



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

---

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**DIVISIÓN DE INGENIERIA EN CIENCIAS DE LA TIERRA**

**Parámetros Petrofísicos Compuestos en la  
Caracterización de Yacimientos.**

**T E S I S**

**QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE  
INGENIERA PETROLERA**

**PRESENTA**

**Karen Eugenia Meza Constantino**

**Director**

**Ing. Manuel Juan Villamar Viguera**



**México, D.F., Cd. Universitaria, Enero del 2013**

# Índice

Relación de Figuras, Gráficas, Tablas y Mapas.	i
Resumen	iv
Introducción	vi
<b>1. Conceptos Básicos</b>	<b>2</b>
<b>1.1. Antecedentes</b>	<b>2</b>
<b>1.2. Caracterización de Yacimientos.</b>	<b>2</b>
1.2.1. Modelo Geológico.	5
1.2.2. Modelo de Permeabilidad por Capas	5
1.2.3. Modelo de Unidades de Flujo	6
1.2.4. Modelo de Simulación	6
<b>1.3. Caracterización Estática</b>	<b>7</b>
<b>1.4. Caracterización Dinámica</b>	<b>7</b>
<b>1.5. Fuentes de Información</b>	<b>7</b>
<b>1.6. Parámetros petrofísicos simples y compuestos     en la caracterización de yacimientos</b>	<b>8</b>
<b>1.7. Mapas usados en la Caracterización de Yacimientos</b>	<b>11</b>
1.7.1. Tipos de mapas	11
1.7.2. Mapas de Isopropiedades	12
<b>2. Parámetros petrofísicos simples</b>	<b>14</b>
<b>2.1. Introducción</b>	<b>14</b>
<b>2.2. Porosidad (<math>\emptyset</math>)</b>	<b>15</b>
2.2.1. Definición	15
2.2.2. Tipos de porosidad	15
2.2.3. Obtención	17
2.2.4. Factores que afectan a la porosidad	17
<b>2.3. Permeabilidad (<math>k</math>)</b>	<b>18</b>
2.3.1. Definición	18
2.3.2. Tipos de permeabilidad	20
2.3.3. Obtención	21
2.3.4. Factores que afectan y definen a la permeabilidad	21
<b>2.4. Compresibilidad (<math>c</math>)</b>	<b>22</b>
2.4.1. Definición	22
2.4.2. Tipos de compresibilidad	22
2.4.3. Obtención	24
2.4.4. Factores que afectan a la compresibilidad	24

<b>2.5 Saturación de fluidos ( <math>S_f</math> )</b>	<b>25</b>
2.5.1 Definición	25
2.5.2 Tipos de saturación	26
2.5.3 Obtención	27
2.5.4 Factores que afectan a la saturación de fluidos	27
<b>2.6 Tensión Interfacial ( <math>\sigma</math> )</b>	<b>27</b>
2.6.1 Definición	27
2.6.2 Tipos de tensión interfacial	28
2.6.3 Obtención	29
2.6.4 Factores que afectan a la tensión interfacial (TIF) y superficial (TS).	29
<b>2.7 Mojabilidad (W)</b>	<b>31</b>
2.7.1 Definición	32
2.7.2 Tipos de mojabilidad	33
2.7.3 Obtención	34
2.7.4 Factores que afectan la mojabilidad	34
<b>2.8 Presión Capilar ( <math>P_c</math> )</b>	<b>35</b>
2.8.1 Definición	35
2.8.2 Obtención	35
2.8.3 Factores que afectan a la presión capilar.	36
<b>2.9 Viscosidad ( <math>\mu</math> )</b>	<b>37</b>
2.9.1 Definición	37
2.9.2 Tipos de viscosidad	39
2.9.3 Obtención	39
2.9.4 Factores que afectan a la viscosidad.	40
<b>2.10 Tortuosidad ( <math>\tau</math> )</b>	<b>40</b>
2.10.1 Definición	40
2.10.2 Obtención	40
2.10.3 Factores que afectan a la tortuosidad	41
<b>3. Parámetros petrofísicos compuestos</b>	<b>42</b>
<b>3.1 Introducción</b>	<b>43</b>
<b>3.2 Unidades de Flujo</b>	<b>44</b>
<b>3.3 Capacidad de Almacenamiento (CA)</b>	<b>45</b>
3.3.1 Definición	45
3.3.2 Obtención	46
3.3.3 Aplicación	46
3.3.4 Análisis de parámetros	47
<b>3.4 Índice de hidrocarburos (IH)</b>	<b>49</b>
3.4.1 Definición	49
3.4.2 Obtención	50
3.4.3 Aplicación	50
3.4.4 Análisis de parámetros	52

<b>3.5 Índice de Hidrocarburos Recuperables (IHR)</b>	<b>53</b>
3.5.1 Definición	53
3.5.2 Obtención	54
3.5.3 Aplicación	54
3.5.4 Análisis de parámetros	55
<b>3.6 Capacidad de Flujo (CF)</b>	<b>56</b>
3.6.1 Definición	56
3.6.2 Obtención	57
3.6.3 Aplicación	57
3.6.4 Análisis de parámetros	60
<b>3.7 Capacidad de transporte de fluidos almacenados (CTFA)</b>	<b>61</b>
3.7.1 Definición	61
3.7.2 Obtención	61
3.7.3 Aplicación	61
3.7.4 Análisis de parámetros	63
<b>3.8 Capacidad de transporte de los hidrocarburos recuperables (CTHR)</b>	<b>64</b>
3.8.1 Definición	64
3.8.2 Obtención	65
3.8.3 Aplicación	65
3.8.4 Análisis de parámetros	66
<b>3.9 Transmisibilidad (T)</b>	<b>68</b>
3.9.1 Definición	68
3.9.2 Obtención	69
3.9.3 Aplicación	69
3.9.4 Análisis de parámetros	70
<b>3.10 Movilidad (M) y relación de movilidades</b>	<b>71</b>
3.10.1 Definición	71
3.10.2 Obtención	72
3.10.3 Aplicación	72
3.10.4 Análisis de parámetros	73
<b>3.11 Índice de calidad del yacimiento (RQI)</b>	<b>74</b>
3.11.1 Definición	74
3.11.2 Obtención	76
3.11.3 Aplicación	76
3.11.4 Análisis de parámetros	78
<b>3.12 Indicador de Zona de Flujo (FZI)</b>	<b>79</b>
3.12.1 Definición	79
3.12.2 Obtención	81
3.12.3 Aplicación	81
3.12.4 Análisis de parámetros	83

<b>3.13 Factor de caracterización de unidad de flujo de Tiab (<math>H_T</math>)</b>	<b>84</b>
3.13.1 Definición	84
3.13.2 Obtención	84
3.13.3 Aplicación	85
3.13.4 Análisis de parámetros	85
<b>3.14 Índice de fluido libre (FFI)</b>	<b>87</b>
3.14.1 Definición	87
3.14.2 Obtención	87
3.14.3 Aplicación	87
3.14.4 Análisis de parámetros	89
<b>3.15unción J (<math>J(S_w)</math>)</b>	<b>90</b>
3.15.1 Definición	90
3.15.2 Obtención	93
3.15.3 Aplicación	93
3.15.4 Análisis de parámetros	94
<b>4. Aplicación de los parámetros petrofísicos compuestos en la Caracterización de Yacimientos.</b>	<b>96</b>
<b>4.1 Introducción</b>	<b>97</b>
<b>4.2 Parámetros compuestos en la tipificación de rocas.</b>	<b>97</b>
4.2.1 Definición de tipificación de las rocas	97
4.2.2 Técnica para la tipificación de rocas utilizando el índice de calidad de la roca y el indicador de zona de flujo.	98
<b>4.3 Ejemplos de la utilización de parámetros petrofísicos compuestos en la caracterización de yacimientos petroleros.</b>	<b>100</b>
4.3.1 Yacimiento en el campo Abia, Nigeria	100
4.3.2 Yacimiento en el Rincón del Mangrullo, Neuquén, Argentina	103
4.3.3 Yacimiento C2/ML-305, campo Lamar, Lago Maracaibo, Venezuela.	108
4.3.4 Caracterización de los yacimientos del área O-16, en el campo Cerro Negro, Venezuela.	115
<b>Conclusiones y Recomendaciones</b>	<b>121</b>
Conclusiones	122
Recomendaciones	124
<b>Bibliografía</b>	<b>125</b>

## Relación de Figuras.

Cap.	Figura	Página	Nombre
<b>1</b>	1.1	2	Método de Caracterización por modelos.
	1.2	3	Ejemplos de Análisis Microscópico
	1.3	3	Caracterización Mesoscópica. Análisis de núcleos grandes e interpretación de registros geofísicos
	1.4	4	Caracterización Macroscópica. Se toma en cuenta la información de más de un pozo (correlación) y se realizan pruebas de presión al yacimiento
	1.5	4	Caracterización Megascópica. Configuración de parámetros del yacimiento.
	1.6	6	Modelo 3D de permeabilidad por estratos.
	1.7	8	Escalas de medida y resolución relativa de las herramientas para la caracterización de yacimientos.
	1.8	9	Parámetros petrofísicos simples.
	1.9	12	Ejemplos de mapas de isoporosidad, isosaturación de agua e isoespesor neto, que combinándolos resulta un mapa de isohidrocarburos.
<b>2</b>	2.1	15	Representación conceptual de la porosidad
	2.2	16	Representación de los diferentes tipos de arreglos de poros en la roca de un yacimiento.
	2.3	17	Arreglos cúbico y romboédrico con sedimentos bien clasificados con porosidades de 47.64 y 25.96%, respectivamente.
	2.4	18	Ilustración de la permeabilidad en una roca.
	2.5	19	Experimento de Darcy trasladado a una muestra de roca (núcleo).
	2.6	26	Representación de la ubicación del agua irreductible en un yacimiento idealizado.
	2.7	28	Tensión interfacial entre dos líquidos inmiscibles.
	2.8	29	Tipos de interfaces
	2.9	30	Esquema del "Pendant Drop", gota de agua en un aceite ligero.
	2.10	32	Esquema de una película de agua esparcida en un superficie sólida en presencia de aire.
	2.11	32	Esquema de dos fluidos inmiscibles (agua-aceite) en contacto con una superficie sólida.
	2.12	40	Esquema que muestra la tortuosidad entre dos puntos.
	2.13	41	a) Tortuosidad a condiciones normales de un medio poroso b) Tortuosidad cuando existe un incremento de presión y de la temperatura.
<b>3</b>	3.1	44	Representación de unidades de flujo verticalmente en un yacimiento, de acuerdo a datos estratigráficos de cinco pozos.
	3.2	45	Ejemplo de capacidad de almacenamiento en dos medios porosos, donde:
	3.3	50	Representación del índice de hidrocarburos en un intervalo del yacimiento.
	3.4	57	Capacidad de flujo por capa
	3.5	62	Capacidad de transporte de fluidos almacenados en el yacimiento
	3.6	65	Capacidad de transporte de hidrocarburos recuperables para una cierta permeabilidad absoluta.
	3.7	68	Representación de la transmisibilidad con dos aceites de diferente viscosidad.
	3.8	69	Transmisibilidad a través de la matriz y a través de las fracturas.
	3.9	72	Procesos de recuperación secundaria y mejorada
<b>4</b>	4.1	98	Láminas de muestras representativas de tipos de roca. (a) Arena homogénea, (b) arena no consolidada, (c) arena poco seleccionada y (d) carbonatos.
	4.2	99	Representación de diferentes tipos de roca en un yacimiento.
	4.3	100	Ubicación del campo Abia en el delta del río Níger, Nigeria.
	4.4	103	Ubicación del yacimiento Rincón del Mangrullo
	4.5	106	Lámina representativa de la unidad de flujo 1
	4.6	106	Lámina representativa de la unidad de flujo 2
	4.7	107	Lámina representativa de la unidad de flujo 3
	4.8	107	Lámina representativa de la unidad de flujo 4
	4.9	107	Lámina representativa de la unidad de flujo 5
	4.10	108	Ubicación de la cuenca del Lago Maracaibo
	4.11	108	Localización del campo Lamar y del yacimiento C2/ML-E-305
	4.12	115	Ubicación de la zona de estudio O-16, en Cerro Negro.

## Relación de Gráficas

Cap.	Gráfica	Página	Nombre
2	2.1	36	Gráfica de presión capilar contra saturación de agua, en donde se muestran las curvas de drene e imbibición.
	2.2	37	Variación de la presión capilar con la saturación de Hg en función de la permeabilidad ( $k_1 > k_2 > k_3 > k_4 > k_5$ ).
	2.3	38	Efecto de la presión en la viscosidad de varios aceites.
	2.4	38	Viscosidad del aceite como función de la gravedad °API, a diferentes temperaturas.
3	3.1	48	Gráfica de tornado para realizar análisis de sensibilidad de la capacidad de almacenamiento.
	3.2	52	Gráfica de tornado para el análisis del índice de hidrocarburos.
	3.3	56	Gráfica de tornado para el análisis del índice de hidrocarburos (aceite) recuperables.
	3.4	58	Gráfica de los datos de capacidad de almacenamiento y capacidad de flujo
	3.5	58	Identificación de tres unidades de flujo
	3.6	60	Gráfica de Tornado de los parámetros que componen la capacidad de flujo
	3.7	63	Gráfica de tornado de la capacidad de transporte de fluidos almacenados en parte de un yacimiento.
	3.8	67	Gráfico de tornado de la capacidad de transporte de los hidrocarburos recuperables
	3.9	71	Gráfica de tornado de la transmisibilidad
	3.10	74	Gráfica de tornado de la movilidad del aceite.
	3.11	77	Gráfica de tornado para el análisis de sensibilidad del índice de calidad de la roca
	3.11'	79	Perfil de RQI en un pozo
	3.12	82	Relación entre FZI y las características del grano
	3.13	82	Porcentaje de Arcillosidad contra FZI (Oeste de África).
	3.14	83	Análisis de sensibilidad del indicador de zona de flujo
	3.15	86	Gráfica de tornado del factor de caracterización de unidad de flujo de Tiab
	3.16	89	Relación RQI con $\sqrt{\phi^3}$ en la que se muestran tres unidades de flujo
	3.17	90	Gráfica de tornado correspondiente al índice de fluido libre
	3.18	91	Curvas de presión capilar durante a lo largo del yacimiento.
	3.19	92	Gráfica de la función J como función de la saturación de agua
3.20	93	Comparación de la función J en a) valores de todos los núcleos y b) el mismo tipo de roca.	
3.21	94	Gráfica de tornado de la función J	
4	4.1	101	Sección transversal que indica la presencia del Yacimiento X.
	4.2	102	Gráfica Log (FZI) vs Profundidad, mostrando la distribución log-normal de las zonas de flujo.
	4.3	105	Gráfico log-log de RQI vs. $\phi_z$
	4.4	105	Gráfico log-log de RQI vs. $\phi_z$ donde se distingue la separación de datos de acuerdo a las distintas unidades de flujo.
	4.5	111	RQI vs $\phi_z(1 - V_{sh})$ , Unidad de flujo C20
	4.6	111	RQI vs $\phi_z(1 - V_{sh})$ , Unidad de flujo C21S
	4.7	112	RQI vs $\phi_z(1 - V_{sh})$ , Unidad de flujo C21I
	4.8	112	RQI vs $\phi_z(1 - V_{sh})$ , Unidad de flujo C22
	4.9	113	RQI vs $\phi_z(1 - V_{sh})$ , Unidad de flujo C23S
	4.10	113	RQI vs $\phi_z(1 - V_{sh})$ , Unidad de flujo C23M
	4.11	114	RQI vs $\phi_z(1 - V_{sh})$ , Unidad de flujo C23I
	4.12	115	Definición de unidades de flujo utilizando RQI vs $\phi_z$
	4.13	118	Nivel de agua libre según la función J en el pozo BCN-10

## Relación de Tablas

Cap.	Tabla	Página	Nombre
<b>1</b>	1.1	10	Parámetros petrofísicos compuestos.
<b>2</b>	2.1	34	Ejemplos de las condiciones de mojabilidad dependiendo del ángulo de contacto.
<b>3</b>	3.1	47	Variación de valores de porosidad efectiva y de espesor y de capacidades de almacenamiento correspondientes.
	3.2	49	Valores estimados de porosidad para rocas sedimentarias (%).
	3.3	52	Tabla de variación de los valores de los parámetros simples y del Índice de hidrocarburos
	3.4	55	Variación de los valores de los parámetros simples y del Índice de hidrocarburos (aceite) recuperables.
	3.5	60	Variación de los parámetros simples y del compuesto
	3.6	63	Variación de los parámetros simples y del compuesto (CTFA).
	3.7	66	Variación de valores de los parámetros simples y de la capacidad de transporte de los hidrocarburos recuperables.
	3.8	70	Variación de parámetros simples y de la transmisibilidad.
	3.9	73	Variación de los parámetros simples y del compuesto (movilidad).
	3.10	78	Variación de parámetros que intervienen en RQI.
	3.11	83	Variación del factor que define la forma de garganta de poro, la tortuosidad y el área superficial efectiva por unidad de volumen de grano.
3.12	86	Tabla de variación de los parámetros simples y los correspondientes de HT	
3.13	89	Variación de los parámetros simples y del índice de fluido libre.	
3.14	94	Variación de los parámetros simples y de la función J	
<b>4</b>	4.1	114	Indicador de zona de flujo estimado, FZI, para cada unidad de flujo.

## Relación de Mapas

Cap.	Mapa	Página	Nombre
<b>1</b>	1.1	11	Mapa que muestra la estructura, el espesor y los límites de un yacimiento, a partir de datos de los pozos perforados.
<b>3</b>	3.1	46	Mapa de Isocapacidades de almacenamiento de una zona del yacimiento.
	3.2	51	Mapa de isoíndices de hidrocarburos o de isohidrocarburos de una porción de un yacimiento.
	3.3	54	Mapa de Isohidrocarburos recuperables.
	3.4	59	Mapa de isocapacidad de flujo de una zona del yacimiento.
	3.5	62	Mapa de Isocapacidad de transporte de los fluidos almacenados en parte de un yacimiento.
	3.6	66	Mapa de isocapacidad de transporte de hidrocarburos recuperables.
	3.7	70	Distribución de la transmisibilidad en un yacimiento (isotransmisibilidad).
	3.8	73	Distribución de la movilidad en un yacimiento.
<b>4</b>	4.1	116	Mapa de isoporosidades del área O-16.
	4.2	117	Mapa de isosaturación de agua inicial en el área O-16
	4.3	117	Mapa de isohidrocarburos del área O-16
	4.4	119	Mapa de J-Facies de la unidad MO-9.
	4.5	120	Mapa de J-Facies de la unidad MO-8.

---



## Resumen

En este trabajo se describe el uso de parámetros petrofísicos compuestos como una herramienta técnica de gran ayuda para la caracterización de yacimientos petroleros y se muestra que es una alternativa más que debe ser considerada cuando se trata de describir a detalle un yacimiento. A lo largo del trabajo se indican algunos de los conceptos necesarios para poder visualizar de manera general los beneficios que se tienen con tal herramienta.

Para poder llevar a cabo la caracterización de un yacimiento petrolero es necesario crear un modelo geocientífico que incorpora, combina e integra información geológica e ingenieril a diferentes escalas, desde el poro hasta el yacimiento. La caracterización de un yacimiento se puede dividir en dos: caracterización estática y caracterización dinámica. Este trabajo se centra en la caracterización estática, la cual consiste en hacer una descripción detallada de las propiedades de la roca, de los fluidos y del sistema roca-fluidos que se encuentran contenidos en el yacimiento. En el Capítulo 1 se dan a conocer algunos de los conceptos básicos, requeridos para la comprensión de los temas a tratar a lo largo del desarrollo del trabajo.

Uno de los puntos más importantes de la caracterización de yacimientos es la determinación de los parámetros que lo distinguen o particularizan. En el Capítulo 2 se mencionan y definen algunos de los parámetros simples más importantes para tal disciplina técnica, como son: porosidad, permeabilidad y saturación de fluidos, entre otros; además, se muestran factores que influyen en cada uno de estos parámetros simples. Aunque no es el tema principal de esta tesis, se mencionan, de manera breve, algunos métodos para obtener esos parámetros. La construcción de mapas de isopropiedades brinda una mejor visualización de la distribución de cada parámetro simple en el yacimiento, por lo que en el Capítulo 2 también se trata este aspecto.

El Capítulo 3 se enfoca a los parámetros compuestos, tema medular de la tesis. Se define lo que es un parámetro petrofísico compuesto, así como lo que representan en un yacimiento las unidades de flujo hidráulico. Se señala la aplicación de los parámetros compuestos en la identificación de unidades de flujo dentro de un yacimiento, lo que conduce a tener una división del yacimiento en unidades que tienen características de flujo similares. Cada uno de los parámetros compuestos fue analizado para determinar el impacto que las variables (parámetros simples) tienen sobre ellos. El método seleccionado fue un análisis de sensibilidad utilizando el diagrama de Tornado, con lo que se identificaron los parámetros simples que más influyen en las ecuaciones de los parámetros compuestos.

Así como se hace con los parámetros petrofísicos simples, con los compuestos también se pueden preparar mapas. Estos mapas proporcionan o representan la variación no solo de una característica, sino de un conjunto de ellas, lo que a su vez brinda una visión generalizada de mayor alcance del yacimiento.

---



Los parámetros compuestos dan una visión más amplia de las características existentes en el yacimiento, ya que combinan dos o más de los parámetros simples, los cuales son habitualmente analizados de manera independiente. Por este motivo, la utilización de parámetros compuestos en la caracterización de yacimientos petroleros es cada vez más común en el mundo, por lo que uno de los objetivos de esta tesis es dar a conocer los beneficios de su utilización.

Por último, en el Capítulo 4 se muestran algunas aplicaciones de los parámetros petrofísicos compuestos en la caracterización de yacimientos petroleros. Se incorporan a este trabajo ejemplos reales de yacimientos en el mundo, en los que se han utilizado parámetros petrofísicos compuestos como información para determinar, comparar o confirmar, por ejemplo, las unidades de flujo existentes en el yacimiento. Estos ejemplos son solo algunos de los muchos yacimientos en donde se están utilizando esos parámetros como un medio auxiliar para facilitar y aumentar la precisión de la identificación de propiedades, entre ellas las unidades de flujo hidráulico.

## **Objetivo del trabajo**

El objetivo de esta tesis es dar a conocer la importancia que tienen en la caracterización de yacimientos petroleros los conceptos que en este trabajo se denominan parámetros petrofísicos compuestos. Además de mostrar la aplicación y el impacto que estos parámetros pueden llegar a tener durante la exploración y explotación de un yacimiento de hidrocarburos.

---



## Introducción

En la exploración y explotación de un yacimiento petrolero se requiere la realización de diversas etapas de trabajo para poder llevarse a cabo en forma apropiada. Esas etapas comprenden la ejecución de gran variedad de estudios técnicos, uno de ellos es el que corresponde a la caracterización de yacimientos. Este estudio es crucial, ya que se enfoca a obtener la información necesaria para poder explotar de manera adecuada al yacimiento.

Una de las actividades más importantes y desafiantes para los geocientistas y los ingenieros es mejorar las técnicas para describir un yacimiento. Es bien sabido que si existe una mejora en la descripción del yacimiento se incrementará la recuperación de hidrocarburos y se reducirá la cantidad de ellos que quedan como remanentes en el yacimiento. Muchos programas usados para la caracterización de yacimientos pasan por alto la descripción a una escala de garganta de poro, de geometría de poro o de tortuosidad, es decir, a nivel micro.

En la caracterización de yacimientos habitualmente se divide al yacimiento en zonas que tienen características geológicas y petrofísicas iguales o similares, a las cuales se les ha dado el nombre de unidades de flujo hidráulico o simplemente unidades de flujo. Estas unidades son definidas y analizadas a lo largo de este trabajo.

Las unidades de flujo están relacionadas con la distribución de las facies geológicas, pero no necesariamente coinciden con sus límites. Estas unidades de flujo se definen por sus atributos geológicos, como la textura, la mineralogía, la estructura sedimentaria y por sus propiedades petrofísicas, como la porosidad, la permeabilidad y la presión capilar. Es por esto que uno de los objetivos de este documento es mostrar la utilización de los parámetros petrofísicos simples y compuestos en la definición de las unidades de flujo. Los parámetros compuestos son de gran ayuda ya que permiten la integración de características petrofísicas que posee el yacimiento a diferentes escalas, dado que, como su nombre lo indica, son la combinación de dos o más parámetros simples.

Muchas veces, las unidades de flujo no pueden determinarse simplemente a través de datos de análisis de núcleos, así que los métodos que utilizan parámetros petrofísicos compuestos son de mayor valía para poder definir de manera más precisa estas unidades, ya que frecuentemente utilizan la combinación de varias fuentes de información, con lo que se tiene un conocimiento mucho más completo de las características que cuando los estudios solo se basan en una de esas fuentes.

Los parámetros petrofísicos compuestos han sido ampliamente utilizados, obteniendo muy buenos resultados. A lo largo de este trabajo se explica, a detalle, en qué consiste la aplicación de esos parámetros, así como el análisis del impacto que tienen en ellos cada uno de los parámetros simples que los componen.

# Capítulo 1

# Capítulo 1

## Conceptos Básicos

### 1.1 Antecedentes

La Caracterización de Yacimientos es un proceso multidisciplinario, en el cual se crea un modelo geocientífico que incorpora e integra información geológica e ingenieril, a diferentes escalas, desde el poro hasta el yacimiento. Básicamente, se puede dividir en dos: la caracterización estática y la dinámica, aunque cada una tiene aspectos y procesos diferentes se complementan para obtener un resultado final en el que se tenga la menor incertidumbre en la definición de sus características.

Existen diversos métodos para la realización de la caracterización de un yacimiento y debido a la importancia de ésta, continuamente se está buscando la mejora de éstos.

Uno de los métodos de caracterización más utilizados por su alta eficiencia consiste en la construcción de cuatro modelos diferentes: a) el modelo geológico que históricamente se desarrolla de manera cualitativa, b) el modelo geológico y los datos petrofísicos se combinan para crear un modelo de permeabilidad por capas, lo que permitirá determinar c) el modelo de las unidades de flujo, en el que se combinarán los componentes geológicos y las propiedades de flujo de fluidos en el yacimiento. Finalmente d) el modelo de simulación, incorpora los datos del historial de producción, esto con la finalidad de poder utilizar el modelo final, en la optimización de la explotación del yacimiento, creando diversos escenarios de explotación para poder tomar la mejor decisión, como se puede apreciar en la figura 1.1.



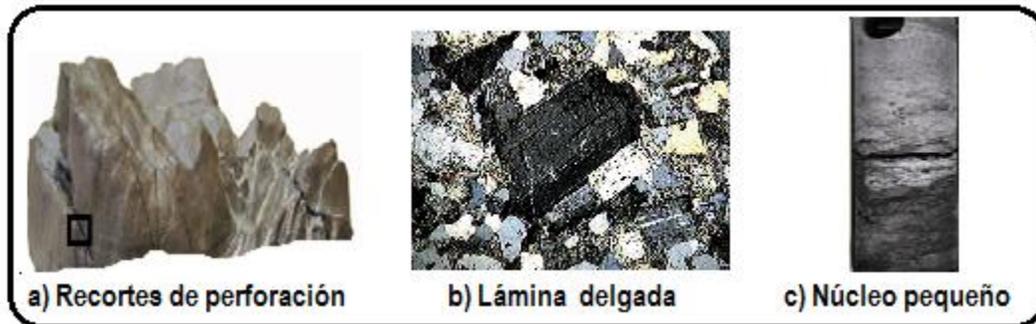
Figura 1.1. Método de Caracterización por modelos.

### 1.2 Caracterización de Yacimientos.

Cuando se hace referencia a la caracterización de un yacimiento básicamente se considera una descripción detallada de éste. Lo que involucra la obtención de propiedades y características de la roca, así como de los fluidos en el yacimiento. Por lo anterior, es que la caracterización de un yacimiento puede llegar a ser muy compleja, ya que involucra las herramientas necesarias para la obtención de los parámetros, el análisis de los valores obtenidos y, lo más importante, cómo interactúan cada una de estas propiedades entre sí.

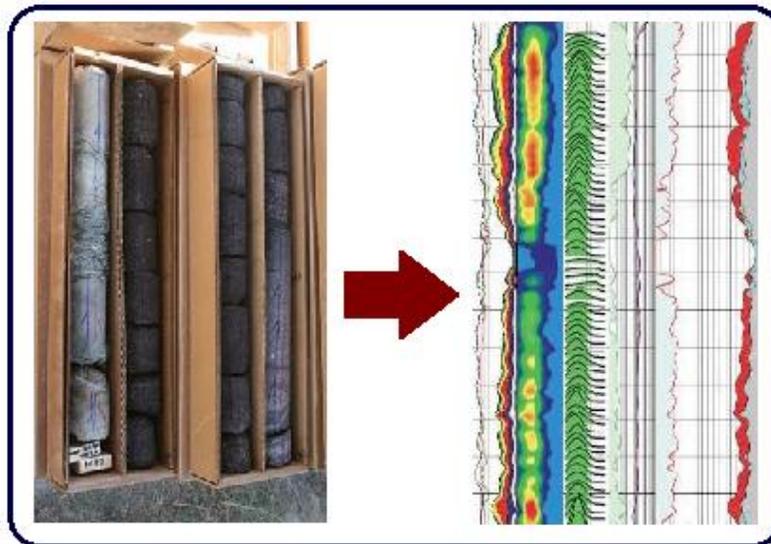
La caracterización puede llevarse a cabo a diferentes escalas: Microscópica, Mesoscópica, Macroscópica y Megascópica.

Cuando se habla de una caracterización microscópica se refiere a la construcción de un modelo, en el cual se describa el comportamiento de la estructura de la roca al nivel más pequeño de ésta, es decir a partir de los diámetros de poros y granos y cómo interactúan éstos como una red. La obtención de este modelo, como su nombre lo indica, se logra por medio del análisis microscópico de recortes de la formación, láminas delgadas y núcleos pequeños, como se ve en la figura 1.2.



**Figura 1.2 Ejemplos de Análisis Microscópico**

La caracterización a nivel mesoscópica se puede definir como el estudio en un rango de tamaño desde unos centímetros hasta aproximadamente 10 metros de longitud. El objetivo se centra en las mediciones alrededor del pozo y se enfoca principalmente en una escala con dirección vertical. Todo esto para determinar heterogeneidades mayores, como tipos de estratificación y otras estructuras geológicas de mediana escala. Todo esto obtenido básicamente de la toma de núcleos grandes y registros geofísicos, ver figura 1.3.



**Figura 1.3 Caracterización Mesoscópica. Análisis de núcleos grandes e interpretación de registros geofísicos.**

Es muy importante en la caracterización de un yacimiento, una vez que se tiene información puntual, realizar un análisis del espacio que existe entre pozos. Esta caracterización es a una escala macroscópica y se realiza por medio de la interpretación de pruebas de presión o por correlaciones de parámetros entre pozos, con el objetivo de tener un panorama más completo de las características del yacimiento, como se muestra en la siguiente figura.

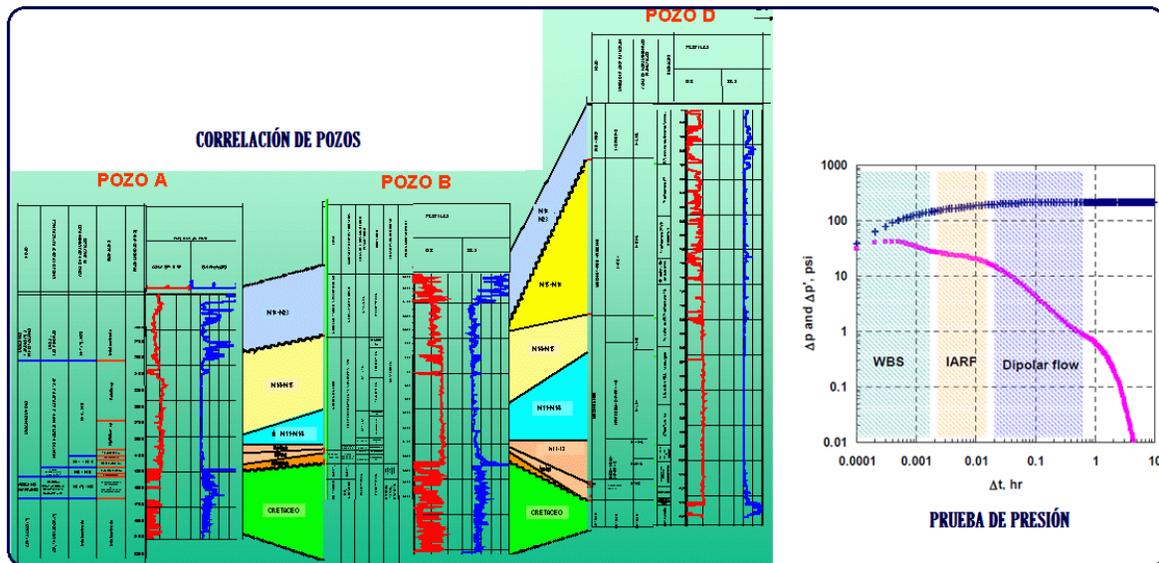


Figura1.4 Caracterización Macroscópica. Se toma en cuenta la información de más de un pozo (correlación) y se realizan pruebas de presión al yacimiento.

Por último, se tiene la caracterización a una escala megascópica. Esta escala comienza desde el estudio del espacio entre pozos y se extiende hasta las dimensiones de todo el campo, obteniendo con ésto una configuración total de los parámetros geológicos, geofísicos o petrofísicos.

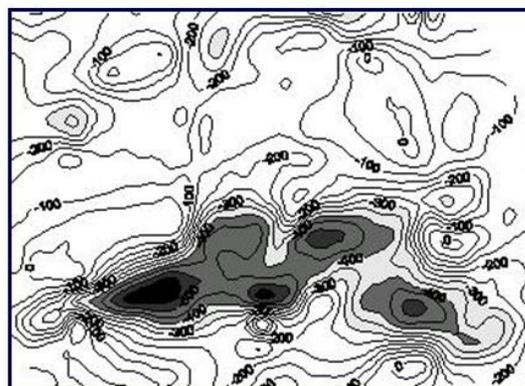


Figura1.5 Caracterización Megascópica. Configuración de parámetros del yacimiento.

### **1.2.1 Modelo Geológico.**

Un modelo geológico integra diversa información, como: el ambiente de depósito, la historia diagenética, la historia estructural y las características geoquímicas de la roca y fluidos, todo lo anterior para describir de la manera más exacta las características geológicas del yacimiento.

El ambiente de depósito ayuda a la determinación de la arquitectura del yacimiento y sirve de preámbulo para la determinación de las unidades de flujo. Una vez que los procesos de depositación son identificados y las secuencias de eventos de depositación son reconstruidas se determinan o predicen la distribución espacial, la geometría y la dimensión de las facies que se generaron.

La realización de un análisis petrográfico exhaustivo ayuda a determinar las fases diagenéticas y su efecto en la porosidad y la permeabilidad. Además de determinar zonas de porosidad secundaria o con poros de mayor tamaño y zonas de cementación o con mayor compactación que reducen la transmisibilidad de fluidos en la roca.

El análisis estructural, como su nombre lo indica, facilita el reconocimiento y la localización de aspectos estructurales como fallas, que en determinado momento son de gran ayuda para poder completar el modelo geológico, ya que estos rasgos pueden estar delimitando el yacimiento.

Un análisis geoquímico se centra en la caracterización e identificación de los diferentes compuestos de los hidrocarburos en su ambiente geológico, permite identificar y localizar arenas que contienen los crudos de mejor calidad.

### **1.2.2 Modelo de Permeabilidad por Capas**

El modelo de permeabilidad de las capas se basa primordialmente en la división de las facies sedimentológicas y la diferenciación de sus propiedades petrofísicas como son: la permeabilidad y la porosidad, así como definir la variabilidad de la permeabilidad y la relación entre la permeabilidad vertical y horizontal. Este modelo provee el marco necesario para los cálculos volumétricos así como el posible comportamiento de flujo de fluidos en el yacimiento y el rendimiento del pozo. En la figura 1.6 se presenta un ejemplo de un modelo de permeabilidad por capas o estratos en 3D.

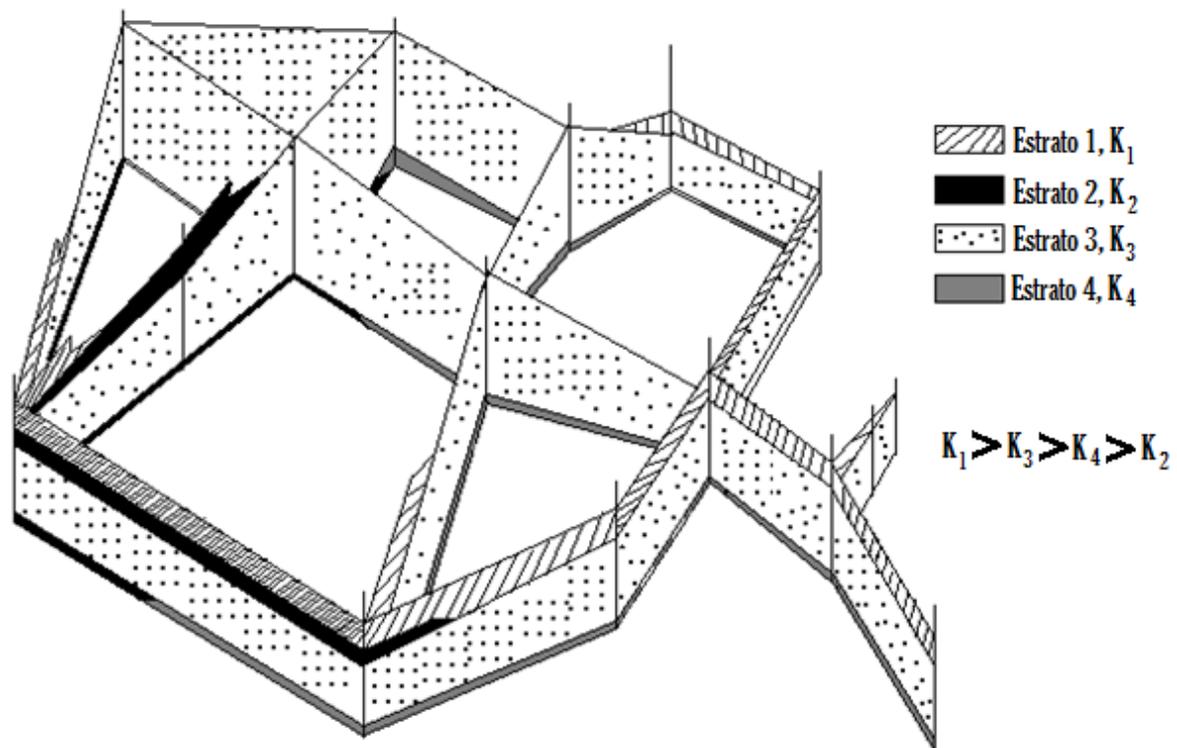


Figura 1.6 Modelo 3D de permeabilidad por estratos.

### 1.2.3 Modelo de Unidades de Flujo

El modelo de unidad de flujo incorpora todos los detalles geológicos pertinentes y toda la información petrofísica disponible, además provee una descripción del yacimiento que contiene la complejidad de la arquitectura del yacimiento y las variaciones de los parámetros del yacimiento. Es de mucha utilidad en las predicciones del comportamiento de la producción en los procesos de recuperación secundaria y terciaria.

Algunos parámetros que se utilizan para distinguir las unidades de flujo son, por ejemplo: permeabilidad, capacidad de flujo ( $kh$ ), porosidad, distribución del tamaño de poro, presión capilar, relación de permeabilidades vertical y horizontal, saturación de aceite, estructuras sedimentarias, litología y tamaño de grano.

### 1.2.4 Modelo de Simulación

Una vez concluido con la construcción de los modelos anteriores, todos los datos obtenidos se llevan a un simulador en donde se obtiene un modelo completo del yacimiento. Con este simulador se harán las pruebas necesarias para poder llevar a cabo una explotación adecuada del yacimiento.

### **1.3 Caracterización Estática**

Es el proceso mediante el cual se describen las características del yacimiento que controlan la capacidad de almacenamiento y de producción de este.

El objetivo de la caracterización estática es determinar cualitativa y cuantitativamente, características y propiedades geológicas y petrofísicas de los sistemas roca y roca-fluidos, así como de las propiedades físicas, químicas y termodinámicas del sistema de fluidos, y definir su distribución en el yacimiento petrolero, así de esta manera poder llegar a desarrollar un modelo geológico-petrofísico que describa las características del yacimiento.

Esta caracterización involucra diversas fuentes de información como son: datos geológicos y geofísicos, registros de pozos y análisis de laboratorio a muestras de roca y de fluidos del yacimiento.

Con esta caracterización se obtienen las propiedades estáticas de la formación. Como ejemplos se pueden mencionar la permeabilidad, la porosidad, las saturaciones, entre muchas otras.

### **1.4 Caracterización Dinámica**

El objetivo principal de la caracterización dinámica es el determinar y evaluar los aspectos que controlan el movimiento de los fluidos dentro del yacimiento petrolero, de acuerdo a la caracterización estática establecida.

Esta caracterización utiliza herramientas como las pruebas de presión, los datos de producción, registro de flujo y temperatura, así como las pruebas de trazadores. Al realizar las pruebas correspondientes se obtienen algunas propiedades dinámicas del yacimiento como la permeabilidad efectiva, presión del yacimiento y el daño a la formación.

### **1.5 Fuentes de Información**

La calidad de la información es un aspecto esencial para la caracterización del yacimiento, por lo que la información debe de ser tomada con la mayor exactitud posible.

Existen muchas maneras o medios para obtener la información requerida, entre éstos se encuentran los estudios geológicos, levantamientos sísmicos, muestras de roca y fluidos, registros geofísicos de pozos, pruebas de presión, pruebas piloto, historial de pozo.

Día a día la tecnología avanza y las herramientas para la toma de información son de mayor exactitud, aunque no hay que perder de vista que tener una herramienta de última tecnología no garantiza éxito en la toma de información, por lo que es necesario escoger las herramientas con las que se esté familiarizado o capacitado para utilizar, con la finalidad de que la información obtenida sea fidedigna.

Es necesario tomar información a diferentes escalas, para poder integrarla y llevar a cabo la preparación de los modelos. A continuación se presenta un esquema en el que se indican las escalas de las mediciones realizadas por las diferentes herramientas para la toma de información

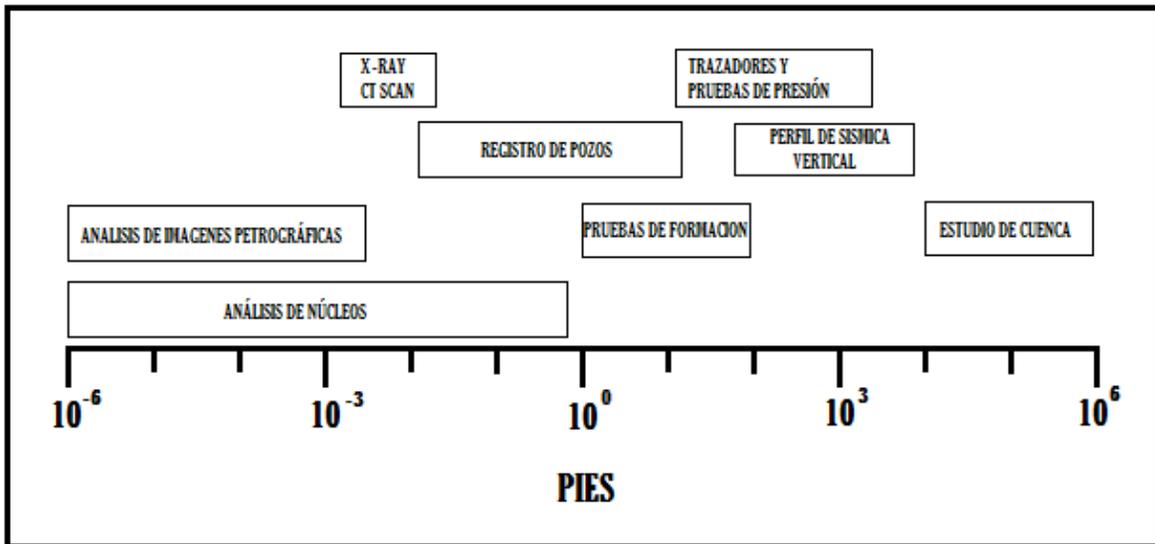


Figura 1.7 Escalas de medida y resolución relativa de las herramientas para la caracterización de yacimientos.

### 1.6 Parámetros petrofísicos simples y compuestos en la caracterización de yacimientos.

Con el fin de generar apropiadamente los modelos básicos para la caracterización de un yacimiento petrolero es necesario, primero, obtener las propiedades de la roca y de los fluidos, que son normalmente determinadas por mediciones directas sobre muestras de roca o de los fluidos. En este trabajo se les llamarán parámetros simples, ya sea petrofísicos o de fluidos. Algunos ejemplos de estos parámetros se indican en la figura 1.8.

La determinación de estos parámetros debe ser muy detallada y precisa, ya que son la base para todos los procedimientos de la caracterización.

Los parámetros petrofísicos simples, de manera independiente, indican ciertas cualidades del yacimiento: si éste puede contener fluidos o no, el porcentaje de cada fluido contenido, qué fluido está mojando a la roca, entre otros; pero es la combinación de estos parámetros simples lo que proporciona un mejor entendimiento del yacimiento y, con ello, se respalda la mejor explotación.



Figura. 1.8 Parámetros simples: petrofísicos y de fluidos.

La combinación de los parámetros petrofísicos simples da lugar a los parámetros petrofísicos compuestos, los cuales están en función de dos o más parámetros simples. En la siguiente tabla se presentan algunos de estos parámetros.

Símbolo	Parámetro compuesto	Ecuación
CF	Capacidad de flujo	$k_a h$
CA	Capacidad de almacenamiento	$\phi_e h$
T	Transmisibilidad	$\frac{k_a h}{\mu}$
M	Movilidad	$\frac{k_{rf}}{\mu_f}$
FZI	Indicador de zona de flujo	$\frac{1}{[\sqrt{F_S} \tau S_{gv}]} = \frac{RQI}{\phi_z}$
RQI	Índice de calidad del yacimiento	$0.0314 \sqrt{\frac{k_a}{\phi_e}}$
J(Sw)	Función J	$\frac{p_c}{\sigma \cos \theta} \sqrt{\frac{k_a}{\phi_e}}$

**Tabla 1.1 Parámetros petrofísicos compuestos.**

Los parámetros compuestos tienen la función de describir el comportamiento del yacimiento analizando y procesando de manera conjunta a los parámetros simples. Ya no solo se observan los valores puntuales de los parámetros simples, se identifica su comportamiento en relación con el resto de ellos, lo que permite tener un panorama más amplio en la caracterización del yacimiento y, por consiguiente, en su explotación.

Respecto a los parámetros petrofísicos compuestos, en vista de que la mayor parte corresponden al sistema roca – fluidos, incluyen parámetros simples no solo de la roca sino también de los fluidos

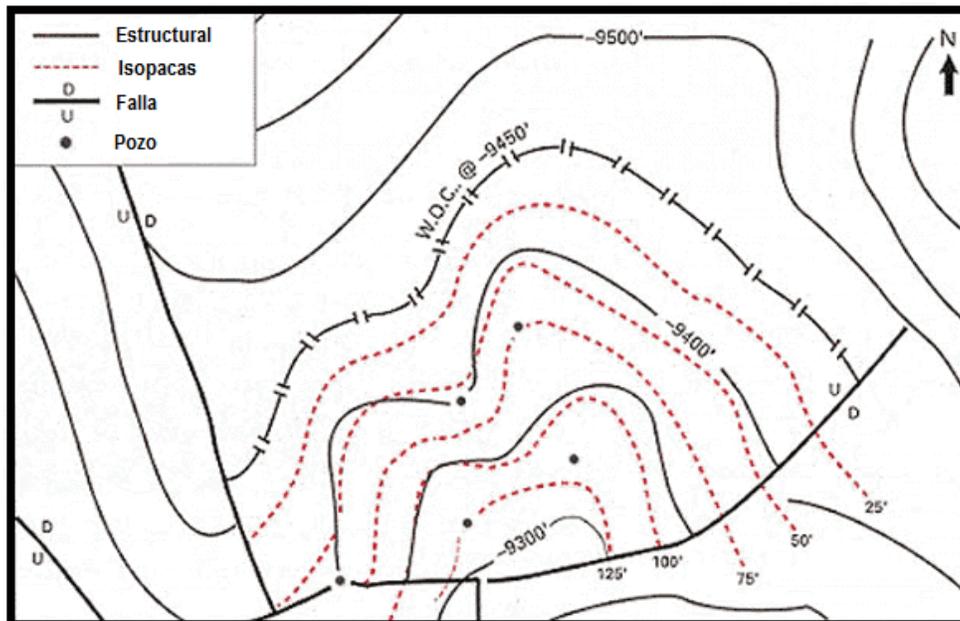
## 1.7 Mapas usados en la Caracterización de Yacimientos

Las propiedades de diverso origen o tipo que caracterizan a los yacimientos petroleros frecuentemente son representadas mediante mapas. La mayor parte de ellos son elaborados siguiendo patrones o procedimientos de uso común, como es el método de interpolación, y adaptando los conceptos válidos en superficie a su utilización para datos del subsuelo, de tal manera que los mapas resultan ser elementos muy valiosos ya que muestran la información en forma clara, nítida y sobre todo confiable. Salvo contadas excepciones, con todos los parámetros que caracterizan un yacimiento se pueden preparar mapas. Debido a que en la industria petrolera por diversas razones los cambios en la información son frecuentes, los mapas deben ser modificados o actualizados constantemente.

### 1.7.1 Tipos de mapas

Los mapas más utilizados son aquellos que representan diferentes parámetros del yacimiento, como: área, espesor, volumen, forma de la superficie, límites, porosidad, permeabilidad, contenido de hidrocarburos, migración, presiones, entre muchos otros. A estos mapas se les llama mapas de isopropiedades. En el mapa 1.1 se presentan varias características de un yacimiento.

En general, los mapas para caracterizar un yacimiento petrolero se construyen principalmente con datos geológicos, geofísicos, petrofísicos y de fluidos de yacimiento.



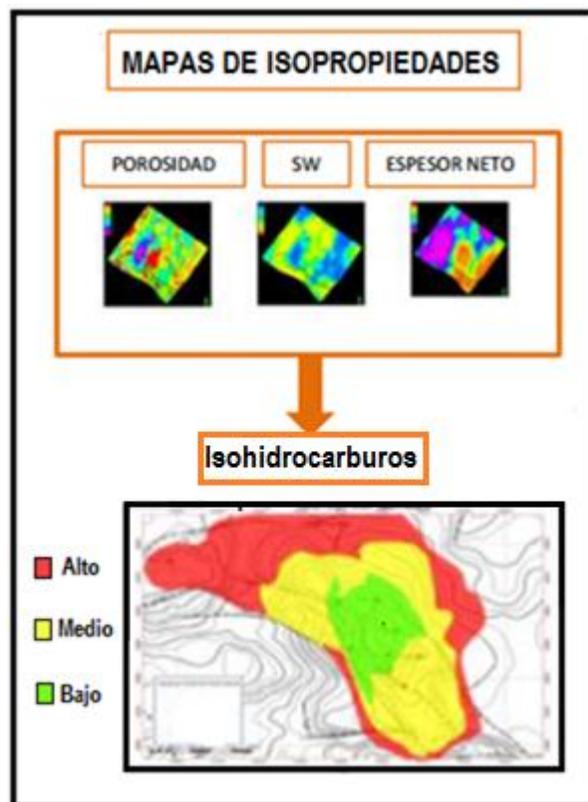
Mapa 1.1 Mapa que muestra la estructura, el espesor y los límites de un yacimiento, a partir de datos de los pozos perforados.

**1.7.2 Mapas de Isopropiedades**

Un mapa de isopropiedades es la representación cartográfica de la variación de los valores de alguna propiedad del yacimiento petrolero.

Las fuentes de información son, en primera instancia, los datos sísmicos, los registros de pozos, las muestras de roca, el conocimiento que se tenga de áreas cercanas, así como de los datos de producción y de presión de los pozos. El patrón estructural es uno de los mapas de control en una acumulación petrolífera.

La preparación de mapas de isopropiedades conduce a disponer de una muy buena presentación areal de la información considerada, ya que permite su rápida visualización, lo cual ayuda a establecer mejor las formas de explotar el yacimiento. Un ejemplo de esto es el diseño de la perforación de pozos. Tener un mapa de isopropiedades, por ejemplo de cimas de la formación objetivo, ayuda a establecer las profundidades de perforación, con el fin de encontrar con buena o muy buena aproximación el objetivo y programar mejor el pozo. En la siguiente figura se muestran mapas de isopropiedades.



**Figura 1.9 Ejemplos de mapas de isoporosidad, isosaturación de agua e isoespesor neto, que combinándolos resulta un mapa de isohidrocarburos.**

# Capítulo 2

# Capítulo 2

---

## Parámetros Petrofísicos Simples

### 2.1 Introducción

La formación de un yacimiento petrolero requiere de una secuencia de eventos, que deben tener una perfecta sincronía, cada uno de éstos, por insignificante que parezca, tiene una aportación significativa a las propiedades finales de la roca y de los fluidos del yacimiento, haciendo que cada yacimiento sea único y con sus propias complejidades, de ahí la importancia de realizar una caracterización detallada, para encontrar la manera apropiada de explotarlo.

Algunas de las variables que pueden afectar los parámetros petrofísicos de un yacimiento son: el tiempo geológico, la presión y la temperatura a las que se encuentre sometido.

Los parámetros petrofísicos del yacimiento son aquellos que describen los aspectos físicos de la roca y del sistema roca-fluido. En este capítulo se mencionan aquellos que no dependen de algún otro parámetro y que son obtenidos de una manera directa, es decir, por medio del análisis de una muestra de roca o en forma indirecta por alguna medición o prueba al yacimiento. A estos parámetros se les denomina en este trabajo como parámetros petrofísicos simples.

Para poder determinar los parámetros petrofísicos de un yacimiento, es necesario obtener muestras de la roca y de los fluidos, tomar registros geofísicos de pozos o realizar pruebas que den una mejor visión del yacimiento. Para poder recabar esta información existen diversas herramientas que ayudan a determinar los parámetros petrofísicos del yacimiento y que se mencionan a lo largo de este capítulo.

## 2.2 Porosidad ( $\phi$ )

### 2.2.1 Definición

Para poder contener fluidos, una roca debe tener espacios vacíos, es por esto que desde el punto de vista de la Ingeniería de Yacimientos, una de las propiedades más importantes de la roca es la porosidad, una medida del espacio disponible para el almacenamiento de fluidos. Se define como la relación que existe entre el espacio disponible en la roca y el volumen total de la roca, como se muestra en la figura 2.1

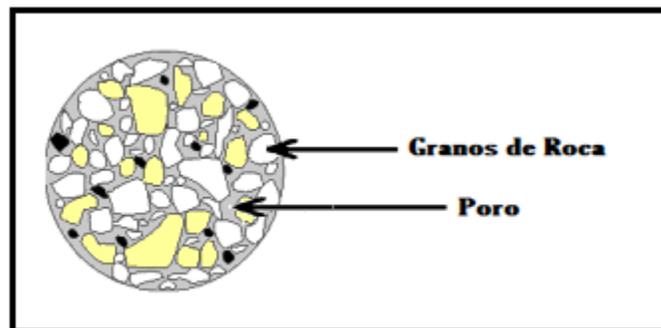


Figura 2.1 Representación conceptual de la porosidad

La expresión matemática que define a la porosidad es la siguiente

$$\phi = \frac{V_{pt}}{V_r} \quad (2.1)$$

Donde  $\phi$  representa a la porosidad absoluta,  $V_{pt}$  es el volumen de poros total y  $V_r$  es el volumen de roca.

La porosidad es un parámetro adimensional, que se expresa en fracción o en porcentaje.

### 2.2.2 Tipos de Porosidad

Las rocas sedimentarias de los yacimientos petroleros se formaron por la depositación de diversas clases de sedimentos que después de la diagénesis presentan diferentes tipos de arreglos de sus espacios vacíos o poros, por ejemplo: a) cuando los espacios vacíos o poros se encuentran interconectados formando una red continua, b) cuando los espacios vacíos están interconectados, pero algunos se mantienen como en un callejón sin salida y, por último, c) algunos poros se encuentran completamente cerrados o aislados de otros espacios vacíos por la cementación. En la figura 2.2 se esquematizan los tres tipos de arreglos de poros.

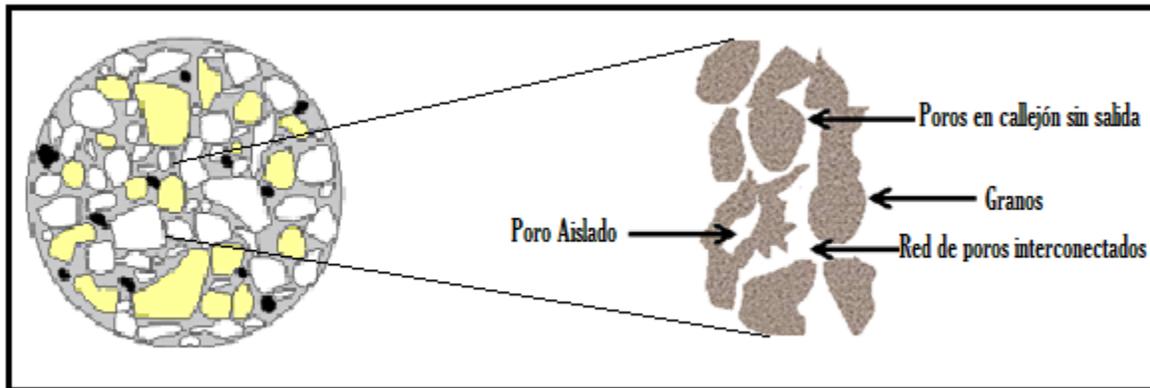


Figura 2.2 Representación de los diferentes tipos de arreglos de poros en la roca de un yacimiento.

Basado en estos arreglos de poros, se definen tres tipos de porosidad: la porosidad absoluta, la efectiva y la inefectiva.

La **porosidad absoluta** o total ( $\phi_a$ ) se puede definir como la relación entre el total del espacio vacío en la roca y el volumen de la roca.

$$\phi_a = \frac{\text{Volumen total de poros}}{\text{Volumen de la roca}} \quad (2.2)$$

De ahí que la roca puede tener una porosidad absoluta muy alta y no poder conducir fluidos, cuando todos los poros están aislados.

La **porosidad efectiva** ( $\phi_e$ ) es el porcentaje de poros interconectados y los poros con callejones sin salida respecto al volumen de roca.

$$\phi_e = \frac{\text{Vol.de poros interconectados} + \text{vol.poros en callejón sin salida}}{\text{Volumen de roca}} \quad (2.3)$$

Este valor es el que usualmente se aplica en los cálculos de la Ingeniería de Yacimientos, ya que representa el espacio de poros interconectados que contienen los hidrocarburos movibles (recuperables). Es importante mencionar que aunque en los poros con callejón sin salida no existe flujo a través de ellos, éstos aún pueden producir petróleo por diferencia de presión o expansión de gas.

La **porosidad Inefectiva** ( $\phi_i$ ) se define como la relación que existe entre el volumen de los poros completamente aislados entre el volumen de roca.

$$\phi_i = \frac{\text{Vol.de poros completamente desconectados}}{\text{Volumen de roca}} \quad (2.4)$$

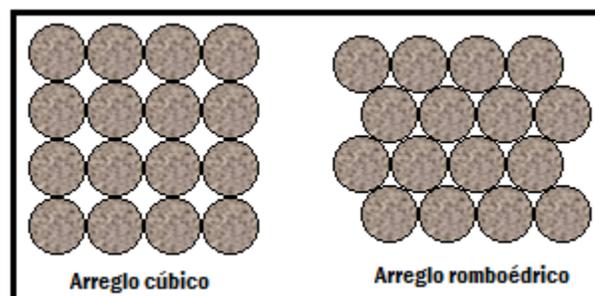
### 2.2.3 Obtención

Para poder determinar la porosidad de la roca de un yacimiento básicamente existen dos procesos diferentes: análisis de núcleos e interpretación de registros de pozos. El análisis de núcleos es el procedimiento más utilizado para cuantificar la porosidad y es un método directo, en el que se analizan grandes o pequeñas porciones de la roca (núcleo). Con los registros de pozos se obtiene de manera indirecta el valor de la porosidad.

### 2.2.4 Factores que afectan a la porosidad

Existen varios factores que afectan la porosidad de un yacimiento incluyendo el tamaño de grano y su forma, el arreglo o empaquetamiento de los granos, el contenido de arcilla, el nivel de compactación y la cementación.

Para poder comprender el impacto que tienen el tamaño de grano y el empaquetamiento en la porosidad, se considera primero un sistema con los sedimentos bien seleccionados y en un arreglo cúbico, éste tiene una porosidad del 47.64%, mientras que un arreglo romboédrico tiene una porosidad del 25.9%, como se muestra en la figura 2.3. Esto quiere decir que el tamaño de los sedimentos (bien clasificados) no afecta a la porosidad mientras el arreglo sea el mismo, por lo que la porosidad en este ejemplo es independiente del tamaño de grano pero depende mucho del arreglo.



**Figura 2.3** Arreglos cúbico y romboédrico con sedimentos bien clasificados con porosidades de 47.64 y 25.9%, respectivamente.

Sin embargo, cuando los sedimentos están mal clasificados, es decir que clastos o granos de varios tamaños se encuentran mezclados, la porosidad se reduce. Si partículas muy pequeñas están mezcladas con granos más grandes, la porosidad se ve afectada.

Otro factor que tiene influencia en la porosidad es la forma (esfericidad y redondez) de los sedimentos. Usualmente en la roca del yacimiento los sedimentos pueden llegar a tener diversas formas, ya generalmente no se encuentran perfectamente redondeados. Los sedimentos irregulares, a diferencia de los redondeados, tienden a acomodarse de manera más separada y hasta cierto punto desordenado, permitiendo que el espacio vacío sea mayor, generando mayor porosidad.

La compactación y la cementación, son factores que provocan la disminución de la porosidad y están relacionados con las porosidades primaria y secundaria.

## 2.3 Permeabilidad (k)

### 2.3.1 Definición

La permeabilidad es una propiedad del medio poroso que mide la capacidad y habilidad de la formación para transmitir fluidos, como se ve en la figura 2.3. Esta propiedad de la roca es muy importante ya que controla el movimiento: dirección y gasto de flujo de los fluidos en la formación. A diferencia de la porosidad, que es una propiedad estática, la permeabilidad es una propiedad de flujo (dinámica).

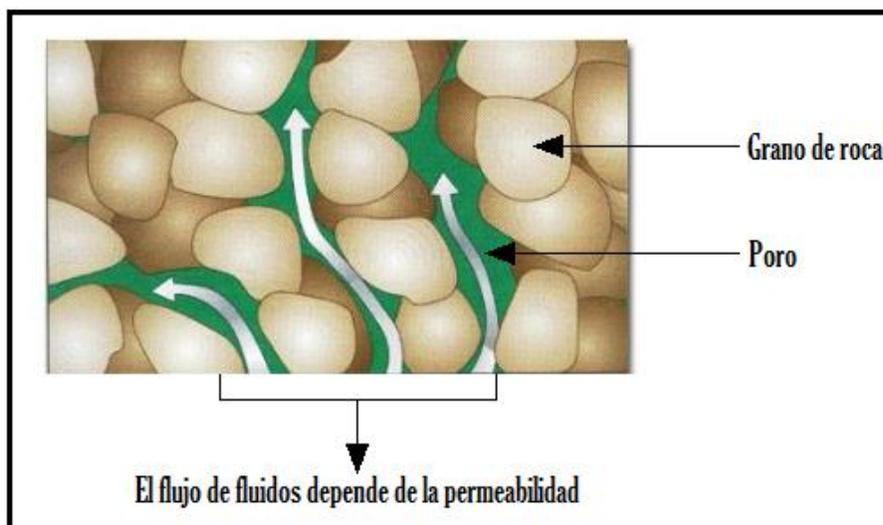
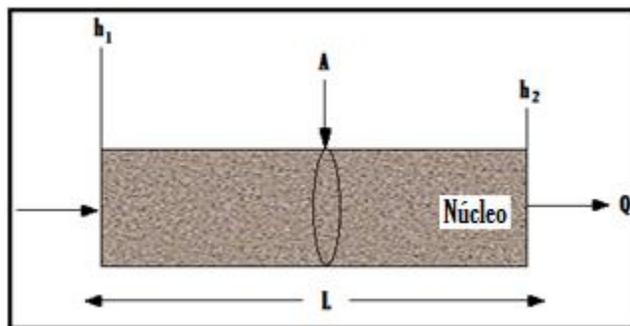


Figura 2.4 Ilustración de la permeabilidad en una roca.

Los factores que influyen en la porosidad efectiva, también influyen en la permeabilidad, es decir, el tamaño, la empaquetadura y la forma de los granos, la distribución de los mismos de acuerdo con el tamaño y el grado de litificación (cementación y consolidación).

Al igual que la porosidad, la permeabilidad también se puede clasificar, de acuerdo a sus características, como permeabilidad absoluta, efectiva y relativa.

Henry Darcy, un ingeniero civil francés desarrolló la expresión matemática que hasta la fecha se sigue utilizando para el cálculo de la permeabilidad. El experimento de Darcy originalmente fue realizado con flujo de agua a través de un segmento de arena, este experimento fue trasladado a muestras de roca, como se presenta en la figura 2.4



**Figura 2.5 Experimento de Darcy trasladado a una muestra de roca (núcleo).**

donde:

$h_1$  = presión de entrada [psi]

$h_2$  = presión de salida [psi]

$A$  = área transversal al flujo [ft<sup>2</sup>]

$L$  = longitud del núcleo [ft]

$Q$  = gasto inyectado [ft<sup>3</sup>/s]

La ecuación matemática resultante del experimento de Darcy para la obtención de la permeabilidad absoluta es:

$$k = \frac{q\mu}{A} \frac{dL}{dP} \tag{2.6}$$

Donde  $q$  es el gasto volumétrico a través del núcleo,  $k$  la permeabilidad,  $\mu$  la viscosidad del fluido,  $A$  el área de la sección transversal,  $L$  la longitud de la muestra y  $dP$  la diferencial de presiones.

La permeabilidad tiene dimensiones de área  $[L^2]$ , por lo que sus unidades en el sistema inglés son  $ft^2$  y en el sistema internacional  $m^2$ , para fines prácticos en la industria petrolera se utiliza como unidad el darcy ( $1 \text{ darcy} = 9.87 \times 10^{-9} \text{ cm}^2$ )

### 2.3.2 Tipos de permeabilidad

#### *Permeabilidad Absoluta ( $k_a$ )*

La permeabilidad absoluta es una propiedad de la roca que permite el paso de un fluido cuando la roca está saturada 100% por este mismo fluido, que debe ser mojante y no modifique el medio poroso.

#### *Permeabilidad Efectiva ( $k_e$ )*

La permeabilidad efectiva a un fluido se puede definir como una propiedad de la roca que permite el paso de un fluido cuando no se encuentra saturada por este fluido al 100%, en otras palabras, hay presencia de más de un fluido en el medio poroso.

#### *Permeabilidad Relativa ( $k_r$ )*

El concepto de permeabilidad relativa permita cuantificar el flujo de cada fluido en un sistema multifásico. Su estudio es fundamental en el estudio del flujo simultáneo de fluidos inmiscibles a través del medio poroso. Se puede definir como la relación que existe entre la permeabilidad efectiva a un fluido y la permeabilidad absoluta.

La expresión matemática que representa la permeabilidad relativa es:

$$k_r = \frac{k_e}{k_a} \quad (2.7)$$

Donde  $k_r$ , es la permeabilidad relativa,  $k_e$  la permeabilidad efectiva al fluido en cuestión y  $k_a$  la permeabilidad absoluta del medio poroso.

### **2.3.3. Obtención**

Existen tres técnicas principales para determinar el valor de la permeabilidad que son: pruebas de pozo, correlaciones empíricas y análisis de núcleos.

Existen varios tipos de pruebas de pozo, pero todas involucran la medición de un cierto gasto del fluido en movimiento desde el yacimiento hasta el pozo, con lo que se determina una permeabilidad promedio, a diferencia de los análisis de núcleos que permiten tener un valor directo y puntual de la permeabilidad. Las correlaciones también permiten determinar la permeabilidad, basadas en datos obtenidos con anterioridad, estas correlaciones son de gran utilidad cuando se carece de muestras de núcleos y las condiciones no son aptas para realizar una prueba de pozo.

### **2.3.4 Factores que afectan y definen a la permeabilidad**

Existen diversos factores que pueden llegar a afectar tanto a la permeabilidad absoluta como a la efectiva y a la relativa.

A los factores que afectan la permeabilidad absoluta se les puede clasificar en tres grupos: los relacionados con la roca, los termodinámicos y los mecánicos.

Los factores relacionados con la roca o factores naturales, como son sus características internas, estructuras porosas o algunos otros aspectos de la roca que genera la variación del tamaño y forma de los granos, la arcillosidad y la cementación.

Los factores termodinámicos que afectan a la permeabilidad básicamente consisten en los efectos por la temperatura.

Por último los factores mecánicos están relacionados con los esfuerzos a los que es sometida la roca, así como a la presión de confinamiento.

Cuando se habla de los factores que afectan a la permeabilidad relativa, es importante señalar que ésta depende grandemente de la saturación de fluidos; aunque existen otros parámetros que pueden llegar a afectar a la permeabilidad relativa, como la mojabilidad, además de los efectos de la estructura de la roca, los efectos de sobrecarga, el contenido de arcilla y finos, la temperatura, la viscosidad, la tensión interfacial y los gastos de desplazamiento.

## 2.4 Compresibilidad (C)

### 2.4.1 Definición

Se puede definir como la capacidad que tiene un material para reducir su volumen al aplicársele una presión determinada a temperatura constante.

Su expresión matemática es la siguiente:

$$C = -\frac{1}{V} \left( \frac{\partial V}{\partial p} \right)_T \quad (2.8)$$

Donde  $C$  es la compresibilidad, expresada en  $psi^{-1}$ ,  $V$  el volumen en  $ft^3$  y  $p$  la presión en  $psi$ , todo esto a una temperatura constante en  $^{\circ}C$  o  $^{\circ}F$ .

Mientras los fluidos son extraídos del yacimiento, se presenta un cambio en la presión interna de la formación, lo que da lugar a un aumento en la presión ejercida sobre la roca. Este cambio en la presión de sobrecarga genera la compactación de la estructura de la roca. Esta compactación produce un cambio en el volumen de grano, de poros y de la roca.

La diferencia de presión entre la presión de sobrecarga y la presión interna de poro se conoce como la presión efectiva de sobrecarga. Durante las operaciones que causan caídas de presión, la presión interna de poro decae y de ahí que la presión efectiva de sobrecarga incremente, esto provoca que el espacio poroso se reduzca y por lo mismo también su porosidad.

### 2.4.2 Tipos de Compresibilidad

Existen tres tipos de compresibilidad que se deben distinguir en la roca:

*Compresibilidad de la matriz ( $C_r$ )*

Que se define como el cambio que existe en el volumen del material sólido de la roca respecto al cambio de presión. Matemáticamente se puede expresar como:

$$C_r = -\frac{1}{V_r} \left( \frac{\partial V_r}{\partial p} \right)_T \quad (2.9)$$

Donde  $C_r$  es la compresibilidad de la matriz, expresada en  $psi^{-1}$ ,  $V_r$  el volumen de sólidos en  $ft^3$  y  $p$  la presión en  $psi$ , todo esto a una temperatura constante.

*Compresibilidad de la roca ( $C_B$ )*

Se define como el cambio que existe en el volumen de la roca cuando existe un cambio de presión y de manera matemática se puede expresar como:

$$C_B = -\frac{1}{V_B} \left( \frac{\partial V_B}{\partial p} \right)_T \quad (2.10)$$

Donde  $C_B$  es la compresibilidad de la roca, expresada en  $psi^{-1}$ ,  $V_B$  el volumen de roca en  $ft^3$  y  $p$  la presión en  $psi$ , todo esto a una temperatura constante.

*Compresibilidad de los poros ( $C_p$ )*

Se define como el cambio que existe en el volumen de poros cuando existe un cambio de presión y de manera matemática se puede expresar como:

$$C_p = -\frac{1}{V_p} \left( \frac{\partial V_p}{\partial p} \right)_T \quad (2.11)$$

Donde  $C_p$  es la compresibilidad de los poros, expresada en  $psi^{-1}$ ,  $V_p$  el volumen de poros en  $ft^3$  y  $p$  la presión de poro en  $psi$ , todo esto a una temperatura constante.

*Compresibilidad de la formación ( $C_f$ )*

Debido a que la compresibilidad de la matriz es muy pequeña en comparación con la compresibilidad de los poros o de la roca, no se toma en cuenta, por lo que la compresibilidad de la formación,  $C_f$ , se expresa en términos del volumen poroso.

$$C_f = C_p = -\frac{1}{V_p} \left( \frac{\partial V_p}{\partial p} \right)_T \quad (2.12)$$

*Compresibilidad total del Yacimiento ( $C_t$ )*

Para poder obtener la compresibilidad total del yacimiento, o sea la compresibilidad del sistema roca-fluidos, es necesario tener en cuenta los fluidos que se encuentran contenidos en la roca, por lo que, tanto las saturaciones como la compresibilidad de cada uno de los fluidos, son datos requeridos. La expresión matemática para determinar la compresibilidad total del yacimiento es la siguiente:

$$C_t = S_g C_g + S_o C_o + S_w C_w + C_f \quad (2.13)$$

Donde  $S_g$ ,  $S_o$  y  $S_w$  son las saturaciones de gas, aceite y agua, respectivamente, expresadas en fracción;  $C_g$ ,  $C_o$  y  $C_w$  son las compresibilidades del gas, aceite y agua, en  $\text{psi}^{-1}$  y  $C_f$  la compresibilidad de la formación, en  $\text{psi}^{-1}$

**2.4.3 Obtención**

La compresibilidad de la roca se determina de la variación del volumen de la roca como un todo, de la materia (granos) que la compone y/o de los poros o huecos que contienen, con respecto al esfuerzo efectivo de compresión a que se sujete.

La compresibilidad de mayor interés para el estudio de yacimientos de hidrocarburos es la que se determina con la variación del volumen de poros, dado que es mucho mayor en magnitud que las otras. Esta compresibilidad se puede determinar variando la presión interior o de poro y/o variando la presión de confinamiento exterior; siendo la variación de presión de confinamiento exterior la que brinda mejores resultados porque se alcanza rápidamente un estado de equilibrio.

La compresibilidad se determina principalmente en laboratorios, analizando muestras de roca (núcleos). Uno de los métodos más usados consiste en saturar 100% a la muestra con un líquido y someterla a incrementos de presión externa y medir los volúmenes de líquido expulsado de ella.

**2.4.4 Factores que afectan a la compresibilidad**

Como se pudo observar en los tipos de compresibilidad de la roca, esta propiedad está altamente ligada con las características de la roca, y en mayor medida con la porosidad, por lo que de esto se deriva que todos aquellos factores que afectan a la porosidad por consecuencia afectan a la compresibilidad de la roca.

Cuando se trata de la compresibilidad total del yacimiento, existen otros factores que pueden llegar a tener influencia: el tipo de roca, el tipo de fluidos contenidos en el yacimiento, la saturación que

exista de estos fluidos, muchas veces en el yacimiento no hay presencia de gas, lo que provoca que no se considere la compresibilidad del gas en el cálculo de la compresibilidad total.

## 2.5 Saturación de fluidos ( $S_f$ )

### 2.5.1 Definición

Otro factor importante en la Ingeniería de Yacimientos, y particularmente en la caracterización de yacimientos, es el contenido de hidrocarburos, por lo que surge la necesidad de conocer la saturación que existe de los fluidos en el yacimiento.

La saturación cuantifica la cantidad de fluidos que se encuentran contenidos en el espacio poroso, en otras palabras, la distribución que se tiene en el espacio poroso de los tres fluidos propios de un yacimiento, que son: agua, aceite y gas. De ahí que la saturación inicial definida como la fracción del espacio poroso ocupado por aceite, gas o agua, sea la clave para la determinación de las reservas iniciales.

La saturación se puede definir como la fracción, o porcentaje, del volumen de poros ocupado por un fluido en particular que puede ser agua, gas o aceite. La expresión general es:

$$\text{Saturación de un Fluido} = \frac{\text{Volumen del fluido}}{\text{Volumen de poros}} \quad (2.14)$$

Se debe resaltar que el volumen de poros en la ecuación se refiere al volumen poroso efectivo. De la ecuación anterior se derivan las ecuaciones de saturación para cada uno de los fluidos mencionados anteriormente.

$$S_o = \frac{\text{Volumen de aceite}}{\text{Volumen de poros}} \quad (2.15)$$

$$S_g = \frac{\text{Volumen de gas}}{\text{Volumen de poros}} \quad (2.16)$$

$$S_w = \frac{\text{Volumen de agua}}{\text{Volumen de poros}} \quad (2.17)$$

Por lo que, si las saturaciones se expresan en fracción, la suma de las tres debe de ser igual a uno.

$$S_g + S_o + S_w = 1 \quad (2.18)$$

### 2.5.2 Tipos de saturación

#### Saturación Crítica de gas ( $S_{gc}$ )

Normalmente los hidrocarburos en el yacimiento están sometidos a altas presiones y temperaturas; bajo estas condiciones todo el gas se encuentra disuelto en un aceite bajosaturado. Cuando se inicia la producción del aceite, la presión del yacimiento comienza a disminuir y si disminuye hasta el límite de solubilidad (punto de burbuja), el gas comienza a liberarse, y la saturación de gas se incrementa a la vez que la presión del yacimiento continua disminuyendo. Esta fase gaseosa se mantiene inmóvil hasta que la saturación excede cierto valor de saturación, llamado saturación crítica del gas y se denota  $S_{gc}$ .

#### Saturación residual del Aceite ( $S_{or}$ )

La saturación residual de aceite se denota con  $S_{or}$ . Se puede definir desde varios puntos de vista diferentes: uno, indica que es la saturación de aceite que queda en el yacimiento después de que se concluye algún proceso de recuperación primaria o secundaria; por otra parte, se puede definir como la saturación final de aceite en una muestra de roca al término de un desplazamiento de aceite por gas o agua en el laboratorio; así mismo, también se puede indicar que es la mínima saturación de aceite que existe en el yacimiento a condiciones originales.

#### Saturación de Agua Irreductible ( $S_{wi}$ )

Se define como la saturación mínima de agua presente en el medio poroso al descubrirse el yacimiento, ver figura 2.6

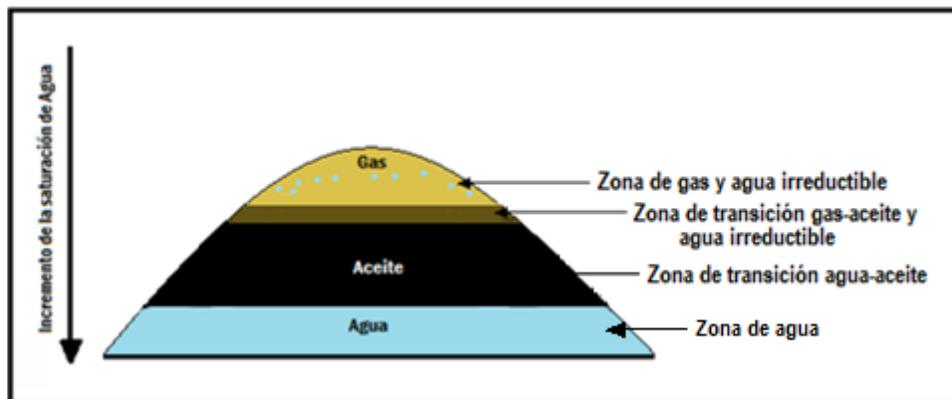


Figura 2.6 Representación de la ubicación del agua irreductible en un yacimiento idealizado.

### 2.5.3 Obtención

La saturación de fluidos se determina en pequeñas muestras de roca, tomadas de un núcleo completo recién sacado del pozo o preservado, que contenga los fluidos existentes en el yacimiento.

Existen otros procedimientos de laboratorio para determinar la saturación de fluidos, por ejemplo, cuando una muestra de roca es utilizada para obtener otras propiedades como la presión capilar que normalmente se relaciona con la saturación de fluidos, por lo que es necesario conocerla a medida que se realizan pruebas de comportamiento capilar.

La saturación de fluidos también puede ser determinada indirectamente por medio de la interpretación cuantitativa de registros geofísicos de pozo.

### 2.5.4 Factores que afectan a la saturación de fluidos

La saturación de fluidos está relacionada directamente con los factores que influyen en la porosidad de la roca, por lo que, por ejemplo la variación del tamaño de grano, o sea, la selección de éstos, tiene un gran impacto en la saturación de fluidos.

Las condiciones de presión y temperatura en las que se encuentra el yacimiento, son factores que influyen en la saturación de fluidos, si el yacimiento es de aceite bajo saturado, la saturación de gas no existe, solo hay aceite y agua, en comparación con un yacimiento de aceite saturado en el que existe gas, aceite y agua.

Si el yacimiento se encuentra conectado por una falla a un acuífero, la saturación de agua va a compensar la producción de hidrocarburos, haciendo que la saturación de agua se incremente mientras que la saturación de ellos disminuye.

## 2.6 Tensión Interfacial ( $\sigma$ )

Como se mencionó en el capítulo anterior, un yacimiento petrolero contiene tres fluidos: agua, gas y aceite a diferentes saturaciones y distribuciones. Cuando se tiene un sistema con un solo fluido se considera que sólo un tipo de fuerzas se encuentra actuando entre la roca y el fluido, por lo que no es muy complejo su estudio. En el caso de un sistema que contiene varios fluidos es muy importante el estudio de las fuerzas actuantes, ya que no solo es un tipo de fuerzas, son al menos tres fuerzas actuando, que son las de la interacción entre los fluidos y entre los fluidos con la roca, estas fuerzas son las que fundamentan propiedades del sistema roca-fluidos, como la tensión interfacial.

### 2.6.1 Definición

Los fluidos presentes en el yacimiento son inmiscibles a las condiciones del subsuelo (presión y temperatura altas). Cuando estos fluidos se encuentran en contacto, están separados por una interfaz gas-aceite, gas-agua y aceite-agua. A esta interfaz se le denomina tensión interfacial o tensión superficial, dependiendo de los fluidos en contacto. Cuando se refiere al contacto o fuerzas superficiales que existen entre un gas y un líquido se usa el término tensión superficial, y cuando se considera el contacto entre dos líquidos inmiscibles, el término utilizado es el de tensión interfacial, ver figura 2.8. El espesor de esta interface es a nivel molecular.

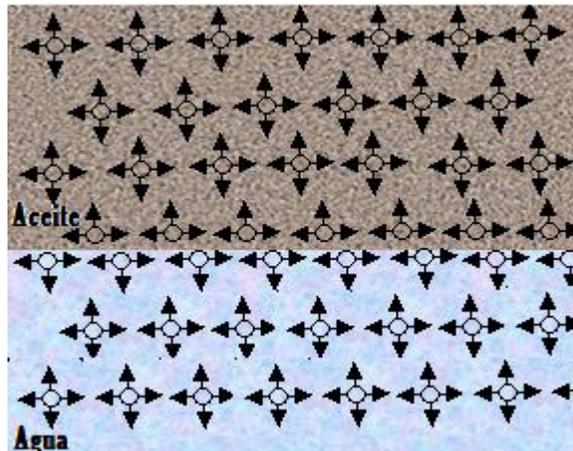


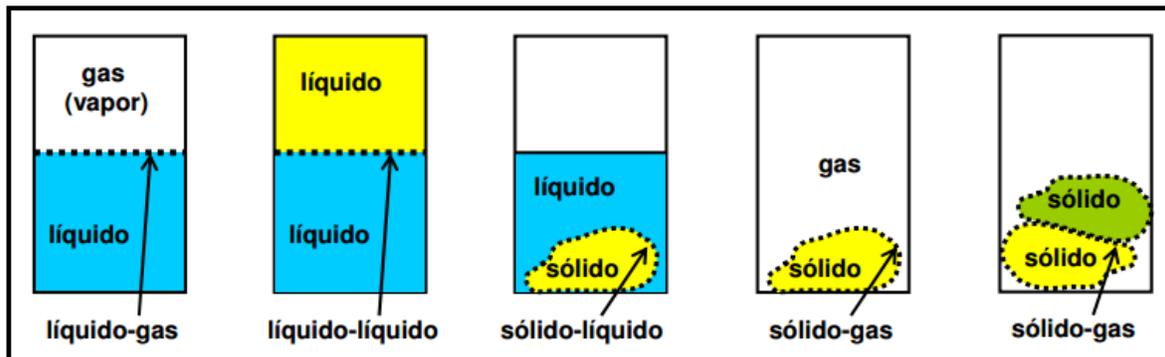
Figura 2.7 Tensión interfacial entre dos líquidos inmiscibles.

En la figura 2.7 se representa, de manera gráfica, el efecto de la tensión interfacial. Se puede apreciar que en la interfaz las moléculas tienen una fuerza que actúa sobre ellas desde el aceite que queda inmediatamente por encima de las moléculas de interfaz y de agua que se encuentran debajo de la interfaz. Las fuerzas resultantes no se equilibran, porque la magnitud de las fuerzas es diferente y da lugar a la tensión interfacial. Lo mismo sucede en el caso de la tensión superficial.

La tensión superficial e interfacial tiene unidades de fuerza por unidad de longitud, usualmente expresada como  $N/m$  o  $\text{dinas/cm}$ , y se denota con el símbolo griego  $\sigma$ .

**2.6.2 Tipos de interfases**

Como se ha mencionado anteriormente, la tensión interfacial y la superficial se presentan por la interacción que existe entre dos fases. El lugar en el que dos fases se juntan, se denomina interfaz y es también la frontera entre ellas. La interfaz está definida como la región del sistema donde las propiedades fisicoquímicas se modifican. Las interfases pueden definirse según el tipo de estado de agregación de las fases que separa, estas pueden ser: interfase líquido-gas, interfase líquido-líquido, interfase sólido-líquido, interfase sólido-gas, interfase sólido-sólido. Como se puede ver en la siguiente figura.



**Figura 2.8 Tipos de interfases**

**2.6.3 Obtención**

Las técnicas utilizadas para realizar la medición tanto de la tensión interfacial (TIF) como de la tensión superficial (TS) son en esencia las mismas. Existe una amplia variedad de técnicas experimentales para la determinación de la TS y la TIF, pero todas estas derivan de la utilización de un instrumento llamado tensiómetro. Este instrumento simplemente mide la fuerza.

En la industria petrolera el método de "Pendant drop" es el más comúnmente usado para obtener los valores de TIF Y TS, este método consiste en suspender una gota de uno de los fluidos en el otro (por ejemplo una gota del fluido más pesado en los alrededores del líquido más liviano). En la figura 2.9 se muestra un "Pendant drop".

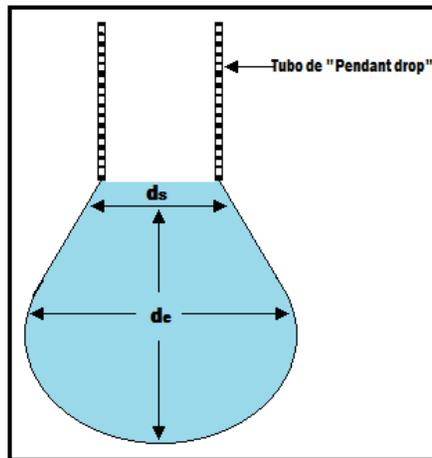


Figura 2.9 Esquema del “Pendant Drop”, gota de agua en un aceite ligero.

Los valores de TIF y TS son calculados de la siguiente ecuación:

$$\sigma = \frac{\Delta\rho g d_e^2}{H} \quad (2.18)$$

Donde  $\sigma$  indica la tensión interfacial o la tensión superficial, dependiendo de los fluidos, expresada en dyn/cm,  $\Delta\rho$  es la diferencia de densidades entre las dos fases inmiscibles en  $g/cm^3$ ,  $g$  la aceleración gravitacional en  $cm/sec^2$ ,  $d_e$  el máximo diámetro horizontal de la gota en cm, (Véase figura 2.9),  $H$  el factor de la forma de la gota, que es función de:

$$S = \frac{d_s}{d_e} \quad (2.19)$$

Donde  $d_s$  es el diámetro de la gota medido a una distancia  $d_e$  por encima de la punta de la gota. Una vez obtenido  $S$ ,  $H$  puede obtenerse de tablas en diversas referencias bibliográficas.

### 2.6.4 Factores que afectan a la tensión interfacial (TIF) y superficial (TS).

La presión y la temperatura son los factores de mayor afectación en la TIF y TS, ya que el gas, el aceite y el agua coexisten en el yacimiento a altas presiones y temperaturas. Es muy importante conocer cómo se afectan la TIF y TS con la variación de estos dos parámetros, ya que tienen gran impacto en el movimiento de fluidos en el yacimiento.

La tensión superficial generalmente disminuye cuando se produce un incremento en la presión y temperatura. A medida que la temperatura incrementa, la agitación molecular también aumenta, por lo que se produce un decremento en los valores de TS. Lo mismo sucede, cuando se tienen presiones elevadas, la fase gaseosa empieza a disolverse en la fase líquida, por lo que la TS se reduce.

El comportamiento que tiene la tensión interfacial entre el agua y el aceite ante los cambios de presión y temperatura, no son tan bien comprendidos, a diferencia de la TS. Se han realizado diversos estudios, obteniendo resultados poco consistentes.

### 2.7 Mojabilidad (W)

En la caracterización de yacimientos, se estudian por separado las características principales de la roca y de los fluidos presentes en ella, pero es el resultado de la interacción que existe entre la roca y los fluidos, llamado sistema roca-fluido, lo que realmente es la clave para poder producirlos, es por esto que la mojabilidad es un parámetro que se tiene que estudiar con detenimiento.

La mojabilidad es un parámetro que está en función de todas las fuerzas combinadas actuando en el sistema roca-fluido del yacimiento y su determinación es fundamental, ya que esta tiene una fuerte influencia en muchas otras características, como son: la distribución de fluidos en el yacimiento, la presión capilar y la permeabilidad relativa, por consiguiente la mojabilidad tiene un gran impacto en la producción de hidrocarburos.

2.7.1 Definición

La mojabilidad se puede definir como la tendencia que tiene un fluido a esparcirse sobre la superficie de un sólido, en presencia de otro fluido.

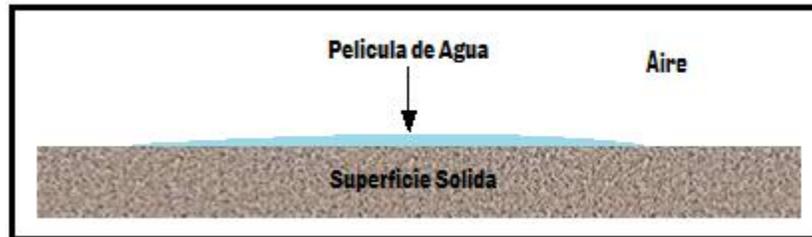


Figura 2.10 Esquema de una película de agua esparcida en un superficie sólida en presencia de aire.

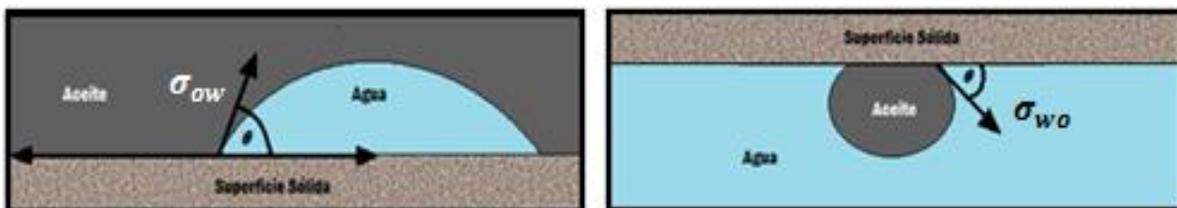


Figura 2.11 Esquema de dos fluidos inmiscibles (agua-aceite) en contacto con una superficie sólida.

La mojabilidad es medida por el ángulo de contacto, el cual es siempre medido a través de la fase más densa y está relacionada con las energías interfaciales.

$$\sigma_{SO} - \sigma_{SW} = \sigma_{OW} \cos \theta \tag{2.20}$$

Donde  $\sigma_{SO}$  es la tensión interfacial entre el sólido y el fluido más liviano (aceite),  $\sigma_{SW}$  la tensión interfacial entre el sólido y el fluido más denso (agua) y  $\theta$ , el ángulo de contacto entre la superficie sólida y el vector que indica la tensión interfacial agua-aceite,  $\sigma_{OW}$ . Por convención, el ángulo es medido a partir del sólido y a través del líquido más denso y tiene un rango que va de  $0^\circ$  a  $180^\circ$ .

### 2.7.2 Tipos de Mojabilidad

Los tipos de mojabilidad que se pueden presentar en un yacimiento petrolero dependen de las características que se tengan tanto de los fluidos como de la roca almacenadora.

#### *Mojado por agua*

En este caso, la superficie de la roca tiene preferencia mayor por el agua que por el aceite, de ahí que los hidrocarburos se encuentren confinados en el centro de los poros y que estos no cubran la superficie de la roca.

#### *Mojado por Aceite*

Este tipo de mojabilidad es exactamente el opuesto al anterior, el aceite se encuentra en contacto con la superficie de la roca y el agua se encuentra en medio de los poros, lejos de los sólidos.

#### *Mojabilidad Intermedia o Neutra*

En esta mojabilidad, la superficie de la roca tiene preferencia por ambos fluidos, tiene la misma tendencia a ser mojada por agua que por aceite, lo que genera también un ángulo de contacto que está dado por un equilibrio de fuerzas, el ángulo  $\theta$  varía entre  $75 - 105^\circ$ , como se muestra en la tabla 2.1

#### *Mojabilidad Fraccional*

Este tipo de mojabilidad es también llamada mojabilidad dalmata, ya que los sólidos en algunos de los poros se encuentran mojados por agua y en algunos otros poros la superficie de la roca se encuentra mojada por aceite. La mojabilidad fraccional ocurre cuando la superficie de la roca está compuesta por varios minerales, teniendo así distintas propiedades mineralógicas y químicas, que producen la variación de la mojabilidad.

#### *Mojabilidad Mixta*

Esta mojabilidad se presenta cuando los poros más pequeños se encuentran ocupados por agua y los sólidos son mojados por ella, mientras que el aceite moja preferentemente a los sólidos relacionados a los poros grandes interconectados.

En la siguiente tabla se presentan algunos ejemplos del ángulo de contacto para diferentes mojabilidades.

<b>Condiciones de mojabilidad</b>	<b>Ángulo de contacto (en grados)</b>
Altamente mojado por agua	0-30
Moderadamente mojado por agua	30-75
Mojabilidad neutra	75-105
Moderadamente mojado por aceite	105-150
Altamente mojado por aceite	150-180

**Tabla 2.1 Ejemplos de las condiciones de mojabilidad dependiendo del ángulo de contacto.**

### **2.7.3 Obtención**

La mojabilidad puede ser evaluada desde dos perspectivas diferentes, de manera cualitativa y cuantitativa. Los métodos cualitativos son inferidos indirectamente de otras mediciones, como las curvas de presión capilar o las curvas de permeabilidad relativa, estos métodos pueden llegar a ser poco eficientes cuando se tienen cambios muy pequeños en la mojabilidad.

Los métodos cuantitativos, son métodos de medición directa, donde la mojabilidad es medida de una muestra de roca del yacimiento, usando los fluidos propios del yacimiento. Los más comúnmente usados son: la medición del ángulo de contacto, la prueba de Amott y el método de "The U.S. Bureau of Mines (USBM)".

El método del ángulo de contacto es el método más directo, ya que mide el ángulo de contacto en una representación de la superficie de la roca del yacimiento con los fluidos del yacimiento. Para los otros dos métodos, la mojabilidad es evaluada con base a diversas características de la muestra de roca. Para fines prácticos y de manera general los rangos del ángulo de contacto para detectar la mojabilidad son: entre 0 y 70° se considera mojado por agua, de 110 a 180° indica una superficie mojado por aceite, y por último si el ángulo de contacto está entre 70 y 110° indica una mojabilidad intermedia o neutra.

### **2.7.4 Factores que afectan la mojabilidad**

La mojabilidad del yacimiento depende enteramente de las características que posean los fluidos y la litología en la que se encuentran, por lo que son los factores que principalmente afectan a la mojabilidad. Además de éstos, hay otros factores que tienen cierta influencia en la mojabilidad, como son: la presión, temperatura del yacimiento y en algunas ocasiones el efecto del filtrado de lodo durante la perforación.

## 2.8 Presión Capilar ( $P_c$ )

### 2.8.1 Definición

El fenómeno de capilaridad ocurre en el medio poroso por las dimensiones capilares que tienen los poros.

Cuando dos fluidos inmiscibles se encuentran en contacto en el medio poroso, existe una diferencia de presiones entre los dos fluidos, esta diferencia está muy relacionada a la curvatura de la interfaz que separa a los fluidos.

La diferencia que existe entre las presiones de los fluidos se denomina presión capilar y usualmente se denota con  $P_c$ . En un yacimiento petrolero, las fuerzas capilares se producen por la combinación de diversos efectos como las tensiones interfacial y superficial, el tamaño de poro y su geometría y la mojabilidad existente en el sistema.

Las fuerzas capilares juegan un papel importante en el proceso de desplazamiento de fluidos, especialmente durante los procesos de recuperación secundaria.

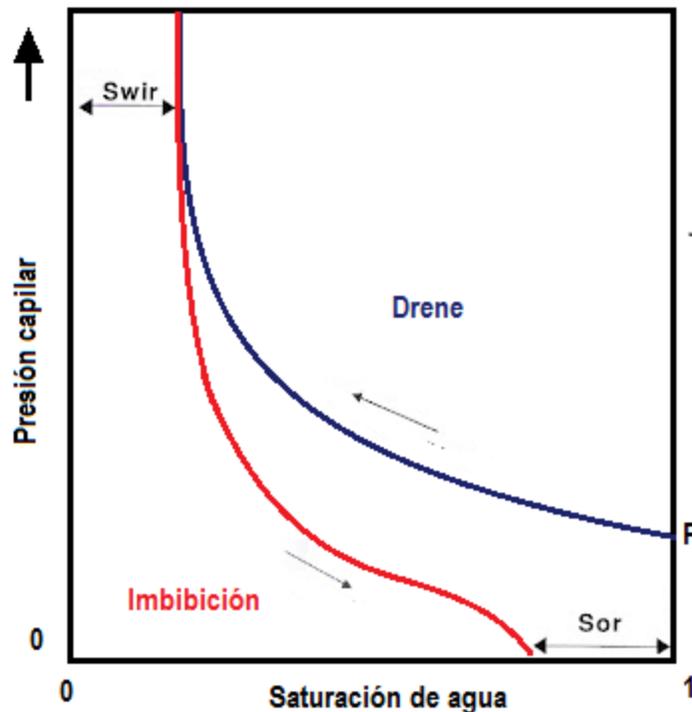
De manera matemática se puede expresar a la presión capilar como:

$$P_c = P_{nm} - P_m \quad (2.21)$$

Donde  $P_c$  es la presión capilar,  $P_{nm}$  es la presión del fluido no mojante y  $P_m$  la presión del fluido mojante.

### 2.8.2 Obtención

La medición de la presión capilar se encuentra sujeta a dos tipos de procesos denominados: drene e imbibición. En la imbibición, la fase mojante desplaza a la fase no mojante, mientras que en el drene la fase no mojante desplaza a la fase mojante. Estos procesos generan dos curvas de presión capilar, la de imbibición y la de drene, ver figura 2.12.

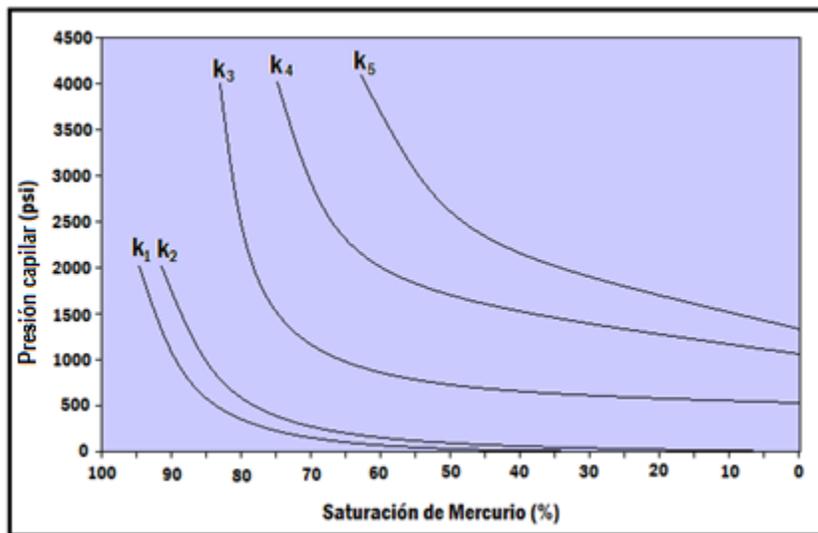


Gráfica 2.1 Gráfica de presión capilar contra saturación de agua, en donde se muestran las curvas de drenaje e imbibición.

Para la medición de la presión capilar se utiliza una muestra de roca, la cual se somete a diversos procesos de laboratorio. En el caso de preparar la curva de drenaje, usualmente involucra la reducción de la saturación de la fase mojante de un valor máximo de 100% a un valor mínimo o irreductible, por incrementos sucesivos de presión aplicados a la fase no mojante.

### 2.8.3 Factores que afectan a la presión capilar.

El comportamiento de la presión capilar se ve afectado por diversos aspectos presentes en un yacimiento petrolero, como son: el material litológico, el tipo de porosidad que existe en el yacimiento, el tamaño y la geometría de los poros. Además de esas características, la permeabilidad, la mojabilidad, la saturación y la distribución de fluidos tienen también impacto en la presión capilar, ver gráfica 2.2.



**Gráfica 2.2** Variación de la presión capilar con la saturación de Hg en función de la permeabilidad ( $k_1 > k_2 > k_3 > k_4 > k_5$ ).

## 2.9 Viscosidad ( $\mu$ )

### 2.9.1 Definición

La viscosidad se puede definir como la resistencia a fluir que caracteriza a un fluido, y se expresa en poises, es un parámetro característico de los fluidos, que determina el flujo de fluidos en el medio poroso, la tendencia a fluir varía dependiendo del tipo de fluido

#### *Viscosidad del gas*

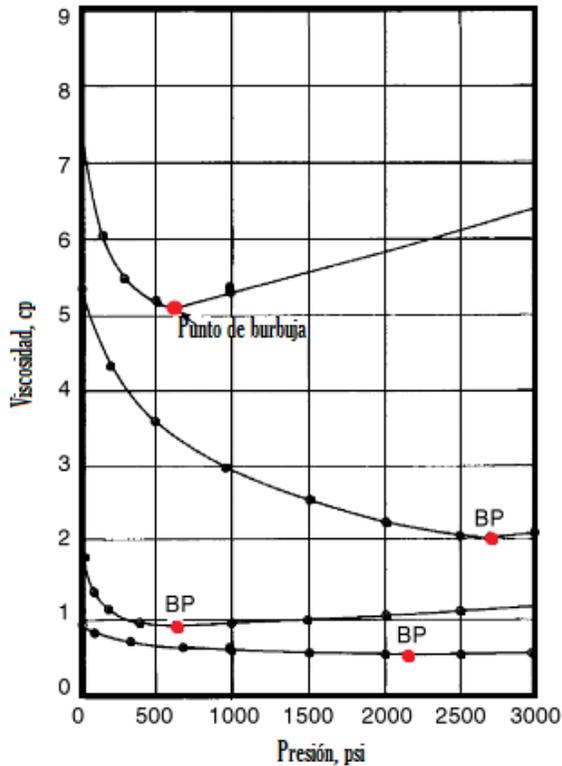
La viscosidad del gas natural depende de su composición y es afectada por la presión y la temperatura. El gas tiene una viscosidad significativamente menor que la viscosidad del agua y del aceite. En un líquido, la viscosidad disminuye cuando aumenta la temperatura, pero en un gas, la viscosidad aumenta cuando aumenta la temperatura.

#### *Viscosidad del Aceite*

La viscosidad del aceite es afectada por la presión, la temperatura, y el factor más importante, por la cantidad de gas en solución. La figura 2.3 muestra el efecto de la presión en la viscosidad de varios aceites a sus respectivas temperaturas de yacimiento. Por debajo del punto de burbuja, la viscosidad disminuye con el incremento de presión por el efecto del gas que entra en solución.

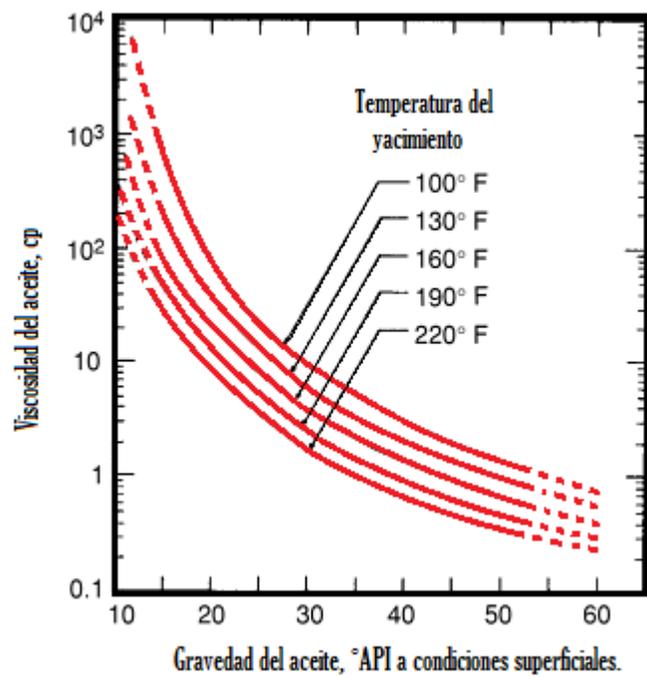
Por arriba del punto de burbuja, la viscosidad incrementa al incrementar la presión por la compresión del líquido

La viscosidad del aceite disminuye con el incremento de la temperatura como se muestra en la gráfica 2.4.



**Gráfica 2.3 Efecto de la presión en la viscosidad de varios aceites.**

**Gráfica 2.4 Viscosidad del aceite como función de la gravedad °API, a diferentes temperaturas.**



### Viscosidad del agua

La viscosidad del agua es principalmente función de la temperatura, ésta disminuye cuando hay un incremento de temperatura. Además, otro factor que influye es la salinidad, cuando la salinidad aumenta la viscosidad también. A diferencia de la viscosidad del gas y del aceite, la viscosidad del agua no varía significativamente con la variación de presión. La viscosidad del agua varía de 0.3 a 0.8 cp en el yacimiento.

## 2.9.2 Tipos de viscosidad

Existen cuatro tipos de viscosidad: la viscosidad dinámica, la viscosidad cinemática, la viscosidad aparente y la viscosidad extensional.

La viscosidad dinámica o absoluta, es la viscosidad que se ha mencionado anteriormente en el trabajo.

La viscosidad cinemática,  $\nu$ , relaciona la viscosidad dinámica con la densidad del fluido. Se expresa con la siguiente ecuación:

$$\nu = \frac{\mu_f}{\rho_f} \quad (2.22)$$

Donde  $\nu$  es la viscosidad cinemática y se expresa generalmente en centistokes,  $\mu_f$  es la viscosidad del fluido en cp y  $\rho_f$  la densidad del fluido en g/cm<sup>3</sup> o lb/ft<sup>3</sup>.

La viscosidad aparente,  $\eta$ , se define como el cociente entre el esfuerzo cortante y la velocidad de deformación para fluidos de comportamiento no lineal. Este término es el que se utiliza al hablar de “viscosidad” para fluidos no newtonianos. Si se representa la curva de fluidez (esfuerzo cortante frente a velocidad de deformación) se define también como la pendiente en cada punto de dicha curva.

Por último, la viscosidad extensional,  $\mu_e$ , esta se define como la viscosidad que presenta un fluido no newtoniano cuando se aplica un esfuerzo de tracción sobre él. Presenta la relación entre el esfuerzo y la velocidad de deformación en el eje que se produzca.

## 2.9.3 Obtención

La viscosidad de un gas natural puede ser medida en el laboratorio, pero la práctica más común es la utilización de datos empíricos y gráficas.

En cuanto a la viscosidad del aceite, cuando sólo se conoce el valor de la gravedad API del tanque de almacenamiento y la temperatura del yacimiento, se utilizan estimaciones como las de la gráfica 2.4, pero la manera más eficaz es la medición en laboratorio con un viscosímetro a temperatura y presión del yacimiento.

### 2.9.4 Factores que afectan a la viscosidad.

Como se mencionó con anterioridad, los factores que influyen en la viscosidad de los fluidos es la presión, la temperatura y su composición. A medida que estos varían, la viscosidad de los fluidos también se ve afectada. En cuanto a la viscosidad del aceite se refiere, ésta depende de la cantidad de gas en solución, y ésta a su vez depende de la presión del yacimiento. Cuando el aceite es muy viscoso requiere de mucha más energía para poder fluir a través del medio poroso, por lo que la recuperación del aceite tiende a ser mucho menor.

## 2.10 Tortuosidad ( $\tau$ )

### 2.10.1 Definición

Cuando los fluidos son producidos viajan a través de la roca del yacimiento al pozo, o sea, desde un punto de mayor energía hasta uno de menor energía. La ruta por la que viajan los fluidos dentro del medio poroso dista mucho de ser un camino recto, la geometría del espacio poroso lo hace sinuoso o curvilíneo. La propiedad de la roca que refleja la complejidad de esta trayectoria es la tortuosidad.

La tortuosidad considera la longitud real de la trayectoria desde un punto A a un punto B y la relación a una línea recta entre los dos puntos mencionados, como se muestra en la figura siguiente.

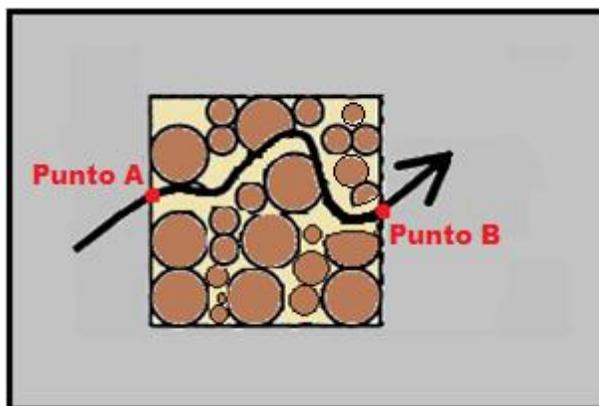


Figura 2.12 Esquema que muestra la tortuosidad entre dos puntos.

Si la trayectoria del punto A al punto B es una línea recta, lo que puede ocurrir cuando tenemos una fractura, el valor de la tortuosidad es uno. En la mayoría de los casos la trayectoria de flujo del punto A al punto B es mucho mayor que una línea recta así que el valor de la tortuosidad es mayor a 1.

### 2.10.2 Obtención

La tortuosidad puede obtenerse con la siguiente ecuación:

$$\tau = \frac{L_t}{L} \quad (2.23)$$

Donde  $\tau$  es la tortuosidad y es adimensional,  $L_t$  es la distancia total desde el punto A hasta el punto B a través del medio poroso y  $L$ , la distancia en línea recta entre estos dos puntos, ambos expresados en las mismas unidades de longitud.

Además de esta ecuación, la tortuosidad puede ser determinada a través de muestras de núcleos, estudios de laboratorio, experimentos físicos y pruebas entre pozos.

### 2.10.3 Factores que afectan a la tortuosidad

Las heterogeneidades de la roca del yacimiento son los principales factores que afectan a la tortuosidad, como la distribución del tamaño y la selección de granos, la porosidad efectiva, la variación del tamaño de garganta de poro, la forma de los granos, el grado de cementación.

La tortuosidad también es afectada por la mojabilidad existente en la roca, así como por la variación de temperatura, ya que el aumento de ésta produce una expansión de los minerales, lo que lleva a la reducción o contracción de la garganta de poro, aunado a este efecto se tiene la compresión que existe en el yacimiento por los efectos de la presión, dando como resultado que incremente la tortuosidad como se muestra en la siguiente figura.

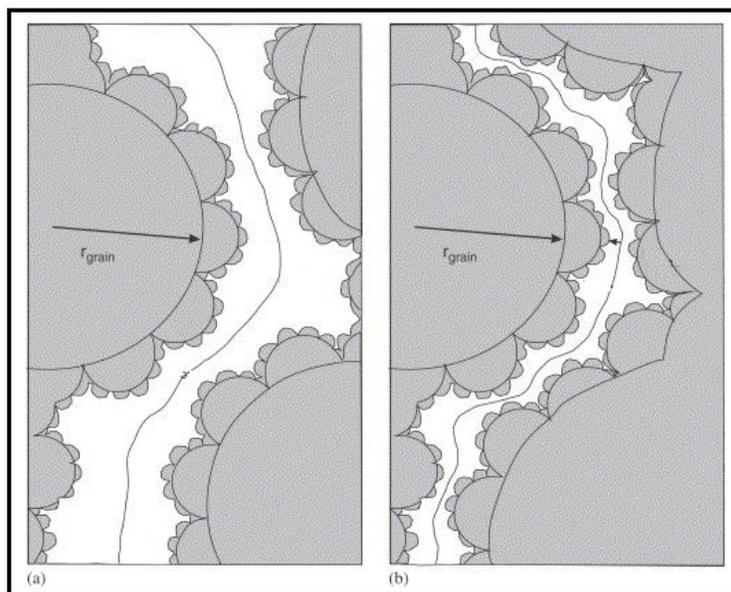


Figura 2.13 a) Tortuosidad a condiciones normales de un medio poroso b) Tortuosidad cuando existe un incremento de presión y de la temperatura.

# Capítulo 3

# Capítulo 3

---

## Parámetros Petrofísicos Compuestos

### 3.1 Introducción

Como se mencionó en el primer capítulo, la caracterización de yacimientos es una área de estudio muy amplia y muy importante en el desarrollo y la explotación de un yacimiento petrolero. El impacto que tiene la caracterización de yacimientos en el desarrollo de un campo petrolero es muy grande, ya que con base a las características de éste, se toman las medidas correspondientes para su explotación, lo que a futuro tiene repercusión en la vida productiva del yacimiento, y por lo tanto en el aspecto económico. Gracias a este impacto, su evolución ha sido notable con el paso del tiempo, dando cada vez más importancia a las actividades que se realizan en esta etapa.

La determinación de los parámetros propios de la roca y de los fluidos, es una de las actividades principales de la caracterización de un yacimiento. Durante muchos años ha sido objeto de diversos tipos de estudios con el fin de mejorarla. En este trabajo se abordará, como tema medular, la interacción que tienen entre sí los parámetros simples, dando como resultado nuevos parámetros petrofísicos que se denominan en este estudio como parámetros compuestos.

Este es un tema, que si bien está muy relacionado con la determinación de parámetros petrofísicos comunes, como pueden ser la porosidad, la permeabilidad y la saturación de fluidos, toca aspectos con los que no se está completamente familiarizado, ya que más allá de conocer cada uno de los parámetros simples de forma individual, es aún más importante analizar su comportamiento en conjunto.

Los parámetros compuestos se pueden definir como aquellos que combinan dos a más parámetros simples (mencionados en el capítulo anterior), los que, a diferencia de los parámetros simples, se obtienen de manera indirecta, por cálculos, y no se miden directamente de una muestra de roca en laboratorio o en campo.

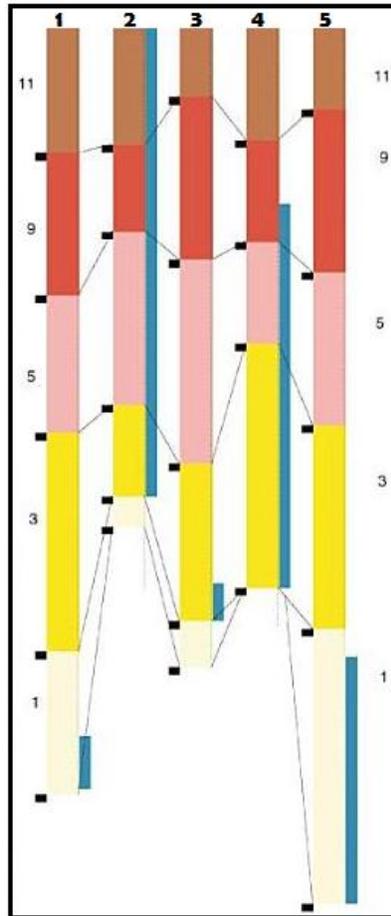
En este capítulo se mencionan y analizan algunos parámetros compuestos, los que son de gran aplicación para definir, por ejemplo, unidades de flujo y, por consiguiente, ayudan en la caracterización del yacimiento.

### 3.2 Unidades de Flujo

Uno de los problemas que se tiene al realizar la caracterización de un yacimiento petrolero, es la unificación de los parámetros a diferentes escalas. Una forma de integrar algunos de esos datos, de tal manera que se obtenga una imagen general, es la aplicación del concepto de unidad de flujo.

Para poder llegar a tener una visión clara y detallada de una unidad de flujo, recurrir a lo que en este trabajo se designa como parámetros compuestos puede ser una herramienta que facilite el trabajo.

Una unidad de flujo se puede definir como una porción del yacimiento en la que las propiedades geológicas y petrofísicas que afectan el flujo de fluidos son consistentes y predeciblemente diferentes a las propiedades de otros volúmenes de roca del yacimiento, ya sea de manera vertical u horizontal, como se muestra en la figura 3.1.



**Fig. 3.1** Representación de unidades de flujo verticalmente en un yacimiento, de acuerdo a datos estratigráficos de cinco pozos.

Las unidades estratigráficas sirven de base para identificar inicialmente, y de manera general, las unidades de flujo. La incorporación de los datos petrofísicos permiten subdividir las unidades iniciales para clasificar y detallar las unidades de flujo existentes en las formaciones geológicas.

La definición de unidades de flujo es ampliamente usada en los estudios de caracterización y en la simulación numérica para la predicción del comportamiento del yacimiento y la estimación de reservas. Dos elementos claves para la delimitación de unidades de flujo son: la porosidad efectiva y la permeabilidad absoluta.

### 3.3 Capacidad de Almacenamiento (CA)

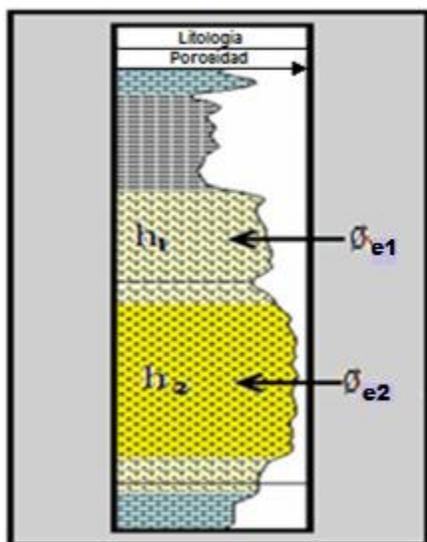
#### 3.3.1 Definición

La capacidad de almacenamiento, para efecto de la caracterización y explotación de yacimientos, se puede definir como la cantidad de fluidos potencialmente recuperables que puede llegar a contener un determinado medio poroso y depende básicamente de dos parámetros simples que son: la porosidad efectiva y el espesor del intervalo de interés.

Su expresión matemática es.

$$CA = \phi_e h \tag{3.1}$$

Donde  $\phi_e$  es la porosidad efectiva, expresada en fracción, y h es el espesor del intervalo, expresado en metros o pies, dependiendo el sistema de unidades utilizado.



**Fig.3.2 Ejemplo de capacidad de almacenamiento en dos medios porosos, donde:**

$$CA_1 = \phi_{e1} h_1$$

$$CA_2 = \phi_{e2} h_2$$

**3.3.2 Obtención**

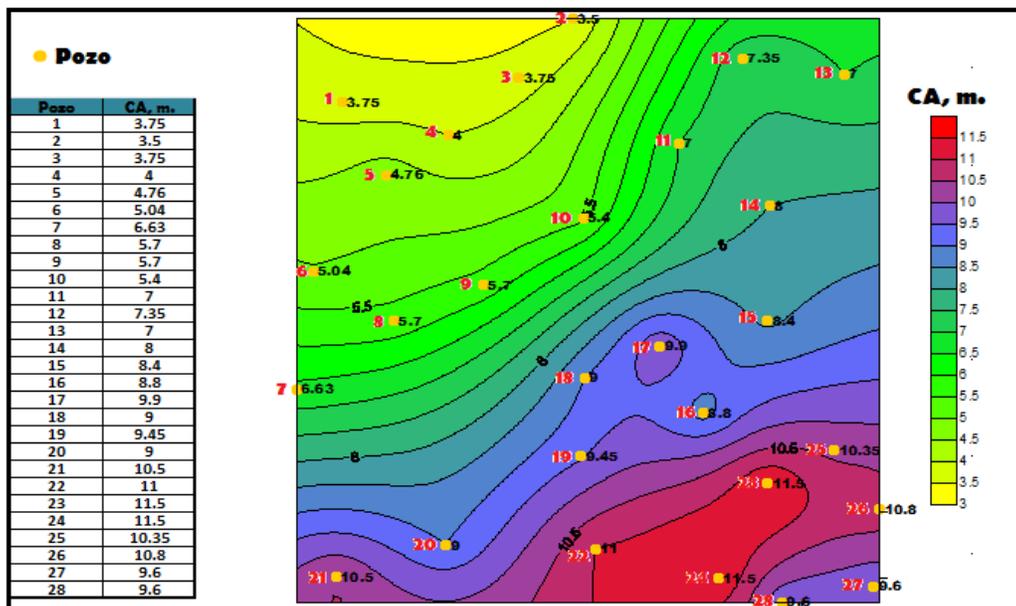
Una vez determinada la porosidad efectiva y el espesor de un medio poroso, con la ayuda de la ecuación 3.1 se puede obtener el valor de la capacidad de flujo de dicho medio. La obtención de la porosidad efectiva y del espesor se mencionó previamente en el Capítulo 2.

**3.3.3 Aplicación**

La capacidad de almacenamiento indica la cualidad que tiene la roca (matriz, sistema de fracturas y cavernas o la combinación de estos aspectos) en el yacimiento para contener hidrocarburos. Lo que permite determinar la necesidad de futuras intervenciones de diverso tipo al yacimiento.

Uno de los factores determinantes para iniciar la explotación de un yacimiento, es la cantidad de hidrocarburos que se encuentran en él, por lo que la determinación de la capacidad de almacenamiento en combinación con la saturación de hidrocarburos, indica qué tan conveniente puede llegar a ser su explotación.

La preparación de un mapa que indique la variación de la capacidad de almacenamiento de un yacimiento es de gran utilidad, ya que proporciona una visión general de la distribución del volumen poroso en él. La construcción de este mapa se lleva a cabo de la siguiente manera: se obtienen los valores de la capacidad de almacenamiento (o el parámetro a mapear) por cada pozo, después los valores se anotan en el mapa a un lado de la representación de los pozos, como se muestra en el mapa 3.1, para posteriormente interpolar los valores y con esto obtener las isocapas y una distribución de este parámetro. A este mapa se le denomina mapa de isocapas de almacenamiento y brinda una mejor percepción para poder decidir los lugares apropiados para, por ejemplo, perforar un pozo. Ver mapa 3.1.



Mapa 3.1. Mapa de Isocapas de almacenamiento de una zona del yacimiento.

Otro proceso en el que es tomada en cuenta la capacidad de almacenamiento es en la delimitación de las unidades de flujo, las cuales son de gran ayuda en la caracterización del yacimiento, para determinar cuáles son las zonas de mayor atractivo.

**3.3.4 Análisis de parámetros**

Para poder realizar el estudio de los parámetros simples que componen un parámetro compuesto, se lleva a cabo un análisis de sensibilidad. El análisis de sensibilidad consiste, primero en tomar valores base de los parámetros simples y con éstos obtener un resultado base del parámetro compuesto. Posteriormente, el valor base de cada parámetro simple se varía en más-menos determinado porcentaje, obteniendo con esto, valores bajos y altos de cada parámetro simple. Para continuar con el proceso, se realizan los cálculos para obtener el parámetro compuesto, tomando el valor bajo de uno de los parámetros simples y dejando el resto con el valor base, se calcula el valor bajo del parámetro compuesto; después, se toma el valor alto del mismo parámetro simple, dejando el resto con el valor base, y se calcula el valor alto del parámetro compuesto. Este procedimiento se realiza para cada parámetro simple, por lo que para cada uno se obtienen dos valores del parámetro compuesto, uno alto y uno bajo.

Con los valores obtenidos del parámetro compuesto se prepara una gráfica tipo tornado, en la cual cada barra representa el rango de valores que puede alcanzar el parámetro compuesto, haciendo variar uno de los parámetros que lo componen. Como ya se mencionó anteriormente, la capacidad de almacenamiento depende de dos parámetros simples, que son la porosidad efectiva y el espesor. Estos parámetros no varían a lo largo de la vida productiva del pozo, por lo que una vez establecidos sus valores, éstos permanecerán fijos; no obstante, es importante realizar un análisis de sensibilidad para identificar el impacto que cada uno de estos parámetros tiene en la capacidad de almacenamiento. Para poder determinar tal impacto, es necesario variar los valores de éstos y hacer el respectivo análisis, como que se mencionó previamente. La siguiente tabla muestra los resultados de estas variaciones. Se tomaron valores base de porosidad efectiva (0.22) y espesor (37 m) de un yacimiento cualquiera, para posteriormente variarlos a un valor máximo y a uno mínimo y así realizar el análisis de sensibilidad. Para realizar esta tabla se tomaron en consideración variaciones de  $\pm 20\%$  en los valores base de la porosidad efectiva y del espesor respectivamente.

	Porosidad (fracc.)			Espesor (m)		
	bajo	base	alto	bajo	base	alto
	0.176	0.22	0.264	29.6	37	44.4
Capacidad de almacenamiento (m)	6.51	8.14	9.77	6.51	8.14	9.77

**Tabla 3.1 Variación de valores de porosidad efectiva y de espesor y de capacidades de almacenamiento correspondientes.**

Con los valores obtenidos de la variación de los parámetros, se construye una gráfica de tornado para poder ver de manera sencilla qué parámetro es el que tiene mayor influencia en la capacidad de almacenamiento.

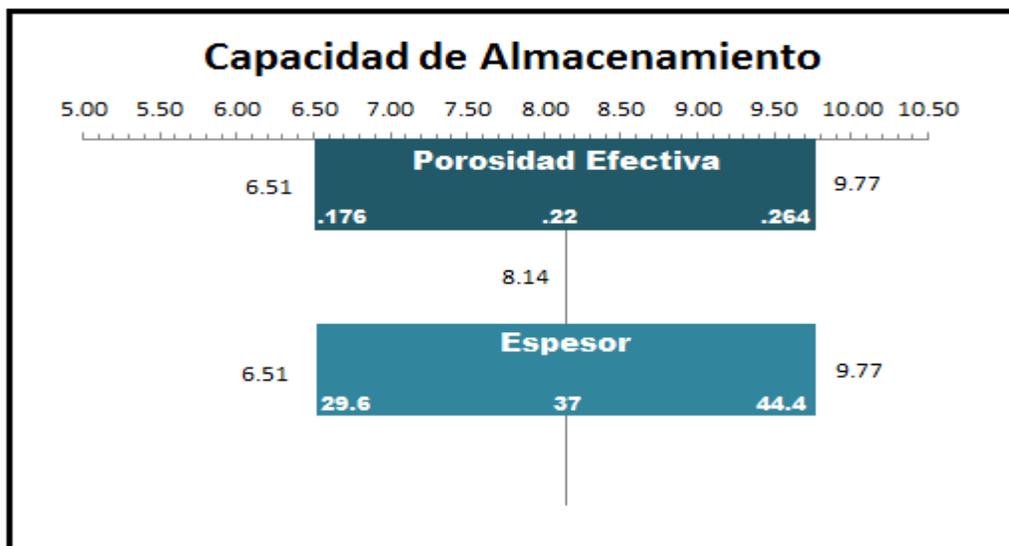
El análisis de sensibilidad permite identificar los parámetros simples que suponen un mayor impacto en el parámetro compuesto en estudio. La gráfica de tornado es una herramienta de gran ayuda para visualizar las variables (parámetros simples) de mayor influencia en el parámetro compuesto. Este gráfico indica cuál es el rango de variación del parámetro compuesto, considerando que se ha producido una variación en alguno de los parámetros simples, manteniendo constante el resto de los parámetros simples que lo componen. Es decir, representa cuánto varía el parámetro compuesto ante las variaciones en cada uno de los parámetros simples manteniendo el resto constante. Este proceso se repite para cada uno de los parámetros simples, dando como resultado la gráfica de tornado.

La lista de parámetros simples que muestra la gráfica de tornado, se ordena en función del impacto en el valor del parámetro compuesto, ayudando a visualizar aquellas variables con mayor relevancia. La gráfica de tornado se interpreta de la siguiente manera:

Las barras horizontales de la gráfica indican el posible rango de variación del parámetro compuesto. La longitud de las barras representa los diferentes valores que puede tomar el parámetro compuesto ante las variaciones de cada parámetro simple.

Las barras de mayor longitud representan al parámetro simple que tiene mayor impacto en el parámetro compuesto.

A continuación se presenta la gráfica de tornado para la capacidad de almacenamiento (parámetro compuesto) que es función de la porosidad efectiva y el espesor (parámetros simples).



**Gráfica 3.1 Gráfica de tornado para realizar análisis de sensibilidad de la capacidad de almacenamiento.**

En la gráfica anterior se puede notar que la longitud de las barras de porosidad efectiva y de espesor son del mismo tamaño, por lo que se llega a la conclusión que en la ecuación de la capacidad de almacenamiento ambos parámetros tienen el mismo impacto. Sin embargo, se debe tomar en cuenta que el rango de variación de valores de estos dos parámetros simples es muy distinto; en cuanto a la porosidad efectiva se refiere, el rango de variación no es muy amplio como se puede apreciar en la tabla 3.2, a diferencia del espesor, el cual presenta un rango de variación muy amplio que va desde cero hasta espesores sumamente altos, por lo que si se toma en cuenta este aspecto, se puede decir que el espesor llega a influir o impactar, en mayor medida, a la capacidad de almacenamiento.

Roca	Porosidad Efectiva (%)	Roca	Porosidad Efectiva (%)
Arcilla-lutitas	45 a 60	Grava arenosa	20 a 30
Arena fina	38 a 44	Grava gruesa	20 a 25
Arena media	38 a 42	Arena y grava	20 a 25
Arena gruesa	38 a 40	Arenisca	10 a 20
Arena muy gruesa	35 a 38	Caliza, dolomita	1 a 10
Grava fina	30 a 35	Granito	1
Grava media	20 a 30		

**Tabla 3.2 Valores estimados de porosidad para rocas sedimentarias (%).**

### 3.4 Índice de hidrocarburos (IH)

#### 3.4.1 Definición

El índice de hidrocarburos se puede definir como la cantidad de hidrocarburos almacenados en un medio poroso con un determinado espesor. El índice de hidrocarburos está compuesto por tres parámetros simples que son: la porosidad efectiva, el espesor y la saturación de hidrocarburos; su expresión matemática es la siguiente:

$$IH = \phi_e h (1 - S_w) \tag{3.2}$$

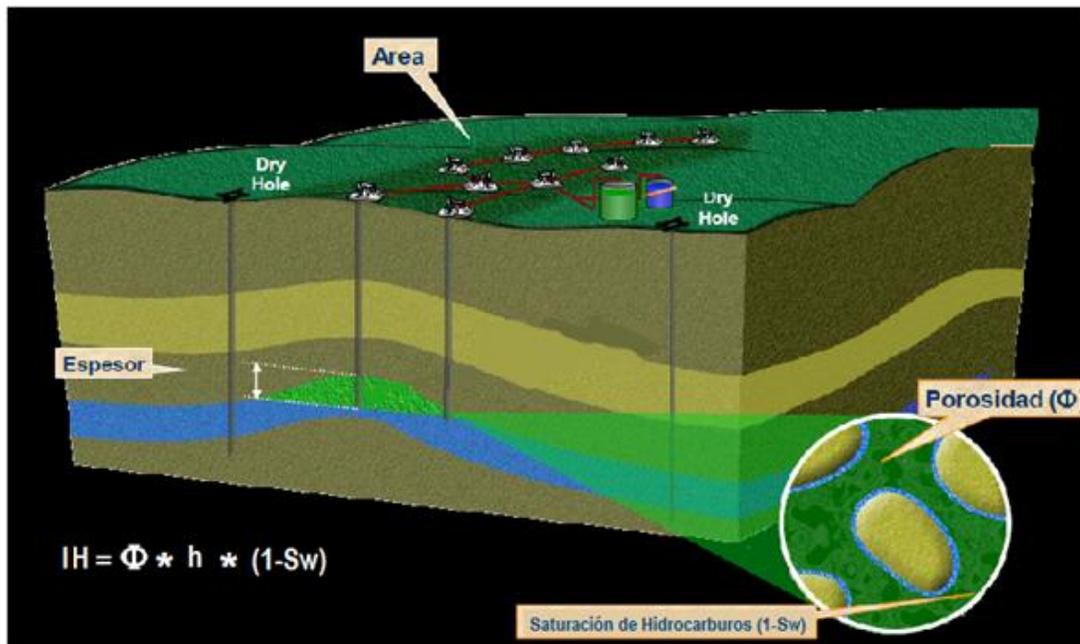
donde:

$\phi_e$  es la porosidad efectiva, en fracción, h es el espesor de la unidad en estudio, metros o pies y  $S_w$  es la saturación de agua, en fracción.

La ecuación anterior se puede simplificar, dejando al índice de hidrocarburos como función de la capacidad de almacenamiento, como se muestra a continuación.

$$IH = CA(1 - S_w) \tag{3.3}$$

Físicamente, el índice de hidrocarburos es una medida del volumen de hidrocarburos, a condiciones del yacimiento, que existe en la roca en un área unitaria del yacimiento.



**Figura 3.3 Representación del índice de hidrocarburos en un intervalo del yacimiento.**

### 3.4.2 Obtención

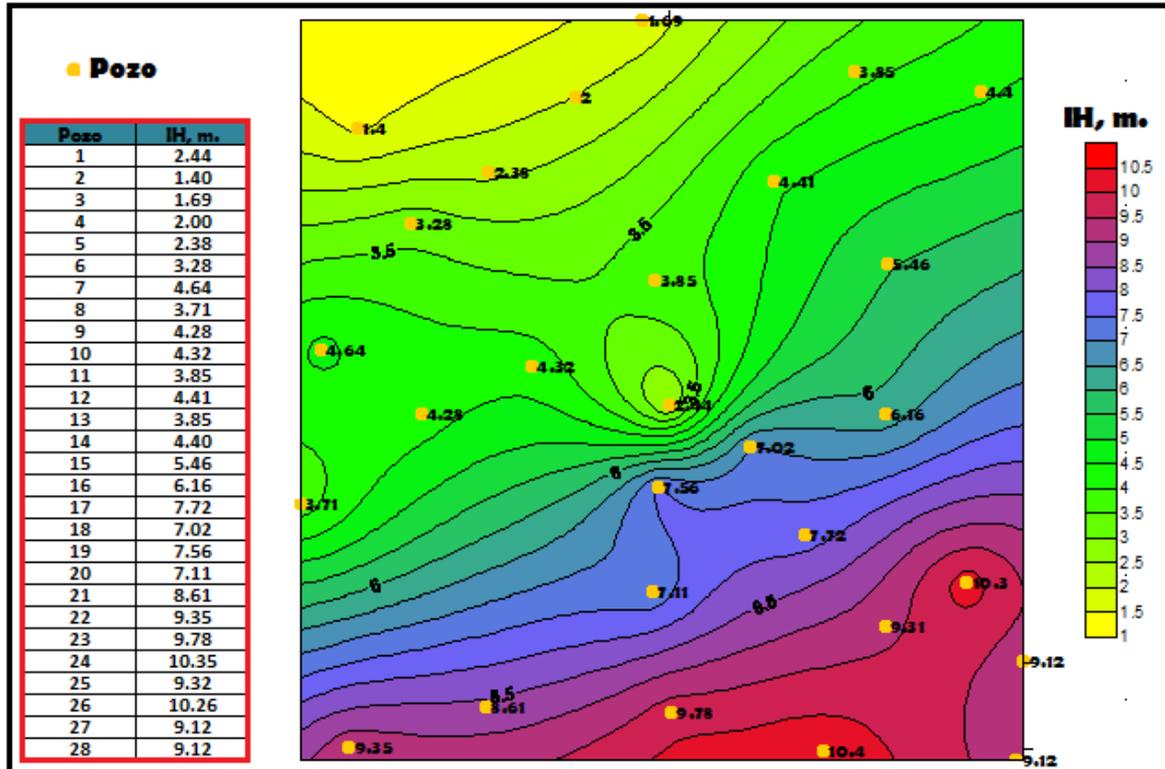
El índice de hidrocarburos puede obtenerse a partir de la ecuación anterior, una vez obtenido el valor de los parámetros simples, éstos se integran para obtener el valor de IH.

Otra manera de obtener el índice de hidrocarburos es por medio del análisis cuantitativo de registros geofísicos de pozo.

### 3.4.3 Aplicación

El índice de hidrocarburos es un parámetro compuesto de gran utilidad en el desarrollo de un yacimiento, ya que indica el contenido de hidrocarburos que existe dentro de los poros, por unidad de espesor. Con esta información se puede determinar el volumen de hidrocarburos que existe en todo el yacimiento o en determinada zona del mismo.

En el cálculo del volumen original de hidrocarburos de un yacimiento tiene una aplicación muy importante el índice de hidrocarburos. El método de isohidrocarburos proporciona resultados mucho más precisos que los otros métodos volumétricos porque considera valores de los parámetros distribuidos en el yacimiento y no solo valores medios. El método parte de la construcción de un mapa que se prepara a partir de los datos de índice de hidrocarburos obtenidos en cada uno de los pozos, como se mencionó anteriormente. Ver mapa 3.2



**Mapa 3.2 Mapa de isoíndices de hidrocarburos o de isohidrocarburos de una porción de un yacimiento.**

Con la construcción de este mapa se observa la distribución de hidrocarburos en el yacimiento y se obtiene el volumen de hidrocarburos en el mismo. Con este dato se puede estimar el valor de las reservas con la siguiente ecuación:

$$Reservas = VHC * RF$$

Donde VHC es el volumen de hidrocarburos en el yacimiento y RF el factor de recuperación considerado.

**3.4.4 Análisis de parámetros.**

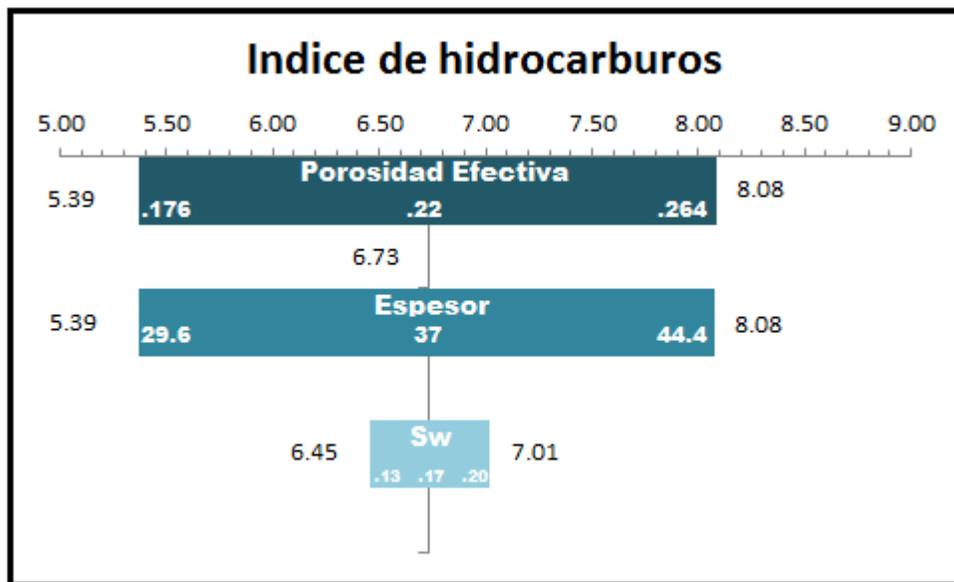
El índice de hidrocarburos está definido por tres parámetros simples, antes mencionados, que son: la porosidad efectiva, el espesor y la saturación de hidrocarburos. Cada uno de éstos representa una influencia en la cantidad de hidrocarburos almacenada en el medio poroso. Al igual que en la capacidad de almacenamiento, la porosidad y el espesor son parámetros que permanecen fijos, a diferencia de la saturación de fluidos, en este caso  $S_w$ , la cual podría tener una variación significativa a lo largo de la explotación del yacimiento. Para analizar esta influencia se utiliza el mismo método aplicado en el análisis de la capacidad de almacenamiento.

En la siguiente tabla se muestran los valores base de los parámetros simples y sus variaciones ( $\pm 20\%$ ), y los valores obtenidos del parámetro compuesto.

	Porosidad efectiva (fracc)			Espesor (m)			Saturación de agua (fracc)		
	bajo	base	alto	bajo	base	alto	bajo	base	alto
		0.176	0.22	0.264	29.6	37	44.4	0.1384	0.173
<b>Índice de hidrocarburos (m)</b>	5.39	6.73	8.08	5.39	6.73	8.08	6.45	6.73	7.01

**Tabla 3.3** Tabla de variación de los valores de los parámetros simples y del Índice de hidrocarburos

Con los datos de la tabla anterior se obtiene la gráfica de tornado siguiente:



**Grafica 3.2** Gráfica de tornado para el análisis del índice de hidrocarburos.

Analizando los resultados que se muestran en la gráfica 3.2, se puede decir que los parámetros de mayor influencia son la porosidad efectiva y el espesor. Se debe tomar en cuenta que a lo largo de la explotación del yacimiento sin duda alguna el parámetro que varía es la saturación de fluidos, por lo que se concluye que el índice de hidrocarburos estará básicamente dependiendo de la variación de la saturación de agua, ya que los restantes parámetros simples permanecerán fijos.

### 3.5 Índice de Hidrocarburos Recuperables (IHR)

#### 3.5.1 Definición

Este parámetro, a diferencia del índice de hidrocarburos, se enfoca en los hidrocarburos que se pueden recuperar del yacimiento, ya que no todos los hidrocarburos contenidos podrán ser recuperados.

El índice de hidrocarburos recuperables, se puede definir como la cantidad de hidrocarburos almacenados que se pueden recuperar de un determinado intervalo. Los parámetros que lo componen son: la porosidad efectiva, el espesor, la saturación de agua y la saturación residual de hidrocarburos.

En caso de considerar un yacimiento de aceite bajo saturado; en la etapa de bajo saturación, la ecuación que representa al IHR es:

$$IHR = \phi e h (1 - S_w - S_{or}) \quad (3.4)$$

donde:

$\phi e$  es la porosidad efectiva, en fracción,  $h$  es el espesor de la unidad en estudio, en metros o pies,  $S_w$  es la saturación de agua y  $S_{or}$  es la saturación de aceite residual, ambas saturaciones en fracción.

La ecuación anterior también se puede expresar en función de la capacidad de almacenamiento, como se muestra a continuación.

$$IHR = CA(1 - S_w - S_{or}) \quad (3.5)$$

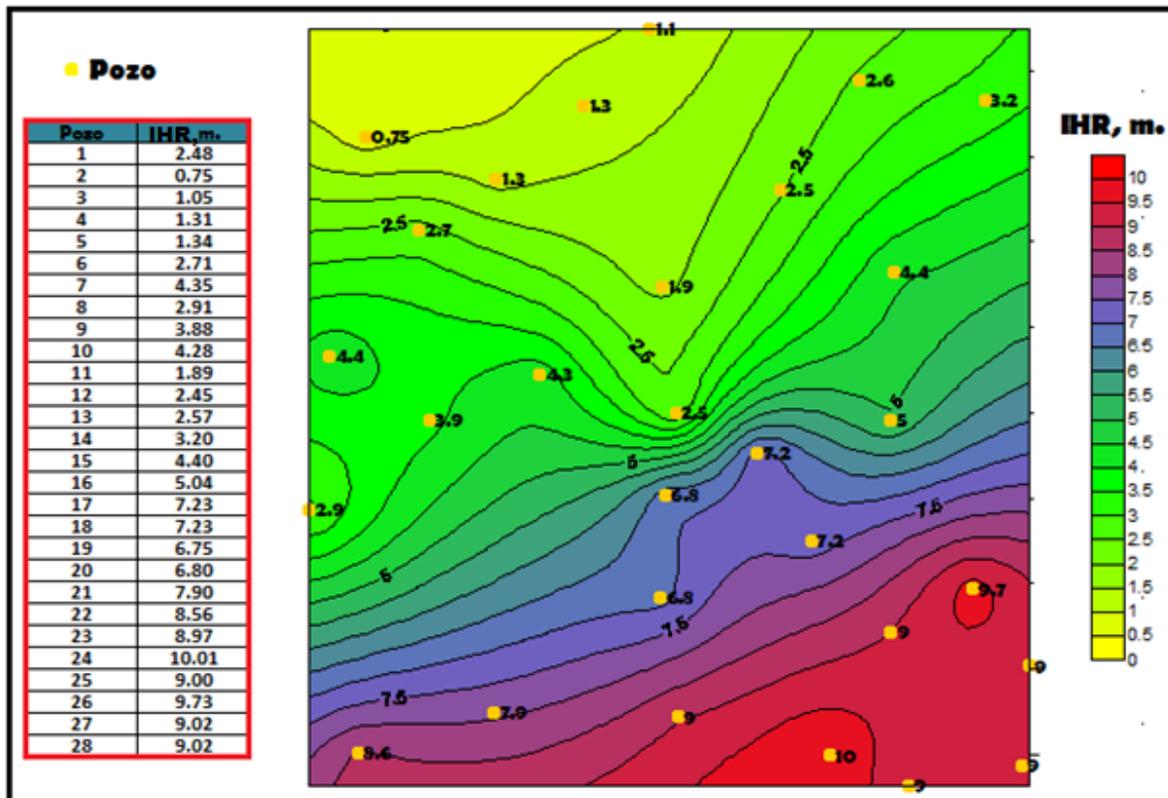
**3.5.2 Obtención**

Para poder obtener el valor del índice de hidrocarburos recuperables, es indispensable, primero determinar el valor de los parámetros petrofísicos simples que lo componen, como se mencionó en el Capítulo 2. Estos parámetros simples, pueden evaluarse principalmente con análisis de núcleos en laboratorio y con registros geofísicos de pozos.

**3.5.3 Aplicación**

La obtención del índice de hidrocarburos recuperables, es de mucha ayuda para el cálculo del volumen de hidrocarburos dentro del yacimiento que se puede extraer.

Como se ha mencionado para los parámetros anteriores, la elaboración de mapas es una herramienta que da una perspectiva mucho más grande, en el caso de IHR no es diferente. La realización de estos mapas sirve para poder tener un estimado de la distribución del volumen de hidrocarburos a condiciones de yacimiento, que se puede llegar a recuperar, ver mapa 3.3 para el caso de un yacimiento de aceite bajo saturado.



Mapa 3.3. Mapa de Isohidrocarburos recuperables.

**3.5.4 Análisis de parámetros**

El índice de hidrocarburos recuperables está conformado por cuatro parámetros simples, anteriormente mencionados, que son: la porosidad efectiva, el espesor, la saturación de agua y la saturación de hidrocarburos residuales. Cada uno de éstos representa una influencia en la cantidad de hidrocarburos recuperables que se encuentran en el medio poroso. Al igual que en la capacidad de almacenamiento, la porosidad y el espesor son parámetros que permanecen sin cambios significativos, a diferencia de la saturación de fluidos, en este caso  $S_w$  y  $S_{or}$ , las cuales podrían tener una variación significativa a lo largo de la explotación del yacimiento. Para analizar esta influencia se realiza un análisis de sensibilidad.

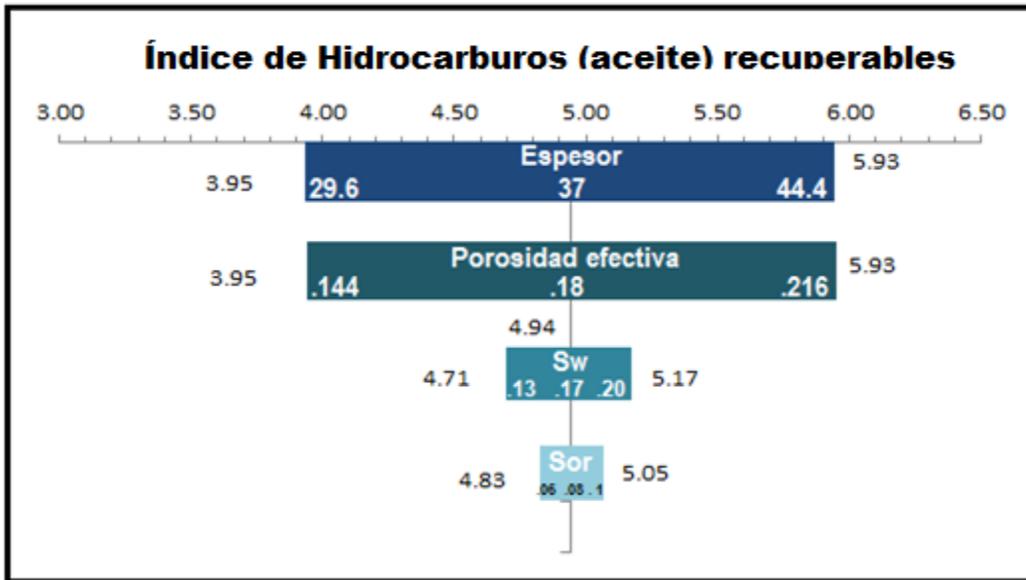
En la siguiente tabla se muestran los valores base de los parámetros simples y sus variaciones ( $\pm 20\%$ ), y los valores obtenidos del parámetro compuesto.

	Porosidad efectiva (fracc)			Espesor (m)			Saturación de agua (fracc)			Saturación de aceite residual (fracc)		
	bajo	base	alto	bajo	base	alto	bajo	base	alto	bajo	base	alto
	0.144	0.18	0.216	29.6	37	44.4	0.1384	0.173	0.2076	0.068	0.085	0.102
<b>Índice de aceite recuperable (m)</b>	3.95	4.94	5.93	3.95	4.94	5.93	5.17	4.94	4.71	5.05	4.94	4.83

**Tabla 3.4 Variación de los valores de los parámetros simples y del Índice de hidrocarburos (aceite) recuperables.**

Como se puede ver en la tabla anterior, los valores que se obtienen del IHR con las variaciones tanto de la saturación de agua como de la saturación de aceite residual son opuestos a los valores de  $S_w$  y  $S_{or}$ , es decir, cuando se tienen valores bajos de estos dos parámetros, se obtiene valores mayores del índice de aceite recuperable y viceversa, esto se debe a la participación que tienen estos parámetros simples en la ecuación del IHR.

De los resultados anteriormente obtenidos se realiza la siguiente gráfica de tornado.



Gráfica 3.3 Gráfica de tornado para el análisis del índice de hidrocarburos (aceite) recuperables.

De la gráfica anterior se puede ver que los parámetros que más impacto tienen en la ecuación 3.4 son la porosidad efectiva y el espesor, seguido de la saturación de agua y la saturación de aceite residual. Esto se puede deducir del tamaño de las barras para cada parámetro, como se ha explicado previamente.

Si se analiza el comportamiento de los parámetros a lo largo de la explotación de los yacimientos, se puede decir que la saturación de fluidos tiene mayor impacto, ya que a diferencia de la porosidad efectiva y el espesor, los cuales permanecerán prácticamente sin variación, las saturaciones sí van a tener variaciones a lo largo de la explotación.

### 3.6 Capacidad de Flujo (CF)

#### 3.6.1 Definición

La capacidad de flujo se puede definir como la capacidad que tiene un determinado intervalo del medio poroso para permitir que un fluido se desplace a través de él. Se obtiene del producto de la permeabilidad absoluta y el espesor del intervalo considerado y se expresa en md.ft. o en md.m, dependiendo del sistema de unidades que se use.

Su expresión matemática es:

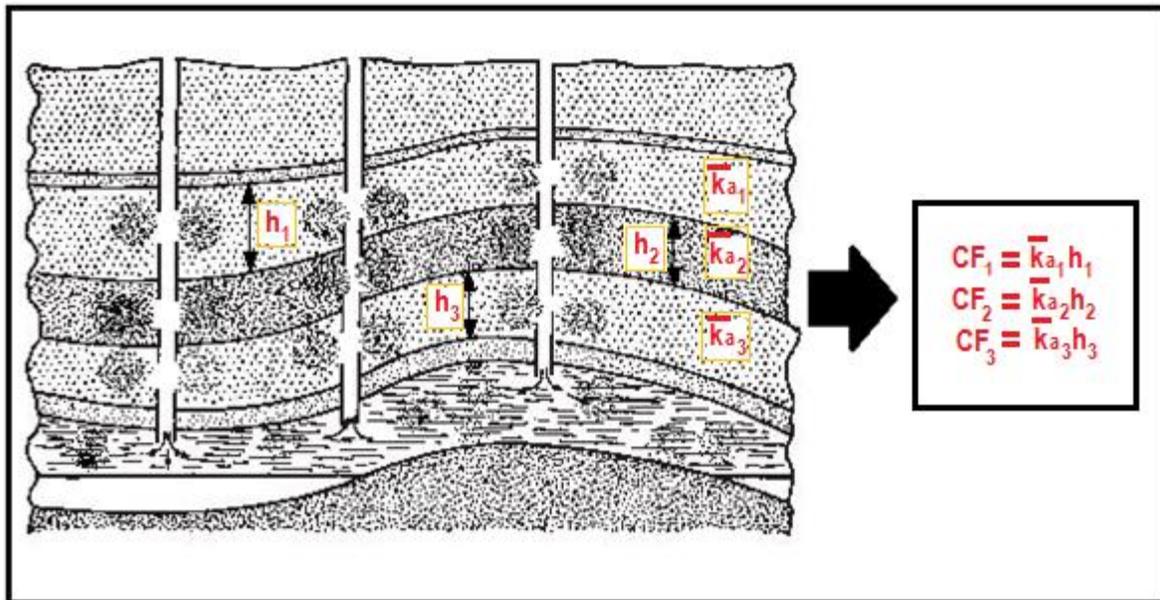
$$CF = k_a h \tag{3.6}$$

donde:

CF es la capacidad de flujo en md.m o md.ft,  $k_a$  la permeabilidad absoluta expresada en md y  $h$  el espesor en m o ft.

**3.6.2 Obtención**

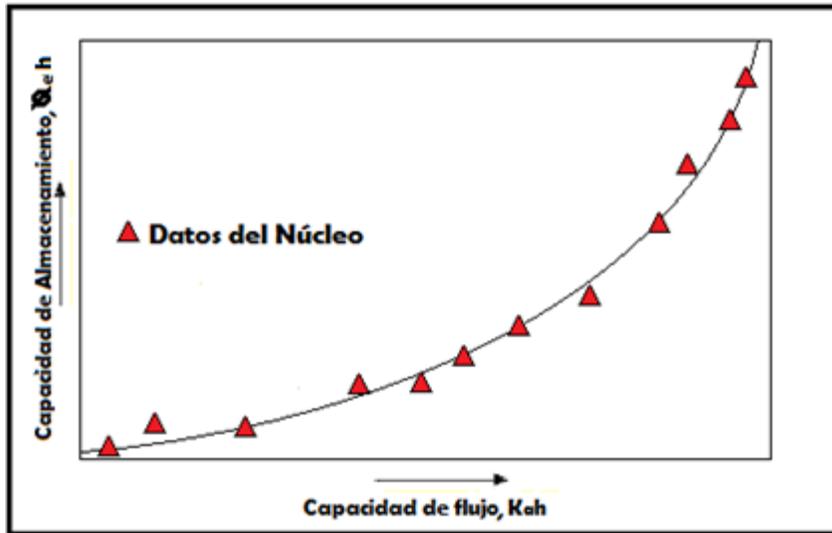
El producto  $k_a h$  es un parámetro compuesto que se determina usualmente de manera detallada por medio de la medición de la permeabilidad absoluta, punto a punto, a lo largo de un núcleo cortado en un intervalo dentro del yacimiento. La capacidad de flujo del intervalo sería igual al producto de la permeabilidad absoluta media por la longitud del intervalo, como se muestra en la figura 3.4. También puede determinarse la  $k_a h$  a partir de pruebas de variación de presión de pozos.



**Figura 3.4 Capacidad de flujo por capa.**

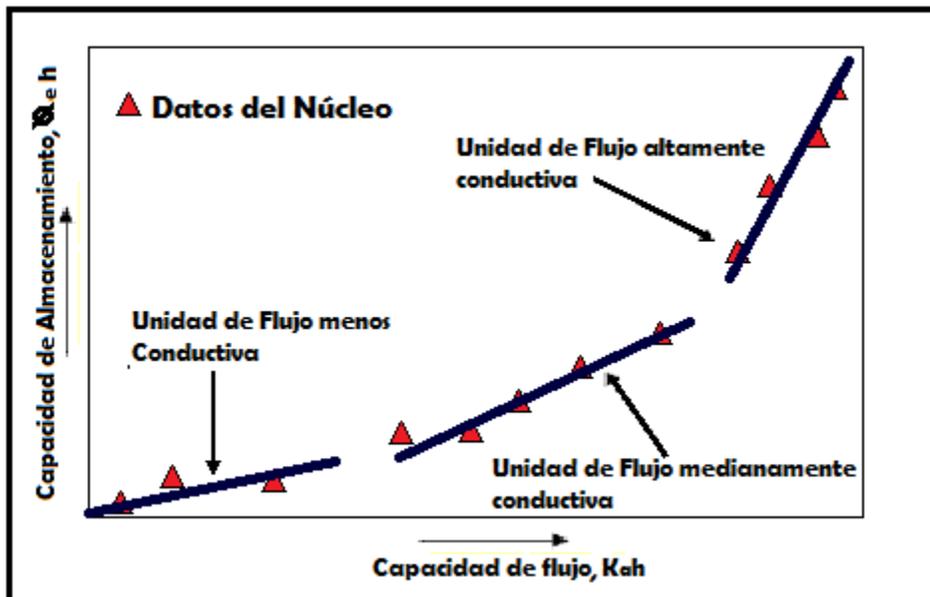
**3.6.3 Aplicación**

La capacidad de flujo es información muy valiosa para poder definir las unidades de flujo en un yacimiento. Por ejemplo, considérese que se tienen valores metro a metro de la capacidad de flujo en un intervalo de formación y que para esos puntos también se tienen valores de capacidad de almacenamiento. Con esta información se prepara una gráfica, como se muestra en la gráfica 3.4, y se analiza la tendencia de los puntos, con el fin de definir cambios de pendiente y con esta base establecer unidades de flujo.



Gráfica 3.4 Gráfica de los datos de capacidad de almacenamiento y capacidad de flujo

Como se puede observar en la gráfica anterior, los cambios de pendiente en esta caso no son drásticos, pero sí son notables, esto permite obtener tres tendencias rectas de puntos y, por lo tanto, tres ecuaciones para el conjunto de datos, ver gráfica 3.5. Con base en este análisis, se pueden establecer tres unidades de flujo, por lo que a partir de las ecuaciones obtenidas y para cada unidad de flujo, teniendo el valor de la capacidad de almacenamiento, se pueda determinar la capacidad de flujo de la unidad considerada.

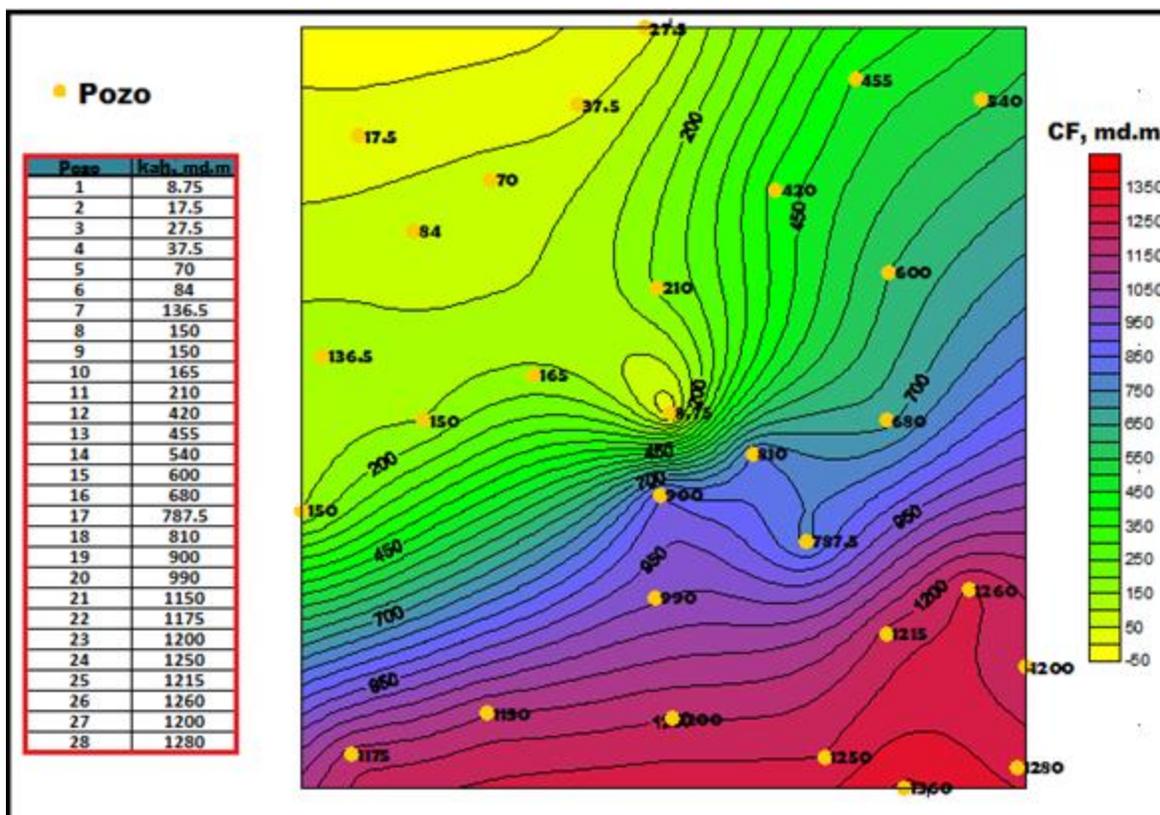


Gráfica 3.5 Identificación de tres unidades de flujo.

Otra aplicación de este parámetro es la determinación del gasto esperado de aceite en superficie, ya que el gasto es proporcional a la capacidad de flujo. Con base en esto se puede, incluso, determinar el índice de producción.

La capacidad de flujo tiene un papel muy importante en la recuperación secundaria y mejorada de hidrocarburos, su determinación debe ser muy precisa, ya que los fluidos inyectados en estos procesos suelen ser de costos elevados. La capacidad de flujo de un yacimiento determina en la inyección de fluidos, el volumen y el ritmo de inyección de los fluidos al yacimiento; además, contribuye al monitoreo de la eficiencia de barrido que tiene la inyección de estos fluidos.

Así como para los parámetros compuestos anteriormente mencionados, se puede elaborar un mapa de isocapacidades de flujo, que permite ver con mucha más facilidad la distribución de este parámetro petrofísico compuesto a lo largo del yacimiento o alguna zona de él, como se muestra en el mapa 3.4



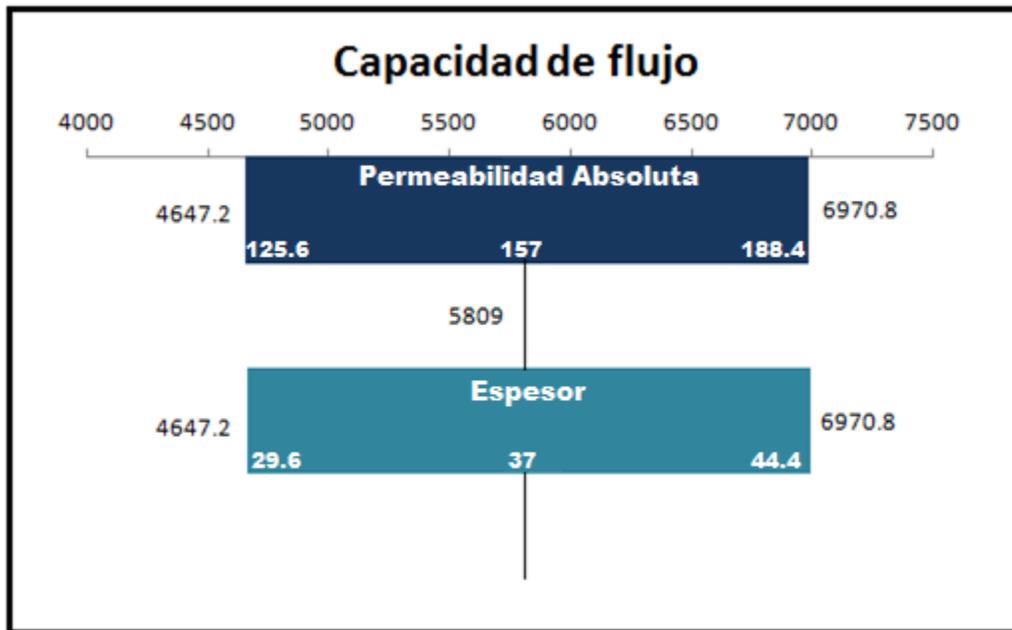
Mapa 3.4. Mapa de isocapacidad de flujo de una zona del yacimiento.

**3.6.4 Análisis de parámetros**

Como se mencionó con anterioridad, la capacidad de flujo es un parámetro utilizado en diversas áreas de la explotación de un yacimiento, ya que está compuesto por dos aspectos básicos del yacimiento, como son la permeabilidad absoluta y el espesor del intervalo considerado. La relación que tienen estos dos datos básicos es directamente proporcional, por lo que su influencia en la capacidad de flujo tiene el mismo impacto, lo que se comprueba con la tabla 3.5 y la gráfica 3.7, obtenidas del análisis de sensibilidad.

	Permeabilidad absoluta (md)			Espesor (m)		
	bajo	base	alto	bajo	base	alto
	125.6	157	188.4	29.6	37	44.4
<b>Capacidad de flujo (md.m)</b>	4647.2	5809	6970.8	4647.2	5809	6970.8

Tabla 3.5 Variación de los parámetros simples y del compuesto.



Gráfica 3.6 Gráfica de tornado de los parámetros que componen la capacidad de flujo

Como se mencionó anteriormente y se comprobó con la gráfica anterior, estos parámetros influyen con la misma magnitud en la ecuación de la capacidad de flujo. El espesor y la permeabilidad absoluta tienen amplios rangos de variación por lo que se puede decir que en este aspecto su influencia es similar. Al analizar su comportamiento a lo largo de la explotación de un yacimiento, se puede concluir que (para fines prácticos) ambos parámetros se mantienen constantes.

### 3.7 Capacidad de transporte de fluidos almacenados (CTFA)

#### 3.7.1 Definición

La capacidad de transporte de fluidos almacenados en un medio poroso se puede definir como la facilidad con la que los fluidos que se encuentran ocupando los poros interconectados, dentro de un intervalo determinado de roca, se transportan.

Este parámetro compuesto depende de tres parámetros simples, que son: el espesor del intervalo, su porosidad efectiva y su permeabilidad absoluta.

La expresión matemática que lo describe es la siguiente

$$CTFA = h\phi_e k_a \quad (3.7)$$

Donde CTFA es la capacidad de transporte de fluidos almacenados y se expresa en md.m o md.ft,  $h$  es el espesor del intervalo, expresado en m o ft,  $\phi_e$  es la porosidad efectiva, expresada en fracción, y  $k_a$  es la permeabilidad absoluta, en md.

#### 3.7.2 Obtención

Para poder obtener el valor de CTFA es necesario primero determinar el valor de los parámetros petrofísicos simples que comprende la ecuación anteriormente señalada, aplicarla, y con esto calcular el valor de la capacidad de transporte de fluidos almacenados.

Es importante resaltar que este parámetro no toma en cuenta los fluidos almacenados en los poros que se encuentran aislados, sólo los que están en los poros interconectados. En la figura 3.5 se muestra la capacidad de transporte de los fluidos almacenados en el yacimiento.

#### 3.7.3 Aplicación

La capacidad de transporte de fluidos almacenados es de mucha utilidad para determinar, de manera combinada, las zonas en las que se tiene mayor cantidad de fluidos y mayor facilidad de flujo de ellos. Se debe determinar el valor de CTFA para cada pozo que se tenga y, posteriormente, con esta información se construye un mapa en el que se muestren las zonas con el mismo valor de CTFA (mapa de isocapacidad de transporte de fluidos en el yacimiento). Este mapa permite una mejor visualización de la distribución de este parámetro dentro del yacimiento, ver mapa 3.5.

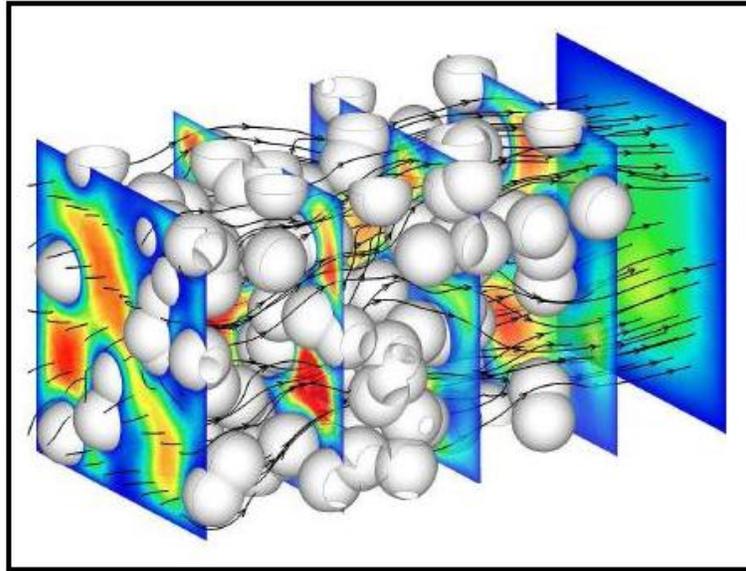
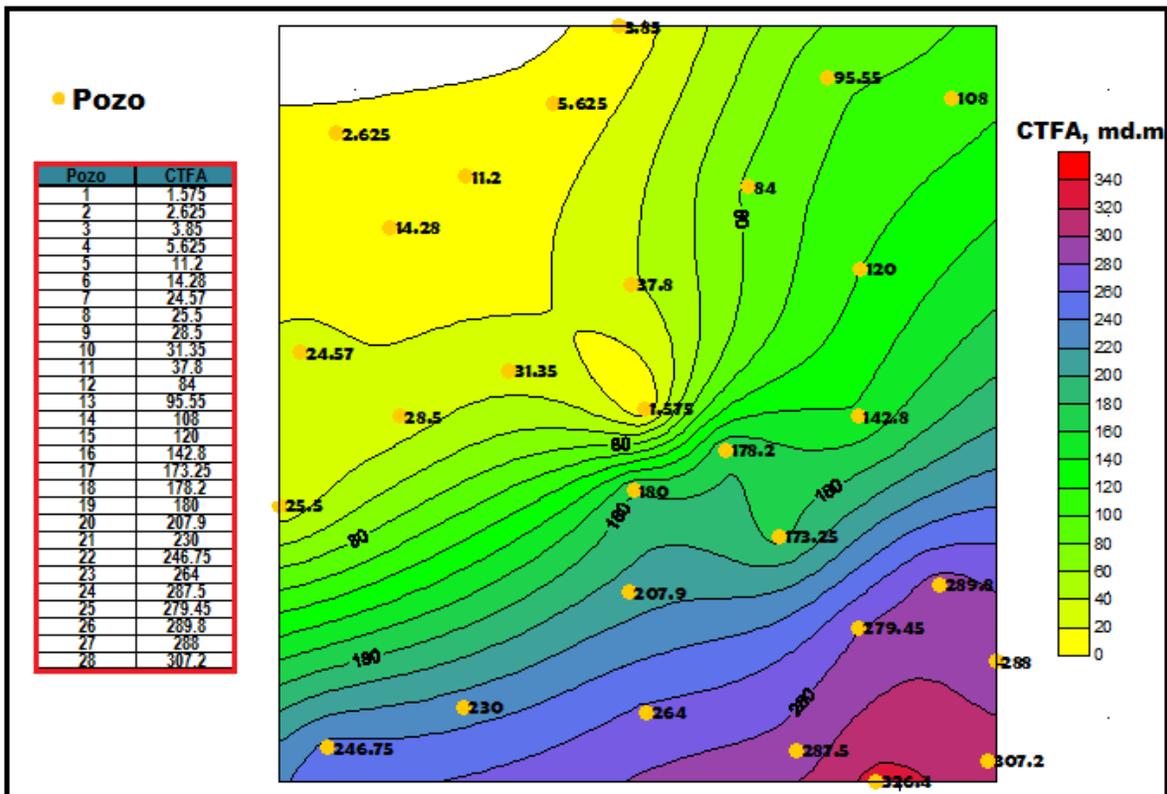


Figura 3.5 Capacidad de transporte de fluidos almacenados en el yacimiento.



Mapa 3.5. Mapa de Isocapacidad de transporte de los fluidos almacenados en parte de un yacimiento.

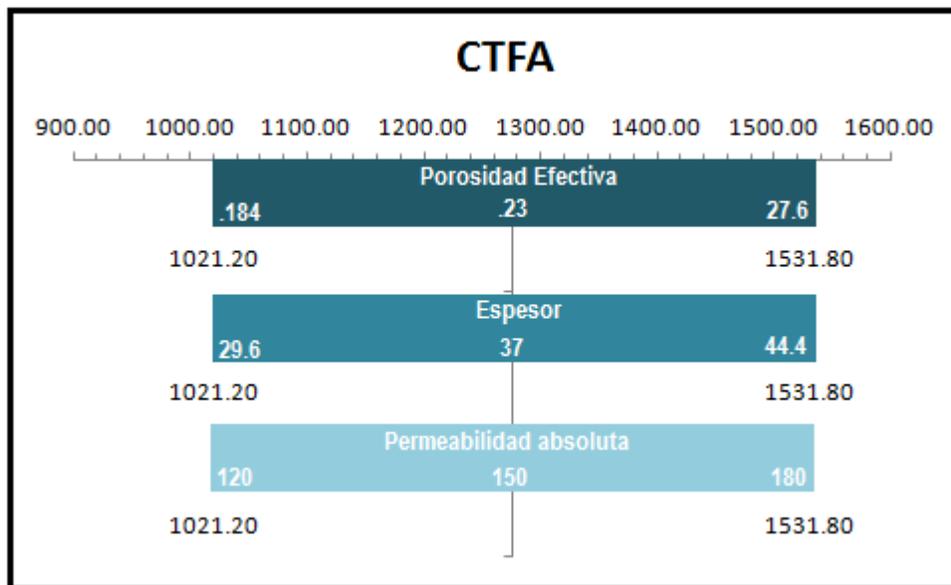
**3.7.4 Análisis de parámetros**

Como se ha realizado para cada uno de los parámetros compuestos anteriores, se elaboró un análisis de sensibilidad. La siguiente tabla muestra los resultados de la capacidad de transporte del fluido almacenado, variando la porosidad efectiva, el espesor y la permeabilidad absoluta en un  $\pm 20\%$ .

	Porosidad efectiva (fracc)			Espesor (m)			Permeabilidad absoluta(md)		
	bajo	base	alto	bajo	base	alto	bajo	base	alto
	0.184	0.23	0.276	29.6	37	44.4	120	150	180
<b>CTFA (md.m)</b>	1021.20	1276.50	1531.80	1021.20	1276.50	1531.80	1021.20	1276.50	1531.80

**Tabla 3.6 Variación de los parámetros simples y del compuesto (CTFA).**

Con los valores obtenidos de la tabla anterior se construyó la gráfica de tornado siguiente:



**Gráfica 3.7 Gráfica de tornado de la capacidad de transporte de fluidos almacenados en parte de un yacimiento.**

De la gráfica anterior se puede determinar que en la ecuación de la CTFA, los tres parámetros tienen el mismo impacto, pero analizando el comportamiento de cada uno de estos parámetros simples en el yacimiento, se puede decir que los que tienen mayor impacto en este parámetro compuesto son la permeabilidad absoluta y el espesor, ya que sus rangos de variación pueden ser mucho más amplios que los de la porosidad efectiva, que tiene un rango de variación muy limitado.

Otro aspecto que hay que tomar en cuenta, es el comportamiento de cada uno de estos parámetros a lo largo de la vida productiva del yacimiento, el espesor es un parámetro que se mantendrá sin cambio todo el tiempo, a diferencia de la porosidad efectiva y la permeabilidad absoluta, ya que estos parámetros sí podrían llegar a presentar variaciones, cuando el yacimiento se encuentra en condición de bajosaturación, estas variaciones pueden ser mínimas, pero hay que tomarlas en cuenta.

### 3.8 Capacidad de transporte de los hidrocarburos recuperables (CTHR)

#### 3.8.1 Definición

La capacidad de transporte de los hidrocarburos recuperables se define como la facilidad con la que los hidrocarburos móviles que se encuentran en los poros interconectados, dentro de un intervalo determinado, se transportan.

Este parámetro depende de varios parámetros simples, que son: el espesor, la porosidad efectiva, la permeabilidad absoluta y la saturación de hidrocarburos móviles en el intervalo seleccionado.

La expresión matemática que lo describe, si se tiene aceite en el yacimiento, es la siguiente:

$$CTHR = h\phi_e k_a (1 - S_w - S_{or}) \quad (3.8)$$

Donde CTHR es la capacidad de transporte de los hidrocarburos recuperables, en este caso aceite, y se expresa en md.m o md.ft,  $\phi_e$  es la porosidad efectiva, expresada en fracción,  $k_a$  es la permeabilidad absoluta, en md,  $S_{or}$  es la saturación residual de aceite, en fracción y  $S_w$  la saturación de agua, en fracción.

Agrupando algunos términos, se puede expresar este parámetro en términos del índice de hidrocarburos recuperables, anteriormente mencionado, como se muestra en la siguiente ecuación,

$$CTHR = IHR k_a \quad (3.9)$$

Donde IHR es el índice de hidrocarburos recuperables y  $k_a$  la permeabilidad absoluta.

### 3.8.2 Obtención

Para poder obtener el valor de CTHR es necesario primero determinar el valor de los parámetros petrofísicos simples que componen la ecuación, para así, de manera muy sencilla, aplicar cualquiera de las ecuaciones anteriormente señaladas y con esto calcular el valor de la capacidad de transporte de los hidrocarburos recuperables. Para obtener los valores de los parámetros simples correspondientes, es necesario aplicar los métodos señalados anteriormente en el Capítulo 2, que se basan en análisis de núcleos y en interpretación de registros de pozos.

En la siguiente figura se puede apreciar la CTHR.



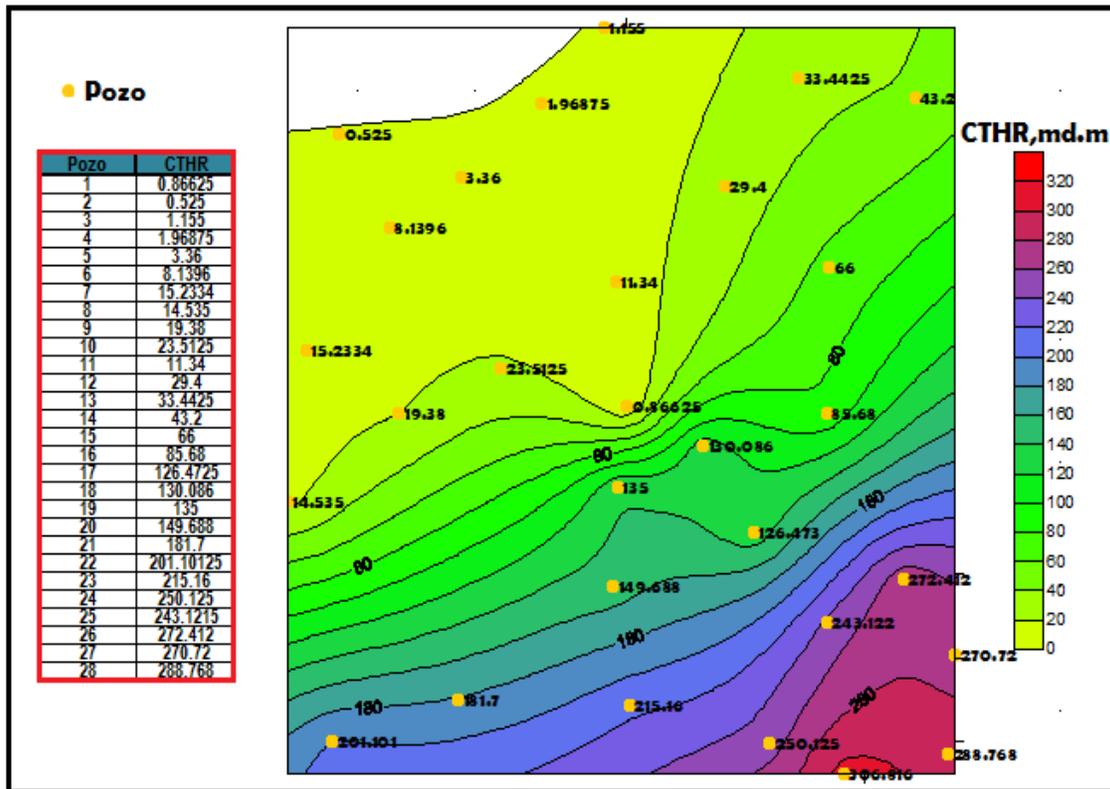
**Figura 3.6** Capacidad de transporte de hidrocarburos recuperables para una cierta permeabilidad absoluta.

### 3.8.3 Aplicación

La determinación de la cantidad de hidrocarburos potencialmente recuperables en el yacimiento, es uno de los datos más importantes en la explotación del yacimiento. Con la ayuda de este parámetro se puede tener un estimado de la cantidad de hidrocarburos que se tiene y la facilidad con la se pueden extraer.

Además, este parámetro se puede aplicar en la detección de las zonas con mayor potencial de hidrocarburos extraíbles. Al igual que con otros parámetros, la capacidad de transporte de los hidrocarburos recuperables, también puede visualizarse de manera más clara, haciendo un mapa de isocapacidades de transporte de hidrocarburos recuperables, tomando el valor de este parámetro por pozo y posteriormente interpolando para obtener valores intermedios, y definir la distribución de la capacidad de transporte de los hidrocarburos recuperables en el yacimiento.

El siguiente mapa muestra las zonas de un yacimiento con igual capacidad de transporte de hidrocarburos recuperables.



Mapa 3.6. Mapa de isocapacidad de transporte de hidrocarburos recuperables.

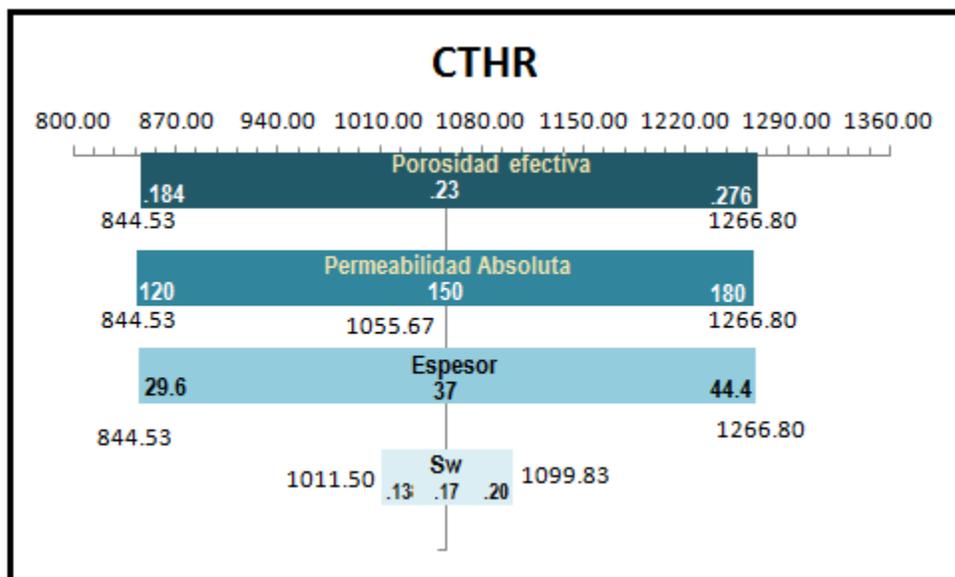
### 3.8.4 Análisis de parámetros

El análisis de los parámetros simples que componen a la capacidad de transporte de los hidrocarburos recuperables, se llevó a cabo realizando una análisis de sensibilidad, en donde los valores de la porosidad efectiva, la permeabilidad absoluta, el espesor y la saturación de hidrocarburos, de un intervalo o de todo el yacimiento, se variaron en un  $\pm 20\%$ , como se muestra en la siguiente tabla.

	Porosidad efectiva (fracc)			Espesor (m)		
	bajo	base	alto	bajo	base	alto
	0.184	0.23	0.276	29.6	37	44.4
<b>CTHR (md.m)</b>	844.53	1055.67	1266.80	844.53	1055.67	1266.80
	Permeabilidad absoluta (md)			Saturación de Agua (fracc)		
	bajo	base	alto	bajo	base	alto
	120	150	180	0.1384	0.173	0.2076
<b>CTHR (md.m)</b>	844.53	1055.67	1266.80	1099.83	1055.67	1011.50

Tabla 3.7 Variación de valores de los parámetros simples y de la capacidad de transporte de los hidrocarburos recuperables.

Con los valores anteriores se preparó el gráfico de tornado siguiente.



Gráfica 3.8 Gráfico de tornado de la capacidad de transporte de los hidrocarburos recuperables.

De la gráfica anterior se puede concluir que la porosidad efectiva, la permeabilidad absoluta y el espesor tienen el mismo impacto en la ecuación, mientras que la saturación de agua tiene un impacto menor. Por lo que se debe poner especial atención en la determinación de la porosidad efectiva, la permeabilidad absoluta y el espesor. Por otra parte se tiene que tomar en cuenta que los rangos de variación de estos cuatro parámetros simples es diverso, mientras que el rango de variación de la permeabilidad absoluta y el espesor es muy amplio, ya que puede tomar prácticamente cualquier valor, el rango de variación de la porosidad efectiva y la saturación de agua es limitado, sus valores van de 0 a 1, esto se tiene que considerar, en el impacto del parámetro compuesto.

También se debe tomar en consideración la variación de los valores de los parámetros simples a lo largo de la explotación del yacimiento; respecto a esto, el parámetro que tendrá variaciones es la saturación de agua, la cual normalmente se incrementará a medida que el yacimiento sea explotado.

### 3.9 Transmisibilidad (T)

#### 3.9.1 Definición

La transmisibilidad se puede definir como la capacidad que tiene un intervalo para permitir el flujo de fluidos a través de él, tomando en cuenta la composición de los fluidos. Una propiedad que depende de la composición del fluido es la viscosidad, para este caso la transmisibilidad es la capacidad de flujo dividida entre la viscosidad del fluido. Esta relación indica la facilidad con la que se mueve un fluido en especial a través de un intervalo en particular. Su expresión matemática es la siguiente:

$$T = \frac{k_a h}{\mu} \tag{3.10}$$

Donde T es la transmisibilidad,  $k_a h$  la capacidad de flujo del estrato determinado y  $\mu$  la viscosidad del fluido; por lo tanto, las unidades de la transmisibilidad son  $\frac{md.m}{cp}$  ó  $\frac{md.ft}{cp}$ , dependiendo del sistema de unidades.

En la siguiente imagen se muestra una comparación entre las transmisibilidades, teniendo muestras de un mismo medio poroso y saturándolas con aceite de distinta viscosidad.

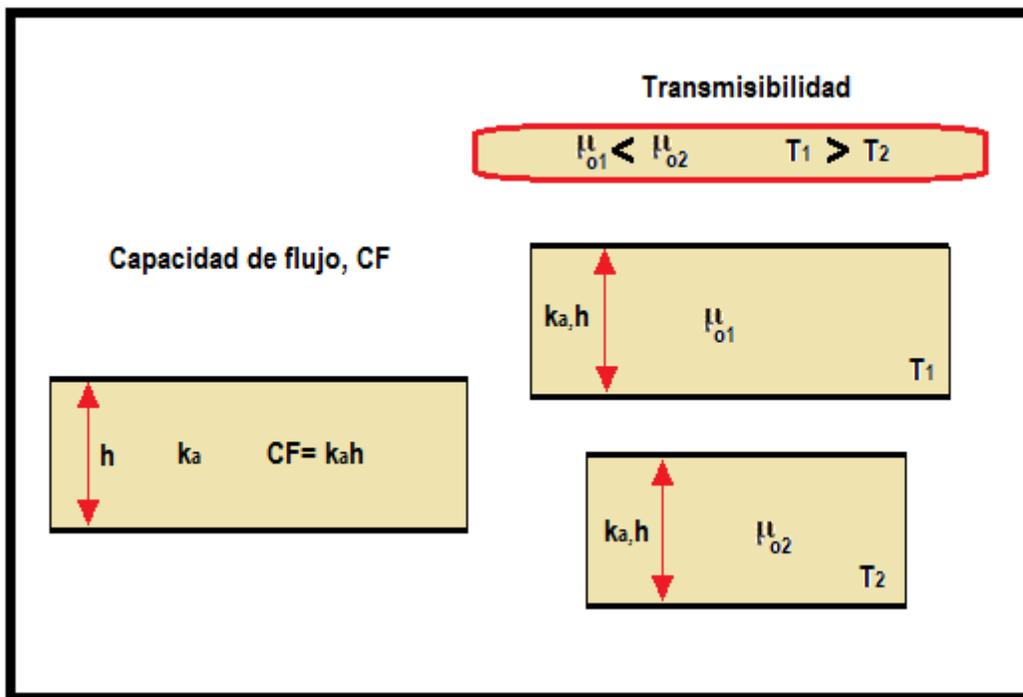


Figura 3.7 Representación de la transmisibilidad de un medio poroso cuando se satura con dos aceites de diferente viscosidad.

### 3.9.2 Obtención

La transmisibilidad puede ser determinada aplicando la ecuación antes mencionada, los parámetros simples se obtienen a través de diversos métodos, los cuales se mencionan en el Capítulo 2.

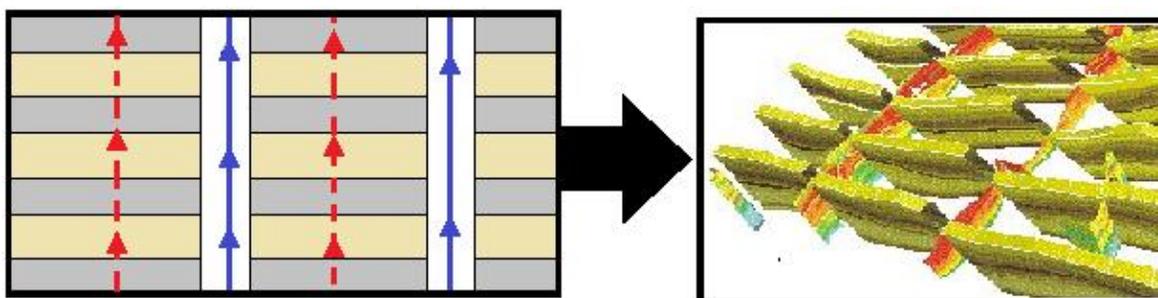
Además, la transmisibilidad se puede obtener a través del análisis de las pruebas de variación de presión que se realizan al yacimiento, con las cuales se obtiene un valor promedio de ella.

### 3.9.3 Aplicación

En la explotación de un yacimiento, es importante conocer su capacidad de almacenamiento, pero para poder producir los hidrocarburos almacenados en él, es muy importante que exista buena transmisibilidad.

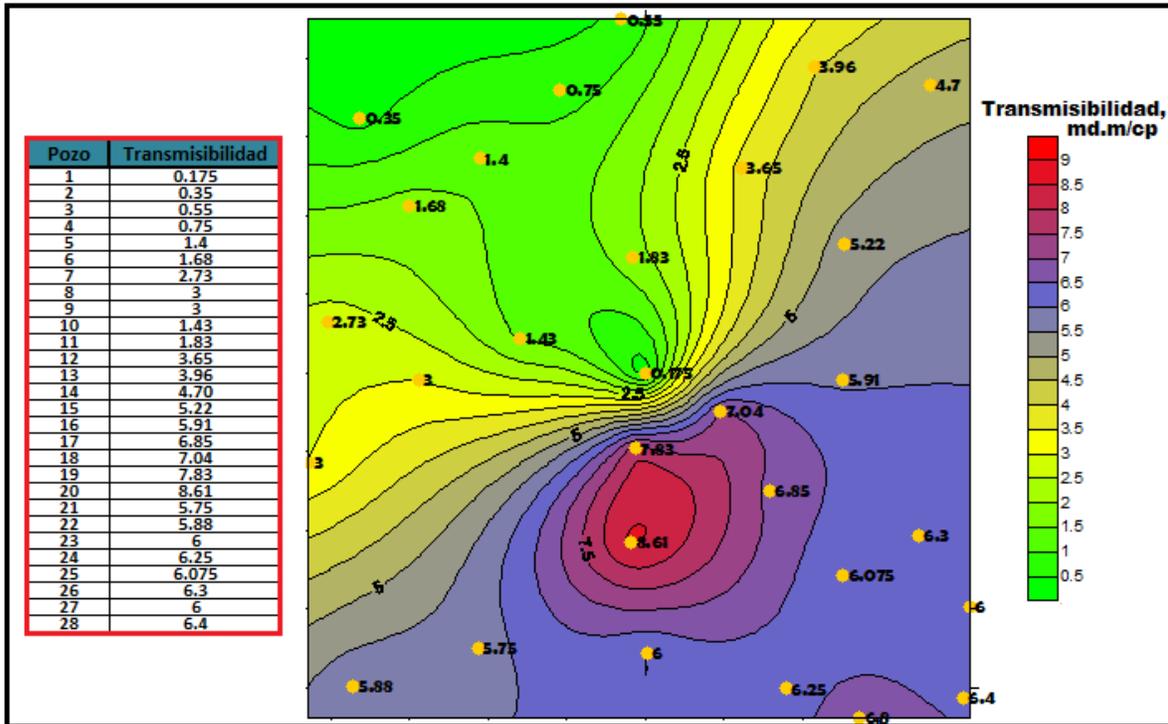
Como bien es sabido, es necesario tener un plan de explotación, dentro del cual se considere la implementación de recuperación secundaria y mejorada. La transmisibilidad es un parámetro que será de ayuda en la selección de los métodos de recuperación asistida. Una vez seleccionado el método este parámetro será tomado en cuenta para su aplicación

Dentro de la simulación de yacimientos, la transmisibilidad sirve para poder delimitar las zonas de flujo dentro del yacimiento, ya que la transmisibilidad mide qué tan fácil fluye un fluido a través del yacimiento, ya sea en una fractura o por la matriz, en la figura 3.7 se muestra el flujo de los fluidos a través de la matriz (en rojo) y las fracturas (azul).



**Figura 3.8. Transmisibilidad a través de la matriz y a través de las fracturas.**

Además, la transmisibilidad es otro parámetro compuesto que puede ser mapeado para ver su distribución en el yacimiento, como se muestra en el mapa siguiente:



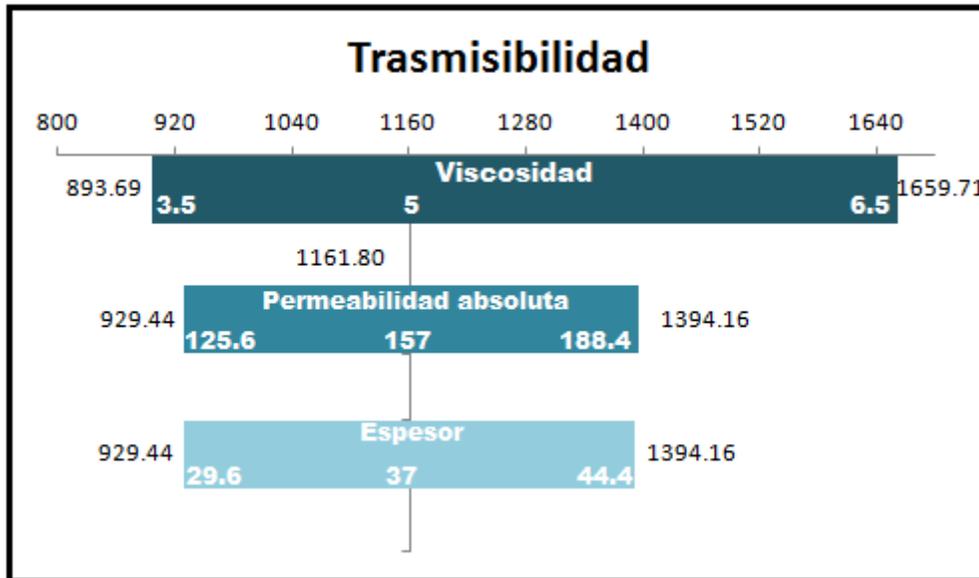
Mapa 3.7. Distribución de la transmisibilidad en un yacimiento (isotransmisibilidad).

### 3.9.4 Análisis de parámetros.

La transmisibilidad está compuesta por tres parámetros simples, que son: la permeabilidad absoluta, el espesor del estrato y la viscosidad del fluido. Cada uno de estos tiene un impacto en el valor de la transmisibilidad. Para que se pueda dar la producción de fluidos, la capacidad de flujo ( $k_a h$ ) debe tener un valor elevado, mientras que el valor de la viscosidad debe de ser bajo. La siguiente tabla muestra la variación de la transmisibilidad al variar los valores de cada uno de los parámetros simples que la conforman. La permeabilidad absoluta y el espesor se variaron en un  $\pm 20\%$ , mientras que para la viscosidad se utilizó una variación de un  $\pm 30\%$ .

	Permeabilidad absoluta (md)			Espesor (m)			Viscosidad (cp)		
	bajo	base	alto	bajo	base	alto	bajo	base	alto
	125.6	157	188.4	29.6	37	44.4	3.5	5	6.5
<b>Transmisibilidad (md.m/cp)</b>	929.44	1161.80	1394.16	929.44	1161.80	1394.16	1659.71	1161.80	893.69

Tabla 3.8 Variación de parámetros simples y de la transmisibilidad.



Grafica 3.9 Gráfica de tornado de la transmisibilidad.

En la gráfica anterior se puede apreciar que el parámetro que tiene mayor influencia en la transmisibilidad es la viscosidad, mientras que el espesor y la permeabilidad absoluta tienen el mismo impacto en este parámetro pero en menor magnitud. Es importante señalar que la viscosidad es un parámetro que puede llegar a variar en las distintas zonas del yacimiento y con la explotación de éste, por lo que se debe tomar en cuenta dentro de los planes de explotación.

### 3.10 Movilidad (M) y relación de movilidades

#### 3.10.1 Definición

La movilidad se puede definir como la medida de la facilidad con la que un fluido se mueve a través del medio poroso. Es la relación que existe entre la permeabilidad relativa a un fluido y la viscosidad de ese fluido.

$$M = k_{rf} / \mu_f \quad (3.11)$$

Donde M es la movilidad del fluido en  $\text{cp}^{-1}$ ,  $k_{rf}$  es la permeabilidad relativa al fluido sin unidades y  $\mu_f$  la viscosidad de ese fluido en cp.

Cuando varios fluidos están fluyendo al mismo tiempo a través del yacimiento, se deben tomar en cuenta las permeabilidades relativas y las viscosidades correspondientes a esos fluidos.

Los fluidos con altas movilidades se mueven a velocidades mayores que los fluidos con movilidades bajas. El gas, por ejemplo, tiene una viscosidad muy baja comparada con la viscosidad de los

líquidos por lo que generalmente el gas tendrá mayor movilidad que los líquidos para las mismas permeabilidades relativas y saturaciones.

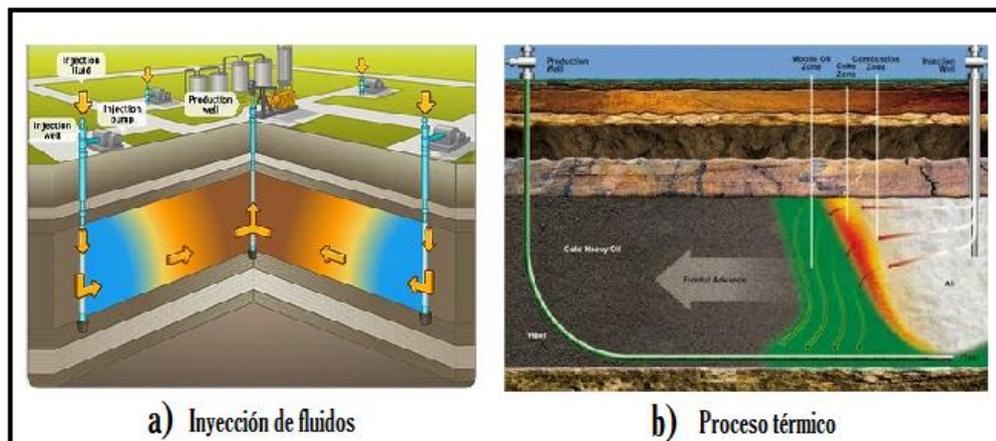
En un proceso de desplazamiento de fluidos la relación de movilidades se puede definir como la movilidad del fluido desplazado entre la movilidad del fluido desplazante.

**3.10.2 Obtención**

La movilidad es calculada por medio de la relación de la permeabilidad relativa a un fluido y la viscosidad de éste; también puede determinarse en el laboratorio por medio de pruebas de desplazamiento de fluidos en muestras de roca; además, se puede obtener un valor promedio a través de pruebas de presión-producción, utilizando métodos gráficos, como las curvas tipo o métodos numéricos.

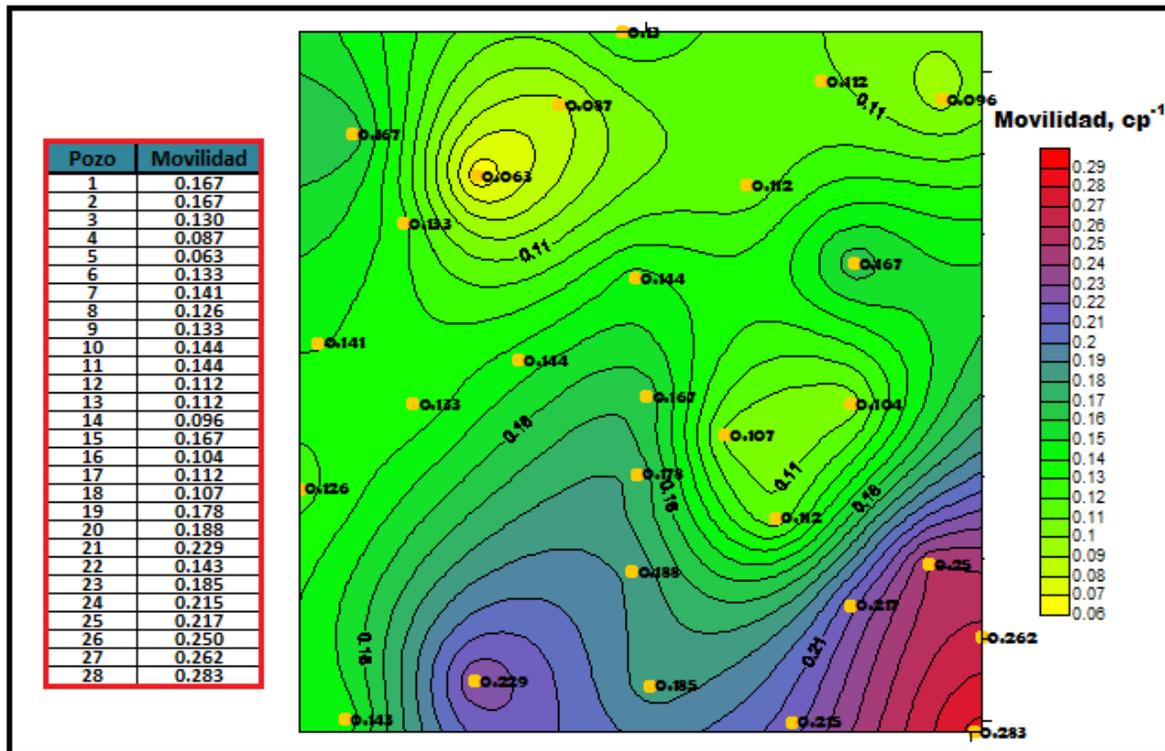
**3.10.3 Aplicación**

En los procesos de recuperación secundaria y mejorada, la movilidad se utiliza constantemente, Cuando se piensa utilizar la inyección de un fluido en el yacimiento, se debe tomar en cuenta la relación de movilidades de ambos fluidos, ya que de no ser así se corre el riesgo de que surjan canalizaciones en el yacimiento. En los procesos térmicos, el objetivo es reducir la viscosidad del aceite para así aumentar su movilidad y por consiguiente su producción. Estos procesos se muestran en la figura 3.9.



**Figura 3.9 Procesos de recuperación secundaria y mejorada**

Una herramienta técnica para determinar el comportamiento que tendrán los fluidos inyectados es la elaboración de mapas de isomovilidades, ya que con este es mucho más fácil observar al movimiento de fluidos y facilita la elaboración del plan de inyección de fluidos. Ver mapa 3.8



Mapa 3.8. Distribución de la movilidad en un yacimiento.

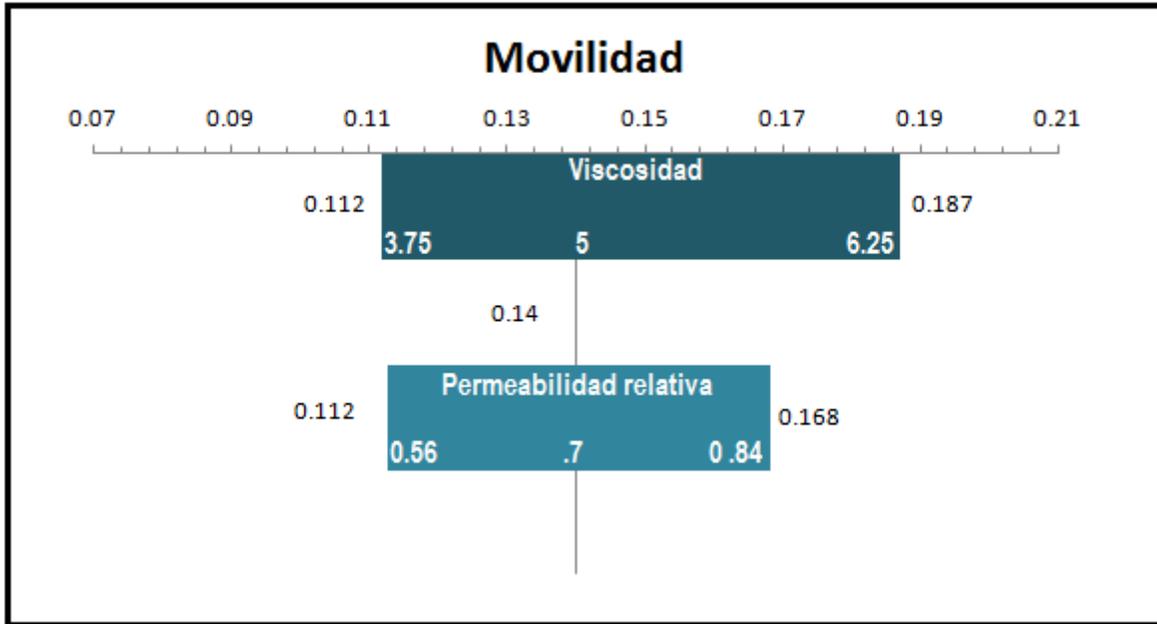
### 3.10.4 Análisis de parámetros

Al igual que en los parámetros anteriores, se realiza un análisis de los dos parámetros simples que intervienen en la movilidad, que son la permeabilidad a un fluido y la viscosidad del fluido, que en este caso se toma en cuenta que el fluido en cuestión es aceite.

	Permeabilidad relativa			Viscosidad (cp)		
	bajo	base	alto	bajo	base	alto
	0.56	0.7	0.84	3.75	5	6.25
Movilidad (cp <sup>-1</sup> )	0.112	0.14	0.168	0.187	0.14	0.112

Tabla 3.9 Variación de los parámetros simples y del compuesto (movilidad).

En la tabla anterior se muestran los diferentes valores que se obtienen de la movilidad al variar la permeabilidad relativa al aceite en un  $\pm 20\%$  y la viscosidad de éste en un  $\pm 25\%$ . Una vez obtenidos estos valores se procede a realizar la gráfica de tornado que se muestra a continuación.



**Gráfica 3.11 Gráfica de tornado de la movilidad del aceite.**

De acuerdo con la gráfica anterior, la viscosidad es el parámetro simple que más impacta a la movilidad, por lo que al determinarla se debe tener especial cuidado. Tanto la permeabilidad relativa como la viscosidad son parámetros que tienen variación a lo largo de la explotación del yacimiento, por lo que se debe tener en cuenta que el valor de la movilidad de los fluidos también va a cambiar.

### **3.11 Índice de calidad del yacimiento (RQI)**

#### **3.11.1 Definición**

Este parámetro petrofísico compuesto se puede definir como una medida íntimamente relacionada con las unidades de flujo existentes en la roca. RQI indica con qué facilidad y en qué cantidad un fluido puede ser recuperado de una unidad. Cuando se tienen rocas relativamente homogéneas, con buenas capacidades de almacenamiento y de flujo, normalmente se puede garantizar que la calidad de ellas es excelente. Para ciertos estudios a cada unidad de flujo del yacimiento se le asigna un valor de RQI.

El índice de calidad del yacimiento (RQI) relaciona la porosidad efectiva y la permeabilidad absoluta con la siguiente ecuación:

$$RQI = 0.0314 \sqrt{\frac{k_a}{\phi_e}} \quad (3.12)$$

donde RQI es el índice de calidad del yacimiento, expresado en micrómetros,  $k_a$  es la permeabilidad absoluta, en md, y  $\phi_e$  la porosidad efectiva, en fracción.

Amaefule y colaboradores propusieron una técnica práctica, teóricamente correcta, para identificar y caracterizar unidades de flujo hidráulico dentro de unidades o facies geológicas de yacimientos petroleros.

En la técnica se definen tres conceptos petrofísicos básicos que, de acuerdo a lo desarrollado en esta tesis, corresponden a tres parámetros petrofísicos compuestos: Índice de calidad del yacimiento (RQI), Índice de porosidad normalizada ( $\phi_z$ ) e Indicador de zona de flujo (FZI). Estos tres parámetros compuestos se determinan a partir de datos petrofísicos medidos en análisis rutinarios de muestras de roca (núcleos) en laboratorio.

La metodología propuesta por Amaefule y colaboradores frecuentemente se aplica en la caracterización de zonas de flujo que tienen propiedades hidráulicas similares y utiliza datos de núcleos para conocer y entender las complejas variaciones de la geometría del espacio poroso dentro de diferentes litofacies. Los datos de núcleos proporcionan información acerca de aspectos depositacionales y diagenéticos que controlan o influyen en la geometría de poros. Las variaciones en los atributos de la geometría poral, a su vez, definen la existencia de distintas zonas con características similares de flujo de fluidos o sea identifican unidades de flujo hidráulico.

Una unidad de flujo, sobre la base de geometría de poro, se defina como el volumen elemental del total de roca del yacimiento dentro del cual las propiedades geológicas y petrofísicas que afectan el flujo de fluidos son internamente consistentes y diferentes a las propiedades de otros volúmenes de roca.

La calidad hidráulica de una roca está controlada por la geometría del espacio poroso. Esta geometría, a su vez, es función de los poros (tipo, forma, abundancia y su relación con las gargantas de poro) y de los clastos o granos (tamaño, forma, selección y empacamiento). Combinaciones de estos atributos geológicos generan las distintas unidades de roca con similares características porales. La determinación de esas geometrías del sistema poroso es la base para zonificar a la roca de un yacimiento en unidades con propiedades hidráulicas parecidas o semejantes.

Con base en el concepto de radio hidráulico medio, en las leyes de Poiseuille y Darcy así como en la ecuación de Kozeny-Carman, Amaefule y colaboradores llegaron a la siguiente expresión:

$$\sqrt{\frac{k_a}{\phi_e}} = \left[ \frac{\phi_e}{1-\phi_e} \right] \left[ \frac{1}{\sqrt{F_s \tau S_{gv}}} \right] \quad (3.13)$$

donde:

$k_a$  = permeabilidad absoluta, en  $\mu m^2$

$\phi_e$  = porosidad efectiva, en fracción

$F_s$  = factor de forma, adimensional

$\tau$  = tortuosidad, adimensional

$S_{gv}$  = superficie por unidad de volumen de grano, en  $\mu m^{-1}$

Ahora, introduciendo el concepto de índice de calidad del yacimiento y considerando a la permeabilidad en milidarcys se llega a la ecuación 3.12

$$RQI = 0.0314 \sqrt{\frac{k_a}{\phi_e}} \quad (3.12)$$

donde:

RQI = índice de calidad del yacimiento, en  $\mu m$

$k_a$  = permeabilidad absoluta, en md

$\phi_e$  = porosidad efectiva, en fracción.

### 3.11.2 Obtención

El índice de calidad de la roca se puede conocer aplicando la ecuación 3.12 si se tienen los datos correspondientes de porosidad efectiva y permeabilidad absoluta de la zona a analizar, obtenidos por medio de análisis de muestras de roca (núcleos) en laboratorio.

Ambos parámetros petrofísicos simples ( $k_a$  y  $\phi_e$ ) también pueden ser evaluados por interpretación cuantitativa de registros geofísicos de pozo.

### 3.11.3 Aplicación

Como se mencionó al principio de este capítulo, existen diversos métodos para determinar unidades de flujo; uno de estos métodos involucra al índice de calidad de la roca. Para poder aplicar tal método es necesaria la utilización de otros dos conceptos o términos, uno de ellos es el llamado índice de porosidad normalizada,  $\phi_z$ , ver ecuación 3.14. Este término representa la relación del volumen de poros y el volumen de sólidos.

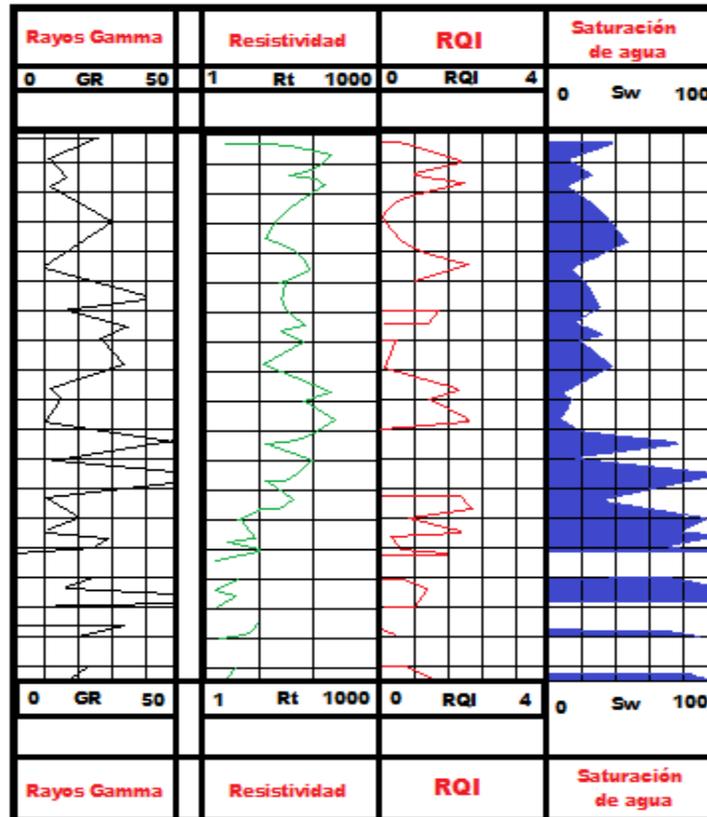
$$\phi_z = \frac{\phi_e}{(1-\phi_e)} \quad (3.14)$$

donde,  $\phi_z$  es el índice de porosidad normalizada, expresada en fracción, y  $\phi_e$  es la porosidad efectiva, expresada en fracción.

RQI se grafica contra  $\phi_z$  en escala log-log, de los puntos obtenidos se toman los que tiendan o se acerquen a una línea recta con pendiente unitaria. La ordenada al origen de esta línea, o sea el valor de RQI para  $\phi_z = 1$ , define al otro término que se requiere para establecer la unidad de flujo, al cual se le conoce como Indicador de Zona de Flujo (FZI).

Cuando el yacimiento tiende a ser heterogéneo, es difícil poder distinguir de la tendencia de puntos las unidades de flujo, por lo que se pueden incorporar otros aspectos, como el volumen de arcillas,  $V_{sh}$ . De esta manera se grafica RQI contra  $\phi_z(1 - V_{sh})$ , lo que permite poder distinguir con menos dificultad las unidades de flujo. En el punto 3.12 se proporciona más detalle acerca de la aplicación de RQI para determinar unidades de flujo y en el Capítulo 4 se presentan ejemplos de campos petroleros en los que se muestra lo mencionado anteriormente.

El índice de calidad del yacimiento puede ser graficado contra la profundidad para obtener un perfil de las zonas del yacimiento con mayor RQI, como se muestra en la gráfica 3.11', en donde también se muestra la relación entre RQI y la saturación de agua.



**Gráfica 3.11'. Perfil de RQI en un pozo**

**3.11.4 Análisis de parámetros**

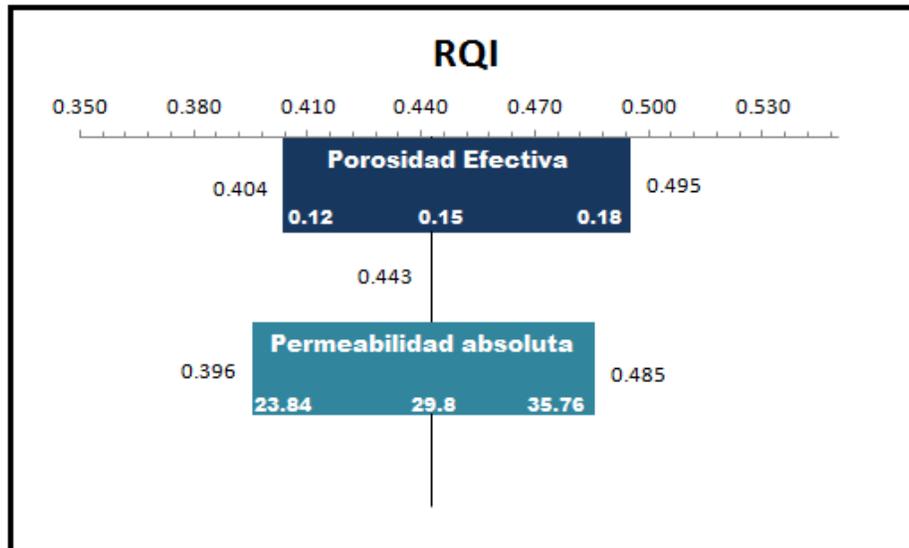
En el parámetro RQI solo intervienen la permeabilidad absoluta y la porosidad efectiva. La combinación de estos dos parámetros proveen un punto de inicio para clasificar las diferentes muestras de roca y, por lo tanto, las diferentes zonas en el yacimiento.

En la siguiente tabla se muestra la variación de los parámetros simples dentro de la ecuación para determinar RQI, teniendo como resultado diversos valores del índice de calidad de roca que muestran la influencia de tales parámetros.

	Permeabilidad absoluta, md			Porosidad efectiva, fracc.		
	bajo	base	alto	bajo	base	alto
	23.84	29.8	35.76	0.12	0.15	0.18
<b>RQI, <math>\mu\text{m}</math></b>	0.396	0.443	0.485	0.495	0.443	0.404

**Tabla 3.10 Variación de parámetros que intervienen en RQI.**

Basado en la tabla anterior, se realizó un análisis de sensibilidad para identificar qué parámetro influye en mayor medida al índice de calidad de la roca. Para realizar este análisis se grafican los valores del índice de calidad de la roca variando uno de los parámetros y dejando el otro en su valor base y viceversa; con ésto se obtiene una gráfica de tornado como la que se muestra a continuación.



Grafica 3.11. Gráfica de tornado para el análisis de sensibilidad del índice de calidad de la roca.

En la gráfica 3.11, se puede observar que el tamaño de las barras es muy parecido, lo que indica que la influencia de los dos parámetros es también muy similar. Por lo que se debe tomar en cuenta que los dos parámetros tienen prácticamente la misma importancia en el valor final del índice de calidad de la roca.

Además, hay que tener en consideración que el índice de calidad de la roca es controlado también implícitamente por el tamaño de poro, la tortuosidad, la geometría de poro y la relación entre la garganta de poro y el radio de poro, aspectos que definen tanto a la porosidad efectiva como a la permeabilidad absoluta.

### 3.12 Indicador de Zona de Flujo (FZI)

#### 3.12.1 Definición

El indicador de zona de flujo es un valor único que depende de las características de flujo de una roca. Incorpora variables geológicas y petrofísicas que controlan el flujo de fluidos en una zona del yacimiento, por lo que este parámetro representa o es un indicador de las zonas de flujo existentes en un yacimiento petrolero.

Como se mencionó en el punto 3.11, Amaefule y colaboradores introdujeron el concepto Índice de porosidad normalizada,  $\phi_z$ , que representa la relación del volumen de poros y el volumen de sólidos, como se indica en la ecuación 3.14

$$\phi_z = \frac{\phi_e}{(1-\phi_e)} \quad (3.14)$$

por lo que de la ecuación 3.13 se tiene

$$\sqrt{\frac{k_a}{\phi_e}} = [\phi_z] \left[ \frac{1}{\sqrt{F_s \tau S_{gv}}} \right] \quad (3.15)$$

El término  $\left[ \frac{1}{\sqrt{F_s \tau S_{gv}}} \right]$  se define como Indicador de Zona de Flujo, FZI, por lo tanto, de acuerdo a la ecuación 3.13 y considerando el Índice de calidad del yacimiento, la ecuación 3.15 queda:

$$RQI = \phi_z FZI \quad (3.16)$$

Esta ecuación genera una línea recta en un papel log-log si se grafica RQI contra  $\phi_z$ . Esta línea tendrá pendiente unitaria (exponente de  $\phi_z = 1$ ) y la ordenada al origen será FZI, o sea el valor de RQI para  $\phi_z = 1$ .

Esta es la base para determinar unidades de flujo.

Para un conjunto de muestras de roca de un yacimiento se calculan los valores de RQI y de  $\phi_z$  y se grafican en un papel log-log.

Todos los datos que se agrupen en una tendencia recta con pendiente unitaria tendrán un valor de FZI. El conjunto de datos graficados puede definir varias tendencias rectas y, por lo tanto, distintos valores de FZI. De acuerdo con lo anterior, los datos que se ubiquen sobre o cerca de una línea recta corresponderán a muestras que tienen atributos similares del sistema poroso y, por consiguiente, constituyen o pertenecen a una unidad de flujo hidráulico.

Las rocas con atributos similares de garganta de poro y que pertenecen a la misma unidad de flujo tendrán un valor de FZI. Es de ahí que FZI es un parámetro con valor único para cada unidad de flujo.

El FZI refleja el impacto que tienen los atributos geológicos como la textura y la mineralogía en la geometría de poro. De acuerdo a la ecuación 3.16, el FZI es directamente proporcional a RQI por lo que valores altos de FZI indican que se tienen valores altos de calidad de yacimiento (RQI) en el conjunto de datos de un yacimiento, lo que es una manifestación de zonas potencialmente atractivas para la explotación de hidrocarburos, en caso de existir buenas saturaciones de ellos.

### 3.12.2 Obtención

Como se señaló en párrafos anteriores, el FZI se puede representar con la siguiente ecuación

$$FZI = \frac{1}{[\sqrt{F_S} \tau S_{gv}]} \quad (3.17)$$

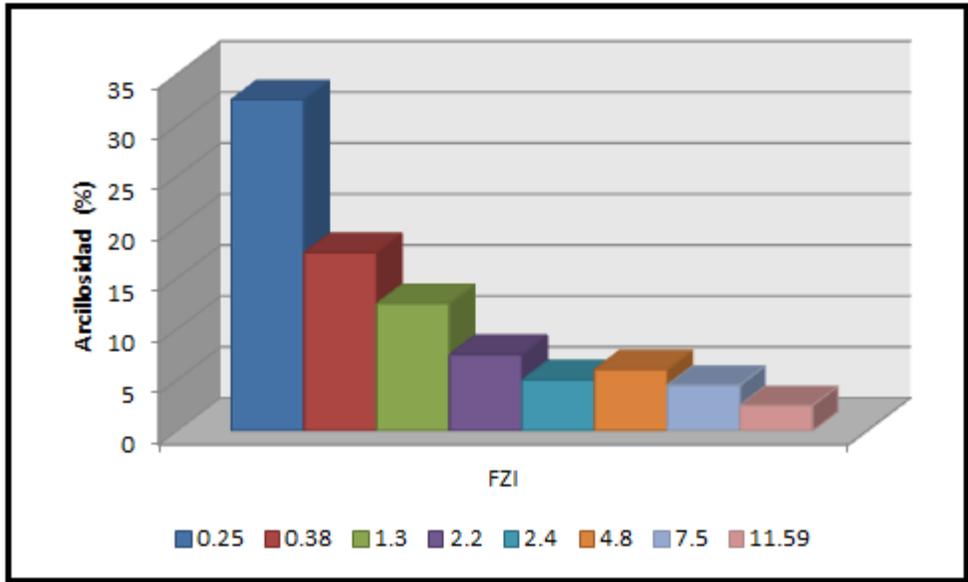
donde,  $F_S$  es el factor que define la forma de garganta de poro, adimensional,  $\tau$  es la tortuosidad, adimensional,  $S_{gv}$  el área superficial efectiva por unidad de volumen de grano, en  $\mu m^{-1}$ .

A partir de análisis de muestras de roca en laboratorio se pueden obtener los parámetros petrofísicos simples mencionados, por lo que una vez evaluados se sustituyen en la ecuación anterior para determinar FZI. Este valor también se puede conocer aplicando la ecuación 3.16 después de medir en laboratorio la  $k_a$  y la  $\phi_e$  en muestras de roca y calcular RQI y  $\phi_z$ .

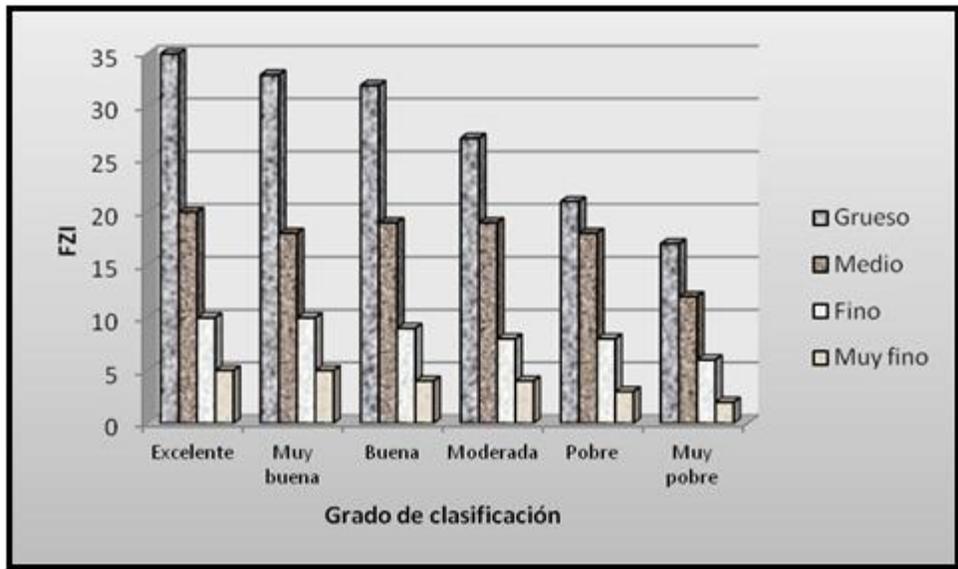
### 3.12.3 Aplicación

La principal aplicación de FZI es la determinación de unidades de flujo hidráulico en yacimientos petroleros.

Este parámetro también es de mucha ayuda para la identificación de tipos de roca. Cuando se tienen diferentes tipos de roca, los valores de FZI son diferentes también. La aplicación de FZI es útil en la distinción, por ejemplo, entre una arena limpia y una arcillosa, ya que las rocas con valores bajos de FZI, tienen un alto contenido de arcilla, su selección o grado de clasificación es pobre y los granos son finos, mientras que las rocas con bajo índice de arcillosidad, buena clasificación y granos gruesos tienen un FZI elevado, como se aprecia en las gráficas 3.12 y 3.13.



Gráfica 3.12 Porcentaje de Arcillosidad contra FZI (Oeste de África).



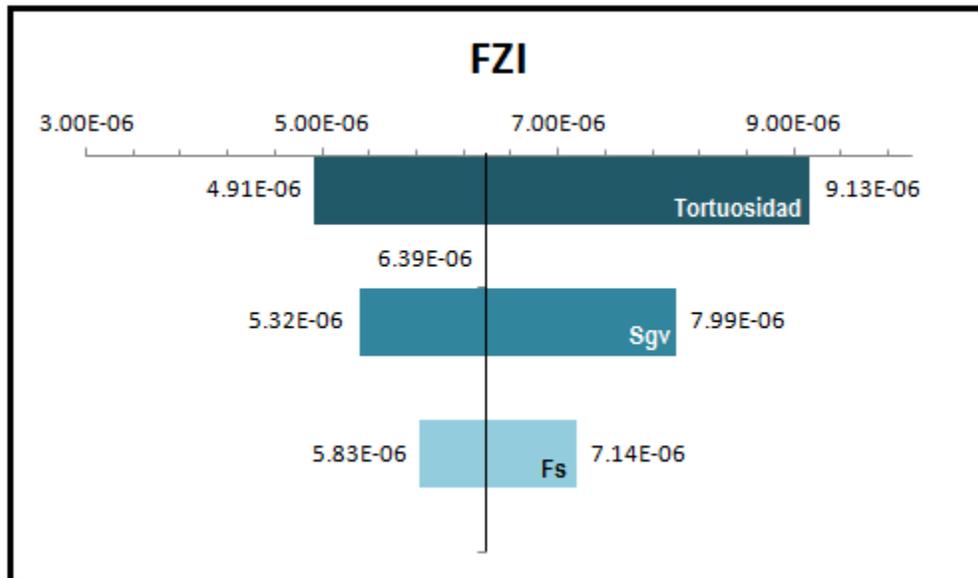
Gráfica 3.13 Relación entre FZI y las características de los granos de una roca.

**3.12.3 Análisis de parámetros**

Analizando los tres parámetros que interviene en la determinación del indicador de zona de flujo (ecuación 3.17), y haciendo variar sus valores ( $\pm 20\%$  respecto a los valores base) como se muestra en la tabla 3.11, se obtiene la siguiente gráfica (3.14) en donde se observa el efecto que cada uno de los parámetros tiene en el FZI.

	$F_s$ , adimensional			Tortuosidad, adimensional			$S_{gv}$ , $\mu\text{m}^{-1}$		
	bajo	base	alto	bajo	base	alto	bajo	base	alto
	1.96	2.45	2.94	1.75	2.5	3.25	320	400	480
<b>FZI</b>	5.83E-06	6.39E-06	7.14E-06	9.13E-06	6.39E-06	4.91E-06	5.32E-06	6.39E-06	7.99E-06

**Tabla 3.11 Variación del factor que define la forma de garganta de poro, la tortuosidad y el área superficial efectiva por unidad de volumen de grano.**



**Gráfica 3.14 Análisis de sensibilidad del indicador de zona de flujo**

En la gráfica anterior se puede observar que el parámetro que tiene mayor impacto en el FZI es la tortuosidad, seguido del área superficial efectiva por unidad de volumen de grano y por último el factor que define la forma de garganta de poro.

Este resultado indica, que para tener un valor confiable del indicador de zona de flujo, se debe poner atención especial al obtener el valor de la tortuosidad, ya que aunque los dos parámetros restantes también son de importancia y no se deben de menospreciar, la tortuosidad ejerce un peso adicional.

A lo largo de la explotación de un yacimiento petrolero, algunos de los parámetros petrofísicos cambian. Para poder analizar la variación que tiene el indicador de zona de flujo, es importante definir primero, cómo se ven afectados los parámetros simples que lo componen, durante la explotación del yacimiento.

En este caso, las variaciones del factor que define la forma de garganta de poro y el área superficial efectiva por unidad de volumen de grano van a ser despreciables, ya que estos dos factores dependen totalmente de la forma del grano, la cual no cambia durante la explotación del yacimiento. La tortuosidad, por otra parte, es un parámetro que sí puede llegar a cambiar durante la explotación del yacimiento ya que, como se mencionó en el Capítulo 2, la tortuosidad es sensible a los cambios de presión y temperatura. Por lo que los cambios que se presenten en el indicador de zona de flujo serán prácticamente dependientes de los cambios en la tortuosidad.

### 3.13 Factor de caracterización de unidad de flujo de Tiab ( $H_T$ )

#### 3.13.1 Definición

Sneider y King mostraron que la mayoría de las propiedades petrofísicas de las arenas y los conglomerados pueden relacionarse con el tamaño y selección de grano, el grado de consolidación de la roca, el tamaño de poro y los poros interconectados. Ellos, además, muestran que existe un número finito de tipos de roca y sus correspondientes geometrías de poro, que caracterizan una unidad geológica. De cualquier forma, las unidades geológicas pueden o no coincidir con las unidades hidráulicas de flujo; por lo que es muy posible que una unidad geológica pueda contener varias unidades de flujo.

El factor de caracterización de unidad de flujo de Tiab combina todas las propiedades petrofísicas y geológicas mencionadas por Snyder y King y se define con la siguiente ecuación:

$$H_T = F_s \tau^2 S_{gv}^2 = \frac{1}{k_a} \left( \frac{\phi_e^3}{(1-\phi_e)^2} \right) \quad (3.18)$$

donde  $H_T$  es el factor de caracterización de unidad de flujo de Tiab en  $\text{cm}^{-2}$ ,  $F_S$  es el factor que define la forma de garganta de poro (adimensional),  $\tau$  es la tortuosidad (adimensional),  $S_{gv}$  el área superficial efectiva por unidad de volumen de grano en  $\text{cm}^{-1}$ ,  $k_a$  es la permeabilidad absoluta en md y  $\phi_e$  es la porosidad efectiva en fracción.

Este factor se puede relacionar con el indicador de zona de flujo, de la siguiente manera:

Aplicando raíz cuadrada a ambos términos de la ecuación

$$\sqrt{H_T} = \sqrt{F_S \tau S_{gv}} \quad , \quad (3.19)$$

considerando la ecuación 3.17

$$FZI = \frac{1}{\sqrt{F_S \tau S_{gv}}} \quad , \quad (3.17)$$

se obtiene

$$\sqrt{H_T} = \frac{1}{FZI} \quad , \quad (3.20)$$

por lo tanto

$$H_T = \frac{1}{FZI^2} \quad (3.21)$$

### 3.13.2 Aplicación

Este parámetro compuesto básicamente se utiliza para la determinación de unidades de flujo, junto con varios de los parámetros anteriormente mencionados. El factor de caracterización de una unidad de flujo, sirve para que de manera más precisa se pueda diferenciar una unidad de flujo de otra.

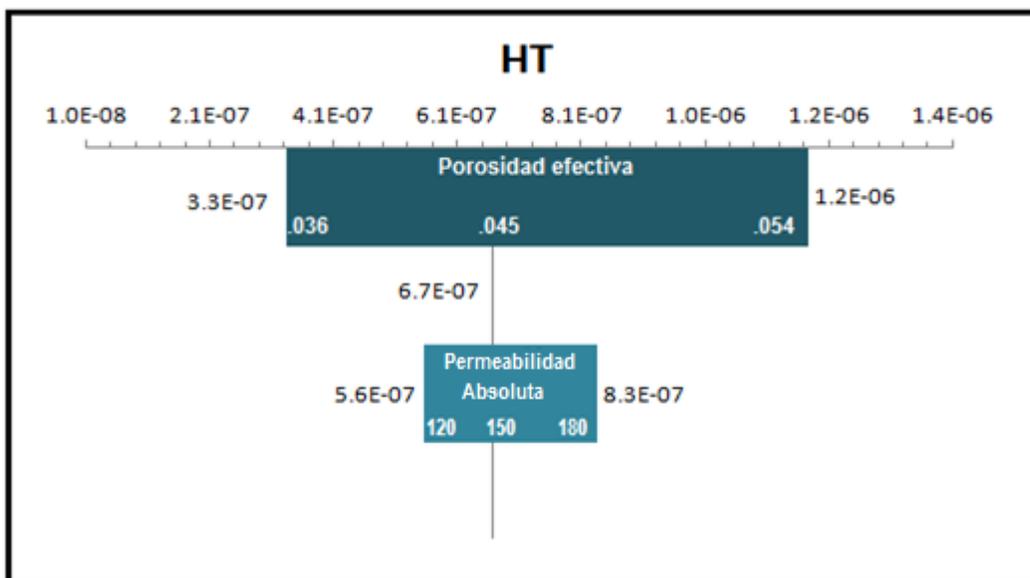
### 3.13.3 Análisis de parámetros

En la tabla que se muestra a continuación, se establece una variación de  $\pm 20\%$  en los parámetros simples que componen al factor de caracterización de unidad de flujo de Tiab, que son: la porosidad efectiva y la permeabilidad absoluta. Con los valores considerados de las variaciones de los parámetros simples, se obtienen los valores de  $H_T$  correspondientes.

	Porosidad efectiva (fracc.)			Permeabilidad absoluta (md)		
	bajo	base	alto	bajo	base	alto
	0.036	0.045	0.054	120	150	180
<b>H<sub>T</sub></b>	3.35E-07	6.66E-07	1.17E-06	8.33E-07	6.66E-07	5.55E-07

Tabla 3.12 Tabla de variación de los parámetros simples y los correspondientes de H<sub>T</sub>.

Con los datos obtenidos en la tabla anterior se preparó la gráfica tipo tornado que se muestra a continuación.



Gráfica 3.15 Gráfica de tornado del factor de caracterización de unidad de flujo de Tiab

Como se puede apreciar en tabla 3.12, los valores del factor de caracterización de unidad de flujo de Tiab dependen de los valores que se tengan de porosidad efectiva y de permeabilidad absoluta. Al realizar el análisis de sensibilidad se obtiene como resultado la gráfica de tornado anterior en la que se aprecia, de manera muy clara, que la porosidad efectiva es el parámetro que más impacta en la ecuación que define a ese parámetro compuesto, lo que significa que se debe tener especial cuidado en su obtención. Desde otro punto de vista, el rango de variación de la porosidad efectiva es limitado, dependiendo del tipo de roca que se esté analizando tomará valores no mayores a 47%, a diferencia de la permeabilidad absoluta cuyo rango de variación es muy amplio.

### 3.14 Índice de fluido libre (FFI)

#### 3.14.1 Definición

El índice de fluido libre se define como el porcentaje o fracción del volumen poroso ocupado por los fluidos que son libres de fluir. Es el producto de la saturación de fluidos mayor a la irreductible, residual o crítica y la porosidad efectiva. Este parámetro mide los fluidos movibles ya sean hidrocarburos y/o agua, y de ahí que esté relacionado con la definición de las unidades de flujo.

El volumen de agua dentro del yacimiento es usado comúnmente para conocer si el yacimiento se encuentra o no en su saturación de agua irreductible.

Los yacimientos o medios porosos con saturación de agua igual a la irreductible, producen hidrocarburos libres de agua, ya que el agua no se mueve, ocupa los poros pequeños y es retenida por la tensión superficial y la alta presión capilar.

#### 3.14.2 Obtención

Para el caso en que se tiene un medio poroso con una saturación de agua igual a la irreductible, el índice de fluido libre, se expresa de la siguiente manera:

$$FFI = \phi_e(1 - S_{wir}) \quad (3.22)$$

Donde FFI es el factor de fluido libre,  $\phi_e$  es la porosidad efectiva, en fracción, y  $S_{wir}$  es la saturación de agua irreductible, en fracción. La  $\phi_e$  y la  $S_{wir}$  se pueden obtener en laboratorio; además, el FFI puede ser obtenido por medio de la interpretación cuantitativa de registros geofísicos.

#### 3.14.3 Aplicación

El parámetro FFI es usado para definir unidades de flujo y se puede relacionar con el índice de calidad de la roca, RQI, de la siguiente manera:

Costes y Denoo relacionan la permeabilidad absoluta con el FFI de la siguiente manera:

$$k_a = 10^4 \phi_e^4 \left( \frac{FFI}{\phi_e - FFI} \right)^2, \quad (3.23)$$

posteriormente en la ecuación 3.12

$$RQI = 0.0314 \sqrt{\frac{k_a}{\phi_e}} \quad , \quad (3.12)$$

se sustituye la permeabilidad por la ecuación 3.25

$$RQI = .0314 \sqrt{\frac{10^4 \phi_e^4 \left(\frac{FFI}{\phi_e - FFI}\right)^2}{\phi_e}} \quad , \quad (3.24)$$

simplificando

$$RQI = .0314 \times 10^2 \frac{\phi_e^2 \frac{FFI}{\phi_e - FFI}}{\sqrt{\phi_e}} \quad , \quad (3.25)$$

$$RQI = 3.14 \left(\frac{FFI}{\phi_e - FFI}\right) \phi_e^{3/2} \quad , \quad (3.26)$$

finalmente, reacomodando los términos se obtiene:

$$RQI = 3.14 \left(\frac{FFI}{\phi_e - FFI}\right) \sqrt{\phi_e^3} \quad , \quad (3.27)$$

donde FFI y la porosidad efectiva se expresan en fracción y RQI en  $\mu\text{m}$ .

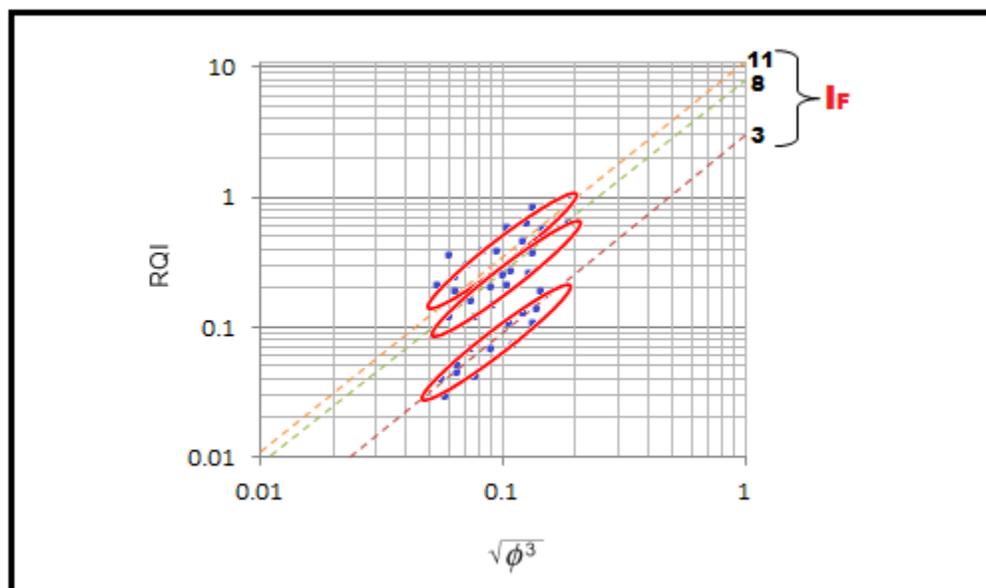
De la ecuación anterior, para fines prácticos, se puede considerar:

$$I_F = \frac{3.14 FFI}{\phi_e - FFI} \quad , \quad (3.28)$$

o sea

$$RQI = I_F \sqrt{\phi_e^3} \quad (3.29)$$

Si se grafica, en papel doble logarítmico, el índice de calidad de la roca (RQI) contra  $\sqrt{\phi^3}$ , asumiendo que la unidad de flujo está en una formación de arenas limpias y homogéneas, los datos definen una línea recta con pendiente igual a uno, la intersección  $I_F$  cuando  $\sqrt{\phi^3} = 1$ , como se muestra en la gráfica 3.16, se utiliza de manera similar que en el caso del indicador de zona de flujo (FZI). Los datos que caen en la misma línea corresponden a muestras de roca que tienen características similares de garganta de poro y saturación de agua irreducible, y de ahí que constituyan una misma unidad de flujo.



**Gráfica 3.16** Relación RQI con  $\sqrt{\phi^3}$  en la que se muestran tres unidades de flujo.

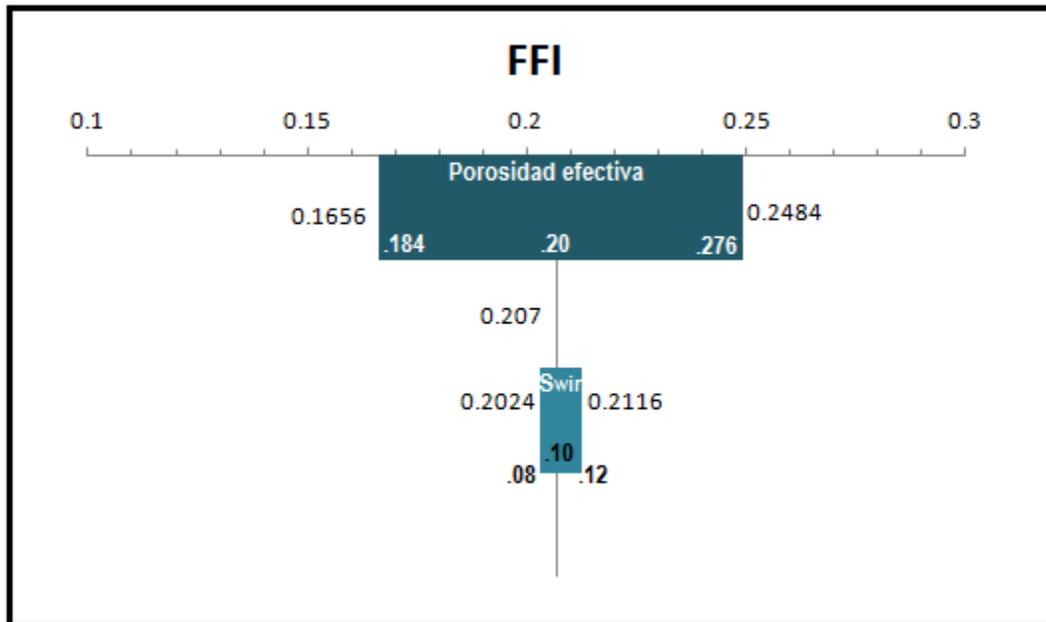
**3.14.4 Análisis de parámetros**

Se realizó la variación correspondiente ( $\pm 20\%$ ) de los parámetros petrofísicos simples que componen al índice de fluido libre, que son la porosidad efectiva y la saturación de agua irreducible. Los resultados obtenidos se presentan en la siguiente tabla.

	Porosidad efectiva (fracc).			Saturación de agua irreducible (fracc)		
	bajo	base	alto	bajo	base	alto
	0.184	0.23	0.276	0.08	0.1	0.12
<b>FFI (fracc)</b>	0.1656	0.207	0.2484	0.2116	0.207	0.2024

**Tabla 3.13** Variación de los parámetros simples y del índice de fluido libre.

Con los resultados anteriores se obtiene la gráfica de tornado siguiente.



**Gráfica 3.17 Gráfica de tornado correspondiente al índice de fluido libre**

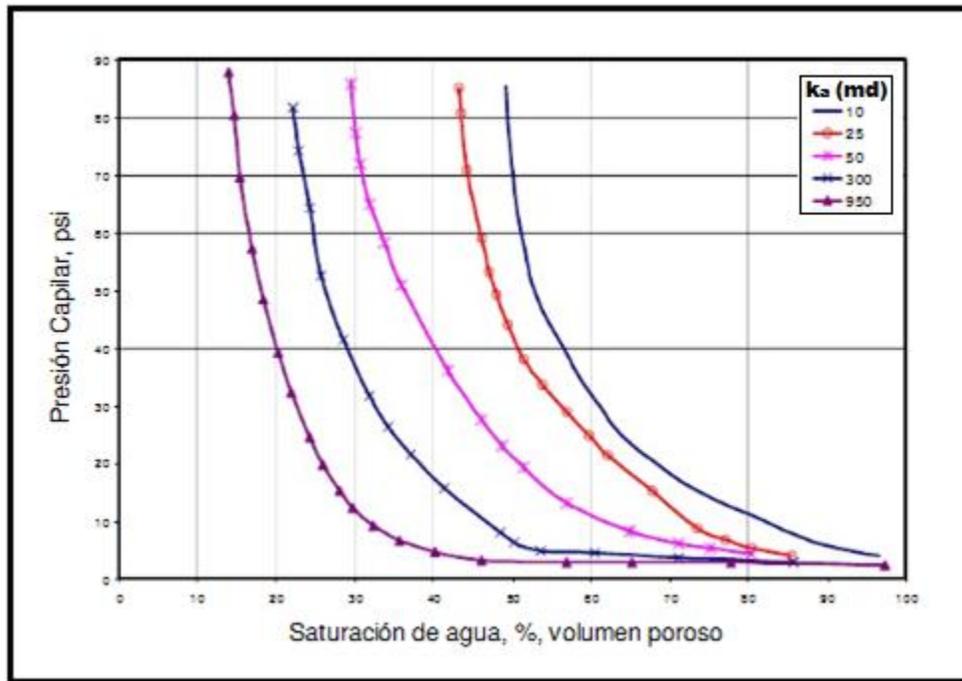
Como se puede observar en la gráfica anterior, es muy evidente que el parámetro simple que más impacto tiene en el índice de fluido libre es la porosidad efectiva, ya que es el parámetro que permitirá que los fluidos se desplacen por del medio poroso a través de los poros interconectados

En cuanto al rango de valores que pueden tomar los parámetros que componen al FFI, los dos son limitados, la porosidad efectiva puede variar en un rango que va de 0 al 45 por ciento y la saturación de agua irreductible puede tomar valores aproximados de 7 a 100 por ciento.

### 3.15 Función J ( $J(S_w)$ )

#### 3.15.1 Definición

Las muestras de roca con distinta distribución de tamaño de poro y, por lo tanto, con diferentes valores de permeabilidad absoluta y porosidad efectiva, presentarán distintas curvas de presión capilar. La roca de un yacimiento petrolero no es homogénea por lo que tiene variaciones en sus propiedades petrofísicas. De acuerdo a lo anterior, el comportamiento de la presión capilar cambia de un lugar a otro dentro del yacimiento, como se muestra en la gráfica 3.18, en la que se presentan curvas de presión capilar para distintos valores de permeabilidad absoluta.



Gráfica 3.18. Curvas de presión capilar para un yacimiento heterogéneo.

La función J es un parámetro compuesto que relaciona la presión capilar con la saturación de agua y otras propiedades de la roca.

La función J es una herramienta poderosa para desarrollar técnicas rápidas de mejoramiento de procesos que intentan obtener un punto de vista global o parcial más preciso de la distribución de los fluidos en los yacimientos petroleros. Esta función tiene gran importancia y relación fuerte con el mejor entendimiento del comportamiento del yacimiento y es de mucha ayuda, en diversos casos, para disminuir las discrepancias en las curvas de presión capilar y reducirlas a una curva común.

La función J es una función adimensional y considera varios parámetros petrofísicos como se muestra en la siguiente ecuación:

$$J(S_w) = \frac{P_c}{\sigma \cos \theta} \sqrt{\frac{k_a}{\phi_e}} \quad , \quad (3.31)$$

donde  $J(S_w)$  = función J

- $P_c$  = presión capilar, (dinas/cm<sup>2</sup>)
- $\sigma$  = tensión interfacial, (dinas/cm)
- $k_a$  = permeabilidad absoluta, cm<sup>2</sup>
- $\phi_e$  = porosidad efectiva, fracción
- $\theta$  = ángulo de contacto

Como se mencionó en el Capítulo 2 , algunas unidades de medición se utilizan en la industria petrolera para simplificar operaciones, como es el caso de la permeabilidad absoluta y la presión, por lo que si se utilizan tales unidades en la ecuación anterior, se puede expresar de la siguiente manera:

$$J(S_w) = .21645 \frac{P_c}{\sigma \cos \theta} \sqrt{\frac{k_a}{\phi_e}} \quad , \quad (3.31)$$

donde  $J(S_w)$  = función J

$P_c$  = presión capilar, psi

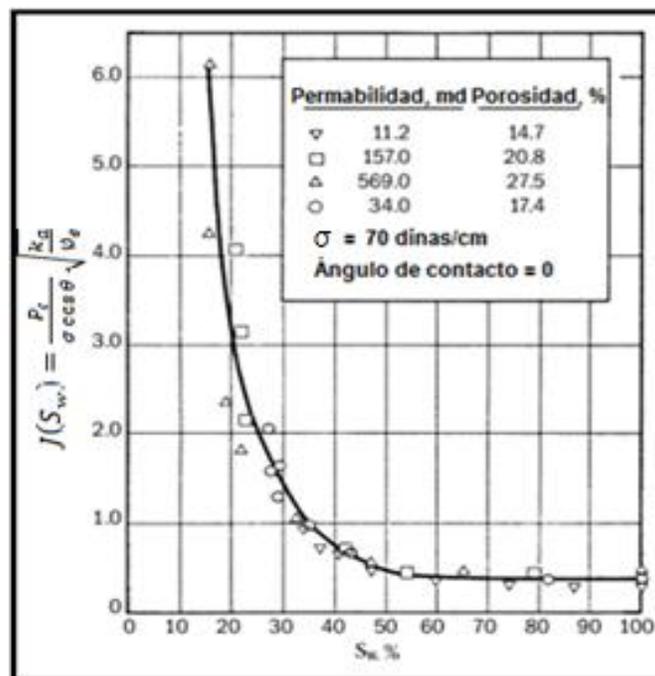
$\sigma$  = tensión interfacial, dinas/cm

$k_a$  = permeabilidad absoluta, md

$\phi_e$  = porosidad efectiva, fracción

$\theta$  = ángulo de contacto

La función J ofrece una ventaja ante los diversos valores de presión capilar en el yacimiento, ya que se desarrolla una curva generalizada, en función de la saturación de agua, del yacimiento entero o de parte de él, como se muestra en la gráfica 3.19



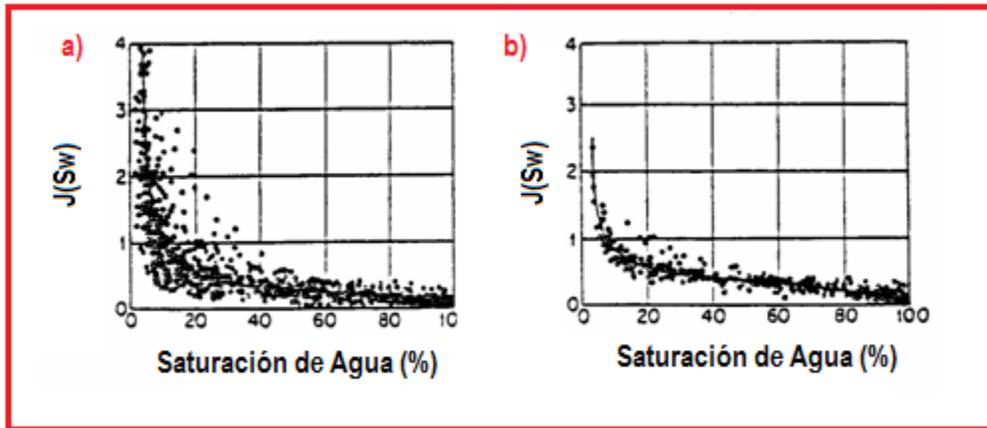
**Gráfica 3.19** Gráfica de la función J contra la saturación de agua del yacimiento.

**3.15.2 Obtención**

El procedimiento para obtener la función J es el siguiente:

Con base en un juego de curvas de presión capilar para diferentes porosidades efectivas y permeabilidades absolutas del yacimiento en estudio, se calculan valores de la función J para valores de presión capilar que se escojan a distintas saturaciones de agua en las curvas de presión capilar mencionadas, tomando en cuenta los valores de  $\sigma$  y  $\theta$ . Después, se grafican los valores obtenidos de  $J(S_w)$  contra las saturaciones de agua correspondientes, obteniendo con esto una curva tipo J, de donde proviene el nombre de este parámetro, que relaciona varias propiedades petrofísicas en una sola curva.

Conviene señalar que para lograr una aplicación más eficiente de la función J, es importante establecerla preferentemente por tipos de roca y no de manera generalizada, ya que los valores se desvían y generan dispersión de puntos, como se muestra en la gráfica 3.20.



**Gráfica 3.20 Comparación de la función J, a) valores de todos los núcleos y b) valores de núcleos del mismo tipo de roca.**

**3.15.3 Aplicación**

La función J tiene diversas aplicaciones, una de ellas es la descripción del comportamiento de la presión capilar en el yacimiento, lo que a su vez permite la determinación de la distribución de fluidos en el yacimiento.

Es de gran utilidad en la simulación de yacimientos, ya que la distribución de los fluidos dentro del medio poroso es un dato fundamental para la simulación del comportamiento del yacimiento

Además, este parámetro es utilizado para determinar la saturación de agua promedio en el yacimiento.

La función J también es un indicador de la calidad de un yacimiento, ya que depende de la relación entre la porosidad efectiva y la permeabilidad absoluta, entre más marcada sea la forma de J en la gráfica, indica una mayor calidad de yacimiento (almacenamiento y facilidad de flujo).

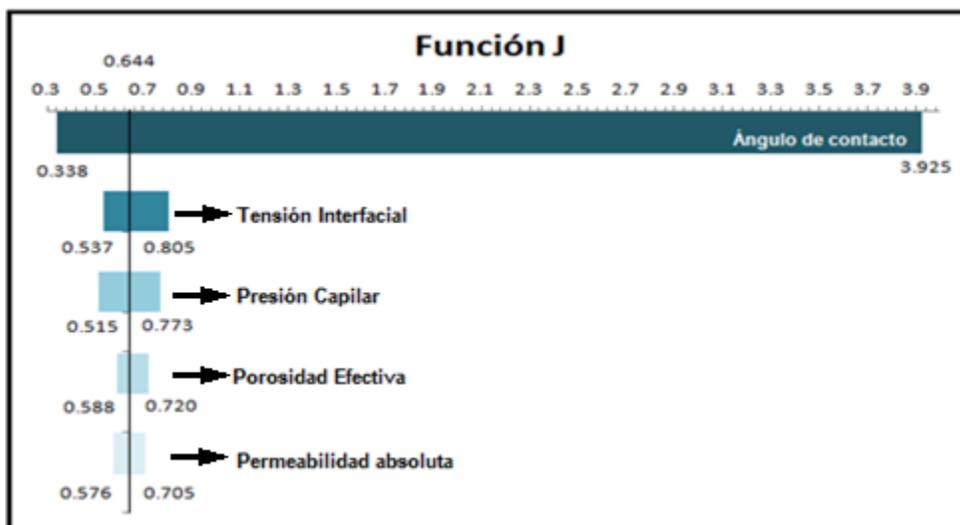
**3.9.4 Análisis de parámetros**

Al igual que en los parámetros compuestos anteriores, el análisis de la influencia de los parámetros simples que componen a la función J se realiza por medio de una variación de sus valores, como se muestra en la siguiente tabla.

	Presión Capilar (dinas/cm <sup>2</sup> )			Tensión interfacial (dinas/cm)		
	bajo	base	alto	bajo	base	alto
	1.888	2.36	2.832	57.6	72	86.4
<b>Función J</b>	0.515	0.644	0.773	0.805	0.644	0.537
	Ángulo de contacto			Porosidad efectiva (fracción)		
	bajo	base	alto	bajo	base	alto
	0	45	51.75	0.176	0.22	0.264
<b>Función J</b>	0.338	0.644	3.925	0.720	0.644	0.588
	Permeabilidad absoluta (cm <sup>2</sup> )					
	bajo	base	alto			
	400	500	600			
<b>Función J</b>	0.576	0.644	0.705			

**Tabla 3.14 Variación de los parámetros simples y de la función J.**

Con las variaciones anteriormente indicadas se forma la siguiente gráfica.



**Gráfica 3.21. Gráfica de tornado de la función J**

De la gráfica anterior se puede deducir, de manera muy obvia, que el parámetro que más impacta y por consiguiente es en el que se debe poner mayor atención es el ángulo de contacto, o sea que la mojabilidad es el aspecto que más influencia tiene en la función J.

# Capítulo 4

## Capítulo 4

---

# Aplicación de los parámetros petrofísicos compuestos en la Caracterización de Yacimientos

### 4.1 Introducción

A lo largo de este trabajo se ha explicado, de manera resumida, qué es la Caracterización de Yacimientos, los elementos necesarios para poder llevarla a cabo y su importancia en la explotación de yacimientos petroleros. El tema medular de esta tesis se refiere a los parámetros petrofísicos compuestos en la caracterización de yacimientos, por lo que una vez mencionados en el capítulo anterior, es necesario mostrar, de manera explícita, el papel que éstos juegan dentro de tal caracterización. Este capítulo, como su nombre lo indica, se centrará en mostrar algunos ejemplos reales de la aplicación de dichos parámetros y las ventajas que estos representan.

Cuando se habla del modelado de un yacimiento, existen diversos retos a los que hay que enfrentarse; una de las actividades más importantes y de máximo reto es la integración de los datos que se tienen y la interpretación de éstos. Los parámetros petrofísicos compuestos, se definen como la integración de diversos parámetros simples, por lo que ayudan a entender de manera más rápida y completa la configuración de un yacimiento, y así tener un panorama más claro que permita definir la manera en que tiene que ser explotado.

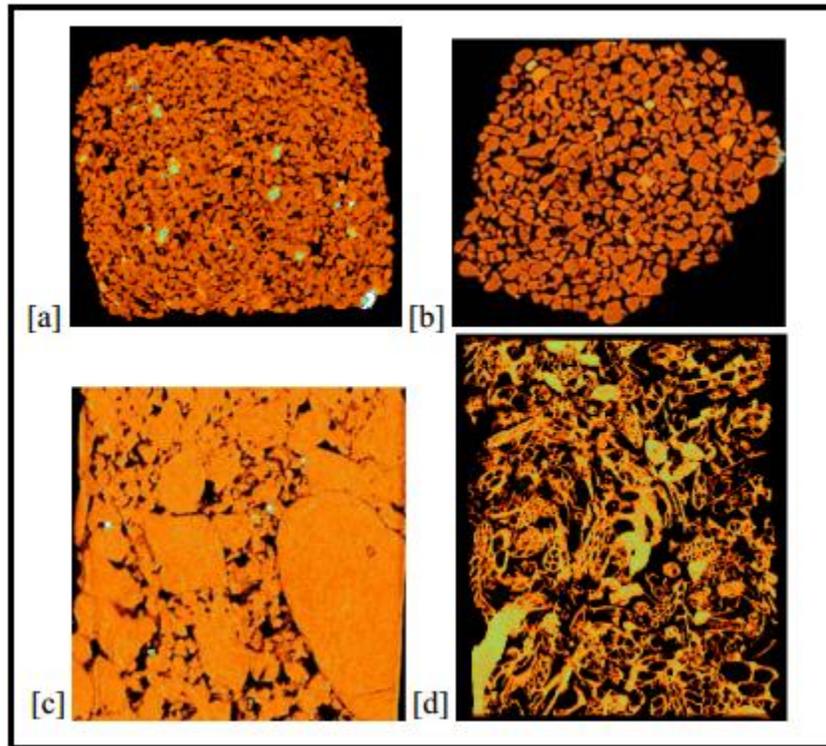
### 4.2 Parámetros compuestos en la tipificación de rocas.

#### 4.2.1 Definición de tipificación de las rocas

Se definen los tipos de roca como unidades de roca depositadas bajo condiciones geológicas similares, que sufrieron procesos diagenéticos muy parecidos dando como resultado una relación única entre la porosidad y la permeabilidad, el perfil de la presión capilar y la saturación de agua. La tipificación de la roca es una técnica de clasificación de las rocas del yacimiento en grupos, en donde cada grupo es caracterizado por un conjunto de propiedades petrofísicas únicas. Los tipos de roca que se clasifican dentro de un grupo tienen características de almacenamiento y flujo muy parecidas, una respuesta semejante de la presión capilar y sus curvas de permeabilidad relativa también son similares.

Las propiedades petrofísicas de los tipos de roca identificadas del análisis de las muestras de roca (núcleos) son correlacionadas con la respuesta de los registros geofísicos corridos en las zonas en las que se tomaron los núcleos.

Estas correlaciones son usadas para predecir propiedades petrofísicas en las secciones del yacimiento (pozos) en las que no se cuenta con núcleos. En la figura 4.1 se muestran imágenes de varios tipos de roca.



**Figura 4.1 Láminas de muestras representativas de tipos de roca. (a) Arena homogénea, (b) arena no consolidada, (c) arena poco seleccionada y (d) carbonatos.**

#### **4.2.2 Técnica para la tipificación de rocas utilizando el índice de calidad de la roca y el indicador de zona de flujo.**

Como se mencionó con anterioridad, la tipificación de las rocas consiste en determinar ciertas similitudes que existen en sus propiedades geológicas y petrofísicas. Esta técnica involucra a dos parámetros compuestos que se definieron en el Capítulo 3, que son: el índice de calidad de la roca (RQI) y el indicador de zona de flujo (FZI).

El índice de calidad de la roca relaciona la porosidad efectiva y la permeabilidad absoluta como se muestra en la ecuación 3.12 antes mencionada.

$$RQI = 0.0314 \sqrt{\frac{k_a}{\phi_e}} \tag{3.12}$$

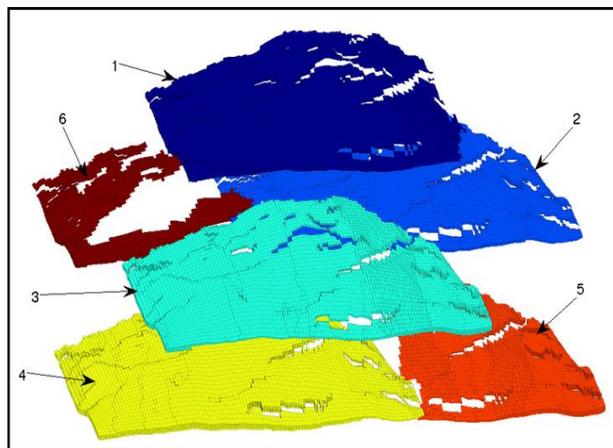
Una vez que se calcula el valor de RQI, se grafica contra el índice de porosidad normalizada,  $\phi_z$ , en una escala doble logarítmica.

La gráfica de RQI vs  $\phi_z$  da como resultado una línea recta con una pendiente unitaria, su intersección cuando  $\phi_z$  es igual a uno se denomina indicador de zona de flujo (FZI), el cual se puede determinar con la ecuación 3.16, despejando a FZI, o con la ecuación 3.17 si se conocen los parámetros que la componen.

$$FZI = \frac{RQI}{\phi_z} \tag{3.16}$$

$$FZI = \frac{1}{\sqrt{F_s \tau S_{gv}}} \tag{3.17}$$

Se observa que las muestras de roca con valores similares de FZI, se agrupan en una tendencia lineal en la gráfica doble logarítmica RQI vs  $\phi_z$ , y éstas constituyen un mismo tipo de roca. Ejemplos de diferentes tipos de roca también tiene diferentes valores de FZI y se observa que los valores forman otras líneas rectas paralelas. El indicador de zona de flujo incluye diversas características geológicas y petrofísicas para su cálculo como son: la textura, la mineralogía, las distintas geometrías de poro y la tortuosidad, entre otras. Con ésto se puede realizar un modelo para identificar las zonas con diferentes tipos de roca como se muestra en la figura 4.2.



**Figura 4.2. Representación de diferentes tipos de roca en un yacimiento.**

### **4.3 Ejemplos de la utilización de parámetros petrofísicos compuestos en la caracterización de yacimientos petroleros.**

#### **4.3.1 Yacimiento en el campo Abia, Nigeria**

##### **4.3.1.1 Ubicación**

El yacimiento de estudio se encuentra en el delta del río Níger en Nigeria. Se escogió un yacimiento, denominado X, del campo Abia por su contenido de hidrocarburos, además de estar en proceso de explotación.



**Figura 4.3. Ubicación del campo Abia en el delta del río Níger, Nigeria.**

##### **4.3.1.2 Datos disponibles**

El Yacimiento X que se analiza es drenado por siete pozos. Se tiene como información: la desviación y localización de los pozos en superficie, la litología, los registros geofísicos, los datos de núcleos, los datos de las pruebas de producción realizadas con regularidad, el historial de producción, muestra de fluidos y datos de presión.

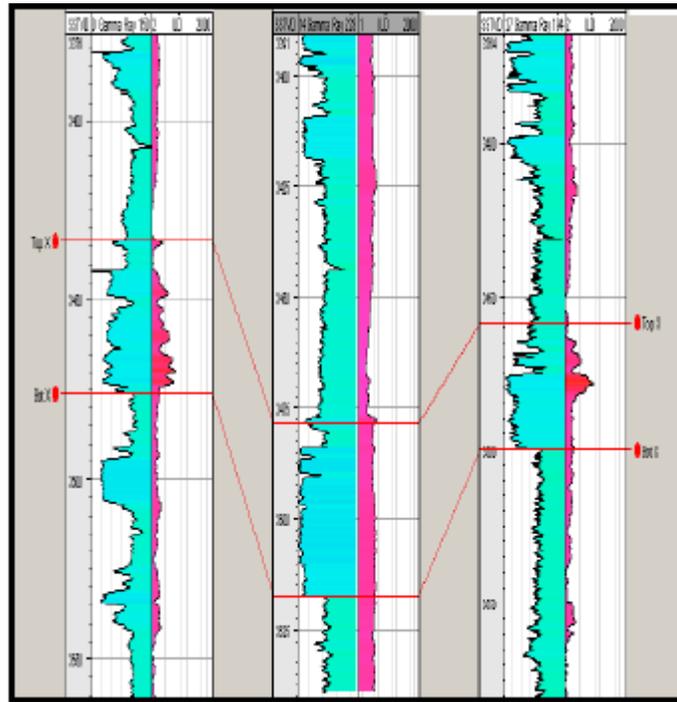
##### **4.3.1.3 Configuración geológica**

El campo Abia se encuentra delimitado hacia el norte por una tendencia anticlinal que va de este-oeste y al sur por una falla de crecimiento, la cual es la principal frontera en el campo con un cierre profundo en los flancos oeste y sur de la estructura.

El mecanismo de trampa responsable de la acumulación de hidrocarburos, es una trampa estructural con una falla sello en los flancos sur, norte y este y una trampa estratigráfica (cambios laterales de facies) presente en el flanco oeste. La mayoría de las fallas son sellantes.

El Yacimiento X está compuesto por arenas con intercalaciones menores de arcilla. Los registros litológicos muestran cierto nivel de arcillosidad que origina heterogeneidad al yacimiento.

En la gráfica 4.1 se presenta una sección transversal en la que se indica la ubicación vertical del yacimiento X.



**Gráfica 4.1 Sección transversal que indica la presencia del Yacimiento X.**

#### **4.3.1.4 Evaluación petrofísica.**

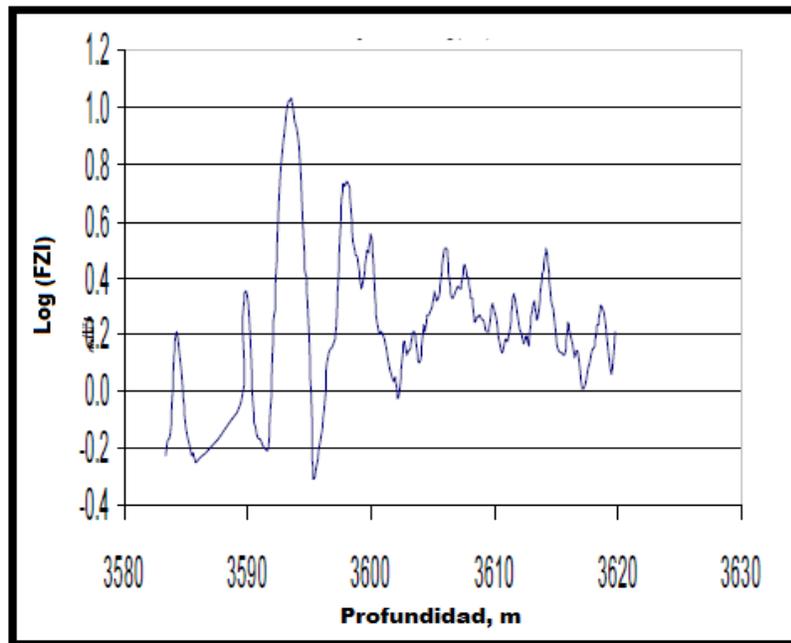
La evaluación petrofísica fue realizada utilizando los registros geofísicos de pozos disponibles para determinar las propiedades de la roca así como el contenido de fluidos. Los resultados fueron usados para definir el modelo estático del yacimiento. Algunos de los parámetros determinados en la evaluación petrofísica son: la resistividad del agua, la porosidad efectiva, la permeabilidad absoluta y la saturación de agua, entre otros.

#### **4.3.1.5 Definición de la unidad de Flujo**

Para poder definir las unidades de flujo, el yacimiento fue dividido verticalmente en capas caracterizadas por comportamientos de flujo relativamente uniformes y continuidad lateral. Basado en lo anterior, el yacimiento fue dividido en cinco zonas. El cálculo de la porosidad y los registros de rayos gamma fueron las herramientas utilizadas para obtener la zonificación en forma rápida; posteriormente se utilizaron algunos parámetros compuestos para subdividir las zonas. Los datos fueron obtenidos de los análisis de núcleos cortados en un pozo. Se utilizaron cuatro herramientas

para poder construir el modelo geológico: (1) datos petrofísicos (2) localización de los pozos en superficie (3) datos de desviación de pozos y (4) datos sísmicos. Las unidades de flujo fueron incorporadas en el modelo geológico y les fueron integradas sus respectivas propiedades.

Para poder tener las subdivisiones (unidades de flujo) se graficó RQI vs  $\phi_z$  en una escala doble logarítmica, mostrando que todos los intervalos con valores similares de FZI caen en una línea recta con una pendiente unitaria. Para este yacimiento, el valor de FZI se obtuvo para cada punto de profundidad, ya que las unidades de flujo están distribuidas de manera log-normal. Se combinó FZI y la profundidad y se definió el perfil de la gráfica 4.2 que ayuda a determinar las unidades de flujo



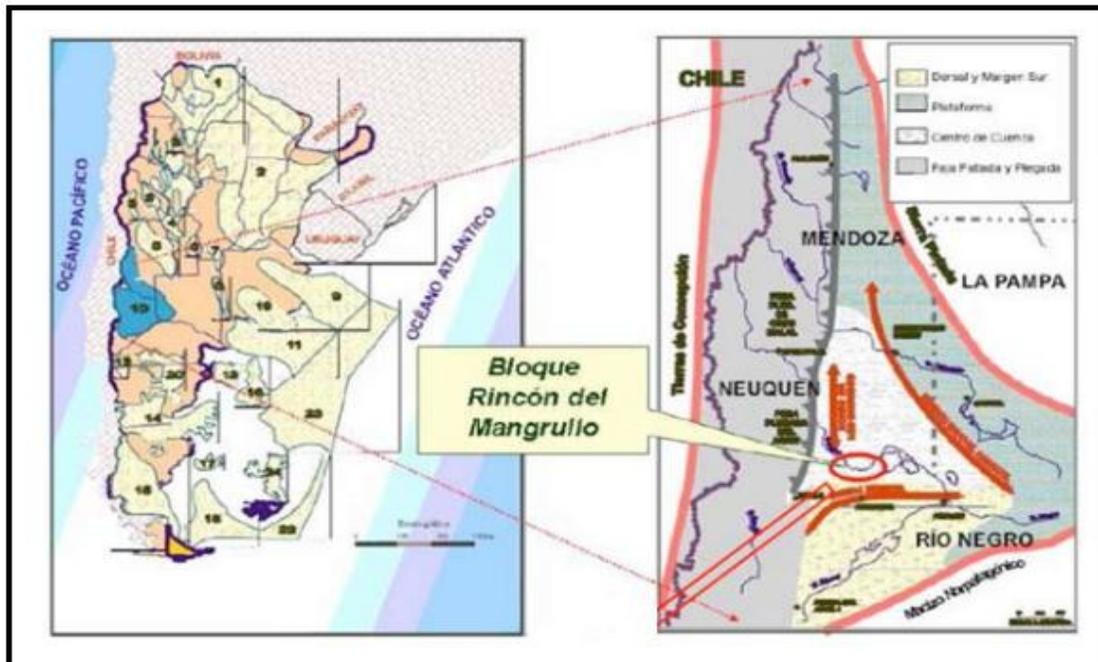
**Gráfica 4.2. Gráfica log (FZI) vs profundidad, mostrando la distribución log-normal de las zonas de flujo.**

Las zonas se definieron cuando se graficó de manera separada la permeabilidad vs la porosidad produciendo un alto coeficiente de correlación, reflejando la uniformidad de la geometría de poro en las zonas de flujo. Con esto se reafirmó que las unidades de flujo propuestas inicialmente, de manera rápida, concuerdan con las unidades que se obtuvieron después con la utilización de los parámetros compuestos.

### 4.3.2 Yacimiento en el Rincón del Mangrullo, Neuquén, Argentina

#### 4.3.2.1 Ubicación

El yacimiento Rincón del Mangrullo (figura 4.4) está ubicado en la Provincia de Neuquén, Argentina. Las poblaciones más cercanas son Añelo, a unos 50 kilómetros al este, y Plaza Huincul, a unos 75 kilómetros hacia el sur.



**Figura 4.4. Ubicación del yacimiento Rincón del Mangrullo**

#### 4.3.2.2 Datos disponibles

La problemática en la caracterización de este yacimiento radica en que es altamente heterogéneo por la multiplicidad de los estilos depositacionales caracterizados por grandes variaciones laterales y verticales de ellos, la incertidumbre sobre la distribución de los cuerpos de areniscas en el subsuelo, la discontinuidad de los cuerpos con buena porosidad que se encuentran acotados a niveles específicos relacionados a su ambiente de depositación y que podrían, en algunos casos, no estar comunicados entre sí.

Al momento del estudio, había nueve pozos perforados en toda el área, seis de los cuales produjeron gas. Los pozos producen gas, en algunos casos con un ocho por ciento de agua y un diez por ciento de condensado. La Sw es alta, ésto se debe al agua irreductible que se observa en los perfiles de resonancia magnética obtenidos, por lo que se tomó un corte de Sw del setenta por ciento. Cuando se habla de un corte de agua del setenta por ciento, se hace referencia a la cantidad máxima de agua aceptada en algún intervalo, para que éste sea tomado en cuenta.

### **4.3.2.3 Configuración geológica**

Estructuralmente, se define como un monoclinal cuyo alto estructural se encuentra hacia el oeste, en el área vecina llamada Mangrullo. Esta estructura se profundiza hacia el este. Se trata de una trampa estratigráfica, en la que la presencia de hidrocarburos estaría determinada por las variaciones laterales de litología.

### **4.3.2.4 Evaluación petrofísica.**

Petrofísicamente, a partir de un trabajo integrado realizado con todos los datos obtenidos de los pozos, registros, toma de núcleos, de esta forma, a partir de la información obtenida, con el empleo de parámetros y ecuaciones predeterminadas (densidad, resistividad y tiempo de tránsito de matriz; densidad, resistividad y tiempo de tránsito de arcilla, resistividad del agua, ecuaciones de saturación, ecuaciones de porosidad, entre otras), se obtienen como resultado un conjunto de parámetros petrofísicos (volumen de arcilla, porosidad, saturación de agua, permeabilidad, espesor, etc.).

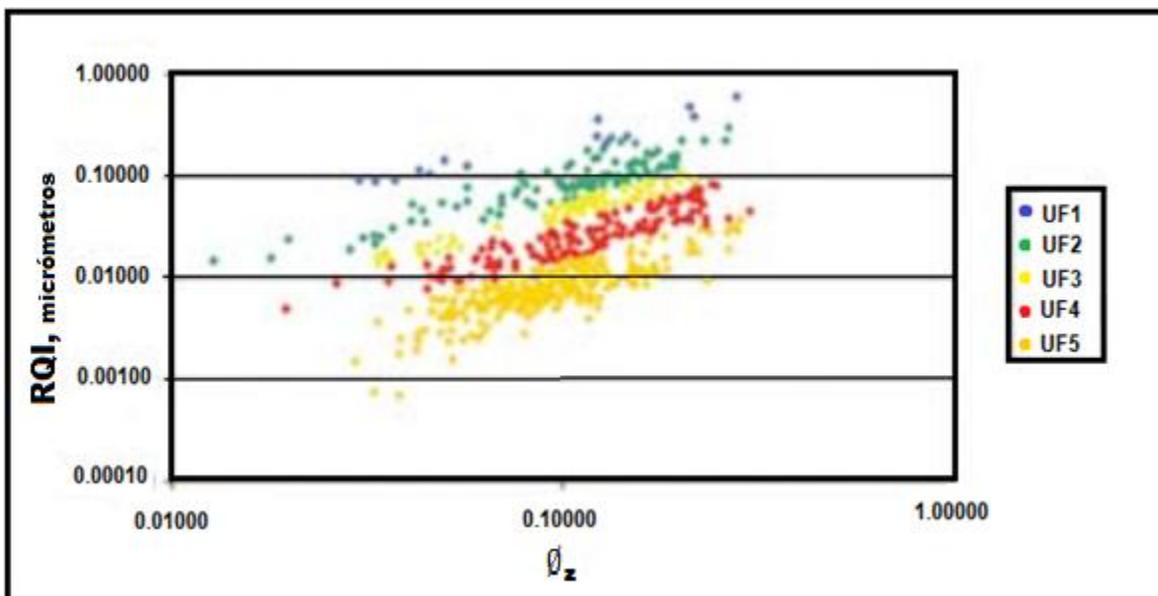
### **4.3.2.5 Definición de la unidad de Flujo**

La existencia de múltiples unidades de flujo pone de manifiesto las heterogeneidades microscópicas que controlan la permeabilidad. Las unidades de flujo están relacionadas con las distribuciones de las facies geológicas, pero no coinciden necesariamente con sus límites. El movimiento de los fluidos está influenciado por la geometría poral, que es controlada por la mineralogía y la textura de la roca. Las distintas combinaciones de estas propiedades pueden generar similares características de transporte de fluidos. Por ello, se pueden considerar como pertenecientes a una misma unidad de flujo.

Para poder definir las unidades de flujo de este yacimiento, se analizaron muestras de núcleos, que dio como resultado, cinco posibles unidades de flujo, las cuales se corroboraron utilizando los parámetros compuestos FZI y RQI, definidos previamente en el Capítulo 3, y se utilizó la siguiente metodología:

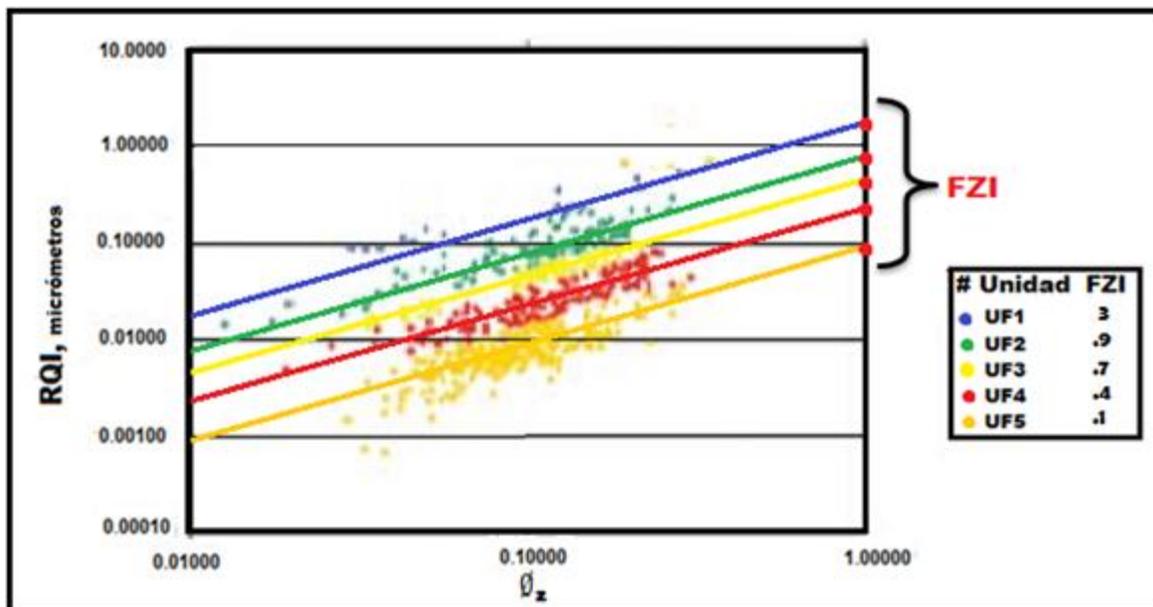
Con la información obtenida de los registros de pozo y de las muestras de núcleo, se determinaron los parámetros petrofísicos simples del yacimiento, como las porosidades total y efectiva, permeabilidad absoluta, presiones capilares, saturaciones de fluidos, entre otros.

Posteriormente, se procede a determinar las unidades de flujo a partir de la relación de FZI con RQI. Los valores de estos parámetros son obtenidos de los datos de núcleos analizados y la aplicación de las ecuaciones previamente mencionadas. Se grafican los valores de RQI contra  $\phi_z$ , como se muestra en la gráfica 4.3. Todas las muestras con similar valor de FZI se ubicarán en una línea recta de pendiente unitaria; mientras que las muestras con otro valor de FZI se encontrarán en otras líneas paralelas. Las muestras alineadas en la misma recta poseen similares atributos de gargantas porales y, por lo tanto, constituyen una unidad de flujo.



**Gráfica 4.3. Gráfico log-log de RQI vs.  $\phi_z$**

De los datos anteriores y utilizando como referencia las muestras de núcleo analizadas, se definen cinco líneas rectas paralelas, ver gráfica 4.4. A partir de este gráfico se identificaron 5 unidades de flujo, y se obtuvieron los valores de FZI correspondientes.



**Gráfica 4.4. Gráfico log-log de RQI vs.  $\phi_z$  donde se distingue la separación de datos de acuerdo a las distintas unidades de flujo.**

Al analizar las gráficas anteriores y compararlas con los resultados obtenidos para cada unidad de flujo, se puede concluir que a mayores valores de FZI, se tiene una mejor calidad de la roca (interacción porosidad efectiva-permeabilidad absoluta).

#### 4.3.2.6 Análisis de los resultados obtenidos

Como se mencionó anteriormente, de los análisis de núcleos se obtuvieron algunos parámetros simples (porosidad efectiva, permeabilidad absoluta, entre otros) y compuestos (RQI, FZI). De acuerdo a estos parámetros se propusieron cinco unidades de flujo, las cuales se confirmaron en las gráficas 4.3 y 4.4. Debido a la combinación de estas dos técnicas se llegó a los resultados anteriormente señalados. En las siguientes imágenes se muestran las láminas más representativas de cada unidad de flujo, señalando algunas de sus características:

##### ❖ Unidad de flujo 1

- Arenisca mediana.
- Selección moderada a buena.
- Empaquetamiento intermedio a abierto.
- Porosidad: 11.36 o 13 (porcentaje).
- Permeabilidad: 10.53 mD

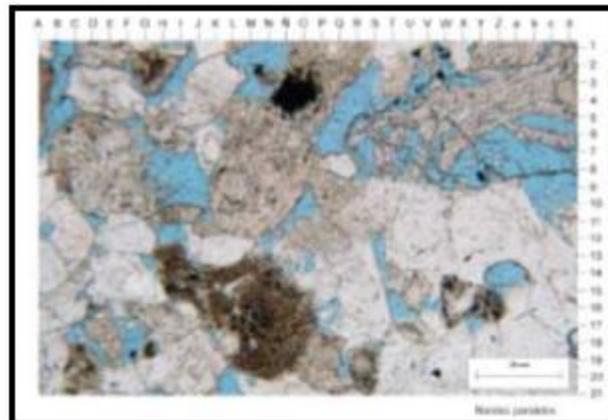


Figura 4.5 Lámina representativa de la unidad de flujo 1

##### ❖ Unidad de flujo 2

- Arenisca mediana y fina subordinada.
- Selección buena a moderada.
- Empaquetamiento abierto a intermedio.
- Porosidad: 10.11 o 12 (Porcentaje)
- Permeabilidad: 1.093 mD.

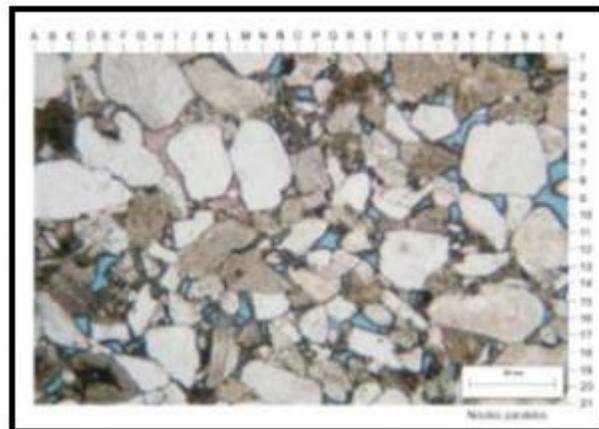
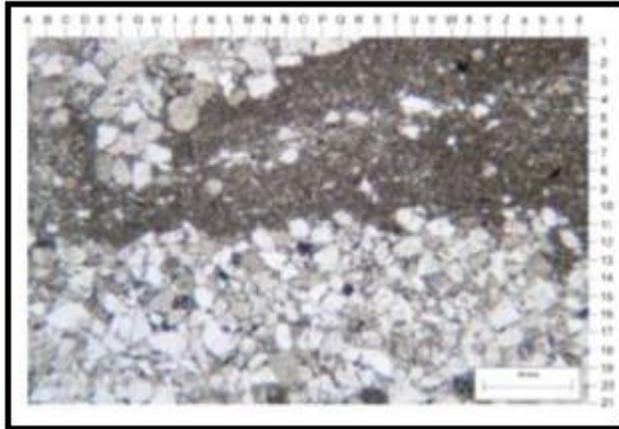


Figura 4.6 Lámina representativa de la unidad de flujo 2



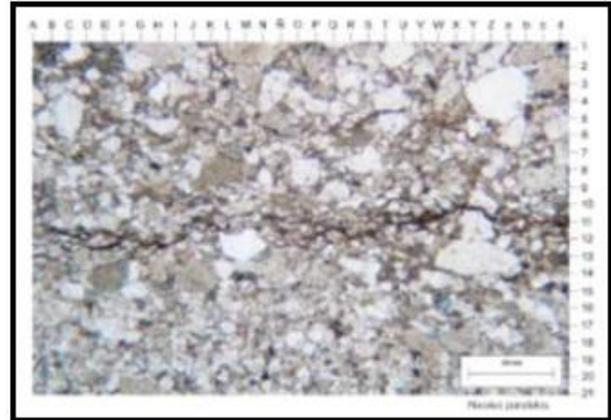
**Figura 4.7 Lámina representativa de la unidad de flujo 3**

❖ **Unidad de flujo 3**

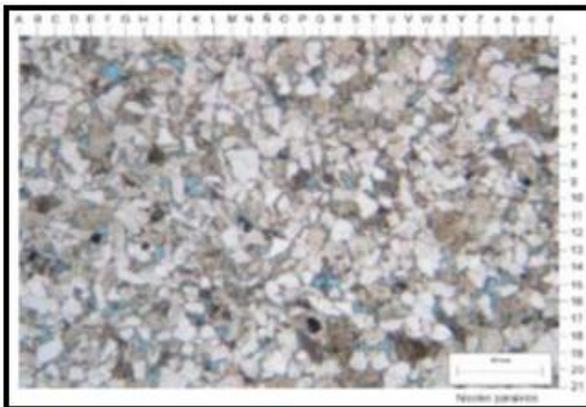
Arenisca fina.  
Selección moderada.  
Empaquetamiento intermedio.  
Porosidad: 4.13 o 4 (porcentaje).  
Permeabilidad: 0.02 mD.

❖ **Unidad de flujo 4**

Arenisca fina a mediana.  
Selección moderada a buena.  
Empaquetamiento intermedio.  
Porosidad: 7.52 o 6 (porcentaje).  
Permeabilidad: 0.024 mD.



**Figura 4.8 Lámina representativa de la unidad de flujo 4**



**Figura 4.9 Lámina representativa de la unidad de flujo 5**

❖ **Unidad de flujo 5**

Arenisca fina y muy fina.  
Selección moderada a pobre.  
Empaquetamiento intermedio a cerrado.  
Porosidad: 10.79 o 7.8 (porcentaje).  
Permeabilidad: 0.024 mD.

**4.3.3 Yacimiento C2/VLE-305, Campo Lamar, Lago Maracaibo, Venezuela.**

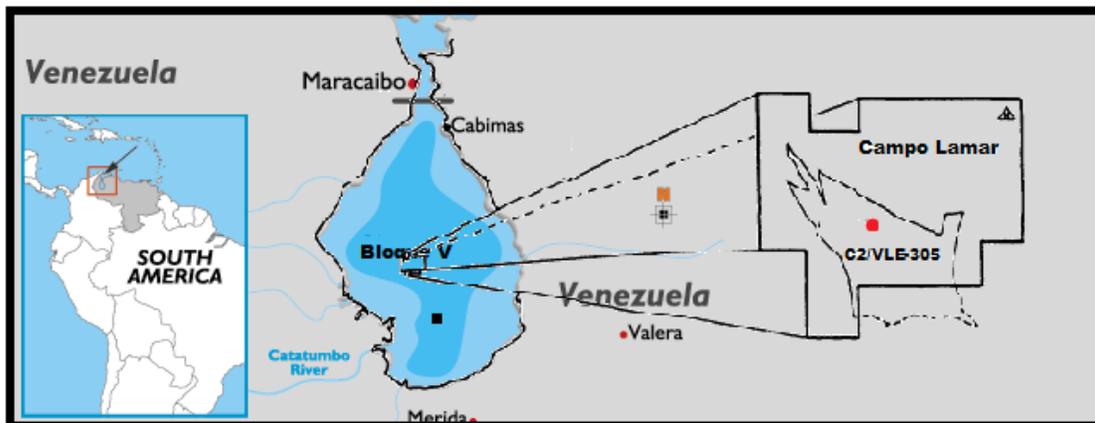
**4.3.3.1 Ubicación**

La cuenca del Lago Maracaibo está localizada al noroeste de Venezuela, ver figura 4.10. Esta cuenca ha producido aproximadamente 35 billones de barriles de aceite desde 1914 y ha sido clasificada como una de las áreas petroleras más grandes del mundo.



**Figura 4.10. Ubicación de la cuenca del Lago Maracaibo**

El principal yacimiento es el C2/VLE-305 que se ubica en la parte sur del Campo Lamar, como se muestra en la figura 4.11.



**Figura 4.11. Localización del Campo Lamar y del yacimiento C2/VLE-305**

#### **4.3.3.2 Datos generales**

Este yacimiento produce actualmente bajo recuperación secundaria con inyección simultánea de agua y gas. Tiene treinta y cinco pozos productores y once pozos inyectoros (cuatro inyectoros de gas y siete de agua).

Se produce aceite ligero con densidad entre 24 a 39° API. La presión inicial del yacimiento fue de 5500 psi.

#### **4.3.3.3 Configuración geológica**

De acuerdo a la interpretación sísmica 3D, la estructura del yacimiento es representada por un sistema anticlinal-sinclinal con dirección sureste-noroeste.

La estructura está definida por una serie de fallas mayores así como fallas de menor tamaño, lo que contribuye a la variación estructural y a la presencia de los diferentes contactos de agua-aceite.

El yacimiento está compuesto por intercalaciones de areniscas y lutitas.

Las areniscas tienen tamaño de grano de fino a medio y están bien seleccionadas.

Usando las muestras de núcleos recolectadas y con base en un criterio sedimentológico, un análisis de facies y unidades sedimentarias, el yacimiento se dividió en 4 unidades de flujo que son las C20, C21, C22 y C23.

#### **4.3.3.4 Evaluación petrofísica.**

Para la evaluación petrofísica se utilizaron los resultados de los análisis de núcleos y de la interpretación de registros de pozos.

Se utilizó software especializado para determinar los parámetros petrofísicos simples propios del yacimiento, como la porosidad efectiva, la permeabilidad absoluta y el contenido de arcilla, entre otros.

Para conocer las distribuciones de la permeabilidad absoluta y de la porosidad efectiva, las muestras fueron agrupadas en histogramas, con lo que se concluyó que la distribución de estas propiedades está ligada altamente al tipo de depositación

#### 4.3.3.5 Definición de las unidades de flujo

Los datos de núcleos no solo proveen información de las propiedades petrofísicas, también proporcionan, implícitamente, información de la depositación que controla la geometría de poro. Estos atributos geométricos son utilizados para definir diversas unidades de flujo en el yacimiento.

La forma clásica para discriminar unidades de flujo se basa en geología cualitativa y relaciones empíricas entre las propiedades de la roca, particularmente porosidad efectiva y permeabilidad absoluta. La porosidad efectiva depende altamente de la variación del tamaño de grano y su empacamiento, mientras que la permeabilidad absoluta es función principalmente de la geometría del espacio poroso o sea de la distribución del tamaño y forma de los poros; de ahí que como una herramienta más precisa se utilicen parámetros compuestos, como lo son FZI y RQI, que combinen parámetros simples.

Como se mencionó anteriormente, con los métodos convencionales se determinaron 4 unidades de flujo para este yacimiento. En esta sección se realizó el proceso de la determinación de unidades de flujo utilizando los parámetros petrofísicos compuestos RQI,  $\phi_z$  y FZI, expresados con las ecuaciones 3.12, 3.14 y 3.17.

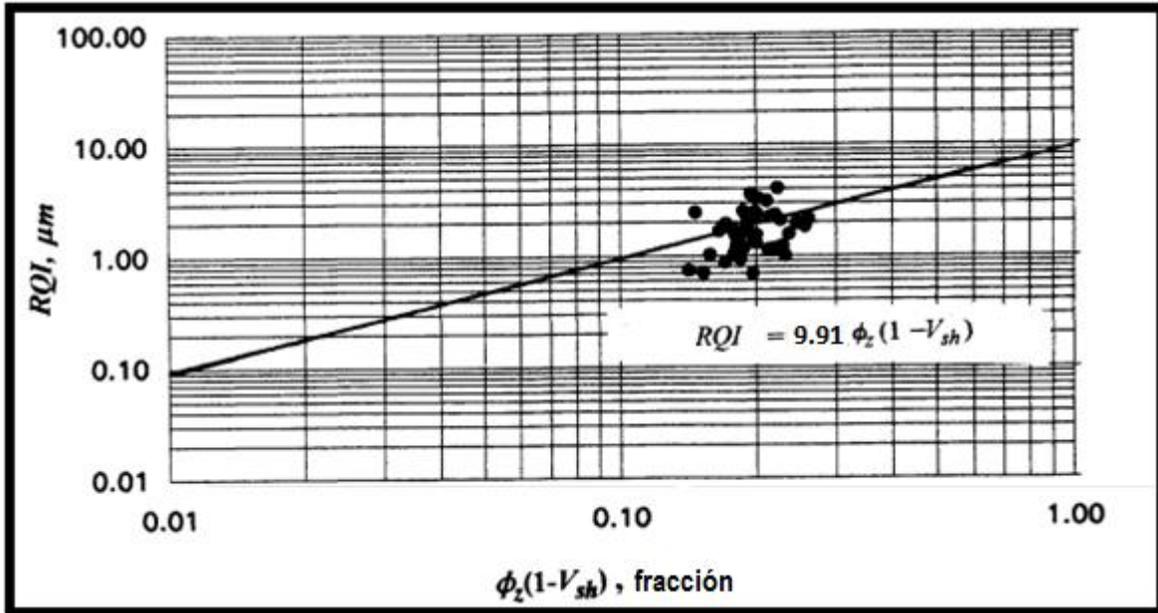
$$RQI = 0.0314 \sqrt{\frac{k}{\phi}} \quad (3.12)$$

$$\phi_z = \frac{\phi_e}{(1-\phi_e)} \quad (3.14)$$

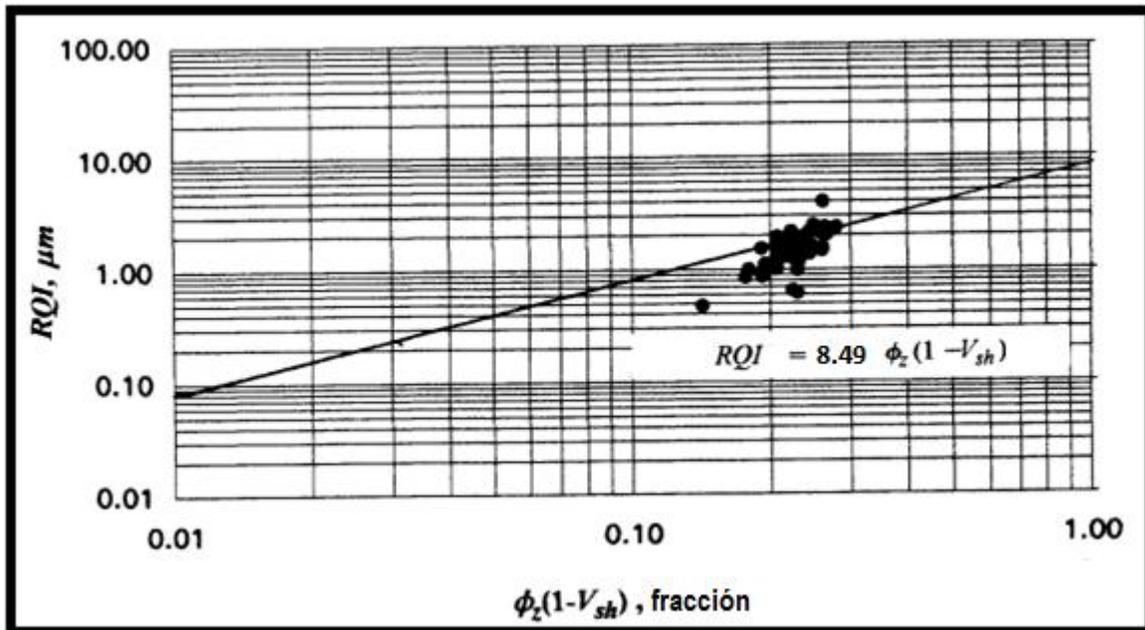
$$FZI = \frac{1}{[\sqrt{F_S \tau S_{gv}}]} \quad (3.17)$$

Se utilizaron los datos de núcleos de dos pozos del área de estudio para poder obtener los valores de RQI y  $\phi_z$ , los cuales se graficaron en papel doble logarítmico. Debido a la heterogeneidad del yacimiento, los resultados no fueron contundentes, por lo que se decidió tomar en cuenta también el volumen de arcilla; con base en esto, se graficó en papel doble logarítmico RQI contra  $\phi_z(1 - V_{sh})$ , donde  $V_{sh}$  es el volumen de arcilla presente en la muestra.

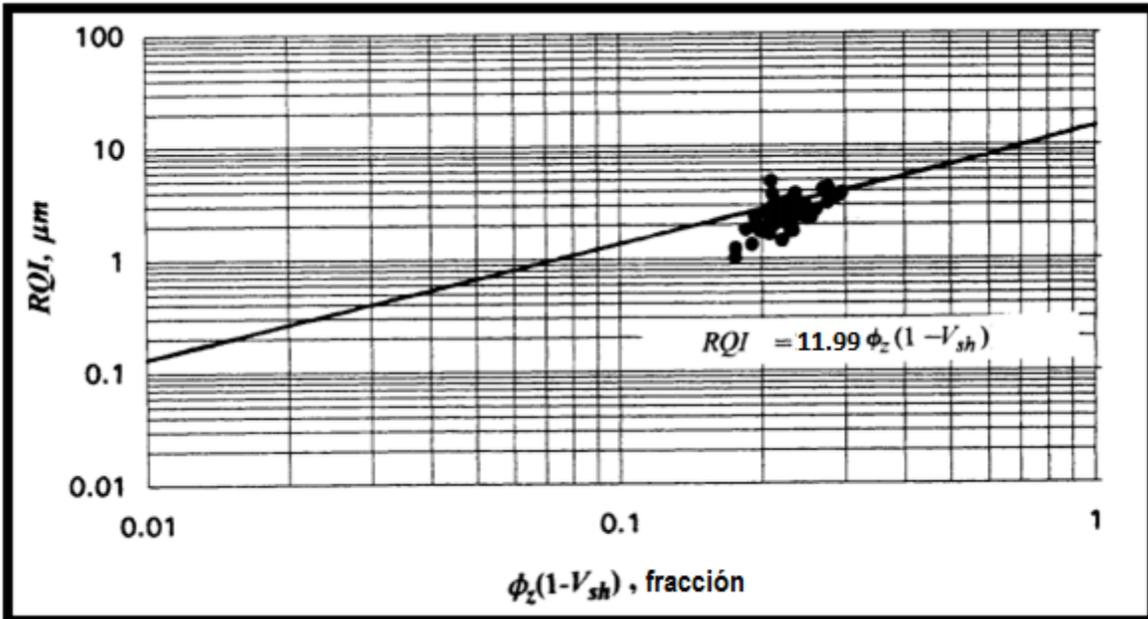
Con esta modificación se pudieron determinar siete unidades de flujo, C20, C21S, C21I, C22, C23S, C23M y C23I, las gráficas correspondientes se muestran a continuación:



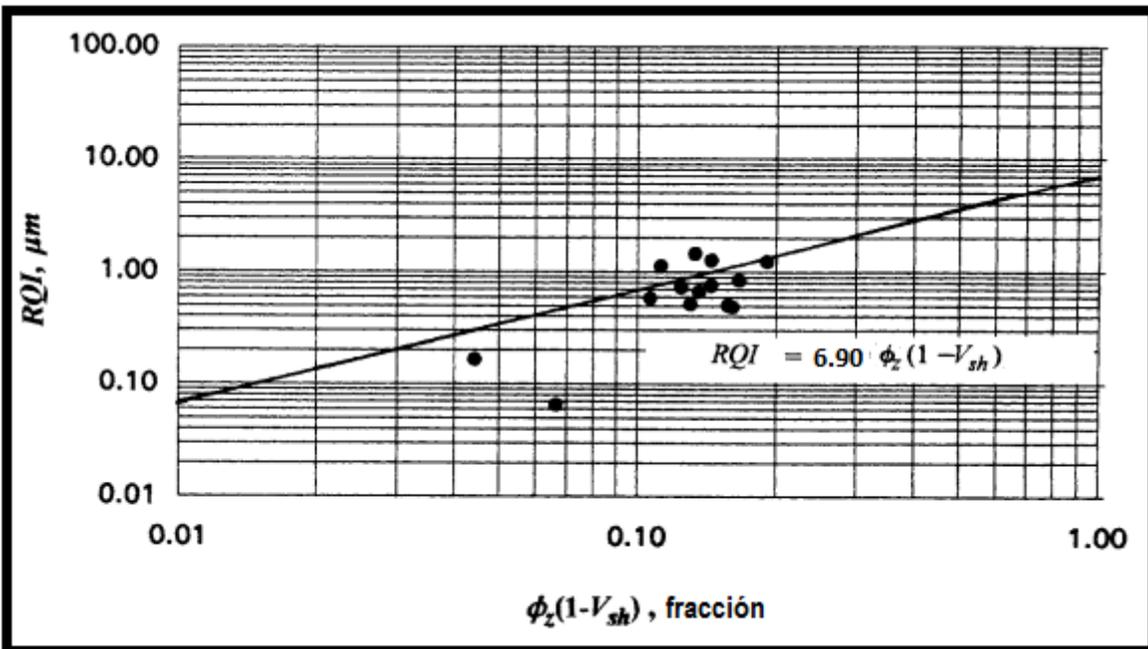
Gráfica 4.5. RQI vs  $\phi_z(1 - V_{sh})$ , Unidad de flujo C20



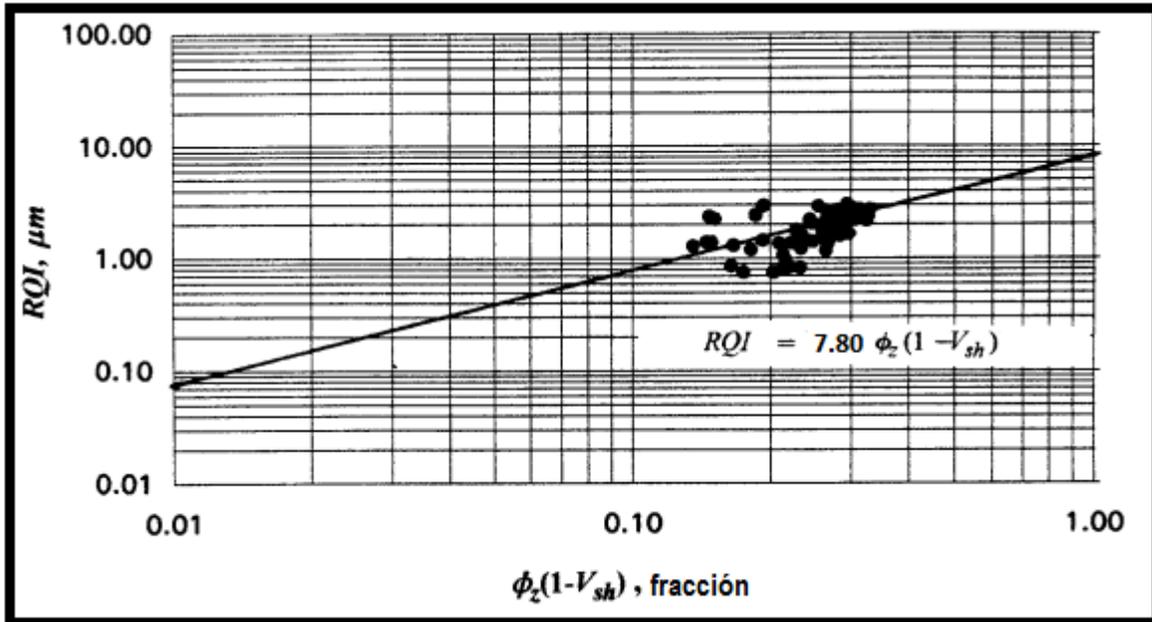
Gráfica 4.6. RQI vs  $\phi_z(1 - V_{sh})$ , Unidad de flujo C21S



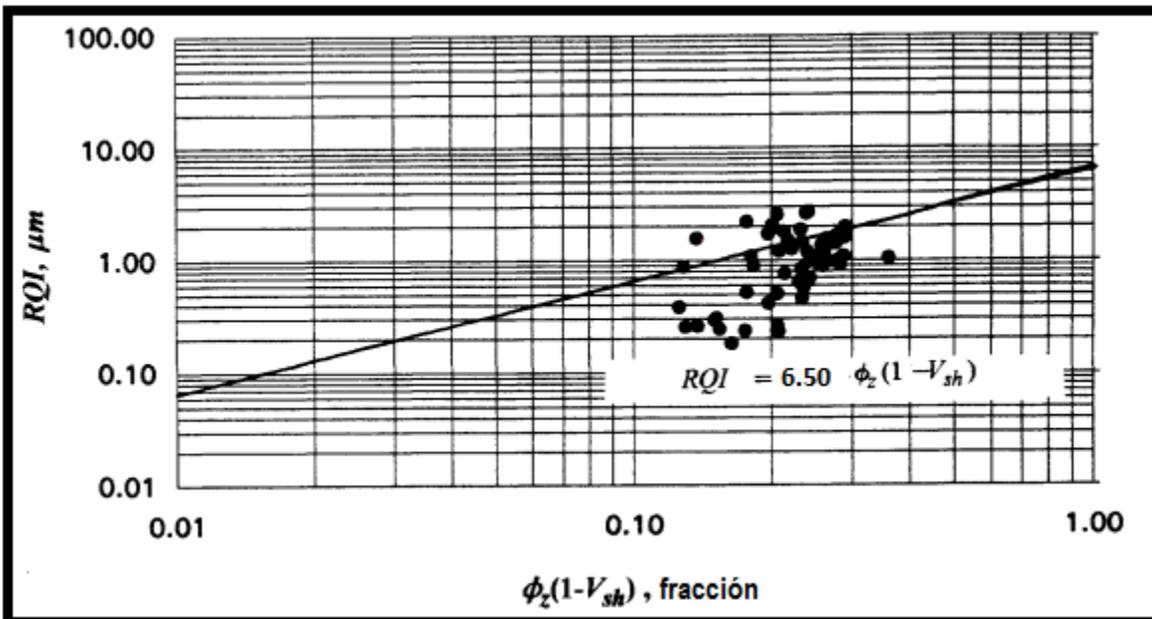
Gráfica 4.7. RQI vs  $\phi_z(1 - V_{sh})$ , Unidad de flujo C21I



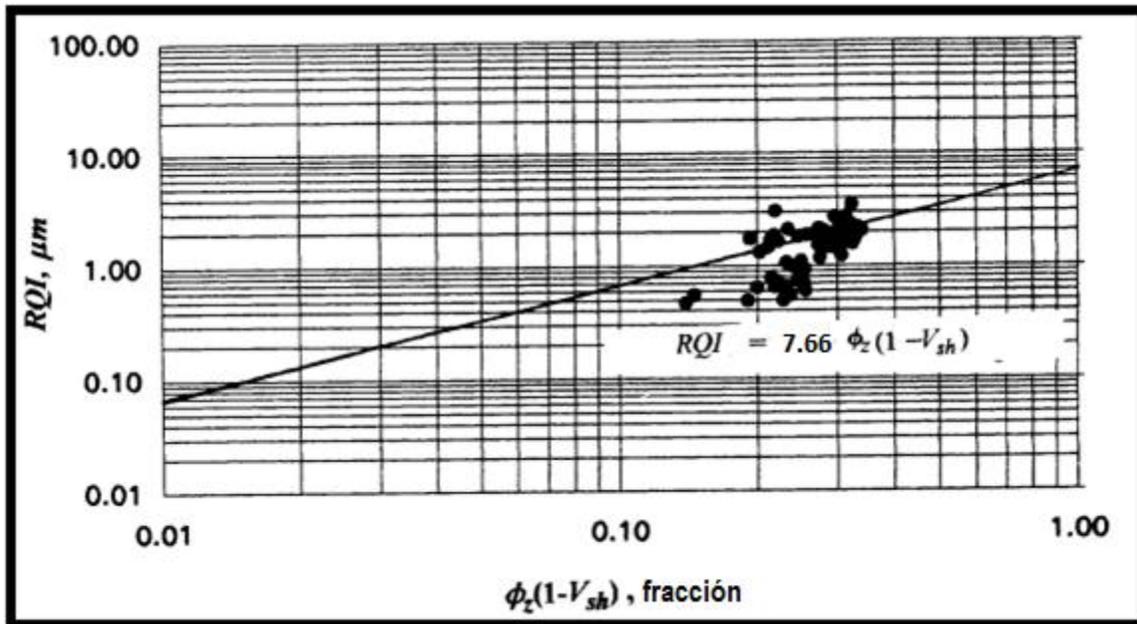
Gráfica 4.8. RQI vs  $\phi_z(1 - V_{sh})$ , Unidad de flujo C22



Gráfica 4.9. RQI vs  $\phi_z(1 - V_{sh})$ , Unidad de flujo C23S



Gráfica 4.10. RQI vs  $\phi_z(1 - V_{sh})$ , Unidad de flujo C23M



**Grafica 4.11. RQI vs  $\phi_z(1 - V_{sh})$ , Unidad de flujo C23I**

En la siguiente tabla se muestran los valores de FZI para cada una de las unidades de flujo:

Unidad de Flujo	FZI, $\mu\text{m}$
C20	9.91
C21S	8.49
C21I	11.99
C22	6.90
C23S	7.80
C23M	6.50
C23I	7.66

**Tabla 4.1 Indicador de zona de flujo estimado, FZI, para cada unidad de flujo.**

La mejor calidad de la roca se tiene a mayor FZI, por lo que en este yacimiento la unidad de flujo C21I es la de mayor calidad

### 4.3.4 Caracterización de los yacimientos del área O-16, en el Campo Cerro Negro, Venezuela.

#### 4.3.4.1 Ubicación

El área de estudio O-16 se encuentra ubicado al este de la faja petrolífera del Orinoco en el sector Cerro Negro, al sur de los estados Anzoátegui y Monagas de Venezuela, figura 4.12

La superficie del área de estudio se caracteriza por ser topográficamente plana y estar cubierta por pastos. El sector central-noroeste es cortado por dos ríos permanentes, el Yabo y el Yabito. El terreno tiene una elevación promedio sobre el nivel del mar de 95 m. (300 ft.).



**Figura 4.12 Ubicación de la zona de estudio O-16, en Cerro Negro.**

#### 4.3.4.2 Datos generales

El crudo que produce este yacimiento tiene una gravedad de 8 °API con características espumantes, siendo la producción promedio, por pozo, de 250 bpd. El yacimiento tiene una porosidad promedio de 32% y saturación, igualmente promedio, de petróleo de 82 %.

El mecanismo de producción principal es el empuje por gas en solución, debido al incremento en la relación gas-petróleo, la caída brusca en la tasa de producción y fuerte declinación de presión. El crudo de este yacimiento tiene características espumantes, lo cual representa un mecanismo adicional de producción.

La explotación del área se inició con bombeo mecánico e inyección de vapor alternada como un mecanismo de disminución de la viscosidad del crudo, y así obtener mejores niveles de producción.

#### **4.3.4.3 Configuración geológica estructural**

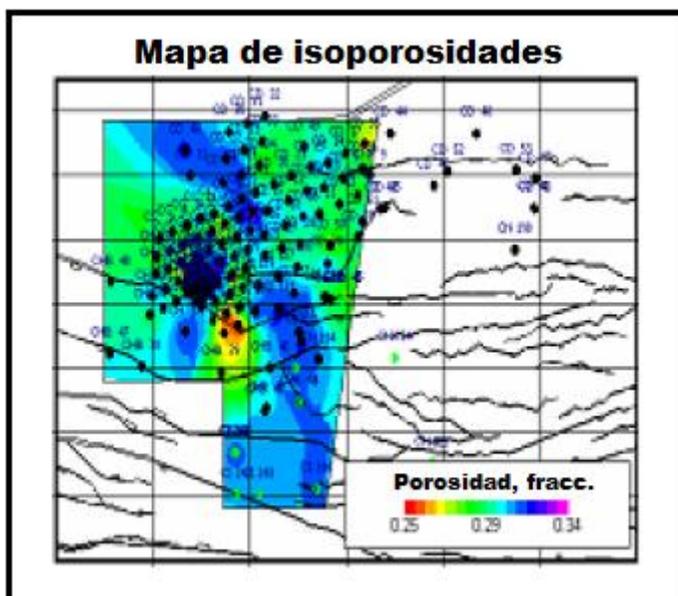
La interpretación geológica estructural del área en estudio está basada en la integración de los datos provenientes de: sísmica, registros eléctricos, núcleos, geología básica e información de producción. La estructura del área es un monoclinal de suave buzamiento al Norte. El sistema de fallas que se presenta corre en dirección Este-Oeste, con alto buzamiento al Sur, las fallas cortan la secuencia sedimentaria, parte del basamento y se extienden a toda el área; existen otras fallas subverticales de corta magnitud y longitud hacia el basamento.

#### **4.3.4.4 Evaluación petrofísica.**

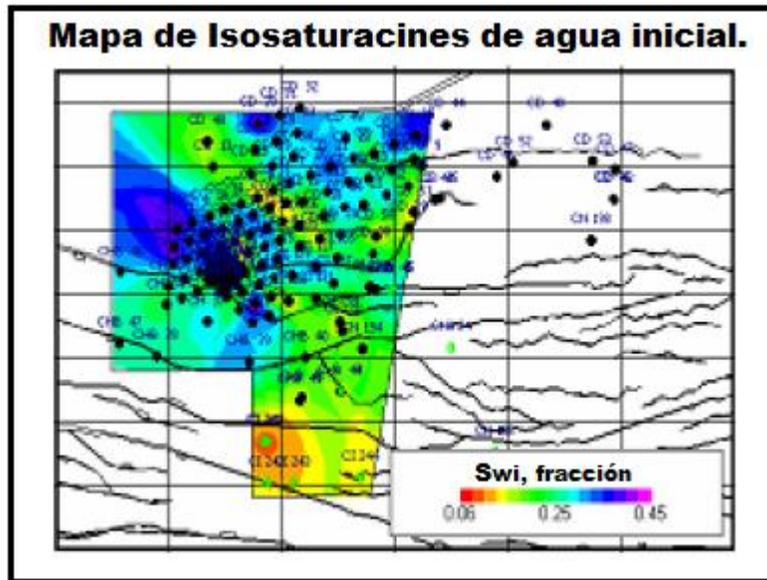
El modelo petrofísico generado se basa en las relaciones existentes entre porosidad efectiva, permeabilidad absoluta, saturación de agua y radio de garganta de poro. En total, se evaluaron 340 pozos que disponían de la información mínima necesaria para efectuar su análisis. Los resultados obtenidos por la combinación de análisis de núcleos y de registros de pozos fueron los siguientes: porosidad efectiva varía entre 22-34 %, los valores de permeabilidad absoluta oscilan desde 1000 md. en las arenas superiores hasta 15000 md en las arenas inferiores, el espesor de arena promedio de 254 ft., la saturación inicial de agua de 18% y viscosidad del aceite de 2200 – 5500 cp, a condiciones de yacimiento.

#### **4.3.4.5 Utilización de los parámetros compuestos**

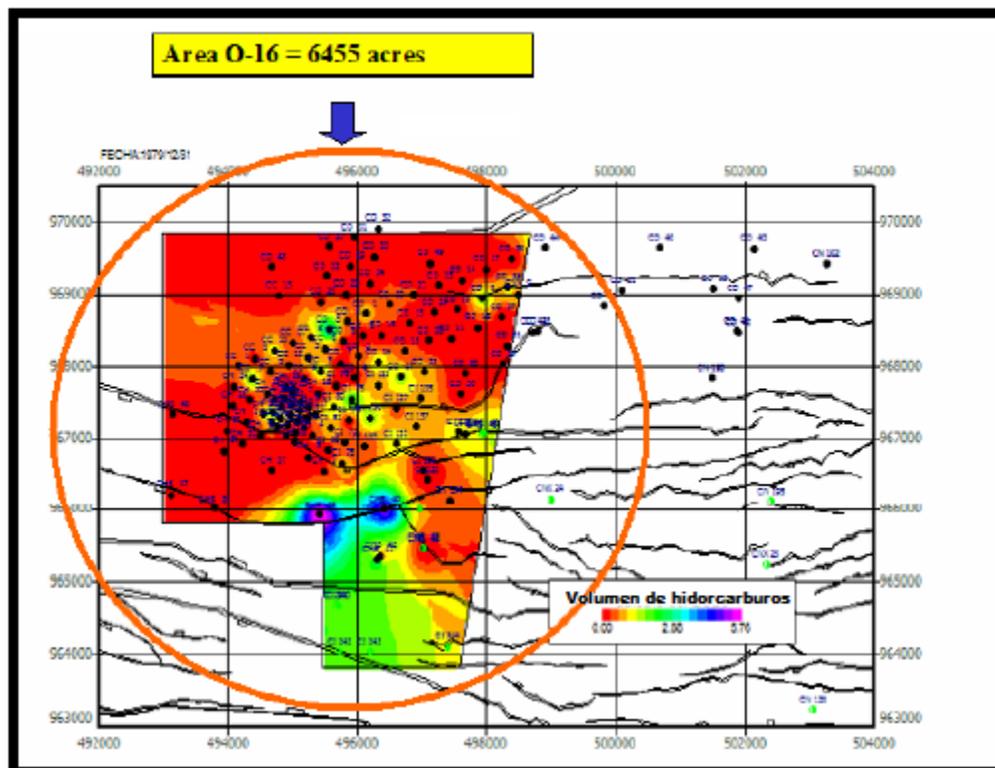
Con base en los resultados obtenidos en el área de estudio, se prepararon mapas de isopropiedades: porosidad efectiva (mapa 4.1), saturación inicial de agua (ver mapa 4.2) y con el índice de hidrocarburos se preparó un mapa (mapa 4.3) que se utilizó para determinar el volumen original de hidrocarburos por el método volumétrico.



**Mapa 4.1. Mapa de isoporosidades del área O-16.**



Mapa 4.2. Mapa de isosaturación de agua inicial en el área O-16



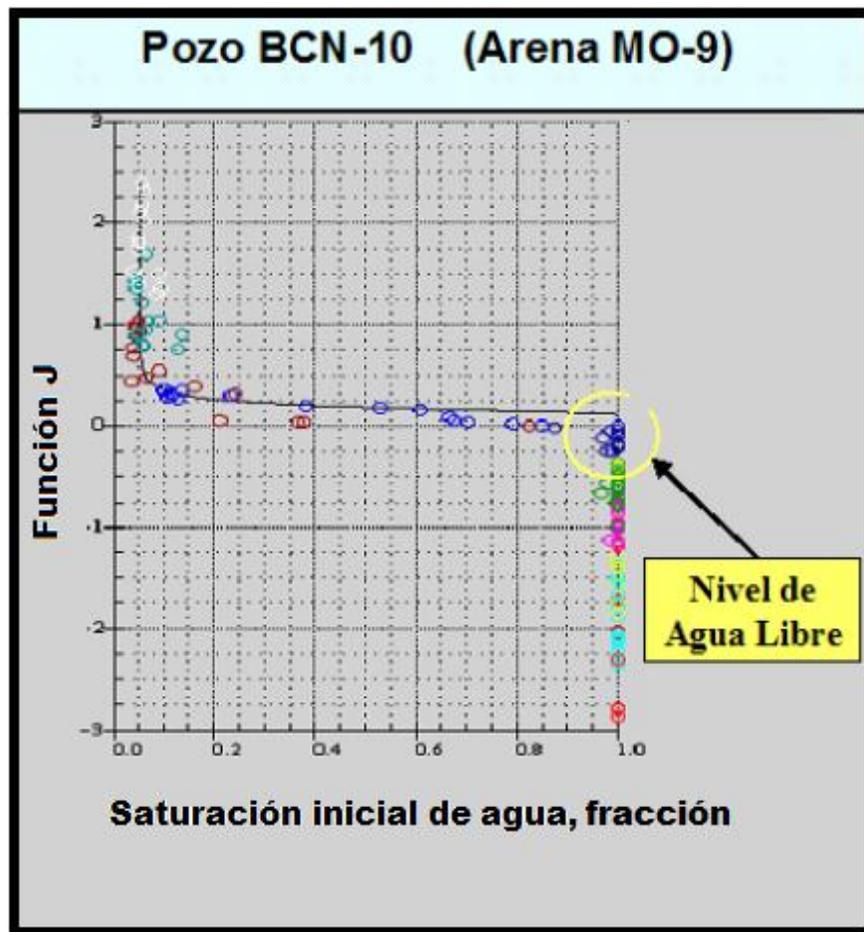
Mapa 4.3. Mapa de isohidrocarburos del área O-16

Se clasificaron nueve unidades de flujo, MO-1 a MO-9, para el yacimiento O-16. Estas unidades se determinaron por medio de la utilización de parámetros compuestos como, RQI y FZI, de acuerdo al procedimiento anteriormente descrito.

La función J de Leverett derivada de perfiles de pozos, se utilizó para complementar la información del modelo petrofísico y así reducir la incertidumbre que pudiera tener el modelo estático del área O-16.

Como primer paso, se estudiaron las curvas de la función J derivada de los datos de presión capilar provenientes de las muestras de roca (núcleos). Esta información fue comparada con los datos tomados de estudios anteriores, dando como resultado que 40 de los 157 pozos analizados, tuvieron una alta dispersión.

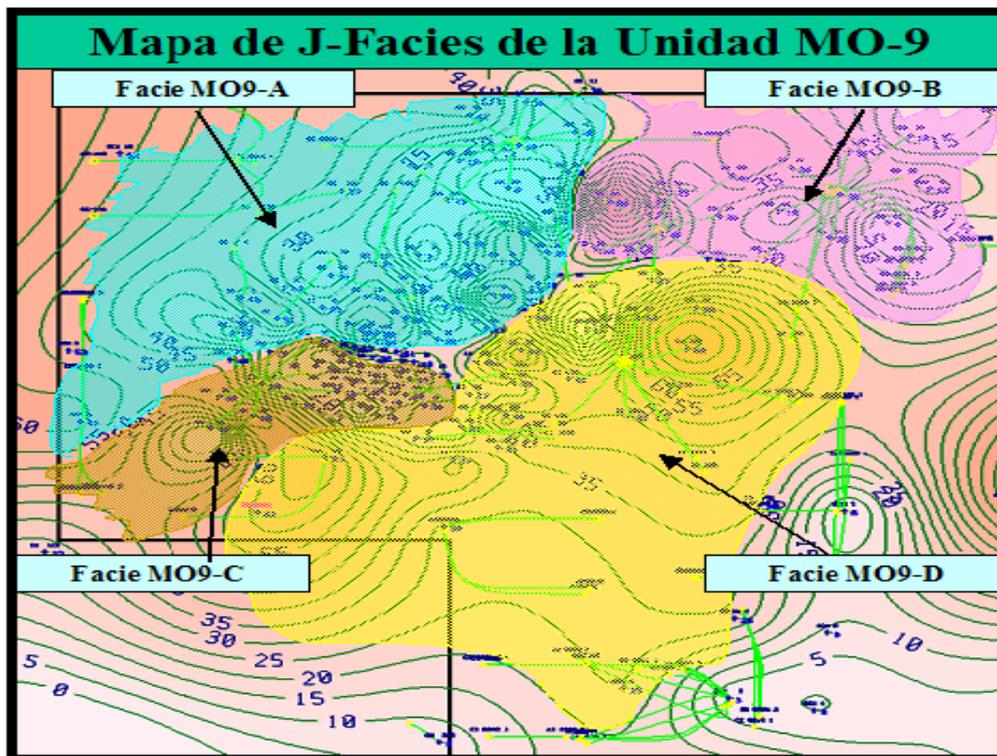
Al hacer el análisis global de la función J en los pozos se pudo determinar el nivel de agua libre en cada pozo, como se muestra en la gráfica 4.13 para el pozo BCN-10.



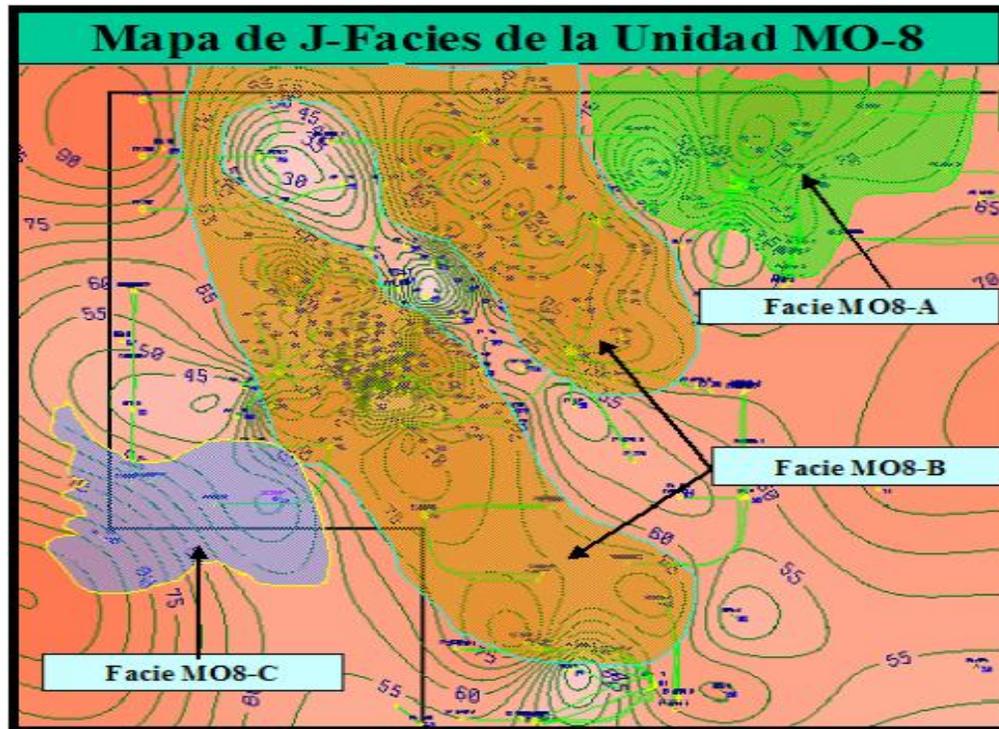
**Gráfica 4.13. Nivel de agua libre según la función J en el pozo BCN-10**

Con los datos obtenidos del nivel de agua libre se procedió a realizar un mapa para determinar el contacto agua-aceite en el área O-16.

Con la ayuda de las zonas de contactos de agua y la información petrofísica obtenida de análisis anteriores, fue posible identificar regiones de J-Facies sobre los mapas de arena neta total. En los mapas 4.4 y 4.5 se muestran las J-Facies de las unidades MO9 y MO-8, llamadas así por ser obtenidas a través de la función J de Leverett derivada de perfiles de pozos. Estas J-Facies solo identifican que dicha región posee un medio poroso similar, es decir, con características petrofísicas parecidas, las cuales fueron observadas en la tendencia de la Función J



Mapa 4.4. Mapa de J-Facies de la unidad MO-9.



**Mapa 4.5. Mapa de J-Facies de la unidad MO-8**

Con toda la información reunida y con la ayuda de los mapas señalados se pudieron identificar las zonas del yacimiento que poseen características similares, definiendo con esto las características geológicas y petrofísicas que dichas unidades tienen.

# Conclusiones y Recomendaciones

### Conclusiones

La caracterización de yacimientos petroleros es una etapa de estudio primordial para establecer o definir la vida productora de un yacimiento. En esta etapa se recolecta toda la información necesaria para poder determinar y respaldar el procedimiento más adecuado para explotar al yacimiento. Cuando se realiza una buena caracterización del yacimiento se tiene excelente conocimiento de sus propiedades que ayudan a evitar la toma de malas decisiones que conlleven a una pérdida económica y un daño al yacimiento.

La caracterización de un yacimiento petrolero debe hacerse de manera continua ya que varias de sus propiedades pueden alterarse o modificarse con la explotación de los hidrocarburos. Asimismo, constantemente se presentan nuevas técnicas de obtención y procesamiento de datos, aspectos que también deben tomarse en cuenta para la recaracterizaciones de los yacimientos.

El resultado de toda la información adquirida en la caracterización del yacimiento, se debe analizar de manera integral, para poder tomar buenas decisiones en la explotación del yacimiento.

El término parámetro petrofísico compuesto se propone en esta tesis como una herramienta técnica para ayudar a analizar el comportamiento del sistema roca-fluidos cuando dos o más parámetros simples están actuando. Los parámetros compuestos dan una visión global de la combinación de varias características que posee el medio poroso, lo que permite una mejor conceptualización del yacimiento.

Otro de los beneficios que otorgan algunos de los parámetros compuestos es la integración de las escalas en la caracterización, lo que no se tendría si se analizaran los parámetros simples de manera independiente.

En la actualidad, los parámetros petrofísicos compuestos son utilizados en muchas partes del mundo, principalmente para definir unidades de flujo, por lo que su incorporación rutinaria en estudios de áreas petroleras nacionales sería de gran ayuda para mejorar las técnicas de caracterización de yacimientos.

La implementación de los parámetros petrofísicos compuestos ha ayudado en la determinación de unidades de flujo hidráulico en los yacimientos cuando se tienen medios porosos heterogéneos, lo cual ha sido de mucha utilidad, ya que en este tipo de medios se cometen errores en la explotación de hidrocarburos con mayor facilidad.

Las unidades de flujo no siempre coinciden con las litofacies geológicas, de ahí la importancia de analizar el medio poroso desde una escala a nivel de tamaño de garganta de poro. Mientras más detallado sea el análisis, mayor será la precisión en la división de las unidades de flujo.

Los métodos para determinar unidades de flujo con parámetros petrofísicos compuestos amplían la apreciación debido a la intervención de más de un parámetro en el análisis, a diferencia de los métodos que se basan en parámetros simples, los cuales se enfocan a la obtención y el procesamiento de las propiedades forma individual.

En esta tesis se presenta especial atención al método de Amaefule para determinar unidades de flujo en un yacimiento petrolero.

Cabe resaltar que se propone la utilización de este método porque se considera que mejora a otras técnicas existentes en la identificación de tales unidades. Cada una de las técnicas tiene ventajas y desventajas, por lo que la corroboración de los resultados obtenidos con otros métodos es de mucha ayuda para disminuir la incertidumbre que se pueda tener.

La preparación de mapas para representar no solo parámetros simples sino también parámetros compuestos, es un aspecto que debe ser aplicado de manera constante en la caracterización de yacimientos, ya que facilita la visualización de la distribución de las propiedades en el yacimiento a lo largo de su explotación.

La utilización del diagrama de tornado es de gran ayuda para determinar las variables de mayor impacto en la ecuación de cada uno de los parámetros compuestos; sin embargo, es necesario realizar el análisis desde distintas perspectivas para verificar qué parámetro simple ejerce mayor influencia a lo largo de la vida productora del yacimiento.

### **Recomendaciones**

Obtener la mayor cantidad de información posible de un yacimiento petrolero a todas las escalas, sin pasar por alto la estimación de los parámetros geométricos del sistema poroso, ya que su conocimiento facilita la determinación de unidades de flujo

La toma de información debe realizarse de manera cuidadosa, ya que los parámetros simples tienen una influencia directa en el valor de los parámetros compuestos, y si los valores que se emplean no son correctos los valores que se obtendrán en la caracterización tampoco lo serán.

Se recomienda la recaracterización del yacimiento a medida que es explotado, ya que, por un lado, algunas propiedades pueden presentar variaciones que deben ser tomadas en cuenta y, por otro, es necesario aplicar las nuevas técnicas de recopilación, procesamiento y análisis de información que se propongan.

En estudios de caracterización aplicar diversas técnicas y comparar los resultados para poder tener una conclusión más precisa.

Implementar la utilización de los parámetros petrofísicos compuestos en la caracterización de yacimientos

Es recomendable que antes de decidir la técnica por utilizar en la determinación de unidades de flujo, se analice la información que se tiene y con esto poder tomar la decisión más apropiada.

Si se utiliza el método de Amaefule (parámetros compuestos) para determinar unidades de flujo en yacimientos con mucha arcillosidad, se debe tomar en cuenta esta característica al realizar la gráfica para determinar FZI.

Se debe implementar el uso de mapas para la representación de parámetros simples y compuestos para visualizar su distribución en el yacimiento.

Al hacer el análisis del impacto que tienen los parámetros simples en los compuestos se deben tomar en cuenta diversas perspectivas, para así determinar cuáles son los parámetros simples que necesitan mayor atención.

Difundir entre los estudiantes de Ingeniería Petrolera el contenido de esta tesis para que se familiaricen con los aspectos y términos que actualmente son muy aplicados en la caracterización de yacimientos a nivel mundial.

### **Bibliografía**

- *Abdus Satter, Ghulam M. Iqbal, James L. Buchwalter, **Practical Enhanced Reservoir Engineering: Assisted with Simulation Software**, Pennwell corporation, 2007.*
- *Abhijit Y. Dandekar, **Petroleum reservoir rock and fluid properties**, Gulf professional publishing, 2006.*
- *Amaefule, J.; Kersey, D.; Marschall, D.; Powell, J.; Valencia L.; Keelan, D. **Reservoir Description: A practical synergistic engineering and geological approach based on analysis of core data**. SPE 18167. 1988.*
- *Amaefule, J.O. **A Flow Unit Approach on Integrated Reservoirs in World Expo**. Sterling Publications. 1995.*
- *Amaefule, J. O., Altunbay, M., Tiab, D., Kersey, D. G. and Keelan, **Enhanced Reservoir Description: Using Core and Log Data to Identify Hydraulic (Flow) Units and Predict Permeability in Uncored Intervals/Wells**, SPE Paper 26436, presented at the 68th SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, 1993.*
- *Aldo Omar Montagna, Elsa Beatriz Zardo, María Agustina Celentano, **Caracterización petrofísica a partir de la integración de registros eléctricos y datos de roca de la Fm. Mulichinco del yacimiento Rincón del Mangrullo, Neuquén, Argentina**. Sedimentary Environments: processes, facies and stratigraphy, Department of Earth Sciences, University Oxford. Editorial H.G. Reading, 1986.*
- *Carlos Soto, **Geología de producción**, Centro Internacional de Educación y Desarrollo, PDVSA, 1998.*
- *Carman, P. C., **Permeability of Saturated Sands, Soils and Clays**, Journal of Agricultural Sciences, 1939*

- *Djebbar Tiab, Erle C. Donaldson, **Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties**, Gulf professional publishing, 2012*
- *Ebanks, W., **Flow unit concept-integrated approach for engineering projects**, AAPG Annual Convention, 1987.*
- *E. Fjaer, R.M. Holt, P. Horsrud, AM Raaen & R. Rines, **Petroleum Related Rock Mechanics**, Development in Petroleum Science, 2008.*
- *Frank Jahn, Mark Cook, Mark Graham, **Hydrocarbon Exploration and Production**, Development in Petroleum Science, 2008.*
- *F. Bauget, C. H. Arns, M. Saadatfar, M. L. Turner, A. P. Sheppard, R. M. Sok, W V. Pinczewski, M.A. Knackstedt, **Rock typing and petrophysical property estimation via direct analysis on microtomographic images**, School of Petroleum Engineering, University of New South Wales, Sydney, Australia, 2005.*
- *Ilmur, A.: “**An Investigation of Permeability Porosity and Residual Water Saturation Rclationships;**” Trans. SPWLA Ninth Annual Logging Symposium, 1968.*
- *Jacques Burger, Pierre Sourieau, Michel Combarous, **Thermal Methods of Oil Recovery**, Institut Francais du Pétrole Publications, 1985*
- *James G. Speight, **The Refinery of the Future**, Gulf professional publishing, 2011.*
- *James J. Funk, Shameem Siddiqui, Abdulrazak Al-Sardi, and Mohammad Amin Haque, **Multi-Scale Flow Zone Determinations**, Saudi Aramco Lab R&D Center Dhahran, Saudi Arabia.*
- *Jonathan Bellarby, **Well Completion Design**, Development in Petroleum Science, 2009.*
- *Montagna, A.; Olmos, M. **Caracterización petrofísica aplicando el método inverso de interpretación de perfiles en un yacimiento de la cuenca neuquina, Argentina**. EXITEP. México, 2001.*

- Montagna, A.; Santiago, E.; Barros, S. **Metodología de evaluación petrofísica aplicada al análisis de áreas exploratorias en la República Argentina.** Congreso Geociencias 2007. Cuba, 2007.
- Richard A. Schatzinger, John F. Jordan, **Reservoir Characterization: Recent Advances,** The American Association of Petroleum Geologists, 1999.
- Schiuma, M; Hinterwimmer, G; Vergani, G. **Rocas reservorio de las cuencas productoras de Argentina.** V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mar del Plata, 2002.
- Schwarz, E; Spalletti, L.; Howel, J. **Sedimentary response to a tectonically induced sea level fall in a shallow back-arc basin: the Mulichinco Formation (Lower Cretaceous),** International Association of Sedimentologists, *Sedimentology*, p. 1- 27; 2006.
- Tanmay Chandra, **Permeability estimation using flow zone indicator from Well log data,** HYDERABAD, 2008.
- Tarek Ahmed, **Reservoir engineering handbook,** Gulf professional publishing, 2010.
- Tiab D. and Donaldson E.C., **Petrophysics – Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties,** Gulf Publishing Corporation, 2004.
- Toby Darling, **Well Logging And Formation Evaluation,** Gulf professional publishing, 2005.
- Veiga, R.; Verzi, H.; Maretto, H. **Modelado bidimensional en el ámbito central de la Cuenca neuquina;** 2002.
- Walter, R.G; James, N.P. **Facies Models,** Geological Association of Canada, 1992.
- William C. Lyons, **Working Guide to Reservoir Engineering,** Gulf professional publishing, 2010.
- Williams, M.A., Keating J.F., Barghouty, M.F. **The stratigraphic method: A structured approach to history matching complex simulation models,** SPE 38014, *Proceedings of SPE Reservoir Simulation Symposium*, 1997.