

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA DE PETROLEO,
GAS NATURAL Y PETROQUIMICA**



**“OPTIMIZACIÓN EN LA CARACTERIZACIÓN DEL RESERVORIO
USANDO REGISTROS DE RESONANCIA MAGNÉTICA EN LOS
POZOS DE LA SELVA PERUANA“**

TESIS

**PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE
INGENIERO DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL**

ELABORADO POR:

LUIS PRAXIDES CONDO DIAZ

PROMOCIÓN 2011-1

LIMA - PERU

2012

Este trabajo va dedicado a mi madre que siempre me apoyo en mis estudios y culminar mi carrera, a mi padre que siempre me motivó a lograr grandes cosas, a mis profesores de la universidad que sin sus enseñanzas nada de esto hubiera sido posible y a todos los trabajadores de la FIP, a mis amigos con los cuales estudiábamos juntos.

SUMARIO

En los inicios de la ingeniería de reservorios, se asumió que los reservorios eran homogéneos e isotrópicos, pero también no uniformes. Actualmente se está lidiando con reservorios que tienen una gran complejidad litológica. Por ejemplo, los reservorios carbonatados, que en comparación con las arenas, presentan una distribución de porosidad heterogénea: amplia gama de tamaño de poros, amplia variedad de texturas; lutitas donde es bien complejo determinar la porosidad en presencia de hidrocarburos (especialmente gas o petróleo liviano), la saturación de agua, litología. Por lo cual, los registros convencionales ya no son suficientes para poder estimar la porosidad de reservorio, ya que necesitan de condiciones óptimas para ser corridas, así como de una litología conocida.

Los registros de densidad, neutrón e inducción tradicionalmente han sido usados para estimar la porosidad en los reservorios. Pero debido a la complejidad litológica, estos registros han empezado a ser cada vez menos confiables.

El registro de resonancia magnética, a diferencia de los demás registros, no tiene contribución de los materiales de la matriz y no necesita estar calibrando para la litología de la formación, estas características del NMR lo hace diferente de las herramientas de muestreo convencionales.

La porosidad total de gas corregida DMRP (Density Magnetic Resonance Porosity) es de gran importancia en estas formaciones de gas clásticas y no clásticas. El DMRP incorpora la ventaja de la independencia litológica de la resonancia magnética junto con todos los beneficios de la determinación de las propiedades de la matriz que se obtienen a partir de la espectroscopía nuclear para así obtener la porosidad total corregida para efectos del gas.

Este nuevo parámetro de evaluación de formación puede ser usado en cálculos volumétricos para proveer volúmenes de reservorios más precisos. También, la saturación de gas de formación más precisa puede ser computada cuando se usa porosidad total de gas corregida en conjunto con herramientas de resistividad profunda.

**“OPTIMIZACIÓN EN LA CARACTERIZACIÓN DEL RESERVORIO USANDO
REGISTROS DE RESONANCIA MAGNÉTICA EN LOS POZOS DE LA SELVA
PERUANA“**

DEDICATORIA	i
SUMARIO	ii
INDICE	iii
CAPITULO I: INTRODUCCION	
1.1 Antecedentes de la Tesis	1
1.2 Formulación del Problema	1
1.3 Justificación del Plan de Tesis	2
1.4 Formulación de la Hipótesis	3
1.5 Objetivos de la Tesis	3
1.6 Metodología de la Investigación	4
1.7 Glosario	5
CAPÍTULO II: FÍSICA DEL REGISTRO DE RESONANCIA MAGNETICA NUCLEAR (NMR)	
2.1 Magnetismo Nuclear	27
2.2 Polarización	28
2.3 Pulso de Flexión y Decaimiento de Inducción Libre	32
2.4 Detección del ECO Spin	35
2.5 Tiempos de Medición NMR	38
CAPITULO III: FUNDAMENTOS DE LA PETROFÍSICA DEL NMR	
3.1 Mecanismos de Relajación NMR de los Fluidos en los Poros de la Roca	40
3.1.1 Relajación Bruta	42
3.1.2 Relajación de Superficie	43
3.1.3 Relajación de Difusión Inducida	44
3.2 Decaimiento Multi-Exponencial	47
3.3 Eco FIT para la Distribución T_2	51
3.4 Distribución del Tamaño de los Poros	52
3.5 Determinación del Volumen Irreducible del Agua (BVI)	56
3.5.1 Cutoff BVI	57
3.5.2 BVI Espectral	61

3.6	MRIL Modelo de Permeabilidad	66
3.6.1	Modelo de Fluido Libre	67
3.6.2	Modelo de la Media T_2	68
3.7	MRIL Modelo de Porosidad	69

CAPITULO IV: FUNDAMENTOS DE LA TIPIFICACIÓN NMR DE LOS HIDROCARBUROS

4.1	Propiedades de NMR de los Hidrocarburos	72
4.2	Tipificación NMR del Hidrocarburo	76
4.2.1	Distribución T_2 de una roca parcialmente saturada	76
4.2.2	Contraste de Relajación T_1	76
4.2.3	Contraste de Difusividad	79
4.2.4	Simulación Numérica	81
4.3	Efectos del Petróleo en las Distribuciones T_2	81
4.3.1	Agua y Petróleo Ligero	81
4.3.2	Agua y Petróleo Viscoso	83
4.3.3	Efectos de la Viscosidad y la Mojabilidad en la Señal del Petróleo en una Distribución T_2	85
4.4	Efectos del Gas en la Distribución T_2 Bajo Diferentes Condiciones	87
4.4.1	Agua y Gas	87
4.4.2	Agua, Petróleo Ligero y Gas	89

CAPITULO V: MEDICIONES CON LA HERRAMIENTA MRIL

5.1	Polarización de los Núcleos	91
5.2	Flexión de la Magnetización y Detección de los Spin Ecos	92
5.3	Velocidad de Registro y Resolución Vertical	94
5.4	Profundidad de Investigación	97
5.5	Mediciones con Multi-frecuencias y Anchos de Banda RF	102
5.6	Efecto de Timbre	105
5.7	Relación Señal Ruido y Corrida Promedio	107
5.8	Activaciones	109

5.9 Configuración de la Herramienta	113
5.10 EcoScope	115
5.11 Comparación de los Registros de Resonancia Magnética con los Registros Convencionales de Porosidad	117
CAPITULO VI: CASO DE POZO A	
6.1 Información Disponible y Calidad de la Información	122
6.2 Procesamiento CMR - DMRP	125
6.2.1 Procesamiento CMR	125
6.2.2 Procesamiento DMRP	127
6.3 Descripción de los resultados de la plantilla	129
6.3.1 Plantilla del CMR	129
6.3.2 Plantilla DMRP	131
6.4 Procesamiento de los resultados : CMR -DMRP	132
6.5 Tabla Resumen	141
CAPITULO VII: COSTOS Y EVALUACION ECONOMICA	142
CAPITULO VIII : CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	155
CAPITULO IX : BIBLIOGRAFIA	158

CAPITULO I : INTRODUCCION

1.1 Antecedentes

Desde 1991 , los registros comerciales NMR (Resonancia Magnética Nuclear) ha cambiado de manera significativa la manera en que se evalúa la formación, la capacidad de medir con precisión la porosidad total en combinación con el fluido tipificado (fluid typing) ha hecho que el NMR se vuelva una importante piedra angular en la evaluación de la formación .

Por muchas décadas, las medidas de neutrón, densidad han sido la más importante forma de derivar la porosidad de la roca en la evaluación de la roca, la porosidad derivada de neutrón, densidad, da buenos resultados en condiciones estándar .

Aunque, la dependencia de litología ha causado problemas severos , por ejemplo en formaciones lutíticas . También produce incertidumbres debido a las malas condiciones de pozo que a menudo se da que nunca ha sido remediado en un grado satisfactorio.

Buscando una alternativa, haciendo una búsqueda intensa y desarrollándolo por más de una década se logró conseguir medidas de porosidad empleando tecnología de pulsos de resonancia magnética nuclear.

El primer registro comercial fue corrido en 1991 desde ese entonces ha sido estandarizado en la industria para una determinación confiable y precisa de la porosidad . A través de los últimos años , el hardware del NMR así como los métodos de interpretación han sido mejoradas significativamente .

Actualmente los analistas de registros tienen sus propios métodos de interpretación para la estimación de los fluidos libres , irreducibles y método para tipificación de hidrocarburos incluyendo la detección de gas .

1.2 Formulación del Problema

La caracterización del reservorio ha sido considerada como un componente crítico del desarrollo del reservorio porque su principal objetivo es proveer la mejor descripción y distinguir la características esenciales de los parámetros petrofísicos, geológicos que afectan la evaluación en la formaciones productoras.

Desde la exploración hasta el desarrollo, los desafíos de costos de explotación de las reservas de hidrocarburos son enormes y diversos.

La falta de entendimiento de los bloques petrofísicos del reservorio en las etapas tempranas de su desarrollo usualmente constituye el mayor impedimento para lograr una estrategia de desarrollo eficiente. Además, las incertidumbres estratigráficas y estructurales existen y son sólo minimizadas cuanto más pozos sean perforados para desarrollar el campo.

El lodo base petróleo , en particular puede hacer difícil la caracterización debido a la invasión profunda en la formación enmascarando así la respuesta del registro . Estos tipos de registros convencionales dependen de una serie de factores así principalmente de la litología de la formación por lo cual va dificultar determinar las propiedades de litologías complejas, además estas mediciones no distinguen de la porosidad movable de la no movable lo cual va ser de nuestro mayor interés para poder hacer una correcta evaluación y estimación de nuestra reserva producible.

1.3 Justificación

Los registros de resonancia magnética a diferencia de los demás registros no tiene contribución de los materiales de la matriz y no necesita estar calibrando para la litología de la formación , estas características del NMR lo hace diferente de las herramientas de muestreo convencionales.

Por ejemplo : el neutrón , densidad ,acústico todos estos son influenciados por los componentes del reservorio , debido a que las rocas reservorio tienen más matriz que espacio llenos de fluidos , estos registros convencionales tienden a ser más sensitivos a los materiales de la matriz .

El NMR se basa en la medida de la densidad de hidrógeno en los fluidos del reservorio. Debido a que la densidad de los núcleos de hidrógeno presente en el agua es conocido, esta data puede ser convertida directamente en una porosidad aparente llena de agua.

El comportamiento del NMR de un fluido en el espacio poroso de una roca reservorio es diferente del comportamiento en una roca sin espacio poroso, Por ejemplo , conforme el tamaño de los poros que contiene agua decrece , la diferencia entre las propiedades aparente del NMR del agua en los poros y el agua en la roca sin espacio poroso se incrementa .

La micro porosidad asociada con las lutitas y con algunos otros minerales típicamente contienen agua que desde una perspectiva del NMR aparece casi como un sólido.

El agua en esos micros poros tienen un tiempo de relajación muy rápido. Debido a esta relajación rápida esta agua es más difícil de ver que por ejemplo el agua producible asociado con poros grandes . Generaciones tempranas de registro NMR no fueron capaces de ver el agua en estos micro poros y debido a que esta agua fue asociada más a menudo con lutitas , la porosidad medida por estas fue llamada porosidad efectiva .

Los NMR modernos pueden ver todos estos fluidos en el espacio poroso y las medidas de porosidad hechas por estas últimas llamadas medidas de porosidad total. La información del tamaño de poros adquirida por esto NMR modernos es usado para calcular la porosidad efectiva .

1.4 Formulación de la Hipótesis

Con los registros de resonancia magnética se logrará obtener una determinación más precisa de la porosidad , distribución de poros y permeabilidad .

Los registros de resonancia magnética integrada con los registros convencionales permitirán optimizar el análisis de los fluidos del reservorio y evaluar la composición litológica de los intervalos productivos .

1.5 Objetivo del Proyecto

El objetivo principal del proyecto es optimizar la caracterización del reservorio usando registros de resonancia magnética.

Los objetivos secundarios son:

- Determinar y diferenciar las cantidades de los fluidos del reservorio usando registros de resonancia magnética.
- Determinar las propiedades de los fluidos y el tamaño de los poros del reservorio usando estos registros.
- Optimizar la caracterización del reservorio integrando los registros de resonancia magnética con los registros convencionales.

1.6 Metodología de la Investigación

- En este proyecto básicamente toda la información se obtuvo de libros , trabajos de investigación sobre registros de resonancia magnética , así como trabajos del SPE que tienen una confiabilidad y validez en lo que se refiere a la información y datos usados.
- Para correr estos registros de resonancia magnética se cuenta una serie de herramientas dentro de las cuales una de las últimas es el CMR de Schlumberger , MRIL-XL de Halliburton las cuales son de última generación de NMR ,cuentan con una serie de beneficios , siendo las más usadas en la industria por lo cual son herramientas muy confiables y muy válidas en cuanto se refiere a la medición de la resonancia magnética lo cual está explicado su funcionamiento en la parte teórica de este proyecto.
- Los datos conseguidos de los registros de resonancia magnética (porosidad , permeabilidad , saturaciones de los fluidos del reservorio) a diferencia de los registros convencionales tales como los registros de densidad , sísmico , neutrón no van ser afectados por la composición litológica del reservorio,consiguiendo de esta manera una porosidad y saturaciones más precisas que van representar solamente las propiedades del fluido independientemente de la litología lo cual va ser de gran ayuda en la caracterización de reservorios de litología compleja .

1.7 Glosario

Activación

Secuencia de comando programados que controla como la herramienta MRIL polariza la formación mide las propiedades NMR de estas formaciones . Las activaciones pueden contener una o múltiples secuencias CPMG .

Activación, Dual-Te

Una activación que permite la adquisición de trenes de ecos CPMG a diferente espaciados de ecos TE pero idénticos tiempos de repolarización TW. La data adquirida con activaciones dual-TE son usadas para la identificación de hidrocarburos .La técnica de identificación de hidrocarburos toma ventaja de las diferentes difusividades de los diferentes fluidos en el reservorio. Debido a que la herramienta MRIL produce una gradiente de campo magnético , el T2 de cada fluido tiene un componente que depende de su difusividad y el TE usado en las mediciones NMR . El incremento en T2 cambiará los espectros hacia valores más pequeños de T2 , y este cambio será diferente de cada tipo de fluido . La separación del espacio T2 viene del término de relajación de difusión $T_{2\text{diffusion}}$:

$$\frac{D(\gamma G TE)^2}{12}$$

Esta activación has sido usada exitosamente en detectar y cuantificar petróleo medio viscosos .

Activación, Dual-TW

Una activación que permite la adquisición de tren de ecos de dos CPMG a diferentes tiempos (TW) e idénticos espacios de ecos (TE). La data adquirida con dual-TW es usada para mejorar la detección de gas y petróleo ligeros . Esta detección está basada en el hecho de que el T1 del gas y petróleos ligero es mucho más grande que el T1 del agua en la formación. Polarización p es proporcional a TW .

$$p \propto 1 - e^{-TW/T_1}$$

Los TW pequeños son elegidos de tal manera que la señal de NMR de la formación de agua es completamente polarizada , pero las señales de petróleo y/o gas no lo son .Tw grandes son elegidos de tal manera que la mayoría de las señales de hidrocarburos son también polarizados . La señal dejada después de la sustracción de los dos trenes de eco o las dos distribuciones T2 resultantes contienen solo señal de hidrocarburos . Este método puede ser usado para cuantificar volúmenes de petróleo y gas .

Activación, Estándar-T2

Una activación que permite la adquisición de tren de ecos CPMG con un TW con la cual los fluidos de la formación pueden ser totalmente polarizados , y con un TE con el cual los efectos de difusión en T2 pueden ser eliminados. Valores típicos para esta activación son TE=1,2 ms , $3 \leq TW \leq 6$ s y NE=300 . Esta activación es mayormente usada para determinar la porosidad y permeabilidad efectiva.

Activación, Total Porosidad

Una activación que permite adquisición de dos tren de ecos CPMG con diferentes eco espacios TE y diferentes tiempo de espera TW. Un eco tren es adquirido con TE=0.6 ms y TW = 20 MS (solo polarización parcial es lograda) y es usada para cuantificar los poros pequeños , los cuales al menos están asociados con el agua no producible de arcilla . El otro tren de eco es adquirido con un TE=0.9 o 1.2 m y con un TW que es suficientemente largo es por eso que la polarización total es lograda . Este tren de eco es usada para determinar la porosidad efectiva , y la suma de las porosidades (la no producible de arcilla y la efectiva) provee información de la porosidad total . La combinación de TE y TW generalmente adquieren los últimos tren de ecos que constituyen una activación estándar de T2.

Bo.- Campo magnético estático generado por la herramienta NMR . Esto también puede ser designado como Bz . Los símbolos Bo y Bz son usados cuando se refiere al valor escalar del campo .

B1.- Campo magnético oscilante generado por una radio frecuencia RF circuito resonante . Este campo es aplicado en un plano perpendicular a Bo y es usado para girar la magnetización por 90 y 180 grados B1 se refiere a la magnitud del campo .

Bound Water (agua no producible)

Término vagamente definido que puede referirse al agua no producible o al agua que no es desplazada por los hidrocarburos . Consiste de ambos agua no producible capilar y agua no producible de la arcilla .

BVI : Bulk Volume Irreducible (volumen bruto irreducible)

La parte fraccional del volumen de la formación ocupado por agua capilar no producible e inmóvil .

CBVI : Bulk Volume Irreducible, Cutoff (corte de volumen bruto irreducible)

El BVI es estimado por la suma de la distribución T2 MRIL hasta el tiempo T2cutoff .

SBVI : Bulk Volume Irreducible ,Spectral (volumen bruto irreducible espectral)

BVI obtenido por el método espectral MRIL. Este BVI estimado es determinado de un modelo que asigna un porcentaje de porosidad en cada bin espectral para el agua no producible. Varias modelos están disponibles para el uso de este modelo.

BVM : Bulk Volume Movable (volumen bruto movable)

Parte de la fracción de volumen de la formación ocupado por fluidos móviles, también se refiere al índice de fluido libre FFI . Este puede ser agua , petróleo , gas o una combinación.

BVW : Bulk Volume Water (volumen bruto de agua)

Parte de la fracción de volumen de la formación ocupada por agua. BVW es el producto del agua de saturación y la porosidad total.

BVI ver Bulk Volume Irreducible

BVM ver Bulk Volume Irreducible

BVW ver Bulk Volume Water

Bz ver Bo

Carr-Purcell-Meiboom-Gill Pulse Sequence (CPMG)

Una secuencia de pulso usado para medir el tiempo de relajación T_2 . La secuencia comienza con un pulso de 90 grados seguido por una series de pulsos de 180 grados . Los dos primeros pulsos son separados por un periodo de tiempo t , mientras que los pulsos restantes esta espaciados $2t$. Ecos ocurren a la mitad entre los pulsos de 180 grados en los tiempos $2t, 4t, \dots$, donde $2t$ equivale a TE , el espacio entre ecos . La data de la decaída es colectada a estos tiempos de ecos . Este pulso de secuencia compensa los efectos de la no homogeneidades del campo magnético y gradiente en el límite de la no difusión ,y reduce la acumulación de efectos .

CBVI ver Bulk Volume Irreducible ,Cutoff

CBW ver Clay, Bound Water

CBW : Clay Bound Water(agua irreducible de arcilla)

Agua no producible estructuralmente inmóvil en la superficie de los minerales . La superficie de las arcillas es eléctricamente cargada debido a la sustitución iónica en la estructura de la arcilla , que les permite cantidades sustanciales de

agua no producible iónica .Esta es referida como el agua de adsorción o agua no producible . El agua no producible de arcilla también incluye el agua de condensación capilar en los microporos en agregados de arcilla.CBW es una función de ambos el área superficial de la arcilla y la densidad de carga en su superficie .La arcilla consiste de partículas muy finas , por eso tiene un área superficial muy alta. CBW contribuye a la conductividad eléctrica de la arena pero no a su conductividad hidráulica . El agua no producible de arcilla no puede ser desplazada por hidrocarburos y no fluirán . Tiene unos tiempos T1 y T2 muy cortos .

CMR™ TOOL

La herramienta de registro combinable de resonancia magnética de SCHLUMERBERG fue introducida en 1995 . La herramienta CMR es un dispositivo sensible al volumen que se extiende a un pie de la cara del dispositivo . Esta profundidad de investigación hace a la herramienta muy sensitiva a la invasión , costra de lodo , y rugosidad del agujero . La antena CMR de 6 pies de largo es puesta en el centro de un magneto de 12 pies de largo. Este arreglo provee 3 pies de longitud de magneto para polarizar los magneto antes que se mida .

El volumen sensitivo de la herramienta CMR es de un pie de diámetro, 6 pies de largo cilíndrico . La herramienta CMR opera en un modo de frecuencia único.

CPMG ver Carr-Purcell-Meiboom-Gil Pulse Sequence

D Constante de difusión

También conocida como difusividad . D es el desplazamiento cuadrático medio de las moléculas observados durante un periodo . D varías con los tipos de fluidos y la temperatura . Para el gas , D también varía con la densidad y por eso es dependiente de la presión . D puede ser medido por técnicas de NMR , en particular adquiriendo diferentes tren de ecos CPMG con diferente espacio entre eco en un campo magnético con gradiente .

DIFAN (Análisis de Difusión)

Un método de interpretación basado en las mediciones dual-TE. DIFAN se basa en el contraste de difusión entre el agua y el petróleo medio viscoso para tipificar y cuantificar petróleos . La data del DIFAN es adquirida a través del registro dual-TE con un tiempo de polarización largo y único .

DSM (Método Espectral Diferencial)

Un método de interpretación basado en mediciones dual-TW .DSM se basa en el contraste T1 entre el agua y los hidrocarburos ligeros para tipificar y cuantificar los hidrocarburos ligeros . El espectro diferencial es la diferencia

entre las dos distribuciones T2 obtenidas de las medidas dual-TW con idéntico TE . La interpretación DSM es lograda en el dominio T2.

Difusión

Proceso por el cual las moléculas u otras partículas se entremezclan y migran debido movimiento térmico aleatorio .

Difusion Fast Limit (Limite de Difusión . Rápido)

El caso donde los protones son llevado a través de un poro por la difusión a la capa de superficie de relajación a una velocidad limitada por los relajadores en la superficie y no por la velocidad que los protones arriban a la superficies . El proceso de difusión pasa mucho más rápido que la relajación de los protones de fluido en el poro . Además , la magnetización en los poros se mantiene uniforme , y un T1 , T2 simple puede ser usado para describir la magnetización , polarización o decaimiento para un poro individual . Esta asunción es la base de la conversión de las distribuciones T1 y T2 a las distribuciones de tamaño poro.

Difusion Slow Limit (Limite de Difusión . Lento)

Es el caso donde los protones son llevados a través del poro por la difusión a la capa de superficie de relajación a la capa de superficies a una velocidad limitada no por los relajadores en la superficie pero por la velocidad en la cual los protones arriban a la superficie . Además, la difusión no homogeniza la magnetización en los espacios porosos . . Las caídas multiexponenciales luego son necesarias para caracterizar el proceso de relajación dentro de un poro .

Difusión , Restringida

Efectos de confinamiento geométrico de las paredes de los poros en el desplazamiento difusivo molecular. Las medidas de difusión NMR estima a difusión constante de la atenuación causada por el movimiento molecular sobre un intervalo preciso de tiempo. Si el intervalo de tiempo (TE en la secuencia CPMG) es lo suficiente largo, las moléculas se encontraran con las paredes de poro u otras barreras y se volverán restringidas. La aparente constante difusión decaerá.

DSM ver Método de Espectro Diferencial

Echo Spacing (Espacio de Ecos (TE))

En una secuencia CPMG, el tiempo entre pulsos de 180 grados. Este tiempo es idéntico a los tiempos adyacentes entre ecos.

EDM ver Método de Difusión Mejorado

EDM : Enhanced Diffusion Method (Método de Difusión Mejorado)

Un método de interpretación basado en contrastes de difusión entre diferentes fluidos .La mejora de los efectos de difusión durante la adquisición de la eco data permite al agua y el petróleo ser separados en distribuciones T2 generadas de la data adquirida con un TE largo seleccionado. Para tipificar petróleo medio viscosos . EDM usa mediciones CPMG adquiridas a través de registros T2 estándar con un TE largo . Para cuantificar fluidos, EDM necesita data adquirida a través de dual-TW con un TE largo o a través de dual-TE con un TW largo

FFI ver Índice de Fluido Libre.

FID ver Decaída de Inducción Libre

FFI: Free Fluid Index (Índice de Fluido Libre)

Fracción de volumen de formación ocupado por fluidos que son libres para fluir. Una distinción deber ser hecha entre fluidos que pueden ser desplazados por fuerzas capilares ,y fluidos que serán producidos a una saturación dada . En registros MRIL , FFI es el estimado BVM obtenido de la suma de distribuciones T2 a valores mayores de T2 o iguales a T2cutoff.

FID : Free Induction Decay (Caída de Inducción Libre)

El FID es la señal NMR trasiente resultante de la estimulación de los núcleos a la frecuencia Larmor , usualmente después de un pulso RF . El característico constante de tiempo para una caída de señal FID es llamada T2* . T2** es siempre significativamente más corto que T2 .

G La fuerza de la gradiente de campo magnético visto en las mediciones NMR.

Gain Representa el voltaje relativo ganado del sistema : ambos el ganado de la antena y el de la electrónica .

Gauss Unidad de fuerza del campo magnético, 10 000gauss= 1 tesla. La fuerza del campo magnético de la tierra es aproximadamente 0.5 gauss .

Gradiente

Cantidad y dirección de la tasa de cambio en el espacio de alguna cantidad, como la fuerza de un campo magnético

Gradiente de Campo Magnético

Un campo magnético cuya fuerza varía con la posición . La herramienta MRIL genera un gradiente de campo magnético que varía con la dirección radial . Dentro de un pequeño volumen sensitivo de la herramienta MRIL , esta puede ser considerada como lineal y es usualmente expresada en gauss/cm o Hz/mm.

Gyromagnetic Ratio (Radio Giromagnético, γ)

El ratio del momento magnético con el momento angular de la partícula . Una medida de la fuerza del magnetismo nuclear . Es una constante para un tipo de núcleo dado. Para el protón $\gamma = 42.58$ MHz/ Tesla.

HI : Hydrogen Index(Índice de Hidrógeno)

El ratio del número de átomos de hidrógeno por unidad de volumen de un material con el número de átomos de hidrógeno por unidad de volumen de agua pura a una temperatura igual y presión. El HI del gas es una función de la temperatura y presión .

Inversion Recovery (Recuperación de Inversión)

Una secuencia de pulso empleada para medir el tiempo de relajación T_1 . La secuencia es 180 grados – T_i 90 grados – adquisición – TW , donde $i=1\dots N$. Los primeros pulsos de 180 grados invierte la magnetización 180 grado relativo al campo magnético estático . Después de un tiempo específico de espera (T_i , el tiempo de inversión) un pulso de 90 grados gira la magnetización en el plano transversal, y el grado de recuperación de la magnetización inicial es medida . Después de un tiempo de espera TW para retornar a la polarización total , la secuencia es repetida . Para producir suficiente data para la medición T_1 , esta secuencia debe ser repetida varias veces con diferentes T_1 .

Larmor Equation (Ecuación de Larmor)

$f = \gamma B_0 / 2\pi$. Esta ecuación establece que la frecuencia de precesión f , del momento magnético nuclear en el campo magnético es proporcional a la fuerza del campo magnético B_0 , y el radio giromagnético γ .

Larmor Frequency (Frecuencia de Larmor)

La frecuencia a la cual el spin nuclear precesa sobre el campo magnético estático , o la frecuencia a la cual la resonancia magnética puede ser excitada . Esta frecuencia es determinada de la ecuación de Larmor.

M Vector de magnetización neta . ver magnetización .

Mo Valor equilibrado del vector de magnetización dirigido a lo largo de campo magnético estático .

Mz: Magnetización Longitudinal

Componente del vector de magnetización neto a lo largo del campo magnético estático B_0 o B_z .

Momento Magnético

Una medida de las propiedades magnéticas de un objeto o partícula (el protón por ejemplo) que causas que el objeto o partícula se alinee con el campo magnético estático .

MR : Magnetic Resonance (Resonancia Magnética)

La resonancia magnética describe un grupo de fenómenos más general que el NMR . Esto también incluye la cuádruple resonancia nuclear NQR y resonancia paramagnética electrón EPR .Debido a que el término nuclear es a menudo relacionado con la radioactividad, el término MR es usado para evitar la connotación. (NMR significa resonancia magnética nuclear, el término nuclear se refiere a la resonancia magnética de núcleo atómico).

MRIL : Magnetic Resonance Image Logging (Registro de Imagen de Resonancia Magnética)

El nombre para la herramienta de registro NMR desarrollada por la corporación NUMAR a mediados de 1980 . La herramienta MRIL usa una gradiente permanente de campo magnético y un campo magnético RF ortogonal (para generar secuencias de pulso CPMG) para seleccionar volúmenes cilíndricos concéntricos para mediciones NMR.

MRI : Magnetic Resonance Imaging (Imágenes de Resonancia Magnética)

Se refiere a las técnicas NMR . La mayoría de máquinas MRI usa una gradiente de pulso de campo magnético que permite localizar las señales NMR en el espacio . MRI es usado en las muestras de núcleos y el inundamiento de núcleos o estudios de mecanismo de flujo.

Magnetic Susceptibility (Susceptibilidad Magnética X)

La medida de la habilidad de una sustancia de ser magnetizada .Diferencias en susceptibilidad magnética de los fluidos de los poros y la matriz causa gradiente de campo internas.

Magnetización

Una cantidad de vector macroscópico resultante del alineamiento de los momento magnéticos nucleares con el campo magnético estático . Este vector proyectado en el plano perpendicular al campo magnético estático es conocido como la magnetización transversa . Esta es la cantidad que es observada por el NMR.

Map (Mapeo)

Un programa desarrollado por NUMAR para invertir la data del tren de ecos a la distribución T2 . La inversión algorítmica usada en el MAP está basada en una descomposición singular de valor SVD.

MCBW

El CBW estimado obtenido de la suma de la distribución T2 obtenida de la polarización parcial del tren de ecos CPMG adquirido con un TE=0.6ms y TW=20ms.

MIPERM

Permeabilidad estimada obtenida de las medidas MRIL. Muchas fórmulas son usadas para determinar la permeabilidad de las mediciones NMR. Las dos comúnmente usadas son las ecuaciones de COATES y el SCHLUMBERGE-DOLL RESEARCH SDR. De acuerdo a COATES:

$$k = \left(\frac{\phi}{C} \right)^4 \left(\frac{FFI}{BVI} \right)^2$$

Donde c es una constante es una constante empíricamente constante

De acuerdo a la ecuación SDR

$$k = a\phi^4 T_{2gm}^2$$

Donde T2gm es la media geométrica de la distribución T2 , a es una constante y Φ es la porosidad.

MPHI

Porosidad estimada obtenida de la suma de la distribución T2 de valores T2 mayores o iguales a 4ms y menores que o igual que los T2 más altos en la distribución 1024ms . MPHI es a menudo referido como porosidad efectiva.

MR ver Resonancia Magnética.

MRI ver Imágenes de Resonancia Magnética

MRIAN ver Análisis MRIL.

MRIL ver Registros de Imágenes de Resonancia Magnética.

MRIAN Análisis MRIL

Un método de interpretación que incorpora data de resistividad a intervalos profundos ,MRIL, medidas estándar T2 , el modelo de dual-agua . MRIAN determina la porosidad de agua en la zona virgen , la cual puede ser comparada con los resultados de las zonas lavadas provenientes de las técnicas de análisis , como el TDA , EDM y DIFAN.

MRIL Bo Dependencia Radial

El campo magnético estático B_0 de la herramienta MRIL es una gradiente de campo . cuya fuerza B_0 decrece conforme la distancia del eje de la herramienta aumenta . La dependencia radial es B_0 inversamente r^2 donde r es la distancia del eje de la herramienta.

MRIL Bo Dependencia de la Temperatura

Campo magnético estático B_0 de la herramienta MRIL es generada por un magneto permanente . La dependencia de la temperatura de la fuerza B_0 surge del hecho que la magnetización del magneto permanente es dependiente de la temperatura .La aproximación media del campo da dependencia de temperatura T^{-1} en el régimen de temperatura, típico de las condiciones de agujero , donde T es la temperatura absoluta

MRIL B1, Corrección de la Temperatura

El pulso de 90 grados es determinado durante la calibración ;MRIL hecha en cuarto de temperatura especiales . Debido a la diferencia entre el cuarto de temperatura y la temperaturas de fondo , la energía de los pulso B1 necesarias para un tipping de 90 grados en el fondo será diferente de la determinada a las condiciones de compra por eso una corrección de temperatura para B1 es necesaria.

MRIL Efecto de Washout en el Pozo

Un registro de MRIL mostrará serios efectos de washout en el pozo cuando un volumen sensitivo intercepta el pozo . Un incremento en MPHI y BVI será vista en la respuesta del registro . La herramienta MRIL responde a los lodos base agua así como fluidos de formación no producible debido a la gran cantidad de

arcillas dispersas, y el agua asociada de hidratación . Lodo base petróleo exhibe tiempos de relajación cortos debido a las grandes cantidades de emulsificantes usados para controlar el agua

Los washout afectarán los registros MRIL si :

-Cuando una comparación de las mediciones de caliper con las profundidades de investigación para la temperatura apropiada de fondo indica que el pozo está interceptando el volumen sensitivo de la herramienta.

-Un BVI anormalmente grande es observado .

-Un incremento en MPHI corresponde a un incremento en el caliper y $MBVI=MPHI$.

MRIL-CTOOL

Herramienta de segunda generación introducida por NUMAR en 1994 .Esta herramienta es capaz de lograr múltiples experimentos a la vez (El MRIL-C tiene capacidad de frecuencia dual y el MRIL C+ tiene triple frecuencia de capacidad) El MRIL-C/TP , el cual fue introducido por NUMAR en 1996 , provee un estimado de porosidad total tan buena como la porosidad efectiva . La herramienta C/TP es capaz de medir la porosidad total debido a que la herramienta usa un TE reducido (0.6s) .Además, la herramienta tiene timbre reducido , por lo que el primer eco tren es información significativa.

MRIL Profundidad de Investigación

La profundidad a la cual la herramienta MRIL provee información . Debido a que la frecuencia Larmor es una función de B_0 , y B_0 es dependiente del radio , la frecuencia Larmor es también radialmente dependiente y además define la profundidad de investigación de la herramienta MRIL . Además , debido a que B_0 es también dependiente de la temperatura , entonces la frecuencia Larmor y además la profundidad de investigación son dependientes de la temperatura cuando un B1 determinado es usado , el cual es siempre el caso . Conforme la temperatura del magneto se incrementa , B_0 decrece , y la profundidad de investigación decrece .(profundidad de investigación de alrededor de 16 pulgadas, a 25 grados centígrados alrededor de 14 pulgadas a 150 grados centígrados).La variación de la profundidad de investigación con la temperatura para las herramientas MRIL es discutida y explicada en la literatura y charts de NUMAR.

MRIL PRIME TOOL (Herramienta Principal)

Herramienta MRIL de última generación introducida por NUMAR EN 1998 . Esta herramienta es capaz de lograr múltiples experimentos alrededor de 9 frecuencias . Alternando las 9 frecuencias , las medidas pueden ser hechas a velocidades mayores . Esta herramienta provee medidas de agua no producible de arcillas , porosidad efectiva , agua no producible de capilares , tipificación de

hidrocarburos en un solo paso . Además ahorra tiempo , eliminar toda la información elimina los errores en los cambio de profundidad.

Esta herramienta adicionalmente tiene magnetos de pre-polarización puestos encima y debajo de la antena que permite la polarización total del fluido . Este diseño de pre-polarización provee 12 s de polarización en velocidades de registro tan altas como 24 pies/minuto . Además, la capacidad de la herramienta de polarización total de los fluidos a altas velocidades de registro y obtener una distribución total T2 sin ninguna corrección hace los resultados del registro menos sensitivo a ciertos parámetros de diseño . Planear el trabajo de registro para las primeras herramientas que salieron requería algo de conocimiento del tiempo necesario de polarización de los fluidos. La herramienta PRIME TOOL puede simplemente usar el tiempo de polarización más largo si reducir la velocidad de registro . Además , esta herramienta correrse como combo triple de herramientas, en vez de correrla del fondo hacia arriba . Esto es el porqué esta herramienta es la primera que puede hacer una evaluación de la formación realística.

MRIL Grosor de Volumen-Sensitivo

Espesor de la zona para el cual la herramienta MRIL provee información . El espesor del volumen sensitivo para la herramienta MRIL es aproximadamente 1 mm y es una función de la fuerza de la gradiente del campo B_0 y la banda de frecuencia del campo B_1 .

MSIG

Porosidad estimada obtenida de la combinación de información del dual TE con $TE=0.6$ y 1.2 ms .MSIG debe estar de acuerdo a la porosidad total medida en los núcleos . $MSIG = MCBW+MPHI$

Mud Doping (Lodo de Dopaje)

La práctica de agrega magnetita al lodo de perforación . Con la herramienta NML, el dopaje era esencial para matar la señal del pozo . Aunque , dopar el lodo con sustancia paramagnética para cambiar las propiedades NMR de lodo filtrado todavía sigue siendo deseable .Por ejemplo , la zona invadida es lavada con iones paramagnéticos , luego el tiempo de relajación bruta de la salmuera es acortada , y la señal del agua son desechas . Además , solo la señal del petróleo se mantiene , y la saturación de petróleo residual puede ser determinada a través mediciones NMR , Recientemente el $MN Cl_2$ Ha demostrado ser un agente dopante efectivo para esta aplicación

Mx ver magnetización transversa.

Mz ver magnetización longitudinal.

NE Número de ecos en un tren de ecos CPMG.

NML Herramienta

La herramienta magnética nuclear de registros , es una herramienta obsoleta NMR que utiliza el campo magnético de la tierra . Esta mide la precesión del protón de hidrógeno en el campo de la tierra después del alineamiento de los protones con campo magnético superpuesto. El volumen sensitivo del NML no es un cilindro delgado , sino un cilindro centrado alrededor de la herramienta , por eso, la medida contenía señales del pozo . La operación del NML requería dopaje del lodo de los fluidos del pozo para eliminar las señales de los protones en el pozo.

NMR ver **Resonancia Magnética Nuclear**

NMR : Resonancia Magnética Nuclear

NMR, es un fenómeno físico es la absorción o emisión de energía electromagnética en un campo magnético estático , después de una excitación por un campo magnético RF . NMR, como una herramienta de investigación, es un método que usa el fenómeno NMR para observar los aspecto estáticos y dinámicos del magnetismo nuclear. El método requiere un campo magnético estático para orientar los momentos magnético nucleares , y un campo oscilante ortogonal (frecuencias RF) para excitar los momentos nucleares . La frecuencia de campo oscilante debe satisfacer la condición de resonancia de Larmor.

El NMR puede ser usado para detectar estructuras nucleares y probar interacciones nucleares .Es una técnica espectroscópica química con muchas aplicaciones, incluyendo probar las propiedades de los fluidos en medios porosos.

A pesar del término nuclear, NMR no envuelve radioactividad.

PAP ver **Par Alternado en Fase**

Paramagnetic Materials (Materiales Paramagnéticos)

Materiales con pequeña pero positiva susceptibilidad magnética . La adición de cantidades pequeñas de este material reduce los tiempos de relajación de la sustancia. La mayoría de las sustancias paramagnéticas posee un para electrón e incluye átomos o iones de elementos de transición (manganeso y vanadio) o elementos raros de la tierra . Oxígeno O₂ es también paramagnético y contribuye a la relajación del agua . Las sustancias paramagnéticas son usadas como agentes de contraste en imágenes MR médicas y para dopar fluidos del pozo en algunas aplicaciones de los registros NMR .El sulfato de Cobre es usado para dopar el agua en un tanque de

calibración para reducir los tiempos de relajación del agua , lo que reduce significativamente el tiempo de calibración.

Permeabilidad Absoluta

Una medida de la habilidad de la roca para conducir fluidos o gas a través de los poros interconectados cuando los poros están saturados 100% de ese fluido . Medido en darcies o milidarcies.

Permeabilidad Efectiva

La capacidad de una roca para conducir un fluido en presencia de otro fluido , inmisible con el primero , es llamado permeabilidad efectiva a ese fluido .La permeabilidad efectiva no solo depende de la permeabilidad de la roca , sino también en las cantidades relativas de los diferentes fluidos en los poros .

Permeabilidad Relativa

La relación entre la permeabilidad efectiva para un fluido dado a una saturación parcial y la permeabilidad al 100% de saturación. La permeabilidad relativa es la relación de la cantidad de un fluido específico que fluiría a una saturación dada , en las presencia de otro fluidos , con la cantidad de fluido que fluiría a una saturación del 100% , los otros factores se mantienen iguales .

PAP : Par Alternado en Fase

Un método de adquirir dos tren de ecos que estén separados 180 grados de fase . Este cambio en fase del tren eco es logrado cambiando la fase inicial del pulso de 90 grados en la secuencia CPMG por 180 grados . El efecto de este cambio es el de invertir el signo de data del eco . En el procesamiento, los trenes de ecos son sustraídos para eliminar los efectos de ruido y línea base de comparación.

Polarization Time (Tiempo de Polarización) ver tiempo de espera

Pore Size Distribution (Distribución de Tamaño – Poro a partir de la Distribución T2)

Un roca generalmente consiste de gran cantidad de diferentes tamaños de poros . Si no se toma en cuenta el intercambio de los fluidos de los interporos , la relajación en una roca saturada con un fluido de una sola fase puede ser vista como la relajación de un colección de poros de diferentes tamaños de poros aislados . La distribución de la relajación es una superposición de las velocidades de relajación de un poro individual . En el límite de la difusión rápida , el T2 de un fluido es un poro solamente es determinado por :

$$\frac{1}{T_2} = \rho_2 \frac{S}{V} + \frac{1}{T_{2B}}$$

Donde T_{2B} es la velocidad de relajación del fluido bruto . Para poros pequeños como se encuentra en la mayoría de las areniscas y puede ser ignorado.

$$\frac{1}{T_{2B}} \ll \rho_2 \frac{S}{V}$$

Cuando dos o más fases se encuentra en un fluido . las fases no mojantes ocupan los poros más grandes mientras que las fases mojantes ocupan los poros más pequeños debido al efecto capilar . Además , la velocidad de relajación de los fluidos no mojantes es más pequeño que el de los fluidos mojantes debido a que el T_2 del fluido no mojante no incluye el término de superficie . Ambos los efectos capilares y de superficies resultan en un T_2 más corto para fluidos de la fase mojante comparado con los T_2 para los mismo tipos de fluidos . Mucho menos cambio es esperado para el T_2 del fluido no mojante . Además ,diferentes fases de fluidos puede ser identificada por un análisis cuidadoso de la distribución T_2 o usando técnicas de relajación-ponderación (tales como dual TW y el dual TE) para casos de saturación multifase .

Porosidad Efectiva

Un término un tanto arbitrario que algunas veces es usado para referirse a la parte fraccional del volumen de formación ocupada por porosidad conectada y excluyendo el volumen de agua asociada con las arcillas . En los registro NMR , el término es usualmente asociado con la porosidad que se descompone con T_2 mas grande que 4ms.

Porosidad efectiva a menudo se refiere al volumen de poros interconectados ocupados por fluidos movibles , excluyendo los poros aislados y el volumen de poros ocupados por agua absorbida . La porosidad efectiva contiene que puede ser inmóvil a una saturación dada o presión capilar .Para arena lutíticas , la porosidad efectiva es la fracción de volumen de una formación ocupada por solo fluidos que no están en las arcillas y cuyo índices de hidrógeno son 1 .

Porosidad Total

El volumen poral total ocupado por los fluidos en la rocas. Incluye poros no interconectados, aislados y volumen ocupado por absorción , fluidos inmóviles . Para un formación de arena lutítica, la porosidad total es parte fraccional del volumen de formación ocupado por ambos fluidos no producibles de las arcillas y los demás no producibles.

Precesión

El movimiento del eje del cuerpo girante como si fuera un cono. Esto es causado por la aplicación de un torque que tiende a cambiar la dirección de la rotación del eje. La precesión del eje del spin del protón sobre el eje del campo B_0 ocurre a la frecuencia de Larmor.

Protón

Una partícula elemental cargada positivamente que provee la carga en un núcleo atómico. Un núcleo de hidrógeno contiene un protón. El símbolo H es usado para designar el núcleo de hidrógeno.

Proton Density (Densidad Protón)

Concentración de los átomos de hidrógeno movable por unidad de volumen. La data NMR puede ser corregida para cambio en la densidad de hidrógenos dividiendo la porosidad NMR aparente con un apropiado índice de hidrógeno.

Pulso Duro

Un término usado para describir alta energía, corta duración de pulso RF usada en secuencias de pulsos NMR . En contraste, los pulsos suaves son usualmente de baja energía, pulsos RF de larga duración. Los pulsos duros son usualmente de forma rectangular en un tiempo de dominio y bandas de frecuencia anchas son a menudo extendidas más allá de la frecuencia de resonancia deseada. Los pulsos duros generalmente hacen buen uso del poder RF disponible pero exhibe selectividad de frecuencia pobre. Debido a los anchos de pulsos más estrechos , los pulsos duros son más adecuados para secuencias de pulsos que requieren espacios de ecos cortos TE. Ver pulsos shaping para frecuencias seleccionadas.

Pulsos Shaping

La amplitud, forma y ancho de los pulsos RF definen la frecuencia que debe elegir para un medida NMR (ver pulso duro y pulso suave). Los pulsos suaves son formados para mejorar sus selectividad de frecuencias tan bien como otros parámetros . Como dar forma lleva a estas mejoras debe ser fácil de entender tomando la transformada de FOURIER de los pulso RF . Un pulso duro es rectangular en forma y excita un amplio rango de frecuencia lejos del lóbulo principal. Además, la selectividad de frecuencia de un pulso duro es pobre . Un pulso suave tiene un mayor propagación en el dominio del tiempo, eso excita una estrecha , el rango uniforme de frecuencias . Además, la selectividad de frecuencia de un pulso suave es buena .

Pulso Suave

Poco poder, pulsos RF larga duración usada en las mediciones NMR. Los pulsos suaves en el dominio de tiempo son pulsos rectangulares en dominio de frecuencia. En aplicaciones MRI, un pulso suave de 90 grados tiene un ancho de pocos milisegundos. Aunque pulsos suaves no necesariamente forman una forma particular.

Pulso de 90 Grados

Un pulso RF designado para rotar el vector de magnetización neta 90 grados de su dirección inicial en el marco de referencia giratorio. Si los spins son alineados con el campo magnético estático, este pulso produce magnetización transversa e inducción de caída libre FID.

Pulsos de 180 Grados

Un pulso RF designado para rotar el vector de magnetización neto 180 grados en el marco de referencia giratorio. Idealmente, la amplitud de un pulso de 180 grados multiplicado por su duración es dos veces al amplitud de un pulso de 90 grados por su duración. Cada pulso de 180 grados en la secuencia CPMG crea un eco.

Radio Frecuencia

Radiación electromagnética a una frecuencia en el mismo rango general que es usado para transmisiones de radio. La frecuencia Larmor para H está típicamente en este rango. Para un herramienta MRIL, la frecuencia Larmor está en el rango de 80 a 750 KHz.

Regularización

Proceso el cual es usado para estabilizar la inversión de la caída de ecos NMR medidos de los espectro T2. Hay muchos métodos en uso, de los cuales MAP es uno. Todos ellos resultan en espectros suaves, los cuales varían dependiendo en el método y la cantidad de regularización. La necesidad de la regularización quiere decir que no hay espectros o distribución de poros NMR únicos. En la mayoría de los casos, las mayores características de los espectros son independientes de los métodos de regularización.

Relaxation Time (Tiempo de Relajación)

Una constante de tiempo asociada con el retorno de los spins nucleares a sus posiciones e equilibrio después de la excitación. Diferentes tiempo de relajación son definidos en las mediciones NMR. Cada una está relacionada a diferentes mecanismos de interacción molecular. Los tiempos de relajación mayormente medidos son T1 y T2. Para el agua bruta, T1 y T2 son aproximadamente 3 s. Los tiempos de relajación del agua en la roca son más pequeños son generalmente menos que 300 ms.

Relaxation Time (Tiempo de Relajación , Fluido Bruto)

La relajación producida por la interacción del fluidos consigo mismo . Para la mayoría de casos de interés T1 y T2 son iguales . Para el gas , sin embargo , debido a la difusividad es mucho más grande que en los líquidos ,el T2 aparente del gas medido por la técnica CPMG en un campo magnético de gradiente puede ser mucho más pequeño que T1 .

Relaxation Time ,Longitudinal (Tiempo de Relajación Longitudinal T1)

Este constante de tiempo caracteriza el alineamiento de los espines con el campo magnético estático externo.

Relaxation Time , Transverso (Tiempo de RelajaciónT2)

Esta constante de tiempo caracteriza la pérdida de coherencia en fase que ocurre en los espines orientados en ángulo al campo magnético principal y es debido a las interacciones entre espines . T2 nunca excede T1 . Ambos T2 y T1 han sido relacionada de manera exitosa a las propiedades petrofísica de interés , como el tamaño de poro , la relación superficie-volumen, permeabilidad de la formación , y presión capilar

Residual Oil (Petróleo Residual)

El petróleo remanente en la roca reservorio después del proceso de invasión, o al final del proceso de recuperación específico .

Resonance (Resonancia)

Vibración en un sistema mecánico o eléctrico causado por estímulos periódicos . con los estímulos teniendo una frecuencia casi o cercana a una frecuencia natural del sistema.

RF ver frecuencia de radio

Ringinng (Timbrado)

La respuesta oscilatoria de un magneto a la aplicación de pulsos de alta energía RF.

Cuando la antena MRIL RF es energizada con pulsos de alta energía RF , el magneto MRIL resuena o timbra . El magneto MRIL actúa como un cristal piezoeléctrico , generando un voltaje oscilatorio acústico que interfiere con la señal de formación . El ringinng o timbrado es dependiente de la frecuencia, y cada magneto tiene un ventana de timbrado diferente (típicamente 20 a 40 KHz de ancho) donde el efecto de timbrado es más pequeño que otras frecuencias . La frecuencia de operación ideal es una que está localizada en la media ventana de timbrado general.

Rotating Frame of Reference (Marco de Referencia Giratorio)

Un marco de referencia, el cual rota alrededor del eje del campo magnético estático (B_0) a una frecuencia igual a aquella del campo magnético RF aplicado (B_1).

Running Average (Corrida Promedio)

Esto representa el número total de experimentos individuales (tren de ecos completos) necesarios para producir un alta relación señal - ruido . Debido a que la técnica PAP es usada durante la medición CPMG , El running averaging es al menos dos .

SBVI ver Spectral Bulk Volume Irreducible

SSM Shifted Spectrum Method (Método Espectral de Desplazamiento)

Un método de interpretación de mediciones dual – TE con TW idénticos . El SSM se basa en el contraste difusividad entre los fluidos con diferente difusividades para tipificar hidrocarburos viscosos. El espectro desplazado se refiere a la observación de la distribución T2 desplazada a valores pequeños de T2 cuando TE es aumentado . Los gases tiene mucho más alta difusividad que el petróleo o el agua y son más sensitivos a los cambio de espacios entre los ecos TE . Petróleos pesados tiene difusividad muy baja , y al menos son sensitivos a los cambios de TE . El SSM es logrado en el dominio T2 y usa la diferencia en el desplazamiento entre los fluidos de diferentes difusividades para identificar fluidos .

Señal Promedio

Un método para mejorar la relación señal ruido promediando los tren de ecos .

Signal to Noise Ratio (Relación Señal Ruido S/N)

La relación de amplitud de la señal con la amplitud del ruido . Señal se refiere a la parte deseada de la señal detectada , ruido se refiere al resto de la señal detectada e incluye ruido aleatorio , S/N es una medida de la calidad de la data . El S/N de las mediciones NMR pueden ser mejoradas promediando diferentes tren de ecos , muestreando volúmenes grandes o incrementando la fuerza del campo magnético B_0 . Si el ruido es aleatorio , ruido único , luego el promedio de n medidas mejora S/N por $n^{1/2}$

S/N ver relación señal-ruído

Spin

Momento angular intrínseco de una partícula elemental o un sistema de partículas tales como el núcleo . El spin es responsable del momento magnético de la partícula o sistema.

Spin Eco

Después que los spins son excitados por un pulso RF , los spin experimentan el FID debido a la heterogeneidades del campo B_0 . Los spins isochromats , los cuales son grupos de espines precesando a la misma frecuencia de Larmor , pierden coherencia de fase durante el FID . Sin embargo , durante esta caída, los isochromats no experimentan interacciones spin –spin y retienen todavía memoria de fase . Si un segundo pulso de 180 grados es aplicado en el tiempo t después del primer pulso RF . los espines isochromats volverán a la misma fase en la misma cantidad de tiempo t . Una señal macroscópica (spin eco) luego ocurre en $TE = 2t$. Aun si el segundo pulso no es de 180 grados , los eco espines podrán todavía ser observados , pero este eco tendrá poca amplitud . Un tercer pulso repetirá el proceso

Stimulated Echo (Eco Estimulado)

El eco formado después de la magnetización se desarrolla primero en el plano x-y y luego en la dirección z , y otra vez en el plano x-y . Un eco estimulado es observado después de una secuencia de tres pulsos . Debido a la heterogeneidades de B_1 , los ecos estimulados ocurren durante las secuencias CPMG usadas en las herramientas de registro al mismo tiempo de los ecos regulares y debe ser compensada a través de la calibración

Surface Relaxivity (Relaxividad De Superficies ρ)

Una medida de la capacidad de superficie causar que protones se relajen , pierdan orientación o coherencia de fase . Esta cantidad depende en la fuerza de la interacciones de las matriz fluido . Esto también varía la mojabilidad de la superficie de la roca . La fuerza de la relajación de superficie ρ cae en un rango aproximadamente 0.003 a 0.03 cm/s para clastos , ρ es pequeña para los carbonatos .

T1 ver tiempo de relajación longitudinal

T2 ver tiempo de relajación transverso.

T2* Constante de tiempo que caracteriza la pérdida de coherencia de fase que ocurre en los espines orientados en un ángulo hacia el principal campo magnético y eso es debido a la combinación de la heterogeneidades de los campo magnéticos . $T2^*$ es siempre mucho más pequeño $T2$. En el límite de la

no difusión , la pérdida de coherencia producida por las heterogeneidades puede ser revertida por la aplicación de los pulsos de 180 grados , que resulta en la formación de los ecos de los espines .

T2cutoff

Un valor de T2 que es empíricamente relacionado con las propiedades capilares de los fluidos mojantes en la roca . Esto es usado para diferenciar los tamaños de poros y cuantificar la cantidad de agua no producible . Típicamente . porosidad asociada con valores T2 menos que aproximadamente 33 milisegundo (T2cutoff=33ms) son sumados para obtener BVI para clastos , similarmente , el T 2cutoff de aproximadamente 90 ms para carbonatos .Notar que estos valores son empíricamente y debe ser específicos para la roca.

T2

Constante de tiempo que describe la contribución de las relatividades de las superficies a los tiempo de relajación transversa de los fluidos en las rocas . Cuando fluido mojante llena los poros , T2s domina el proceso de relajación . Además , T2 es proporcional a $(S/V)^{-1}$ de un poro , donde S/V es la relación superficie – radio . Si un poro esférico es asumido , T2 es proporcional al radio del poro.

TDA ver análisis de tiempo de dominio.

TE ver espacio de ecos

TDA : Análisis de Dominio de Tiempo

Un método alternativo para el método de espectro diferencial para el procesamiento de tren de ecos dual-TW . La interpretación se logra en el dominio de tiempo en vez que el dominio de T2 . Las características claves del TDA son una sustracción de los trenes de ecos del uno al otro, y el procesamiento de las diferencias de los ecos en el dominio del tiempo usando tiempos de relajación de petróleo, agua , o gas predichos o medidos y valores de índice de hidrógeno.

En el DSM, los trenes de ecos dual-TW son primeros invertido en los espectros T2 y sustraídos uno del otro . La interpretación es hecha en el dominio de espectro T2 . El efecto de la ampliación del espectro debido al ruido de la regularización desmerece la porosidad parcial en los contenedores parciales , y el espectro sustraído contendrá amplitudes negativas que son obviamente incorrectas . El método TDA tiene pocos problemas con el ruido inducido en la ampliación del espectro T2 , y debido a que pocos parámetros libres necesitan ser determinados, la solución es más estable . Sin embargo, los ecos sustraídos reducen el S/N.

Transverse Magnetization (Magnetización Transversa M_x)

Componente del vector de magnetización en ángulos rectos al campo magnético estático.

TW ver tiempo de espera (Wait Time).

Viscosidad

Resistencia del fluido a fluir . La viscosidad es debido a la fricción interna causada por la cohesión molecular en el fluido . La difusión constante D es inversamente proporcional a la viscosidad.

TW : Wait Time (tiempo de espera)

El tiempo entre el último pulso de 180 grados CPMG y el primer pulso CPMG del siguiente experimento a la misma frecuencia . Este tiempo es el tiempo durante el cual la polarización magnética o T1 toma lugar . También es conocido como tiempo de polarización.

Water-Wet

Una superficie es mojada al agua cuando la atracción adhesiva de las moléculas de agua a la sustancia sólida es más grande que la atracción entre las moléculas de agua , la fuerza adhesiva > fuerza cohesiva. Angulo de contacto de una gota de agua con una superficie mojada al agua será ,menos que 90 grados .

Wettability (Mojabilidad)

La capacidad de la superficie sólida para ser mojada cuando está en contacto con un líquido . Un líquido moja una superficie sólida cuando la tensión de superficie del líquido es reducida por eso el líquido se derrama sobre la superficie . Solo el fluido mojante en el poro de una roca tiene mecanismos de relajación de superficie . Como consecuencia , la mojabilidad afecta las propiedades NMR de los fluidos en la roca reservorio.

CAPÍTULO II: FÍSICA DEL REGISTRO DE RESONANCIA MAGNETICA NUCLEAR (NMR)

Los principios físicos en los cuales está basado el registro de NMR son complejos, sin embargo las medidas de los registros NMR y la interpretación de estos puede ser entendido con un conocimiento básico de los conceptos de NMR . Estos conocimiento incluyen magnetismo nuclear, polarización , tiempo de relajación T1 , pulso de flexión , decaimiento de inducción libre , ecos de spin , tiempo de relajación T2 y secuencia de ´pulso CPMG (secuencia entera de pulsos) .

2.1 Magnetismo Nuclear

Resonancia magnética nuclear NMR se refiere a la respuesta de los núcleos atómicos a los campos magnéticos. Muchos núcleos tienen un momento magnético neto y un momento nuclear o giro . En la presencia de un campo magnético externo , un núcleo atómico presiona entorno a la dirección del campo externo así como un giroscopio lo hace en torno al campo gravitacional de la tierra .Cuando estos núcleos magnéticos rotantes interactúan con el campo magnético externo , señales medibles pueden ser producidas.

Las medidas NMR pueden ser hechas sobre cualquier núcleo que tenga un número impar de protones y neutrones o ambos, así como los núcleos de hidrógeno, carbono y sodio .Para la mayoría de los núcleos encontrados en la formaciones terrestres, la señal magnética nuclear inducida por campos magnéticos externos es muy pequeña para ser detectada con una herramienta de registros NMR.

Sin embargo, el hidrógeno, el cual tiene sólo un protón y no neutrones, es abundante en ambos agua e hidrocarburos teniendo un momento magnético relativamente grande, y produce una señal fuerte .Casi todos los registros NMR y estudios de roca NMR están basados en la respuesta del núcleo de átomo de hidrógeno. Por esta razón algunas veces la palabra nuclear viene de resonancia magnética nuclear y en vez de registros de resonancia magnética,

es usado el registro MRI (Imágenes de Resonancia Magnética) .Este estudio se concentrará en el protón (hidrógeno) NMR.

El núcleo del átomo de hidrógeno es un protón , el cual es pequeño , cargado positivamente con un momento angular asociados o giro . El protón girando representa un bucle de corriente que genera un campo magnético (o momento magnético) con dos polos (norte y sur) alineado con el eje de giro . Por lo tanto , el núcleo de hidrógeno puede ser considerado como una barra magnética cuyo eje magnético está alineado con el eje del spin del núcleo, como está ilustrado en la Fig 2.1 A. Cuando muchos átomos de hidrógeno están presentes y no existen ningún campo magnético externo ,los ejes de giros nuclear del hidrógeno están alineados aleatoriamente , como se ve en la figura Fig 2.2 B .

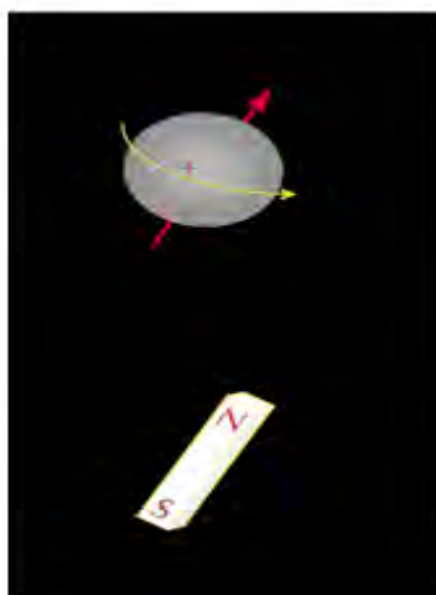


Fig.2.1 A : El núcleo de Hidrogeno

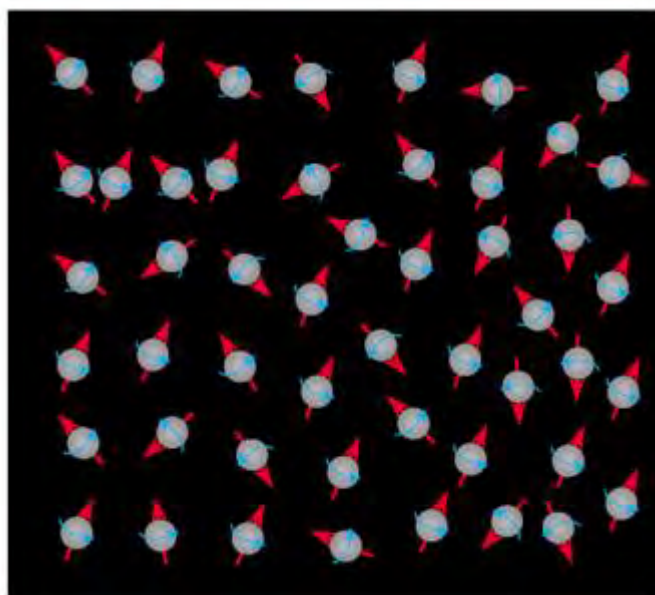


Fig. 2.2 B : Átomo de Hidrogeno alineados aleatoriamente

2.2 Polarización

El primer paso en hacer la medición del NMR es la alineación de los núcleos magnéticos con el campo magnético estático B_0 . Cuando B_0 es aplicado a un núcleo magnético , B_0 ejerce un torque sobre el núcleo que actúa para alinear el eje nuclear de giro con B_0 .

Cuando un torque es aplicado a objeto girando , el eje del objeto se mueve perpendicular al torque en un movimiento llamado precesión , como es ilustrado en la Fig 2.2 (izquierda). Además , cuando B_0 es aplicado al núcleo magnético , el núcleo va hacer un movimiento de precesión alrededor de B_0 . La frecuencia precesional (f), llamada frecuencia de Larmor , es dada por :

$$f = \frac{\gamma B_0}{2\pi} \quad (2.1)$$

Donde γ es el radio giromagnético , el cual es una medida de la fuerza del magnetismo nuclear . Para el hidrógeno :

$$\gamma/2\pi = 42.58 \text{ MHz/tesla.}$$

Otros núcleos tienen otros valores de γ .

La ecuación 2.1 , muestra que la frecuencia de Larmor de un núcleo dado es proporcional a la magnitud del campo magnético y del radio giromagnético de un núcleo dado . Para un campo magnético dado , especies nucleares diferentes tienen diferentes frecuencias de Larmor (debido a sus diferentes radios giromagnéticos) ; por eso , las especies variadas pueden ser diferenciadas en base de estas frecuencias.

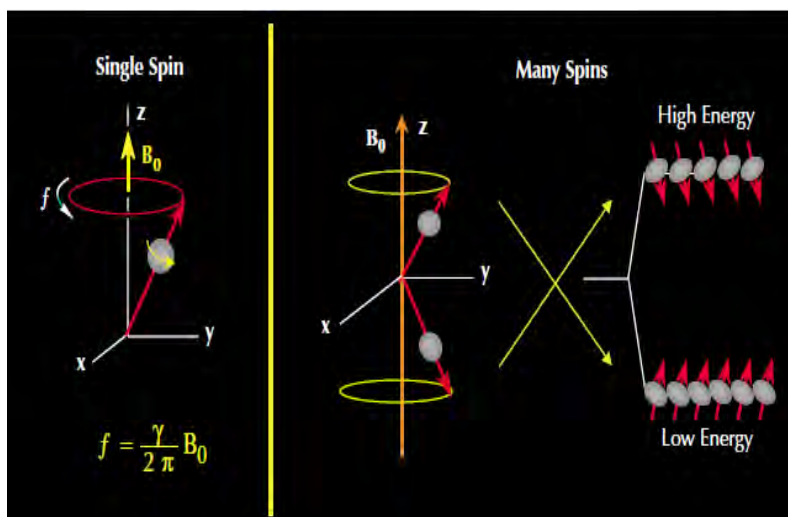


Fig 2.2 En un campo magnético externo izquierda la frecuencia precesional de un núcleo depende en el radio giromagnético de los núcleos y la fuerza del campo externo El alineamiento de los ejes precesionales de los núcleos con respecto a la dirección del campo externo (derecha) determina el estado de energía de los núcleos

Alternativamente, para especies nucleares dadas, como el hidrógeno, el radio giromagnético tiene un valor determinado, y acorde con la ecuación 2.1, la frecuencia Larmor es una función de la fuerza del campo magnético estático. Si la fuerza del campo magnético es dependiente de la posición, luego la frecuencia Larmor asociada con el núcleo es una función de la posición del núcleo. Esta observación es fundamental para el MRI médico y en las medidas NMR en el campo petrolero

Con ambos el MRI médico y las medidas MRIL en el campo petrolero, un gradiente del campo magnético es aplicado. Debido a que la fuerza de tal campo es dependiente de la posición, la frecuencia de Larmor de un núcleo va a ser una función de la posición del núcleo.

El MRI médico campos de gradiente lineal (mayormente pulsos de campos) son usados para mapear la población de hidrógeno en espacios tridimensionales. En el campo de petróleo, la herramienta MRIL produce un gradiente de campo estático cuya fuerza es una función de la distancia radial medida desde la superficie de la herramienta. Por eso, la ubicación de la región espacial investigada por la herramienta es determinada por la frecuencia de Larmor para la cual la herramienta MRIL responde.

De acuerdo a la mecánica cuántica, cuando un protón está sujeto a un campo magnético externo, el protón es forzado en uno de dos estados de energía. Como se indica en la Fig 2.2 (derecha), el estado de energía de una partícula de protón depende de la orientación del eje precesional del protón con respecto a la dirección del campo externo. Cuando el eje precesional es paralelo a B_0 , el protón está en un estado bajo de energía, el cual es el estado preferido. Cuando el eje precesional está en la dirección antiparalela a B_0 , el protón está en un estado alto de energía. La dirección de B_0 es designada como la dirección longitudinal.

Cuando un gran número de protones girantes está precesionando sobre B_0 , como se ilustra en la Fig 2.3, más spines están precesionando paralelamente a B_0 , que antiparalelamente, la diferencia entre el número de protones alineado paralelamente y antiparalelamente al campo de B_0 forma la magnetización bruta M_0 la que provee una señal medible por los dispositivos NMR y MRI.

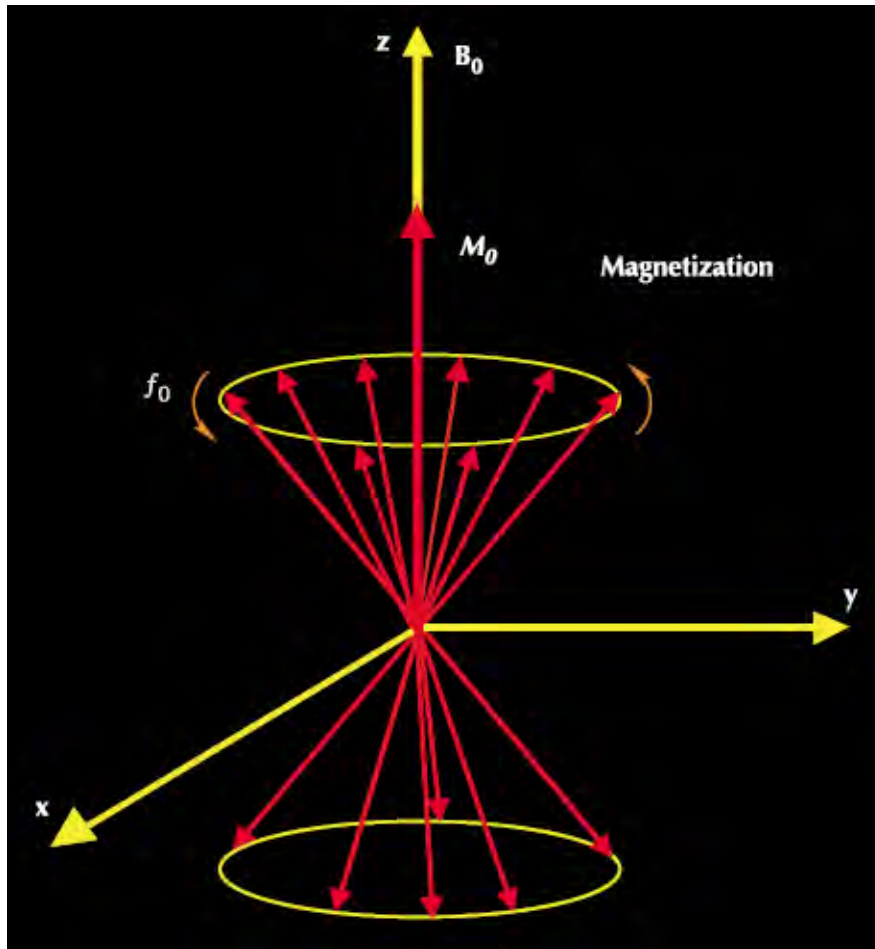


Fig 2.3 Cuando muchos protones esta en precesión en un campo externo magnético , una magnetización neta M_0 será exhibida .

La magnetización macroscópica M_0 , es definida como el momento magnético neto por unidad de volumen . Para el caso de N núcleos por unidad de volumen , la magnetización es dada por la ley de Curie así como M_0 es observable y de acuerdo a la ecuación 2.2 es proporcional al número de protones , la magnitud B_0 del campo magnético aplicado , y el inverso de la temperatura absoluta .

$$M_0 = N \frac{\gamma^2 h^2 I(I+1)}{3(4\pi^2)kT} B_0 \quad (2.2)$$

K = Constante Boltman's

T = Temperatura absoluta ($^{\circ}K$)

h = Contante Planck's

$I =$ El número Cuántico de Spin de los Núcleos

Después los protones son alineados en el campo magnético estático, son polarizados. La polarización no ocurre inmediatamente pero crece con una constante de tiempo, la cual es el tiempo de relajación longitudinal, T_1 :

$$M_z(t) = M_0(1 - e^{-\frac{t}{T_1}}) \quad (2.3)$$

M_0 = Magnetización Macroscópica

$M_z(t)$ = La magnitud de Magnetización a un tiempo t . donde la dirección de B_0 es tomado a lo largo del eje X

t = El tiempo que los protones son expuestos a B_0 .

T_1 es el tiempo en el cual la magnetización alcanza el 63% de su valor final, y tres veces T_1 es el tiempo en el cual el 95% de la polarización es lograda una curva de polarización es ilustrada en la Fig 2.4. Diferentes fluidos, tales como el agua, petróleo, gas, tienen diferentes tiempos de relajación T_1 .

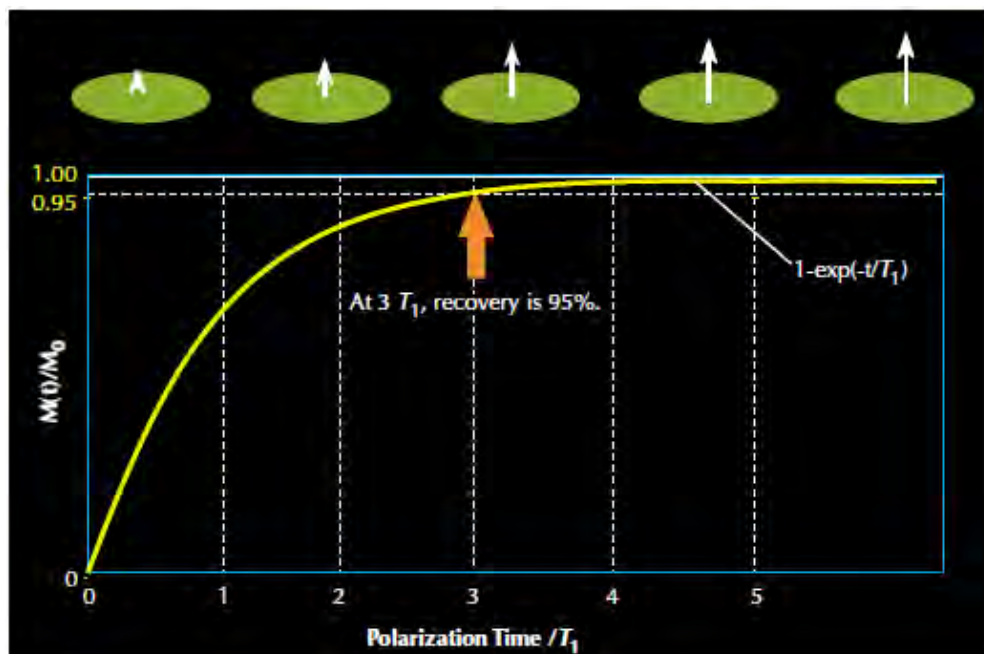


Fig 2.4 .- Las curvas de relajación T_1 (polarización) indica el grado de alineamiento de los protones o magnetización, como una función del tiempo a la cual una población de protones está expuesta a un campo magnético externo

2.3 Pulso de Flexión y Decaimiento de Inducción Libre

El segundo paso en el ciclo de la medida del NMR es flexionar la magnetización de la dirección longitudinal al plano transversal. La flexión es

lograda aplicando un campo magnético oscilante B_1 perpendicular a B_0 el campo magnético estático . Para una flexión efectiva , la frecuencia de B_1 debe igualar la frecuencia de Larmor de los protones relativa a B_0 .

Un campo magnético oscilante interactuando con los protones es ilustrado en la Fig 2.5 .Desde el punto de vista de la mecánica cuántica , si un protón está en un estado de baja energía , este absorberá la energía provista por B_1 y saltará a un estado alto de energía . La aplicación de B_1 causa que el protón precesione en fase con los otros .Este cambio en estado de energía y en fase de precesión causada por B_1 es llamada resonancia magnética.

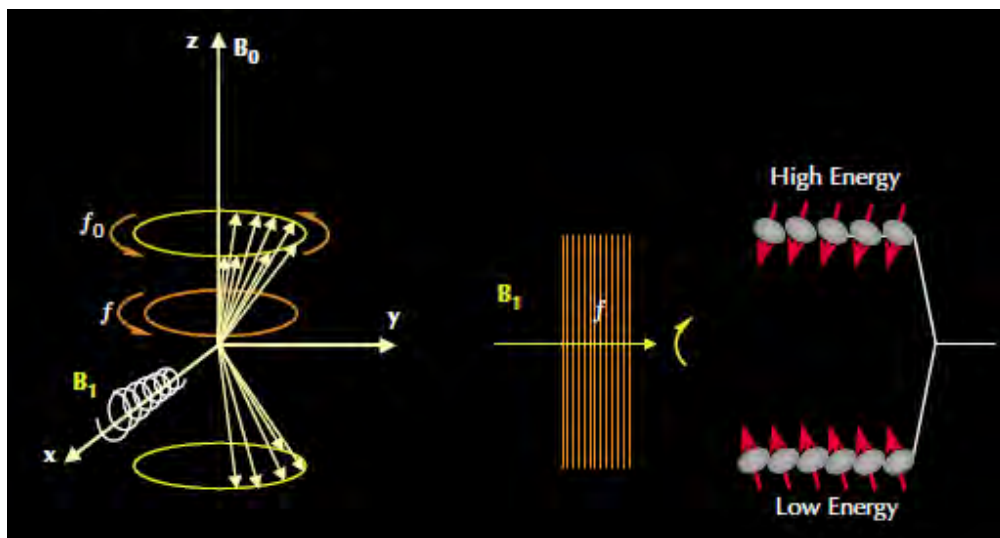


Fig 2.5 .- Para una interacción efectiva con los protones (izquierda) , el campo magnético oscilante B_1 debe tener un componente perpendicular al estático B_0 y debe tener una frecuencia f igual a la frecuencia Larmor de los protones f_0 en el campo estático . En esta caso (derecha) , los protones precesarán en fase uno con otro y absorberán energía del campo oscilante y cambiarán al estado de alta energía , dándose así la resonancia magnética .

A nivel macroscópico , la resonancia resulta en la flexión de la magnetización, la cual precesiona sobre B_0 a la frecuencia de Larmor . El ángulo a través del cual la magnetización es flexionada es dada por :

$$\Theta = \gamma B_1 t \quad \text{Ec. 2.4}$$

Θ = Angulo de punta

B_1 = Amplitud de las oscilaciones

t = El tiempo durante el cual el campo oscilante es aplicado

El ángulo de flexión es además proporcional al producto $B_1 \times t$ el cual refleja que la energía que B_1 aporta al sistema de giro del protón. Incrementando la fuerza del campo oscilante o incrementando el tiempo por el cual el campo oscilante es aplicado se incrementa el ángulo de inflexión . La relación del ángulo de inflexión de la ecuación 2.4 está ilustrada en la Fig 2.6.

El campo B_1 usado en el registro NMR es un campo magnético oscilante de pulsos .En términos de pulso angular , tales como pulso π (de 180 grados) y pulso de $\pi/2$ (o pulso de 90 grados), estos se refieren al ángulo a través del cual la magnetización es flexionada por B_1 .

Cuando una herramienta NMR aplica un pulso B_1 de 90 grados para la población de protones que la herramienta a polarizado, los protones precesionan en planos transversos(relativos a B_0). Macroscópicamente , la magnetización es flexionada 90 grados y precesiona en planos transversos.

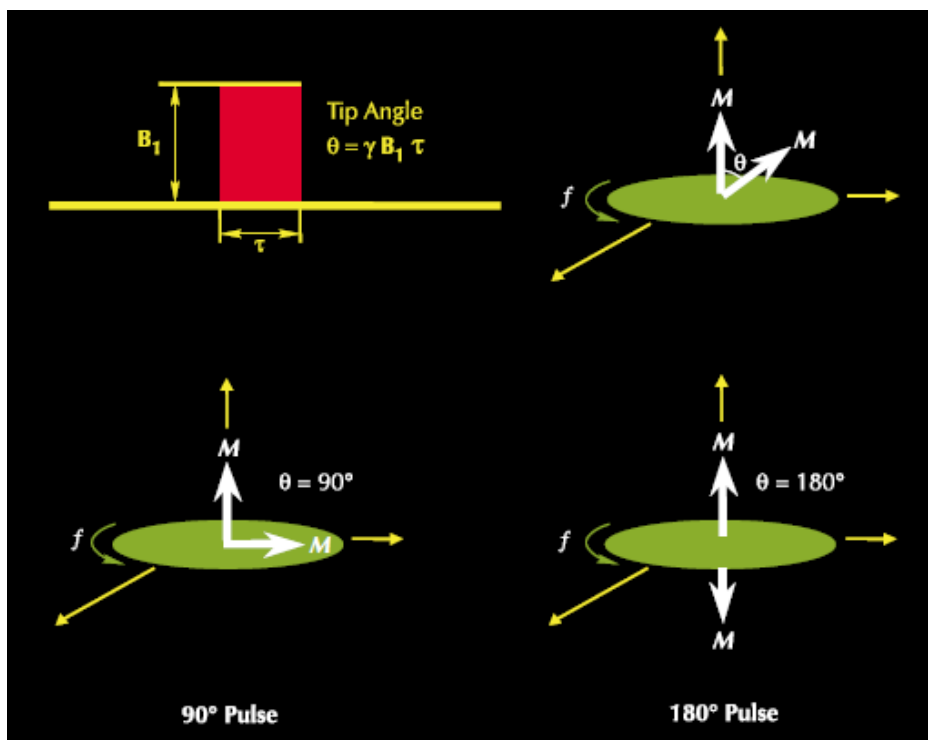


Fig 2.6 , El ángulo de flexión θ depende de la fuerza del campo oscilante B_1 y del tiempo t mientras el cual es aplicado .

Cuando el campo B_1 es apagado, la población de protones comienza a desfasarse, o pierde coherencia de fase , lo que significa que la precesión de los protones no estará mucho tiempo en fase uno con otro, por eso , como el

desfase progresa , la magnetización neta decrece . En esta situación, una bobina receptora que mide la magnetización en la dirección transversa detectará el decaimiento de la señal Fig 2.7 .

Este decaimiento es usualmente exponencial y es llamado decaimiento de inducción libre (FID) . El tiempo constante de FID (T_2) es muy corto, unas pocas décimas de microsegundos .

FID es causado por las no homogeneidades del campo magnético que son debidas a la gradiente de campo magnético para ciertos procesos moleculares que ocurren en el material medido .

Debido a las no homogeneidades en el campo B_0 , los protones en diferentes locaciones van precesionar con diferentes frecuencias Larmor ,produciéndose así este rápido decaimiento .

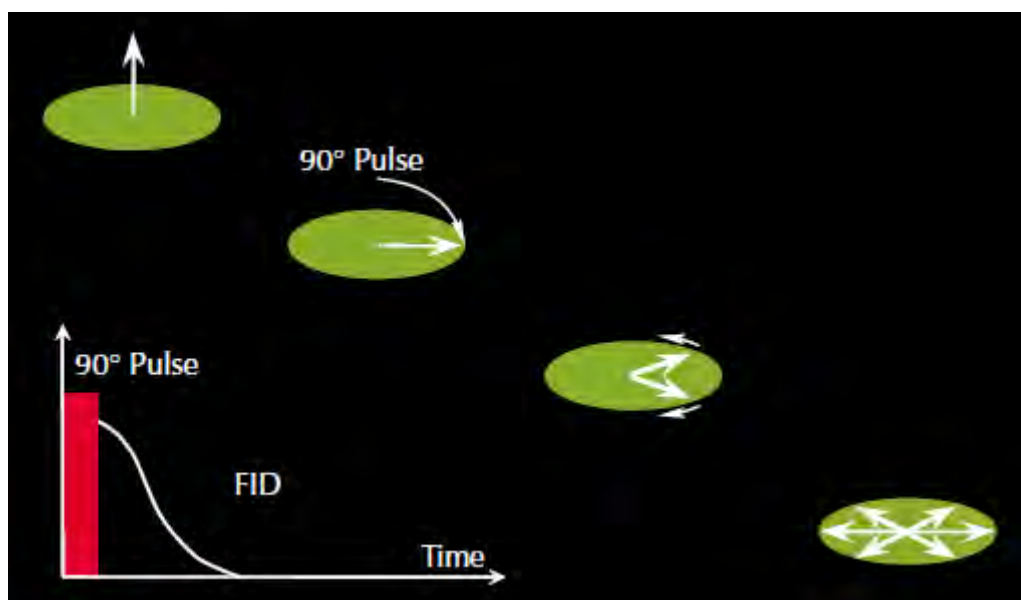


Fig 2.7 Después de la aplicación de un pulso de 90 grados , la población de protones se desfasa , y una señal de caída de inducción libre FID puede ser detectada

2.4 Detección del ECOSpin

El desfase causado por la falta de homogeneidad del campo magnético estático B_0 es reversible . El vector de magnetización del protón en planos transversos puede ser re-fasado cuando un pulso B_1 de 180 grados es aplicado .Si un vector de magnetización transversa tiene un ángulo de fase α ,luego de la aplicación del pulso B_1 de 180 grados la fase cambiará a un ángulo de fase $-\alpha$, el orden de fase del vector de magnetización transversa es

revertido , debido a eso los vectores más lentos están sobre los vectores más rápidos . Los vectores más rápidos superan a los vectores más lentos , y una señal es detectada en una bobina receptora.

La señal es llamada un spin eco . Si el tiempo t (no el mismo como en la ecuación 2.4) transcurre entre la aplicación del pulso B1 de 90 grados y el de 180 grados , luego el mismo tiempo t tendrá que transcurrir entre la aplicación del pulso de 180 grados B1 y el pico del spin eco .

Por eso , el tiempo de refasado es igual al tiempo de desfase , y el pico de spin eco ocurre a $2t$ que es definido como TE . La generación del spin eco es ilustrada en la Fig 2.8.

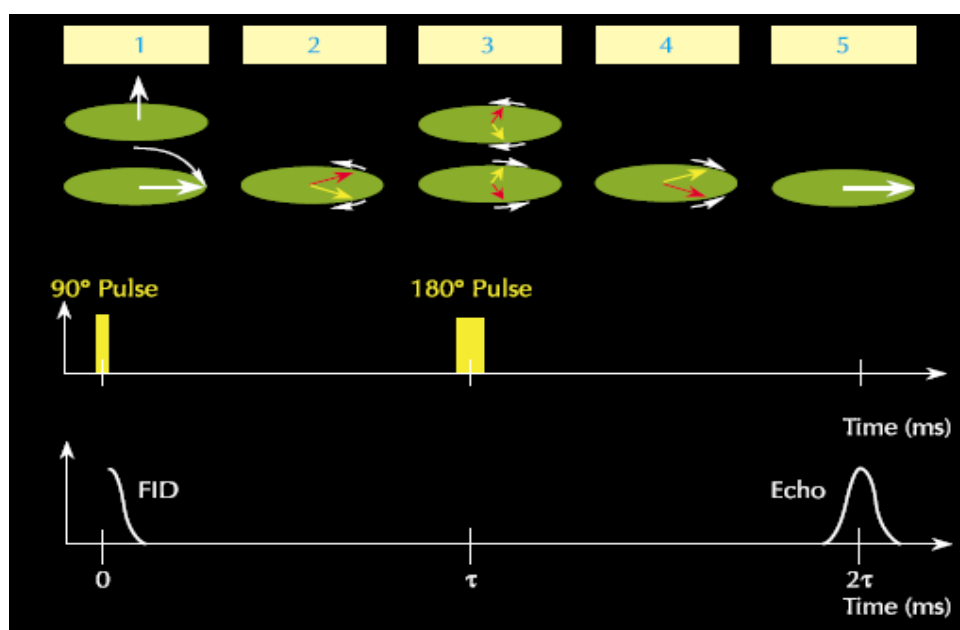


Fig 2.8 .- 1) Para generar un spin eco , un pulso de 90 grados B1 es primero aplicado . 2) Después del término del pulso de 90 grados el desfase comienza .3) Al tiempo t , un pulso B1 de 180 grados es aplicado para revertir el ángulo de fase e iniciar el refaseo . 4) Se da el refaseo 5) El refaseo es completo y una señal medible (un spin eco) es generada en el tiempo $2t$.

Aunque el decaimiento de un eco spin decae rápidamente , pulsos de 180 grados pueden ser aplicados repetidamente para refasar los componentes de magnetización y generar una serie de spin ecos, así , un tren de spin ecos puede ser obtenido , como se ilustra en la Fig 2.9 . Un spin eco forma mitad de caminos entre cada par de pulsos de 180 grados . El espaciado de inter ecos (TE) es el tiempo entre cada pico de los ecos adyacentes . El número de pulsos en el tren de pulsos en NE .La secuencia entera de pulsos-pulsos de 90

grados seguidos por una larga serie de pulsos de 180 grados – es llamada una secuencia CPMG debido a sus inventores , Carr , Purcell , Meiboom , y Gill .

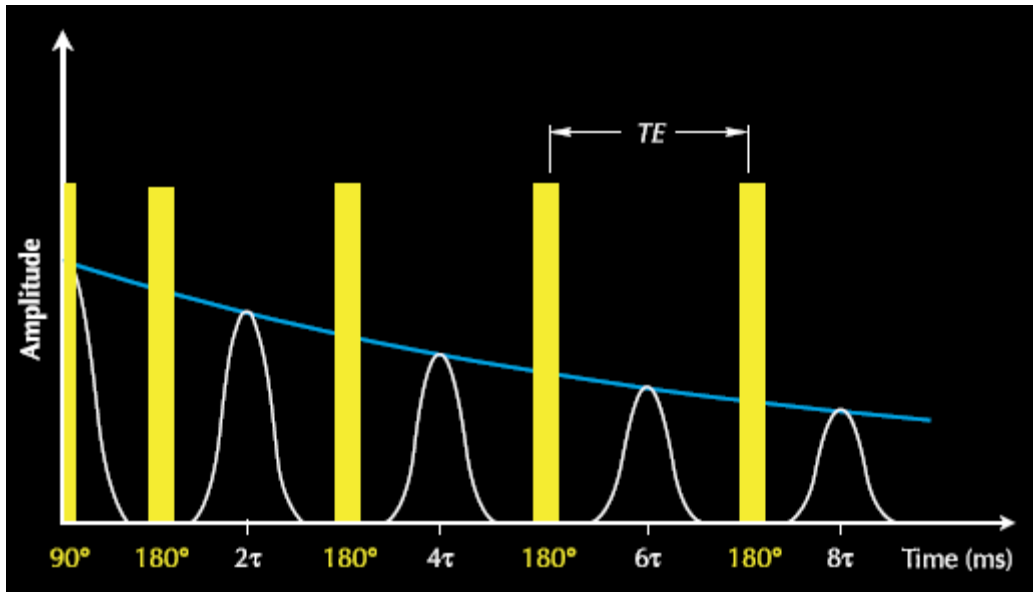


Fig 2.9 .- Para generar un tren de spin eco, la secuencia de pulso CPMG es usada , la cual consiste de un pulso B1 de 90 grados seguido de una secuencia de pulsos B1 de 180 grados .Los ecos spin de amplitud decreciente siguen los pulsos B1 de 180 grados

En medida que la difusión puede ser ignorada , la secuencia de pulsos CPMG niega el desfase causado por la no homogeneidad del campo B_0 ; aunque , el desfase resultante de la interacción molecular y la difusión es irreversible . Una vez que este desfase irreversible ocurre , los protones ya no pueden ser refasados , y el tren de spin eco CPMG va decaer .

Como es mostrado en la Fig 2.10, una herramienta de registros NMR mide la amplitud del eco spin en la secuencia CPMG para monitorear el decaimiento de la magnetización transversa y por lo tanto es irreversible .

La constante de tiempo del decaimiento de la magnetización transversa es llamada tiempo de relajación transversa , referido como T_2 . La amplitud del tren de spin eco en el tiempo t , el cual es la amplitud de la magnetización transversa $M_x(t)$ es dada por

$$M_x(t) = M_{0x} e^{-\frac{t}{T_2}} \quad \text{EC. 2.5}$$

Donde M_{0x} es la magnitud de la magnetización transversa en $T=0$ (el tiempo en el cual los pulsos de 90 grados cesa).El decaimiento T_2 obtenido de la

formación contiene la mayoría de la información petrofísica que puede ser obtenida de los registros NMR y por ende es el objetivo primario de la medición de registros NMR .

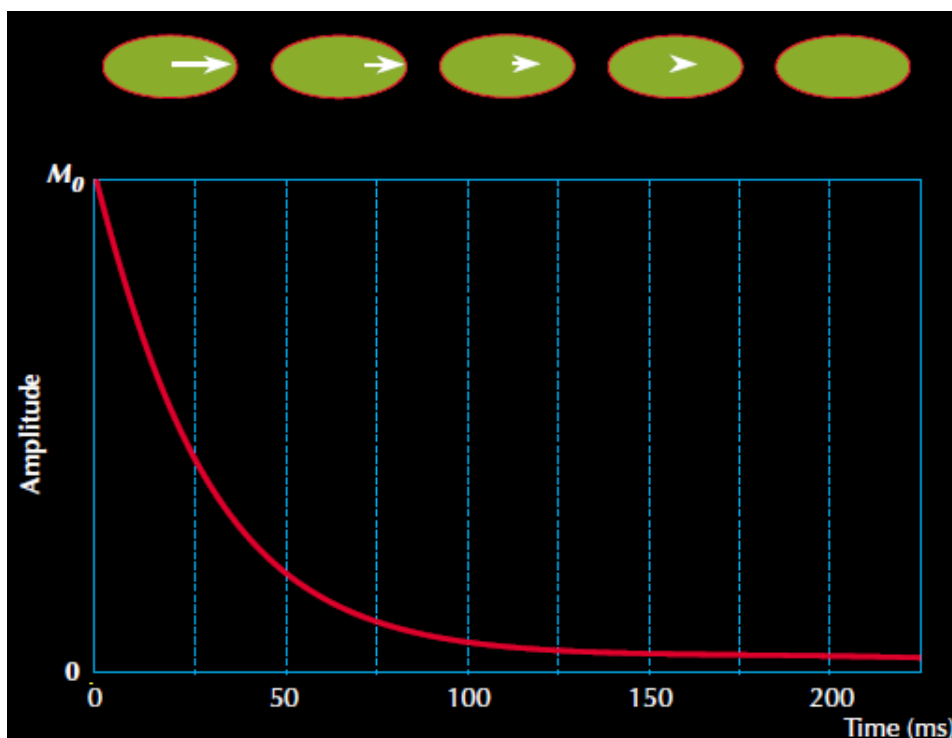


Fig 2.10 .- La amplitud de los ecos spin decayendo se representa a través de una curva exponencial con tiempo constante T_2 .

2.5 Tiempos de Medición NMR

Después de un periodo equivalente a varias veces T_2 . el decaimiento de la magnetización transversa está esencialmente completa y más refasado no es posible . Durante un secuencia CPMG , el pulso de 90 grados reorienta la polarización es por eso es que no hay mas polarización longitudinal de los protones , y los pulsos de 180 grados suprimen que se forme una nueva polarización longitudinal.

Por lo tanto los protones son completamente son desfasados al final de la secuencia CPMG, para comenzar la siguiente secuencia CPMG , los protones deben estar polarizados otra vez, por eso , debe haber un tiempo de espera TW durante el cual la repolarización ocurre es necesario entre el fin de una secuencia CPMG para comenzar la siguiente .

Un típico diagrama de tiempo de medición NMR es ilustrado en la Fig 2.11 .La parte superior de la figura muestra dos secuencias CPMG, cada una consiste de un pulso de 90 grados B_1 , seguida por una serie de pulsos de 180 grados .

La sección inferior representa los eventos de polarización (curva de relajación T_1) e ilustra los tren de spin ecos (curvas de relajación T_2) asociadas con dos secuencias CPMG . Tiempo de polarización TW , inter espaciado de eco TE , y el número de eco NE puede ser controlado manualmente .

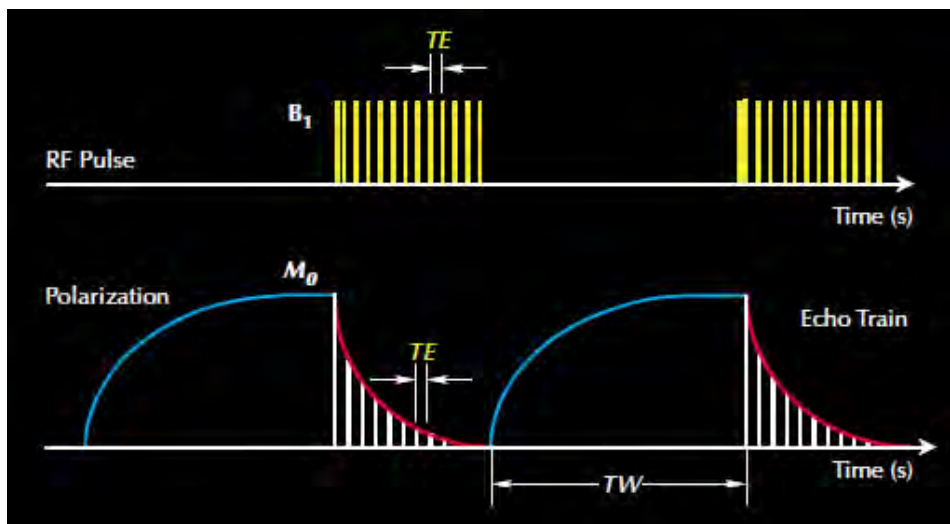


Fig 2.11 .- El diagrama de tiempo de las mediciones NMR muestra en el tope la secuencia de pulsos CPMG y en el fondo las curvas de polarización y adquisición de tren de ecos spins .

Para determinar la magnitud de M_0 , la magnitud del tren de spin eco a $T=0$, es estimado de las mediciones del tren de spin ecos . Para evitar subestimar M_0 , polarización total o una polarización casi total 95% es requerida . Para lograr el 95% de la polarización , TW debe ser igual a tres veces T_1 .

Conforme TE decrece , los spin ecos serán generados y detectados tempranamente y más rápidamente , y la relación ruido señal efectiva es incrementada debido a la gran densidad de puntos de data . Conforme NE se incrementa , los spin ecos serán generados y detectados más lentamente , pero más energía de B_1 es requerida.

Los set de mediciones CPMG son siempre coleccionados en pares . Después del primer set adquirido el segundo set es adquirido con la fase de pulso del transmisor cambiado para dar spin ecos de amplitud negativa . El segundo set es luego sustraído del primer set para producir un par alterno de fase (PAP) . Este procedimiento preserva la señal y elimina los offsets electrónicos de baja frecuencia .

CAPITULO III: FUNDAMENTOS DE LA PETROFÍSICA DEL NMR

La información petrofísica , como porosidad , distribución del tamaño de poro , agua no producible , y la permeabilidad , pueden ser extraídas de las medidas de relajación NMR. Entendiendo la naturaleza de la relajación NMR de los fluidos en los poros de la roca es crítico para una aplicación apropiada del NMR en la evaluación de la formación . Este capítulo discute los problemas asociados con la petrofísica NMR y los modelos usados para obtener la propiedades petrofísicas de las medidas NMR.

3.1 Mecanismos de Relajación NMR de los Fluidos en los Poros de la Roca

Las relajaciones longitudinal T_1 y transversa T_2 son causadas por interacciones magnéticas entre protones . Desde un punto atómico de vista , la relajación T_1 ocurre cuando el sistema de protones transfiere energía a sus alrededores .Los protones donantes se relajan a su estado bajo de energía , en el cual protones van en dirección de B_0 .La misma transferencia también contribuye para la relajación T_2 . Además, el desfase contribuye para que la relajación T_2 sin ninguna transferencia de energía a sus alrededores este envuelta. Por eso , la relajación transversa es más rápida que la longitudinal ; como consecuencia , T_2 es siempre menos o igual que T_1 .

En general podemos decir:

- Para los protones en los sólidos , T_2 es mucho más pequeña que T_1 .
- Para los protones en los fluidos del reservorio :
 - Cuando el fluido está en un campo magnético estático homogéneo, T_2 es aproximadamente igual a T_1 .
 - Cuando los fluidos en un campo magnético con gradiente y un proceso de medida CPMG es usado , T_2 es mucho más pequeño que T_1 , La diferencia es en gran parte controlada por la gradiente del campo , el espaciado inter eco , la difusividad del fluido.
- Cuando un fluido húmedo llena el medio poroso , tales como la roca , ambos T_2 y T_1 decrecen dramáticamente , y el mecanismo de relajación son diferentes de aquellos protones en los sólidos o líquidos .

Para los fluidos en los poros de la roca , tres mecanismos independientes de relajación están envueltos:

- Procesos del fluido en bruto , los cuales afectan ambos la relajación T1 y T2.
- Relajación de superficies , cuales afectan ambos la relajación T1 y T2.
- Difusión en presencia de gradiente de campos magnéticos , el cual solo afecta la relajación T2.

Todos estos tres procesos actúan de manera paralela ; como consecuencia los tiempos T1 y T2 de los fluidos de los poros están dados por :

$$\frac{1}{T_2} = \frac{1}{T_{2\text{bulk}}} + \frac{1}{T_{2\text{surface}}} + \frac{1}{T_{2\text{diffusion}}} \quad (3.1)$$

$$\frac{1}{T_1} = \frac{1}{T_{1\text{bulk}}} + \frac{1}{T_{1\text{surface}}} \quad (3.2)$$

Donde:

T_1 = La medida de tiempo de Relajación longitudinal

T_2 = Tiempo de Relajación transversal del fluido de los poros por una secuencia CPMG

$T_{2\text{bulk}}$ = Tiempo T2, de relajación del fluido de los poros medido en un contenedor tan grande.

$T_{1\text{bulk}}$ = Tiempo T1, de relajación del fluido de los poros medido en un contenedor tan grande.

$T_{1\text{surface}}$ = Tiempo T1, de relajación del fluido de los poros, que es el resultado de la relajación superficial.

$T_{2\text{surface}}$ = Tiempo T2, de relajación del fluido de los poros, que es el resultado de la relajación superficial.

$T_{2\text{diffusion}}$ = Tiempo T2, de relajación del fluido de los poros, inducido por difusión en el gradiente magnético.

La importancia relativa de estos tres mecanismos de relajación depende del tipo de fluidos en los poros (agua , petróleo o gas) el tamaño de los poros , la fuerza de la relajación de la superficie , y de la mojabilidad de la superficie de la roca .

En general , para una roca mojada al agua:

- Para la salmuera , T2 es dominada por T2surface.
- Para petróleo pesado T2 tiene a T2bulk como su principal contribuidor.
- Para viscosidad intermedia y petróleo ligero , T2 es una combinación de T2bulk y T2diffusion y es dependiente de la viscosidad.
- Para gas T2 es dominada por T2diffusion.

3.1.1 Relajación Bruta

Es la relajación intrínseca propia del fluido . Es controlada por las propiedades físicas del fluido, tales como la viscosidad la composición química . Y puede ser medida poniendo el fluido en un contenedor grande (eliminando con ello la relajación de superficie) y luego sometiendo al fluido a un campo magnético homogéneo y una secuencia de pulso CMPG .Otras condiciones ambientales como la temperatura y la presión afectan este tipo de relajación del fluido.

El tiempo de relajación bruta en segundos para el agua , gas y petróleo está dada por :

Para el Agua

$$T_{1\text{bulk}} \cong 3 \left(\frac{T_K}{298\eta} \right) \quad \text{EC 3.3}$$

$$T_{2\text{bulk}} \cong T_{1\text{bulk}} \quad \text{EC 3.4}$$

Para el Gas

$$T_{1\text{bulk}} \cong 2.5 \times 10^4 \left(\frac{\rho_g}{T_K^{1.17}} \right) \quad \text{EC 3.5}$$

$$T_{2\text{bulk}} \cong T_{1\text{bulk}} \quad \text{EC 3.6}$$

Para el Petróleo

$$T_{1\text{bulk}} \cong 0.00713 \frac{T_k}{\eta} \quad \text{Ec. 3.7}$$

$$T_{2\text{bulk}} \cong T_{1\text{bulk}} \quad \text{Ec. 3.8}$$

Donde:

T_k = Temperatura °K

$\dot{\eta}$ = Viscosidad en cp.

ρ_g = Densidad del gas en gr/cc.

3.1.2 Relajación de Superficie

La relajación de superficie ocurre en la interface líquido-sólido , en la superficie de los granos de la roca .El análisis teórico muestra que en lo que se conoce como límite de difusión rápida , el término dominante en la superficie de relajación T2 y T1 es dada por :

$$\frac{1}{T_{2\text{surface}}} = \rho_2 \left(\frac{S}{V} \right)_{\text{pore}} \quad (3.9)$$

$$\frac{1}{T_{1\text{surface}}} = \rho_1 \left(\frac{S}{V} \right)_{\text{pore}} \quad (3.10)$$

Donde :

ρ_2 = Fuerza relajante en T2 en la superficie de los granos

ρ_1 = Fuerza relajante en T1 en la superficie de los granos.

S/V = Relación del poro de superficie y el volumen del fluido.

Para formas simples , S/V es una medida del tamaño de poro . Por ejemplo, para una esfera ,el radio sería $3/r$, donde r es el radio de la esfera.

La relajación de la superficie varía con la mineralogía . Por ejemplo, la superficie de los carbonatos exhibe una superficie de relajación más débil que la superficie de los cuarzos .Estimados de la relajación de la superficie pueden

ser determinados en laboratorio. Fluidos controlados por la relajación de superficie exhiben tiempo T2 que no dependen de la temperatura y la presión . Por esta razón , las medidas NMR de laboratorio hechas en condiciones normales son comúnmente usadas para calibrar fórmulas usadas para estimar parámetros petrofísicos tales como la permeabilidad y el agua no producible . Debido a que los procesos de adquisición-medida usados en laboratorio son idénticos a los procesos de adquisición medidas usados durante la corrida de registros , modelos determinados de las mediciones de laboratorio pueden ser directamente transferidos para la interpretación de la data de registros NMR ,simplificándose así el proceso de interpretación .

3.1.3 Relajación de Difusión Inducida

Gas , petróleo ligero , agua y algunos petróleos medio ligeros exhiben significativa relajación de difusión inducida cuando ellos están sujetos a una gradiente de campo magnético y están sujetos a una secuencia CPMG con un espaciado gran de inter eco.

Para estos fluidos T2diffusion , el tiempo constante de relajación asociados con el mecanismo de difusión se vuelve una herramienta importante para su detección.

Cuando una gradiente significativa existe en un campo magnético estático , la difusión molecular causa un desfase adicional y , por eso se incrementa la velocidad de relajación T2 (1/T2).Este desfase es causado por el movimiento molecular en una región en la cual la fuerza del campo magnético es diferente , y además en el cual la velocidad de precesión es diferente .

La difusión no tiene influencia en la velocidad de relajación T1 (1/T1)

La velocidad de relajación de difusión inducida (1/T2) es dada por :

$$\frac{1}{T_{2diffusion}} = \frac{D(\gamma GTE)^2}{12} \quad \text{EC 3.11}$$

Donde :

D = Coeficiente de difusión molecular

γ = Relación de los protones giro magnéticos

G = Gradiente de las fuerzas

TE = Espacio Inter Eco usado en la secuencia CPMG

Así como la relajación bruta . las propiedades físicas tales como la viscosidad y la composición molecular controlan el coeficiente de difusión . Otra vez las condiciones ambientales como la temperatura afectan la difusión .El agua a temperatura normal tiene un coeficiente de difusión de $2 \text{ a } 10^{-5} \text{ cm}^2/\text{s}$.

Los coeficientes del gas , petróleo y agua están dados por

Gas⁶

$$D_g \cong 8.5 \times 10^{-2} \left(\frac{T_K^{0.9}}{\rho_g} \right) \times 10^{-5} \text{ cm}^2 / \text{s} \quad (3.12)$$

Oil¹²

$$D_o \cong 1.3 \left(\frac{T_K}{298\eta} \right) \times 10^{-5} \text{ cm}^2 / \text{s} \quad (3.13)$$

Water¹²

$$D_w \cong 1.2 \left(\frac{T_K}{298\eta} \right) \times 10^{-5} \text{ cm}^2 / \text{s} \quad (3.14)$$

Como se muestra en la Ec. 3.12 a través de la Ec. 3.14 el coeficiente de difusión para gas , petróleo y el agua se incrementa con la temperatura (la viscosidad n decrece con la temperatura).El coeficiente de difusión para el gas decrece con el incremento de la presión debido a la densidad del gas se incrementa con la presión . El coeficiente de difusión de diferentes tipos de petróleo varía significativamente debido a que exhiben un amplio rango de composición molecular , lo que resulta en un amplio rango de viscosidades .

Tres factores controlan la fuerza de la gradiente del campo magnético G en la formación cuando la formación es corrida por la herramienta NMR . El primer factor es una función del diseño de la herramienta y su configuración (tamaño de la herramienta y frecuencia de esta) .

El segundo factor tiene que ver con las condiciones ambientales tales como la temperatura de la formación . Estos primeros dos factores son considerados en los cartas de gradiente para cada tipo de herramienta MRIL . El alto grado para la que esta gradiente del campo ha sido caracterizado ha hecho aplicaciones

de difusión para la tipificación de hidrocarburos posible. El tercer factor orienta las gradientes inducidas el campo B_0 aplicado.

Estas gradientes surgen cuando una diferencia existe entre la susceptibilidad magnética de los granos de la roca y los fluidos de los poros. Estas gradientes son conocidas como gradientes internas y pueden causar una mayor reducción de los tiempos de relajación.

El movimiento molecular en fluidos húmedos es a menudo restringido en la interfase de los granos de la roca y los fluidos y/o por la tensión interfacial entre fluidos. Debido a esta restricción el coeficiente de difusión para un fluido en la roca difiere del coeficiente de difusión para el fluido bruto a la misma presión y temperatura.

Los fenómenos de difusión se vuelven poco importantes a pequeños espaciados inter ecos para la mayoría de fluidos, con la excepción del gas, que exhibe características de difusión incluso a pequeños espaciados de inter ecos.

El espaciado inter eco en la secuencia CPMG es un parámetro que puede ser seleccionado por el ingeniero de registros durante la configuración del trabajo de NMR. Si es necesario, los efectos de difusión pueden ser mejorados o minimizados seleccionando un apropiado espaciado inter eco para la aplicación deseada.

Integrando las ecuaciones 3.3, 3.4 y 3.11 dentro de las ecuaciones 3.1 y 3.2 nos da:

$$\frac{1}{T_2} = \frac{1}{T_{2\text{bulk}}} + \rho_2 \left(\frac{S}{V} \right)_{\text{pore}} + \frac{D(\gamma G TE)^2}{12} \quad (3.15)$$

$$\frac{1}{T_1} = \frac{1}{T_{1\text{bulk}}} + \rho_1 \left(\frac{S}{V} \right)_{\text{pore}} \quad (3.16)$$

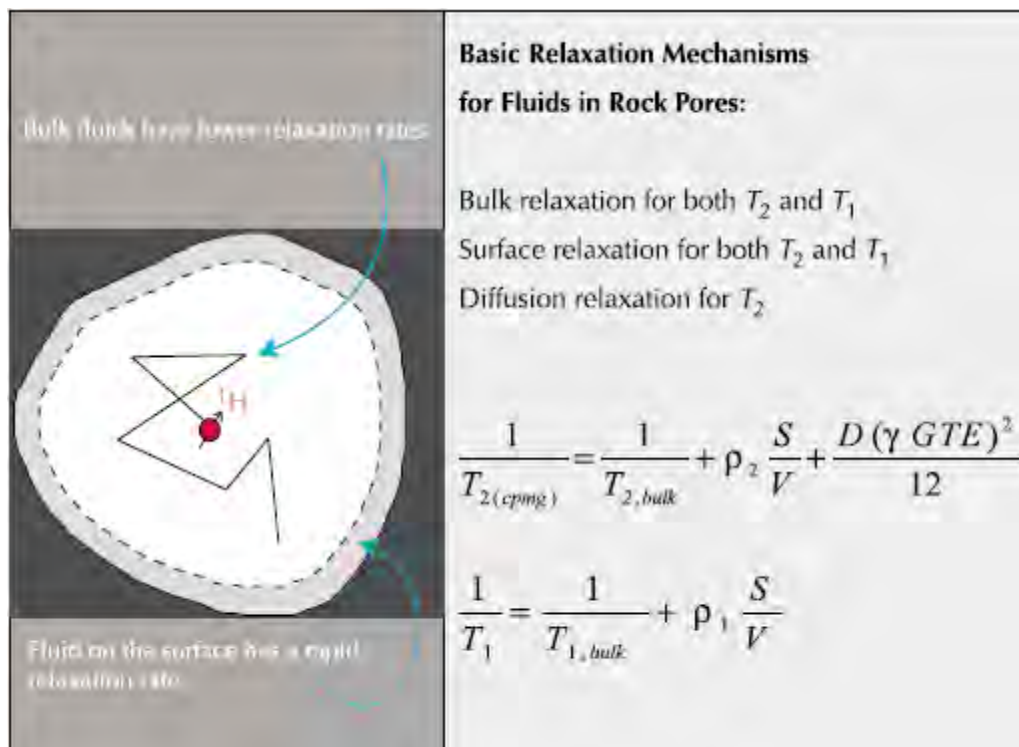


Fig. 3.1 .- La relajación de los fluidos de los poros es debido a los mecanismo de relajación bruta , superficie , y de difusión .

3.2 Decaimiento Multi-Exponencial

Comúnmente las rocas reservorio exhiben una distribución de tamaños de poros y frecuentemente contienen más de un solo tipo de fluido . Por eso , el tren de spin eco (medidas de magnetización transversa) obtenida con la secuencia CPMG no decae con un valor solo de T_2 sino con una distribución de valores de T_2 que pueden ser descritos por la ecuación 3.17 :

$$M(t) = \sum M_i(0) e^{-\frac{t}{T_{2i}}} \quad (3.17)$$

Donde :

$M(t)$ = Medición del magnetismo a un tiempo t .

$M_i(0)$ = Magnetismo inicial

T_2 = Decaimiento constante a un T_2

La suma se extiende a toda la muestra ,es decir a todos los poros y tipos de fluidos .

La relajación de superficie se vuelve dominante cuando un pequeño espaciado de inter eco es usado y la formación está solo saturada de salmuera . Bajo esta condición , T2 es directamente proporcional al tamaño de poro .

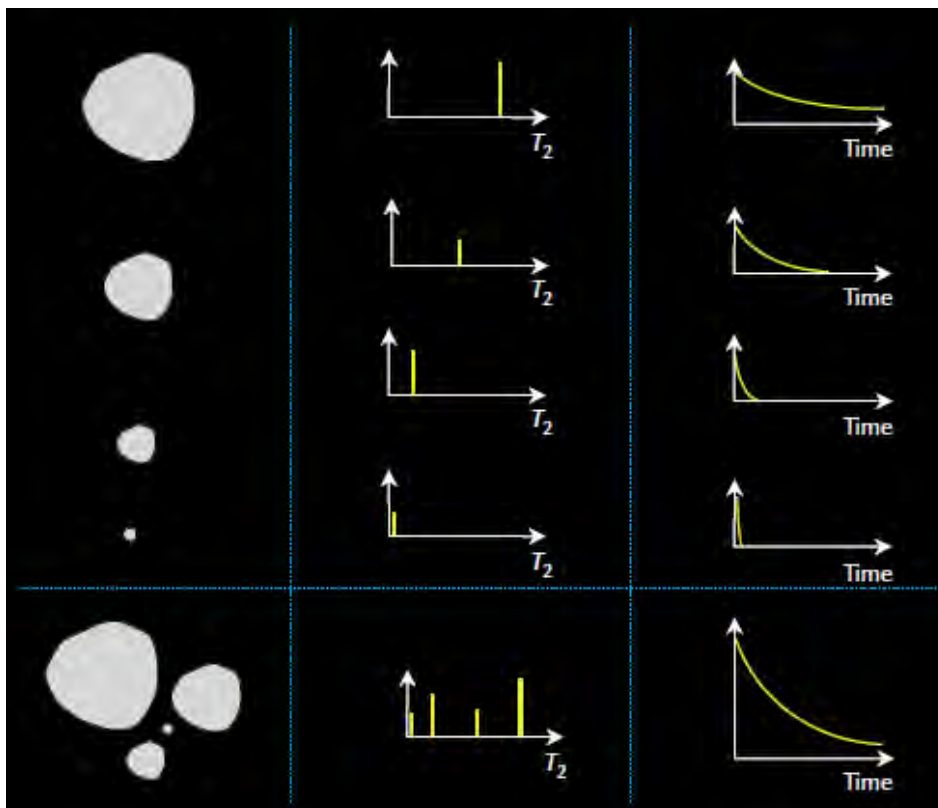


Fig 3.2 .- (izquierda superior) Un poro saturado de agua 100-% tiene un valor T2 singular (parte superior central) que depende del tamaño de poro y por lo tanto su tren de spin ecos exhibe una singular decaída exponencial (superior derecha) que también depende del tamaño de poro .Múltiples poros saturados al 100% de agua (izquierda inferior) tiene múltiples valores T2 (parte central inferior) que dependen del tamaño de poros , por lo tanto su tren de ecos compuesto exhibe múltiples decaídas exponenciales (parte inferior derecha) que también depende del tamaño de poro .

Cuando todos los poros se asume que tienen la misma forma geométrica molecular , los poros más grandes (columna de la izquierda Fig 3.2) tienen los S/V y además el T2 más grande . Los poros de tamaño mediano tienen S/V pequeño, y un T2 corto. Poros pequeños tienen un alto S/V y T2 cortos.

Para un poro , la magnetización decae exponencialmente , y la señal de la amplitud es dada por :

$$M(t) = M_0 e^{-\rho_2 \left(\frac{S}{V} \right) t}$$

Ec. 3.18

M_0 es proporcional al volumen de fluido en el poro . Cuando la distribución completa de los poros saturados al agua al 100% es considerada (parte inferior izquierda Fig 3.2), estos poros exhiben una distribución de valores T_2 (parte inferior central de la Fig 3.2). La amplitud de la señal asociada es la suma de las amplitudes de las señales que surgen de los fluidos en cada uno de los poros (parte inferior derecha Fig 3.2) y la amplitud de la señal es dada por :

$$M(t) = \sum M_{0i} e^{-\rho_2 \left(\frac{S}{V} \right)_i t} \quad \text{EC 3.19}$$

Donde S/V_i es la relación superficie – radio del poro i .

Entonces :

$$M(0) = \sum M_{0i} \quad \text{EC 3.20}$$

Si $M_{100\%}(0)$ (la magnetización medida para un 100% de agua con el mismo volumen sensitivo) es conocido , luego $M(0)$ y M_{0i} puede ser calibrado para la porosidad :

$$\phi = \frac{M(0)}{M_{100\%}(0)} = \frac{\sum M_{0i}}{M_{100\%}(0)} = \sum \frac{M_{0i}}{M_{100\%}(0)} = \sum \phi_i \quad \text{EC 3.21}$$

Donde :

Φ = Porosidad calibrado de la formación.

Φ_1 = Porosidad calibrado asociado con los diámetros de los poros

Como consecuencia , la distribución T_2 (en la forma de las amplitudes M_{0i} asociada con las constantes de tiempo T_2) es calibrada para la distribución de la porosidad (los poros individuales Φ_i con los tiempos T_2 constantes asociados).

Si los poros están parcialmente saturados , los poros contienen petróleo y/o gas y además agua , luego el petróleo y gas contribuye a la magnetización medida como sigue :

$$M(t) = \sum M_{0i} e^{-\rho_2 \left(\frac{S}{V} \right)_i t} + M_{oil} e^{-\frac{t}{T_{2oil}}} + M_{gas} e^{-\frac{t}{T_{2gas}}} \quad \text{EC 3.22}$$

Donde:

M_{oi} = Magnetismo producido por petróleo

M_{gas} = Magnetismo producido por gas.

T_{oil} = medición de petróleo a un T2

T_{2gas} = Medición de gas a un T2 con secuencia a CPMG

Ecuación 3.22 asume que la roca es mojada al agua y que las caídas del spin eco de ambos el petróleo y gas pueden ser caracterizados usando una expresión exponencial la cual representa las propiedades de la relajación de difusión y bruta de los fluidos no mojante.

Actualmente, muchos petróleos crudos están compuestos de varios tipos de hidrocarburos y además tienen un espectro de caída complejo que debe ser representado por la suma de multi-exponenciales .

Por otra parte , si el petróleo o gas ocupa una parte del poro, luego el volumen del agua es reducido, debido a que el volumen del agua decrece mientras que el área de la superficie del poro se mantiene igual , el radio V/S decrece .

Debido a correspondiente T2 del poro de agua es proporcional a V/S se deduce que V/S también decrece. Además, cuando un fluido no mojado es presentado, el espectro T2 no más representa una distribución de poro porque contiene una respuesta bruta del fluido no mojante.

Los poros que contienen el fluido no mojante aparecen en el espectro en un tiempo de caída que es más rápido que el normal asociado con los poros , o no aparece del todo si la superficie de la capa es muy delgada .

La porosidad en estos poros es tomada en cuenta para la respuesta bruta del fluido no mojante ; además , la distribución es distorsionada la porosidad no es afectada .

Debido a que en la práctica , es difícil considerar cada poro individualmente , todos los poros con radios de superficie volumen y fluidos no mojantes que tienen valores similares de T2 son agrupados juntos . Con esta agrupación , la suma en las ecuaciones de magnetización tienen un número de términos manejable .

3.3 Eco FIT para la Distribución T₂

Uno de los pasos más importantes en el proceso de data NMR es determinar la distribución T₂ que produce la magnetización observada. Este paso, llamado eco-fit o mapeo, es un proceso de inversión matemática.

La Fig 3.3, ilustra el input (tren de ecos) y el output (distribución T₂) del proceso de mapeo. La Ec. 3.23 muestra el sistema de ecuaciones que representa los ecos de manera individual.

Normalmente, la distribución T₂ de las rocas es una función continua. Sin embargo, para simplificar el ajuste del tren de ecos, el proceso de mapeo usa un modelo multi-exponencial que asume que la distribución T₂ consiste tiempo T_{2i} de relajación discreta m, con sus correspondientes componentes de porosidad.

Los valores de T_{2i} son preseleccionadas (por ejemplo, 0.5, 1, 2, 4, 8, 16, 32, 64, 128, 256, 1024ms) y el mapeo del proceso se concentra en determinar los componentes de porosidad de cada distribución.

$$\begin{aligned}
 \text{echo}(1) &= \phi_1 e^{-[t(1)/T_{2,1}]} + \phi_2 e^{-[t(1)/T_{2,2}]} + \phi_3 e^{-[t(1)/T_{2,3}]} + \dots + \phi_m e^{-[t(1)/T_{2,m}]} + \text{noise} \\
 \text{echo}(2) &= \phi_1 e^{-[t(2)/T_{2,1}]} + \phi_2 e^{-[t(2)/T_{2,2}]} + \phi_3 e^{-[t(2)/T_{2,3}]} + \dots + \phi_m e^{-[t(2)/T_{2,m}]} + \text{noise} \\
 &\vdots \\
 \text{echo}(n) &= \phi_1 e^{-[t(n)/T_{2,1}]} + \phi_2 e^{-[t(n)/T_{2,2}]} + \phi_3 e^{-[t(n)/T_{2,3}]} + \dots + \phi_m e^{-[t(n)/T_{2,m}]} + \text{noise}
 \end{aligned}
 \tag{3.23}$$

where $t(i) = i TE$ and $i = 1, \dots, n$, is the time when the i^{th} echo was acquired.

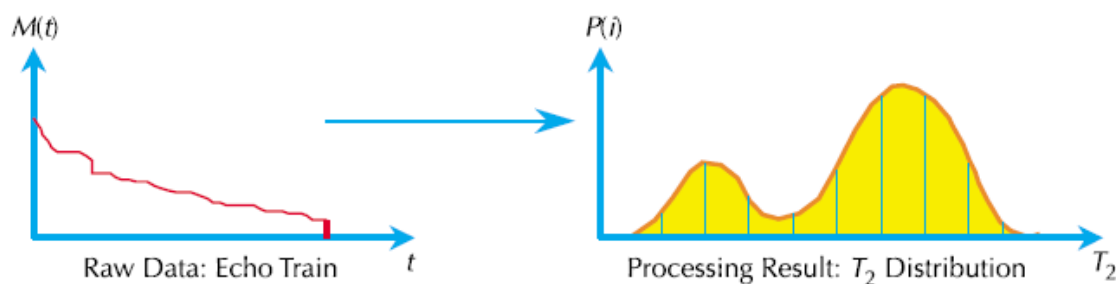


Fig 3.3 .- A través del ajuste del tren de ecos (amplitud de ecos como una función de tiempo) es mapeado como una distribución T2 (porosidad como una función T2)

La Ec..3.23 es un sistema de n ecuaciones lineales en m porosidades desconocidas $\varphi_1, \dots, \varphi_m$, donde n es mucho más grande que m . Típicamente m , el número de valores T_2 , pueden ir de 2 en algún data de registro , hasta 50 en alta calidad de data de laboratorio .El número de ecos n va desde 10 en medidas de polarización parcial .

Para el agua no producible de arcillas a varios miles para data de laboratorio. Hay numerosos métodos para invertir en el set de la ecuación para el mejor set de φ_i .La solución de la ecuación 3.23 es complicada por el hecho que φ_i debe ser más grande o igual a cero y por el hecho de que la del ajuste de la suma de los multi-exponenciales es inestable.

Como consecuencia, la inversión de la ecuación 3.23 debe regularizar para estabilizar la solución . La regularización es al menos en parte controlada por el radio de ruido señal de la data, como una consecuencia , los sets de φ no es único (distribución con diferentes formas pueden aparecer con un buen ajuste de curva de caída), se debe tener cuidado para la interpretación de los detalles de la distribución .

En general,el área bajo la curva (área representa por la porosidad) y la locación general en tiempo de la alta porosidad son anchas.

3.4 Distribución del Tamaño de los Poros

Cuando una roca esta mojada por agua o está totalmente saturada con agua, el valor de T_2 de un solo poro es proporcional al radio superficie-volumen , el cual es una medida del tamaño de poro .Además , la distribución T_2 observada

de todos los poros en la roca representa la distribución de tamaño de poros de la roca .

La Fig 3.4 compara la distribución T_2 de la roca saturada de salmuera con la distribución del tamaño de la garganta poral de roca obtenida de data de inyección de mercurio. La información de la curva de porosimetría de inyección de mercurio es difícil cuantificar exactamente, pero es esencial que el tamaño del espacio poral sea ponderado por el volumen poroso para el cual la garganta poral controla el acceso .

Como es visto en la izquierda de la figura 3.4 , Cuando un cambio es aplicado se debe tener en cuenta factores como la relajación de superficie , la distribución T_2 muestra una correlación remarcable con la distribución del tamaño de la garganta poral .Aunque las distribuciones del NMR y mercurio a menudo pueden tener un pequeño overlap uno del otro , las distribuciones representan diferentes propiedades de las rocas .

Este buen ajuste cuantitativo es debido a la correlación a menudo vista entre las rocas sedimentarias.

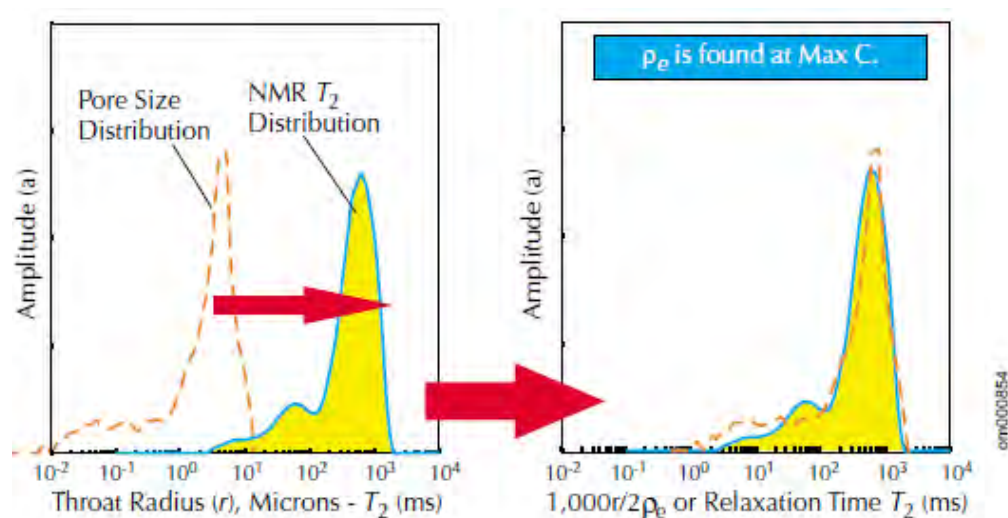


Fig 3.4 .- Cuando es desplazado por la relajividad de superficie efectiva , la distribución de poro tamaño de la inyección de mercurio casi superpone la distribución NMR T_2 .

Mapeos como el de la Fig 3.4 produce una relajación efectiva ρ_e . La relajación efectiva es introducida para tener en cuenta el hecho de que el NMR responde al tamaño del poro (cuerpo), mientras que la inyección de presión capilar de

mercurio (MICP) es controlada principalmente por el tamaño de las gargantas de poro. Además, ρ_e es proporcional al producto de la relajación de superficie intrínseca ρ y el radio del tamaño de la garganta poral con el tamaño del cuerpo poroso.

En la Fig 3.5 muestra como las distribuciones de relajación tiempo comparadas con las distribuciones del tamaño poral de MICP para tres tipos de litologías. La relajación de las areniscas es comúnmente más grande que la de los carbonatos, el cual es el caso de la figura mostrada.

La distribución T2 de la data de NMR ofrece un estimado razonable de la distribución del tamaño poral de la zona cuando la zona está saturada al 100%, como es mostrado en la Fig 3.6 para las areniscas y las muestras de carbonato. Aún cuando los hidrocarburos están presentes, el BVI delinea desde arenas de grano fino hasta arenas de grano grueso. Esta información es de gran ayuda cuando se evalúa la calidad del reservorio y el ambiente deposicional.

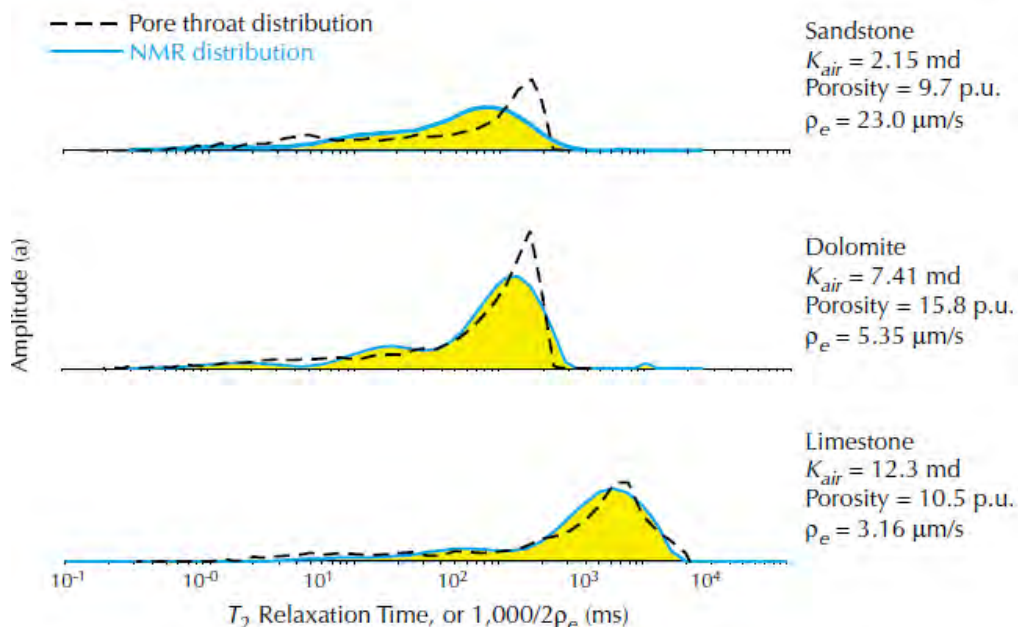


Fig 3.5 .- Para una roca en particular, la distribución T2 puede ser comparada con la distribución de poro-tamaño de inyección de mercurio para determinar la relaxividad de superficie efectiva.

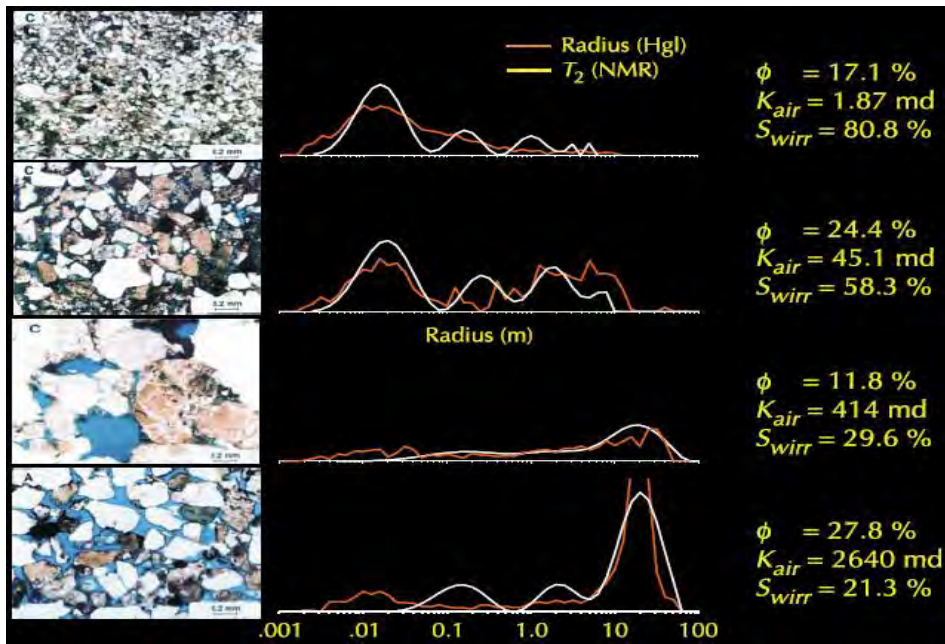
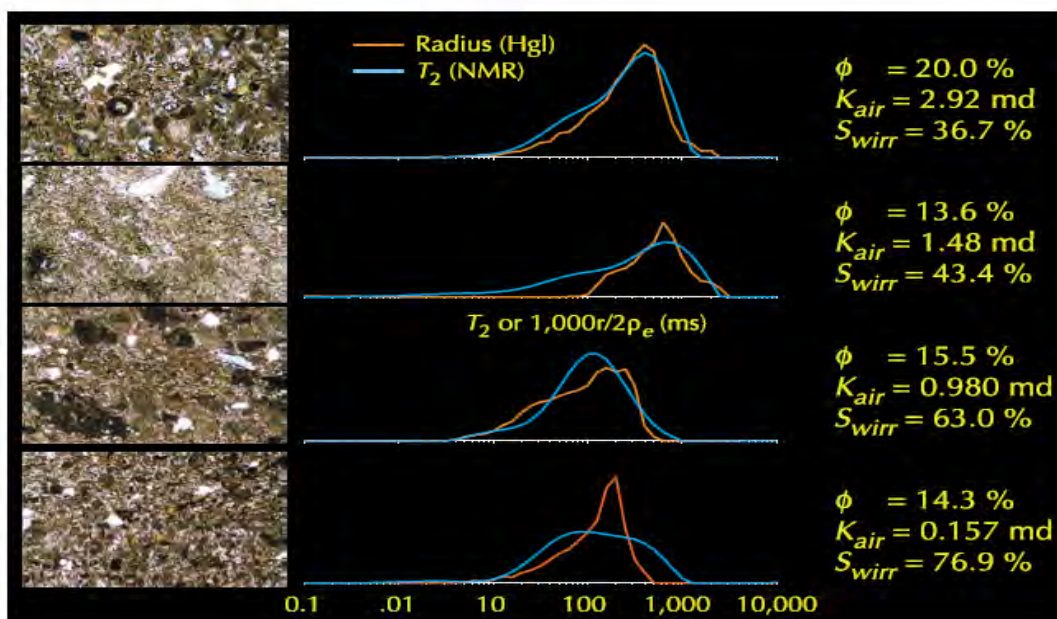


Fig 3.6 .- La correlación entre el MCIP y las distribuciones T2 ofrecen una garantía razonable que las distribuciones T2 estiman una distribución de poro tamaño cuando los poros están saturados al 100 % de agua .

Sandstone Samples



3.5 Determinación del Volumen Irreductible del Agua (BVI)

Estimación de BVI , volumen irreductible de agua en la formación, es una de las primeras aplicaciones y todavía es una de las más usadas de los registros NMR .

Actualmente dos métodos están disponible para la determinación de BVI.

El primer método , el cutoff BVI (CBVI), está basado en un valor determinado T_2 ($T_{2\text{cutoff}}$) que divide la distribución T_2 es dos componentes, una consiste del tamaño que contiene el agua no producible y otro que consisten de tamaños de poros que contienen fluidos libres .

El segundo método para la determinación BVI, llamado BVI espectral (SBVI), está basado en el reconocimiento de que un poro dado puede contener ambos fluidos libres y no producibles.

En la literatura del NMR , el concepto de agua no producible BVI es usada de dos maneras diferentes.

La primera se refiere al contenido de agua en el espacio de los poros que no van fluir fuera de la roca y dentro del pozo durante la producción. Este volumen es determinado de manera precisa por una medida relativa de la permeabilidad, pero puede ser estimada razonablemente de una curva de saturación de presión capilar. Este volumen de agua es primariamente una propiedad de la roca y de las condiciones de mojabilidad.

El segundo uso de BVI se refiere al agua que no es desplazada por el hidrocarburo durante el llenado del reservorio, este volumen es una función de ambos de la curva de presión capilar de la roca y la altura encima del nivel de agua libre .

En una zona de transición, este volumen de agua puede incluir el agua producida, sin embargo, para una suficiente altura encima del nivel de agua libre ,la fuerzas capilares pueden empujar la saturación de agua a niveles del pozo debajo del punto en el cual la permeabilidad relativa del agua es efectivamente cero .

En muchos reservorios, la zona de transición ocupa sólo una fracción pequeña de columna de hidrocarburo, y la columna de hidrocarburo es lo suficiente pequeña que no existe diferencia significativa entre los dos valores de BVI ,Si

los dos valores de BVI difieren significativamente , luego sería importante decidir cual BVI está siendo usado para estimar la producción de agua o estimar la permeabilidad .

Para la estimación de la permeabilidad, especialmente cuando se está perforando con un lodo base petróleo , el BVI debe ser el volumen remanente de agua no desplazado por petróleo.

3.5.1 Cutoff BVI

En la Fig 3.7 muestra el concepto CBVI. La estimación NMR del BVI está basada en la asunción que los fluidos no producibles residen en pequeños poros y los producibles en poros grandes . Esta asunción está basada en el hecho de que el tamaño de la garganta poral y el tamaño del cuerpo poroso están a menudo relacionados.

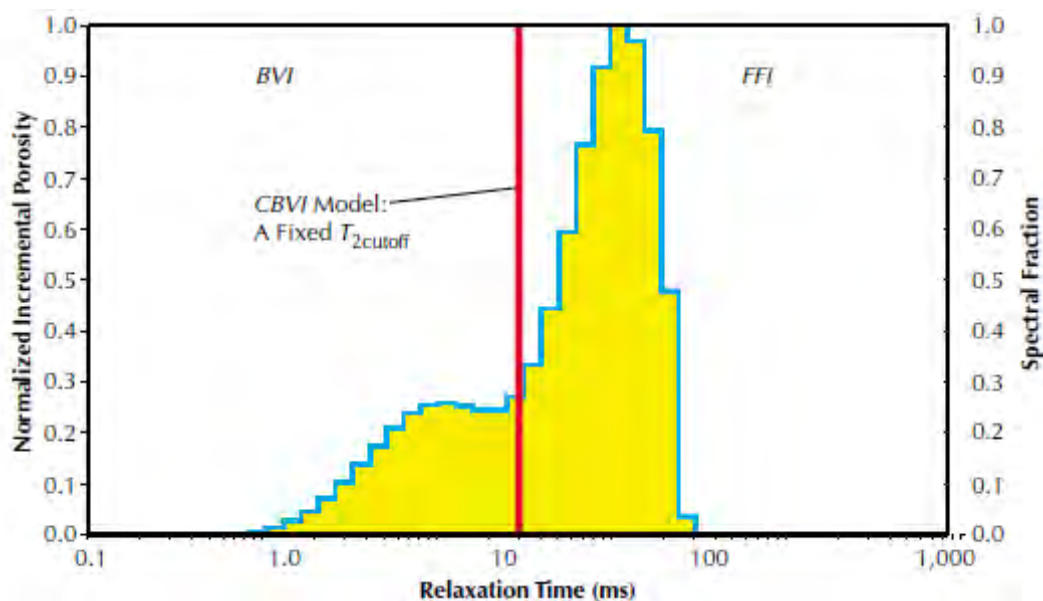


Fig. 3.7 .-Cuando un modelo CBVI es usado para la interpretación NMR , un valor T₂ cutoff es seleccionados para calcular BVI.

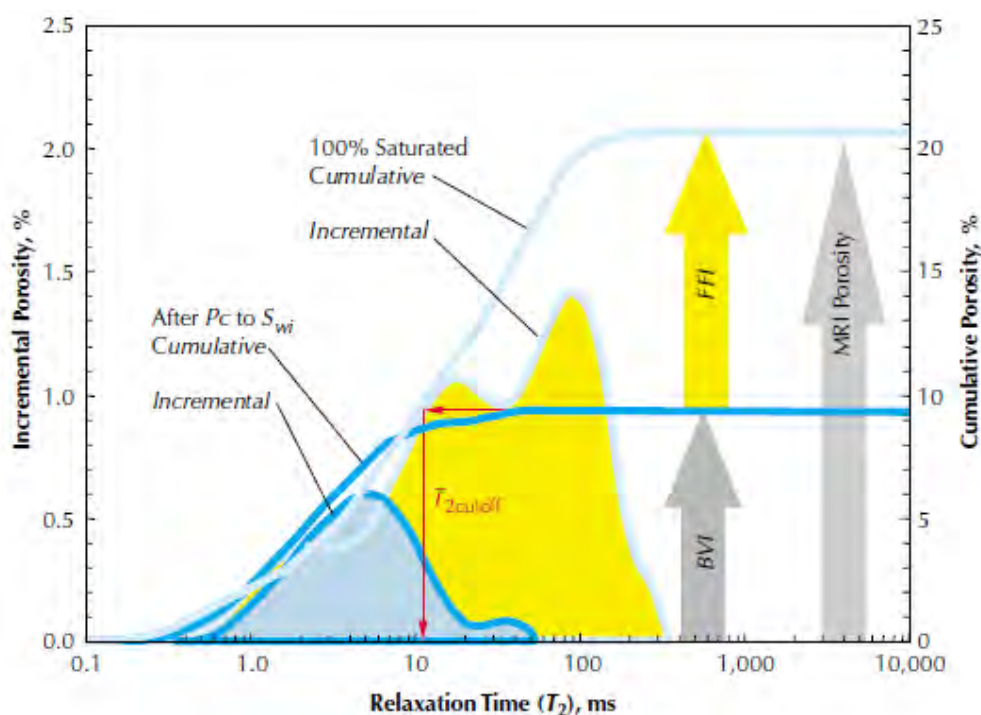
Debido a que los valores T₂ pueden relacionarse al tamaño del cuerpo poroso , un valor T₂ puede ser seleccionado de tal manera que los fluidos correspondiente se esperen residan en los poros pequeños y sean además inmóviles , y encima de que los fluidos correspondientes se esperen residan en poros grandes además se muevan libremente .

Este valor T_2 es llamado T_2 cutoff ($T_{2\text{cutoff}}$). A través de esta partición de la distribución T_2 , el $T_{2\text{cutoff}}$ divide el MPHI en dos partes, BVI y el FFI como se muestra en la Fig 3.7. La porción de BVI se refiere como el cutoff de BVI (CBVI).

En vez de asumir un cutoff de tiempo de relajación, un $T_{2\text{cutoff}}$ puede ser determinada en laboratorio con las mediciones NMR en muestras de núcleos. Las muestras de núcleos son analizadas por las características NMR en dos condiciones de saturación, $S_w=100\%$ y (después de establecer el valor apropiado de saturación a partir de la curva de presión capilar, o directamente desaturando la muestra a la presión capilar apropiada) $S_w = \text{irreducible}$.

Una técnica centrífuga o una técnica de placa porosa a una presión capilar específica es usada para lograr las condiciones finales.

La distribución T_2 son comparadas como se ilustra en la Fig 3.8. Las dos distribuciones T_2 se muestran en dos maneras; la porosidad incremental y la



porosidad cumulativa (la porosidad cumulativa a un particular T_2 , es T_{2u} , es la integral de la porosidad incremental para todos los valores menos los que son iguales a T_{2u}). Las curvas cumulativas son usadas para determina T_2 cutoff.

Fig.3.8.- Las mediciones NMR de muestra de núcleos saturadas 100% y muestras a saturación irreducible S_{wi} puede ser usada para establecer un $T_{2\text{cutoff}}$ para usar un modelos CBVI.

Para determinar el $T_{2\text{cutoff}}$ a partir de un plot T_2 vs la porosidad acumulativa , entrar el plot del eje de la porosidad acumulativa a la porosidad al cual la muestra está a para $Sw = 100\%$.A la intersección de esta curva , proyectar abajo al eje T_2 . El valor de T_2 de la intersección de esta proyección con el eje T_2 es el $T_{2\text{cutoff}}$.

En la falta de data de laboratorio, valores de default basados en litologías son usados para $T_{2\text{cutoff}}$. Un $T_{2\text{cutoff}}$ de 33 ms es usado para las areniscas y 92 ms para carbonatos . Estos trabajos trabajan muy bien en el golfo de México. Los valores $T_{2\text{cutoff}}$, sin embargo , son afectados no sólo por la litología , sino también por muchos otros factores , como la química poros-pared ,componentes paramagnéticos y ferromagnéticos , textura , la relación garganta poral con cuerpo poroso , y otro factores no muy bien entendidos.

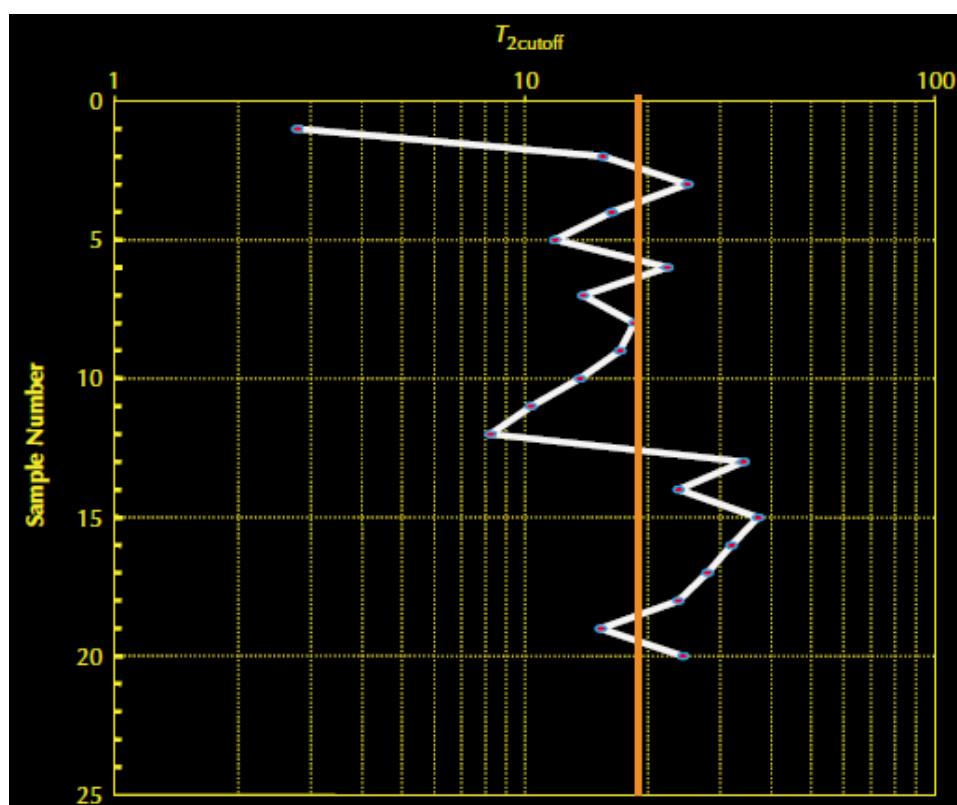


Fig 3.9.- En muestras de núcleos de reservorios de homogeneidad aparente los $T_{2\text{cutoff}}$ de laboratorio pueden variar. La línea roja representa el valor promedio del cutoff.

Estos factores pueden causar que $T_{2\text{cutoff}}$ varíe entre las muestras dentro de litologías simples , como se ilustra en la Fig 3.9

Dada el hecho de que T_2 es directamente proporcional al tamaño de poro , un cutoff de T_2 representa un cutoff de tamaño de poro o un cutoff de presión capilar . Además los valores de $T_{2\text{cutoff}}$ son una función de la presión capilar

junto con la relajación de superficie. La exanimación de laboratorio de las muestras de núcleos para determinar $T_{2\text{cutoff}}$ por el método ilustrado en la Fig 3.8 es dependiente de la presión capilar elegida para crear la condición irreducible. Esta presión depende si el BVI está siendo usada por el agua producible o la permeabilidad. En segundo caso , esto depende de la altura de agua sobre el nivel de agua libre a lo largo de la curva de presión capilar de la roca .

Aunque un $T_{2\text{cutoff}}$ haya sido determinado por lo que mejor representa la condición de saturación irreducible de un tipo de roca en particular a una presión capilar apropiada , este tiempo de relajación puede no ser el apropiado para representar la condición de saturación irreducible de diferentes tipos de rocas .

Una razón para esta diferencia de los valores $T_{2\text{cutoff}}$ es la diferente presión capilar en la cual la condición de agua irreducible es lograda en rocas diferentes . Esto es ilustrada en la Fig 3.10, en esta figura , la presión capilar apropiada para el tipo de roca A es muy baja para rocas tipo B .

Además, el valor de cutoff establecido para la roca tipo B usando esta presión capilar identificaría un alta saturación de agua irreducible, estableciendo un $T_{2\text{cutoff}}$ usando esta presión capilar necesitada para el tipo de roca B no daría el mismo valor de cutoff encontrada para el tipo de roca A .

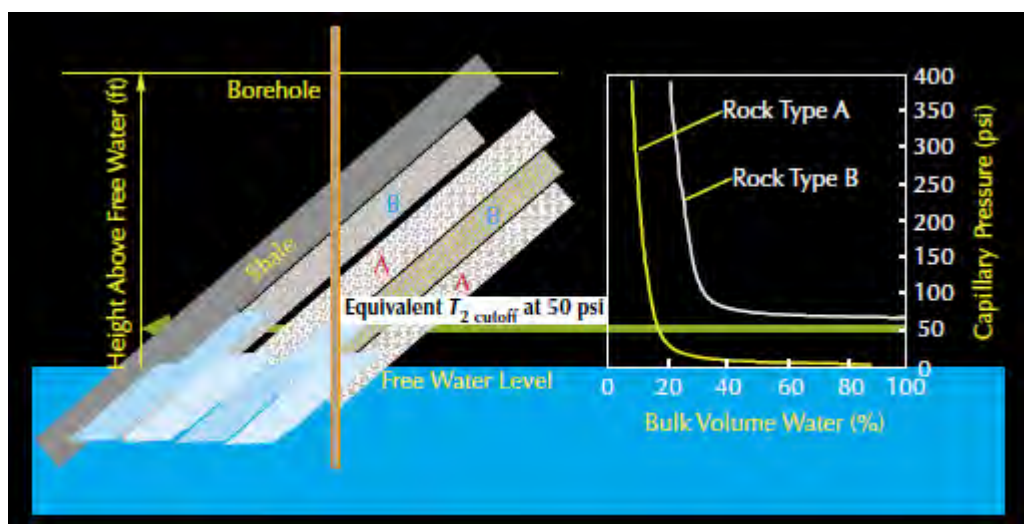


Fig 3.10.- Una interpretación apropiada de la data NMR a menudo requiere data de presión capilar para seleccionar una presión que mejor represente la condición irreducible para todos los tipos de rocas encontradas . Sin embargo , es posible que una presión no singular represente satisfactoriamente la condición irreducible para todos los tipos de rocas encontrados .

3.5.2 BVI Espectral

La aplicación de un determinado cutoff para los espectros saturados de agua al 100% la mayoría de veces da un valor incorrecto para BVI . Este error ocurre porque los poros no tienen forma geométrica simple como los cilindros o esferas.

Las paredes de los poros pueden ser rugosas y contendrán irregularidades .El NMR ve como un solo poro todo el espacio poroso a través del cual las moléculas de agua de los fluidos de poro difusa antes de la relajación por la interacción con la pared de los poros.

Además, la microporosidad contenida en la superficie rugosa y en las irregularidades va ser a menudo incluida por las medidas NMR como una parte del total del volumen de los poros grandes . Sin embargo , cuando la salmuera es desplazada por los hidrocarburos o cuando el fluido fluye a través de las rocas . El agua en estos microporos usualmente se mantiene en su lugar y por lo tanto debería ser incluida en el BVI.

Además, durante la desaturación de la roca mojada de agua , una capa muy fina de agua cubriendo las paredes del poro siempre se mantiene . Esta agua también debe ser incluida en el BVI .

En el modelo seleccionado de cutoff , estos efectos son parcialmente tomados en cuenta usando cutoff ligeramente más grandes, pero mejores resultados son a menudo obtenidos usando un cutoff espectral en vez de un cutoff abrupto.

El modelo estándar de cutoff parece fallar mayormente de manera dramática cuando la respuesta NMR saturada al 100 % de salmuera tienen un espectro muy pequeño que puede ser ajustado muy bien con una sola caída exponencial.

Este fracaso se ha visto en areniscas de granos grandes , alta permeabilidad , así como en el Mar del Norte con los poros pequeños relativamente .El microscopio electrónico de escaneo (SEM) , el análisis del chalks sugiere que las paredes de los poros están uniformemente ásperos.(Fig3.11) presente que a menudo es visto en el Mar del Norte . Conforme el hidrocarburo desplaza la salmuera en estos chalks y en una areniscas de grano grueso , los pequeños poros aparecen en el espectro resultante de NMR que no aparece en el espectro saturada al 100% de salmuera .

Este efecto es menos obvio cuando el espectro original saturado al 100% de salmuera es amplio y además contiene poros del mismo rango de tamaño así como los poros pequeños se vuelven visibles durante la saturación .

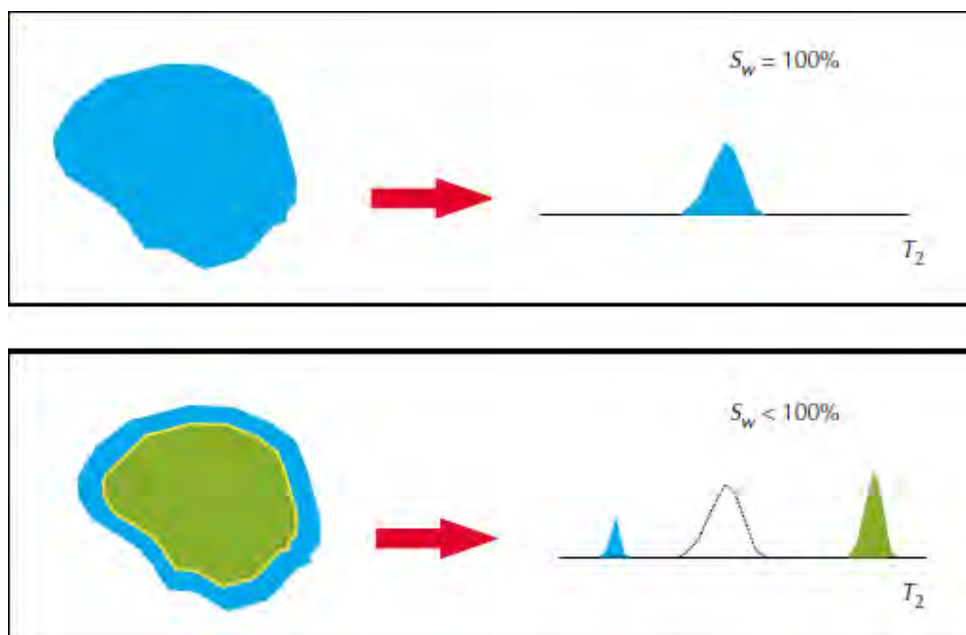


Fig 3.11 .- En una roca de grano grueso que está totalmente saturada de agua (panel superior) , la distribución T2 exhibirá un pico singular . Ninguna señal es obtenible debajo del valor de cutoff ; por lo tanto CBVI =0 . Después que el petróleo desplaza la mayoría del agua movable en la misma roca (panel de abajo) dos picos son encontrados en la distribución T2 . Uno aparece debajo del valor de T2cutoff y es debido al agua irreducible en la superficie del poro . El otro aparece encima del valor T2cutoff y es debido al petróleo . El valor T2 del segundo pico está cerca al T2 de petróleo bruto . Por lo tanto ,después de la mayoría que el agua ha sido desplazado , CBVI puede ser calculado .

Para hacer frente a los problemas encontrados con el BVI cutoff seleccionado, el método espectral BVI (SBVI) ha sido desarrollado. Este método tiene su uso primario en cuantificar el agua movable , pero también es aplicado para determinar la permeabilidad . En este método , cada tamaño de poro visto en los espectros de 100% de salmuera saturada se asume que contiene agua irreducible . Esta es definida por una función de ponderación $W (T_{2i})$, donde $0 \leq W(T_{2i}) \leq 1$, que define la fracción de agua asociada con cada tamaño de poro como se muestra en la Fig 3.12 .

Varios métodos han sido propuestos en la literatura para obtener las funciones de ponderación. Una clase de métodos está basada en el modelo en el cual los poros tienen una forma geométrica simple y en el cual el agua irreducible forma una película fina en las paredes del poro .

Estos modelos dan funciones de ponderación similares para varias formas de poros variados . Sin embargo , los métodos usados en esta clases sufren de la naturaleza de los modelos .

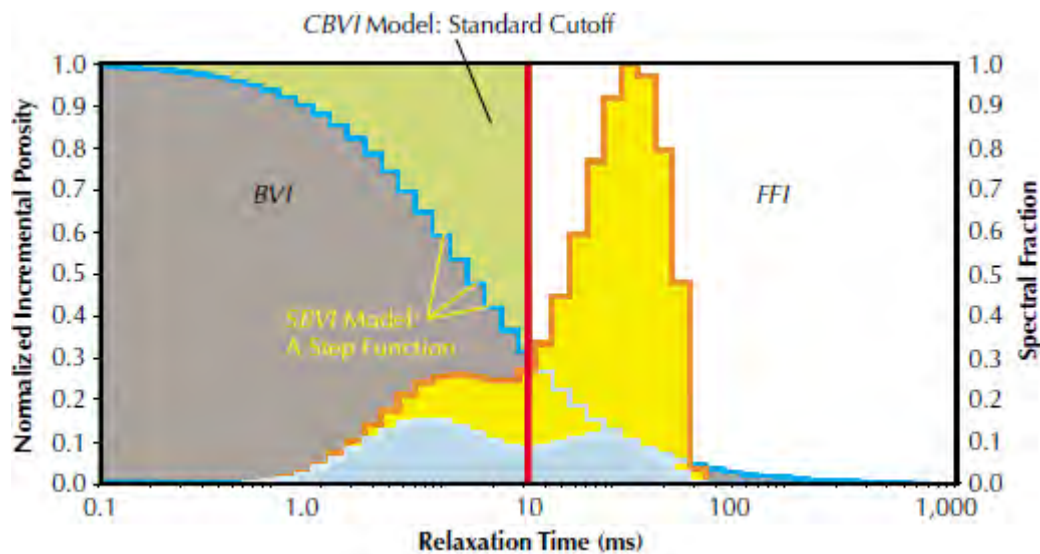


Fig 3.12 .- Para un T_2 determinado , el factor de ponderación SBVI da el volumen fraccional de los fluidos irreducibles en los poros cuyo tamaño está asociado con ese T_2 . El modelo mostrado es una función de escalón y es comúnmente usado para describir los factores de ponderación .

Otro tipo de modelos toman un enfoque fenomenológico . Comparando las fórmulas de permeabilidad , examinando los modelos de película fina , estudiando los datos experimentales y las condiciones generales sugiere un función de ponderación de la forma siguiente :

$$\frac{1}{W_i} = mT_{2i} + b \quad \text{Ec. 3.24}$$

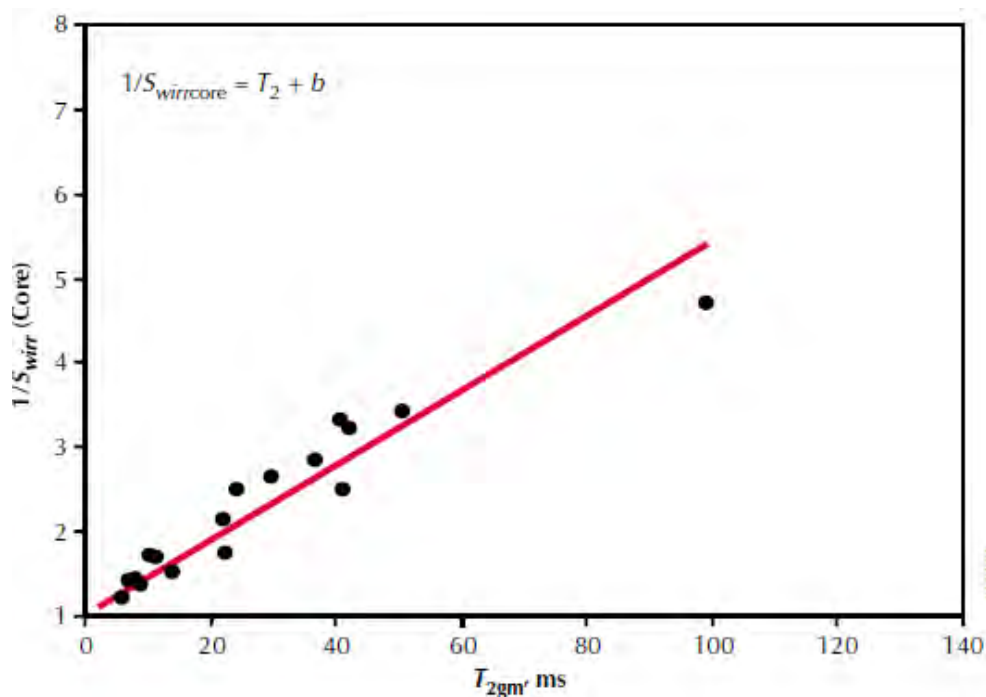
T_{2i} es el tiempo de relajación T_2 , m y b son parámetros que dependen de la geometría porosa y la altura encima del nivel de agua libre establecida a partir de las medidas de la desaturación capilar del núcleo , y las medidas NMR en los núcleos saturados parcialmente Luego :

$$SBVI = \sum_{i=1}^n W_i \phi_i \quad \text{Ec. 3.25}$$

Donde n es el numero de bins y ϕ_i es la porosidad asociada con cada bin .

La Fig 3.13 provee una motivación para la Eq 3.24, para un set de muestra núcleos, la figura muestra un relación lineal entre $1/S_{wirr}$ y T_{2gm} , donde S_{wirr} es

la saturación de agua a una presión capilar dada , y T_{2gm} es la media geométrica de los espectros de relajación . La forma funcional para las



funciones de ponderación tiene sentido en los límites de los poros grandes y pequeños .

Fig 3.13.- Este ejemplo compara la saturación de agua irreducible medida en los cores $1/S_{wirr}$ con la media geométrica de los espectros T_{2gm} de los cores (T_2) ilustra que una relación lineal existe entre la relajación y el $1/S_{wirr}$.

$$\frac{1}{W_i} \sim T_{2,i} \quad \text{Ec. 3.26}$$

Para poros pequeños ,un tamaño de poro existe para el cual W_i debe ser igual a 1 , además, para todos los valores de T_2 por encima de un pequeño T_2 , un término constante B debe ser agregado al lado derecho de la relación dada por la ecuación Ec 3.26.Tomando $b=1$ implica que cada poro tiene agua movable. Pero esta implicación nunca es correcta a un altura dada sobre el nivel de agua libre .

En general , para un valor particular valor de m y b ,un valor de K existe como el W_k será 1 para el tiempo (bin) T_{2k} . Luego para todos los T_{2i} menos que T_{2k} . W_i es asumido como 1. Aunque el mejor método para establecer m y b es la medición de los núcleos de la zona que está siendo corrida, trabajado por

Coates en un set de 340 areniscas y 71 carbonatos se estableció valores genéricos. En este trabajo, b fue tomado como 1, y el valor de m para las areniscas y calizas fue encontrado entre 0.0618 /ms y 0.0113/ms, respectivamente.

Modelos con $b=1$ son más propensos al error cuando hay una porosidad significativa en poros pequeños (como en los poros de arcilla) que debe ser ponderada como una sola.

Un método para determinar m y b a partir de mediciones de laboratorio en muestras de núcleos es resolver el set de ecuaciones 3.27:

$$\begin{aligned} S_{w_{irr},1} \phi_1 &= W_1 \phi_{1,1} + W_2 \phi_{1,2} + \dots + W_n \phi_{1,n} \\ S_{w_{irr},2} \phi_2 &= W_1 \phi_{2,1} + W_2 \phi_{2,2} + \dots + W_n \phi_{2,n} \\ &\vdots \\ S_{w_{irr},s} \phi_s &= W_1 \phi_{s,1} + W_2 \phi_{s,2} + \dots + W_n \phi_{s,n} \end{aligned} \quad \text{Ec. 3.27}$$

W_i $i=1, \dots, n$ son las funciones de ponderación, $S_{w_{irr},i=1, \dots, s}$ son las saturaciones de agua de las muestras a las presiones capilares elegidas, $\phi_i, i=1, \dots, s$, son las porosidades de las muestras. $\phi_{i,j} = 1, \dots, n$, son los componentes de la porosidad de la muestra i^{th} en j^{th} bin de m términos de ajustes exponenciales para la curva de caída NMR.

La Ec. 3.25 también puede ser resuelta por otras formas de la función de ponderación.

En general, para una roca saturada al 100% de agua, determinación SBVI con un set correcto de funciones de ponderación es un método superior de determinar el agua irreducible de las mediciones NMR.

La aplicación de método SBVI se vuelve más complicado cuando los poros contienen hidrocarburos y agua. Si la roca es mojada al agua, dos efectos mayores deben ser considerados.

Primero, debido que las funciones de ponderación no son cero en un amplio rango de tiempos de relajación, los hidrocarburos serán tomados como agua no producible, la conducción de SBVI va a ser demasiado grande. Segundo, aunque poros pequeños aparezcan en el espectro NMR cuando los hidrocarburos llenen el centro del cuerpo poroso deben ser contados como

100% llenados con agua no producible ,el modelo podría asociarse con ponderaciones menores que uno , haciendo SBVI muy pequeño .

Este efecto es particularmente importante cuando una zona sensitiva de la herramienta de registro esta en saturación irreducible de agua , Tomando en cuenta el agua no producible como agua libre solo puede pasar cuando una función ponderada es usada es inapropiada para ciertos tipos de roca o para la altura encima del nivel de agua . Actualmente la práctica mejor sugerida para determinar BVI es computar ambos valores de agua irreducible – uno del cutoff seleccionado y el otro del método SBVI. Y tomar el más grande de los dos . Debe ser anotado que esta práctica es fuertemente dependiente en la función de ponderación usada y es basada en estudios funciones para el cual $b=1$.

3.6 MRIL Modelo de Permeabilidad

El estimado de la permeabilidad NMR está basado en una combinación experimental y teórica de modelos y relaciones. Cuando todos los otros factores son mantenidos constantes en estos modelos y relaciones.La permeabilidad se incrementa conforme la porosidad conectada se incrementa La unidad de permeabilidad el Darcy, tiene dimensiones de área , y de consideraciones prácticas en aplicaciones petrofísicas , la permeabilidad puede ser considerada, proporcional al cuadrado de algún tamaño geométrico .

La relación entre las curvas de presión capilar y la permeabilidad fuertemente indica que este tamaño pertinente es la garganta poral . Nmr mide el tamaño del cuerpo poral, pero en la mayoría de las areniscas y algunos carbonatos , una fuerte correlación existen entre el tamaño del cuerpo poral y el tamaño de la garganta poral .

Las dos más comúnmente expresiones usadas para la permeabilidad ambas varían con la ϕ .Este poder de la ϕ es algo arbitrario , pero está ligeramente ligada a la ley de Archie ,la relación permeabilidad resistividad, y con un factor adicional para explicar la medida NMR del tamaño del cuerpo poral y no el de la garganta poral .

En la expresión del modelo de fluido libre (ò Coates),el parámetro del tamaño entra implícitamente a través de $T_{2\text{cutoff}}$ que determina la relación FFI con BVI . Donde FFI es el volumen de fluido libre y $FFI = \phi - BVI$.

En la otra expresión, el modelo de la media de T2 (o SDR) el parámetro del tamaño entra a través de la media geométrica de los espectros de relajación, T_{2gm} . El uso de estos parámetros de tamaño particular en sus respectivas expresiones está basado en consideraciones empíricas . Otras mediciones de tamaño han sido también usadas .

En la Fig 3.14 ilustra ambos modelos, que correlacionan muy bien con la permeabilidad de laboratorio de muestras 100% saturadas de salmuera.

El modelo de la media T2, aunque falla, los poros contienen hidrocarburos debido a que el T_{2gm} no es controlado exclusivamente por el tamaño de los poros.

3.6.1 Modelo de Fluido Libre

En el modelo de fluidos libre (o Coates) en su forma más simple la permeabilidad k está dada por :

$$k = \left[\left(\frac{\phi}{C} \right)^2 \left(\frac{FFI}{BVI} \right) \right]^2 \quad \text{Ec. 3.28}$$

MPHI (la porosidad MRIL , la cual será discutida después) es usualmente usada para ϕ , y BVI, es obtenido a través de los métodos CBVI o SBVI. El coeficiente C es una variable que depende de los procesos que crearon la formación y pueden ser diferentes para cada formación .

La experiencia ha mostrado que el modelo de Coates es más flexible que el modelo de la media T2. A través de una cuidadosa calibración de núcleo , el modelo Coates ha sido normalizado para su uso exitoso en diferentes formaciones y reservorios . Siempre y cuando BVI no incluya ninguna contribución de hidrocarburo , BVI no es afectada por una fase adicional de líquido tales como el petróleo o filtrado de este . El cual es muy importante cuando se analiza formaciones de petróleo .

En zonas de gas no condensado, el MPHI usado para la porosidad en la fórmula de Coates será muy bajo debido al bajo contenido de hidrógeno en tales zonas . Además MPHI debe ser corregido ,o algún otro tipo de método debe ser usado para determinar la porosidad . Zonas que mantengan un alto residual de gas de saturación a suficiente presión de reservorio tendrán valores de SBVI y CBVI que son muy altos y además un menor grado , se traducirán en valores de permeabilidad que son muy bajos . Petróleos pesados, que normalmente tienen corto valor de T2 puede ser contado como BVI , lo que causaría que a permeabilidad sea subestimada

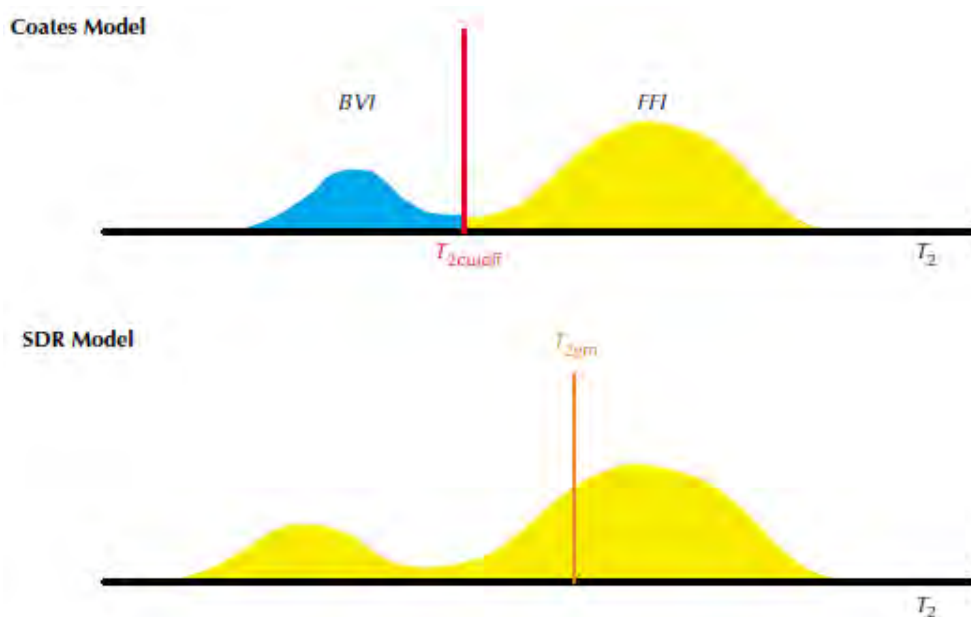


Fig 3.14 .- El modelo de permeabilidad Coates (superior) usa la relación FFI / BVI para describir cambios en la relación superficie- volumen . El modelo de permeabilidad SDR (inferior) usa un valor T2 promedio para describir cambios en la relación superficie – volumen .

3.6.2 Modelo de la Media T₂

Este modelo está dada por :

$$k = a T_{2gm}^2 \phi^4 \quad \text{Ec. 3.29}$$

En la ecuación 3.29 la porosidad efectiva NMR es sustituida para la ϕ , así como antes, T_{2gm} , es la media geométrica de la distribución T2, así con el modelo Coates , el valor de a es un coeficiente que depende del tipo de formación.

La experiencia ha mostrado que el modelo de la media T2 trabaja muy bien en zonas que contienen solo agua. Si el petróleo o su filtrado están presentes, la media T2 se inclina hacia el líquido en bruto, y la permeabilidad estimada es errónea.

En zonas de gas no lavadas , los valores de media T2 son relativamente muy bajas para la zona de gas no lavada , y la permeabilidad es consecuentemente subestimada . Debido a que el efecto del hidrocarburo en T2gm no se puede corregir, el modelo de media T2 falla para formaciones de hidrocarburos.

En formaciones fracturadas, la permeabilidad estimada de ambos Coates y el modelo SDR son muy bajas debido a que los modelos solo representan permeabilidad de matriz .

3.7 MRIL Modelo de Porosidad

La amplitud inicial del tren de spin ecos NMR , o el área debajo de la curva de distribución T2 , es proporcional al número de protones de hidrógeno que están contenidos en los fluidos del poro dentro del volumen sensitivo . Además esta amplitud puede ser calibrada para dar el valor de porosidad.

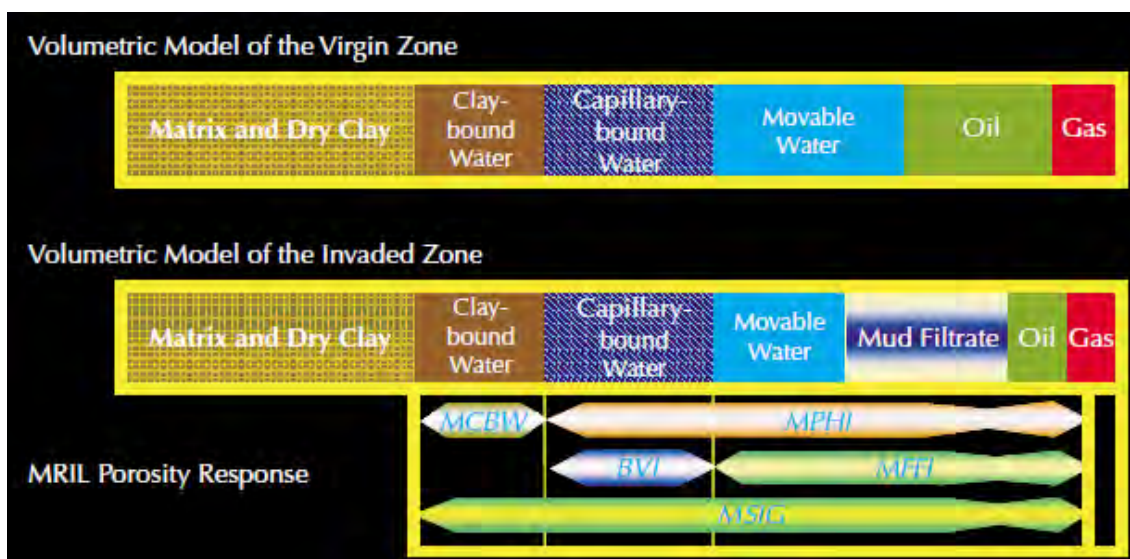


Fig 3.15 Muestra el modelo de porosidad NMR para una formación mojada al agua.

La parte superior de la figura es un modelo volumétrico típico de la zona virgen. que consiste de matriz de arcilla seca , agua no producible en la arcilla , agua no producible , agua movable , petróleo y gas .La parte intermedia de la figura

es el modelo volumétrico correspondiente de la zona invadida , el cual es la región en la cual las medidas NMR son hechas , todos los elementos del modelo son los mismos que en la zona virgen excepto el filtrado de lodo que desplaza algo del agua producible , petróleo y gas . La parte inferior de la figura ilustra la respuesta del MRIL a los elementos de porosidad.

Hay que notar que MFFI se refiere a la misma cantidad de FFI , y MPHI no incluye contribución de algo de agua que está asociada con la porosidad de arcilla y quizás con otros materiales con poros de tamaño de arcilla .

En la Fig 3.15 muestra divisiones entre los elementos de porosidad asociados MFFI ,BVI y MCBW, estas divisiones en los elementos de porosidad corresponden necesariamente a divisiones en los espectros T2 .

Para BVI , ya se ha discutido en detalle, en el caso de las arcillas el agua asociada con las arcillas tiene un rango de tiempo de caída que pueden superponer tiempos de caída para el agua capilar no producible , además, no debe existir una división entre MCBW y BVI en los espectros T2 .

Ambos los minerales de la matriz y la arcilla seca contienen átomos de hidrógenos en la forma de grupos hidroxilos (OH) . Debido a que los tiempos de relajación T1 de estos núcleos son muy largo para ser polarizado por una herramienta MRIL , y sus tiempo de relajación son muy cortos para ser medidos , el hidrógeno en grupos OH y el agua de hidratación es invisible a la herramienta MRIL .

Los núcleos de hidrógeno del agua de arcilla no producible son absorbidas en las superficies de los granos de arcilla . Estos protones de hidrógeno en agua no producible de arcilla pueden ser polarizados por la herramienta MRIL y medidos siempre y cuando se utilice un TE corto .El agua no producible de arcilla es medida por una secuencia CMPG MRIL con TE=0.6 MS y con un set de tiempo de polarización TW para un recuperación parcial o total .

La medición de los componente de porosidad referidos como MCBW , los cuales proveen un estimado de agua no producible de arcilla . Similarmente, los protones de hidrógeno existen en agua no producible en los capilares y fluidos movibles , como el agua movable, filtrado de lodo , petróleo y gas . Estos protones de hidrógeno son medidos usando un estándar T2 para la secuencia

CPMG con $TE=1.2 MS$ y con un T_w set para polarización total. Esta medida da MPHI .

La amplitud de tren eco medida , y además MPHI , es afectada por el índice de hidrógeno de los fluidos .MPHI es calibrada para el número de protones en el agua teniendo un índice de hidrógeno de 1 . Si el índice de hidrógeno de algún fluidos en el espacio poroso es significativamente diferente de 1 luego una corrección para MPHI es requerida.

Ambos MPHI y MCBW son afectadas por los tiempos de polarización TW . Ambos petróleo ligero y gas tienen tiempos de relajación $T1$ largos . Si el tiempo de polarización es muy corto , luego el MPHI puede subestimar la porosidad efectiva .

Ambos MPHI y MCBW son afectadas por el espacio inter eco TE . Conforme TE decrece , componentes de relajación $T2$ pueden ser detectados más rápidamente .Por el contrario incrementando TE causa la pérdida de componentes rápidos de $T2$, que a su vez causa MPHI y MCBW sean muy bajos .

Además las mediciones MPHI y MCBW son afectadas por los pulso $B1$ de 90 grados en sus secuencias CPMG . Si los ángulos de los pulsos son menos que 90 grados , la magnetización será subestimada en el cambio de su flexión. La amplitud medida además será muy pequeña, y ambos MPHI y MCBW serán subestimados . Si los ángulos de sus pulso son mayores que 90 grados , luego la magnetización será subestimada (el ángulo), la amplitud medida una vez más será muy pequeña , y ambos MPHI y MCBW serán subestimados otra vez. La calibración usualmente resuelven este problema .

CAPITULO IV: FUNDAMENTOS DE LA TIPIFICACIÓN NMR DE LOS HIDROCARBUROS

Las propiedades NMR de diferentes fluidos de reservorio son muy diferentes uno de otro. Estas diferencias hace posible identificar uno de otro hidrocarburos y algunas veces cuantificar el volumen. Este capítulo primero revisa las propiedades de los hidrocarburos y técnicas de tipificación NMR de hidrocarburos basados en la relajación T1 y/o contraste de difusividad. El capitulo luego discute sobre el modelado cualitativo de petróleo y los efectos del gas en la distribución T2 bajo diferentes condiciones.

4.1 Propiedades de NMR de los Hidrocarburos

Propiedades NMR, tales como T1 y T2, del petróleo y gas a condiciones de reservorio en rocas mojadas al agua, pueden ser calculadas basadas en las ecuaciones introducidas en el capítulo 3. El T1 y T2 del petróleo y el gas son dados por la Ecuación 4.1 atreves de la 4.4.

Dead Oil

$$T_1 = 0.00713 \frac{T_k}{\eta} \quad (4.1)$$

$$T_2^{-1} = \left(0.00713 \frac{T_k}{\eta} \right)^{-1} + 2.5 \times 10^{-5} \frac{T_k}{298 \eta} \frac{(\gamma G T E)^2}{12} \quad (4.2)$$

Gas

$$T_1 = 2.5 \times 10^4 \left[\frac{\rho_g}{T_k^{1.17}} \right] \quad (4.3)$$

$$T_2^{-1} = \left[2.5 \times 10^4 \left(\frac{\rho_g}{T_k^{1.17}} \right) \right]^{-1} + 8.5 \times 10^{-7} \left(\frac{T_k^{0.9}}{\rho_g} \right) \frac{(\gamma G T E)^2}{12} \quad (4.4)$$

La ecuación 4.1 hasta la 4.4 asume que la relajación es dada por la relajación bruta del fluido T1 y que la relajación T2 está compuesta del término de la

relajación bruta y el término de difusión. Las expresiones para los coeficientes de difusión, ecuación 3.12 y 3.13 han sido usadas en la ecuación 4.2 y 4.4 . En ausencia de la difusión, T1 y T2 son tomados como iguales .La condición de mojadas al agua implica una capa de agua en los granos de roca y esto previene el contacto entre los granos de roca y cualquier hidrocarburo, Como consecuencia, no hay término de relajación de superficie .La falta de relajación de superficie para el petróleo en rocas mojadas al agua es confirmado por numerosos laboratorios y observaciones de campo.

Sin embargo, en una serie de experimentos, Straley en 1997 inesperadamente encontró un componente de relajación de superficie para el metano tanto en la arenisca como en los carbonatos. Hasta este momento , los resultados no han sido confirmados por otros trabajos en otros laboratorios , y explicación no teórica para esta observación ha sido publicada.

El coeficiente de relajación publicado por Straley tendría un efecto mínimo en la detección del gas usando el método TDA, este efecto mínimo puede ser verificado examinando las ecuaciones TDA .

En realidad, el T2 del crudo es una distribución de valores en vez de un único valor y depende de la viscosidad . Conforme la viscosidad se incrementa , los protones de hidrógeno se vuelven menos movibles y por eso se relajan más rápido . Por eso , el incremento en viscosidad acorta la media geométrica T2 . La mayoría de petróleos viscosos tienen una mayor distribución T2 .

Esto es debido a la diferentes movilidades de los protones en los diferentes componentes de petróleo . Más petróleos viscosos están compuestos de una amplia variedad de hidrocarburos . Aún algunos petróleos ligeros tienen múltiples componentes y pueden exhibir una amplia distribución T2 .

Las mediciones NMR T2 en diferentes crudos con diferentes viscosidades es ilustrada en la Fig 4.1 .

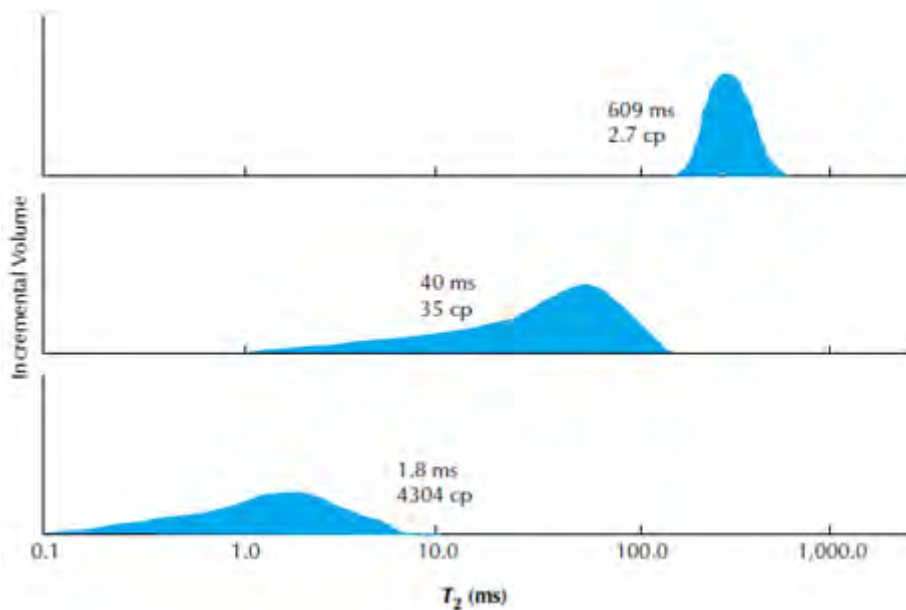


Fig 4.1 .- El T_2 del crudo de petróleo varía con la viscosidad , como se muestra en estas distribuciones T_2 para 3 muestras de petróleo . Para el petróleo ligero (superior), que tiene una viscosidad de 2.7 cp , los valores T_2 medidos son agrupados sobre un valor singular (609 ms). Para los petróleos de viscosidad media (medio) , que tienen una viscosidad de 35 cp , los valores T_2 medidos forman una distribución amplia con una cola y una media geométrica de 40 ms . Para crudos mucho más pesados (inferior) , que tienen una viscosidad de 4304 cp , los valores T_2 medidos también forman una distribución amplia con cola y media geométrica de 1.8ms .

La respuesta NMR de gas es bastante diferentes de las respuestas del agua y el petróleo a condiciones de reservorio . Las mediciones NMR pueden ser usadas para cuantificar la fase gas en el reservorio . El gas natural seco está compuesto mayormente de metano CH_4 , junto con los otros crudos ligeros y a menudos con otras sustancias que no son hidrocarburos .

Fig 4.2 muestra el índice de hidrógeno , coeficiente de difusión , y T_1 y T_2 del metano y como varía con la presión y temperatura .

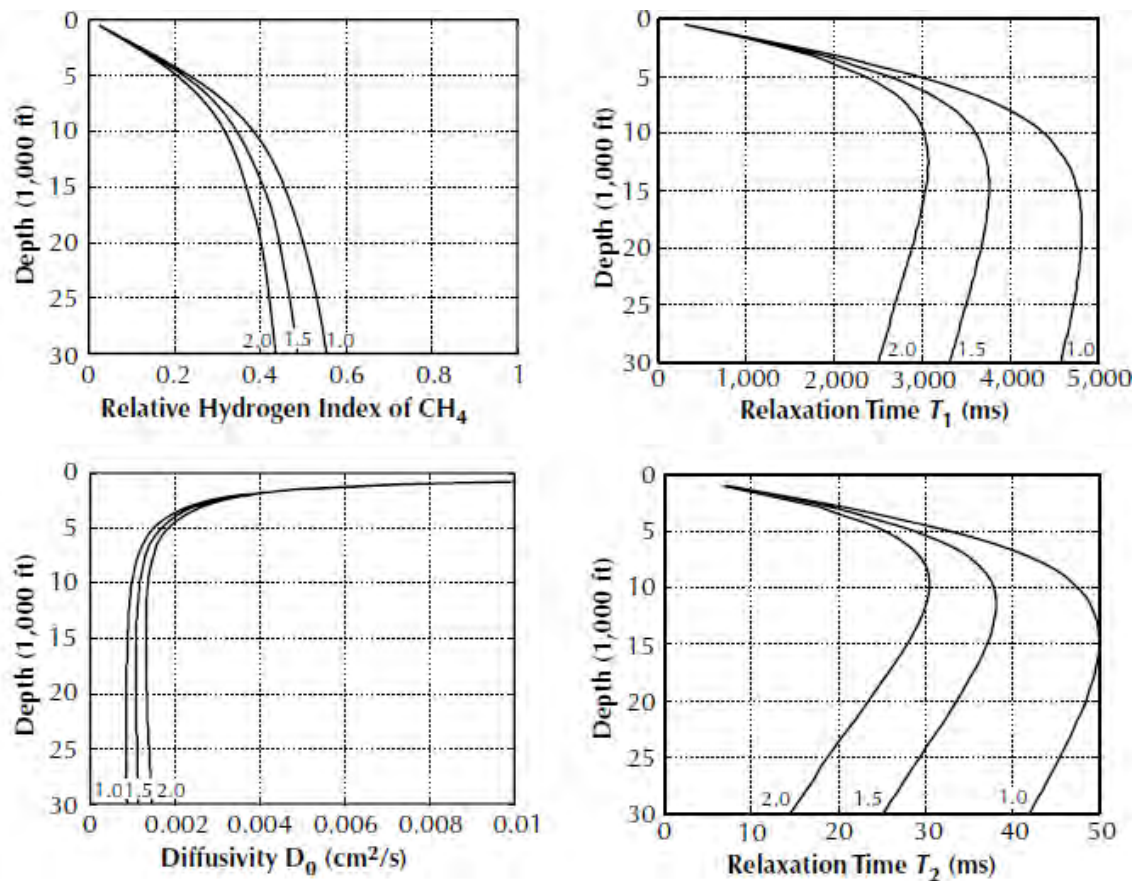


Fig.4.2.- El índice de hidrógeno , el coeficiente de difusión , tiempos de relajación T_1 y T_2 del metano varía con la presión (profundidad) y temperatura . En estos cuadros , las curvas corresponden a diferentes gradientes de temperatura , expresados en $F/100ft$. El índice de hidrógeno y cuadros T_1 asume una gradiente de presión de $43.3 \text{ psi}/100ft$. El cuadro T_2 está basado en el cuadro de difusión bruta y asume 1) $TE=0.6 \text{ ms}$, 2) una gradiente de campo magnético de $18 \text{ gauss}/cm$ y 3) una restricción de difusión de 0.7 en los poros de rocas D/Do , donde D es el coeficiente de difusión del metano situado en los poros de la roca y Do es el coeficiente de difusión bruta de metano . De acuerdo a estos cuadros , a una profundidad de $25000ft$, a una gradiente de temperatura de $1.5 \text{ F}/100ft$ y una gradiente de presión de $43.4 \text{ psi}/100ft$ el metano tendrá un índice de hidrógeno de 0.48 , un coeficiente de difusión bruta de $0,0015$ a un T_1 de $3,500ms$ y un T_2 de 29 ms .Bajo estas condiciones , una señal de gas será detectada por la herramienta MRIL.

Tabla 4.1 es un ejemplo de las propiedades NMR de los fluidos brutos, como la salmuera , petróleo y gas a condiciones de reservorio , Las diferencias en T_1 , T_2 y D entre estos fluidos a condiciones de reservorio constituyen la base para la tipificación NMR . Dos métodos de tipificación han sido desarrollados : dual-TW y dual-TE . El método dual-TW es basado en el contraste T_1 entre el agua y los hidrocarburos ligeros . Y el método dual-TE es basado en la diferencia de difusividades entre el agua y los petróleos medios ligeros.

Table 4.1—NMR Properties of Reservoir Fluids

Fluid	T_1 (ms)	T_2 (ms)	Typical T_1/T_2	H/I	η (cp)	$D_0 \times 10^{-5}$ (cm ² /s)
Brine	1 - 500	1 - 500	2	1	0.2 - 0.8	1.8 - 7
Oil	3,000 - 4,000	300 - 1,000	4	1	0.2 - 1,000	0.0015 - 7.6
Gas	4,000 - 5,000	30 - 60	80	0.2 - 0.4	0.011 - 0.014 methane	80 - 100

4.2 Tipificación NMR del Hidrocarburo

4.2.1 Distribución T_2 de una roca parcialmente saturada

Como se ilustró en la Fig 3.11 , de único poro , totalmente saturado con agua , exhibe un pico a un valor moderado de T_2 en la distribución T_2 , conforme el agua movible es desplazada por el petróleo , este único pico en la distribución T_2 se separa en dos picos .

Un pico a menudo aparece con una amplitud baja debajo del valor T_2 original y es debido al agua irreducible en los poros pequeños y a las superficies del poro. El otro pico, que aparece encima del valor original T_2 , es debido al petróleo , y el valor de este T_2 está cerca al valor T_2 bruto del petróleo . Este fenómeno es mostrado en la Fig 4.3 para Mar del Norte chalks que exhibe una inusual gran cantidad de agua irreducible asociadas con los poros de superficie.

4.2.2 Contraste de Relajación T_1

La tabla 4.1 y las ecuaciones 4.1 y 4.3 muestran que el gas y el petróleo tienen tiempo de relajación T_1 más grandes que la salmuera , como consecuencias , para una polarización total , un TW más grande será necesario para el hidrocarburo que para el agua . Las mediciones dual-TW están basadas en el contraste T_1 entre el agua y los hidrocarburos ligeros , y son hechas usando dos valores TW , TW corto y TW largo .

For the short TW ,

$$M_{TW_{short}}(t) = \sum M(0_i) \left(1 - e^{-TW_{short}/T_{1wi}} \right) e^{-t/T_{2wi}} + M_{oil} \left(1 - e^{-TW_{short}/T_{1oil}} \right) e^{-t/T_{2oil}} + M_{gas} \left(1 - e^{-TW_{short}/T_{1gas}} \right) e^{-t/T_{2gas}} \quad (4.5)$$

For the long TW ,

$$M_{TW_{long}}(t) = \sum M(0_i) \left(1 - e^{-TW_{long}/T_{1wi}} \right) e^{-t/T_{2wi}} + M_{oil} \left(1 - e^{-TW_{long}/T_{1oil}} \right) e^{-t/T_{2oil}} + M_{gas} \left(1 - e^{-TW_{long}/T_{1gas}} \right) e^{-t/T_{2gas}} \quad (4.6)$$

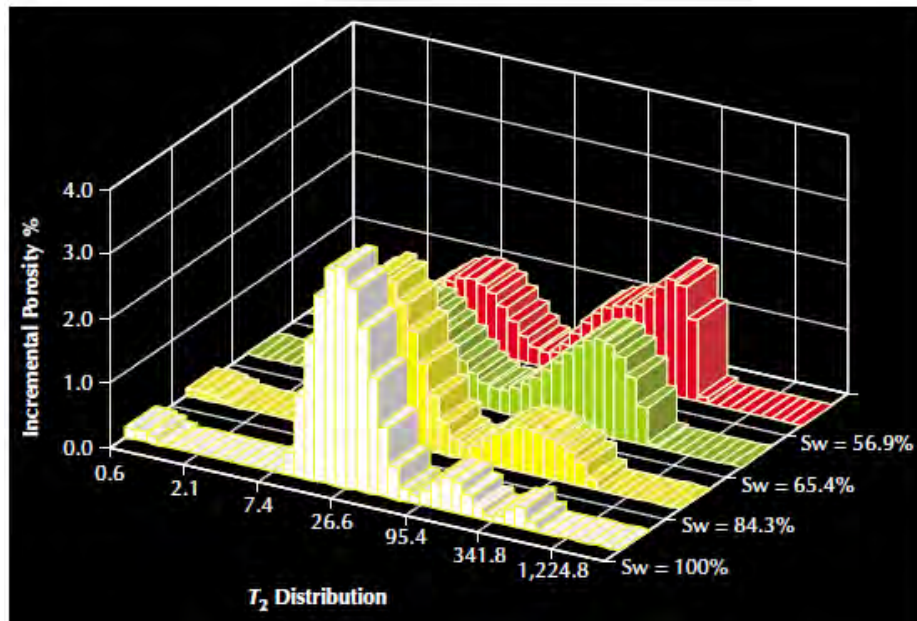


Fig 4.3 .- Una muestra del Mar del Norte demuestra como la distribución T_2 varía con la saturación de agua . A un $Sw = 100\%$ la muestra exhibe una distribución simple de poro tamaño , la señal es principalmente centrada a $T_2 = 27$ ms , indicando esencialmente un tamaño de poro . Conforme Sw decrece (la saturación de petróleo se incrementa) , la amplitud del pico de agua de la distribución T_2 decrece debido a volumen decreciente de agua . La amplitud del pico de petróleo alrededor de 200 ms se incrementa debido al incremento del volumen de petróleo . Además , debido a que la relación superficie volumen de la señal de agua está cambiando (asumiendo que el área de superficie de poro se mantiene igual y que la relaxividad de superficie no cambia , pero el volumen de agua está decreciendo) , el valor T_2 para el agua también decrece .

La Fig 4.4 ilustra el método dual-TW . Un TW de tres veces T1 es requerido para lograr una polarización del 95% . El T1 máximo del agua en los poros de la arenisca es alrededor de 0.5 ms y el mínimo de los hidrocarburos ligeros es alrededor de 3s . Por eso , el agua será totalmente polarizada usando un TW corto al menos de 1.5s (Fig 4.4 . superior izquierda) y los hidrocarburos serán adecuadamente polarizados en muchos casos usando un TW de 9 s (Fig 4.4 , superior derecha) (TW largo será necesario que sea ajustado para la presión y temperatura del hidrocarburo , y para el gas no sería práctico lograr la polarización completa . Debido a que el agua es totalmente polarizada en ambos tanto con el tiempo de polarización corto y largo , esté tendrá la misma amplitud en las distribuciones T2 resultantes (Fig 4.4 abajo) . Sin embargo , los hidrocarburos ligeros serán polarizados solo cuando el TW largo es usado . Como consecuencia , la diferencia de las dos distribuciones adquiridas con TW corto y largo dejará solo los componentes de hidrocarburos . Además . los hidrocarburos ligeros pueden ser detectados y cuantificados.

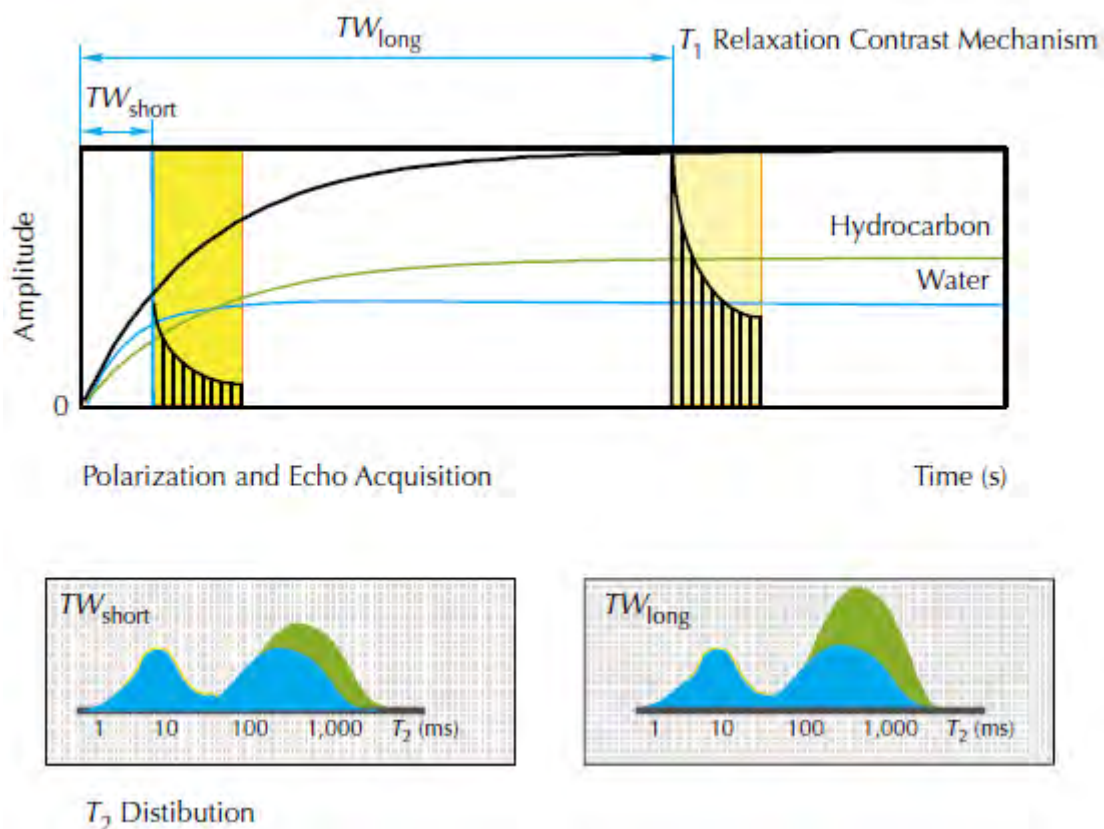


Fig 4.4 .- En la medición dual TW , sólo el agua puede polarizarse totalmente durante el TW corto , mientras que ambos el agua e hidrocarburos se polarizan totalmente durante el TW largo . Resultados obtenidos tomando la diferencia en las distribuciones T2 son usadas para detectar la cantidad de hidrocarburos .

4.2.3 Contraste de Difusividad

T2diffusion depende de D , G y TE . Para salmueras , petróleos de viscosidad promedio , y petróleos pesados , D gas es mucho más que Dw y el Dw es mucho más grande que el D oil (ver tabla 4.1) . Además T 2diffusion será muy diferente entre estos fluidos , y las diferencias pueden ser amplificadas por las mediciones NMR hechas con diferentes TE . Las mediciones Dual- TE usan dos valores de TE , TE corto y TE largo

For the short TE,

$$M_{TE_{short}}(t) = \sum M(0_i) \left(1 - e^{-TW/T_{1wi}} \right) e^{-t \left(\frac{1}{T_{2w}} + \rho \frac{S}{V} + D_w \frac{(\gamma G TE_{short})^2}{12} \right)}$$

$$+ M_{oil} \left(1 - e^{-TW/T_{1oil}} \right) e^{-t \left(\frac{1}{T_{2oil}} + D_{oil} \frac{(\gamma G TE_{short})^2}{12} \right)} + M_{gas} \left(1 - e^{-TW/T_{1gas}} \right) e^{-t \left(D_{gas} \frac{(\gamma G TE_{short})^2}{12} \right)}$$
(4.7)

When $TW \gg 3 \times \max(T_{1w}, T_{1oil}, T_{1gas})$,

$$M_{TE_{short}}(t) = \sum M(0_i) e^{-t \left(\frac{1}{T_{2w}} + \rho \frac{S}{V} + D_w \frac{(\gamma G TE_{short})^2}{12} \right)}$$

$$+ M_{oil} e^{-t \left(\frac{1}{T_{2oil}} + D_{oil} \frac{(\gamma G TE_{short})^2}{12} \right)} + M_{gas} e^{-t \left(D_{gas} \frac{(\gamma G TE_{short})^2}{12} \right)}$$
(4.8)

For the long TE,

$$M_{TE_{long}}(t) = \sum M(0_i) \left(1 - e^{-TW/T_{1wi}} \right) e^{-t \left(\frac{1}{T_{2w}} + \rho \frac{S}{V} + D_w \frac{(\gamma G TE_{long})^2}{12} \right)}$$

$$+ M_{oil} \left(1 - e^{-TW/T_{1oil}} \right) e^{-t \left(\frac{1}{T_{2oil}} + D_{oil} \frac{(\gamma G TE_{long})^2}{12} \right)} + M_{gas} \left(1 - e^{-TW/T_{1gas}} \right) e^{-t \left(D_{gas} \frac{(\gamma G TE_{long})^2}{12} \right)}$$
(4.9)

When $TW \gg 3 \times \max(T_{1w}, T_{1oil}, T_{1gas})$,

$$M_{TE_{long}}(t) = \sum M(0_i) e^{-t \left(\frac{1}{T_{2w}} + \rho \frac{S}{V} + D_w \frac{(\gamma G TE_{long})^2}{12} \right)}$$

$$+ M_{oil} e^{-t \left(\frac{1}{T_{2oil}} + D_{oil} \frac{(\gamma G TE_{long})^2}{12} \right)} + M_{gas} e^{-t \left(D_{gas} \frac{(\gamma G TE_{long})^2}{12} \right)}$$

Ec.4.10

La Fig 4.5 ilustra una medición dual-TE en la cual $TE_{largo} = 3TE_{corto}$. Los fluidos del poro se asume esté compuesto de dos fases, una con gran D (el componente verde del tren de ecos en la figura) y uno con un pequeño D (el componente rojo del tren de ecos). La diferencia en la caída de un componente en particular entre el TE corto y TE largo es más grande para los componentes con un D grande .

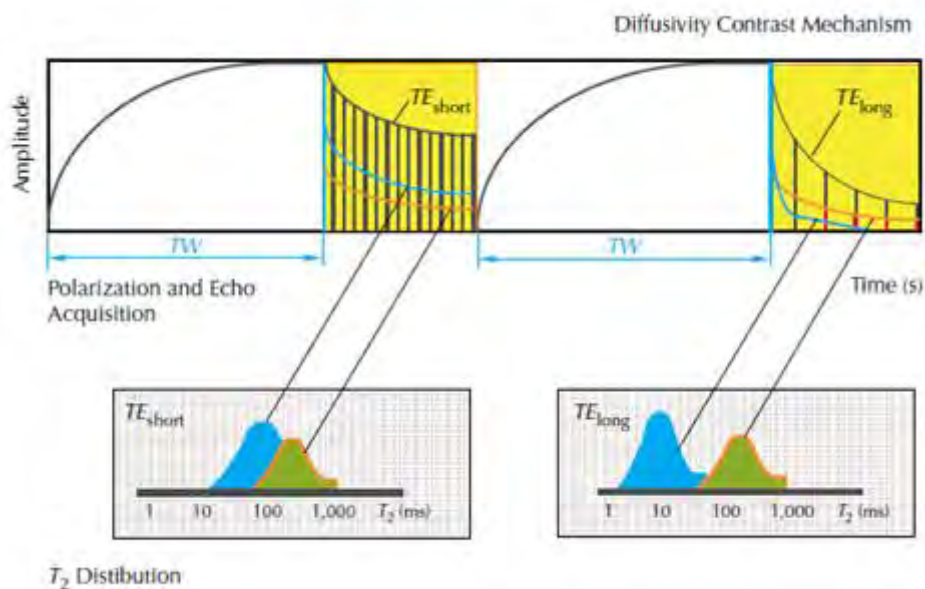


Fig 4.5 .- En esta medición dual-TE de los fluidos de poros de dos fases , el tren de eco de los fluidos de un D grande (curva verde) decae mucho más rápido durante la medición TE largo que durante una medición TE corto . La caída del fluido con el componente D pequeño (curva roja) se incrementa ligeramente durante la medición TE largo . Estas diferencia de las caídas son reflejadas en la distribución T2 y pueden ser usadas para distinguir fluidos

Específicamente ,los componentes D grandes decaen más rápidamente durante las mediciones TE largo que durante las mediciones TE corto , mientras que los componentes con un D pequeño decaen ligeramente más rápido durante las mediciones TE largo que durante el corto . Esta distinción entre los dos componentes es reflejada en las correspondientes distribuciones T2 y puede ser usada para distinguir fluidos .

4.2.4 Simulación Numérica

Las respuestas NMR para las mediciones dual TW y TE pueden ser numéricamente simuladas con las ecuaciones presentadas antes presentadas en esta sección . Esta simulación es importante para planear el trabajo e interpretar los registros dual-TW y dual-TE .

4.3 Efectos del Petróleo en las Distribuciones T₂

Los efectos del petróleo en las distribuciones T2 varía con los fluidos presentes en los poros .

4.3.1 Agua y Petróleo Ligero

En la Fig. 4.6 es un modelo volumétrico de una formación mojada al agua la cual contiene agua y petróleo ligero . Las límites claros entre los varios componentes en el modelo no implica límites claros entre sus correspondientes espectros. Si un TE corto y un TW largo son usados para medir el tren de ecos , luego el agua tendrá un distribución amplia T2 , mientras que el petróleo ligero tiende a mostrar una distribución más estrecha alrededor de un valor único de T2 .

Pequeña diferencia existe entre los coeficientes de difusión del agua y el petróleo ligero; como consecuencia, el contraste de D entre los dos fluidos no será muy obvio, los valores T1 para el petróleo ligero y el agua de poro son muy diferentes, además, el contraste de T1 entre los dos fluidos será detectable.

Las secciones medias y las de debajo de la Fig 4.6 muestran como las mediciones dual TW pueden ser usadas para distinguir entre el agua y el petróleo ligero, debido al gran contraste T1 entre el agua y el petróleo ligero,

la señal del agua desaparecerá cuando el TW corto y TW largo de las distribuciones T2 son sustraídas una de otra .

El espectro resultante diferencial contendrá sólo parte de la señal de petróleo ligero, la amplitud de esta señal en el espectro diferencial será dependiente de ambos la diferencia T1 entre ambas clases de fluidos y la diferencias entre los TW corto y TW largo . Normalmente , el TW corto y TW largo son seleccionas de la siguiente manera :

- TW corto $\geq 3T1$ agua bruta y TW largo $\geq 3T1$ petróleo ligero.

Si el lodo es base petróleo , una señal del lodo filtrado aparecerá en la distribución T2, en la Fig 4.6 , el T2 del petróleo ligero es concentrado alrededor de 500 ms . El T2 del lodo base petróleo es 200 ms . Las señales de ambos de petróleo ligero y del lodo filtrados se mantendrán en el espectro diferencial. Normalmente , es difícil distinguir el petróleo nativo y el lodo base petróleo debido de la mixtura de estos dos clases de petróleo y sus señales NMR .

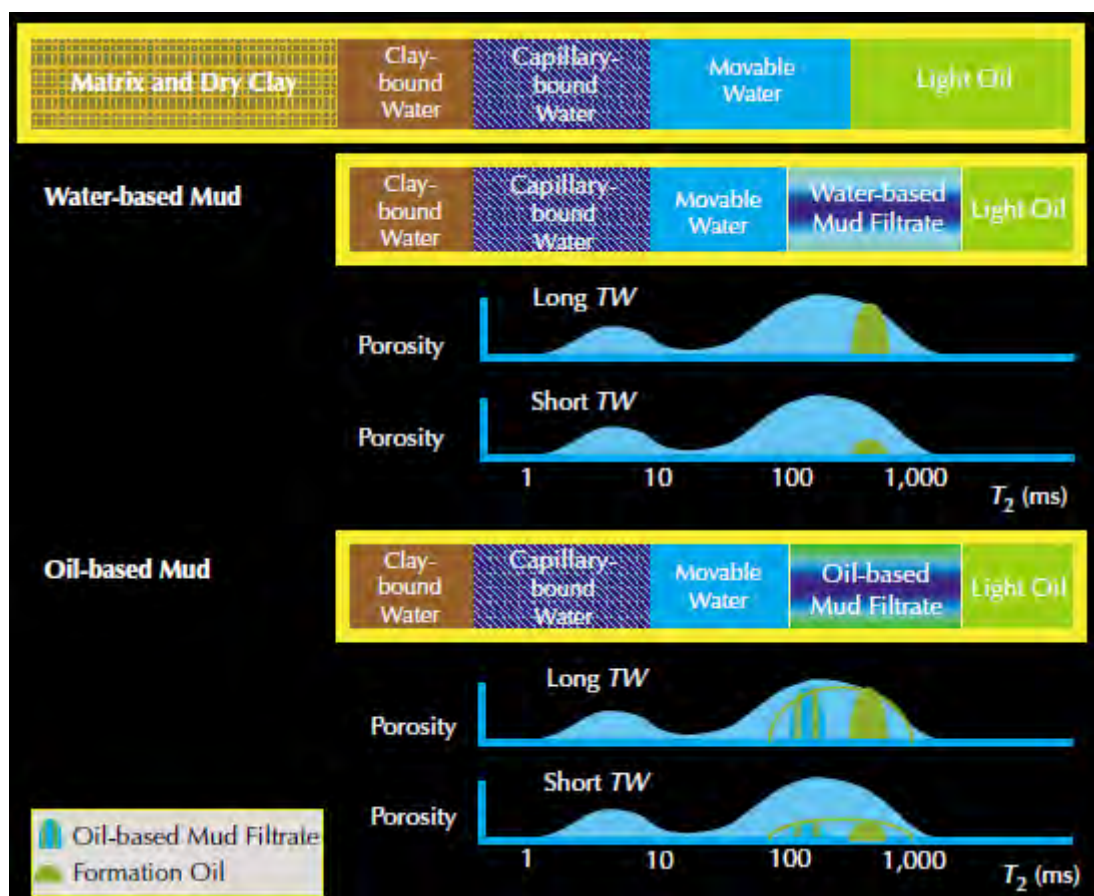


Fig. 4.6 Es un modelo volumétrico de una formación mojada al agua.

También podemos mencionar en la Fig. 4.6 que estos modelos volumétricos de reservorios de petróleo volumétrico , la zona virgen (tope) no contiene filtrado de lodo . Cuando el reservorio es registrado con una herramienta MRIL, la invasión ya habrá ocurrido, y parte de la respuesta de la herramienta será debido al filtrado de lodo en la zona lavada (modelos del medio y del fondo). La herramienta MRIL no responde al matriz y a la arcilla seca.

Las dos distribuciones T2 obtenidas de las mediciones dual-TW ambas contendrán una señal de petróleo. Cuando un lodo base agua es usada (modelo del medio) la señal del petróleo se concentra alrededor de un pico singular (aquí , alrededor de 500 ms) , cuando un lodo base petróleo es usado (modelo del fondo) , teóricamente dos picos de petróleo existirán , uno para el petróleo del reservorio (aquí alrededor de 500ms) y otro para el filtrado de petróleo alrededor de 200 ms . En la práctica, ambas señales normalmente se superponen en las distribuciones T2 , conforme la curva verde visto en la figura.

4.3.2 Agua y Petróleo Viscoso

Cuando ambos el agua y el petróleo viscoso llenan los poros de una formación mojada al agua , el modelo volumétrico de la formación puede ser ilustrado como en la Fig. 4.7 . Si un pequeño TE y un TW largo son usados , la señal del spin eco del agua medidas con la gradiente de campo MRIL usualmente tendrá un amplia distribución T2 , y la señal del petróleo ligero también tendrá una distribución amplia T2 .

La decaída del T2 para el petróleo viscoso y la contribución para la caída del tiempo del agua de relajación de superficie usualmente no son muy diferentes . El coeficiente de difusión ; como consecuencia , el contraste de difusión entre ambos fluidos es detectable .

En la Fig. 4.7 muestra mediciones dual-TE que pueden ser distinguidas entre el agua y el petróleo viscoso.

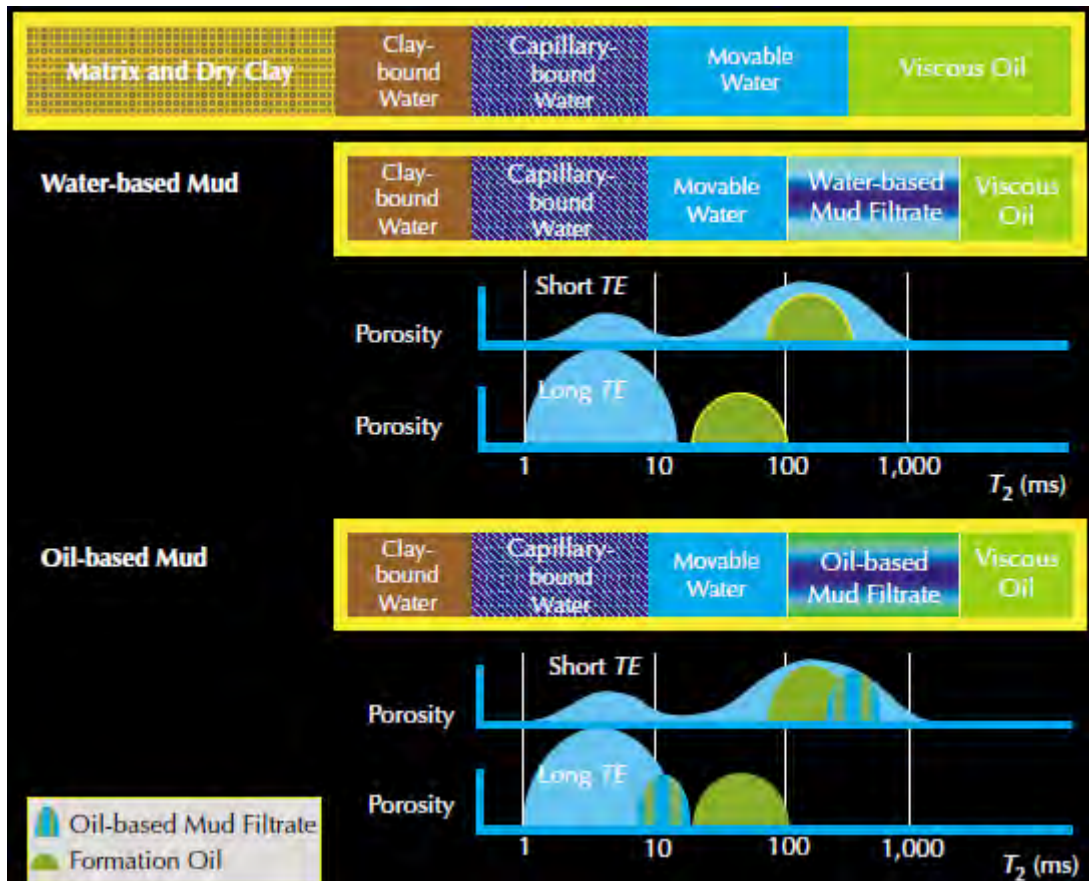


Fig 4.7 .- En un reservorio de petróleo viscoso , la zona virgen (tope del modelo) no contiene filtrado de lodo . Durante el registro MRIL , parte de la respuesta de la herramienta será atribuida al filtrado de lodo en la zona lavada . Si lodo base agua es usada (modelo del medio) distribuciones T_2 obtenidas con las mediciones dual-TE permitirán diferenciar el petróleo del agua . Con la medición TE largo , componentes rápidos del agua se agrupan hacia la izquierda en la distribución T_2 respecto al petróleo . Si lodo base petróleo es usado (modelo del fondo) , el filtrado arrojará una señal del petróleo adicional

Debido al contraste de difusión entre el agua y el petróleo viscoso, las distribuciones T_2 medidas con TE largo mostrarán un cambio mucho más grande hacia la izquierda (para valores más bajos de T_2) para el agua que para el petróleo viscoso , comparado con la distribución T_2 del TE corto .

Los rápidos T_2 del agua cambiará muy poco. Cuando un lodo base petróleo es usado, normalmente tiene muy poca viscosidad comparado con el petróleo viscoso a condiciones de reservorio. Los componentes T_2 de un lodo base petróleo medidos con TE corto se agruparán alrededor de un T_2 más grande que el del petróleo viscoso . El pico T_2 de un lodo base petróleo medido con un TE largo; sin embargo , será más corto que la viscosidad del petróleo debido a la gran difusividad del filtrado .

Una selección cuidadosa del TE largo hace posible separar los componentes T2 del petróleo viscoso y el agua ,se use bien el lodo base agua y base petróleo . En general , debido al cambio de difusión es no lineal ,tiempos de relajación más grandes que el tiempo de relajación de difusión cambiarán mucho más para la izquierda que los cortos que los tiempos de relajación de difusión . Este cambio no lineal además causa que los espectros tengan. más picos conforme se incremente la difusión.

4.3.3 Efectos de la Viscosidad y la Mojabilidad en la Señal del Petróleo en una Distribución T₂

En los casos anteriores se asumió que las formaciones han sido asumidas ser mojadas al agua , si la formación que ha sido corrida por la herramienta NMR no es mojada al agua pero sino parcialmente o completamente mojada al petróleo , luego los valores T2 del petróleo serán diferentes y las distribuciones T2 será diferentes de las discutidas anteriormente .

Las rocas probablemente son nunca completamente mojadas al petróleo, algunas son de mojabilidad intermedia .La mojabilidad intermedia mayormente ocurre en rocas reservorios donde el petróleo has sido atrapado y está en contacto con la superficie de los granos en los grandes poros para formar una película de petróleo encima del grano.

Los petróleos crudos varían en su habilidad para alterar la mojabilidad de una superficie porosa, la superficie porosa en los poros pequeños o en la grieta de los poros más grandes no están en contacto con el petróleo y se mantienen mojadas al agua.

Para NMR , la condición inicial para la mojabilidad del agua es la existencia de una capa protectora del agua entre los granos de roca y los fluidos de hidrocarburos . Sin embargo , esta condición no es idéntica a la condición medidas por otras pruebas de mojabilidad .

Por ejemplo ,parte de la capa protectora puede estar ausente y roca podría seguir estando considerada mojada al agua por un test USBM (un test comúnmente usado) .

Cuando las moléculas de petróleo están en contacto directo con la superficie de los granos , las moléculas de petróleo exhiben relaxividad de superficie , el cual hace el mecanismo de relajación T2 más complicado .

Si una formación está completamente mojada al petróleo , luego el agua y el petróleo intercambian roles comparados con la situación cuando está mojada al agua , y todo el comportamiento es muy similar, sin embargo , los detalles de los espectros pueden ser diferentes debido a la relaxividad de superficie para el petróleo es probablemente diferente que la relaxividad del agua .

Si una formación exhibe mojabilidad mixta , luego la situación es mucho más compleja, y la diferenciación entre el petróleo y el agua es muy difícil.

En la Fig. 4.8 muestra como, en una formación de petróleo viscoso y la mojabilidad de la formación afecta la locación del petróleo en la distribución T2 de la formación . La figura asume 1 TW es suficientemente largo por eso los efectos de T1 no necesitan ser considerados y 2 TE es suficientemente corto por eso los efectos de difusión no necesitan ser considerados .

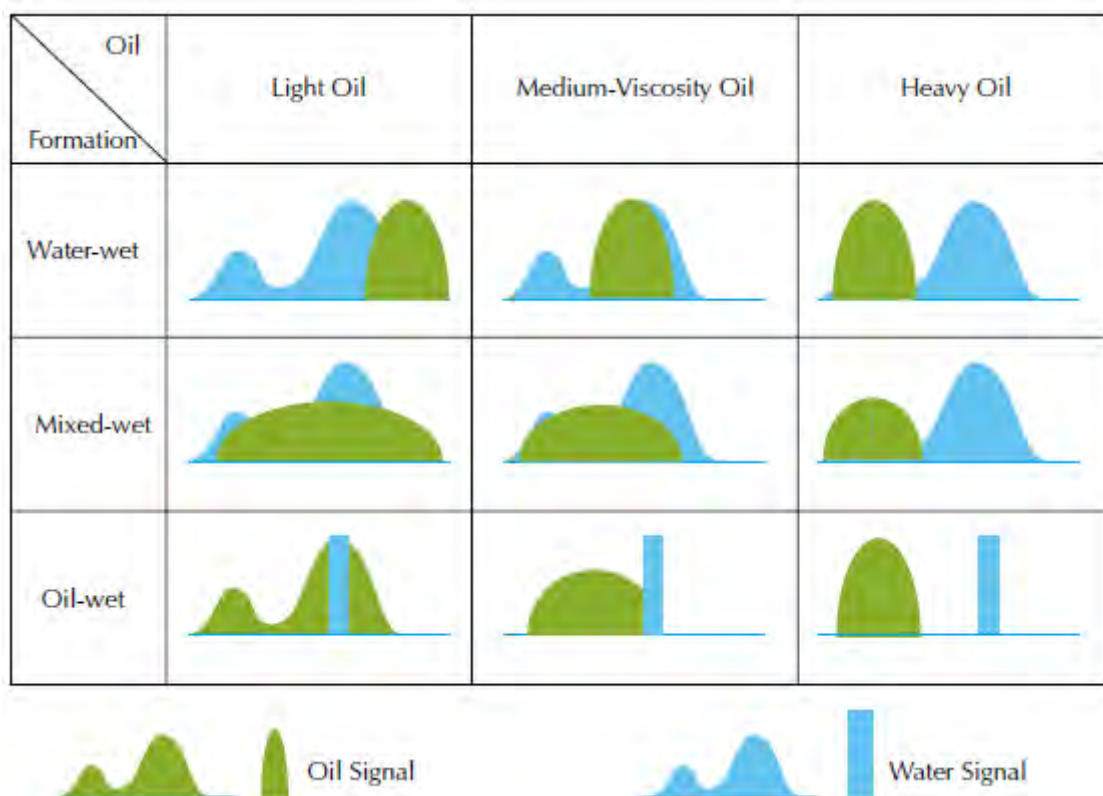


Fig 4.8 .- La posición y amplitud de los componentes de petróleo en la distribución T2 de la formación depende de la viscosidad del petróleo y la mojabilidad de la formación . La tipificación del petróleo es más fácil en formaciones mojadas al agua debido a la amplitud moderada y posiciones distintas de los diferentes componente de petróleo en la distribución T2 . La tipificación de petróleo es más difícil en formaciones de mojabilidad mixta debido a que los componente de petróleo y agua se superponen una a otra .

Como anteriormente fue discutido para una formación mojada al agua , el componente de petróleo para la distribución T2 es principalmente dependiente de la viscosidad del petróleo . Hay que notar que para cualquier mojabilidad, el componente del petróleo pesado de la distribución T2 es amplia y ocupa la porción de BVI de la distribución , el cual hace la detección del petróleo pesado con las mediciones MRIL difíciles .

Para una formación con una mojabilidad intermedia , el cual posee uno de los más grandes desafíos para las aplicaciones MRIL , los componentes del petróleo y el agua de la distribución T2 son amplios y se superponen uno a otro. Sin embargo esta superposición no afecta la estimación de la porosidad total , esto afectará la determinación del BVI , fluido libre , permeabilidad , y por supuesto , el tipo de hidrocarburo . Para las formaciones mojadas al petróleo , las moléculas de petróleo serán absorbidas en las superficies de los poros . En este caso , el BVI será el volumen bruto irreducible de petróleo . El componente del agua estará siempre en la porción de fluido libre y deberá exhibir características brutas . Los T1 y T2 del agua ambos son únicos y largamente comparados con los tiempo de relajación correspondientes del petróleo en contacto de la pared porosa.

4.4 Efectos del Gas en la Distribución T2 Bajo Diferentes Condiciones

El gas esta siempre en la fase no mojante en el espacio poroso de la formación, por eso , el T_1 del gas es tomado como el bruto del gas , que es mucho más grandes que el T1 del agua en contacto con la pared porosa .

El $T_{2\text{diffusion}}$ del gas dominará el T_2 del gas . Estas características y la gradiente de la herramienta MRIL hace la señal del gas detectable a través de las mediciones MRIL .

4.4.1 Agua y Gas

En la Fig. 4.9 presenta el modelo volumétrico para rocas saturadas con agua y gas, el modelo muestra una zona virgen y zonas invadidas por lodo base petróleo y agua . Si usamos un pequeño TE y un TW largo , la señal del tren de ecos del agua tendrá una distribución T2 amplia , mientras que la señal del gas

tendrá un valor T2 casi único . El T1 del agua y del gas son muy diferentes , por eso el contraste T1 puede ser usado para diferenciar el agua y el gas como se muestra en la Flg 4.9 .

Así como con el agua y el petróleo ligero , un gran contraste T1 existe entre el gas y el agua en contacto con la pared porosa , cuando mediciones dual-TW son usadas , y las distribuciones TW resultantes son sustraídas una de otras , el componente del agua será eliminado , y parte del componente del gas se mantendrá en el espectro diferencial .

La amplitud del componente parcial del gas en espectro diferencial será dependiente de ambos el T1 gas y el T1 del agua y la diferencias entre TW corto y TW largo. Normalmente, los parámetros de registro son seleccionados tal que TW largo $\geq T1_{gas}$ y TW corto $\geq 3 T1_w$. Además, cuando el gas está presente, el índice de hidrógeno y el efecto de polarización debe ser considerados debido a que el gas tiene como índice de hidrógeno y un T1 largo.

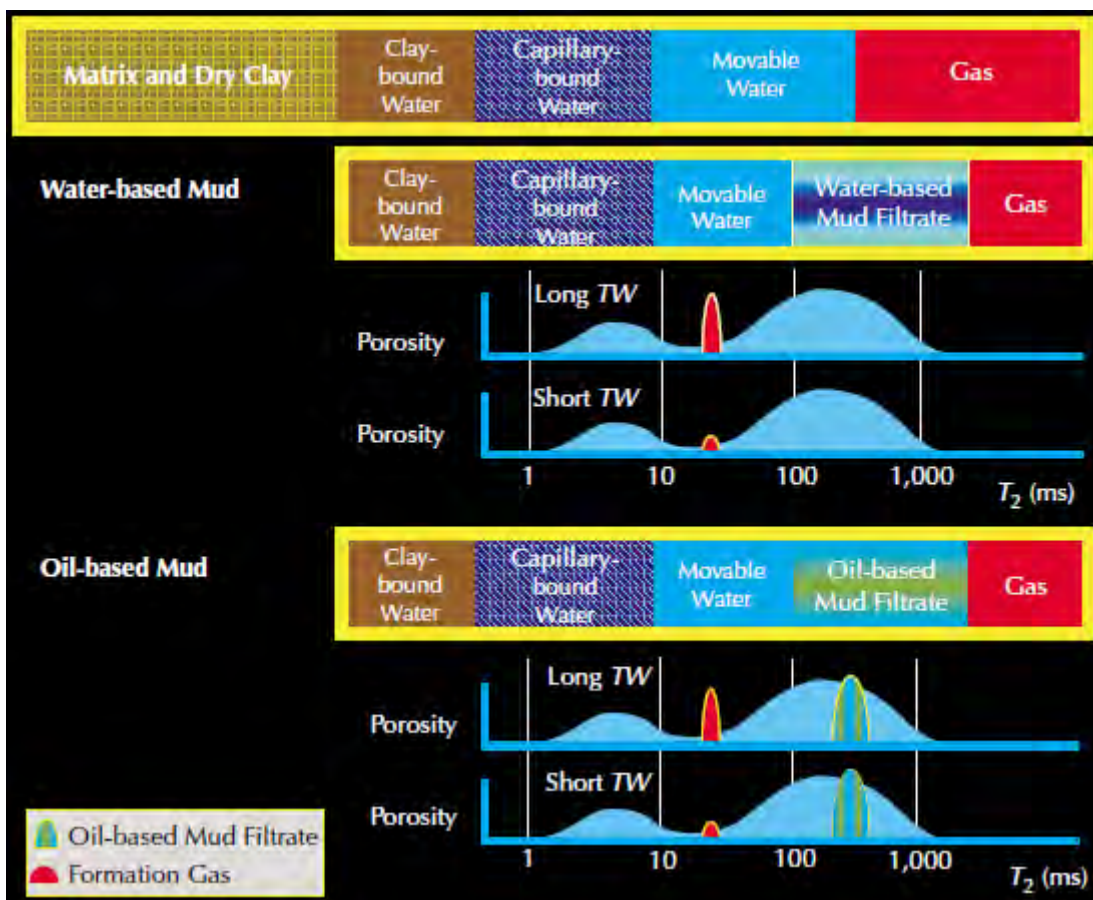


Fig 4.9 .- En un reservorio de gas ,(tope del modelo volumétrico) la zona virgen no contiene filtrado de lodo . Durante el registro NMR , parte de la respuesta de la herramienta será atribuida al filtrado de lodo en la zona lavada . Cuando lodo base agua

y mediciones dual-TW son usadas (modelo del medio) el gas puede ser detectado sustrayendo las dos distribuciones T2 resultantes . Si lodo base petróleo es usado (modelo del fondo) el espectro diferencial resultante también contendrá un componente atribuible al filtrado base petróleo que invadió la formación .

Si un lodo base petróleo es usado , una señal de lodo base petróleo aparece en la distribución T2 . En la Fig. 4.9 el T2 del gas está concentrado alrededor de 40 ms , y el T2 del lodo base petróleo está alrededor de 200 ms . La señal de ambos se mantendrá en el espectro diferencial.

4.4.2 Agua , Petróleo Ligero y Gas

Cuando el agua , petróleo ligero y el gas ocupan el mismo sistema poroso en la roca de formación Fig. 4.10 , ambos petróleo ligero y el gas puede ser detectado a través del contraste T1 , las mediciones dual-TW son usados , y el TW largo debe ser más grande alrededor de tres veces del máximo T1 de petróleo ligero , gas y (lodo de base petróleo) .

Cuando el lodo base petróleo es usado , las señales del petróleo ligero , gas y el lodo base petróleo se mantendrán en el espectro diferencial.

Sin embargo la diferencia en la difusividad entre el gas y el líquido es grande , este contraste es casi nunca aplicable para separar las señales de los dos fluidos . Generalmente , el T2 del gas es muy pequeño .

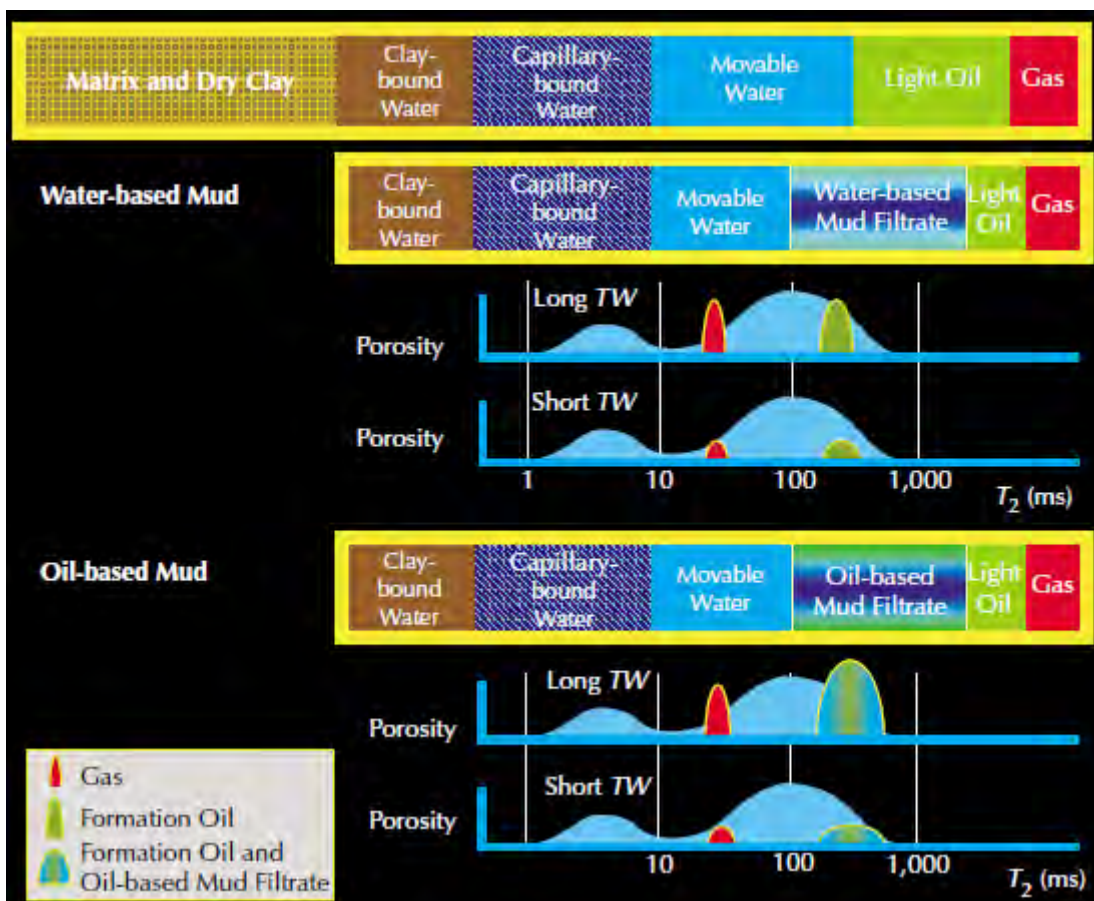


Fig 4.10 .- En un reservorio conteniendo gas y petróleo ligero , la zona virgen (tope del modelo volumétrico) no contiene filtrado de lodo . Durante la corrida NMR , parte de la respuesta de la herramienta será atribuida al filtrado de lodo en la zona lavada . Cuando lodo base agua es usado y mediciones dual-TW son usadas (medio) gas y petróleo ligero pueden ser diferenciados del agua sustrayendo las distribuciones T2 resultantes . Si lodo base petróleo es usado (fondo) ,El espectro diferencial resultante también contendrá un componente atribuible al filtrado del lodo que invadió la formación . La diferenciación entre el gas , petróleo ligero y filtrado dependerá de distribuciones T2 en los espectro diferenciales

En la mayoría de los casos , el componente T2 del gas llenará la ventana del BVI, cuando un TE largo es usado , el componente del gas desaparecerá de la distribución T2 . El T2 del gas es fuertemente afectado por el espacio entre ecos en un campo de gradiente, eligiendo cuidadosamente TE y la fuerza de la gradiente (el cual está relacionado a la frecuencia) la señal del gas puede ser separada del BVI , petróleo ligero y el lodo base petróleo . Esta elección es uno de los factores claves para diseñar el contraste T1 trabajo de registro T1 .

CAPITULO V: MEDICIONES CON LA HERRAMIENTA MRIL

El proceso de medición MRIL consiste de 4 pasos básicos :

- 1.- Polarización de los núcleos .
- 2.- Flexión de la polarización.
- 3.- Detección de los spin ecos .
- 4.- Repolarización de los núcleos.

En este capítulo se discute el proceso de las mediciones MRIL y problemas asociados , como la resolución vertical , profundidad de investigación , relación señal ruido , y la activación

5.1 Polarización de los Núcleos

Una herramienta MRIL contiene un gran magneto que produce un campo magnético estático, antes que la formación es corrida con la herramienta MRIL, los núcleos de hidrógeno de la formación están alineados con el campo magnético de la tierra. Debido a que el campo de la tierra es relativamente bajo, la magnitud de la magnetización inducida en los protones es pequeña.

Conforme una herramienta MRIL se mueve a través de la formación, la alta magnitud del campo B_0 domina y polariza los protones (es decir los alinea con el campo B_0) .

Por ejemplo , la fuerza del campo de la tierra es alrededor de 0.5 gauss , mientras que la fuerza del campo magnético producido por el MRIL en el volumen sensitivo es 176 gauss , el cual es 350 veces más fuerte que el campo de la tierra . Para los protones en los fluidos porosos , la polarización total requiere varios segundos y puede ser lograda conforme la herramienta se mueve a través del pozo . Mediciones confiables son hechas para proveer que los protones estén expuestos al mismo campo magnético durante todo el ciclo de medición .

En la Fig. 5.1 muestra el incremento en polarización con el tiempo. Una vez que los protones son polarizados , ellos está en un estado de equilibrio y se mantendrán polarizados a menos que haya disturbio . El momento magnético de la población de protones es M_0 el cual se mencionó antes .

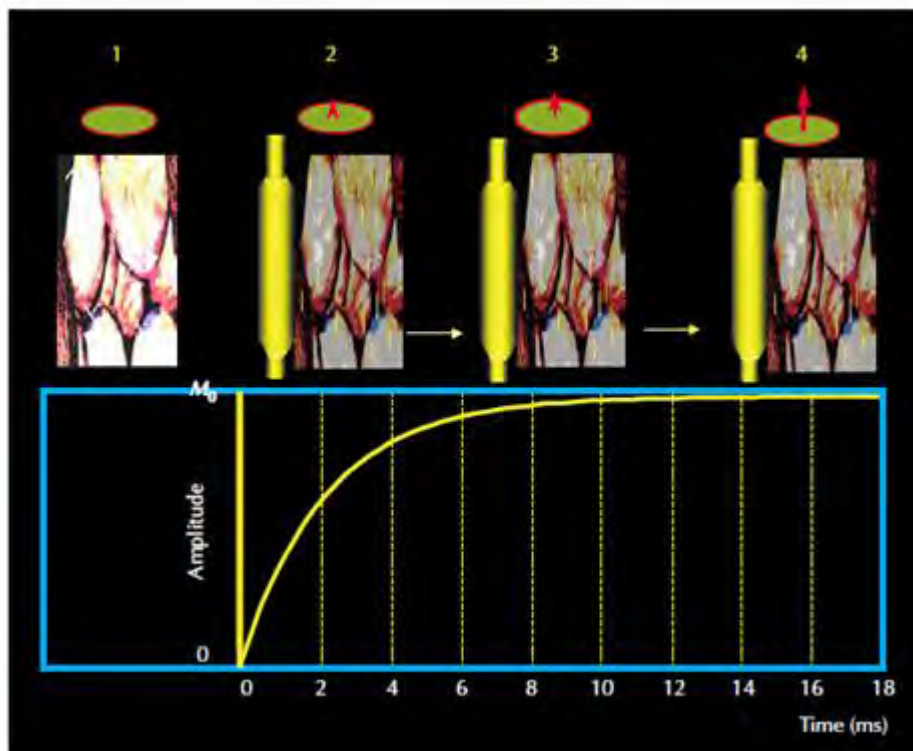


Fig 5.1 En (1) Antes que los protones estén sujetos al campo magnético estático MRIL , sus ejes de sus spins son alineados aleatoriamente . 2)Tras su exposición inicial de los protones al campo de MRIL , sus ejes comienza a precesionar , con sus ejes de precesión siendo alineados con dirección de campo estático Bor . 3) y 4) Conforme la exposición continua , los ejes de los spins se enfocan al eje precesional , y la magnetización neta de la población de protones se incrementa , como se indica en el gráfico .

5.2 Flexión de la Magnetización y Detección de los Spin Ecos

La técnica MRIL de cambiar la dirección de la magnetización y adquirir los spin ecos de la formación es ilustradas en la Fig. 5.2 .

Una herramienta MRIL produce un campo magnético estático con gradiente en una dirección radial; como consecuencia , la frecuencia Larmor de los protones va variar con la distancia radial de la herramienta. Una antena , que rodea al magneto de la herramienta , sirve como un transmisor de campo oscilante y receptor de los spin ecos .

La antena produce un campo B_1 que es perpendicular a B_0 y que rota el vector de magnetización en un plano transverso .Los valores seleccionados para la frecuencia y el ancho de los pulsos de campo B_1 determinan la geometría del volumen sensitivo y, además , la profundidad de investigación de la herramienta .

La herramienta MRIL registra un tren de spin ecos , como está ilustrado en la Fig. 5.3 . La secuencia de pulse CPMG niega el desfase causado por los

efectos de gradiente del campo B_0 ; sin embargo , el desfase que resulta de la interacción molecular o el proceso de difusión es irreversible .

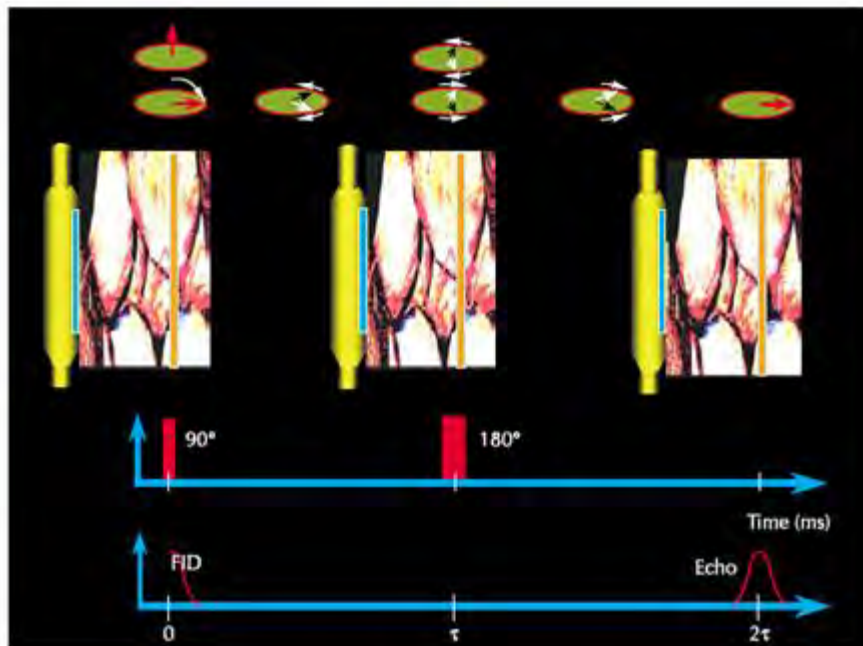


Fig 5.2 .- La antena MRIL (izquierda) aplica un pulso oscilante B_1 de 90 grados para sincronizar los protones y direccionar la magnetización 90 grados . Conforme los protones se desfasan , la antena MRIL (medio) aplica un pulso oscilante B_1 de 180 grados para refasar los protones , cuando los protones se refasan (derecha) , ellos generan un señal (spin eco) que es medible por la antena MRIL .

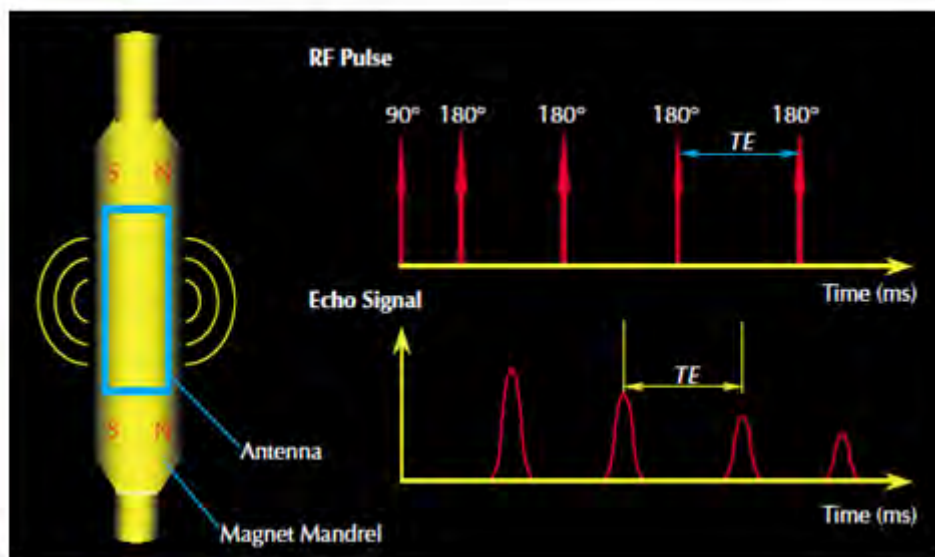


Fig 5.3.- Para generar y recibir el tren de spin eco , una herramienta MRIL emite un pulso B_1 de 90 grados seguido por una frecuencia de pulsos de 180 grados .

Cuando este desfase irreversible ocurre, los protones ya no pueden ser reorientados, y el tren de spin ecos CPMG decae. Una herramienta MRIL mide la amplitud de los spin ecos en la secuencia CPMG para monitorear el decaimiento de la magnetización transversa y además el desfase irreversible. Después que un spin ecos es adquirido, el magneto repite la polarización para la siguiente medición CPMG, como se ilustra en la Fig. 5.4.

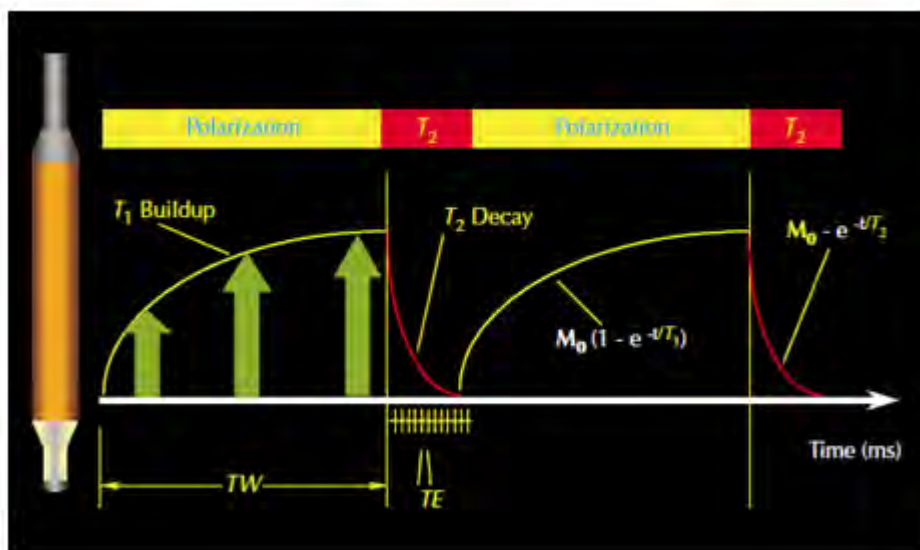


Fig. 5.4 .- El ciclo de medición MRIL, el cual es repetido continuamente durante el registro, consiste de una polarización de protones seguida por la adquisición de tren de ecos. El tren de ecos de caída refleja el desfase que sigue a la polarización

5.3 Velocidad de Registro y Resolución Vertical

Conforme una herramienta MRIL se mueve a través del pozo, la población de protones con la cual la herramienta interactúa cambia continuamente, esta población cambiante afecta las características de la herramienta y los parámetros de registros en dos formas, como es mostrados en la Fig. 5.5.

Primero, la herramienta encuentra nuevos protones no polarizados y deja atrás los viejos y protones polarizados. El tiempo requerido para los nuevos protones para volverse a polarizar completamente antes que entren al volumen sensitivo de la herramienta es controlado por el tiempo de relajación T_1 . El tiempo de polarización TW está directamente relacionado con la longitud del magneto y la velocidad de registro.

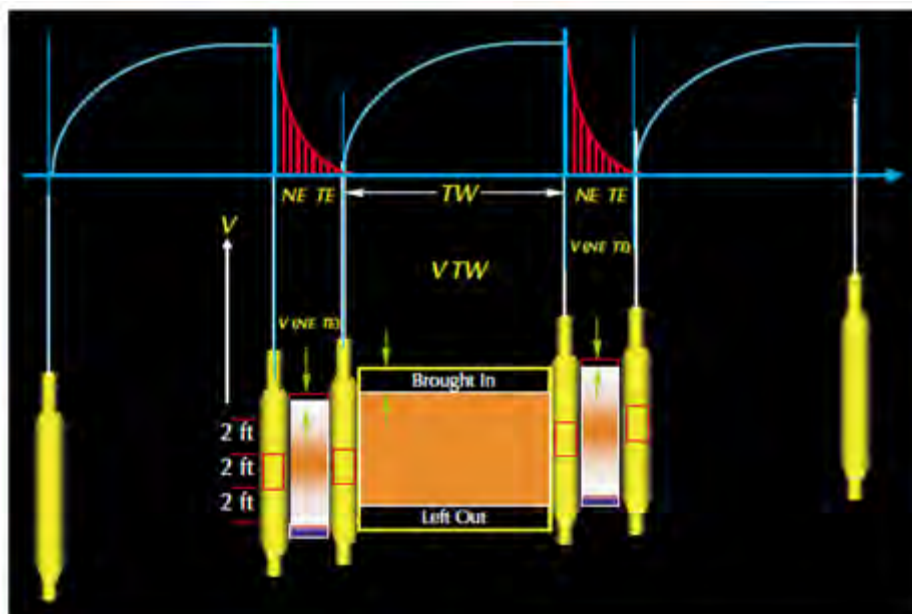


Fig. 5.5 .- 1) Conforme la herramienta MRIL se mueve a través del pozo , esto polariza parte de la formación que está alrededor . Si la velocidad de registro es V y el tiempo de polarización es TW . Luego la herramienta se moverá una distancia de $V TW$ durante un evento de polarización. 2) Siguiendo a un evento de polarización , una secuencia CPMG induce y mide los ecos spins . Si el espacio de los ecos es TE y el número de ecos es NE , luego la herramienta se moverá una distancia $V (TE NE)$ durante la adquisición del eco. 3) La secuencia CPMG finaliza, y la siguiente polarización / ciclo CPMG comienza .

Para permitir que la herramienta corra a velocidades rápidas, el magneto de la herramienta MRIL se extiende 24 pulgadas encima y debajo de la antena . Con este diseño. La herramienta polariza los protones antes que ellos entren en el volumen sensitivo de las mediciones de la herramienta.

Segundo, durante la secuencia CPMG , los protones cuyos vectores de magnetización ha sido cambiada en el plano transversal deja el volumen sensitivo , mientras que los protones polarizados que todavía no han sido flexionados entran al volumen sensitivo .

Esta situación reduce la amplitud medida de los últimos ecos si la antena es muy corta o si la velocidad de registro es muy rápida .Para mantener una velocidad de corrida aceptable, un 10 % de pérdida de precisión es aceptada, por eso el volumen registrado puede cambiar 10% durante la secuencia CPMG.

Debido a que la longitud de la antena determina el volumen registrado , una antena más larga permitirá una corrida de registro más rápida , pero a costa de la resolución vertical . La antena del MRIL es de 24 pulgadas de largo.

Si la herramienta no se mueve durante el ciclo de medición (esto es durante una lectura estacionaria), la resolución vertical VR se iguala a la longitud de la antena L . Si la herramienta se mueve durante la medición, la resolución vertical decrecerá a una tasa proporcional a la velocidad de registro.

Para corregir las mediciones de los efectos señal radio, resultados de diferentes experimentos son combinados, o apilados. El número de experimentos necesarios para producir una medición con una mejora particular en el efecto señal-radio es llamada la corrida promedio RA. El tiempo de ciclo TC es el tiempo requerido para lograr una medición CPMG con el tiempo de polarización antes que la siguiente secuencia CPMG pueda comenzar.

Como la Fig. 5.6 ilustra, para una herramienta operando a una frecuencia singular, TC es dada por :

$$TC = TW + TE \times NE \quad \text{Ec. 5.1}$$

Para una herramienta operando a una frecuencia singular , moviéndose a una velocidad V , la resolución vertical puede expresarse como :

$$VR = L + V (TC \times RA - TW) \quad \text{Ec. 5.2}$$

La ecuación 5.2 muestra que para una medición estacionaria (V=0), la resolución vertical es la longitud de la antena RF . Además , una antena más pequeña da una mejor resolución vertical.

La resolución vertical disminuye conforme se incrementa la velocidad de registro.

La resolución vertical disminuye conforme se incrementa el tiempo del experimento. El tiempo del experimento principalmente se compone del tiempo de polarización TW.

A medida que más experimentos son realizados , la relación señal radio mejora , pero la resolución vertical disminuye.

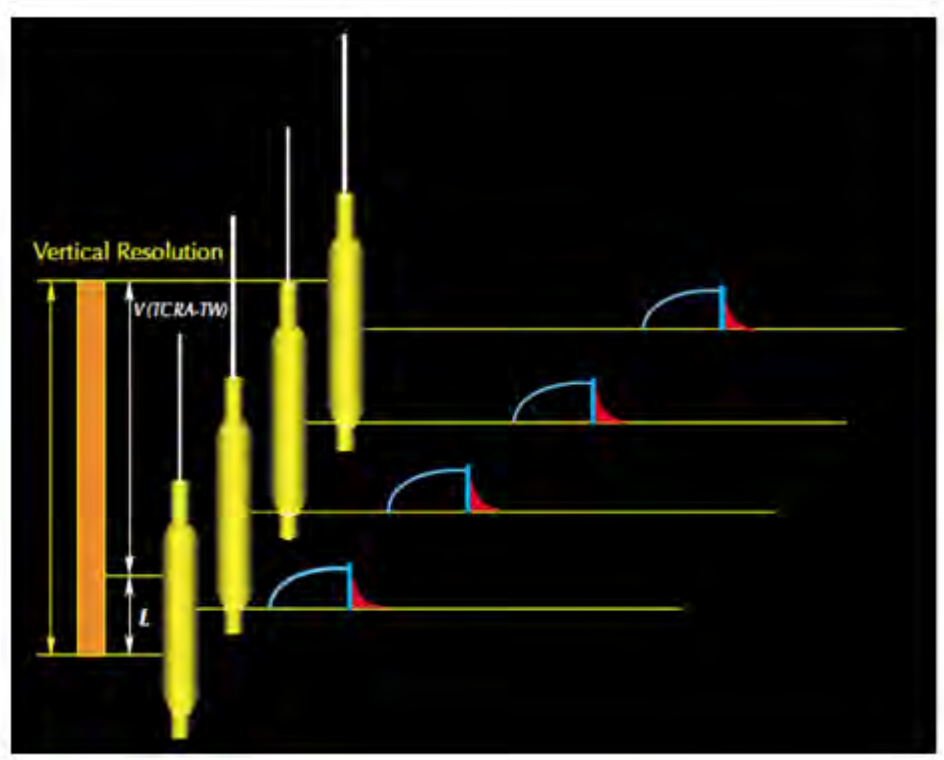


Fig 5.6 .- La resolución vertical de la herramienta MRIL es igual a la suma de la longitud de la antena y el producto de la velocidad de registro , tiempo del ciclo , y la corrida promedio

5.4 Profundidad de Investigación

El campo magnético estático producido por el magneto MRIL es un campo de gradiente $B_0(r)$ cuya magnitud es una función de la distancia radial r de la superficie de la herramienta. En particular $B_0(r)$ es aproximadamente a $1/r^2$. Por ejemplo, a lo largo de un cilindro delgado con un diámetro de 16 pulgadas , que es concéntrico con un eje de 6 pulgadas , la fuerza del campo es aproximadamente de 155 gauss Fig. 5.7.

El campo magnético B_0 de gradiente decrece conforme la distancia desde la superficie de la herramienta se incrementa . Debido a que la frecuencia Larmor es proporcional a B_0 , la frecuencia Larmor de los protones en la formación también decrecerán conforme la distancia de la superficie de la herramienta se incrementa.

Además, para una herramienta MRIL para que investigue a un distancia en particular dentro de la formación , la frecuencia del campo oscilante B_1 es seleccionada de tal manera que machee con la frecuencia Larmor de los protones a esa distancia .

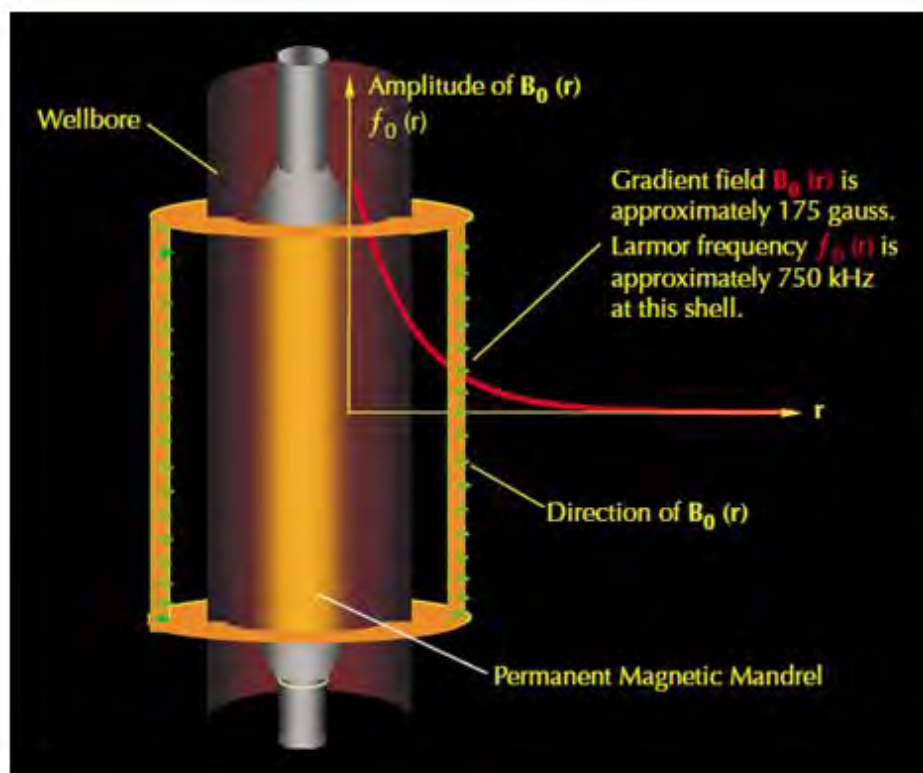


Fig 5.7 .- El magneto permanente de la herramienta MRIL produce una gradiente de campo cuya magnitud decrece conforme la distancia radial de la herramienta .

En la práctica, una banda de frecuencia estrecha es elegida por eso el volumen sensitivo es una capa de cilindro delgado .

En la Fig. 5.8 contiene una vista de sección transversal de la herramienta MRIL , el pozo , la formación que la rodea , y el volumen sensitivo . El gráfico debajo de esta visa muestra del decrecimiento en la fuerza B_0 (por eso, decrece la frecuencia Larmor) con la distancia desde la herramienta .

La gradiente B_0 y la selección de la banda de frecuencia B_1 por lo tanto determinará el diámetro del espesor del volumen sensitivo de la herramienta . Este volumen es muy bien definido . Los volúmenes en cada lado del volumen sensitivo serán polarizados por el campo B_0 pero no serán cambiados por el campo B_1 debido a que la frecuencia no macheará entre la precesión de estos protones y el campo B_1 .

Teóricamente la profundidad de investigación se incrementa con el decrecimiento de la frecuencia B_1 , en realidad incrementar la profundidad de investigación requiere más poder de B_1 para mover los protones 90 grados y

180 grados, además , incrementar la profundidad de investigación decrece la relación señal – radio.

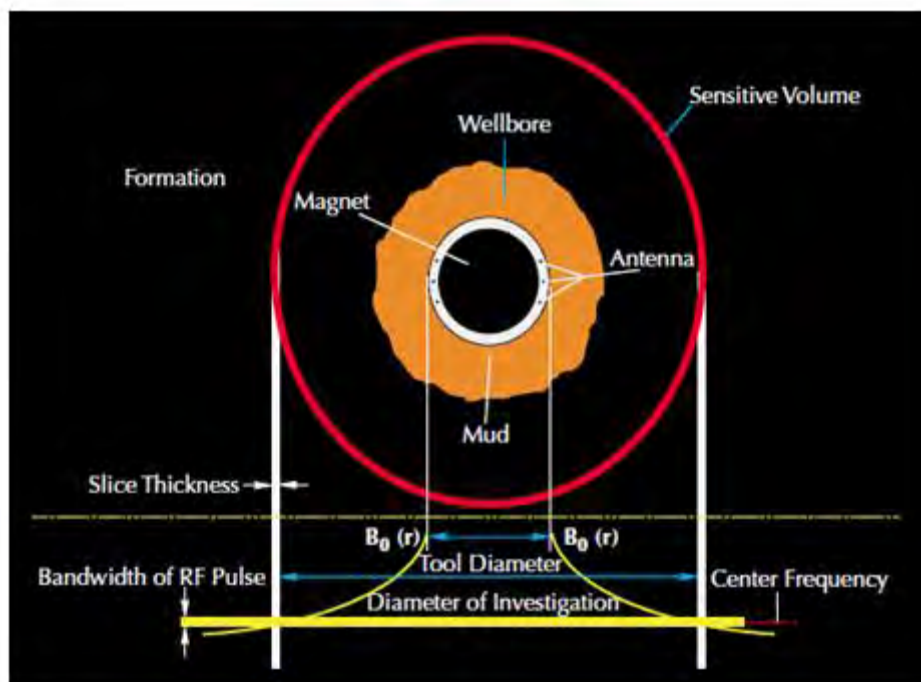


Fig 5.8 .- El diámetro y el espesor del volumen sensible de la herramienta MRIL son determinados por la gradiente de campo permanente B_0 y la banda de frecuencia de campo oscilante B_1 .

Debido al carácter del radio de las respuestas de MRIL , la herramienta debe ser centralizada en el pozo, cuando un washout no intercepta el volumen sensible , este no tendrá efecto en la medición excepto por el efecto de carga del lodo sobre el campo B_1 . Debido a este efecto de carga, más energía para B_1 es necesaria para un tipping de 90 grados en el volumen sensible en un ambiente de lodo salado que en un ambiente de lodo resistivo.

Si el washout intercepta el volumen sensible , los fluidos del pozo también afectarán la medición, en alguno casos , la descentralización expondrá el volumen sensible a los fluidos del pozo , las mediciones MRIL incluirá algo de señal de lodo .

En ambas situaciones, las determinaciones MRIL de la porosidad efectiva MPHI y el volumen bruto irreducible BVI será más grande que los valores actuales de la formación debido que el líquido en el sistema de lodo es rico en protones y los tiempos de relajación de los protones en el lodo son muy rápidos debido a la gran área de superficie de los granos del lodo . Generalmente, los

efectos del fluido del pozo en las señales MRIL son fáciles de identificar, especialmente cuando la data de caliper está disponible .

No hay correcciones de washout y el fluido de pozo está disponible para las mediciones MRIL, además cuando los fluidos de pozo afectan las señales MRIL , las mediciones MRIL ya no representan las condiciones de la formación y no pueden ser usadas para la evaluación de la formación .

El campo magnético estático de una herramienta MRIL generada por un imán permanente hecho de materiales ferromagnéticos, y la magnetización es dependiente de la temperatura . Como consecuencia , las fuerza de ambos el campo magnético estático y la gradiente de campo también son dependientes de la temperatura como se muestra en la Fig. 5.9, conforme el imán se calienta más B_0 decrece y para una frecuencia B_1 dada , la profundidad de investigación decrece .

Debido a la dependencia de temperatura del imán del MRIL es bien caracterizado, conocimiento de la temperatura del imán y la frecuencia B_1 únicamente determina la profundidad de investigación de la herramienta .

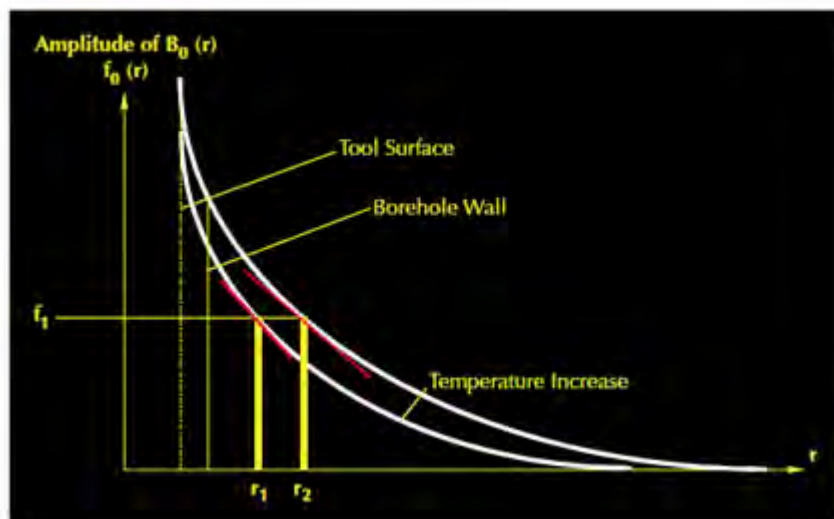
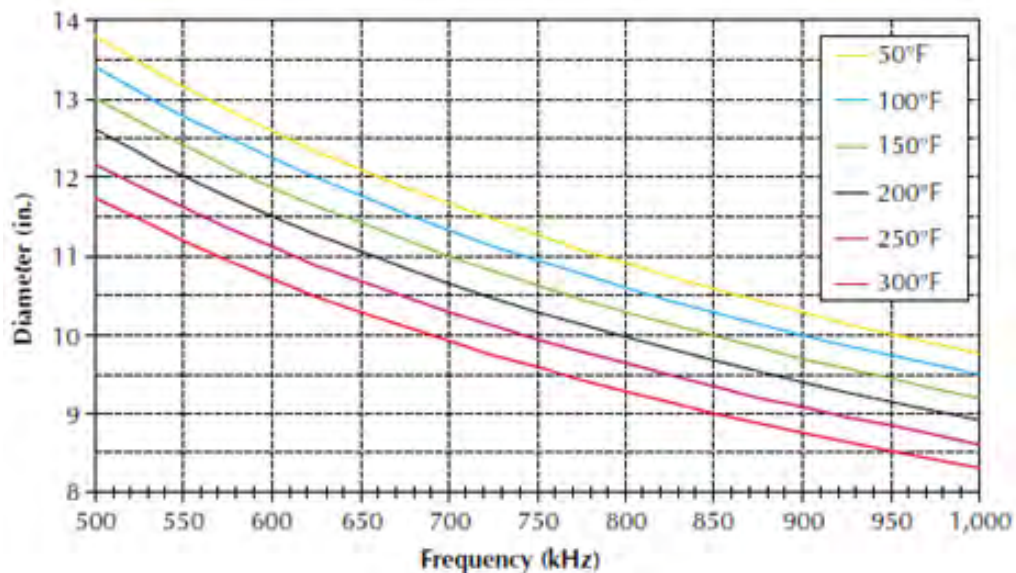


Fig. 5.9 .- La fuerza de ambos el campo B_0 y la gradiente del campo son dependientes de la temperatura . Para un campo RF de frecuencia F , la profundidad de investigación variará con la temperatura .

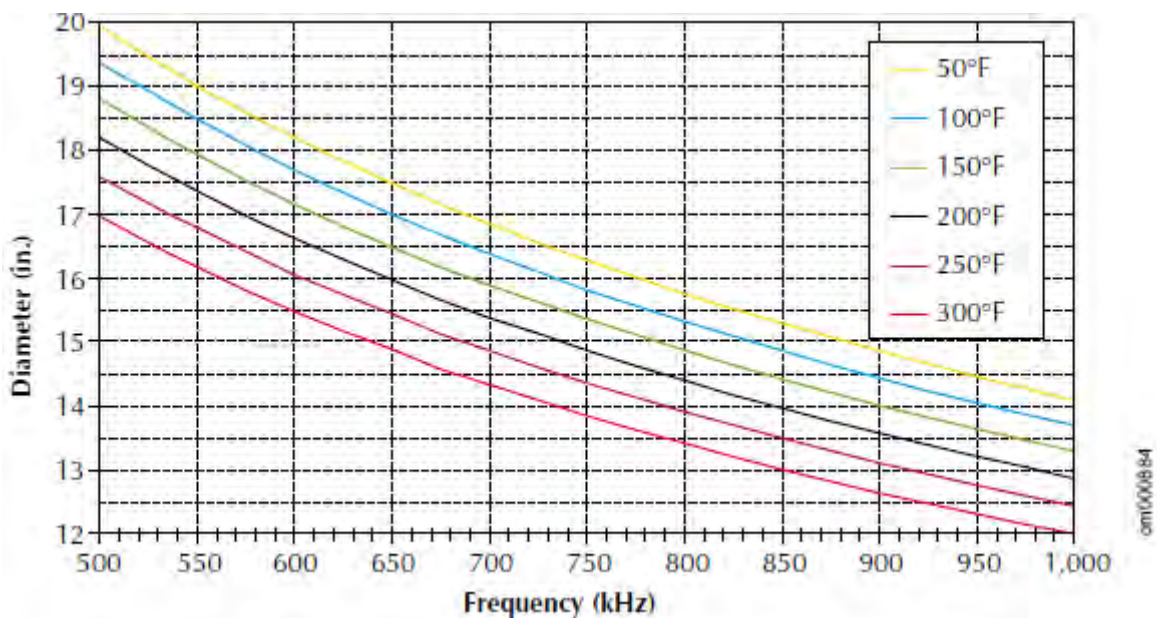
Las herramientas MRIL están disponibles en 6", 4 1/2 pulgadas en versiones OD , ambas de las cuales operan a altas frecuencias alrededor de 750 kHz y de baja frecuencia alrededor de 600 kHz .

Como se ve en la Fig 5.10 las profundidades de investigación de la sonda de 6 pulgadas a 200 F están alrededor de 14.5 y 16.5 pulgadas a altas y bajas frecuencias, respectivamente. Para la sonda de 4 ½ , las correspondiente profundidades de investigación están alrededor de 10 y 11.5 pulgadas, para tamaños típicos de pozos (por ejemplo , pozos perforados con bit de 8 ½) un



diámetro de investigación de 16 pulgadas corresponde a una región de investigación localizada alrededor de 3 a 4 pulgadas de las paredes del pozo . Como consecuencia, el volumen sensitivo está generalmente dentro de la zona lavada.

Fig. 5.10 .- El diámetro de investigación de una herramienta MRIL es dependiente de la temperatura del magneto permanente y la frecuencia del campo oscilante .El cuadro superior es para una herramienta 4 1/2 pulgadas . El cuadro inferior es para una herramienta de 6 pulgadas



5.5 Mediciones con Multi-frecuencias y Anchos de Banda RF

De acuerdo a la teoría NMR , sólo los protones que precesan a la frecuencia de Larmor contribuirán a señal de la medición CPMG . La frecuencia Larmor es directamente proporcional a la fuerza del campo magnético B_0 , como consecuencia , en la presencia de una gradiente de campo magnético , pulsos con diferentes frecuencias pueden ser aplicadas para causar que protones en diferentes regiones del espacio resuenen.

Este principio ha sido usado exitosamente para la selección en el registro MRIL Fig. 5.11 y 5.12 ilustra el volumen sensitivo y los tiempos para las mediciones de multifrecuencia MRIL .

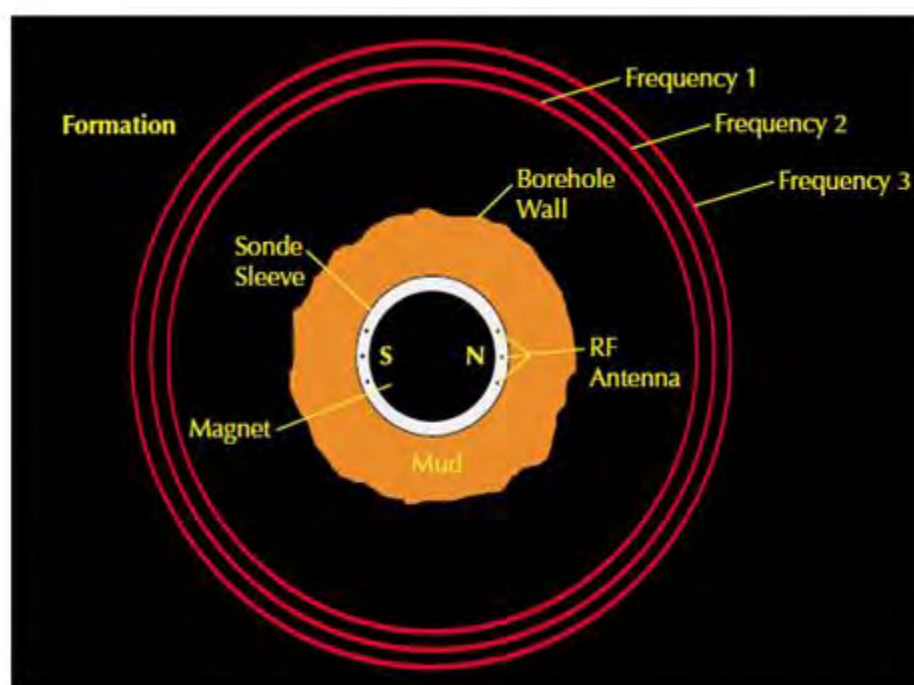


Fig. 5.11 .- El volumen sensitivo de la medición MRIL de multifrecuencia comprende diferentes regiones de cilindros . El radio de las regiones decrece conforme la frecuencia aumenta .

Los protones excitados por una señal RF MRIL tendrán frecuencias Larmor iguales a la frecuencia de la señal RF , y estos protones se encontrarán en distintos volúmenes, los protones fuera de este volumen no serán influenciados por la señal MRIL RF y serán repolarizados con respecto al campo magnético . Repitiendo el ciclo a través de diferentes frecuencias excita los protones en diferentes volúmenes cilíndricos en el espacio, esto permite que las mediciones sean hechas más rápidamente .

El tiempo entre las frecuencias puede ser tan pequeño como el tiempo de un tren de ecos , típicamente 0.5 s , mientras que el tiempo entre las mediciones hechas a una frecuencia singular es esencialmente el tiempo para repolarizar TW, que menudo está en el orden de 10 s .

Si las frecuencias de las mediciones de multi-frecuencias son muy similares , luego el volumen sensitivo estará muy cerca uno del otro ,para casos prácticos , las rocas muestreadas serán consideradas las mismas .

Por lo tanto, la velocidad de registro puede ser aumentada mientras se mantiene la misma relación señal – ruido . Por ejemplo, si dos frecuencias son usadas, el número de mediciones CPMG con polarización total serán dobles, y la velocidad de registro puede ser incrementada por un factor de dos sin disminución de la relación señal-ruido.

Cuando una adquisición de multifrecuencias con frecuencias F es usada, el tiempo del ciclo y la resolución vertical son dadas por :

$$TC = \frac{TW + TE NE}{F} \quad (5.3)$$

$$VR = L + \frac{V (TC RA - TW)}{F} \quad (5.4)$$

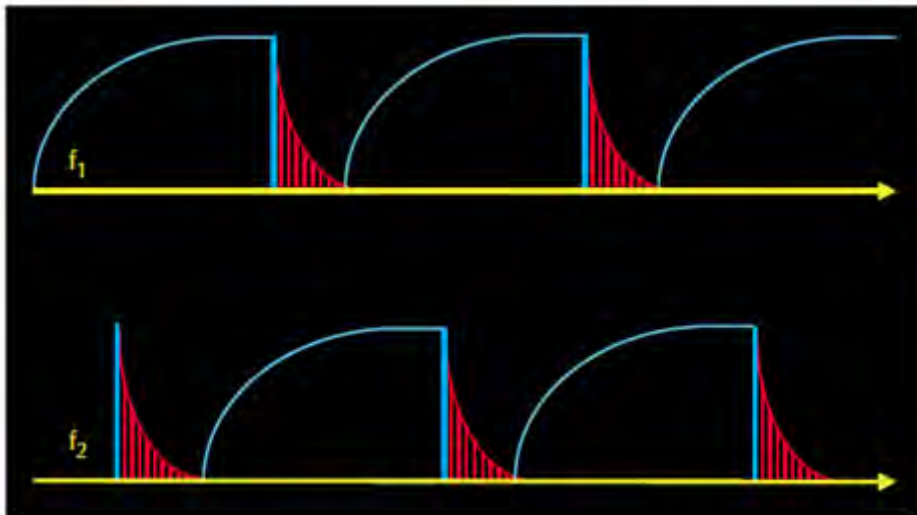


Fig. 5.12 .- Cuando dos frecuencias f_1 y f_2 son usados en las mediciones MRIL , las frecuencias son alternadas , mientras que los protones cuya frecuencia Larmor es f_1 están siendo polarizados . Los tren de ecos CPMG son adquiridos de protones cuyas frecuencias Larmor es f_2 . Similarmente, mientras los protones cuya frecuencia Larmor es f_2 están siendo polarizados . Tren de ecos CPMG son adquiridos de los protones cuya frecuencia Larmor es f_1 .

El campo B1 es un pulso RF cuyo frecuencia central es seleccionado de acuerdo a la frecuencia Larmor del volumen sensitivo, la respuesta de la frecuencia de algún pulso RF ; sin embargo , no es una frecuencia singular pero si un rango definido por el ancho de banda de un pulso .

Fig. 5.13 muestra que el ancho de banda Δf de un pulso RF y la fuerza de la gradiente de campo G determina el espesor Δr del volumen específico asociado con ese pulso :

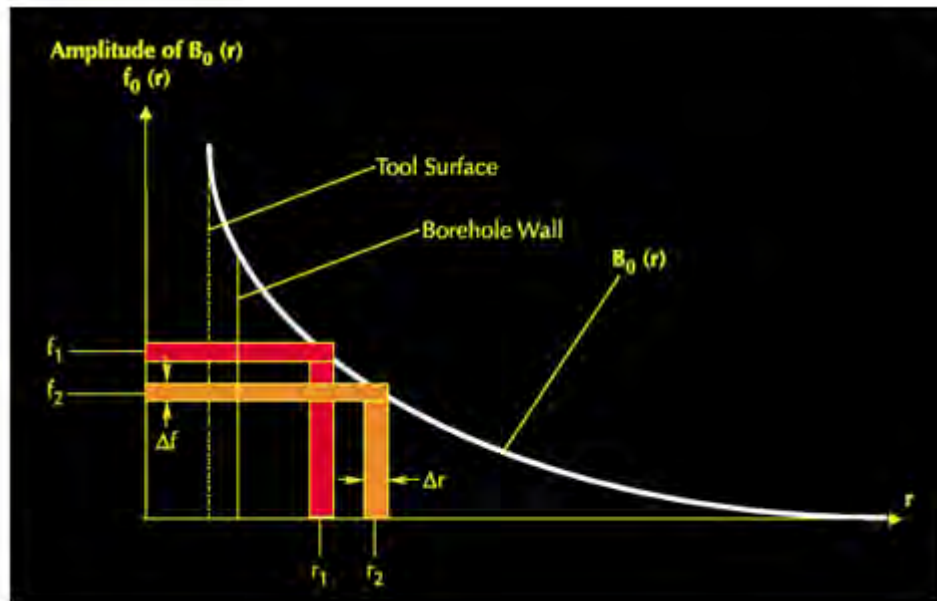


Fig 5.13 .- El pulso usado en el registro MRIL excita un rango estrecho de frecuencias de amplitud uniforme y por eso tiene muy buena selectividad de frecuencia (por ende, my buena selectividad de volumen sensitivo) .

$$\Delta r = \frac{\Delta f}{\gamma G} \quad \text{Ec. (5.5)}$$

El ancho de banda de cada pulso suave es alrededor de 12 kHz , y la gradiente de campo MRIL es alrededor de 17 gauss / cm ; por eso , el espesor del volumen sensitivo es de 1mm. Cuando una herramienta MRIL es corrida en un modo de frecuencia dual, la diferencia entre los dos centros de frecuencias debe ser más grande o igual a 12 kHz para evitar la superposición de los dos volúmenes .

Por ejemplo, para una herramienta de 750 kHz , es seteada a 756 kHz , y f es seteado a 744 kHz, consecuentemente, los dos correspondientes volúmenes no se interceptan .

Como la Fig. 5.14 indica. la herramienta Prime MRIL usa nueve señales RF para producir 9 volúmenes sensitivos , todos localizados en una banda cilíndrica de aproximadamente de 1 pulgada . Estas señales están en rangos de 5 frecuencias, del rango de frecuencia más alta se obtiene la profundidad de investigación menos profunda y es usada solo para determinar el agua irreducible de la arcilla . En esta aplicación, la herramienta opera en un modo de frecuencias singular, ocho frecuencias seleccionadas de los 4 anchos de bandas restantes (dos frecuencias por banda) pueden ser usadas para el dual-TW , dual-TE y alguna distribución estándar T2.

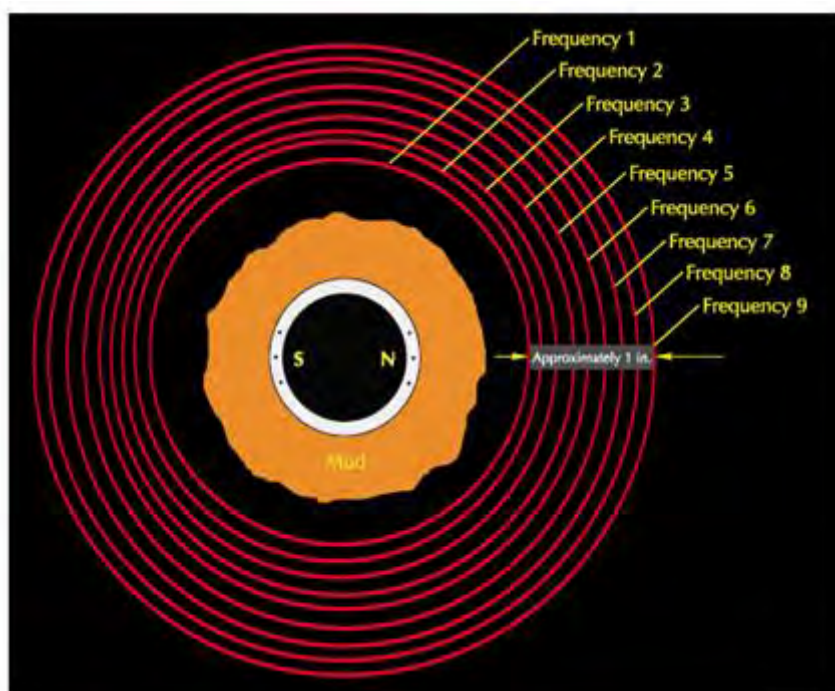


Fig. 5.14 .- La herramienta MRIL PRIME puede ser operada con 9 frecuencias para hacer mediciones en 9 volúmenes sensitivos cercanamente espaciados

5.6 Efecto de Timbre

Un magneto MRIL es altamente magnético , material de cerámica . Cuando una corrientes eléctrica oscilante fluye a través de la antena que rodea el magneto, un efecto electromecánico, llamado ringing , ocurre en la herramienta .

En la Fig. 5.15 muestra la interacción de la corriente eléctrica I fluyendo a través de la bobina de la antena y el campo magnético B_0 del magneto permanente produce una fuerza F en la superficie del magneto y un torque neto en la herramienta.

Debido a que esta corriente no es constante, el torque varía , produciendo vibración en la herramienta, a su vez esta vibración induce ruido eléctrico en la antena, sin embargo este ruido de timbre decae rápidamente , este podría estar presente durante el periodo de detección del eco .

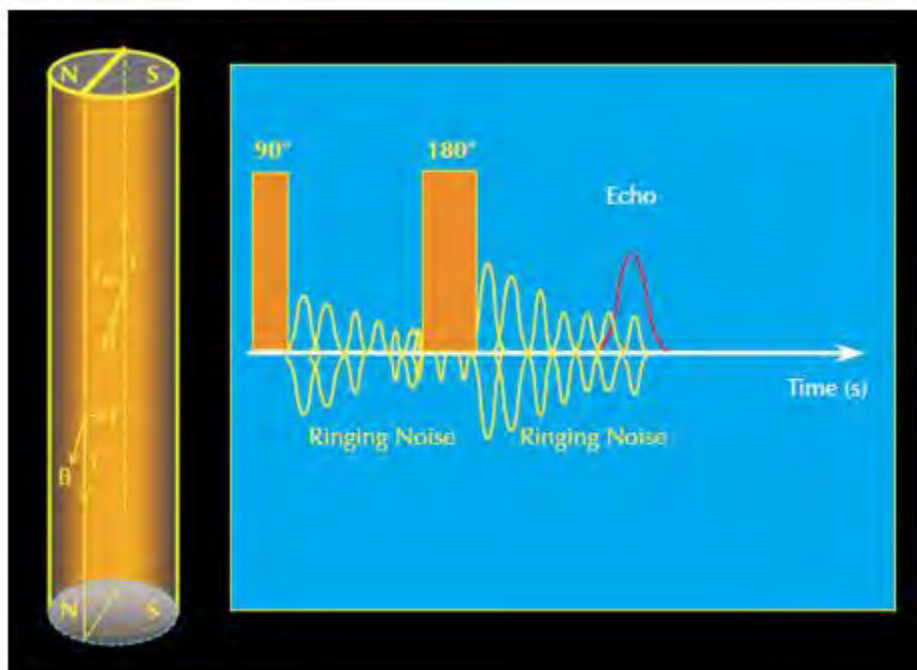


Fig. 5.15 .-El timbre ocurre durante las mediciones CPMG debido del torque asociado con la fuerza F variable producida por la interacción de la corriente eléctrica I que fluye a través de la bobina de la antena y el campo magnético B_0 .

La amplitud del timbre es usualmente grande y particularmente afecta el primer eco debido a la combinación del timbre producido por ambos los pulso de 90 y 180 grados . La experiencia ha mostrado que el timbre dependiente de la frecuencia y no es consistente entre herramientas . Los efectos de timbre son más prevalecientes a TE más cortos debido del tiempo límite disponible para que el timbre muera.

Alternando la fase del pulso de 90 grados , como se ha hecho en secuencia de pulso de fase alterna PAPS , efectivamente reduce ambos offset sistemas de medición y el efecto de timbre de ruido . Cuando la fase del pulso de 90 grados es 0 grados , la amplitud del eco será positiva y cuando la fase del pulso de 90 grados es 180 grados , la amplitud del eco será negativa . Sin embargo , ambos offset del sistema y el efecto de timbre no serán afectados por la fase del pulso de 90 grados .

Por lo tanto , los ecos medidos de los tren de ecos tendrán una diferencia de fase de 180 grados entre sus pulsos de 90 grados que pueden ser expresados como sigue :

- Para un pulso de 90 a una fase de 0 ;
ecos medidos = señal + timbre + offset Ec. (5.6)

- Para un pulso de 90 a una fase de 180 ;
ecos medidos = -señal + timbre + offset Ec.(5.7)

Por lo tanto, sustrayendo los dos ecos medidos y dividiendo el resultado por dos nos da el resultado verdadero .

En la Fig. 5.16 ilustra el tiempo del pulso usado PAPS (que siempre es aplicado en el registro MRIL) cuando una herramientas MRIL es operada en un modo de frecuencia dual .

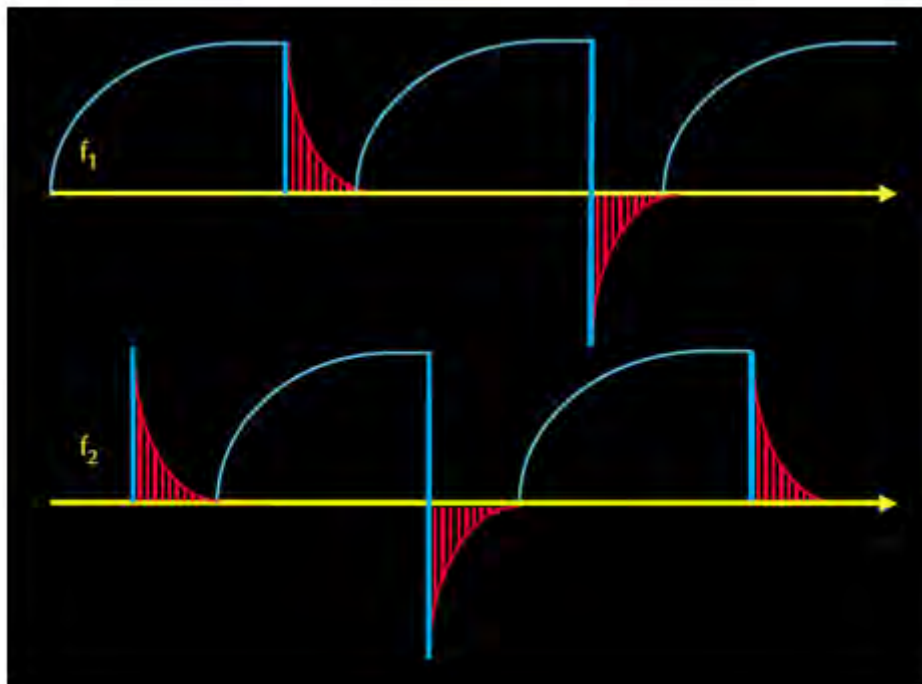


Fig 5.16 .- Cuando el método PAPS es usado , el ángulo de fase entre los pulsos de 90 grados para cada frecuencia es 180 grados .

5.7 Relación Señal Ruido y Corrida Promedio

Una señal NMR es siempre muy débil, en particular , las amplitudes de las señales de los ecos recibidos por la herramientas están en el orden de nanovoltios 10^{-9} , que hace que estas señales sean difíciles de distinguir del ruido, por lo tanto . la relación señal ruido S/N es muy pobre . Un tren de eco

CPMG singular de una herramienta MRIL es mostrada en el tope del panes de la Fig. 5.17 .

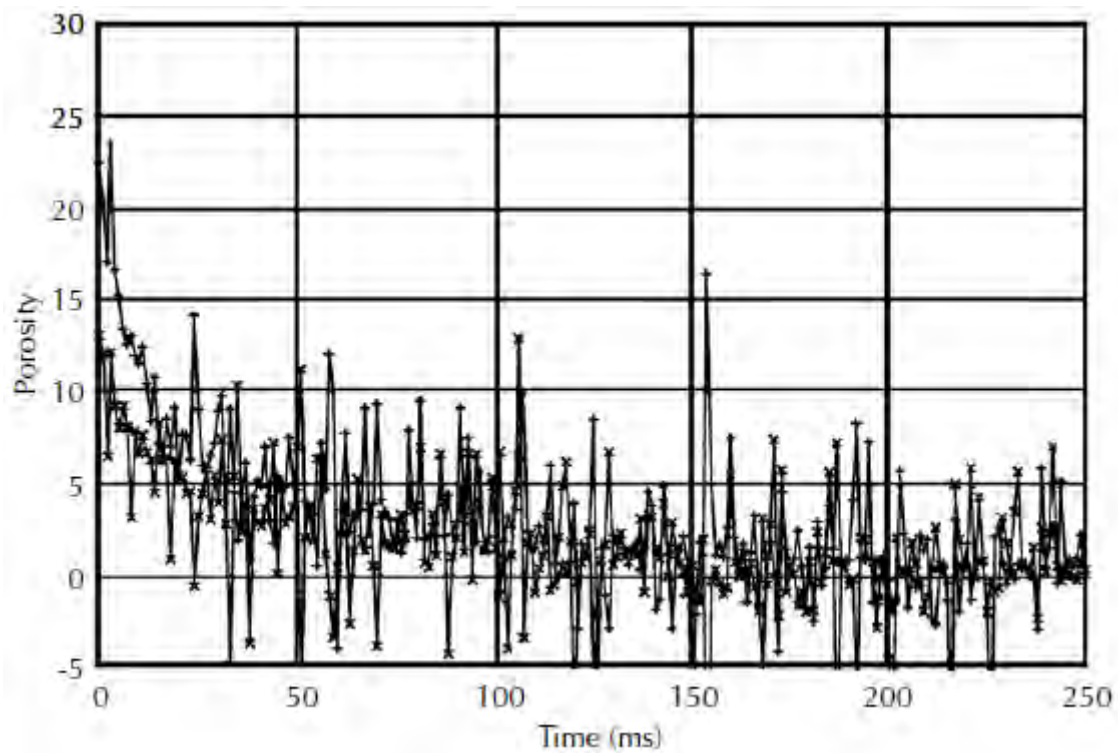
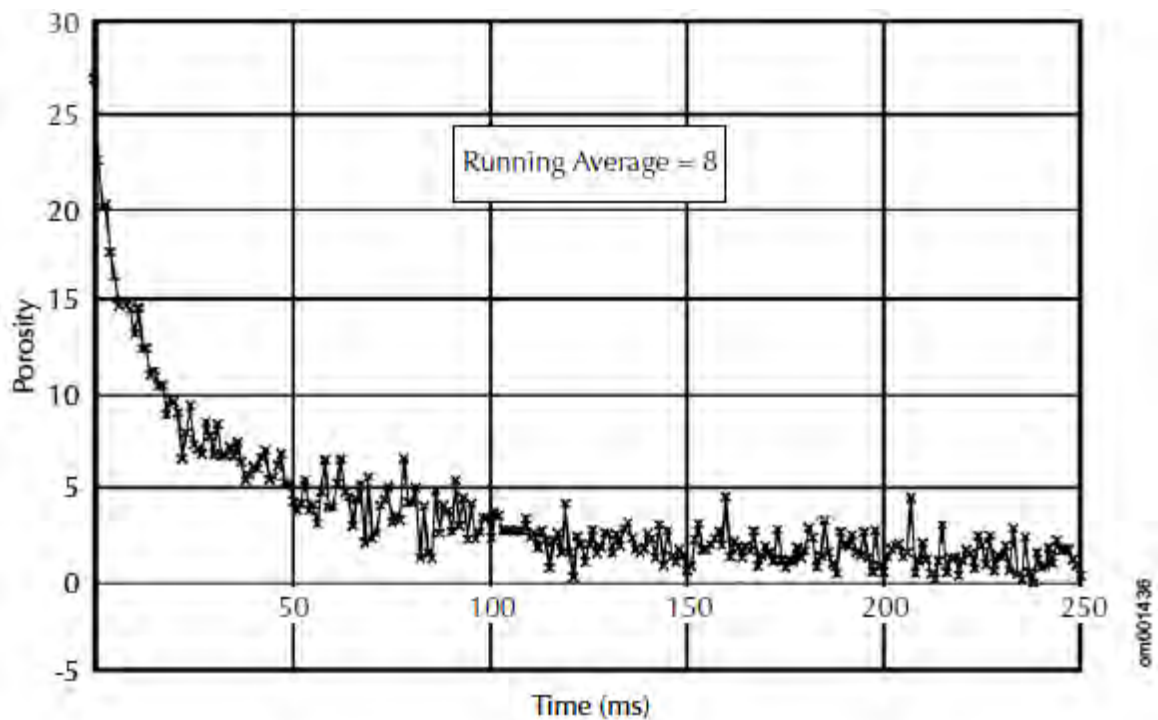


Fig. 5.17.- Un tren eco de spin singular (tope) adquirido por la herramienta MRIL exhibe pobre relación s/n . Apilando y promediando 8 tren de ecos (fondo) significativamente mejora la relación S/N .



Si la medición de un eco es repetida, la amplitud y posición en tiempo de una señal de eco será repetida, pero el ruido no, debido a que el ruido está distribuido aleatoriamente. Sumando y promediando diferentes tren de ecos reduce el nivel de ruido y mejora la relación S/N. La corrida promedio RA representa el número total de tren de ecos individuales necesarios para producir un tren de ecos promediados apilados con una mejora en particular en S/N sobre la S/N que se tiene al inicio.

Si el número de tren de ecos que son apiladas y promediadas es n (esto es $RA = n$) el resultados S/N será \sqrt{n} veces el S/N de un tren de ecos individual.

Cuando la técnica PAPS y el modo operacional de multifrecuencia son usados, la selección del RA no es arbitraria.

Debido a un par de fase alternado de ecos es asociados con cada frecuencia, RA en aplicaciones actuales es aún un múltiplo del número de frecuencias usadas en la adquisición de tren de ecos.

5.8 Activaciones

Una activación es un set de parámetros que controla la secuencia de pulso de una herramienta MRIL durante el trabajo de registro, la activación elegida por lo tanto determina el tipo de medición NMR que es hecha. Los parámetros de activación son contenidos en una tabla que es transmitida del sistema de superficie de la unidad de registro al procesados de señal digital SAP en la herramienta MRIL.

Algunos parámetros de activación pueden ser cambiados fácilmente por el ingeniero de campo, por ejemplo el número de ecos NE el tiempo de polarización TW y la corrida promedio RA. Algunos otros parámetros son invisibles, siendo construidos durante la activación y, como consecuencia, imposible de cambiar, por ejemplo, el tipo de pulso, el número de ciclos de ruido, el número de mediciones B1.

Además, algunos parámetros pueden ser cambiados sólo para seleccionar otra activación, y estos parámetros incluye espacio de ecos TE y número de frecuencias de operación XF.

Para herramientas de tercera generación (MRIL-C/TP8), activaciones pueden ser seleccionados basadas en:

- La información a ser obtenida de las mediciones de la herramienta.
 - Porosidad efectiva (activación estándar T2)
 - Tipificación de hidrocarburos directa a través del espectro diferencial / análisis de dominio de tiempo (usa una activación dual TW)
 - Tipificación de hidrocarburos directa a través de espectro transferido / análisis de difusión (activación dual TE)
 - Porosidad total (usa activación de porosidad) .
- El medio ambiente que rodea la herramienta.
 - Alta resistividad del pozo (usa una activación con alto Q , donde Q es el factor de carga de la antena).
 - Resistividad promedio del pozo (usa una activación con Q medio).
 - Resistividad baja de pozo (usa una activación con bajo Q) .
- El número de de frecuencias de operación usadas por la herramienta .
 - Una frecuencia (una activación que emplea una frecuencia).
 - Dos frecuencias (una activación que emplea dos frecuencias).
 - Tres frecuencias (una activación que emplea tres frecuencias) .

Cada activación contiene diferentes parámetros que deben ser elegidos cuidadosamente para obtener data precisa sin exceder los límites operacionales de la herramienta. Algunos de estos parámetros son:

- Tiempo de polarización TW .
- Espaceo de ecos TE .
- Número de ecos NE .
- Corrida promedio RA

Los sets de activación son dependientes de la herramienta, la decisión de las activaciones para un trabajo de MRIL es parte de lo planificado en el trabajo .

Las 9 frecuencias de la herramienta PRIME MRIL permite obtener más data en un periodo en particular que si solo fuera una frecuencia.

En la Fig. 5.18 ilustra la aplicación de estas frecuencias las cuales son seleccionadas de 5 bandas , designadas como bandas 0 ,1,2,3 y 4 . Una frecuencia elegida de la banda 4 puede ser usada para medir el agua irreducible en arcilla con una activación de polarización parcial en un modo de frecuencia singular.

Las frecuencias de las cuatro otras bandas puede ser usadas para correr diferentes sets de activación , tales como el T2 estándar , el dual TW o el dual TE , en modo de frecuencia dual . En la Fig. 5.19 muestra 5 banda de frecuencias y su típico centro de frecuencias.

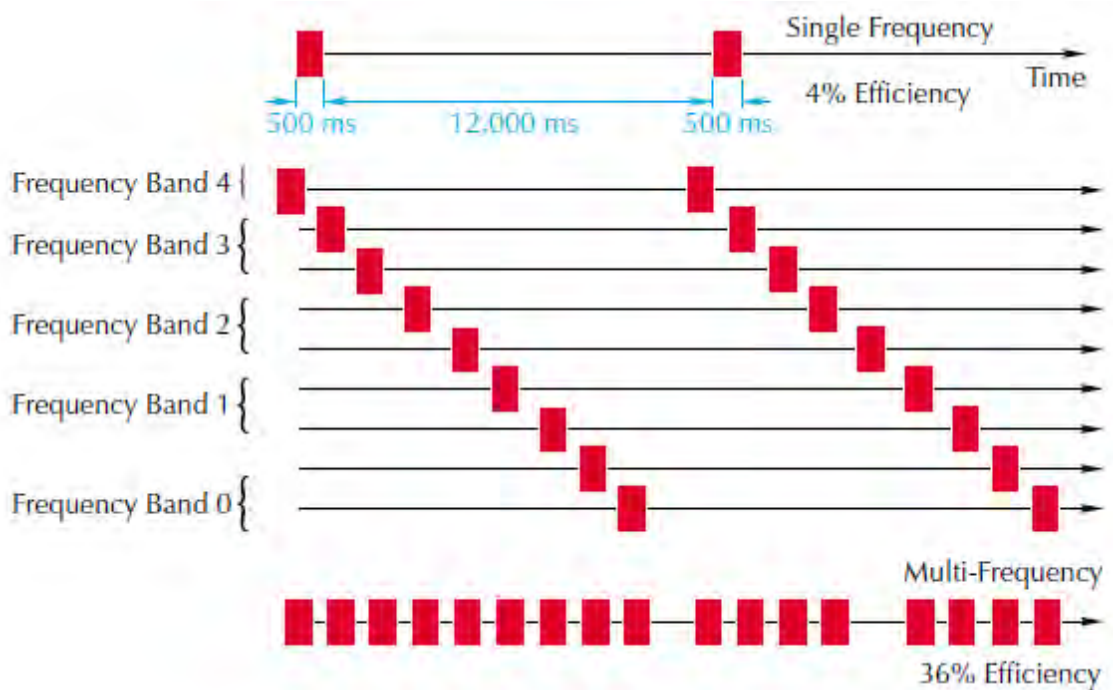


Fig. 5.18 .- Las nueve frecuencias de la herramienta MRIL PRIME son seleccionadas en 5 bandas . Cuando el tiempo de polarización es 12 000 ms y el tiempo de pulso es 500 ms , las 9 frecuencias dan una eficiencia de 36% comparada con la eficiencia de 4 % obtenida con una frecuencia singular .

En la Fig. 5.18 también ilustra el concepto de eficiencia de medición $[XF \times (NE \times TE)] / TW$, bajo la asunción $NE \times TE = 500 \text{ ms}$ y $TW = 12 \text{ s}$ donde XF es el número de frecuencias usadas y $NE \times TE$ es el tiempo del pulso . La eficiencia de medición es además solo 4 % para una medición de frecuencia singular pero 36% para una medición de 9 frecuencias.

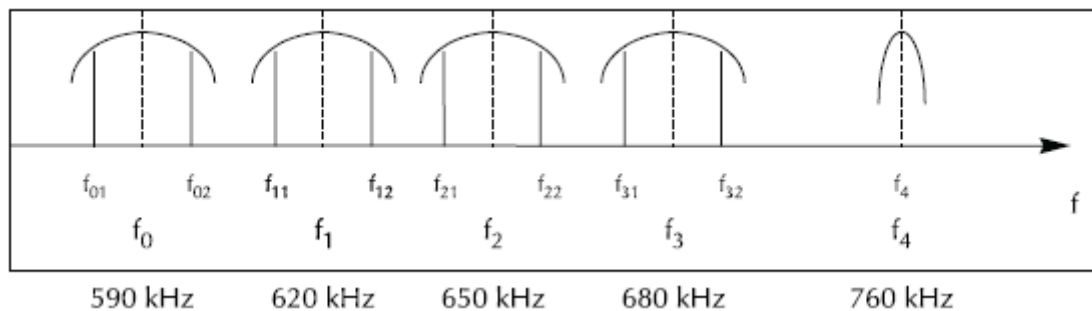


Fig. 5.19 .- Frecuencia típicas centrales de las cinco bandas de frecuencia MRIL son 590 , 620 , 650 , 680 y 760 KHz .

En la Fig. 5.20 contiene un diagrama de tiempo simplificado para una activación dual TW para la herramienta PRIME MRIL . La activación inicia tres secuencias de pulsos CPMG diferentes a varias frecuencias de operación.

- Para la primera frecuencia . TE = 1.2 ms y TW = 12s .
- Para la segunda frecuencia TE = 1.2 ms y TW = 1 s .
- Para la tercera frecuencia , TE = 0.6 ms y TW = 0.02 s .

El ciclo se repite cada 14 s . A una velocidad de registro de 1000 ft / hr (16.7 ft/min) , dos muestras por pie son producidas para cada TW de 1 y 12 s en bandas de frecuencias de 3,2,1 y 0 y una muestra por pie es producida para el TE de 0.6 ms en bandas de frecuencias 4 .

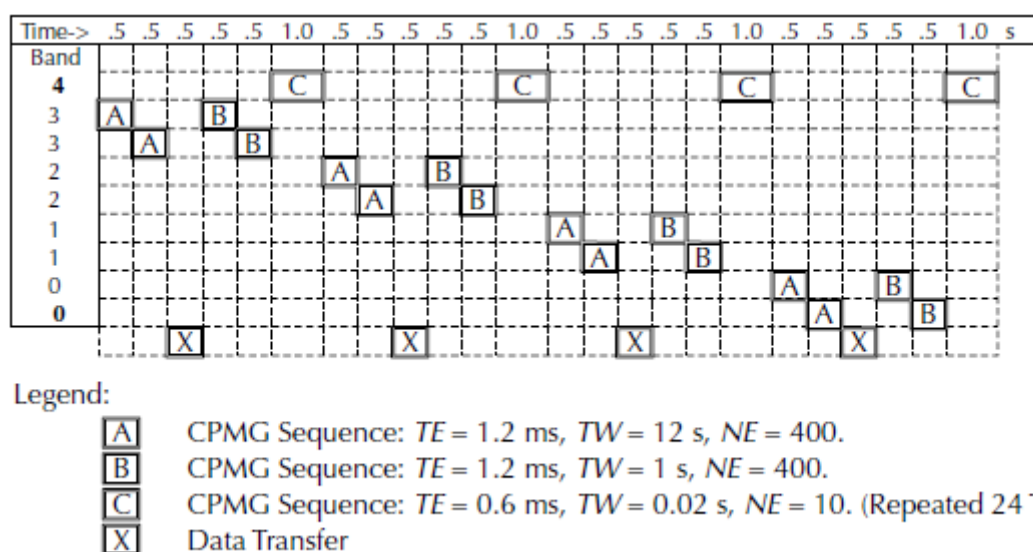


Fig. 5.20 .-Este diagrama de tiempo para una activación dual-TW para un herramienta MRIL PRIME muestra que 3 diferentes secuencias CPMG son usadas repetidamente , 2 de las cuales operadas a varias frecuencias de operación

Para el MRIL PRIME de 6 pulgadas , sondas son requeridas con pares de magnetos adicionales localizados encima y debajo del magneto principal para lograr una pre-polarización acelerada por sus altos campos magnéticos .

El magneto principal es tres veces más grande que la abertura de la antena, que permite para la recuperación apropiada de la alta polarización, a condiciones estacionarias o lentas, estos magnetos ofrecen ninguna ventaja , pero una velocidad de registro alta o normal,

Ellos reducen a la mitad el tiempo necesario para la polarización como se muestra en la Fig. 5.21 .

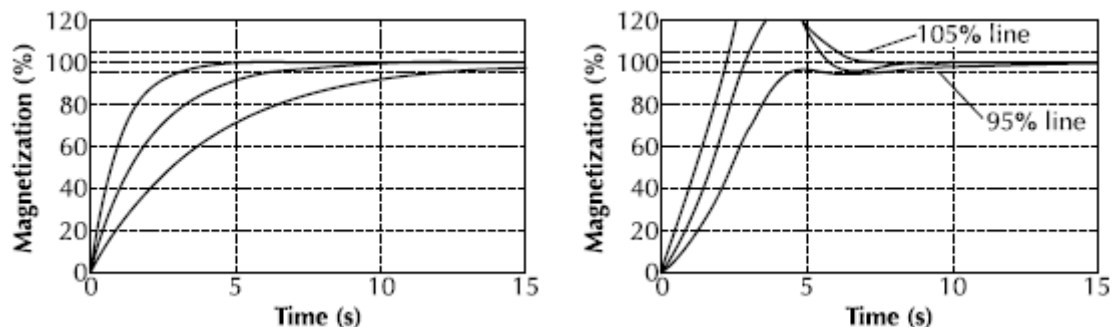


Fig. 5.21 .- Estas tres curvas izquierda muestran como la magnetización rápidamente puede ser lograda sin acelerar la pre-polarización . Las curvas corresponden a $T_1=1,2$ y 4 s . Si se tolera una subpolarización de 5% , 12 s son necesarios para polarizar los componentes más lentos . Con una polarización acelerada como es usada en la herramienta MRIL PRIME de 6 pulgadas (sonda derecha) la magnetización puede ser lograda más rápidamente . El caso más crítico de registro a 24 pies / min es mostrado . La misma distribución T_1 de 1,2, y 4 s como fue estudiada en el gráfico de la izquierda es asumido . Después de 6 s , todos los componentes se estabilizaron dentro de una banda de 5% de la magnetización nominal

5.9 Configuración de la Herramienta

En la configuración básica , en la herramienta MRIL consiste de un mandril magnético de diámetro 4 1/2" , 4 7/8" y 6", un cartucho electrónico y uno o dos cartuchos de almacenaje de energía (capacitores) ilustrados en la Fig. 5.22

Un excluidor de fluido , centralizadores , y separadores son opcionales pero son siempre recomendables y deben ser seleccionados de acuerdo al tamaño del hueco del pozo .

El uso de un excluido de fluido reduce el efecto de carga de lodo e incrementa la relación señal–ruido . Centralizadores y separadores ambos ayudan a centralizar la herramienta en el pozo, además los separadores protegen el cuerpo de la herramienta manteniendo lejos de las paredes del pozo .

Las herramientas MRIL son combinables con otras herramientas de registro de pozo, tales como:

El de Inducción de Arreglo de Alta Resolución (HRAI), Imágenes Micro Eléctricas (EMI) y la Herramienta de Escaneo Acústicos Circunferencial (CAST – V).

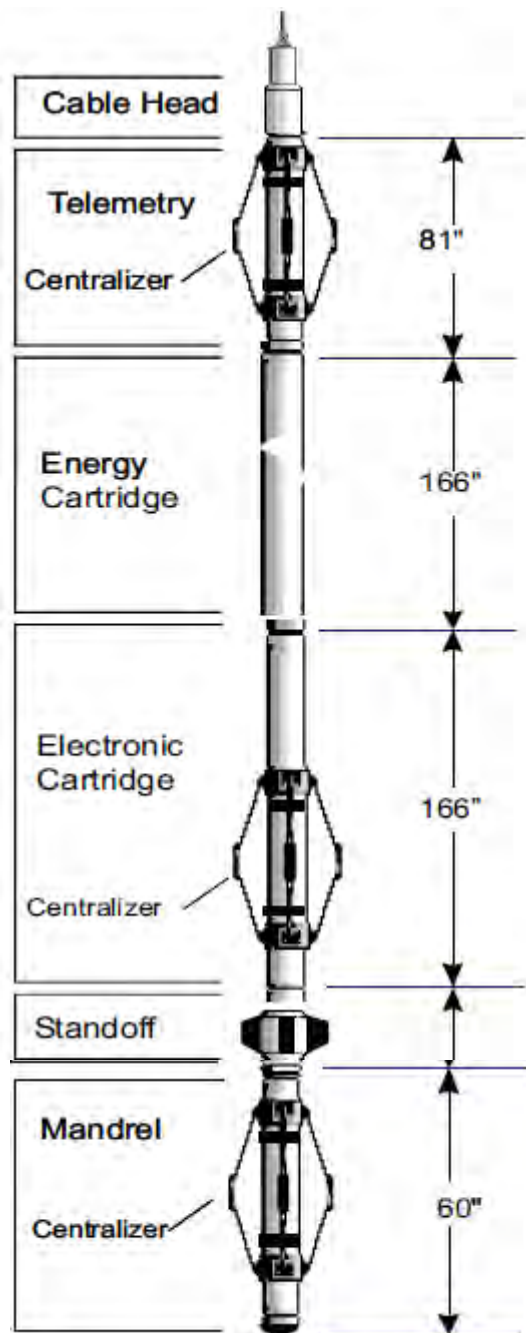


Fig. 5.22 .- En su configuración básica , la herramienta MRIL consiste de una mandrel magnético ,cartucho eléctrico y uno o dos cartuchos de almacenamiento .

5.10 EcoScope

- Optimiza la perforación.
- Evaluación de formaciones
- Colocación de pozos .

El servicio LWD multifuncional provee una serie completa de mediciones para la perforación productiva destinadas a colocar pozos en el mejor lugar en menos tiempo .

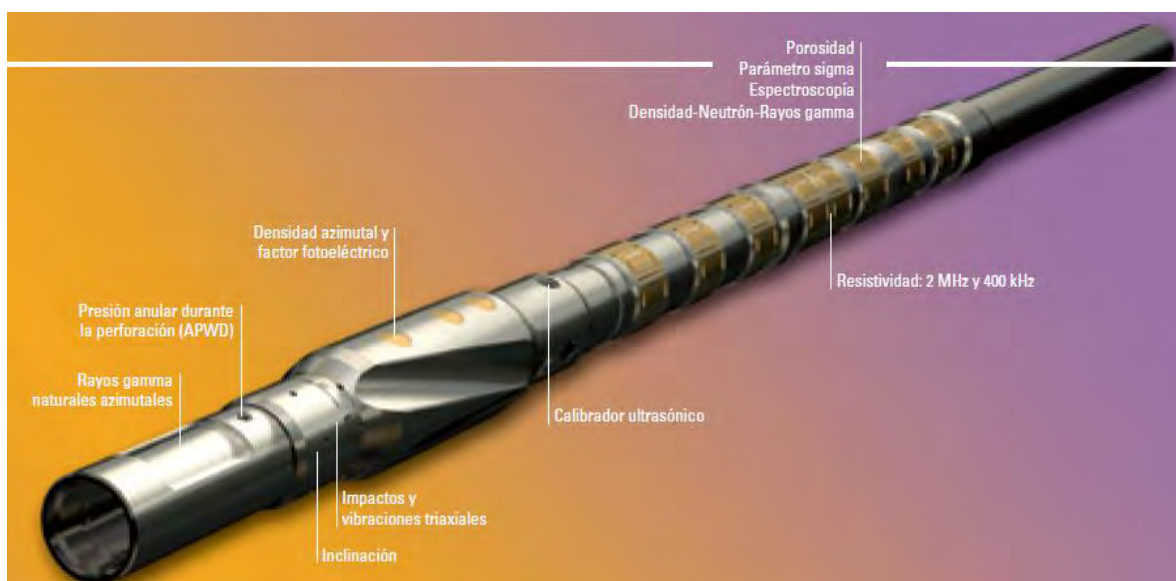
- Aumenta la eficiencia y la seguridad mediante la integración de todos los sensores en un solo collarín .
- Ahorra tiempo mediante la adquisición de mediciones de calidad con velocidades de penetración elevadas .
- Reduce los riesgos asociados con las fuente químicas tradicionales .
- Minimiza la incertidumbre asociada con la profundidad mediante la utilización de sensores colocados .
- Aumenta la confiabilidad en las interpretaciones mediante la introducción de nuevas mediciones adquiridas con herramientas LWD e indicadores de control de calidad .
- Provee mediciones en tiempo real para guiar la toma de decisiones utilizando el servicio de telemetría durante la perforación de alta velocidad TeleScope y su plataforma de telemetría de alta velocidad Orien II, para incrementar efectivamente la velocidad de transmisión de los datos .
- Ayuda a colocar los pozos mediante adquisición de mediciones nucleares cercanas a la barrena.

El servicio LWD multifuncional EcoScope incorpora varias décadas de experiencia en Schlumberger en la provisión de mediciones de calidad para su perforación productiva . El servicio EcoScope integra una serie completa de mediciones para la evaluación de formaciones , colocación de pozos y optimización de la perforación en un solo collarín , con el fin de incrementar la eficiencia operacional , reducir el riesgo y aumentar la confiabilidad en la interpretación de los datos y los cálculos de producción y reservas .

Diseñado en torno a un generador de neutrones pulsados PNG , el servicio EcoScope utiliza tecnología desarrollada por Schlumberger y JapanOil, Gas y Metal NationalCorporation . Además de la serie de mediciones de resistividad , porosidad-neutrón, rayos gamma y densidad azimutales , provee las primeras mediciones LWD comerciales de espectroscopía de captación elemental , de densidad-neutrón-rayos gamma y del parámetro sigma . Las mediciones para

la optimización de la perforación incluyen mediciones de Presión Anular Durante la Perforación APWD, de calibrador y de impactos.

El generador PNG utilizado en el servicio EcoScope permite la generación de neutrones en función de la demanda . Este diseño elimina la necesidad de contar con una fuente de química de Americio-Berilio (Am Be) ,reduciendo sustancialmente el riesgo durante el transporte y en la localización del pozo. La medición de la densidad de la formación sin la fuente de Cesio instalada lateralmente constituye una opción que convierte al servicio EcoScope en el primero en ofrecer registros nucleares LWD comerciales sin las fuentes químicas tradicionales .El servicio integra múltiples sensores LWD en un solo collarín . Este diseño compacto reduce la extensión del agujero que debe perforarse para proporcionar mediciones globales que faciliten la evaluación de formaciones . Dado que existe un solo collarín , se reduce tiempo inactivo asociado con la conexión y desconexión del conjunto de fondo de pozo BHA . La herramienta EcoScope posee menos conexiones , aumentando la confiabilidad BHA .El servicio EcoScope incorpora una gran capacidad de memoria que permite registrar 2 puntos de medición / pie a velocidades de penetración de hasta 450 pies/h . La telemetría de alta velocidad de servicio Tele Scope permite que las mediciones EcoScope se encuentran disponibles en tiempo real a fin de garantizar la mejor toma de decisiones.



5.11 Comparación de los Registros de Resonancia Magnética con los Registros Convencionales de Porosidad

La figura que se muestra compara la respuesta del MRIL con los registros convencionales . El modelo volumétrico comúnmente usado en la comparación consiste de un componente de matriz y un componente de fluido poroso . El componente de matriz está compuesto de minerales de arcilla y minerales que no son de arcilla, y el componente de fluido poroso está compuesto de agua e hidrocarburos. Conceptualmente, los fluidos porosos pueden ser más finamente divididos en agua de arcilla irreducible , agua capilar irreducible , agua movable , gas , petróleo ligero , medio viscoso y muy viscoso.

Aunque las herramientas de registros convencionales de porosidad como neutrón, densidad y sónico exhiben un respuesta bruta a todos los componentes del modelo volumétrico , van a ser más sensibles a los materiales de matriz que los fluidos de los poros . Además , las respuestas de estas herramientas está muy altamente afectado por las condiciones del pozo , costra de lodo , y los volúmenes sensitivos de estas herramientas que no están bien definidos como el de la herramientas MRIL

Herramientas de resistividad como los registros de inducción y laterolog, responden a fluidos conductivos como el agua de arcilla irreducible , agua capilar irreducible , y agua movable . Basados en el contraste de conductividad entre el agua de arcilla irreducible y el agua capilar irreducible , modelos de dual-water y Waxman – Smits fueron desarrollados para una mejor estimación de la saturación del agua . Aún con estos modelos , el reconocimiento de zonas de pago sigue siendo difícil debido a que no hay contraste de conductividad existente entre el agua capilar irreducible y el agua movable . Así como las herramientas de porosidad convencionales ,las herramientas de resistividad son muy sensitivas a las condiciones de pozo y costra de lodo , y sus volúmenes sensitivos son pobremente definidos .

La interpretación convencional de los registros usan porosidades corregidas ambientalmente y registros de resistividad para determinar la porosidad de formación y saturación de agua . Evaluando la precisión de las respuestas de la herramienta , seleccionando valores confiables para los parámetros del modelo y macheando las resoluciones verticales y profundidades de investigación de varias mediciones todas agregando los desafíos para la estimación de la porosidad y saturación de agua . Adicionalmente , con registros convencionales , distinguir entre petróleo ligero , medio viscoso y pesado es imposible .

Como se indica en la figura la porosidad MRIL es independiente de la matriz , es por eso que las herramientas MRIL son sensibles solo a los fluidos de los poros . La diferencia en varias propiedades NMR , como los tiempos de relajación T1 y T2 y difusividad D a lo largo de varios fluidos hace posible distinguir (en la zona de investigación) entre agua irreducible , agua movable ,

gas , petróleo ligero , petróleo medio viscoso y petróleo pesado . Los volúmenes sensitivos de las herramientas MRIL son muy bien definidas ; por eso , si el pozo o costra de lodo no están en el volumen sensible , luego estos no afectarán las mediciones MRIL .

El modelo volumétrico de la figura no incluye otros parámetros que puedan ser estimados de las mediciones NMR ; tamaño de poro , permeabilidad de formación , presencia de arcilla , vugs y fracturas , propiedades de hidrocarburos como viscosidad , tamaño de grano . Estos factores afectan la medición MRIL y sus efecto pueden ser extraídos para proveer información muy importante para la descripción del reservorio y su evaluación . Las mediciones de registros convencionales son insensibles a estos factores .


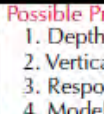

Conceptual Volumetric Model Log Response and Interpretation Results	Matrix	Fluids in Pores						Other NMR Log Information: 1. Pore size 2. Permeability 3. Hydrocarbon properties 4. Clay presence 5. Vugs 6. Grain size 7. Fracture
	Mineral and Dry Clay	Water		Hydrocarbon				
		CBW	UV	BVW	Gas	Light Oil	Viscous Oil	
Porosity Logs Response <i>After Cross-plot Corrections</i>	←—————→							 Affected by borehole and mudcake; sensitive volume poorly defined.
Resistivity Logs Response <i>After Clay Correction</i>	←————→							 Affected by borehole and mudcake; sensitive volume poorly defined.
Conventional Interpretation <i>Porosity and Fluid Saturation</i>	—————							Possible Problems: 1. Depth investigation match 2. Vertical resolution match 3. Response function accuracy 4. Model parameter effects
MRIL Response <i>According to the difference of T_1, T_2, and D between different fluids, porosity, saturation, and permeability can be quantitatively evaluated.</i>	←————→							 Sensitive volume very well defined; no influence from borehole and mudcake if it is not in sensitive volume.

Figura 1

EJEMPLO DE APLICACIÓN EN RESERVORIOS DE BAJA RESISTIVIDAD

El reservorio fue penetrado por el pozo el cual consiste de una formación de arenisca de arena fina a media , la cual se desarrolló de sedimentos marinos . Bioturbación intensa es observada dentro de la formación . La permeabilidad del aire típicamente está entre 1 a 200 md , con porosidad de core variando entre 20 y 30 pu . La porción superior Zona A tiene una resistividad más alta (aproximadamente 1 ohm-m) que la parte inferior del reservorio Zona B

aproximadamente 0.5 ohm-m). Los hidrocarburos producidos son petróleo ligero con viscosidad de 1 a 2 cp . El pozo fue perforado con lodo base agua. Los registros convencionales son mostrados en la Fig. 2 . Resultados con TDA y MRIAN son ilustrados en la Fig. 3 .

El operador estaba preocupado sobre el decrecimiento en resistividad en la porción inferior del reservorio . La pregunta fue si el decrecimiento era debido a los cambios texturales (tamaños de grano más pequeños, en cuyo caso el pozo produciría libre de agua) o un incremento en el volumen de agua movable. La habilidad de responder con confiabilidad esta pregunta podría tener implicaciones significantes en el cálculo de reservas , opciones de completación de pozo , y decisiones futuras de desarrollo . Una pieza adicional de información para este tipo de reservorio es que la producción cumulativa a menudo excede las reservas recuperables calculadas basadas en saturación de agua con un corte de 60 % . Si la zona entera en cuestión fuera actualmente irreducible de saturación de agua , luego el total del intervalo neto productivo podría ser incrementado de 25 a 70 pies . El incremento resultante en el volumen poroso de hidrocarburo sería de 200% , y las reservas recuperables esperadas se incrementarían significativamente .

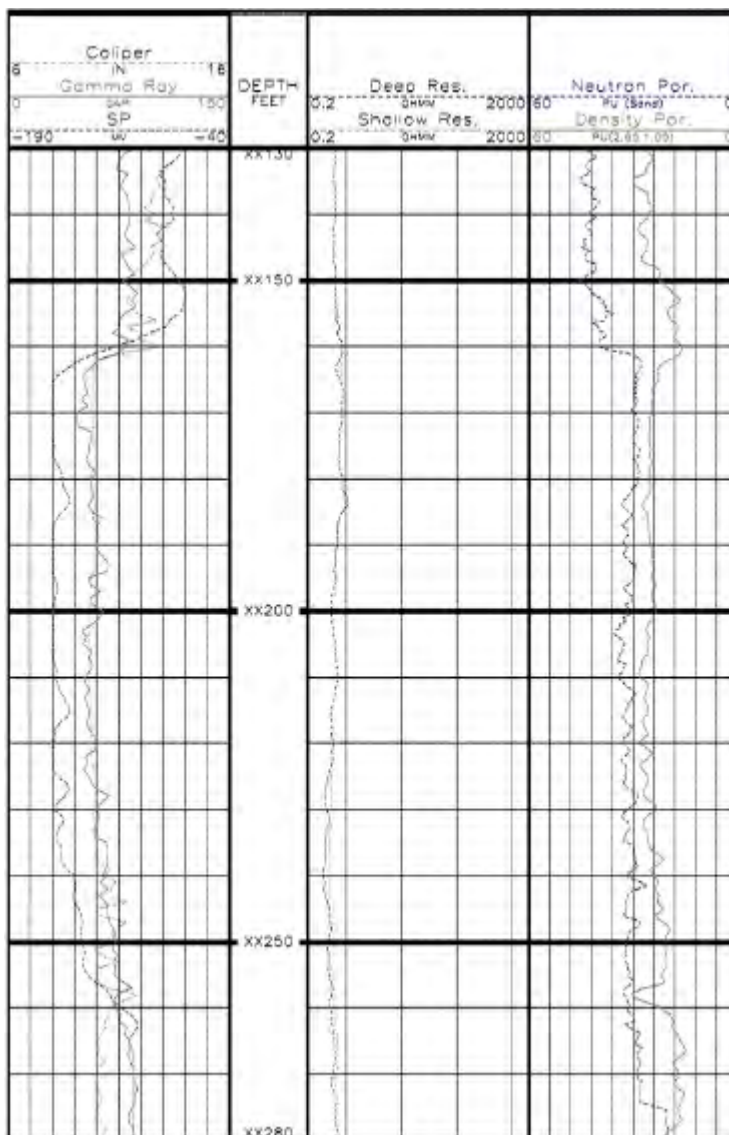


Figura 2 Registro Convencional (SP , resistividad , y neutrón / densidad) sugiere que la parte superior de la arena (XX 160 a XX 185) produciría posiblemente un alto corte de agua, por eso la parte inferior de arena (XX 185 a XX 257) está probablemente húmedo .

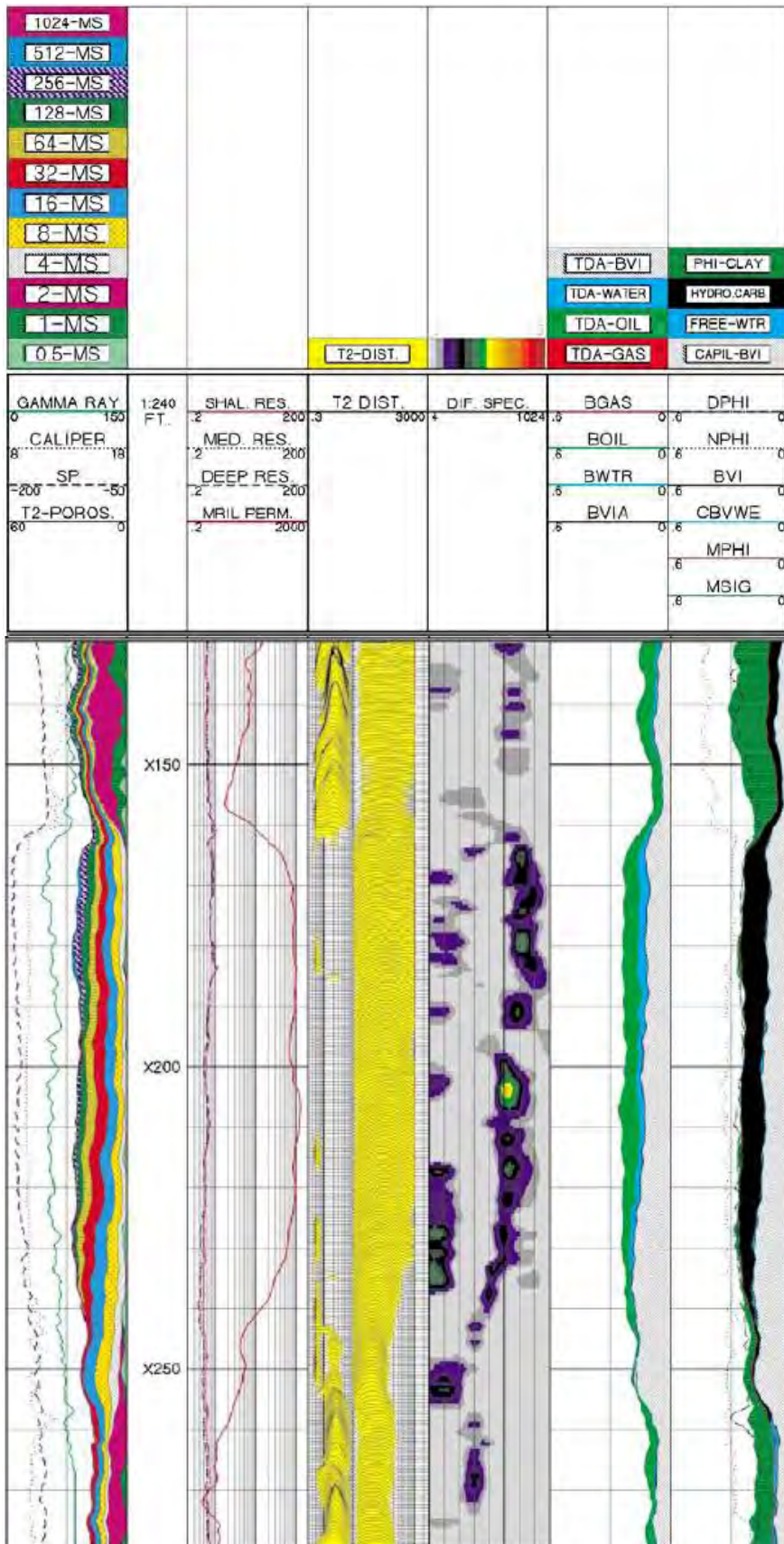


FIGURA 3 .- La información de MRIL fueron adquiridos en el pozo de la figura 2 y fueron usadas en los análisis DSM , TDA , y MRIAN . Los resultados MRIAN (track 7) indican que ambos intervalos el superior e inferior tienen una alta

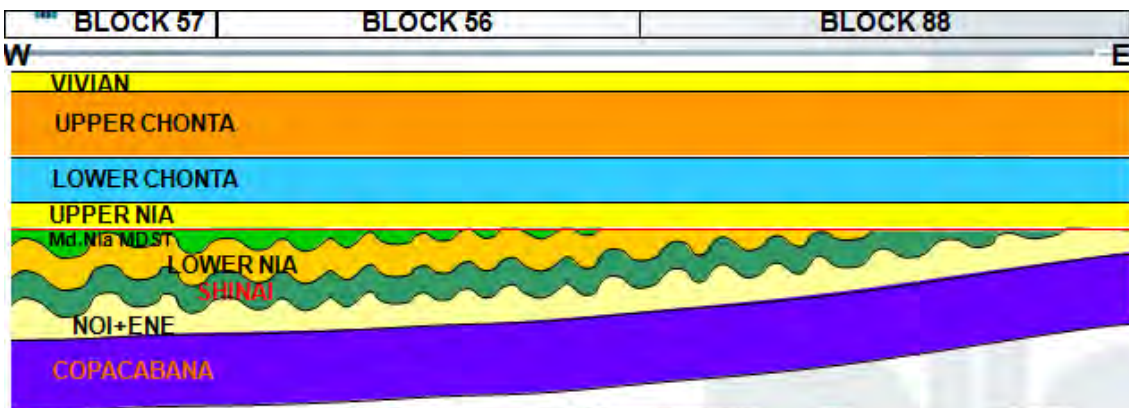
saturación de agua , por eso que la formación de agua está a condiciones irreducibles . Por eso , la zona no debería producir agua de formación . La zona entera tiene permeabilidad en exceso de 100 md (track 2). El análisis TDA (track 6) determinó la saturación de petróleo en la zona lavada que se encuentra en un rango de 35 a 45 % . Con esta información , el operador perforó

el intervalo entero y obtuvo una producción inicial de una tasa de 2000 BOPS sin influjo de agua .

CAPITULO VI : CASO DE POZO A

El pozo A se encuentra ubicado en Camisea , a continuación se presenta su columna estratigráfica ,modelo estratigráfico :

CUENCA UCAYALI SUR AREA DE CAMISEA										
FORMACION		REGISTRO TIPO		COLUMNA LITO.	YACIMIENTO				FACIE	
Cretácico	CHAROPHYTES	MT							DEPOSITOS CONTINENT.	
	VIVIAN	SUP	30			☀	●	●	●	PLATAFORMA DE MAREA
		MED	15			☀	●	●	●	
		INF	32			☀	●	●	●	
	CHONTA	SUP	133							MARINO
			115			☀	●	●	●	MARINO SOMERO, PLANICIE COSTERA.
	NIA	BAS	18			☀	☀	☀	●	EFIMEROS
		SUP	25			☀	☀	☀	●	ALUVIAL FLUVIAL
		MED	39			☀	☀	☀	●	
	Tr-Ju...?	MUDSTONE INTER-MEDIO		0-85						MARINO RESTRINGIDO
NIA-EOLICO		INF	0-130		☀	☀	☀	●	CAMPO DE DUNAS EOLICAS	
Pérmico	SHINAI		70						MARINO SOMERO, LAGUNAR ALUVIAL	
	NOI	SUP	22		☀	☀	N.R.	☀	FLU-EFIM DESERTICO	
		INF	17-67		☀	☀	N.R.	☀	SABKHA, EOLICOS, MARISMA	
	ENE		33		☀	☀	N.R.	☀	FLU-EFIM	
COPACABANA			+/- 870		☀	☀			MARINO	



6.1 Información Disponible y Calidad de la Información

El pozo A fue corrido en OH con LWD en la sección 8.5 con las herramientas Ecoscope-GVR LWD y HRLA-XPT, CMR-HNGS, SS-FMI WL.



La información del CMR fue adquirida en operaciones de hueco abierto en wireline a lo largo de la sección entera . La información del Ecoscope fue adquirida en las operaciones de LWD (modo de perforación excepto a profundidades de coreo) para obtener mediciones de reservorio que puedan proveer suficientes entradas para la evaluación petrofísica .

La verificación del DLIS fue hecha para la información del EcoScope y el CMR para así verificar su integridad y revisar los parámetros generales usados para su adquisición .No hubo errores en integridad de la información

La calidad de la información fue óptima. No hubo indicaciones de errores en el hardware. El diámetro del pozo es la única medición que afecta la data del CMR . Recordemos que la magnitud del caliper por sí solo no provee efectos en el CMR , en vez de eso , lo que realmente afecta la data es la rugosidad del pozo .

Condición de hueco malo para el CMR es fácilmente por la porosidad y tiempo de relajación T2 .Intervalos con condiciones adversas fueron claramente identificadas a lo largo de la sección con un mal agujero“(flag) después del procesamiento CMR .

Fig. 6.1 Herramienta EcoScope de CMR

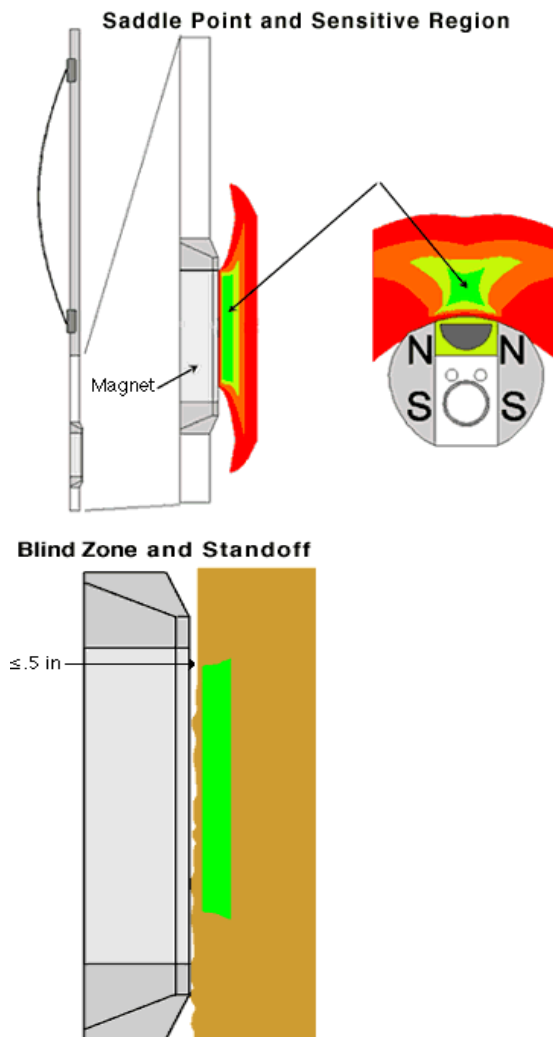


Fig. 6.2 CMR Región sensitiva y sensor Standoff

Es importante notar que hay un región ciega entre el la cara del pad y la región sensitiva de aproximadamente de 0.5 el cual ayuda superar los efectos de rugosidad del agujero.

El CMR fue adquirido en el modo EPM – A, esta secuencia fue seleccionada para mejorar las incertidumbres y minimizar el ruido observado con frecuencia en frente de formaciones con baja porosidad. La calibración de la herramienta CMR y LQC (Control de calidad de registro) fue verificado para asegurar la calidad de la data antes del post procesamiento .

En la Tabla N° 1, muestra los principales inputs usados para el procesamiento del DMRP.

EcoScope	
ROBB	Densidad bruta – Cuadrante inferior
RHGE	Densidad de grano de matriz derivada de elementos.
CMR	
CMRP_T1T2R-ZERO	Porosidad CMR - polarización
BFV	Volumen de fluido irreducible

Tabla 1 Principalmente EcoScope y CMR canales de entrada

Toda la información fue propiamente corregida ambientalmente y machada a profundidad . Canales mostrados arriba fueron obtenidos del Ecoscope Spectrolith post procesamiento y CMR post procesamiento

A es un pozo desviado, donde la sección 8.5 está localizada a lo largo de un intervalo de 3.3 deg de inclinación promedio . Debido a eso ,el cuadrante inferior del canal de densidad bruta (ROBB) ofrece un mejor contacto con la formación mientras la perforación , como consecuencia genera una mejor respuesta de densidad que la densidad bruta promedio normal .

Esta es la razón por la que fue seleccionada como un input para el presente trabajo.

El canal RHGE fue usada como una entrada de densidad de matriz de variable continua para generar la respuesta de porosidad de densidad más precisa a lo largo de la sección. Este input ayuda para mejorar los cálculos en vez de usar valores de densidad determinados (2.65g/cc, 2.71g/cc, 2.85g/cc), especialmente en un ambiente de litología variable así como en el caso de este pozo.

Es importante mencionar que las lecturas de resonancia pocas profundas como la del CMR son machadas en profundidad de manera eficientes con las herramientas de investigación de densidad.

Esto es crítico cuando se combina diferentes mediciones desde que es deseable que las herramientas investiguen el mismo volumen de formación .

6.2 Procesamiento CMR - DMRP

Esta sección describe el proceso seguido por la evaluación petrofísica .

6.2.1 Procesamiento CMR

Este paso fue repetido con dos diferentes sets de parámetros, un set para el corte T2 de 17 ms normalmente usado en la zona y otro de 100 ms como un valor estándar para los carbonatos .El valor del corte T2 de 17 ms fue usado encima de 2587.5m cubriendo la formación I superior , formación I inferior , formación II y 6.6m de la formación III . Debajo de 2587.5m hasta la sección 8.5 de TD a 2770m de MD el corte de T2 de 100ms fue usado a lo largo de la formación III.

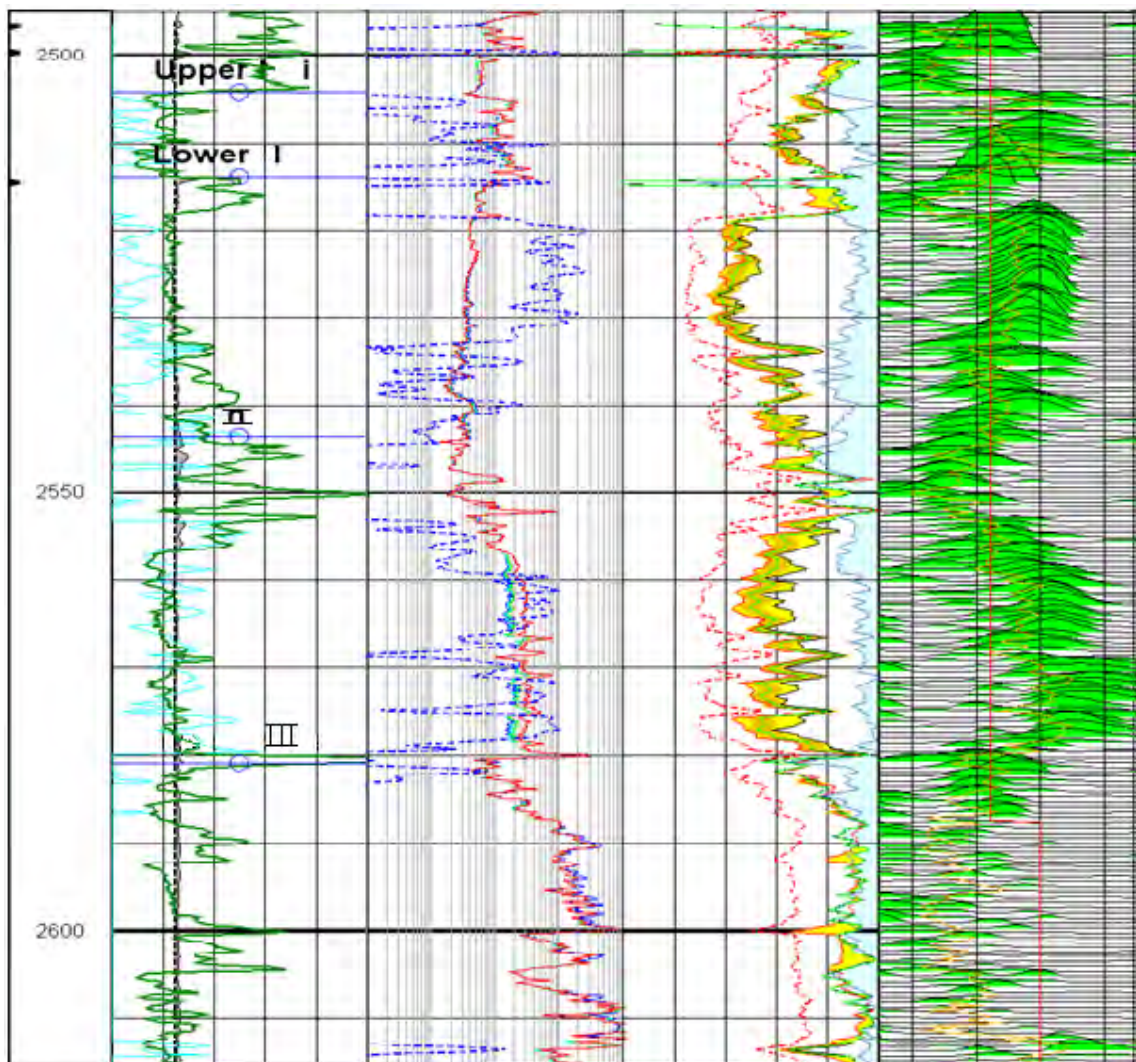


Fig. 6.3 DMRP Resultado del Proceso del intervalo 2495 – 2615m

Es importante destacar el uso de un corte T2 preciso, ya que este valor podría afectar el cálculo de :

- Volumen de fluido irreducible (BFV) y un incremento de volumen de fluido libre (CMRFF).
- Timur / Coates función de permeabilidad así como su uso de la relación CMRFF / BFV.
- Distribución de tamaño de poro, Donde los bin de los poros pequeños son reducidos cuando el corte T2 es reducido.

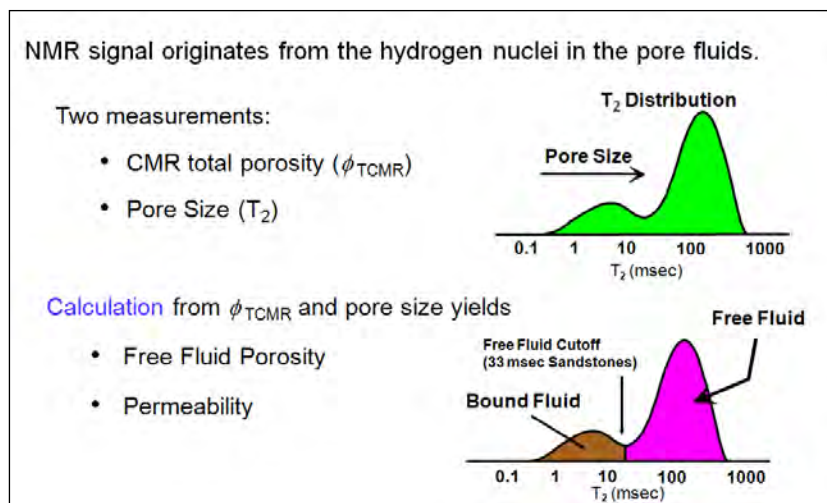


Fig. 1 Determinación de fluido libre y fluido irreducible

La Fig. 1 describe como el corte T2 ayuda a determinar la composición del fluido libre y el fluido irreducible dentro de la distribución T2, los dos cálculos fueron hechos con otros parámetros de procesamiento manteniéndose el mismo :

- | | |
|------------------------------------|----------|
| ○ Raw Echo de-spiking switch: | On |
| ○ T2 speed correction switch: | Off |
| ○ PHI cutoff for bad hole flag: | 0.24 v/v |
| ○ T2 cutoff for bad hole flag: | 11 ms |
| ○ Window Sum T2 minimum: | 0.3 ms |
| ○ Window Sum T2 maximum: | 3000 ms |
| ○ T1/T2 Ratio minimum: | 1 |
| ○ T1/T2 Ratio maximum: | 3 |
| ○ Timur/Coates PHIT Exponent: | 4 |
| ○ Timur/Coates PHI Ratio Exponent: | 2 |

6.2.2 Procesamiento DMRP

El método DMR combina la respuesta de las ecuaciones petrofísicas para la porosidad total CMR (TCMR) y mediciones de densidad bruta de formación para derivar nuevas ecuaciones para la porosidad total de gas corregida y la saturación de gas de la zona lavada.

La base física subyacente en el método DMR puede ser entendido considerando el TCMR y las respuestas de registro de densidad en una zona de gas. Si hay gas cerca del pozo , el registro de densidad-derivado de la porosidad (DPHI) sobrestima la porosidad total de la formación debido a que la densidad bruta de la formación medida es reducida por la presencia de gas .

La presencia de gas tiene el efecto opuesto en el TCMR , el cual va subestimar la porosidad total de formación debido a dos efectos : el bajo índice de hidrógeno del gas y la polarización insuficiente del gas .

Además, en zonas con gas cerca al pozo el registro TCMR leerá más bajo que los registro de DPHI . La diferencia del déficit entre estos dos registros es proporcional a la saturación de gas y el efecto es análogo al desfase de los registros de densidad-neutrón en zonas de gas

El intervalo de procesamiento va de 2495m a 2770m MD con una velocidad de muestreo de 0.1524m. Las propiedades del fluido y el gas son parámetros necesarios para establecer en el procesamiento. La tabla 2 y 3 muestra los principales parámetros de procesamiento DMRP para el agua y el gas usados en el presente análisis.

Densidad de fluido (g/cc)	Fluido T1 (s)	Índice de Hidrógeno del fluido
0.9935	0.14	0.994

Tabla 2 Fluido (agua) parámetros de procesamiento DMRP

Gas Density (g/cc)	Gas T1 (s)	Indice de hidrógeno del Gas
0.1715	3.86	0.386

Tabla 3 Parámetros principales de procesamiento DMRP de gas

Geoframe 4.5 es la versión de software usada para derivar el DMRP, todos los parámetros y entradas fueron usados dentro del modulo "Análisis de gas densidad CMR" . Este modulo fue puesto al final de la cadena de procesamiento para el Ecoscope Spectroscopy y la data de CMR .

DMRP Outputs	Descripción
DPOR	Porosidad Densidad
DMRP	Porosidad corregida de gas
SXO	Saturación de agua de la zona lavada
KTIM	Timur/Coates Permeabilidad de gas corregida
DMRP_SIG	Porosidad de gas corregida Incertidumbre

Tabla 4 Principales outputs (resultados) DMRP

La Tabla 4 muestra las principales salidas derivadas del módulo "CMR Análisis de gas densidad". Los resultados del procesamiento DMRP son discutidos más adelante .

6.3 Descripción de los resultados de la plantilla

6.3.1 Plantilla del CMR

Washout								
BS BS@Max								
6 (in) 16								
BADF_CMR								
0 () 10								
BAD HOLE								
WAIT_FLAG								
0 () 10								
WAIT TIME								
HSGR_CMR								
0 (gAPI) 150								
CALB.dm.t	MD	RT_HRLT RT_HRLT@XPT	ROBB.dm1 (DOLO Scal	CMFF	Bin 7 & 8	T2LM.splcd_17_100ms	KSDR.splcd_17_100ms	
6 (in) 16	1 : 200 m	0.2 (ohm.m) 2000	2.02 (g/cm3) 3.13	0.4 (#3/#3) 0	0.4 (#3/#3) 0	0.3 (ms) 3000	0.1 (mD) 10000	
HSGR.HRLA	DI_H	RXO_HRLT RXO_HRLT@X	TNPH.dm_to_cmr TNPH	CFF2	Bad hole	T2CUT_PRES.splcd_17	KTIM.splcd_17_100ms	
0 (gAPI) 150	0 (in) 60	0.2 (ohm.m) 2000	0.45 (#3/#3) -0.15	0.4 (#3/#3) 0	0 () 20	0.3 (ms) 3000	0.1 (mD) 10000	

Fig. 2 Plantilla del registro para resultados compuestos del CMR

Track 1

- Perfil del pozo (caliper)
- Áreas de derrumbe (negro)
- Tiempo insuficiente de espera(azul)
- GR de la corrida de WL

Track 2

- Profundidad
- Diámetro de invasión (HRLT)

Track 3

- Track de resistividad (HRLT)

Track 4

- Porosidad neutrón (TNPH) y densidad (ROBB)
- Factor fotoeléctrico
- Delta RHO (DRHB)

Track 5

- Porosidades CMR : Total (TCMR), 3 ms de porosidad(CFF2), porosidad de fluido libre (CMFF)
- Área sombreado de Amarillo para indicar la porosidad de capilar irreducible (de CFF2 para CMFF)

- Área sombreada de anaranjado para indicar la porosidad de poros pequeños (de TCMR para CFF2)

Track 6

- Porosidades Bin. Los Bins son definidos en límites de T2 discretos como se muestra en la figura 3 . Las porosidades bin deben ser entendidas como la fracción de porosidad respecto a la porosidad total que se encuentra en un cierto rango T2 (y como consecuencia el tamaño de poro) .

El bin 1 y el bin corresponden a la microporosidad de las lutitas .Bin 3 y 4 son más relacionados a la fracción de porosidad capilar irreducible .

El bin 5 es relacionado a los poros finos de las areniscas, el bin 6 es relacionado a los poros de tamaño mediano y el bin 7 y 8 a los poros que son muy grandes .

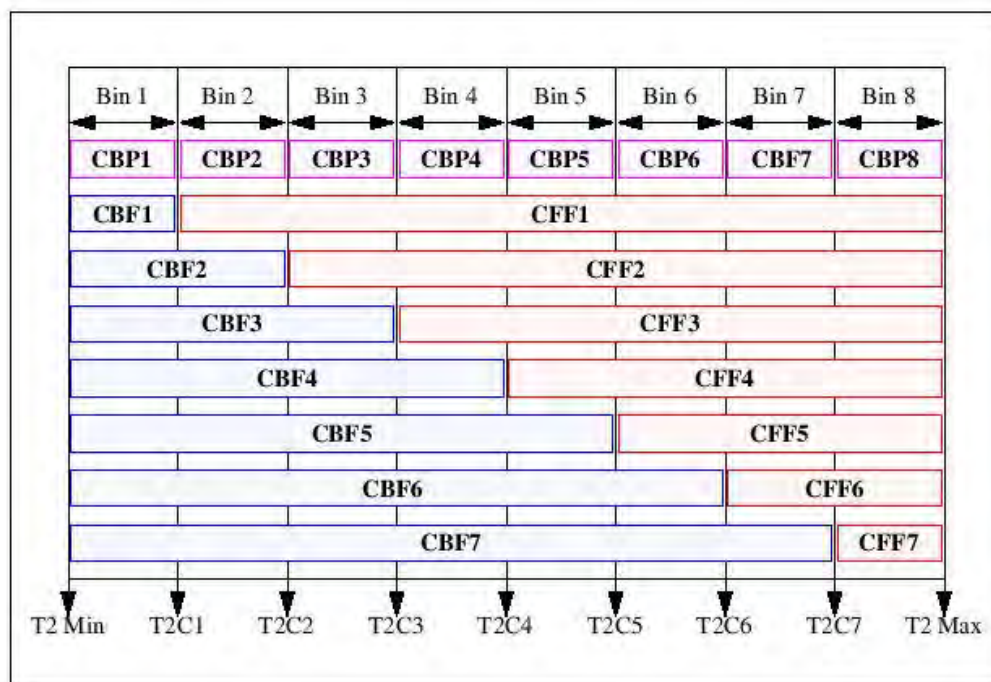


Fig. 3 Plantilla del registro para los resultados compuestos del CMR

Track 7

- La distribución T2 wavelets son presentadas aquí. El área debajo de la distribución (sombreada de verde) es proporcional a la porosidad . Cuando el pico de la onda es hacia la derecha indica tamaño de poros grandes o fluidos de baja viscosidad (o ambos) .

- El corte T2 es dibujado de rojo . Este separa los fluidos irreducibles (esta a su izquierda) de los fluidos libres (a su derecha).
- T2LM es la media logarítmica de T2. Es el valor medio de toda la distribución T2 a cada profundidad.

Track 8

- KTIM presenta la permeabilidad Timur / Coates.
- KSDR presenta la permeabilidad SDR.
- KTIM valor cada 5 metros.

6.3.2 Plantilla DMRP

El composite mostrado en la Fig. 4 combina data de la herramienta CMR, sonda HRLA, Powered Positioning Device Caliper, EcoScope (LWD) y outputs de procesamiento DMRP.

			ROBB.dm_to_cmr ROB 2 (g/cm ³) 3	
			Bound Fluid	
		KTIM KTIM@CMR_Dens 1 (mD) 10000	Deficit	
	Washout	RLA3 RLA3@XPT_HRLA 0.2 (ohm.m) 2000	DMRP Quality	
	GRMA.dm_to_cmr GRM 0 (gAPI) 150	RLA2 RLA2@XPT_HRLA 0.2 (ohm.m) 2000	DPOR DPOR@CMR_Dens 0.4 (ft ³ /ft ³) 0	
MD 1 : 500 m	BS BS@CMR_NGS_132P 6 (in) 16	RLA1 RLA1@XPT_HRLA 0.2 (ohm.m) 2000	BFV.splcd_17_100ms 0.4 (ft ³ /ft ³) 0	T2_DIST.splcd_17_1 0 () 29
BADF_CM 0 () 10	CAL8.dm_to_cmr CAL 6 (in) 16	RLA4 RLA4@XPT_HRLA 0.2 (ohm.m) 2000	CMRP_T1T2R_ZERO.sp 0.4 (ft ³ /ft ³) 0	T2LM.splcd_17_100m 0.3 (ms) 3000
Bad Hol	SXO SXO@CMR_Densit 1 (ft ³ /ft ³) 0	RLA5 RLA5@XPT_HRLA 0.2 (ohm.m) 2000	DMRP DMRP@CMR_Dens 0.4 (ft ³ /ft ³) 0	T2CUT_17ms_100ms_s 0.3 (ms) 3000

Fig. 4 Plantilla del registro para los resultados compuestos del DMRP

Track 1: Profundidad medida y flag del badhole del CMR.

Track 2: Tamaño del bit, Caliper, Gamma Ray y Saturación de agua de la zona lavada.

Track 3: Permeabilidad y Resistividad.

Track 4: Densidad, Porosidad y volumen de fluido irreducible .

Track 5: Distribución de tamaño de poro T2,media logarítmica T2 y corte T2.

Para una descripción detallada de cada variable mostradas en la plantilla referirse al anexo 1 – términos y definición.

6.4 Procesamiento de Resultados CMR - DMRP

Resultados de muy buena calidad fueron obtenidos del procesamiento CMR . Toda la información se puede usar a lo largo de esta sección excepto para intervalos específicos claramente identificados por el flag del badhole (flag negro). Estos intervalos donde la herramienta estuvo leyendo mayormente señal de lodo muestra una distribución T2 afectada y como consecuencia una alta porosidad irreal y permeabilidades .(Fig. 5).

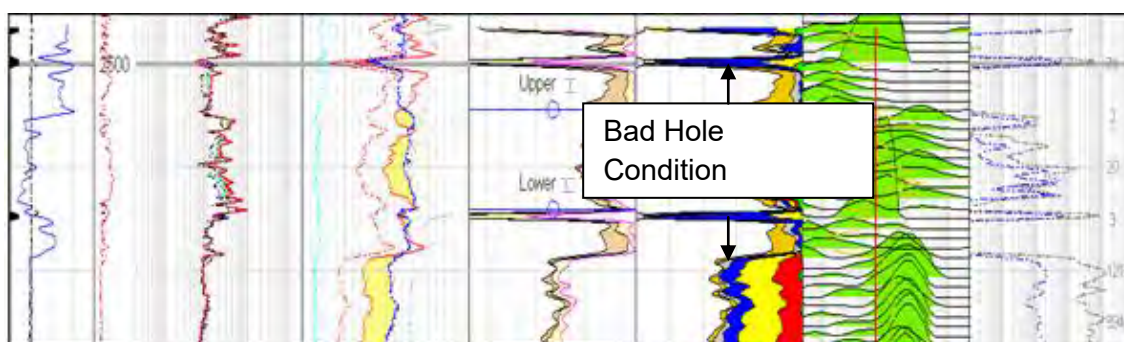


Fig. 5: Resultados CMR intervalos 2495m – 2530m. Flag negro en el primer track indica mala condición de pozo.

El tamaño de poro-grano en la formación I superior presenta una contribución importante de arena fina , arena media arena gruesa .

La figura 6 muestra distribución de tamaño de poro-grano para todos los intervalos desde 2504.3m a 2514m. La figura 7 muestra dos intervalos con relieves con rectángulos azules y rojos , y sus correspondientes tablas de distribuciones de tamaño de poro,grano mostradas en la parte de abajo ,de la figura 7 es posible concluir que la presencia de granos de tamaño medio-grueso es más alta en la parte inferior de la formación I superior (intervalo resaltado de rojo) y también la presencia de un limo medio fino y arcilla es más baja para este intervalo que el intervalo 2504.3m - 2510m

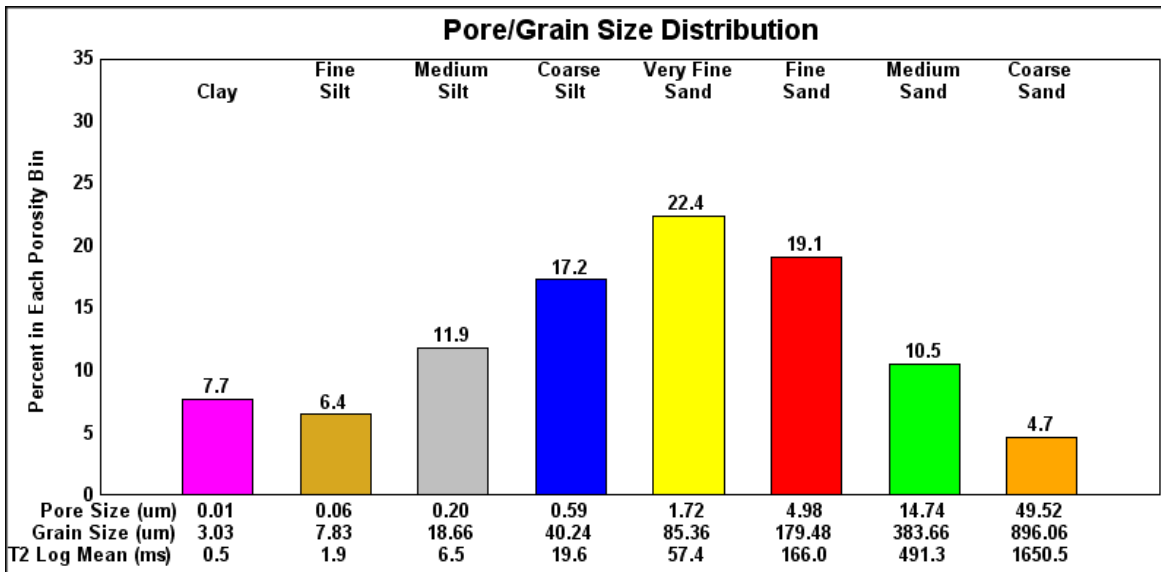


Fig.6 Distribución de tamaño de poro, grano de 2504.3m – 2514m

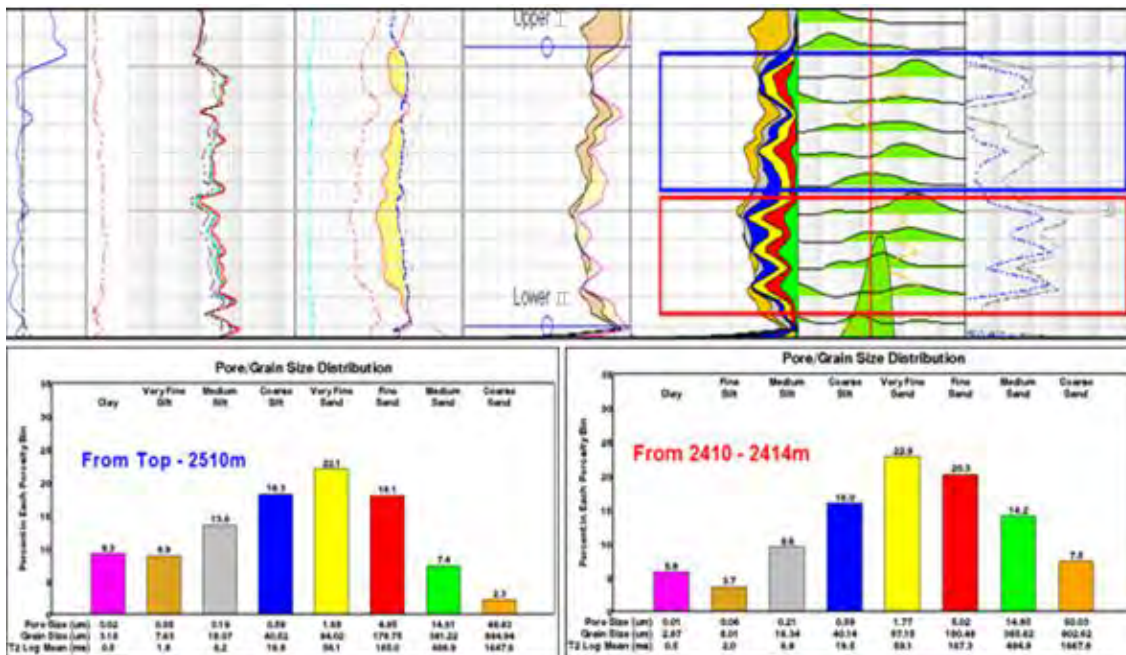


Fig.7: Resultados CMR INTERVALO 2504.3m – 2514m Y distribución de tamaño poro , grano

- Formación I inferior presenta una distribución de tamaño de poro , grano principalmente compuesta de arena de granos finos .Esta distribución más uniforme puede ser notada en la figura 8 donde la distribución T2 verde es colocada cerca a la parte central del track 7 con una base estrecha. La distribución completa de tamaño de poro grano para el mismo intervalo es mostrado en la figura 9 .

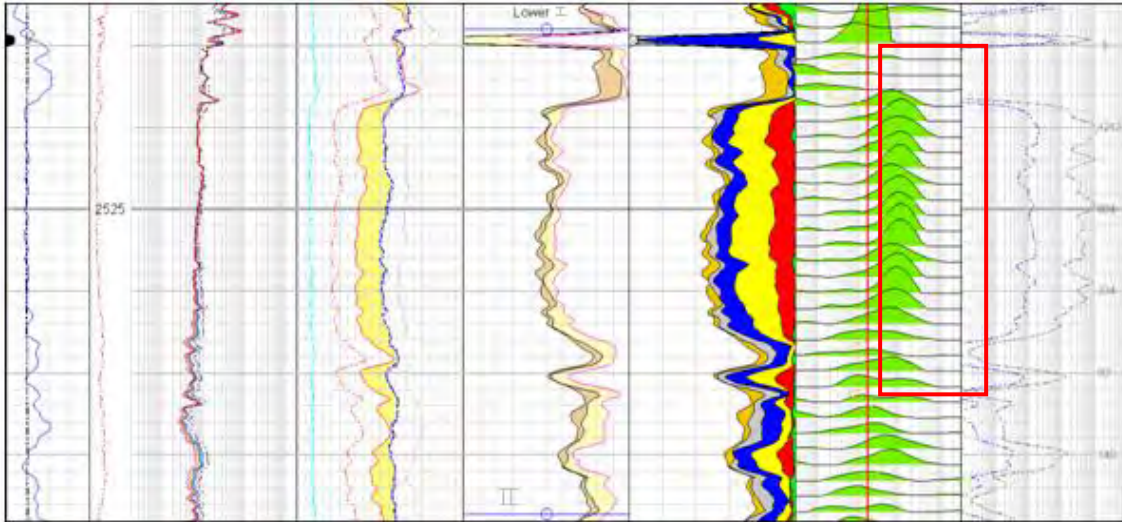


Fig. 8 resultados CMR del intervalo 2514m – 2543.6m

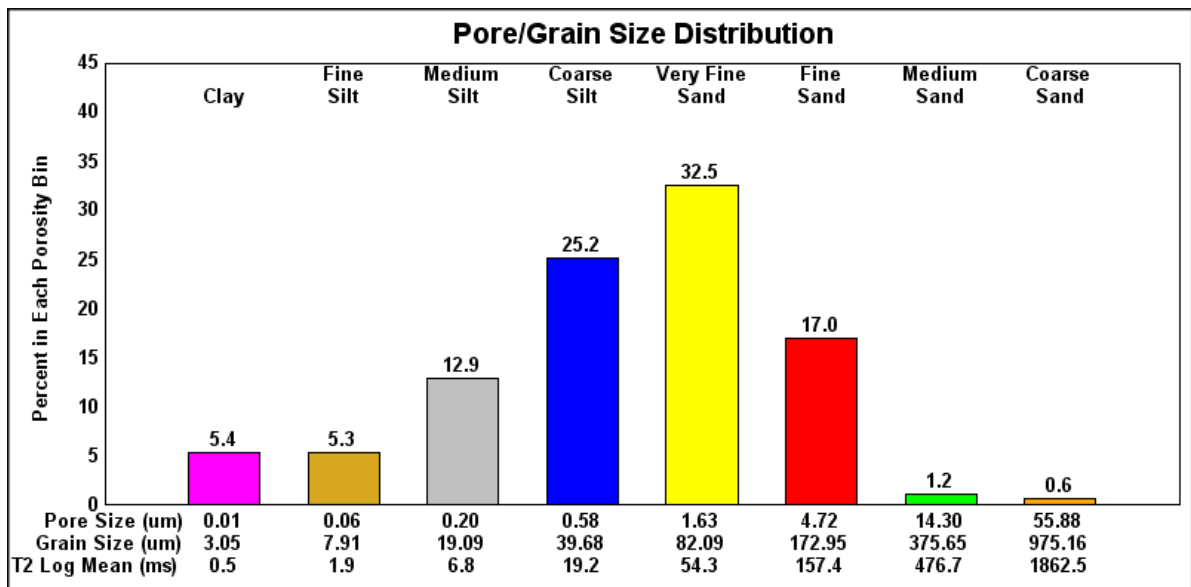


Fig.9 Distribución de tamaño poro , grano de 2514m – 2543.6m

- Procesamiento DMRP genera buenos resultados con poca incertidumbre .
- DMRP integra información del procesamiento CMR y EcoScope Spectrolith, las salidas de DMRP mostrados en las formaciones I superior e inferior son mostradas en la fig. 10.

Es evidente del Spectrolith que la formación I superior tiene muy bajo contenido de arcilla, esta pieza de información en adición a la distribución del gran tamaño de poro , grano obtenida del CMR concluye muy bajo contenido de fluido irreducible en este intervalo.

Este tipo de formación promueve la rápida generación de costra de lodo en la pared del pozo y como consecuencia poca presencia de filtrado de lodo en la zona lavada así como podemos notar debido a los valores bajos de SXO (saturación de agua en la zona lavada) resaltada de azul.

Esto es apoyado por el perfil de invasión conductiva mostrada en el track de resistividad.

El crossover del efecto del gas (sombreado de amarillo) mostradas en la formación I superior resaltado en rojo oscuro parece ser más baja en comparación de las observadas en la formación I inferior.

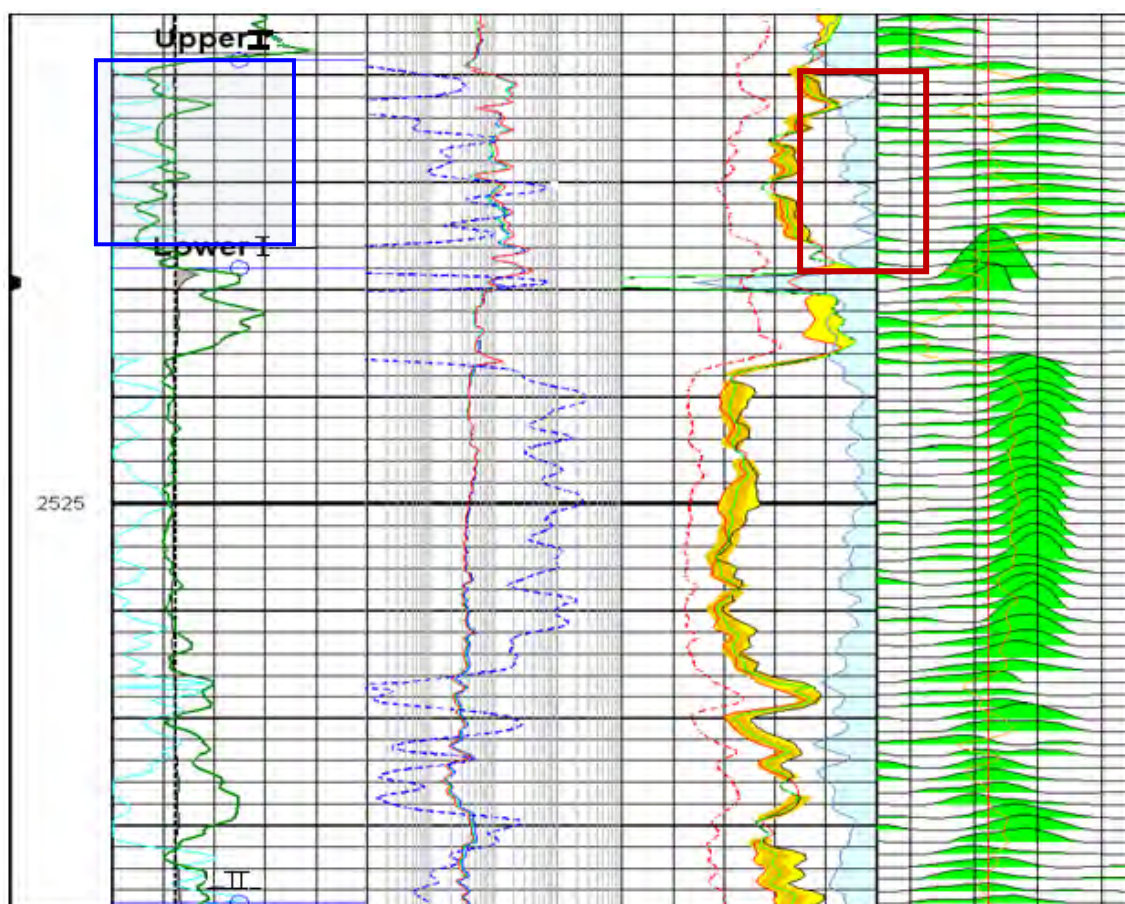


Fig. 10 Spectrolith y resultados DMRP para las formaciones I superior e inferior

Desde que la distribución tamaño poro-grano es conocida y la diferencia o déficit entre la porosidad total CMR vs Porosidad Densidad es proporcional a la saturación de gas, la interpretación de todas estas piezas de información mejora drásticamente el mejor entendimiento de las formaciones.

Conociendo los diferentes efectos producidos por los hidrocarburos ligeros permite la corrección apropiada de la data adquirida, como consecuencia una generación más precisa de la porosidad total de gas corregida, este tipo de post procesamiento hace el análisis petrofísico en formaciones de gas más robusto.

Esto puede ser observado en el track de porosidad como DMRP (curva de verde claro)corrige la subestimación del TCMR (curva negra) en frente de las formaciones de gas.

También es observado que los cálculos de permeabilidad del DMRP son más altos en comparación del CMR ,pero aún para el intervalo 2504.3m – 2510m correspondiente para la formación I superior el valor de permeabilidad parece ser más bajo que el valor esperado , este puede ser relacionado a la distribución de tamaño de poro , grano como se presentó en la figura 7 .

- La formación II presenta un tamaño poro , grano no uniforme . Como podemos ver en la figura 11 las distribución tamaño poro , grano tiene importante contribución de las arcillas hasta las arenas de grano grueso . Este tipo de litología también puede ser observada de la data del Spectrolith. Esta amplia distribución T2 puede ser notada en la figura 12 .

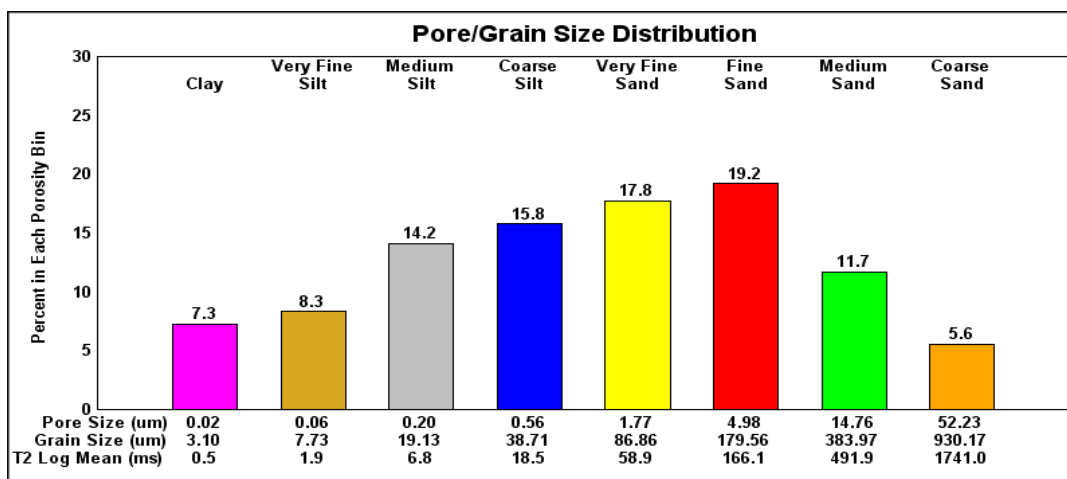


Fig. 11: Distribución de tamaño poro, grano de 2543.6m – 2580.9m

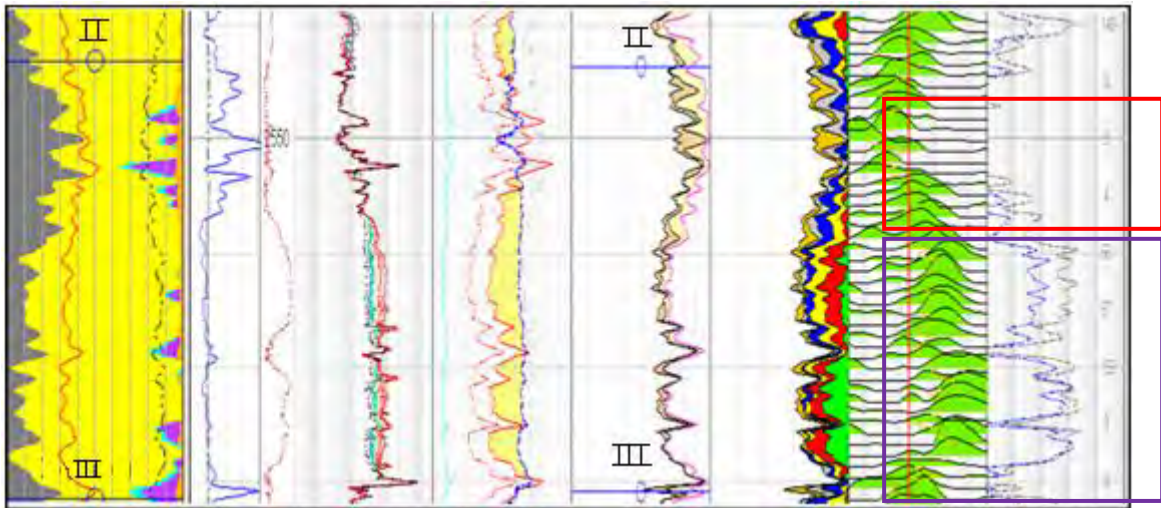


Fig. 12: Resultados CMR intervalo 2543.6m – 2580.9m

La formación III es caracterizado como una formación de carbonatos de muy baja porosidad y es mostrada en la figura 13 la distribución de tamaño de poro está principalmente compuesta de bins muy pequeños. A pesar de esta afirmación general en las figuras 14, 15 and 16 muestra 3 intervalos de la formación III con porosidad alta y muy alta. Ambos intervalos principalmente compuestos de dolomita tienen distribución de tamaño de poro , grano fino , medio y grueso .

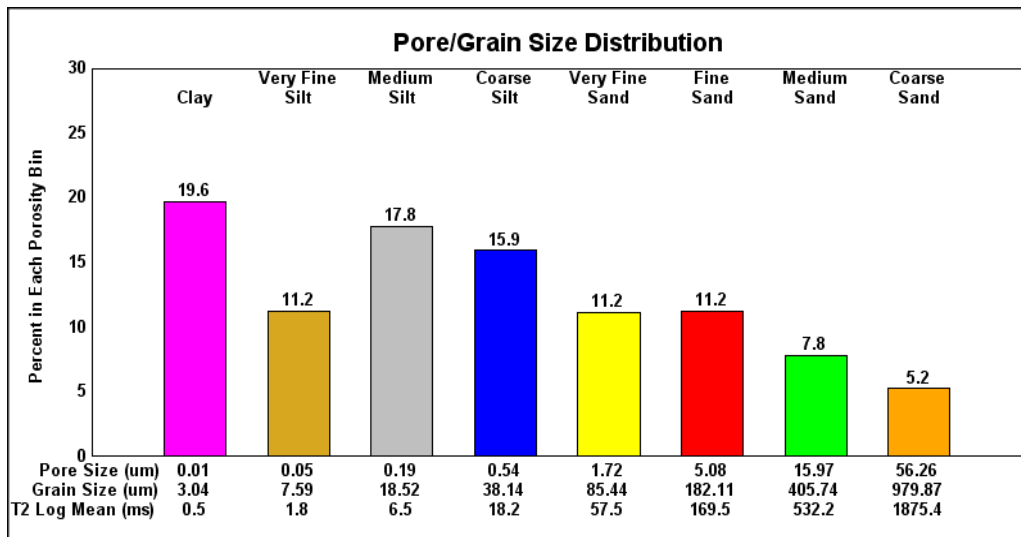


Fig. 13: Distribución de tamaño poro , grano para todas las formaciones de III.

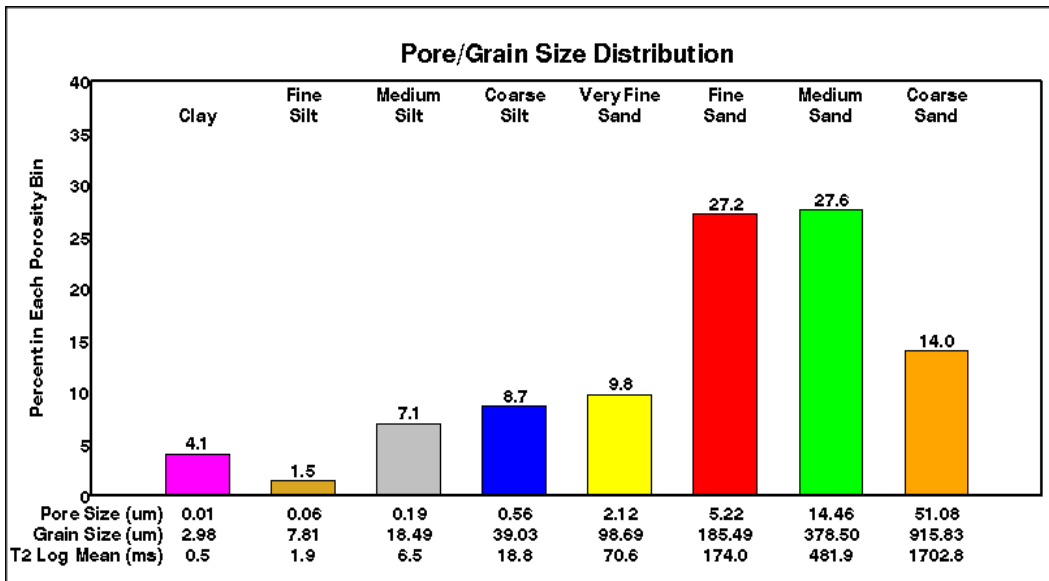


Fig. 14: Distribución de tamaño poro ,grano de 2612m – 2615m

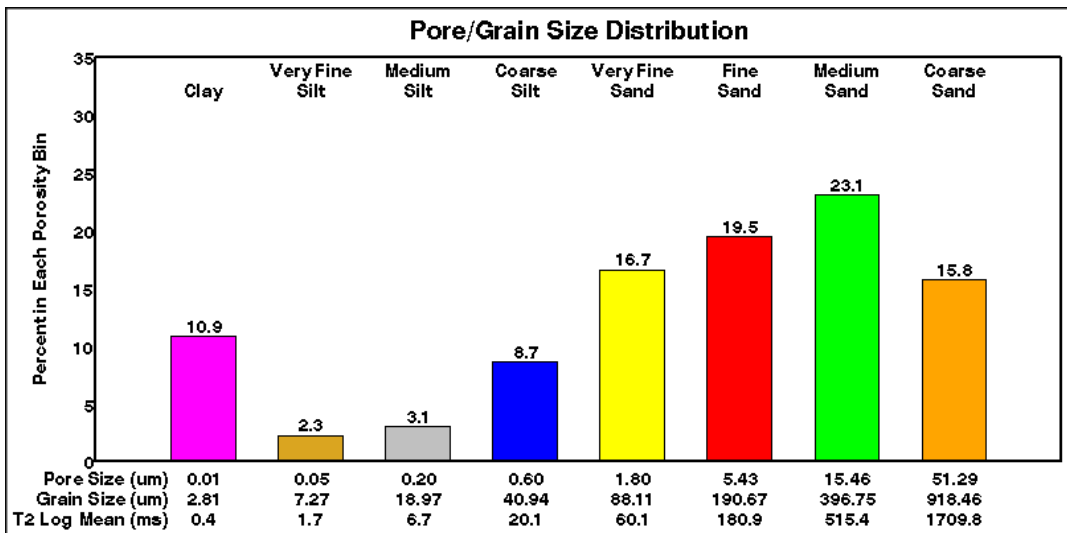


Fig.15: Por Distribución de tamaño poro ,grano de 2725.3m – 2731.3m

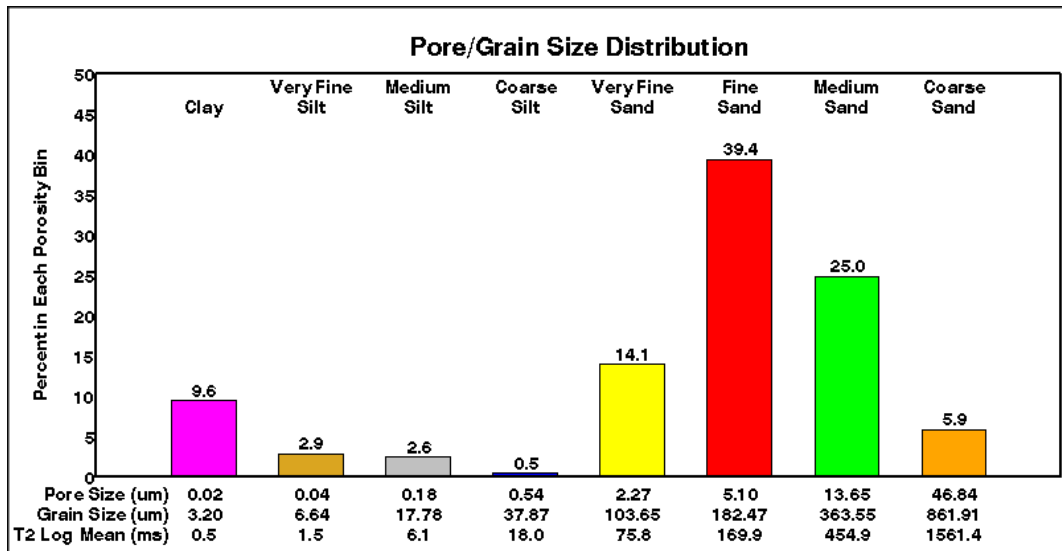


Fig.16: Distribución de tamaño poro ,grano de 2757.5m – 2762.5m

La Fig. 17 muestra ambos intervalos previos de la formación III. Aunque ellos están compuestos de partículas de tamaño de grano similar es importante notar la diferencia entre las amplitudes de sus distribuciones T2. Puesto que la porosidad total del primer y tercer intervalo son muy altas la amplitud de su distribución T2 es también más altas que el segundo intervalo con baja porosidad.

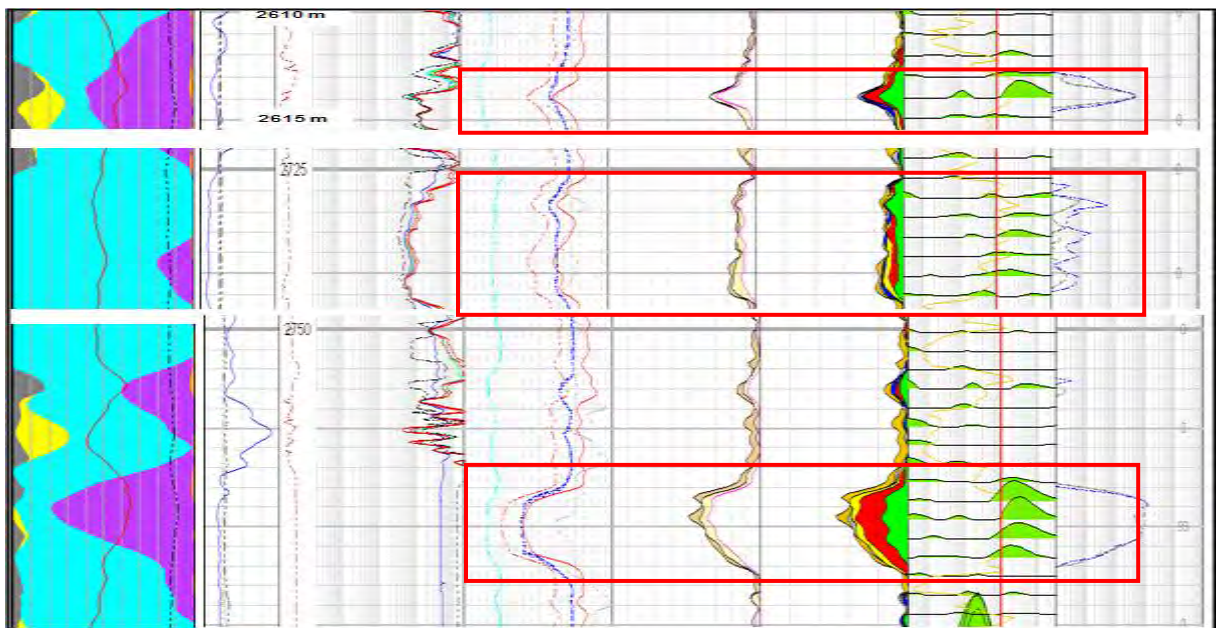


Fig.17: Resultados CMR intervalo 2612m – 2615m, 2725.3m – 2731.3m ay 2757.5m – 2762.5m

El procesamiento DMRP comienza su cálculo de la data de TCMR-polarización-OFF. Esta en conjunción de la data de densidad y con parámetros de procesamiento más precisos aseguran la generación de una porosidad total de gas corregida . Esta porosidad también generará un mejor cálculo de la permeabilidad, luego la figura 18 muestra una corrección de densidad-gas hecha a intervalos mencionados en la figura 17 donde la distribución de tamaño poro, grano es más alto en comparación con el resto de la formación III .

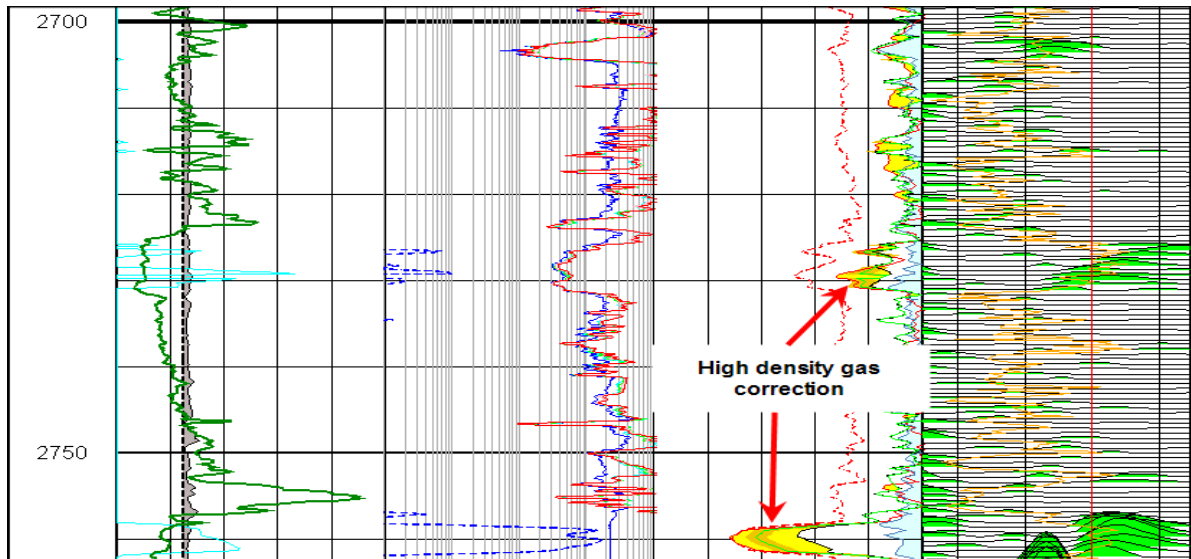


Fig. 18: DMRP Resultados para formacion III.

6.5 Tabla Resumen

FORMACION	INTERVALO	CONTENIDO DE ARCILLA	CONTRIBUCIÓN DE ARENAS	DISTRIBUCION PORO GRANO	POROSIDAD	DISTRIBUCION T2
I superior	2504.3-2514m	Muy bajo contenido	Arena fina, media y gruesa	grande	10-12 y 14-16 pu	No tan uniforme
I inferior	2514-2543.6m	Tiene contenido de arcilla	Arena fina	uniforme	24 pu	Más uniforme
II	2543.6-2580.9m	Grandes variaciones	Arcilla, arena fina, media y gruesa	No uniforme	No se determinó	Más uniforme que I superior
III	2612-2615m	No se determino	Dolomita , arena fina, media y gruesa .	variada	Porosidad alta y muy alta bins 6.7.8	uniforme
	2725.3-2731.3m					
	2757.5-2762.5m					

CAPITULO VII: COSTOS Y EVALUACION ECONOMICA

COSTOS

Costos a una profundidad total de 3773 metros

Wireline Shiviyaçu 1606 OPEN HOLE RUNS							\$ 349,069.57
Service Charge							
Description	from	to	Qty	u.price	u.price	Disc.	Subtotal
Flat			1	3000	3000.00		3000.00
Item total							3000.00
PPC - 4 arm Caliper							
Description	from	to	Qty	u.price	u.price	Disc.	Subtotal
Depth Charge			3773	2.95	1.59	46%	6010.39
Survey Charge			610	5.84	3.15	46%	1923.70
Item total							7934.09
DSI- Dipole Sonic							
Description	from	to	Qty	u.price	u.price	Disc.	Subtotal
Depth Charge			3773	7.27	3.93	46%	14812.04
P&S mode			610	11.79	6.37	46%	3883.63
Stoneley Mode			610	14.02	7.57	46%	4618.19
Upper Dipole Mode			610	14.02	7.57	46%	4618.19
Lower Dipole Mode			610	14.02	7.57	46%	4618.19
Cross-Dipole Mode			610	21.14	11.42	46%	6963.52
GR depth			3773	2.04	0.92	55%	3463.61
SWFA1 slowness analysis - P			610				11398.40
SWFA2 slowness analysis - S			610				9670.40
SWFA2 slowness analysis - S			610				9670.40
STPERM Stoneley Permeability Processing			610				11232.00
Item total							84948.56

EVALUACION ECONOMICA

El estudio de evaluación económica es un factor muy importante para analizar la rentabilidad de los proyectos. Las inversiones y por lo tanto la producción de bienes y servicios, no deben hacerse como una aventura, sino que deben tener una sólida base en la que se apoyen. Esta base es la evaluación de proyectos; por supuesto antes de evaluar hay que formular de manera muy clara el proyecto.

Uno de los aspectos más importantes de la formulación es el estudio de mercado, el cual debe describir las cantidades que se demandan así como otros datos básicos sobre proveedores, competencia, etc., sin embargo normalmente el que desarrolla proyectos no tiene la función de realizar esta actividad, ya que para ello generalmente existen personas o empresas expertas dedicadas a efectuar estudios de mercado.

De igual forma el estudio técnico tiene como objetivo determinar la función de producción óptima para la utilización eficiente de los recursos disponibles para la fabricación de los bienes o prestación de servicios que se desean. La primera parte del estudio técnico es la determinación del tamaño óptimo del sector, el cual está asociado a una serie de factores como son: el mercado, los recursos financieros disponibles, así como la tecnología imperante.

Otro aspecto importante a considerar es el organizativo, ya que la escogencia de una determinada opción puede implicar una figura organizativa distinta. Todos los aspectos administrativos se deben estudiar de manera exhaustiva a fin de definir que actividades serán contratadas y cuales se realizarán en la empresa, que al final es lo que definirá la estructura organizativa. Finalmente el estudio técnico recoge la parte jurídica, ya que es necesario conocer la legislación vigente que pueda impactar el proyecto.

El estudio económico determina los costos totales en que incurrirá el proyecto, clasificándolos en costos de producción, administración, de ventas, financieros, etc. Las inversiones que la empresa requiere son también de análisis en el estudio económico, las cuales son básicamente tres: inversiones en activo fijo (tangible),

inversiones en activos intangibles, ambas sujetas a depreciación y amortización, e inversión en capital de trabajo.

Ayuda mucho en el estudio económico, el desarrollo del punto de equilibrio, ya que presenta una idea de los costos, ingresos por ventas y costos total con base en el nivel de producción. Finalmente el estudio económico debe señalar los estados de resultados, fundamentalmente el Estado de Ganancias y Pérdidas y el Balance General, pero es indispensable y será con el que se hará la evaluación económica EL FLUJO DE CAJA PROYECTADO.

La evaluación económica viene a definir la rentabilidad del proyecto y para ello se utilizan fundamentalmente la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el Valor Presente Neto (VPN), el cual considera un costo de capital o tasa de descuento, y ambas técnicas suponen que las ganancias se reinvierten en su totalidad y que al reinvertirse ganan la misma tasa de descuento a la cual fueron calculadas. El método del Valor Presente Neto es muy utilizado por dos razones, la primera porque es de muy fácil aplicación y la segunda porque todos los ingresos y egresos futuros se transforman a monedas de hoy y así puede verse, fácilmente, si los ingresos son mayores que los egresos. Cuando el VPN es menor que cero implica que hay una pérdida a una cierta tasa de interés o por el contrario si el VPN es mayor que cero se presenta una ganancia. Cuando el VPN es igual a cero se dice que el proyecto es indiferente.

La condición indispensable para comparar alternativas es que siempre se tome en la comparación igual número de años, pero si el tiempo de cada uno es diferente, se debe tomar como base el mínimo común múltiplo de los años de cada alternativa. La Tasa Interna de Retorno es aquella tasa que está ganando un interés sobre el saldo no recuperado de la inversión en cualquier momento de la duración del proyecto. En la medida de las condiciones y alcance del proyecto estos deben evaluarse de acuerdo a sus características, con unos sencillos ejemplos se expondrán sus fundamentos. Esta es una herramienta de gran utilidad para la toma de decisiones financiera dentro de las organizaciones.

Recuérdese que los criterios de aceptación al usar estas técnicas son:

Técnica	Aceptación	Rechazo
VPN	≥ 0	< 0
TIR	$\geq \text{TMAR}$	$< \text{TMAR}$

Valores de aceptación de VAN y TIR

En este texto el proyecto desarrollado amerita realizar el estudio de evaluación económica en las etapas de Exploración y Completación así como la de Desarrollo, para realizar una comparación detallada y por lo tanto una mejor interpretación.

6.5.1 Análisis económico

Para realizar este análisis se realizó un estimado de costo para los pozos desarrollados en la selva a partir de papers, El análisis consiste de dos casos con el objetivo de analizar los resultados y la viabilidad del proyecto, en uno de los cuales se usó registros de resonancia magnética y en otro registros convencionales.

ITEM	DESCRIPCION DEL PROCESO	Tasa de costo(\$/m)	Seccion (m)	
1	Plataforma y Helipuertos			2729529
2	Forros de Superficie	533	1300	779993
3	Completacion de Forros de Superficie			191067
4	Lodo de Perforacion	122	3969	545906
5	Equipo de Perforacion			3495435
6	Gastos Departamentales			533350
7	Brocas 17.5", 12.25", 8.5", Seccion Horizontal.			317444
8	Forros Intermedios 9.625"	577	1880	1220587
9	Completacion de Forros Intermedios 9.625"			136476
10	Transportes			4367247
11	Pago por Alquiler de Equipos			696849
12	Personal contratado			272953
13	Baleo			81886
15	Registros Electricos			366576
16	Forros de Produccion	402	389	351884
17	Completacion de Liner de Produccion			242655
18	Cabezal de Produccion			104268
19	Tuberia de Produccion	179	3969	799717
20	Combustibles y Lubricantes			115459
21	Depreciacion del Equipo de Apoyo			116824
22	Completacion			425807
23	Seguro de Equipo y Material			108089
	TOTAL			18000000

Para el caso que se use registros de resonancia el costo adicional se muestra en el capítulo 7 que es alrededor 74 298 dólares del CMR los registro de densidad/neutrón están incluidos dentro del PEX-AIT .

ITEM	DESCRIPCION DEL PROCESO	Tasa de costo(\$/m)	Seccion (m)
1	Plataforma y Helipuertos		
2	Forros de Superficie	533	1300
3	Completacion de Forros de Superficie		
4	Lodo de Perforacion	122	3969
5	Equipo de Perforacion		
6	Gastos Departamentales		
7	Brocas 17.5", 12.25", 8.5", Seccion Horizontal.		
8	Forros Intermedios 9.625"	577	1880
9	Completacion de Forros Intermedios 9.625"		
10	Transportes		
11	Pago por Alquiler de Equipos		
12	Personal contratado		
13	Baleo		
15	Registros Electricos		
16	Forros de Produccion	402	389
17	Completacion de Liner de Produccion		
18	Cabezal de Produccion		
19	Tuberia de Produccion	179	3969
20	Combustibles y Lubricantes		
21	Depreciacion del Equipo de Apoyo		
22	Completacion		
23	Seguro de Equipo y Material		
24	Tecnologia LWD		

6.5.2 Estado de Pérdidas y Ganancias y Flujo de Caja Económico

Para realizar este estudio con mayor detalle y precisión, se consultaron diversas fuentes actualizadas de las cuales se consideraron algunos parámetros que definirán la evaluación económica del proyecto en desarrollo.

Entre los parámetros principales tenemos los siguientes:

- Precio del petróleo referencial y fijo para la vida útil del pozo de \$70/Barril.
- Precio del costo de producción, tratamiento y reinyección de agua de \$2/Barril.

- La proyección de petróleo y agua se hizo a 20 años, tomando datos de Declinación hiperbólica usada para los casos descritos anteriormente.
- Precio de producción, transporte, comercialización y gastos por contratos ambientales y sociales con el estado de \$14/Barril.
- Los impuestos a las utilidades se estimó en 30%.
- La tasa de rentabilidad del sector se consideró en 25%.
- La empresa asume el 100% de la inversión, el monto de la inversión se describe en el estimado de costos detallado anteriormente.
- Las reservas estimadas están en base a los parámetros petrofísicos estimados en cada caso :

Caso I sin uso de registros de resonancia magnética

Este es un cuadro de balance económico representativo para pozos de la selva corrido con registro convencionales .

Año	Producción de Petróleo			Precio \$/bbl	Ingreso (\$)	Costo Operativo			Depreciación		Depreciación Total	Costo Total	Utilidad sin Impuesto	Impuesto 30%	Utilidad Neta
	BOPD	CA (%)	NETO			Agua	Petróleo	Costo de Producción	Tangibles	Intangibles					
	exploración														
	desarrollo														
1	2206	0.75	550	70	14052500	1204500	3011250	4215750	376818	108089	484907	4700657	9351843	2805553	6546290
2	1818	0.82	327	70	8361818	1088364	1791818	2880182	376818	0	376818	3256999	5104819	1531446	3573373
3	1528	0.85	229	70	5855208	947986	1254688	2202674	376818	0	376818	2579491	3275717	982715	2293002
4	1302	0.86	182	70	4656450	817254	997811	1815065	376818	0	376818	2191883	2464567	739370	1725197
5	1122	0.87	146	70	3728214	712867	798903	1511770	376818	0	376818	1888588	1839626	551888	1287738
6	976	0.88	117	70	2997867	628124	642400	1270524	376818	0	376818	1647342	1350525	405157	945367
7	859	0.89	95	70	2415273	558336	517559	1075895	376818	0	376818	1452712	962561	288768	673799
8	761	0.9	76	70	1944983	500138	416782	916920	376818	0	376818	1293738	651245	195373	455871
9	679	0.91	61	70	1561389	451068	334583	785651	376818	0	376818	1162469	398920	119678	279244
10	609	0.92	49	70	1245851	409285	266925	676211	376818	0	376818	1053028	192623	57787	134836
11	550	0.92	44	70	1124200	369380	240900	610280	376818	0	376818	987098	137102	41131	95972
12	499	0.92	40	70	1019683	335039	218509	553542	376818	0	376818	930959	89323	26797	62526
13	453	0.92	36	70	929091	305273	199091	504364	376818	0	376818	881181	47910	14373	33537
14	416	0.92	33	70	850057	279304	182155	461459	376818	0	376818	838277	11780	3534	8246
15	382	0.92	31	70	780694	256514	167292	423806	376818	0	376818	800623	-19929	-5978	12890
16	352	0.92	28	70	719488	236403	154176	390579	376818	0	376818	767397	-47909	-14373	33338

Año	Ingresos	Costos Produccion	Impuesto (-30%)	Inversion	Valor Residual	Flujo de Caja
0				-18000000		-18000000
1	14052500	4215750	2805553			7031197
2	8361818	2880182	1531446			3950191
3	5855208	2202674	982715			2669820
4	4656450	1815065	739370			2102014
5	3728214	1511770	551888			1664556
6	2997867	1270524	405157			1322185
7	2415273	1075895	288768			1050610
8	1944983	916920	195373			832689
9	1561389	785651	119676			656062
10	1245651	676211	57787			511654
11	1124200	610280	41131			472789
12	1019683	553542	26797			439344
13	929091	504364	14373			410354
14	850057	461459	3534		2260905	2645968

VAN	(\$6,014,184.49)
TIR	8.953%

Al momento de comparar los costos con los ingresos se puede observar que el pozo tendrá una vida útil de 14 (en nuestro caso va estar en función de la producción así como las reservas de hidrocarburos estimadas a partir de registro convencionales los cuales nos determinan una porosidad no muy precisa así mismo no nos dan una porosidad irreducible de agua por lo cual no se tendrá una buena estimación de reservas así de esta manera en base a esta información el proyecto pierde viabilidad.

Caso II usando registros de resonancia magnética

Este es un cuadro de balance económico representativo para un pozo de la selva corrido con registros de resonancia magnética . Hace referencia a nuestro caso en base en el cual se usó del procesamiento DMRP para corregir la porosidad de gas lo cual se verá traducido en una mejor estimación de reservas debido que el CMR subestima la porosidad en reservorios de gas . Una mejor estimación de permeabilidad , y de la producción. Entre los costos adicionales para este caso no solo se considero el costo adicional del CMR sino también del tiempo adicional que tomó la toma de registros de esta herramientas que fue en promedio 2 días (se traduce en alquiler de equipos pago a personal adicionales a esos dos días):

				2 días mas	
5	Equipo de Perforacion			3495435	3365974
6	Gastos Departamentales			533350	513596
10	Transportes			4367247	4205497
11	Pago por Alquiler de Equipos			696849	671040
12	Personal contratado			272953	262844

Obteniéndose una diferencia de (en dólares) :

346883

Sumado al CMR nos daría una diferencia de costos :

421181

Año	Producción de Petróleo			Precio\$ bbl	Ingreso	Costo Operativo			Depreciación		Depreciación Total	Costo Total	Utilidad sin Impuesto	Impuesto 30%	Utilidad Neta
	BOPD	CA %	NETO			Producción Agua	Producción Petróleo	Costo de Producción	Tangible	Intangibles					
	exploración														
	desarrollo														
1	2900	0.35	1885	70	48161750	740950	10320375	11061325	376818	108089	484907	11463105	36698645	9174661	36698645
2	2411	0.57	1037	70	26488452	1003217.1	5676096.75	6679314.2	376818	0	376818	6993350.1	19495101	4873775	19495101
3	2014.2	0.73	544	70	13894959	1073367.3	2977491.36	4050858.6	376818	0	376818	4363069.6	9531888.7	2382973	9531888.7
4	1718	0.8	343.6	70	8778980	1003312	1881210	2884522	376818	0	376818	3197111.7	5581868.3	1395467	5581868.3
5	1479	0.82	266	70	6801921	885330	1457554.5	2342884.2	376818	0	376818	2654929.2	4146992	1036747.5	4146991.8
6	1289	0.84	206	70	5269432	790415	1129164	1919578.6	376818	0	376818	2231737	3037695	759424	3037695
7	1132	0.85	169.8	70	4338390.4	702406	929655	1632061	376818	0	376818	1944100.3	2394290	598572.12	2394290
8	1003.4	0.86	140	70	3589161.8	629935	769107	1399040.4	376818	0	376818	1711261	1877900.8	469475	1877900.8
9	894	0.87	116.2	70	2969421	567779.4	636304.5	1204084	376818	0	376818	1516005.5	1455071	363354	1453416
10	803	0.88	96	70	2461998	515847.2	527571	1043418.2	376818	0	376818	1355361	1106636.7	276659	1106636.7
11	725	0.89	80	70	2037612.9	471033	436631	907664	376818	0	376818	1219884.2	817728.7	204432	817729
12	657	0.9	65.7	70	1678635	431649	359707.5	791356.5	376818	0	376818	1103157	575478	143869.8	575478
13	599	0.91	54	70	1377400.9	397916	295157.043	693073	376818	0	376818	1005263.7	372137	93034	372137
14	548	0.91	49	70	1260126	364037	270027	634063	376818	0	376818	945991	314135	78534	314135
15	503	0.91	45.3	70	1156648.5	334143	247853	581996	376818	0	376818	893738	262910	65727.5	262910
16	464	0.91	42	70	1066968	308235.2	228636	536871.2	376818	0	376818	849092	217876	54469	217876.2
17	429	0.91	39	70	986485.5	284984	211390.2	496375	376818	0	376818	8084429.6	178037	44509	178037
18	397	0.91	36	70	912901.5	263727.1	195622	459349	376818	0	376818	771009	141893	35474	141893
19	369	0.91	33.2	70	848515.5	245127	181825	426951.2	376818	0	376818	738713	109802	27451	109802
20	344	0.91	31.0	70	791028	228519	169506	398025	376818	0	376818	709624	81404	20351	81404

Año	Ingreso		Impuesto	Inversión	Flujo de Caja
		Costo de	30%		
		Producción			
0				-19653117	-19653117
1	48161750	11061325	9174661.2		27925763.8
2	26488452	6679314.2	4873775.2		14935362.4
3	13894959	4050858.6	2382972.6		7461127.9
4	8778980	2884522	1395467.3		4498990.72
5	6801921	2342884.2	1036747.5		3422289.24
6	5269432	1919578.6	759423.96		2590429.41
7	4338390.4	1632060.8	598572.12		2107757.5
8	3589161.8	1399040.4	469475.2		1720646.23
9	2969421	1204083.9	363353.88		1401983.22
10	2461998	1043418.2	276659.16		1141920.64
11	2037612.9	907663.54	204431.77		925517.6
12	1678635	791356.5	143869.76		743408.739
13	1377400.9	693072.83	93033.896		591294.192
14	1260126	634063.32	78533.698		547528.985
15	1156648.5	581995.82	65727.539		508925.141
16	1066968	536871.2	54469.457		475627.343
17	986485.5	496374.53	44509.164		445601.803
18	912901.5	459348.85	35473.604		418079.046
19	848515.5	426951.2	27450.787		394113.511
20	791028	398025.37	20350.577		372652.058

VAN	\$24310218
TIR	103.41%

Como observamos los resultados para el caso en cual se usó el registro de resonancia magnética el proyecto aumentó su vida útil de 14 a 17 años, así mismo el VAN aumentó de \$6014184.49 a \$24310218 , el TIR de 8.95% a 103.41% , todo esto debido a la correcciones del procesamiento DMPR lo cual se vio traducido en una mejora de las correcciones petrofísicas porosidad , permeabilidad mejorando la estimación de reservas , así de esta manera se podrán considerar los ingresos adicionales que traen consigo el aumento de la estimación de reservas por ende la vida útil del proyecto y su rentabilidad.

Como se sabe las reservas están en función de varios parámetros petrofísicos siendo uno de los más importantes la porosidad , permeabilidad en nuestro caso base se corrigió la porosidad para los reservorios de gas de Camisea ya que la porosidad CMR halló una porosidad menor debido a los efectos de índice de hidrógeno efectos de polarización de gas , y la porosidad de densidad una porosidad superior debido a la densidad del gas ; por eso se usó el procesamiento DMRP obteniéndose lo siguiente :

El DMRP permitió hacer posible la corrección para efecto de gas :

- Para la formación I superior menos de 4 pu .
- Para la formación I inferior entre 2 y 6 pu .
- Para la formación II de 2 a 7 pu .
- Para la formación III de 2 a 10 pu pero para algunos intervalos nomás .

Siendo evidencia de la mejora conseguida con los parámetros petrofísicos en reservorios exploratorios lo cual agregó valor adicional en la caracterización del reservorio que se vio traducido en una mejor estimación de reservas (mayores reservas) haciendo más viable el proyecto comparado con el caso I que fue corrido con registros convencionales los cuales no proporcionan valores tan precisos de porosidad (porosidad de fluido libre , irreducible) que resultan en estimaciones de reservas no muy precisas.

CAPITULO VIII: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

- El CMR da valor agregado en términos de objetividad al proceso de interpretación con mediciones adicionales a los registros clásicos de densidad-neutrón-resistividad-gamma que proveen criterio para la caracterización del reservorio, algunos de estos son :
 - Evaluación de arcilla.
 - Fracción de porosidad de fluido irreducible .
 - Porosidad total independiente de la litología.
 - Permeabilidad basadas en la distribución de tamaño de poro .
 - Identificación de gas .

Estas informaciones adicionales ayudan en pasos fundamentales de la interpretación así como confirmar la presencia de gas , establecer criterios de producción con el input(entrada) de permeabilidad y para determinar la calidad de reservorio desde el punto de vista de la distribución del tamaño de poro

- Los registros tradicionales mayormente sobreentienden que algunos reservorios son homogéneos desde el punto de vista de la producción, como:Constantemente GR limpio, las misma separación densidad neutrón, mismo nivel de resistividades.
- El CMR ayuda a agudizar la vista e identificar cambios sutiles, no en la litología, sino en la morfología del espacio poroso que podría ser crucial para el entendimiento de las zonas de mejor potencial de producción.
- Los gráficos de la distribución del tamaño de poros ayuda a entender la contribución acumulada de cada tipo de tamaño de porosidad a la porosidad total, juntas con las porosidades bin es relevante para las facies y la caracterización de los cuerpos de formación , especialmente desde el punto de vista de la producción .
- El gas debido a su bajo índice de hidrógeno le lleva gran tiempo polarizarse .Las velocidades de registro convencional no proveerá tiempo suficiente para que el gas se polarice y por lo tanto el análisis convencional CMR nos llevará a una subestimación de la porosidad . Para poder superar este problema , la metodología del DMRP (porosidad de resonancia magnética de densidad

)utiliza el déficit entre la porosidad densidad calculada usando una fuente de grano de densidad externo (curva de densidad de grano del EcoScope Spectroscopy) y el TCMR del análisis convencional para calcular la porosidad total de gas corregida DMRP.

- La formación I superior muestra muy bajo contenido de arcilla y una distribución de tamaño de poro-grano grande, el intervalo superior de esta formación presenta una porosidad total en un rango entre 10-12% mientras que la parte inferior tiene un porosidad total en un rango entre 14-16% . La presencia de granos de tamaño medio- grueso es más alta en la parte inferior que en el intervalo superior y la presencia de limo fino – medio y arcilla es menor para el intervalo 2510 – 2514m, que para el intervalo 2504.3m - 2510m, estas características están influenciando en el cálculo de la permeabilidad.
- La formación I inferior presenta una porosidad total promedio de 24 % con una distribución de tamaño de poro-grano más uniforme alrededor de arena muy fina . Esta sección aparece con una fracción de arcilla grande variando de 0 a 12% y un volumen de fluido irreducible promedio de 6%, dentro de esta formación hay unos intervalos con alta permeabilidad encima de 1000mD.
- La formación II presenta una distribución de tamaño de poro grano no uniforme desde la arcilla hasta las arena de grano grueso .Esta formación tiene grandes variaciones de contenido de arcilla y fracciones de carbonato en todo su espesor
- La formación III en general aparece con una porosidad total baja y un volumen de fluido irreducible bajo a lo largo de esta sección . Tres intervalos que están principalmente compuestos de dolomita fueron señalados en este reporte como ejemplos de zonas de alta y muy alta porosidad dentro de Copacabana . Estos intervalo tuvieron contribución de porosidad significativa de la porosidad bin 6,7 y 8 (poros medio – muy grandes), los intervalos 2612-1615m y 2757.5-2762.5m tienen una considerable permeabilidad aún en frente de la dolomita .

RECOMENDACIONES

- Tiempo de espera muy corto en frente de intervalos de alta porosidad inesperada . Evaluar el uso de una secuencia encima de 5000ms para así de esta manera manejar de mejor manera distribuciones T2 largas.
- Realizar un CMR específico para estudiar la calibración de los cores para así de esta manera obtener un corte T2 más preciso.
- Si es posible correr MRX (MR Scanner tool) para obtener una visión más clara de las propiedades NMR de los reservorios, como:
 - Múltiples profundidades de investigación que proveen un camino de detección de la migración de granos finos dentro de la formación , el daño de la formación inducida por la perforación y superar los efectos de rugosidad .
 - Posibilidad de tipificación de fluidos continuos .
 - Perfil de Saturación y registro de producibilidad .
 - Mejor detección de gas en profundidades profundas de investigación .

CAPITULO IX : BIBLIOGRAFIA

- Combinación NMR y registros de densidad para el análisis petrofísico en formaciones de gas, R. Freedman, C. Cao Minh, G. Gubelin, Schlumberger. Año 2000
- Imágenes de Resonancia Magnética , en Bushong S.C Imágenes de Resonancia Magnética , Física y Principios Biológicos , Segunda Edición , Mosby , 1996
- Términos y Expresiones Usadas en el Registro de Pozo , Segunda Edición SPWLA,Houston.
- Cowan, B., 1997, Nuclear magnetic resonance and relaxation, Cambridge University Press, Cambridge, U.K., p. 7.
- Miller, M.N., et al., 1990, Spin-echo magnetic-resonance logging-porosity and freefluid index, SPE 20561, SPE Annual Technical Conference and Exhibition Proceedings, v. Ω , (Formation evaluation and reservoir geology), p. 321–324.
- Fukushima, E. and Roeder, S.B.W., 1981, Experimental Pulse NMR: A Nuts and Bolts Approach, Addison-Wesley Publishing Company, Advanced Book Program, Reading, Massachusetts, U.S.A., p. 22, 164, 242.
- Cowan, Nuclear magnetic resonance and relaxation, p. 33–37.
- Fukushima and Roeder, Experimental Pulse NMR, p. 54.