

DISCONTINUIDADES SEDIMENTARIAS Y SU IMPORTANCIA EN EL DESARROLLO DE YACIMIENTOS MADUROS YACIMIENTO LAS HERAS, CUENCA DEL GOLFO DE SAN JORGE PROVINCIA DE SANTA CRUZ, REPÚBLICA ARGENTINA

Guillermo C. Ronanduanogronanduanop@repsolypf.com.ar
REPSOL-YPF UNAS **Modelo geológico, reservas.**

ABSTRACT

Analizing carefully all the information coming from geology, well logs correlation, reservoir pressure measures and well production history, would allow us to create a pretty good geological model which shows the main sandstone bodies trends. Reservoir characterization is the key word in order to perform an efficient development program in nearly all fluvial systems, where important changes in the petrophysical properties of the reservoir bodies are expected, and accurate reserves estimations are based on a very good understanding and description of the reservoir general setting.

INTRODUCCIÓN

El yacimiento Las Heras se halla ubicado en las cercanías de la localidad del mismo nombre, en la parte Norte de la provincia de Santa Cruz, República Argentina, ocupando un área de aproximadamente 200 Km². (Fig. 1)

Desde el punto de vista geológico regional, se sitúa en el contexto de la Cuenca del Golfo San Jorge, la cual ha sido una prolifera productora de hidrocarburos desde 1907.

El yacimiento Las Heras fue descubierto en 1962 y desde entonces ha pasado por diferentes etapas de desarrollo, con más de 1100 pozos perforados a la fecha.

Dado el grado de desarrollo alcanzado actualmente, se la considera como un área de alta madurez.

El análisis geológico detallado de las distribuciones de los cuerpos reservorio, junto con la información obtenida a partir de los numerosos pozos perforados en el yacimiento, permiten replantear las posibilidades futuras del mismo.

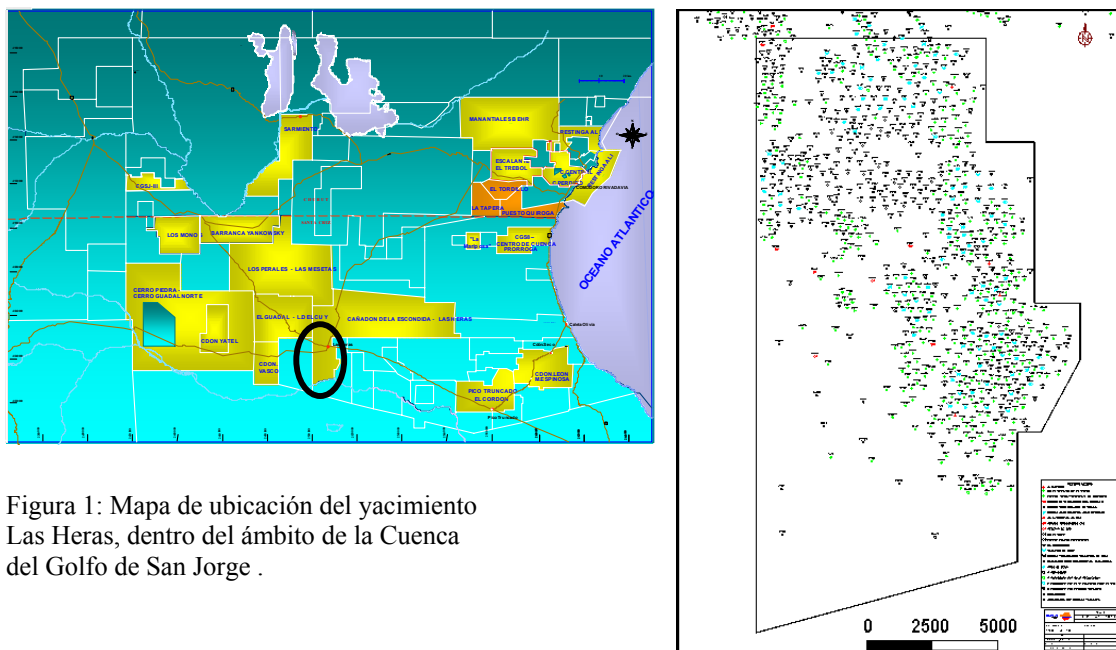


Figura 1: Mapa de ubicación del yacimiento Las Heras, dentro del ámbito de la Cuenca del Golfo de San Jorge .

ESTRATIGRAFÍA

En la figura 2 se detalla la columna estratigráfica representativa de este sector de la cuenca, así como su apariencia en un típico registro de pozo, donde se representa la columna sedimentaria atravesada normalmente en subsuelo.

Reseñaremos algunas características fundamentales de la Formación Bajo Barreal, que representa la única sección productiva en éste sector de la cuenca.

La Formación Bajo Barreal, de edad cretácica, es una secuencia continental de origen fluvial, que presenta una alternancia de areniscas, correspondientes a cuerpos canalizados y barras de un sistema fluvial entrelazado, rodeados por sedimentos pelíticos de la planicie de inundación.

Hacia la base de la sección aparecen elementos piroclásticos correspondientes a tufitas, que gradan transicionalmente a tobas y areniscas tobáceas de la Formación Castillo infrayacente y sin antecedentes productivos en el área.

Dentro de Bajo Barreal se distinguen dos miembros, Superior e Inferior, ambos con producción comprobada de hidrocarburos en diferentes áreas del yacimiento Las Heras.

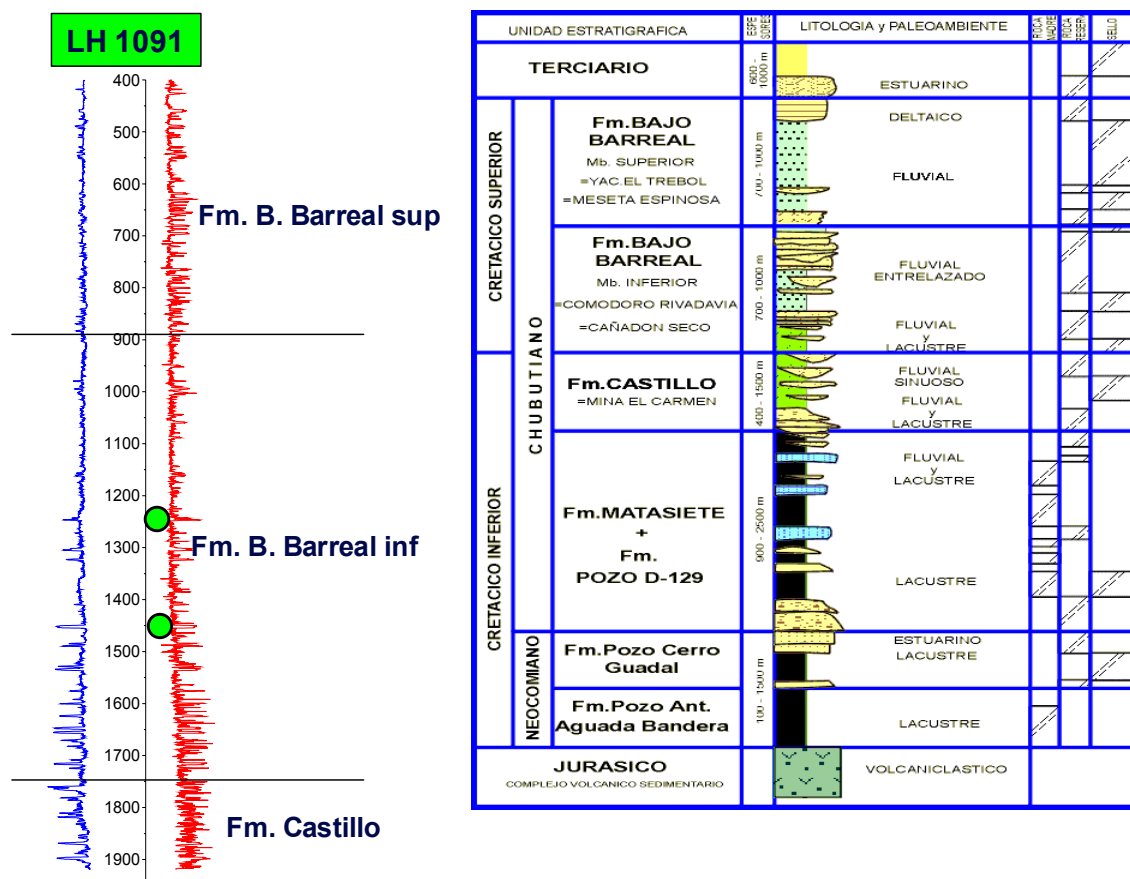


Figura 2: Columna estratigráfica sector Oeste CGSJ y perfil tipo del yacimiento Las Heras.

ESTRUCTURA

Podemos diferenciar un sector occidental compresivo y otro oriental extensional.

En el primero se aprecia la presencia de plegamiento de tipo anticlinal de rumbo NNO – SSE, con un flanco oriental limitado por fallamiento inverso con vergencia hacia el Este.

Hacia el Este la estructura se presenta como un homoclinal con inclinación hacia el NE, surcado por fallas directas de rumbo ONO-ESE, con desplazamientos variables, que pueden alcanzar los 150 metros y que separan bloques con diferentes características productivas. (Fig.3)

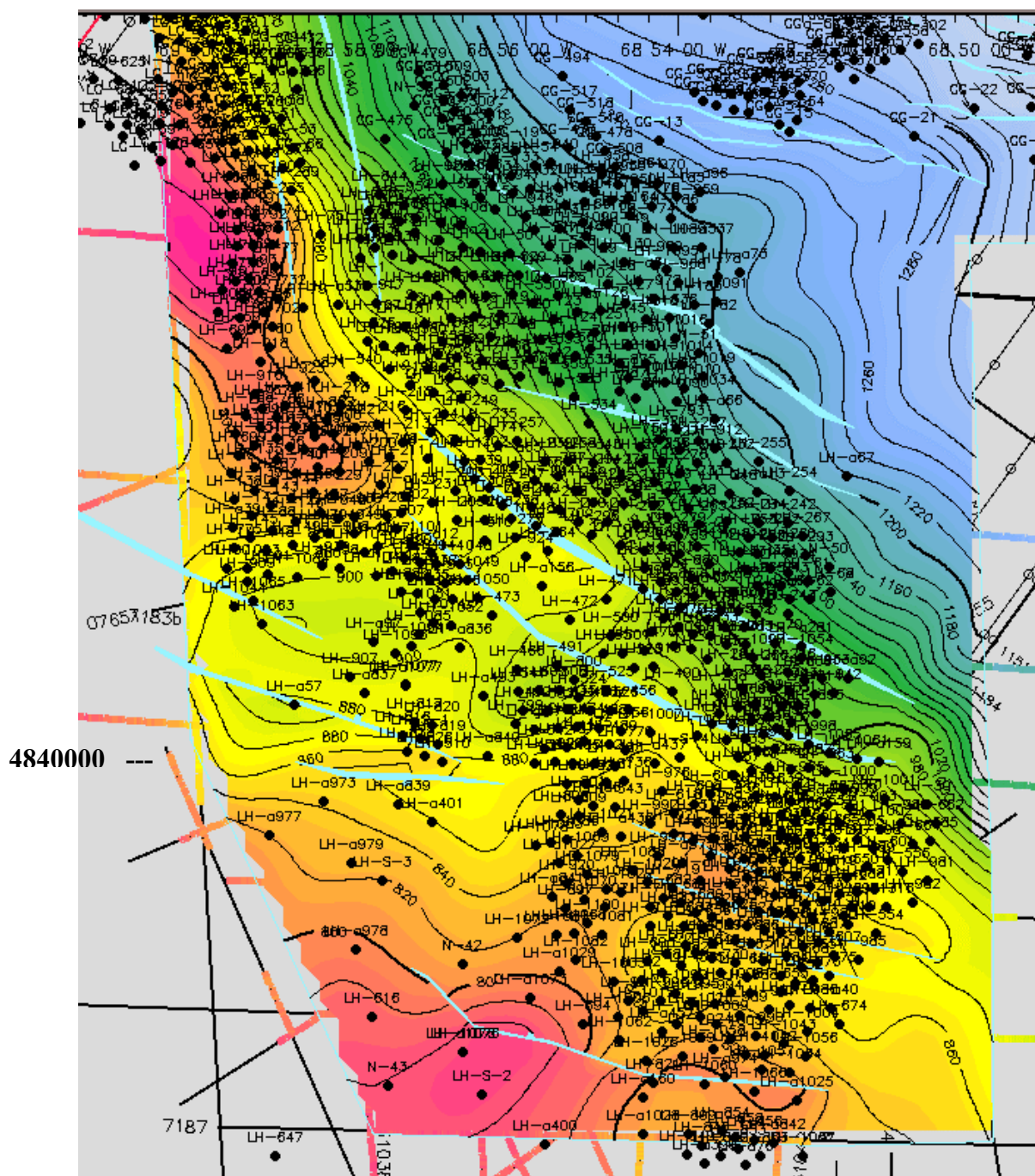


Figura 3: Mapa isócrono sísmico a un nivel intermedio de Bajo Barreal inferior. 2510000

PRINCIPALES ELEMENTOS DEL SISTEMA PETROLERO

Las rocas generadoras de hidrocarburos corresponden a niveles de lutitas negras ubicadas dentro de la Formación Pozo D-129.

Las vías de migración para los hidrocarburos generados, fueron las fallas extensivas que conectan los diferentes elementos generadores y almacén, y que junto con la red de fracturación asociada, constituyen los localizadores de las acumulaciones de hidrocarburos

Los reservorios son los cuerpos arenosos localizados en la Formación Bajo Barreal, con orientaciones generales NE-SO y espesores que raramente superan los 3 metros. Estos depósitos presentan fuertes variaciones en sus características petrofísicas, tanto lateral como longitudinalmente.(Fig.4)

El entrapamiento es de carácter compuesto, estructural-estratigráfico, con predominancia de alguno de ellos, en diferentes situaciones.

El fluido predominante contenido en los reservorios es petróleo, pero a medida que se asciende estructuralmente hacia el Oeste, aumenta la participación de niveles gasíferos en la columna productiva.

La distribución de fluidos se halla fuertemente condicionada por la estructura y por el alto grado de heterogeneidad, de origen sedimentario, que en algunos casos produce aparentes anomalías en la distribución normal de fluidos.

Los sellos, están dados principalmente por las variaciones faciales de areniscas a pelitas y en menor medida por el fallamiento.

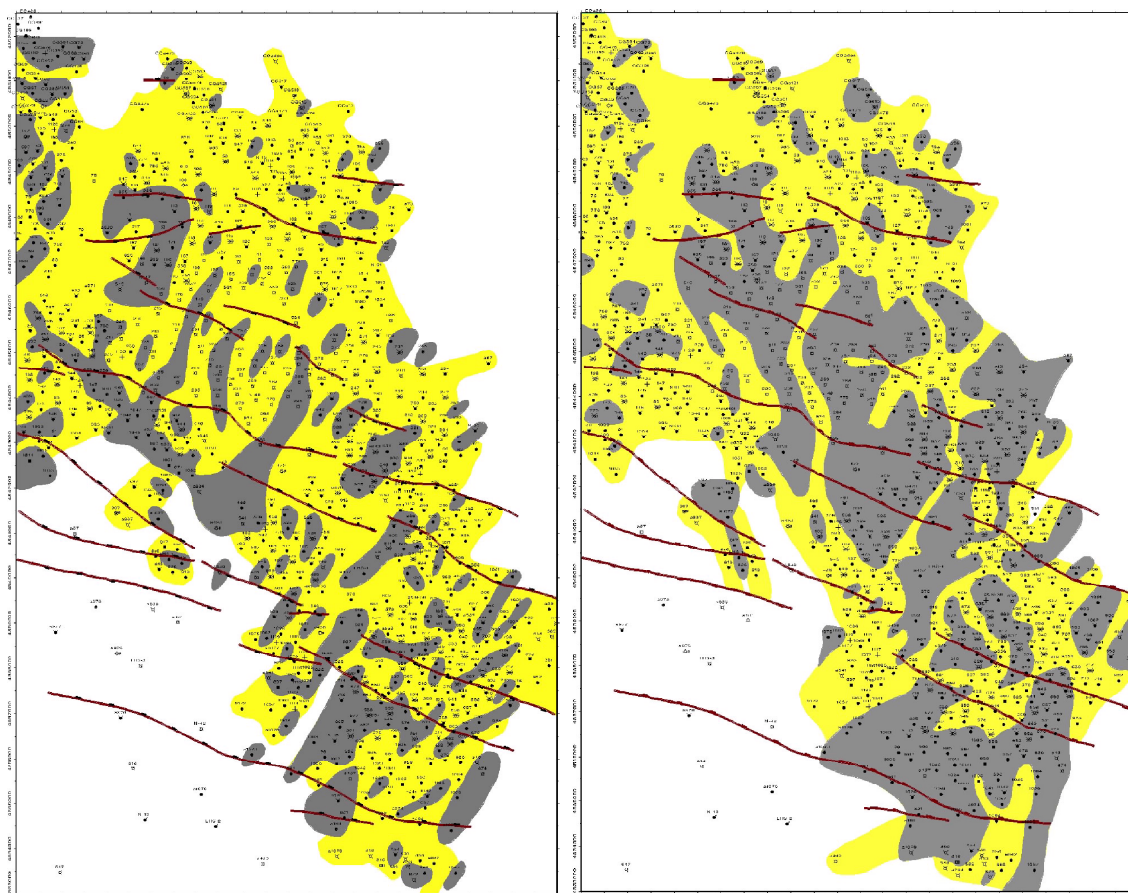


Figura 4: Esquemas distribución arenamiento en dos secciones de B.Barreal Inf.
El espesor involucrado en cada una de ellas, es de alrededor de 100 metros.

ANÁLISIS DE LAS DISCONTINUIDADES

Datos de presiones de reservorio

El análisis estadístico de los mismos se muestra en la Fig.5. Fácilmente se puede observar que casi un 90% de las capas medidas presentan condiciones de presión originales, que en éste sector de la cuenca, está dado por la presión hidrostática que ejercería una columna continua de agua de densidad unitaria.

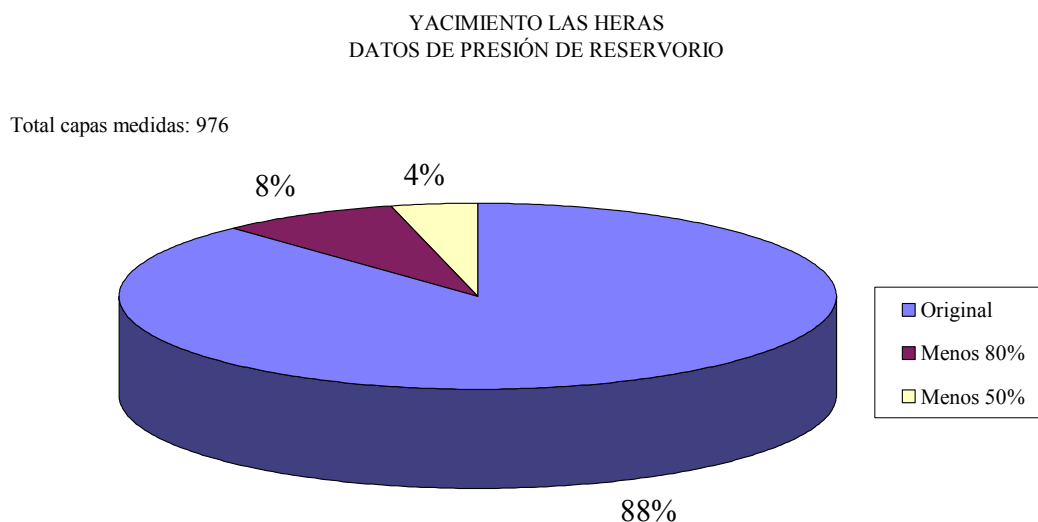


Figura 5: Datos de presiones de reservorios, MDT.

Los rangos siguientes incluyen reservorios con niveles de depletación parciales, otros en proceso de depletación y aquellos claramente depletados, cómo sería el caso de aquellos con presiones de reservorio inferiores al 50% de la original.

Todos los sondeos perforados desde el año 2003 en el yacimiento incluyen mediciones de presión estática durante el perfilaje, y los resultados corroboran la tendencia expuesta anteriormente.

Es decir que estos datos abogan por una marcada discontinuidad hidráulica entre cuerpos, incluso en casos en que estos se presentan como estratigráficamente equivalentes.

Las mediciones de presiones de reservorio, asociados con datos históricos de producción de los niveles considerados, son esenciales para la elaboración de modelos de conectividades dentro de reservorios, aparentemente homogéneos.

La Figs 6 y 7 son excelentes ejemplos de la necesidad de considerar algunos datos más que la mera correlación de registros de pozos.

El mapa de la Fig.6, muestra un diseño de barras fluviales altamente compartimentado, dentro de una faja de canales. Resulta evidente el grado de heterogeneidad presente, y lo crucial que resulta la necesidad de lograr un modelo de reservorio lo más ajustado posible, sobre todo en aquellos casos en que se consideran proyectos de inyección-recuperación de fluidos, dónde la certeza de la interconexión entre partes del mismo cuerpo resulta indispensable.

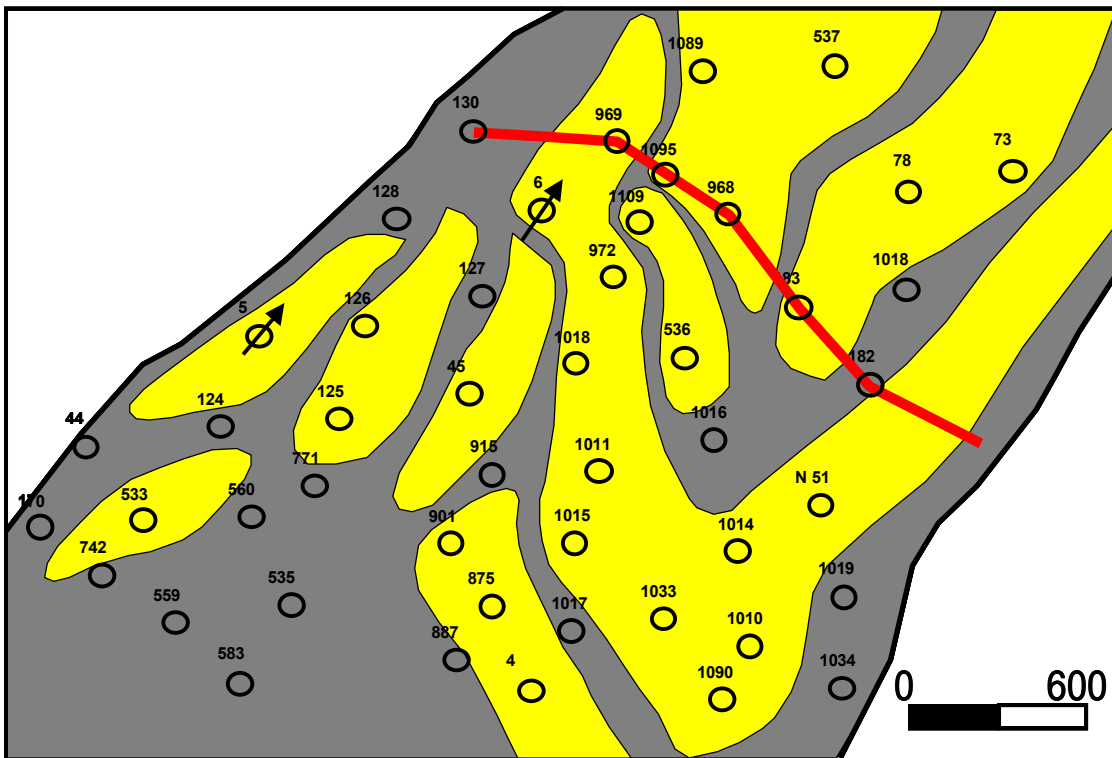


Figura 6: Distribución de facies en una faja de canal.

En la Fig. 7a se muestra el esquema que resultarían en caso de incluir y / ó disponer de información adicional para el análisis, respecto al que resultaría de una correlación estratigráfica, muchas veces inevitable, pero de carácter sumamente simplista, al momento de definir conectividades dentro de un mismo cuerpo sedimentario. (Fig. 7b)

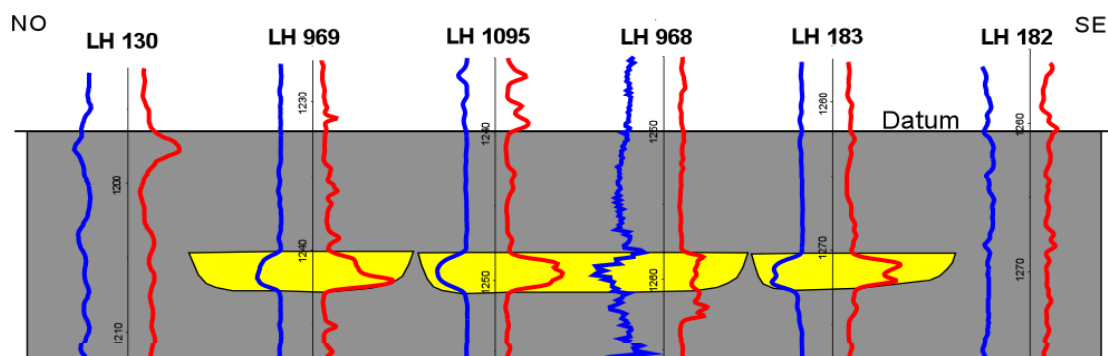


Figura 7a

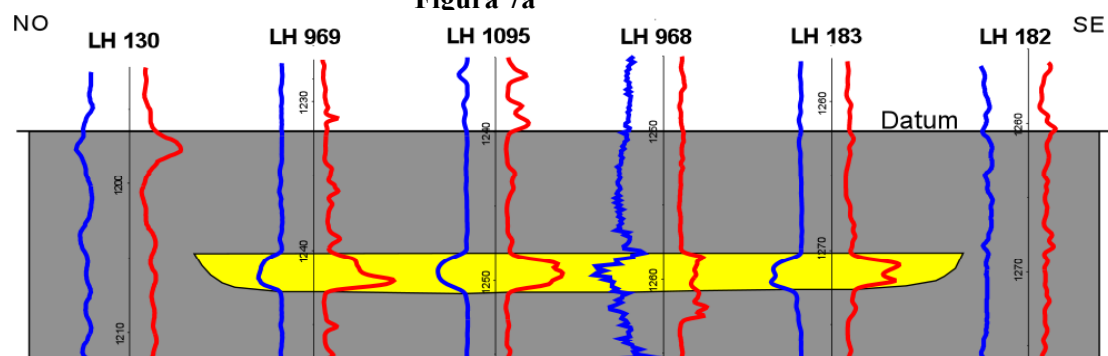


Figura 7b

En las Figs. 8 y 9 se muestra un ejemplo de dos cuerpos arenosos subparalelos, separados lateralmente por un sello pelítico, que bien se podrían interpretar como partes continuas de un sistema homogéneo. La ubicación temporal de los datos de producción y lógicamente la determinación de presión de reservorio en el sondeo LH 60, permitieron decidir la posterior estimulación del mismo, y la obtención de un resultado favorable a partir de la misma.

La Fig. 10 corresponde a una fotografía aérea de una faja de canales y barras actual, de diseño similar al encontrado en subsuelo.

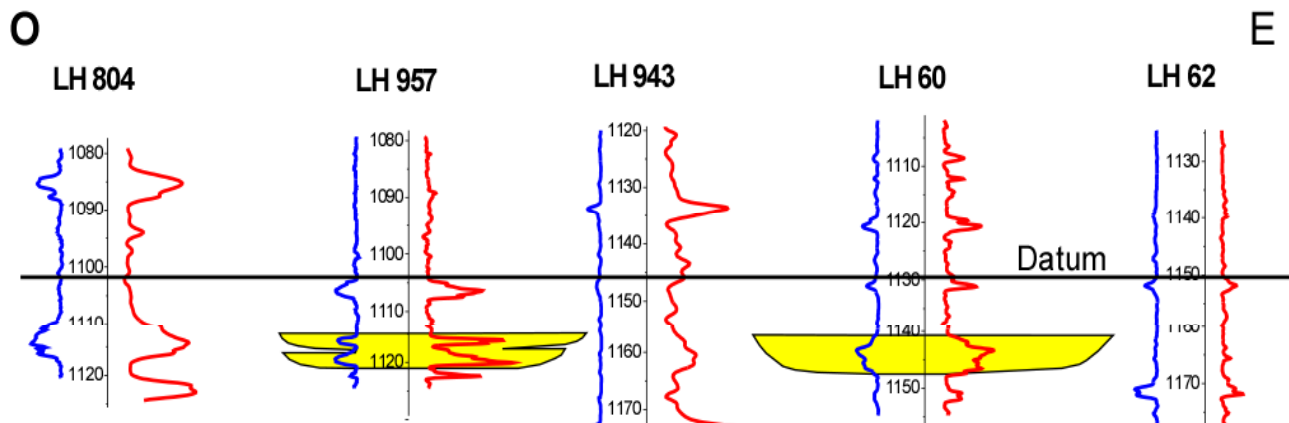
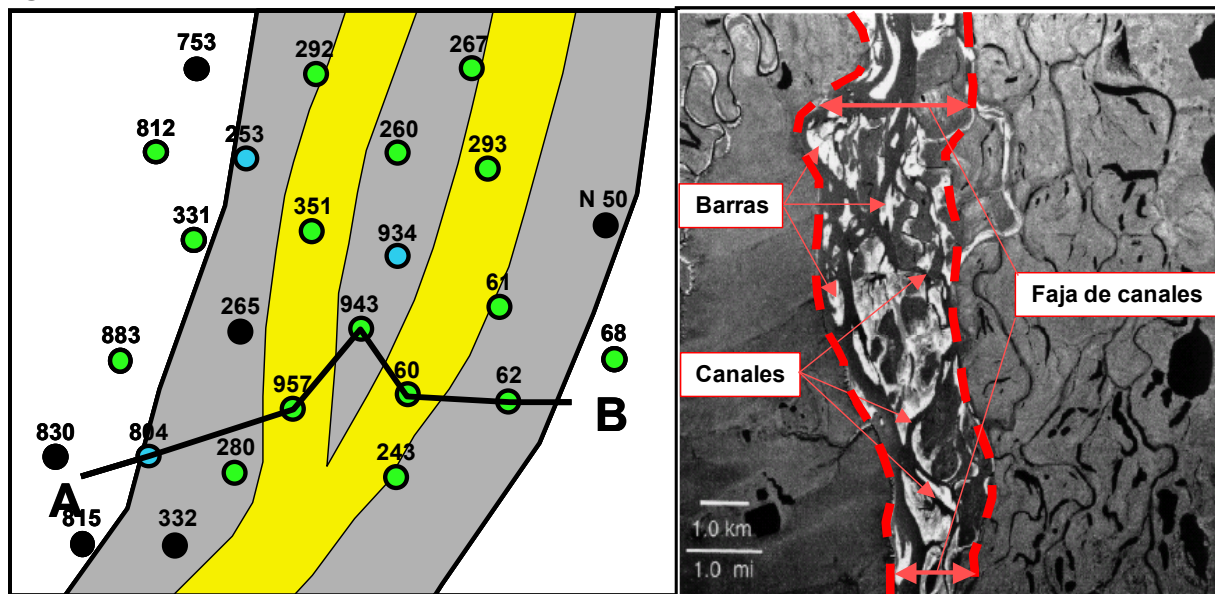


Figura 8.



Figuras 9 y 10: Esquema de subsuelo y análogo de superficie.(Colville River,Alaska)

IMPORTANCIA DEL RECONOCIMIENTO DEL MODELO SEDIMENTARIO

Posibilidad de perforación de sondeos intermedios

El reconocimiento de las dimensiones y heterogeneidad areal de los reservorios en cada situación, es de suma importancia en una etapa temprana de la exploración y desarrollo de un campo, y puede

generar nuevas oportunidades en yacimientos que están en una etapa de explotación de aparente madurez.

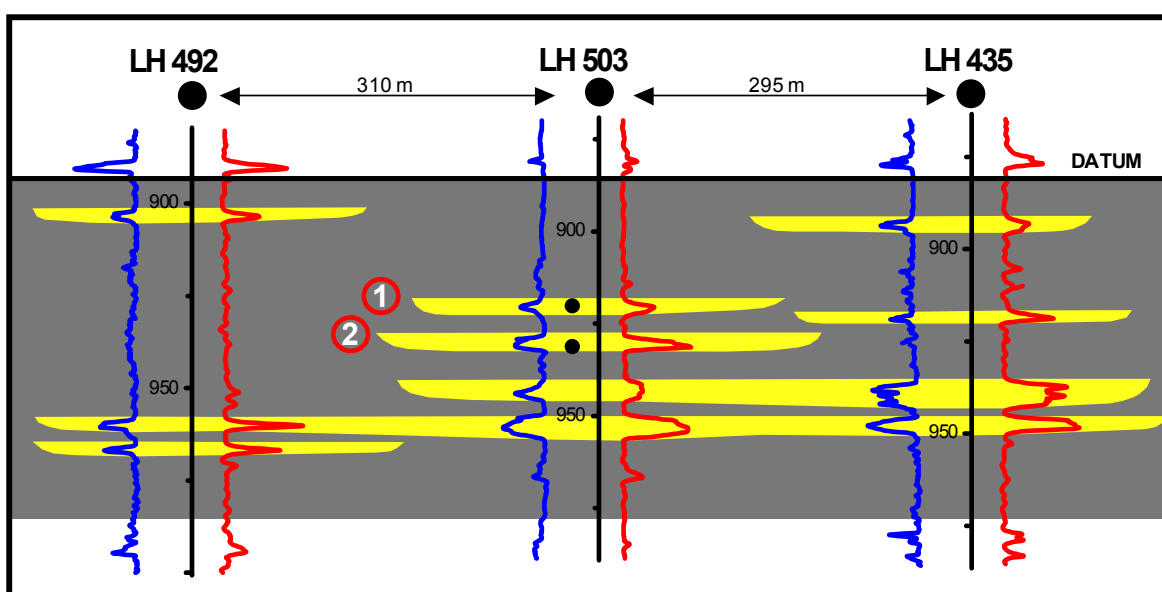
Históricamente se consideró que un distanciamiento entre pozos de 300 metros, resultaba económicamente viable para desarrollar los yacimientos en la cuenca del Golfo de San Jorge.

Esta situación, si bien aplicable en muchos casos, no se compadece con las particularidades geológicas de algunos sectores de la misma cuenca.

Es lógico suponer que, cualquier estrategia de desarrollo de reservas, debería supeditarse al esquema geológico, condicionante primordial de cualquier probabilidad de éxito.

En general podemos establecer que el ancho promedio de los cuerpos arenosos de la Formación Bajo Barreal, no superan los 150 metros, y que es esperable la presencia de acuífamientos y variaciones importantes de permeabilidad en cortas distancias, también en sentido longitudinal.

Las Figs. 11 y 12 ejemplifican muy bien lo anteriormente expuesto.



Sección estratigráfica 2

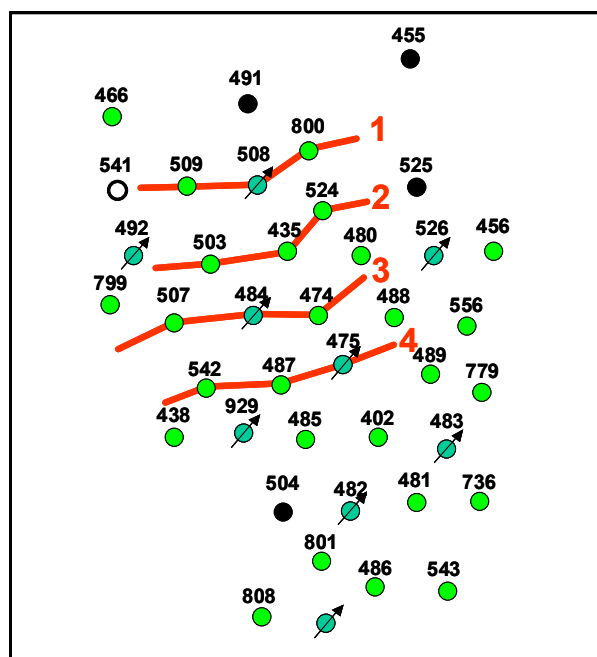


Figura 11

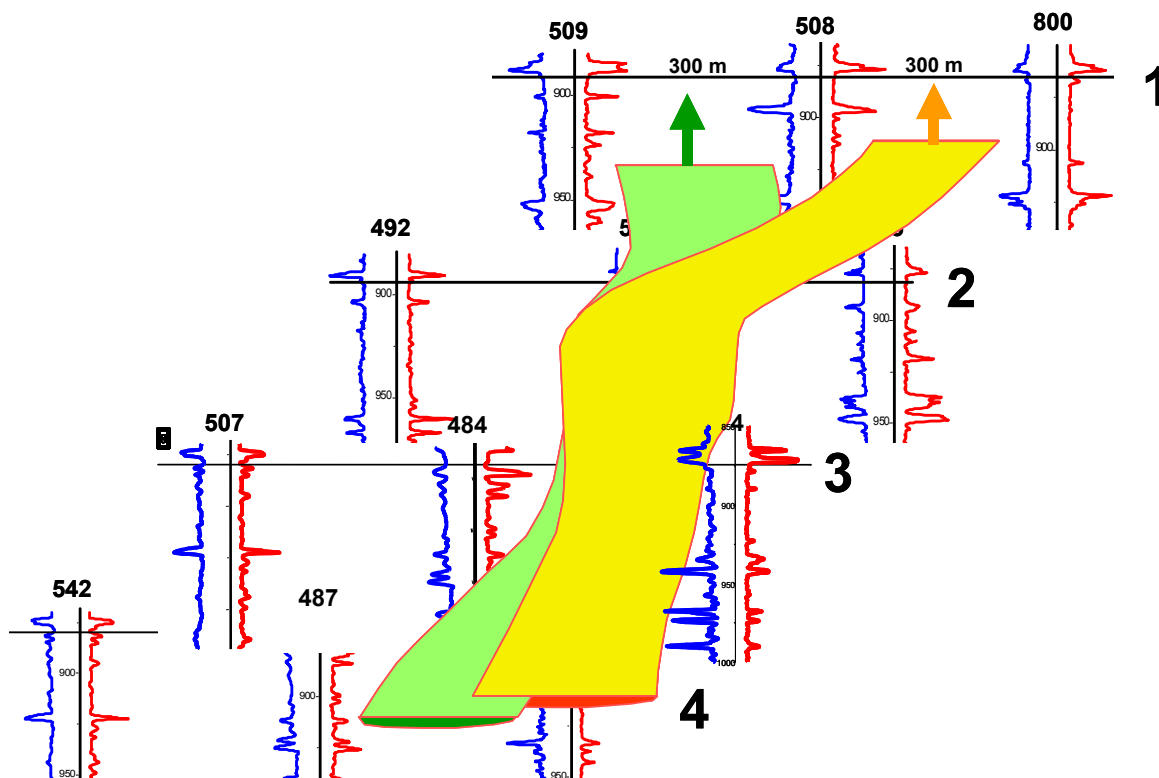


Figura 12: falta de correlación de los cuerpos productivos en el pozo LH 503 con pozos vecinos.

En el pozo LH 503 se detectaron dos posibles niveles petrolíferos, por los cuales se decidió la intervención del mismo, resultando dicha operación exitosa, según se indica.

Pero el seguimiento de dichos cuerpos a través de todos los sondeos que rodean el pozo testigo y cuyo distanciamiento es el usual utilizado, resultó infructuoso en sentido lateral.

De éste ejemplo, surge claramente que el distanciamiento resulta excesivo, si se quieren contactar los mismos cuerpos ó recuperar fluidos, en cualquier proceso de barrido por inyección.

Evidentemente, el alto grado de heterogeneidad presente en éste tipo de ambientes, conspira contra el más ajustado de los esquemas previos.

En la Fig.13 se presenta una franja de canales, con arenamiento comprobado con una importante cantidad de pozos, y que sin embargo resultó insuficiente para pronosticar el resultado de un nuevo pozo intermedio.

Tomando en consideración lo antes expuesto, se llevó a cabo durante los años 2004 y 2005, una campaña de perforación de nuevos pozos de desarrollo, localizados dentro de áreas de reservas probadas desarrolladas, con resultados óptimo. Esto sustenta las posibilidades de continuar desarrollando reservas no contactadas por los pozos perforados previamente a un distanciamiento bastante mayor al tamaño de los objetivos geológicos a localizar.

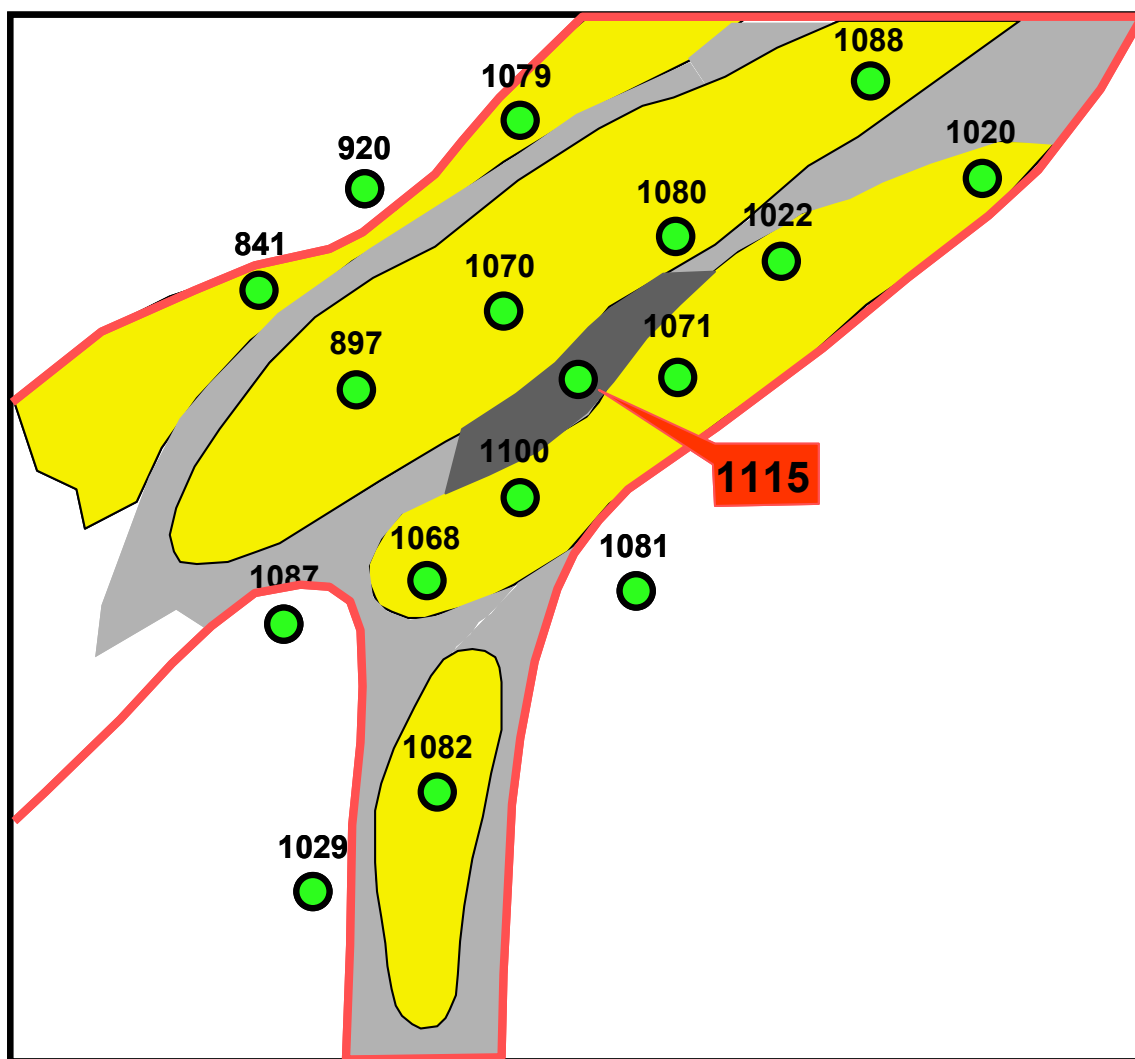


Figura 13: Perforación de un pozo intermedio “seguro”, cuyo único problema fue el de no encontrar arenas. El tramo se manifestó totalmente pelítico.

Optimización de proyectos de inyección de agua

En el yacimiento Las Heras se han implementado en los últimos años, numerosos proyectos de recuperación secundaria por inyección de agua.

No es propósito de éste trabajo la exposición detallada de los mismos, pero en general podemos afirmar que los mismos no han arrojado los resultados esperados.

El modelo sedimentario de alta compartimentación en términos del distanciamiento entre pozos utilizado, surge como inmediata respuesta ante tal resultado.

Sin embargo, la perforación de pozos intermedios permitiría optimizar y en otros casos monitorear el movimiento y dirección del frente de agua de inyección.

El caso general utilizado como ejemplo de interpretación de algunos comportamientos, se muestra en el corte de la Fig. 14.

En la Fig. 15 se presenta el caso de un reservorio sobrepresionado por inyección de agua.

En éste caso, el agua proveniente del pozo inyector no encontró vías de salida en la dirección dónde ahora se localiza el nuevo sondeo, quedando por lo tanto reservas sin barrer y factibles de movilizar a

partir del nuevo esquema de flujo establecido, quedando establecidas las condiciones de conectividad entre pozo inyector y productor.

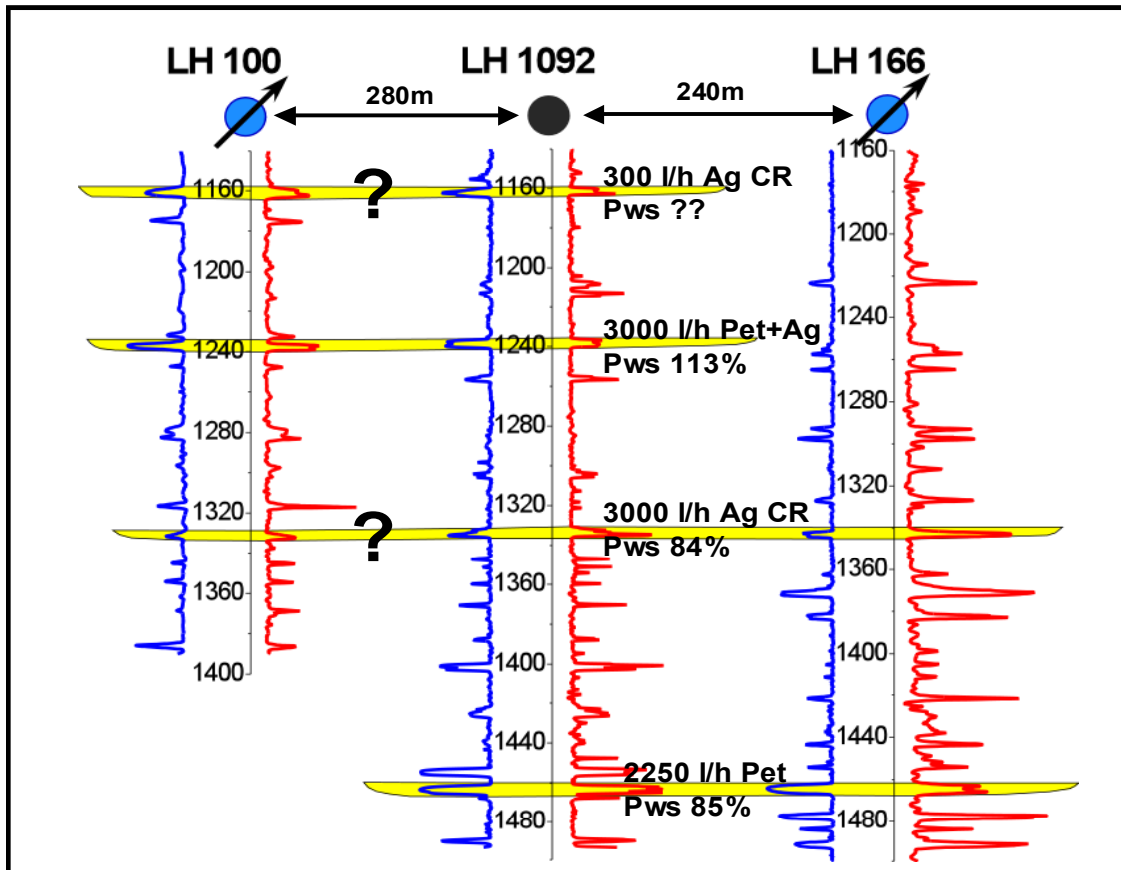
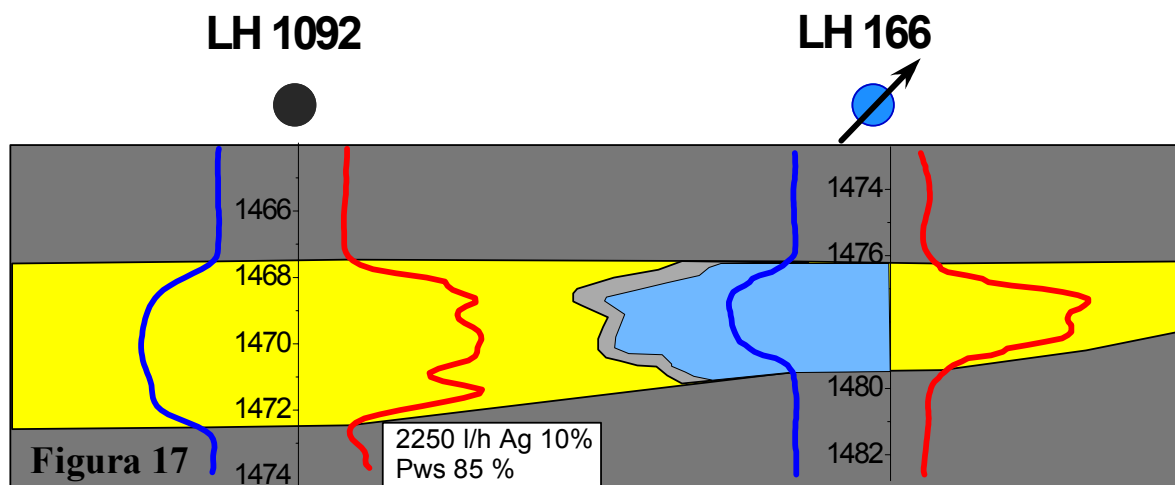
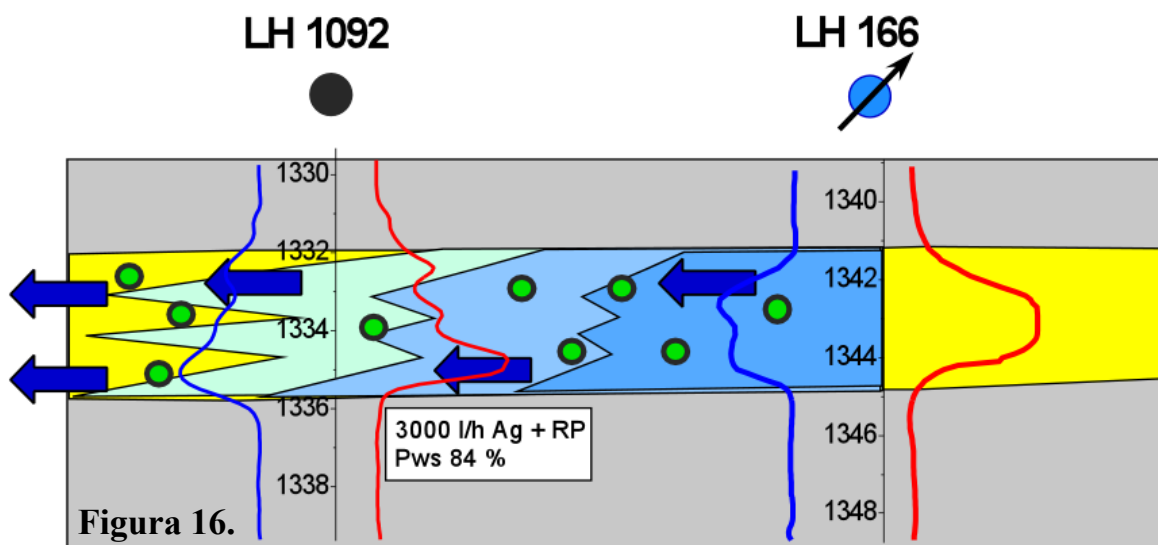
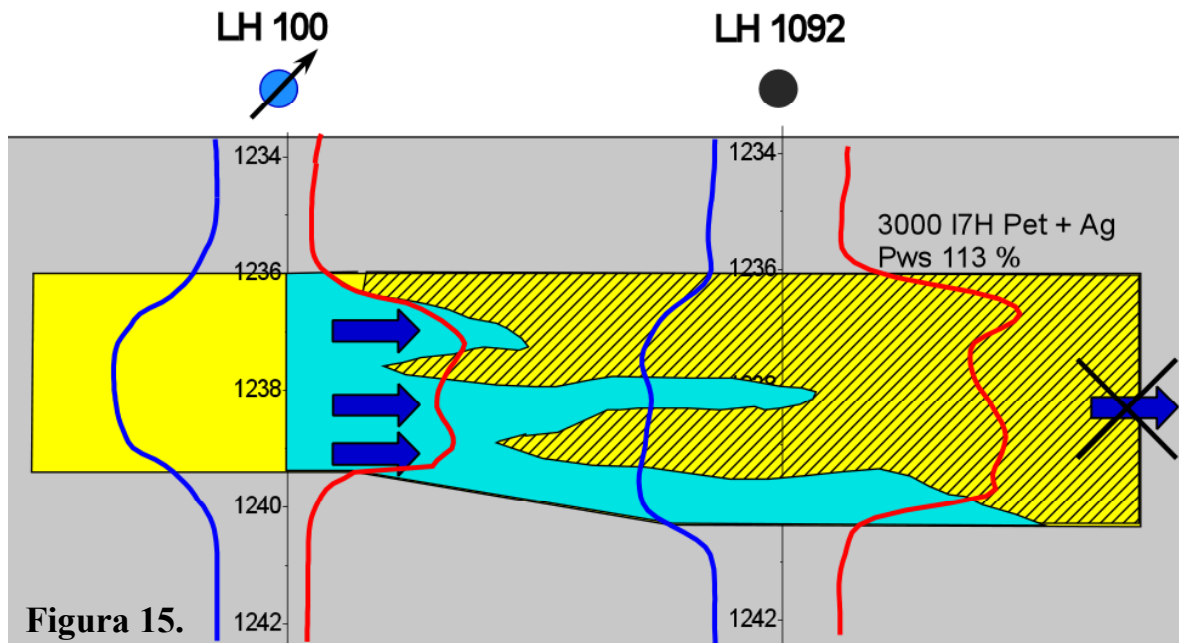


Figura 14: Situación pozo nuevo intermedio respecto a pozos inyectores preexistentes.

En la Fig.16 se utiliza el mismo pozo testigo para analizar su relación con otro pozo inyector, en un nivel distinto.

Los datos de ensayo del intervalo y la presión de reservorio medida, parecerían indicar que para éste tiempo, el frente de agua ya sobrepasó la situación del nivel bajo inyección.

Por último en la Fig.17, se muestra una aparente desconexión hidráulica entre inyector y productor, ya que sí bien la presión de reservorio es algo inferior a la original, la producción fue de petróleo prácticamente seco.



CONCLUSIONES

Podemos resumir los puntos principales, tal cual se desprenden de éste análisis, como sigue a continuación:

- Nos hallamos en presencia de un modelo geológico fuertemente compartimentado, con frecuente presencia de sellos totales y / ó parciales en cuerpos estratigráficamente equivalentes.
- El distanciamiento convencional de 300 metros entre pozos, resulta en general inapropiado para drenar y contactar el mismo nivel reservorio.
- De lo anterior, resulta evidente que la conectividad, elemento básico en un proceso de inyección – producción de fluidos, estará seriamente comprometida.
- Reduciendo el distanciamiento entre pozos, es posible mejorar la eficiencia del barrido en los proyectos bajo inyección de agua.
- Resulta indispensable, en un ambiente de tal heterogeneidad, contar con mediciones de presión de reservorio en todos los pozos nuevos y reparados, a fin de la optimización de la operación y actualización permanente del modelo.
- Existen buenas posibilidades de incorporar nuevas reservas probadas, a través de pozos intermedios, que en líneas generales presentan bajos porcentuales de depletación, cómo se comprobó con la actividad de los últimos años.
- Los pozos perforados en los últimos años están en promedio a unos 200 metros de los pozos anteriores. De cualquier manera, y al tratarse de un yacimiento con casi 40 años de historia de producción, la utilización de distanciamientos mayores no representaría una objeción al modelo de reservorio propuesto.

AGRACECIMIENTOS

El autor desea agradecer al Lic. Carlos Coria por el intercambio de ideas esclarecedoras y su apoyo en general , y a la Dirección de REPSOL-YPF, UNAS, por haber permitido la publicación de éste trabajo.

BIBLIOGRAFÍA

- Barcat, C., J. S. Cortiñas, V. A. Nevistic y H. E. Zucchi, 1989, Cuenca Golfo San Jorge; Serie Correlaciones Geológicas 6: Décimo Congreso Geológico Argentino.
- Bridge, J. S., and R. S. Tye, 2000, Interpreting the Dimensions of Ancient Fluvial Channel Bars, Channels, and Channel Belts from Wireline-Logs and Cores. AAPG.
- Brown, L. F.; C. Barcat; W. L. Fisher, and A. Nevistic, 1982, Seismic stratigraphic and depositional system analysis: new exploration approaches apply to the Gulf of San Jorge basin, Argentina: Primer Congreso Nacional de Hidrocarburos, Petróleo y Gas, Instituto Argentino del Petróleo.
- Eussler, A., 1970, Los reservorios petrolíferos de la Cuenca del Golfo San Jorge: Primer Simposio de Recuperación Secundaria de Petróleo y Gas.
- Feruglio, E, 1929, Apuntes sobre la constitución geológica de la región del Golfo San Jorge: Boletín de Informaciones Petroleras.
- Feruglio, E, 1948, Descripción geológica de la Patagonia: Dirección General de Yacimientos Petrolíferos Fiscales.
- Feruglio, E, 1949, Descripción geológica de la Patagonia: Dirección General de Yacimientos Petrolíferos Fiscales.
- Feruglio, E, 1950, Descripción geológica de la Patagonia: Dirección General de Yacimientos Petrolíferos Fiscales.
- Figari, E. G., J. J. Hechem, y J. Homov, 1990, Arquitectura depositacional de las "Areniscas Verdes" de la Formación Bajo Barreal, Provincia del Chubut, Argentina: Tercera Reunión Argentina de Sedimentología.
- Fitzgerald, M. G., R. Mitchum, M. A. Uliana and K. T. Biddle, 1990, Evolution of the San Jorge basin, Argentina: AAPG Bulletin.
- Hardage, B. A., Levey, R. A., Pendleton, V., Simmons, J., and Edson, R., 1995, A 3-D Case History Evaluating Fluvially Deposited Thin-Bed Reservoirs in a Gas-Producing Property, Bureau of Economic Geology, Texas, USA.
- Laffite, G. A., H. J. Villar, 1982, Poder reflector de la vitrinita y madurez térmica: aplicación en el sector NO de la Cuenca del Golfo San Jorge: Primer Congreso de Hidrocarburos, Petróleo y Gas, Exploración.
- Lesta, P. J., 1968, Estratigrafía de la Cuenca del Golfo San Jorge: Terceras Jornadas Geológicas Argentinas, Actas 1.
- Lesta, P. J., R. Ferello and G. Chebli, 1980, Chubut extrandino: Segundo Simposio de Geología Regional Argentina: Academia Nacional de Ciencias, Córdoba.
- Reservoir Characterization-1, SPE Reprint Series N° 27, 1989.
- Schelling, D. D., 1997, Petroleum Systems of the San Jorge Basin, Argentina, Vol. 3, Structural Geology, EGI Technical Report.
- Sciutto, J. C., 1981, Geología del codo del Río Senguerr, Chubut, Argentina: Octavo Congreso Geológico Argentino.
- Van Nieuwenhuise, D. S., and A. R. Ormiston, 1989, A model for the origin of source-rich lacustrine facies, San Jorge Basin, Argentina: Primer Congreso Nacional de Exploración de Hidrocarburos.
- Wavrek, D. A., Curtiss, D. K., Vela, M. L., Schelling, D. D., 1997, Petroleum Systems of the San Jorge Basin, Argentina, Vol. 1, Petroleum Systems, EGI Technical Report.
- Yllañez, E. D., J. P. Di Lena y H. G. Marchese, 1989, Evaluación geoquímica de petróleo y rocas generadoras en la Cuenca del Golfo San Jorge, Argentina: Primer Congreso Nacional de Exploración de Hidrocarburos.