

ANÁLISIS DE LAS RELACIONES EXISTENTES ENTRE PARÁMETROS DE PERFILES DE RESONANCIA MAGNÉTICA Y FLUIDOS PRODUCIDOS DURANTE EL ENSAYO DE TERMINACIÓN, SU USO COMO HERRAMIENTA DE PREDICCIÓN. YACIMIENTO CAÑADÓN DE LA ESCONDIDA. CUENCA DEL GOLFO SAN JORGE. LAS HERAS. SANTA CRUZ. REPUBLICA ARGENTINA.

Saavedra, Benito (1) – Amoedo, Pablo (2) – Getino, Gustavo (2)

(1) BAKER ATLAS ARGENTINA (2) YPF S.A.

ABSTRACT

Owing to the stratigraphic complexity which characterizes the productive levels of Inferior Bajo Barreal Formation in the southwest sector of Golfo San Jorge Basin, and attending to the high investment involved with the completion of wells in that zone, resulted of interest to study viable alternatives which let to optimize the workover operations in a systematic way.

It was considered feasible to use the tool of the Nuclear Magnetic Resonance (MRIL) to evaluate its behavior like a predictive tool for petrophysics properties and the content of fluids in reservoirs.

This work was made in Cañadón de la Escondida Field, on the base on 11 terminated wells and which had MRIL registration, this let to characterize the answer of the tools in relation to the test results. The conclusions of this evaluation were tested in 8 wells perforated afterwards and consecutively, enhancing the effectiveness of the test and the selection of beds for stimulation in a manifest way.

INTRODUCCION

El yacimiento Cañadón de la Escondida se encuentra situado en el flanco sur de la Cuenca del Golfo San Jorge, a 20 km de la localidad de Las Heras al norte de la provincia de Santa Cruz, República Argentina (Figura 11).

Tradicionalmente la completación de los pozos de este yacimiento suele ser extensa y costosa, dada su característica de poseer reservorios multicapa que deben ser ensayados individualmente y muchas veces estimulados, así como también debido a la profundidad a la que se encuentran los distintos niveles productivos.

Con el propósito de disminuir los costos producidos durante la etapa de completación, se realizó un análisis tendiente a encontrar relaciones existentes entre los resultados obtenidos en ensayos de terminación de pozos preexistentes y distintos parámetros medidos esencialmente con el perfil de resonancia magnética MRIL. El objetivo principal de esta tarea fue utilizar dichas relaciones para predecir el comportamiento de capas análogas en futuros ensayos de terminación, con lo que se pretendía mejorar la certeza en la selección de capas a punzar y estimular, lo cual redundaría directamente en una disminución de los costos involucrados.

La implementación del estudio comprendió las siguientes etapas:

- 1) Conformación de una base de datos con información aportada por pozos preexistentes. La misma debía estar compuesta por: resultados obtenidos en el ensayo de terminación de cada capa y valores alcanzados por distintos parámetros de los perfiles de resonancia magnética y de inducción.
- 2) Análisis de las relaciones existentes entre ambos grupos de datos. El propósito era definir qué parámetros de perfiles correlacionaban mejor con las variaciones de tipo y caudal de fluido producido por las capas.
- 3) Aplicación de las conclusiones obtenidas en la etapa anterior, en 8 pozos que se perforarían consecutivamente en el yacimiento en cuestión.
- 4) Evaluación del aporte realizado por esta metodología a la disminución de costos de terminación.

CONSIDERACIONES GEOLOGICAS

El yacimiento Cañadón de la Escondida está constituido por reservorios multicapa (4 a 10 niveles productivos por pozo), de poco espesor, distribuidos entre los 1700 mbbp y 2600 mbbp, y que por lo general necesitan ser estimulados para lograr una producción mayor a los 2000 l/h.

De las 29 capas que aportaron agua de formación, 7 lo hicieron con caudales superiores a 1000 l/h.

Los principales niveles productivos se encuentran desarrollados dentro del miembro inferior de la Fm. Bajo Barreal, de edad cretácica superior (senoniano), que está caracterizada por potentes paquetes arcillo-tobáceos en los que se intercalan estratos arenosos lenticulares. Hacia la sección basal son mayoritarios los sedimentos tufo-pelíticos y las tobas de color gris claro, conformando una zona denominada sección tobácea que está interpretada como una transición a la infrayacente Fm. Castillo. Los estratos arenosos intercalados corresponden a cuerpos de arena mediana a gruesa cuyo espesor varía entre 1,5 y 5,0 metros. Se trata de wackes líticos, gris castaños, con clastos subangulosos a subredondeados, de moderada a buena selección y abundante matriz arcillo-tobácea, cemento silíceo y variable impregnación de petróleo.

Los cuerpos de arena son de geometría mantiforme estrecha ($15 < \text{Ancho/Espesor} < 100$), con techo plano y base erosiva, irregular y cóncava. Subordinadamente, se presentan niveles psamíticos mantiformes anchos ($\text{Ancho/Espesor} > 100$), y en menor medida cordoniformes ($\text{Ancho/Espesor} < 15$). El grado de aislamiento y desconexión entre los reservorios es alto. La estratigrafía aluvial de las secuencias de la Fm. Bajo Barreal Inferior en la región define una arquitectura de muy bajo empaquetamiento. La densidad numérica medida en secciones transversales es del orden de $5 \times 10^{-5} \text{ m}^2$. Es decir un cuerpo de dimensiones medias cada 20.000 m^2 . Los cuerpos de arena se orientan preferentemente en dirección NNO. Su ancho varía entre 400 y 800 m. Internamente muestran una anatomía no homogénea, determinada por superficies limitantes de variable jerarquía y conjuntos faciales de disímil carácter petrofísico. Esto hace que los cuerpos de arena se comporten como unidades hidráulicas irregulares y de moderada a baja calidad reservorio.

Sobre la base de las características expuestas anteriormente, puede inferirse que las terminaciones de pozos en este yacimiento suelen ser extensas y costosas. Por lo general se ensayan individualmente un promedio de 7 a 8 capas por pozo, y luego se seleccionan los niveles a estimular efectuándose posteriormente ensayos post-estimulación.

Tradicionalmente, la selección de las capas a punzar y ensayar surge de la interpretación petrofísica de un set de perfiles convencionales, del análisis de testigos o cutting, de medidas de presión y fundamentalmente de la correlación de detalle entre pozos. Desgraciadamente, la alta heterogeneidad petrofísica de las capas, y la imposibilidad de medir en forma directa un parámetro como la permeabilidad, hace que sea muy difícil estimar su calidad como reservorio, por lo que muchas veces niveles con muy buenos pronósticos resultan improductivos.

BASE DE DATOS

La base de datos utilizada en el estudio se generó a partir de información aportada por 11 pozos del yacimiento que contaban con MRIL en el set de herramientas con que fueron perfilados.

En los 11 pozos estaban evaluadas con ensayos de terminación un total de 86 capas, la mayoría en forma individual y algunas en conjunto. De éstas sólo 21 fueron estimuladas mediante fracturación hidráulica.

La información proveniente de la terminación de cada capa ensayada fue la siguiente:

- Tipo de fluido producido en el ensayo inicial
- Caudal de aporte alcanzado en el ensayo inicial
- Tipo de fluido producido en el ensayo post-fractura hidráulica
- Caudal de aporte alcanzado en el ensayo post-fractura hidráulica

Los datos de perfiles relevados de cada capa ensayada fueron:

- Índice de Permeabilidad Aritmética (KA)
- Índice de Permeabilidad Geométrica (KG)
- Presencia o ausencia de bins 7 y 8 en su distribución poral
- Porosidad Efectiva (MPHE)
- Porosidad ocupada por fluidos irreducibles (MBVI)
- Porosidad ocupada por fluidos susceptibles de ser movidos y puestos en producción ($\text{MBVM} = \text{MPHE} - \text{MBVI}$)
- Resistividad (Rt)

En la figura 1 se pueden visualizar los parámetros de perfiles que fueron utilizados para conformar la base de datos utilizada en este estudio.

PARAMETROS UTILIZADOS

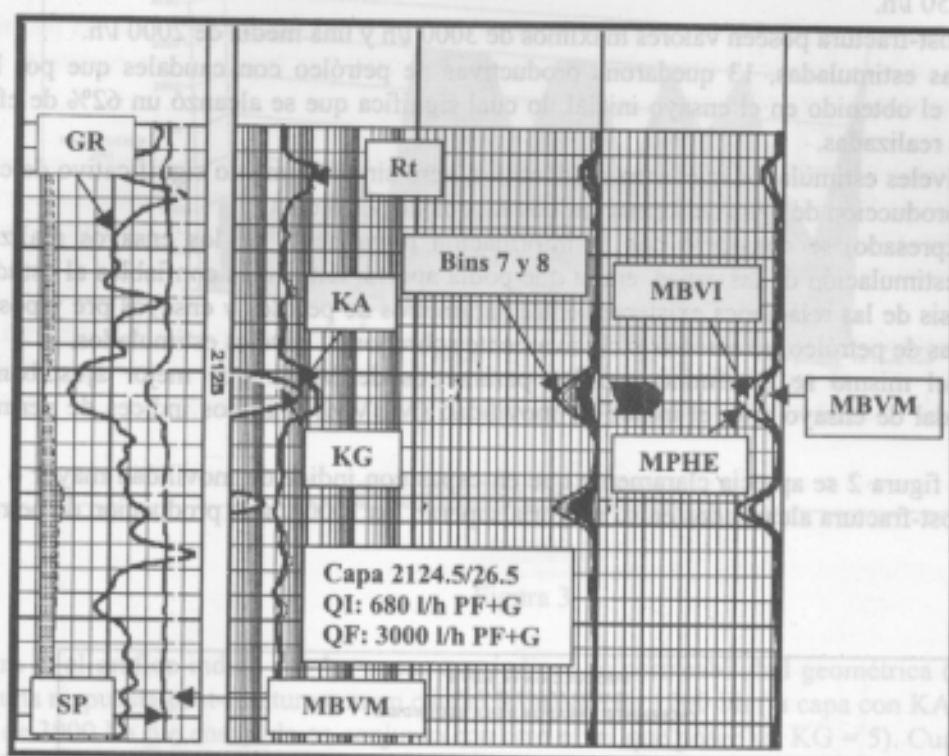


Figura 1

ANÁLISIS DE DATOS

El análisis de toda esta información se realizó mediante el uso de gráficos comparativos con los que se contrastaron ambos grupos de datos.

Se prestó especial atención a aquellas capas que fueron fracturadas hidráulicamente y luego reensayadas, pues se consideró que éstas eran las que podían aportar datos más confiables al estudio debido a que, tanto el tipo como el caudal del fluido producido luego de ser estimuladas, no estarían afectados por un eventual daño de formación causado en las etapas previas a la terminación. Se detallan a continuación algunas cifras que surgieron del análisis efectuado:

- Del total de niveles evaluados, 79 capas poseían en su distribución bins 7 y 8 (92%)
- Los ensayos de las 7 capas restantes produjeron bajos caudales de agua de formación y agua de formación con gas o resultaron sin entrada.
- De los 79 niveles con bins 7 y 8:
 - 44 capas produjeron petróleo
 - 29 aportaron agua de formación o agua de formación con rastros de petróleo
 - 6 resultaron sin entrada
- De las 44 capas que produjeron petróleo de formación, solamente 4 lo hicieron con caudales superiores a 1000 l/h.
- De las 29 capas que aportaron agua de formación, 7 lo hicieron con caudales superiores a 1000 l/h.

- Las 44 capas productivas representan un 51% del total evaluado.
- Solamente se estimularon mediante fracturación hidráulica 21 niveles, de los cuales 15 se evaluaron en forma individual y 6 en pares.
- Todos los niveles fracturados habían producido petróleo en el ensayo inicial.
- Los caudales del ensayo inicial alcanzados por las capas estimuladas, rara vez superaron los 500 l/h, con una media de 250 l/h.
- Los caudales post-fractura poseen valores máximos de 3000 l/h y una media de 2000 l/h.
- De las 21 capas estimuladas, 13 quedaron productivas de petróleo con caudales que por lo menos cuadruplicaron el obtenido en el ensayo inicial, lo cual significa que se alcanzó un 62% de efectividad en las fracturas realizadas.
- Cinco de los niveles estimulados quedaron productivos, pero sin un aumento significativo de caudal y 3 quedaron con producción de agua de formación con rastros de petróleo.

Como ya fuera expresado, se consideró que la información proveniente de los ensayos realizados con posterioridad a la estimulación de las capas, era la que podía aportar datos más confiables al estudio, razón por la cual el análisis de las relaciones existentes entre parámetros de perfiles y ensayos pre y post-fractura en capas productoras de petróleo, se efectuó exclusivamente sobre los 21 niveles estimulados.

Como resultado del mismo se determinó que los parámetros de MRIL que mejor ajustaban con las variaciones de caudal de ensayo eran el índice de movilidad (MBVM) y ambos índices de permeabilidad (KA y KG).

En el gráfico de la figura 2 se aprecia claramente que en capas con índice de movilidad mayor o igual que 5%, los caudales post-fractura alcanzados en su mayoría superan los 1000 l/h de producción de petróleo.

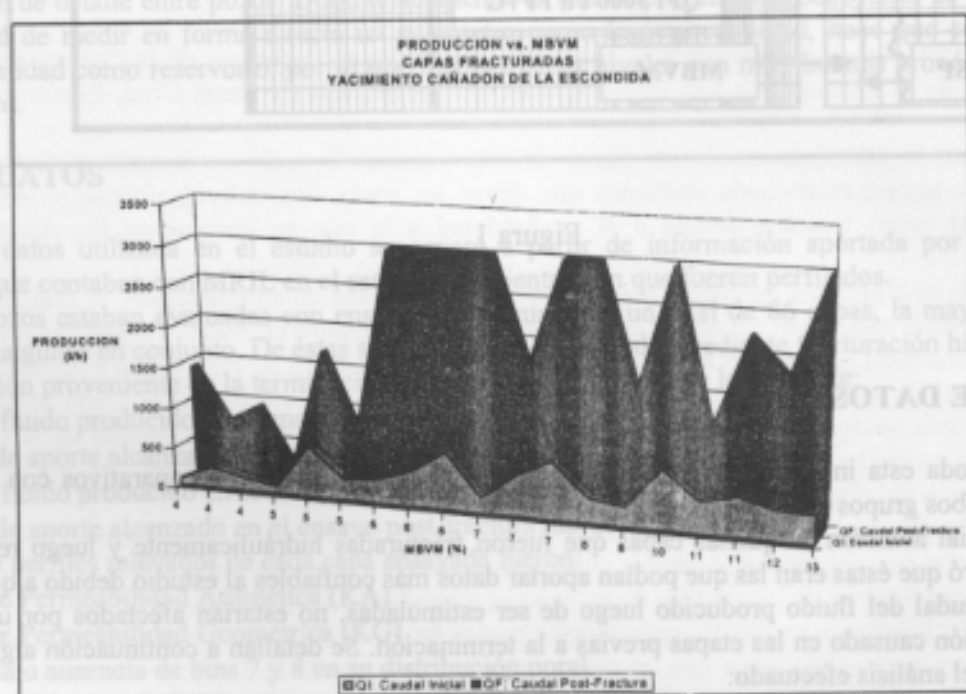


Figura 2

El gráfico de la figura 3 muestra que aquellas capas con un índice de permeabilidad aritmética (KA) comprendido entre 2 y 5 mD, alcanzan caudales post-fractura con una media de 1000 l/h de petróleo; mientras que con KA mayor o igual que 6 mD los caudales logrados alcanzan los 3000 l/h de producción máxima, con una media de 2300/2500 l/h.

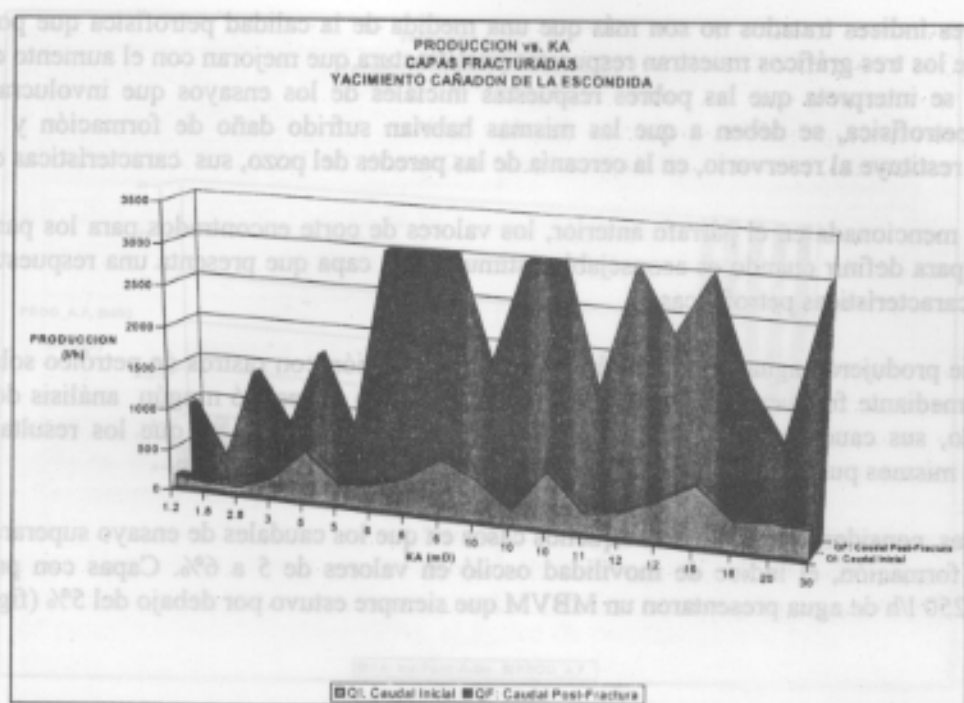


Figura 3

En la figura 4, el gráfico indica que las capas con índices de permeabilidad geométrica (KG) de 1 a 2 mD presentan una respuesta post-fractura con un caudal promedio de 1200 l/h (la capa con $KA = 1.7$ que alcanza un caudal de 3000 l/h fue ensayada en conjunto con otro nivel que posee un $KG = 5$). Cuando este índice es mayor de 2 mD los caudales de petróleo alcanzan los máximos niveles de producción. En las tres figuras puede observarse la gran diferencia existente entre los caudales antes y después de realizar la estimulación de las capas.

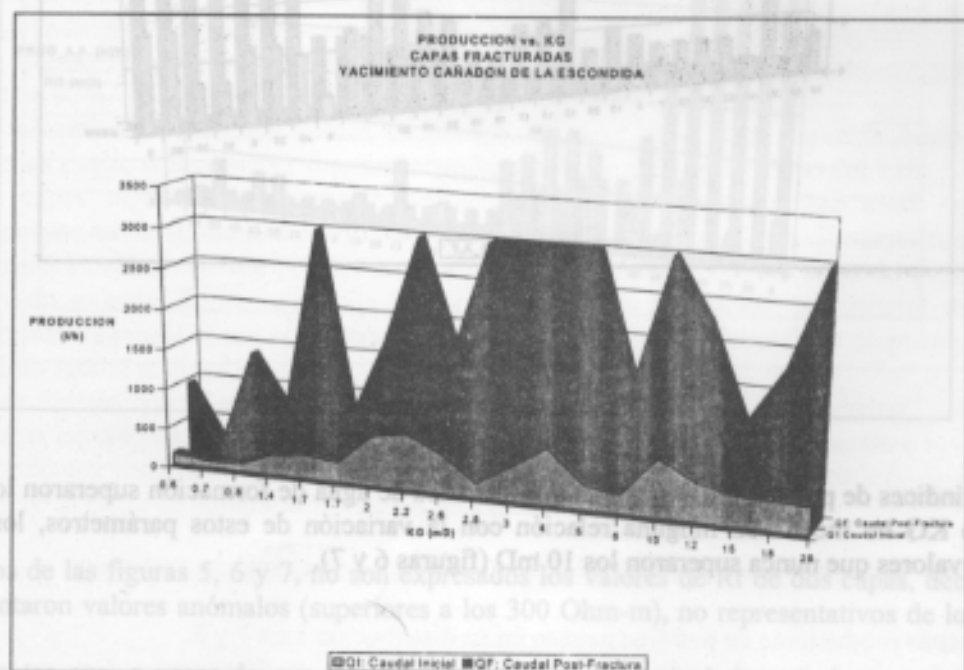


Figura 4

Dado que los tres índices tratados no son más que una medida de la calidad petrofísica que posee la roca reservorio, y que los tres gráficos muestran respuestas post-fractura que mejoran con el aumento del valor de los parámetros, se interpreta que las pobres respuestas iniciales de los ensayos que involucran capas de buena calidad petrofísica, se deben a que las mismas habrían sufrido daño de formación y que con la estimulación se restituye al reservorio, en la cercanía de las paredes del pozo, sus características originales.

Con la premisa mencionada en el párrafo anterior, los valores de corte encontrados para los parámetros de MRIL servirán para definir cuando es aconsejable estimular una capa que presenta una respuesta inicial no acorde con sus características petrofísicas.

De las capas que produjeron agua de formación o agua de formación con rastros de petróleo solamente una fue estimulada mediante fracturación hidráulica, por esta razón no se realizó ningún análisis de relaciones entre este fluido, sus caudales y parámetros de perfiles correspondientes, ya que los resultados que se obtengan de los mismos pueden estar afectados por eventuales daños de formación.

De todas maneras, considerando solamente aquellos casos en que los caudales de ensayo superaron los 1000 l/h de agua de formación, el índice de movilidad osciló en valores de 5 a 6%. Capas con producciones inferiores a los 250 l/h de agua presentaron un MBVM que siempre estuvo por debajo del 5% (figura 5).

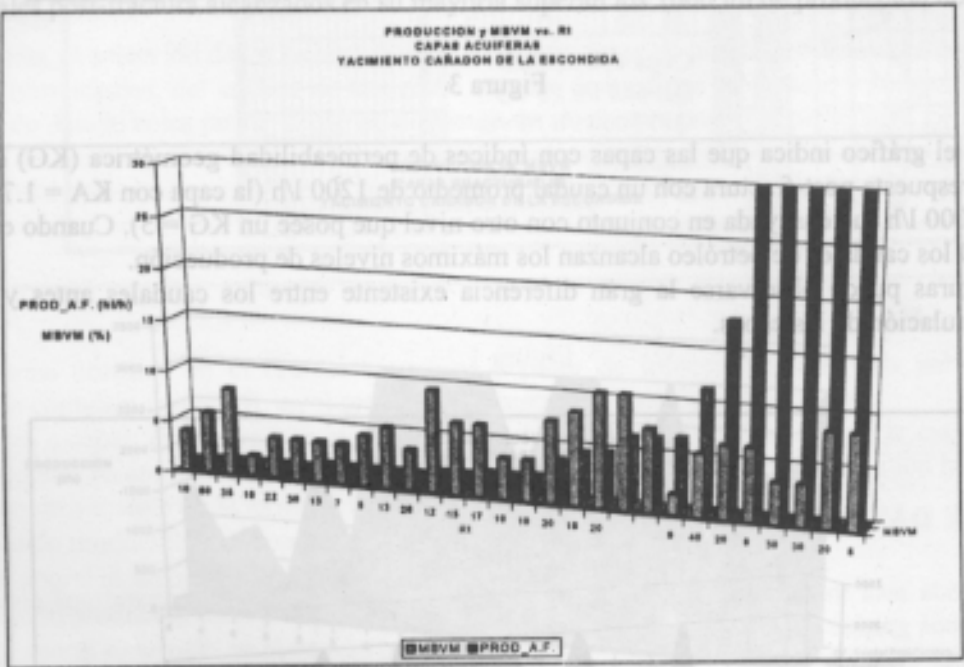


Figura 5

En cuanto a los índices de permeabilidad, cuando los caudales de agua de formación superaron los 1000 l/h, tanto KA como KG no mostraron ninguna relación con la variación de estos parámetros, los cuales se mantuvieron en valores que nunca superaron los 10 mD (figuras 6 y 7).

El gráfico de la figura 3 muestra que aquellas capas con un índice de permeabilidad aritmética (KA) comprendido entre 2 y 5 mD, alcanzan caudales post-fractura con una media de 1000 l/h de petróleo; mientras que con KA mayor o igual que 6 mD, alcanzan los 1000 l/h de producción máxima, con una media de 2300/2500 l/h.

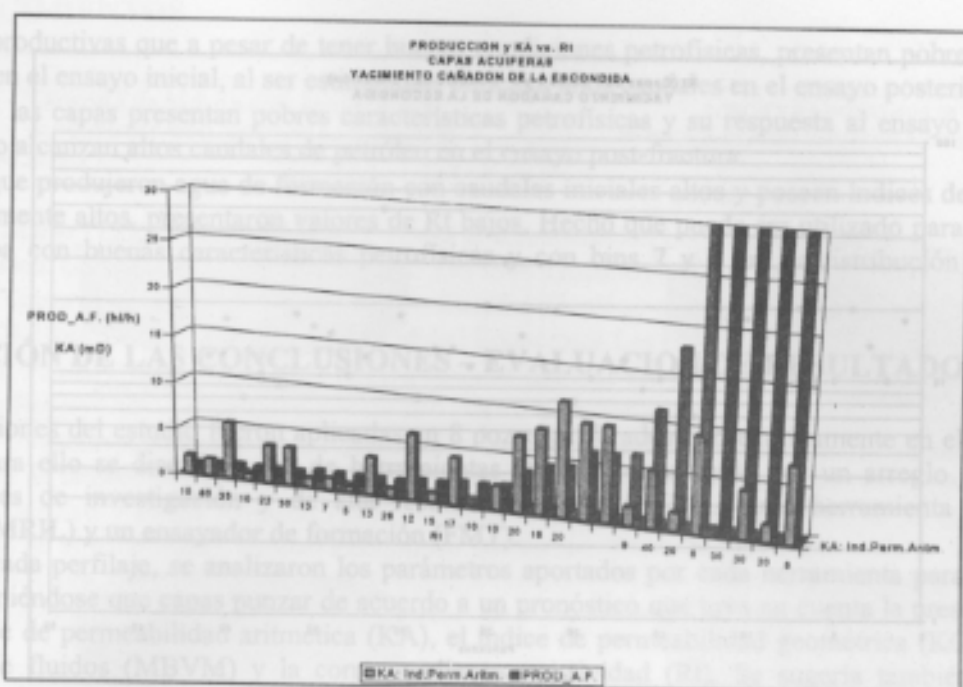


Figura 6

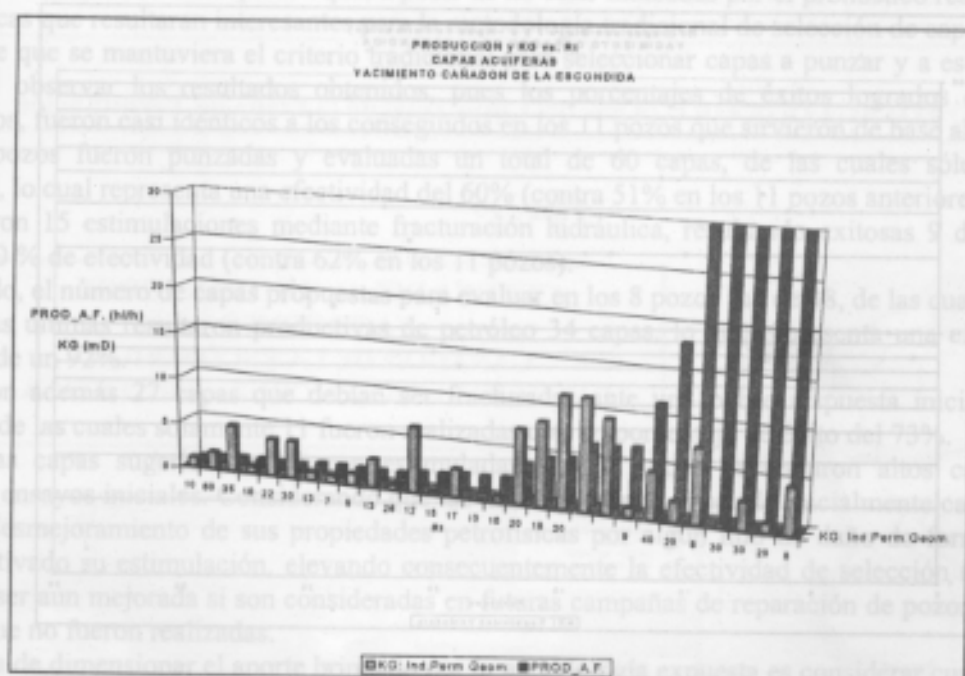


Figura 7

En los gráficos de las figuras 5, 6 y 7, no son expresados los valores de R_t de dos capas, debido a que las mismas presentaron valores anómalos (superiores a los 300 Ohm-m), no representativos de los fluidos que contienen.

Es de hacer notar que, a pesar de que los valores de resistividad verdadera de las capas (R_t) son muy dispersos y, tal como se aprecia en las figuras 8 y 9, no parecen discriminar por sí solos el tipo de fluido contenido en el reservorio, los mayores valores alcanzados por ambos índices de permeabilidad coinciden con resistividades bajas (8 Ohm-m).

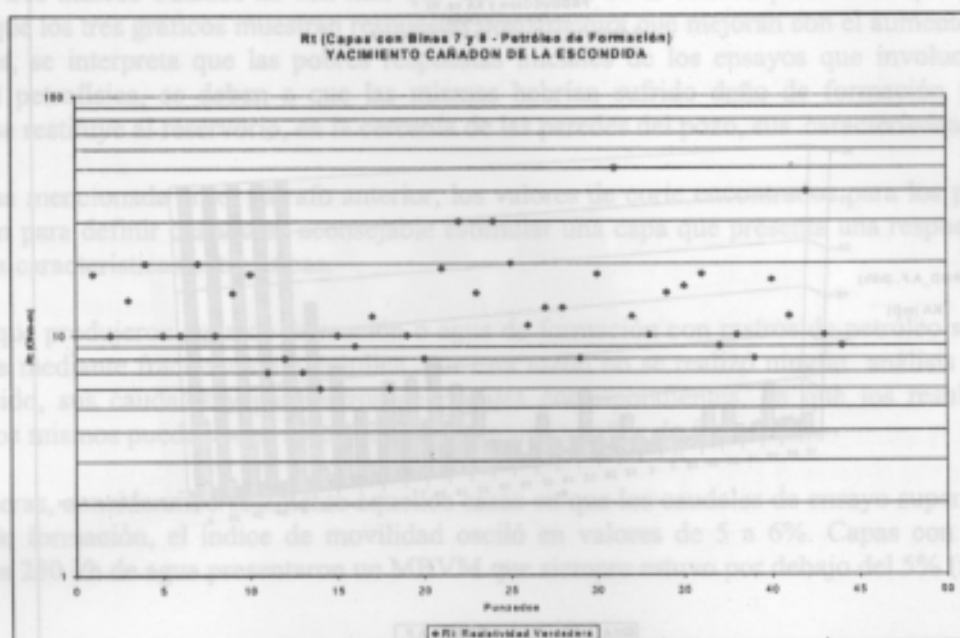


Figura 8

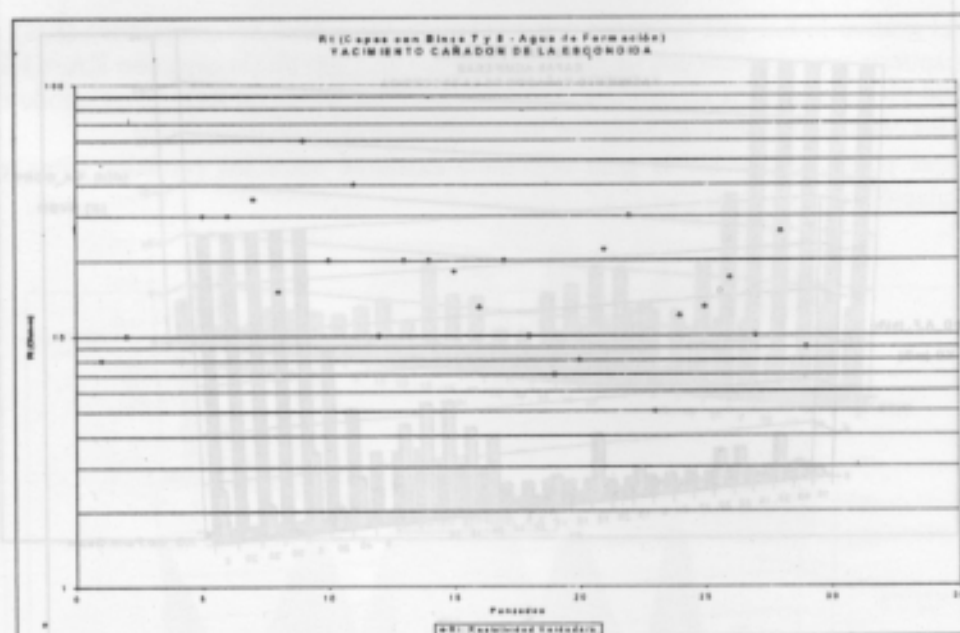


Figura 9

CONCLUSIONES

A continuación se detallan las principales conclusiones obtenidas con el análisis realizado:

- Todas las capas productoras de petróleo poseen en su distribución bins 7 y 8.
- Los valores de corte de los tres parámetros de MRIL para capas petrolíferas en este campo son:
 MBVM = 5%
 KA = 2 - 5 mD (Caudal medio de 1000 l/h) KA > 5 (Caudal medio de 2300 - 2500 l/h)
 KG = 1 - 2 mD (Caudal medio de 1200 l/h) KG > 2 (Caudal medio de 2300 - 2500 l/h)

- Capas productivas que a pesar de tener buenas condiciones petrofísicas, presentan pobres respuestas de caudal en el ensayo inicial, al ser estimuladas obtienen altos caudales en el ensayo posterior.
- Cuando las capas presentan pobres características petrofísicas y su respuesta al ensayo inicial es baja, tampoco alcanzan altos caudales de petróleo en el ensayo post-fractura.
- Capas que produjeron agua de formación con caudales iniciales altos y poseen índices de permeabilidad relativamente altos, presentaron valores de R_t bajos. Hecho que puede ser utilizado para definir cuando una capa con buenas características petrofísicas y con bins 7 y 8 en su distribución puede resultar acuífera.

APLICACIÓN DE LAS CONCLUSIONES – EVALUACION DE RESULTADOS

Las conclusiones del estudio fueron aplicadas en 8 pozos perforados consecutivamente en el yacimiento en cuestión. Para ello se diseñó un set de herramientas standard constituido por un arreglo inductivo de 6 profundidades de investigación y de alta resolución vertical (HDIL), una herramienta de resonancia magnética (MRIL) y un ensayador de formación (FMT).

Finalizado cada perfilaje, se analizaron los parámetros aportados por cada herramienta para cada capa del pozo, proponiéndose que capas punzar de acuerdo a un pronóstico que tuvo en cuenta la presencia de bins 7 y 8, el índice de permeabilidad aritmética (KA), el índice de permeabilidad geométrica (KG), el índice de movilidad de fluidos (MBVM) y la correspondiente resistividad (R_t). Se sugería también cuales capas debían ser estimuladas en caso de que su respuesta al ensayo inicial resultara inadecuada de acuerdo a sus características petrofísicas. Las medidas de presión adquiridas en las capas de interés sirvieron para determinar cuando una capa se presentaba depletada, lo cual motivaba que fuera descartada su estimulación. Dado que esta metodología estaba siendo puesta a prueba, se decidió punzar y estimular no sólo aquellas capas sugeridas sino también aquellas que, a pesar de no estar indicadas por el pronóstico realizado, tuvieran características que resultaran interesantes para la metodología tradicional de selección de capas a evaluar.

El hecho de que se mantuviera el criterio tradicional para seleccionar capas a punzar y a estimular, se hace evidente al observar los resultados obtenidos, pues los porcentajes de éxitos logrados en los 8 pozos considerados, fueron casi idénticos a los conseguidos en los 11 pozos que sirvieron de base al estudio.

En los 8 pozos fueron punzadas y evaluadas un total de 60 capas, de las cuales sólo 36 resultaron petrolíferas, lo cual representa una efectividad del 60% (contra 51% en los 11 pozos anteriores).

Se efectuaron 15 estimulaciones mediante fracturación hidráulica, resultando exitosas 9 de ellas, lo cual indica un 60 % de efectividad (contra 62% en los 11 pozos).

Por otro lado, el número de capas propuestas para evaluar en los 8 pozos fue de 38, de las cuales se punzaron 37. De estas últimas resultaron productivas de petróleo 34 capas, lo que representa una efectividad en el pronóstico de un 92%.

Se señalaron además 27 capas que debían ser fracturadas ante una pobre respuesta inicial por daño de formación, de las cuales solamente 11 fueron realizadas con un porcentaje de éxito del 73%.

Ocho de las capas sugeridas no fueron estimuladas debido a que presentaron altos caudales en sus respectivos ensayos iniciales. Considerando que las mismas habrían aportado inicialmente caudales bajos de existir un desmejoramiento de sus propiedades petrofísicas por algún tipo de daño de formación, lo cual hubiera motivado su estimulación, elevando consecuentemente la efectividad de selección a un 84%, cifra que podría ser aun mejorada si son consideradas en futuras campañas de reparación de pozos las 8 fracturas sugeridas que no fueron realizadas.

Otra manera de dimensionar el aporte brindado por la metodología expuesta es considerar cual habría sido el ahorro de dinero logrado de haber restringido estrictamente los ensayos de terminación a los resultados del estudio; realizado este análisis económico se concluye que el ahorro producido habría sido de un 24,8% de la inversión total de la etapa de completación de los pozos considerados.

Los gráficos de la figura 10 sintetizan lo expresado anteriormente.



Figura 10



Figura 11

AGRADECIMIENTOS

Los Autores agradecen a YPF S.A. y a Baker Atlas Argentina por permitir la publicación de este trabajo.

REFERENCIAS

- Minitti, Mario (1995) Estudio Geológico para la Recuperación Secundaria del Bloque 36 Sur. División Reservorios. Unidad Económica Las Heras. YPF S.A. (Inédito)
- Getino, Gustavo y Víctor Sánchez (1996) Estudio Geológico para la Recuperación Secundaria del Bloque 36 Norte. División Reservorios. Unidad Económica Las Heras. YPF S.A. (Inédito)
- Amoedo, Pablo y Eduardo Bellosi (1997) Estudio Integral del Yacimiento Cañadón de la Escondida. División Reservorios. Unidad Económica Las Heras. YPF S.A. (Inédito)
- Getino, Gustavo y Pablo Amoedo (1998) Estudio Geológico Integral del Bloque 36 Sur. Distrito 1 (Cañadón de la Escondida). Unidad Económica Las Heras. YPF S.A. (Inédito)
- Getino, Gustavo y Pablo Amoedo (1998) Estudio Geológico Integral del Bloque 36 Norte. Distrito 1 (Cañadón de la Escondida). Unidad Económica Las Heras. YPF S.A. (Inédito)
- Getino, Gustavo y Pablo Amoedo (1998) Estudio Geológico Integral del Bloque 38. Distrito 1 (Cañadón de la Escondida). Unidad Económica Las Heras. YPF S.A. (Inédito)

1. INTRODUCCION

En este estudio se intenta encontrar la respuesta sísmica de las arenas fluviales presentes en la Fm Challaco mediante el uso de datos sísmicos 3D sobre una parcela localizada en el bloque Oeste del Yacimiento El Octógono denominada Campamento Dos, dentro del ámbito geológico de la Dorsal de Huíncul, en zona de engolfamiento de la cuenca Neuquina.

El Yacimiento mencionado es operado por la empresa YPF S.A. y se encuentra en las inmediaciones de las ciudades de Plaza Huíncul y Cutral-Có en la provincia de Neuquén. (Ver Fig 1)

2. RESPUESTA DEL PERFIL BASICO CON SU SISMOGRAMA SINTETICO

Con el fin de mostrar la respuesta sísmica básica a través de un sismoograma sintético, se elige un pozo tipo donde los distintos miembros geológicos de la Fm Challaco se hallan bien representados. Estos sintéticos están calculados con rangos de frecuencia que oscilan entre 15 a 50 Hz. y hasta 15 a 80 Hz. usando fase cero y ondículas de Butterworth. Sus resultados se muestran en la fig 2. Al inspeccionar esta, las siguientes observaciones surgen:

- 1) Diecisiete arenas se correlacionan sobre los 290 ms de la sección Challaco presente en este pozo.
- 2) Dos intervalos predominantemente espesos de arcilla ocurren entre 686-715 y 847-875 ms.