

DISCRIMINACION ENTRE AGUA E HIDROCARBURO PESADO EN PRESENCIA DE BAJOS CONTRASTES DE RESISTIVIDAD Y POROSIDAD EN EL YACIMIENTO CERRO FORTUNOSO, MALARGÜE, MENDOZA

Daniel Mallimaci

YPF S.A.

Mauricio Federici

YPF S.A.

Alberto Alguero

Baker Atlas

Martin París

Baker Atlas

ABSTRACT

Detection of productive zones and their subsequent evaluation presents some difficulties in Cerro Fortunoso field with respect to resistivity and porosity conventional logs. In this paper, a study has been done based on three wells that have been logged.

Introduction of the Magnetic Resonance log to evaluate porosities and other constants has allowed a substantial improvement on the petrophysical information. At the same time, the electromagnetic propagation tool adds information due to their sensibility in differentiating water from hydrocarbon.

Combination of high resolution acoustic and resistivity images contributes to geological knowledge.

In comparing effective porosity obtained with the Magnetic Resonance tool against porosity obtained from the Electromagnetic Propagation tool it is possible to differentiate zones having residual hydrocarbon. On the other hand, the higher bins of the Magnetic Resonance highlight hydrocarbon production zones and they make a distinction from the water production ones; plus, the residual water saturation computed from this log is of valuable interest in predicting type of producing fluids.

In this paper a quantitative petrophysical interpretation and a Quik-look crossplot where qualitative zones can be seen both are described.

Fractures have great influence in the direction of the fluid movement along the rocks. Therefore, any deep study of the reservoir must take into account an open fracture analysis and related faults that can improve permeability of the beds; same way mineralized fractures and stylolites that may act as barriers with respect to fluid movement.

From images interpretation, attitude of the layers and fractures, kind of fractures and degree of fracture are obtained.

At the same time, image logs discriminate porous beds and they are superior to conventional logs with respect to bed boundary definition because of their great vertical resolution.

Finally, breakout analysis gives the component direction of the actual stress, information that must be taken into account in hydraulic fracture programs.

PROBLEMÁTICA DEL YACIMIENTO

El yacimiento Cerro Fortunoso presenta un grupo de arenas productoras de petróleo pesado (14° API 9, las cuales son difíciles de evaluar por medio de los perfiles convencionales de porosidad y resistividad. Ello es debido a la escasa diferenciación en lo que respecta a los valores de resistividad y porosidad de las sucesivas capas permeables. La salinidad del agua de formación es baja y oscila entre los 2 y 5 gr./l, en tanto que la porosidad varía entre 12 y 20 por ciento. La producción de agua, que acompaña al hidrocarburo pesado, está muy ligada a la relación entre fluido móvil y fluido residual. El perfil de resonancia magnética es de considerable ayuda al determinar las proporciones correspondientes a estos fluidos.

MARCO GEOLOGICO DEL YACIMIENTO CERRO FORTUNOSO

El yacimiento Cerro Fortunoso se ubica en la porción sur de la provincia de Mendoza, a 130 Km. al SSE de la ciudad de MALARGÜE, en el ámbito de la cuenca neuquina.

La unidad productiva es el Grupo Neuquén (Cretácico Superior _ Campaniano) que está constituida por una potente sucesión de sedimentitas continentales que alcanzan un espesor de 700 mts. En la misma se

observa una sección basal compuesta por conglomerados que tienen un espesor de 200 mts.; luego se distingue un complejo arenoso de alrededor de 450 mts. Para culminar con una sección pelítica de aproximadamente 100 mts.

Los horizontes productivos se encuentran dentro del complejo arenoso y el mismo se ha subdividido en cuatro unidades llamadas NQ_20, NQ_30, NQ40 y NQ_50.

Los reservorios consisten en un conjunto amalgamado de cuerpos depositados en un sistema de abanicos aluviales sobrepuestos. Litológicamente están constituidos por areniscas feldespáticas a líticas volcánicas conglomerádicas que gradan a areniscas gruesas a medias cuya matrix es arcillo tobácea con abundantes líticos volcánicos y cemento calcáreo con finas intercalaciones de arcilitas rojas.

Estructuralmente el yacimiento Cerro Fortunoso está conformado por un angosto y elongado anticlinal, en el que se destaca un tren de fallas inversas de rumbo NNE_SSO con buzamiento al este. Este estilo estructural ha generado un sistema de fisuramiento cercano a las zonas de fallas que influyen notablemente en la producción de petróleo, tal cual podemos apreciar en la zona de estudio

BREVE DESCRIPCION DE LAS HERRAMIENTAS

El perfil de resonancia magnética permite medir una porosidad efectiva de la formación que está libre de efectos litológicos; esta porosidad compara con los datos de corona en forma mucho más precisa que las porosidades obtenidas a partir de otros perfiles de porosidad. El perfil de resonancia magnética obtiene, asimismo, una porosidad discriminada por medio de 8 bins, denominados con la sigla P1 a P8. Estos bins están constituidos por la fracción de la porosidad que corresponde a un cierto tamaño de poro: el bin 1 representa la porción porosa de poro más chico y el bin 8 la porción porosa de poro más grande.

Esta distribución de la porosidad en bins permite calcular la fracción de la porosidad que corresponde al agua irreducible y la correspondiente al fluido móvil por medio de ecuaciones que suponen un previo conocimiento de la litología de la formación. Asimismo es posible realizar una estimación de la permeabilidad de la formación la que está, en cierta medida, ligada al tamaño de los poros de la roca.

Cuando el fluido de la formación es hidrocarburo pesado, se produce un incremento del bin 8 en forma adicional al que normalmente debería producirse para el caso de que la formación contenga simplemente agua. Este efecto presenta una utilidad importante en la detección de posibles zonas productoras, en este yacimiento es posible observar este fenómeno, como veremos.

La herramienta de propagación electromagnética mide, básicamente, dos parámetros: la atenuación de la onda de alta frecuencia en el recorrido por la formación y el retraso de fase producido. Con los valores de atenuación y fase es posible efectuar un cálculo de la resistividad de la formación y una porosidad.

La porosidad calculada con el perfil de propagación electromagnética se ve reducida por la presencia de hidrocarburos en la formación; estos hidrocarburos detectados corresponden a aquellos de origen residual, puesto que los hidrocarburos móviles que son desplazados por el fluido del pozo que invade la formación no serán detectados por la herramienta, cuya profundidad de investigación es de escasos centímetros.

La herramienta acústica de onda completa aporta información relativa a la litología, tipos de fluido y heterogeneidad de la formación. El tren de ondas está, básicamente, compuesto por la onda compresional, la onda transversal y la onda Stoneley. La onda compresional se aprecia en los primeros arribos debido a su mayor velocidad de propagación; el tiempo está ligado a la porosidad de la formación, pero la amplitud proporciona también información adicional sobre la litología y los fluidos.

La onda transversal se aprecia en los impulsos posteriores ya que su velocidad de propagación es de alrededor de 1.6 a 2.2 veces menor; esta onda suministra interesante información con respecto a la heterogeneidad de formación (laminaciones, fracturas, etc.) y litología. La tercera onda, denominada Stoneley, se aprecia por su baja frecuencia y por arribar con posterioridad a la onda transversal. Es de notar que la onda transversal desaparece cuando el tiempo de arribo se aproxima al tiempo de la onda que viaja por el fluido del pozo. La onda Stoneley suministra información relacionada a la litología y permeabilidad, sea esta última debida a porosidad primaria o a fracturación de la roca.

La herramienta de imagen registra en forma simultánea dos imágenes de alta resolución. Un transductor acústico transmite pulsos acústicos, los cuales se reflejan en las paredes del pozo (eco). La amplitud de la señal reflejada y el tiempo de tránsito (tiempo de ida y vuelta) son registrados por el sistema obteniendo así una imagen acústica con el 100% de cobertura.

La imagen resistiva es registrada por 6 patines con 24 botones cada uno, teniendo una cobertura de 60% para un pozo de 8 pulgadas. Cada patín está montado sobre un brazo independientemente articulado, asegurando de este modo un contacto continuo con las paredes del pozo y midiendo 6 radios.

Debido a que el pulso acústico no penetra en la formación, la imagen acústica es ideal para ver fracturas, breakout, vugs y demás irregularidades presentes en las paredes del pozo. La imagen resistiva investiga entre 0.5 y 1.5 pulgadas dentro de la formación, por lo cual es más sensitiva a la características de la estratificación.

Ambas imágenes son mostradas como un cilindro desplegado, en la cuales cualquier evento planar no perpendicular al eje del pozo (capas, fracturas, etc.) es visto como una sinusoide.

ANÁLISIS DE CASOS PRACTICOS

En el pozo Cerro Fortunoso a-115 se corrieron las siguientes herramientas de perfilaje: Resistividad de tipo lateral, Acústico multirreceptor de onda completa, Densidad factor fotoeléctrico, Neutrón compensado, Herramienta de propagación electromagnética, Imagen acústica y resistiva simultánea y Resonancia magnética.

Se efectuó una interpretación sobre la base de la herramienta de resonancia magnética; los datos ingresados al programa de cálculo permiten realizar un cómputo de la saturación de agua usando el método de Waxman Smits. La zona de interés de este pozo va de 1250 metros hasta 1400 metros. Existen dos grupos de arenas separadas por una zona arcillosa de 1315 a 1335 metros, ver Fig. 3.

En el gráfico de salida de la interpretación, Fig. 1, se puede observar que los valores de saturación de agua no difieren substancialmente los correspondientes a la zona superior de la zona inferior, si bien se puede apreciar que los de esta última son levemente mayores, en promedio. Los ensayos realizados en la zona inferior produjeron 100 por ciento de agua en tanto que los ensayos de la zona superior produjeron petróleo con un porcentaje de agua del 30 por ciento; los caudales de la zona inferior fueron notablemente mayores.

Observando la salida de cálculo del perfil se puede apreciar que la permeabilidades son mucho mayores en la zona acuífera, producto de una baja saturación de agua residual; como consecuencia de ello la cantidad de agua móvil es mucho mayor que en la zona de las arenas superiores.

Un método muy útil, que ayuda en la discriminación de las zonas productoras, se basa en la superposición de curvas registradas. En el gráfico combinado, Fig.2, se ha volcado, en la pista de la izquierda la curva de SP y los bins 7 y 8 de la herramienta de resonancia magnética; en la siguiente pista, las resistividades de investigación profunda, RD y la de resistividad superficial, RSL y en la pista de la derecha las porosidades correspondientes a la herramienta de propagación electromagnética, P2DC y a la herramienta de resonancia magnética, MPHE.

La zona acuífera muestra características muy distintas, en lo que respecta a las amplitudes de los bins 7 y 8; el bin 7 es mayor que el bin 8 en la zona inferior, en tanto que en la zona productora la relación de amplitudes es más similar, en efecto, aquí se aprecia que el bin 8 se equipara en amplitud al bin 7. Esto se debe a la influencia que tiene el petróleo sobre el bin 8; es de hacer notar que ambos bins son de baja amplitud debido a la menor permeabilidad que se observa en las arenas superiores.

Otro aspecto interesante de este gráfico se puede ver en la relación de porosidades de la pista de la derecha donde la porosidad detectada por el perfil de propagación magnética es algo es algo menor que la porosidad del perfil de resonancia magnética, en las capas permeables. La porosidad del perfil de propagación electromagnética disminuye como consecuencia de la presencia de hidrocarburos, mientras que en las zonas arcillosas se incrementa en forma considerable.

Se ha realizado también una interpretación usando de densidad y la resistividad, RD, aplicando la fórmula de Archie para comparar con las interpretaciones antes efectuadas. Se puede apreciar en la Fig. 3 que la zona inferior se presenta levemente más pesimista, pero las capas de 1350 a 1365 mts. tienen valores de saturación similares a los de la zona superior. Con estos elementos de juicio es muy difícil pronosticar que la zona inferior será productora de agua 100% y la zona superior producirá petróleo; aquí se puede apreciar la ventaja que proporciona la herramienta de resonancia magnética, la cual al discriminar el contenido de agua móvil del contenido de agua residual permite diferenciar las mejores zonas productoras.

En el pozo Cerro Fortunoso 117 se han corrido los siguientes perfiles: Resistividad de tipo lateral, Densidad factor fotoeléctrico, Resonancia magnética, perfil de propagación electromagnética y perfil de imagen acústica.

En este pozo, Fig. 4, se puede observar también la zona arcillosa que separa los dos grupos de arenas, desde 1276 hasta 1296 metros. La zona presenta características petrofísicas similares a las del pozo Cerro Fortunoso a-115, salvo en lo que respecta a los valores de permeabilidad que son algo inferiores.

La zona superior resultó productiva con un porcentaje de agua de 65 por ciento, más elevado que en pozo Cerro Fortunoso a-115. La capa de 1201 a 1203 metros resultó sin entrada, probablemente debido a su baja permeabilidad, la que se halla por debajo de 1 milidarcy. En el gráfico combinado, Fig. 5, se observa que el

bin 8 es casi nulo en las capas de 1257 a 1271 metros, sin embargo, la porosidad del perfil de propagación electromagnética es inferior a la porosidad del perfil de resonancia magnética, lo cual presume la existencia de hidrocarburos en las capas. Las capas de 1222 a 1241 metros tienen un bin 8 incrementado con respecto al bin 7 lo que se interpreta como conteniendo petróleo. El hecho de que la porosidad de propagación electromagnética sea superior a la porosidad de resonancia magnética, en las capas de 1222 a 1230 metros es debido a la arcillosidad presente en esas arenas, lo que viene corroborado por la baja amplitud de la curva de SP y los valores reducidos de permeabilidad.

En este pozo es interesante comparar también la interpretación efectuada con el perfil de Densidad y la resistividad de la misma manera que lo hicimos en el pozo Cerro Fortunoso 115, Fig. 6. La zona de 1340 a 1355 mts. podría definirse como semejante a la zona de 1258 a 1272 mts. aunque en realidad solo la superior es productiva; de 1255 mts. hacia arriba esta interpretación es francamente pesimista. En cambio, la interpretación que tiene en cuenta el perfil de resonancia magnética, fig. 4, muestra que a causa del alto contenido de agua residual de la zona superior, la producción de hidrocarburo es posible.

En el pozo Cerro Fortunoso 119 se ensayaron tres zonas con producción de petróleo seco, lo que puede apreciarse en la Fig. 7. En las capas de la zona inferior el agua móvil es considerable, aquí puede, nuevamente, verse la ventaja del perfil de resonancia magnética si lo comparamos con la interpretación convencional donde se ha usado el perfil de densidad y resistividad, Fig. 9; si comparamos las saturaciones de agua de las zonas inferiores con las superiores vemos que no es posible distinguir, en la interpretación convencional, las capas acuíferas. En la Fig. 8 es claro que el bin 8 mantiene una relación semejante con el bin 7 en las capas petrolíferas, lo que no se observa en las capas acuíferas en donde el bin 8 se ha reducido considerablemente siendo el bin 7 el que se destaca.

ANÁLISIS DE IMÁGENES

Para el presente trabajo se contó con imágenes acústicas y resistivas de los pozos CF-115 y CF-119 y con imagen acústica del sondeo CF-117.

Las imágenes fueron interpretadas de manera óptica, trazando diferentes planos y direcciones los cuales se asignan a diferentes eventos (estratificación, fracturas, breakout, vugs), con lo cual se obtiene el ángulo y dirección de buzamiento de cada evento.

En la Fig. 10 se presenta la imagen resistiva con la distribución de porosidades del perfil de resonancia magnética y el registro de onda completa del perfil acústico. Observar la atenuación de las amplitudes que se produce en el tren de ondas. Este tipo de atenuaciones normalmente está asociado a un incremento en la arcillosidad o a fracturación. La Fig. 11 muestra en detalle las fracturas abiertas vistas en ese intervalo por la imagen resistiva. La combinación de imágenes (acústicas y/o resistivas) con el tren de ondas completo del perfil acústico es una valiosa herramienta en el estudio de yacimientos fracturados.

El breakout es un tipo de rotura que se produce en las paredes del pozo con una geometría muy particular (ver Fig. 12, Cross section) debida a esfuerzos corticales no equilibrados. En la imagen esto suele verse como dos franjas oscuras distanciadas 180 grados. La dirección del breakout coincide con la dirección del mínimo esfuerzo actual y es normal a la dirección de fracturas inducidas durante la perforación. Las mismas, al igual que las fracturas hidráulicas, son paralelas a la dirección de máximo esfuerzo actual. Tanto la dirección del breakout como la de las fracturas inducidas son comúnmente usadas para estudiar la distribución actual de los esfuerzos. En la Fig. 13 se muestran en planta las rosas (dirección / espejada) con las direcciones de breakout.

En la misma figura se superpone con el plano estructural al tope del G. Neuquén las rosas (dirección de inclinación / no espejada) con el buzamiento estructural de las capas, lo cual constituye un buen control de calidad de los datos.

Las fracturas naturales (abiertas y cerradas) en las imágenes analizadas tienen ángulos medios a altos y sus rosas son representadas según el rumbo y en forma espejada.

Analizando la distribución de los diferentes elementos estructurales (dirección del breakout y rumbos de fracturas abiertas y cerradas) en relación con la estructura se aprecia lo siguiente: en el sondeo CF-119, tanto la dirección del breakout como el rumbo de las fracturas abiertas y cerradas es NNE-SSO, en coincidencia con la dirección de la estructura. En relación con el stress actual las fracturas están siendo sometidas a compresión.

En los sondeos CF-117 y CF-115, en cambio, tanto la dirección del breakout como los rumbos de las fracturas muestran un notorio paralelismo con la falla presente al Este de los mismos. El sondeo CF-115 tiene también fracturas abiertas con rumbo normal a dicha falla. Según su relación con la dirección del breakout, estas fracturas están siendo sometidas a distensión. Se cree que estas fracturas con rumbo ESE-

OSO, solo presentes en el sondeo CF-115, Fig. 14, incrementan notablemente la permeabilidad del reservorio, siendo responsables de la buena historia de producción de dicho sondeo. En la Fig. 15 se puede apreciar la ubicación relativa del yacimiento.

CONCLUSIONES

La herramienta de resonancia magnética aporta información muy significativa en lo referente a la producción de fluidos, la discriminación entre agua móvil y agua residual permite predecir el comportamiento de una determinada capa. Hemos visto, en el análisis de casos prácticos, que capas con saturaciones de agua similares pueden producir agua o petróleo dependiendo de la relación de agua móvil a residual.

Por otro lado, la relación de amplitudes de los bins 7 y 8 se ha mostrado efectiva a la hora de determinar la presencia de hidrocarburo en las arenas del Yacimiento Cerro Fortunoso; el bin 8 incrementa en forma notable su lectura frente a una capa petrolífera.

La comparación de las porosidades de la herramienta de propagación electromagnética y la herramienta de resonancia magnética ayuda en la determinación de petróleo residual en las arenas.

La interpretación de porosidad y saturación convencional, usando un perfil de resistividad y uno de densidad resultaron insuficientes para discriminar las posibles zonas productoras.

El pozo CF-115 muestra un incremento de la permeabilidad, corroborado por un aumento de la producción, debido a la presencia de fracturas abiertas. Los perfiles de Imagen mostraron ser útiles en la caracterización del reservorio.

REFERENCIAS

1. Kenyon, W. E. 1992, "Nuclear magnetic resonance as a petrophysical measurement", Nucl. Geophys., 6, 153.
2. Chandler, R.N., E.O. Drack, M.N. Miller, and M.G. Prammer, 1994, "Improved log quality with a dual frequency pulsed NMR tool", SPE 28365, presented at the Society of Petroleum Engineers 69th Annual Conference and Exhibition, New Orleans, LA, 25-28 Sept., 1994.
3. Prammer, M.G., 1994, "NMR pore size distributions and permeability at the well site", SPE 28368, presented at the Society of Petroleum Engineers 69th Annual Conference and Exhibition, New Orleans, LA, 25-28 September.
4. Coates G.R., Miller M., Gillen M., Henderson G.; "An Investigation of a New Magnetic Resonance Imaging Log", SPWLA Convention in Midland, Tx, June 18, 1991.
5. A. Bryce Cunningham and K.L. Jay; "Field Experience Using the Nuclear Magnetic Logging Tool for Quantifying Microporosity and Irreducible Water Saturation", SPWLA 32nd Ann.Log.Symp. 1991.
6. Bull, W.B. 1972, "Recognition of alluvial fan deposits in the ancient record." En K.J.Rigby and W.K.Hamblin, EDS., Recognition of ancient sedimentary environments, Society of economic, paleontologists and mineralogists, Special Publication 16, P. 68-83.
7. Collinson, J.D. 1986. "Alluvial sediments" en Reading H.G., ED., Sedimentary Environments and Facies, Blackwell scientific publications.
8. Cruz c., Condart P., Kozlowsky E., Manceda R., 1989. "Análisis estratigráfico secuencial del Grupo Neuquén en el valle del río Grande, Pcia. de Mendoza" 1er Congreso Nacional de Hidrocarburos. Actas 2-689 714. Mar del Plata.
9. Manceda R., Bollati N., Manoni R., 1992. "Informe geológico zona Cerro Fortunoso." Informe YPF S.A.
10. Manceda R., Figueroa D., 1995. "Inversion of the Mesozoic Neuquén rift in the Malargue fold and thrust belt, Mendoza, Argentina." En Tankard, R. Suarez and H.J.Welsink. Petroleum basins of South America. AAPG Memoir 62, P.369-382.
11. Prensky S., 1992. "Borehole Breakouts and In-situ Rock Stress-A Review." En The Log Analyst, May-June, 1992. P. 304-312.

FIG. 1

CERRO FORTUNOSO a-115

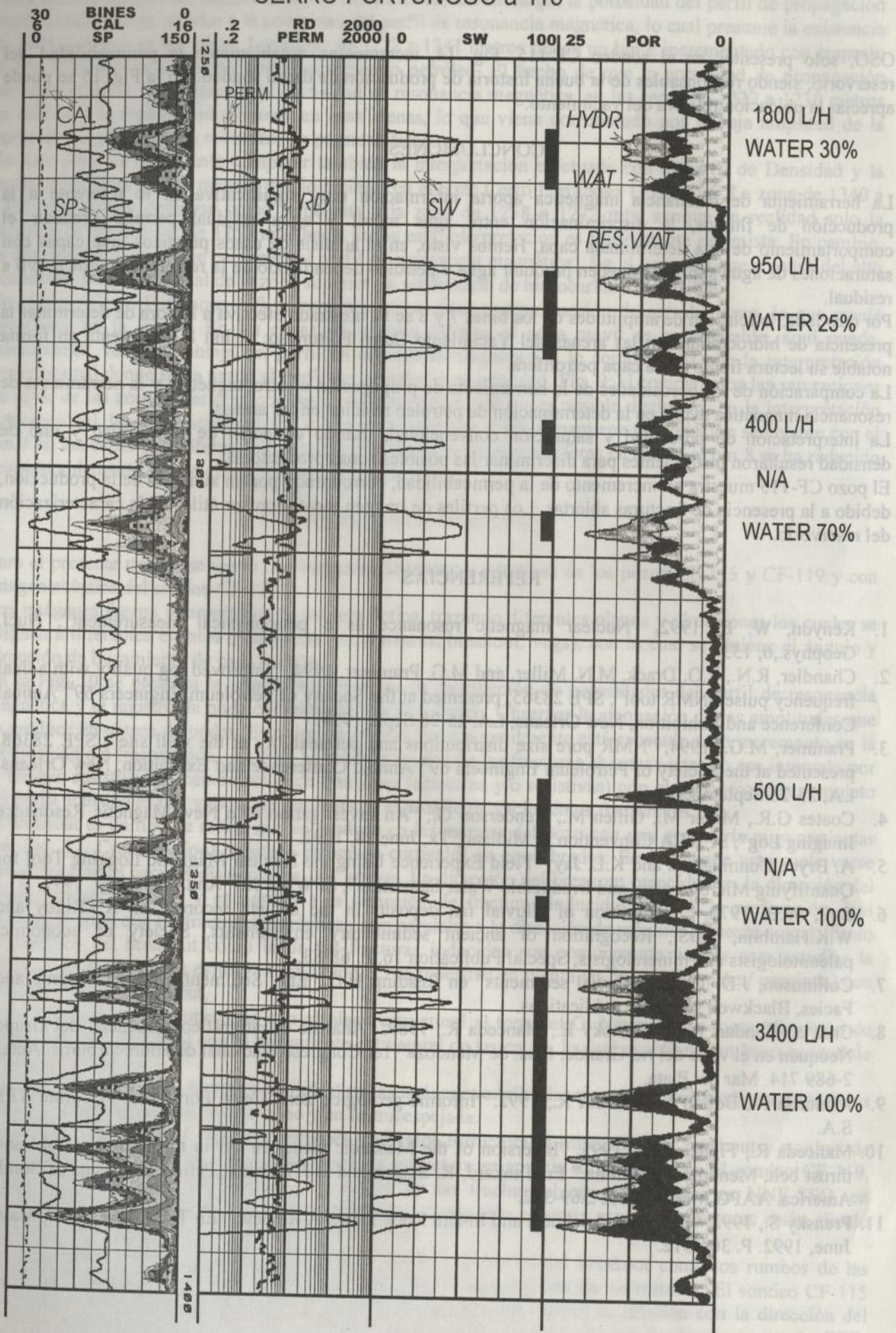


FIG. 2

CERRO FORTUNOSO a-115

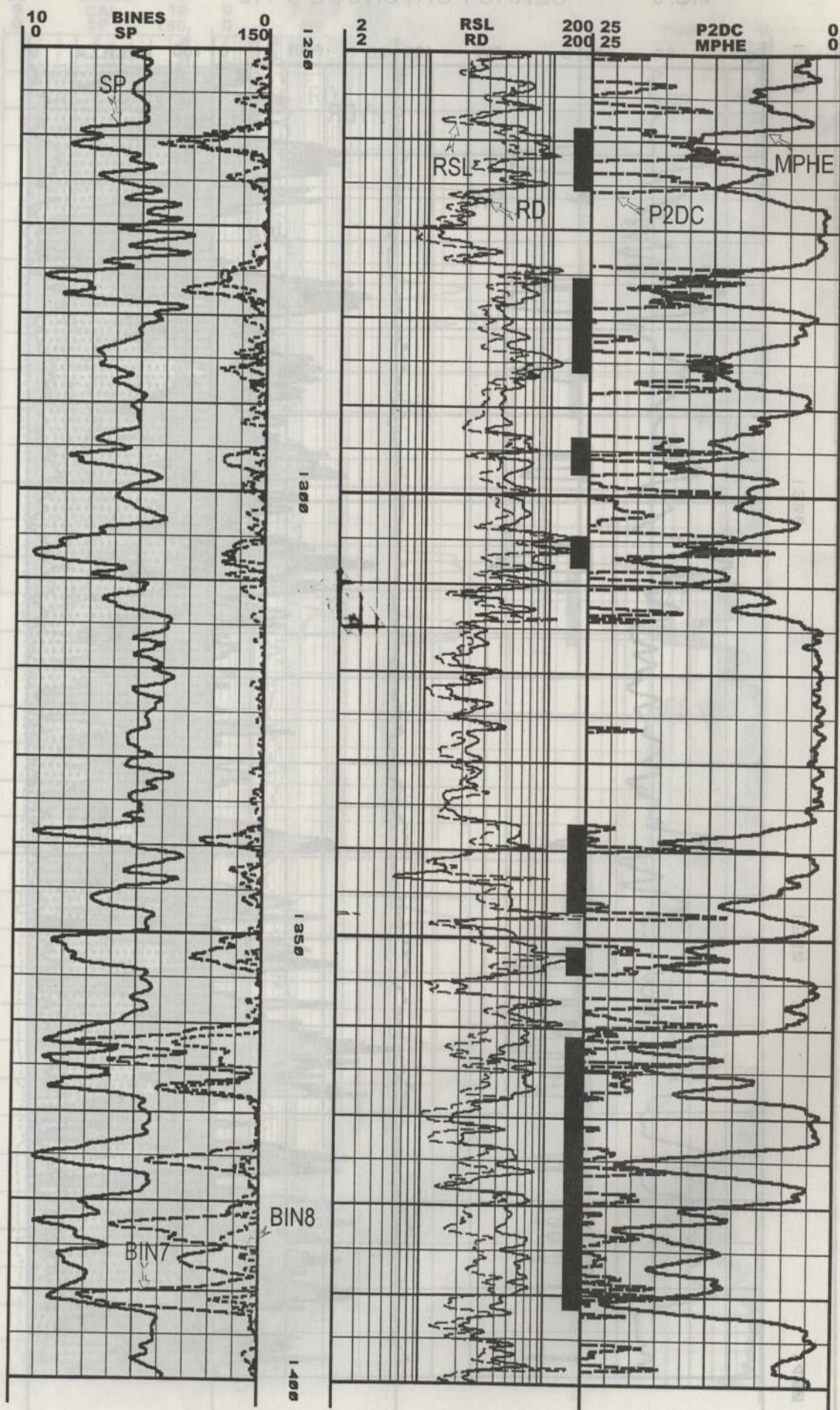


FIG. 3

CERRO FORTUNOSO a-115

FIG. 2

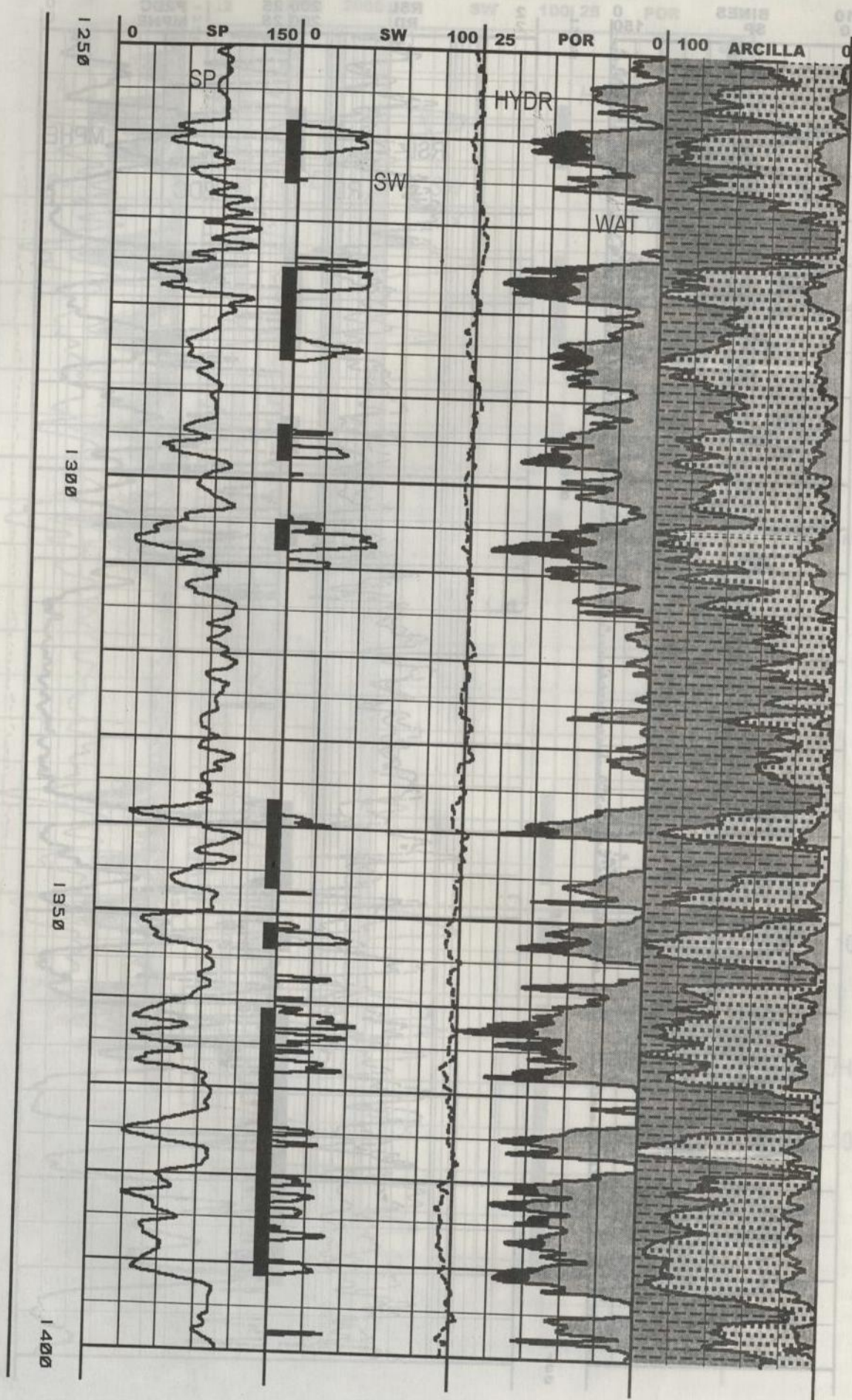


FIG. 4

CERRO FORTUNOSO - 117

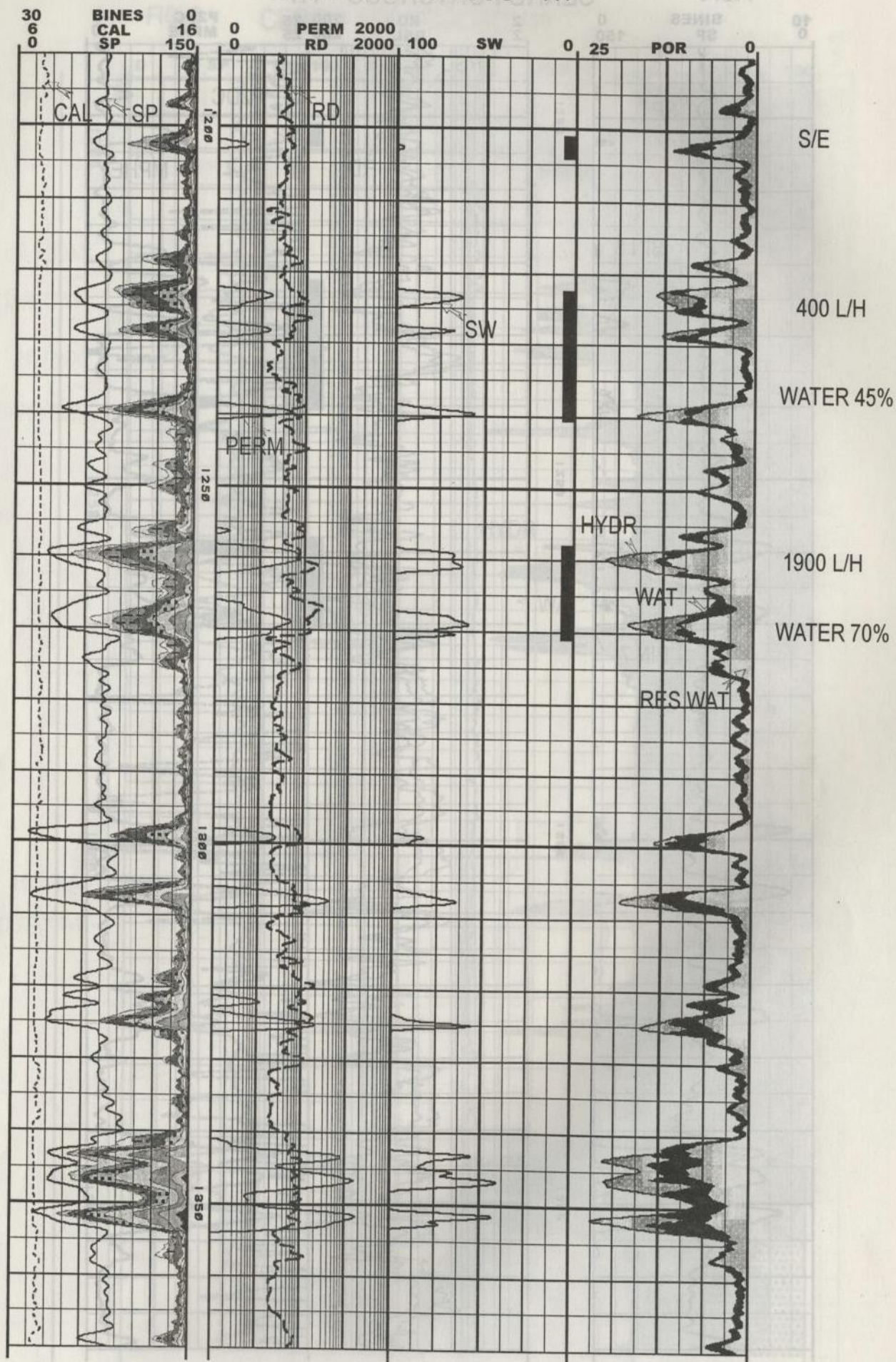


FIG. 5

CERRO FORTUNOSO - 117

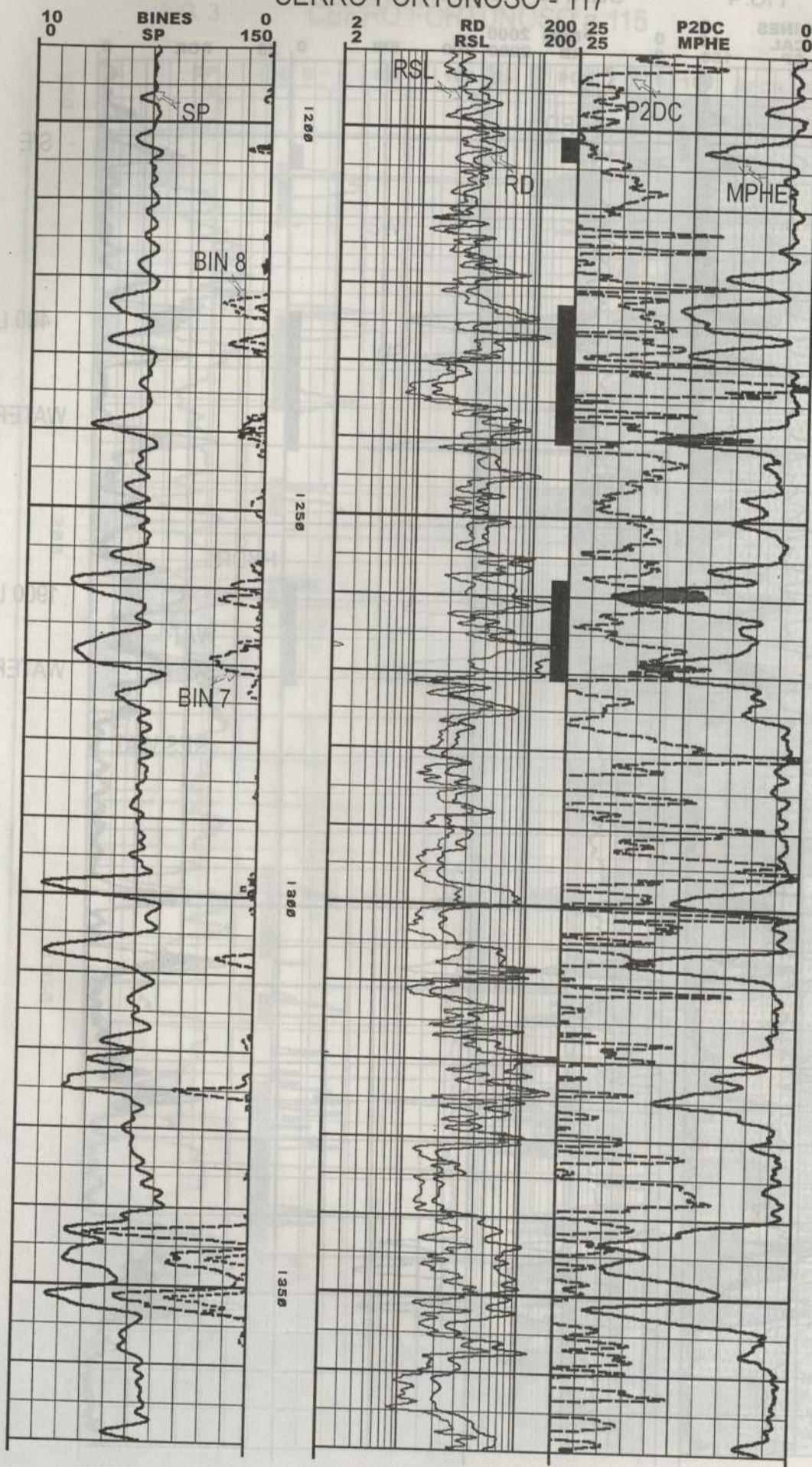


FIG. 6 CERRO FORTUNOSO 117

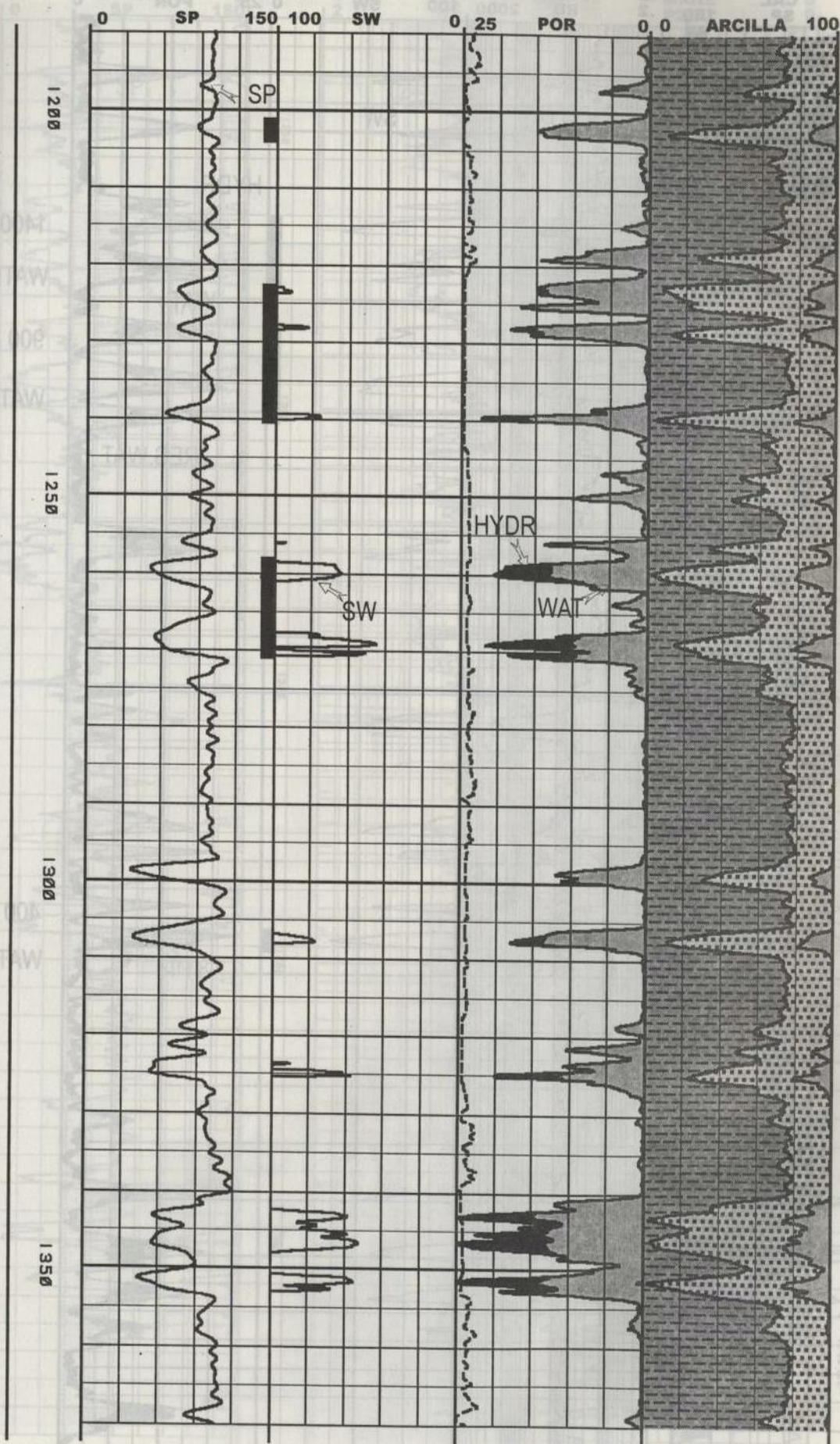


FIG. 7

CERRO FORTUNOSO - 119

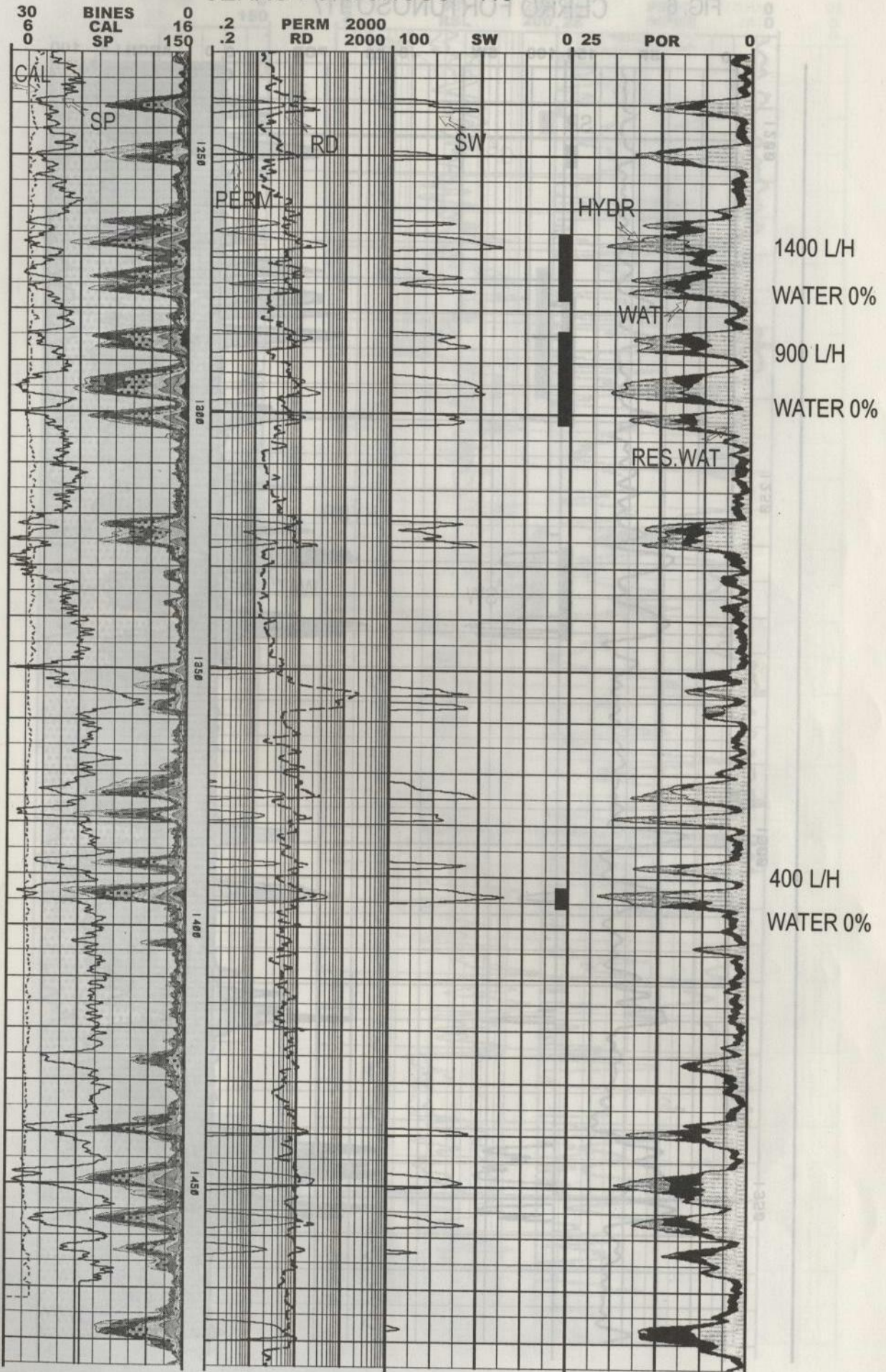


FIG. 8

CERRO FORTUNOSO 119

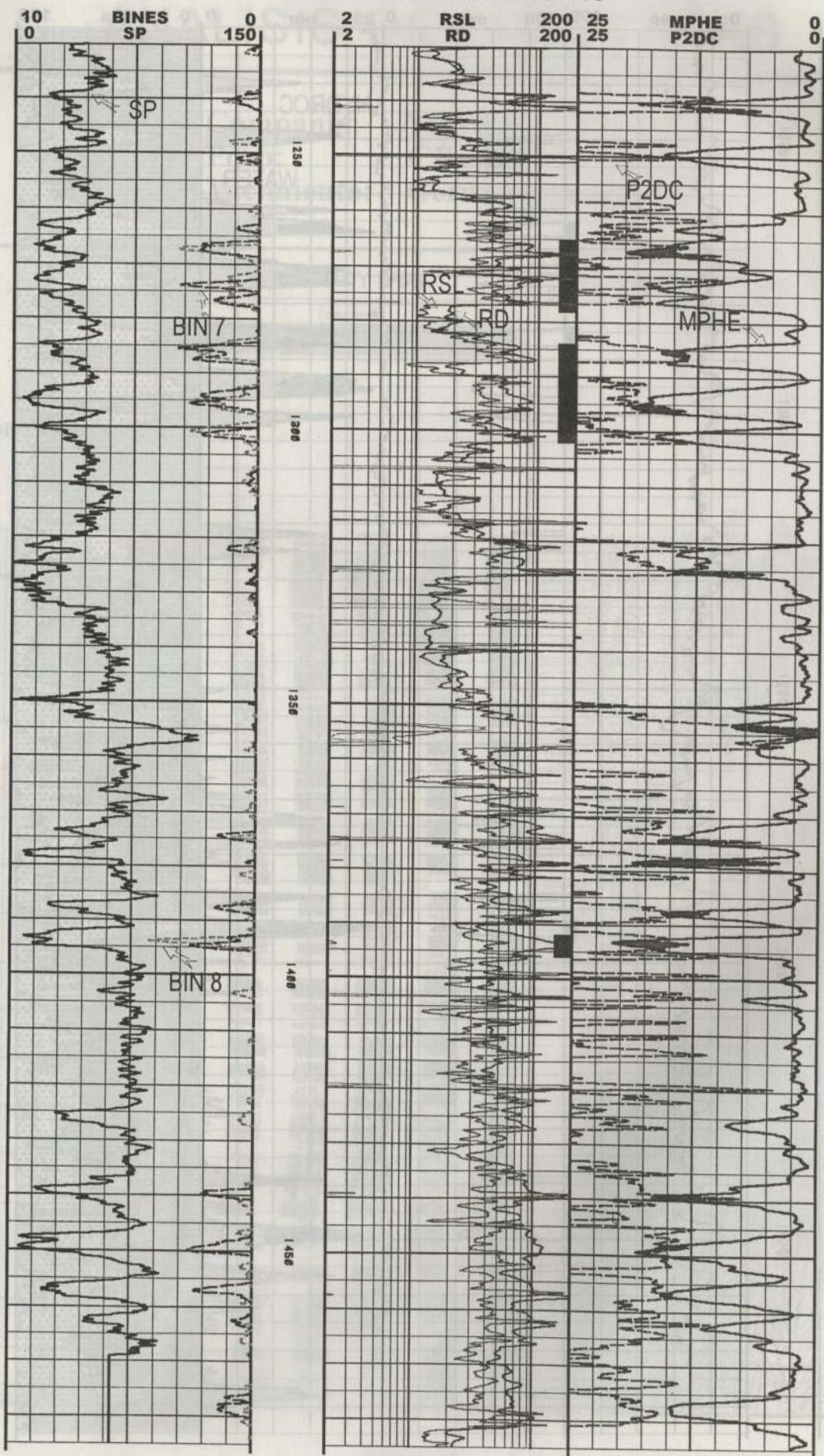
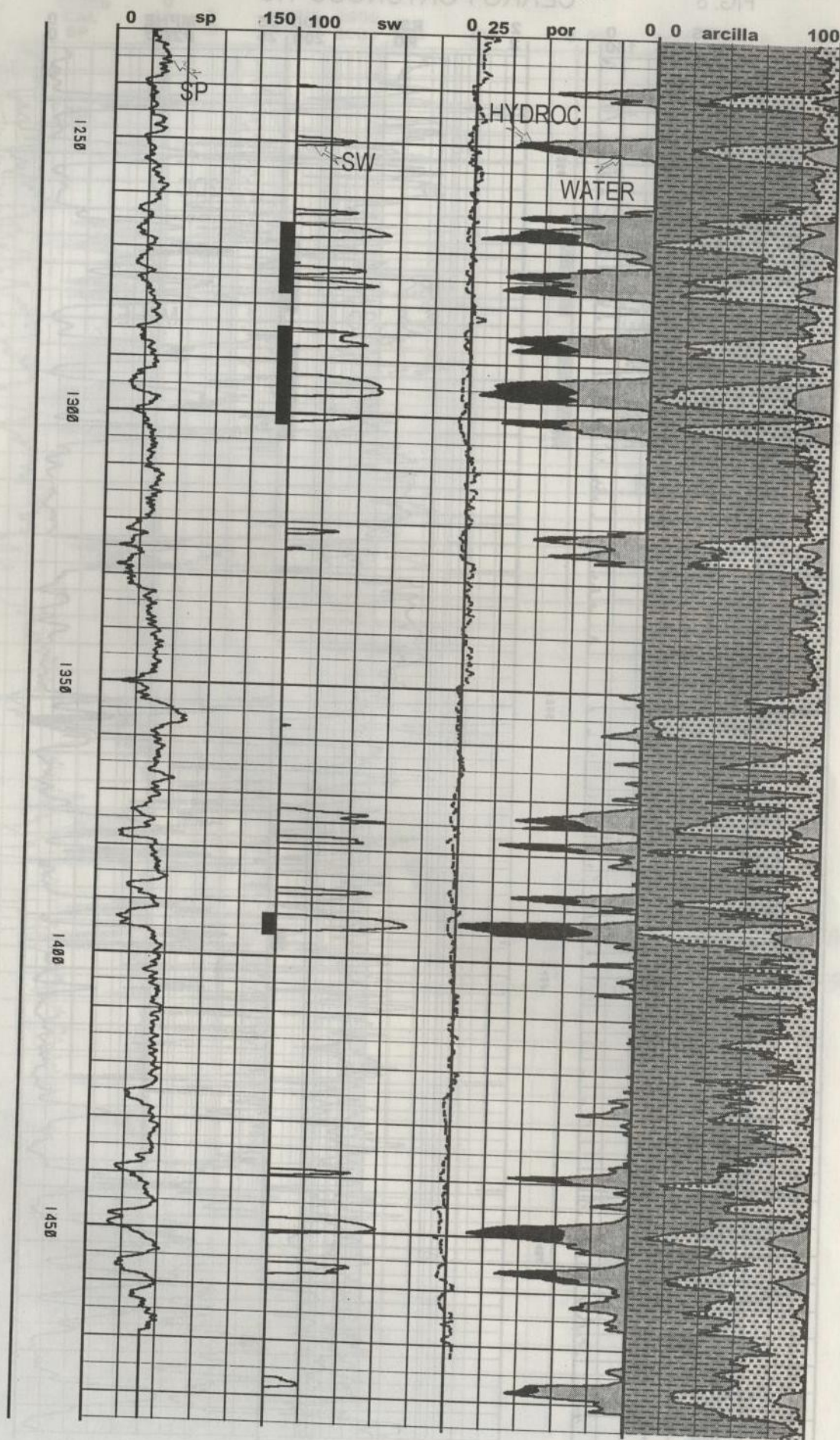


FIG. 9

CERRO FORTUNOSO 119



ANALISIS DE FRACTURAS

Compania: YPF S.A.
Pozo: CF - 119
Yacimiento: Cerro Fortunoso

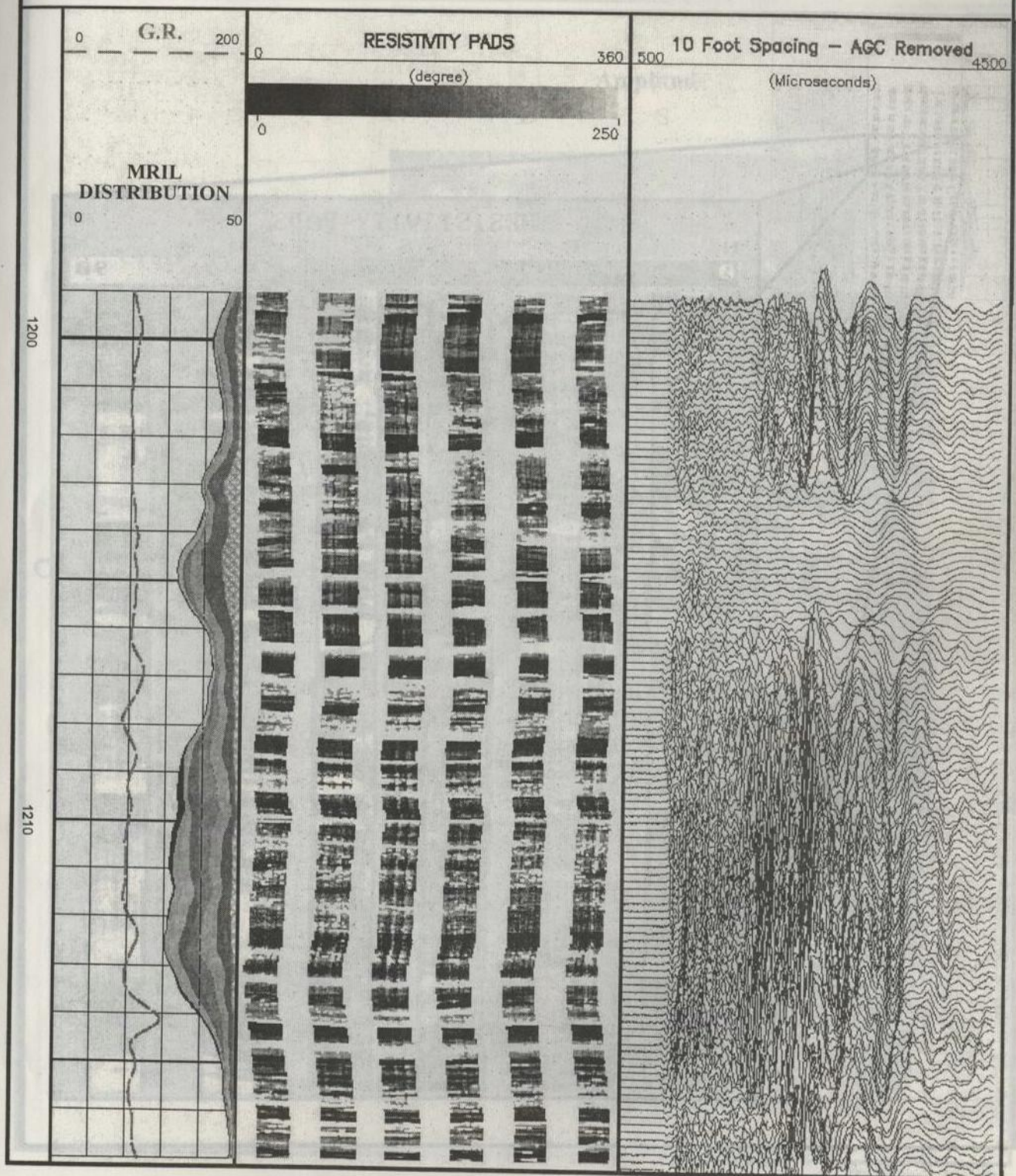


Figura 10

ANALISIS DE FRACTURAS

Compania: YPF S.A.
Pozo: CF - 119
Yacimiento: Cerro Fortunoso

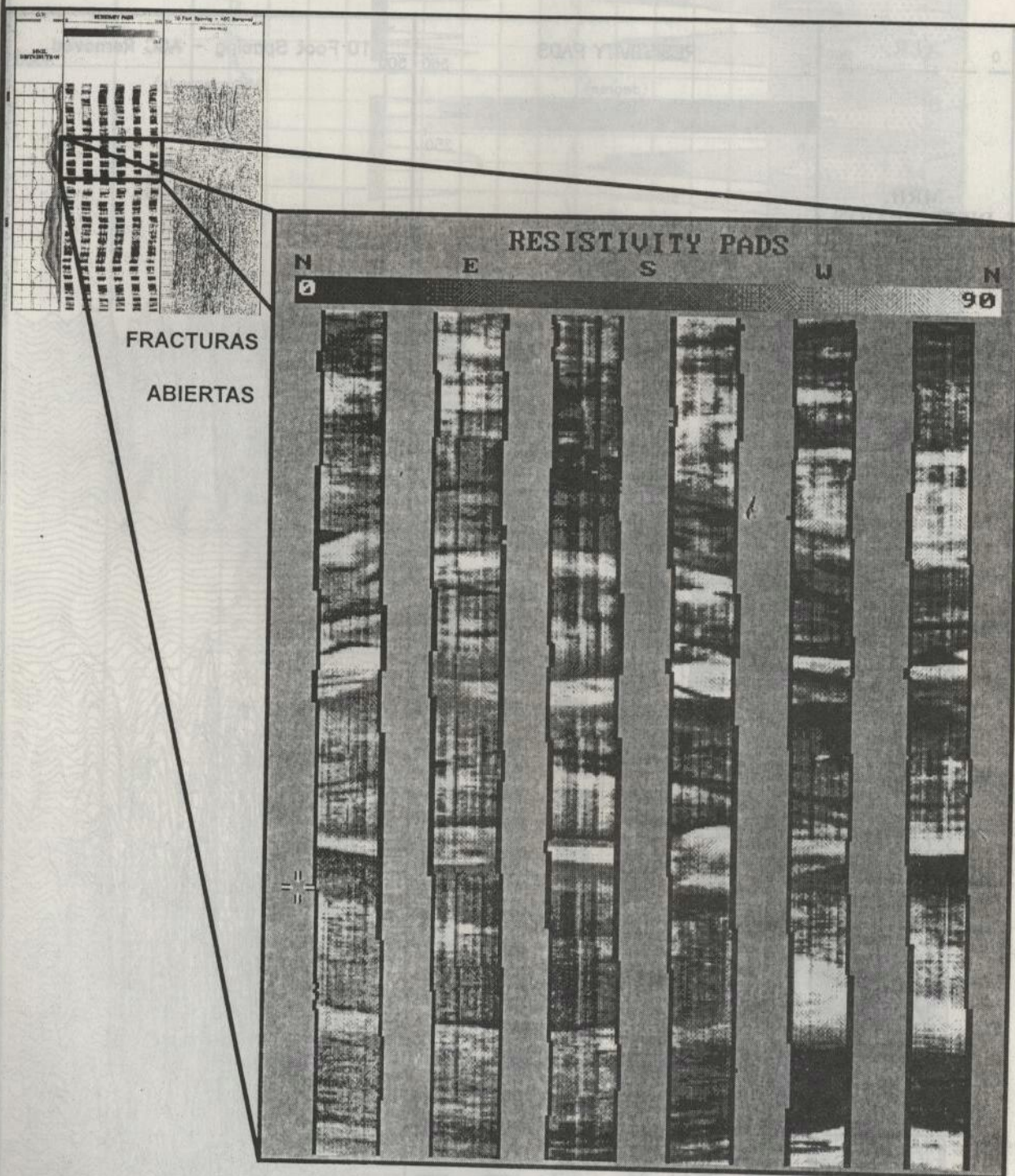


Figura 11

ANALISIS DE BREAKOUT

Compania: YPF S.A.
Pozo: CF a-115
Yacimiento: Cerro Fortunoso

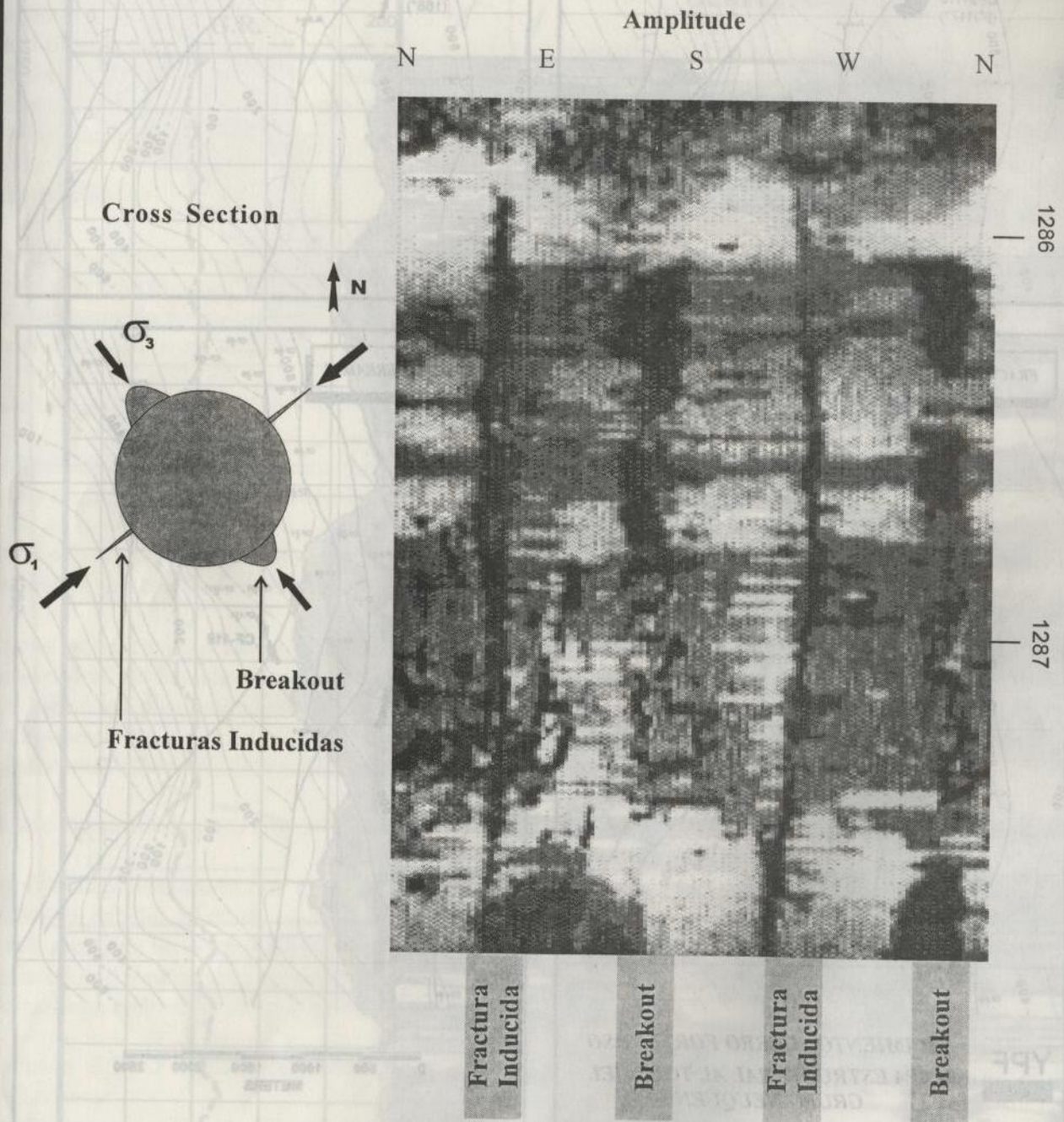


Figura 12

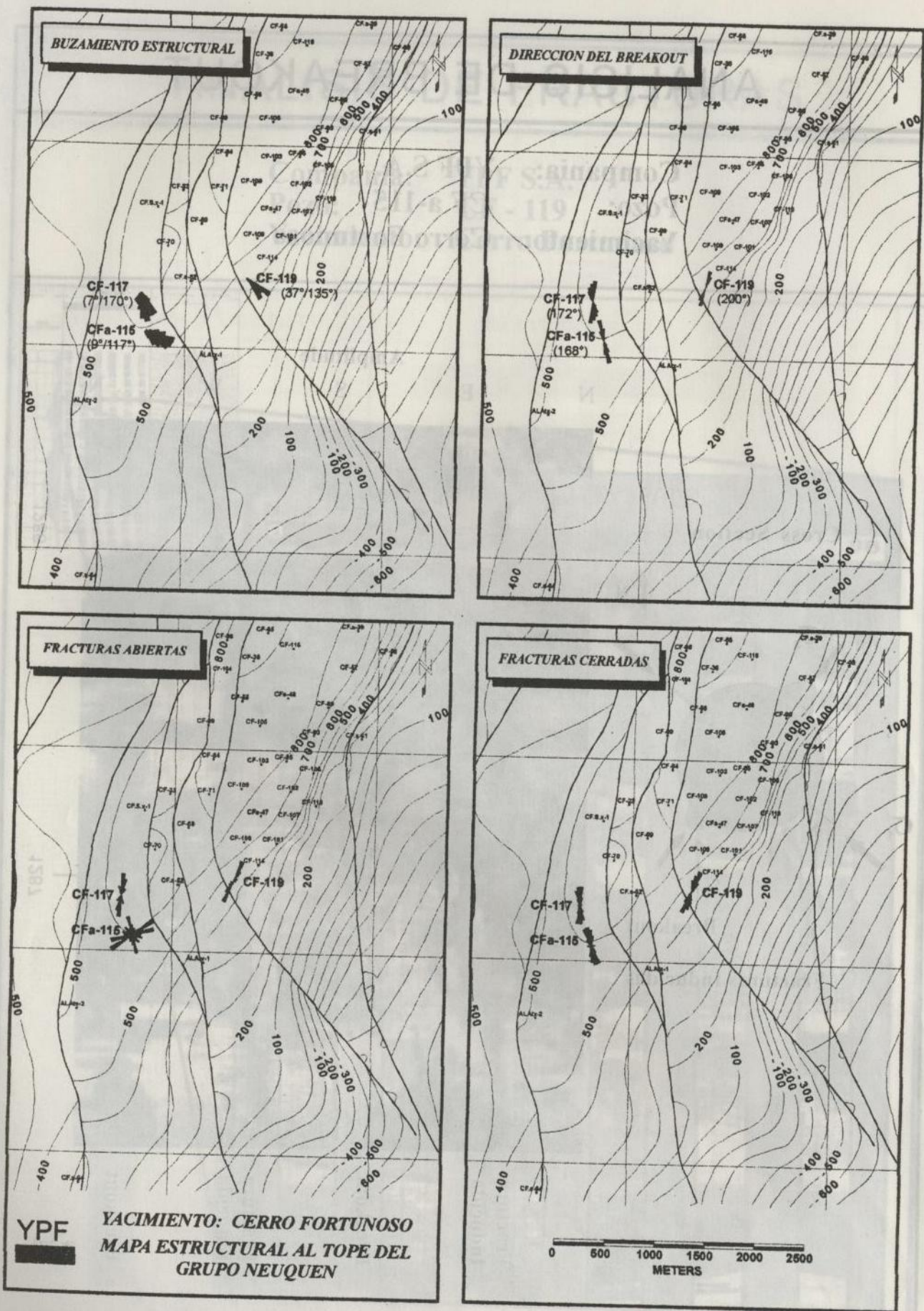


Fig. 13

ANALISIS DE FRACTURAS

Compania: YPF S.A.
Pozo: CF a-115
Yacimiento: Cerro Fortunoso

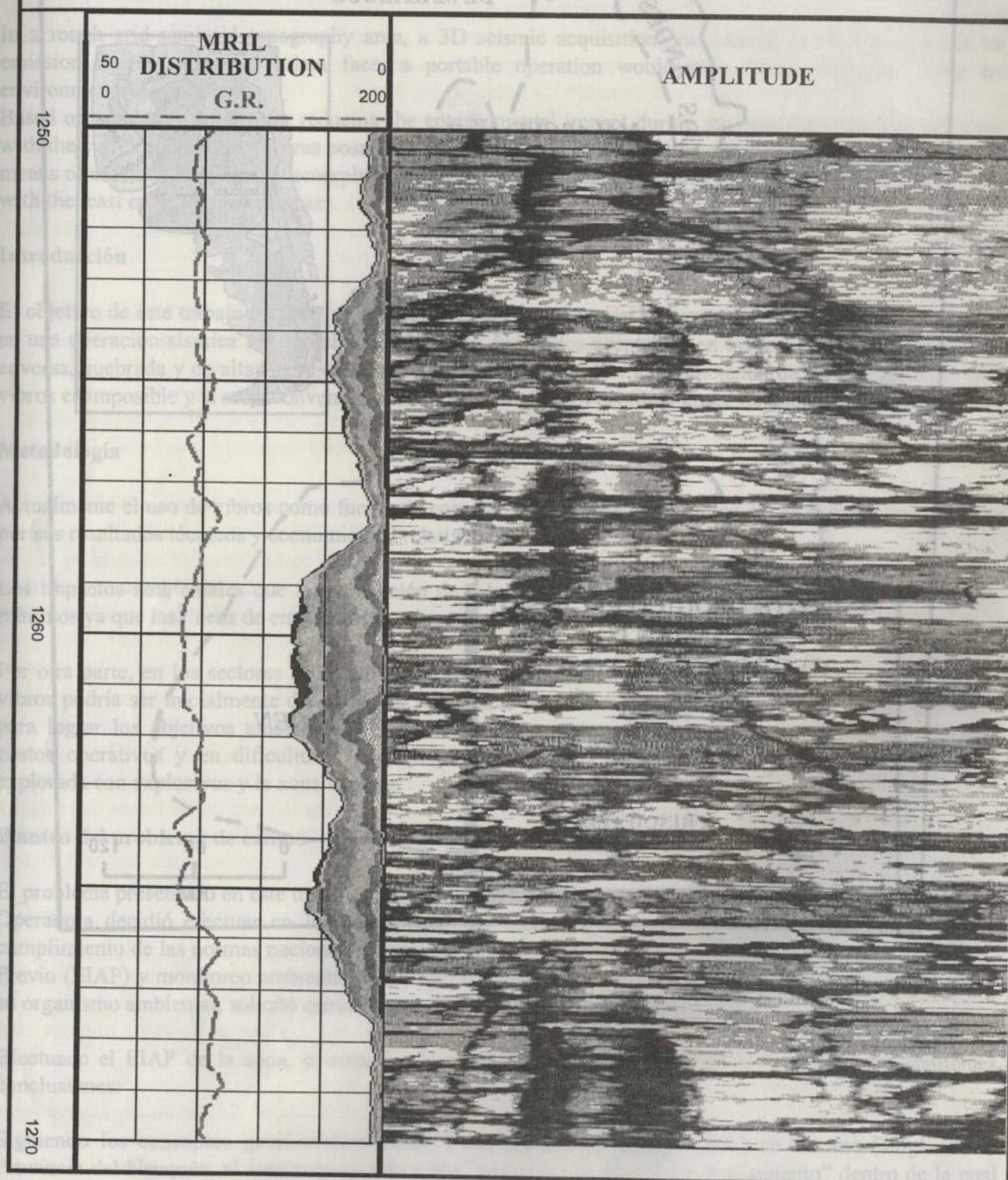


Figura 14

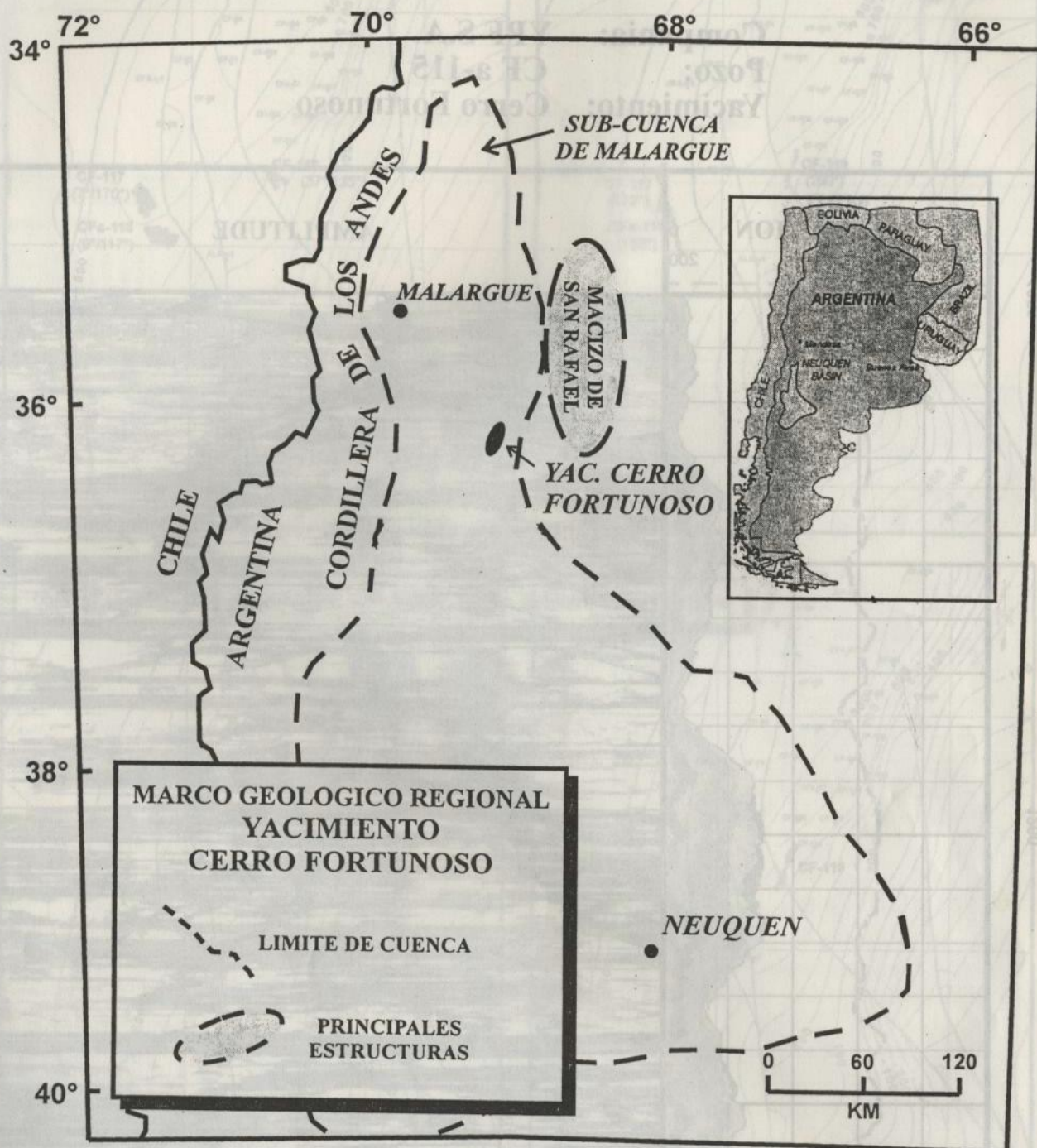


Figura 15