

**TECNICAS PARA DETERMINAR LA DISTRIBUCION DE LA
SATURACIÓN DE ACEITE REMANENTE DURANTE EL PERIODO DE
PRODUCCION PRIMARIA DE UN YACIMIENTO**

DIEGO FERNANDO CASTELLANOS GARCIA

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA
2008**

**TECNICAS PARA DETERMINAR LA DISTRIBUCION DE LA
SATURACIÓN DE ACEITE REMANENTE DURANTE EL PERIODO DE
PRODUCCION PRIMARIA DE UN YACIMIENTO**

DIEGO FERNANDO CASTELLANOS GARCIA

**Trabajo de Grado como requisito parcial para optar al título de:
Ingeniero de Petróleos**

Director

M Sc, M. E. Samuel Fernando Muñoz Navarro
Ingeniero de Petróleos

Co-Directores

M. Sc. Claudia Patricia Soto Tavera
Ingeniera de Petróleos

Ing. Robinson Jiménez Díaz
Ingeniero de Petróleos

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA
2008**

DEDICATORIA

Culminando una de las etapas más importantes en mi vida, quisiera dedicar este proyecto a Dios sobre todas las cosas y a aquellas personas que me han apoyado para salir adelante y cumplir mis sueños.

Hoy dedico este triunfo a mis padres Alfonso Castellanos y María Cristina García, por ser aquellas personas que confiaron ciegamente en mí, me brindaron todo lo posible o que estuviese a su alcance para no padecer ninguna angustia y preocuparme únicamente a mi desarrollo como persona. Padres gracias por ser mi inspiración y más que eso un ejemplo de vida.

A mis hermanos Christian y Christie, por brindarme su apoyo incondicional sin esperar nunca nada a cambio, gracias por regalarme una sonrisa en aquellos momentos donde más se necesitaban.

A todas aquellas personas que participaron en la mejora continua de una amistad, Mauricio, Javier, Ferney, Yatte y Dairo.

Diego Fernando Castellanos García.

AGRADECIMIENTOS

Expreso mis más sinceros agradecimientos en especial a Dios y a mi familia por darme la oportunidad de ser quien soy hoy en día.

Al grupo de investigación de Recobro Mejorado GRM por acogerme en su familia educativa.

Al director del grupo, el Ingeniero Samuel Fernando Muñoz el cual permitió el perfecto desarrollo de este trabajo gracias a su enorme conocimiento y experiencia, gracias por aumentar mis conocimientos y darme la oportunidad de demostrarme como persona.

Al Ingeniero Robinson Jiménez, por brindarme su amistad y todo su apoyo como codirector para la obtención de excelentes resultados durante el desarrollo de la tesis.

A los demás ingenieros e integrantes del GRM, por el gran compañerismo que se mantuvo interna y externamente a las reuniones.

A mis amigos de carrera, los 20100, por mantener siempre encendida una chispa de alegría y humor durante todos estos años de universidad.

Diego Fernando Castellanos García.

TABLA DE CONTENIDO

	pag.
INTRODUCCION	16
1. TECNICAS PARA DETERMINAR LA SATURACION DE ACEITE REMANENTE.	17
1.1 ¿CUANDO SE DETERMINA LA SATURACIÓN DE ACEITE REMANENTE?	17
1.2 ¿DONDE SE MIDE LA SATURACIÓN DE ACEITE REMANENTE?	18
1.3 ¿CÓMO MEDIR LA SATURACIÓN DE ACEITE REMANENTE?	18
1.3.1 Análisis de Corazones.	19
1.3.2 Análisis por Medio de Registros.	30
1.3.2.1 Registro Resistivo.	31
1.3.2.2 Registro Magnético Nuclear (NML).	36
1.3.2.3 Registro de Propagación Electromagnética (EPT).	41
1.3.2.4 Registro de la Constante Dieléctrica.	42
1.3.2.5 Registro de Carbono-Oxígeno (C/O).	43
1.3.2.6 Registro Gravimétrico.	46
1.3.2.7 Registro de Captura de Pulsos de Neutrón (PNC).	50
1.3.3 Cálculo volumétrico de hidrocarburos.	59
1.3.3.1 Métodos volumétricos.	60
1.3.3.2 Ecuaciones de balance de materia.	62
2. ANÁLISIS ESTADISTICO DE RESULTADOS DE SATURACIONES DE ACEITE REMANENTE.	71
2.1 CONCEPTOS ESTADÍSTICOS IMPORTANTES.	71
2.2 DESARROLLO DEL ANÁLISIS.	74
2.3 RESULTADOS OBTENIDOS.	77

2.4	OBSERVACIONES.	80
3.	RESULTADOS DE CAMPO.	82
3.1	IMPLEMENTACIÓN DEL REGISTRO DE CAPTURA DE PULSOS DE NEUTRÓN, APLICACIÓN EN CAMPO.	82
3.2	IMPLEMENTACIÓN DEL REGISTRO MAGNÉTICO NUCLEAR, APLICACIÓN EN CAMPO.	93
3.3	IMPLEMENTACIÓN DEL REGISTRO RESISTIVO, APLICACIÓN EN CAMPO.	105
3.4	IMPLEMENTACIÓN DEL REGISTRO DE CARBONO/OXIGENO, APLICACIÓN EN CAMPO.	117
3.5	IMPLEMENTACIÓN DEL REGISTRO DE PROPAGACIÓN ELECTROMAGNÉTICA, APLICACIÓN EN CAMPO.	129
4.	METODOLOGÍA PARA DETERMINAR LA SATURACIÓN DE ACEITE REMANENTE.	140
5.	RECOMENDACIONES.	148
6.	CONCLUSIONES.	149
	BIBLIOGRAFIA	151
	ANEXOS	

LISTADO DE FIGURAS

	pag.
Fig.1. Contenido típico de fluidos de un corazón, desde el yacimiento hasta la superficie, de una formación productora de aceite virgen.	20
Fig.2. Corazón tipo barril presurizado.	24
Fig.3. Sistema para desplazar el fluido del corazón tipo barril presurizado.	25
Fig.4. Señal del registro NML del aceite y el agua en el medio poroso.	37
Fig.5. Señal de un registro NML debido a la inyección de iones paramagnéticos para eliminar la señal del agua.	38
Fig.6. Procedimiento para la toma del registro convencional con la herramienta NML.	40
Fig.7. Inyección de agua con iones paramagnéticos para eliminar la señal del agua.	41
Fig.8. Relación Carbono / Oxígeno para una formación de areniscas.	44
Fig.9. Medición del volumen de densidad por el método BHGM.	47
Fig.10. Primera corrida del Registro PNC de la formación antes de inyectar salmuera (Σ_{t1}).	53
Fig.11. Segunda corrida del Registro PNC de la formación después de inyectar salmuera (Σ_{t2}).	54
Fig.12. Inyección de alcohol u otro químico y barrido 100% del aceite remanente.	56
Fig.13. Inyección de agua (Σ_{w2}) y registrar (Σ_{t4})	56
Fig.14. Inyección de agua de formación (Σ_{w1}) y registrar (Σ_{t3})	56
Fig.15. Esquema del balance de materia en yacimientos de petróleo	63
Fig.16. Linealización de un balance de materia por el método de	

Havlena Odeh.	69
Fig.17. Saturaciones de aceite remanente medidas con dos herramientas diferentes a iguales condiciones y parámetros de yacimiento para un mismo punto.	72
Fig.18. Regresión lineal para cada par de herramientas que están midiendo saturaciones de aceite remanente en un punto.	76
Fig 19. Estado mecánico del pozo donde se implementaron los registros.	84
Fig 20. Respuesta típica de un PNC para cada una de las etapas de captura de sección (Σ).	88
Fig 21. Comparación de valores de $(\Sigma_B - \Sigma_A)$ calculados de la herramienta modificada PNC y la herramienta TDT-K mostrando incertidumbre en las barras verticales de cada punto.	90
Fig 22. Comparación de lecturas de los registros PNC modificado y TDT-K.	91
Fig 23. Representación grafica de las señales de fluidos para un registro magnético nuclear.	94
Fig 24. Secuencia típica de las señales del registro NML a través de un cuerpo de arena para determinar el índice de fluidos libres.	95
Fig 25. Registro NML para determinar posibles zonas de fluidos libres y caracterizar la litología del yacimiento.	98
Fig 26. Registro NML para determinar FFI de un pozo del Campo Frio, al norte de la costa del golfo de Texas.	98
Fig 27. Registro NML para determinar FFI de un pozo localizado al norte de Loussiana.	100
Fig 28. Registro NML para determinar FFI del pozo 1 localizado arenas terciarias de Wyoming.	101
Fig 29. Registro NML para determinar FFI del pozo 2 localizado arenas terciarias de Wyoming.	102
Fig 30. Registro NML para determinar FFI de un pozo localizado en las arenas de Wind River en Wyoming.	103

Fig 31. Registro NML para determinar FFI de una formación de arcillas en el estado de California.	104
Fig 32. Ubicación del yacimiento de Diatomita en Lost Hills.	106
Fig 33. Registro resistivo y poroso del yacimiento de Diatomita en Lost Hills.	107
Fig 34. Prueba de compresibilidad en la Diatomita de OPAL-A para el pozo 6.	110
Fig 35. Registro de densidad Vs. Porosidad de un núcleo en la diatomita OPAL-A.	111
Fig 36. Grafico de Pickett de Resistividad Vs. Registro porosidad de una zona húmeda de los pozos 9 y 10.	113
Fig 37. Corrección de $(S_o)_{\text{Núcleo}}$ Vs $(S_o)_{\text{Registro}}$ para todos los pozos.	114
Fig 38. Corrección de $(S_o)_{\text{Núcleo}}$ Vs $(S_o)_{\text{Registro}}$ para los 5 pozos corazonados y sin limitaciones.	116
Fig 39. Respuesta de un registro C/O Vs. S_o .	123
Fig 40. Respuesta del registro C/O para el pozo 51J203.	125
Fig 41. Respuesta del registro C/O para el pozo 51J203.	127
Fig 42. Respuesta de un registro C/O para el pozo 2-75.	128
Fig 43. Tiempo propagación del agua vs. temperatura, asumiendo gradientes promedios de presión y temperatura.	131
Fig 44. Determinación del t_{pma} en función de la densidad de la matriz y el conocimiento de la litología.	133
Fig 45. Nomograph para calcular S_{xo} .	134
Fig 46. Resultados de registro y corazones para el pozo A.	135
Fig 47. Comparación del S_{XO} obtenido de los análisis por corazones y SARA BAND para el pozo B.	136

LISTADO DE TABLAS

	Pag.
Tabla 1. Técnicas para determinar la saturación remanente de aceite	32
Tabla 2. Resultados de media aritmética y desviación estándar de la S_{OR} obtenida de un corazón como herramienta base de comparación, con respecto a otras técnicas de manera individual.	74
Tabla 3. Resultados de media aritmética y desviación estándar de la S_{OR} obtenida de un corazón como herramienta base de comparación, con respecto a otras técnicas de manera global.	75
Tabla 4. Correlaciones esperadas de la S_{OR} obtenida de un corazón como herramienta base de comparación, con respecto a otras técnicas de manera individual.	76
Tabla 5. Correlaciones esperadas de la S_{OR} obtenida de un corazón como herramienta base de comparación, con respecto a otras técnicas de manera global.	76
Tabla 6. Resultados de media aritmética y desviación estándar de la S_{OR} obtenida por diferentes técnicas como herramienta base de comparación, con respecto a otras técnicas de manera individual.	78
Tabla 7. Resultados de media aritmética y desviación estándar de la S_{OR} obtenida por diferentes técnicas como herramienta base de comparación, con respecto a otras técnicas de manera global.	79
Tabla 8. Correlaciones esperadas de la S_{OR} obtenida de diferentes técnicas como herramienta base de comparación, con respecto a otras técnicas de manera individual.	80
Tabla 9. Comparación de los valores de $(\Sigma A - \Sigma B)$ calculados por el registro PNC y el TDT-K.	89
Tabla 10. Comparación de los valores de $(\Phi * S_W)$ calculados por el registro PNC y el TDT-K.	89
Tabla 11. Resumen de resultados de S_{OR} obtenidos por otras herramientas.	90

Tabla 12. Tiempos de relajación característicos usualmente encontrados en diferentes zonas.	96
Tabla 13. Información de corazones y registros.	108
Tabla 14. Propiedades del yacimiento de Diatomita en Lost Hills.	113
Tabla 15. Valores de los m y d para diferentes minerales.	123
Tabla 16. Nivel de inyección para las capas del campo Daqing.	124
Tabla 17. Resultados obtenidos por el registro C/O en Daqing Field.	126
Tabla 18. Tiempo de propagación y permisividad dieléctrica de diferentes materiales.	130

LISTADO DE ANEXOS

Anexo A. *Archivo en Excel.* Hoja de cálculo del análisis estadístico realizado para los resultados de saturaciones de aceite remanente.

Anexo B. *Archivo en Excel.* Macro en Visual Basic que integra las herramientas para determinar la saturación de aceite remanente.

RESUMEN

TITULO: TECNICAS PARA DETERMINAR LA DISTRIBUCION DE LA SATURACIÓN DE ACEITE REMANENTE DURANTE LA PRODUCCION PRIMARIA DE UN YACIMIENTO.*

AUTOR: DIEGO FERNANDO CASTELLANOS GARCIA.**

PALABRAS CLAVE: Recobro mejorado, saturación de aceite remanente, corazones, registros.

DESCRIPCION

Debido a la creciente demanda energética a nivel mundial, ha sido conveniente prestar mayor atención a los campos maduros con el objetivo de aumentar la producción de hidrocarburos y así contribuir con el abastecimiento de los requerimientos de energía. En ese orden de ideas, los procesos de recuperación adicional constituyen alternativas importantes que permiten el incremento de la producción de aceite en este tipo de campos. Para la implementación exitosa de este tipo de procesos, es importante conocer la saturación de aceite en el medio poroso y la forma en que se encuentra distribuido este aceite en el yacimiento.

Se presenta un análisis teórico que reúne las técnicas utilizadas en la actualidad para cuantificar y determinar la distribución de la saturación de aceite remanente en los yacimientos. Las técnicas analizadas son: balances de materia, análisis de corazones y registros de pozos entre los cuales se interpretaran herramientas como el resistivo, magnético nuclear, propagación electromagnética, constante dieléctrica, carbono-oxígeno, gravimétrico y el de captura de pulsos de neutrón.

Posterior a la descripción de los fundamentos teóricos, se desarrollaron correlaciones estadísticas basadas en los resultados observados en distintos campos donde se han implementado estas técnicas. Estas correlaciones permiten establecer la relación existente entre las mediciones de saturaciones de aceite remanente obtenidas con una herramienta y las obtenidas con otras, todo enfocado en resultados estadísticos encontrados. Para ello, se construyó una aplicación en Excel con macros en Visual Basic que permite realizar estos análisis. Adicionalmente, se realizó una discusión de aplicaciones en campos en los cuales se implementaron las herramientas descritas.

Finalmente, se planteó una metodología que permite decidir la herramienta más adecuada para determinar la S_{OR} , dependiendo de parámetros existentes en el yacimiento objeto de estudio.

* Proyecto de Grado

** **Facultad:** Físico-Químicas. **Escuela:** Ingeniería de Petróleos.

Director: M Sc, M. E. Samuel Fernando Muñoz Navarro

Codirectores: Ing. Robinson Jiménez Díaz- M. Sc. Claudia Patricia Soto Tavera.

ABSTRACT

TITLE: **TECHNIQUES FOR DETERMINING THE DISTRIBUTION OF THE REMAINING OIL SATURATION DURING THE PRIMARY PRODUCTION OF A RESERVOIR.**

AUTHOR: **DIEGO FERNANDO CASTELLANOS GARCIA.**

KEYWORDS: Enhanced oil recovery, remaining oil saturation, cores, logs.

DESCRIPTION

In an effort to alleviate the pressures caused by an increase in worldwide energy usage, an emphasis has been placed on increasing the hydrocarbon production of mature fields. Considering this idea, additional recovery processes are important alternatives to help allow for increased oil production in mature fields. For successful implementation of such processes, it is important to understand the oil saturation levels of the porous medium along with its distributing throughout the reservoir.

A theoretical analysis is presented which describes current techniques used to quantify and determine the distribution of remaining oil saturation in reservoirs. Techniques discussed are as follows: Material Balances, Core Analysis and Well Logs which were interpreted tools such as resistive, nuclear magnetic, electromagnetic propagation, dielectric constant, carbon-oxygen, gravimetric and the capture of neutron pulses.

After describing the theoretical foundations, statistical correlations were developed based on the results observed in different fields which properly utilized these techniques. These correlations allow relationship between the measurements obtained saturation remaining oil with a tool and those obtained with others, all focused on statistical results found. To this end, an application was built in Excel macros in Visual Basic which enables these analyses. Additionally, there was a discussion of applications in fields which were implemented tools described.

Finally, we raised a methodology deciding the best way to determine the ROS, depending on parameters in the reservoir under study.

* Graduate Project

** **Faculty:** Physical-Chemical. **School:** Petroleum Engineering.

Director: M Sc, M. E. Samuel Fernando Muñoz Navarro

Co-directors: Ing. Robinson Jiménez Díaz- M. Sc. Claudia Patricia Soto Tavera.

INTRODUCCION

La saturación de aceite remanente en el yacimiento es aquella que se determina después de que este ha estado produciendo durante un periodo de tiempo. La determinación de esta saturación es un hecho importante para el desarrollo de un campo petrolero, puesto que de ella depende en gran parte la evaluación de viabilidad para la implementación de proyectos de recuperación adicional de petróleo en el yacimiento con el fin de incrementar la producción.

Actualmente, existen diversos métodos para determinar la saturación de aceite remanente, los cuales se pueden agrupar en 3 categorías: (i) Procedimientos especiales con corazones, (ii) Análisis con registros de pozos, (iii) Cálculos volumétricos. Los resultados de saturación de aceite remanente varían de acuerdo al procedimiento con el cual se realice la medición, ya que cada uno mide distintas propiedades y depende de diferentes parámetros para su determinación. La utilización de una sola técnica para realizar este cálculo no dará una respuesta confiable y representativa de la cantidad de hidrocarburos in-situ y, por consiguiente, no se puede evaluar la viabilidad de implementar un proceso de recobro adicional.

En ese sentido, la experiencia ha demostrado que para la mayoría de las aplicaciones, es conveniente el uso de dos o más técnicas diferentes de medición de la S_{OR} , ya que esto provee un mejor entendimiento de la distribución espacial del aceite en el yacimiento.

En este trabajo se plantea una metodología que tiene en cuenta las diferentes herramientas utilizadas en la actualidad para el cálculo de saturación de aceite remanente. Esta metodología permite seleccionar las técnicas más apropiadas para implementar dependiendo de las condiciones de los pozos y el yacimiento, y con ello, tener una evaluación preliminar respecto a la puesta en marcha de procesos de recuperación adicional en función de la saturación de petróleo remanente y su distribución en el medio poroso.

1. TÉCNICAS PARA DETERMINAR LA SATURACIÓN DE ACEITE REMANENTE

La saturación de aceite remanente (S_{OR}), es aquella saturación de aceite medida a cualquier tiempo durante la vida productiva de un yacimiento. El desarrollo de métodos de recuperación adicional, debe estar basado en gran medida sobre el conocimiento de qué tanto aceite existe aún en el yacimiento y, más importante todavía, en cómo se encuentra distribuido espacialmente este aceite. Por esta razón, se hace significativo el estudio de las técnicas y metodologías existentes para determinar la saturación de aceite remanente y la forma en que se distribuye en el medio poroso.

En ese orden de ideas, y teniendo claro por qué es importante evaluar la saturación de aceite remanente, surgen tres interrogantes relacionados: ¿cuándo, cómo y dónde determinarla? Estas cuestiones se discuten a continuación¹.

1.1 ¿CUANDO DETERMINAR LA SATURACION DE ACEITE REMANENTE?

La saturación de aceite remanente debe ser calculada para decidir si es económicamente rentable iniciar un proceso para mejorar la producción de un yacimiento; por ejemplo, la puesta en marcha de métodos de recuperación secundaria y/o terciaria. Estos métodos se han implementado en buena parte de yacimientos a nivel mundial, unos con éxito y otros sin éxito. Una de las causas más influyentes a la que puede atribuirse el fracaso de procesos de recuperación adicional es el desconocimiento de la cantidad y la forma en que se encuentra distribuido el aceite remanente en el medio poroso, lo que conlleva a desarrollar el proyecto con muchas incertidumbres en los resultados. Por lo anterior, en la industria petrolera se han desarrollado técnicas para medir la saturación de aceite remanente.

Existen dos etapas durante el desarrollo de un campo que son indispensables para determinar la saturación de aceite:

- Cuando se descubre el yacimiento: saturación inicial.
- Cuando se desee implementar procesos (recuperación secundaria y terciaria, perforaciones infill) que permitan extraer volúmenes adicionales de hidrocarburos: saturación remanente.

¹ E. C. Thomas, SPE, Shell Oil Co., J.E. Richardson. SPE, Shell Oil Co., M. T Shannon. "The Scope and Perspective of ROS Measurements and Flood Monitoring." Paper SPE 14060.

Para efectos de este trabajo, se hará énfasis en el cálculo de la saturación remanente de aceite en la segunda etapa referenciada; con el fin de decidir la posibilidad de implementar un método de recobro a futuro. Además, es importante considerar que para medir la saturación de aceite remanente se debe conocer el área productiva del yacimiento; por ello es necesario tener conocimiento de la geología, las características del fluido y las propiedades petrofísicas; ya que las técnicas existentes que permiten determinar la saturación del aceite se encuentran principalmente en función de estos parámetros.

1.2 ¿DONDE SE MIDE LA SATURACION DE ACEITE REMANENTE?

Determinar la localización para medir la saturación de aceite remanente es una decisión complicada. Encontrar con una exactitud significativa un banco de aceite en el yacimiento se debe tener en cuenta:

- Un mínimo número de pozos para la medición: esto se debe a que las diferentes herramientas que se implementaran para determinar la S_{OR} deben correrse en espaciamientos reducidos con el fin abarcar secciones más significativas del yacimiento, y con ello establecer la distribución vertical de la saturación de aceite remanente.
- Un diagrama de la distribución dinámica de los fluidos en el yacimiento: es de gran importancia determinar por qué, cómo y hacia donde está migrando el crudo en la formación y en qué parte se puede estar depositando.

1.3 ¿COMO MEDIR LA SATURACION DE ACEITE REMANENTE?

Existen varios métodos en la industria para estimar la saturación de aceite remanente, los cuales proveen resultados con cierto grado de incertidumbre. Cada método depende de propiedades físicas diferentes y usa diversas pruebas en su desarrollo. En la actualidad estas técnicas se pueden clasificar en 3 categorías:

- Procedimientos con corazones:
 - Corazones tipo barril presurizado (Pressure Coring)
 - Corazones tipo barril esponja (Sponge Coring)
 - Corazones convencionales (Convencional Coring)
- Procedimientos con registros:
 - Registros NML. (Nuclear Magnetism Log)
 - Registros Resistivos.
 - Registros C/O (Carbón/Oxygen log)
 - Registros EPT (Electromagnetic Propagation Tool)

- Registros Gravimétricos.
- Registros de constante dieléctrica.
- Registro de Captura de pulsos de neutrón. (PNC).

➤ Cálculo volumétrico de hidrocarburos in-situ (Balance de materia).

La utilización de un solo método no provee la mejor respuesta posible para calcular la saturación de aceite remanente, ya que cada técnica se encuentra en función de diferentes parámetros como propiedades de roca, propiedades de fluido, características del pozo, heterogeneidad en el yacimiento, entre otros. Por ello, es conveniente el uso de más de una técnica, con el fin de obtener resultados precisos de la distribución del aceite en el medio poroso, durante la producción primaria de un yacimiento.

1.3.1 Análisis de corazones

Estos métodos son eficaces para calcular la saturación de aceite debido a que proveen una distribución detallada del aceite in-situ dentro del intervalo corazonado. Además, permiten determinar las permeabilidades y descripciones petrofísicas en el corazón. Toda esta información se puede correlacionar para obtener estimativos de distribuciones de saturaciones de aceite remanente y consecuentemente, puede usarse para evaluar el potencial de un proceso de recuperación adicional².

Los resultados de saturaciones de aceite por medio de análisis de corazones pueden verse afectados por problemas al momento obtener una muestra representativa del yacimiento. En la *figura 1* se pueden observar los cambios en el contenido de fluidos presentes en un corazón cuando este es llevado a superficie, de un yacimiento virgen que contiene solo agua y aceite.

En la figura referenciada se observan dos situaciones extremas realizadas en superficie para la toma de información:

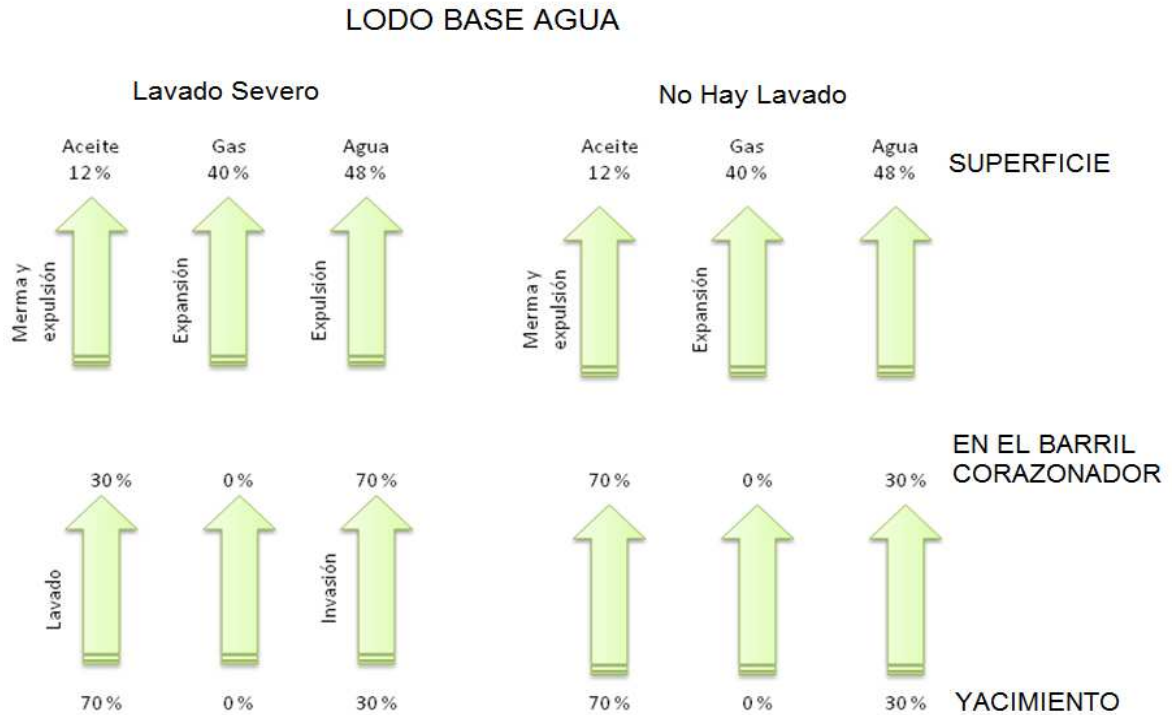
- Se realizó un lavado riguroso por filtrado al corazón (se emplea agua para limpiar la muestra).
- No se realizó ningún lavado a la muestra.

El filtrado tiene la función de desplazar el petróleo de la muestra hasta cierto punto; obteniendo el máximo lavado se puede alcanzar la saturación irreducible de

² R. E. Wyman. "How Should we Measure Residual Oil Saturation." Bulletin of Canadian Petroleum Geology. Paper SPE 7182. May 1977.

aceite. Se presentan excepciones cuando se utilizan lodos base aceite para corazonar zonas que contengan solo aceite y agua connata inmóvil.

Figura 1. Contenido típico de fluidos de un corazón, desde el yacimiento hasta la superficie, de una formación productora de aceite virgen.



FUENTE: Modificado de R. E. Wyman. "How Should we Measure Residual Oil Saturation." Bulletin of Canadian Petroleum Geology. Paper SPE 7182. May 1977.

La exactitud de las mediciones obtenidas por las pruebas con corazones convencionales se ven afectadas por la invasión del filtrado durante la operación de corazonamiento o por la expansión del gas cuando el barril del núcleo retorna a la superficie. A medida que el corazón es llevado a superficie la presión disminuye; el gas disuelto sale de la solución y se expande expulsando aceite y agua, la salida del gas causa entonces la merma en el aceite. Adicionalmente, las mediciones se ven afectadas por la disminución de la temperatura a medida que el corazón es llevado a superficie causando una merma adicional al aceite, comparativamente en menor proporción a la causada por la salida del gas.

Es muy importante seleccionar cuidadosamente el fluido de perforación (lodo) para realizar la toma de muestra de los corazones. Se asume frecuentemente que un buen lodo de perforación no tendrá ningún problema para la interpretación del corazón; desafortunadamente se asume mal, ya que los fluidos de perforación

poseen características dinámicas de filtración hacia el corazón. Las características dinámicas de filtración deben ser medidas bajo condiciones aproximadamente a las existentes en el pozo durante la operación de corazonamiento, a fin de minimizar sus efectos sobre la determinación de la S_{OR} . Adicionalmente, los surfactantes y otros materiales utilizados para el tratamiento de lodos de perforación afectan la tensión interfacial entre los fluidos y las características de mojabilidad de la formación; por lo tanto, tendrán un efecto apreciable sobre el lavado hecho por los fluidos contenidos en el filtrado del fluido de perforación.

El uso de herramientas corazonadoras en forma de barril, las cuales están compuestas por una camisa de caucho conocida como “Rubber-sleeve core barrel”, permite minimizar las alteraciones físicas de la formación.

La mojabilidad del corazón y la saturación de fluidos pueden verse afectados si la muestra no es tratada adecuadamente. Normalmente, se hacen grandes esfuerzos para conservar el corazón en superficie al ser este removido del barril corazonador como se encontraba en la formación; todo esto para evitar escapes de gas, evaporación de fluidos, exposiciones al oxígeno y posibles contaminaciones por contacto con agua, petróleo y otros fluidos.

Otro aspecto que debe tenerse en cuenta para medir con exactitud la saturación de aceite es la selección adecuada de las brocas de corazonamiento, ya que se pueden presentar grandes invasiones por filtración debido al diseño que estas tengan. El uso de diamantes en las brocas de corazonamiento, ha permitido obtener buenos resultados; las brocas con diamantes policristalinos compactados (PDC) permiten obtener corazones de una formación 5 veces más rápido comparado con aquellos realizados usando brocas de diamantes convencionales. Además, las brocas de corazonamiento PDC proveen resultados de mayor precisión ya que hay menos tiempo disponible para la invasión por filtrado de fluidos dado las altas tasas de penetración.

✦ **Muestreo y preservación del corazón en superficie**

Durante las operaciones de corazonamiento, el corazón debe ser manejado cuidadosamente para minimizar cualquier tipo de daño que pueda presentarse; el núcleo debe limpiarse pero no lavarse para remover el lodo superficial. Si este es examinado en la locación del campo, debe exponerse el menor tiempo posible a la atmósfera y a la luz del sol. Para almacenar y transportar el corazón al laboratorio se utilizan cajas congeladas con hielo seco; aunque su uso no es necesario si este va a ser analizado dentro de las próximas 24 a 48 horas. Si la muestra va a ser transportada largas distancias y si los análisis van a demandar grandes periodos de tiempo o si se van a realizar estudios de mojabilidad y/o propiedades de flujo de fluidos deben tenerse en cuenta mayores cuidados para preservar el corazón.

Una de las técnicas más utilizadas para preservar los corazones consiste en limpiar y secar la muestra, luego este se envuelve en dos o tres capas de "Saran Wrap" (película de compuestos químicos), posteriormente se recubre con hojas de papel aluminio y se envuelve todo esto en varias capas de cera o con un plástico de bajo punto de fusión, mediante la inmersión en el material, estando éste fundido. El material de revestimiento debe tener un punto de fusión relativamente bajo de modo que no se vuelva quebradizo y que a temperatura normal no se vuelva frágil y a su vez no cause calentamiento en el corazón.

✚ Tipos de herramientas corazonadoras

Durante las operaciones de corazonamiento la expansión del gas tiende a desplazar tanto agua como aceite de los núcleos en la medida que son transportados hacia la superficie. En algunos casos, la saturación de aceite medida en los corazones puede ser únicamente un porcentaje pequeño del volumen total. Por tal razón, se torna complicado obtener información precisa de lo que verdaderamente se encuentra en el yacimiento. Estimaciones razonables de saturaciones de aceite remanente pueden hacerse mediante simulación de los procesos experimentales de laboratorios, sin embargo, mediciones de este tipo son muy complejas, debido a que son costosas y a menudo no se llega a una conclusión confiable.

Para evitar los inconvenientes anteriormente descritos, se han desarrollado diferentes tipos de herramientas corazonadoras que permiten calcular la saturación de aceite con mayor exactitud solucionando problemas por expansión del gas durante el transporte del barril a superficie³. Estas herramientas son:

- Corazones tipo barril presurizado (Pressure Core Barrel).
- Corazones tipo barril esponja (Sponge Core Barrel).

➤ **Corazones tipo barril presurizado**

Esta herramienta está diseñada para prevenir o minimizar los efectos por expulsión y contracción del aceite, ya que permite mantener la presión constante dentro del barril (similar a la presión de yacimiento); en el momento de arribar a superficie se congela por medio de hielo seco para que no haya movilización de los fluidos durante el análisis.

³ R. P. Murphy, W. W. Owens. "The Use of Special Coring and Logging Procedures for Defining Reservoir Residual Oil Saturations." Presented at SPE AIME Symposium on Improved Oil Recovery held in Tulsa. Paper SPE 3793. 1973.

Las experiencias en campos en los cuales se ha usado esta herramienta corazonadora, indican excelentes resultados, pero a elevados costos de implementación en el momento de determinar perfiles de saturación de aceite remanente. Estimaciones de S_{OR} hechas con esta herramienta han arrojado valores desde 50% para formaciones poco compactas y del 70% para formaciones consolidadas.

La *figura 2* muestra las partes de la herramienta corazonadora a presión. Sus principales especificaciones son: diámetro de 6 pulgadas y longitud de 19 pies incluyendo su broca especial que puede cortar y recuperar 10 pies de 2 5/8" de diámetro de muestra. Esta herramienta puede trabajar a presiones mayores de 6000 psi⁴.

A continuación se presenta el procedimiento para recuperar la muestra con la herramienta corazonadora a presión:

1. El fluido de corazonamiento es desplazado del espacio anular (entre el barril interior y el exterior); mientras que la presión interna del barril se mantiene constante.
2. Se usa Kerosene gelificado por que suministra una buena eficiencia como fluido de desplazamiento y no se solidifica a la temperatura del hielo seco. Todo el desplazamiento se controla por una presión previamente establecida, la cual está ligeramente por encima de la presión del yacimiento. La *figura 3* muestra un esquema de la configuración usada para desplazar el fluido del corazonamiento del barril corazonador.
3. Una vez el fluido de corazonamiento ha sido desplazado, el barril corazonador con la presión interna, es empacado en hielo seco por 3 ó 4 horas hasta congelarlo e inmovilizar los fluidos contenidos en el corazón.
4. Consecuentemente, el barril es despresurizado para que el tubo corazonador interno junto con el corazón congelado sean removidos, cortado en secciones más pequeñas y empacadas en hielo seco para llevarlos al laboratorio.

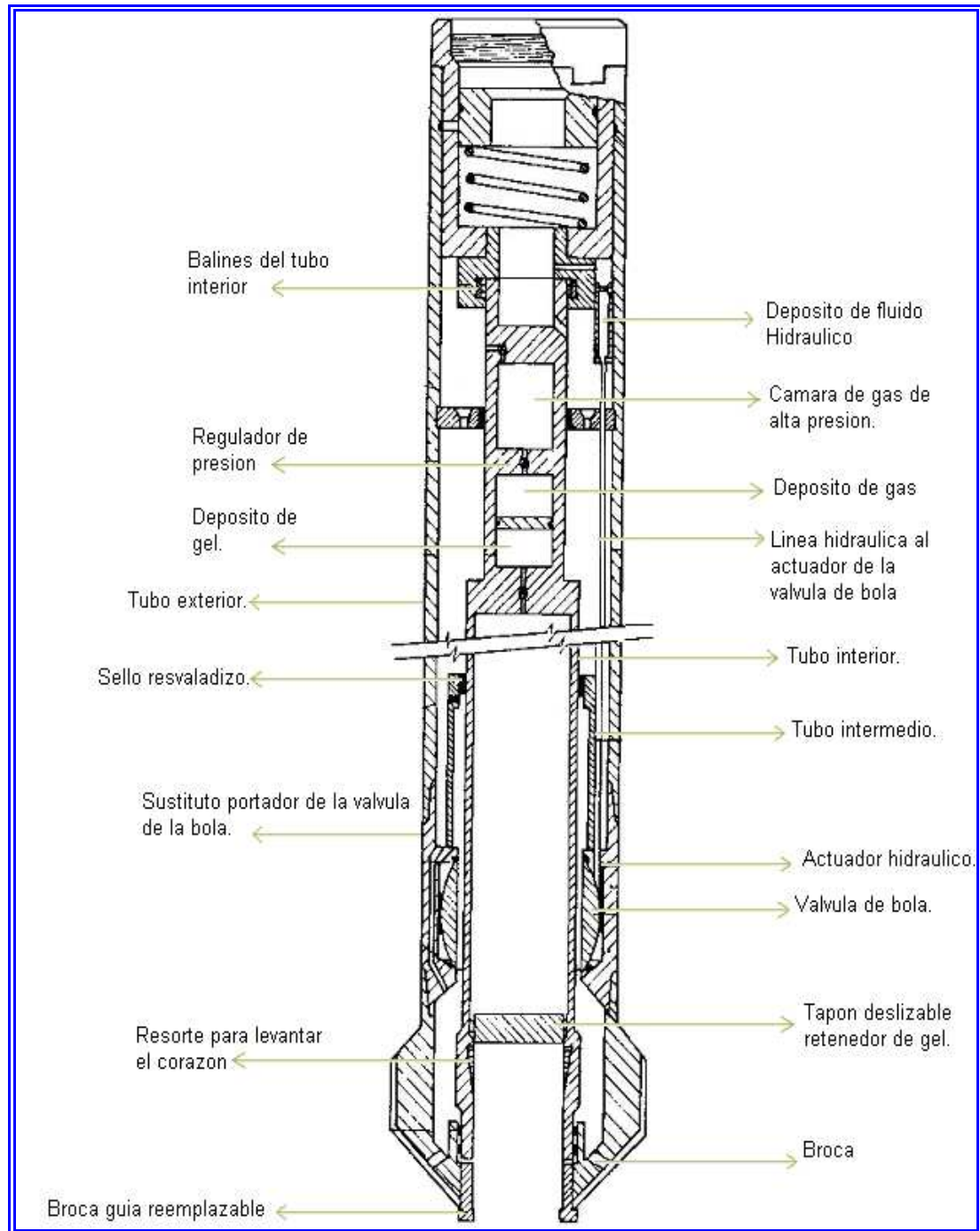
Ventajas del corazón tipo barril presurizado⁵.

- La herramienta incrementa la exactitud en la medida de la saturación, debido a que controla la expansión del gas mientras se lleva a superficie la muestra.

⁴ Koskie, E. T., Jr., "Common-Sense Measures Improve PDC Bit Performance." World Oil. September 1982.

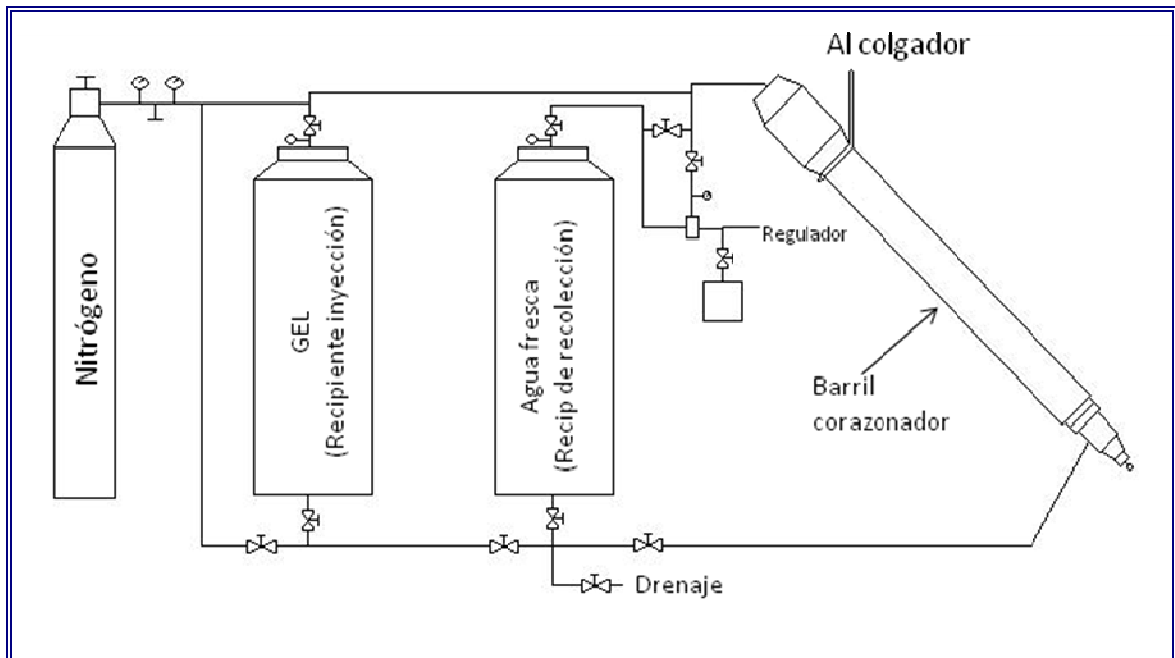
⁵ M.M. Chang, N.L. Maerefat, L. Tomutsa, "Evaluation and Comparison of Residual Oil Saturation Determination Techniques." SPE Formation Evaluation. March 1988.

Figura 2: Corazón tipo barril presurizado.



Fuente: Modificado de R. E. Wyman. "How Should we Measure Residual Oil Saturation." Bulletin of Canadian Petroleum Geology. Paper SPE 7182. May 1977.

Figura 3: Sistema para desplazar el fluido de corazonamiento del barril corazonador a presión.



Fuente: R. P. Murphy, W. W. Owens. "The Use of Special Coring and Logging Procedures for Defining Reservoir Residual Oil Saturations." Presented at the SPE AIME Symposium on Improved Oil Recovery hold in Tulsa. Paper SPE 3793. 1973.

Limitaciones del corazón tipo barril presurizado.

- Las facilidades de superficie son más complejas debido a la necesidad de tener grandes cantidades de hielo seco (CO_2) en superficie y mecanismos para mantener el corazón a temperatura de hielo seco hasta que se complete el análisis.
- La herramienta provee un núcleo de pequeño diámetro (2 ½ pulg) y La máxima longitud de núcleo cortado en cada viaje está limitado a 20 pies.
- La máxima presión con la que puede operar la herramienta debe ser menor de 10000 psi.
- El pozo debe tener un diámetro mayor de 6 ¼ pulg.
- Requiere de un nuevo pozo para implementar la herramienta.

➤ **Corazones tipo barril esponja**

Esta herramienta ha sido diseñada para absorber el aceite expulsado por el núcleo cuando este es llevado a superficie y luego ser añadido al volumen de aceite remanente en el núcleo. Este tipo de herramienta utiliza una cubierta tipo barril esponja, lo que constituye la única diferencia respecto a un corazón tipo convencional. Esta cubierta está diseñada de un medio poroso de poliuretano. A medida que el corazón es llevado a superficie los fluidos tienden a escapar y la esponja se encarga de adsorberlos a través del medio poroso con el fin de optimizar los cálculos para medir la saturación de aceite remanente.

Esta técnica posee una ventaja importante y es que los resultados son muy aproximados a los que se estiman con el corazón tipo barril presurizado, a costos más bajos (similares a los de un núcleo convencional).

Ventajas del corazón tipo barril esponja⁶.

- Esta herramienta es más económica comparada con un núcleo de barril presionado.
- Los procedimientos que se realizan para su implementación en campo son similares a los usados con un corazonamiento convencional y más fáciles de manejar que con un corazonamiento de barril presionado.
- Esta herramienta provee un largo diámetro de corazonamiento por encima de los 3 ½ pulg.

Limitaciones del corazón tipo barril esponja.

- Es necesario hacer una comparación de resultados obtenidos por otros métodos (incluyendo el barril presurizado) para obtener mayor exactitud en la información.
- Debe perforarse un nuevo pozo para ser implementado.

👉 **Calculo de la S_{OR} por medio del análisis de corazones**

Los métodos comúnmente usados para la determinación de la saturación de fluidos incluyen:

⁶ R. J. Blackwell, Exxon Production Research Company. "An Overview of In-Situ Methods for Determining Remaining Oil Saturations." Paper SPE 13702. Presented at SPE Middle East Oil Technical conference. March 1985.

- *Destilación al vacío*: la cual emplea un vacío moderado y 450 °F para recuperar el aceite y el agua.
- *Destilación-Extracción*: donde el agua es destilada y el aceite extraído empleando un solvente apropiado.
- *Retorta con alta temperatura a presión atmosférica*: trabaja con temperaturas de hasta 1200 °F.
- Una combinación de técnicas para aquellas formaciones que contienen arcillas hidratables.
- Técnicas especiales para analizar las muestras recuperadas en el corazón tipo barril presurizado.

La destilación al vacío requiere de un sistema de prueba de filtrado, ya que los aceites de baja gravedad API (pesados) no son totalmente recuperados. Estos factores conllevan a estimar valores bajos de saturación. El aceite no recuperado se queda en las paredes de los poros y afectará la mojabilidad en la eventualidad de que se lleven a cabo pruebas especiales posteriormente en el corazón.

Para la técnica de destilación-extracción se requiere la determinación del peso perdido de la muestra, pesándole antes y después ya limpia, y medir el volumen de agua extraído durante la destilación. El peso del aceite recuperado se obtiene indirectamente como la diferencia entre el peso perdido total y el peso del agua recuperada y este peso es convertido a volumen usando el concepto de densidad. Corazones de baja permeabilidad pueden necesitar semanas de extracción para ser limpiados completamente.

La retorta de alta temperatura suministra una medida directa del aceite recuperado, pero se necesita de una curva de calibración para corregir las pérdidas de livianos y pérdidas por craqueo. De esta manera, se puede determinar la relación de volúmenes recuperados con respecto a los presentes inicialmente en el corazón. Una calibración incorrecta en la curva trae como consecuencia valores erróneos del contenido de aceite, y esto a su vez da como resultado valores incorrectos de porosidad y de saturaciones de aceite y agua. El valor para el contenido de agua en los poros se determina de una parte plana en la curva de recobro de agua. Si la muestra contiene arcillas hidratables, el valor obtenido presenta alta incertidumbre. La muestra sometida al proceso de retorta es destruida y no puede ser usada para pruebas posteriores.

Las saturaciones de aceite que son determinadas de análisis de corazones extraídos con lodos base agua son siempre menores que las saturaciones in-situ. Estos están directamente influenciados por el lavado causado por el filtrado durante el corazonamiento y porque ocurre merma del aceite debido a la expansión del gas a medida que el corazón es llevado a superficie. El uso de corazones tipo barril presurizado elimina este segundo efecto, pero no elimina el

problema por el lavado. Sin embargo, algunos autores señalan que los análisis de corazones para calcular las saturaciones de aceite que son ajustadas por fuga y merma de este, pueden dar valores confiables después de la inyección de agua a la muestra de muchos yacimientos de arenas, particularmente de aquellos que contienen aceites de baja viscosidad.

Kasemi⁷ propuso la siguiente ecuación para calcular la S_{OR} :

$$S_{OR} = (S_{OR})_{core} * B_o * E * \frac{M}{1 - v^2} \quad (1)$$

Donde:

S_{OR}	= Saturación de aceite remanente promedio en la zona lavada del yacimiento (fracción).
$(S_{OR})_{core}$	= Saturación promedio de aceite hallada del corazón (fracción).
B_o	= Factor volumétrico de formación del aceite (bbl/STB).
E	= Factor de Fuga = 1.11 (STB/bbl)
M	= Razón de movilidad (adimensional).
v	= Variación de permeabilidad (fracción).

Murphy y Owens⁸ determinaron que existen condiciones bajo las cuales las saturaciones de fluidos del corazón pueden ser similares a aquellas encontradas en yacimiento. Por ejemplo, si el intervalo corazonado ha sido invadido por el agua después del agotamiento de la presión y el aceite remanente contiene poco, o no contiene gas en solución, la saturación de aceite del yacimiento será conservada en el corazón recuperado en superficie. Estos autores también reportaron que corazonando un yacimiento en avanzado estado de depleción, con gas presente, se obtiene corazones con saturaciones de aceite en el núcleo que cambian muy poco con respecto a las saturaciones del yacimiento.

📌 Observaciones

- Para obtener resultados con mayor exactitud de los análisis por medio de corazones, tanto las propiedades físicas como las saturaciones de los fluidos

⁷ Kasemi, H. "Determination of Waterflood Residual Oil Saturation from Routine Core Analysis." Journal of Petroleum Technology, p. 31-32. Paper SPE 5997. January 1977.

⁸MURPHY, R.P., FOSTER, G.T., OWENS, W.W. "Evaluation of waterflood residual oil saturation using log-inject-log procedures." Journal of Petroleum Technology, p.178-186, February 1977.

en los corazones que van a ser usados para la evaluación del aceite remanente *in-situ*, deben protegerse y mantenerse sin cambio alguno durante su almacenamiento y transporte desde el yacimiento al laboratorio.

- La saturación de aceite remanente a condiciones de yacimiento es generalmente más grande que la saturación de aceite que se obtiene por medio del análisis por corazones.
- La saturación de aceite remanente calculada por medio de corazones puede ser igual a la del yacimiento cuando:
 - El aceite remanente contiene muy poco o no contiene gas en solución.
 - Las zonas corazonadas han sido ya agotadas y se ha usado aire o gas como fluido de perforación.
- Para yacimientos agotados, la saturación de aceite remanente por medio del análisis por corazones puede calcularse como:

$$S_{OR} = 1.15 * (S_{OR})_{core} * B_o \quad (2)$$

Donde:

- S_{OR} = Saturación de aceite remanente promedio en la zona lavada del yacimiento (fracción).
- $(S_{OR})_{core}$ = Saturación promedio de aceite hallada del corazón (fracción).
- B_o = Factor volumétrico de formación del aceite (bbl/STB).
- 1.15 = Factor de corrección de merma, fuga y expulsión de fluidos (STB/bbl).

- Se requieren datos de porosidad precisos y representativos del yacimiento, ya que estos se encuentran relacionados directamente con el cálculo del volumen del yacimiento, saturaciones y volúmenes de fluidos presentes.
- Cuando se va a evaluar la saturación de aceite remanente a partir de un corazón, los procesos de perforación y corazonamiento así como el sistema de fluidos de perforación deben ser cuidadosamente seleccionados y planificados debido a que a partir de estos se obtienen los conocimientos disponibles de las propiedades de las rocas en el yacimiento, la presión y el probable estado de saturación.
- Necesariamente hay que minimizar la expulsión de fluidos que puede ser causada por la declinación de la presión en el corazón cuando es llevado a superficie, así como tratar de evitar la invasión de fluidos al corazón.

- Cuando se emplean lodos base agua, no se debe adicionar aceite al lodo si lo que se pretende es determinar la saturación de aceite ya que se obtendrían valores erróneos.
- La tecnología actual no permite tomar muestras representativas del yacimiento sin involucrar la invasión de algún fluido al núcleo mientras se hace este proceso. Sin embargo, este grado de invasión puede disminuirse por medio de una planificación adecuada y a su vez controlando las siguientes variables de operación:
 - Bajo peso del lodo, minimizar la presión de sobre balance restringiéndola a menos de 200 psi.
 - Utilizar sistemas de lodos blandos con un PH de 7.5 a 8, evitando el uso de cáusticos o surfactantes, si el objetivo es no alterar la mojabilidad. Esto también reduce la merma de aceite remanente por el filtrado del lodo.
 - Las pérdidas de lodo estándar deben ser mantenidas a menos de 10 c.c.
 - Manejar bajas tasas de circulación de lodo, menores de 200 gal/min.
 - Para el corazonamiento convencional con rotación, se deben usar brocas de diamante (PDC).

1.3.2 Análisis por medio de registros

Los registros son las herramientas más utilizadas para obtener a través de un pozo una descripción básica de las propiedades del sistema roca/fluido. Los registros son el único método existente para inferir detalladamente perfiles de saturaciones de los fluidos de yacimiento en vecindades de los pozos. La determinación de la saturación de aceite remanente normalmente requiere de un alto grado de exactitud en las herramientas para su cálculo, es por ello que el análisis por medio de registros ha sido de gran importancia durante los últimos años. Debido a esto, se ha determinado que el análisis por medio de registros provee una detallada descripción de la distribución de aceite remanente en las cercanías de la cara del pozo⁹. En la actualidad se adelantan esfuerzos para mejorar las herramientas de registros y así obtener mejores resultados de la evaluación de la saturación de aceite remanente con este tipo de herramientas.

La porosidad es un dato básico que debe ser hallado para calcular la saturación de aceite remanente por medio de registros. Este valor puede ser encontrado durante el análisis de corazones (si se tiene disponible) o por medio de registros de porosidad como lo son el registro de densidad, el sónico o el neutrón. La inexactitud en la medida tomada de saturación de aceite remanente, se ve

⁹ R. E. Wyman. Op. cit. p. 18.

influenciada directamente por la medición de la porosidad. Hay que considerar que entre más pequeños sean los valores de porosidad, mayor es la incertidumbre en los valores de saturación remanente de aceite hallados.

Si por técnicas convencionales de toma de registros se obtiene una saturación original de aceite de aproximadamente el 75% del volumen poroso, un error entre el 5 y el 10% en la determinación de este valor no conllevaría a errores, ya que el valor base es lo suficientemente alto como para ordenar el completamiento del pozo. Sin embargo, esta misma duda no puede tolerarse cuando se está determinando la saturación de aceite remanente. Por esta razón, en los últimos años se han desarrollado varias técnicas de registros especiales. El cálculo de la saturación mediante el uso de estas herramientas especiales requiere del conocimiento de otras propiedades físicas de los fluidos y de la formación.

No todas las herramientas de registros han sido probadas en campo, sin embargo, algunas de ellas han presentado excelentes resultados en pruebas experimentales y serán incluidas en este análisis.

Los registros más utilizados en la industria para determinar la S_{OR} son:

- Registros resistivos.
- Registro de propagación electromagnética (EPT).
- Registro de magnetismo nuclear (NML).
- Registros de constante dieléctrica.
- Registro de Carbono-Oxígeno (C/O).
- Registros gravimétricos.
- Registros de captura de pulsos de Neutrón (PNC).

La *tabla 1* muestra los diferentes tipos de registros y las características generales propias de cada uno de ellos.

La exactitud esperada para rocas con porosidades mayores del 25% (desviación en % de volumen) es excelente si es menor del 2%, buena, si está entre 2 y 4%, regular, si está entre 4 y 6% y pobre si es mayor de 6%.

1.3.2.1 Registro Resistivo

El registro resistivo es el más antiguo y uno de los más comunes en la industria petrolera para medir las saturaciones de fluidos. Esta herramienta es muy usada debido a sus bajos costos de operación y por su relativamente buena profundidad de investigación. Es conveniente correrlo en hueco abierto para aumentar la exactitud de sus resultados. La respuesta de este registro depende de las propiedades del sistema roca-fluido.

Tabla 1: Técnicas y herramientas para determinar la saturación remanente de aceite.

Herramientas de registro	Corrida en hueco Revestido	Prueba de campo	Precisión esperada
Resistivo	No	Si	Pobre
NML	No	Si	Excelente
EPT	No	Si	Buena
Constante dieléctrica	No	Parcialmente	Desconocida
C/O	Si	Si	Pobre
Gravimétrico	Si	Si	Regular
PNC	Si	No	Excelente

Fuente: Modificado de M.M. Chang, N.L. Maerefat. "Evaluation and Comparison of Residual Oil Saturation Determination Techniques.". Paper SPE 14887. March 1988.

Medir la saturación de aceite remanente por medio de un registro resistivo depende de ciertos parámetros como: porosidad, contenido de arcillas, exponente de cementación, exponente de saturación, resistividad del agua y de la conductividad de las arcillas. Además, hay que tener en cuenta que las respuestas obtenidas con la herramienta puede presentar inexactitudes en presencia del medio físico que lo rodea, incluyendo el lodo y la geometría del pozo.

En 1942, G.E. Archie¹⁰, publicó una relación entre la saturación de agua, las propiedades de roca-fluido y la resistividad. Esta fórmula clásica conocida como la ecuación de Archie se expresa como:

$$S_w = \sqrt[n]{\frac{a * R_w}{\phi^m * R_t}} \quad (3)$$

Donde:

S_w = Saturación de agua (fracción).
 R_w = Resistividad del agua de la formación (ohm-m).

¹⁰ G.E. Archie. "The Electrical Resistivity Log as an Aid in Determining Some Reservoir Characteristics." Published in Petroleum Transactions. Paper SPE-942054-G. 1942.

- R_t = Resistividad verdadera medida con herramienta (ohm-m).
 Φ = Porosidad (fracción).
 m = Exponente de cementación (adimensional).
 n = Exponente de saturación (adimensional).
 a = Factor litológico de Archie (adimensional).
 $a = 0.81$ para arenas.
 $a = 1.0$ para formaciones compactas.

La ecuación de Archie es utilizada para determinar la saturación de agua en formaciones limpias (sin contenido de arcillas), con porosidades intergranulares no homogéneas. Esta es la ecuación básica a partir de la cual se han derivado otras ecuaciones para el cálculo de S_w . Cuando la conductividad eléctrica de la formación se debe solamente al agua intersticial, los valores de saturación de agua pueden ser estimados por el método de Archie. Sin embargo, este no es el caso para formaciones arcillosas puesto que la presencia de arcilla produce conductividades que en la mayoría de los casos no pueden ser descartadas. Es muy importante conocer que las arcillas afectan las lecturas de los perfiles de saturación dependiendo de la cantidad presente, propiedades físicas y del modo en que se encuentran distribuidas en la formación.

La arcilla puede estar distribuida en el yacimiento de 3 formas:

- Arcilla dispersa: se encuentra contenida en forma de partículas, fragmentos o cristales los cuales se depositan sobre las superficies de los granos, ocupando parte del espacio poroso.
- Arcilla estructural: aquella que existe en forma de fragmentos o cristales los mismos que son parte integral de la estructura de la roca.
- Arcilla laminar: combina características de las arcillas dispersas y estructurales ocupando un volumen en la estructura de la roca.

Debido a la presencia de arcillas, algunos autores han desarrollado modelos con el fin de tomar en cuenta los efectos de los diferentes tipos de arcillas que se pueden presentar en la formación¹¹. Los modelos más usados son:

- Simandoux:

$$S_w = \frac{\frac{V_{Arcilla}}{R_{Arcilla}} + \left(\frac{V_{Arcilla}}{R_{Arcilla}}\right)^2 + \frac{4 * \phi^m}{a * R_w * (1 - V_{Arcilla}) * R_t}}{\left(\frac{2 * \phi}{a * R_w * (1 - V_{Arcilla})}\right)} \quad (4)$$

¹¹ R. E. Wyman. Op. cit. p. 18.

- Indonesia:

$$S_W = \left[R_t * \frac{V_{Arcilla}^{d^*}}{R_{Arcilla}} + \frac{\phi^{\frac{m}{2}}}{a^* R_W} \right]^{-2/n} \quad (5)$$

- Waxman-Smiths:

$$S_W = \left[\left(\frac{B * Q_v * R_W}{S_W} + 1 \right) * \left(\frac{R_t}{F^{**} * R_W} \right) \right]^{-1/n^*} \quad (6)$$

$$d^* = \left(1 - \frac{V_{Arcilla}}{2} \right) \quad (7)$$

$$F^{**} = \left(\frac{a^*}{\phi^{m^*}} \right) \quad (8)$$

$$Q_v = \frac{b^*}{\phi^{c^*}} \quad (9)$$

Donde:

S_W	=	Saturación de agua (fracción).
ϕ	=	Porosidad (fracción).
n	=	Exponente de saturación para arenas limpias (adim.)
a	=	Constante en ecuación de Archie (adim.)
m	=	Exponente de saturación (adim.)
B	=	Conductancia equivalente de los cationes de intercambio de la arcilla.
Q_v	=	Concentración en volumen de los cationes de intercambio de arcilla. En presencia de arenas limpias es igual a cero (adim.)
F^{**}	=	Factor de formación para arenas arcillosas (adim.)
n^*	=	Exponente de la saturación para arenas arcillosas (adim.)
a^*	=	Constante en la ecuación de Waxman-Smiths (adim.)
m^*	=	Exponente de cementación para arenas arcillosas (adim.)
b^*	=	Constante que relaciona Q_v con porosidad (adim.)
c^*	=	Constante que relaciona Q_v con porosidad (adim.)
d^*	=	Constante empírica de Waxman-Smiths (adim.)
V_W	=	Volumen de arcillas.
R_W	=	Resistividad medida en la arcilla (ohm-m).

Las ecuaciones presentadas constituyen aproximaciones validas, independiente del tipo de arcilla y del rango de valores de saturación encontrados en la práctica.

De esta forma se puede decir que la saturación de aceite remanente se define como la unidad menos la saturación de agua determinada en cierto momento. Bajo la mejor de las condiciones, un error (una desviación estándar) en el cálculo de la saturación remanente de aceite se encuentra entre 5 y 10%. Bajo condiciones menos favorables, tales como la falta de análisis de corazones, resulta una desviación de más del 10% en el cálculo de la saturación de aceite remanente. Estas desviaciones pueden disminuirse si se conoce con exactitud las propiedades tanto de fluido como roca por medio del análisis de corazones.

Ventajas del registro resistivo¹².

- Gran radio de investigación: de 2 a 50 pies.
- Si el exponente de saturación “n” es conocido, este método suministra estimaciones de aceite remanente con alta exactitud.
- Este tipo de registros se encuentra ampliamente disponible en la industria.
- No solo se utiliza para el cálculo de las saturaciones de los fluidos presentes sino también otras propiedades del medio poroso.
- La saturación de aceite que se mide con esta herramienta puede ser tanto la móvil como la inmóvil.
- Debido a que la herramienta debe ser corrida en hueco abierto, no presenta la limitación si el pozo ha sido completado con casing de fibra de vidrio.

Limitaciones del registro resistivo.

- Solo puede ser corrido en hueco abierto y se requiere perforar un pozo nuevo para este propósito.
- La técnica no permite diferenciar la saturación del gas a la del aceite.
- Se requiere conocer la salinidad de la formación para que no afecte la exactitud de las mediciones.
- La herramienta posee baja resolución vertical de los perfiles de saturación.
- Para el caso en que el agua de la formación sea dulce o se desconozca su resistividad, es conveniente inyectar una salmuera a la formación.
- El número de corridas y la exactitud de los valores medidos con el registro resistivo dependerá del uso de la herramienta y de la geometría de la formación.

¹² R. J. Blackwell. Op. cit. P. 26.

- Para obtener valores precisos de “n” en toda la formación o en la zona de interés es necesario disponer de pruebas de corazones.
- Cuando se presentan problemas por arcillas presentes en la formación, es conveniente utilizar alguna función que relacione “n” con la saturación de aceite.
- La exactitud en los resultados no es muy buena.

1.3.2.2 Registro Magnético Nuclear (NML).

Es la técnica más aproximada para medir la saturación de aceite remanente y se implementa en hueco abierto. El registro NML es una herramienta única en su medición ya que su señal proviene solamente del fluido contenido en los poros de la roca. La señal generada por la herramienta NML reacciona con los protones de hidrogeno que se encuentran en las moléculas de los fluidos contenidos en el espacio poroso en las vecindades del pozo. Una ventaja es que la herramienta no registra las moléculas de agua presentes en poros pequeños como es el caso del agua incrustada en las arcillas. Además, si se tiene en el medio poroso agua y aceite, la respuesta total vendrá de ambos fluidos, del aceite que no está relativamente influenciado por el tamaño del poro y por otro lado del agua que de alguna manera se ve influenciada por el tamaño de los poros y la matriz de la roca. Esta herramienta se ha implementado desde principios de la década del 60.

El principio de la herramienta NML se basa en un fuerte campo magnético impuesto al fluido que se encuentra alrededor del pozo, a través de una corriente enviada por medio de una bobina de fibra de vidrio¹³. En el momento en que el campo se activa, se genera una magnetización inducida a los fluidos de los alrededores de manera que este sigue creciendo hasta establecerse un equilibrio proporcional al campo aplicado. Cuando el campo magnético termina, los protones tienen un movimiento de precesión con respecto al campo magnético de la tierra dando origen a una oscilación, la cual hace que decaiga el voltaje exponencialmente. Esta secuencia puede observarse en la *figura 4* para una magnetización inducida dada. La magnitud de la señal depende del fluido total presente.

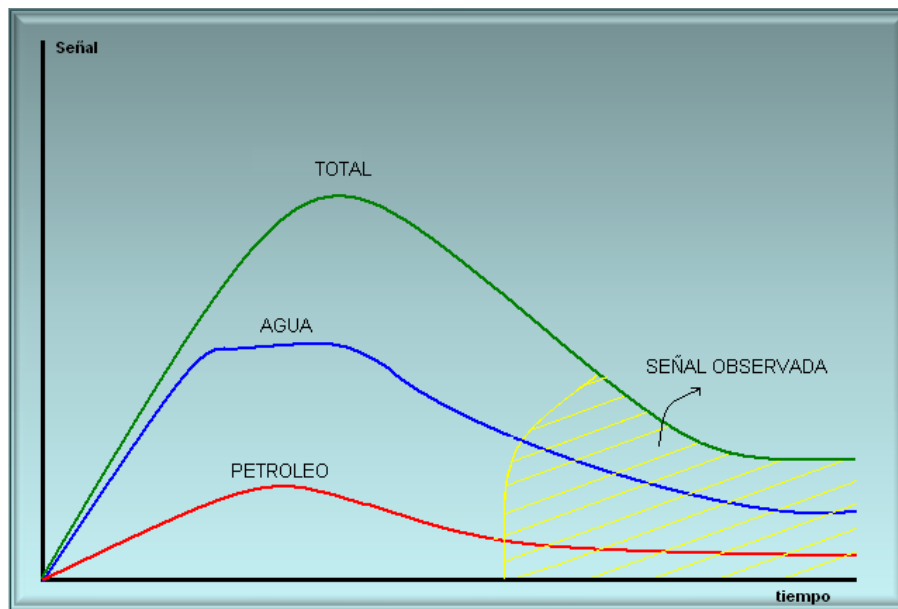
Se debe tener en cuenta que cuando los poros son relativamente grandes, la señal, expresada como el índice de fluidos libres de aceite (FFI), se aproximará a la porosidad total. Para evitar las señales provenientes del lodo, se adiciona al sistema del lodo partículas ferromagnéticas tales como la magnetita, la cual impide la invasión a la formación.

¹³ R. E. Wyman. Op. cit. P. 18.

Una manera de estimar mejor la saturación de aceite remanente es inyectando un fluido que contenga iones paramagnéticos con el fin de que disminuya la señal que se obtiene la herramienta por el agua presente en la formación. La respuesta observada se representa en la *figura 5*.

Si la viscosidad del aceite en la formación es bastante alta (valores de viscosidad > 600 cp) la precesión del protón se desvanecerá tan rápidamente que no medirá las señales provenientes del aceite.

Figura 4: Señal del registro NML del aceite y el agua en el medio poroso.



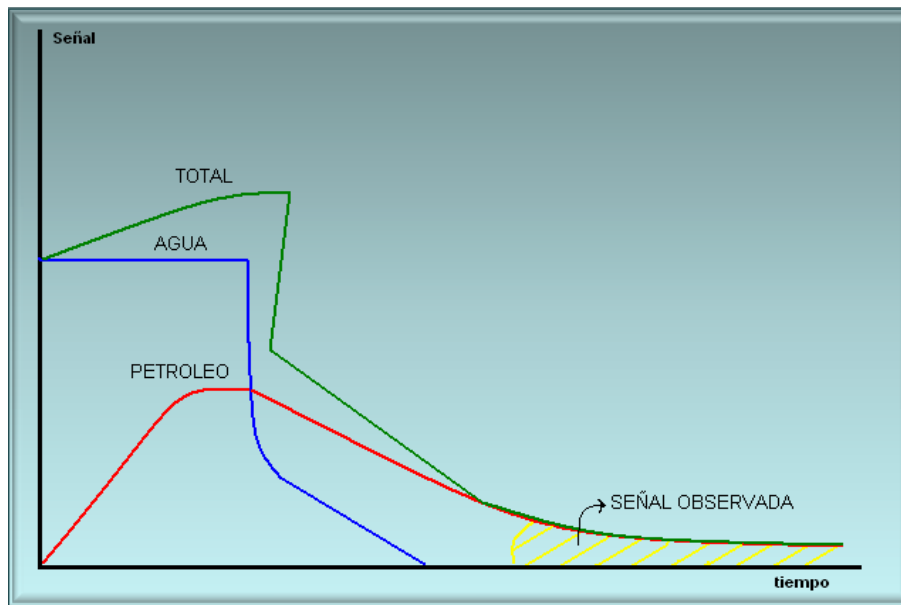
Fuente: Modificado de R. E. Wyman. "How Should we Measure Residual Oil Saturation." Bulletin of Canadian Petroleum Geology. Paper SPE 7182. May 1977.

➤ **Aplicación del registro NML en crudos pesados**

Uno de los primeros usos comerciales de la herramienta NML, fue para diferenciar el aceite del agua en campos pocos profundos con aceites pesados. Como los aceites de estos campos eran muy pesados, las señales del crudo no podían detectarse, pero en cambio se obtenían buenas señales del agua provenientes de arenas no consolidadas de alta porosidad.

Debido a las dudas en la porosidad y en los porcentajes de agua en la roca, la técnica fue usada principalmente como una guía empírica para encontrar zonas productoras de aceite.

Figura 5: Señal de un registro NML debido a la inyección de iones paramagnéticos para eliminar la señal del agua.



Fuente: Modificado de R. E. Wyman. "How Should we Measure Residual Oil Saturation." Bulletin of Canadian Petroleum Geology. Paper SPE 7182. May 1977.

➤ **Técnica inyectar-registrar para la herramienta NML en yacimientos de crudo convencional**

Robinson, Loren y Higdon (1972) determinaron una forma de hacer más eficiente los cálculos de la herramienta NML para la estimación de saturación de aceite remanente. Su técnica, relativamente simple, es sin duda la más exacta para medir la saturación de aceite remanente por medio de registros. Sin embargo, al igual que cualquier procedimiento con registros, requiere de un cuidadoso planeamiento, ejecución y análisis de resultados para obtener respuestas correctas. Dado que la herramienta mide tanto aceite como agua, se necesita eliminar la señal emitida por el agua; esto puede lograrse inyectando agua con iones paramagnéticos en la formación tal como lo indica los procedimientos demarcados en las *figuras 6* y *figuras 7*, haciendo que los iones paramagnéticos amortigüen rápidamente cualquier señal de agua y así permita solo la lectura de la señal de aceite.

La señal proveniente del aceite extrapolada correctamente, representa el índice de fluido libre (FFI) o una medida directa del volumen de aceite *in-situ*. Es de gran importancia conocer la porosidad de la formación para encontrar la saturación de aceite remanente por medio de la siguiente ecuación:

$$S_{OR} = \frac{FFI}{\phi} \quad (10)$$

Es importante que la zona de interés no contenga mucho material ferromagnético tal como la magnetita, pues de lo contrario la señal del fluido deseado puede eliminarse. Por ello, usualmente es conveniente primero correr el NML de manera convencional para obtener un mejor monitoreo de la formación (*figura 6*). Si las señales de la fase acuosa de la formación no son amortiguadas por los iones paramagnéticos, se observaran señales bastante altas (*figura 4*).

Suposiciones del registro NML.

- Para trabajar con la técnica *inyectar-registrar* se debe suponer que todas las señales de la fase acuosa y cerca a la pared del pozo son amortiguadas.
- No debe existir en la zona donde se correrá el registro material magnético tal como la magnetita en grandes proporciones.

Ventajas del registro NML¹⁴.

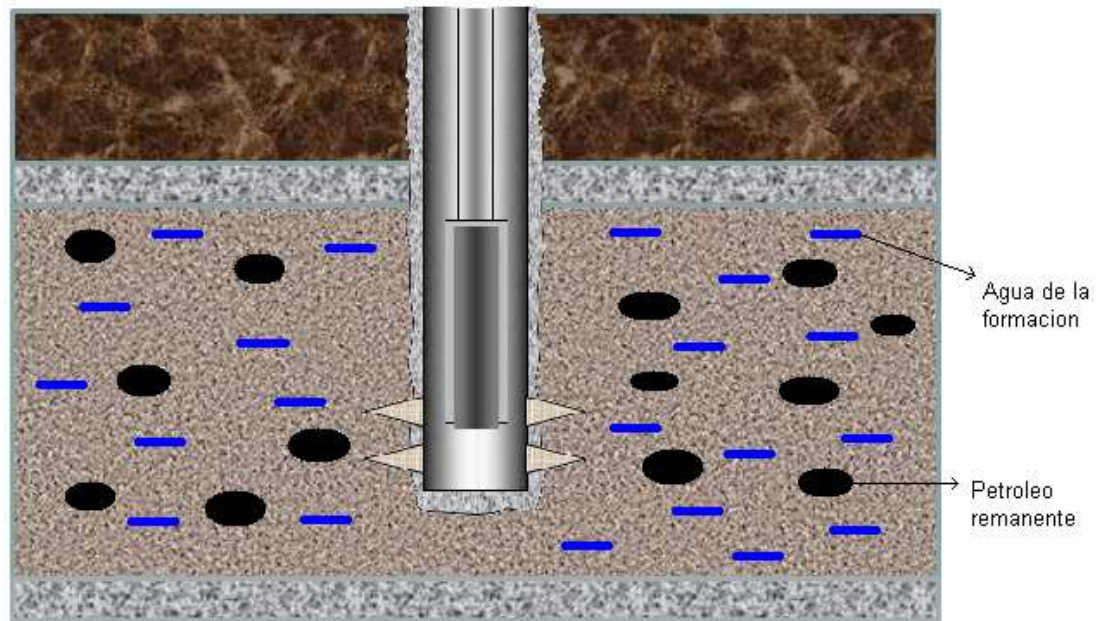
- La ventaja más importante de la herramienta, es que el volumen de aceite remanente es medido directamente, por este motivo, es la técnica más precisa en campo para medir la saturación de aceite remanente.
- No se presentan equivocaciones en la medida del aceite remanente debido al gas o espacios vacios como suele ocurrir con otras técnicas que reducen la saturación del aceite a partir de medidas hechas al agua.
- Si hay protones de fluidos despreciables en la fase gaseosa y acuosa, su señal será eliminada, dejando únicamente la señal emitida por el aceite.

Limitaciones del registro NML.

- Su principal limitación es que esta herramienta no puede ser implementada en hueco revestido.
- Para una respuesta optima requiere ser bajada en diámetros de pozo mayor a 7 pulgadas.
- La herramienta NML no presenta respuestas en campos de crudos pesados; a menos que si lo que se desea medir sea solamente el agua. También presenta errores de lectura en presencia de arenas poco consolidadas.
- Hay limitaciones en el número de herramientas presentes en la industria.

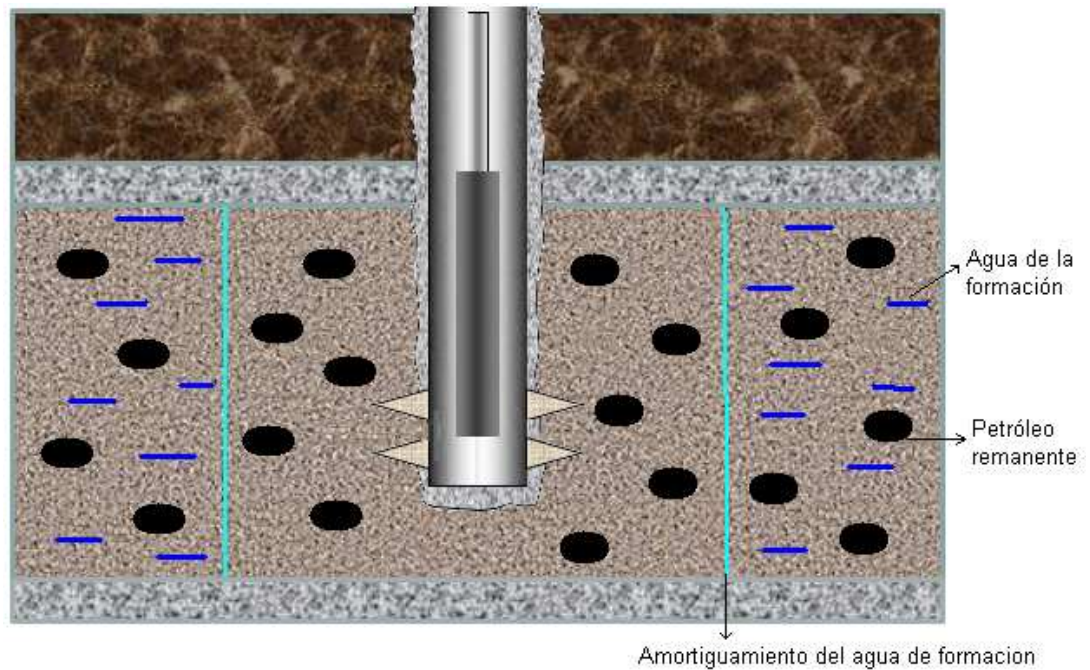
¹⁴ R. J. Blackwell. Op. cit. P. 26.

Figura 6. Procedimiento para la toma del registro convencional con la herramienta NML.



FUENTE: Modificado de R. E. Wyman. "How Should we Measure Residual Oil Saturation." Bulletin of Canadian Petroleum Geology. Paper SPE 7182. May 1977.

Figura 7: Inyección de agua con iones paramagnéticos para eliminar la señal del agua.



FUENTE: Modificado de R. E. Wyman. "How Should we Measure Residual Oil Saturation." Bulletin of Canadian Petroleum Geology. Paper SPE 7182. May 1977.

1.3.2.3 Registro de Propagación Electromagnética (EPT)

La herramienta EPT o de propagación electromagnética, es una de las últimas técnicas de registros, y opera con microondas a frecuencias de 1,1 gigahertz ($1,1 \cdot 10^9$ ciclos/seg). Esta herramienta mide la saturación de aceite remanente teniendo en cuenta los cambios de fase de los fluidos presentes en el yacimiento y la tasa de atenuación de la onda electromagnética propagada a través de la formación¹⁵.

Las altas frecuencias emitidas por la herramienta que permiten propagar la onda electromagnética a través de la formación, se encuentran afectadas por la constante dieléctrica de los materiales presentes en las regiones cercanas al pozo. Esto permite que la herramienta pueda ser usada en yacimientos donde se desconoce la salinidad de la formación o para corregir los resultados obtenidos por un registro resistivo debido a los cambios de salinidad presentes.

El registro EPT posee buena resolución vertical pero presenta un corto radio de investigación (2 pulg), lo cual es una limitación para muchas aplicaciones del cálculo de la S_{OR} . Por otro lado, este corto radio de investigación hace que se deba tener en cuenta la invasión del fluido de perforación a la formación, ya que también se verían afectada la exactitud de la herramienta. Esta herramienta requiere que haya buen contacto con las paredes del pozo. Por esto, su exactitud también se ve afectada por el espesor del lodo y la rugosidad del pozo.

Ventajas del registro EPT¹⁶.

- Excelente resolución vertical.
- Los resultados que se obtienen son independientes de la salinidad del agua de formación, sin embargo en formaciones excesivamente salinas existen correcciones para el cálculo de la saturación de aceite remanente.
- La herramienta es menos sensible a los cambios de salinidad que el registro resistivo.

Limitaciones del registro EPT.

- Se debe correr en hueco abierto.
- Para una mayor exactitud en los resultados es conveniente correrlo con espesores de torta de lodo mayores a 3/8 pulg.
- Corto radio de investigación (2 pulg).

¹⁵ M.M. Chang, et al. Op. cit. p. 23.

¹⁶ R. J. Blackwell. Op. cit. P. 26.

1.3.2.4 Registro de Constante Dieléctrica

Esta herramienta se basa en el mismo principio del registro EPT. Para determinar la saturación de aceite remanente, tiene en cuenta los cambios de fase de los fluidos presentes en yacimiento y a su vez mide la tasa de propagación de la onda electromagnética a través de la formación. La diferencia entre este registro y el registro EPT, es que este trabaja con rango de frecuencia menores de 16 a 60 Megahertz ($16 \cdot 10^6$ a $60 \cdot 10^6$ ciclos /seg)¹⁷.

La respuesta de esta herramienta depende de las constantes dieléctricas de la roca y los fluidos asociados. El agua tiene una constante significativamente más alta que el aceite y que los tipos más comunes de roca; en consecuencia, grandes volúmenes de agua conducen a altas lecturas de constantes dieléctricas. Las lecturas son muy poco sensibles a los cambios de salinidad, especialmente a altas frecuencias. Por esta razón esta herramienta puede ser particularmente de gran ayuda si se utiliza en hueco abierto, para poder distinguir aceite de agua dulce o de salinidad desconocida.

La herramienta posee incertidumbres que oscilan entre 6 y 9 unidades de saturación con respecto a las mediciones realizadas con otras herramientas, además consta de un radio de investigación de 1,3 a 1,7 pies.

El registro de la constante dieléctrica consta de una señal de frecuencia simple la cual se ha venido modificando con el paso de los años, y ahora se utiliza una herramienta que cubre mayores rangos de bandas electromagnéticas.

Ventajas del registro de constante dieléctrica¹⁸.

- Puede correr en formaciones de diferentes salinidades.
- Posee un buen rango de investigación.

Limitaciones del registro de constante dieléctrica.

- Baja exactitud en sus mediciones.
- Las frecuencias que utiliza este registro son más bajas comparadas con el registro EPT, por lo tanto no se propaga adecuadamente la onda en la formación.

¹⁷ M.M. Chang, et al. Op. cit. p. 23.

¹⁸ R. J. Blackwell. Op. cit. P. 26.

1.3.2.5 Registro Carbono - Oxígeno (C/O)

La industria a través de los años estaba buscando una herramienta capaz de medir volúmenes de hidrocarburos directamente en cualquier medio salino a través del casing, sin la necesidad de esquemas especiales de inyección. El registro de carbono/oxígeno es una herramienta diseñada para satisfacer esos objetivos por medio de la medición de cantidades relativas de estos dos elementos presentes en la formación¹⁹.

Este registro utiliza una fuente de pulsos de neutrón de 14 Mev y un detector gamma que mide la relación del número de rayos inelásticos gamma producidos por los átomos de carbono y por los átomos de oxígeno. El detector también provee la relación de silicio/calcio la cual es utilizada como un indicador de la litología de la formación.

Debido a que la mayor parte del petróleo está compuesto por carbono, una medida de este elemento suministra una base para la evaluación directa del aceite en la formación. Uno de los primeros usos que se le dio a la herramienta fue detectar el aceite en la presencia de agua dulce o de salinidad desconocida a través del casing.

La principal ventaja de esta herramienta es la capacidad para obtener datos de saturaciones de aceite remanente en formaciones con baja salinidad y a su vez de proveer perfiles detallados de la saturación de aceite en los alrededores del pozo ya sea para pozo abierto o pozo entubado. Bajo condiciones ideales, esta técnica provee una exactitud de más o menos 6 unidades de saturación para altas porosidades de formación (>15%).

La estabilidad de la herramienta y la repetición en las medidas deben ser monitoreadas constantemente por personal que tenga entendimiento de su operación. La respuesta puede ser comparada con los datos de un core para poder calibrarla. Se deben realizar algunas correcciones debido a cambios en la litología, fluidos en el pozo, tamaño y completamiento del pozo. En algunos yacimientos, el tamaño de los pozos puede ser un problema; el pozo por lo menos debe poseer un diámetro 4,25 pulgadas para obtener una respuesta significativa de la saturación de aceite remanente.

La saturación de aceite para una porosidad dada se calcula mediante:

¹⁹ J. R. Brag, W.A. Hoyer and C.J. Lin, "A Comparison of Several Techniques for Measuring Residual Oil Saturation." Presented at the fifth Symposium on Improved Methods for Oil Recovery of SPE. Paper SPE 7073. 1978.

$$S_o = \frac{(C/O)_{LOG} - (C/O)_{100\% \text{ agua}}}{(C/O)_{100\% \text{ aceite}} - (C/O)_{100\% \text{ agua}}} \quad (11)$$

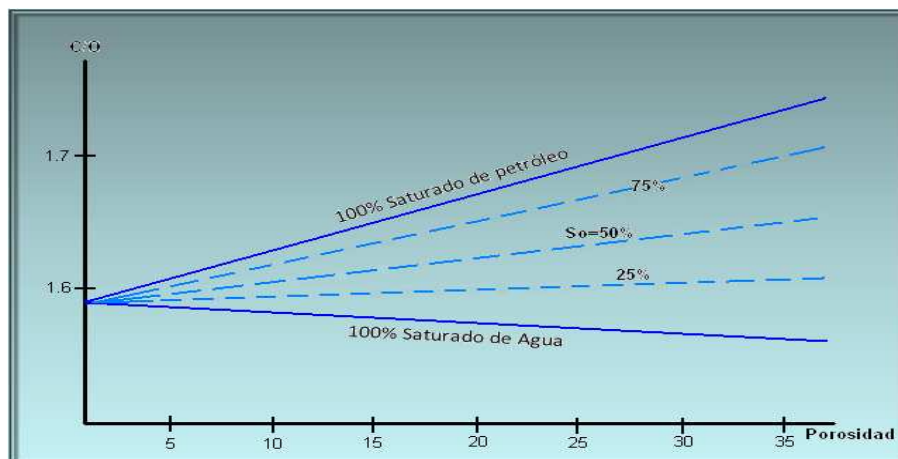
Donde:

- S_o = Saturación de aceite (fracción).
 $(C/O)_{LOG}$ = Respuesta obtenida por la herramienta (adim).
 $(C/O)_{100\% \text{ agua}}$ = Relación de C/O obtenida de la *figura 8* saturada 100% con agua (adim).
 $(C/O)_{100\% \text{ Aceite}}$ = Relación de C/O obtenida de la *figura 8* saturada 100% con aceite (adim).

La *figura 8* ilustra como la relación C/O varía de acuerdo a los cambios de porosidad; estas medidas son realizadas en laboratorio y son dependientes de cada yacimiento que se esté analizando. Por ejemplo, en la *figura 8* se determinó una relación de C/O de 1,57 para una arena con porosidad del 30% y se obtuvo como resultado una saturación de aceite remanente del 26,6%; esta saturación se determino encontrando una relación C/O 100% al agua de 1,55 y una relación de C/O 100% al aceite de 1,7. Para porosidades menores los resultados que se obtienen son inciertos.

En los últimos años, se han introducido mejoras a esta herramienta, las cuales han reducido sustancialmente la imprecisión en los valores de saturación de aceite determinados, lo cual ha conllevado a que sea catalogada como una herramienta práctica para hacer mediciones de saturación.

Figura 8: Relación Carbono/Oxígeno para una formación de areniscas (Mediciones efectuadas en laboratorio).



Fuente: Modificado de R. E. Wyman. "How Should we Measure Residual Oil Saturation." Bulletin of Canadian Petroleum Geology. Paper SPE 7182. May 1977.

Ventajas del registro C/O²⁰.

- La herramienta es relativamente independiente de la salinidad, ya que se ve un poco alterada en formaciones excesivamente salinas.
- El registro C/O puede correr en yacimientos que contengan salmueras frescas o saladas, lo que no puede hacer un registro de PNC (captura de pulsos de neutrón).
- Para sus mediciones es independiente de características de la formación como a (constante empírica de Archie), m (exponente de cementación) y n (exponente de saturación).
- La exactitud con que se miden las saturaciones mejora en la medida que incrementa la porosidad; se incurre en altos errores para porosidades <10%. La exactitud para porosidades de 20% varía $\pm 5\%$ unidades de saturación.

Limitaciones del registro C/O.

- Es una herramienta práctica más no exacta, ya que su rendimiento es inestable.
- Se necesita porosidades entre 10 y 15% para obtener mayor exactitud en los resultados.
- Posee un corto radio de investigación de aproximadamente 8,5 a 10 pulg.
- Los fluidos presentes en el pozo, el tipo de completamiento y la litología del yacimiento, pueden afectar significativamente las repuestas obtenidas por esta herramienta. La exactitud de la herramienta se puede mejorar si se hace una calibración cuando se conocen los factores que la afectan.
- La herramienta debe ser calibrada con respuestas de un análisis por corazones para poder utilizarse en campos nuevos.
- Se requieren múltiples corridas o lecturas estacionarias con este tipo de registros para obtener respuestas aceptables y razonables.
- No se puede usar en diámetros pequeños de tubing ya que la herramienta tiene un diámetro de $3\frac{1}{2}$ a $3\frac{5}{8}$ pulg.

²⁰ R. J. Blackwell. Op. cit. P. 26.

- Se pueden presentar errores en cálculos cuando hay presencia de carbonatos en la columna litológica.

1.3.2.6 Registro Gravimétrico

Esta herramienta, conocida con el nombre de Borehole Gravity Meter (BHGM), se baja al pozo para medir las densidades de la formación en un radio de investigación de 50 pies sin presentar limitaciones por la geometría de los pozos. La saturación de aceite se determina calculando la densidad en la matriz, la densidad del agua, la densidad del aceite y la fracción porosa de la formación. Esta herramienta es independiente del tamaño del pozo, de las rugosidades en las paredes del pozo, del contenido de arcillas y de las acidificaciones presentes.

Para el cálculo de la saturación de aceite remanente se realiza un procedimiento de registrar-producir-registrar el cual consiste en correr el registro de BHGM antes de una producción significativa y luego correr el registro BHGM después de la producción. La saturación de aceite remanente se calcula por medio de la diferencia de las dos medidas de volúmenes de densidades tomadas por el BHGM.

El BHGM es un dispositivo estacionario de medición, en el que las mediciones se realizan en estaciones preseleccionadas a lo largo del pozo. El BHGM mide la componente vertical de la aceleración conocida como gravedad (g) con gran exactitud. El dispositivo toma la diferencia de dos lecturas (Δg) y conociendo la separación ΔZ entre las dos estaciones se puede calcular la densidad en el intervalo ΔZ por medio de la siguiente ecuación:

$$\rho = 3.687 - 0.039185 * \frac{\Delta g}{\Delta z} \quad (12)$$

Donde:

ρ = Densidad del intervalo (g /c.c.)

Δg = $g_{(2da\ parada)} - g_{(1er\ parada)}$. (micro galones)

Δz = Separación entre estaciones (pies).

La *figura 9* ilustra el concepto de medición con un dispositivo BHGM. Generalmente la mínima separación entre las dos estaciones es de 10 pies. Si la separación es menor, los errores se incrementan.

Las correcciones deben ser aplicadas a los valores obtenidos de “g” para compensar la atracción gravitacional de la luna y el sol ya que estas provocan

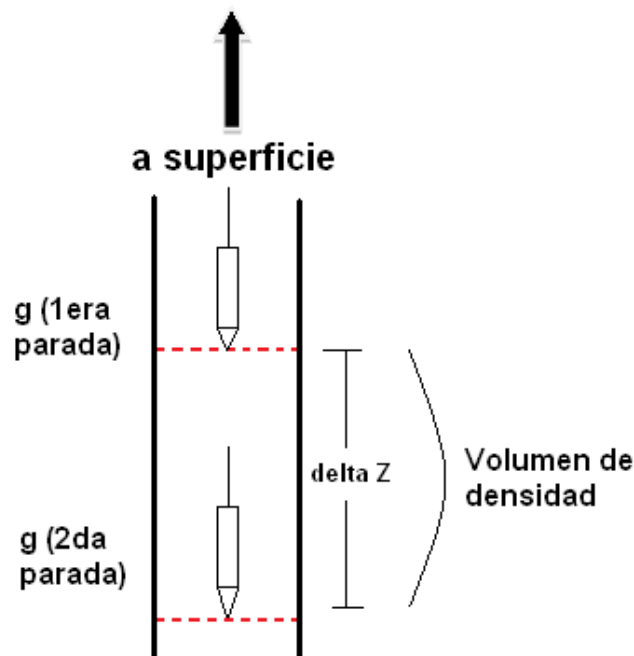
grandes errores. Normalmente, las correcciones topográficas son necesarias sobre todo cuando la toma de registros está cerca a regiones montañosas.

Una de las mayores ventajas de la herramienta es su amplio radio de investigación. El radio de investigación depende de la separación de las estaciones donde se están realizando las lecturas. Para una separación normal de 10 pies, el radio de investigación es aproximadamente 50 pies. Comparado con otras técnicas, el volumen de monitoreo mostrado estaría cerca de 2500 veces mayor que el visto por una herramienta convencional, como lo es un dispositivo de captura de pulsos de neutrón (PNC).

Existe un factor que asumen la mayoría de los métodos, y es el de pretender que el contenido de aceite y su distribución en un solo pie de rango del pozo sea representativo de todo el yacimiento. Por ello el método BHGM tiene un monitoreo de saturación y porosidad en un volumen acerca de 2500 veces mayor que el de los otros métodos.

Las limitaciones operacionales de la herramienta son 12.000 Psi, 250°F y 14° de desviación del pozo. El diámetro externo de la sonda es 4^{5/8} de pulgada. La herramienta requiere por lo menos un casing de 5 ½ pulgadas de diámetro interno o 6 pulgadas de hueco abierto.

Figura 9. Medición del volumen de densidad por el método BHGM.



Fuente: Modificado de R. E. Maute, L. S. Gournay. "Determination of Residual Oil Saturation with the Borehole Gravity Meter." Presented at the SPE 1985 Middle East Oil Technical.

✦ **Calculo de la saturación de aceite remanente por el método BHGM**

A este método también se le conoce como registro-producción-registro. La herramienta consiste en medir, tan aproximado como sea posible, la densidad con el BHGM sobre un intervalo de interés antes de producir. A este registro se le conoce como registro base. Luego, el pozo se abre a producción y cuando se desee conocer la saturación de aceite en el yacimiento se vuelve a pasar el registro BHGM. El proceso físico debido a la alta densidad del agua ha reemplazado una porción de la baja densidad del aceite resultando en un cambio de densidades. La saturación de aceite remanente es determinada observando el cambio en las densidades.

Para derivar la ecuación de saturación de agua se debe conocer primero la ecuación básica de densidad para el registro base:

$$\rho_{b1} = (1 - \phi) * \rho_{matriz} + \phi * S_{W1} * \rho_{W1} + \phi * (1 - S_{W1}) * \rho_{Oil} \quad (13)$$

Donde:

ρ_{b1}	= Densidad 1 ^{era} parada (g /c.c.).
Φ	= Porosidad efectiva (fracción).
ρ_{matriz}	= Densidad de la matriz (g /c.c.).
S_W	= Saturación de agua (fracción).
ρ_W	= Densidad del agua (g /c.c.).
ρ_{Oil}	= Densidad del aceite (g /c.c.).

El subíndice 1 indica que todas las propiedades son medidas en el primer registro tomado (registro base). La ecuación para después de determinado periodo de producción será:

$$\rho_{b2} = (1 - \phi) * \rho_{matriz} + \phi * S_{W2} * \rho_{W2} + \phi * (1 - S_{W2}) * \rho_{Oil} \quad (14)$$

Resolviendo las ecuaciones 13 y 14 se puede encontrar la S_{W2} :

$$S_{W2} = \frac{\Delta\rho_b}{\phi(\rho_{W2} - \rho_{Oil})} + S_{W1} * \left(\frac{\rho_{W1} - \rho_{Oil}}{\rho_{W2} - \rho_{Oil}} \right) \quad (15)$$

Donde:

$$\Delta\rho_b = \rho_{b2} - \rho_{b1}$$

La ecuación 15 es la ecuación básica para el cálculo de la saturación de agua por medio del registro gravimétrico o método registro-producción-registro. Hay que tener en cuenta en que el factor importante en la ecuación es el cambio de las densidades. Nótese que no es dependiente del todo de la densidad de la matriz.

Examinando cada variable de la ecuación de saturación se pueden establecer ciertas suposiciones:

- $\rho_{b2} = \rho_{b1}$ = Si hay presencia de un acuífero.
 ϕ = Se puede determinar, resolviendo la ecuación de la primera parada del BHGM.
 S_w = La saturación de agua se encuentra por registros de hueco abierto.
 $\rho_{w1} = \rho_{w2}$ = Siempre y cuando exista empuje natural de agua, por el contrario si hay inyección de agua las densidades tienden a cambiar.

La saturación de aceite remanente se encuentra restando a la unidad, la S_w encontrada por esta herramienta.

Esta herramienta posee un alto radio de investigación pero con una pobre resolución vertical de más o menos 10 pies. Se usa en conjunto con registros resistivos para aumentar la precisión de los resultados.

Ventajas del registro gravimétrico²¹.

- La técnica puede ser usada en yacimientos de diferentes litologías (arenas o carbonato) sin afectar las mediciones.
- No presenta limitaciones de acuerdo a las condiciones que presente el pozo.
- La técnica BHGM posee un alto radio de investigación (50 pies), el cual tendría lecturas de una gran parte del volumen del yacimiento; es mayor que cualquier otra técnica de registros.

Limitaciones del registro gravimétrico.

- La herramienta posee una pobre resolución vertical, debido a su gran radio de investigación.
- Otra desventaja es que se debe correr un registro base antes de abrir a producción el pozo.

²¹ R. J. Blackwell. Op. cit. P. 26.

1.3.2.7 Registro de Captura de Pulsos de Neutrón (PNC)

Esta herramienta fue desarrollada e implementada en el año de 1963 con el nombre de Neutron Lifetime Log (NLL) o también denominada por Schlumberger como Thermal Neutron Decay Time (TNDT).

Este registro es muy conveniente para medir saturación de aceite remanente ya que puede ser usado a través del casing, es decir, en hueco revestido. Debido a que esta medición se hace dentro del casing, muchos problemas e inexactitudes en las mediciones por efectos del pozo, revestimiento y cemento son eliminados. Sin importar que esta herramienta en su operación sea más complicada que un registro resistivo, se encuentra ampliamente disponible en las empresas de la industria petrolera.

Un perfil de un registro PNC determina, en función de la profundidad, un valor de tiempo que indica la proporción relativa de degradación de neutrones termales en la formación de todos los elementos comunes en la tierra, siendo el cloro el más fuerte absorbedor de neutrones termales.

Debido a que un perfil de saturación obtenido con un PNC responde principalmente a la cantidad de cloro presente (como el NaCl) en el agua de la formación, los efectos sobre el PNC por la salinidad del agua, porosidad y arcillosidad son similares a los que actúan en perfiles encontrados con registros resistivos.

La herramienta PNC emplea un generador de neutrones que emite repetidamente pulsaciones de neutrones de alta energía. Después de cada emisión, los neutrones disminuyen su velocidad debido al estado térmico del pozo y la formación, hasta llegar a velocidades termales. Así son capturados por núcleos de átomos que se encuentran en los alrededores de la herramienta. Seguidamente, debido a esta captura, se presenta una emisión de rayos Gamma. Un detector de rayos Gamma cerca a la fuente registra cambios relativos en la población de neutrones termales en el medio. Dicha población decrece exponencialmente durante el periodo de medición. Esta disminución se presenta como consecuencia de la captura o la migración (difusión) de neutrones.

El termino captura se expresa por el símbolo Σ y sus unidades se expresan en "unidades de captura" ($1\text{u.c.}=10^{-3}\text{ cm}^2/\text{cm}^3$). La sección de captura de hidrocarburos es esencialmente función de su contenido en átomos de hidrogeno, ya que el hidrógeno es el elemento capturador de neutrones más importante. Las secciones de captura en agua de formación están en función de su salinidad, el agua pura tiene una sección de 22.2 u.c. a 25°C.

➤ Técnica convencional del PNC

Los yacimientos petroleros son una mezcla de varios componentes (matriz de la roca, lutitas, petróleo, gas, agua, etc.), en los que cada uno de ellos se caracteriza por su sección de captura (Σ_i) y el volumen relativo que ocupa la formación (V_i). La sección de captura de la formación (Σ_t) se puede expresar como:

$$\Sigma_t = \sum V_i * \Sigma_i \quad (16)$$

Para el caso general en el que se tenga una formación arcillosa y porosa que contenga agua e hidrocarburos se puede escribir:

$$\Sigma_t = (1 - V_{sh} - \phi) \Sigma_{matriz} + V_{sh} * \Sigma_{sh} + \phi * S_w * \Sigma_w + \phi(1 - S_w) * \Sigma_h \quad (17)$$

Donde:

Σ_t	= Sección de captura de la formación.
Σ_{matriz}	= Captura Matriz.
Σ_{sh}	= Captura shale.
Σ_w	= Captura del agua.
Σ_h	= Captura de los hidrocarburos.
Φ	= Porosidad formación.
V_{sh}	= Volumen de lutita por unidad de volumen de formación.
S_w	= Fracción del volumen poroso ocupado por agua.

Para el caso más simple donde la formación este limpia, es decir, libre de arcilla, se tiene:

$$\Sigma_t = (1 - \phi) \Sigma_{matriz} + \phi * S_w * \Sigma_w + \phi(1 - S_w) * \Sigma_h \quad (18)$$

De donde se despeja S_w y se obtiene:

$$S_w = \frac{(\Sigma_t - \Sigma_{matriz}) - \phi(\Sigma_h - \Sigma_{matriz})}{\phi(\Sigma_w - \Sigma_h)} \quad (19)$$

La saturación de aceite se define como la unidad menos el valor de saturación de agua obtenida en la ecuación 19 por el registro PNC, cuando no hay presencia de gas en el yacimiento.

La determinación de Σ_t se hace de la lectura de una sección aparente de captura tomada por el registro. Esta lectura debe ser corregida debido a efectos de difusión de neutrones, de falta de homogeneidad y del ambiente del pozo. Por otro

lado, la sección de captura del agua y de hidrocarburos (Σ_w y Σ_h respectivamente) se pueden determinar por medio de análisis químicos en los laboratorios y por medición de captura directamente de celdas especiales.

Debido a las dificultades de aplicación de las correcciones apropiadas para llegar a Σ_t a partir de la lectura del registro y las dudas en las variables de los componentes, especialmente la de Σ_{matriz} hace que sea menos exacto la medición de la saturación de aceite remanente. Por ello, se desarrollaron nuevas técnicas para el análisis con estas técnicas como las que se mencionaran a continuación.

✦ **Técnica registrar-inyectar-registrar para desplazar el agua de formación**

Esta técnica fue propuesta en el año de 1971 por Richardson y Wyman. Su principio es muy básico y consiste en la eliminación de dos variables, la Σ_h y Σ_{matriz} . El procedimiento consiste en hacer una primera corrida y registrar el agua de la formación Σ_{w1} , seguidamente se inyecta una salmuera que contraste con el agua de la formación y se registra nuevamente Σ_{w2} . Este procedimiento se observa en la *figura 10* y *figura 11* respectivamente. Para esta técnica el contraste de salinidad debe ser tan grande como sea posible. Se han obtenido excelentes resultados usando aguas de 30000 y 150000 ppm equivalentes de NaCl.

Al hacerse esa inyección de salmuera se supone que el aceite no se mueve y que el agua de los alrededores del pozo es completamente reemplazada y que la verdadera sección transversal total es medida. Esto conlleva, a que se puedan formular ecuaciones simultáneas similares a la ecuación 18 para ser usadas por el registro convencional PNC, la diferencia de estas ecuaciones resulta en la expresión:

$$S_{OR} = 1 - \frac{(\sum_{t2} - \sum_{t1})}{\phi(\sum_{w2} - \sum_{w1})} \quad (20)$$

Donde:

Σ_{t1} = Sección de captura de la formación con agua de Σ_{w1} y aceite residual.

Σ_{t2} = Sección de captura de la formación con agua de Σ_{w2} y aceite residual.

No existe problema para determinar directamente a partir de muestras en una celda de absorción de neutrones, la sección de captura del agua de la formación Σ_{w1} y el agua inyectada Σ_{w2} . Los otros datos como porosidades se pueden obtener por análisis de corazones, lo que provocaría que se obtuvieran excelentes valores de S_{OR} .

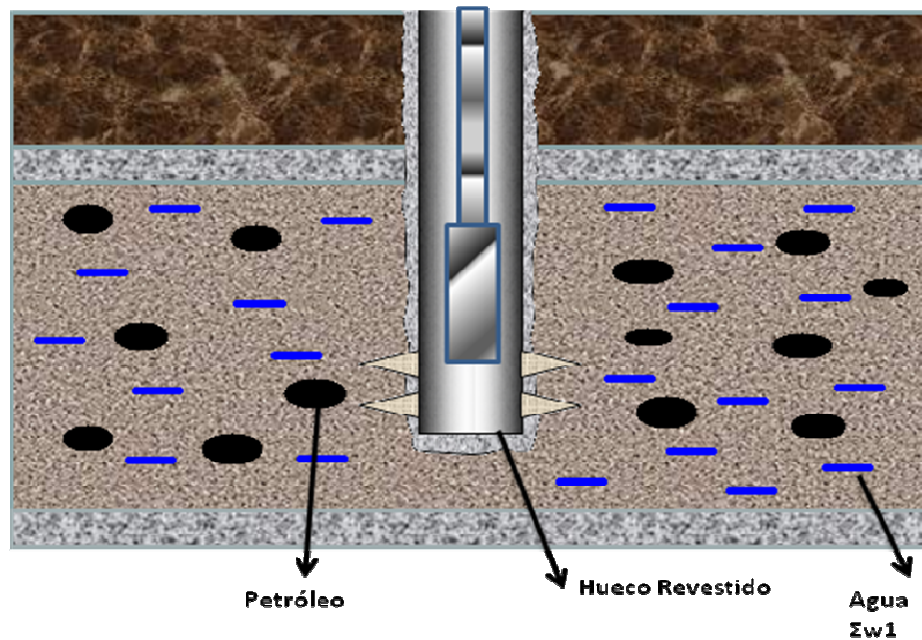
➤ **Técnica registrar-inyectar-registrar con desplazamiento total del aceite de la formación**

Jordan y Mirchell (1971) propusieron esta técnica para ser usada con los registros PNC. Los autores establecieron que luego de registrar la formación con el aceite residual y la salmuera como en el caso anterior, el aceite podría ser desplazado 100% lejos de los alrededores del pozo. Este procedimiento se realiza con técnicas de inundación o inyección de químicos, tales como la inyección de alcohol. La formación podría entonces ser re-inyectada con salmuera de formación y posteriormente ser registrada de nuevo.

La diferencia entre las ecuaciones propuestas antes y después del barrido del aceite remanente resultan en una expresión para el volumen de aceite en la formación ($S_{O\phi}$) de la siguiente manera:

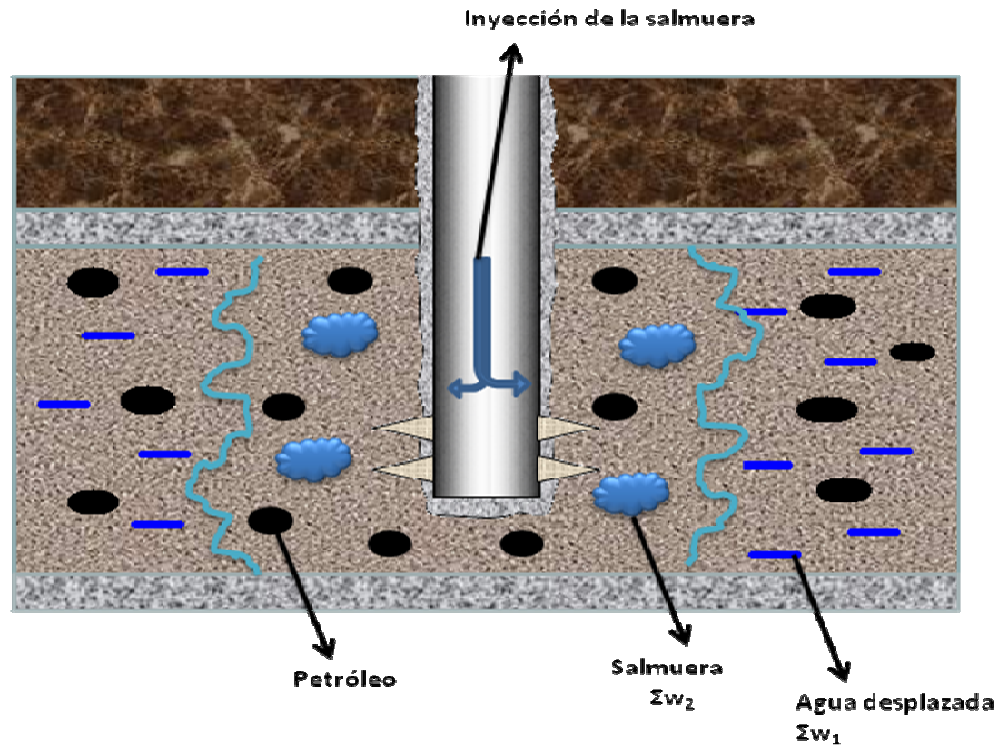
$$S_{O\phi} = \frac{(\sum_{t3} - \sum_{t1})}{(\sum_{w1} - \sum_h)} \quad (21)$$

Figura 10: Primera corrida del Registro PNC de la formación antes de inyectar salmuera (\sum_{t1}).



FUENTE: Modificado de R. E. Wyman. "How Should we Measure Residual Oil Saturation" Bulletin of Canadian Petroleum Geology. Paper SPE 7182. May 1977.

Figura 11: Segunda corrida del Registro PNC de la formación después de inyectar salmuera (Σ_{t2}).



FUENTE: Modificado de R. E. Wyman. "How Should we Measure Residual Oil Saturation." Bulletin of Canadian Petroleum Geology. Paper SPE 7182. May 1977.

Donde:

Σ_{t3} = Es la sección de captura de la formación después del barrido 100% del aceite remanente y desplazamiento con agua Σ_{w1} .

Para obtener altas exactitudes con esta técnica, el agua de formación debe tener una salinidad mínima de 150000 ppm equivalentes de NaCl.

Una inyección adicional de agua Σ_{w2} que difiera del agua de la formación, podría ser usada para determinar la porosidad de:

$$\phi = \frac{(\sum_{t4} - \sum_{t3})}{(\sum_{w2} - \sum_{w1})} \quad (22)$$

Donde:

Σ_{t4} = Es la sección de captura de la formación después del barrido 100% del aceite remanente y desplazamiento con agua Σ_{w2} .

Con esta inyección adicional para determinar Σ_{t4} el aceite remanente se determina por completo a partir de lecturas del registro PNC. No se necesitaría determinar valores por separado de sección de captura de la roca o de los fluidos, ni tampoco de porosidad, esto es:

$$S_{OR} = 1 - \frac{(\sum t_2 - \sum t_1)}{(\sum t_4 - \sum t_3)} \quad (23)$$

En las *figuras 12, 13 y 14* se pueden observar el procedimiento.

Posteriormente, Murphy y Owens (1973) realizaron cambios en las ecuaciones 20 y 21. Ellos propusieron que el desplazamiento de aceite lejos de los alrededores del pozo, podría efectuarse con un hidrocarburo clorinado de la sección de captura deseada (Σ_{w1}); así se eliminaría la necesidad de una posterior inundación con agua (Σ_{w1}). En otro caso, en este pozo, el objetivo es finalizar el procedimiento con el espacio poroso alrededor del pozo, lleno 100 % con un líquido que tenga una sección de captura igual a la del agua de la formación.

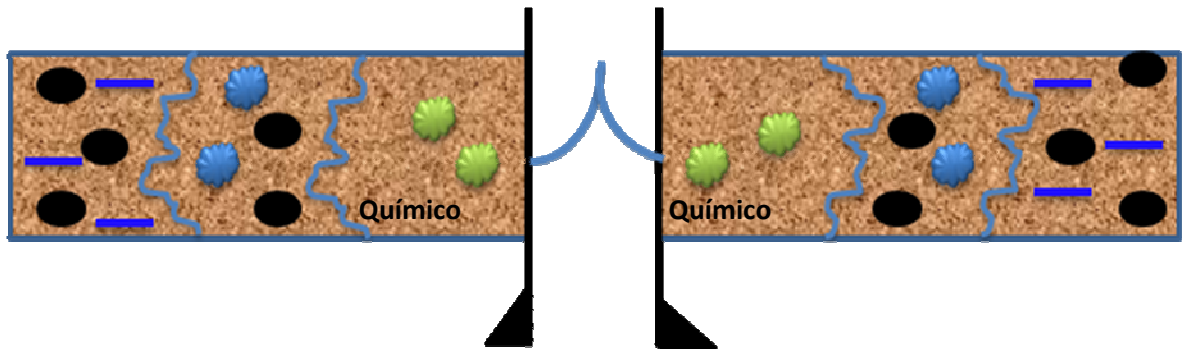
Además, los autores previamente referenciados, sugirieron que efectuando deliberadamente una inyección de agua fresca (Σ_{w2}) con una sección igual a la del hidrocarburo remanente (Σ_h), se podría calcular la porosidad sin la inyección final del agua que contrasta con la de la formación (Σ_{w2}) en el 100% del espacio poroso. Haciendo que (Σ_{w2}) sea igual a Σ_h se puede calcular la S_{OR} sin necesidad de determinar la porosidad a partir de:

$$S_{OR} = \frac{(\sum t_3 - \sum t_1)}{(\sum t_3 - \sum t_2)} \quad (24)$$

Suposiciones del registro PNC.

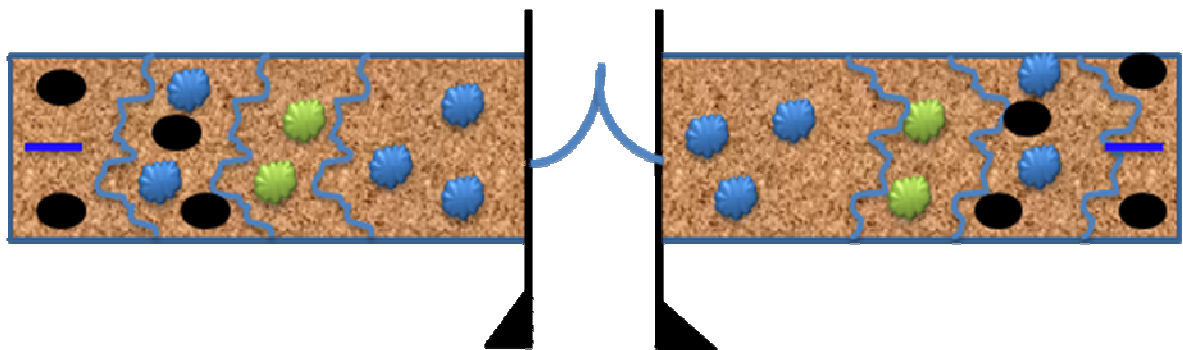
- Cuando se están haciendo procedimientos Log-Inject-Log se supone que todo el agua que se inyecta desplaza el agua alrededor del pozo dejando el aceite en su estado residual, inmóvil.
- Cuando se desplaza el aceite lejos del pozo o es reemplazado con un hidrocarburo de clorinado, se debe suponer que el 100% del aceite original es removido de los alrededores del pozo.

Figura 12. Inyección de alcohol u otro químico y barrido 100% del aceite remanente.



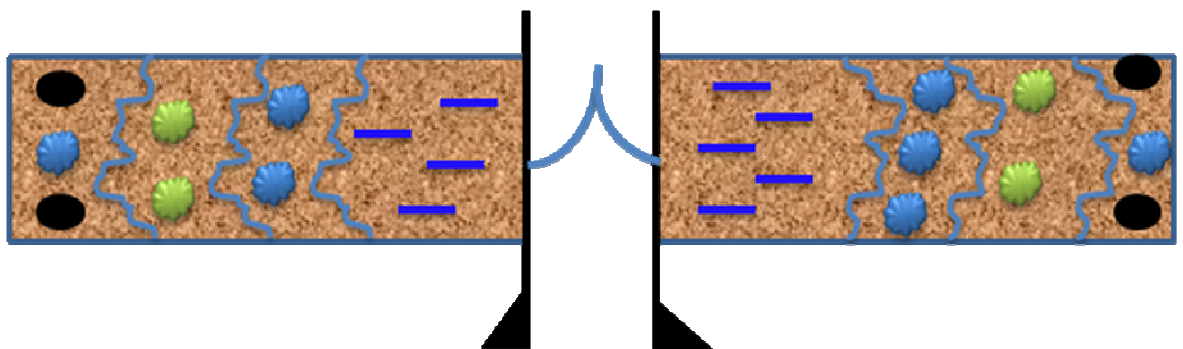
Fuente: Modificada de R. E. Wyman. "How Should we Measure Residual Oil Saturation." Bulletin of Canadian Petroleum Geology. Paper SPE 7182. May 1977.

Figura 13: Inyección de agua (Σ_{w2}) y registrar (Σ_{t4}).



Fuente: Modificada de R. E. Wyman. "How Should we Measure Residual Oil Saturation." Bulletin of Canadian Petroleum Geology. Paper SPE 7182. May 1977.

Figura 14: Inyección de agua de formación (Σ_{w1}) y registrar (Σ_{t3}).



FUENTE: Modificada de R. E. Wyman. "How Should we Measure Residual Oil Saturation." Bulletin of Canadian Petroleum Geology. Paper SPE 7182. May 1977.

- Durante el uso de estos procedimientos se supone que no hay presencia de gas libre o por lo menos se hace una estimación de la saturación de gas con el fin de efectuar las correcciones apropiadas.
- Se deben inyectar grandes volúmenes de fluidos para que se produzca un arrastre de todo el fluido presente en los alrededores del pozo y poder obtener lecturas del registro que no sean afectadas.

Ventajas del registro PNC²².

- No requiere la perforación de un nuevo pozo para correr la herramienta PNC.
- La herramienta puede correrse tanto en hueco abierto como hueco revestido. Para este último se obtienen mejores resultados.
- El registro PNC provee aproximadamente un pie de resolución vertical.
- El registro PNC es una de las técnicas más exactas para medir la saturación de aceite remanente en presencia de un casing de revestimiento teniendo en cuenta los procedimientos de registrar-inyectar-registrar.
- Cuando se realiza la técnica de registrar-inyectar-registrar con inyección de agua, se elimina la necesidad de medir la sección de captura del hidrocarburo inmóvil y la de la matriz de la roca.
- Cuando se utilizan procedimientos de registrar-inyectar-registrar para la inyección de químicos adicionales, se elimina la necesidad de medir las secciones transversales de agua y porosidad; esto permite tener la capacidad de implementar estos procedimientos en yacimientos de porosidad variable o dudosa.

Limitaciones del registro PNC.

- Una de las limitaciones más serias de la herramienta PNC, es su capacidad para poder medir la verdadera sección de captura. Afortunadamente, los procesos de registrar-inyectar-registrar con inundación de agua reducen la inexactitud de la herramienta.

²² R. J. Blackwell. Op. cit. P. 26.

- Se debe tener mayor atención en la forma en que se toman las señales correctamente, ya que en todas las técnicas de inyección se debe asegurar una completa y uniforme inyección alrededor del pozo.
- Cuando se utilizan procedimientos de registrar-inyectar-registrar, los mejores resultados se obtienen cuando la salinidad de los fluidos de inyección difieren del máximo de la salinidad de los fluidos de la formación.
- Para procesos de registrar-inyectar-registrar es necesario mantener las tasas de inyección bajas para evitar que el petróleo sea arrastrado por fuerzas viscosas.
- Durante los procesos de registrar-inyectar-registrar no suele inyectarse químicos tales como surfactantes o cáusticos que puedan alterar la tensión interfacial entre el agua y el aceite.
- Es recomendable evitar situaciones donde pueda existir gas libre. Por esta razón, no se debería poner en producción un pozo justo antes de una evaluación con registros, porque una disminución de la presión puede permitir que el gas libre se acumule en los espacios porosos alrededor del pozo; además de que también se presentaría dudas en la saturación de aceite debido a los efectos de capilaridad.
- Requiere un extenso plan y coordinación por personal experimentado.
- Es indispensable tener facilidades de superficie que manejen los fluidos que se van a inyectar.
- Movilizaciones de aceite o un desplazamiento incompleto de la salmuera de la formación durante la inyección, pueden contribuir a grandes errores en las mediciones.

✦ **Conclusiones del análisis por registros**

Sin duda, la gran variedad de registros que existen, permiten señalarlos como las técnicas más comunes usadas para obtener el valor de saturación remanente de aceite en un yacimiento. Sin embargo, para aumentar el grado de exactitud de los registros, se ha implementado algunos procedimientos que involucran la inyección de fluidos a la formación.

El registro NML es la herramienta más exacta para medir directamente el aceite remanente en los yacimientos, después de que se han inyectado iones paramagnéticos para eliminar la señal de agua. Sin embargo, este registro

presenta la limitación de que debe ser corrido en hueco abierto. Por otro lado, el registro de resistividad es la herramienta que posee el mayor radio de profundidad de investigación y también debe ser implementada en hueco abierto.

Los registros como el resistivo, EPT, NML y el de la constante dieléctrica son para implementarse en hueco abierto. Para hueco revestido, el registro de C/O mide la saturación de aceite a través del casing, pero este no cuenta con la precisión necesaria para decidir si puede ser conveniente aplicar un método de recobro adicional en el yacimiento. El método más eficiente y exacto para medir la S_{OR} en hueco revestido es la herramienta de captura de neutrones PNC. La exactitud de la herramienta se debe a la inyección de agua con una salinidad bastante diferente a la de la formación la cual elimina la duda que se presenta en la medición de la sección de captura de la matriz de la roca y aceite remanente, así como ya no es necesario conocer de antemano la porosidad para realizar los cálculos requeridos.

El método BHGM o registro gravimétrico es una técnica muy competitiva para la medición de la saturación del aceite remanente. El método posee un gran número de ventajas incluyendo la insensibilidad a pozos cercanos, gran radio de investigación, simplicidad y alta exactitud. La técnica puede ser usada en yacimientos de diferentes litologías (arenas o carbonatos) sin afectar las mediciones. También puede ser usada ya sea por medio de empuje natural con agua o por medio de procesos de inyección.

Todos los procedimientos con registros requieren de una atención especial en la planeación, ejecución y análisis de datos, ya que de acuerdo a esto se llegaron a obtener valores representativos de saturación de aceite remanente.

1.3.3 Cálculo volumétrico de hidrocarburos

El cálculo volumétrico de yacimientos de petróleo o de gas es una de las herramientas utilizadas para la estimación de reservas. Existen diferentes métodos para cuantificar reservas, entre los que se encuentran:

- Métodos volumétricos.
- Ecuación de balance de materia.
- Simulación numérica y/o matemática de yacimientos.

Durante el desarrollo de este análisis, se entrará en detalle en los métodos volumétricos y en las ecuaciones de balance de materia, ya que son las técnicas más prácticas de medición de saturaciones de aceite remanente.

1.3.3.1 Métodos volumétricos

Los cálculos volumétricos predicen o dan una estimación promedio del aceite remanente contenido en todo el yacimiento después de que cierto volumen de hidrocarburos ha sido producido.

Las ecuaciones volumétricas son utilizadas para calcular el aceite original del yacimiento OOIP²³. Por simple inspección de ecuaciones se puede decir que el aceite original esta dado por:

$$N = V_p * \frac{S_{oi}}{B_{oi}} \quad (25)$$

$$N = 7758 * A * h * \phi * \frac{S_{oi}}{B_{oi}} \quad (26)$$

Donde:

N	=	Aceite original in situ OOIP (STB)
V _p	=	Volumen poroso.
7758	=	Constante para utilizar unidades de campo.
A	=	Área del yacimiento (acres).
h	=	Espesor (pies)
φ	=	Porosidad (fracción)
S _{oi}	=	Saturación de aceite inicial (fracción)
B _{oi}	=	Factor volumétrico de formación inicial (bbl/STB)

La ecuación 26 se puede homologar para encontrar el petróleo remanente de la siguiente manera:

$$N_R = 7758 * A * h * \phi * \frac{S_{OR}}{B_{oi}} \quad (27)$$

Donde:

N _R	=	Aceite remanente (STB).
S _{OR}	=	Saturación de aceite remanente (fracción).
B _{oi}	=	Factor volumétrico de formación inicial (bbl/STB).

²³ T. Babadagli, "Mature Field Development-A Review." Presentation at the SPE Europe/EAGE Annual Conference in Madrid. Paper SPE 93884. 2005.

Teniendo en cuenta solo datos de producción, el aceite remanente en un yacimiento después de cierto tiempo de producción, se puede dar por:

$$N_R = N - Np \quad (28)$$

Reemplazando la ecuación 27 en la 28 se puede encontrar la saturación de aceite remanente de la siguiente manera:

$$S_{OR} = \frac{(N - Np) * B_o}{7758 * A * h * \phi} \quad (29)$$

Por medio de la ecuación 29, se estima la saturación de aceite remanente en función de parámetros como el OOIP, el aceite producido durante cierto tiempo de la etapa de producción primaria y de parámetros de yacimiento como el volumen poroso. El OOIP se puede estimar por medio de la ecuación volumétrica (ecuación 26). El aceite producido se determina de la historia de producción del yacimiento, el cual es un dato que se tiene a la mano.

Otra manera de poder calcular la saturación de aceite remanente por métodos volumétricos directos se representa a continuación. Se puede decir entonces que la saturación de aceite remanente se define como el cociente entre el volumen de aceite remanente medido sobre el volumen poroso, de cierta manera se puede interpretar de la siguiente forma:

$$S_{OR} = \frac{V_{OR}}{V_P} \quad (30)$$

Donde:

V_{OR} = Volumen de aceite remanente.
 V_P = Volumen poroso.

Reemplazando por definiciones en la ecuación 30 se tiene:

$$S_{OR} = \frac{V_{OR}}{V_P} = \frac{(N - Np) * B_o}{N * B_{oi} * (1 - C_f * \Delta P) / (1 - S_{wi})} \quad (31)$$

Donde:

N = Aceite original in-situ (STB).
 N_p = Aceite producido a la fecha (STB).
 B_o = Factor volumétrico de formación actual (bbl/STB)

B_{Oi}	=	Factor volumétrico de formación inicial (bbl/STB)
C_f	=	Compresibilidad de la formación (1/psi).
S_{Wi}	=	Saturación de agua inicial medida (fracción).
ΔP	=	Diferencial de presión (psi).

1.3.3.2 Ecuaciones de balances de materia

Las ecuaciones de balance de materia son herramientas valiosas, matemáticamente desarrolladas para realizar predicciones en un yacimiento. La ecuación de balance de materiales, según su nombre lo indica, es simplemente una ecuación en la cual se ha llevado a cabo un balance de materiales o un inventario de los fluidos de un yacimiento. Una forma común del balance de materiales es aquel que desarrolla un balance basado en el aceite que hay en el yacimiento como sigue:

Aceite inicial in-situ = Aceite producido + Aceite remanente

Para poder aplicar un balance de materia se deben considerar los siguientes aspectos:

1. Volumen poroso constante. No existe compactación ni subsidencia.
2. El PVT es representativo del yacimiento.
3. Proceso isotérmico.
4. C_w y C_f son despreciables.
5. Se considera equilibrio termodinámico entre el gas y el petróleo a presión y temperatura de yacimiento.
6. Dimensión cero (modelo de yacimiento tipo tanque).

Havlena y Odeh desarrollaron un método de balance de materia aplicado a yacimientos de aceite negro para encontrar el aceite inicial in-situ (OOIP) por medio de una linealización de la ecuación. Este desarrollo matemático se describe a continuación según como se encuentre el yacimiento, ya sea saturado o subsaturado²⁴.

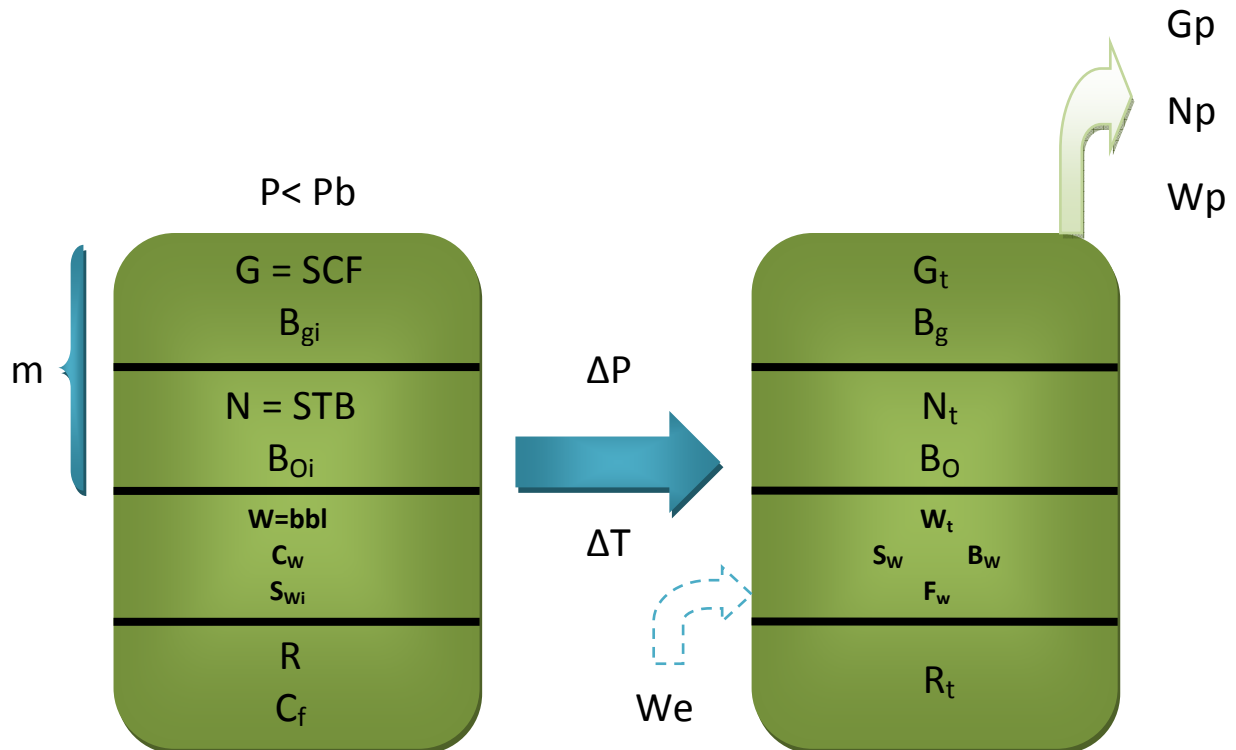
➤ Yacimiento Saturado

En la *figura 15* se muestra dos tanques (yacimientos), el primero con capa de gas a condiciones iniciales y el segundo a diferente condición que la inicial debido a

²⁴ CRAFT B.C & Hawkins, M. Applied Petroleum Reservoir Engineering.

que ha pasado un cierto tiempo y una caída de presión. Allí, “m” es el tamaño de la capa de gas, ésta se obtiene a partir de registros, datos de corazones, datos de completamiento, presiones de fondo y mapas estructurales. También se ha presentado una disminución en el volumen poroso disponible a hidrocarburos causados por expansión de roca y fluido.

Figura 15. Esquema del balance de materia en yacimientos de petróleo.



La ecuación de balance de materia se expresa a condiciones de yacimiento. Los términos que en ella intervienen se definen como sigue:

N	=	Petróleo original in-situ (STB).
G	=	Gas inicial en el yacimiento (SCF).
m	=	Tamaño inicial de la capa de gas o volumen inicial de la capa de gas/volumen de la zona de petróleo.
N _p	=	Petróleo producido acumulado (STB).
G _p	=	Gas producido acumulado (SCF).
W _p	=	Agua producida acumulado (bbl).
R _p	=	Relación gas-petróleo acumulada, G _p /N _p , (scf /bbl).
R _s	=	Relación gas-petróleo (scf/bbl)
B _O	=	Factor volumétrico de formación del petróleo (bbl/STB).
B _w	=	Factor volumétrico de formación del agua (bbl/STB).

B_g	=	Factor volumétrico de formación del gas (bbl/scf).
W_e	=	Intrusión acumulada de agua (bbl).
S_w	=	Saturación de agua (fracción).
C_w, C_o, C_g	=	Compresibilidad del agua, del petróleo y de gas (1/psi)
C_f	=	Compresibilidad del volumen poroso (1/psi)
P	=	Presión estática del yacimiento (psia).
ΔP	=	Delta de la caída de presión ($P_i - P$).
i	=	Condición inicial.

El balance de materia puede describirse como:

$$\Delta V_N + \Delta V_G + \Delta V_W + \Delta V_F = 0 \quad (32)$$

Por ende, se empieza a desarrollar el balance de manera individual para cada fluido (petróleo, gas y agua) y para la formación, evaluados en un tiempo inicial y en un tiempo t.

Aceite

$$V_{oi} = N * B_{oi} \quad (33)$$

$$V_{ot} = (N - N_p) * B_o \quad (34)$$

$$\Delta V_o = N(B_{oi} - B_o) + N_p * B_o \quad (35)$$

Gas

$$V_{Gi} = G * B_{gi} \quad (36)$$

Si $m = \frac{V_{Gi}}{V_{oi}} = \frac{G * B_{gi}}{N * B_{oi}}$, entonces reemplazando G en la ecuación 36, se tiene:

$$V_{Gi} = m * N * B_{oi} \quad (37)$$

$$V_{Gt} = [G + N * R_{Si} - G_p - (N - N_p) * R_S] * B_g \quad (38)$$

Si $R_p = \frac{G_p}{N_p}$; entonces reemplazando G_p y $G = f(m)$ en la ecuación 38 se tiene:

$$V_{Gt} = \left[\frac{m * N * B_{oi}}{B_{gi}} + N * R_{Si} - R_p * N_p - (N - N_p) * R_s \right] * B_g \quad (39)$$

$$\Delta V_G = m * N * B_{oi} + \left[-\frac{m * N * B_{oi}}{B_{gi}} - N * R_{Si} + R_p * N_p + (N - N_p) * R_s \right] * B_g \quad (40)$$

Agua

$$V_{wi} = W \quad (41)$$

$$V_{wt} = W + \Delta V_{\text{exp agua}} - W_p * B_w + W_e \quad (42)$$

Si, $C_w = \frac{1}{W} * \frac{\Delta V_{\text{exp agua}}}{\Delta P}$ reemplazando $\Delta V_{\text{exp agua}}$ en la ecuación 42 se tiene:

$$\Delta V_w = -W_e - \overline{C_w} * W * \Delta P + W_p * B_w \quad (43)$$

Roca

$$\Delta V_R = -\Delta V_{\text{Porro}} \quad (44)$$

$$V_{Pi} = V_{Pi} \quad (45)$$

$$V_{Pt} = V_{Pi} - \Delta V_{\text{contraporo}} \quad (46)$$

Por definición de compresibilidad $C_f = \frac{1}{V_{Pi}} * \frac{\Delta V_{\text{contraporo}}}{\Delta P}$, despejando

$\Delta V_{\text{contraporo}}$ y reemplazándola en la ecuación 46 se tiene:

$$\Delta V_P = C_f * V_{pi} * \Delta P \quad (47)$$

Buscando la manera de dejar en función de términos semejantes, se reemplaza el V_{pi} de la siguiente forma:

$$S_{wi} = \frac{W}{V_{Pi}} \quad (48)$$

$$V_{HCS} = V_{pi} (1 - S_{wi}) \quad (49)$$

$$N * B_{O_i} + m * N * B_{O_i} = V_{pi} (1 - S_{wi}) \quad (50)$$

$$V_{pi} = \frac{N * B_{O_i} * (1 + m)}{1 - S_{wi}} \quad (51)$$

Una vez encontrado el volumen poroso de la ecuación 50, se reemplaza en la ecuación 47 y se obtiene:

$$\Delta V_P = C_f * N * B_{O_i} * \frac{(1 + m)}{1 - S_{wi}} * \Delta P \quad (52)$$

$$\Delta V_F = -C_f * N * B_{O_i} * \frac{(1 + m)}{1 - S_{wi}} * \Delta P \quad (53)$$

De esta manera se suman todos los ΔV (Aceite, Gas, Agua, roca) y se obtiene la ecuación de balance de materia desorganizada de la siguiente forma:

$$\begin{aligned} & N * (B_{O_i} - B_O) + N_p * B_O + m * N * B_{O_i} - \frac{m * N * B_{O_i}}{B_{gi}} * B_g - N * R_{Si} * B_g + R_p * N_p * B_g + \dots \\ & \dots + N * R_S * B_g - N_p * R_S * B_g - We - \overline{C_w} * \Delta P * \frac{S_{wi}}{(1 - S_{wi})} * N * B_{O_i} * (1 + m) + W_p * B_W - \dots \\ & \dots - N * B_{O_i} * \frac{(1 + m)}{1 - S_{wi}} * C_f * \Delta P = 0 \end{aligned} \quad (54)$$

Despejando los paréntesis de la ecuación 54 y agrupando términos se obtiene:

$$\begin{aligned} & -N * B_{O_i} + N * B_O - m * N * B_{O_i} + \frac{m * N * B_{O_i}}{B_{gi}} * B_g + N * R_{Si} * B_g - N * R_S * B_g + \dots \\ & \dots + N * B_{O_i} * \frac{(1 + m)}{1 - S_{wi}} * \overline{C_w} * S_{wi} * \Delta P + N * B_{O_i} * \frac{(1 + m)}{1 - S_{wi}} * C_f * \Delta P = N_p * B_O + R_p * N_p * B_g - \dots \\ & \dots - N_p * R_S * B_g + W_p * B_W - We \end{aligned} \quad (55)$$

Con el fin de simplificar la ecuación 55, se introduce una variable de la siguiente forma:

$$B_t = B_o + B_g * (R_{Soi} - R_{So}) \quad (56)$$

$$B_{ti} = B_{oi} \quad (57)$$

Reemplazando las ecuaciones 56 y 57 en la parte derecha del igual de la ecuación 55 se obtiene:

$$= N_p * (B_o - R_s * B_g) + R_p * N_p * B_g + W_p * B_w - We \quad (58)$$

$$= N_p * (B_o + B_g (R_{Soi} - R_{So})) - N_p * R_{Soi} * B_g + N_p * R_p * N_p * B_g + W_p * B_w - We \quad (59)$$

$$= N_p * B_t + N_p * B_g * (R_p - R_{Soi}) + W_p * B_w - We \quad (60)$$

$$= N_p * [B_t + B_g * (R_p - R_{Soi})] + W_p * B_w - We \quad (61)$$

Del lado izquierdo del igual de la ecuación 55 también se pueden agrupar términos de la siguiente forma:

$$N * B_{oi} * \left[-1 - m + m * \frac{B_g}{B_{gi}} + (1+m) * \frac{\overline{C_w} * S_{wi} * \Delta P}{1 - S_{wi}} + (1+m) * \frac{C_f * \Delta P}{1 - S_{wi}} \right] + N * [B_o + B_g (R_{Si} - R_s)] = \dots \quad (62)$$

$$N * \left[(B_t - B_{ti}) + (1+m) * B_{ti} * \left(\frac{(\overline{C_w} * S_{wi} + C_f) * \Delta P}{1 - S_{wi}} \right) + m * B_{ti} * \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) \right] = \dots \quad (63)$$

Ahora, igualando las ecuaciones 61 y 63 se obtiene:

$$N * \left[(B_t - B_{ti}) + (1+m) * B_{ti} * \left(\frac{(\overline{C_w} * S_{wi} + C_f) * \Delta P}{1 - S_{wi}} \right) + m * B_{ti} * \left(\frac{B_g - B_{gi}}{B_{gi}} \right) \right] = \dots$$

$$\dots = N_p * [B_t + B_g * (R_p - R_{Soi})] + W_p * B_w - We \quad (64)$$

La ecuación 64 es el balance de materia propuesto para un yacimiento de aceite negro, por lo tanto únicamente se puede utilizar para este tipo de fluido.

Havlena y Odeh demostraron que linealizando la ecuación 64 se podía determinar fácilmente el OOIP. El procedimiento consiste en clasificar los términos de la ecuación de balance de materia dependiendo si son extracciones F o

expansiones, E. Por agrupación de variables, la linealización quedaría de la siguiente manera:

$$N^*(E_O + E_G + E_{F,W}) = F \quad (65)$$

Donde:

$$\text{Expansión total. } E_t = E_O + E_G + E_{F,W}$$

$$\text{Extracciones. } F = N_p * [B_t + B_g * (R_p - R_{Soi})] + W_p * B_w - We$$

$$\text{Expansión de roca y fluido. } E_{f,w} = (1 + m) * B_{ti} * \left(\frac{\overline{C_w} * S_{wi} + C_f}{1 - S_{wi}} \right) * \Delta P$$

$$\text{Expansión de la capa de gas. } E_g = m * B_{ti} * \left(\frac{B_g - B_{gi}}{B_{gi}} \right)$$

$$\text{Expansión del aceite. } E_O = (B_t - B_{ti})$$

La ecuación 65 quedaría de la siguiente forma para poder ser graficada:

$$N^*(E_t) = F \quad (66)$$

Graficando la ecuación 66 se obtiene la *figura 16*.

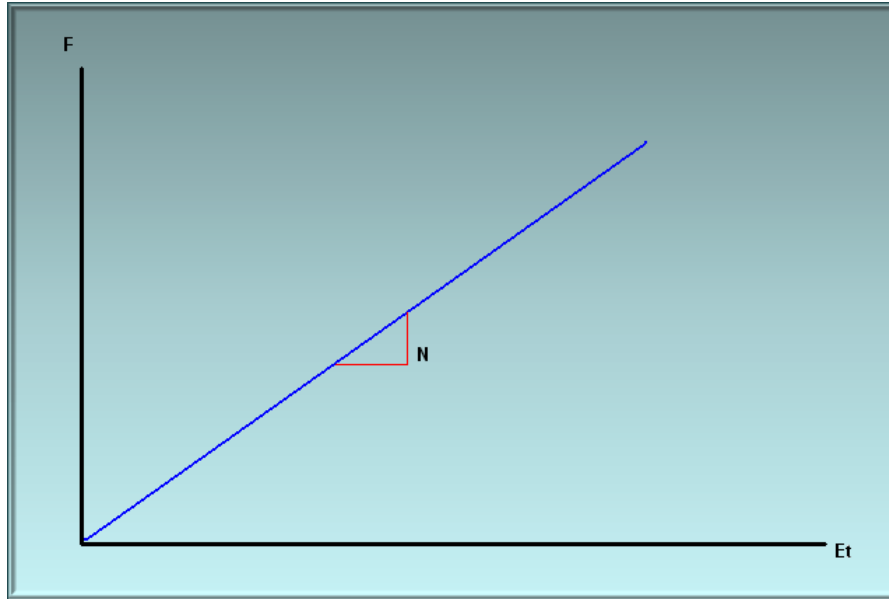
Una vez encontrado el OOIP y teniendo información de la historia de producción y de las propiedades del campo, se puede determinar la saturación de aceite remanente de la siguiente manera:

$$S_{OR} = \frac{V_{OR}}{V_p} = \frac{N - N_p}{V_p} \quad (67)$$

➤ Yacimiento Sub-Saturado.

Cuando se dice que un yacimiento es Sub-saturados, se refiere a yacimientos donde la presión inicial es mayor a la presión de saturación, lo que indica que no hay presencia de una capa inicial de gas en el yacimiento.

Figura 16. Linealización de un balance de materia por el método de Havlena Odeh.



El desarrollo de un balance de materia para este tipo de yacimientos se deduce de la misma manera que el balance realizado para un yacimiento saturado, la diferencia se presenta debido a que el término de la capa de gas “m” viene siendo cero. Por ello se puede decir que la ecuación linealizada sería:

$$N * (E_O + E_{F,W}) = F \quad (68)$$

Donde:

$$E_O = (B_t - B_{ii}) \quad (69)$$

$$E_{f,W} = B_{ii} * \left(\frac{(\overline{C}_W * S_{Wi} + C_f)}{1 - S_{Wi}} \right) * \Delta P \quad (70)$$

$$F = N_p * [B_t + B_g * (R_p - R_{Soi})] + W_p * B_w - We \quad (71)$$

Para realizar la linealización de la ecuación 68 por el método de Havlena Odeh se procede de la misma manera gráfica propuesta en la *figura 16*.

Las ecuaciones de balance de materiales no son recomendadas para calcular N, cuando el yacimiento es muy nuevo, es decir, que se haya presentado un pequeño decrecimiento en la presión del yacimiento con respecto a las condiciones

iniciales, ya que pueden presentarse grandes errores en el uso de estas ecuaciones. Para yacimientos donde la presión ha decaído muy poco, es conveniente hallar el OOIP por medio de las ecuaciones volumétricas y no por balances volumétricos.

Por otro lado, se debe contar con una cantidad considerable de la historia de producción del campo para llevarse a cabo el análisis por las ecuaciones de balance de materia, además para tener datos más exactos son necesarios que los análisis PVT sean confiables.

La ecuación de balance de materiales son aplicables a yacimientos cuyos límites ya se han determinado, al igual que en las curvas de declinación, por lo tanto si ocurren descubrimientos desiguales de varias partes del yacimiento, la ecuación de balance de materiales no ayudará en donde ocurran estos descubrimientos.

Conclusiones del cálculo volumétrico de hidrocarburos

Los métodos comentados anteriormente se utilizan para investigar las reservas en todo el yacimiento, esto por supuesto es una ventaja significativa sobre los registros, corazones y demás procedimientos, los cuales están limitados a un radio de investigación relativamente pequeño, alrededor del pozo donde se ha implementado la prueba. Por otro lado, la desventaja de éstas técnicas es que los resultados obtenidos son promedios de todo el yacimiento, esto puede llegar a causar problemas de precisión de pronósticos del comportamiento de proyectos de recobro adicional.

2. ANÁLISIS ESTADÍSTICO DE RESULTADOS DE SATURACIONES DE ACEITE REMANENTE.

Los análisis estadísticos son herramientas importantes para la interpretación de resultados. La estadística se basa en recopilar, analizar e interpretar una serie de datos con el fin de dar una respuesta lógica a ellos.

Para el desarrollo estadístico realizado en este estudio, fueron utilizados datos de saturaciones de aceite remanente promedios de yacimiento obtenidos por la IOCC (Interstate Oil Company) de diferentes yacimientos del mundo. Para el análisis, se recogieron 172 mediciones de saturaciones de aceite remanente en 72 formaciones de areniscas y 31 mediciones de saturaciones de aceite remanente en 9 formaciones de carbonatos²⁵.

La metodología consiste en comparar un valor de saturación de aceite remanente obtenido de una herramienta con respecto a los demás valores de saturaciones de aceite remanente encontrados con las técnicas restantes, teniendo en cuenta las mismas condiciones y parámetros de yacimiento para la medición. Una manera de representar gráficamente lo descrito anteriormente puede ser apreciado en la *figura 17*, donde se compararon valores de S_{OR} obtenidos por un corazón contra valores de S_{OR} obtenidos de registros como el NML, PNC-LIL, Resistivo y de C/O.

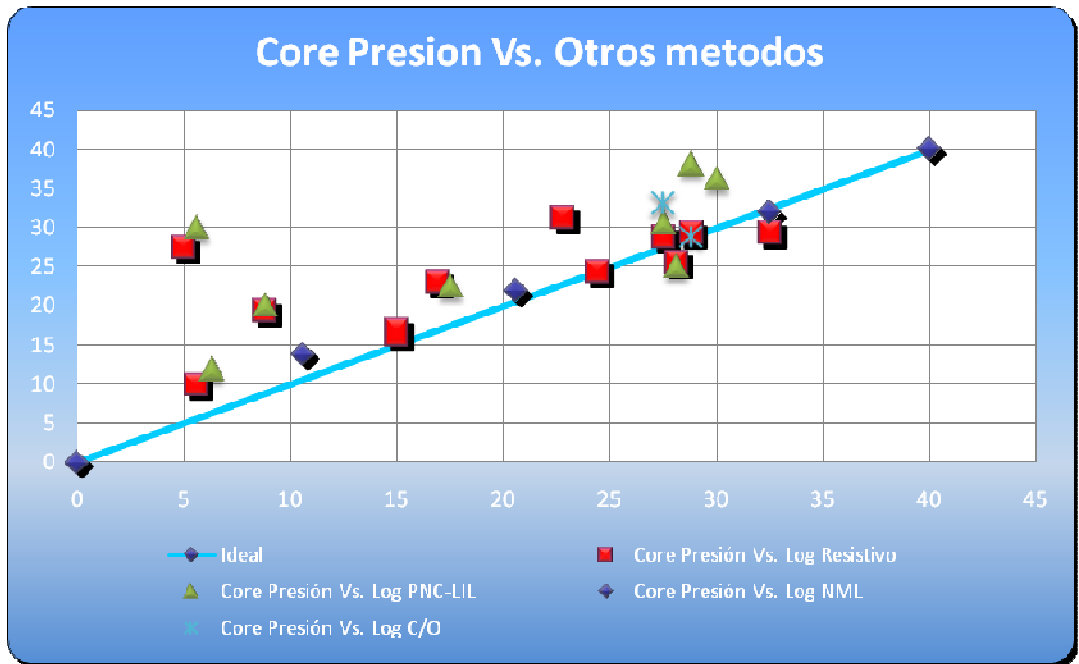
La línea recta de pendiente unitaria (azul), indica una respuesta ideal, esto quiere decir, que cualquier valor de saturación de aceite remanente determinado por una herramienta, inmediatamente debe ser el mismo valor de saturación de aceite remanente determinado por cualquiera de las demás técnicas. Este comportamiento nunca podría llegar a presentarse, debido a que cada técnica es independiente de las demás de acuerdo a la forma en que determina la saturación de aceite remanente, ya que cada herramienta utiliza diversos parámetros de roca-fluido durante su medición. Por lo tanto, lo que verdaderamente está sucediendo es que cada valor de saturación de aceite remanente obtenido por cada herramienta es diferente.

2.1 CONCEPTOS ESTADÍSTICOS IMPORTANTES

Una vez realizada esta comparación de valores de saturaciones de aceite remanente y ser representados en el plano cartesiano, se procede a realizar el análisis estadístico. Debido a esto, es conveniente familiarizarse con algunas definiciones.

²⁵ M.M. Chang, et al. Op. cit. P.25

Figura 17. Saturaciones de aceite remanente medidas con dos herramientas diferentes a iguales condiciones y parámetros de yacimiento para un mismo punto.



Fuente: Modificada de M.M. Chang, N.L. Maerefat, L. Tomutsa, "Evaluation and Comparison of Residual Oil Saturation Determination Techniques". SPE Formation Evaluation. March 1988.

➤ **Media Aritmética**

Matemáticamente, la media se define, como la cantidad total de la variable distribuida a partes iguales entre cada observación. De esta manera se puede decir que:

$$\bar{X} = \frac{\sum_{i=1}^n x_i}{n} \tag{72}$$

Donde:

- \bar{X} = Media Aritmética.
- x_i = Observación realizada.
- n = Número total de observaciones.

De acuerdo al análisis estadístico que se quiere realizar, la ecuación 72 debe ser escrita de la siguiente manera:

$$\overline{\Delta S_{OR}} \Big|_{M_1 / M_{otro}} = \left[\frac{\sum_{i=1}^n (S_{OR} \Big|_{M_1} - S_{OR} \Big|_{Otro})_i}{n} \right] \quad (73)$$

Donde:

$\overline{\Delta S_{OR}} \Big|_{M_1 / M_{otro}}$ = Media aritmética de las diferencias entre el método 1 con respecto a los demás.

$S_{OR} \Big|_{M_1} - S_{OR} \Big|_{Otro}$ = Diferencia de la observación de S_{OR} por el método 1 con respecto a los demás, medidos en el mismo punto.

n = Número total de observaciones.

Una vez determinada la media aritmética de las diferencias, se procede a determinar la desviación estándar para observar el grado en que dos herramientas pueden llegar a ser afines.

➤ Desviación Estándar

Matemáticamente, se define como la dispersión de una serie de mediciones en relación con la media calculada.

$$\sigma_x = \left[\frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2}{n-1} \right]^{1/2} \quad (74)$$

Donde:

σ_x = Desviación estándar

\bar{X} = Media Aritmética.

x_i = Observación realizada.

n = Número total de observaciones.

Para lo que concierne a este análisis, la ecuación 74 se trataría de la siguiente manera:

$$\sigma_{\Delta S_{OR}} \parallel_{M_1 / M_{otro}} = \left[\frac{\sum_{i=1}^n \left(\Delta S_{ORi} - \overline{\Delta S_{OR}} \right)^2}{n-1} \right]^{\frac{1}{2}} \quad (75)$$

Donde:

- $\sigma_{\Delta S_{OR}} \parallel_{M_1 / M_{otro}}$ = Desviación estándar del método 1 con respecto a los demás.
- ΔS_{ORi} = Diferencia de la observación de S_{OR} por el método 1 con respecto a los demás, medidos en el mismo punto.
- $\overline{\Delta S_{OR}}$ = Media aritmética de las diferencias entre el método 1 con respecto a los demás.

2.2 DESARROLLO DEL ANÁLISIS

Como se mencionó anteriormente, se analizó la saturación de aceite remanente determinada con una herramienta base para poder luego ser comparada con las demás técnicas restantes. El análisis estadístico se realizó inicialmente, comparando valores de S_{OR} obtenidos por un corazón contra valores de S_{OR} obtenidos de registros como el NML, PNC-LIL, Resistivo y de C/O (*figura 17*). Los resultados de media aritmética y posteriormente de desviación estándar para este caso en particular se muestran en la *tabla 2*.

Tabla 2. Resultados de media aritmética y desviación estándar de la S_{OR} obtenida de un corazón como herramienta base de comparación, con respecto a otras técnicas de manera individual.

Métodos a comparar	Promedio de las diferencias	Desviación Estándar
Core Presión VS. Log resistivo	5,24	6,34
Core Presión VS. Log PNC-LIL	8,50	7,02
Core Presión VS. Log NML	1,70	1,35
Core Presión VS. Log C/O	2,80	3,96

Los resultados encontrados en la *tabla 2*, son estimados comparando una técnica base con respecto a las demás técnicas de manera individual. Para este caso se está comparando la técnica de corazonamiento contra cada una de las demás técnicas de manera individual.

Otra forma de analizar estadísticamente las técnicas que determinan la saturación de aceite remanente es comparando una herramienta base con respecto a las demás de una manera global, esto quiere decir, que se comparó la S_{OR} obtenida con un corazón con respecto a los valores de S_{OR} encontrados por las demás técnicas pero independientemente del tipo de herramienta de donde se obtuvo ese valor. Esto determinaría que tanto se pueden desviar los valores de S_{OR} obtenidos con un corazonamiento con respecto a un valor global de S_{OR} . Estos resultados se pueden observar en la *tabla 3*.

Tabla 3. Resultados de media aritmética y desviación estándar de la S_{OR} obtenida de un corazón como herramienta base de comparación, con respecto a otras técnicas de manera global.

Métodos a comparar	Promedio de las diferencias	Desviación Estándar
Core Vs. Otros métodos	5,66	6,25

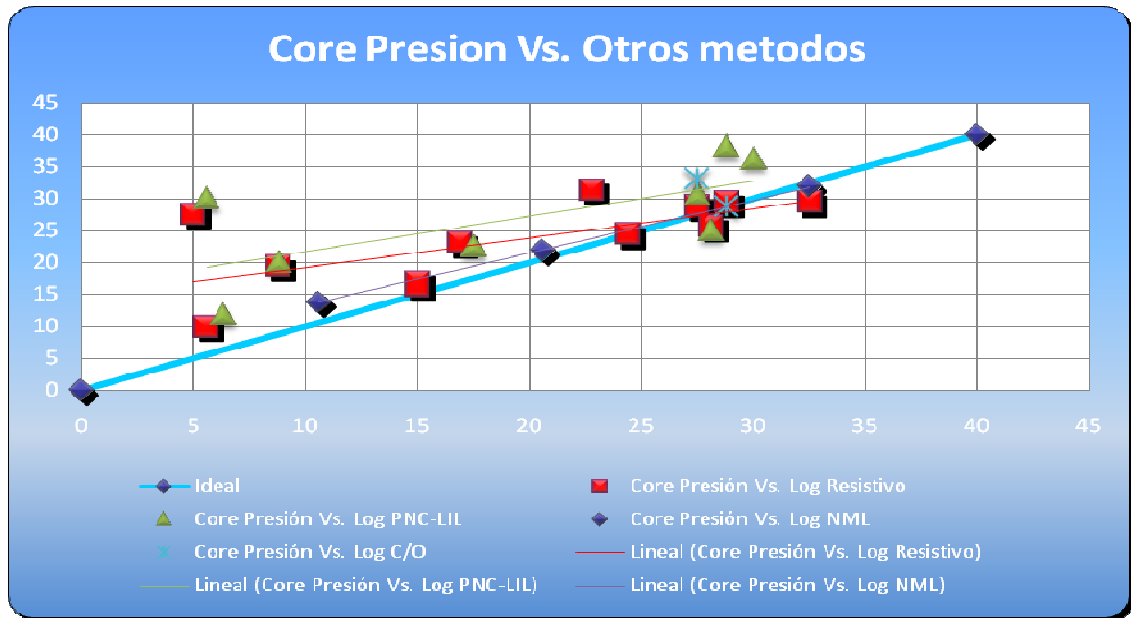
No obstante, el desarrollo estadístico realizada anteriormente únicamente indica cuales herramientas tienen un mayor grado de desviación entre resultados de S_{OR} . En adición a este análisis, fue conveniente encontrar una correlación que integrara dos métodos, con el fin de que si se determina la S_{OR} con una herramienta, encontrar un estimativo de manera cuantitativa de que valor de S_{OR} se pudiese encontrar si se corriera esa herramienta.

Este análisis se llevo a cabo realizando una regresión lineal a cada uno de los valores de S_{OR} encontrados por dos herramientas, a iguales condiciones y parámetros de yacimiento (*figura 18*). Una vez realizada la regresión lineal, se obtuvo un factor de corrección "R" el cual indica que tanto la línea recta se ajusta a los valores propuestos de S_{OR} , permitiendo decir, si la correlación encontrada por medio de la regresión lineal es válida para definir que herramientas de alguna manera pueden correlacionarse entre sí.

Inicialmente, se llevó a cabo la regresión lineal como se ha venido realizando anteriormente, de manera que se comparara la S_{OR} que se obtuvo por un corazonamiento con respecto a la que se puede obtener por las demás técnicas. Los resultados de las correlaciones se muestran en la *tabla 4*.

Además de encontrar correlaciones de manera individual entre cada una de las herramientas, se realizo la regresión lineal comparando una técnica base con respecto a las demás, pero analizando los valores de S_{OR} de una manera global. Para este caso inicial se comparo la S_{OR} encontrada por un corazón con respecto a las demás S_{OR} obtenidas por las diferentes herramientas sin importar de qué tipo son. La respuesta que se obtuvo se puede observar en la *tabla 5*.

Figura 18. Regresión lineal para cada par de herramientas que están midiendo saturaciones de aceite remanente en un punto.



Fuente: Modificada de M.M. Chang, N.L. Maerefat, L. Tomutsa, "Evaluation and Comparison of Residual Oil Saturation Determination Techniques". SPE Formation Evaluation. March 1988.

Tabla 4. Correlaciones esperadas de la S_{OR} obtenida de un corazón como herramienta base de comparación, con respecto a otras técnicas de manera individual.

Métodos a comparar	Correlación esperada	Factor R
Core Presión VS. Log resistivo	$S_{OR} _{Resistivo} = 0.462 * S_{OR} _{Nucleo} + 14.63$	0,45
Core Presión VS. Log PNC-LIL	$S_{OR} _{PNC} = 0.553 * S_{OR} _{Nucleo} + 16.24$	0,47
Core Presión VS. Log NML	$S_{OR} _{NML} = 0.826 * S_{OR} _{Nucleo} + 4.98$	1,00

Tabla 5. Correlaciones esperadas de la S_{OR} obtenida de un corazón como herramienta base de comparación, con respecto a otras técnicas de manera global.

Métodos a comparar	Correlación esperada	Factor R
Core Vs. Otros Métodos	$S_{OR} _{Otros} = 0.542 * S_{OR} _{Corazon} + 14.11$	0,491

2.3 RESULTADOS OBTENIDOS

Una vez finalizada la comparación entre la S_{OR} determinada por un corazón con respecto a las S_{OR} calculada por las demás herramientas, se realizó de la misma manera, el mismo análisis estadístico pero cambiando la herramienta base de comparación. Por lo tanto, los siguientes análisis fueron realizados alternando la herramienta base, de esta manera continuando para el registro resistivo, luego el registro PNC-LIL, posteriormente el registro EPT y así sucesivamente para luego poder comparar cada método con las demás herramientas tanto de manera individual como de manera global.

La desviación estándar para cada una de las técnicas en comparación se observan de la *tabla 6*. En esta tabla se presentan las herramientas que poseen un mayor grado de afinidad una con otra, es decir, aquellas herramientas en las que se permite observar una menor desviación estándar. Entre las cuales se pueden mencionar:

- Core de presión Vs Registro NML.
- Registro Resistivo Vs. Registro NML.
- Registro EPT Vs. Core convencional
- Registro C/O Vs. Registro EPT.
- Registro NML Vs. Core de presión.

En la *tabla 6* se pueden observar los valores encontrados de desviación estándar entre dos herramientas, teniendo en cuenta el desarrollo estadístico individual para cada par de técnicas.

Los resultados de desviación estándar de una herramienta base comparados con las demás herramientas, teniendo en cuenta un análisis global, se pueden observar en la *tabla 7*. La tabla previamente mencionada, permite definir cuál es la herramienta con la cual al determinar la saturación de aceite remanente se pueden llegar a determinar los resultados de S_{OR} más aislados o más comunes entre todas las técnicas. Según el análisis realizado, la herramienta que más desviación en los resultados de S_{OR} comparándolos con los que se pueden obtener con otras herramientas es el registro EPT, todo lo contrario ocurre con el registro resistivo, esta herramienta permite determinar los valores más similares al ser comparados con las demás técnicas.

Tabla 6: Resultados de media aritmética y desviación estándar de la S_{OR} obtenida por diferentes técnicas como herramienta base de comparación, con respecto a otras técnicas de manera individual.

Métodos a comparar	Promedio de las diferencias	Desviación Estándar
Core Presión VS. Log resistivo	5,24	6,34
Core Presión VS. Log PNC-LIL	8,50	7,02
Core Presión VS. Log NML	1,70	1,35
Core Presión VS. Log C/O	2,80	3,96
Log resistivo Vs. Core Presión	4,86	5,85
Log resistivo Vs. Log PNC-LIL	3,48	2,82
Log resistivo Vs. Log C/O	6,25	2,55
Log resistivo Vs. Log NML	2,65	1,48
Log PNC-LIL Vs. Core Presión	7,08	4,35
Log PNC-LIL Vs. Log Resistivo	3,48	3,53
Log PNC-LIL Vs. Log EPT	3,90	2,40
Log EPT Vs. Log Resistivo	13,78	7,49
Log EPT Vs. Core Conv.	1,53	1,38
Log EPT Vs. Log C/O	4,15	5,87
Log C/O Vs. Log Resistivo	5,06	2,88
Log C/O Vs. Log EPT	0,30	0,42
Log C/O Vs. Core Presión	3,30	4,67
Log NML Vs. Log Resistivo	7,25	4,62
Log NML Vs. Log EPT	11,13	10,11
Log NML Vs. Core Presión	1,65	0,78

Tabla 7. Resultados de media aritmética y desviación estándar de la S_{OR} obtenida por diferentes técnicas como herramienta base de comparación, con respecto a otras técnicas de manera global.

Métodos a comparar	Promedio de las diferencias	Desviación Estándar
Core Vs. Otros métodos	5,66	6,25
Log resistivo Vs. Otros métodos	4,93	4,77
Log PNC-LIL Vs. Otros métodos	5,48	4,82
Log EPT Vs. Otros métodos	8,53	8,08
Log C/O Vs. Otros métodos	4,76	4,21
Log NML Vs. Otros métodos	8,44	6,67

De la misma manera que se encontró una correlación para las comparaciones realizadas entre la S_{OR} medida con el corazón con respecto a las demás herramientas, se determinaron mas correlaciones cambiando la herramienta base de comparación. Los resultados de estos datos estadísticos pueden observarse en la *tabla 8*.

Como se puede observar en la *tabla 8*, entre todas las correlaciones determinadas, únicamente aquellas ecuaciones que posean un factor de correlación “R” cerca a 1 pueden ser utilizadas para estimar la S_{OR} . Todo esto con el fin de que si se conoce la S_{OR} con una herramienta pueda a la vez tener un estimativo de la S_{OR} que se obtuviese si se corriera otra herramienta. De las ventajas que podemos observar del análisis, es que permite ahorrar tiempo en corridas adicionales y el factor más importante, el de minimizar gastos de operación en un yacimiento al ya no ser necesario correr dos herramientas.

Como se ha mencionado, el uso de una sola técnica para realizar este cálculo no proporcionará una respuesta confiable y representativa de la cantidad de hidrocarburos in-situ y por consiguiente no podría evaluar la viabilidad de implementar un proceso de recobro adicional.

Por lo observado de este análisis, se demostró que las correlaciones que más se ajustan son las siguientes:

- Registro NML Vs. Corazón.
- Corazón Vs. Registro EPT.
- Registro EPT Vs. NML.

Tabla 8. Correlaciones esperadas de la S_{OR} obtenida de diferentes técnicas como herramienta base de comparación, con respecto a otras técnicas de manera individual.

Metodos a comparar	Correlacion esperada	Factor R
Core Presión VS. Log resistivo	$S_{OR} _{Resistivo} = 0.462 * S_{OR} _{Nucleo} + 14.63$	0,45
Core Presión VS. Log PNC-LIL	$S_{OR} _{PNC} = 0.553 * S_{OR} _{Nucleo} + 16.24$	0,47
Core Presión VS. Log NML	$S_{OR} _{NML} = 0.826 * S_{OR} _{Nucleo} + 4.98$	1,00
Log resistivo VS. Core Presión	$S_{OR} _{Nucleo} = 0.454 * S_{OR} _{Re\ sistivo} + 12$	0,20
Log resistivo VS. Log PNC-LIL	$S_{OR} _{Re\ sistivo} = 1.124 * S_{OR} _{Re\ sistivo} + 3.488$	0,77
Log resistivo VS. Log C/O	$S_{OR} _{C/O} = 1.289 * S_{OR} _{Re\ sistivo} + 15.17$	0,68
Log PNC-LIL Vs. Core Presión	$S_{OR} _{Nucleo} = 0.722 * S_{OR} _{PNC} - 0.068$	0,79
Log PNC-LIL Vs. Log Resistivo	$S_{OR} _{Re\ sistivo} = 0.997 * S_{OR} _{PNC} - 2.413$	0,67
Log EPT Vs. Log Resistivo	$S_{OR} _{Re\ sistivo} = 0.574 * S_{OR} _{EPT} + 25.81$	0,72
Log EPT Vs. Core Conv.	$S_{OR} _{Nucleo} = 0.82 * S_{OR} _{EPT} + 6.76$	1,00
Log C/O Vs. Log Resistivo	$S_{OR} _{Re\ sistivo} = 0.546 * S_{OR} _{C/O} + 16.63$	0,33
Log NML Vs. Log Resistivo	$S_{OR} _{Re\ sistivo} = 0.344 * S_{OR} _{NML} + 20.6$	0,61
Log NML Vs. Log EPT	$S_{OR} _{EPT} = -0.447 * S_{OR} _{NML} + 46.53$	0,92

De esta manera se obtuvieron ecuaciones para estas herramientas, con las cuales se puede estimar la S_{OR} de una sola herramienta y posteriormente, determinar un valor de S_{OR} sin necesidad de analizar la otra herramienta.

2.4 OBSERVACIONES

- Determinar la desviación estándar de una serie de valores obtenidos de saturaciones de aceites remanente permite decidir que herramientas arrojan valores desviados con relación a la media.
- Por medio del desarrollo estadístico, se puede determinar que herramienta puede o no puede de ninguna manera correlacionarse con otra, es decir, qué herramientas pueden poseer un cierto grado de afinidad para obtener la saturación de aceite remanente.

- La obtención de las ecuaciones de las líneas de tendencia obtenidas para cada valor de S_{OR} es muy importante ya que nos permite con un cierto grado de exactitud hacer mediciones con una sola técnica y correlacionar su resultado con otra sin necesidad de correr ambas técnicas, permitiendo reducir gastos y limitar el tiempo en campo.
- Los valores de S_{OR} con los que se realizó el análisis estadístico se obtuvieron de diferentes yacimientos del mundo, sin importar el tipo de formación, por esta razón, este análisis está sujeto a ciertas discrepancias en los resultados.

3. RESULTADOS DE CAMPO.

Durante el desarrollo de este capítulo se darán a conocer 5 aplicaciones en campo de registros mencionados anteriormente durante los capítulos 1 y 2. Analizar la correcta implementación de estas herramientas en campo permite determinar y evaluar la exactitud en los resultados de saturaciones de aceite remanentes medidos por medio de los registros y los problemas operacionales que se puedan presentar.

Los registros que serán objeto de análisis son los siguientes:

- Registro de captura de pulsos de neutrón.
- Registro magnético nuclear.
- Registro resistivo.
- Registro de carbono-oxígeno.
- Registro e propagación electromagnética.

Los registros mencionados serán analizados debido a la gran aceptación que tienen en la industria en cuanto a exactitud de sus mediciones como a su relativamente fácil modo de operación.

3.1 IMPLEMENTACIÓN DEL REGISTRO DE CAPTURA DE PULSOS DE NEUTRON, APLICACIÓN EN CAMPO.²⁶

➤ Metodología utilizada para determinar la s_{or} .

Básicamente el método L-I-L (Log-Inject-Log) para determinar la S_{OR} , consiste en inyectar fluidos que contrasten con la captura de secciones en la formación y luego registrar después de cada inyección. Asumiendo que no existe gas libre y que el aceite está presente como inmóvil (Saturación residual), la ecuación que rige la captura de secciones estaría dada como:

$$\sum a, A = \sum ma * (1 - \phi) + \sum w, A * \phi * S_w + \sum h_y * \phi * (1 - S_w) + \text{Corrección} \quad (76)$$

²⁶ T. J. Smith, S. J. Stieber. "Determination of Residual Oil Saturation with Pulsed Neutron Logs-A Field Experiment." Prepared for the 49th Annual Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME. Paper SPE 5120. 1974.

$$\sum a, B = \sum ma * (1 - \phi) + \sum w, B * \phi * Sw + \sum hy * \phi * (1 - Sw) + \text{Corrección} \quad (77)$$

Donde:

$\Sigma a, A$ = Captura aparente de sección siguiente a la inyección del fluido A.

$\Sigma a, B$ = Captura aparente de sección siguiente a la inyección del fluido B.

Σma = Sección capturada de matriz.

$\Sigma w, A$ = Captura sección del fluido A.

$\Sigma w, B$ = Captura sección del fluido B.

Σhy = Captura de la sección de hidrocarburos.

Resolviendo las ecuaciones 76 y 77 simultáneamente y si los términos de corrección son iguales, se obtiene:

$$(\phi * Sw) = \phi_w = \frac{\sum a, B - \sum a, A}{\sum w, B - \sum w, A} \quad (78)$$

Donde:

Φ_w = Volumen de formación ocupado por agua.

Para poder evaluar la saturación de aceite remanente, la ecuación quedaría de la forma:

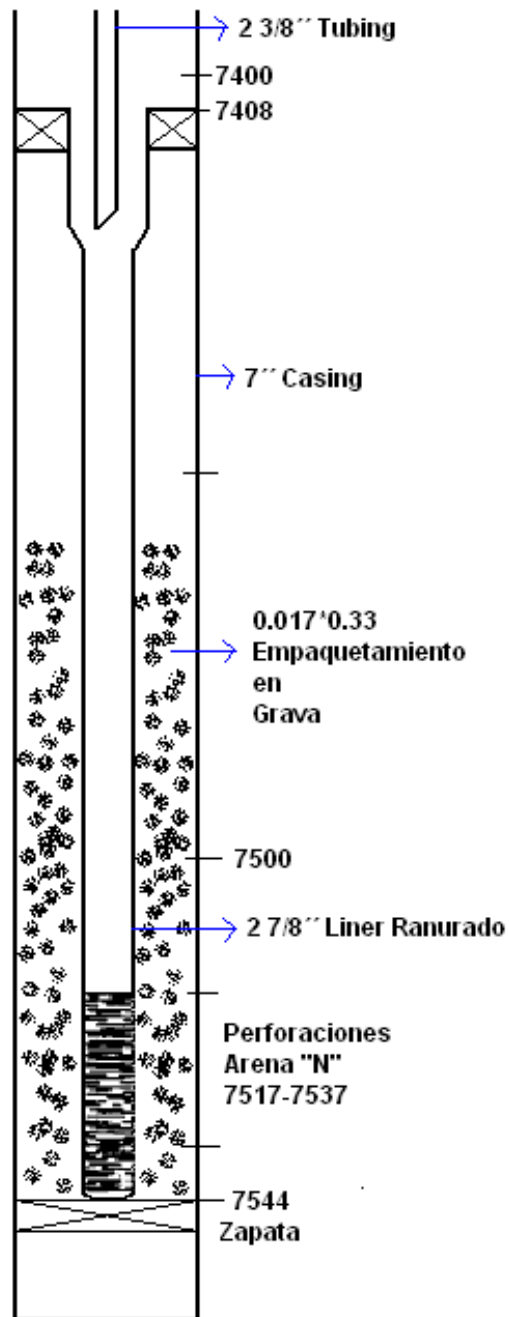
$$S_{OR} = 1 - \frac{\phi_w}{\phi} \quad (79)$$

➤ Procedimiento en campo

La implementación de la herramienta se llevo a cabo en pozo. Este pozo se encuentra localizado al sur de Louisiana. Este pozo fue recompletado en el intervalo de arena "N" con el propósito de desarrollar una prueba de trazadores para poder evaluar saturaciones de aceite remanentes. Durante este análisis, se corrieron registros en hueco abierto. Los resultados de estos registros y la configuración del pozo se puede observar en la *figura 19*.

Durante la prueba, el pozo estuvo produciendo por un periodo de 2 meses y medio, desde 50 a 70 bbl/día y durante este tiempo se observo un corte de aceite de 0 a 8 %. La pequeña cantidad de aceite producido, permitió deducir que en las arenas apretadas del intervalo de 7525 a 7527 posiblemente se podría encontrar reservas de aceite. Este intervalo probablemente no fue barrido antes de la prueba. El agua de formación fue recolectada a medida que el pozo estaba produciendo y la captura de esa sección se realizo después.

Figura 19. Estado mecánico del pozo donde se implementaron los registros.



Fuente: Modificado de T.J. Smith and S. J. Stieber. "Determination of Residual Oil Saturation with Pulsed Neutron Logs-A Field Experiment." Paper SPE 5120. Houston Texas. October 6-9, 1974.

La secuencia de operación que se llevo a cabo fue la siguiente:

- Se registró la formación.
- Inyectó el fluido A (Baja salinidad).
- Se registro el fluido A.
- Inyectó el fluido B (Alta salinidad).
- Se registro el fluido B.

Cada toma de registro incluía más de una operación. Primero se corrió la herramienta TDT-K (Thermal Decay Time) en la zona de interés, esta toma de información se repitió 5 o más veces para obtener precisión y por ende mejores resultados. Luego, se corrió el registro modificado de PNC con lecturas estacionarias realizadas cada 1 o 2 pies. El tiempo gastado en cada estación dependía de la tasa neta utilizada.

Los fluidos A y B se diseñaron de tal manera que se obtuviera un gran contraste entre la secciones capturadas por los registro en A y en B. La salinidad mínima que se usó para el fluido A fue de 30000 mg/lit de NaCl. Esta concentración se escogió debido a un previo análisis de efectos adversos en los fluidos de baja salinidad presentes en las arenas arcillosas del estrato "N". A demás, la sección capturada de agua de formación no se hubiese calculado tan exacta como en presencia del fluido A, debido a que la composición del fluido A era sal pura y agua fresca. Por otro lado, la máxima salinidad utilizada en el fluido B fue de 150000 mg/lit NaCl. Esta concentración fue escogida debido a la solubilidad de la sal a condiciones de superficie.

La sección capturada para cada fluido se midió en una prueba de tanque en superficie con la herramienta PNC modificada. Estos cálculos fueron realizados en el artículo publicado por Robinson²⁷.

Los resultados de la sección capturada se muestran a continuación:

Fluido A: $\sum w,A = 31.53 \pm 0.31$ Unidades de Captura ($10^{-3} \text{ cm}^2/\text{cm}^3$).

Fluido B: $\sum w,B = 73.38 \pm 0.71$ Unidades de Captura ($10^{-3} \text{ cm}^2/\text{cm}^3$).

Agua de formación: $\sum w,F = 41.36 \pm 1.61$ Unidades de Captura ($10^{-3} \text{ cm}^2/\text{cm}^3$).

²⁷ J. D. Robinson. "Neutron Decay Time in the Subsurface: Theory, Experiment, and an Application to Residual Oil Determination." Presented for the 49th Annual Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME. Paper SPE 5119. 1974.

✦ Variables a tener en cuenta

A continuación se enunciarán una serie de problemas potenciales asociados con la prueba:

- **Stripping del aceite remanente.**

Hace referencia a la remoción física de aceite inmóvil de las vecindades del pozo, provocado principalmente a las fuerzas viscosas. Para prevenirlo y que no sea un problema, los fluidos deben inyectarse a tasas muy bajas de 10 a 15 bbl/hr en un rango de 20 pies de perforaciones. La remoción de aceite del radio de investigación del dispositivo de registro podría resultar en un valor más bajo de saturación de aceite remanente comparado con el valor real in-situ. El Stripping del aceite entre corridas de registros podría resultar en un error negativo, por ejemplo, ignorar la remoción de 5 % de volumen poroso de aceite puede causar un 6 % de reducción en la S_{OR} calculada.

- **Shrinkage “Encogimiento” del aceite remanente.**

Hace referencia a la reducción en volumen de aceite atrapado debido a la solubilidad de gases disueltos y a los componentes livianos presentes en los hidrocarburos. En la prueba el aceite está en contacto con agua subsaturada, lo que repentinamente podría resultar en una disminución del aceite. Este efecto puede mejorarse si hay presencia de gas libre. El gas libre puede generarse por caída de presión cerca a la cara del pozo durante la producción.

Durante el desarrollo de la prueba se esperaba que el encogimiento fuese menor. Sin embargo, por medio de datos de solubilidad, se poseían indicativos de presentarse una potencial reducción en volumen de aceite. Por ejemplo, remover toda la solución de metano de la arena “N” podría resultar en una reducción relativa del volumen de aceite de 14% basado en ciertas correlaciones de Standing y análisis PVT. El error potencial esperado por encogimiento es negativo y podría ser mayor, dependiendo de las propiedades del crudo, la cantidad de agua presente y las propiedades de la roca en el sistema.

- **Efectos del pozo.**

Las mediciones por medio de la herramienta TDT-K se vieron afectadas por Casing, revestimiento de cemento, fluidos del pozo y por empaquetamiento en grava. Para el caso donde se corrió la herramienta modificada de PNC se obtuvo un mínimo efecto en la respuesta. Sin embargo, las perforaciones tenían cambios pequeños en la geometría aparente alrededor del pozo y posiblemente las propiedades capilares de la roca.

- **Sección Capturada del fluido.**

Son corregidas a condiciones de temperaturas y presión in-situ. Se espera que disminuya la temperatura en la formación debido a la presencia de los fluidos inyectados. Algunas correcciones de las secciones capturadas no se corrigieron debido a la diferencia de temperaturas de formación entre las corridas de los registros. Dado el pequeño volumen de fluidos inyectados y el tiempo requerido de inyección, los errores no fueron tan significantes. Los máximos cambios de temperatura entre corridas fueron de 2 a 3 °.

- **Inyección uniforme.**

Cuando se están inyectando los fluidos a la formación lo ideal es obtener un perfil uniforme de inyección a través de todo el estrato a analizar, pero por ciertas razones este no se puede obtener. Las bajas tasas de inyección impiden el uso de técnicas convencionales que definan los perfiles de inyección y por ende no se puede obtener un perfil preciso. Entre los dos fluidos existen un contraste de salinidades, por lo tanto, la respuesta del TDT-K representa el mejor monitoreo de inyección aunque solo proporcionaría una evaluación cualitativa del perfil. En retrospectiva, para este análisis, es mejor inyectar la salmuera de mayor salinidad primero. Aproximadamente, fueron inyectados 85 barriles por cada fluido dentro de la formación para asegurar un total desplazamiento del agua alrededor del pozo. Este volumen de salmuera barre el volumen poroso para poder ser registrado a través del máximo radio de investigación de la herramienta.

➤ **Resultados de campo**

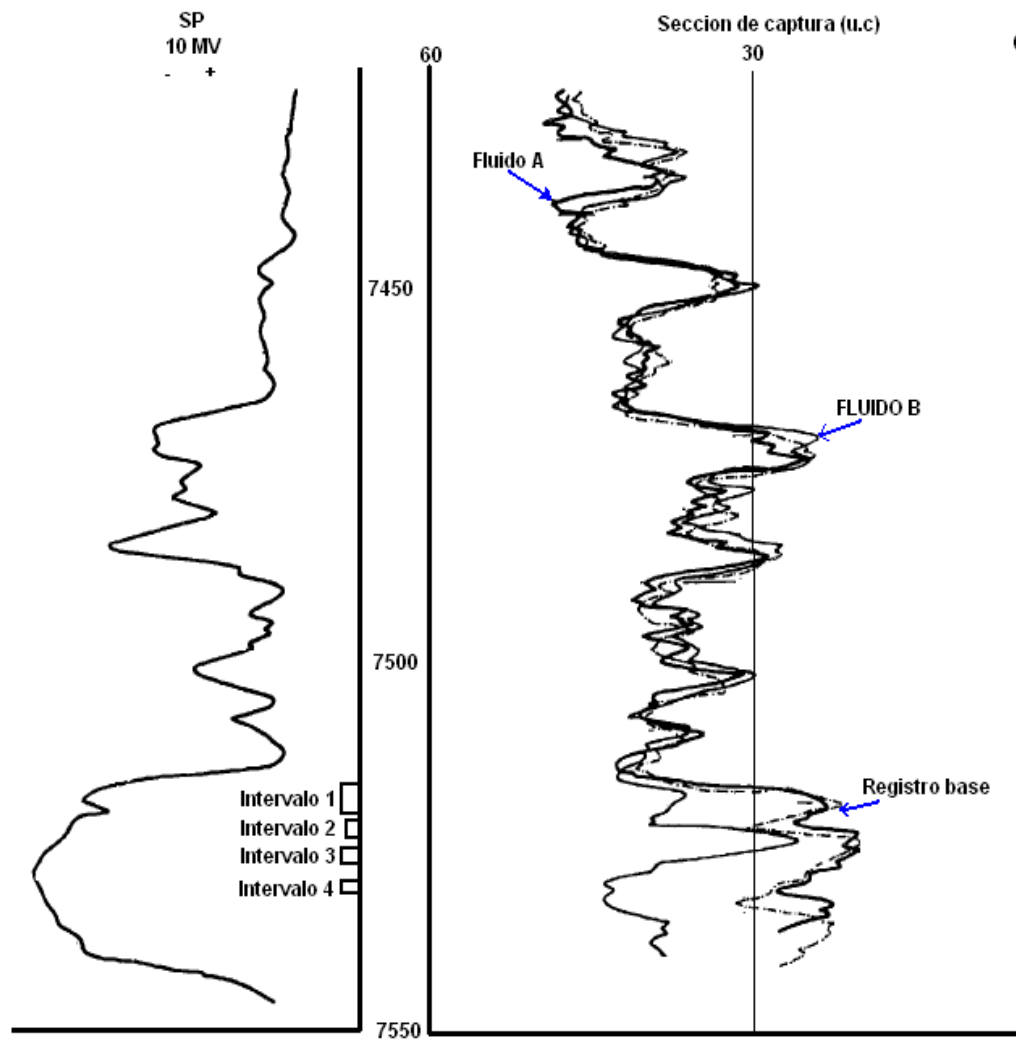
Las respuestas obtenidas en campo están compuestas de dos partes fundamentales. Principalmente se obtuvo la buena resolución de S_{OR} obtenida por la implementación del registro PNC modificado. Adicionalmente, se hicieron cálculos con la herramienta TDT-K y fueron comparados con los resultados obtenidos del PNC. En la *figura 20* se puede observar la respuesta típica de un TDT-K para cada una de las 3 corridas del registro. Por medio del análisis se determinó que la S_{OR} obtenida en la arena "N" fue de 27.4, 28.6 y 12%, respectivamente para los 3 intervalos analizados. Cada una de estas zonas poseen una porosidad media de 32.5% (Ver *tablas 9 y 10*). Un resumen de los valores promedios de S_{OR} obtenido de otras fuentes disponibles se muestran en la *tabla 11*.

El 12% de S_{OR} obtenido en el intervalo de 7532 a 7533 pies presenta algunas anomalías. Se determinó que este intervalo es diferente a las demás secciones debido a que en este estrato inicialmente no existía la presencia de gas libre

cuando los resultados del registro base y el registro A son comparados con los resultados de los registros A y B.

Las comparaciones entre las respuestas de el registro modificado de PNC y el registro TDT-K se muestran en las *tablas 9 y 10* y en las *figuras 21 y 22*. Las *tablas 9 y 10* muestran los valores calculados de $(\Sigma_A - \Sigma_B)$ y Φ^*S_w respectivamente.

Figura 20. Respuesta típica de un PNC para cada una de las etapas de captura de sección (Σ).



Fuente: Modificado de T.J. Smith and S. J. Stieber. "Determination of Residual Oil Saturation with Pulsed Neutron Logs- A Field Experiment." Paper SPE 5120. Houston Texas. October 6-9, 1974.

El valor de S_{OR} no está incluido debido a que los valores de porosidad varían a través de toda la sección y es necesario un valor exacto para determinar un valor real de saturación de aceite remanente.

Tabla 9. Comparación de los valores de $(\Sigma A - \Sigma B)$ calculados por el registro PNC y el TDT-K.

Intervalo	$\{\Sigma A - \Sigma B\}$			
	PNC	TDT-K ¹	TDT-K ²	TDT-K ³
7519-23	$(-9,91) \pm 0,28$	$(-11,6) \pm 1,51$	$(-9,57) \pm 1,18$	$(-12,21) \pm 1,3$
7525-27	Rocas apretadas, Dudosa inyección completa			
7529-31	$(-9,73) \pm 0,30$	$(-18,81) \pm 1,78$	$(-11,60) \pm 1,36$	$(-19,56) \pm 1,5$
7532-33	$(-12,00) \pm 0,32$	$(-18,32) \pm 2,44$	$(-19,34) \pm 2,00$	$(-20,13) \pm 2,04$

¹ Sin corrección por efectos de difusión.

² Corregido por efectos de difusión usando las cartas de Schlumberger para 1 11/16" TDT-K en casing de 7 pulg y diámetro de pozo 10 pulg y una porosidad $\Phi=17\%$.

³ Corrección de porosidad a 36%.

Fuente: Modificado de T.J. Smith and S. J. Stieber. "Determination of Residual Oil Saturation with Pulsed Neutron Logs- A Field Experiment." Paper SPE 5120. Houston Texas. October 6-9, 1974.

Tabla 10. Comparación de los valores de $(\Phi * S_w)$ calculados por el registro PNC y el TDT-K.

Intervalo (pies)	$\Phi * S_w$			
	PNC	TDT-K ¹	TDT-K ²	TDT-K ³
7519-23	$0,236 \pm 0,008$	$0,277 \pm 0,036$	$0,229 \pm 0,031$	$0,229 \pm 0,028$
7525-27	Rocas apretadas, Dudosa inyección completa			
7529-31	$0,232 \pm 0,0085$	$0,449 \pm 0,125$	$0,277 \pm 0,036$	$0,467 \pm 0,033$
7532-33	$0,232 \pm 0,0085$	$0,449 \pm 0,125$	$0,462 \pm 0,049$	$0,481 \pm 0,048$

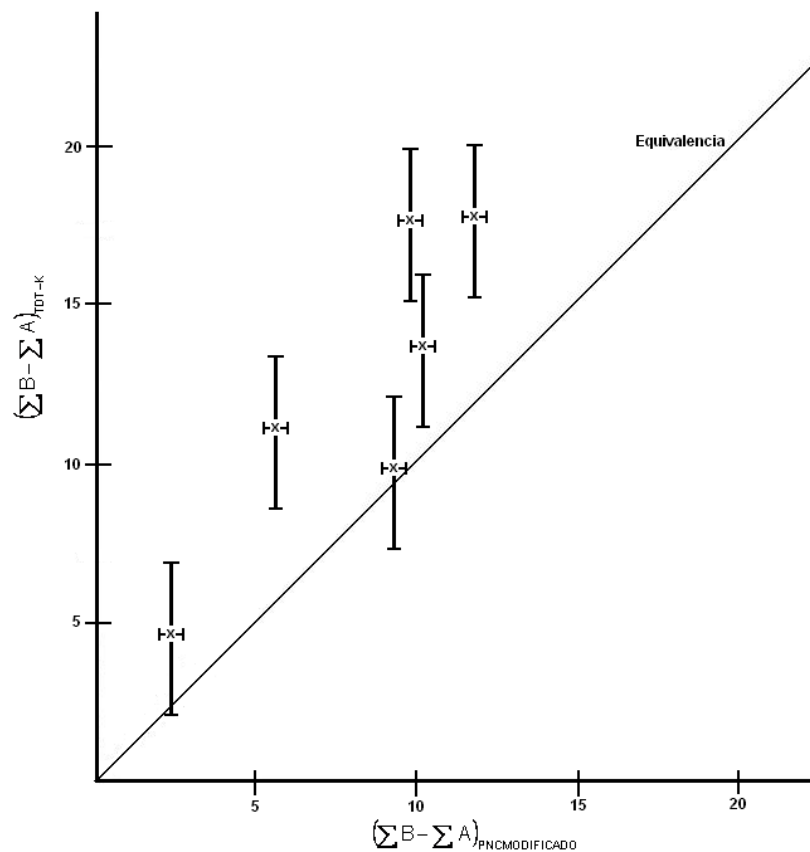
Fuente: Modificado de T.J. Smith and S. J. Stieber. "Determination of Residual Oil Saturation with Pulsed Neutron Logs-A Field Experiment." Paper SPE 5120. Houston Texas. October 6-9, 1974.

Tabla 11. Resumen de resultados de S_{OR} obtenidos por otras herramientas.

FUENTE	S_{OR} (%)	RANGOS (%)
LIL PNC	33	12 - 28,6
Registro Resistivo	-	25 - 40
Balance de materia	32	-
Corazones	31	16,6 - 34,8

Fuente: Modificado de T.J. Smith and S. J. Stieber. "Determination of Residual Oil Saturation with Pulsed Neutron Logs-A Field Experiment." Paper SPE 5120. Houston Texas. October 6-9, 1974.

Figura 21. Comparación de valores de $(\Sigma B - \Sigma A)$ calculados de la herramienta modificada PNC y la herramienta TDT-K mostrando incertidumbre en las barras verticales de cada punto (1 desviación estándar).

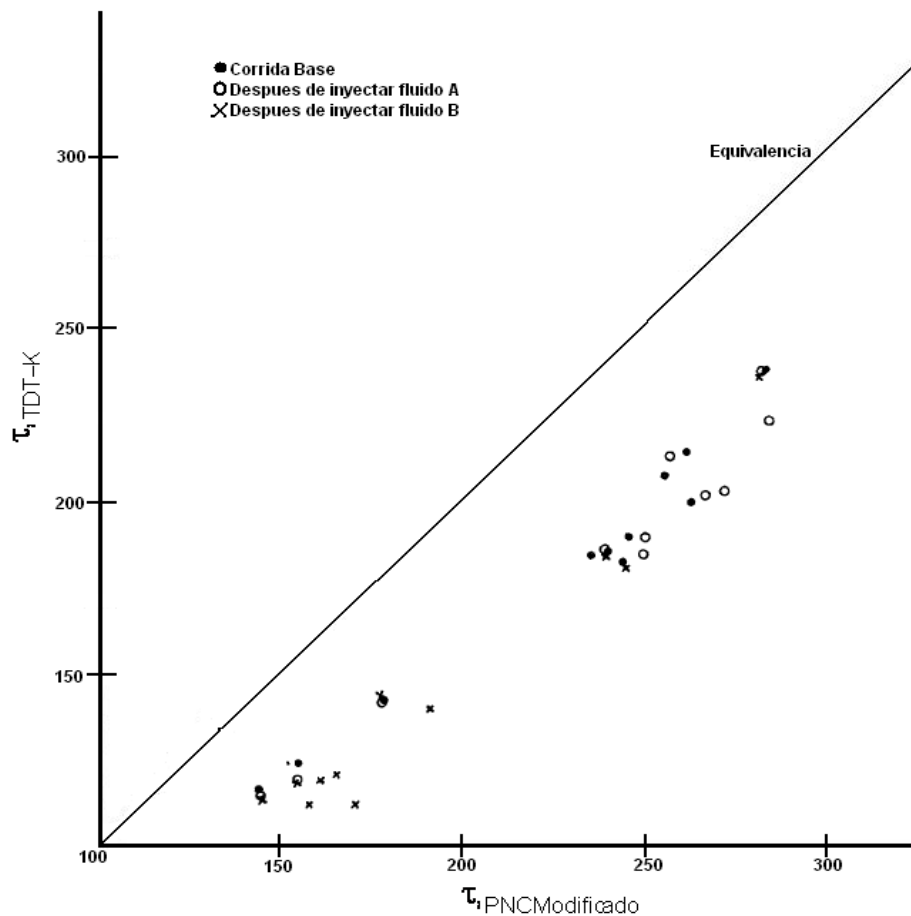


Fuente: Modificado de T.J. Smith and S. J. Stieber. "Determination of Residual Oil Saturation with Pulsed Neutron Logs-A Field Experiment." Paper SPE 5120. Houston Texas. October 6-9, 1974.

En las tablas también se pueden observar los valores de $(\Sigma A - \Sigma B)$ y $\Phi \cdot S_w$ de la herramienta TDT-K los cuales se encuentran corregidos por el efecto de difusión usando las curvas de Schlumberger para casing de 7 pulg, diámetro de pozo de 10 pulg y en presencia de porosidades de 17 a 36%. Estas correcciones no fueron suficientes para conciliar los resultados obtenidos por las dos herramientas, por consiguiente se presentó un alto grado de dispersión en los resultados debido a estas correcciones. En ningún momento se intento realizar una interpolación con la porosidad actual de 32.5%. Estas curvas, sin embargo, no incluyen la corrección por difusión de liner y empaquetamiento en grava lo cual sería la posible fuente de las diferencias observadas entre los resultados.

La *figura 22* compara las lecturas de los tiempos de descomposición del neutrón λ .

Figura 22. Comparación de lecturas de los registros PNC modificado y TDT-K.



Fuente: Modificado de T.J. Smith and S. J. Stieber. "Determination of Residual Oil Saturation with Pulsed Neutron Logs-A Field Experiment." Paper SPE 5120. Houston Texas. October 6-9, 1974.

✚ **Observaciones del análisis de campo**

Durante este análisis se pudo determinar que la técnica LIL del registro PNC permite determinar la saturación de aceite con una muy buena exactitud. Los ítems propuestos a continuación han de tenerse en cuenta para planear una prueba similar.

- Los fluidos utilizados para inyección deben ser mezclados en baches individuales.
- Los dos fluidos inyectados deben tener un contraste máximo posible en salinidad y en la sección de captura.
- Mantener bajas las tasas de inyección para evitar el “Stripping” por fuerzas viscosas.
- Inyectar el suficiente fluido para asegurarse de un completo desplazamiento dentro del radio de investigación de la herramienta.
- No debe usarse un exceso de fluidos inyectados debido a los efectos posibles de solubilidad.
- Los perfiles de inyección deben ser determinados independientemente para mediciones con el TDT-K o el PNC si es posible.
- Se deben analizar los efectos por cambios de temperatura de los fluidos inyectados.
- Debe considerarse la probabilidad de la existencia de gas libre y se deben seguir algunos pasos para remover cualquier gas que esté presente inicialmente.
- Se debe dar reconocimiento al hecho de que en algunos yacimientos de crudo existe el gas en fase gaseosa y este se debe a la caída de presión asociada en los pozos productores.
- La porosidad debe ser calculada con exactitud para cada estrato a analizar.
- La prueba solo se puede desarrollar en nuevos intervalos cañoneados, esto se debe a los efectos que puede producir el Stripping y los cambios en las características de las rocas en las vecindades del pozo.

3.2 IMPLEMENTACIÓN DEL REGISTRO MAGNETICO NUCLEAR, APLICACIÓN EN CAMPO²⁸.

✚ Metodología utilizada para determinar la S_{OR}

- **Fluidos Libres.**

Este es el factor más importante a considerar en los registros NML. Los fluidos libres se definen como la cantidad de hidrógenos presentes en los fluidos los cuales permiten observar las señales magnéticas nucleares. Todos los hidrógenos de los fluidos presentes al ser influenciados por la bobina polarizada son potencialmente fuentes de señales. El carácter de precesión de la señal de varios fluidos y la limitación del instrumento, determina cuales fluidos contribuyen a diferentes tipos de señales. La amplitud y la tasa de decaimiento de las señales para cada fluido son dependientes del tipo y la cantidad de fluido presente, de su temperatura, viscosidad, de su distribución dentro de la formación y por ultimo de las condiciones del campo magnético. Aquellas señales reproducidas por fluidos dentro de un shale, señales de fluidos con altas viscosidades (Aprox. 600 Cp), o señales por fluidos de formación que contengan exceso de magnetita o por señales de fluidos de formación con menos de 0.5% de porosidad no serán detectadas por el registro NML (observar *figura 23*).

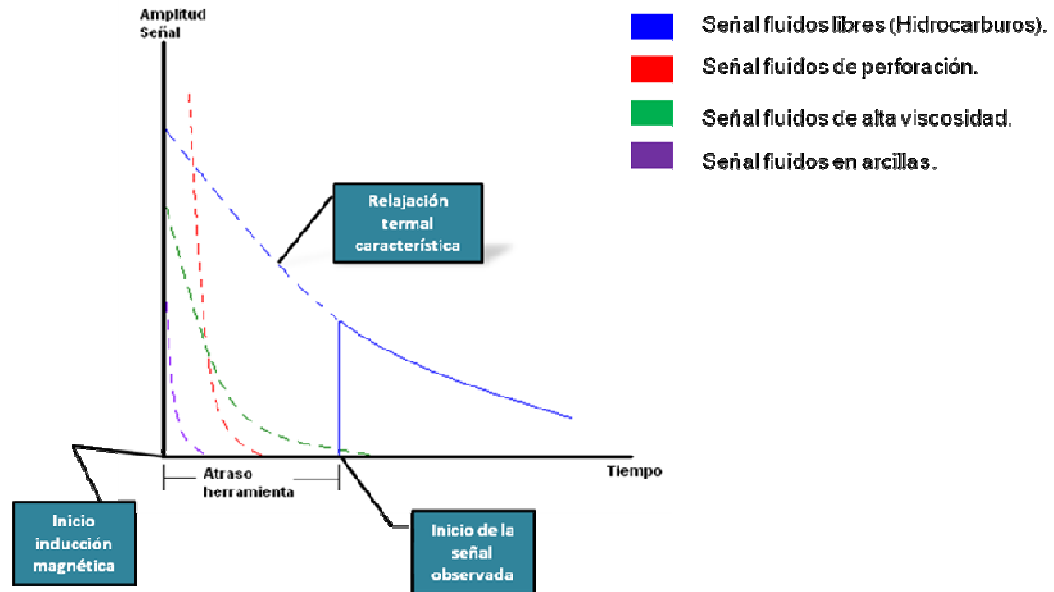
En la *figura 24* se puede observar un set de señales características que se pueden obtener con el registro NML para un intervalo medido cada 2 pies en una intercalación arenisca-shale. Las variaciones en amplitud y el decaimiento en la señal se puede observar claramente en la figura. La medida verdadera de la cantidad de fluidos libres para cada señal es la amplitud inicial de la precesión del protón antes de que la matriz o que los efectos del campo hayan causado la relajación o degeneración de la fase. Por esto, es necesario, extrapolar cada señal observada al valor de tiempo cero o donde empieza la precesión del campo magnético sobre los protones (líneas punteadas de la *figura 23*).

En estudios realizados se dice que los fluidos libres bajo observación pueden tener tiempos de relajación termal los cuales varían desde 100 a 2000 milisegundos, las señales de fluidos libres en observación poseen una tasa común en la etapa de degeneración y por esto una común tasa de decaimiento de la señal. La lectura del registro de fluidos libres se evalúa en % de fluidos

²⁸ P. Hull, J. Coolidge. "Field Examples of Nuclear Magnetism Logging". Journal of Petroleum Technology. Paper SPE 1588-G. 1960.

libres contenidos en la formación, y se le conoce a este término *índice de fluidos libres*.

Figura 23. Representación grafica de las señales de fluidos para un registro magnético nuclear.



Fuente: Modificado de P. Hull, J. Coolidge. "Field Examples of Nuclear Magnetism Logging". SPE 1588-G. May 1960.

- **Índice de fluidos libres.**

El índice de fluidos libres o FFI es una medida directa del volumen de fluidos en la formación potencialmente disponibles para ser producidos. Si la señal de precesión se hace a tiempo cero, la formula correspondiente seria:

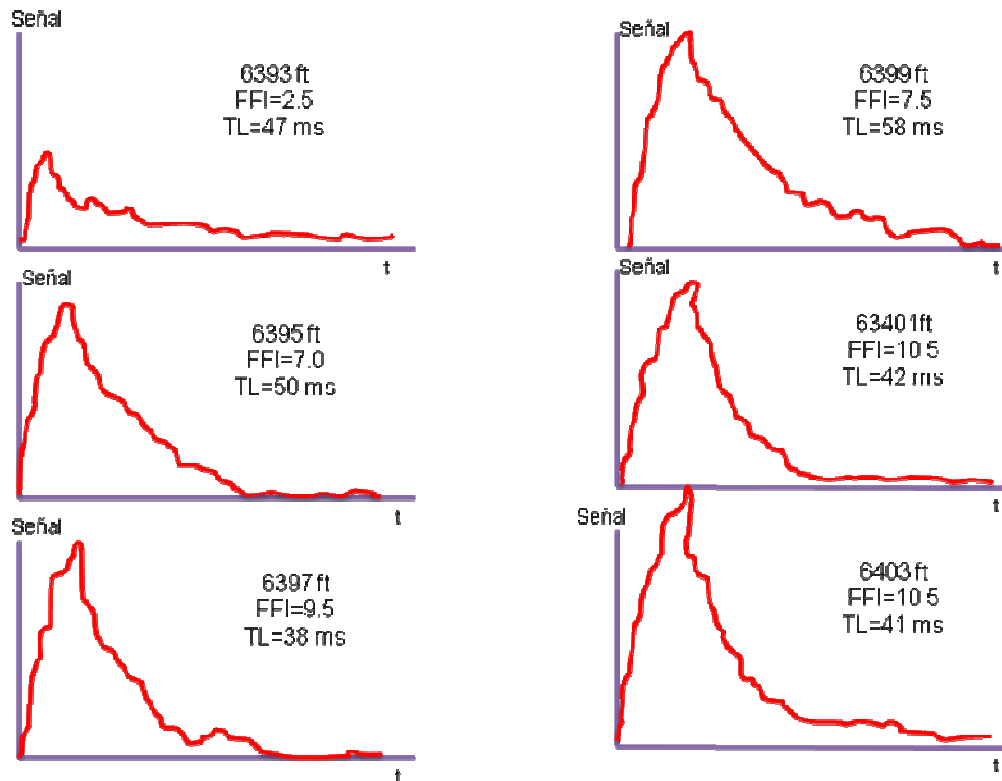
$$FFI = \frac{V}{E * G} \tag{80}$$

Donde:

- V = Voltaje precesión al tiempo cero en micro voltios, se mide de pico a pico.
- E = Factor ambiental. Se encuentra en función de la temperatura, del ángulo del pozo teniendo en cuenta el campo magnético de la tierra y la fuerza del campo magnético.

G = Factor geométrico y de la herramienta. Se encuentra en función de la geometría de la bobina, diámetro del pozo, poder del nivel y la posición de la bobina en el pozo.

Figura 24. Secuencia típica de las señales del registro NML a través de un cuerpo de arena para determinar el índice de fluidos libres.



Fuente: Modificado de P. Hull, J. Coolidge. "Field Examples of Nuclear Magnetism Logging." SPE 1588-G. May 1960.

Una vez determinado el FFI por medio de la siguiente ecuación encontramos la saturación de aceite remanente para el intervalo de interés:

$$S_{OR} = \frac{FFI}{\phi} \quad (81)$$

- **Identificación de fluidos libres.**

La herramienta NML posee la capacidad de diferenciar aquellas zonas en presencia de agua o hidrocarburos. Por medio de las mediciones de las características de relajación termal de los fluidos del pozo, se ha demostrado

que la identificación de esos fluidos es posible con un alto grado de credibilidad bajo diferentes condiciones de operación.

Consideraciones operacionales: El mayor requisito para satisfacer la información en la identificación de fluidos libres es obtener una amplitud suficiente de la señal para que de esta manera se pueda definir la relajación termal característica.

La curva de relajación termal se obtiene observando la señal de precesión, seguido de un intervalo de tiempo durante el cual la relajación permite tomar puesto sin la inducción del campo magnético. La confiabilidad de la identificación de los fluidos libres es dependiente sobre cómo se diagnostica la relajación termal característica ya sea por el tiempo límite que se alcancen a esas condiciones. Las condiciones límites dependen de la relajación termal y del FFI.

Relajación termal característica: La tasa de relajación termal de fluidos se ve bastante afectada por las condiciones de la matriz, a demás se ha determinado, que muchas de las variaciones observadas en registros de la relajación termal refleja la disposición del fluido en la matriz.

Como la mayoría de las zonas son primariamente mojadas por agua, la tasa de relajación termal del agua es muy rápida. La curva de relajación usualmente posee un componente simple el cual rara vez excede los 300 milisegundos, sin embargo, se han reportado 500 milisegundos de agua en formaciones de arena. En algunos casos, se pueden presentar 2 señales de fase en agua presentes en arenas donde coexisten 2 condiciones de matriz. Bajo condiciones de saturaciones altas de hidrocarburos en la formación resultante de una sola fase de relajación característica se pueden esperar tiempos mayores a los 600 milisegundos. En presencia de zonas de gas se producen 2 componentes en las curvas de relajación. Los tiempos de relajación característicos para determinar zonas de hidrocarburos o zonas de agua se muestran en la *tabla 12*.

Tabla 12. Tiempos de relajación característicos usualmente encontrados en diferentes zonas.

ZONA	FASE	INDICACIÓN DE AGUA (MILISEGUNDOS)	INDICACIÓN DE HC'S (MILISEGUNDOS)
Agua	uno	50-300	-
Aceite	dos	50-300	>600
Gas	dos	50-300	>600

Fuente: Modificado de P. Hull, J. Coolidge. "Field Examples of Nuclear Magnetism Logging." SPE 1588-G. May 1960.

Cuando la información está disponible en un % adecuado de la relajación característica, se presentan algunas excepciones para la identificación de zonas usando los criterios de la tabla. Bajo ciertas condiciones, ya sea por zonas pequeñas o no lavadas puede haber presencia de ambigüedades. Bajo estas condiciones es difícil distinguir la fase aceite de la fase agua debido al amplio rango posible de relajación termal característico de aceite.

✦ Resultados de campo

El registro NML ha sido implementado bajo diferentes condiciones presentes en pozo y formación, lo que con otras herramientas de registro no se puede hacer. Debido a que las mediciones realizadas con la herramienta son independientes de los fluidos de perforación y de las condiciones del pozo, permite concluir que el registro NML es una herramienta práctica, óptima y con un alto grado de exactitud.

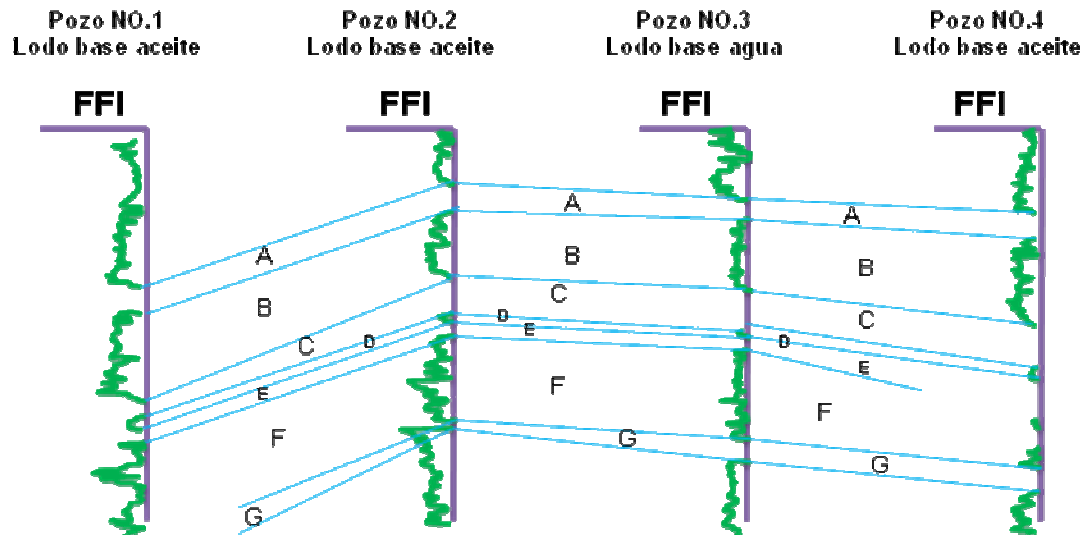
En la *figura 25* se presenta un ejemplo de cómo el registro NML contribuye a la solución de un problema de caracterización de un yacimiento. Estos registros fueron tomados de 4 pozos en el campo West Coast donde se perforó con lodo base aceite los pozos 1,2 y 4. El pozo número 3 fue perforado con lodo base agua.

En la figura previamente mencionada, se puede observar que tan fácil con el registro de fluidos libres se puede indicar aquellas zonas con cero FFI y la forma en que se determinan zonas posibles productoras.

A continuación en las *figuras del 26 al 31* se observan los resultados obtenidos con el registro NML para diferentes pozos en diferentes yacimientos. En las figuras se pueden observar perfiles verticales del índice de fluidos libres vs. profundidad para diferentes yacimientos. Además del perfil vertical, se observan las curvas de relajación termal con su tiempo característico para definir mejor las zonas de interés.

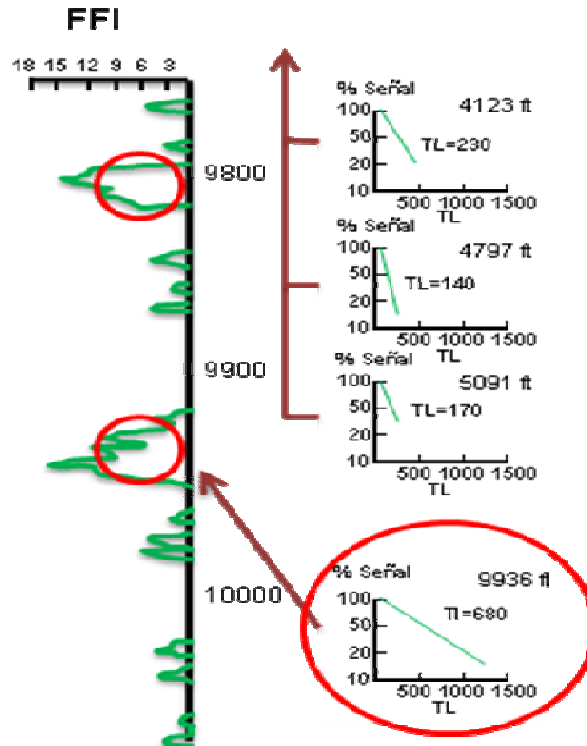
En la *figura 26* se registro un pozo del campo Frio, al norte de la costa del Golfo de Texas con la herramienta de registro NML para determinar la cantidad de fluidos libres en la formación. Las zonas registradas se encuentran en los intervalos de 9800 ft y 9950ft, donde se encontraron granos finos de areniscas. Algunos análisis realizados por medio de corazones determinaron porosidades de 29 a 35% y permeabilidades de 25 a 500 md. Este pozo fue completado para producir aceite en 9800 pies y en 9950 pies donde se encontraba una zona totalmente depletada, produciendo cantidades no comerciales de gas. Este pozo fue perforado con lodo caustico-fosfato convencional y poseía un diámetro de pozo de 9 ^{7/8} de pulgada.

Figura 25. Registro NML para determinar posibles zonas de fluidos libres y caracterizar la litología del yacimiento.



Fuente: Modificado de P. Hull, J. Coolidge. "Field Examples of Nuclear Magnetism Logging." SPE 1588-G. May 1960.

Figura 26. Registro NML para determinar FFI de un pozo del Campo Frio, al norte de la costa del golfo de Texas.



Fuente: Modificado de P. Hull, J. Coolidge. "Field Examples of Nuclear Magnetism Logging." SPE 1588-G. May 1960.

Como se discutió en el análisis de tiempos de relajaciones termal, los hidrocarburos algunas veces se encuentran en una sola fase. Durante este registro, se observó que las arenas superiores eran solo intervalos de agua debido a sus tiempos de relajación menores a 600 milisegundos. Por otro lado, existían zonas con altos contenidos de hidrocarburos, una de ellas se encontraba a la profundidad de 9936 pies donde se encontró un alto índice de fluidos libres con un tiempo de relajación termal característico para hidrocarburos de 680 milisegundos.

Por pruebas DST se determinó que el intervalo 9936 pies se encontraba depletado, por ello solo se presentó la producción de gas.

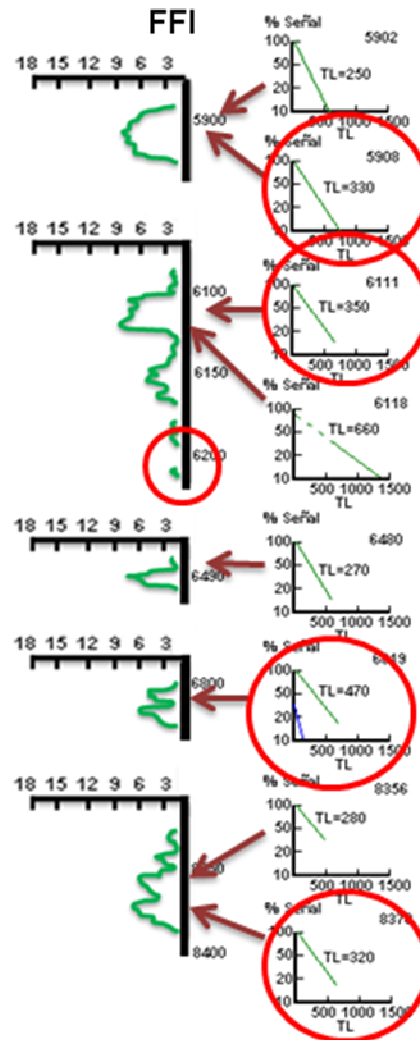
En la *figura 27* se observa la corrida del registro NML para un pozo localizado al norte de Louisiana. Litológicamente el yacimiento está compuesto por areniscas y limolitas para la sección registrada. En los intervalos corazonados se determinaron porosidades de 2 a 27 % y permeabilidades de 0 a 1100 md. El pozo fue perforado con lodo base agua.

El registro de FFI respondió muy bien a estas permeabilidades y porosidades, leyendo cero FFI en muchos intervalos, más o menos de 6195 a 6210 pies, donde la permeabilidad es igual a 0 y la porosidad es de 10%. Por medio de este resultado se puede intuir que la herramienta necesita tanto de la presencia de permeabilidad como de porosidad para determinar la cantidad de fluidos libres en la formación. Además se puede notar que en 4 de los 8 tiempos de relajación termal calculados para dichos intervalos, caen en las zonas intermedias entre la definición de agua y la definición de hidrocarburos. Es posible de que estas condiciones reflejen las saturaciones marginales en esas zonas las cuales fueron probadas y se encontró la siguiente producción:

- 5900 pies. Zona de agua.
- 6100 pies. Zona de gas.
- 6480 pies. Zona sin probar.
- 6820 pies. Zona de gas con un alto corte de agua.
- 8350 pies. Zona de gas y agua.

Las *figuras 28 y 29* muestran dos pozos localizados en las arenas terciarias de Wyoming las cuales fueron analizadas con el registro NML. Esta formación se encontraba litológicamente compuesta por arenas de granos finos y ciertas zonas sucias de shale. Los pozos fueron perforados con lodo gel y un lodo de emulsión de aceite en base salada respectivamente. Las mediciones del tiempo de relajación termal para ambos pozos son excelentes ejemplos de las diferencias de calidad que se pueden obtener en las mediciones para identificar fluidos en un mismo yacimiento.

Figura 27. Registro NML para determinar FFI de un pozo localizado al norte de Louisiana.

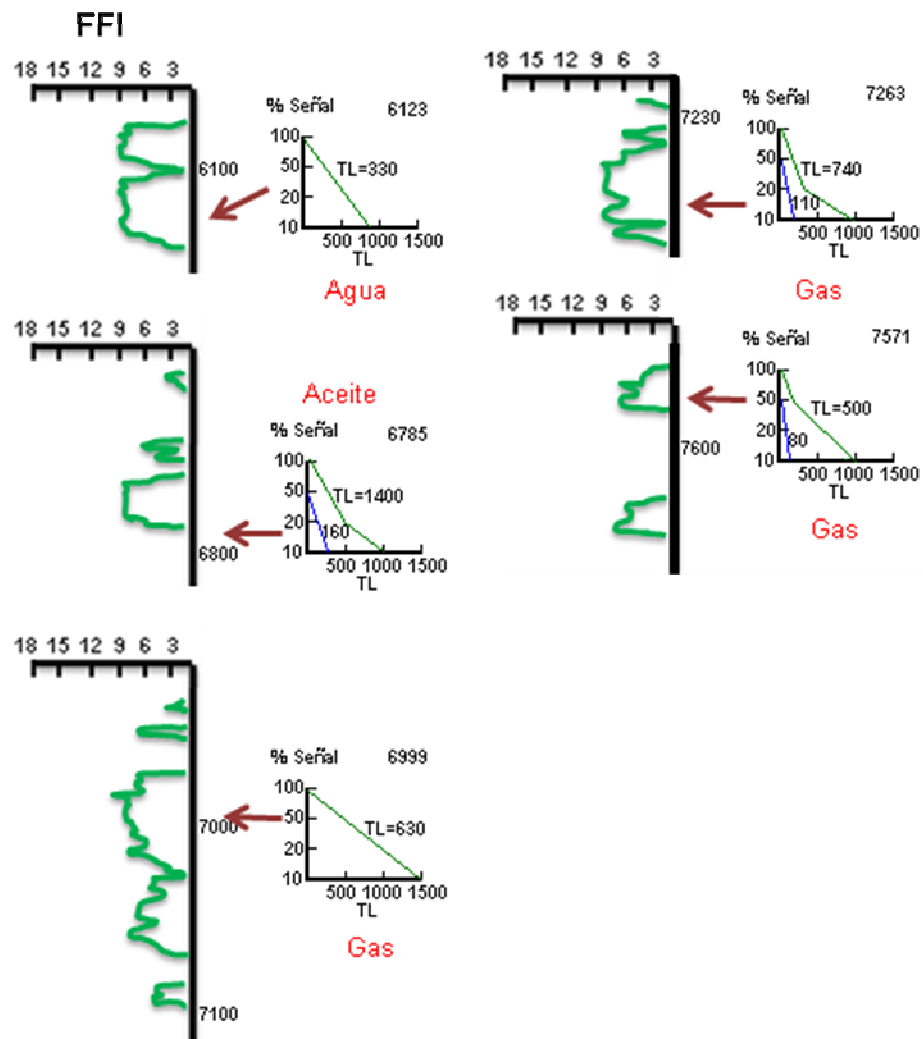


Fuente: Modificado de P. Hull, J. Coolidge. "Field Examples of Nuclear Magnetism Logging." SPE 1588-G. May 1960.

Las formas encontradas de la señal del pozo de la *figura 28*, permiten determinar la relajación característica por encima del 90% de la muestra de fluidos libres y debido a esto provee las bases confiables para definir el tipo de fluido.

Los resultados obtenidos en el pozo de la *figura 29* son de menor calidad comparada con las de la *figura 28*, ya que únicamente fue posible definir la relajación característica para únicamente el 60 o 70% de las muestras en la mayoría de los casos, lo cual resulta como información insuficiente para una completa descripción del fluido. El yacimiento resulto ser seco.

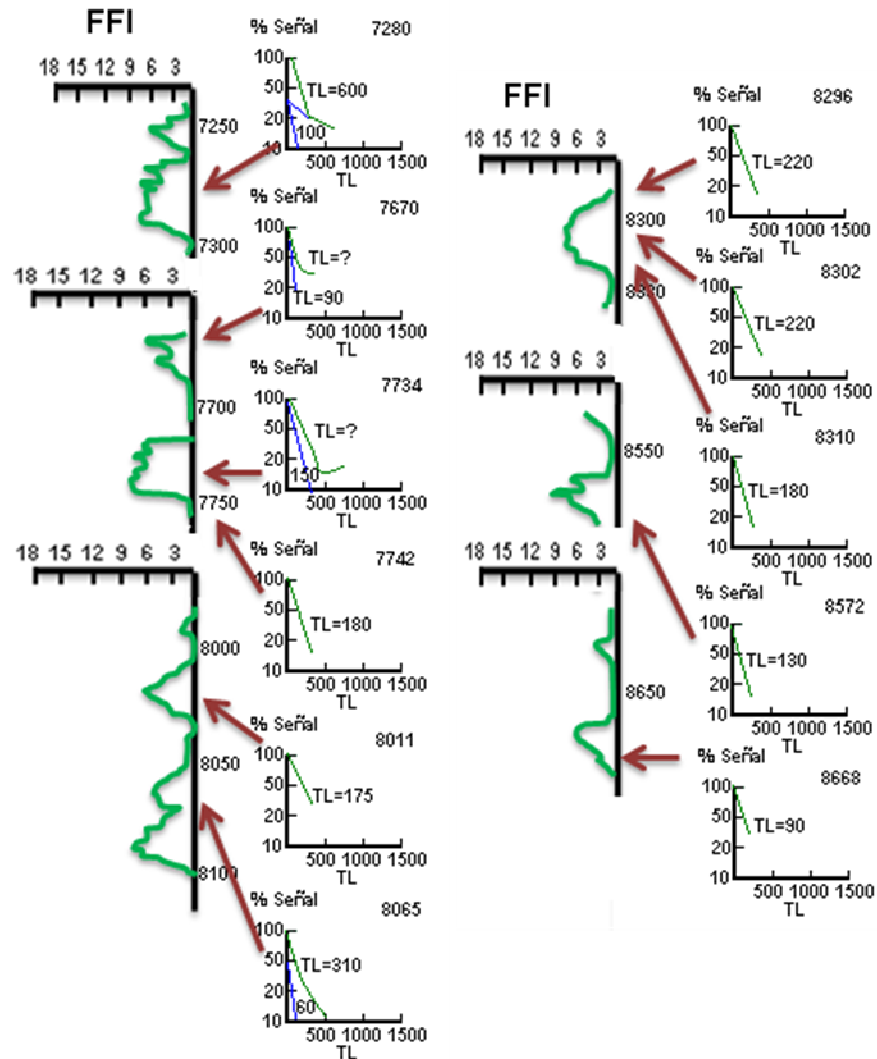
Figura 28. Registro NML para determinar FFI del pozo 1 localizado arenas terciarias de Wyoming.



Fuente: Modificado de P. Hull, J. Coolidge. "Field Examples of Nuclear Magnetism Logging." SPE 1588-G. May 1960.

La *figura 30* son los resultados obtenidos con la herramienta NML para un pozo de las arenas Wind River de Wyoming. Este pozo fue perforado con lodo base aceite. La herramienta estuvo acompañada de la implementación de 3 pruebas DST dentro de la sección registrada. Entre las respuestas obtenidas, se presentó una baja en la producción; entre las cuales 18 MMscf/d de gas de las zonas bajas y una prueba seca a 4600 pies como resultado del bajo FFI.

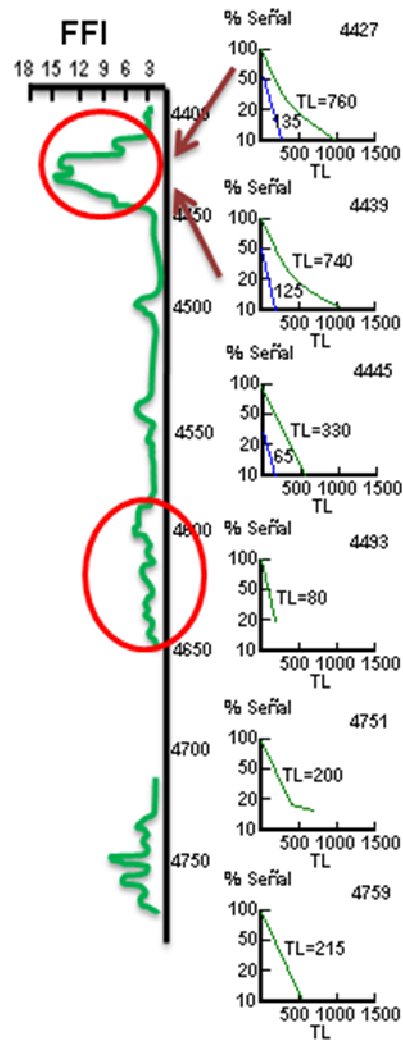
Figura 29. Registro NML para determinar FFI del pozo 2 localizado arenas terciarias de Wyoming.



Fuente: Modificado de P. Hull, J. Coolidge. "Field Examples of Nuclear Magnetism Logging." SPE 1588-G. May 1960.

El perfil vertical para este pozo es un ejemplo de la gran sensibilidad del FFI a la permeabilidad. Un análisis por medio de corazones determinó porosidades del 16 al 18% para los intervalos de 4437 y 4450 pies y una porosidad entre 18 y 19% en los intervalos 4432 y 4437 pies. Por otra parte, el muy bajo FFI entre 4587 y 4645 pies se ve reflejado debido a la permeabilidad menor a 1 md en una zona donde la porosidad se encuentra entre 13 y 17%.

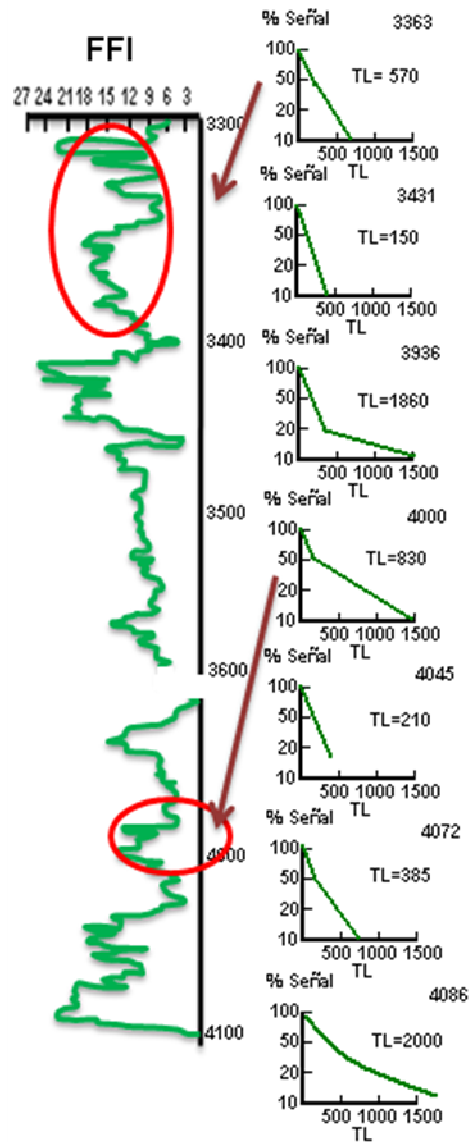
Figura 30. Registro NML para determinar FFI de un pozo localizado en las arenas de Wind River en Wyoming.



Fuente: Modificado de P. Hull, J. Coolidge. "Field Examples of Nuclear Magnetism Logging." SPE 1588-G. May 1960.

El pozo registrado en la *figura 31* está compuesto litológicamente por arcillas. Este pozo se encuentra ubicado en California el cual fue perforado con lodo base agua. El perfil vertical obtenido fue excelente debido a una buena implementación de la herramienta, debido a que el intervalo registrado se encontraba en una formación fresca con acuífero activo y con una pequeña intercalación de arcillas. Intervalos entre 3985 y 4002 pies fueron probados como grandes productores de aceite. También se encontró producción de aceite entre los intervalos de 3340 y 3398 pies.

Figura 31. Registro NML para determinar FFI de una formación de arcillas en el estado de California.



Fuente: Modificado de P. Hull, J. Coolidge. "Field Examples of Nuclear Magnetism Logging." SPE 1588-G. May 1960.

➤ Observaciones del análisis de campo

- La herramienta de registro NML puede ser implementada bajo casi todas las condiciones de perforación obteniendo buenas exactitudes en el cálculo de FFI.

- Por medio del cálculo del FFI y con base en los tiempos de relajación termal se puede distinguir zonas de hidrocarburos de zonas de agua.
- La herramienta NML no solo es utilizada para determinar el índice de fluidos libres en la formación, también posee la capacidad de definir de mejor forma la roca del yacimiento para evaluar permeabilidades y productividad de un campo.
- Para identificar el tipo de fluido registrado, es de suma importancia observar los tiempos de relajación de la curva y a su vez hacer pruebas DST para determinar las presiones de los intervalos probados.
- El FFI es independiente de la litología del pozo, esto permite tener una herramienta poderosa para realizar los cálculos de S_{OR} .
- El FFI permite interpretarse rápidamente.

3.3 IMPLEMENTACIÓN DEL REGISTRO RESISTIVO, APLICACIÓN EN CAMPO²⁹

➤ Descripción del yacimiento

El campo Lost Hills, está localizado en el lado sur del Valle de San Joaquín en Kern County (Ver *figura 32*), más o menos 45 millas de Bakersfield (California). Este campo es productor de gas y aceite. La formación Monterey, se encuentra dividida en 4 estratos productores:

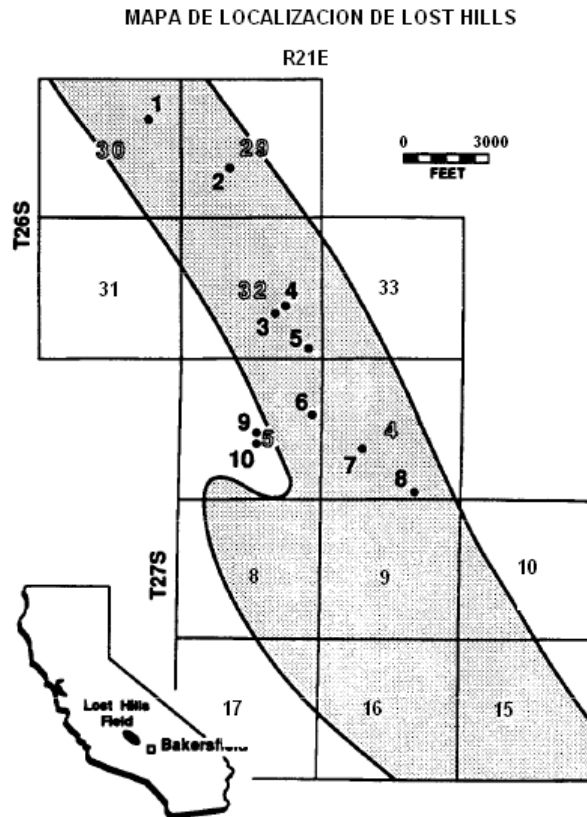
- ❖ Beldridge Diatomita.
- ❖ Brown Shale.
- ❖ Antelope Shale.
- ❖ Mc Donald Shale.

Los estratos se mencionan desde el más joven al más antiguo.

El yacimiento de Diatomita comprende principalmente el Belridge Diatomita y Brown Shale. Aproximadamente 1100 ft de espesor grueso, desde el punto D hasta el punto L en el registro de la *figura 33*.

²⁹ B. J. Bilodeau. "Determining Water Saturation in Diatomite Using Wireline logs, Lost Hills Field, California." Presented at the Western Regional Meeting held IN Backersfield. Paper SPE 29653. 1995

Figura 32. Ubicación del yacimiento de Diatomita en Lost Hills.



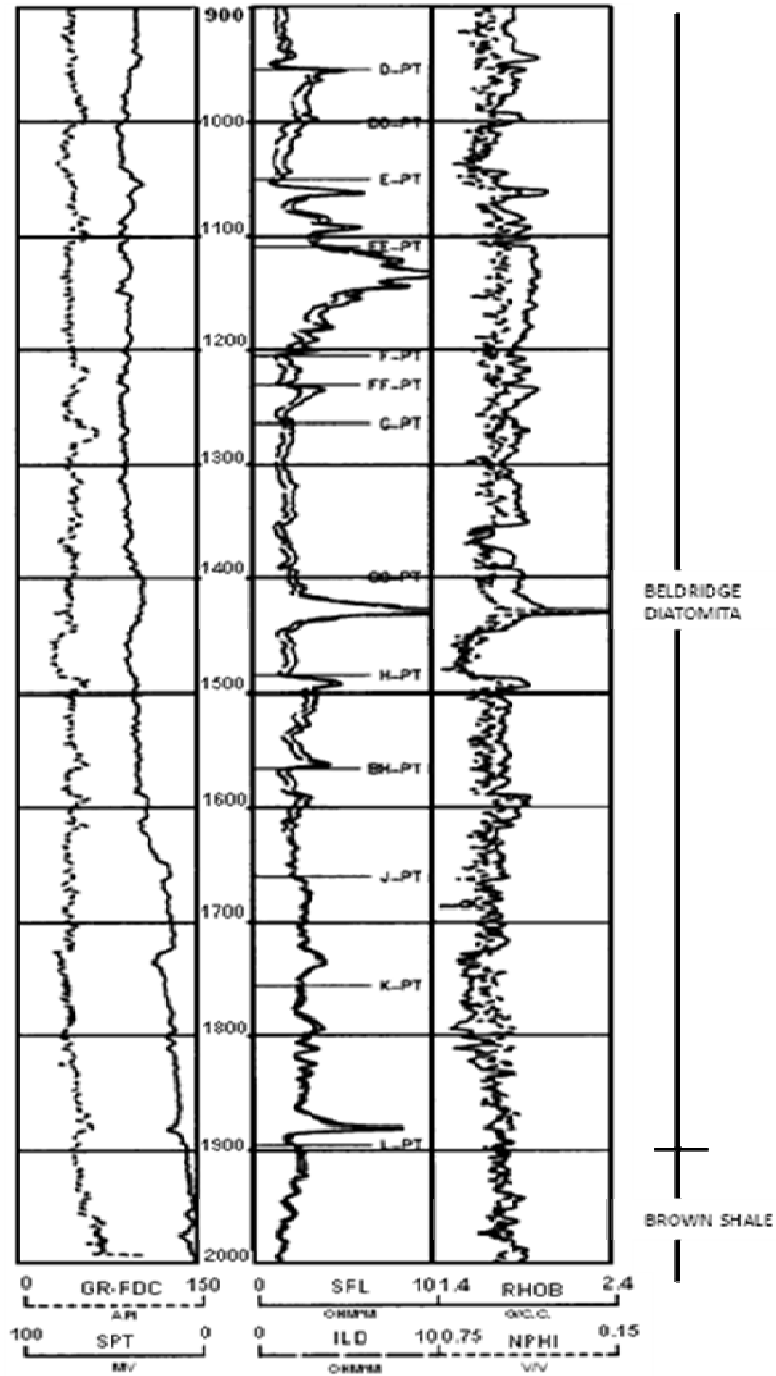
Fuente: Modificado de B. J. Bilodeau, Chevron U.S.A Production Company. "Determining Water Saturation in Diatomite Using Wireline Logs, Lost Hills Field, California" Paper SPE 29653. Presented at Western Regional Meeting Held in Bakersfield. March 1995.

Estas diatomitas, son rocas calcáreas las cuales poseen altas porosidades más o menos entre 35 y 60%, donde las de 60% pertenecen a rocas limpias. De 2000 a 2700 pies se observa un cambio abrupto de baja porosidad, el cual indica la base del yacimiento. El yacimiento opera a temperatura promedio de 110 °F.

En general las diatomitas son conocidas científicamente con el nombre de Diatomáceos Mudstone, las cuales están compuestas por cascarras microscópicas y fragmentos de diátomos, a su vez, menos del 10% de contenido de arcillas³⁰. Los diátomos son células presentes en las plantas, encargados de formar cascarras de un amorfohidrato opalino de sílica (Opal A).

³⁰ Tomado de la red en <http://www.uclm.es/users/higueras/yymm/YM7.html>

Figura 33. Registro resistivo y poroso del yacimiento de Diatomita en Lost Hills.



Fuente: Modificado de B. J. Bilodeau, Chevron U.S.A Production Company. "Determining Water Saturation in Diatomite Using Wireline Logs, Lost Hills Field, California." Paper SPE 29653. Presented at Western Regional Meeting Held in Bakersfield. March 1995.

➤ Trabajo previo

Esta formación ya había estado sujeta a previos análisis, pero su estudio fue limitado a un solo pozo. El nuevo análisis comprende estudios por corazones y registros que permiten comprender más el yacimiento y así poder caracterizarlo.

➤ Pre-análisis y preparación de datos

Para el desarrollo de este estudio se recolectó información de análisis por medio de corazones y registros realizados para 8 pozos. Estos pozos se encuentran distribuidos en una porción de 3.5 millas alrededor de todo el campo, donde las arenas productivas eran la Diatomitas (*figura 32*). La mayoría de estos pozos ya habían sido analizados en los años 70 y 80's por compañía corazonadoras usando el método de suma de fluidos tanto para determinar porosidad como saturaciones (*tabla 13*).

Tabla 13. Información de corazones y registros.

Pozo	Fecha perforación	Tipo de análisis de Corazón	Cored Footage in Diatomita	Compañía Análisis Core	Compañía análisis Registro Wireline
1	1982	Suma de fluidos	685	1	2
2	1978	Suma de fluidos	114	2	2
3	1988	Dean Stark, 250 psi	82	2	2
4	1977	Suma de fluidos	134	2	1
5	1979	Suma de fluidos	215	2	2
6	1979	Suma de fluidos	562	2	2
7	1978	Suma de fluidos	64	2	2
8	1990	Dean Stark 300 psi	140	3	2
9	1981	-	-	-	3
10	1981	-	-	-	3

Fuente: Modificado de B. J. Bilodeau, Chevron U.S.A Production Company. "Determining Water Saturation in Diatomite Using Wireline Logs, Lost Hills Field, California." Paper SPE 29653. Presented at Western Regional Meeting Held in Bakersfield. March 1995.

Durante el proyecto se escogieron las zonas de transición de OPAL-A a OPAL-CT para cada uno de los pozos y así poder realizar el análisis por medio de registros wireline y análisis mineralógicos de corazones y cuttings obtenidos del pozo. Para

este análisis se dividieron en 2 sets los datos obtenidos tanto del registro como de los corazones así:

- OPAL-A. Arriba de la zona de transición. El estudio fue realizado para esta sección.
- OPAL-CT. Debajo de la zona de transición.

- **Ajuste por profundidad.**

El primer paso en la preparación de datos fue el ajuste por profundidad de los registros y corazones, de esta manera, los registros de porosidad fueron ajustados para que correlacionaran con los registros resistivos por etapas y el registro de densidad debía correlacionar con el registro resistivo somero. Registros como el SP y el Gamma Ray no fueron utilizados para correlacionar profundidad, debido a que estos registros no analizaron bien la formación y por ende su resolución vertical fue ordinaria.

En la *figura 33* se observan bajas alteraciones para los registros SP y Gamma Ray, debido a esto, no se podían sacar muchas conclusiones litológicas. Por otra parte, en la misma grafica se pueden analizar los registros de resistividad y de densidad, por medio de los cuales si se pudieron analizar ciertas alteraciones litológicas y así distinguirlas.

- **Corrección por Overburden para la porosidad determinada por corazones.**

La porosidad determinada por medio de corazones fue corregida a condiciones in-situ aplicando la corrección de overburden. Estas correcciones son derivadas a partir de pruebas de compresibilidad realizadas en plugs para el pozo 6 (*figura 34*). Estas pruebas fueron realizadas por Chevron Oil Field.

- **Corrección por Overburden para saturación de aceite.**

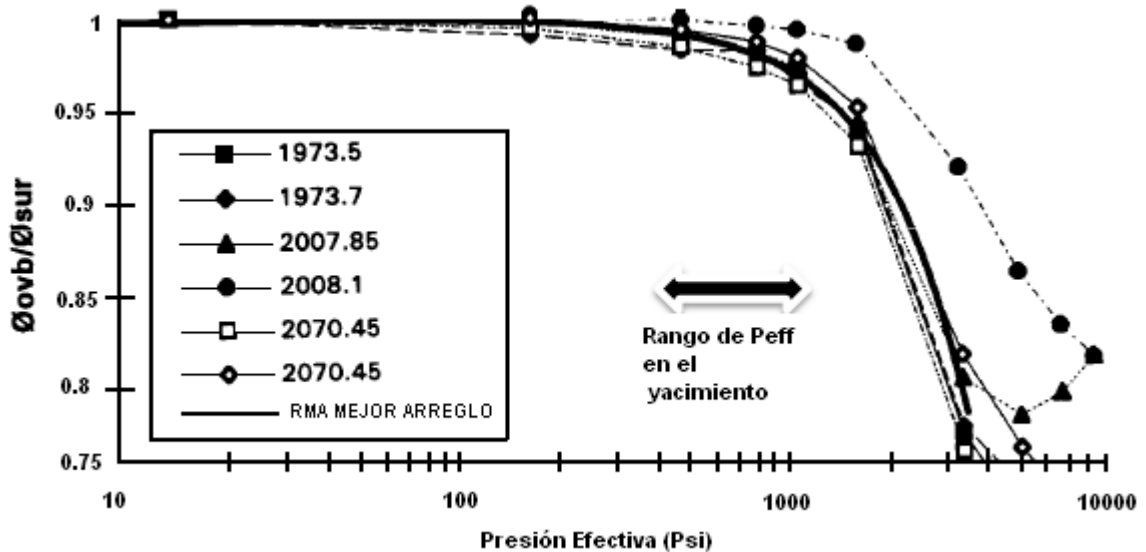
La saturación de aceite determinada por el análisis del corazón fue corregida por la reducción en porosidad causada por esfuerzos de overburden. La corrección asumía que el volumen poroso disminuía mientras que el volumen de aceite remanente era constante. La corrección aumento la saturación en 5%.

- **Corrección por expulsión y encogimiento de la saturación de aceite determinada por corazones.**

La corrección por encogimiento fue derivada de los datos PVT del aceite producido. La corrección fue muy necesaria debido a que las propiedades del

aceite permitían cambios considerables a través del campo. La gravedad API varió de 18 a 30 °API desde el norte hasta el sur del área estudiada. Esta corrección varió desde un 5 a un 13%. A demás se hizo una corrección del 15% de saturación de aceite en el corazón debido a la expulsión del aceite por el gas de expansión.

Figura 34. Prueba de compresibilidad en la Diatomita de OPAL-A para el pozo 6.



Fuente: Modificado de B. J. Bilodeau, Chevron U.S.A Production Company. "Determining Water Saturation in Diatomite Using Wireline Logs, Lost Hills Field, California." Paper SPE 29653. Presented at Western Regional Meeting Held in Bakersfield. March 1995.

➤ **Análisis e interpretación**

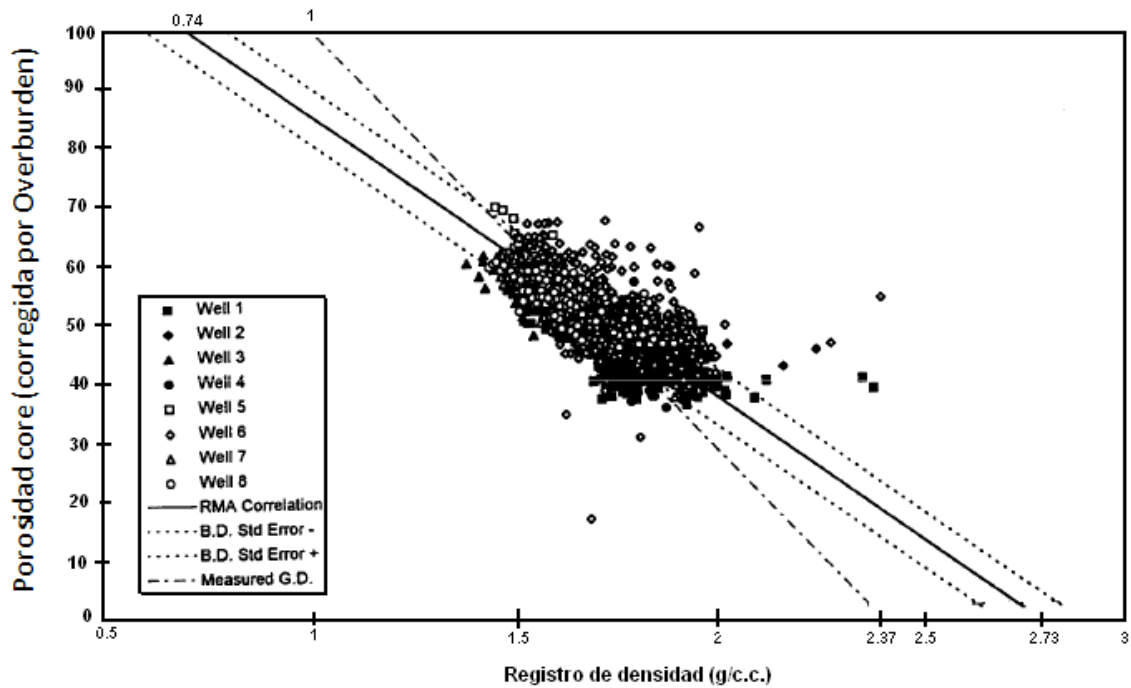
- **Porosidad.**

En la *figura 35* se puede observar el crossplot de $(\Phi)_{\text{Corazón}}$ Vs. $(\Phi)_{\text{LogDensity}}$ realizada en la formación de diatomita en OPAL-A, para todos los pozos presentes. Cada uno de los puntos analizados en la grafica son resultados de porosidad de 1452 corridas, donde a estos resultados se les realizo una regresión lineal para observar el mejor ajuste entre ellos.

Durante este análisis se definió que la densidad del grano aumentaba siempre y cuando el volumen relativo de arena incrementara. Por otro lado, la porosidad disminuiría si el volumen relativo de arena incrementa.

Basado en la *figura 35*, la porosidad se podría determinar por medio del registro de densidad con una exactitud de 4.8 unidades de porosidad. (Error estándar de estimación).

Figura 35. Registro de densidad Vs. Porosidad Core en la diatomita OPAL-A.



Fuente: Modificado de B. J. Bilodeau, Chevron U.S.A Production Company. "Determining Water Saturation in Diatomite Using Wireline Logs, Lost Hills Field, California." Paper SPE 29653. Presented at Western Regional Meeting Held in Bakersfield. March 1995.

- **Saturación de agua.**

El siguiente paso a analizar es determinar la S_w por medio de la ecuación de Archie definida así:

$$S_w = \sqrt[n]{\frac{a * R_w}{\phi^m * R_t}} \quad (82)$$

Donde:

- a = Factor litológico de Archie = 1
- R_t = Resistividad en la zona virgen.

Rw = Resistividad del agua de formación.
m = Exponente de cementación.
n = Exponente de saturación.

Si la formación es húmeda la $S_w=1$, luego el algoritmo se reduce a:

$$Rt = a * Rw * \phi^{-m} \quad (83)$$

Si a la ecuación 2 se le aplican logaritmos, queda de la siguiente manera:

$$\text{Log}(Rt) = \text{Log}(a * Rw) - m \text{Log}(\phi) \quad (84)$$

La ecuación 84 determina el crossplot de Pickett. Donde parámetros como “a” y “m” se pueden determinar de la grafica Log-Log de porosidad Vs. resistividad, donde “m” es la pendiente de la mejor línea de arreglo a través de todos los puntos y Rw es el intercepto en x.

La diatomita húmeda se presenta en el pozo 9 y 10, allí se demostró la falta de saturación de aceite debido a corridas realizadas con herramientas en las paredes del pozo (sidewall) concluyendo en la ausencia de aceite.

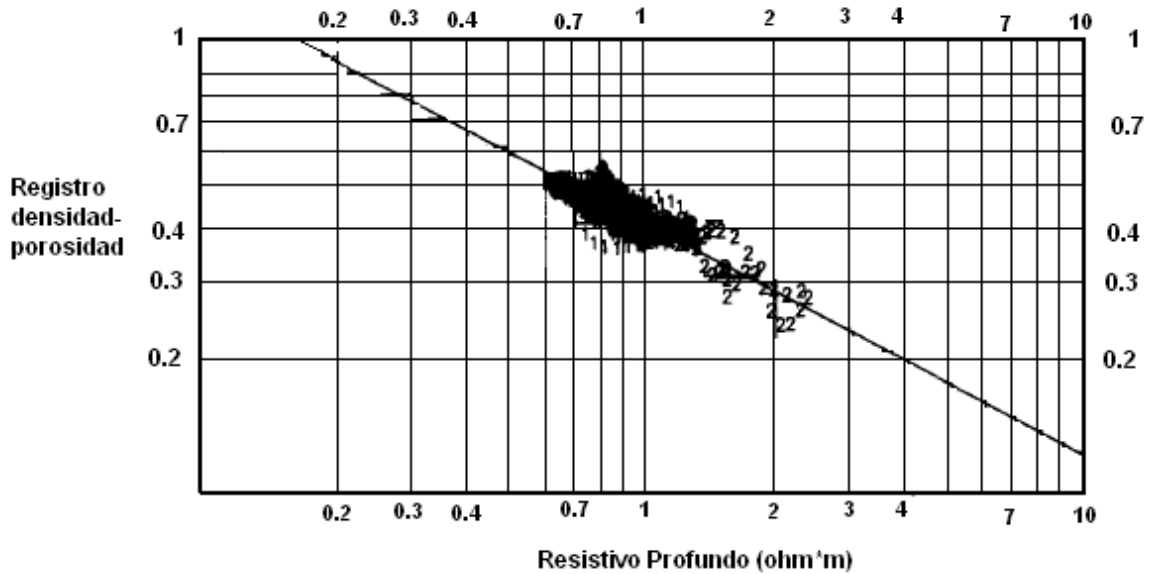
La porosidad se determinó usando las relaciones empíricas de densidad de grano y densidad de fluidos y a la vez generando el crossplot de Picket en escala logarítmica de Φ Vs. Resistividad (ver *figura 36*). Los puntos con numero 1 indican puntos de saturación para el pozo 9, y los que poseen el numero 2, son datos del pozo 10.

Algunos parámetros como la resistividad del agua de formación “Rw” fueron determinados en laboratorio y se muestran en la *tabla 14*.

Una vez Rw, a y m son determinados, la Sw se calculó en la formación de diatomita, asumiendo un exponente de saturación igual a 2. En la *figura 37* se puede observar el crossplot de $(S_o)_{\text{Corazón}}$ vs. $(S_o)_{\text{Archie}}$ para 8 diferentes pozos donde fue realizado el análisis. En la mayoría de los pozos se muestran buenos resultados entre las mediciones de saturaciones de aceite.

Los pozos 1, 4 y 8 son los únicos que permiten observar valores diferentes de saturación de aceite durante el macheo del registro resistivo y el corazón. Esto se debe a que los corazones analizados en el pozo 1, 4y 8 fueron estudiados por empresas diferentes a los demás pozos. En la *tabla 13* se puede observar las compañías las cuales prestaron el servicio de análisis de resultados. Debido a estos errores en la medición los pozos 1,4 y 8 fueron descartados para futuros análisis.

Figura 36. Grafico de Pickett de Resistividad Vs. Registro porosidad de una zona húmeda de los pozos 9 y 10.



Fuente: Modificado de B. J. Bilodeau, Chevron U.S.A Production Company. "Determining Water Saturation in Diatomite Using Wireline Logs, Lost Hills Field, California." Paper SPE 29653. Presented at Western Regional Meeting Held in Bakersfield. March 1995.

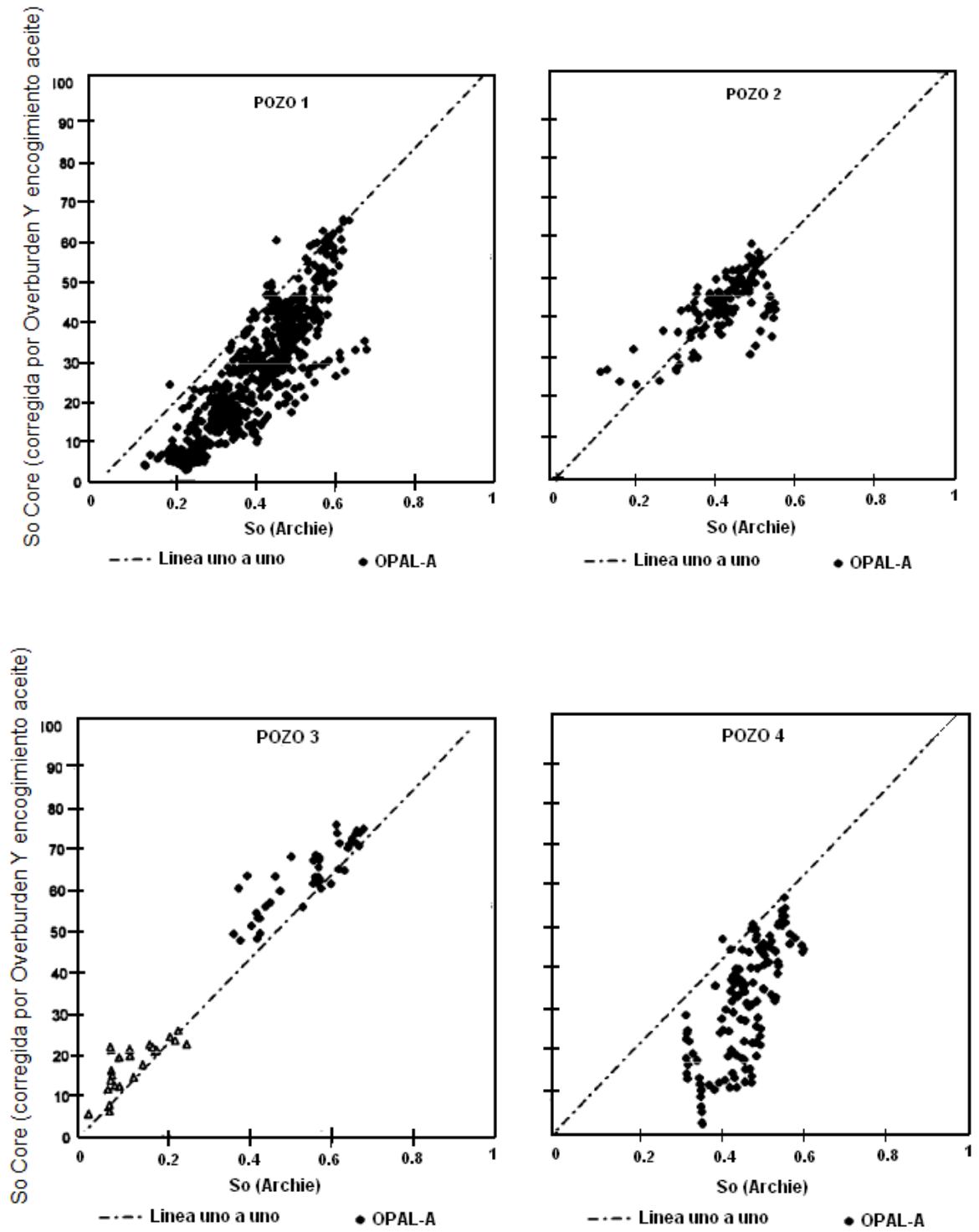
Tabla 14. Propiedades del yacimiento de Diatomita en Lost Hills.

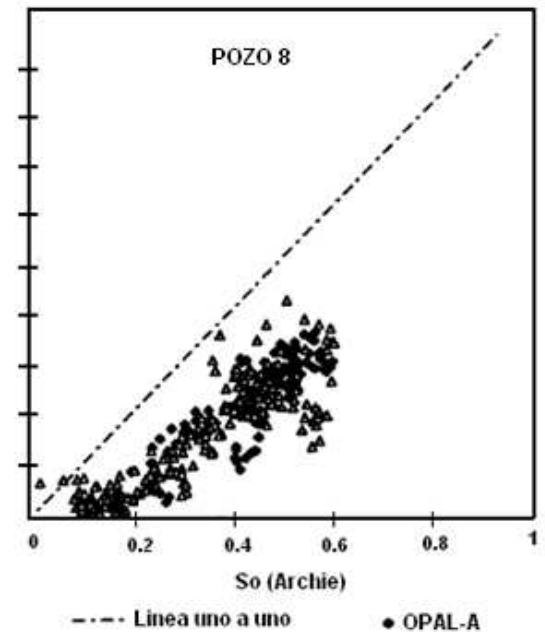
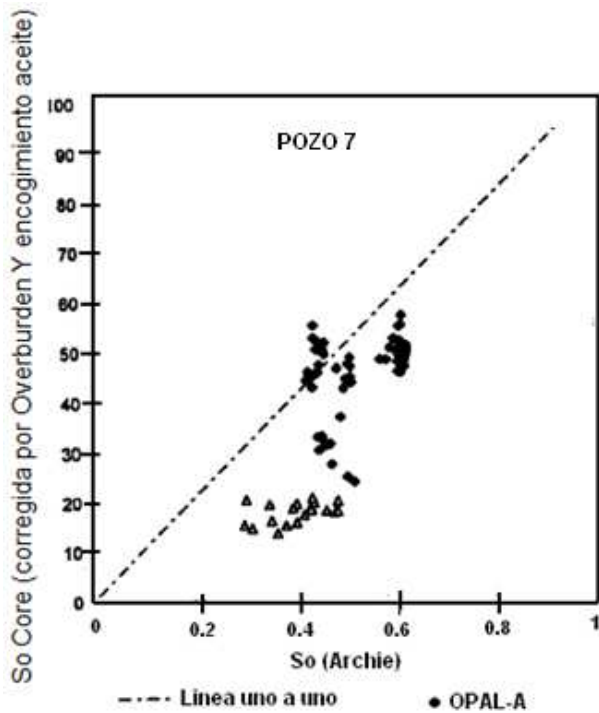
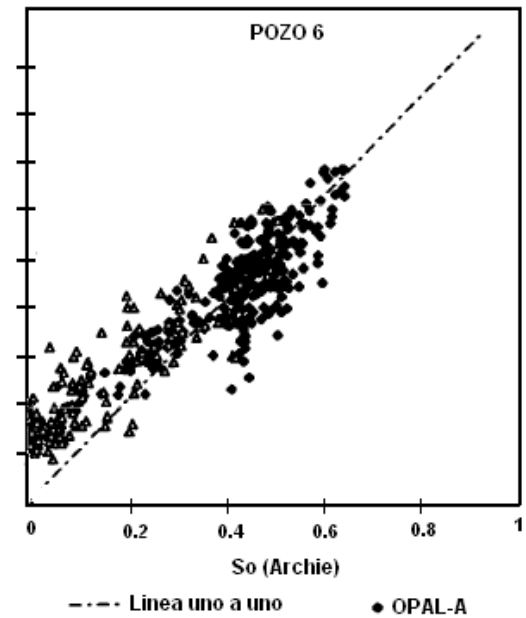
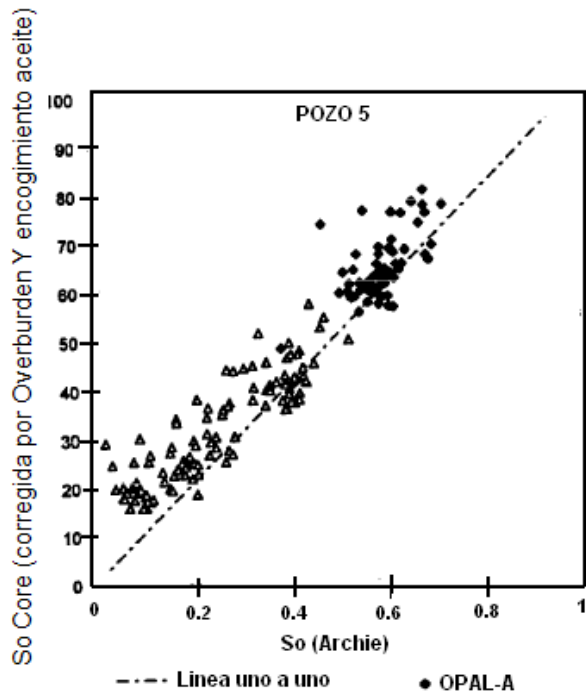
Densidad de grano promedio empírico	2,73 g/c.c.
Densidad de fluidos promedio empírico	0,7 g/c.c.
Densidad de grano medido promedio	2,37 g/c.c.
Factor litológico de Archie "a"	1,3
Exponente de cementación "m"	1,84
Exponente de saturación "n"	1,95
Resistividad Agua @ 75°F	0,21 Ωm
Temperatura promedio superficie	75°F
Gradiente geotérmico promedio	1,8 °F/100ft

Fuente: Modificado de B. J. Bilodeau, Chevron U.S.A Production Company. "Determining Water Saturation in Diatomite Using Wireline Logs, Lost Hills Field, California." Paper SPE 29653. Presented at Western Regional Meeting Held in Bakersfield. March 1995.

Los 5 pozos restantes fueron analizados y estudiados aparte (*figura 38*). Este análisis permitió encontrar una regresión lineal entre estos valores de saturaciones y determinar una correlación que me relacione los dos métodos. Esta regresión obtuvo una exactitud de 7.2 unidades de saturación.

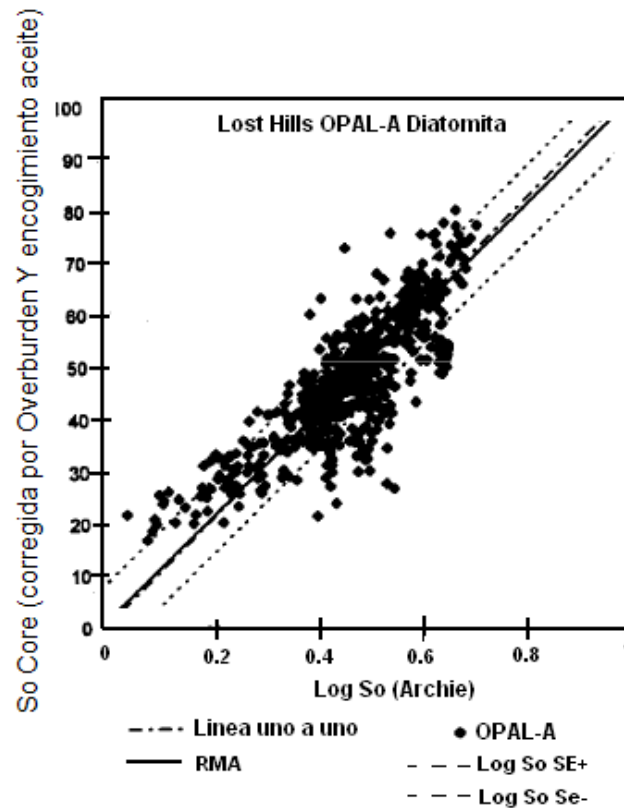
Figura 37. Corrección de $(So)_{\text{Corazón}}$ Vs $(So)_{\text{Registro}}$ para todos los pozos.





Fuente: Modificado de B. J. Bilodeau, Chevron U.S.A Production Company. "Determining Water Saturation in Diatomite Using Wireline Logs, Lost Hills Field, California." Paper SPE 29653. Presented at Western Regional Meeting Held in Bakersfield. March 1995.

Figura 38. Corrección de $(S_o)_{Core}$ Vs $(S_o)_{Log}$ para los 5 pozos corazonados y sin limitaciones.



Fuente: Modificado de B. J. Bilodeau, Chevron U.S.A Production Company. "Determining Water Saturation in Diatomite Using Wireline Logs, Lost Hills Field, California." Paper SPE 29653. Presented at Western Regional Meeting Held in Bakersfield. March 1995.

➤ Observaciones del análisis de campo

- Los análisis por medio de registros son estrictamente empíricos, por esto, muchos de los parámetros en el yacimiento no pueden correlacionarse con las medidas de laboratorio.
- Los registros wireline que calculen S_o y porosidades fueron diseñados para correlacionarse con corazones y así obtener mejores exactitudes.
- Debido a la naturaleza empírica de los análisis realizados , se debe asumir:
 - Las respuestas obtenidas por registros resistivos son aproximadas y consistentes entre cada compañía.
 - Se debe asumir que no existe una saturación de gas.

- Algunas ventajas de la herramienta son:
 - Análisis simple de desarrollar y entender.
 - Cálculos fáciles para analizar en hojas de cálculo y presentar líneas de tendencia para cada grafica.
 - El análisis no necesita contar con corazones especiales para obtener parámetros de entrada, únicamente se necesitan los resultados que se obtienen de los registros y corazones.
 - El uso de registros para calcular la S_O y la porosidad permite al operador identificar las zonas saturadas de aceite en todos los pozos a un mínimo costo. Esta información es muy valiosa para implementar proyectos de EOR.

- Algunas desventajas de la herramienta son:
 - El algoritmo no sirve si hay presencia de gas, ya que si se analiza un corazón y la saturación de gas aumenta, la saturación es registrada como aceite y no gas. En la *figura 19* se puede observar datos erróneos para el pozo 8, esto se debe a la alta presencia de gas en ese pozo.
 - La porosidad y la saturación de aceite que se calculo por medio de corazones, no son lo suficientemente exactas como para calcular reservas, debido a que los cálculos son realizados por el principio de suma de fluidos.
 - Hay que tener en cuenta que los resultados siempre son inexactos, esto se debe a que las técnicas de análisis simplifican el yacimiento variando las litologías de la formación.

3.4 IMPLEMENTACIÓN DEL REGISTRO DE CARBONO/OXIGENO, APLICACIÓN EN CAMPO³¹.

➤ Análisis Histórico

Después de un largo periodo de inyección de agua en el campo Daqing, se empezó a presentar grandes cortes de agua en el yacimiento. Debido a esto, fue necesario realizar estudios y analizar el comportamiento de la distribución de la saturación de aceite en diferentes capas que no fueron barridas. Estos estudios se realizaron en nuevos pozos perforados para determinar la distribución de la S_{OR} en un cierto grupo de capas provenientes de un área, con el fin de diseñar un patrón secundario de pozos para un posible recobro adicional.

³¹ Y. Yinzu, Q. Xiancai & Y. Guocal.. "Determination of Residual Oil Saturation in Place by Carbon/Oxygen Logging in Daqing Oilfield." Paper SPE 14838. Presentado a SPE in Beijing. March 1987.

El registro de C/O se corrió en hueco revestido para hacer sus mediciones. Desde principios de la inyección de agua en este campo (1981), el registro C/O discontinuo se ha venido implementando por medio de estudios realizados por el instituto geofísico. Ya para Diciembre de 1984, fue probado un registro de C/O continuo durante 3 años. De esta manera se puede decir, que desde 1980 a octubre de 1985, 98 pozos en total fueron registrados por la herramienta de C/O, de los cuales 30 pozos fueron registrados con el registro de C/O continuo, incluyendo 6 pozos del campo Yumen.

Los registros radioactivos son importantes técnicas de registros que se han venido implementando desde hace varios años. Herramientas radioactivas más antiguas como los rayos Gamma y el registro neutrón, registran únicamente la cantidad de partículas que pueden existir en la formación. Analizar el punto de ruptura del agua por un registro radioactivo únicamente puede ser posible después de haber corrido una técnica de medición de espectros que mida la energía de las partículas. Varios tipos de registros espectrales han sido desarrollados para analizar la energía de las partículas y por efecto poder calcular elementos in-place, uno de ellos el registro de Carbono\Oxígeno.

El espectro del registro de C/O impacta o entra a la formación con neutrones de 14.1 Mev, después del esparcimiento inelástico del neutrón con varios elementos presentes en el yacimiento, provoca que diferentes espectros de energía sean liberados; por medio del análisis de estos espectros se puede identificar los tipos y las cantidades de elementos que pueden estar presentes en un yacimiento. Para un campo de petróleo, el Carbono y el oxígeno son los elementos más comunes que se pueden determinar.

El pico máximo del esparcimiento inelástico de un Gamma Ray para átomos de carbono es de 4.43 Mev, mientras que para el átomo de oxígeno es de 6.13 Mev. El contenido de C y O en los yacimientos puede estimarse, en principio, por la medición del poder de un Gamma Ray que se encuentre cercano a 4.43 Mev de energía y cerca a 6.3 Mev respectivamente.

Actualmente, para el análisis de las mediciones, se adopta la relación de métodos, por ejemplo, para medir la relación de C/O para un caso en particular, se debería entender así:

- Principalmente el Carbono esta en el aceite, mientras que el Oxígeno es dominante en el agua, entonces la relación C/O puede identificar la sensibilidad relacionada a encontrar aceite y agua en la formación.
- Midiendo la relación C/O, se eliminan los efectos causados por la inestabilidad del neutrón que produce la herramienta.

El registro de C/O es un método directo para determinar el aceite. Por otro lado, la herramienta no se ve afectada por la salinidad de la formación debido a que esta se corre en hueco revestido, es por ello, que el método es considerado como atractivo para hacer estas mediciones.

✦ **Ecuaciones establecidas para estimar la saturación de aceite en formaciones de arcilla y arena (sin presencia de carbonatos) en Daqing Field**

Los yacimientos en *Saertu, Lamadian, Xing-Shungan* poseen regiones completas de arenas y arcillas. Para este tipo de yacimiento se estableció una expresión para estimar la S_{OR} por el método de registro de C/O. Estas expresiones se basaron en el análisis de la desviación teórica en conjunto con los resultados calibrados del modelamiento de pozos y por último se graficaron unas correlaciones de interpretación de caracteres. Mediante el uso de estas expresiones se obtuvieron resultados satisfactorios.

Obviamente, cuando se tienen a la mano parámetros geométricos y las propiedades físicas del sistema (incluyendo la herramienta de registro y el medio que lo rodea), las características y la cantidad de la energía de los átomos de carbono y oxígeno en un área pueden ser determinadas.

Las ecuaciones C_t y O_t se pueden expresar como:

$$C_t = K_c * A_c^c * n_c * N_c * J_c * I * T \tag{85}$$

$$O_t = K_o * A_o^o * n_o * N_o * J_o * I * T \tag{86}$$

Donde:

- K_c y K_o = Factores de relación.
- A_c y A_o = Probabilidad característica que un Gamma Ray caiga en la región de Carbono y Oxígeno respectivamente.
- c y o = Eficiencia de la herramienta en detectar por medio del Gamma Ray los átomos de Carbono y Oxígeno.
- N_c y N_o = Representa el número de átomos nucleares del C y O en un volumen del medio (densidad atómica).
- J_c y J_o = Esparcimiento inelástico del neutrón de C y O en la sección cruzada.
- I, T = Potencia del flujo de neutrón y el tiempo de medida respectivamente.

El número de átomos de carbono en el agua pueden ser despreciados en una unidad de volumen de la formación, por eso:

$$N_c = (1 - \phi) * b + S_o * \phi * a$$

(87)

$$N_o = (1 - \phi) * d + (1 - S_o) * \phi * e$$

(88)

Donde:

a y b = Número de átomos carbono en un volumen de aceite y matriz de la roca respectivamente.

d y e = Número de átomos de oxígeno en una unidad de matriz roca y agua mientras el instrumento está operando.

El número de átomos de carbono y oxígeno contados en la región de energía se han presentado de manera semejante en las regiones de alta energía de Campton, a demás de sus características individuales y pulsos. Sin embargo, los antecedentes en Campton son muy bajos, por lo tanto pueden ser despreciables. Los antecedentes en la región de energía de carbono en Campton, se deben principalmente a la atenuación del oxígeno, esto es característico de los rayos Gamma. Para que el fondo cuente con la energía de carbono en la región se puede escribir como:

$$CB = K_c^o * A_c^D * n_c * \phi_o * J_o * N_o * I * T$$

(89)

Donde:

Kc = Factor de relación.

Ac = Probabilidad de oxígeno característico del degradamiento del Gamma Ray en una región de energía de Carbón.

Por lo tanto, la relación total es la región de energía de Carbón comparada con región de energía de Oxígeno.

$$C/O = \frac{(C_i + C_B)}{O_t} = K_1 + K_2 * \frac{N_c}{N_o}$$

(90)

Donde:

$$K_1 = K_c^o * A_c^o * n_c / K_o * A_o * n_o$$

(91)

$$K_1 = K_c * A_c^o * n_o * J_c / K_o * A_o * n_o * J_o \quad (92)$$

Reemplazando las ecuaciones 87 y 88 en la 90 y además haciendo la relación $d/e=m$ se obtiene:

$$C/O = K_1 + \frac{K_2}{e} * \left[\frac{(1-\phi)*b}{m-(m-1+So)*\phi} + \frac{So*a*\phi}{m-(m-1+So)*\phi} \right] \quad (93)$$

Para formaciones de arena y arcilla, la matriz de la roca es libre de carbón, por ello ($b=c$). Entonces:

$$K_a * \frac{a}{e} = K_1 * S_o \quad (94)$$

$$C/O = K_1 + \frac{K * S_o * \phi}{m - (m - 1 + S_o) * \phi} \quad (95)$$

$$(C/O)_w = K \quad (96)$$

$$\Delta(C/O) = \frac{K * S_o * \phi}{m - (1 - m + S_o) * \phi} \quad (97)$$

ó

$$S_o = \frac{\Delta(C/O) * [m(1-\phi) + \phi]}{\phi * K + \Delta(C/O)} \quad (98)$$

Si $S_o=1$, luego:

$$\Delta(C/O)_o = K \frac{\phi}{m * (1-\phi)} \quad (99)$$

Sustituyendo la ecuación 99 en la 98, se obtiene:

$$S_o = \frac{\Delta(C/O) * [K + \Delta(C/O) * O]}{\Delta(C/O)_o * [K + \Delta(C/O)]} \quad (100)$$

La ecuación 100 es la ecuación requerida para determinar la S_{OR} por medio de un registro de C/O , cuando la formación es heterogénea. Esta ecuación está en

función de la porosidad la cual se determina por medio de otros registros. En el campo Daqing la porosidad se determinó por medio del registro sónico y hallando los Δt para ser reemplazados en relaciones empíricas así determinar la porosidad, entre ellas:

$$\phi = \frac{0.07743 * \Delta t + 3.879}{100} \quad (101)$$

$$\phi = \frac{0.069343 * \Delta t + 6.938}{100} \quad (102)$$

Las ecuaciones 101 y 102 son utilizadas en los yacimientos de Saertu y Putaohua respectivamente.

Con los valores obtenidos, se graficó la S_o Vs. C/O para diferentes formaciones con diferentes porosidad, lo que provocara que nunca se intercepten en $S_o=0$ (*figura 39*).

El valor de K se determina siempre y cuando se han encontrado los valores de a , e , k_2 . Los valores de a y e son considerados constantes en aquellos yacimientos donde no hay variación en las propiedades del aceite y agua.

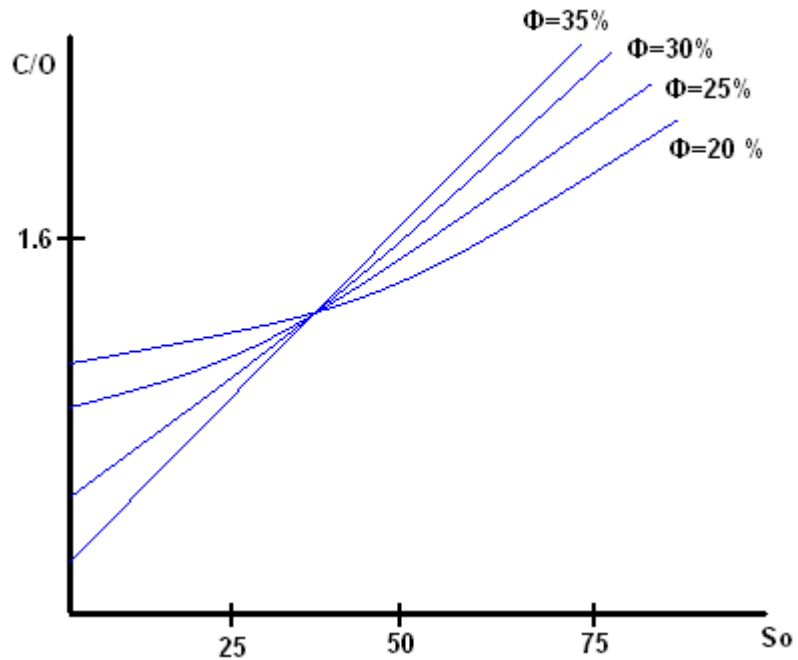
El valor de k_2 es controlado por los parámetros A_c^o y A_o^o . Los valores de A_c y A_o se determinan por la intensidad del esparcimiento en Compton, esto tiene que ver con la densidad de la formación. Teniendo en cuenta una consistente dirección en la variación, permite que se aproximen la relación de estos 2 parámetros haciendo que se puedan tomar como constantes.

La letra M representa la relación del numero de átomos de oxígeno en un volumen de roca-matriz y en el mismo volumen de H_2O . Mientras que los valores d y m son referenciados en la *tabla 15* para diferentes minerales midiendo la densidad de los átomos de oxígeno.

El feldespato de cuarzo es el principal mineral presente en la matriz de la roca de los diferentes campos de Daqing. Para este caso, se utilizó un valor promedio de $m = 1.444$ obteniendo valores con buena exactitud.

No se tuvieron en cuenta consideraciones especiales debido a efectos del pozo para la derivación realizada, pero estos efectos hay que tenerlos en cuenta. Las ecuaciones propuestas son efectivas únicamente si el medio donde se detecto el rango del instrumento es uniforme.

Figura 39. Respuesta de un registro C/O Vs. So



FUENTE: Modificado de Yinzu, Q. Xiancay & Y. Guocal. "Determination of Residual Oil Saturation in Place by Carbon/Oxygen Logging in Daqing Oilfield." Paper SPE 14838. Presented at SPE in Beijing. March 1987.

Tabla 15. Valores de los m y d para diferentes minerales.

Nombre del mineral	Densidad (gr/cm3)	d*1023	m
Limolita	2.71	0.488	1.448
Dolomita	2.87	0.566	1.68
Cuarzo	2.65	0.53	1.573
Pegmatolita	2.57	0.44	1.315
Muscovita	2.83	0.512	1.519
Ilita	2.53	0.494	1.466
Caolinita	2.42	0.506	1.501
Montmorilonita	2.38	0.464	1.546

FUENTE: Modificado de Yinzu, Q. Xiancay & Y. Guocal. "Determination of Residual Oil Saturation in Place by Carbon/Oxygen Logging in Daqing Oilfield." Paper SPE 14838. Presented at SPE in Beijing. March 1987.

En conclusión para el análisis anterior, se asumió un medio uniforme a las condiciones del pozo dadas y a las propiedades físicas del medio. Por ello permite que las ecuaciones sean aplicables con diferentes valores de k_1 , K y C/O dependiendo de las condiciones del pozo.

✦ Resultados obtenidos de saturación de aceite

Las diferentes lecturas de C/O para zonas de aceite y de agua obtenidas del modelamiento de pozos ($\Delta_O = (C/O)_O - (C/O)_W$), son tomados como estándar y la relación del error promedio de los valores medidos de Δ_O son tomados como un error de reproducibilidad. A través de este análisis, el error de reproducibilidad en las curvas de registros es del valor de 15%. El error entre la curva del registro y el valor del punto estacionario medido es 10.8%.

La *figura 40* muestra la relación entre el registro de C/O y los valores de punto estacionario para el pozo 51 J203 en el área central del campo Saertu en Daqing.

En los pozos 51-J203 del campo central de Saertu y el pozo J6-29 del sur de Saertu, se comparó la saturación de aceite obtenida por medio de un registro de C/O contra la S_o obtenida por medio del análisis con corazones.

Basado en los datos estadísticos de 46 capas, el promedio absoluto de error de la S_{OR} es 10.9%, valor cercano al resultado (10%) obtenido por el GST, sistema de Schlumberger con el que se había hallado la S_{OR} . Debido a esto, la saturación de aceite es actualmente la S_{OR} dejada después de que la capa ya ha producido.

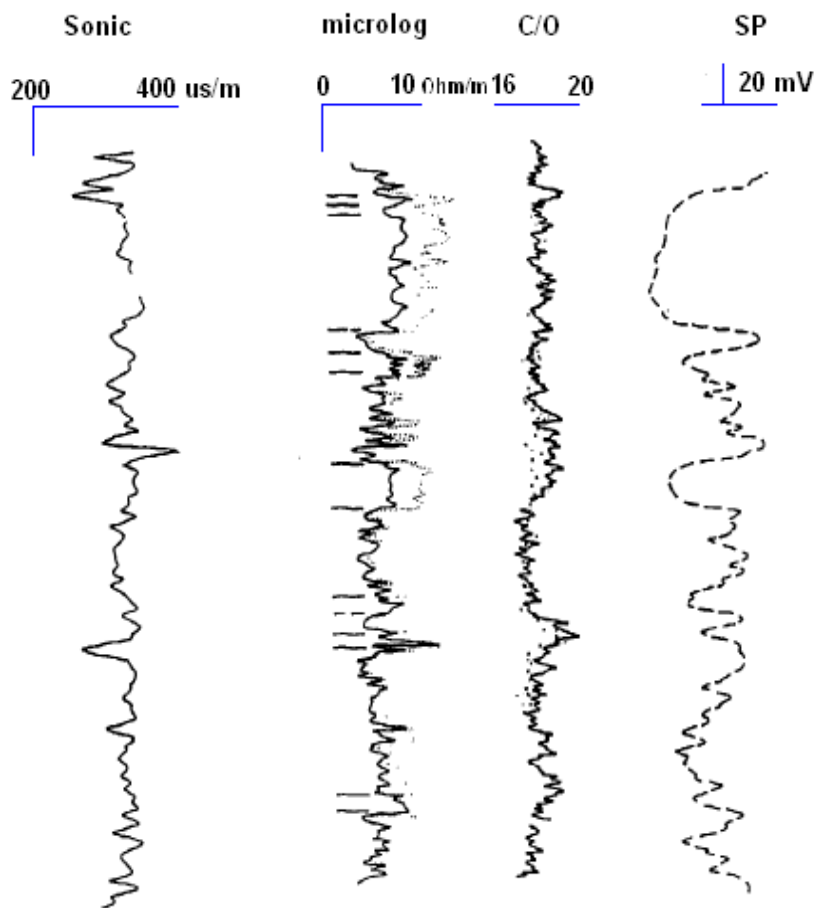
El lavado de las capas se puede dividir en 4 niveles: no lavado (D), poco lavado (Z), inyección moderada (G) y un lavado fuerte. Por medio de la relación empírica de S_{OR} , en la *tabla 16* se observa el grado de inundación para los campos de Daqing, el nivel de inyección de ciertas capas y la saturación encontrada con el registro de C/O .

Tabla 16. Nivel de inyección para las capas del campo Daqing.

Saturación de aceite remanente	Nivel de inyección
>75%	No lavado
55-75%	Poco lavado
35-55%	Moderadamente lavado
<35%	Fuertemente lavado

FUENTE: Modificado de Yinzu, Q. Xiancay & Y. Guocal.. "Determination of Residual Oil Saturation in Place by Carbon/Oxygen Logging in Daqing Oilfield." Paper SPE 14838. Presented at SPE in Beijing. March 1987.

Figura 40. Respuesta del registro C/O para el pozo 51J203.



FUENTE: Modificado de Yinzu, Q. Xiancay & Y. Guocal.. "Determination of Residual Oil Saturation in Place by Carbon/Oxygen Logging in Daqing Oilfield." Paper SPE 14838. Presented at SPE in Beijing. March 1987.

En la *tabla 17* se puede observar los valores obtenidos de la relación de C/O para 26 intervalos. Para 20 de los 26 intervalos se obtuvo una saturación de aceite remanente del 76,9%.

Las *figuras 41 y 42* son lecturas típicas del registro de C/O. A demás de obtener un perfil para la relación C/O se obtuvo un perfil de la relación Si/Ca en dirección contraria, permitiendo que se presenten coincidencias con el registro de C/O en las regiones con presencias de arcillas. Esta técnica de superposición permite que las graficas sean más fáciles de interpretar.

Tabla 17. Resultados obtenidos por el registro C/O en Daqing Field.

No.	No. Pozo	Intervalo	Profundidad pozo (m)	Registro C/O		Oil Testing	
				C/O	S _{OR}	P.M	W.C (%)
1	N.II-4-14	P (2-3)	1022,6-1024,6	1,61	35	F	98
2		P (3-4)	1029,0-1030,0	1,72	75	F	0
3		P (3-4)	1031,7-1032,7	1,59	25	F	95
4	N.II-J5-38	S (10-12)	944,2-948,7	1,75	87	G	0
5		P (6-10)	1048,2-1055,2	1,75	86	F	0
6		P (6-10)	1056,2-1059,0	1,72	74	F	0
7	N.II-J4-46	S (2-3)	936,0-938,8	1,71	77	F	67,1
8		S (10-12)	965,8-967,6	1,71	70	F	14
9		S (15-16)	978,2-979,8	1,7	70	G.L	0
10		P (3-6)	1036-1037,6	1,72	74	F	98,9
11		P (7)	1041-1043,8	1,64	45	F	94,5
12		P (3)	1051,6-1054-6	1,65	50	F	96
13	N. II- J5-30	S (10-11)	964,2-966,4	1,65	54	F	46
14		S (13-14)	975,6-977	1,69	66	F	2
15		S (15-16)	981,8-983,4	1,69	65	G.L	0
16		S (7)	1002,2-1003,6	1,69	67	G.L	0
17		P (1)	1054-1055,2	1,6	35	F	0
18		P (3)	1060-1061,2	1,69	64	G.L	0
19		P (4-5)	1064,8-1067,6	1,73	82	F	0
20	Sa, 8-J3-329	S (2)	1031,3	1,7	69	U	
21		S (4-5)	1041,8	1,73	76	F	45
22		P (6)	1116,3	1,7	68	F	18
23		P (7)	1143,9	1,73	80	F	0
24		P (8)	1149,1	1,74	80	F	0
25		P (2)	1174,5	1,72	80	F	0
26		P (5)	1185,6	1,68	65	F	0

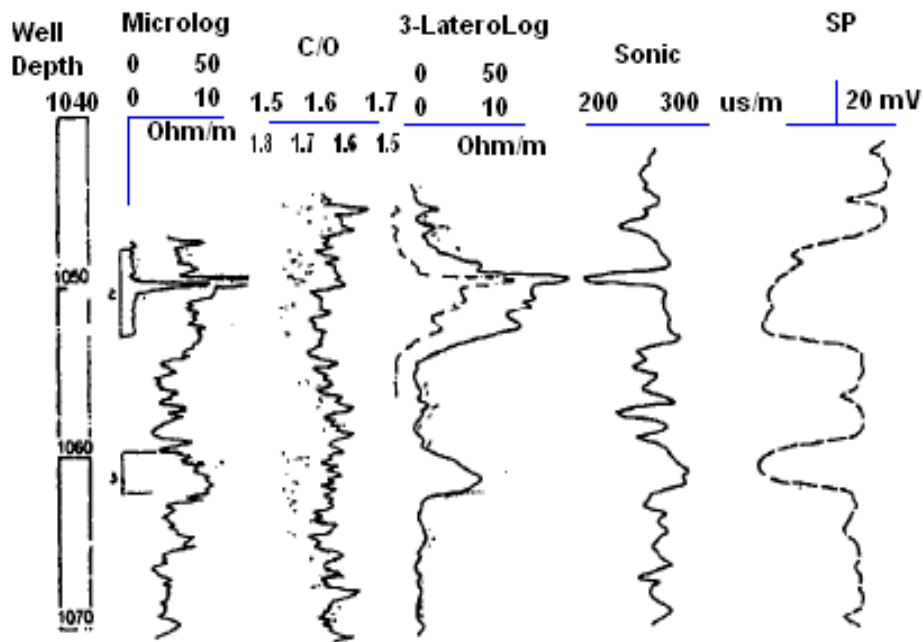
FUENTE: Modificado de Yinzu, Q. Xiancay & Y. Guocal.. "Determination of Residual Oil Saturation in Place by Carbon/Oxygen Logging in Daqing Oilfield." Paper SPE 14838. Presented at SPE in Beijing. March 1987.

La relación de desviación entre un C/O y un Si/Ca, representan áreas posibles de presencia de aceite. En secciones que contengan carbonatos, el C/O aumenta si la relación Si/Ca disminuye. Básicamente, una gran alteración entre las dos graficas indican un posible banco de aceite sin barrer, pero esto no significa la presencia de altas saturaciones de aceite, todo esto controlado por la porosidad.

El registro de carbono y oxígeno puede superar problemas que presenten los registros eléctricos en hueco abierto para determinar las zonas barridas.

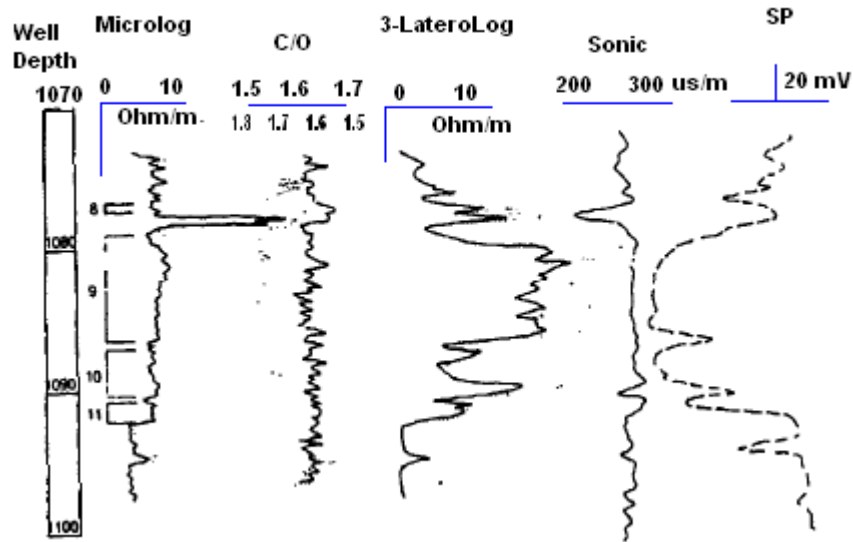
En la *figura 42*, en los intervalos de 1077-1092 pies se puede observar una zona poco lavada, interpretando los registros eléctricos debido al cambio de la línea base del registro SP y el aumento en la resistividad. Pero la saturación de aceite remanente obtenida por el registro C/O para este intervalo es de 32.1%, excepto en la sección 8 donde se determinó una alta S_{OR} del 65.8%, por ello el intervalo fue interpretado como un posible banco de aceite remanente.

Figura 41. Respuesta del registro C/O para el pozo 51J203.



FUENTE: Modificado de Yinzu, Q. Xiancay & Y. Guocal.. "Determination of Residual Oil Saturation in Place by Carbon/Oxygen Logging in Daqing Oilfield." Paper SPE 14838. Presented at SPE in Beijing. March 1987.

Figura 42. Respuesta de un registro C/O para el pozo 2-751.



FUENTE: Modificado de Yinzu, Q. Xiancay & Y. Guocal.. "Determination of Residual Oil Saturation in Place by Carbon/Oxygen Logging in Daqing Oilfield." Paper SPE 14838. Presented at SPE in Beijing. March 1987.

➤ Observaciones del análisis de campo

- El registro C/O puede implementarse en yacimientos que contengan salmueras frescas o saladas, lo que no puede hacer un registro de PNC (captura de pulsos de neutrón).
- La exactitud con que mide un log C/O es mejorada a medida que incrementa la porosidad. Errores altos para porosidades < 10%. La exactitud para porosidades de 20% varía $\pm 5\%$ unidades de saturación.
- Es una herramienta práctica más no exacta, ya que su rendimiento es inestable.
- Se pueden presentar errores en cálculos cuando existe la presencia de carbonatos en su litología.
- Por medio del registro C/O se determinó la saturación de aceite remanente para las diferentes capas del campo Daqing, mostrando en qué zonas habían bancos de aceite para poder implementar un segundo método de recobro.

3.5 IMPLEMENTACIÓN DEL REGISTRO DE PROPAGACION ELECTROMAGNETICA, APLICACIÓN EN CAMPO³².

El registro EPT es utilizado en la industria como una herramienta para determinar el volumen de agua presente en la formación. El volumen de hidrocarburos se obtiene substrayendo el volumen de agua del volumen total poroso. Debido al estrecho espaciamiento y consecuentemente la somera profundidad de investigación de la herramienta, las mediciones son normalmente realizadas en la zona lavada de la formación.

➤ El agua presente en los poros

El agua presente en los poros se conoce como Φ_{EPT} y se determina de las lecturas del registro. Si la lectura tomada por el registro es t_{p1} , el agua aparente que se encuentra dentro de los poros se determina como:

$$\phi_{EPT} = \frac{t_{p1} - t_{pma}}{t_{pw} - t_{pma}} \quad (103)$$

Donde:

t_{pma} = Respuesta de 100% matriz de la roca.
 t_{pw} = Respuesta del agua.

El registro EPT mide el tiempo de propagación y la tasa de atenuación de las ondas electromagnéticas a través de la formación. Estas mediciones no son únicamente determinadas por las permisividades dieléctricas de la matriz y fluidos, sino que también por la salinidad del medio conductor. Sin embargo, bajo condiciones de lodo fresco, la experiencia indica, que el efecto del decrecimiento en la permisividad dieléctrica debido a la salinidad es compensado por los efectos de incremento de la conductividad por salinidad. Por lo tanto, el tiempo de propagación del agua remanente es independiente de la salinidad excepto en los rangos de mayor concentración.

Estas características han sido establecidas por mediciones en laboratorio y verificadas por los estudios de interpretación de registros. Como con el registro sónico, los tiempos de propagación son usados sin tener en cuenta ninguna

³² T. J. Calvert, L. E. Wells. "Electromagnetic Propagation... A New Dimension in Logging." Prepared for the 1977 47th Annual California Regional Meeting of the Society of Petroleum engineers of AIME. Paper SPE 6542. 1977.

corrección por atenuación. La tasa de atenuación está en función de la cantidad de shale. Esto se soporta por su buena correlación con el registro Gamma Ray y SP.

✚ Tiempos de propagación

La *tabla 18* muestra una lista de tiempos de propagación para fluidos y minerales mas encontrados en los registros.

Tabla 18. Tiempo de propagación y permisividad dieléctrica de diferentes materiales.

MATERIAL	PERMISIVIDAD DIELECTRICA "e"	TIEMPO PROPAGACION LIBRE (t _{po})
Gas o Aire	1	3,3
Aceite	2,2	4,9
Agua	56-80	25-30
Cuarzo	4,7	7,2
Caliza	7,5	9,1
Dolomita	6,9	8,7
Anhidrita	6,5	8,4

Fuente: Modificado de T. J. Calvert, R.N. Rau. "Electromagnetic Propagation... a New Dimension in Logging". Presented at the 47th Annual California Regional Meeting of the Society of Petroleum's Engineers of AIME. Paper SPE 6542. 1977.

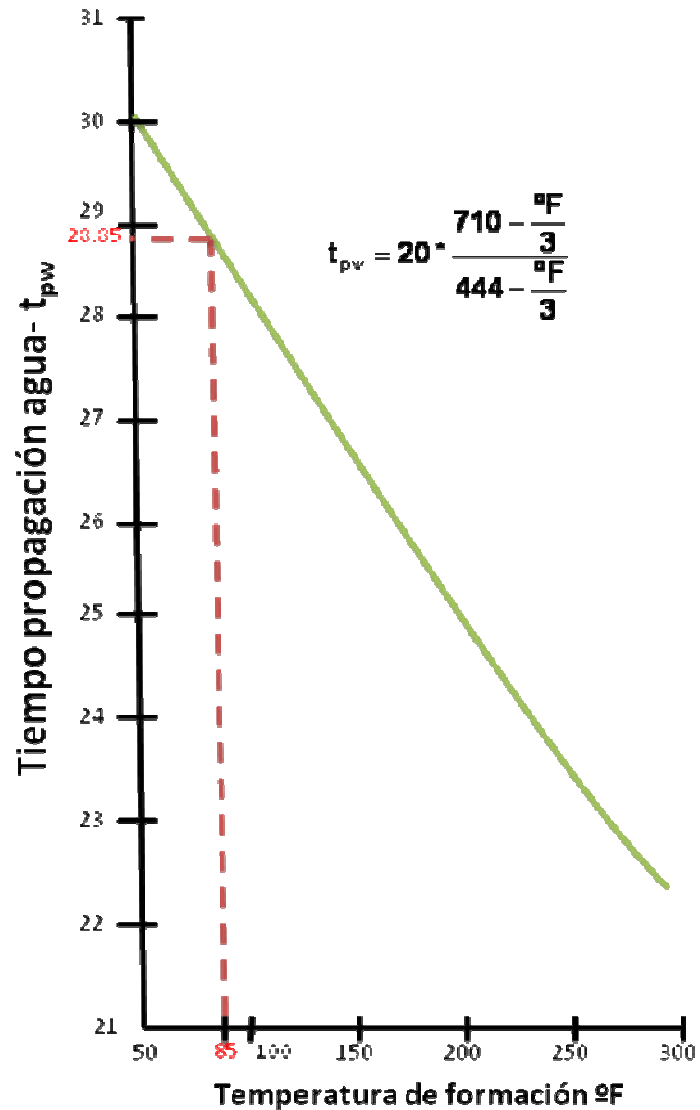
✚ Tiempos de propagación a través del agua t_{pw}.

El tiempo de propagación de la onda electromagnética a través del agua decrece con el incremento de la temperatura y muy ligeramente con el incremento de la presión. La *figura 43* presenta una correlación gráfica del tiempo de propagación del agua vs. Temperatura. El conocimiento de la salinidad del agua no se requiere para determinar t_{pw}.

✚ Tiempo de propagación a través de la matriz t_{pma}.

Si la litología es conocida, el t_{pma} se utiliza el t_{po} calculado de la *tabla 18*. Con una litología desconocida o mixta, el t_{pma} puede ser estimado por medio de los registros CNL y FDC, siguiendo los siguientes pasos:

Figura 43. Tiempo propagación del agua vs. Temperatura, asumiendo gradientes promedios de presión y temperatura.



Fuente: Modificado de T. J. Calvert, R.N. Rau. "Electromagnetic Propagation... a New Dimension in Logging". Presented at the 47th Annual California Regional Meeting of the Society of Petroleum's Engineers of AIME. Paper SPE 6542. 1977.

1. De los gráficos de CNL-FDC, se determina la porosidad Φ_{ND} .
2. Estimar ρ_{ma} (densidad aparente de la matriz) por medio de la interpolación entre las líneas litológicas o usando Φ_{ND} del paso 1 y el volumen leído del FDC, calcular ρ_{ma} de la relación estándar de densidad-porosidad así:

$$\rho_{ma} = \frac{\rho_b - (\rho_F * \phi_{ND})}{1 - \phi_{ND}} \quad (104)$$

Con $\rho_F=1.0$

- El t_{pma} es leído de la *figura 44* entrando con ρ_{ma} para una litología dada.

Nota: Si el CNL y FDC se ven bastante afectados por los hidrocarburos livianos, se pueden usar otras técnicas para determinar la porosidad de la formación y la densidad de la matriz.

✚ Saturación de agua (s_{XO})_{EPT}

Una buena estimación de la S_{XO} (saturación zona lavada) se da por:

$$S_{XO} = \frac{\phi_{EPT}}{\phi_{ND}} \quad (105)$$

Un valor más exacto de S_{XO} se puede obtener si el tipo de hidrocarburo es conocido y caracterizado por su tiempo de propagación t_{ph} .

El tiempo completo en una ecuación promedia quedaría de la forma:

$$t_{p1} = \phi_{ND} * S_{XO} * t_{pw} + \phi_{ND} * (1 - S_{XO}) * t_{ph} + (1 - \phi_{ND}) * t_{pma} \quad (106)$$

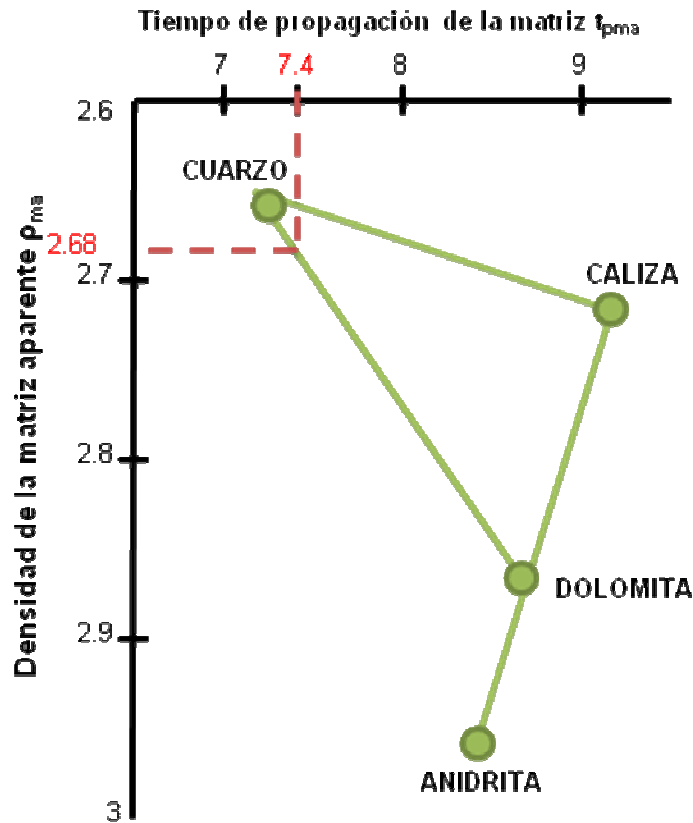
Desde el cual:

$$S_{XO} = \frac{(t_{p1} - t_{pma}) + \phi_{ND} * (t_{pma} - t_{ph})}{\phi_{ND} * (t_{pw} - t_{ph})} \quad (107)$$

Tomando en cuenta los hidrocarburos, se puede determinar un valor más exacto del volumen de agua por medio de la ecuación:

$$BVWS_{EPT} = S_{XO} * \phi_{ND} \quad (108)$$

Figura 44. Determinación del t_{pma} en función de la densidad de la matriz y el conocimiento de la litología.



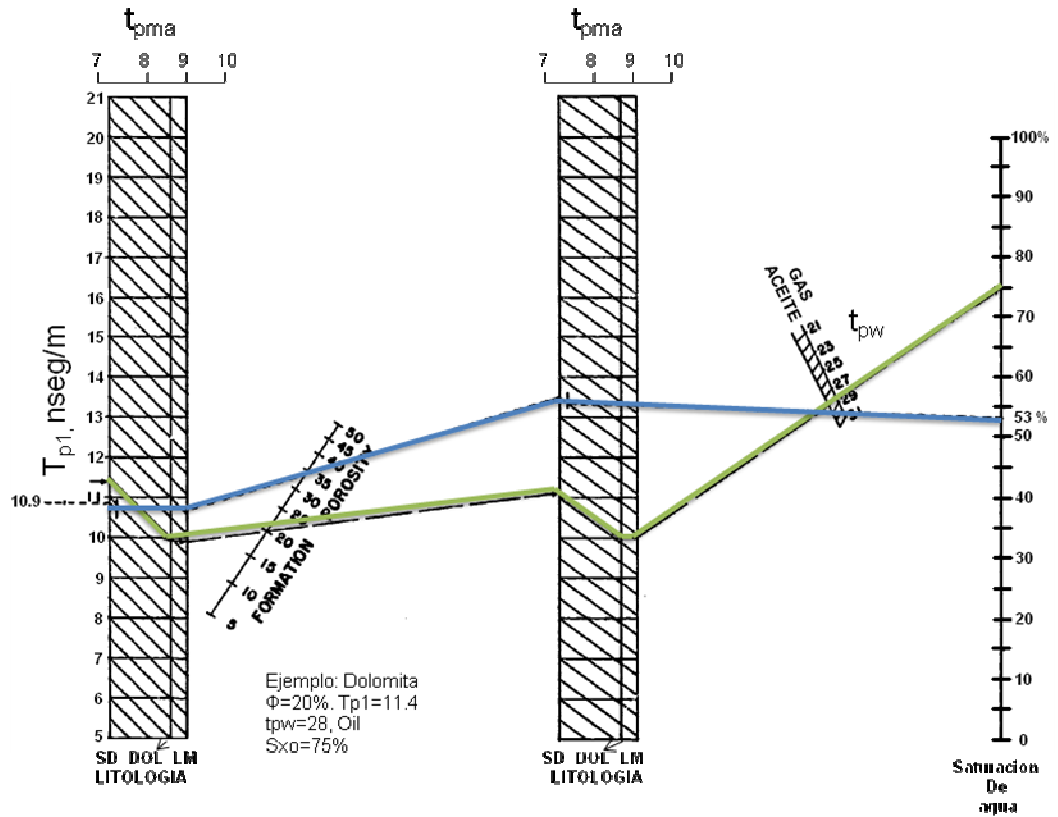
Fuente: Modificado de T. J. Calvert, R.N. Rau. "Electromagnetic Propagation... a New Dimension in Logging". Presented at the 47th Annual California Regional Meeting of the Society of Petroleum's Engineers of AIME. Paper SPE 6542. 1977.

➤ **Solución gráfica de S_{XO} .**

La *figura 45* es un nomograph para calcular la S_{XO} . Los pasos que se deben seguir para determinar la saturación de agua en la zona lavada se dan a continuación:

1. t_{p1} = Tiempo de propagación directo del registro.
2. Φ_{ND} = Porosidad de la formación determinada log density-neutron.
3. t_{pma} = Tiempo de propagación de la matriz como derivado de la ρ_{ma} o tipo conocido de litología.
4. t_{pw} = Tiempo de propagación del agua determinado por la temperatura de formación.
5. t_{ph} = Tiempo de propagación de hidrocarburos, o tipo de hidrocarburo.

Figura 45. Nomograph para calcular S_{xo} .



Fuente: Modificado de T. J. Calvert, R.N. Rau. "Electromagnetic Propagation... a New Dimension in Logging". Presented at the 47th Annual California Regional Meeting of the Society of Petroleum's Engineers of AIME. Paper SPE 6542. 1977.

➔ Resultados de campo

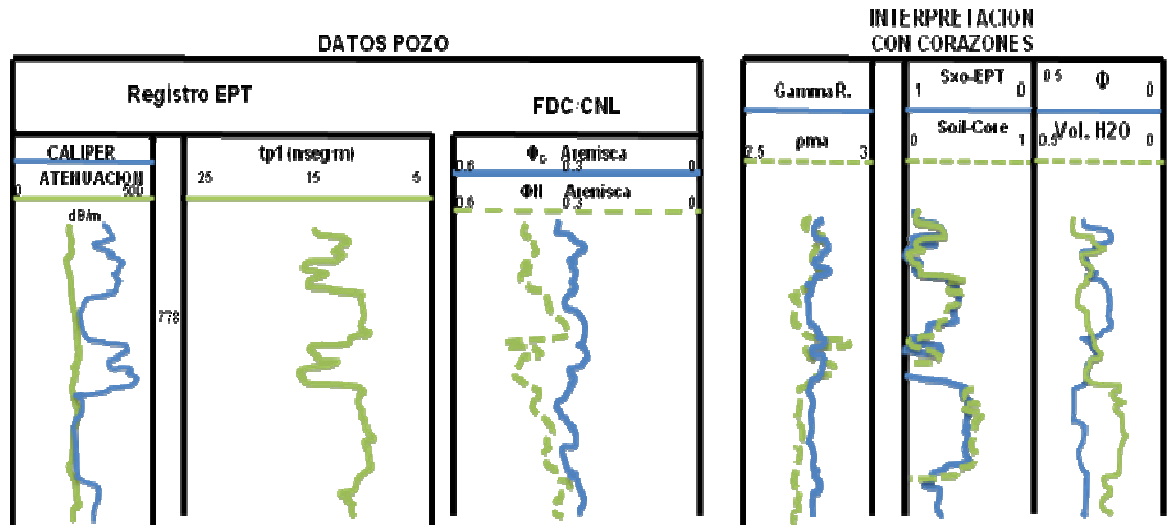
- **Pozo A- Kern County, California.**

Los resultados obtenidos del registro EPT, las porosidades del neutrón-densidad y los análisis por medio de corazones son mostrados en la *figura 46*.

Para poder utilizar el nomograph o resolver la ecuación 107 para determinar S_{XO} son necesarios los siguientes datos de entrada:

1. t_{p1} Tiempos de propagación, directos del registro. Para la profundidad de 778 pies, $t_{p1}=10,9$.
2. Φ Porosidad de formación, $\Phi_N=36\%$, $\Phi_D=33\%$ (ambas para la arena): resultados en $\Phi_{ND}=34\%$ y una $\rho_{ma}=2,68$.

Figura 46. Resultados de registro y corazones para el pozo A.



Fuente: Modificado de T. J. Calvert, R.N. Rau. "Electromagnetic Propagation... a New Dimension in Logging". Presented at the 47th Annual California Regional Meeting of the Society of Petroleum's Engineers of AIME. Paper SPE 6542. 1977.

3. t_{pma} . usando $\rho_{ma}=2,68$, el set litológico de cuarzo-dolomita se selecciona para dar $t_{pma}=7,4$ (ver figura 44).
Nota: esta formación no contiene dolomita. Sin embargo, la línea de cuarzo- dolomita se parece a la misma línea de cuarzo-shale.
4. t_{pw} Usando la temperatura de 85°F, $t_{pw}=28,85$ (ver figura 43).
5. t_{ph} El aceite se asume como tipo hidrocarburo, con un $t_{ph}=4,9$.

Los datos calculados se introducen en el nomograph (figura 45) para determinar la saturación de agua. Como resultado se obtuvo una S_{XO} de 53%. Comparando este resultado con los obtenidos por un análisis en corazón es bastante bueno.

- **Pozo B- Arenas apretadas Plioceno, California.**

Los resultados analizados para este pozo son mostrados en la figura 47.

1. Track 1. Valores de saturación analizados por corazones.
2. Track2. Análisis de saturación, S_w del SARA BAND, y S_{XO} de la ecuación 107.
3. Track 3. Análisis de Volumen por corazones (intervalos corazonados indicados a la izquierda del track).
4. Track 4. Análisis del volumen por la herramienta EPT.
5. Track 5. Análisis de volumen del SARA BAND.

En formaciones que contengan aceite muy pesado, los fluidos de perforación desplazan muy poco los hidrocarburos, o no hay desplazamiento. Cuando la invasión ocurre, el filtrado desplazará muy poco el agua de formación, pero el volumen de agua remanente es el mismo.

Las lecturas someras del EPT responderán a formaciones con las mismas proporciones de hidrocarburos y agua como se ha visto por dispositivos de lecturas profundas. En esos casos de hidrocarburos inmóviles, la saturación de agua es calculada del EPT de igual forma como S_w .

En este ejemplo, R_w es un factor complicado para la interpretación de registros normales debido a las formaciones de agua fresca ($R_w=1$ a 4 ohm-m). El R_w usado para los cálculos de SARA BAND fue tomado de las mediciones de las muestras de DST y parecen ser razonables para las bajas zonas (2316-2172 pies) y el conocimiento de la zona de agua inmediatamente encima. El SARA BAND es un software de asociación de registros y parámetros de yacimientos, utilizado para caracterizar mejor los yacimientos.

El intervalo sobre 2000 pies es del llenado de agua, pero con un R_w mucho mayor que en las zonas bajas. La interpretación del EPT es esencialmente independiente del R_w , identificando correctamente la zona como relación de agua.

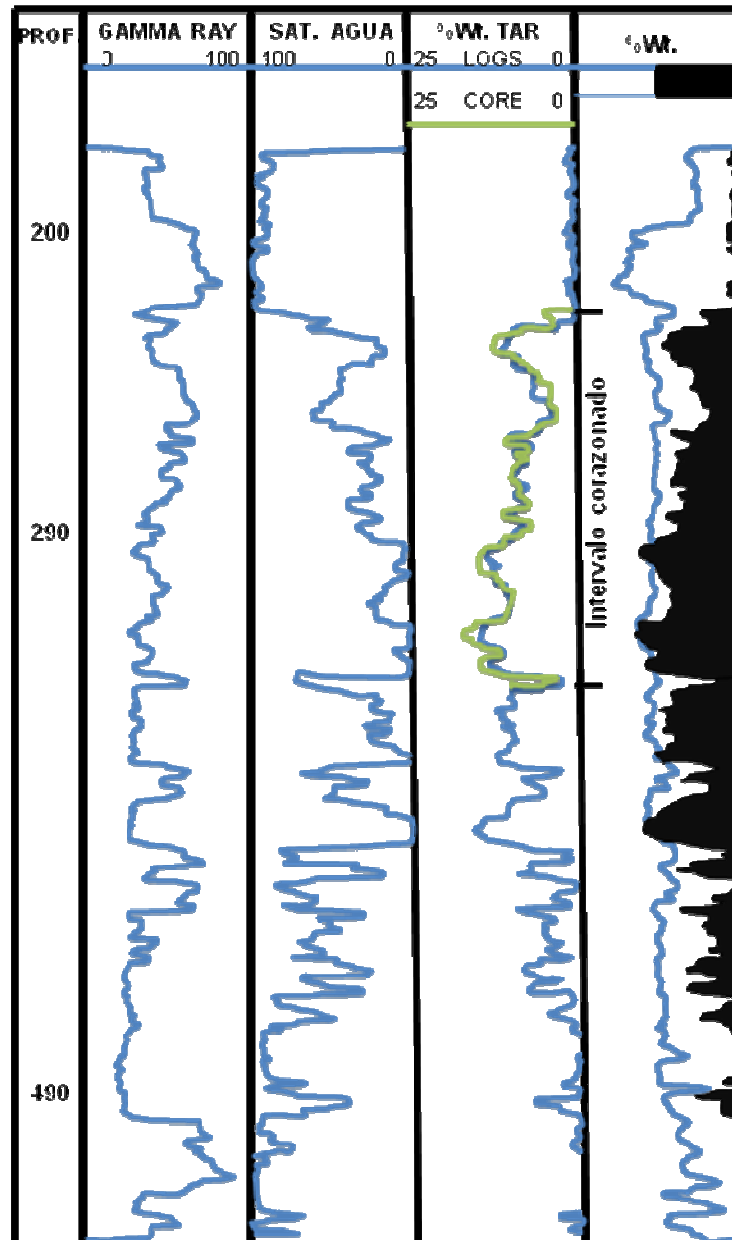
- **Pozo C- Arenas apretadas de Athabasca, Alberta-Canadá.**

Uno de los parámetros más importantes para analizar yacimientos que contengan arenas apretadas muy someras es el porcentaje en peso de arena apretada. Esta es la relación del peso de arena apretada con el peso de la formación expresado en porcentaje. No se requiere hacer cambios en la interpretación básica de la metodología para poder calcular el porcentaje en peso de arena apretada.

La *figura 48* muestra el perfil vertical de las respuestas óptimas en un pozo de Alberta-Canadá. En la figura se encuentra disponible:

1. Track 1. Gamma Ray, un buen indicador de shales en estas áreas.
2. Track 2. S_{xo} calculada con datos de porosidad y EPT.
3. Track 3. Porcentaje en peso de arena apretada del análisis por corazones y resultados del procesamiento de los datos del registro.
4. Track 4. Análisis en peso: porcentaje en peso de arena apretada y porcentaje en peso de agua.

Figura 48. Resultados de unas arenas apretadas analizadas con el registro EPT.



Fuente: Modificado de T. J. Calvert, R.N. Rau. "Electromagnetic Propagation... a New Dimension in Logging". Presented at the 47th Annual California Regional Meeting of the Society of Petroleum's Engineers of AIME. Paper SPE 6542. 1977.

Los resultados obtenidos al comparar la herramienta EPT con el análisis por corazones son buenos como se puede analizar de la grafica.

➤ Observaciones del análisis de campo

- Las mediciones realizadas con la herramienta de propagación electromagnética han sido utilizadas con el fin de proveer nuevos métodos para evaluar la saturación de agua. Esta técnica relativamente independiente de la resistividad del agua, y no requiere el uso de formulas empíricas del tipo de Archie, para factores de formación y derivación de S_w .
- Extensivas pruebas en campos e interpretación de estudios han mostrado que la herramienta de registro EPT mejora significativamente la habilidad para detectar y evaluar estratos relacionados con hidrocarburos, particularmente aquellos intervalos de agua de formación fresca variable.
- Algunas de las aplicaciones más prometedoras de la herramienta son:
 - Análisis de zonas de agua fresca o aceites pesados.
 - Evaluación de S_{xo} o S_{OR} en nuevos pozos perforados para implementar procesos de recobro secundario. (las salinidades del agua de formación son normalmente desconocidas debido a la contaminación variable por aguas de inyección).
- En cuanto a las características y limitaciones de la herramienta se conocen:
 - La herramienta está diseñada para aplicar en lodos frescos. Los niveles de la señal son muy bajas en lodos salados, y las señales no sean confiables en pozos llenos de gas o aceite.
 - Se necesita un buen contacto de la almohadilla con la pared. Las señales no son confiables en pozos rugosos.
 - Se pueden tolerar tortas de lodo mayores a 3/8 pulg.
 - Diámetro de pozo mínimo para la herramienta es de 6 ¼ pulg a 11 pulg.
 - Los mejores resultados se han obtenido en formaciones de areniscas.
 - La temperatura máxima para la herramienta es de 210°F.

4. METODOLOGIA PARA DETERMINAR LA SATURACIÓN DE ACEITE REMANENTE.

Una vez analizado en detalle la composición y el modo operacional de las diversas técnicas existentes para determinar la S_{OR} , se procede a plantear una metodología que permita integrar los métodos existentes de acuerdo a parámetros característicos de cada técnica.

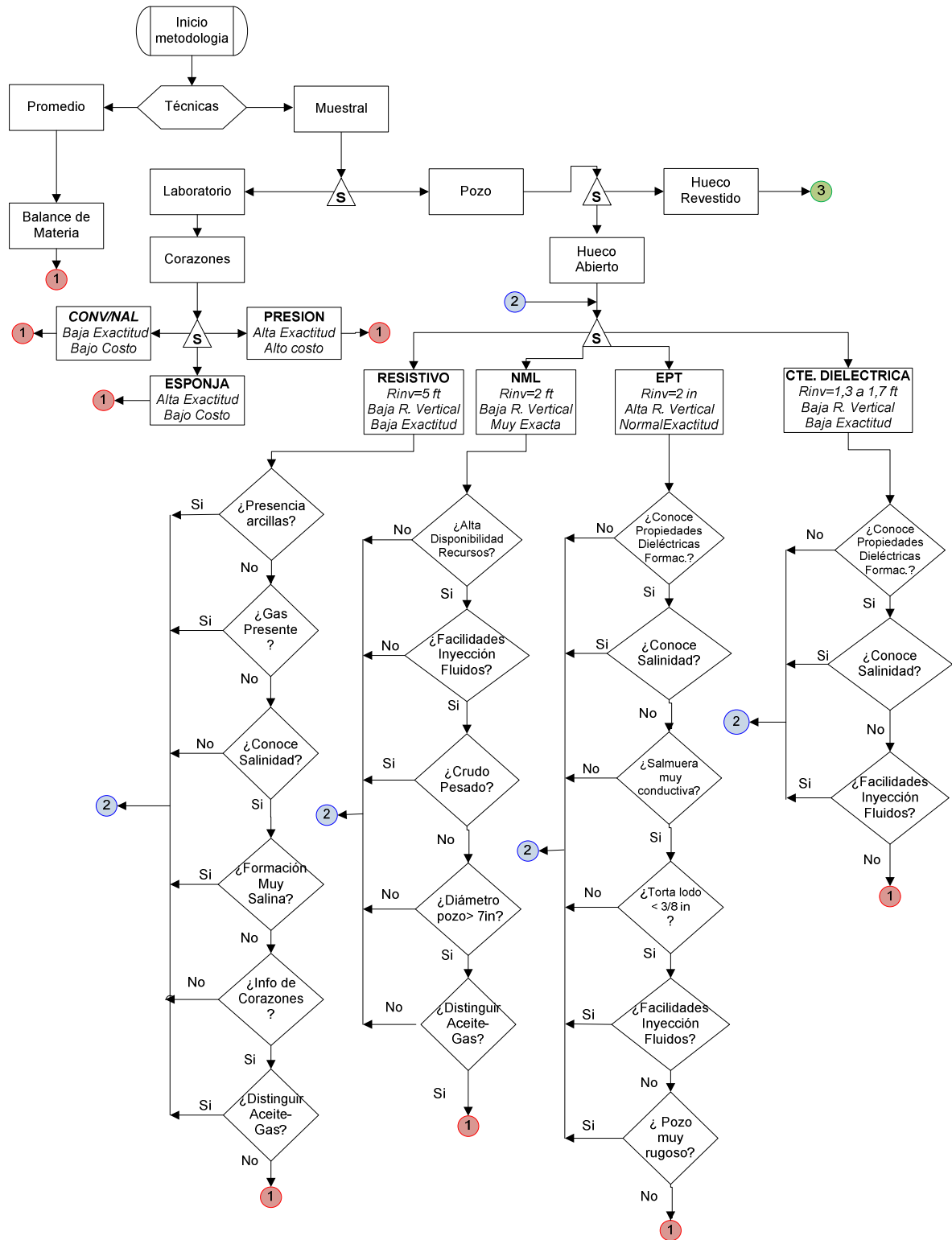
Para el desarrollo de la metodología se realizó un diagrama de flujo que represente y describa el proceso paso a paso. Este diagrama de flujo permite visualizar la secuencia o sucesión de tareas que se deben realizar y las decisiones que se deben tomar para poder determinar la saturación de aceite remanente de acuerdo a información que se tenga del yacimiento o del campo para cada herramienta en específica.

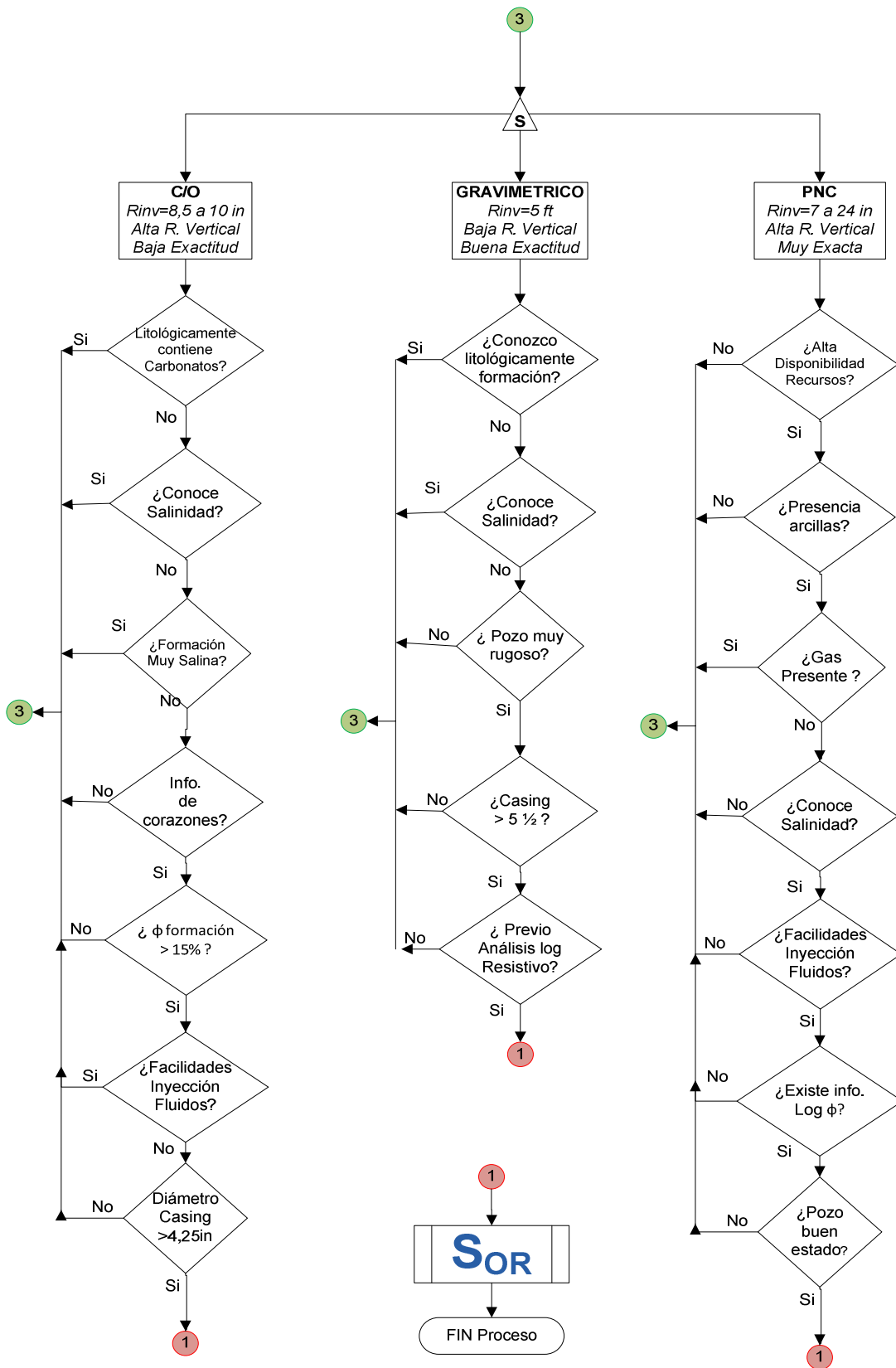
Los parámetros utilizados para evaluar y dar credibilidad a la metodología se muestran a continuación:

- Radio de investigación de la herramienta en la vecindad del pozo.
- Salinidad del agua de la formación.
- Composición litológica del intervalo a analizar.
- Presencia de fluidos como el gas.
- Información previa de petrofísica.
- Discrepancia entre aceite-agua-gas.
- Disponibilidad de recursos económicos.
- Facilidades de superficie.
- Tipo de hidrocarburo.
- Geometría del pozo.
- Tamaño de la torta de lodo e invasión fluidos a formación.
- Conductividad de los fluidos en el pozo y formación.

El diagrama de flujo mostrado en la *figura 49* es la representación gráfica de una secuencia de instrucciones para determinar la S_{OR} . El diagrama de flujo se desarrolló teniendo en cuenta las operaciones utilizadas en programación lógica como parte de la informática, a demás, posee gráficos especiales y las operaciones son determinadas por la lógica del programa.

Figura 49. Metodología para determinar la S_{OR}.





Como se puede observar en el diagrama de flujo, el desarrollo metodológico que se llevo a cabo fue la siguiente. El primer análisis que se debe realizar para determinar la S_{OR} es cuestionarse acerca de que tan representativo del yacimiento se desea realizar el cálculo de saturación de aceite, es decir, se desea obtener una saturación de aceite promedio de todo el yacimiento o se requiere obtener un valor de saturación únicamente del intervalo de yacimiento que se está analizando. Los balances de materia son las técnicas comúnmente utilizadas para determinar la S_{OR} promedio de un yacimiento. De otro modo, si se desea obtener un cálculo muestral de S_{OR} , lo más conveniente utilizado en la industria son las herramientas corazonadoras y los registros de pozos, herramientas ya mencionados durante el desarrollo de los capítulos anteriores.

Como se observa en la *figura 49*, existen 3 tipos de herramientas corazonadoras, unas con mayor exactitud para determinar la S_{OR} que otras. Esta discrepancia se ve relacionada con los altos costos que poseen las herramientas. Las 3 clases son corazón tipo convencional, tipo esponja y tipo presión. El corazón tipo presión es la técnica más exacta entre los corazones para determinar la S_{OR} , pero así mismo, posee un alto costo y difícil operación. Por otro lado, la herramienta corazonadora tipo esponja, es menos costosa y posee casi la misma exactitud que la herramienta tipo presión, una muy buena elección para determinar S_{OR} .

Cuando las mediciones de S_{OR} no se desean realizar en el laboratorio con los corazones, si no que se desea directamente observar los cambios en el pozo a través del intervalo que se vaya a analizar, son utilizadas las mencionadas herramientas de registros de pozo para determinar la saturación de aceite. Para determinar la conveniencia de utilizar una herramienta de registro de gran exactitud, depende de varios factores que influyen en el valor de S_{OR} . El primer factor importante es determinar si se implementará la herramienta en hueco abierto o hueco revestido para determinado pozo. Una vez escogida la opción, es claro observar qué set de herramientas se pueden utilizar en hueco abierto o revestido según la conveniencia. Si se eligió trabajar en hueco abierto existen herramientas de registros como el Resistivo, el NML, el EPT y el registro de la constante dieléctrica. Si la herramienta se desea correr en hueco revestido se utilizan los registros de C/O, Gravimétricos y el PNC.

El siguiente paso para la selección de la herramienta adecuada de registro es observar el radio de investigación que cada herramienta posee, parámetro muy importante que permite observar a qué distancia del pozo se están realizando los análisis. Una vez seleccionado dicho radio de investigación, existen parámetros cualitativos como la exactitud de la herramienta y la calidad del perfil vertical a

obtener, variables importantes para complementar en la selección de la herramienta.

Llegado el caso que se haya tomado la decisión de implementar el registro Resistivo en hueco abierto, el algoritmo presentado para esta herramienta mostrará una serie de pasos a seguir para decidir si realmente las condiciones bajo las cuales la herramienta va a trabajar son las ideales para la obtención de buenos resultados. Si alguno de los pasos del algoritmo que se están siguiendo no cumple los requisitos necesarios, es conveniente implementar una herramienta diferente a esta. Para implementar exitosamente el registro resistivo se deben cumplir los siguientes factores importantes de los cuales depende esta herramienta:

1. Es conveniente para la exactitud de la herramienta la no presencia de arcillas en el intervalo que se va a registrar.
2. No debe existir gas en el estrato que se está analizando, puede incurrir en grandes errores con la herramienta.
3. Para implementar la herramienta es indispensable conocer la salinidad del agua de formación.
4. En el momento de conocer la salinidad, para poder implementar la herramienta, la formación no debe ser muy salina.
5. Se debe tener conocimiento previo de análisis realizados por corazonas en los intervalos de interés.
6. La herramienta no va a distinguir la presencia de gas o aceite.

En el momento en que alguna de estas variables no se cumplan, el algoritmo decide cambiar de herramienta y dejar a elección el uso de otra herramienta.

Los pasos a cumplir para la implementación exitosa del registro NML son:

1. Debe existir una alta disponibilidad de recursos económicos, debido a que la herramienta posee un alto costo debido a los excelentes resultados de S_{OR} .
2. El campo debe contar con bombas inyectoras de fluidos a la formación en las facilidades de superficie que permitan inyectar sustancias con iones paramagnéticos.

3. Es una herramienta que no obtiene buenos resultados en crudos pesados < 20 °API.
4. Se debe contar con un pozo de diámetro mayor a 7 pulgadas de lo contrario la herramienta no se puede implementar.
5. Es la herramienta indicada si se desea distinguir entre agua-aceita-gas.

Otra de las herramientas utilizadas para la implementación en hueco abierto es el registro EPT. EL algoritmo de factores que afectan la herramienta es mencionado a continuación:

1. Es indispensable el conocimiento de las propiedades dieléctricas de la formación.
2. La herramienta funciona independiente del conocimiento de la salinidad de la formación.
3. La exactitud de la herramienta no está afectada por la alta conductividad de la salmuera.
4. El pozo debe manejar tortas de lodo menores a 3/8 de pulgada para obtener datos representativos en la zona lavada.
5. No se necesita contar con facilidades de inyección en la superficie para tener buenas mediciones de S_{OR} .
6. Funciona correctamente sin verse influenciada por la geometría del pozo en cuanto a rugosidades e inestabilidad.

Por último, debido a que la manipulación y el concepto de operación de la herramienta de registro de la constante dieléctrica es muy similar al del registro EPT, las variables por las cuales se ve afectada la herramienta son muy similares, dichos factores se mencionan a continuación:

1. Es Indispensable el conocimiento de las propiedades dieléctricas de la formación.
2. La exactitud de la herramienta no se ve afecta por no conocer la salinidad de la formación.
3. No se necesita contar con facilidades de superficie para la inyección de fluidos.

En cuanto a las herramientas que se corren en hueco revestido, principalmente, la herramienta PNC es la técnica de mayor exactitud en los cálculos de S_{OR} . Una correcta implementación de esta herramienta puede llevarse a cabo, siempre y cuando se cumplen cada uno de los siguientes factores:

1. Alta disposición de recursos económicos debido a su alto costo de implementación.
2. Litológicamente la presencia de arcillas no representa dificultades en las lecturas de la herramienta.
3. No debe existir presencia de gas durante la medición del intervalo.
4. La herramienta se ve afecta en la medición si no se conoce la salinidad del agua de formación.
5. Se deben tener facilidades de inyección de fluidos a la formación en la superficie.
6. Fundamentalmente, se debe tener a la mano información de porosidad para cada uno de los intervalos que se están registrando.
7. El pozo debe estar en buen estado para realizar las mediciones.

Otra de las herramientas utilizadas para implementar en hueco revestido se le conoce como el registro de C/O, esta herramienta se ve afecta por los siguientes parámetros de medición:

1. Litológicamente la herramienta no debe estar en presencia de carbonatos.
2. La herramienta funciona perfectamente si no se conoce los cambios de salinidad de la formación.
3. Se debe tener una base de datos de corazones previamente analizados.
4. Para un perfecto funcionamiento de la herramienta, los intervalos que se estén analizando deben poseer una porosidad mayor al 15%.
5. No requiere facilidades de inyección de fluidos a la formación en la superficie para realizar la medición.
6. La herramienta funciona para diámetros de tubing mayores a 4,25 in.

El registro gravimétrico es otra de las herramientas para implementar en hueco revestido. Esta herramienta posee una buena exactitud siempre y cuando se cumpla a cabalidad los factores por los cuales se ve afectada, estos parámetros son:

1. Su correcto funcionamiento es independiente de la litología presente.
2. Es independiente de conocer la salinidad del agua de formación.
3. La herramienta no se ve alterada por rugosidades presentes en el pozo.
4. Debe ser implementada en casing mayor a 5 ½ in.
5. Para la implementación se debe tener un previo análisis del mismo intervalo con el registro resistivo.

Un correcto uso de la metodología planteada, permite al usuario reconocer las técnicas que se puedan desempeñar perfectamente según el ambiente en el cual se desea implementar la herramienta para calcular la S_{OR} .

5. RECOMENDACIONES

- Los valores de S_{OR} utilizados para desarrollar el análisis estadístico fueron obtenidos de diferentes yacimientos del mundo. Es por ello que si se llegase a tener una clasificación de resultados de saturaciones de aceite dependiendo del tipo de formación, las deducciones obtenidas con el análisis estadístico se ajustarían más a las condiciones a las cuales se desee implementar una técnica.
- La implementación de una herramienta software programando la metodología utilizada, permitiría al usuario tener a la mano un método de acceso fácil como criterio de selección para utilizar la herramienta que cumpla los diferentes parámetros y factores, requisitos presentes en la caracterización de los yacimientos.

6. CONCLUSIONES

Una vez finalizado el análisis teórico de las técnicas que permiten determinar la saturación de aceite remanente, la discusión de importantes aplicaciones en campo y luego de plantear la metodología que permite integrar las técnicas, se puede concluir que:

- Analizar la saturación de aceite mediante uno sólo de los métodos descritos no permite obtener razonable certeza de la cantidad de petróleo que se puede encontrar en el yacimiento. Por lo tanto, es importante implementar más de un método para determinar la S_{OR} .
- Para obtener resultados con mayor exactitud de propiedades físicas y de saturaciones de fluidos por medio de análisis de corazones, estos deben protegerse y mantenerse con la menor variación posible durante el transporte desde el yacimiento al laboratorio y durante su almacenamiento para evitar pérdidas por fugas o por expansión del gas.
- La saturación de aceite remanente que se obtiene por medio de los corazones siempre es menor que la que se encuentra realmente a condiciones de yacimiento. Esto se debe a que mientras se procede a la extracción del corazón y al ser enviado a laboratorio para su posterior análisis puede presentarse cambios y pérdidas en la composición de los fluidos.
- La gran variedad de registros que existen, permiten señalarlos como las técnicas más ampliamente usadas para obtener valores de saturación de aceite en un yacimiento. Sin embargo, para aumentar el grado de exactitud de los registros, se han implementado procedimientos que involucran la inyección de fluidos a la formación para eliminar señales indeseables en los perfiles.
- En la actualidad, el registro magnético nuclear (NML) es la herramienta más exacta, implementada en hueco abierto, para determinar directamente la saturación de aceite de los yacimientos, después de que se han inyectado iones paramagnéticos a la formación para eliminar la señal de agua.
- El registro de resistivo es unas de las herramientas más utilizadas en la industria para determinar las saturaciones de aceite debido a su alta disponibilidad, pero es una herramienta poco exacta en cuanto a los resultados que se puedan obtener.
- La técnica más exacta para medir la S_{OR} , implementada en hueco revestido, es el registro de captura de pulsos de neutrón (PNC). La exactitud de la

herramienta se debe a la inyección de fluidos a la formación con un alto contraste de salinidad diferente a la de la formación, la cual elimina las dudas que se presentan durante la medición de la sección de captura de la matriz de la roca y aceite remanente.

- Los métodos volumétricos para determinar las saturaciones de aceite son utilizados para determinar valores promedios de todo el yacimiento, esto por supuesto es una ventaja significativa sobre los registros y corazones los cuales están limitados a un radio de investigación relativamente pequeño, alrededor del pozo donde ha sido implementada la herramienta.
- El desarrollo del análisis estadístico presentado permite comprender que herramientas pueden o no pueden correlacionarse entre sí, esto con el fin de tener una idea de las técnicas que poseen cierto grado de afinidad para predecir un posible valor de S_{OR} manipulando una sola herramienta, permitiendo así, reducir gastos y disminuir tiempos en campo.
- Los resultados obtenidos por medio del análisis estadístico permiten tener el criterio de seleccionar la herramienta más adecuada para reemplazar una herramienta en el caso de que no se pueda hacer uso de esta por algún motivo que se presente y obtener un valor similar de saturación de aceite implementándolo a las mismas condiciones para la cual se habían desarrollado los análisis.
- La metodología planteada para determinar la S_{OR} es una herramienta útil de decisión que permite elegir la técnica más apropiada para ser implementada teniendo en cuenta variables como exactitud, radios de investigación, calidad del perfil que se desea obtener y por último la calidad y cantidad de información del yacimiento. El cumplimiento de todas estas variables permitirá decidir la herramienta más óptima para determinar saturaciones de aceite.

BIBLIOGRAFIA

1. AL-SABEA, S., C. Bean. "Residual Oil Saturation Analysis of the Burgan Formation in the Greater Burgan field, Kuwait." Presented at the 11th Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and conference held in Abu Dhabi. Paper SPE 88682. 2004.
2. AL-SUNBUL, A.H. "Quantifying Remaining Oil by Use of Slimhole Resistivity Measurement in Mixed Salinity Environments-A Pilot Field Test." Presented at SPE Conference in Asia Pacific Held in Kuala Lumpur. Paper SPE 97489. 2005.
3. ARCHIE, G.E. "The Electrical Resistivity Log as an Aid in Determining Some Reservoir Characteristics." Published in Petroleum Transactions. Paper SPE-942054-G. 1942.
4. BABADAGLI, T. "Mature Field Development-A Review." Presentation at the SPE Europec/EAGE Annual Conference in Madrid. Paper SPE 93884. 2005.
5. BILODEAU, B. J. "Determining Water Saturation in Diatomite Using Wireline Logs, Lost Hills Field, California." Presented at the Western Regional Meeting held in Backersfield. Paper SPE 29653. 1995.
6. BLACKWELL, R. J. Exxon Production Research Company. "An overview of in-situ methods for determining remaining oil saturations." Paper SPE 13702. Presented at SPE Middle East Oil Technical conference. March 1985.
7. BRAG, J. R., W.A. Hoyer and C.J. Lin, "A Comparison of Several Techniques for Measuring Residual Oil Saturation." Presented at the fifth Symposium on Improved Methods for Oil Recovery of SPE. Paper SPE 7073.1978.
8. BROWN, R. S., B. W. Gamson. "Nuclear Magnetism Logging." Journal of Petroleum Technology. Paper SPE 1305-G. 1960.
9. CALVERT, T. J., L. E. Wells. "Electromagnetic Propagation... A New Dimension in Logging." Prepared for the 1977 47th Annual California Regional Meeting of the Society of Petroleum engineers of AIME. Paper SPE 6542. 1977.

10. CAUSI, E., J. Rochon, "Field Measurements of Remaining Oil Saturation." Presented at Seventh Symposium on Enhanced Oil Recovery held in Tulsa, Oklahoma. Paper SPE 20260. 1990.
11. CHANG, M. M., N.L. Maerefat, L. Tomutsa, "Evaluation and Comparison of Residual Oil Saturation Determination Techniques." SPE Formation Evaluation. March 1988.
12. CRAFT B.C & Hawkins, M. Applied petroleum reservoir engineering.
13. FREEDMAN, R., D.R. Montague. "Electromagnetic Propagation Tool (EPT): Comparison of Log Derived and In-Situ Oil Saturations in Shaly Fresh Water Sands." Presented at the 55th Annual Fall Technical conference and Exhibition of the Society of Petroleum engineers of AIME. Paper SPE 9266. 1980.
14. FREEDMAN, R. "Advances in NMR Logging." Distinguished Author Series Articles. Paper SPE 89177. 2006.
15. FREEMAN, D. W., K. C. Henry. "Improved Saturation Determination with EPT." Presented at the Middle East Oil Technical Conference of the Society of Petroleum Engineers held in Manama, Baharain. Paper SPE 11466. 1983.
16. GAMSON, B. W., T. B. Stephenson, L. Edwards. "Nuclear Magnetism Logging Field Results." Journal of Petroleum Technology. Paper SPE 745. 1963.
17. HULL, P., J. Coolidge. "Field Examples of Nuclear Magnetism Logging." Journal of Petroleum Technology. Paper SPE 1588-G. 1960.
18. KASEMI, H. "Determination of waterflood residual oil saturation from routine core analysis". Journal of petroleum technology, p. 31-32. Paper SPE 5997. January 1977.
19. KOSKIE, E. T., Jr., "Common-Sense Measures Improve PDC Bit Performance." World Oil. September 1982.
20. MAUTE, R. E., L. S. Gournay. "Determination of Residual Oil Saturation with the Borehole Gravity Meter." Presented at the SPE 1985 Middle East Oil Technical Conference in Bahrain. Paper SPE 13703. 1985.
21. MURPHY, R. P., W. W. Owens. "The Use of Special Coring and Logging Procedures for Defining Reservoir Residual Oil Saturations." Presented at

SPE AIME Symposium on Improved Oil Recovery hold in Tulsa. Paper SPE 3793. 1973.

22. MURPHY, R. P., G. T. Foster, W. W. Owens. "Evaluation of waterflood residual oil saturation using log-inject-log procedures." Journal of Petroleum Technology, p.178-186, February 1977.
23. NACCACHE, R., I. Saad, East Zeit Petroleum Co. and U. Guru and R. El Mahdy. "Formation Evaluation and Remaining Oil Saturation Estimation with Pulsed Neutron Logging Inside Tubing." Paper SPE 93509. Presented at the SPE Middle East Oil and Gas Show. March 2005.
24. ROBINSON, J. D. "Neutron Decay Time in the Subsurface: Theory, Experiment, and an Application to Residual Oil Determination." Presented for the 49th Annual Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME. Paper SPE 5119. 1974.
25. SANDIFORD, B.B., N. M. Eggebrecht. "Determination of the Residual Oil Saturation in Two Aux Vases Sandstone Reservoir". Presented for the Improved Oil Recovery Symposium of the Society or Petroleum Engineers of AIME. Paper SPE 75206. 1972.
26. SMITH, T. J., S. J. Stieber. "Determination of Residual Oil Saturation with Pulsed Neutron Logs-A Field Experiment." Prepared for the 49th Annual Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME. Paper SPE 5120. 1974.
27. THOMAS, E. C. SPE, Shell Oil Co., J.E. Richardson. SPE, Shell Oil Co., M. T Shannon. "The Scope and Perspective or ROS Measurements and Flood Monitoring." Paper SPE 14060.
28. WYMAN, R. E. "How Should we Measure Residual Oil Saturation." Bulletin of Canadian Petroleum Geology. Paper SPE 7182. May 1977.
29. YINZU, Y., Q. Xiancay & Y. Guocal. "Determination of Residual Oil Saturation in Place by Carbon/Oxygen Logging in Daqing Oilfield." Paper SPE 14838. Presentado a SPE in Beijing. March 1987.