



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

---

FACULTAD DE INGENIERÍA

Métodos rápidos de  
interpretación de registros  
geofísicos para identificar  
capas con hidrocarburos

TESIS

Que para obtener el título de  
Ingeniero Petrolero

P R E S E N T A

Jesús Andrés Vázquez Heredia

DIRECTOR DE TESIS

M. I. Héctor Ricardo Castrejón Pineda



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2016



Universidad Nacional  
Autónoma de México



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

# Métodos rápidos de interpretación de registros geofísicos para identificar capas con hidrocarburos

## Resumen

La perforación de un pozo petrolero es un proceso para el cual se requiere de tiempo e inversión de dinero, resultando en ocasiones en un fracaso pues los resultados no llegan a ser los deseados, siendo pozos secos o con producción no rentable. La interpretación de registros geofísicos es una herramienta útil y muy poco empleada por los ingenieros de campo, principalmente ingenieros de perforación y de producción; sin embargo, aporta una gran cantidad de información necesaria para determinar si es o no factible el continuar el proceso de perforación.

Ciertos métodos de interpretación de registros, llamados *quick looks*, son técnicas que se caracterizan por su rapidez, sencillez y practicidad para detectar zonas o intervalos con posible contenido de hidrocarburos, permitiendo la pronta toma de decisiones en el pozo. Este trabajo pretende dar a conocer varias de estas técnicas de interpretación con sus distintas aplicaciones, entre las cuales destacan la detección de capas con hidrocarburos, determinación del porcentaje de saturación de los mismos, establecer el tipo de terminación que se realizará en el pozo e incluso para estudiar la posibilidad de emplear métodos de recuperación secundaria.

Para ello, es necesario conocer primero un poco de la historia de la interpretación de los registros geofísicos y el origen de los mismos, los cuales poco a poco han ido evolucionando gracias al desarrollo de nuevas tecnologías. Posteriormente, se dan a conocer algunos conceptos básicos de interpretación para luego analizar a detalle cada uno de los *quick looks* desarrollados.

En el Capítulo 4 se aplican a datos reales de distintos pozos para dar validez a estas técnicas, haciendo comparaciones con los resultados obtenidos de los análisis detallados de interpretación de los mismos registros, los cuales requieren de mayor tiempo. Finalmente, se dan una serie de conclusiones y recomendaciones sobre el uso de los *quick looks*, invitando a los ingenieros petroleros a hacer uso y difusión de tales métodos.

# Métodos rápidos de interpretación de registros geofísicos para identificar capas con hidrocarburos

## Abstract

Well drilling is a process which requires time and investment of money resulting sometimes unsuccessful because the results are not the ones aimed, such as dry wells or without economical production. Well log interpretation is a useful tool hardly ever used by field engineers, specially drilling and production engineers, however, it gives a lot of information necessary to determine if it is feasible or not to continue with drilling process.

Some methods of log interpretation called *quick looks*, are special techniques that are distinguished by they quickness, simplicity and practicality to detect zones or intervals with possible hydrocarbon content, enabling to take decisions on time at the wellsite. This paper pretends to introduce many of these interpretation techniques with their different applications, including hydrocarbon zones detection, determine hydrocarbon saturation, established the completion type to use in the well and even to study the possibility to use Improved Oil Recovery methods.

For that, it is necessary to know first a little of well log interpretation history and the origin of well logs, which have been evolving thanks to new technology developments. Later, some basic interpretation concepts are introduced to analyze each *quick look* technique in detail.

In Chapter 4, real data from different wells is studied to validate these techniques, making comparisons with the results obtained from detailed interpretation analysis of the same data, which requires more time. Finally, a series of conclusions and recommendations about the use of *quick looks* are given, inviting engineers to use and diffuse these methods.



# Agradecimientos

Primero que nada quiero agradecer a Dios por permitirme estar justo en donde me encuentro ahora, en el lugar y momento adecuados.

También agradezco a mi familia por siempre haberme apoyado en todos los retos que la vida me ha puesto; a mi madre, Adela Heredia López, por enseñarme prácticamente todo lo que sé, por inculcarme buenos valores y haber estado detrás de mí cuando necesitaba un empujón para poder seguir adelante, por estar a mi lado para hacerme compañía en los momentos difíciles y por estar delante mío para mostrarme el camino correcto. A mis hermanos, Jazmín y Diego, de los cuales aprendí valiosas lecciones y con los que siempre he vivido buenos momentos; sin ellos no hubiera sido lo mismo.

A mi alma máter por abrirme sus puertas y permitirme aprender de ella sobre aquello a lo que decidí dedicarme. A todos los profesores que tuve el gusto de conocer y que me enseñaron no sólo conocimientos técnicos y teóricos, sino también lecciones de vida y que me dieron grandes consejos para ayudarme a crecer como persona y conocerme mejor a mí mismo, algo aún más importante.

Finalmente, quiero dar las gracias a mis amigos, compañeros y todas aquellas personas que conocí (mucho o poco) durante mi estancia en la universidad, que al igual que yo estuvieron dando lo mejor de sí mismos para ser personas de bien y con los que viví pequeños y grandes momentos, haciendo de mi etapa como estudiante algo que vale la pena recordar.

# Índice general

	<b>Página</b>
<b>Resumen</b>	<b>II</b>
<b>Abstract</b>	<b>III</b>
<b>Agradecimientos</b>	<b>IV</b>
<b>Introducción</b>	<b>1</b>
<b>1. Interpretación convencional de los registros geofísicos</b>	<b>2</b>
1.1. Historia de la interpretación . . . . .	2
1.2. Correlación entre distintos registros geofísicos . . . . .	5
1.3. Selección de zonas de interés . . . . .	6
1.4. Conceptos básicos de interpretación . . . . .	8
1.5. Volumen total de agua . . . . .	10
1.6. Cálculo del volumen de hidrocarburos . . . . .	12
1.7. Valores de corte del yacimiento . . . . .	13
1.7.1. Saturación de corte . . . . .	13
1.7.2. Porosidad de corte . . . . .	16
1.8. Saturación de aceite móvil . . . . .	17
1.9. Ventajas y limitaciones . . . . .	18
<b>2. Métodos de interpretación rápida</b>	<b>19</b>
2.1. Método $R_{wa}$ . . . . .	21
2.2. Método $R_{mfa}$ . . . . .	25
2.3. Superposiciones logarítmicas . . . . .	26
2.3.1. Superposición de $\log R_{deep}$ y $\log F$ . . . . .	27
2.3.2. Aproximación $F_{xo}/F_s$ . . . . .	28

2.3.3. Curva $\log R_o$ . . . . .	30
2.3.4. Superposición de $F$ . . . . .	33
2.4. Métodos de relación de resistividades . . . . .	34
2.4.1. Índice de hidrocarburos móviles . . . . .	35
2.4.2. Cociente de saturación de agua . . . . .	37
2.4.3. Método de Tixier . . . . .	41
2.4.4. Método de $R_{16}/R_{IL}$ . . . . .	46
2.4.5. Método de $R_{xo}/R_t$ . . . . .	48
2.4.6. Método de $R_i$ . . . . .	52
2.5. Balance de porosidad . . . . .	53
2.6. Comparación de $\phi_R$ , $\phi_S$ y $\phi_N$ . . . . .	54
2.7. Diagrama de aceite móvil . . . . .	54
2.8. Interpretación general con lodos salados . . . . .	59
2.9. Interpretación general en agujeros sin líquido . . . . .	60
2.10. Otros <i>quick looks</i> . . . . .	64
2.10.1. Combinación NMR – DPHI . . . . .	64
2.10.2. Combinación NMR – Dieléctrico . . . . .	69
2.10.3. Sónico – Resistividad . . . . .	71
<b>3. Casos de aplicación de interpretación rápida de registros</b>	<b>76</b>
3.1. Aplicación de interpretación rápida en terrígenos . . . . .	76
3.1.1. Caso aceite . . . . .	76
3.1.2. Caso gas 1 . . . . .	83
3.1.3. Caso gas 2 . . . . .	92
3.2. Aplicación de interpretación rápida en carbonatos . . . . .	96
3.3. Comparación de resultados obtenidos . . . . .	102
<b>Conclusiones</b>	<b>104</b>
<b>Anexo 1</b>	<b>108</b>
<b>Bibliografía</b>	<b>112</b>

# Índice de figuras

1.1.	BVW es una fracción volumétrica del agua contenida en los poros en relación con el volumen total de roca. Modificado de Henderson (2008).	11
1.2.	Curva típica de las permeabilidades relativas al agua y al aceite. Modificado de Bassiouni (1994).	14
1.3.	Curva típica del cociente de las permeabilidades relativas al agua y al aceite. Modificado de Bassiouni (1994).	15
1.4.	Correlación típica del cociente $K/\phi$ . Modificado de Bassiouni (1994).	16
2.1.	Ejemplo de aplicación del método $R_{wa}$ con una combinación de registros ISF/Sónico. Tomado de Schlumberger (1978).	24
2.2.	Superposición de $\log R_t$ con $\log F$ . Tomado de Schlumberger (1978).	27
2.3.	Superposición de $R_o$ a partir de una curva $F$ obtenida de un registro sónico. Tomado de Schlumberger (1978).	31
2.4.	Gráfica para la determinación de $a$ y selección del factor de mezcla $z$ para el método de Tixier. Modificado de Pirson (1963).	42
2.5.	Solución nomográfica del método de Tixier. Tomado de Pirson (1963).	44
2.6.	Representación esquemática de la posición relativa de distintas curvas de registros eléctricos de acuerdo a la variación de los valores de SP y la saturación de agua. Tomado de Pirson (1963).	45
2.7.	Determinación de la saturación de agua de la herramienta de inducción 5FF40 en combinación con un registro normal de 16 in. Tomado de Pirson (1963).	46
2.8.	Determinación de la saturación de agua de la herramienta de inducción 6FF40 en combinación con un registro normal de 16 in. Tomado de Pirson (1963).	47

2.9. Ejemplo de la curva $(R_{xo}/R_t)_{QL}$ utilizada para la comparación con el SP para identificar las zonas con hidrocarburos móviles. Tomado de Schlumberger (1978). . . . .	49
2.10. Variación de $(R_{xo}/R_t)_{QL}$ a partir de $R_{LLS}/R_{ILD}$ y $d_i$ . Tomado de Schlumberger (1978). . . . .	50
2.11. Variación de $(R_{xo}/R_t)_{QL}$ a partir de $R_{LLS}/R_{ILD}$ para $d_i$ de 20", 50" y 100". Modificado de Bassiouni (1994). . . . .	51
2.12. Método F – MOP. Tomado de Schlumberger (1978). . . . .	56
2.13. Determinación de la porosidad y la saturación de gas para programas de toma de registros en agujeros sin líquido. Tomado de Pirson (1963). . . . .	63
2.14. Comparación del DPHI – TNPH en agujero descubierto y entubado. Tomado de Breda (2000). . . . .	65
2.15. Distribución de $T_2$ en una capa con gas. Tomado de Breda (2000). . . . .	66
2.16. Distribución de $T_2$ en una capa con aceite. Tomado de Breda (2000). . . . .	66
2.17. Detección de gas con la combinación NMR – DPHI. Tomado de Breda (2000). . . . .	67
2.18. Detección de gas con la combinación TNPH – DPHI. Tomado de Breda (2000). . . . .	69
2.19. Pozo con intervalos productores de aceite. Tomado de Algueró (1997). . . . .	71
2.20. Registro de inducción en el carril derecho y rayos gamma naturales (GR) en el carril izquierdo. Modificado de Flower (1983). . . . .	73
2.21. BHC con presentación VDL de un pozo. Modificado de Flower (1983). . . . .	74
2.22. Superposición de la curva de inducción con el VDL de un pozo. Modificado de Flower (1983). . . . .	75
3.1. Registros geofísicos del pozo Terrígeno A a escala completa. . . . .	77
3.2. <i>Quick looks</i> en pozo Terrígeno A en el intervalo de 3,000 m a 3,150 m. . . . .	78
3.3. <i>Quick looks</i> en pozo Terrígeno A en el intervalo de 3,150 m a 3,300 m. . . . .	79
3.4. Presentación de una interpretación convencional (avanzada) de registros de pozos con los procesos TDA y MRIAN (Halliburton). . . . .	81
3.5. Interpretación convencional (avanzada) en pozo Terrígeno A mediante los métodos TDA y MRIAN (Halliburton). . . . .	82
3.6. Registros geofísicos del pozo Terrígeno G1 a escala completa. . . . .	83

3.7. Detección de hidrocarburos en el intervalo de 1,950 m a 2,100 m del pozo Terrígeno G1 utilizando <i>quick looks</i> . . . . .	85
3.8. Detección de hidrocarburos en el intervalo de 1,950 m a 2,100 m del pozo Terrígeno G1 utilizando interpretación convencional avanzada. . . .	86
3.9. Detección de hidrocarburos en el intervalo de 2,300 m a 2,400 m del pozo Terrígeno G1 utilizando <i>quick looks</i> . . . . .	87
3.10. Detección de hidrocarburos en el intervalo de 2,300 m a 2,400 m del pozo Terrígeno G1 utilizando interpretación convencional avanzada. . . .	88
3.11. Detección de hidrocarburos en el intervalo de 2,600 m a 2,700 m del pozo Terrígeno G1 utilizando <i>quick looks</i> . . . . .	89
3.12. Detección de hidrocarburos en el intervalo de 2,600 m a 2,700 m del pozo Terrígeno G1 utilizando interpretación convencional avanzada. . . .	90
3.13. Detección de hidrocarburos en el intervalo de 2,800 m a 2,900 m del pozo Terrígeno G1 utilizando <i>quick looks</i> . . . . .	91
3.14. Detección de hidrocarburos en el intervalo de 2,800 m a 2,900 m del pozo Terrígeno G1 utilizando interpretación convencional avanzada. . . .	92
3.15. Registros geofísicos del pozo Terrígeno G2 a escala completa. . . . .	93
3.16. Determinación de hidrocarburos con <i>quick looks</i> en pozo Terrígeno G2 a escala completa. . . . .	95
3.17. Determinación de hidrocarburos con los métodos $R_{wa}$ , $F_s$ y comparación de porosidades en el pozo Terrígeno G2. . . . .	96
3.18. Registros geofísicos del pozo Carbonato A a escala completa. . . . .	97
3.19. Determinación de hidrocarburos en el pozo Carbonato A mediante <i>quick looks</i> en el intervalo de 5,600 m a 5,750 m. . . . .	98
3.20. Determinación de hidrocarburos en el pozo Carbonato A mediante <i>quick looks</i> en el intervalo de 5,750 m a 5,900 m. . . . .	99
3.21. Determinación de hidrocarburos en el pozo Carbonato A mediante interpretación convencional avanzada en el intervalo de 5,600 m a 5,750 m. . . . .	100
3.22. Determinación de hidrocarburos en el pozo Carbonato A mediante interpretación convencional avanzada en el intervalo de 5,750 m a 5,900 m. . . . .	101
3.23. Ejemplo de <i>spin</i> magnético. Tomado de Kenyon (1995). . . . .	109

---

3.24. Transformación del decaimiento de ecos de $T_2$ a distribución de lóbulos de $T_2$ . Tomado de Kenyon (1995). . . . .	111
---	-----

# Índice de tablas

1.1. Respuesta en registros geofísicos debido a invasión de filtrado de lodo. Tomado de Viro Consultoria Ltda (1997). . . . .	7
1.2. Relación de BVW con el tamaño de grano en yacimientos siliciclásticos a condiciones irreducibles. Tomado de Henderson (2008). . . . .	12
1.3. Relación de BVW con el tipo de poro en yacimientos carbonatados a condiciones irreducibles. Tomado de Henderson (2008). . . . .	12
2.1. Tabla de registros eléctricos con sus respectivas formas de obtener $F_{xo}$ . Tomado de Pirson (1963). . . . .	29
2.2. Valores de saturación de agua en la zona lavada comúnmente conside- rados en formaciones de permeabilidad promedio. Tomado de Henderson (2008). . . . .	38



# Introducción

El presente trabajo es una tesis que pretende aportar a los ingenieros petroleros una herramienta práctica y sencilla, que es de gran utilidad para la toma oportuna de decisiones en el pozo, ya que muchas veces no se logran encontrar los intervalos con hidrocarburos esperados.

Con la finalidad de conocer rápidamente cuáles son los posibles intervalos productores de hidrocarburos, el ingeniero puede hacer uso de los métodos rápidos de interpretación de registros geofísicos, los cuales son poco conocidos y empleados por los ingenieros de perforación y producción, a pesar de existir desde hace muchos años; sin embargo, permiten determinar de forma cualitativa la naturaleza productora de los intervalos perforados, y con ello retroalimentar el proceso de perforación, terminación, producción del pozo y desarrollo del campo.

Es por esta razón que en esta tesis se incluyen la utilidad, así como las distintas aplicaciones, de los métodos rápidos de interpretación de registros geofísicos, destacando la detección de capas con hidrocarburos, la determinación del porcentaje de saturación de los mismos, establecer el tipo de terminación que se realizará en el pozo e incluso para estudiar la posibilidad de emplear métodos de recuperación secundaria.

Para ello, varios de estos métodos (también llamados *quick looks*) son dados a conocer y comparados, empleando datos reales de pozos, con los métodos convencionales, que requieren más tiempo para su análisis.

Finalmente, con este trabajo se espera que más ingenieros se familiaricen con los registros geofísicos de pozo y los métodos rápidos de interpretación, para poder hacer uso correcto y difusión de ellos en campo.

# Capítulo 1

## Interpretación convencional de los registros geofísicos

### 1.1. Historia de la interpretación

La evolución de los métodos de análisis de registros geofísicos a lo largo de los años es un tema interesante ya que definiciones tradicionales, abreviaturas, símbolos y métodos aún prevalecen en la industria. Muchos intérpretes nuevos se cuestionan por qué estas viejas ideas aún persisten. En muchos casos, los métodos fueron desarrollados porque se requería de mejores herramientas y tecnologías, o métodos computacionales más rápidos de los que se disponía en ese entonces. Tales métodos cayeron en desuso para resurgir años después cuando las herramientas apropiadas fueron desarrolladas.

Mediciones hechas en superficie por Conrad Schlumberger acerca de la resistencia eléctrica de las rocas, lo llevaron a él y a su hermano Marcel a considerar mediciones similares en los pozos. En 1927, ambos convencieron a la compañía Pechelbronn Oil que se encontraba perforando en Alsace-Lorraine, Francia, de realizar mediciones eléctricas con el objetivo de comprender los distintos estratos de rocas. Así, fue tomado el primer registro geofísico el 5 de septiembre de ese mismo año. Al final de la gran depresión, la toma de registros se volvió común alrededor del mundo.

El primer artículo técnico que trata sobre interpretación de registros fue publicado en 1933 por los hermanos Schlumberger y E. G. Leonardon, en el cual se describe el

registro de resistividad eléctrica. El análisis del registro en este entonces involucraba el reconocimiento de la forma de la curva, el cual hasta la fecha es una aproximación cualitativa común y válida. Las formas de las curvas eran determinadas visualmente de la información recabada cuando se graficaba contra la profundidad. Estas formas de las curvas estaban relacionadas con la muestra de la roca e información de núcleos para determinar reglas generales para separar zonas permeables, porosas con contenido de aceite, de aquellas zonas improductivas.

Nueve años después del artículo original de Schlumberger, G. E. Archie desarrolló la información empírica detrás del concepto de "factor de formación", un término usado para relacionar la porosidad, la lectura de resistividad del registro y la saturación de agua de la zona. Esto revolucionó el análisis de los registros, pues el término pasó a ser cuantitativo y ya no sólo cualitativo.

W. O. Winsauer, junto con otras personas, modificaron ligeramente la ecuación de Archie en 1952. Esta fórmula es usada en la actualidad pero es comúnmente conocida como la ecuación de Archie.

M. P. Tixier de la Cía. Schlumberger, publicó los detalles del método de las Montañas Rocallosas o también conocido como método del cociente de resistividades, en 1949. Éste estaba basado en la ecuación de saturación de Archie, pero evitaba la necesidad de conocer la porosidad usando el cociente de las lecturas de resistividad profunda y somera.

Desde sus inicios en 1929, el registro de potencial espontáneo (SP) era interpretado por la forma de su curva. Debido a que un voltaje de SP fue desarrollado a través de areniscas y no a lo largo de lutitas, era relativamente fácil identificar areniscas de lutitas por la forma de la curva del SP. Entre 1943 y 1949, se realizaron muchos trabajos sobre la teoría detrás de la curva de potencial espontáneo. La interpretación de esta curva todavía es popular porque da valores aproximados de la resistividad del agua de la formación en areniscas, o la arcillosidad de la formación en areniscas arcillosas.

A partir de entonces, surgieron una gran variedad de registros que medían alguna propiedad de la roca, por ejemplo: el registro de rayos gamma en 1934, el registro de temperatura en 1936, los registros de neutrón en 1938 (que no fueron muy utilizados sino hasta 1946), el registro de echado y el caliper en 1942, el microlog en 1948, los

registro de inducción en 1949, el laterolog entre 1948 y 1949, o el microlaterolog en 1952. Todos ellos con un principio de funcionamiento y respuestas diferentes.

Los métodos de interpretación rápida o *quick looks* para diferenciar las zonas de hidrocarburos de las de agua surgieron después de la introducción del registro sínico en 1957. Una de estas técnicas, el método de la resistividad aparente del agua, es aún muy popular. El principio usado en este método es calcular rápidamente, a partir de la ecuación de saturación de Archie y del valor de porosidad del registro sínico, la resistividad aparente que haría que la zona se encuentre 100 % saturada con agua. Si un valor particular de la resistividad del agua es considerablemente mayor que la tendencia de muchos otros valores a lo largo del pozo, entonces se puede sospechar la presencia de hidrocarburos en la zona anómala. Como no se efectúan correcciones por el contenido de arcilla, las areniscas arcillosas generalmente se muestran con bajo contenido de fluidos en este análisis.

Otro *quick look* es el método de superposición. La aproximación más simple es la superposición del registro de resistividad y el registro sínico de tal manera que las dos curvas se encuentren superpuestas cuando estén en un acuífero. Las zonas en las cuales el registro de resistividad se desplaza a la derecha del registro sínico pueden ser potenciales zonas rentables o bien, zonas compactas.

El método de superposición fue mejorado gracias a la generación de registros de escalas compatibles de manera que las diferencias en las escalas de los registros no causaran errores. La compatibilidad pudo ser creada mediante la transformación de las curvas de resistividad y sínico a porosidad aparente o factor de formación aparente. Esto fue hecho en el pozo a través de la creación de una función apropiada en superficie o en oficinas mediante el procesamiento por computadora.

Cuando el registro de doble inducción fue introducido en 1962, la presentación en escala logarítmica de la información de resistividad hizo a los métodos de superposición aún más populares y prácticos en el pozo. Muchos registros modernos son diseñados para dar buenas impresiones visuales de la litología, porosidad o presencia de hidrocarburos por medio de la superposición de escalas compatibles. La combinación de registros densidad-neutrón es el ejemplo más común.

El registro de densidad, otra fuente independiente de la información de la porosidad,

fue introducido en 1959. Con tres registros de porosidad aparente (sónico, neutrón y densidad), aunado a los métodos de resistividad, fue entonces posible describir más variables. Esto permitió a los *crossplots* o los métodos de cartas, comparar los valores de porosidad aparente de dos registros para ayudar a identificar la litología (contenido de arcilla o la relación caliza-dolomía, por ejemplo).

Los métodos de análisis de registros varían de simples hasta complejos, y la calidad de los resultados varía con el conocimiento y la experiencia del analista. La calidad de información de entrada siempre es un problema a considerar.

Mover el análisis de la oficina al pozo para acelerar la toma de decisiones, siempre ha sido una fuerza de empuje para las técnicas de interpretación. Por supuesto, todos los métodos manuales descritos con anterioridad pudieron realizarse en el pozo, usando cartas y reglas, y posteriormente con calculadoras electrónicas. En 1963, se hicieron esfuerzos para interpretar la porosidad y la saturación de agua automáticamente mediante el diagrama de aceite móvil. Esto involucraba procesamiento analógico de curvas para obtener la información apropiada.

Como puede observarse, la historia de la interpretación de registros geofísicos va de la mano de la historia del desarrollo de nuevas herramientas y mejores tecnologías para facilitar el trabajo. Es por ello que a partir de 1957 se realizaron gran variedad de técnicas para resolver distintos problemas de interpretación, siendo éstos nombrados *quick looks*, a pesar de que desde antes ya se tenían indicios de este tipo de trabajos (como el método de Tixier).

## **1.2. Correlación entre distintos registros geofísicos**

La medición de la profundidad total con herramientas con cable es inexacta, por lo que puede existir una variación de la profundidad entre las corridas de registros. Estas variaciones son causadas principalmente por irregularidades del agujero y el peso de herramienta. Algunas herramientas tales como las de inducción, son cilíndricas, por lo que removerlas del pozo resulta sencillo. Otras, como las herramientas de densidad, neutrón de pared y sónico con caliper, tienen patines para pasar junto a la pared del pozo. En un agujero desviado, incluso las herramientas cilíndricas pueden tocar la pared

del pozo. Las variaciones en el tamaño del agujero y la forma de la herramienta causan atorones y generan dificultad para moverse, afectando el grado de elongación del cable de la herramienta, y con ello, la localización de una capa en el registro. Cuando esto ocurre, una capa se mostrará a distintas profundidades en distintas corridas de registros. Estos registros son llamados desfasados. El desfasamiento puede ser constante o no, es decir, pueden estar desfasados por 2 ft a lo largo de todo el registro o pueden ser de 2 ft en un determinado punto y de 4 ft en otro nivel del agujero, por ejemplo. Esta inconsistencia resulta principalmente por un cambio en las condiciones del agujero. También, es posible la combinación de distintas herramientas de toma de registros para generar lecturas simultáneas. Los sistemas de registros combinados tienen la ventaja de proveer distintas lecturas a una misma profundidad.

El primer paso en cualquier técnica de interpretación que emplee más de un registro es la correlación de los mismos, para asegurar que se encuentran en la misma profundidad. Para esto se selecciona un marcador, que es una anomalía o una respuesta distintiva que aparece en todos los registros, generalmente lutitas y capas delgadas de baja porosidad. Debido a la inconsistencia del error en los registros, se recomienda usar más de un marcador, por ejemplo dos marcadores, uno al principio y otro al final de la sección del registro a analizar. Una vez que los marcadores son reconocidos, los registros son puestos a la misma profundidad de referencia. El registro de rayos gamma naturales usualmente es usado como la referencia principal. Una falla al correlacionar registros cuando existe un error considerable podría invalidar por completo la interpretación.

### **1.3. Selección de zonas de interés**

Después de que los registros son puestos a una misma profundidad, el siguiente paso es seleccionar las zonas de interés. En la detección de hidrocarburos, las zonas de interés son las capas porosas y permeables con hidrocarburos. Las capas permeables comúnmente son identificadas usando el registro de potencial natural (SP). También el microlog es un excelente indicador de permeabilidad. En pozos perforados sobrebalance el efecto de invasión del filtrado del lodo en capas permeables, generalmente produce ciertas respuestas en distintos registros, lo que puede evidenciar y ayudar a identificar las zonas de interés (tabla 1.1).

Efecto de la invasión	Indicaciones en los registros
Zona invadida por el filtrado de lodo	La curva de SP (y GR) se separa de la línea base de lutitas. Separación de curvas de resistividad cuando tienen diferentes profundidades de investigación.
Enjarre en la pared del pozo	Disminución del diámetro del pozo en los registros caliper. Separación positiva del registro de ML.

Tabla 1.1: Respuesta en registros geofísicos debido a invasión de filtrado de lodo. Tomado de Viro Consultoria Ltda (1997).

Para leer valores deben elegirse zonas con lecturas estables en todos los registros, evitando zonas con espesor menor que 2 m, con derrumbes o rugosidad en la pared del pozo. Lo ideal es elegir pocos niveles cuyas lecturas en los registros puedan ser tomadas como representativas de intervalos, tales como una zona acuífera o una zona productora.

El efecto de invasión del filtrado del lodo en distintos registros de resistividad ayuda a identificar capas permeables. Las resistividades del lodo, filtrado y enjarre medidas en superficie, deben ser convertidas a la temperatura de la zona de interés para ser utilizadas en la interpretación. Se recomienda la utilización de las gráficas y/o ecuaciones que existen específicamente para estos fines.

Los dispositivos de resistividad somera son más afectados por la resistividad de la zona lavada y, en el caso de lodos base aceite, muestran una resistividad aparente que es mayor que aquella leída por una herramienta de resistividad profunda.

Se recomienda utilizar las gráficas existentes para determinar el diámetro de invasión  $d_i$  y las resistividades verdaderas de la zona virgen  $R_t$  y de la zona lavada  $R_{xo}$  a partir de las lecturas de tres registros de resistividad con profundidades de investigación somera, media y profunda.

Cuando existe separación en tres curvas de resistividad con profundidades de investigación somera, media y profunda, un intérprete experimentado reconoce rápidamente las zonas de poca profundidad de invasión ya que en ellas la curva de resistividad media se presenta entre las otras dos, pero mucho más próxima a la profunda; en este caso

puede tomarse  $R_t$  como el valor de la resistividad profunda, si es una herramienta de inducción.

En zonas con gran profundidad de invasión, la curva de resistividad media se presenta entre las otras dos pero mucho más próxima de la somera; en este caso puede tomarse  $R_{xo}$  como el valor de la resistividad somera, si es una herramienta de inducción.

Las capas gruesas permeables raras veces exhiben una resistividad, porosidad o cualquier otra propiedad leída, como constantes. Estas capas deben ser divididas en zonas basándose en las variaciones de las lecturas de los registros. La selección de una zona es un proceso delicado porque herramientas diferentes tienen resoluciones verticales diferentes. Las herramientas de porosidad y laterologs responden a capas tan delgadas de hasta 1 ft, mientras que en capas resistivas, la herramienta de inducción promedia 4 ft o más en una sola lectura. Por ello, la curva de inducción es más suave que la curva del registro sísmico.

## 1.4. Conceptos básicos de interpretación

Las técnicas de interpretación convencional de registros hacen uso de las siguientes ecuaciones:

$$F = \frac{a}{\phi^m} \quad (1.4.1)$$

$$R_o = F R_w \quad (1.4.2)$$

$$S_w = \sqrt[n]{\frac{R_o}{R_t}} \quad (1.4.3)$$

Donde:

$F$  es el factor de resistividad de la formación.

$a$  es el coeficiente de tortuosidad.

$\phi$  es la porosidad.

$m$  es el exponente de cementación.

$R_o$  es la resistividad de la roca saturada 100 % de agua.

$R_w$  es la resistividad del agua de formación.

$R_t$  es la resistividad de la roca, con  $S_w < 100\%$ .

$S_w$  es la saturación de agua.



$n$  es el exponente de saturación.

Considerando que se trata de formaciones limpias de litología simple. El uso de una técnica de interpretación convencional requiere por lo menos de registros de resistividad, un registro de porosidad (sónico, densidad o neutrón) y una curva de potencial natural (SP). Los registros de resistividad son usados para determinar  $R_t$  y  $R_{xo}$ .

Las lecturas de los registros de porosidad son usadas para calcular la porosidad de la formación a través de las siguientes ecuaciones:

$$\phi = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad (1.4.4)$$

$$\phi = \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}} \quad (1.4.5)$$

$$\phi = \left( \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}} \right) \left( \frac{1}{B_{cp}} \right) \quad (1.4.6)$$

donde  $B_{cp} = \Delta t_{sh}/100$

$$\Delta t = \left[ \frac{(1 - \phi)^2}{\Delta t_{ma}} + \frac{\phi}{\Delta t_f} \right]^{-1} \quad (1.4.7)$$

Donde:

$\rho_b$  es la densidad medida.

$\rho_{ma}$  es la densidad de la matriz.

$\rho_f$  es la densidad del fluido.

$\Delta t$  es el tiempo de tránsito medido.

$\Delta t_{ma}$  es el tiempo de tránsito de la matriz.

$\Delta t_f$  es el tiempo de tránsito del fluido.

$\Delta t_{sh}$  es el tiempo de tránsito en una capa de lutita.

$B_{cp}$  es la corrección por falta de compactación.

El uso de estas ecuaciones requiere del conocimiento del tipo de matriz, su densidad y tiempo de tránsito. Una vez que la porosidad es determinada, se procede a calcular  $F$  con la ecuación (1.4.1) y los valores apropiados de los coeficientes  $a$  y  $m$ .

$R_w$  puede ser estimado a partir de un registro de SP. Cuando no se cuenta con la curva del SP,  $R_w$  puede ser estimada de una zona limpia cercana con agua. Como

$R_t = R_o$  en zonas con agua,  $R_w$  se puede conocer mediante la ecuación (1.4.2), donde  $F$  es el factor de formación de la zona con agua obtenida por su porosidad.

Una vez conocidos  $R_w$  y  $F$ ,  $R_o$  se calcula a partir de la ecuación (1.4.2).  $R_o$  es la resistividad de la formación de interés cuando se encuentra completamente saturada con agua. Comparando  $R_o$  con el registro de resistividad profunda ( $R_t$ ), se podrá ver cuando los hidrocarburos estén presentes, pues en formaciones con aceite se tiene que  $R_t > R_o$ . De este modo, los valores de  $R_o$  y  $R_t$  se sustituyen en la ecuación (1.4.3) para estimar la saturación de agua,  $S_w$ . Finalmente la saturación de hidrocarburos será entonces  $1 - S_w$ .

## 1.5. Volumen total de agua

La saturación de agua representa la fracción de porosidad ocupada por el agua, pero no aporta ningún indicio de que esa agua sea o no producida después de la terminación del pozo. Demasiada producción de agua es un problema debido a los costos asociados con su desecho, pues podrían requerirse pozos adicionales para propósitos de inyección o necesitaría eliminarse el exceso de producción de agua con frecuencia. Las terminaciones con producción de agua nula ocurren cuando el yacimiento cuenta con una saturación de agua irreducible ( $S_{wir}$ ). Un valor de  $S_{wir}$  representa la saturación de agua que está atrapada por fuerzas capilares en pequeñas gargantas de poro o está atrapada por fuerzas eléctricas en granos de minerales de arcilla en la roca.

Usando registros convencionales es muy difícil obtener estimaciones de  $S_{wir}$ , si no se tiene un núcleo. La fracción volumétrica de agua ocupando el espacio poroso respecto al volumen total de roca, se conoce como volumen total de agua, y puede ser estimada si la formación se encuentra en condiciones irreducibles. El módulo de volumen de agua (BVW, por sus iniciales en inglés) es calculado con la ecuación:

$$BVW = S_w \phi_t \quad (1.5.1)$$

Donde  $S_w$  es la saturación de agua y  $\phi_t$  la porosidad total.

Como con la saturación de agua, BVW debe ser calculado a diferentes profundidades dentro de la misma formación. Por ejemplo, para un yacimiento de 50 ft de espesor, se debe determinar el BVW a intervalos de 5 ft o menos.

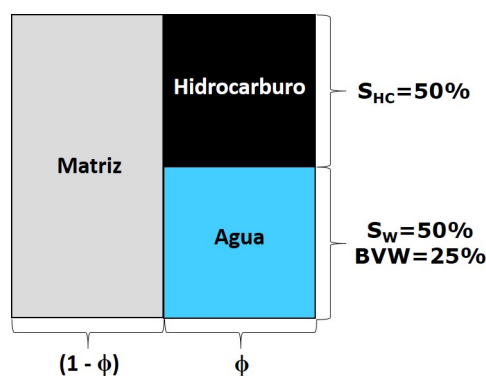


Figura 1.1: BVW es una fracción volumétrica del agua contenida en los poros en relación con el volumen total de roca. Modificado de Henderson (2008).

Estudios empíricos han demostrado que formaciones con saturación de agua irreducible exhiben valores de BVW que son constantes. Los valores de BVW que muestran una pequeña variación dentro de un intervalo de saturación de agua bajo y porosidad favorables, indican una mayor probabilidad de que el yacimiento tenga una producción de hidrocarburos libre de agua. Cuando BVW muestra variabilidad es probable que el yacimiento produzca agua, indicada por la estimación de saturación.

Una aplicación adicional de BVW es la estimación del tamaño de grano o el tipo de poro, dependiendo de la litología. El volumen de agua atrapada por fuerzas capilares y de adherencia a la superficie granular en una formación, está relacionado con el cociente de la superficie interna específica y el volumen poroso (SVR, de las iniciales en inglés). SVR puede estar en términos del tamaño de grano o del tamaño de poro. Conforme el tamaño de grano decrece, el tamaño de poro también lo hace, incrementando el valor de SVR. Los efectos combinados del incremento de SVR y fuerzas capilares grandes resulta en volúmenes mayores de agua irreducible dentro de los poros. Conociendo que un yacimiento siliciclástico se encuentra a condiciones irreducibles, los valores de BVW pueden usarse para estimar el tamaño de grano (tabla 1.2).

Poros pequeños (SVR alto) contienen una mayor fracción de agua irreducible que los poros grandes. Si se sabe que un carbonato (calizas o dolomías, por ejemplo) está a condiciones irreducibles, entonces los valores de BVW pueden ser usados para estimar el tipo de poro, el cual está estrechamente relacionado con el tamaño de poro en rocas carbonatadas (tabla 1.3).

Tomando en cuenta el gran error que se puede cometer, las relaciones mostradas en

Tamaño de grano (roca siliciclástica)	Medida	BVW
Grueso	1 – 0.5 mm	0.02 – 0.025
Mediano	0.5 – 0.25 mm	0.025 – 0.035
Fino	0.25 – 0.125 mm	0.035 – 0.05
Muy fino	0.125 – 0.0625 mm	0.05 – 0.07
Limo	< 0.0625 mm	0.07 – 0.09

Tabla 1.2: Relación de BVW con el tamaño de grano en yacimientos siliciclásticos a condiciones irreducibles. Tomado de Henderson (2008).

Tipo de poro (roca carbonatada)	BVW
Vugular/Cavernosa	0.005 - 0.015
Vugular e intergranular (intercristalina)	0.015 – 0.025
Intercristalina (intergranular)	0.025 – 0.04
Tiza (Chalk)	0.05

Tabla 1.3: Relación de BVW con el tipo de poro en yacimientos carbonatados a condiciones irreducibles. Tomado de Henderson (2008).

las tablas 1.2 y 1.3 pueden usarse para estimar cualitativamente el tamaño de grano y el tipo de poro en formaciones que incluso no están a condiciones irreducibles. Además, como la presencia de minerales de arcilla puede tener un fuerte impacto sobre  $S_{wir}$  y BVW, se recomienda su uso con precaución en formaciones arcillosas. Mientras el volumen de minerales de arcilla aumenta, tanto  $S_{wir}$  como BVW incrementan debido al volumen de agua atrapado en las superficies de dichos minerales.

## 1.6. Cálculo del volumen de hidrocarburos

La cantidad de aceite que puede ser recuperado (reservas) de un pozo en el que se encuentra una formación de interés, puede ser calculada como:

$$N_R = 7,758 \frac{AF_R}{B_o} \sum_{i=1}^n h_i \phi_i (S_o)_i \quad (1.6.1)$$

Donde  $N_R$  es el volumen de aceite recuperable en barriles (STB),  $A$  el área de drene en acres,  $F_R$  es el factor de recuperación,  $B_o$  es el factor de volumen del aceite,  $h_i$  el espesor en ft de una capa individual que contiene aceite fluyendo a gastos económicamente rentables dentro del intervalo de interés,  $\phi_i$  es la porosidad fraccional, y  $S_o$  es la saturación fraccional de aceite.

Una ecuación similar puede ser escrita para estimar el volumen en pies cúbicos estándar de gas libre recuperable,  $G_R$ :

$$G_R = 43,560 \frac{AF_R}{B_g} \sum_{i=1}^n h_i \phi_i (S_g)_i \quad (1.6.2)$$

Donde  $S_g$  es la saturación fraccional de gas y  $B_g$  el factor de volumen del gas.

El área de drene, el factor de recuperación y los factores de volumen de los hidrocarburos son determinados mediante información obtenida no sólo de registros de pozos, sino de información previa.  $B_o$  y  $B_g$  pueden ser medidas si se dispone de muestras de fluidos, aunque también pueden ser estimados con correlaciones. Para usar estas correlaciones, se requieren la presión de formación, temperatura de formación y la densidad específica del fluido. El área de drene puede ser estimada de un análisis de una prueba de presión o puede ser inferida por el conocimiento que se tiene del ambiente geológico, a partir de interpretación sísmica. En algunos casos, el área de drene es sustituida por el espaciamiento entre pozos. La identificación del mecanismo de producción permite una estimación aceptable del factor de recuperación. La presión capilar o la información de una prueba de flujo en núcleos pueden dar una pista sobre el factor de recuperación.

Los parámetros  $h_i$ ,  $\phi_i$ ,  $(S_o)_i$  y  $(S_g)_i$ , que están dentro de las sumas, son determinados a partir de registros.

## 1.7. Valores de corte del yacimiento

### 1.7.1. Saturación de corte

De los tres parámetros  $\phi$ ,  $h$  y  $S_h$ , la saturación de hidrocarburos es el más importante y crítico por varias razones:

1. La cantidad de hidrocarburos *in situ* es directamente proporcional a  $S_h$ .

2. La habilidad de una zona para transmitir hidrocarburos a un gasto económico es determinado por  $S_h$ , además de la porosidad y permeabilidad.
3. Frecuentemente, las propiedades geológicas y físicas que controlan  $S_h$  también determinan el área de drene y el factor de recuperación.

Para determinar el potencial económico de una formación, sólo las zonas que exhiben suficiente permeabilidad a los hidrocarburos deberían estar incluidas en las ecuaciones de  $G_R$  y  $N_R$ . Todas las rocas contienen agua, y la permeabilidad efectiva al hidrocarburo,  $k_{eh}$ , será menor a la permeabilidad absoluta de la roca,  $K$ :

$$k_{eh} = k_{rh}K \quad (1.7.1)$$

Donde  $k_{rh}$  es la permeabilidad relativa al hidrocarburo. Existe una relación empírica entre la saturación de agua, la permeabilidad relativa al hidrocarburo y la permeabilidad relativa al agua,  $k_{rw}$ . Las figuras 1.2 y 1.3 muestran las curvas de permeabilidad relativa al aceite  $k_{ro}$  y  $k_{rw}$ , así como la típica curva  $k_{rw}/k_{ro}$ .

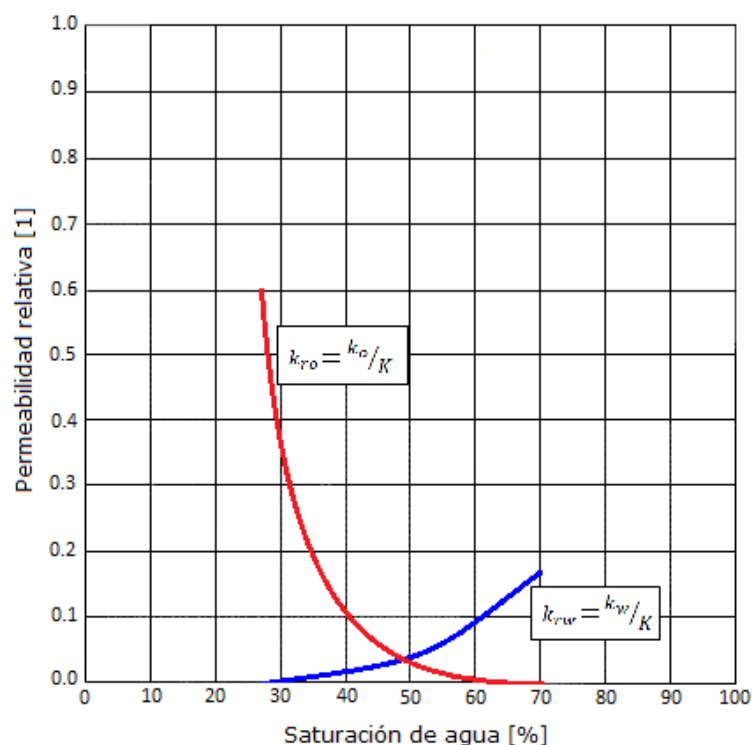


Figura 1.2: Curva típica de las permeabilidades relativas al agua y al aceite. Modificado de Bassiouni (1994).

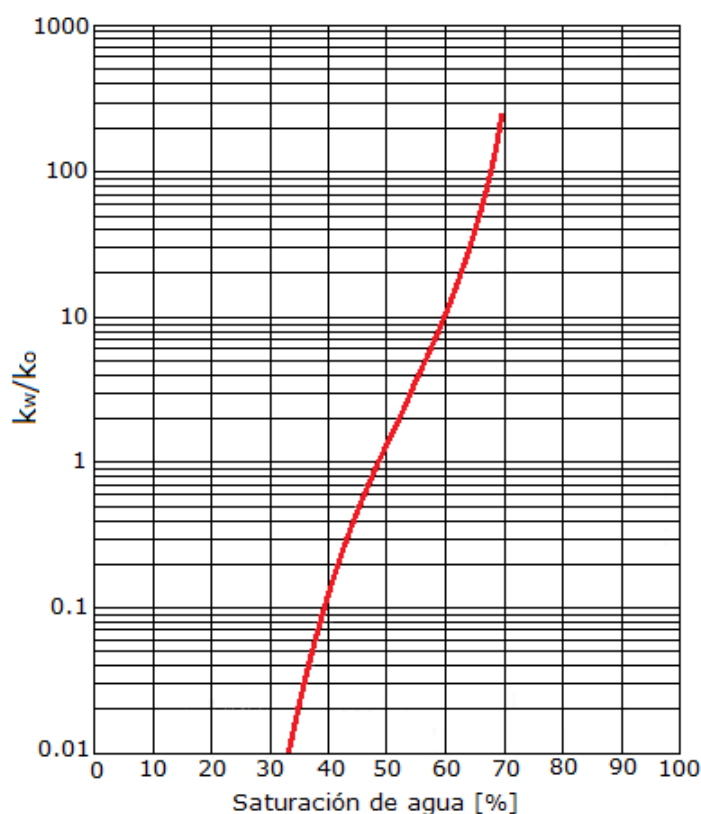


Figura 1.3: Curva típica del cociente de las permeabilidades relativas al agua y al aceite. Modificado de Bassiouni (1994).

El flujo fraccional de agua o el corte de agua,  $f_w$ , es determinado por la saturación de agua, la cual controla las permeabilidades relativas al agua y a los hidrocarburos, y por las viscosidades de los fluidos.  $f_w$  es expresado analíticamente como:

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{k_{ro}\mu_w}{k_{rw}\mu_o}} \quad (1.7.2)$$

Donde  $\mu_w$  y  $\mu_o$  son las viscosidades del agua y del aceite, respectivamente. Por consiguiente, mientras  $S_w$  se aproxima a un valor de corte,  $S_{cw}$ , la habilidad de la roca para transmitir hidrocarburos decrece rápidamente mientras que la habilidad para transmitir agua incrementa de igual modo. Para fines prácticos, esto significa que la ecuación (1.6.1) debería ser limitada por la siguiente relación:

$$S_w < S_{cw} \quad (1.7.3)$$

Esto significa que solamente las zonas que cumplan con esta condición son incluidas en el cálculo de aceite recuperable. En la práctica, se encuentra que  $S_{cw}$  generalmente es del 50 %, pero también puede ser tan baja como 25 % o tan alta como 75 %.

Las correlaciones entre la permeabilidad, porosidad y la saturación de agua de corte deben determinarse para diferentes formaciones o pueden ser desarrolladas mediante un análisis especial de información de núcleos.  $S_{cw}$  puede ser comparado directamente con la saturación de agua de la formación. También puede ser sustituida por  $S_w$  en la ecuación de saturación de Archie para calcular el valor de resistividad  $R_{mp}$ , definido como:

$$R_{mp} = \frac{FR_w}{S_{cw}^n} \quad (1.7.4)$$

Donde  $R_{mp}$  es la resistividad mínima productiva. Si  $R_t < R_{mp}$ , esto indica producción de agua.

### 1.7.2. Porosidad de corte

Además de tener una permeabilidad relativa a los hidrocarburos suficientemente grande, una zona de interés económico debería tener suficiente permeabilidad absoluta para asegurar un gasto de flujo económico. La permeabilidad absoluta es usualmente inferida a partir de la porosidad por medio de relaciones empíricas. Estas relaciones, tienen un alto grado de incertidumbre y varían significativamente con el tipo de roca. La figura 1.4 es una correlación típica de  $K - \phi$ .

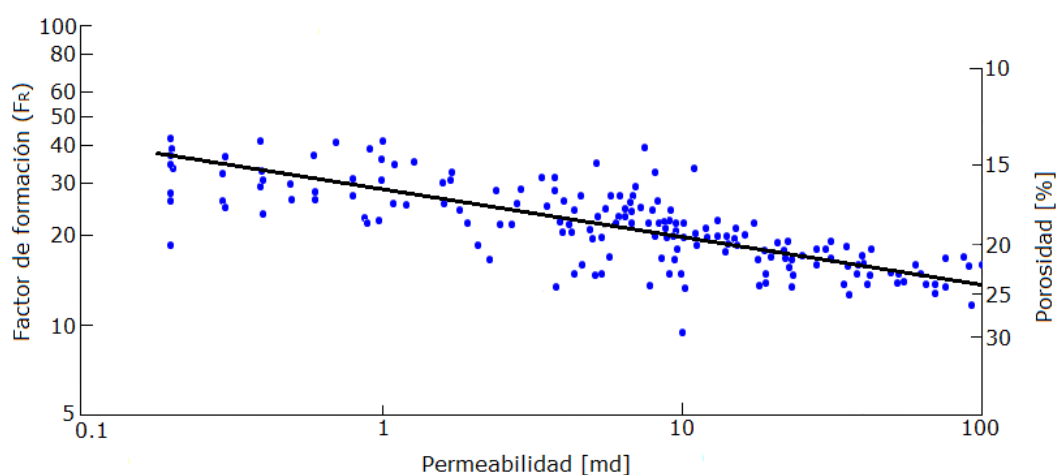


Figura 1.4: Correlación típica del cociente  $K/\phi$ . Modificado de Bassiouni (1994).

La correlación  $K - \phi$  guía al concepto de porosidad de corte,  $\phi_c$ . La porosidad de corte es la porosidad mínima para un tipo de roca que tendrá suficiente almacenamiento



de hidrocarburos. Así, la ecuación (1.6.1) se puede sujetar a otra condición, que es:

$$\phi > \phi_c \quad (1.7.5)$$

En la práctica, las dos condiciones expresadas en las inecuaciones (1.7.3) y (1.7.5) significan que las restricciones en la ecuación (1.6.1) serán ejecutadas para todas las zonas dentro del intervalo de interés, donde  $S_w < S_{cw}$  y  $\phi > \phi_c$ .

## 1.8. Saturación de aceite móvil

La saturación de aceite móvil,  $S_{mo}$ , es la diferencia entre la saturación inicial de aceite,  $S_{oi}$ , y la saturación de aceite residual,  $S_{or}$ , que permanece en la formación después de que ésta sea invadida por agua:

$$S_{mo} = S_{oi} - S_{or} \quad (1.8.1)$$

$S_{mo}$  provee medios cualitativos para la evaluación de la productividad de la formación. Un factor de recuperación  $F_R$ , para un mecanismo eficiente de empuje por desplazamiento de agua puede ser estimado como:

$$F_R = \frac{S_{mo}}{S_{oi}} \quad (1.8.2)$$

Para un mecanismo de disminución de presión,  $F_R$  se asume que sea la mitad del valor que para el desplazamiento por acuífero activo.

$S_{mo}$  puede ser determinado por medio de pruebas especiales de desplazamiento. También puede ser inferida a partir de mediciones en el pozo si es que es aceptado usar filtrado de lodo para invadir la formación como una representación del mecanismo de desplazamiento por agua. Como  $S_{oi} = 1 - S_w$  y en zonas invadidas  $S_{or} = 1 - S_{xo}$ , la ecuación de  $S_{mo}$  puede reescribirse como:

$$S_{mo} = S_{xo} - S_w \quad (1.8.3)$$

$S_{xo}$  es calculado de la ecuación:

$$R_{xo} = \frac{FR_{mf}}{S_{xo}^n} \quad (1.8.4)$$

La cual asume una invasión perfecta, es decir, que toda el agua de formación es removida de la zona invadida. El uso de esta ecuación requiere del conocimiento de

valores confiables de  $R_{xo}$  y  $R_{mf}$ , los cuales en muchos casos son difíciles de obtener con suficiente exactitud.

## 1.9. Ventajas y limitaciones

Las técnicas convencionales tienen la ventaja de estar bien establecidas y por consiguiente pueden ser aplicadas en forma determinista. Estas técnicas se consideran para gran cantidad de variables por relaciones directas conocidas, y pueden ser realizadas para una sola zona. La principal desventaja de estas técnicas es el requerimiento de un gran número de parámetros:  $R_t$ ,  $R_{xo}$ ,  $\phi$ ,  $R_w$ ,  $V_{sh}$ ,  $a$ ,  $m$  y  $n$ . El valor de saturación de agua calculado es susceptible de errores por la incertidumbre en aquellos parámetros. El análisis de sensibilidad de la ecuación de saturación de Archie puede ser ajustado para cualquier parámetro que no sea confiable. Un método de análisis es variar un parámetro que no sea confiable dentro de un rango específico y observar el cambio correspondiente en el valor calculado de  $S_w$ .

La sensibilidad de la ecuación de Archie hacia los errores en la interpretación de parámetros incrementa mientras la saturación de agua aumenta. Por ejemplo, el mismo error porcentual en la porosidad causará mayor cambio en la saturación de agua aparente a un valor mayor de  $S_w$  que a un valor menor. La excepción a esto es el exponente de saturación, el cual causa un error máximo cuando el verdadero  $S_w$  es alrededor del 50%. Una sobreestimación de  $a$  y  $R_w$  causan una sobreestimación de  $S_w$ . Lo inverso ocurre para  $\phi$ ,  $R_t$ ,  $m$  y  $n$ . La sobreestimación de  $m$  genera errores altos a valores bajos de porosidad. En términos de procedimientos de evaluación práctica, las técnicas de interpretación convencional son más sensibles a los valores de  $m$  y  $n$  usados cuando la porosidad de la formación y la saturación se encuentran cerca de sus valores de corte. Los errores en la evaluación de tales formaciones pueden llevar al analista a calificar como una zona favorable a una que no lo es.

## Capítulo 2

# Métodos de interpretación rápida

Los métodos rápidos de interpretación de registros geofísicos, también llamados *quick looks*, son técnicas que han sido desarrolladas para identificar rápidamente intervalos con hidrocarburos. Estos métodos proporcionan una interpretación cualitativa y cuantitativa de los registros suficiente para la toma de decisiones en poco tiempo debido a su simplicidad; sin embargo, requieren de mayor y mejor calidad de información de las formaciones de interés para un análisis de registros de pozos completo.

Fueron desarrollados con el propósito de evitar una evaluación muy detallada en formaciones que no son productivas, en donde los cálculos sólo serían un consumo innecesario de tiempo y esfuerzo.

Algunos métodos de interpretación rápida proveen solución a problemas específicos de interpretación que no pueden ser resueltos mediante las técnicas convencionales, las cuales no pueden ser utilizadas en algunos casos en los que no hay información suficiente, necesaria para el cálculo de la saturación de agua. Los *quick looks* se usan en estos casos para calcular un parámetro que refleje la saturación de agua sin requerir los datos faltantes para su determinación.

Algunos de los objetivos que pueden alcanzarse con una interpretación rápida son:

- Control de calidad de los registros.
- Correlación con pozos vecinos para:
  - decidir si se continúa perforando.

- decidir si se entuba el pozo (y hasta qué profundidad).
- decidir si se prueba el pozo (y seleccionar los intervalos).
- Estimación del valor de la porosidad.
- Identificación de la litología.
- Estimación del porcentaje de saturación de agua.
- Detección de hidrocarburos.
- Identificación del tipo de hidrocarburos y distinguir entre gas y aceite.

La evaluación preliminar de los registros a través de una interpretación rápida o *quick look* generalmente se efectúa sin correcciones ambientales. En casos extremos pueden corregirse por efectos ambientales uno o dos registros cuando están muy afectados por las condiciones particulares del pozo. Para poder efectuar una interpretación rápida se asume que:

- Las formaciones son limpias (sin lutita).
- Las paredes del pozo están en buenas condiciones.
- La invasión no es muy profunda.
- La litología es simple (o conocida).
- El valor de la resistividad del agua de formación ( $R_w$ ) es constante en la zona.

En la interpretación rápida generalmente se asume que los efectos ambientales en los registros son suficientemente pequeños para producir efectos pequeños en los resultados obtenidos (error en la porosidad y saturación menores que  $\pm 5\%$  de porosidad efectiva ( $\phi_e$ ) o saturación de agua ( $S_w$ ) o saturación de la zona lavada ( $S_{xo}$ )). Sin embargo si las condiciones particulares del pozo (salinidad o densidad muy alta del lodo, temperatura de fondo muy alta, diámetro muy grande) afectan apreciablemente algún registro, debe efectuarse una estimación de la corrección para aplicarla al registro considerado como una parte de la interpretación rápida para evitar errores mayores que los mencionados.

Existen numerosos métodos de interpretación rápida, unos tienen aplicación general mientras que otros son diseñados para resolver problemas específicos de un área o sección

geológica. Dependiendo de la combinación disponible de las herramientas de porosidad, se pueden obtener diversos métodos:

1. Comparación de los valores calculados de las resistividades del agua de formación determinados mediante el factor de formación de un registro sínico y el factor de formación de un registro de resistividad somera. Esta técnica de comparación funciona mejor en formaciones de alta porosidad perforadas con lodos dulces.
2. Comparación del factor de formación aparente obtenido de un registro sínico con aquel obtenido de una herramienta de resistividad somera. Las diferencias en los valores del factor de formación revelan la presencia de aceite o gas residual. Estos métodos funcionan mejor en formaciones de baja porosidad perforadas con lodos salados (resistividad del filtrado de lodo  $R_{mf} \leq R_w$ ).
3. Comparación de la porosidad obtenida por una herramienta que responde a la porosidad total (sónico, neutrón) o un registro de densidad, con aquel valor obtenido de una herramienta que mida la porosidad con filtrado de lodo. Estos métodos funcionan mejor en rocas carbonatadas con porosidad moderada.

En este capítulo se mencionan los métodos más comunes utilizados en pozo.

## 2.1. Método $R_{wa}$

El método de la resistividad del agua aparente  $R_{wa}$  es útil para la detección de zonas con hidrocarburos rentables y para la estimación de la saturación de agua y la resistividad del agua de formación. La curva  $R_{wa}$  se obtiene continuamente considerando que  $S_w = 100\%$  en cualquier lugar. La relación de Archie utilizada es:

$$S_w = \frac{\sqrt{\frac{R_w}{R_t}}}{\phi} \quad (2.1.1)$$

Donde  $S_w$  es la saturación de agua,  $R_w$  la resistividad del agua de formación,  $R_t$  la resistividad verdadera de la formación y  $\phi$  la porosidad total.

Sustituyendo  $S_w = 100\%$  y  $R_{wa}$  por  $R_w$  y reacomodando se obtiene:

$$R_{wa} = \phi^2 R_t \quad (2.1.2)$$

Generalmente, la curva  $R_{wa}$  se calcula simultáneamente junto con el registro sínico o densidad-neutrón y el registro de inducción. Los resultados se presentan en el carril izquierdo. Si todas las formaciones permeables son limpias y contienen agua, el registro  $R_{wa}$  tendrá valores bajos en aquellas zonas donde efectivamente exista agua.

Si hay una zona con hidrocarburos,  $R_t$  será mayor que si la zona solamente contuviera agua y el valor de  $R_{wa}$  será mayor que el de  $R_w$ . La saturación de agua puede estimarse directamente de la relación  $R_{wa}/R_w$ . La ecuación (2.1.1) puede reescribirse como:

$$S_w = \sqrt{\frac{R_w}{\phi^2 R_t}} \quad (2.1.3)$$

Reemplazando  $\phi^2 R_t$  por su valor dado por la ecuación (2.1.2) se tiene:

$$S_{wa} = \sqrt{\frac{R_w}{R_{wa}}} \quad (2.1.4)$$

El término “aparente” es usado en el valor de saturación de agua ya que es obtenido mediante un valor estimado de un método de interpretación rápida que puede ser impreciso por la incertidumbre debida a las aproximaciones usadas.

Se pueden establecer ciertos valores de corte del parámetro  $R_{wa}/R_w$  para una determinada formación. Por ejemplo, las zonas productoras generalmente son indicadas en areniscas limpias cuando se tiene que  $R_{wa}/R_w > 3$  ó 4, mientras que las zonas rentables en areniscas arcillosas son indicadas cuando  $R_{wa}/R_w > 2$ .

En la práctica, los valores de  $R_{wa}$  son calculados en la sección de interés o bien se presenta una curva de  $R_{wa}$  en el registro. Si  $R_w$  es obtenida de análisis de agua o puede ser estimada de un registro SP,  $R_{wa}/R_w$  puede ser calculada y las zonas con hidrocarburos con un valor específico de saturación de corte pueden ser identificadas.

El método  $R_{wa}$  aún es aplicable cuando la resistividad del agua  $R_w$  es desconocida. De cualquier manera, se deben cumplir dos condiciones: 1) las zonas de agua deben estar presentes en la sección evaluada y 2) no puede haber cambios abruptos en la salinidad en la sección de interés, de modo que  $R_w$  pueda ser considerada constante. Si este es el caso, el menor valor de  $R_{wa}$  en zonas saturadas de agua es seleccionado para definir  $R_w$ .

Se debe observar que valores anormalmente altos de  $R_{wa}$  no se pueden presentar únicamente por zonas que contengan hidrocarburos. Las lutitas con relativamente alta

resistividad pueden tener un alto valor de  $R_{wa}$ . Las zonas de lutitas pueden distinguirse fácilmente mediante indicadores de lutitas como lo son los registros de rayos gamma o el SP. Las vetas de carbón, por su parte, muestran un alto  $R_{wa}$  debido a sus altas resistividades y bajas densidades. Estas también muestran con frecuencia presencia de gas en el registro de lodo (registro de hidrocarburos). La combinación de estas características ha causado que los analistas de registros recomienden probar en zonas aparentemente rentables que resultan ser capas de carbón. El salto de ciclo del registro sísmico también provoca altos valores de  $R_{wa}$ , esto debido a un alto tiempo de tránsito  $\Delta t$ , mostrado en el registro, que resultaría en un bajo y erróneo valor del factor de resistividad de la formación ( $F$ ). Si el salto de ciclo no es un error de operación, indica una capa de gas.

Los registros más comúnmente usados para los cálculos de  $R_{wa}$  son los sísmicos y de inducción. Esta combinación funciona satisfactoriamente tanto para formaciones limpias como arcillosas así como en formaciones de gas y de aceite. En formaciones arcillosas, las lecturas de los registros de resistividad y sísmico debido a la presencia de arcilla en la formación causará una reducción en  $R_t$  y un incremento en  $\Delta t$ . Cuando  $R_{wa}$  es calculado, la reducción en  $R_t$  será neutralizada por el bajo  $F$  obtenido de la relativamente alta porosidad aparente proveniente del registro sísmico. Si se presenta, el efecto de gas podría resultar en una alta porosidad sísmica aparente. El bajo valor obtenido de  $F$  y su consecuente valor alto de  $R_{wa}$ , permitirán la detección de zonas de gas. En este caso el valor de  $S_{wa}$  calculado será mayor que el valor verdadero de saturación.

Los otros dos registros de porosidad (neutrón y densidad) podrían ser utilizados, aunque los valores de  $R_{wa}$  obtenidos no serían tan confiables. Por ejemplo, el uso del registro neutrón en formaciones de gas dará un valor pesimista de  $R_{wa}$  con la posibilidad de que algunas secciones potencialmente rentables puedan ser sobreestimadas o subestimadas. Lo mismo ocurre con el uso del registro de densidad en formaciones arcillosas de aceite. Las zonas arcillosas pero aún así potenciales, podrían ser subestimadas porque una reducción severa en  $R_t$  no sería totalmente compensada por el ligero incremento de la porosidad densidad aparente.

En la figura 2.1 en una combinación de registros Inducción Esférico/Sísmico, se puede observar mediante el método  $R_{wa}$  la presencia de hidrocarburos en los intervalos permeables A, B y saturado de agua en C.

Las correcciones por el efecto de invasión en las lecturas de los registros de resistividad

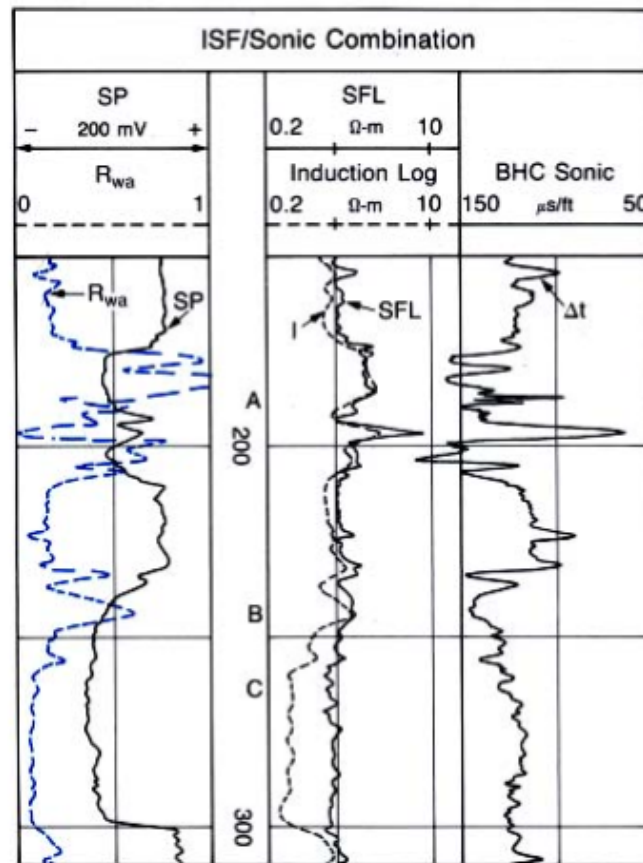


Figura 2.1: Ejemplo de aplicación del método  $R_{wa}$  con una combinación de registros ISF/Sónico. Tomado de Schlumberger (1978).

se pueden realizar para obtener mejores valores de  $R_t$ . Para interpretaciones rápidas, como los cálculos de  $R_{wa}$ , estas correcciones generalmente no son realizadas en pozo. En invasiones profundas los valores del registro pueden alejarse de los valores reales de la resistividad de la formación. Cuando  $R_w < R_{mf}$  y  $R_t < R_{xo}$  ( $R_{xo}$  es la resistividad de la zona lavada), las lecturas someras serán mayores que  $R_t$ . La evaluación de  $R_{wa}$  podría ser muy optimista, resultando en la posibilidad de confundir un acuífero con una zona de hidrocarburos.

La aplicación práctica del método de  $R_{wa}$  se realiza en grandes secciones de registros, de manera que las zonas potencialmente productoras sean separadas de aquellas que no lo son. Esta forma de comparación funciona mejor en formaciones con altas porosidades, donde  $\phi$  oscila entre 25 y 30 %.



## 2.2. Método $R_{mfa}$

Las condiciones de invasión anormal pueden ser revisadas por medio del uso de la técnica de interpretación rápida acreditada a Tixier et al. Este método requiere del cálculo de una resistividad aparente del filtrado del lodo,  $R_{mfa}$ , definida como:

$$R_{mfa} = \frac{R_{shallow}}{F} \quad (2.2.1)$$

Donde la resistividad somera  $R_{shallow}$  es leída directamente de un dispositivo de microresistividad (microlaterolog, microproximidad y microesférico enfocado) y  $F$  es el factor de resistividad de la formación usado en el cálculo de  $R_{wa}$ .

El valor de  $R_{mfa}$  es equivalente a  $R_{mf}$  en acuíferos profundamente invadidos donde  $R_{shallow} = R_{xo} = FR_{mf}$ . Puede ocurrir que  $R_{mfa} < R_{mf}$  en el caso de que se tenga una invasión somera donde la lectura de los dispositivos de microresistividad sea menor que  $R_{xo}$  debido al efecto de la zona virgen.  $R_{mfa}$  usualmente será mayor que  $R_{mf}$  en formaciones de aceite y gas debido al aceite y al gas residuales. A partir de una de las ecuaciones de Archie, se puede apreciar que:

$$R_{mfa} = \frac{R_{mf}}{S_{xo}^2} \quad (2.2.2)$$

La comparación de  $R_{mfa}$  y  $R_{mf}$  provee una revisión para condiciones anormales de invasión. Para lodos dulces donde  $R_{mf} > R_w$  se cumple lo siguiente:

1. Si  $R_{mfa} < R_{mf}$  la invasión es muy somera y los valores de  $R_{wa}$  probablemente sean representativos.
2. Si  $R_{mfa} > R_{mf}$  y  $R_{wa} > R_w$  entonces  $R_{mfa}$  confirma la presencia de hidrocarburos como lo indicaría  $R_{wa}$ .
3. Si  $R_{mfa} = R_{mf}$  podría haber una invasión profunda y los valores favorables de  $R_{wa}$  requerirían ser investigados más a detalle.

Este método requiere de un valor confiable de  $R_{mf}$ . Además de ser utilizado para confirmar la validez de  $R_{wa}$ , el método de  $R_{mfa}$  puede ser empleado para observar la exactitud del valor registrado de  $R_{mf}$  en la boca del pozo. Los valores consistentes más altos de  $R_{mfa}$  en acuíferos generalmente son muy cercanos al valor real de  $R_{mf}$ . El valor de

$R_{mfa}$  también puede ser usado para estimar la saturación de aceite móvil,  $S_{mo}$ . De la ecuación anterior se tiene que:

$$S_{xo} = \sqrt{\frac{R_{mf}}{R_{mfa}}} \quad (2.2.3)$$

Sabiendo que  $S_{mo} = S_{xo} - S_w$  entonces queda:

$$S_{mo} = \sqrt{\frac{R_{mf}}{R_{mfa}}} - \sqrt{\frac{R_w}{R_{wa}}} \quad (2.2.4)$$

La aplicación práctica del método de  $R_{mfa}$  se realiza en grandes secciones de registros, de manera que las zonas potencialmente productoras sean separadas de aquellas que no lo son. Esta forma de comparación funciona mejor en formaciones con altas porosidades, donde  $\phi$  oscila entre 25 y 30 %.

## 2.3. Superposiciones logarítmicas

Las escalas logarítmicas de los registros de resistividad y porosidad resultan útiles para interpretaciones en el pozo debido a las propiedades de los logaritmos:

1. El logaritmo del producto de dos números es igual a la suma algebraica de los logaritmos de los dos números.
2. El logaritmo del cociente de dos números es igual a la diferencia algebraica de los logaritmos de los dos números.
3. El logaritmo de un número elevado a la potencia  $n$ , es igual al producto de  $n$  por el logaritmo del número. En escalas logarítmicas, el logaritmo de la lectura de una curva es proporcional a la distancia entre la línea del índice unitario y la curva. Por ejemplo, cerca de la parte inferior de la figura 2.2, la longitud de la línea  $A$  es proporcional al logaritmo de la medición de la resistividad profunda. De manera similar, la línea  $B$  es proporcional al logaritmo de  $F$  al mismo nivel. La separación algebraica entre las dos curvas,  $longitud\ A - longitud\ B (= longitud\ C)$  es proporcional al logaritmo de la relación de la resistividad profunda entre el factor de resistividad de la formación ( $R_{deep}/F$ ). Como la longitud  $A$  es menor que la longitud  $B$ , en este caso el logaritmo de la relación es negativa. Esto significa que

el valor de la relación es menor que uno. Entonces, si se mide la longitud  $C$  a la izquierda de la línea del índice y se lee la escala logarítmica, el valor de la relación es de aproximadamente 0.4.

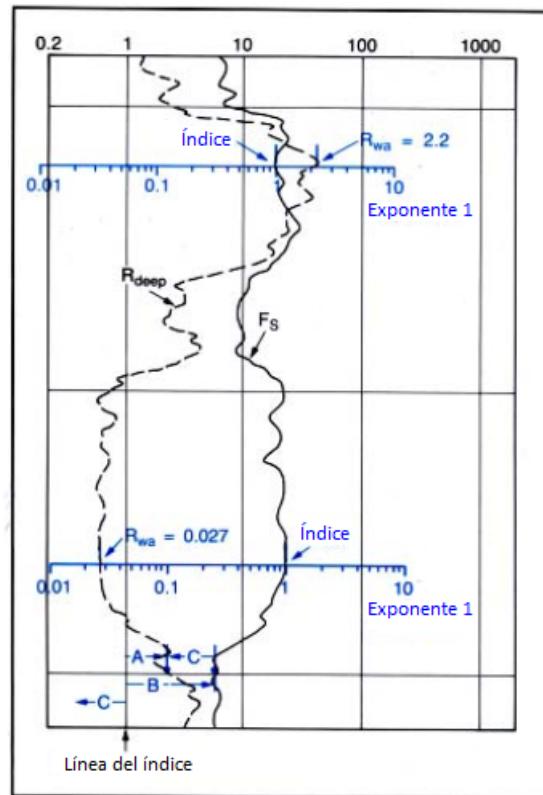


Figura 2.2: Superposición de  $\log R_t$  con  $\log F$ . Tomado de Schlumberger (1978).

Para uso en el campo es más conveniente evaluar el cociente (correspondiente a la separación, longitud  $C$ ) utilizando una escala logarítmica de plástico transparente que se aplica directamente a la separación entre las curvas.

### 2.3.1. Superposición de $\log R_{deep}$ y $\log F$

En lugar de calcular una curva continua de  $R_{wa}$  o una serie de valores para  $R_{wa}$ , como se explicó anteriormente, el factor de resistividad de formación  $F$  puede registrarse directamente en una escala logarítmica junto al registro de resistividad profunda ( $R_{deep}$ ). Entonces, el  $\log F$  podría compararse a  $\log R_{deep}$ . Si se escribe la ecuación:

$$R_{wa} = \frac{R_{deep}}{F} \quad (2.3.1)$$

En forma logarítmica:

$$\log R_{wa} = \log R_{deep} - \log F \quad (2.3.2)$$

Por lo tanto, el logaritmo de  $R_{wa}$  en una escala logarítmica es simplemente la separación algebraica de las curvas  $R_{deep}$  y  $F$ .

Para leer el valor de  $R_{wa}$  se utiliza una escala de superposición transparente de exponente 1 (exponente 1 significa que la escala logarítmica es igual a la del registro en el campo). A cualquier nivel dado en el registro, la línea de índice unitario se coloca sobre la curva  $F$ . Entonces,  $R_{wa}$  se lee directamente a partir de la posición de la curva  $R_{deep}$  relativa a la escala. Como se muestra en las escalas de la figura 2.2,  $R_{wa}$  es aproximadamente  $2.2 \Omega\text{m}$  para el nivel superior y de  $0.027 \Omega\text{m}$  para el nivel inferior.

El valor de  $F$  podría obtenerse de cualquier registro de porosidad. El registro sónico es el más utilizado porque es compatible con el registro de resistividad en arenas arcillosas y porque responde a zonas con gas. El registro de neutrón también se puede emplear en arenas arcillosas pero puede estar afectado en zonas de gas; el registro de densidad detecta capas con gas pero puede estar afectado por la densidad del lodo. Es necesario presentar el registro de  $F$  en una escala logarítmica que concuerde con la del registro de resistividad.

### 2.3.2. Aproximación $F_{xo}/F_s$

El método de  $F_{xo}/F_s$  fue diseñado como una aproximación cualitativa para localizar intervalos de aceite o gas cuando  $R_t$  no podía determinarse confiablemente. La incapacidad de determinar  $R_t$  usualmente ocurre en capas de invasión profunda. La aproximación de  $F_{xo}/F_s$  está basada en la definición de dos parámetros:  $F_{xo}$  y  $F_s$ .  $F_{xo}$  es un factor de formación aparente obtenido de un registro de resistividad somera:

$$F_{xo} = \frac{R_{shallow}}{R_{mf}} \quad (2.3.3)$$

En zonas con gran profundidad de invasión,  $R_{shallow}$  se aproximará a  $R_{xo}$ .

$$R_{shallow} = R_{xo} = \frac{FR_{mf}}{S_{xo}^2} \quad (2.3.4)$$

Por lo que  $F_{xo}$  se convierte en:

$$F_{xo} = \frac{F}{S_{xo}^2} \quad (2.3.5)$$

Dependiendo del tipo de registro eléctrico, se hace el cálculo de  $F_{xo}$ :

Tipo de registro	Fórmula
Resistividad de pared	$F_{xo} = R_{xo}/R_{mf}$
Eléctrico microenfocado	$F_{xo} = R_{MLL}/R_{mf}$
Proximidad	$F_{xo} = R_{PL}/R_{mf}$
Doble lateral	$F_{xo} = R_i/R_{mf}$
Normal corta	$F_{xo} = R_i/R_{mf}$ en zonas altamente invadidas $F_{xo} = R_i/R_z$ en zonas parcialmente invadidas

Tabla 2.1: Tabla de registros eléctricos con sus respectivas formas de obtener  $F_{xo}$ . Tomado de Pirson (1963).

Por otra parte,  $F_s$  es una estimación de  $F$  proveniente de un registro sónico. El registro de  $\Delta t$  es convertido a porosidad sónico,  $\phi_s$ , mediante la ecuación de correspondencia apropiada (Wyllie, Raymer-Hunt), y  $F_s$  es calculada de la ecuación:

$$F_s = \frac{a}{\phi_s^m} \quad (2.3.6)$$

Utilizando valores adecuados de  $a$  y  $m$  para la litología presente esperada.  $F_s$  se aproxima al factor de formación verdadero:

$$F_s = F \quad (2.3.7)$$

$$\text{y } \frac{F_{xo}}{F_s} = \frac{1}{S_{xo}^2} \quad (2.3.8)$$

En formaciones de aceite o gas se tiene que  $S_{xo} < 1$  y  $F_{xo}/F_s > 1$  mientras que para formaciones con agua  $S_{xo} = 1$  y  $F_{xo}/F_s \leq 1$ .

Las formaciones de aceite y gas pueden ser identificadas con esta técnica en ambientes de invasión profunda por la detección de hidrocarburos residuales en la zona invadida. Hay que notar que la presencia de gas puede resultar en  $F_s < F$ , lo que facilitará la detección de capas de gas.

La técnica de  $F_{xo}/F_s$  es válida en areniscas arcillosas porque los registros sónico y de resistividad son afectados por la presencia de arcillosidad de una manera similar. La técnica no funciona correctamente bajo condiciones de invasión somera ya que  $R_{shallow}$  no se aproxima adecuadamente a  $R_{xo}$ . Si las condiciones de invasión son tales que  $R_{shallow} < R_{xo}$ , entonces el cociente  $F_{xo}/F_s$  en formaciones con agua será menor a la unidad. La invasión somera permite un buen conocimiento de  $R_t$ , permitiendo el uso de otras técnicas de interpretación. Nótese además que  $F_{xo}/F_s = R_{mfa}/R_{mf}$ , por lo que este método puede ser usado en conjunto con la evaluación de  $R_{wa}$  para proteger contra efectos de invasión adversos.

Este método es altamente recomendable para formaciones con una porosidad menor al 20 %.

### 2.3.3. Curva $\log R_o$

El método  $\log R_o$  es una solución gráfica de la ecuación de saturación de Archie a través del uso de escalas logarítmicas. El realizar gráficos en escala logarítmica de los registros de porosidad y resistividad es útil para efectuar *quick looks* debido a propiedades de los logaritmos que tienden a simplificar operaciones matemáticas.

$$S_w = \sqrt{\frac{R_o}{R_t}} \quad (2.3.9)$$

Para generar la curva de resistividad de la roca saturada 100 % de agua ( $R_o$ ), se obtiene primero el valor de  $F$  mediante un registro de porosidad. Luego se multiplica  $F$  por el valor de  $R_w$  que prevalezca en el intervalo evaluado. El valor resultante ( $R_o$ ) es graficado en una escala logarítmica con la curva de resistividad profunda del registro, generalmente doble inducción o laterolog. La distancia de separación de las curvas de  $R_o$  y  $R_{deep}$  es proporcional a  $\log R_o - \log R_{deep}$ . Asumiendo que  $R_t = R_{deep}$ , la ecuación anterior al escribirla en forma logarítmica se convierte en:

$$\log S_w = 0.5 (\log R_o - \log R_{deep}) \quad (2.3.10)$$

Una separación entre las curvas de  $R_o$  y  $R_{deep}$  significa que  $R_t > R_o$  e indica la presencia de hidrocarburos. Entre mayor sea el grado de separación menor será la saturación de agua y mayor será la saturación de hidrocarburos.

Una escala puede ser construida para determinar el valor de  $S_w$  rápidamente a partir de la distancia entre las dos curvas de resistividad. Se mide la longitud de dos ciclos logarítmicos y se escalan a un solo ciclo, lo que sería equivalente a medir la diferencia entre el valor logarítmico de  $R_o$  y  $R_{deep}$  y dividirlo entre dos. Esto es el equivalente a  $\log S_w$ . Cuando la marca del 100% de la escala de saturación de agua se coloca sobre la curva de  $R_{deep}$ , el valor de  $S_w$  puede ser leído donde la curva de  $R_o$  interseca la escala. Esta escala es usualmente preparada en forma de una lámina de superposición transparente y es llamada escala de exponente 0.5. La figura 2.3 muestra una curva de  $R_o$  obtenida mediante el ajuste de  $F_s$  y también muestra cómo se puede utilizar la escala de saturación.



Figura 2.3: Superposición de  $R_o$  a partir de una curva  $F$  obtenida de un registro sónico. Tomado de Schlumberger (1978).

La curva de  $R_o$  tiene la ventaja de ser un registro continuo de la ecuación de saturación y puede facilitar la rápida identificación de intervalos con hidrocarburos. A pesar de ello, no se compensa automáticamente por cambios en  $R_w$ , litología, arcillosidad y/o tipo de fluido. Para evitar posibles interpretaciones erróneas el analista debe tener cuidado al usar este registro.

Se requiere de la evaluación detallada de zonas señaladas por este registro para obtener el potencial verdadero de cada zona. El valor de saturación de agua obtenido por la curva de  $R_o$  es un valor aparente que puede ser igual, mayor o menor al valor verdadero, dependiendo de las circunstancias. Si se usa el registro sónico para establecer la curva

de  $R_o$  entonces la saturación calculada será representativa del valor real solamente en intervalos limpios, consolidados y con hidrocarburos. Por ejemplo, la presencia de gas podría incrementar, en la mayoría de los casos, la separación entre las curvas de  $R_o$  y  $R_{deep}$ , pero la saturación de agua señalada sería menor que el valor verdadero. El efecto de hidrocarburos también incrementa la separación entre los valores de  $R_o$  y  $R_{deep}$  cuando  $F$  es deducido mediante el registro de densidad. El uso del registro de neutrón en formaciones de gas brinda un valor sumamente alto de  $R_o$ , lo cual resultaría en zonas potenciales de gas que serían sobreestimadas.

Un valor confiable de  $R_w$  debe estar disponible para generar una curva de  $R_o$ . Si  $R_w$  no se conoce, se calcula primero  $F$  de un registro de porosidad y se grafica en una escala logarítmica. Como  $R_o = FR_w$ , entonces:

$$\log R_o = \log F + \log R_w \quad (2.3.11)$$

La curva de  $F$  puede ser convertida en una curva de  $R_o$ . Un cambio en la escala logarítmica es equivalente a multiplicar o dividir. De este modo, si la curva de  $F$  es transpuesta de manera que se sobreponga a la curva de  $R_{deep}$  en un intervalo con agua donde  $R_{deep} = R_o$ , la cantidad de desplazamiento corresponde a  $R_w$ , y la curva  $F$  es ahora transformada a una curva de  $R_o$ . Esta aproximación suele llamarse como "normalización en una zona de agua", tal y como se puede apreciar en la figura 2.3.

Una ventaja adicional de la curva de  $R_o$  es que puede ser calibrada fácilmente en unidades de porosidad. Usando la relación  $F = \phi^{-2}$  (especialmente en carbonatos) en una forma logarítmica se tiene:

$$\log F = -2 \log \phi \quad (2.3.12)$$

$$\text{o } \log \phi = -\frac{\log F}{2} \quad (2.3.13)$$

Esto significa que un ciclo de la escala de porosidad es equivalente a dos ciclos de la escala de  $F$ . Una escala de porosidad puede ser construida haciendo una escala logarítmica de un ciclo a partir de la longitud de dos ciclos de la escala de  $F$ .



### 2.3.4. Superposición de $F$

El método de superposición de  $F$  es una variación de la superposición  $\log R_o$ .  $S_w$  se determina por la separación en la escala logarítmica entre  $F_R$  (obtenida de la resistividad profunda) y  $F$ .  $F_R$  se define como:

$$F_R = \frac{R_{deep}}{R_w} \approx \frac{R_t}{R_w} \quad (2.3.14)$$

El significado de  $F_R$  en función de  $S_w$  se conoce reemplazando  $R_t/R_w$  con  $F_R$  en la ecuación de saturación de agua de Archie para dar:

$$F_R \approx \frac{F}{S_w^2} \quad (2.3.15)$$

En términos de logaritmos, las ecuaciones anteriores se convierten en:

$$\log F_R = \log R_{deep} - \log R_w \quad (2.3.16)$$

$$2 \log S_w = \log F - \log F_R \quad (2.3.17)$$

De esta forma la curva  $F_R$  se encuentra trasladando la curva logarítmica  $R_{deep}$  una distancia igual al logaritmo de  $R_w$ . Si no se conoce  $R_w$ , este cambio también podría determinarse al hacerlo de tal manera que las curvas  $F_R$  y  $F$  se superpongan en zonas que contienen agua. El valor de  $R_w$  también puede ser estimado mediante la ecuación:

$$R_w = \frac{R_o}{F} \quad (2.3.18)$$

La escala que se utilizó para leer  $S_w$  es la misma que la de la figura 2.3.

En la técnica de superposición  $R_o$ , la curva  $F$  se traslada relativamente a la curva  $R_{deep}$  una cantidad igual al logaritmo de  $R_w$ .  $S_w$  (o exactamente el logaritmo de  $S_w$ ) es la separación resultante entre las dos curvas. De la misma forma en la técnica de superposición  $F$ , la curva  $R_{deep}$  se traslada relativamente a la curva  $F$  una cantidad igual al logaritmo de  $R_w$ .

## 2.4. Métodos de relación de resistividades

En los métodos de relación de resistividades, se supone que una formación está dividida en dos regiones distintas, una lavada o invadida y una no invadida o virgen. Las dos zonas tienen el mismo  $F$ , pero cada una contiene agua de distinta resistividad. Las resistividades de las dos zonas deben poder medirse o determinarse a partir de registros y debe disponerse de métodos para determinar la resistividad del agua de formación en cada zona.

La principal limitación de estos métodos surge por la incapacidad de cualquier instrumento de resistividad para medir  $R_{xo}$  o  $R_t$ , uno de manera totalmente independiente del otro. Sencillamente, la invasión debe ser lo suficientemente profunda para permitir que un instrumento de resistividad de poca profundidad mida  $R_{xo}$ , pero no tan profunda que un instrumento de resistividad profunda no pueda medir  $R_t$ . Es preferible utilizar registros de inducción en donde las resistividades somera y profunda son más independientes una de otra, a diferencia de curvas de resistividad obtenidas con herramientas de electrodos.

Se tienen numerosas aplicaciones del cociente  $R_{mf}/R_w$  para la saturación de agua, la cual puede ser expresada simplemente como un cociente de resistividades:

$$S_w^n = \frac{R_o}{R_t} \quad (2.4.1)$$

Donde  $S_w$  es la saturación de agua,  $n$  el exponente de saturación,  $R_o$  la resistividad teórica de la roca asumiendo que todo el espacio poroso está lleno de agua, y  $R_t$  es la resistividad medida de la zona virgen de la formación.

La desventaja de usar la ecuación (2.4.1) para evaluar la saturación de agua es que, debido a que no requiere de un valor de porosidad, no toma en cuenta los cambios de resistividad resultantes de un cambio en la porosidad o en la tortuosidad. Por otra parte, esto permite iniciar una evaluación antes de que las mediciones de porosidad estén disponibles, y con ello, tener una importante ventaja.

Las herramientas de porosidad y de resistividad pueden combinarse, ahorrando tiempo de operación por adquisición en el pozo; sin embargo, en ocasiones se prefiere que estas herramientas sean corridas en forma separada para minimizar el riesgo de que se atoren. Tomar registros combinados en una sola corrida es riesgoso porque fuentes nucleares son

corridas en el pozo sin el conocimiento de las condiciones del agujero. En caso de que la sarta de herramientas nucleares quede atascada en el agujero, surge la difícil situación de una operación de pesca. Las herramientas de resistividad pueden ser corridas de manera separada en el pozo para conocer primero las condiciones del agujero antes de correr una herramienta de porosidad con fuentes nucleares.

Los métodos de relación de resistividades están conformados por una serie de ecuaciones usadas para evaluar el potencial productor de una formación con los cocientes de las resistividades. Estas ecuaciones no requieren de un valor de porosidad, por lo que son muy útiles para la evaluación de la productividad en pozos viejos donde no se tengan registros de porosidad, o cuando el registro de resistividad es corrido antes del de porosidad. Algunas aplicaciones de los métodos de cocientes de resistividades incluyen:

- Estimación de la movilidad de los hidrocarburos.
- Estimación de la saturación de agua de la zona invadida.
- Estimación de la resistividad del agua de formación.

### 2.4.1. Índice de hidrocarburos móviles

Un método usado para determinar la movilidad de los hidrocarburos (método MOP por sus siglas en inglés) involucra el cálculo de la saturación de agua de la zona lavada ( $S_{xo}$ ) y compararla con la saturación de agua de la zona virgen ( $S_w$ ). Las formaciones no invadidas se considera que tienen la misma saturación de agua a todas las distancias a partir del agujero. Durante la invasión, los hidrocarburos móviles que ocupaban el espacio poroso de la zona invadida, son parcialmente desplazados por la invasión del filtrado del lodo. Como resultado,  $S_{xo}$  incrementa durante la invasión por el filtrado mientras que  $S_w$  no cambia.

La saturación de agua en la zona lavada es estimada mediante la sustitución en la ecuación de Archie de aquellas variables relacionadas a las resistividades de la zona invadida. El agua presente en la zona invadida es considerada filtrado de lodo, aunque sea razonable esperar que un poco de agua irreductible de la formación y de hidrocarburo residual permanezcan después de la invasión. La saturación de agua de la zona invadida

es calculada empleando la siguiente forma de la ecuación de Archie:

$$S_{xo} = \left( \frac{a R_{mf}}{\phi^m R_{xo}} \right)^{1/n} \quad (2.4.2)$$

Donde  $S_{xo}$  es la saturación de la zona lavada,  $n$  es el exponente de saturación,  $a$  es el coeficiente de tortuosidad,  $R_{mf}$  es la resistividad del filtrado de lodo,  $\phi$  es la porosidad total,  $m$  es el exponente de cementación, y  $R_{xo}$  es la resistividad de la zona lavada.

Las mejores aproximaciones de  $R_{xo}$  son provenientes del registro microesférico enfocado (MSFL) debido a que su profundidad de investigación es muy somera (de 1 a 4 in). Aún así, la medición del MSFL solamente debe ser considerada para la estimación de  $R_{xo}$ . Como un poco de agua irreductible de la formación e hidrocarburos residuales todavía permanecen en la zona lavada después de la invasión, el MSFL no mide precisamente la resistividad invadida verdadera donde el espacio poroso está únicamente saturado con filtrado de lodo. Estimaciones de  $R_{xo}$  pueden ser tomadas a partir de mediciones someras de un registro de arreglo de inducción o con mediciones de una herramienta laterolog somero. El error potencial cuando se usan mediciones someras de registros de inducción debe ser considerado, pues sus profundidades de investigación podrían exceder las dimensiones de la zona invadida, pues en algunos casos, estas mediciones son más representativas de la zona de transición.

Una vez que  $S_{xo}$  es determinada, es comparada con  $S_w$ . Donde  $S_{xo}$  es mayor que  $S_w$  en lodos base agua, se asume que los hidrocarburos fueron removidos durante la invasión y que el yacimiento (si aún es lo suficientemente permeable) producirá dichos hidrocarburos. Una manera simple de cuantificar esta estimación es el índice de hidrocarburos móviles (MHI por sus siglas en inglés).

MHI puede ser calculado tomando el cociente de  $S_w$  y  $S_{xo}$ . Como los términos de porosidad se cancelan cuando se realiza esta división, MHI puede entonces quedar expresada en términos de cocientes de resistividad:

$$MHI = \frac{S_w}{S_{xo}} = \left( \frac{R_{xo}/R_t}{R_{mf}/R_w} \right)^{0.5} \quad (2.4.3)$$

Debido a que MHI no requiere de porosidad, es una técnica de interpretación rápida conveniente que puede ser empleada cuando los registros de porosidad no están disponibles o aún faltan por ser corridos. Una consideración importante es que los valores

de  $R_{mf}$  y  $R_w$  usados en la ecuación (2.4.3) deben ser ajustados a la temperatura de formación.

Valores de MHI iguales o mayores que 1 indican que el hidrocarburo no fue desplazado durante la invasión. Con el desplazamiento de los hidrocarburos móviles,  $S_{xo}$  aumenta (asumiendo una invasión de filtrado) y MHI disminuye. Valores de MHI menores a 1 indican que los hidrocarburos fueron desplazados durante la invasión. Estudios empíricos han demostrado que cantidades económicas de hidrocarburos móviles existen comúnmente cuando MHI es menor que aproximadamente 0.7.

Los valores de MHI pueden conducir a un error en lodos dulces donde podrían brindar una indicación falsa de hidrocarburos móviles. Este problema resulta del valor de resistividad del filtrado ( $R_{mf}$ ) empleado en la ecuación (2.4.3). Después de la invasión, el agua que ocupa el espacio poroso de la zona invadida es una mezcla del agua de formación original y el filtrado del lodo. En condiciones de lodos dulces ( $R_{mf} \geq R_w$ ), el agua mezclada es más salina (y a su vez, de menor resistividad) que la muestra del filtrado de lodo, de la cual  $R_{mf}$  fue medida antes de la toma del registro (y escrita en el encabezado del registro). Usando la ecuación (2.4.2), si el valor de entrada de  $R_{mf}$  es mayor que el valor verdadero de la resistividad del agua mezclada, entonces  $S_{xo}$  resulta muy elevado. Esto significa que los valores de MHI serán muy bajos, proporcionando posiblemente una indicación falsa de hidrocarburos móviles.

MHI produce resultados más precisos en lodos salados donde hay un contraste  $R_{mf}/R_w$  bajo. Entre menor sea la diferencia de salinidad entre el filtrado y el agua de formación original, el valor de  $R_{mf}$  usado en la ecuación (2.4.3) representará con más precisión la resistividad del agua mezclada. Esta precisión es mejorada aún más por el hecho de que el MSFL es corrido comúnmente en lodos salados, aportando una mejor estimación de  $R_{xo}$ .

### 2.4.2. Cociente de saturación de agua

El método del cociente provee una técnica conveniente para la estimación de la saturación de agua de la zona virgen usando solamente el cociente de las resistividades. Este método también es conocido como el método de las Montañas Rocosas, nombrado así por la región geográfica de los Estados Unidos donde su uso fue popularizado. La

técnica es comúnmente usada donde no existen registros de porosidad o aún no se encuentran disponibles, pero también puede utilizarse junto con la ecuación de Archie para validar las estimaciones de la saturación de agua.

La obtención de la saturación de agua empleando este método es a partir de un cociente de la saturación de agua de la zona virgen y la saturación de agua de la zona lavada:

$$\frac{S_w}{S_{xo}} = \left( \frac{R_{xo}/R_t}{R_{mf}/R_w} \right)^{0.5} \quad (2.4.4)$$

Debe observarse que esta es la ecuación de MHI (ecuación (2.4.3)), por lo tanto,  $R_{mf}$  y  $R_w$  deben ser ajustados a la temperatura de formación. Una equivocación en la toma de la temperatura a considerar puede resultar en errores críticos.

Determinar la saturación de agua en la zona virgen usando la ecuación (2.4.4) requiere de un valor de saturación de agua en la zona lavada ( $S_{xo}$ ).  $S_{xo}$  depende en parte del grado en el cual el hidrocarburo móvil es desplazado durante la invasión (eficiencia de desplazamiento). Algunos tipos de hidrocarburos son desplazados con más facilidad que otros, por lo tanto,  $S_{xo}$  varía para diferentes tipos de aceite así como de gas. La tabla 2.2 muestra los rangos de los valores aproximados de  $S_{xo}$  para diferentes tipos de hidrocarburos en formaciones de permeabilidad promedio. Un valor de  $S_{xo}$  considerado apropiado para la formación de interés (basado en estimaciones del tipo de fluido) puede usarse en la ecuación (2.4.4) para resolver la saturación de agua de la zona virgen.

Fluido	Densidad API	$S_{xo}$
Gas	—	60 - 90 %
Aceite ligero	40 - 50	90 - 95 %
Aceite mediano	20 - 40	80 - 90 %
Aceite pesado	10 - 20	70 - 80 %

Tabla 2.2: Valores de saturación de agua en la zona lavada comúnmente considerados en formaciones de permeabilidad promedio. Tomado de Henderson (2008).

Las consideraciones siempre generan incertidumbre, particularmente cuando se usan en la estimación de algo tan importante como la saturación de agua. Mientras es posible distinguir entre aceite y gas en las respuestas del neutrón-densidad, resulta muy difícil identificar aceites de distintas densidades API (*American Petroleum Institute*). Además,

la eficiencia de desplazamiento, y por lo tanto  $S_{xo}$ , es influenciada por factores como la permeabilidad, la capilaridad y la miscibilidad del fluido invasor y el fluido original de la formación.

Estudios empíricos han mostrado una relación general entre  $S_w$  y  $S_{xo}$  en formaciones “moderadamente invadidas” de permeabilidad promedio. En estos estudios, se ha encontrado que la relación entre  $S_w$  y  $S_{xo}$  es:

$$S_{xo} = S_w^{1/5} \quad (2.4.5)$$

Sustituyendo esta relación en la ecuación (2.4.4), se obtiene un método para calcular el cociente de la saturación de agua:

$$\frac{S_w^2}{S_w^{2/5}} = S_w^{8/5} = \frac{R_{xo}/R_t}{R_{mf}/R_w} \quad (2.4.6)$$

Entonces:

$$S_{wr} = \left( \frac{R_{xo}/R_t}{R_{mf}/R_w} \right)^{0.625} \quad (2.4.7)$$

Los resultados de la ecuación (2.4.7) dependen de la exactitud de la resistividad del filtrado ( $R_{mf}$ ) y, tal como en la ecuación de Archie, de la resistividad del agua de formación ( $R_w$ ). Estas variables deben ser ajustadas a la temperatura de formación antes de ser usadas para calcular el cociente de la saturación de agua.

Por la misma razón que el índice de hidrocarburos móviles (MHI) tiende a ser muy bajo en lodos dulces ( $R_{mf}/R_w > 2.5$ ), el cociente de saturación de agua también tiende a ser muy bajo en estas mismas condiciones. Por lo tanto, es posible sobreestimar la fracción de hidrocarburo que ocupa espacio poroso, si los efectos de invasión no son tomados en consideración. Se pueden obtener mejores resultados si se realizan las correcciones ambientales de las lecturas de los valores someros y profundos de un registro de inducción para obtener valores más exactos de  $R_{xo}$  y  $R_t$ .

Por otra parte, en lodos salados ( $R_{mf}/R_w < 2.5$ ) el cociente de saturación de agua da resultados más confiables. Esto es principalmente por el bajo contraste de  $R_{mf}/R_w$ , el cual hace que el denominador de la ecuación (2.4.7) se aproxime a 1, y por consiguiente, el indicador de hidrocarburos es cualquier contraste entre  $R_{xo}$  y  $R_t$  (recordando que una separación de  $R_{xo}$  y  $R_t$  es un indicador de presencia de hidrocarburos).

Una vez que el cociente de saturación de agua ( $S_{wr}$ ) es conocido, debe ser comparado con la saturación de agua de la zona virgen ( $S_w$ ) calculada con la ecuación de Archie a la misma profundidad. Esta comparación puede generar información adicional que podría explicar los perfiles de invasión observados en el registro. Las siguientes condiciones han sido observadas en estudios de comparación entre  $S_{wr}$  y  $S_w$ :

- **Cuando**  $S_{wr} \approx S_w$ : esto indica que todos los valores ( $S_w$ ,  $R_t$ ,  $R_{xo}$ ) son correctos, y la suposición del grado de invasión en el perfil es exacto.
- **Cuando**  $S_{wr} < S_w$ :  $R_{xo}$  podría ser muy baja debido a una invasión muy somera, o  $R_t$  podría ser muy alta debido a una invasión muy profunda. Además, esto indica un perfil de transición.  $S_w$  debe ser considerado como el valor más exacto de saturación. El radio de invasión ( $d_i$ ) puede inferirse por la separación de una curva de resistividad de profundidad de investigación media, si existe.
- **Cuando**  $S_{wr} > S_w$ :  $R_{xo}$  podría ser muy alto debido a los efectos de alta resistividad de capas adyacentes, o  $R_t$  podría ser muy bajo por la presencia de minerales conductivos de arcilla. Esto también podría indicar un perfil de resistividades de anillo.

Cuando se utilicen las pautas anteriores, las respuestas de los registros deben ser verificadas por distintos medios para validar las posibles razones de la relación  $S_w$  vs  $S_{wr}$  observada. Además, la ecuación del cociente nunca debería ser usada como la única técnica para estimar la saturación de agua si es que los registros de porosidad están disponibles. Como la ecuación (2.4.7) no depende de un valor de porosidad, puede producirse una equivocación en los resultados cuando la resistividad incrementa como resultado de un aumento de la tortuosidad y no por la presencia de hidrocarburos.

Finalmente, el cociente de saturación de agua (ecuación (2.4.7)) puede ser usado como un indicador cualitativo de permeabilidad en lodos salados. La ecuación de Archie asume que todo el espacio poroso está interconectado (porosidad efectiva). Entonces, cuando  $S_{wr} \approx S_w$  en lodos salados, puede ser un indicador de que la asunción de la porosidad efectiva de la ecuación de Archie es correcta y que la formación es permeable.



### 2.4.3. Método de Tixier

Este método compara las deflexiones de resistividad de una herramienta de investigación media (normal corta, lateralog somero) con las de una herramienta de investigación profunda (lateral, normal larga en formaciones "suaves", laterolog o inducción profunda), haciendo un cociente de dichas lecturas después de haber efectuado las correcciones correspondientes (por espesor de capa y por condiciones del agujero) para de este modo obtener el cociente entre las resistividades media y profunda:  $R_i/R_t$ .

Además de las curvas mencionadas, es recomendable contar con una curva de potencial espontáneo de la cual se puede obtener  $R_w$  después de haber realizado las correcciones pertinentes. El objetivo de esta interpretación consiste en resolver para cada nivel de interés, cinco variables:

- Factor de formación,  $F$  (y por consiguiente, la porosidad  $\phi$ ).
- Saturación de agua congénita,  $S_w$ .
- Resistividad del agua congénita,  $R_w$ .
- Resistividad del agua invadida (zona transicional),  $R_z$ .
- Saturación de agua en la zona invadida,  $S_{xi}$ .

Los registros disponibles antes mencionados, proveen tres ecuaciones simultáneas:

Ecuación de la curva potencial natural estático (SSP):

$$SSP = -70.7 \left( \frac{T_f}{537} \right) \log \frac{R_{mf}}{R_w} \quad (2.4.8)$$

$T_f$  es la temperatura de la formación,  $R_{mf}$  es la resistividad del filtrado de lodo y  $R_w$  es la resistividad del agua de formación.

Ecuación de la curva normal corta:

$$S_{xi} = \sqrt{\frac{FR_z}{R_i}} \quad (2.4.9)$$

Ecuación de la curva lateral:

$$S_w = \sqrt{\frac{FR_w}{R_t}} \quad (2.4.10)$$

Por ello, se requiere de dos ecuaciones adicionales para una completa solución del problema. Una viene dada por la ecuación de resistividad de agua mixta:

$$\frac{1}{R_z} = \frac{z}{R_w} + \frac{1-z}{R_{mf}} \tag{2.4.11}$$

Donde el factor  $z$  generalmente es tomada como 7.5 %, esto es, 7.5 % del espacio poroso contiene agua congénita que se mezcla con filtrado de lodo, aunque para valores más aproximados del factor  $z$  (en función de la porosidad) se puede consultar la figura 2.4:

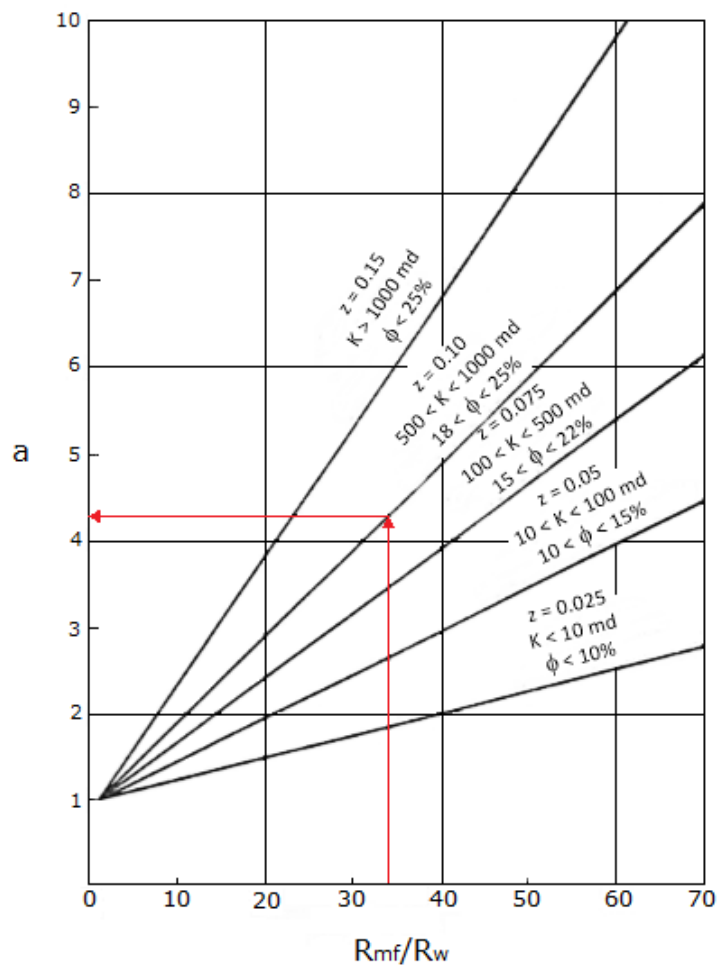


Figura 2.4: Gráfica para la determinación de  $a$  y selección del factor de mezcla  $z$  para el método de Tixier. Modificado de Pirson (1963).

La quinta ecuación es sugerida por Tixier como:

$$S_{xi} \cong \sqrt{S_w} \tag{2.4.12}$$

Esta es una relación empírica la cual da una magnitud adecuada al valor de  $S_{xi}$  en rocas limpias mojadas por agua. En areniscas arcillosas y rocas mojadas por aceite la potencia del radical es diferente de 2.

Una combinación de las cinco ecuaciones permite obtener:

$$S_w \cong \left( \frac{R_i}{R_t} \right) \left( \frac{R_w}{R_z} \right) \quad (2.4.13)$$

Una solución a esta ecuación es obtenida de la lectura de la figura 2.5, entrando con  $R_t$  y  $R_i$  por la izquierda. La razón  $R_i/R_t$  es entonces unida a  $R_{mf}/R_w$  y se obtiene  $S_w$ . La unión de  $S_w$  a  $R_t$  brinda  $R_o$  y la unión de  $R_o$  a  $R_w$  permite obtener los valores de porosidad y del factor de formación.

Una carta de interpretación aún más simple se puede obtener de esta teoría, la cual es llamada "carta de interpretación del piso de perforación". Esta carta mostrada en la figura 2.6 es usada para efectuar comparaciones directas de las formas de las curvas y su posición relativa sobre el registro, así como para interpolación de dichas formas al nivel correspondiente entre las deflexiones indicadas por la curva de potencial natural SP. Una división de las resistividades de los registros normal corta entre lateral,  $RSN/RLAT$  ( $R_i/R_t$ ), es hecha e interpolada al lugar entre las tres columnas de  $S_w = 100, 40$  y  $20\%$ , obteniendo así de forma directa un valor aproximado de la saturación de agua.

Para que este método dé resultados razonablemente exactos, se deben conocer ciertos requerimientos:

1. Debe haber una zona invadida de diámetro suficiente para que la herramienta de investigación somera pueda leer a través de ella. Esto expresado de otra forma es (resistividad normal corta 16" entre la resistividad del lodo):  $R_{16}/R_m > 10$ .
2. Debe haber una curva que lea más allá de la zona invadida, es decir, que lea  $R_t$  sin ser afectada por la zona invadida. Dicha curva normalmente es la curva lateral, pero podría también ser la normal larga en formaciones suaves, una curva de inducción en lodos dulces o el laterolog en lodos salados.
3. Para lecturas directas de  $R_i$  y  $R_t$ , la capa de interés debe ser lo suficientemente gruesa, además que deben aplicarse las correcciones por espesor de capa, y aún así, puede haber una gran incertidumbre en las respuestas.

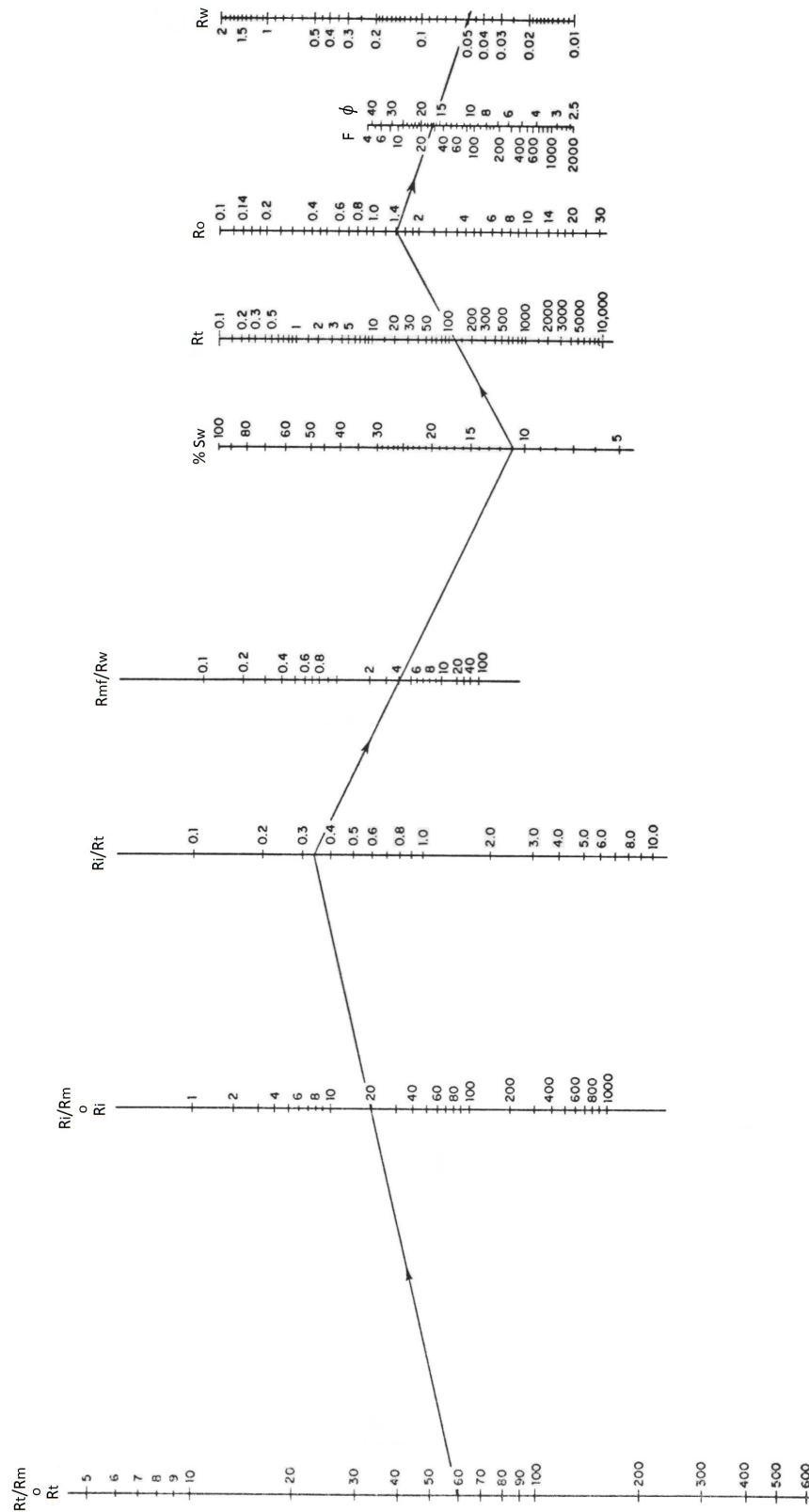


Figura 2.5: Solución nomográfica del método de Tixier. Tomado de Pirson (1963).

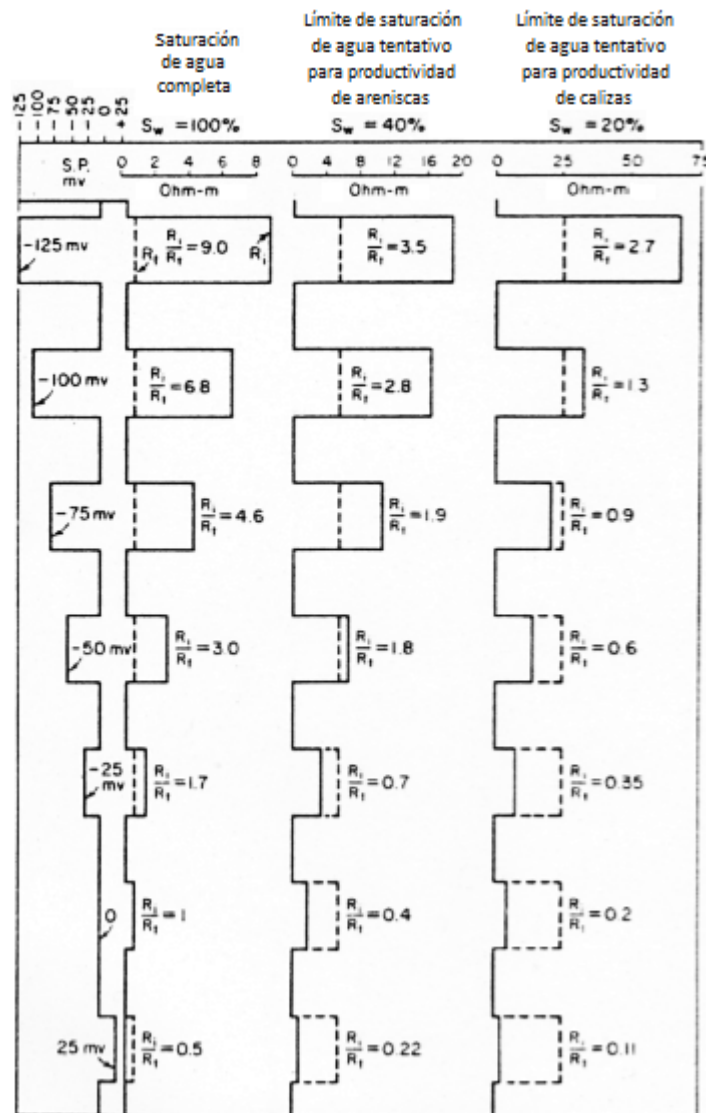


Figura 2.6: Representación esquemática de la posición relativa de distintas curvas de registros eléctricos de acuerdo a la variación de los valores de SP y la saturación de agua. Tomado de Pirson (1963).

Por otro lado, este método tiene ciertas limitaciones inherentes:

1. El método es inútil y no lleva a ninguna parte en formaciones profundamente invadidas. Esto ocurre en yacimientos de baja porosidad y baja permeabilidad ( $\phi < 10\%$ ). Bajo estas condiciones tanto las curvas normal corta y lateral, leen lo mismo y  $R_i/R_t \cong 1$ . Esta condición puede ser reconocida cuando la porosidad es conocida por núcleos, registros sísmicos, densidad, neutrón, etc.
2. El método no debe ser aplicado en formaciones no porosas. Esto resultaría de

nuevo en  $R_i/R_t \cong 1$ .

3. Bajo ciertas condiciones de invasión, es posible que  $R_i$  sea sustancialmente igual a  $R_t$ , obteniendo  $R_i/R_t \cong 1$  nuevamente. Esto podría ocurrir en buenos yacimientos de aceite y gas y la indeterminación debe ser elevada por medio de herramientas independientes de la porosidad.

2.4.4. Método de  $R_{16}/R_{IL}$

El registro de inducción eléctrica ( $R_{IL}$ ) siempre está acompañado de una curva normal de 16 in ( $R_{16}$ ), de allí a que se pueda efectuar este método de interpretación basado en el cociente de las dos curvas, que debe ser usado con suma cautela y los resultados deben ser revisados y analizados antes de que sean empleados para la toma de decisiones. El método del cociente normal corta-inducción, como también se le conoce, se basa en la misma premisa que el método de Tixier, y los gráficos mostrados en las figuras 2.7 y 2.8 son usados dependiendo si se utiliza la herramienta de inducción 5FF40 ó 6FF40, respectivamente.

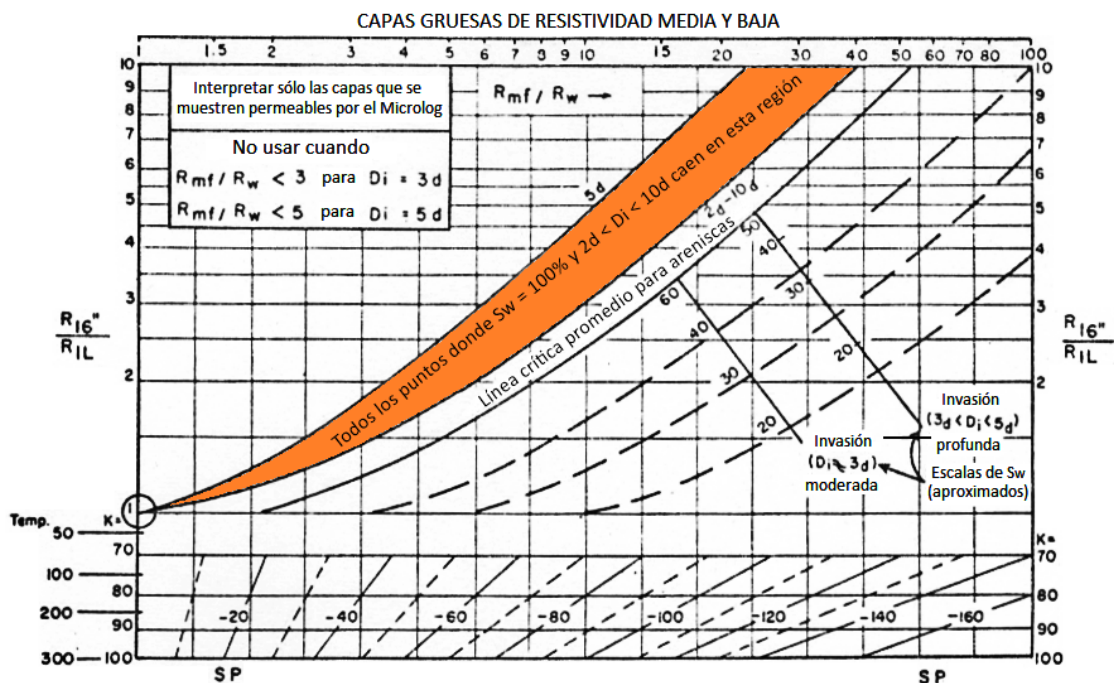


Figura 2.7: Determinación de la saturación de agua de la herramienta de inducción 5FF40 en combinación con un registro normal de 16 in. Tomado de Pirson (1963).

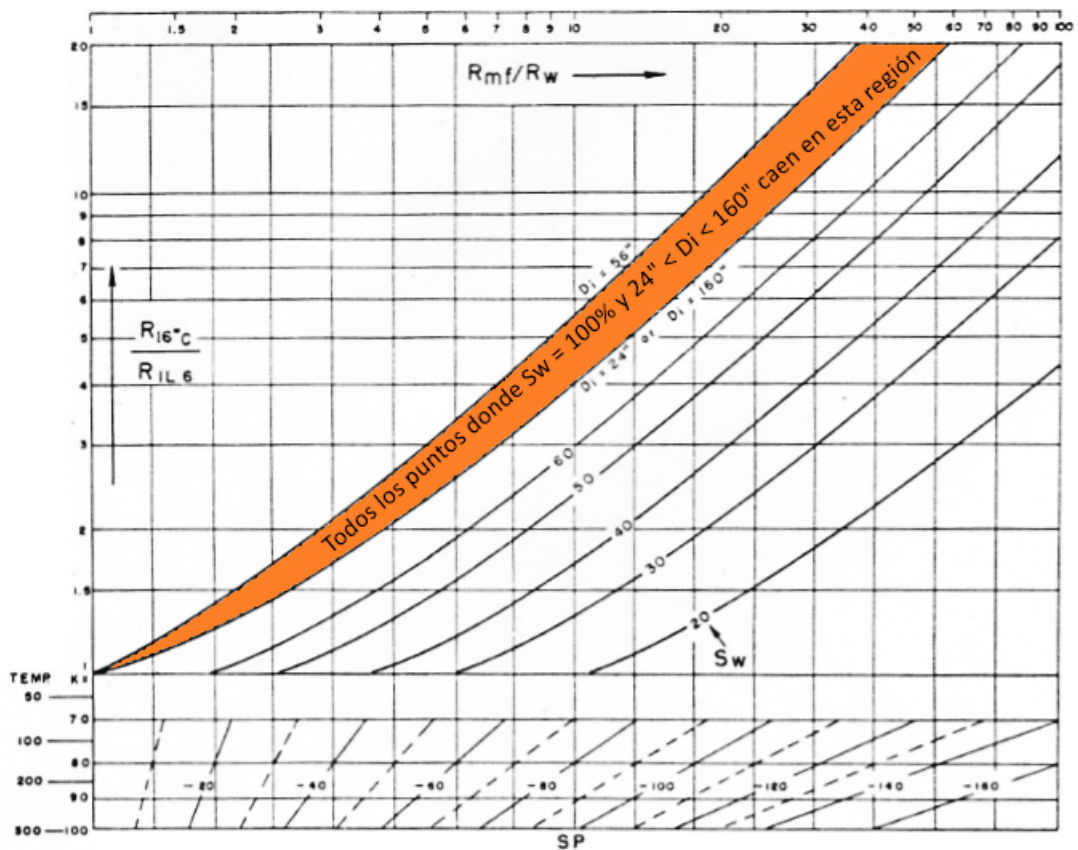


Figura 2.8: Determinación de la saturación de agua de la herramienta de inducción 6FF40 en combinación con un registro normal de 16 in. Tomado de Pirson (1963).

El valor de SSP es leído de la abscisa a la temperatura de formación correspondiente (línea vertical) y el cociente  $R_{16}/R_{IL6}$  (ambos valores de resistividad corregidos) es leído en las ordenadas. La intersección da el valor de saturación de agua por la interpolación entre las líneas de igual saturación y por varios grados de invasión. Se tiene un grado de incertidumbre ya que el diámetro de invasión no puede ser evaluado de ninguna manera por dos curvas. Este diámetro sólo puede ser supuesto usando el tipo de invasión esperado como función de la porosidad. Esto por sí solo es insuficiente, pues la distancia de invasión también depende del gasto del filtrado del lodo, la presión diferencial, el tiempo de exposición y la difusión inversa. Estos son factores que no pueden ser evaluados fácilmente y el único remedio es determinar el diámetro de invasión actual. Una curva adicional, como la normal larga de 64 in, brindaría información suficiente para la completa solución del problema de interpretación sin ambigüedad. Desafortunadamente esto no se hace en la práctica a menos que sea solicitado por el cliente. El uso de dos registros de inducción de diferentes profundidades de investigación también permite una completa

solución del problema.

### 2.4.5. Método de $R_{xo}/R_t$

Este método fue introducido por Dumanoir et al. para interpretaciones en pozo. Esta técnica involucra el cálculo de una curva  $R_{xo}/R_t$  ya sea del cociente  $R_{LL8}/R_{ILd}$  o  $R_{SFL}/R_{ILd}$  y graficarla como una curva comparativa con el SP. La separación propiamente escalada entre la curva  $R_{xo}/R_t$  y la del SP provee una rápida localización de posibles intervalos con hidrocarburos. Las combinaciones de registros de esférico enfocado/inducción profunda ( $R_{SFL}/R_{ILd}$ ) y laterolog 8/doble inducción ( $R_{LL8}/R_{ILd}$ ) pueden grabar la curva  $R_{xo}/R_t$  simultáneamente, la cual es llamada como  $(E_{SP})_{QL}$ ,  $(R_{xo}/R_t)_{QL}$  o *QLRA (Quick Look Ratio)*.

El cálculo de  $R_{xo}/R_t$  no requiere del conocimiento de la porosidad, factor de formación o  $R_w$ . La técnica es más apropiada para casos en donde la porosidad no está disponible o no puede ser determinada debido a litologías complejas, o cuando las relaciones  $\phi - F$  son inapropiadas. La principal ventaja de esta técnica podría ser que provee los medios para localizar hidrocarburos móviles. Como la presencia comprobada de hidrocarburos no necesariamente implica producción comercial, la curva  $(R_{xo}/R_t)_{QL}$  es un complemento adecuado a técnicas que solamente indican la presencia de hidrocarburos, tales como  $R_{wa}$ , la curva  $R_o$ , o  $F_{xo}/F_s$ .

El método de  $R_{xo}/R_t$  está basado en los cálculos del parámetro  $(E_{SP})_{QL}$  derivados de la razón  $R_{xo}/R_t$ :

$$(E_{SP})_{QL} = -K \log \frac{R_{xo}}{R_t} \quad (2.4.14)$$

Como  $R_{xo} = F R_{mf}/S_{xo}^n$  y  $R_t = F R_w/S_w^n$  entonces:

$$\frac{R_{xo}}{R_t} = \left( \frac{S_w}{S_{xo}} \right)^n \frac{R_{mf}}{R_w} \quad (2.4.15)$$

Y la ecuación de  $(E_{SP})_{QL}$  se convierte:

$$(E_{SP})_{QL} = -K \log \left[ \left( \frac{S_w}{S_{xo}} \right)^n \frac{R_{mf}}{R_w} \right] = -K \left[ \log \left( \frac{S_w}{S_{xo}} \right)^n + \log \frac{R_{mf}}{R_w} \right] \quad (2.4.16)$$

Pero el potencial natural medido, llamado  $(E_{SP})_{log}$ , puede ser aproximado por el



término  $-K \log(R_{mf}/R_w)$ , así:

$$(E_{SP})_{QL} = (E_{SP})_{log} - K \log\left(\frac{S_w}{S_{xo}}\right)^n \quad (2.4.17)$$

En zonas de agua o zonas con hidrocarburos no móviles,  $S_w = S_{xo}$  y la ecuación anterior se reduce a:

$$(E_{SP})_{QL} = (E_{SP})_{log} \quad (2.4.18)$$

En zonas de agua, la curva  $E_{SP}$  y la curva ya sea  $(E_{SP})_{QL}$  o  $(R_{xo}/R_t)_{QL}$  convergirán, mostrando escasa o nula separación. En zonas con hidrocarburos con saturación móvil,  $S_{xo} > S_w$  y  $\log(S_w/S_{xo}) < 0$ . Por consiguiente, en valor absoluto:

$$(E_{SP})_{QL} < (E_{SP})_{log} \quad (2.4.19)$$

En zonas con hidrocarburos con saturación móvil, la curva  $(E_{SP})_{QL}$  o  $(R_{xo}/R_t)_{QL}$  se separará de la curva  $E_{SP}$  medida. Un ejemplo de ello se muestra en la figura 2.9, en el que las zonas marcadas en color azul son aquellas que contienen hidrocarburos, mientras que las demás zonas permeables contienen agua.

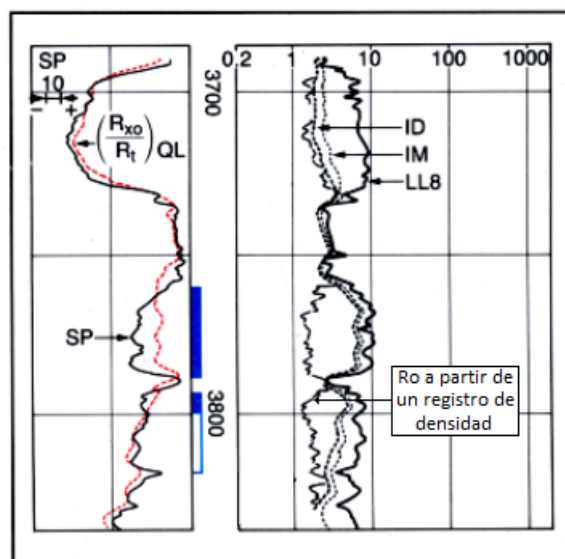


Figura 2.9: Ejemplo de la curva  $(R_{xo}/R_t)_{QL}$  utilizada para la comparación con el SP para identificar las zonas con hidrocarburos móviles. Tomado de Schlumberger (1978).

Para interpretación en pozo, la relación  $R_{xo}/R_t$  es calculada a partir de los cocientes  $R_{LL8}/R_{ILD}$  o  $R_{SFL}/R_{ILD}$  usando relaciones promedio. La figura 2.10 muestra las variaciones de de  $(R_{xo}/R_t)_{QL}$  a partir de  $R_{LL8}/R_{ILD}$  y  $d_i$ . La figura 2.11 muestra la variación

a partir  $R_{LL8}/R_{ILD}$  para  $d_i$  de 20", 50z 100". En ambas figuras se utiliza la relación:

$$\frac{R_{xo}}{R_t} = 1.85 \left( \frac{R_{LL8}}{R_{ILD}} \right) - 0.85 \quad (2.4.20)$$

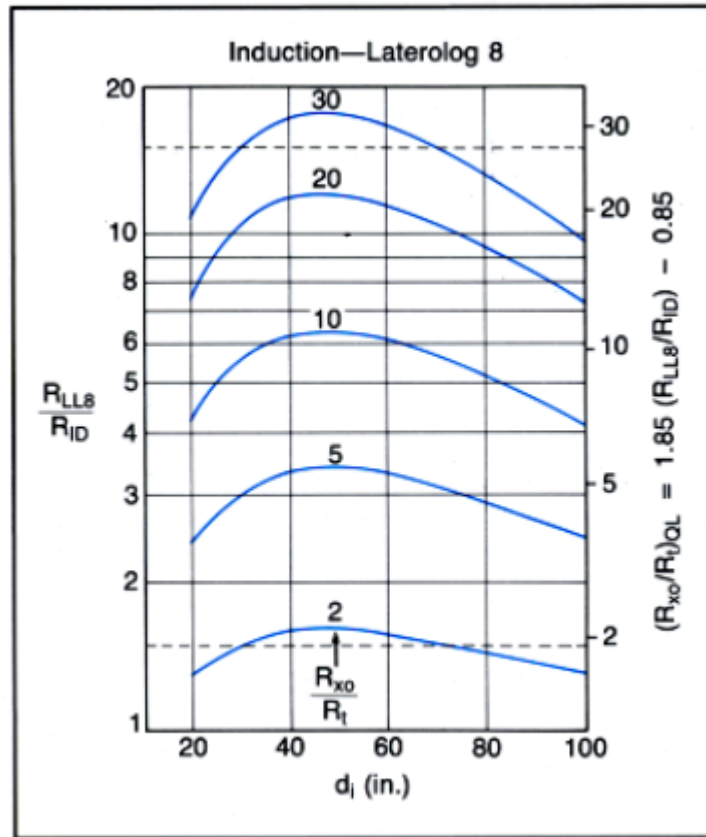


Figura 2.10: Variación de  $(R_{xo}/R_t)_{QL}$  a partir de  $R_{LL8}/R_{ILD}$  y  $d_i$ . Tomado de Schlumberger (1978).

Una relación similar puede ser desarrollada para la combinación esférico enfocado/inducción profunda. En caso de haber invasión muy profunda o muy somera, el valor de  $R_{xo}/R_t$  será muy bajo y la conclusión alcanzada con el método  $(R_{xo}/R_t)_{QL}$  será optimista. Esto puede ser reconocido de vez en cuando observando la separación entre  $(R_{xo}/R_t)_{QL}$  y la curva  $E_{SP}$  en acuíferos en areniscas. Este efecto puede ser corregido mediante la normalización de la curva  $(SP)_{QL}$  para ajustar el SP en acuíferos con areniscas.

La independencia del cociente de  $R_{xo}/R_t$  a la porosidad, hace de este valor una herramienta extremadamente útil en problemas de interpretación de litologías complejas, en donde el valor exacto de  $\phi$  y consecuentemente los valores exactos de  $F$  y  $R_o$  en

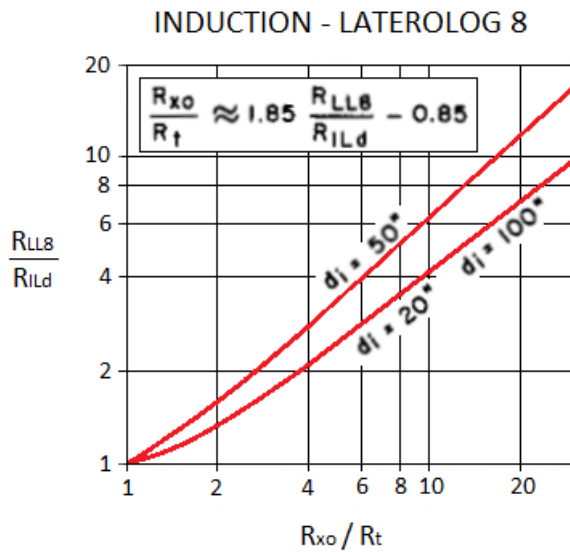


Figura 2.11: Variación de  $(R_{xo}/R_t)_{QL}$  a partir de  $R_{LL8}/R_{ILd}$  para  $d_i$  de 20", 50" y 100". Modificado de Bassiouni (1994).

ocasiones no pueden ser obtenidos. Esto, por supuesto, puede resultar en un grave error de interpretación.

El valor de saturación de agua puede ser calculado empíricamente de la diferencia en miliVolts,  $\Delta SP$ , entre las curvas de  $E_{SP}$  y  $(R_{xo}/R_t)_{QL}$ . De acuerdo con la ecuación (2.4.17) esto es:

$$\Delta SP = -K \log \left( \frac{S_w}{S_{xo}} \right)^n \tag{2.4.21}$$

Donde  $K$  es expresado en términos de la temperatura de formación,  $T_f$ , por la ecuación:

$$K = 61.3 + 0.133 T_f \tag{2.4.22}$$

Para determinar  $S_w$  de la ecuación (2.4.21),  $S_{xo}$  debe ser conocida. Para invasión moderada y una saturación de aceite residual común, una relación empírica entre  $S_{xo}$  y  $S_w$  está dada por:

$$S_{xo} = \sqrt[5]{S_w} \tag{2.4.23}$$

Esta relación es estrictamente empírica y puede diferir considerablemente del caso de estudio. Su uso aquí está justificado por la naturaleza del método de evaluación. Añadiendo esto a la ecuación (2.4.21) y tomando  $n = 2$  resulta que:

$$\Delta SP = -1.6K \log S_w \tag{2.4.24}$$

$$S_w = 10^{\Delta SP / -1.6K} \quad (2.4.25)$$

Este método está limitado a lodos dulces donde  $R_{mf} > R_w$  y es sensible a diámetros de invasión anormales (que se salen del rango normal del diámetro de invasión) o cuando los valores de  $S_w/S_{xo}$  no pueden estimarse fácilmente.

### 2.4.6. Método de $R_i$

Este método es útil únicamente con dos curvas de registros eléctricos: el SP y la normal corta (16"). Es posible hacer una interpretación razonable de los registros si se conoce la porosidad del yacimiento o si por experiencia se puede indicar su valor con cierta tolerancia. De esta manera el factor de formación también es conocido.

El procedimiento es el siguiente:

1. Leer RSN y corregir el valor por condiciones del agujero y efecto de la capa adyacente para determinar  $R_i$ .
2. Calcular el factor de formación mediante una fórmula apropiada.
3. Determinar  $R_{mf}/R_w$  de la curva SP, o de información de la muestra de agua, determinar  $R_w$ .
4. Calcular  $R_o = FR_w$ .
5. Si  $2R_o > R_i$  la formación contiene agua.
6. Si  $2R_o \leq R_i$  la formación probablemente contenga hidrocarburos y un valor aproximado de  $S_w$  puede obtenerse mediante:

$$S_w = \frac{F}{a \left( R_i / R_{mf} \right)} \quad (2.4.26)$$

El valor apropiado de  $a$  es leído de la gráfica del método de Tixier (figura 2.4) seleccionando un valor de  $z$  acorde a la porosidad de la formación y al rango de permeabilidad.

## 2.5. Balance de porosidad

El balance de porosidad es una técnica la cual provee una revisión de la validez de los valores de saturación de agua obtenidos por los métodos de interpretación de relación de resistividades: método de Tixier, método de  $R_{16}/R_{IL}$ , método de  $R_{xo}/R_t$ . Con los métodos de relación de resistividades, la determinación de la saturación de agua es hecha independientemente del conocimiento de la porosidad y del factor de formación. Existen varias razones por las que tales métodos pudieran arrojar resultados erróneos debido a que todos ellos presentan ciertas limitaciones, las cuales están relacionadas mayormente a la presencia de una invasión óptima. En el caso de invasión profunda, el valor de  $R_t$  está en duda; en el caso de invasión somera el valor de  $R_i$  está en duda, mientras que para una invasión muy somera el valor de  $R_{xo}$  no sería confiable. En cualquiera de los casos se obtendría un resultado erróneo de  $S_w$ .

Un remedio simple sería descartar los métodos de relación de resistividades de los métodos de interpretación rápida ya que, para efectuar un balance de porosidad, es necesario conocer la porosidad y el factor de formación con un cierto grado de exactitud. De cualquier manera, es necesario establecer con certeza el grado de invasión y luego corregir las lecturas de resistividad de la curva lateral, el registro de inducción o del laterolog, por efectos de invasión y espesor de capa. Nótese que solamente los registros convencionales que comprenden al menos dos curvas normales y una lateral, o una herramienta con poca profundidad de investigación (normal corta o proximidad) combinada con dos registros de inducción (5FF40 y 6FF40), son las únicas combinaciones de registros que permiten una adecuada solución al problema del diámetro de invasión. El uso de combinaciones con el laterolog no permite realizar cálculos de diámetros de invasión y son, por consiguiente, inadecuadas para resolver el problema de la toma de registro. La mejor combinación de registros que resuelve completamente el problema de interpretación es el registro convencional (dos normales, un lateral) para el cual, para una buena medición, podría añadirse el registro de inducción o el laterolog dependiendo de las condiciones. El registro de doble inducción también brinda una solución satisfactoria. También deberían incluirse las herramientas que registran la porosidad. Bajo estas condiciones, los métodos de interpretación por relación de resistividades no necesitan ser usados. De acuerdo con esto, sólo una discusión general del balance de porosidad es necesaria en caso de insistir en el uso de los métodos de relación de resistividades.

El balance de porosidad consiste en registrar por computadora el valor calculado del factor de formación ( $F_c$ ) mediante el despeje en la ecuación de Archie e introduciendo en ésta el valor de  $S_w$  obtenido por el método de relación de resistividades, el valor conocido de  $R_w$  y el valor de  $R_t$  leído de una curva apropiada de resistividad. Esto es:

$$F_c = S_w^2 \frac{R_t}{R_w} \quad (2.5.1)$$

Entonces el valor de  $F_c$  es comparado con el factor de formación medido por alguno de los registros (resistividad de pared en formaciones con alta porosidad, microenfocado en lodos salados o proximidad) o el calculado de uno de los registros de porosidad (sónico en formaciones muy consolidadas, neutrón en calizas con ausencia de lutitas y yeso, o densidad en formaciones suaves con alta porosidad).

En general, si el factor de formación calculado es muy bajo, el valor calculado de la saturación de agua del método de relación de resistividades es muy bajo y viceversa.

## 2.6. Comparación de $\phi_R$ , $\phi_S$ y $\phi_N$

Siendo  $\phi_S$  la porosidad obtenida de un registro sónico y  $\phi_N$  la porosidad obtenida de un registro de neutrón, si ambos registros están disponibles, estos deberían ser revisados ya que ambos responden a la porosidad total y son ligeramente afectados por la presencia de aceite residual. De esta manera, sea  $\phi_R$  la porosidad calculada a partir de un registro eléctrico sin efectuar correcciones por saturación de aceite residual ( $S_{or}$ ). Entonces:

Si  $\phi_S$  o  $\phi_N \leq \phi_R$  indica una formación con agua.

Si  $\phi_S$  o  $\phi_N > \phi_R$  indica una formación con hidrocarburos.

Este método es aplicable a formaciones con porosidad menor al 20 %.

## 2.7. Diagrama de aceite móvil

La detección de hidrocarburos móviles con el método de  $R_{xo}/R_t$  requiere de un registro SP de buena calidad. Dicha técnica es inefectiva en formaciones de carbonatos de alta resistividad y en pozos perforados con lodos salados. Una versión extendida de la

aproximación de  $F_{xo}/F_s$  genera una gráfica de aceite móvil (F – MOP) que es efectiva para localizar hidrocarburos móviles.

Generar una curva F – MOP (MOP son las siglas de Mobile Oil Plot) requiere de dos etapas. Primero, la curva  $F$  es normalizada a  $R_t$  en una zona con agua y la curva  $R_o$  resultante es graficada junto al registro de resistividad. Después, la curva  $F$  es normalizada a una curva de  $R_{xo}$  (obtenida mediante un SFL o MSFL) en una zona con agua y la curva resultante  $F_{xo}$  ( $F_{xo} = R_{xo}$  en una roca saturada con un fluido cuya resistividad sea  $R_{mf}$ ) es graficada junto al registro de resistividad. El resultado de tales superposiciones es mostrado en la figura 2.12. Nótese que el área entre las curvas de  $F_s$  y  $F_R$  es representativa del espacio poroso que contiene hidrocarburos. Este método añade una tercera dimensión al subdividir dicho espacio en dos partes, una que contiene aceite residual y la otra que contiene aceite móvil. Esta representación es de gran ayuda para establecer los intervalos de mayor producción, siendo éstos los que tienen mayor cantidad de aceite móvil.

El F – MOP compara tres factores de resistividad de formación calculados con tres diferentes aproximaciones. Además de comparar  $F_{xo}$  y  $F_s$ , el gráfico también compara  $F_{xo}$  con un factor de resistividad de formación  $F_R$ , calculado de la curva de resistividad profunda.  $F_R$  es definido como:

$$F_R = \frac{R_{deep}}{R_w} \quad (2.7.1)$$

Asumiendo que  $R_{deep} = R_t$  queda:

$$F_R = \frac{R_t}{R_w} = \frac{F}{S_w^2} \quad (2.7.2)$$

$F_{xo}$  y  $F_s$  vienen dados por las ecuaciones vistas en la aproximación de  $F_{xo}/F_s$ . Las tres curvas de  $F$  son graficadas en escala logarítmica como se muestra en la figura 2.12.

Combinando las ecuaciones de  $F_{xo}$  y de  $F_R$  se tiene:

$$\frac{F_R}{F_{xo}} = \left( \frac{S_{xo}}{S_w} \right)^2 \quad (2.7.3)$$

Considerando el proceso de invasión del filtrado del lodo en una capa permeable, si  $S_{xo}$  es alto, la saturación de aceite residual ( $S_{or}$ ) es baja, por lo que una gran cantidad del aceite que se encontraba allí fue removida por el efecto de invasión durante el proceso de perforación. Por otra parte, si  $S_{xo}$  es cercano a  $S_w$ , quiere decir que una muy

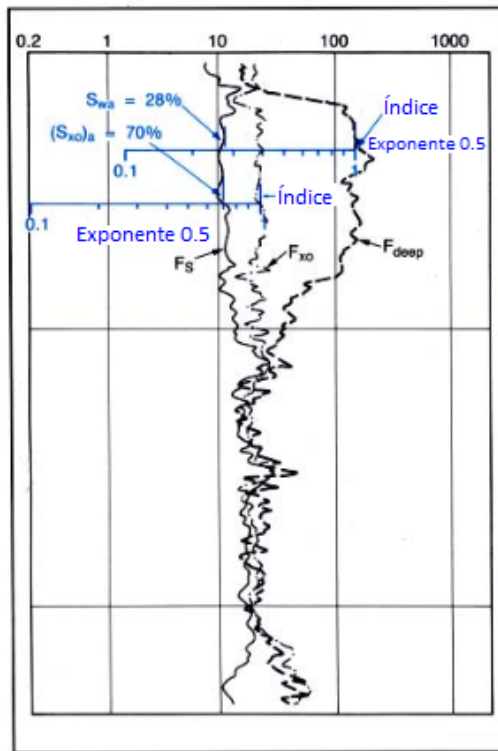


Figura 2.12: Método F – MOP. Tomado de Schlumberger (1978).

poca cantidad de aceite fue desplazado. En tales casos la formación podría ser de baja productividad.

De lo anterior y de la ecuación (2.7.3) puede deducirse fácilmente que una separación entre las curvas de  $F_R$  y  $F_{xo}$  es un indicio cualitativo de hidrocarburos móviles, mientras que el área entre las curvas de  $F_s$  y  $F_{xo}$  del F – MOP es una medida de la saturación residual de aceite. Una estimación cuantitativa de la movilidad de los hidrocarburos se puede obtener mediante la comparación de los valores de  $S_w$  y  $S_{xo}$  que pueden ser determinados de las curvas de  $F$ .

La razón de  $F_{xo}/F_s$  dada en la ecuación (2.3.8) (en el subtema Aproximación  $F_{xo}/F_s$ ) puede ser expresada logarítmicamente como:

$$\log S_{xo} = 0.5 \left( \log F_s - \log F_{xo} \right) \tag{2.7.4}$$

En una escala logarítmica, la separación entre  $F_s$  y  $F_{xo}$  es proporcional a  $S_{xo}$ .  $F_R/F_s$  puede deducirse, siendo:

$$\frac{F_R}{F_s} = \frac{1}{S_w^2} \tag{2.7.5}$$



En forma logarítmica:

$$\log S_w = 0.5 \left( \log F_s - \log F_R \right) \quad (2.7.6)$$

Como en el caso de  $S_{x_o}$ , la separación entre  $F_s$  y  $F_R$  es proporcional a  $S_w$ . El valor de  $S_{m_o}$  es calculado a partir de  $S_w$  y  $S_{x_o}$ , los cuales son determinados como se muestra en la figura 2.12 aplicando la superposición de escalas logarítmicas con exponente 0.5.

En la práctica, una vez que han sido graficadas las tres curvas, es común el resaltar mediante algún color las áreas correspondientes (por ejemplo, negro para el aceite residual, verde para el aceite móvil y azul para el agua). Hay que observar que las zonas con porosidad nula nunca aparecen en el registro logarítmico, debido a que los valores de  $F$  o  $R_t$  correspondientes a  $\phi = 0$  tienden a ser infinitos. Una línea arbitraria es, por lo tanto, seleccionada como un límite del lado derecho del registro para resaltar en color azul la cantidad de agua.

El F – MOP provee un registro de interpretación rápida cualitativa gráfica de la porosidad, saturación de agua, hidrocarburos residuales e hidrocarburos móviles. Aunque se pueden obtener los valores cuantitativos leyéndolos con una retícula transparente en escala logarítmica de exponente 0.5, como se muestra en la figura 2.12. Un registro cuantitativo de los parámetros anteriores es obtenido por otra versión de MOP generado en términos de la porosidad en lugar del factor de formación. Esta gráfica compara los valores de porosidad calculados por el registro sónico,  $F_{x_o}$  y  $F_R$ . Estas propiedades son definidas como  $\phi_S$ ,  $\phi_{x_o}$  y  $\phi_R$ , respectivamente, y son graficados en una escala lineal.

Con una relación  $F - \phi$  de la forma  $F = \phi^{-2}$ , considerando  $S_w = 1$  con un par de ecuaciones se obtiene:

$$\phi_{x_o} = \sqrt{\frac{R_{mf}}{R_{x_o}}} \quad (2.7.7)$$

$$\text{y } \phi_R = \sqrt{\frac{R_w}{R_t}} \quad (2.7.8)$$

Sustituyendo  $R_{x_o}$  y  $R_t$  con  $FR_{mf}/S_{x_o}^2$  y  $FR_w/S_w^2$  respectivamente, y recordando que la porosidad del registro sónico es equivalente a la porosidad real en el caso de formaciones limpias saturadas de líquidos, resulta entonces en el siguiente conjunto de

ecuaciones:

$$\begin{cases} \phi_S = \phi \\ \phi_{xo} = \phi S_{xo} \\ \phi_R = \phi S_w \end{cases} \quad (2.7.9)$$

Estas expresiones muestran que  $\phi_{xo}$  y  $\phi_R$  son volúmenes brutos de agua en las zonas invadidas (lavada) y no invadidas (virgen) de la formación, respectivamente.

Lo significativo de los valores relativos de las tres porosidades puede ser resumido como sigue:

En zonas con agua:

$$\phi_S = \phi_{xo} = \phi_R \quad (2.7.10)$$

En zonas con hidrocarburos con saturación no móvil:

$$\phi_S > \phi_{xo} = \phi_R \quad (2.7.11)$$

En zonas con hidrocarburos con saturación móvil:

$$\phi_S > \phi_{xo} > \phi_R \quad (2.7.12)$$

Las ecuaciones (2.7.9) indican que:

$$\phi_S - \phi_R = \phi (1 - S_w) = \phi S_{hc} \quad (2.7.13)$$

$$\text{y } \phi_{xo} - \phi_R = \phi (S_{xo} - S_w) = \phi S_{mo} \quad (2.7.14)$$

Además de indicar cualitativamente la presencia de hidrocarburos móviles, la separación entre las curvas de  $\phi_S$  y  $\phi_R$  y entre las curvas  $\phi_{xo}$  y  $\phi_R$  es una medida cuantitativa del volumen bruto de aceite *in situ* y de los hidrocarburos móviles, respectivamente. Además de ser usada como una técnica de interpretación rápida, la porosidad MOP es utilizada en la presentación de una interpretación profunda procesada por computadora.

conteos por segundo o unidades equivalentes.

## 2.8. Interpretación general con lodos salados

Una inspección de lodos salados, es un conjunto de registros tomados en un pozo que contiene lodo muy salado y consta de la siguiente combinación:

1. Una curva de rayos gamma para definición litológica porque el registro SP generalmente es muy reducido, lo que no lo hace relevante. De cualquier modo, si hay contraste suficiente entre  $R_{mf}$  y  $R_w$  y se usa un SP de alta sensibilidad (5 mV/división), es posible grabar satisfactoriamente la curva SP.
2. Un laterolog para determinar  $R_t$ . El valor de  $R_{xo}$  generalmente es despreciable comparado con  $R_t$  en secciones que contienen gas y aceite, de tal manera que podría asumirse que  $R_{LL} \cong R_t$ . Si se desea, podría corregirse el laterolog debido a la invasión.
3. Un registro microenfocado para determinar  $R_{xo}$ . En lodos salados, el espesor del enjarre generalmente es tan pequeño que  $R_{MLL}$  lee  $R_{xo}$  directamente.

De esto último se podría entonces, escribir las siguientes ecuaciones:

$$S_w^2 = \frac{FR_w}{R_{LL}} \quad (2.8.1)$$

$$S_{xo}^2 = \frac{FR_{mf}}{R_{MLL}} \quad (2.8.2)$$

Dividiendo término por término:

$$\left(\frac{S_w}{S_{xo}}\right)^2 = \frac{R_w}{R_{mf}} \frac{R_{MLL}}{R_{LL}} \quad (2.8.3)$$

Si se realiza la asunción de Tixier de  $S_{xo} \cong \sqrt{S_w}$ , entonces, por sustitución se encuentra que:

$$S_w \cong \frac{R_w}{R_{mf}} \frac{R_{MLL}}{R_{LL}} \quad (2.8.4)$$

Esta relación lleva a una técnica de interpretación simple para lodos salados, para los que se pueden considerar dos casos:

### ■ Caso donde no hay SP

En este caso  $R_{mf} \cong R_w$  y la ecuación de interpretación se vuelve todavía más

simple:

$$S_w \cong \frac{R_{MLL}}{R_{LL}} \quad (2.8.5)$$

Para aplicar esta fórmula es necesario alinear los eventos correspondientes en el laterolog y el registro microenfocado por medio de un borde recto, para hacer lecturas armónicas promedio sobre ambas curvas a estos niveles y ello muestra tendencias similares de resistividad en ambas curvas para, finalmente, hacer el cociente  $R_{MLL}/R_{LL}$ . Un gran número de tales interpretaciones puede ser realizado en poco tiempo y las zonas potencialmente productoras son descubiertas. Hay que considerar que las interpretaciones no se deben tomar en cuenta en secciones de lutitas.

■ **Caso en el que hay SP**

En este caso  $R_{mf} \neq R_w$ . Se emplea la misma técnica que la anterior, pero ahora es necesario corregir el cociente  $R_{MLL}/R_{LL}$  por el cociente  $R_w/R_{mf}$  para obtener el valor corregido de  $S_w$ . Es importante observar la polaridad de la curva SP para asegurar ya sea si  $R_w/R_{mf}$  es menor a 1 (– SP) o mayor que 1 (+ SP).

## 2.9. Interpretación general en agujeros sin líquido

En un agujero vacío, esto es, un pozo perforado con espuma, aire o gas, no hay un fluido conductor. En este caso la única herramienta de resistividad que puede ser utilizada es la de los registros de inducción.

Bajo ciertas condiciones bajo balance, el agua de formación puede llegar a acumularse en el pozo y cubrir la formación de interés lo suficiente para permitir el uso de registros eléctricos convencionales y registros de conductividad enfocada.

En general, se asumirá que el agujero no tiene líquido y que la presión del gas predominante es baja. Puede ser el caso de un pozo productor de gas o cuando se perfora un yacimiento saturado con el propósito de estudiar las posibilidades del uso de recuperación secundaria. Esto último provee una aplicación interesante de una interpretación de registros de pozo para la planeación de operaciones de ingeniería de yacimientos.

En un yacimiento saturado existen tres saturaciones, relacionadas como:

$$S_o + S_g + S_w = 1 \quad (2.9.1)$$

En la planeación de un proyecto de recuperación secundaria, las tres saturaciones deben ser conocidas; donde  $S_o$  es la saturación de aceite,  $S_g$  es la saturación de gas, y  $S_w$  es la saturación de agua. La saturación  $S_o$  es el valor que puede hacer que el proyecto sea atractivo o no, así como el factor que proveerá la cantidad de aceite recuperable.

La determinación de estas tres saturaciones junto con la porosidad es posible por la combinación de una herramienta de resistividad de investigación profunda (registro de inducción si no se presenta agua en el agujero, laterolog cuando el agua de formación cubre a la misma), un registro neutrón y un registro de densidad.

La razón de por qué esta combinación de registros permite la determinación de las saturaciones de aceite y gas es porque el funcionamiento de dichos registros es independiente del tipo de fluido en el pozo. El gas a baja presión es una sustancia pobre en hidrógeno y el registro de neutrón se desvía más a la derecha cuando hay presencia de gas, que cuando el espacio poroso está completamente saturado con agua y aceite, debido a que estos líquidos tienen la misma riqueza en hidrógeno. En contraste, cuando se emplea el registro de densidad, se registra una menor  $\rho_b$  de la roca que cuando está completamente saturada con agua y aceite.

Debido a que la densidad del agua varía entre 0.95 y 1.10 dependiendo de su salinidad y la temperatura, mientras que la densidad del aceite varía entre 0.6 y 0.85, es posible escribir una aproximación general (Rodermund et al):

$$S_{\text{líquido}} = \rho_{\text{fluido}} \quad (2.9.2)$$

Esto porque la densidad del gas es despreciable a baja presión y las densidades del agua y del aceite promedian aproximadamente 1. El intérprete debe considerar esto como una aproximación. La respuesta del registro neutrón es tal que:

$$\phi S_{\text{líquido}} = \phi_N \quad (2.9.3)$$

Debido a que el registro neutrón responde casi igual a la saturación de agua y de aceite.

Por consiguiente:

$$\rho_{fluido} = \frac{\phi_N}{\phi} \quad (2.9.4)$$

De la respuesta a la porosidad del registro de densidad, se tiene:

$$\phi_D = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad (2.9.5)$$

Sustituyendo  $\rho_f$  por su valor en la ecuación anterior y reordenando queda:

$$\phi = \frac{\rho_{ma} - \rho_b + \phi_N}{\rho_{ma}} \quad (2.9.6)$$

De la combinación de las curvas de porosidad neutrón y porosidad densidad es posible determinar la porosidad total cuando se conoce la densidad de la matriz. Entonces  $S_{líquido}$  es calculada con la ecuación (2.9.3) y  $S_g$  se obtiene con (2.9.1). La figura 2.13 brinda una solución para este sistema de ecuaciones.

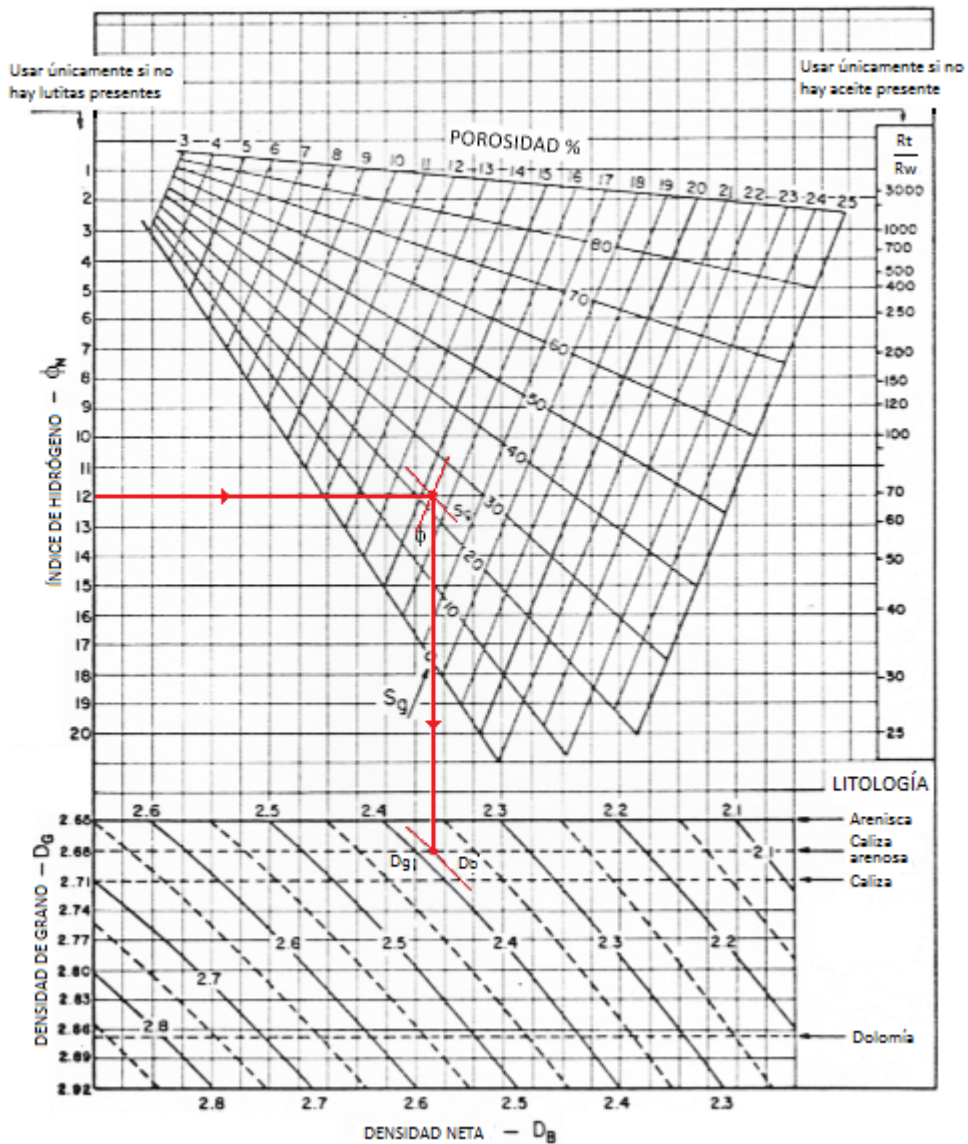


Figura 2.13: Determinación de la porosidad y la saturación de gas para programas de toma de registros en agujeros sin líquido. Tomado de Pirson (1963).

En caso de que la formación de interés sea arcillosa, es necesario aplicar los factores de corrección por arcillosidad para determinar la porosidad con la curva del registro de neutrón. La saturación de agua ( $S_w$ ) es obtenida por las técnicas usuales basadas en la ecuación de Archie y la saturación de aceite se determina por la diferencia.

Cuando uno de los fluidos hidrocarburos no está presente en la formación (ya sea gas o aceite), es posible usar la figura 2.13 ingresando por la derecha con el cociente  $R_t/R_w$  para determinar  $S_w$  y la saturación de la única fase de hidrocarburo.

## 2.10. Otros *quick looks*

### 2.10.1. Combinación NMR – DPHI

Usualmente para la detección de gas se emplea la combinación por cruce de curvas de porosidad densidad – porosidad neutrón, los cuales requieren de correcciones ambientales y son influidos por el contenido de arcilla, llegando a casos en los que el alto contenido de arcilla impide la detección.

Gracias a la introducción de tecnología de NMR se ha podido obtener, entre otras, una curva de porosidad total. Con ello una nueva técnica de interpretación rápida ha sido desarrollada usando la combinación porosidad densidad - porosidad total, lo cual permite la identificación de capas de gas y la determinación del contenido de arcilla.

Cuando se realiza la comparación entre la porosidad densidad y la porosidad neutrón en areniscas o calizas, se puede reconocer el cruce típico que permite la detección de hidrocarburos, en el que  $\phi_N < \phi_D$ . Para que dicho cruce de curvas sea más contrastante aún, se recomienda el uso del registro de CNL en pozos entubados.

Esto se aprecia en la figura 2.14 en donde se compara la combinación DPHI-TNPH tomada en el mismo pozo, primero descubierto y luego entubado.



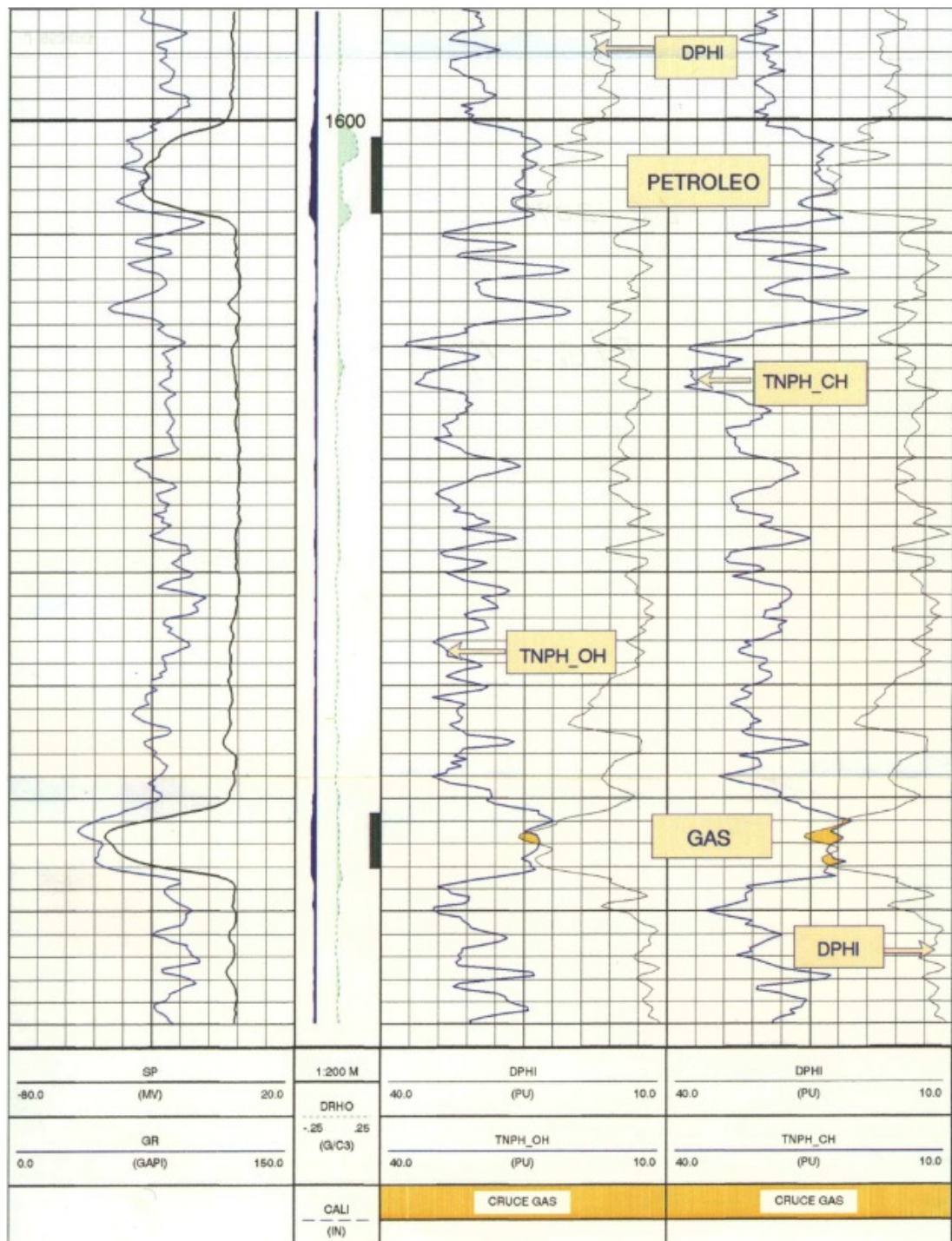


Figura 2.14: Comparación del DPHI – TNPH en agujero descubierto y entubado. Tomado de Breda (2000).

En formaciones donde solamente se encuentre presente la fase líquida, ambos registros cuantifican de manera precisa la porosidad total. Pero en caso de presencia de gas, la respuesta de ambas herramientas cambia considerablemente, lo cual provoca desvia-

ciones de la estimación de la porosidad real. Los principales factores que causan esta desviación son:

- El valor de  $\phi_{NMR}$  se reduce cuando el índice de hidrógeno del gas decrece.
- El valor de  $\phi_{NMR}$  decrece con la polarización parcial.
- El valor de  $\phi_D$  aumenta cuando la densidad del gas disminuye.

La baja densidad del gas causa una reducción en la señal de NMR, resultando en una subestimación de la porosidad aparente. El registro de densidad, por su parte, da una porosidad que es sobreestimada debido a la presencia de dicho gas.

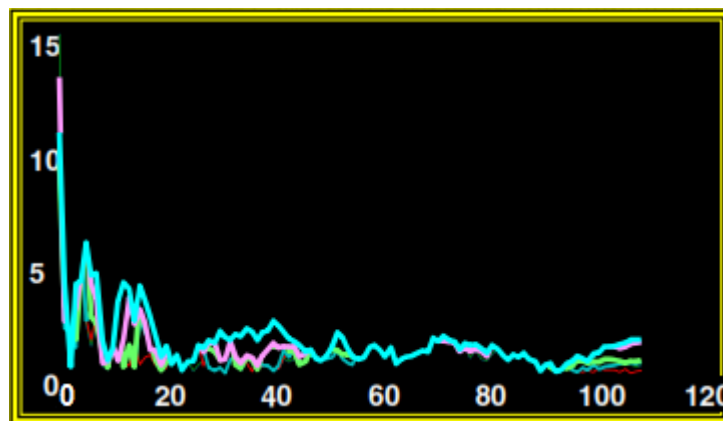


Figura 2.15: Distribución de  $T_2$  en una capa con gas. Tomado de Breda (2000).

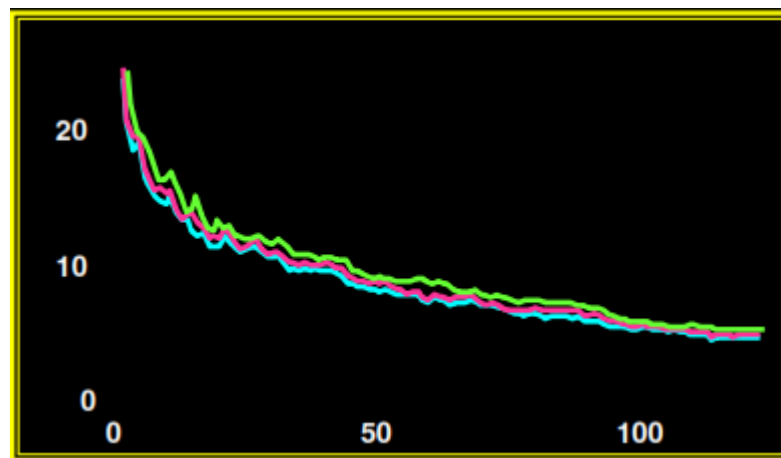


Figura 2.16: Distribución de  $T_2$  en una capa con aceite. Tomado de Breda (2000).

Las nuevas herramientas tienen la capacidad de discriminar entre la porosidad total y la porosidad efectiva. Esto puede ser usado como un indicador de arcilla adicionalmente

a las curvas de SP y GR. Del mismo modo, la curva de porosidad total del NMR incluida en cualquier programa de análisis de registros geofísicos sirve como un indicador de gas y arcilla. Esta combinación es un excelente indicador de gases hidrocarburos, siendo tan buena como la combinación densidad – neutrón. Esto se puede ver en las figuras 2.17 y 2.18 en las que se estima la presencia de una zona de gas con el NMR – DPHI para posteriormente verificar dicha predicción con el DPHI – TNPH.

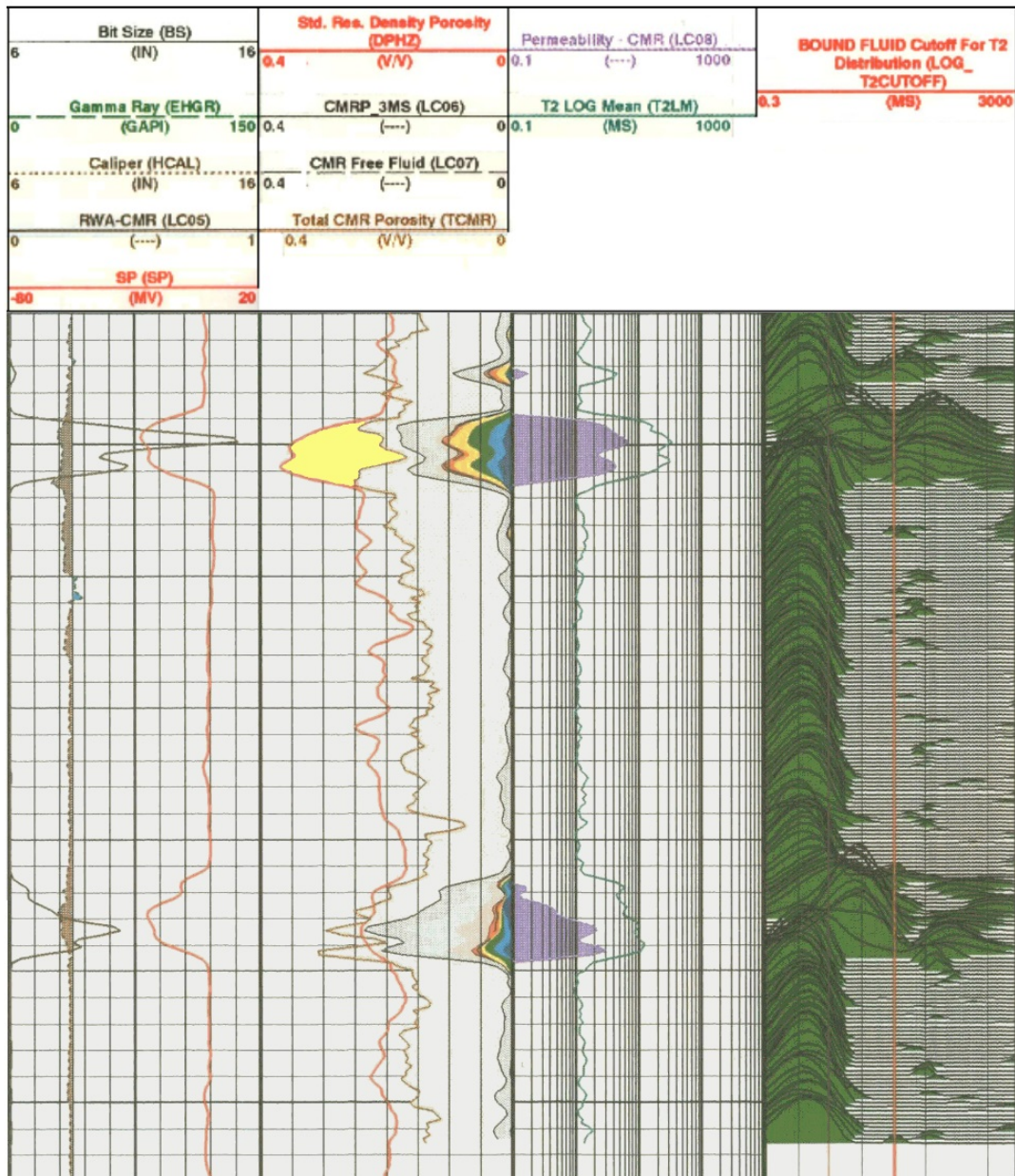


Figura 2.17: Detección de gas con la combinación NMR – DPHI. Tomado de Breda (2000).

Cuando la curva de NMR está disponible, sin efectos debido al agujero (rugosidad y exceso de enjarre), se pueden resolver las limitaciones de capas delgadas y los problemas de arcilla del registro de neutrón compensado.

Las ventajas de este método son:

- El NMR puede ser usado para identificar capas con gas, así como para detectar arcilla.
- Permite el ajuste de los valores iniciales de  $\rho_{ma}$  (los cuales son necesarios para realizar este análisis) de las diferentes formaciones que componen la columna litológica.
- Reducción del costo total del programa de toma de registros en un pozo.
- El uso del índice de permeabilidad obtenido del NMR permite decidir el empleo de estimulación mediante fracturamiento hidráulico de las capas de interés productivo en cualquier campo.
- Permite la detección de capas sin hidrocarburos.



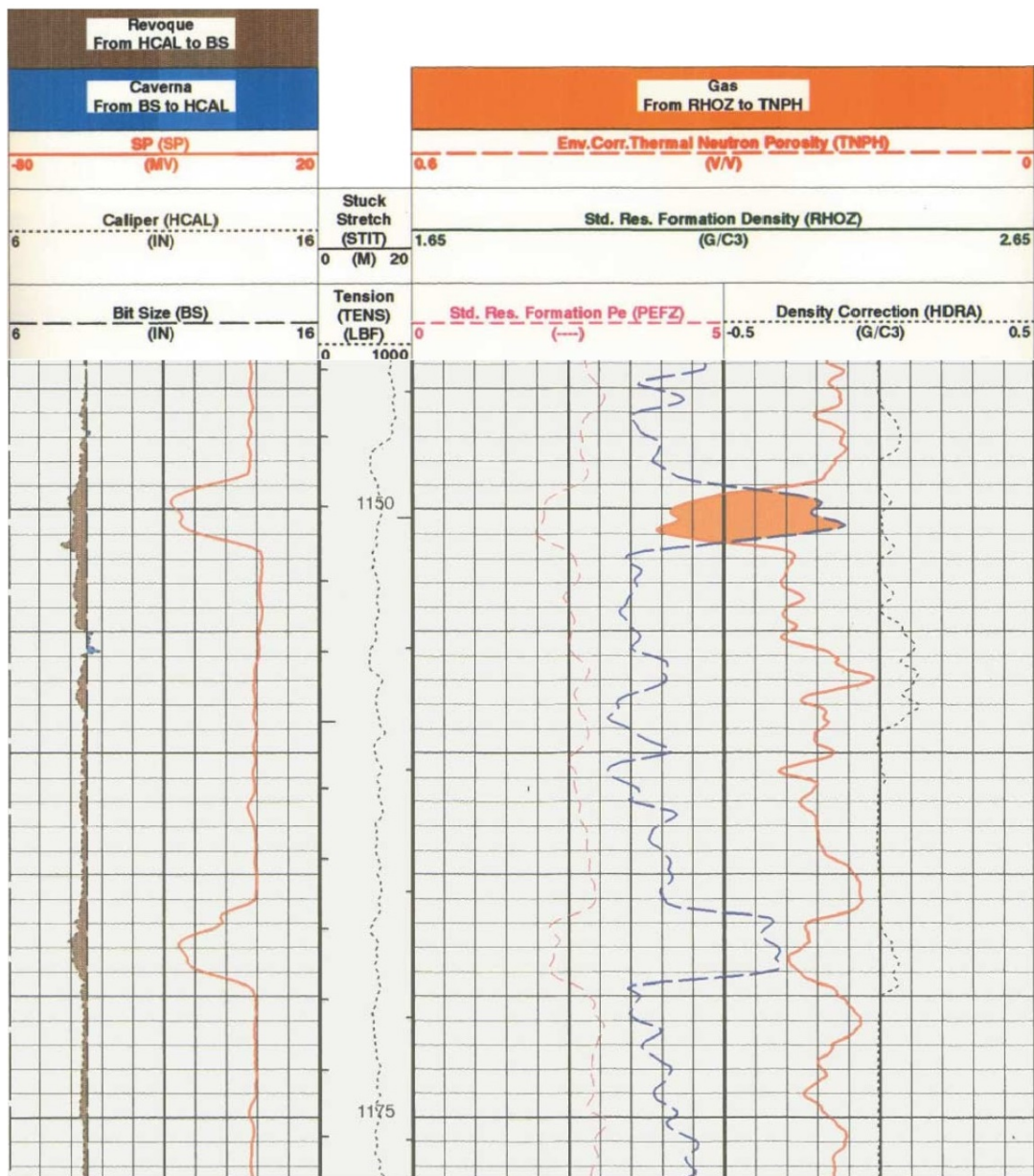


Figura 2.18: Detección de gas con la combinación TNPH – DPHI. Tomado de Breda (2000).

### 2.10.2. Combinación NMR – Dieléctrico

A través de la comparación de la porosidad independiente de la mineralogía proveída por el NMR y de la porosidad disponible de herramientas dieléctricas (escáner dieléctrico o dispersión dieléctrica multifrecuencia), las cuales son altamente dependientes del contenido de agua, se ha encontrado un método para realizar una interpretación cualitativa en el pozo.

En combinación con los métodos de  $R_w$  y  $R_{wa}$ , el uso de la combinación NMR-Dieléctrico permite la toma de decisiones de manera rápida para ahorrar tiempo en el proceso de terminación de un pozo. Este método ayuda en la identificación de zonas con hidrocarburos, ahorrando costos de terminación y al mismo tiempo reduciendo el riesgo de no considerar una zona productiva.

Como se comentó, el gas afecta las mediciones de la porosidad efectiva del NMR reduciendo su valor y en menor medida, la distribución de  $T_2$ , lo cual altera los cálculos de permeabilidad. Aunque tales efectos pueden corregirse en procesamientos posteriores, es muy útil contar con información confiable en el pozo.

Por su parte, el registro dieléctrico provee información importante para la evaluación del contenido del volumen poroso de la formación y de la calidad del fluido. La herramienta dieléctrica usa dos antenas para medir la diferencia de fase y la amplitud de una onda electromagnética que viaja a través de la formación. Con esta información puede ser calculado el volumen poroso ocupado por agua y  $R_{xo}$ .

Para este *quick look* las herramientas de NMR y el dieléctrico investigan la zona invadida, mientras que el SP es afectado por la variación de las condiciones entre la zona invadida y la zona virgen.

Las distintas curvas han sido acomodadas en la presentación del registro de la siguiente manera:

- En el primer carril se encuentra la superposición de  $R_w$  a partir del SP y de  $R_w$  obtenida de la relación  $R_w = (R_t R_{mf})/R_{xo}$ , la cual indica la presencia de hidrocarburos en la zona virgen y la capacidad de flujo.
- En el carril 2 se decidió graficar los valores de permeabilidad con la intención de compensar los errores de lectura del SP en lodos salados y para reportar el perfil de invasión. También se presenta un Caliper para fines de control de calidad.
- En el carril 3 se trazó la diferencia de  $R_w$ , la cual representa la movilidad de los hidrocarburos; así como la diferencia de porosidad medidas del NMR y del registro dieléctrico, lo cual muestra la saturación residual de hidrocarburos. La movilidad del hidrocarburo puede obtenerse mediante la combinación de la diferencia de  $R_w$  y la diferencia de  $\phi$ .

- En el cuarto carril se observa la superposición de las curvas de  $\phi_{NMR}$  y  $\phi_{Diel}$ , lo que permite la detección de hidrocarburo residual.

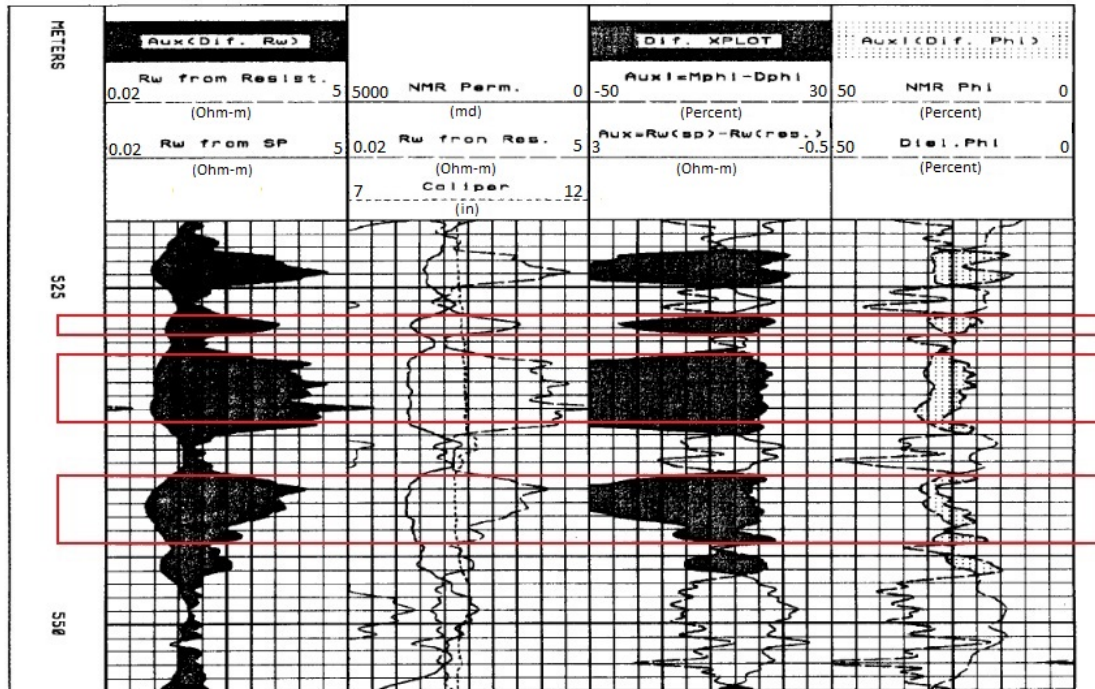


Figura 2.19: Pozo con intervalos productores de aceite. Tomado de Alguero (1997).

En resumen,  $\phi_{NMR} > \phi_{Diel}$  en presencia de saturación de aceite residual, dependiendo del tipo de gas y de su saturación,  $\phi_{Diel}$  decrecerá más que  $\phi_{NMR}$  en una zona de gas. En presencia de hidrocarburos,  $R_w$  aparente será mayor que  $R_w$  del SP sin importar los cambios en la salinidad del agua de formación, lo cual es muy importante en zonas exploratorias.

Algunas limitantes de este método es que en algunos casos las cavernas y la rugosidad del pozo pueden afectar las lecturas tanto del NMR como del registro dieléctrico. Además de esto, esta técnica no funciona cuando se emplea lodo base aceite o bien en lodos salados y/o agua dulce en la formación, cuando  $R_w = R_{mf}$ . La litología en donde se ha probado ha sido en terrígenos, principalmente areniscas y lutitas.

### 2.10.3. Sónico – Resistividad

Este método ha sido utilizado en yacimientos de lutitas para facilitar la identificación de posibles zonas productoras añadiendo la herramienta sónico compensado (BHC) al

arreglo convencional de registros, el cual incluye el densidad, el neutrón y el rayos gamma.

El BHC ha sido utilizado exitosamente para determinar la porosidad secundaria mediante la comparación de los valores de porosidad obtenidos de los registros de neutrón y densidad compensado. La ecuación (2.10.1) puede emplearse para encontrar el índice de porosidad secundaria:

$$I_{SP} = \frac{\phi_{xp} - \phi_s}{\phi_{xp}} \quad (2.10.1)$$

Siendo  $I_{SP}$  el índice de porosidad secundaria,  $\phi_{xp}$  la porosidad determinada del *cross-plot* de neutrón - densidad, y  $\phi_s$  la porosidad del registro sínico.

Se debe considerar que el salto de ciclo en el registro sínico es un indicador de posible presencia de gas o fracturas. Sin embargo, la importancia del BHC radica cuando la información obtenida de la herramienta es usada para crear una visualización de las formas de onda, el cual muestra gráficamente los cambios en la amplitud y el tiempo de viaje de las ondas compresional, de cizalla y de tubo (Stoneley).

La presencia de una fractura puede incrementar el tiempo de viaje y atenuar e incluso distorsionar la amplitud de la forma de onda. El ángulo en que la fractura atraviesa al pozo contribuye a la atenuación relativa de dicha forma de onda. La onda de cizalla exhibe la mayor atenuación de fracturas con ángulos de  $0^\circ$  a  $33^\circ$  y de  $78^\circ$  a  $90^\circ$  con respecto a la horizontal. Por su parte, la onda compresional es más atenuada por fracturas que se encuentran entre los  $33^\circ$  y  $78^\circ$ .

El registro de resistividad también puede ser usado para detectar fracturas. Cuando las fracturas están saturadas de un fluido con resistividad diferente al fluido contenido en los poros, la resistividad medida a varias profundidades de investigación podría mostrar anomalías inexplicables por el perfil de invasión usual.

Cualquier porosidad secundaria causada por fracturas debería ser detectada por la herramienta de densidad compensado. Si la cantidad de porosidad secundaria es pequeña con respecto a la porosidad total, ésta generalmente se encuentra "enmascarada" como resultado de las variaciones estadísticas, característica de todas las mediciones radiactivas.

Este método utiliza la presentación del registro de densidad variable (VDL) obtenido



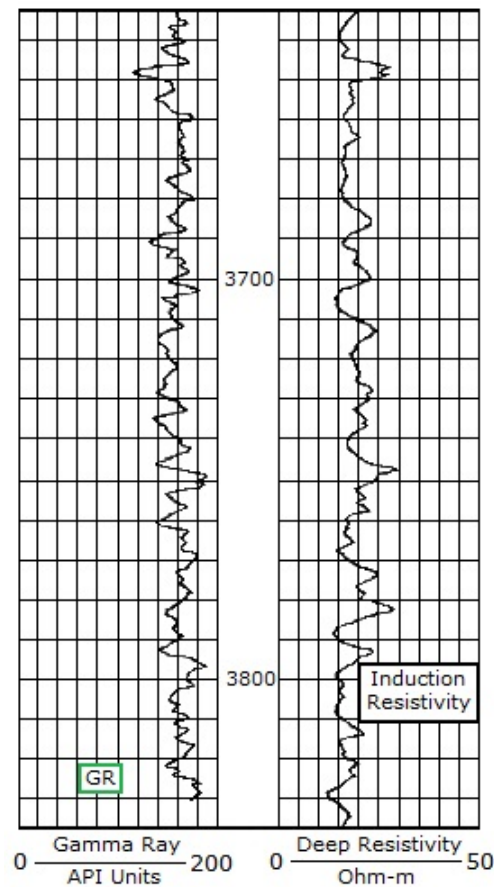


Figura 2.20: Registro de inducción en el carril derecho y rayos gamma naturales (GR) en el carril izquierdo. Modificado de Flower (1983).

del registro sísmico tal como se ve en la figura 2.21. Mediante la inversión de la curva del registro de inducción y la superposición sobre el VDL, se puede crear una condición en la que la resistividad incrementa de derecha a izquierda. El tiempo de viaje permanece igual, con el tiempo incrementando hacia la derecha. Superponiendo ambos registros y normalizando la curva de resistividad al primer arribo de cizalla en el espectro sísmico, ambas curvas coinciden casi perfectamente.

Ocasionalmente puede emplearse también la onda compresional en lugar de la de cizalla, dependiendo de en qué ángulo se sospeche que se encuentren las fracturas.

Una vez que la curva de resistividad ha sido normalizada adecuadamente, se puede observar que a través de lutitas o limos, ambas curvas coinciden. Por lo tanto, los intervalos donde esto no ocurre y se aprecia una separación, es indicador de posibles zonas de interés, como en la figura 2.22.

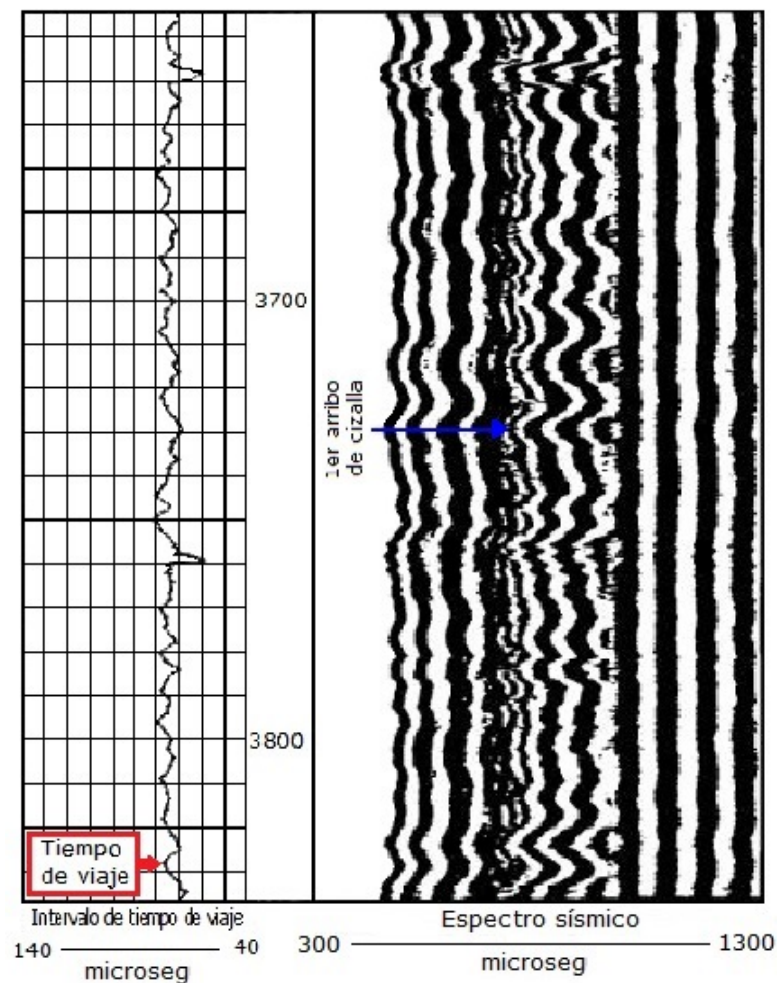


Figura 2.21: BHC con presentación VDL de un pozo. Modificado de Flower (1983).

Esta técnica también se puede usar en casos donde el pozo ha sido perforado con aire. Debido a que el registro sísmico no puede ser corrido sin líquido en el agujero, se emplea un registro de ruido o de temperatura que es corrido en el mismo viaje que el de densidad compensado, neutrón, rayos gamma y el caliper. El registro de inducción es tomado entonces en una segunda corrida.

Muchas veces se puede tener la visualización del VDL con el registro de adherencia de cemento (CBL) en pozo entubado, lo cual es efectivo económicamente cuando se trabaja en un pozo perforado con aire.

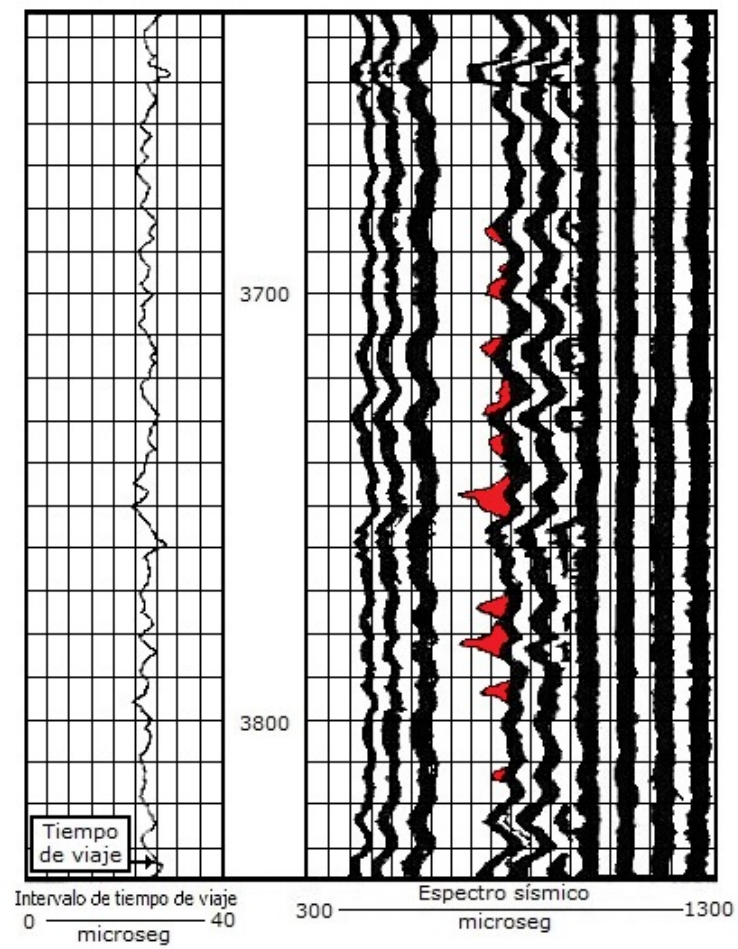


Figura 2.22: Superposición de la curva de inducción con el VDL de un pozo. Modificado de Flower (1983).

## Capítulo 3

# Casos de aplicación de interpretación rápida de registros

Con la finalidad de poner a prueba los métodos de interpretación rápida, en este capítulo se trabajó con datos de distintos pozos y se realizaron los *quick looks* necesarios para determinar la presencia de hidrocarburos en cada uno de ellos. Posteriormente se hizo una comparación de los resultados obtenidos dependiendo de las características de cada pozo.

### 3.1. Aplicación de interpretación rápida en terrígenos

#### 3.1.1. Caso aceite

Sea el pozo Terrígeno A un pozo exploratorio con una profundidad de 3,805.4 m en el cual se decidió adquirir un servicio Arreglo de Inducción/Rayos Gamma/Sónico/Densidad-Neutrón/Resonancia Magnética (HRI/CSNG/SDL/DNS/WSTT/MRIL) desde una profundidad de 3,805.4 m hasta 1,375.1 m. Los registros obtenidos del pozo se pueden ver en la figura 3.1:

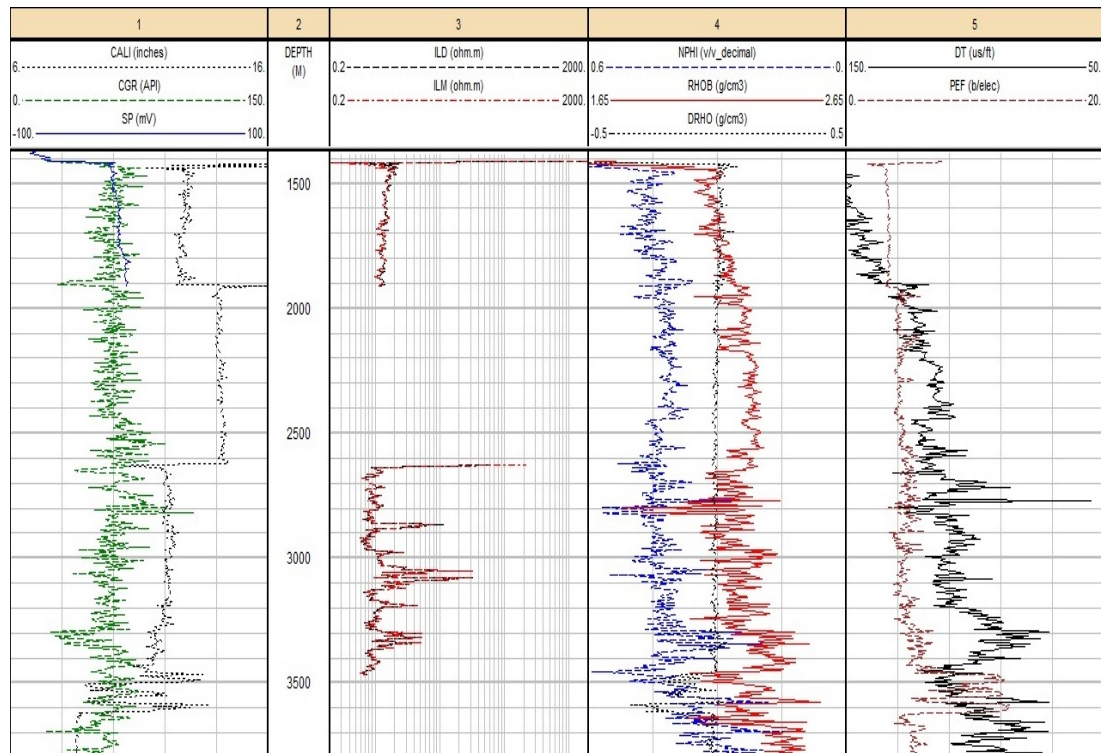


Figura 3.1: Registros geofísicos del pozo Terrígeno A a escala completa.

En este caso, se observa que el pozo fue perforado y registrado en 4 etapas, la información con la que se cuenta no es muy útil ya que los registros de inducción no se tomaron en 2 etapas del pozo, lo cual dificultaría la estimación de hidrocarburos en dichas zonas. Con base en la información disponible, se considera que los métodos más apropiados para análisis *quick look* son la curva de  $R_{wa}$ ,  $\log F$ , la comparación de porosidades y parcialmente los MOP's. Los resultados de dichos análisis se pueden ver en las figuras 3.2 y 3.3:

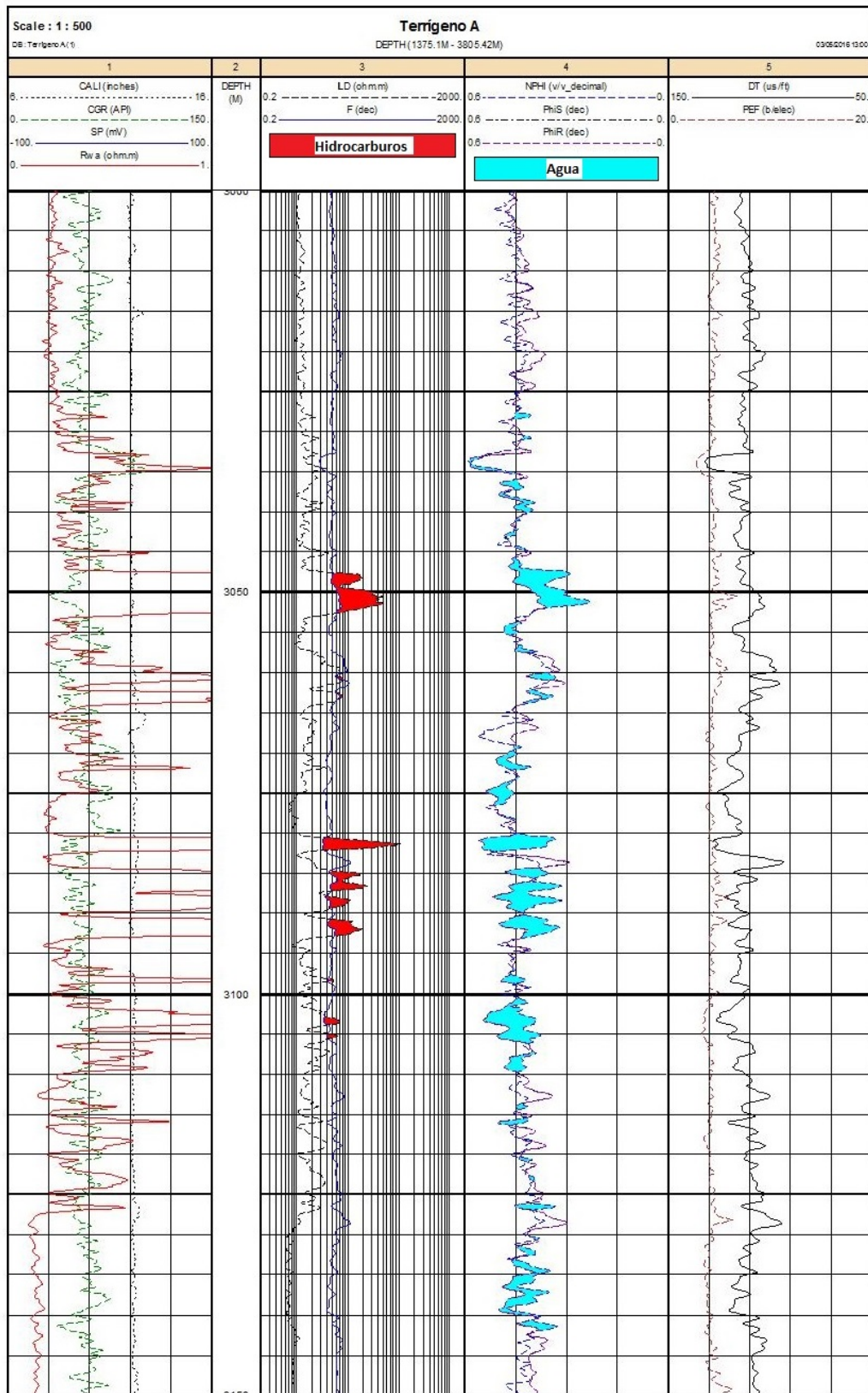


Figura 3.2: Quick looks en pozo Terrígeno A en el intervalo de 3,000 m a 3,150 m.



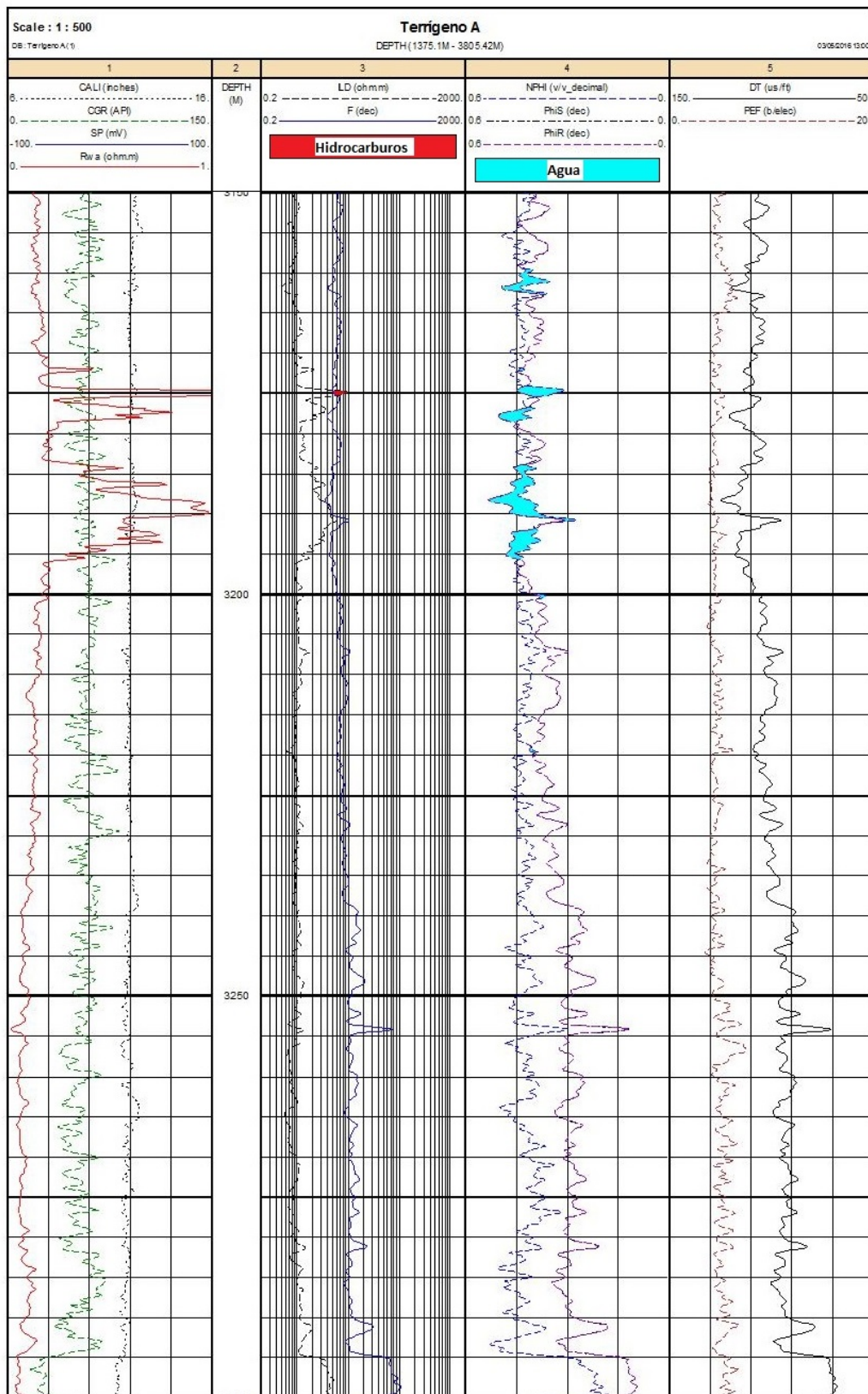


Figura 3.3: Quick looks en pozo Terrígeno A en el intervalo de 3,150 m a 3,300 m.

Primero se requirió determinar la porosidad de acuerdo al registro sísmico mediante la ecuación (3.1.1):

$$\phi_S = \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}} \quad (3.1.1)$$

Conociendo que  $\Delta t_f = 185 \mu\text{seg}/\text{ft}$  debido a que el pozo fue perforado con un lodo salado y que  $\Delta t_{ma} = 55.6 \mu\text{seg}/\text{ft}$  por tratarse de areniscas. Una vez graficada la curva calculada se procedió a determinar  $R_{wa}$  y  $F$  con las fórmulas:

$$R_{wa} = \phi_S^2 R_{deep} \quad (3.1.2)$$

$$F = \frac{R_{deep}}{R_{wa}} \quad (3.1.3)$$

Se usó como  $R_{deep}$  a  $R_{ILD}$ . El valor mínimo de la curva  $R_{wa}$  es  $0.1 \Omega\text{m}$ , por lo que para valores de  $R_{wa} > 0.5 \Omega\text{m}$  en intervalos permeables, potencialmente se tienen hidrocarburos.

En este caso para valores de  $R_{wa}$  superiores a 1 se identificaron intervalos con posibilidad de contener hidrocarburos. Esto se confirma con la curva del factor de formación, el cual corta a la curva de inducción profunda en los mismos intervalos.

Por otra parte, se puede determinar una porosidad mediante la resistividad (ecuación (3.1.4)).

$$\phi_R = \sqrt{\frac{R_w}{R_t}} \quad (3.1.4)$$

Como no se requiere de correcciones en los métodos de interpretación rápida,  $R_w$  se toma de  $R_{wa}$  y  $R_t$  se considera  $R_{deep} = R_{ILD}$  (la lectura de inducción profunda). Resulta ser que  $\phi_S$  y  $\phi_R$  son la misma curva. Ahora con ambas curvas y NPHI, se puede realizar otro análisis: se sabe de los diagramas de aceite móvil que si  $\phi_S = \phi_R$  entonces se tiene una zona con agua, pero al ser ambas curvas la misma en todo el registro, resulta inconveniente plantear esto. Por ello, mediante la comparación de porosidades, se decidió trabajar con la porosidad neutrón. Esto es, si  $\phi_N \leq \phi_R$  se tiene una zona con agua. Con este nuevo planteamiento, se resaltan las zonas con agua en el tramo a analizar; sin embargo, surge la contradicción con las curvas de  $F$  y  $R_{wa}$ .

En las figuras 3.4 y 3.5 se muestra la interpretación convencional (avanzada) en el pozo, con los intervalos disparados y probados para hidrocarburos. Dichos intervalos, coinciden con aquellos mostrados por las curvas de  $F$  y  $R_{wa}$ .



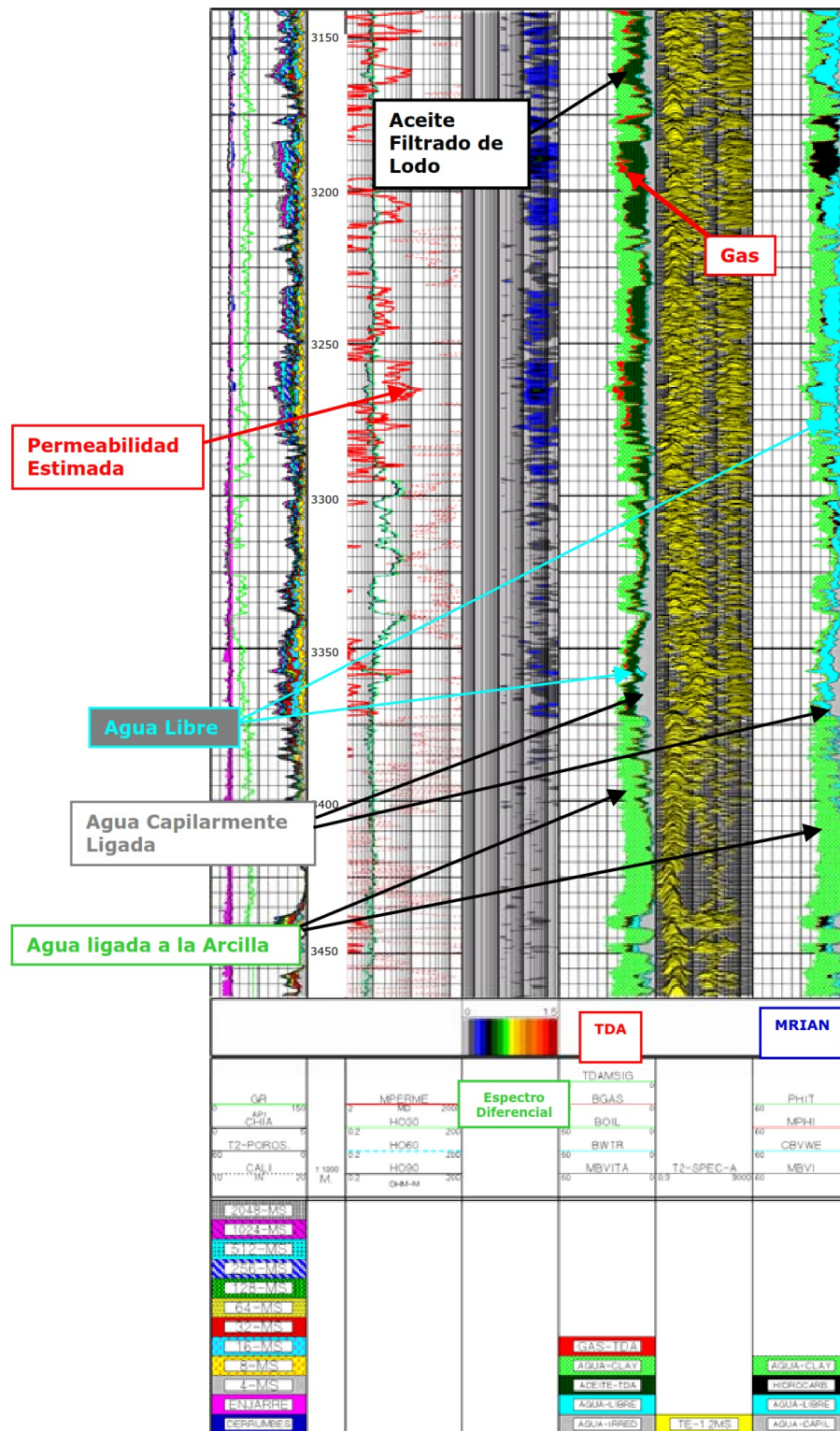


Figura 3.4: Presentación de una interpretación convencional (avanzada) de registros de pozos con los procesos TDA y MRIAN (Halliburton).

Haciendo una comparación con la interpretación hecha detalladamente (avanzada),

se puede ver que hay ciertas diferencias entre los procesos TDA y MRIAN (marcas de la compañía Halliburton), siendo más confiable la interpretación MRIAN, pues considera la movilidad de los fluidos mediante la interpretación del registro de Resonancia Magnética Nuclear (MRIL).

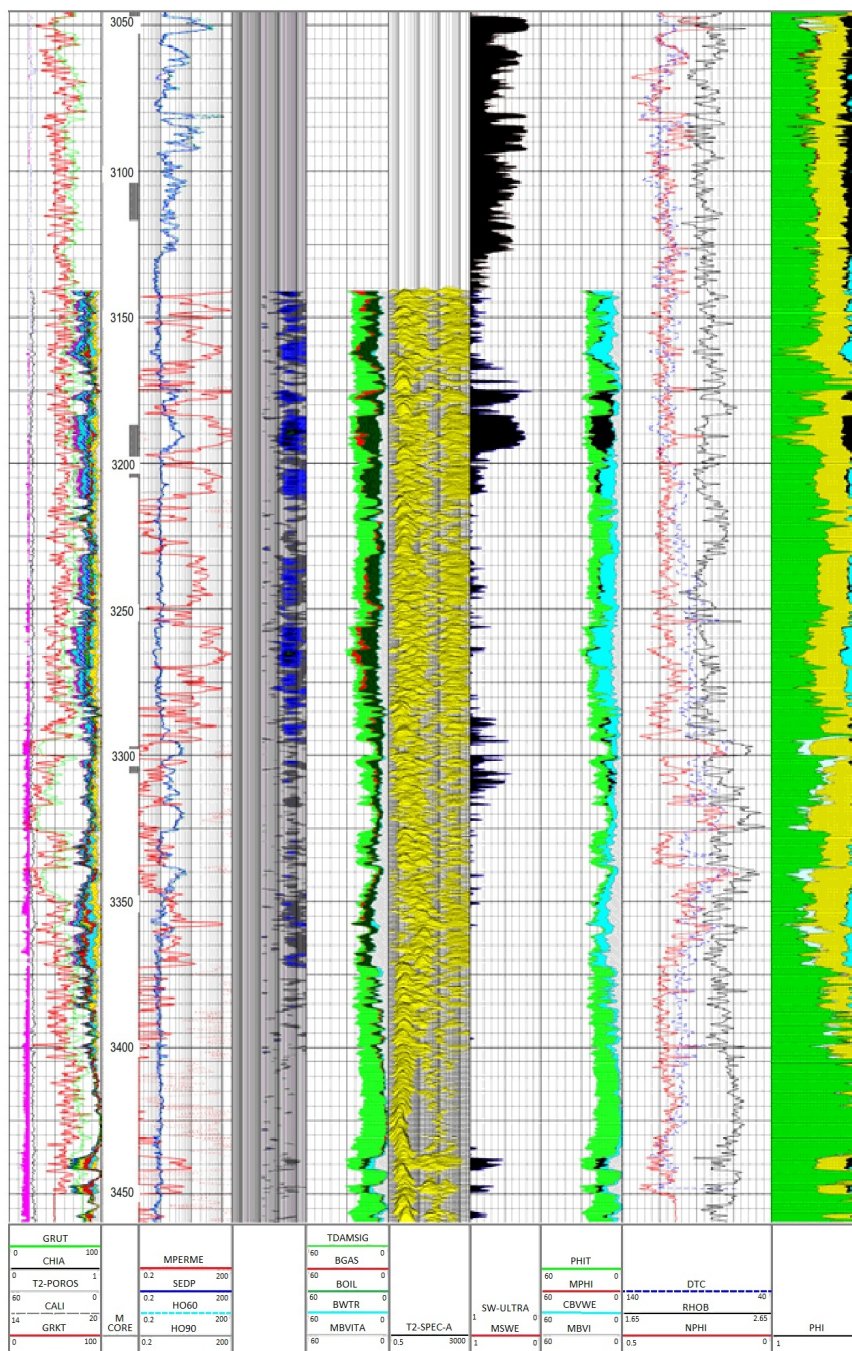


Figura 3.5: Interpretación convencional (avanzada) en pozo Terrígeno A mediante los métodos TDA y MRIAN (Halliburton).

## 3.1.2. Caso gas 1

Otro caso de estudio para los métodos de interpretación rápida se presenta en el pozo Terrígeno G1 perforado sobre un yacimiento en rocas terrígenas con una profundidad de 3,715 m. Se adquirió información en este pozo desde los 3,715 m hasta los 150 m de las curvas mostradas en la figura 3.6:

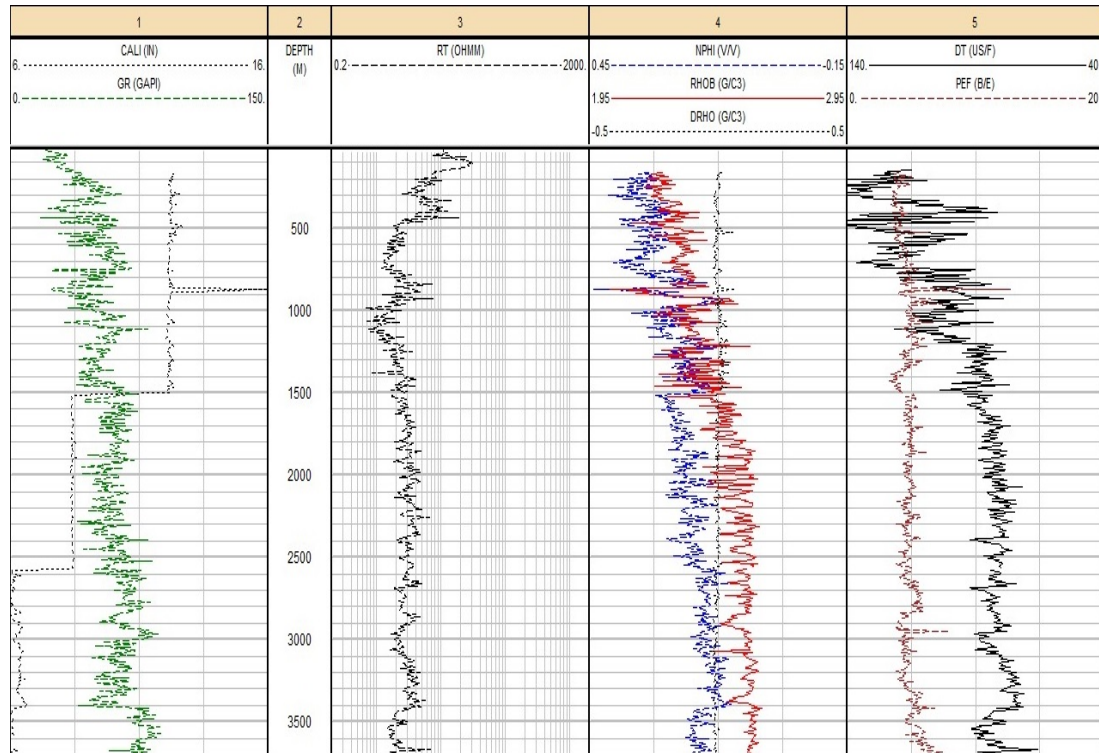


Figura 3.6: Registros geofísicos del pozo Terrígeno G1 a escala completa.

En este pozo casi no hay información, lo cual dificulta la identificación de hidrocarburos. La información de mayor utilidad es la curva de  $R_t$  y los registros de porosidad, siendo entonces los *quick looks* más convenientes la curva  $R_{wa}$ ,  $\log F$  y la comparación de porosidades.

Primero se requiere conocer las porosidades a partir de los registros sónico y de densidad, pero al no conocer  $\Delta t_f$  ni  $\rho_f$  no es posible hacer los cálculos convencionales. Por esta razón, se opta por utilizar la ecuación vista en la interpretación de agujeros sin líquido:

$$\phi_D = \frac{\rho_{ma} - \rho_b + \phi_N}{\rho_{ma}} \quad (3.1.5)$$

La cual surgió de la fórmula para el cálculo de la porosidad densidad. Así, se asumiría

que el pozo tiene gas y aceite. Una vez determinada  $\phi_D$ , ésta es graficada para observar su comportamiento respecto a NPHI, pudiendo apreciar que las curvas no se cruzan, por lo que descarta la idea de presencia de gas. Es por eso que al determinar una nueva porosidad, se emplea la ecuación:

$$\phi = \frac{\phi_D + \phi_N}{2} \quad (3.1.6)$$

Es recomendable usar esta nueva porosidad ya que es obtenida de dos fuentes distintas de porosidad ( $\phi_N$  y  $\phi_D$ ). Es esta porosidad la que se empleó para determinar  $R_{wa}$  y  $F_s$ , utilizando valores de  $a = 1$ ,  $m = 1.8$  y  $n = 2$ . Con estas curvas se puede ver que extrañamente no se detectan hidrocarburos, pues  $R_{wa}$  no sale de la escala y se mantiene casi siempre por debajo de 0.5 mientras que  $F_s$  nunca corta a la curva  $R_t$ . Al no poder identificar aún hidrocarburos en el pozo se recurre entonces a la ecuación (3.1.7):

$$\phi_R = \sqrt{\frac{R_{wa}}{R_t}} \quad (3.1.7)$$

Al comparar las porosidades, las curvas de  $\phi_N$  y  $\phi_R$  son las que muestran indicios de hidrocarburos. Al ser esta la única forma de determinar presencia de hidrocarburos en este pozo, se reanaliza la información recabada, en este caso, se puede ver que en ciertos intervalos en el que se indican hidrocarburos mediante la comparación de porosidades, hay un ligero incremento en los valores de  $R_{wa}$ .

En las figuras 3.7 a 3.14 se presentan los intervalos a las profundidades en que se detectaron hidrocarburos en el pozo Terrígeno G1 mediante *quick looks* y se comparan los mismos intervalos analizados detalladamente mediante interpretación convencional avanzada (figs. 3.7 a 3.14).



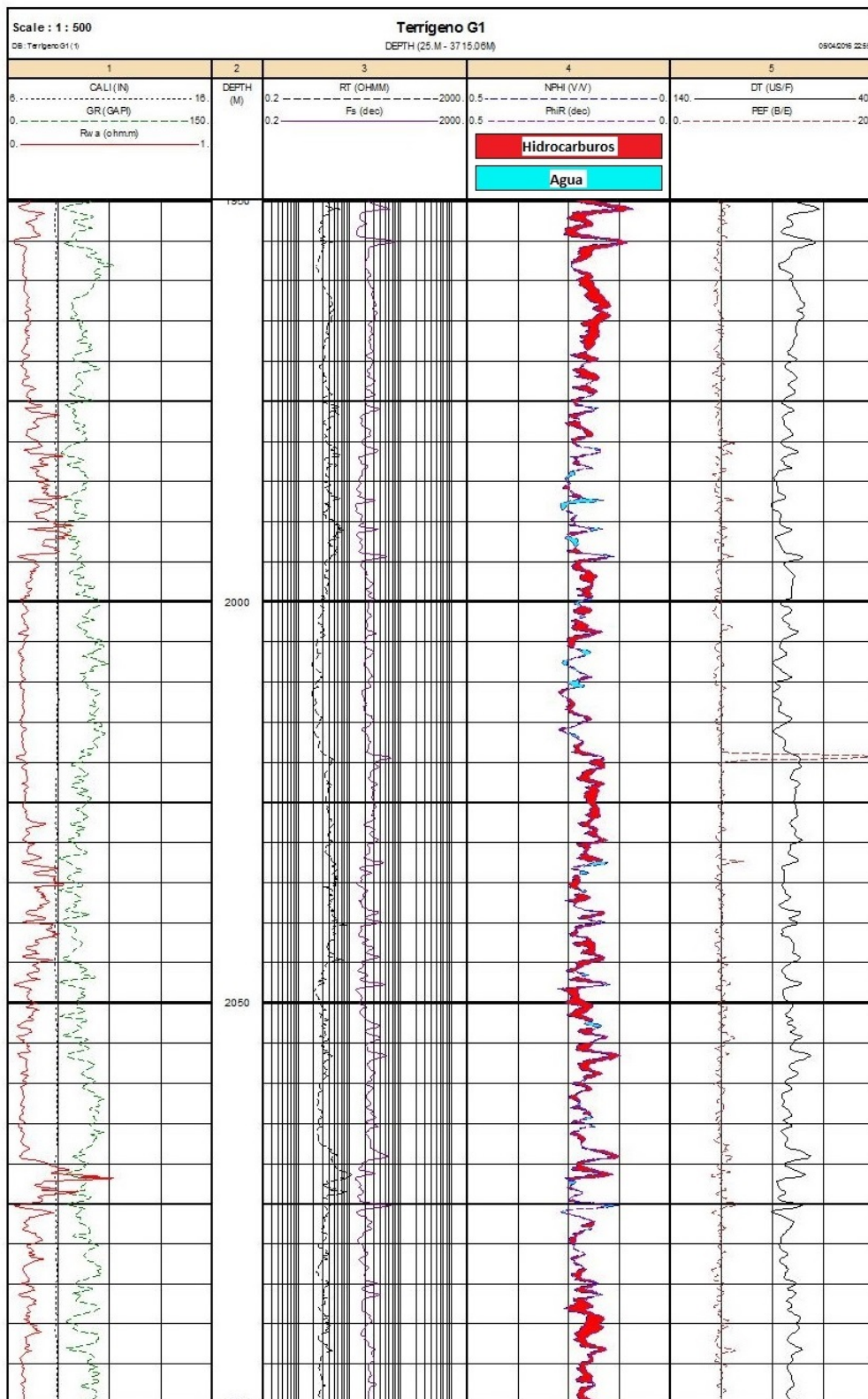


Figura 3.7: Detección de hidrocarburos en el intervalo de 1,950 m a 2,100 m del pozo Terrigeno G1 utilizando *quick looks*.

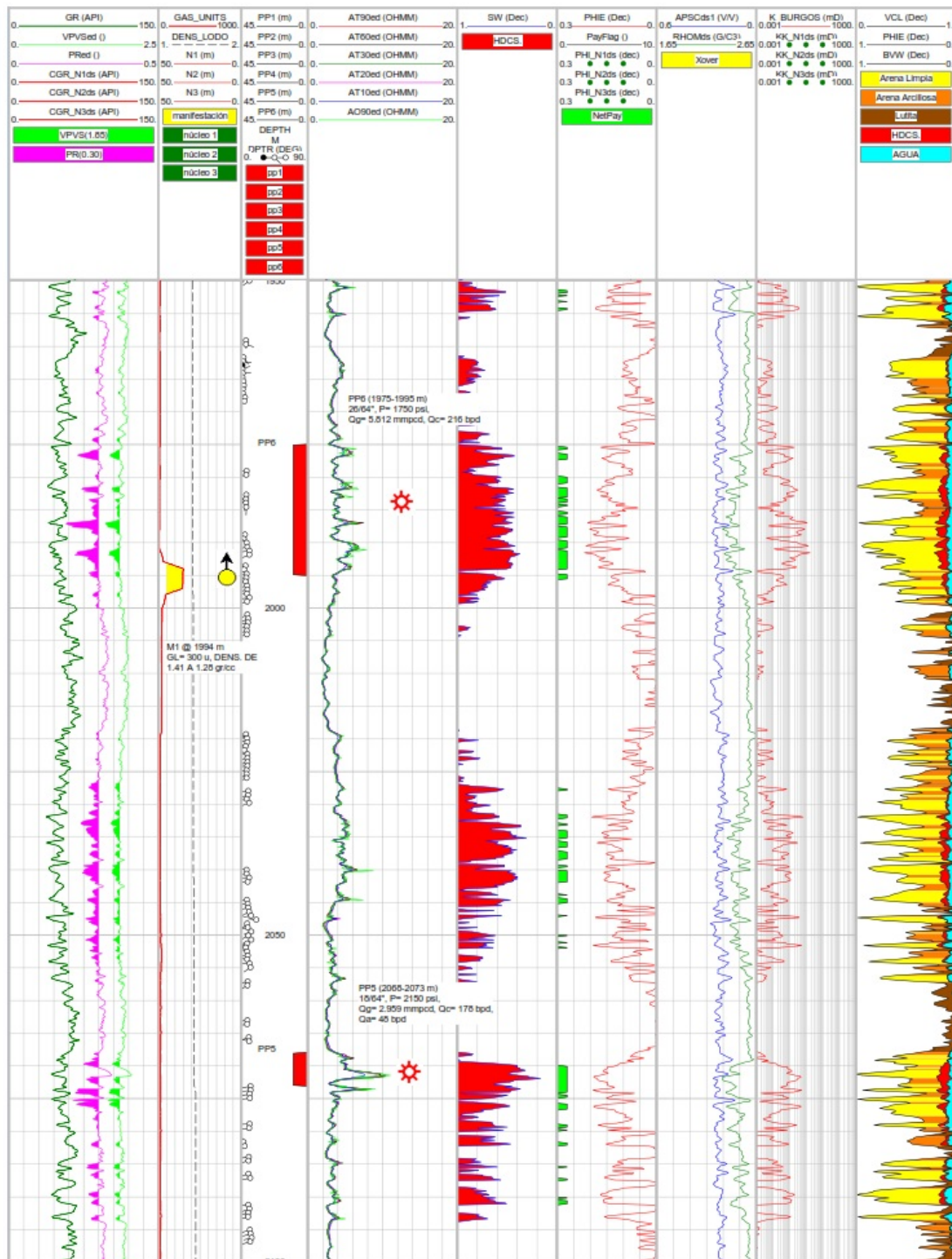


Figura 3.8: Detección de hidrocarburos en el intervalo de 1,950 m a 2,100 m del pozo Terrígeno G1 utilizando interpretación convencional avanzada.

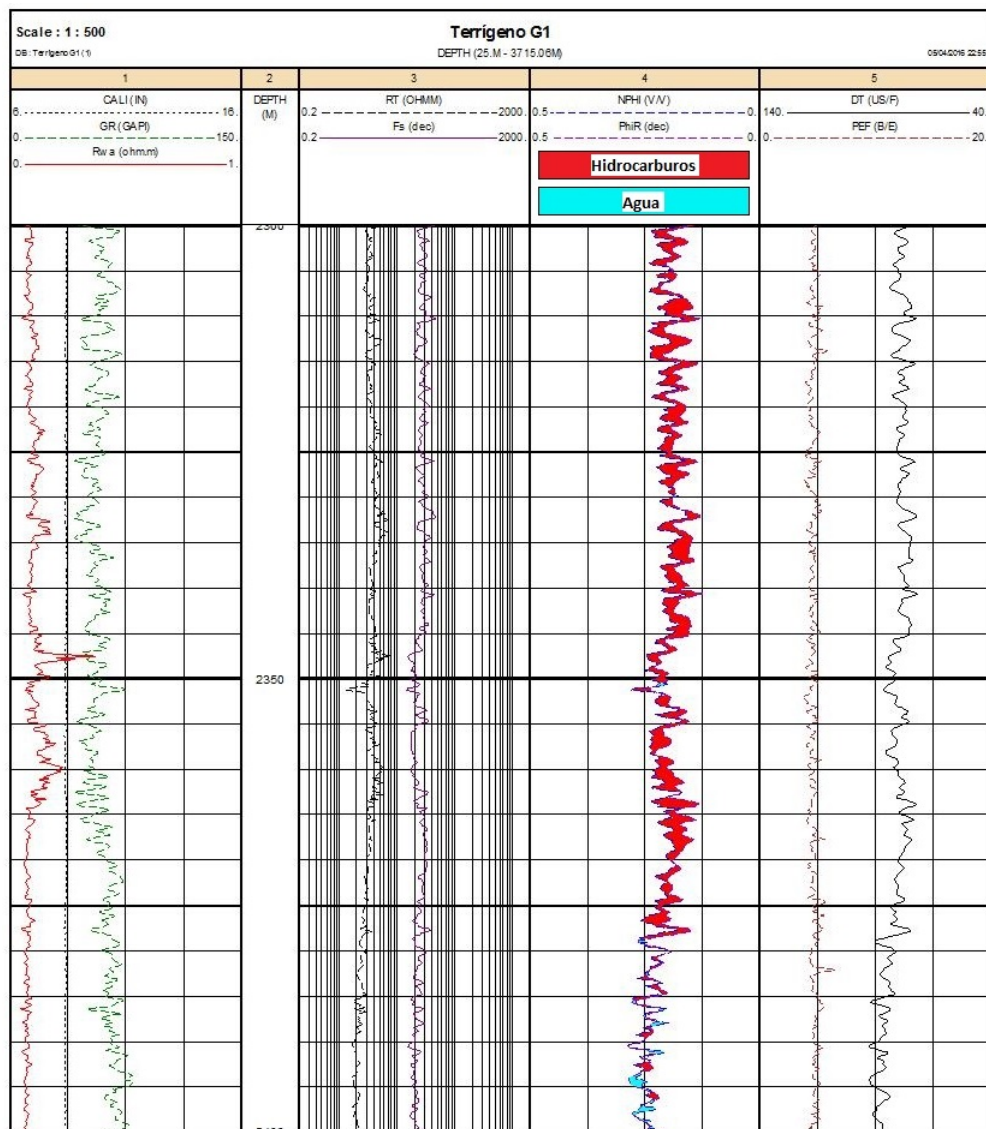


Figura 3.9: Detección de hidrocarburos en el intervalo de 2,300 m a 2,400 m del pozo Terrigeno G1 utilizando *quick looks*.



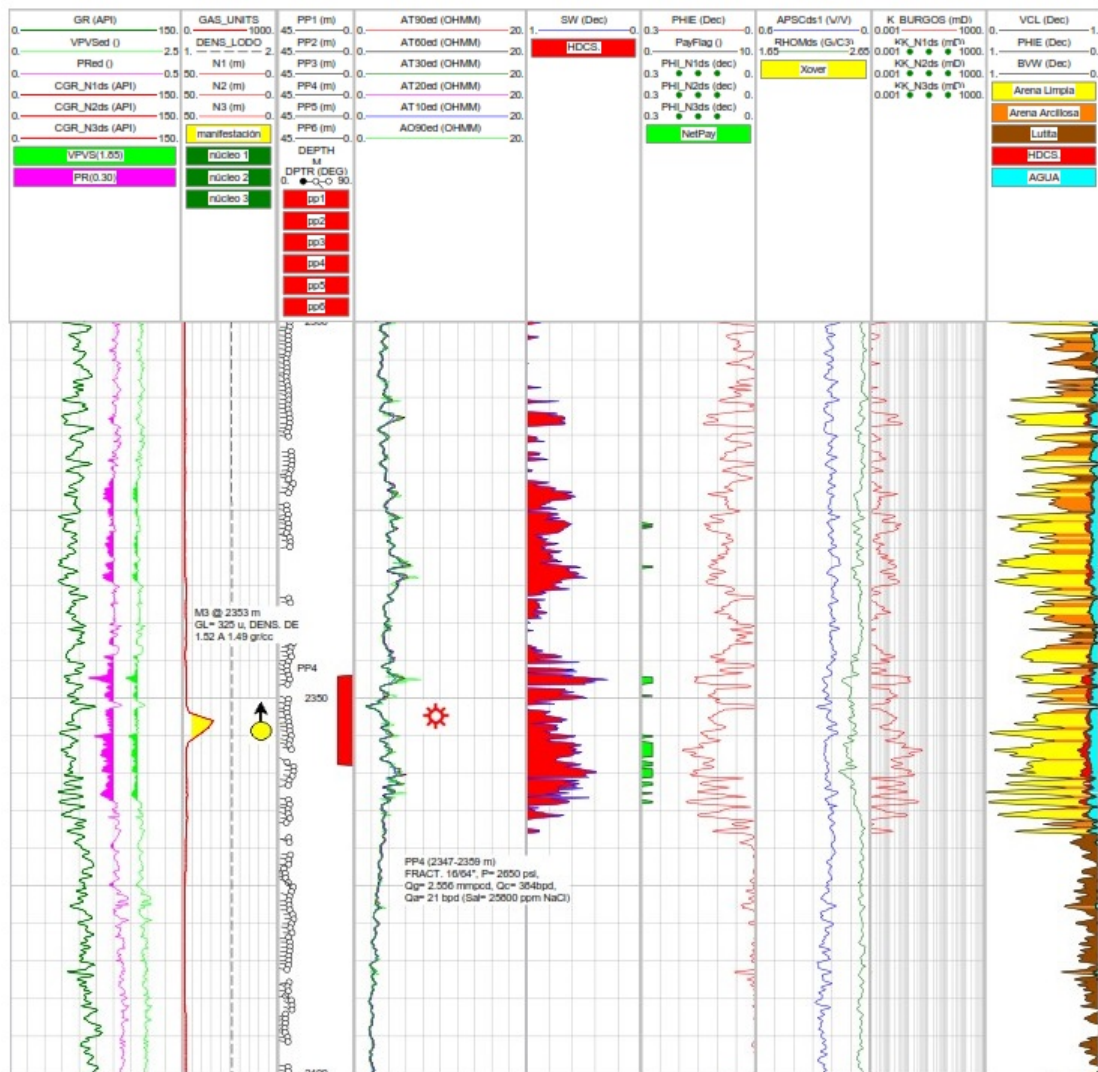


Figura 3.10: Detección de hidrocarburos en el intervalo de 2,300 m a 2,400 m del pozo Terrígeno G1 utilizando interpretación convencional avanzada.



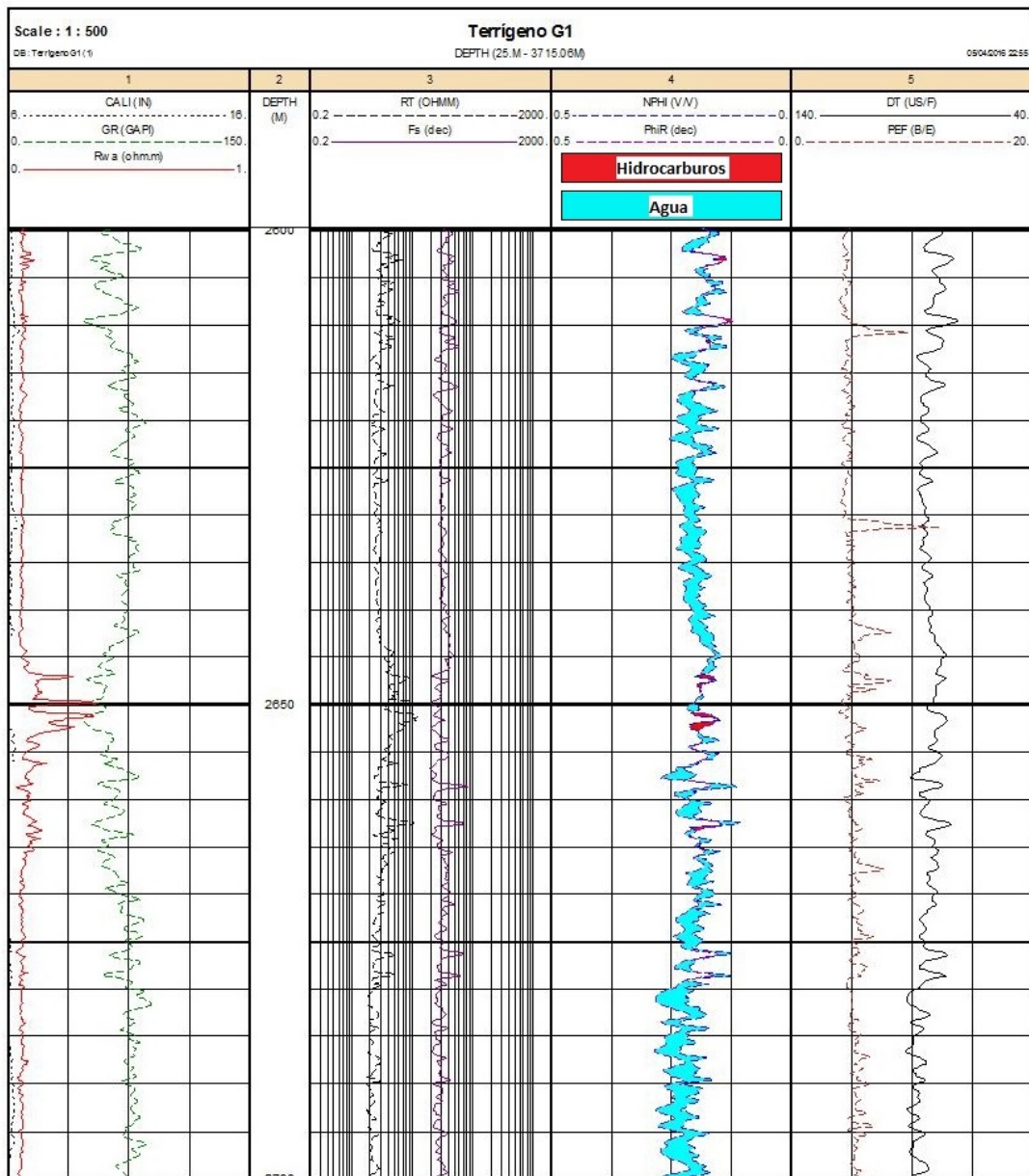


Figura 3.11: Detección de hidrocarburos en el intervalo de 2,600 m a 2,700 m del pozo Terrigeno G1 utilizando *quick looks*.

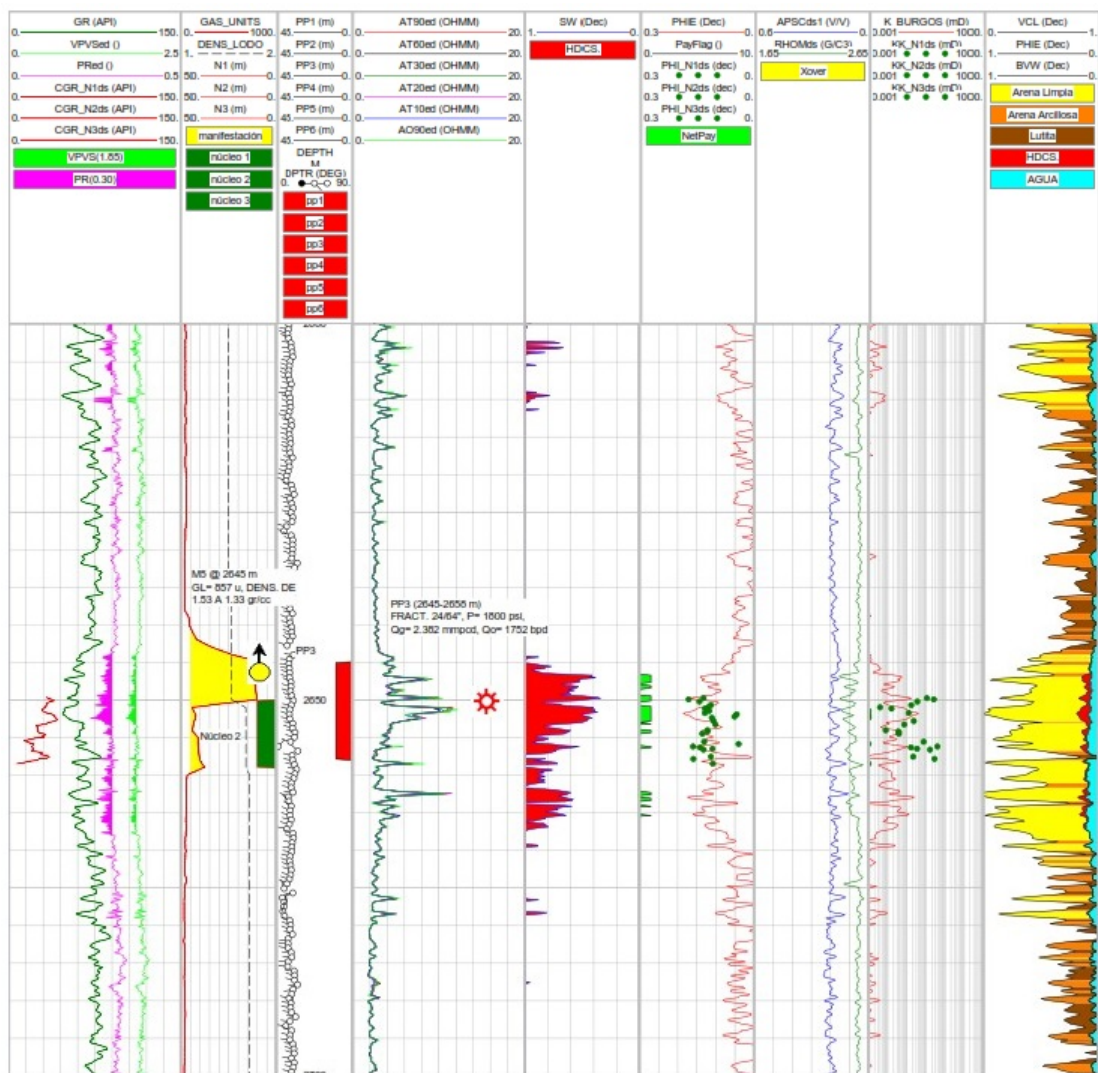


Figura 3.12: Detección de hidrocarburos en el intervalo de 2,600 m a 2,700 m del pozo Terrígeno G1 utilizando interpretación convencional avanzada.

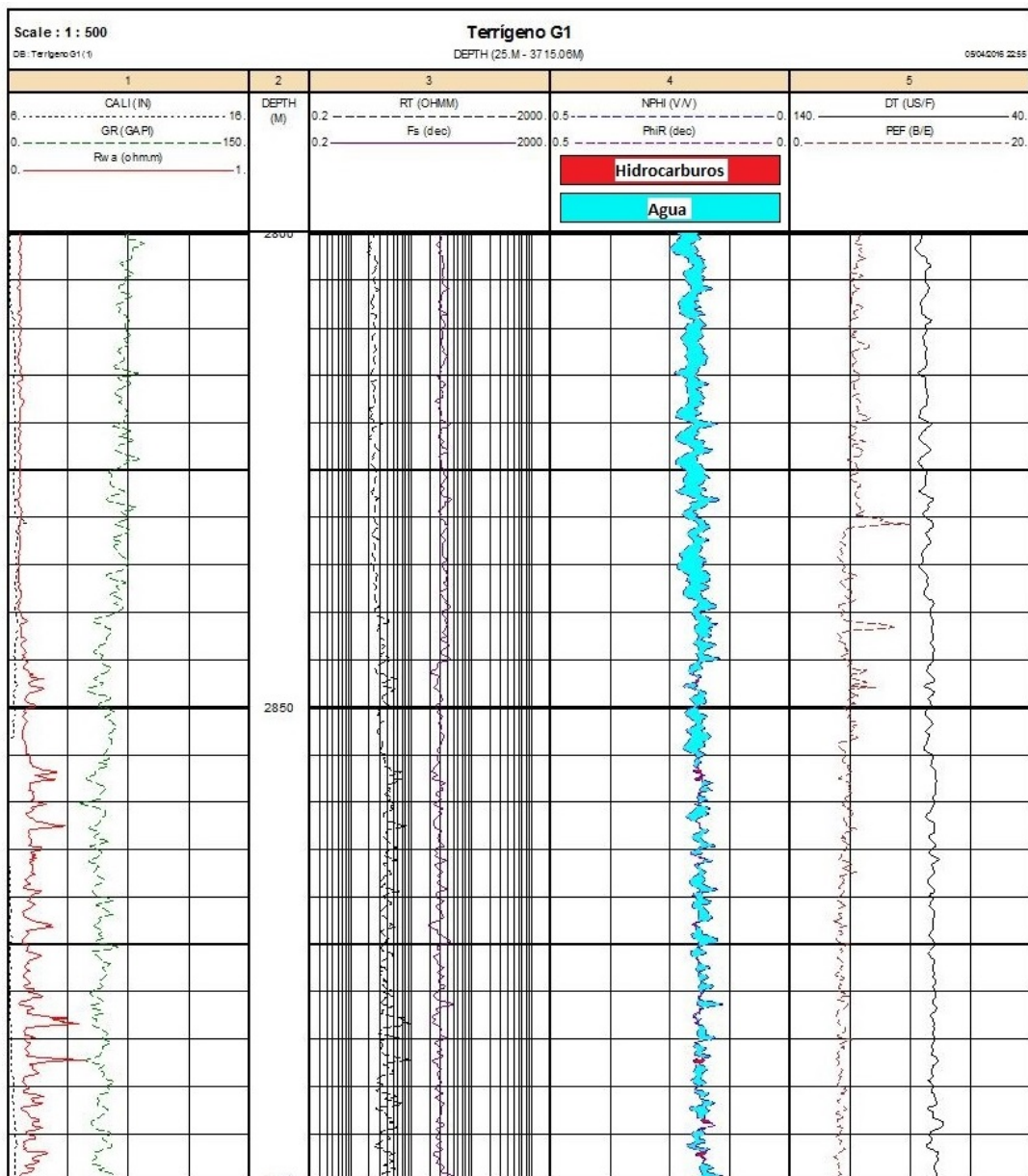


Figura 3.13: Detección de hidrocarburos en el intervalo de 2,800 m a 2,900 m del pozo Terrigeno G1 utilizando *quick looks*.

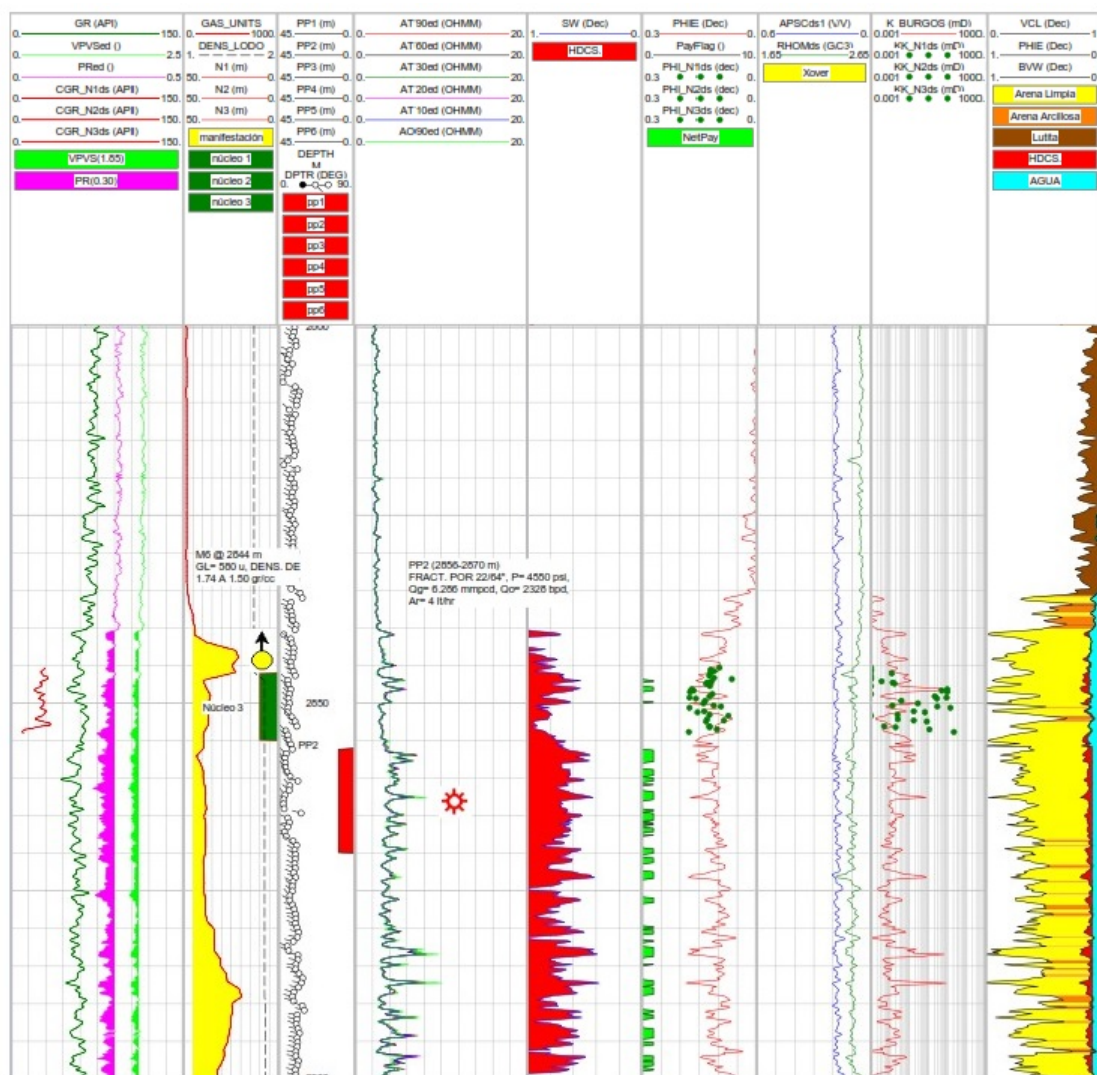


Figura 3.14: Detección de hidrocarburos en el intervalo de 2,800 m a 2,900 m del pozo Terrígeno G1 utilizando interpretación convencional avanzada.

### 3.1.3. Caso gas 2

Finalmente, para el caso de yacimientos terrígenos se analiza el pozo Terrígeno G2 para determinar la presencia de hidrocarburos. Este último caso es el más sencillo pues el tramo de registro a interpretar es relativamente corto en comparación a los registros anteriores. La información mostrada en el pozo va desde los 14,540 ft hasta los 14,660 ft, pudiendo observarse sólo una sección de interés (figura 3.15):



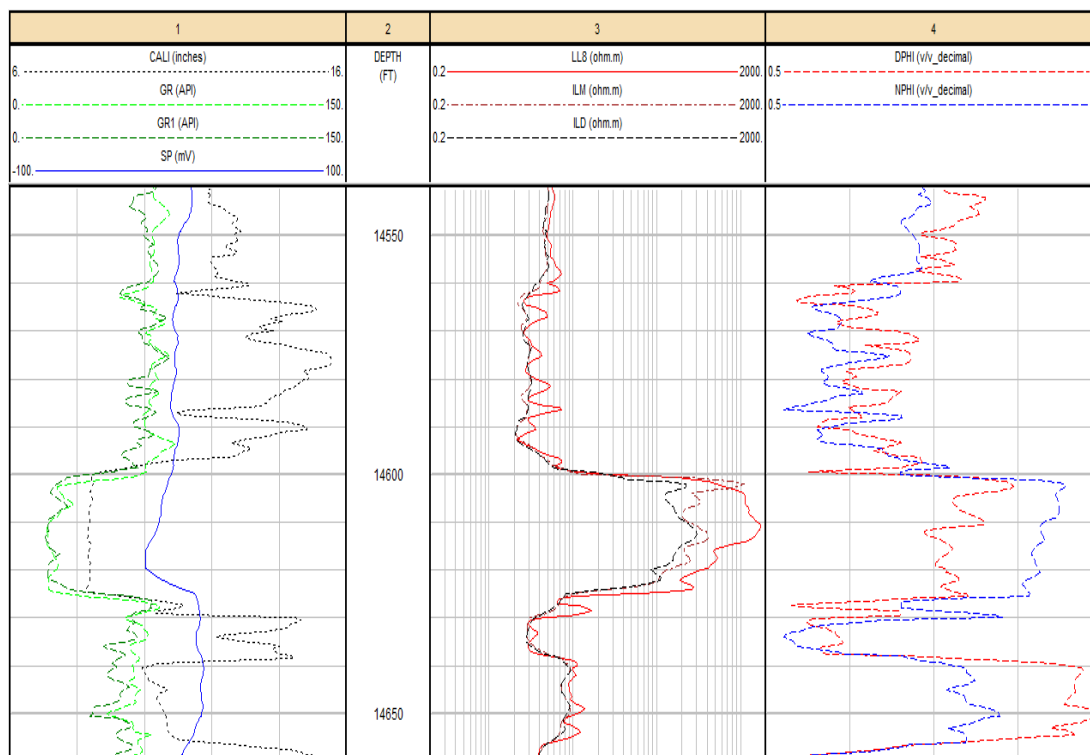


Figura 3.15: Registros geofísicos del pozo Terrígeno G2 a escala completa.

El intervalo de 14,600 a 14,630 ft es de interés pues las curvas de resistividad aumentan su valor considerablemente a comparación de las otras capas. A su vez, también puede verse el cruce de las curvas de DPHI y NPHI en ese mismo intervalo, lo que claramente indica la presencia de gas.

Una gran ventaja de este registro es que cuenta con la curva de SP, lo que permite usar métodos de interpretación rápida distintos a los que se habían utilizado hasta ahora, destacando el método de  $R_{xo}/R_t$ .

Mediante la observación del comportamiento de las curvas del registro se puede distinguir la zona de interés de manera sencilla. Ahora con el uso de *quick looks* se hace una comprobación (fig. 3.16).

Teniendo un LL8 y un ILD, se puede proceder con:

$$\frac{R_{xo}}{R_t} = 1.85 \left( \frac{R_{LL8}}{R_{ILD}} \right) - 0.85 \quad (3.1.8)$$

Y así se obtuvo la curva  $R_{xo}/R_t$ , la cual es graficada en el primer carril para compararla con la curva SP. Para ello,  $R_{xo}/R_t$  se encuentra en el mismo rango de valores

que la curva SP, a pesar de que técnicamente la curva sea adimensional. Así, con ambas curvas propiamente escaladas, se corrobora el tramo de interés.

Otro *quick look* a usar son los diagramas de aceite móvil. Para esto, aunque no se cuente con un registro sínico, se opta por calcular una porosidad a partir de las curvas de neutrón y densidad, esto debido a que siempre resulta más exacto el valor de porosidad determinado a partir de dos lecturas de herramientas diferentes, que de una sola lectura. Debido a la presencia de gas, la porosidad es determinada por:

$$\phi = \sqrt{\frac{\phi_N^2 + \phi_D^2}{2}} \quad (3.1.9)$$

Con esta porosidad y con la curva ILD se determina entonces un valor de  $R_{wa}$  (fig. 3.17). Además, esta porosidad también puede ser empleada para el cálculo de  $F_s$  a pesar de no ser una porosidad obtenida de un registro sínico. Del reporte original del pozo se emplean los valores de  $a = 0.81$ ,  $m = 2$  y  $n = 2$ . Observando el comportamiento de  $F_s$  y la curva ILD se demuestra nuevamente que existen hidrocarburos en la zona de estudio.

Otra forma de establecer la presencia de tales hidrocarburos es mediante los MOP's en sus dos formas, comparación de factores de formación y comparación de porosidades. Para los factores de formación se emplean las ecuaciones:

$$F = \frac{R_{deep}}{R_w} \quad (3.1.10)$$

$$\text{y } F_{xo} = \frac{R_{shallow}}{R_{mf}} \quad (3.1.11)$$

Del reporte original del pozo también se sabe que  $R_w = 0.065 \Omega m$  y  $R_{mf} = 0.65 \Omega m$ , ambos a la temperatura de formación. De este modo, se generan las tres curvas de  $F$ . Cuando  $F_{xo}$  se encuentra entre  $F_s$  y  $F$ , es porque hay hidrocarburos (lo cual ya ha sido confirmado por los otros métodos), lo novedoso ahora es que con estas curvas se puede conocer también la movilidad de tales hidrocarburos: la distancia de separación entre  $F_s$  y  $F$  da una idea de la porosidad de la formación; la separación entre  $F_{xo}$  y  $F_s$  representa la saturación residual, la cual en este caso pareciera ser muy alta; la separación de  $F_{xo}$  con  $F$  indica la saturación móvil, la cual aparentemente es poca (fig. 3.16), sin embargo al ser gas tiene más movilidad.

La otra forma del uso del MOP se obtiene con los cálculos de las porosidades:

$$\phi_{xo} = \sqrt{\frac{R_{mf}}{R_{xo}}} \tag{3.1.12}$$

$$y \quad \phi_R = \sqrt{\frac{R_w}{R_t}} \tag{3.1.13}$$

Éstas son graficadas junto con la porosidad calculada de los registros de neutrón y densidad para realizar el mismo análisis. Los resultados son semejantes: poca movilidad de hidrocarburos (figs. 3.16 y 3.17), sin embargo al ser gas tiene más movilidad.

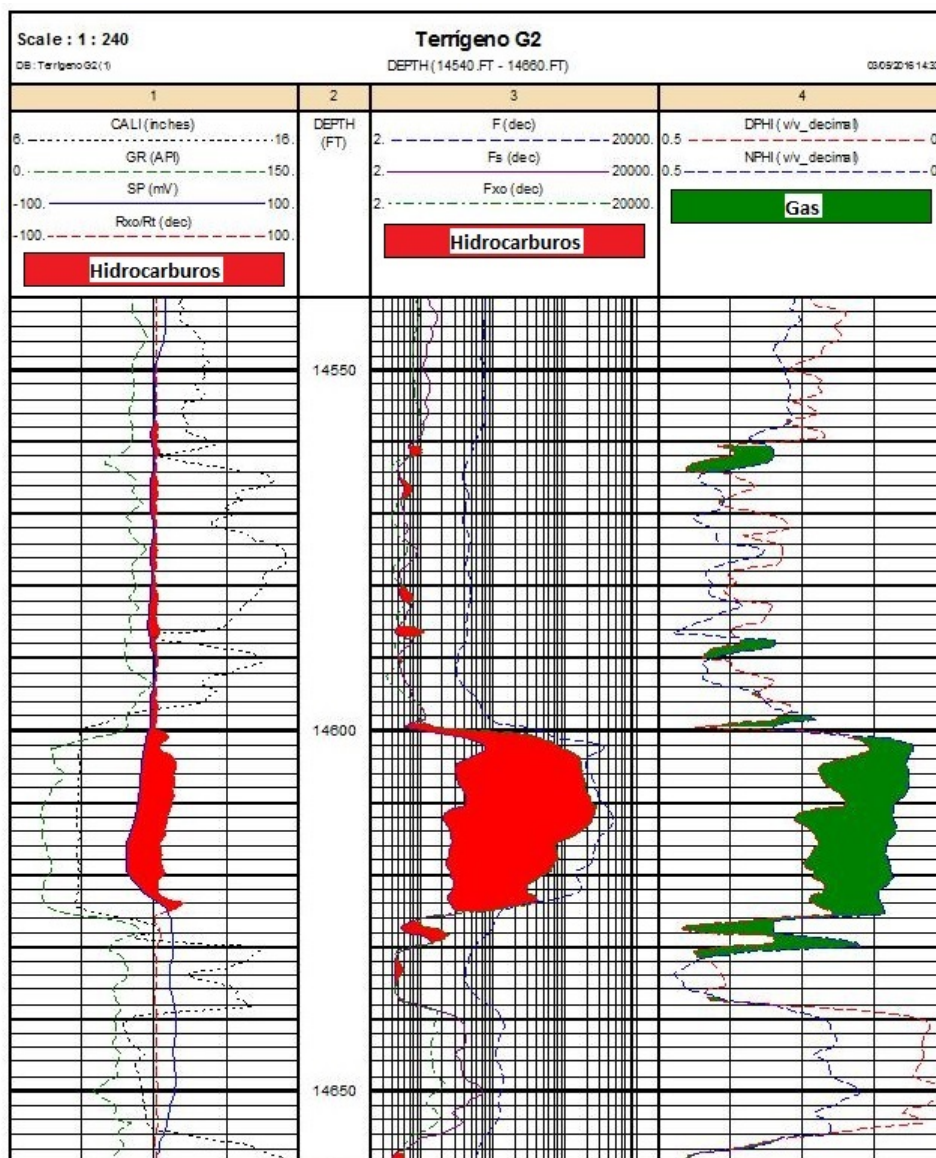


Figura 3.16: Determinación de hidrocarburos con *quick looks* en pozo Terrígeno G2 a escala completa.

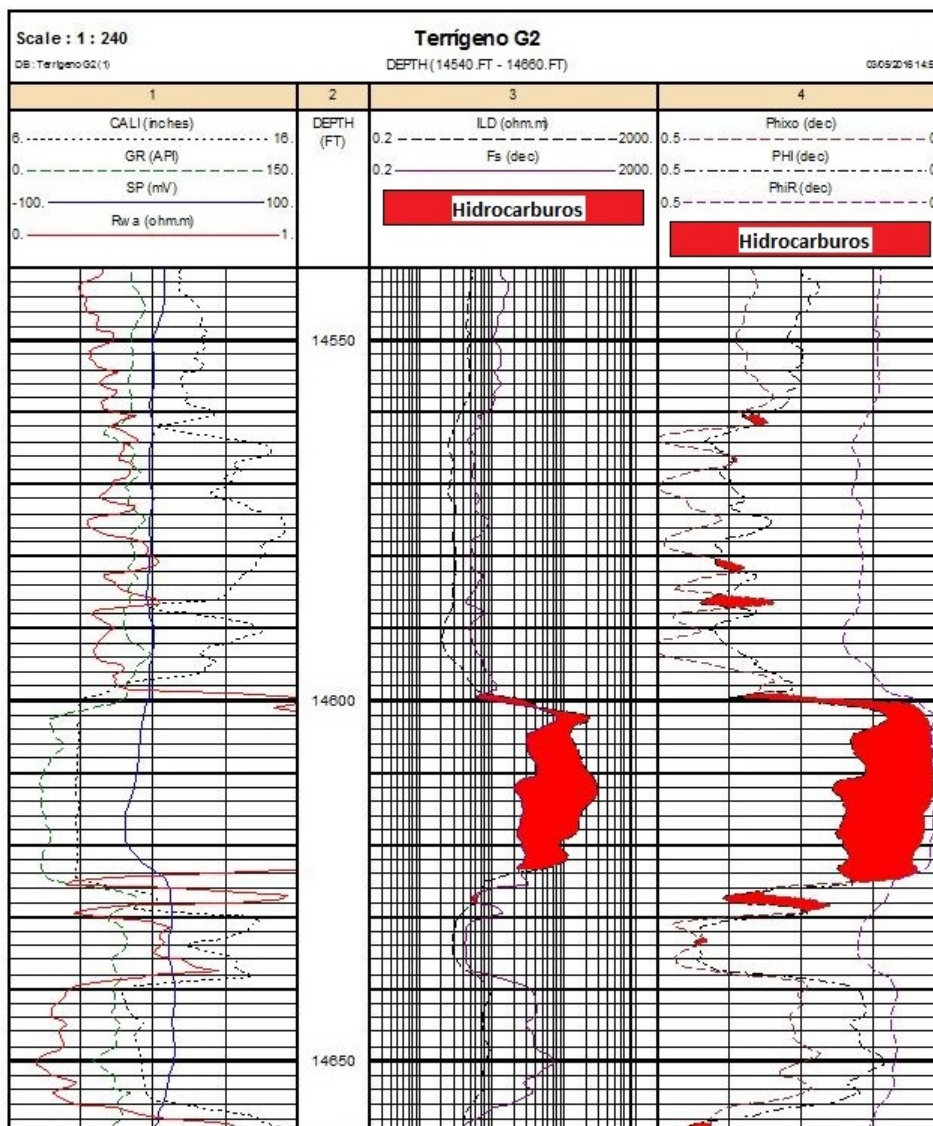


Figura 3.17: Determinación de hidrocarburos con los métodos  $R_{wa}$ ,  $F_s$  y comparación de porosidades en el pozo Terrigeno G2.

### 3.2. Aplicación de interpretación rápida en carbonatos

Sea ahora el pozo Carbonato A perforado sobre un yacimiento de rocas carbonatadas con una profundidad de 5,980.2 m. Se decidió hacer en este pozo un servicio Arreglo de Inducción/Sónico Dipolar/Imagen de resistividad/Interpretación ELAN de Schlumberger (AIT/DSI/FMI/ELAN) desde una profundidad de 5,980.2 m hasta la superficie. La presentación del registro de campo se muestra en la figura 3.18.



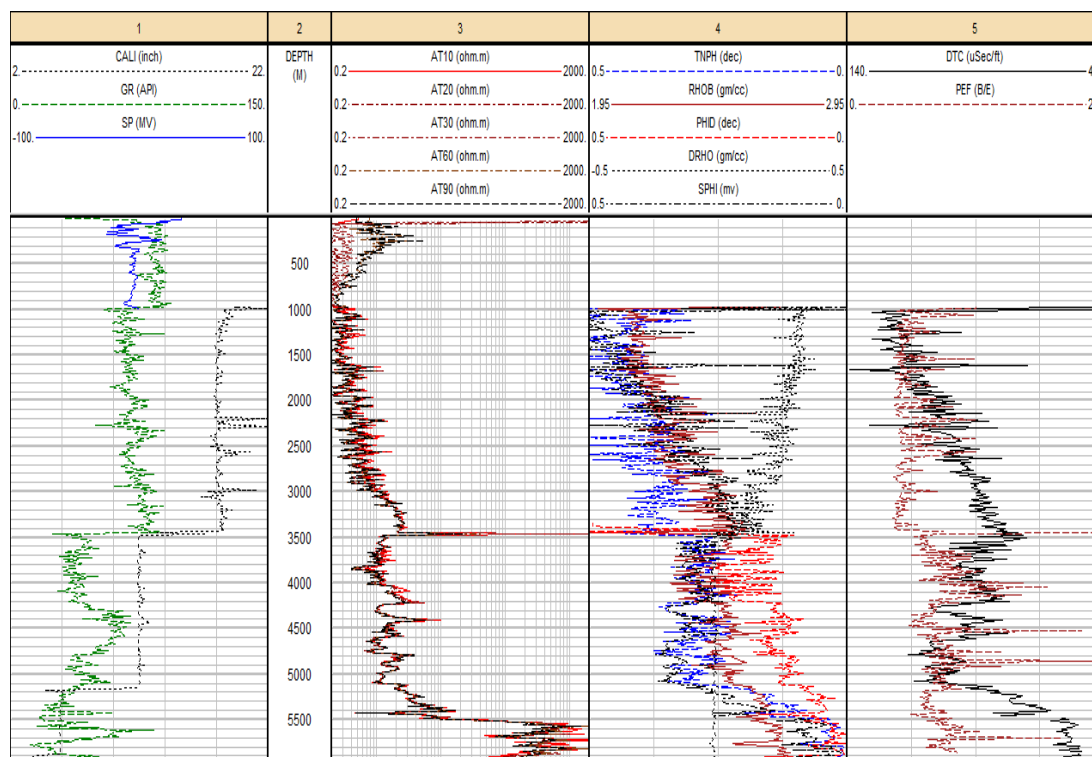


Figura 3.18: Registros geofísicos del pozo Carbonato A a escala completa.

En dicha imagen se puede apreciar los registros básicos que debería tener cualquier pozo y, con base en la información disponible se empieza a descartar los métodos de interpretación rápida que no se puedan utilizar. De este modo los métodos más convenientes para la interpretación del pozo Carbonato A son la curva  $R_{wa}$  y  $\log F$ .

El método de  $R_{wa}$  fue seleccionado ya que es el más sencillo de todos los *quick looks*, mientras que la técnica de  $\log F$  también resultó ser de utilidad, pues la combinación de ambos permitió hacer una estimación de las zonas en las que hay hidrocarburos. Dichas zonas serían las más recomendables para efectuar disparos para probar intervalos en el pozo (figs. 3.19 y 3.20).

Para fines comparativos, se presentan las predicciones de los métodos de interpretación avanzada con los resultados obtenidos de análisis detallados de los registros geofísicos (figs. 3.21 y 3.22).

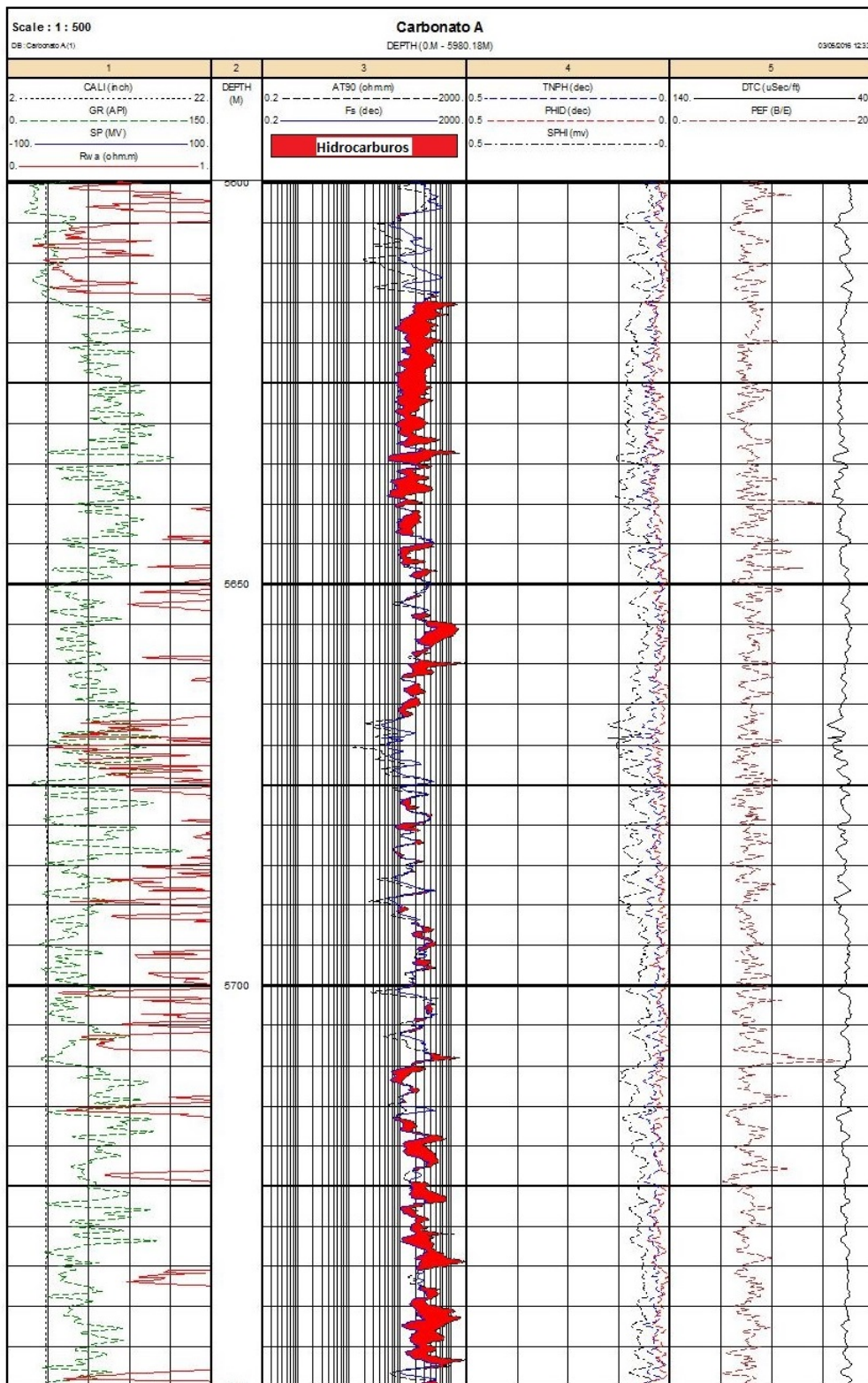


Figura 3.19: Determinación de hidrocarburos en el pozo Carbonato A mediante *quick looks* en el intervalo de 5,600 m a 5,750 m.

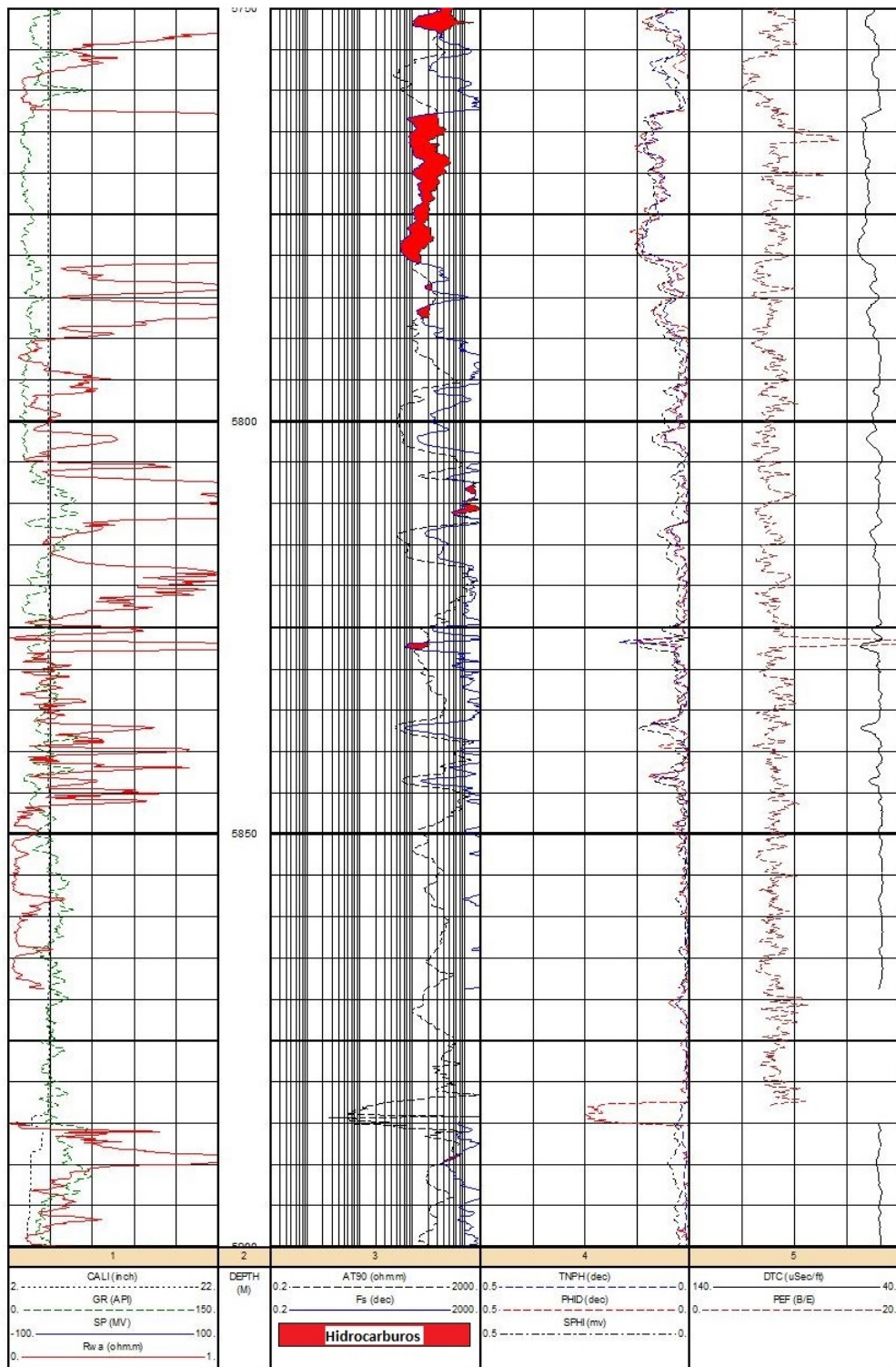


Figura 3.20: Determinación de hidrocarburos en el pozo Carbonato A mediante *quick looks* en el intervalo de 5,750 m a 5,900 m.



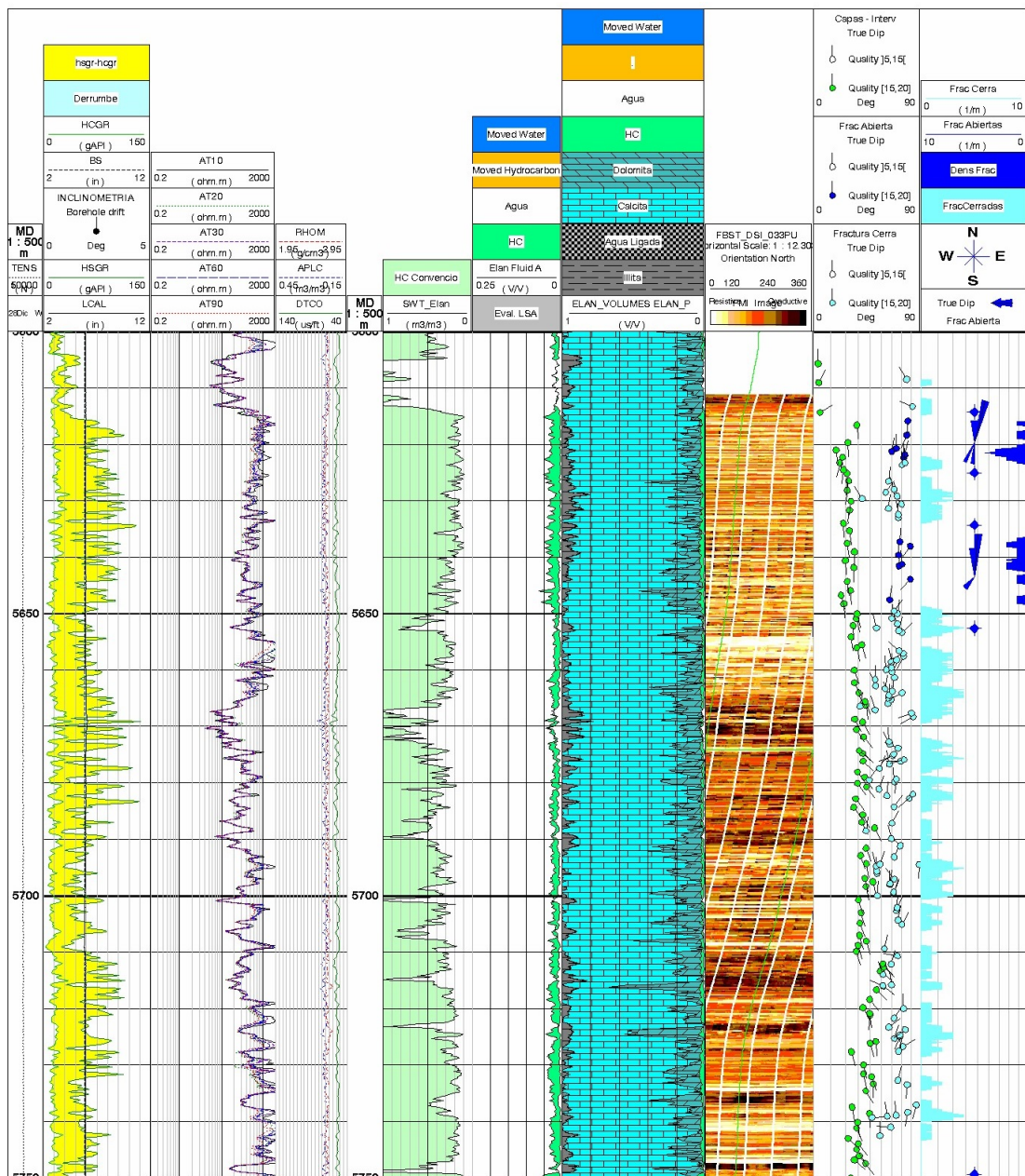


Figura 3.21: Determinación de hidrocarburos en el pozo Carbonato A mediante interpretación convencional avanzada en el intervalo de 5,600 m a 5,750 m.

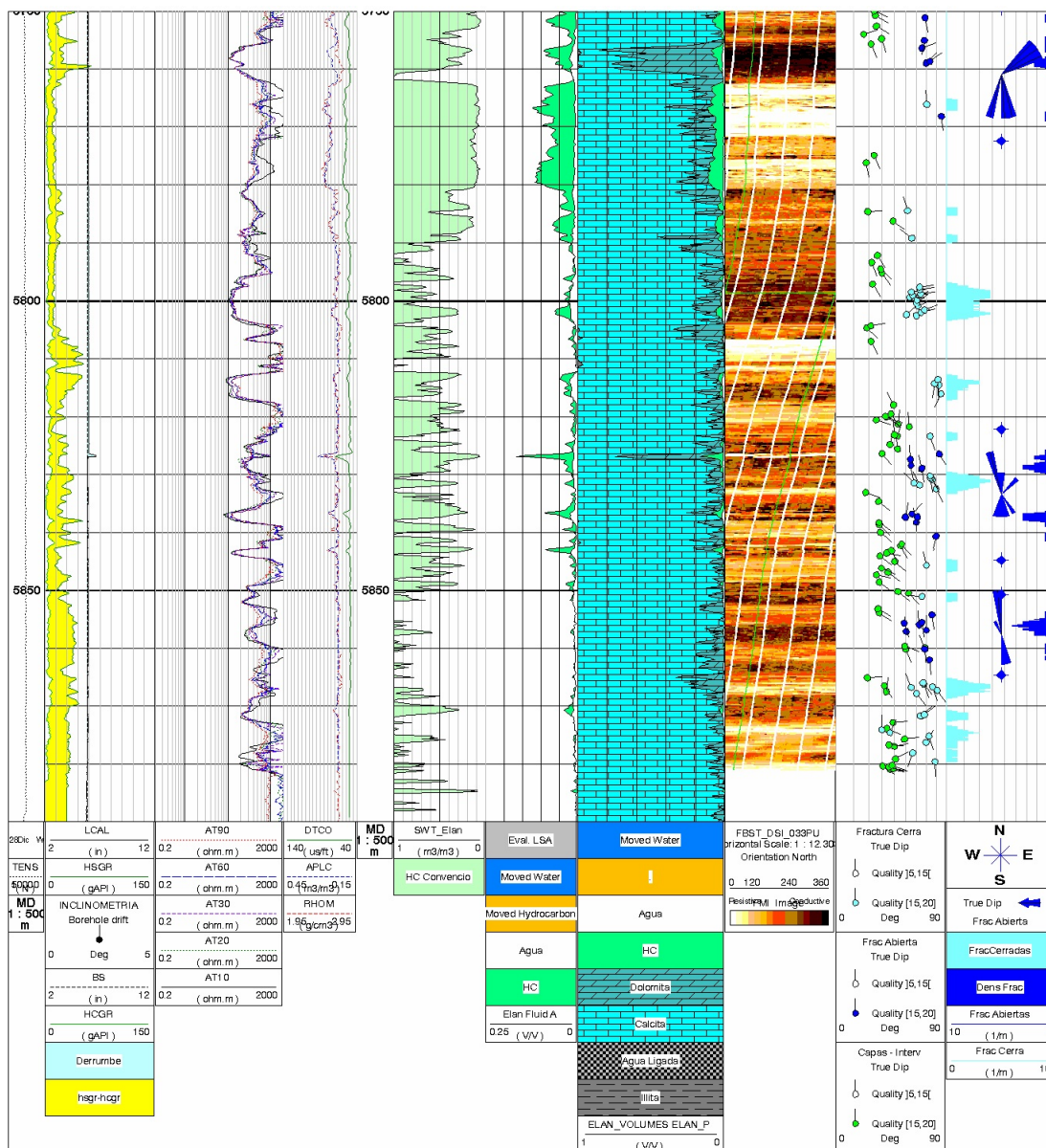


Figura 3.22: Determinación de hidrocarburos en el pozo Carbonato A mediante interpretación convencional avanzada en el intervalo de 5,750 m a 5,900 m.

Como puede apreciarse, los intervalos en los cuales la curva del factor de formación calculado ( $F$ ) a partir de la porosidad sónica cruza la curva AT90 del registro de inducción son efectivamente zonas con hidrocarburos. Esto puede verificarse con la curva de la resistividad aparente del agua, la cual en esos mismos intervalos exhibe valores muy altos, saliéndose de la escala. Con los métodos de interpretación rápida seleccionados para este pozo no puede estimarse cuantitativamente el porcentaje de saturación de dichos hidrocarburos. Sin embargo, basta con saber que el pozo tiene potencial productor en dichos intervalos de profundidad, lo que permite continuar con los procesos de

cementación y terminación del pozo.

### 3.3. Comparación de resultados obtenidos

A partir de los resultados obtenidos de la aplicación de distintos métodos de interpretación rápida a los diferentes pozos, se pueden destacar los siguientes aspectos:

1. El método de  $R_{wa}$  es el más común y conocido de los *quick looks* pero no por ello sirve siempre para determinar intervalos con hidrocarburos, tal como se ve en el caso del pozo Terrígeno G1 en el que su valor resulta ser bajo, mostrando incrementos muy pequeños en los intervalos de interés. El uso del método  $R_{wa}$  queda restringido a contar con la curva de potencial natural (SP) que cada vez se registra menos en la actualidad, sustituyéndose por la curva de rayos gamma (GR).
2. La curva  $F_s$  con la que se compara la resistividad profunda generalmente exhibe a las zonas petrolíferas; sin embargo el pozo Terrígeno G1 es un caso particular pues no logra apreciar el contenido de gas presente. En caso contrario, esa misma curva percibe el gas del pozo Terrígeno G2, por lo que su efectividad podría radicar en el tipo de fluido del yacimiento o bien del contenido de arcilla.
3. La comparación de porosidades es otro método recomendable, pero puede generar dudas si se efectúa con otras técnicas, pues no siempre dan los mismo resultados. Esto puede verse en el pozo Terrígeno A, el cual contradijo las predicciones de la curva  $F_s$  en los mismos intervalos y determinó más capas permeables que el método antes mencionado; pudiendo tratarse de mayor resolución en la detección. En el caso del pozo Terrígeno G1, este método es el único que permite detectar hidrocarburos, por lo que es posible que su eficacia radique en el tipo de fluido y nuevamente, en el contenido de arcilla.
4. El único caso en el que la técnica de  $R_{vo}/R_t$  pudo ser aplicada fue en el pozo Terrígeno G2, debido a que se contaba con una curva de SP y se conocía la resistividad del filtrado del lodo; resultando muy efectivo este método. Recientemente se han estado utilizando lodos base aceite al perforar pozos, lo cual restringe el uso

de ciertos registros, como por ejemplo el SP, por lo que esta técnica difícilmente puede ser empleada en la actualidad.

5. Puede verse que en el caso del pozo Terrígeno G2, los diagramas de aceite móvil señalan presencia de hidrocarburos, en este caso gas, pero si de movilidad se trata, las estimaciones son erróneas ya que los yacimientos de gas tienen un factor de recuperación de aproximadamente 80-90 %. Esto ocurre tanto para las curvas  $F$  como para  $\phi$ .
6. Las curvas del factor fotoeléctrico (PEF) y DRHO no son empleadas para la estimación de presencia de hidrocarburos pero aún así aportan información que puede ser de utilidad: cuando DRHO tiende a ser cero quiere decir que la información obtenida por el registro es de confianza, mientras que PEF puede servir para determinar la mineralogía.
7. A pesar de contar con un cruce de las curvas de neutrón y densidad, esto no resulta de utilidad para el caso Carbonato A debido al efecto de la litología.

# Conclusiones

Los métodos rápidos de interpretación de registros geofísicos, también llamados *quick looks*, son técnicas que han sido desarrolladas para identificar rápidamente intervalos con hidrocarburos. Estos métodos proporcionan una interpretación cualitativa y cuantitativa de los registros, suficiente para la toma de decisiones en poco tiempo debido a su simplicidad; sin embargo, se requiere de mayor y mejor calidad de información de las formaciones de interés para un análisis de registros de pozos completo.

Fueron desarrollados con el propósito de evitar una evaluación muy detallada en formaciones que no son productivas, en donde los cálculos sólo serían un consumo innecesario de tiempo.

Algunos métodos de interpretación rápida proveen solución a problemas específicos de interpretación que no pueden ser resueltos mediante las técnicas convencionales, las cuales no pueden ser utilizadas en algunos casos en los que no hay información suficiente, necesaria para el cálculo de la saturación de agua.

Algunos de los objetivos que pueden alcanzarse con una interpretación rápida son:

- Control de calidad de los registros.
- Correlación con pozos vecinos para:
  - decidir si se continúa perforando.
  - decidir si se entuba el pozo (y hasta qué profundidad).
  - decidir si se prueba el pozo (y seleccionar los intervalos).
- Estimación del valor de la porosidad.
- Identificación de la litología.



- Estimación del porcentaje de saturación de agua.
- Detección de hidrocarburos.
- Identificación del tipo de hidrocarburos y distinguir entre gas y aceite.

La evaluación preliminar de los registros a través de una interpretación rápida o *quick look* generalmente se efectúa sin correcciones ambientales.

Los métodos de relación de resistividades están conformados por una serie de ecuaciones usadas para evaluar el potencial productor de una formación con los cocientes de las resistividades. Estas ecuaciones no requieren de un valor de porosidad, por lo que son muy útiles para la evaluación de la productividad en pozos viejos donde no se tengan registros de porosidad, o cuando el registro de resistividad es corrido antes del de porosidad.

Algunas aplicaciones de los métodos de cocientes de resistividades incluyen:

- Estimación de la movilidad de los hidrocarburos.
- Estimación de la saturación de agua de la zona invadida.
- Estimación de la resistividad del agua de formación.

Los métodos de interpretación rápida presentados en este trabajo no son los únicos que existen, ya que el constante desarrollo y creación de nuevas tecnologías conlleva a su vez al desarrollo de nuevos métodos de interpretación que permiten resolver problemas de manera rápida en campo, que es donde se corre mayor riesgo debido a la falta de toma de decisiones a tiempo.

Se debe considerar que los *quick looks* no son métodos exactos ya que debido a la ausencia de correcciones se pueden generar errores en la interpretación tales como subestimar o sobreestimar la cantidad de hidrocarburos en un cierto intervalo, omitir zonas de interés e incluso malinterpretar una zona con agua como zona de hidrocarburos. Es por esta razón que siempre se deben realizar análisis más detallados en las zonas de interés, los cuales requerirán de más tiempo; sin embargo, los *quick looks* dan la pauta inicial para determinar si conviene o no continuar con el trabajo en un cierto

pozo, evitando mayores costos, la exposición de los ingenieros a riesgos innecesarios y el consumo de tiempo.

En los casos de estudio presentados, no existe un método definitivo de interpretación, pues la variedad que ha ido surgiendo a través de los años se debe a las distintas fuentes de información que se tienen, tomando en cuenta también que las características de todos los pozos son diferentes entre sí, por lo que es recomendable aplicar más de un método si es posible.

Una limitante muy grande en la elaboración de este trabajo fueron dos aspectos de la información: siendo el primero el hecho de que la interpretación rápida no es muy difundida entre los ingenieros de campo ni tampoco existen muchas fuentes bibliográficas que toquen a fondo el tema, mencionando solamente unas cuantas técnicas. También, es necesario llevar un mejor control de calidad de la información que será recabada en el pozo, pues los registros geofísicos son de las escasas fuentes, además de los núcleos, que aportan una gran cantidad de información sobre los pozos y los yacimientos.

En algunos de los casos estudiados en este trabajo puede observarse que hay intervalos en los cuales no se cuenta con información disponible de ciertos registros. Esto debe tomarse en cuenta ya que muchas veces la toma de registros en el pozo se efectúa por un tercero que realiza el servicio y es obligación del trabajador o compañía solicitante de revisar e inspeccionar que se realice el trabajo de manera correcta.

En la sección 3.3 se hace una comparación de los resultados obtenidos al utilizar diferentes métodos de interpretación rápida en los pozos analizados en este trabajo, resaltando las ventajas y limitaciones; considerando rocas en formaciones de terrígenos y carbonatos, e incluyendo yacimientos de aceite y gas y condensado.

Se puede concluir que los métodos de interpretación rápida o *quick looks* son herramientas muy útiles y fáciles de usar, que permiten determinar la existencia de hidrocarburos en las rocas atravesadas por el pozo. Como puede constatarse en este trabajo, no se requiere de conocimientos profundos para conocer el principio en el que se basan estas técnicas, lo que los hace prácticos para los ingenieros de campo que se encuentran en el pozo, sin importar que se trate de petroleros, geólogos o geofísicos. De esta manera puede integrarse el conocimiento de Ciencias de la Tierra sin tener que conocer a detalle los conceptos y definiciones que se emplean de manera particular en cada una de las

ingenierías antes mencionadas.

Se espera que este trabajo sirva para uso y difusión de una herramienta poco empleada como lo son los *quick looks*, por ingenieros de campo, generalmente petroleros, lo cual facilitaría en gran medida procesos posteriores a la perforación, tales como cementación y terminación, invitando a los ingenieros a extender sus conocimientos en otras áreas de Ciencias de la Tierra.

# Anexo 1

## Resonancia Magnética Nuclear

El registro de resonancia magnética nuclear (NMR por sus siglas en inglés) fue desarrollado desde 1956 con la herramienta NML (*Nuclear Magnetic Log*) de la Cía. Schlumberger. La teoría sugería que la permeabilidad y la porosidad efectiva podían ser determinadas a partir de las mediciones; sin embargo, la tecnología para efectuar este tipo de registros se desarrolló hasta la década de los 90's.

En los años 80, Numar Corporation, una compañía israelí que estaba comenzando, adoptó tecnología ferro-magnética y trabajó con varios ingenieros expertos en diseño de herramientas de NMR. Así, desarrollaron su propia herramienta de NMR, llamada *Magnetic Resonance Imaging Log* (MRIL).

La resonancia magnética nuclear hace referencia al principio físico de la respuesta de los núcleos a un campo magnético. Muchos núcleos tienen un momento magnético, ellos se comportan como barras magnéticas giratorias. Estos núcleos magnéticos giratorios, o *Spin* de los protones en el núcleo de los átomos, pueden interactuar con campos magnéticos externos produciendo señales medibles.

Para la mayoría de los elementos, las señales detectadas son pequeñas. Sin embargo, el hidrógeno tiene un momento magnético relativamente grande y es abundante en el agua y los hidrocarburos que se encuentran en el espacio poroso de la roca. Mediante el ajuste de la herramienta NMR a la frecuencia resonante magnética del hidrógeno, la señal es maximizada y puede ser medida.

En la figura 3.23 se ejemplifica cómo los protones de hidrógeno se comportan como barras magnéticas giratorias. Una vez alterado el equilibrio se inicia una precesión sobre

el campo magnético estático, similar a un trompo con un campo gravitacional.

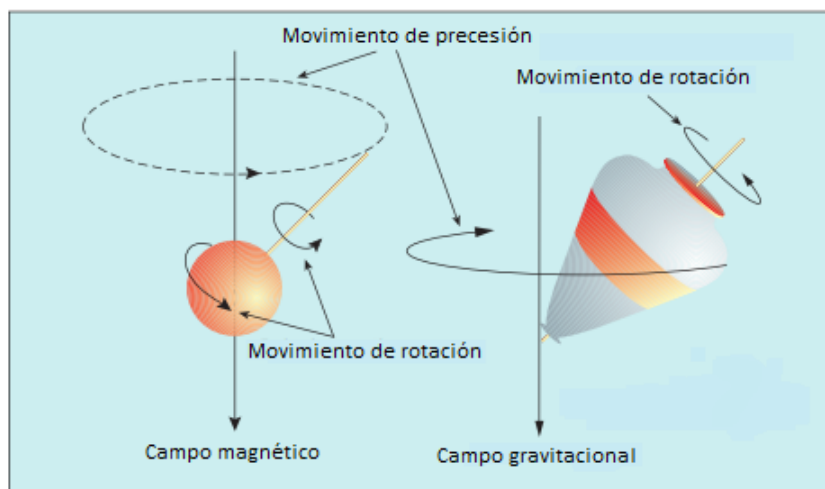


Figura 3.23: Ejemplo de *spin* magnético. Tomado de Kenyon (1995).

Las cantidades medidas son la amplitud de la señal y el decaimiento. La amplitud de la señal de NMR es proporcional al número de núcleos de hidrógeno presente y es calibrado para dar la porosidad, libre de fuentes radiactivas y de efectos de litología. Además, el decaimiento de la señal de NMR durante cada ciclo de medición, llamado tiempo de relajación, es el que genera más interés en la comunidad petrolera.

Los tiempos de relajación dependen del tamaño de poro. Por ejemplo, poros pequeños reducen los tiempos de relajación, por lo tanto, los tiempos más cortos corresponden al agua ligada a la arcilla y al agua capilar. Poros grandes permiten tiempos de relajación más largos y contienen los fluidos más fáciles de producir. Por lo tanto, la distribución de los tiempos de relajación es una medición de la distribución de los tamaños de poro, un nuevo parámetro petrofísico. Los tiempos de relajación transversal y sus distribuciones pueden ser interpretados para dar otros parámetros petrofísicos tales como la permeabilidad, porosidad producible y la saturación de agua irreductible. Otras posibles aplicaciones incluyen las curvas de presión capilar, identificación de hidrocarburos y como un soporte al análisis de facies.

Dos tiempos de relajación y sus distribuciones pueden ser medidos durante un experimento de NMR. Los instrumentos de laboratorio usualmente miden tiempos de relajación longitudinal  $T_1$ , y distribución de  $T_1$ , mientras que los instrumentos de pozos hacen mediciones rápidas del tiempo de relajación transversal  $T_2$ , y distribución  $T_2$ .

La distribución  $T_2$  medida por la herramienta, resume las mediciones del registro de NMR y tiene diversas aplicaciones:

- La distribución  $T_2$  representa el tamaño del poro en una roca saturada de agua.
- El área bajo la curva de distribución equivale a la porosidad medida por el CMR (herramienta de Schlumberger para el registro).
- La permeabilidad es estimada de la media logarítmica de  $T_2$  y la porosidad medida, mediante la ecuación de Coates o de SDR.
- Intersecciones empíricas dividen la distribución de  $T_2$  en áreas equivalentes a la porosidad del fluido libre y a la porosidad del agua irreductible, mediante el tiempo de corte.

En un medio poroso, el tiempo de relajación transversal  $T_2$  es proporcional al tamaño de poro. A cualquier profundidad en el pozo, el CMR examina una muestra de roca que tiene un rango de tamaños de poro. El decaimiento observado de  $T_2$  es la suma de las señales de  $T_2$  que provienen de los protones de hidrógeno en muchos poros individuales, relajándose independientemente. La distribución de  $T_2$  muestra gráficamente el volumen de fluido contenido en los poros asociado a cada valor de  $T_2$  tal como se ve en la figura 3.24, y por lo tanto, el volumen asociado a cada poro.

Se utilizan distintas técnicas de procesamiento de señales para transformar las señales de NMR a distribuciones de  $T_2$ .

La aplicación original del registro NMR era estimar las saturaciones de yacimientos de aceite pesado con agua dulce. Una segunda aplicación de los registros NMR fue la estimación de la distribución del tamaño de poro. Con el tiempo se han incrementado las principales aplicaciones del NMR:

1. Presencia y cuantificación de diferentes fluidos (agua, aceite y gas).
2. Porosidad y distribución del tamaño de poro.
3. Saturaciones de agua libre e irreductible.
4. Porosidad efectiva y permeabilidad.
5. Saturación de la zona invadida,  $S_{xo}$ , para pozos perforados con lodo base aceite.

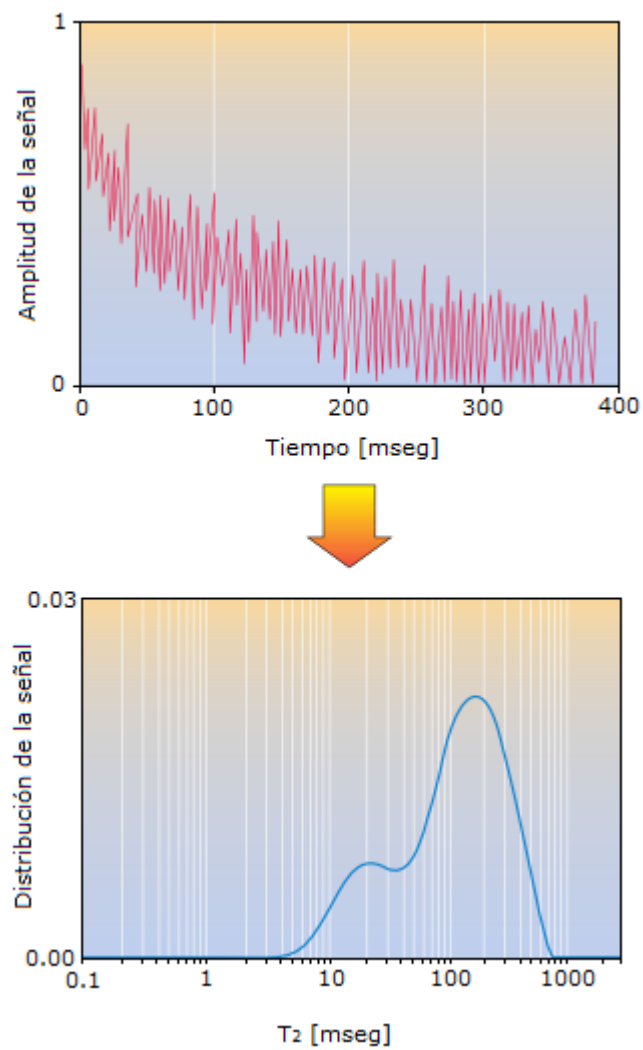


Figura 3.24: Transformación del decaimiento de ecos de  $T_2$  a distribución de lóbulos de  $T_2$ . Tomado de Kenyon (1995).

# Bibliografía

- [1] Algueró, Alberto et al. (1997), *Quick look method of log interpretation using Magnetic Resonance Porosity and Dielectric Porosity*, SPE 39011.
- [2] Arroyo Carrasco, Alejandro (2007), *Bases teóricas e interpretación de registros geofísicos de pozos*, Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería,
- [3] Asquith, George; Gibson, Charles (1983), *Basic well log analysis for geologists*, The American Association of Petroleum Geologists, Tulsa, Oklahoma, USA,
- [4] Bassiouni, Zaki (1994), *Theory, measurement, and interpretation of well logs*, SPE Textbook Series Vol.4,
- [5] Bateman, Richard M. (1985), *Open-hole log analysis and formation evaluation*, International Human Resources Development Corporation, USA.
- [6] Breda, Eduardo et al. (2000), *Quick look method for gas detection using NMR and Density Porosity*, SPE 64515.
- [7] Crain, E. R. (1986), *The log analysis handbook*, Volume One: Quantitative Log Analysis Methods, PennWell Publishing Company, Tulsa, Oklahoma, USA.
- [8] Dewan, John T. (1983), *Modern open-hole log interpretation*, PennWell Publishing Company Tulsa, Oklahoma, USA,
- [9] Flower, Jon G. (1983), *Use of Sonic Shear Wave/Resistivity overlay as a quick look method for identifying potential pay zones in the Ohio (Devonian) Shale*, Journal of Petroleum Technology.



- 
- [10] Henderson, S. K. (2008), *Wellsite log interpretation for field professionals*, Halliburton,
- [11] Jackett, Jeff et al. (1996), *Introduction to open hole logging*, Schlumberger, Canadá.
- [12] Kenyon, Bill et al. (1995), *Nuclear Magnetic Resonance Imaging - Technology for the 21st century*, Oilfield Review.
- [13] Pirson, Sylvain J. (1963), *Handbook of well log analysis for oil and gas formation evaluation*, Prentice Hall,
- [14] R. Maxson, Rodney (1969), *Three porosity movable oil plot vs Single porosity movable oil plot to improve completion results in the Wasson Field*, SPE 2472.
- [15] Schlumberger (1978), *Principios/Aplicaciones de la interpretación de registros*, Schlumberger.
- [16] Viro Consultoria Ltda. (1997), *Manual de Instrucción. Curso: Interpretación de registros a pozo abierto*, Viro Consultoria Ltda., Cuarta Edición, Río de Janeiro, Brasil.
- [17] Wiley, John et al. (2012), *Fundamentals of the petrophysics of oil and gas reservoirs*, Scrivener Publishing, USA y Canada.