

MAPAS 2DFC- T_1T_2 : IDENTIFICACION DE GAS y PETROLEOS LIVIANOS MEDIANTE MEDICIONES SIMULTÁNEAS DE T_1 Y T_2 NMR

**Facundo Arillo, Halliburton Argentina S.A., facundo.arillo@halliburton.com
Claudio Quintavalla; Halliburton Argentina S.A., claudio.quintavalla@halliburton.com
Martin Cerda; Halliburton Argentina S.A., martin.cerda@halliburton.com**

Sinopsis

El desafío en la identificación de fluidos con registros de resonancia magnética nuclear en reservorios de gas y petróleos de baja viscosidad nos ha direccionado al desarrollo de nuevas activaciones de medición.

La porosidad medida es función del índice de hidrógeno de los fluidos de la formación que en el caso del agua es igual a 1. Si tomamos en cuenta el GAS, su índice es menor al del agua y al del petróleo por lo que la señal medida es menor dando como resultado una porosidad subestimada. En reservorios de baja presión, la señal de GAS se ve aún más afectada.

Los primeros registros de resonancia basaban su análisis en la medición de T_2 (tiempo de decaimiento). La identificación de GAS con esta medición resulta compleja debido a su bajo índice de hidrógeno, lo cual resulta en una señal de medición poco concluyente. A esto se le suma que los tiempos del GAS en el espectro de medición T_2 , dependiendo de la presión y temperatura, son similares a los tiempos del agua irreductible y el agua móvil, generando dificultades para su análisis. Actualmente se pueden realizar mediciones de T_1 (tiempo de polarización) cuyos valores de GAS en el espectro de medición son claramente diferentes a los del agua y petróleo.

Las nuevas activaciones nos han permitido el uso de nuevas herramientas para interpretaciones petrofísicas como es el caso del análisis 2DFC (Two Dimensional Fluid Characterization), el cual provee mapas 2D mediante las mediciones simultáneas de T_1 y T_2 . La principal aplicación de los mapas 2DFC- T_1T_2 es la identificación y cuantificación de metano tanto en lodos base aceite como base agua. Ésta nueva metodología de adquisición de datos NMR, además de la información convencional (porosidad total, porosidad de fluido irreductible, calidad de roca y permeabilidad), nos brinda una excelente identificación de gas metano y petróleos de baja viscosidad.

Las prognosis de fluidos realizadas a través de los mapas T_1 - T_2 fueron comparadas con datos de producción demostrando la validez del método.

Principio de Medición

El nuevo producto 2DFC- T_1T_2 , es un modelo desarrollado para evaluar la información NMR a través de la inversión simultánea de T_1 - T_2 . Dicha aplicación ha resultado de gran utilidad para la identificación de reservorios gasíferos y de petróleos de baja viscosidad como así también para proveer información certera sobre las propiedades petrofísicas de la roca.

Al ser los registros de NMR independientes de efectos mineralógicos, pueden proveer una muy buena estimación de la porosidad de la formación, volumen de fluido libre e irreductible y, por ende, calidad de reservorio. Estos datos también pueden ser utilizados para estimar valores de permeabilidad a través de diferentes modelos, como por ejemplo la ecuación de Coates.

La salida principal del análisis 2DFC- T_1T_2 es un mapa de dos dimensiones con las distribuciones de T_1 y T_2 , el cual se utiliza para la identificación y cuantificación de metano. Basándonos en esta propiedad, se pueden identificar petróleos livianos y gas. Los resultados pueden ser utilizados en combinación con registros convencionales para mejorar la interpretación petrofísica.

La correlación entre las predicciones con los datos actuales de producción sugiere que este método es de gran utilidad para la evaluación de reservorios gasíferos de mineralogía compleja.

La adquisición consiste en activaciones que utilizan varios tiempos de polarización (T_w) y cientos de “echoes”, a fin de obtener mediciones simultáneas de distribuciones T_1 y T_2 (figura 1).

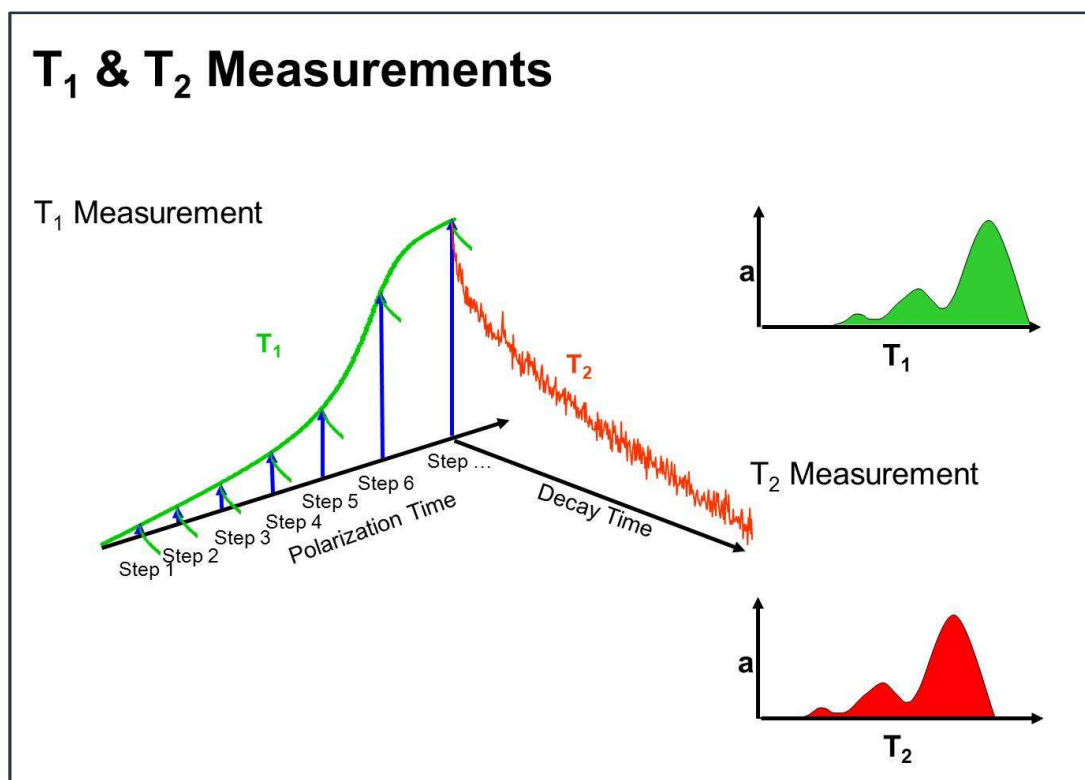


Figura 1

2DFC Principal objetivo: GAS

En activaciones anteriores, donde sólo se registra la distribución de T_2 , la complejidad en la tipificación de fluidos radicaba en que en el espectro de medición, tanto la señal de GAS como la del fluido irreducible poseen valores similares. En la interpretación de los registros de resonancia magnética, se aplica un cutoff sobre la distribución T_2 para separar y cuantificar el volumen de agua irreducible y el volumen de fluido móvil. Si no se tiene en cuenta este comportamiento del GAS, se estaría sobrestimando el volumen irreducible dando como resultado una roca con propiedades petrofísicas de menor calidad y en algunos casos pasando por alto la presencia de GAS.

En cambio en el espectro de T_1 , los valores de GAS son significativamente diferentes a los del agua irreducible y demás fluidos pertenecientes a los “movibles”, esto facilita la correcta interpretación de las propiedades de la roca y mejora la identificación y cuantificación del GAS en el reservorio, (figura 2)

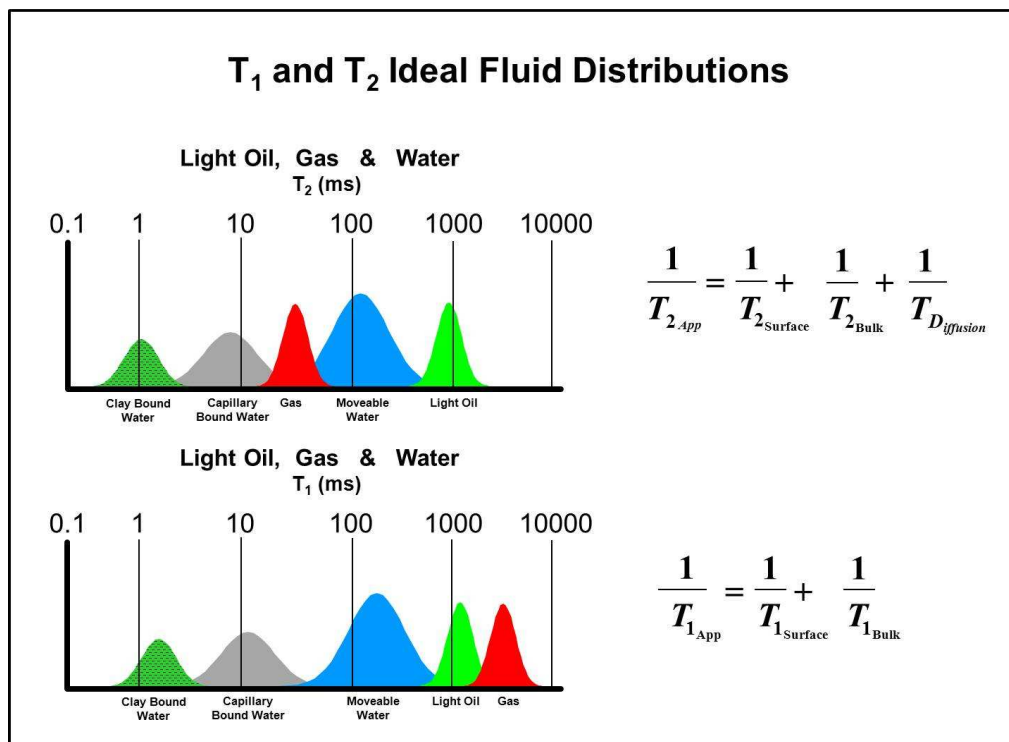


Figura 2

Diferencias entre las distribuciones T_1 y T_2

Para fluidos en los poros de una roca, hay tres mecanismos de relajamiento independientes asociados con esto:

- Proceso del fluido en bruto, que afecta el relajamiento tanto de T_1 como de T_2 . Está controlado por las propiedades físicas del fluido, tales como viscosidad y composición química. Factores ambientales como la presión y la temperatura afectan al relajamiento bruto de un fluido.
- Proceso de relajamiento por superficie, que afecta el relajamiento tanto de T_1 como de T_2 . Tiene lugar en la interfase fluido-sólido, es decir, en la superficie del grano de las rocas. La relaxividad de la superficie varía con la mineralogía. Por ejemplo, las superficies de los carbonatos muestran una relaxividad por superficie más débil que las superficies de cuarzo.
- Proceso de difusión en presencia de gradientes de campo magnético, **sólo afecta el relajamiento T_2** . Cuando existe un gradiente considerable en el campo magnético estático, la difusión molecular provoca desfasaje adicional y, por lo tanto, incrementa el índice de relajamiento de T_2 .

Al igual que con el relajamiento en bruto, las propiedades físicas tales como la viscosidad y la composición molecular controlan el coeficiente de difusión. Nuevamente, las condiciones ambientales, temperatura y presión, afectan la difusión.

Todos estos tres procesos trabajan en paralelo; por lo tanto, los tiempos T_1 y T_2 de fluidos porales están dados por:

$$\frac{1}{T_{1App}} = \frac{1}{T_{1Surface}} + \frac{1}{T_{1Bulk}} \quad \frac{1}{T_{2App}} = \frac{1}{T_{2Surface}} + \frac{1}{T_{2Bulk}} + \boxed{\frac{1}{T_{Diffusion}}}$$

T_2 : tiempo de relajamiento transversal del fluido poral según la medición hecha por una secuencia CPMG.

T_{2bulk} : tiempo de relajamiento T_2 del fluido poral si estuviera medido en un recipiente tan amplio que los efectos del recipiente serían despreciables.

$T_{2surface}$: tiempo de relajamiento T_2 del fluido poral que proviene del relajamiento de superficie.

$T_{2diffusion}$: tiempo de relajamiento T_2 del fluido poral según es inducido por difusión en el gradiente de campo magnético.

T_1 : el tiempo de relajamiento longitudinal medido del fluido poral.

T_{1bulk} : tiempo de relajamiento T_1 del fluido poral si estuviese medido en un recipiente tan amplio que los efectos del recipiente fuesen despreciables.

$T_{1surface}$: tiempo de relajamiento T_1 del fluido poral que proviene del relajamiento por superficie.

A continuación se puede observar una tabla con los diferentes valores promedios de T_1 y T_2 para cada fluido.

	T_1	T_2	T_1/T_2 ratio	HI	μ (cp)	D ($10^{-5} \text{ cm}^2/\text{s}$)
Brine	1 - 500	1 - 500	~ 2	1	0.2 - 0.8	1.8 - 7
Oil	3000- 4000	300 - 1000	~ 4	1	0.2 - 1000	0.0015 - 7.6
Gas	4000 - 5000	30 - 60	~ 80	0.2 - 0.4	0.011 - 0.014	80 -100

Long T_1 & Long T_2 : **Light Oil**

Long T_1 & Short T_2 : **Gas**

La importancia relativa de los tres mecanismos de relajamiento depende del tipo de fluido que hay en los poros (agua, petróleo, o gas), los tamaños porales, la potencia del relajamiento por superficie, y la humectabilidad de la superficie de la roca.

La diferencia entre ambas distribuciones radica en que solamente la medición T_2 depende de la difusividad del fluido contenido en la roca. La alta difusividad del GAS juega un papel importante en la distribución T_2 .

Efecto de la presión del reservorio en la identificación del GAS con registros NMR

La figura 3 representa un ejemplo de distribuciones T_1 y T_2 con presión original de reservorio. Se observa una señal fuerte de GAS en la distribución T_2 , pero debido a su alta difusividad cae en tiempos próximos al fluido irreductible. En la distribución T_1 también se observa claramente la señal, pero con la ventaja que esta se encuentra en tiempos por encima de 2000 ms, lo que ocasiona que el GAS sea fácilmente identificado y no se comentan errores en el análisis y procesamiento de la información.

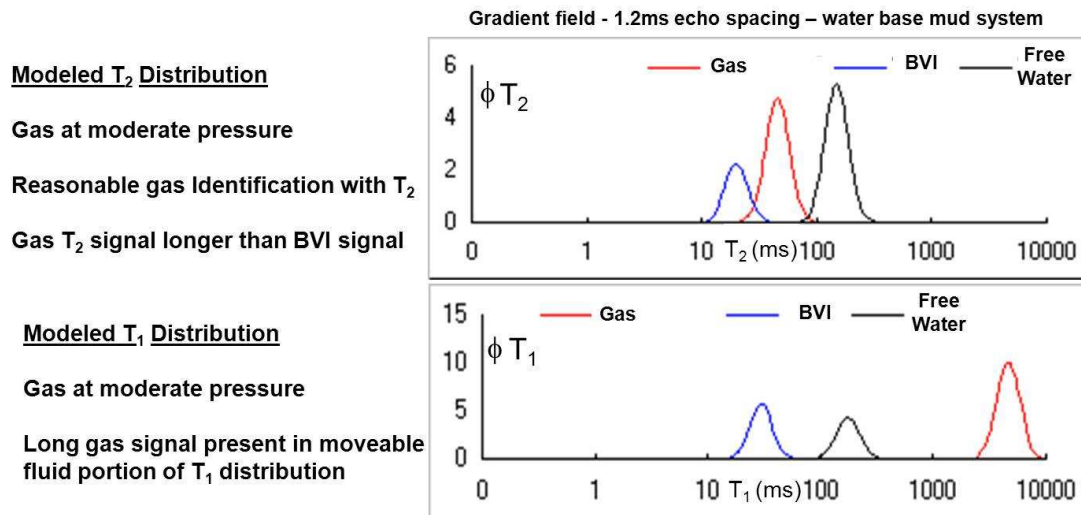


Figura 3

Cuando el reservorio tiene baja presión, se observa una señal débil del GAS en la distribución T_2 . Esto se debe a que el GAS pierde compresibilidad, resultando en una disminución del índice de hidrógeno lo cual dificulta y en numerosos casos impide la detección del GAS. También la señal se encuentra muy próxima a los valores de fluido irreductible. En el caso de la distribución T_1 , si bien la señal del GAS estará atenuada sigue siendo fácilmente identificable debido a los altos valores que posee en el espectro T_1 respecto a los demás fluidos. (figura 4).

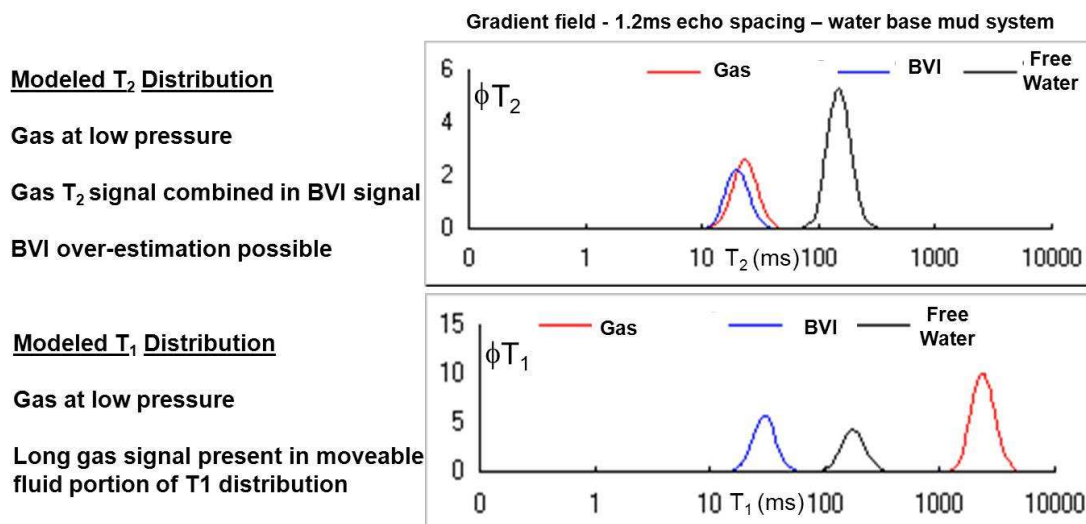


Figura 4

Mapa 2D y su interpretación

Habiendo obtenido las distribuciones T_1 y T_2 , el producto 2DFC las integra en el mapa 2D para definir cada tipo de fluido presente en la roca. La figura 5 representa un ejemplo de dicho mapa con distribuciones ideales de los distintos fluidos.

Las particiones son definidas en base al tipo de lodo utilizado. Para los casos en que se perfora con lodos base agua, las particiones se dividen en Gas (área roja), Líquidos (área blanca) las cuales a su vez se dividen en Petróleo (área verde) y Agua (área celeste), y por último Agua ligada a Arcilla (área marrón). Las líneas a 45 grados representan los valores (1, 2, 5, 10, 20, 50 y 100) de la relación T_1/T_2 aumentando de abajo hacia arriba. Esta relación es inversamente proporcional a la viscosidad de los hidrocarburos.

En la interpretación, el volumen del fluido calculado es la sumatoria de la señal localizada en cada partición individual.

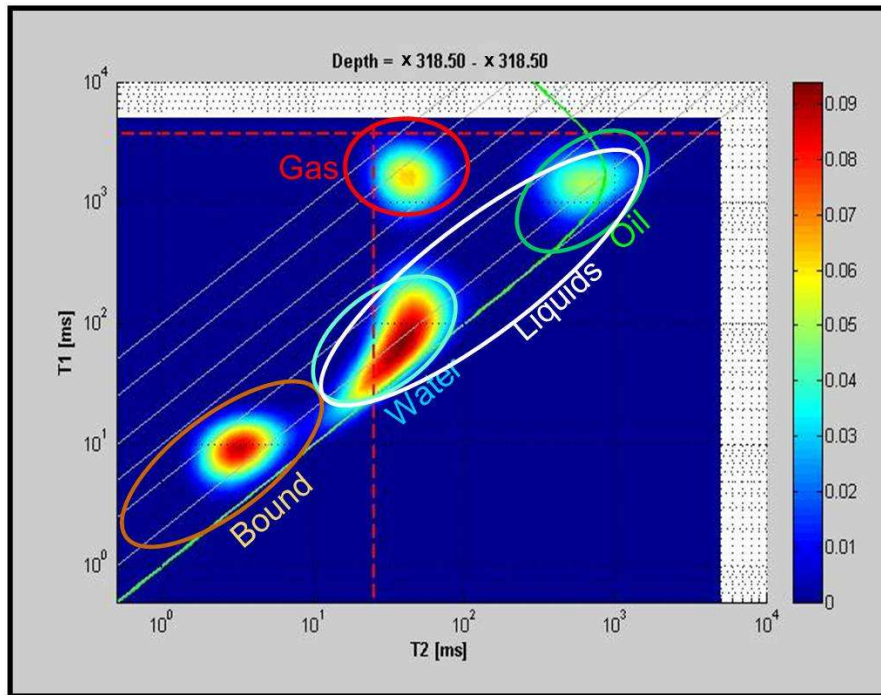


Figura 5

Es importante aclarar que el mapa posee dos zonas definidas como “inviabiles” ya que teóricamente no debería existir señal en las mismas (figura 6).

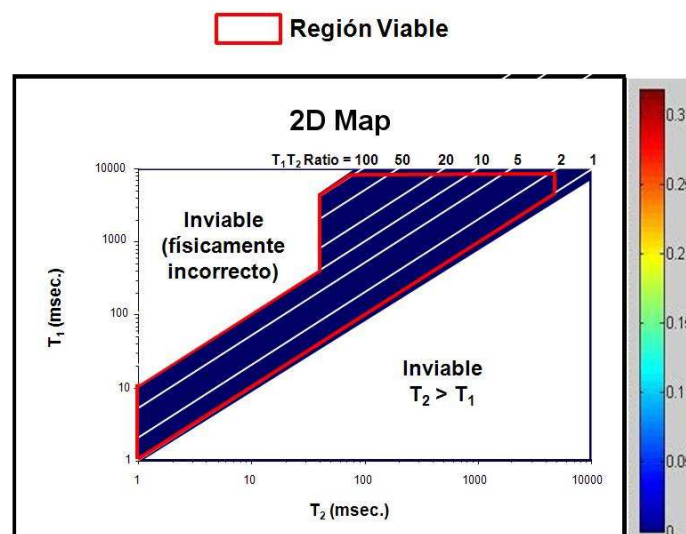


Figura 6

[illegible]

Comparación entre la predicción basada de datos NMR con los resultados de producción

El objetivo primario de la evaluación de las formaciones mediante NMR para estos pozos era proveer porosidad total, porosidades ajustadas de fluido irreducible y libre, una estimación de permeabilidad continua, y finalmente identificar saturaciones en la zona lavada.

El set de perfiles de este pozo fue conformado por: Calibre, Resistividad, Densidad, Neutrón y Resonancia Magnética. A continuación se presentan 4 ejemplos con sus respectivas interpretaciones, prognosis de fluidos y ensayos de producción para su análisis y comparación.

Ejemplo 1 (figura 8)

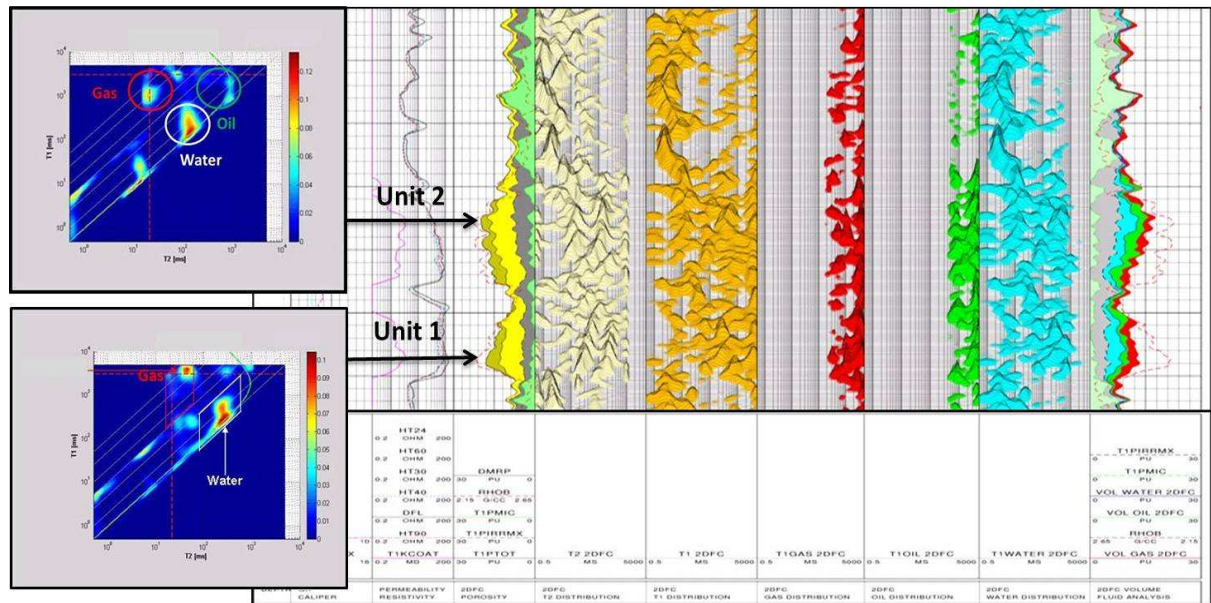


Figura 8

Prognosis para ambos reservorios basada en el registro de resonancia: **GAS**

Ejemplo 2 (figura 9)

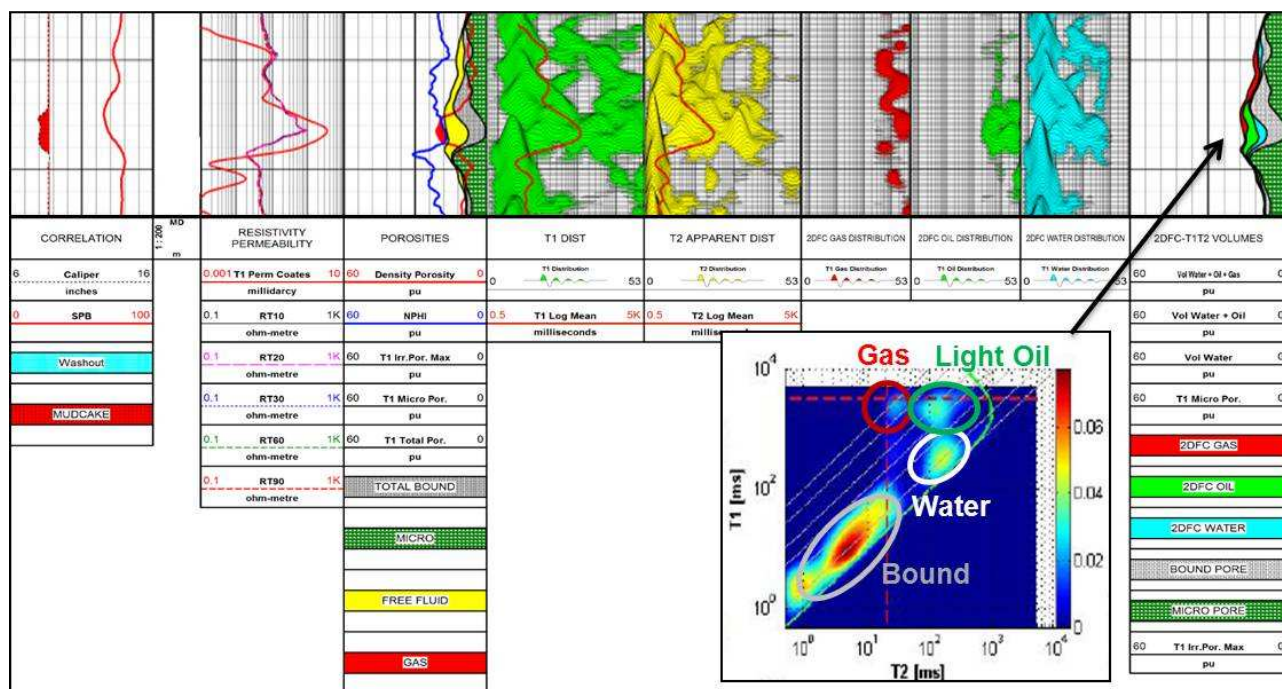


Figura 9

Prognosis basada en el registro de resonancia: **LIGHT OIL w/WATER**

Ensayo de Producción: **SURGE GAS x 50 mm + AGUA + PETROLEO**, 8.0 M3/D de fluido 80% **AGUA**
SURGE GAS x 12 mm + AGUA + PETROLEO, 5.1 M3/D de fluido 20% **AGUA**

MRIL PRIME 2DFC T1T2 Results			
Fluid	Volume (PU)	Saturation (V/V)	
Water	12.804	0.754	
Oil	3.038	0.179	
Gas	1.140	0.067	
Total	16.982		
MRIL PRIME 2DFC T1T2 Fluids			
	Max. Volume [PU]	Cutoff [PU]	Spectral [PU]
Clay Bound	4.258		
Irreducible	11.446	11.446	9.493
Free Fluid	5.516	5.516	7.469
Permeability [mD]		Log Mean [ms]	
Coates	0.918	T1	61.407
LogMean	0.955	T2	15.279
Ben Swanson	0.196		

Ejemplo 3 (figura 10)

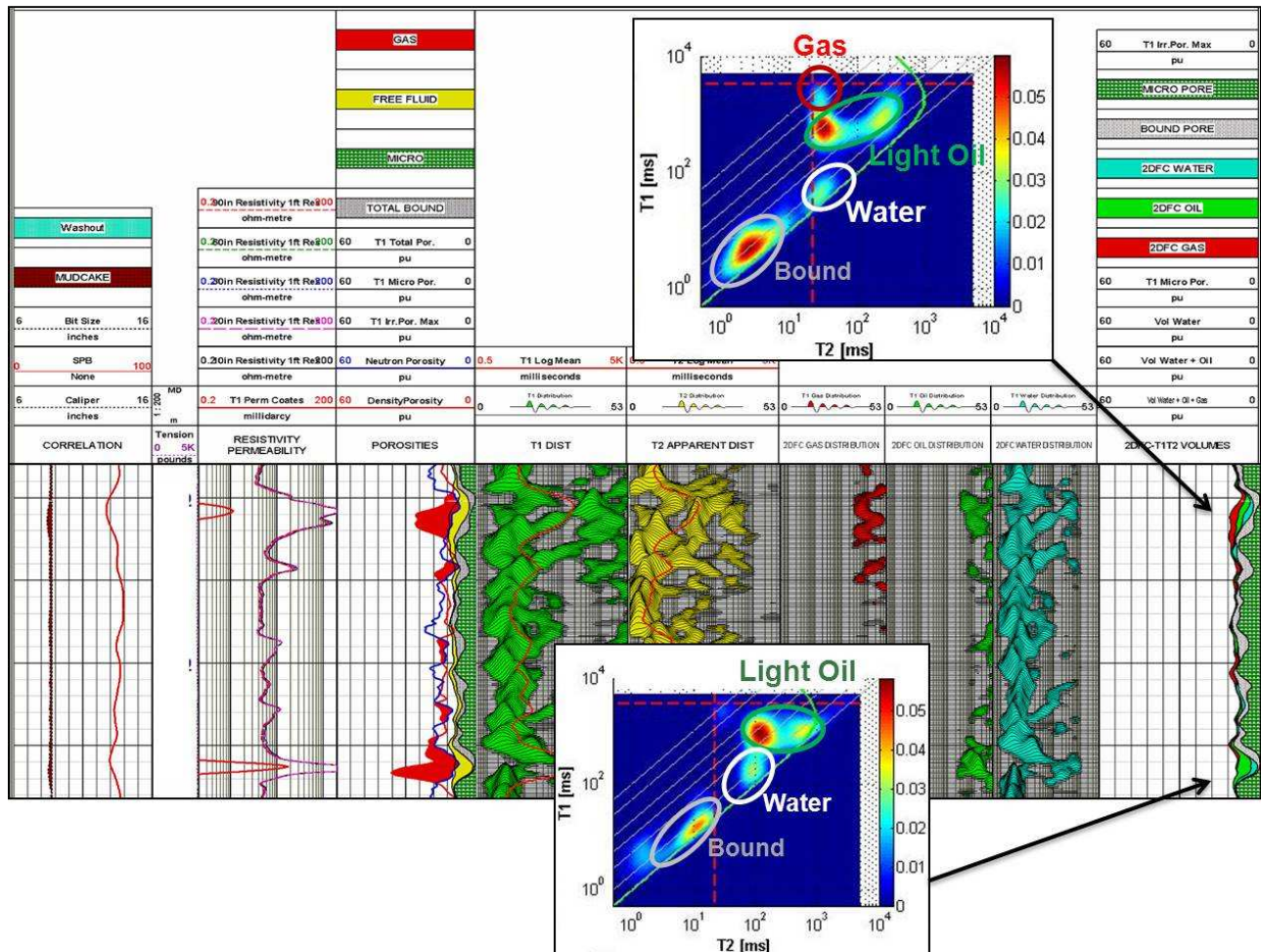


Figura 10

Prognosis p/ambos reservorios basada en el registro de resonancia: **LIGHT OIL w/HGOR**

Ensayo de Producción: Surge x 50 mm **GAS** seco c/PD=50 PSI

Surge x 12 mm **GAS** seco c/PD=209 PSI

Arena superior

MRIL PRIME 2DFC T1T2 Results			
Fluid	Volume (PU)	Saturation (V/V)	
Water	6.053	0.593	
Oil	1.914	0.188	
Gas	2.240	0.219	
Total	10.206		
MRIL PRIME 2DFC T1T2 Fluids			
	Max. Volume [PU]	Cutoff [PU]	Spectral [PU]
Clay Bound	2.256		
Irreducible	5.137	5.137	4.355
Free Fluid	5.032	5.032	5.815
Permeability [mD]		Log Mean [ms]	
Coates	0.142	T1	108.913
LogMean	0.238	T2	22.439
Ben Swanson	0.091		

Arena inferior

MRIL PRIME 2DFC T1T2 Results			
Fluid	Volume (PU)	Saturation (V/V)	
Water	4.382	0.493	
Oil	3.935	0.443	
Gas	0.575	0.065	
Total	8.892		
MRIL PRIME 2DFC T1T2 Fluids			
	Max. Volume [PU]	Cutoff [PU]	Spectral [PU]
Clay Bound	1.145		
Irreducible	3.212	3.109	2.729
Free Fluid	5.721	5.824	6.203
Permeability [mD]		Log Mean [ms]	
Coates	2.111	T1	231.807
LogMean	1.576	T2	67.288
Ben Swanson	0.407		

Ejemplo 4 (figura 11)

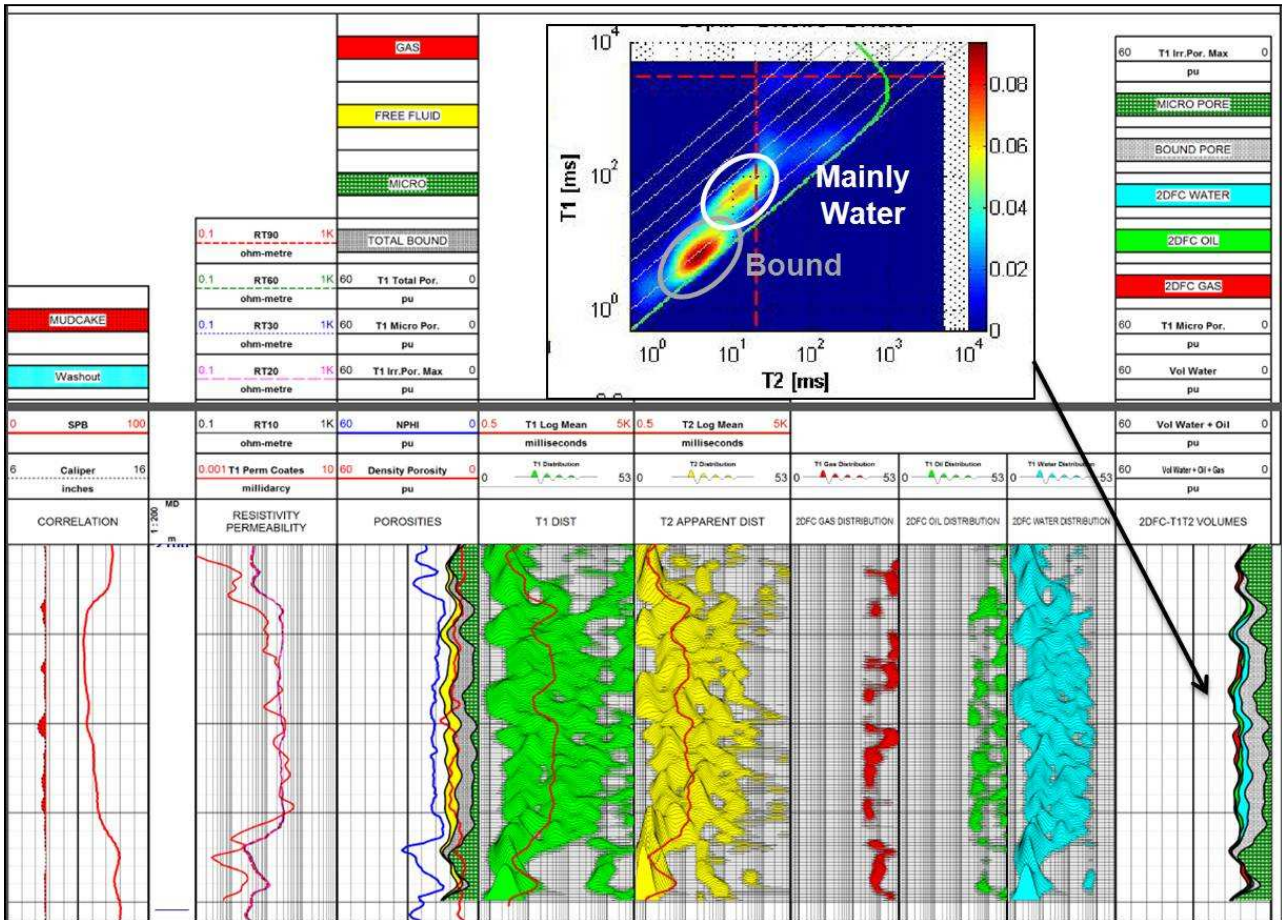


Figura 11

Prognosis basada en el registro de resonancia: **Mostly WATER w/ Some GAS – Low Permeability**
 Ensayo de Producción: 0.22 M3/D de **AGUA + GAS**

Conclusión

La adquisición simultánea T_1 - T_2 fue un gran paso en el desarrollo de activaciones para la detección de gas y petróleos livianos en el reservorio. El espectro de medición T_1 facilita de manera considerable la identificación de estos fluidos principalmente la del gas debido a que la misma se ubica por encima de los 2000 ms en el espectro de medición dependiendo de la presión y temperatura, no así el agua que se encuentra en valores considerablemente menores.

Esta activación demostró ser consistente al comparar los datos de ensayos de producción con la prognosis de fluidos obtenidos a través de los mapas 2DFC- T_1T_2 . No solo se encontró un beneficio en la identificación de fluidos sino también en la obtención de las propiedades petrofísicas de la roca (fluido irreductible, permeabilidad, etc).

Bibliografía

- Acuña, C., Gonzalez, G., Bonzani, H. & Lpoez, E. 2003. La utilización de la resonancia magnética en la detección de petróleo en la cuenca del golfo San Jorge. Trabajo presentado en II Congreso de Hidrocarburos in Buenos Aires.
- Boquin Sun, Mark Skalinsi, Jeroen Brantjes, Chengbin Liu, Gerald A. LaTorraca, Glenn Menard and Keh Jim Dunn. Accurate NMR Fluid Typing Using Functional T_1/T_2 Ratio and Fluid Component Decomposition. IPTC 12837, Kuala Lumpur 2008.
- Gabor Hursan, Songhua Chen and Eric Murphy. New NMR two Dimensional Inversion of T_1/T_{2app} vs T_{2app} Method for Gas Well Petrophysical Interpretation. SPWLA 46th Annual Logging Symposium, 2005.
- Coates, G.R., Marschall, D.M., Mardon, M., and Galford, J. 1997. Anew characterization of bulk-volume irreducible using magnetic resonance, paper QQ. 38th Annual SPWLA Logging Symposium Transactions, 14 p. Also published in 1997 in DiaLog, London Petrophysical Society, v. 5, n° 6:9-16
- Coates G.R. Xiao, L., and Prammer, M. 1999. NMR logging principles & applications, Halliburton Energy Services.
- Zhang, Y., Hirasaki, G.J., Waylon, V.H and Kobayashi, R. 2002. Oil and Gas NMR properties: the light and heavy ends. The 43rd SPWLA Annual Logging Symposium, Oiso, Japan.

