

Caracterización de Yacimientos Maduros usando Funciones Gamma de NMR y sus Aplicaciones.

A. Bravo, F. Rivero, PDVSA; Y. Moya, J. Marcos, Baker Hughes

Categoría: Marque con una "X"

- Artículo Técnico
- Tesis Pregrado
- Tesis Posgrado

Derechos de Autor 2009, ACIPET

Este artículo técnico fue preparado para presentación en el XIII Congreso Colombiano del Petróleo organizado por ACIPET en Bogotá D.C. Colombia, 1o - 4 de Diciembre de 2009..

Este artículo fue seleccionado para presentación por el comité técnico de ACIPET, basado en información contenida en un resumen enviado por el autor(es).

Resumen.

Los campos maduros representan un gran reto para las empresas operadoras estatales, ya que en ellos se encuentran una buena porción de las reservas de un país. El desarrollo controlado y la optimización de estos recursos son de gran importancia para maximizar el recobro de reservas. En las áreas tradicionales del Distrito Anaco en el Oriente de Venezuela, se encuentran los campos maduros de gas, condensado y liviano más importantes del país.

Las evaluaciones petrofísicas son un gran desafío para cualquier interprete, sobre todo al momento de la determinación de los parámetros básicos como lo son la porosidad, permeabilidad, saturación de agua, distribución de fluidos .etc. El objetivo de este trabajo consiste en demostrar como la incorporación de nuevas tecnologías como es el caso de Resonancia Magnética Nuclear (RMN), aplicando una innovadora metodología de procesamientos de datos basada en la inversión de ecos "gamma Inversión" contribuye a determinar la distribución de los fluidos en la zona lavada y adicionalmente permite predecir la producción del pozo.

Introducción.

La evaluación petrofísica e identificación de fluidos de toda la columna estratigráfica de un pozo perforado en un campo petrolífero con diferentes yacimientos maduros de distintas gravedades API y diferentes características litológicas es un reto para los registros convencionales, ya que es difícil precisar parámetros importantes que permitan visualizar el potencial que generará un yacimiento en específico. Entre estas propiedades se pueden nombrar: Saturación de Gas, Saturación de Crudo, permeabilidad específica, viscosidad, entre otros.

El Campo San Joaquín del área mayor de Anaco-Venezuela, descubierto en el año 1939 con más de 400 Yacimientos de pequeñas a grandes dimensiones, presenta en algunas áreas en toda su columna estratigráfica (desde el Cretácico hasta el Mioceno superior), una variedad de yacimientos maduros con diferente relación de arcillosidad y gravedad API de Hidrocarburo. Estas características dificultan la selección de niveles candidatos a drenar para cumplir con el potencial de crudo y gas estimado en la propuesta de perforación.

Es por esta razón que la gerencia de desarrollo ha estado buscando nueva iniciativas en la búsqueda de optimizar la producción de los pozos. El objetivo de este trabajo es de utilizar un nuevo procesamiento basado en la inversión de ecos "gamma Inversión" de Resonancia Magnética Nuclear con la finalidad de poder identificar los tipos de fluidos presentes en los diferentes yacimientos, además de poder predecir la producción de cada uno de los intervalos, de esta forma poder optimizar el cañoneo y producción de los pozos viejos y los nuevos que están planificados a ser perforados.

Marco Teórico.

En esta sección se presenta por primera vez la metodología para la transformación de los trenes de ecos del dominio de tiempo al de T2 usando la inversión gamma.

En proceso de adquisición se obtiene como dato crudo un tren de ecos, estos ecos son transformados luego por medio de una inversión a un espectro de T2.

A los trenes de ecos se les conoce también como datos en el dominio del tiempo y a los espectros de T2 como datos en el dominio de T2. El proceso de inversión es una transformación de variables de tiempo a T2, generando al final de la transformada una función P(T2), esta última es una función de la constante de tiempo de relajación T2 que en los registros de pozo se expresa en unidades de porosidad sobre milisegundo. El sentido físico de esta función es expresar el valor de porosidad que se encuentra en una banda de valores de T2. En este sentido la curva de porosidad total puede ser expresada como.

Ec. 1

$$\phi = \int_0^{\infty} P(T_2) dT_2$$

En el proceso de medición la herramienta no puede medir directamente esta función P(T2) sino que obtiene una función del tiempo (No en el dominio de tiempo T2) s(t) compuesta por una sumatoria infinita de términos exponenciales con la adición de ruido térmico. El ruido térmico esta presente en todos los componentes eléctricos y en particular en la antena de la herramienta y en las primeras etapas electrónicas donde el nivel de señal es muy pequeño.

Al proceso de obtener una función <P(T2)> que se acerque lo más posible a P(T2) se le llama inversión. Este proceso matemático tiene las dificultades de que las funciones exponenciales no son ortogonales y que los resultados deben ser lo mas independientes posible del nivel de ruido térmico. El nivel de ruido no es constante, depende del tipo de herramienta y de las condiciones de pozo, por ejemplo pozos con lodo salinos atenúan la señal empeorando la relación señal/ruido.

El problema de hallar P(T2) se puede resolver por distintos caminos y no tiene solución única, si bien los parámetros fundamentales de los espectros obtenidos por los distintos métodos no se diferencian mayormente entre si, pequeñas diferencias, en la forma de los espectros obtenidos, pueden cambiar los resultados de la interpretación de los mismos. La mayor parte de las aplicaciones de las mediciones de NMR se basan en caracterizaciones de la forma de los espectros realizadas gracias a la gran cantidad de pozos que cuentan con los registros de NMR, acompañados de los ensayos de producción de las distintas zonas.

Se analizara las generalidades del problema de inversión, y en particular, tratar la aplicación de las funciones gamma en la resolución del mismo, dado que los resultados obtenidos de este método se mostraron mas consistente y mas estables, con respecto a la relación señal/ruido y las condiciones de pozo.

La señal s(t) que obtenemos de la herramienta no se obtiene en forma continua sino como una sucesión de valores discretos, esta puede ser expresada como s(t)=ECO(n TE) donde la variable tiempo es el producto del numero de eco por el tiempo entre eco, con esto la función queda definida solamente en los instantes donde llegan los ecos.

El espectro de T2 también se puede discretizar, evidentemente esto afectara la precisión del calculo pero dependerá del numero de divisiones que se realice. Con esta consideración el tren de ecos se puede expresar matemáticamente, sin considerar la presencia de ruido, de la siguiente manera:

$$\int_0^{\infty} P(T_2).e^{\frac{-t}{T_2}} d(T_2) \approx \sum_{j=1}^N P_j.e^{\frac{-n.TE}{T_{2j}}} = ECO(n.TE)$$

Ec. 2

En donde:

T2	Variable constante del tiempo.
P(T2)	Verdadera distribución de T2.
T	Tiempo.
N	Números de bins en los que se discretiza la distribución.
n	Número del eco.
TE	Tiempo entre ecos.
Pj	Bin j.
T2j	Constante de tiempo central del bin j.
nTE	Variable tiempo discretizada.
ECO(nTE)	Tren de ecos obtenidos de la herramienta.

El objetivo de esto es hallar los P2j que satisfacen la siguiente ecuación.

$$\sum_{n=1}^M \left(ECO(nTE) - \sum_{j=1}^N P_j \cdot e^{-\frac{nTE}{T_{2j}}} \right)^2 \quad \text{Ec. 3}$$

Esta ecuación expresa la suma de las diferencias al cuadrado de la función que hallamos en los ecos medidos. Enunciado de esta manera los resultados no concuerdan para nada con la realidad. El juego de Pj que minimiza la ecuación anterior en general incluye algunos Pj negativos, estos valores negativos no tienen sentido ya que estaría representando porosidades negativas, es por esta razón, que se hace imprescindible colocarle a la solución una restricción la cual hace que las soluciones sean positivas o iguales a cero, a pesar de esta restricción se tiene que la solución es inestable, la estabilidad de esta ecuación se logra cuando se introduce un término adicional llamado de regularización, este término tiende a suavizar el espectro, la ecuación resultante es mostrada a continuación.

$$\sum_{n=1}^M \left(ECO(nTE) - \sum_{j=1}^N P_j \cdot e^{-\frac{nTE}{T_{2j}}} \right)^2 + \alpha \sum_{j=2}^{N-1} (P_{j-1} - 2P_j + P_{j+1})^2$$

Ec. 4

En donde el valor de alfa representa el factor de regularización.

Como se habrá observado la solución por la vía tradicional no es simple, es por esta razón que se ha implementado una solución diferente a la inversión de ecos esto usando funciones gamma, este método permite obtener un espectro semi-continuo sin problemas de estabilidad como los encontrados en los algoritmos convencionales y mucho menos sensible a los efectos del ruido. El ruido en los algoritmos convencionales genera un carácter oscilatorio con baja regularización y demasiado planchados para niveles de regularización altos. A continuación se presentará la forma de calcular este espectro usando las funciones gamma.

En un medio poroso la distribución de T2 es continua, no podemos pensar en valores discretos en la repuesta de una roca. Los ecos obtenidos de un experimento de NMR en un medio poroso vienen dado por la siguiente ecuación

$$\int_0^{\infty} P(T_2) \cdot e^{-\frac{nTE}{T_2}} \cdot d(T_2) = ECO(nTE) \quad \text{Ec.5}$$

En lugar de hallar un espectro discreto en forma de bins, vamos a resolver el problema utilizando funciones de base continuas definida continuas y buscaremos los coeficientes por los que tendremos que multiplicar a esas funciones para estimar el espectro continuo P(T2).

$$P(T_2) = \sum_{i=1}^n A_i \cdot F_i(T_2) \quad \text{Ec.6}$$

Para las funciones Fi se utilizaría funciones de densidad gamma, estas poseen la forma de una campana de gauss con el eje x logarítmico. Resulta fácil entender que una suma de funciones con esta forma no puede tener un carácter oscilatorio como el mencionado cuando se trató el factor de regularización, por lo que no hace falta regularizar.

$$F_i(\lambda) = \left(\frac{\kappa \cdot \lambda}{\lambda_i} \right)^{\kappa} \cdot \frac{e^{-\left(\frac{\kappa \cdot \lambda}{\lambda_i} \right)}}{\lambda_i \cdot \Gamma(\kappa)} \quad \text{Ec. 7}$$

En donde

- λ 1/T2
- λ_i 1/T2i, valor central de la función
- κ Factor de forma, en la práctica 3,4 ó 5

$\Gamma(\kappa)$ Función gamma de κ , para κ entero $(\kappa-1)!$

Reescribiendo la ecuación del tren de ecos y sacando la sumatoria fuera de la integral

$$ECO(n.TE) = \sum_{i=1}^n A_i \int_0^{\infty} \left(\frac{\kappa \cdot \lambda}{\lambda_i} \right)^{\kappa} \frac{e^{-\frac{\kappa \cdot \lambda}{\lambda_i}}}{\frac{\lambda}{\lambda_i} \Gamma(\kappa)} \cdot e^{-\frac{n.TE}{T_2}} d(T_2)$$

Ec.8

Resolviendo la integral se obtiene lo siguiente.

$$ECO(n.TE) = \sum_{i=1}^n A_i \left(1 + \frac{\lambda_i \cdot n.TE}{\kappa} \right)^{-\kappa} \quad \text{Ec. 9}$$

Para la ilustración de cómo funciona esta solución en la figura #1 se resuelve un tren de ecos compuesto de tres unidades de porosidad con un T2 de 30 milisegundos y dos unidades de porosidad en 300 milisegundos de T2 con un con una distribución normal de ruido de una desviación estándar de 1 unidad de porosidad. Una señal que puede ser, por sus características, la proveniente de una zona gasífera.

A partir del tren de ecos mostrado en la figura #1 se obtienen dos espectros, uno utilizando un algoritmo convencional y el que utiliza las funciones gamma, esto es mostrado en la figura #2, la línea continua muestra el espectro obtenido utilizando funciones gamma, en el que se pueden distinguir las dos componentes, con la línea segmentada se muestra el hallado con un algoritmo convencional con un factor de regularización ligeramente superior al necesario para evitar la inestabilidad, la diferencia es notoria entre ambas soluciones, sin embargo, esto es un caso teórico, a continuación se mostrara una serie de caso en donde se muestra las diferentes aplicaciones de esta metodología.

Interpretación de las funciones gamma.

Hasta este momento se ha desarrollado todo el marco teórico para el entendimiento conceptual de la inversión por medio de las funciones gamma, en este capítulo se explicara la forma como se presentan las funciones.

Como se explicó en el capítulo anterior las funciones gamma tiene la forma de una campana de gauss con una base en el eje x logarítmica, cada campana de gauss, esta centralizada a un determinado tiempo, por ejemplo, 0.5 ms, 1 ms, 2 ms...etc., cada una de ellas se le denomina componentes y se les diferencia por medio de un número el cual indica en que tiempo se encuentra centralizada la función, por ejemplo, Comp1, es la función gamma que esta centralizada a 0.5 ms, Comp2, esta en 1 ms y así sucesivamente, existen parte de estas funciones que se puede superponer con la anterior y/o siguiente.

Adicionalmente a la creación de las funciones, cada una de ellas están rellenas de diferentes colores para lograr su mejor identificación y asociación visual con un determinado evento físico o Geológico, la suma de todas ellas generaría el espectro de T2. El área individual de cada componente se presenta en una de las columnas, esto es presentado en la figura #3. En la figura anteriormente mencionada se tiene, en la primera columna la suma de cada una de las áreas correspondiente a cada componente, luego en el segundo se puede observar la distribución de las funciones gamma así como la suma total de ellas lo cual representa la distribución de T2.

Desde el punto de físico el área debajo de cada una de las componentes podría ser interpretado como una determinada distribución de garganta de poro, esto contribuye al entendimiento de la distribución de facies presentes en el yacimiento y la distribución del fluido dentro de este.

Resultados. Identificación de tipos fluidos.

En la figura #4 se presenta los registros básicos del pozo en estudio, denominado well#1, en esta figura se tiene en la primera columna el GR en la segunda la profundidad en pies, luego la resistividad de carácter inductiva, en la tercera y última de las columnas se tiene el densidad neutrón resaltando en rojo el cruce indicativo del gas, el cual no es resaltante por el contenido de invasión que posee la formación, minimizando el efecto del gas. En la misma columna del densidad-neutrón de encuentra la interpretación de fluido según el procesamiento tradicional del resonancia magnética nuclear en donde se muestra la sección irreducible, la arcilla y el fluido movable, con estos registros se puede observar que existen unas disminuciones en la resistividad en zonas en donde el GR se mantiene

estable, esto podría ser interpretado como presencia de agua, este es el tipo de problema que se presenta con los registros convencionales.

En la figura #4 se presenta dos columnas adicionales en las cuales se pueden observar la nueva interpretación de la resonancia usando las funciones gamma. Para la caracterización de las componentes de tal forma que puedan representar las características de la formación y fluido, el primer paso a seguir es establecer una correlación entre las propiedades de la roca/fluido y cada una de las componentes.

Para el caso particular del pozo en estudio figura #5 Las componentes de colores marrón, anaranjado y amarilla corresponden al contenido de arcilla que se tiene dentro de la formación, las componentes verdes (clara y oscura) representan el agua irreducible de carácter capilar, para este caso particular y zona en estudio las componentes de color azul representan el volumen de gas presente dentro de la zona de lectura del RMN, el color morado correspondiente a las componentes con mayores tiempos de relajación representan el volumen de filtrado presente.

Usando la interpretación anteriormente hecha se puede observar cuales son los intervalos con mayor presencia de invasión y cuales no lo tienen.

Basados en la interpretación anterior y utilizando la ecuación de Darcy fue posible predecir cuales los volúmenes iniciales de producción de este pozo. Para este caso la predicción de producción fue de 7876 Mscf/d mientras la producción real fue de 7971 Mscf/d, esto genera un error de apenas del 1.2%, lo cual está dentro del margen de error en un cálculo de este estilo el cual podría estar en un 10 %. Entonces la predicción del volumen de gas producido es aceptable.

Basados en que el objetivo principal del campo es predecir la producción de gas del campo, no se presentan los cálculos de la estimación de la producción de líquido por considerarse despreciable (< 50 stbl/d de líquido).

La predicción de producción se presenta como se muestra en la figura# 6, equivalente a un PLT sintético de tal forma que ayude al intérprete a seleccionar los mejores intervalos a ser cañoneados luego de la perforación y antes de la completación del pozo.

Conclusiones

Se ha demostrado que con la ayuda del nuevo procesamiento de la resonancia se puede seleccionar de una manera óptima los intervalos a ser cañoneados.

Por medio de las componentes se puede observar que la invasión no es uniforme en todo el yacimiento, existen zonas con mayor o menor invasión dentro de la formación.

La predicción de la productividad de producción podrá ayudar a seleccionar la completación que se debe utilizar, además de poder tener una mejor estimación del gas in situ que se posee.

Referencias.

1. LAWSON & HANSON. Solving Least Squares Problems.
2. A. MILLER, K. VOZOFF. A new Method for estimating T2 distribution from NMR measurements. 1998 4th international meeting recent advances in NMR Applications to Porous Media.
3. J. ARRO. Resonancia Magnética Nuclear, Principios y aplicaciones en la cuenca del Golfo San Jorge, reporte interno de Baker Hughes Inc.

Figuras.

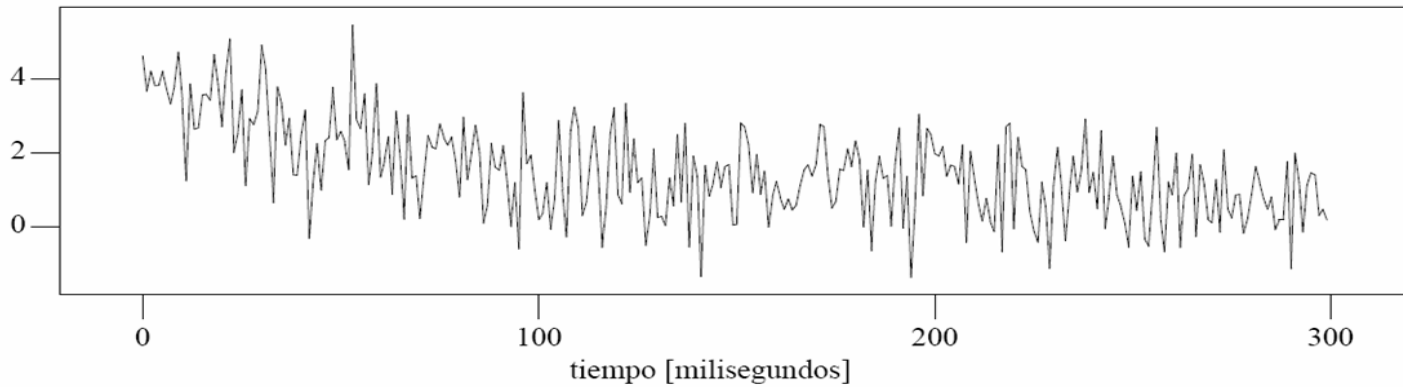


Figura #1, distribución del tren de Echoe en función del tiempo.

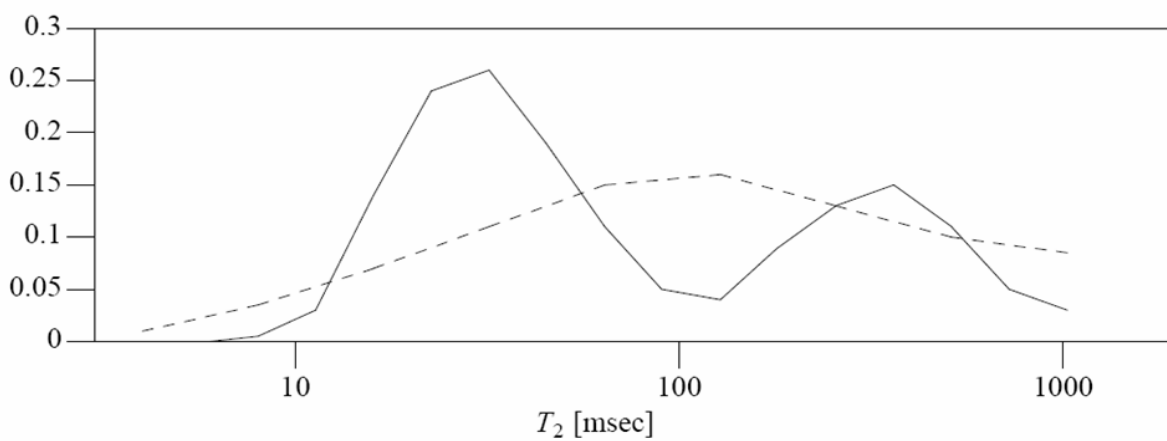


Figura #2: Comparaciones entre dos factores de regularización diferentes.

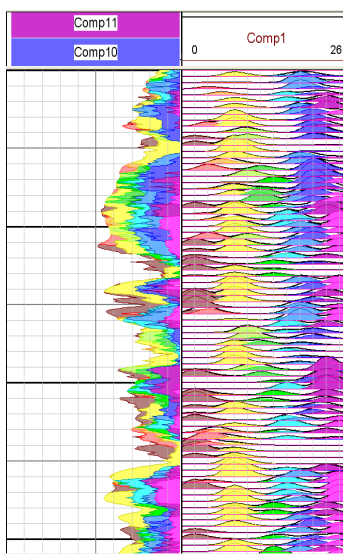


Figura #3: Resultados del nuevo procesamiento de las inversiones gamma.

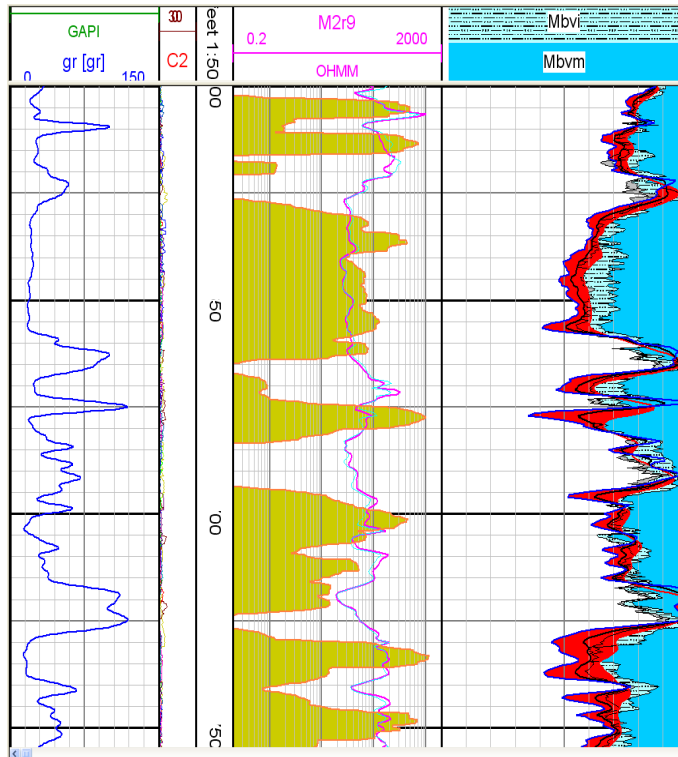


Figura #4: Registros convencionales del pozo en estudio.

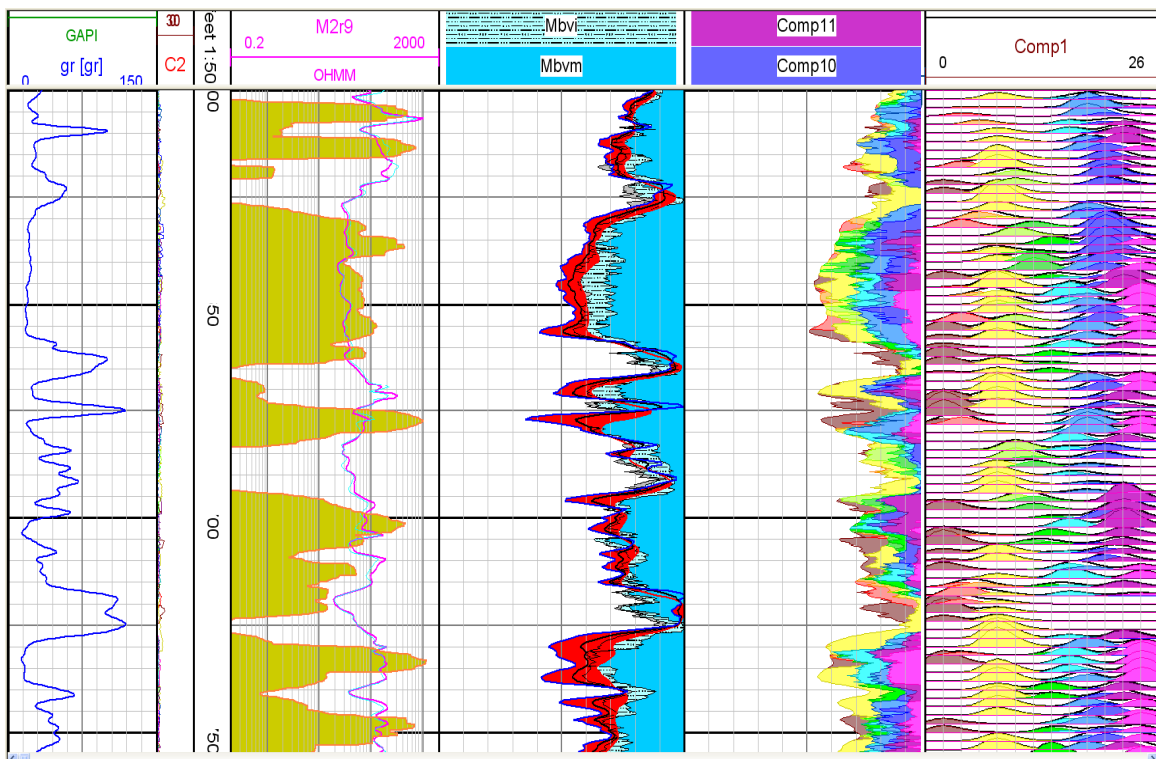


Figura #5: registros convencionales con la interpretación de las funciones gamma.

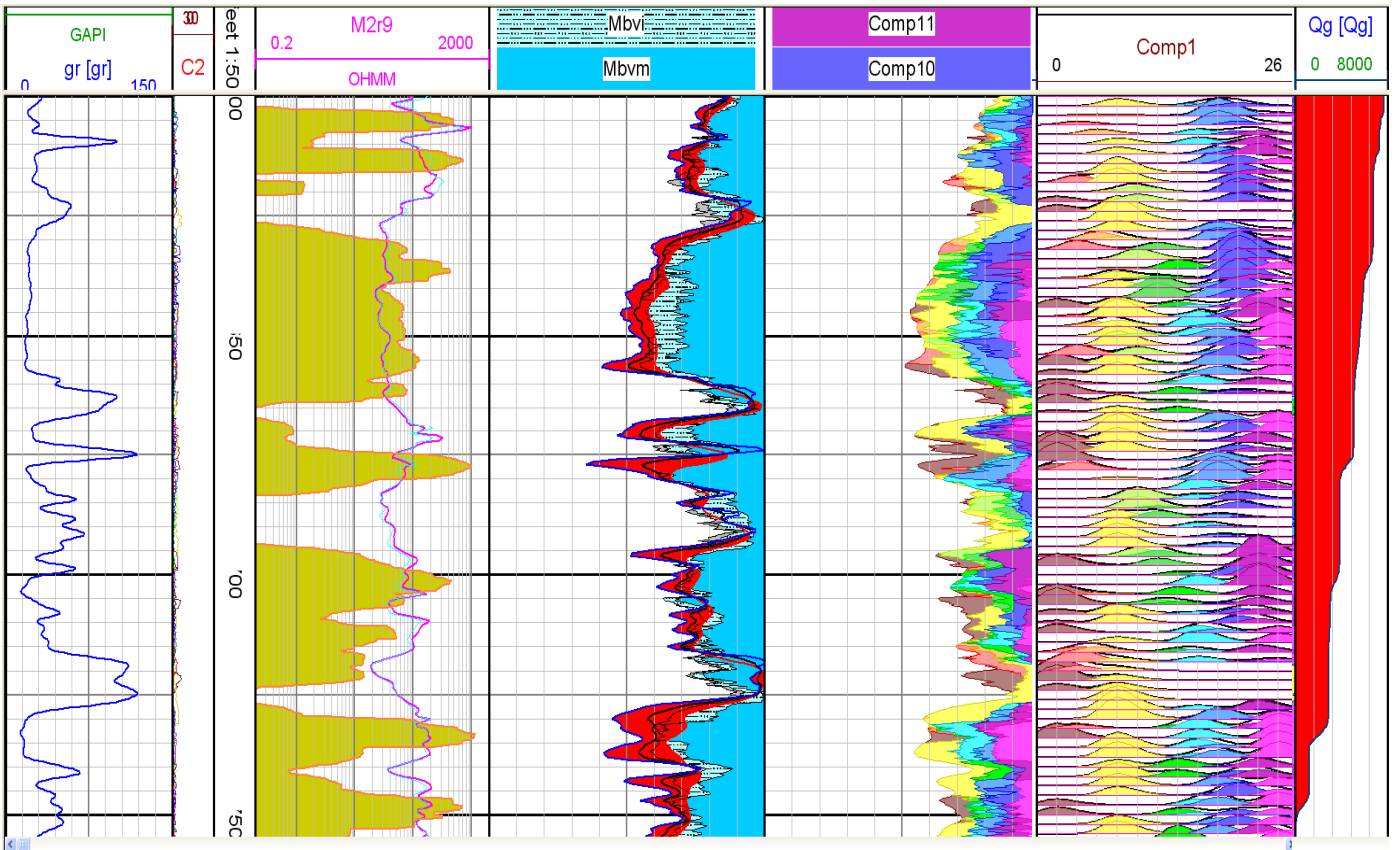


Figura #6: Registro de producción sintético construido a partir de los datos de presión y resonancia