extender el desarrollo del bloque BCE por perforación.

Esta zona del yacimiento BCE tiene dimensiones tales que permitieron la perforación de nueve pozos más. Los pozos nuevos perforados son los que están en las cercanías de la falla, hubo que cuidar es que no se desviarán hacia la falla y tengan menor cantidad de zona productiva debido a que en la falla las arenas se profundizan pudiendo quedar por debajo de la tabla de agua.

La producción acumulada promedio de los pozos viejos es de 53 Mm³p, en sólo 7 á 13 años.

los pozos con menor producción acumulada superan los 16 Mm³p (BCE-1021 y BCE-1004).

es muy probable que se encuentren reservorios con presión estática alta, debido al tipo de empuje natural y a la inundación artificial con agua.

En consecuencia se continuo desarrollando BCE perforando en la zona potencial mencionada, e incluyendo en dicho estudio la información, de los pozos nuevos y el desarrollo de la parte alta de la estructura que proveerá la propuesta de optimización de producción, y los datos actualizados de saturación de petróleo de los reservorios involucrados. Los pozos perforados durante el año 2004, en general, tuvieron buenos resultados.

Dado lo irregular de los procesos de producción (cierre y aperturas de capas) e inyección (tendencia hacia bajas eficiencias verticales de barrido), sumado a las altas presiones dinámicas actuales de reservorios como consecuencia de los empujes natural y artificial de agua, existe la posibilidad que aún en zonas entre pozos productores de BCE se puedan encontrar regiones presurizadas y de relativamente alta saturación de petróleo

Por este motivo, y teniendo presente las ventajas mencionadas de BCE desde el punto de vista de perforación, se recomienda estudiar, con la ayuda de los resultados de las intervenciones propuestas en los productores, la factibilidad de perforar pozos “de relleno” (in fill) en este yacimiento. Durante el año 2004 se perforaron 9 pozos in fill con buenos resultados, se justifica seguir perforando este tipo de pozos.

Estos 9 pozos han tenido diferente resultado en producción, pero son pozos que están en el tope de la estructura, y se estimo que son pozos que van a recuperar mayor producción de petróleo, al implementar la recuperación secundaria.

Recompletación

Del análisis detallado de los perfiles geológicos se desprende que existirían reservas detrás del casing, en reservorios no punzados en alguno de los pozos. Hay pozos que queda fracturar la formación Quebrada del Sapo, en general son los pozos más nuevos.

Inyección de Agua Caliente

El rango de temperatura de los reservorios de BCE, dada su poca profundidad, comprende valores bajos, entre 39 y 47°C (103 y 116°F).

Por otro lado la viscosidad del petróleo en condiciones de reservorio, en el rango de 10 a 60 kg/cm² (142 a 853 psi) está comprendida entre 53,9 y 55 cp, una de las más altas –si no la más alta- de todos los petróleos de las áreas operadas por Apache en la Cuenca Neuquina.

Dado que, a altas viscosidades del petróleo el efecto de reducción de la misma por efecto de la temperatura es importante. Las temperaturas de reservorio son bajas (por tratarse de reservorios relativamente someros), y a mayor temperatura disminuye la saturación de petróleo residual.

Sería atractivo estudiar la factibilidad de inyectar agua caliente como proceso terciario alternativo y económico para incrementar el factor de recuperación total del yacimiento.

Optimización de la Eficiencia de Barrido

Estudiar -una vez ejecutada la recomendación de intervenir pozos productores e inyectores- la factibilidad de punzar nuevas capas en función de los resultados actualizados de distribución de fluidos en los reservorios. Implementar el proyecto distribuyendo el agua perimetralmente cubriendo la mejor zona del reservorio. Convertir en inyectores los pozos BCE-1015, BCE-1007, BCE-1003.

Estudiar, llegado el momento, la factibilidad de mejorar la eficiencia de barrido a nivel reservorio por medio de la inyección de polímeros.

Los yacimientos que responden al modelo propuesto en este estudio (relativamente fuerte empuje natural y artificial de agua afectando reservorios de diferentes propiedades petrofísicas), también resultarían buenos candidatos para mejoras en el desplazamiento de petróleo por agua a nivel intra reservorio. Esta mejora se aplicaría a aquellos reservorios que por sus características petrofísicas estén actualmente sobreinundados natural o artificialmente, y por lo tanto resultan candidatos a la inyección de agua con polímeros para optimizar el barrido dentro del mismo reservorio incrementando la movilidad del fluido desplazante, con lo que mejora la relación de movilidades con relación al petróleo.

Optimización de los Pozos Nuevos

De las zonas propuestas a perforar como que tenían más potencial se hicieron todos los pozos con resultados diversos.

En general de la campaña de perforación del año 2004-2005 los pozos más cercanos a la falla son los que tuvieron mejor resultado, que los pozos in fill. El mayor problema que tienen los pozos contra la falla, es que si no se tiene buen control de la perforación, el pozo puede caer fácilmente del otro lado de la falla, donde baja sensiblemente la cantidad de arenas, productivas.

En la Figura 25 las flechas azules indican la dirección preferencial de entrada de agua, por el acuífero activo. Este acuífero no está distribuido por igual en todas las capas, hay algunas de ellas que no tienen empuje de agua.

En general las capas QdS, BQdS., BCE 1.2 y BCE 7 no tienen un empuje de agua activo por lo cual tienen una baja presión de reservorio.

Conclusión

En este trabajo se puede sacar como conclusión que si se invierte más en un Yacimiento podemos recuperar mayor cantidad de petróleo. Todo depende si las inversiones que se deben hacer, son económicamente rentables.

El factor de recuperación a que se llega después de la secundaria aquí propuesta es de 50%, si este proyecto, o alguno de los proyectos futuros es exitoso, superamos este factor de recuperación que es uno de los paradigmas como máximo alcanzable.

Con los precios actuales de petróleo pasan a ser rentables muchos de los proyectos, que antiguamente eran antieconómicos.

Referencias

Alejandro Giaquinta

Ingeniero de Petróleos egresado de la Universidad Nacional de Cuyo. Posee 15 años de experiencia en la industria como Ingeniero de Reservorios, participando en el estudio y desarrollo de campos de petróleo y gas, en proyectos de recuperación secundaria y estudios de simulación numérica. Ha trabajado para Pérez Companc, Petrobrás Energía y Pioneer Argentina. Actualmente en Apache Argentina.

Marcos Thibaud

Ingeniero Químico egresado de la Universidad Buenos Aires. Posee 25 años de experiencia en la industria como Ingeniero de Reservorios, e Ingeniero de Estimulaciones participando en el estudio y desarrollo de campos de petróleo y gas, en proyectos de recuperación secundaria y estudios de simulación numérica. Ha trabajado para Schlumberger, Tecpetrol y Pioneer Argentina. Actualmente en Apache Argentina.

Alejandro Lopez

Licenciado en Ciencias Geológicas, graduado en la Facultad de Ciencias Exactas y Naturales, UBA. (1990). Entre 1991 y 1995 trabajó como Investigador Científico para el Instituto Antártico Argentino, realizando estudios de vulcanología y bioestratigrafía. En 1996 ingresó en YPF, División Regional Sur, luego de realizar el Postgrado en Ingeniería de Reservorios en la Universidad de Buenos Aires. En Las Heras realizó trabajos de Caracterización y Desarrollo de Reservorios de la Cuenca del Golfo de San Jorge. En Abril del 2004, ingresó a Pioneer Natural Resources (ahora Apache), desarrollando su actividad principalmente al Sur de la Dorsal, Cuenca Neuquina.

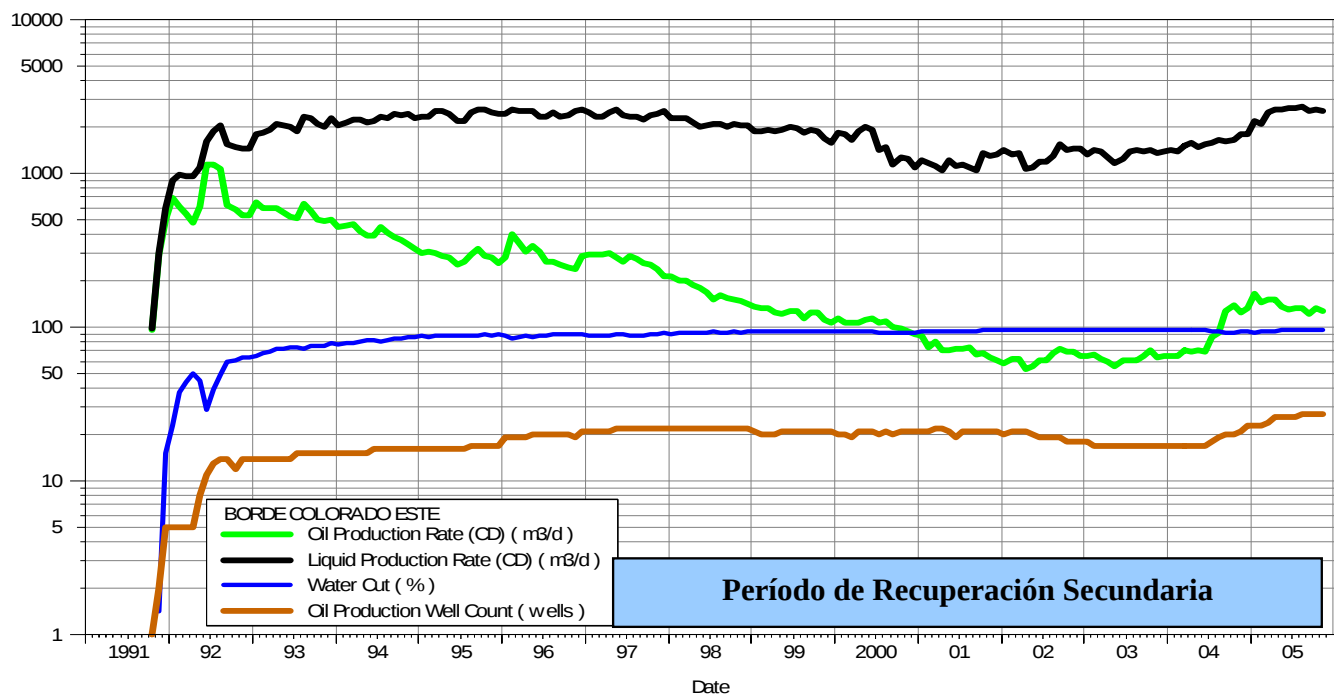


Figura 1: Historia de producción del yacimiento BCE.

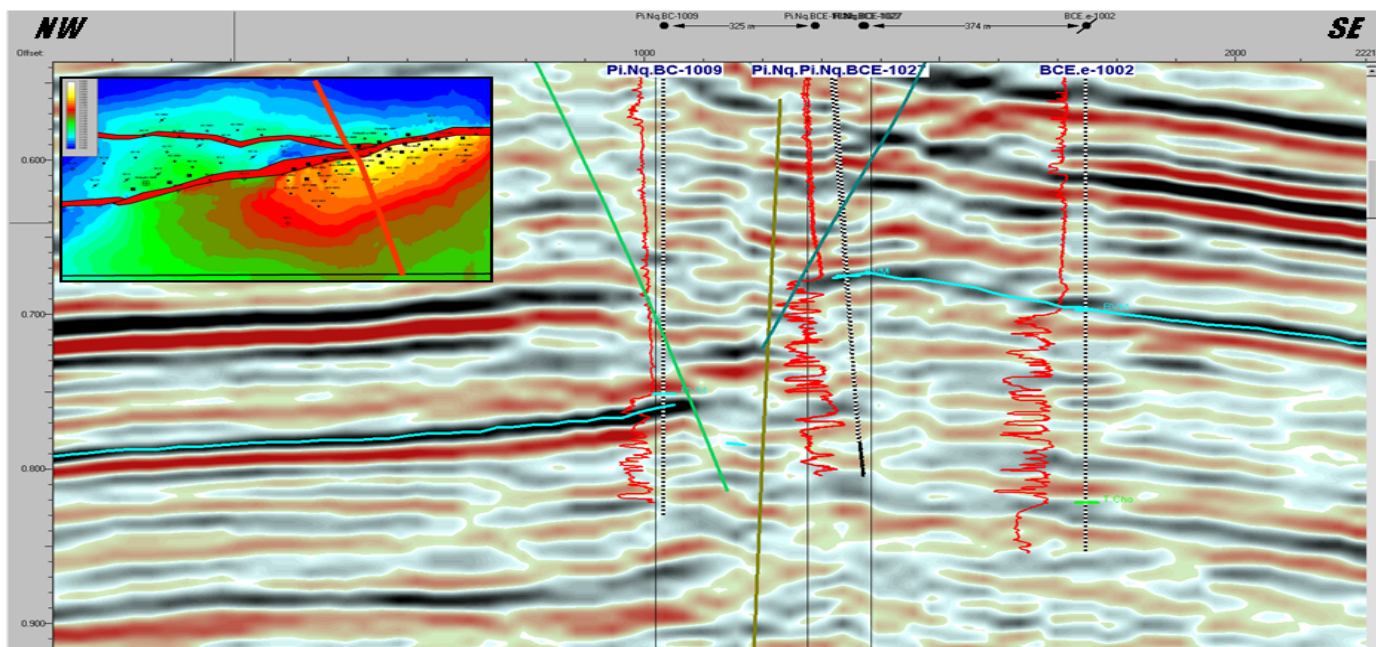


Figura 2: Línea sísmica del yacimiento BCE.

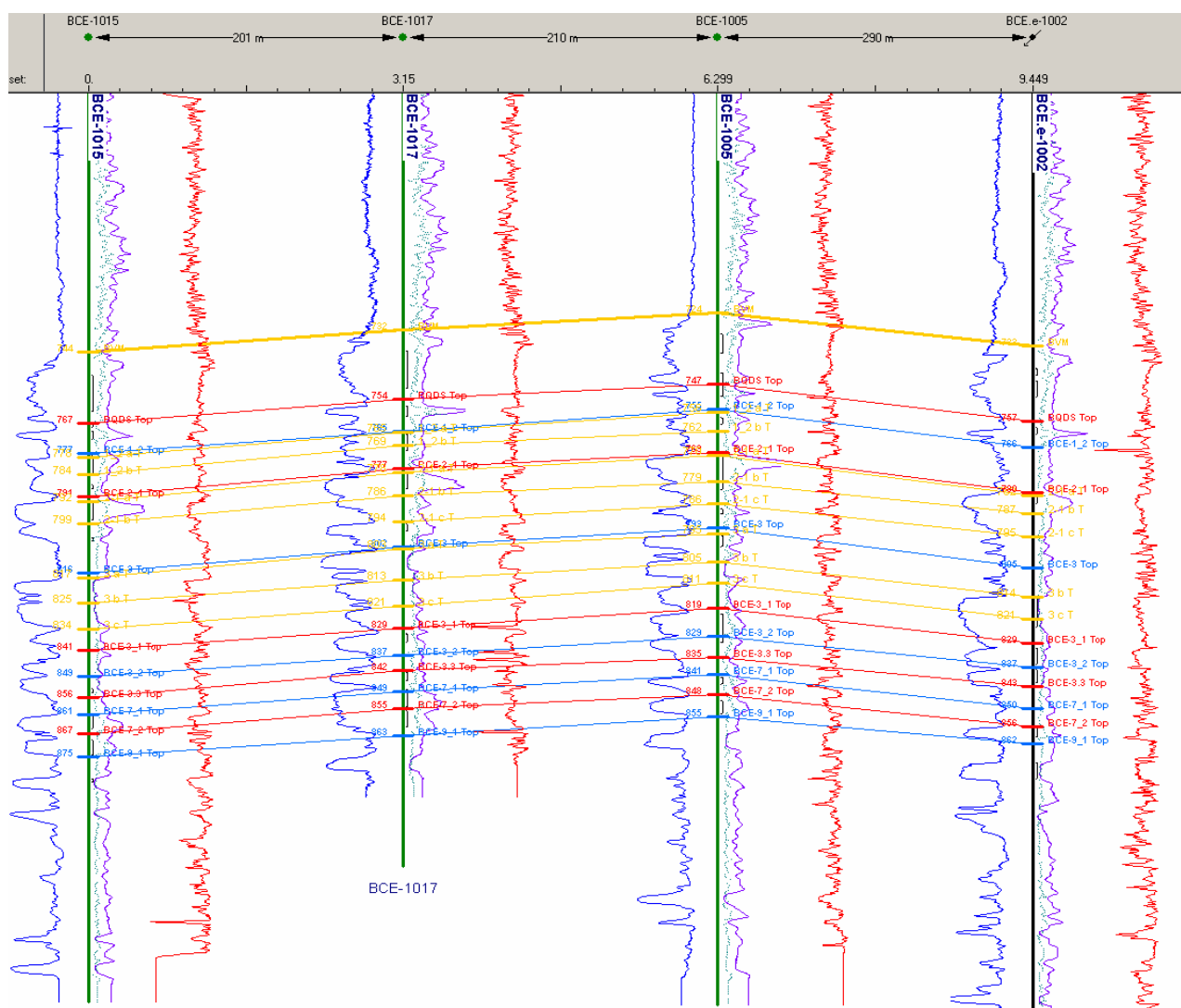


Figura 3: Correlación tipo en el yacimiento BCE.

AL SUR DE LA DORSAL BLOCK – BORDE COLORADO ESTE FIELD Parameters

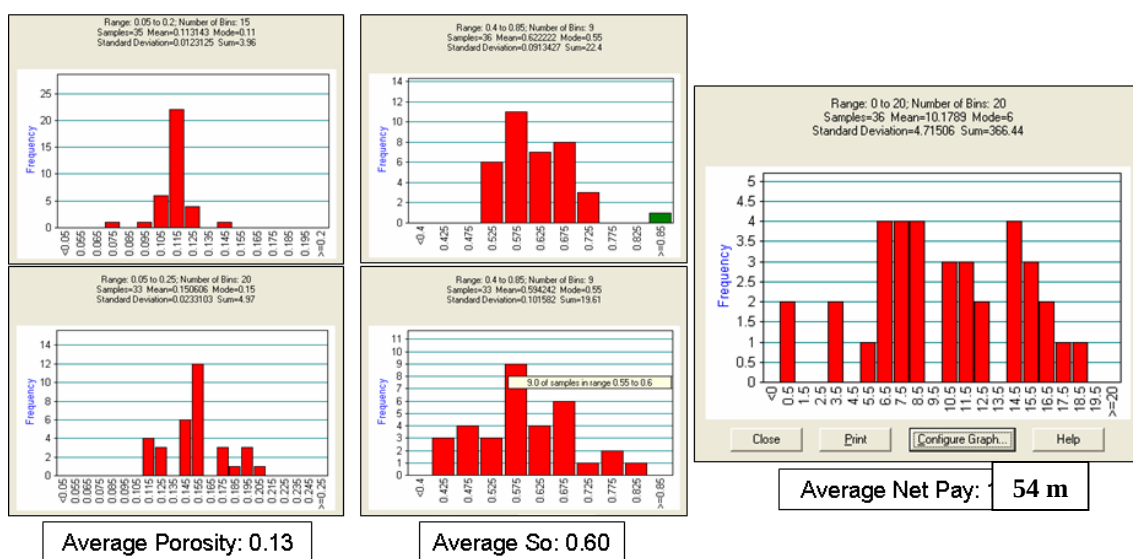


Figura 4: Promedios de Porosidad y Saturación de Petróleo.

En la Tabla II y la Figura 5 se resume el cálculo del POIS:

Zonas	POIS en reservorio (Mm ³ p)	POIS en superficie (Mm ³ p)
QDS	717.8	703.7
BQDS	194	190.2
BCE 1.2 a	97.6	95.6
BCE 1.2 b	124	121.5
BCE 2.1 a	555	544.1
BCE 2.1 b	273	276.6
BCE 2.1 c	259	253.9
BCE 3 a	178	174.5
BCE 3 b	77	75.5
BCE 3 c	92	90.2
BCE 3.1	221	216.6
BCE 3.2	102	100
BCE 3.3	15	14.7
BCE 7.1	123	120.5
BCE 7.2	276	228
TOTAL	3301	3205.6

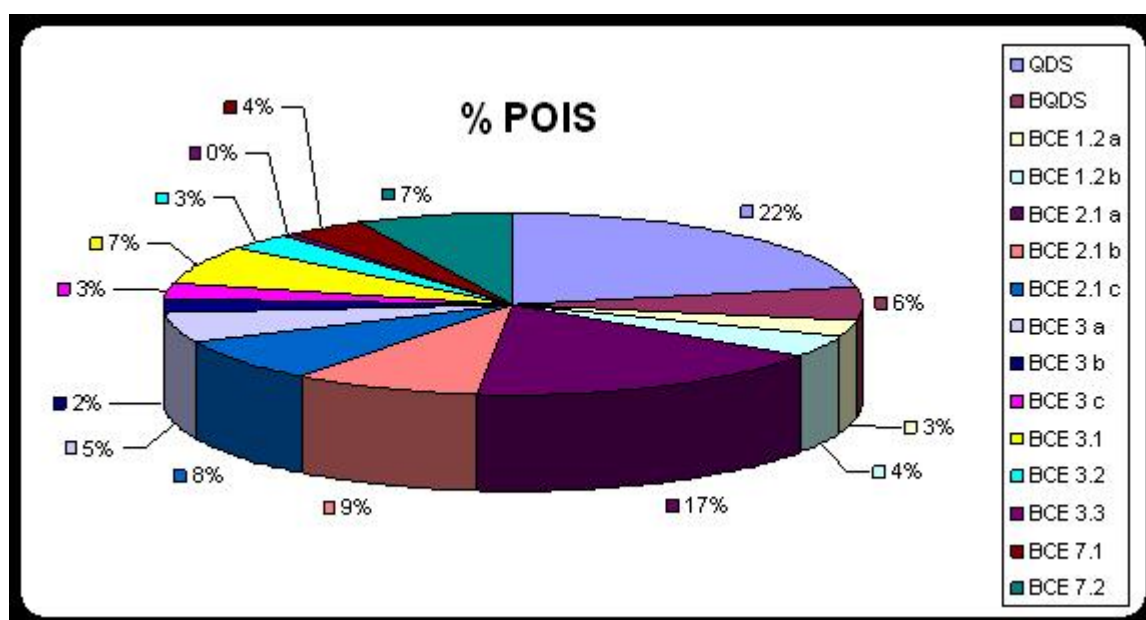


Tabla II y Figura 5: Distribución del POIS entre los reservorios productores.

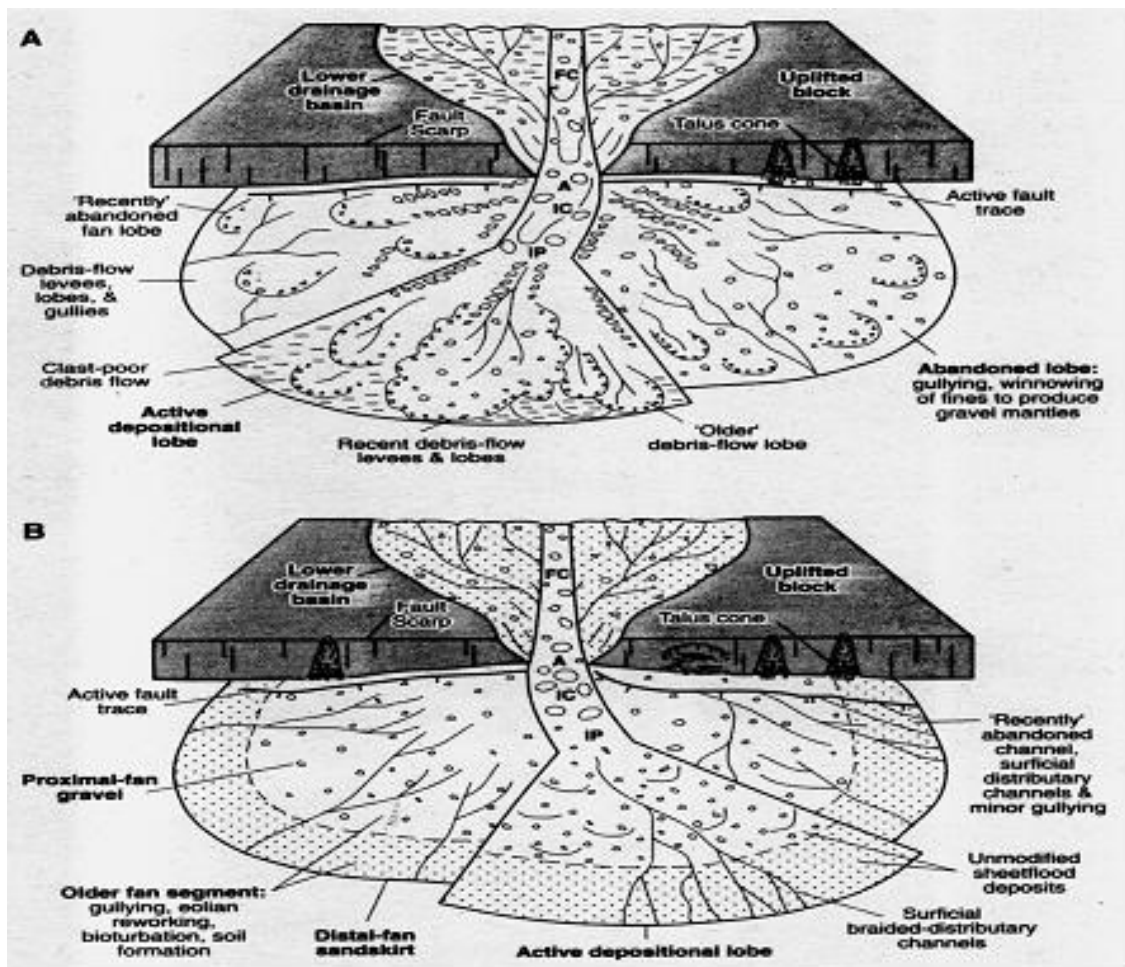
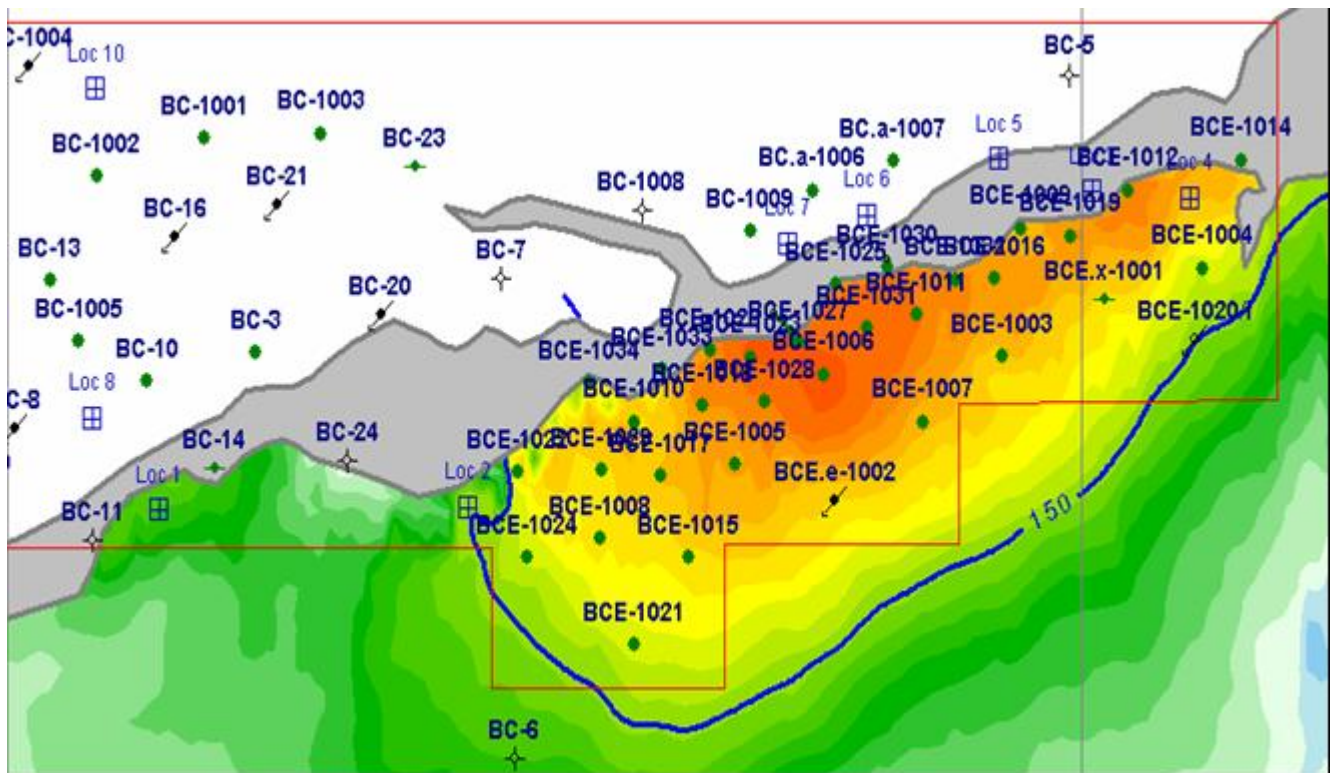


Figura 7: Esquema de Bajada Aluvional

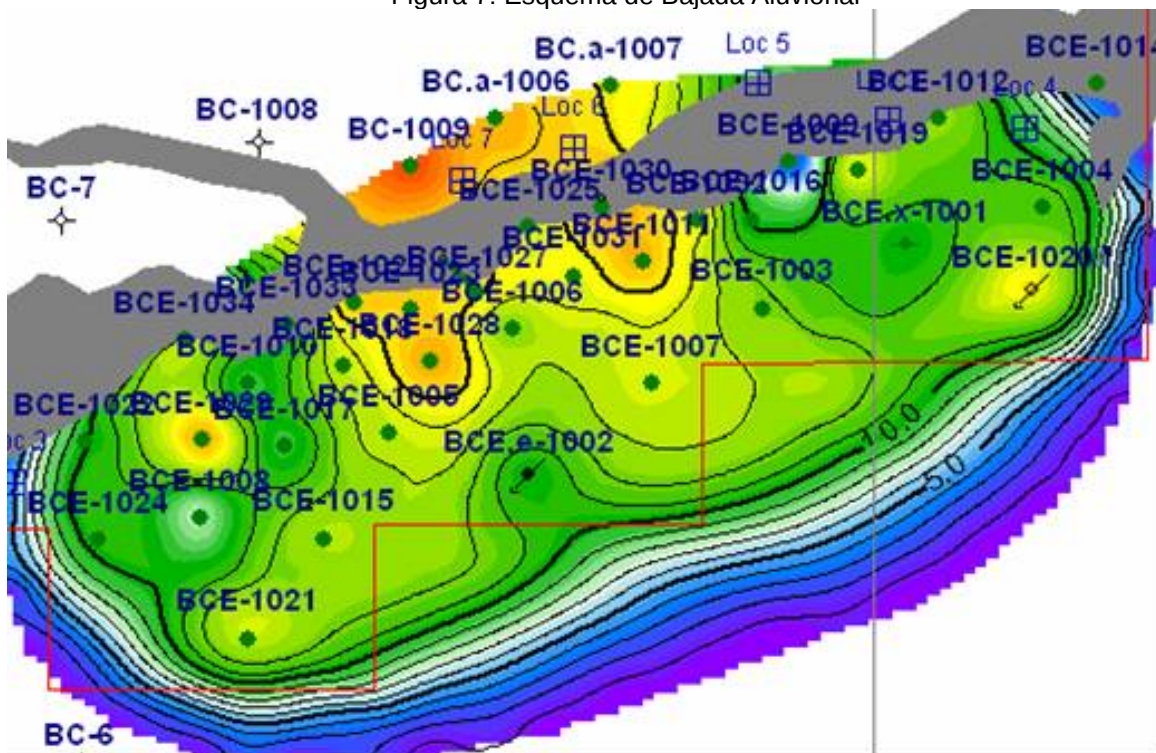
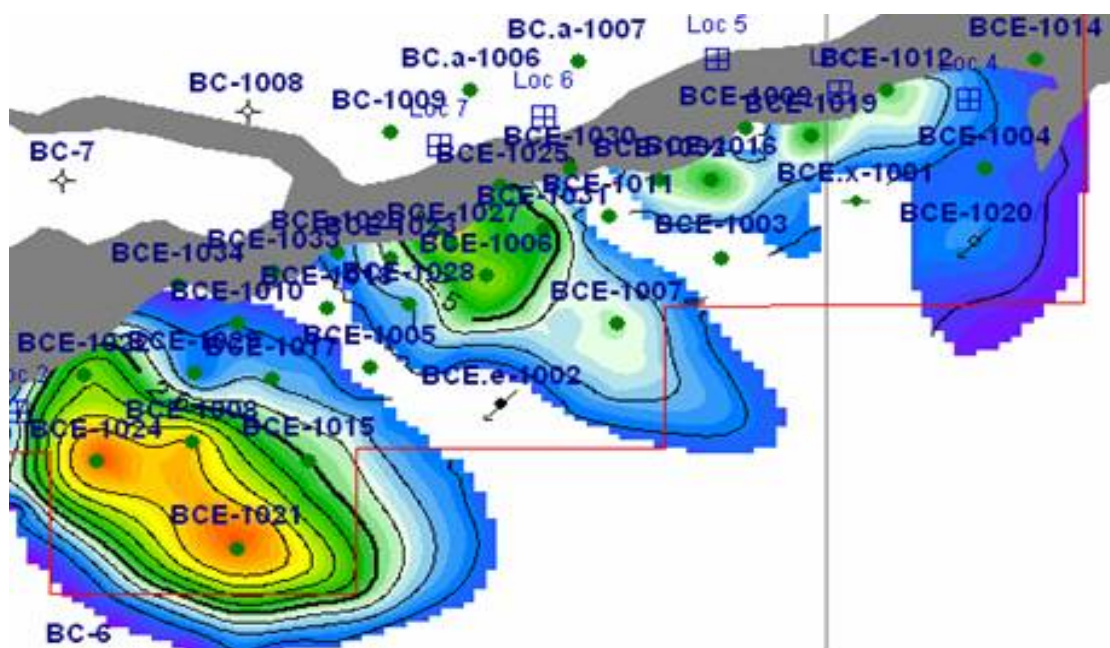
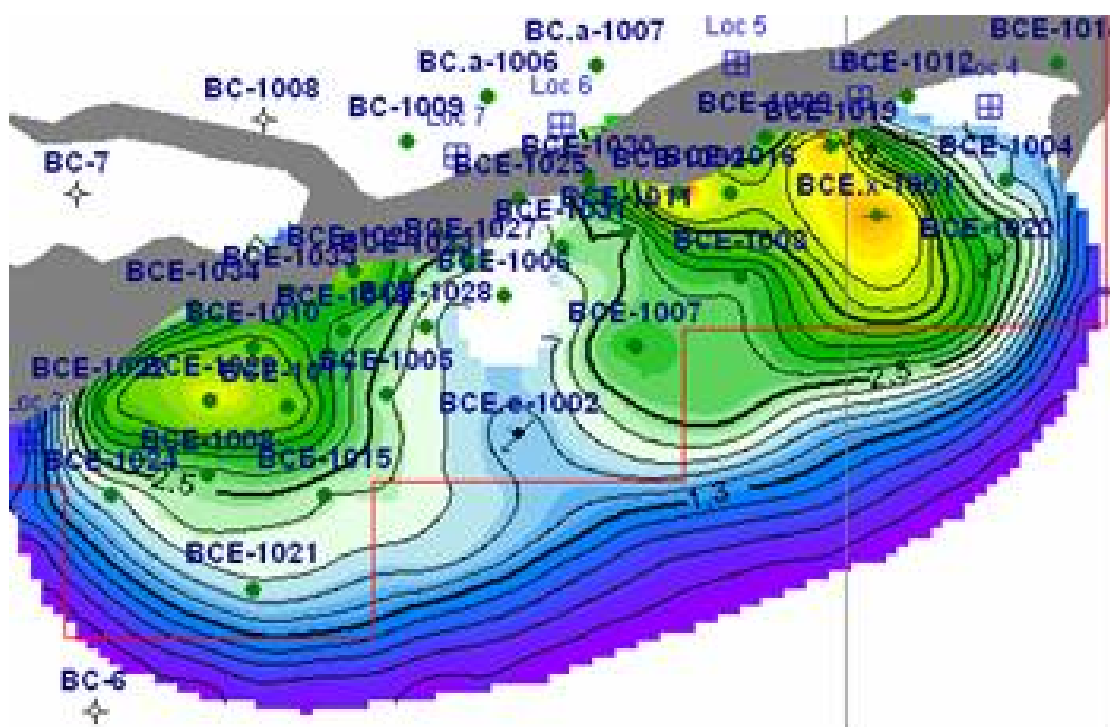


Figura 8: Capa Quebrada del Sapo, mapa de espesor neto



Figura 9: Sistemas Aluviales no incididos



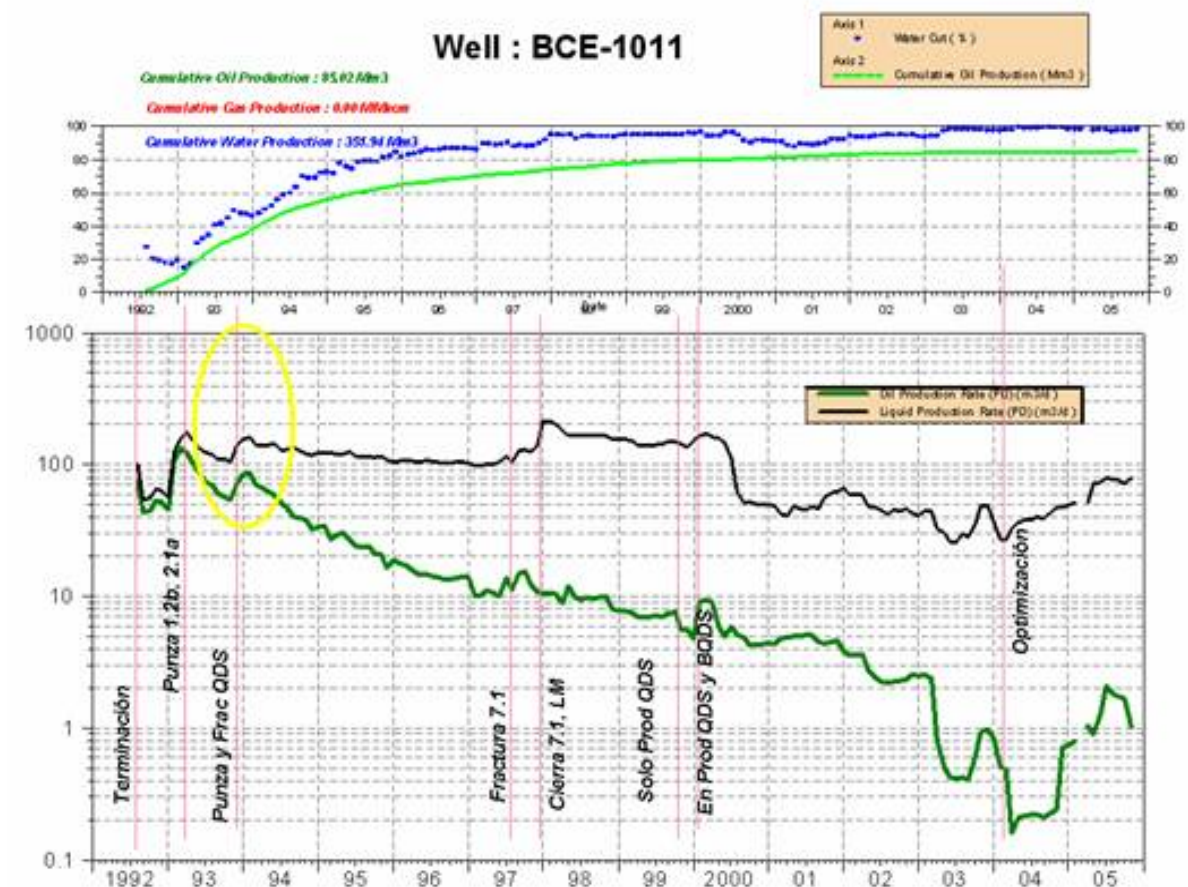


Figura 17: Ejemplo de fractura exitosa, en QDS, pozo BCE-1011.

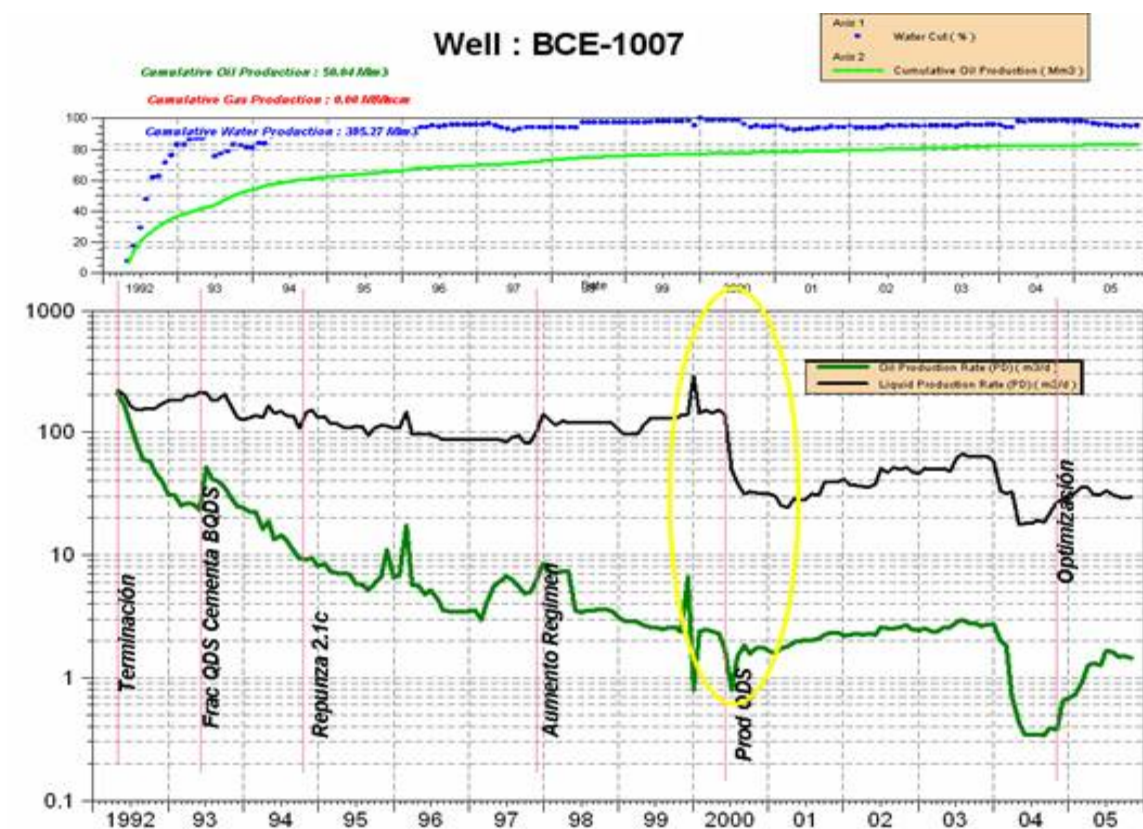


Figura 18: pozo BCE-1007.

Ejemplo de cierre de capa exitoso, pozo BCE-1007 (VI/2000).
Ejemplo de incremento gradual de régimen exitoso (desde el año 2001).

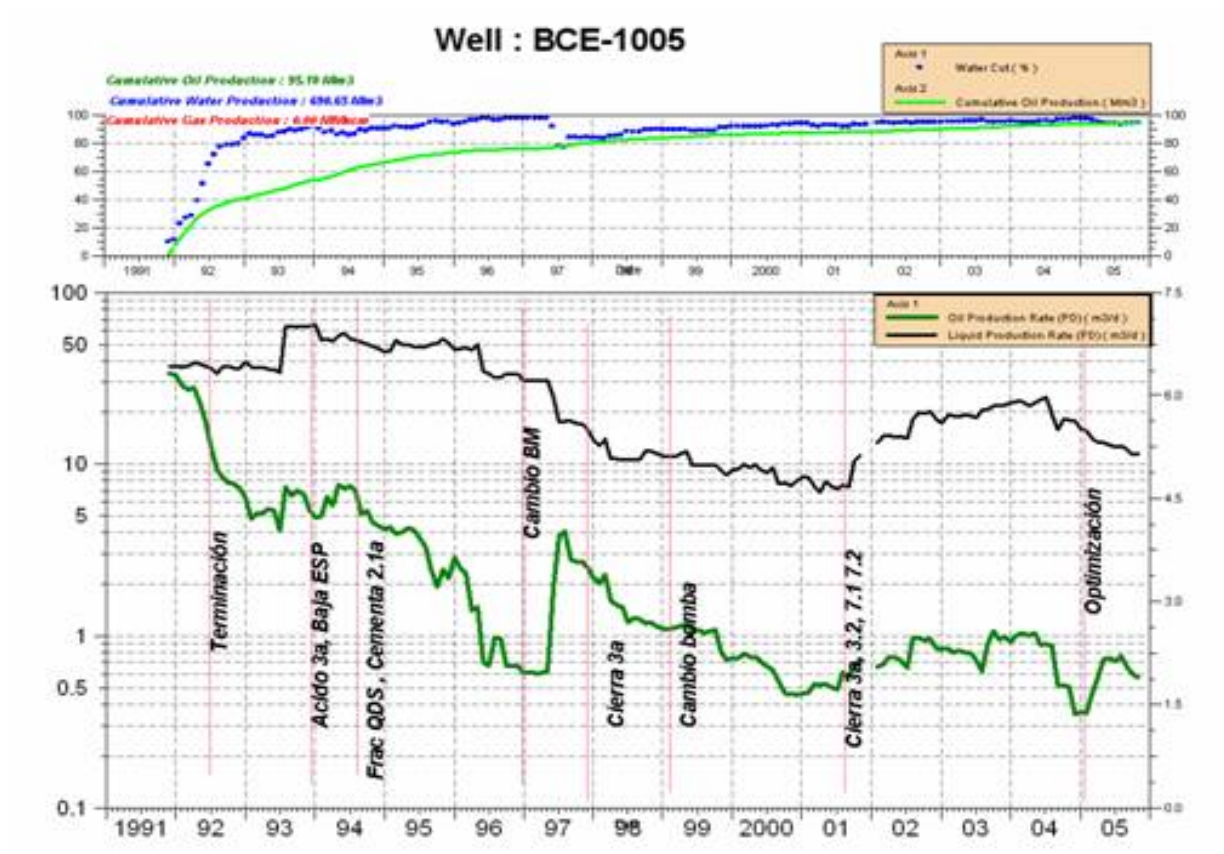


Figura 19: Pozo BCE-1005:
Ejemplo de incrementos de régimen de extracción (VII/93 y gradual desde 2001).
Ejemplo de reducción de régimen de extracción no exitoso (VI/96)

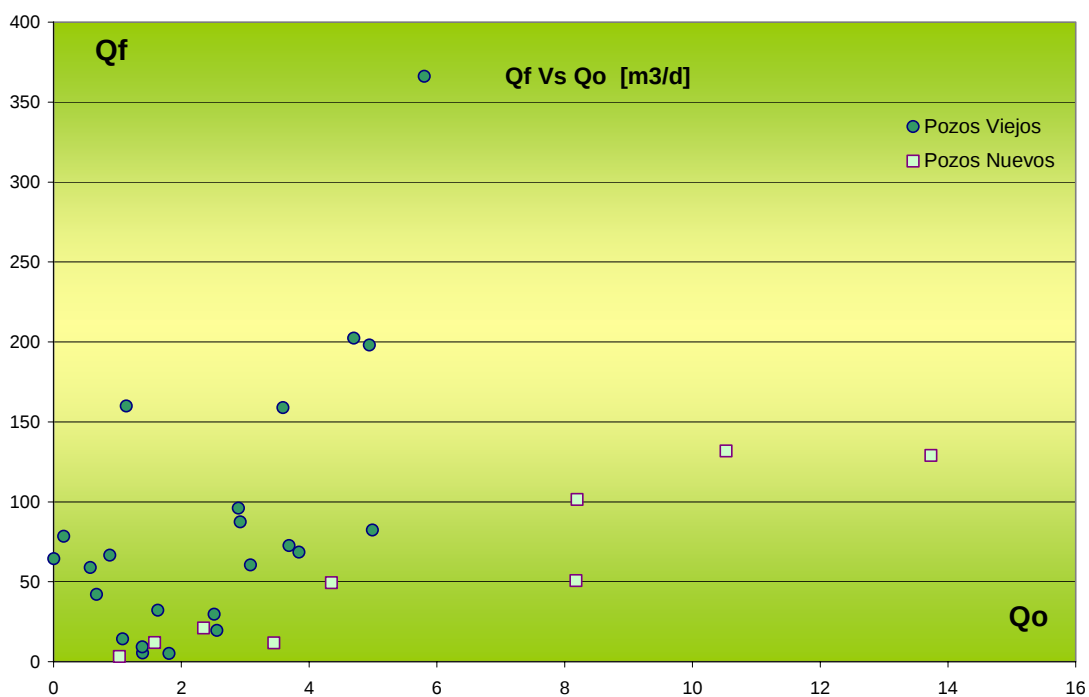


Figura 20: Relación entre caudales de fluido y de petróleo en BCE.

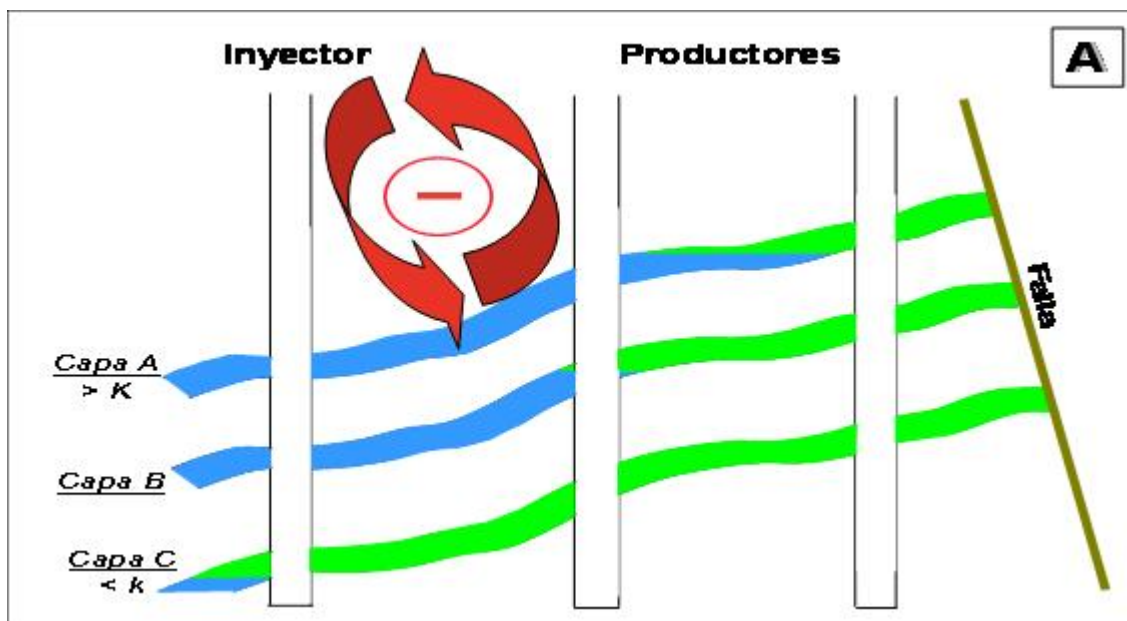


Figura 21: Esquema simplificado de la situación esperable en BCE

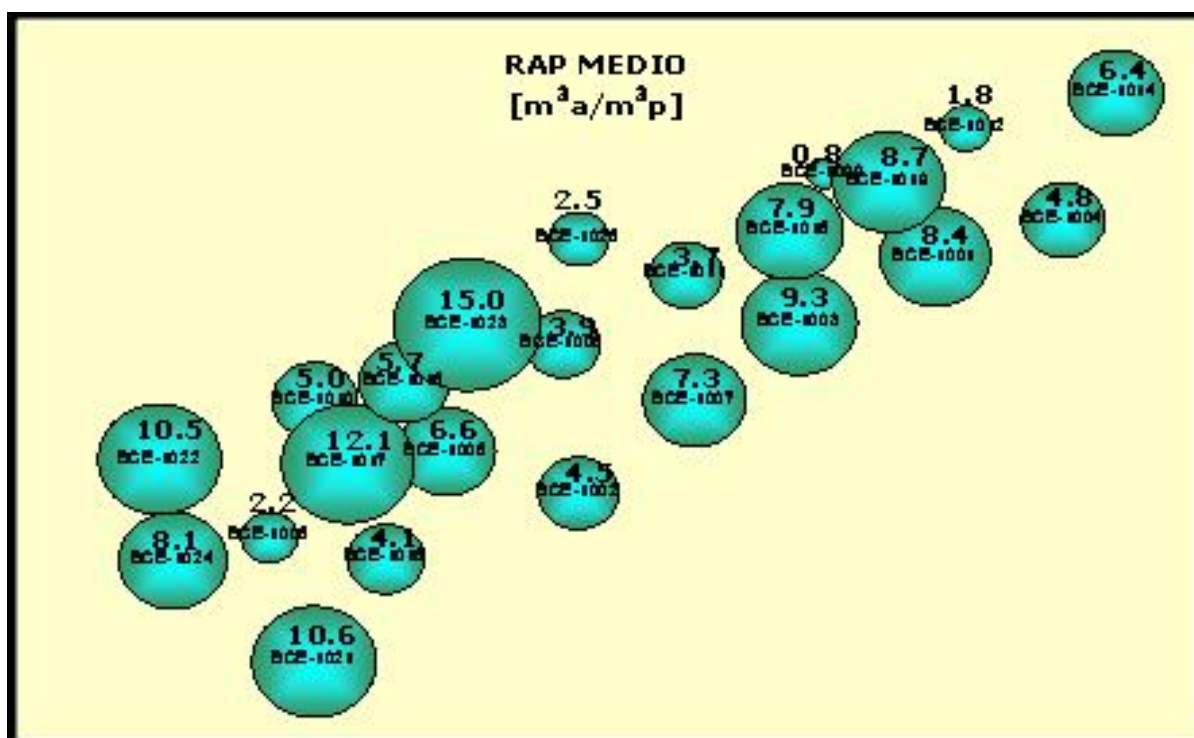


Figura 22: Relaciones agua-petróleo promedios.

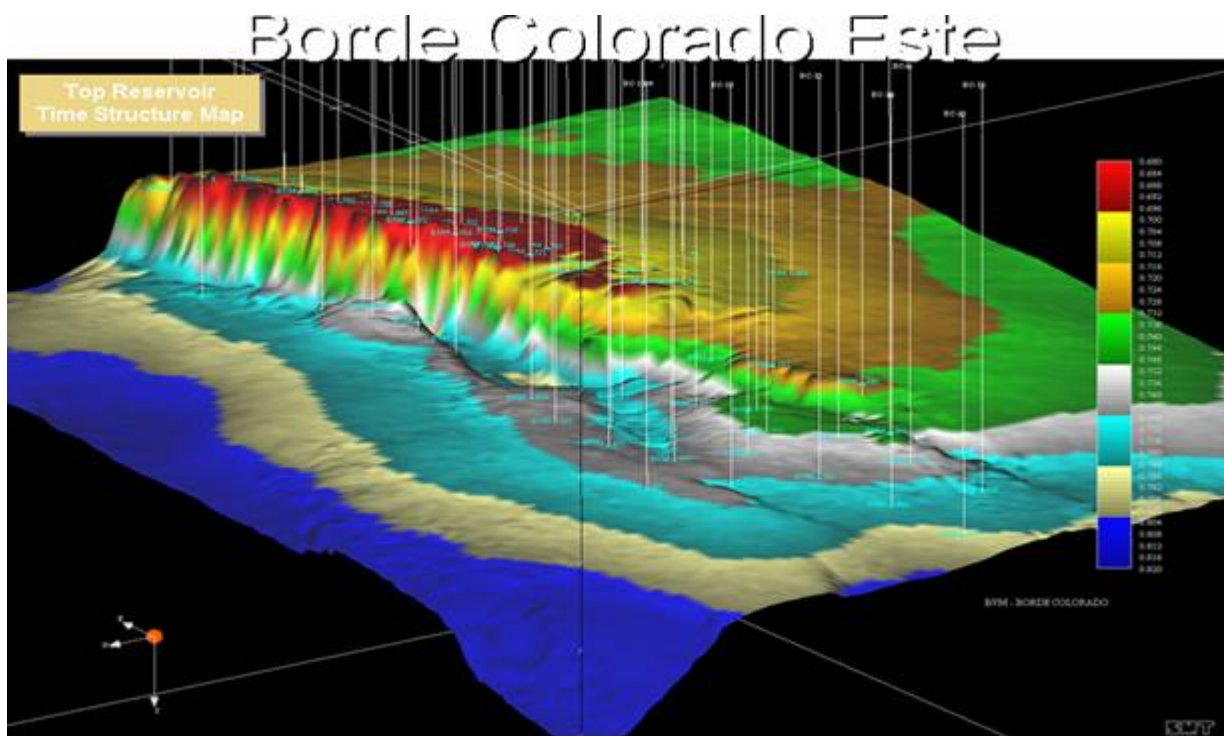


Figura 23: Mapa Estructural 3D de BCE

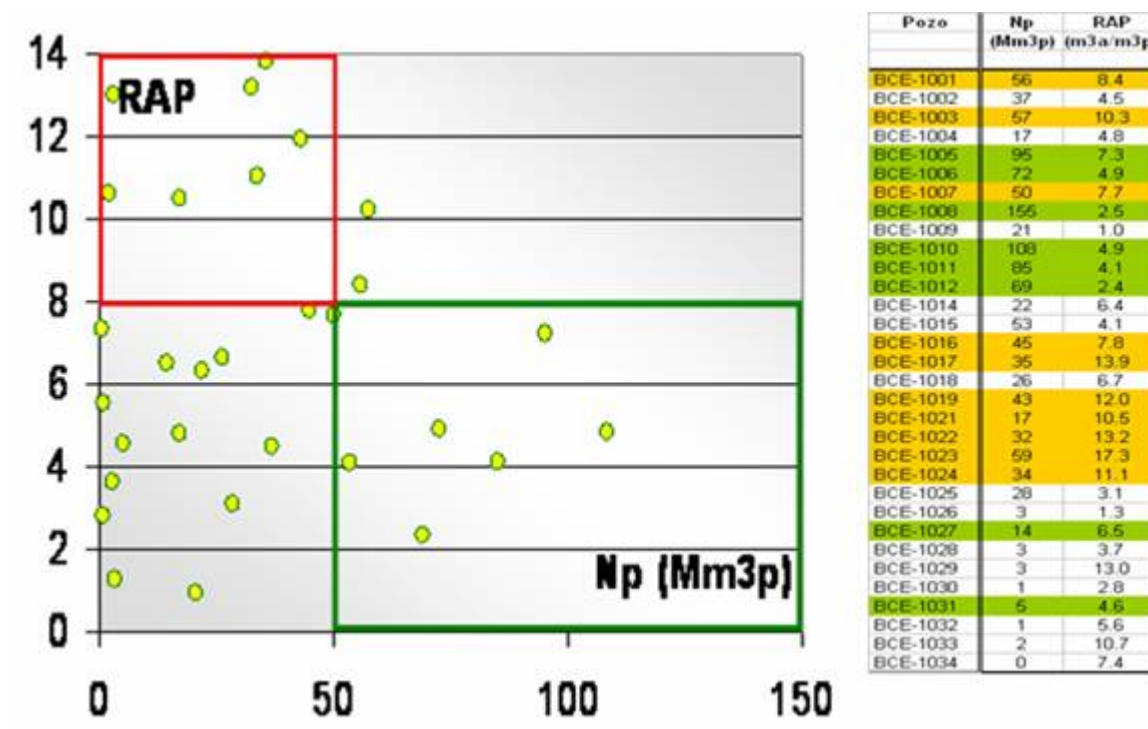


Figura 24 : Relación agua-petróleo Vs. Producción acumulada de petróleo.

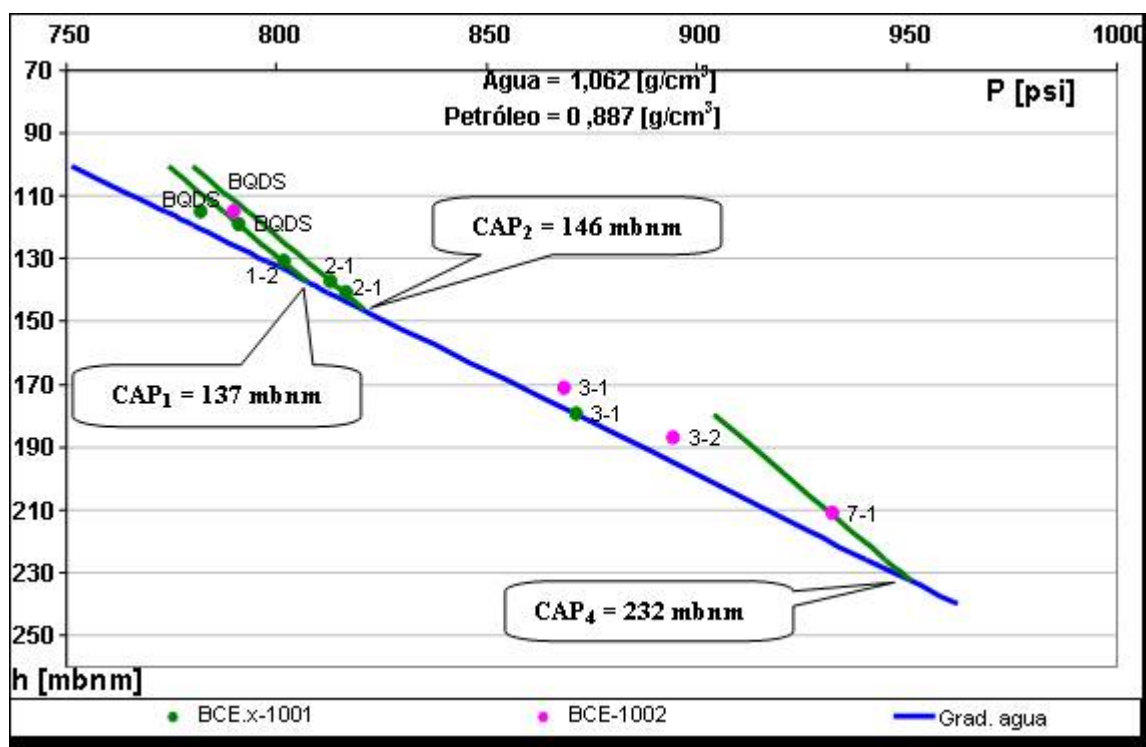


Figura 25: Análisis de Presiones Estáticas Originales - Contactos Agua-Petróleo.

Unidad de flujo	Capas	CAP original [mbnm]	Presión Inicial
1	QDS	105	55
2	BQDS + BCE 1.2	135	56
3	BCE 2.1 + BCE 3	157	57
4	BCE 3.1	184	61
5	BCE 3.2 + BCE 3.3	195	62
6	BCE 7.1 + BCE 7.2	225	66

Tabla IV: Composición de la unidades hidráulicas y sus CAP.

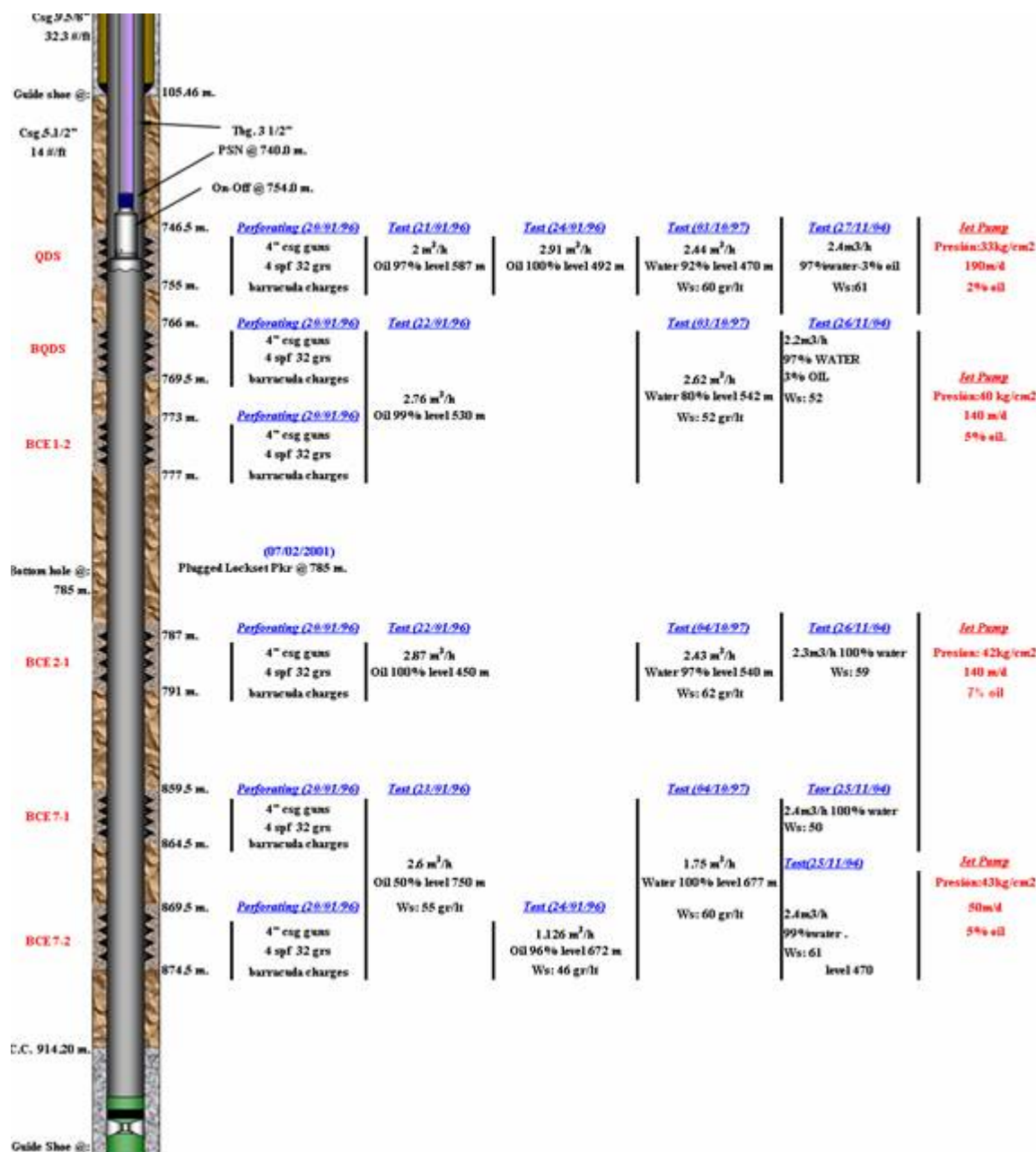


Figura 26: Esquema de los ensayos del pozo

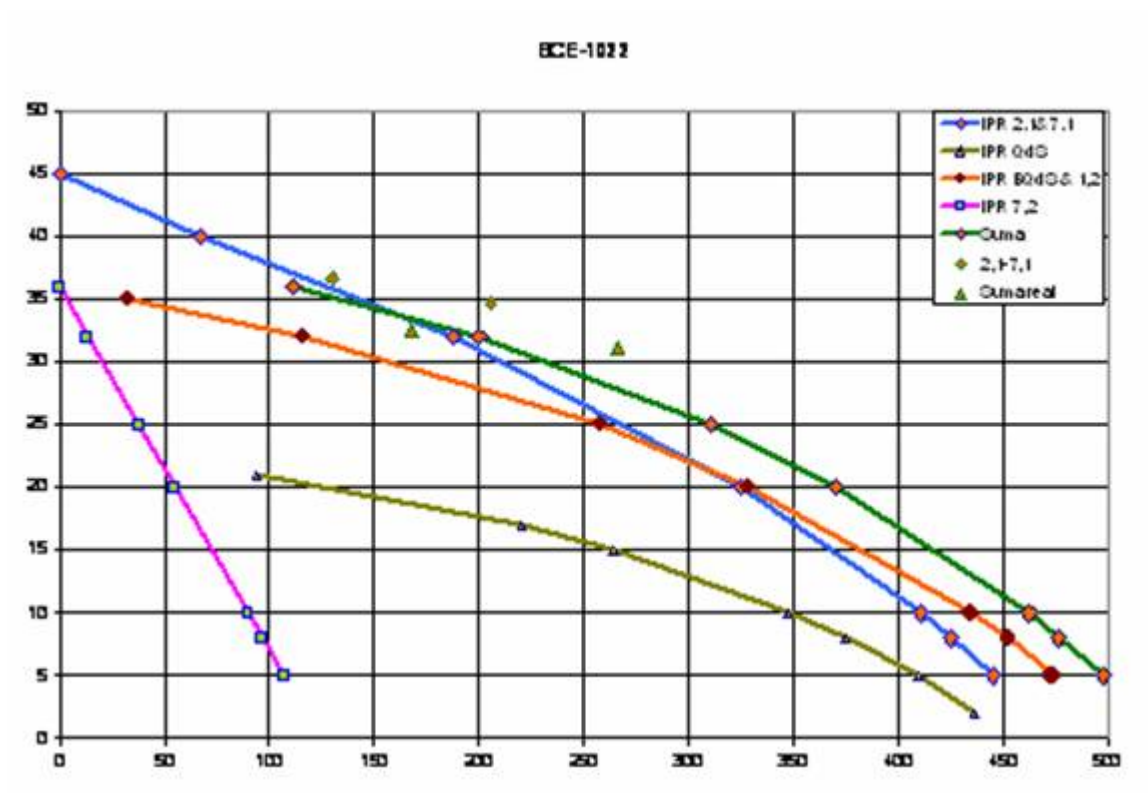


Figura 27: IPR de cada una de las capas ensayadas con la bomba Puma Jet.

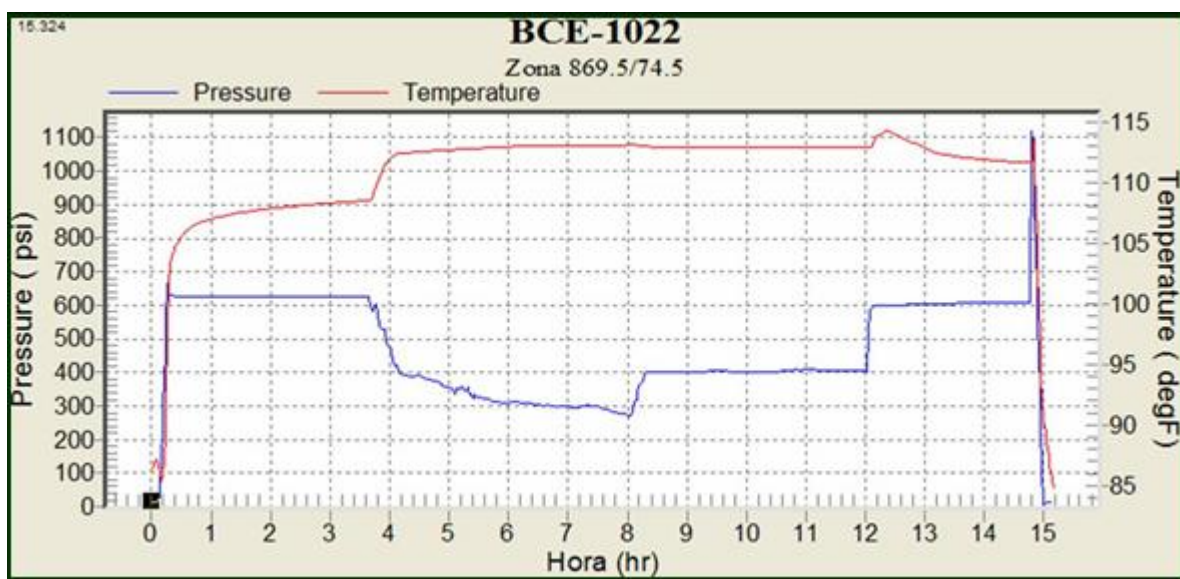


Figura 28: carta de presión dinámica de fondo del pozo BCE-1022.

BCE-1022

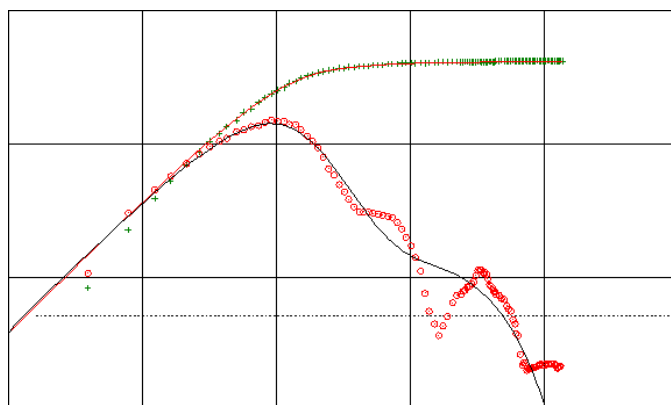
Prof Bomba	740
Nivel	413
Q Fluido Total	199

Capa	Profundidad m	PWS Kg/cm2	IPR	Ph	P fricción	AP capa	Q capa m3/d	Q Corr	%oil	%oil	oil capa
QdS	746.5	25	48	33.35	1.1	0	0	0	2	0.4	0.0
BQdS	766	40	12	35.3	1.1	4	43	44	6	1.3	0.6
1.2	773	40	20	36	1.1	3	57	59	6	1.3	0.8
2.1	787	49.5	8.5	37.4	1.1	11	93	96	7	1.6	1.5
2.1 b										0.0	0
3										0.0	0
3.1										0.0	0
3.2										0.0	0
7.1	859.5	41	8.5	44.65	1.1	0	0	0	7	1.6	0.0
7.2	869.5	44	3.5	45.65	1.1	0	0	0	5	1.1	0.0
								194	199		2.9

Figura 30: Planilla de cálculo de la respuesta del pozo. Cálculo de la eficiencia de la bomba



Figura 31: datos de PVT de Borde Colorado Este 1001



Log-Log plot: dp and dp' [psi] vs dt [hr]

Figura 32: Analisis de Build up con ecómetro en Borde Colorado Este capa BCE 2.1a.

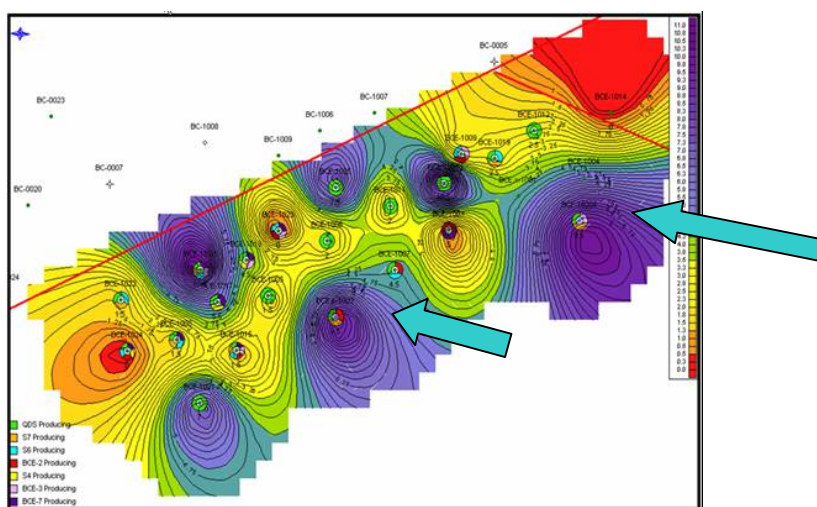


Figura 33: Mapa de Temperaturas de Boca de Pozo año 2002

Capas	BCE 1002	BCE 1020	BCE 1020	BCE 1002	BCE 1002	BCE 1020
	Perfil	Perfil	Perfil	Válvulas	Perfil	Perfil
	XII/97	VI/97	XII/97	IV/02	IX/03	IX/03
QDS		17%	33%			0%
BQDS	68%	26%	8%	Cegada	0%	0%
BCE 1.2a	No punz.	No punz.	No punz.		No punz.	No punz.
BCE 2.1a	30%	No punz.	No punz.	Cegada	0%	No punz.
BCE 3a	No punz.	23%	21%		No punz.	0%
BCE 3b	0%	No punz.	No punz.			No punz.
BCE 3c	0%	23%	21%		100%	0%
BCE 3.1	0%	3%	15%		0%	0%
BCE 3.2	0%	3%	0%		0%	0%
BCE 3.3	No punz.				No punz.	43%
BCE 7.1	No punz.				No punz.	
BCE 7.2	2%	5%	2%		0%	57%

Tabla V: Intervenciones registradas en los pozos inyectoros

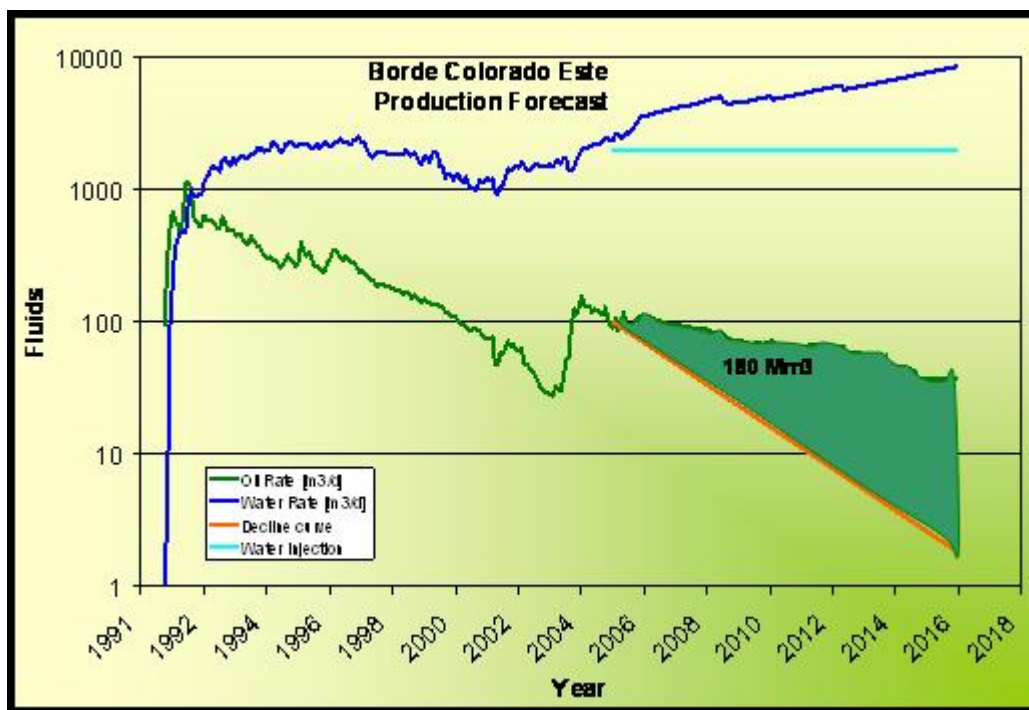


Figura 34: Agua inyectada y respuesta de la Recuperación Secundaria por el método de Bucklett – Leverett.



Figura 35: Pronóstico de Secundaria mas primaria por recuperar

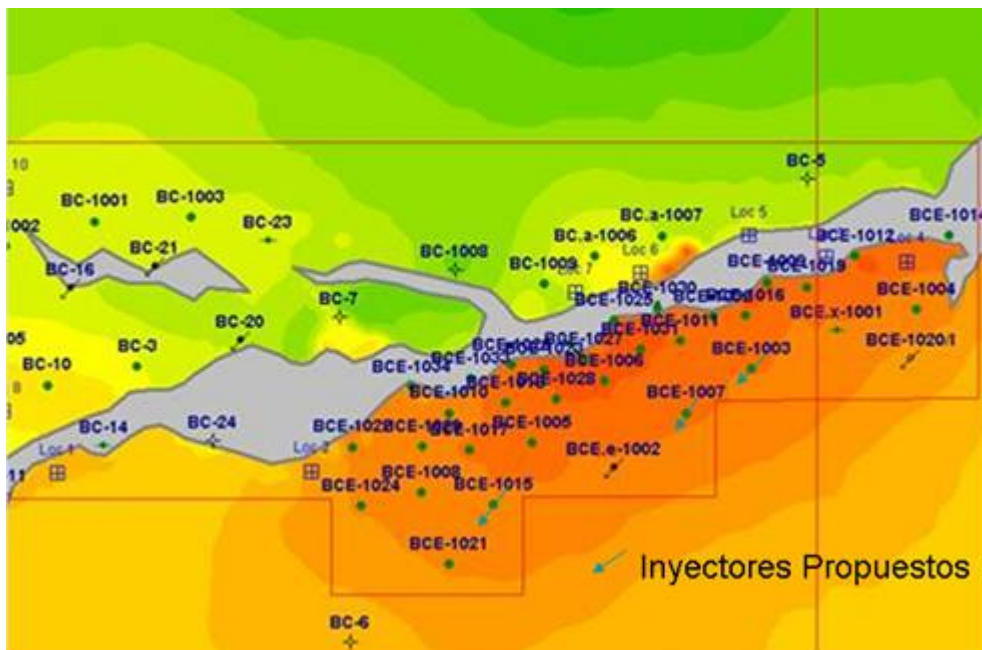


Figura 36: Estructural BCE, con los pozos inyectoros existentes y a convertir.

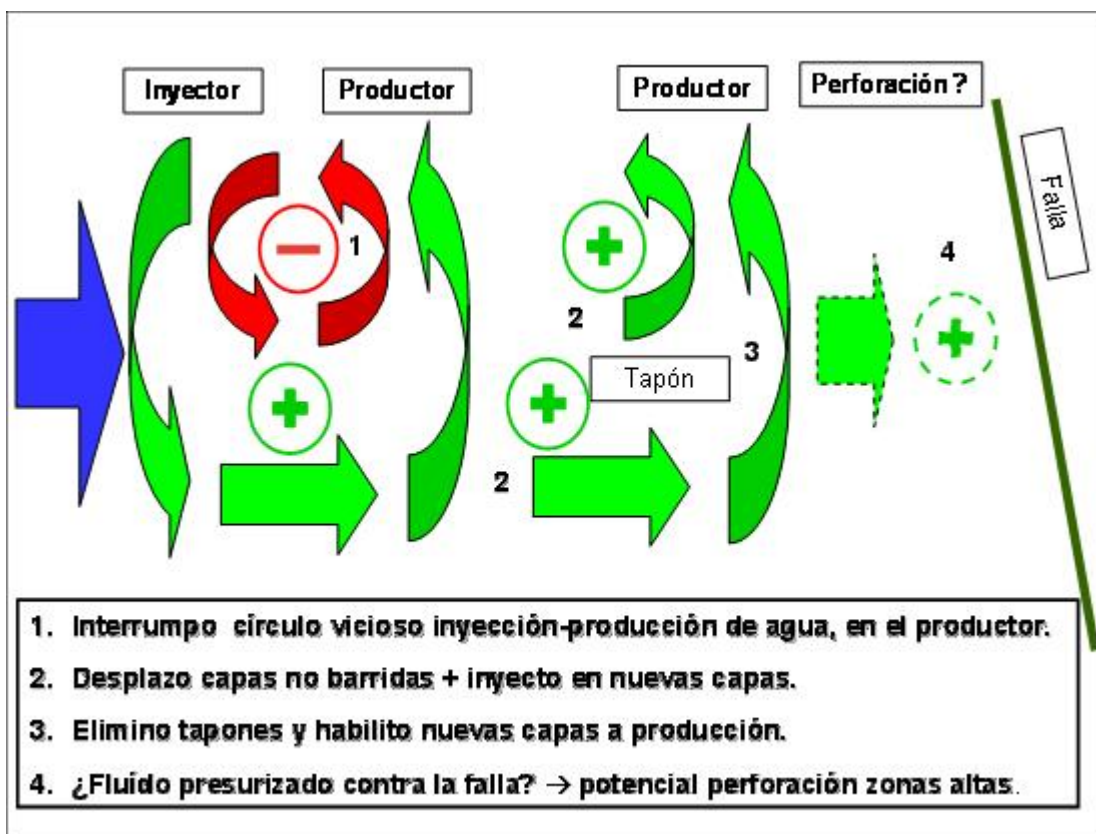


Figura 37 Modelo de Estado del Reservoirio en BCE

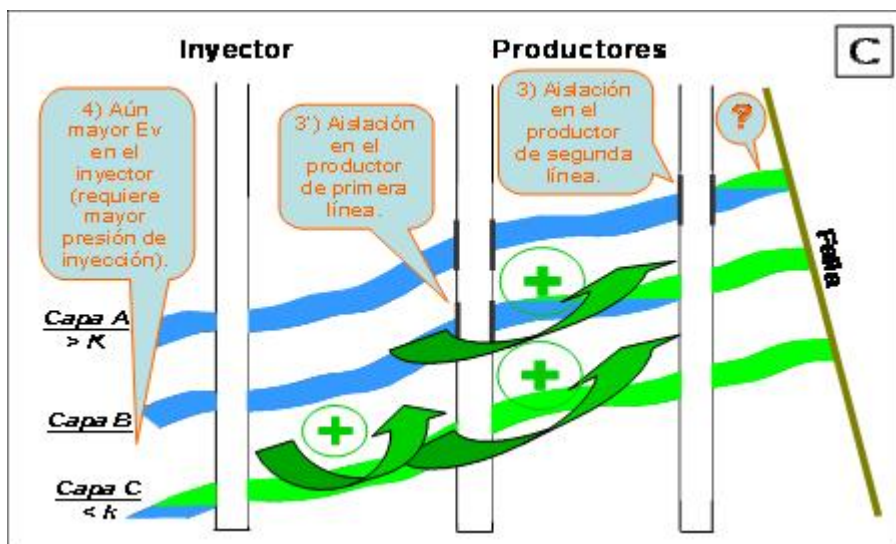


Figura 38 Modelo propuesto de optimización de la producción en BCE

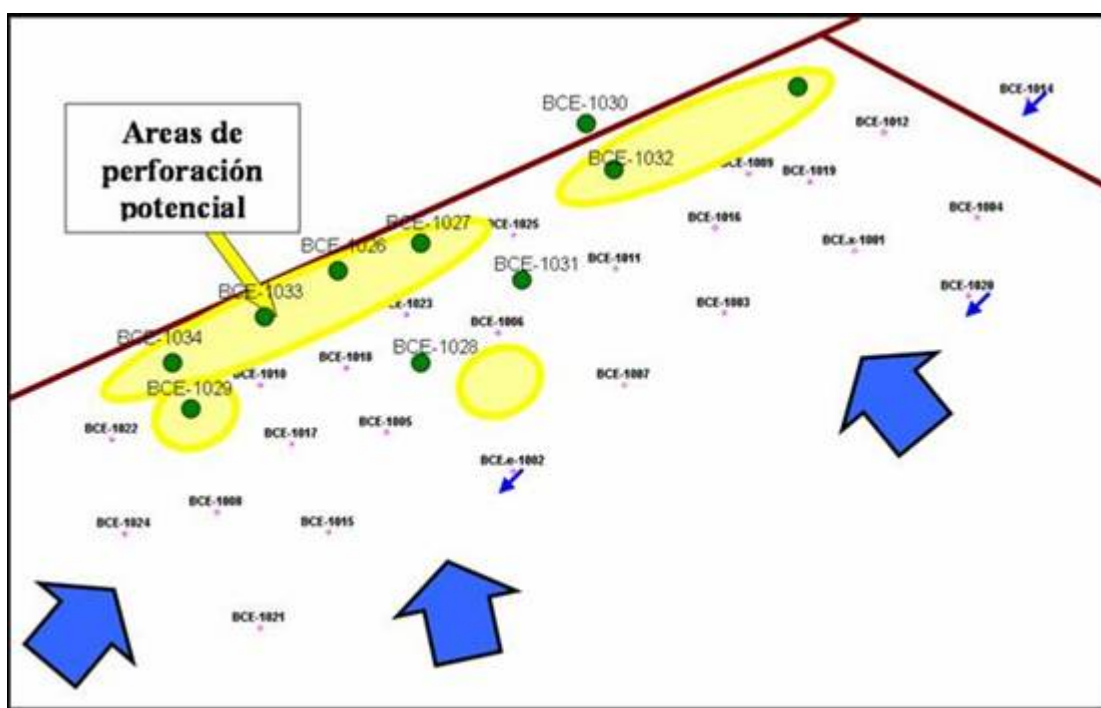


Figura 39: Potencial de desarrollo adicional por perforación (Continuación).