

INVESTIGACION DE UN CUERPO INTRUSIVO MEDIANTE LA PERFORACIÓN DE UN SONDEO HORIZONTAL. ZONA VOLCÁN AUCA MAHUIDA. CUENCA NEUQUINA.

Zencich Silvia, García Daniel G.

YPF S.A.

ABSTRACT

The purpose of the Filomena Side Track drilling (YPF.Nq.F. x-1), which is located in the northwest of the Auca Mahuida Volcano in the Neuquina Basin, was to investigate a structural model to extend the knowledge about fractured intrusives to other areas. The classical approach prior to this study was to search only for stratigraphic or combined traps. The Filomena vertical well intersected a 42 meters sill in the base of the Vaca Muerta Fm. The age of this igneous rock is 12.1 mybp +/- 1 mybp and the petrology sequence is from gabbro to sienodiorite. The side track was designed to research a seismic anomaly placed 350 meters to the southeast of the vertical well. Firstly, a 5 1/2" casing was recovered at 1545 m MD, then a curve with 8 1/2" diameter bit was made to reach an angle of 75° at 3164 m MD. Due to the existence of gas peaks, a liner of 7" was placed inside the sill. The borehole bottom was reached at the 3414 m MD with a 6" diameter bit. The drilling continued 250 meters along the sill, crossing the entire thickness of the intrusive and intersecting the host rock with an angle of 89°.

INTRODUCCIÓN

La zona de estudio se encuentra al nor-noroeste del complejo efusivo volcán Auca Mahuida y aproximadamente a 30 km. al sur-suroeste de la localidad de Rincón de los Sauces, en la provincia del Neuquén (figura 1).

La columna sedimentaria está sintetizada en la figura 2, y representa los depósitos de relleno sedimentario del engolfamiento neuquino en la zona de subsidencia intermedia entre centro de cuenca al oeste y acúñamientos de borde de plataforma al oriente. En la zona de estudio el máximo potencial generador corresponde a las pelitas de la F. Vaca Muerta (Titoniano), asimismo los niveles basales del G. Cuyo Hettangiano y Caloviano presentarían zonas sobremaduras (Wavrek & Lara, 1994).

Uno de los reservorios de la región lo constituyen los cuerpos intrusivos relacionados probablemente al emplazamiento del volcán Auca Mahuida. Por este motivo, en el año 1997 se perforó el sondeo exploratorio vertical Filomena x-1 con una profundidad final de 3250 mbbp, entrando 70 metros en la F. Tordillo (Kimeridgiano). El techo de la F. Quintuco (Valanginiano) se encuentra en 2520 mbbp (-1433 mbnm) con un espesor de 600 metros.

El sondeo atravesó un cuerpo intrusivo de 42 metros de espesor alojado en la base de la F. Vaca Muerta. La edad isotópica del filón es de 12,1 Ma +/- 1 Ma (LCV 1997) y la composición de la roca varía desde gabros hasta sienodioritas (Bermudez y Del Pino, 1998).

Un testigo corona extraído de la zona media del cuerpo muestra que el metro inferior se encuentra disgregado con fragmentos de entre 10 y 15 cm con gran concentración de minerales máficos hacia el núcleo de los mismos. Se observa la combinación de catáfilas de enfriamiento con estructuras de segregación o diferenciación de minerales máficos. No se observan procesos de alteración importantes. Los metros restantes de testigo corona corresponden a una roca masiva con disyunción catafilar grosera y diaclasas subhorizontales. Menos frecuentes y discontinuas son las diaclasas verticales (Bermudez y Del Pino, 1998).

Según Bermudez y Del Pino es posible que la petrofísica de este cuerpo presente un modelo combinado de enfriamiento (catáfilas) al que se le sobreimpone un modelo estructural de diaclasamiento fundamentalmente vertical y subordinado subhorizontal.

Según los registros eléctricos de pozo, el filón presenta tres diferentes zonas: 1) Superior: de muy malas condiciones petrofísicas, incluye el tramo principal del testigo corona; 2) Central: de 4 metros de espesor, presentaba regulares condiciones petrofísicas, incluye el tramo basal del testigo corona con material disgregado; 3) Inferior: de muy malas condiciones petrofísicas.

ANTECEDENTES PETROLEROS

Existen muchos antecedentes de cuerpos ígneos intruidos en el G. Mendoza en la Cuenca Neuquina con una distribución areal importante. El yacimiento Loma Las Yeguas (LLY), provincia del Neuquén (con porosidad por enfriamiento), constituye el más importante productor de filones intruidos en términos de la F. Quintuco con una producción acumulada de 2.847.594 m³ de condensado y 10.289,4 millones de m³ de gas.

También existen antecedentes de intrusivos que afectan el G. Mendoza en yacimientos productivos en la provincia de Mendoza. Estos reservorios presentan porosidad por enfriamiento y fracturación.

El yacimiento Aguada San Roque (ASR) presenta varios cuerpos filonianos que intruyen a las F. Quintuco y Vaca Muerta. El sondeo ASR xp-36 (porosidad por fracturación y enfriamiento) tiene una producción acumulada de 279.292 m³ de condensado y 1.219 millones de m³ de gas. En el sondeo ASR xp-31, luego de lavado ácido, en la última hora surgió libre 160 l de petróleo de formación con 50% de inyección, quedando con terminación suspendida.

El sondeo El Viejo x-1, ubicado sobre la ladera norte del Volcán Auca Mahuida, presentó varios cuerpos intrusivos de regulares condiciones petrofísicas en la base de la F. Vaca Muerta, los cuales quedaron luego de acidificar con 600 l/h con 12% de petróleo.

ANTECEDENTES DEL POZO VERTICAL

Durante la perforación del sondeo Filomena x-1, los valores promedios de gas total registrados fueron de 160000 ppm y los máximos de 264000 ppm con una cromatografía de C1= 11%, C2= 9%, C3= 12%, C4= 27% y C5= 41%. Fueron documentados rastros de hidrocarburos castaño medio frescos con fluorescencia directa parcial, amarillo blanquecino brillante y por extracción rápido, difuso amarillo pálido.

Durante la etapa de terminación fue ensayada la parte central del cuerpo ígneo y la roca de caja superior e inferior con resultado final en conjunto de 270 l/h con 40% de petróleo de formación con gas combustible, acumulando 61,4 m³ de petróleo durante el ensayo. Inicialmente el pozo tuvo una producción surgente por 43mm de la roca de caja inferior de 4500 l/h con 75% de petróleo, densidad 0,82 g/l, por pérdida de hermeticidad del packer, se ensayó nuevamente constatándose una producción de 500 l/h con 85% de petróleo.

La roca ígnea y la roca de caja superior e inferior fueron ensayadas por separado, obteniéndose por pistoneo 200 l/h con petróleo 70% y 530 l/h con el 12% de petróleo, respectivamente. Previo a esto, se registró presión de capa con memory y amerada colgada a los punzados inferiores, evidenciando comunicación franca por formación y una evidente depletación del mismo. A posteriori, luego de haberse estimulado ácidamente capa por capa, se fracturó hidráulicamente en conjunto arrojando el resultado anteriormente mencionado.

Los datos aportados durante la etapa de terminación del pozo vertical sugieren que aún cuando los 15 metros centrales del filón podrían corresponder a un sistema cerrado (porosidad primaria) de regulares condiciones petrofísicas, los ensayos de presión muestran que existiría comunicación a través de fracturas del cuerpo del filón con la roca de caja inferior y superior (Loza, 1998). Ese intervalo se perforó con densidad controlada, no obstante el sondeo se encontraba en semisurgencia, denotando que el reservorio presentaba condiciones iniciales levemente sobrepresionado.

CONSIDERACIONES ESTRUCTURALES

La zona de estudio se encuentra ubicada en la estribación noroccidental del volcán Auca Mahuida, el cual forma un anticlinal asociado a ese evento extrusivo con gran cantidad de cuerpos intrusivos relacionados. Toda la zona excepto el anticlinal relacionado al volcán, no presenta estructuración importante. Las estructuras de escaso relieve en general constituyen espolones positivos asociados principalmente a fallas verticales.

Estas fallas verticales afectan desde basamento (cuando la sísmica permite su identificación) hasta los sedimentos de G. Neuquén. Sin embargo, no se reconoce deformación importante en superficie asociada a estas fallas.

Si bien la sísmica no es de muy buena calidad, es posible observar en secciones sísmicas en serie, principalmente las de dirección NW-SE, una secuencia de fallas verticales con relieve alternante positivo-negativo-positivo desde el suroeste a noreste (figura 3). Esta secuencialidad, la verticalidad y los cambios de pendiente a lo largo del plano de falla permiten suponer que se trata de fallas de desplazamiento de rumbo.

Los sistemas de fallas asociados con desplazamientos de rumbo se conocen como transcurrentes, si son de escala regional, o de desgarre, si son de escala local (Twiss & Moore, 1992). La deformación asociada a estos sistemas es puramente de traslación y se concentra en la zona de falla. Cuando se produce un curvamiento en el plano de falla (visto en planta) se generan dos tipos de dúplex. Uno de ellos es la flor positiva, relacionado con la compresión, y el otro es la flor negativa, relacionada con la extensión (Twiss & Moore, 1992). La geometría y la distribución de las estructuras observadas en el ámbito del sondeo Filomena indicaría que se encuentra en un dúplex de tipo extensivo (figura 4).

Los procesos macrotectónicos, esto es el proceso de deformación y principalmente la fracturación producida como consecuencia de los esfuerzos actuantes, son más importantes cuando el material involucrado es competente, como son los intrusivos, que cuando es dúctil el cual se deforma plásticamente, con casi ninguna fracturación.

El volumen de roca comprendido dentro del dúplex presentaría rasgos de macrofracturación al ser afectado por un sistema de esfuerzos extensivos. En la medida que la deformación aumenta de magnitud se produce mayor ruptura dentro del dúplex, principalmente en la zona de cizalla, generando bloques menores.

Los procesos microtectónicos se refieren a las variaciones producidas en la petrofábrica de las rocas afectadas por las presiones porales originadas por los fluidos que contienen. En las rocas de origen ígneo se habla de condiciones intrínsecas a la formación de los cuerpos, esto es casi al momento de la intrusión, por lo que existen cuerpos con condiciones favorables de porosidad y permeabilidad desde el momento mismo de la intrusión.

Existen dos aspectos importantes a tener en cuenta en este tipo de reservorio. Uno de ellos es el tipo e intensidad de la deformación, y el segundo la competencia del material involucrado. La conjugación de ambos procesos macro y microtectónicos es importante en la generación de porosidad.

PROPUESTA DE DESVÍO Y HORIZONTALIZACIÓN

La petrofísica del testigo corona extraído en el sondeo F x-1 sugiere la existencia de dos modelos de porosidad, probablemente los dos primeros se hayan producido inmediatamente luego de la intrusión, y el tercero posteriormente. Al primero, de enfriamiento (catáfilas), se le sobrepone un modelo petrológico de diferenciación y/o segregación (bandas y venillas claras y oscuras). El otro, es un modelo estructural de diaclasamiento fundamentalmente vertical y otro horizontal subordinado (Bermudez y Del Pino, 1998).

El modelo propuesto para el desvío (side track) del sondeo F x-1 considera que los esfuerzos aplicados en un sistema de dúplex compresional y extensional son máximos dentro del área comprendida entre las fallas limitantes (cizalla) y casi ninguno fuera de ella. Esto explicaría la ausencia de fallamiento importante en el testigo corona.

El modelo extensional que se desarrolla al sudeste de Filomena, era básicamente el más apto para generar mayor fracturación en rocas competentes (debido a que éstas no resisten esfuerzos extensivos). Por otra parte, se esperaba mejorar substancialmente la porosidad efectiva del tramo central el cual combinaría ambos procesos, enfriamiento y fracturación.

Por tal motivo, se propuso investigar una zona de pérdida en la continuidad de los reflectores sísmicos, ubicada a 350 metros al sudeste del pozo vertical. Atravesar aproximadamente 200 metros del filón dentro de un dúplex extensivo, la roca de este modo se encontraría fracturada (figura 5).

PLANIFICACIÓN DE LOS TRABAJOS DE DESVÍO Y HORIZONTALIZACIÓN

La planificación se desarrolló teniendo en cuenta algunos aspectos técnicos a fin de tomar la mejor decisión en cuanto a la factibilidad del proyecto. No solamente se debía localizar el filón a 350 m de sección vertical, sino que también había que navegarlo sobre las coordenadas de la línea sísmica YDK1 208 (2D), puesto que sobre ella se interpretó la zona de discontinuidad asociada al modelo estructural presentado, de esa forma se podría tener control sobre la evolución de la perforación.

El pozo original tenía tres cañerías entubadas, guía de 13 3/8" a 350 mbbp, intermedia de 9 5/8" a 1579 mbbp y final de 5 1/2" a fondo en 3250 mbbp.

Se tomaron dos posibles alternativas para analizar: 1) horizontalización desde una ventana abierta en la cañería existente de 5 1/2", perforando con trépano de 4 3/4"; 2) recuperación de la misma (mínimo desde 1540 m), posterior reperforación con trépano de 8 1/2" y luego de 6 1/8".

1) Horizontalización con trépano de 4 3/4": El diseño previsto para ese diámetro sería a partir de una ventana en 2650 mbbp, realizando una curva con una construcción de ángulo de 6° cada 30 metros. Luego de logrado los 90°, realizar un tramo recto de 400 m de extensión. El diseño se realizaría con sondeo de 2

7/8" y portamechas de 3 1/2", se podrían presentar problemas de abastecimiento, debido a que este tipo de herramienta es de uso poco frecuente. La cantidad de metros a desarrollar era considerable por lo que en caso de aprisionamientos o pescas, resultaría crítica la baja capacidad de sobretiro en estos diámetros. La penetración con estos trépanos en filones, como el que se intentaba atravesar, era menor que lo habitual en otras litologías (areniscas), por lo que se esperaba un tiempo de perforación mayor que para otras horizontalizaciones realizadas con anterioridad.

2) Horizontalización con trépano de 8 1/2" y 6 1/8": El diseño se basó en la recuperación de la cañería de 5 1/2", dentro de la cañería de 9 5/8". Sería posible recuperar como máximo hasta 2000m, donde se encontraba el tope de anillo cemento. Con posterioridad, se realizaría un tramo de profundización con 8 1/2" y la curva con el mismo diámetro hasta aproximadamente 90°, siendo este el punto de aterrizaje sobre el filón. Con cañería de 7" entubada se continuaría perforando el tramo horizontal. Aunque se objetaba que con esa alternativa se produciría la pérdida de buena parte del pozo vertical, el hecho de trabajar con herramientas de uso habitual y con mucha experiencia en este tipo de pozos justificaba esa opción.

ASPECTOS TOMADOS EN CUENTA PARA LA EVALUACIÓN GEOLÓGICA DEL PROYECTO

Las condiciones de geonavegación a través del filón serían muy diversas, por las distintas características petrofísicas que posee el mismo. Esa variedad estaba dada por los distintos grados de alteración, principalmente físico, que proveían diferentes grados de compactación. Se decidió contratar un servicio de control geológico que tuviera equipamiento de cromatografía de alta resolución y velocidad, a fin de detectar en tiempo real las diferencias inconfundibles de relaciones cromatográficas y gas total existentes entre la roca de caja superior y el tope del filón, que sería el "landing point".

Además se programó, pero por falta de disponibilidad de equipos no se pudo realizar, la perforación en desbalance (Underbalanced Drilling), condición que hubiera resultado importante 1) para la preservación de la potencial productividad del reservorio, 2) para la detección en tiempo y longitud horizontal de los cambios de flujo y calidad del mismo, 3) estabilidad y comportamiento de la roca en la parte más alterada del filón productivo.

Por último, se diseñó un operación de perfilaje asistido para tratar de recuperar la mayor cantidad de información posible de las características petrofísicas del reservorio, seguido de un DST tipo Barefoot y con lectura en superficie para analizar la performance del mismo en tiempo real.

OPERACIONES A POZO HORIZONTAL Y CARACTERIZACIÓN DEL RESERVORIO

A) Perforación

Luego de abrir una ventana y colocar la cuña en cañería de 9 5/8", en la profundidad de 1545 mbbp comienza la perforación del "side track", en pelitas correspondientes a la Fm Rayoso. Previamente, se había detectado punto libre por debajo de esta zona o sea muy por encima de donde el perfil de cemento indicaba cañería libre (figura 6).

Al presentarse ese problema, se diseñó un pozo paralelo vertical con solo 3° de inclinación hasta los 2800 mbbp para avanzar lo más rápido posible y recuperar lo perdido en la apertura de la ventana. Desde allí el grado de severidad pasaba de un valor promedio de 0,5° cada 30 m hasta 9° cada 30 m en 3164 md (3063 tvd), ya dentro del filón por las manifestaciones de gas que se presentaban se entubó liner de 7".

La inclinación lograda en ese punto fue de 75° y un distanciamiento en la sección vertical de 250 m, inferior a la programada que era de 350 m y con 85° de inclinación y 3056 de tvd. Este inconveniente se produjo por no poder navegar con un grado de mayor severidad sin que se presentaran problema en las maniobras futuras. Esto hizo que se decidiera entonces aprovechar la pendiente regional estimada en 3°, de este modo sin horizontalizar totalmente la trayectoria se lograría atravesar el filón hasta la roca de caja basal en 3388 md (3079,9 tvd), con profundidad final del pozo en 3414 md (3084 tvd).

La detección de gas del filón durante la perforación tuvo un pico máximo de 654.441 ppm en 3155 md (3061 tvd), con un "background" de 220.000 ppm, razón por la cual el pozo fue entubado con liner de 7" para no perder zonas productivas, teniendo en cuenta que el filón iba a quedar en producción a pozo abierto, si la petrofísica de la roca lo permitía, o a lo sumo con un casing ranurado.

La cromatografía fue muy diferente a la del pozo vertical teniendo en su composición C1= 89%, C2= 7%, C3= 2%, IC4= 1% e IC5= 1%. El Ratio Análisis indicaba gas seco a gas para toda la extensión de la roca ígnea lo que indicaba un reservorio con propiedades diferentes al del pozo vertical.

B) Operación de perfilaje

Con fondo en 3414 md se realizaron las tareas de perfilaje final, corriendo a cable una carrera de Gamma Ray de 3150 a 1450m de correlación con el pozo vertical, y carrera asistida con DLL/Pex/BHC/IDL/CNL desde 3396 a 3158md.

Con el objeto de evaluar la fracturación esperada en el filón, se registró un doble lateroperfil azimuthal ARI para la obtención de una imagen de pozo. Esto fue debido a que las 6" de diámetro del trépano utilizado, no resultaba aconsejable para perfilar con la herramienta de imágenes microresistivas (FMI), a pesar que se estaba realizando una maniobra asistida con TLC. Debido a problemas operativos surgidos a partir de la mordedura del cable, durante las maniobras conjuntas entre el equipo de perforación y de perfilaje, se decidió no continuar con el programa que incluía la obtención de una imagen acústica (UBI).

Como se analiza un registro de imagen correspondiente a un perfil de resistividad cuya resolución vertical es pobre, comparado con la de una imagen microresistiva y realizada en un pozo horizontal, es necesario adoptar algunas premisas básicas para el caso bajo análisis.

Las alteraciones producidas superficialmente en la pared del pozo, como pueden ser las fracturas inducidas quedarían fuera de la resolución de esta herramienta.

Las fracturas horizontales y coincidentes con el ángulo de inclinación del pozo, por ej. 90° pueden ser ocasionalmente confundidas con "breakouts", si la dirección de máximo esfuerzo principal (σ_1) es horizontal.

Las fracturas verticales abiertas se ven como horizontales, pero con la ventaja de tener un alto porcentaje de probabilidad de ser fracturas y no ser confundidas con niveles delgados conductivos o con contactos de capa, dado que estos últimos serían paralelos a la dirección del pozo.

Las fracturas subverticales se "ven" como fracturas subhorizontales y viceversa.

No es posible el reconocimiento de microfisuras debido a la resolución limitada de la herramienta.

Siguiendo los patrones de interpretación que se emplean para la identificación de fracturas en los registros de imágenes microresistivas y acústicas, con la salvedad de conocer las limitaciones de una imagen que no había sido orientada (GPIT), aunque la operación con TLC haya suavizado los movimientos de la sonda, se han reconocido fracturas verticales, fracturas subverticales y fracturas subhorizontales (figura 7). No se puede descartar que existan en la imagen figuras representativas de fracturas horizontales aunque las mismas resultan muy difíciles delinear (Glorioso, 1998).

C) Ensayo de formación a pozo abierto

Luego de reconocer en los perfiles de porosidad y rayos gamma dos tipos distintos de petrofísica, se realizó un ensayo de formación a pozo abierto (DST) con packer en cañería, situado en 2988 md. La desviación del pozo era de 39°, de este modo se evitaba la limitación que posee el lector de superficie (SRO) para la conexión en ángulos mayores a los 40° (figura 8).

El pozo fue presurizado por directa con N₂, para reducir la diferencial a través de la válvula LPR, posteriormente se presurizó el espacio anular con 1700 psi, y se abrió la válvula que descomprime lentamente la directa por orificio de 8mm. Al no contar con manifestaciones del pozo se decidió bajar la sonda para constatar nivel de fluido, encontrándose variaciones de presión en aproximadamente 1800m.

Se utilizó coiled tubing, inyectando N₂ para aliviar la columna, y se realizó una recuperación de presión, para lo cual se cierra la válvula LPR antes de sacar el coiled y se procede posteriormente a bajar la sonda y enganchar en la válvula modelo E, presurizando el espacio anular para una apertura de 15 minutos, luego un cierre de 1 hora y posteriormente un flujo de 1 hora con un cierre final de 10 horas.

A partir de la sexta hora de cierre se observó un comportamiento anormal de presión, probablemente ocasionado por un severo efecto de redistribución de fases (Mattar 1992). Este fenómeno consiste en gas y líquido en movimiento dentro del pozo, causando que la presión aumente rápida y significativamente, el exceso de presión es aliviado descargando fluido desde el pozo hacia el reservorio. Otra forma de redistribución de fases es la migración de gas a través de una columna de líquido lo que podría entenderse como un burbujeo, este fenómeno es notorio en la recuperación de presión posterior al cambio de pendiente.

Debido a este efecto no fue posible realizar una interpretación de los datos obtenidos del ensayo, donde luego de casi 10 horas de cierre la recuperación de presión había salido de un período de almacenamiento para ingresar en otro e inclusive la recuperación de presión mostraba aún una pendiente creciente (figura 9).

El análisis de la derivada se realizó comparando con las curvas tipo de Fair (1981) que son para el análisis de recuperación de presión con efecto de redistribución de fases en el wellbore y comprobó que este fenómeno se estaba lamentablemente produciendo (figura 10).

Se decidió suspender el ensayo y retirar la herramienta donde se observó que por las críticas condiciones de temperatura y arrastre en cañería las gomas del packer salieron en malas condiciones. Este problema si bien no afectó al ensayo en sí, complicó el pasaje del coiled tubing a través del packer que fue bajado a posteriori y que fue fijado en 2991md, para, que a través de él, y con N_2 se pudiera desplazar el resto de fluido de la cámara, tratando así de identificar el aporte de formación. El mismo fue un volumen de agua de 3,5 m³ con un contenido de cloruros iguales al agua gelificada inyectada en la operación de desplazamiento, más un porcentaje de hidrocarburo (3%), similar al contenido durante la perforación para lubricidad de la herramienta con un pico de gas máximo de 354.000 ppm.

Al no aportar el pozo fluidos en cantidades económicamente rentables se realizaron 2 tapones de abandono, el primero de 3176 a 3062md y el otro de 1458 a 1373 mbbp.

La trayectoria final del sondeo en sección vertical y horizontal (figura 11) indican que el sondeo cumplió con el objetivo propuesto de investigar la probable zona de fallamiento reconocida en la sección sísmica YDK1 208, la falta o escasez de fracturación como potencial generador de reservorio se explica asumiendo que: a) que los esfuerzos actuantes no fueron lo suficientemente intensos o prolongados como para fracturar la roca ígnea; b) el cuerpo ígneo fue intruído con posterioridad al fallamiento.

CONCLUSIONES

El pozo desviado constató la presencia del cuerpo intrusivo en la profundidad propuesta. Las etapas de perforación y evaluación final permitieron aproximar las siguientes aspectos:

- 1 - No se observaron cambios petrológicos entre los dos sondeos.
- 2 - Solo se observaron rasgos menores de fracturación. Existiendo las siguientes posibles respuestas:
a) el filón capa fue intruído con posterioridad al fallamiento, b) el sistema de esfuerzo no genera fracturación importante.
- 3 - No fue posible reconocer mediante cutting y perfiles eléctricos la misma zona central de fragmentación mecánica.
- 4 - Las distintas cromatografías obtenidas en ambos sondeos permite suponer que ambos reservorios son cerrados e independientes. Esto explica la evidente depletación que sufrió el reservorio en el pozo vertical.

AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen al Dpto. Exploración Regional Oeste por la autorización del trabajo, y a los siguientes profesionales que colaboraron en la ejecución del proyecto: Tomás Zapata, Francisco Dzelalija, Antonio Prioretta, Darío Collareda, José Loza, Juan Carlos Glorioso y Roberto Dominguez. Agradecen la lectura crítica efectuada por el Lic. Nestor Bolatti.

LISTA DE TRABAJOS CITADOS EN EL TEXTO

- Bermudez, A. y D. Del Pino, 1998. Estudio de Testigos Coronas de rocas ígneas intrusivas reservorios de hidrocarburos y de las secuencias extrusivas del Volcán Auca Mahuida. *Informe Interno. YPF S.A. Neuquén, Argentina.*
- LCV S.R.L., 1997. Sondeo YPF.Nq.F x-1 (2° CCC). Estudio Petrográfico, Petroológico y Petrofísico. *Informe Interno. Buenos Aires, Argentina.*
- Loza, J., 1998. "Observaciones sobre las características que presentan los filones en algunos sondeos ubicados en zonas cercanas al Volcán Auca Mahuida". *Informe Interno, en terminación. YPF S.A.*
- Glorioso, J.C., 1998. Análisis de la Imagen Resistiva. Proyecto Filomena. Pozo Horizontal. *Informe Interno. YPF S.A.*
- Mattar, L. & M. Santo, 1992. How Wellbore Dynamics Affect Pressure Transient Analysis. *JCPT Vol 31 N°2 pp 32-40*
- Fair, W. B Jr., Abril 1981. Pressure Buildup Analysis with Wellbore Phase Redistribution Effects. *SPE pp. 259-270*
- Twiss, R.J., & Moores, E.M., 1992. Structural Geology. *Freeman and Company ed., New York: 500pp.*
- Wavrek, D., y M.E. Lara, 1995. Neuquén Basin, Argentina: An Integrated Geochemical Study. *Earth Sciences and Resources Institute & YPF S.A. ESRI Technical Report 94-08-422.*



Figura 1: Mapa de ubicación zona de estudio.



Figura 2: Columna Estratigráfica.

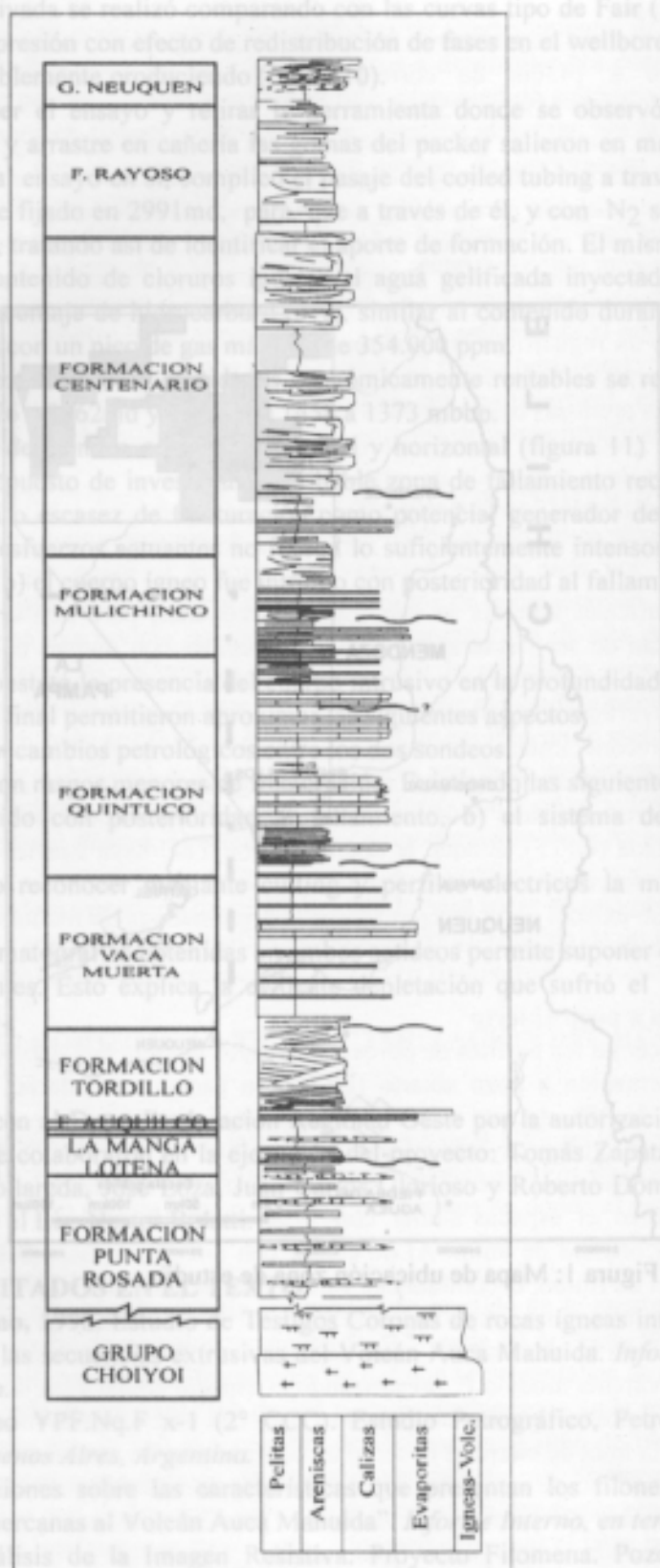


Figura 2: Columna Estratigráfica.

Filomena

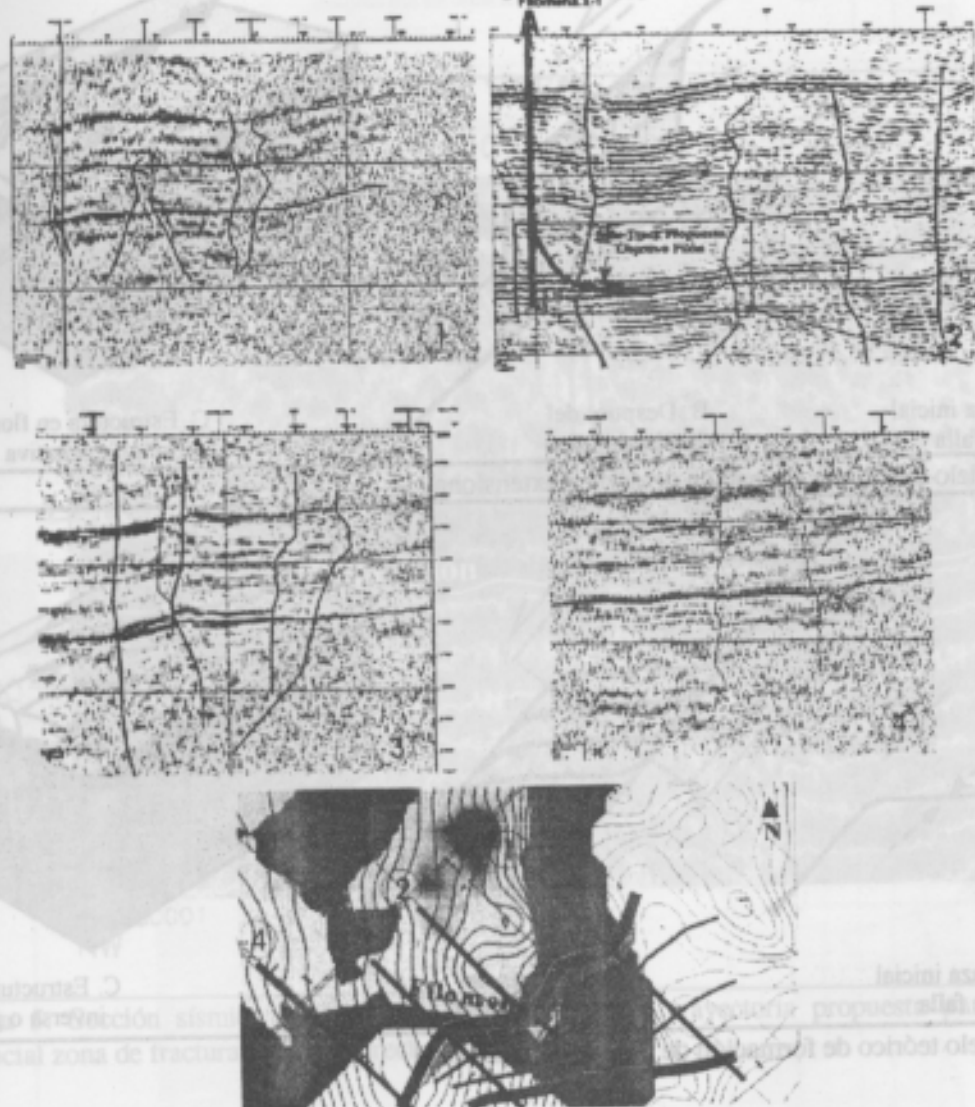


Figura 3: Secciones sísmicas en serie. Se observa en cada una de ellas el arreglo vertical del juego de fallas, y el cambio en la pendiente a lo largo del plano de falla. Obsérvese los cambios en el relieve estructural. El mapa isócrono es tomado de Tomassi E. (1995, sin reporte).

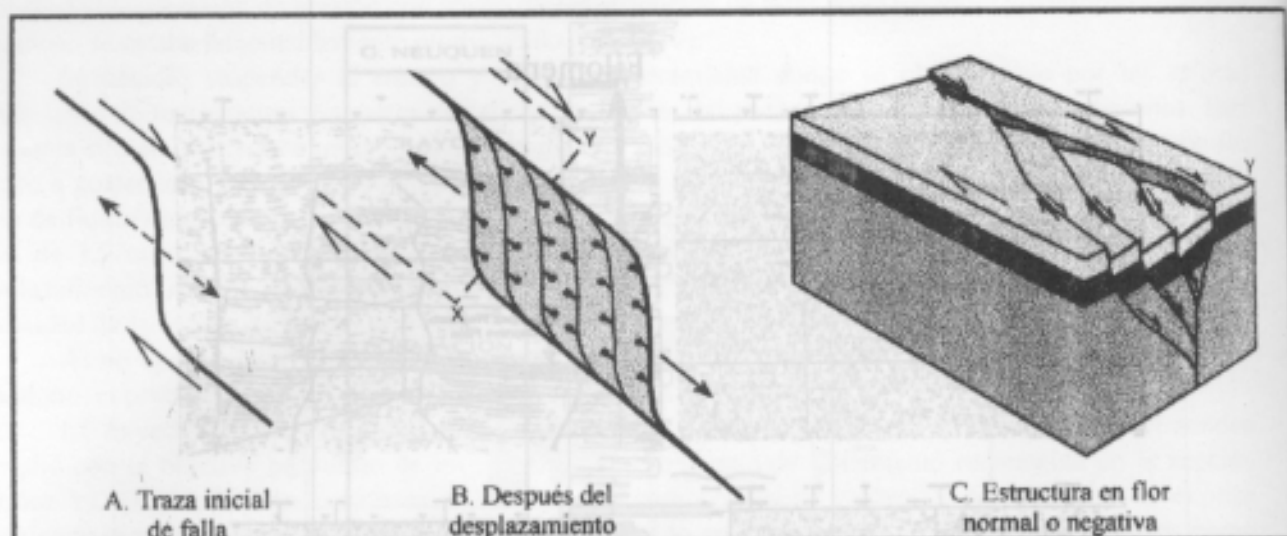


Figura 4a: Modelo teórico de formación de duplex extensional

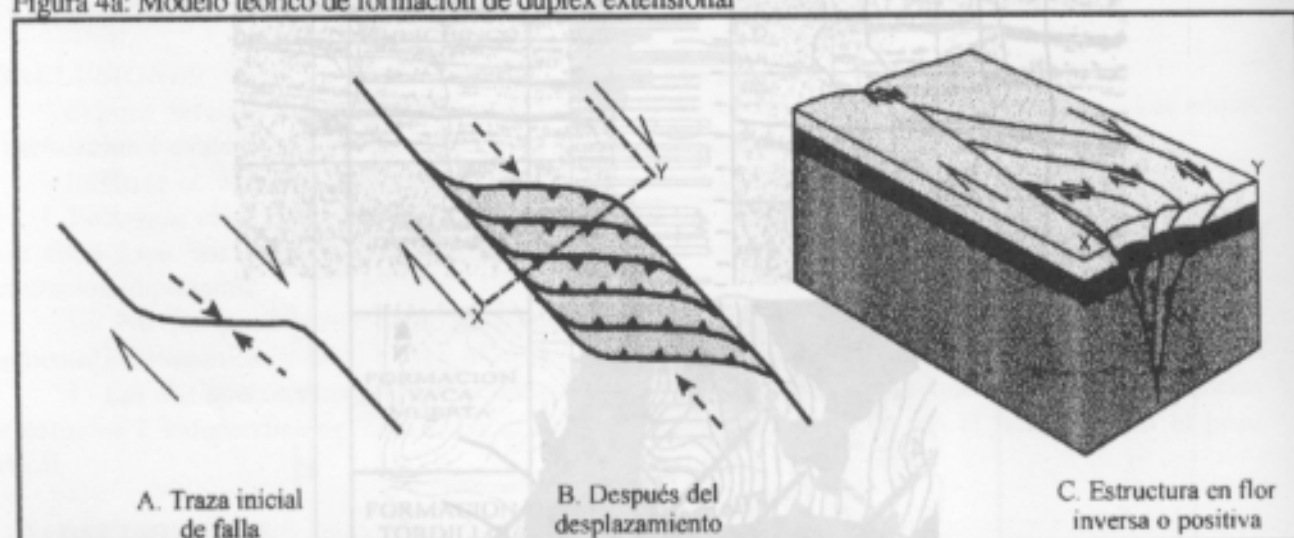


Figura 4b: Modelo teórico de formación de duplex contraccional

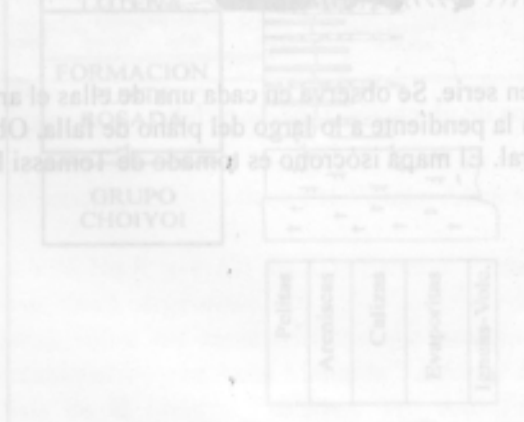


Figura 2: Columna Estratigráfica

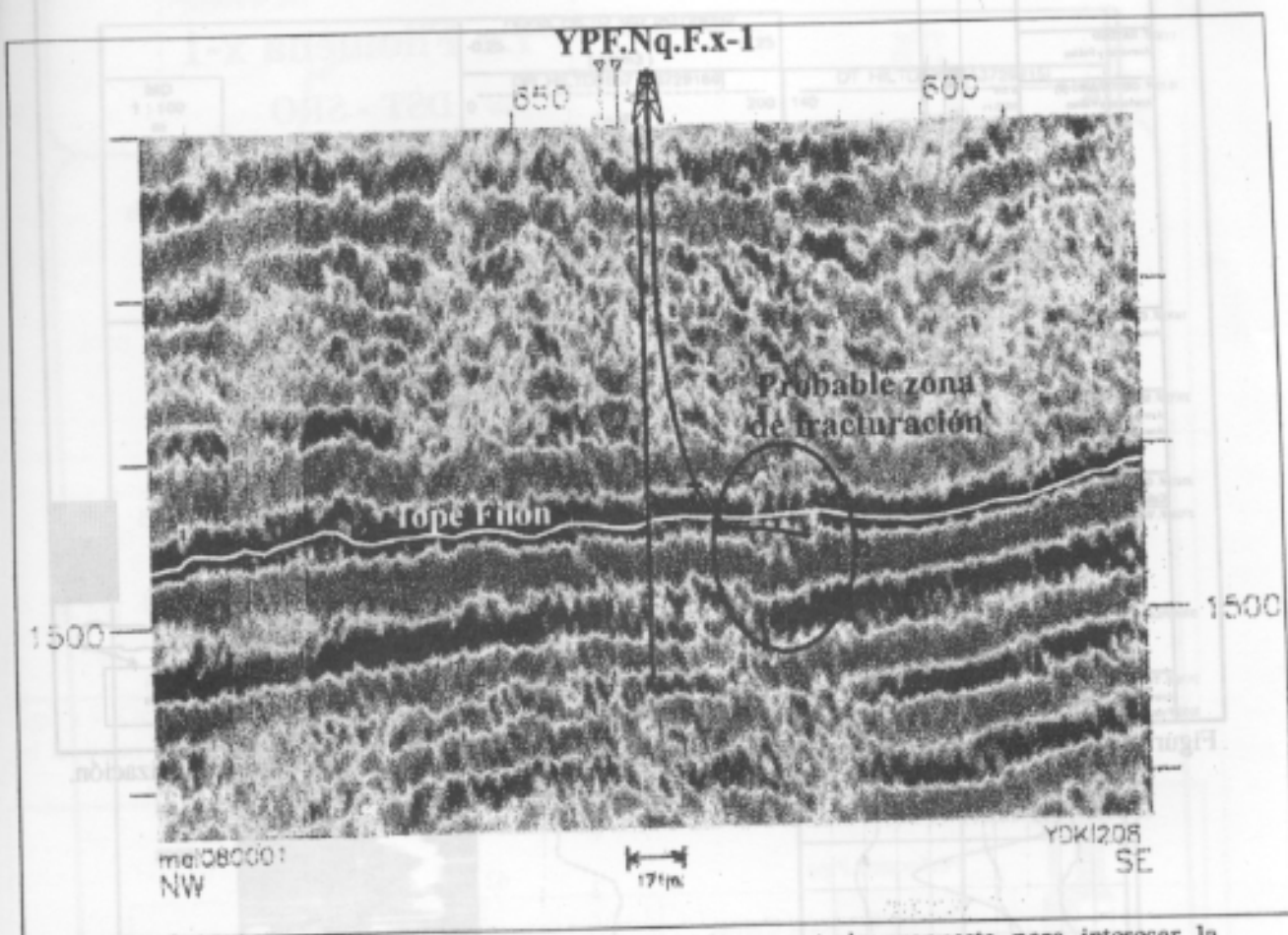


Figura 5: Sección sísmica YDKI 208 (2D) mostrando la trayectoria propuesta para interesar la potencial zona de fracturación a la derecha del pozo vertical.

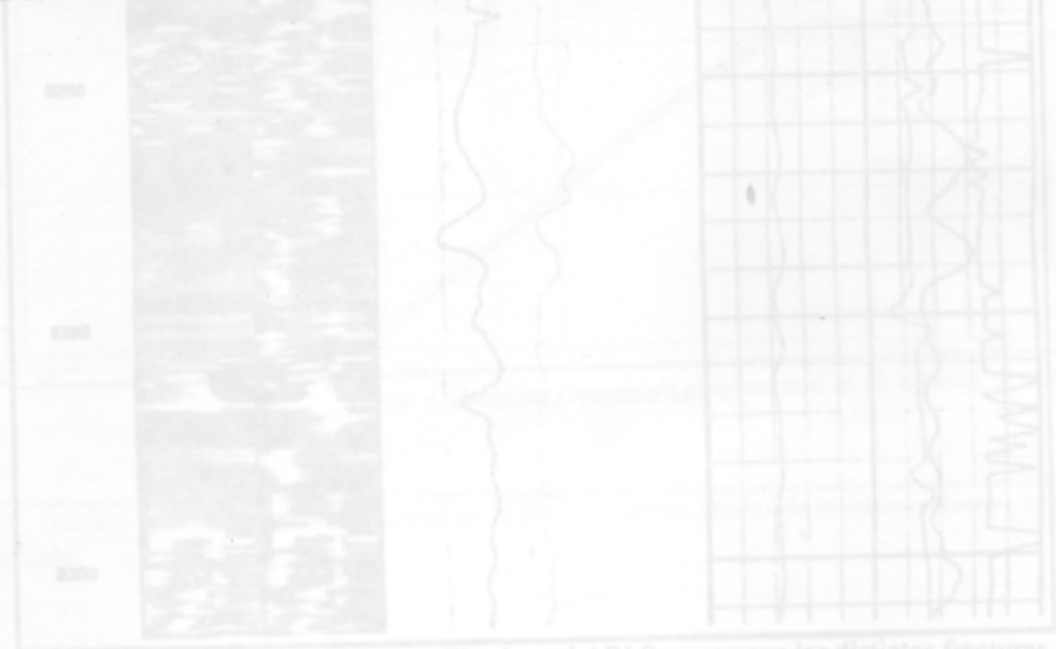


Figura 7: Imagen del doble lateroperfil azimuthal ARI. Se remarcen las distintas fracturas analizadas.

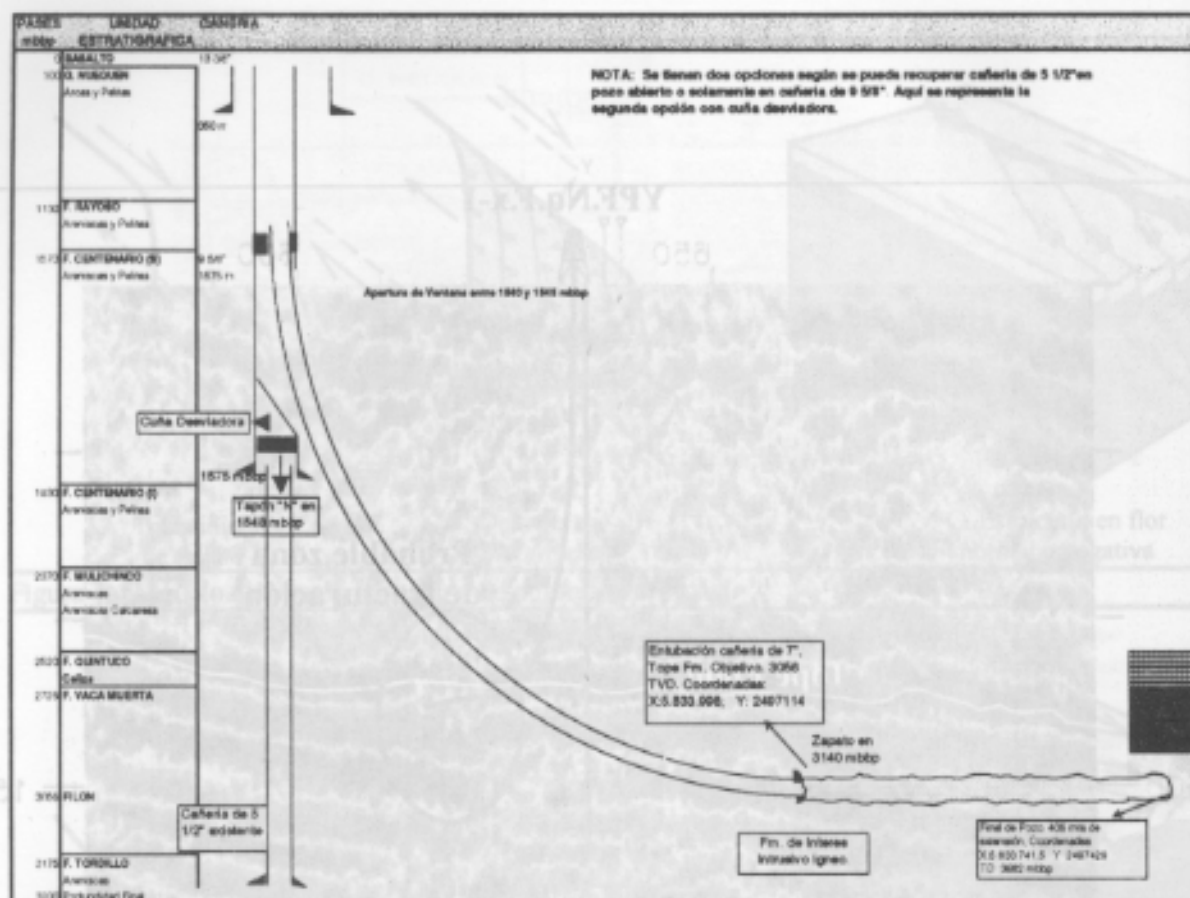


Figura 6: Diagrama con pases formacionales y cañerías previstas para el desvío y horizontalización.

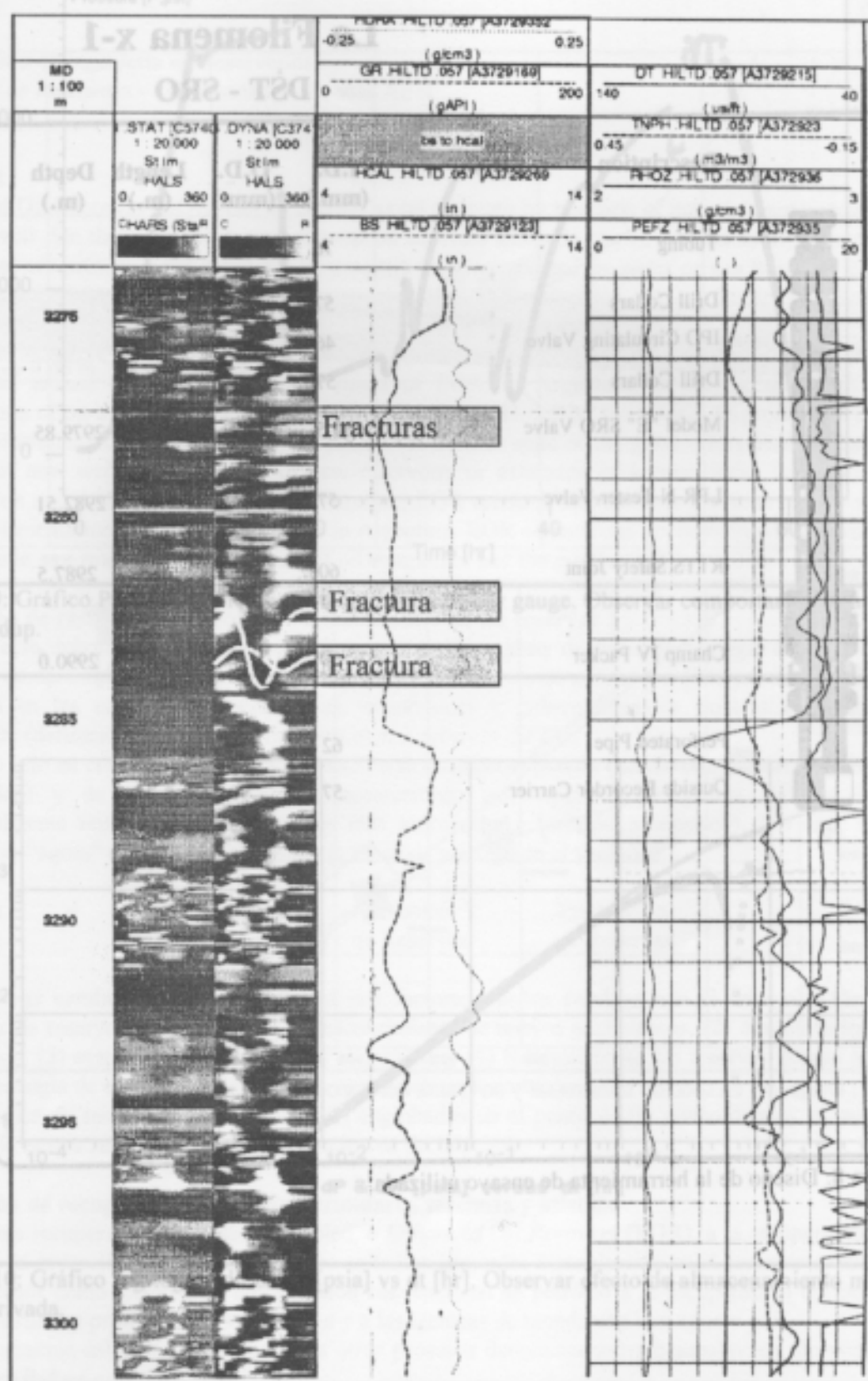


Figura 7: Imagen del doble lateroperfil azimuthal ARI. Se remarcen las distintas fracturas analizadas

YPF S.A.

La Filomena x-1

DST - SRO



Description	I.D. (mm.)	O.D. (mm.)	Length (m.)	Depth (m.)
Tubing	76	89		
Drill Collars	57	121		
IPO Circulating Valve	46	99	0.85	
Drill Collars	57	121		
Model "E" SRO Valve	36.5	99	2.66	2979.85
LPR-N Tester Valve	57	99	4.99	2982.51
RTTS Safety Joint	60	124	1.08	2987.5
Champ IV Packer	60	144	2.98	2990.0
Perforated Pipe	62	73		
Outside Recorder Carrier	57	99	2.36	

Figura 8: Diseño de la herramienta de ensayo utilizada.

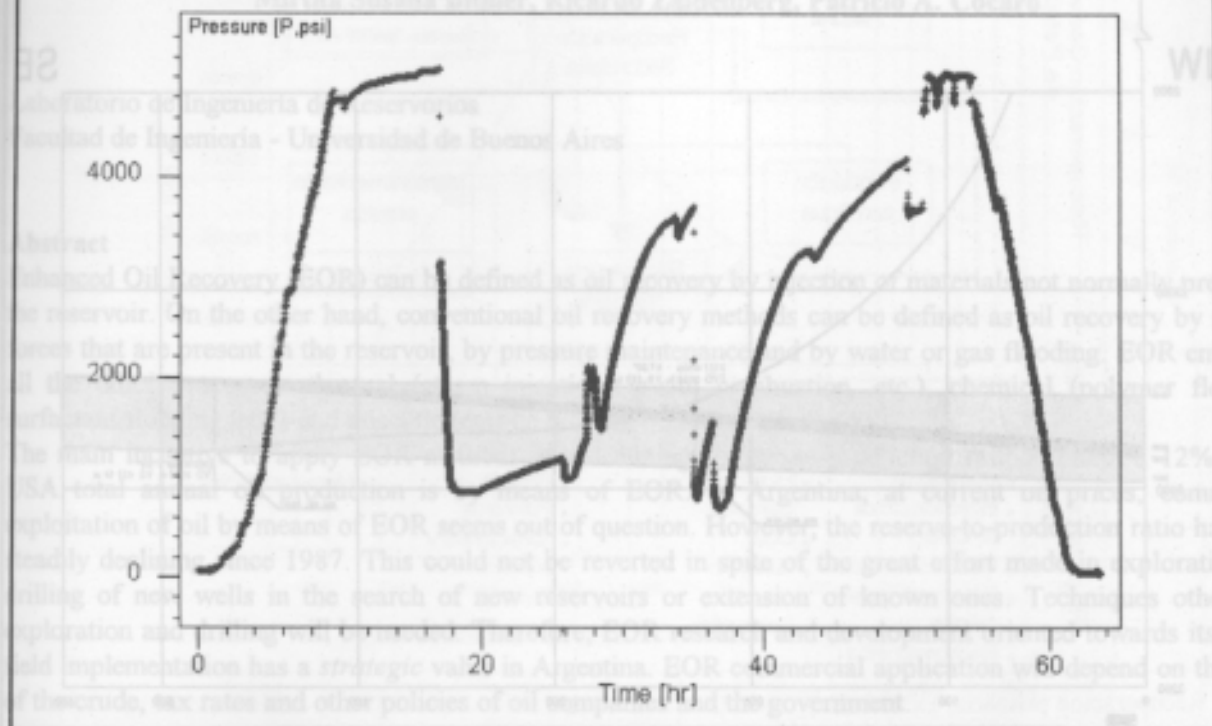


Figura 9: Gráfico Presión Vs Tiempo obtenido del memory gauge. Observar comportamiento anormal del Buildup.

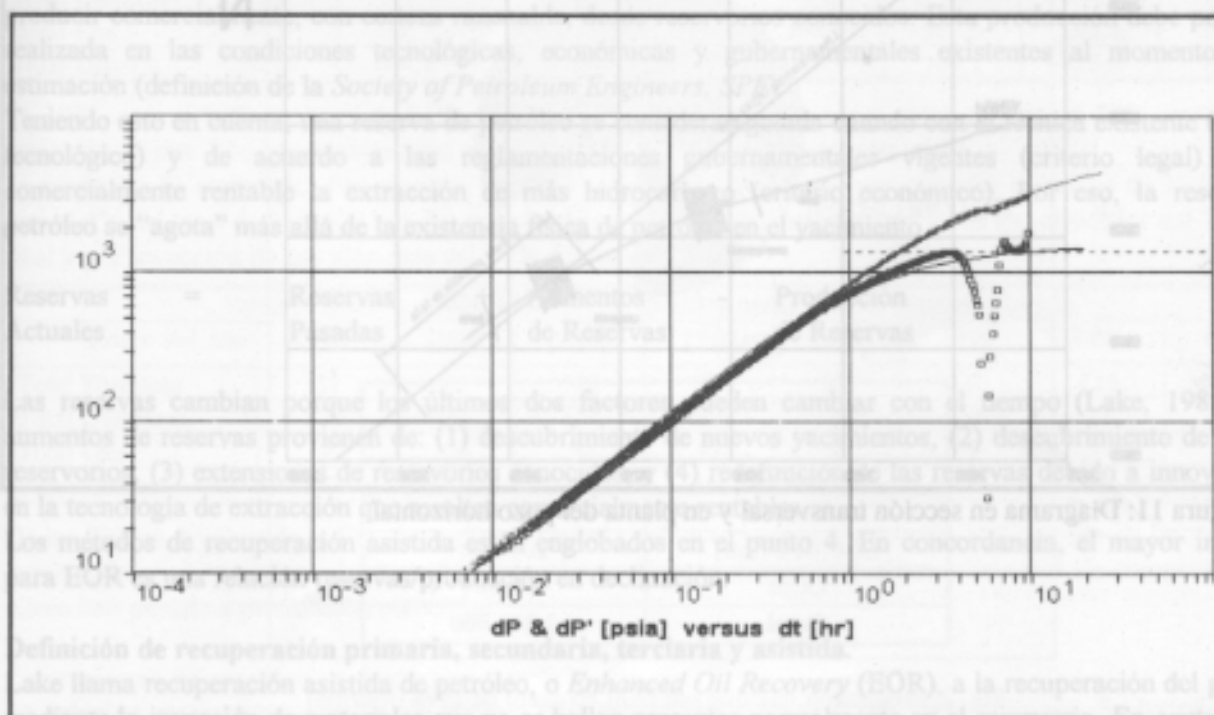


Figura 10: Gráfico log-log de dP & dP' [psia] vs dt [hr]. Observar efecto de almacenamiento múltiple en la derivada.

La recuperación asistida de petróleo, o *Enhanced Oil Recovery* (EOR), a la recuperación del petróleo por las técnicas naturales presentes en el reservorio y a las técnicas de inundación con agua o gas. La recuperación asistida abarca todos los otros procesos denominados tradicionalmente térmicos, químicos y miscibles (Bidner y Scriven, 1977). Esta definición no restringe al EOR a una fase específica (primaria, secundaria o terciaria) de la vida de un reservorio. Los métodos térmicos capaces de disminuir la viscosidad de crudos pueden ser rentables aún aplicándolos en forma primaria o secundaria.

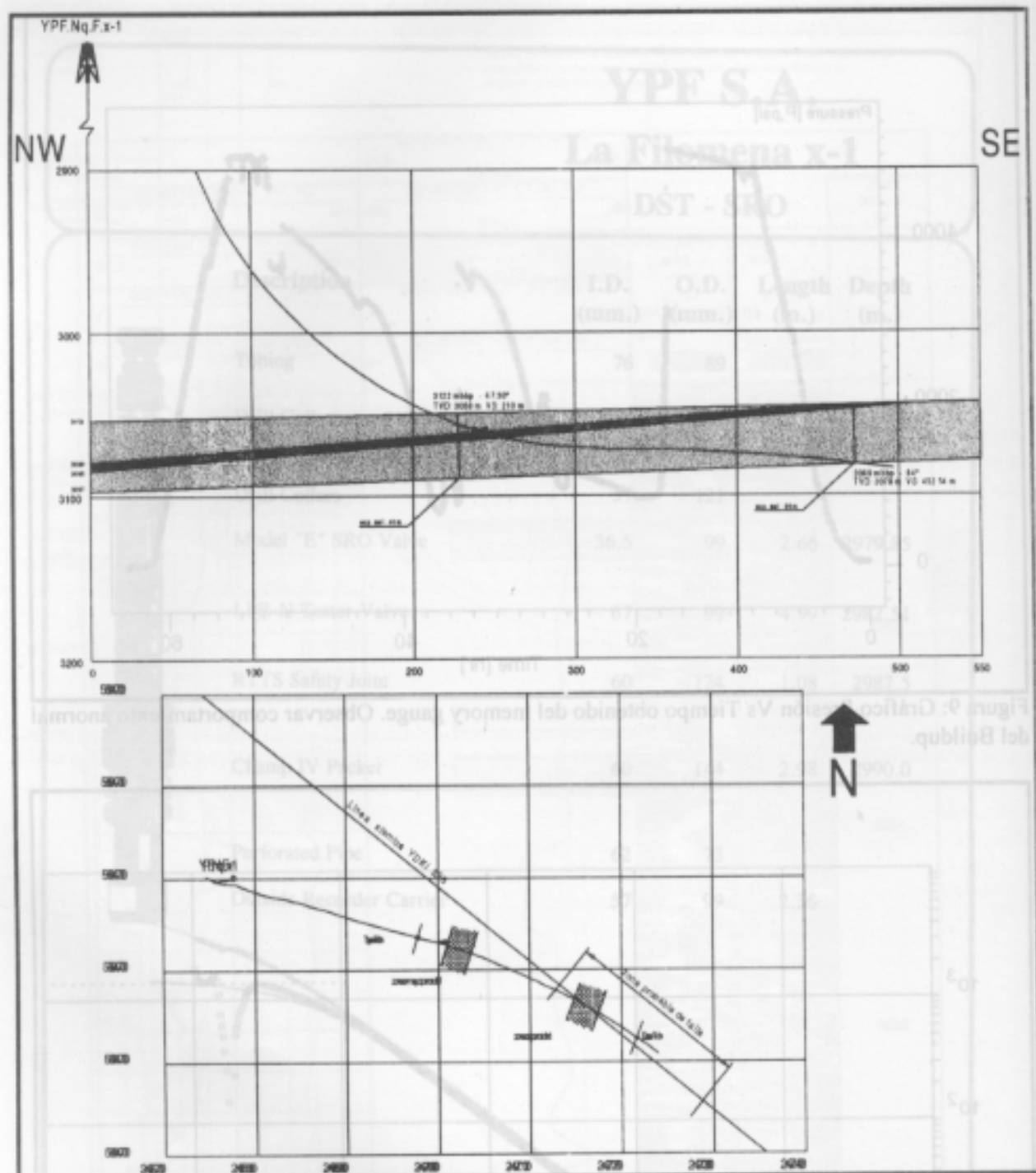


Figura 11: Diagrama en sección transversal y en planta del pozo horizontal.