

POSIBILIDADES PRODUCTIVAS DE POZOS “MULTIBRANCH” EN EL YACIMIENTO PUESTO HERNANDEZ, PROVINCIAS DE NEUQUEN Y MENDOZA, REP. ARGENTINA

Cristian Groba
Perez Companc S.A.

Marcelo Barrionuevo
Perez Companc S.A.

Agustín Blanc
San Antonio S.A.

ABSTRACT

Los avances tecnológicos en las técnicas de perforación obligan continuamente a repensar cual es el mejor desarrollo de yacimientos maduros como es el caso de Puesto Hernández.

La Sísmica 3-D permite desarrollar los reservorios en aquellos lugares donde la confiabilidad de los datos obtenidos a través de otras fuentes nunca lo hubiera aconsejado.

El Mbro. Troncoso Inferior de la Fm. Huitrín, reservorio productivo en muchos campos petroleros del norte de la Cuenca Neuquina, está constituido por areniscas fluviales en transición a un ambiente de dunas, este último con muy buenas características como reservorio y muy buena respuesta sísmica.

La combinación de las tecnologías de perforación direccional y sísmica 3D permitió analizar desde los puntos de vista económico, de perforación, de recuperación secundaria y ambiental la conveniencia de utilizar la tecnología “multibranch” para perforar un pozo bilateral inyector paralelo al borde del campo de dunas, asociado a un pozo bilateral productor paralelo al anterior en la dirección del eje del campo de dunas.

La perforación de ambos pozos reemplaza la perforación de 8 pozos verticales (5 inyectores y 3 productores) en una zona con reservas comprobadas.

INTRODUCCION

El Yacimiento Puesto Hernández, ubicado 20 km. al oeste de la localidad de Rincón de los Sauces, se encuentra en el borde NE de la Cuenca Neuquina en la zona de Engolfamiento (Figura 1).

Los reservorios productivos de este campo son los Mbros. Avilé y Superior de la Fm. Agrio; Chorreado, Troncoso Inf. y La Tosca de la Fm. Huitrín; y Clástico de la Fm. Rayoso.



Figura 1. Mapa de Ubicación

El Mbro. Avilé, principal productor del área, se encuentra casi en su totalidad produciendo por recuperación secundaria.

Los Mbros Superior, Troncoso Inf. y Clástico se encuentran en la etapa de ampliación de sus Proyectos de recuperación secundaria.

CONSIDERACIONES GEOLOGICAS DEL MBRO. TRONCOSO INFERIOR

El Mbro. Troncoso Inferior, parte integrante de la Fm. Huitrín, es uno de los reservorios productores de hidrocarburos más importantes en la zona norte de la cuenca Neuquina.

La Fm. Huitrín se deposita por encima de la Fm. Agrio y ocupa la mayor parte del Aptiano (Figura 2). Se inicia con sedimentos clásticos de origen marino costero que corresponden al Mbro. Chorreado; a continuación apoyan en discordancia las arenas fluvio-eólicas del Mbro. Troncoso Inferior. Estos sedimentos son cubiertos por un mar hipersalino que deposita las anhidritas y carbonatos del Mbro. Troncoso Superior, culminando esta formación con sedimentos típicos de una plataforma carbonática que conforman el Mbro. La Tosca.

Los sedimentos de la unidad en consideración son predominantemente areniscas feldespático líticas finas en la porción fluvial a medias en la parte eólica (Figura 3).

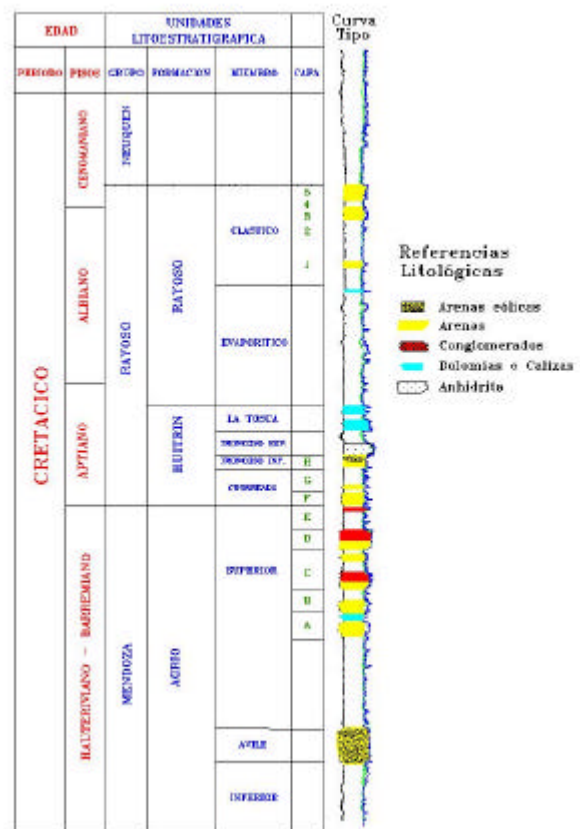


Figura 2. Columna Estratigráfica

Ambos tipos de ambiente sedimentarios determinan diferentes energías de depositación que influyen no solo en la diferencia de tamaño de grano observada en la figura antes mencionada, sino también en la cantidad y distribución de los finos intersticiales además de la porosidad y calidad de las interconexiones.

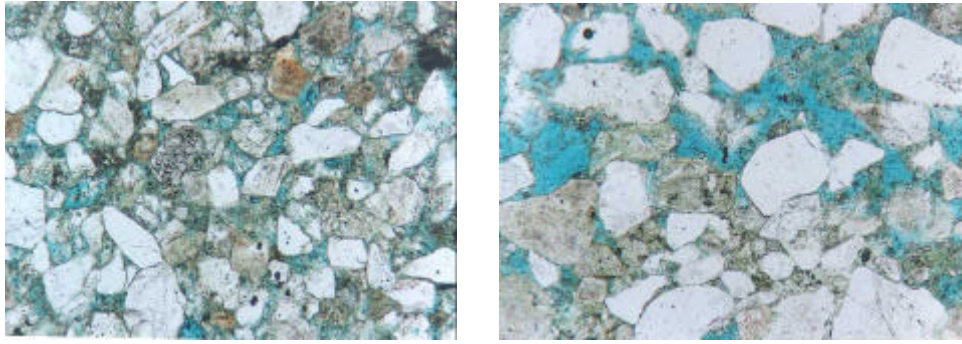


Figura 3. Secciones delgadas de los sedimentos fluviales (izq.) y eólicos (der.) (1 cm : 190 m)

A través del análisis de perfiles de pozos se observa que la parte fluvial presenta un espesor uniforme en todo el yacimiento habiendo por el contrario grandes variaciones en la parte eólica. Los datos de corona indican la presencia de campos de dunas coincidiendo con los máximos espesores de este miembro (25 a 30 mts.) y las zonas de interdunas asociadas (10 a 15 mts.) en los mínimos, como se puede observar en la Figura 4.

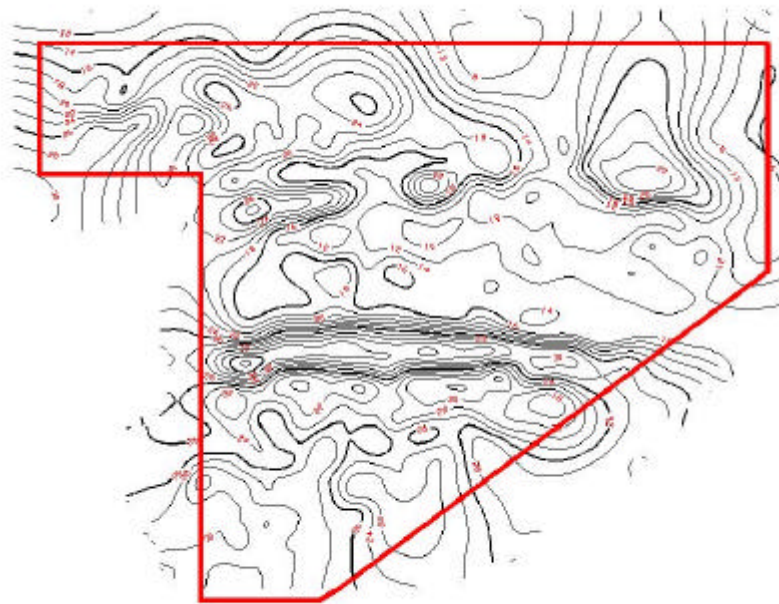


Figura 4. Mapa de espesor total del Mb. Troncoso Inferior

El evento fluvial, con mayor contenido de finos y porosidades entre 14 y 18 %, presenta una calidad de reservorio inferior que los sedimentos eólicos donde se

observan porosidades entre 18 y 22 % y la presencia de finos es poco considerable. Es por esto que los sedimentos eólicos de este miembro han sido los de mejor producción y los mas evaluados a través de ensayos, tanto en el yacimiento Puesto Hernández como en los campos vecinos.

SISMICA 3-D

La respuesta sísmica del horizonte que corresponde al Mbro. Troncoso Inferior es muy buena, permitiéndonos encontrar una excelente correspondencia entre espesores y amplitud (Figuras 4 y 5), lo que permite visualizar donde se encuentran los campos de dunas (colores claros).

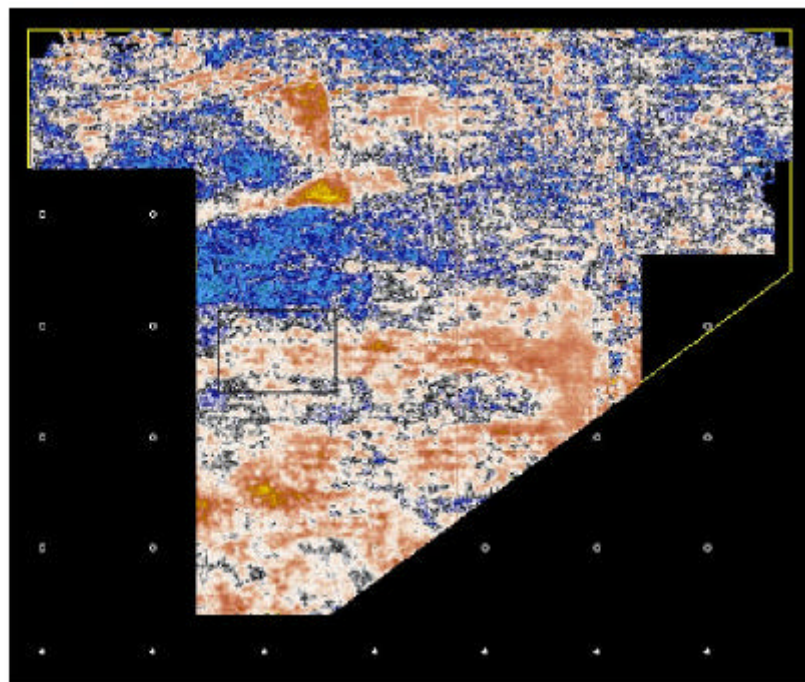


Figura 5. Mapa de amplitud del Mbro. Troncoso Inferior

En la zona enmarcada en la Figura 5 se observó un área dentro del campo de dunas que no ha sido desarrollada. (Figura 6). Según el desarrollo actual del campo con pozos verticales esta área sería drenada por tres pozos productores y cinco inyectores. Se planteó la posibilidad de perforar dos pozos, uno inyector y otro productor, con tecnología “multibranch” que reemplazaran estos ocho pozos verticales.

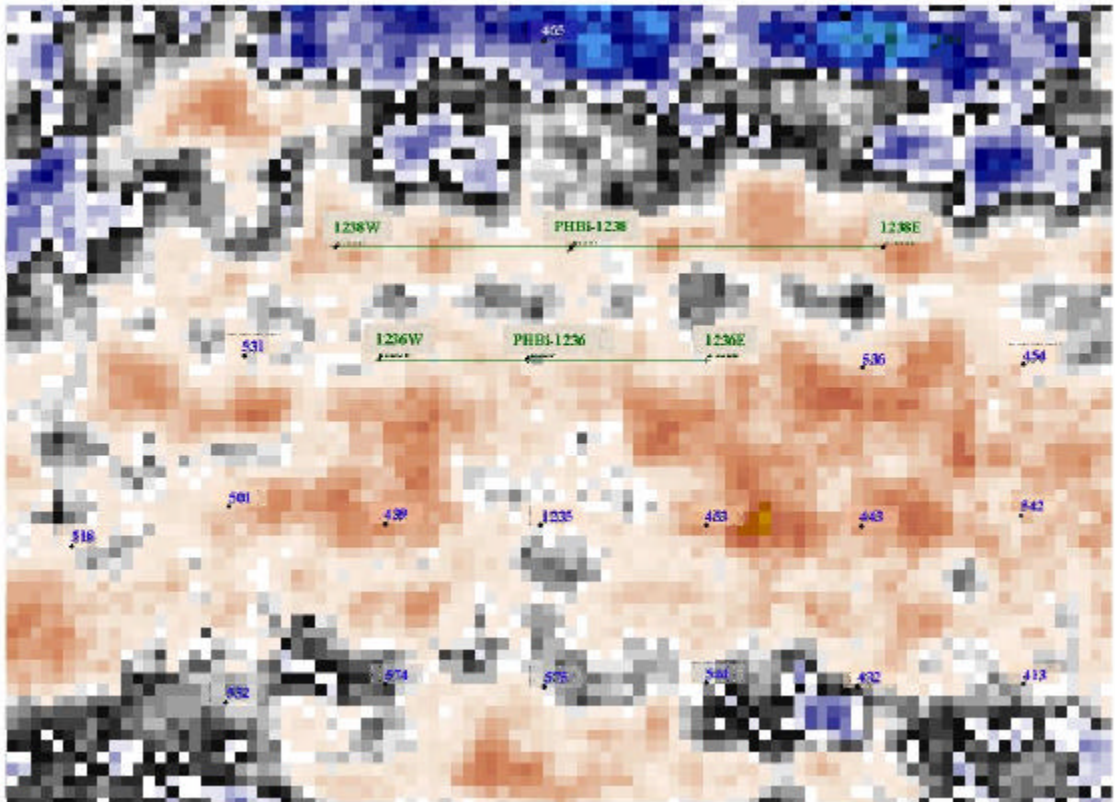


Figura 6. Detalle de posibilidad de ubicación de 2 pozos bilaterales

TECNOLOGIA “MULTIBRANCH”

La perforación de pozos multibranch es una importante tecnología emergente dentro de la industria del petróleo. Un factor primario en el creciente interés en esta tecnología ha sido su impacto económico en el desarrollo de campos. Esta tecnología permite reducir los costos de desarrollo por los siguientes medios :

- Proveyendo la mayor productividad por pozo debido a contactar extensas áreas de drenaje.
- Reduciendo la cantidad de metros perforados por metro de zona expuesta.
- Minimizando el costo ambiental debido a la construcción de locaciones y caminos, como así también el disposal de los residuos asociados a la perforación.
- Bajando las inversiones en equipamiento de superficie y fondo.

- Reduciendo el costo por barril producido. Se han documentado reducciones de 12 \$/Bbl (desarrollo con pozos verticales) a 5.75 \$/Bbl (desarrollo con pozos horizontales) a 4.65 \$/bbl (pozos Multilaterales) [REF. 1].

El diseño de estos pozos requiere un conocimiento en detalle del reservorio. Debido a la naturaleza tridimensional de los mismos se necesitan modelos geológicos de detalle. Es por esto que la aplicación de esta tecnología se ve favorecida por la información proveniente de la sísmica 3D y una adecuada comprensión del ambiente geológico que originó el reservorio en cuestión.

Esta tecnología tiene su primer exponente en Rusia en el año 1953 cuando se perforó un pozo multirama con 9 brazos en el yacimiento Bashkiria, que fue seguido de otros 110 pozos de estas características. Sin embargo no fue hasta la perforación del pozo K-142, por ARCO en el yacimiento Nuevo México Empire en 1980, que otro operador intentó esta tecnología ya que los pozos multilaterales eran muy difíciles técnicamente y muy riesgosos. Entre 1980 y 1995 sólo 45 multilaterales fueron reportados. Desde 1995 el número de pozos multilaterales se ha incrementado principalmente debido a avances en la tecnología de perforación dirigida y horizontal. [REF. 2].

En la actualidad esta tecnología es tenida en cuenta en el estudio del desarrollo, tanto de nuevas áreas como yacimientos maduros, posibilitando en algunos casos explotar reservas que no hubieran podido ser recuperadas económicamente de otro modo.

Para la zona en discusión en este trabajo se propone la perforación de dos pozos bilaterales de ramas opuestas, uno productor y otro inyector.

El área de drenaje correspondiente al pozo productor propuesto equivale al área de drenaje de 3 pozos productores verticales calculada según la metodología propuesta por Joshi [REF. 3]. La productividad del mismo se estima en 3.6 veces la de un pozo vertical.

El pozo inyector inyectará en el área de drenaje correspondiente a 5 inyectores verticales con una inyectividad estimada en 5.2 veces la de un pozo vertical.

Con estos dos pozos se tendrá una eficiencia areal mayor a la obtenida con un arreglo Five-Spot, ya que el flujo del inyector hacia el productor será prácticamente lineal [REF 4].

DISEÑO DE LOS POZOS BILATERALES

El diseño de los pozos se hizo en forma conjunta participando del mismo tanto la empresa operadora como la empresa de servicio direccional teniendo en cuenta las características del reservorio y las posibilidades técnicas disponibles.

Debido a la evaluación del historial de previos pozos horizontales, se detectó la falta de necesidad de ingresar a las secciones horizontales por limpiezas o derrumbes. Por esto las mismas quedaron a pozo abierto sin entubar.

En las formaciones enmarcadas entre el KOP (kick off point) y Troncoso, no hay capas acuíferas o gasíferas, esto permite el esquema de terminación mostrado en la figura 7, donde se muestra un casing de 3 ½ " colgado dentro de la curva de cada rama sin tener hermeticidad entre el pozo vertical y las extensiones horizontales.

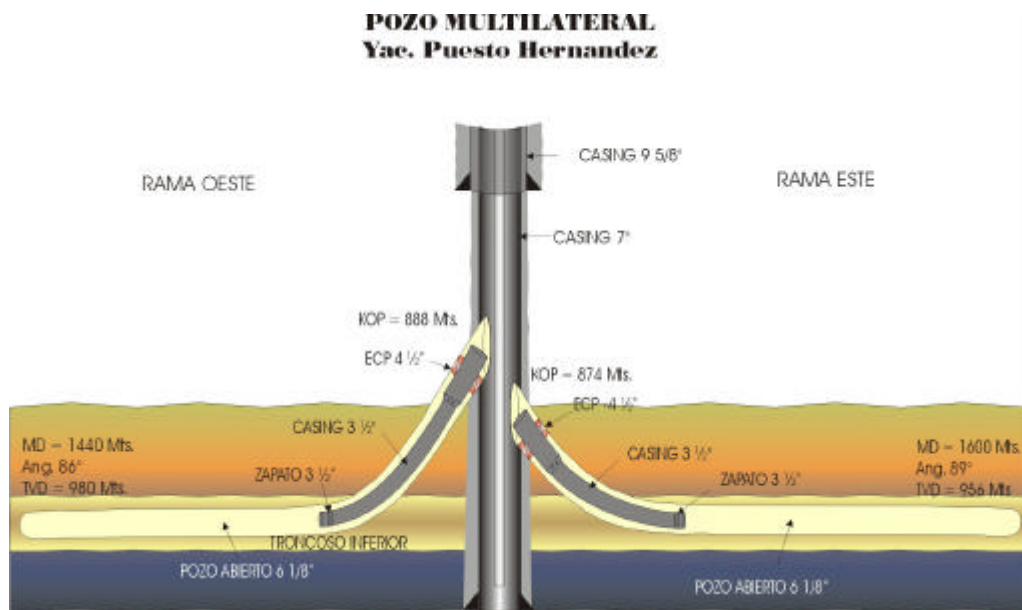


Figura 7. Esquema pozo bilateral

Una vez en explotación, la bomba será ubicada en el pozo vertical por debajo de la salida de la rama inferior, maximizando la productividad del pozo al reducir la presión dinámica de producción ejercida para cada rama.

La trayectoria de los pozos fue definida utilizando la información de la sísmica 3-D que ha permitido tanto la localización areal como vertical de los mismos.

En la figura 6 se observa la ubicación de los pozos teniendo en cuenta la calidad de reservorio según el mapa de amplitud. En la figura 8 y 9 se observa la ubicación del pozo productor e inyector bilaterales respectivamente dentro de un corte de la sísmica 3-D.

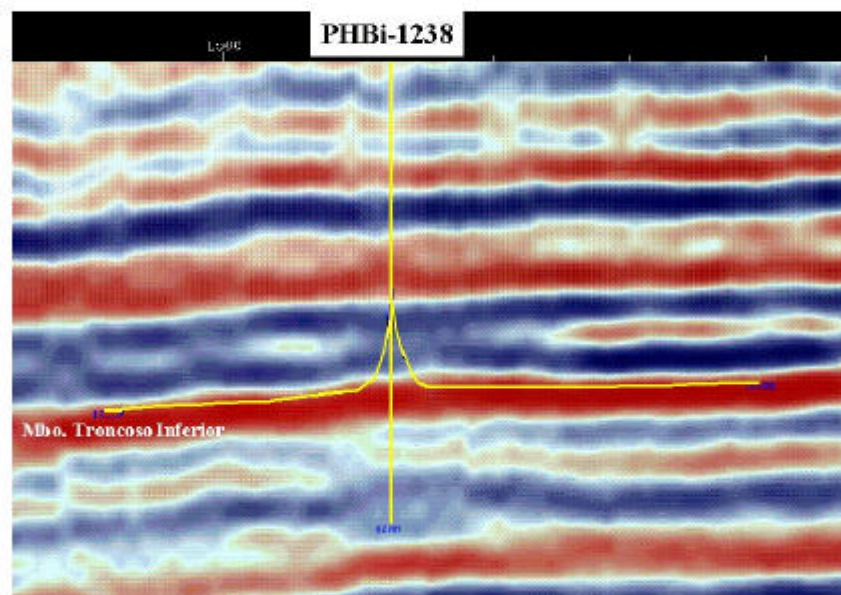


Figura 8. Detalle Trayectoria PH-1236 (Pozo Productor)

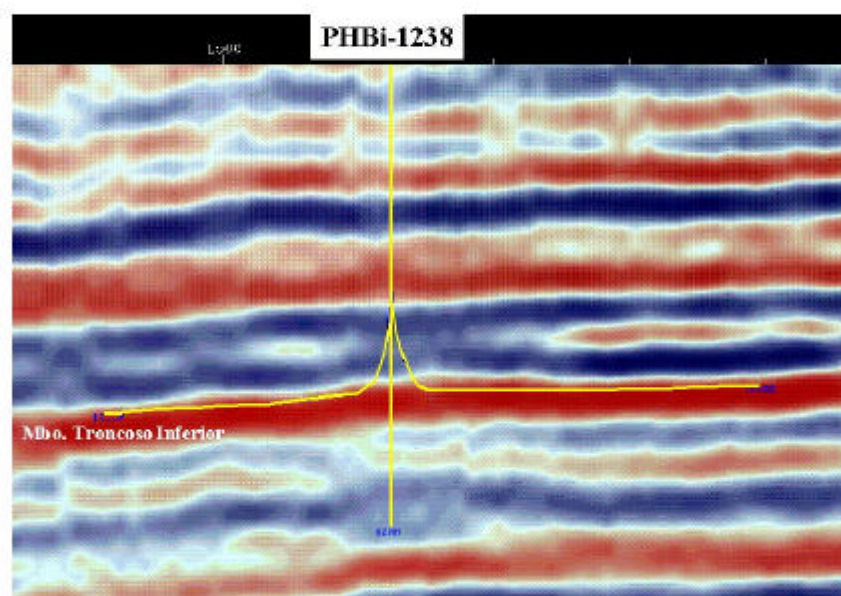


Figura 9. Detalle Trayectoria PH-1238 (Pozo Inyector)

EVALUACION ECONOMICA

Para evaluar económicamente estos pozos se calculó la reserva asociada a estos dos pozos teniendo en cuenta el área de drenaje afectada. Se utilizó como FR (factor de recuperación) el correspondiente a un arreglo 5-Spot que ya se conoce de un proyecto de recuperación secundaria, en este mismo reservorio, dentro del yacimiento Puesto Hernandez. Esto es conservativo puesto que se espera un valor de FR mayor debido a que, al colocar las ramas del inyector y el productor en forma paralela, el flujo será prácticamente lineal. Esto último producirá una eficiencia de barrido areal mayor al alcanzado con un 5-Spot especialmente si tenemos en cuenta la morfología del campo de dunas que se alinea en forma paralela a las ramas de los pozos propuestos.

Para esta reserva se confeccionó una curva pronóstico teniendo en cuenta curvas adimensionales de FR y RAP (relación agua-petróleo) obtenidas a partir del comportamiento de los arreglos 5-spot actualmente en marcha en el yacimiento.

La inversión necesaria para desarrollar la zona con estos dos pozos bilaterales es un 10 % menor a la necesaria para realizar el desarrollo con 8 pozos verticales. La curva de los pozos multilaterales acelera la extracción de reserva por su mayor productividad a la que se hubiera obtenido con los 8 pozos verticales, originando mejores indicadores económicos. A su vez se minimiza el impacto ambiental de la zona a desarrollar al reducirse la cantidad de locaciones y caminos como así también los residuos propios de la perforación.

CONCLUSIONES

- La tecnología de sísmica 3D permitió localizar una zona de petróleo probado en el límite del desarrollo de la capa H del Troncoso en un yacimiento maduro como es Puesto Hernandez.
- Se ha determinado como desarrollo económico óptimo de la zona en estudio la utilización de la tecnología de perforación de pozos multibranch.
- Mediante la perforación de dos pozos bilaterales de ramas opuestas, un inyector y un productor la zona será explotada por secundaria. El área de drenaje afectada hubiera necesitado la perforación de 8 pozos verticales: 3 productores y 5 inyectores.
- La utilización de estas modernas tecnologías determina una nueva forma de pensar el desarrollo de campos petrolíferos.

REFERENCIAS

REF. 1, SPE 36994 “Development, Testing, and Field Case Histories of Multilateral Well Completion Systems”, Longbottom, J.R. et all.

REF. 2, "*Key Issues in Multilateral Technology*", *Oil Field Review* 1999, Bosworth et all.

REF. 3, "*Horizontal Well Technology*", Joshi, Sada D.

REF. 4, SPE 35210, "*Multi-Lateral Horizontal Wells Optimizing a 5-Spot Waterflood*", Hall, S. D.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Mapa de Ubicación.

Figura 2. Columna Estratigráfica.

Figura 3. Secciones delgadas de los sedimentos fluviales y eólicos.

Figura 4. Mapa de espesor total del Mbro. Troncoso Inferior.

Figura 5. Mapa de amplitud del Mbro. Troncoso Inferior.

Figura 6. Detalle de posibilidad de ubicación de 2 pozos bilaterales.

Figura 7. Esquema pozo bilateral.

Figura 8. Detalle Trayectoria PH-1236 (Pozo Productor).

Figura 9. Detalle Trayectoria PH-1238 (Pozo Inyector).

CURRICULUM AUTORES

Cristian Federico Groba

Se graduó como Ingeniero en Petróleo en el Instituto Tecnológico de Buenos Aires (ITBA) en 1993. Desde 1994 se desempeña como Ingeniero de Reservorios en Perez Companc S.A. donde desarrolló funciones de workover, seguimiento, cálculo de reservas, y proyectos de desarrollo de reserva en el yacimientos Medanita S.E. y la U.T.E. Puesto Hernandez. También ha participado de estudios de adquisición de nuevos yacimientos en Argentina, Venezuela y Brasil.

Ha trabajado en estudios de desarrollo de yacimientos utilizando herramientas como simulación numérica y sísmica 3D.

Con anterioridad a este trabajo ha publicado y presentado en el Rio Oil & Gas Conference del IBP (Instituto Brasileiro del Petróleo) el trabajo IBP 28698 "*Application of 3D Seismic Technology in Puesto Hernandez Field, Neuquén Basin, Argentina*", Rio de Janeiro 5-8 octubre 1998.

Marcelo Fabio Barrionuevo

Egresó de la Universidad Nacional del Sur en el año 1990, con el título de Licenciado en Ciencias Geológicas. Desde 1992 hasta 1997 se desempeñó como geólogo de

desarrollo en la U.T.E. Puesto Hernandez trabajando para Perez Companc S.A. Actualmente forma parte del Equipo de Estudio de Puesto Hernandez en Neuquén donde participa en el diseño y evaluación de proyectos de desarrollo de reservas. Es coautor de los trabajos ***“Nuevo modelo sedimentario y estratigráfico para las formaciones Agrio y Huitrin en el yacimiento Puesto Hernandez, provincias de Mendoza y Neuquén”*** presentado en el IV Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos del IAPG en Mar del Plata (1999) y ***“Nuevo modelo geológico en el yacimiento Puesto Hernandez, provincias de Neuquén y Mendoza, Argentina: Su influencia en la distribución y recuperación de hidrocarburos.”*** publicado en el III Seminario de Exploración y Explotación del Petróleo y del Gas INGEPET '99 en Perú.

José Agustín Blanc

Egresó de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de Mendoza en el año 1984, con el título de Ingeniero en Electrónica y Electricidad.

Trabajó en empresas como Esso S.A.P.A. Refinería Campana, en instrumentos de medición y control de planta y en Dresser Atlas en perfilaje de pozos petrolíferos.

Desde 1990, año que se creó el sector, trabaja en Perforación Direccional de San Antonio S.A., habiendo desempeñado funciones de Operador de Instrumentos de Medición, Operador de perforación Direccional, Jefe de operaciones y, actualmente en Ingeniería y Marketing del Servicio.

Dirigió operaciones de perforación en Argentina, Venezuela y Bolivia.

Colaboró en la redacción de varios artículos publicados y participó como disertante en el Perú Resource Summit '98