

UNIVERSIDAD CENTRAL DE VENEZUELA  
FACULTAD DE CIENCIAS  
ESCUELA DE FÍSICA



**DETERMINAR, MEDIANTE INTERPRETACIÓN DE REGISTROS  
DE RESONANCIA MAGNÉTICA NUCLEAR, LA PRESENCIA DE  
HIDROCARBURO, EN TRES POZOS DEL CAMPO DOBOKUBI,  
FAJA HUGO CHÁVEZ**

Trabajo Especial de Grado presentado por  
Astrid Castro  
ante la Facultad de Ciencias de la  
Ilustre Universidad Central de Venezuela  
como requisito parcial para optar al título  
de: **Licenciada en Física**

Con la tutoría de: Dr. Pierre Embaid  
Dr. Gerardo Jaimes

Agosto 2015

Caracas-Venezuela

*Escuela de Física*



UNIVERSIDAD CENTRAL DE VENEZUELA  
FACULTAD DE CIENCIAS  
ESCUELA DE FÍSICA



**DETERMINAR, MEDIANTE INTERPRETACIÓN DE REGISTROS  
DE RESONANCIA MAGNÉTICA NUCLEAR, LA PRESENCIA DE  
HIDROCARBURO, EN TRES POZOS DEL CAMPO DOBOKUBI,  
FAJA HUGO CHÁVEZ**

Trabajo Especial de Grado presentado por  
Astrid Castro  
ante la Facultad de Ciencias de la  
Ilustre Universidad Central de Venezuela  
como requisito parcial para optar al título  
de: **Licenciada en Física**

Con la tutoría de: Dr. Pierre Embaid  
Dr. Gerardo Jaimes

Agosto 2015  
Caracas-Venezuela



“Nunca consideres el estudio como una obligación, sino como una oportunidad de penetrar en el bello y maravilloso mundo del saber.”

**Albert Einstein**



# Agradecimientos

Quiero agradecer ante todo a Dios por ayudarme a completar esta etapa de mi vida. También quiero agradecer enormemente a mi amada Virgelina Diaz que con su trabajo, dedicación y amor me impulsó a llegar hasta este punto de mi vida.

Un especial agradecimiento a mis profesores que sembraron en mí la semilla del conocimiento. En especial quiero agradecer a mi tutor Prof. Pierre Embaid por su paciencia y dedicación; y a la Profa. Nuri Hurtado por todas las oportunidades que me brindó.

A ustedes, mis compañeros de batalla, como yo les digo, porque a pesar de las dificultades compartimos durante la carrera y se convirtieron como mis hermanos.

Por último y no menos importante a mi amada María Esther Trillos que a pesar de ya no estar físicamente, sé que disfrutas de este éxito y sé que me acompañas y acompañarás en cada momento de mi vida.



## Resumen

Convencionalmente, la industria petrolera utiliza muchos registros como el de rayos gamma, resistividad, densidad neutrón, sólo por nombrar algunos, para la identificación de hidrocarburos. Sin embargo ha tomado un auge importante la técnica de resonancia magnética nuclear para la diferenciación de fluidos, en este caso agua, gas y petróleo, en alguna zona de estudio. Estos fluidos presentan diferentes respuestas ante la magnetización inducida por un campo magnético polarizante y que se pueden observar mediante los tiempos de relajación  $T_1$  y  $T_2$  que son diferentes para cada uno de estos fluidos. En este trabajo con la ayuda del  $T_{2LM}$  obtenido por RMN y correlaciones directas entre  $T_{2LM}$  con resistividad, rayos gamma y porosidad, se logró evidenciar la presencia de crudo en los pozos 155, 161 y 94, del Campo Dobokubi, del grupo Temblador, Bloque Ayacucho, Edo. Anzoátegui.



# Índice general

|                                                                           |           |
|---------------------------------------------------------------------------|-----------|
| <b>Lista de figuras</b>                                                   | <b>13</b> |
| <b>Lista de tablas</b>                                                    | <b>15</b> |
| <b>INTRODUCCIÓN</b>                                                       | <b>17</b> |
| <b>1. Marco teórico</b>                                                   | <b>19</b> |
| 1.1. Resonancia magnética nuclear . . . . .                               | 19        |
| 1.1.1. Momento angular y momento magnético . . . . .                      | 19        |
| 1.1.2. Comportamiento de los núcleos ante campos magnéticos estáticos .   | 21        |
| 1.1.3. Comportamiento de los protones ante campos magnéticos oscilatorios | 23        |
| 1.1.4. Eco de momentos rotacionales . . . . .                             | 24        |
| 1.1.5. Aplicaciones petrofísicas . . . . .                                | 26        |
| 1.2. Rayos gamma . . . . .                                                | 31        |
| 1.2.1. Equipo de medición . . . . .                                       | 31        |
| 1.3. Resistividad . . . . .                                               | 32        |
| 1.3.1. Aplicaciones petrofísicas . . . . .                                | 33        |
| 1.3.2. Valores referencia de resistividad . . . . .                       | 34        |
| <b>2. METODOLOGÍA</b>                                                     | <b>35</b> |
| <b>3. RESULTADOS Y ANÁLISIS</b>                                           | <b>39</b> |
| <b>4. CONCLUSIONES</b>                                                    | <b>63</b> |

---



# Índice de figuras

|                                                                                                                                                  |    |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| 1.1. Representación de la relación entre el momento angular y el momento magnético [1] . . . . .                                                 | 20 |
| 1.2. En a) se muestran los átomos alineados aleatoriamente. En b) se muestran los átomos alineados por el campo $B_0$ . [2] . . . . .            | 21 |
| 1.3. Magnetización aplicando el campo $B_0$ . [3] . . . . .                                                                                      | 22 |
| 1.4. Niveles de energía del átomo de hidrógeno en un campo constante. [4] . . .                                                                  | 22 |
| 1.5. Aplicación de un campo $B_1$ . [4] . . . . .                                                                                                | 23 |
| 1.6. Comportamiento al apagar el campo $B_1$ . [4] . . . . .                                                                                     | 24 |
| 1.7. Proceso para obtener los eco de momentos rotacionales. [4] . . . . .                                                                        | 25 |
| 1.8. Decaimiento de la magnetización transversal. [4] . . . . .                                                                                  | 26 |
| 1.9. Herramienta y ciclo de medidas. [4] . . . . .                                                                                               | 27 |
| 1.10. Fragmento de un registro $T_2$ y un registro de porosidad. Proporcionado por la empresa PDVSA . . . . .                                    | 30 |
| 1.11. Parte de la herramienta donde está integrada el equipo de medición de Gamma Ray. Tomado de: registros proporcionados por PDVSA . . . . .   | 32 |
| 1.12. Valores de resistividad de rocas y minerales. [5] . . . . .                                                                                | 34 |
| 2.1. Esquema de la metodología . . . . .                                                                                                         | 35 |
| 2.2. Archivo (.LAS) visto en el block de notas . . . . .                                                                                         | 36 |
| 2.3. Zona de estudio . . . . .                                                                                                                   | 37 |
| 3.1. Gráficas de rayos gamma, resistividad, porosidad total, porosidad ligada y $T_2$ en función de la profundidad . . . . .                     | 40 |
| 3.2. A la derecha: Gráfica de $T_{2LM}$ vs profundidad. A la izquierda: Distribución $T_2$ presentado en los picos de $T_{2LM}$ . . . . .        | 41 |
| 3.3. Gráficas de rayos gamma, resistividad, porosidad total, porosidad efectiva, porosidad ligada y $T_2$ en función de la profundidad . . . . . | 43 |
| 3.4. A la derecha: Gráfica de $T_{2LM}$ vs profundidad. A la izquierda: Distribución $T_2$ presentado en los picos de $T_{2LM}$ . . . . .        | 44 |
| 3.5. Gráficas de rayos gamma, resistividad, porosidad ligada, porosidad efectiva y $T_2$ en función de la profundidad . . . . .                  | 46 |
| 3.6. A la derecha: Gráfica de $T_{2LM}$ vs profundidad. A la izquierda: Distribución $T_2$ presentado en los picos de $T_{2LM}$ . . . . .        | 47 |
| 3.7. $T_2$ vs porosidad ligada de los pozos 155, 161 y 94 . . . . .                                                                              | 50 |
| 3.8. $1/T_2$ vs porosidad ligada de los pozos 155, 161 y 94 . . . . .                                                                            | 51 |
| 3.9. $T_2$ vs porosidad total de los pozos 155, 161 y 94 . . . . .                                                                               | 53 |

---

|                                                                       |    |
|-----------------------------------------------------------------------|----|
| 3.10. $1/T_2$ vs porosidad total de los pozos 155, 161 y 94 . . . . . | 54 |
| 3.11. $T_2$ vs resistividad de los pozos 155, 161 y 94 . . . . .      | 56 |
| 3.12. $1/T_2$ vs resistividad de los pozos 155, 161 y 94 . . . . .    | 57 |
| 3.13. $T_2$ vs rayos gamma de los pozos 155, 161 y 94 . . . . .       | 59 |
| 3.14. $1/T_2$ vs rayos gamma de los pozos 155, 161 y 94 . . . . .     | 60 |

# Índice de tablas

|      |                                                                                                                            |    |
|------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| 1.1. | Espín, constante giromagnética y abundancia de algunos elementos [6] . . .                                                 | 20 |
| 1.2. | Valores de referencia de $T_2$ , suministrados por medio de: comunicación privada con PDVSA (Dr. Gerardo Jaimes) . . . . . | 28 |
| 1.3. | Valores de referencia de $T_2$ tomados de [4] . . . . .                                                                    | 29 |
| 1.4. | Valores de referencia de porosidad. [7] . . . . .                                                                          | 29 |
| 1.5. | Valores de la herramienta HRLA. Tomado de: registros proporcionados por PDVSA . . . . .                                    | 34 |



# INTRODUCCIÓN

La Resonancia Magnética Nuclear se ha perfilado recientemente como una herramienta sofisticada en la Exploración de yacimientos petrolíferos, la cual se apoya en los registros que permiten la identificación de crudo. Como se menciona en [8] donde se explica la forma de adquisición de datos y la manera de obtención de los registros, y [9] donde se analiza el método RMN como método para la identificación de crudos. Ambos trabajos se enfocan en la obtención de registros y en la identificación de los mismos tomando como referencia valores de  $T_2$  tabulados.

En este trabajo se busca un método alternativo para la identificación de crudo, haciendo uso de otros parámetros como el  $T_{2LM}$  y su unificación con las distribuciones  $T_2$  encontradas en los registros.

A lo largo de la exploración de yacimientos, se utilizan otros registros, entre los cuales mencionaremos el de resistividad, rayos gamma y porosidad. En [10] se utiliza el método RMN para la identificación de agua líquida en Alaska y se realiza la correlación de  $T_{2LM}$  con la porosidad asociada al agua, de hecho el trabajo se enfoca en obtener el tamaño del poro utilizando RMN. En [11] en el cual se apoya el trabajo mencionado anteriormente, también se realizan correlaciones pero de  $T_2$  y  $T_{2corte}$  con variables como la permeabilidad y la porosidad; en este caso se realiza el estudio utilizando campos magnéticos bajos. Por lo que buscamos apoyarnos en estos trabajos para determinar la correlación entre la porosidad y  $T_{2LM}$  como parte del método alternativo de interpretación.

Con respecto a la resistividad y rayos gamma encontramos que, en [12] se realiza un estudio de los reservorios de crudo pesado, incluyendo a la faja petrolífera. Se puede observar que el estudio correspondiente a rayos gamma y resistividad no están relacionados a  $T_{2LM}$ . Nuevamente se incluyen los registros como fuente importante para la extracción de información acerca del yacimiento. El trabajo de [13] se basa en la sísmica para la determinación de crudo en algún reservorio, en donde se realizan mapas de rayos gamma y porosidad, e incluso la correlación entre estas dos medidas.

En nuestro estudio incluiremos la correlación de  $T_{2LM}$  con porosidad, rayos gamma y resistividad, ya que no se han hecho como se indicó anteriormente y porque en el caso de nuestro país estas medidas son de vital importancia a la hora de dilucidar la presencia de crudo. Además queremos buscar un método alternativo a la interpretación de registros.

Para lograr un mejor entendimiento de RMN se introducen algunos conceptos básicos. En el capítulo 1, se introducen los conceptos de momento angular y momento magnético, a través de los cuales podemos llegar al comportamiento de los átomos de hidrógeno ante campos externos que pueden ser constantes u oscilatorios. Primero se aplica el campo constante que alinea la magnetización neta en una dirección y posteriormente se aplica el campo oscilatorio que genera como respuesta un eco de momento rotacional, que se

---

traduce en un decaimiento de la magnetización cuando se retira el campo oscilatorio y es lo que da pie a tomar los valores tanto de porosidad como de los tiempos de relajación.

Junto con las nociones físicas correspondientes a RMN encontramos las nociones físicas correspondientes a resistividad y rayos gamma. Además para cada parámetro incluyendo RMN, se proporciona información básica correspondiente a la petrofísica involucrada en cada una.

En el capítulo 2 se explica la metodología llevada a cabo, donde se incluye la obtención de datos haciendo uso de programas como Sigmaplot.

En el capítulo 3 se presentan los resultados obtenidos a partir de la metodología.

En el capítulo 4 se presenta un análisis detallado de los resultados obtenidos en el capítulo 3.

En el capítulo 5 se presentan las conclusiones a las que se llegaron en este trabajo.

Una vez expuesta la justificación y estructura de nuestro trabajo, presentamos los objetivos a cumplir:

Objetivo general:

- Determinar la presencia de hidrocarburo en tres pozos del campo Dobokubi, Faja petrolífera del Orinoco, utilizando registros de resonancia magnética nuclear, registros de resistividad y registros de rayos gamma.

Objetivos específicos:

- Crear un método alternativo para la identificación de hidrocarburos al usar la técnica de RMN.
  - Búsqueda de patrón correlativo entre las medidas de resonancia y las demás, con la finalidad de dilucidar una interpretación mas plausible de la presencia o no de crudo pesado.
-

# Capítulo 1

## Marco teórico

### 1.1. Resonancia magnética nuclear

La resonancia magnética nuclear se refiere a la respuesta de los núcleos atómicos ante la presencia de campos magnéticos [4]. Para estudiar el interior de la tierra nos enfocaremos, en este capítulo, en el núcleo del átomo de hidrógeno, ya que es el elemento más abundante en el agua, petróleo y gas, y son los fluidos que son objeto de interés.

Para entender la resonancia magnética nuclear es necesario conocer algunos conceptos básicos como momento angular, momento magnético, influencia de un campo estático y pulsante en los átomos de hidrógeno, por lo que tales puntos y algunos otros serán desarrollados a continuación.

#### 1.1.1. Momento angular y momento magnético

Las propiedades magnéticas del núcleo pueden ser descritas como la relación entre el momento magnético  $\mu$  y el momento angular  $L$ .

En el núcleo los espines de los neutrones y protones, se acoplan entre sí para llevar a un momento angular de espín total  $\hbar I$  donde  $I$  es un número entero o semientero.

El momento magnético surge del hecho de que en el núcleo, los protones y neutrones tienen un momento angular intrínseco o de espín.

La relación entre estos momentos (figura 1.1) viene dada por:

$$\mu = \gamma L \tag{1.1}$$

donde  $\gamma$  es la constante giromagnética ( $[\gamma] = \text{MHz}/T$ ) y es un valor que depende del tipo de núcleo o elemento, como se muestra en la tabla 1.1.

---

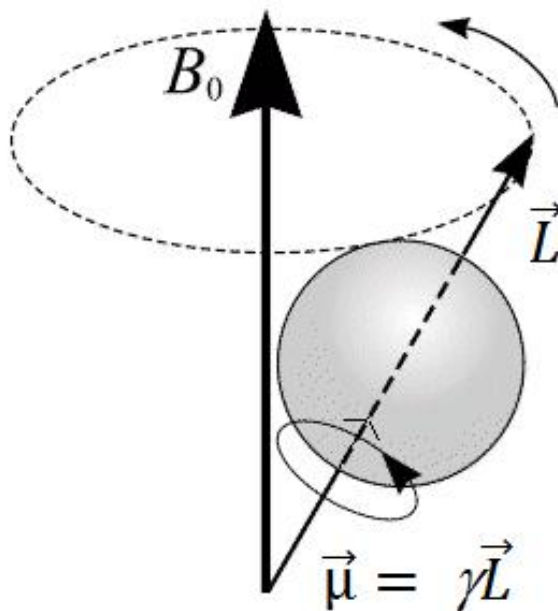


Figura 1.1: Representación de la relación entre el momento angular y el momento magnético [1]

El átomo de hidrógeno (en el cual nos enfocaremos) también es llamado protones ya que no poseen neutrones en su núcleo. Tienen un momento magnético característico y grande, en comparación con otros elementos presentes en el interior de la tierra. El átomo de hidrógeno se comporta como un imán y posee un espín  $I = 1/2$ .

En la tabla 1.1 se muestra la abundancia, constante giromagnética y espín  $I$  de algunos elementos, entre ellos el del átomo de hidrógeno:

| Elemento  | Spin $I$ | Abundancia natural<br>(%) | Constante giromagnética<br>(MHz/T) |
|-----------|----------|---------------------------|------------------------------------|
| $^1H$     | $1/2$    | 100                       | 42.58                              |
| $^2H$     | 1        | 0.02                      | 6.54                               |
| $^3He$    | $1/2$    | 0.0001                    | 32.44                              |
| $^7Li$    | $3/2$    | 92                        | 16.55                              |
| $^{13}C$  | $1/2$    | 1.1                       | 10.71                              |
| $^{19}F$  | $1/2$    | 100                       | 40.06                              |
| $^{23}Na$ | $3/2$    | 100                       | 11.26                              |
| $^{29}Si$ | $1/2$    | 4.7                       | 8.46                               |
| $^{35}Cl$ | $3/2$    | 75                        | 4.17                               |

Tabla 1.1: Espín, constante giromagnética y abundancia de algunos elementos [6]

### 1.1.2. Comportamiento de los núcleos ante campos magnéticos estáticos

Antes de colocar a los protones en un campo magnético sus vectores de momento angular de espín están orientados al azar, como se muestra en a) de la figura 1.3. Cuando son colocados en un campo constante  $B_0$  los espines experimentarán un torque, que los alineará con el campo aplicado y la magnetización tomará valores  $m\hbar$  con  $m$  desde  $I$  hasta  $-I$ , como se ve en b) de la figura 1.3.

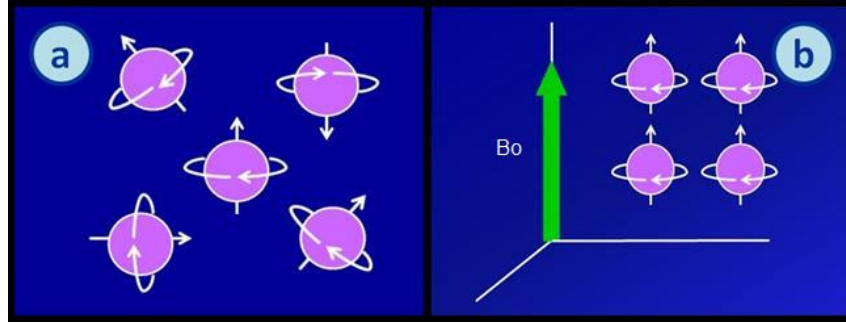


Figura 1.2: En a) se muestran los átomos alineados aleatoriamente. En b) se muestran los átomos alineados por el campo  $B_0$ . [2]

Esta magnetización no sucede inmediatamente sino que crece con una constante de tiempo, conocida como tiempo de relajación longitudinal  $T_1$  1.2:

$$M_L(t) = M_0(1 - e^{-\frac{t}{T_1}}) \quad (1.2)$$

donde  $t$  es el tiempo en el cual están expuestos los protones,  $M_L$  es la magnitud de la magnetización al tiempo  $t$ ,  $M_0$  es la magnetización final y máxima que puede alcanzar. La forma de esta magnetización se muestra en la figura

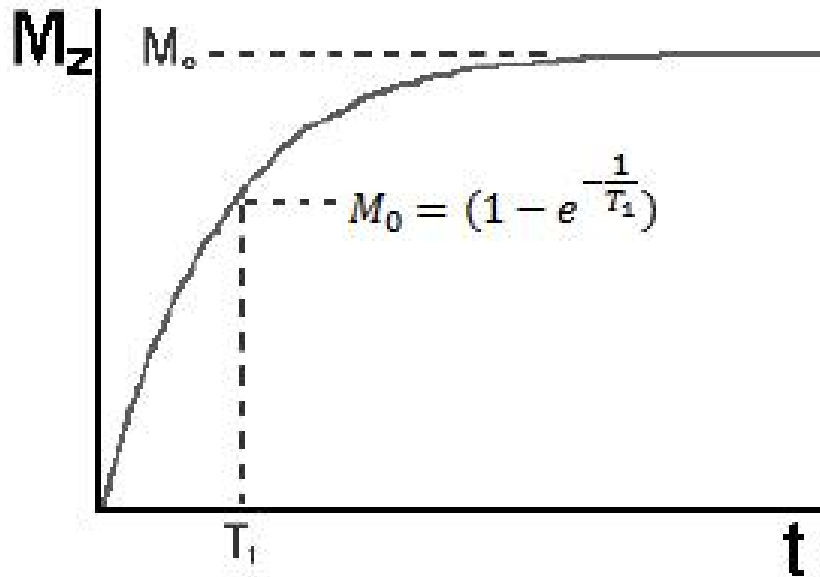


Figura 1.3: Magnetización aplicando el campo  $B_0$ . [3]

El torque provocará la alineación con una precesión alrededor del campo  $B_0$ . Esta precesión se llevará a cabo con una frecuencia en particular llamada frecuencia de Larmor  $\omega = \gamma B_0$ .

La energía del átomo de hidrógeno  $E$  va a tomar dos valores,  $1/2$  y  $-1/2$ , como se muestra en la figura 1.4, por lo que tendremos una magnetización en la dirección del campo y una antiparalela al campo, con preferencia a la paralela, ya que es el estado de mínima energía.

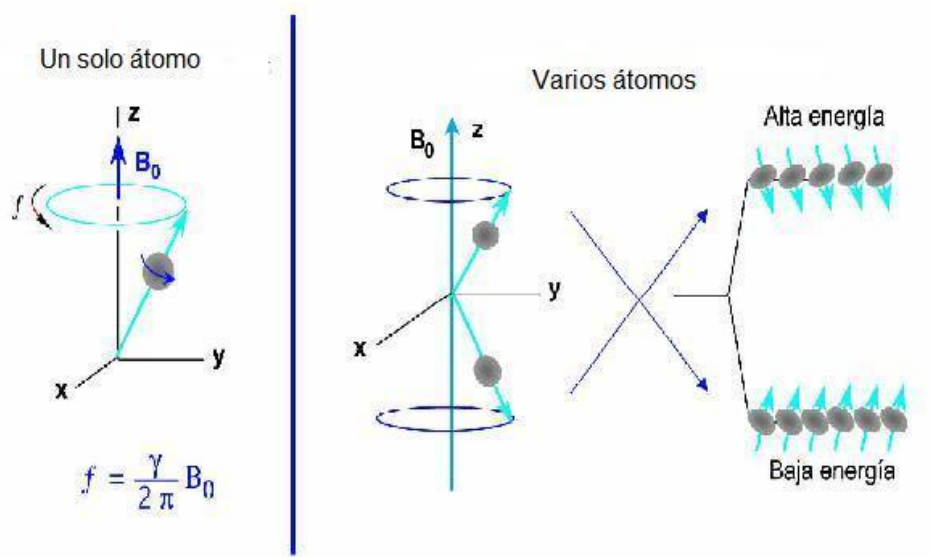


Figura 1.4: Niveles de energía del átomo de hidrógeno en un campo constante. [4]

### 1.1.3. Comportamiento de los protones ante campos magnéticos oscilatorios

Si se aplica un campo oscilante  $B_1$  a un grupo de átomos que ya están orientados, se inclinará su magnetización. Como habíamos mencionado en la sección anterior los átomos de hidrógeno tendrán dos niveles de energía, y al aplicar el campo  $B_1$  algunos protones que se encontraban en el nivel de mínima energía se excitarán y pasarán al nivel de alta energía. En la figura 1.5 se muestra lo que sucede con los átomos de hidrógeno cuando se suprime el campo oscilante:

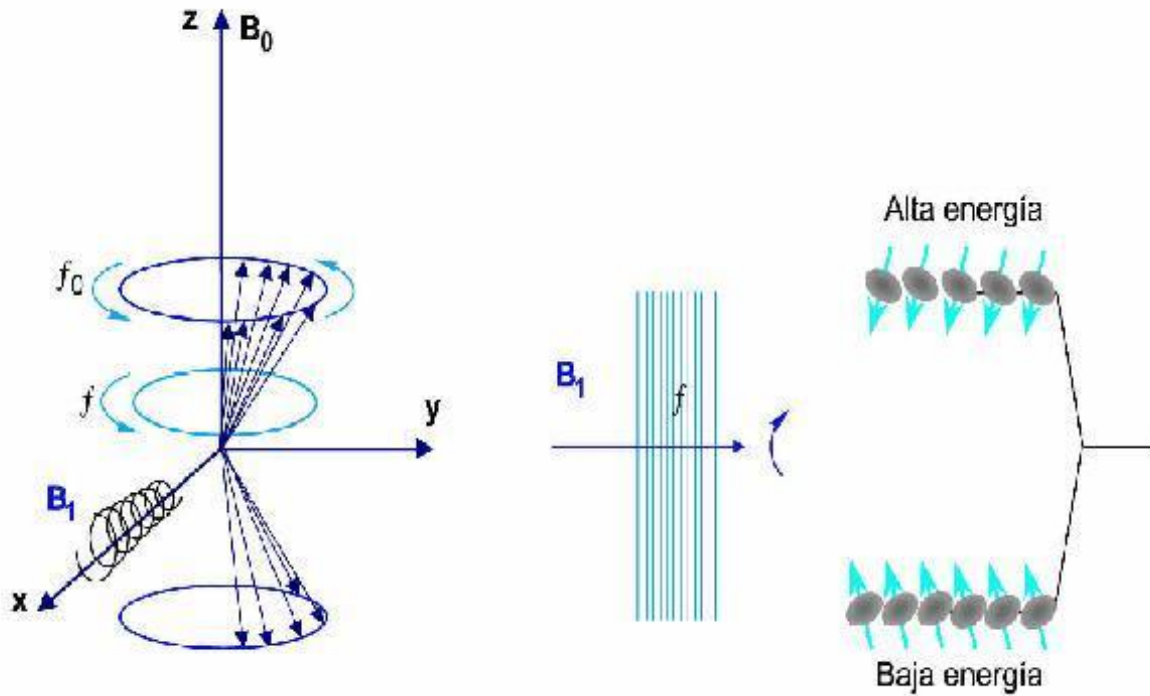


Figura 1.5: Aplicación de un campo  $B_1$ . [4]

El ángulo de inclinación de los protones dependerá de la intensidad del campo y del tiempo en que se aplique el campo, como se muestra en la siguiente ecuación:

$$\theta = \gamma B_1 \tau \quad (1.3)$$

donde  $\gamma$  es la constante giromagnética y  $\tau$  es el tiempo en que se aplica el campo.

Cuando un instrumento de RMN aplica una pulsación  $B_1$  a  $90^\circ$  a la población de protones polarizados por el instrumento, los protones hacen precesión en fase en planos transversales (con relación a  $B_0$ ). Macroscópicamente, la magnetización está inclinada  $90^\circ$  y hace precesión en el plano transversal [4].

Cuando se apaga el campo  $B_1$  los protones se desfazan o pierden coherencia entre sí y la magnetización vuelve al estado que tenía antes de aplicar  $B_1$ , como se ve esquemáticamente en la figura 1.8. Esto produce una señal que es conocida como decaimiento de inducción libre (FID por sus siglas en inglés Free Induction Decay). La componente de la

magnetización correspondiente a la dirección del campo  $B_0$  aumentará y las perpendiculares disminuirán hasta cero.

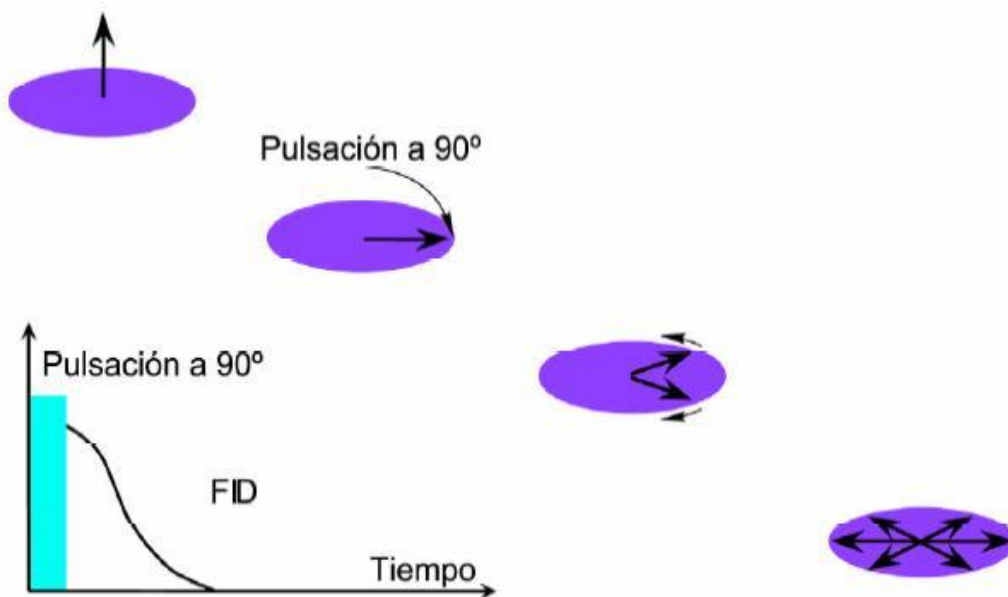


Figura 1.6: Comportamiento al apagar el campo  $B_1$ . [4]

#### 1.1.4. Eco de momentos rotacionales

Al apagarse el campo  $B_1$  la fase de los protones pierde su coherencia entre sí. Podemos revertir esta situación, como se ve en la figura 1.7 aplicando un campo  $B_1$  a 180° el cual invertirá la magnetización y provocará que los protones más rápidos (desde el punto de vista de la fase) alcancen a los más lentos y se produzca una señal llamada eco de momento rotacional.

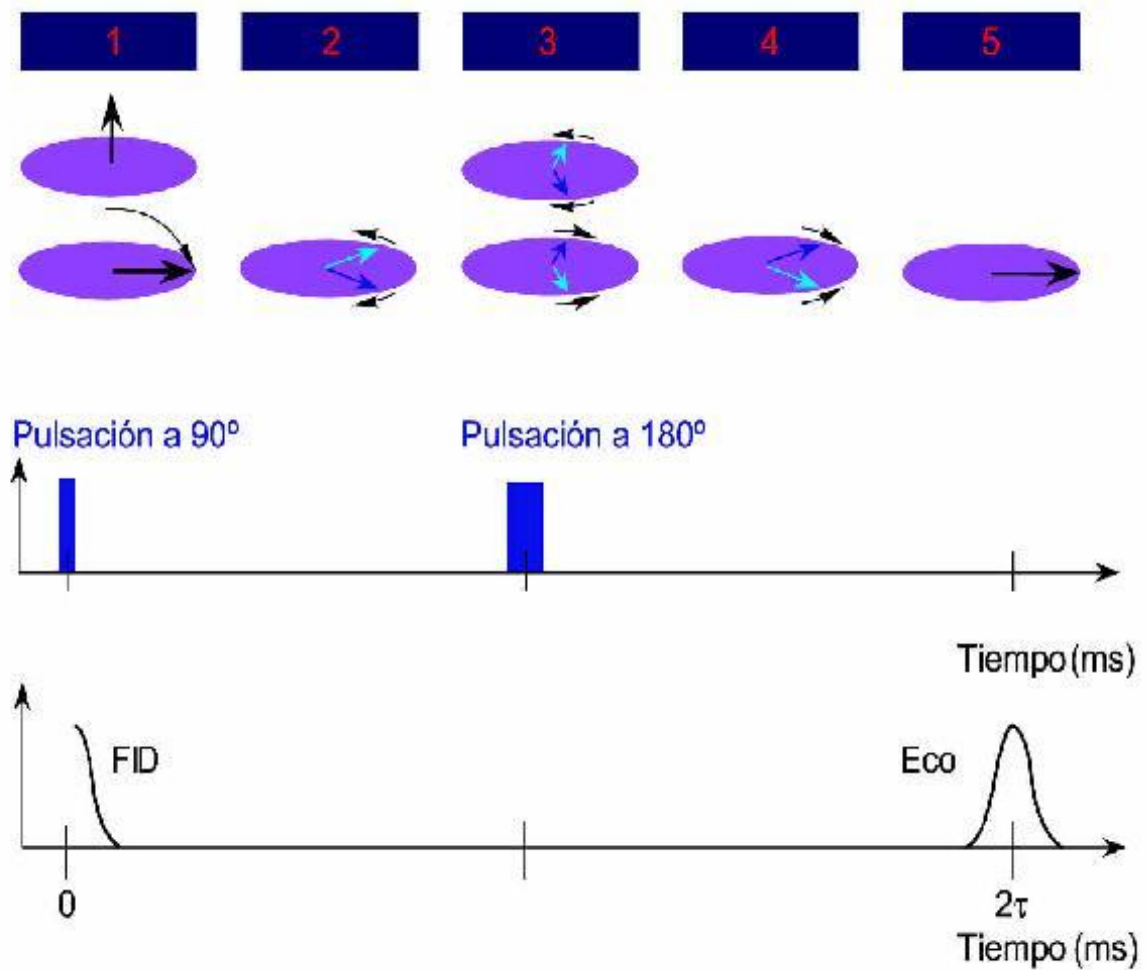


Figura 1.7: Proceso para obtener los eco de momentos rotacionales. [4]

La reversión no es perfecta por lo que el eco es más pequeño que el inicial. Así la fracción coherente de la magnetización decrece y la magnetización medida es mas pequeña que la inicial. Así que al aplicar sucesivos pulsos de 180° la magnetización seguirá decayendo y lo hará en un tiempo conocido como tiempo de relajación transversal o  $T_2$  como se muestra en la siguiente figura:

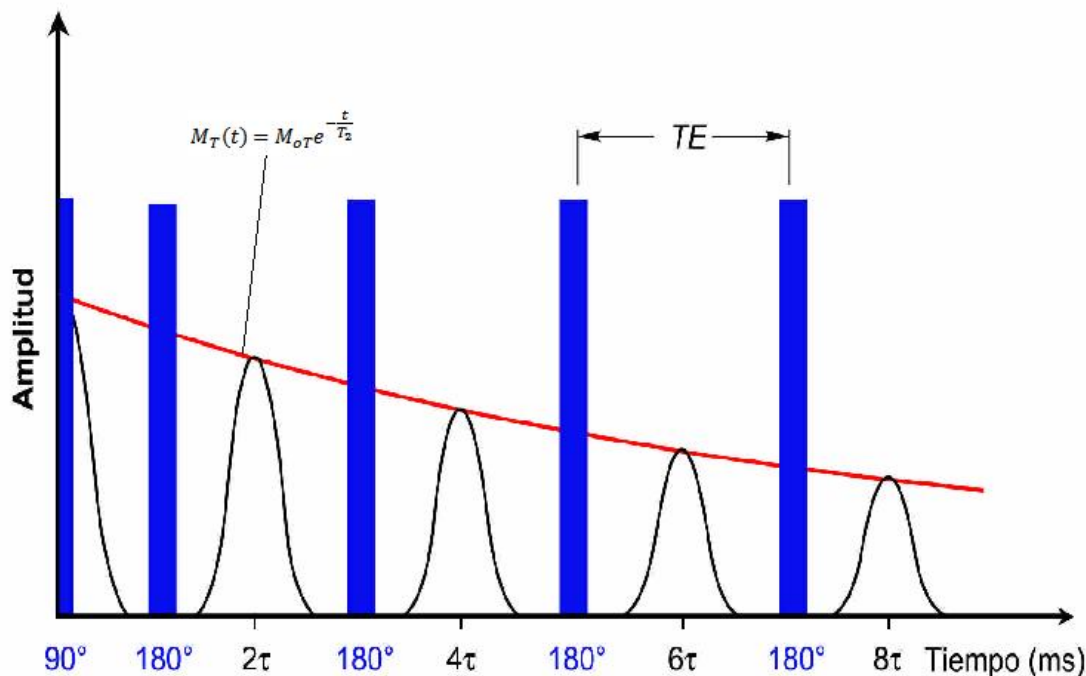


Figura 1.8: Decaimiento de la magnetización transversal. [4]

donde  $M_T(t)$  es la magnitud de la magnetización transversal en  $t = 0$ ,  $M_{0T}$  es la magnetización inicial, y  $TE$  es el tiempo entre eco de momento rotacional.

### 1.1.5. Aplicaciones petrofísicas

Con las medidas de RMN podemos obtener tanto los valores de los tiempo de relajación  $T_1$  y  $T_2$ , así como la porosidad.

#### Principio de la herramienta de RMN

La herramienta opera con una secuencia CPMG (Car-Purcell-Mainboom-Gill) en la que se aplica un pulso de  $90^\circ$  y sucesivos pulsos de  $180^\circ$  que revierten la polarización de los protones (como se estudió en la sección anterior). Esta secuencia cancela el desfase causado por la inhomogeneidad del campo  $B_0$ , pero no puede eliminar el desfase producido por la interacción molecular o de difusión, lo cual provoca que los protones no se reenfoquen completamente y que el tren de ecos disminuya. La herramienta registrará la disminución de la magnetización transversal. Una vez que se adquiere un tren de ecos de momentos, el imán repite la polarización para la próxima medición CPMG [4].

El campo estático generado por el imán de la herramienta, es mucho mayor que el de la Tierra. Como se muestra en la figura 1.9 este campo polariza a los protones en un tiempo TW (Time wait=tiempo de espera). Alrededor del imán se encuentra una antena que sirve como transmisor del campo oscilatorio y como receptor de los ecos de momentos rotacionales. El tiempo en que se envía cada pulso de  $180^\circ$  es el tiempo TE (Time Echo=tiempo de eco).

El método utilizado para las mediciones llevadas a cabo en este trabajo se le conoce como doble TE y se utiliza básicamente para la identificación de agua, petróleo de viscosidad mediana y petróleos de viscosidad alta.

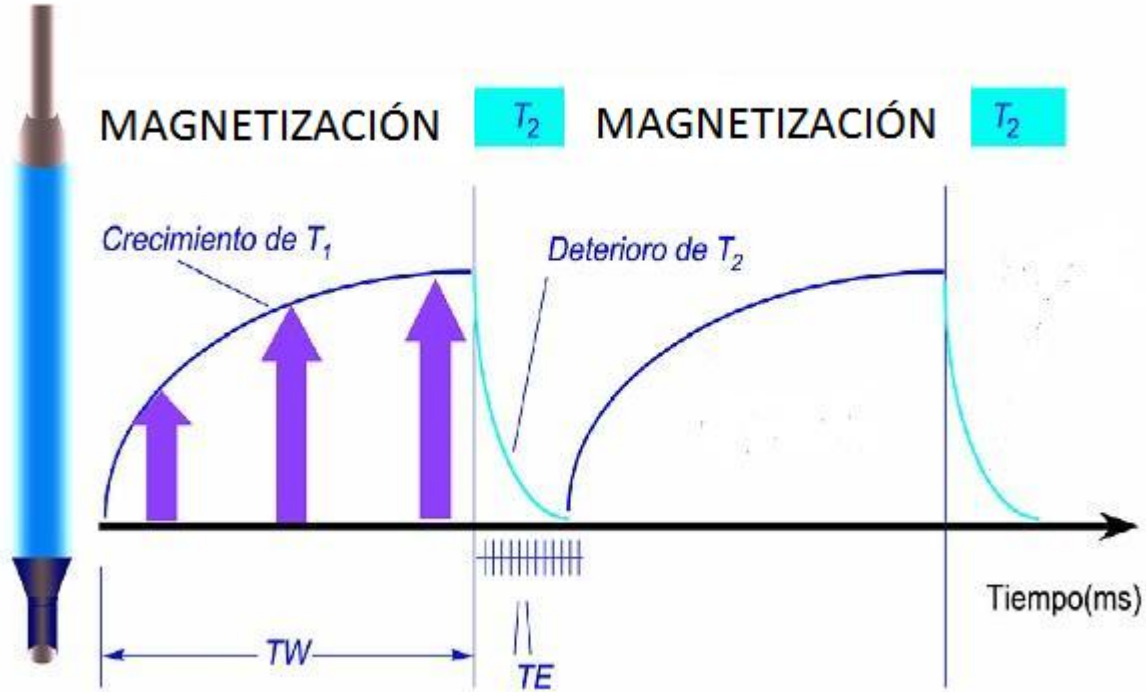


Figura 1.9: Herramienta y ciclo de medidas. [4]

### Mecanismos de relajación de los fluidos en los poros de las rocas

Para fluidos en los poros de una roca, hay tres mecanismos de relajamiento independientes [4]:

- proceso del fluido en bruto, que afecta el relajamiento tanto de  $T_1$  como de  $T_2$
- proceso de relajamiento por superficie, que afecta el relajamiento tanto de  $T_1$  como de  $T_2$
- proceso de difusión en presencia de gradientes de campo magnético, que sólo afecta el relajamiento  $T_2$

El tiempo  $T_2$  de fluidos presentes en los poros, está dado por:

$$\frac{1}{T_2} = \frac{1}{T_{2bruto}} + \frac{1}{T_{2super}} + \frac{1}{T_{2dif}} \quad (1.4)$$

donde

$T_{2bruto}$  = tiempo de relajamiento  $T_2$  del fluido poral si estuviera medido en un recipiente tan amplio que los efectos del recipiente serían despreciables y viene dado por:

$$T_{2bruto} = \frac{\text{temperatura}}{\text{viscosidad}} \quad (1.5)$$

$T_{2super}$  = tiempo de relajamiento  $T_2$  del fluido poral que proviene del relajamiento de superficie, y viene dado por:

$$T_{2super} = \rho_2 \left( \frac{S}{V} \right) \quad (1.6)$$

donde  $\rho$  se conoce como la relaxividad y es el poder de relajamiento  $T_2$  de las superficies de los granos,  $\left( \frac{S}{V} \right)$  es la relación entre la superficie del poro y el volumen del fluido.

$T_{2dif}$  = tiempo de relajamiento  $T_2$  del fluido poral según es inducido por difusión en el gradiente de campo magnético, y viene dado por:

$$T_{2dif} = \frac{D}{12} (\gamma \cdot G \cdot TE)^2 \quad (1.7)$$

donde  $\gamma$  es la constante giromagnética,  $G$  es el campo magnético oscilante aplicado,  $TE$  es el tiempo entre ecos y  $D$  es el coeficiente de difusión molecular.

La importancia relativa de los tres mecanismos de relajamiento depende del tipo de fluido presente en los poros (agua, petróleo, o gas), los tamaños porales, la potencia del relajamiento por superficie, y la humectabilidad de la superficie de la roca. En general, para una roca humectada con agua, tenemos que [4]:

- Para salmuera,  $T_2$  está dominado por  $T_{2superficie}$ .
- Para petróleo pesado,  $T_2$  tiene a  $T_{2bruto}$  como su principal contribuyente.
- Para petróleo de viscosidad mediana y liviano,  $T_2$  es una combinación de  $T_{2bruto}$  y  $T_{2difusion}$  y es dependiente de la viscosidad.
- Para gas,  $T_2$  está dominado por  $T_{2difusion}$ .

### Valores de referencia del tiello de relajación $T_2$

Se presentan dos tablas de referencia de valores de  $T_2$ . Una proporcionada por la empresa PDVSA y la otra tomada de [4], ya que ambas se complementan.

| Fluido                     | $T_2(ms)$     |
|----------------------------|---------------|
| Agua ligada a las arcillas | $\leq 15ms$   |
| Agua libre                 | 150-500 ms    |
| crudo pesado               | 150-3000 ms   |
| Gas mezclado con crudo     | $\geq 3000ms$ |

Tabla 1.2: Valores de referencia de  $T_2$ , suministrados por medio de: comunicación privada con PDVSA (Dr. Gerardo Jaimes)

| Fluido                          | $T_1(ms)$ | $T_2(ms)$ |
|---------------------------------|-----------|-----------|
| Salmuera (agua saturada de sal) | 1-500     | 1-500     |
| Petróleo                        | 3000-4000 | 300-1000  |
| Gas                             | 4000-5000 | 30-60     |

Tabla 1.3: Valores de referencia de  $T_2$  tomados de [4]

## Porosidad

La porosidad puede ser definida como la fracción de volumen total de una muestra que está ocupada por poros o huecos [14].

La porosidad la podemos dividir en: porosidad total, porosidad efectiva y porosidad ligada, no interconectada o no efectiva.

La porosidad total o absoluta es la proporción total de espacio vacío el cual ocupa el mayor volumen de la roca, independientemente de si los espacios están interconectados o no. En esta porosidad se involucra tanto a los poros, fracturas, fluidos, etc, presentes en la roca.

La porosidad efectiva es el volumen ocupado por los poros que están conectados y que permiten el paso de fluido.

La porosidad efectiva se ve afectada por una serie de factores litológicos que incluyen el tipo, el contenido y la hidratación de las arcillas presentes en la roca; la heterogeneidad de tamaños de grano; el embalaje y la cementación de los granos; y cualquier meteorización y lixiviación que pueden afectar a la roca [15].

La porosidad ligada o no efectiva representa la fracción del volumen total de la roca que está conformada por los poros que se encuentran aislados [16] .

La porosidad puede ser obtenida por medidas directas o indirectas. Las medidas directas se realizan en laboratorio, y las medidas indirectas por medio de la correlacion entre la porosidad y otras propiedades como densidad, respuesta neutrónica, velocidad de la onda sísmica o RMN.

En la tabla 1.4 se muestran algunos valores de porosidad de referencia:

| Calidad   | $\Phi(\%)$ |
|-----------|------------|
| Muy buena | $> 20$     |
| Buena     | 15-20      |
| Moderada  | 10-14.9    |
| Pobre     | 5-9.9      |
| Muy pobre | $< 5$      |

Tabla 1.4: Valores de referencia de porosidad. [7]

## Registro $T_2$ y registro de porosidad

Una vez se obtienen los trenes de ecos de momentos rotacionales se realiza una inversión matemática y se transforma en una distribución que es la correspondiente al tiempo  $T_2$  [4].

El registro de porosidad se obtiene del primer valor que registra el tren de ecos. Este valor puede considerarse como el tamaño de poros.

A continuación se presenta un fragmento de un registro que contiene: el tiempo de relajación  $T_2$  y porosidad, obtenidos con RMN, en el mismo pozo:

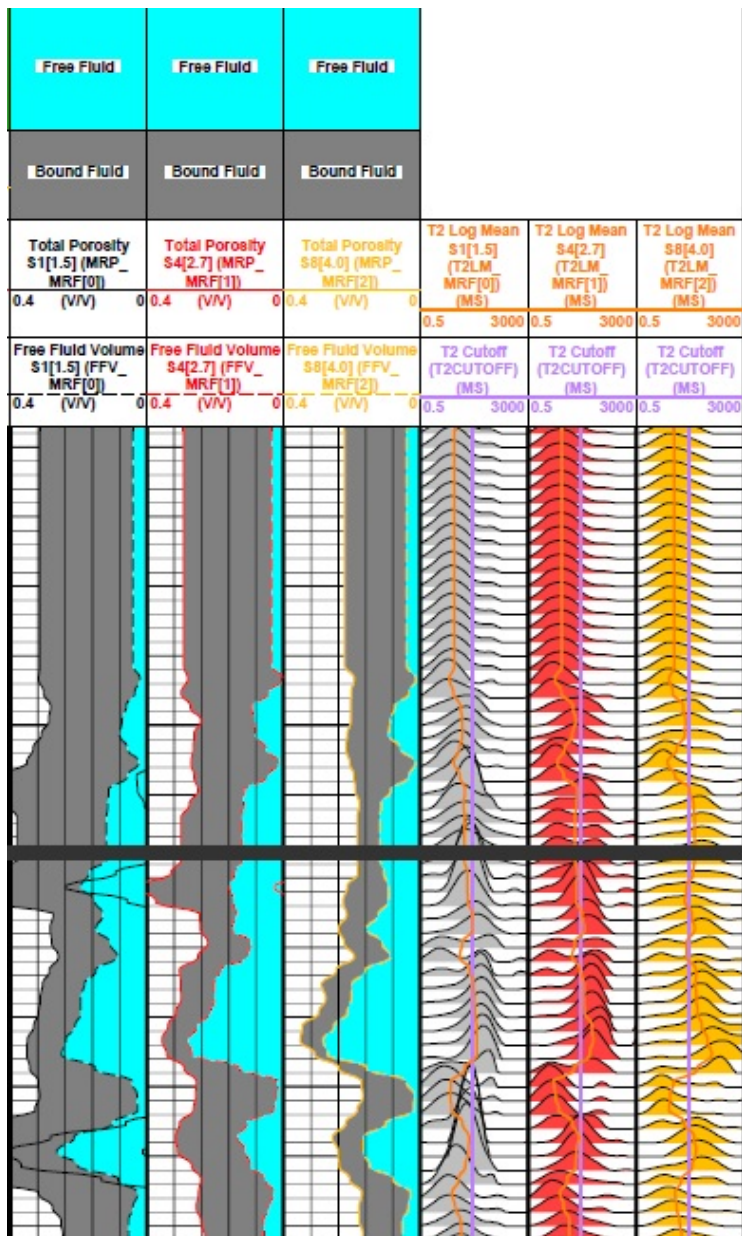


Figura 1.10: Fragmento de un registro  $T_2$  y un registro de porosidad. Proporcionado por la empresa PDVSA

Dentro de estos registros encontramos el  $T_{2LM}$  y el  $T_{2CORTE}$ , el primero que es de suma importancia en nuestro estudio se refiere al promedio de  $T_2$  a lo largo de las distribuciones; el  $T_{2CORTE}$  se refiere a un valor que delimita los fluidos que son libres de los que no son libres.

## 1.2. Rayos gamma

Los rayos gamma son mediciones de la densidad relativa o peso específico de los productos del petróleo (por ejemplo los aceites minerales). También se utiliza para describir qué tan pesado o liviano es el petróleo comparado con el agua.

Su unidad de medición son los grados API (por sus siglas en inglés American Petroleum Institute).

Según la escala API, cuanto más alto el índice, menos la densidad del crudo. La mayoría de los crudos se encuentran entre los 27 y 40 grados API; crudos con valores inferiores a 27 grados API se consideran pesados y aquellos por sobre los 40 grados API, livianos.

### 1.2.1. Equipo de medición

El equipo utilizado en la industria petrolera para medir el total de los rayos gamma es el EDTC-B por sus siglas en inglés Enhanced Digital Telemetry Cartridge, el cual combina dos sensores con un módem telemétrico de pozo de alta velocidad, que puede ser usado en ambientes de alta presión y temperatura. Este equipo tiene dos funciones: proveer comunicaciones de alta velocidad entre las herramientas de línea fija del fondo de pozo, y convertirse en un sistema de adquisición en superficie.

Cuando los rayos gamma son dispersados por el material en el que viajan llegan a un detector colocado a una distancia fija y son contados, esta cantidad es un indicador de la densidad de la formación. Este conteo es realizado por un detector de centelleo contenido en una sonda. También puede utilizarse un Geiger-Muller para el conteo, pero el contador de centello es mucho más eficiente ya que necesita unas pocas pulgadas en longitud, logrando obtener información bastante detallada de la formación. [Schlumberger [sin año]]

En la industria petrolera se utiliza un sólo equipo para realizar diversas medidas. En la figura 1.11 se muestra un equipo llamado LEH-QT:1623 que tiene integrado el equipo EDTC-B para medir rayos gamma.

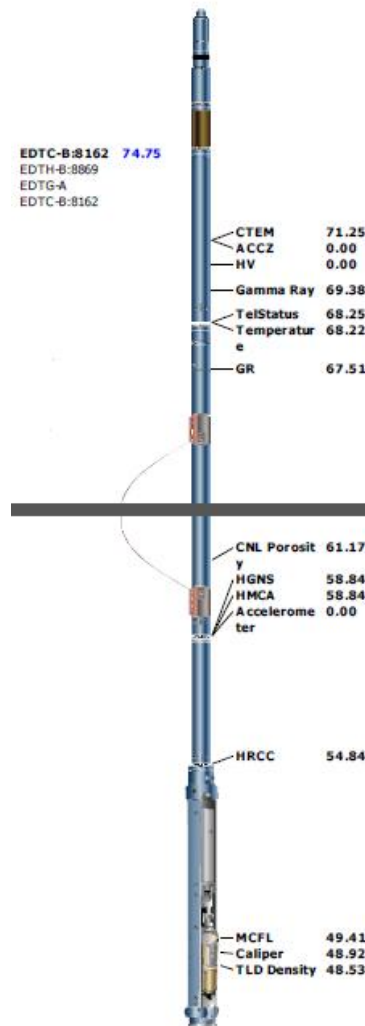


Figura 1.11: Parte de la herramienta donde está integrada el equipo de medición de Gamma Ray. Tomado de: registros proporcionados por PDVSA

En arenas limpias, la lectura de los Rayos Gamma debería estar alrededor de 40 gAPI. Si el valor de Gamma Ray se encuentra entre 40-75 gAPI, puede también clasificarse como arena pero sucia. En formaciones arcillosas, la lectura de rayos gamma se encuentra entre 120-180 gAPI. Esto difiere bastante de la lectura mostrada cuando la formación es arenosa. En presencia de Carbón, la lectura es demasiado alta, por sobre los 200 ° API, dependiendo de la formación [PerfoBlogger [2012]].

### 1.3. Resistividad

La resistividad  $\rho$  es una propiedad de los materiales que indica cuánto se opone éste al paso de corriente a través de ellos. La unidad de la resistividad en unidad M.K.S es:  $\Omega.m$  El inverso de la resistividad es la conductividad.

### 1.3.1. Aplicaciones petrofísicas

En un caso ideal los terrenos a medir son homogéneos, es decir con iguales valores de resistividad en cualquier punto y dirección del medio. En la vida real no sucede esto, el terreno a medir es inhomogéneo. Los contrastes en las resistividades son los que permiten aplicar exitosamente los métodos de prospección geoelectrica mediante la inyección de corrientes continuas que permiten la identificación de fluidos presentes en las formaciones.

#### Factores que afectan las medidas de resistividad

La resistividad de las rocas se ve afectada por:

- Cantidad de agua presente
- Resistividad del agua de formación
- Estructura geométrica del poro
- Minerales presentes: algunos metales pesados pueden presentar baja resistividad o alta conductividad y afectar las medidas de resistividad. Entre estos metales podemos mencionar: calcopirita, pirita, magnetita, galena, pirrotina, entre otros.

En este trabajo se presta especial atención a la presencia de pirita, ya que es un elemento que es poco resistivo y puede interferir en gran escala en las medidas de resistividad. Al respecto añadimos lo siguiente: La pirita ( $FeS_2$ ) aparece en forma de pequeños racimos de cristales desigualmente distribuidos a lo largo de la porosidad intergranular de las rocas. Esos racimos pueden formar fácilmente una red continua incluso en concentraciones relativamente bajas de pirita [Clavier C. [1976]].

La pirita posee una conductividad alta lo cual puede afectar la medida de resistividad en el material en el que se esté midiendo, reportándose como baja.

#### Equipo de medición

El equipo utilizado para la medición de resistividad es el HRLA (por sus siglas en inglés High Resolution Lateralog Array).

La herramienta HRLA funciona con seis modos. El modo más superficial, modo 0, es muy sensible a la perforación y se utiliza para estimar la resistividad del lodo de perforación. Los modos del 1 a 5 se utilizan para medir la resistividad de formación en diferentes profundidades laterales del pozo.

En la tabla 1.5 se presentan algunas características operativas de este equipo:

|                              |              |
|------------------------------|--------------|
| Diam tro de la herramienta   | 35/8pulgadas |
| Longitud de la herramienta   | 24,1 pies    |
| Profundidad de investigación | 50 pies      |
| Máxima presión               | 15.000psi    |
| Temperatura máxima           | 300F         |

Tabla 1.5: Valores de la herramienta HRLA. Tomado de: registros proporcionados por PDVSA

### 1.3.2. Valores referencia de resistividad

En la identificación de las rocas o tipos de fluidos presentes en las formaciones podemos guiarnos por valores tabulados de resistividad tomados de Auge M. [2008], como los que se muestran a continuación:

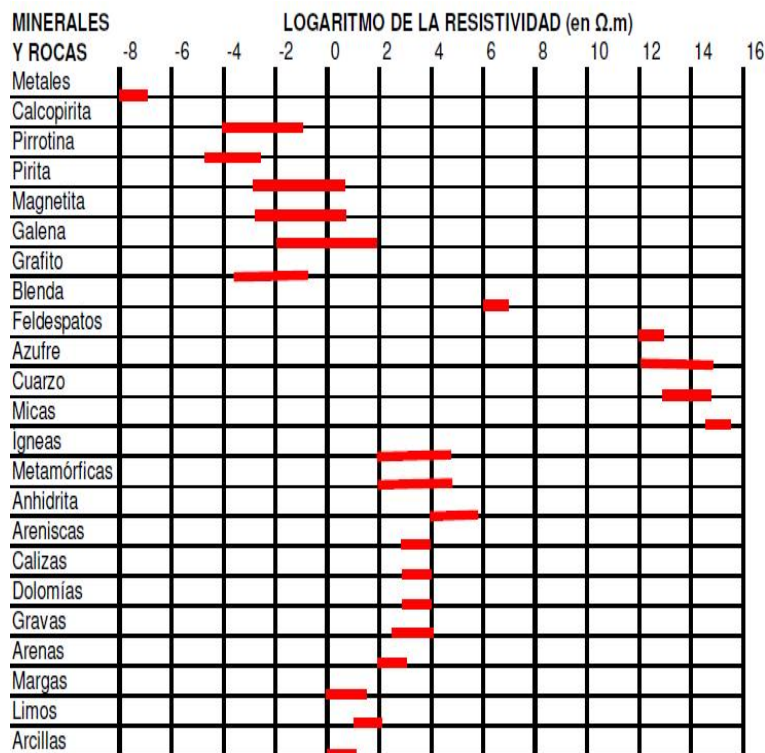


Figura 1.12: Valores de resistividad de rocas y minerales. [5]

## Capítulo 2

# METODOLOGÍA

Para cumplir con los objetivos planteados en este trabajo, se llevo a acabo la siguiente metodología:

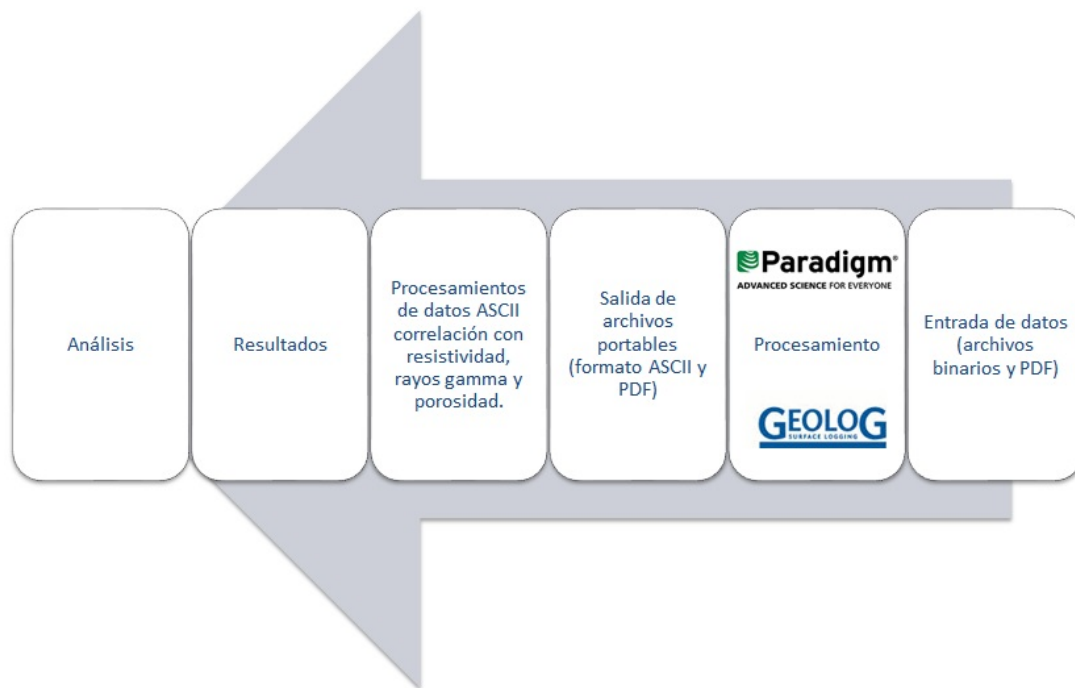


Figura 2.1: Esquema de la metodologia

Para este estudio la empresa PDVSA nos suministró archivos en formato binario y archivos en PDF correpondiente a los registros de cada parámetro utilizado.

Para transformar los archivos binarios en archivos en formato ASCII, se obtuvo la ayuda de la empresa Paradigm, la cual posee el programa Geolog que transforma los datos en archivos ASCII y en PDF. Estos archivos ASCII se lograron abrir en el procesador de texto block de notas, como se muestra en la siguiente figura

```

MFD-155_Run1E_MRX_SeccPrinc_2590ft-2790ft.las - Bloc de notas
Archivo Edición Formato Ver Ayuda

~VERSION INFORMATION
VERS.          2.0      :CWL5 Log ASCII Standard - VERSION 2.0
WRAP.          NO      :One Line per depth step
PROD. Schlumberger    :LAS Producer
PROG.  DLIS to ASCII 19C1-222      :LAS Program name and version
CREA.   2013/05/07 05:52      :LAS Creation date {YYYY/MM/DD hh:mm}
DLIS_CREA. 2013-May-07 05:21      :DLIS Creation date and time {YYYY-MMM-DD}
SOURCE.   MFD-155_Run1E_MRX_SeccPrinc_2590ft-2790ft.dlis :DLIS File Name
FILE-ID.   Maxwell_2D1is      :File Identification Number
#-----#
~WELL INFORMATION
#MNEM.UNIT      DATA      DESCRIPTION
#-----#
STRT .F         2590.5      :START DEPTH
STOP .F         2790.0      :STOP DEPTH
STEP .F         0.5        :STEP
NULL .          -999.25     :NULL VALUE
COMP .          PDVSA       :COMPANY
WELL .          MFD-155     :WELL
FLD .           Dobokubi    :FIELD
LOC .           MFD-IA      :LOCATION
CNTY .          BH-16       :COUNTY
STAT .          Anzoátegui   :STATE
CTRY .          Venezuela   :COUNTRY
API .           :API NUMBER
UWI .           :UNIQUE WELL ID
DATE .          06-May-2013 :LOG DATE {DD-MMM-YYYY}
SRVC .          Schlumberger :SERVICE COMPANY
LATI .DEG       8° 43' 51.618" N :LATITUDE
LONG .DEG       69° 40' 25.728" W :LONGITUDE
GDAT .          :GeoDetic Datum

```

Figura 2.2: Archivo (.LAS) visto en el block de notas

Cabe destacar que dentro de los archivos suministrados también se encontraba la ubicación de la zona de estudio, la cual se localiza en la faja petrolífera del Orinoco, específicamente en el estado Anzoátegui, como se muestra a continuación:

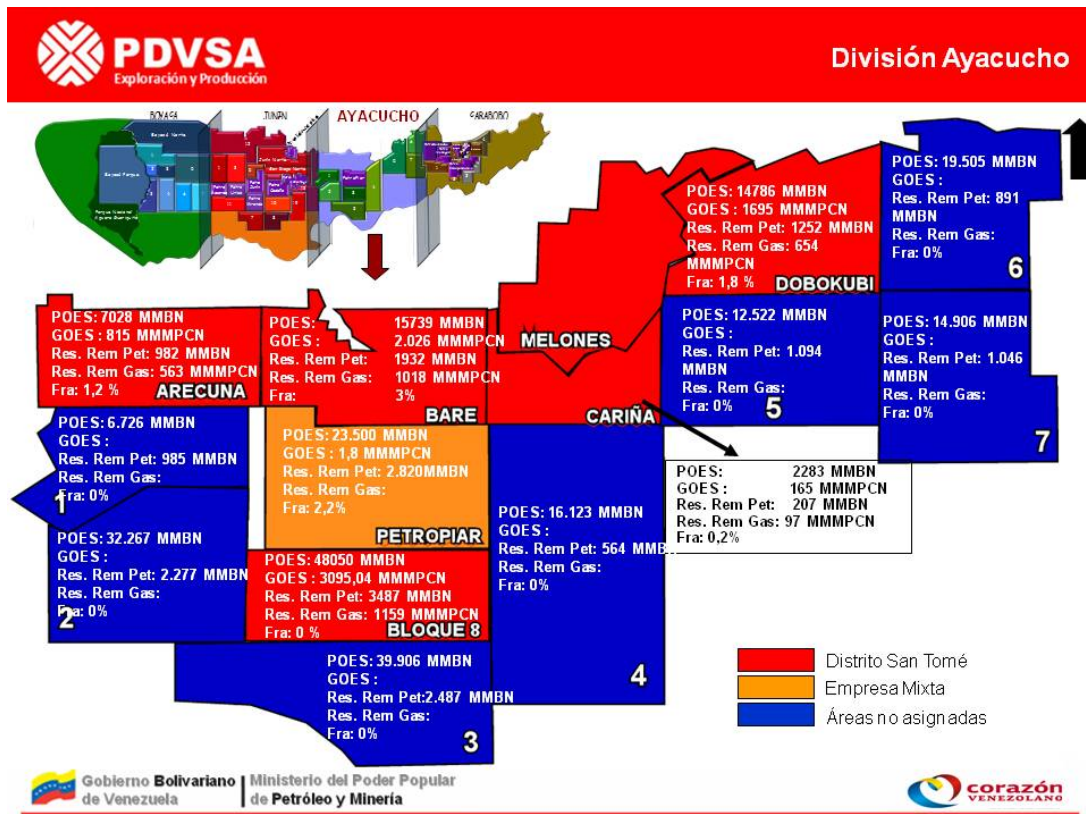


Figura 2.3: Zona de estudio

Una vez obtenido los archivos en formato ASCII se exportaron a Sigmaplot y se realizó el filtrado por cada archivo, el cual consistió en eliminar valores negativos, ya que estas medidas se reportan como erraores del instrumento; y colocar todas las medidas a la misma profundidad.

Una vez filtrado los datos se procedió a realizar las gráficas de: todos los parámetros a estudiar vs la profundidad. De las gráficas anteriores se extrajo la gráfica de  $T_{2LM}$  y se ubicó en el registro de cada pozo la distribución correspondiente a cada pico de  $T_{2LM}$ . Por último, se realizaron las gráficas correlativas de  $T_{2LM}$  con resistividad, rayos gamma y porosidad.

Con las gráficas obtenidas se procedió al análisis de cada una de ellas.



## Capítulo 3

# RESULTADOS Y ANÁLISIS

### 3.1. Comportamiento de $T_{2LM}$ con las variables petrofísicas.

En este capítulo presentamos, para cada pozo, los resultados y análisis obtenidos a partir de los datos suministrados por la empresa PDVSA junto con los datos digitalizados. En primer lugar presentaremos las gráficas de todos los parámetros. Posteriormente la interpretación correspondiente a  $T_{2LM}$  y por último las gráficas de  $T_{2LM}$  en función de resistividad, rayos gamma, porosidad ligada y porosidad total, con el fin de evaluar las posibles correlaciones entre  $T_{2LM}$  y las demás variables petrofísicas mencionadas. Es necesario recalcar que los registros entregados para procesarlos en este trabajo no son similares en cuanto a los intervalos de profundidad, por ejemplo el pozo 155 tiene registros pertenecientes a tres niveles de profundidad bien diferenciados para el  $T_{2LM}$ , mientras que en el mismo pozo los datos de resistividad y rayos gamma son continuos. A continuación discutiremos los resultados de cada pozo:

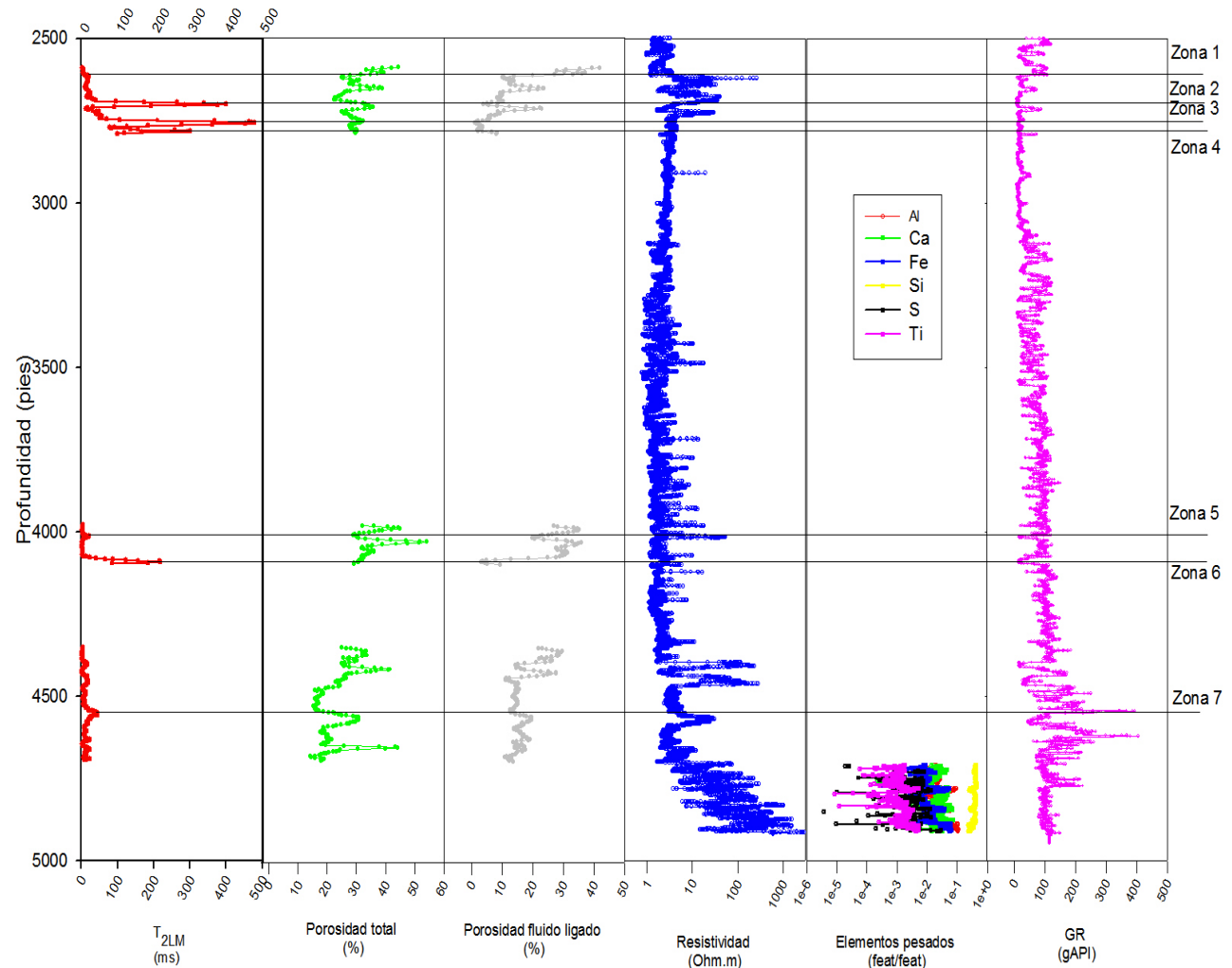
Pozo 155

Figura 3.1: Gráficas de rayos gamma, resistividad, porosidad total, porosidad ligada y  $T_2$  en función de la profundidad

En la figura 3.1 se muestra el comportamiento con la profundidad de los parámetros  $T_{2LM}$ , porosidad total, porosidad ligada, resistividad, análisis elemental y rayos gamma. Las zonas delimitadas a la derecha de la figura son las regiones correspondientes a máximos valores de  $T_{2LM}$ .

En la figura 2 se pueden apreciar los máximos de  $T_{2LM}$  y su ubicación entre las distribuciones  $T_2$  señaladas a mano derecha (línea naranja).

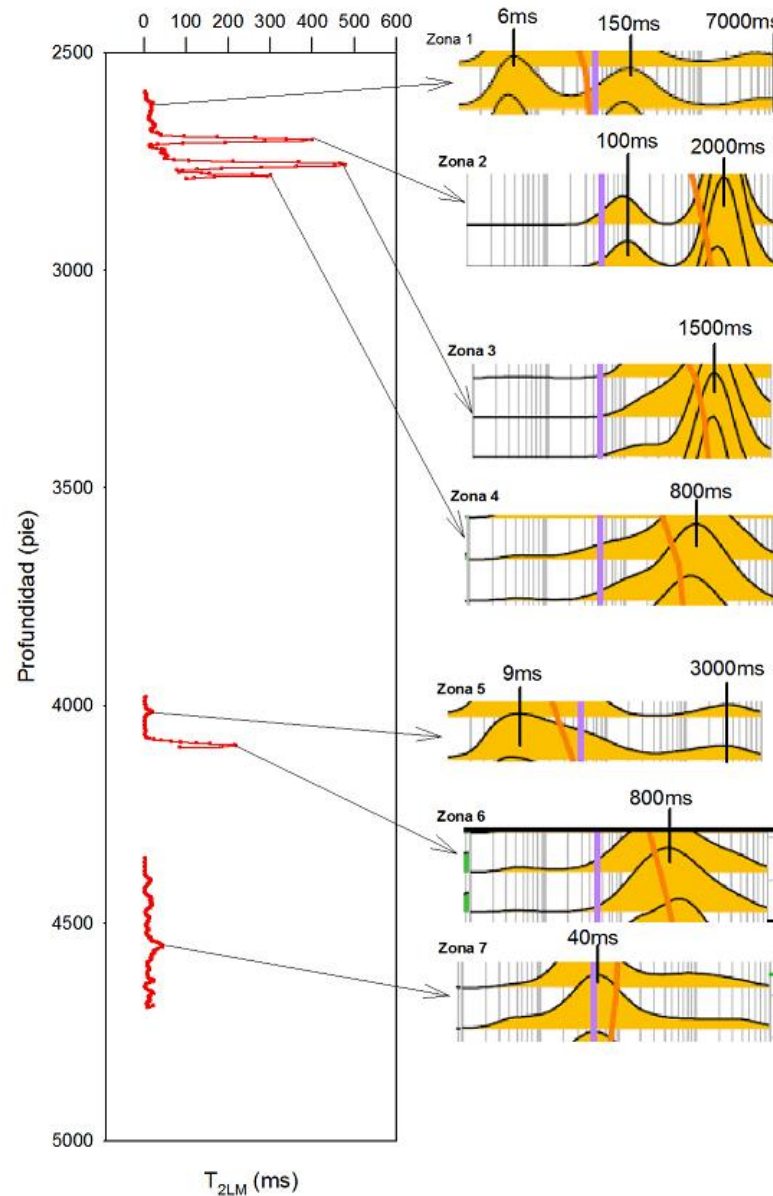


Figura 3.2: A la derecha: Gráfica de  $T_{2LM}$  vs profundidad. A la izquierda: Distribución  $T_2$  presentado en los picos de  $T_{2LM}$

Según los valores registrados en las tablas 1.1.5 y 1.1.5 podemos notar que:

- En la zona 1 se presentan tres distribuciones cuyos picos  $T_2$  se encuentran en: 6 ms que corresponde al agua asociada a las arcillas, seguidamente se presenta un mínimo en 30 ms y un pico máximo de 150 ms característico de crudo pesado y/o extra pesado. Se puede apreciar una distribución de baja intensidad pero extensiva en el orden de 7000 ms la cual se atribuye a la presencia de crudo extrapesado ligado con gas.
- En la zona 2 se presentan dos distribuciones con picos  $T_2$  en: 100 ms característico de

crudo pesado y en 2000 ms se presentan picos característicos de crudo extrapesado ligado con agua libre.

- En la zona 3 se presenta una distribución con pico en 1500 ms correspondiente a crudo pesado ligado con agua libre.
  - En la zona 4 se presenta una distribución con pico en 800 ms correspondiente a crudo extrapesado ligado con agua libre asociada a altas porosidades.
  - En la zona 5 se presentan dos distribuciones, una con pico en 9 ms correspondiente al agua asociada a las arcillas y una con pico en 3000 ms correspondiente a crudo extrapesado ligado con agua libre.
  - En la zona 6 sucede como en la zona 4, la única distribución corresponde a crudo extrapesado ligado con agua libre.
  - En la zona 7 se presenta una distribución unimodal centrada en 40 ms, esta distribución es considerablemente ancha que abarca valores de  $T_2$  desde algunos ms hasta miles. Cabe señalar que se realizó una perforación lateral en esa zona y emergió crudo pesado (Dr. Gerardo Jaimes, PDVSA, comunicación privada). Este hecho da pie a una discusión de un modelo para la prospección de crudo pesado que va más allá del hecho de referirnos al parámetro  $T_{2LM}$ , el cual se toma por defecto como el último argumento de detección. Es de ahí que se propone el estudio de la morfología de la distribución, además de su promedio logarítmico  $T_{2LM}$ .
-

### Pozo 161

Se puede apreciar que los datos suministrados para este pozo fueron continuos en profundidad como se muestra en la figura 3.3, a diferencia del pozo anterior.

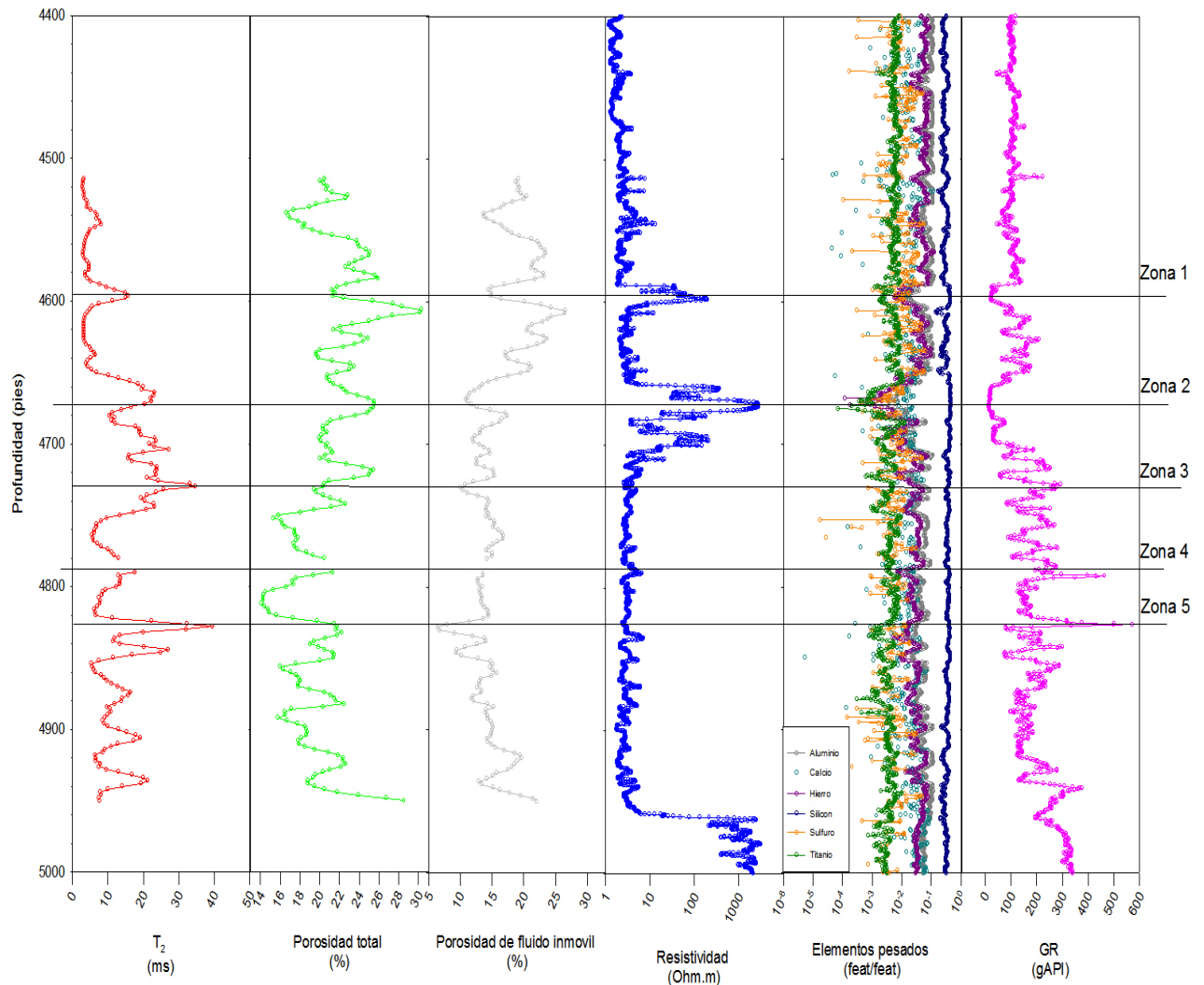


Figura 3.3: Gráficas de rayos gamma, resistividad, porosidad total, porosidad efectiva, porosidad ligada y  $T_2$  en función de la profundidad

En las figura 3.3 se marcaron las zonas donde se presentan los máximos  $T_{2LM}$ , que se encuentra entre 15 y 40 ms.

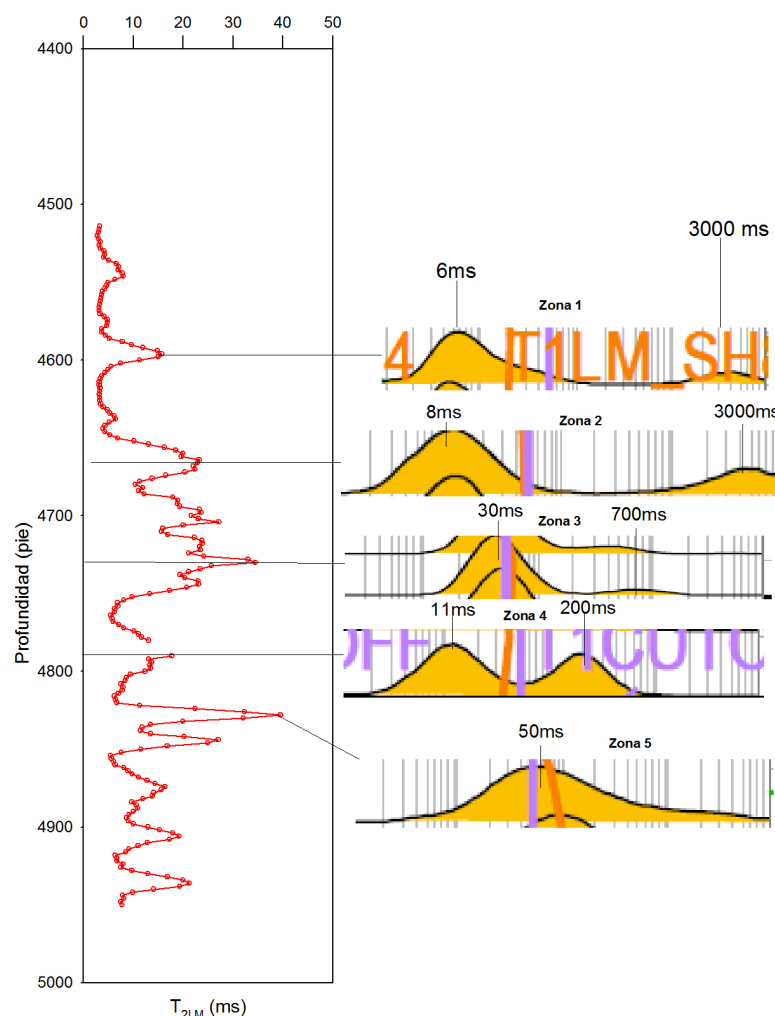


Figura 3.4: A la derecha: Gráfica de  $T_{2LM}$  vs profundidad. A la izquierda: Distribución  $T_2$  presentado en los picos de  $T_{2LM}$

Siguiendo en la misma línea de razonamiento utilizada en el pozo anterior, en la figura 2 se muestran los máximos de  $T_{2LM}$  y su ubicación entre las distribuciones  $T_2$  señaladas a mano derecha (línea naranja).

- En la zona 1 se presentan dos distribuciones con picos  $T_2$  en 6 ms que corresponde al agua asociada a las arcillas y un pico en 3000 ms bien diferenciado aunque con amplitud menor, que corresponde a crudo extrapesado ligado con gas.
- En la zona 2 se presentan dos distribuciones una con pico en 8 ms correspondiente al agua asociada a las arcillas y una en 3000 ms correspondiente a hidrocarburo extrapesado ligado con gas.

- En la zona 3 se presentan dos distribuciones, una con pico en 30 ms correspondiente a crudo pesado y un pico en 700 ms correspondiente a crudo extrapesado ligado con agua.
  - En la zona 4 se presentan dos distribuciones, una con pico en 11 ms correspondiente al agua asociada a las arcillas, y una con un pico en 200 ms correspondiente a crudo pesado ligado con agua libre.
  - En la zona 5 se presenta una única distribución con un máximo en 50 ms correspondiente a agua, sin embargo la cola de esta distribución llega hasta 3000 ms, que es indicador de la presencia de crudo pesado con gas, aunque en menor cantidad comparado con el agua, siguiendo el mismo razonamiento para la zona 7 del pozo 155.
-

Pozo 94

En este pozo se presenta continua la profundidad como en el pozo 161, sin embargo los valores de  $T_{2LM}$ , porosidad ligada y total fueron digitalizados manualmente del archivo PDF, ya que no se logró adquirir el formato ASCII para este pozo.

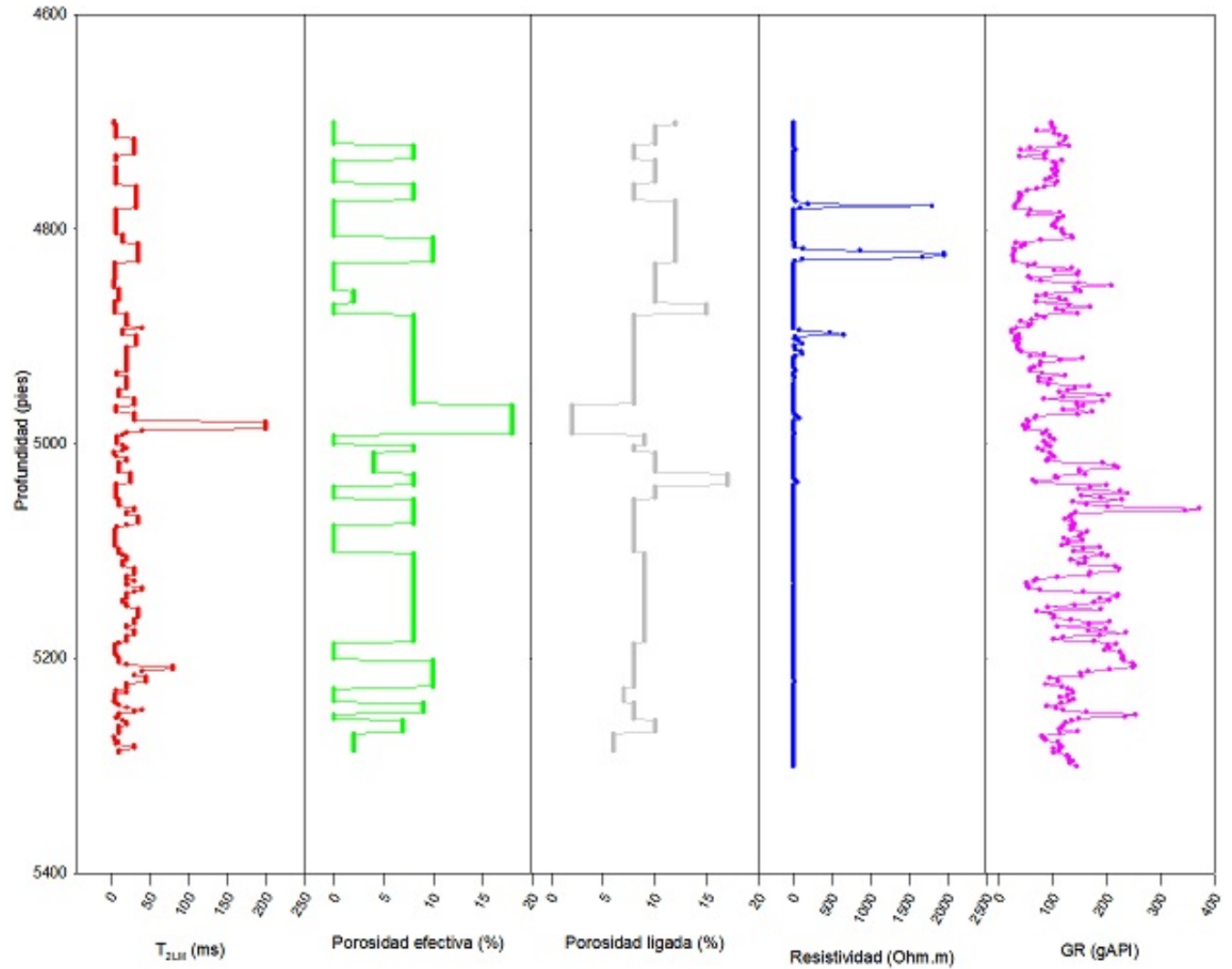


Figura 3.5: Gráficas de rayos gamma, resistividad, porosidad ligada, porosidad efectiva y  $T_2$  en función de la profundidad

Como vemos en la figura 3.5 las zonas de estudio se dividieron en dos, con respecto a  $T_2$ .

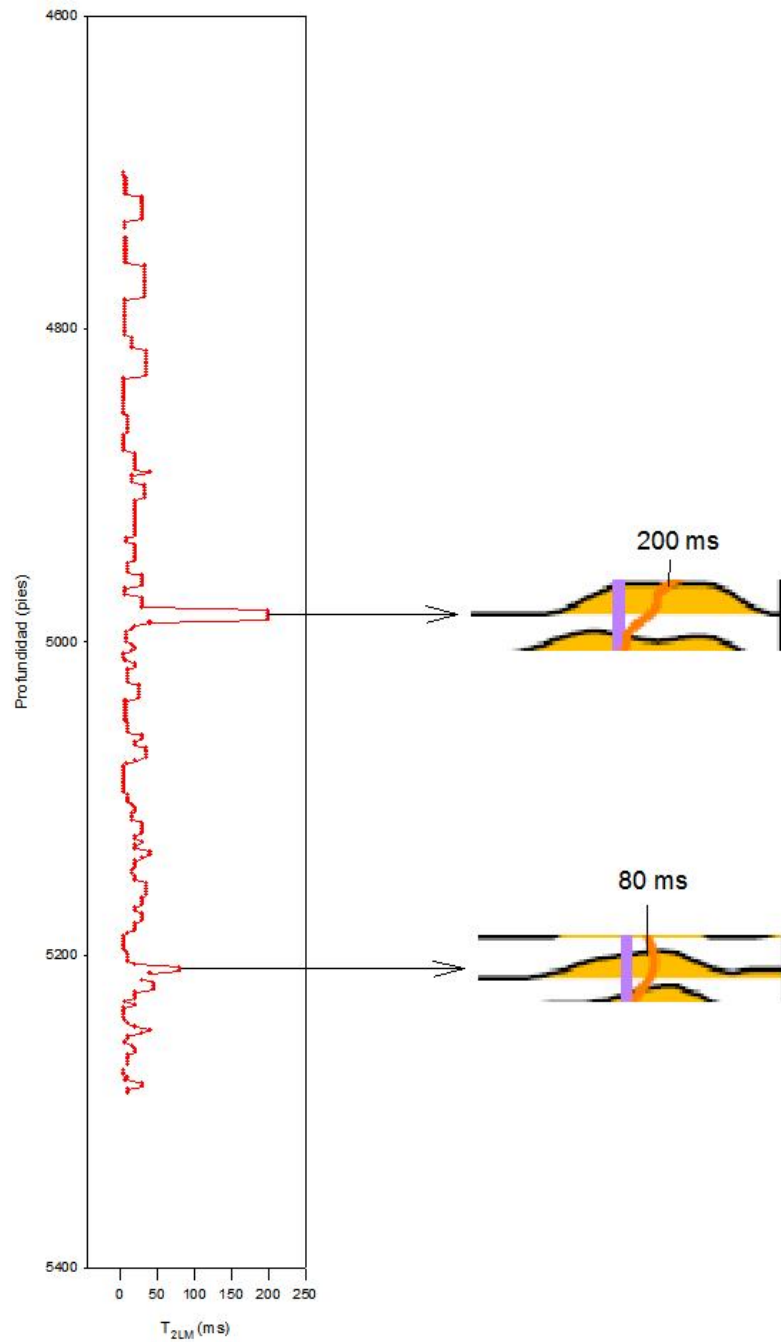


Figura 3.6: A la derecha: Gráfica de  $T_{2LM}$  vs profundidad. A la izquierda: Distribución  $T_2$  presentado en los picos de  $T_{2LM}$

Las distribuciones correspondientes a las zona donde los picos son altos me indican que:

- En la zona 1 se presenta una sola distribución con un pico de  $T_2$  en 200 ms, correspondiente a crudo pesado ligado con agua. La pequeña amplitud de la distribución es un indicador de la posible existencia de crudo pesado con agua pero en pequeñas

trazas si se compara con el pozo 155, en donde observamos que la amplitud de las distribuciones son considerablemente mayores.

- En la zona 2 se presenta una única distribución con pico  $T_2$  en 80 ms correspondiente a crudo pesado con gas.

### 3.2. Variación de $T_{2LM}$ con las otras variables petrofísicas

Gráficas de  $T_{2LM}$  vs porosidad ligada para los pozos 155,161 y 94

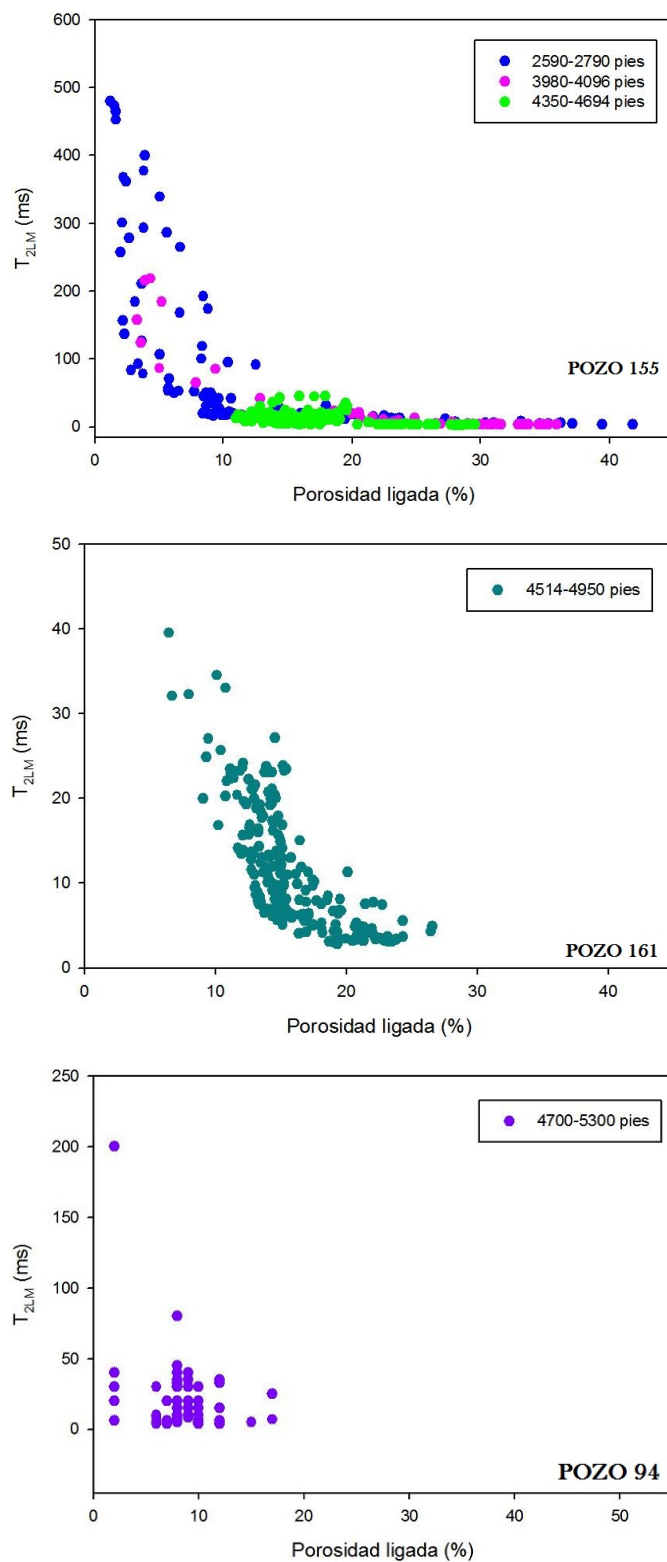


Figura 3.7:  $T_2$  vs porosidad ligada de los pozos 155, 161 y 94

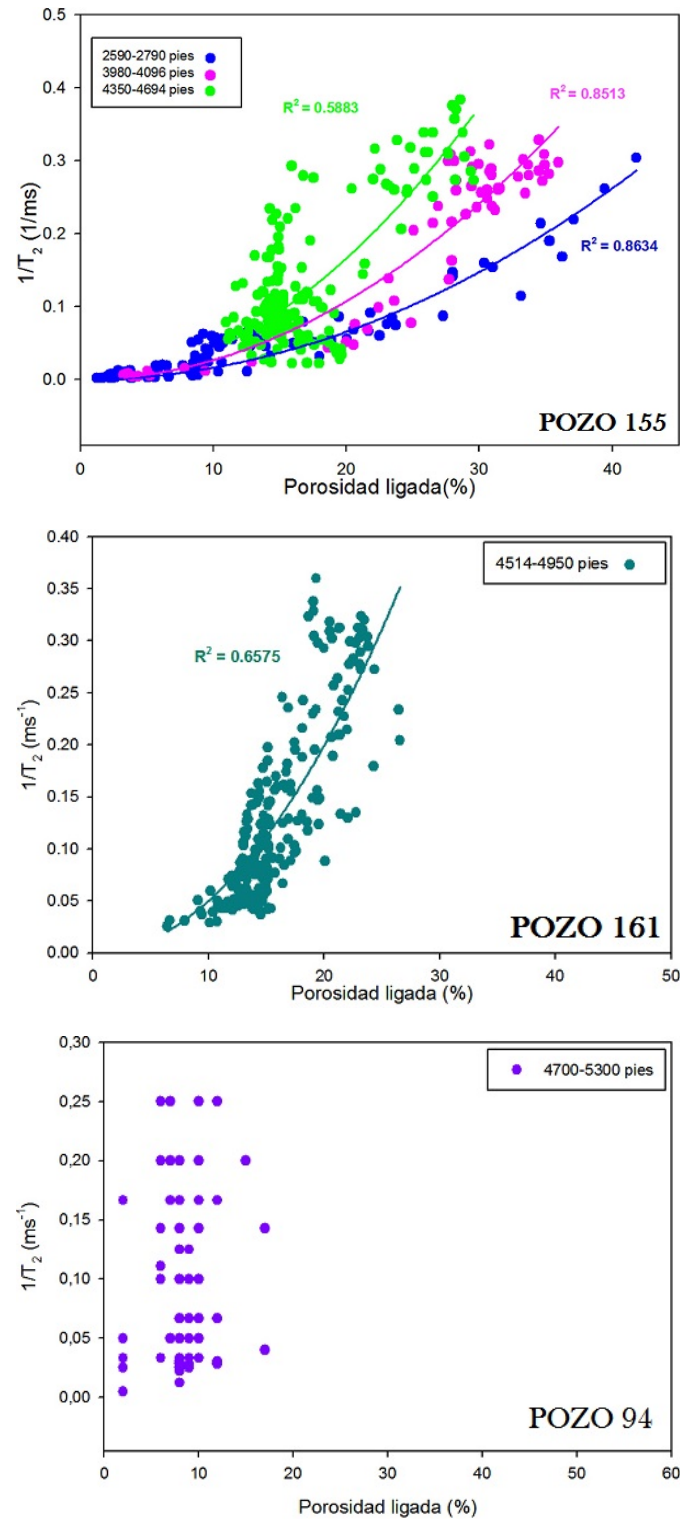


Figura 3.8:  $1/T_2$  vs porosidad ligada de los pozos 155, 161 y 94

En el pozo 155 presentado en la figura 3.7 se muestra la dependencia de  $T_{2LM}$  con la porosidad ligada. Como se puede notar hay una tendencia decreciente y no lineal en la dependencia de  $T_{2LM}$  con la porosidad ligada. Para dilucidar la naturaleza de esta

tendencia se procedió a graficar el inverso de  $T_{2LM}$  en función de la porosidad ligada, ya que a priori si la tendencia mencionada es del tipo  $f(x) = 1/x$  entonces  $1/f(x) = x$ , por lo tanto se procede a graficar  $1/T_{2LM}$  en función de la porosidad ligada, como se muestra en la figura 3.8. En esta figura observamos que la tendencia no es lineal lo cual constituye un indicador de que la tendencia de  $T_{2LM}$  es de orden superior y postulamos el modelo de ajuste de  $1/f(x) = Ax^2$ . Los factores de ajuste para estas correlaciones son satisfactorios como se pueden apreciar en la figura, para las tres zonas diferenciadas en este pozo. Este comportamiento concuerda con la dependencia empírica de  $T_2$  con la porosidad asociada al agua, la cual está dada por  $1/T_2 = \sqrt{(C/k)}\phi^2$  donde  $k$  es la permeabilidad y  $C$  es una constante que depende de la mineralogía y de las impurezas magnéticas en el material del pozo [10], [11].

En el pozo 161 encontramos en la gráfica 3.7 muestra la dependencia de  $T_{2LM}$  con la porosidad ligada. Como se puede notar hay una tendencia decreciente y no lineal en la dependencia de  $T_{2LM}$  con la porosidad ligada. Al igual que en el pozo anterior, se presenta  $1/T_{2LM}$  en función de la porosidad ligada en la figura 3.8, donde observamos que el factor de ajuste para esta correlación es satisfactorio como en el pozo anterior, por lo que esta dependencia concuerda con la ecuación empírica de  $T_2$  con la porosidad asociada al agua mencionada en [10], [11].

Siguiendo con la misma línea de razonamiento utilizada en los pozos anteriores, se graficó el  $T_{2LM}$  vs porosidad ligada para el pozo 94 como se muestra en la figura 3.7, donde se puede notar la dependencia decreciente y no lineal. Se graficó  $1/T_{2LM}$  vs porosidad ligada y se obtuvo que en este caso no se ha detectado correlación como en los pozos anteriores, como se observa en la figura 3.8, lo cual puede atribuirse a la poca estadística dada por la digitalización manual de los puntos.

En la misma línea de razonamiento utilizada en la dependencia de  $T_{2LM}$  con la porosidad ligada, mostrada anteriormente, se procedió a graficar tanto  $T_{2LM}$  como el inverso  $1/T_{2LM}$  en función del resto de las variables que son las siguientes: porosidad total, resistividad y rayos gamma.

---

Gráficas de  $T_{2LM}$  vs porosidad total para los pozos 155,161 y 94

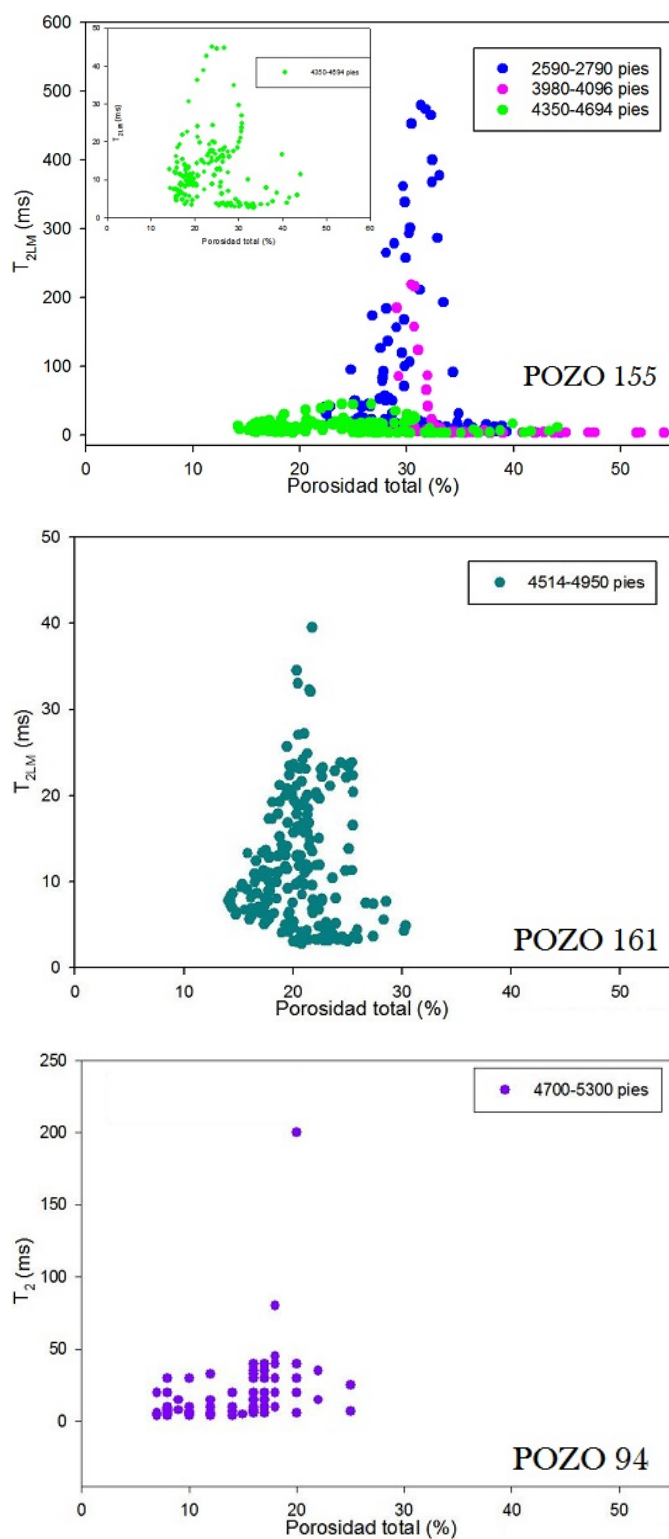


Figura 3.9:  $T_2$  vs porosidad total de los pozos 155, 161 y 94

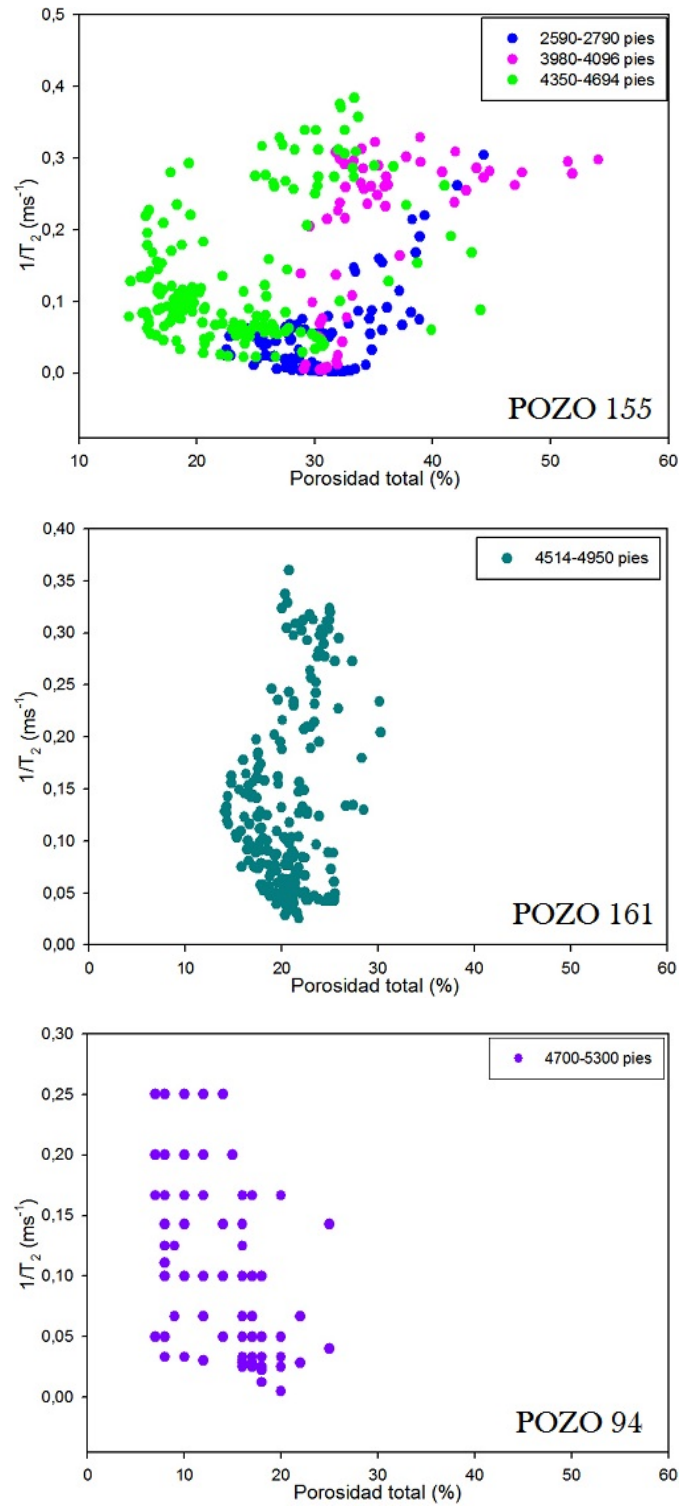


Figura 3.10:  $1/T_2$  vs porosidad total de los pozos 155, 161 y 94

En las figuras 3.9 y 3.10 se aprecia la dependencia de  $T_{2LM}$  vs porosidad total y  $1/T_{2LM}$  vs porosidad total para los tres pozos. Aquí no se aprecia una correlación evidente a diferencia de la porosidad ligada.

Inspeccionando la figura 3.9 del pozo 155 se aprecia un máximo de  $T_{2LM}$  centrado alrededor de 30 % de porosidad total y del orden de 600 ms, 250 ms y 44 ms para la zona azul, rosada y verde respectivamente. Esto podría indicar la presencia de crudo pesado para las profundidades azul y rosada, según los valores de  $T_{2LM}$  mostrados en las tablas 1.1.5 y 1.1.5 . En el caso del tercer segmento de la profundidad (zona verde) se muestra un máximo en  $\approx 44$  ms, ver figura insertada, lo cual podría indicar la presencia de agua y/o gas a alta presión según los datos proporcionados de la tabla 1.1.5, esto viene al caso porque se tiene la información de que hubo una perforación lateral en esa profundidad y emergió crudo pesado. Se postula que este crudo emergente está mezclado con gas a alta presión. El inverso de  $T_{2LM}$  con la porosidad total para este pozo (figura 3.10) no presenta una correlación evidente en cuanto al comportamiento de  $T_{2LM}$  con la porosidad ligada, con valores de ajuste polinomial de primer y segundo orden que no superan el 0.2.

En la gráfica del pozo 161 mostrada en la figura 3.9 podemos observar que el comportamiento se asemeja al presentado en la profundidad máxima del pozo 155. Sin embargo para conocer el tipo de relación entre estas dos variables realizamos  $1/T_{2LM}$  vs porosidad total (figura 3.10), lo cual nos arrojó que, como en el caso anterior, no tiene un valor apreciable del coeficiente de ajuste  $R^2$ .

En el pozo 94 se encontró que para el caso de  $T_{2LM}$  con la porosidad total y el caso de  $1/T_{2LM}$  con la porosidad total no se presenta una correlación entre estos dos parámetros.

---

Gráficas de  $T_{2LM}$  vs resistividad para los pozos 155,161 y 94

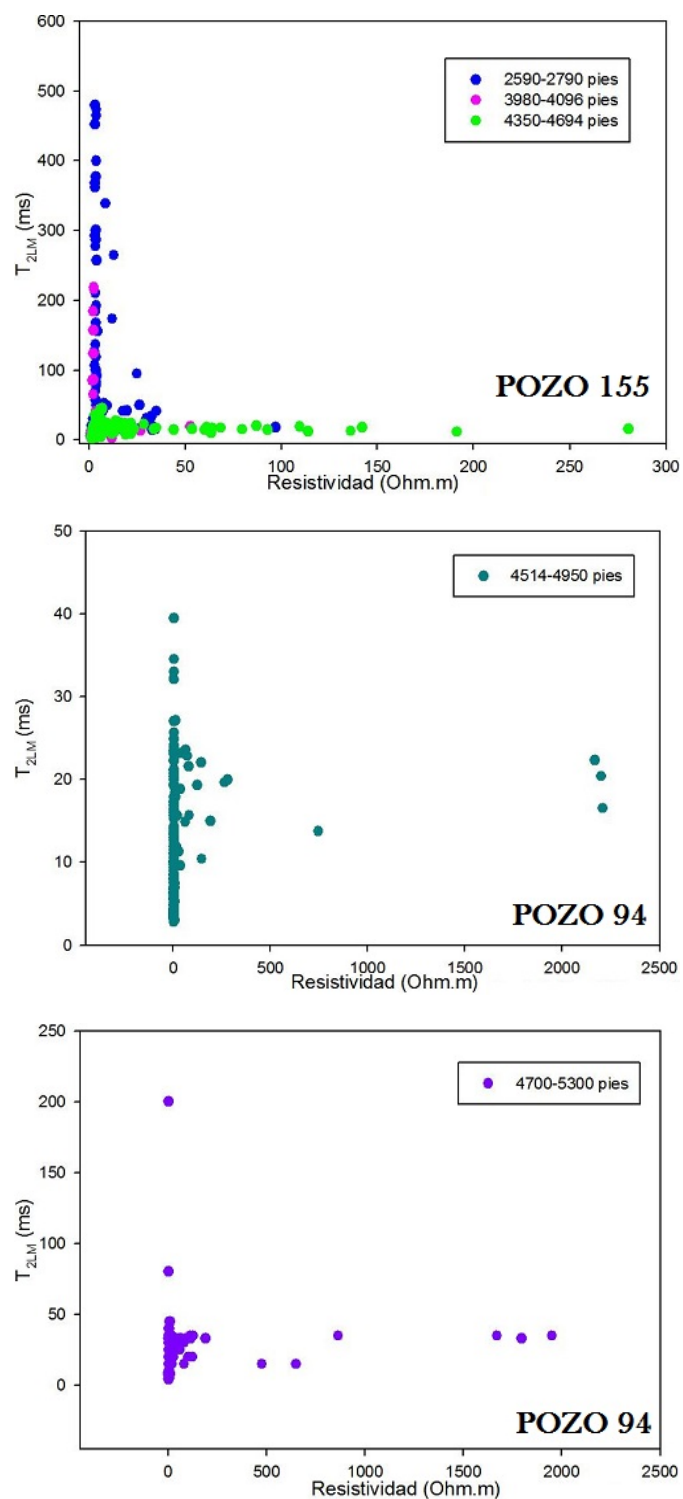


Figura 3.11:  $T_2$  vs resistividad de los pozos 155, 161 y 94

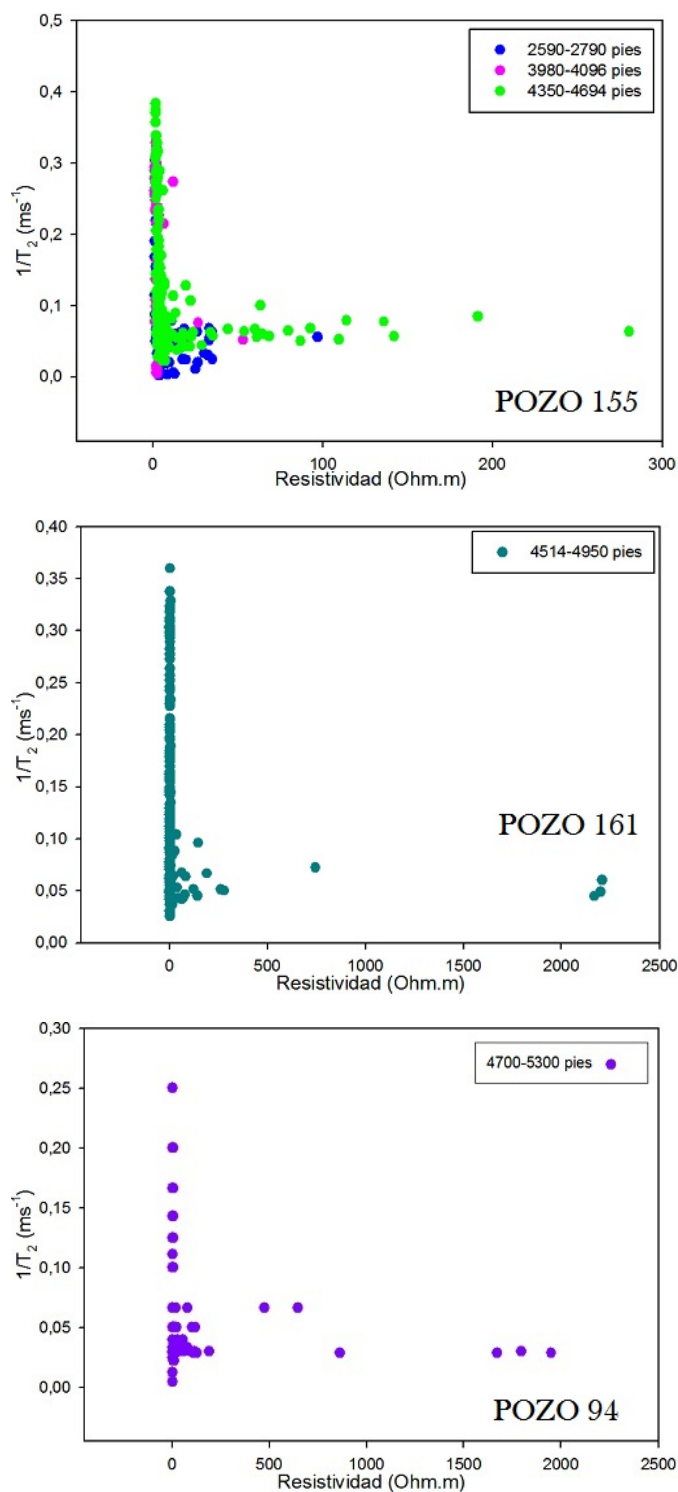


Figura 3.12:  $1/T_2$  vs resistividad de los pozos 155, 161 y 94

Para el pozo 155 se puede argumentar que los primeros dos segmentos de profundidad (figura 3.11) tienen medidas de  $T_{2LM}$  que van hasta 500 ms para un intervalo de resistividad limitado, lo cual indica la presencia de hidrocarburos cuya señal es evidente. Además de presencia de metales conductores a lo largo de estas dos profundidades y/o agua. Por

otro lado la tercera región en profundidad (región verde) presenta un amplio intervalo de resistividad hasta casi 280 ohm.m, con un máximo valor de  $T_{2LM}$  en 44 ms, lo cual podría indicar una litología carente de metales conductores si se compara con las regiones anteriores. Cabe destacar que en esta región se reportó la detección de crudo pesado mezclado con gas a alta presión, que podría ser el origen de la alta resistividad. El gráfico del inverso  $T_{2LM}$  en función de la resistividad mostrada en la figura 3.12 carece de un indicio de correlación entre estas dos variables. En el pozo 161 se presentan medidas de  $T_{2LM}$  que van hasta 40 ms para un intervalo de resistividad limitado lo cual indica la presencia de hidrocarburos cuya señal es evidente. Además de presencia de metales conductores a lo largo de esta profundidad y/o agua. Por otro lado se presenta un amplio intervalo de resistividad hasta  $\approx 2200$  ohm.m, con un máximo valor de  $T_2$  en 30 ms, esto podría indicar una litología carente de metales conductores si se compara con el resto del intervalo. Cabe destacar que en esta región se reportó la detección de crudo pesado mezclado con gas a alta presión, que podría ser el origen de la alta resistividad. No se vislumbra correlación alguna entre el inverso  $T_{2LM}$  y la resistividad en esta zona (figura 3.12) En el pozo 94 se presentan medidas de  $T_{2LM}$  que van hasta 200 ms para un intervalo de resistividad limitado lo cual indica la presencia de hidrocarburos. Además se detectó la presencia de metales conductores a lo largo de esta profundidad y/o agua. Por otro lado se presenta un amplio intervalo de resistividad hasta  $\approx 2000$  ohm.m, con un máximo valor de  $T_{2LM}$  en 40 ms, lo cual podría indicar una litología carente de metales conductores si se compara con el resto del intervalo. Al igual que en el pozo anterior no se vislumbra correlación entre  $T_{2LM}$  y la resistividad (figura 3.12)

---

Gráficas de  $T_{2LM}$  vs rayos gamma para los pozos 155,161 y 94

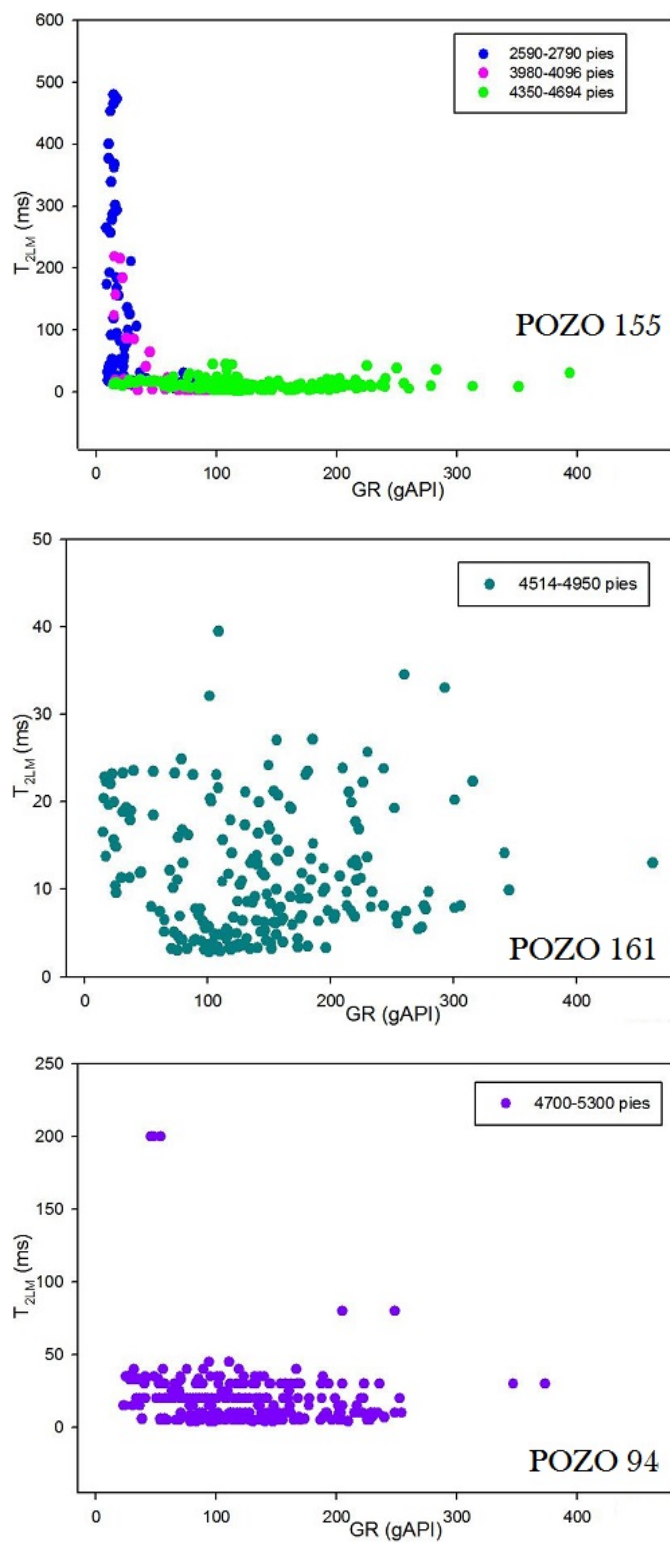


Figura 3.13:  $T_2$  vs rayos gamma de los pozos 155, 161 y 94

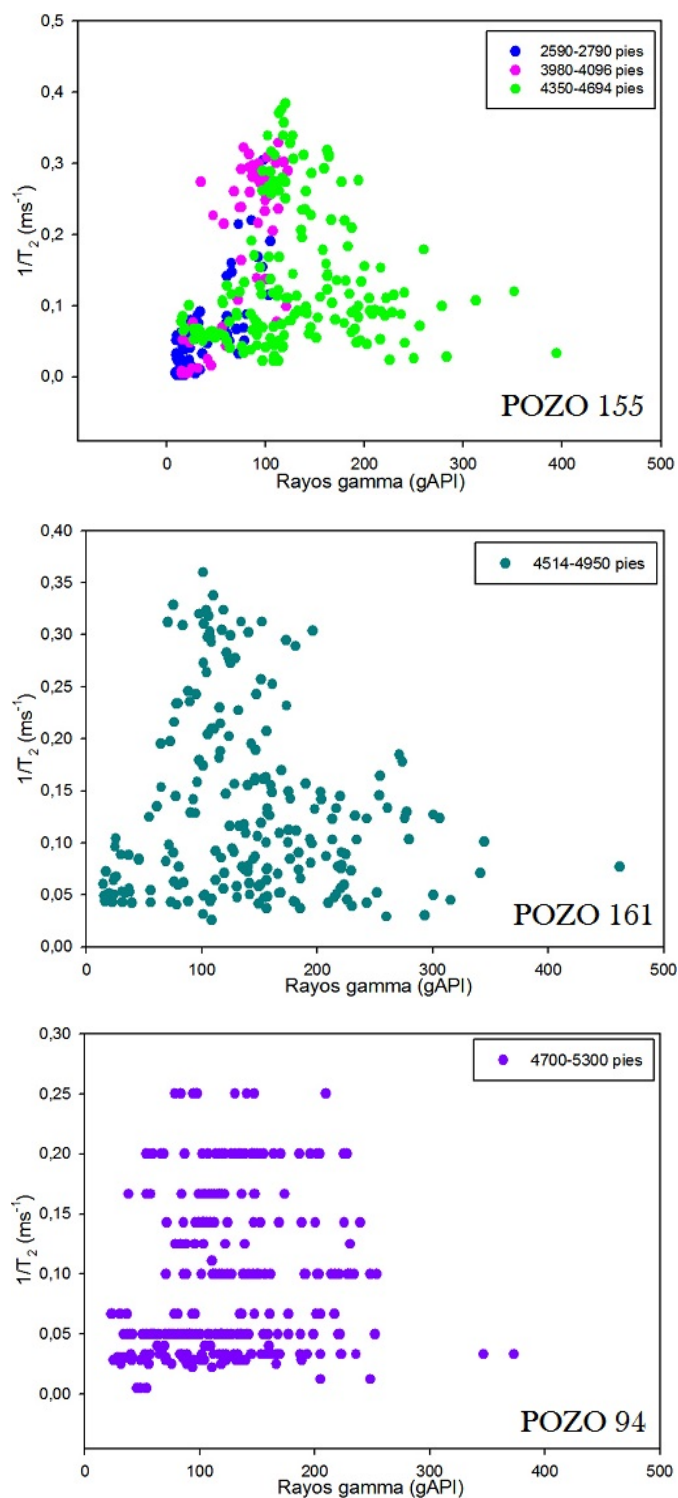


Figura 3.14:  $1/T_2$  vs rayos gamma de los pozos 155, 161 y 94

Se evidencia en el pozo 155 (figura 3.13) la presencia de crudo pesado en los dos primeros segmentos de este pozo con valores de  $T_{2LM}$  altos, con el mismo comportamiento anterior de  $T_{2LM}$  con la resistividad, en este caso en el intervalo pequeño de grados API

alrededor de 10 se muestrea un amplio intervalo de  $T_{2LM}$  de 10 hasta 500 ms (región azul) y hasta 200 ms (región rosada). Este hecho indica nuevamente que el parámetro  $T_{2LM}$  es sensible al tipo de fluido presente en la formación. En la región más profunda (color verde) se evidencia la presencia de crudo y además la presencia de agua con altos valores de rayos gamma. En el grafico inverso  $T_{2LM}$  con rayos gamma figura 3.14, el ajuste de polinomio de primer y segundo orden son pobres, sin embargo se aprecia un patrón similar (tipo piramidal) en los tres pozos en las mayores profundidades, esto podría indicar la presencia de un patrón de correlación con una complejidad tal que no se puede describir con un polinomio de grado 1 o 2.

---



# Capítulo 4

## CONCLUSIONES

Con la realización de este trabajo se obtuvieron logros importantes que serán resumidos a continuación:

- Se detectó la presencia de crudo en las tres zonas del pozo 155, por medio de la interpretación del tiempo de relajación  $T_{2LM}$  y de las distribuciones correspondientes.
  - Se detectó la presencia de crudo en el pozo 161, por medio de la interpretación del tiempo de relajación  $T_{2LM}$  y de las distribuciones correspondientes.
  - Se detectó la presencia de crudo en el pozo 94, por medio de la interpretación del tiempo de relajación  $T_{2LM}$  y de las distribuciones correspondientes.
  - Se logró realizar un método alternativo a la lectura de registros para la identificación de crudo.
  - Se encontró un modelo que proporciona una buena correlación entre el  $T_{2LM}$  y la porosidad ligada.
  - No se encontró un modelo correlativo para la porosidad total, resistividad y rayos gamma con  $T_{2LM}$ , pero se logró encontrar que con la inspección visual de las gráficas de estos parámetros se puede conocer la presencia de crudo.
  - La presencia de gas a alta presión es un factor que puede influir en la extracción de crudo aunque sea en volúmenes no productivos.
-



# Bibliografía

- [1] Martinez Tellez Armando. Espectroscopia de resonancia magnetica i. url<http://la-mecanica-cuantica.blogspot.com/2009/08/espectroscopias-de-resonancia-i.html>, 2009.
  - [2] Mora R. Microsangrados cerebrales. url[http://postereng.netkey.at/esr/viewing/index.php?module=viewing\\_poster&task=viewsection&ti=360109.](http://postereng.netkey.at/esr/viewing/index.php?module=viewing_poster&task=viewsection&ti=360109.), 2012.
  - [3] Aristizabal I. La resonancia magnética y sus aplicaciones en la agroindustria, una revisión. url[http://www.scielo.org.co/scielo.php?script=sci\\_arttext&pid=S0304-28472007000200012](http://www.scielo.org.co/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0304-28472007000200012), 2007.
  - [4] Prammer M Coates G., Xiao L. *Registros eléctricos RMN, Principios y Aplicaciones*. Halliburton, 1 edition, 1999.
  - [5] Auge M. *Métodos geoeléctricos para la prospección de agua subterránea*. UBA, 1 edition, 2008.
  - [6] Gerardo J. Introducción a la técnica de resonancia magnética nuclear (i). *PDVSA*, 1:4, 2014.
  - [7] Hung Henrique. *Petrofísica para geólogos e ingenieros de exploración*. ULA, 1 edition, 1991.
  - [8] Akkurt Ridvan. La resonancia magnética nuclear revela todo su potencial. *Oilfield Review*, 4:1–20, 2009.
  - [9] Gerardo J. Introducción a la técnica de resonancia magnética nuclear (i). *PDVSA*, 1:4, 2014.
  - [10] Kleinberg Robert. Nmr measurements of permafrost: Unfrozen water assay, pore-scale distribution of ice, and hydraulic permeability of sediments. *COLD REGIONS SCIENCE AND TECHNOLOGY.JUNE2005*, 1:70–71, 2005.
  - [11] Gerardo J. Introducción a la técnica de resonancia magnética nuclear (i). *PDVSA*, 1:4, 2014.
  - [12] Gerardo J. Introducción a la técnica de resonancia magnética nuclear (i). *PDVSA*, 1:4, 2014.
-

- [13] Gerardo J. Introducción a la técnica de resonancia magnética nuclear (i). *PDVSA*, 1:4, 2014.
  - [14] Schlumberger. *Log Interpretation Principles/Applications*. Schlumberger, 7 edition, 1998.
  - [15] Erle C. Donaldson Djebbar Tiab. *Petrophysics. Theory and practice of measuring reservoir. Rock and fluid transport properties*. Elsevier, 3 edition, 2012.
  - [16] Da Silva Rodríguez Melia Rebeca. *Análisis de las relaciones porosidad y permeabilidad en sedimentos no consolidados*. UCV, 1 edition, 2011.
-