

“NUEVA TÉCNICA PARA EVALUAR SATURACIÓN DE HIDROCARBUROS Y ESTIMAR LA VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO CON UNA MODERNA MEDICIÓN DE R.M.N. MULTI-DIMENSIONAL”

González Gabriela y Acuña Carlos Alberto, PanAmerican Energy
Mengual Jean-François y Bojarski Gabriel, Schlumberger

Sinopsis

En la Cuenca del Golfo de San Jorge, en Patagonia, la evaluación de formaciones con herramientas convencionales del tipo triple-combo no proporciona información suficientemente satisfactoria para identificar los fluidos presentes en el reservorio. Es por ello que durante décadas, los petrofísicos se esforzaron en mejorar las predicciones basados en perfiles de resistividad y porosidad, y testigos laterales, logrando resultados no concluyentes. Las principales causas son la baja salinidad de agua de formación y el escaso contraste con la salinidad del filtrado de lodo. Además, se trata de una litología compleja que incluye tobas y arcillas, con parámetros de formación (a, m, n) muy variables. Estos son los motivos fundamentales por los cuales la Resonancia Magnética Nuclear (R.M.N), enfocada a la caracterización de hidrocarburos independientemente de la litología, da resultados satisfactorios.

Sin embargo queda bastante por hacer y en ese sentido la introducción en la Argentina de una nueva combinación de mediciones RMN, que incluye nuevas secuencias llamadas “Difusion Editing”, adquiridas con una herramienta de patín y de gradiente de campo magnético, y acompañadas de un proceso de interpretación multi-dimensional, aporta una nueva forma de identificar y deducir propiedades específicas de los fluidos del reservorio. Esa novedosa técnica de caracterización de los Fluidos con Resonancia Magnética (o M.R.F. por sus siglas en Inglés), basada en la inversión simultánea en 3D de numerosas secuencias de medición de tiempo de relajación nuclear, ofrece ahora nueva información para distinguir “in-situ” el petróleo, del gas o del agua. Adicionalmente, pueden ser evaluados el índice de viscosidad del petróleo y su calidad API de cada posible intervalo productor .

En éste trabajo se presentan los resultados de la aplicación de ésta nueva metodología en dos pozos piloto de la Cuenca del Golfo San Jorge y se mostrará como la misma puede proporcionar información que no aportan otras metodologías lo que da lugar a una evaluación de formaciones más completa.

Introducción

Internacionalmente el valor agregado de los perfiles de RMN fue reconocido en los años 50, conduciendo en la década siguiente, al desarrollo del primer Perfil Magnético Nuclear (NML por sus siglas en Inglés). Para entonces, las herramientas de NML tenían muchas limitaciones técnicas y fueron retiradas del servicio a finales de los años 80. A pesar de ello, numerosas investigaciones de laboratorio prometían brindar muchas aplicaciones inéditas para la evaluación de formación. Inicialmente estas aplicaciones incluían la estimación de la permeabilidad, la distribución del tamaño de poro y una medición directa del volumen de fluido libre. Estos esfuerzos llevaron, a

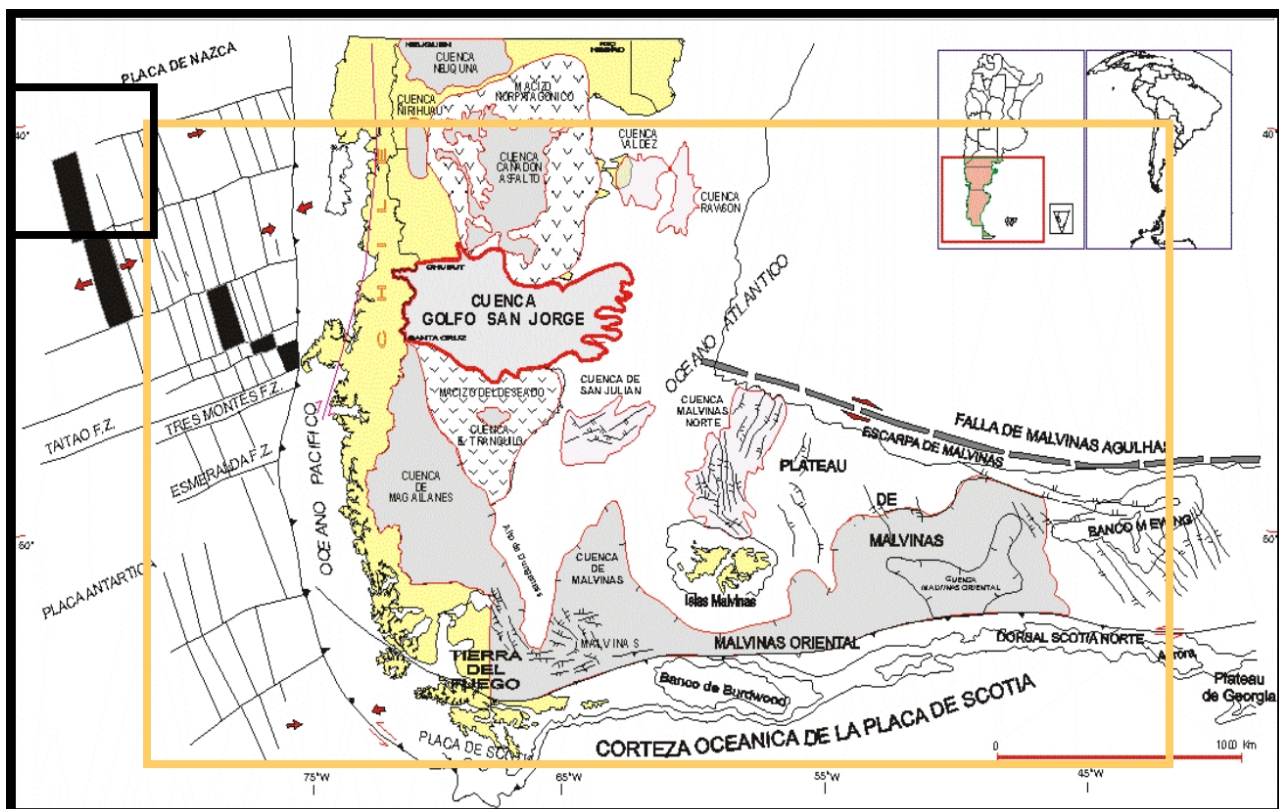
principios de los años 90, a diferentes empresas de registro ha desarrollado varios prototipos de herramientas de perfilaje por cable, así como registros durante la perforación (LWD). Estas sondas eran infinitamente superiores a las primitivas y rápidamente tuvieron un efecto sobresaliente en la evaluación de formaciones. Recientemente los avances en la adquisición de datos y en el procesamiento de la señal completa, ahora acompañada con información de difusión, permiten elaborar mapas multidimensionales 3D-RMN que pueden ser empleados de manera sencilla para identificar los fluidos del reservorio, esto sobre la base de los contrastes en tiempo de relajación nuclear y/o en el coeficiente de difusión de los mismos. El término multidimensional se refiere a la medición y distribución de las amplitudes de señal de RMN como funciones de tres parámetros específicos que pueden identificar las propiedades físicas de cada fluido: T1 tiempo de relajación longitudinal, T2 tiempo de relajación transversal, o a su defecto la relación T1/T2, y finalmente DC (o coeficiente de difusión).

En Argentina esos servicios de RMN fueron introducidos satisfactoriamente durante una campaña muy activa de perforación y desarrollo de campos que ocurrió en la cuenca del golfo San Jorge durante los años 1995 y 1996,. Durante la década pasada (1995-2005), alrededor de tres mil perfiles de RMN han sido registrados en el país, en gran parte substituyendo a perfiles convencionales de porosidad.

Es fácil entender por qué la RMN ha generado tal entusiasmo dentro de la comunidad petrofísica de ésta región. En la cuenca del golfo San Jorge, la producción de hidrocarburos por pozo es relativamente baja, con un corte de agua a veces de hasta el 80 % y requiere de múltiples ensayos por pozo ya que se trata de reservorios multicapa. Es por eso que optimizar el proceso de evaluación de formación es esencial para reducir o eliminar las operaciones de completación innecesarias. Hasta la fecha, varias nuevas tecnologías de perforación, de perfilaje y de terminación fueron probadas para evaluar su posible contribución en un aumento de producción y/o para disminuir el costo total de cada proyecto de desarrollo. Durante la terminación uno de los problemas principales encontrados es el alto número de intervalos con poca entrada de fluidos o improductivos, difíciles de detectar con el triple combo convencional. Como la causa de éstos resultados pueden ser la baja permeabilidad original del reservorio o el daño inducido durante la perforación en capas de buenas características petrofísicas, discriminar entre ambos casos es de crucial importancia para seleccionar capas a estimular, operación que puede incrementar el caudal en un factor de 5 o más. En esta situación, una medición como la presentada en este trabajo, con capacidad para discriminar entre zonas de permeabilidad baja, evaluar saturación de hidrocarburo (Sxo) y hasta estimar viscosidad de petróleo puede ciertamente ahorrar una cantidad de dinero considerable en la terminación de cada pozo.

Ubicación geográfica y marco geológico

La Cuenca del Golfo San Jorge, ubicada en la porción central de la Patagonia (*ver figura abajo*), es la más antigua y prolífica productora de hidrocarburos de Argentina. Es una cuenca de bordes irregulares alongada en dirección Este - Oeste, que se extiende entre los paralelos 45° y 47° Sur y los meridianos 65° y 71° Oeste, cubriendo porciones de las provincias de Chubut y Santa Cruz continuando al Este en la plataforma continental. Sobre una superficie estimada de 180.000 km², la tercera parte se ubica costa afuera. Las concesiones de exploración y explotación cubren un área de 40.530 km² onshore y de 18.980 km² offshore.



La Cuenca del Golfo San Jorge se caracteriza por tener como basamento económico para la explotación de hidrocarburos a un complejo volcánico-sedimentario de edad Jurásica media, que se conocen con diferentes nombres formales, entre ellos Grupo Lonco Trapial y Grupo Bahía Laura. Por encima de este complejo y en discordancia se depositaron pelitas y areniscas del Neocomiano pertenecientes a las formaciones Pozo Anticlinal Aguada Bandera y Pozo Cerro Guadal, consideradas generadoras de hidrocarburos en el sector occidental del flanco Oeste de la cuenca (ver figura abajo).

Le siguen, en discordancia angular, los sedimentos correspondientes al denominado grupo Chubut de edad Cretácica inferior alta a Cretácica superior. La unidad basal de este grupo: formación “Pozo D-129” está constituida fundamentalmente por sedimentos pelíticos con calizas y areniscas, y es considerada la principal roca generadora de la cuenca. Sobre estos depósitos se apoyan: la Fm. Castillo compuesta por areniscas tobáceas y tobas y la Fm. Bajo Barreal y equivalentes (formaciones Comodoro Rivadavia-Cañadón Seco y Yacimiento El Trébol-Meseta Espinosa) constituida por una alternancia de areniscas y pelitas con una mayor participación piroclástica su sección basal. El intervalo productivo abarca fundamentalmente a la porción inferior de la Fm. Comodoro Rivadavia y la parte superior de la Fm. Castillo.

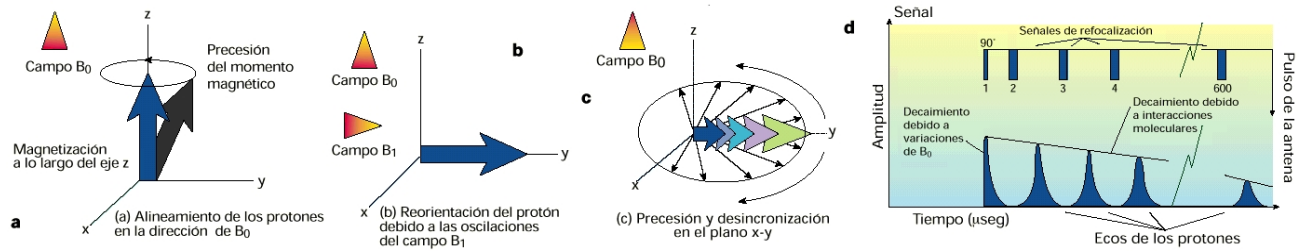
La columna estratigráfica de la región se completa con los depósitos terciarios que incluyen las sedimentitas marinas de la Fm. Salamanca, los depósitos continentales de las formaciones Río Chico y Sarmiento, una nueva transgresión marina (Fm. Patagonia) y los depósitos continentales de la Fm. Santa Cruz. Finalmente, el cuaternario está representado por los depósitos glaciocfluviales conocidos como Rodados Patagónicos.

CUENCA DEL GOLFO SAN JORGE						
EDAD		UNIDADES LITOESTRATIGRAFICAS		SISTEMA PETROLERO		EVOLUCIÓN
TERCIARIO	PLEISTOC.	RODADOS TEHUELCHES Fm. SANTA CRUZ	PROGLACIAL FLUVIAL Y EÓLICO			COMPRESIÓN E INVERSIÓN TECTÓNICA
	MIOCENO OLIGOC. EOCENO PALEOC.	Fm. CHENQUE Gr. SARMIENTO Fm. RÍO CHICO Fm. SALAMANCA	MARINO SOMERO-ESTUÁRICO LLANURAS (PALEÓLESS) FLUVIAL ALTA SINUOSIDAD MARINO SOMERO-ALBUFERAS			2ª GEN. TRAMPAS (COMPRESIÓN) BIO-DEGRADACIÓN
CRET. SUP.	MAAS-TRICH-TIANO SANTO-NIANO	Fm. LAG. PALACIOS + BAJO BARREAL sup. =M.Espinosa=El Trébol 88.5 Ma	SISTEMAS FLUVIALES	DEPOSITACIÓN DE ARENA MIGRACIÓN 2ª REMIGRACIÓN 1ª GENERACIÓN TRAMPAS (EXTENSIÓN) 2ª GEN. TRAMPAS (COMPRESIÓN) SELLO REG.	RESERVORIOS	SAG TARDÍO DE INTRAPLACA
	TURON-NIANO	Fm. BAJO BARREAL inf. =Fm. Cañadón Seco =Fm. Cro. Rivadavia "SECCIÓN TOBÁCEA" 94 Ma	SISTEMAS FLUVIALES Y LACUSTRES			SIST. ALUMALES POCO JERARQUIZADOS
CRETÁSICO MEDIO	ALBIANO SUP.	Fm. CASTILLO Fm. Mina el Carmen 112 Ma	PLANICIES FLUVIALES LACUSTRE Y LLUVIAS DE CENIZAS	DEPOSITACIÓN DE M.O.	ROCA MADRE R. MADRE POTENCIAL COMP.	SUMINISTRO PIROCLÁSTICO VARIABLE RECICLAJE DE MAT. VOLCÁNICO
	ALBIANO APTIANO					ACOMODACIÓN POR SUBSIDENCIA TECTÓNICA EN HEMIGRÁBENES
NEOCOMIANO/CRET. INF.	BARREM. HAUTER.	Fm. D129 + Fm. MATASIETE 121.5 Ma	FLUVIAL ENTRELAZADO LACUSTRE	DEPOSITACIÓN DE M.O.	ROCA MADRE R. MADRE POTENCIAL COMP.	TRANSICIÓN RIFT-SAG
	CRET. BASAL	Fm. CERRO GUADAL 128.5 Ma	LACUSTRE			SUBSIDENCIA TERMAL AMB. LACUSTRE ALCALINO Y PERENNE RICO EN M.O.
JURAS. SUP.		Fm. AGUADA BANDERA 155 Ma	LACUSTRE	COMIENZO DE SUBSIDENCIA		VULCANISMO LOCAL RIFT TARDÍO
	JURÁSICO MEDIO	Gr. LONCO TRAPIAL =Gr. BAHÍA LAURA	COMPLEJO VOLCÁNICO-PIROCLÁSTICO			RIFT TEMPRANO CON VULCANISMO BIMODAL

Principios de R.M.N. y más

Las mediciones de RMN consisten en una serie de manipulaciones de los núcleos de hidrógeno (protones) que en la naturaleza se encuentran caóticamente ordenados debido al débil campo magnético terrestre. Una secuencia de mediciones comienza con una alineación de dichos núcleos, seguidos por perturbaciones que reorientan los ejes de rotación, refocalizaciones y desfases repetidos (*ver figura abajo*). La alineación de los protones (**a**) se obtiene aplicando un campo magnético estático grande B0 y toma un tiempo finito caracterizado por la constante de tiempo de relajación longitudinal T1. La inclinación del eje de rotación de los protones (**b**) se genera al transmitir un campo magnético oscilante B1, perpendicular a la dirección de B0 y con una frecuencia de oscilación que coincida con la del núcleo de hidrógeno o frecuencia de Larmor. Una vez que los ejes de los protones se han orientado de acuerdo al nuevo campo existente, el movimiento de precesión se realiza en el plano perpendicular a B0 (**c**). Esto genera un campo magnético pequeño que es detectado como una señal r.f. por la misma antena que transmite el campo B1. Esta señal decae a medida que los protones pierden sincronización debido a variaciones locales en el campo B0 y a interacciones moleculares (**d**). La desincronización causada por las variaciones de B0 se puede restaurar temporalmente mediante manipulaciones de enfoque repetidas. Luego de cada resincronización, o eco, la señal habrá perdido energía debido a interacciones moleculares de acuerdo con una constante de tiempo T2, conocida como tiempo de decaimiento (o relajación) transversal. T1 y T2 son diferentes pero se encuentran estrechamente relacionadas; La relación entre T1 y T2 varía entre 1,5 y 2,5 en la mayoría de las rocas saturadas con agua.

Los principios y diferentes pasos para la adquisición de una secuencia convencional de señal de RMN conforme al método de Carr, Purcell, Meiboom y Gill (o secuencia CPMG)

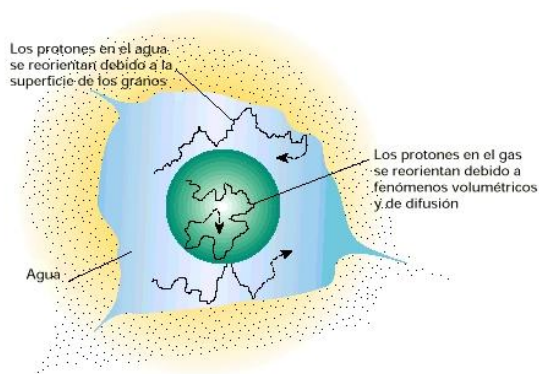


El resultado básico de la medición es el decaimiento o relajación (T_2) de la señal de RMN. La amplitud de la señal inicial puede ser calibrada directamente en función de la población total de protones o índice de hidrógeno (HI por sus siglas en Inglés), o sea la porosidad total de la formación. La velocidad de decaimiento depende de la intensidad de las diferentes interacciones moleculares y es la suma de varios decaimientos, veloces y lentos, que se pueden dividir en tres componentes: uno debido a las interacciones con la superficie del poro: T_{2S} ; otro debido al decaimiento / interacción intrínsecas del fluido contenido en los poros, T_{2B} , y un tercero debido a la difusión de los protones en un gradiente de campo magnético, T_{2D} . El valor global de T_2 se puede representar como:

$$1/T_2 = 1/T_{2S} + 1/T_{2B} + 1/T_{2D} \quad \text{donde } 1/T_{2S} = \rho \cdot S/V.$$

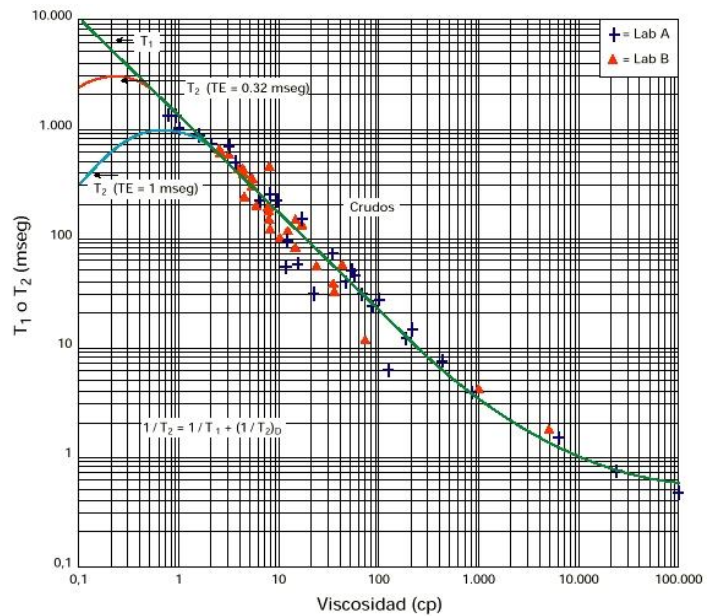
El valor de T_{2S} depende del tamaño de los poros, es decir de la relación superficie/volumen del grano (S/V); cuanto más pequeños sean los mismos, mayor será el número de protones cercanos a sus paredes y decaerán con mayor velocidad.

T_{2S} también es función del decaimiento específico de la roca ρ . Por otro lado, cuando los poros contienen más de un fluido, el modelo se complica. Por ejemplo en una roca mojada por agua, el petróleo no está en contacto directo con la superficie de los poros. Dado que en el caso de los petróleos livianos e intermedios, la interfaz petróleo / agua es una superficie que no sufre decaimiento magnético, el hidrocarburo presente decae con el T_2 característico del petróleo nativo T_{2B} (o $T_{2\text{bulk}}$), independientemente del tamaño del poro. Pero, los petróleos muy viscosos tienden a comportarse como un sólido y puede producirse un decaimiento en la superficie de los poros, debido a un cambio en la mojabilidad de la roca. Los datos experimentales demuestran que el promedio logarítmico T_{2B} del petróleo ($T_{2\text{logmean}}$) guarda una estrecha relación con su viscosidad (ver figura abajo). Cuanto más viscoso sea el hidrocarburo, mayor será la interacción de los núcleos de hidrógeno entre sí y mayor su velocidad de decaimiento intrínseco. En la práctica, los crudos tienen un amplio espectro de T_{2B} , que varía dentro de una década logarítmica o más. Los petróleos pesados aparecen como “fluidos adheridos” y pueden confundirse con agua irreducible o agua ligada a las arcillas si tan solo se les caracteriza por su tiempo de decaimiento T_{2B} . Mientras que los crudos livianos y el filtrado de los lodos a base de petróleo normalmente aparecen como “fluidos libres” a tiempo de relajación más largos. Los crudos medianos pueden aparecer como cualquiera de los dos tipos, dependiendo de la viscosidad del petróleo en las condiciones de yacimiento. En todos casos, el coeficiente de difusión DC de los hidrocarburos es bien diferente y generalmente menor al del agua, que depende únicamente de la temperatura y tiene un valor constante, por lo tanto usaremos DC para diferenciar esos fluidos.



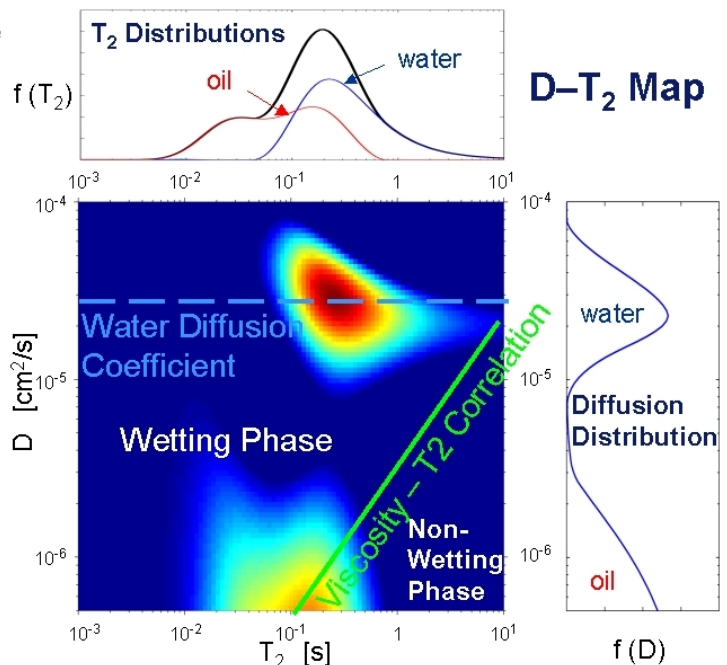
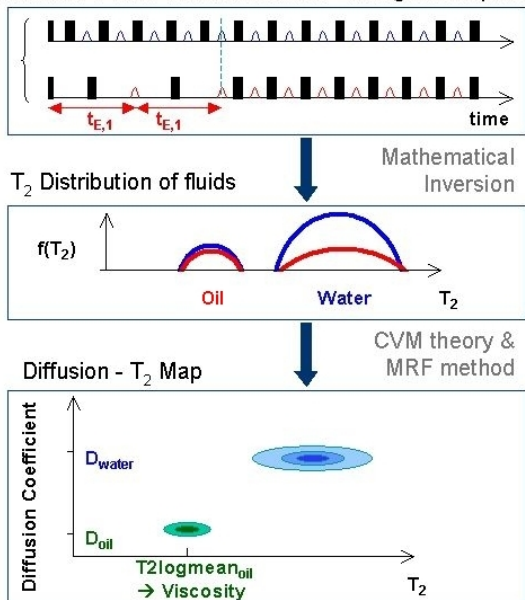
En las rocas mojadas por agua, los hidrocarburos sólo decaen por mecanismos volumétricos y de difusión (arriba).

Promedio logarítmico de T2 versus viscosidad del petróleo según Morriss 1994 (derecha).



En última instancia, el método de caracterización de fluidos (MRF) determinará las propiedades de cada uno de ellos con una inversión simultánea 3D de las secuencias de señal RMN adquiridas. Esto se basa en la aplicación de un modelo multi-fluido de relajación nuclear y de viscosidad llamado C.V.M. (o “Constant Viscosity Model”). Este método calcula un índice de viscosidad de los fluidos a partir de una serie de secuencias de ecos de RMN adquiridas variando conjuntamente el tiempo de polarización (o WT) y el tiempo entre cada eco (o TE). Tales mediciones son también sensibles al coeficiente de difusión molecular de los fluidos (o DC), permitiendo su identificación mediante los mapas de difusión D/T's (ver figura en la siguiente página).

Standard CPMG versus Diffusion Editing DE sequence



Ejemplos de análisis de 3D-RMN

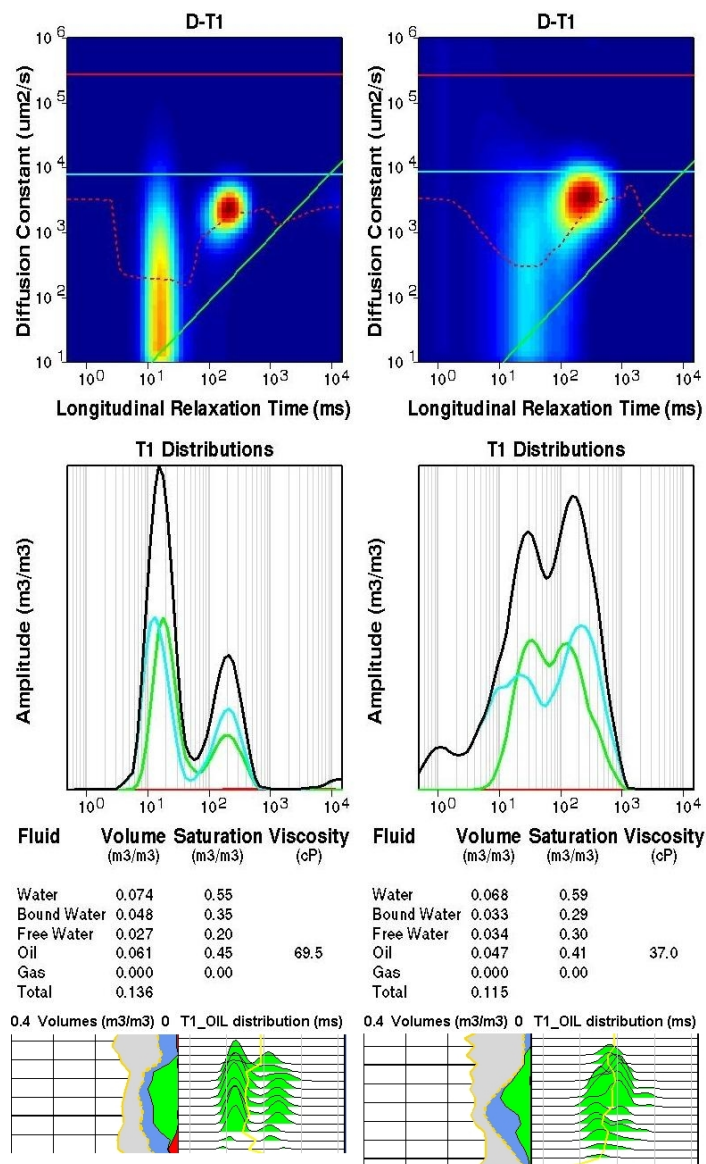
Se presentan mapas de decaimiento (por ejemplo D/T2, D/T1 o T1/T2), pues proporcionan un medio fácil de visualización del complejo conjunto de datos RMN. Desde una perspectiva

operacional, se adquiere una colección completa de secuencias de “Difusion Editing” (hasta 13 secuencias diferentes DE con tiempo de polarización PT variando de 8ms hasta 10seg y tiempo entre eco TE de 0.45ms hasta 20ms), aplicable a una amplia gama de formaciones, tipos de lodos y fluidos esperados en el reservorio. Esta técnica simplifica bastante la planificación del trabajo de campo ya que no se requiere modelar los parámetros de adquisición para las condiciones particulares de cada pozo.

Petróleo mediano con señal de RMN característica

Las siguientes figuras (*ver figura en la siguiente página*) representan dos reservorios, de 4 y 5 metros de espesor, de un campo maduro y depletado de la cuenca, con porosidades de 12 y 14 p.u. y contenidos de petróleo de 40cP y 70cP de viscosidad respectivamente. Aunque con propiedades petrofísicas pobres (agua irreducible cerca del 30% y porosidad total menor de 14 p.u.), ambas zonas exhiben una saturación de petróleo relativamente elevada (S_{xo} entre el 40 % al 45 %) con presencia de agua libre o móvil que es significativa para este tipo de campos. En ambos casos se separó la señal de agua de la señal de petróleo nativo, se estimó el volumen de fluidos de manera continua (perfiles procesados en la parte inferior de la figura), y la viscosidad del petróleo, información que puede ser usada para optimizar el programa de terminación. Los resultados de las pruebas de producción ulteriores confirmaron la interpretación, ya que cada zona presentó un caudal inicial bajo, y requirió de una fractura hidráulica para producir económicamente. Luego de la estimulación, cada reservorio presentó una producción de petróleo de 158 bbl/día (con corte de agua del 65 %) y de 49bbl/día (con corte de agua del 70 %) respectivamente para el intervalo izquierdo y derecho ilustrados aquí. Cabe aclarar que en un mismo pozo se pueden atravesar hasta cincuenta cuerpos de arenas similares.

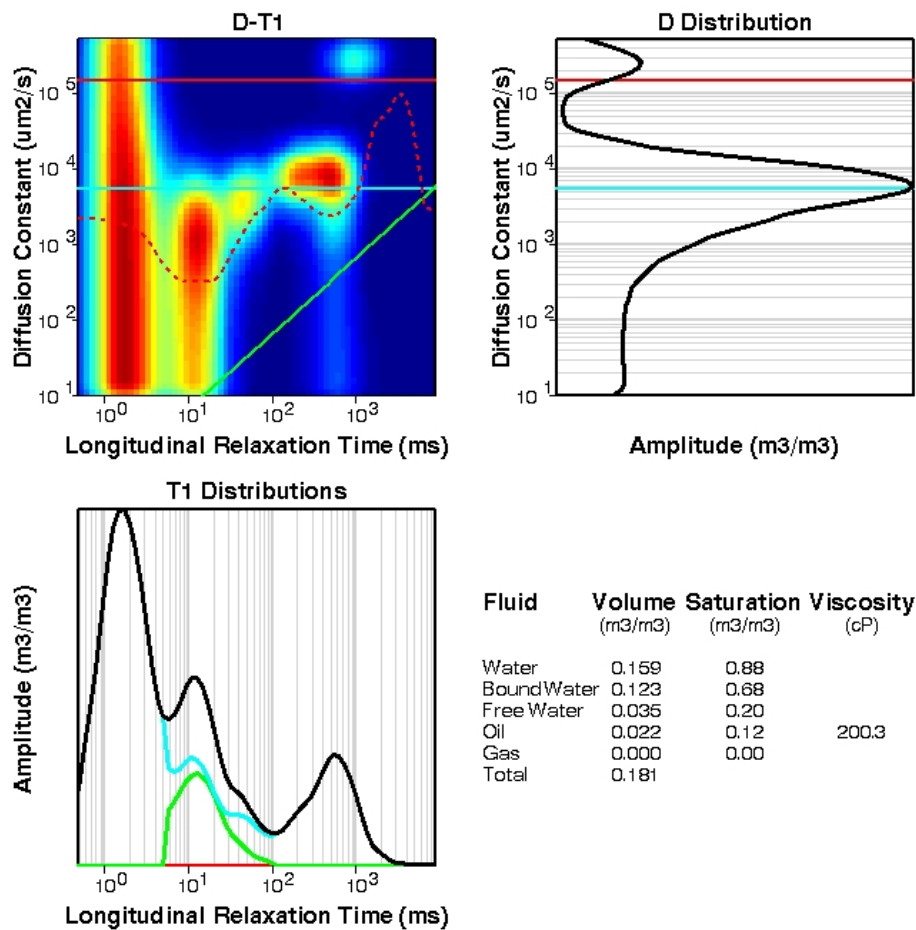
Ejemplo con petróleo mediano y señal de RMN característica



Ejemplo de agua con rastros de petróleo pesado

La figura de éste ejemplo (ver la siguiente página) no se corresponde con la entregada originalmente y fue necesario un reproceso posterior de los datos de RMN para poder reflejar el resultado de las pruebas de producción. Esa figura representa el caso clásico de un reservorio de características petrofísicas pobres con presencia de petróleo pesado. Para éste intervalo, cuya prueba arrojó 90% de agua con menos de 6 bbl/día de petróleo, los datos de 3D-RMN proveen por un lado, una saturación de hidrocarburo de tan sólo 12%, constituida exclusivamente por petróleo muy pesado (viscosidad alrededor de 200cP) y del otro lado una cantidad alta (20%) de agua móvil. Estos indicios extraídos del mapa de D/T1 indicaban sin lugar a duda un reservorio de muy baja calidad petrolífera y escaso potencial productor.

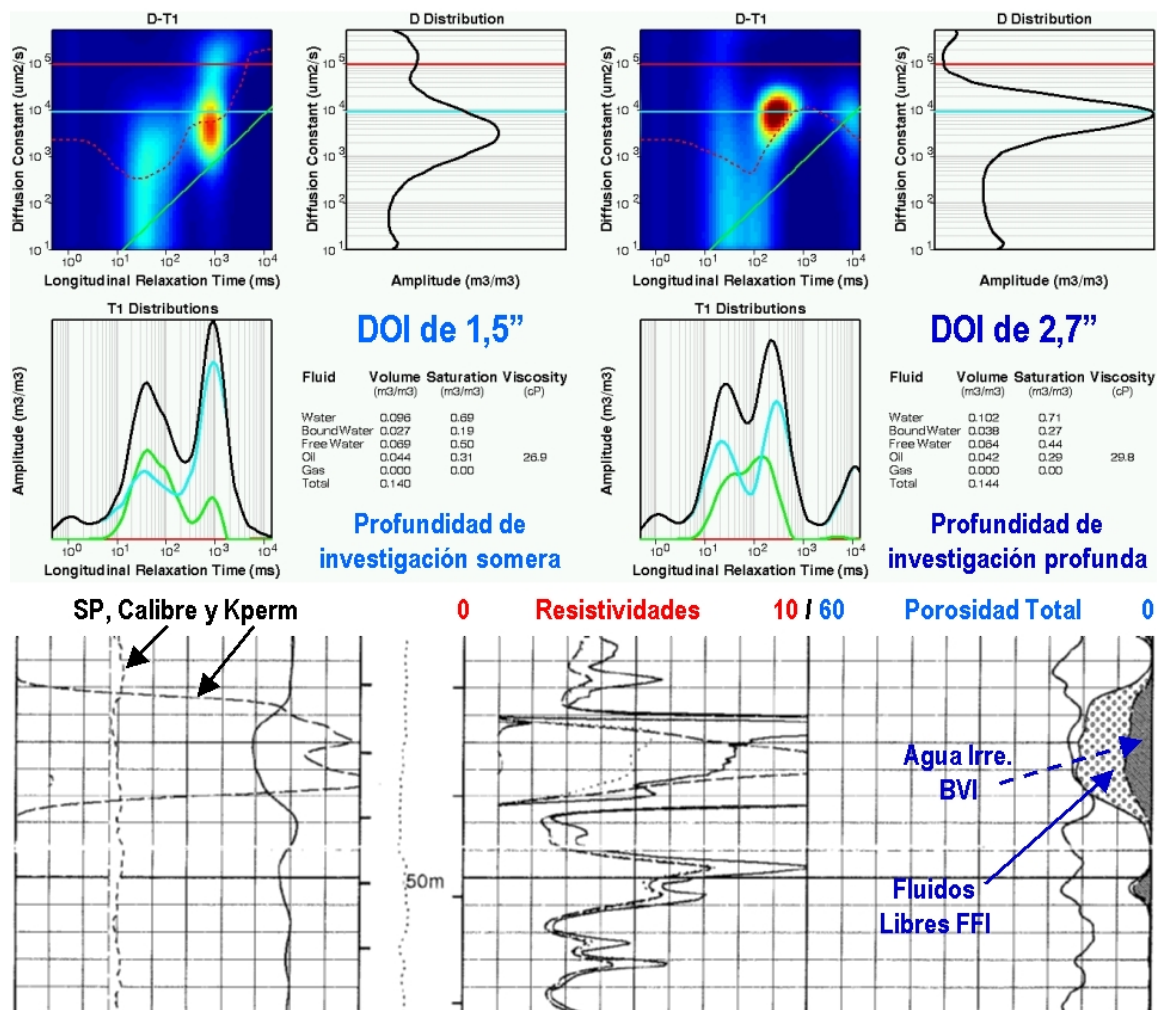
Ejemplo de agua con rastros de petróleo pesado



Presencia de petróleo y agua libre evidenciados en las 2 D.O.I.'s, o profundidades de investigación, de la herramienta

En este tercer ejemplo (ver la siguiente página), se representa un intervalo probablemente muy depletado que produce principalmente agua con un corte elevado del 82 % y producción de petróleo baja (6 bbl/día). En éste caso particular, el valor agregado del RMN consistió en anticipar el porcentaje elevado de agua producida aún cuando el perfil de resistividad mostraba un buen desarrollo, con valores superiores a los 15 $\Omega\cdot\text{m}$ de resistividad, y un probable contenido de hidrocarburo. El método de 3D-RMN aplicado en dos DOI (profundidades de investigación de 1,5" y 2,7" respectivamente) mostró características petrofísicas pobres: S_{xo} inferior al 30% y gran cantidad de agua libre, próxima al 50%. Esto demuestra que, aún leyendo en la zona invadida, ésta herramienta nos beneficia con su capacidad de proporcionar respuestas a dos diferentes penetraciones desde la pared del pozo y poder reconocer los probables efectos de invasión, así como obtener información redundante para evaluar y corroborar el proceso de interpretación MRF.

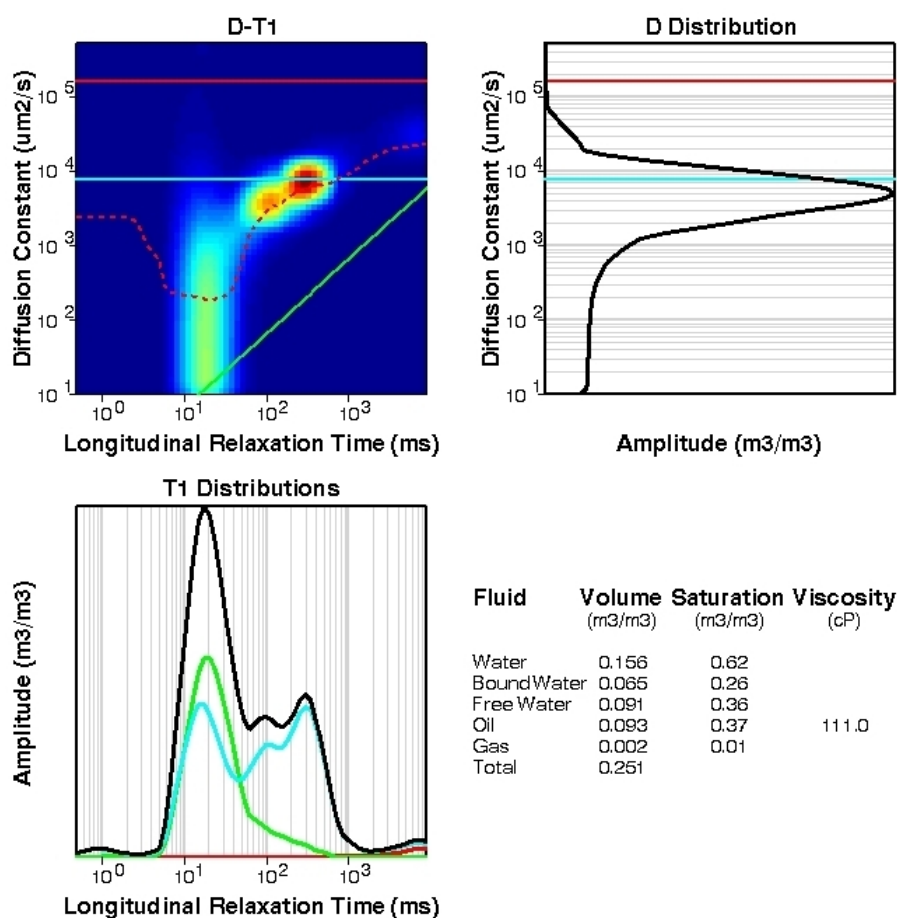
Interpretación de los mapas de relajación D/T1, mostrando para ambas DOI's, una alta cantidad de agua libre con una leve señal de petróleo



Ejemplo de difusión restringida / petróleo pesado

La figura siguiente (ver la próxima página) muestra un caso típico de señal RMN de una arena de cuatro metros de espesor, erróneamente interpretada como acuífera debido a su relativamente alta cantidad de agua libre, cerca del 36 %, siendo el fluido restante interpretado como agua irreducible contenida en micro-poros y por lo tanto experimentando una intensa difusión restringida. El reservorio fue seleccionado para punzar en base a los otros perfiles disponibles: La terminación arrojó una producción de 118 bbl/día de petróleo pesado con un corte de agua del 30%. Conocidos los resultados de la prueba, ese mapa de difusión D/T1 fue reprocesado, definiendo ahora un rango más amplio de tiempo T1 para la búsqueda de la señal de petróleo, así como una mejorada calibración para el modelo de agua (línea azul) y de relajación volumétrica o "bulk" del petróleo (diagonal verde). La nueva saturación de la zona invadida calculada para el petróleo ($S_{xo} = 37\%$), con una viscosidad estimada de alrededor de 110cP, está ahora en mejor acuerdo con los resultados obtenidos durante la prueba de producción.

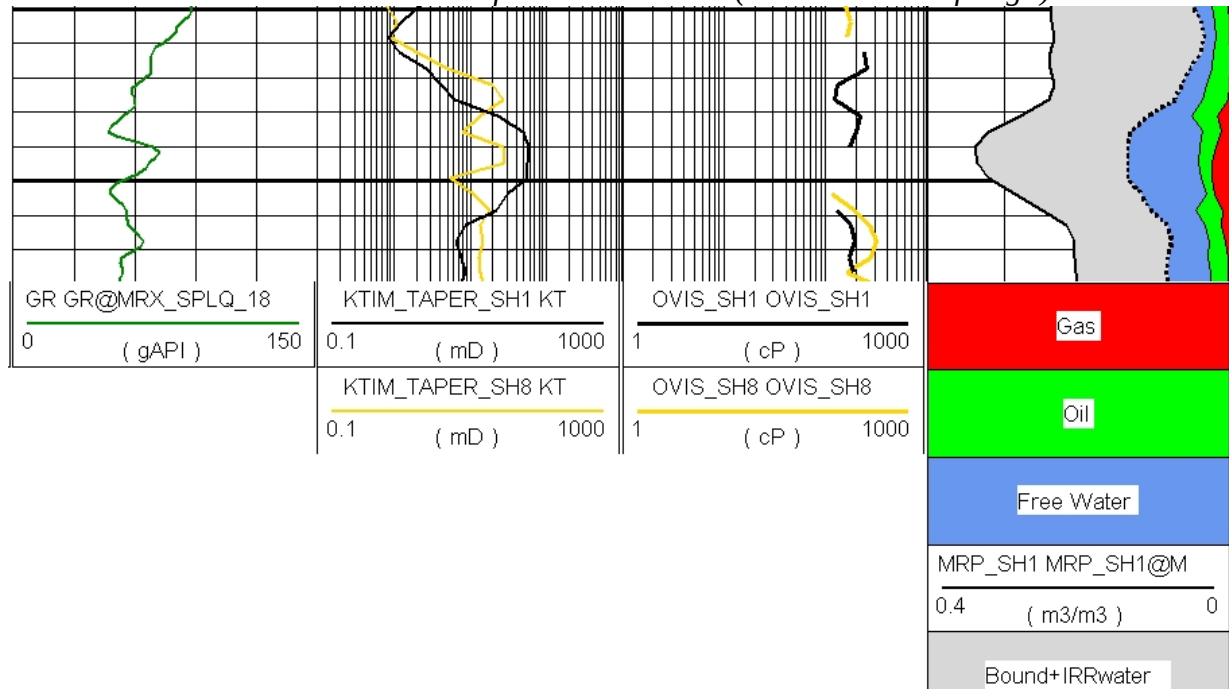
Ejemplo de difusión restringida / petróleo pesado



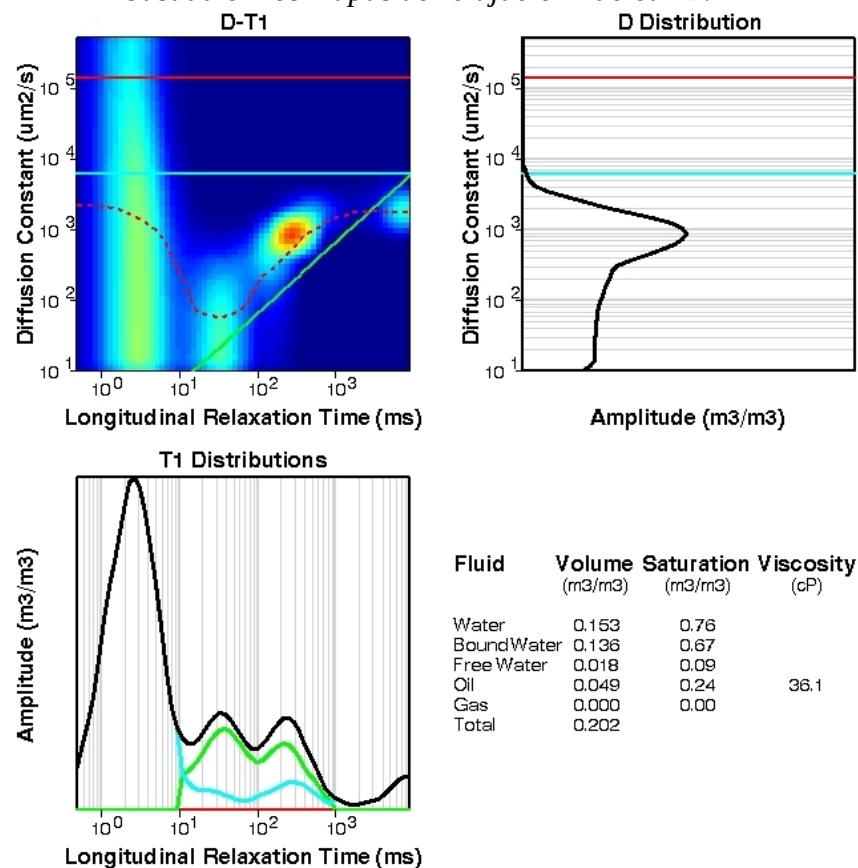
Ejemplo en capa delgada

Este ejemplo muestra el caso de un reservorio no detectado inicialmente por tener un espesor inferior a la resolución vertical dinámica de la herramienta. Se detectó en base a los otros perfiles utilizados por la operadora y resultó productivo, con 257 bbl/día de petróleo y un corte de agua menor al 30%. Aquí se señala la singular limitación relacionada con la resolución vertical del perfil continuo de MRF. Aunque la resolución vertical mínima, o estática, de cualquier herramienta de RMN sea igual a la abertura de su antena de adquisición (es decir 18" para el caso nuestro), en la práctica y con el afán de aumentar considerablemente la Relación Señal / Ruido (o SNR), debemos promediar generalmente de tres a cinco niveles de mediciones consecutivas dependiendo de las condiciones generales del pozo, obteniendo así un perfil continuo con una resolución promedio vertical de 90 pulgadas (2,30 m.). Este proceso necesario de apilamiento, es negativo cada vez que se intenta realizar una interpretación continua en un ambiente de capas delgadas de dos o tres metros de espesor, como en este ejemplo (ver perfil continuo de saturación derivada por MRF que muestra una alta cantidad de agua libre con muy poco hidrocarburo y una mayor parte de agua irreducible). Si revisamos en detalle los mapas correspondientes de 3D-RMN (*figura inferior de la página siguiente*), pero ahora apilando solamente cinco niveles de MRF adquiridos sobre la zona de interés de dos metros de espesor (o sea sin los efectos negativos de las arcillas circundantes) y además optimizamos los parámetros de la inversión matemática, obtenemos una imagen mucho más clara de cada fluido presente. Por lo tanto, podemos notar una señal fuerte de petróleo (saturación S_{xo} alrededor del 25%) con una distribución de tiempo de relajación longitudinal T1 diferenciada de la señal de agua libre. Esta señal de RMN corresponde a un petróleo de tipo medio de 36cP con poco volumen de agua libre (menos de 2 p.u.), y como ya se mencionó, una fracción grande de agua irreducible (el 67%).

Resultado / procesado del perfil continuo de MR Scanner en su modalidad de caracterización total de fluidos o modo SP ("Saturation Profiling")



Interpretación petrofísica (saturación de hidrocarburo S_{xo} y viscosidad correspondiente) basada en los mapas de relajación nuclear $D/T1$



Conclusiones

En base a los registros corridos en los dos pozos piloto, se puede establecer que el análisis multidimensional de RMN constituye una técnica potencialmente valiosa para mejorar el proceso de identificación de reservorios con presencia de hidrocarburos.

La metodología representa un avance sobre otros métodos de interpretación pues entrega: a) una estimación de la saturación de hidrocarburos S_{xo} , b) una estimación del volumen de agua capilar y de agua móvil, c) un índice cualitativo de la viscosidad y d) finalmente el valor de Coeficiente de Difusión de los fluidos presentes, para dos diámetros diferentes de investigación.

La activación combinada de tiempos de polarización y tiempos entre ecos variables en distintas secuencias de 3D-RMN, procesadas para conformar mapas de relajación D/T 's, simplifica la visualización e identificación del contenido de los fluidos del reservorio; esto sin las desventajas de un análisis tradicional basado exclusivamente en perfiles de resistividad.

Asimismo, hemos mencionado las limitaciones de esa técnica de 3D-RMN cuando las condiciones de la perforación y/o las características del reservorio no son las más convenientes para tales mediciones, por ejemplo en casos de invasión profunda del lodo de perforación, en capas muy delgadas y/o en presencia de difusión restringida debido a micro-porosidad.

Por otra parte, esta técnica es útil para seleccionar las capas a estimular y maximizar así la producción y recuperación de hidrocarburos. En síntesis, los ejemplos de pozos presentados revelan que las predicciones 3D-RMN, combinadas con datos adicionales de triple-combo y de probador de formación, y con la suma de más experiencia en la cuenca, pueden ser suficientemente confiables para proporcionar una base de interpretación y un procedimiento de toma de decisiones mejorado.

Bibliografía

“Los sistemas petroleros de la Cuenca del Golfo de San Jorge, síntesis estructural, estratigráfica y geoquímica”, Repsol-YPF, E.Figari, E.Strelkov, G.Laffitte, M.S.Cid de la Paz, S.Courtade, J.Celaya, A.Bottero, P.Lafourcade, R.Martinez, H.Villar (Octubre 1998).

Fitzgerald, M.G. et al.: “Evolution of the San Jorge Basin, Argentina”, AAPG Bulletin, Volume 74, No. 6, 1990.

“Log evaluation of tuffaceous sandstone in Southern Argentina”, A. Khatchikian y P. Lesta (SPWLA paper K, Mayo 1973).

“Evaluación de perfiles en rocas ígneas petrolíferas”, A. Khatchikian (World oil, Diciembre 1983).

“NMR as standard porosity tool in the San Jorge Basin: Log responses and aplicaciones”, F.Solanet, A.Khatchikian (SPE, Octubre 1997).

Fernando Solanet, Alberto Khatchikian and Eduardo Breda: “NMR as Standard porosity Tool in the San Jorge Basin: Log Responses and Applications”, paper SPE 52939 SPEJ (Vol 1, Number 6, December 1998) pages 504-508.

L. P. Stinco, J. A. Vieiro et al.: “Evaluating the shaly sand oil reservoirs of El Tordillo field, Argentina, using Magnetic Resonance logs”, SPWLA 45th Annual Logging Symposium, June 6-9, 2004.

Martín Reinoso, “Resonancia Magnética Nuclear ¿ Agua o petróleo liviano ? Integración de datos en pozos exploratorios”, VI Congreso de exploración, IAPG (Mar del Plata, Nov. 2005).

A. Corbelleri, L. Sliwinski et al., “Uso de RMN para la caracterización de reservorios y fluidos en la cuenca del golfo San Jorge” , VI Congreso de exploración, IAPG (Mar del Plata, Nov. 2005).

Meiboom S and Gill D: “Modified Spin-Echo Method for Measuring Nuclear Relaxation Times”, The Review of Scientific Instruments 29, no. 8 (1958): 688-691.

Freedman, R. et al.: “A New NMR Method of Fluid Characterization in Reservoir Rocks: Experimental Confirmation and Simulation Results”, paper SPE 75325 SPEJ (December 2001) page 452.

Hürlimann, M.D. et al.: “Diffusion-Editing: New NMR Measurements of Saturation and Pore Geometry”, SPWLA paper FFF presented at the 2002 Annual Meeting of the Society of Professional Well Log Analysts, Oiso, Japan, 2–5 June.

Freedman R., Heaton N. and Flaum M.: “Field Applications of a New Nuclear Magnetic Resonance Fluid Characterization Method”, paper SPE 71713 (October 2001).

Chanh Cao Minh, Nick Heaton et al.: “Planning and Interpreting NMR Fluid - Characterization Logs”, paper SPE 84478 (5-8 October 2003).

Hurlimann, M.D. et al.: “Restricted Diffusion in Sedimentary Rocks, Determination of Surface-area-to-volume Ratio and Surface Relaxivity,” Journal of Magnetic Resonance, Series A (1994) # 111, pages 169-178.

N.J. Heaton, C. Cao Minh et al.: “Saturation and Viscosity From Multidimensional Nuclear Magnetic Resonance Logging”, paper SPE # 90564 (26–29 September 2004).

Currículo de los autores

Gabriela González

Lic. En Cs. Geológicas de la Universidad de Buenos Aires. Durante sus estudios realizó prácticas rentadas en Y.P.F y Tecpetrol S.A.. En diciembre de 1996 se recibe y entra como Geóloga Jr. de reservorios en Tecpetrol, desempeñándose como intérprete de sísmica 3D. Durante 5 años trabajó en el desarrollo de yacimientos marginales de las Cuencas Neuquina, Cuyana y Golfo San Jorge. En mayo de 2001 comienza a trabajar en Pan American Energy realizando la revisión geológica de diferentes bloques para la implementación de proyectos de recuperación secundaria. La implementación de perfiles de Resonancia Magnética en todos los pozos perforados, hizo trabajara activamente junto con un equipo interdisciplinario, logrando grandes avances y aportes tanto en las activaciones de perfilajes como en la metodología interpretativa. Actualmente está comenzando a desempeñarse en Petrobras Bolivia, como Geóloga Plena en yacimientos naturalmente fracturados.

Carlos Acuña

Licenciado en Geología, graduado en la Universidad Nacional de La Plata. Desde 1978 hasta 1991 trabajó como Geólogo de Desarrollo de YPF en la Cuenca Austral y en Cuenca del Golfo de San Jorge (CGSJ). En 1991 ingresa a en la Dirección de Exploración y Desarrollo de Bidas S. A. y participó en el desarrollo de campos del flanco sur de la CGSJ, Cuenca Austral y Neuquina Del l

2000 al 2006 se desempeñó en el Grupo de Estudios Especiales del Departamento de Desarrollo de Reservas de PAN AMERICAN ENERGY LLC, como Geólogo principal, y coordinador de estudios geológicos para proyectos de recuperación secundaria, con activa participación en la aplicación de tecnologías de RMN en perfilaje de pozos. Actualmente forma parte del equipo de Desarrollo de Reservas de la CGSJ.

Jean-François Mengual

El ing. Jean-François Mengual es egresado del “Instituto Nacional de Ciencias Aplicadas” de Toulouse (Francia) con el título de ingeniero físico, obteniendo posteriormente un master en física nuclear de la universidad “Paul Sabatier”, de esa misma ciudad, en el año 1986.

En 1987, ingreso a la compañía Schlumberger en Argentina como ingeniero de campo encargado de la adquisición de registros eléctricos. Después de varias asignaciones por latino América y Europa con diferentes posiciones dentro y fuera de la organización Schlumberger (trabajó además en el área de sísmica de superficie para la C.G.G., Western-Geco y para la operadora P.L.E. GmbH), el ing. J-f. Mengual se desarrolla actualmente como petrofísico principal para Argentina, Bolivia, Brasil y Chile. Sus continuas tareas de interpretación y evaluación de formación lo llevaron a perfeccionarse en nuevas tecnologías de perfilajes como por ejemplo el registro de resonancia magnética nuclear, tema para el cual ya publicó varios artículos técnicos.

El ing. J-f. Mengual es socio activo de varias asociaciones profesionales de la industria petrolera, como la S.P.E. y la S.P.W.L.A., desde 1998 y 1994 respectivamente.

Gabriel E. Bojarski

Gabriel E. Bojarski tiene una licenciatura en geología de la “Universidad de Buenos Aires”, Argentina y una especialización en economía del petróleo del ITBA (“Instituto Tecnológico de Buenos-Aires”). Comenzó su carrera en YPF (hoy día Repsol-YPF) como geólogo de reservorio en 1996. Más tarde, Gabriel se desempeñaba como geólogo pleno de exploración y también trabajaba en tareas de evaluaciones económicas y actividades de análisis de riesgo. Finalmente se unió a la empresa de servicios petroleros Schlumberger en el año 2004, trabajando desde entonces como geocientista senior en Argentina, basado en Neuquen.

Reconocimientos

Los autores quieren agradecer formalmente a la compañía operadora, PanAmerican Energy, por autorizar la divulgación completa de la información de esos campos de la cuenca del golfo San Jorge, e así permitir la publicación de este trabajo conjunto. Los autores desean además expresar su sincera gratitud a la organización Schlumberger para los recursos proporcionados a lo largo de la ejecución de este trabajo.