



*Universidad Nacional Autónoma de México*

*Facultad de Ingeniería*

*División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra*

---

**VALORES DE CORTE DE PARÁMETROS  
PETROFÍSICOS UTILIZADOS EN LA  
CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS PETROLEROS**

*Tesis que para obtener el título de  
Ingeniera Petrolera e Ingeniero Petrolero*

*Presentan:*

*Yaneli Isi Baranda Betanzos  
Francisco Moedano Santiago*



*Director de Tesis:*

*Ing. Manuel Juan Villamar Viguera*

*México D.F., Ciudad Universitaria, Abril 2011*



Universidad Nacional  
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

**Biblioteca Central**



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

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

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

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

## AGRADECIMIENTOS

### GLORIA

*Agradezco a Dios por haberme dado una mami tan linda; eres el gran amor de mi vida, te amo. Gracias por siempre creer en mí porque no dudaste ni un instante de lo que era capaz de hacer; recuerdo lo contenta que estabas al saber que concluiría una etapa más, sé que desde donde quiera que estés estas muy orgullosa de mí y todo te lo debo a ti, es por esto que te dedico este tu trabajo; porque fuiste, eres y serás toda mi vida.*

### ISIDRO

*Tantas pláticas; lo primero que me viene a la mente es lo importante que era para ti que terminara una carrera profesional pues no te falle; lo logre, esto no hubiera sido posible sin tu apoyo y amor, aunque algunas veces no te vi siempre supe que estabas ahí, caminando a mi lado, gracias papá por el tiempo de tu vida que me dedicaste, te quiero muchísimo.*

### ARACELI

*A ti mi hermanita gracias por compartir conmigo momentos divertidos aunque existieron otros que no lo fueron tanto pero siempre encontramos una solución; sin ti nada de esto hubiera sido lo mismo, porque de todas las maneras posibles te involucraste; sabes nena que te adoro y que toda mi vida estaré a tu lado para cuidarte y apoyarte cuando me necesites, jamás lo dudes.*

### FRANCISCO

*Por fin concluimos un sueño que comenzamos por separado, jamás olvidaré cuando nos propusimos realizar este trabajo, sentí en aquel momento que sería algo fabuloso y así fue; mi más grande deseo es que juntos continuemos creciendo personal y profesionalmente con el fin de alcanzar nuestros sueños, ya solo me resta agradecerte todo tu apoyo, comprensión y amor, te amo.*

*Al Ing. Manuel Juan Villamar Viguera*

*Es de admirar la dedicación y empeño que pone día a día en su trabajo, gracias por haber aceptado dirigir esta Tesis, estoy segura que esto no hubiera sido posible sin su ayuda.*

*A mi familia*

*Les agradezco enormemente el cariño y los consejos que me han brindado a lo largo de mi vida, siempre estaré para ustedes, les quiero muchísimo.*

*A mis amigos*

*Quiero que sepan que son parte fundamental en mi vida, esto es porque hemos compartido momentos inolvidables, gracias por todo su apoyo y cariño incondicional.*

*Atte. Yaneli Isi Baranda Betanzos*

---

## AGRADECIMIENTOS

A Dios:

Gracias por ayudarme a trazar el camino y por iluminarlo como nadie más lo podría hacer.

Papá:

Pienso que este montón de palabras deben servir para cambiar algo, posiblemente la vida que tú quisiste cambiar junto con nosotros. Donde quiera que estés quiero decirte que siempre te llevaré en mi mente, que caminaré junto a mi madre y junto a mis hermanos, por ahora déjame decirte: “ojala estuvieras con nosotros”.

A Jonathan porque día a día me recuerda que la vida es un divertido juego. A Ernesto por sus buenas sugerencias. A Paulina por sus consejos, su apoyo y porque ante mis ojos es y siempre será una muy buena persona, gracias.

Al Ing. Manuel Juan Villamar Viguera

Por los consejos y los conocimientos que usted de manera tan amable me transmitió, por tomarse el tiempo para revisar mi trabajo y asesorarme al respecto y por toda la paciencia que tuvo a lo largo de la realización de la presente Tesis le agradezco enormemente ingeniero.

A Yaneli:

Gracias Yane por ayudarme a llenar todas estas páginas, por la dedicación y la firmeza que demostraste desde el momento en que comenzamos a escribir esta fábula de vida. Gracias por permitirme hacerte ver lo importante que eres para mí, no lo escribo aquí porque las palabras aún no lo pueden expresar. Hermosa, esa es la palabra que mejor te define, gracias por estar compartiendo tu vida conmigo, tengo un sueño: “siempre estar juntos”.

A Cecilia y Luis:

Me siento completamente afortunado de tenerlos como hermanos. Ceci te respeto y me siento orgulloso de ti por todo el esfuerzo y la serenidad que has demostrado desde que éramos niños. Luis te admiro por lo que has logrado, por lo que sigues construyendo. Queridos hermanos compartamos este momento y solo piensen en que siempre vamos a estar apoyándonos y seguramente un día, juntos, redactaremos una mejor historia.

**Para mamá:**

¿Esto hubiese sido posible sin tu apoyo? No voy a cometer un error en este momento la respuesta a la pregunta es muy simple –Definitivamente no– . Por eso sé que Dios fue muy benévolo conmigo cuando me concedió a la mejor madre del mundo. De toda esta Tesis, esto es lo último que voy a escribir, voy a concluir así: **Mamá te dedico especialmente este trabajo a ti**, gracias porque me otorgaste una gran herencia, con tu apoyo, tu dedicación, tu esfuerzo y tu ejemplo me demostraste que algo así era posible; quiero confesarte que el camino que yo recorrí fue fácil comparado con el que tú recorriste, por eso siento que vale la pena decir: “LO CONSEGUIMOS”.

“Gracias por todos esos momentos, que hoy se volvieron anécdotas”  
Atte. Francisco Moedano Santiago

---

<b>RESUMEN</b> -----	<b>i</b>
<b>INTRODUCCIÓN</b> -----	<b>ii</b>
<b>CAPÍTULO I. CONCEPTOS FUNDAMENTALES</b> -----	<b>1</b>
<b>Introducción</b> -----	<b>2</b>
<b>1.1 Tipo de roca</b> -----	<b>3</b>
<b>1.2 Porosidad(<math>\phi_t</math>)</b> -----	<b>5</b>
1.2.1 Porosidad primaria -----	6
1.2.2 Porosidad secundaria-----	6
1.2.3 Sistema de doble porosidad-----	7
<b>1.3 Mojabilidad(<math>M_j</math>)</b> -----	<b>8</b>
<b>1.4 Presión Capilar(<math>P_c</math>)</b> -----	<b>9</b>
<b>1.5 Permeabilidad(<math>k</math>)</b> -----	<b>11</b>
1.5.1 Permeabilidad absoluta( $k_a$ ) -----	12
1.5.2 Permeabilidad efectiva( $k_e$ )-----	13
1.5.3 Permeabilidad relativa( $k_r$ )-----	13
1.5.4 Sistema de doble permeabilidad-----	15
<b>1.6 Saturación de fluidos(<math>S_f</math>)</b> -----	<b>16</b>
1.6.1 Saturación de agua -----	17
1.6.2 Saturación de aceite -----	17
1.6.3 Saturación de gas -----	18
<b>1.7 Flujo fraccional de agua(<math>f_w</math>)</b> -----	<b>18</b>
<b>1.8 Resistividad eléctrica(<math>R</math>)</b> -----	<b>22</b>
<b>1.9 Facies</b> -----	<b>23</b>
<b>1.10 Espesores(<math>h</math>)</b> -----	<b>25</b>
<b>1.11 Valores de corte(<math>vc</math>)</b> -----	<b>25</b>
<b>CAPÍTULO II. IMPORTANCIA DE DEFINIR VALORES DE CORTE</b> -----	<b>29</b>
<b>Introducción</b> -----	<b>30</b>
<b>2.1 Espesor neto productivo</b> -----	<b>31</b>
2.1.1 Cimas y bases -----	37
2.1.2 Isohidrocarburos -----	37
<b>2.2 Recuperación de aceite por inyección de agua</b> -----	<b>39</b>
2.2.1 Saturación de agua al inicio de la inyección-----	44

---

2.2.2 Distribución de permeabilidad	45
2.2.3 Porcentaje de arcilla	45
<b>2.3 Simulación numérica de yacimientos</b>	<b>45</b>
<b>CAPÍTULO III. MÉTODOS DE LABORATORIO Y DE CAMPO PARA DETERMINAR PARÁMETROS PETROFÍSICOS Y SUS VALORES DE CORTE</b>	
<b>Introducción</b>	<b>54</b>
<b>3.1 Medición de la porosidad(<math>\emptyset</math>)</b>	<b>55</b>
3.1.1 Cálculo de la porosidad por medio del registro sínico	55
<b>3.2 Medición de la permeabilidad absoluta(<math>k_a</math>)</b>	<b>59</b>
<b>3.3 Determinación del porcentaje de arcilla(<math>V_{cl}</math>)</b>	<b>64</b>
<b>3.4 Determinación de la saturación de agua en formaciones limpias(<math>S_w</math>)</b>	<b>69</b>
<b>3.5 Determinación de la saturación de agua en formaciones arcillosas(<math>S_w</math>)</b>	<b>74</b>
<b>3.6 Determinación de la saturación de aceite(<math>S_o</math>)</b>	<b>76</b>
<b>3.7 Valores de corte en formaciones limpias</b>	<b>78</b>
3.7.1 Valor de corte de arcilla( $vcV_{cl}$ )	78
3.7.2 Valor de corte de saturación de agua( $vcS_w$ )	86
3.7.3 Valor de corte de resistividad verdadera( $vcR_t$ )	86
3.7.4 Valor de corte de porosidad( $vc\emptyset$ )	89
3.7.5 Valor de corte de permeabilidad absoluta( $vc k_a$ )	91
3.7.6 Valor de corte de movilidad( $vc\lambda$ )	94
3.7.7 Valor de corte de flujo fraccional de agua( $vcf_w$ )	99
<b>3.8 Valores de corte en formaciones arcillosas</b>	<b>100</b>
3.8.1 Valor de corte de arcilla( $vcV_{cl}$ )	100
3.8.2 Valor de corte de saturación de aceite( $vcS_o$ )	106
3.8.3 Valor de corte de saturación de agua( $vcS_w$ )	107
3.8.4 Valor de corte de resistividad verdadera( $vcR_t$ )	108
3.8.5 Valor de corte de porosidad( $vc\emptyset_t$ )	116
3.8.6 Valor de corte de permeabilidad absoluta( $vc k_a$ )	119
3.8.7 Valor de corte de flujo fraccional de agua( $vcf_w$ )	124
<b>3.9 Valores de corte en formaciones heterogéneas limpias</b>	<b>124</b>
<b>3.10 Valores de corte considerando condiciones económicas y/o operacionales en yacimientos de aceite</b>	<b>126</b>
3.10.1 Valores de corte en formaciones limpias	126
3.10.2 Valores de corte en formaciones heterogéneas	144
<b>3.11 Determinación de los tipos de espesores(<math>h</math>)</b>	<b>151</b>
<b>CAPÍTULO IV. EJEMPLOS DE APLICACIÓN DE VALORES DE CORTE EN ESTUDIOS DE YACIMIENTOS PETROLEROS</b>	
	<b>157</b>

<b>Introducción</b>	<b>158</b>
4.1 Ejemplo 1	159
4.2 Ejemplo 2	180
<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b>	<b>209</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	<b>213</b>
<b>ANEXOS</b>	<b>215</b>

---

## RESUMEN

Este trabajo está enfocado a la determinación de valores de corte<sup>1</sup> de parámetros petrofísicos aplicados en yacimientos cuya litología los clasifica como de areniscas o areno-arcillosos.

En el Capítulo I se explican algunas propiedades de la roca y del sistema roca-fluidos, así como algunos conceptos teóricos, cuyo conocimiento permite tener un panorama más amplio sobre los parámetros que definen intervalos de un yacimiento que pueden ser explotados de forma rentable.

Con el objetivo de conocer la importancia de definir valores de corte, en el Capítulo II se describen tres aspectos en los cuales intervienen; éstos son:

1. Determinación del espesor neto productivo
2. Recuperación de aceite por inyección de agua
3. Simulación numérica de yacimientos

En el Capítulo III se detallan algunos métodos que permiten calcular parámetros petrofísicos y sus valores de corte, utilizando datos de laboratorio y de campo. La determinación de los valores de corte se divide en dos partes: la primera consiste en obtenerlos tomando en cuenta únicamente las características del yacimiento; es decir, el objetivo es seleccionar los espesores en los cuales se tiene producción de aceite. En la segunda parte se muestra la forma en cómo se determinan los valores de corte bajo condiciones operacionales y económicas; bajo este criterio, en los intervalos seleccionados para ser explotados, están implícitas las limitantes que se tienen en el manejo de los fluidos en superficie, particularmente el agua.

Por último, en el Capítulo IV se detallan dos ejemplos para los cuales se obtienen los valores de corte empleando las correlaciones y métodos descritos en el Capítulo III.

Al final se presentan conclusiones y recomendaciones; además, se anexan procedimientos resumidos para obtener los valores de corte en yacimientos petroleros, de acuerdo a sus características litológicas.

<sup>1</sup> Los valores de corte son valores límite de propiedades del yacimiento.



## INTRODUCCIÓN

Actualmente, en materia económica a nivel mundial, los hidrocarburos juegan un papel fundamental. Sin embargo “con base en las predicciones de las expectativas de crecimiento de la oferta anual de hidrocarburos, en el peor escenario, se espera que para el año 2026 se presente la máxima oferta y a partir de entonces se inicie la declinación hasta el año 2100”<sup>1</sup>, por ello es de esperarse que la economía mundial continúe creciendo; no obstante al disminuir la oferta de hidrocarburos se podrían tener graves problemas. En México, de acuerdo al ritmo de producción actual, se prevé que las reservas probadas continuarán disminuyendo; ésto se agrava si la tasa de restitución de reservas probadas no se incrementa en proporción igual o superior a la producción de hidrocarburos.

Evidentemente, son varias las alternativas que impactarían en la incorporación de reservas probadas, por ejemplo, el descubrimiento de otros yacimientos, terrestres y/o marinos; no obstante, poner en producción estos yacimientos, lo que equivale a incorporar reservas, requeriría de tiempo; por lo menos de cinco a nueve años, para el caso de aguas profundas. Debido a ésto, paralelo a la fase exploratoria, es necesario implementar procesos de recuperación secundaria y/o mejorada en campos maduros; también es de vital importancia optimizar los procesos de explotación. La caracterización adecuada de los yacimientos petroleros permite conocer con aproximación la anatomía de los mismos, lo cual es necesario para diseñar los planes más adecuados de explotación.

No debe pasar desapercibido que la única forma de saber si en el subsuelo se tiene una acumulación comercial de hidrocarburos es comunicando la formación con la superficie a través de la perforación y terminación de pozos; sin embargo, para obtener producción de hidrocarburos en superficie, se debe seguir todo un proceso de exploración y explotación del yacimiento. Claro está, que una vez identificado el yacimiento, se seleccionan los intervalos o las zonas en las cuales se deben de terminar los pozos. De la misma manera, es necesario conocer las características geológicas y petrofísicas de dichos intervalos, para poder calcular con bastante aproximación el volumen de hidrocarburos y de esta forma poder presentar un

---

*1*Martínez, R. N. : “Yacimientos Transfronterizos: Negociación, exploración y explotación”, *Reforma Energética, Foros de debate*, 2008. Referencia: Bibliografía n°32.

*Mathew Simmons en su libro Twiligt in the desert, anunciaba en enero del 2006 que el pico de la producción del petróleo se produciría durante el período 2011-2026.*

pronóstico de reservas a incorporar. Pero ¿Por qué razón se habla de intervalos o zonas y no de todo el yacimiento? Esto se debe a que en los yacimientos petroleros existen zonas con poca o nula posibilidad de producir hidrocarburos, como consecuencia de presentar baja porosidad, baja permeabilidad o baja saturación de aceite; por lo anterior, surge la necesidad de identificar dichas zonas a partir de la aplicación de valores de corte<sup>2</sup>.

Además, el carácter dinámico de los valores de corte permite aplicarlos, tanto al inicio de la explotación del yacimiento como durante el desarrollo del campo, por ejemplo, en un proceso de recuperación de aceite por inyección de agua. Tomando en cuenta que un objetivo primordial de la Ingeniería Petrolera es maximizar el factor de recuperación, se recomienda adoptar una metodología integral en la evaluación del yacimiento, de la cual los valores de corte forman parte importante.

Maximizar el factor de recuperación de hidrocarburos del yacimiento se centra en dos aspectos: estimar con bastante aproximación el volumen de hidrocarburos presentes en el subsuelo y recuperarlos a partir de un plan óptimo de explotación; por lo mismo, no debe pasar desapercibido que el hecho de utilizar valores de corte no garantiza un escenario fabuloso en cuanto a la recuperación de hidrocarburos se refiere, pero los valores de corte contribuyen, en gran medida, en el cálculo del volumen de hidrocarburos, en la estimación de reservas, en los procesos de recuperación secundaria, en la simulación de yacimientos, entre otros aspectos, por ejemplo, el valor de corte de flujo fraccional de agua, bajo algunas consideraciones, ayuda a poner en producción solamente los intervalos en los cuales se tiene producción de agua menor o igual a la que se puede manejar en superficie.

Los capítulos que se presentan en esta Tesis se enfocan a mostrar la importancia que tienen los valores de corte de parámetros petrofísicos, la forma cómo se determinan y se aplican en estudios de yacimientos. Si bien éste es un elemento particular en la evaluación del yacimiento, su importancia radica en que los valores de corte son determinados y aplicados durante el ciclo de vida de un yacimiento petrolero.

---

<sup>2</sup> *Los valores de corte son valores límite de propiedades del yacimiento.*

# CAPÍTULO I

## CONCEPTOS FUNDAMENTALES

## Introducción

La mayor parte del petróleo y gas del mundo se encuentra acumulada en areniscas y rocas de carbonatos, sencillamente porque son las rocas más comunes que cumplen con las características necesarias para almacenar hidrocarburos. El conocimiento de tales características es indispensable en el estudio de un yacimiento; por esta razón, es necesario explicar algunos conceptos, a fin de tener una mayor comprensión en el análisis y procesamiento de datos que se utilizan en la caracterización de yacimientos petroleros.

En este capítulo se explican algunas propiedades geológicas y petrofísicas, así como también algunos conceptos teóricos. El objetivo principal es tener conocimiento de los parámetros que definen los intervalos del yacimiento que pueden ser explotados de manera rentable; además resultan necesarios para lograr una mejor comprensión acerca de los temas que se tratarán en capítulos posteriores.

## 1.1 Tipo de Roca

Los tipos de roca que existen y que pueden servir para acumular algún fluido de interés, son principalmente las sedimentarias y en menor magnitud las ígneas, aunque también pueden encontrarse esos fluidos en rocas metamórficas; sin embargo, en la gran mayoría de los yacimientos la roca almacén es de origen sedimentario. Para que una roca almacén contenga suficiente petróleo o gas y así hacer su extracción provechosa, debe tener una porosidad, una permeabilidad y un espesor mínimos. Está demostrado que las rocas almacén más productivas tienen porosidades superiores al 10% y espesores de más de 3 metros. Además de porosidad y espesor adecuado la roca almacén debe tener un cierto grado de continuidad lateral, ya que si no lo tiene, existe la posibilidad de que se presenten variaciones de porosidad en distintas direcciones y como consecuencia el volumen de petróleo se verá afectado. No obstante, una roca con menor porosidad puede ser explotable si su espesor es grande, o una roca más delgada puede ser puesta en producción con éxito si su porosidad es inusualmente grande. El valor del petróleo y el costo de producción, intervienen también para decidir si un yacimiento es explotable o no.

Existen varias clasificaciones de rocas sedimentarias que de acuerdo a su origen o composición química se dividen en rocas clásticas y no clásticas o carbonatadas.

Las rocas clásticas se componen de partículas producidas por la desintegración mecánica de otras rocas, ejemplo: lutitas y areniscas; mientras que algunas rocas carbonatadas se forman por sedimentación química de materiales que han estado en disolución durante su fase de transporte. A continuación se describen las principales características de las rocas lutíticas, areniscas y carbonatos por ser éstas las más importantes en los yacimientos petroleros.

Lutitas.- Se forman por aportes terrígenos, son originadas en un proceso natural que dura decenas de miles de años, se componen de partículas muy finas de tamaño aproximadamente menor a 0.004mm, por lo tanto tendrán menor grado de porosidad efectiva y de permeabilidad. Están consideradas como las rocas sedimentarias más abundantes de la corteza terrestre, comúnmente se encuentran interestratificadas con areniscas, rocas de carbonatos o con ambas.

Existen, por tanto, muchas probabilidades de que la roca almacén de hidrocarburos esté situada entre capas de lutitas.

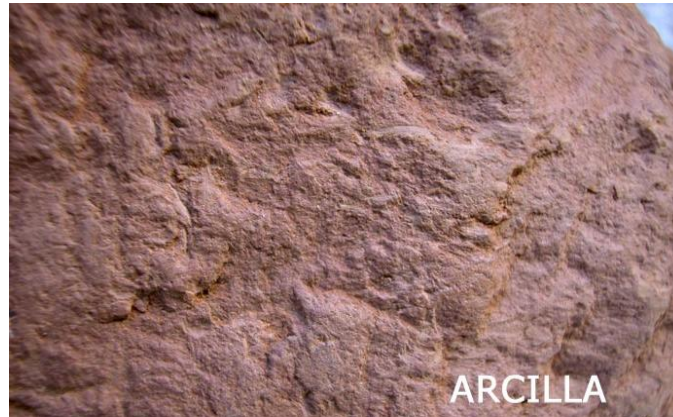


Figura 1.1. Muestra de roca arcillosa

Areniscas.- Están constituidas por granos de cuarzo cementados por material silicio, arcilloso, caliza u otros. Es de tipo detrítico, de color variable. Los granos pueden ser gruesos, medianos o finos, bien redondeados. Las areniscas se encuentran clasificadas como las rocas almacén más importantes del mundo; sin embargo, la compactación, la cementación y la recristalización son procesos diagenéticos que disminuyen e incluso pueden destruir la porosidad, disminuyendo así la capacidad de almacenamiento. La compactación es el efecto de la compresión provocado por el peso de la roca superyacente; la compactación de las lutitas puede alcanzar hasta el 50% del volumen original del sedimento pero la disminución de volumen en arenas es mucho menor. Según el tamaño y la distribución de los granos que forman los espacios las areniscas muestran diversos grados de permeabilidad, entre más finos sean los granos se tendrá menor permeabilidad. Los granos sueltos de arena se convierten en areniscas por compactación y cementación; si la cementación avanza hasta su último grado, la porosidad es destruida. Generalmente las porosidades de las rocas almacén tienden a disminuir con la profundidad de enterramiento.

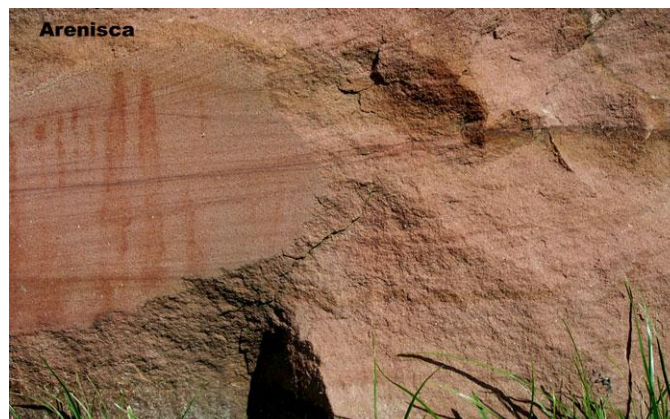


Figura 1.2. Muestra de roca arenisca

Carbonatos.- Son rocas de origen marino, están constituidas de mineral de calcita. El espacio poroso que se origina en este tipo de rocas depende del ambiente en el tiempo de depósito, nivel de energía y por procesos orgánicos. Se subdividen en calizas y dolomías. Mayormente, las primeras están formadas por carbonato de calcio y las segundas por carbonato de calcio y de magnesio que se forman por procesos posteriores al depósito o sea por procesos diagenéticos.

Las rocas almacén carbonatadas difieren en algunos aspectos de las areniscas. La porosidad es más probable que esté localizada lateral y verticalmente, dentro de la roca. Por lo tanto, los poros pueden ser mucho mayores que en una arenisca, dando a la roca carbonática una permeabilidad particular, es decir los carbonatos presentan dos tipos de permeabilidad: una está asociada a la porosidad de la matriz y la otra a la porosidad de las fracturas y vórgulos. Por esta razón, los pozos perforados en rocas de carbonatos poseen las marcas de producciones altas y los yacimientos en calizas tienden a tener una vida menor que los existentes en areniscas.

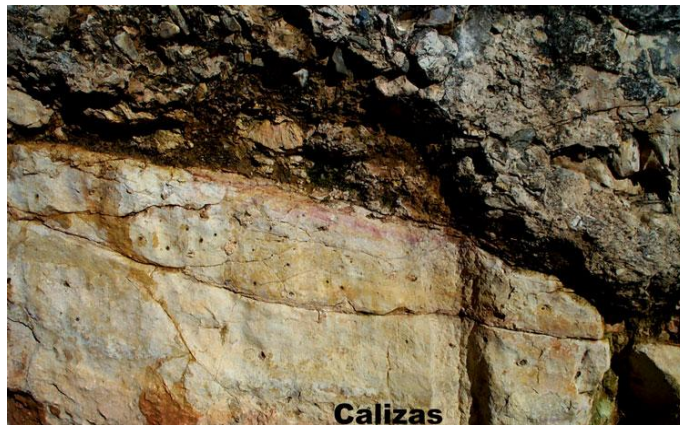


Figura 1.3. Muestra de roca carbonática

## 1.2 Porosidad ( $\phi_t$ )

Es el porcentaje o la fracción que resulta al relacionar el volumen de espacios, ya sea huecos, poros, canales, fisuras o cavernas, comunicados o no, con el volumen total de la roca. Matemáticamente se expresa de la siguiente manera.

$$\text{Porosidad}(\phi_t) = \frac{\text{Volumen}_{\text{espacios}}}{\text{Volumen}_{\text{roca}}} \quad 1.1$$

La porosidad de una roca se divide en dos tipos de acuerdo al proceso por el cual se originó, si fue producto de una diagénesis o si fue producto de esfuerzos o movimientos.



Figura 1.4. Porosidad en una roca

### 1.2.1 Porosidad Primaria

Está íntimamente relacionada con el proceso de formación de la roca; por lo tanto la porosidad primaria se desarrolla al mismo tiempo en que los sedimentos se fueron depositando. Geológicamente la porosidad primaria se clasifica en tres principales tipos: porosidad intergranular, porosidad intrapartícula y porosidad intercristalina.



Figura 1.5. Porosidad primaria o porosidad de la matriz

### 1.2.2 Porosidad Secundaria

También es conocida como porosidad inducida o vugular. Esta ocurre debido a procesos geológicos o artificiales que suceden posteriormente a la depositación de los sedimentos. Se caracteriza porque presenta mayor diversidad en cuanto a forma,



magnitud, tamaño e interconexión de los espacios. Dos de los principales tipos de porosidad secundaria son: porosidad de fracturas-fisuras y porosidad vugular, en algunos estudios este último tipo de porosidad se considera de manera independiente, dando origen a sistemas de triple porosidad, es decir la suma de las porosidades de matriz, fracturas y vugulos.

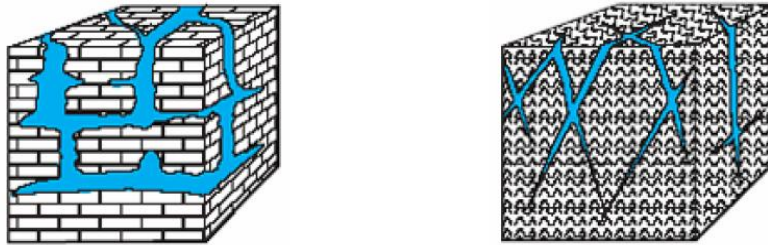


Figura 1.6. Porosidad de vugulos (izquierda); porosidad de fracturas (derecha)

A medida en que los sedimentos se depositaron, algunos de los poros que se desarrollaron inicialmente pudieron sufrir aislamiento debido a varios procesos diagenéticos, tales como cementación y compactación; por tal razón, en una roca existen poros interconectados y poros aislados. Esto da origen a clasificar la porosidad en absoluta y efectiva, dependiendo de qué espacios porosos se midan durante la determinación del volumen poroso.

Si en el volumen de poros se consideran únicamente los poros, fracturas, canales o huecos que se encuentran comunicados entre sí, la porosidad es conocida como porosidad efectiva. Es precisamente esta porosidad la base para la determinación del volumen de hidrocarburos presentes en el yacimiento ya que serán los únicos factibles de ser recuperados.

### 1.2.3 Sistema de doble porosidad

Este término hace referencia a estudios de yacimientos en los que se presentan dos tipos de porosidad: porosidad primaria y porosidad secundaria. También puede significar la interacción que existe entre dos medios homogéneos porosos de distinta porosidad y permeabilidad. Algunos sistemas en los que se tiene doble porosidad son:

- Yacimientos Naturalmente Fracturados (YNF)
- Yacimientos de capas múltiples con alta permeabilidad contrastante entre capas.

- Yacimientos de una sola capa con alta variación de la permeabilidad a lo largo del espesor y área del yacimiento.

### 1.3 Mojabilidad ( $M_j$ )

Cuando dos fluidos inmiscibles se encuentran presentes en el medio poroso, uno de ellos tiende a extenderse o adherirse a la superficie sólida. A esta propiedad se le llama mojabilidad. Geológicamente el agua es un fluido mojante; sin embargo, la variación del contenido mineralógico del medio poroso y la depositación de compuestos orgánicos procedentes del aceite originarán que existan zonas de diferente mojabilidad, esto se conoce como mojabilidad dalmata. Cuando dos fluidos inmiscibles están en contacto, el ángulo formado por ellos se llama ángulo de contacto,  $\theta$ , el cual es una medida indirecta de la mojabilidad.

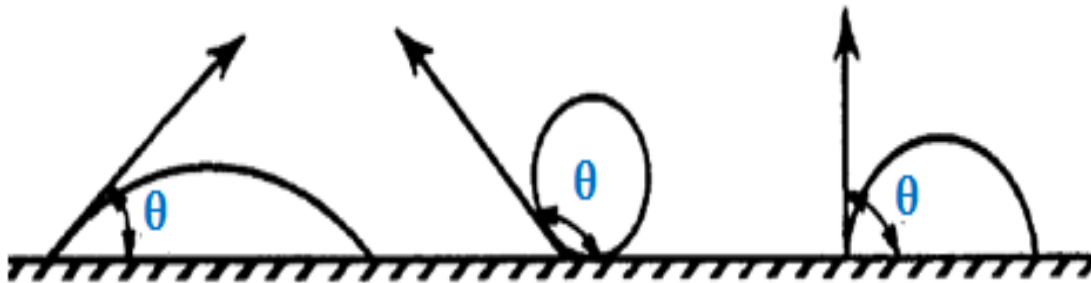


Figura 1.7. Variación de mojabilidad con respecto al ángulo de contacto

De acuerdo a la **figura 1.7**, para el caso en donde  $\theta$  es menor a  $90^\circ$  se dice que el sistema es mojado por agua y si  $\theta$  es mayor a  $90^\circ$  el sistema es mojado por aceite, en el caso de que  $\theta$  sea igual a  $90^\circ$  indica que ambas fases tienen igual afinidad con la superficie sólida.

Factores que pueden ser afectados por la mojabilidad:

- La localización y la saturación irreductible de agua.
- La distribución de los fluidos en el yacimiento, esto es, la localización del aceite y del agua en el espacio poroso.
- El valor y la localización del aceite residual.
- El mecanismo del desplazamiento.

## 1.4 Presión Capilar ( $P_c$ )

Es la diferencia de presión que existe en la interfase que se forma cuando están en contacto dos fluidos inmiscibles dentro de un espacio capilar; ésto es causado por las fuerzas inducidas por la mojabilidad preferencial del medio con uno de los fluidos, es decir cuando dos fluidos inmiscibles están en contacto las moléculas cerca de la interfase se atraen desigualmente por las moléculas vecinas provocando una diferencial de presión entre los dos fluidos a través de la interfase.

Considerando que los poros de la roca son análogos a los tubos capilares, el concepto de presión capilar como característica de una roca porosa resulta de la representación de fenómenos capilares en tubos de diámetros pequeños.

En términos generales, la presión capilar se define como la diferencia de presión entre la fase mojante y no mojante, siempre se considera positiva.

La presión capilar tiene aplicaciones en simulación e ingeniería de yacimientos para calcular, principalmente, la altura de la zona de transición y la saturación irreducible de agua. Para un sistema mojado por agua, la presión capilar es:

$$P_c = P_o - P_w \quad 1.2$$

y para un sistema gas-aceite:

$$P_c = P_g - P_o \quad 1.3$$

donde:

$P_c$  [lb/pg<sup>2</sup>]: presión capilar

$P_w, P_o$  [lb/pg<sup>2</sup>]: presión de la fase mojante para un sistema agua-aceite y para un sistema gas-aceite, respectivamente

$P_g, P_o$  [lb/pg<sup>2</sup>]: presión de la fase no mojante para un sistema agua-aceite y para un sistema gas-aceite, respectivamente

La curva de presión capilar se puede elaborar a partir de pruebas de desplazamiento restringido de fluido o pruebas de capilaridad en núcleos. Las características típicas de las curvas de presión capilar se muestran en la **figura 1.8**. Se observa que:

- Se requiere cierta presión capilar, llamada presión mínima de desplazamiento, para que la fase mojanante sea desplazada por la fase no mojanante.
- La pendiente de la curva durante el drene es una buena medida cualitativa del rango de distribución del tamaño de los poros: a mayor horizontalidad de la curva, mayor uniformidad del tamaño de los poros.
- La saturación de la fase mojanante a la cual la  $P_c$  aumenta sin cambios de saturación, se denomina saturación irreductible de la fase mojanante.
- Las curvas de presión capilar muestran el fenómeno de histéresis, es decir depende de la historia del proceso de saturación. Al proceso en el cual se origina un aumento de saturación de la fase mojanante y al proceso que ocasiona una disminución de saturación de la fase mojanante se le llama, imbibición y drene, respectivamente.

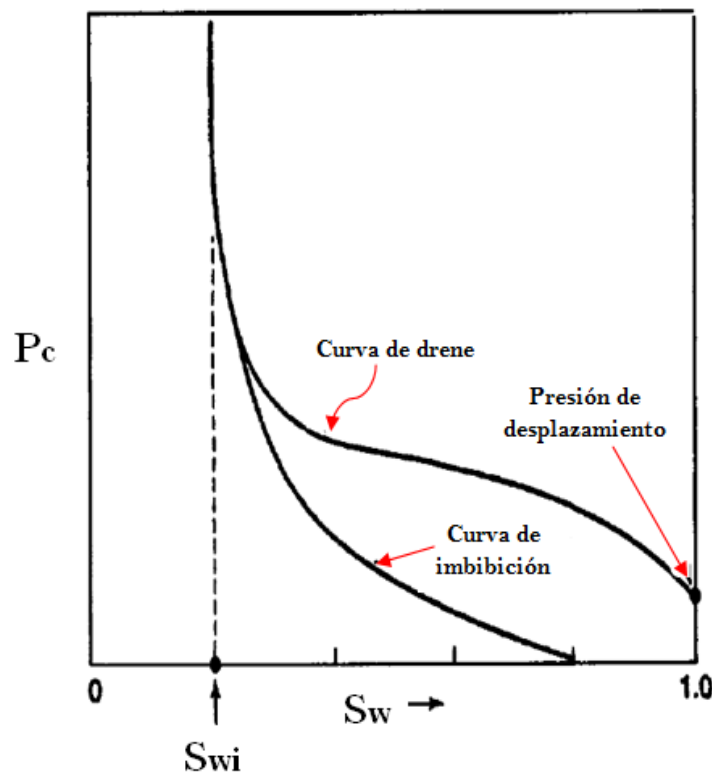


Figura 1.8. Curvas de presión capilar

En el caso de una roca la relación entre la presión capilar y saturación también depende del tamaño y distribución de los poros o sea de la permeabilidad. En la **figura 1.9**, se muestra esta relación. La curva C representa una roca de baja permeabilidad que muestra una alta presión de desplazamiento inicial; la curva B para una de permeabilidad intermedia y la curva A para una de alta permeabilidad.

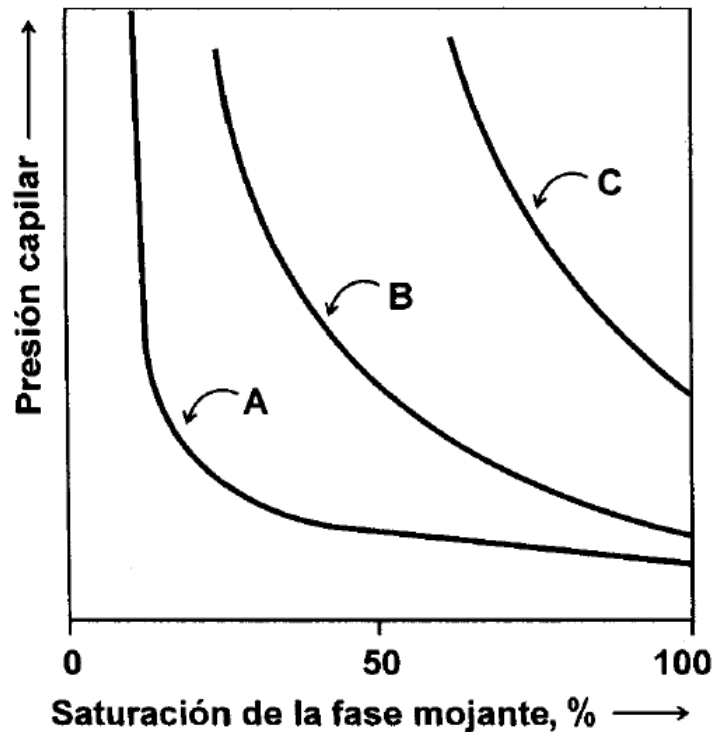


Figura 1.9. Relación entre presión capilar, saturación y permeabilidad

## 1.5 Permeabilidad (k)

La permeabilidad es un indicador de la capacidad que tiene el medio poroso para permitir el flujo de fluidos a través de él. Dicha propiedad depende únicamente de las características físicas de la superficie sólida del medio.

Cabe señalar que hay una relación entre la permeabilidad de un medio y la porosidad efectiva ya que si los poros no están interconectados, no existe permeabilidad; por consiguiente, los factores que afectan la permeabilidad son los mismos que afectan la porosidad efectiva, es decir: la presión de sobrecarga, el tamaño, el empacamiento y la forma de los granos, la distribución de los mismos de acuerdo con el tamaño y el grado de cementación y consolidación.

### 1.5.1 Permeabilidad Absoluta ( $k_a$ )

Es la propiedad que tiene la roca de permitir el paso de un fluido a través del medio poroso cuando se encuentra saturada al 100% del fluido, es importante señalar que dicho fluido es el mismo que se utiliza como fluido desplazante durante la prueba a través de la cual se determina el valor de permeabilidad absoluta empleando la ecuación de Darcy; el factor 1.252 permite obtener la permeabilidad en mD.

$$k_a = 1.252 \frac{q\mu L}{A\Delta p} \quad 1.4$$

donde:

$q$  [bld]: gasto de inyección

$k_a$  [mD]: permeabilidad absoluta

$A$  [m<sup>2</sup>]: sección transversal de la muestra

$L$  [m]: longitud de la muestra

$\mu$  [cp]: viscosidad del fluido inyectado

$\Delta p$  [lb/pg<sup>2</sup>]: diferencial de presión

Se dice que una roca con área transversal al flujo de un centímetro cuadrado y longitud de un centímetro tiene permeabilidad de un Darcy cuando un fluido con una viscosidad de un centipoise fluye a un gasto de un centímetro cúbico por segundo bajo un gradiente de presión de una atmósfera por centímetro, **figura 1.10** y ecuación 1.5.

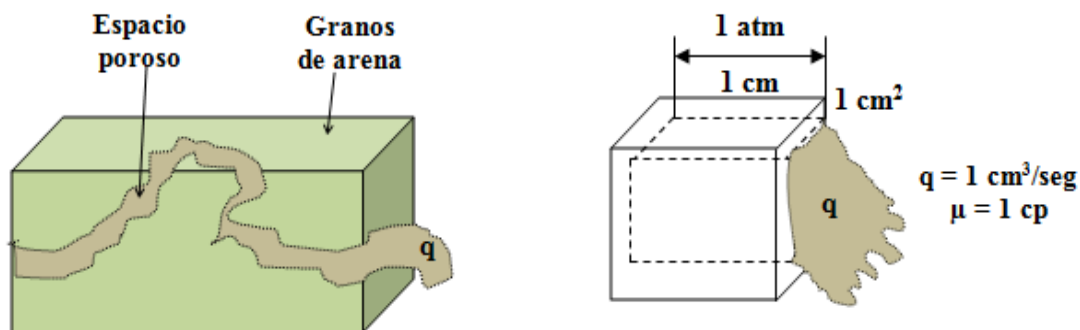


Figura 1.10. Medio poroso con permeabilidad de un Darcy

$$1 \text{ Darcy} = \frac{(1 \text{ cm}^3 \text{ s}^{-1})(1 \text{ cp})(1 \text{ cm})}{(1 \text{ cm}^2)(1 \text{ atm})} \quad 1.5$$

La permeabilidad absoluta del medio poroso será la misma para cualquier líquido que sature 100% a la muestra y que no reaccione con el material de la roca; en el caso de los gases esta condición no se cumple debido a un efecto llamado resbalamiento molecular por ser los gases fluidos no mojantes. La permeabilidad al gas puede ser mayor que la absoluta, en una muestra saturada 100% de gas.

### 1.5.2 Permeabilidad Efectiva ( $k_e$ )

Es la permeabilidad del medio poroso a un fluido que se encuentra en presencia de otro u otros fluidos saturando dicho medio. Ésta depende de la geometría del poro, la mojabilidad, distribución de fluidos y la historia de saturación.  $k_o$ ,  $k_g$  y  $k_w$  representan las permeabilidades efectivas al aceite, al gas y al agua, respectivamente. La permeabilidad efectiva es función de la saturación de fluidos, y siempre será menor a la permeabilidad absoluta.

### 1.5.3 Permeabilidad Relativa ( $k_r$ )

Es la relación que existe entre la permeabilidad efectiva y la permeabilidad absoluta. En ingeniería de yacimientos resulta de gran importancia, ya que da una medida de la forma como un fluido se desplaza en el medio poroso.

$$k_{ro} = \frac{k_o}{k_a}; k_{rg} = \frac{k_g}{k_a}; k_{rw} = \frac{k_w}{k_a} \quad 1.6$$

donde:

$k_{ro}$ : permeabilidad relativa al aceite

$k_{rw}$ : permeabilidad relativa al agua

$k_{rg}$ : permeabilidad relativa al gas

Cuando se tiene saturación residual de aceite o saturación irreductible de agua la  $k_{rw}$  y  $k_{ro}$  se aproximan a la  $k_a$ , respectivamente. Esquemáticamente ésto se representa en la **figura 1.11**; mientras que en la **figura 1.12** se muestran las curvas de permeabilidades relativas al aceite y al gas en un sistema mojado por aceite.

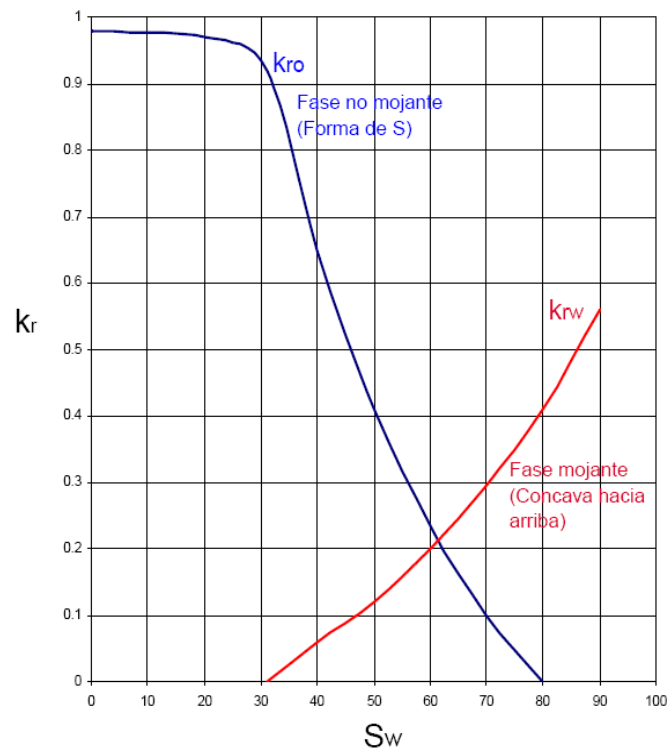


Figura 1.11. Curva de permeabilidade para sistema água-óleo

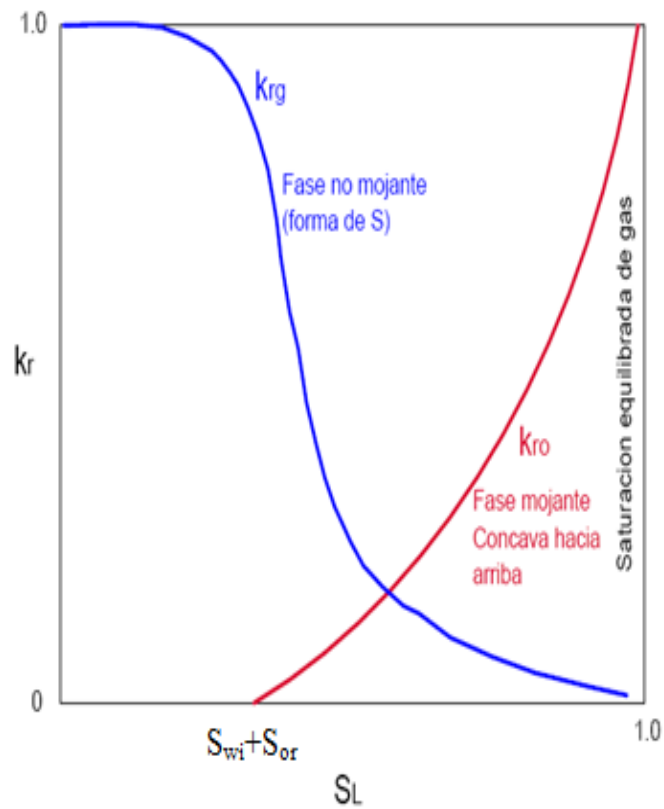


Figura 1.12. Curva de permeabilidade para sistema óleo-gás



La curva de permeabilidad relativa a la fase no mojante tiene forma de S, mientras que la curva de permeabilidad relativa a la fase mojante es cóncava hacia arriba, **figura 1.12**. Cuando se tienen sistemas agua-aceite normalmente el agua es la fase mojante, en sistemas aceite-gas el aceite es la fase mojante.

Generalmente el fluido no mojante se encuentra en el centro de los poros grandes, mientras que el fluido mojante está localizado como una delgada capa sobre la superficie de los sólidos y ocupando los poros más pequeños; por esto mismo para una determinada saturación, la permeabilidad relativa de un fluido es alta si éste no es la fase mojante, por ejemplo, la permeabilidad relativa al agua es alta en una roca mojada por aceite esto sucede porque la fase mojante tiende a viajar por los poros más pequeños, mientras que la fase no mojante viaja fácilmente por los poros alargados y por el centro.

En la **figura 1.11** se representan las curvas de permeabilidad relativa en un sistema mojado por agua, la saturación irreductible de agua se encuentra en los poros pequeños donde casi no afecta el flujo de aceite ya que allí el agua no significa un obstáculo para el flujo de aceite, la permeabilidad relativa al aceite es alta, a menudo acercándose a la permeabilidad absoluta, en contraste la permeabilidad relativa al agua para una saturación residual de aceite es muy baja debido a que algunas esferas de aceite están atrapadas en el centro de los poros grandes y esto reduce la permeabilidad efectiva al agua. Por lo tanto la permeabilidad relativa al agua para una saturación residual de aceite es menor que la permeabilidad relativa al aceite a la saturación irreductible de agua y en un sistema mojado preferentemente con aceite sucede lo contrario.

#### 1.5.4 Sistema de doble permeabilidad

Se presenta en los yacimientos en los que se tienen dos distintos valores de porosidad:  $\phi_1$  y  $\phi_2$ , asociado a éstos su respectivo valor de permeabilidad  $k_{a1}$  y  $k_{a2}$ .

Por ejemplo, puede describir los siguientes sistemas:

- Yacimientos Naturalmente Fracturados (YNF).
- Yacimientos de capas múltiples, con contraste bajo de permeabilidad.
- Zonas múltiples separadas por capas impermeables.

## 1.6 Saturación de fluidos ( $S_f$ )

Es la relación que indica la cantidad de fluido que satura el medio poroso. Se determina como el cociente del volumen de fluido,  $V_f$ , medido a la presión y temperatura a la que se encuentra en el medio poroso,  $V_p$ , entre el volumen de poros.

$$S_f = \frac{V_f}{V_p} \quad 1.7$$

En un yacimiento el espacio poroso siempre está saturado de fluidos, **figura 1.13**, de esta manera la suma de todas las saturaciones de fluidos de una roca debe ser igual a uno, si se manejan fracciones.

$$\sum S_f = 1 \quad 1.8$$

$$S_w = 1 \quad 1.9$$

$$S_w + S_o = 1 \quad 1.10$$

$$S_w + S_g = 1 \quad 1.11$$

$$S_w + S_o + S_g = 1 \quad 1.12$$

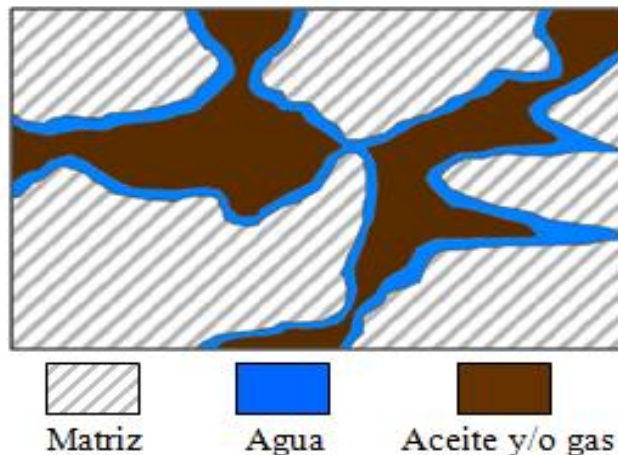


Figura 1.13. Roca saturada por aceite y/o gas y agua en un sistema mojado por agua

### 1.6.1 Saturación de agua

Saturación inicial de agua ( $S_w$ ).- Es la saturación de agua que se tiene al momento en que se descubre el yacimiento.

Saturación libre de agua ( $S_{wl}$ ).- Esta puede fluir al presentarse una diferencia de presiones.

Saturación irreductible de agua ( $S_{wi}$ ).- De acuerdo a las fuerzas de adhesión, ésta se encuentra ligada como una delgada capa a lo largo de la superficie sólida y por tal motivo no puede ser removida durante la etapa de producción.

Saturación crítica de agua ( $S_{wc}$ ).- Es la saturación mínima a la cual el agua inicia su movimiento dentro del espacio poroso cuando se presente un abatimiento o gradiente de presión.

### 1.6.2 Saturación de aceite

Saturación inicial de aceite ( $S_o$ ).- Es aquella que se tiene en el momento en que se descubre el yacimiento.

Saturación remanente de aceite ( $S_{ore}$ ).- Es aquella que se tiene después de un período de explotación en un área determinada del yacimiento.

Saturación residual de aceite ( $S_{or}$ ).- Es la saturación de aceite que se tiene antes o después de un proceso de explotación; ésta no puede ser desalojada debido a fuerzas capilares, viscosas, de adhesión y cohesión.

Saturación crítica de aceite ( $S_{oc}$ ). - Es la saturación mínima a la cual el aceite inicia su movimiento dentro del espacio poroso cuando se presente un abatimiento o gradiente de presión.

Saturación movable de aceite ( $S_{om}$ ).- Se define como la fracción de volumen poroso ocupada por aceite, que de acuerdo a las características que se tienen, puede fluir dentro del medio poroso.

$$S_{om} = 1 - S_{or} - S_{wi} \quad 1.13$$

### 1.6.3 Saturación de gas

Saturación inicial de gas ( $S_g$ ).- Es aquella que se tiene en el momento en que se descubre el yacimiento.

Saturación remanente de gas ( $S_{gre}$ ).- Es aquella que se tiene después de un período de explotación en un área determinada del yacimiento.

Saturación residual de gas ( $S_{gr}$ ).- Es la saturación de gas que se tendrá al final del proceso de explotación.

Saturación crítica de gas ( $S_{gc}$ ). - Es la saturación mínima a la cual el gas inicia su movimiento dentro del espacio poroso cuando se presente un abatimiento o gradiente de presión.

## 1.7 Flujo fraccional de agua ( $f_w$ )

Se define como la relación que existe entre el gasto de agua y el gasto total (agua + aceite) medido a las mismas condiciones. A partir de la ecuación de Darcy en su forma general se puede obtener la ecuación de flujo fraccional de la siguiente forma.

De Darcy:

$$q_o = -\frac{Ak_o}{\mu_o} \left( \frac{dp_o}{dL} + g\rho_o \text{sen}(\alpha_d) \right) \quad 1.14$$

$$q_w = -\frac{Ak_w}{\mu_w} \left( \frac{dp_w}{dL} + g\rho_w \text{sen}(\alpha_d) \right) \quad 1.15$$

Transformando las ecuaciones anteriores, se obtiene:

$$\frac{q_o \mu_o}{Ak_o} = -\frac{dp_o}{dL} - g\rho_o \text{sen}(\alpha_d) \quad 1.16$$

$$\frac{q_w \mu_w}{A k_w} = - \frac{dp_w}{dL} - g \rho_w \text{sen}(\alpha_d) \quad 1.17$$

Restando la ecuación 1.17 de la ecuación 1.16, se tiene:

$$\frac{q_w \mu_w}{A k_w} - \frac{q_o \mu_o}{A k_o} = - \left( \frac{dp_w}{dL} - \frac{dp_o}{dL} \right) - g(\rho_w - \rho_o) \text{sen}(\alpha_d) \quad 1.18$$

Sustituyendo la ecuación 1.2 en la ecuación 1.18

$$\frac{q_w \mu_w}{A k_w} - \frac{q_o \mu_o}{A k_o} = \left( \frac{dP_c}{dL} \right) - g \Delta \rho \text{sen}(\alpha_d) \quad 1.19$$

Por definición:

$$\frac{q_t}{A} = \frac{q_w}{A} + \frac{q_o}{A} \quad 1.20$$

Sustituyendo la ecuación anterior en la 1.19 para eliminar  $q_o$ , se tiene:

$$\frac{q_w}{A} \left( \frac{\mu_w}{k_w} + \frac{\mu_o}{k_o} \right) - \frac{q_t \mu_o}{A k_o} = \frac{dP_c}{dL} - g \Delta \rho \text{sen}(\alpha_d) \quad 1.21$$

Dividiendo la ecuación 1.21 entre  $q_t/A$ :

$$\frac{q_w}{q_t} \left( \frac{\mu_w}{k_w} + \frac{\mu_o}{k_o} \right) - \frac{\mu_o}{k_o} = \frac{A}{q_t} \left( \frac{dP_c}{dL} - g \Delta \rho \text{sen}(\alpha_d) \right) \quad 1.22$$

Arreglando la ecuación anterior para obtener el término  $q_w/q_t$ , que es igual al flujo fraccional de agua:

$$f_w = \frac{1 + \frac{k_o A}{q_t \mu_o} \left( 0.003713 \frac{dP_c}{dL} - 5.34E^{-10} g \Delta \rho \text{sen}(\alpha_d) \right)}{1 + \frac{\mu_w k_o}{\mu_o k_w}} \quad 1.23$$

donde:

$f_w$  [fracción]: fracción de agua en el flujo total que pasa por cualquier punto de la roca

$k_o$  [mD]: permeabilidad efectiva al aceite

$k_w$  [mD]: permeabilidad efectiva al agua

$\mu_o$  [cp]: viscosidad del aceite

$\mu_w$  [cp]: viscosidad del agua

$q_t$  [bld]: gasto total de los fluidos

$P_c$  [lb/pg<sup>2</sup>]: presión capilar

$L$  [m]: distancia medida en el sentido del movimiento

$\Delta \rho$  [gr/cm<sup>3</sup>]: diferencia de densidades entre agua y aceite

$g$  [m/s<sup>2</sup>]: aceleración de la gravedad

$\alpha_d$  [°]: ángulo del echado de la formación con respecto a la horizontal

$A$  [m<sup>2</sup>]: área

0.003713 y 5.34975E<sup>-10</sup> son factores que hacen que las unidades sean consistentes

Esta última expresión es la forma completa de la ecuación de flujo fraccional de agua y expresa la fracción de agua en el gasto total, en función de las viscosidades de los fluidos, permeabilidades efectivas al agua y al aceite, gasto total del fluido, el gradiente de presión capilar y las fuerzas gravitacionales. Si se considera un caso especial en donde el desplazamiento del aceite por agua ocurre en un sistema horizontal; además si el gradiente de presión capilar es despreciable la ecuación 1.23 se reduce a:

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{\mu_w k_o}{\mu_o k_w}} \quad 1.24$$

La ecuación 1.24 se conoce como forma simplificada de la ecuación de flujo fraccional de agua. Si el gasto total de flujo es constante y suponiendo que el desplazamiento de aceite se lleva a cabo a temperatura constante, entonces las viscosidades del agua y del aceite tienen un valor fijo y la ecuación simplificada del flujo fraccional es estrictamente función de la saturación de agua ya que las permeabilidades efectivas a los fluidos dependen de dicho parámetro, ejemplificado en la **figura 1.14**. En la tabla 1.1 se resume la relación existente:

$S_w$	$k_w$	$k_o$	$f_w$
aumenta	aumenta	disminuye	aumenta
disminuye	disminuye	aumenta	disminuye

Tabla 1.1 Relación existente entre  $S_w$ , permeabilidades efectivas y  $f_w$

La curva de flujo fraccional es de gran utilidad en la predicción y análisis del comportamiento de los yacimientos.

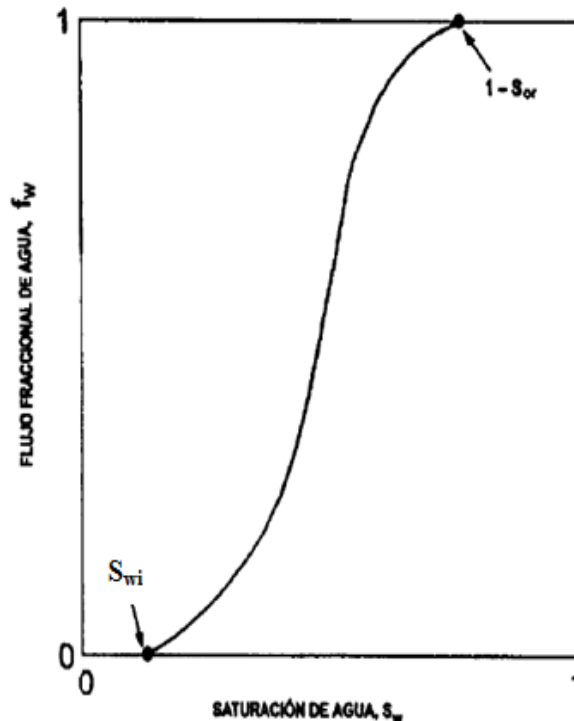


Figura 1.14. Curva típica de flujo fraccional

## 1.8 Resistividad eléctrica (R)

En el proceso de exploración de hidrocarburos si la roca del yacimiento contiene agua la energía eléctrica fluirá a través de ésta, este efecto se verá más acentuado a medida en que se incrementa el contenido de sal en el agua; es decir, el paso de la corriente eléctrica a través de la roca depende del contenido de agua así como de su composición y de la porosidad. Es importante indicar que si la roca del yacimiento contiene material arcilloso esto favorecerá la conductividad eléctrica debido a la presencia del agua ligada a la arcilla.

A mayor conductividad menor resistividad, y cuando la resistividad tiende al infinito la conductividad tiende a cero, de esta manera la resistividad es el recíproco de la conductividad y se expresa de la siguiente forma:

$$R = \frac{1}{C} \quad 1.25$$

Por lo tanto la resistividad eléctrica en el estudio de yacimientos se define como la oposición que presenta la roca al paso de la corriente eléctrica. Este parámetro se puede determinar con la ecuación 1.26 si en el laboratorio se le pasa corriente eléctrica a una muestra de geometría definida saturada con un fluido conductor y se mide la resistencia.

$$R = \frac{rA}{L} \quad 1.26$$

donde:

r [ohms]: resistencia

A [m<sup>2</sup>]: sección transversal de la muestra

L [m]: longitud de la muestra

La unidad que define a la resistividad eléctrica es [ohms-m] y es muy importante en el estudio del yacimiento ya que se emplea para determinar las saturaciones de fluidos. Cabe señalar que se tienen varios tipos de resistividad:



- $R_o$ , cuando la saturación de agua en la muestra es del 100%
- $R_t$ , cuando la saturación de agua es menor al 100%; en interpretación de registros eléctricos se considera como la resistividad verdadera de la formación
- $R_w$ , resistividad del agua
- $R_{xo}$ , resistividad de la zona lavada por el filtrado del lodo, es decir esta resistividad se presenta a partir del contacto enjarre-formación hacia dentro del yacimiento debido a la filtración del fluido de perforación; su valor cambia al entrar en la zona de transición y después a la zona virgen, como se muestra en la **figura 1.15** para el caso de una formación con hidrocarburos.

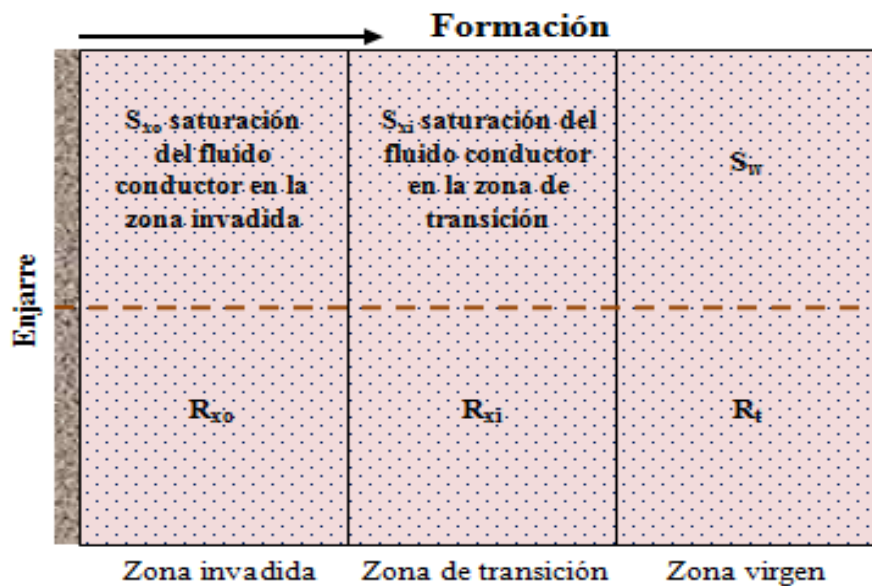


Figura 1.15. Resistividad en diferentes zonas de la formación

La principal aplicación de la resistividad radica en la determinación del grado de saturación de agua y por lo tanto de hidrocarburos; así mismo, es posible determinar la profundidad del contacto agua-aceite.

## 1.9 Facies

Es una variación lateral de las características litológicas y/o biológicas de una capa de roca sedimentaria depositada en un intervalo de tiempo, algunas pueden ser litofacies o biofacies. El término microfacies hace referencia a los diferentes caracteres que no aparecen más que en escala microscópica. En la **figura 1.16** se muestra una secuencia idealizada de facies para una plataforma carbonatada, elaborada por James Lee Wilson en 1975.

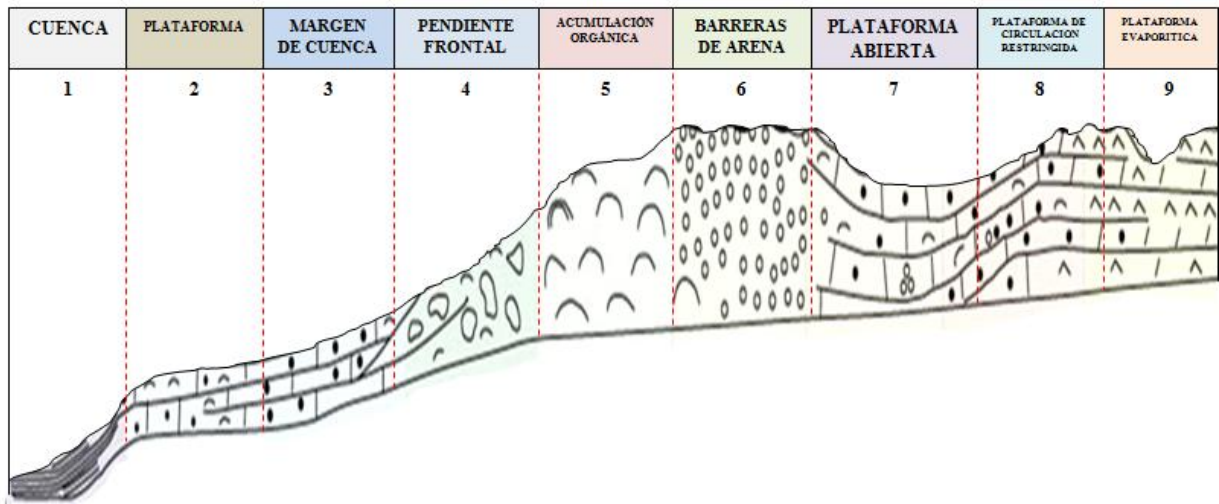


Figura 1.16. Distribución de nueve facies principales en una plataforma carbonatada

Litofacies.- Es una capa o un grupo de ellas que presentan variaciones laterales, las cuales se relacionan al tipo de roca.

Biofacies.- Es una capa o un grupo de ellas que presentan variaciones laterales, las cuales se relacionan con aspectos biológicos.

Las diferencias de un punto a otro en el carácter de los sedimentos físicos (litofacies), o de los sedimentos orgánicos (biofacies) pueden representarse sobre mapas de facies, **figura 1.17**; los cuales indican la variación areal de los tipos de roca, por ejemplo cambios de arena a lutita, que representan cambios de zonas permeables a zonas impermeables.

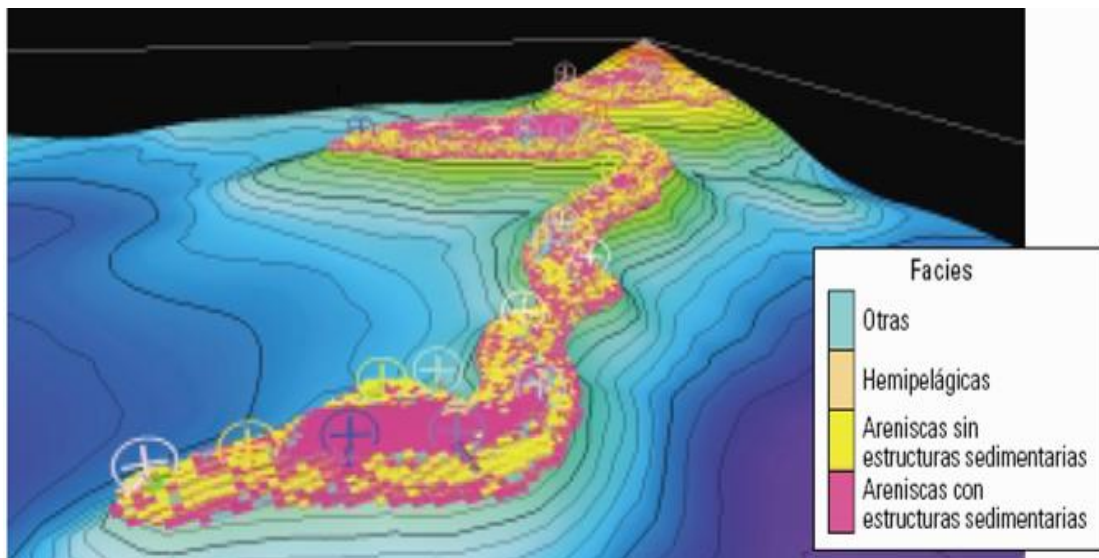


Figura 1.17. Mapa de facies

## 1.10 Espesores (h)

Un aspecto fundamental para la predicción del comportamiento de un yacimiento es conocer de forma precisa el volumen de hidrocarburos en el yacimiento. Tomando en cuenta que el yacimiento se encuentra confinado entre ciertos límites geológicos y de fluidos, estos deben ser determinados con bastante precisión. Por tal razón, es necesario conocer los diferentes espesores que se manejan en la caracterización del yacimiento.

Esesor bruto (h).- Se refiere a la medida que hay desde la cima de la formación de interés hasta un límite vertical inferior, definido por un nivel de agua o por un cambio de formación. Se determina a partir de la interpretación de un registro geofísico de litología, por ejemplo, potencial natural (SP) o rayos gamma (RG).

Esesor neto o esesor neto poroso ( $h_n$ ).- Resulta de restar al esesor bruto las porciones que contienen material arcilloso, es decir se eliminan los intervalos lutíticos. Se emplea un registro de litología para calcularlo.

Esesor neto poroso con hidrocarburos ( $h_{nh}$ ).-Es el esesor neto donde se tiene saturación de agua menor al 100%. Para este caso se utiliza un registro de litología, uno de porosidad y uno de resistividad.

Esesor neto poroso con hidrocarburos movibles ( $h_{nhm}$ ).- Es el esesor neto poroso con hidrocarburos, cuya saturación es mayor a la crítica. Es decir son los hidrocarburos que se pueden explotar.

## 1.11 Valores de corte (vc)

Variación areal y vertical de la permeabilidad, lenticularidad de las arenas, fracturas naturales inducidas, permeabilidad direccional, son algunas de las heterogeneidades comúnmente encontradas en los yacimientos; por ejemplo, cuando el yacimiento es muy heterogéneo es preferible no someterlo a procesos de desplazamiento pozo a pozo como lo es la inyección de agua. En el caso de proyectos de recuperación primaria también resulta de gran importancia la aplicación de valores de corte, cuya finalidad radica principalmente en seleccionar con una mayor precisión los intervalos en los cuales se tienen hidrocarburos factibles de ser recuperados.

Los valores de corte son valores límite de propiedades del yacimiento. Uno de sus objetivos es, por ejemplo, eliminar el volumen de roca del yacimiento que no

contribuye significativamente en la producción. Los valores de corte se determinan de acuerdo a las características físicas del yacimiento. Por ejemplo, si se desea calcular el volumen poroso ( $V_p$ ) de una roca aplicando algún valor de corte se tendrá:

$$V_p = \bar{\phi} Ah_n \quad 1.27$$

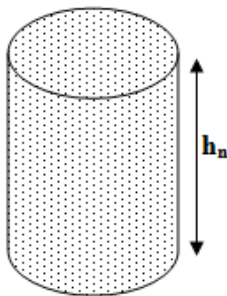
donde:

$\bar{\phi}$  [fracción]: porosidad efectiva

A [ $m^2$ ]: área sobre la cual se extiende el yacimiento

$h_n$  [m]: espesor neto

Considerando un yacimiento cuya geometría se representa por medio de un cilindro, de espesor  $h_n$  y porosidad promedio de 10%.

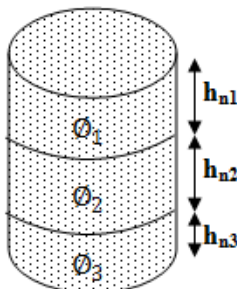


$$h_n = 20 \text{ [m]}$$

$$\bar{\phi} = 10\%$$

$$V_{p1} = 2A \text{ [m}^3\text{]}$$

Sin embargo si se subdivide el yacimiento a partir de variaciones de porosidad.

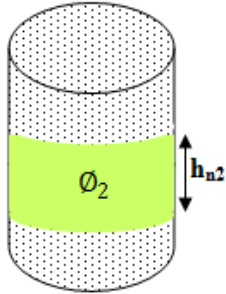


$$h_{n1} = 7 \text{ [m]}, \quad \phi_1 = 5 \%$$

$$h_{n2} = 8 \text{ [m]}, \quad \phi_2 = 15 \%$$

$$h_{n3} = 5 \text{ [m]}, \quad \phi_3 = 10 \%$$

Fijando un valor de corte de porosidad del 10%; los espesores representados por  $h_{n1}$  y  $h_{n3}$  se desprecian al calcular el volumen de poros:



$$h_{n2} = 8 \text{ [m]}$$

$$\bar{\varnothing} = 15\%$$

$$V_{p2} = 1.2A \text{ [m}^3\text{]}$$

Del ejemplo anterior se concluye que existen variaciones en los resultados obtenidos debido a la implementación de valor de corte de porosidad. Es decir en este caso  $V_{p1} > V_{p2}$ , no obstante, si se aplican otros valores de corte se pueden presentar variaciones respecto al volumen de poros u otras características.

Existen distintos parámetros que pueden ser considerados para establecerles valores de corte, tales como la porosidad, la permeabilidad, la saturación de agua, la resistividad, la movilidad, el flujo fraccional de agua, el porcentaje de arcilla y la saturación de aceite. Para el estudio de un yacimiento estos parámetros pueden relacionarse entre sí, de hecho en algunos casos basta con aplicar a uno de los parámetros el valor de corte.

- Valor de corte de porosidad ( $vc\varnothing$ ).- Roca con porosidad menor o igual al valor de corte, no es considerada en la evaluación del yacimiento.
- Valor de corte de permeabilidad absoluta ( $vc k_a$ ).- Intervalos con permeabilidad menor o igual al valor de corte no permiten que el flujo de fluidos sea el apropiado para considerar rentable la explotación del yacimiento, por lo tanto no son considerados.
- Valor de corte de saturación de aceite ( $vc S_o$ ).- Roca con saturación de aceite menor o igual al valor de  $S_{or}$  no se considera en la evaluación del yacimiento debido a que no es posible el movimiento del aceite en la roca. En este caso el valor de corte de  $S_o$  es el valor de  $S_{or}$ .
- Valor de corte de flujo fraccional de agua ( $vc f_w$ ).- Fracción de agua igual o mayor a la que puede ser manipulada en superficie, considerando que el flujo fraccional de agua en superficie es igual al flujo fraccional de agua que se tiene en el yacimiento y que entra al pozo.

- Valor de corte del porcentaje de arcilla ( $vcV_{cl}$ ).- Roca con porcentaje de arcilla igual o mayor al valor de corte no se considera como roca productora del yacimiento. Por ejemplo: si se tiene un yacimiento cuyo espesor es  $h=h_1+h_2+h_3$ , **figura 1.18**, al aplicar el valor de corte de arcilla, el espesor productivo queda representado solo por  $h_1+h_3$  debido a que  $h_2$  contiene un porcentaje de arcilla mayor al valor de corte.

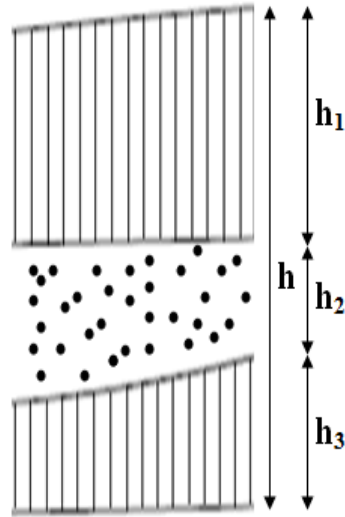


Figura 1.18. Al aplicar valor de corte de arcilla el espesor queda representado por  $h_1 + h_3$

- Valor de corte de saturación de agua ( $vcS_w$ ).- Poros con saturación de agua igual o mayor al valor de corte no son considerados en la valoración del yacimiento.
- Valor de corte de resistividad verdadera ( $vcR_t$ ).- Roca con resistividad menor o igual al valor de corte no se considera en la evaluación del yacimiento.
- Valor de corte de movilidad ( $vc\lambda$ ).- Este valor de corte puede expresarse en términos de la movilidad del aceite o de la movilidad del agua. Si se trata de  $\lambda_o$ , movilidades menores o iguales al valor de corte de movilidad del aceite no deben ser tomadas en cuenta debido a que provocarán una producción de agua mayor a la que se puede manipular. Para  $\lambda_w$  las movilidades que no se consideran son mayores o iguales al valor de corte de movilidad del agua.

## CAPÍTULO II

# IMPORTANCIA DE DEFINIR VALORES DE CORTE

## Introducción

El aceite no tiene la habilidad de salir por si mismo de los poros de la roca del yacimiento, en los cuales se encuentra almacenado, más bien sale por el empuje de un fluido asociado al petróleo como es el gas en solución o por la acumulación de otros fluidos como el gas libre y el agua, éste último puede ejercer un desplazamiento de aceite similar al ocasionado por un pistón. Esto último se logra con la aplicación de fuentes externas de energía.

En el Capítulo I se mencionó que al utilizar los valores de corte se busca eliminar el volumen de roca que no contribuye significativamente en la evaluación del comportamiento del yacimiento, ya sea al iniciar la explotación por métodos de recuperación primaria o al inicio de un proceso de recuperación secundaria o mejorada. Finalmente, el objetivo de establecer valores de corte es contribuir a conocer, de forma precisa, la anatomía del yacimiento para así evitar sobreestimaciones en el cálculo del volumen de hidrocarburos potencialmente recuperable o un rompimiento de agua en los pozos productores antes de lo previsto, por mencionar algunos aspectos. Existen diversas metodologías para determinar los valores de corte; sin embargo, es necesario conocer la finalidad para la cual se desean aplicar estos valores en el estudio del yacimiento. A continuación se describen algunas aplicaciones así como la importancia de los valores de corte en la caracterización de yacimientos petroleros.



## 2.1 Espesor neto productivo

El volumen original de hidrocarburos es la cantidad de aceite o gas que se estima existe originalmente en el yacimiento y está confinado por límites geológicos y de fluidos, pudiéndose expresar tanto a condiciones de yacimiento como a condiciones de superficie.

Para calcular el volumen original de aceite y de gas se utilizan las siguientes ecuaciones:

$$N = 6.289 \frac{Ah\emptyset S_o}{\beta_{oi}} \quad 2.1$$

$$G = 35.314 \frac{Ah\emptyset S_g}{\beta_g} \quad 2.2$$

donde:

N [bl], G [ft<sup>3</sup>]: volumen de aceite original y volumen de gas original medido a condiciones estándar

S<sub>o</sub>, S<sub>g</sub> [fracción]: saturación media inicial de aceite y saturación media inicial de gas

∅ [fracción]: porosidad media del yacimiento

β<sub>oi</sub>, β<sub>gi</sub> [m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>]: factor de volumen inicial del aceite y factor de volumen inicial del gas

A [m<sup>2</sup>]: área sobre la cual se extiende el yacimiento

h [m]: espesor

La determinación de los volúmenes originales, tanto de aceite como de gas, requieren del conocimiento de características iniciales además de algunos otros parámetros, como el espesor y el área sobre la cual se extiende el yacimiento. Desafortunadamente, no es posible recuperar el total del volumen original de hidrocarburos, es decir el volumen original calculado mediante las ecuaciones 2.1 y 2.2, se aleja de la realidad respecto a su recuperación como consecuencia de tener zonas de baja porosidad, baja permeabilidad, alta saturación de agua o alto

porcentaje de arcilla o una combinación de estas características. Por tal razón es importante determinar y aplicar valores de corte.

Para poder tener un cálculo más acertado del volumen de hidrocarburos es necesario aplicar valores de corte de porcentaje de arcilla, porosidad, permeabilidad, o saturación de agua ya que ello permitirá conocer el espesor neto productivo, el cual contiene las zonas con hidrocarburos que pueden ser potencialmente y económicamente producibles, **figura 2.1**.

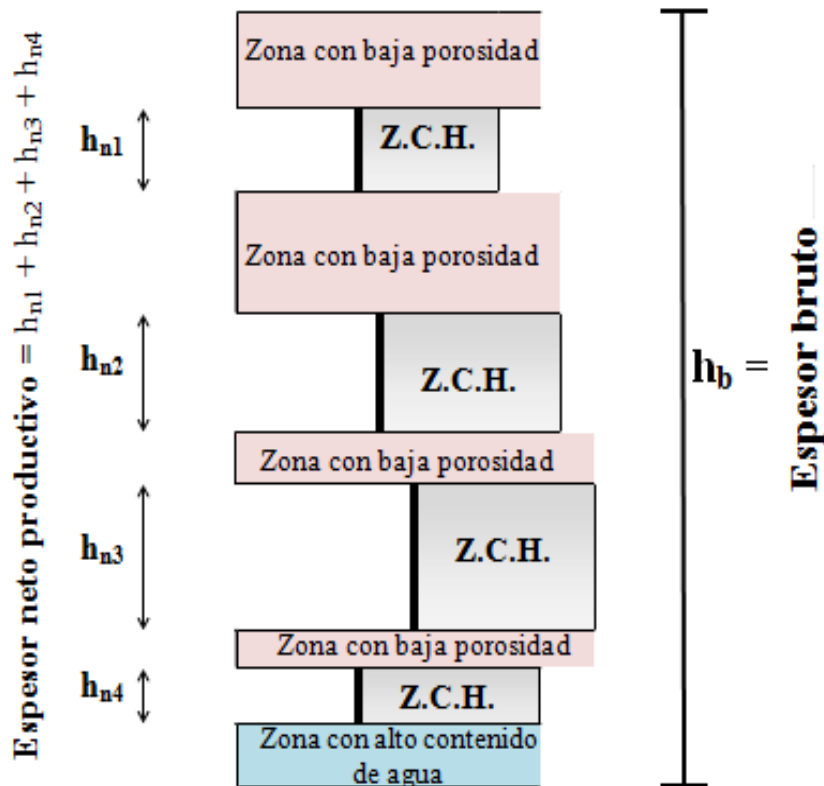


Figura 2.1. Espesor neto y espesor bruto

Resulta evidente que al aplicar los valores de corte, el espesor se reduce y como consecuencia el valor de volumen de hidrocarburos será menor; esto conllevará a tener menor margen de error, lo que repercute en la estimación de reservas. Para determinar el espesor neto productivo se requiere eliminar algunas zonas correspondientes al intervalo de interés al estudiar el yacimiento, como se ejemplifica a continuación:

A través de la interpretación de registros geofísicos se consideró que para un yacimiento en particular el intervalo de interés está representado por  $h_b$ , **figura 2.2**.

Para realizar el cálculo del volumen de hidrocarburos se emplea la ecuación 2.1, es decir:

$$N_{h_b} = \delta h_b \quad 2.3$$

donde:

$$\delta = \frac{A\phi S_o}{\beta_{oi}} \text{ considerado como constante en este ejemplo}$$

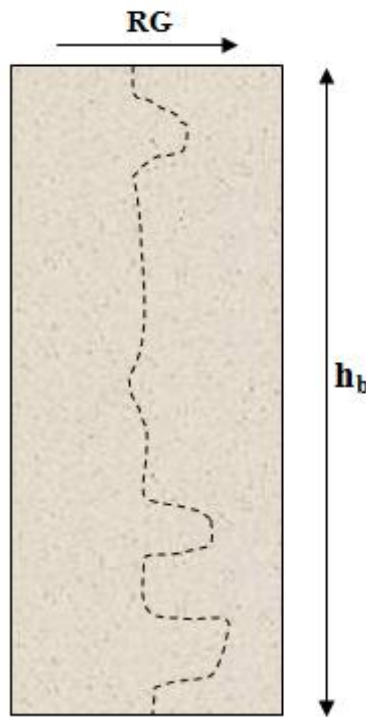


Figura 2.2. Espesor bruto  $h_b$

Tomando en cuenta que el objetivo es obtener el espesor neto productivo, se requiere primeramente eliminar las zonas con alto contenido de material arcilloso, **figura 2.3**; de esta forma el volumen de hidrocarburos está dado por:

$$N_{h_n} = \delta(h_b - (h_{l1} + h_{l2} + h_{l3})) \quad 2.4$$

donde  $h_{l1}$ ,  $h_{l2}$  y  $h_{l3}$  son intervalos lutíticos

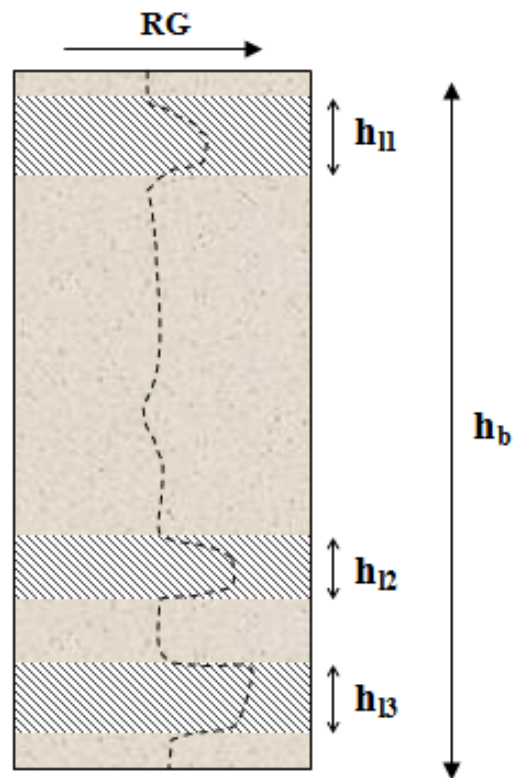


Figura 2.3. Exclusión de los intervalos lutíticos

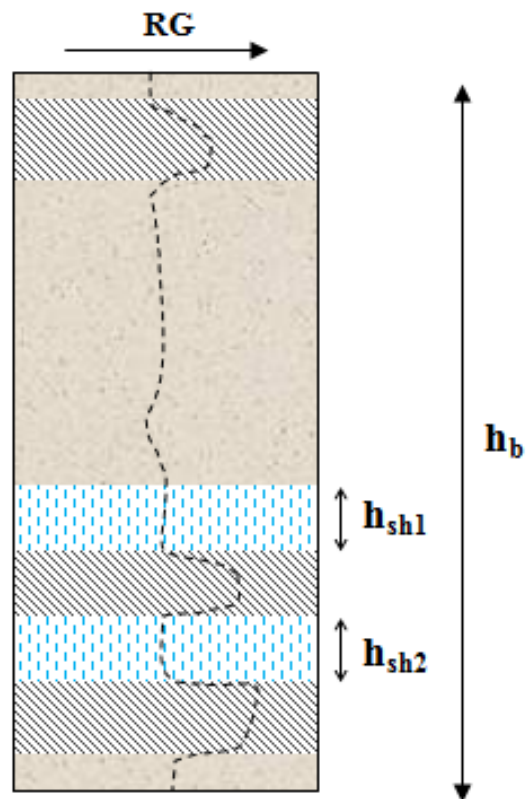


Figura 2.4. Exclusión de los intervalos sin hidrocarburos

Si además de los intervalos lutíticos se excluyen los intervalos sin hidrocarburos, es decir saturados 100% con agua, **figura 2.4**, se tiene:

$$N_{h_{nh}} = \delta(h_b - (h_{li} + h_{l2} + h_{l3}) - (h_{sh1} + h_{sh2})) \quad 2.5$$

donde  $h_{sh1}$  y  $h_{sh2}$  son los intervalos sin hidrocarburos

Finalmente, si solo se considera la zona con hidrocarburos móviles, **figura 2.5**, el volumen es:

$$N_{h_{nhm}} = \delta(h_b - (h_{li} + h_{l2} + h_{l3}) - (h_{sh1} + h_{sh2}) - h_{shm}) \quad 2.6$$

donde  $h_{shm}$  es el intervalo sin hidrocarburos móviles

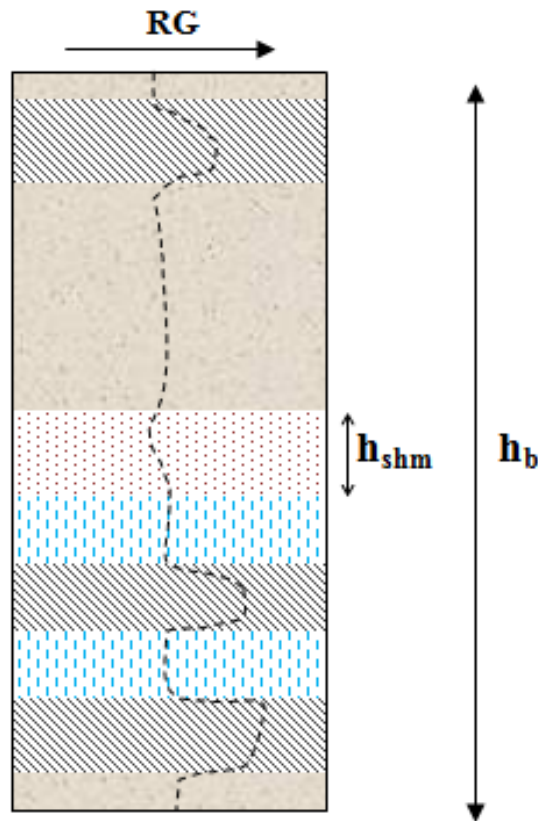


Figura 2.5. Exclusión de los intervalos sin hidrocarburos móviles

Al realizar la comparación de los diferentes volúmenes de hidrocarburos calculados anteriormente es evidente que si  $\delta$  se mantiene constante, el valor del volumen dado por las ecuaciones 2.3 y 2.6 son el mayor y el menor, respectivamente; evidentemente el volumen calculado mediante la ecuación 2.6 es el más realista y el

que presenta con menor grado de incertidumbre el volumen a ser recuperado, debido a que en el cálculo se utiliza el espesor neto productivo. La **figura 2.6** representa la reducción del espesor desde el intervalo de interés hasta el espesor neto productivo.

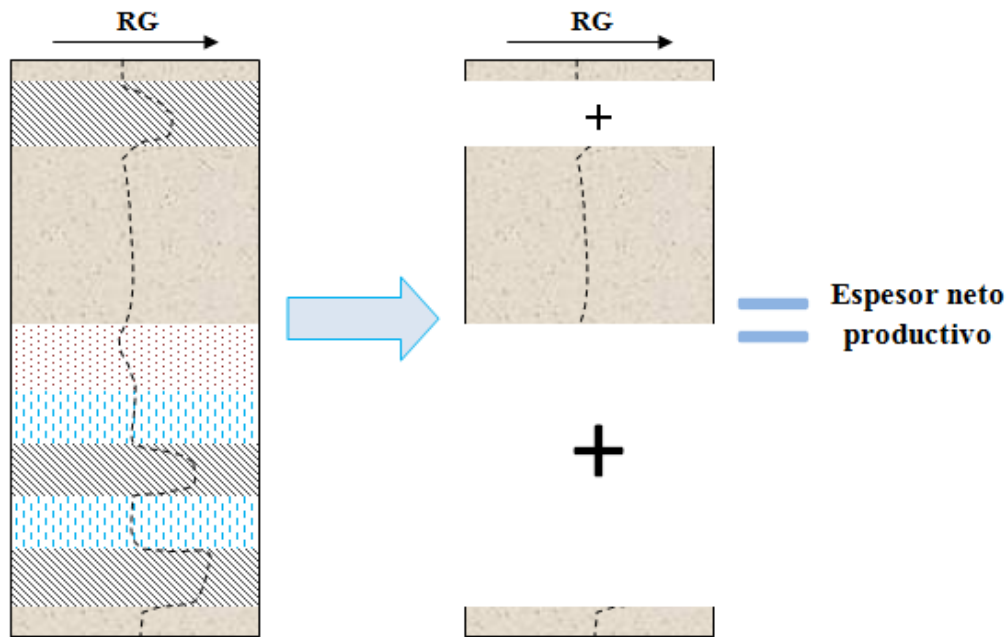


Figura 2.6. Reducción del espesor

No obstante, es importante indicar que  $\delta$  variará como consecuencia de los cambios que sufrirán los parámetros  $S_o, \phi, A$  y  $\beta_{oi}$ .

Por lo anterior, al espesor neto productivo también se le considera un valor de corte debido a que elimina intervalos que no contribuyen en el total de la producción. El espesor neto productivo se determina a partir de registros geofísicos de pozos como son: litología, porosidad y resistividad, así como también de análisis en núcleos.

Los parámetros de porosidad, saturación de agua y espesor son primordiales en la estimación de reservas; los valores de porosidad y saturación de agua obtenidos del análisis de los registros geofísicos o de núcleos deben ponderarse con respecto al espesor, para definir los valores medios de la formación en estudio, los cuales se pueden utilizar para determinar el volumen de hidrocarburos contenido en el yacimiento empleando métodos volumétricos; los más comunes son:

- Cimas y bases
- Isohidrocarburos

### 2.1.1 Cimas y bases

Este método consiste en la elaboración de mapas con curvas de igual profundidad desde la cima hasta la base de la formación. La cima y la base se determinan a partir de los registros geofísicos de explotación para todos y cada uno de los pozos asociados con el yacimiento en estudio y a partir de estos puntos se generan los mapas de cimas y bases que se utilizan en este procedimiento; los límites del yacimiento se marcan en ambos mapas. La determinación de las áreas encerradas por cada una de las curvas del mapa de cimas y por cada una de las curvas del mapa de bases permite elaborar una gráfica de profundidades contra áreas; el área que se encuentra entre la curva de cimas, la curva de bases y los límites del yacimiento, alterada por la escala, es usada para determinar el volumen de roca del yacimiento.

Para la aplicación de este método se usan valores medios de porosidad y de saturación de agua; en la **figura 2.7** se muestra la forma típica de aplicar el método de cimas y bases.

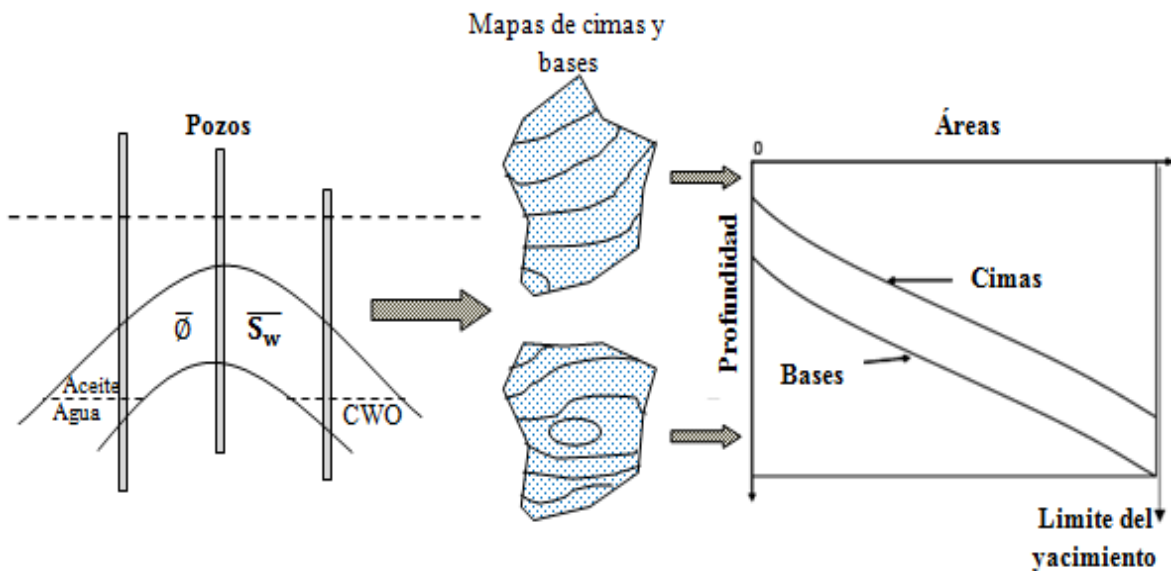


Figura 2.7. Cimas y bases

### 2.1.2 Isohidrocarburos

Este método permite obtener un cálculo más confiable y preciso del volumen original de hidrocarburos, puesto que considera implícitamente las variaciones que sufren los parámetros de porosidad y saturación de agua, tanto vertical como

arealmente. Se basa en el conocimiento de un índice de hidrocarburos asociado con el yacimiento en estudio.

El índice de hidrocarburos es el producto del espesor neto de la formación por su porosidad y por la saturación de hidrocarburos.

$$I_{hcs} = \phi h(1 - S_w) \quad 2.7$$

Al ponderar estos índices con las áreas respectivas se podrá obtener el volumen total de hidrocarburos. Este método toma en cuenta la heterogeneidad del yacimiento en cuanto se refiere a porosidad y saturación inicial de agua.

Para este método los valores promedio de porosidad y saturación de agua están ponderados respecto al espesor.

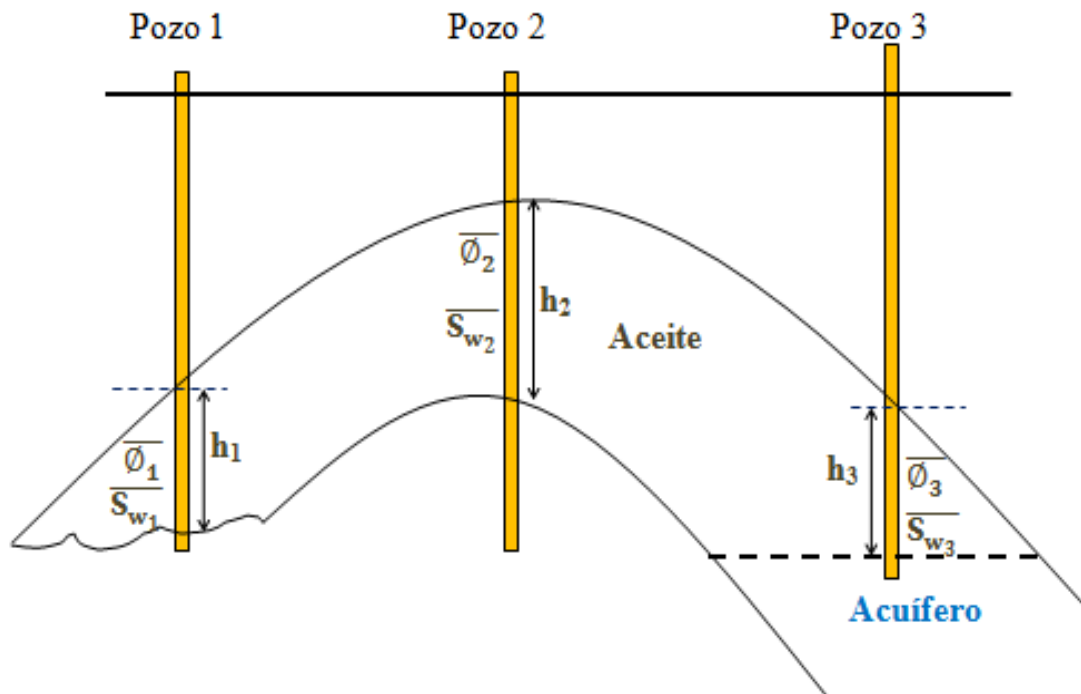


Figura 2.8. Método de isohidrocarburos

En la **figura 2.8** los valores de espesor, porosidad y saturación de agua obtenidos a través de los pozos uno, dos y tres se utilizan para realizar el cálculo del volumen de hidrocarburos. La porosidad y saturación de agua se promedian con respecto al espesor, para ello se emplean las siguientes ecuaciones:



$$\bar{\phi} = \frac{\sum_{j=1}^n \bar{\phi}_j h_j}{\sum_{j=1}^n h_j} \quad 2.8$$

$$\bar{S}_w = \frac{\sum_{j=1}^n \bar{S}_{w_j} h_j}{\sum_{j=1}^n h_j} \quad 2.9$$

donde:

j: número de intervalo

$\sum_{j=1}^n h_j$  : espesor considerado

Realizando una comparación entre los dos métodos antes mencionados, se puede notar que el volumen de hidrocarburos calculado mediante el método de cimas y bases está sobreestimado. En el caso de isohidrocarburos el volumen se apega más al volumen que se puede recuperar del yacimiento ya que se eliminan zonas que no contribuyen significativamente en la producción.

No obstante el valor del volumen de hidrocarburos depende de la cantidad y la calidad de los datos disponibles, su valor más cercano se obtendrá a medida que transcurre la vida productiva del yacimiento.

## 2.2 Recuperación de aceite por inyección de agua

La recuperación de hidrocarburos por inyección de agua consiste en inyectar dentro del yacimiento agua para desplazar el aceite, además de mantener la presión del yacimiento. El agua se inyecta a través de pozos inyectores y desplaza o empuja una parte del aceite hacia los pozos productores, **figura 2.9**.

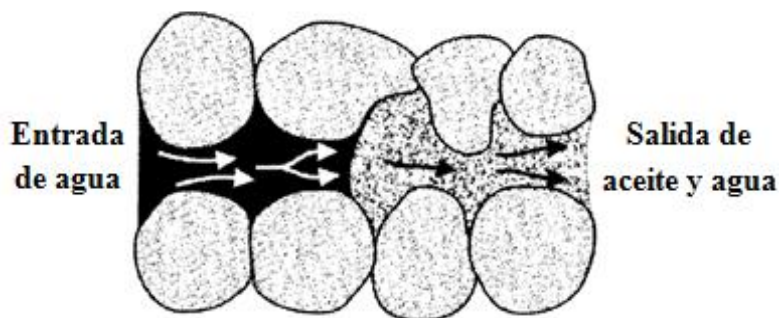


Figura 2.9. El agua penetra entre los poros de la roca saturada con aceite y lo desplaza

Para determinar la factibilidad de la inyección de agua es importante realizar un análisis de la geometría del yacimiento y de su comportamiento pasado, además también depende de la existencia de aspectos estructurales como fallas o la presencia de lutitas o de cualquier otro tipo de barrera de permeabilidad. Por otra parte, un yacimiento altamente fallado hace poco atractivo cualquier programa de inyección de agua. La mojabilidad juega un papel esencial. En sistemas mojados por aceite se tendrán altas saturaciones residuales de aceite. La permeabilidad relativa al aceite llega a ser baja a saturaciones de aceite relativamente altas, se requiere de mucho tiempo y una inundación extensiva con agua para alcanzar  $S_{or}$ .

En términos generales, tanto en sistemas mojados fuertemente por agua como por aceite, la saturación residual de aceite es alta en condiciones prácticas.

Valores típicos de aceite residual:

- Sistema de mojabilidad intermedia 20%
- Sistemas mojados por agua 35%
- Sistemas mojados por aceite 15%

En operaciones donde se inyecta agua en los yacimientos de hidrocarburos ocurre un desplazamiento inmisible. Para que exista el desplazamiento es necesario que el fluido desplazante disponga de mayor energía que el desplazado.

El desplazamiento de aceite por agua es un proceso de flujo no continuo, debido a que las saturaciones de los fluidos cambian con el tiempo y como consecuencia se producen cambios en las permeabilidades relativas. El mecanismo de desplazamiento de una inyección de agua en un yacimiento homogéneo se puede presentar en cuatro etapas.

1. Condiciones iniciales antes de la invasión.

Supóngase que a través del yacimiento homogéneo las saturaciones a lo largo de un intervalo son constantes, además que los fluidos se mueven horizontalmente y que al momento de iniciarse la inyección de agua, el yacimiento ha sido producido por agotamiento natural durante la etapa de producción primaria. Como sucede a menudo la presión actual del yacimiento será menor que la presión de saturación. Por lo tanto existirá una fase de gas presente, la cual de acuerdo con las suposiciones también será uniforme a través del yacimiento tal como se observa en la **figura 2.10**.

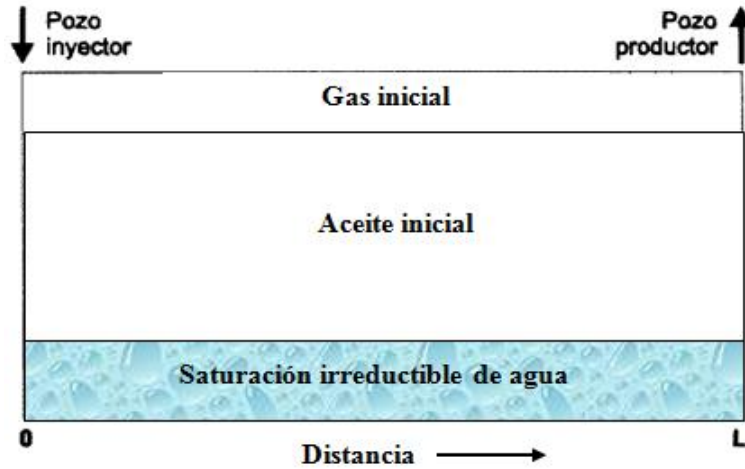


Figura 2.10. Distribución de fluidos antes de la inyección

2. La invasión a un determinado tiempo.

Al comienzo de la invasión del agua se presenta un aumento de la presión en el yacimiento, que es mayor alrededor de los pozos inyectores y declina hacia los pozos productores. A medida que continúa la inyección de agua, parte del aceite se desplaza hacia adelante para formar un banco de aceite, el gas se redissuelve en el aceite que va contactando mientras que el remanente fluye hacia los pozos productores; a esto se le denomina etapa de llene o llenado. Para lograrlo, la acumulación del agua inyectada debe ser equivalente al volumen del espacio ocupado por el gas libre en el yacimiento, la llegada del frente de aceite a los pozos productores marca el final del período de llene. Detrás del banco de aceite se forma el banco de agua donde únicamente están presentes el agua inyectada, saturación residual de aceite y el gas atrapado. Detrás del frente de agua la saturación de aceite se va reduciendo progresivamente a medida que el aceite va siendo desplazado por la corriente de agua, hasta que finalmente se alcanza la saturación residual de aceite, **figura 2.11**.

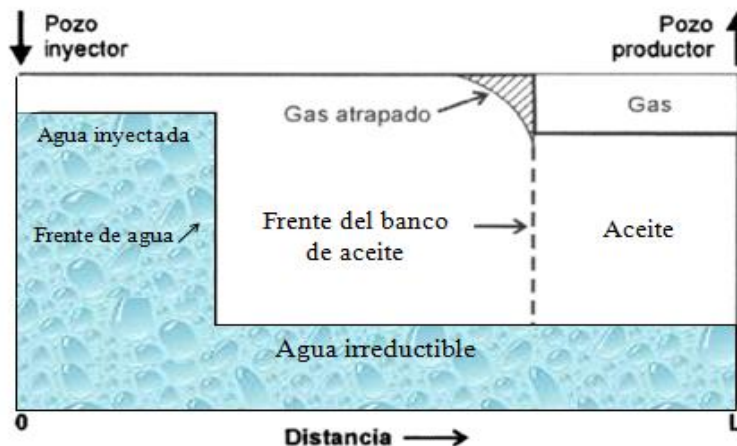


Figura 2.11. Distribución de fluidos a un cierto tiempo durante la inyección de agua

### 3. Rompimiento de agua

Después de alcanzar el llene, el avance del frente continúa, el gasto de producción de aceite aumenta y eventualmente es equivalente al gasto de inyección de agua. Si la saturación inicial de agua de la formación es menor que la saturación crítica de agua, la producción de aceite durante esta fase estará libre de agua. El comienzo de una producción significativa de agua es el signo de que se ha producido el surgimiento o la ruptura del frente de agua en el pozo, **figura 2.12**.

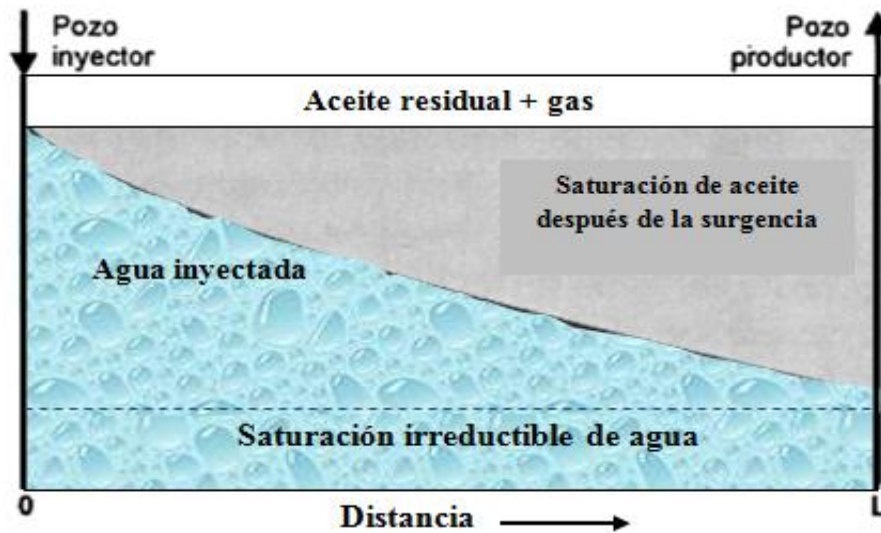


Figura 2.12. Distribución de fluidos después de la ruptura de agua

### 4. Etapa posterior a la ruptura.

Durante esta etapa la producción de agua aumenta a expensas de la producción de aceite. La recuperación de aceite detrás del frente se obtiene solamente con la circulación de grandes volúmenes de agua, el área barrida aumentará y esto puede proveer suficiente producción de aceite para justificar la continuación de la inyección de agua. El proceso finalizará cuando no sea económicamente rentable.

Posiblemente, la principal razón por la cual fallan muchos proyectos de inyección de agua es el desconocimiento de las heterogeneidades más comunes que se encuentran en los yacimientos; cuando éste es muy heterogéneo es preferible no someterlo a procesos de desplazamiento pozo a pozo, por el contrario si la heterogeneidad es limitada, se puede intentar la inyección selectiva en las arenas más continuas y de mejor desarrollo. Las etapas en el mecanismo de desplazamiento antes descritas, son consideradas para yacimientos homogéneos.

En yacimientos con baja permeabilidad (<100 md) y porosidad (<15%) es preferible la inyección de gas, ya que la inyectividad del agua en estos yacimientos es baja. En yacimientos con alta permeabilidad (>100 md) y porosidad (>15%) se puede inyectar agua sin dificultades, en el caso de que la saturación inicial de agua sea alta (>30%) la recuperación de aceite será baja ya que el agua inyectada tiende a fluir por los canales más pequeños donde está acumulada el agua inicial, canalizándose rápidamente hacia los pozos de producción.

La presencia de zonas o estratos de alta permeabilidad en un yacimiento es desfavorable en proyectos de inyección de agua, ya que para recuperar el aceite es necesario producir grandes cantidades de agua. Cuando un yacimiento tiene un acuífero pequeño de energía limitada, se recomienda aumentarla por medio de inyección de agua en los flancos; pero si es grande, un proceso de inyección sería contraproducente para el yacimiento.

En yacimientos horizontales, cuando se inyecta agua y se produce (aceite + agua) por todo el espesor de la formación, se presenta un efecto negativo de la segregación gravitacional sobre la eficiencia del barrido vertical.

La presencia de arcilla en los yacimientos constituye un factor crítico en la decisión de implementar un proyecto de inyección de agua, pues la inyectividad en estas formaciones se reduce por expansión y/o dispersión de las lutitas.

En el caso de la permeabilidad del yacimiento, ésta controla en un alto grado el gasto de inyección de agua que se puede mantener en un pozo de inyección para una determinada presión. El grado de variación de permeabilidad determina la cantidad de agua que es necesario utilizar: entre menos heterogénea sea esa propiedad, mayor éxito se tendrá en el método de inyección de agua.

Si se tienen grandes variaciones de permeabilidad en estratos individuales dentro del yacimiento y si mantienen su continuidad sobre áreas extensas, el agua inyectada alcanzará la ruptura demasiado rápido en los estratos de alta permeabilidad y se producirán grandes volúmenes de agua antes que los estratos menos permeables hayan sido barridos eficientemente.

La continuidad de los estratos individuales es tan importante como la variación de permeabilidad, ya que si no existe una correlación del perfil de permeabilidades entre pozos individuales existe la posibilidad de que las zonas más permeables no sean continuas y que la canalización del agua inyectada sea menos severa que la indicada por los procedimientos aplicados en todo el yacimiento. En la **figura 2.13**

se observa que la inyección de agua es más eficiente cuando la distribución vertical de permeabilidad disminuye a medida en que se incrementa la profundidad.

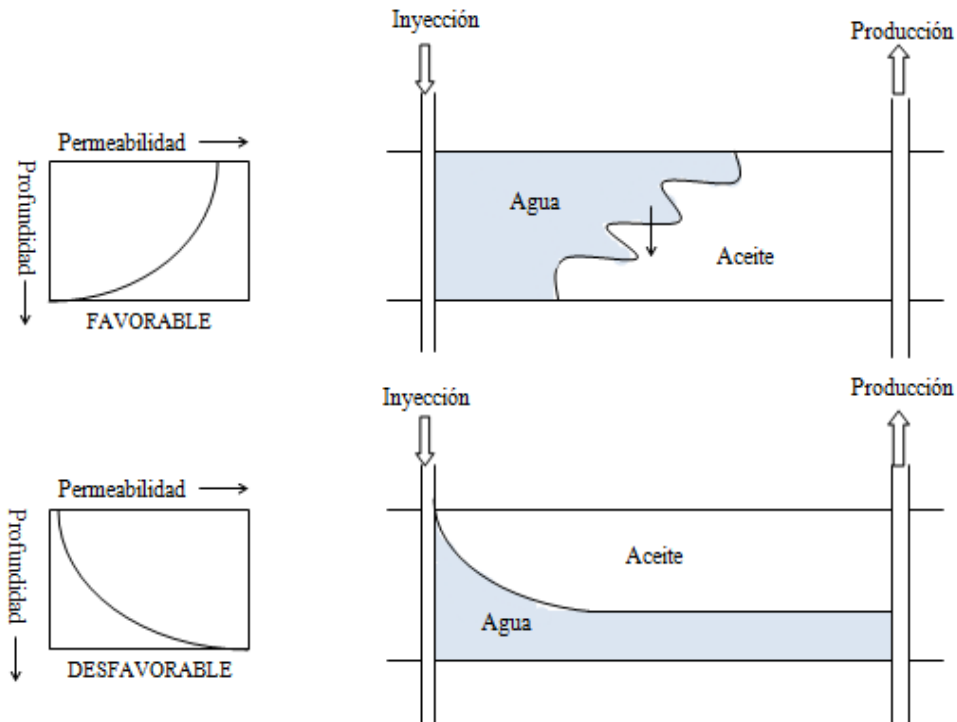


Figura 2.13. Efecto de la distribución vertical de permeabilidad sobre la inyección de agua

Si el yacimiento está dividido en estratos separados por lutitas, el estudio de una sección transversal en un horizonte productor podría indicar si los estratos individuales tienen tendencia a reducirse en espesor en distancias laterales relativamente cortas o si está presente una arena uniforme.

Por lo anterior, resulta necesario tener bien caracterizado el yacimiento antes de implementar un proyecto de inyección de agua debido a que el éxito o fracaso del mismo depende en gran magnitud del conocimiento de algunos parámetros litológicos y petrofísicos, como son la saturación de agua al inicio de la inyección, la distribución de permeabilidad y el porcentaje de arcilla.

### 2.2.1 Saturación de agua al inicio de la inyección

En el Capítulo I se definió el término de flujo fraccional de agua, se explicó que si se trata de un desplazamiento horizontal donde se desprecian los efectos capilares y el desplazamiento se realiza a temperatura constante, entonces el flujo fraccional de

agua es función de las permeabilidades efectivas al aceite y al agua, las cuales a su vez son función de la saturación de agua. Por lo tanto, el flujo fraccional de agua depende exclusivamente de la saturación de agua que se tiene durante el proceso de inyección, si la saturación de agua al inicio de la inyección es alta (mayor a la saturación crítica de agua) muy pronto el agua irrumpirá en los pozos productores, incrementando el flujo fraccional de agua. Al considerar el flujo fraccional de agua como valor de corte se puede determinar la saturación correspondiente a dicho flujo y en el caso de que la saturación de agua al inicio de la inyección esté por encima o cercana a este valor, no será rentable implementar un proyecto de inyección de agua, de ahí la importancia de manejar el flujo fraccional de agua como valor de corte.

### **2.2.2 Distribución de permeabilidad**

Es evidente que en el yacimiento se presentan variaciones en la permeabilidad absoluta encontrando zonas no apropiadas para la inyección de agua debido a que se tienen permeabilidades bajas, por lo que es necesario aplicar el valor de corte de permeabilidad absoluta para eliminar dichas zonas.

### **2.2.3 Porcentaje de arcilla**

De acuerdo a las características de la arcilla, existen yacimientos, donde no es apropiado implementar un proceso de inyección de agua debido a que el alto contenido de arcilla reduce drásticamente la eficiencia de desplazamiento. Aplicando el valor de corte de arcilla es posible eliminar áreas con poca o nula posibilidad de permitir el flujo de fluidos.

El éxito en un proyecto de inyección de agua solo se logrará caracterizando adecuadamente el yacimiento, considerando los respectivos valores de corte antes mencionados.

## **2.3 Simulación numérica de yacimientos**

Como consecuencia de la declinación mundial de las reservas, la fluctuación en los precios del petróleo y los incrementos en los insumos; en los últimos años las compañías petroleras, para ser eficientes y competitivas, impulsaron una reorganización basada en la planificación integral detallada de la explotación. Se

adoptaron conceptos de administración integral de yacimientos como el medio para lograrlo. Esta nueva organización resultó exitosa y ha permitido recuperar grandes cantidades de hidrocarburos que normalmente se quedaban remanentes en el subsuelo después de que los pozos y finalmente los yacimientos eran abandonados por no producir lo suficiente para ser rentables.

La integración de todos los grupos que intervienen en la explotación, desde la evaluación del potencial hasta el abandono de los campos, el desarrollo de nuevas técnicas así como de herramientas y la automatización e incremento de capacidad en los equipos de computo ha facilitado el procesamiento de datos y el análisis para la toma de decisiones, permitiendo obtener la máxima recuperación económica de los yacimientos.

Tomando en cuenta que el objetivo es incrementar el factor de recuperación, cualquier metodología adoptada será adecuada si está basada en maximizar el valor económico de los activos, optimizando los costos operativos, sobre todo si se considera que un incremento en el factor de recuperación del 1% puede representar decenas o hasta centenas de millones de dólares.

La simulación numérica de yacimientos es una herramienta de suma importancia en los estudios de ingeniería de yacimientos ya que permite predecir el comportamiento del yacimiento bajo diferentes esquemas de operación, permitiendo seleccionar el plan más adecuado de explotación. En términos generales, las ecuaciones que representan las propiedades físicas que gobiernan el flujo de fluidos a través del medio poroso son ecuaciones diferenciales parciales no lineales, cuya solución es posible únicamente aplicando métodos numéricos. En algunos casos para calcular, por ejemplo la recuperación, se utilizan métodos de balance de materia, en los cuales se considera al yacimiento como un tanque con propiedades petrofísicas promedio; no obstante, esta suposición de homogeneidad a lo largo de todo el yacimiento, aunque se ha demostrado que puede ser válida, no existe, por lo cual se pensó en dividir el yacimiento en una serie de bloques o celdas, **figura 2.14**, asignándole a cada una de ellas propiedades promedio y aplicar la ecuación de balance de materia para cada bloque, a su vez acoplado a la ecuación de Darcy que es una ecuación de flujo que permite determinar la interacción entre los bloques. Una vez que se divide el yacimiento en una serie de bloques se establece el modelo matemático capaz de describir el proceso físico que se presenta, para lo cual es necesario obtener su solución; sin embargo, es casi imposible obtener una solución analítica por lo que surge la necesidad de transformar el modelo matemático en un



modelo numérico, siendo éste el único camino por medio del cual se puede llegar a una solución que sea aplicable.

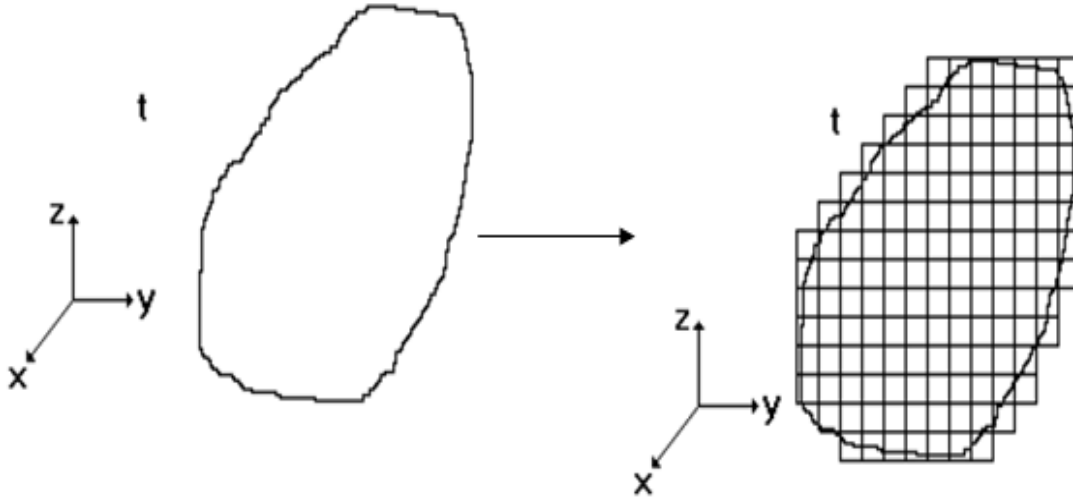


Figura 2.14. Discretización del yacimiento

Como es de suponerse, al realizar un estudio de simulación es necesario integrar la geología, geofísica, petrofísica, ingeniería de yacimientos, producción, perforación, instalaciones de producción, evaluación económica, entre otras. Es decir, la simulación requiere de una gran cantidad de información y por consiguiente el tiempo para predecir el comportamiento del yacimiento es prolongado.

El primer problema que surge es el de obtener la información necesaria para cada bloque, pero suponiendo que se puede contar con dicha información, sin lugar a dudas, ésta es la mejor forma para llevar a cabo el estudio de un yacimiento cuando no es homogéneo. Con esto no se quiere decir que esta metodología debe aplicarse indistintamente a cualquier problema, pues como se mencionó, la información con la que se cuenta es la pauta para determinar que tan confiable puede llegar a ser la simulación. Por ejemplo, cuando recientemente se descubre un yacimiento se cuenta con muy poca información y realizar una simulación puede resultar hasta cierto punto innecesaria, en este caso lo más conveniente es utilizar el método de balance de materia, ya que bien aplicado en determinados casos, puede proporcionar mejores resultados, otra alternativa es realizar la simulación no muy refinada.

Es de particular interés analizar la información con la cual se alimenta al simulador: propiedades de la roca y del sistema roca-fluidos, características PVT, geometría del yacimiento, mecanismos de empuje, condiciones iniciales y de frontera, por citar

algunos. Necesariamente dichos datos deben cumplir con la condición de ser representativos del yacimiento, además deben definir de manera precisa, únicamente las zonas del yacimiento con posibilidades de producir hidrocarburos de forma rentable.

Como se mencionó anteriormente para dar solución a las ecuaciones que representan el flujo de fluidos a través del medio poroso se utilizan modelos numéricos, es decir se forman sistemas de ecuaciones, cuya dimensión depende del número de bloques en el que se divide el yacimiento, por tal razón una de las principales desventajas que se presenta al realizar una simulación radica en la cantidad de información y de datos que se debe procesar en un equipo de cómputo, por lo que la principal limitante que se tiene es la falta de capacidad de los equipos para realizar el procesamiento de los datos.

Un paso clave para minimizar dicho problema consiste en realizar un escalamiento de propiedades como son porosidad, permeabilidad y permeabilidad relativa. En otras palabras, los modelos geológicos generados por geoestadística son muy grandes pudiendo tener hasta millones de celdas, claro es que contienen los rasgos detallados del yacimiento, pero no es posible usarlos en su totalidad debido a los requerimientos computacionales. En consecuencia, a partir del modelo geológico se toman valores promedios de porosidad y permeabilidad entre dos o más celdas y por lo tanto hay una reducción en los datos.

Si a lo anterior se le añade la utilización de valores de corte, será posible reducir porciones o zonas del yacimiento que no contribuyen significativamente en la recuperación de hidrocarburos, además se tendrá una mejor predicción del comportamiento del yacimiento bajo diferentes condiciones de operación.

Basado en un enfoque integral de explotación, la utilización de los valores de corte en la simulación de yacimientos es de gran impacto, ya que con la ayuda de la simulación se puede: conocer el volumen original de hidrocarburos, tener una clara idea del movimiento de los fluidos dentro del yacimiento, analizar la conveniencia, de inyectar agua, gas o algún método de recuperación mejorada, optimizar los sistemas de recolección así como los efectos de la localización de los pozos y su espaciamiento.

En la **figura 2.15** se muestran los mapas de porosidad, de permeabilidad y de saturación de agua para un yacimiento en cuya simulación no se aplicaron valores de corte.

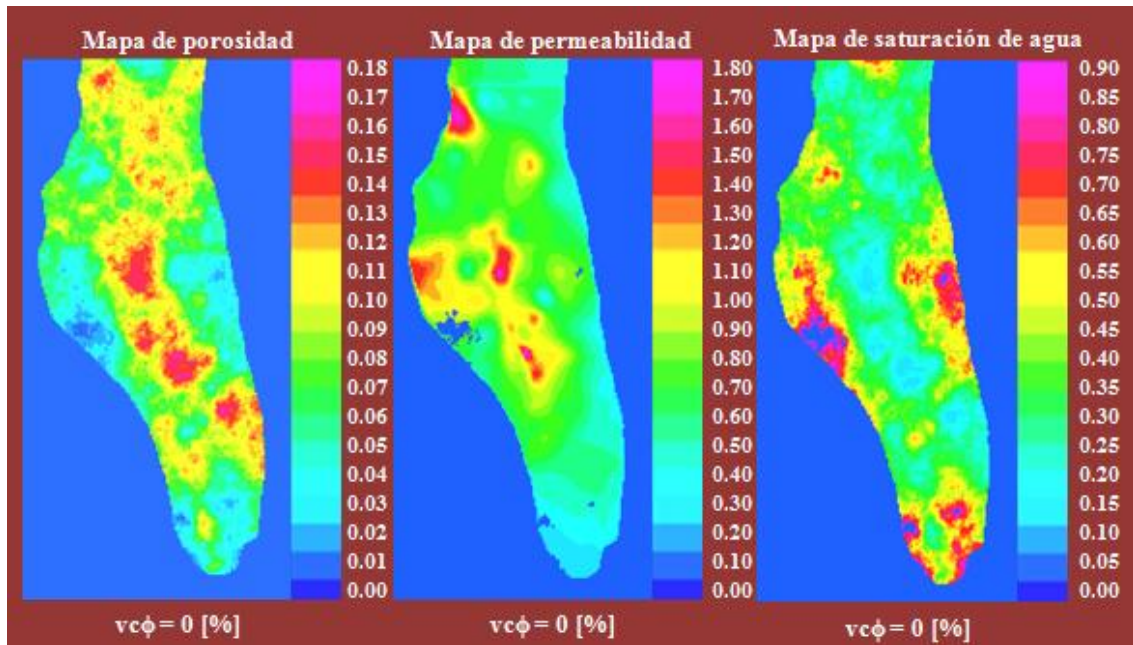


Figura 2.15. Mapas de simulación sin aplicar valores de corte de porosidad

Son varios los parámetros que intervienen en el estudio del yacimiento para los cuales se puede definir un valor de corte, en el caso de la figura 2.15 se hace referencia a un valor de corte de porosidad de 0%, es decir se está considerando el yacimiento en su totalidad, incluyendo las zonas que de acuerdo a sus características pueden no contribuir a la recuperación de hidrocarburos. Precisamente para eliminar dichas zonas se aplican los valores de corte, como se muestra en las **figuras 2.16 y 2.17**.

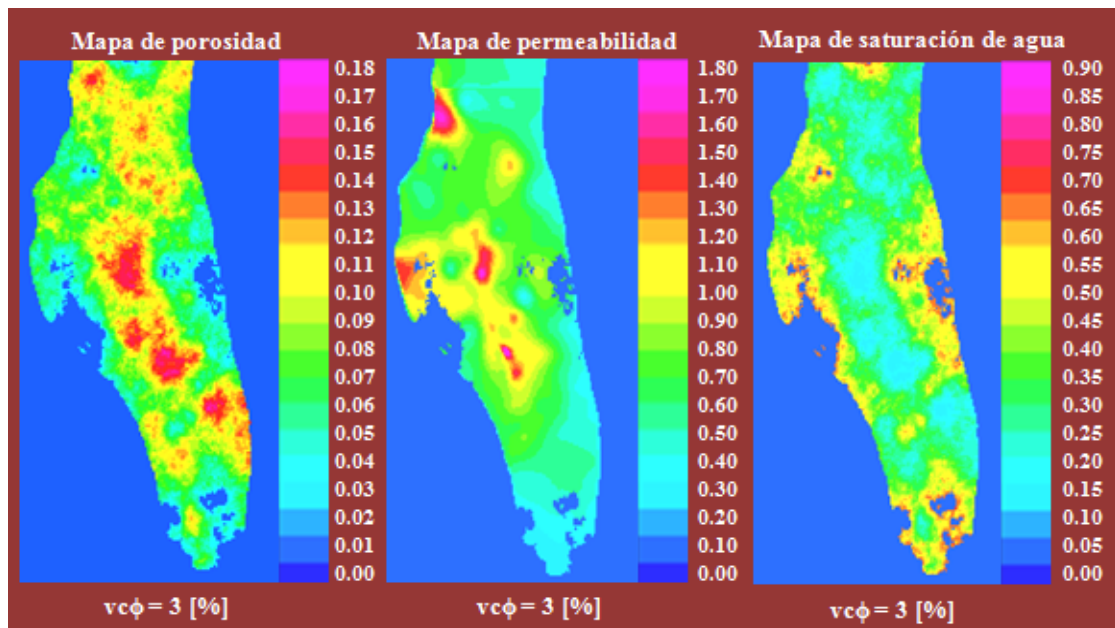


Figura 2.16. Mapas de simulación aplicando valor de corte de porosidad de 3%

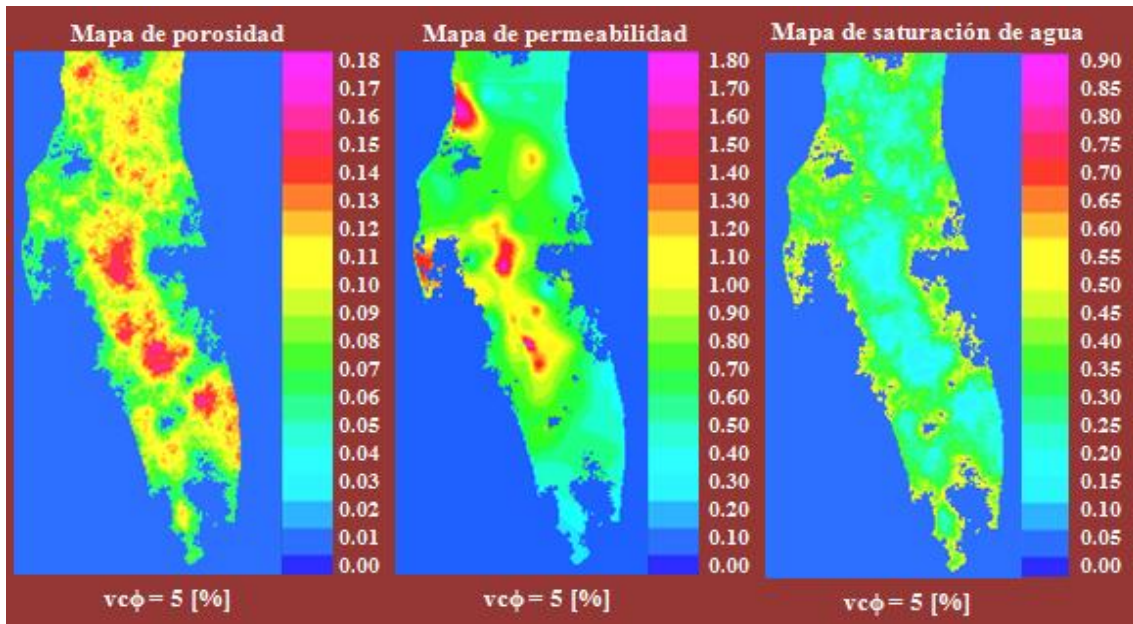


Figura 2.17. Mapas de simulación aplicando valor de corte de porosidad de 5%

En las **figuras 2.16 y 2.17** se observa cómo se reduce el volumen de roca al utilizar valores de corte de porosidad. Cabe señalar que en algunas ocasiones basta con aplicar un solo parámetro como valor de corte; sin embargo, en algunos otros casos es necesario utilizar dos o más parámetros para definir el o los intervalos con posibilidades de producir hidrocarburos de manera rentable, como se muestra en las **figuras 2.18 y 2.19**.

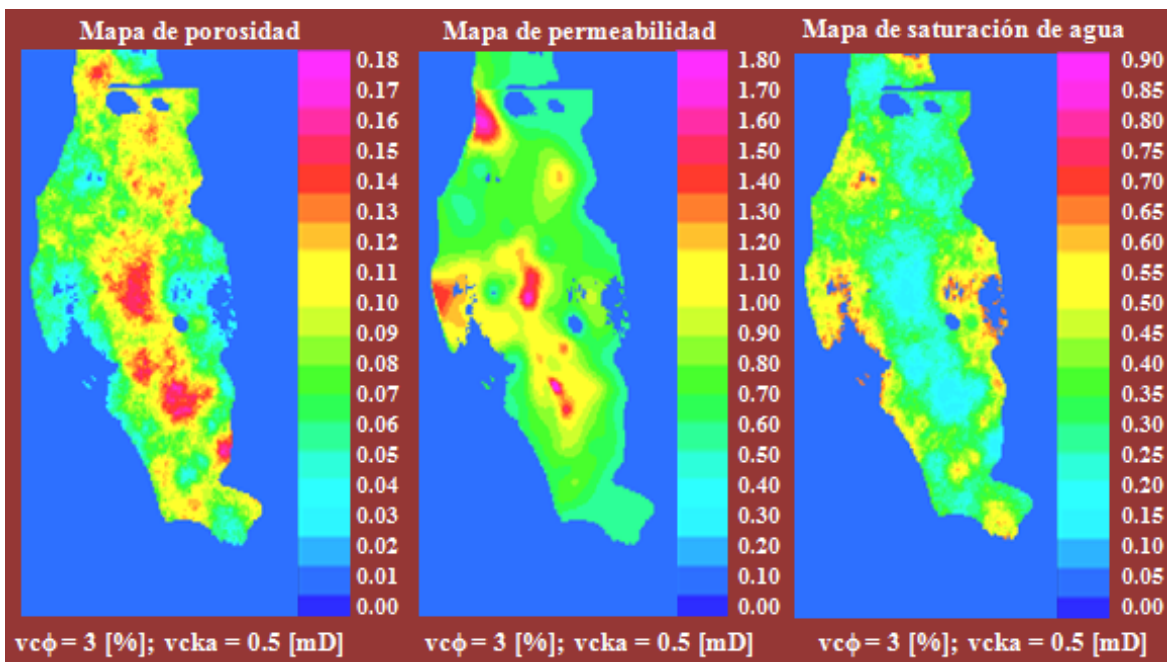


Figura 2.18. Mapas de simulación aplicando valores de corte de porosidad de 3% y de permeabilidad de 0.5 MD

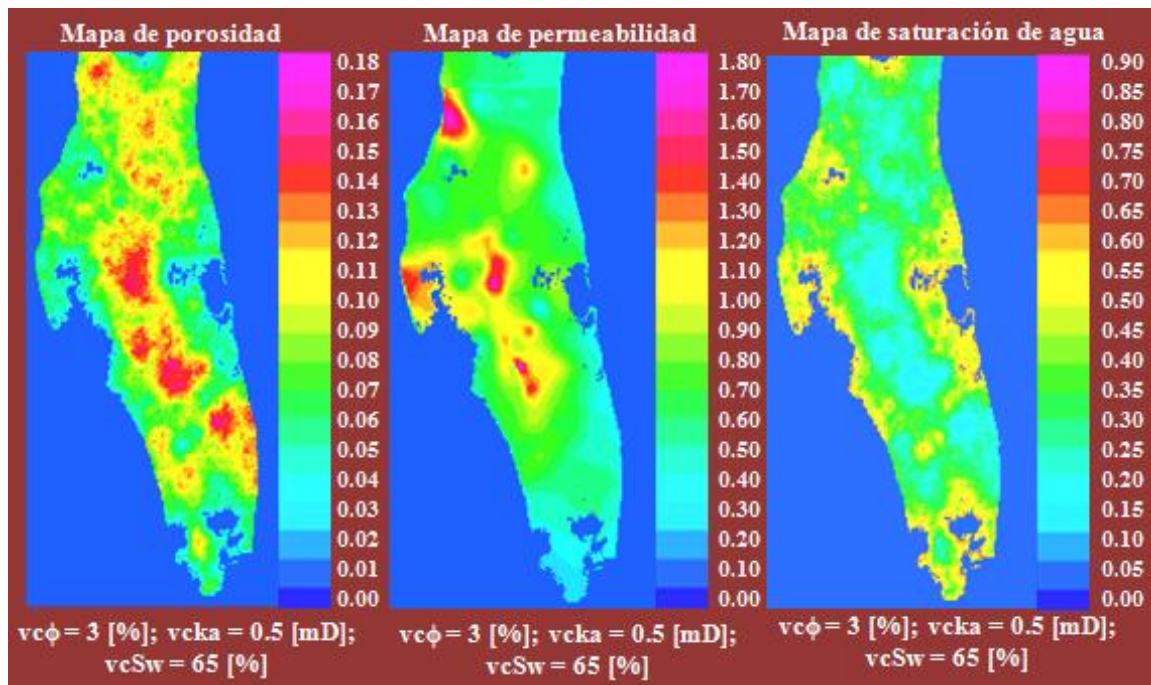


Figura 2.19. Mapas de simulación aplicando tres parámetros como valores de corte

La simulación de yacimientos es la mejor herramienta para validar el volumen de hidrocarburos así como para la estimación de reservas, claramente se observa el impacto que se tiene al utilizar los valores de corte, por citar un caso, si se determina el volumen de hidrocarburos con la simulación mostrada en la **figura 2.15**, dicho volumen será diferente al calculado con la simulación de la **figura 2.17**. Las mismas variaciones se presentarán al realizar los pronósticos de producción, el espaciamiento entre pozos así como el análisis de la recuperación final. Además es indispensable revisar cuidadosamente la información disponible para seleccionar adecuadamente los valores de corte que se deben aplicar al realizar un estudio de simulación, precisamente por eso es de particular interés partir de una metodología integral en el estudio del yacimiento.

Con el objetivo de comparar las diferencias que se presentan al aplicar valores de corte, en la **figura 2.20** se muestran seis mapas de simulación: dos de porosidad, dos de permeabilidad y dos de saturación de agua. Se puede observar que en los tres mapas situados en la parte superior de la figura se considera el volumen total de roca del yacimiento ya que no existe ningún valor de corte aplicado; mientras que en los tres de la parte de abajo se tienen hasta tres valores de corte aplicados, por lo mismo el volumen de roca se reduce. Por lo tanto, son éstos últimos tres mapas de simulación los que representan con mayor precisión las zonas del yacimiento con posibilidades de producir hidrocarburos.

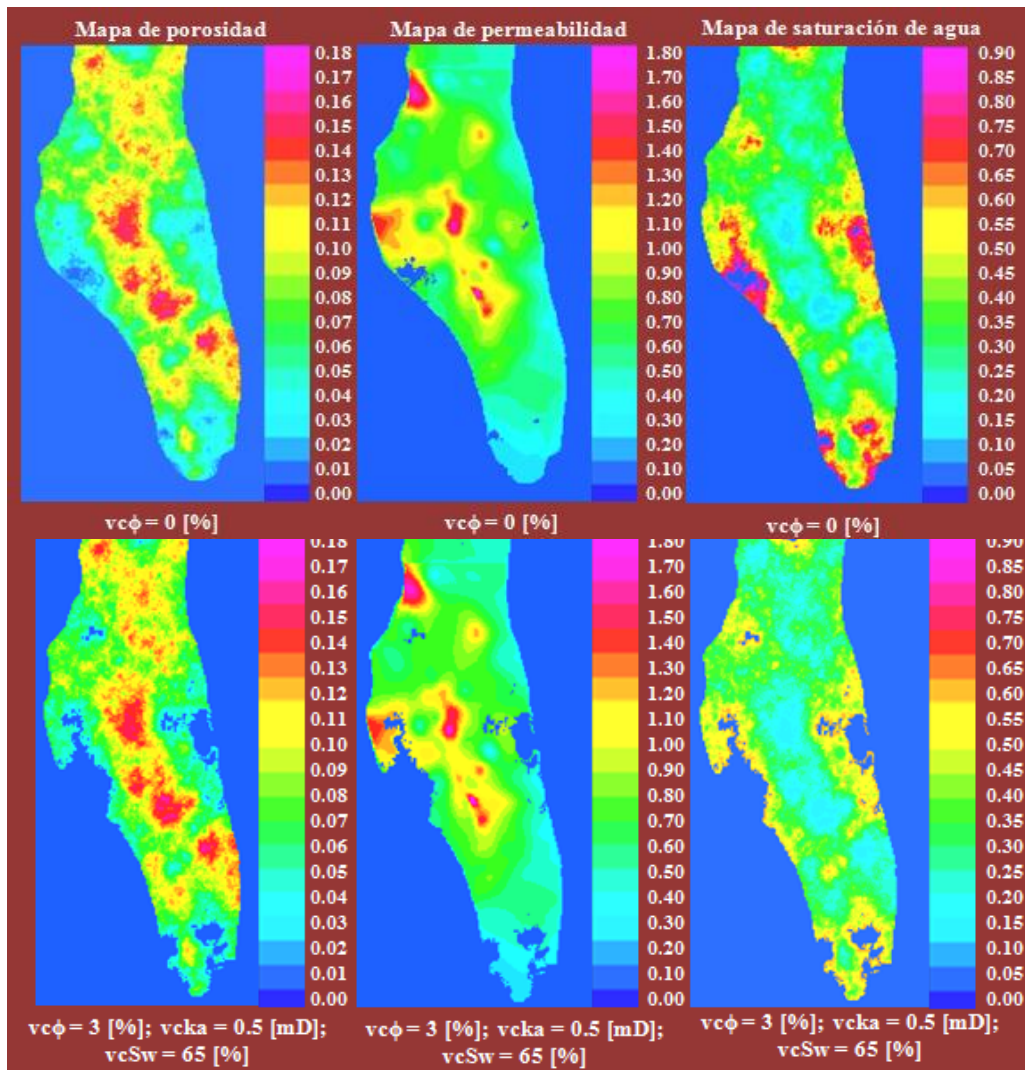


Figura 2.20. Comparación del impacto que se tiene al aplicar valores de corte de porosidad, permeabilidad absoluta y saturación de agua en tres mapas de simulación

## CAPÍTULO III

# MÉTODOS DE LABORATORIO Y DE CAMPO PARA DETERMINAR PARÁMETROS PETROFÍSICOS Y SUS VALORES DE CORTE

## **Introducción**

La ubicación correcta de los intervalos con potencial de producir hidrocarburos, así como la selección adecuada de los intervalos en los cuales se terminan los pozos, son elementos de vital importancia para la maximización del valor económico de los activos. Introducir los valores de corte en el proceso de la caracterización del yacimiento contribuye a tener mayor certeza al seleccionar las capas productoras.

En este capítulo la determinación de los valores de corte se divide en dos partes; la primera de ellas consiste en determinarlos considerando únicamente las características del yacimiento, es decir, el objetivo es seleccionar los espesores en los cuales se tiene producción de aceite. En la segunda parte, se describe la forma en cómo determinar los valores de corte bajo condiciones operacionales y económicas; bajo este criterio, en los intervalos seleccionados para ser explotados están implícitas las limitantes que se tienen en el manejo de los fluidos en superficie, particularmente el agua.



### 3.1 Medición de la porosidad( $\emptyset$ )

La fuente de información más común para llevar a cabo la caracterización de yacimientos son los registros geofísicos de pozos y las muestras de roca, ya sean núcleos de diámetro completo o un conjunto de muestras pequeñas continuas; dicha información puede ser empleada para determinar la porosidad de la roca del yacimiento.

Generalmente la herramienta más útil para determinar la porosidad consiste en el manejo de registros geofísicos, los cuales se clasifican dependiendo de la propiedad que registran y el principio de medición que utilizan.

Los principales registros de porosidad son:

- Neutrón,  $\emptyset_n$
- Densidad,  $\rho_b$
- Sónico,  $\Delta t$
- NMR Resonancia Magnética

En los tres primeros registros la medición de la porosidad es afectada por el fluido y la matriz, mientras que para el de Resonancia Magnética la porosidad solo es afectada por el fluido.

#### 3.1.1 Cálculo de la porosidad por medio del registro sónico

La medición de la porosidad de la formación se obtiene al relacionar las propiedades acústicas de la roca con la porosidad ya que se encuentran íntimamente relacionadas.

Este tipo de registros se toman en agujero abierto y consisten en enviar por medio de transmisores un tren de ondas acústicas que viajen a través de la formación, estas ondas son detectadas mediante receptores midiendo así el tiempo de tránsito,  $\Delta t$ , es decir el tiempo que tarda la onda acústica en recorrer una distancia igual a la separación entre receptores, **figura 3.1**.

Los datos arrojados por la sonda son registrados en superficie utilizando un equipo de cómputo, el cual efectúa un promedio de los tiempos para obtener el tiempo total de tránsito.

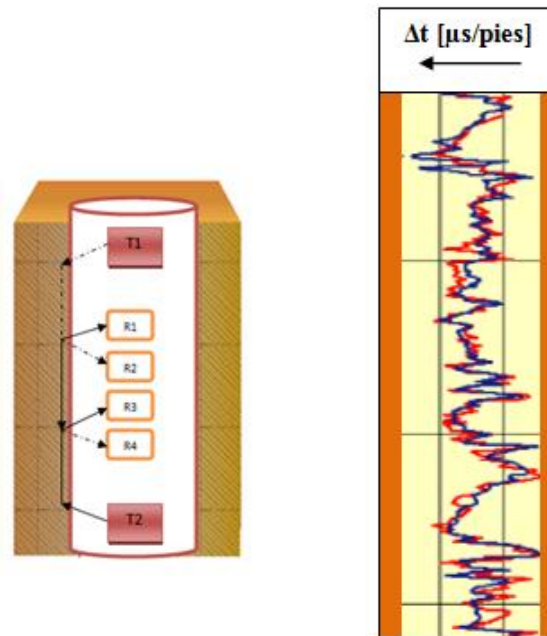


Figura 3.1 Medición del tiempo de tránsito mediante una sonda acústica.

Wyllie, Gregory y Gardner encontraron, experimentalmente, que en formaciones limpias y consolidadas con poros distribuidos uniformemente, existe una relación lineal entre la porosidad y el tiempo de tránsito; dicha relación es:

$$\phi = \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}} \quad 3.1$$

$$\Delta t_{ma} \leq \Delta t \leq \Delta t_f$$

Donde  $\Delta t$  [ $\mu\text{seg}/\text{pie}$ ] es la lectura del registro sónico, mientras que  $\Delta t_f$  y  $\Delta t_{ma}$ , son los tiempos de tránsito en el fluido y en la matriz, respectivamente. Se concluye que para el cálculo de la porosidad se requiere saber la litología de la roca del yacimiento y los tipos de fluidos que saturan la roca.

Gráficamente la ecuación 3.1 se expresa mediante la **figura 3.2**; la intersección de la línea de tendencia con el eje de las ordenadas indica el valor del  $\Delta t_{ma}$ , cuando la porosidad es igual a cero cualitativamente se conoce el tipo de roca que se tiene en la formación; y al extrapolarla hasta un valor de porosidad de 100% se obtiene el  $\Delta t_f$ ; los puntos indican el rango de variación de la porosidad respecto al tiempo de

tránsito. Si se utiliza el registro sónico en conjunto con otros registros es posible determinar valores más precisos de porosidad.

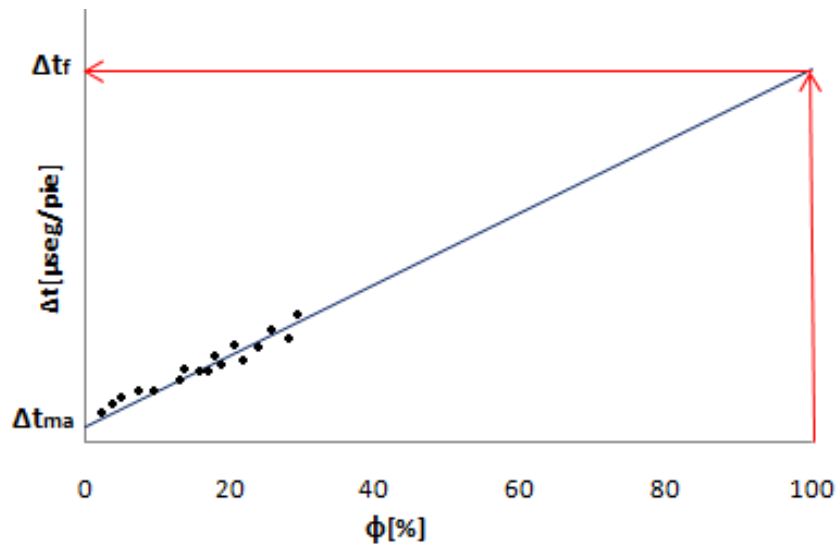


Figura 3.2. Gráfica  $\Delta t$  contra porosidad

En el caso de rocas consolidadas, en particular los carbonatos, la ecuación 3.1 mantiene una relación razonable y el registro sónico proporciona una buena estimación de la porosidad. Empero, en el caso de formaciones someras, areniscas poco consolidadas y en general, en todos los casos en que la roca no ha alcanzado su grado completo de compactación, el registro sónico puede sobreestimar considerablemente la porosidad de la formación. Lo mismo ocurre en zonas con presencia de gas o de hidrocarburos ligeros ya que es significativamente menor la velocidad de la onda acústica.

Una característica interesante del registro sónico es que algunas veces, especialmente en las rocas carbonatadas, puede proporcionar una estimación de la porosidad secundaria, siempre y cuando sea utilizado conjuntamente con otro registro de porosidad, por ejemplo el registro de densidad. La diferencia que se tiene entre las dos mediciones de porosidad proporciona cualitativamente el grado de porosidad secundaria. No se puede utilizar de forma aislada el registro sónico para medir porosidad secundaria debido a que la herramienta tiende a ignorar las fracturas o cavidades aisladas, esto como consecuencia de que las ondas acústicas recorrerán la distancia más corta a través de la roca.

El registro sónico responde solamente a la porosidad primaria (matriz), mientras que la herramienta de densidad mide la porosidad total, por lo que la diferencia entre las dos medidas indica la presencia de porosidad secundaria.

$$\phi_{\text{secundaria}} = \phi_{\text{densidad}} - \phi_{\text{sónico}} \quad 3.2$$

Finalmente los valores de porosidad obtenidos mediante el registro se grafican a lo largo del intervalo de interés y pueden ser calibrados mediante mediciones en núcleos, **figura 3.3**.

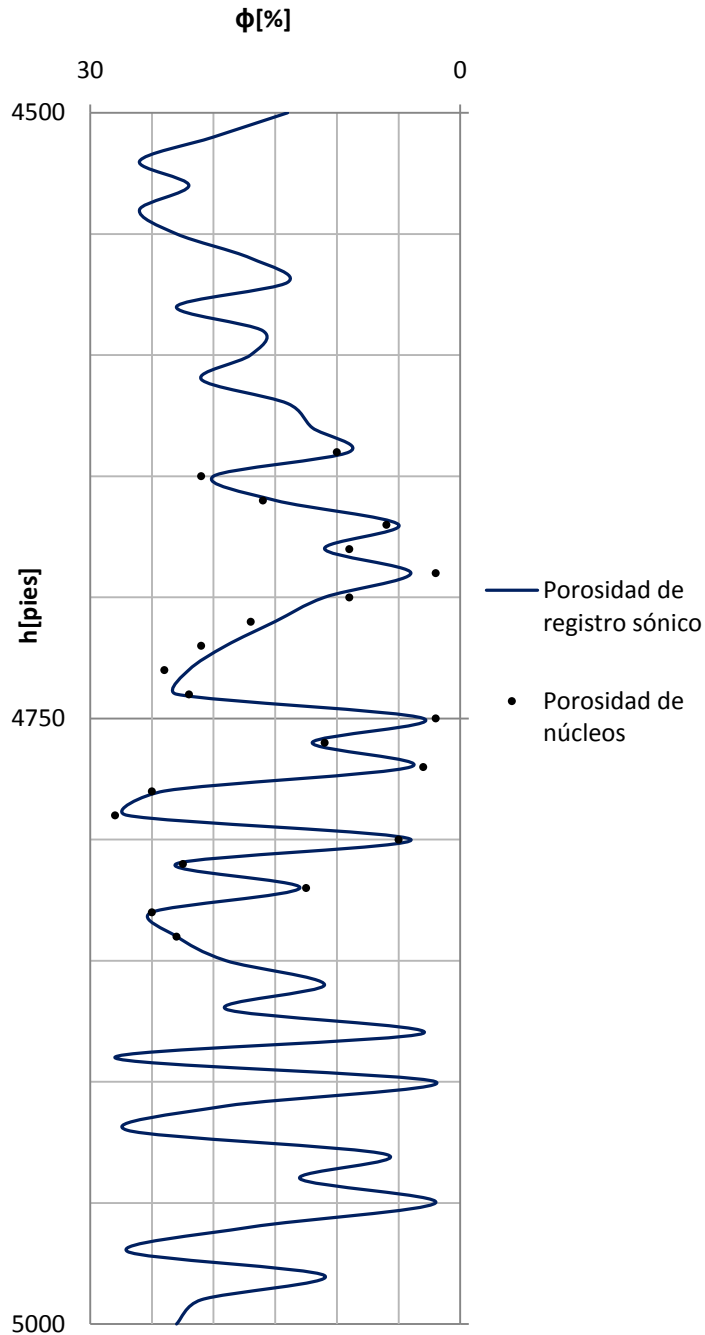


Figura 3.3. Variación vertical de porosidad

Es importante hacer notar que en el caso en que se mida la porosidad en una formación arcillosa es necesario corregir el dato obtenido mediante el registro sínico para evitar sobreestimar el valor de la porosidad. En una formación con material arcilloso la lectura del registro sínico, estará dada por:

$$\Delta t = \emptyset \Delta t_f + V_{cl} \Delta t_{sh} + (1 - \emptyset - V_{cl}) \Delta t_{ma} \quad 3.3$$

$V_{cl}$  es el porcentaje de arcilla y  $\Delta t_{sh}$  es la lectura del registro sínico correspondiente a la zona base de lutitas identificada con el registro de litología. A partir de la ecuación 3.3 se obtiene:

$$\emptyset = \frac{\Delta t - \Delta t_{ma} - V_{cl} (\Delta t_{sh} - \Delta t_{ma})}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}} \quad 3.4$$

Reacomodando la ecuación 3.4:

$$\emptyset = \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}} - V_{cl} \left( \frac{\Delta t_{sh} - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}} \right) \quad 3.5$$

$$\Delta t \leq \Delta t_f ; \Delta t_{ma} < \Delta t_{sh}$$

A medida en que el porcentaje de arcilla disminuye, la porosidad leída mediante el registro se aproxima al valor verdadero de porosidad.

### 3.2 Medición de la permeabilidad absoluta ( $k_a$ )

Actualmente se cuenta con una serie de métodos para medir o estimar el valor de la permeabilidad absoluta, ya sea de forma directa o de forma indirecta, los métodos más utilizados son: análisis en núcleos, registros geofísicos y pruebas de producción.

El rango de permeabilidades normalmente fluctúa entre los siguientes valores:

Rango [mD]	Clasificación
< 1	muy baja
1 a 10	baja
10 a 50	regular
50 a 200	promedio
200 a 500	buena
>500	excelente

Tabla 3.1. Clasificación de permeabilidad absoluta de acuerdo a su valor

El método más utilizado a nivel mundial es el de la toma de registros geofísicos, sin embargo, aún no existe un registro capaz de cuantificar por si solo el valor de la permeabilidad absoluta por lo que usualmente se obtiene a partir de correlaciones con algunos otros parámetros calculados por medio de registros geofísicos.

En el caso de análisis en núcleos, la permeabilidad absoluta se puede medir directamente, pero esta técnica no es muy aplicada debido a que la toma de las muestras solo se realiza en algunos pozos nucleando solo los intervalos de interés para el análisis de la formación; lo mismo sucede con las pruebas de producción, en las cuales se abarca una determinada área del yacimiento.

Un método para determinar la permeabilidad absoluta en laboratorio consiste en realizar en un núcleo, de geometría regular, mediciones de la permeabilidad al gas  $k_g$  y corregir por deslizamiento molecular (efecto de Klinkenberg).

Klinkenberg afirma que la permeabilidad a un gas es función de la distancia que existe entre las moléculas de gas al pasar a través del núcleo y, por lo tanto, depende de los factores que afectan tal distancia, tales como la temperatura, presión y tipo de gas. Por lo mismo, cuando se manejan altas presiones el gas tiende a comportarse como líquido y es de esperar que la permeabilidad al gas se aproxime a la del líquido cuando la presión tiende a infinito; tal relación se presenta en la ecuación 3.6:

$$k_g = a \left( \frac{1}{P_m} \right) + b \quad 3.6$$

donde:

a [atm-mD]: pendiente de la línea de tendencia

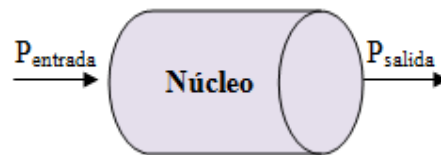
$b$  [mD]: ordenada al origen = permeabilidad al líquido

$P_m$  [atm]: presión media

Para determinar la permeabilidad absoluta a partir de mediciones a la permeabilidad al gas se emplea un permeámetro y la  $k_g$  se obtiene directamente de la ecuación de Darcy, el procedimiento es el siguiente:

- Utilizando la ecuación de Darcy se mide la  $k_g$  varias veces a diferentes presiones medias, donde:

$$P_m = \frac{P_{\text{entrada}} + P_{\text{salida}}}{2} \quad 3.7$$



- Con los datos obtenidos elaborar una gráfica  $k_g$  contra  $(1/P_m)$  en escala normal.
- Finalmente se traza la línea de tendencia y se extrapola hasta cruzar el eje de las ordenadas. El valor encontrado es la permeabilidad al líquido, la cual se considera igual a la permeabilidad absoluta, ver figura 3.4.

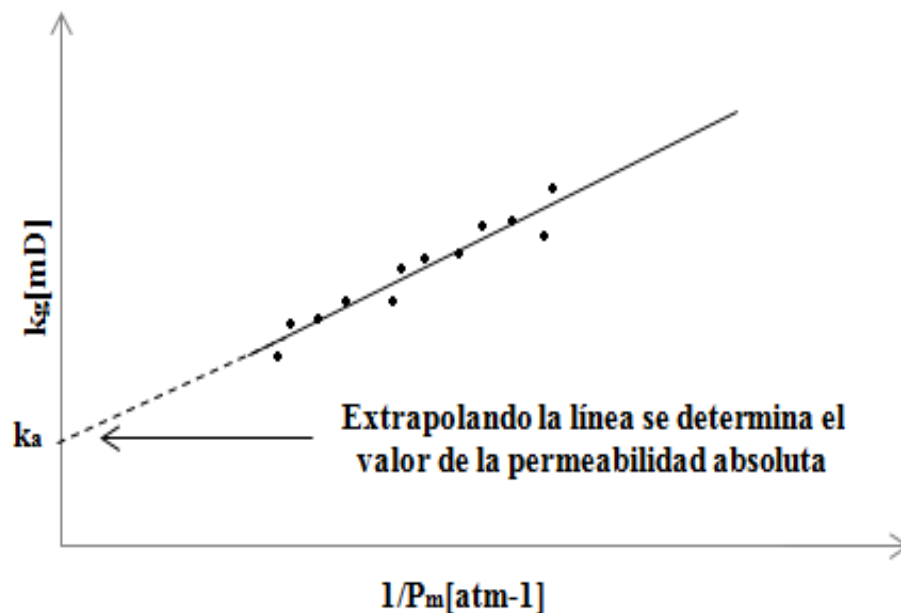


Figura 3.4. Obtención de la permeabilidad absoluta con el método de Klinkenberg

En la siguiente gráfica se muestra el efecto de la permeabilidad en la magnitud del efecto de Klinkenberg.

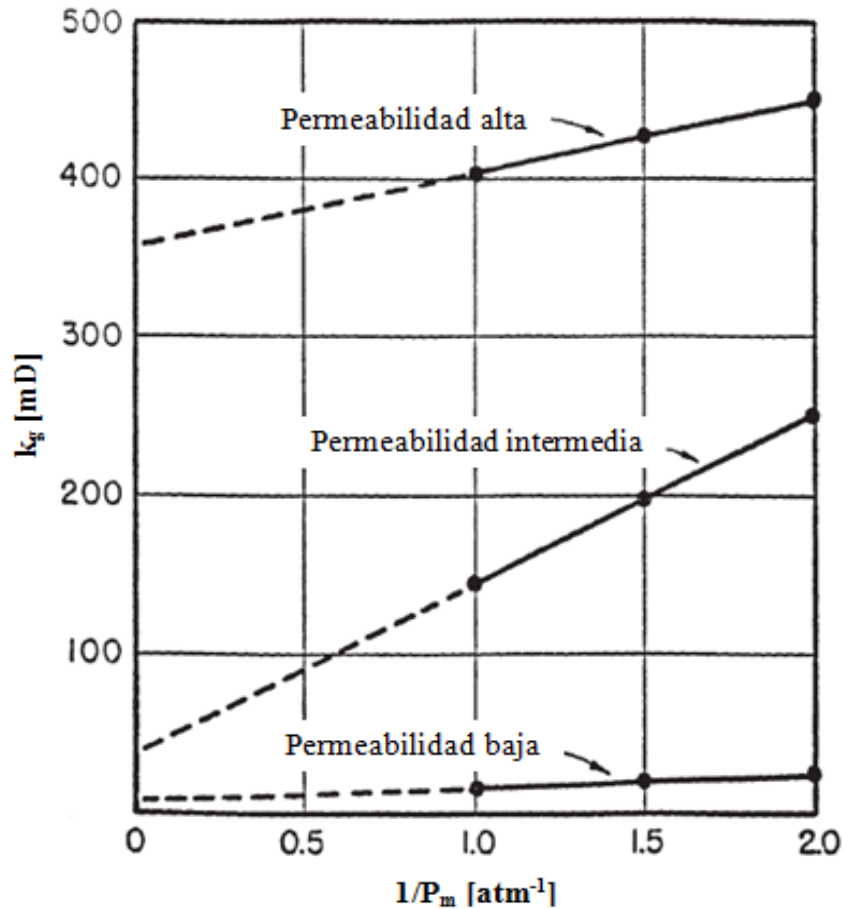


Figura 3.5. Variación de la permeabilidad al gas con la presión media para rocas de diferente permeabilidad absoluta

Cabe señalar que el método descrito anteriormente se puede aplicar en rocas de yacimientos considerados homogéneos, es decir, en donde las variaciones de porosidad y permeabilidad no son tan abruptas; para el caso de yacimientos heterogéneos, particularmente de yacimientos naturalmente fracturados (YNF), éstos presentan doble porosidad-doble permeabilidad por lo tanto las mediciones de permeabilidad al gas deben realizarse en núcleos grandes y en tres direcciones, **figura 3.6:**

- permeabilidad vertical
- permeabilidad horizontal máxima
- permeabilidad horizontal mínima



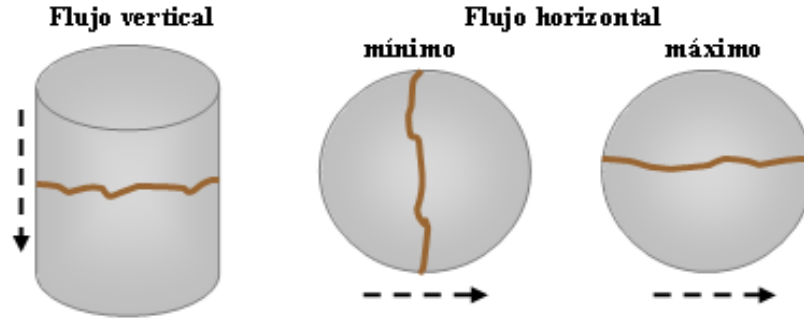


Figura 3.6. Dirección de flujo en núcleos grandes tomados de yacimientos heterogéneos debido a fracturas

Pese a que muchos estudios de investigación han sido encaminados a tratar de encontrar un modelo de aplicación general para determinar la permeabilidad hasta la fecha no se ha tenido éxito; empero se han desarrollado una serie de correlaciones para cuantificar la permeabilidad a partir de algún otro parámetro obtenido por medio de registros geofísicos; por ejemplo, la permeabilidad se puede correlacionar con la porosidad efectiva ya que normalmente en algunas formaciones principalmente compuestas por rocas sedimentarias se presenta un comportamiento lineal entre ambos parámetros al graficar  $\log(k_a)$  vs  $\log(\phi)$ ,  $\log(k_a)$  vs  $\phi$  o  $k_a$  vs  $\phi$ ; por tal razón las correlaciones normalmente se expresan de la siguiente manera:

$$\log(k_a) = C + D \log(\phi) \quad 3.8$$

$$\log(k_a) = C + D\phi \quad 3.9$$

$$k_a = C + D\phi \quad 3.10$$

Los valores de las constantes C y D de las ecuaciones 3.8, 3.9 y 3.10 dependen del tipo de formación, lo que hace que las tendencias lineales varíen de un tipo de roca a otro; por lo tanto, al establecer la tendencia para una roca en particular se puede estimar la permeabilidad a partir de la porosidad obtenida por medio de algún registro de porosidad. En el caso de YNF esta correlación no es apropiada debido a que normalmente poseen porosidades efectivas muy bajas en contraste con sus permeabilidades.

Para tener una mejor aproximación del valor de permeabilidad, los datos obtenidos por medio de correlaciones se pueden calibrar con datos de laboratorio o de algún otro método, en la **figura 3.7** se muestra la variación de permeabilidad a lo largo del intervalo de interés obtenida a partir de correlaciones y de mediciones en núcleos.

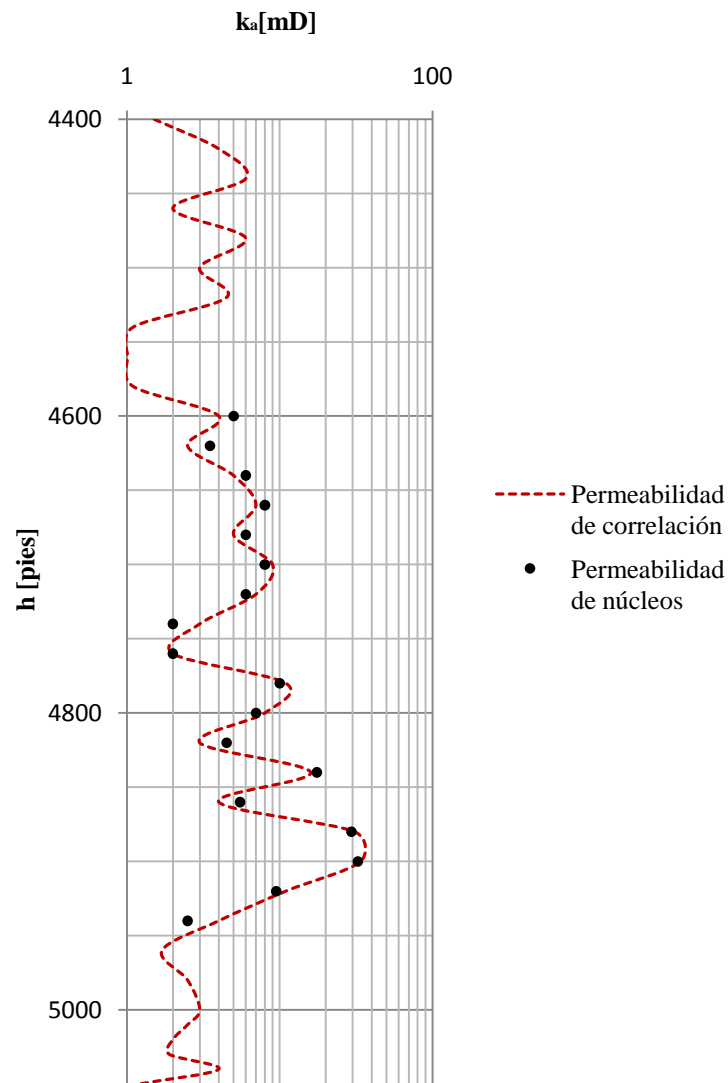


Figura 3.7. Variación de la permeabilidad absoluta respecto a la profundidad

### 3.3 Determinación del porcentaje de arcilla ( $V_{cl}$ )

Es importante hacer notar la diferencia que existe entre los términos lutita y arcilla; en el primer caso se trata de una roca con material arcilloso que contiene agua, el término arcilla hace referencia únicamente al material que conforma la roca.

Los efectos que origina una roca lutítica en el yacimiento dependen de la distribución del material arcilloso, cantidad de material arcilloso, salinidad del agua de formación y saturación de agua. En la **figura 3.8** se muestran las tres diferentes formas en que los materiales arcillosos se pueden encontrar.

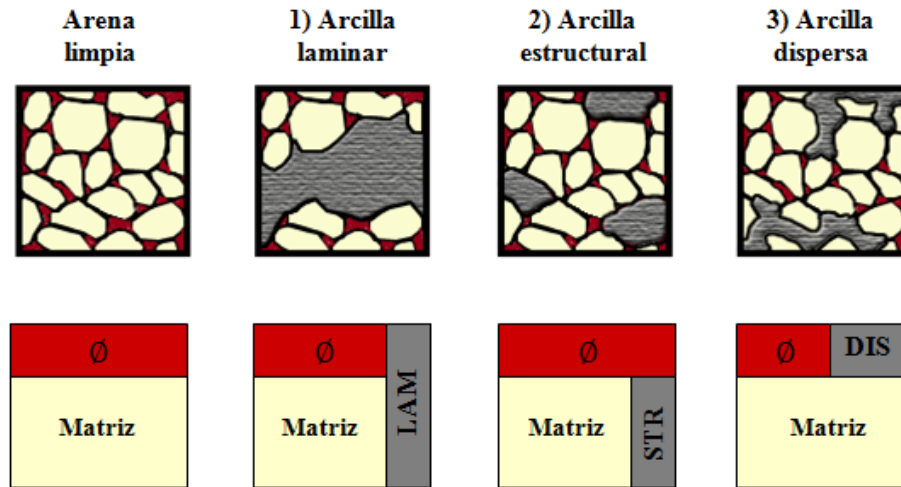


Figura 3.8. Formas en como se distribuye la arcilla

1. La arcilla está en forma de láminas separadas por capas de arena. En este caso no se afecta la porosidad o la permeabilidad de las arenas. Sin embargo, si aumenta el contenido de arcilla laminar, la porosidad media decrece y la porosidad efectiva se reduce proporcionalmente.
2. En este caso el material arcilloso se encuentra formando granos entre la matriz de la formación y por lo tanto la porosidad no se ve afectada.
3. El material arcilloso está disperso a través de la arena y parcialmente llenando los intersticios intergranulares. Esta dispersión de arcilla puede adherirse recubriendo los granos de la arena o parcialmente llenando los canales de los poros pequeños, esto reduce fuertemente la porosidad y la permeabilidad de la formación.

Cabe señalar que todas estas formas en que se distribuye la arcilla pueden ocurrir simultáneamente en la misma formación. El más importante efecto del material arcilloso es la habilidad que posee para absorber y mantener el agua en la superficie de sus granos. Dos formas comúnmente utilizadas para definir a las arcillas es por medio del tamaño de grano y el material que contiene; normalmente se consideran los siguientes tamaños de granos: arenas 0.05 a 2 mm, limo 0.004 a 0.05 mm y arcilla < 0.004 mm.

La presencia de arcilla en los yacimientos puede ser vislumbrada desde dos enfoques diferentes; por un lado para que los hidrocarburos puedan quedar confinados en las rocas almacenadoras es necesario que las paredes o límites del yacimiento estén sellados de forma efectiva, de esta manera las capas arcillosas actúan como sellos debido a su escasa permeabilidad. Dichas capas pueden tener un espesor muy variable, éste será reducido si tienen excelente calidad (alto porcentaje

de material arcilloso), mediano o grueso, si es de calidad mediana o mala. Por otra parte, de acuerdo a la distribución del contenido de arcilla en la formación productora algunas propiedades petrofísicas como la porosidad y la permeabilidad son afectadas notablemente. Al medir el porcentaje de arcilla en el yacimiento se pueden determinar los intervalos que actúan como sellos del mismo, así también se eliminan los intervalos no apropiados para la producción de hidrocarburos por tener un alto contenido de arcilla. El porcentaje de arcilla,  $V_{cl}$ , se determina a partir de la relación existente entre el volumen de arcilla y el volumen total de roca. Para poder obtener el porcentaje de arcilla es necesario recurrir a registros geofísicos o a muestras de núcleos. Los registros más utilizados para determinar dicho porcentaje son: potencial natural (SP), rayos Gamma (RG) y espectroscopia de rayos gamma (NGT). A continuación se describe el procedimiento para obtener cuantitativamente el porcentaje de arcilla a partir del registro de rayos gamma.

El registro RG mide la radiactividad natural de la formación como consecuencia de la emisión de rayos gamma debido a la presencia de isótopos radiactivos: potasio ( $K_{40}$ ), torio ( $Th_{232}$ ) y uranio ( $U_{238}$ ). Estos isótopos tienden a concentrarse en las arcillas, por lo que un bajo valor de radiactividad hace referencia a una zona limpia, mientras que un alto valor indica presencia de arcilla, como lo muestra la **figura 3.9**.

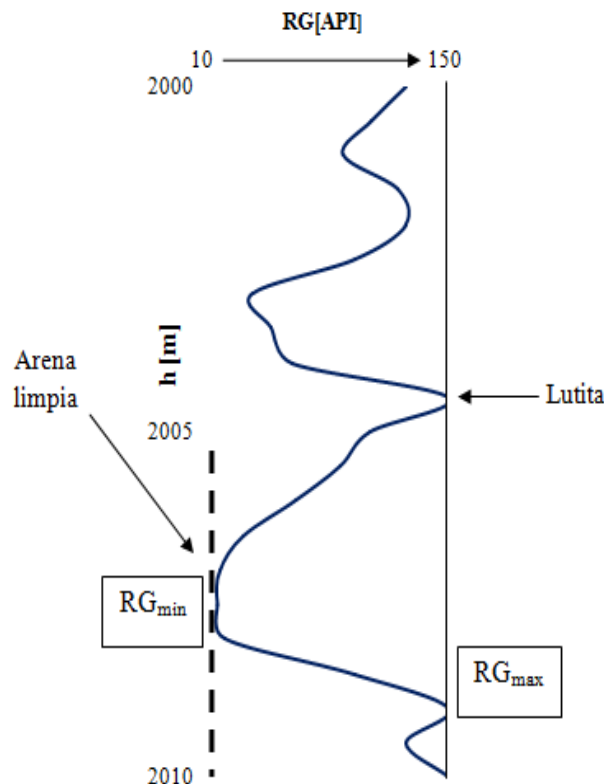


Figura 3.9. Registro de rayos gamma

En la **figura 3.9** la línea continua se conoce como línea base de lutitas y la línea punteada es la línea base de arenas, en otras palabras, son los valores límite del registro de rayos gamma y éstos se emplean para determinar el índice de rayos gamma a partir de la siguiente ecuación:

$$I_{RG} = \frac{RG - RG_{\min}}{RG_{\max} - RG_{\min}} \quad 3.11$$

donde:

$I_{RG}$  [fracción]: índice de rayos gamma

$RG$  [API]: lectura del registro de rayos gamma en el intervalo de interés

$RG_{\min}$  [API]: lectura del registro en la zona de arenas limpia

$RG_{\max}$  [API]: lectura del registro en la zona de lutitas

Para determinar la cantidad de arcilla,  $V_{cl}$  [fracción], se emplean las siguientes ecuaciones:

$$V_{cl} = 0.33[2^{(2I_{RG})} - 1] \quad 3.12$$

$$V_{cl} = 0.083[2^{(3.71I_{RG})} - 1] \quad 3.13$$

La ecuación 3.12 se utiliza en rocas consolidadas y la 3.13 en rocas del Terciario no consolidadas. Por ejemplo, empleando la ecuación 3.13 se calcula  $V_{cl}$  para cada una de las lecturas de  $RG$  obtenidas a partir de la **figura 3.9**, a 2005 metros el porcentaje de arcilla es aproximadamente de 67%, ver **figura 3.10**.

Un valor más preciso del porcentaje de arcilla se obtiene a través de un análisis mineralógico realizado en laboratorio. Para esto se puede emplear un método instrumental conocido como difracción de rayos X, este método es particularmente útil en el análisis de material cristalino de grano muy fino.

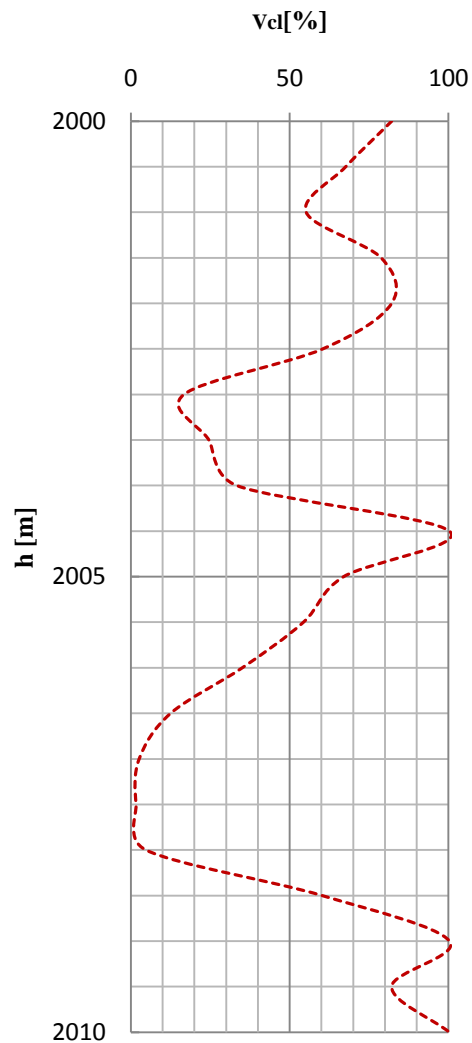


Figura 3.10. Variación vertical del contenido de arcilla

Procedimiento para determinar el porcentaje de arcilla:

1. Seleccionar y moler suavemente una muestra
2. Tamizar para separar la fracción limo más arcilla
3. A continuación se centrifuga para separar el limo de la arcilla
4. Se prepara la fracción arcillosa para realizar el análisis de los diferentes minerales que la conforman

Para este análisis, primero la fracción arcillosa se analiza mediante difracción de rayos X, en seguida se le agrega etilene-glicol y se analiza mediante difracción de rayos X; finalmente es calcinada y otra vez se analiza mediante difracción de rayos

X. La interpretación de los difractogramas normal, glicolado y calcinado permiten identificar cada mineral arcilloso, además de la relación cuantitativa de los minerales presentes.

El porcentaje de arcilla obtenido en laboratorio puede utilizarse para calibrar los datos obtenidos mediante el registro de rayos gamma.

### **3.4 Determinación de la saturación de agua en formaciones limpias( $S_w$ )**

En 1950, Archie demostró que las propiedades petrofísicas y geológicas están relacionadas a nivel de los poros, parámetros como la porosidad, permeabilidad y fuerzas capilares se relacionan íntimamente con la distribución del tamaño de poro. Para seleccionar los intervalos productores es necesario determinar la saturación de agua y de hidrocarburos en el yacimiento.

Si se tiene una roca limpia cuyos poros están ocupados por aire la conductividad a través de ésta es cero. Cuando los poros de la roca están saturados 100% con agua se tiene la máxima conductividad  $C_o$ . El valor de  $C_o$  es controlado por la porosidad, la composición del agua en el espacio poroso y la tortuosidad de los poros de la roca. Para una muestra de roca, la relación existente entre  $C_w$  y  $C_o$  es constante y es llamado factor de formación,  $F$ . El valor de  $F$  siempre será mayor a 1, debido a que  $C_w > C_o$ .

$$F = \frac{C_w}{C_o} \quad 3.14$$

donde

$C_w$  [ohms-m]<sup>-1</sup>: es la conductividad del agua que satura el medio poroso.

En el capítulo uno de esta tesis se definió la resistividad como el recíproco de la conductividad, por lo tanto la ecuación 3.14 puede expresarse de la siguiente manera:

$$F = \frac{R_o}{R_w} \quad 3.15$$

Para una formación limpia Archie encontró que los valores de F se relacionan con la porosidad de la roca si son graficados en escala log-log, dicha relación se muestra en la **figura 3.11** y en la siguiente ecuación:

$$F = \frac{a}{\phi^m} \quad 3.16$$

donde:

m: es el factor de cementación o exponente de litología, a: es el factor de tortuosidad

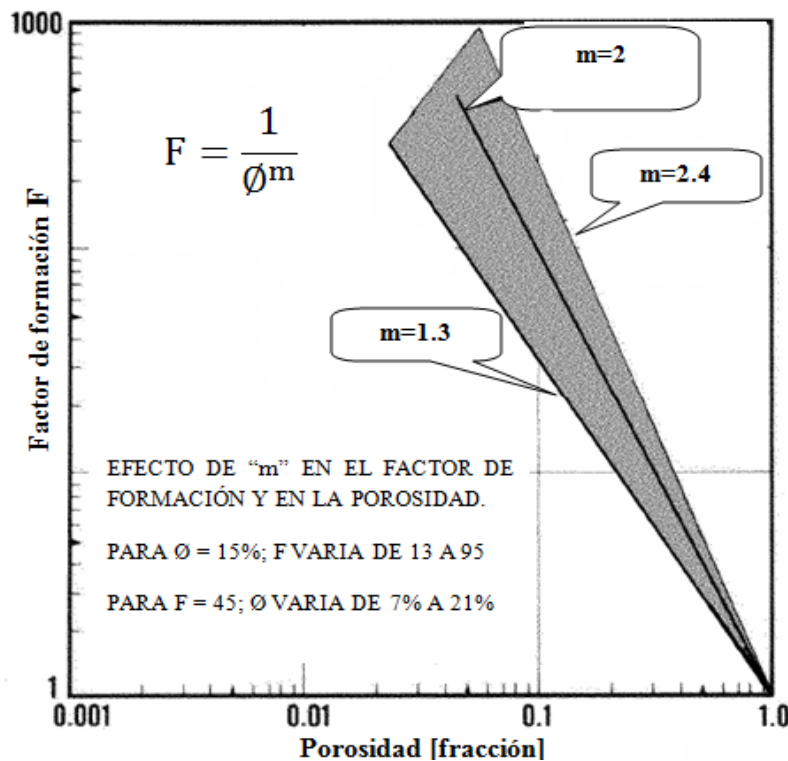


Figura 3.11. Factor de formación contra porosidad

La expresión matemática de la línea recta mostrada en la figura 3.11 es:

$$\log F = -m \log \phi + \log a \quad 3.17$$

Los valores de a y m son determinados experimentalmente; a es usualmente cercano al valor de 1 y m usualmente cercano a 2 en formaciones porosas. En rocas carbonatadas m tiene valores generalmente altos (mayores a 2). En la mayoría de



los yacimientos de hidrocarburos en areniscas  $m$  varía entre 1.5 y 2.5, dicha variación se resume en la tabla 3.2.

Grado de consolidación	Factor de cementación (atmosférico)	Factor de cementación (in-situ)
areniscas muy consolidadas	1.2	1.2
areniscas poco consolidadas	1.4	1.6
arenisca deleznable	1.6	1.8
arenisca dura	1.8	2
arenisca muy dura	2	2.2

Tabla. 3.2 Factor de cementación para diferente tipo de arenisca

Algunas fórmulas comunes que relaciona  $F$  con  $\phi$  son:

- $F = \frac{1}{\phi^2}$  en formaciones compactadas y carbonatos
- $F = \phi^{[0.019\phi - 1.87]}$  para carbonatos de baja porosidad y sin fracturas
- $F = \frac{0.62}{\phi^{2.15}}$  fórmula Humble para formaciones suaves
- $F = \frac{0.81}{\phi^2}$  fórmula Humble simplificada para arenas

De acuerdo a la ecuación 3.17 el valor de  $a$  es la ordenada al origen, es decir corresponde a un valor de porosidad igual a 1 si se procesa en fracción, **figura 3.12**.

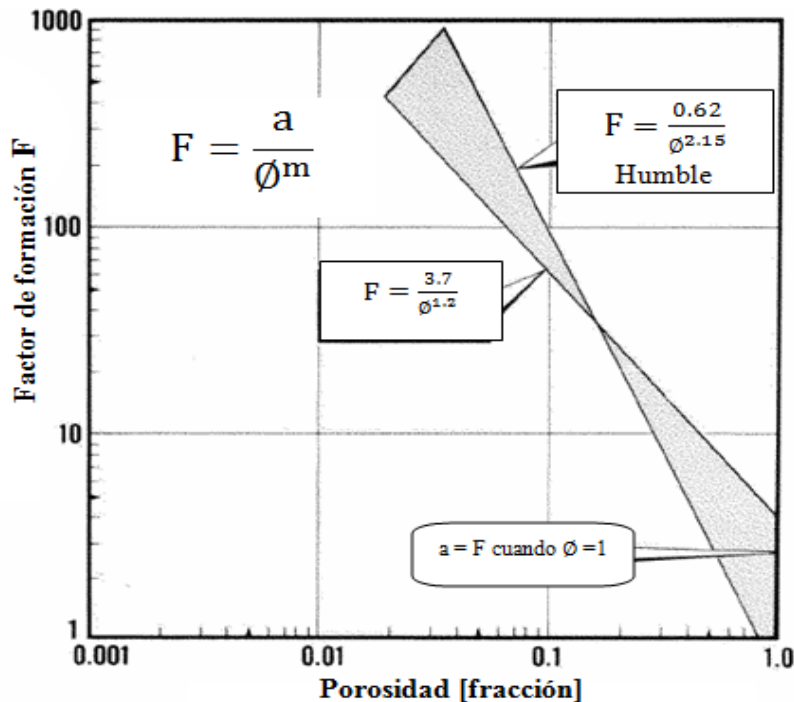


Figura 3.12. Determinación gráfica del factor de tortuosidad

Para considerar el contenido de hidrocarburos, se introduce el término  $R_t$  el cual representa la resistividad cuando la saturación de agua es menor al 100%. El valor inicial de  $R_o$  (con  $S_w = 100\%$ ) aumenta a un valor  $R_t$  cuando la saturación de agua decrece, como se muestra en la **figura 3.13**:

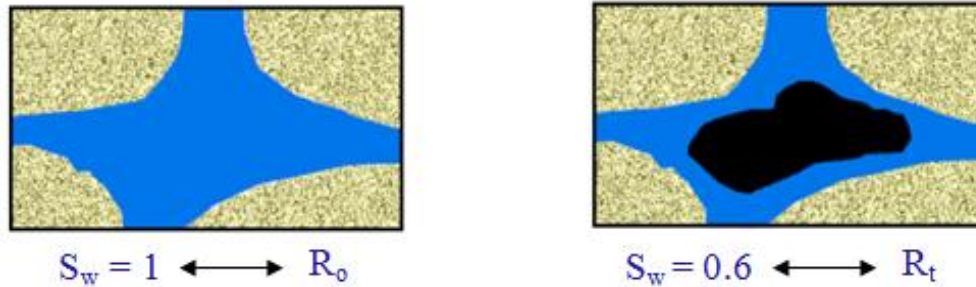


Figura 3.13. Relación de saturación de agua con  $R_o$  y  $R_t$

$R_t$  es la resistividad de una roca del yacimiento que contiene hidrocarburos y agua de formación. El valor de  $R_t$  (poros con agua e hidrocarburos) es mayor que  $R_o$  (poros sólo con agua). La relación  $R_t / R_o$  es un indicativo de la saturación de agua si se grafica en escala log-log, **figura 3.14**.

A la relación  $R_t / R_o$  se le llama índice de resistividad  $I$  y siempre será mayor a uno, o igual a uno cuando no se tenga presencia de hidrocarburos, es decir cuando los poros estén saturados 100% con agua.

El máximo valor de  $R_t$  se presenta cuando en la roca se tiene saturación irreductible de agua. De acuerdo a la **figura 3.14**.

$$I = \frac{R_t}{R_o} = \frac{1}{S_w^n} \quad 3.18$$

donde:

$n$ : exponente de saturación

En la práctica es común utilizar  $n$  igual 2 si la roca esta mojada por agua y en el caso en que la arenisca este mojada por aceite  $n$  puede ser mayor a 2; para calizas normalmente se tiene un valor menor a 2. En términos generales, la forma más adecuada para obtener  $n$  es a través de la correlación  $I-S_w$  establecida para la formación de interés con datos de núcleos.

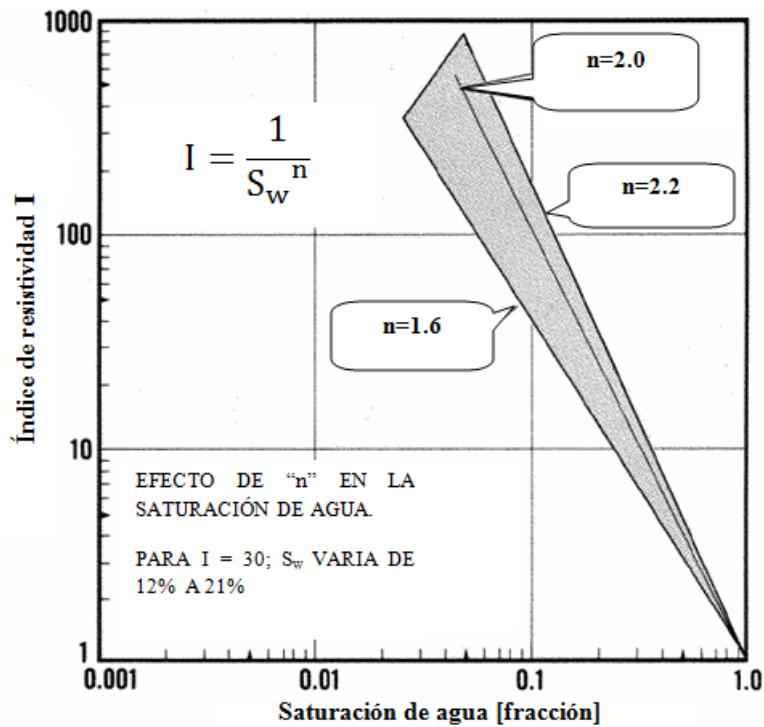


Figura 3.14. Correlación índice de resistividad - saturación de agua

Combinando las ecuaciones 3.15, 3.16 y 3.18 se obtiene la forma general de la ecuación de Archie para determinar la saturación de agua en formaciones limpias.

$$S_w = \sqrt[n]{\frac{aR_w}{\phi^m R_t}} \quad 3.19$$

donde:

$S_w$  [fracción]: saturación de agua

$\phi$  [fracción]: porosidad verdadera o efectiva

$R_w$  [ohms-m]: resistividad del agua de formación

$R_t$  [ohms-m]: resistividad verdadera de la formación

La exactitud de la ecuación de Archie depende en gran medida de la exactitud de los parámetros requeridos. La profundidad de medición de la resistividad (inducción o laterolog) debe ser correcta, se debe realizar una adecuada correlación de porosidad-factor de formación mediante mediciones en laboratorio o en combinación con algún otro método para medir la porosidad, el valor de  $R_w$  debe

ser verificado de tantas maneras como sea posible: calculado mediante la curva SP, catálogo de agua o medido a través de una muestra de agua de la formación.

### 3.5 Determinación de la saturación de agua en formaciones arcillosas ( $S_w$ )

En el caso que se tengan formaciones lutíticas también es posible calcular la saturación de agua a partir de la ecuación de Archie, para ello es necesario tomar en cuenta que en las rocas con material arcilloso se tienen dos conductores: el agua ligada y el agua libre. Por lo tanto, la conductividad de la roca lutítica saturada 100% con agua  $C_{osh}$  es:

$$C_{osh} = C_{wlibre} + C_{wligada} \quad 3.20$$

$C_{wlibre}$  y  $C_{wligada}$  representan la conductividad debida al agua libre y al agua ligada, respectivamente; evidentemente si el valor de  $C_{wligada}$  tiende a cero el contenido de arcilla en la formación también tiende a cero. Es de particular interés analizar la diferencia entre  $C_o$  y  $C_{osh}$ .

Generalmente las rocas lutíticas actúan como sellos en los yacimientos de hidrocarburos, esto se debe principalmente a que poseen nula permeabilidad, no obstante esto no significa que también su porosidad sea nula. El hecho de que la permeabilidad disminuya al incrementar el porcentaje de material arcilloso se debe a que la porosidad efectiva se reduce, es decir los poros quedan aislados; por lo tanto, al incrementar el porcentaje de arcilla se reduce la porosidad efectiva como consecuencia de la reducción que sufren las gargantas de poro, de esta forma disminuye la capacidad de almacenamiento de agua. En la **figura 3.15** se muestran dos núcleos de iguales dimensiones:



Núcleo limpio	Núcleo con material arcilloso
 <p> <math>V_r = 20\text{cm}^3</math>  <math>V_{cl} = 0\%</math>, <math>\phi = 20\%</math>                      Si <math>S_w = 100\%</math> el <math>V_w = 4\text{cm}^3</math> </p>	 <p> <math>V_r = 20\text{cm}^3</math>  <math>V_{cl} = 30\%</math>, <math>\phi = 14\%</math>                      Si <math>S_w = 100\%</math> el <math>V_w = 2.8\text{cm}^3</math> </p>
$C_o$	$C_{osh}$

Figura 3.15. Comparación entre  $C_o$  y  $C_{osh}$

Suponiendo que tanto la temperatura como la salinidad del agua se mantienen constantes al incrementar el porcentaje de arcilla la porosidad disminuye y en la roca se tiene menos contenido de agua como se observa en la **figura 3.15**, mientras que en el núcleo limpio se tienen 4cm<sup>3</sup> de agua, en el núcleo con material arcilloso se tienen 2.8 cm<sup>3</sup>; bajo este criterio C<sub>o</sub> es mayor a C<sub>osh</sub> aún cuando en el segundo caso se tenga una conductividad adicional debido al agua ligada, esto es porque el 1.2 cm<sup>3</sup> que representa la diferencia en volumen de agua, en la roca arcillosa está ocupado tanto por agua como por arcilla. En el caso en que se tenga arcilla formando láminas separadas por capas de arena C<sub>osh</sub> es mayor a C<sub>o</sub> siempre y cuando estas láminas sean tomadas en cuenta como parte de la roca productora.

El factor de formación en formaciones arcillosas se expresa de la siguiente manera:

$$F_{sh} = \frac{R_{osh}}{R_w} \quad 3.21$$

donde:

R<sub>w</sub> [ohms-m]: resistividad del agua de formación que satura la lutita.

R<sub>osh</sub> [ohms-m]: resistividad cuando la S<sub>w</sub> en la muestra es de 100% en una roca arcillosa

Y la saturación de agua se calcula con la siguiente ecuación:

$$S_w^n = F_{sh} \frac{R_w}{R_t} \quad 3.22$$

En términos generales las ecuaciones propuestas para aplicarse en formaciones arcillosas parten de la ecuación de Archie y el objetivo está enfocado a corregir los efectos que originan las lutitas al determinar la saturación de agua a lo largo del intervalo de interés. Uno de los modelos más utilizados en formaciones arcillosas es:

$$S_w = \sqrt[2]{\frac{0.81 R_w}{\phi^2 R_t} - \frac{V_{cl} R_w}{0.4\phi R_{sh}}} \quad 3.23$$

donde:

$V_{cl}$  [fracción]: cantidad de arcilla

$R_{sh}$  [ohms-m]: es la lectura del registro de resistividad correspondiente a la zona base de lutitas.

La ecuación 3.23 fue propuesta por Fertl y Hammack. En esta ecuación  $n=2$ ,  $a=0.81$  y  $m=2$ , evidentemente si  $V_{cl}$  tiende a cero se anula uno de los términos de la ecuación, quedando de esta forma la ecuación Humble simplificada para arenas.

Si el exponente de saturación es igual a 2, otras de las ecuaciones normalmente empleadas son:

$$S_w = \sqrt[2]{\frac{aR_w}{\phi^m R_t} - \frac{R_w V_{cl}^2 F}{R_{sh}}} \quad 3.24$$

$$S_w = \sqrt[2]{\frac{aR_w}{\phi^m R_t} - \left(\frac{aV_{cl} R_w}{2\phi^m R_{sh}}\right)^2} - \frac{aV_{cl} R_w}{2\phi^m R_{sh}} \quad 3.25$$

Las ecuaciones 3.24 y 3.25 fueron propuestas por Hossin y Simandoux, respectivamente. Forman parte de una serie de correlaciones que se han presentado a lo largo de la historia, la selección entre una u otra depende en gran medida del conocimiento de los diferentes parámetros que se incluyen en cada una de las ecuaciones.

### 3.6 Determinación de la saturación de aceite( $S_o$ )

Existen dos valores de saturación de suma importancia en estudios de yacimientos, éstos son la saturación irreductible de agua y la saturación residual de aceite. Para el caso de un yacimiento bajo saturado, la saturación de aceite se puede determinar a partir del dato de saturación de agua, éste es:

$$S_o = 1 - S_w \quad 3.26$$

Al sustituir los valores de  $S_{wi}$  o  $S_{or}$  en la ecuación 3.26 se obtiene la máxima saturación de aceite y de agua, respectivamente.

Existen varios métodos para determinar los valores de saturación irreductible de agua y saturación residual de aceite. Uno de estos consiste en realizar las mediciones en un núcleo mediante pruebas de desplazamiento en laboratorio. El procedimiento es el siguiente:

- Se elige un núcleo preservado de geometría regular del cual se conoce tanto su porosidad como su permeabilidad absoluta, así como también su mojabilidad. Un experimento muy simple para determinar la mojabilidad del agua consiste en colocar una gota de agua sobre una muestra de roca seca. De acuerdo con la velocidad con que es atrapada el agua, rápidamente o poco a poco, se considerará, respectivamente, que la roca es mojada por agua fuertemente o débilmente. Si la gota permanece como un cuerpo sobre la muestra se dirá que la roca es mojada por aceite. La medida cuantitativa de la mojabilidad se relaciona con la pendiente del gráfico de volumen de la fase no mojante desplazada contra tiempo.
- En el caso en que la muestra sea mojada por agua se satura 100% con agua y se coloca en una celda de desplazamiento, para después proceder a inyectar aceite para desplazar al agua.
- Se realiza el desplazamiento de agua por aceite hasta que del núcleo deja salir agua, lo que se traduce que en la muestra solo quedará una saturación de agua igual a la irreductible más la saturación de aceite, es decir:

$$S_{wi} = 1 - S_{o_{inyectado}} \quad 3.27$$

- Una vez determinada la  $S_{wi}$ ; en la misma muestra se procede a inyectar agua para desplazar al aceite. El proceso de desplazamiento finalizará en el instante en que del núcleo deje de salir aceite, lo que significa que en el núcleo sólo se tendrá una saturación de aceite igual a la residual más la saturación de agua:

$$S_{or} = 1 - S_{wi} - S_{w_{inyectada}} \quad 3.28$$

El valor de saturación irreductible de agua también puede obtenerse mediante correlaciones ya que se pueden utilizar algunos otros parámetros como la permeabilidad, la porosidad de la roca y/o el tipo de hidrocarburos que satura la roca. Algunos ejemplos de estas correlaciones son:

$$S_{wi} = \sqrt{\frac{62500 \phi^6}{k}} \quad \text{para aceite} \quad 3.29$$

$$S_{wi} = \sqrt{\frac{6250 \phi^6}{k}} \quad \text{para gas} \quad 3.30$$

Una vez establecidos los valores de saturación de agua y saturación de aceite a lo largo del intervalo se procede a identificar las zonas sin posibilidades de producir hidrocarburos, como primer punto estas zonas corresponde a las que contienen saturación residual de aceite.

### 3.7 Valores de corte en formaciones limpias

#### 3.7.1 Valor de corte de arcilla ( $vcV_{cl}$ )

Una formación se considera limpia cuando no contiene material arcilloso o cuando el  $V_{cl}$  es pequeño; el objetivo de fijar un valor de corte de arcilla en una formación limpia es determinar hasta que  $V_{cl}$  una formación arcillosa puede ser estudiada utilizando las ecuaciones empleadas en el estudio de formaciones limpias.

Anteriormente se indicó que parámetros como  $\phi$ ,  $R_t$ ,  $V_{cl}$ ,  $R_o$  y  $S_w$  están íntimamente relacionados y al variar uno los otros también se ven afectados. En este caso, y a manera de ejemplo, se suponen valores constantes para algunos de estos parámetros con el objetivo de investigar la relación  $S_w - \phi - V_{cl}$ .

Empleando las ecuaciones 3.23 y 3.25 se calcula la saturación de agua variando la porosidad y porcentaje de arcilla desde 1 hasta 40% y de 0 a 20%, respectivamente. En la tabla 3.3 se muestran los resultados obtenidos usando la ecuación 3.23, para  $R_t = 5$  ohms-m, las gráficas de los datos se presentan en la **figura 3.16**.



Los datos utilizados en la ecuación 3.23 son:

$$a = 0.81$$

$$m = 2$$

$$n = 2$$

$$R_w = 0.05 \text{ [ohms-m]}$$

$$R_t = 5, 15 \text{ y } 30 \text{ [ohms-m]}$$

$\Phi$ [%]	$V_{cl}$ [%]						
	0	3	5	7	10	15	20
	$S_w$ [%]						
1	900	881	869	856	838	806	775
5	180	176	174	171	168	161	155
10	90	88	87	86	84	81	78
15	60	59	58	57	56	54	52
20	45	44	43	43	42	40	39
25	36	35	35	34	34	32	31
30	30	29	29	29	28	27	26
35	26	25	25	24	24	23	22
40	23	22	22	21	21	20	19

Tabla. 3.3 Resultados obtenidos con la ecuación 3.23 para  $R_t = 5$  [ohms-m]

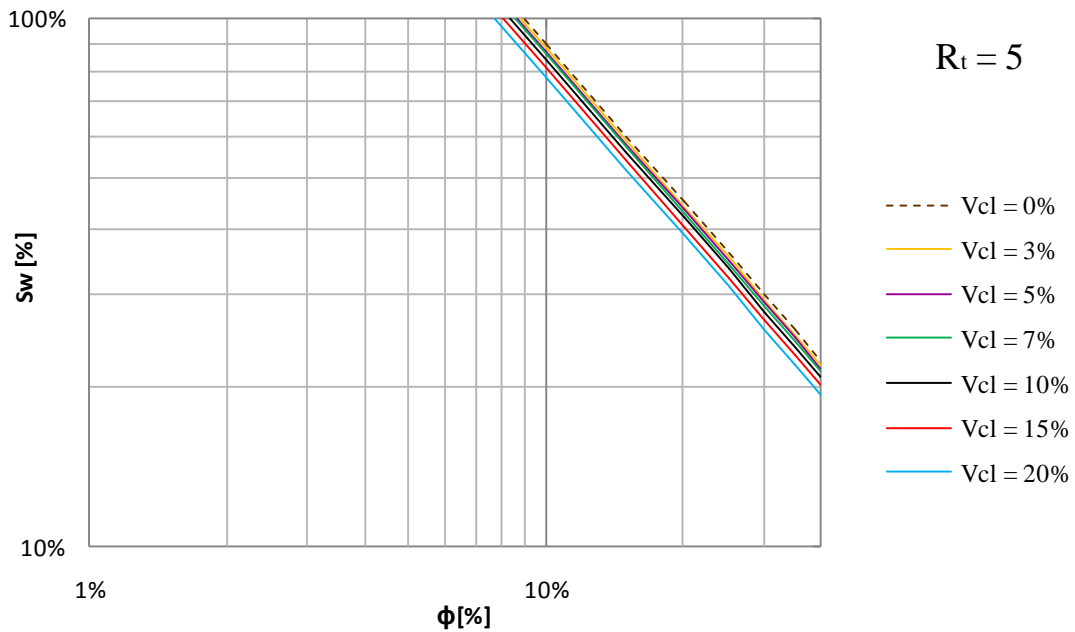


Figura 3.16. Relación  $S_w - \Phi - V_{cl}$  a partir de la ecuación 3.23, para  $R_t = 5$  [ohms-m]

En la tabla 3.3 se observa que para porosidades de 1 y 5% se tienen valores ilógicos de saturación de agua, por ejemplo:

Para  $\phi = 5\%$  y  $V_{cl} = 10\%$  se tiene  $S_w = 168\%$ .

En la tabla 3.4 se muestran los resultados obtenidos usando la ecuación 3.23, para  $R_t = 15$  ohms-m, las graficas de los datos se presentan en la **figura 3.17**.

$\phi$ [%]	$V_{cl}$ [%]						
	0	3	5	7	10	15	20
1	520	501	488	476	457	426	395
5	104	100	98	95	91	85	79
10	52	50	49	48	46	43	39
15	35	33	33	32	30	28	26
20	26	25	24	24	23	21	20
25	21	20	20	19	18	17	16
30	17	17	16	16	15	14	13
35	15	14	14	14	13	12	11
40	13	13	12	12	11	11	10

Tabla. 3.4 Resultados obtenidos con la ecuación 3.23 para  $R_t = 15$  [ohms-m]

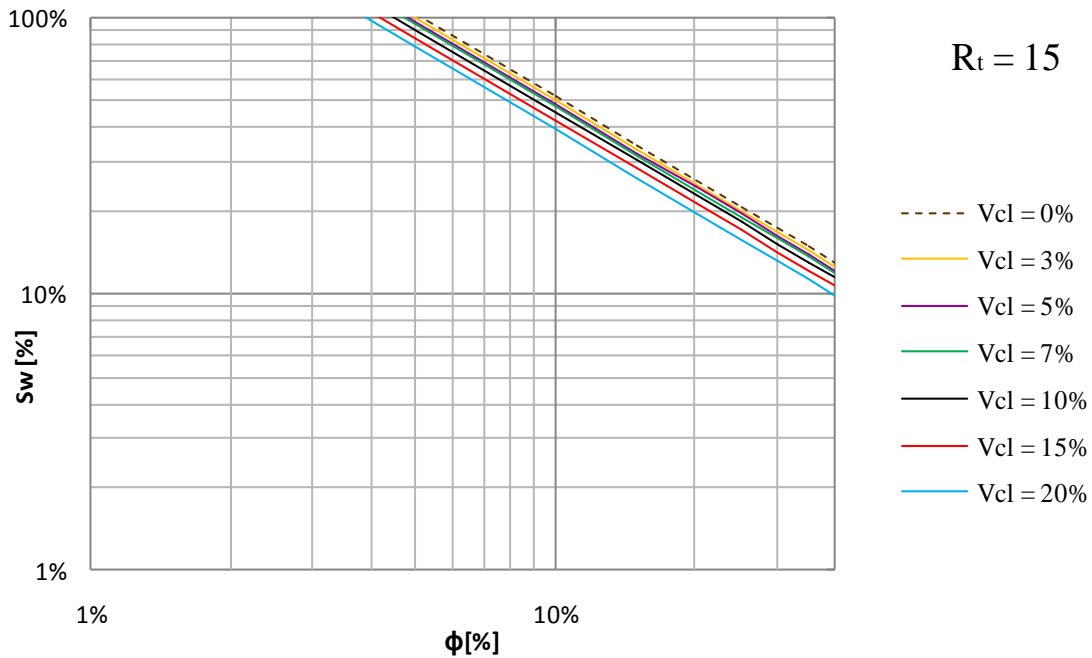


Figura 3.17. Relación  $S_w - \phi - V_{cl}$  a partir de la ecuación 3.23, para  $R_t = 15$  [ohms-m]

En la tabla 3.5 se muestran los resultados obtenidos usando la ecuación 3.23, para  $R_t = 30$  ohms-m, las graficas de los datos se presentan en la **figura 3.18**.

$\Phi$ [%]	$V_{cl}$ [%]							
	0	3	5	7	10	15	20	
	$S_w$ [%]							
1	367	349	336	324	305	274	242	
5	73	70	67	65	61	55	48	
10	37	35	34	32	30	27	24	
15	24	23	22	22	20	18	16	
20	18	17	17	16	15	14	12	
25	15	14	13	13	12	11	10	
30	12	12	11	11	10	9	8	
35	10	10	10	9	9	8	7	
40	9	9	8	8	8	7	6	

Tabla. 3.5 Resultados obtenidos con la ecuación 3.23 para  $R_t = 30$  [ohms-m]

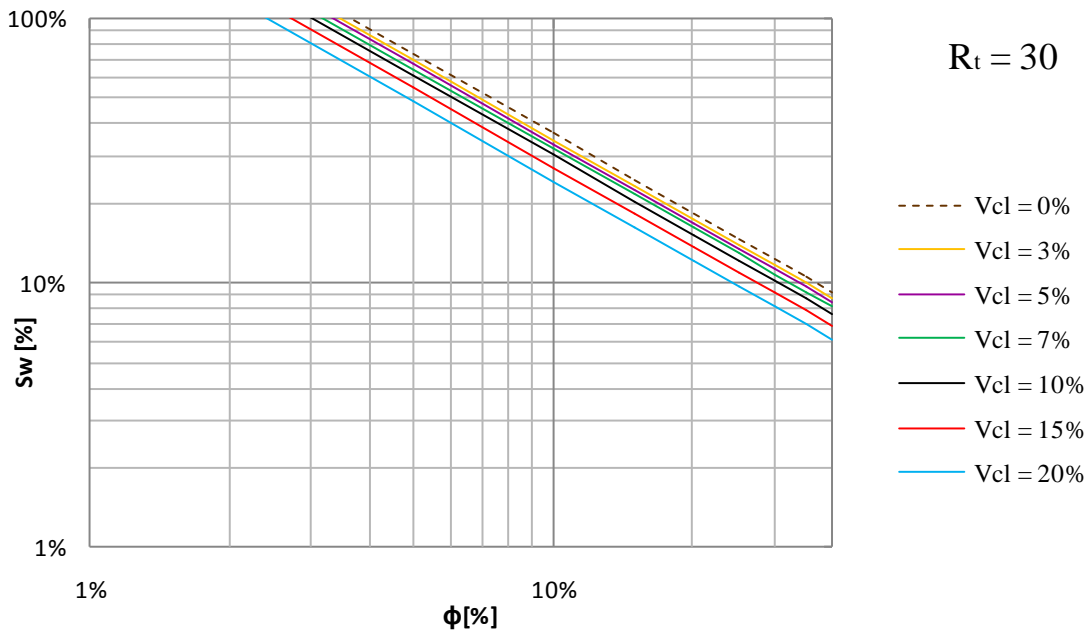


Figura 3.18. Relación  $S_w - \Phi - V_{cl}$  a partir de la ecuación 3.23, para  $R_t = 30$  [ohms-m]

Los resultados obtenidos en las tablas 3.4 y 3.5 demuestran que entre mayor es el valor de  $R_t$  se tienen menos valores ilógicos de saturación de agua, por lo tanto para  $R_t$  menores a 5 ohms-m se obtendrán saturaciones de agua mayores al 100% para un margen más amplio de valores de porosidad, la interpretación de estos valores ilógicos se traduce en que la roca se encuentra saturada 100% con agua.

Para calcular la saturación de agua usando la ecuación 3.25 adicionalmente se utiliza  $R_{sh} = 2$  ohms-m. En la tabla 3.6 se muestran los resultados obtenidos para una  $R_t = 5$  ohms-m, las graficas de los datos se presentan en la **figura 3.19**.

$V_{cl}$ [%] \ $\phi$ [%]	0	3	5	7	10	15	20
	$S_w$ [%]						
1	900	543	238	-154	-----	-----	-----
5	180	167	159	149	135	109	80
10	90	87	85	83	79	74	67
15	60	59	58	57	55	53	50
20	45	44	44	43	42	41	40
25	36	36	35	35	34	33	33
30	30	30	29	29	29	28	28
35	26	25	25	25	25	24	24
40	23	22	22	22	22	22	21

Tabla. 3.6 Resultados obtenidos con la ecuación 3.25 para  $R_t = 5$  [ohms-m]

Los guiones en las columnas 6, 7 y 8 de la tabla 3.6 representan valores ilógicos de saturación de agua, no se tienen valores porque se presentan raíces negativas.

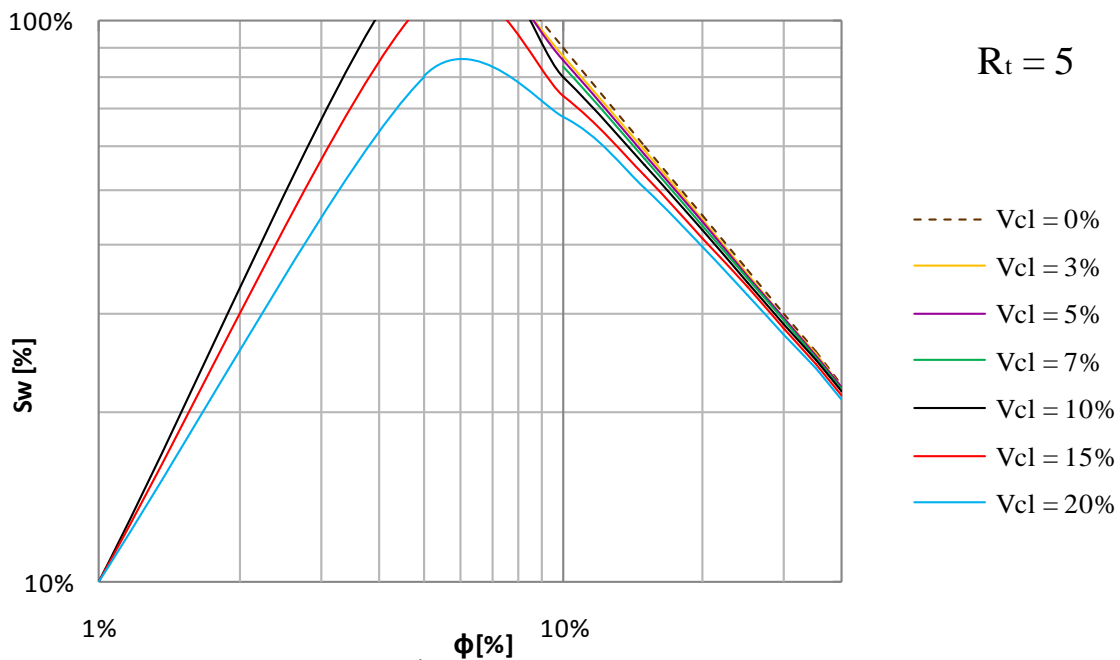


Figura 3.19. Relación  $S_w - \phi - V_{cl}$  a partir de la ecuación 3.25, para  $R_t = 5$  [ohms-m]

Para  $R_t = 15$  ohms-m los resultados obtenidos se muestran en la tabla 3.7 y **figura 3.20**.

$\phi$ [%]	$V_{cl}$ [%]							
	0	3	5	7	10	15	20	
1	520	118	-389	-----	-----	-----	-----	
5	104	91	82	72	55	24	-16	
10	52	49	47	44	41	35	28	
15	35	33	32	31	30	27	24	
20	26	25	25	24	23	22	20	
25	21	20	20	20	19	18	17	
30	17	17	17	17	16	16	15	
35	15	15	14	14	14	14	13	
40	13	13	13	13	12	12	12	

Tabla. 3.7 Resultados obtenidos con la ecuación 3.25 para  $R_t = 15$  [ohms-m]

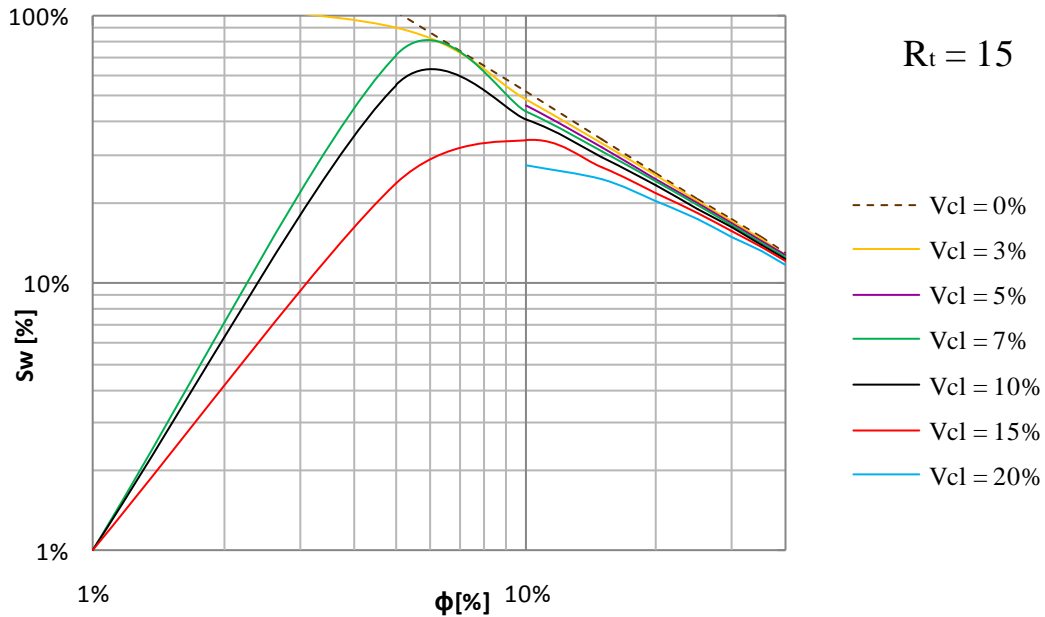


Figura 3.20. Relación  $S_w - \phi - V_{cl}$  a partir de la ecuación 3.25, para  $R_t = 15$  [ohms-m]

Los resultados presentados en las tablas 3.6 y 3.7 muestran que los datos de saturación de agua obtenidos con la ecuación 3.25 tienen un comportamiento similar a los obtenidos con la ecuación de Fertl y Hammack; para porosidades bajas se tienen valores de saturación de agua ilógicos; por ejemplo, en el caso de resistividad verdadera de 5 [ohms-m], se tiene:

Para  $\phi = 5\%$  y  $V_{cl} = 10\%$  se tiene  $S_w = 135\%$ .

Para  $R_t = 30$  ohms-m los resultados obtenidos se muestran en la tabla 3.8 y **figura 3.21**.

$\phi$ [%]	$V_{cl}$ [%]							
	0	3	5	7	10	15	20	
1	367	-97	-----	-----	-----	-----	-----	
5	73	60	50	39	21	-----	-----	
10	37	34	31	29	25	18	10	
15	24	23	22	21	20	17	14	
20	18	18	17	17	16	14	13	
25	15	14	14	14	13	12	11	
30	12	12	12	11	11	10	10	
35	10	10	10	10	10	9	9	
40	9	9	9	9	9	8	8	

Tabla. 3.8 Resultados obtenidos con la ecuación 3.25 para  $R_t = 30$  [ohms-m]

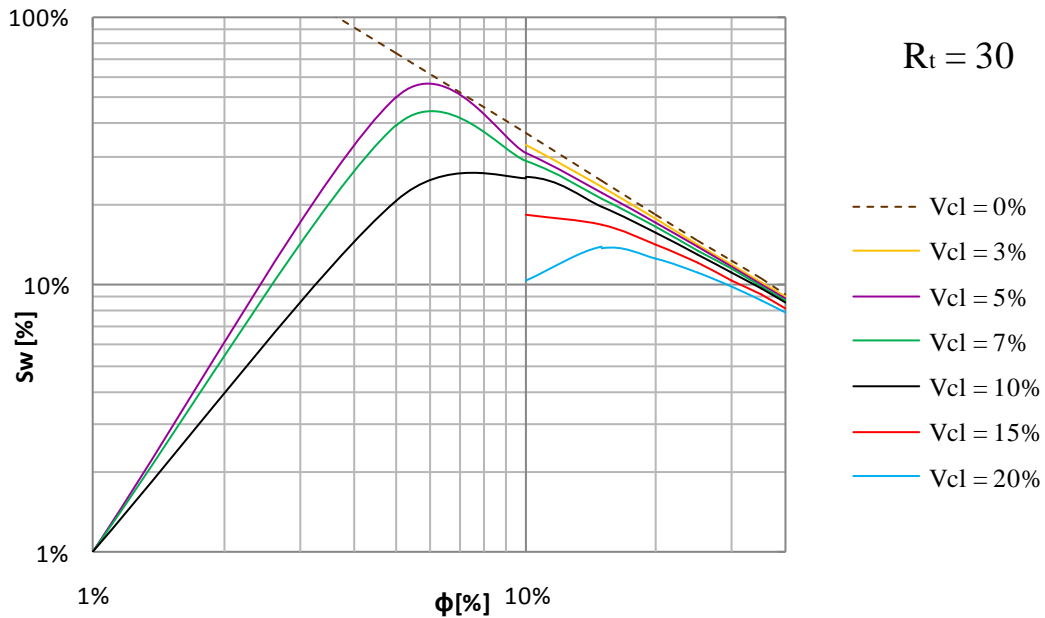


Figura 3.21. Relación  $Sw - \phi - V_{cl}$  a partir de la ecuación 3.25, para  $R_t = 30$  [ohms-m]

De acuerdo a los resultados obtenidos y mostrados en las tablas 3.3-3.8 y **figuras 3.16-3.21** se concluye que para porosidades bajas o porcentajes de arcilla altos se tienen valores ilógicos de saturación de agua. Teóricamente se sabe que a medida en que aumenta el porcentaje de arcilla la porosidad efectiva disminuye y la saturación de agua se incrementa, como consecuencia la  $R_t$  es baja, por lo tanto la saturación de hidrocarburos disminuye; lo cual sugiere que los valores ilógicos de saturación de agua, mostrados en color rojo en las tablas 3.3-3.8, indican que en la roca se tiene saturación de agua de 100%. Además las graficas 3.16-3.21 muestran

que para  $V_{cl}$  de 5 y 10% la variación en la saturación de agua no es tan abrupta con respecto a la calculada si se considera una formación limpia.

En la **figura 3.22** se grafica la saturación de agua contra la porosidad corregida por presencia de arcilla para diferentes valores de resistividad, es decir para cada valor de porosidad corresponde uno de resistividad, el porcentaje de arcilla oscila de 0 a 10% y es evidente que los datos de saturación de agua no fluctúan en gran proporción, principalmente para porosidades altas. Tomando en cuenta que si la porosidad efectiva es alta se tiene bajo porcentaje de arcilla, entonces un valor de corte de arcilla de 5% es razonable y por ende una formación con un porcentaje de arcilla menor a 5% e incluso a 10% puede ser estudiada con los modelos propuestos para formaciones limpias.

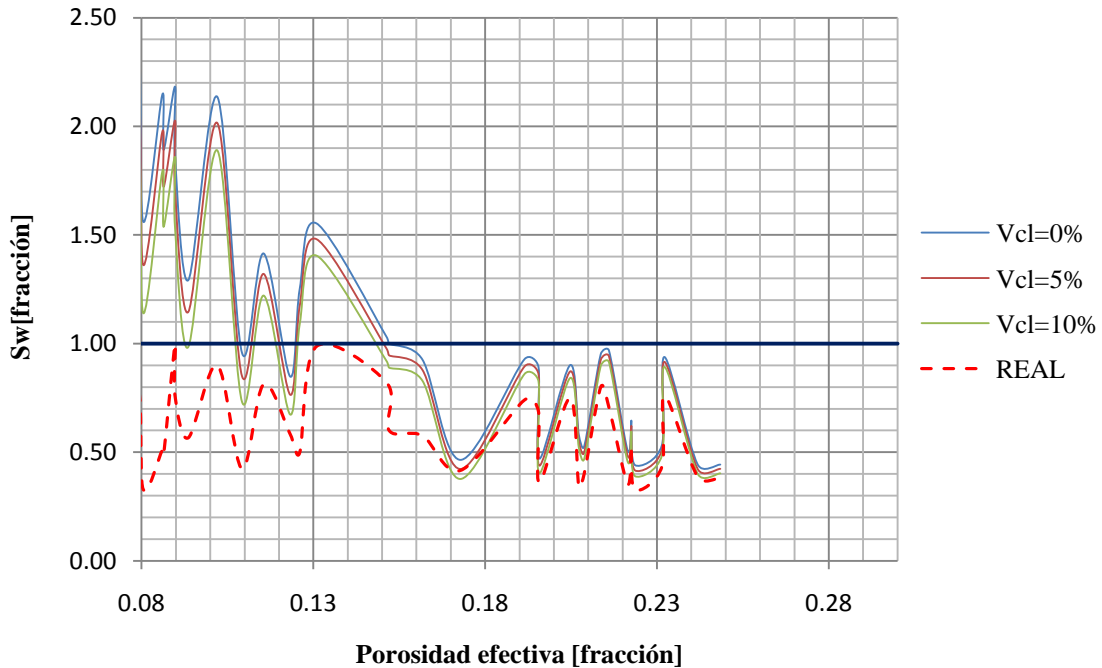


Figura 3.22. Relación  $S_w - \Phi - V_{cl}$  para  $R_t$  variable

La línea punteada de la **figura 3.22** representa datos reales, en este caso para un mismo valor de porosidad se tiene su correspondiente valor de resistividad y de porcentaje de arcilla. Se observa que no se tienen saturaciones de agua mayores al 100%, esto es debido a que el efecto provocado por alguno de los parámetros es compensado con los otros; caso contrario sucede cuando el porcentaje de arcilla se mantiene constante y para porosidades bajas se tienen valores de saturación de agua ilógicos, líneas continuas de la **figura 3.22**.

### 3.7.2 Valor de corte de saturación de agua ( $vcS_w$ )

Considerando la ecuación 3.31 para el caso de un yacimiento bajo saturado, el valor de corte de aceite es igual a la saturación residual de aceite, **figura 3.23**, ésto a su vez indica el valor de corte de saturación de agua.

$$vcS_w = 1 - vcS_o \quad 3.31$$

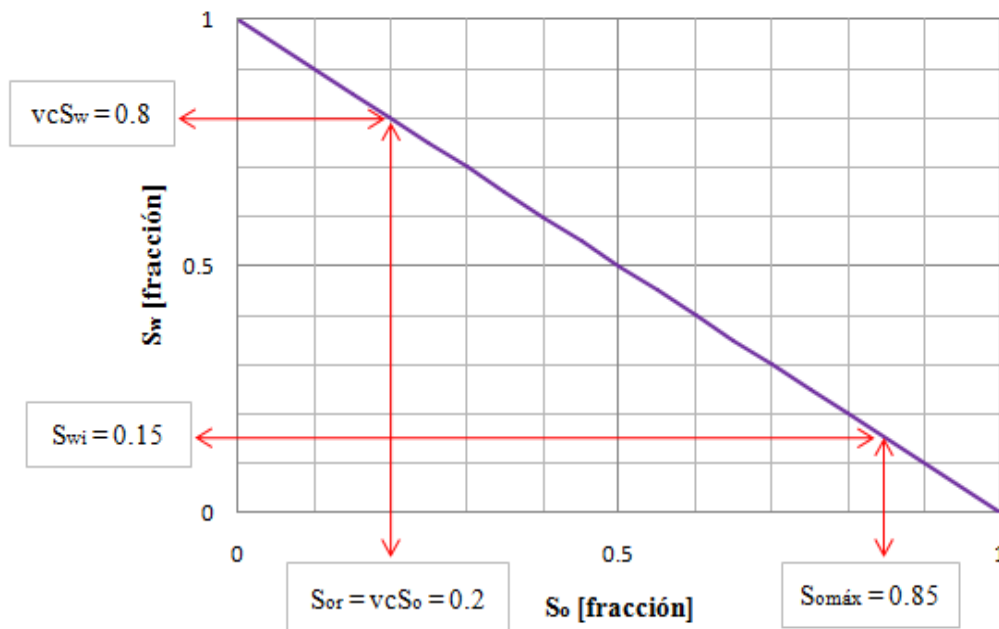


Figura 3.23. Correlación saturación de agua-saturación de aceite

Se considera que  $S_{or} = S_{oc}$ ; en caso de que esto no suceda, debe tomarse el mayor valor, que generalmente es  $S_{oc}$ , como valor de corte de aceite.

### 3.7.3 Valor de corte de resistividad verdadera ( $vcR_t$ )

Para determinar el valor de corte de resistividad verdadera es necesario apoyarse en la correlación índice de resistividad - saturación de agua. Con la ecuación 3.18 se calcula el índice de resistividad correspondiente al valor de corte de saturación de agua, esto es:

$$I = \frac{1}{vcS_w^n} = \frac{1}{(1 - vcS_o)^n} \quad 3.32$$



En términos del valor de corte de la resistividad verdadera de la formación la ecuación 3.32 queda como:

$$vcR_t = R_o(1 - vcS_o)^{-n} \quad 3.33$$

El problema que se presenta al utilizar la ecuación 3.33 para calcular el valor de corte de resistividad es que  $R_o$  no es un valor constante como se observa en la figura 3.24.

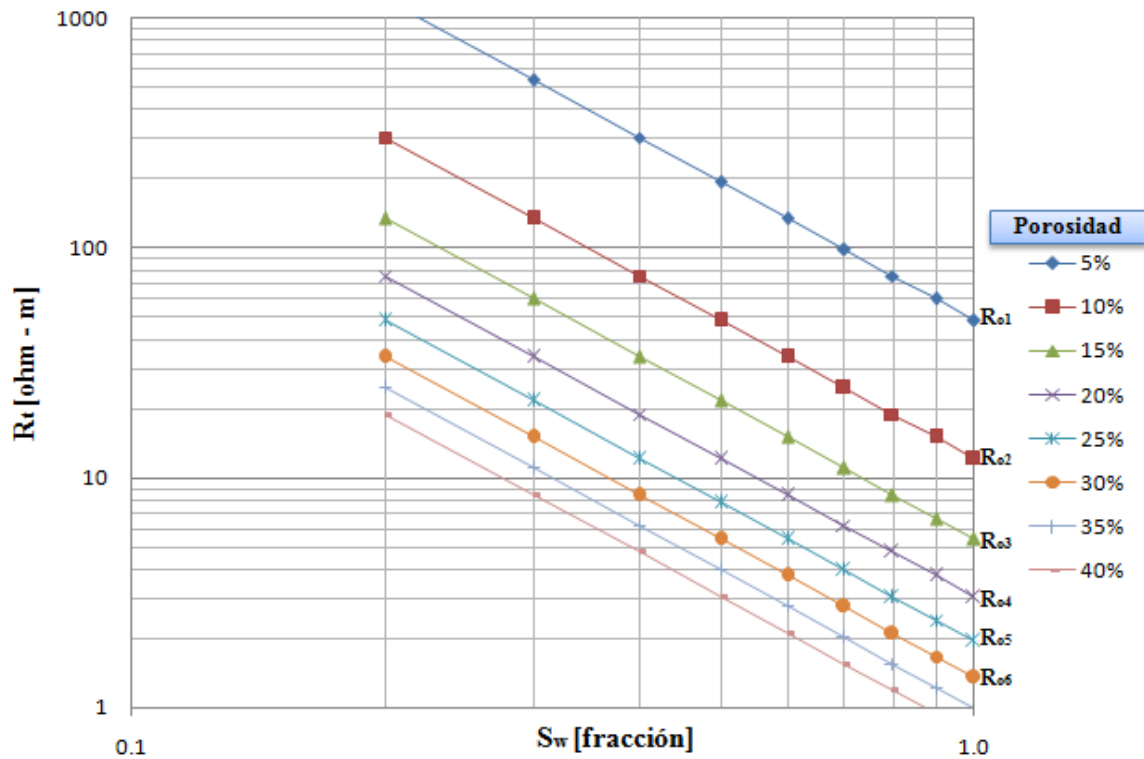


Figura 3.24. Variación de  $R_o$  con la porosidad

Si las variaciones en los valores de porosidad son pequeñas entonces el yacimiento puede ser tratado como homogéneo y bajo este criterio el valor de  $R_o$  medido en laboratorio en diferentes muestras puede ser ponderado y considerado representativo del yacimiento, de esta forma el valor de corte de resistividad verdadera se calcula analíticamente con la ecuación 3.33.

Para poder visualizar gráficamente el  $vcR_t$  la ecuación 3.18 se expresa de la siguiente forma:

$$R_t = R_o (S_w)^{-n} \quad 3.34$$

Aplicando logaritmo en ambos lados de la ecuación 3.34:

$$\log R_t = -n \log S_w + \log R_o \quad 3.35$$

Esta última ecuación gráficamente está representada por una línea recta de pendiente negativa y cuya ordenada al origen representa el mínimo valor de  $R_t$  indicando de esta forma una zona saturada 100% con agua, **figura 3.25**.

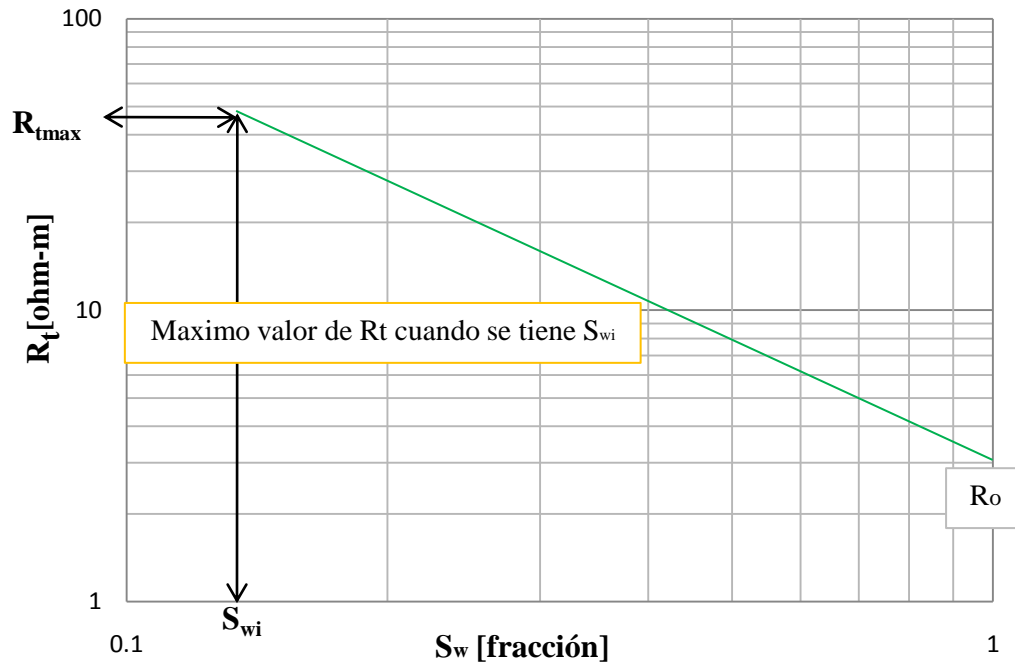


Figura 3.25. Correlación  $R_t - S_w$

En la **figura 3.26** se muestra gráficamente cómo se obtiene el valor de corte de resistividad. Por ejemplo, si se tiene que en un yacimiento de aceite bajosaturado la saturación residual de aceite es de 20%, entonces el valor de corte de saturación de agua es de 80% como muestra la **figura 3.23**; además, si  $R_o = 4$  ohms-m, se tiene un  $vcR_t$  de 6.3 ohms-m, por lo tanto al realizar el análisis de las lecturas arrojadas por el registro de resistividad, las zonas con resistividades iguales o menores a 6.3 ohms-m ya no deben ser consideradas en la evaluación del yacimiento.

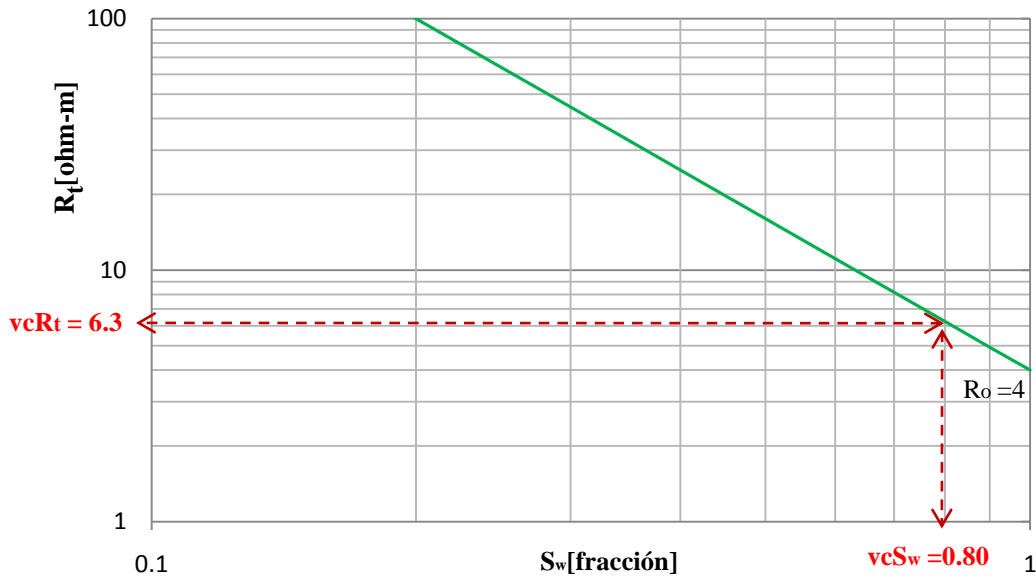


Figura 3.26. Determinación gráfica del valor de corte de resistividad

### 3.7.4 Valor de corte de porosidad (\$vc\phi\$)

A partir de la ecuación 3.19 se puede determinar la porosidad correspondiente a \$vcS\_w\$, obteniendo así el valor de corte de porosidad, como se indica a continuación:

$$vcS_w^n = \frac{aR_w}{vc\phi^m vcR_t} \quad 3.36$$

Despejando el valor de corte de porosidad:

$$vc\phi = \sqrt[m]{\frac{aR_w vcS_w^{-n}}{vcR_t}} \quad 3.37$$

Para poder visualizar gráficamente el valor de corte de porosidad es necesario graficar los datos de porosidad contra saturación de agua. La ecuación 3.19 puede expresarse de la siguiente manera:

$$\phi^m = \frac{aR_w S_w^{-n}}{R_t} \quad 3.38$$

Aplicando logaritmos en ambos lados de la ecuación 3.38 se tiene:

$$\log \phi^m = \log \left( \frac{aR_w S_w^{-n}}{R_t} \right) \quad 3.39$$

$$m \log \phi = \log(S_w^{-n}) + \log \left( \frac{aR_w}{R_t} \right) \quad 3.40$$

$$\log \phi = -\frac{1}{m} \log R_t - \frac{n}{m} \log S_w + \frac{1}{m} \log aR_w \quad 3.41$$

En la expresión 3.41 se tienen tres variables  $\phi$ ,  $R_t$ , y  $S_w$  ya que  $a$  y  $R_w$  son constantes, por consiguiente si se desea elaborar la gráfica de porosidad contra resistividad es necesario fijar un valor de saturación de agua, **figura 3.27**.

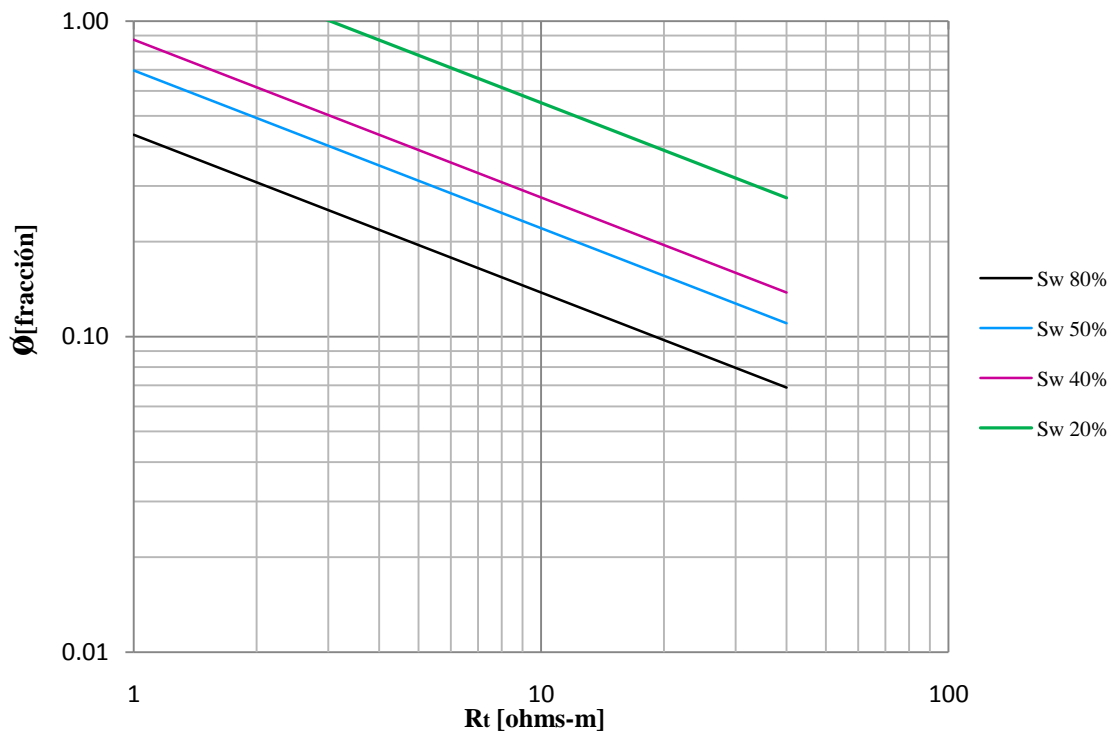


Figura 3.27. Correlación  $\phi$ - $R_t$ - $S_w$

El recíproco de la pendiente de las rectas mostradas en la **figura 3.27** es igual al exponente de cementación,  $m$ . El valor de corte de porosidad se determina analíticamente con la ecuación 3.37 o gráficamente con la correlación porosidad-resistividad o porosidad-saturación de agua. Continuando con el ejemplo se emplean los datos de la fórmula de Humble simplificada para arenas, es decir  $a = 0.81$  y  $m = 2$ ; para  $n$  se utiliza el valor de 2,  $R_w = 0.15$  ohms-m, empleando la ecuación 3.37 se obtiene la recta de la **figura 3.28**.

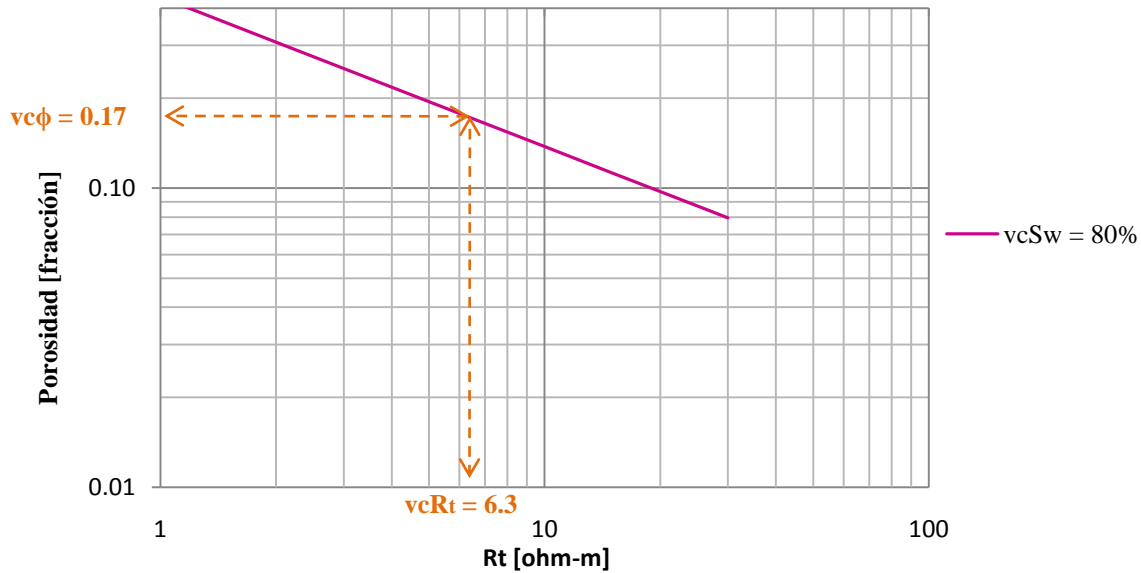


Figura 3.28. Determinación gráfica del valor de corte de porosidad

La recta mostrada en la **figura 3.28** corresponde a una saturación de agua de 80% ya que este valor es el corte por agua, al entrar con el valor de corte de resistividad se tiene que  $vc\phi = 17\%$ .

### 3.7.5 Valor de corte de permeabilidad absoluta ( $vc k_a$ )

La determinación de la saturación irreducible de agua hace posible correlacionarla con la permeabilidad absoluta de un yacimiento dado. Si el tipo de roca y el tamaño de grano no varían por encima de la zona de transición de fluidos, entonces el producto saturación irreducible de agua por la porosidad se mantiene constante, esta relación es definida por la siguiente ecuación:

$$C = S_{wi} \phi \quad 3.42$$

C es una constante particular para un tipo de roca y/o tamaño de grano; dicha constante puede ser correlacionada con la permeabilidad absoluta de la roca. Tres métodos empíricos comúnmente utilizados son los siguientes:

$$k_a = 8581.02 \frac{\phi^{4.4}}{S_{wi}^2} \quad 3.43$$

$$k_a = 62500 \left( \frac{\phi^3}{S_{wi}} \right)^2 \quad 3.44$$

$$k_a = 2500 \left( \frac{\phi^3}{S_{wi}} \right)^2 \quad 3.45$$

La ecuación 3.43 fue propuesta por Timur en 1968 y es aplicable en yacimientos de aceite; las ecuaciones 3.44 y 3.45 fueron propuestas por Morris y Biggs en 1967, se utilizan en yacimientos de aceite y de gas, respectivamente. Los datos de porosidad y saturación irreductible de agua se introducen en fracción, la permeabilidad absoluta se obtiene en miliDarcys.

Así como las anteriores ecuaciones hay muchas más que se pueden utilizar para determinar la permeabilidad.

Evidentemente estas ecuaciones no son de aplicación general; por ejemplo, al graficar en escala normal los datos de permeabilidad obtenidos con las ecuaciones 3.43 y 3.44 se observa que para valores de porosidad de 0.3 a 0.4 se obtienen diferentes valores de permeabilidad para una  $S_{wi}=0.15$ , **figura 3.29**; por lo tanto, para un yacimiento en particular se utiliza la correlación que describe de forma más precisa la relación permeabilidad-porosidad de acuerdo a las mediciones realizadas en laboratorio.

Para determinar el valor de corte de permeabilidad se puede utilizar alguna correlación permeabilidad-porosidad. Por ejemplo, si se aplica logaritmo en ambos lados de la correlación de Timur y se resuelve para  $k_a$  se obtiene la siguiente expresión:

$$\log k_a = 4.4 \log \phi + b \quad 3.46$$

donde:

$b = 3.93354 - 2 \log S_{wi}$ . Este término representa la ordenada al origen de la recta dada por la ecuación 3.46 y cuya pendiente es 4.4, como se muestra en la **figura 3.30**.

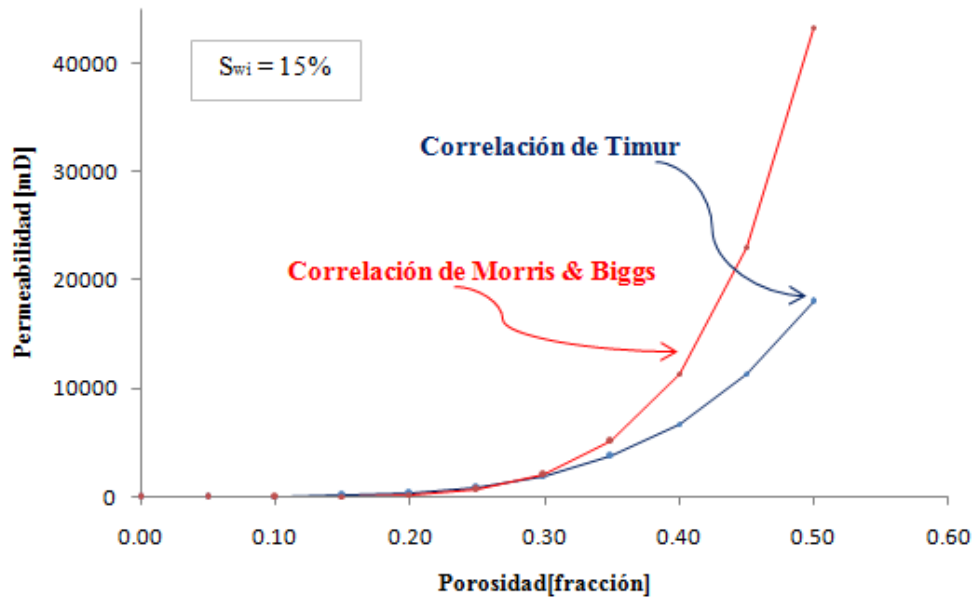


Figura 3.29. Comparación de las correlaciones de Timur y de Morris & Biggs

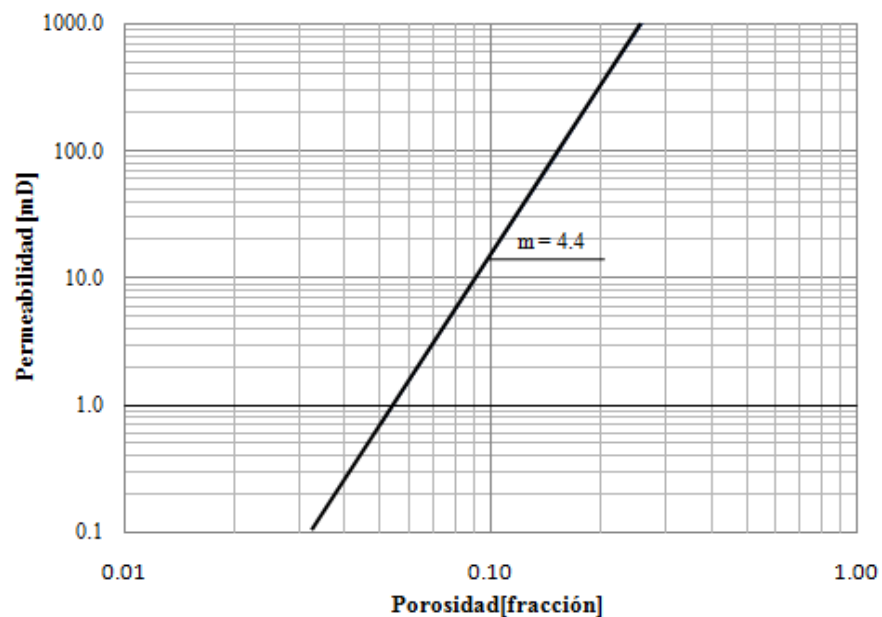


Figura 3.30. Correlación de Timur en escala log-log

Si el valor de corte de porosidad es de 17% se tiene que el valor de corte de permeabilidad absoluta es de 157 mD, para una saturación irreductible de agua de 15%, utilizando la correlación de Timur, **figura 3.31**.

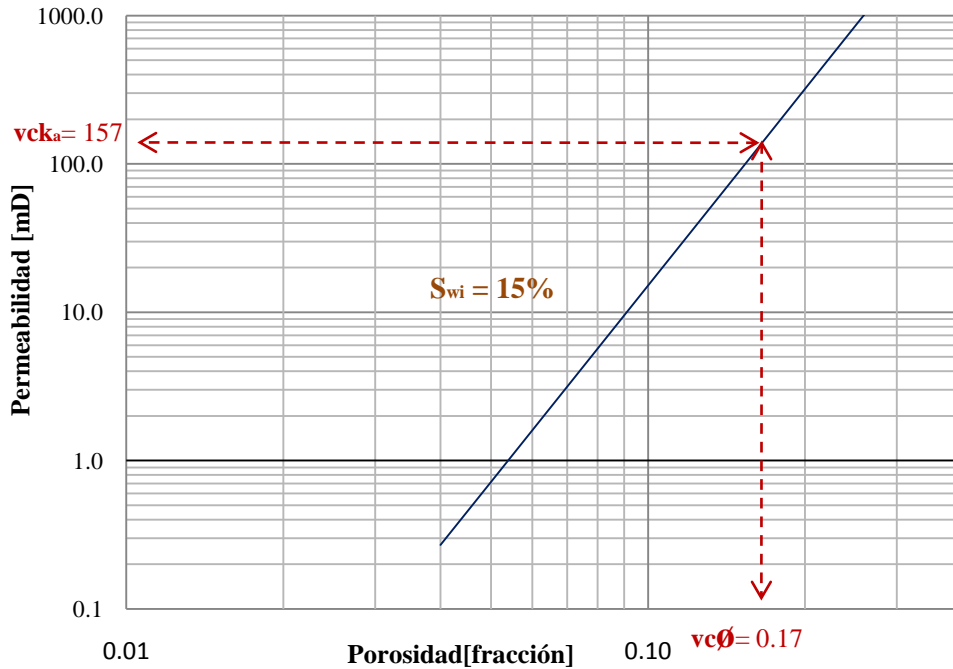


Figura 3.31. Determinación gráfica del valor de corte de permeabilidad

Analíticamente el valor de corte de permeabilidad absoluta está dado por la ecuación 3.47 en la que se sustituye el  $vc\phi$  que en este caso es 0.17.

$$vck_a = 8581.02 \frac{vc\phi^{4.4}}{S_{wi}^2} \quad 3.47$$

### 3.7.6 Valor de corte de movilidad ( $vc\lambda$ )

La facilidad con la que un fluido se mueve dentro del yacimiento se conoce como movilidad  $\lambda$ , y está dada como la relación de la permeabilidad efectiva de la roca a un fluido y la viscosidad de éste.

$$\lambda = \frac{k_e}{\mu} \quad 3.48$$



La movilidad es un parámetro dinámico ya que la permeabilidad efectiva y la viscosidad cambian conforme se explota el yacimiento. Para visualizar su importancia, considérese, como se explicó anteriormente, que se tiene un valor de corte de saturación de aceite de 20%.

Si  $vcS_o = 20\% = S_{or}$  la  $k_{ro}$  es igual a cero, mientras que la permeabilidad relativa al agua es la máxima, como se observa en la **figura 3.32**.

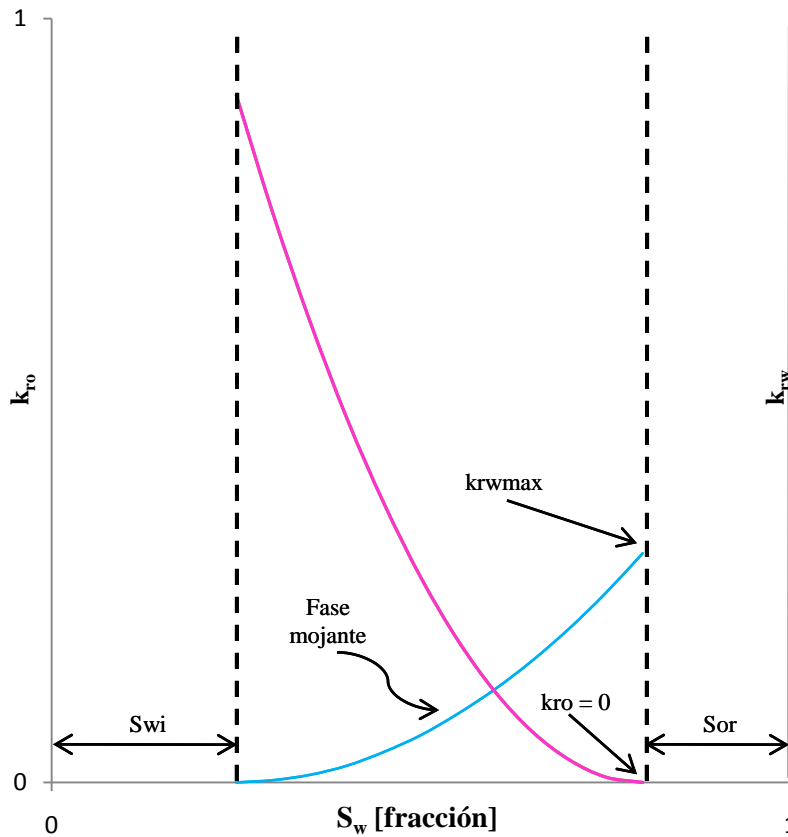


Figura 3.32. Permeabilidades relativas al agua y al aceite

Bajo este criterio la movilidad del aceite es nula independientemente del valor de  $\mu_o$ . Además, de acuerdo a la ecuación 1.24 se tiene un flujo fraccional de agua de 1; por lo tanto surge la siguiente pregunta: ¿Cuál es el valor de corte de movilidad y de flujo fraccional de agua para un yacimiento bajo saturado, cuyo  $vcS_o$  es de 20%?

Para definir los valores de corte de saturación de agua, porosidad, resistividad y permeabilidad absoluta se consideró que estos valores corresponden a los intervalos del yacimiento en los cuales se tiene  $S_{or}$ , este razonamiento es lógico debido a que el

aceite residual no puede fluir como consecuencia de la existencia de poros de diferentes tamaños, poros de diferente permeabilidad así como los efectos provocados por las fuerzas capilares; por lo tanto, el factor más importante en la cuantificación del aceite residual es la mojabilidad. Sin embargo, las fuerzas capilares no son las únicas que se oponen al movimiento de los fluidos, también lo hacen las fuerzas viscosas.

Una forma de visualizar lo anterior es elaborando las curvas de permeabilidad efectiva utilizando, por ejemplo, el método de estado estacionario, para lo cual se considerará un sistema de dos fases, donde el agua es el fluido mojante y el aceite el fluido no mojante. Al inicio se tiene un núcleo saturado al 100% ( $S_{wi}+S_o$ ), luego los dos fluidos son inyectados simultáneamente a través de la cara de entrada del núcleo a un gasto constante hasta alcanzar el estado estacionario, esto se comprueba cuando la caída de presión ya no cambia con el tiempo y la producción de los fluidos a la salida del núcleo es la misma con respecto a los fluidos inyectados. La permeabilidad efectiva se calcula a partir de la ecuación de Darcy para cada una de las fases. Las saturaciones son normalmente calculadas por balance de materia.

En estado estacionario las ecuaciones de continuidad de la fase mojante y la fase no mojante para flujo horizontal son:

$$\frac{\partial v_w}{\partial x} = 0 \quad 3.49$$

$$\frac{\partial v_o}{\partial x} = 0 \quad 3.50$$

La ley de Darcy aplicada para cada una de las fases es:

$$v_w = -\frac{k_w}{\mu_w} \frac{\partial P_w}{\partial x} = \beta \quad 3.51$$

$$v_o = -\frac{k_o}{\mu_o} \frac{\partial P_o}{\partial x} = \epsilon \quad 3.52$$

Donde  $v_w$ ,  $v_o$  representan las velocidades del agua y el aceite;  $\beta$  y  $\epsilon$  son constantes. Si las saturaciones  $S_w$  y  $S_o$  son uniformes a través del medio poroso,  $k_w$ ,  $k_o$  y la  $P_c$  son independientes de  $x$ , al integrar las ecuaciones 3.51 y 3.52, considerando la **figura 3.33**, se obtiene:

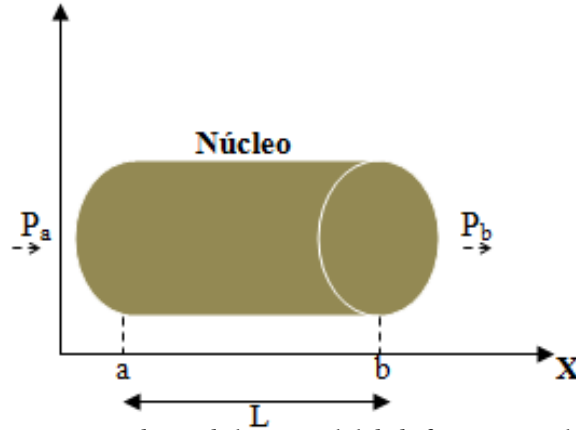


Figura 3.33. Medición de la permeabilidad efectiva en núcleo

$$\int_a^b v_w \partial x = \int_a^b -\frac{k_w}{\mu_w} \partial P_w \quad 3.53$$

$$\int_a^b v_o \partial x = \int_a^b -\frac{k_o}{\mu_o} \partial P_o \quad 3.54$$

$$v_w (x_b - x_a) = -\frac{k_w}{\mu_w} (P_b - P_a) \quad 3.55$$

$$v_o (x_b - x_a) = -\frac{k_o}{\mu_o} (P_b - P_a) \quad 3.56$$

Si  $x_b - x_a = L$  y  $P_b - P_a = -\Delta P$ , el signo negativo se debe a que la presión a la entrada  $P_a$  es mayor que la presión a la salida  $P_b$ .

$$k_w = \frac{\mu_w V_w L}{\Delta P_w} = \frac{\mu_w q_w L}{A \Delta P_w} \quad 3.57$$

$$k_o = \frac{\mu_o V_o L}{\Delta P_o} = \frac{\mu_o q_o L}{A \Delta P_o} \quad 3.58$$

Ya que la presión capilar es uniforme  $\Delta P_w$  y  $\Delta P_o$  son iguales y la caída de presión a través del núcleo puede medirse en cualquier fase y usarse para calcular la permeabilidad efectiva con las ecuaciones 3.57 y 3.58.

Si en la ecuación 3.58 el gasto  $q_o$  se mantiene constante, la permeabilidad efectiva queda en función de la viscosidad del aceite y la caída de presión, ya que  $L$  y  $A$  también son constantes. No obstante, los fluidos inyectados no ingresan por toda la superficie representada por  $A$  por lo tanto un valor más representativo se obtiene al multiplicar el valor de  $A$  por la porosidad del núcleo.

$$k_o = \frac{\mu_o}{\Delta P_o} \omega \quad 3.59$$

$$\omega = \frac{q_o L}{A} = \text{constante}$$

En la ecuación 3.59 claramente se observa que al incrementar la viscosidad del aceite es necesario aplicar mayor presión para propiciar el movimiento del aceite en el interior del núcleo, es decir la viscosidad es proporcional a la caída de presión; por lo tanto, en la preparación de las curvas de permeabilidad efectiva está implícita la viscosidad. Empleando la ecuación 3.48 se calcula la movilidad del aceite y del agua utilizando los datos de permeabilidades relativas obtenidos a partir de la **figura 3.32**; los cálculos se realizaron con valores de viscosidad del agua de 1 [cp] y de 2, 6, 8, 10 y 20 [cp] para el aceite; en la **figura 3.34** se grafican los resultados obtenidos, se observa que las curvas de movilidad tienen la misma forma que las curvas de permeabilidad efectiva, la movilidad del aceite incrementa al disminuir su viscosidad, mientras que al incrementar, la movilidad del agua es la que se ve favorecida. Esto último explica el por qué los yacimientos de gas se explotan aún cuando se tengan valores muy bajos de permeabilidad.

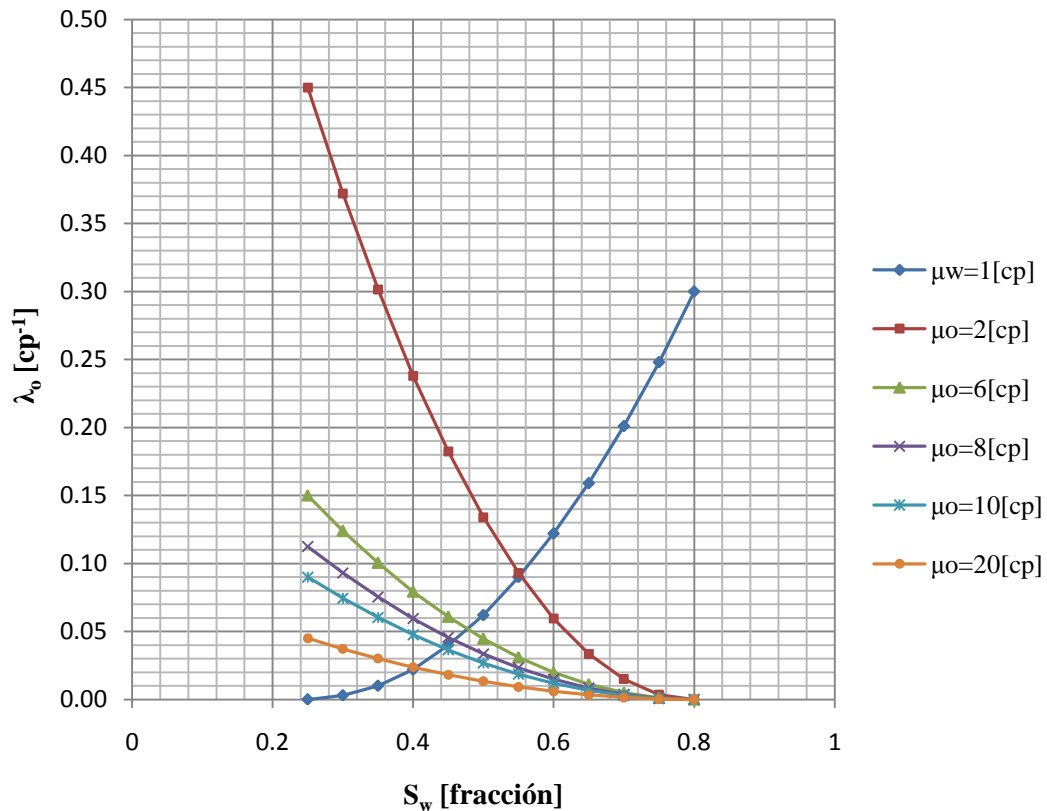


Figura 3.34. Relación movilidad-saturación de agua al variar la viscosidad

Por lo anterior, se concluye que al utilizar la saturación residual de aceite como valor de corte de aceite no se tiene valor de corte por movilidad ya que para valores mayores a  $S_{or}$  se tiene flujo de aceite. Sin embargo, es importante indicar que al elaborar las curvas de permeabilidades efectivas a través de mediciones en núcleos puede existir flujo de aceite independientemente de su viscosidad debido a que en laboratorio la presión de inyección puede ser manipulada hasta propiciar el movimiento del aceite; pero en el yacimiento no es posible incrementar la presión a menos que se implemente un proceso de recuperación secundaria o mejorada, por lo tanto es necesario tomar en cuenta la presión que se tiene en el yacimiento al calcular la permeabilidades efectivas al agua y al aceite en laboratorio empleando las ecuaciones 3.57 y 3.58.

### 3.7.7 Valor de corte de flujo fraccional de agua ( $v_{cf_w}$ )

A la  $S_{or}$  no se tiene flujo de aceite por lo tanto el  $v_{cf_w}$  es de 1, es decir solo se consideran en la evaluación del yacimiento valores menores a 1; cabe señalar que éste es independiente de las condiciones operacionales y económicas para la

explotación de los hidrocarburos. Más adelante se tratarán los valores de corte bajo estos últimos dos criterios.

### 3.8 Valores de corte en formaciones arcillosas

Yacimientos de baja permeabilidad, baja trasmisividad vertical, formación reactiva a fluidos, baja productividad, presión inicial baja cercana a la de saturación, formaciones delgadas, medios deformables (permeabilidad y conductividad variable) son algunas de las características más importantes de los yacimientos areno-arcillosos. Por tal motivo, existe mayor complejidad al determinar los valores de corte en formaciones arcillosas debido a la limitada continuidad y/o heterogeneidad. Desde 1950 se han desarrollado modelos para interpretar formaciones arcillosas con miras a lograr explotar la gran mayoría de las reservas de hidrocarburos que se encuentran en yacimientos con este tipo de roca. A continuación se describen algunos de estos modelos para determinar valores de corte en formaciones arcillosas.

#### 3.8.1 Valor de corte de arcilla ( $vcV_{cl}$ )

El objetivo de fijar el valor de corte de arcilla en yacimientos arcillosos está enfocado a eliminar, a partir del registro de litología, los intervalos lutíticos o que por su alto porcentaje de arcilla presentan nula posibilidad a ser tomados en cuenta como zonas con posibilidades de producir hidrocarburos.

La correlación de Fertl y Hammack así como la ecuación de Simandoux son dos de los modelos que se han desarrollado para interpretar formaciones arcillosas. Con el fin de fijar un valor de corte de arcilla se determinó la saturación de agua utilizando las ecuaciones 3.23 y 3.25 para diferentes valores de porosidad, variando  $R_t$  y  $V_{cl}$ .

Bajo la premisa de que el modelo de Simandoux fue desarrollado para aplicarse principalmente en yacimientos donde la arcilla se distribuye de manera laminar y como se evidencia en la **figura 3.8** si el porcentaje de arcilla aumenta la porosidad efectiva disminuye y  $R_t$  disminuye; entonces, al emplear la ecuación 3.25 para calcular la saturación de agua deben obtenerse altos valores de saturación de agua; lo contrario también es cierto, es decir a medida en que disminuye el porcentaje de arcilla la porosidad efectiva tiende a incrementarse y como consecuencia se tienen bajos valores de saturación de agua.

Bajo estos dos criterios se analizaron las graficas de las **figuras 3.35-3.39** concluyendo lo siguiente: Si se utiliza el modelo de Simandoux para calcular la saturación de agua, el  $vcV_{cl}$  estará comprendido entre 40 y 50%; no obstante, es de esperarse que el  $vcV_{cl}$  se incremente hasta un 60 o 70% si el porcentaje de arcilla se calcula usando registros geofísicos de litología ya que dicho porcentaje se calcula a partir de un valor máximo y un valor mínimo de contenido de arcilla en la formación, en otras palabras  $V_{cl}$  no es obtenido con respecto al volumen total de roca; caso contrario se tendría si el  $V_{cl}$  se determina por medio de análisis mineralógico.

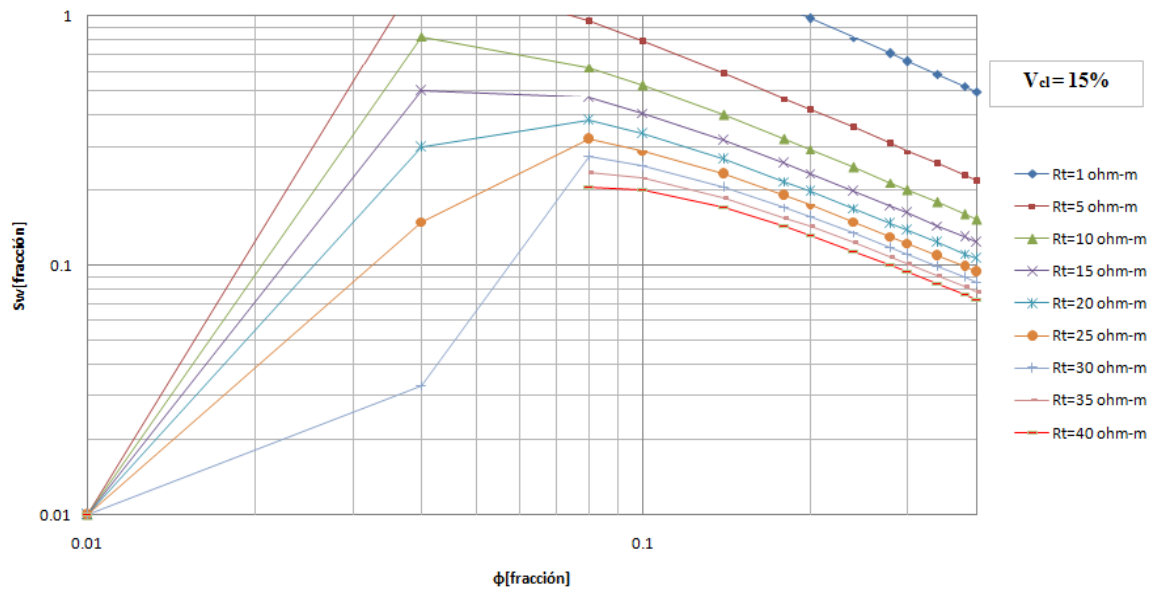


Figura 3.35. Saturación de agua calculada con la ecuación 3.25 para un porcentaje de arcilla de 15%

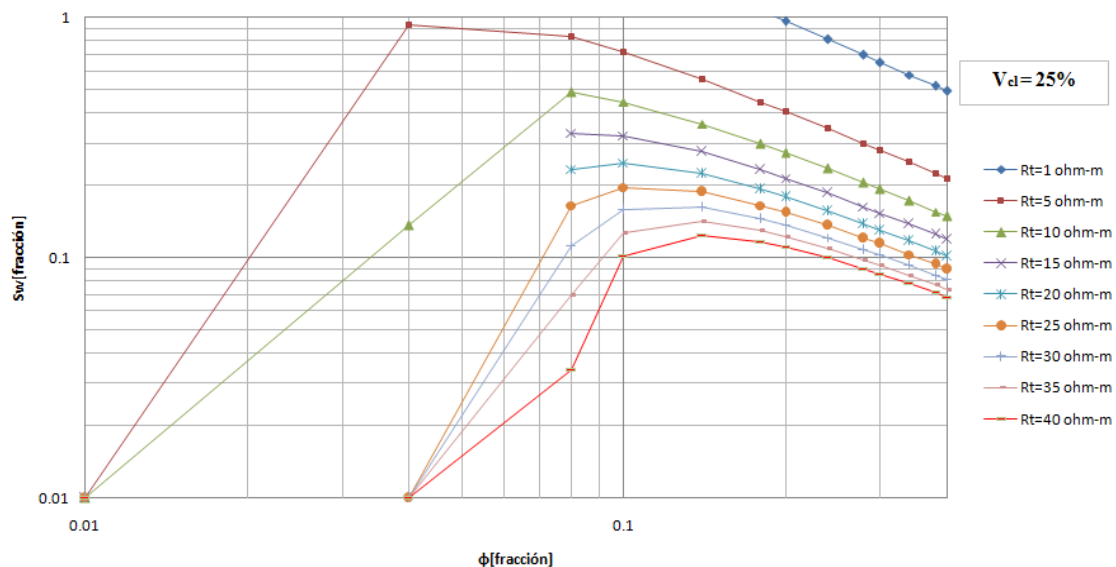


Figura 3.36. Saturación de agua calculada con la ecuación 3.25 para un porcentaje de arcilla de 25%

Las **figuras 3.35 y 3.36** ilustran la variación que sufre la saturación de agua al cambiar los valores de resistividad verdadera y porosidad, por ejemplo, en la **figura 3.35** para  $R_t$  entre 5 y 15 [ohms-m] se tiene una diferencia de saturación de agua de aproximadamente 13%, mientras que para  $R_t$  entre 15 y 40 [ohms-m], la variación es de 8% aproximadamente. El incremento en el porcentaje de arcilla provoca que la variación de la saturación de agua disminuya para el mismo rango de valores de  $R_t$ . Además al aumentar el  $V_{cl}$  el rango de valores de porosidad para los cuales se puede emplear la ecuación 3.25, sin incluir valores ilógicos de  $S_w$ , disminuye como se observa en las **figuras 3.37-3.39**.

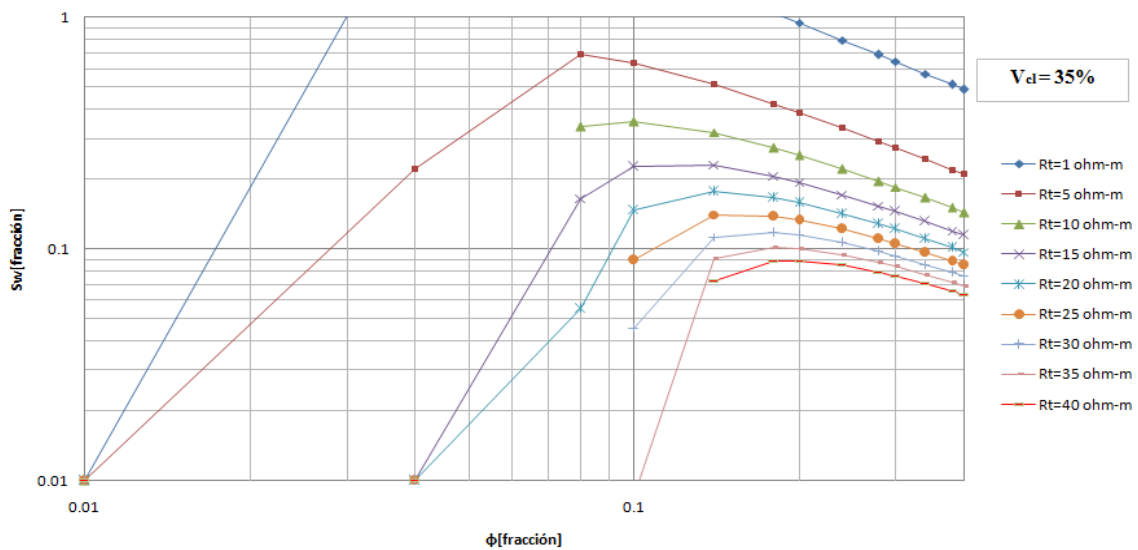


Figura 3.37. Saturación de agua calculada con la ecuación 3.25 para un porcentaje de arcilla de 35%

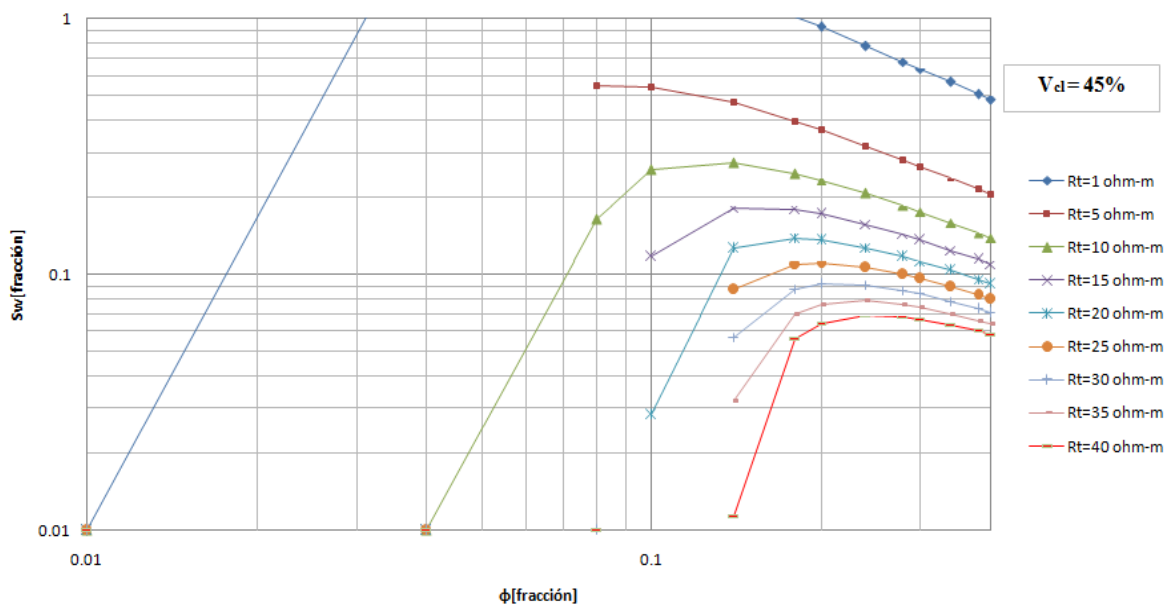


Figura 3.38. Saturación de agua calculada con la ecuación 3.25 para un porcentaje de arcilla de 45%



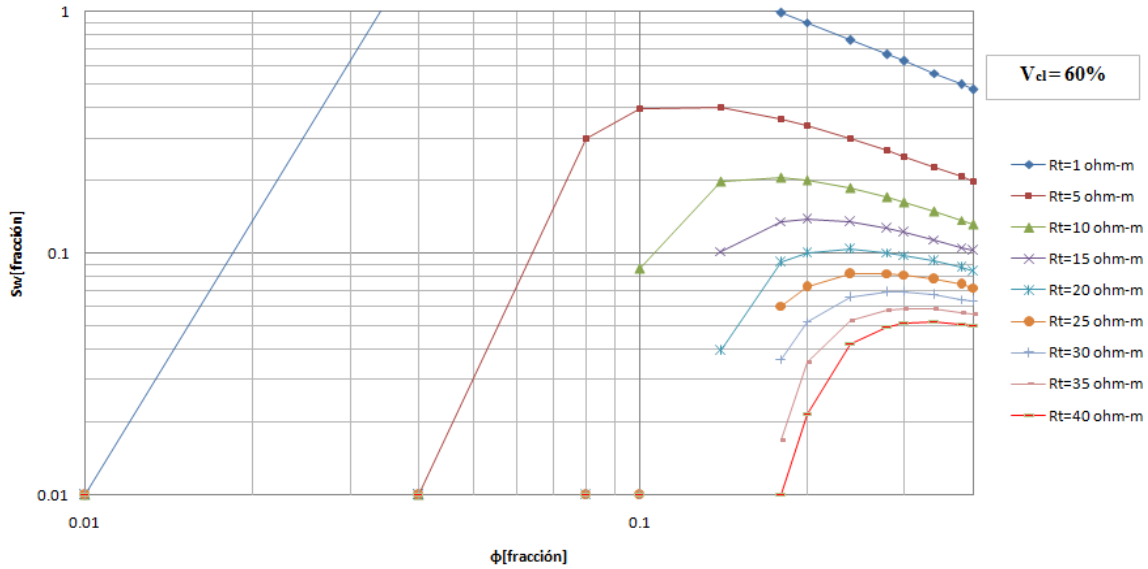


Figura 3.39. Saturación de agua calculada con la ecuación 3.25 para un porcentaje de arcilla de 60%

Las **figuras 3.40-3.44** muestran los datos de saturación de agua obtenidos para diferentes porcentajes de arcilla utilizando la correlación de Fertl y Hammack. Pese a que el comportamiento de las gráficas indica que la correlación es aplicable para valores altos de porcentaje de arcilla, un análisis detallado muestra que se tienen valores poco prácticos en la explotación de yacimientos de hidrocarburos; por ejemplo, en la **figura 3.44** para una  $R_t$  de 1 [ohm-m] se tienen altas saturaciones de agua, pero también altas porosidades, esto es posible si se trata del análisis en un acuífero; por ende, si se desea calcular la saturación de agua, la ecuación 3.23 se puede aplicar para valores altos de porcentaje de arcilla, pero en términos prácticos es necesario fijar un valor de corte de arcilla para considerar en la evaluación del yacimiento únicamente las zonas con posibilidades de producir hidrocarburos.

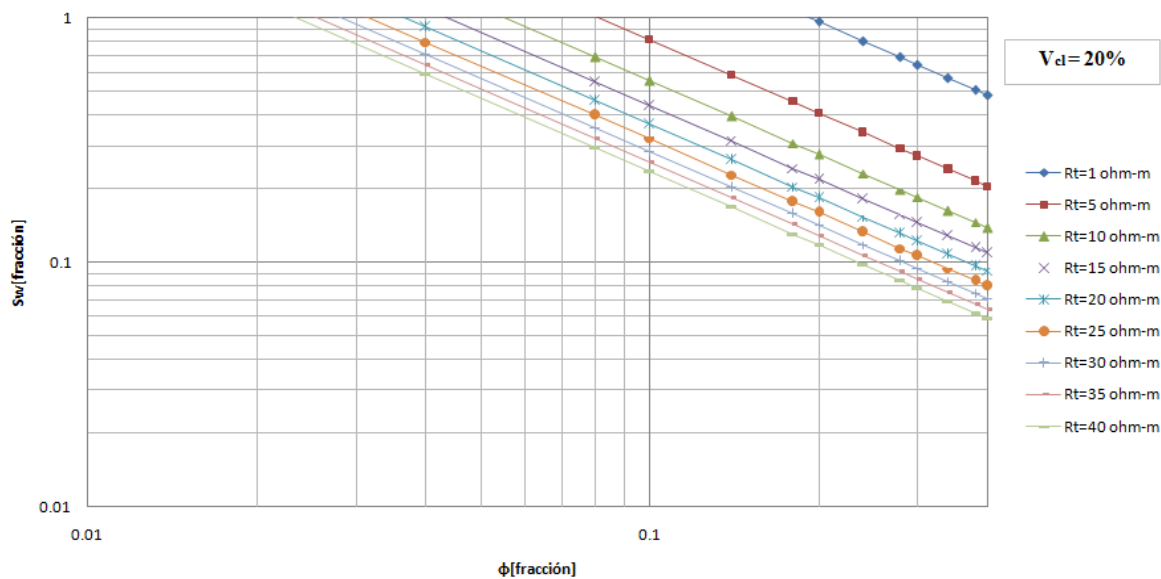


Figura 3.40. Saturación de agua calculada con la ecuación 3.23 para un porcentaje de arcilla de 20%

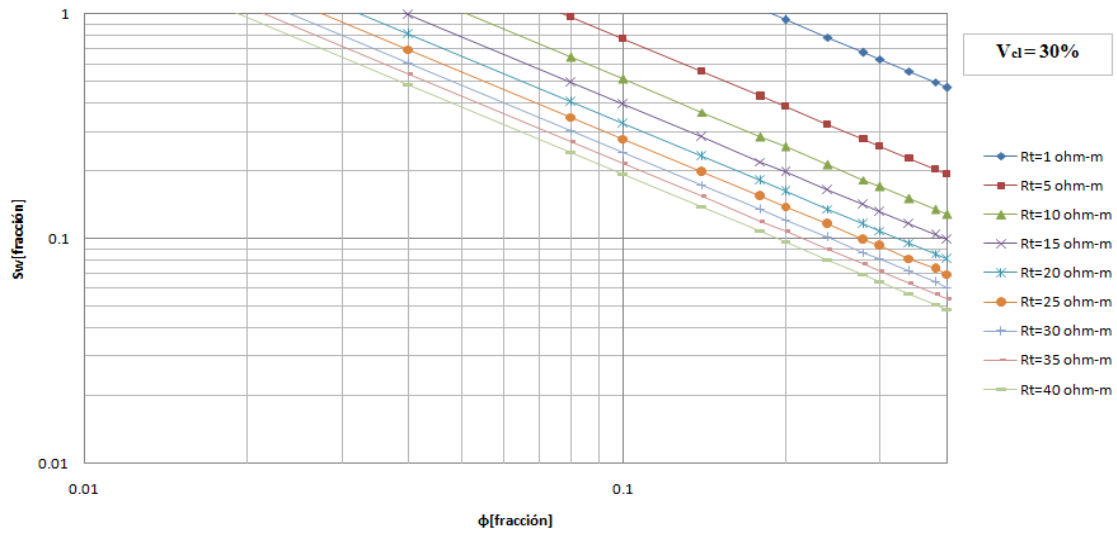


Figura 3.41. Saturación de agua calculada con la ecuación 3.23 para un porcentaje de arcilla de 30%

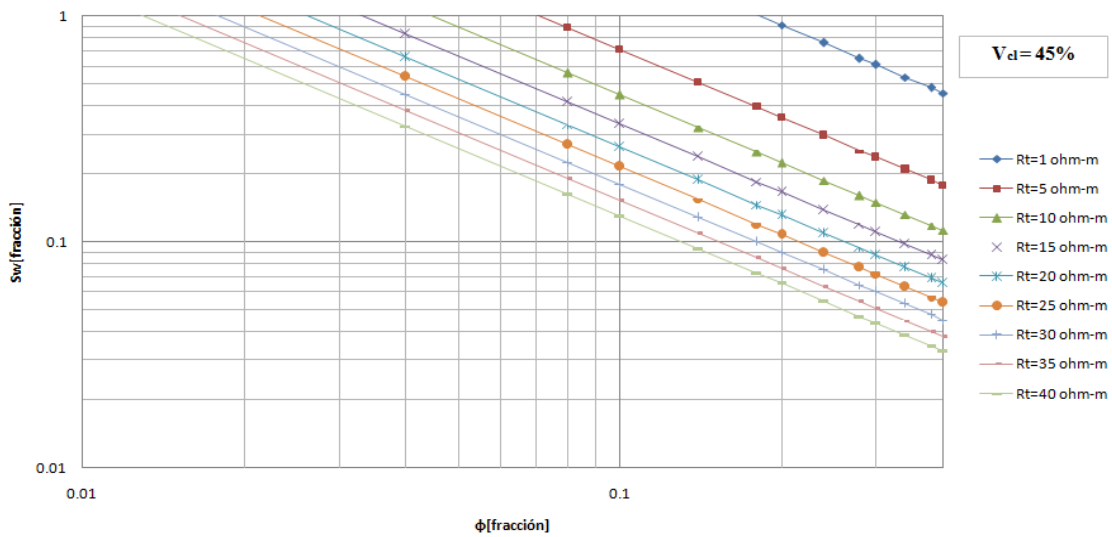


Figura 3.42. Saturación de agua calculada con la ecuación 3.23 para un porcentaje de arcilla de 45%

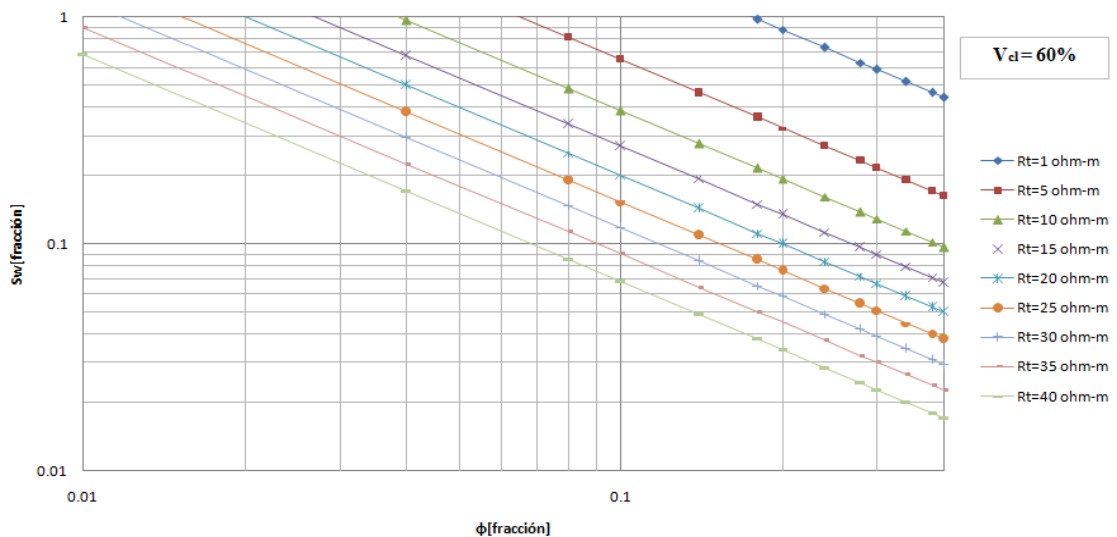


Figura 3.43. Saturación de agua calculada con la ecuación 3.23 para un porcentaje de arcilla de 60%

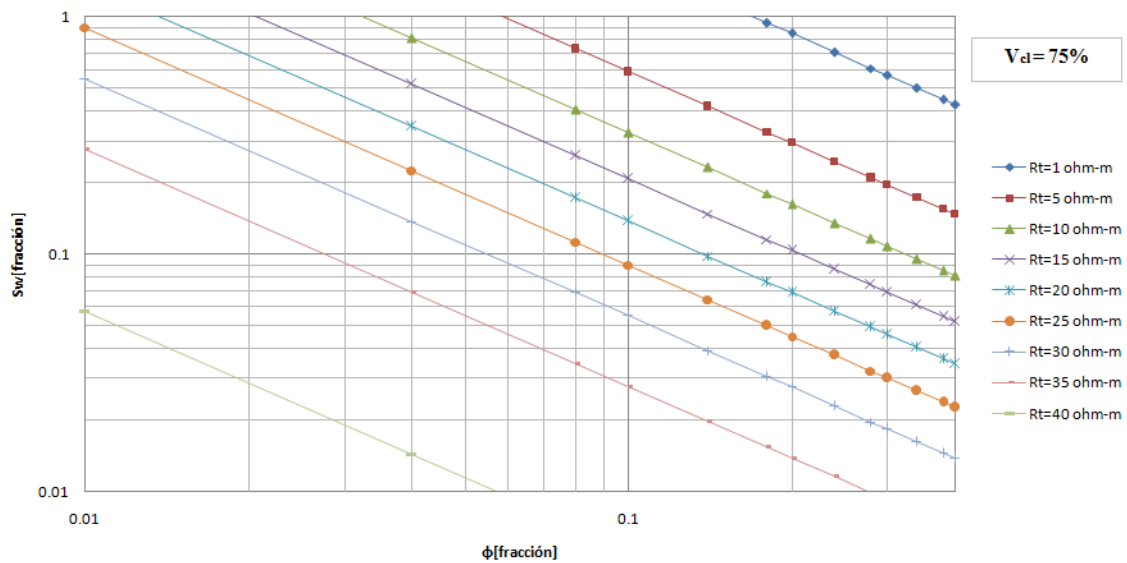


Figura 3.44. Saturación de agua calculada con la ecuación 3.23 para un  $V_{cl}$  de 75%

La **figura 3.45** muestra el efecto que se tiene sobre el espesor neto al utilizar un  $vcV_{cl}$  de 50% y otro de 70%.

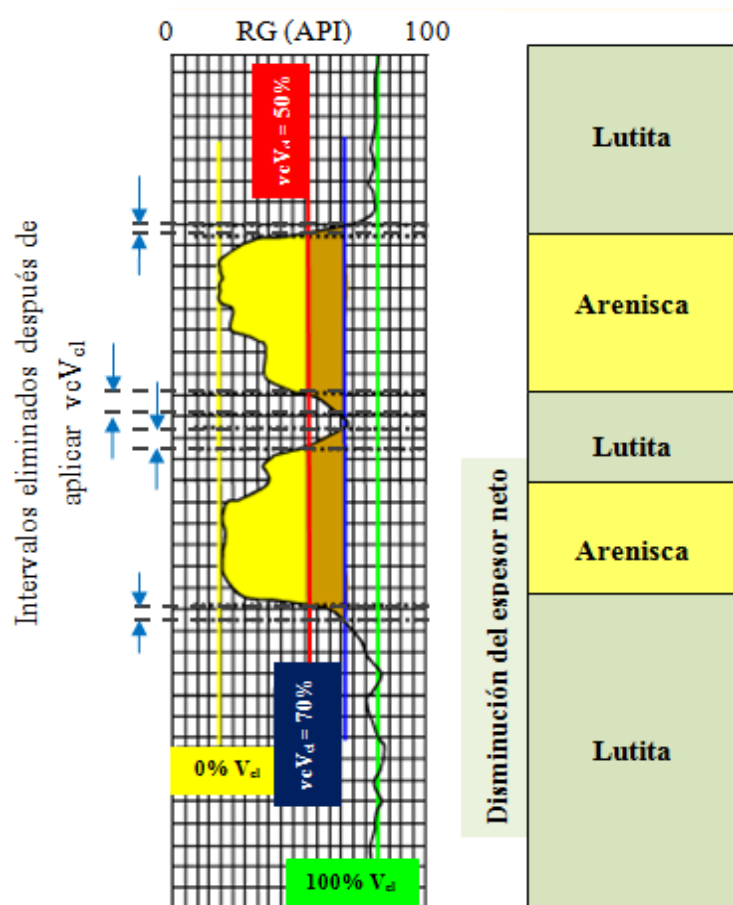


Figura 3.45. Aplicación del valor de corte de arcilla para determinar el espesor neto

Cada uno de los métodos conocidos para calcular la saturación de agua arrojará valores ilógicos a partir de diferentes porcentajes de arcilla y tomando en cuenta que la selección entre uno u otro depende del modelo para el cual fue desarrollado así como de la información con la que se cuenta; además resulta necesario conocer la forma en cómo está distribuido el material arcilloso; una distribución dispersa implicará un valor de corte por arcilla más bajo a diferencia de una distribución laminar.

El método de Fertl y Hammack arroja resultados más precisos cuando la distribución de la arcilla es dispersa, para este caso, la porosidad efectiva y la permeabilidad disminuyen considerablemente y aunque el método tiene un rango más amplio de porcentaje de arcilla para ser aplicado, **figuras 3.40-3.44**, evidentemente para porcentajes de arcilla dispersa mayores a 50%, por citar un dato, el efecto provocado en las propiedades petrofísicas provoca que en caso de tener hidrocarburos se tengan saturaciones bajas de aceite menores o, a lo sumo, iguales a  $S_{or}$ .

### **3.8.2 Valor de corte de saturación de aceite( $vCS_o$ )**

En formaciones limpias se indicó que el valor de corte de aceite está dado por el máximo valor de aceite correspondiente a  $S_{or}$  o a  $S_{oc}$ . En muchas ocasiones la saturación residual de aceite es igual a la saturación crítica de aceite; sin embargo, cuando esto no sucede el valor de corte por aceite debe ser el mayor de estos valores. Claro está que la determinación de  $S_{or}$  o  $S_{oc}$  depende en gran medida de la historia de saturaciones: se obtiene  $S_{or}$  si se va de una saturación de aceite mayor a una saturación de aceite mínima, mientras que la  $S_{oc}$  se determina al inyectar aceite en un núcleo y se mide la saturación a la cual el aceite comienza a moverse, en este caso se va de una saturación de aceite mínima a una saturación de aceite máxima correspondiente a  $S_{oc}$ , en un sistema mojado por agua se verifica esto en un proceso de imbibición y drene, respectivamente.

Sin embargo, la heterogeneidad de las formaciones arcillosas provoca que la  $S_{or}$  a lo largo de todo el intervalo sea variable y por lo tanto no se puede tomar un solo valor para ser considerado como valor de corte de aceite, como en el caso de las formaciones limpias homogéneas.

La  $S_{or}$  puede determinarse a partir de análisis en núcleos; sin embargo, en un yacimiento heterogéneo lo que se tendría que hacer es nuclear todo el intervalo, lo cual resulta poco práctico debido a los altos costos de la toma de núcleos, por lo

tanto una posible alternativa es relacionar la  $S_{or}$  con la porosidad partiendo del hecho de que si la porosidad disminuye la  $S_{or}$  aumenta, pero debido a la heterogeneidad del yacimiento es difícil trazar una línea de tendencia por lo que se recomienda introducir un tercer parámetro para definir la relación  $S_{or}-\phi$ , este tercer parámetro puede ser la litología o el porcentaje de arcilla.

La **figura 3.46** ilustra lo antes mencionado. Al elaborar este tipo de gráficas la información de un pozo puede correlacionarse con la de otros pozos y aplicarse para determinar la  $S_{or}$  a lo largo de todo el intervalo, es decir el valor de corte de aceite.

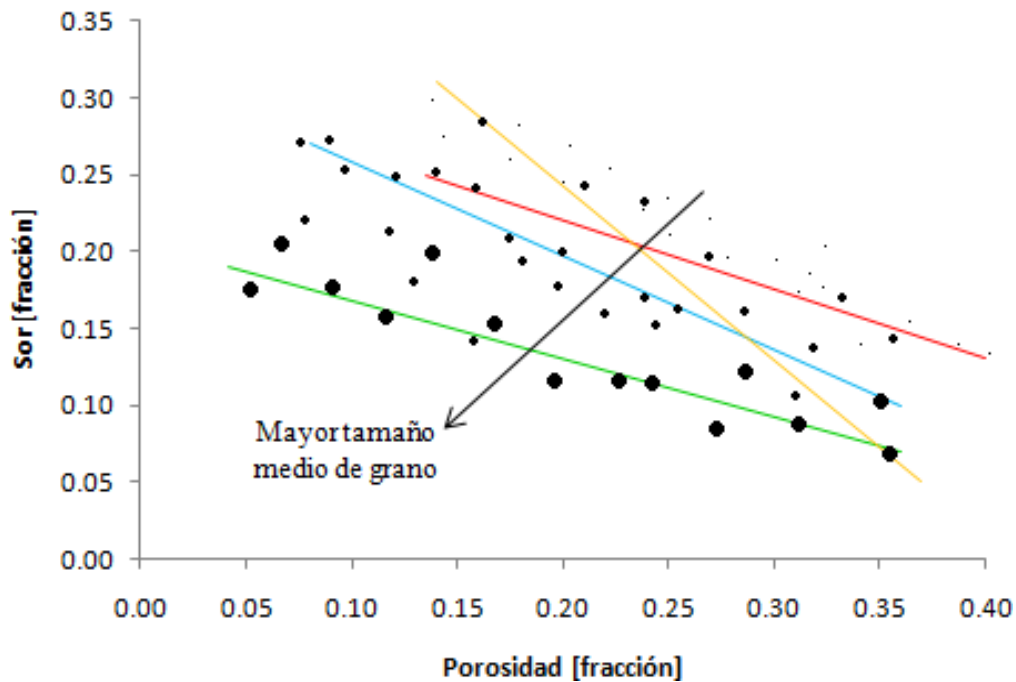


Figura 3.46. Gráfica  $S_{or}-\phi$  introduciendo un tercer parámetro, por ejemplo, tamaño medio de grano

### 3.8.3 Valor de corte de saturación de agua ( $vcS_w$ )

La magnitud de la  $S_{or}$  o  $S_{oc}$  depende de las fuerzas capilares y de las fuerzas viscosas, si aumenta la viscosidad del aceite la  $S_{or}$  y la  $S_{oc}$  se incrementan; aunado a esto en una formación arcillosa al incrementar el porcentaje de arcilla la porosidad efectiva disminuye y la saturación de agua aumenta, por lo tanto el espesor neto productivo se reduce en la misma proporción.

El  $vcS_w$  se determina a partir del  $vcS_o$ , si se conoce el valor de  $S_{or}$  o de  $S_{oc}$ , el valor de corte de saturación de agua se determina con la ecuación 3.31.

### 3.8.4 Valor de corte de resistividad verdadera ( $vCR_t$ )

Para una misma porosidad, al aumentar la saturación de agua  $R_t$  disminuye. En una formación arcillosa se presenta problema al calcular la saturación de agua debido a que se tienen dos tipos de agua: el agua ligada a las arcillas y agua libre. Lo que interesa es calcular el agua libre, pero la lectura de resistividad o conductividad en los registros geofísicos corresponde a los dos tipos de agua por lo tanto es necesario realizar correcciones en el cálculo de la saturación de agua en una formación arcillosa para poder fijar el valor de corte de resistividad. Además, debido a la heterogeneidad de los yacimientos arcillosos no es posible obtener un solo valor de corte de resistividad para todo el intervalo de interés, por tal razón los procedimientos están enfocados a determinar los valores de corte aplicados a lo largo del intervalo en estudio.

A continuación se explican algunos de los métodos que se pueden emplear para determinar el valor de corte de resistividad dependiendo de las herramientas con las que se cuenta.

La ecuación 3.18 relaciona la resistividad de una roca saturada 100% con agua con la resistividad verdadera de la formación, el problema al emplear dicha ecuación en el cálculo de la saturación de agua se presenta en el valor correspondiente a  $R_{osh}$ , el cual se sustituye por  $R_o$ , ya que no puede ser tomado como constante a lo largo de todo el intervalo. Sin embargo, si se obtiene el porcentaje de arcilla empleando el registro de rayos gamma y la porosidad por medio de algún registro de porosidad,  $R_{osh}$  se puede calcular usando una de las ecuaciones del modelo de agua doble.

$$R_{osh} = \frac{(R_b R_w)}{[R_w V_{cl} + R_b (1 - V_{cl})] \phi_t^2} \quad 3.60$$

En la ecuación 3.60 se asume que  $a=1$  y  $m=2$ , la porosidad es la que se obtiene directamente del registro (sin corregir por presencia de arcilla), si se emplea el registro sísmico ésta estaría dada por:

$$\phi_t = \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}} \quad 3.61$$

$R_b$  es la resistividad debida al agua ligada a la arcilla y se obtiene con la siguiente ecuación:

$$R_b = R_{sh} \phi_t^2 \quad 3.62$$

Por lo tanto, el valor de corte de resistividad verdadera estará dado por la siguiente ecuación.

$$vcR_t = \frac{R_{osh}}{vcS_w^2} \quad 3.63$$

De esta manera el  $vcR_t$  se calcula a lo largo del intervalo de interés. Los resultados obtenidos se grafican en la misma gráfica de profundidad contra resistividad verdadera, **figura 3.47**. Aplicando la definición de valor de corte de resistividad se eliminan las zonas con resistividades menores o iguales al valor de corte.

Cabe señalar que el valor de corte de saturación de agua no necesariamente debe ser constante, si se conoce para todo el intervalo en estudio, la ecuación 3.63 también es aplicable.

Los términos empleados en las ecuaciones 3.60 a 3.63 se resumen a continuación, así como las unidades en las que se manejan en las ecuaciones:

$R_{osh}$  [ohms-m]: resistividad cuando la saturación de agua en la muestra es de 100% en roca arcillosa

$R_w$  [ohms-m]: resistividad de agua de formación

$R_b$  [ohms-m]: resistividad debida al agua ligada a la arcilla

$R_{sh}$  [ohms-m]: lectura del registro de resistividad correspondiente a la zona base de lutitas

$V_{cl}$  [fracción]: porcentaje de arcilla

$\phi_t$  [fracción]: porosidad sin corregir por presencia de arcilla

$\Delta t, \Delta t_f, \Delta t_{ma}$  [μseg/pie]: tiempo de tránsito obtenido del registro sónico, tiempo de tránsito en el fluido y tiempo de tránsito en la matriz, respectivamente.

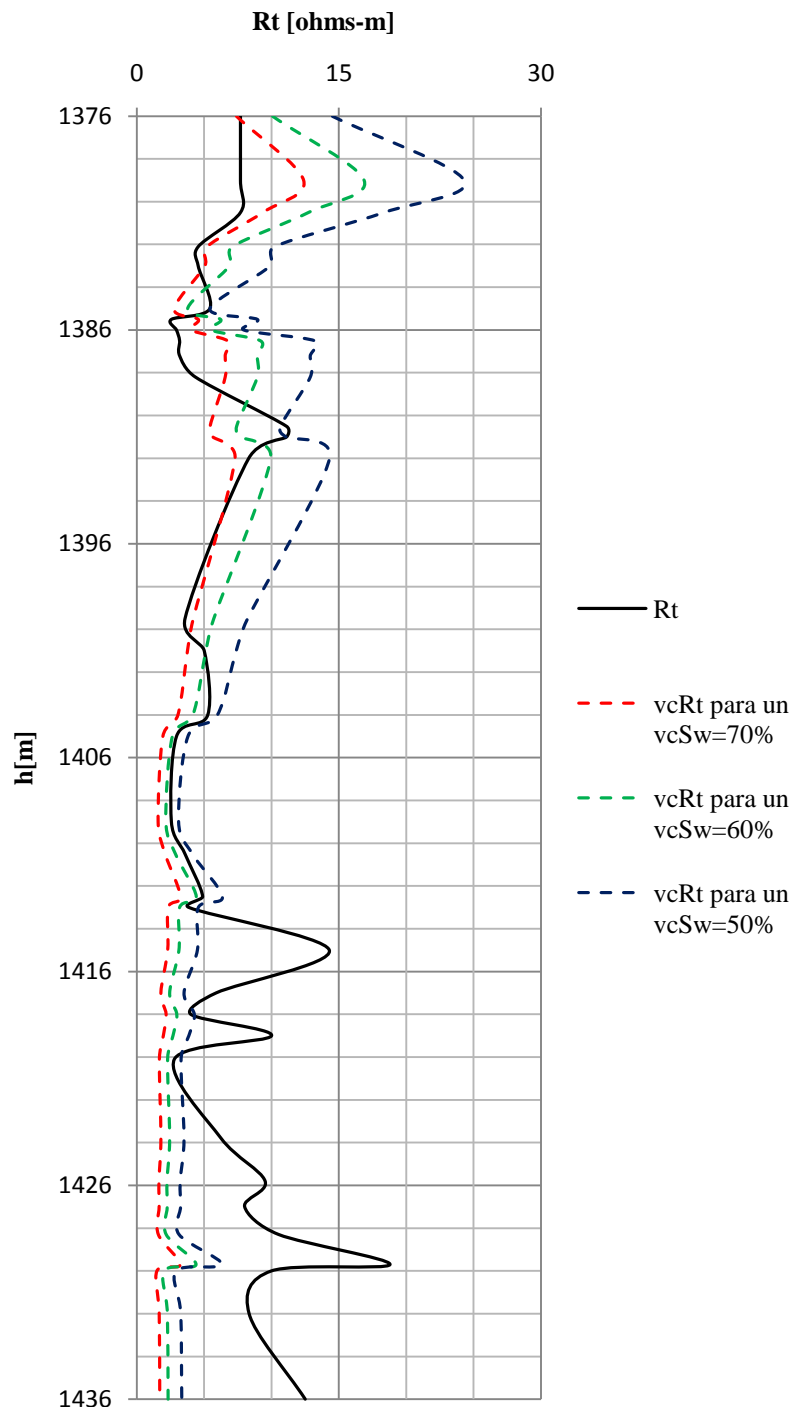


Figura 3.47. Valor de corte de resistividad en formaciones arcillosas

En la **figura 3.48**, las zonas representadas en color azul son las únicas que se tomarían en cuenta al evaluar el potencial del yacimiento, en los demás intervalos posiblemente se tienen hidrocarburos pero debido a que su saturación es menor o igual a la  $S_{or}$  no será posible el movimiento de estos.



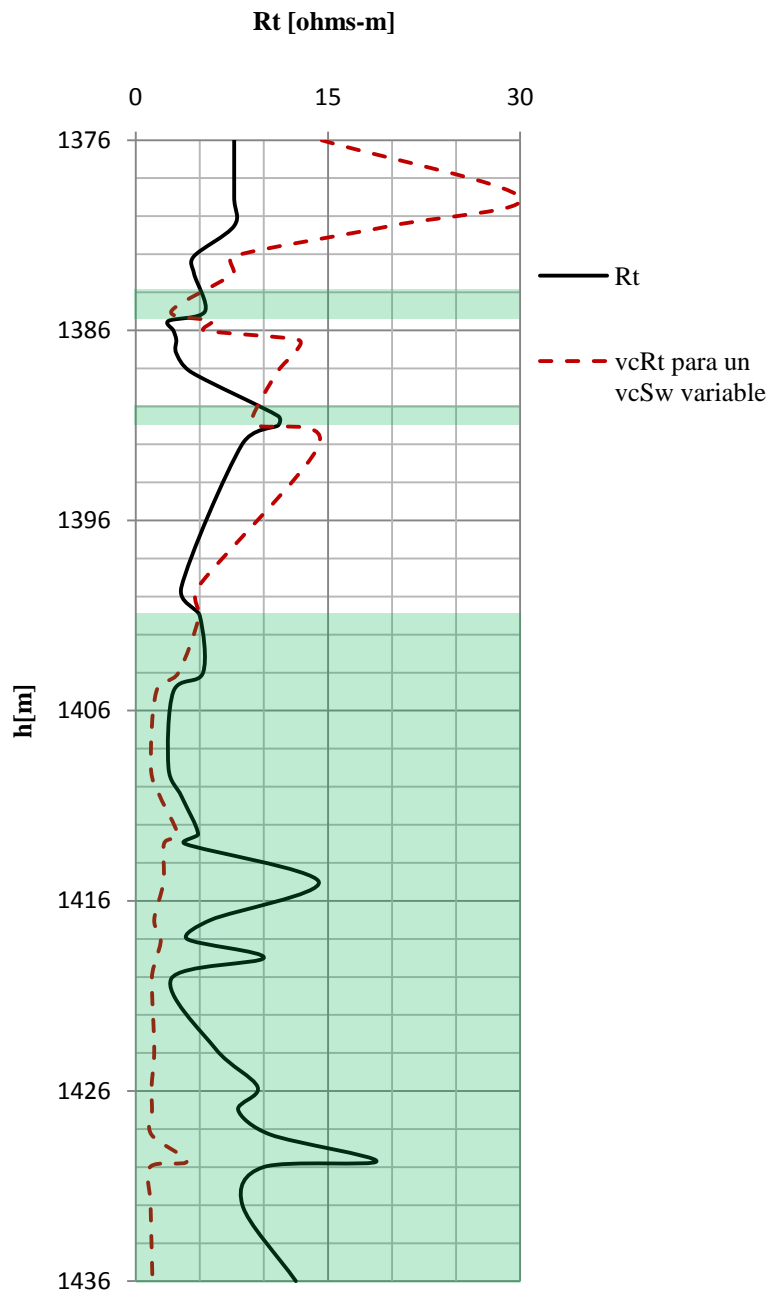


Figura 3.48. Valor de corte de resistividad a partir de un  $vcS_w$  variable

Otro método propuesto para determinar la saturación de agua se conoce como Método de Arcilla Dispersa y está basado en la determinación de la fracción de roca ocupada por arcilla utilizando conjuntamente el registro sísmico y el registro de densidad.

$$q = \frac{\phi_s - \phi_d}{\phi_s} \quad 3.64$$

donde:

$q$  [fracción]: fracción de roca ocupada por arcilla

$\phi_s$  [fracción]: porosidad del registro sínico sin corregir por presencia de arcilla

$\phi_d$  [fracción]: porosidad del registro de densidad sin corregir por presencia de arcilla

El cálculo del factor  $q$  es posible debido a que el registro sínico detecta la presencia de arcilla dispersa como una especie de lodo y da un valor de porosidad igual a la suma de la fracción volumétrica (porosidad total), por su parte el registro de densidad detecta únicamente los poros llenos de fluido.

La saturación de agua se calcula utilizando la siguiente expresión, propuesta por Alger et al., en 1963:

$$S_w = \frac{\sqrt{\frac{0.8R_w}{\phi_s^2 R_t} + \left(\frac{q}{2}\right)^2} - \frac{q}{2}}{1 - q} \quad 3.65$$

Al despejar  $R_t$  de la ecuación 3.65 se obtiene la ecuación 3.66 si se sustituye  $R_t$  por  $vcR_t$  y  $S_w$  por  $vcS_w$ :

$$vcR_t = \frac{0.8 R_w}{\phi_s^2 \{[vcS_w(1 - q)]^2 + qvcS_w(1 - q)\}} \quad 3.66$$

Un aspecto importante de este método es que no es necesario  $R_{sh}$  y  $V_{cl}$ ; no obstante al asumir en la ecuación 3.64 que  $\phi_s > \phi_d$ , el método puede tener menor confiabilidad en los yacimientos de gas porque la porosidad del registro de densidad puede ser mayor a la porosidad del registro sínico.

El factor  $q$  también se puede calcular con las siguientes ecuaciones:

$$q = \frac{aV_{cl}}{\phi_s} \quad 3.67$$

$$q = \frac{aV_{cl}}{\phi_d - aV_{cl}} \quad 3.68$$

Para arenisca consolidada  $a=0.35$  y para arenisca no consolidada  $a=0.25$ .

Las ecuaciones 3.23 y 3.25 también pueden ser empleadas para determinar el valor de corte de resistividad. A diferencia del Método de Arcilla Dispersa, en éstas ecuaciones  $V_{cl}$  y  $R_{sh}$  son incógnitas por lo que es necesario determinarlas, con el objetivo de evitar confusiones entre  $R_{osh}$  y  $R_{sh}$ , en la **figura 3.49** se muestra la forma en cómo se obtiene  $R_{sh}$  utilizando registros geofísicos de pozos.

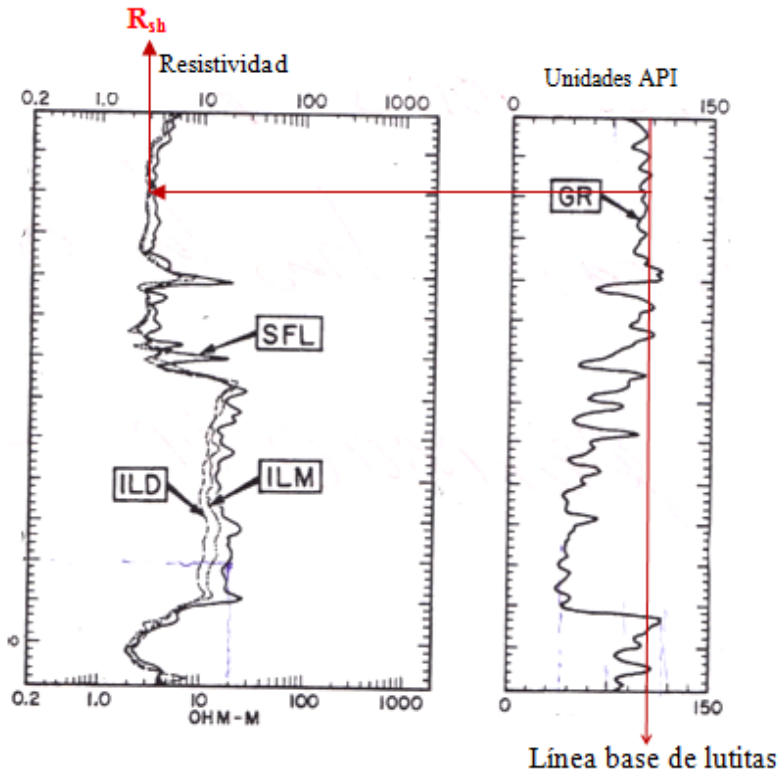


Figura 3.49. Determinación de  $R_{sh}$  empleando el registro de RG y el de resistividad

Si además del registro de litología se tienen los registros de densidad y neutrón es posible emplear las fórmulas del modelo de Agua-Doble para calcular la saturación de agua a lo largo de todo el intervalo y fijar el valor de corte de resistividad. Este método está basado en la determinación de la saturación de agua ligada y de agua libre que se tiene en el yacimiento como consecuencia de la presencia de material arcilloso. A continuación se describe el procedimiento a seguir:

- 1) Obtener la porosidad corregida por presencia de arcilla.

$$\phi_d = \phi_{logd} - (V_{cl} \phi_{dsh}) \quad 3.69$$

$$\phi_n = \phi_{\log n} - (V_{cl} \phi_{nsh}) \quad 3.70$$

donde:

$\phi_d$  [fracción]: porosidad obtenida a partir del registro de densidad corregida por presencia de arcilla

$\phi_n$  [fracción]: porosidad obtenida a partir de los registro neutrón corregida por presencia de arcilla

$\phi_{\log d}$  [fracción]: porosidad obtenida directamente del registro de densidad

$\phi_{\log n}$  [fracción]: porosidad obtenida directamente del registro neutrón

$\phi_{dsh}$  [fracción]: porosidad derivada del registro de densidad correspondiente a la zona base de lutitas, se determina de forma similar a la mostrada en la **figura 3.49**

$\phi_{nsh}$  [fracción]: porosidad derivada del registro neutrón correspondiente a la zona base de lutitas, se determina de forma similar a la mostrada en la **figura 3.49**

- 2) La porosidad efectiva o verdadera de la formación  $\phi$  se calcula promediando los resultados de las ecuaciones 3.69 y 3.70.

$$\phi = \frac{\phi_d + \phi_n}{2} \quad 3.71$$

- 3) Calcular la porosidad total correspondiente a la zona base de lutitas  $\phi_{tsh}$  con la siguiente ecuación:

$$\phi_{tsh} = \delta \phi_{dsh} + (1 - \delta) \phi_{nsh} \quad 3.72$$

$\delta$  varía de 0.5 a 1

- 4) Calcular la porosidad total  $\phi_t$  sin corregir por presencia de arcilla y la saturación de agua ligada a la arcilla  $S_b$ .

$$\phi_t = \phi + V_{cl} \phi_{tsh} \quad 3.73$$

$$S_b = \frac{V_{cl} \phi_{tsh}}{\phi_t} \quad 3.74$$

- 5) Finalmente se calcula la saturación de agua empleando la siguiente expresión:

$$S_w = \frac{b + \sqrt{b^2 + \frac{R_w}{R_t \phi_t^2}} - S_b}{1 - S_b} \quad 3.75$$

$b = \frac{S_b \left(1 - \frac{R_w}{R_b}\right)}{2}$ ;  $R_b$  se calcula con la ecuación 3.62 sustituyendo el término  $\phi_t$  por  $\phi_{tsh}$

- 6) En términos del valor de corte de resistividad, al sustituir  $R_t$  por  $vcR_t$  y  $S_w$  por  $vcS_w$ , la ecuación 3.75 queda como:

$$vcR_t = \frac{R_w}{\phi_t^2 (\phi^2 - b^2)} \quad 3.76$$

$$\phi = vcS_w (1 - S_b) + S_b - b$$

donde:

$\phi_{tsh}$  [fracción]: porosidad total correspondiente a la zona base lutitas

$S_b$  [fracción]: saturación de agua ligada a la arcilla

$R_b$  [ohms-m]: resistividad debida al agua ligada a la arcilla

Al aplicar la ecuación 3.76 a lo largo del intervalo de interés es posible graficar la curva de valor de corte de resistividad como se muestra en la **figura 3.47**.

Como los métodos antes mencionados, hay algunos otros que se pueden aplicar en el cálculo de la saturación de agua; en este caso la gran mayoría están basados en obtener el valor de corte de resistividad a partir de datos de campo. Es importante señalar que la elección entre uno u otro depende de las herramientas con las que se cuenta así como del conocimiento de la forma en cómo la arcilla está distribuida en el yacimiento; por ejemplo, si se aplica la ecuación de Simandoux o el modelo de Agua-Doble en un yacimiento donde la arcilla está en forma dispersa se tendrán saturaciones de agua más altas que las que en realidad corresponden, esto es como consecuencia de la utilización de  $R_{sh}$ , ya que la  $R_{sh}$  utilizada en las ecuaciones es mucho más alta que la resistividad de la arena arcillosa (dispersa);  $R_{sh}$  se utiliza únicamente cuando la arcilla se originó de forma independiente y posteriormente se

agrupó para formar la roca, por lo tanto la ecuación de Simandoux así como el modelo de Agua-Doble pueden aplicarse con mayor certeza cuando se tiene una distribución de arcilla laminar. También es posible utilizar la siguiente ecuación propuesta por Fertl y Hammack para aproximar el valor de resistividad de arcilla dispersa  $R_{cl}$  a partir de  $R_{sh}$ .

$$R_{cl} = 0.4R_{sh} \quad 3.77$$

### 3.8.5 Valor de corte de porosidad( $vc\phi_t$ )

Para determinar el  $vc\phi$  se puede emplear alguna ecuación que relacione la porosidad con la saturación de agua o con la resistividad verdadera si se tiene el valor de corte de resistividad, por ejemplo para calcular el  $vc\phi$  a partir del cálculo de  $R_{osh}$  con la ecuación 3.60 es necesario combinarla con las ecuaciones 3.62 y 3.63; no obstante para la ecuación 3.63 solamente se debe utilizar un valor de corte ya sea el  $vcS_w$  o el  $vcR_t$ . En el caso en que el valor de corte sea el de saturación de agua entonces la  $R_t$  es la que se obtiene directamente del registro, caso contrario si se emplea el valor de corte de  $R_t$ , entonces la saturación de agua es la que se calcula directamente con los datos de los registros de porosidad, resistividad y litología.

Al combinar las ecuaciones 3.60, 3.62 y 3.63 se obtiene:

$$vc\phi_t = \sqrt{\frac{R_w}{vcS_w^2 R_t (1 - V_{cl})} - \frac{R_w V_{cl}}{R_{sh} (1 - V_{cl})}} \quad 3.78$$

Con la ecuación 3.78 se calcula el valor de corte de porosidad a lo largo de todo el intervalo de interés y esta línea de corte se dibuja en la misma gráfica del registro de porosidad como se muestra en la **figura 3.50**.

Al igual que en el cálculo del  $vcR_t$ , el valor de corte de porosidad también puede calcularse para un  $vcS_w$  variable con la ecuación 3.78, para ello es necesario determinar la saturación de aceite residual a lo largo de todo el intervalo ya que como anteriormente se indicó debido a la heterogeneidad del yacimiento la  $S_{or}$  no puede ser considerada como constante.

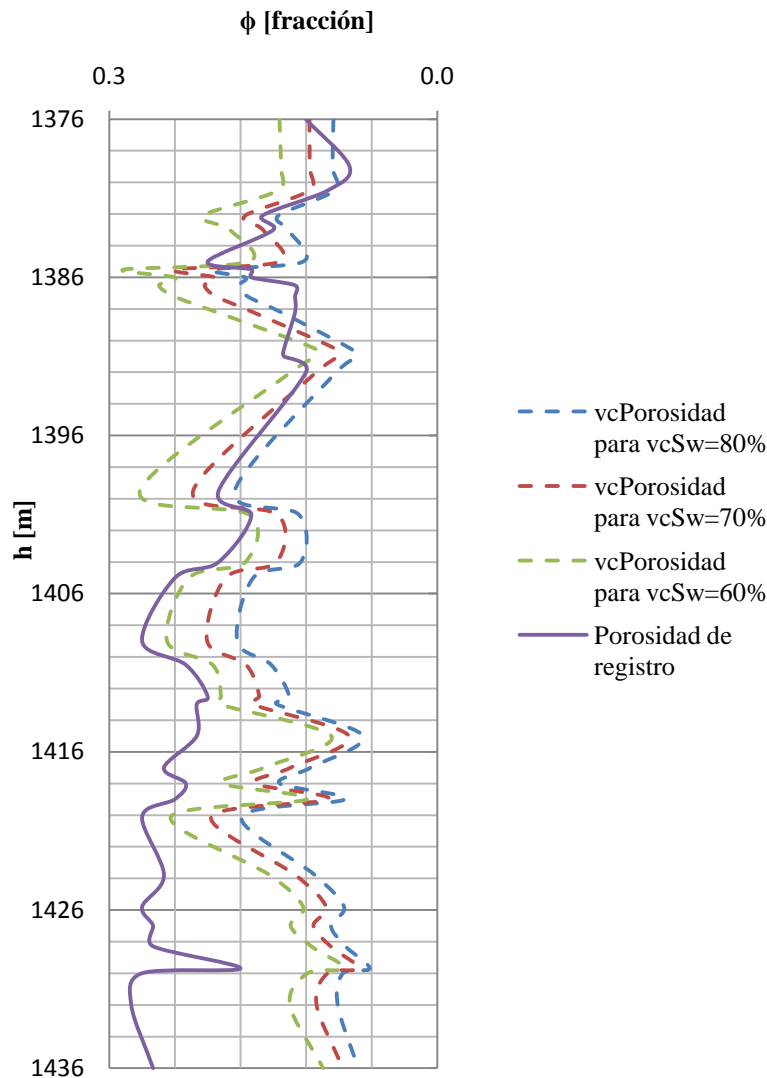


Figura 3.50. Determinación de la línea de corte de porosidad para diferentes  $vcS_w$

En la **figura 3.51** se esquematiza el procedimiento a seguir para determinar el  $vc\phi$  a partir de datos obtenidos por medio de registros geofísicos de pozos usando la ecuación 3.78 para un valor de corte de saturación de agua variable. Las zonas representadas en color gris en la **figura 3.52** son las únicas que se consideran con posibilidades de producir hidrocarburos de acuerdo a la definición de valor de corte de porosidad. Es importante indicar que la línea continua mostrada en la **figura 3.52** representa la porosidad obtenida directamente del registro de porosidad; por consiguiente, si se utiliza el registro sísmico para medir la porosidad, la línea de corte de porosidad puede calcularse en términos del tiempo de tránsito si se despeja  $\Delta t$  de la ecuación 3.61 y se sustituye  $\phi_t$  por  $vc\phi$ , de esta forma se obtiene la línea de corte de tiempo de tránsito como se muestra en la **figura 3.53**.

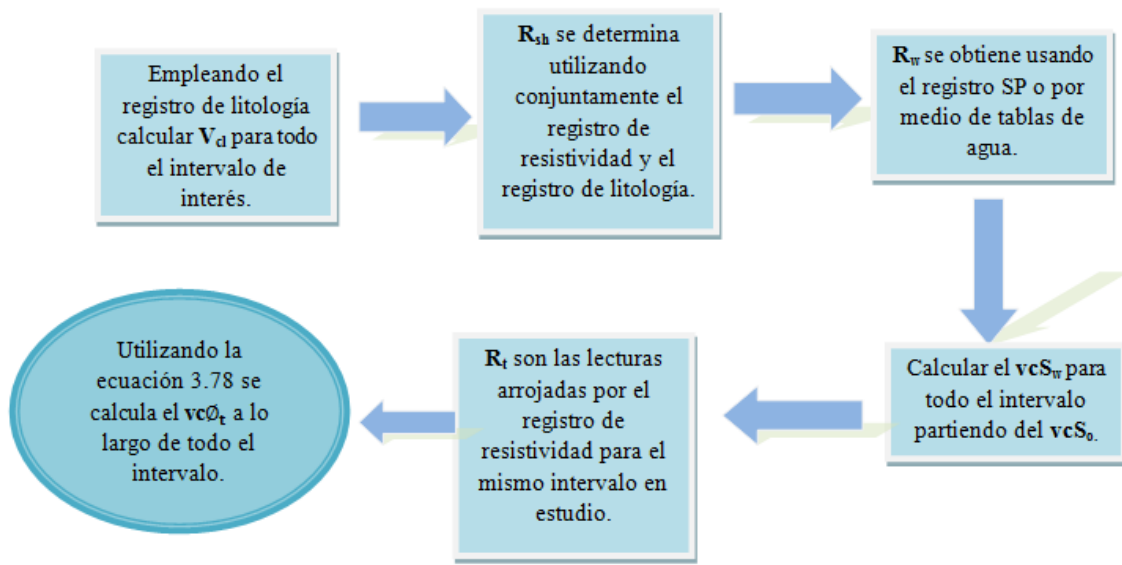


Figura 3.51. Procedimiento para determinar el  $vc\phi_t$  con datos de campo

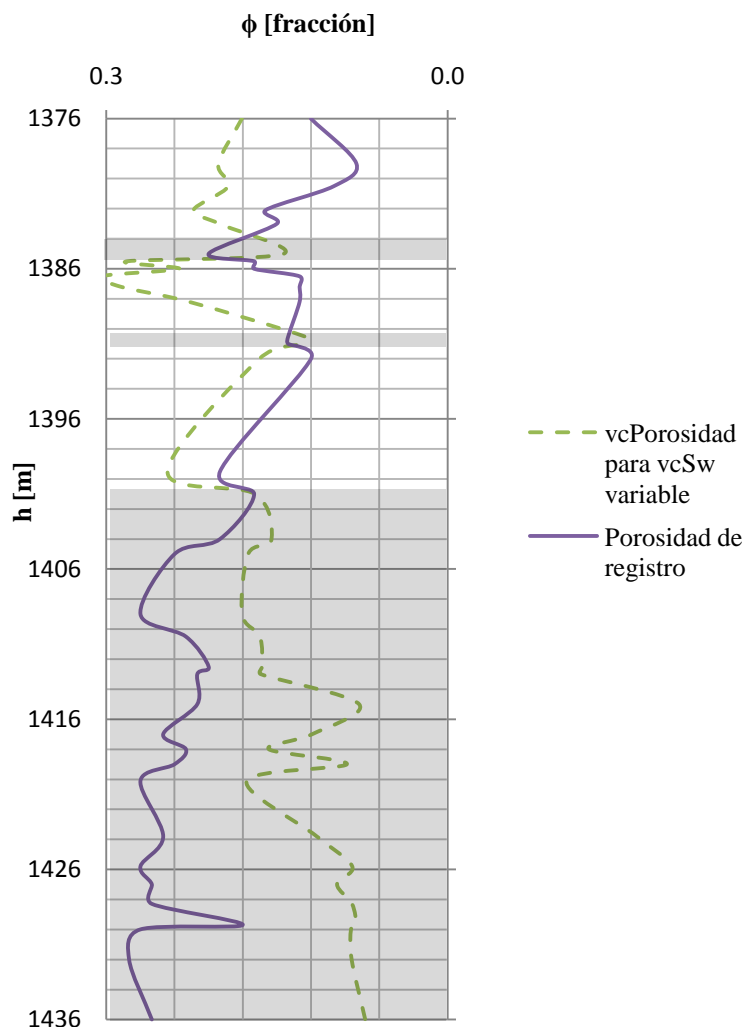


Figura 3.52. Valor de corte de porosidad para un  $vcS_w$  variable



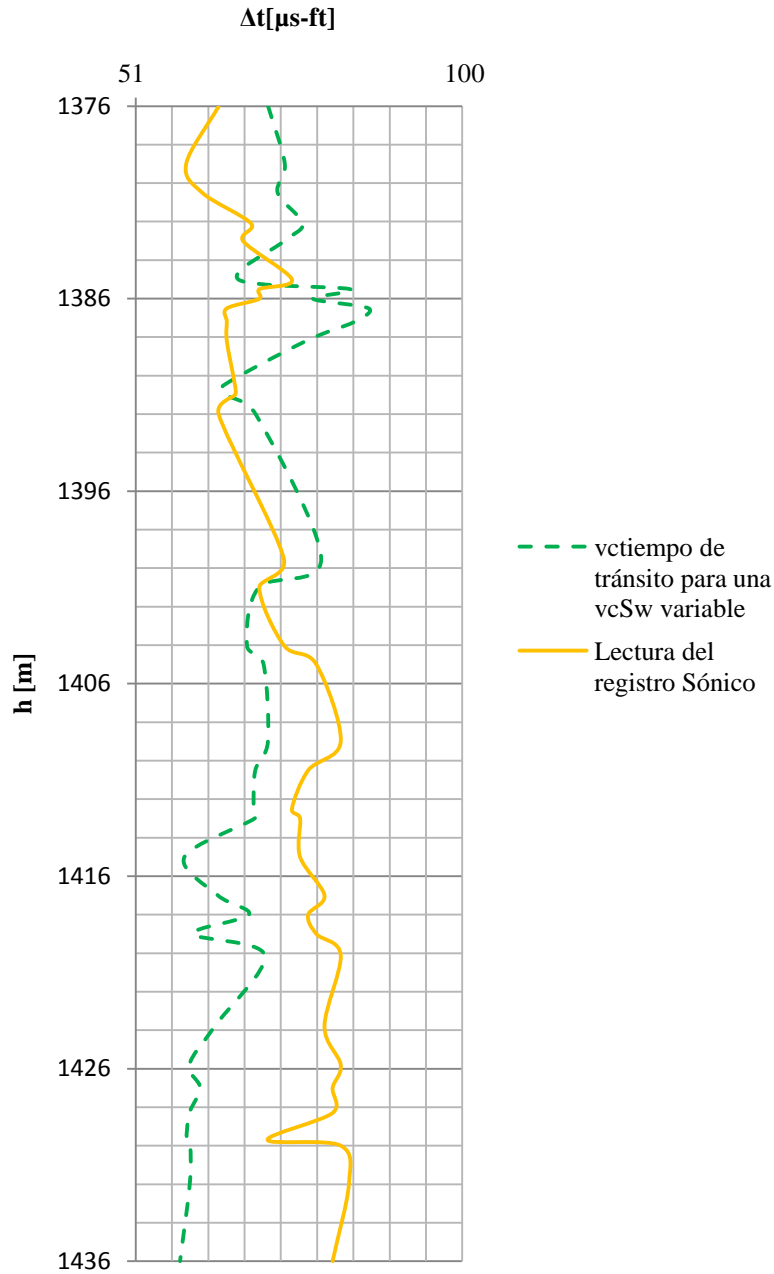


Figura 3.53.  $vc\emptyset$  en términos del tiempo de tránsito al utilizar el registro sónico de porosidad

### 3.8.6 Valor de corte de permeabilidad absoluta ( $vc\mathbf{k}_a$ )

Si en un yacimiento no se tiene porosidad efectiva tampoco existe permeabilidad absoluta, por tal razón es de esperarse que exista una relación entre ambas propiedades, evidentemente si la porosidad aumenta la permeabilidad también se incrementa.

En formaciones arcillosas a medida en que se incrementa el porcentaje de arcilla la permeabilidad absoluta se reduce considerablemente. Partiendo de este último criterio se propone determinar el valor de corte de permeabilidad absoluta a partir del valor de corte de porosidad corregida por presencia de arcilla.

A partir de mediciones en núcleos se puede determinar la permeabilidad absoluta a lo largo de todo un intervalo y las correlaciones porosidad-permeabilidad se elaboran con los datos obtenidos; sin embargo en muchas ocasiones los datos se presentan como una nube de puntos haciendo imposible el trazo de una tendencia. En estos casos una alternativa consiste en introducir un tercer parámetro para seccionar los datos. Este tercer parámetro puede ser las facies presentes en la roca del yacimiento, de esta manera es posible elaborar las gráficas de acuerdo al tipo de facies, como se observa en la **figura 3.54**.

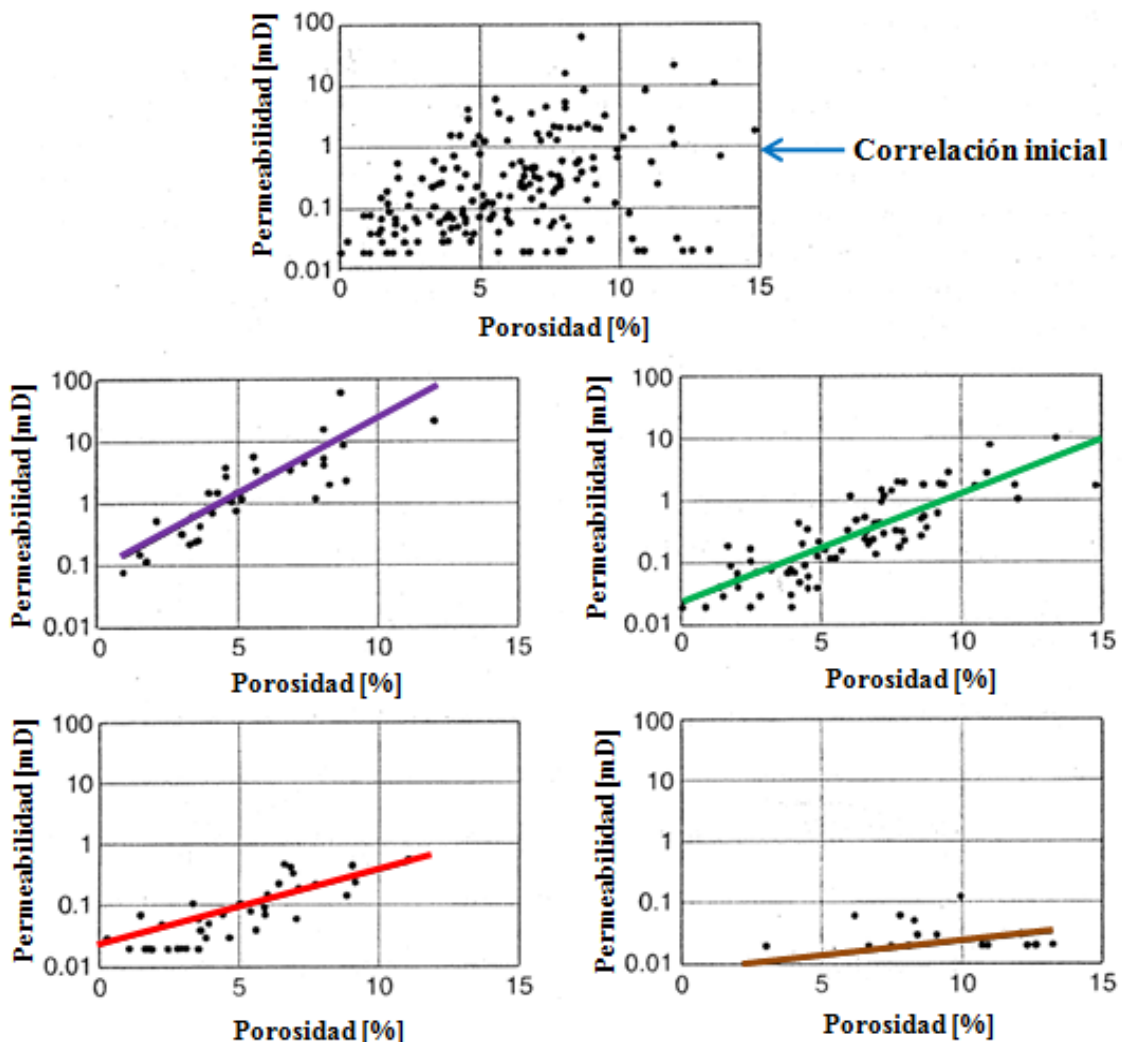


Figura 3.54. Relaciones de permeabilidad absoluta, porosidad inicial y para diferentes facies

Al obtener el  $vck_a$  a partir del  $vc\emptyset$  con correlaciones para diferentes facies, es necesario indicar la facies a la cual corresponde el valor de corte de permeabilidad absoluta que se quiere determinar. Para ilustrar ésto, suponiendo que se tiene un mismo valor de corte de porosidad de 10%, de acuerdo a la **figura 3.54**, aproximadamente los valores de corte de permeabilidad absoluta para diferentes facies se muestran en la tabla 3.9:





$vc\emptyset$ [%]	$vck_a$ [mD]	facies
10	30	
10	1.5	
10	0.5	
10	0.03	

Tabla. 3.9  $vc\emptyset$  y  $vck_a$  para diferentes facies

No obstante, es de esperarse que para cada facies al variar el valor de corte de permeabilidad también debe variar el valor de corte de porosidad. Los datos obtenidos en laboratorio se utilizan en la calibración de los registros geofísicos de pozos.

Un ejemplo de correlaciones porosidad-permeabilidad absoluta es la ecuación 3.44, si se emplea dicha ecuación para determinar el valor de corte por permeabilidad es necesario emplear algún registro de porosidad y conocer la  $S_{wi}$  a lo largo de todo el intervalo ya que debido a la heterogeneidad del yacimiento  $S_{wi}$  es variable.

Al recomodar y aplicar logaritmo en ambos lados de la ecuación 3.42 se obtiene la expresión 3.79, la cual representa una línea recta en escala log-log para la relación  $S_{wi}-\emptyset$ ; sin embargo, es de esperarse que se presenten variaciones en los datos de saturación irreductible de agua contra porosidad, por lo tanto, la tendencia lineal se puede ajustar, por ejemplo, para un mismo tamaño medio de grano.

$$\log S_{wi} = -\log \emptyset + \log C \quad 3.79$$

De esta forma, a partir de los datos de porosidad se puede estimar la  $S_{wi}$  a lo largo de todo el intervalo. La **figura 3.55** muestra la variación de la permeabilidad absoluta calculada con la ecuación 3.44 para los mismos valores de porosidad y diferentes  $S_{wi}$ .

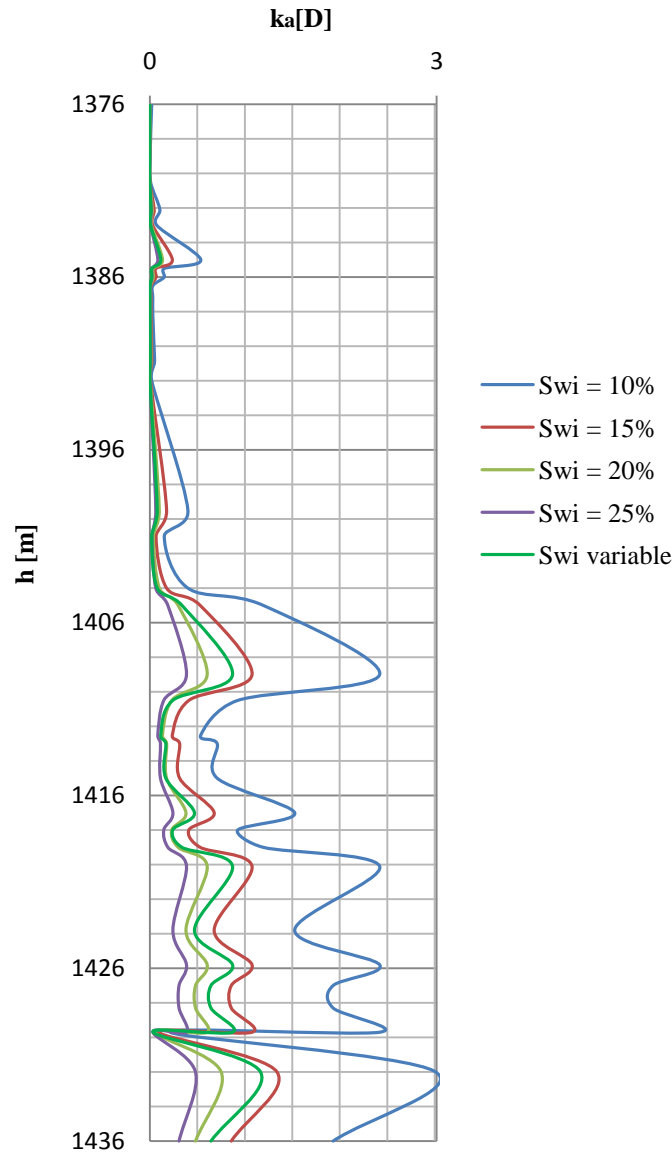


Figura 3.55. Sensibilidad de la ecuación 3.44 al calcular la  $k_a$  para diferentes  $S_{wi}$ .

Para determinar el  $vck_a$  partiendo del valor de corte de porosidad aplicando la correlación 3.44 es necesario:

1. Estimar la saturación irreductible de agua a lo largo de todo el intervalo
2. Corregir los valores del registro de porosidad por presencia de arcilla
3. Corregir los valores de corte de porosidad por presencia de arcilla

La línea de  $vck_a$  también puede obtenerse sin la necesidad de corregir en el punto 2 y 3 los valores de porosidad; sin embargo, esto solo permitiría eliminar los intervalos sin posibilidades de producir hidrocarburos pero cuantitativamente el

valor de permeabilidad absoluta correspondiente a la formación será menor al obtenido. En la **figura 3.56** se representa lo antes descrito.

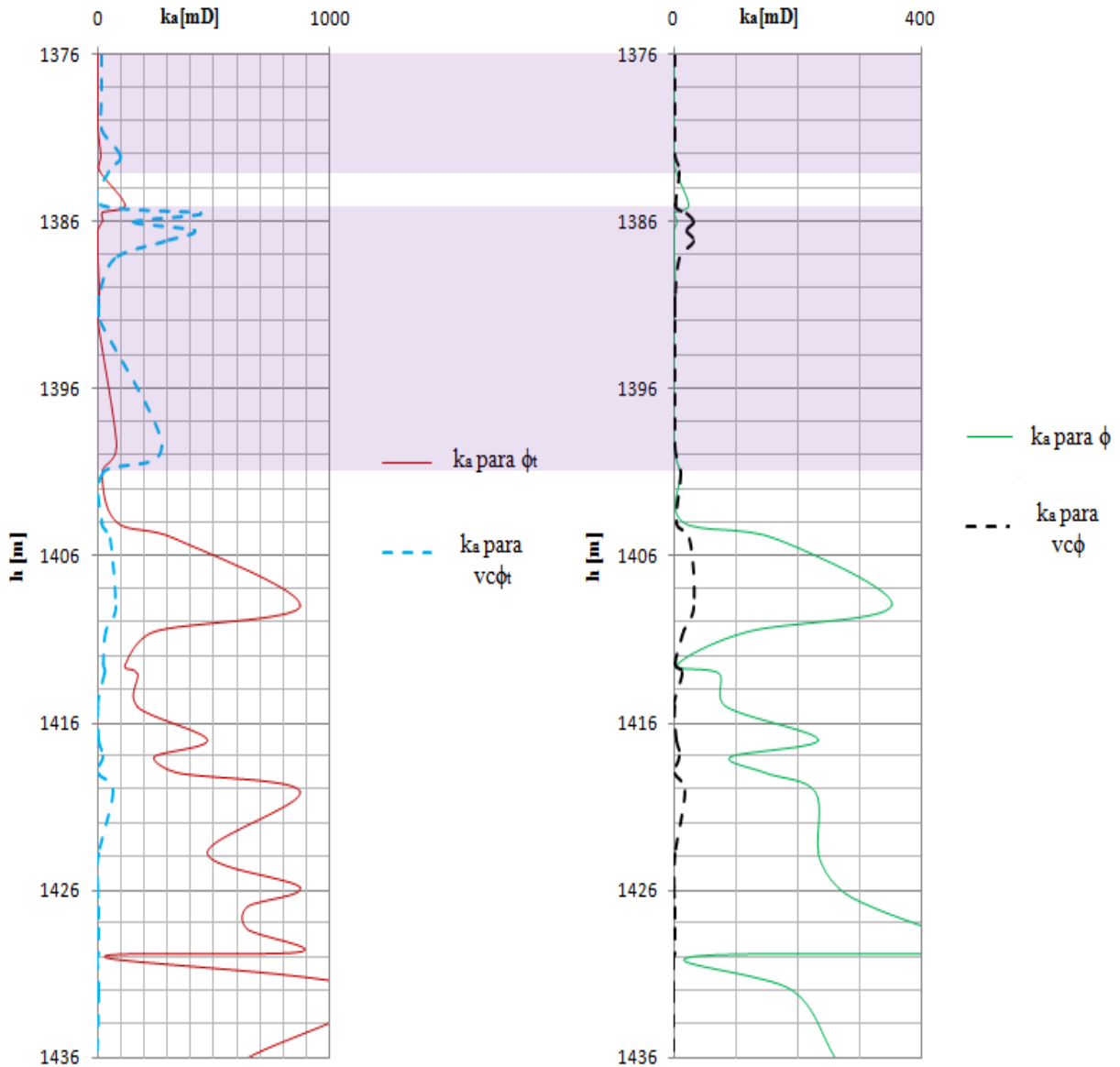


Figura 3.56.  $vck_a$  a lo largo de todo el intervalo

Las zonas representadas en color morado en la **figura 3.56** no se consideran en la evaluación del yacimiento. Pese a que corrigiendo o no la porosidad se eliminan los mismos intervalos, es evidente que la línea continua de color rojo representa de forma más precisa el valor de permeabilidad absoluta correspondiente a la formación debido a que toma en cuenta el porcentaje de arcilla presente en la formación.

### 3.8.7 Valor de corte de flujo fraccional de agua( $v_{cf_w}$ )

Al igual que para formaciones limpias el  $v_{cf_w}$  es de 1 debido a que para determinar los valores de corte considerando únicamente las características del yacimiento solo se están identificando las zonas sin posibilidades de producir hidrocarburos, por ejemplo, intervalos donde se tiene 100% producción de agua.

## 3.9 Valores de corte en formaciones heterogéneas limpias

Tratándose de formaciones limpias son éstas las que en términos prácticos se encuentran más frecuentemente; se caracterizan por presentar grandes variaciones en las propiedades petrofísicas como la porosidad y permeabilidad absoluta, por ello los valores de corte no son constantes para toda la formación. Por tal motivo, los valores de corte de saturación de aceite y de saturación de agua se calculan a lo largo de todo el intervalo de forma similar a la descrita para formaciones arcillosas. El valor de corte de resistividad se obtiene utilizando las ecuaciones para formaciones limpias como se infiere a continuación.

Debido a la heterogeneidad del yacimiento, la resistividad de la roca saturada 100% con agua es variable a lo largo de todo el intervalo. Una forma de calcular el valor de  $R_o$  es aproximarla a partir del registro de porosidad combinando las ecuaciones 3.15 y 3.16, quedando así:

$$R_o = \frac{aR_w}{\phi^m} \quad 3.80$$

Empleando el registro de porosidad que se tiene para todo el intervalo se calcula  $R_o$  con la ecuación 3.80, en la que  $a$ ,  $m$  y  $R_w$  son constantes.

En la **figura 3.57** se observa que para valores altos de  $R_o$  cualitativamente se tendrán bajas porosidades, esto se comprueba en la línea continua de la **figura 3.50**, lo que conlleva a tener altas saturaciones de agua; como consecuencia, al calcular  $R_o$  a lo largo de todo el intervalo se infiere que para valores bajos de  $R_o$  se tiene altas saturaciones de aceite.

El valor de corte de resistividad se obtiene con la ecuación 3.33, ya sea para un valor de corte de saturación de aceite constante o variable en todo el intervalo. Esta línea de corte se grafica de forma similar a la mostrada en la **figura 3.48**.

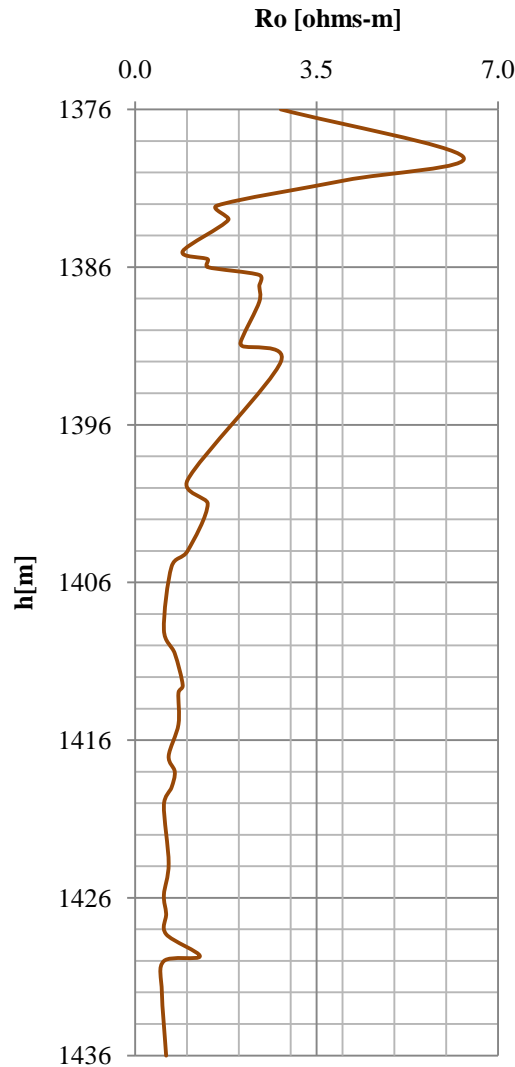


Figura 3.57. Variación de  $R_o$  a lo largo de todo el intervalo

El valor de corte de porosidad se obtiene con la ecuación 3.37 en la que solamente se debe fijar un valor de corte. En caso de que el valor de corte de porosidad se determine a partir del valor de corte de saturación de agua, el término  $vcR_t$  de la ecuación 3.37 debe sustituirse por  $R_t$ , es decir se debe de considerar la variación de  $R_t$  a lo largo de todo el intervalo. Como anteriormente se ha indicado, el valor de corte de saturación de agua puede ser constante o variable en todo el intervalo.

El valor de corte de permeabilidad absoluta se determina a partir de correlaciones porosidad-permeabilidad de forma análoga al valor de corte de permeabilidad absoluta en formaciones arcillosas. Debido a la heterogeneidad del yacimiento se debe introducir un tercer parámetro para ajustar las correlaciones, este parámetro puede ser el tamaño medio de grano o las facies. Como en los casos anteriores, el

valor de corte de flujo fraccional de agua es 1 ya que no se consideran condiciones económicas ni operacionales.

### **3.10 Valores de corte considerando condiciones económicas y/o operacionales en yacimientos de aceite**

#### **3.10.1 Valores de corte en formaciones limpias**

Se calcula que actualmente en campos maduros las compañías petroleras producen en promedio tres y medio barriles de agua por cada barril de aceite que se extrae, anualmente se gastan miles de millones de dólares para hacer frente a los problemas que se tienen con la producción de agua; en algunos otros casos un alto corte de agua conlleva al cierre de los pozos aún cuando todavía se tenga producción de aceite dado que los sistemas de manejo del agua resultan costosos.

Cuando se extraen hidrocarburos de un yacimiento, tarde o temprano el agua proveniente de algún acuífero subyacente o de los pozos inyectores se mezcla y se produce junto con el aceite, primero se presentará el flujo en el yacimiento, luego la tubería de producción será invadida y finalmente las instalaciones de procesamiento en superficie; evidentemente, cuando la producción de agua sobrepasa la capacidad que tienen los equipos para su procesamiento surge la necesidad de interrumpir la producción.

#### **Valor de corte de flujo fraccional de agua( $v_{cf_w}$ )**

La determinación de los valores de corte tomando en cuenta únicamente las características del yacimiento permite identificar los intervalos en los que se tiene producción de aceite sin importar el volumen de ésta. Ahora bien, desde una perspectiva integral en la evaluación del yacimiento los altos o bajos precios del petróleo así como la infraestructura y el equipo que se tiene para el manejo y procesamiento de los fluidos aportados por el yacimiento, se hace necesario fijar una producción mínima de aceite o máxima de agua; es decir, de la producción total cuál es la máxima fracción de agua permitida o la mínima fracción de aceite. Si se trata de un yacimiento bajo saturado el gasto total es igual a la sumatoria del gasto de aceite más el gasto de agua; para expresar esta relación en fracción se puede sustituir la ecuación 1.20 en 1.19 para eliminar el término  $q_w$ , dividir entre  $q_t/A$  y reacomodar términos para obtener la ecuación de flujo fraccional de aceite.



$$f_o = \frac{1 - \frac{Ak_w}{q_t \mu_w} \left( \frac{dP_c}{dL} - g \Delta \rho \text{ sen } \alpha_d \right)}{1 + \frac{\mu_o k_w}{\mu_w k_o}} \quad 3.81$$

Sumando la ecuación 1.23 con 3.81 y simplificando se llega a la siguiente relación:

$$f_w + f_o = 1 \quad 3.82$$

Con la ecuación 3.82 se podrá conocer el  $v_{cf_w}$  a partir de la producción mínima de aceite o éste puede ser fijado directamente en superficie. Cabe señalar que se está considerando que el flujo fraccional de agua en superficie es igual al flujo fraccional de agua que se tiene en el yacimiento y que entra al pozo; en caso de no ser así, será necesario realizar los ajustes correspondientes.

### Valor de corte de saturación de agua ( $v_{CS_w}$ )

El conocimiento del  $v_{cf_w}$  permite determinar el valor de corte de saturación de agua debido a que se relaciona con la capacidad que se tiene para manejar el agua en superficie. La finalidad es cumplir con los siguientes objetivos:

- 1) Identificar el o los intervalos apropiados para la terminación de los pozos.
- 2) Determinar otros valores de corte a partir del valor de corte de saturación de agua.

**Paso 1:** Construcción de curvas de presión capilar.

Un método empleado en la elaboración de curvas de presión capilar es mediante pruebas de desplazamiento en laboratorio. Para ello se elige una muestra proveniente de un núcleo preservado, del cual se mide tanto su porosidad como su permeabilidad absoluta.



Figura 3.58. Núcleo preservado de porosidad  $\phi$  y permeabilidad  $k_a$

Dicha muestra se satura 100% con agua. En seguida se coloca en una celda de desplazamiento y se procede a inyectar aceite para desplazar al agua.

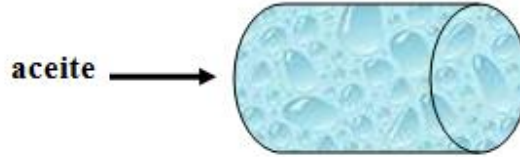


Figura 3.59. Inyección de aceite en el núcleo saturado 100% con agua

El proceso de desplazamiento continúa hasta que en el núcleo deja de salir agua, lo que indica que en la muestra solo queda saturación irreductible de agua más saturación de aceite, es decir:

$$S_{wi} + S_o = 1 \quad 3.83$$

Si la fase mojante es el agua el proceso anterior es un proceso de drene.

En seguida se inyecta agua en la muestra para desplazar al aceite hasta que en el núcleo deja de salir aceite.



Figura 3.60. Inyección de agua en el núcleo saturado de aceite y con  $S_{wi}$

Por lo tanto, en el núcleo solo queda saturación residual de aceite más saturación de agua, es decir:

$$S_{or} + S_w = 1 \quad 3.84$$

Si la fase mojante es el agua el proceso anterior es un proceso de imbibición. Éste experimento permite obtener los valores de  $S_{wi}$  y  $S_{or}$ ; además, conforme se realiza el proceso de desplazamiento, tanto de agua por aceite como de aceite por agua, los datos obtenidos se transforman a presión capilar, estos datos son graficados contra la saturación de agua como se muestra en la **figura 3.61**.

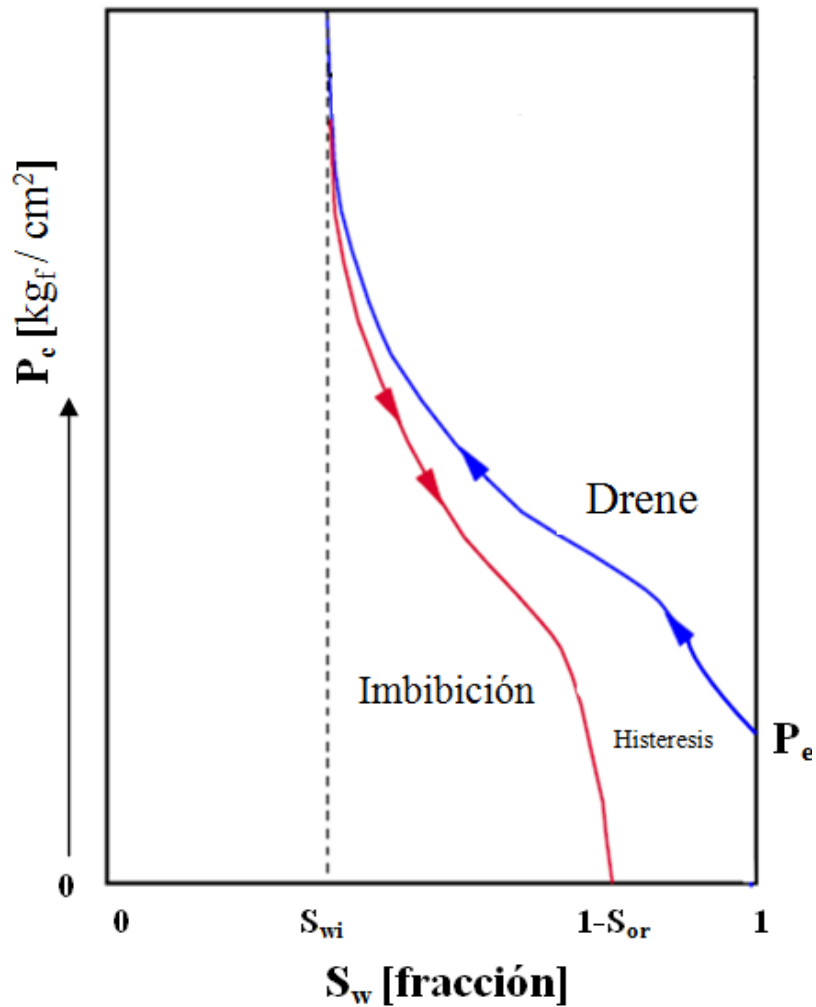


Figura 3.61. Construcción de curva de presión capilar vs  $S_w$

Como se indicó, para determinar si el proceso de desplazamiento es de drene o imbibición, es de vital importancia conocer el fluido que moja la superficie de la roca ya que para construir las curvas de permeabilidades relativas con datos de presión capilar es necesario conocer el proceso mediante el cual se obtuvo la curva. Una forma para medir la mojabilidad en laboratorio es a través del método de Amott, de la siguiente forma.

- Se elige un núcleo.
- Sin lavar la muestra, ésta se satura 100% de agua.
- En una celda de desplazamiento se inyecta aceite hasta que la muestra no produce más agua, es decir hasta que se alcanza la  $S_{wi}$ .
- A continuación se sumerge la muestra en un recipiente con agua y se mide el ingreso espontáneo de agua a la muestra mediante el registro del aceite

expulsado del medio poroso. A la cantidad de aceite producido en forma espontánea se le llama volumen de aceite producido por imbibición  $V_{oi}$ .

- Se desplaza aceite adicional mediante un proceso de aporte de energía externa y a la cantidad de aceite producido con aporte de energía externa se le denomina volumen de aceite forzado  $V_{of}$ .
- Con los datos de  $V_{oi}$  y  $V_{of}$  se calcula el índice de mojabilidad al agua  $I_w$ :

$$I_w = \frac{V_{oi}}{V_{oi} + V_{of}} \quad 3.85$$

- Ahora, el núcleo se sumerge en un recipiente con aceite y se mide el ingreso espontáneo de aceite al núcleo mediante el registro del agua expulsada del medio poroso. A la cantidad de agua producida en forma espontánea se le llama volumen de agua producida por imbibición  $V_{wi}$ .
- Se desplaza agua adicional mediante un proceso de aporte de energía externa y a la cantidad de agua producida con aporte de energía externa se denomina volumen de agua forzada  $V_{wf}$ .
- Con los datos de  $V_{wi}$  y  $V_{wf}$  se calcula el índice de mojabilidad al aceite  $I_o$ .

$$I_o = \frac{V_{wi}}{V_{wi} + V_{wf}} \quad 3.86$$

Los índices de mojabilidad al agua y al aceite expresan la fracción del proceso de desplazamiento que se produce en forma espontánea. Un valor cercano a uno indica que el proceso de desplazamiento se completa en forma espontánea, mientras que un valor cercano a cero implica que el proceso de desplazamiento sólo es posible aplicando energía externa.

En conclusión, la fase que posee mayor índice de mojabilidad es la fase que moja la superficie de la roca, se habla de mojabilidad intermedia en aquellos casos en que ambos índices tienen el mismo valor.

Es importante señalar que en las pruebas realizadas en laboratorio se deben de tomar en cuenta las condiciones que se tienen en el yacimiento (presión y temperatura), de no ser así los datos obtenidos de análisis en núcleos no serán representativos del yacimiento.

**Paso 2:** Construcción de la curva de altura sobre el contacto agua-aceite

La presión capilar se define como la diferencia de presión entre la presión de la fase mojannte y la no mojannte; tomando en cuenta que las fuerzas capilares resultan de la combinación de los efectos de las tensiones interfaciales y/o superficiales, del tamaño y forma de los poros y de las fuerzas de cohesión entre los líquidos, la presión capilar puede expresarse de la siguiente manera:

$$P_c = 3.105 \times 10^{-3} \rho g h = 6.561 \times 10^{-8} \frac{\sigma \cos \theta}{r} \quad 3.87$$

Como la curva de presión capilar mostrada en la figura 3.61 fue elaborada a partir de un sistema sólido-aceite-agua a condiciones de laboratorio:

$$(P_{c_{o-w}})_L = 6.561 \times 10^{-8} \frac{(\sigma_{o-w})_L \cos \theta_L}{r_L} \quad 3.88$$

A condiciones de yacimiento se tendrá:

$$(P_{c_{o-w}})_y = 6.561 \times 10^{-8} \frac{(\sigma_{o-w})_y \cos \theta_y}{r_y} \quad 3.89$$

Para el caso en que el sistema esté fuertemente mojado por agua el ángulo de contacto es cero grados tanto en el laboratorio como en el yacimiento por lo que el  $\cos \theta = 1$ ; si además  $r_L = r_y$ , al combinar la ecuación 3.88 y 3.89 la presión capilar a condiciones de yacimiento es:

$$(P_{c_{o-w}})_y = \frac{(\sigma_{o-w})_y (P_{c_{o-w}})_L}{(\sigma_{o-w})_L} \quad 3.90$$

A partir de la ecuación 3.87 se tiene:

$$\left(P_{c_{o-w}}\right)_y = 3.105 \times 10^{-3} (\rho_w - \rho_o)_y g h_y \quad 3.91$$

Sustituyendo la ecuación 3.90 en la 3.91 y despejando  $h_y$ , se obtiene:

$$h_y = \frac{(\sigma_{o-w})_y \left(P_{c_{o-w}}\right)_L}{3.105 \times 10^{-3} (\sigma_{o-w})_L (\rho_w - \rho_o)_y g} \quad 3.92$$

Con la ecuación 3.92 se calcula la altura sobre el contacto agua-aceite a condiciones de yacimiento para diferentes saturaciones de agua a partir de los datos de presión capilar obtenidos en laboratorio.

donde:

$P_c$  [kgf/cm<sup>2</sup>]: presión capilar

$\rho$  [gr/cm<sup>3</sup>]: densidad

$g$  [m/seg<sup>2</sup>]: gravedad

$h$  [pies]: altura sobre el contacto

$\sigma$  [dinas/cm]: tensión interfacial

$\theta$  [°]: ángulo de contacto

$r$  [pies]: radio capilar

$\rho_w$  [gr/cm<sup>3</sup>]: densidad del agua

$\rho_o$  [gr/cm<sup>3</sup>]: densidad del aceite

$\left(P_{c_{o-w}}\right)_L$  [kgf/cm<sup>2</sup>]: presión capilar a condiciones de laboratorio

$\left(P_{c_{o-w}}\right)_y$  [kgf/cm<sup>2</sup>]: presión capilar a condiciones de yacimiento

$h_y$  [pies]: altura sobre el contacto agua aceite

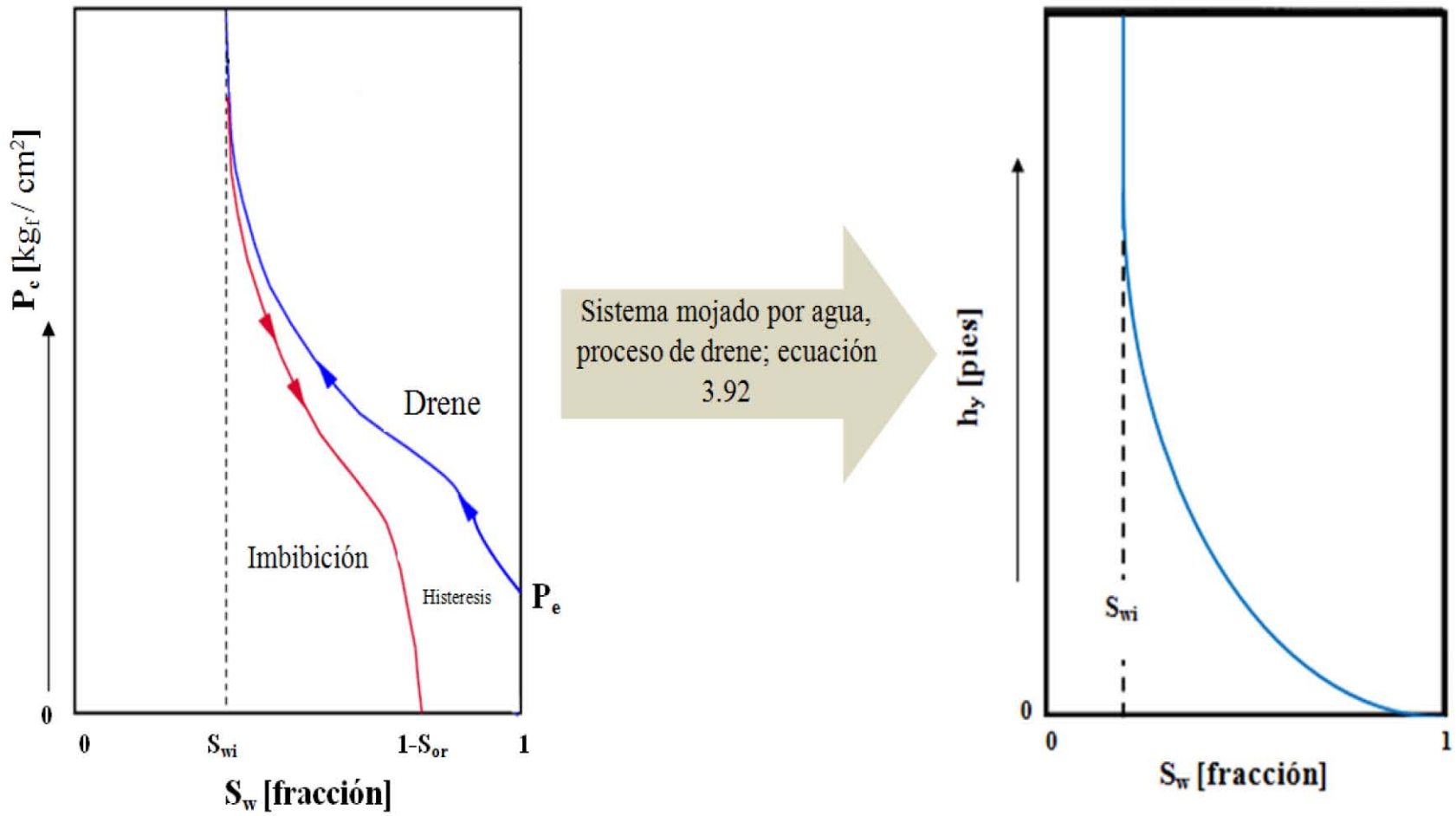


Figura 3.62. Obtención de la curva de  $S_w$  en función de la altura sobre el contacto agua-aceite

En la **figura 3.62** se muestra la curva de distribución vertical de fluidos en el yacimiento correspondiente a un determinado valor de porosidad y su correspondiente valor de permeabilidad absoluta. A partir del contacto agua-aceite conforme aumenta la altura, la saturación de agua va disminuyendo hasta llegar a la  $S_{wi}$ , es decir, al intervalo en que la presión capilar incrementa sin cambios en la saturación. Por otro lado, la saturación de aceite se incrementa alcanzando su máximo valor cuando se tiene saturación irreductible de agua. Caso contrario, cuando la saturación de aceite es la máxima, a medida que la altura disminuye la saturación de aceite también lo hace, mientras que la saturación de agua aumenta hasta alcanzar su máximo valor abajo del contacto agua-aceite.

### **Paso 3:** Construcción de curvas de permeabilidades relativas

Entre los métodos que se pueden emplear para construir curvas de permeabilidades relativas se encuentran los siguientes:

- Método de presión capilar para determinar la permeabilidad relativa a la fase mojante.
- Líquido estacionario, donde se restaura un núcleo hasta la  $S_{wi}$  y se mide la permeabilidad efectiva al aceite o al gas; o se mide la permeabilidad efectiva al agua o al gas considerando la  $S_{or}$ .
- Desplazamiento o empuje externo, por ejemplo aceite por gas o aceite por agua.

A continuación se describe la forma utilizada para construir las curvas de permeabilidades relativas a partir de datos de presión capilar.

Al expresar la  $k_r$  como función de la saturación de agua ésta es fuertemente dependiente de la distribución del tamaño de poro, la mojabilidad y la historia del cambio de saturaciones. El término  $S_{we}$  se conoce como saturación efectiva de agua para el caso en que el agua es el fluido mojante. Para determinar  $S_{we}$  se utiliza la siguiente ecuación:

$$S_{we} = \frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi}} \quad 3.93$$

donde:

$S_{we}$  [fracción]: saturación efectiva de agua



$S_{wi}$  [fracción]: saturación irreducible de agua

$S_w$  [fracción]: saturación de agua  $S_{wi} \leq S_w \leq 1 - S_{or}$

Como se indicó la  $k_r$  depende en gran medida de la distribución de tamaño de poro. Para cuantificar dicha propiedad se introduce el término índice de distribución de tamaño de poro,  $\Omega$ , y puede decirse que mientras mayor es el valor de  $\Omega$  más uniforme es la distribución del tamaño de poro; ahora bien, si  $\Omega$  tiende al infinito representaría una distribución uniforme del tamaño de poro. Generalmente las areniscas y calizas pueden representarse mediante índices de distribución de tamaño de poro entre 0.5 y 4.

Un procedimiento para construir las curvas de permeabilidades relativas consiste en calcular el valor de  $\Omega$  utilizando la correlación de Brooks y Corey.

$$S_{we} = \left( \frac{P_c}{P_e} \right)^{-\Omega} \quad 3.94$$

donde:

$P_c$  [kgf/cm<sup>2</sup>]: presión capilar

$P_e$  [kgf/cm<sup>2</sup>]: presión de admisión

La presión de admisión  $P_e$  es la presión mínima que se requiere para desplazar a un fluido que satura un medio con otro fluido inmisible, dentro de un proceso de drene.

La ecuación 3.94 puede expresarse de la siguiente manera:

$$\log P_c = \log P_e - \frac{1}{\Omega} \log S_{we} \quad 3.95$$

Para encontrar el valor de  $\Omega$  con la ecuación 3.95 es necesario calcular los valores de  $S_{we}$  empleando la ecuación 3.93. Esquemáticamente, el procedimiento para determinar  $S_{we}$  se describe en la tabla 3.10.

0	1	2	3
No. de medición	$P_c$	$S_w$	$S_{we}$
1	$P_e$	100%	1
2	---	---	---
---	---	---	---
---	---	---	---
---	---	---	---
n	máximo	$S_{wi}$	0

Tabla 3.10. Cuadro simplificado que muestra la obtención de  $S_{we}$

En la tabla 3.10 los valores de las columnas 1 y 2 se obtienen a partir de análisis en laboratorio, como anteriormente se describió; la columna 3 fue calculada empleando la ecuación 3.93. De acuerdo a la ecuación 3.95, el valor de  $\Omega$  está dado por el recíproco de la pendiente de la línea de tendencia que se traza al graficar los puntos de las columnas 1 y 3 en escala log-log. En la **figura 3.63** se muestran cuatro líneas para las cuales se obtiene el índice de distribución de tamaño de poro, correspondientes a cuatro muestras de arenisca de distinta formación.

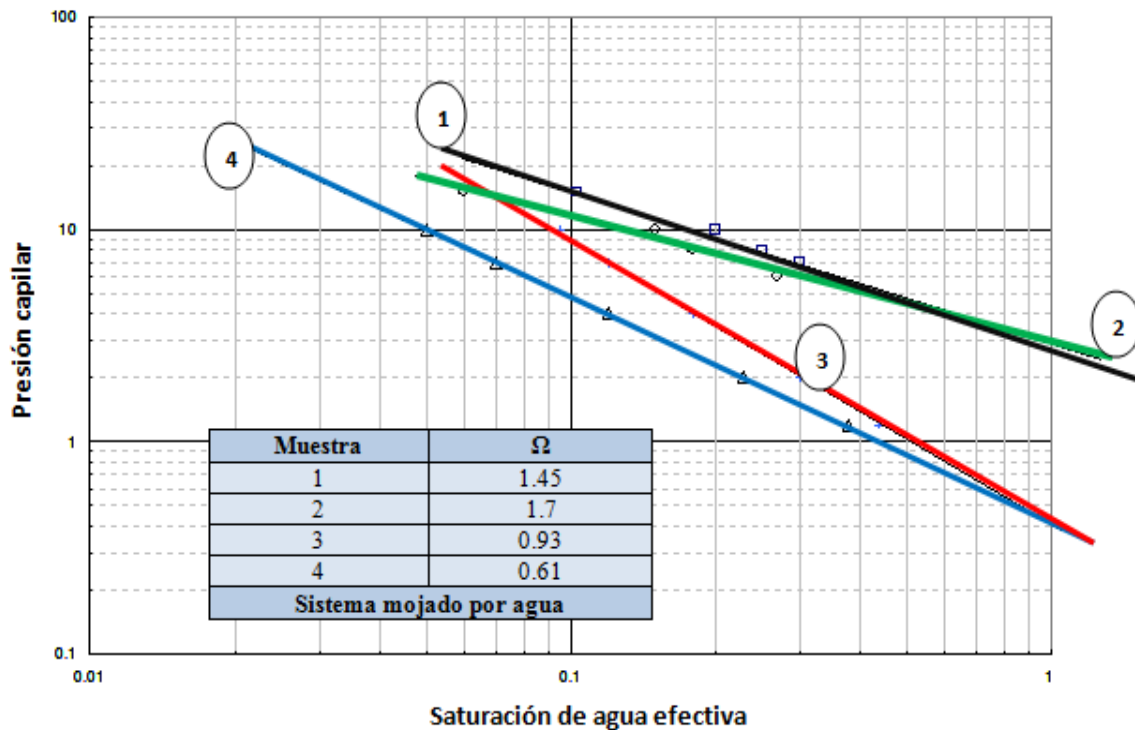


Figura 3.63. La ecuación de la línea de tendencia permite encontrar el valor de  $\Omega$

Para el caso en que  $\Omega$  es conocido, Brooks y Corey en 1964 proponen las siguientes correlaciones que relacionan las permeabilidades relativas con la saturación efectiva del fluido mojante, en este caso el agua.

$$k_{rw} = (S_{we})^{\frac{2+3\Omega}{\Omega}} \quad 3.96$$

$$k_{ro} = (1 - S_{we})^2 \left[ 1 - (S_{we})^{\frac{2+\Omega}{\Omega}} \right] \quad 3.97$$

Con las ecuaciones 3.96 y 3.97 es posible preparar las curvas de permeabilidades relativas al agua y al aceite, respectivamente, **figura 3.64**. En estas ecuaciones los valores de saturación efectiva de agua deben cumplir la siguiente condición:

$$S_{wi} \leq S_{we} \leq 1 - S_{or}$$

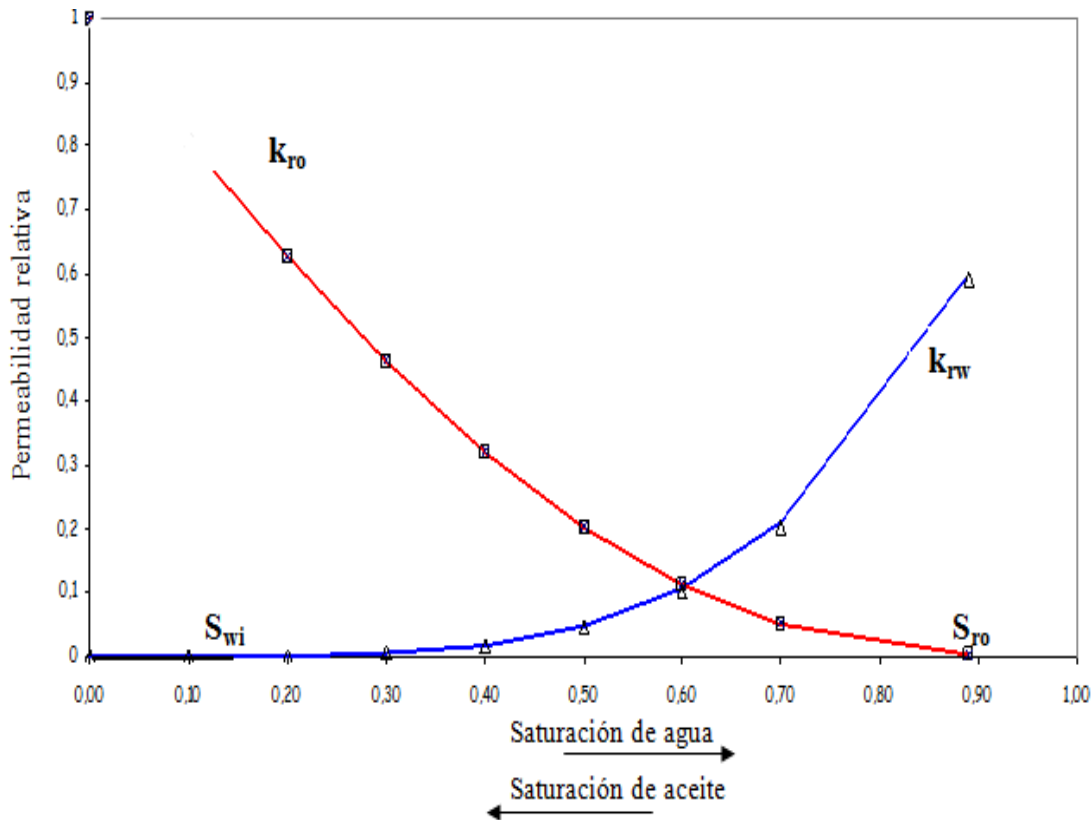


Figura 3.64. Gráfica de permeabilidades relativas, preparada a partir de las ecuaciones 3.96 y 3.97

Si no se conoce el valor de  $\Omega$ , se pueden utilizar algunas otras correlaciones, por ejemplo, para un sistema agua-aceite mojado preferencialmente por aceite, Corey propone las siguientes ecuaciones:

$$k_{rw} = \left[ \frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi}} \right]^4 \quad 3.98$$

$$k_{ro} = \left[ 1 - \frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi}} \right]^2 \left[ 1 - \left( \frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi}} \right)^2 \right] \quad 3.99$$

Para un sistema gas-aceite:

$$k_{ro} = \left[ \frac{S_{tl} - S_{tlr}}{1 - S_{trl}} \right]^4 \quad 3.100$$

$$k_{rg} = \left[ 1 - \frac{S_{tl} - S_{trl}}{S_m - S_{trl}} \right]^2 \left[ 1 - \left( \frac{S_{tl} - S_{trl}}{1 - S_{trl}} \right)^2 \right] \quad 3.101$$

donde:

$S_{tl}$  [fracción]: saturación total de líquidos (aceite + agua)

$S_{trl}$  [fracción]: saturación total residual de líquidos (aceite + agua)

$S_m$  [fracción]: parámetro considerado igual a  $1 - S_{gr}$ , normalmente se toma igual a 1

Cuando se tiene flujo simultáneo de agua y aceite en un sistema mojado por agua en un proceso de imbibición, Smith propone las siguientes ecuaciones:

$$k_{rw} = S_w^4 \left[ \frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi}} \right]^{\frac{1}{2}} \quad 3.102$$

$$k_{ro} = \left[ 1 - \frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi} - S_{or}} \right]^2 \quad 3.103$$

**Paso 4:** Construcción de curva de flujo fraccional de agua

Empleando las ecuaciones 1.23 ó 1.24 desarrolladas en el capítulo uno se construye la curva de flujo fraccional de agua, para ello se requiere conocer los diferentes parámetros considerados en dichas ecuaciones, claro está que los valores de permeabilidades relativas se calculan con las correlaciones explicadas en el paso anterior.

Una vez obtenidos los valores de flujo fraccional de agua se construye la gráfica  $f_w$  contra  $S_w$ . La **figura 3.65** muestra la variación del flujo fraccional de agua con respecto a la saturación de agua. Análogamente a las curvas de permeabilidades relativas el flujo fraccional de agua varía desde  $S_{wi} = S_{wc}$  hasta  $1 - S_{or}$ . En el punto donde se tiene saturación residual de aceite el flujo fraccional de agua alcanza su máximo valor de 100% debido a que cuando existe saturación residual de aceite éste no se puede mover.

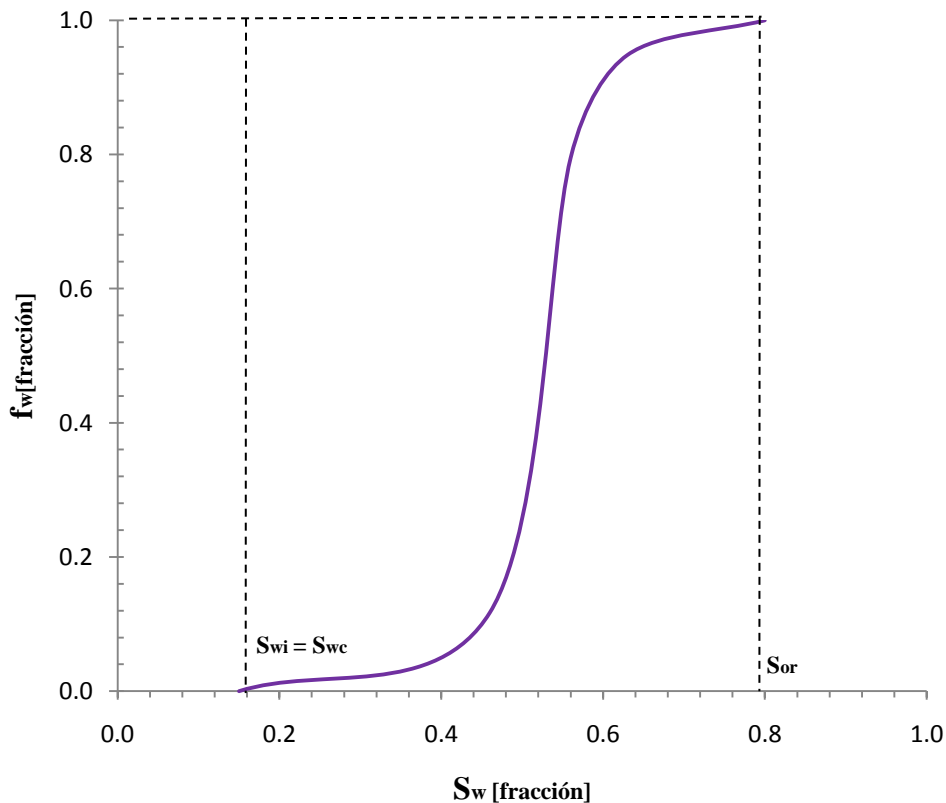


Figura 3.65. Curva de flujo fraccional de agua

Ahora bien, de acuerdo a la capacidad con la que se cuente en superficie para el manejo del agua que se produce en el yacimiento se determina el valor de corte de flujo fraccional de agua y utilizando la **figura 3.65** se puede conocer el valor de corte de saturación de agua correspondiente, a partir de la cual se conocerá la altura que se tendrá sobre el contacto. En la **figura 3.66** se observa la relación gráfica entre  $h-S_w$  y  $f_w-S_w$ , es decir las dos curvas trazadas en una misma gráfica.

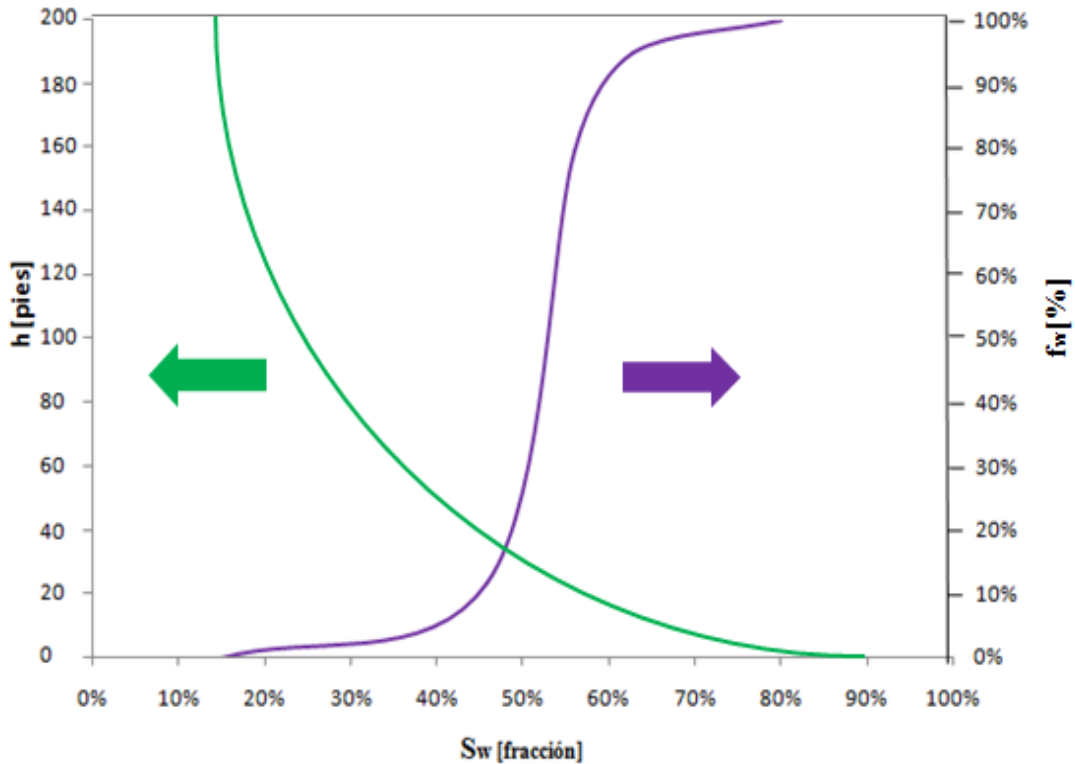


Figura 3.66. Relación  $f_w-S_w-h$

Para ejemplificar, considérese que se tiene un yacimiento homogéneo de aceite bajo saturado ( $P_{\text{yacimiento}} > P_{\text{saturación}}$ ), cuyas curvas de flujo fraccional de agua y altura sobre el contacto agua-aceite se muestran en la **figura 3.67**.

Tomando en cuenta que el máximo flujo de agua que puede manejarse en superficie es de 65%, de acuerdo a la **figura 3.68** se concluye lo siguiente:

Un  $v_{f_w}=65\%$  corresponde a un valor de corte de saturación de agua de 54%; de esta manera el intervalo de 0 a 35 pies sobre el contacto es eliminado y no se considera en la evaluación del yacimiento debido a que contiene saturación de agua mayor al valor de corte; es decir, si se pone en producción el intervalo representado por  $h_3$ , la producción de agua será mayor al 65% que puede manejarse en superficie.

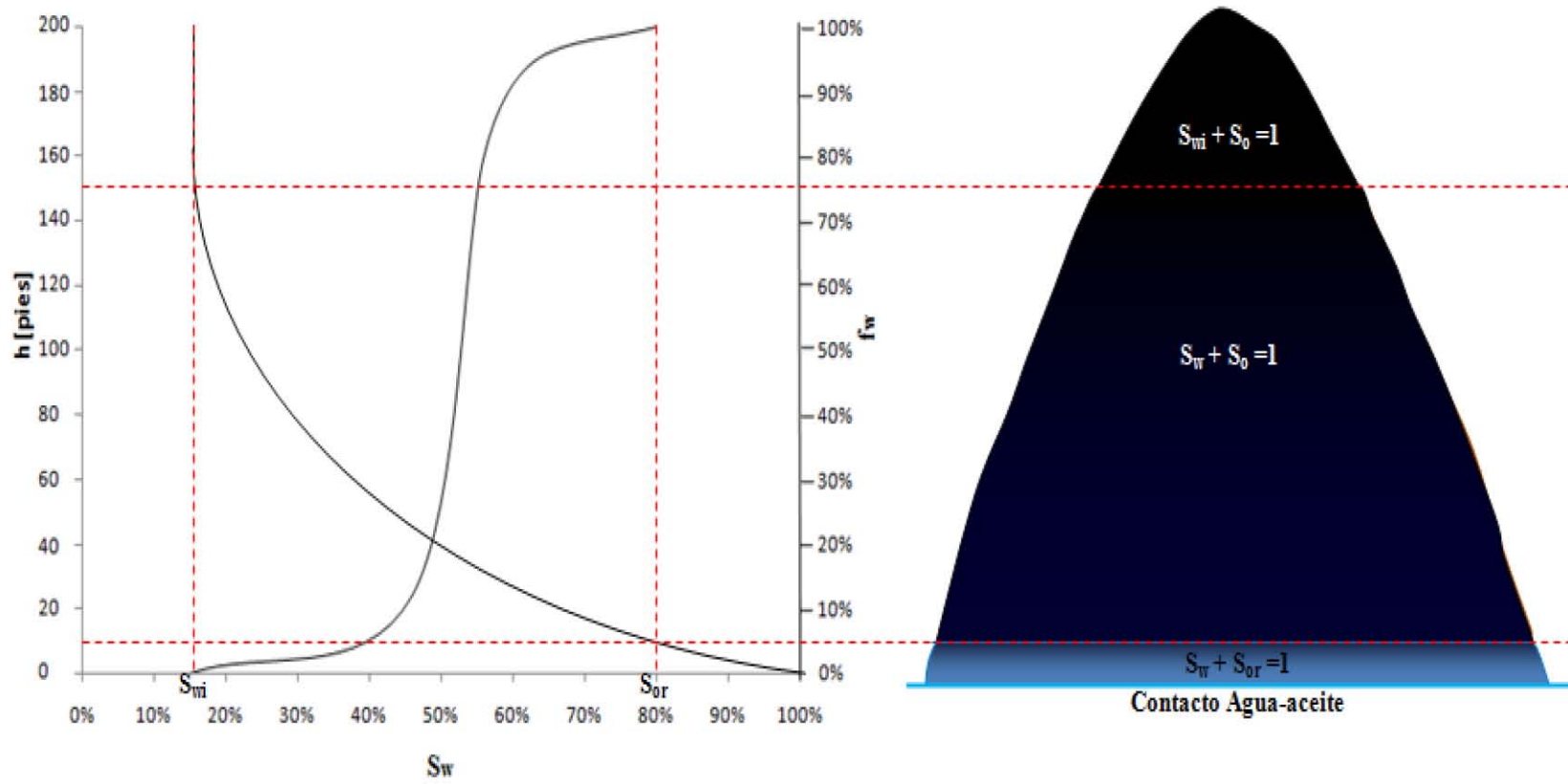


Figura 3.67. Distribución vertical de fluidos y flujo fraccional de agua en un yacimiento homogéneo

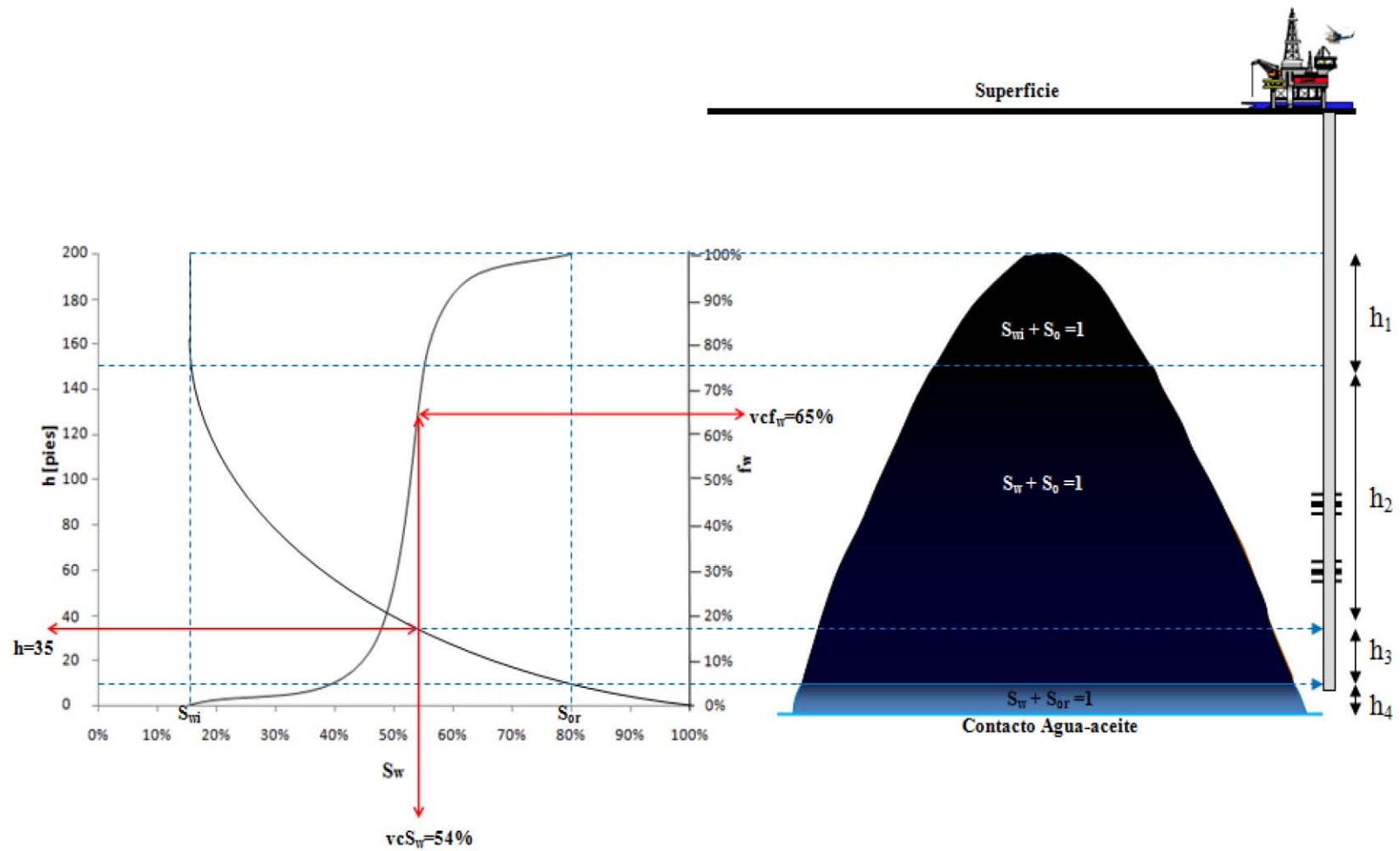


Figura 3.68. Determinación del  $vcS_w$ , así como del intervalo cuya producción de agua es mayor al 65%, a partir del  $vcf_w$



En el intervalo representado por  $h_4$  solo hay flujo de agua, mientras que en  $h_1$  solo hay producción de aceite. Por otra parte en el intervalo indicado por  $h_2$  se presentará flujo de aceite y agua. En esta zona la producción de agua será menor al 65% siendo éste el intervalo más apropiado para la terminación de los pozos, después de  $h_1$ .

No obstante, es importante tomar en cuenta aspectos como: el mecanismo natural de producción primaria, la presión del yacimiento, las características de los fluidos; todas estas consideraciones permiten prever los cambios en la distribución vertical de los fluidos, por ejemplo, si existe la posibilidad de que se forme una capa de gas no será recomendable terminar los pozos muy arriba porque serán invadidos muy pronto por el flujo de gas, afectando el factor de recuperación; o en el caso en que los pozos sean terminados muy abajo, pronto se alcanzará una producción de agua igual o mayor al 65%, que es la que se puede manejar.

De acuerdo a lo anterior, es evidente que el valor de corte de flujo fraccional de agua es de carácter dinámico ya que la distribución de los fluidos en el yacimiento cambia conforme se desarrolla y se explota el campo.

Si se requiere implementar un proceso de recuperación secundaria por inyección de agua, la selección del o de los intervalos más apropiados para la inundación con agua dependerá en gran medida del acomodo que tengan los fluidos en el yacimiento; suponiendo que la capacidad del equipo en superficie para el manejo del agua es de 65% al momento de iniciar el proceso de recuperación secundaria, cuando en el yacimiento se tenga una saturación de agua mayor a 54% la capacidad del equipo para el manejo del agua será insuficiente, marcando el fin de la inyección de agua.

### Valor de corte de movilidad( $\nu\lambda$ )

La movilidad se puede definir en función del aceite o en función del agua. Si las viscosidades del aceite y del agua se mantienen constantes entonces la movilidad es función únicamente de la permeabilidad relativa a cada una de las fases; entonces la ecuación 1.24 puede expresarse de la siguiente forma:

$$\lambda_o = \lambda_w \left[ \frac{1}{f_w} - 1 \right] \quad 3.104$$

Esta última expresión permite obtener el valor de corte de movilidad por aceite partiendo del  $vcf_w$ .

A la relación  $\lambda_w/\lambda_o$  se le conoce como razón de movilidades y se representa con la letra M; por convención, se sigue el siguiente criterio:

$M < 1$ , la razón de movilidades es favorable al flujo de aceite

$M > 1$ , la razón de movilidades es favorable al flujo de agua

Otra forma de expresar M es:

$$M = \frac{f_w}{f_o} \quad 3.105$$

Sustituyendo los valores de corte de flujo fraccional de agua y flujo fraccional de aceite se obtiene la máxima razón de movilidades permitida para tener una producción de agua menor a la que se puede manejar en superficie.

El valor de corte de resistividad verdadera, porosidad y permeabilidad se obtienen a partir del  $vcS_w$  de forma similar a la descrita en el subtema valores de corte en formaciones limpias.

### 3.10.2 Valores de corte en formaciones heterogéneas

En los temas 3.8 y 3.9 para determinar los valores de corte en formaciones arcillosas y heterogéneas-limpias se desarrolló el mismo procedimiento, la única diferencia radica en los modelos o correlaciones utilizadas. Por tal razón, en este subtema se describe la forma de obtener los valores de corte, los cuales pueden ser aplicados análogamente para formaciones arcillosas y heterogéneas limpias cambiando únicamente las ecuaciones.

#### Valor de corte de flujo fraccional de agua ( $vcf_w$ )

Debido a la heterogeneidad del yacimiento no es posible calcular una profundidad específica a partir de la cual se tendrá una producción de agua mayor a la que se puede manejar; por lo tanto surge la necesidad de conocer el flujo fraccional de agua que se tiene a lo largo de todo el intervalo.

La ecuación 1.24 permite calcular el  $f_w$  utilizando valores de permeabilidades relativas y viscosidades del aceite y del agua.

Las viscosidades son parámetros que pueden ser considerados como constantes o variables; esto último si existen cambios notables en factores como la presión y la temperatura. Un análisis PVT a una muestra de aceite permite obtener el valor de la viscosidad, también en laboratorio se pueden elaborar los modelos matemáticos que representen la variación de la viscosidad con respecto a la temperatura o a la presión; de esta forma apoyándose en el gradiente de temperatura se puede estimar la viscosidad del aceite en todo el intervalo.

Las permeabilidades relativas al aceite y al agua son función de las saturaciones de fluidos, por lo tanto si se calcula la saturación de agua en todo el intervalo, se puede hacer uso de correlaciones para calcular las permeabilidades relativas en el mismo intervalo.

Dependiendo de la litología, el grado de cementación y consolidación de la roca se han presentado a lo largo de la historia correlaciones que permiten obtener las permeabilidades relativas en función de la saturación de agua, las ecuaciones 3.98-3.103 son algunas de estas correlaciones.

Corey y asociados propusieron las siguientes ecuaciones para arenas no consolidadas durante un proceso de imbibición:

$$k_{rw} = S^3 \quad 3.106$$

$$k_{ro} = (1 - S)^3 \quad 3.107$$

donde:

$$S = \frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi}}$$

La saturación de agua puede determinarse en todo el intervalo aplicando las ecuaciones empleadas en los temas 3.8 y 3.9 dependiendo de la litología del yacimiento, mientras que la saturación irreductible de agua puede estimarse a partir de la porosidad empleando la ecuación 3.42.

Suponiendo que la **figura 3.69** representa la saturación de agua y la saturación irreductible de agua para un yacimiento cuyo intervalo de interés va de 1376 a 1436 metros, empleando las ecuaciones 3.106 y 3.107 se calculan las permeabilidades relativas al agua y al aceite para el mismo intervalo, los resultados obtenidos se grafican en la **figura 3.70**.

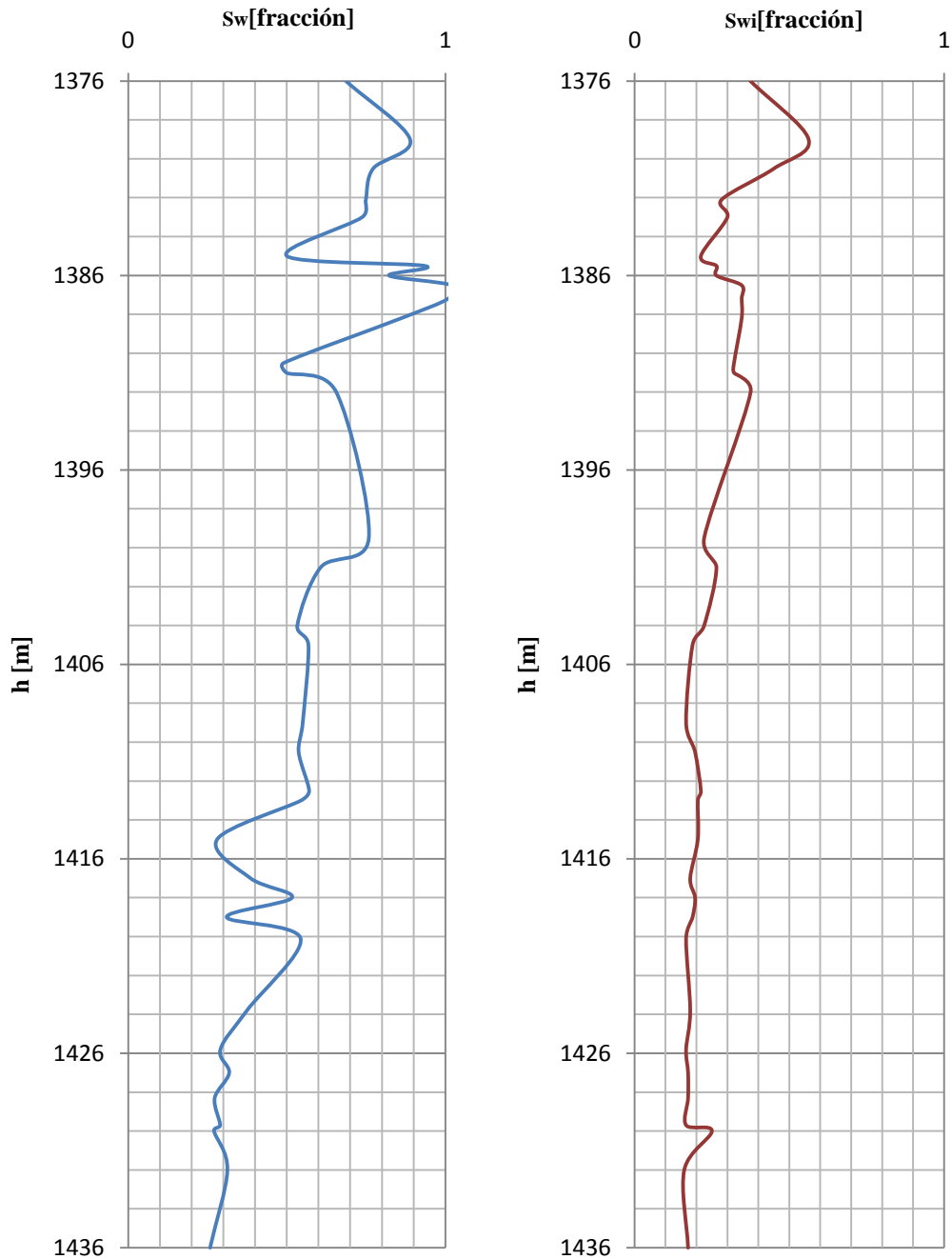


Figura 3.69  $S_w$  y  $S_{wi}$  para una formación arcillosa

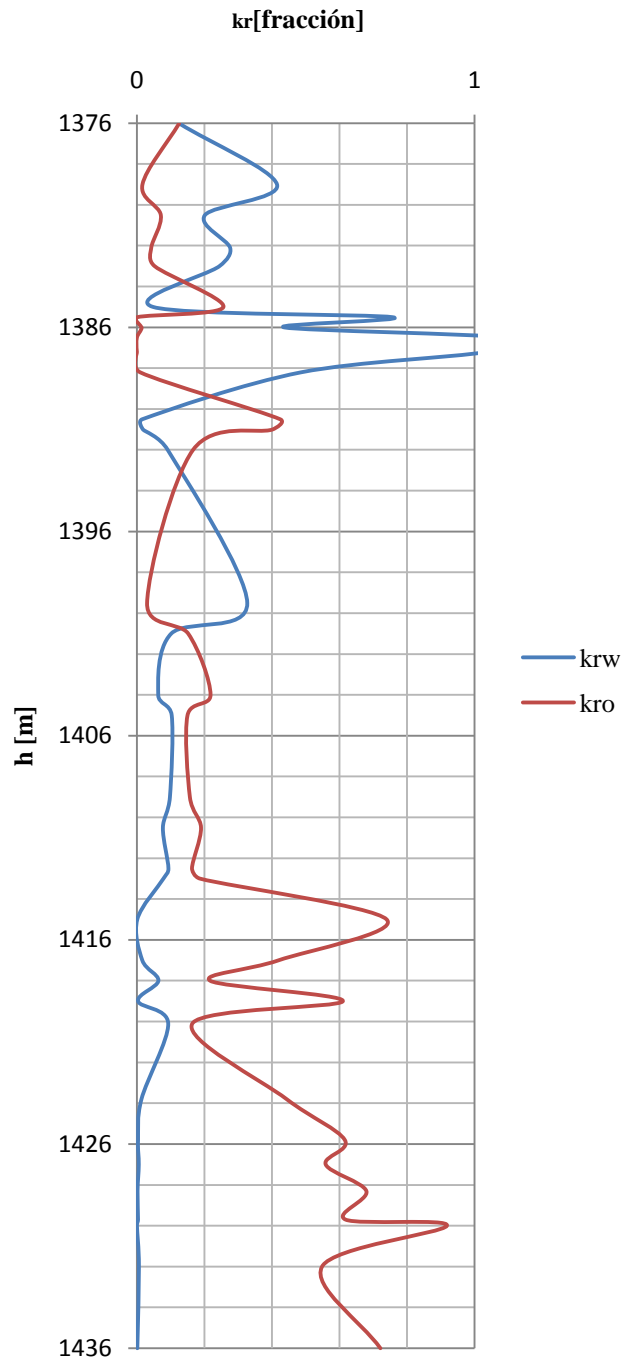


Figura 3.70 Permeabilidades relativas al agua y al aceite calculadas con las ecuaciones 3.106 y 3.107

Para viscosidades de aceite de 5,10 y 20 cp, constante para todo el intervalo, se obtiene el flujo fraccional de agua, **figura 3.71**; en donde se observa que el flujo fraccional de agua aumenta conforme se incrementa la viscosidad del aceite. Los datos de permeabilidades relativas utilizados para elaborar las gráficas se muestran en la **figura 3.70**.

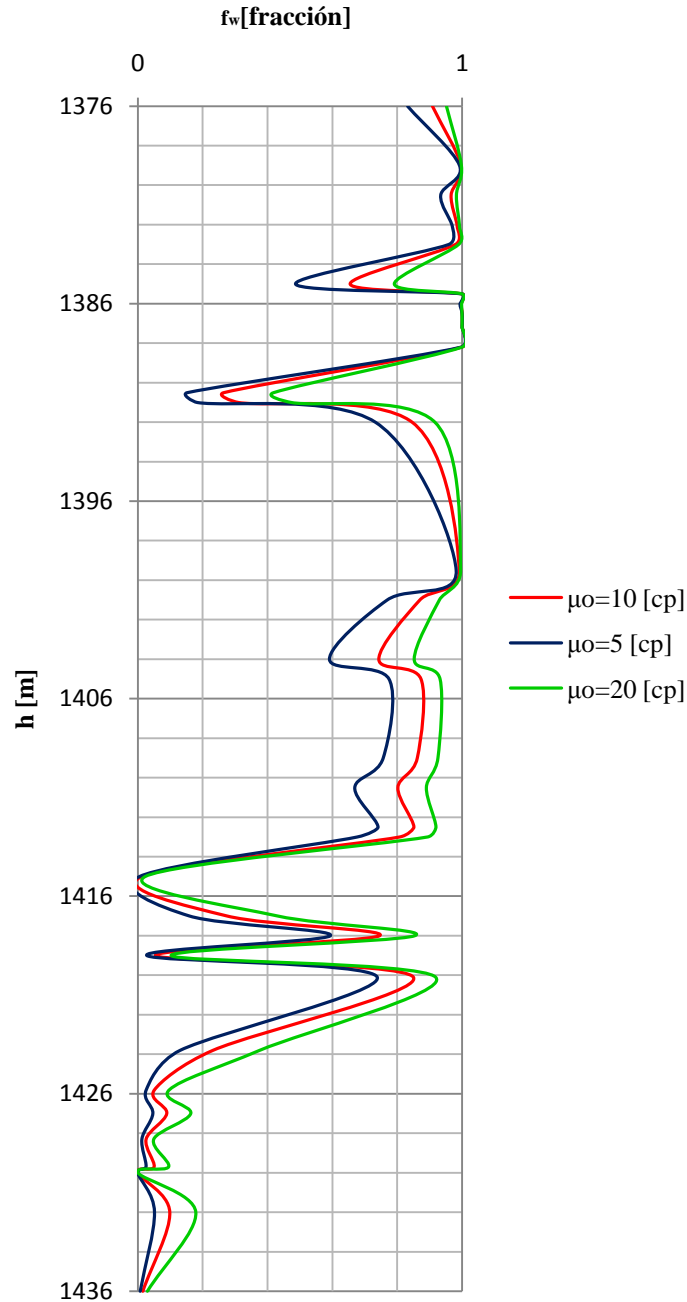


Figura 3.71 Variación de  $f_w$  para viscosidades de 5, 10 y 20 [cp] constantes en el intervalo 1376 a 1436 [m]

Si la línea de color azul de la **figura 3.71** representa la variación del flujo fraccional de agua para un yacimiento en particular al aplicar un  $v_{cf_w}$ , por ejemplo de 65%, sólo en las zonas marcadas en color azul se tendrá una producción de agua menor a 65%. Otra forma de visualizar lo anterior es calcular el flujo fraccional de aceite empleando la ecuación 3.82 y utilizar un  $v_{cf_o}$  de 35%; esta comparación se puede observar en la **figura 3.72**.

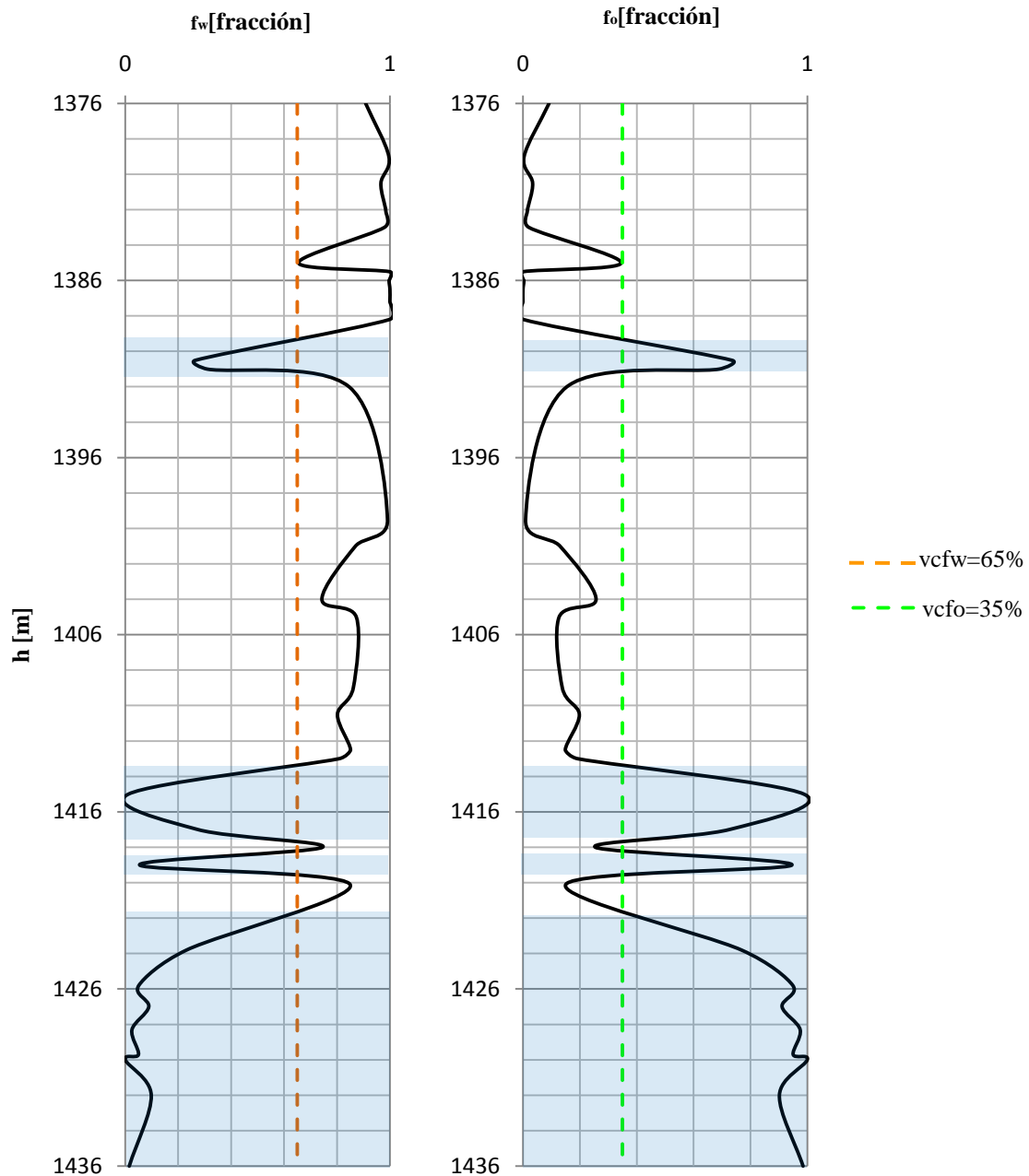


Figura 3.72 Comparación del  $f_w$  al aplicar  $vcf_w$  y  $vcf_o$

### Valor de corte de saturación de agua ( $vcS_w$ )

El  $vcS_w$  se determina al combinar la ecuación de flujo fraccional de agua con las ecuaciones utilizadas para determinar las permeabilidades relativas. Para este caso, la  $S_w$  puede obtenerse de las ecuaciones 3.106 o 3.107 como se muestra a continuación, aplicando la ecuación 3.106:

$$S_w = \sqrt[3]{k_{rw}} (1 - S_{wi}) + S_{wi} \quad 3.108$$

La  $S_{wi}$  es conocida en todo el intervalo,  $k_{rw}$  se calcula con la ecuación 1.24 fijando el valor de corte de flujo fraccional de agua. Con la ecuación 3.108 se obtiene la línea de  $vcS_w$  como se muestra en la **figura 3.73**.

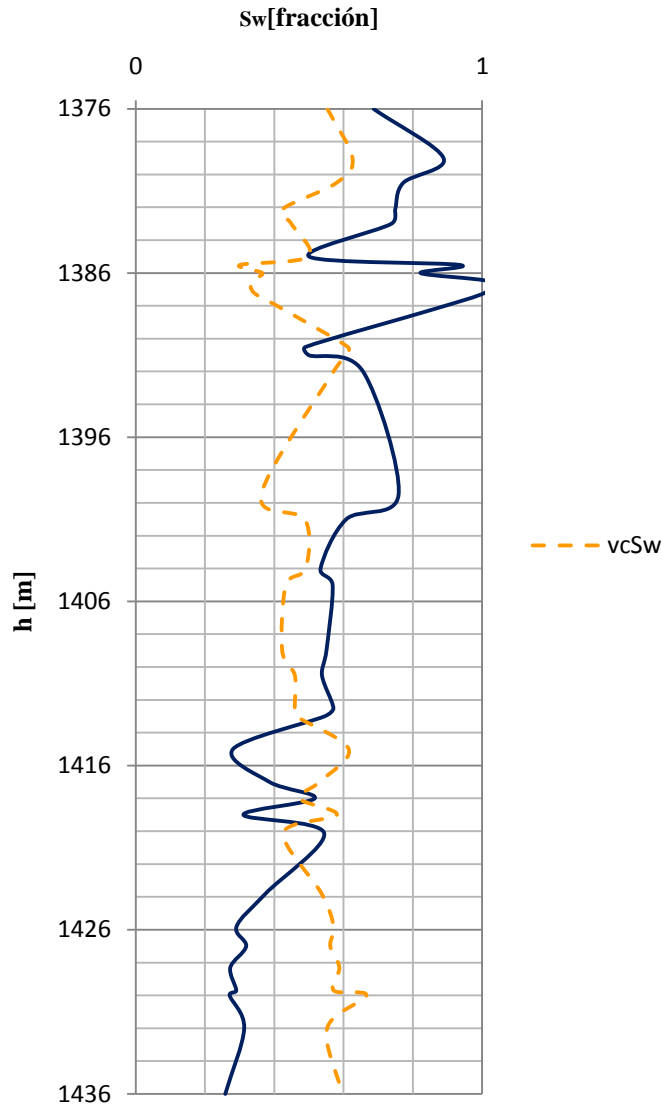


Figura 3.73 Variación de la saturación de agua y del valor de corte de saturación de agua

Con la **figura 3.73** se confirma que se descartan los mismos intervalos aplicando el valor de corte de saturación de agua o el valor de corte de flujo fraccional de agua.

Los valores de corte de resistividad verdadera, porosidad y permeabilidad absoluta se determinan de manera similar a lo explicado en los temas 3.8 y 3.9



### 3.11 Determinación de los tipos de espesores (h)

Los estudios sísmicos permiten conocer a grandes rasgos las estructuras geológicas con posibilidades de almacenar hidrocarburos; sin embargo, la única forma de saber si una estructura contiene hidrocarburos es a través de la perforación de pozos. Una vez que los pozos han sido perforados, es necesario tomar registros geofísicos o muestras de pared para identificar las capas impregnadas de hidrocarburos. En el Capítulo I se definieron los diferentes tipos de espesores que se manejan en la caracterización de yacimientos, a continuación se describe la forma de obtenerlos a través de registros geofísicos y aplicando valores de corte:

Espesor bruto ( $h_b$ ): Una forma de identificarlo consiste en correr un registro de litología, por ejemplo rayos gamma, a través del pozo, y la continuidad horizontal de los estratos se verifica correlacionando la información de los demás pozos. En la **figura 3.74** se observan dos registros de rayos gamma para distintas formaciones, en ambos casos  $h_b$  representa el espesor bruto.

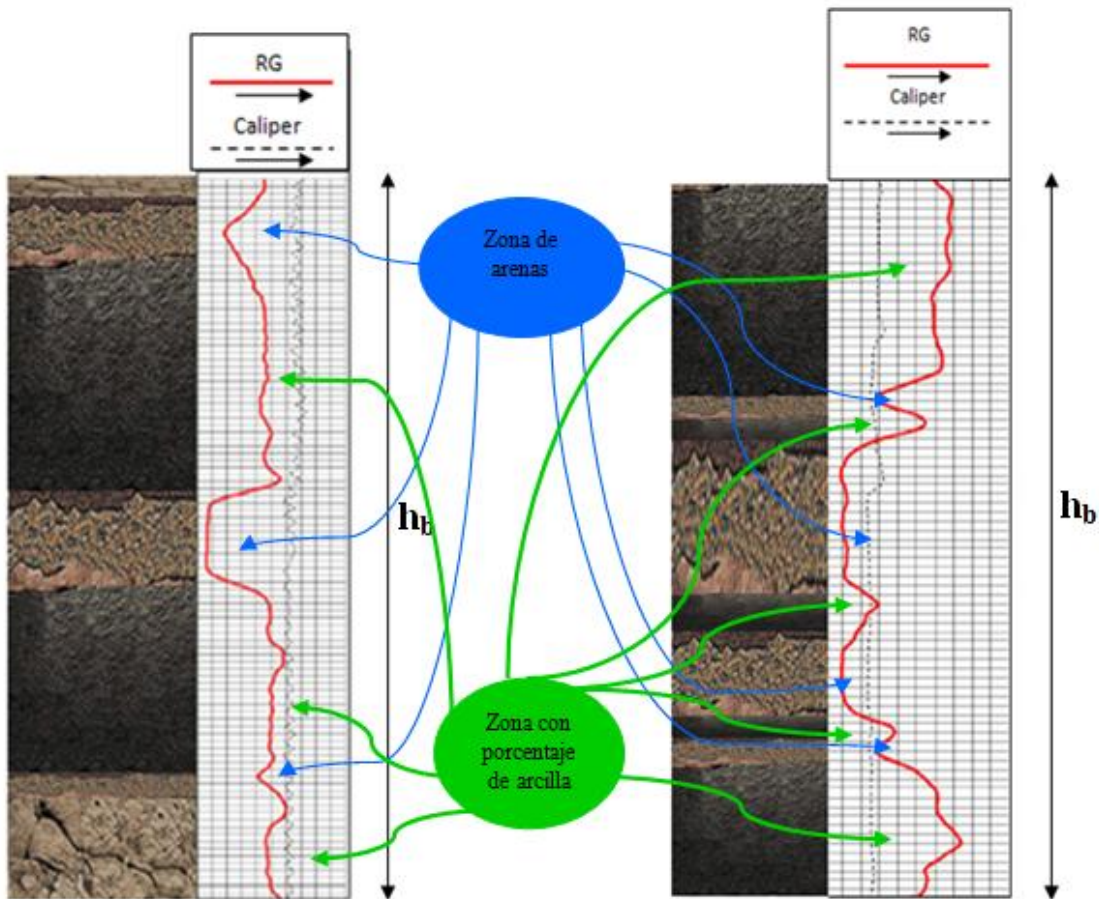


Figura 3.74. Espesor bruto de un estrato en dos pozos

Espesor neto o espesor neto poroso ( $h_n$ ): Una vez que se ha identificado todo el intervalo de interés (espesor bruto) se procede a eliminar los intervalos con alto porcentaje de arcilla identificados mediante el registro RG; es decir, aplicando el valor de corte de arcilla para formaciones arcillosas se descartan las zonas con porcentaje de arcilla mayor o igual al  $vcV_{cl}$ .

Ejemplificando, en la **figura 3.75** el resultado de aplicar un  $vcV_{cl}=50\%$  infiere que  $h_n=h_{n1}+h_{n2}+h_{n3}+h_{n4}$ .

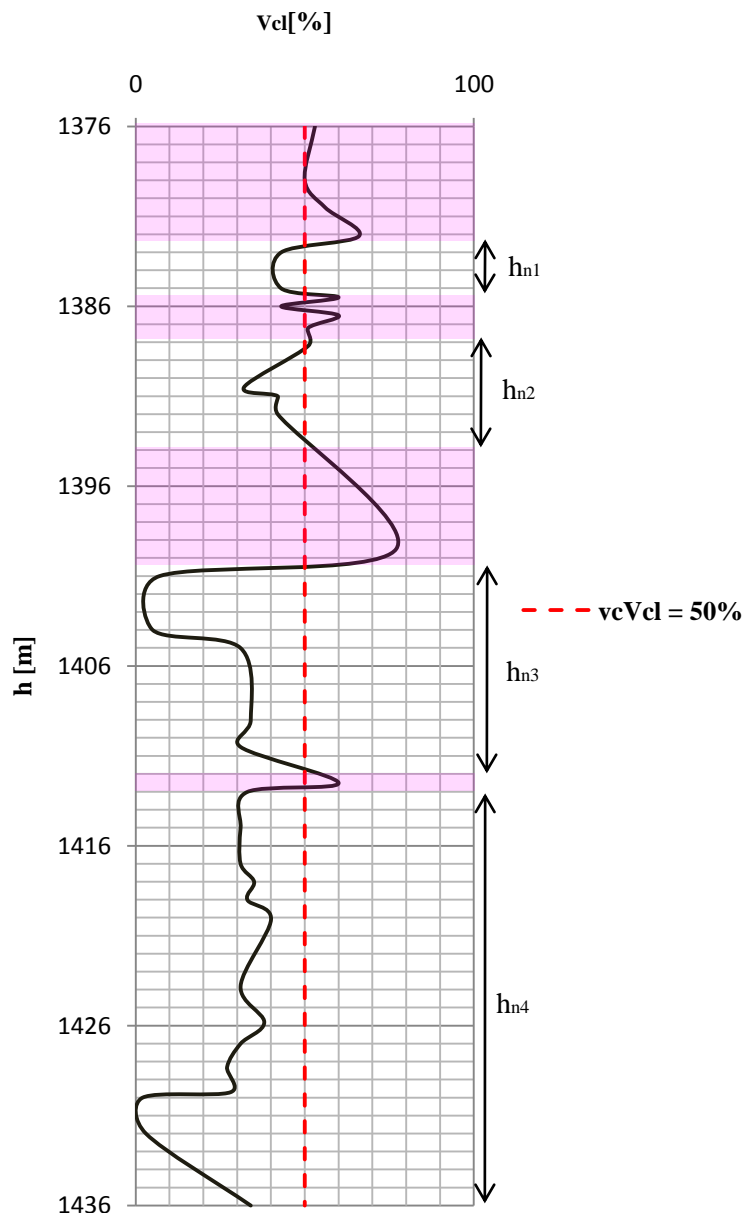


Figura 3.75. Espesor neto:  $h_n=h_{n1}+h_{n2}+h_{n3}+h_{n4}$

Se dice que el espesor neto es igual al espesor bruto cuando no se tienen intervalos arcillosos, dicho de otro modo en formaciones de arenas limpias. Si además se aplica el valor de corte de arcilla para formaciones limpias es posible identificar las zonas correspondientes al espesor neto que se pueden evaluar utilizando correlaciones para formaciones limpias; ésto se muestra en la **figura 3.76**.

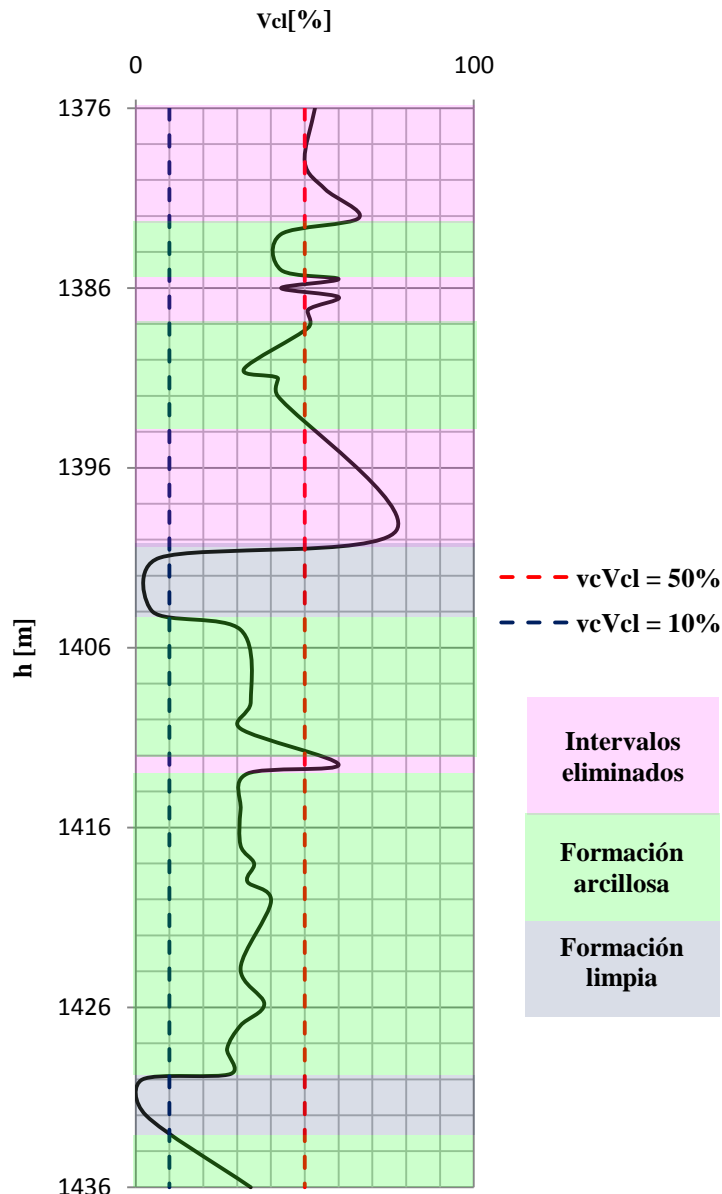


Figura 3.76. Evaluación de la formación a partir del porcentaje de arcilla

Para calcular el espesor neto se puede emplear la siguiente ecuación:

$$h_n = h_b - \sum_{i=1}^m h_{l_i} \quad 3.109$$

donde:

$h_i$ : intervalo con porcentaje de arcilla mayor o igual al valor de corte

$i$ : número de intervalo

Espesor neto poroso con hidrocarburos ( $h_{nh}$ ): Utilizando los registros de litología, porosidad y resistividad, además de la información obtenida en laboratorio, se calcula la saturación de agua en todo el espesor neto empleando las correlaciones o ecuaciones para formaciones arcillosas o limpias; ésto dependerá del porcentaje de arcilla que se tenga en el intervalo a evaluar.

El  $h_{nh}$  quedará conformado por los intervalos en donde se tiene saturación de agua menor al 100%. Esto se ilustra en la **figura 3.77**. En este caso el espesor neto poroso con hidrocarburos es igual a  $h_{nh1}+h_{nh2}+h_{nh3}+h_{nh4}$ .

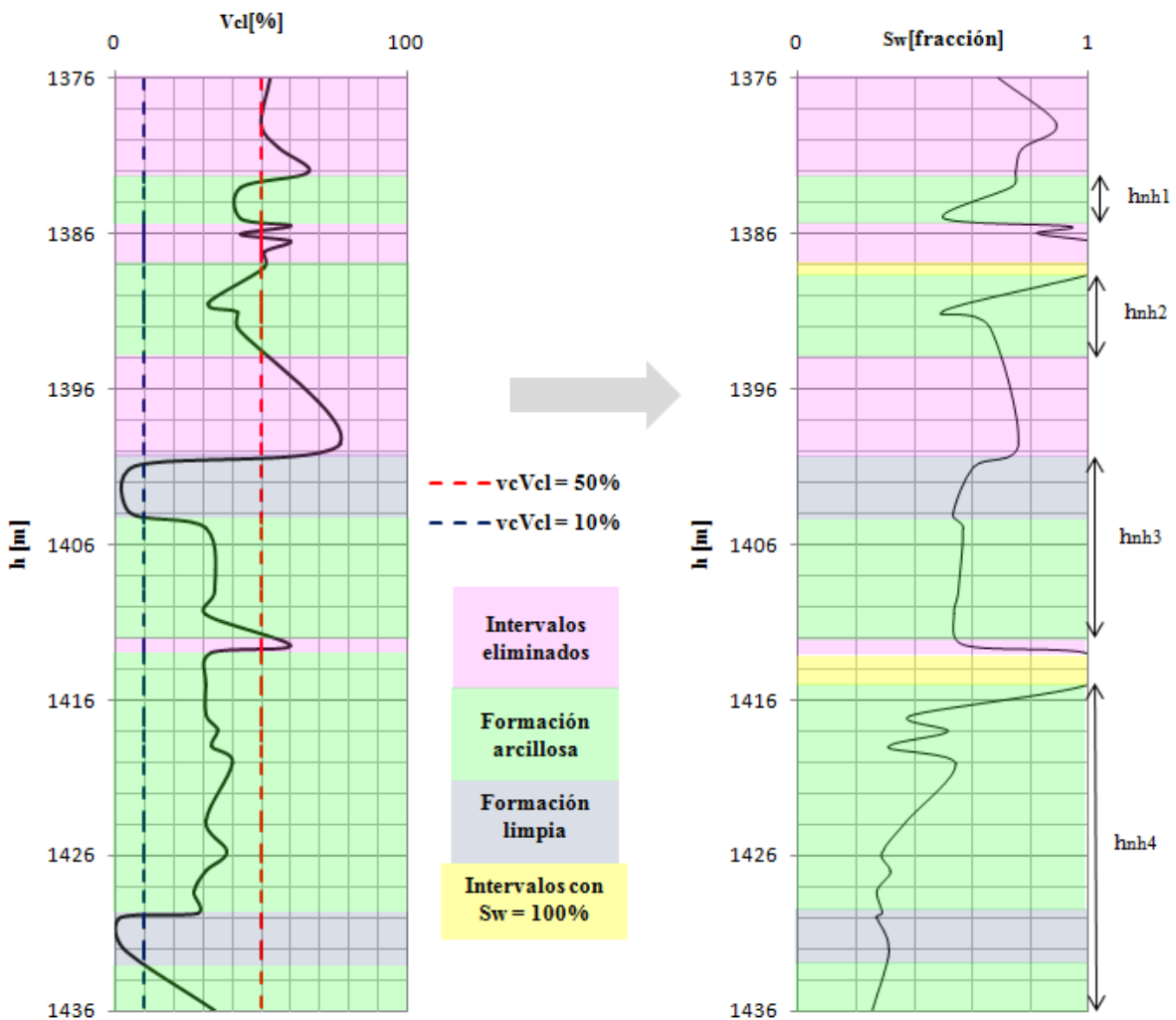


Figura 3.77. Espesor neto poroso con hidrocarburos:  $h_{nh}=h_{nh1}+h_{nh2}+h_{nh3}+h_{nh4}$

La siguiente ecuación permite calcular el espesor neto con hidrocarburos  $h_{nh}$ :

$$h_{nh} = h_n - \sum_{i=1}^m h_{sh_i} \quad 3.110$$

$h_{sh}$ : intervalo con  $S_w=100\%$

$i$  : número de intervalo

Espesor neto poroso con hidrocarburos móviles ( $h_{nhm}$ ): En los temas 3.7, 3.8 y 3.9 se explicó la forma en cómo se obtienen los valores de corte de  $S_w$ ,  $R_t$ , entre otros, partiendo del valor de corte de saturación de aceite; por lo tanto, al determinar la línea de corte para alguno de estos parámetros es posible identificar los intervalos en donde se tiene saturación de aceite mayor a la saturación residual o crítica de aceite. La suma de estos intervalos es el espesor neto poroso con hidrocarburos móviles.

Los intervalos representados en color rosa en la **figura 3.78** son los únicos en donde se tiene movimiento de aceite, la línea roja punteada representa el valor de corte de saturación de agua. Por lo tanto sólo estos se pueden incorporar a producción.

Cuantitativamente el  $h_{nhm}$  se determina con la siguiente expresión:

$$h_{nhm} = h_{nh} - \sum_{i=1}^m h_{shm_i} \quad 3.111$$

$h_{shm}$  intervalo con  $S_o \leq S_{or}$  para  $S_{or} = S_{oc}$

$i$  : número de intervalo

La tabla 3.11 resume la diferencia que se tiene desde el espesor bruto hasta el espesor neto con hidrocarburos móviles.

Espesor	Metros
$h_b$	60.0
$h_n$	43.5
$h_{nh}$	40.0
$h_{nhm}$	34.0

Tabla 3.11 Resumen de espesores determinados

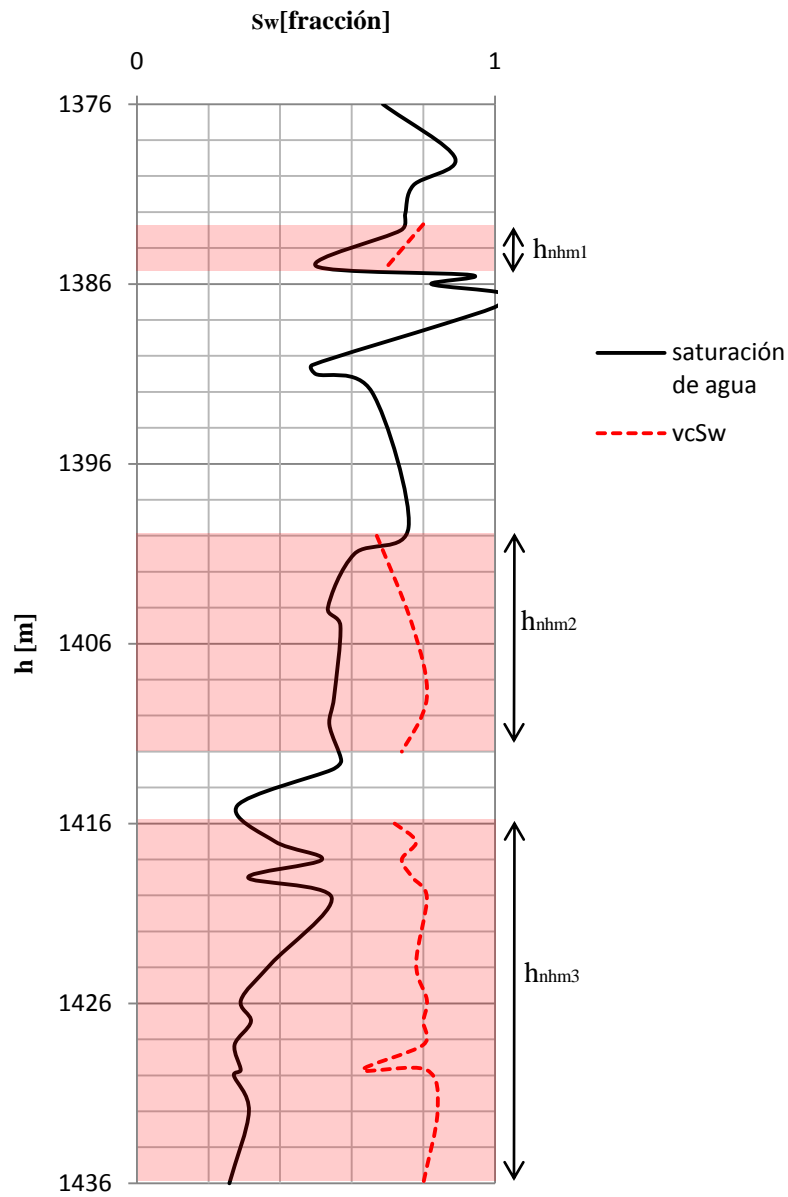


Figura 3.78. Espesor neto poroso con hidrocarburos móviles:  $h_{nhm} = h_{nhm1} + h_{nhm2} + h_{nhm3}$

## CAPÍTULO IV

# EJEMPLOS DE APLICACIÓN DE VALORES DE CORTE EN ESTUDIOS DE YACIMIENTOS PETROLEROS

## Introducción

Para poder comprender mejor la aplicación de los valores de corte así como el manejo que se le da a la información con la que se cuenta, a continuación se presentan dos ejemplos, para los cuales se obtienen y aplican los valores de corte empleando, en mayor proporción, datos de campo. En el primer ejercicio únicamente se aplica el valor de corte de arcilla para formaciones limpias; esto se hace con el objetivo de ilustrar cómo se reduce el trabajo al evaluar una formación limpia a diferencia de una formación arcillosa.

En el segundo ejercicio se realiza una comparación entre el volumen de hidrocarburos que se obtiene al emplear los diferentes tipos de espesores descritos en el Capítulo I. También se calculan todos los valores de corte a partir de un valor de corte de flujo fraccional de agua de 60%.

Para determinar los valores de corte, en el primer caso los datos corresponde a una arena de la edad Pennsylvanica, ubicada en la cuenca de Anadarko, USA. En el segundo caso se utilizan registros tipo.



## 4.1 Ejemplo 1

Arenisca perteneciente a la edad Pennsylvanica, ubicada en la cuenca de Anadarko en el Condado de Woodward, Oklahoma, USA.

En las **figuras 4.1 y 4.2** se representan los registros de rayos gamma, SP, resistividad, porosidades de registro neutrón y densidad para el intervalo que va de 6510 a 6630 pies. Las muestras tomadas indican que se tienen granos muy finos además de capas lutíticas delgadas.

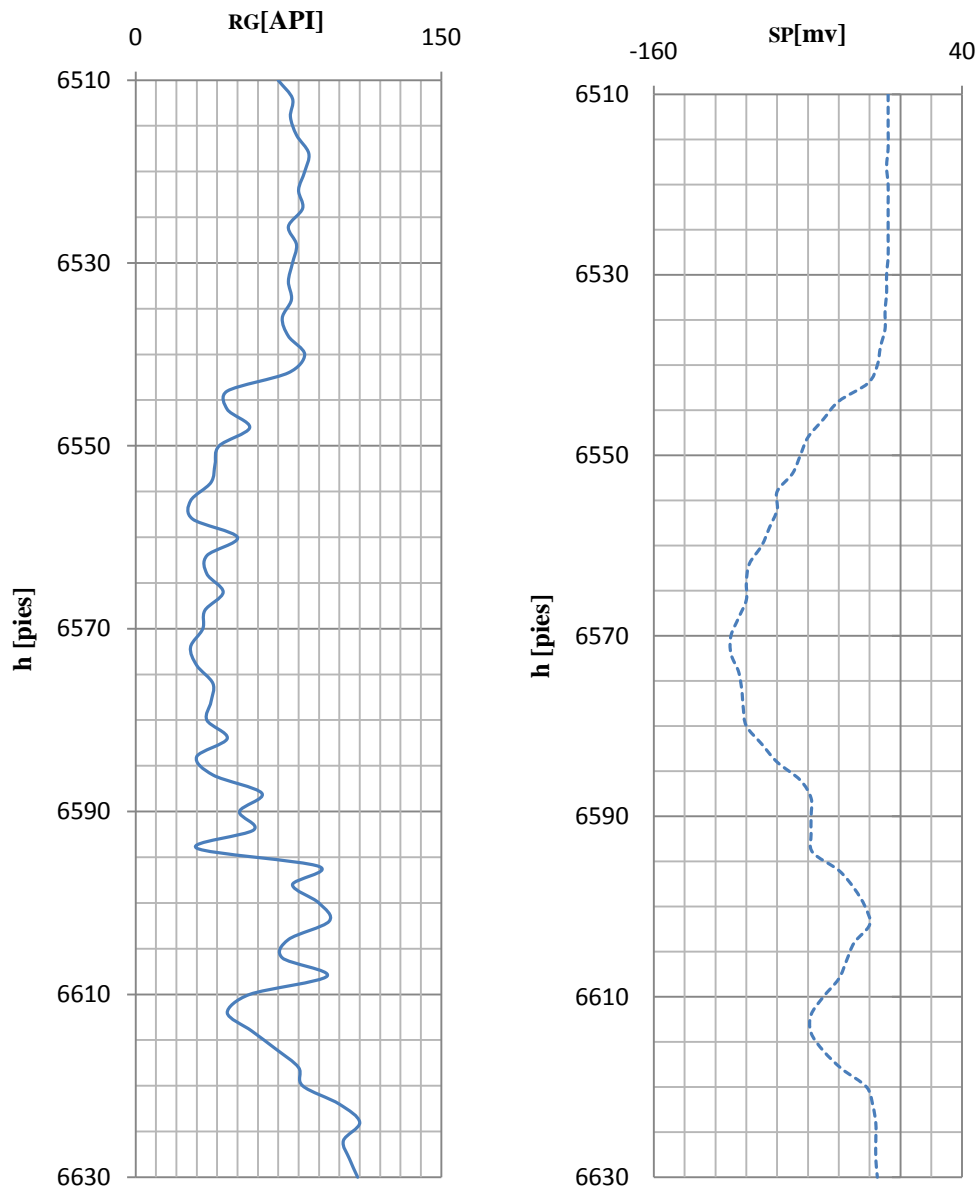


Figura 4.1. Registros RG y SP para el intervalo 6510 a 6630 [pies]

Aunado a los registros se cuenta con la siguiente información:

Formación consolidada, areno-arcillosa

$$R_w = 0.05 \text{ [ohms-m]} @ T_f$$

Distribución de la arcilla en forma laminar

$$F = \frac{0.81}{\phi^2}$$

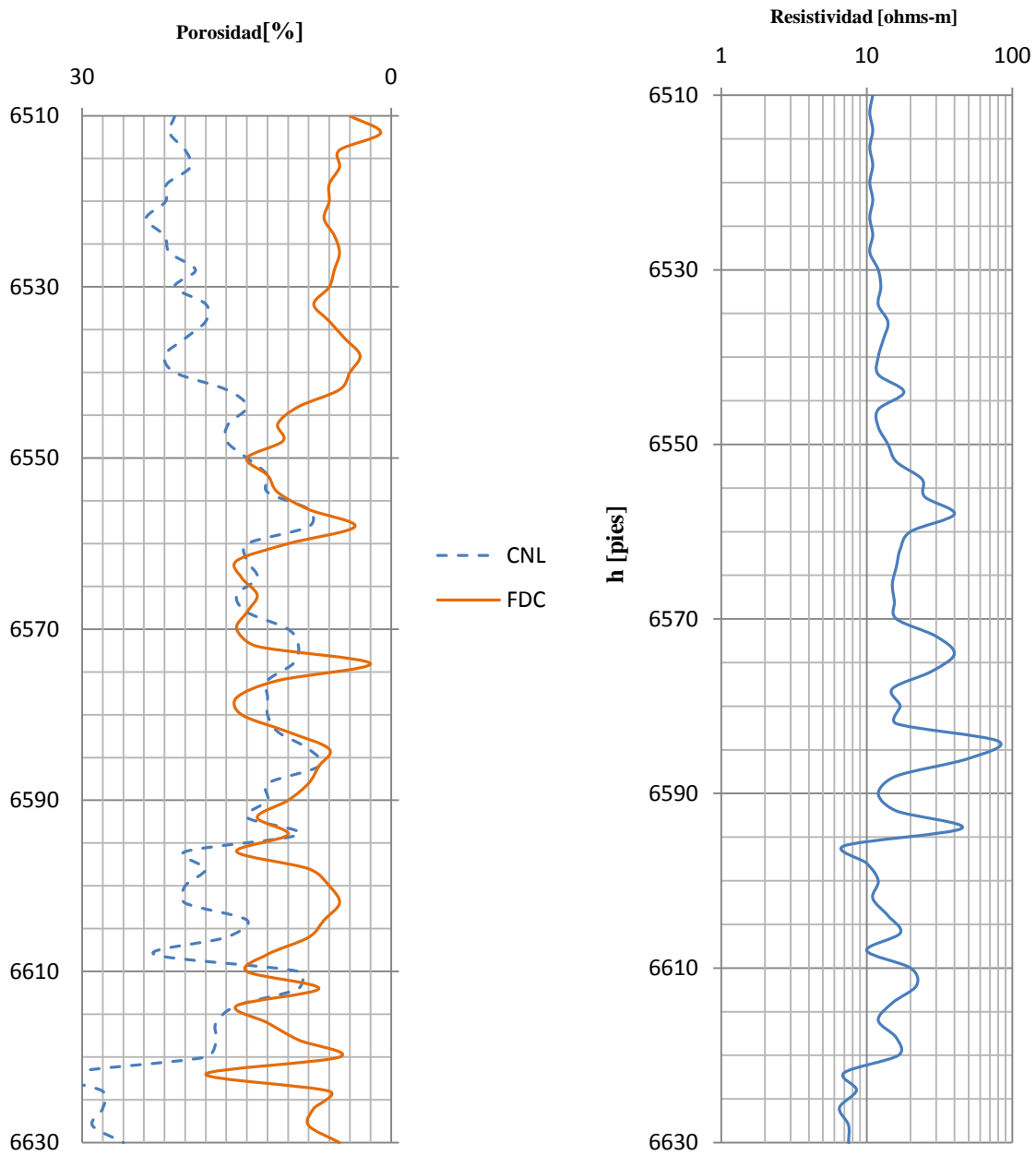


Figura 4.2. Registros CNL, FDC y Dual Inducción para el intervalo 6510 a 6630 [pies]

Análisis:

Usando el registro de RG se identifican los valores de  $RG_{\max} = 110$  y  $RG_{\min} = 27$  [API], figura 4.3.

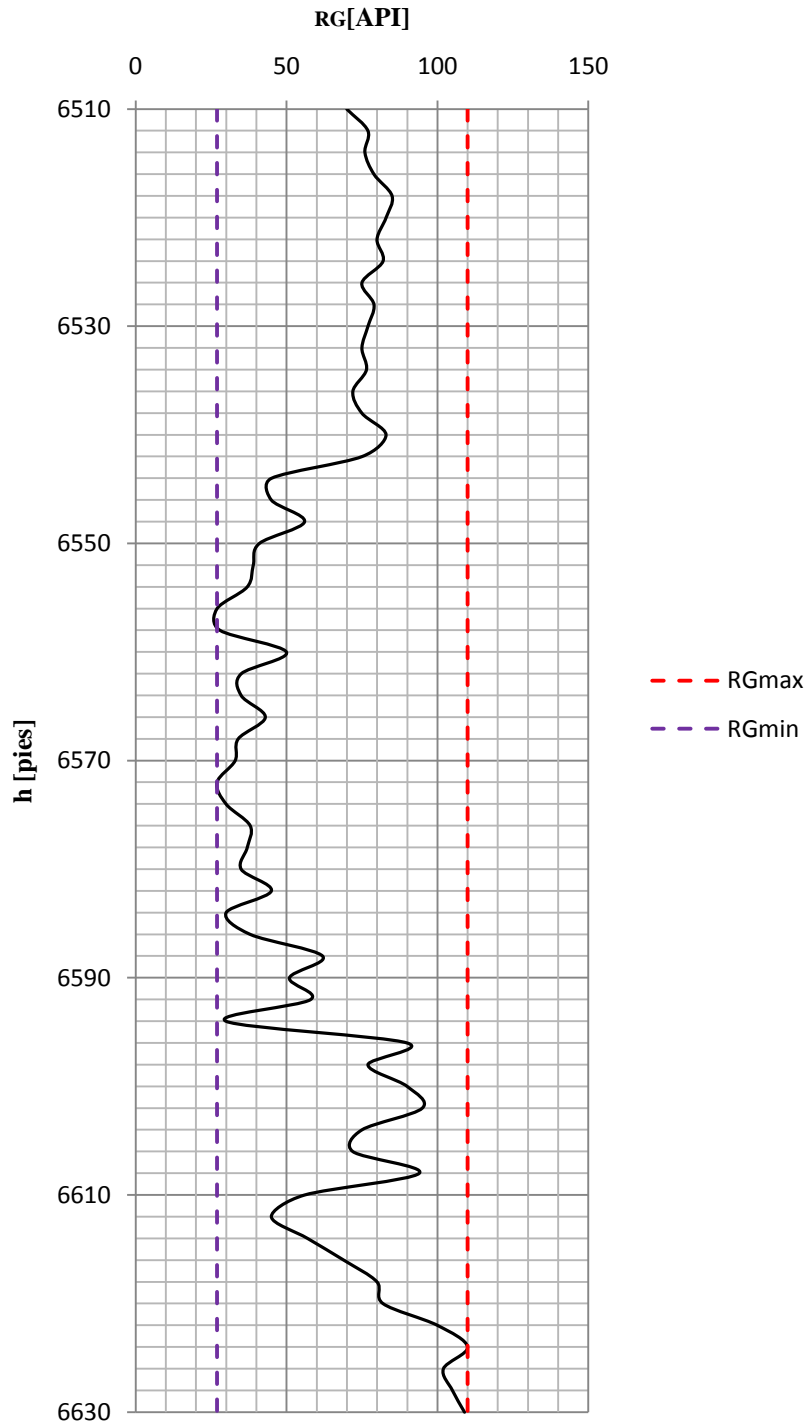


Figura 4.3. En morado, línea base de arenas y en rojo, línea base de lutitas

Utilizando los valores de  $RG_{\max}$  y  $RG_{\min}$  se calcula el porcentaje de arcilla a lo largo de todo el intervalo empleando las ecuaciones 3.11 y 3.12, como se ejemplifica a continuación y en la tabla 4.1 se enlistan.

**A 6530 [pies]**

$$I_{RG} = \frac{77 - 27}{110 - 27} = 0.602[\text{fracción}]$$

$$V_{cl} = 0.33[2^{2(0.602)} - 1] = 43.1[\%]$$

**A 6594 [pies]**

$$I_{RG} = \frac{30 - 27}{110 - 27} = 0.036[\text{fracción}]$$

$$V_{cl} = 0.33[2^{2(0.036)} - 1] = 1.7[\%]$$

<b>h[pies]</b>	<b><math>I_{RG}</math></b>	<b><math>V_{cl}[\%]</math></b>
6510	0.518	34.7
6520	0.675	51.1
6530	0.602	43.1
6540	0.675	51.1
6550	0.169	8.7
6560	0.277	15.5
6570	0.072	3.5
6580	0.096	4.7
6590	0.289	16.3
6594	0.036	1.7
6600	0.759	61.5
6610	0.349	20.6
6620	0.663	49.7
6630	0.988	96.8

Tabla 4.1. Valores obtenidos para  $I_{RG}$  y  $V_{cl}$  a partir de las ecuaciones 3.11 y 3.12

En la tabla 4.1 se resumen algunos de los datos obtenidos y el total de los datos se grafican en la **figura 4.4**. La línea punteada representa el valor de corte de arcilla para formaciones limpias, en este caso de 10%, sólo se aplica este valor de corte con el objetivo de investigar todo el intervalo, es decir, solamente se pretende identificar los intervalos considerados como formación limpia y los intervalos considerados como formación arcillosa.

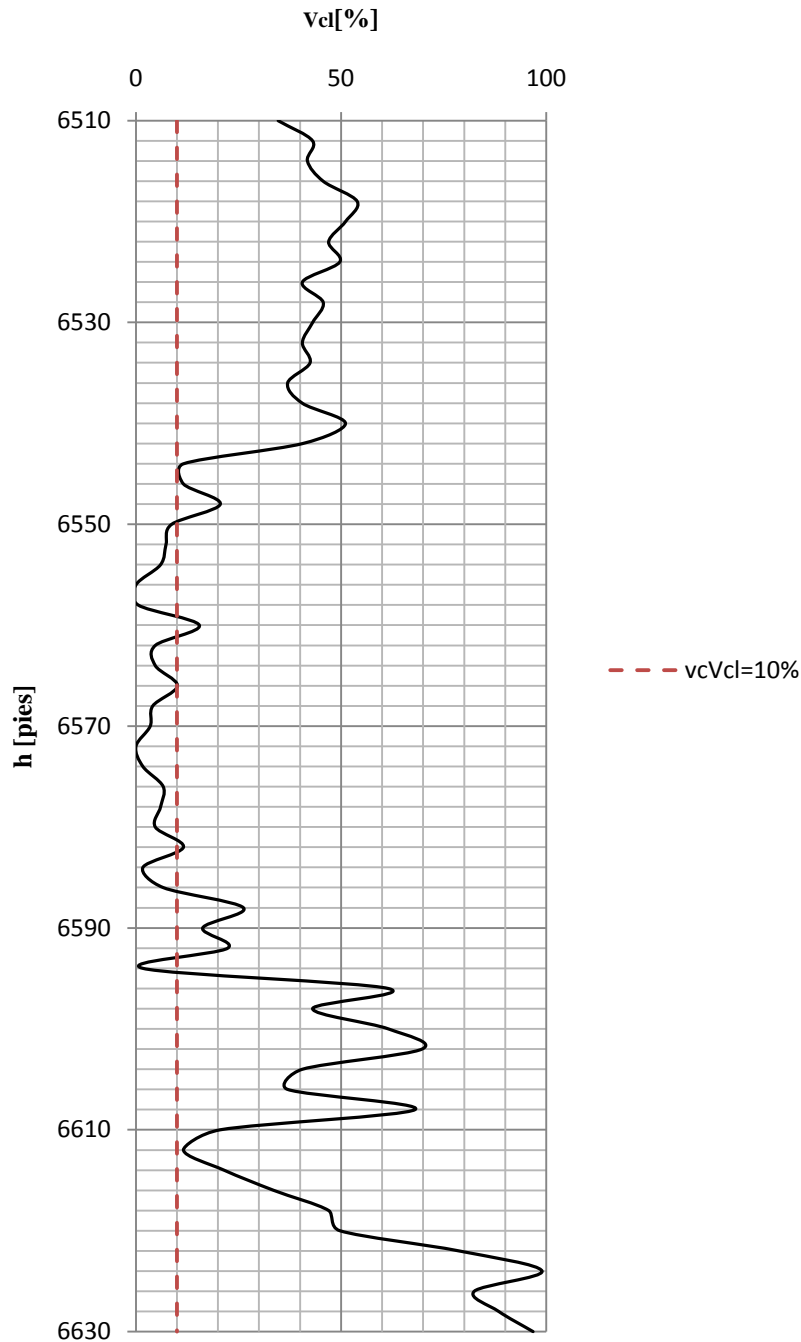


Figura 4.4. Aplicación del valor de corte de arcilla para formaciones limpias

A partir del  $vcV_{cl}$  para formaciones limpias se identifican los siguientes intervalos:

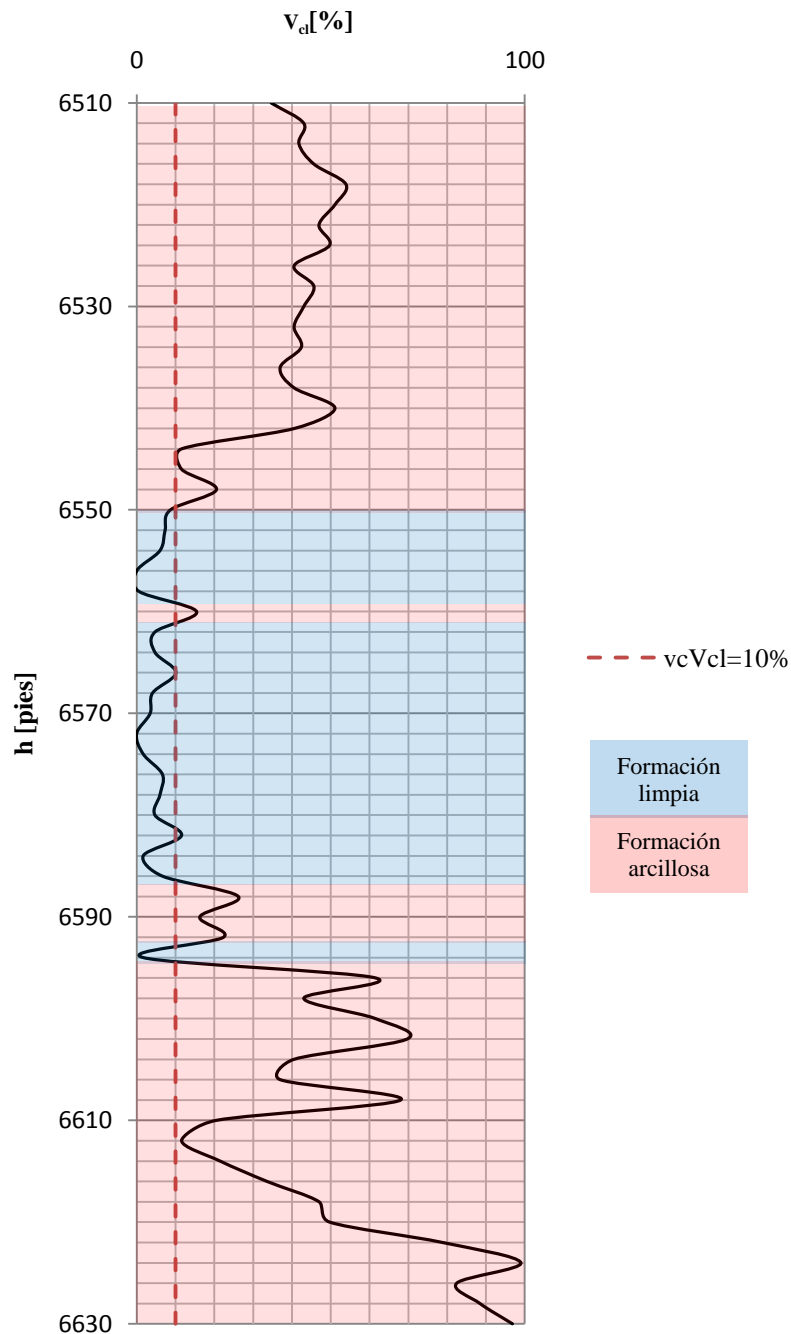


Figura 4.5. Identificación de intervalos limpios y arcillosos

En la **figura 4.5** se observa que no se descarta ningún intervalo, aún cuando se tienen altos porcentajes de arcilla, en la **tabla 4.2** se presentan las longitudes de los intervalos identificados.

	Longitud de Intervalo [pies]
Total	120.0
Formación arcillosa	82.5
Formación limpia	37.5

Tabla 4.2. Subdivisión de la longitud del intervalo total en formación limpia y arcillosa

En los 37.5 pies de formación limpia, identificados en color azul, se aplica la ecuación de Archie para calcular la saturación de agua; para el resto del intervalo se utiliza el modelo de Agua-Doble.

A **6530 pies** se tiene un porcentaje de arcilla mayor al  $vcV_{cl}$ , por lo tanto el procedimiento para determinar la saturación de agua es el siguiente:

De los registros de RG, CNL y FDC se obtiene la porosidad derivada del registro neutrón y densidad para la zona base de lutitas, **figura 4.6**. En la **figura 4.7** se ilustra la forma en como se obtuvo el valor de  $R_{sh}$ .

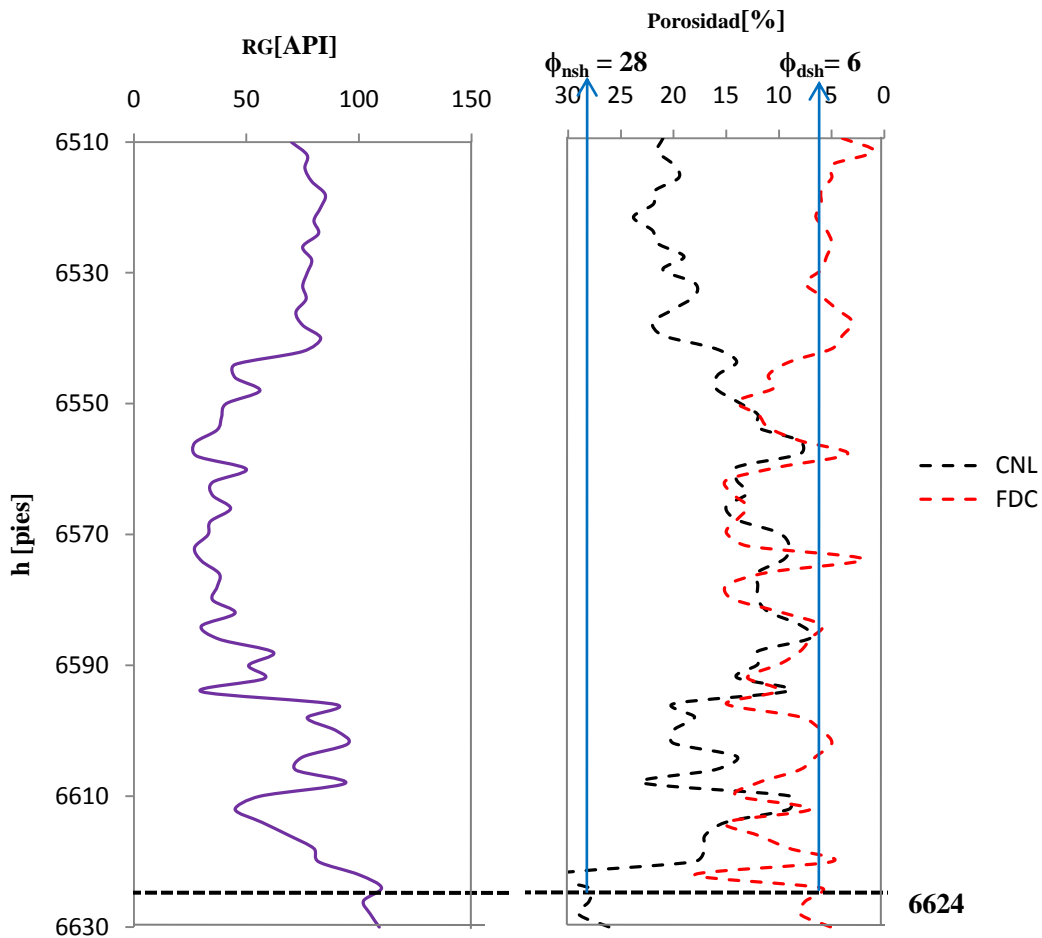


Figura 4.6. Determinación gráfica de  $\phi_{nsh}$  y  $\phi_{dsh}$

Es importante indicar que  $\phi_{nsh}$ ,  $\phi_{dsh}$  y  $R_{sh}$  son determinadas a 6624 pies, debido a que es la profundidad en la que se tiene la máxima lectura de RG como se observa en la **figura 4.3**.

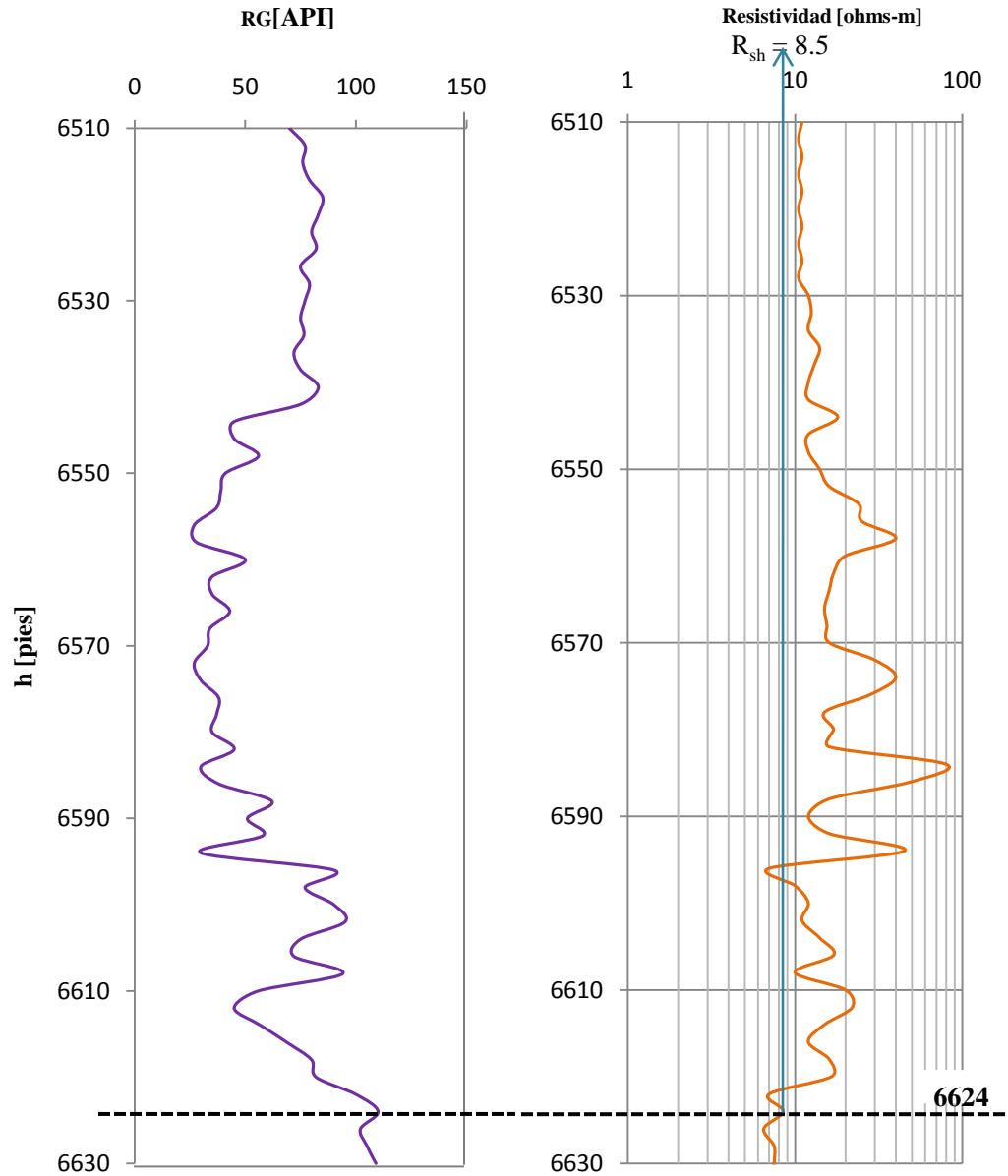


Figura 4.7. Determinación gráfica de  $R_{sh}$

$$\phi_{nsh} = 28\%$$

$$\phi_{dsh} = 6\%$$

$$R_{sh} = 8.5 \text{ [ohms-m]}$$



Con las ecuaciones 3.69 y 3.70 se calcula la porosidad corregida por presencia de arcilla; mientras que la porosidad verdadera se obtiene con la ecuación 3.71.

$$\phi_n = 0.21 - [(0.431)(0.28)] = 8.9[\%]$$

$$\phi_d = 0.06 - [(0.431)(0.06)] = 3.4[\%]$$

$$\phi = \frac{0.034 + 0.089}{2} = 6.2[\%]$$

Con la ecuación 3.72 se determina la porosidad total correspondiente a la zona base de lutitas, considerando  $\delta = 0.5$ .

$$\phi_{tsh} = 0.5(0.06 + 0.28) = 17[\%]$$

Con la ecuación 3.73 se determina la porosidad total sin corregir por presencia de arcilla.

$$\phi_t = 0.062 + [(0.431)(0.17)] = 13.5[\%]$$

Con la ecuación 3.74 se determina la saturación de agua ligada a la arcilla.

$$S_b = \frac{(0.431)(0.17)}{0.135} = 54.2[\%]$$

La resistividad debida a el agua ligada a la arcilla se obtiene con la ecuación 3.62 sustituyendo  $\phi_t$  por  $\phi_{tsh}$ .

$$R_b = (8.5)(0.17^2) = 0.245[\text{ohms} - \text{m}]$$

Finalmente para obtener la saturación de agua se emplea la ecuación 3.75. En la tabla 4.3 se muestran todos los resultados obtenidos de  $S_w$  para el intervalo cuya longitud total es de 82.5 pies.

$$S_w = \frac{\frac{0.542 \left(1 - \frac{0.05}{0.245}\right)}{2} + \sqrt{\left(\frac{0.542 \left(1 - \frac{0.05}{0.245}\right)}{2}\right)^2 + \frac{0.05}{12(0.135)^2} - 0.542}}{1 - 0.542} = 43.3[\%]$$

		Porosidad [%]								
h[m]	Neutrón	Densidad	R <sub>t</sub> [ohms-m]	V <sub>cl</sub> [%]	Φ <sub>n</sub> [%]	Φ <sub>d</sub> [%]	Φ [%]	Φ <sub>t</sub> [%]	S <sub>b</sub> [%]	S <sub>w</sub> [%]
6510	21.0	4.0	11	34.7	11.3	1.9	6.6	12.5	47.2	54.4
6518	21.8	6.0	11	53.9	6.7	2.8	4.7	13.9	66.0	45.4
6520	21.9	6.0	10.5	51.1	7.6	2.9	5.3	14.0	62.3	47.3
6528	19.0	5.5	10.5	45.7	6.2	2.8	4.5	12.3	63.4	64.4
6530	21.0	6.0	12	43.1	8.9	3.4	6.2	13.5	54.2	43.3
6538	22.0	3.0	13	40.6	10.6	0.6	5.6	12.5	55.2	47.0
6540	21.0	4.0	12	51.1	6.7	0.9	3.8	12.5	69.5	55.0
6548	16.0	10.5	12	20.6	10.2	9.3	9.8	13.3	26.4	46.1
6550	14.0	14.0	14	8.7	11.6	13.5	12.5	14.0	10.6	40.9
6560	14.0	10.0	20	15.5	9.7	9.1	9.4	12.0	21.9	37.6
6590	12.0	10.0	12	16.3	7.4	9.0	8.2	11.0	25.1	59.3
6598	18.0	8.0	10	43.1	5.9	5.4	5.7	13.0	56.3	57.1
6600	20.0	6.0	12	61.5	2.8	2.3	2.5	13.0	80.4	54.6
6608	23.0	12.0	10	68.0	3.9	7.9	5.9	17.5	66.1	24.9
6610	9.0	14.0	20	20.6	3.2	12.8	8.0	11.5	30.4	38.6
6618	17.0	9.0	16	47.0	3.8	6.2	5.0	13.0	61.4	32.4
6620	18.0	5.0	16.5	49.7	4.1	2.0	3.1	11.5	73.5	44.8
6628	29.0	8.0	7.5	88.4	4.2	2.7	3.5	18.5	81.3	31.1
6630	26.0	5.0	7.5	96.8	-1.1	-0.8	-1.0	15.5	106.2	-59.1

Tabla 4.3. Resultados obtenidos de la interpretación de registros geofísicos en las partes arcillosas del intervalo 6510-6630 pies

A **6594 pies** la porosidad y saturación de agua se calculan utilizando las ecuaciones 3.71 y 3.19 respectivamente, por ser una formación limpia.

$$\emptyset = \frac{0.09 + 0.1}{2} = 9.5[\%]$$

$$S_w = \sqrt{\frac{(0.81)(0.05)}{(0.095^2)(45)}} = 31.6[\%]$$

En la tabla 4.4 se presentan los resultados de porosidad y saturación de agua para todas las partes consideradas como formación limpia del intervalo 6510 a 6630 pies.

h[m]	$\phi_t$ [%]		$R_t$ [ohms-m]	$\phi$ [%]	$S_w$ [%]
	Neutrón	Densidad			
6552	12.0	12.0	16.0	12.0	41.9
6554	12.0	11.0	24.0	11.5	35.7
6556	8.0	8.0	25.0	8.0	50.3
6558	8.0	3.5	40.0	5.8	55.3
6562	14.0	15.0	17.0	14.5	33.7
6564	13.0	14.5	16.0	13.8	36.6
6566	15.0	13.0	15.0	14.0	37.1
6568	14.0	14.0	15.5	14.0	36.5
6570	10.0	15.0	16.0	12.5	40.2
6572	9.0	13.0	30.0	11.0	33.4
6574	9.5	2.0	40.0	5.8	55.3
6576	12.0	11.0	28.0	11.5	33.1
6578	12.0	15.0	15.0	13.5	38.5
6580	12.0	14.5	17.0	13.3	36.8
6582	11.0	10.0	16.0	10.5	47.9
6584	8.0	6.0	80.0	7.0	32.1
6586	7.0	7.0	50.0	7.0	40.7
6594	9.0	10.0	45.0	9.5	31.6

Tabla 4.4. Resultados obtenidos de la interpretación de registros geofísicos en las partes limpias del intervalo 6510-6630 pies

Los datos de saturación de agua y saturación de agua ligada mostrados en las tablas 4.3 y 4.4 se grafican en la **figura 4.8** para todo el intervalo. La porosidad efectiva se grafica en la **figura 4.9**, al igual que la porosidad obtenida por medio de los registros neutrón y densidad con el objetivo de comparar los resultados; lo que lleva a concluir que el registro neutrón es fuertemente afectado por la presencia de material arcilloso. La porosidad fluctúa entre 0 y 15 %, aproximadamente, mientras que la saturación de agua varía de 25 a 85 %, excluyendo algunos intervalos donde se presentan valores ilógicos, por ejemplo, a 6630 pies se tiene  $S_w = -59.1\%$ .

De las **figuras 4.8 y 4.9** se concluye que se podría tener producción de agua en cualquier zona donde se tenga presencia de hidrocarburos correspondiente al intervalo que va de 6510 a 6630 pies, por lo tanto se determinarán valores de corte

partiendo de una saturación residual de aceite y tomando en cuenta la capacidad que se tiene para el manejo del agua en superficie.

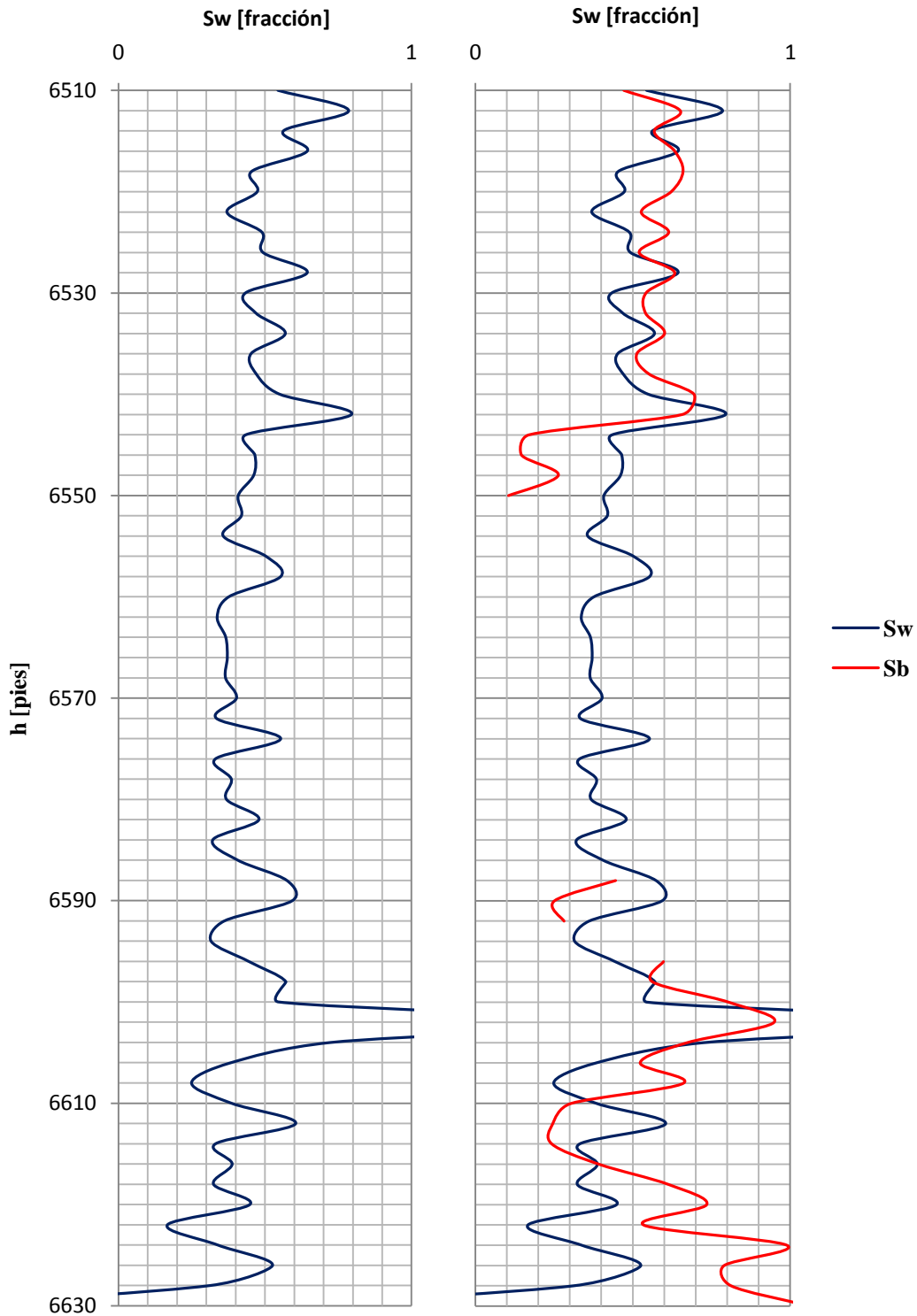


Figura 4.8. Perfiles de saturación de agua y de saturación de agua ligada.  
Se observa que ambas saturaciones son altas

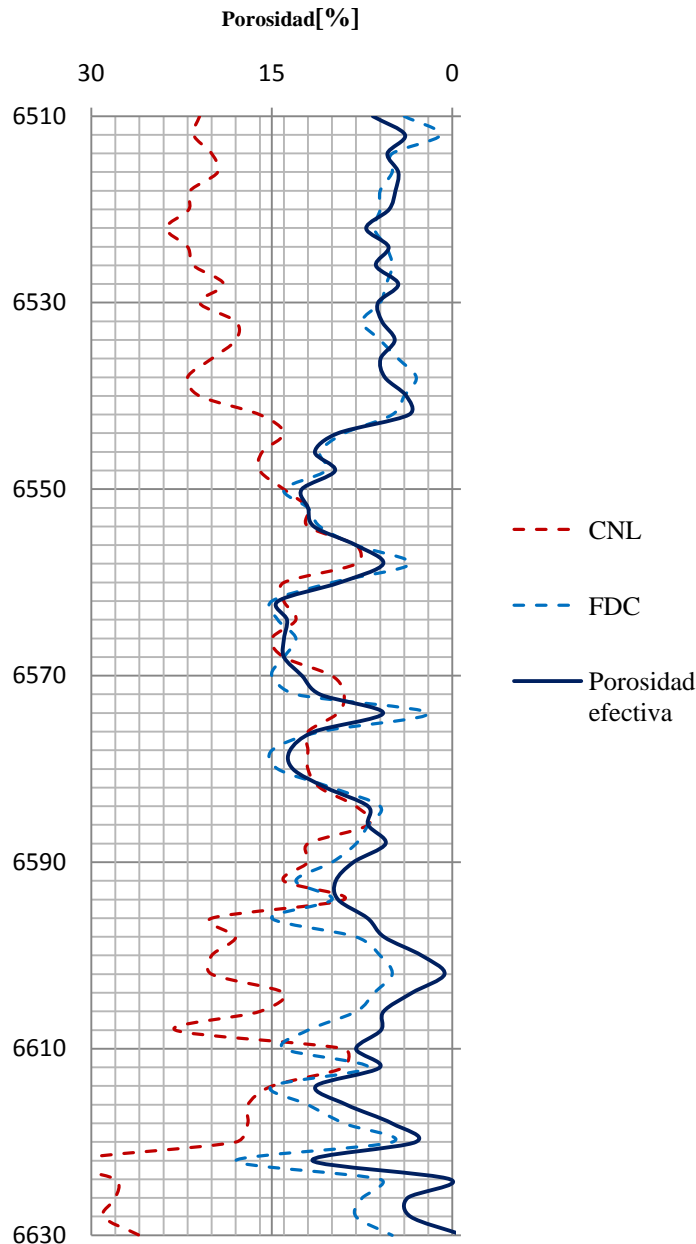


Figura 4.9. Comparación de la porosidad efectiva con las porosidades obtenidas por medio de registros

Para determinar el valor de corte de saturación de agua es necesario conocer el  $vcS_o$ . Una forma de obtener un valor representativo de  $S_{or}$  y  $S_{wi}$  es calcularlo a lo largo de todo el intervalo a partir de mediciones en núcleos. No obstante al no contar con datos de laboratorio para todo el intervalo 6510-6630 pies, en las **figuras 4.10 y 4.11** se presentan las relaciones  $S_{or}-\emptyset$  y  $S_{wi}-\emptyset$ , las cuales pueden ser empleadas para calcular  $S_{or}$  y  $S_{wi}$  a partir de datos de porosidad. Es importante señalar que se suponen variaciones lineales para las relaciones  $S_{or}-\emptyset$  y  $S_{wi}-\emptyset$  en todo

el intervalo, ésto se realiza con el objetivo de ejemplificar la aplicación de los valores de corte empleando datos de campo.

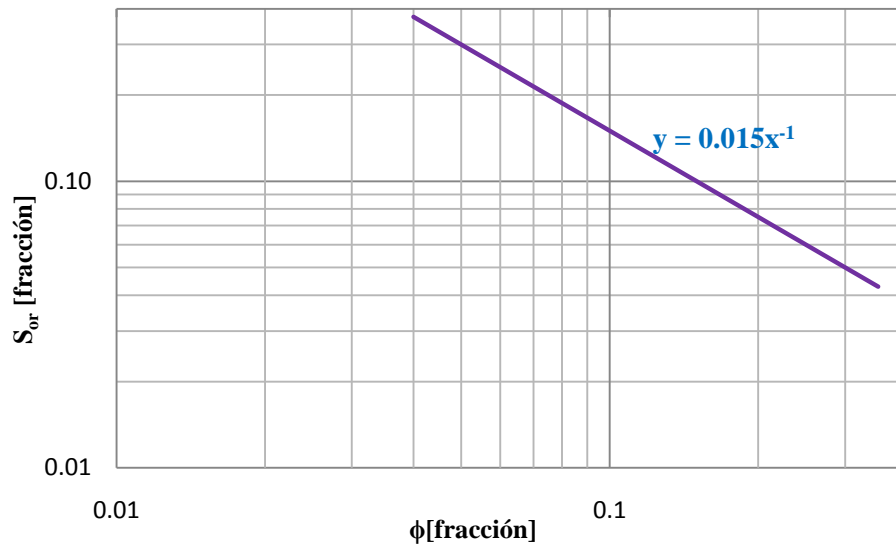


Figura 4.10. Variación lineal de la relación  $S_{or}-\phi$

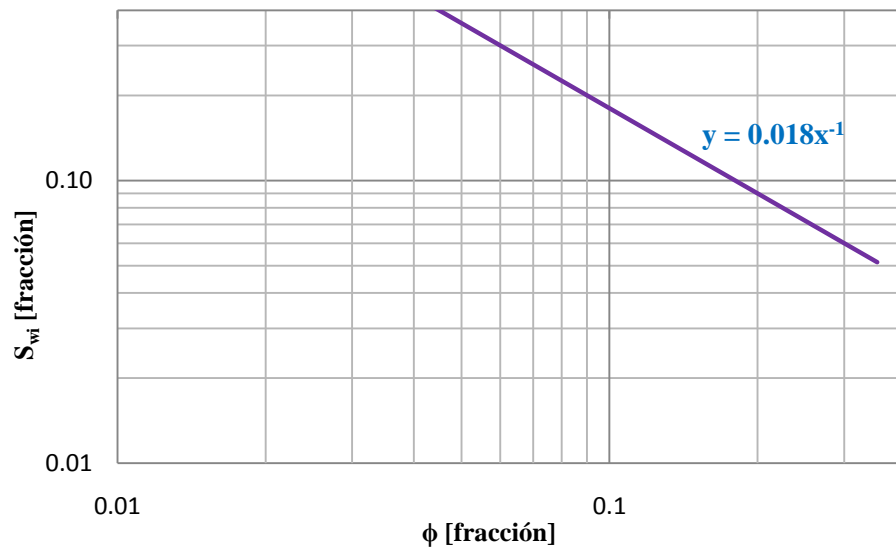


Figura 4.11. Variación lineal de la relación  $S_{wi}-\phi$

De acuerdo a las **figuras 4.10 y 4.11**, se tiene que las pendientes de las líneas de tendencia son: 0.015 y 0.018, respectivamente. Estos valores se utilizan para calcular la  $S_{or}$  y  $S_{wi}$  en todo el intervalo, como se ejemplifica a continuación:

A 6530 pies:

$$S_{or} = \frac{0.015}{0.062} = 24.3[\%]$$

$$S_{wi} = \frac{0.018}{0.062} = 29.1[\%]$$

A 6594 pies:

$$S_{or} = \frac{0.015}{0.095} = 15.8[\%]$$

$$S_{wi} = \frac{0.018}{0.095} = 18.9[\%]$$

La tabla 4.5 resumen los resultados obtenidos de  $S_{or}$  y  $S_{wi}$ .

<b>h[pies]</b>	<b><math>S_{or}[\%]</math></b>	<b><math>S_{wi}[\%]</math></b>
6510	22.7	27.3
6520	28.5	34.2
6530	24.3	29.1
6540	39.3	47.2
6550	12.0	14.4
6560	16.0	19.2
6570	12.0	14.4
6580	11.3	13.6
6590	18.2	21.9
6594	15.8	18.9
6600	59.0	70.8
6610	18.7	22.5
6620	49.1	59.0
6630	-156.5	-187.8

Tabla 4.5. Resultados obtenidos de  $S_{or}$  y  $S_{wi}$  en el intervalo 6510-6630 pies

Los valores ilógicos de  $S_{or}$  y  $S_{wi}$  a 6630 pies se deben a la baja porosidad que se tiene como consecuencia del alto contenido de material arcilloso, como se observa en la tabla 4.3.

El valor de corte de saturación de agua se calcula de la siguiente forma, empleando la ecuación 3.31.

**A 6530 pies**

$$vcS_w = 1 - 0.243 = 75.7[\%]$$

**A 6594 pies**

$$vcS_w = 1 - 0.158 = 84.2[\%]$$

Los resultados al aplicar el  $vcS_w$  se muestran en la **figura 4.12**. Evidentemente en las zonas marcadas en color verde se tiene  $S_{or}$ , es decir solo se tendrá producción de agua. La gráfica de  $S_{wi}$ , en la misma figura, demuestra que prácticamente en todo el intervalo se tendrá producción de agua.

El cálculo del valor de corte de resistividad verdadera parte del valor de corte de saturación de agua empleando la ecuación 3.76 para la zona arcillosa. En el intervalo de 37.5 pies, por ser formación limpia se utiliza la ecuación 3.80 para estimar el valor de  $R_o$  y el  $vcR_t$  se obtiene con la ecuación 3.33.

Los cálculos efectuados para las profundidades de 6530 y 6594 pies se resumen a continuación.

**A 6530 pies**

Con la ecuación 3.76

$$vcR_t = \frac{0.05}{(0.135)^2 \left\{ \left[ (0.757)(1 - 0.542) + 0.542 - \left( \frac{0.542 \left( 1 - \frac{0.05}{0.245} \right)}{2} \right) \right]^2 - \left[ \frac{0.542 \left( 1 - \frac{0.05}{0.245} \right)}{2} \right]^2 \right\}} = 6.755[\text{ohms} - \text{m}]$$

**A 6594 pies**

Sustituyendo la ecuación 3.80 en 3.33 se tiene.

$$vcR_t = \frac{(0.81)(0.05)}{0.095^2} (0.842)^{-2} = 6.328[\text{ohms} - \text{m}]$$



Los resultados obtenidos al calcular  $vcR_t$  se presentan en la **figura 4.12**.

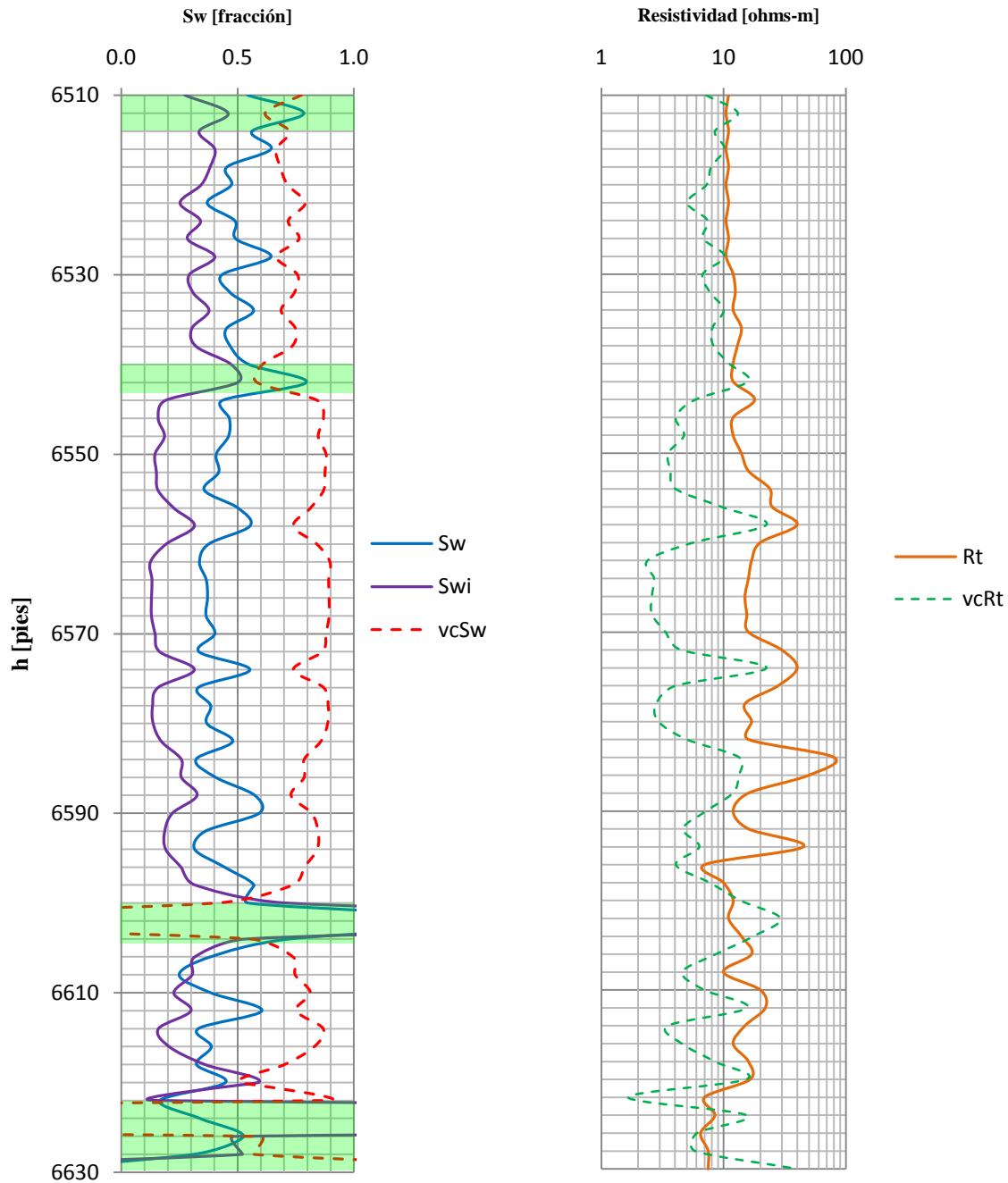


Figura 4.12. Resultados de los cálculos de  $vcS_w$  y  $vcR_t$

Ahora bien, si en superficie se tiene capacidad para manejar máximo un 50% de agua es necesario calcular el flujo fraccional de agua para poder aplicar el valor de corte. Para determinar las permeabilidades relativas al agua y al aceite se utilizan

las ecuaciones 4.1 y 4.2, propuestas por Jones para areniscas y arenas-arcillosas consolidadas:

$$k_{rw} = \left( \frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi}} \right)^3 \quad 4.1$$

$$k_{ro} = \left[ \frac{0.9 - S_w}{0.9 - S_{wi}} \right]^2 \quad 4.2$$

Si las viscosidades del aceite y agua son 10 [cp] y 1[cp], respectivamente, el flujo fraccional de agua se obtiene de la siguiente manera:

**A 6530 pies.** Con la ecuación 4.1

$$k_{rw} = \left( \frac{0.433 - 0.291}{1 - 0.291} \right)^3 = 0.008[\text{fracción}]$$

Con la ecuación 4.2

$$k_{ro} = \left[ \frac{0.9 - 0.433}{0.9 - 0.291} \right]^2 = 0.588[\text{fracción}]$$

Con la ecuación 1.24

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{(1)(0.588)}{(10)(0.008)}} = 0.120[\text{fracción}]$$

**A 6594 pies.** Con la ecuación 4.1

$$k_{rw} = \left( \frac{0.316 - 0.189}{1 - 0.189} \right)^3 = 0.004[\text{fracción}]$$

Con la ecuación 4.2

$$k_{ro} = \left[ \frac{0.9 - 0.316}{0.9 - 0.189} \right]^2 = 0.676[\text{fracción}]$$

Con la ecuación 1.24

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{(1)(0.676)}{(10)(0.004)}} = 0.053[\text{fracción}]$$

Los resultados de los cálculos de  $f_w$  se presentan en la **figura 4.13**.

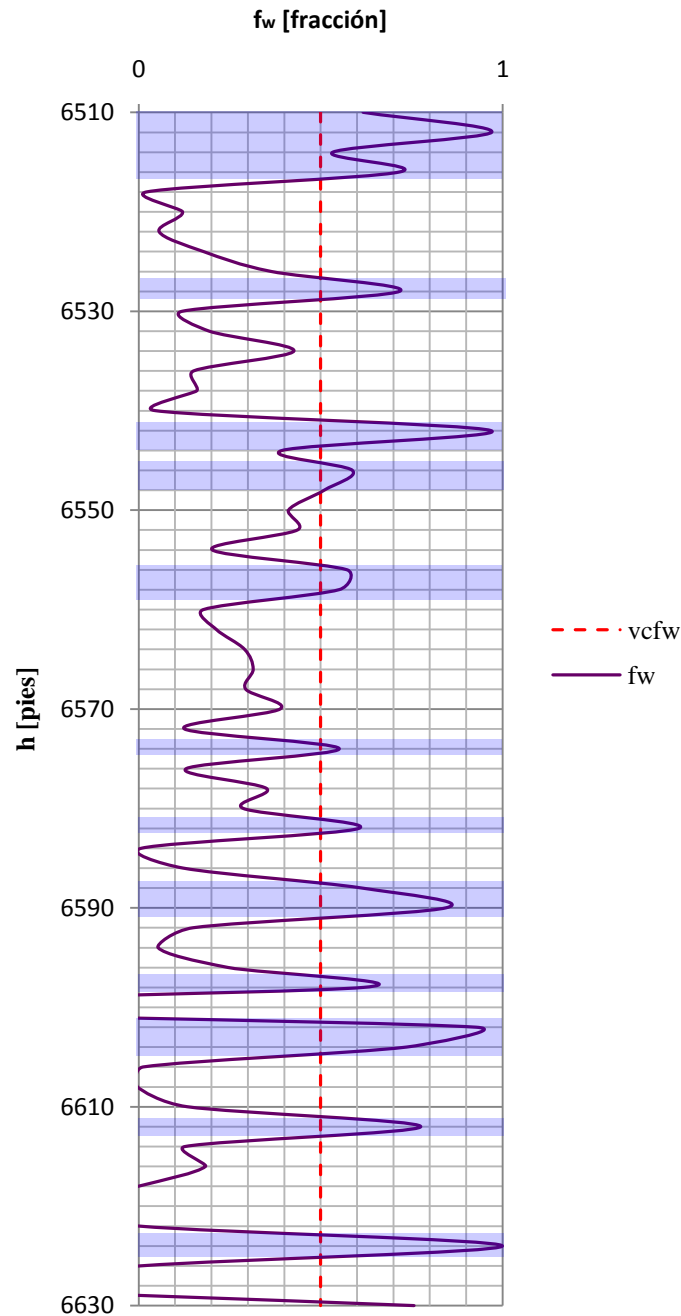


Figura 4.13. Resultados de los cálculos de  $f_w$  en el intervalo 6510-6630 pies y  $vcf_w$

En la **figura 4.13** se observa como la heterogeneidad del yacimiento provoca fluctuaciones abruptas en el flujo de agua. Evidentemente, la dificultad se presenta al seleccionar los intervalos productores ya que se tienen capas muy delgadas con flujo de agua mayor al  $vcf_w$ . Un análisis detallado de las **figuras 4.9, 4.12 y 4.14** permite seleccionar los intervalos más apropiados para la producción de hidrocarburos a partir de dos premisas:  $S_o > S_{or}$  y  $f_w < 50\%$ . Para poder seleccionar las zonas productoras, el intervalo de 120 pies se subdividió en capas y para cada una se calcularon los promedios de  $\emptyset$ ,  $S_{wi}$ ,  $S_w$ ,  $R_t$ ,  $f_w$ ,  $vcf_w$ ,  $vcS_w$  como se muestra en las tablas 4.6 y 4.7

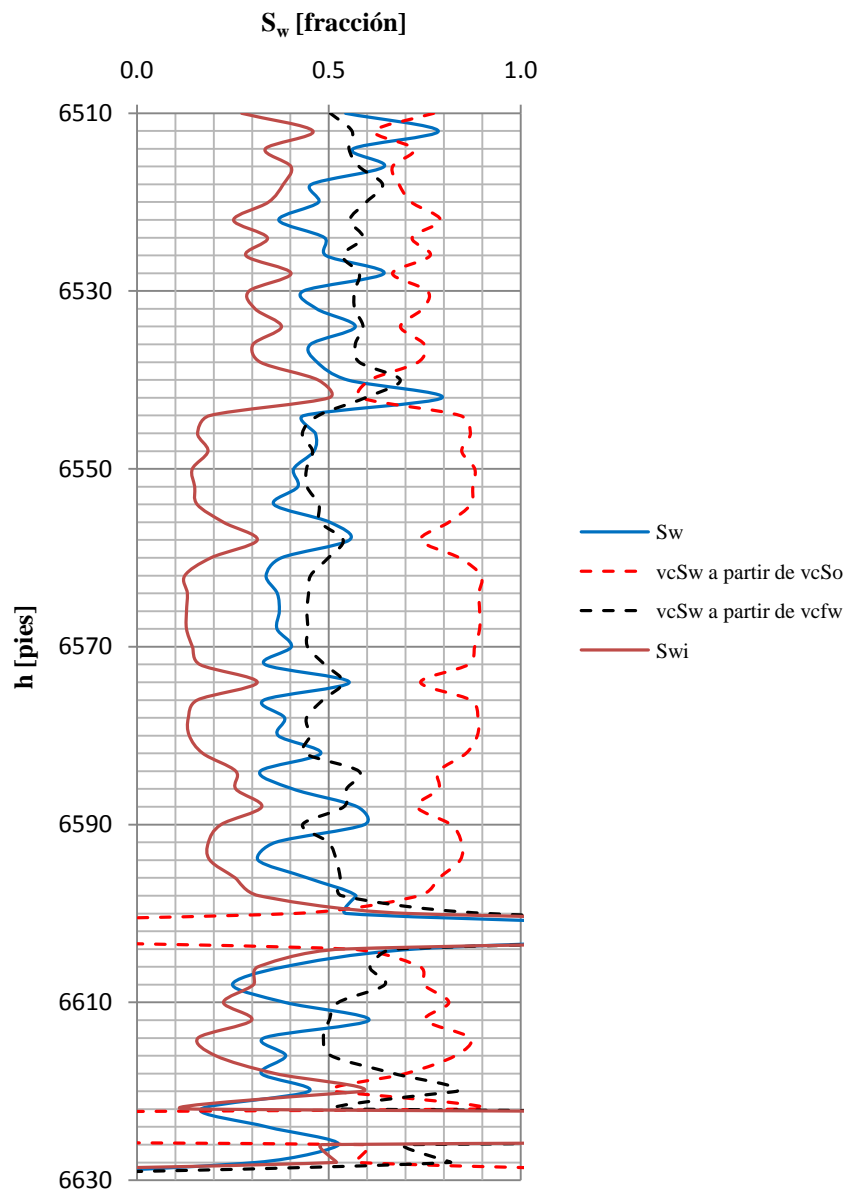


Figura 4.14. Valor de corte de saturación de agua

No. De Capa	Intervalo	longitud[pies]	Promedios [%]				
			$\emptyset$	$S_w$	$S_{wi}$	$\overline{R_t}$ [ohms-m]	$\overline{vcS_w}$ [%]
1	6510-6514	4	5.3	78.5	35.5	10.8	70.4
2	6514-6602	88	8.2	48.7	31.6	18.8	73.6
3	6602-6606	4	4.5	93.7	42.6	15.5	64.5
4	6606-6624	18	6.7	36	29	14.1	76.1
5	6624-6630	6	2.1	8.2	243.8	7.2	-102.3

Tabla 4.6. Promedios de  $\emptyset$ ,  $S_w$ ,  $S_{wi}$ ,  $R_t$  y  $vcS_w$  para las 5 capas en que se subdivide el intervalo de 6510-6630 pies

No. De Capa	Intervalo	longitud[pies]	Promedios [%]					
			$\emptyset$	$S_w$	$S_{wi}$	$f_w$	$vcf_w$	$vcS_w$
1	6510-6518	8	5.03	59.8	36.9	57.2	50.0	56.7
2	6518-6540	22	5.5	49.2	33.5	23.0	50.0	58.3
3	6540-6558	18	9.3	48.9	22.4	51.5	50.0	48.1
4	6558-6596	38	10.4	40.4	19.0	30.3	50.0	48.5
5	6596-6606	10	3.6	78.6	93.5	25.8	50.0	101.0
6	6606-6618	12	7.5	38.0	25.8	20.2	50.0	55.5
7	6618-6630	12	3.5	20.0	174.3	16.8	50.0	197.1

Tabla 4.7. Promedios de  $\emptyset$ ,  $S_w$ ,  $S_{wi}$ ,  $vcf_w$  y  $vcS_w$  para las 7 capas en que se subdivide el intervalo de 6510-6630 pies

Si se tiene la capacidad suficiente para manejar grandes volúmenes de agua y además la producción de aceite es lo suficientemente basta para generar ganancias, las capas que se toman en cuenta son 2 y 4 mostradas en la tabla 4.6, de esta forma se tiene un espesor neto productivo de 106 pies. La capa 1 y 3 se descartan porque  $S_w > vcS_w$ ; la capa 5 se elimina por valores ilógicos de  $S_{wi}$ ,  $vcS_w$ , esto como consecuencia de presentar muy baja porosidad.

Para el caso en que la limitante sea la capacidad que se tiene en el manejo del agua en superficie, las capas 2, 4 y 6 mostradas en la tabla 4.7 son las que se toman en cuenta quedando 72 pies de espesor productivo. La capa 1 y 3 se eliminan porque  $S_w > vcS_w$ ; la capa 5 se elimina debido a valores ilógicos de  $vcS_w$ , mientras que la capa 7 se descarta por valores ilógicos de  $S_{wi}$  y  $vcS_w$ .

## 4.2 Ejemplo 2

Se presenta un juego de tres registros geofísicos de pozos: RG, Densidad-Neutrón y Resistividad, **figuras 4.15 y 4.16**, los cuales fueron seleccionados con el objetivo de ejemplificar la aplicación de los valores de corte así como las variaciones que se presentan en el cálculo del volumen de hidrocarburos al utilizar los diferentes tipos de espesores definidos en el Capítulo I.

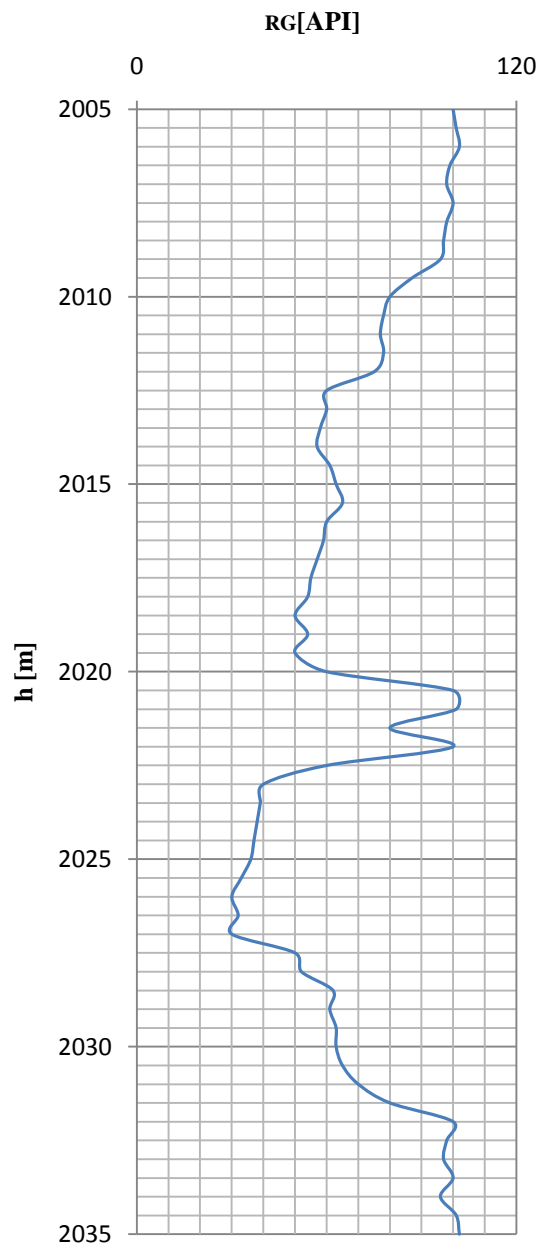


Figura 4.15. Registro de RG perteneciente a una formación X

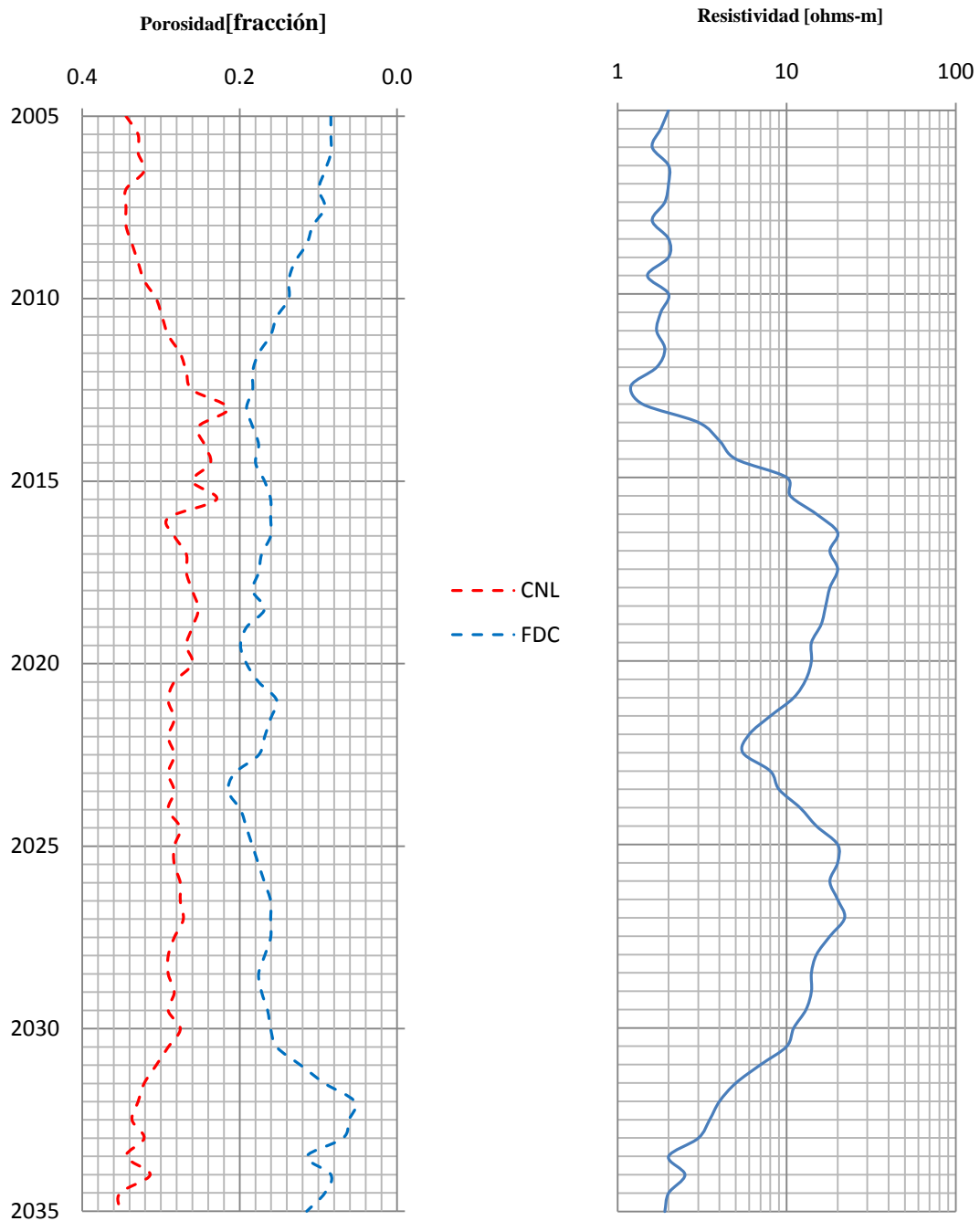


Figura 4.16. Registros de porosidad y resistividad pertenecientes a una formación X

Utilizando la ecuación 3.11 se calcula el índice de rayos gamma para una  $RG_{\min}$  de 30 y una  $RG_{\max}$  de 102; con la ecuación 3.12 se obtiene el porcentaje de arcilla para todo el intervalo, los resultados obtenidos se grafican en la **figura 4.17**. Evidentemente, el espesor bruto,  $h_b$ , abarca una extensión de 30 metros por debajo de los 2005 metros de profundidad.

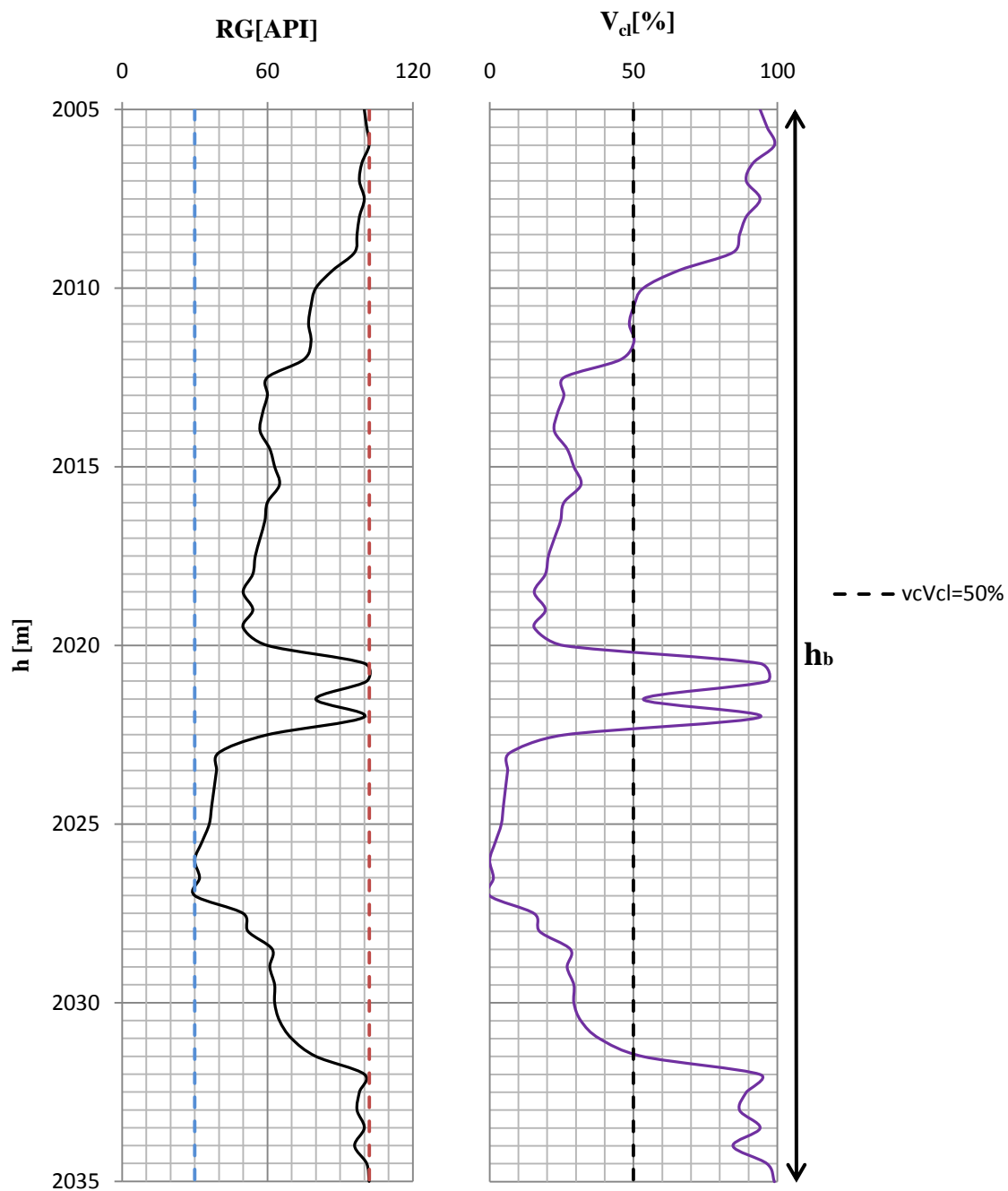


Figura 4.17. En rojo línea base de lutitas y en azul línea base de arenas

La gráfica del lado derecho en la **figura 4.17** presenta la variación del porcentaje de arcilla para todo el espesor bruto, la línea negra punteada representa un valor de corte de arcilla de 50% para formaciones arcillosas, el objetivo de aplicar dicho valor es identificar el espesor neto poroso, el cual está dado como la sumatoria de  $h_{n1}+h_{n2}$ , **figura 4.18**.



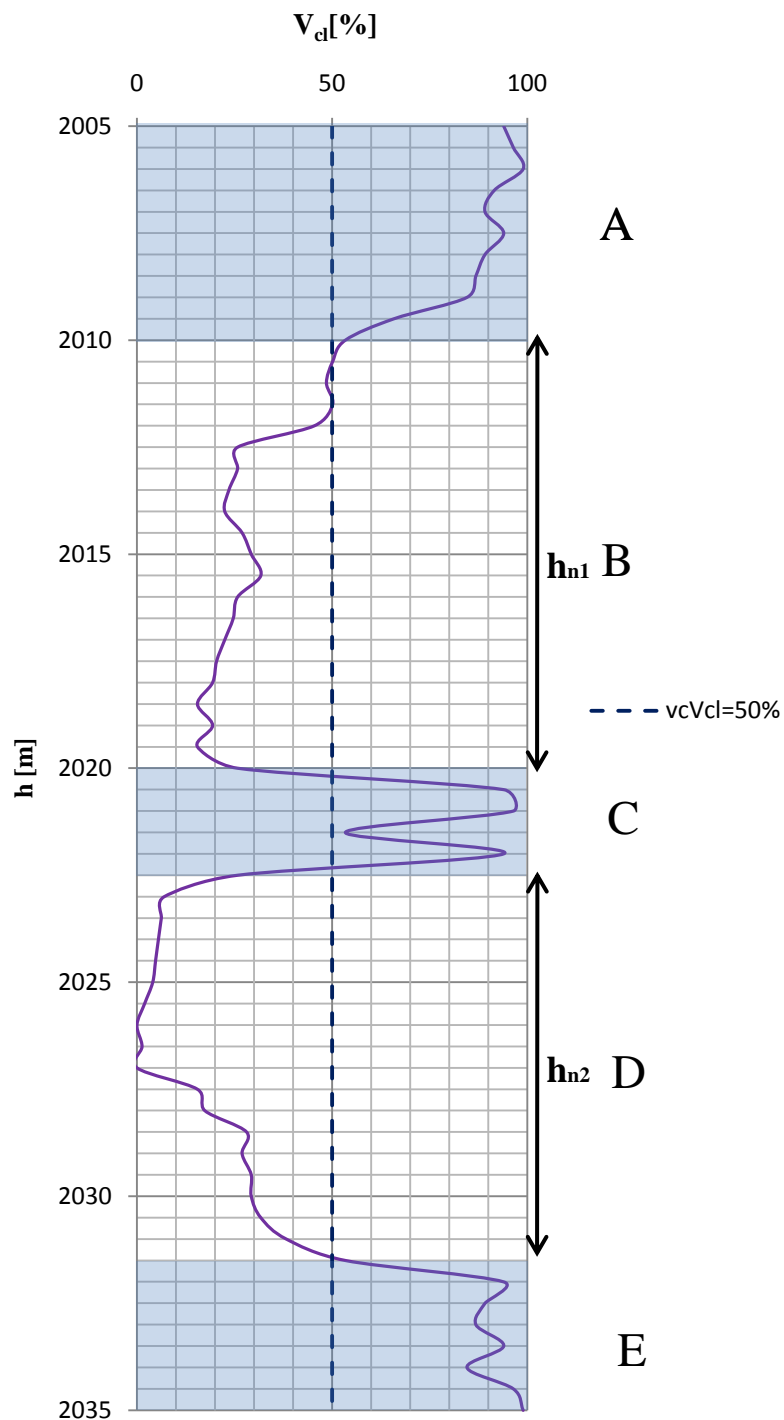


Figura 4.18. Reducción de espesor bruto después de aplicar  $vcV_{cl}$

Como anteriormente se explicó,  $h_b = 30\text{m}$ ; por lo tanto, después de aplicar el  $vcV_{cl}$  el espesor bruto se subdivide en 5 capas como se muestra en la **figura 4.18** y en la tabla 4.8.

Capa	Intervalo	Espesor [m]	
A	2005-2010	5	
B	2010-2020	10	
C	2020-2022.5	2.5	
D	2022.5-2031.5	9	
E	2031.5-2035	3.5	
	<b>Total</b>	30	<b>h<sub>b</sub></b>

Tabla 4.8. Capas en las que se divide el espesor bruto

Las capas A, C y E no se consideran en la evaluación del yacimiento debido al alto contenido de arcilla, no obstante, si el volumen de hidrocarburos se calcula tomando en cuenta dichas capas, éste estará dado por:

$$V_{h_b} [\text{MMbl}] = 6.289A[\text{km}^2]h_b[\text{m}](\bar{\phi})(\bar{S}_o) @ \text{c. y.}$$

Para poder estimar el volumen de hidrocarburos con la ecuación anterior es necesario obtener la porosidad y la saturación de aceite promedio. La porosidad efectiva es el promedio de la porosidad derivada del registro neutrón y la porosidad deriva del registro de densidad, ambas corregidas por presencia de arcilla.

Las porosidades correspondientes a la zona base de lutitas son  $\phi_{nsh} = 0.32$  y  $\phi_{dsh} = 0.09$ , según se ilustra en la **figura 4.19**; de esta forma, por ejemplo:

**A 2034 m.** De la ecuación 3.70

$$\phi_n = 0.314 - 0.846(0.320) = 4.3[\%]$$

Con la ecuación 3.69

$$\phi_d = 0.084 - 0.846(0.090) = 0.8[\%]$$

Con la ecuación 3.71

$$\phi = \frac{4.3 + 0.8}{2} = 2.5[\%]$$

En la tabla 4.9 se proporcionan los valores de porosidad efectiva obtenidos para algunas de las profundidades correspondientes al espesor bruto.

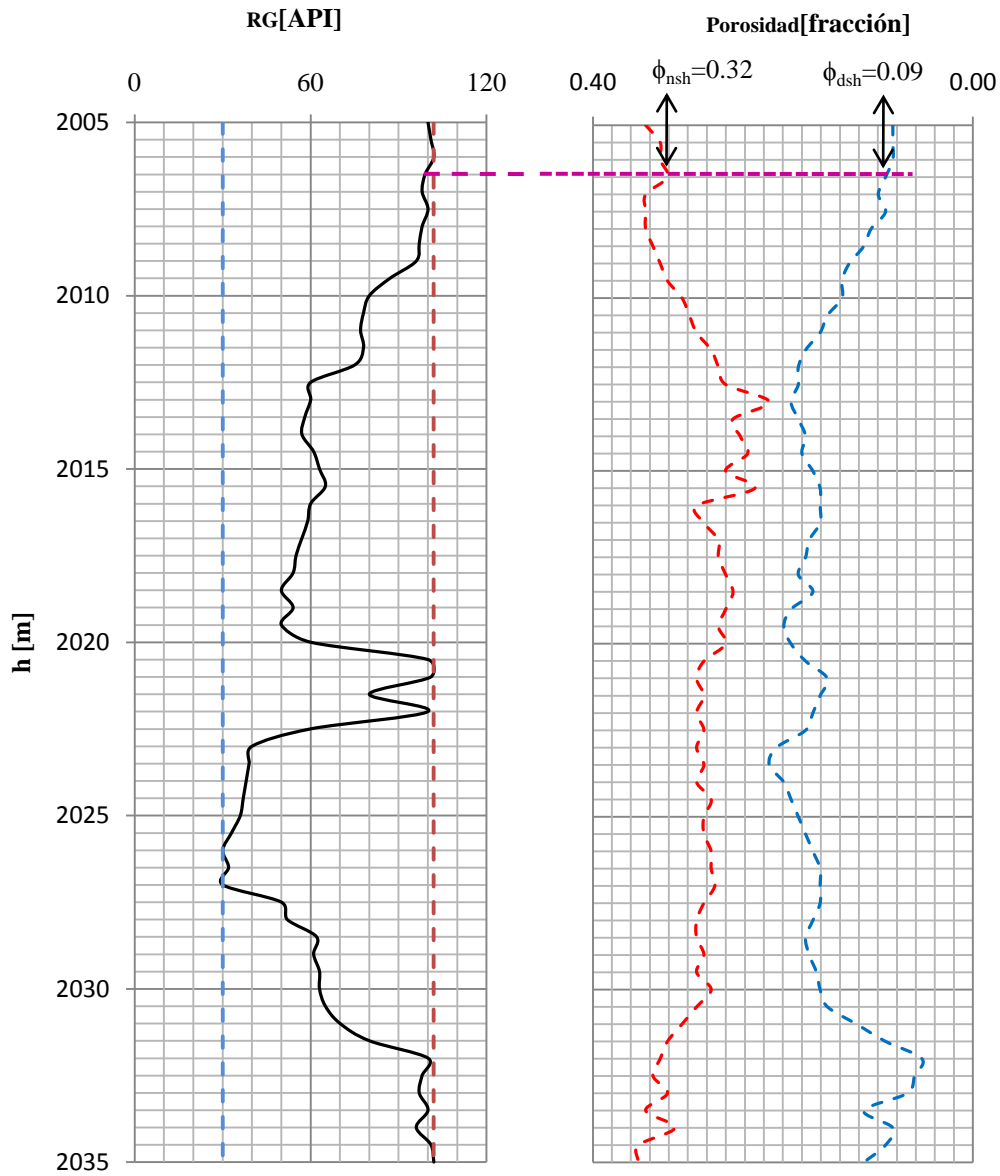


Figura 4.19. Valores de porosidad correspondientes a la zona base de lutitas

h[m]	fracción		
	$\phi_d$	$\phi_n$	$\phi$
2006.5	0.009	0.028	0.019
2012.5	0.160	0.178	0.169
2017.5	0.158	0.202	0.180
2021.5	0.113	0.112	0.112
2026.0	0.168	0.275	0.222
2030.5	0.124	0.189	0.157
2034.0	0.008	0.043	0.025

Tabla 4.9. Valores de porosidad efectiva para algunas profundidades en el intervalo 2005-2035m

La porosidad promedio para todo  $h_b$  se calcula de la siguiente forma:

$$\bar{\phi} = \frac{\sum_{i=1}^n \phi_i}{n} = 12.6[\%]$$

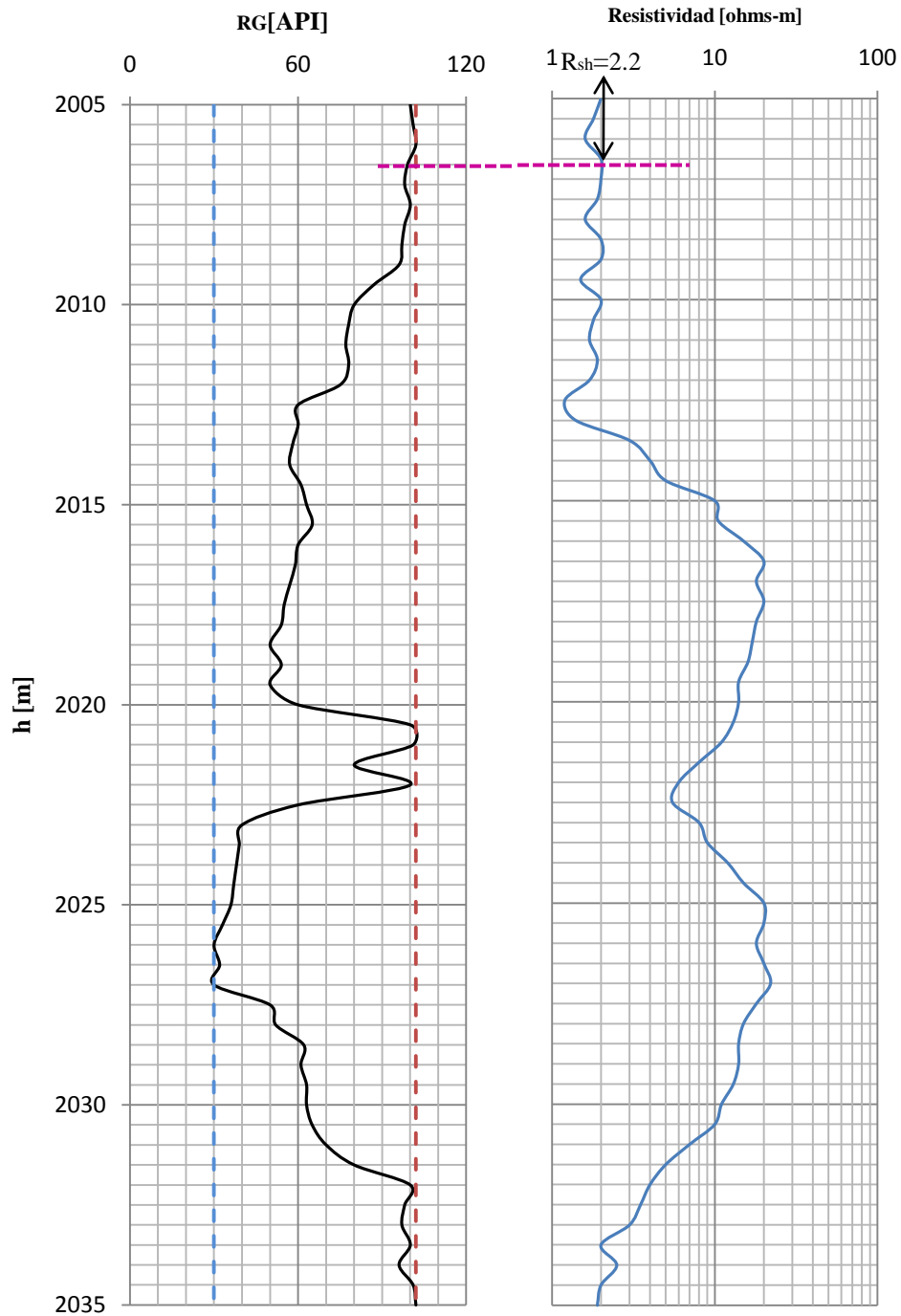


Figura 4.20. Valor de resistividad correspondiente a la zona base de lutitas

Para determinar la saturación de agua se utiliza la ecuación 3.23 considerando una  $R_w$  de 0.05 ohms-m y una  $R_{sh}$  de 2.2 ohms-m como se indica en la **figura 4.20**. A **2034m** se tiene que la saturación de agua es:

$$S_w = \sqrt[2]{\frac{(0.81)(0.05)}{(0.025^2)(2.5)} - \frac{(0.846)(0.05)}{(0.4)(0.025)(2.2)}} = 311[\%]$$

Evidentemente no es posible tener saturación de agua mayor al 100%, por lo tanto para calcular la saturación de agua promedio en todo el intervalo en los casos en que se tienen valores de saturación de agua por encima del 100% se considerará la  $S_w=100\%$ . Algunos resultados obtenidos se resumen en la tabla 4.10:

h[m]	$S_w$ [%]
2006.5	480
2012.5	100
2017.5	19
2021.5	36
2026.0	21
2030.5	29
2034.0	311

Tabla 4.10. Resultados del cálculo de  $S_w$

La saturación de agua promedio es:

$$\overline{S_w} = \frac{\sum_{i=1}^n S_{wi}}{n} = 56.7\%$$

Si se considera un área igual a 10 km<sup>2</sup>, el volumen de hidrocarburos es:

$$V_{hb} = 6.289(30)(10)(0.126)(1 - 0.567) = 103.0[\text{MMbl}] \quad @c.y.$$

Cabe señalar que  $V_{hb}$  es el volumen de hidrocarburos que se tiene en el yacimiento más no el volumen producible debido a que en el yacimiento se tendrá saturación residual de aceite.

En la tabla 4.11 y en la **figura 4.21** se presentan las variaciones que se tiene al calcular  $V_{hb}$  dependiendo del área del yacimiento.

$h_b$		Área[km <sup>2</sup> ]	$V_{hb}$ [MMbl]@c.y.
Longitud [m]	30	1	10.3
$\phi$	12.6%	10	103.0
$S_w$	56.7%	50	515.2
$S_o$	43.3%	100	1030.4

Tabla 4.11. Variación de  $V_{hb}$  en función del área

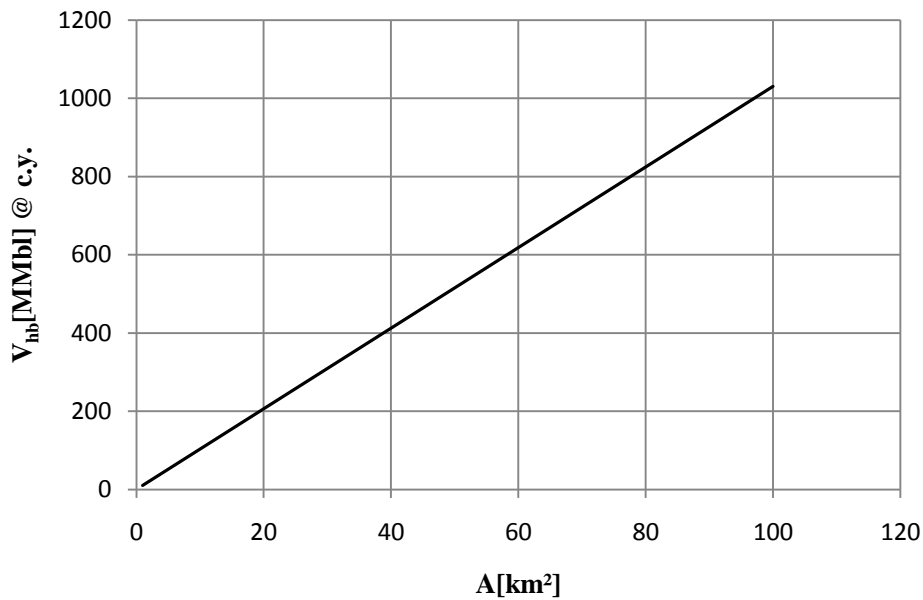


Figura 4.21. Volumen de hidrocarburos utilizando  $h_b$  para diferentes áreas

Ahora bien de acuerdo a la figura 4.18 el espesor neto poroso es:

$$h_n = h_{n1} + h_{n2} = 10 + 9 = 19[\text{m}]$$

La porosidad y saturación de agua promedio en el espesor neto son:

$$\bar{\phi} = \frac{10(\bar{\phi}_{h_{n1}}) + 9(\bar{\phi}_{h_{n2}})}{19} = \frac{10(0.158) + 9(0.192)}{19} = 17.41[\%]$$

$$\bar{S}_w = \frac{10(\bar{S}_{w_{h_{n1}}}) + 9(\bar{S}_{w_{h_{n2}}})}{19} = \frac{10(0.526) + 9(0.268)}{19} = 40.37[\%]$$

Si el área es de 10 km<sup>2</sup> se tiene un volumen de hidrocarburos de:

$$V_{h_n} = 6.289(19)(10)(0.174)(1 - 0.403) = 124.12[\text{MMbl}] \text{ @c.y.}$$

h <sub>n</sub>		Área[km <sup>2</sup> ]	V <sub>hn</sub> [MMbl]@c.y.
Longitud [m]	19	1	12.4
Porosidad	17.4%	10	124.0
Sw	40.4%	50	620.2
So	59.6%	100	1240.4

Tabla 4.12. Volumen de hidrocarburos utilizando h<sub>n</sub> para diferentes áreas

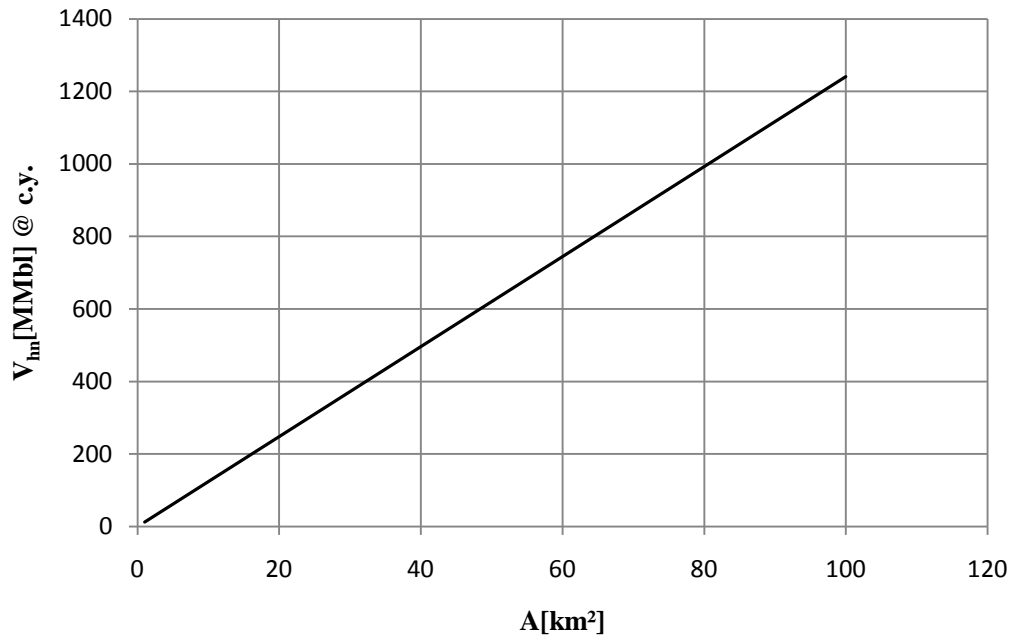


Figura 4.22. Volumen de hidrocarburos utilizando h<sub>n</sub> para diferentes áreas

En la **figura 4.23** se grafica la saturación de agua para las dos capas que tienen menos del 50% de material arcilloso, es decir para el espesor neto (capa B y D). Se observa que en h<sub>n1</sub> el intervalo de 2010 a 2013 m tiene saturación de agua prácticamente del 100% por ello h<sub>nh1</sub> parte de 2013 a 2020 m y h<sub>nh2</sub> = h<sub>n2</sub>.

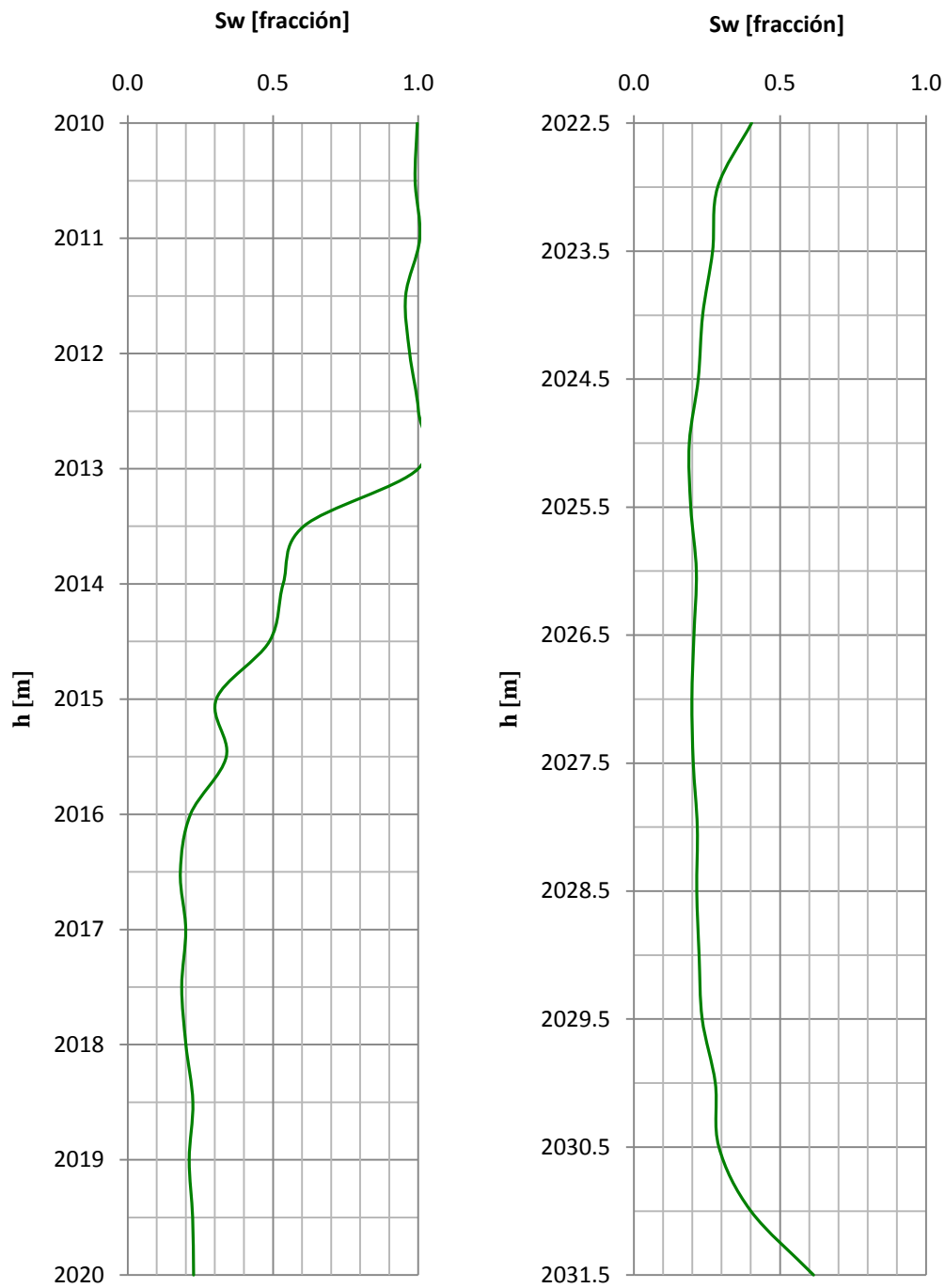


Figura 4.23. Variación de la saturación de agua para las capas B y D, respectivamente

Para poder estimar la saturación irreducible de agua y la saturación residual de aceite se considera una variación lineal en la relación porosidad-saturación.

Para la  $S_{wi}$  se usa una constante de 0.029 y para la  $S_{or}$  de 0.021, como se observa en las **figuras 4.24 y 4.25**, respectivamente.



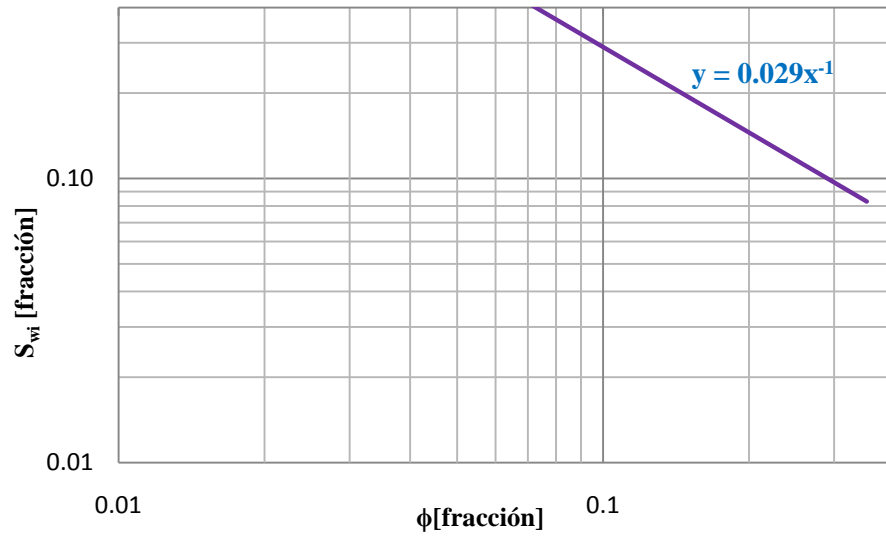


Figura 4.24. Variación lineal de la relación  $S_{or}-\phi$

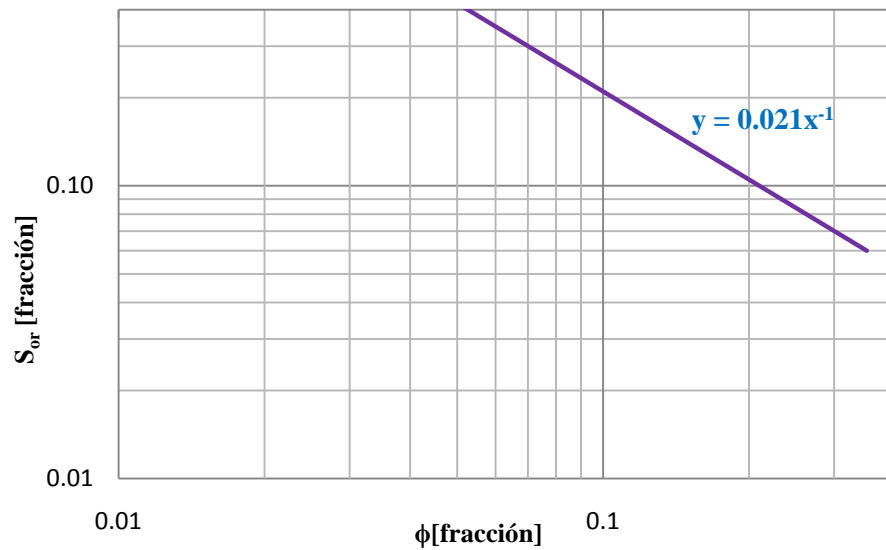


Figura 4.25. Variación lineal de la relación  $S_{wi}-\phi$

El valor de corte de saturación de agua se obtiene a partir de la  $S_{or}$ . Los cálculos se ejemplifican a continuación y en la tabla 4.13 se muestran algunos de los resultados obtenidos:

**A 2015 m**

$$S_{or} = \frac{0.021}{0.154} = 13.6[\%]$$

$$S_{wi} = \frac{0.029}{0.154} = 18.8[\%]$$

$$vcS_w = 1 - 0.136 = 86.4[\%]$$

A 2025 m:

$$S_{or} = \frac{0.021}{0.225} = 9.3[\%]$$

$$S_{wi} = \frac{0.029}{0.225} = 12.9[\%]$$

$$vcS_w = 1 - 0.093 = 90.7[\%]$$

h[m]	∅ [fracción]	S <sub>w</sub> [fracción]	S <sub>wi</sub> [fracción]	S <sub>or</sub> [fracción]	vcS <sub>w</sub> [fracción]
2013	0.15	1.00	0.19	0.14	0.86
2015	0.15	0.30	0.19	0.14	0.86
2017	0.17	0.20	0.17	0.12	0.88
2019	0.19	0.21	0.16	0.11	0.89
2023	0.23	0.29	0.12	0.09	0.91
2025	0.23	0.19	0.13	0.09	0.91
2026	0.22	0.21	0.13	0.09	0.91
2027	0.22	0.20	0.13	0.10	0.90
2028	0.19	0.22	0.15	0.11	0.89
2029	0.17	0.22	0.17	0.12	0.88
2030	0.16	0.28	0.18	0.13	0.87
2031	0.14	0.40	0.21	0.15	0.85

Tabla 4.13. Valores de S<sub>w</sub>, S<sub>or</sub> y vcS<sub>w</sub> para algunas profundidades correspondientes a las capas B y D

En la **figura 4.26** se ilustra la reducción del espesor neto poroso representado por  $h_{n1}$ , la grafica de  $S_{wi}$  demuestra que se tiene flujo de agua en todo el intervalo, mientras que la recta de valor de corte de saturación de agua indica que con excepción de, aproximadamente, 25cm por debajo de 2013m se tiene saturación de aceite mayor a  $S_{or}$  en todo el intervalo representado por  $h_{nh1}$ .

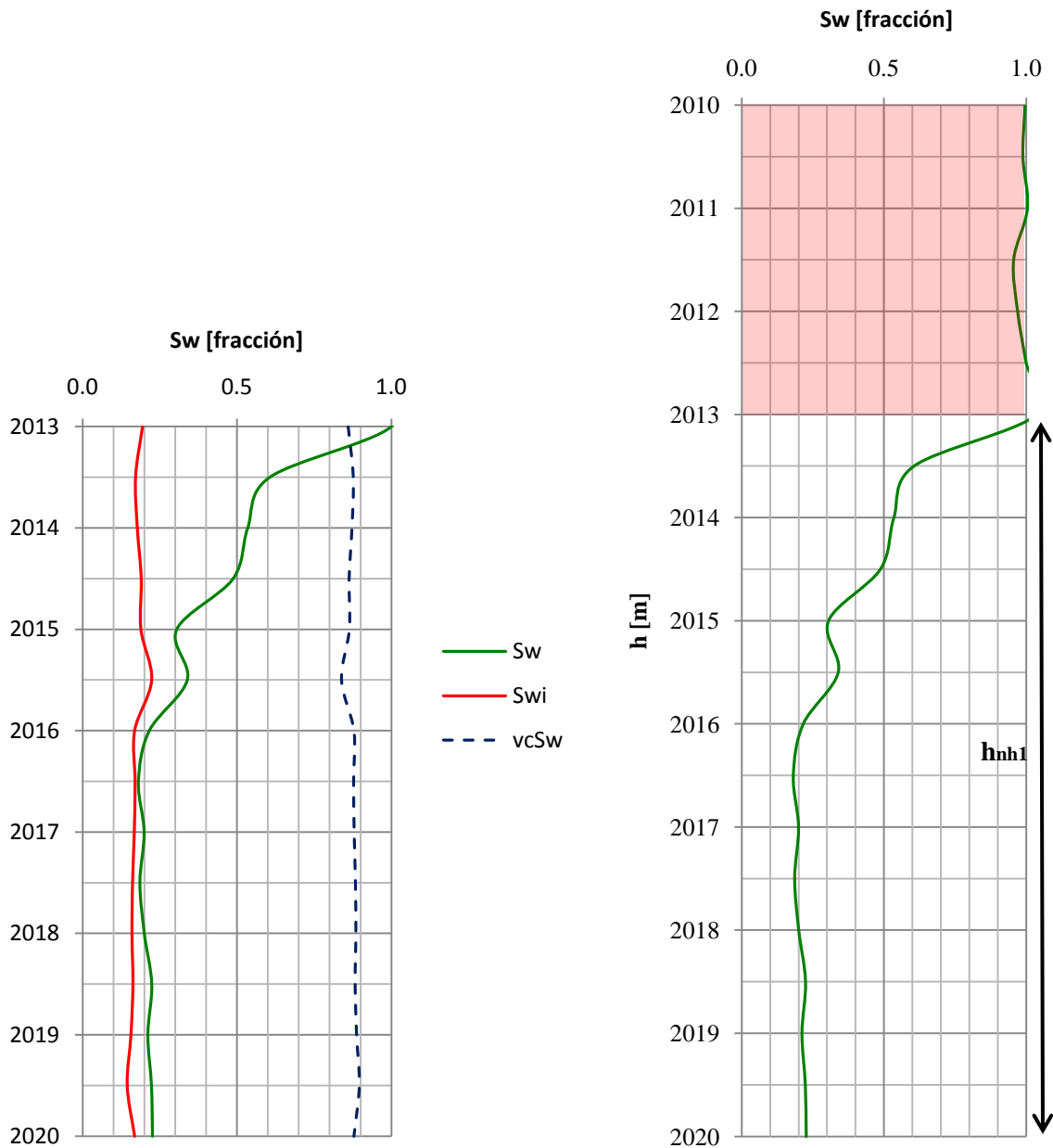


Figura 4.26. Determinación del espesor neto poroso con hidrocarburos en la capa B

Para la capa D se tienen saturaciones de agua menores al 100%, también en esta capa se presenta flujo de agua y de acuerdo al  $vcS_w$  a lo largo de los 9 metros se tiene  $S_o > S_{or}$ , **figura 4.27**. El espesor neto poroso con hidrocarburos movibles resulta de restar al espesor neto poroso con hidrocarburos los intervalos con saturación residual de aceite; para este ejemplo se considera que  $h_{nh} = h_{nhm}$ ; no obstante en términos estrictos a  $h_{nh1}$  se le deben restar los 25cm donde se tiene  $S_{or}$  como se observa en la **figura 4.26**.

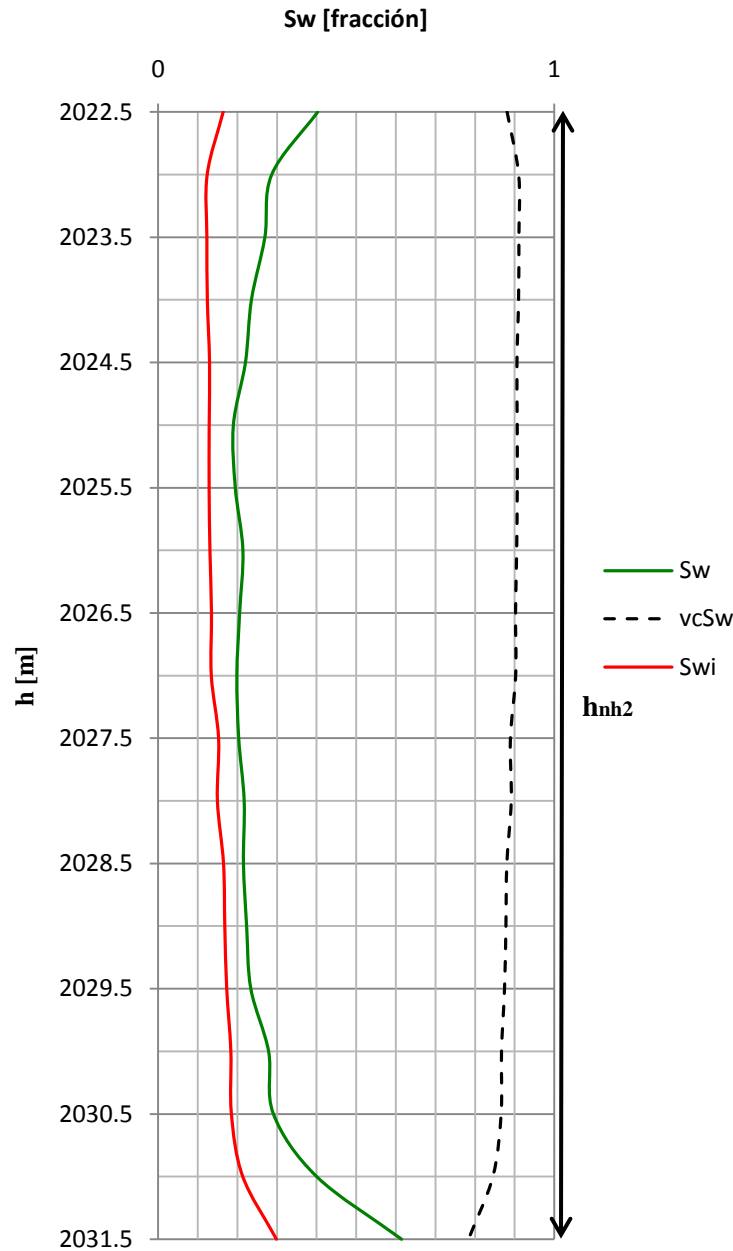


Figura 4.27. Variación de  $S_w$  de la capa D. Como se observa en esta capa  $h_{nh}$  es igual a  $h_{nhm}$

Finalmente, para obtener el volumen de hidrocarburos a partir del  $h_{nhm}$ , de aquí en adelante denominado como espesor neto productivo; de la capa B se obtiene la capa F, que va de 2013 a 2020 m, y representa el espesor neto productivo 1, para el cual se presentan los promedios de: saturación de agua, saturación de aceite, saturación residual de aceite, saturación irreductible de agua, saturación móvil de aceite, permeabilidad absoluta, flujo fraccional de agua y flujo fraccional de aceite; así como los volúmenes de hidrocarburos para distintas áreas, en la tabla 4.14.

		Capa	F
		Longitud [m]	7
Promedios		Porosidad	16.9%
		$S_w$	34.3%
		$S_o$	65.7%
		$S_{or}$	12.5%
		$S_{wi}$	17.3%
		$S_{om}$	53.2%
		$k_a$ [md]	64
		$f_w$	14.6%
		$f_o$	85.4%

Área[km <sup>2</sup> ]	V <sub>hnhm1</sub> [MMbl]@c.y.
1	4.0
10	39.7
50	198.3
100	396.7

Tabla 4.14. Volumen de hidrocarburos movibles, de la capa F (parte de la capa B) para distintas áreas

Para el espesor neto productivo 2 o capa D, que va de 2022.5 a 2031.5 m, los promedios de saturación de agua, saturación de aceite, saturación residual de aceite, saturación irreductible de agua, saturación movable de aceite, permeabilidad absoluta, flujo fraccional de agua y flujo fraccional de aceite; así como los volúmenes de hidrocarburos para distintas áreas se presentan en la tabla 4.15.

		Capa	D
		Longitud [m]	9
Promedios		Porosidad	19.2%
		$S_w$	26.8%
		$S_o$	73.2%
		$S_{or}$	11.5%
		$S_{wi}$	15.9%
		$S_{om}$	61.7%
		$k_a$ [md]	274
		$f_w$	9.5%
		$f_o$	90.5%

Área[km <sup>2</sup> ]	V <sub>hnhm2</sub> [MMbl]@c.y.
1	6.7
10	67.2
50	335.9
100	671.9

Tabla 4.15. Volumen de hidrocarburos movibles, de la capa D para distintas áreas

El cálculo del volumen de hidrocarburos producible se presenta por separado para cada capa en las tablas 4.14 y 4.15, la saturación de aceite utilizada es la saturación movable de aceite se calcula empleando la ecuación 1.13 de la siguiente manera:

**Para la capa F**

$$\overline{S_{om}} = 0.657 - 0.125 = 53.2[\%]$$

Para la capa D

$$\overline{S}_{om} = 0.732 - 0.115 = 61.7[\%]$$

La suma de los volúmenes de hidrocarburos producibles en los espesores F y D se resume en la tabla 4.16 y la variación con respecto al área se gráfica en la **figura 4.28**. En la tabla 4.17 se presentan la comparación de los diferentes volúmenes.

Área[km <sup>2</sup> ]	V <sub>h<sub>nhmt</sub></sub> [MMbl]@c.y.
1	10.7
10	106.9
50	534.2
100	1068.6

Tabla 4.16. Volumen total de hidrocarburos producibles para distintas áreas

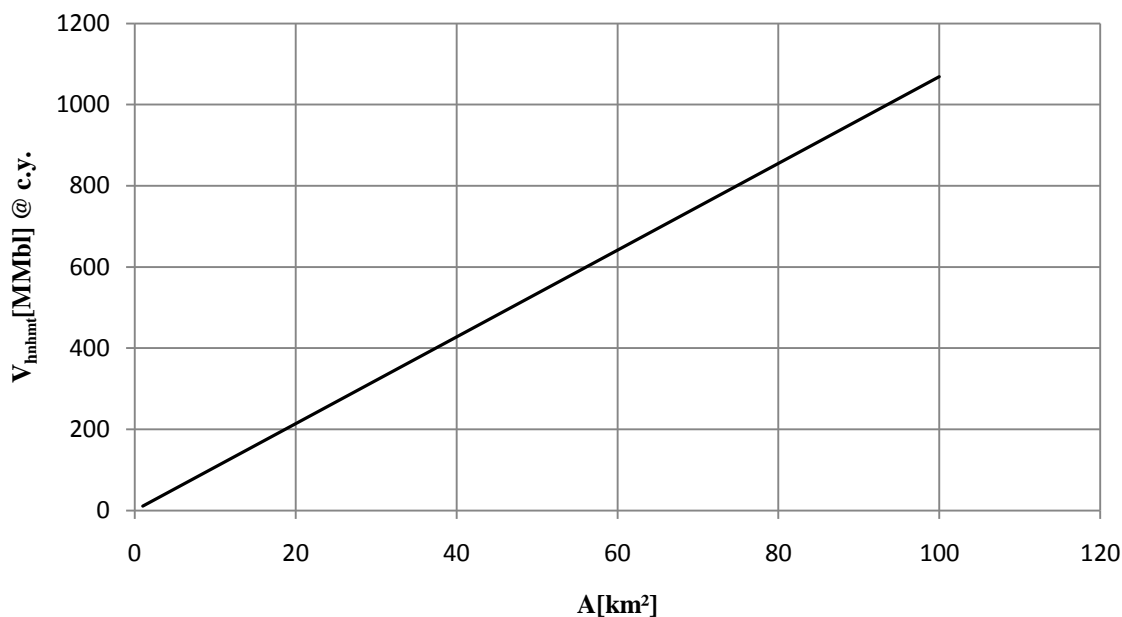


Figura 4.28. Variación del volumen de hidrocarburos producible con respecto al área

Área[km <sup>2</sup> ]	V <sub>hb</sub> [MMbl]	V <sub>hn</sub> [MMbl]	V <sub>h<sub>nhmt</sub></sub> [MMbl]
1	10.3	12.4	10.7
10	103.1	124.0	106.9
50	515.3	620.2	534.2
100	1030.7	1240.4	1068.6

Tabla 4.17. Comparación de los diferentes volúmenes de hidrocarburos calculados para distintas áreas

Comparando los resultados obtenidos en el cálculo del volumen de hidrocarburos se observa que, por ejemplo, para 10 km<sup>2</sup> el volumen de hidrocarburos calculado utilizando el espesor neto es el mayor, esto sugiere que necesariamente el volumen total producible debe ser menor debido a que en los cálculos de las capas D y F se consideró la saturación residual de aceite; de hecho estos volúmenes serán iguales si en todo el espesor neto poroso se tiene saturación de agua menor al 100% y además  $S_o > S_{or}$ .

Específicamente en este ejemplo no se tiene mucha variación entre  $V_{hb}$  y  $V_{h_{nhmt}}$ ; sin embargo, esto no significa que se puedan utilizar indistintamente ya que  $V_{hb}$  siempre presentará mayor incertidumbre de ser recuperado, debido a las suposiciones que se toman al realizar los cálculos; por ejemplo, para calcular la saturación de agua promedio se consideraron saturaciones de agua de 100% en los intervalos donde se tenían valores ilógicos de saturación de agua, otro aspecto importante es que no se tomó en cuenta la saturación residual de aceite. Cabe señalar que  $V_{h_{nhmt}}$  no necesariamente debe ser menor que  $V_{hb}$ , como quedó demostrado en este ejercicio; la diferencia entre el valor de uno u otro dependerá de las consideraciones que se hagan al realizar los cálculos así como de la procedencia de la información que se utilice.

Continuando con este ejemplo ahora se calcularán todos los valores de corte a partir del valor de corte de flujo fraccional de agua para el intervalo representado por  $h_{n1}$  o capa B. En la **figura 4.29** se traza la gráfica de flujo fraccional de agua para el espesor neto poroso  $h_{n2}$  o capa D; la línea punteada en color verde representa un valor de corte de flujo fraccional de agua de 60%, las viscosidades de aceite y de agua son 11 y 1.1 cp, respectivamente. Como se observa prácticamente a lo largo de todo  $h_{n2}$  se tiene producción de agua menor al 60% por lo que toda la capa D se maneja como productora. Más adelante se muestra la forma en como se obtienen los valores promedio de  $k_a$ ,  $f_w$  y  $f_o$  mostrados en la tablas 4.14 y 4.15.

Para  $h_{n1}$  o capa B se considera que la viscosidad del aceite es de 10cp y la del agua de 1cp, las permeabilidades relativas al agua y al aceite se calculan con las ecuaciones 3.106 y 3.107 empleando datos de saturación de agua y de saturación irreductible de agua, mientras que  $f_w$  se obtiene con la ecuación 1.24. Por ejemplo:

**A 2015 m:**

$$k_{rw} = \left( \frac{0.30 - 0.19}{1 - 0.19} \right)^3 = 0.003[\text{fracción}]$$

$$k_{ro} = \left(1 - \frac{0.30 - 0.19}{1 - 0.19}\right)^3 = 0.628[\text{fracción}]$$

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{1(0.628)}{10(0.003)}} = 4.52[\%]$$

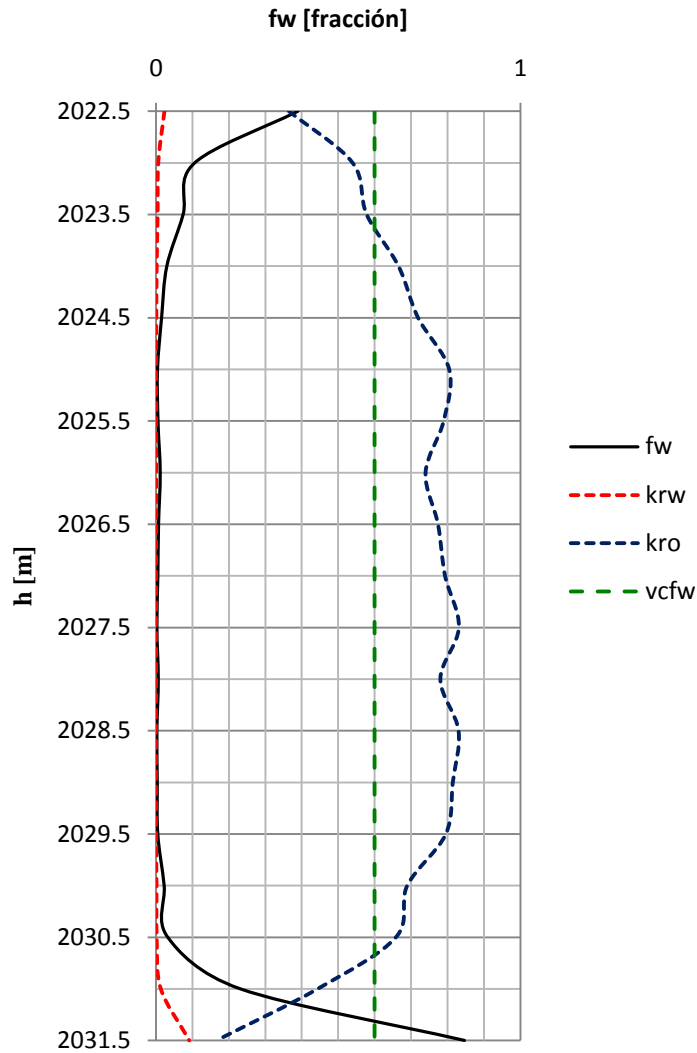


Figura 4.29. En azul y en rojo las permeabilidades relativas al aceite y al agua respectivamente para la capa D

Una vez calculado el flujo fraccional de agua para toda la capa B se trazan en una misma gráfica los datos de  $f_w$  y  $vcfw$  para identificar los intervalos en donde se tiene  $f_w$  mayor al  $vcfw$ , **figura 4.30**. El valor de corte de saturación de agua se obtiene fijando el  $vcfw$  empleando las ecuaciones 1.24 y 3.106, es decir:



A 2015m:

$$vck_{rw} = \frac{1(0.628)}{10 \left( \frac{1 - 0.6}{0.6} \right)} = 0.094$$

$$vcS_w = 0.19 + (1 - 0.19) \left( \sqrt[3]{0.094} \right) = 55.75[\%]$$

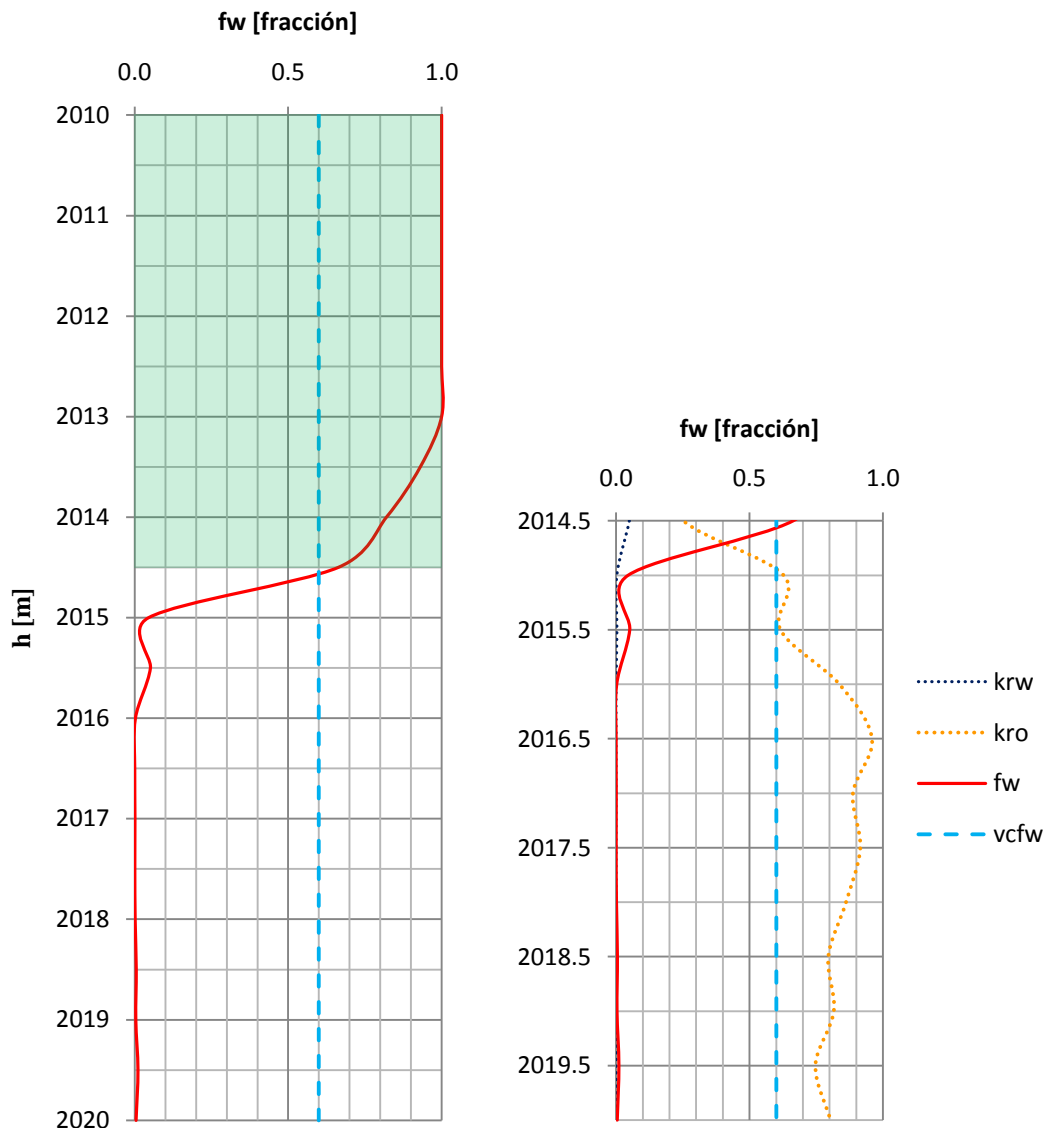


Figura 4.30. Reducción del espesor del cuerpo B al aplicar el valor de corte de flujo fraccional de agua

La saturación de agua y el valor de corte de saturación de agua para la capa B se muestran en la **figura 4.31**.

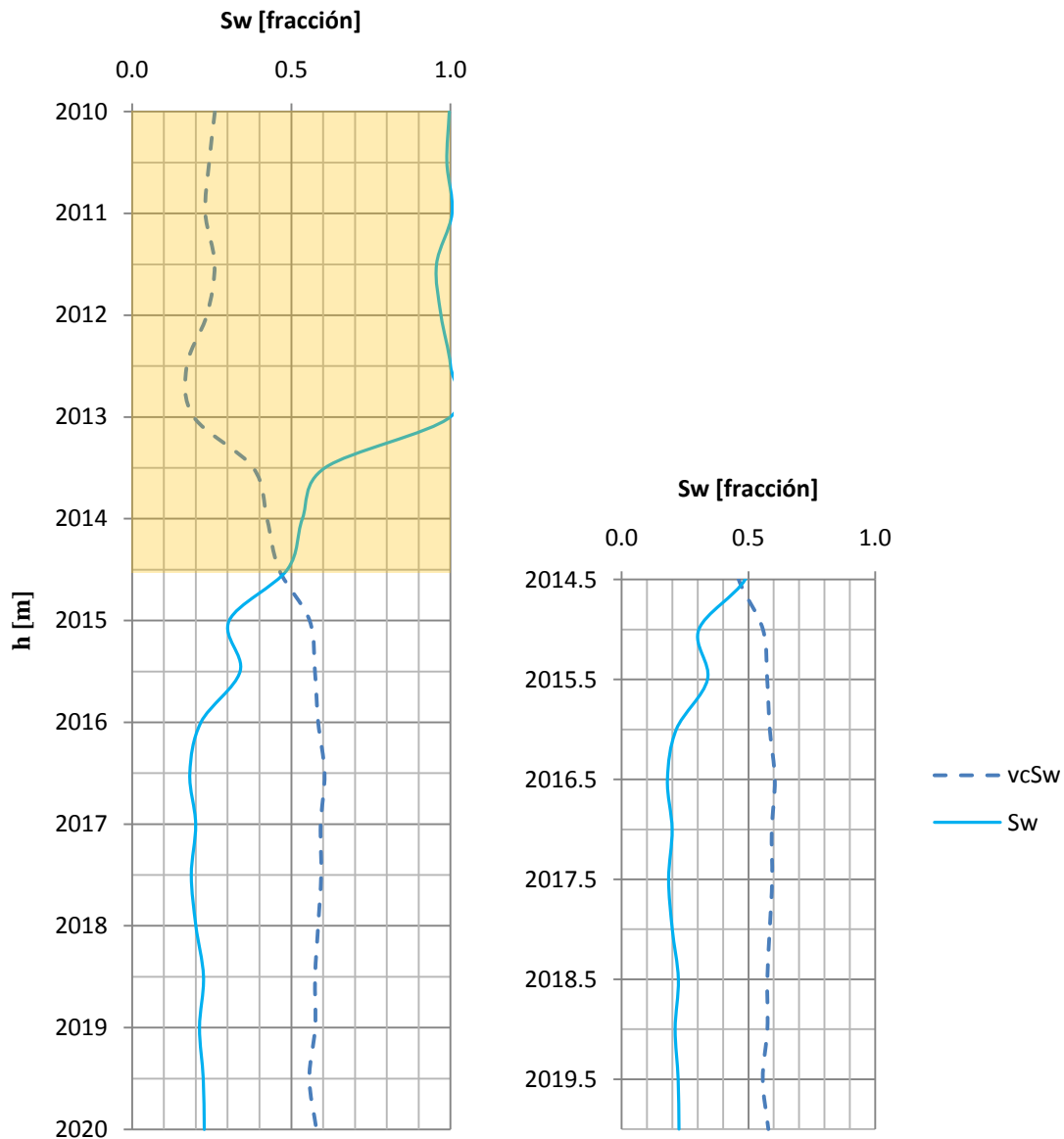


Figura 4.31. Reducción del espesor del cuerpo B al aplicar el valor de corte de saturación de agua

El valor de corte de resistividad verdadera se obtiene al despejar  $R_t$  de la ecuación de Fertl y Hammack y sustituyendo  $R_t$  por  $vcR_t$  y  $S_w$  por  $vcS_w$ , los resultados obtenidos se muestran en la **figura 4.32**.

A 2015 m:

$$vcR_t = \frac{(0.81)(0.05)}{0.154^2 \left( 0.557 + \frac{(0.293)(0.05)}{(0.4)(0.154)(2.2)} \right)^2} = 3.85[\text{ohms} - \text{m}]$$

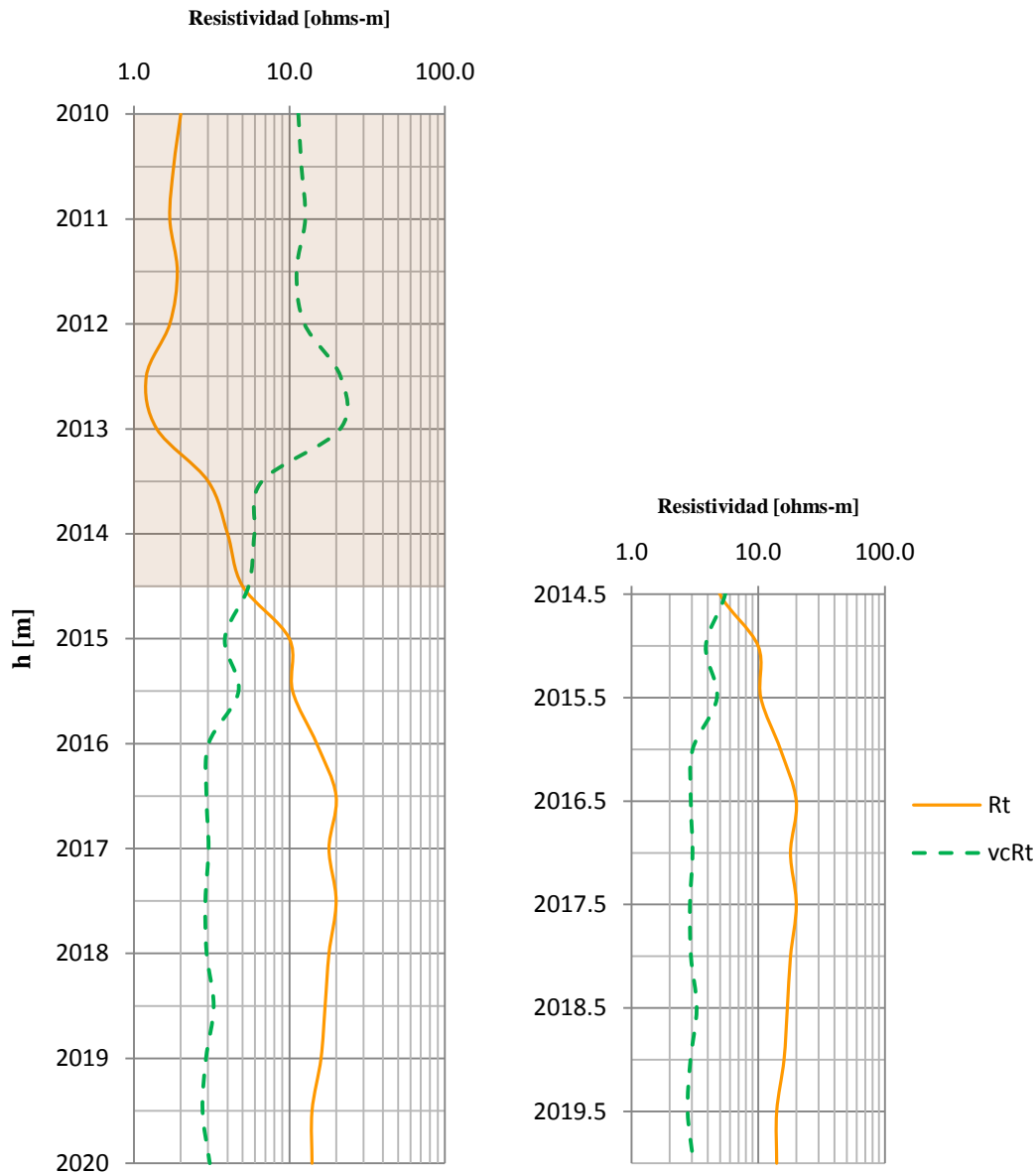


Figura 4.32. Reducción del espesor del cuerpo B al aplicar el valor de corte de resistividad

El valor de corte de porosidad se obtiene al despejar de la ecuación 3.23 la porosidad y sustituyendo  $\emptyset$  por  $vc\emptyset$  y  $S_w$  por  $vcS_w$ , los resultados obtenidos se muestran en la **figura 4.33**.

A 2015 m:

$$vc\emptyset = \frac{1}{0.557} \left( \sqrt[2]{\frac{(0.81)(0.05)}{10}} - \frac{(0.293)(0.05)}{(0.4)(2.2)} \right) = 8.43[\%]$$

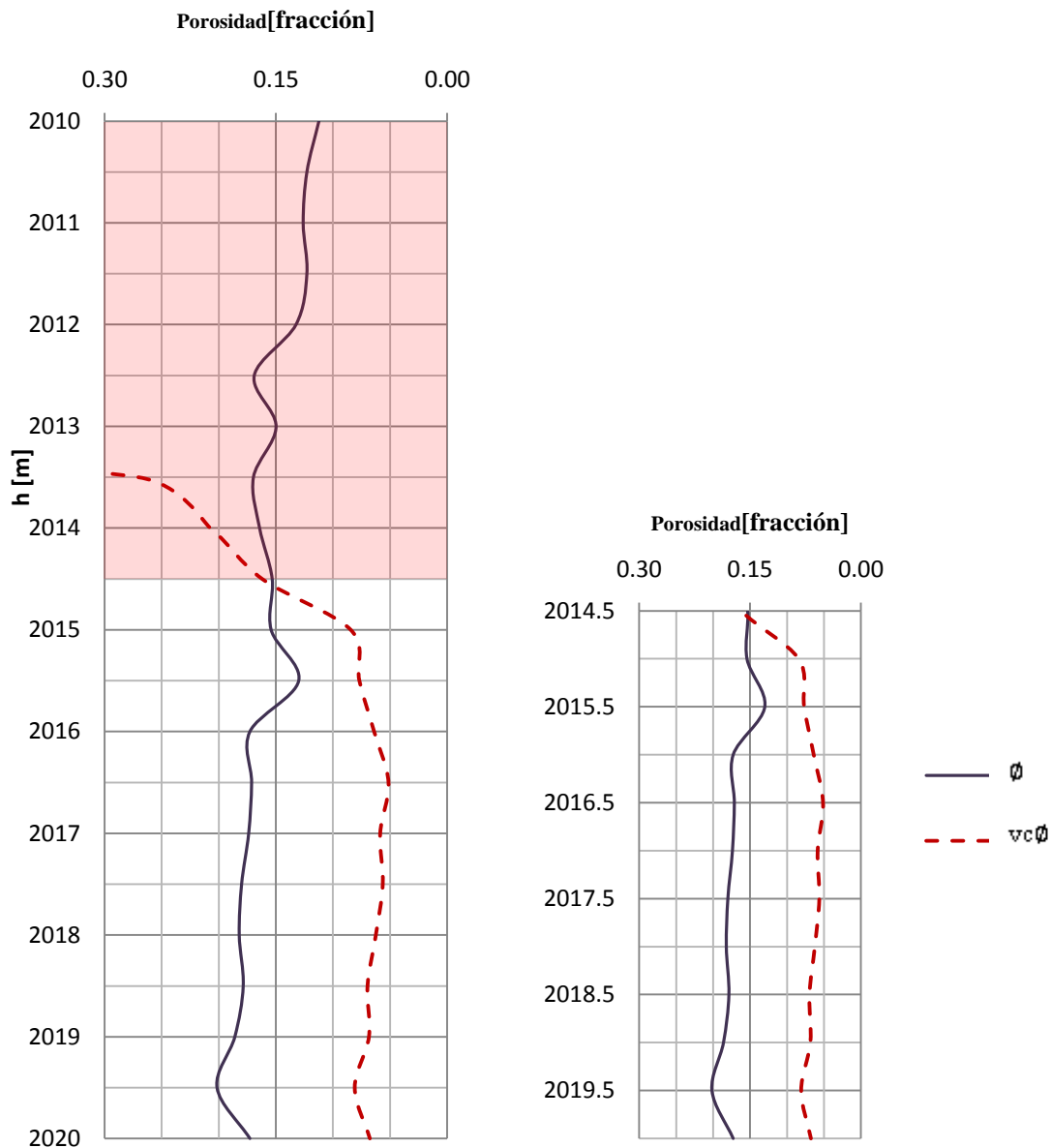


Figura 4.33. Reducción del espesor del cuerpo B al aplicar el valor de corte de porosidad

Para estimar la  $k_a$  en la capa B y D se utiliza la ecuación 3.44 empleando datos de porosidad corregida por presencia de arcilla y de saturación irreductible de agua. El valor de corte de permeabilidad se obtiene al sustituir en la ecuación 3.44  $\phi$  por  $vc\phi$  y  $k_a$  por  $vc k_a$ , por ejemplo:

**A 2015 m:**

$$k_a = 62500 \left( \frac{0.154^3}{0.188} \right)^2 = 23.69[\text{mD}]$$

$$vck_a = 62500 \left( \frac{0.084^3}{0.188} \right)^2 = 0.634[\text{mD}]$$

Los resultados de permeabilidad absoluta y valor de corte de permeabilidad absoluta para la capa B, se muestran en la **figura 4.34**.

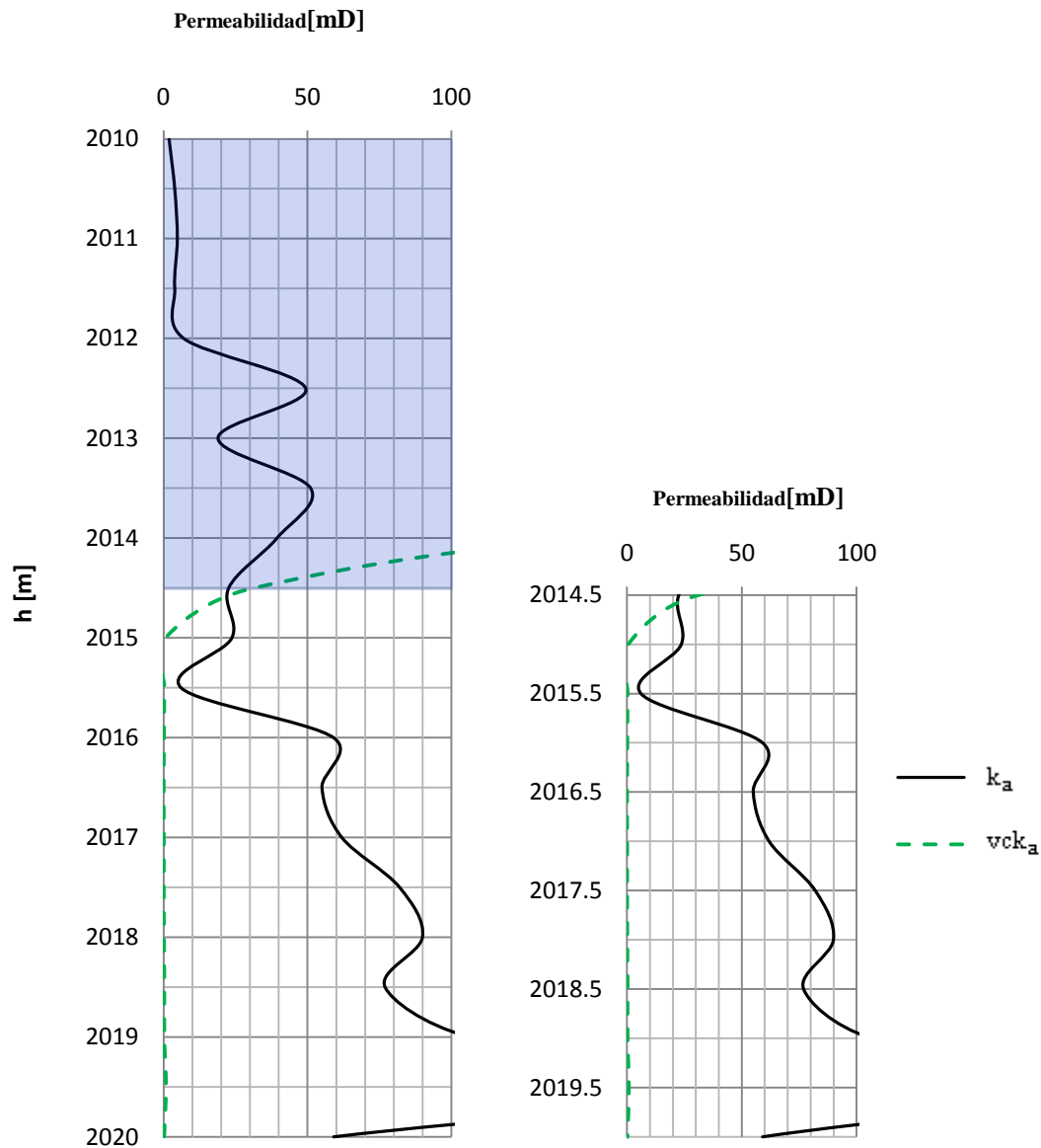


Figura 4.34. Reducción del espesor del cuerpo B al aplicar el valor de corte de permeabilidad

La movilidad del aceite se determina con la ecuación 3.48. **A 2015 m:**

$$\lambda_o = \frac{0.628}{10} = 0.063[\text{cp}^{-1}]$$

Empleando la ecuación 3.104 se determina el valor de corte de movilidad de aceite sustituyendo  $\lambda_o$  por  $vc\lambda_o$  y  $f_w$  por  $vcf_w$ .

A 2015 m:

$$vc\lambda_o = \left(\frac{0.003}{1}\right) \left(\frac{1}{0.6} - 1\right) = 0.002[\text{cp}^{-1}]$$

Los resultados de  $\lambda_o$  y  $vc\lambda_o$  calculados para la capa B, se grafican en la **figura 4.35**.

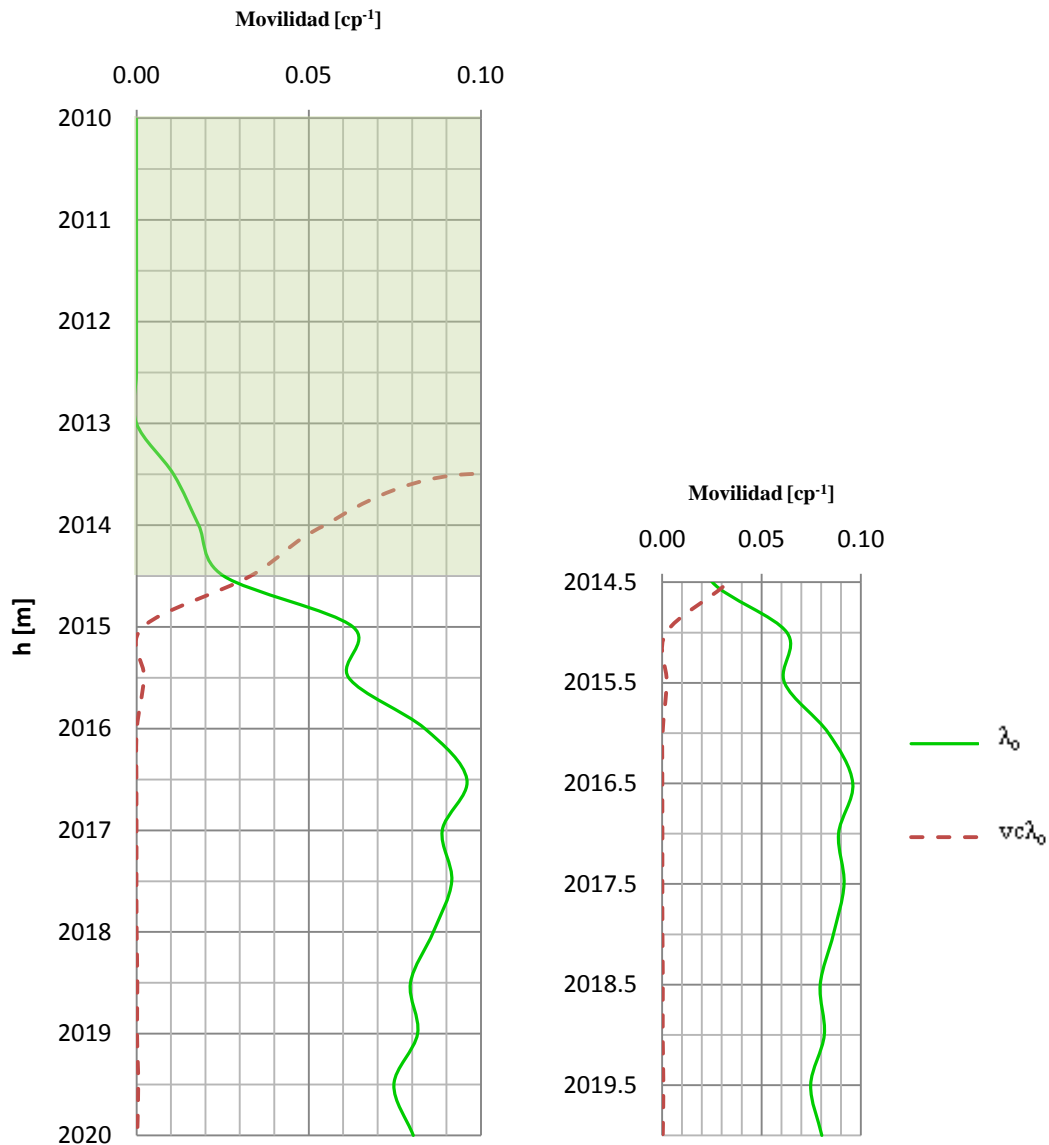


Figura 4.35. Reducción del espesor del cuerpo B al aplicar el valor de corte de movilidad

La aplicación de los valores de corte, determinados a partir de la capacidad que se tiene en superficie para manipular el agua, hace que la capa B se reduzca en 4.5m quedando un espesor de 5.5m con posibilidades de producir hidrocarburos, manejando un flujo fraccional de agua menor a 60%. Los valores promedio de  $f_w$ ,  $f_o$  y  $k_a$  se calculan de la siguiente forma:

Para la capa D:

$$\bar{f}_w = \frac{\sum_{i=1}^n f_{wi}}{n} = 9.5[\%]$$

$$\bar{f}_o = 1 - 0.095 = 90.5[\%]$$

$$\bar{k}_a = \frac{\sum_{i=1}^n k_{ai}}{n} = 274[\text{mD}]$$

Para la capa G, es decir el intervalo cuya longitud es de 5.5m, y va de 2014.5 a 2020m.

$$\bar{f}_w = \frac{\sum_{i=1}^n f_{wi}}{n} = 6.6[\%]$$

$$\bar{f}_o = 1 - 0.066 = 93.4[\%]$$

$$\bar{k}_a = \frac{\sum_{i=1}^n k_{ai}}{n} = 70[\text{mD}]$$

Por último, bajo el criterio de que el máximo flujo fraccional de agua debe ser de 60%; las capas que cumplen con dicha restricción son la capa D de 9 metros de longitud y G cuya longitud es de 5.5 metros, sumando en total 14.5 metros de espesor. Lo anterior se esquematiza en la **figura 4.36** y en la tabla 4.18 se presentan los valores promedios de  $S_w$ ,  $S_{or}$ , entre otros. En la tabla 4.19 se resumen los cálculos de varios parámetros y sus valores de corte para la capa B.

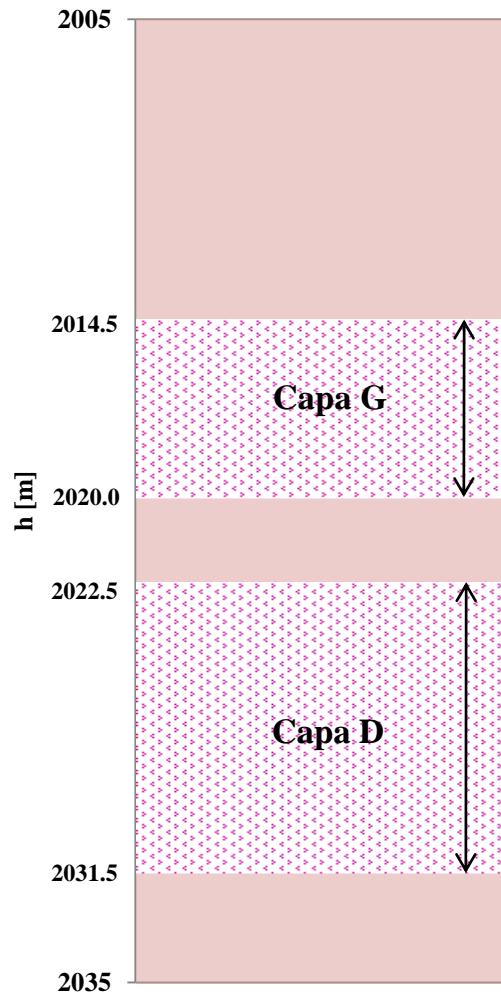


Figura 4.36. Intervalos con posibilidades de producir flujo de agua menor al 60%

		Intervalo total productor	
		Capa D	Capa G
Promedios	Longitud [m]	9	5.5
	Porosidad	19.2%	17.1%
	$S_w$	26.8%	25.0%
	$S_o$	73.2%	75.0%
	$S_{or}$	11.5%	12.4%
	$S_{wi}$	15.9%	17.1%
	$S_{om}$	61.7%	45.5%
	$k_a$ [md]	274.04	69.96
	$f_w$	9.5%	6.5%
	$f_o$	90.5%	93.5%

Tabla 4.18. Características de las capas D y G



h[m]	fracción						ohms-m	fracción	mD		cp-1	
	S <sub>w</sub>	k <sub>rw</sub>	k <sub>ro</sub>	f <sub>w</sub>	vcf <sub>w</sub>	vcS <sub>w</sub>	vcR <sub>t</sub>	vc∅	k <sub>a</sub>	vc k <sub>a</sub>	λ <sub>o</sub>	vcλ <sub>o</sub>
2010.0	1.00	0.99	0.00	1.00	0.6	0.26	11.4	0.43	1.89	5978.59	1.0E-08	6.6E-01
2010.5	0.99	0.96	0.00	1.00	0.6	0.24	11.9	0.50	3.86	18011.43	3.0E-07	6.4E-01
2011.0	1.01	1.02	0.00	1.00	0.6	0.23	12.6	0.55	4.75	33143.11	0.0E+00	6.8E-01
2011.5	0.96	0.84	0.00	1.00	0.6	0.26	11.1	0.45	3.86	9733.99	1.9E-05	5.6E-01
2012.0	0.97	0.89	0.00	1.00	0.6	0.23	12.5	0.55	7.03	35086.29	5.5E-06	5.9E-01
2012.5	1.00	1.00	0.00	1.00	0.6	0.17	21.3	0.99	49.36	1956644.36	-2.8E-11	6.7E-01
2013.0	1.00	1.00	0.00	1.00	0.6	0.19	21.2	0.80	18.88	447471.34	0.0E+00	6.7E-01
2013.5	0.61	0.14	0.11	0.93	0.6	0.38	6.7	0.27	51.09	833.60	1.1E-02	9.6E-02
2014.0	0.53	0.08	0.18	0.82	0.6	0.42	6.0	0.21	39.37	159.09	1.8E-02	5.5E-02
2014.5	0.49	0.05	0.25	0.66	0.6	0.46	5.5	0.16	22.59	31.32	2.5E-02	3.3E-02
2015.0	0.30	0.00	0.63	0.05	0.6	0.56	3.8	0.08	23.69	0.63	6.3E-02	2.0E-03
2015.5	0.34	0.00	0.62	0.05	0.6	0.57	4.7	0.08	6.06	0.26	6.2E-02	2.2E-03
2016.0	0.22	0.00	0.84	0.00	0.6	0.58	3.0	0.06	59.04	0.15	8.4E-02	1.3E-04
2016.5	0.18	0.00	0.96	0.00	0.6	0.60	2.9	0.05	55.00	0.04	9.6E-02	1.8E-06
2017.0	0.20	0.00	0.89	0.00	0.6	0.59	3.0	0.06	61.91	0.09	8.9E-02	4.0E-05
2017.5	0.19	0.00	0.91	0.00	0.6	0.59	2.9	0.06	81.99	0.08	9.1E-02	1.7E-05
2018.0	0.20	0.00	0.86	0.00	0.6	0.58	2.9	0.06	89.91	0.14	8.6E-02	7.6E-05
2018.5	0.22	0.00	0.80	0.00	0.6	0.57	3.3	0.07	76.93	0.27	8.0E-02	2.7E-04
2019.0	0.21	0.00	0.82	0.00	0.6	0.57	2.9	0.07	106.17	0.26	8.2E-02	1.9E-04
2019.5	0.22	0.00	0.75	0.01	0.6	0.56	2.8	0.08	202.35	0.84	7.5E-02	5.3E-04
2020.0	0.23	0.00	0.80	0.00	0.6	0.58	3.1	0.07	59.04	0.21	8.0E-02	2.3E-04

Tabla 4.19. Valores calculados de varios parámetros y sus valores de corte para el intervalo 2010-2020 m

En el ejemplo 1, la aplicación del valor de corte de arcilla para formaciones limpias permitió subdividir todo el intervalo en formación limpia y formación arcillosa; la importancia de la aplicación de este valor de corte radica principalmente en la reducción del trabajo que debe realizarse, si se evalúa una formación limpia en vez de una formación arcillosa; esto quedó demostrado, en los intervalos considerados formación limpia, para los cuales solo se usaron como máximo dos ecuaciones para determinar los valores de corte, mientras que en el caso de intervalos arcillosos el número de ecuaciones y cálculos se incrementó considerablemente.

En el ejemplo 2, se demostró que para eliminar intervalos donde tiene saturación residual de aceite basta con aplicar un solo valor de corte después de haber aplicado el valor de corte de arcilla. Es importante señalar que los procedimientos empleados en la determinación de los valores de corte son aplicables a nivel de pozo, esto permitió calcular todos los valores de corte; como se pudo observar, con

cualquier valor de corte diferente al de arcilla se eliminan los mismos intervalos cuya saturación de aceite es menor o igual a la saturación residual de aceite. No obstante, es necesario indicar que si se tiene como limitante la producción de agua, la aplicación del valor de corte de flujo fraccional de agua provocará que el espesor neto productivo disminuya; en este caso, después de aplicar el valor de corte de arcilla se tenían 19 m de espesor, una vez determinados los valores de corte a partir de la  $S_{or}$  el espesor se redujo a 16m y finalmente al aplicar un valor de corte de flujo fraccional de agua quedaron 14.5 m.

# **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

## CONCLUSIONES

La determinación y aplicación de valores de corte de parámetros petrofísicos en el estudio de yacimientos petroleros, contribuye significativamente en la producción rentable de hidrocarburos, como se evidenció a lo largo de los cuatro capítulos de la presente Tesis. Esto sucede debido a que en el proceso de caracterización de yacimientos, los valores de corte son una herramienta fundamental para ubicar y seleccionar las capas productoras. No obstante, los valores de corte no se limitan únicamente al proceso inicial de explotación, ya que debido a que algunas características del yacimiento se modifican conforme se explota, los valores de corte poseen un carácter dinámico y por lo mismo pueden ser aplicados tanto al inicio de la producción del yacimiento como durante todas las etapas de su explotación; sin embargo, existen parámetros considerados valores de corte para los cuales es factible trabajar desde un punto de vista estático.

Los valores de corte de arcilla, porosidad y permeabilidad absoluta pueden ser empleados de forma estática; estos dos últimos debido a que no sufren variación significativa en su magnitud durante la vida productiva del yacimiento.

Los procedimientos descritos se enfocan a la determinación de valores de corte para yacimientos cuya litología los clasifica como de areniscas o areno-arcillosos; en caso de que la litología cambie, por ejemplo si se trata de carbonatos, los procedimientos son similares, lo único que cambia son los modelos y correlaciones por aplicar.

Existen otras metodologías para el mismo fin; la selección entre un método u otro depende de varios factores, entre los cuales se pueden mencionar: la información disponible ya sea de campo o de laboratorio, el margen de error que se tiene para el cálculo de los valores de corte, el tiempo en el que se desea obtener resultados, entre otros.

Para determinar el tipo de formación; es decir, limpia, arcillosa y sin posibilidades de contener hidrocarburos, el primer valor de corte que se debe aplicar en un yacimiento es el de arcilla. Bastará con otro si la finalidad únicamente es identificar intervalos con saturación de aceite mayor a la saturación residual. Sin embargo, en algunas ocasiones es necesario la aplicación de más de dos valores de corte; por mencionar, si en una formación se utiliza el valor de corte de porosidad se eliminan intervalos con saturación de aceite menor o igual a la saturación residual y con el valor de corte de flujo fraccional de agua se pueden eliminar intervalos con alto flujo de agua aún cuando su saturación de aceite sea mayor a la saturación residual.

El valor de corte de flujo fraccional de agua es de gran importancia cuando se consideran condiciones económicas y/o operacionales ya que indica el porcentaje de agua máxima que puede ser manejada en superficie, de esta manera se marca el fin en un proceso de recuperación secundaria por inyección de agua o en un proceso de recuperación primaria. Incluso durante la caracterización del yacimiento, la aplicación de este valor de corte permite descartar intervalos en los que se tendrá alta producción de agua.

En la simulación de yacimientos, la utilización de los valores de corte elimina volúmenes de roca que no contribuyen significativamente a la producción de hidrocarburos, lo cual maximiza la eficiencia y reduce el tiempo de procesamiento de datos en los equipos de cómputo, obteniendo mejores resultados en la predicción del comportamiento del yacimiento.

De acuerdo al análisis que se realizó, se definieron cuatro tipos de espesores aplicables en el estudio de la caracterización del yacimiento. La utilización de uno u otro depende de las características que se desean evaluar. Evidentemente, para calcular el volumen original de hidrocarburos se requiere conocer el espesor neto poroso; sin embargo, el espesor neto poroso con hidrocarburos móviles es el que se emplea al estimar el volumen de hidrocarburos que presenta altas probabilidades de ser recuperable y su determinación resulta de la aplicación de valores de corte.

Finalmente, la repercusión que se tiene al aplicar valores de corte, se refleja en la maximización económica de los yacimientos petroleros.

## RECOMENDACIONES

- Determinar los valores de corte desde un enfoque basado en un modelo de administración integral del yacimiento; de esta forma se obtienen resultados más aproximados al evaluar el yacimiento.
- Obtener los valores de corte considerando las características del yacimiento aún cuando no sea rentable producir, por ejemplo 10% de aceite y 90% de agua, ya que si conforme se desarrolle el campo mejora la infraestructura para el procesamiento del agua es posible incorporar los intervalos que en un principio no eran atractivos.
- Actualizar propiedades como porosidad, permeabilidad, saturaciones, entre otros, a medida en que se explota el campo ya que se cuenta con mayor

información; de hecho, el yacimiento se conoce con mayor precisión cuando termina su etapa de explotación. Si bien la información que se obtiene ya no sirve para utilizarse en el mismo yacimiento, puede emplearse para ajustar los modelos que permiten determinar los valores de corte o para elaborar nuevos modelos y aplicarlos en yacimientos similares.

- Determinar todos los valores de corte, debido a que si se comprueba la continuidad lateral de los estratos, éstos pueden ser aplicados a nivel de yacimiento; por citar un ejemplo: si para el pozo A se obtienen todos los valores de corte y para los pozos B y C se tienen los registros de porosidad y resistividad, respectivamente; entonces, el valor de corte de porosidad y el valor de corte de resistividad calculados para el pozo A pueden aplicarse en los pozos B y C con bastante precisión.
- Tomar en cuenta la variación que sufren todos los parámetros considerados valores de corte, aún cuando ésta no sea muy significativa.

## BIBLIOGRAFÍA

1. Aguilera, R. : Naturally Fractured Reservoirs, Segunda Edición, Editorial Penn Well, 1995.
2. Ahmed, T. : Reservoir Engineering, Tercera Edición, Editorial Gulf Professional Publishing, 2006.
3. Amyx, J. W.; Bass, D. M.; Whiting, R. L. : Petroleum Reservoir Engineering-Physical Properties, Editorial Mc Graw-Hill, 1960.
4. Arana, O. V. H.; Trujillo, E. D.; Sánchez, V. J. : Apuntes de Simulación Numérica de Yacimientos, UNAM, FI.
5. Asquith, G. B. : Log Evaluation of Shale Sandstone: A Practical Guide, Editorial The American Association of Petroleum Geologists, Abril 1990.
6. Bowen, D. G. : Formation Evaluation and Petrophysics, Jakarta, Indonesia, 2003.
7. Consentino, L. : Integrated Reservoir Studies, Editorial Technip, 2001.
8. Cossé, R. : Oil and Gas Field Development Techniques-Basics of Reservoir Engineering, Editorial Technip, 1993.
9. Craig, F. F. : Aspectos de Ingeniería en la Inyección de Agua, Editorial Society of Petroleum Engineers, Junio 1982.
10. Dake, L. P. : Fundamentals of Reservoir Engineering, Editorial Elsevier Science B. V., 1978.
11. Dikkers, A. J. : Geology in Petroleum Production, Editorial Elsevier Science, 1985.
12. Donaldson, E. C.; Waqi, A. : Wettability, Editorial Gulf Publishing, 2008.
13. Doveton, J. H. : Basics of Oil and Gas Log Analysis, Editorial Doveton, 1999.
14. Ekwere, J. P. : Petrophysics, Department of Petroleum and Geosystems Engineering.
15. Escobar, M. F. H. : Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos, Editorial Universidad Surcolombiana.
16. Halliburton : Basic Petroleum Geology and Log Analysis, Halliburton, 2001.
17. Honarpour, M.; Koederitz, L.; Harvey, A. H. : Relative Permeability of Petroleum Reservoirs, Editorial CRC Press.
18. Paris de Ferrer, M. : Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos, Segunda edición, Editorial Astro Data S.A., 2001.
19. Passey, Q. R. : Petrophysical Evaluation of Hydrocarbon Pore- Thickness in Thinly Bedded Clastic Reservoirs, Editorial Published by The American Association of Petroleum Geologists Tulsa, Oklahoma, USA.

20. Rodríguez, N. R. : Apuntes de Principios de Mecánica de Yacimientos, Facultad de Ingeniería, UNAM 2002.
21. Teknica Petroleum Services Ltd. : Core Analysis, Abril 2001.
22. Villamar, V. M. J. : Apuntes de caracterización de formaciones, UNAM, 2008.
23. Watt, H. : Formation Evaluation.
24. William, C. L.; Ph. D.; P.E. : Standard Handbook of Petroleum and Natural Gas Engineering, Segunda Edición, Editorial Gulf Professional Publishing.
25. Worthington, P. F. : The Application of Cutoffs in Integrated Reservoir Studies, SPE, Diciembre 2008.
26. [http://www.oilproduction.net/cms/files/2006\\_SEMINARIO\\_II\\_UNAM\\_Dr\\_Heber\\_Cinco\\_Ley.pdf](http://www.oilproduction.net/cms/files/2006_SEMINARIO_II_UNAM_Dr_Heber_Cinco_Ley.pdf)
27. <http://www.ypfb.gov.bo/documentos/revista/318445.pdf>
28. [http://www.ryderscott.com/RSC%202007%20Reserves%20Conference\\_Cutoffs\\_Dames.pdf](http://www.ryderscott.com/RSC%202007%20Reserves%20Conference_Cutoffs_Dames.pdf)
29. [http://www.spe.org/events/dl/docs/08\\_09\\_DL\\_Present\\_Dykstra-spanish.pdf](http://www.spe.org/events/dl/docs/08_09_DL_Present_Dykstra-spanish.pdf)
30. <http://www.iie.org.mx/2001d/apli1.pdf>
31. [https://www3.ula.ve/ingenieria/raiz/informacion\\_general/presentacion/archivos/ACTA%2019%202009.pdf](https://www3.ula.ve/ingenieria/raiz/informacion_general/presentacion/archivos/ACTA%2019%202009.pdf)
32. [http://www.senado.gob.mx/reforma\\_energetica/content/foros/docs/05junio2008\\_10.pdf](http://www.senado.gob.mx/reforma_energetica/content/foros/docs/05junio2008_10.pdf)



## ANEXOS

**Anexo A. Procedimiento para determinar valores de corte en formaciones limpias (yacimientos de aceite bajosaturado).**

- Primero. Empleando algún registro de litología o a través de análisis en núcleos calcular el porcentaje de arcilla a lo largo del intervalo de interés para identificar las zonas que pueden ser evaluadas con los modelos propuestos para formaciones limpias al aplicar el valor de corte por arcilla.
- Segundo. Obtener el exponente de tortuosidad, el exponente de cementación y la resistividad del agua de formación. Para esto se grafican los datos de factor de formación contra porosidad a partir de mediciones en núcleos. Al trazar la línea de tendencia se tiene que la pendiente de la recta es el factor de cementación y la ordenada al origen es el exponente de tortuosidad. La  $R_w$  se mide directamente en una muestra de agua de la formación. Otra alternativa es utilizar los valores propuestos tanto para  $a$  como para  $m$  de acuerdo al tipo de formación que se tiene en caso de no contar con núcleos para realizar el análisis.  $R_w$  se puede calcular por medio del registro SP o empleando correlaciones de salinidad, densidad y temperatura del agua.
- Tercero. Obtener el exponente de saturación. Una forma de obtenerlo consiste en realizar la gráfica de índice de resistividad contra saturación de agua, la cual se obtiene midiendo la resistividad de un núcleo saturado 100% con agua  $R_o$ , además se mide la resistividad verdadera  $R_t$  para diferentes saturaciones de agua. La pendiente de la línea de tendencia trazada representa el exponente de saturación,  $n$ . También se pueden utilizar los valores propuestos para  $n$  de acuerdo al tipo de formación.
- Cuarto. Determinar el valor de saturación residual de aceite y saturación crítica de aceite, empleando algún método de campo o de laboratorio, por ejemplo como se indicó en el tema “Determinación de la saturación de aceite ( $S_o$ )”. El mayor de estos valores representa el valor de corte por saturación de aceite.
- Quinto. Determinar el valor de corte de saturación de agua con la ecuación 3.31.
- Sexto. Determinar un valor de  $R_o$  representativo de todo el yacimiento.
- Séptimo. Calcular el valor de corte de resistividad verdadera empleando la ecuación 3.33 o a partir de la correlación  $R_t-S_w$ .
- Octavo. Obtener el valor de corte de porosidad con la ecuación 3.37 o gráficamente con la correlación  $\phi-S_w$  o  $\phi-R_t$ , para ello es necesario fijar el

valor de corte de saturación de agua o el valor de corte de resistividad verdadera.

Noveno. El valor de corte de permeabilidad absoluta se determina con la correlación  $k_a-\emptyset$  elaborada por medio de mediciones en núcleos. Si no se cuenta con núcleos para realizar las mediciones se pueden emplear las correlaciones  $k_a-\emptyset$  elaboradas por diferentes autores.

Décimo. Como se indicó, en este tipo de yacimientos no se tiene valor de corte de movilidad y el valor de corte de flujo fraccional de agua es 1 debido a que es el único caso en que no se presenta flujo de aceite; sin embargo, esto es sin considerar condiciones tanto económicas como operacionales.

**Anexo B. Procedimiento para determinar valores de corte en formaciones arcillosas y heterogéneas limpias (yacimientos de aceite bajosaturado).**

- Primero. Usando el Registro de Rayos Gamma, SP o Espectroscopia de Rayos Gamma calcular el porcentaje de arcilla a lo largo del intervalo de interés.
- Segundo. Aplicar el  $vcV_d$  para eliminar las zonas sin posibilidades de producir hidrocarburos como consecuencia de la distribución y contenido de material arcilloso. La distribución de la arcilla puede conocerse a través de análisis de una muestra de la formación en laboratorio.
- Tercero. Obtener el valor de corte de saturación de aceite para todo el intervalo identificado en el segundo punto; éste está dado por la saturación residual de aceite o saturación crítica de aceite en caso de ser mayor a  $S_{or}$ .
- Cuarto. Con la ecuación 3.31 se calcula el  $vcS_w$ .
- Quinto. Seleccionar el método más apropiado para determinar el  $vcR_t$  tomando en cuenta la distribución del material arcilloso en la formación así como los registros con los que se cuenta. Si se utiliza la expresión 3.63 es necesario calcular  $R_{sh}$  empleando conjuntamente los registros de litología y resistividad. La  $R_w$  se obtiene a partir del registro SP, correlaciones de salinidad, densidad y temperatura del agua o en laboratorio.
- Sexto. Calcular el  $vc\emptyset$  empleando alguna correlación  $\emptyset-S_w$ ,  $\emptyset-R_t$  o  $\emptyset-S_w-R_t$ ; en caso de seleccionarse la tercera correlación solo debe fijarse un valor de corte ya sea  $vcS_w$  o  $vcR_t$ . En la figura 3.51 se esquematiza el procedimiento a seguir para determinar el valor de corte de porosidad a partir de la correlación  $\emptyset-S_w-R_t$  representada por la ecuación 3.78.
- Séptimo. Para determinar el  $vc k_a$ , primero se mide la permeabilidad absoluta a lo largo de todo el intervalo, para ello se emplea la correlación  $k_a-\emptyset$  calibrando con datos de laboratorio, la porosidad debe corregirse por presencia de arcilla. En seguida se determina la curva de corte de permeabilidad a lo largo de todo el intervalo utilizando la misma correlación  $k_a-\emptyset$  usada para calcular la permeabilidad absoluta, en este caso la porosidad se sustituye por valor de corte de porosidad.
- Si el  $vc\emptyset$  se determinó para ser aplicado directamente en las lecturas arrojadas por el registro de porosidad, también es necesario corregir por presencia de arcilla.
- Octavo. No se fija valor de corte de movilidad porque la viscosidad del aceite esta implícita en el cálculo de  $S_{or}$ ; y al no considerar condiciones económicas ni operacionales  $vcf_w$  es 1.

### **Anexo C. Procedimiento para determinar valores de corte considerando condiciones económicas y/o operacionales en yacimientos de aceite.**

Fijar el valor de corte de flujo fracción de agua o el valor de corte de flujo fraccional de aceite.

Primero. Formaciones limpias homogéneas

- a) Calcular  $vcS_w$  correspondiente a  $vcf_w$ . Mediante un análisis en laboratorio se determina la mojabilidad de la roca con la finalidad de conocer el proceso (drene o imbibición) por medio del cual se construirá la curva de presión capilar, la curva de altura sobre el contacto agua-aceite así como el cálculo de las permeabilidades relativas.
- b) Con la ecuación 1.23 o 1.24 se obtiene la curva de  $f_w$  y combinándola con la curva de altura sobre el contacto agua-aceite se determina el  $vcS_w$  a partir del  $vcf_w$ ; de la misma forma se puede obtener la altura sobre el contacto a la cual corresponden dichos valores.
- a) Calcular el  $vc\lambda$  de aceite o de agua sustituyendo en la ecuación 3.104 el  $vcf_w$ .
- b) Los valores de corte de resistividad verdadera, porosidad y permeabilidad se determinan de acuerdo al procedimiento para determinar valores de corte en formaciones limpias-homogéneas para yacimientos de aceite bajosaturado.

Segundo. Formaciones heterogéneas-limpas o arcillosas

- c) Dependiendo de la litología del yacimiento usar alguna correlación para calcular la saturación de agua en todo el intervalo empleando la información proporcionada por los registros geofísicos de pozos.
- d) La saturación irreductible de agua o la saturación residual de aceite se estiman a partir de datos de porosidad.
- e) Calcular las permeabilidades relativas al agua y al aceite empleando las correlaciones que más se ajusten a las características del yacimiento.
- f) Si se desprecian los efectos capilares y gravitacionales calcular  $f_w$  con la ecuación 1.24 ya sea para una viscosidad de aceite constante o variable en todo el intervalo.

- g) Elaborar la gráfica flujo fraccional de agua contra profundidad, ahí mismo trazar la línea de corte de flujo fraccional de agua, la cual es considerada constante.
- h) El  $vcS_w$  se obtiene al combinar la ecuación de  $f_w$  con las ecuaciones utilizadas para determinar las permeabilidades relativas.
- i) Los valores de corte de  $R_t$ ,  $\emptyset$  y  $k_a$  se determinan según se indica en el procedimiento para determinar valores de corte en formaciones arcillosa y heterogéneas de aceite bajosaturado.