

**MÉTODOS DE ESTIMACIÓN DE ACEITE RESIDUAL (Sor) EN YACIMIENTOS
CARBONATADOS NATURALMENTE FRACTURADOS**

LEONARDO FERNÁNDEZ ROJAS

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA
2017**

**MÉTODOS DE ESTIMACIÓN DE ACEITE RESIDUAL (Sor) EN YACIMIENTOS
CARBONATADOS NATURALMENTE FRACTURADOS**

LEONARDO FERNÁNDEZ ROJAS

Trabajo de grado presentado como requisito parcial para optar al título de
Ingeniero de Petróleos

ZULY HIMELDA CALDERÓN CARRILLO
Ph.D en Ingeniería química
Directora

ING. LEONARDO MENESES LARIOS
Ingeniero Geofísico
Co-director

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA
2017**

A toda mi familia, por su constante apoyo durante mi carrera,
A mis hermanos, por sus consejos de vida,
Y especialmente a mi madre y a mi padre, por su esfuerzo y apoyo incondicional.

Leonardo Fernández Rojas

AGRADECIMIENTOS

A la Universidad Industrial de Santander, en especial a la Escuela de Ingeniería de Petróleos por brindarme las herramientas para formarme como profesional.

A la Universidad Nacional Autónoma de México, por permitirme el acceso a conocimiento indispensable para la realización de este trabajo.

A la doctora Zuly Calderón, por la orientación y asesoría durante mi formación investigativa, especialmente en el desarrollo y culminación de este trabajo.

Al ingeniero Leonardo Meneses, por sus conocimientos y disposición para desarrollar este trabajo.

A mi familia, compañeros y demás personas que me apoyaron personal y académicamente durante el desarrollo de este trabajo.

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
1. INTRODUCCIÓN	13
1.1 MARCO TEÓRICO	19
1.1.1. Yacimientos naturalmente fracturados	19
1.1.2. Caracterización estática de yacimientos naturalmente fracturados	19
1.1.3. Caracterización dinámica de yacimientos naturalmente fracturados.....	21
1.1.4. Métodos de recuperación en yacimientos naturalmente fracturados	23
1.1.5. Métodos de estimación de aceite residual (Sor) en yacimientos carbonatados naturalmente fracturados	24
2. MÉTODOS DE ESTIMACIÓN DEL SOR MEDIANTE PRUEBAS DE LABORATORIO EN YACIMIENTOS CARBONATADOS NATURALMENTE FRACTURADOS.	25
2.1. ANÁLISIS ESPECIAL DE PLUGS	26
2.1.1. Pruebas de desplazamiento en plugs	27
2.1.2. Pruebas de centrífuga en plugs	30
3. MÉTODOS DE ESTIMACIÓN DEL SOR MEDIANTE PRUEBAS EN CAMPO EN YACIMIENTOS CARBONATADOS NATURALMENTE FRACTURADOS.	33
3.1. ANÁLISIS DE REGISTROS ESPECIALES.....	33
3.1.1. Registros de Resonancia Magnética Nuclear.....	33
3.1.2. Registros de Captura de Neutrón.....	40
3.1.3. Registros de Resistividad.....	45
3.1.4. Registros dieléctricos.....	58
3.2. TÉCNICA LOG-INJECT-LOG.....	68
3.3. TRAZADORES QUÍMICOS.....	74
4. SCREENING DE LOS MÉTODOS DE ESTIMACIÓN DEL SOR EN DIFERENTES TIPOS DE YACIMIENTOS CARBONATADOS NATURALMENTE FRACTURADOS.	80
5. IMPACTO ECONÓMICO DE LA SATURACIÓN DE ACEITE RESIDUAL EN EL PANORAMA GLOBAL: CASO DE ESTUDIO	89
6. CONCLUSIONES.	93
7. BIBLIOGRAFÍA	95

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Reservas y recursos técnicamente recuperables no descubiertos en América.....	13
Figura 2. Producción mundial de petróleo por tipo de fuente.....	14
Figura 3. Perfiles de reservas mediante la implementación de métodos de recuperación secundaria y mejorada.	15
Figura 4. Distribución de reservas de petróleo en carbonatos a nivel mundial.	16
Figura 5. Distribución de reservas de petróleo, gas y condensados en campos gigantes de acuerdo a al tipo de yacimiento.....	17
Figura 6. Registro de imagen (FMI) (A); Interpretación de fracturas en el intervalo de registro(B). 20	
Figura 7. Clasificación de yacimientos naturalmente fracturados.	22
Figura 8. Efecto de la mojabilidad en plugs fracturados durante una prueba de desplazamiento con agua.....	24
Figura 9. Efecto de la salinidad en la recuperación de aceite. Salinidad $W_F > LS_1 > LS_2 > LS_3$	28
Figura 10. Prueba de desplazamiento en un plug carbonatado con flujos alternados de salmuera y surfactante.....	29
Figura 11. Efecto de la permeabilidad de la matriz en pruebas de desplazamiento con CO_2 en plugs fracturados.....	30
Figura 12. Esquema de prueba de centrifuga y distribución de la presión capilar y saturación de aceite en un plug.....	31
Figura 13. Efecto del tamaño de poro en los tiempos de relajación T2.	35
Figura 14. Identificación de fluidos libres a partir de señales de T2.	35
Figura 15. Efecto de la viscosidad del aceite en los tiempos de relajación T2.	36
Figura 16. Método de difusión mejorada para estimar el Sor. Gamma Ray (track 1), Resistividad (track 3), distribución T2 (track 4), Sor (track 5).	37
Figura 17. Aplicación de mapas D-T2 para estimar la saturación de fluidos.....	39
Figura 18. Población de neutrones en función del tiempo en una formación carbonatada.....	41
Figura 19. Conteo de rayos gamma en función del tiempo.	42
Figura 20. Presentación del registro de captura de neutrones. CCI log, Sección transversal de captura de neutrones en la cara del pozo y Gamma Ray (Track 1), profundidad (Track 2), Sección transversal de captura total de neutrones (Track 3).	44
Figura 21. Esquema de la herramienta de registro eléctrico de electrodos.	46
Figura 22. Respuesta del registro eléctrico de electrodos en capas gruesas y delgadas.	47
Figura 23. Esquema de la herramienta laterolog 3.	48

Figura 24. Esquema de la herramienta doble laterolog.	49
Figura 25. Esquema de la herramienta doble laterolog.	50
Figura 26. Esquema de la herramienta de registro microresistivo de enfoque esférico.	51
Figura 27. Esquema de una sonda básica de inducción.	52
Figura 28. Canales de baja resistividad en carbonatos.....	55
Figura 29. Lectura de registros de inducción con dispositivo de enfoque esférico (Track 1) y registro laterolog con electrodos de enfoque (Track 3).	56
Figuras 30 (izquierda) y 31 (derecha). Selección de registros laterolog y/o inducción en función de la resistividad del fluido de invasión y el agua de formación.	57
Figuras 33 (izquierda) y 34 (derecha). Lecturas del registro doble laterolog de electrodos de enfoque y registro microresistivo de enfoque esférico en un yacimiento carbonatado.	58
Figura 34. Atenuación y desfase de la onda en el set de receptores.	61
Figura 35. Permisividad o constantes dieléctricas en función de la frecuencia.	62
Figura 36. Comparación del parámetro S_{xo} a partir del registro dieléctrico y MSFL.....	63
Figura 37. Lecturas de registros en carbonato del Medio Oriente. Gamma Ray y Caliper (track 1), density, neutrón y sónico (track 2), laterolog de inducción profundo, medio, somero y resistividad R_{xo} de dieléctrico (track 3), profundidad (track 4), Mineralogía (track 5), μ variable y porosidad llena de agua del dieléctrico (track 6), S_{xp} mediante registros resistivos y dieléctricos (track 7).....	65
Figura 38. Registros de imagen ilustrando las facies tipo 1 (fila 1) y tipo 2 (fila 2).	66
Figura 39. Lectura de registros en carbonato naturalmente fracturado en México. Profundidad (track 1), litología (track 2), caliper (track 3), registro de imagen sónico (track 4), Registros de resistividad MSFL, LWD y dieléctrico (track 5), dieléctrico de una frecuencia (track 6), dieléctrico multifrecuencia (track 7), comparación dieléctricos (track 8), diferencia dieléctricos (track 9).....	67
Figura 40. Procedimiento estándar de la técnica LIL con registros de resistividad.....	69
Figura 41. Procedimiento estándar de la técnica LIL con registros de captura de neutrón.....	70
Figura 42. Esquema modificado de la técnica LIL con registros de captura de neutrones.	72
Figura 43. Resultados de técnica LIL con registro de captura de neutrón. Profundidad (track 1), litología (track 2), Σ_t antes y después de la inyección (track 3), Σ_t en la cara del pozo antes y después de la inyección (track 4), Porosidad y saturación de agua (track 5).	72
Figura 44. Combinación de LIL con difusión mejorada en carbonato de USA.....	74
Figura 45. Perfiles de producción de los trazadores químicos del flowback.....	76
Figura 46. Perfil de producción de trazadores químicos típico en carbonatos.	78
Figura 47. Sor estimado con métodos especiales en el yacimiento Arab-D.....	91
Figura 48. Aceite residual total y técnicamente recuperable en Arab-D estimado con métodos especiales.....	92

LISTA DE TABLAS

Pág.

Tabla 1. Principales productores de aceite a nivel mundial.	18
Tabla 2. Ventajas y desventajas de diferentes pruebas de laboratorio para estimar el Sor en formaciones carbonatadas naturalmente fracturadas.	32
Tabla 3. Constante dieléctrica para algunos materiales del yacimiento.	59
Tabla 4. Ventajas y desventajas de diferentes pruebas de campo para estimar el Sor en yacimientos carbonatados naturalmente fracturados.	78
Tabla 5. Tipos de yacimientos propuestos para screening.	81
Tabla 6. Screening métodos de estimación del Sor en yacimientos tipo A.	84
Tabla 7. Screening métodos de estimación del Sor en yacimientos tipo B.	86
Tabla 8. Screening métodos de estimación del Sor en yacimientos tipo C.	88
Tabla 9. Países del Medio Oriente con mayores reservas de aceite.	89
Tabla 10. Países del Medio Oriente con mayor producción de aceite por día.	89

RESUMEN

TÍTULO: MÉTODOS DE ESTIMACIÓN DE ACEITE RESIDUAL (Sor) EN YACIMIENTOS CARBONATADOS NATURALMENTE FRACTURADOS¹

AUTOR: LEONARDO FERNANDEZ ROJAS²

PALABRAS CLAVE: Yacimientos naturalmente fracturados, yacimientos carbonatados, saturación de aceite residual, registros de pozos, pruebas de laboratorio en plugs, doble/triple porosidad.

DESCRIPCIÓN:

El objetivo de este trabajo es proponer un screening para disminuir la incertidumbre en la estimación de la saturación de aceite residual en yacimientos maduros naturalmente fracturados. Esta herramienta permite la toma de decisiones de manera práctica y rápida basada en la selección de los métodos especiales óptimos para estimar dicha propiedad, teniendo en cuenta propiedades petrofísicas y mecánicas que definen el comportamiento estático y dinámico de este tipo de yacimientos.

Se realizó una revisión bibliográfica con el fin de analizar los diferentes métodos especiales más utilizados en la industria petrolera a nivel mundial para estimar la saturación de aceite residual en yacimientos maduros naturalmente fracturados. Una vez identificadas los métodos más utilizados, se propone un screening que involucra diferentes propiedades petrofísicas y mecánicas que definen el comportamiento de yacimientos maduros naturalmente fracturados, las cuales influyen significativamente en la selección de dichos métodos especiales.

La selección de cada método y técnica con base en el comportamiento estático y dinámico de diferentes tipos de yacimientos maduros naturalmente fracturados, es un método práctico que permite tomar rápidas decisiones y reduce significativamente la incertidumbre asociada a la correcta estimación de un parámetro tan importante como lo es la saturación de aceite residual en yacimientos maduros, especialmente si en estos se planean ejecutar proyectos de recuperación mejorada.

¹ Trabajo de grado

² Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Ph.D. Zuly Himelda Calderón Carrillo. Co director: Leonardo Meneses Larios.

ABSTRACT

TÍTULO: METHODS TO ESTIMATE RESIDUAL OIL (Sor) IN NATURALLY FRACTURED CARBONATE RESERVOIRS ³

AUTHOR: LEONARDO FERNANDEZ ROJAS⁴

KEYWORDS: Naturally fractured reservoirs, carbonate reservoirs, residual oil saturation, well logging and core laboratory tests, double/triple porosity.

DESCRIPTION:

The purpose of this paper is to propose a screening to decrease the uncertainty in the estimation of residual oil saturation in naturally fractured carbonate reservoirs. This tool allows to take quick and practical decisions based on the selection of optimum methods and techniques to estimate such parameter according to petrophysical and mechanic rock properties that defines the static and dynamic behavior of this kind of reservoirs.

A literature revision has been made in order to analyze different methods and techniques applied to estimate residual oil saturation in several worldwide cases study of naturally fractured carbonate reservoirs. Once identified such methods and techniques, a screening which involves different petrophysical and mechanic properties is proposed, these properties affects significantly the selection of optimum methods and techniques to estimate residual oil saturation properly.

The selection of each method and technique based on the static and dynamic behavior of different types of naturally fractured carbonate reservoirs is a practical method that allows to take quick decisions and reduce significantly the uncertainty associated to the estimation of such an important parameter as the residual oil saturation in this kind of reservoirs, especially if it is planned to implement enhanced oil recovery projects in the future.

³ Bachelor Thesis

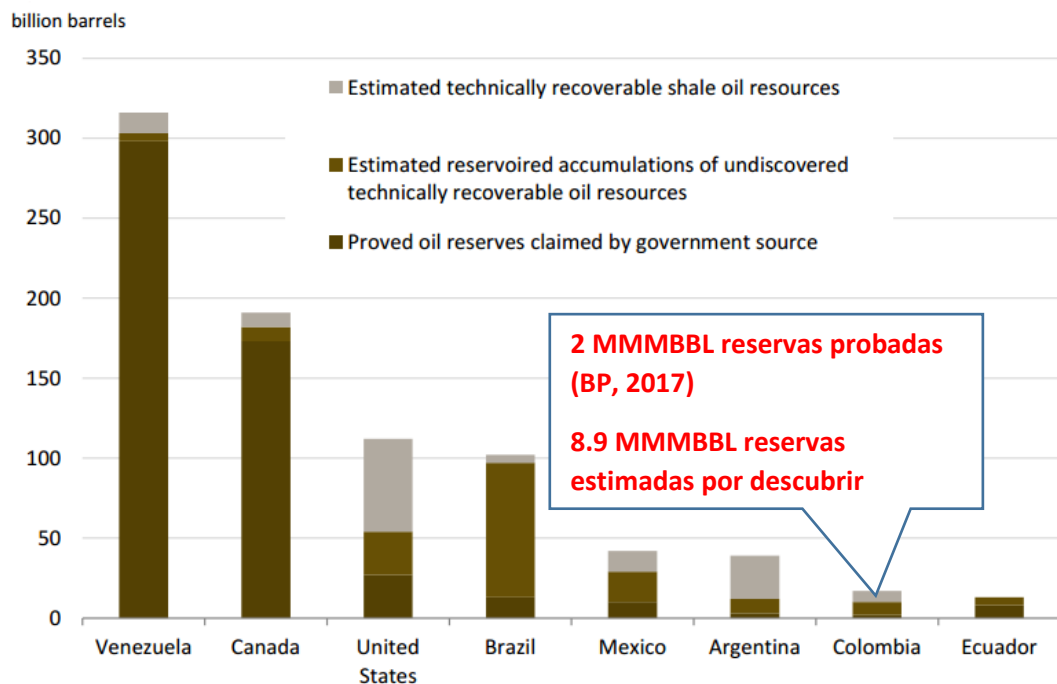
⁴ Physico-Chemical Engineering Faculty. Petroleum Engineering School. Advisor: PhD. Zuly Himelda Calderón Carrillo. Leonardo Meneses Larios.

1. INTRODUCCIÓN

La adición de reservas de petróleo a nivel mundial y la creciente producción de hidrocarburos líquidos son dos aspectos que se encuentran en gran contraste, ya que sus respectivos ritmos de crecimiento muestran un panorama negativo en algunos países donde en el futuro la demanda de petróleo será mucho mayor que la oferta, lo que implicaría una dependencia mayor de productos importados, desfavoreciendo la auto sostenibilidad de tales países.

La Figura 1 muestra las reservas probadas, los recursos técnicamente recuperables de shale oil y los recursos técnicamente recuperables no descubiertos de acumulaciones estimadas en el subsuelo para algunos de los países de mayor importancia en la industria petrolera del continente Americano. En la Figura 1 se observa que tanto Colombia, como México, USA, Argentina y Brasil tienen buen potencial de reservas en acumulaciones de recursos técnicamente recuperables no descubiertos y en recursos no convencionales (EIA, 2014).

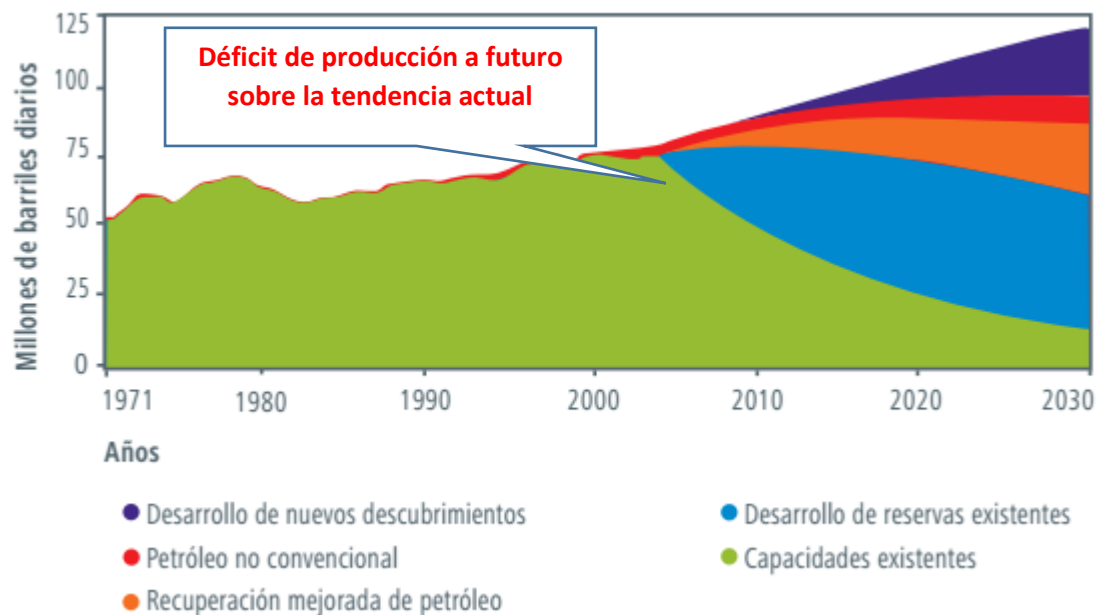
Figura 1. Reservas y recursos técnicamente recuperables no descubiertos en América.



Fuente: Adaptado de EIA, 2014.

De esta manera, se puede inferir que el desarrollo de la industria de los hidrocarburos en países no auto sostenibles (e.g. Colombia y México), ha sido en gran parte gracias a descubrimientos e incorporaciones de reservas por parte de campos en etapa de desarrollo y campos maduros, aquellos cuya producción, si bien aún se mantiene, ha declinado de manera drástica al pasar de los años. En la Figura 2 se muestra la producción mundial de petróleo por tipo de fuente, donde se destaca la tendencia de las capacidades existentes en comparación con las otras fuentes de producción de petróleo.

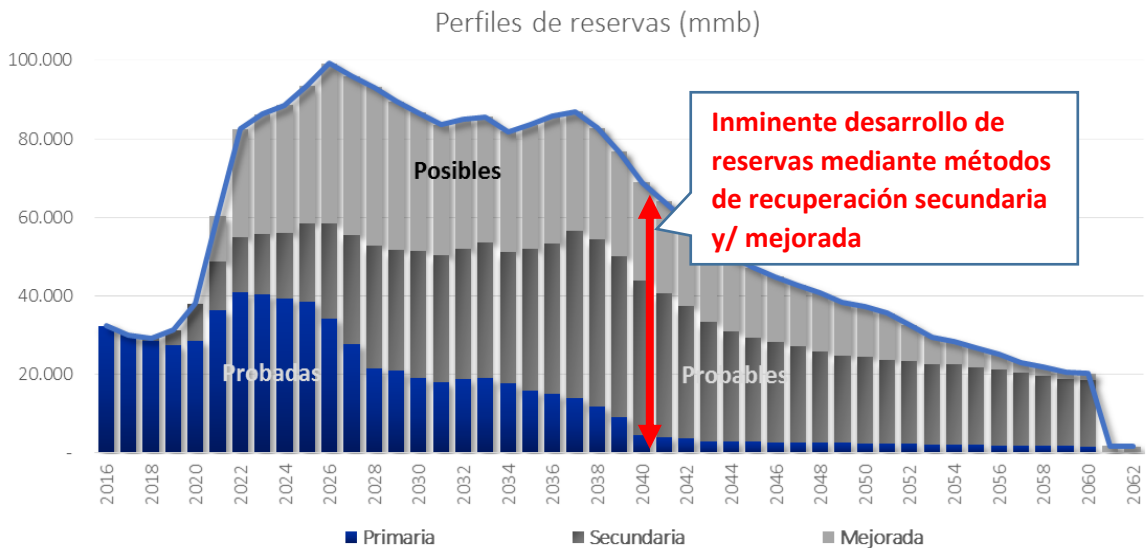
Figura 2. Producción mundial de petróleo por tipo de fuente.



Fuente: Adaptado de CNH, 2012.

De igual manera, la Figura 3 representa el incremento previsto en reservas probables y posibles mediante la implementación de métodos de recuperación secundaria y mejorada respectivamente, esto en un yacimiento carbonatado naturalmente fracturado, altamente heterogéneo y con un sistema de doble porosidad conectado por un complejo sistema de microfracturas (CNH, 2016).

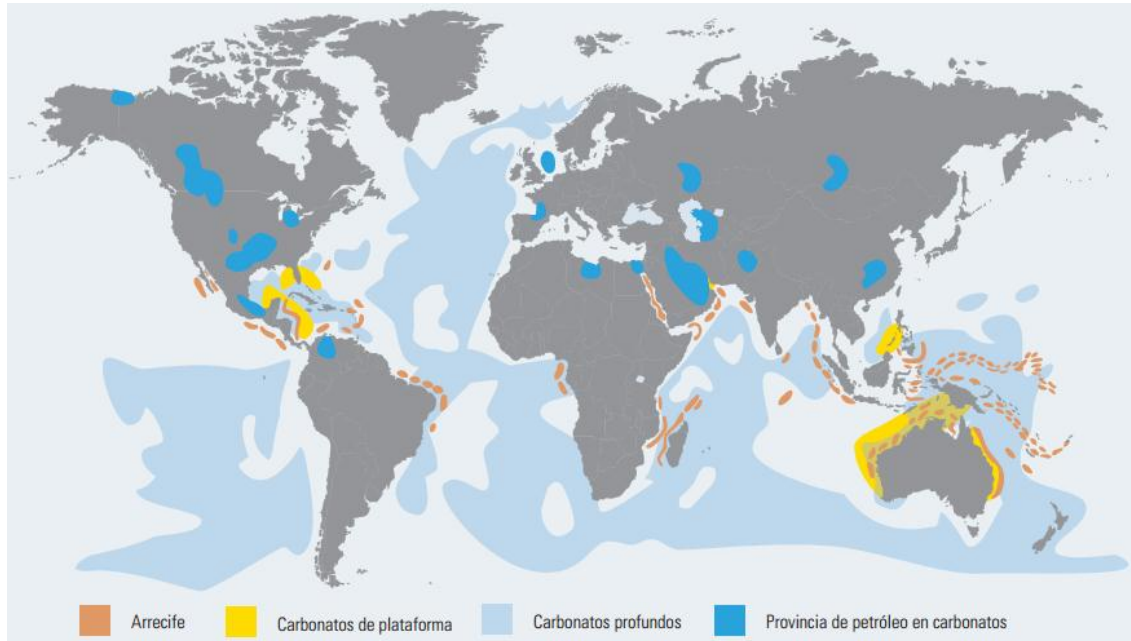
Figura 3. Perfiles de reservas mediante la implementación de métodos de recuperación secundaria y mejorada.



Fuente: Adaptado de CNH, 2016.

La mayoría de los yacimientos de petróleo y gas a nivel mundial, están fracturados o tienen una interacción significativa en poca o gran medida entre la matriz y fracturas naturales circundantes a la misma (Aguilera, 1995; Garcia et al, 2007) , por lo cual las acumulaciones de petróleo y gas también se ven involucradas en dichas interacciones. Los yacimientos naturalmente fracturados, en especial los yacimientos carbonatados, tienen un gran impacto en la distribución de reservas probadas de petróleo y gas a nivel mundial, ya que se estima que estos contienen más del 60% de las reservas de aceite del mundo y un 40% de las reservas mundiales de gas, distribuidas a nivel mundial como se observa en la Figura 4.

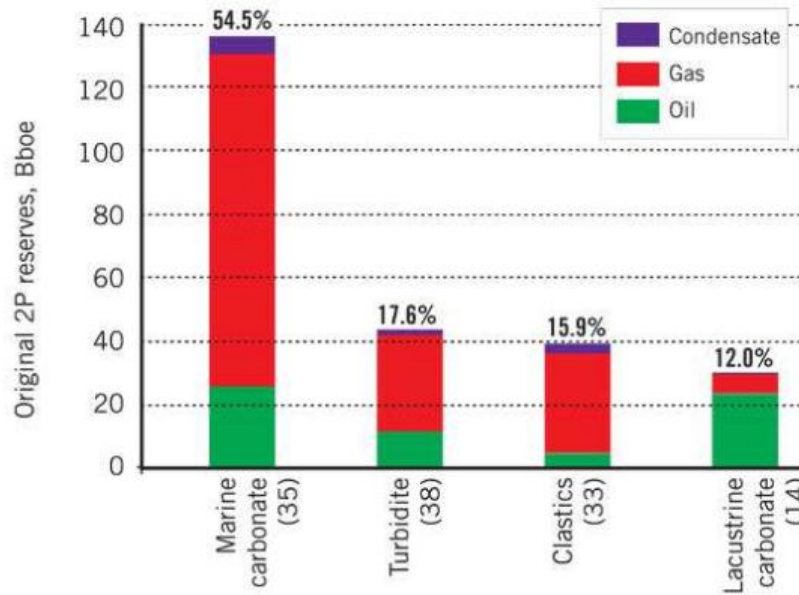
Figura 4. Distribución de reservas de petróleo en carbonatos a nivel mundial.



Fuente: Schlumberger, 2008.

Los descubrimientos de campos gigantes a nivel mundial son aquellos que pueden llegar a tener reservas recuperables de 500 millones de barriles de petróleo equivalente (boe) o más. Campos gigantes como Ghawar en Arabia Saudita o el complejo Cantarell en México, entre otros, representan una buena cantidad de las reservas probadas de aceite a nivel mundial, en adición la mayoría de estas reservas ubicadas en campos gigantes corresponden a yacimientos carbonatados, como se muestra en la Figura 5.

Figura 5. Distribución de reservas de petróleo, gas y condensados en campos gigantes de acuerdo a al tipo de yacimiento.



Fuente: Bai & Xu, 2014.

De esta manera, se puede afirmar que la mayoría de las reservas que aún no se han desarrollado a nivel mundial se encuentran en yacimientos carbonatados naturalmente fracturados y este desarrollo posterior solo se puede lograr optimizando el desempeño de los yacimientos con métodos de recuperación secundaria, mejorada y/o avanzada. Por lo tanto, en este trabajo se dará una breve introducción a los diferentes tipos de yacimientos naturalmente fracturados, pero el enfoque del mismo está dirigido hacia los yacimientos carbonatados naturalmente fracturados

Como se mencionará en capítulos posteriores, el potencial hidrocarburífero de este tipo de yacimientos aún no se ha aprovechado al máximo ya que las condiciones de heterogeneidad, propia del yacimiento, representan retos técnicos y tecnológicos para la industria actual, por lo cual se convierten en objetivos prospectivos a desarrollar a futuro. El principal problema que se presenta en los yacimientos carbonatados naturalmente fracturados, es la interacción de la matriz y la fractura, este tema será parte fundamental en la discusión a lo largo de este trabajo ya que representa la acumulación de hidrocarburos que se podrá extraer y aquella que quedará atrapada en el medio poroso, es decir la saturación de aceite residual (S_{or}).

El panorama global que sugiere esta problemática indica que el 60% de las reservas mundiales de aceite se encuentran en carbonatos que se encuentran de alguna manera naturalmente fracturados en un mayor o menor grado. Esto quiere decir que aproximadamente 1019 MMMBO (BP, 2017) se encuentran en este tipo de yacimientos, los cuales se encuentran repartidos principalmente en el Medio Oriente, Libia, Rusia, Kazajistán, Norte América, entre otros. La mayoría de estos países representan un poco más de la mitad de la producción mundial de aceite en el mundo, por lo que las oportunidades de acceder a una producción de aceite incremental significativa son altas (Tabla 1).

Tabla 1. Principales productores de aceite a nivel mundial.

Países productores	MBOPD	% del total mundial
Arabia Saudita	12349	13.4
Estados Unidos	12354	13.4
Rusia	11227	12.2
Irán	4600	5
Iraq	4465	4.8
Canadá	4460	4.8
Emiratos Árabes Unidos	4073	4.4
China	3999	4.3
Kuwait	3151	3.4
Venezuela	2410	2.6
Resto del mundo	1416	31.7
Mundial	4331	100

Fuente: BP, 2017.

Este panorama es el principal motivo de estudio de este trabajo, ya que gran parte de estos recursos se encuentran subestimados y fuera de alcance productivo, además no se han realizado avances significativos para lograr producir dichos recursos contingentes.

El propósito de este trabajo es profundizar en uno de los factores críticos en el desarrollo de yacimientos carbonatados naturalmente fracturados, como lo es la estimación de la saturación de aceite residual en el sistema matriz-fractura y sus respectivos métodos, para la posterior evaluación de implementación de técnicas

de recuperación secundaria o mejorada, esto sustentado en el gran impacto que tendría en la producción mundial de aceite la adición de dichos recursos que comprenden una alta complejidad técnica y tecnológica.

1.1. MARCO TEÓRICO

1.1.1. Yacimientos naturalmente fracturados

Todos los yacimientos están afectados de alguna manera por fracturas naturales. En yacimientos carbonatados, estas fracturas pueden ayudar a generar una porosidad secundaria lo cual se traduce en canales de flujo de alta conductividad lo que favorecería a la productividad de los pozos, sin embargo estos canales de flujo también pueden generar inconvenientes de conificación y producción temprana de agua y/o gas. En yacimientos siliciclásticos, las fracturas naturales impactan en la heterogeneidad de la roca y complica el flujo de fluidos a través del medio poroso. Por otro lado, las fracturas naturales sirven como medios de producción en algunos yacimientos considerados no convencionales, tales como el tight oil/gas, shale oil/gas y los yacimientos de metano en capas de carbón (CBM) (Bratton et al, 2006).

Por lo tanto, un yacimiento naturalmente fracturado es aquel yacimiento que contiene fracturas naturales creadas por procesos, geológicos, químicos o tectónicos, las cuales tienen un efecto positivo o negativo en el flujo de fluidos a lo largo del sistema matriz-fractura (Aguilera, 1995).

1.1.2. Caracterización estática de yacimientos naturalmente fracturados

La caracterización estática de yacimientos naturalmente fracturados se centra en la estimación de las propiedades geológicas, estructurales, petrofísicas y sísmicas del sistema matriz-fractura.

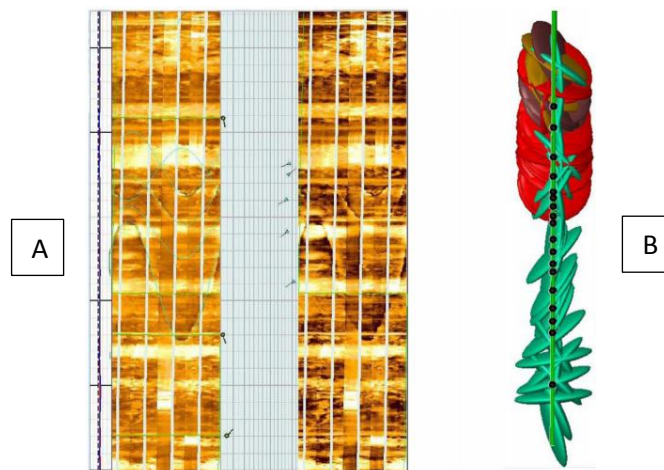
Los modelos sedimentarios y geológicos permiten conocer a detalle las unidades geológicas que componen el yacimiento, además de definir conceptualmente las facies que las componen. El objetivo general de dichos modelos es conocer la distribución areal del yacimiento y definir la continuidad lateral de las unidades geológicas que lo conforman. Dichos modelos se construyen a partir de información de afloramientos y mediante la correlación de información de pozos pre-existentes, i.e. registros, muestras de pared de pozo o plugs.

Los modelos estructurales y sísmicos tienen como objetivo identificar la estructura del yacimiento, su respectivo estado de esfuerzos in situ, las etapas de

estructuración del yacimiento y la generación de correlaciones entre atributos sísmicos tradicionales y especiales con propiedades petrofísicas. Dichos modelos se pueden construir a partir de afloramientos, cubos sísmicos, registros geofísicos y check shots o VSP, y permiten obtener las superficies sísmicas del yacimiento, los planos de fallas, los planos de esfuerzos principales y sismogramas sintéticos para conversión a profundidad.

El modelo petrofísico de yacimientos naturalmente fracturados tiene como objetivo identificar, y definir las propiedades petrofísicas tanto del sistema de fracturas como de la matriz presente en el yacimiento. Sin embargo, caracterizar el sistema de fracturas es una difícil tarea que requiere de integración de datos estáticos y dinámicos de pozos para poder generar un modelo confiable de intensidad, distribución, orientación y propiedades petrofísicas de las fracturas naturales presentes en el yacimiento. Diversos autores (Arango et al, 2004; Garcia et al, 2007; Gauthier et al, 2000; Gouth & Toublanc, 2006; Guerreiro et al, 2000; Jenkins et al, 2009; Pinous et al, 2007; Zellou et al, 2003) han desarrollado flujos de trabajo y metodologías para caracterizar el sistema de fracturas naturales en yacimientos naturalmente fracturados utilizando modelos discretos de red de fracturas (DFN) y modelos continuos de fracturas (CFM), los cuales integran datos estáticos de pozos tales como registros de imagen (Figura 6), plugs, afloramientos y datos dinámicos derivados principalmente de pruebas de presión y datos de producción.

Figura 6. Registro de imagen (FMI) (A); Interpretación de fracturas en el intervalo de registro(B).



Fuente: Adaptado de Aslanyan et al, 2015.

1.1.3. Caracterización dinámica de yacimientos naturalmente fracturados

En yacimientos naturalmente fracturados, el flujo de fluidos debe dividirse en dos sistemas de porosidad y permeabilidad distintos, uno para la matriz y otro para la fractura (Nelson, 2001). La interacción o comunicación de flujo entre dichos sistemas permite evaluar cada yacimiento naturalmente fracturado por separado, ya que dependiendo de la naturaleza del mismo, esta interacción puede ser positiva o negativa para su posterior desarrollo. Es decir, si en un yacimiento naturalmente fracturado se tiene un determinado sistema de matriz que tiene una baja porosidad y una alta saturación de agua, el cual tiene poca interacción con un determinado sistema de fracturas de alta permeabilidad y porosidad moderada, el desarrollo del yacimiento no se verá perjudicado debido al aislamiento de zonas de alto corte de agua; por otro lado, si la matriz tiene alta saturación de hidrocarburos y alta porosidad, es conveniente que haya una buena interacción entre el sistema matriz-fractura ya que esto implica una mayor capacidad de almacenamiento y de flujo de hidrocarburos en el yacimiento.

Las fracturas producen diversos efectos en la movilidad de los fluidos en el yacimiento, lo cual afecta el futuro comportamiento de producción del mismo (Narr & Thompson, 2006). Los principales efectos ocasionados por las fracturas son

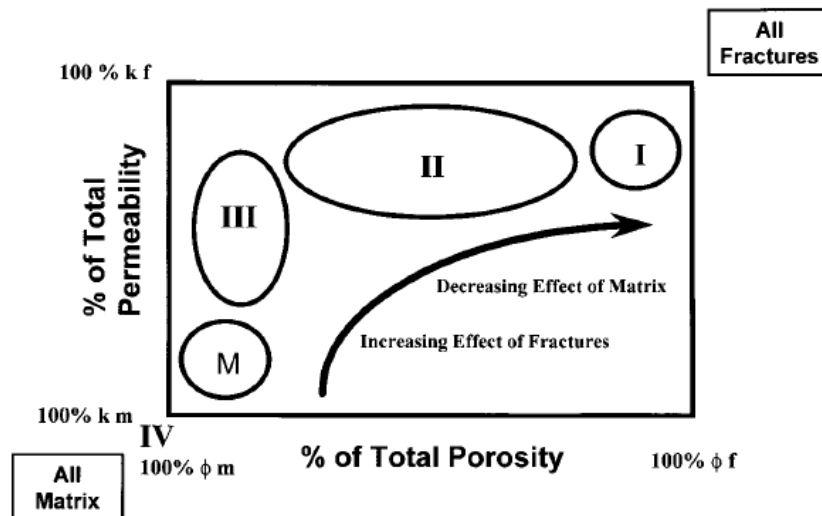
- *Interacción de matriz/fractura*, lo cual incluye el drenaje de la matriz y el barrido
- *Mejoramiento de la permeabilidad*, creando canales de flujo tanto horizontal como verticalmente
- *Anisotropía en la permeabilidad*, horizontal o paralela a los planos de estratificación
- *Interdigitación o rápido avance de fluidos*, debido a los aumentos drásticos de permeabilidad

Uno de los aspectos críticos para comprender la distribución de saturaciones de fluidos en el sistema matriz-fractura, es el conocimiento de la interacción entre dichos componentes. El flujo de fluidos a través de dicho sistema se presenta principalmente por procesos de imbibición capilar, los cuales permiten a la fase mojante (normalmente agua) contenida en una fractura ingresar espontáneamente a la matriz, lo cual expulsa la fase no mojante (normalmente aceite) hacia la fractura. Dicha transferencia de fluidos puede variar drásticamente en función de la mojabilidad de la roca, la permeabilidad de la matriz y la intensidad del fracturamiento

Nelson (2001) propuso la clasificación de yacimientos naturalmente fracturados de acuerdo a la contribución de la matriz y la fractura a la porosidad y permeabilidad del yacimiento (Figura 7). De acuerdo a esta clasificación existen 4 tipos de yacimientos naturalmente fracturados:

- Tipo 1: Las fracturas proveen la mayor parte de la porosidad y permeabilidad del yacimiento.
- Tipo 2: Las fracturas proveen la mayor parte de la permeabilidad del yacimiento.
- Tipo 3: Las fracturas aportan un aumento de la permeabilidad en un yacimiento en condiciones de producción.
- Tipo 4: Las fracturas no aportan en la porosidad ni en la permeabilidad del yacimiento, pero si generan una anisotropía significativa en el mismo (Barreras).

Figura 7. Clasificación de yacimientos naturalmente fracturados.



Fuente: Nelson, 2001.

La caracterización dinámica del sistema de fracturas se puede realizar a partir de análisis de presiones convencionales ajustando algunos parámetros relacionados con los efectos ocasionados por las fracturas al flujo de fluidos, como se mencionó anteriormente. Estos análisis se utilizan principalmente para estimar la permeabilidad promedio del yacimiento, la cual presenta un factor de ajuste en función del volumen o la densidad de fracturas en el yacimiento (Saidi, 1987). El comportamiento típico de una prueba de presión en yacimientos naturalmente fracturados presenta una caída de presión más alta de lo normal y esto es debido al flujo turbulento que se presenta normalmente en las fracturas, este comportamiento puede inducir a estimaciones erróneas de la permeabilidad de la

fractura y, en algunos casos, a una sobre estimación del factor skin de la formación.

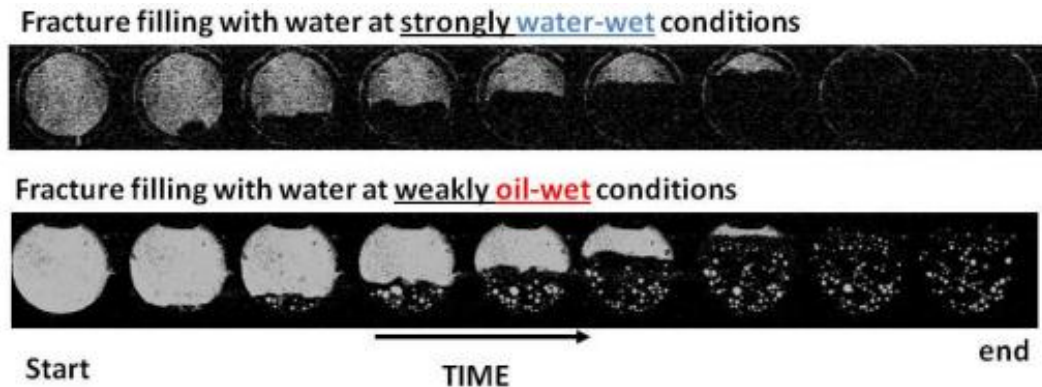
1.1.4. Métodos de recuperación en yacimientos naturalmente fracturados

Los mecanismos de recuperación en yacimientos fracturados no funcionan de la misma forma en yacimientos convencionales y suponen retos adicionales para lograr recuperaciones económicamente atractivas y técnicamente viables (Haugen, 2010). Como se mencionó anteriormente, el flujo de fluidos y por tanto la recuperación de aceite en este tipo de yacimientos estaba controlado para la transferencia entre los fluidos de la matriz y la fractura debido a procesos e imbibición espontánea debido a fuerzas capilares, sin embargo existen diversos factores que influyen en esta transferencia de fluidos.

Algunos autores han estudiado la dependencia de la imbibición espontánea en este tipo de yacimientos a factores físicos tales como las fuerzas capilares y gravitacionales, la mojabilidad de la roca (Zhou et al, 2000), la forma y el tamaño de los bloques de matriz intercomunicados por fracturas (Ma et al, 1997; Mattax & Kyte, 1962; Torsaeter & Silseth, 1985; Zhang et al, 1996), las tensiones interfaciales (Karimaie & Torsaeter, 2007; Ma et al, 1997) , la saturación de agua inicial (Viksund et al, 1998) y la continuidad de la capilaridad (Haugen, 2010). Dichas dependencias, permiten comprender el comportamiento de la transferencia de flujo entre el sistema matriz-fractura, lo que permitiría conocer que métodos de recuperación serían más eficientes bajo ciertas condiciones.

La influencia de la mojabilidad de la roca en la imbibición espontánea es crucial para determinar el comportamiento de un desplazamiento por agua, en el caso de una recuperación secundaria, ya que la mayoría de los yacimientos de aceite conocidos en el mundo no tienen una mojabilidad fuerte hacia el agua (Fernø, 2012). En yacimientos naturalmente fracturados con una mojabilidad mixta o preferente al aceite, el desplazamiento por agua no será tan eficiente, ya que el agua no desplazará espontáneamente el aceite contenido en la matriz, solo el de las fracturas. En la Figura 8 se observa dicho efecto sobre plugs fracturados en una prueba de desplazamiento de laboratorio.

Figura 8. Efecto de la mojabilidad en plugs fracturados durante una prueba de desplazamiento con agua.



Fuente: Fernø, 2012.

Las técnicas de recuperación mejorada en yacimientos naturalmente fracturados se enfocan en recuperar las grandes acumulaciones de hidrocarburos presente en la matriz debido a fuerzas capilares, aprovechando la alta permeabilidad de la red de fracturas naturales, lo cual limita las fuerzas viscosas. Aunque las fracturas representan una porción mínima del yacimiento, un tratamiento químico relativamente pequeño a estas puede significar un gran beneficio en la recuperación mejorada de aceite (Haugen, 2010). De tal manera, los métodos de recuperación mejorada utilizados en este tipo de yacimientos, deben cambiar y optimizar las propiedades físicas que afectan la transferencia de flujo entre el sistema matriz-fractura, entre las técnicas más importantes se encuentran:

- *Inyección de surfactantes, baja salinidad en inyección de agua o estimulación térmica*, para cambiar la mojabilidad de la matriz a mojada por agua.
- *Inyección de gas y surfactantes*, para disminuir la tensión interfacial y mantener la presión del yacimiento, lo cual mejora el drenaje gravitacional
- *Inyección de espumas*, Para mejorar la movilidad del gas en procesos de recuperación mejorada y drenar zonas de baja permeabilidad
- *Inyección de geles poliméricos, espumas poliméricas, geles espumosos y agentes microbianos*, Para lograr la reducción de la permeabilidad de las fracturas y así mejorar la eficiencia de barrido divergiendo el flujo desplazante a zonas de menor permeabilidad.

1.1.5. Métodos de estimación de aceite residual (S_{or}) en yacimientos carbonatados naturalmente fracturados

La mayoría de los campos gigantes de petróleo están conformados por yacimientos carbonatados naturalmente fracturados, los cuales tienen ya una vida productiva y que, en algunos casos como el complejo Cantarell en México, ya han

alcanzado su pico de producción y están en una rápida declinación. Este fenómeno sugiere que el flujo de aceite libre en el yacimiento se está agotando y el paso a seguir es intentar producir el aceite residual. Como se ha mencionado en este capítulo, grandes cantidades de aceite se quedan atrapadas en la matriz de estos yacimientos, la cual normalmente posee una baja permeabilidad y altas fuerzas capilares que impiden el movimiento libre del fluido. Por esta razón, la correcta estimación del Sor en estos yacimientos es crítica para determinar el desarrollo futuro del mismo mediante la implementación de métodos de recuperación secundaria, mejorada y/o avanzada.

En yacimientos convencionales, la estimación del Sor se puede realizar mediante pruebas de laboratorio, campo (principalmente registros convencionales) y pruebas de desempeño del yacimiento. Sin embargo, y como se mostrará en capítulos posteriores, la literatura muestra que el uso de estos mismos métodos no es confiable en yacimientos carbonatados naturalmente fracturados, por lo cual se necesitan métodos especiales o modificados que tengan en cuenta las propiedades estáticas y dinámicas del fluido en el sistema matriz-fractura.

Algunos de los métodos más utilizados en la industria para estimar el Sor en yacimientos carbonatados naturalmente fracturados son:

Laboratorio

- *Análisis especial de plugs.*
 - *Pruebas de desplazamiento en plugs.*
 - *Prueba de centrifuga.*

Campo

- *Análisis de registros convencionales.*
 - *Registros de Resonancia Magnética Nuclear.*
 - *Registros de Captura de Neutrón.*
 - *Registros de Resistividad.*
 - *Registros Dieléctricos.*
- *Técnica Log-Inject-Log.*
- *Trazadores químicos.*

2. MÉTODOS DE ESTIMACIÓN DEL SOR MEDIANTE PRUEBAS DE LABORATORIO EN YACIMIENTOS CARBONATADOS NATURALMENTE FRACTURADOS.

Dentro de los planes de desarrollo de todo campo petrolífero se tiene en consideración el realizar pruebas de laboratorio para determinar las propiedades del sistema roca-fluido tanto de forma separada o conjunta. En yacimientos carbonatados naturalmente fracturados, las pruebas de laboratorio convencionales

para determinar propiedades petrofísicas del sistema matriz-fractura no se ajustan correctamente, debido a la alta heterogeneidad de la roca, lo cual dificulta la obtención de muestras representativas del yacimiento y por lo tanto afecta la calidad de los resultados a obtener.

En yacimientos convencionales existen diversas pruebas de laboratorio para determinar el Sor, tales como el análisis y pruebas de desplazamiento en plugs, pruebas de centrifugado, pruebas de imbibición y análisis físico digital de rocas (Teklu¹ et al, 2013). Sin embargo, no todas estas pruebas son aplicables en yacimientos carbonatados naturalmente fracturados, debido a las características únicas de estas formaciones rocosas.

2.1. ANÁLISIS ESPECIAL DE PLUGS

El análisis especial de núcleos o plugs (SCAL) provee los valores más representativos del Sor a escala de laboratorio. Este incluye todas las técnicas de análisis de plugs más allá de las medidas de porosidad y permeabilidad de los mismos, estas incluyen las pruebas por desplazamiento y las pruebas de centrifugado. La selección de una u otra técnica dependerá del proceso de corazonamiento que se llevó a cabo para cada muestra de interés (Teklu² et al, 2013.)

El proceso de corazonamiento convencional presenta ciertas desventajas en cuanto a su alto grado de error al momento de estimar el Sor, ya que este se subestima respecto al valor real in situ. En yacimientos carbonatados naturalmente fracturados estas desventajas se acentúan en mayor medida, ya que al ser un sistema con fracturas de alta permeabilidad los fluidos pueden escapar fácilmente al momento de cortar el núcleo y llevarlo a superficie (bleeding), o bien este puede ser invadido y contaminado fácilmente por el fluido de perforación (Murphy & Owens, 1973). Por tal motivo, se requieren de técnicas especiales de obtención y análisis de plugs en yacimientos carbonatados naturalmente fracturados.

De las técnicas no convencionales de corazonamiento, las más conocidas y adecuadas para medir saturaciones de fluidos en la industria son las siguientes (Chang et al, 1988).

- *Corazonamiento a presión:* En este proceso se tiene un barril de corazonamiento diseñado para recuperar núcleos hasta superficie conservando las condiciones de presión de yacimiento en fondo. Es una herramienta muy útil para conservar las condiciones de saturaciones iniciales o residuales presentes en la cara de la formación antes y/o después de procesos de desplazamiento por agua (Waterflooding), de igual manera este

método permite conservar las saturaciones de gas presentes en la muestra con su composición original (API, 1998). En este tipo de operaciones se tienen en cuenta diversos factores como el sistema de fluido de perforación ideal para minimizar la contaminación del núcleo, tipos especiales de brocas para recuperar los núcleos y el control del sobre balance de la presión de corazonamiento para asegurar la recuperación de núcleos de alta calidad y representativos de la formación en estudio.

- *Corazonamiento tipo esponja*: Este sistema fue diseñado para mejorar la exactitud de los datos de saturación de aceite en núcleos de perforación. Este sistema no atrapa los gases del yacimiento pero si aquellos componentes líquidos que se expulsan del núcleo mientras este se lleva a superficie. A diferencia del corazonamiento a presión, este es mucho más económico hasta llegar al punto de ser igual de costoso a un proceso de corazonamiento convencional.

2.1.1. Pruebas de desplazamiento en plugs

Este tipo de pruebas de laboratorio consisten en realizar procesos de desplazamiento de fluidos a determinadas condiciones de presión y temperatura a través de *plugs* saturados de aceite (y agua en algunos casos), esto con el fin de desplazar la fase aceite del plug y así poder estimar la saturación de aceite residual al final de la prueba conociendo la saturación inicial de la muestra y su porosidad. Dichas pruebas de desplazamiento pueden realizarse en estado estacionario, donde se inyectan dos fluidos simultáneamente o en estado no estacionario, donde solo se inyecta un fluido en el plug.

Diversos autores han desarrollado experimentos de desplazamiento en plugs (Core flooding) carbonatados de alta heterogeneidad con diferentes fluidos, como agua con determinados grados de salinidad (Aladasani et al, 2012; Alameri et al, 2014; Al-Harrasi et al, 2012; Najafabadi, 2008; Pham & Al-Shahri, 2001; Sharifi & Shaikh, 2013; Verma et al, 1994), Polímeros y agentes químicos para modificar la mojabilidad de la roca (Acevedo-Velez et al, 2014; Van Bennetzen et al, 2014) y Vapor y CO₂ en plugs altamente fracturados (Liu et al, 1995; Asghari & Torabi, 2007). Cada experimento permite estimar propiedades petrofísicas del plug tales como permeabilidades relativas, presiones capilares y saturaciones residuales e irreducibles de aceite y agua.

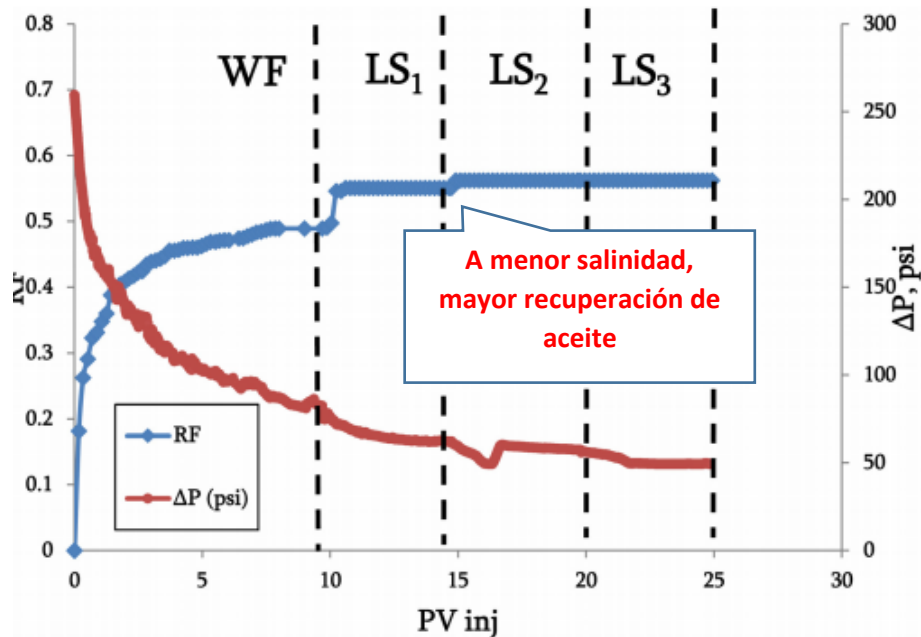
El desplazamiento con agua es el método de recuperación secundaria más común y exitosa en arenas convencionales, pero en yacimientos carbonatados naturalmente fracturados se deben considerar ciertos parámetros que permitan el barrido efectivo del aceite contenido tanto en la fractura como en la matriz. En plugs heterogéneos que tienen un sistema de porosidad doble (matriz-fractura) se

deben tener en cuenta 3 parámetros fundamentales para lograr obtener la menor saturación de aceite residual luego de una prueba de desplazamiento por agua, estos son:

- Tensión interfacial entre la fase desplazante (agua) y la fase desplazada (aceite).
- Mojabilidad y ángulo de contacto entre la fase desplazada y la muestra.
- Salinidad del agua.

Mediante resultados experimentales, algunos autores concuerdan, que el agua de baja salinidad influye en cambios de la mojabilidad de la roca (favoreciendo la mojabilidad al agua), esto disminuye los efectos capilares finales contribuyendo así a la recuperación de aceite por imbibición espontánea (Aladasani et al, 2012; Al-Harrasi et al, 2012). El ángulo de contacto entre la fase desplazada y la tensión interfacial entre ambas fases, son función de la salinidad del agua (Aladasani et al, 2012). El ángulo de contacto tiene una relación inversa con la salinidad (Sharifi & Shaikh, 2013) y con la tensión interfacial, por lo cual una fase desplazante de baja salinidad contribuye a la mojabilidad preferente al agua y a un barrido más eficiente de la fase a desplazar, como se muestra en la Figura 9 (Al-Harrasi et al, 2012) donde WF se refiere a la fase desplazante a una salinidad inicial y LS_n se refiere a una fase desplazante con menor salinidad a la fase anterior.

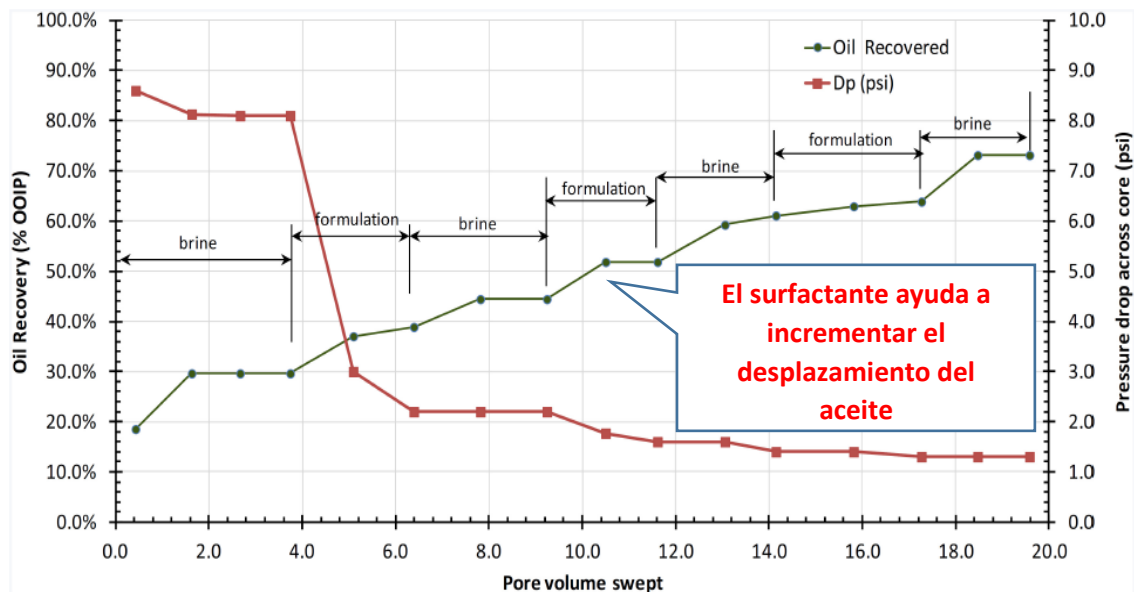
Figura 9. Efecto de la salinidad en la recuperación de aceite. Salinidad $WF > LS_1 > LS_2 > LS_3$.



Fuente: Adaptado de Alameri et al., 2014.

Los tratamientos químicos no son tan comunes en el análisis de recuperación de aceite (disminución del S_{or}) debido a su alto costo comparado al desplazamiento por agua, sin embargo se han reportado resultados exitosos en la medición de dicha propiedad alcanzado niveles satisfactorios de saturación de aceite residual utilizando surfactantes o polímeros para cambiar la mojabilidad de la muestra o incrementar la movilidad de la fase desplazada, respectivamente (Figura 10).

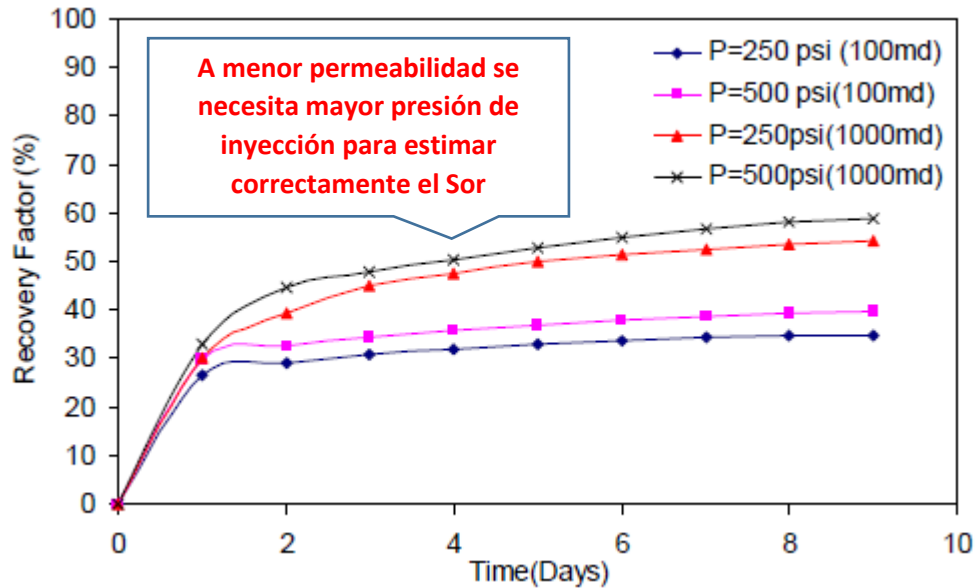
Figura 10. Prueba de desplazamiento en un plug carbonatado con flujos alternados de salmuera y surfactante.



Fuente: Adaptado de Acevedo-Velez et al., 2014.

Otra alternativa para medir la saturación de aceite residual es el desplazamiento con gases miscibles e inmiscibles, como es el caso del CO_2 . Esta técnica es mucho más económica comparada con la inyección de químicos en pruebas de desplazamiento en plugs, además se han reportado resultados exitosos tanto muestras saturadas de aceites pesados como de aceites livianos (Asghari & Torabi, 2007). En plugs naturalmente fracturados, el efecto de la permeabilidad de la matriz afecta considerablemente el desarrollo de esta técnica, ya que mientras que el aceite es expulsado de las fracturas mediante el empuje miscible o inmisible del CO_2 , el aceite de la matriz puede quedar atrapado si la permeabilidad de esta es lo suficientemente baja (Figura 11). La baja permeabilidad de la matriz podría implicar un aumento en la presión de inyección del gas para alcanzar un desplazamiento miscible, lo cual podría disminuir la eficiencia de la prueba y suponer un mayor impacto económico en la misma.

Figura 11. Efecto de la permeabilidad de la matriz en pruebas de desplazamiento con CO₂ en plugs fracturados.



Fuente: Adaptado de Asghari & Torabi, 2007.

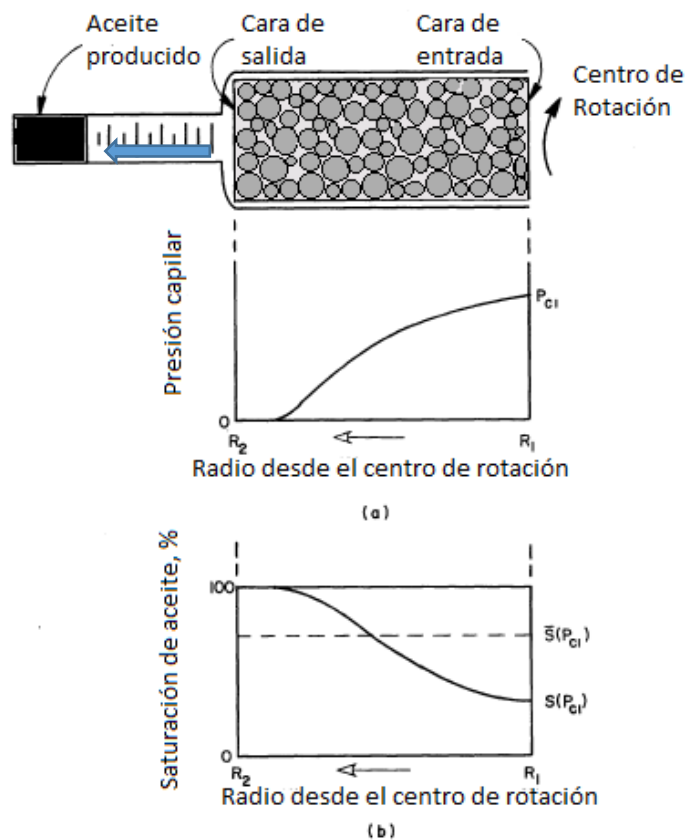
De igual manera, se han propuesto combinaciones de gases no hidrocarburos y vapor para determinar el Sor real en plugs fracturados (Liu et al, 1995). La combinación de estos dos fluidos permite disminuir la viscosidad del aceite favoreciendo su movilidad, así como la provocación del hinchamiento del mismo, lo cual supone un incremento en su producción. Además, la formación de emulsiones durante el desplazamiento ayudan a incrementar la movilidad de la fase desplazada en la fracturas. En este tipo de pruebas, se ha reportado que el Sor se ve afectada por la relación del vapor y el CO₂ con la temperatura de inyección, donde el Sor disminuye cerca de un 3% a 5% con cada 50°F de incremento en la temperatura de inyección.

2.1.2. Pruebas de centrífuga en plugs

En este tipo de pruebas de laboratorio, un plug saturado de aceite se confina en un recipiente especial y luego es sometido a diferentes velocidades rotacionales, a medida que este rota, otro fluido presente en el recipiente desplaza el aceite contenido en el plug. Luego de alcanzar un equilibrio en cada velocidad, la cantidad de líquido expulsada del plug es medida usando un estroboscopio. El cálculo del Sor sigue el mismo principio que la prueba de desplazamiento, donde al conocer la saturación inicial y la porosidad, se puede calcular fácilmente dicho parámetro. En esta prueba, la fuerza que actúa sobre la fase desplazada es la

presión capilar, sin embargo esta, al igual que la saturación, no es uniforme a lo largo del plug durante la prueba. En la cara de entrada del plug donde la presión capilar es máxima, la saturación es muy baja, por otro lado en la cara posterior de salida se puede tener una saturación del 100% ya que la presión capilar en este punto es cero (Rajan, 1986). En la Figura 12 se muestra un esquema del montaje experimental y las variaciones de saturación respecto a la presión capilar.

Figura 12. Esquema de prueba de centrifuga y distribución de la presión capilar y saturación de aceite en un plug.



Fuente: Adaptado de Rajan, 1986.

Las pruebas de centrifuga tienen una ventaja frente al desplazamiento de fluidos en plugs, y es que con el efecto de la fuerza centrífuga se vencen las fuerzas capilares y le dan una mayor importancia a las fuerzas gravitacionales, lo cual permite llegar a un valor más conservador del Sor en este tipo de análisis (Verma et al, 1994).

En la Tabla 2 se resumen las ventajas y desventajas de cada prueba de laboratorio en el momento de estimar el Sor en plugs recuperados de yacimientos carbonatados naturalmente fracturados, de acuerdo a lo discutido en este capítulo.

Tabla 2. Ventajas y desventajas de diferentes pruebas de laboratorio para estimar el Sor en formaciones carbonatadas naturalmente fracturadas.

Método / técnica	Ventajas	Desventajas
Prueba de desplazamiento con agua	<ul style="list-style-type: none"> • El agua de baja salinidad contribuye a la mojabilidad preferente al agua y por lo tanto a un mejor desplazamiento • Desplazamiento eficiente del aceite al ser fluidos inmiscibles • Económico 	<ul style="list-style-type: none"> • Se requieren altas presiones de inyección en formaciones de muy baja permeabilidad en la matriz • La eficiencia de desplazamiento depende considerablemente de la mojabilidad de la roca
Prueba de desplazamiento con químicos	<ul style="list-style-type: none"> • Permiten cambiar la mojabilidad de la roca a una preferente al agua • Pueden ser utilizados para mejorar el desplazamiento de aceite en función de la movilidad de las fases desplazante y desplazada 	<ul style="list-style-type: none"> • Se requieren altas presiones de inyección en formaciones de muy baja permeabilidad en la matriz. • Altos costos en comparación a la inyección de agua o gases
Prueba de desplazamiento con gases	<ul style="list-style-type: none"> • Amplia variedad de combinaciones de procesos (miscibles, no miscibles, con vapor, etc.) • Puede ser utilizada con aceites pesados 	<ul style="list-style-type: none"> • Más costoso que las pruebas de desplazamiento con agua • Se requieren altas presiones de inyección en formaciones de muy baja permeabilidad en la matriz.
Prueba de centrífuga	<ul style="list-style-type: none"> • Elimina las fuerzas capilares y le da más importancia a las fuerzas gravitacionales, logrando un valor de Sor más conservador 	<ul style="list-style-type: none"> • No simula el comportamiento de los fluidos a través del medio poroso en condiciones de desplazamiento

Fuente: Autor

3. MÉTODOS DE ESTIMACIÓN DEL SOR MEDIANTE PRUEBAS EN CAMPO EN YACIMIENTOS CARBONATADOS NATURALMENTE FRACTURADOS.

Este tipo de métodos de estimación de propiedades petrofísicas de la roca tales como el Sor tienen como característica principal, en la mayoría de casos, la medición indirecta de dichas propiedades. Esta medición indirecta se deriva de principios físicos aplicados en la lectura de herramientas de subsuelo como lo son los registros de pozos o en operaciones de inyección de fluidos especiales dentro de la formación de interés. En este capítulo, se presentan los métodos de campo más utilizados en la estimación del Sor en yacimientos carbonatados naturalmente fracturados, los cuales comprenden análisis de registros especiales y pruebas de inyección en pozos perforados en las formaciones de interés.

3.1. ANÁLISIS DE REGISTROS ESPECIALES.

Uno de los mayores retos en la caracterización de yacimientos carbonatados naturalmente fracturados es la determinación de las saturaciones de los fluidos del yacimiento mediante registros de pozos (Akkurt et al, 2000). Cuando no existen plugs disponibles para realizar pruebas de laboratorio, se deben utilizar registros de pozos para determinar la saturación de líquidos presente en los estratos de interés, sin embargo los registros convencionales y los modelos basados en resistividades no funcionan adecuadamente y esto es debido a que el contacto agua-aceite se encuentra en continuo movimiento debido a la interacción del sistema matriz-fractura y a la alta heterogeneidad del medio poroso, lo cual impide estimar la saturación de agua de manera convencional utilizando la ecuación de Archie o sus derivadas.

A continuación se presentan los registros especiales más utilizados en la industria para determinar saturaciones de aceite residual en formaciones carbonatadas naturalmente fracturadas, sus principios físicos, su funcionamiento y su análisis.

3.1.1. Registros de Resonancia Magnética Nuclear.

Los principios físicos que rigen a esta herramienta son la polarización magnética, los tiempos de relajación de las partículas excitadas y la precesión de las mismas (Brown & Gamson, 1960). La polarización se refiere a un fenómeno electromagnético donde se produce un alineamiento de partículas que responden a un campo magnético inducido, en el caso de formaciones rocosas las partículas que tienen una mayor respuesta de alineamiento a campos magnéticos son los protones encontrados en los átomos de hidrogeno, elemento que cuenta con una alta presencia tanto en el aceite como en el agua de formación. Para lograr la polarización de dichos protones de hidrogeno se aplica un fuerte campo magnético a la formación para que dichas partículas se alineen aproximadamente

perpendicularmente al campo magnético de la tierra. El tiempo que tarda en polarizarse cada partícula se denomina T1 o tiempo de relajación longitudinal y se toma como punto de referencia para determinar el tiempo de exposición de la formación al campo magnético inducido (normalmente 5 veces T1) (Herrick et al, 1979).

Una vez que se apaga el campo magnético inducido, las partículas intentan volver a su estado original, sin embargo este cambio de orientación no es instantáneo y depende de las propiedades giromagnéticas de la misma. En dicho lapso, la formación presenta un fenómeno de precesión el cual se deriva en una señal sinusoidal cuya amplitud es proporcional a la cantidad de núcleos de hidrogeno en la misma. El tiempo que tarda cada partícula en volver a su estado original se denomina T2 o tiempo de relajación transversal, este es proporcional al tamaño de poro (Figura 13) lo cual permite estimar la porosidad de la formación.

Los mecanismos de relajación en los poros de las formaciones son los siguientes:

- Relajación intrínseca o *bulk* del fluido, la cual se presenta cuando los fluidos no están en contacto con las caras de los poros o cuando los fluidos tienen una alta concentración de iones paramagnéticos.
- Relajación superficial, esta se presenta por la colisión de las moléculas de los fluidos con las caras de los poros y la posterior relajación de las mismas.
- Relajación por difusión, esta se presenta cuando se aplica un campo magnético variable a la formación.

Diversos estudios del efecto de la mojabilidad en las mediciones de resonancia magnética se han realizado para determinar cómo afecta esta propiedad de la roca a la distribución de tiempos de relajación T2 (Freedman et al, 2002; Leu et al, 2002; Zhang et al, 1999) En dichos estudios se demuestra que las mediciones de resonancia magnética nuclear son sensibles a la mojabilidad de la roca debido a una alta tasa de relajación causada cuando las moléculas de fluido entran en contacto con la cara de los poros que contienen iones paramagnéticos o impurezas magnéticas. A diferencia de la fase no mojante, la relajación superficial es dominante en la fase mojante de la roca y se expresa con la ecuación 1:

$$\frac{1}{T_{2,s}} = \frac{\rho S}{V}$$

Ecuación 1.

Donde,

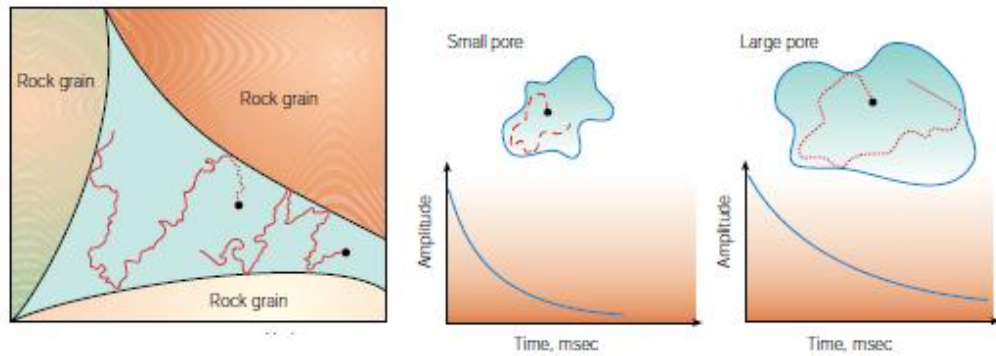
$T_{2,s}$ = Tiempo de relajación superficial

ρ = Poder relajante o relajabilidad de la formación

S = Área de la superficie del poro

V = Volumen ocupado por la fase mojante

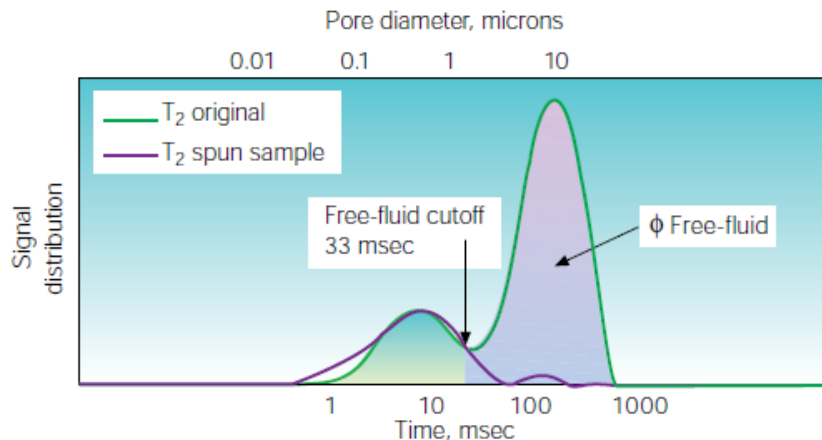
Figura 13. Efecto del tamaño de poro en los tiempos de relajación T2.



Fuente: Kenyon et al, 1995.

La porosidad estimada se denomina como porosidad de fluidos libres o índice de fluidos libres (FFI), esto ya que los protones de hidrógenos en sólidos o ligados a las superficies de los mismos presentan tiempos de relajación T2 muy cortos, los cuales no se alcanzan a apreciar en la medición. En el análisis de las señales de T2 se puede determinar la cantidad de fluidos que se puede producir y aquella que está ligada a arcillas y/o por fuerzas capilares a la roca, dichas cantidades de fluidos están representadas por el área bajo la curva de distribución. En la Figura 14 se observa una señal de T2 procesada en la cual se realiza un corte o *cutoff* en el cual se distinguen dos zonas: a la izquierda del corte se encuentran aquellos fluidos no móviles y a la derecha del corte aquellos fluidos que se pueden producir.

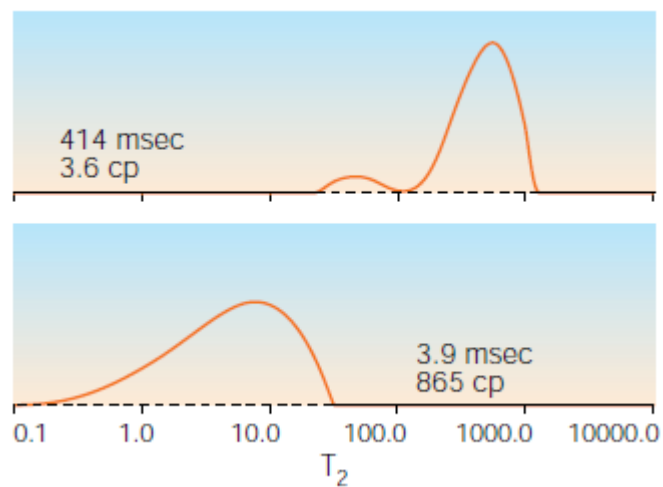
Figura 14. Identificación de fluidos libres a partir de señales de T2.



Fuente: Adaptado de Kenyon et al, 1995.

Si bien esta herramienta provee mediciones directas de saturaciones de fluidos libres y no móviles, aun cuenta con algunas desventajas respecto al tipo de fluidos que puede analizar. Por ejemplo, fluidos con un bajo índice de hidrogeno (HI) como el gas presentaran tiempos de relajación muy cortos, que la herramienta no podrá registrar. Por otro lado, fluidos con viscosidades muy altas presentan átomos de hidrogeno cuyos protones tienen muy poca movilidad, por lo que los tiempos de relajación tienen a ser muy cortos, tanto que la herramienta no es capaz de registrar (Figura 15).

Figura 15. Efecto de la viscosidad del aceite en los tiempos de relajación T₂.



Fuente: Kenyon et al, 1995.

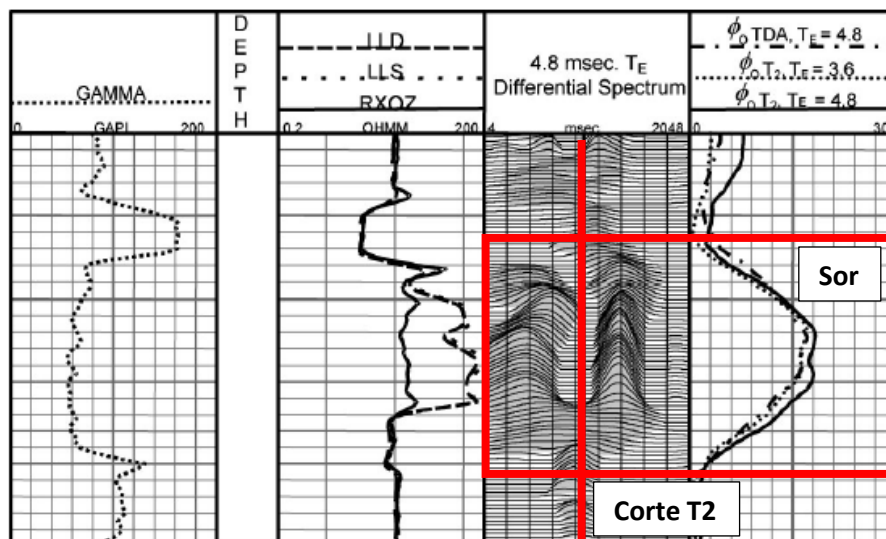
Además de ser útil para determinar la saturación de agua irreducible, la permeabilidad y la porosidad de la formación y el tipo de hidrocarburos en la misma, la herramienta de resonancia magnética nuclear permite determinar directamente el Sor, por lo que es considerada como la técnica de campo de mayor exactitud para estimar esta propiedad (Neuman & Brown, 1982; Robinson et al, 1974). Anteriormente, La medición de dicha propiedad se realizaba mediante un proceso previo de invasión de fluido de perforación a la formación de interés, esto con el fin de ingresar una cantidad y concentración determinada de iones paramagnéticos a la formación los cuales redujeran significativamente los tiempos de relajación del agua de formación, así la herramienta solo podría reconocer las señales emitidas por el aceite residual en la misma (Herrick et al, 1979). Algunos autores han realizado estudios de saturaciones de fluidos en carbonatos utilizando esta técnica (Brown & Gamson, 1960; Chandler et al, 1987). Actualmente, las herramientas de resonancia magnética nuclear se basan en el fenómeno de difusión de los fluidos en el yacimiento para determinar las saturaciones de estos

de acuerdo a los espacios porosos que ocupan, este método es también llamado *difusión mejorada* (Akkurt et al, 2000). En este método, dado que la salmuera es más difusiva que los hidrocarburos, el tiempo de corte T2 puede reducirse eliminando el tiempo de corte T1, lo cual permite distinguir fácilmente entre las dos fases (agua y aceite). El método de *difusión mejorada* consiste en aumentar el tiempo entre ecos recibidos por la herramienta para aumentar la relajación por difusión y así disminuir el tiempo de corte T2 del agua lo suficiente para poder observar la señal del petróleo en la zona lavada (Khatchikian, 2011), con lo cual se aprovecha el contraste de difusión entre el agua y el aceite separando sus respectivas resonancias magnéticas nucleares, sin embargo esta práctica está limitada por algunas consideraciones:

- Debe existir un buen contraste entre las señales T2 aparentes del agua y el aceite cumpliendo que $T2_o \gg T2_w$.
- Debe existir un volumen suficiente de aceite en la zona lavada para que la señal de este puede ser detectada.

En la Figura 16 se observa el resultado del procesamiento de señales T2 utilizando el método de difusión mejorada. Se puede observar que el corte T2 separa claramente las fases agua y aceite, lo cual permite estimar directamente la porosidad ocupada por el aceite residual en la zona lavada.

Figura 16. Método de difusión mejorada para estimar el Sor. Gamma Ray (track 1), Resistividad (track 3), distribución T2 (track 4), Sor (track 5).



Fuente: Adaptado de Akkurt et al, 1999.

La técnica de mapas D-T2 es una metodología innovadora desarrollada para la herramienta de resonancia magnética nuclear, la cual permite diferenciar los fluidos del yacimiento que no se podrían detectar individualmente con registros e interpretaciones convencionales. Esta técnica se basa en la diferencia entre los coeficientes de difusión que tienen el agua, el gas y el aceite. La ecuación 2 (Johare et al, 2013) muestra los mecanismos de relajación en la herramienta de resonancia magnética nuclear.

$$\frac{1}{T_{2app}} = \frac{1}{T_{2int}} + \frac{1}{T_{2diff}}$$

Ecuación 2.

Donde,

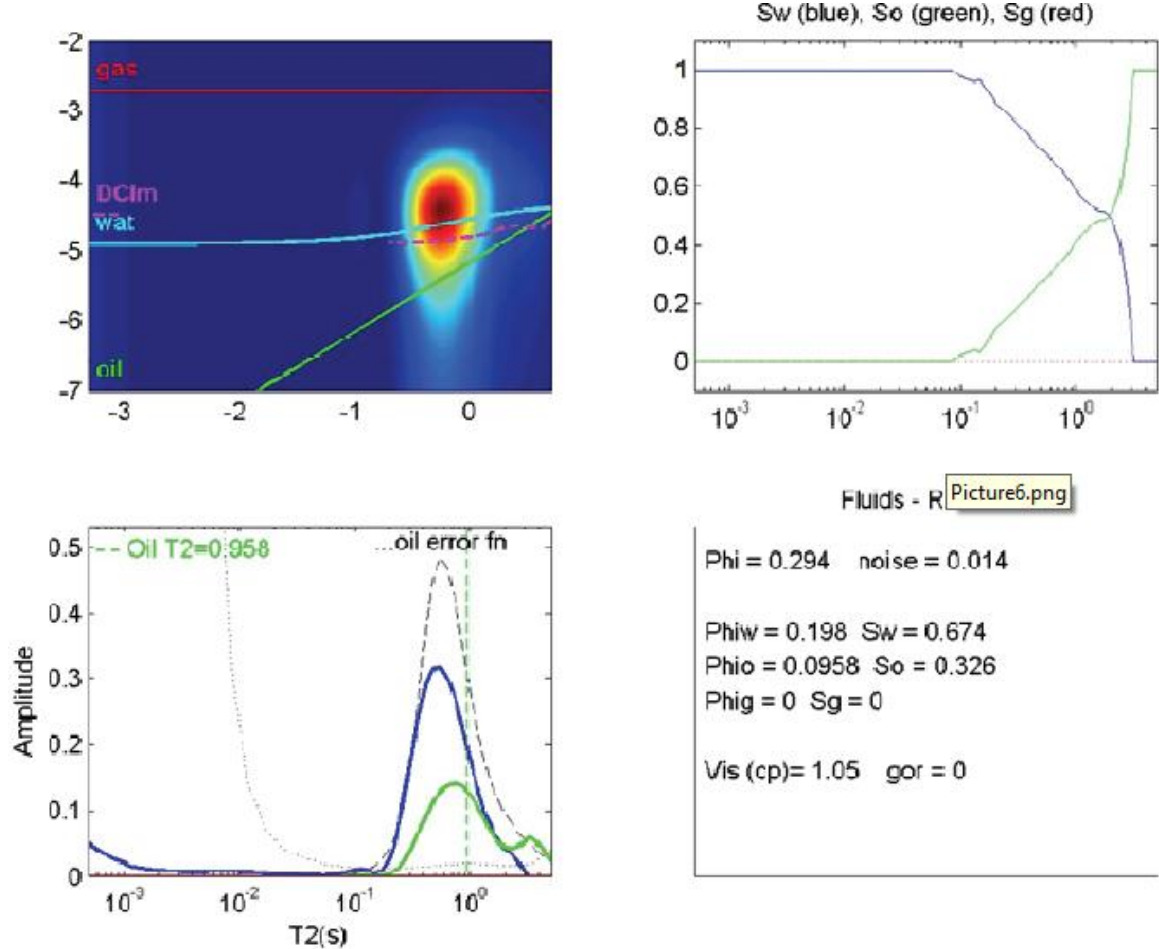
T_{2app} = Tiempo de relación aparente.

T_{2int} = Tiempo de relajación intrínseco.

T_{2diff} = Tiempo de relajación por difusión.

El método D-T2 aprovecha que el tiempo de relajación T2 del agua, gas y aceite son diferentes, incluso entre distintos tipos de aceite este depende de la viscosidad de los mismos como se ha mencionado anteriormente. Esto se debe a que los coeficientes de difusión dependen del gradiente del campo magnético emitido por la herramienta, el número de ecos y el tiempo entre ecos, lo cual permite derivar este parámetro a partir de las mediciones realizadas por el registro. El coeficiente de difusión se grafica vs el tiempo de relajación intrínseco T_{2int} , allí los fluidos se diferencian y se procede a calcular la porosidad y saturación de cada fluido. En la Figura 17 se puede observar un caso de aplicación de mapas D-T2 en un yacimiento carbonatado en el Medio Oriente, allí se calculan los perfiles de porosidad y saturación a partir de las constantes de difusión y los tiempos de relajación.

Figura 17. Aplicación de mapas D-T2 para estimar la saturación de fluidos.



Fuente: Edwards et al., 2011.

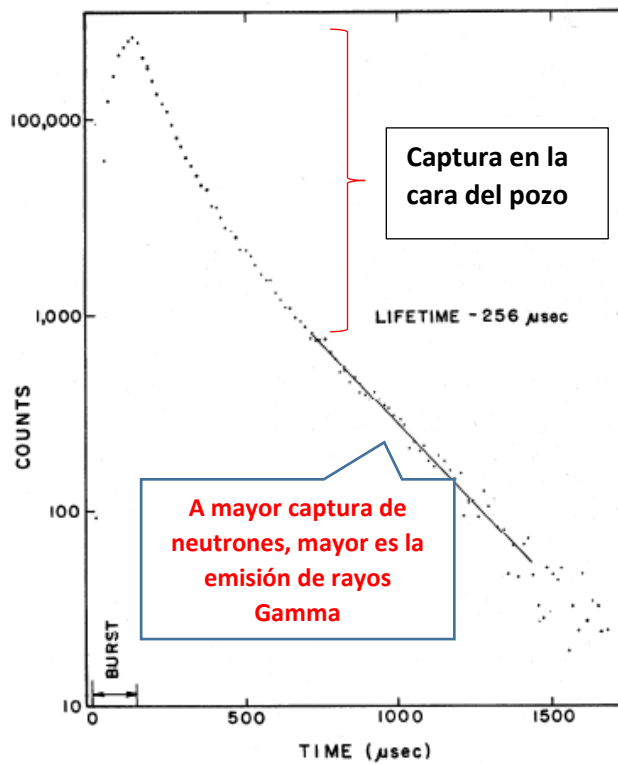
En el caso de yacimientos carbonatados naturalmente fracturados, las fracturas y vórgulos abiertos representan un volumen de poro significativo y las lecturas de tiempos de relajación de fluidos por relajación superficial se espera que sea alta, sin embargo esto solo se presenta en la vida temprana del yacimiento ya que una vez drenadas las fracturas, el flujo de fluidos será aportado principalmente por la matriz donde se tienen menores tamaños de poros y estos son los que en un futuro representarán las saturaciones residuales de interés, por lo tanto es un aspecto se debe tener en cuenta durante el desarrollo del yacimiento para poder estimar correctamente los valores del S_{or} .

3.1.2. Registros de Captura de Neutrón.

Los registros de captura de neutrón o también conocidos como registros de tiempo de vida de neutrón o registros de tiempo de caída, son un tipo de registros nucleares similares a los registros de porosidad neutrón, pero se difieren en su principio de medición. Este tipo de registros posee la ventaja de que se puede correr en hueco revestido y permite diferenciar entre formaciones de aceite, gas o agua salada en una gran variedad de condiciones (Youmans & Hopkinson, 1964). Algunas de sus aplicaciones en campo son: la determinación de la salinidad y la saturación del agua de formación, la integridad mecánica del pozo, la integridad de empaques de grava y la saturación de aceite residual.

El principio de medición de esta herramienta se basa en la captura de neutrones termales (ralentizados) por la formación, los cuales se generan por un pulso de neutrones dirigido desde la herramienta, este pulso se genera mediante el encendido y el apagado de la misma y normalmente es de 14 Mev. El pulso se mantiene encendido entre 30 y 100 μs y se apaga por un periodo de tiempo mayor entre 1000 y 3000 μs (Hilchie et al, 1968). La formación captura estos neutrones termales a tasas medibles, las cuales son sensibles a la salinidad de los fluidos de la formación y varían dependiendo de las propiedades de la roca. Una vez capturados los neutrones termales la formación emite radiación en forma de rayos gamma – controlados por la población de neutrones termales – los cuales son medidos por la herramienta mientras el pulso se encuentra apagado. Dicha población está controlada principalmente por la captura de los neutrones que chocan con la formación y aquellos que se filtran por efectos de difusión. La Figura 19 muestra una gráfica semilog que representa un comportamiento típico en la población de neutrones termales durante un pulso emitido por la herramienta, en este caso tomado en una formación carbonatada. En la Figura 18 se puede observar que la población aumenta en un principio debido al pulso de neutrones que choca con la formación, luego disminuye la población debido a la absorción de los neutrones termales por parte de los fluidos que se encuentran en la cara del pozo y finalmente se observa un comportamiento lineal i.e aproximadamente exponencial cuya pendiente es inversamente proporcional al tiempo de vida (que tan rápido se absorben los neutrones) de los neutrones termales, el cual se encuentra normalmente entre 70 y 500 μs (Hilchie et al, 1968).

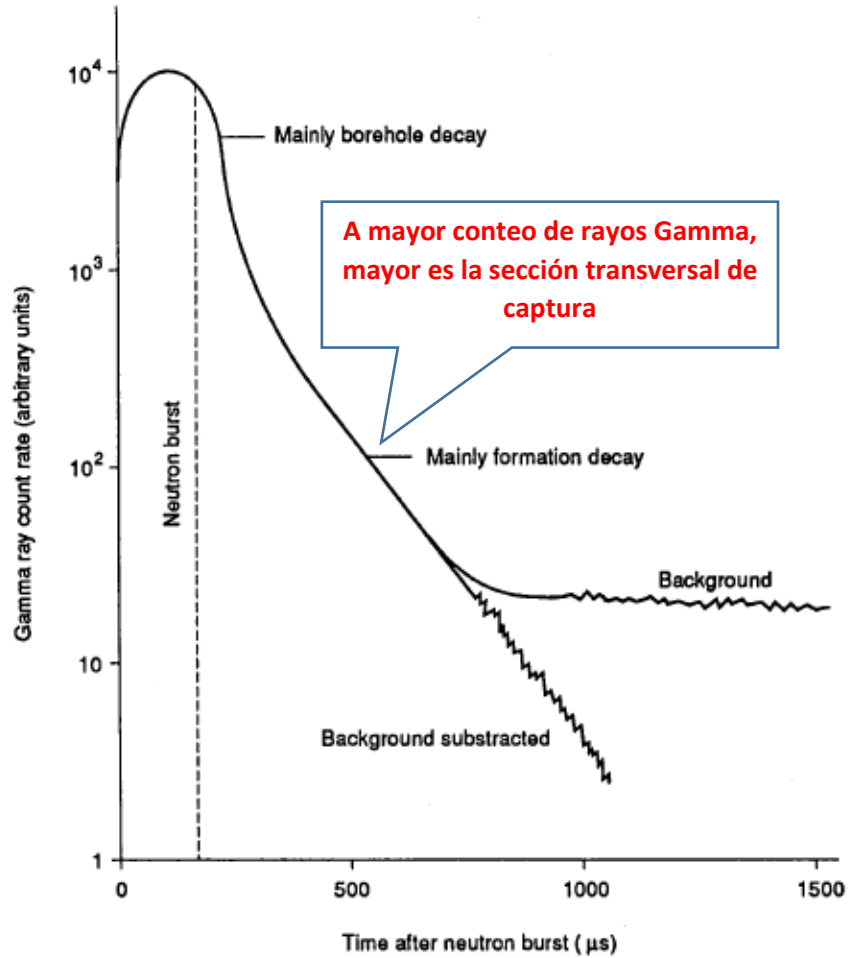
Figura 18. Población de neutrones termales en función del tiempo en una formación carbonatada.



Fuente: Adaptado de Hilchie et al, 1968

La lectura de rayos gamma que da la herramienta debido a la absorción de los neutrones tiene un comportamiento similar y se muestra en la Figura 19. La diferencia es que la curva de conteo de rayos gamma presenta la caída exponencial en un menor tiempo comparada con la curva de población de neutrones termales.

Figura 19. Conteo de rayos gamma en función del tiempo.



Fuente: Adaptado de Van den Berg, 1989.

El comportamiento exponencial que se observa en las Figuras 18 y 19, se pueden expresar mediante la siguiente ecuación (Youmans & Hopkinson, 1964):

$$N = N_0 e^{-\Sigma VT}$$

Ecuación 3.

Donde,

N = Número de neutrones térmicos en un tiempo T .

N_0 = Número de neutrones térmicos en $T = 0$.

Σ = Sección transversal de captura total de neutrones.

V = Velocidad de los neutrones.

T = Tiempo.

El parámetro Σ o sección transversal de captura se define como la habilidad relativa de un material para capturar o absorber neutrones termales libres, este se expresa en unidades de captura API y es el parámetro clave para determinar saturaciones de hidrocarburos en una formación (Van Den Berg, 1989). Los registros de captura de neutrón derivan el valor de Σ de las curvas de conteo de rayos gamma como se muestra en la Figura 20, de igual manera este parámetro se puede representar mediante la siguiente expresión (Wyman, 1977):

$$\Sigma = \Sigma_{ma}(1 - \phi) + \Sigma_w S_w \phi + \Sigma_h(1 - S_w)\phi$$

Ecuación 4.

Donde,

Σ = Sección transversal de captura total de neutrones.

Σ_{ma} = Sección transversal de captura de neutrones de la matriz.

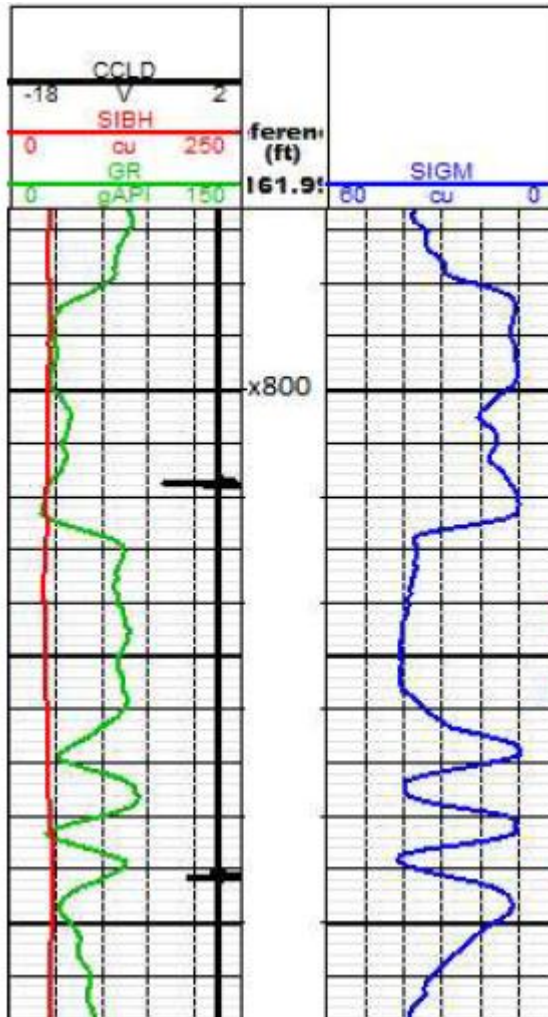
ϕ = Porosidad.

Σ_w = Sección transversal de captura de neutrones del agua de formación.

S_w = Saturación de agua.

Σ_h = Sección transversal de captura de neutrones de los hidrocarburos.

Figura 20. Presentación del registro de captura de neutrones. CCI log, Sección transversal de captura de neutrones en la cara del pozo y Gamma Ray (Track 1), profundidad (Track 2), Sección transversal de captura total de neutrones (Track 3).



Fuente: Rose et al., 2015.

La ecuación 4 se puede utilizar para estimar el S_{or} en yacimientos carbonatados naturalmente fracturados conociendo los valores de porosidad y sección transversal de captura de la matriz y los fluidos, teniendo en cuenta que la porosidad comprende la identificación de fracturas y vórgulos abiertos en la formación. Algunos autores (Al-Aryani et al, 2011; Noblett & Gallagher, 1993) han publicado estudios de monitoreo y estimación del S_{or} en yacimientos carbonatados naturalmente fracturados a nivel mundial utilizando herramientas avanzadas de captura de neutrones. Sin embargo, el uso individual de esta herramienta para estimar el S_{or} en una formación no es recomendable, ya que los valores de Σ_{ma} , Σ_w y Σ_h tienen un alto grado de incertidumbre asociado a

propiedades de la roca y los fluidos (Murphy & Owens, 1972; Teklu¹ et al, 2013; Wyman, 1977). Por otro lado, Richardson & Wyman (1971) Propusieron la técnica de Log-Inject-Log que puede utilizar el registro de captura de neutrones y la inyección de un determinado fluido a la formación para realizar la medición del Sor. Sobre esta técnica se discutirá con mayor profundidad más adelante en este capítulo.

3.1.3. Registros de Resistividad.

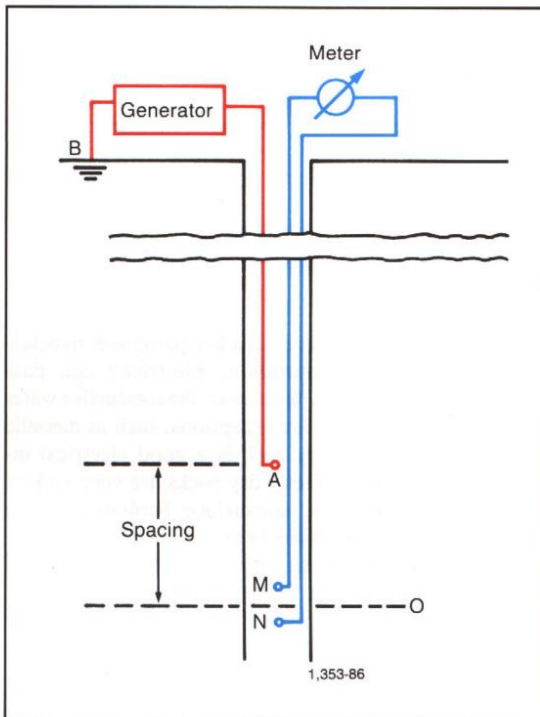
Los registros de resistividad son ampliamente utilizados en la industria para la evaluación de formaciones en diferentes etapas del desarrollo de un pozo petrolífero. El principio básico de este tipo de registros es la medición de la resistividad de la formación y/o fluidos allí presentes para estimar propiedades del yacimiento, tales como la saturación de fluidos. Los registros de resistividad pueden clasificarse en dos tipos según el principio de medición utilizado por cada herramienta, adicionalmente estos se pueden subdividir de acuerdo a los diferentes métodos de medición asociados a accesorios de la herramienta, sin embargo este trabajo se enfocará únicamente en aquellos métodos que se han utilizado para determinar la saturación de aceite residual en yacimientos carbonatados naturalmente fracturados y que están registrados en la literatura, los cuales son:

- Registros eléctricos con electrodos
 - Registros con electrodos de enfoque o laterolog
 - Registros de microresistividad
- Registros de inducción.

- **Registros eléctricos con electrodos.**

Los registros eléctricos con electrodos son los registros de resistividad más antiguos y menos utilizados actualmente para la evaluación de formaciones, sin embargo en algunos pozos antiguos solo se disponen de estos registros así que es conveniente conocer su funcionamiento. El principio de medición de esta herramienta se basa en introducir corriente a la formación por medio de electrodos y se miden los voltajes entre los electrodos de medición, estos voltajes proporcionan la resistividad para cada dispositivo (Khatchikian, 2011). Por la naturaleza de su principio de medición, este tipo de registros se debe correr en pozos perforados o lavados con fluidos de alta salinidad o en formaciones de alta resistividad para que funcione adecuadamente. La Figura 21 muestra la configuración de los electrodos que emiten la corriente eléctrica a la formación y aquellos que realizan la medición del voltaje.

Figura 21. Esquema de la herramienta de registro eléctrico de electrodos.

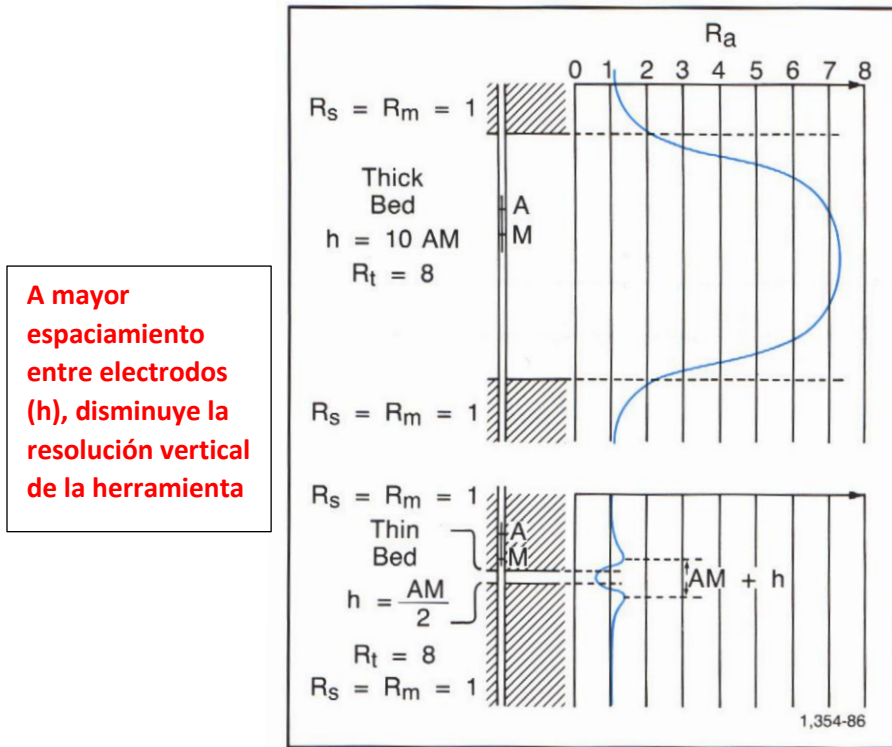


Fuente: Schlumberger, 1989.

La corriente se genera entre los electrodos AB y el punto de medición se encuentra en O, es decir la mitad del espacio entre M y N. Los electrodos M y N están localizados en dos superficies equipotenciales esféricas y concéntricas en A, en donde se mide la diferencia de potenciales. La profundidad de investigación del registro está relacionada directamente con el espaciamiento AO (Khatchikian, 2011).

En los registros de resistividad, es de gran importancia alcanzar la mayor profundidad de investigación posible ya que las resistividades de la formación y/o los fluidos en la cara del pozo pueden verse afectadas por la invasión de fluido de perforación a la formación. En los registros eléctricos de electrodos, alcanzar la profundidad de investigación ideal es un gran problema, ya que a medida que esta se aumenta (mediante el aumento del espaciamiento de los electrodos de medición AM) la resolución vertical del registro disminuye, como se observa en la Figura 22, donde el espaciamiento está representado por h.

Figura 22. Respuesta del registro eléctrico de electrodos en capas gruesas y delgadas.



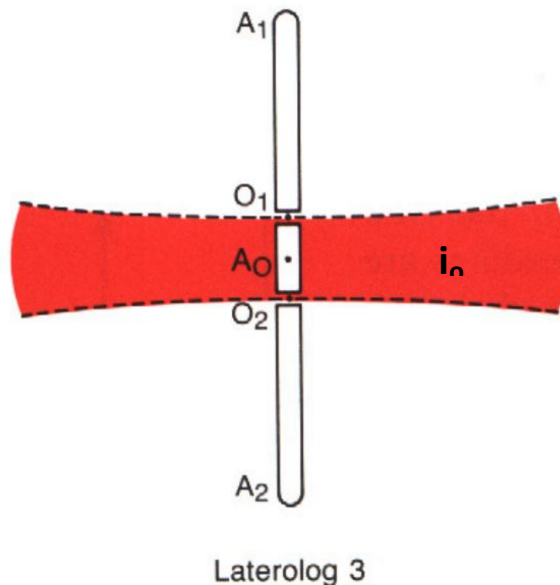
Fuente: Adaptado de Schlumberger, 1989.

La pérdida de resolución vertical afecta drásticamente la respuesta del registro en capas delgadas, ya que el registro no las “ve” y las pasa por alto. Esta es la principal razón por la que se crearon los registros con electrodos enfocados o laterolog, los cuales corrigen este problema.

- **Registros con electrodos de enfoque.**

Los registros con electrodos de enfoque o laterolog, son registros eléctricos similares a los anteriormente mencionados, con la excepción que los electrodos aquí utilizados tienen un enfoque específico de profundidad de investigación. El principio de medición de las herramientas con electrodos de enfoque se puede explicar con la herramienta laterolog 3, el cual fue uno de los primeros laterolog en salir al mercado (Figura 23).

Figura 23. Esquema de la herramienta laterolog 3.



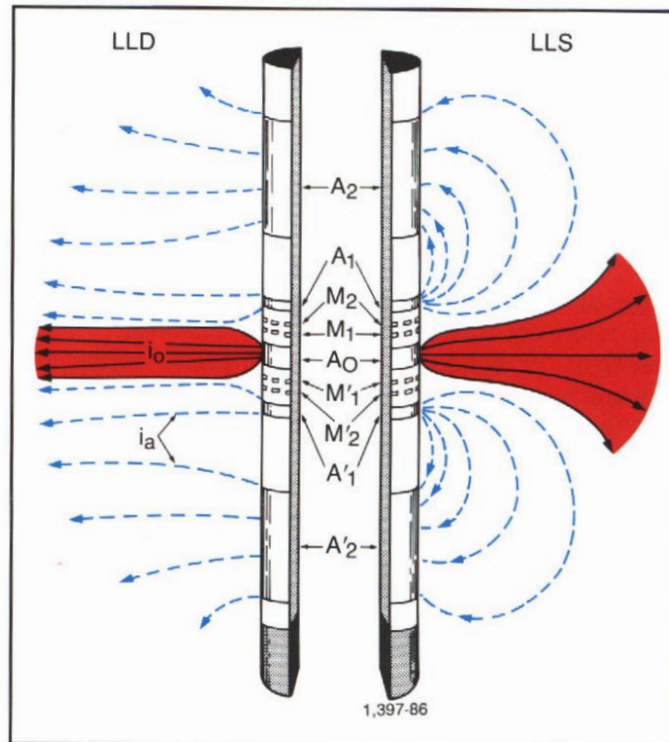
Fuente: Adaptado de Schlumberger, 1989.

La herramienta utiliza electrodos de guarda para enfocar la corriente de medición en una hoja horizontal que penetra la formación, como se muestra en la Figura 22. Colocados de manera simétrica a cada lado del electrodo central A_0 , se encuentran dos electrodos muy largos (aproximadamente de 5 pies), O_1 y O_2 que están conectados por un corto circuito. Una corriente i_0 , fluye del electrodo A_0 , cuyo potencial es fijo. Una corriente de compensación fluye de O_1 y O_2 y se ajusta de manera automática para mantener O_1 y O_2 al potencial de A_0 . Así, todos los electrodos de la sonda se mantienen al mismo potencial constante. Entonces la magnitud de la corriente i_0 es proporcional a la conductividad de la formación. El haz de corriente i_0 se restringe al área en forma de disco (Kenyon & Baker, 1984).

La herramienta principalmente busca medir la resistividad de la zona virgen o no invadida de la formación R_t , sin embargo la respuesta de la herramienta debe ser corregida por efectos de pozo y de invasión, por lo cual requiere de tres mediciones que indiquen el diámetro de invasión, la resistividad de la zona lavada R_{xo} (asumiendo que no hay una zona de transición) y la resistividad de la zona virgen R_t (Khatchikian, 2011). Los antiguos registros de laterolog son herramientas obsoletas para proporcionar estas medidas, por lo cual se desarrollaron las herramientas de **doble laterolog**.

La herramienta de doble laterolog, proporciona dos mediciones enfocadas hacia la formación, una profunda y otra somera. La Figura 24 muestra el esquema de una herramienta doble laterolog, donde los electrodos de enfoque profundo se encuentran a la izquierda y los electrodos de enfoque somero a la derecha de la misma.

Figura 24. Esquema de la herramienta doble laterolog.



Fuente: Schlumberger, 1989.

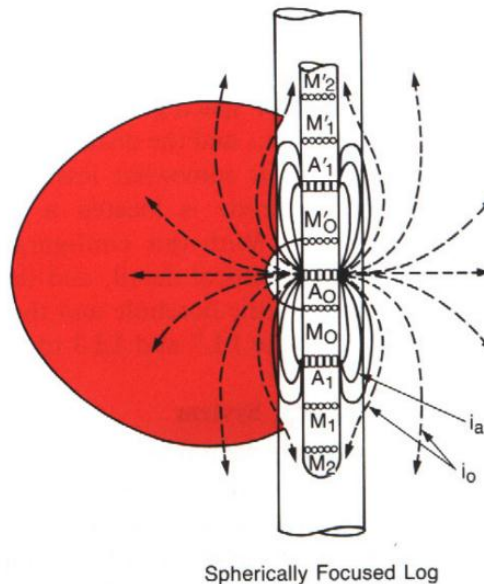
En este tipo de herramientas se obtienen un cierto grado de exactitud en la medición de resistividades altas o bajas empleando un sistema de medición de “potencia constante”, el cual consiste en variar y medir las corrientes de medición i_0 y voltaje de medición V_0 pero manteniendo constante el producto entre ambos (potencia) (Kenyon & Baker, 1984).

La lectura de resistividades del laterolog profundo (LLD) permite estimar confiablemente la R_t debido a su alta profundidad de investigación, lo cual se logra con electrodos de guarda más grandes, siempre y cuando permanezca bajo el espesor nominal del haz de corriente para mantener una buena resolución vertical del registro. Por otro lado las lecturas de resistividades del laterolog somero (LLS)

responden a la encontradas en las cercanías a la cara del pozo, este tipo de enfoque es denominado pseudolaterolog por el cual la corriente de enfoque regresa a los electrodos cercanos en lugar a los electrodos remotos, lo cual provoca que la corriente de medición se disperse más rápidamente una vez esta entra a la formación (Khatchikian, 2011).

En la Figura 24, el electrodo de enfoque somero es un dispositivo de enfoque esférico y es lo que se conoce en la industria como **registro de enfoque esférico**. Este laterolog está diseñado principalmente para realizar mediciones LLS y se diferencia de anteriores dispositivos de enfoque en que el registro de enfoque esférico establece superficies esféricas equipotenciales alrededor del electrodo y no discos planos (Figura 25).

Figura 25. Esquema de la herramienta doble laterolog.



Fuente: Adaptado de Schlumberger, 1989.

Este tipo de registros o herramientas, son las que actualmente se utilizan en la industria para determinar propiedades de las formaciones como lo es el Sor, incluso en yacimientos carbonatados naturalmente fracturados.

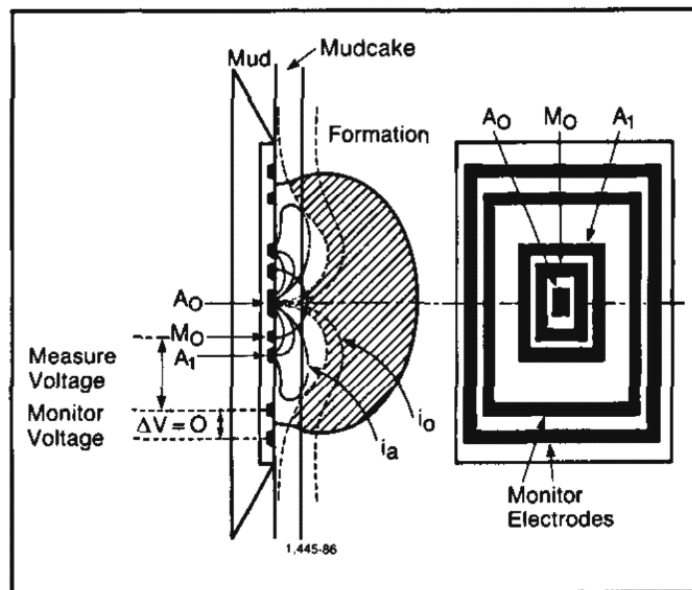
- **Registros de microresistividad.**

Los registros de microresistividad son registros eléctricos diseñados para estimar propiedades y describir capas permeables con mediciones en las cercanías a la cara del pozo. Presentan el mismo principio de medición, con la diferencia de que

en este tipo de registros se utiliza un patín de goma donde se localizan los electrodos, el cual se ubica contra la cara del pozo así se eliminan los efectos del pozo en la medición de la herramienta. La propiedad que estos registros miden es la resistividad de la zona lavada R_{xo} , crucial en la estimación del S_{or} en la formación.

De acuerdo con la literatura, en el caso de la estimación del S_{or} en yacimientos carbonatados naturalmente fracturados, la herramienta microresistiva que se utiliza con mayor frecuencia es el **registro microresistivo de enfoque esférico**, cuyo esquema se muestra en la Figura 26.

Figura 26. Esquema de la herramienta de registro microresistivo de enfoque esférico.



Fuente: Schlumberger, 1989.

La corriente de control fluye al exterior desde un electrodo central, A_0 . Las corrientes compensadoras que pasan entre los electrodos A_0 y A_1 , fluyen hacia el revoque, y hasta cierto punto, a la formación. Por lo tanto, la corriente de medición i_0 se confina a un camino que va a la formación, donde se refleja con rapidez y regresa a un electrodo remoto, B. Para lograr esto, la corriente compensadora se ajusta para que el voltaje monitor sea igual a cero. Al forzar a la corriente de medición a fluir directamente hacia la formación, se minimiza el efecto de resistividad del revoque sobre la respuesta de la herramienta. Sin embargo, la

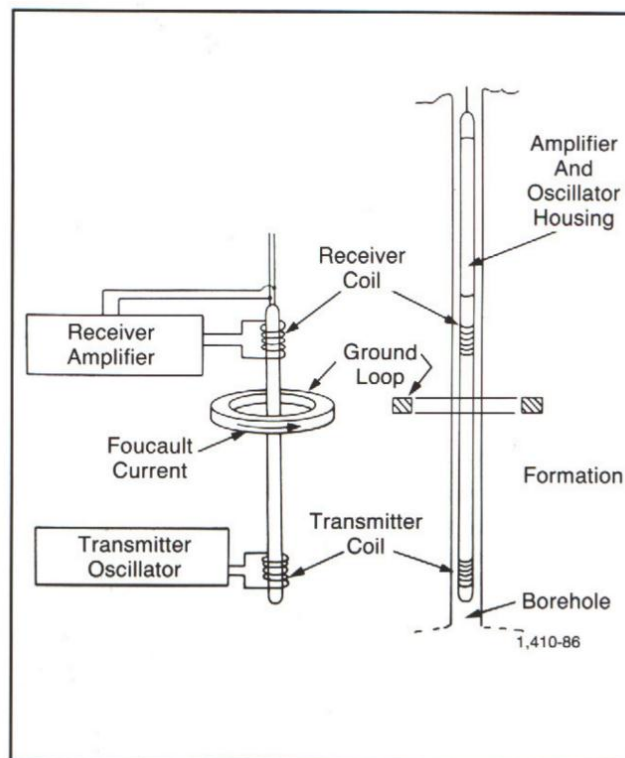
herramienta de cualquier manera conserva una profundidad de investigación muy somera (Khatchikian, 2011).

- **Registros de inducción.**

Este tipo de registros, al igual que los registros eléctricos con electrodos, miden la resistividad de la formación y los fluidos. Sin embargo su principio de medición se basa en la identificación de zonas de alta conductividad que es el inverso a la resistividad de la formación. Los registros de inducción, a diferencia de los registros eléctricos con electrodos, pueden correrse en pozos perforados o lavados con fluidos no conductivos y en formaciones de media a baja resistividad.

Aunque las herramientas de inducción en la actualidad poseen muchas bobinas transmisoras y receptoras, el principio de medición se puede explicar considerando una sonda con una sola bobina transmisora y otra receptora como se muestra en la Figura 27.

Figura 27. Esquema de una sonda básica de inducción.



Fuente: Schlumberger, 1989.

Se envía una corriente alterna de alta frecuencia (entre 10 y 40 KHz) y de intensidad constante a través de la bobina transmisora. Se crea un campo magnético alterno que induce corrientes hacia la formación alrededor del pozo. Dichas corrientes fluyen en anillos de forma circular que son coaxiales con la bobina de transmisión, y crean a su vez un campo magnético que induce un voltaje en la bobina receptora. Como la corriente alterna en la bobina es de amplitud y frecuencia constantes, las corrientes de anillo son directamente proporcionales a la conductividad de la formación. El acoplamiento directo entre la bobina transmisora y receptora, se elimina con el uso de bobinas compensadoras. En un dispositivo de inducción básico de dos bobinas la profundidad de investigación es función del espaciamiento entre las mismas, por lo cual todo aumento de la profundidad de investigación empeora la resolución vertical. Por este motivo se utilizan bobinas transmisoras y receptoras adicionales que mejoran la resolución vertical para una dada profundidad de investigación (Khatchikian, 2011).

Las herramientas de inducción que actualmente están disponibles en el mercado son herramientas de doble inducción, o también conocidas como doble inducción laterolog. Este tipo de herramientas tiene el mismo objetivo que el laterolog de electrodos, ya que utiliza corrientes enfocadas de alta profundidad (ILD) y media profundidad de investigación (ILM). En las herramientas doble inducción laterolog el dispositivo de lectura de profundidad de investigación somera se reemplaza por un registro de enfoque esférico.

En los registros de resistividad convencionales, la estimación del Sor se realiza por medio de la ecuación de Archie (Archie, 1942) (Ecuación 5). Esta ecuación se derivó para ser utilizada en yacimientos homogéneos e intergranulares y relaciona las lecturas de resistividad de los registros anteriormente mencionados.

$$S_{or} = 1 - S_w = 1 - \left(\frac{R_w}{R_t \phi^m} \right)^{1/n}$$

Ecuación 5.

Donde,

S_{or} = Saturación de aceite residual.

S_w = Saturación de agua.

R_w = Resistividad del agua de formación.

R_t = Resistividad de la zona virgen o no lavada.

ϕ = Porosidad.

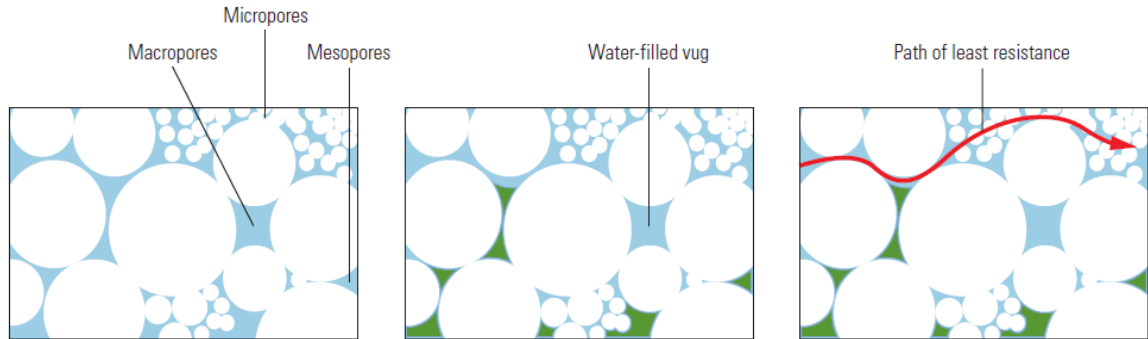
n = Exponente de saturación.

m = Exponente de litología.

Sin embargo, en yacimientos carbonatados naturalmente fracturados el uso de esta ecuación no es recomendado ya que el medio poroso y la estructura matricial son altamente heterogéneos y esto se traduce a valores de Sor con un alto grado de incertidumbre lo cual no es aceptable para propósitos de recuperación mejorada (Saidi, 1987).

El comportamiento no-Archie de este tipo de yacimientos se da principalmente por la complejidad de la estructura poral reflejada en su doble y hasta triple porosidad y la gran variedad de tamaños de poro en la formación tanto micro, meso como macro poros (Fleury, 2002). Esto afecta directamente el exponente de cementación, ya que vórgulos presentes en la formación tienden a aumentar dicho parámetro a diferencia de grandes poros intergranulares. La distribución de fluidos y la mojabilidad mixta en este tipo de yacimientos son otros de los problemas que impide el uso de la ecuación de Archie. Esto se debe a que durante el llenado de los carbonatos, el agua y el aceite se ubican en distintos tamaños de poro, esto ocurre debido a la naturaleza de este tipo de yacimientos donde la fracción de meso poros que se llenan de aceite pueden adquirir una mojabilidad preferente al aceite a causa de la afinidad de la formación a los compuestos ácidos del aceite crudo, mientras que los micro poros, debido a fuerzas capilares, solo se llenan con agua adquiriendo una mojabilidad preferente al agua (Al-Marzouqi et al, 2010). Esta compleja distribución de fluidos y la presencia de una mojabilidad mixta puede llevar a errores de medición, ya que las lecturas de resistividad de registros pueden aparentar menores valores de resistividad debido a caminos de alta conductividad creados por los poros llenos de agua (Figura 28), por otro lado el exponente de saturación n depende en gran medida de la mojabilidad de la roca, ya que en formaciones mojadas por agua el exponente puede llegar a valores de 2, mientras que en formaciones mojadas por aceite puede llegar a valores de hasta 10, lo cual supone un alto grado de error en los cálculos (Anderson, 1986). Adicionalmente, los registros laterolog equipados con registros de enfoque esférico están limitados a ciertos tipos de yacimientos naturalmente fracturados, específicamente a los yacimientos tipo 1 y parte de los tipo 2 – como se discutió en el capítulo 1 – en los cuales las fracturas son las responsables de más de la mitad del almacenamiento de aceite en el yacimiento (Aguilera, 1995).

Figura 28. Canales de baja resistividad en carbonatos.



Fuente: Al-Marzouqi et al., 2010.

Como se mencionó anteriormente, los registros de resistividad más usados en la actualidad son los registros de resistividad y microresistividad de electrodos enfocados y registros de inducción. Al obtener mediciones de la resistividad a diferentes profundidades de investigación, se puede estimar el S_{or} de una formación a partir de la siguiente expresión (Teklu¹ et al, 2013):

$$S_{or} = 1 - S_{ox} = 1 - \left(\frac{R_{ox}}{R_t} \right)^{1/n}$$

Ecuación 6.

Donde,

S_{or} = Saturación de aceite residual.

S_{ox} = Saturación de agua en la zona lavada.

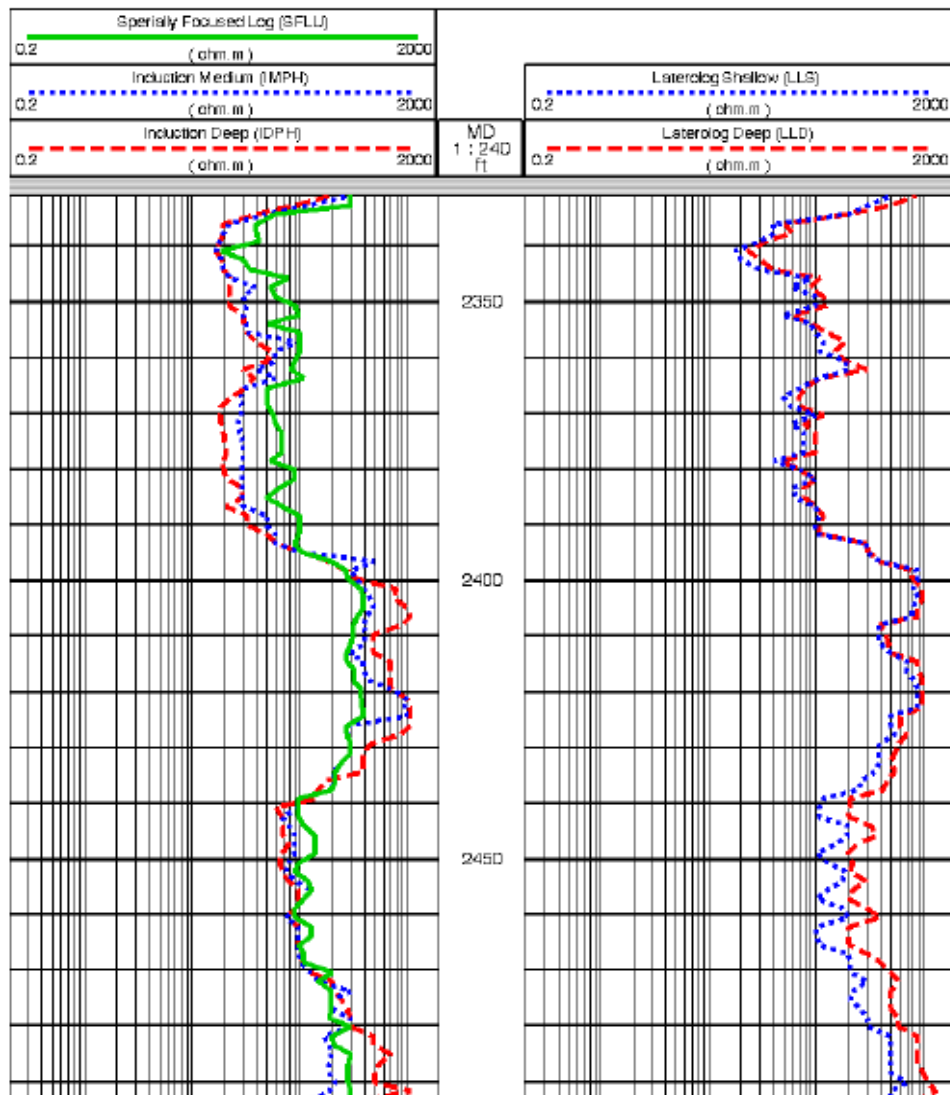
R_{ox} = Resistividad de la zona lavada.

R_t = Resistividad de la zona virgen o no lavada.

n = Exponente de saturación.

Crary et al. (2001) Publicaron un estudio donde analizaban el comportamiento de ambas herramientas (inducción con dispositivo de enfoque esférico y laterolog con electrodos de enfoque) en una formación carbonatada naturalmente fracturada ubicada en USA. En la Figura 29 se muestra la lectura de ambas herramientas.

Figura 29. Lectura de registros de inducción con dispositivo de enfoque esférico (Track 1) y registro laterolog con electrodos de enfoque (Track 3).

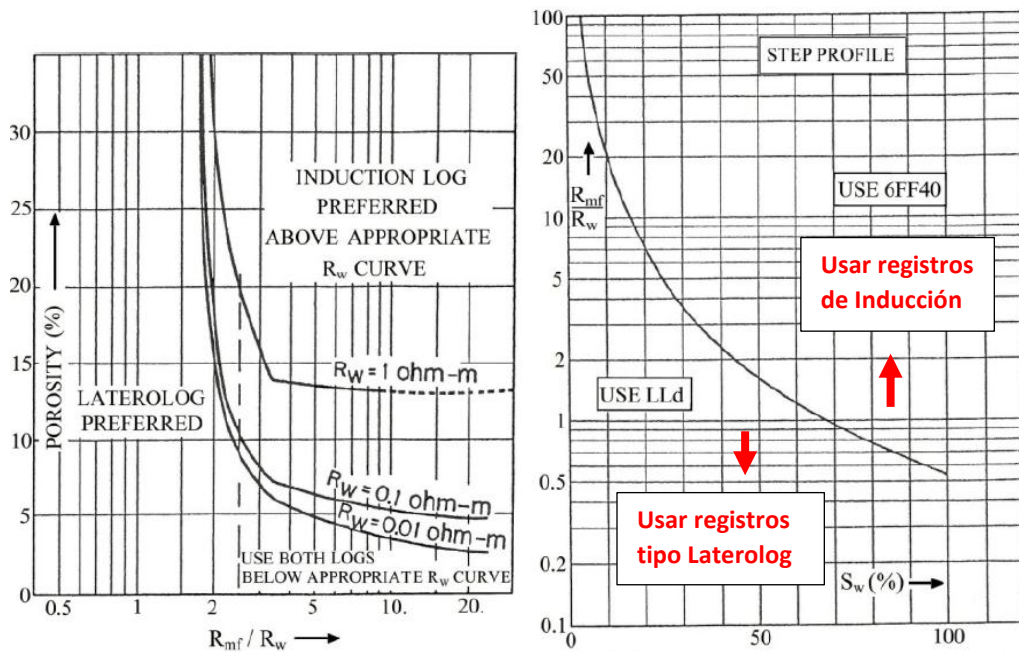


Fuente: Crary et al., 2001.

En este estudio se observa que el registro laterolog es más confiable en la zona de alta resistividad (100 Ohm-m) ya que en esta zona la lectura IDPH lee una señal muy pequeña comparada con la señal LLD. Sin embargo, en la zona de baja resistividad el registro de inducción detecta una zona de invasión (2350 a 2390 pies) lo cual es difícil de detectar únicamente con el registro laterolog ya que en esta zona la lectura LLD es mayor a la LLS. La detección de las zonas de invasión es de gran relevancia ya que esto puede indicar la presencia de sistemas de fracturas en donde se puede almacenar el aceite. Igualmente, Mohammed et al (2014) presenta un caso de estudio en una formación carbonatada en el Medio

Oriente donde se analizan las situaciones en las que se debe escoger entre correr registros de doble laterolog o registros de inducción con enfoque esférico para determinar la resistividad de la zona virgen. El autor concluye que ambas herramientas deberían ser corridas, lo cual ayuda a la corrección de errores en zonas de alta invasión en la formación. Las Figuras 30 y 31 ilustran en que situaciones es preferible correr cada registro con base en la resistividad del fluido de invasión y la resistividad del agua de formación. De esta manera es preferible correr registros laterolog cuando $R_t > R_{xo}$, de lo contrario es preferible correr registros de inducción con enfoque esférico.

Figuras 30 (izquierda) y 31 (derecha). Selección de registros laterolog y/o inducción en función de la resistividad del fluido de invasión y el agua de formación.

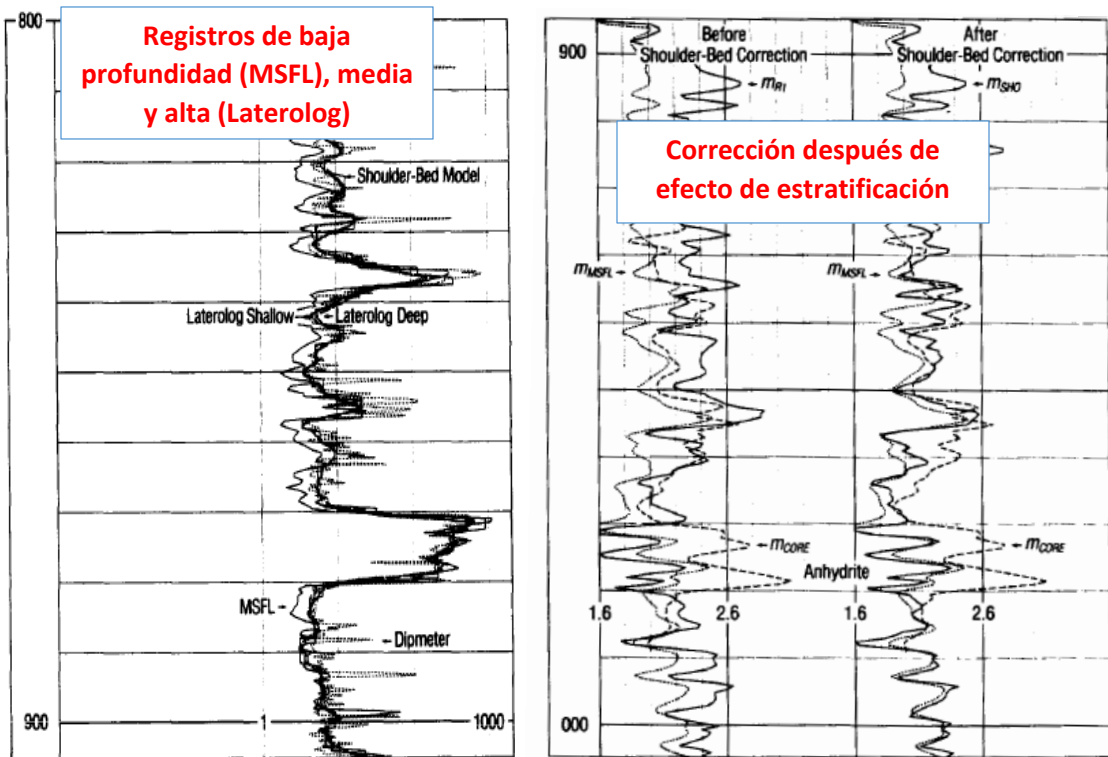


Fuente: Adaptado de Mohammed, 2014.

Por otro lado Cannon & Rossmiller (1984) publicaron estudios orientados a estimar el Sor en la formación San Andrés en Texas, un yacimiento carbonatado el cual estaba bajo estudios para implementar un proyecto de recuperación mejorada. En este estudio se muestran los resultados de correr diferentes registros en dos pozos cercanos, entre estos registros se encuentran el doble laterolog de electrodos de enfoque y el registro de microresistivo de enfoque esférico. En las Figuras 32 y 33 se observan las lecturas de estos registros en un mismo pozo del yacimiento en cuestión. En la Figura 32 se observan las lecturas de LLS, LLD y el registro microresistivo de enfoque esférico (MSFL). La Figura 33 presenta la

correlación entre el cómputo del exponente de litología m mediante la lectura MSFL y mediciones hechas en laboratorio sobre plugs recuperados, esto después de realizar una corrección en el registro debido al error de lectura provocado por capas delgadas como se mencionó anteriormente. Los autores estimaron un Sor de 40-50% mediante el registro de enfoque esférico y 30% con análisis SCAL.

Figuras 33 (izquierda) y 34 (derecha). Lecturas del registro doble laterolog de electrodos de enfoque y registro microresistivo de enfoque esférico en un yacimiento carbonatado.



Fuente: Cannon & Rossmiller, 1984.

De igual manera, Pham & Al-Shahri (2001) reportan valores de Sor de 37.5% en un yacimiento carbonatado naturalmente fracturado en el Medio Oriente, mediante el uso de registros de inducción laterolog, específicamente con lecturas ILD.

3.1.4. Registros dieléctricos

Los registros dieléctricos se han desarrollado desde la década de los 60, y por mucho tiempo fueron la solución para el problema del ambiente salino de las cercanías del pozo y el efecto de la invasión en la mayoría de los registros de resistividad. Este tipo de registros al igual que los registros resistivos, busca calcular la saturación de agua en la formación, parámetro clave para estimar el Sor en un yacimiento, en este caso carbonatado y naturalmente fracturado. Sin embargo, las herramientas convencionales de resistividad están limitadas a la resistividad del agua de formación e implícitamente a la salinidad de la misma, es decir que estas herramientas dependen de un alto contraste de resistividades entre los fluidos del yacimiento (Freedman, 1980). Esto representa varios problemas ya que en formaciones altamente heterogéneas como lo son los carbonatos naturalmente fracturados, la distribución del agua de formación es variable al igual que su salinidad y más cuando se han realizado procesos de inyección de agua de diferentes salinidades, químicos, CO₂ o vapor a la formación, a raíz de esto las herramientas de resistividad no pueden diferenciar entre una zona donde exista una alta saturación de aceite residual de una zona saturada con agua fresca altamente resistiva.

Los registros dieléctricos representan un método de medición menos dependiente de la salinidad del agua de formación ya que este método se basa en la medición de la permisividad dieléctrica de los materiales en el yacimiento. La permisividad eléctrica o constante dieléctrica (relativa al aire) de algunos materiales presentes en los yacimientos es bastante baja en comparación a la del agua (Tabla 3). Esto implica que la medición de dicha constante esta principalmente ligada a la porosidad saturada con agua.

Tabla 3. Constante dieléctrica para algunos materiales del yacimiento.

Material	Constante dieléctrica	Tiempo de propagación t_{pl} (ns/m)
Arenisca	4.65	7.2
Dolomita	6.8	8.7
Caliza	7.5 – 9.2	9.1 – 10.2
Anhidrita	6.35	8.4
Halita	5.6 – 6.35	7.9 – 8.4
Shale	5 – 25	7.45 – 16.6
Aceite	2 – 2.4	4.7 – 5.2
Gas	1	3.3
Agua	56 - 80	25 – 30
Agua fresca	78.3	29.5

Fuente: Schlumberger, 1989.

El principio de medición de esta herramienta se puede explicar con las ecuaciones de Maxwell:

$$\gamma = \alpha + j\beta \text{ (Ecuación 7)}$$

$$\omega^2\mu\epsilon = \beta^2 - \alpha^2 \text{ (Ecuación 8)}$$

$$\omega\mu C = 2\alpha\beta \text{ (Ecuación 9)}$$

Donde,

γ = Propagación de onda electromagnética.

α = Atenuación de la onda.

β = Desfase.

ω = Velocidad angular.

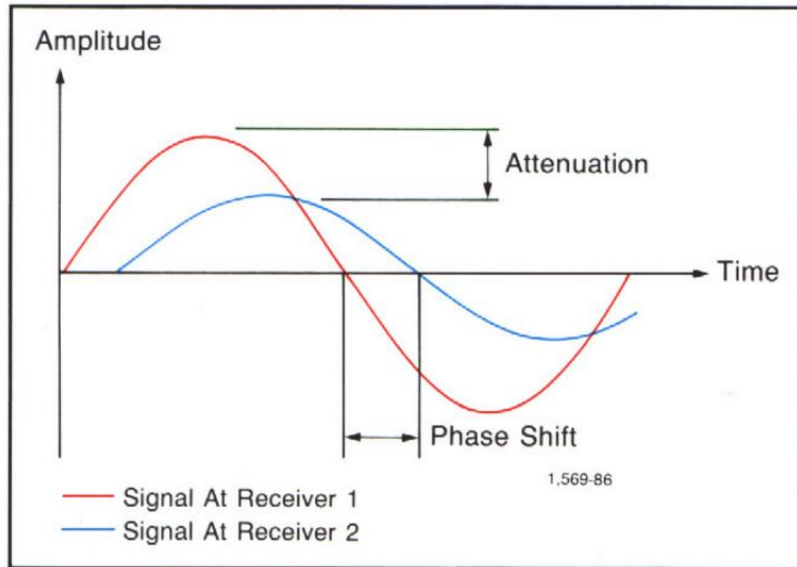
μ = Permeabilidad magnética.

ϵ = Constante dieléctrica.

C = Conductividad.

Las herramientas dieléctricas emiten micro ondas electromagnéticas de 1.1 GHz desde un set de transmisores y un set de receptores mide la amplitud y el desfase a lo largo de la onda cuando esta entra en contacto con la formación (Figura 34). Con estas mediciones es posible obtener la constante dieléctrica de la formación donde se propaga la onda y por lo tanto su conductividad como se expresa en las ecuaciones 8 y 9. Los registros dieléctricos utilizan el parámetro de tiempo de propagación t_{pl} (β/ω) para efectos de interpretación el cual tiene una relación directa con la constante dieléctrica y el desfase que detecta la herramienta.

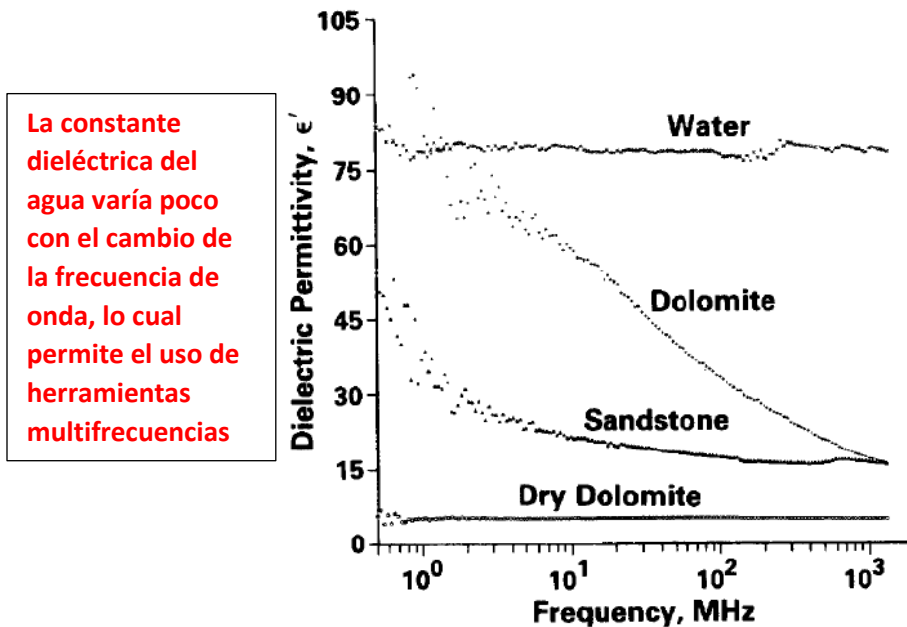
Figura 34. Atenuación y desfase de la onda en el set de receptores.



Fuente: Schlumberger, 1989.

El tiempo de propagación, y por lo tanto la constante dieléctrica del agua de formación dependen de la temperatura y la salinidad a la que esta se encuentra. De igual manera, la herramienta solo puede detectar un alto contraste entre la permisibilidad dieléctrica de los fluidos si las micro ondas electromagnéticas se emiten a una alta frecuencia, además la poca variabilidad de la constante dieléctrica del agua respecto al cambio de frecuencia de onda permite el uso de herramientas multifrecuencia, que como se mencionará más adelante, es la herramienta utilizada en la actualidad (Figura 35).

Figura 35. Permisividad o constantes dieléctricas en función de la frecuencia.



Fuente: Adaptado de López et al., 2014.

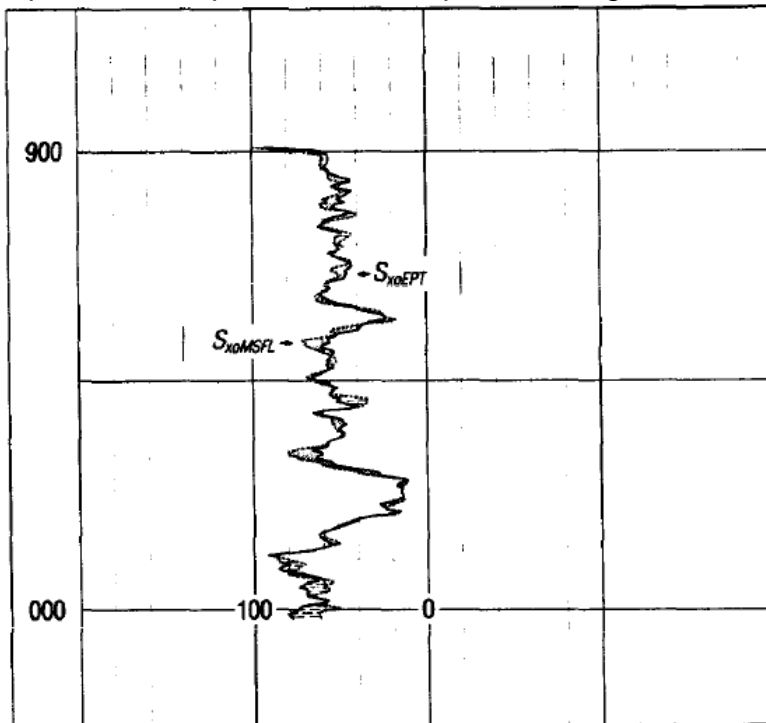
Como se mencionó anteriormente, los registros dieléctricos responden principalmente al contenido de agua en la formación. El agua puede ser connata en la formación, de invasión proveniente del filtrado del fluido de perforación, o asociada a arcillas. La poca profundidad de investigación de esta herramienta (1 a 6 pulgadas) implica que la respuesta de la misma estará dominada por el filtrado del fluido de perforación y por lo tanto la zona de medición estará limitada a la zona lavada (Schlumberger, 1989). Otras limitantes presentes en estos registros, es el estado de la cara del pozo y aspectos asociados al fluido de perforación, este último no debe tener una resistividad menor a 0.2 Ohm-m a la temperatura de la formación, de lo contrario la señal medida por la herramienta puede ser muy débil para una interpretación confiable. Igualmente, el tamaño del revoque localizado en la cara del pozo no debe ser mayor a 3/8 de pulgada (1 cm) ya que esto puede afectar la lectura de la herramienta (Freedman, 1980).

Existen diversos métodos de interpretación de los registros dieléctricos los cuales tienen como parámetro de entrada el tiempo de propagación t_{pl} y como resultado se deriva la saturación de agua de la zona lavada, que al igual que los registros de resistividad la utilizan para la estimación del Sor. Algunos autores (Calvert et al, 1977; Freedman, 1980; Schlumberger, 1989; Wharton¹ et al, 1980; Wharton² et al, 1980) han publicado estudios donde profundizan en los primeros métodos utilizados para la interpretación de estos registros. Kenyon & Baker (1984) publicaron un estudio donde se aproxima un modelo bimodal de dispersión para la

interpretación de estos registros especialmente para formaciones carbonatadas, donde se tienen en cuenta la influencia de la heterogeneidad representada por la doble o hasta triple porosidad y la textura de estas formaciones en sus respectivas propiedades eléctricas para corregir la lectura de la herramienta. Algunos métodos de interpretación son confiables cuando la frecuencia de emisión de las micro ondas es alta, por el orden de 1 GHz, esto se puede observar en la Figura 35 donde a bajas frecuencias la constante dieléctrica presenta un alto grado de dispersión.

Cannon & Rossmiller (1984) presentan la aplicación de un registro dieléctrico en una formación carbonatada con el fin de determinar el S_{or} y así identificar las oportunidades de recuperación mejorada. Los autores mencionan que el registro dieléctrico estima el parámetro S_{x0} independientemente del exponente m de la ecuación de Archie y el R_w de la formación. Adicionalmente se comparan los resultados de S_{x0} obtenidos a partir del registro dieléctrico y un registro MSFL donde se observa una correlación satisfactoria (Figura 36).

Figura 36. Comparación del parámetro S_{x0} a partir del registro dieléctrico y MSFL.



Fuente: Cannon & Rossmiller, 1984.

Penney et al (1996). Muestran igualmente la combinación de registros dieléctricos y microresistivos con enfoque esférico, pero esta vez para estimar el exponente m de forma variable. Esto se logra al incluir los valores medidos de R_{xo} a partir del registro micro resistivo y el S_{xo} a partir del registro dieléctrico (Ecuación 10). Esta técnica permite tener en cuenta la influencia de la alta heterogeneidad de la roca en el cambio de este exponente y ha sido probada con éxito en yacimientos carbonatados con porosidad vugular en el Medio Oriente.

$$m = \frac{-\log(R_{xo} S_{xo}^n / R_{mf})}{\log(\phi_t)}$$

Ecuación 10.

Donde,

S_{xo} = Saturación de agua de la zona lavada.

R_{xo} = Resistividad de la zona lavada.

R_{mf} = Resistividad del filtrado de fluido de perforación.

ϕ_t = Porosidad.

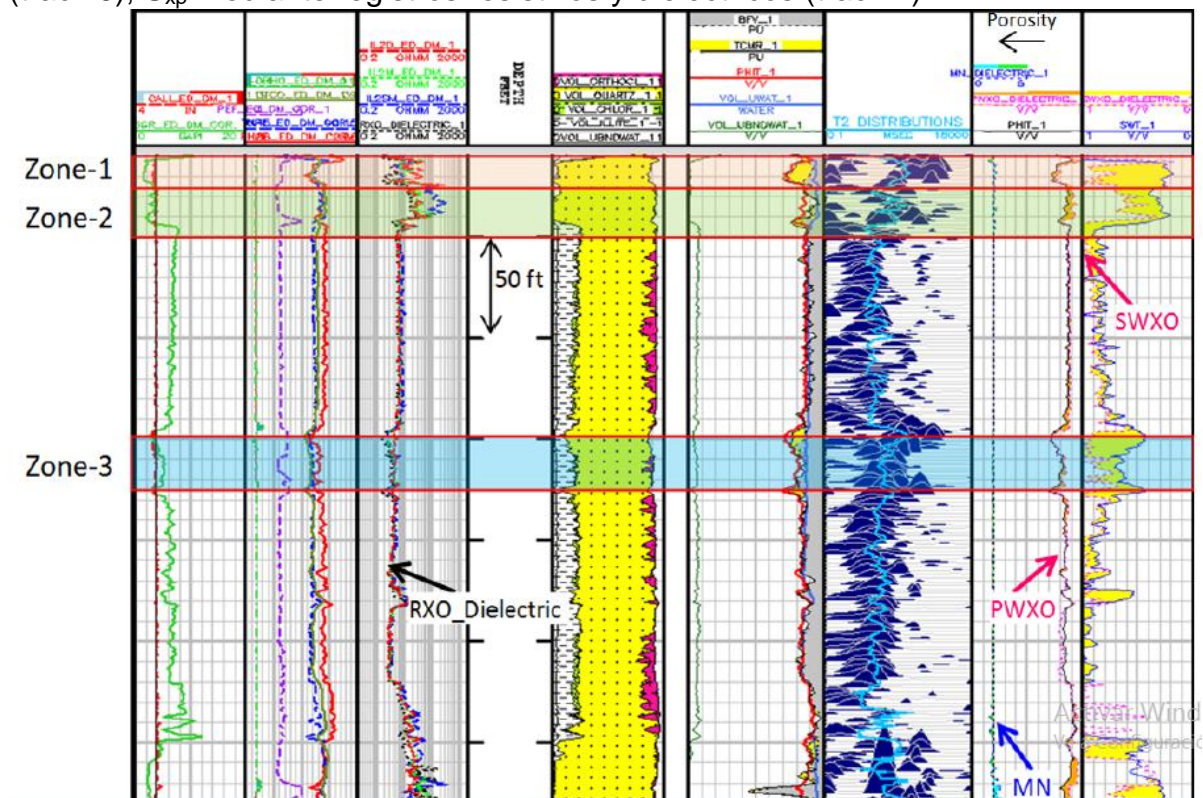
n = Exponente de saturación.

m = Exponente de litología.

Actualmente, la combinación de registro dieléctricos y registros resistivos para determinar parámetros de saturación en la formación es una técnica obsoleta, ya que estos no tienen en cuenta la diferencia en la profundidad de investigación y los volúmenes explorados por cada herramienta y los efectos texturales, este último específicamente en herramientas donde el parámetro S_{xo} está afectado por la tortuosidad de la fase agua μ ($\mu = mn$). Las herramientas más modernas permiten realizar las mediciones de saturación en la formación utilizando múltiples frecuencias de emisión de micro ondas electromagnéticas y modelos de dispersión que encajen con las propiedades eléctricas de la formación a estudiar. Este tipo de registros dieléctricos de multifrecuencias no requieren la combinación con un registro de microresistividad ya que la información textural del agua es medida directamente en la dispersión de las propiedades eléctricas de la misma a diferentes frecuencias (Alvarado et al, 2013). Las frecuencias que se manejan en los registros dieléctricos modernos varían entre 20 MHz y 1 GHz, una vez medidos los desfases y la atenuación de las ondas en cada frecuencia estos se transforman en perfiles de dispersión de permisividades y conductividades los cuales finalmente se interpretan con modelos petrofísicos como el modelo bimodal de dispersión para carbonatos mencionado anteriormente, resultando en parámetros como el S_{xo} , parámetro textural de la roca y salinidad aparente del agua de formación. En el artículo publicado por Mahiout et al (2015). Se muestra un caso de estudio en un yacimiento carbonatado del Medio Oriente donde utilizan un paquete de registros, entre estos el registro dieléctrico multifrecuencia, para

estimar el Sor a partir de la ecuación de Archie. En la Figura 37 se observan la lecturas del paquete de registros que incluyen registros convencionales como el registro density, neutrón, sónico, entre otros. En el track 6 se observa el parámetro μ variable a medida que cambia la litología de la formación lo que permite calcular el parámetro S_{xo} (track 7) a partir de la ecuación de Archie y la lectura del registro dieléctrico multifrecuencia mostrado en el track 3. Este caso en particular se muestra la ventaja de calcular el S_{xo} a partir de registros dieléctricos sobre los registros resistivos de inducción (track 7) ya que la estimación de la saturación de agua en la zona lavada representa un escenario más real y menos optimista del Sor en la formación.

Figura 37. Lecturas de registros en carbonato del Medio Oriente. Gamma Ray y Caliper (track 1), density, neutrón y sónico (track 2), laterolog de inducción profundo, medio, somero y resistividad R_{xo} de dieléctrico (track 3), profundidad (track 4), Mineralogía (track 5), μ variable y porosidad llena de agua del dieléctrico (track 6), S_{xp} mediante registros resistivos y dieléctricos (track 7).

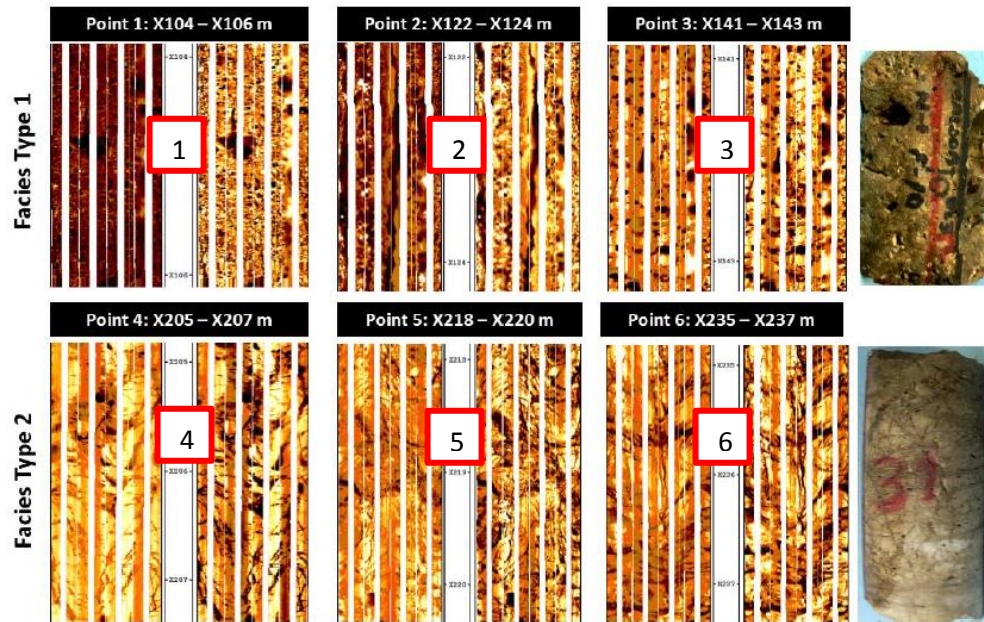


Fuente: Mahiout et al, 2015.

López et al. (2014) Presentan un caso de estudio de experiencias de campo en la estimación del Sor en yacimientos carbonatados naturalmente fracturados, específicamente en el campo KMZ ubicado en el golfo de México. En este trabajo,

los autores mencionan los aspectos clave en el momento de utilizar herramientas dieléctricas en este tipo de formaciones tan heterogéneas. De esta manera, hacen énfasis en la estimación de la porosidad saturada con agua mediante herramientas multifrecuencia ya que estas tienen en cuenta los efectos texturales de la roca a diferencia de las herramientas más antiguas. Los efectos texturales están ligados al parámetro μ variable que consideran crítica en este tipo de yacimientos. De igual manera, consideran que la principal fuente de error en las mediciones de los registros dieléctricos en este tipo de formaciones es la permisividad dieléctrica de la matriz debido a la alta heterogeneidad. Cabe resaltar que los autores dan una gran importancia a la caracterización de las diferentes facies del yacimiento, las cuales fueron identificadas a partir de los resultados obtenidos por los registros dieléctricos. Las tipo 1 son rocas con un alto efecto textural sobre las mediciones con una alta densidad de fracturas y algunos vórgulos abiertos; las tipo 2 son rocas con un bajo efecto textural sobre las mediciones con una densidad de fracturas significativa e intercalaciones de carbonatos de grano fino y shales. Estas interpretaciones fueron validadas con registros de imagen los cuales se muestran en la Figura 38.

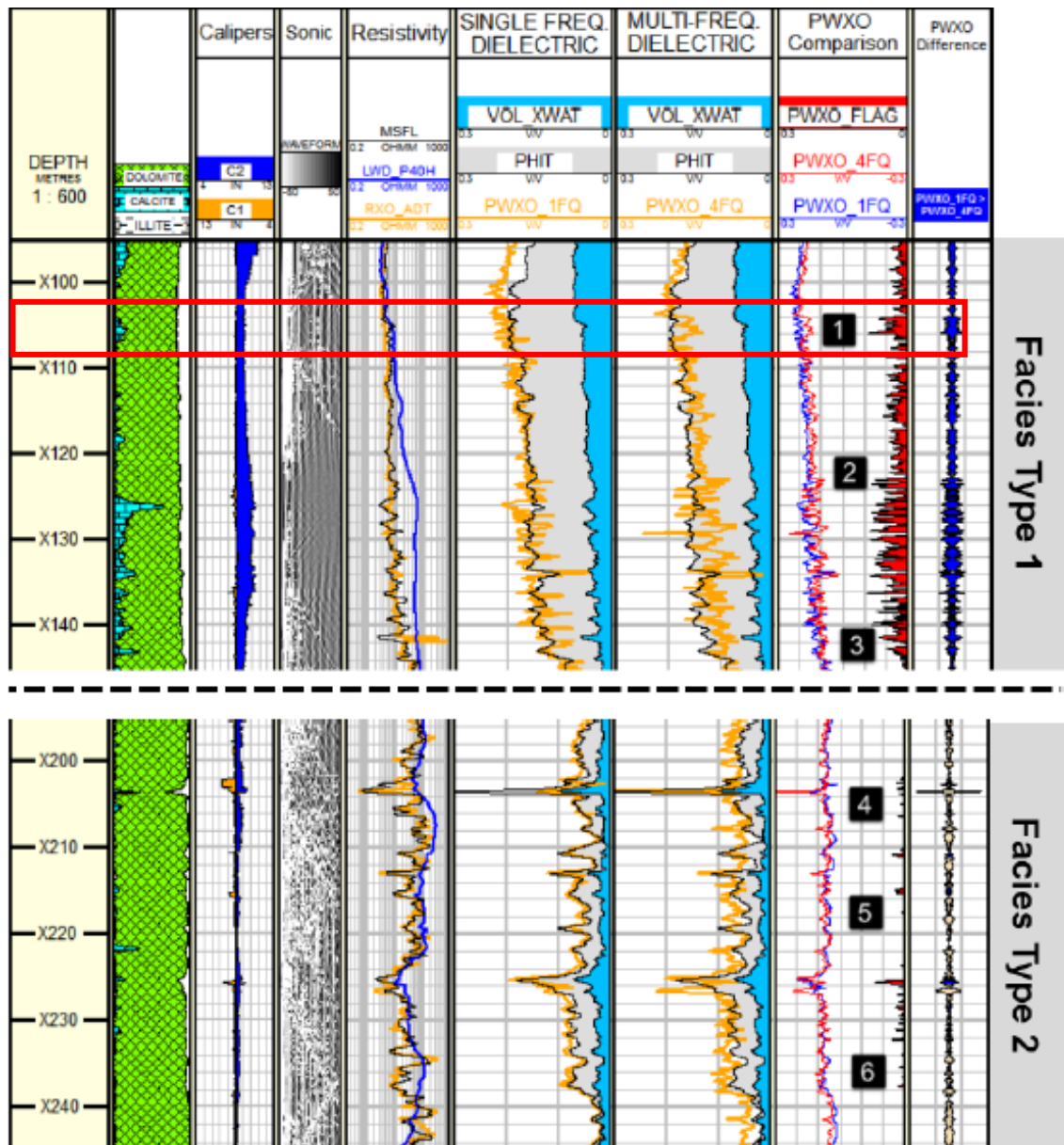
Figura 38. Registros de imagen ilustrando las facies tipo 1 (fila 1) y tipo 2 (fila 2).



Fuente: Adaptado de López et al., 2014.

La Figura 39 muestra el paquete de registros que se corrieron en el pozo de estudio. En los tracks 6 y 7 se comparan las herramientas dieléctricas de una frecuencia y multifrecuencia respectivamente, en los cuales se utilizaron diferentes métodos o modelos de interpretación: método CRIM en la herramienta de una frecuencia y modelo bimodal de dispersión en la herramienta multifrecuencia.

Figura 39. Lectura de registros en carbonato naturalmente fracturado en México. Profundidad (track 1), litología (track 2), caliper (track 3), registro de imagen sónico (track 4), Registros de resistividad MSFL, LWD y dieléctrico (track 5), dieléctrico de una frecuencia (track 6), dieléctrico multifrecuencia (track 7), comparación dieléctricos (track 8), diferencia dieléctricos (track 9).



Fuente: Adaptado de Lopez et al., 2014.

De la Figura 39 se puede observar que el registro dieléctrico multifrecuencia y el registro de resistividad somera MSFL tienen una buena correlación lo cual según los autores es una buena práctica para corroborar los resultados obtenidos, sin embargo el modelo de saturación de agua utilizado en el registro microresistivo no tiene una buena correlación con el modelo utilizado por el registro dieléctrico, esto se debe a que el registro microresistivo no tiene en cuenta los efectos texturales al utilizar el parámetro μ variable en la ecuación de Archie. Por otro lado se puede observar que los vórgulos presenciados en el punto 1 de la Figura 38 son identificados por los registros dieléctricos, sin embargo debido a los efectos texturales el registro dieléctrico de una frecuencia lo detecta como lleno de aceite, mientras que el registro dieléctrico multifrecuencia lo detecta como lleno de agua, lo cual demuestra la importancia de los efectos texturales y la preferencia de utilizar registros dieléctricos multifrecuencia durante la estimación del Sor en este tipo de yacimientos. Un aspecto a tener en cuenta es la alta invasión de fluido en las fracturas abiertas que se identifican en los puntos 4, 5 y 6 en la Figura 40. Es evidente que en dichos puntos, los registros dieléctricos detectan una invasión de gran profundidad, la cual es mayor a la poca profundidad de investigación de los registros dieléctricos lo cual supone una fuente de error alta.

3.2. TÉCNICA LOG-INJECT-LOG.

Las técnicas Log-Inject-Log o comúnmente llamadas LIL, son pruebas de campo realizadas para estimar el Sor en diferentes tipos de yacimientos, entre estos los yacimientos carbonatados naturalmente fracturados. El principio de medición de las técnicas LIL es medir el cambio en un grupo determinado de propiedades de la formación mediante registros de pozos antes y después de inyectar un fluido al yacimiento, este fluido tiene la función de desplazar los diferentes fluidos que se encuentran en la cara del pozo lo cual implica que los registros tendrán una respuesta diferente antes y después de cada etapa de inyección. Las mediciones registradas en cada corrida pueden utilizarse en correlaciones matemáticas definidas para cada tipo de registro utilizado y así finalmente obtener una estimación del Sor.

Aunque existen diversas combinaciones de técnicas LIL con diferentes tipos de registros, en este trabajo solo se mencionaran las combinaciones que se han utilizado ampliamente para estimar el Sor en yacimientos carbonatados naturalmente fracturados según la literatura. Las combinaciones más utilizadas son:

- LIL con registros de resistividad
- LIL con registros de captura de neutrón

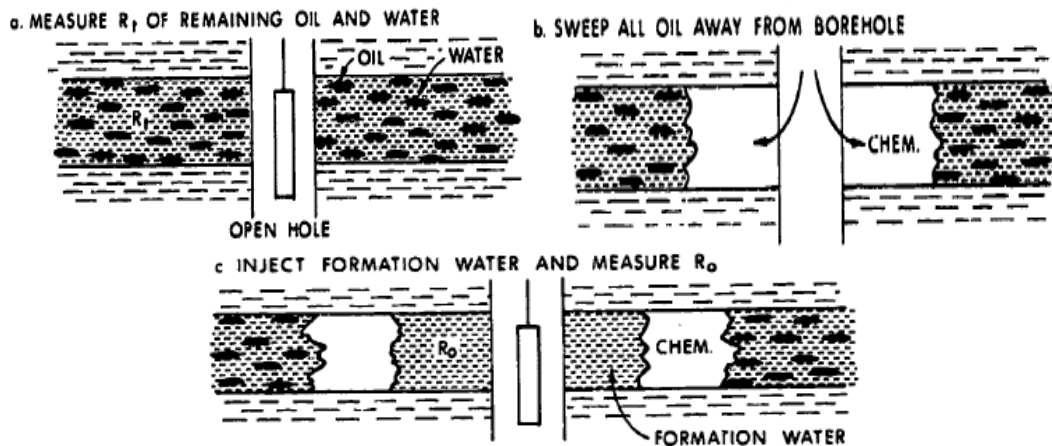
- LIL con registros de resonancia magnética nuclear

A continuación se mostrarán los procedimientos, modificaciones y casos de estudio de cada una de estas técnicas en la estimación del S_{or} en yacimientos carbonatados naturalmente fracturados.

- **LIL con registros de resistividad**

Murphy et al (1973) Patentaron esta técnica en 1973, y ha sido una de las primeras de este tipo en ser utilizada para estimar el S_{or} en diferentes tipos de yacimientos. La técnica consiste en correr un registro de resistividad (laterolog o inducción) para determinar una R_t , posteriormente se inyecta una salmuera para desplazar el aceite en la cara del pozo y finalmente se vuelve a correr el mismo registro de resistividad para determinar una R_o , este procedimiento se ilustra en la Figura 40.

Figura 40. Procedimiento estándar de la técnica LIL con registros de resistividad.



Fuente: Wyman, 1977.

La ecuación 11 (Wharton² et al, 1980) permite calcular el S_{or} mediante la técnica LIL con registros de resistividad.

$$S_{or} = 1 - \left(\frac{R_o}{R_t} \right)^{1/n}$$

Ecuación 11.

Donde,

S_{or} = Saturación de aceite residual.

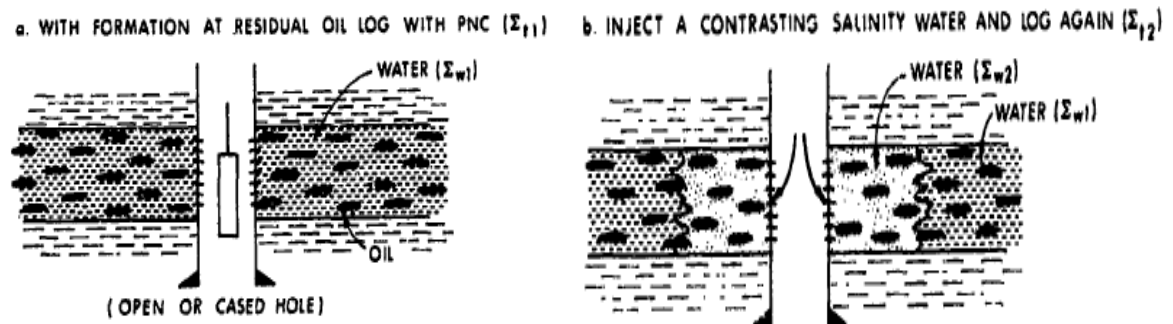
R_t = Resistividad de la formación antes de la inyección.
 R_o = Resistividad de la formación después de la medición.
 n = Exponente de saturación.

Esta técnica asume que el valor del exponente n es constante a lo largo del intervalo registrado, adicionalmente se deben tener plugs recuperados y someterlos a pruebas de desplazamiento por agua para poder obtener un valor adecuado del exponente de saturación. Como se ha mencionado anteriormente, en yacimientos carbonatados naturalmente fracturados los exponente de saturación y litología n y m respectivamente, varían significativamente a lo largo de la formación por lo cual esta técnica es una de las menos usadas en este tipo de yacimientos.

- **LIL con registros de captura de neutrón**

Como se mencionó anteriormente en este trabajo, el uso individual del registro de captura de neutrón es una técnica obsoleta y poco recomendada para estimar el Sor en yacimientos carbonatados naturalmente fracturados, esto debido a la dificultad de medir correctamente los valores de Σ_{ma} y Σ_h . Richardson & Wyman (1971) sugirieron la técnica de LIL con registros de captura de neutrón en 1971, la cual elimina la necesidad de medir dichos parámetros y estimar el Sor con un menor porcentaje de error. La técnica consiste en medir la sección transversal de captura de la formación y el agua en ella antes y después de inyectar agua con diferente salinidad del agua de formación para así obtener un buen contraste, la Figura 41 ilustra este procedimiento.

Figura 41. Procedimiento estándar de la técnica LIL con registros de captura de neutrón.



Fuente: Wyman, 1977.

La ecuación 12 permite estimar el Sor mediante las mediciones hechas con la herramienta de captura de neutrones.

$$S_{or} = 1 - \frac{(\Sigma_{t2} - \Sigma_{t1})}{\phi(\Sigma_{w2} - \Sigma_{w1})}$$

Ecuación 12.

Donde,

S_{or} = Saturación de aceite residual.

Σ_{t1} = Sección transversal de captura de la formación (total) antes de la inyección

Σ_{w1} = Sección transversal de captura del agua de formación antes de la inyección.

Σ_{t2} = Sección transversal de captura de la formación (total) después de la inyección.

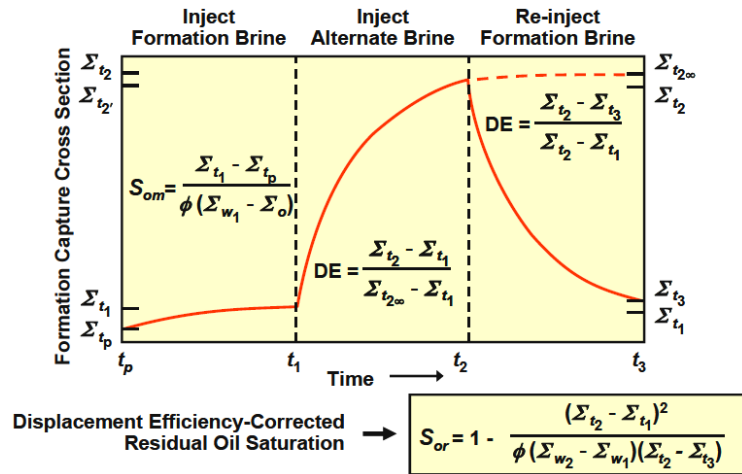
Σ_{w2} = Sección transversal de captura del agua de formación después de la inyección.

Algunos autores (Murphy et al, 1973; Richardson et al, 1972) han presentado modificaciones a la técnica original donde implementan la inyección de químicos alternados con inyección de agua para barrer el aceite en la cara del pozo, lo cual implica corridas adicionales de registros. Tienen el mismo principio de medición que la técnica original, sin embargo pocos casos de aplicación han dado resultados exitosos en la estimación del Sor.

Esta técnica modificada asume que el fluido inyectado invade todos los intervalos de interés y reemplaza todos los fluidos en la cara del pozo, por lo tanto este método no se recomienda en formaciones poco permeables altamente fracturadas. Por otro lado, en la técnica convencional se asume que todo el aceite en la formación se encuentra inmóvil (Sor) después de la inyección de agua.

Pathak et al. (2011) Presentaron una técnica de LIL con registros de captura de neutrón modificada la cual soluciona los problemas anteriormente descritos, esto mediante una etapa adicional de inyección de agua a la formación con el fin de alcanzar la máxima eficiencia de desplazamiento posible. El procedimiento y la interpretación de dicha técnica se ilustran en la Figura 42.

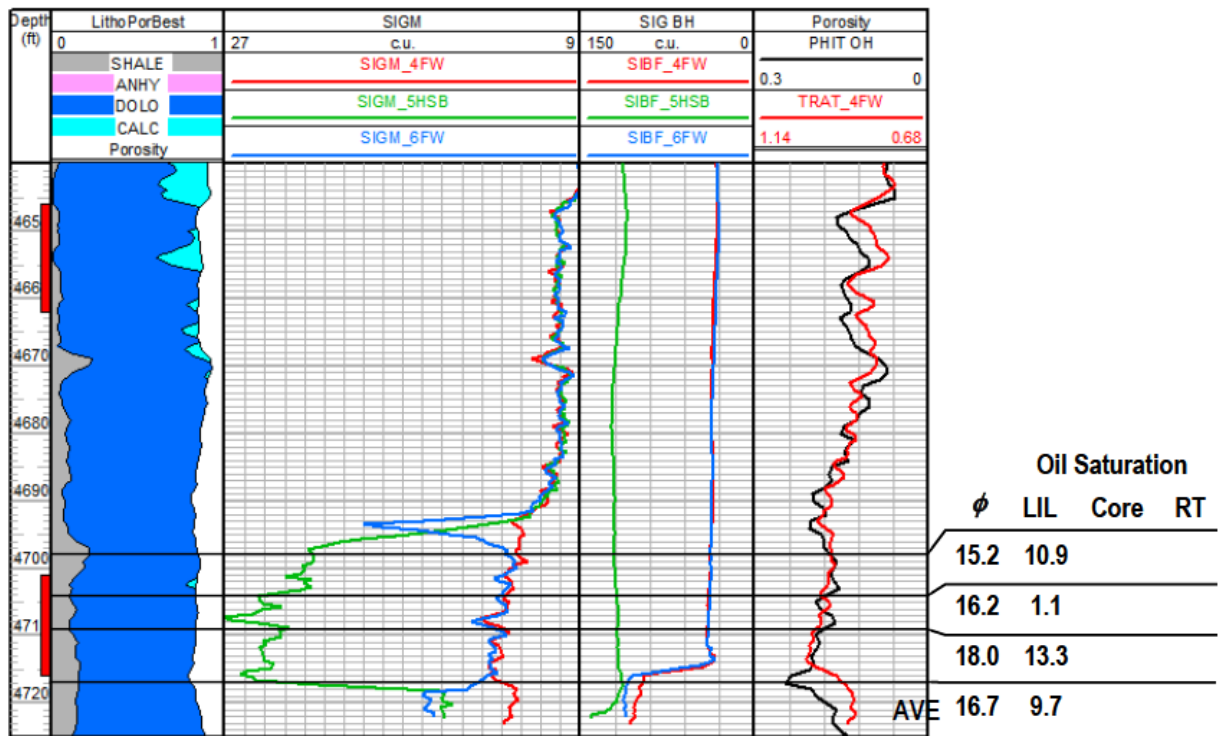
Figura 42. Esquema modificado de la técnica LIL con registros de captura de neutrones.



Fuente: Pathak et al., 2011.

Esta técnica ha sido ejecutada en formaciones carbonatadas con el fin de estimar el S_{or} en la misma y ha dado resultados satisfactorios. La Figura 43 muestra un caso de estudio de un carbonato ubicado en Texas, USA donde los resultados obtenidos con esta técnica fueron satisfactorios.

Figura 43. Resultados de técnica LIL con registro de captura de neutrón. Profundidad (track 1), litología (track 2), Σ_t antes y después de la inyección (track 3), Σ_t en la cara del pozo antes y después de la inyección (track 4), Porosidad y saturación de agua (track 5).



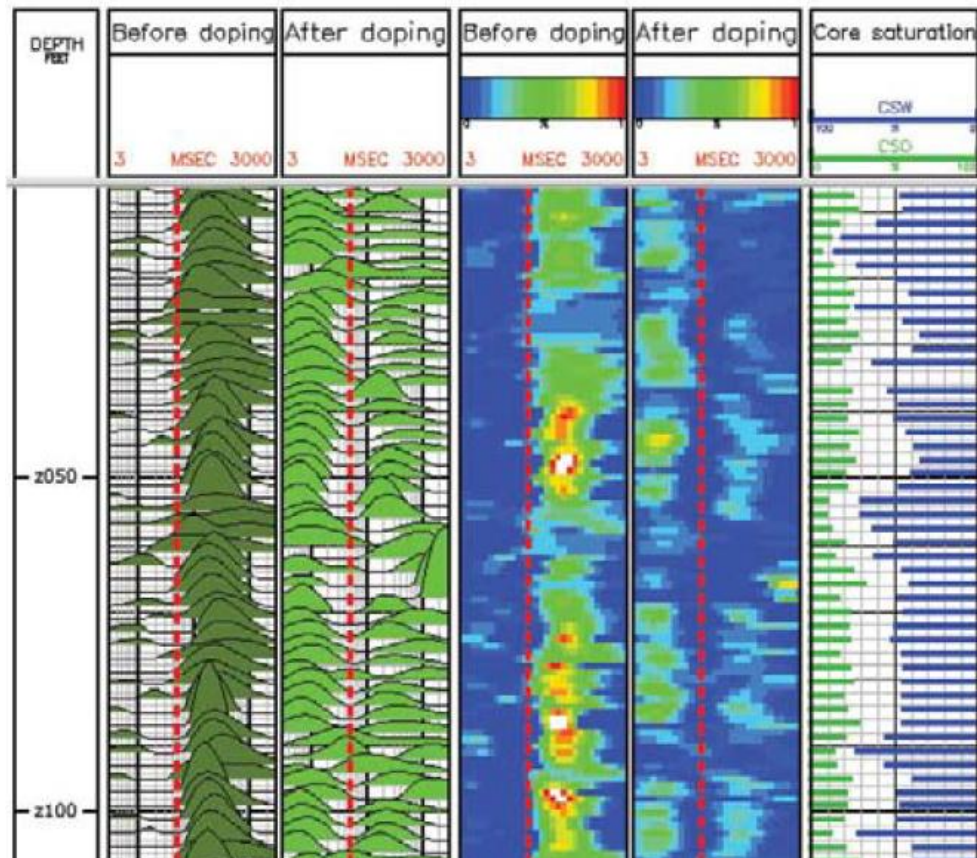
Fuente: Pathak et al., 2011.

- **LIL con registros de resonancia magnética nuclear.**

Como se mencionó anteriormente en este trabajo, los registros de resonancia magnética nuclear utilizaban la inyección de fluidos dopados con iones paramagnéticos para alterar las propiedades magnéticas de los fluidos de formación y así distinguir entre el aceite y el agua en la misma. Sin embargo, esta es una técnica obsoleta ya que se dificulta la distinción de los fluidos cuando el dopaje no funciona correctamente. Actualmente, las técnicas LIL se combinan con las características especiales de los registros de resonancia magnética para estimar con gran exactitud el Sor. La combinación más documentada en la literatura es la combinación de LIL con difusión mejorada (Edwards et al, 2011; Toumelin et al, 2011) , la cual ha dado muy buenos resultados al corroborar el funcionamiento del dopaje y contribuyendo a la distinción de los fluidos encontrados en el yacimiento. El procedimiento de esta técnica comienza con la corrida de un registro de resonancia magnética nuclear en fluido sin dopaje, posteriormente se dosifica el fluido de inyección con una concentración determinada de $MnCl_2$, luego de que este fluido se inyecta a la formación se procede a realizar una segunda corrida del registro. La principal diferencia de esta técnica respecto a la técnica convencional es que esta última pretende desplazar los fluidos de la cara del pozo con el fluido dopado, mientras que la técnica de LIL con difusión mejorada pretende difundir el manganeso desde la cara del pozo hasta la zona lavada. Las lecturas de las dos señales medidas por el registro

permite distinguir entre los fluidos del yacimiento y a su vez permite estimar el Sor directamente, independiente de la salinidad o las propiedades eléctricas del sistema roca-fluido. En la Figura 44 se observa un caso de estudio en un carbonato ubicado en Texas, USA donde se ve claramente la ventaja de utilizar esta combinación de LIL con difusión mejorada ya que esta última confirma que el dopaje ha sido exitoso y la señal del agua se ha disminuido lo necesario para estimar el Sor fácilmente.

Figura 44. Combinación de LIL con difusión mejorada en carbonato de USA.



Fuente: Adaptado de Toumelin et al., 2011.

3.3. TRAZADORES QUÍMICOS.

Las pruebas de trazadores químicos representan una de las técnicas de mayor confiabilidad para estimar el Sor en yacimientos donde se pretende aplicar un método de recuperación mejorada de aceite. Estas pruebas tienen como principio de medición la diferencia de tiempo de llegada de químicos producidos por flowback desde el pozo o también llamado cambio cromatográfico. Actualmente existen dos variaciones de esta técnica denominadas pruebas de trazadores

químicos en pozo (SWCTT por sus siglas en ingles) y pruebas de trazadores químicos entre pozos (IWCTT por sus siglas en ingles), a diferencia de las pruebas SWCTT son pocos los casos documentados donde se utilizan las pruebas IWCTT para estimar el Sor específicamente, esto debido a que este tipo de pruebas se utiliza principalmente en la caracterización dinámica del yacimiento (Sanni et al, 2015), incluso en la caracterización de parámetros mecánicos de yacimientos naturalmente fracturados (Ramirez et al, 1994).

Propuestas por Deans (1971), Las pruebas SWCTT consisten en la inyección de un químico soluble en agua y aceite (generalmente acetato de etilo) el cual reacciona con los fluidos de la formación. Luego de la inyección de este químico, se cierra el pozo y se deja reposar hasta por 20 días para que el químico reaccione. La reacción de este químico se divide en dos partes, una parte que se retrasa por la reacción con el aceite y otra donde se presenta un proceso de hidrolisis, donde el químico reacciona con el agua y produce un segundo trazador químico in-situ. Posteriormente se abre el pozo a flujo y se recogen muestras frecuentemente para analizar en laboratorio. El método de interpretación de las pruebas SWCTT requiere de un ajuste de los datos dispersos de producción a un modelo matemático previamente seleccionado, esto para obtener una curva representativa de la prueba. En yacimientos convencionales se pueden aplicar modelos de porosidad simple para ajustar los datos, sin embargo en yacimientos carbonatados heterogéneos y naturalmente fracturados es necesario aplicar modelos multi capas y de doble porosidad que tengan en cuenta los poros no conectados y la dispersión del trazador en la formación (Tang & Zhang, 2001; Tang, 2002).

El principio de medición se basa en la diferencia de tiempo de llegada de los dos trazadores químicos a la cabeza del pozo, esta diferencia de velocidades se debe al coeficiente de reparto de cada trazador químico. Este parámetro se define como la relación entre la concentración de cada trazador en la fase aceite y la concentración de cada trazador en la fase agua como se muestra en la ecuación 13 (Al-Abbad et al, 2016), es decir es un indicador de la afinidad del trazador a interactuar con el agua o el aceite.

$$K_d = \frac{C_o}{C_w}$$

Ecuación 13.

Donde,

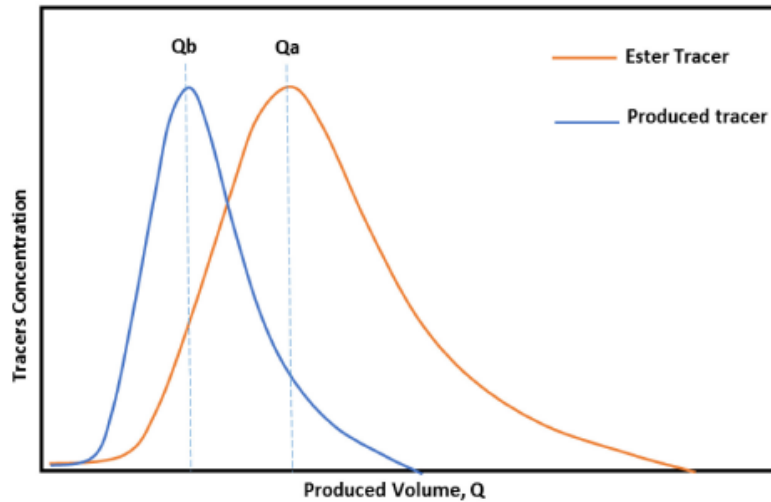
K_d = Coeficiente de reparto.

C_o = Concentración del trazador químico en el aceite.

C_w = Concentración del trazador químico en el agua.

La Figura 45 muestra los perfiles típicos obtenidos en una prueba SWCTT luego de su ajuste a un modelo matemático, en esta se observan las curvas del trazador químico inyectado y el que se forma in-situ.

Figura 45. Perfiles de producción de los trazadores químicos del flowback.



Fuente: Al-Abbad et al., 2016.

El cálculo del S_{or} está en función de la distancia entre los picos de ambas curvas, así entre más distancia haya entre ellas, mayor será el S_{or} . El equivalente a la relación entre ambos picos de las curvas se denomina como factor de retardo, este factor está en función del S_{or} y el coeficiente de reparto del trazador químico, como se expresa en las siguientes ecuaciones (Al-Abbad et al, 2016):

$$\frac{Q_a}{Q_b} = (1 + \beta) = \frac{K_d S_{or}}{(1 - S_{or})}$$

Ecuación 14.

$$S_{or} = \frac{\beta}{\beta + K_d}$$

Ecuación 15.

Donde,

Q_b = Pico de concentración del químico producido in situ.

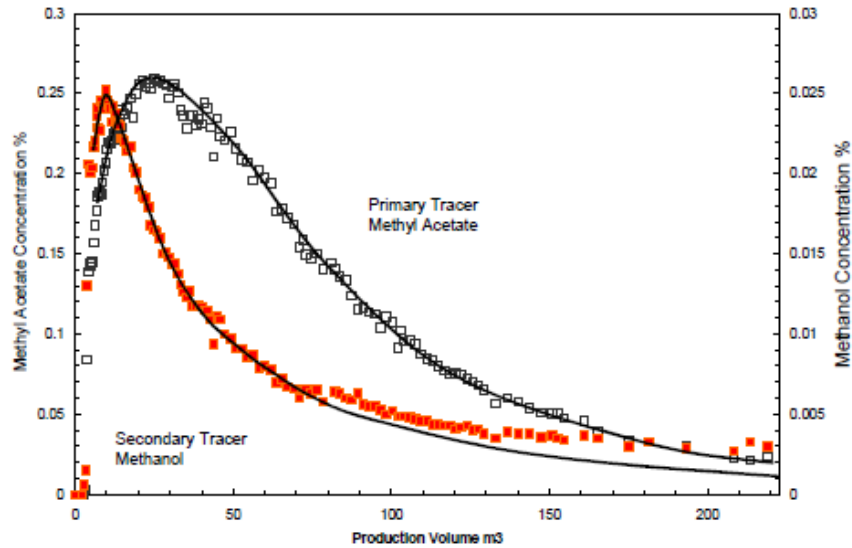
Q_a = Pico de concentración del químico inyectado.

β = Factor de retardo.

Esta técnica tiene la ventaja de tener una alta profundidad de investigación (hasta 12 metros) y permite estimar el Sor directamente en cualquier tipo de formaciones. Sin embargo esta técnica posee algunas limitaciones como la temperatura de operación, que debe ser menor a 200 °F, ya que los coeficientes de reparto dependen ligeramente de este parámetro; a diferencia del análisis de plugs y los registros no es posible obtener un perfil de saturación, lo cual es muy importante en yacimientos altamente heterogéneos como los carbonatos; implica un costo adicional ya que se cierra el pozo por un periodo de tiempo prolongado (Teklu¹ et al, 2013).

En yacimientos carbonatados naturalmente fracturados, se debe tener en cuenta que las fracturas pueden representar zonas de pérdida durante la inyección del banco químico, adicionalmente una vez que la inyección se detenga el trazador químico que se encuentra en las fracturas llegará más tarde que aquel que se encuentra en la matriz ya que este último se produce antes del que se libera de la fractura una vez esta se cierra. Se debe considerar un modelo multicapa de doble porosidad en el cual se modelen por separado el flowback proveniente de la fractura y la matriz y así realizar la corrección del perfil de producción del trazador (Brag et al 1976). Por otro lado, el perfil de saturaciones en carbonatos exhibe una moderada dispersión, un alto grado de dilución, un tiempo de llegada bastante corto y finaliza con una larga “cola” de producción (Figura 46) a diferencia de un perfil de producción típico en un yacimiento convencional (Figura 45). En la Figura 46 se observa un caso de estudio en un yacimiento carbonatado ubicado en Canadá donde se inyecta como trazador primario acetato de metilo mientras que el trazador que se produce por hidrólisis es metanol, En este caso de fue necesario utilizar un modelo de doble porosidad para ajustar los datos de campo a un perfil de producción representativo de la prueba. El resultado de esta prueba fue de un Sor promedio de $35\% \pm 3$ (Tang & Zhang, 2001).

Figura 46. Perfil de producción de trazadores químicos típico en carbonatos.



Fuente: Tang & Zhang, 2001.

En la Tabla 4 se resumen las ventajas y desventajas de cada prueba de campo en el momento de estimar el Sor en yacimientos carbonatados naturalmente fracturados, de acuerdo a lo discutido en este capítulo.

Tabla 4. Ventajas y desventajas de diferentes pruebas de campo para estimar el Sor en yacimientos carbonatados naturalmente fracturados.

Método / técnica	Ventajas	Desventajas
Registros de resonancia magnética nuclear	<ul style="list-style-type: none"> • Medición directa del Sor, sin importar litologías ni heterogeneidades. • Permite distinguir fácilmente entre cantidad de fluidos libres y fluidos no móviles mediante el método de corte T2. • No se ve afectado por la salinidad de los fluidos de formación. 	<ul style="list-style-type: none"> • En aceites muy pesados o con alto contenido de gas los tiempos T2 pueden llegar a ser tan bajos que la herramienta podría no registrarlos. • Sensible a la mojabilidad de la roca, provocando mayores T2 en la fase mojante.

<p>Registros de captura de neutrón</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Pueden correrse en hueco revestido. • Distinción de zonas saturadas de aceite, agua o gas. 	<ul style="list-style-type: none"> • Afectados negativamente por la heterogeneidad de la formación. • Baja confiabilidad en formaciones con fluidos de salinidad no uniforme. • Baja confiabilidad en sistemas de triple porosidad.
<p>Registros de resistividad</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Profundidad de investigación somera, mediana y alta 	<ul style="list-style-type: none"> • Afectado en gran medida por la distribución de fluidos no uniforme y formaciones con mojabilidad mixta. • Requiere de fluidos con salinidades uniformes a lo largo de la formación. • No aplica la ley de Archie en formaciones muy heterogéneas
<p>Registros dieléctricos</p>	<ul style="list-style-type: none"> • La estimación del Sor no se ve afectada por los exponentes variables m y n en la ecuación de Archie. • Utilizan modelos petrofísicos que permiten la correcta interpretación de formaciones heterogéneas. 	<ul style="list-style-type: none"> • Baja profundidad de investigación., lo cual es crítico en zonas de alta invasión de fluido como en zonas de alta densidad de fracturamiento. • Es necesaria una amplia caracterización petrofísica previa del yacimiento para implementar modelos de interpretación.

<p>Técnica LIL con registros de resistividad</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Profundidad de investigación somera, mediana y alta. 	<ul style="list-style-type: none"> • Asume el valor de n como constante a lo largo del yacimiento • Requiere alto contraste de salinidades entre el fluido inyectado y los fluidos de la formación.
<p>Técnica LIL con registros de captura de neutrón</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Elimina la incertidumbre asociada a la heterogeneidad de la matriz. 	<ul style="list-style-type: none"> • Requiere alto contraste en la salinidad de los fluidos inyectados. • Alto costo, asociado al incremento de corridas de registros.
<p>Técnica LIL con registros de resonancia magnética nuclear</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Estimación del Sor independiente de la salinidad, las propiedades eléctricas del sistema roca-fluido. • No se ve afectado por efectos texturales del sistema roca-fluido. 	<ul style="list-style-type: none"> • Pérdidas de baches de fluido dopado en formaciones con alta densidad de fracturas. • Sensible a efectos de la mojabilidad de la roca, especialmente en mojabilidades mixtas.
<p>Trazadores químicos (SWCTT)</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Alta profundidad de investigación. • Utiliza modelos de interpretación especiales para carbonatos fracturados y de doble porosidad. 	<ul style="list-style-type: none"> • Es necesario cerrar el pozo hasta por 20 días. • Pérdidas de bancos de químicos en zonas con alta densidad de fractura.

Fuente: Autor.

4. SCREENING DE LOS MÉTODOS DE ESTIMACIÓN DEL SOR EN DIFERENTES TIPOS DE YACIMIENTOS CARBONATADOS NATURALMENTE FRACTURADOS.

Una vez realizada la revisión bibliográfica de los principios físicos, funcionamiento, limitantes y aplicaciones de los diferentes métodos especiales para estimar el Sor

en yacimientos carbonatados naturalmente fracturados es posible determinar que métodos o combinación de estos representa la manera más exacta de estimar esta propiedad de la formación. En este capítulo se propone un screening o método de selección de la combinación de métodos más adecuada para estimar el Sor en diferentes tipos de yacimientos carbonatados naturalmente fracturados. Como se ha mencionado a lo largo de este trabajo, este tipo de yacimientos tienen un alto grado de heterogeneidad y anisotropía en sus propiedades a lo largo de la formación, adicionalmente a nivel mundial ningún yacimiento es idéntico a otro en cuanto a sus propiedades petrofísicas y de los fluidos se refiere, por esta razón el método de selección se basa en las propiedades críticas que afectan en mayor medida la respuesta de los diferentes métodos de estimación del Sor mencionados en este trabajo. La selección de estas propiedades representan la compleja naturaleza de las rocas carbonatadas, su estructura poral, textura y distribución de fluidos y el complejo sistema matriz-fractura que influye principalmente en la heterogeneidad y el flujo de fluidos en el medio poroso.

En este trabajo se proponen tres escenarios de análisis, donde se identifican tres tipos de yacimientos carbonatados naturalmente fracturados los cuales poseen 5 características en común pero con valores cualitativos distintos que representan 3 situaciones de complejidad técnica: Alta (A), media (B) y baja (C). La Tabla 5 presenta los tres tipos de yacimientos propuestos con sus respectivas características.

Tabla 5. Tipos de yacimientos propuestos para screening.

Tipo A (Complejidad alta)	Tipo B (Complejidad media)	Tipo C (Complejidad Baja)
Yacimiento tipo 1 según Nelson (capítulo 1)	Yacimientos tipo 2 y 3 según Nelson (capítulo 1)	Yacimiento tipo 4 según Nelson (capítulo 1)
salinidad del agua de formación (>150,000 ppm NaCl)	salinidad del agua de formación (50,000 - 150,000 ppm NaCl)	Baja salinidad del agua de formación (<50,000 ppm NaCl)
Mojabilidad mixta	Mojado por aceite	Mojado por agua
Alta densidad de fracturas	Densidad de fracturas moderada	Baja densidad de fracturas
Triple porosidad	Doble porosidad	Doble porosidad

Fuente: Autor.

Para cada tipo de yacimiento se analizará las limitantes que tendría cada método de estimación del Sor con base a la revisión realizada en los capítulos 2 y 3. La selección de la mejor combinación de métodos se realizará con base en aspectos operacionales favorables de los métodos y la viabilidad técnica y económica de la implementación de los mismos. Para efectos prácticos se utilizará la siguiente nomenclatura para analizar cada método de estimación del Sor:

PC → Corazonamiento a presión

SC → Corazonamiento tipo esponja.

WD → Prueba de desplazamiento con agua en plugs.

CO2D → Prueba de desplazamiento con CO2 en plugs.

CT → Prueba de centrifuga en plugs.

RMN → Registro de resonancia magnética nuclear.

RCN → Registro de captura de neutrón.

RRE → Registro de resistividad con electrodos de enfoque (doble laterolog).

RRI → Registro de resistividad de doble inducción.

RDM → Registro dieléctrico multifrecuencia.

LILR → Prueba LIL con registros de resistividad.

LILCN → Prueba LIL con registro de captura de neutrón.

LILRMN → Prueba LIL con registro de resonancia magnética nuclear.

SWCTT → Prueba de trazadores químicos en pozo.

- **Yacimiento tipo A.**

En este escenario, el yacimiento a considerar representa un caso de alta complejidad técnica, debido a las características de la formación que afectan considerablemente cualquier método de estimación del Sor. Este es un yacimiento tipo 1 según la clasificación de Nelson mencionada en el capítulo 1, es decir que el almacenamiento de aceite y la permeabilidad en el yacimiento están controladas principalmente por el sistema de fracturas lo que implica una matriz de baja permeabilidad y baja porosidad efectiva, que aunque no influye en gran medida puede contribuir en el Sor de la formación. El agua de formación tiene una salinidad mayor a 150,000 ppm de NaCl que es una de las concentraciones de sal

en agua de formación más altas con las que se ha estimado el Sor en carbonatos a nivel mundial. Adicionalmente la formación tiene una mojabilidad mixta, esto quiere decir que existe una compleja distribución de los fluidos en el espacio poroso de la formación. Por otro lado el yacimiento cuenta con una alta densidad de fracturas y un sistema de triple porosidad lo cual implica un alto grado de heterogeneidad y una compleja red de poros conectados y no conectados.

Las pruebas de laboratorio en este tipo de yacimientos se pueden realizar en plugs recuperados con esponja o recuperados a presión, sin embargo este último es más costoso de realizar por lo que un plug recuperado por esponja sería lo ideal. Las pruebas de desplazamiento tanto de agua como CO₂ se ven limitadas en este tipo de yacimientos debido a que la matriz tiene muy baja permeabilidad por lo cual la presión de inyección del fluido de desplazamiento aumenta considerablemente reduciendo la exactitud de la medición, igualmente las pruebas de desplazamiento por agua se ven afectadas por la alta salinidad del agua de formación. Por esta razón las pruebas de centrifuga se muestran como la mejor opción para determinar el Sor en laboratorio, ya que el efecto de la presión capilar en la matriz de baja porosidad y baja permeabilidad se eliminan en esta prueba y esta no depende de la salinidad de los fluidos de la muestra.

Las pruebas de campo se ven bastante limitadas por las condiciones adversas en este tipo de yacimientos. Los registros de resistividades se ven afectados en gran medida por la heterogeneidad de la formación, esto impide el cálculo del Sor a partir de la ecuación de Archie. De igual forma las técnicas LIL se ven limitadas a formaciones permeables y no fracturadas debido a la pérdida de bancos de inyección a la formación. Los registros dependientes de la salinidad como el registro de captura de neutrones y su respectiva combinación con técnicas LIL no son recomendables en este tipo de yacimiento ya que para obtener un buen contraste de salinidades es necesario utilizar fluidos con una alta salinidad durante la corrida de los registros, lo cual implicaría un aumento significativo en los costos de operación. Las pruebas con mejor desempeño en este tipo de yacimientos serían las pruebas SWCTT y los registros de resonancia magnética nuclear, los registros dieléctricos. La prueba SWCTT se considera como una posible opción debido a que existen modelos de interpretación multi capa que pueden corregir el efecto de las fracturas en la formación, sin embargo un valor severo de densidad de fracturas puede disminuir la exactitud de la prueba en la determinación del Sor, además que este valor solo sería un valor promedio. Por este motivo, la mejor combinación de métodos de campo para este tipo de yacimientos es la de registros de resonancia magnética nuclear y registros dieléctricos multifrecuencia, ya que estos se pueden utilizar para determinar un perfil variable de la textura de la roca μ para utilizar la ecuación de Archie en el cálculo del Sor. El problema de la mojabilidad mixta se puede corregir mediante el uso del método de mapas D-T2 del registro de resonancia magnética nuclear con los cuales se puede corroborar el origen de las señales recibidas por cada herramienta. El registro dieléctrico multifrecuencia podría leer datos sobre

estimados del Sor en zonas de alta densidad de fracturas, ya que debido a su baja profundidad de investigación estaría recibiendo una señal dominada por las fracturas abiertas con alta invasión de fluido, por lo tanto no es fiable su interpretación en estas zonas, sin embargo los registros de resonancia magnética nuclear puede corregir este problema mediante la estimación del índice de fluidos libres en diferentes etapas de producción del yacimiento cuando las fracturas están aportando la mayor parte del fluido y cuando lo está haciendo la matriz

La Tabla 6 presenta un resumen del anterior análisis. Allí se utilizan símbolos de aprobación o negación para determinar que herramienta o método se ve afectado positiva o negativamente (respectivamente) por cada propiedad exhibida por el yacimiento.

Tabla 6. Screening métodos de estimación del Sor en yacimientos tipo A.

		Yacimiento tipo A				
	Propiedad/ Método	Tipo 1 (Nelson)	Salinidad, >150,000 ppm NaCl	Mojabilidad mixta	Alta densidad de fractura	Triple porosidad
Laboratorio	PC	✓	✓	✓	✓	✓
	SC	✓	✓	✓	✓	✓
	WD	x	x	✓	✓	✓
	CO2D	x	✓	✓	✓	✓
	CT	✓	✓	✓	✓	✓
Pruebas de campo	RMN	✓	✓	✓	✓	✓
	RCN	✓	x	✓	x	x
	RRE	x	✓	x	x	x
	RRI	x	x	x	x	x
	RDM	✓	✓	x	x	✓
	LILR	x	x	x	x	x
	LILCN	x	x	✓	x	x
	LILRMN	x	✓	✓	x	✓
	SWCTT	✓	✓	✓	x	x

Fuente: Autor.

- **Yacimiento tipo B.**

El segundo escenario propuesto es el yacimiento tipo B, los cuales implican una complejidad media en la estimación del Sor debido a que sus propiedades se encuentran en entre límites operacionales aceptables. El yacimiento tipo B se encuentra entre la clasificación tipo 2 y 3 según Nelson (capítulo 1) lo que

significa que tanto la permeabilidad como el almacenamiento de aceite en la formación se encuentra compartido entre la matriz y las fracturas naturales. Asimismo tiene valores medio de densidad de fracturas por lo que es menos heterogéneo que el yacimiento tipo A. Sin embargo, este yacimiento sigue teniendo un sistema de doble porosidad por lo que análisis convencionales no son viables en la estimación del Sor. Por otro lado este yacimiento se encuentra en su mayoría mojado por aceite, que como se mencionó en el capítulo 3 es un escenario bastante común en los yacimientos carbonatados naturalmente fracturados. Adicionalmente el agua de formación del yacimiento tipo B tiene una salinidad entre 50,000 y 150,000 ppm de NaCl, rango que recoge los valores más comunes en yacimientos carbonatados donde se han utilizado estos métodos y que se han encontrado en la literatura.

Al igual que en el yacimiento tipo A, en este yacimiento el método de corazonamiento más adecuado sería el corazonamiento con esponja debido a su bajo costo comparado con el corazonamiento a presión. En cuanto a las pruebas de laboratorio la única prueba que se ve afectada negativamente por las condiciones del yacimiento es la prueba de desplazamiento con agua ya que esta prueba reduce su exactitud en la estimación del Sor con aguas de formación de alta salinidad. La prueba de desplazamiento con CO₂ se muestra como una técnica viable a utilizar en este yacimiento ya que la matriz a diferencia del yacimiento tipo A es un poco permeable y por lo tanto no se requieren altas presiones de inyección del gas. En este yacimiento se recomienda que la mejor combinación de pruebas de laboratorio es la prueba de desplazamiento por CO₂ y la prueba de centrifuga, ya que aun cuando esta última arroja valores confiables del Sor, es necesario comprender como se comportará la roca cuando se le inyecte algún fluido miscible o no miscible lo cual permite realizar un análisis de un futuro tratamiento de recuperación mejorada.

En el yacimiento tipo B, se observa que la mayoría de las pruebas de campo podrían ser utilizadas individualmente o combinadas. Sin embargo, los registros de resistividades siguen siendo herramientas obsoletas que no tienen en cuenta la heterogeneidad de la formación lo cual implica grandes errores en la estimación del Sor en el yacimiento. Las técnicas LIL combinadas siguen siendo pruebas de segunda opción ya que como se mencionó anteriormente, estas se ven afectadas significativamente por la presencia de grandes fracturas permeables que crean canales de fácil acceso por donde se dispersan los fluidos inyectados, reduciendo la eficiencia de barrido. Una vez más la mejor combinación de pruebas de campo es el registro de resonancia magnética nuclear y el registro dieléctrico multifrecuencia, aunque en este yacimiento esta combinación tiene una ventaja respecto al yacimiento tipo A y es que al estar mojado por aceite la relajación superficial de la fase aceite será mucho mayor que la del agua en las lecturas del tiempo T₂ registradas por la herramienta de resonancia magnética nuclear lo cual facilitará la interpretación del Sor por medio de difusión mejorada. La prueba SWCTT podría ser utilizada en este yacimiento, ya que un sistema de doble

porosidad es más fácil de modelar en la interpretación de los perfiles del producción de los trazadores químicos, adicionalmente esta prueba podría servir de diagnóstico para estimar el potencial de un volumen mucho mayor del yacimiento.

La Tabla 7 presenta un resumen del anterior análisis. Allí se utilizan símbolos de aprobación o negación para determinar que herramienta o método se ve afectado positiva o negativamente (respectivamente) por cada propiedad exhibida por el yacimiento.

Tabla 7. Screening métodos de estimación del Sor en yacimientos tipo B.

Yacimiento tipo B						
	Propiedad/ Método	Tipo 2 y 3 (Nelson)	Salinidad, 50,000- 150,000 ppm NaCl	Mojado por aceite	densidad de fractura media	doble porosidad
Laboratorio	PC	✓	✓	✓	✓	✓
	SC	✓	✓	✓	✓	✓
	WD	x	x	✓	✓	✓
	CO2D	✓	✓	✓	✓	✓
	CT	✓	✓	✓	✓	✓
Pruebas de campo	RMN	✓	✓	✓	✓	✓
	RCN	✓	✓	✓	x	x
	RRE	x	✓	x	x	x
	RRI	x	✓	x	x	x
	RDM	✓	✓	✓	✓	✓
	LILR	x	✓	x	x	x
	LILCN	x	✓	✓	x	x
	LILRMN	x	✓	✓	x	✓
	SWCTT	✓	✓	✓	x	✓

Fuente: Autor.

- **Yacimiento tipo C.**

El último escenario propuesto para analizar los métodos de estimación del Sor es el yacimiento tipo C, el cual representa un reto de baja complejidad ya que sus propiedades son favorables para el uso de casi todos los métodos revisados en este trabajo. El yacimiento tipo C se clasifica como un yacimiento tipo 4 según la clasificación de Nelson (capítulo 1), lo que significa que la permeabilidad y almacenamiento de aceite en el yacimiento está controlado principalmente por la matriz y las fracturas en su mayoría se representan en forma de heterogeneidad y

anisotropía en la formación. Aunque el almacenamiento sea controlado principalmente por la matriz, ningún yacimiento carbonatado naturalmente fracturado tiene un sistema de porosidad simple, por lo que este yacimiento posee un sistema de doble porosidad, el cual se podría asumir no tan complejo como el descrito en el yacimiento tipo B. Igualmente la densidad de fracturas es baja y por lo tanto la heterogeneidad del yacimiento C es menor comparado con los otros escenarios propuestos (tipo A y B). Este yacimiento se encuentra mojado por agua, como la mayoría de los yacimientos convencionales y presenta una distribución de fluidos más sencilla que los yacimientos tipo A y B pero no menos compleja que un sistema de porosidad intergranular como los que se encuentran en las arenas. Adicionalmente el agua de formación de este yacimiento tiene una salinidad baja de menos de 50,000 ppm de NaCl, la cual podría considerarse como “agua fresca” respecto a las salinidades que comúnmente se encuentran en los yacimientos carbonatados naturalmente fracturados.

Este yacimiento tiene propiedades tan favorables, que la mayoría de los métodos de laboratorio presentados en el capítulo 3 se pueden utilizar sin riesgo a incurrir en errores de estimación. Sin embargo, estos métodos difieren entre sí por su costo de operación, criterio que se usa en este caso donde todos los casos se pueden aplicar. De acuerdo con esto, la combinación de métodos que pueden dar resultados confiables de estimación del Sor a menor costo posible sería las pruebas de desplazamiento por agua y pruebas de centrifuga en plugs recuperados por corazonamiento con esponjas. Esta selección se basa en que es más fácil y menos costoso inyectar agua que CO₂ en las muestras, adicionalmente el corazonamiento a presión es más costoso que el corazonamiento con esponja.

Igualmente, las pruebas de campo en general se ven favorecidas por las características de este yacimiento lo que permite tener varias posibilidades de combinación de métodos para estimar el Sor en campo. Sin embargo, existen algunos métodos que aun con estas propiedades favorables no son confiables debido a sus limitantes físicas, estos son los registros de resistividad los cuales presentan errores en la estimación del Sor cuando existen heterogeneidades significativas en la formación lo cual afecta directamente la estimación de esta propiedad mediante la ecuación de Archie. Como se mencionó en el capítulo 3 las herramientas de resonancia magnética nuclear representan una de los mejores métodos para estimar directamente el Sor independientemente de la litología y la salinidad del medio, por otro lado la combinación de técnicas LIL con registros especiales ayuda a mejorar la calidad de estimación de estos métodos ya que permite aplicar técnicas de interpretación especiales para corroborar las mediciones del registro. En este yacimiento se propone que la mejor combinación de métodos es el registro dieléctrico y el registro de resonancia magnética nuclear, este último alternado con al menos una etapa combinada de LIL. La combinación de estos tres métodos permitirá estimar el Sor en diferentes zonas de la formación y la técnica LIL permitirá estimar la eficiencia de desplazamiento que permite el

yacimiento. De igual forma una prueba paralela de SWCTT podría ser utilizada para estimar el Sor promedio del yacimiento para efectos de estudios de factibilidad económica en futuros procesos de recuperación mejorada, aunque esto está sujeto a los costos adicionales que se puedan manejar durante las operaciones en general.

Aunque otros métodos podrían ser utilizados adicionales a la combinación aquí propuesta, esto supondría un sobre costo de la operación y no se tendría un valor agregado significativo a la estimación del Sor, así que se consideran innecesarios.

La Tabla 8 presenta un resumen del anterior análisis. Allí se utilizan símbolos de aprobación o negación para determinar que herramienta o método se ve afectado positiva o negativamente (respectivamente) por cada propiedad exhibida por el yacimiento.

Tabla 8. Screening métodos de estimación del Sor en yacimientos tipo C.

Yacimiento tipo C						
	Propiedad/ Método	Tipo 4 (Nelson)	Salinidad, < 50,000 ppm NaCl	Mojado por agua	Baja densidad de fractura	doble porosidad
Laboratorio	PC	✓	✓	✓	✓	✓
	SC	✓	✓	✓	✓	✓
	WD	✓	✓	✓	✓	✓
	CO2D	✓	✓	✓	✓	✓
	CT	✓	✓	✓	✓	✓
Pruebas de campo	RMN	✓	✓	✓	✓	✓
	RCN	✓	✓	✓	x	x
	RRE	✓	✓	✓	x	x
	RRI	✓	✓	✓	x	x
	RDM	✓	✓	✓	✓	✓
	LILR	✓	✓	✓	✓	x
	LILCN	✓	✓	✓	✓	x
	LILRMN	✓	✓	✓	✓	✓
	SWCTT	✓	✓	✓	✓	✓

Fuente: Autor.

5. IMPACTO ECONÓMICO DE LA SATURACIÓN DE ACEITE RESIDUAL EN EL PANORAMA GLOBAL: CASO DE ESTUDIO.

Como se mencionó anteriormente, aproximadamente 1,019 MMMBO se encuentran en yacimientos carbonatados naturalmente fracturados. Así mismo se mencionó que gran parte de estos recursos se encuentran repartidos en países que representan un poco más de la mitad de la producción mundial de aceite, como lo son los países de Norte América, Medio Oriente, Libia, Rusia, Kazajistán, entre otros. Sin embargo, como se ha mencionado a lo largo de este trabajo, la producción de aceite en los yacimientos carbonatados naturalmente fracturados está regida principalmente por el aporte de aceite proveniente de las fracturas naturales, mas no de la matriz. De ahí a que la saturación de aceite residual cobre tanta importancia en el análisis de oportunidades de incrementar la producción y de drenar la mayor cantidad de aceite de este tipo de yacimientos. En este capítulo se muestran algunas cifras que sustentan el gran impacto que tiene la estimación correcta de una saturación residual de aceite en yacimientos carbonatados naturalmente fracturados y las oportunidades que esto representa en cuestiones de producción de aceite incremental.

Sin duda alguna, la región del Medio Oriente y los países que allí se encuentran, lideran en concepto de reservas y producción de aceite a nivel mundial, esto en gran parte debido a la presencia de campos gigantes cuyos yacimientos están compuestos de carbonatos naturalmente fracturados. En las Tablas 9 y 10 se muestran los países del Medio Oriente que lideran en términos de reservas probadas de aceite y producción de aceite a nivel mundial.

Tabla 9. Países del Medio Oriente con mayores reservas de aceite.

País	Reservas probadas de aceite, MMMBO	% del total mundial
Arabia Saudita	266.5	15.6
Irán	158.4	9.3
Iraq	153	9
Kuwait	101.5	5.9
Emiratos Árabes Unidos	97.8	5.7
Qatar	25.2	1.5

Fuente: BP, 2017.

Tabla 10. Países del Medio Oriente con mayor producción de aceite por día.

País	Producción de aceite, MBPD	% del total mundial
Arabia Saudita	12349	13.4
Iraq	4465	4.8
Irán	4600	5
Emiratos Árabes Unidos	4073	4.4
Kuwait	3151	3.4
Qatar	1899	2.1

Fuente: BP, 2017.

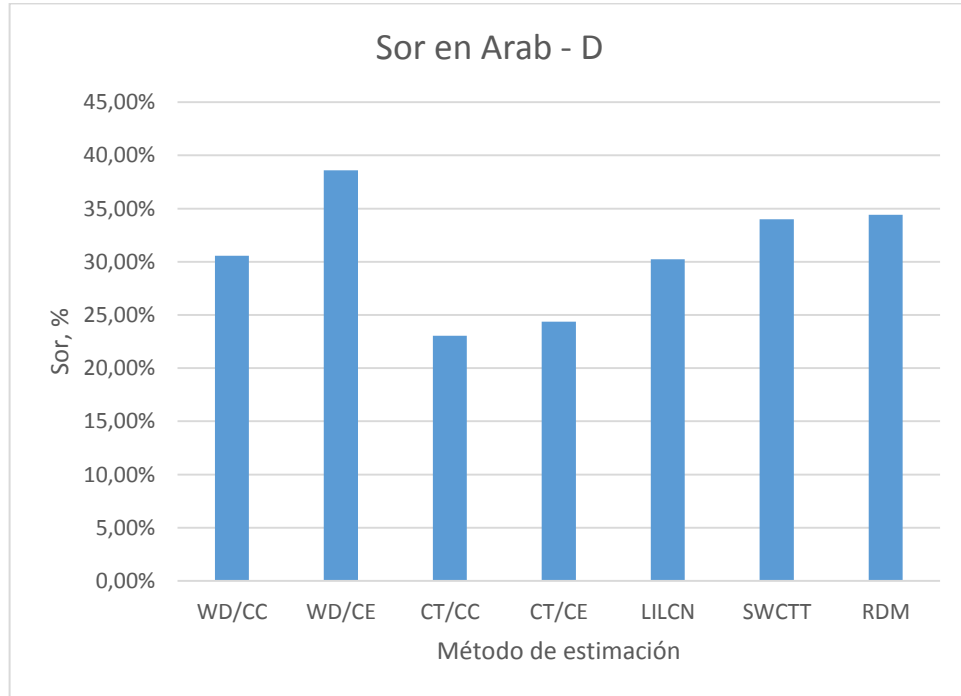
Uno de los casos de estudio más importantes a nivel mundial en el estudio de la estimación del aceite residual es el yacimiento Arab-D en el campo Ghawar ubicado en Arabia Saudita. El campo Ghawar es el campo de petróleo más grande del mundo y es considerado como uno de los campos gigantes dispersos en todo el mundo. Fue descubierto en 1948 y alcanzó su pico de producción en 1981 con 5.7 MMBOPD, actualmente produce aproximadamente 5 MMBOPD lo cual equivale a más de un 41% de la producción total de Arabia Saudita y por lo tanto más del 5% de la producción mundial. Las reservas probadas remanentes del campo Ghawar ascienden a 71 MMMBO lo cual equivale a más del 26% de las reservas de aceite de Arabia Saudita y un poco más del 4% de las reservas probadas de aceite a nivel mundial. Por esta razón, el campo Ghawar ha sido motivo de diversos estudios para estimar el aceite residual allí contenido ya que el potencial de recuperación adicional y producción incremental es considerablemente alto.

Este campo está conformado principalmente por el yacimiento Arab-D, el cual se sub divide en 5 formaciones diferenciadas por sus estructuras de acumulación. El yacimiento consiste principalmente de carbonatos fracturados con sistemas de doble y hasta triple porosidad que llegan a valores de 19%, lo cual confiere la permeabilidad y el alto potencial de acumulación del yacimiento. Este yacimiento se caracteriza por sus intervalos dolomitizados, los cuales contribuyen al fracturamiento de la formación y están asociados a intervalos con altas permeabilidades (hasta 639 mD) y altas tasa de producción por intervalo (hasta 500 BOPD por pie) (Sorkhabi, 2010).

Algunos autores han publicado estudios donde se tiene como fin estimar el Sor en el yacimiento Arab-D (Pham & Al-Shahri, 2001; Verma et al, 1994) estos estudios permitieron recopilar datos de Sor estimado con algunos de los diferentes métodos mencionados en este trabajo. La Figura 47 muestra los valores promedio obtenidos de la recopilación realizada correspondiendo a cada método utilizado.

Para efectos prácticos, en este capítulo se agrupará el corazonamiento a presión y tipo esponja como corazonamiento especial (CE) y por otro lado se tendrá el corazonamiento convencional (CC). Por otro lado los registros dieléctricos multifrecuencia se denominarán como RDM.

Figura 47. Sor estimado con métodos especiales en el yacimiento Arab-D.

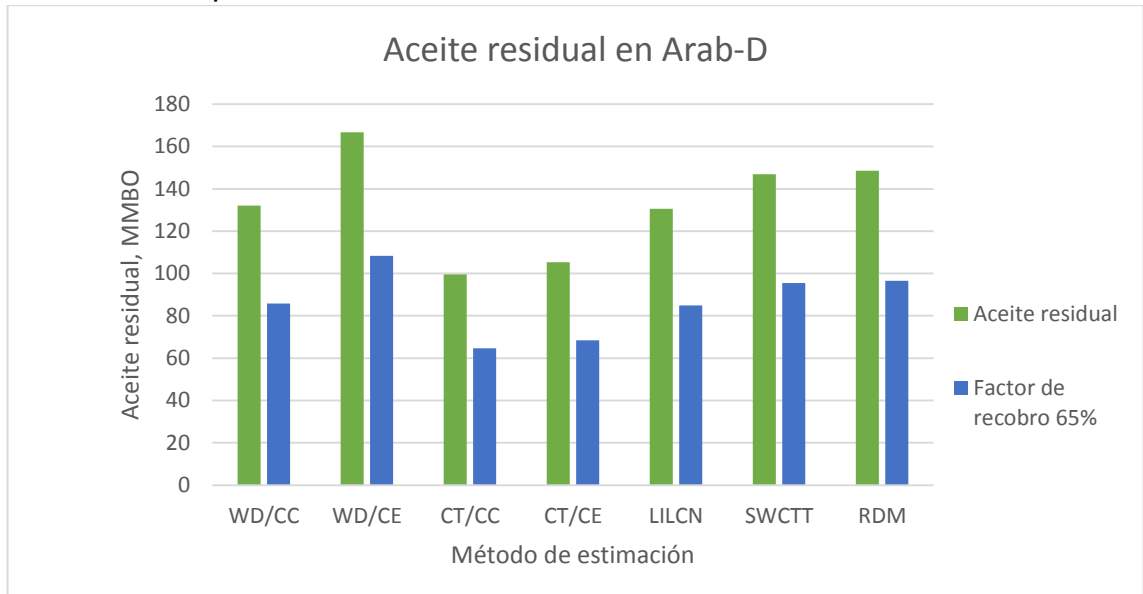


Fuente: Autor.

Se puede observar que en algunos casos los valores de Sor varían más de un 10% lo cual es inadmisibles en este tipo de estimaciones, ya que pueden afectar la factibilidad de realizar un determinado proyecto de recuperación mejorada en el campo.

Realizando cálculos volumétricos, se puede obtener la cantidad de aceite residual que se estima a partir de cada método en el yacimiento Arab-D. El factor de recuperación en el campo Ghawar se estima es de 65% (Laherrère, 1997), por lo cual es posible determinar la cantidad de aceite técnicamente recuperable a partir de la estimación de cada método. La Figura 48 muestra el resultado de estos cálculos.

Figura 48. Aceite residual total y técnicamente recuperable en Arab-D estimado con métodos especiales.



Fuente: Autor.

En la Figura 48 se muestra que las cantidades de aceite residual técnicamente recuperable estimada por diferentes métodos especiales es considerablemente alta, sin embargo la incertidumbre asociada a cada método de estimación implica un alto impacto económico en cuanto a barriles a producir se refiere. En algunos casos se observa que la diferencia de barriles de aceite técnicamente recuperables entre métodos de estimación puede llegar a cerca de 40 MMBO lo cual significaría en una diferencia de cerca de 2 MMMUSD de diferencia en activos representados por barriles recuperables (50 USD/BO como referencia). Lo anterior evidencia la gran importancia en la correcta estimación de la saturación de aceite residual en yacimientos carbonatados naturalmente fracturados, donde incertidumbres mayores a un 10% podrían significar una pérdida en activos de miles de millones de dólares.

6. CONCLUSIONES.

El resultado de este trabajo de investigación permitió concluir los siguientes puntos:

- Los yacimientos carbonatados naturalmente fracturados son sistemas petrolíferos altamente complejos los cuales exhiben un comportamiento estático y dinámico no convencional, representado por su sistema matriz-fractura-fluido.
- En yacimientos carbonatados naturalmente fracturados, el almacenamiento y flujo de fluidos en el sistema poroso difieren a los que se pueden presentar en yacimientos homogéneos y estos están dominados principalmente por la intensidad de las fracturas, la heterogeneidad de la matriz y las fuerzas capilares que actúan sobre los mismos.
- Es imprescindible el uso de técnicas especiales en la estimación del Sor en yacimientos carbonatados naturalmente fracturados, como los registros de resonancia magnética nuclear, las técnicas LIL, las pruebas de laboratorio en plugs recuperados con esponja o a presión, entre otras. Esto debido a que las técnicas convencionales como los registros de resistividad y las pruebas de desplazamiento en plugs convencionales no consideran las variables directamente relacionadas con la heterogeneidad y naturaleza de este tipo de yacimientos.
- Las propiedades críticas que tienen mayor influencia en la selección de los diferentes métodos especiales para estimar correctamente el Sor en yacimientos carbonatados naturalmente fracturados son la distribución de porosidad y permeabilidad en el sistema matriz-fractura, la salinidad del agua de formación, la mojabilidad de la roca y la densidad de fracturas.
- En yacimientos carbonatados naturalmente fracturados, la combinación de métodos de estimación del perfil de Sor que más se ajusta a las propiedades críticas de estos yacimientos son los registros dieléctricos multifrecuencia y los registros de resonancia magnética nuclear, ya que estos tienen en cuenta los parámetros texturales variables de la roca y permiten estimar el sor directamente a partir del índice de fluidos libre y la difusividad de los mismos en la formación, respectivamente.
- En yacimientos carbonatados naturalmente fracturados, la combinación de métodos de estimación del Sor promedio que más se ajusta a las propiedades críticas de estos yacimientos son las técnicas LILRMN y SWCTT, ya que estos

permiten evaluar la eficiencia de desplazamiento que permite la formación y extender la difusión de los fluidos en un mayor volumen del yacimiento.

- Se comprobó que una mala estimación en el Sor en este tipo de yacimientos se puede traducir en posibles pérdidas de miles de millones de dólares en activos que no se estarían aprovechando correctamente.

7. BIBLIOGRAFÍA.

ACEVEDO-VELEZ, C., MUKHERJEE, J., YU, W., MOUNZER, H., BUCKNER, W., FALCONE-POTTS, S. & HERNANDEZ, M. Chemical Solutions for Improved Waterflooding in Carbonate Reservoirs. SPE 171954-MS presented at the Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference held in Abu Dhabi, UAE. November 10 – 13, 2014.

AGUILERA, R. Naturally Fractured Reservoirs. Second edition, PennWell Publishing Company. USA. 1995.

AKKURT, R., MARSCHALL, D., EYVAZZADEH, R. Y., GARDNER, J. S., MARDON, D. & DUNN, K. J. Determination of Residual Oil Saturation by Use of Enhanced Diffusion. SPE Reservoir Eval. & Eng., Vol. 2, No. 3, June, 303-309. 1999.

AKKURT, R., MERKEL, R.H., COATES, G.R, STEVER, R.C. Remaining Oil Saturation from NMR in a Mixed-Wet, Three-Phase Carbonate Reservoir. SPE 63216 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Dallas, USA. October 1 – 4, 2000.

AL-ABBAD, M., BALASUBRAMANIAN, S., SANNI, M., KOKAL, S., ZEFZAFY, I., ADAM, F. & AL-HAJJI, A. Single-Well chemical Tracer Test for Residual Oil Measurement: Field Trial and Case Study. SPE 182811 presented at the SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition held in Dammam, Saudi Arabia. April 25 – 28, 2016.

ALADASANI, A., BAI, B. & WU, Y. Investigating Low Salinity Waterflooding Recovery Mechanisms in Carbonate Reservoirs. SPE 155560 presented at the SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia held in Muscat, Oman. April 16 – 18, 2012.

ALAMERI, W., TEKLU, T., GRAVES, R., KAZEMI, H. & ALSUMAITI, A. Wettability Alteration during Low-Salinity Waterflooding in Carbonate Reservoir Cores. SPE 171529-MS presented at the SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition held in Adelaide, Australia. October 14 – 16, 2014.

AL-ARYANI, F., OLBEIDI, A. & BRAHMAKULAM, J. Pulsed Neutron Monitoring of the first CO₂ Enhanced-Oil-Recovery Pilot in the Middle East. SPE 141490 presented at the SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference held in Manama, Bahrain. March 6 – 9, 2011.

AL-HARRASI, A., AL-MAAMARI, R. & MASALMEH, S. Laboratory Investigation of Low Salinity Waterflooding for Carbonate Reservoirs. SPE 161468 presented at the Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference held in Abu Dhabi, UAE. November 11 – 14, 2012.

AL-MARZOUQI, M.I., BUDEBES, S., SULTAN, E., BUSH, I., GRIFFITHS, R., GZARA, K., RAMAMOORTHY, R., HUSSER, A., JEHA, Z., ROTH, J., MONTARON, B., NARHARI, S.R., SINGH, A.K. & POIRIER-COUTANSAIS, X. Resolving Carbonate complexity. Oilfield Review 22, no. 2. 2010.

ALVARADO, J.M., GARZA, J.I., CABRERA, M., DECOSTER, E., DIP, G. & MOSSÉ, L. Optimizing Completion Decisions in Mature Fields with Multifrequency Dielectric Logging: A Case Study from Cretaceous Reservoirs in Poza Rica. SPWLA-2013-B presented at the SPWLA 54th Annual Logging Symposium. June 22 – 26, 2013.

ANDERSON, W.G. Wettability Literature survey-Part 3: The Effects of Wettability on the Electrical Properties of Porous Media. JPT 38 (12), SPE 13934. 1986.

API – American Petroleum Institute. Recommended Practices for Core Analysis (RP 40), Second edition. February 1998.

ARANGO, S., IDROBO, E. & PEREZ, H. A New Methodology to Estimate Fracture Intensity Index for Naturally Fractured Reservoirs. SPE 86935 presented at the SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium and Western Regional Meeting held in Bakersfield, USA. March 16 – 18, 2004.

ARCHIE, G.E. The electrical Resistivity Log as an Aid in Determining Some Reservoir Characteristics. Petroleum Technology Trans. Paper 1422, January. 1942.

ASGHARI, K. & TORABI, F. Laboratory Experimental Results of Huff 'n' Puff CO₂ Flooding in a Fractured Core System. SPE 110577 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition held California, USA. November 11 – 14, 2007.

ASLANYAN, A., ASLANYAN, I., MINAKHMETOVA, R., MASLENNIKOVA, Y., KARANTHARATH, R., AL HADHRAMI, B. & AL GAFRI, Z. Integrated Formation MicroImager (FMI) and Spectral Noise Logging for the Study of Fracturing in Carbonate Reservoirs. SPE 177616-MS presented at the Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference held in Abu Dhabi, UAE. November 9 – 12, 2015.

BAI, G & XU, Y. Giant fields retain dominance in reserves growth. Oil & Gas Journal. Vol 112, Issue #2. PenWell Publishing. 2014.

BP – BP Statistical Review of World Energy. June 2017.

BRAG, J.R., CARLSON, L.O. & ATTERBURY, J.H. Recent Applications of the Single Well Tracer Method for Measuring Residual Oil Saturation. SPE 5805 presented at the Improved Oil Recovery Symposium of Society of the Petroleum Engineers of AIME held in Tulsa, USA. March 22 – 24, 1976.

BRATTON, T., CANH, D., QUE, N., DUC, N., GILLESPIE, P., HUNT, D., LI, B., MARCINEW, R., RAY, S., MONTARON, B., NELSON, R., SCHODERBEK, D. & SONNELAND, L. La naturaleza de los yacimientos naturalmente fracturados. Oilfield Review, Schlumberger. Pp 4-35. 2006.

BROWN, R. & GAMSON, B. Nuclear Magnetism Logging. SPE 1305 presented at the 34th Annual Fall Meeting of SPE. October 4 – 7, 1960.

CALVERT, T.J., RAU, R.N. & WELLS, L.E. Electromagnetic Propagation...a New Dimension in Logging. SPE 6542 American Institute of Mining, Metallurgical, and Petroleum Engineers, Inc. 1977.

CANNON, D.E. & ROSSMILLER, J.W. Oil Saturation Evaluation for EOR in a Carbonate. SPE 13288 presented at the 59th Annual Technical Conference and Exhibition held in Houston, USA. September 16 – 19, 1984.

CHANDLER, R.N., KENYON, W.E. & MORRISS, C.E. Reliable Nuclear Magnetism Logging – with Examples in effective Porosity and Residual Oil Saturation. Paper presented at the SPWLA 28th Annual Logging Symposium. June 29 – July 2, 1987.

CHANG, M.M., MAEREFAT, N.L., TOMUTSA, L. & HONARPOUR, M.M. Evaluation and Comparison of Residual Oil Saturation Determination Techniques. SPE Formation Evaluation Journal. March, 1988.

CNH – Comisión Nacional de Hidrocarburos. El Futuro de la Producción de Aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada. México. 2012.

CNH – Comisión Nacional de Hidrocarburos. México. 2016.

CRARY, S., JACOBSEN, S., RASMUS, J.C. & SPAETH, R. Effect of Resistive Invasion on Resistivity Logs. SPE 71708 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in New Orleans, USA. September 30 – October 3, 2001.

DEANS, H.A. Method of Determining Fluid Saturations in Reservoirs. U.S. Pat. 3'623,842. 1971.

EDWARDS, J., RAMAMOORTHY, R., HARIGAN, E., SINGH, M., SOEK, H., VAN WUNNIK, J. AL YARABI, M. & AL MJENI, R. Single-Well In-situ Measure of Oil Saturation Remaining in Carbonate after an EOR Chemical Flood. SPE 141091 presented at the Middle East Oil and Gas Conference held in Bahrain. September 25 – 28, 2011.

EIA – U.S. Energy Information Administration. Liquid Fuels and Natural Gas in the Americas. USA. January, 2014.

Fernø, M.A. Enhanced Oil Recovery in Fractured Reservoirs, Introduction to Enhanced Oil Recovery (EOR) Processes and Bioremediation of Oil-Contaminated Sites, Dr. Laura Romero-Zerón (Ed.), InTech, DOI: 10.5772/34732. 2012.

Disponible en: <http://www.intechopen.com/books/introduction-to-enhanced-oil-recovery-eor-processes-and-bioremediation-of-oil-contaminated-sites/enhanced-oil-recovery-in-fractured-reservoirs>

FLEURY, M. Resistivity in Carbonates: New Insights. Institut Français du Pétrole. 2002.

FREEDMAN, R. Electromagnetic Propagation Tool (EPT): Comparison of Log Derived and In Situ Oil Saturations in Shally Fresh Water Sands. SPE 9266 presented at the 55th Annual Fall Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers of AIME held in Dallas, USA. September 21 – 24, 1980.

FREEDMAN, R., HEATON, N., FLAUM, M., HIRASAKI, G.J., FLAUM, C. & HURLIMANN, M. Wettability, Saturation, and Viscosity from NMR Measurements. SPE Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, USA. September 29 – October 2, 2002.

GARCÍA, M., GOUTH, F. & GOSSELIN, O. Fast and Efficient Modeling and Conditioning of Naturally Fractured Reservoir Models Using Static and Dynamic Data. SPE 107525 presented at the SPE Europec/EAGE Annual Conference and Exhibition held in London, United Kingdom. June 11 – 14, 2007.

GAUTHIER, B., GARCIA, M. & DANIEL, J. Integrated Fractured Reservoir Characterization: A Case Study in a North Africa Field. SPE 79105 presented at the SPE European Petroleum Conference held in Paris, France. October 24 – 25, 2000.

GOUTH, F. & TOUBLANC, A. Characterisation and Modeling of a Fractured Reservoir Using s Novel DFN Approach. SPE 102165 presented at the Abu

Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference held in Abu Dhabi, UAE. November 5 – 8, 2006.

GUERREIRO, L., SILVA, A., ALCOBIA, V. & SOARES, A. Integrated reservoir Characterisation of a Fractured Carbonate Reservoir. SPE 58995 presented at the SPE International Petroleum Conference and Exhibition in Mexico held in Villahermosa, Mexico. February 1 – 3, 2000.

HAUGEN, Å. Fluid Flow in Fractured Carbonates: Wettability effects and Enhanced Oil Recovery. Ph.D. Dissertation, University of Bergen. Norway. 2010.

HERRICK, R., COUTURIE, S. & BEST, D. An Improved Nuclear Magnetism Logging System and Its Application to Formation Evaluation. SPE 8361 presented at the 54th Annual Fall Technical Conference and Exhibition of the SPE of AIME held in Las Vegas, USA. September 23 – 26, 1979.

HILCHIE, D.W., MILLS, W.R., DENNIS, C.L. & GIVENS, W.W. Some aspects of Pulsed Neutron Logging. Paper presented at the SPWLA 9th Annual Logging Symposium. June 23 – 25, 1968.

IEA – International Energy Agency. Key world energy statistics. 2016.

JENKINS, C., OUENES, A., ZELLOU, A. & WINGARD, J. Quantifying and predicting naturally fractured reservoir behavior with continuous fracture models. AAPG Bulletin, V. 93, NO. 11. Pp. 1597-1608. 2009.

JOHARE, D.B., ALTUNBAY, M.M. & POIT, R.E. Derivation of Residual Oil Profile for Enhanced Recovery. IPTC 16435 Presented at the International Petroleum Technology Conference held in Beijing, China. March 26 – 28, 2013.

KARIMAIE, H. & TORSÆTER, O. Effect of Injection Rate, Initial Water Saturation and Gravity on Water Injection in Slightly Water-Wet Fractured Porous Media. Journal of Petroleum Science and Engineering 58: 293-308. 2007.

KENYON, B., KLEINBERG, R., STRALEY, C., GUBELIN, G. & MORRIS, C. Nuclear Magnetic Resonance Imaging-Technology for the 21st Century. Schlumberger Oilfield Review. Autumn 1995.

KENYON, W.E. & BAKER, P.I. EPT Interpretation in Carbonates Drilled with Salt Muds. SPE 13192 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Houston. September 16 – 19, 1984.

KHATCHIKIAN, A. Registros de pozo: principios y aplicaciones. 1ª ed. Buenos Aires, Argentina. 2011.

LAHERRÈRE, J. Distribution and Evolution of “Recovery Factor”. Paper presented at Oil Reserves Conference. Paris, France. November, 1997. Disponible en: <http://www.hubbartpeak.com/laherrere/iea1997/>

LEU, G., GUZMAN-GARCÍA, A.G., CORY, D.G. & SEA, P.N. NMR Identification of Fluids and wettability in situ in Preserved Cores. *Petrophysics Journal* 43, No.1, 13. (January – February). 2002.

LIU, S.C., SHARMA, M.P. & HARRIS, H.G. Steam and CO₂ Combination Flooding of Fractured Cores: Experimental Studies. Paper 95-80 presented at the Annual Technical Meeting of The Petroleum Society of CIM held in Alberta, Canada. May 14 – 17, 1995.

LÓPEZ, F.D., MORALES, J., HURTADO, A.O., CORREA, M., BUENROSTRO, C.A., PHILLIPS, C.E. & ANGUIANO-ROJAS, P. Case Studies of Dielectric Logging in a Highly Fractured Carbonate Reservoir in the Gulf of Mexico. SPWLA-2014-TTTT presented at the 55th Annual Logging Symposium held in Abu-Dhabi, UAE. May 18 – 22, 2014.

MA, S., N. R. MORROW & X, ZHANG. Generalized Scaling of Spontaneous Imbibition Data for Strongly Water-Wet Systems. *Journal of Petroleum Science and Engineering* 18(3-4): 165-178. 1997.

MAHIOUT, S., CLERKE, E.A., AZIZI, I.M., BELOWI, A., GHANIM, R. Application of the New Dielectric Technology to the Formation Evaluation of Middle Eastern Carbonate and Sandstone Reservoirs – A case Study from Saudi Arabia. SPE 177975-MS presented at the SPE Saudi Arabia Section Annual Technical Symposium and Exhibition held in Al-Khobar, Saudi Arabia. April 21 – 23, 2015.

MATTAX, C. C., & J. R. KYTE. Imbibition Oil Recovery from Fractured, Water-Drive Reservoir. *SPE J.* 2(2): 177-184. 1962.

MOHAMMED, A.F. Evaluation of True Formation Resistivity Derived From the Dual Laterolog-R_{xo} and the Induction-Spherically Focused Log. IPTC 17209 presented at the International Petroleum Technology Conference held in Doha, Qatar. January 20 – 22, 2014.

MURPHY, R.P. & OWENS, W.W. The Use of Special Coring and Logging Procedures for Defining Reservoir Residual Oil Saturations. *Journal of Petroleum Technology*. July, 1973.

MURPHY, R.P. & OWENS, W.W. The Use of Special Coring and Logging Procedures for Defining Reservoir Residual Oil Saturations. SPE 3793 presented at the SPE-AIME Symposium on Improved Oil Recovery held in Tulsa, USA. April 16 – 19, 1972.

MURPHY, R.P., OWENS, W.W. & DAUBEN, D.L. Well Logging Method: U.S. Pat. 3'757,575. September 11, 1973.

NAJAFABADI, N., DELSHAD, M., SEPEHMOON, K., NGUYEN, Q. & ZHANG, J. Chemical Flooding of Fractured Carbonates Using Wettability Modifiers. SPE 113369 presented at the SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium held in Oklahoma, USA. April 19 – 23, 2008.

NARR, W., SCHECHTER, D. & THOMPSON, L. Naturally Fractured Reservoir Characterization. Society of Petroleum Engineers. USA. 2006.

NELSON, R. Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs. Second edition, Butterworth-Heinemann. USA. 2001.

NEUMAN, C.H. & BROWN, R.J.S. Applications of Nuclear Magnetism Logging to Formation Evaluation. JPT Journal. Dec., 2853-2862. 1982.

NOBLETT, B.R. & GALLAGHER, M.G. Utilizing Pumpdown Pulsed Neutron Logs in Horizontal Wellbores to Evaluate Fractured Carbonate Reservoirs. Paper presented at the SPWLA 34th Annual Logging Symposium. June 13 – 16, 1993.

PATHAK, P., FITZ, D.E. & BABCOCK, K.P. Residual Oil Saturation determination for EOR Projects in a Mature West Texas Carbonate Field. SPE 145229 presented at the SPE Enhanced Oil Recovery Conference held in Kuala Lumpur, Malaysia. July 19 – 21, 2011.

PENNEY, R.K., CALCRAFT, A.P. & PIETSCH, A.P. Quantitative EPT Interpretation in Australian Reservoirs. SPE 36979 presented at the SPE Asia/Pacific Oil and Gas Conference held in Adelaide, Australia. October 30 – 31, 1996.

PHAM, T.R. & AL-SHAHRI, A.M. Assessment of Residual Oil Saturation in a Large Carbonate Reservoir. SPE Paper 68069 presented at the SPE Middle East Oil Show held in Bahrain. March 17 – 20, 2001.

PINOUS, O., ZELLOU, A., ROBINSON, G., ROYER, T., SVIKHNUSHIN, N., BORISENOK, D. & BLANK, A. Continuous Fracture Modeling of a Carbonate Reservoir in West Siberia. SPE 103284 presented at the International Oil

conference and Exhibition in Mexico held in Veracruz, Mexico. June 27 – 30, 2007.

RAJAN, R. Theoretically Correct Analytical Solution for Calculating Capillary Pressure-Saturation from Centrifuge Experiments. Paper presented at the SPWLA 27th Annual Logging Symposium. June 9 – 13, 1986.

RAMÍREZ, J. SAMANIEGO, F., RODRÍGUEZ, F. & RIVERA, J. Tracer-Test Interpretation in Naturally Fractured Reservoirs. SPE 28691 presented at the SPE International Petroleum Conference and Exhibition of México held in Veracruz, México. October 10 – 13, 1994.

RICHARDSON, J.E. & WYMAN, R.E. Method for Determining Residual Oil Content of a Formation Using Thermal Neutron Decay Measurements. U.S. Pat. 3'562,523. February, 1971.

RICHARDSON, J.E., WYMAN, R.E., JORDEN, J.R. & MITCHELL, F.R. Methods for Determining Residual Oil with Pulsed Neutron Capture Logs. SPE 3796 presented at the SPE-AIME Symposium on Improved Oil recovery held in Tulsa, USA. April 16 – 19, 1972.

ROBINSON, J. D., LOREN, J.D. & VAJNAR, E. A. Determining Residual Oil with the Nuclear Magnetism Log. JPT Journal 257. Feb., 226-236- 1974.

ROSE, D., ZHOU, T., BEEKMAN, S., QUINLAN, T., DELGADILLO, M. GONZALES, G., FRICKE, S., THORNTON, J., CLINTON, D., GICQUEL, F., SHESTAKOVA, I., STEPHENSON, K., STOLLER, C., PHILIP, O., MARIN, J., MAINIER, S., PERCHONOK, B. & BAILLY, J. An Innovative Slim Pulsed Neutron Logging Tool. Paper presented at the SPWLA 56th Annual Logging Symposium held in Long Beach, USA. July 18 – 22, 2015.

SAIDI, A. Reservoir Engineering of fractured reservoirs (Fundamental and practical aspects). Total Edition Presse. Singapore. 1987.

SANNI, M.L., AL-ABBAD, M.A., KOKAL, S.L., HARVING, S., OLAF, H. & JEVANORD, K. Afield Case Study on Inter-Well Chemical Tracer Test. SPE 173760-MS presented at the SPE International Symposium on Oilfield chemistry held in The Woodlands, USA. April 13 – 15, 2015.

SCHLUMBERGER. Log Interpretation Principles/Applications. 1989.

SCHLUMBERGER. Yacimientos Carbonatados: Enfrentando sus desafíos singulares para maximizar la recuperación. 2008. Disponible en:

http://www.slb.com/~media/Files/industry_challenges/carbonates/brochures/cb_carbonatados_08os071.ashx

SHARIFI, M & SHAIKH, M. Investigation of Optimum Salinity of Injected Water in Carbonate Reservoirs using Wettability Measurement and Core Flooding. SPE 165992 presented at the SPE Reservoir Characterisation and Simulation Conference and Exhibition held in Abu Dhabi, UAE. September 16 – 18, 2013.

SORKHABI, R. The King of Giant Fields. GEOExPro Magazine, Vol. 7 No. 4. Pp. 24 – 31. 2010. Disponible en: http://assets.geoexpro.com/uploads/99a4f080-7496-4630-82cd-f826ba888f5d/GEO_ExPro_v7i4_Full.pdf

TANG, J. & ZHANG, P. Determination of Residual Oil Saturation in a Carbonate Reservoir. SPE 72111 presented at the SPE Asia Pacific Improved Oil Recovery Conference held in Kuala Lumpur, Malaysia. October 8 – 9, 2001.

TANG, J. A New Double-Porosity Single-Well Tracer Simulator with Fluid Drift for Residual Oil saturation Measurement in Carbonate Reservoirs. Paper presented at the Petroleum Society's Canadian International Petroleum Conference held in Calgary, Canada. June 11 – 13, 2002.

TEKLU¹, T., BROWN, J., KAZEMI, H., GRAVES, R., ALSUMAITI, A. A critical Literature Review of Laboratory and Field Scale Determination of Residual Oil Saturation. SPE 164483 presented at the SPE Production and Operations Symposium held in Oklahoma, USA. March 23 – 26, 2013.

TEKLU², T., BROWN, J., KAZEMI, H., GRAVES, R., ALSUMAITI, A. Residual Oil Saturation Determination – Case Studies in Sandstone and Carbonate Reservoirs. SPE 164825 presented at the EAGE Annual Conference & Exhibition Incorporating SPE Europe held in London, United Kingdom. June 10 – 13, 2013.

TORSAETER, O. & SILSETH, J.K. The Effects of Sample Shape and Boundary Conditions on Capillary Imbibition. Symp. On North Sea Chalk, Stavanger, Norway. 1985.

TOUMELIN, E., SUN, B., MANZOOR, A., KEELE, D., WASSON, M. & SAGNAK, A. Revisiting Log-Inject-Log NMR for Remaining Oil Determination: A Field Application of T2-D NMR in the Permian Basin. SPWLA-2012-v53n3a2 presented at the SPWLA 52nd Annual Logging Symposium held in Colorado Springs, USA. May 14 – 18, 2011.

VAN BENNETZEN, M., GILANI, S., MOGENSEN, K., GHOZALI, M. & BOUNOUA, N. Successful Polymer Flooding of Low Salinity, Oil-Wet,

Carbonate Reservoir Cores. SPE 171849-MS presented at the Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference held in Abu Dhabi, UAE. November 10 – 13, 2014.

VAN DEN BERG, F.G. The Capability of Pulsed Neutron Capture Logging to Determine Oil and Gas Saturations. SPE 19614 presented at the 64th Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers held in San Antonio, USA. October 8 – 11, 1989.

VERMA, M., BOUCHERIT, M. & BOUVIER, L. Evaluation of Residual Oil Saturation after Waterflood in a Carbonate Reservoir. SPE Reservoir Engineering Journal. November, 1994.

VIKSUND, B., N. R. MORROW, S. MA. & A. GRAUE. Initial Water Saturation and Oil Recovery from Chalk and Sandstone by Spontaneous Imbibition. Intl. Symposium of Soc. Of Core Analysts, The Hague. 1998.

WHARTON¹, R.P., HAZEN, G.A., RAU, R.N. & BEST, D.L. Advancements in electromagnetic Propagation Logging. SPE 9041 presented at the SPE Rocky Mountain Regional Meeting held in Casper, USA. May 14 – 16, 1980.

WHARTON², R.P., HAZEN, G.A., RAU, R.N. & BEST, D.L. Electromagnetic Propagation Logging: Advances in Technique and Interpretation. SPE 9267 presented at Dallas, USA. September 21 – 24, 1980.

WYMAN, R.E. How Should We Measure Residual-Oil Saturation? Bulletin of Canadian Petroleum Geology. Vol. 25. No. 2, p. 233-270. May, 1977.

YOUMANS, A.H. & HOPKINSON, E.C. The Neutron Lifetime Log. Paper presented at the SPWLA 5th Annual Logging Symposium held in Midland, USA. May 13 – 15, 1964.

YOUMANS, A.H., HOPKINSON, E.C. & WICHMAN, P.A. Neutron Lifetime Logging in Theory and Practice. Paper presented at the 7th Annual SPWLA Symposium held in Tulsa, USA. 1966.

ZELLOU, A., HARTLEY, L., HOGERDUIJN-STRATING, E., AL DHAHAB, S., BOOM, W. & HADRAMI, F. Integrated Workflow Applied to the Characterization of a Carbonate Fractured Reservoir: Qarn Alam Field. SPE 81579 presented at the SPE 13th Middle East Oil show & Conference held in Bahrain. April 5 – 8, 2003.

ZHANG, Q., HUANG, C.C. & HIRASAKI, G.J. Interpretation of Wettability in Sandstones with NMR Analysis. Paper 9921 presented at 1999 International Symposium of the Society of Core Analysts. Golden, USA. August 1 – 4, 1999.

ZHANG, X., N. R. MORROW & S. MA. Experimental verification of a modified scaling group for spontaneous imbibition. SPE Reservoir Eng. 11(4): 280-285. 1996.

ZHOU, X., N. R. MORROW & S. MA. Interrelationship of Wettability, Initial Water Saturation, Aging Time, and Oil Recovery by Spontaneous Imbibition and Waterflooding. SPE J. 5(2): 199-207. 2000.