

“Primer Horizontal Alienta Nuevos Desarrollos en Sierra Chata”

*Sanz, C.A. *, Nilson, G.J. *, Condie, C.C. **; del Pino, M. **

** Petrolera Santa Fe. S.A., ** Santa Fe-Snyder Oil*

RESUMEN

El primer pozo gasífero horizontal fue perforado de reentrada y puesto en producción exitosamente en el yacimiento Sierra Chata, Neuquén. Este artículo compara el pronóstico con los resultados observados. Los objetivos fueron: (1) agregar reservas de gas (2) incorporar tecnología horizontal, que permitirá acceder arenas delgadas, de baja permeabilidad o en zonas remotas, que con pozos verticales resultarían económicamente marginales.

Se buscó explotar la arena “DII”, mejor desarrollada al NO del pozo SCh-17 como confirmó la reciente interpretación sísmo-geológica 3-D. Desde el pozo vertical SCh-17 se reingresó a 244 m del punto de desvío (KOP) en 1600 m.b.b.p., perforando hasta 2975 m.b.b.p. Las intercalaciones arcillosas afectan la comunicación vertical (TZ) entre estratos de la arena “D”. Mediante un modelo numérico se analizaron distintos diseños y la sensibilidad del caudal de gas frente a TZ y otras variables. Para el caso más probable la simulación del pozo horizontal pronosticó un caudal inicial de 502000 m³/d y una acumulada final de 207 MMm³ de gas (CNTP).

Seis meses de producción confirmaron el pronóstico e hipótesis de trabajo, alentando nuevos prospectos. Este año se perforarán dos horizontales en Sierra Chata con dichos conceptos. Uno de ellos prevé una desviación adicional para intersectar y producir más de una arena con el mismo lateral.

INTRODUCCION

El éxito obtenido con pozos horizontales en reservorios con algunas semejanzas a las arenas de la formación Mulichinco^{1,2} hizo pensar en la posibilidad de aplicar esta tecnología al desarrollo del yacimiento de gas Sierra Chata. Este yacimiento se encuentra en el extremo SE del bloque CNQ10 (Chihuidos) en la cuenca Neuquina. La Figura 1 muestra su ubicación geográfica y la locación del pozo horizontal SCh-17h. El yacimiento se ubica sobre un flanco del anticlinal Chihuidos de 100 Km de largo por 50 Km de ancho, el que muestra una alineación en dirección NO-SE atravesando el bloque que lleva el mismo nombre. Se estima que la estructura se origina en el período Jurásico y ha sido afectada por el último plegamiento ocurrido en el Terciario. Dentro de la columna estratigráfica presente en el subsuelo los horizontes que han confirmado hidrocarburos están contenidos en las formaciones Mulichinco y Quintuco de edad Cretácico Inferior, de los cuales a la fecha sólo el primero presenta interés comercial. La Figura 2 representa la columna estratigráfica de la Cuenca Neuquina, incluyendo la formación Mulichinco. Las capas productoras de Mulichinco se encuentran aproximadamente a 1800 m.b.b.p. Varias compañías han perforado en el área numerosos pozos exploratorios durante los últimos veinte años. La interpretación de sísmica 2-D identificó una respuesta característica de capas con buena porosidad, lo que alentó la perforación en 1993 del exitoso sondeo SCh x-1 descubridor del yacimiento Sierra Chata³. El pozo SCh x-1 produjo un caudal inicial de 640000 m³/d de gas seco con 70.3 kg/cm² (6893 kPa) de presión dinámica en boca de pozo. A la fecha se han perforado en Sierra Chata treinta pozos verticales y un horizontal, incluyendo seis exploratorios (dos de los cuales resultaron improductivos).

DESARROLLO

El pozo horizontal SCh-17h fue perforado como reentrada a la Capa “D” de la formación Mulichinco. La misma había sido punzada anteriormente en la terminación del pozo vertical SCh-17, ver perfiles en la Figura 3.

Las expectativas de la propuesta de este pozo horizontal eran: (1) confirmar el pronóstico de producción realizado mediante la simulación numérica y de este modo validar la herramienta predictiva empleada, la que podría ser aplicada para investigar futuras oportunidades de desarrollo con pozos horizontales, y (2) incorporar reservas con esta tecnología, que no serían rentables con pozos verticales. La propuesta de este horizontal estaba respaldada por los siguientes beneficios adicionales: (a) el bajo contenido de CO₂ (<2%) en el gas de la arena objetivo y (b) el relativamente bajo caudal total del pozo vertical previo al reingreso minimizaría el riesgo económico en caso de que se perdiese el pozo por dificultades operativas y (c) el uso de un pozo vertical existente hasta el punto de desvío (KOP) reduciría el tiempo de perforación y el costo final. Con menos de 50000 m³/d el pozo vertical era uno de los menos productivos en el yacimiento, minimizando de este modo el riesgo económico del reingreso en caso de que se perdiese el pozo por dificultades operativas. La Figura 4 muestra la historia de producción del pozo vertical SCh-17.

Terminación del Pozo Vertical SCh-17

La capa “D” fue punzada en 1843/45.5 m.b.b.p. con sistema TCP (ver detalles de la terminación del pozo en la Figura 5), ensayando con un caudal inicial (Q_{gi}) de 15000 m³/d con una presión dinámica en boca de pozo (P_{din}) de 32 kg/cm² (3138 kPa). Un ensayo de restitución de presión después de la terminación de este pozo dio como resultado una presión estática (P*) de 64 kg/cm² (6275 kPa), cercana al valor original y una permeabilidad absoluta (K_{abs}) de 2 md (1.97 E-03μm²). Los datos fueron analizados empleando un modelo de reservorio homogéneo-infinito. La lectura de los perfiles a pozo abierto indica un espesor total de 10 m, con un espesor útil de 2.5m.

Petrofísica

Los datos de reservorio del modelo de simulación numérica se obtuvieron del análisis petrofísico de la corona del SCh-17 vertical^{4,5}, junto con la interpretación sísmo-geológica regional y ensayos de pozo, ver Tabla 1. Las Figuras 6 a 7 muestran la relación K-φ⁶, las curvas de presión capilar y de permeabilidad relativa. El análisis de propiedades mecánicas del reservorio en cuestión permitió dirigir la trayectoria del lateral de forma de intersectar en forma favorable al plano de mínimas tensiones y fracturas naturales.

Descripción del Reservorio

Se planeó que el tramo horizontal conectase al pozo vertical existente SCh-17 con la anomalía detectada en la arena “D” por sísmica 2-D al NO de dicho pozo. La anomalía mencionada refleja un reservorio de mejor calidad. La Figura 3 muestra como esta arena se extiende hacia el Oeste, lo que fue confirmado con el sondeo SCh Ox-1. El espesor total de la arena “D” se estimaba en 10 m con 7.5 m el intervalo “DII” y un espesor útil (φ_{corte} > 12.5%) máximo de 4 m a través del tramo horizontal propuesto. Al momento de efectuar la propuesta se empleó la descripción basada en la sísmica 2-D⁶, ya que aún no se disponía de los mapas de propiedades de reservorio originados en la sísmica 3-D⁷. La presencia de arcillas y otros finos dificultan la comunicación vertical de los reservorios y producen barreras de flujo, cuya incidencia sobre la producción (Q_g) de un pozo horizontal depende de su espesor y extensión areal. El efecto de las mismas puede describirse mediante la transmisibilidad vertical (TZ). A fin de evaluar el impacto de TZ sobre Q_g se hicieron corridas del modelo variando TZ de 0 a 100%. La descripción geológica de la arena “D” en la zona del prospecto, nos permitió suponer como valor más probable de dicha extensión un 40% con orientación con el eje de deposición N-NO.

A fin de cuantificar el riesgo se analizó la sensibilidad de un modelo numérico frente a distintos grados de incertidumbre.

Simulación Numérica y Sensibilidad Paramétrica

El modelo de simulación numérica ilustrado en la Figura 9 fue desarrollado a fin de ayudar a pronosticar la productividad del pozo horizontal SCh-17h. Las propiedades de reservorio descritas en la Tabla 1, fueron empleadas como datos de entrada del simulador Eclipse™. Con las propiedades descritas se efectuaron corridas con el simulador a fin de estimar el radio de drenaje, que define el límite con una presión estática suficientemente próxima a la original. Dicho valor se calculó en 2740 m equivalentes a una caja de 2900 m × 1900 m, ver Figura 10.

El interés de evaluar plenamente el riesgo asociado con la perforación del primer horizontal en el yacimiento motivó el análisis de sensibilidad de variables clave en la rentabilidad del proyecto (tales como caudal, recuperación final o tasa de interna de retorno) frente a distintos grados de incertidumbre de variables de diseño tales como permeabilidad, transmisibilidad vertical y costo de la terminación, cuyos resultados se discuten a continuación. Las corridas efectuadas con el modelo para 70-100% TZ resultaron en prácticamente el mismo Qgi de 524000 m³/d. Para el caso de 40% TZ se obtuvo un valor inicial calculado de 502000 m³/d, observando una rápida declinación inicial que luego es atenuada por la recarga mediante la comunicación vertical (TZ) y una recuperación final de 207 MMm³. Por último con un 0% TZ solo produce 1/3 del reservorio.

Rentabilidad

Varias compañías de servicio direccional fueron consultadas a efectos de estimar el costo final de perforación y terminación de un pozo horizontal de 1000 m, con lo que se obtuvo un valor aproximado de 2.5 MM\$. En este caso no se incluyó el costo del pozo vertical por tratarse del reingreso a un pozo existente. Los análisis de rentabilidad efectuados con el pronóstico asociado al caso de 40% TZ dieron como resultado una TIR de 27.4%, ver Figuras 11 a 13. A fin de cuantificar el riesgo económico asociado con la incertidumbre, se hicieron corridas del modelo variando el costo de perforación. La reserva bruta de gas se calculó en 207.0 MMm³. A fin de cuantificar el riesgo económico asociado con la incertidumbre de la inversión, se efectuaron corridas variando el costo de la perforación. El punto de equilibrio se encontró frente a las condiciones analizadas para un costo final de 3.5 MM\$, como se puede ver en la Figura 14.

A fin de analizar el beneficio aportado por la perforación horizontal comparada con un vertical en la zona objetivo, se efectuó la simulación de un pozo vertical en dicha locación (empleando el modelo de todo el yacimiento), lo que resultó en una relación productividades (Jh/Jv) de aproximadamente 50% y una acumulada final también de un 50% del horizontal. Con un costo de 2.0 MM\$ para dicho pozo hipotético se obtuvo una TIR de 9% y un VP negativo.

Diseño del Pozo y Perforación

El diseño del tramo lateral buscó comunicar el pozo vertical con la zona de mayor espesor de la arena “DII”, como se muestra en el mapa isópaco adjunto (Figura 15). El punto de ingreso se ubicó a 245 m al NO del pozo vertical SCh-17 a fin de lograr un radio de curvatura “medio”. Luego del ingreso a la Capa “DII”, el plan era continuar perforando alrededor de 1,162 m en la misma dirección (Figuras 16-17) de modo de intersectar la zona de mayor espesor de la Capa “DII” a lo largo del lateral. La trayectoria del lateral estaba ligeramente opuesta al ángulo de buzamiento. Esto dió como resultado un punto de ingreso más somero que la profundidad a la que el vertical encontró la Capa “DII”. Esto hizo además que el punto más profundo del lateral no superase la profundidad del punto de ingreso. La trayectoria horizontal se dirigió aproximadamente orientada con el plano de mínimas tensiones (55° NO^{4,5}) a fin de intersectar el mayor número de fracturas naturales, y de este modo mejorar la

productividad del pozo. En todo momento se trató de mantener la trayectoria del pozo dentro de la capa “DII”, de mayor porosidad. Sin embargo se debieron superar algunos inconvenientes en la perforación. Por ejemplo a aproximadamente 2420 m.b.b.p. (MD) se debió repasar el pozo a pleno diámetro. Debido a que la herramienta de MWD se colocó a 13 m detrás del trépano, ocasionalmente se presentaron problemas pero pudieron ser resueltos a tiempo. A 2590 m.b.b.p. (MD) el examen de los recortes indicó que el pozo había cruzado el cuerpo principal de la arena y se dirigía fuera de la capa. Ante esa circunstancia se sacaron 4 tiros (aproximadamente 100 m) e infructuosamente se intentó reingresar al centro del objetivo principal (Capa “DII”). Entonces se bajó trépano hasta el fondo del pozo y en un corto período se corrigió la trayectoria, colocando el pozo satisfactoriamente dentro del objetivo, reingresando a la misma en 2660 m.b.b.p. (MD). Luego de perforar otros 280 m continuamente dentro del objetivo se observó un acúñamiento de las capas y el trépano cayó fuera de la base de la capa. De allí en más la capa objetivo fue intersectada en forma intermitente, pero el bajo ángulo de ataque evitó el completo reingreso del trépano a la misma. Dado que en ese momento el objetivo había sido intersectado en casi toda su extensión, se decidió dar por finalizada la perforación del pozo en 2975 m.b.b.p. (MD), con 1005 m perforados dentro de la capa objetivo. Luego se entubó con cañería ranurada de 5”. Debido a la severidad del pozo originada por las inconvenientes antes mencionados, la cañería se atascó luego de haber bajado 2310 m.b.b.p. (MD). El colgador de la cañería ranurada fue fijado en 869.8 m.b.b.p. y el pozo terminado con tubería de producción de 3 ½” por encima del empaquetador de producción en 852 m.b.b.p. Las Figuras 16 y 17 señalan los detalles de los principales eventos ocurridos durante la perforación. Los detalles del diseño de construcción del pozo se describen en la Figura 18. El pozo vertical existente ayudó a reducir el tiempo de perforación y el costo final del pozo. La colocación de una cuña desviadora fija aísla actualmente a la Capa “F” (más profunda), aunque en el futuro podrá ser punzada y así restituir la producción de la misma (estimada en 42500 m³/d). El costo final del pozo horizontal fue de 2773 M\$, algo mayor al valor presupuestado originalmente debido a problemas operativos asociados con la disponibilidad del equipo de perforación y la instalación no prevista de la cuña desviadora como también el costo extra de herramientas de la opción MWD no previstas originalmente.

Seguimiento del Pronóstico de Producción

El pozo horizontal documentó un caudal inicial estabilizado por separador de 445000 m³/d con una presión dinámica en boca de 80.8 kg/cm² (7922 kPa), fluyendo por orificio de ⁴⁸/₆₄” a un caudal muy próximo al predicho por el modelo hasta que la presión dinámica no se pudo reducir más allá de 23.2 kg/cm² (2275 kPa), como se puede observar en la Figura 19, momento en que comenzó una declinación más pronunciada. La producción acumulada después de seis meses es de 32.3 MMm³ mientras que la acumulada pronosticada fue de 34.3 MMm³. Paralelamente se vienen desarrollando tareas de simulación con el modelo del yacimiento completo sobre la base de la más reciente descripción de reservorio^{6,7}, lo que ha permitido confirmar el pronóstico realizado del pozo horizontal SCh-17h, ver Figura 20.

Problemas operativos

A la fecha de editar este trabajo el pozo SCh-17h se encuentra fuera de servicio, con acumulación de líquidos y arena y sedimentos reactivos al HCl, probablemente debido una contrapresión dinámica elevada en comparación con la supuesta en el pronóstico. Cuando se hizo la propuesta del pozo se esperaba contar con la capacidad de compresión ampliada al comienzo de la de su etapa de producción, aunque esta se ha visto demorada mostrando una fuerte declinación y salida de operación del pozo el 3 de febrero del corriente año. En estos momentos se está trabajando sobre ambos problemas. La instalación de otro compresor ha sido aprobada para este año, previendo su ingreso para agosto, lo que ayudará a reducir la presión dinámica a 18 kg/cm² (1765 kPa) y en consecuencia a desahogar el pozo⁹.

Sobre una muestra de líquido obtenida del pozo antes de su salida de servicio, se observó que la misma es reactiva al HCl. Esta es una evidencia de la probable presencia de CaCO_3 y eventual daño del pozo. Se planea realizar un trabajo en forma inmediata para solucionar dichos problemas y poner el pozo nuevamente en producción. Se prevé una posible limpieza con enzimas y agentes oxidantes^{10,11}. Posteriormente se hará un ensayo exhaustivo del pozo con un equipo de Coiled Tubing, con el fin de medir exactamente la efectividad de una línea de pequeño diámetro que permita en el futuro la evacuación de líquidos en forma continua. De esta forma se espera que el pozo pueda recuperar su nivel de producción y recuperar la reserva asignada de 207 MMm³. También se está evaluando la posibilidad de instalar un sistema de válvula viajera (“plunger-lift”) con el mismo propósito^{12, 13}.

CONCLUSIONES

- El primer pozo gasífero horizontal de reentrada fue perforado y puesto en producción exitosamente en el yacimiento Sierra Chata, Neuquén.
- La simulación numérica de un pozo horizontal de 1000 m de las características descritas predijo un caudal inicial de 502000 m³/d con una recuperación final de 207 MMm³. Seis meses de producción confirmaron el pronóstico e hipótesis de trabajo, alentando nuevos prospectos.
- La necesidad de reducir la presión dinámica es evidenciada por los problemas de producción de este pozo. El consorcio de Sierra Chata recientemente ha aprobado la instalación de un compresor adicional en la planta de gas. Mientras tanto el operador se encuentra abocado a resolver los problemas operativos antes enunciados (a fin de eliminar la retención de líquidos) y recuperar la producción de este pozo.
- El aprovechamiento de un pozo vertical existente produjo un ahorro de ~\$1 MM y mejoró la rentabilidad del proyecto.
- No fue necesario colocar una línea de conducción nueva al reingresar a un pozo ya existente con su instalación de producción disponible.
- Los resultados y experiencia adquirida con el primer horizontal de reentrada en Sierra Chata debieran alentar a desarrollar otros horizontes de la formación Mulichinco con baja productividad como es el caso de arenas muy delgadas, de baja permeabilidad o de difícil acceso para ser desarrollados con pozos verticales.
- La inclusión del registro de perfiles de resistividad y rayos gamma durante la perforación (MWD) junto con el control geológico de campo resultó de fundamental importancia para mantener el control de la perforación y el azimuth, al tiempo que permitió una pronta respuesta toda vez que fue necesario corregir la trayectoria del pozo. Es necesario destacar la conveniencia de colocar la herramienta MWD contigua al trépano y poder así tener un control más cercano de la trayectoria, pudiendo efectuar las correcciones en una manera gradual.
- Actualmente se planea la perforación de dos pozos horizontales en Sierra Chata a fin de expandir el concepto antes señalado. Uno de ellos prevé al menos una desviación adicional a fin de intersectar y producir más de una arena con el mismo lateral.
- En estos momentos se está completando la interpretación de una nueva campaña sísmica 3-D, que mejorará la descripción de los reservorios en esa dirección y que permitiría analizar con más detalle futuros prospectos.

AGRADECIMIENTOS

Agradecemos a Petrolera Santa Fe S.A. y a los socios de la U.T.E. del Yacimiento Sierra Chata por autorizar la presentación de este artículo. Los autores desean expresar que los resultados y conclusiones aquí presentados son del operador y no necesariamente reflejan la opinión de los socios.

Asimismo se extiende el reconocimiento a todos los que ayudaron a concretar este proyecto e intervinieron en la operación de perforación.

NOMENCLATURA

ϕ	= porosidad (%)
ϕ_{corte}	= valor de porosidad empleado para definir el espesor útil (%)
G_p	= producción acumulada de gas (MMm ³ , CNTP)
h	= espesor (m)
J_h	= índice de productividad pozo horizontal (m ³ /d/ Kg/cm ²)
J_v	= índice de productividad pozo vertical (m ³ /d/ Kg/cm ²)
K	= permeabilidad absoluta, md (μm^2)
K_r	= permeabilidad relativa (adim)
K_v/K_h	= contraste de permeabilidad (adim)
KOP	= punto de desvío ("kick-off point")
VP	= valor presente neto (M\$)
P^*	= presión estática de reservorio, kg/cm ² (kPa)
P_{din}	= presión dinámica de boca de pozo, kg/cm ² (kPa)
P_c	= presión capilar (Kg/cm ²)
Q_g	= caudal de gas (m ³ /d, CNTP)
R_e	= radio de drenaje (m)
TIR	= tasa interna de retorno (%)
TZ	= transmisibilidad vertical (adim)

BIBLIOGRAFIA

1. Abou-Sayed, I.D., Schueler, S., Ehrl, E. and Hendricks, W.: "Multiple Hydraulic Fracture Stimulation in a Deep Horizontal Tight Gas Well," SPE 30532 presented at the *SPE Annual Technical Conference and Exhibition* held in Dallas, TX, October 1995.
2. Pust, G. and Schamp, J.: "Soehlingen Z10: Drilling Aspects of a Deep Horizontal Well for Tight Gas," SPE 30350 presented at the *SPE-Offshore Europe Conference*. Aberdeen, September 1995.
3. Petrolera Santa Fe S.A., "Project Evaluation of the Sierra Chata Field, Block CNQ-19 Chihuidos," Buenos Aires. March 1994.
4. Core Laboratories : "Conventional and Special Core Analysis Reports" on the Sierra Chata -17 Well for Petrolera Santa Fe S.A.. Houston, January -March 1998.
5. Yale, D.P. and Davidson, K.: Memo on SCh-17 Oriented Core Measurements Using Mobil-MEPTEC's Acoustic Anisotropy System. Dallas, August 1997.
6. Memorias de la Reunión de Comité Técnico Operativo de la U.T.E del Yacimiento Sierra Chata. PSF S.A. Buenos Aires, Octubre 1997.
7. Louder, W.T. and Woller, K.L.: "Sierra Chata Field, Argentina: the Mapping of a Stratigraphic Trap," paper presented at the 69 International Exposition and Annual Meeting of the Soc. of Exploration and Geophysicists, held in Houston, Nov. 1999.
8. Joshi, S.D.: "Horizontal Well Technology," Penn Well Publishing Co., OK, 1991.
9. Memorias de la Reunión de Comité Técnico Operativo de la U.T.E del Yacimiento Sierra Chata. PSF S.A. Buenos Aires, Octubre 1999.

10. O'Driscoll, K.P, Amin, N.M., Tantawi, I.Y.: "New Treatment for Removal of Mud Polymer Damage in Multi-Lateral Wells," SPE 39380 presented at the *IADC/SPE Conference* held in Dallas, TX, March 1998.
11. Tjon-Joe-Pin, R.M., Brannon, H.D. and Beall, B.B.: "Biotechnological Treatment Removes Xanthan-Based Skin Damage," SPE 37510 presented at the *SPE Production Operations Symposium* held in Oklahoma City, OK, March 1997.
12. Hutlas, E.J. and Granberry, W.R.: "A Practical Approach to Removing Gas Well Liquids," *Journal of Petroleum Technology*, Aug. 1972, pp. 916-922.
13. Libson, T.N. and Henry, J.R.: "Case Histories: Identification of and Remedial for Liquid Loading in Gas Wells – Intermediate Shelf Gas Play," *Journal of Petroleum Technology*, Apr. 1980, pp. 685 - 693.

TABLA 1

Datos de Entrada al Modelo de Pozo Horizontal (ECL-100)

Geometría del Modelo			2900 m × 1900 m
			19 × 29 × 3 (1,653 celdas)
Tamaño de celda			Variable, refinada alrededor del horizontal
Datos de reservorio	ϕ	=	10%
	h_{pay}	=	3.3 m por capa
	$h_{\text{útil}}/h_{\text{total}}$	=	0.85
	K_{abs} estrato D1	=	0.05 md (4.93 E-05 μm^2)
	K_{abs} estrato D2	=	2.00 md (1.97 E-03 μm^2)
	K_{abs} estrato D3	=	0.05 md (4.93 E-05 μm^2)
Transmisibilidad vertical	TZ	=	0 - 100%
Contraste de permeabilidad	K_v/K_h	=	0.1
Presión estática de reservorio	P_{ws}	=	164 Kg/cm ² (16080 kPa)
Terminación	$L_{\text{(hor. ext.)}}$	=	1,000 m (lateral a pozo abierto)

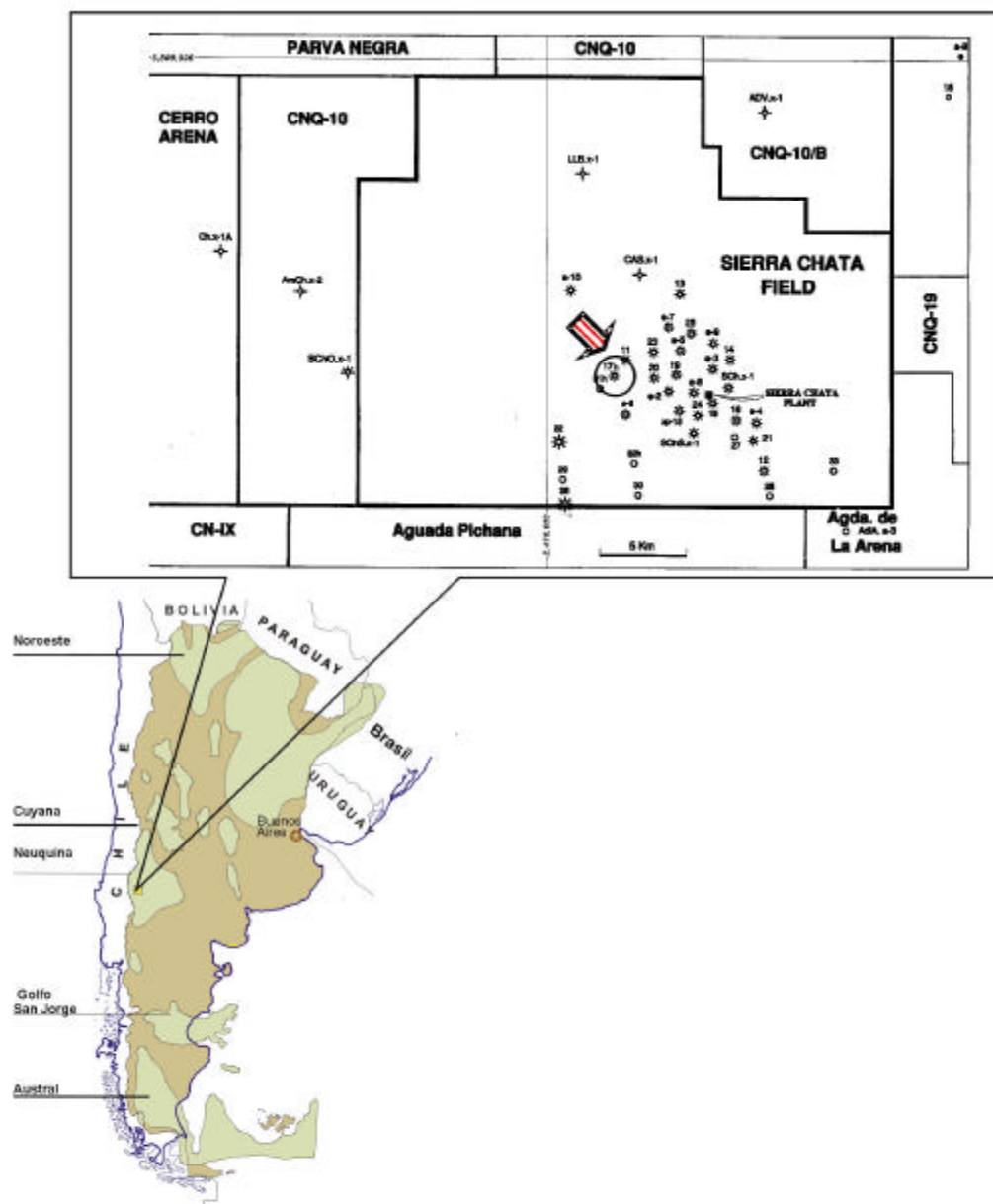


Fig. 1 – Ubicación geográfica del Yacimiento Sierra Chata en la Cuenca Neuquina, mostrando la locación del pozo Sierra Chata-17h

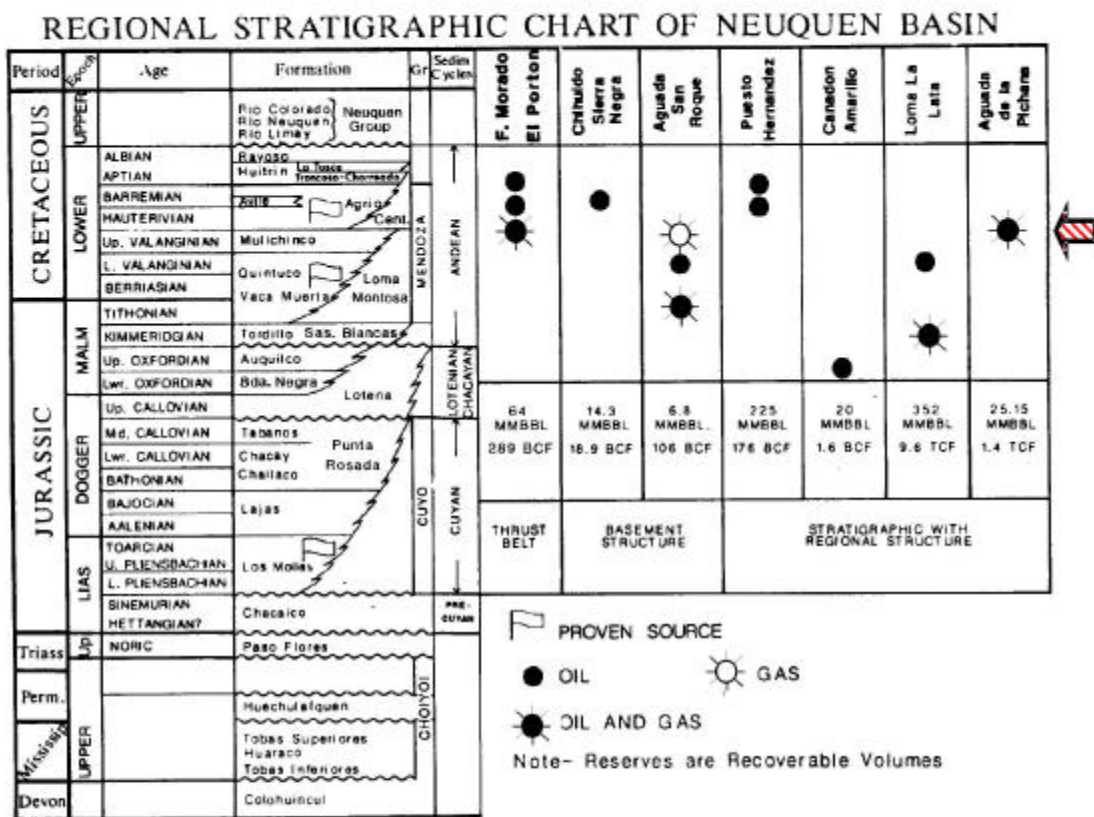


Fig. 2 – Columna Estratigráfica Generalizada de la Cuenca Neuquina y Ubicación Geocronológica de la Formación Mulichinco

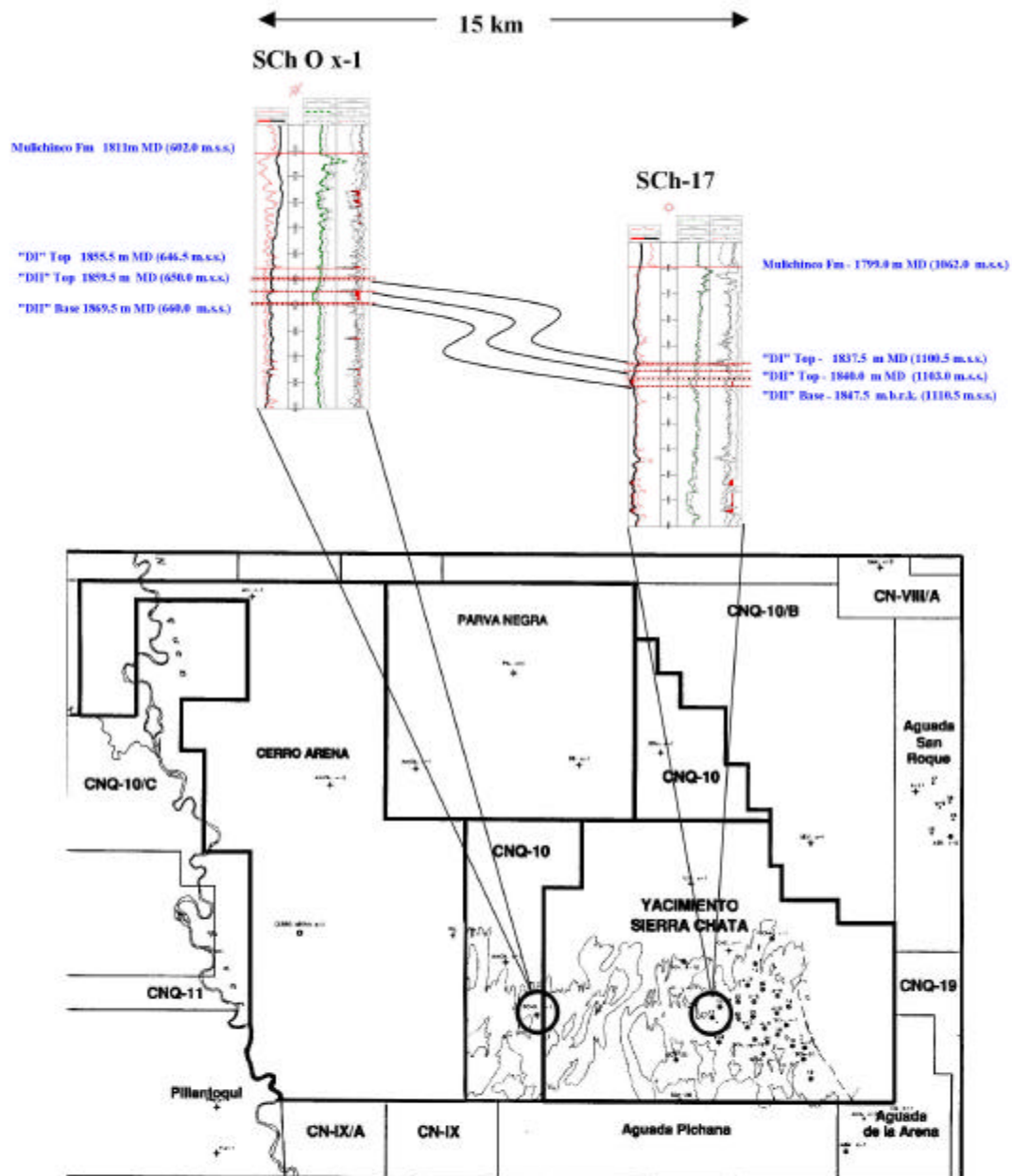


Fig. 3 – Mapa de Impedancia Acústica de la Arena "D" y Perfiles de los Pozos Verticales SCH-17 and SCH OX-1 Mostrando Topes y Barreras de Flujo

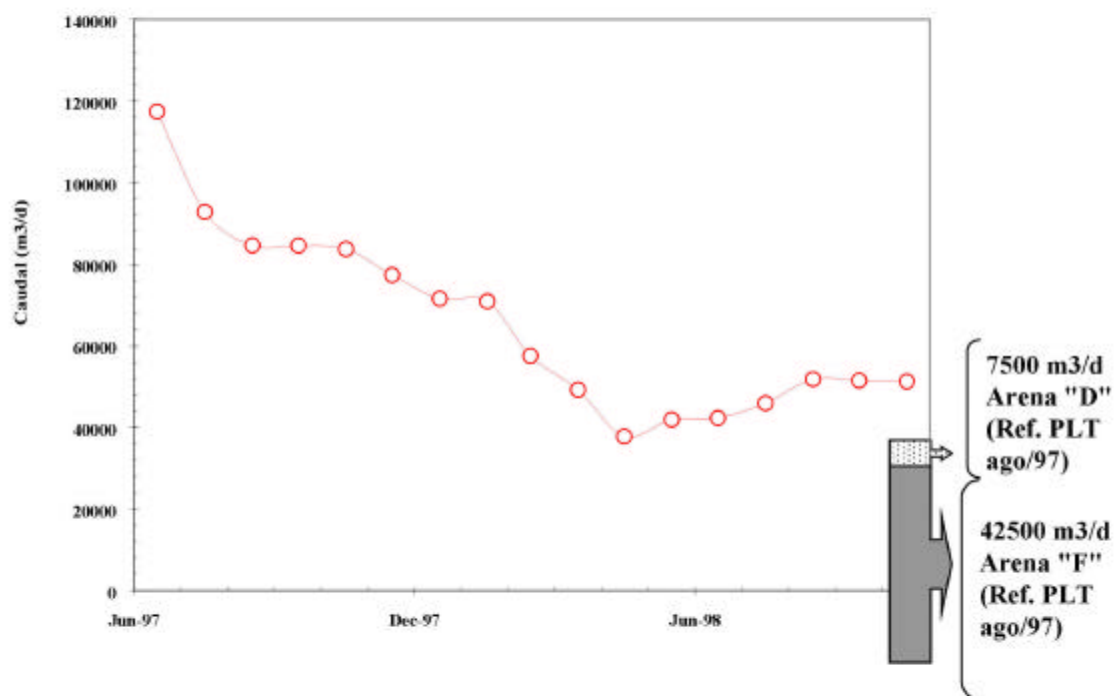


Fig. 4 – Historia de Producción del Pozo Vertical Sierra Chata - 17 y Aporte por Capa.
 Según el registro PLT de ago/97 la Arena "D" produciría 7500 m³/d a dic/98.

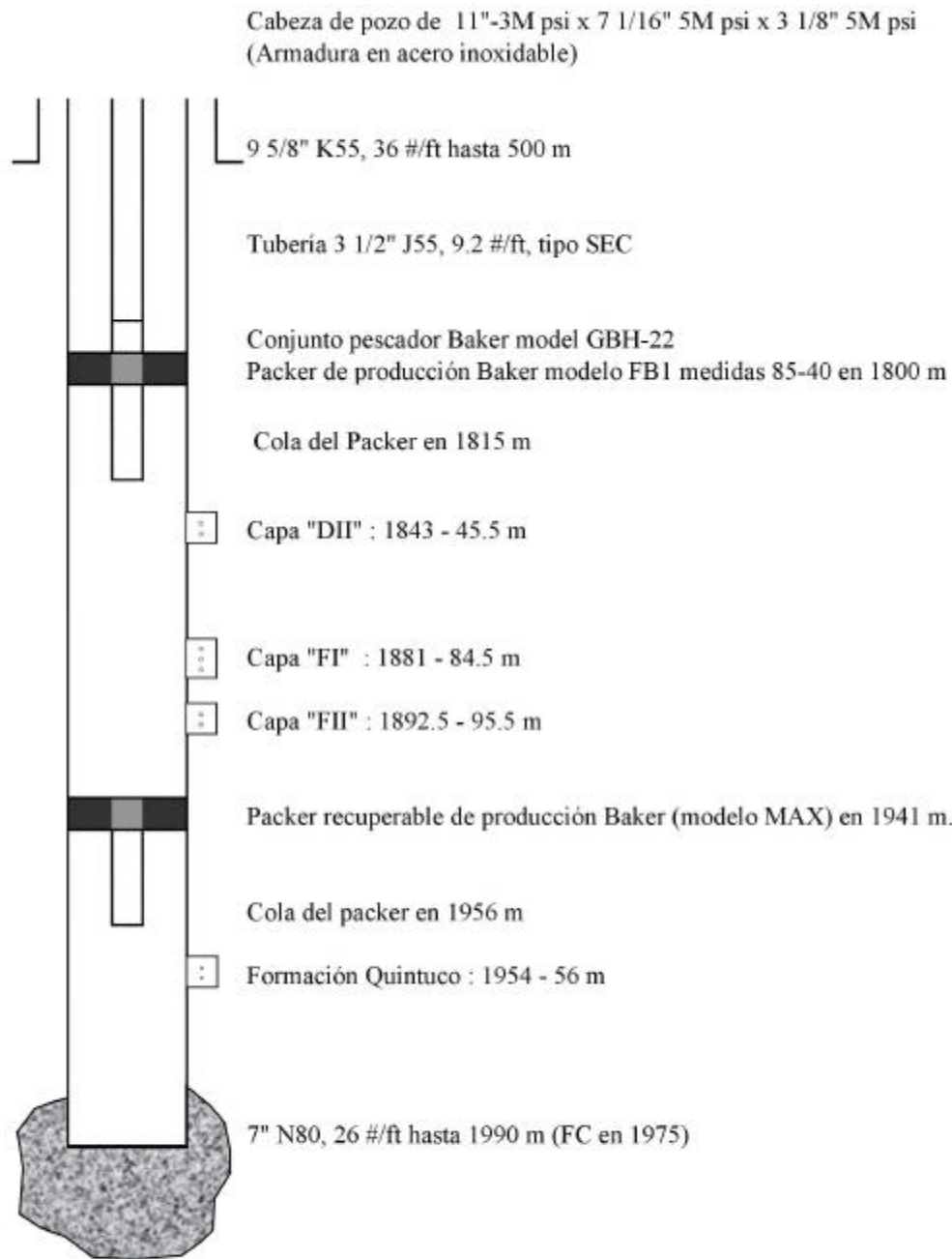


Fig. 5 – Instalación de Producción y Esquema de Terminación del Pozo Vertical Sierra Chata-17.

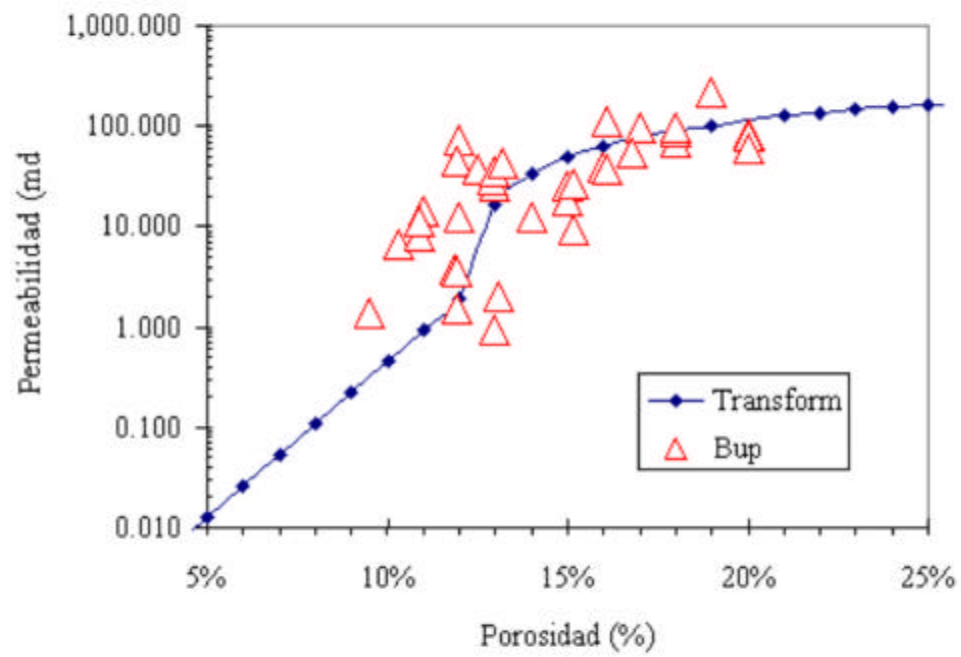


Fig. 6 – Relación Porosidad Permeabilidad⁶ de la Curva “D”.

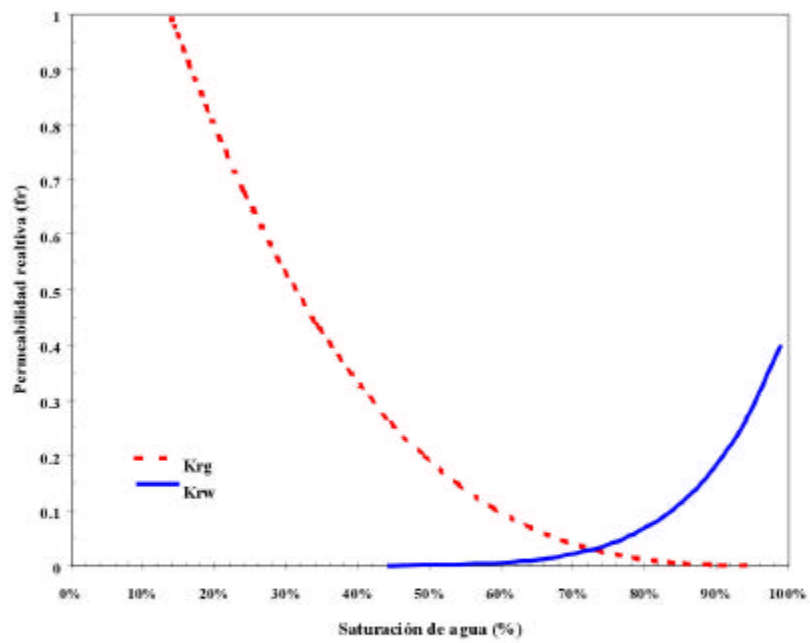
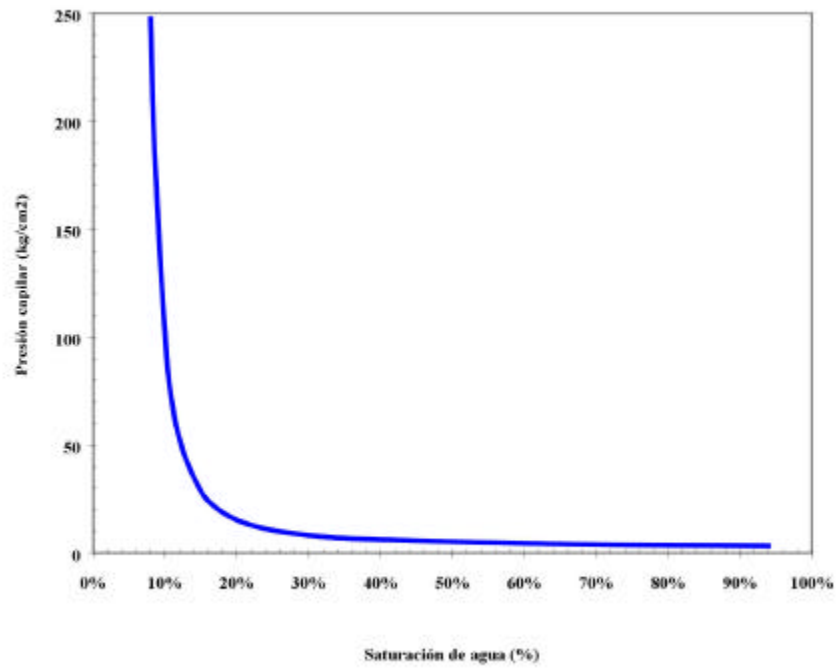


Fig. 7 – Curvas de Permeabilidad Relativa y Presión Capilar de la Capa “D”.

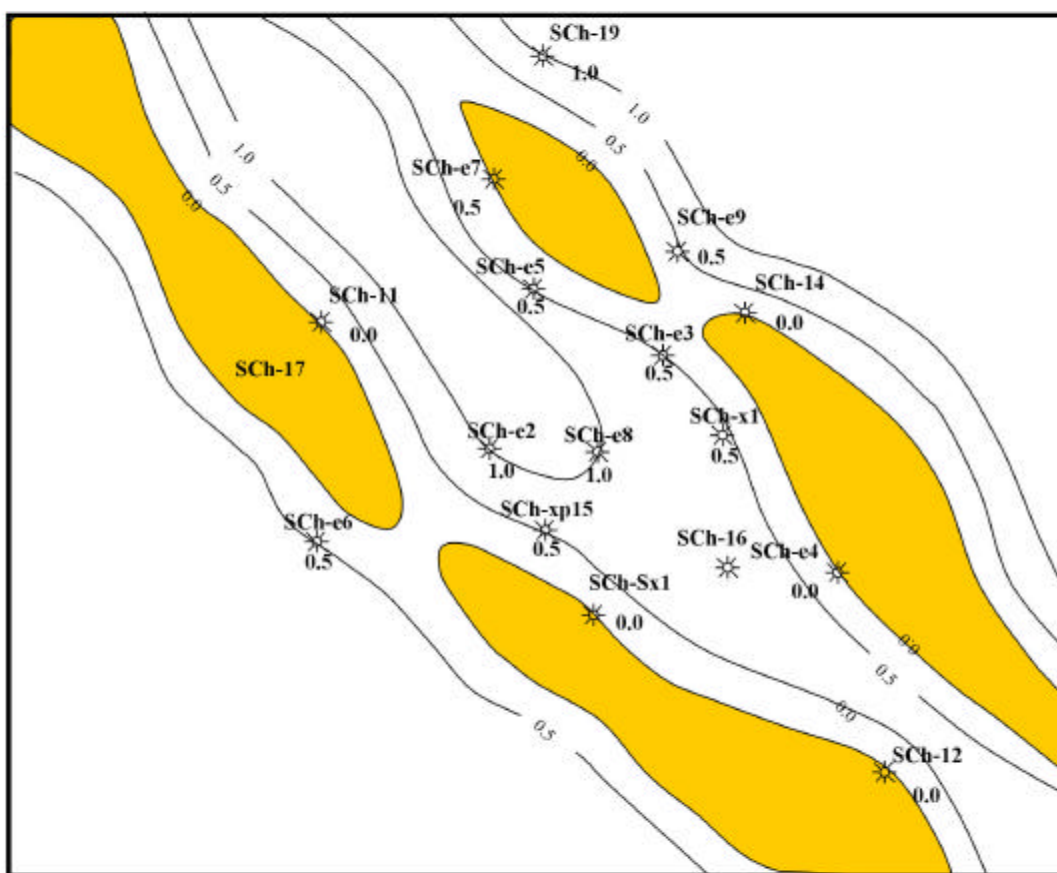


Fig. 8 – Mapa Isópaco de las Arcillas que dividen las Capas “DI”-“DII”.

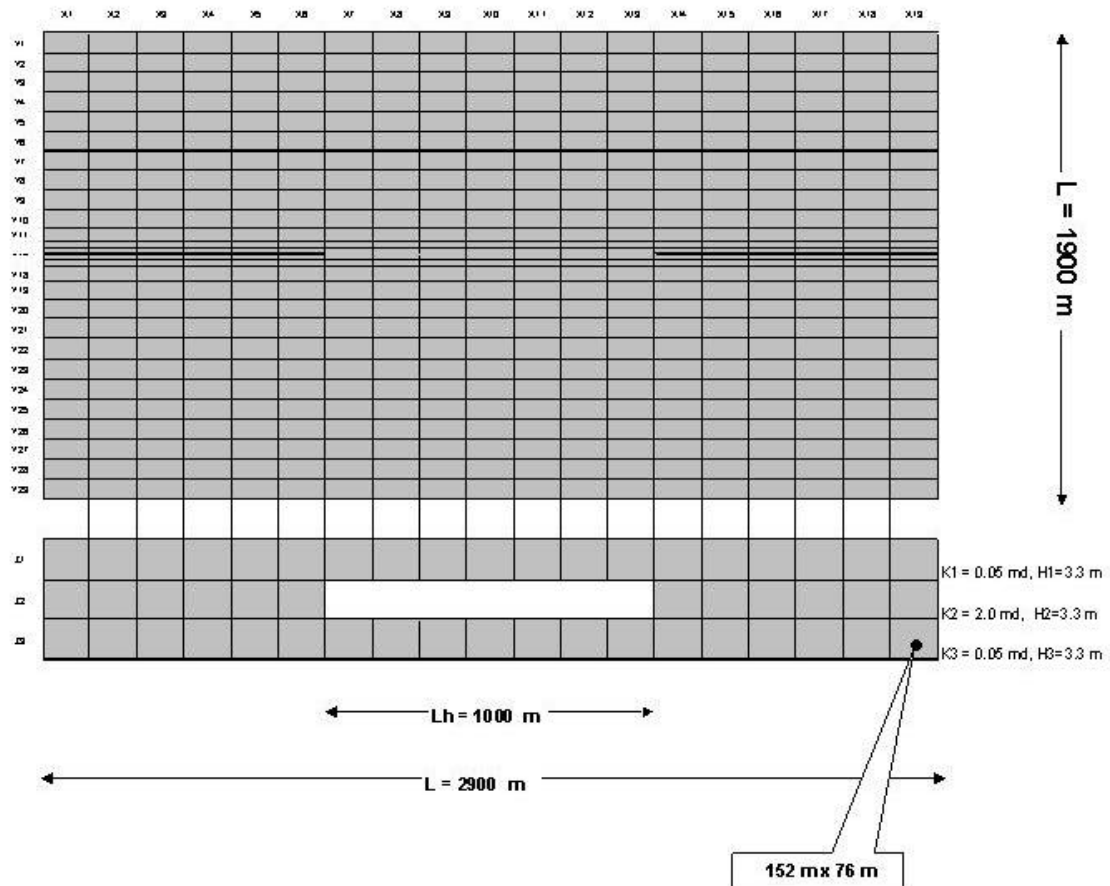


Fig. 9 – Modelo de Pozo Horizontal Empleado en la Simulación Numérica.

6000 m x 6000 m

3 capas,

3.3 m espesor por capa

10 % Porosidad, 2 md

40% TZ

800 m lateral

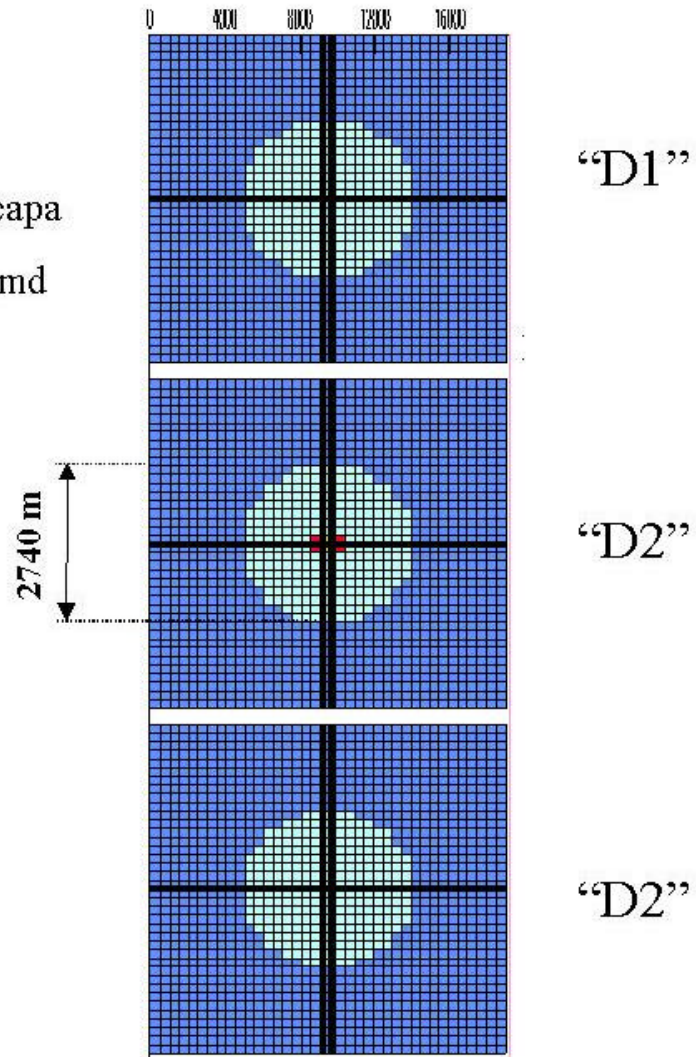


Fig. 10 – Mapa Isobárico de la Capa “D” alrededor del Horizontal después de 20 años de producción.

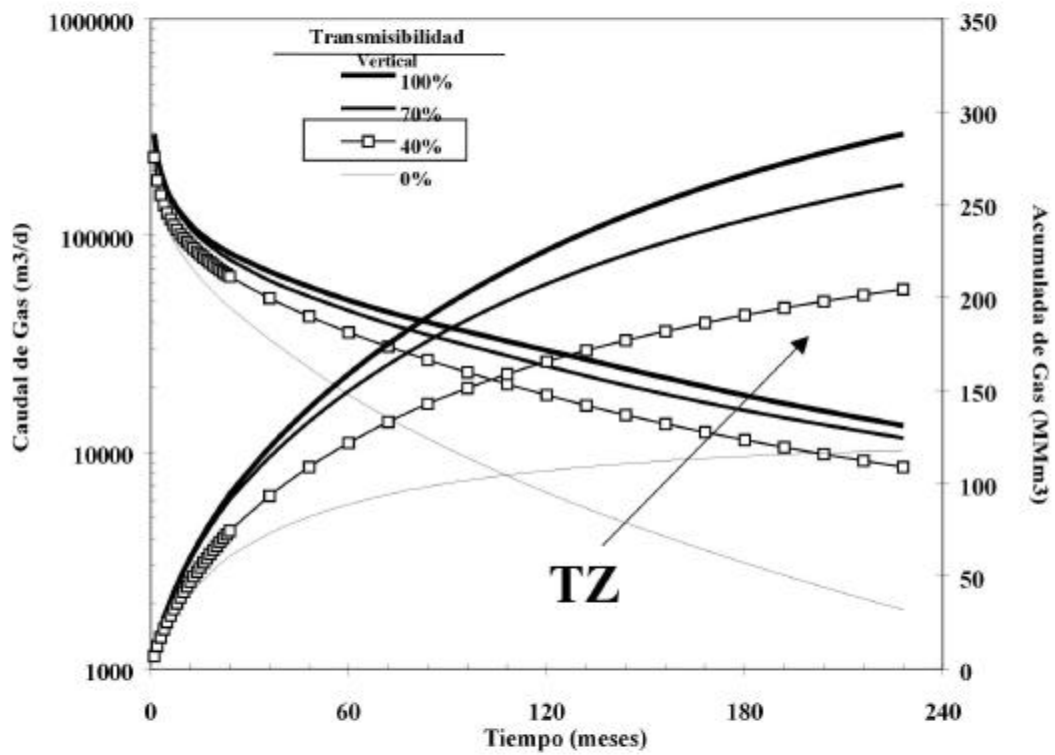


Fig. 11– Sensibilidad del Caudal de Gas de un Lateral de 1000 m, variando TZ de 0–100%.

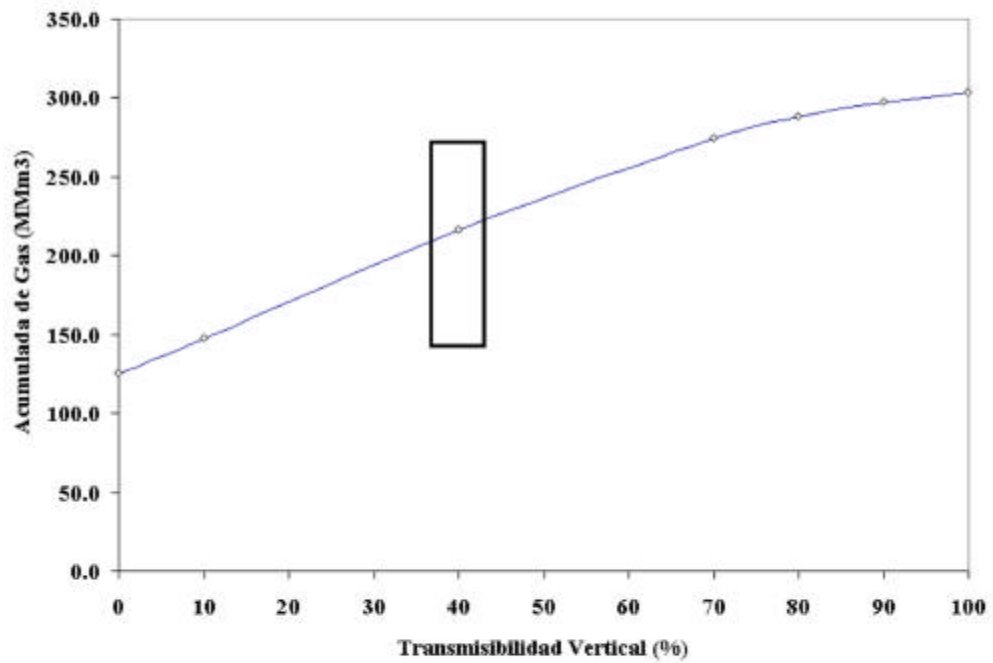


Fig. 12 – Pronóstico de Acumulada de Gas de un Lateral de 1000 m variando TZ de 0–100%.

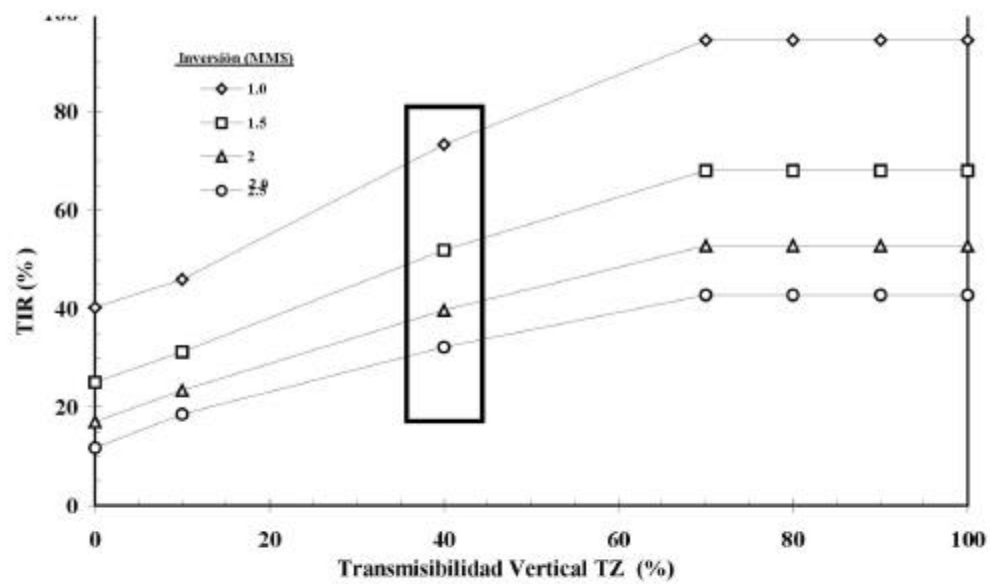


Fig. 13 – Sensibilidad de la Tasa Interna de Retorno para TZ de 0–100%.

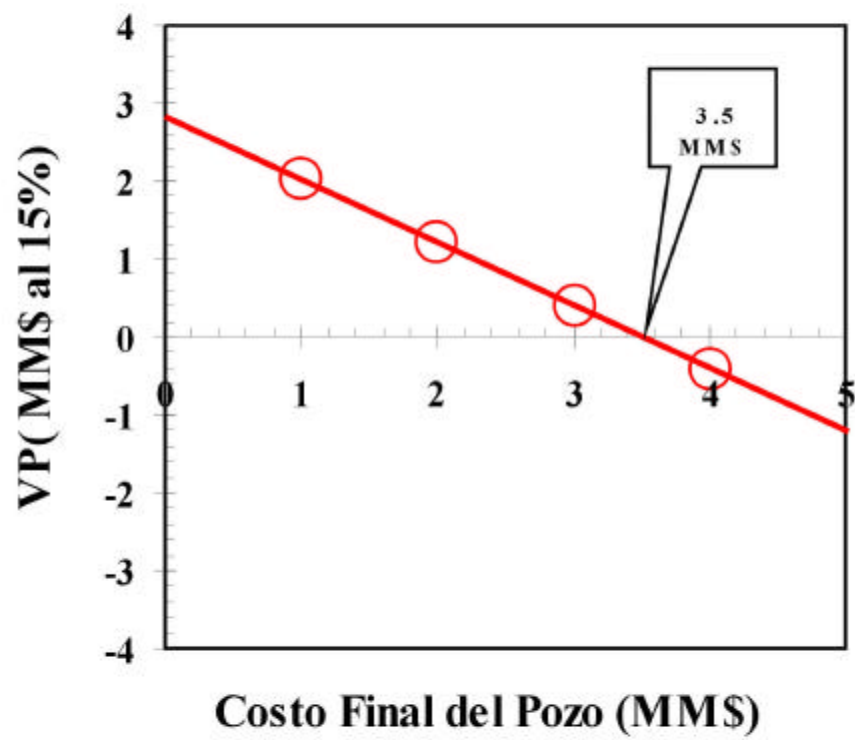


Fig. 14 – Punto de Equilibrio del Valor Presente frente al Costo Final de un Horizontal

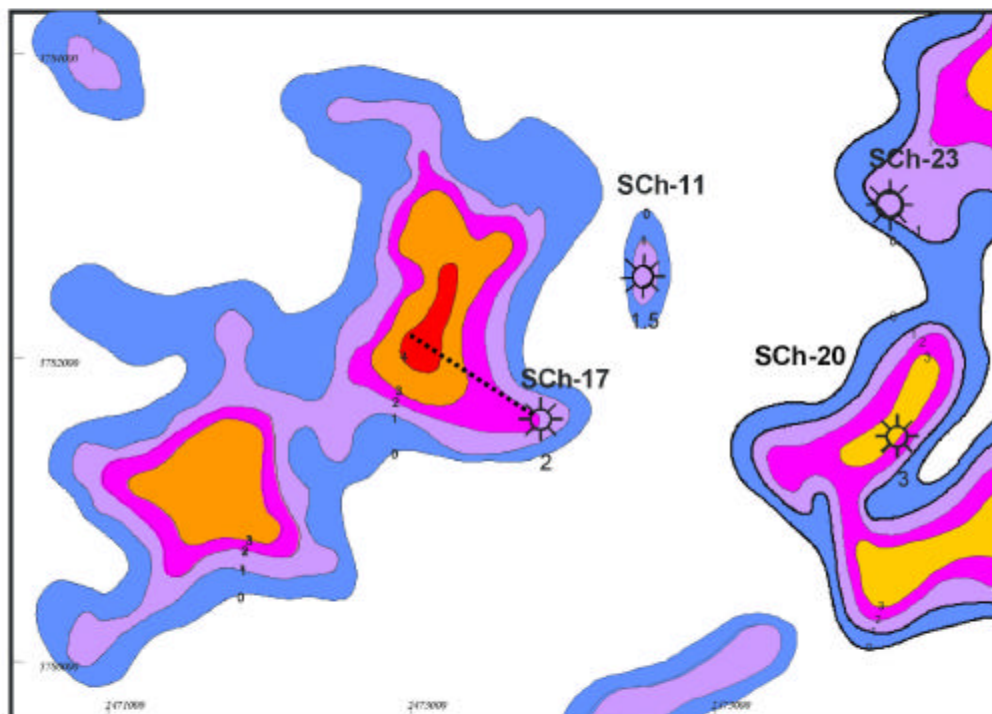


Fig. 15 – Mapa Isópaco (Espesor Util) basado en la Sísmica 3-D y Trayectoria Propuesta.

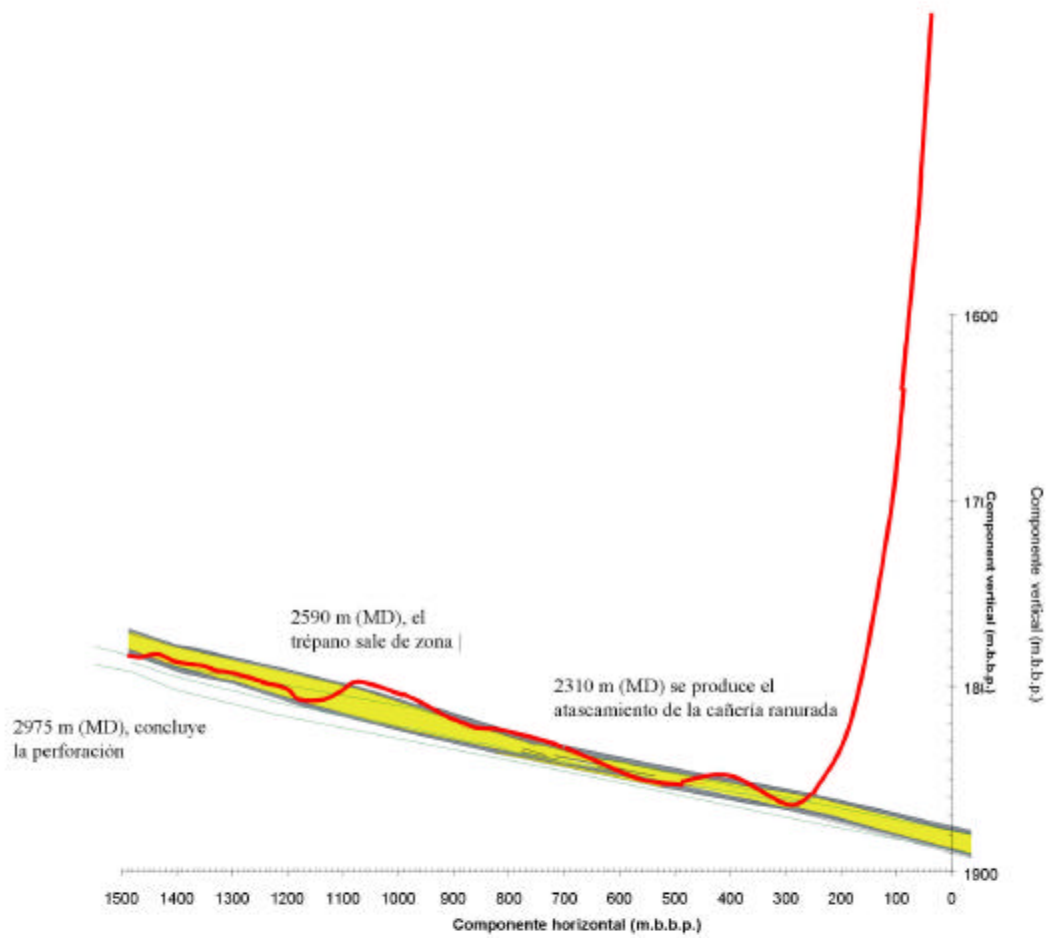


Fig. 16 – Sección Transversal de Capa “D” (Espesor Util) con la Trayectoria Planeada y Real, mostrando los Principales Eventos de la Perforación y Terminación.

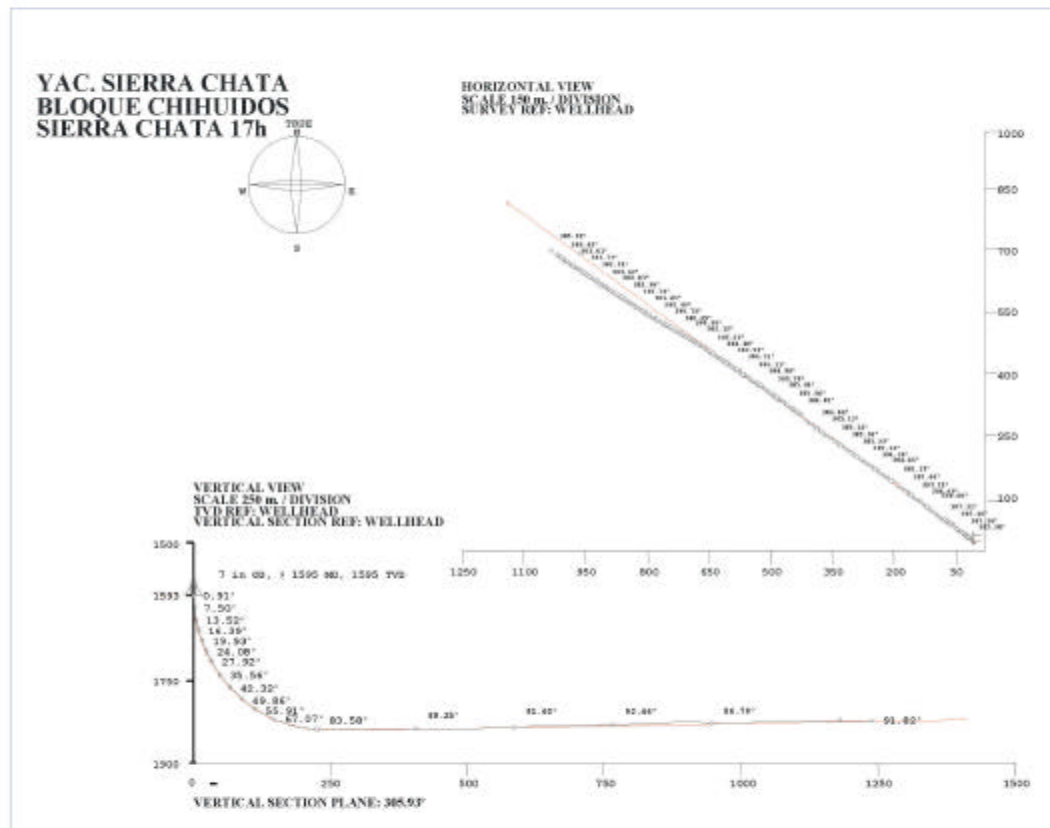


Fig. 17 – Monitoreo de la Trayectoria en Planta y Sección Vertical y Evolución de la Ganancia del Angulo de Perforación.

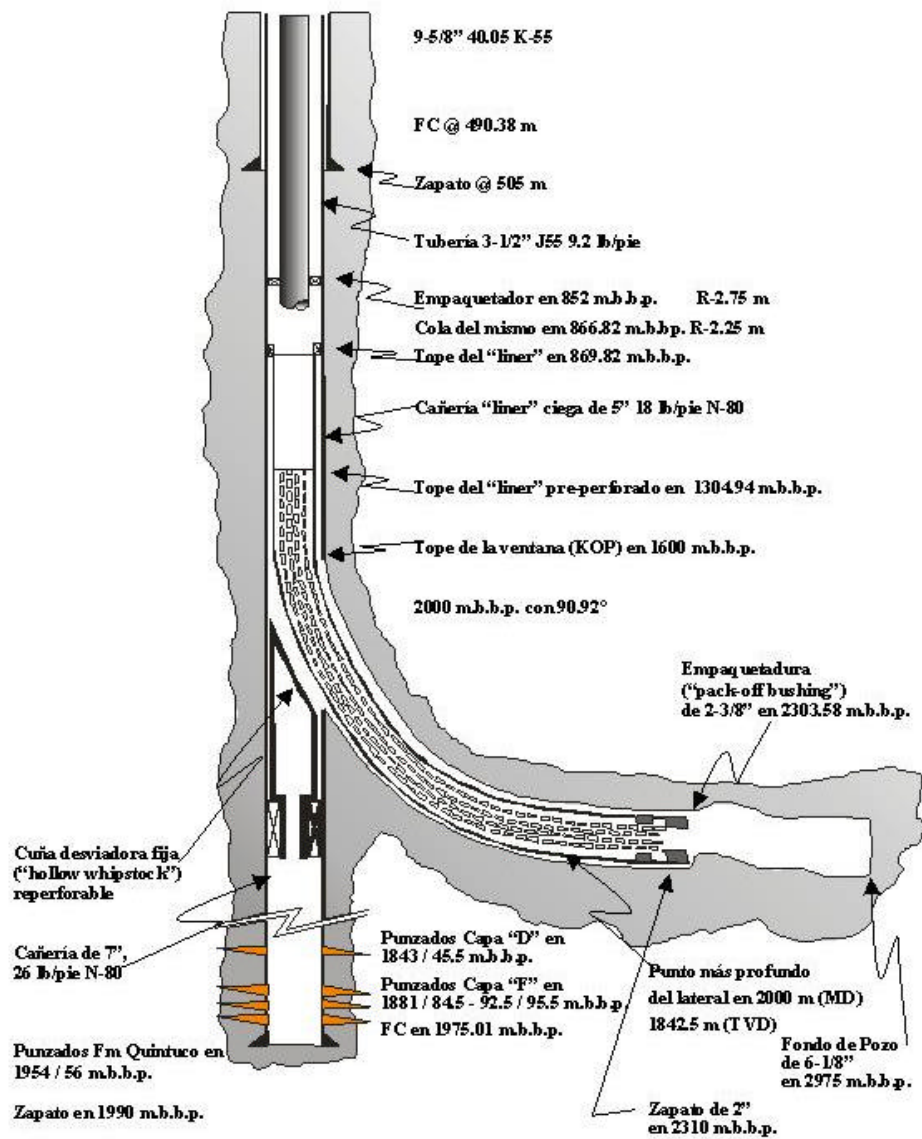


Fig. 18 –Instalación Final del Pozo Horizontal de Reentrada SCH-17h.

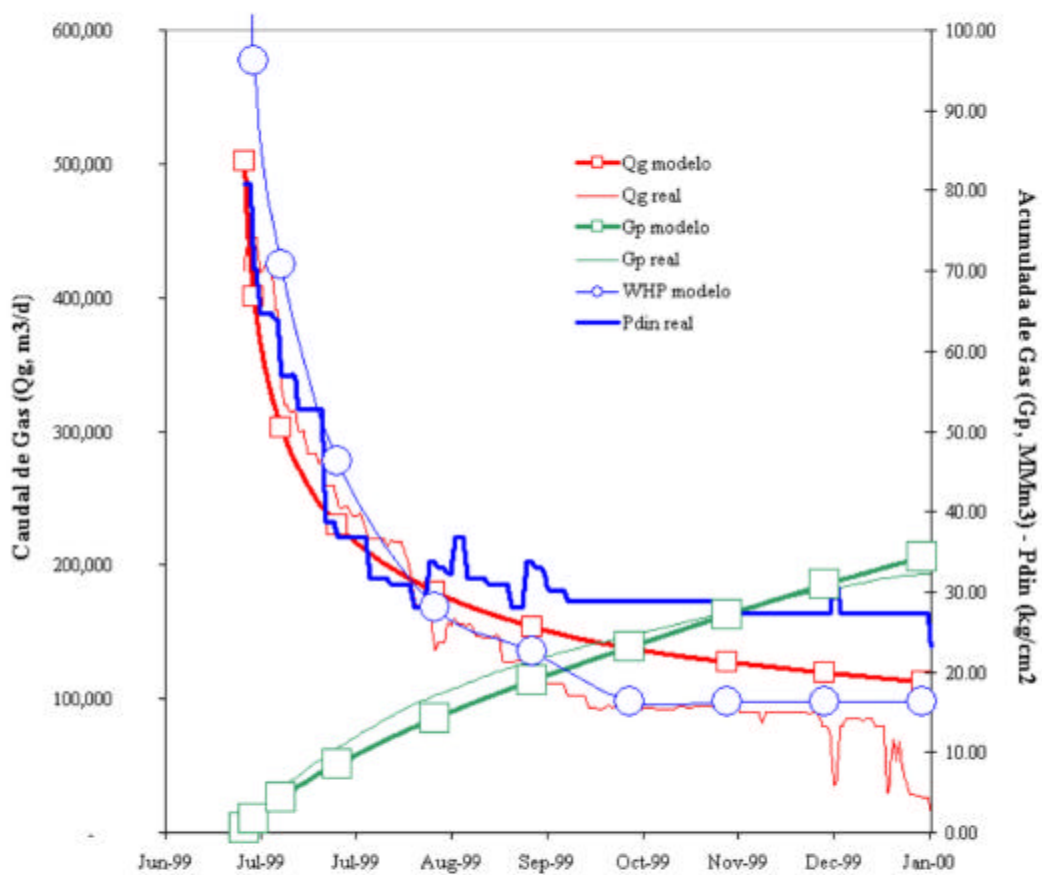


Fig. 19 – Seguimiento del Caudal de Gas y Acumulada del Pozo SCh-17h vs Pronósticos.

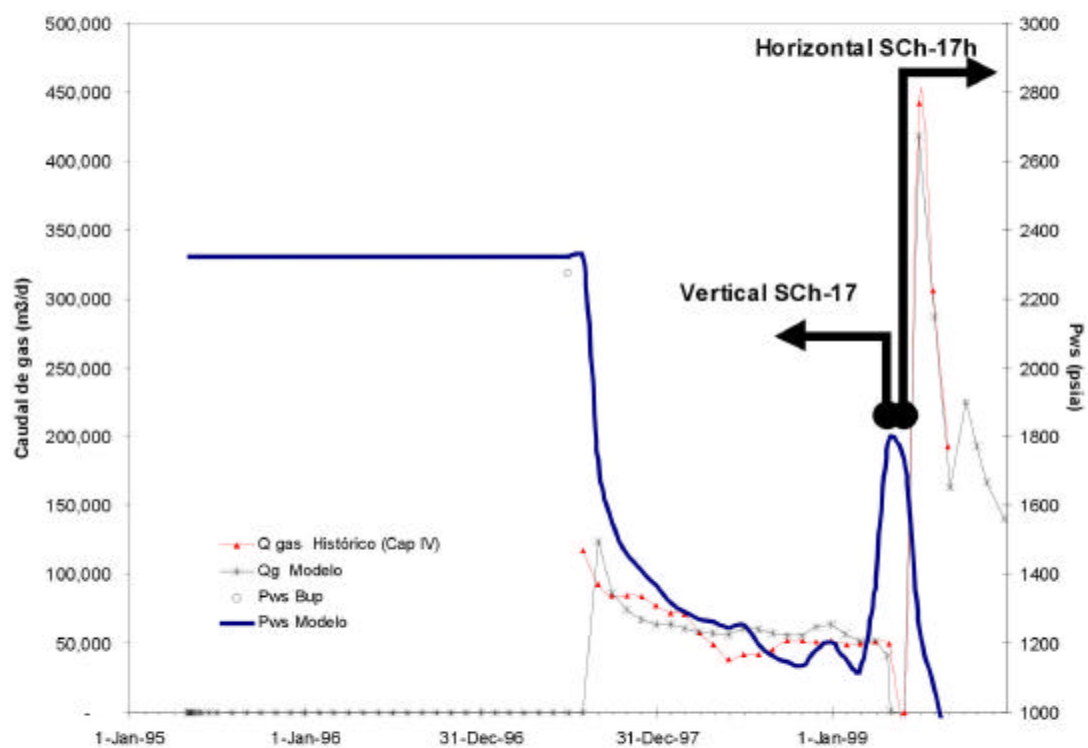


Fig. 20 – Ajuste de la Historia de Producción de los Pozo SCH-17 y SCH-17h con el Modelo Numérico de todo el Yacimiento Sierra Chata.

CURRICULUM VITAE DE LOS AUTORES

CARLOS A. SANZ

Carlos A. Sanz es Ingeniero Químico egresado de la UNLP y obtuvo postgrados en Ingeniería en Petróleo de la UBA y del Master en el Energy and Mineral Resources Program de la Universidad de Texas en Austin, TX. Su experiencia profesional abarca tareas docentes en UNLP, de investigación con CONICET y CIC, realizando estudios de recuperación terciaria de petróleo, luego desarrollados para YPF. También fue becado para llevar a cabo un proyecto de investigación en los laboratorios del Departamento de Petróleo de UT en Austin. Posteriormente realizó tareas de Ingeniería de Reservorios en yacimientos y laboratorios de Pérez Companc S.A. Actualmente se desempeña como Ingeniero Senior en Petrolera Santa Fe S.A., cumpliendo tareas de Ingeniería de Producción y de Reservorios. Carlos tiene una experiencia en la industria petrolera de trece años, es autor de cinco publicaciones internacionales y de diez trabajos presentados en diversos congresos nacionales e internacionales organizados por el IAPG y la SPE.

GARY J. NILSON

Gary J. Nilson se graduó como Ingeniero en Petróleo del Colorado School of Mines en 1976, habiéndose registrado como profesional en el mismo estado. Posteriormente obtuvo un Master en Administración de Empresas (MBA) de la Universidad de Phoenix. Trabajó para varias empresas petroleras, como Marathon Oil Co. en Cody, Wyoming y su centro de Ciencia Aplicada en Littleton, Colorado, en estudios de recuperación asistida, y para Wintershall en Denver, Colorado. Se desempeñó como consultor para Resource Enterprises en Grand Junction, Colorado en temas de Ingeniería de la Extracción de Gas de napas carboníferas, y para H.K. vanPoolen & Assoc. en Denver, Colorado como uno de sus directores y miembro de su facultad. Vino por primera vez a Argentina en 1991 como Gerente de Operaciones del bloque Los Chorrillos en Tierra del Fuego, operado por Anderman Smith. En 1995 regresó a Argentina para trabajar con la empresa Petrolera Santa Fe S.A. en la operación del yacimiento El Tordillo, Comodoro Rivadavia. En 1997 fue asignado como Gerente de Ingeniería de la misma empresa.

CHANCELL C. CONDIE

Chancell Condie amerita dieciocho años de experiencia en la industria petrolera y durante los últimos trece años desempeñó diversos cargos en Santa Fe Snyder Corp. Sus tareas en Santa Fe Energy Resources se dividieron entre Bakersfield, California, Buenos Aires, Argentina, y más recientemente en Houston, Texas. Su próximo destino será Jakarta, Indonesia. Su experiencia profesional comprende Ingeniería de Producción e Ingeniería de Reservorios.

MARIO A. DEL PINO

Mario es Geólogo e Ingeniero Geólogo de la Universidad Nacional de San Marcos (Lima, Perú). Mario acredita trece años de experiencia en la industria petrolera, realizando tareas en Sud América, Medio Oriente y Mar del Norte. Llevó a cabo tareas en distintas especialidades geológicas tales como Exploración, Paleontología, Producción y Geología Regional. Actualmente se encuentra a cargo del Departamento de Exploración de Petrolera Santa Fe S.A., la regional argentina de Santa Fe Snyder Corp. Mario es miembro de varias sociedades científicas.