

RESULTADOS DE LA APLICACIÓN DE LA RESONANCIA MAGNÉTICA EN DIFERENTES YACIMIENTOS

José María Jáuregui

ASTRA C.A.P.S.A. Gerencia de Ingeniería y Geología de Desarrollo

EST-CONGRESOS

Abstract

The nuclear magnetic resonance tool observes the intensity of the nuclear magnetic resonance of hydrogen nucleus. It is an emerging technology, which has the potential of enhancing formation evaluation. ASTRA C.A.P.S.A. (Oil Company) has been running the nuclear magnetic resonance since 1995 and these papers summarise the experience in different fields. The examples show different results and pessimistic value of porosity in the first tool in relation with core data. An important change in the value of T2, measured in core, affect the petrophysics evaluation. In other cases, this tool helps to correct the evaluation of thin beds. Probably the main point is the correct estimation of the best cut-off in T2. This technology will advance with the efforts of Oil and Service companies.

Introducción y Objetivos

Este trabajo trata de resumir diferentes experiencias obtenidas con los primeros registros de Resonancia Magnética realizados en los yacimientos operados por ASTRA.

Esta nueva tecnología ha permitido avanzar en forma significativa en la evaluación de formaciones.

Una herramienta de similares características (NML) fue introducida en el año 1981 en el país, pero las condiciones necesarias para la adquisición de la información llevó a que la misma resultara poco práctica. Los diseños, con la evolución tecnológica, se han podido mejorar notablemente y hace aproximadamente tres años la misma fue nuevamente introducida a nuestro país.

La herramienta genera un campo magnético lo que provoca una polarización en los núcleos de hidrógeno. Estos al volver a su posición original, generan una señal a partir de la cual se mide la amplitud, el tiempo de decaimiento (T2) y el tiempo de polarización (T1). La amplitud está relacionada a la densidad de hidrógenos en los espacios porales y de esta medición es posible obtener una **porosidad efectiva** que sería independiente de la litología (Figura 1). El tiempo de decaimiento nos da información sobre los tipos de fluidos y su relación con el espacio poral. Este valor obtenido es subdividido en 8 bandas de tiempo en milisegundos que representa la distribución del tiempo de relajación (T2). Actualmente se están evaluando los resultados obtenidos con las nuevas herramientas a partir de las cuales es posible obtener también la porosidad total.

La determinación de la presencia de **fluidos móviles e inmóviles**, y en menor medida de los diferentes tipos de fluidos presentes, está basada en que existen distintos valores de tiempo de relajación que han sido determinado en el laboratorio. En función de la posición de la onda del tiempo de relajación (T2) en el sentido horizontal es que se han establecido valores tentativos para areniscas de 33 milisegundos o menos que delimitarían los fluidos móviles de los inmóviles, picos entre los 40 milisegundos identificarían gas; entre 150 milisegundos agua libre y alrededor de 500 milisegundos se ubicarían los hidrocarburos líquidos y livianos.

También es posible estimar la permeabilidad a partir de las mediciones realizadas utilizando diferentes ecuaciones.

Actualmente en el mercado existen principalmente dos diseños de herramientas, que presentan diferentes resoluciones verticales e investigan diferentes volúmenes de formación, una de patín y otra de mandril. Es muy importante planificar la adquisición en función de los objetivos del registro y tomar en consideración los tipos de reservorios, fluidos y las condiciones del pozo como así también los tiempos de registración.

El perfil de resonancia magnética fue registrado en los diferentes yacimientos con los siguientes objetivos:

1. Detectar nuevos reservorios que eventualmente no fueran considerados con las herramientas convencionales.
2. Utilizar esta herramienta como único registro en pozos "In fill" a los fines de reducir costos.
3. Mejorar las evaluaciones petrofísicas.
4. Tipificar tipos de fluidos y calidad del reservorio.
5. Definir el potencial de estimulaciones en algunos pozos.

A continuación se analizan algunos resultados de los registros realizados en los yacimientos petrolíferos.

Yacimiento La Ventana:

Ubicado en la Cuenca Cuyana, este yacimiento petrolífero, está caracterizado por reservorios múltiples dentro de las formaciones Barrancas y Río Blanco. Los reservorios depositados en un ambiente aluvial, están constituidos por la alternancia de conglomerados, areniscas, pelitas con la presencia de niveles tobáceos y tobas en los niveles inferiores.

La figura 2 muestra un perfil combinado donde se presenta el primer registro de Resonancia Magnética realizado en la Cuenca Cuyana. Durante el registro se hicieron mediciones estacionarias en los niveles de interés durante cinco minutos y se tomaron testigos rotados los que fueron enviados al laboratorio de NUMAR donde se le realizaron las correspondientes mediciones. En el primer track de la izquierda en ambos casos se presenta la SP y el GR; en el segundo las resistividades; el tercero tiene los tiempos de tránsito compresional, shear; el cuarto el caliper con la profundidad y en el quinto las porosidades de los perfiles de densidad y sónico. En este track también se muestra la porosidad efectiva medida directamente del MRIL (MPHI) a lo que se le agrega el volumen de fluido no móvil (MBVI) y por último en el sexto track se graficaron los diferentes tamaños porales.

En la figura 3 se graficaron los valores porosidad y permeabilidad obtenidos de los testigos rotados contra los valores del registro de resonancia del pozo ya mencionado, donde se puede apreciar la marcada diferencia tanto en porosidad como en permeabilidad. Los resultados de los ensayos como así mismo los valores de permeabilidad obtenidos del probador de formación y de un ensayo de presión mostraron que las mediciones obtenidas por el registro de resonancia eran muy pesimistas. Esto, estaría dado, porque en las primeras herramientas se descartaban los primeros ecos y no se tomaba parte de las microporosidades a lo que se le suma el efecto provocado por la presencia de componentes volcánicos de acuerdo al informe de laboratorio (Numar, 1996). Actualmente, las herramientas que miden la porosidad total se ajustarían más a los valores obtenidos de testigos, si bien no es fácil determinar el mínimo umbral para separar la porosidad total de la efectiva.

En la figura 2b se puede observar un intervalo de areniscas tobáceas que se punzó a los fines de poder calibrar la respuesta del perfil. De acuerdo a la interpretación de este registro, este nivel debería haber sido sin entrada y en realidad produjo 410 l/h. Este sería probablemente uno de los puntos que habría que investigar con detenimiento dado que existen marcadas variaciones del umbral de T2 en los reservorios. De acuerdo a las mediciones de testigos realizadas en el laboratorio, el umbral de T2 varía desde 13.8 a 107.5 ms lo que llevaría a inconsistencias en las interpretaciones. Por lo tanto sería necesario poder establecer una técnica, que resulte también viable desde el punto de vista económico, para poder estimar las variaciones del mismo a lo largo del registro.

En la figura 4 se han reemplazado en el track 3 las curvas del sónico por los valores de permeabilidad utilizando la ecuación de Coates modificada. En los 2197.5 mbbp se ensayó en una primera etapa un intervalo que fue punzado y ensayado en forma aislada. Si observamos las otras curvas podemos interpretar que esta zona no sería de interés, sin embargo el registro de resonancia nos indica una buena permeabilidad y el nivel ensayado fue productivo con 400 l/h de petróleo.

Yacimiento Manantiales Behr:

Este yacimiento se ubica en el flanco norte de la cuenca del Golfo San Jorge y es conocida la complejidad de estos reservorios que fueron depositados durante un período de más de 40 millones de años en un ambiente de dominio aluvial. Las variaciones litológicas, la cantidad de niveles reservorio, el espesor de los mismos, los cambios en la salinidad, los altos valores en la resistividad del agua de formación, las variaciones de permeabilidades relativas, los diferentes tipos de fluidos presentes y los factores económicos relacionados a la baja producción y acumulada por pozo nos obligan a buscar una técnica que permita evaluar desde el punto de vista petrofísico estos reservorios con el menor costo final.

En la figura 5 se puede observar un ejemplo de la zona El Alba Pampa donde se punzó y se hizo un primer ensayo por separado de dos intervalos ubicados aproximadamente entre los 1500 y 1518 mbbp respectivamente que dieron importantes caudales de agua con salinidades parecidas. Dado que estos niveles eran correlativos de petróleo y se encontraban en una posición estructural más favorable es que se analizó la posibilidad de que existiera una mala aislación y que el intervalo ubicado entre los 1538 y 1545 mbbp fuera el que aportara el agua. De acuerdo a la respuesta del perfil de resonancia magnética esta capa no podría aportar agua ya que todo el fluido presente sería no móvil. Posteriormente se decide hacer una cementación auxiliar por encima de los 1538 mbbp y se ensayan nuevamente los niveles entre los 1500 y 1518 mbbp quedando productivos de petróleo con bajos porcentajes de agua lo que cuestiona la interpretación realizada a partir del registro de resonancia magnética. El elevado porcentaje de agua no móvil calculado en la capa ubicada entre los 1538 a 1545 mbbp y que era la que aportaba el agua, estaría

posiblemente dado por el efecto que provocaría la viscosidad del petróleo al desplazar los tiempos de relajación a rangos de los tiempos de agua irreductible. Nuevamente podemos observar la importancia para estos tipos de reservorios de establecer los límites de un T2 que es variable en función de la litología y del fluido presente. Es interesante resaltar el buen ajuste que se observa entre el potencial espontáneo y la diferencia entre la porosidad total calculada por el sónico y la efectiva del registro de resonancia, que representaría el volumen de arcilla.

Yacimiento Vizcacheras:

Este yacimiento ubicado al sureste de la Cuenca Cuyana presenta dos reservorios clásticos uno correspondiente a la Fm. Barrancas y el otro a la Fm. Papagayos. Durante la perforación de un pozo exploratorio no se observaron en la Fm. Barrancas rastros de hidrocarburos ni aumento en la cromatografía de los valores de gas durante el control geológico. La figura 6 muestra en el track 3 la evaluación petrofísica realizada con la porosidad efectiva donde se estimó una saturación de agua (SW) del 50% para el intervalo ubicado entre los 1930 y 1933 mbbp. En el track 5 se presenta la porosidad efectiva con la distribución de fluidos móviles e inmóviles. En función de la existencia de un elevado porcentaje de fluido no móvil, lo que representaría alta saturación irreductible, es que se decidió la entubación del pozo quedando finalmente con una producción de 1800 l/h de petróleo con el 20% de agua. Se puede observar también que el incremento en las resistividades hacia la parte superior esta dado por el tipo de fluido presente y no por cambios mineralógicos o litológicos. En este intervalo se pudo observar a pozo entubado una excelente respuesta del tiempo de decaimiento termal (sigma) ante la presencia de hidrocarburo.

Conclusiones

Podemos resumir que la ventaja de esta herramienta es la de poder ayudarnos a definir intervalos de interés petrolero al obtener una porosidad efectiva y total. Si la combinamos con otros registros se puede estimar la saturación irreductible, permeabilidad y en algunos casos la cantidad y tipo de hidrocarburo.

Los primeros registros realizados en nuestros yacimientos mostraron escasa correlación y valores muy pesimistas, al compararlos con la información de porosidad y permeabilidad obtenida en los testigos corona. Con la utilización de las herramientas que miden la porosidad total esta correlación fue notablemente mejorada.

Se observaron en los ensayos realizados en los laboratorios sobre testigos extraídos a lo largo de la columna estratigráfica, grandes variaciones en los tiempos de relajación (T2), lo que complica la interpretación. Posiblemente la zonificación con otros registros o la estimación de un "m" variable ayude a mejorar la determinación de los umbrales del tiempo de relajación.

Los valores de permeabilidad estimados a partir de los registros eléctricos, usando la porosidad efectiva y la ecuación de doble agua, muestran una mejor correspondencia con los valores obtenidos en testigos que los calculados a partir únicamente del registro usando diferentes ecuaciones.

El registro de resonancia magnética nos ayuda a determinar con cierta precisión la saturación irreductible, principalmente en reservorios homogéneos.

A esta nueva tecnología que evoluciona rápidamente le falta investigar principalmente sobre la determinación de los umbrales mínimos y máximos del tiempo de relajación (T2), la detección de fluidos a partir del uso de los tiempos de polarización (T1), la difusión y el índice de hidrógeno.

Posiblemente con la cooperación e intercambio de información entre las compañías operadoras y las de servicio se pueda avanzar más en la adquisición e interpretación de estos registros.

Agradecimientos

El autor desea agradecer ASTRA C.A.P.S.A. y a todas las compañías asociadas en los diferentes yacimientos que permitieron la publicación del presente trabajo.

Referencias

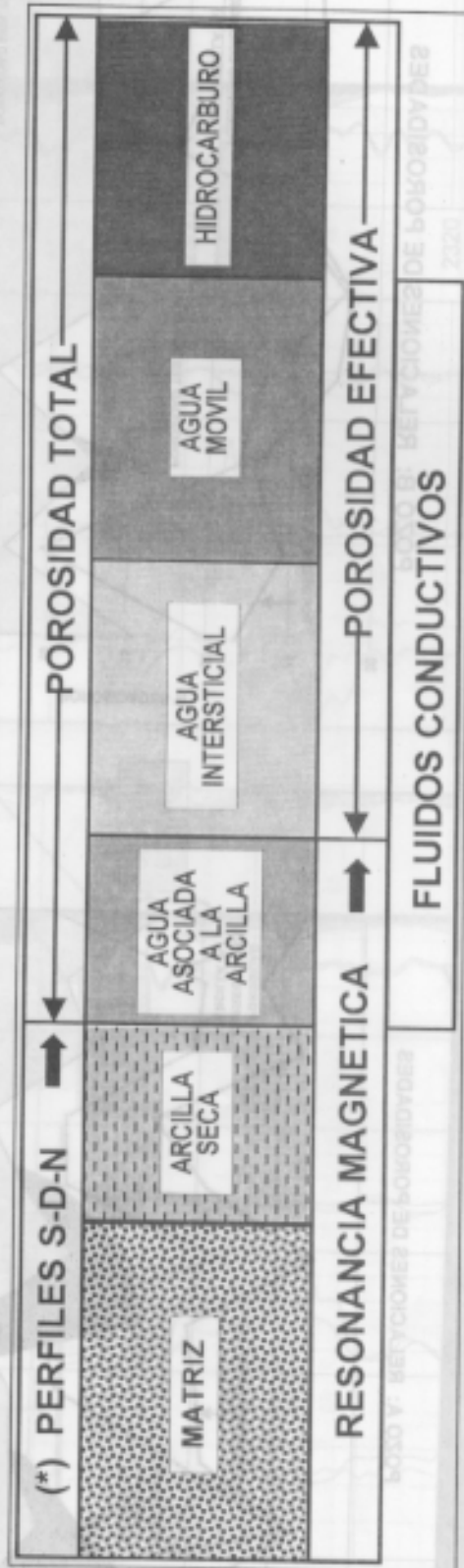
- Akkurt, R., M.G. Prammer and M.A. Moore, Selection of optimal acquisition parameters for MRIL logs, The Log Analyst, Nov-Dec 1996, p43-52.
- Austin, J.T. Faulkner, 1993, Magnetic resonance imaging log evaluates low - resistivity pay: The American Oil and Gas Reporter, August, p.52-54.

- Brown, R. and B. Gamson, 1969, Nuclear Magnetism Logging, SPE.
- Coates, G.R.A.D. Howard, 1992, Core data and the MRIL show a new approach to "formation factor": SPWLA Annual Symposium. Oklahoma City, Oklahoma.
- Coates, G.R., M. Miller, M. Gillen, and G. Henderson, 1991, An investigation of a new magnetic resonance imaging log: SPWLA Annual Symposium, Midland, Texas.
- Galloway, W.E., Depositional and structural framework of the distal Frio formation, Texas Coastal zone and shelf: Texas Bureau of Economic Geology, Geological Circular N° 86-8, 16 p.
- Kleinberg, R.L., and H.J. Vinegar, NMR Properties of reservoir data, The Log Analyst, Nov-Dec 1996, p20-32.
- Miller, M.N., M.E. Gillen, J. Granot, and J.C. Bouton, Spin echo magnetic resonance logging: Porosity and free fluid index determination: 65th Annual SPE Conference, New Orleans, Louisiana, paper SPE 20561.
- Morriss, C.E., J. MacInnis, R. Freedman, K.J. Smaardy, C. Straley, W.E. Kenyon, H.J. Vinegar, and P. N. Tutunjian, 1993, Field test of an experimental pulsed nuclear magnetism tool: SPWLA 34th Annual Logging Symposium, paper GGG.
- Morriss, C.E., P. Deutch, R. Freedman, D. McKeon, and R.L. Kleinberg, Operating guide for the combinable magnetic resonance tool, The Log Analyst, Nov-Dec 1996, p53-60.
- Numar, 1996, NMR Core Sample Measurements.
- Prammer, M.G., 1994, NMR pore size distributions and permeability at the well site: SPE 8th Annual Technical Conference, New Orleans, Louisiana, paper SPE 28368.
- Prammer, M.G., E.D. Drack, J.C. Bouton and J.S. Gardner, Measurements of clay-bound water and total porosity by magnetic resonance logging, The Log Analyst, Nov-Dec 1996, p61-69.

COMPONENTES LITOLOGICOS

LITOLOGIA	MINERALOGIA	COMPOSICION QUIMICA		POROSIDAD CONVENCIONAL
		ESTRUCTURA CRISTALINA		ϕ NEUTRON - ϕ DENSIDAD ϕ SONICA - ϕ PEF
		TAMAÑO DE GRANO		
	TEXTURA	SELECCION		POROSIDAD MRIL
		FORMA DE LOS GRANOS		ϕ MRIL ϕ MBVM ϕ MBVI

MODELO CLASICO DE POROSIDAD



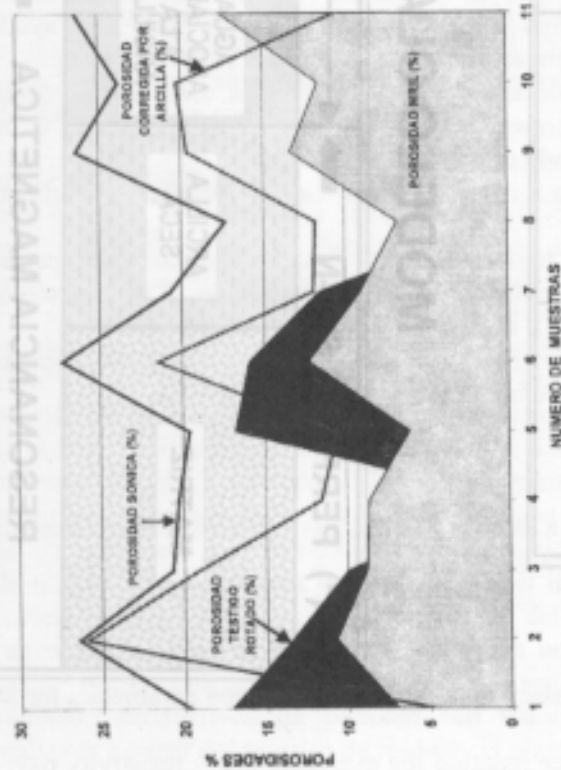
(*) PERFILES (S) SONICO - (D) DENSIDAD - (N) NEUTRON



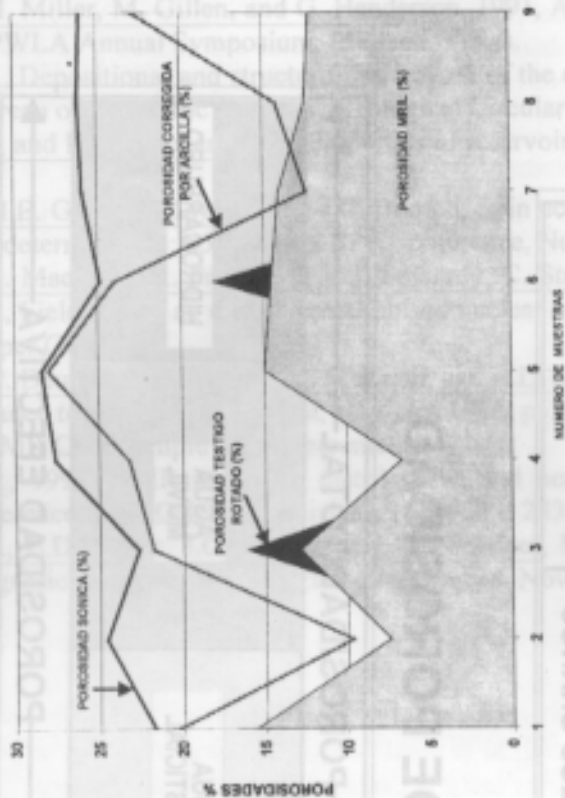
POROSIDADES Y PERMEABILIDADES

REPIOL

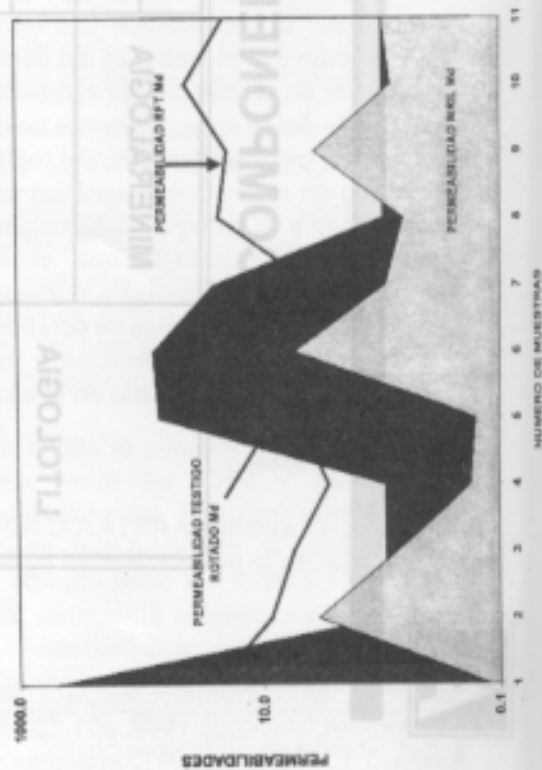
POZO A: RELACIONES DE POROSIDADES



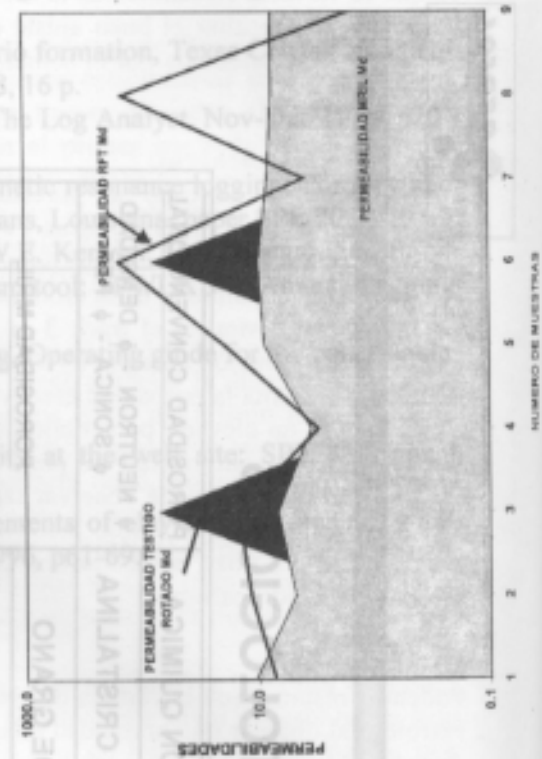
POZO B: RELACIONES DE POROSIDADES



POZO A: RELACIONES DE PERMEABILIDADES

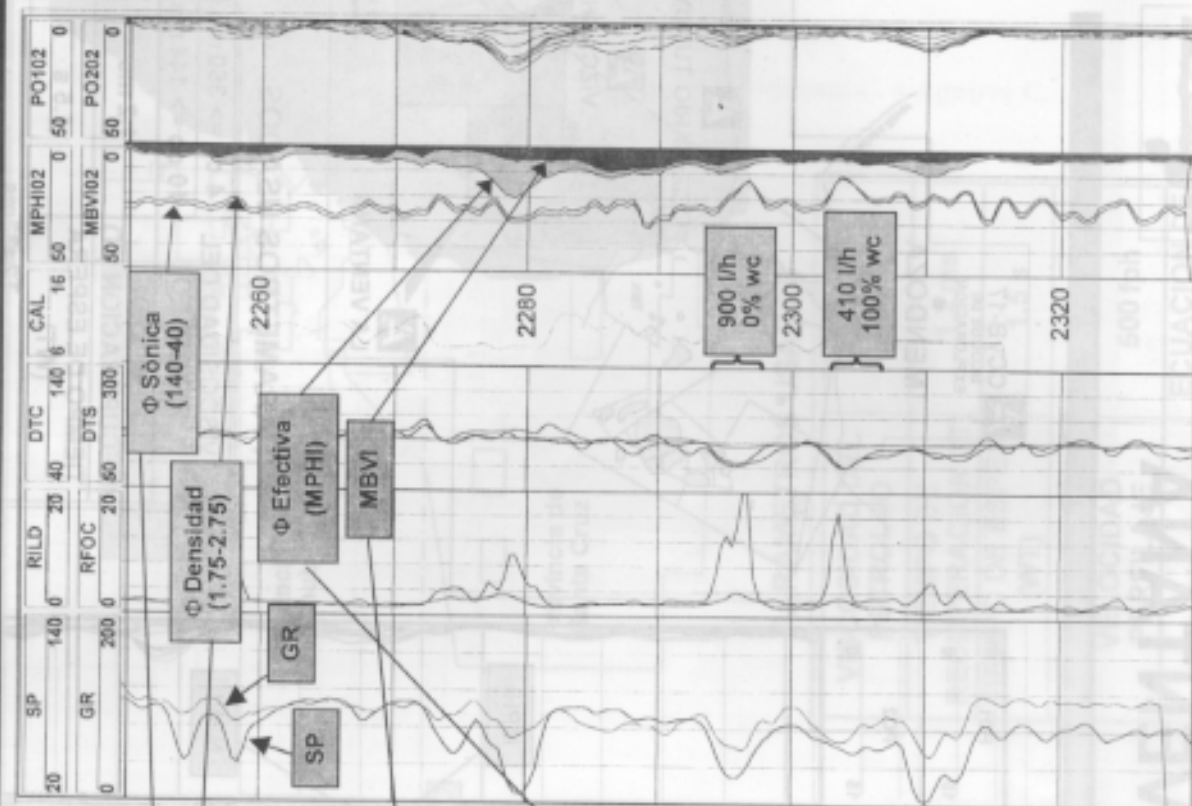
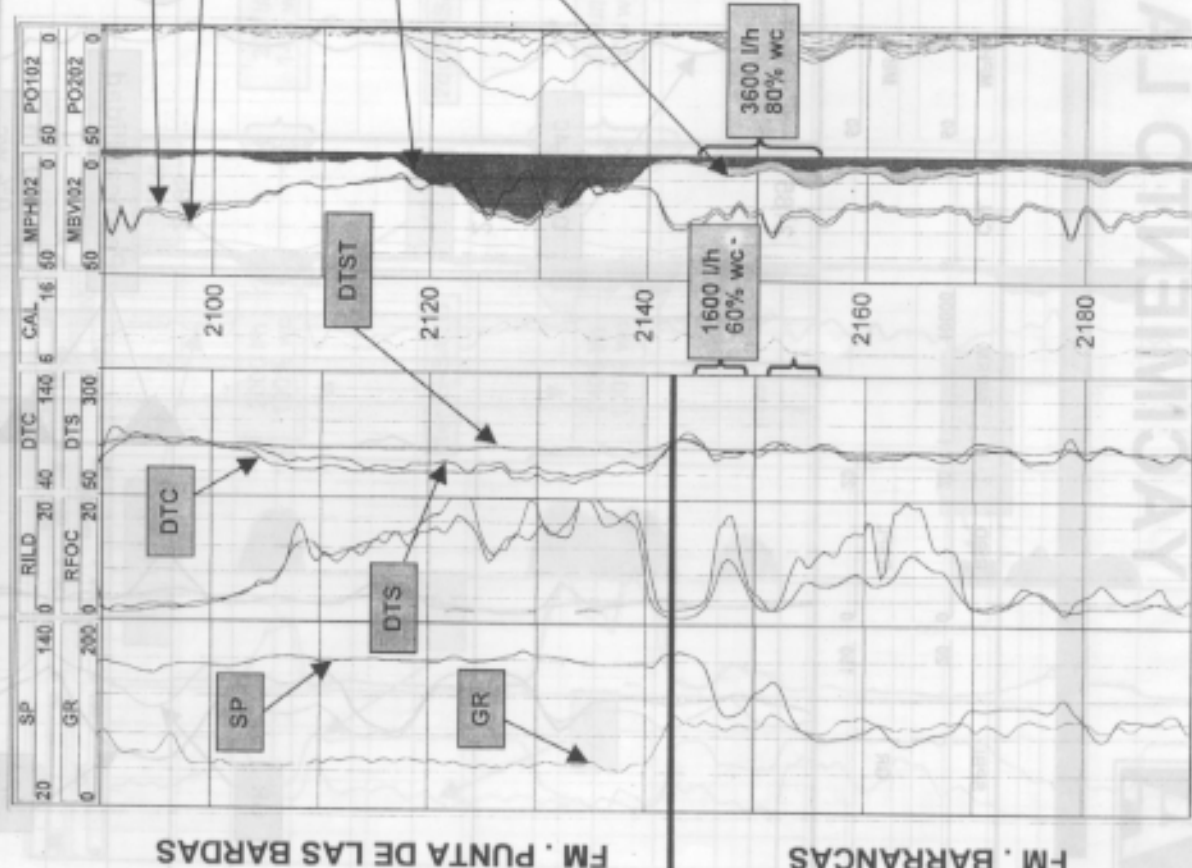


POZO B: RELACIONES DE PERMEABILIDADES





YACIMIENTO LA VENTANA



FM . PUNTA DE LAS BARDAS

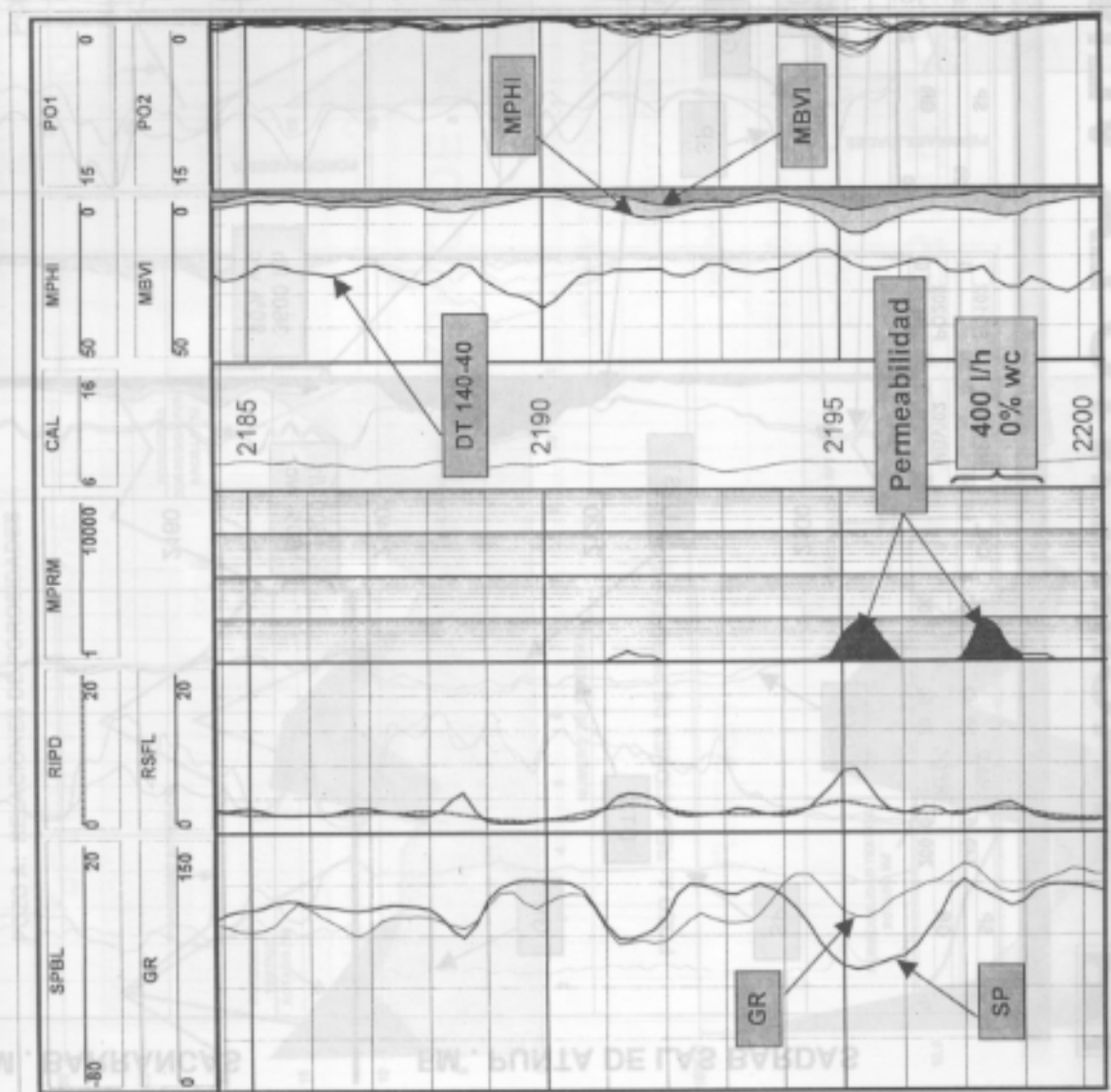
FM . BARRANCAS



YACIMIENTO LA VENTANA

Línea 3A

Línea 3B



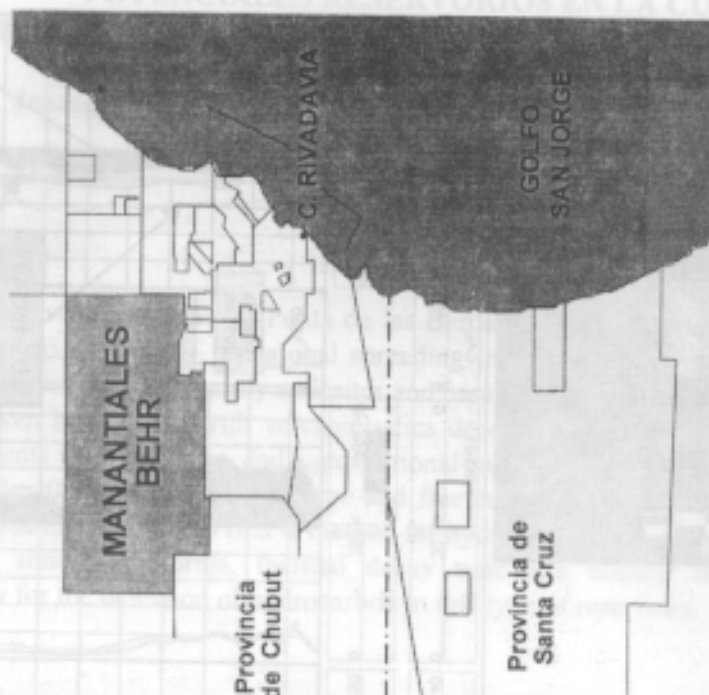
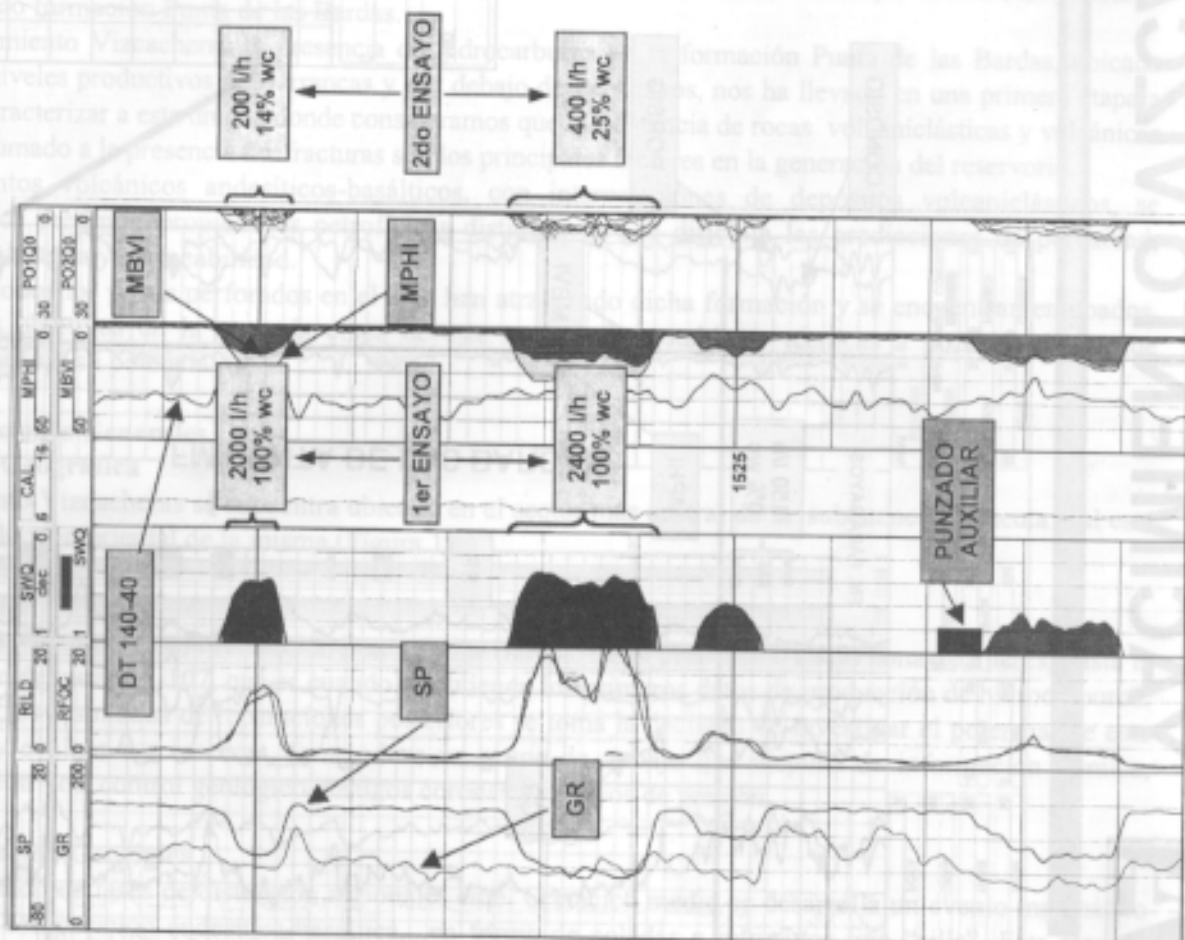
PARAMETROS USADOS

VISCOSIDAD DEL PETROLEO	4 cp => 360 ms 10 cp => 144 ms
TIEMPO DE RECUPERACION (IT)	1.2 ms
TIEMPO DE ESPERA (WT)	1.5 s
T2=33ms	
VELOCIDAD PERFLAJE	500 fph
k	ECUACION DE COATES

Figura 4



YACIMIENTO MANANTIALES BEHR



PARAMETROS USADOS

VISCOSIDAD DEL PETROLEO	1000 cp
TIEMPO DE RECUPERACION (IT)	1.2 ms
TIEMPO DE ESPERA (WT)	1.5 s
T2 = 30ms	
VELOCIDAD PERFLAJE	500 fph
k	ECUACION DE COATES

Figura 5