



Discontinuidades sedimentarias y su importancia en el desarrollo de yacimientos maduros

Yacimiento Las Heras, Cuenca del Golfo San Jorge, Provincia de Santa Cruz, República Argentina

Por **Guillermo C. Ronanduan** (Repsol YPF)

Un análisis detallado de la información obtenida a partir de la geología regional, la correlación de perfiles de pozo, las mediciones de presión del reservorio y la historia de producción de los pozos nos permitiría generar un modelo geológico muy bueno que muestre las principales tendencias arenosas productivas. La caracterización de reservorios es la clave para la ejecución de un programa de desarrollo eficaz en casi todos los sistemas fluviales, donde es dable esperar que se produzcan cambios importantes en las propiedades y distribuciones de las unidades prospectivas, y las estimaciones precisas de reservas se basan en una buena comprensión del ambiente general del reservorio, la variación de las propiedades petrofísicas y la distribución de los fluidos.

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, y ocupa un área de aproximadamente 200 kilómetros cuadrados (figura 1 de la página 55).

Desde el punto de vista geológico regional, se sitúa en el contexto de la Cuenca del Golfo San Jorge, que ha sido una prolífera 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 1.100 pozos perforados a la fecha.

Dado el grado de desarrollo alcanza-

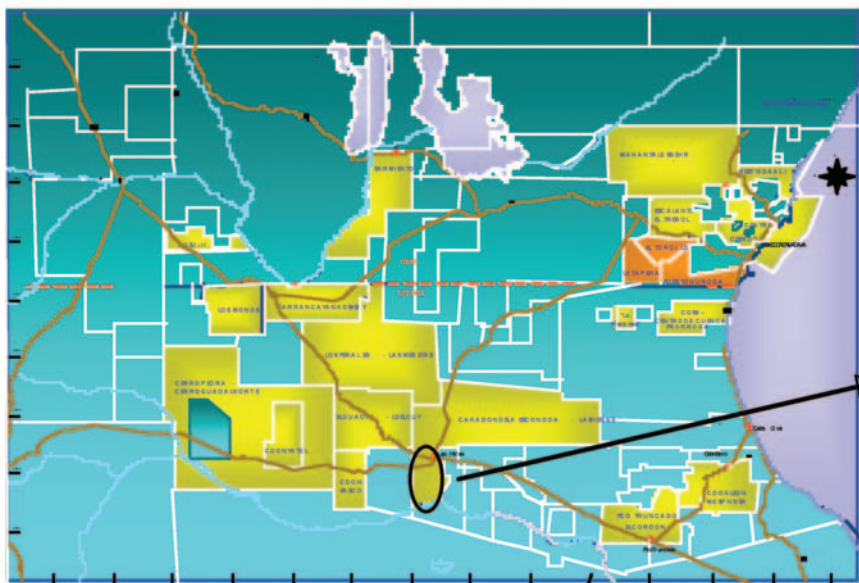
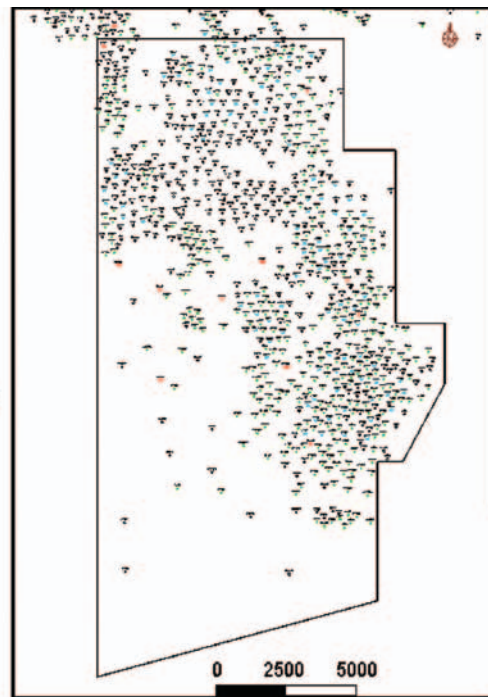


Figura 1. Mapa de ubicación del Yacimiento Las Heras, dentro del ámbito de la Cuenca del Golfo San Jorge.



do actualmente, se la considera como un área de alta madurez. El análisis geológico detallado de las distribuciones de los cuerpos de reservorio, junto con la información obtenida a partir de los numerosos pozos perforados en el yacimiento, permiten replantear las posibilidades futuras de éste.

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 reproduce la columna sedimentaria atravesada normalmente en subsuelo.

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

La Formación Bajo Barreal, de edad cretácica, es una secuencia continental de origen fluvial, que presenta una alternancia de areniscas correspon-

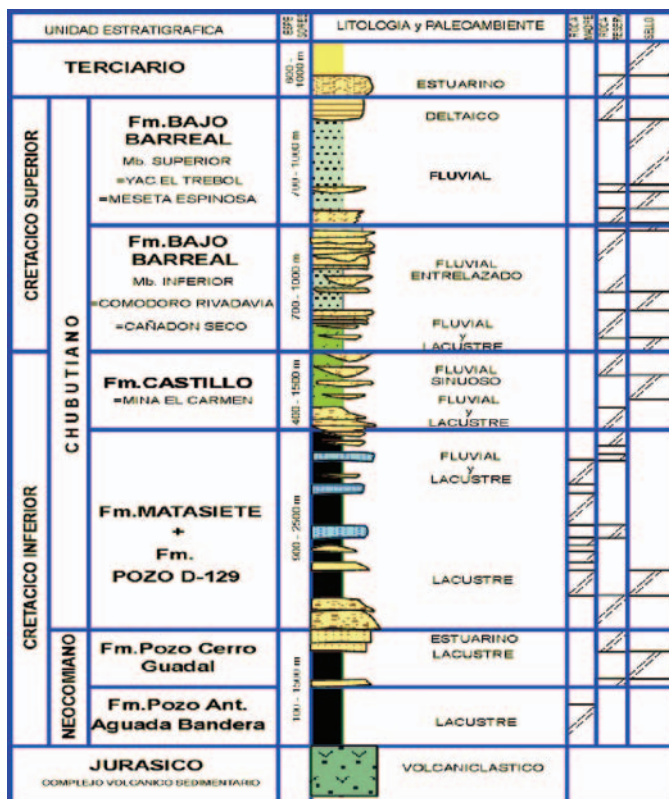
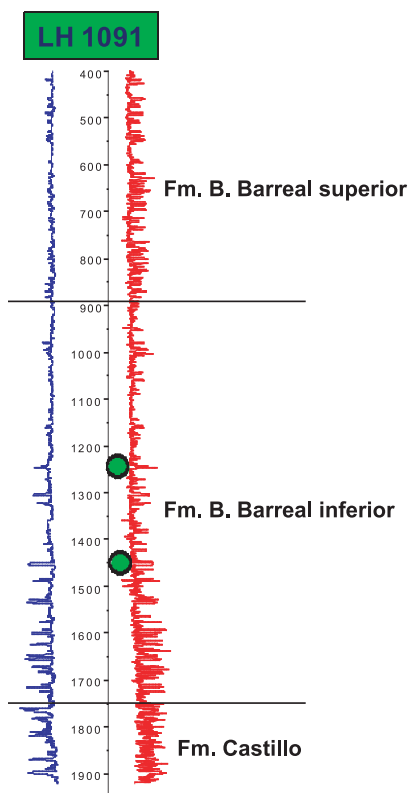


Figura 2. Columna estratigráfica sector oeste CGSJ y perfil tipo del Yacimiento Las Heras.

Dentro de Bajo Barreal se distinguen dos miembros, superior e inferior, ambos con producción comprobada de hidrocarburos en diferentes áreas 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 (figura 3).

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 (figura 4, de página 58).

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.

Análisis de las discontinuidades

Datos de presiones de reservorio

El análisis estadístico de los datos de presiones de reservorio se muestra en la

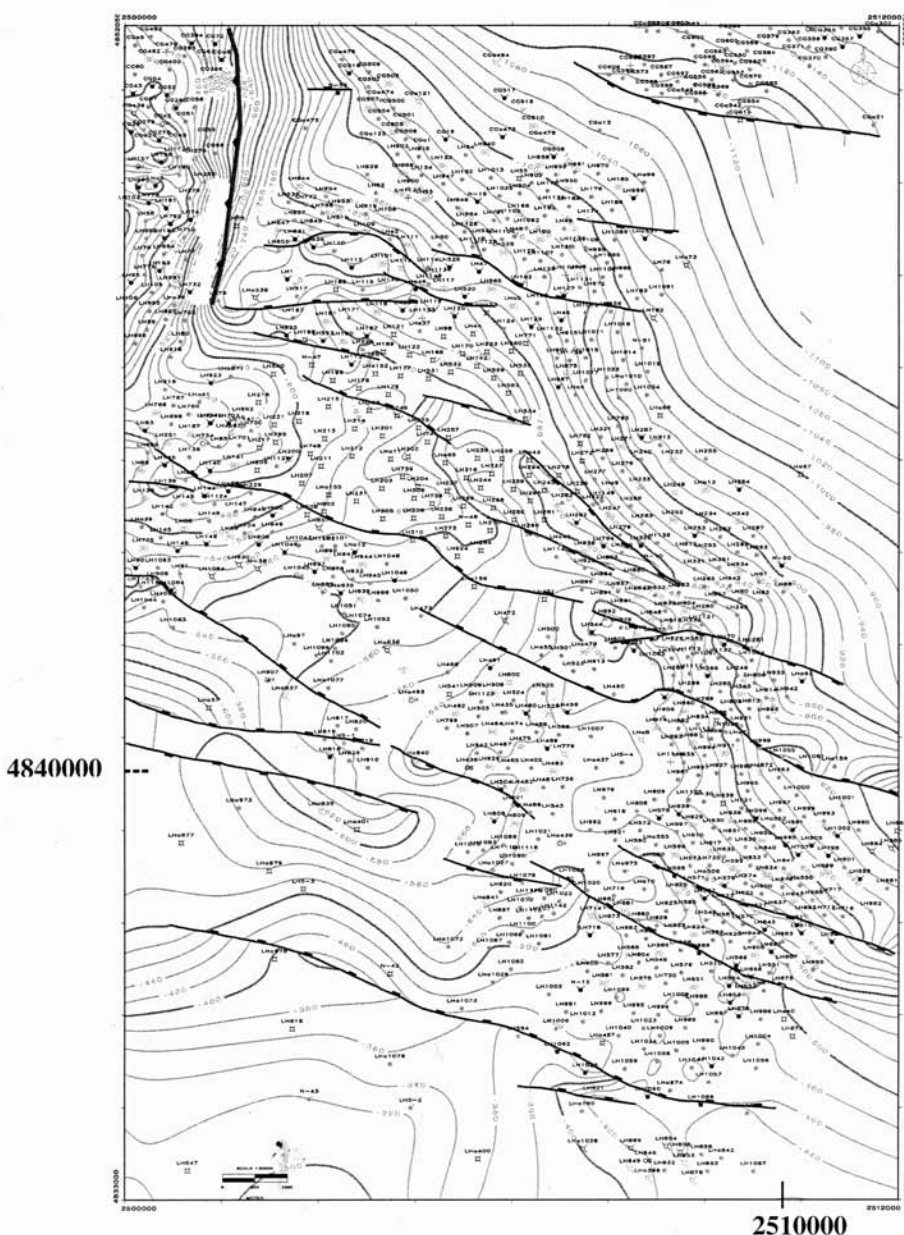


Figura 3. Mapa estructural a un nivel intermedio de Bajo Barreal inferior.

Soluciones de comunicación para sus operaciones petroleras

Remote End Point integra sus equipos remotos a su centro de control SCADA, permitiendo:

- Conexión a datos relevantes durante fallas o maniobras operativas a demanda
- Acceso a reportes por tiempo o evento en situaciones normales



Llámenos al 0810-444-4562
y recibirá asesoramiento especializado

Mediante nuestra extensa red de más de 50 agentes, más de 100 satélites, una estación terrena de servicios satelitales en el Cono Sur y el mejor equipo de trabajo, podemos brindar para toda la región y para cada mercado específico, la mejor solución de comunicación en todo momento y lugar. Telefonía móvil satelital, Internet de banda ancha satelital, gestión remota, multimedia satelital y software solutions, son algunos de nuestros servicios. Acérquese a Tesacom y al mundo de las comunicaciones satelitales, ingrese a **www.tesacom.net**



Argentina: 0810-444-4562 / (54-11) 4114-2200 • Brasil: 0800-600-5639 / (55-21) 3526-3600 • Chile: 800-801-456 / (56-2) 582-0964
Paraguay: (595-21) 214-444 • Perú: (51-1) 241-0333 / 9351-4484 • Uruguay: (598-2) 915-0742 • Venezuela: (58-212) 263-3095

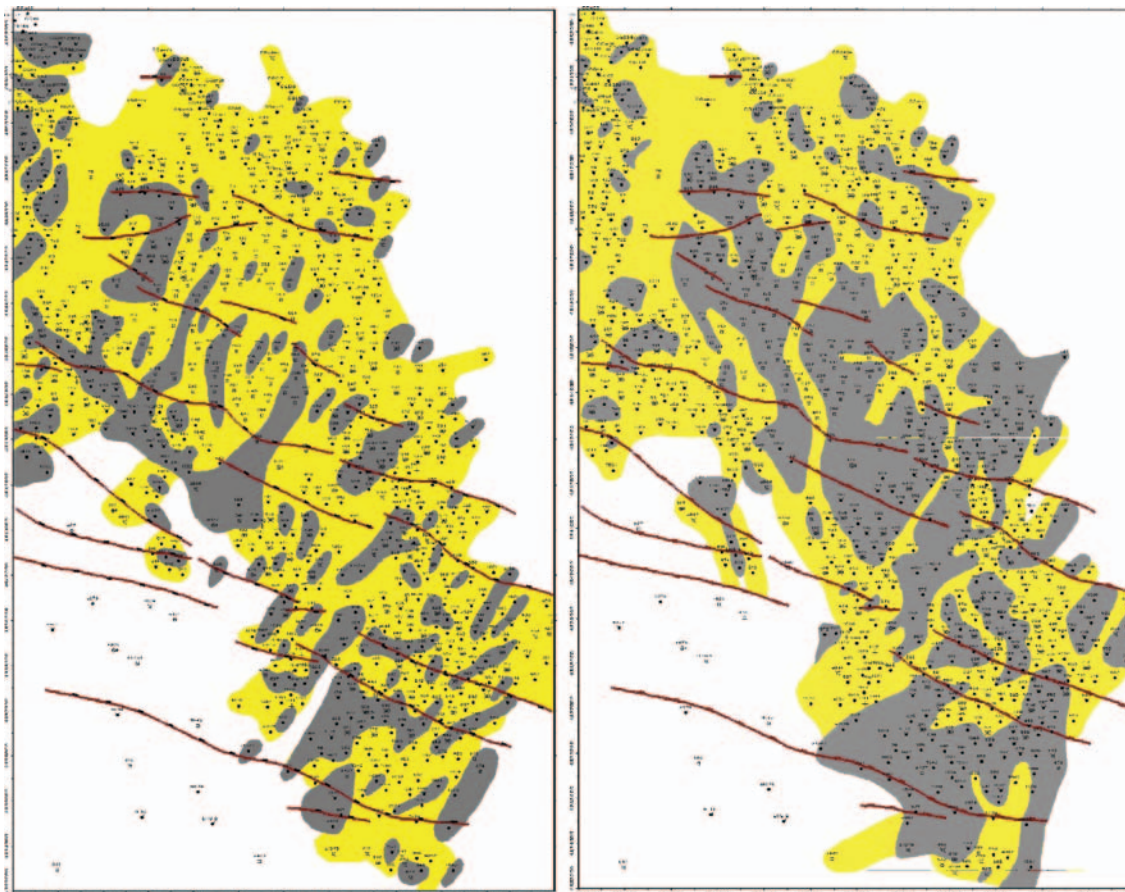


Figura 4. Esquemas distribución arenamiento en dos secciones de Bajo Barreal inferior. El espesor involucrado en cada una de ellas es de alrededor de 100 metros.

figura 5. Fácilmente se puede observar que casi un 90% de las capas medidas presentan condiciones de presión originales, que en este sector de la cuenca está dado por la presión hidrostática que ejercería una columna continua de agua de densidad unitaria.

Los rangos siguientes incluyen reservorios con niveles de depletación parciales, otros en proceso de depletación, y algunos claramente depletados, como 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 éstos se presentan como estratigráficamente equivalentes.

Las mediciones de presiones de

reservorio, asociadas con datos históricos de producción de los niveles considerados, son esenciales para la elaboración de modelos de conectividades dentro de reservorios, aparente-

mente homogéneos.

Las figuras 6 y 7 de la página 60 constituyen excelentes ejemplos de la necesidad de considerar algunos datos más que la mera correlación de registros de pozos.

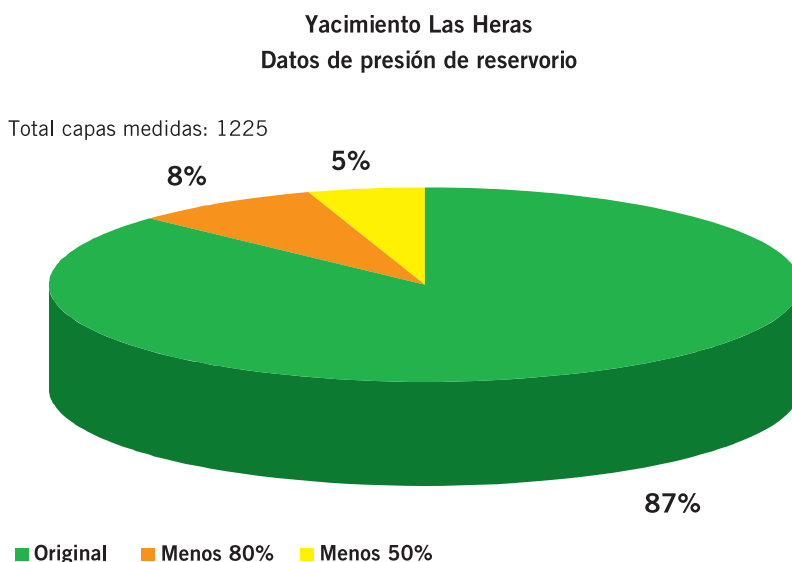


Figura 5. Datos de presiones de reservorio, MDT.



Soluciones integradas. Para la optimización de los procesos.



- Automatización y Control
- Equipos rotantes
- Energía
- Compresión de gas
- Seguridad
- IT Industrial
- Ciclo de Vida

Soluciones para la Industria de **Oil & Gas**

En las duras condiciones competitivas de hoy, sólo una propuesta integrada conduce al mejor proceso y a la máxima performance. Nuestra oferta incluye todos los productos, soluciones y servicios que su negocio necesita para incrementar la productividad en toda la cadena.

Para mayor información:
www.siemens.com.ar

SIEMENS

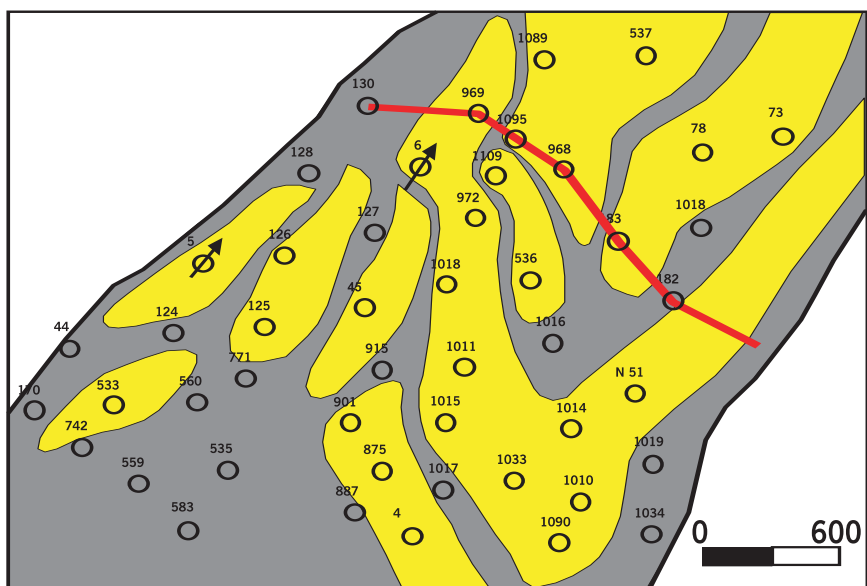


Figura 6. Distribución de facies en una faja de canal.

El mapa de la figura 6 muestra un diseño de barras fluviales altamente compartimentado, dentro de una faja de canales. Es 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,

donde la certeza de la interconexión entre partes del mismo cuerpo resulta indispensable.

En la figura 7a se muestra el esquema que resultaría en caso de incluir y/o disponer de información adicional para el análisis, respecto del que derivaría de una correlación estratigráfica, muchas veces inevitable pero de carácter sumamente simplista al momento de definir

conectividades dentro de un mismo cuerpo sedimentario (figura 7b).

En las figuras 8 y 9 de las páginas 61 y 62, respectivamente, se grafica 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 su posterior estimulación, y la obtención de un resultado favorable a partir de ésta.

La figura 10 de la página 62 corresponde a una fotografía aérea de una faja de canales y barras actual, de diseño similar al encontrado en subsuelo.

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

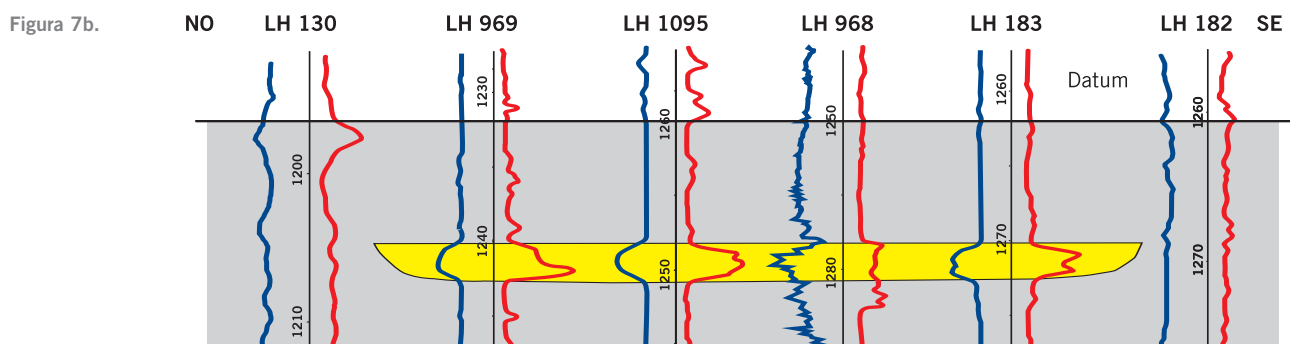
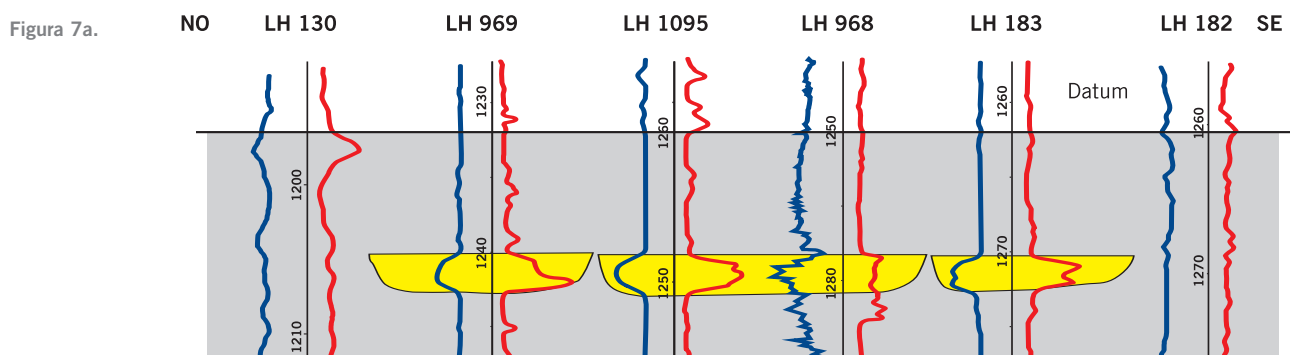
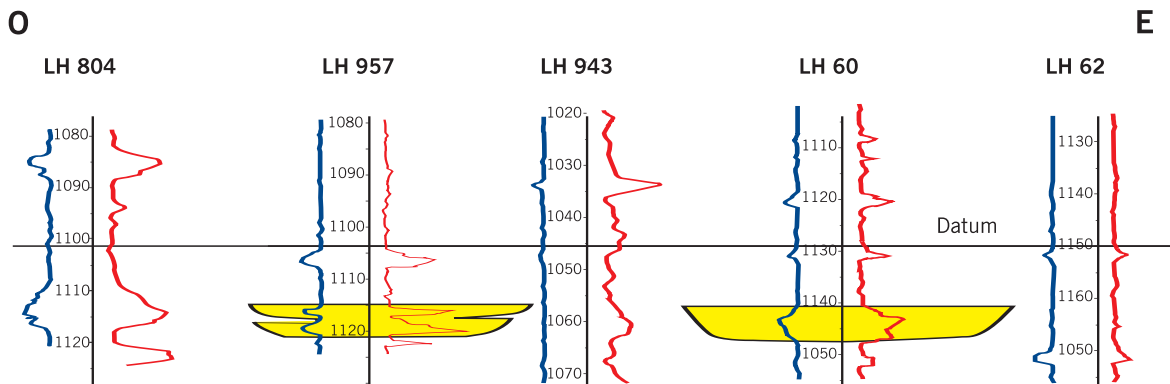


Figura 8.



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 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 toda 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 acuíferos y variaciones importantes de permeabilidad en cortas distancias, también en sentido longitudinal.

Las figuras 11 y 12 de las páginas 62 y 64, respectivamente, ejemplifican muy bien lo anteriormente expuesto.

En el pozo LH 503 se detectaron dos posibles niveles petrolíferos, por los cuales se decidió la intervención de aquél, y esta operación resultó 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 este ejemplo surge claramente que el distanciamiento resulta excesivo, si se quieren contactar los mismos

Swagelok®
Flusitec
Productos de alta performance

Calidad y garantía total

Visitenos en www.flusitec.com.ar General Artigas 4202 C1419ECP
Ciudad Autónoma - Bs. As.
T.E. 54-11-4573-5540 (lin. rot.) / Fax: 54-11-4573-5560
E-mail: flusitec@millicom.com.ar
Web: www.swagelok.com

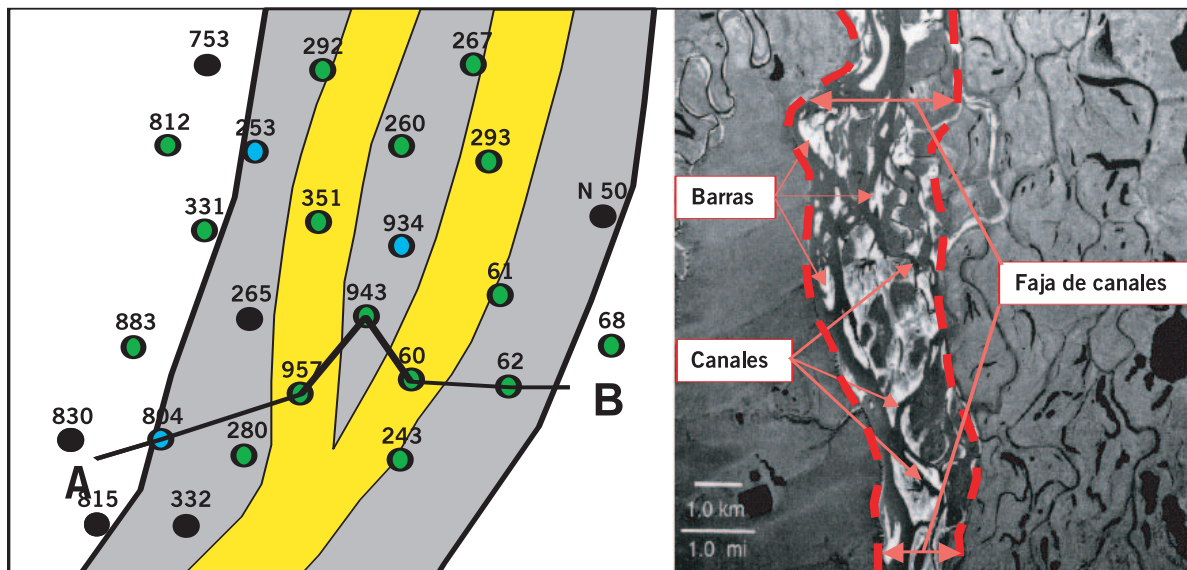
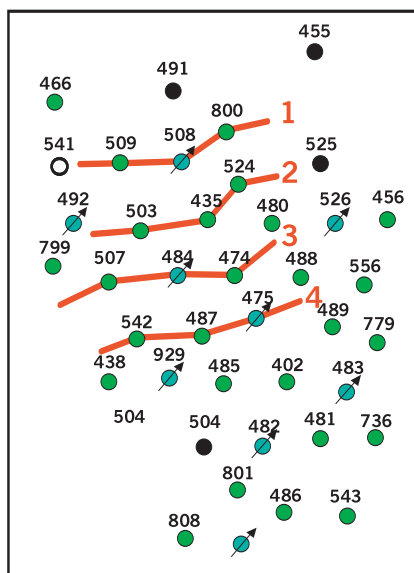


Figura 9 y 10. Esquema de subsuelo y análogo de superficie (Colville River, Alaska).



cuerpos o recuperar fluidos en cualquier proceso de barrido por inyección.

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

En la figura 13 de la página 64 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.

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 este trabajo su exposición detallada, pero en general podemos afirmar que no han arrojado los resultados esperados.

El modelo sedimentario de alta compartimentación, en términos del distanciamiento entre pozos empleado, surge como explicación inmediata del comportamiento observado. Sin embargo, la perforación de pozos intermedios permitiría optimizar y, en algunos 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 figura 14 de la página 65.

En la figura 15 de la página 65 se presenta el caso de un reservorio sobrepresionado por inyección de agua. En este ejemplo el agua proveniente del pozo inyector no encontró vías de salida en la dirección donde ahora se localiza el nuevo sondeo, y quedaron por lo tanto reservas sin barrer y factibles de movilizar a partir del nuevo esquema de flujo establecido, disponiendo las condiciones de conectividad entre pozo inyector y productor.

En la figura 16 de la página 66 se utiliza el mismo pozo testigo para analizar su relación con otro pozo inyector, en un nivel distinto.

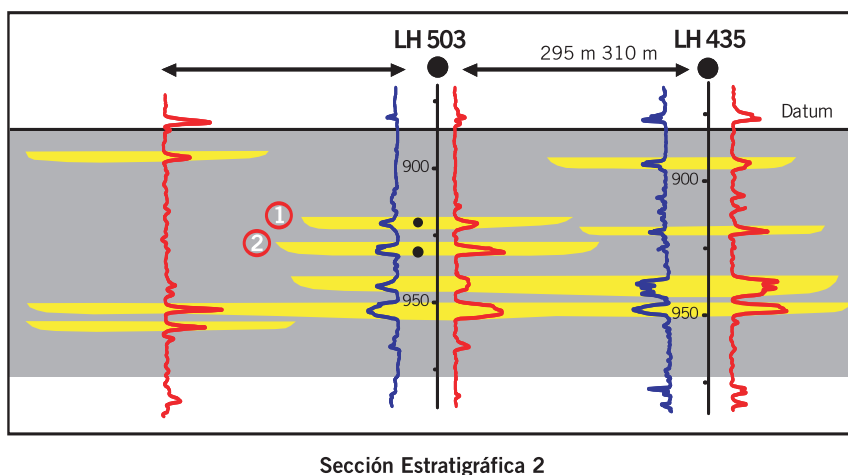


Figura 11.

CLOSING THE LOOP



5 Stars Techs to Optimize your Well

	★ ARGENTINA	
		drive-heads
	★ GERMANY	
		motors
	★ DENMARK	
		VSD's
	★ SCOTLAND	
		down hole sensors
	★ FRANCE	
		PC pumps

Calidad Internacional impulsando el Crecimiento Nacional

Belgrano 351 - 2° Piso (1642) San Isidro
Pcia. de Buenos Aires - Tel./Fax: 4747-7587/7602/7618
pcpoiltools@pcpoiltools.com.ar - www.pcpoiltools.com.ar

COMODORO RIVADAVIA - NEUQUEN



The Original.

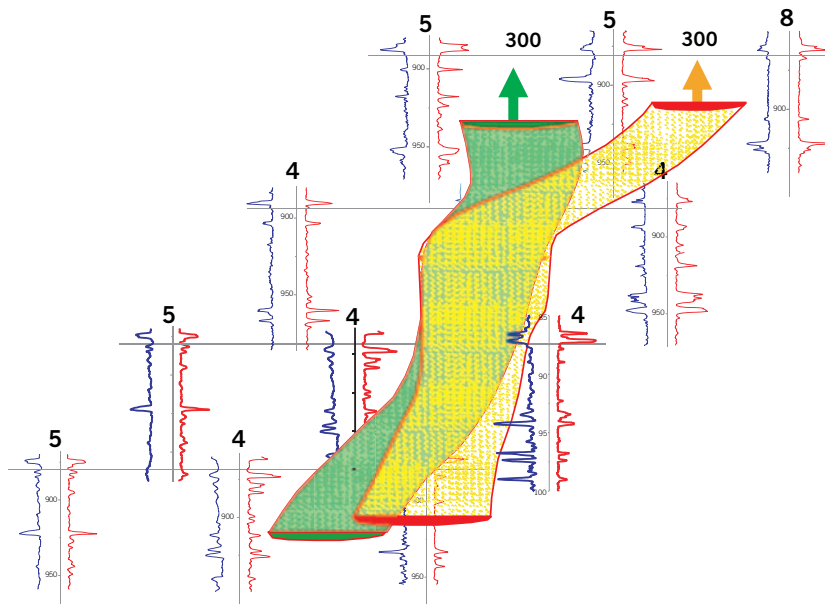


Figura 12. Falta de correlación de los cuerpos productivos en el pozo LH 503 con pozos vecinos.

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

Por último, en la figura 17 de la página 66 se muestra una aparente

desconexión hidráulica entre inyector y productor, ya que si bien la presión de reservorio es algo inferior a la original, la producción fue de petróleo prácticamente seco.

En estos ejemplos, que representan sólo una fracción de casos análogos

ocurridos en todo el ámbito del yacimiento, hay casi siempre un común denominador, dado por la falta de respuesta ante la inyección de agua. Sin embargo, es posible establecer conexiones más eficaces, adaptando el espaciamiento entre pozos al arreglo sedimentario prevaleciente.

En este ejemplo el pozo LH 1092 muestra claramente en su comportamiento productivo la influencia de los pozos inyectores vecinos, lo cual no se verificaba en los pozos preexistentes a la realización del mismo (figura 18 de página 66).

Tomando en consideración lo antes expuesto, se llevó a cabo durante los años 2004 al 2006 una campaña de perforación de nuevos pozos de desarrollo, localizados dentro de áreas de reservas probadas con óptimos resultados. 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.

En la figura 19 de la página 68 se muestran los resultados alcanzados hasta la fecha en términos de incorporación de reservas comprobadas desarrolladas, los cuales superan los valores estimados.

Conclusiones

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

Nos hallamos en presencia de un modelo geológico fuertemente compartimentado, con frecuente presencia de sellos totales y/o 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

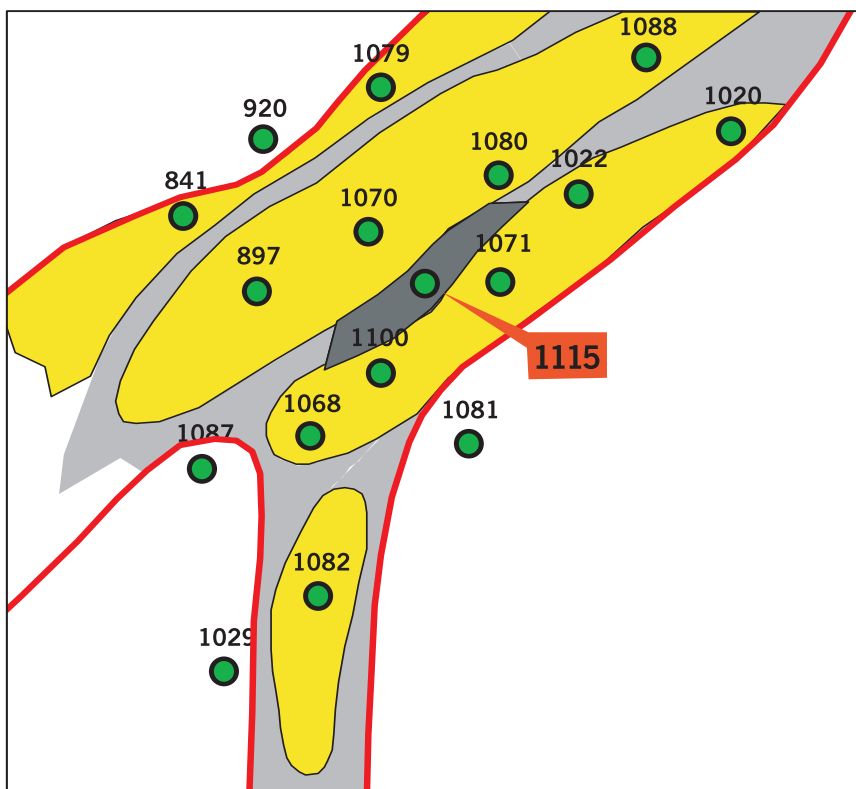


Figura 13. Perforación de un pozo intermedio "seguro", cuyo único problema fue la inexistencia de arenas. El tramo se manifestó totalmente pelítico.

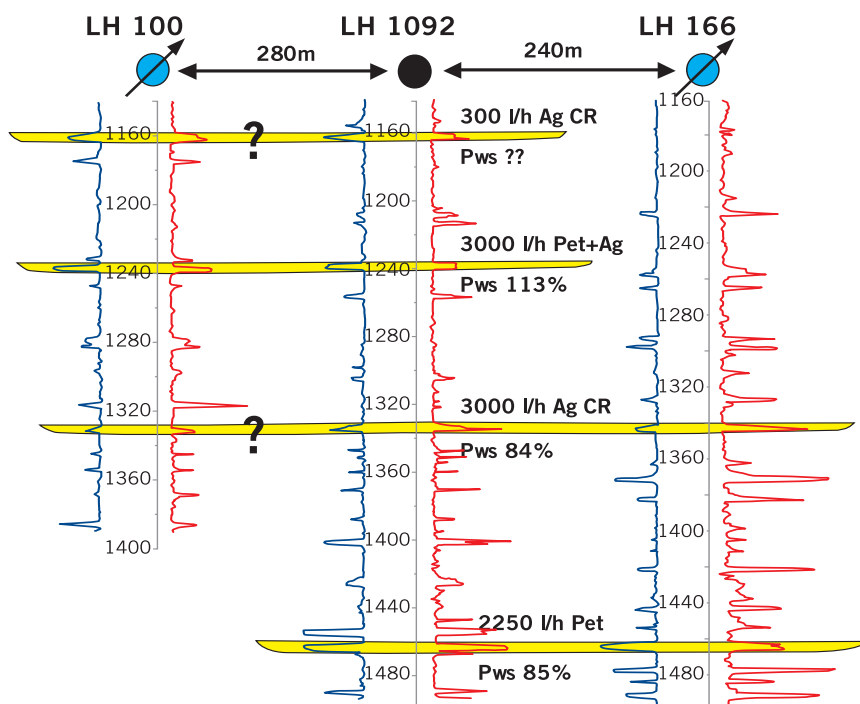


Figura 14. Situación pozo nuevo intermedio con respecto a pozos inyectorios preexistentes.

bajo inyección de agua, y asimismo contactar reservorios no detectables a la escala de trabajo empleada anteriormente. Estos cuerpos son de características similares a los explotados en el pasado.

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 lograr la optimización de la operación y la 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, como 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.

Agradecimientos

El autor desea agradecer al Lic. Carlos Coria por el intercambio de ideas esclarecedoras y su apoyo en general, al Ing. Pablo Lerena por su asistencia para el armado de este trabajo y a la Dirección de Repsol YPF, UNAS, por haber permitido su publicación.

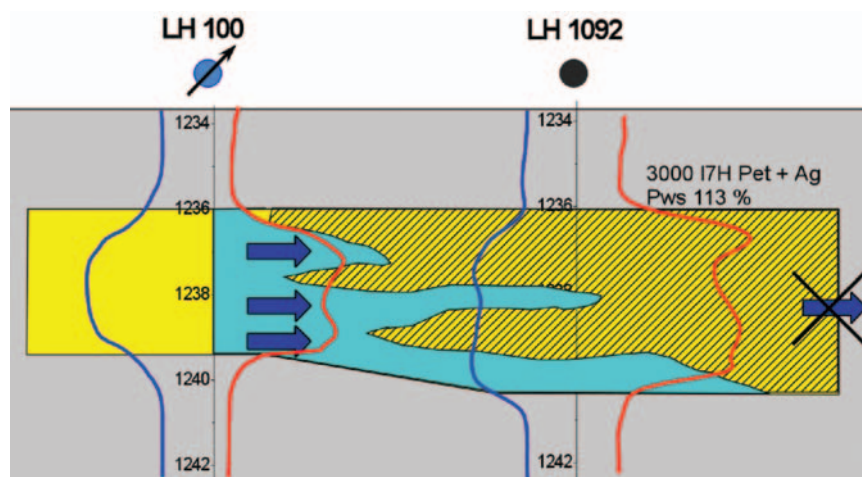


Figura 15.

PORT OF HOUSTON - PUERTO DESEADO

Oilfield Production - Well Servicing Equipment - Allison Transmissions (Oilfield Series)
 CATERPILLAR - CUMMINS - MTU DETROIT DIESEL EPG / Industrial Engines
 Mud Drilling Motors - Triplex Mud Pumps (DRILL/Frac) - Blocks - Mud Equipment
 Well Control Systems: BOP - Accumulators - Remote Control & Manifold Units
 TUBULAR PRODUCTS: New Drill Pipe & Drill Collars - Downhole Tools PCP/ESP Systems
 Local Warehousing & Transfer - Technical Inspections Svs. (Structural/NDT - Electrical)
 INTERMODAL LOGISTICS (20/40 FT - BULK) EXWS/CIF/FOB Port-to-Port

Contact

SEBASTIAN MONSALVE - OK LEASING LATIN AMERICA INC.

Asset Management | Logistics & Inspection Services (since 1990)
 Houston TX 77011 - Tampa FL 33634 FAX: (813) 901 5470 // (813) 901 5390
smonsalve@compuserve.com | smonsalve@msn.com

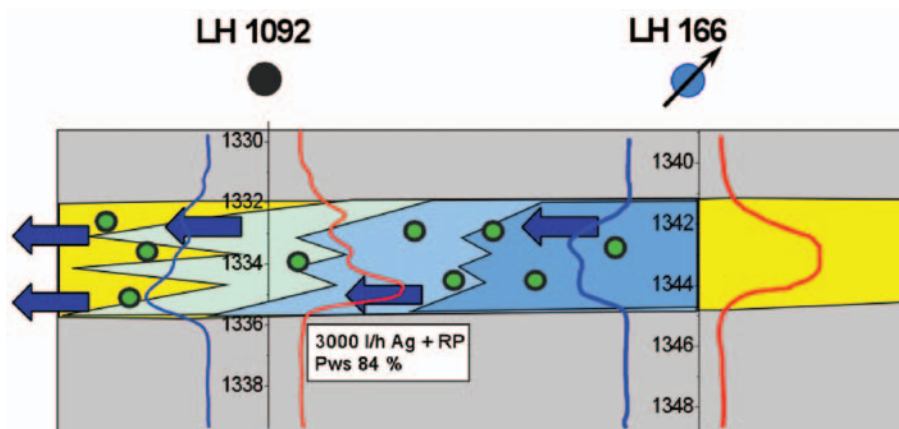


Figura 16.

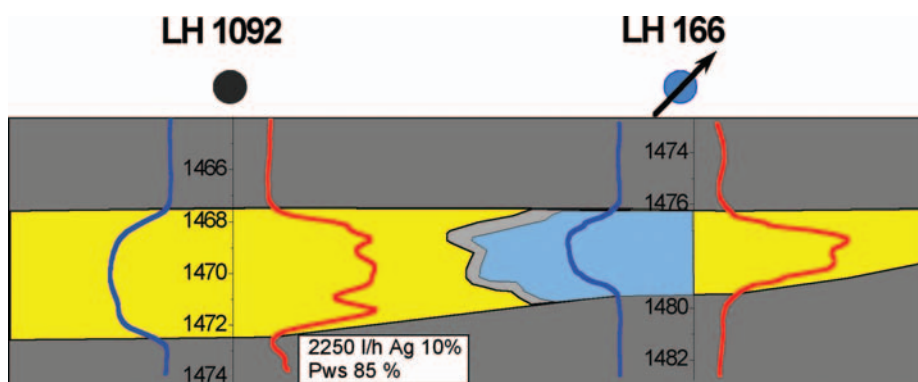


Figura 17.

Bibliografía

- Barcat, C., Cortiñas, J. S., Nevistic, V. A. y Zucchi, H. E. *Serie Correlaciones Geológicas 6: Décimo Congreso Geológico Argentino*, Cuenca Golfo San Jorge, 1989.
- Bridge, J. S. y Tye, R. S. *Interpreting the dimensions of ancient fluvial channel bars, channels, and channel belts from wireline-logs and cores*. AAPG, 2000.
- Brown, L. F.; Barcat, C.; Fisher, W. L. y Nevistic, A. *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, 1982.
- Eussler, A. *Los reservorios petrolíferos de la Cuenca del Golfo San Jorge: Primer Simposio de Recuperación Secundaria de Petróleo y Gas*, 1970.
- Feruglio, E. *Apuntes sobre la constitución geológica de la región del*

Golfo San Jorge: Boletín de Informaciones Petroleras, 1929.

- Feruglio, E. *Descripción geológica de la Patagonia: Dirección General de Yacimientos Petrolíferos Fiscales*, 1948.
- Feruglio, E. *Descripción geológica de la Patagonia: Dirección General de Yacimientos Petrolíferos Fiscales*, 1949.
- Feruglio, E. *Descripción geológica de la Patagonia: Dirección General de Yacimientos Petrolíferos Fiscales*, 1950.
- Figari, E. G.; Hechem, J. J. y Homov, J. *Arquitectura depositacional de las "Areniscas Verdes" de la Formación Bajo Barreal, provincia del Chubut, Argentina: Tercera Reunión Argentina de Sedimentología*, 1990.
- Fitzgerald, M. G.; Mitchum, R.; Uliana, M. A. y Biddle, K. T. *Evolution of the San Jorge basin, Argentina: AAPG Bulletin*, 1990.
- Hardage, B. A.; Levey, R. A.; Pendleton, V.; Simmons, J. y Edson, R. *A 3-D case history evaluating*

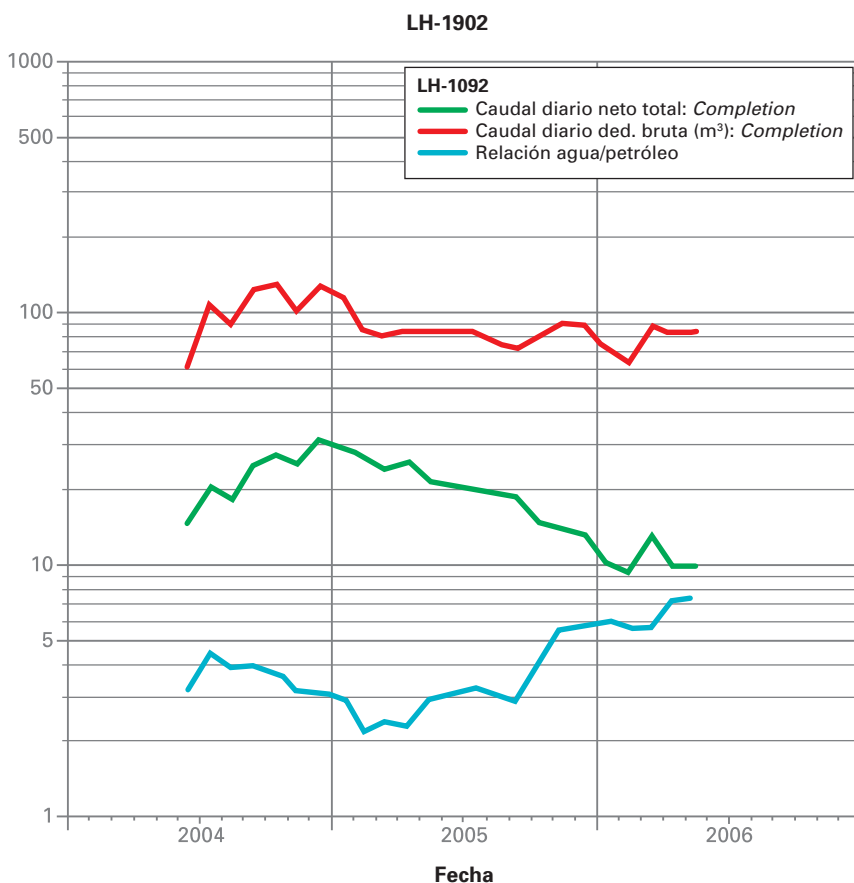


Figura 18. Historia de producción pozo LH 1092.

Empresa certificada por



Servicios de Pulling, Workover y Perforación de Pozos Someros.

Actualmente tenemos equipos trabajando en yacimientos de Repsol

Y.P.F., Petro Andina Resources Ltda. y Petrolera del Trebol S. A.



emepa

Servicios Petroleros

Paso de los Andes 553 - Luján de Cuyo - Mendoza - Argentina
Tel.: (54-261) 498 5036 - emepasa@emepasa.com.ar - www.emepasa.com.ar

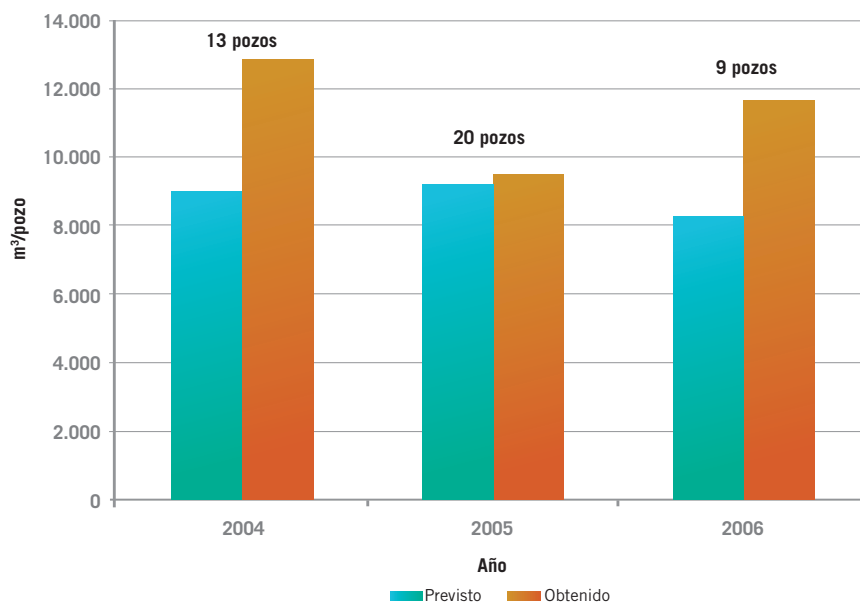


Figura 19. Incorporación de reservas comprobadas. Pozos infill Las Heras.

fluvially deposited thin-bed reservoirs in a gas-producing property, bureau of economic geology, Texas, USA, 1995.

- Laffite, G. A. y Villar, H. J. 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, 1982.
- Lesta, P. J. Estratigrafía de la Cuenca del Golfo San Jorge: Terceras Jornadas Geológicas Argentinas, Actas 1, 1968.
- Lesta, P. J.; Ferello, R. y Chebli, G. Chubut Exrandino: Segundo Simposio

de Geología Regional Argentina: Academia Nacional de Ciencias, Córdoba, 1980.

- Reservoir characterization-1, SPE reprint series N° 27, 1989.
- Schelling, D. D. Petroleum systems of the San Jorge Basin, Argentina, Vol. 3, structural geology, EGI technical report, 1997.
- Sciutto, J. C. Geología del codo del río Senguerr, Chubut, Argentina: Octavo Congreso Geológico Argentino, 1981.
- Van Nieuwenhuise, D. S. y Ormiston, A. R. A model for the origin of source-rich lacustrine facies, San Jorge Basin,

Argentina: Primer Congreso Nacional de Exploración de Hidrocarburos, 1989.

- Wavrek, D. A.; Curtiss, D. K.; Vela, M. L. y Schelling, D. D. Petroleum systems of the San Jorge Basin, Argentina, Vol.1, petroleum systems, EGI Technical Report, 1997.
- Yllañez, E. D.; Di Lena, J. P. y Marchese, H. G. Evaluación geoquímica de petróleo y rocas generadoras en la Cuenca del Golfo San Jorge, Argentina: Primer Congreso Nacional de Exploración de Hidrocarburos, 1989.



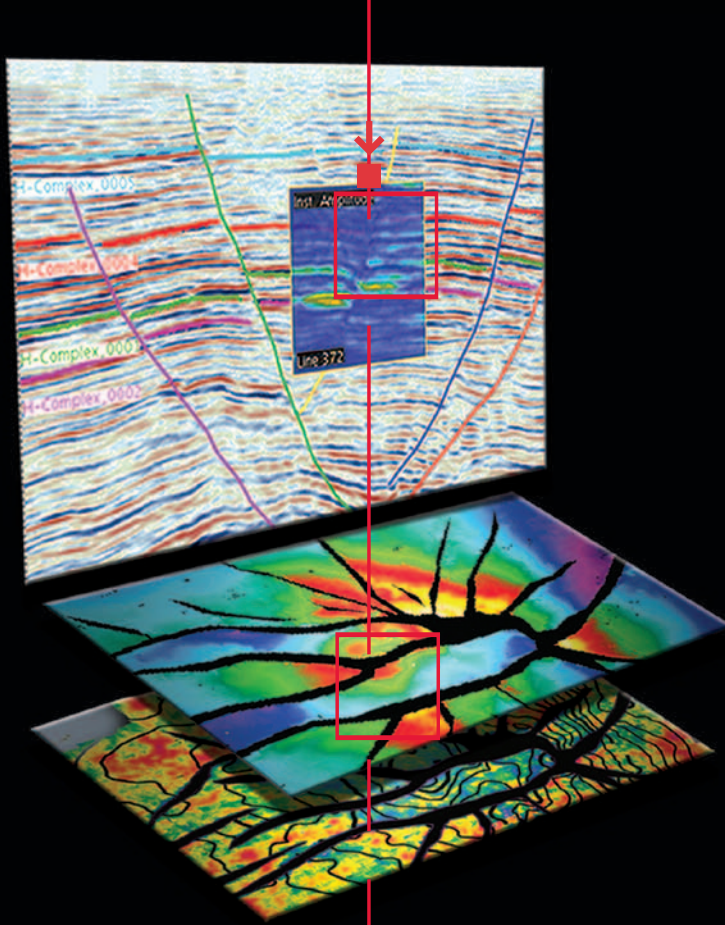
Tenemos la mejor tradición de ingeniería europea para el desarrollo de proyectos y un prestigioso equipo de profesionales argentinos para aplicarla

- Petróleo y gas
- Generación eléctrica
- Plantas industriales
- Infraestructura, puertos y aeropuertos
- Transporte
- Ingeniería naval

SENER INGENIERÍA Y SISTEMAS ARGENTINA S.A.

Empresa certificada ISO 9001:2000 - ISO 14001:2004 - OHSAS 18.001:1999 por AENOR
San Martín 969, piso 10 // CP: C1004AAS, Capital // +54-11-5236-8088/89 //www.sener.es





No importa
cuán complejo sea,
entienda todo
el reservorio.

El software **DecisionSpace® PowerView®**
es la más moderna herramienta para flujos
de trabajo de mapeo e interpretación
geológica y geofísica.

Con su visión abarcativa, **DecisionSpace®**
PowerView® facilita la interpretación geológica
y geofísica sincronizada en un entorno común.
Desarrollada para abordar los desafíos de
Exploración y Producción, esta tecnología
permite a los equipos de trabajo multi-
disciplinarios obtener un mejor conocimiento
del reservorio en menos tiempo.

Para conocer más detalles sobre DecisionSpace
PowerView por favor contactarse con el teléfono
4329-2200.

www.lgc.com

Unleash the energy.™

Deeper knowledge. Broader understanding.™

Landmark

HALLIBURTON | Digital and Consulting Solutions