



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**  
**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**Enfoque Novedoso Para la Evaluación  
Petrofísica de Shales Con el Uso Asistido  
de Pickett Plots Modificados: Estimación  
de Porosidad y Mojabilidad**

**TESIS**

Que para obtener el título de  
**Ingeniera Petrolera**

**P R E S E N T A**

Gabriela García González

**DIRECTOR DE TESIS**

Dr. Rodolfo Gabriel Camacho Velázquez



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2022

## Resumen

El desarrollo de herramientas para la evaluación de formaciones que permitan integrar parámetros especializados proporciona una caracterización más apropiada cuando son dirigidas a un tipo de formación en particular. Para los shales, formaciones que han ganado importancia en años recientes en términos de la perspectiva de reservas de hidrocarburos, se requiere del análisis de una mayor cantidad de elementos que permitan determinar apropiadamente su potencial. El uso de Pickett plots modificados tiene como finalidad la evaluación de este tipo de formaciones de una forma rápida, y a la vez robusta.

En el presente trabajo, se implementan los Pickett plots modificados como una herramienta para facilitar el proceso de evaluación de los shales para aquellos casos en los que no se dispone de una gran cantidad de información, dado que este tipo de gráficos se apoyan únicamente en el uso de datos sencillos como son la porosidad y la resistividad. Para realizar lo anterior, se presenta el análisis de pozos ubicados en este tipo de formaciones para los cuales se ilustra el cálculo individual de los parámetros de interés, tales como saturación de agua, régimen de flujo, Carbono Orgánico Total (TOC), unidades de flujo, entre otros.

Asimismo, se introduce un modelo conceptual de cada uno de los sistemas porosos existentes en los shales: porosidad matricial (orgánica e inorgánica), porosidad de fracturas, porosidad asociada a las arcillas, y la porosidad adsorbida. Para el desarrollo de dicho modelo conceptual, se particiona la roca (shale) en sólidos y componentes porosos.

Finalmente, en esta tesis se determina la mojabilidad presente en los shales mediante la evaluación del impacto de los parámetros que integran el cálculo del exponente de saturación de agua. Para lo anterior, se lleva a cabo un análisis de sensibilidad que permite establecer un ranking de cada uno de estos parámetros. La importancia del análisis del exponente de saturación de agua radica en el

hecho de que este exponente representa un dato de entrada fundamental para la elaboración de los Pickett plots modificados que conforman el enfoque principal de este estudio. Es por ello por lo que se presenta la modificación de las curvas que conforman el Pickett plot modificado al variar el valor del exponente de saturación.

## **Abstract**

The development of formation evaluation tools that allow the integration of specialized parameters provides a more suitable characterization when they are conducted to a particular formation type. For shales, formations that have gained importance in recent years in terms of hydrocarbon reserves perspective, the analysis of a greater number of elements is required to properly determine their potential. The use of modified Pickett plots aims to the evaluation of this kind of formations in a quick and, at the same time, robust way.

In the present research the modified Pickett plots are implemented as a tool to facilitate the shale evaluation process for those cases in which a large amount of information is not available, since this kind of graphics relies exclusively on the use of simple data, such as porosity and resistivity. To carry out the above, the analysis of wells located in this type of formations is presented for which the individual calculation of the parameters of interest is illustrated, such as water saturation, flow regime, Total Organic Carbon (TOC), flow units, among others.

In addition, a conceptual model of each of the existing porous systems in shales is introduced: matrix porosity (organic and inorganic), fracture porosity, clay porosity and adsorbed porosity. For the development of this conceptual model, the rock (shale) is partitioned into solids and porous components.

Finally, in this thesis the wettability present in shales is determined by evaluating the impact of the parameters that integrate the calculation of the water saturation exponent. For the aforesaid, a sensibility analysis that allows to establish a ranking of each of these parameters is carried out. The importance of the analysis of the water saturation exponent lies in the fact that this exponent represents a fundamental input data for the elaboration of the modified Pickett plots that are the main scope of this study. Consequently, the modification of the curves that compose the modified Pickett plot is presented by varying the value of the water saturation exponent.

## **Reconocimientos**

Al Dr. Bruno Armando López Jiménez:

Por haberme brindado la oportunidad de transmitirme sus conocimientos en el área y por todo el tiempo dedicado a lo largo del desarrollo de esta tesis. Le agradezco mucho todo el apoyo que me brindó tanto con la tesis como con otros cursos y temas que pude conocer gracias a usted, su dedicación y paciencia hicieron la diferencia en este trabajo.

Al M. C. Jaime Alberto Piedrahita Rodríguez:

Por compartirme sus conocimientos en las sesiones que tuvimos que fueron clave en el desarrollo del modelo de porosidad conceptual y del análisis de sensibilidad y me permitieron establecer más claramente los objetivos de este trabajo.

Al Dr. Roberto Aguilera:

Por las recomendaciones que realizó para darle un enfoque más claro a los resultados de esta tesis.

Al Dr. Rodolfo Gabriel Camacho Velázquez:

Por su apoyo para fungir como director de tesis.

A mis sinodales:

Por haberse tomado el tiempo para revisar esta tesis y ayudarme a mejorarla mediante sus comentarios.

## Dedicatoria

A mis padres, *Sergio* y *Mercedes*, por la paciencia y la preocupación por mi avance en este trabajo, su apoyo incondicional estuvo conmigo durante todo el desarrollo. Gracias por confiar en mí, mis logros no serían posibles sin ustedes. La motivación que me dieron a lo largo de los años de estudio que llevo me permitieron llegar hasta este punto. Los amo mucho.

A mi hermana, *Caro*, por hacerme compañía desde siempre. Hemos visto las mismas películas tantas veces que sabemos que es necesario aprendérselas para poder verlas mientras estamos ocupadas. Te amo nenu.

A mi familia, que me acompañó a lo largo de mi carrera y me brindó su apoyo y cariño.

A mis Winx/Trix. *Key*, fuiste de mis primeras amigas en la facultad, tienes las mejores ideas siempre que son necesarias y haces las cosas más divertidas. *Ana*, dentro de las cosas buenas de la pandemia es que pudimos ser amigas, tu apoyo me ha ayudado mucho. Las quiero mucho.

A mi amigo *Nequiz*, eres uno de mis mejores amigos y el mejor compañero de series, ladybug en portugués y unas cuantas series más me han acompañado todo este tiempo. Pound it!

## Contenido

Resumen.....	ii
Abstract.....	iv
Reconocimientos.....	v
Dedicatoria.....	vi
Contenido.....	vii
Lista de tablas.....	x
Lista de figuras e ilustraciones.....	xi
Lista de símbolos, abreviaciones y nomenclatura.....	xvi
CAPÍTULO UNO: INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 Yacimientos de shale gas.....	1
1.1.1 Panorama mundial del shale gas.....	2
1.1.2 Recursos en México de shale gas.....	4
1.1.3 Importancia del shale gas.....	6
1.2 Objetivos de la tesis.....	8
1.3 Organización de la tesis.....	8
CAPÍTULO DOS: REVISIÓN DE LITERATURA.....	10
2.1 Introducción.....	10
2.2 Conceptos fundamentales de Pickett plots.....	10
2.2.1 Ecuación de Archie.....	10
2.2.1.1 Resistividad del agua de formación, $R_w$ .....	12
2.2.1.2 Parámetros de la ecuación de Archie.....	13
2.2.2 Pickett plot.....	15
2.2.2.1 Datos de entrada.....	16
2.2.2.2 Construcción del Pickett plot.....	20
2.3 Mojabilidad.....	23
2.3.1 Definición.....	23
2.3.2 Tipos de mojabilidad.....	23
2.3.3 Mojabilidad en los shales.....	24
2.3.4 Relación con la ecuación de Archie.....	25
2.4 Avances en el desarrollo de Pickett plots.....	26
2.4.1 Aguilera y Aguilera (2002).....	26
2.4.2 Yu y Aguilera (2011).....	28
2.4.3 Wu y Aguilera (2012).....	28
2.4.4 López y Aguilera (2014), López Jiménez y Aguilera (2018).....	28
2.4.5 López Jiménez y Aguilera (2016).....	30
2.4.6 Olusola et al. (2020).....	30
2.4.7 Resumen.....	31
2.5 Modelo de porosidad para shales.....	31
2.5.1 Holmes et al. (2019).....	31
2.6 Estimación del exponente de saturación de agua ( $n$ ).....	32
2.6.1 Olusola y Aguilera (2013).....	32
CAPÍTULO TRES: CONSTRUCCIÓN DEL PICKETT PLOT MODIFICADO.....	33

3.1	Introducción .....	33
3.2	Contenido de Carbono Orgánico Total ( <i>TOC</i> ) .....	33
3.2.1	Construcción de las curvas de <i>TOC</i> constante .....	34
3.3	Saturación de agua ( <i>S<sub>w</sub></i> ).....	37
3.3.1	Construcción de las curvas de <i>S<sub>w</sub></i> constante .....	38
3.4	Delivery speed .....	41
3.4.1	Construcción de las líneas de <i>k/φ</i> constante .....	42
3.5	Número de Knudsen ( <i>K<sub>n</sub></i> ).....	44
3.5.1	Construcción de las líneas de <i>K<sub>n</sub></i> constante .....	46
3.6	Bulk Volume Water .....	49
3.6.1	Construcción de las líneas de <i>BVW</i> constante .....	49
3.7	Coefficiente de Biot ( <i>α</i> ).....	51
3.7.1	Construcción de las líneas del coeficiente de Biot ( <i>α</i> ).....	53
3.8	Integración de las diferentes curvas en el Pickett plot modificado.....	56
CAPÍTULO CUATRO: EVALUACIÓN DEL POTENCIAL DE LOS SHALES .....		60
4.1	Introducción .....	60
4.2	Modelos para el cálculo de volumen de arcilla.....	60
4.2.1	Porosidad efectiva .....	62
4.3	Modelos de arcillosidad (Shaliness) .....	63
4.4	Integración del Pickett plot y el Hingle plot.....	64
4.4.1	Construcción del Hingle plot.....	64
4.4.1.1	Saturación de agua ( <i>S<sub>w</sub></i> ).....	66
4.4.1.2	Bulk Volume Water ( <i>BVW</i> ) .....	67
4.4.2	Ajuste del Hingle plot y el Pickett Plot .....	67
4.5	Análisis de pozos a través de Pickett plots modificados .....	69
4.5.1	Pozo de Niobrara .....	70
4.5.2	Pozo de Eagle Ford.....	70
4.5.3	Pozo de Haynesville .....	71
4.5.4	Pozo E.....	72
CAPÍTULO CINCO: MODELO CONCEPTUAL DE POROSIDAD PROPUESTO.....		74
5.1	Introducción .....	74
5.2	Piedrahita y Aguilera (2017).....	74
5.3	Holmes et al. (2019).....	75
5.4	Modelo conceptual propuesto.....	77
5.4.1	Obtención de la porosidad total.....	80
CAPÍTULO SEIS: ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD PARA EL EXPONENTE DE SATURACIÓN.....		82
6.1	Introducción .....	82
6.2	Reescritura de la ecuación .....	82
6.3	Distribuciones empleadas .....	84
6.3.1	Ángulo entre las fracturas y la dirección de flujo ( <i>θ</i> ).....	85
6.3.2	Exponente de cementación de la matriz ( <i>m<sub>b</sub></i> ).....	86
6.3.3	Exponente de saturación de agua asociado a la matriz ( <i>n<sub>b</sub></i> ).....	87
6.3.4	Porosidad de las fracturas naturales ( <i>φ<sub>2</sub></i> ) .....	88



6.3.5 Porosidad total ( $\phi$ ) .....	88
6.3.6 Saturación de agua ( $S_w$ ) .....	89
6.3.7 Volumen total fraccional de querógeno ( $V_{tker}$ ).....	90
6.3.7.1 Densidad bulk del shale ( $\rho_b$ ).....	91
6.3.7.2 Densidad del querógeno ( $\rho_k$ ).....	91
6.3.7.3 Contenido de Carbono Orgánico Total ( $TOC$ ) .....	92
6.3.7.4 Factor de corrección del $TOC$ ( $C_k$ ) .....	93
6.3.7.5 Factor entre el $TOC$ y el $V_{tker}$ .....	94
6.3.8 Porosidad inorgánica ( $\phi_b$ ) .....	96
6.4 Resultados .....	98
6.4.1 Caso 1 .....	98
6.4.1.1 Caso 1.1 .....	98
6.4.1.2 Caso 1.2 .....	102
6.4.2 Caso 2 .....	105
6.4.3 Caso 3 .....	109
6.4.4 Resumen de resultados .....	112
6.5 Discusión de resultados .....	113
6.6 Impacto en los Pickett plots modificados .....	114
CAPÍTULO SIETE: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	118
7.1 Evaluación de formaciones .....	118
7.2 Modelo de porosidad conceptual .....	118
7.3 Análisis de sensibilidad .....	119
7.4 Recomendaciones .....	120
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	121
APÉNDICE A.....	132
APÉNDICE B .....	134
APÉNDICE C .....	135

## Lista de tablas

Tabla 1-1. Comparación de características entre los yacimientos convencionales de gas y los yacimientos de shale gas. ....	2
Tabla 1-2. Provincias petroleras de shales con recursos de hidrocarburos técnicamente recuperables en México. (Escalera, 2012; Cruz Luque et al., 2018). ....	5
Tabla 2-1. Puntos utilizados para la construcción de diferentes líneas de $S_w$ . ....	23
Tabla 3-1. Datos de $R_t$ , $\Delta t$ y $TOC$ para el pozo E tomados de Passey (1990) y cálculos de $\phi$ usando la Ecuación (2-11).....	35
Tabla 3-2. Parámetros de entrada para el pozo E tomados de Yu y Aguilera (2011).....	36
Tabla 3-3. Regímenes de flujo en función del $K_n$ . Modificado de Swami (2013).....	45
Tabla 4-1. Parámetros de entrada para el pozo de Haynesville (Yu y Aguilera, 2011), Eagle Ford y Niobrara (López Jiménez y Aguilera, 2016). ....	69
Tabla 4-2. Datos de núcleo y de registros para el pozo de Haynesville (Wu, 2014).....	71
Tabla 4-3. Resumen de los resultados para el pozo E obtenidos a partir del análisis mediante el uso de su correspondiente Pickett plot modificado.....	73
Tabla 6-1. Potencial de la roca generadora con base al $TOC$ . Modificado de McCarthy et al. (2011). ....	92

## Lista de figuras e ilustraciones

Figura 1-1. Top 10 de países con reservas de shale gas (EIA, 2013). .....	2
Figura 1-2. Mapa de cuencas con formaciones de shale oil y shale gas a nivel mundial (Ahmed y Meehan, 2019). .....	3
Figura 1-3. Producción de gas por año proveniente de distintas fuentes en Estados Unidos (EIA, 2020). .....	4
Figura 1-4. Ubicación de las provincias petroleras de shale mencionadas en la Tabla 1-2. Modificado de IEA (2016). .....	5
Figura 1-5. Producción (Pemex, 2021) e importación (Sener, 2021) de gas natural. ....	6
Figura 1-6. Consumo mundial de energía y patrón de consumo de energía por región (BP, 2021). .....	8
Figura 2-1. Gráfica GEN-9 para la obtención de $R_w$ (Schlumberger, 2003). .....	13
Figura 2-2. Representación de los valores que puede tomar el exponente de saturación según la distribución de los fluidos dentro de la roca (Wu, 2014). .....	14
Figura 2-3. Distribución de $T_2$ , donde el área debajo de la curva sobre el cutoff (poros con capacidad de producción) muestra gráficamente la porosidad libre de fluidos. ....	19
Figura 2-4. Ejemplo de un Pickett plot construido con $m=1.5$ y $n=2$ . .....	21
Figura 2-5. Ejemplo de un Pickett plot donde se indican los puntos utilizados para la construcción de las líneas de $S_w$ . .....	22
Figura 2-6. Pickett plot de la arenisca Morrow mostrando líneas de saturación de agua ( $S_w$ ), “process speed” ( $k/\phi$ ), presión capilar ( $P_{cap}$ ), radio de la garganta de poro ( $r_p$ ) y altura sobre el nivel de agua libre ( $h$ ). Fuente: Aguilera y Aguilera, 2002. ....	27
Figura 2-7. Representación del volumen total fraccional de querógeno ( $V_{tker}$ ) introducido por López y Aguilera (2014), y López Jiménez y Aguilera (2018). .....	29
Figura 3-1. Pickett plot modificado para el pozo E con curvas de $TOC$ y líneas de $S_w$ considerando $m=m_b$ . .....	36
Figura 3-2. Líneas de $S_w$ en el Pickett plot para el pozo E. ....	37
Figura 3-3. Diagrama de flujo para la construcción de las curvas de $S_w$ constante con $m$ variable. ....	39
Figura 3-4. Pickett plot modificado para el pozo E con curvas para valores constantes de $S_w$ correspondientes a $m$ variable. ....	40

Figura 3-5. Unidades de flujo en función de la apertura de la garganta de poro ( $r_{p35}$ ) y $k/\phi$ . Modificado de López Jiménez y Aguilera (2016). .....	42
Figura 3-6. Pickett plot modificado para el pozo E con líneas de $S_w$ y $k/\phi$ utilizando un $m$ constante. ....	43
Figura 3-7. Pickett plot modificado para el pozo E con curvas de $S_w$ y $k/\phi$ utilizando un $m$ variable.....	44
Figura 3-8. Número de Knudsen en función de la presión para diferentes tamaños de poro. ....	45
Figura 3-9. Pickett plot modificado para el pozo E con líneas de $S_w$ y $K_n$ utilizando un $m$ constante. ....	48
Figura 3-10. Pickett plot modificado para el pozo E con curvas de $S_w$ y $K_n$ utilizando un $m$ variable.....	48
Figura 3-11. Pickett plot modificado para el pozo E con líneas de $S_w$ y $BVW$ utilizando un $m$ constante. ....	50
Figura 3-12. Pickett plot modificado para el pozo E con curvas de $S_w$ y $BVW$ utilizando un $m$ variable.....	51
Figura 3-13. Coeficiente de Biot característicos para formaciones no consolidadas, convencionales, apretadas y shales. Modificado de Li et al. (2019).....	52
Figura 3-14. Pickett plot modificado para el pozo E con curvas de $S_w$ y $\alpha$ utilizando un $m$ constante. ....	54
Figura 3-15. Pickett plot modificado para el pozo E con curvas de $S_w$ y $\alpha$ utilizando un $m$ variable.....	55
Figura 3-16. Pickett plot modificado para el pozo E con curvas de $S_w$ , $k/\phi$ y $\alpha$ constantes utilizando un $m$ variable.....	55
Figura 3-17. Pickett plot modificado para el pozo E incluyendo curvas de saturación de agua ( $S_w$ ), $TOC$ , $k/\phi$ , constante de Biot ( $\alpha$ ), número de Knudsen ( $K_n$ ) y $BVW$ . ....	56
Figura 3-18. Flujo de trabajo para el cálculo de propiedades del yacimiento del Pickett plot modificado. Modificado de López Jiménez y Aguilera (2016). ....	59
Figura 4-1. Comparación de diferentes modelos para el cálculo de $V_{cl}$ .....	62
Figura 4-2. Representación pictórica y volumétrica de los modelos de distribución de la arcilla dentro de una roca. Modificado de Aguilera (1990).....	63
Figura 4-3. Hingle plot con líneas de saturación de agua ( $S_w$ ). Datos de Hoch (2016). ....	66

Figura 4-4. Pickett plot modificado con líneas de saturación de agua ( $S_w$ ) y $BVW$ . Datos de Hoch (2016). .....	68
Figura 4-5. Hingle plot con líneas de saturación de agua ( $S_w$ ) y $BVW$ . Datos de Hoch (2016). ...	68
Figura 4-6. Pickett plot modificado para el pozo de Niobrara con curvas de saturación de agua ( $S_w$ ), $k/\phi$ , constante de Biot ( $\alpha$ ), número de Knudsen ( $K_n$ ) y $BVW$ . Datos de Devine (2014). .....	70
Figura 4-7. Pickett plot modificado para el pozo de Eagle Ford con curvas de saturación de agua ( $S_w$ ), $k/\phi$ , constante de Biot ( $\alpha$ ), número de Knudsen ( $K_n$ ) y $BVW$ . Datos de Devine (2014). .....	71
Figura 4-8. Pickett plot modificado para el pozo de Haynesville con curvas de saturación de agua ( $S_w$ ), $TOC$ , $k/\phi$ , constante de Biot ( $\alpha$ ), número de Knudsen ( $K_n$ ) y $BVW$ . .....	72
Figura 5-1. Modelo conceptual de Piedrahita y Aguilera (2017). Modificado de Piedrahita y Aguilera (2017). .....	75
Figura 5-2. Modelo de porosidad propuesto por Holmes et al. 2014 y Holmes et al. 2019. ....	76
Figura 5-3. Pickett plot para un pozo con RGA baja (Holmes et al., 2019) utilizado para determinar el valor de $n$ , y por consiguiente, la mojabilidad de la formación. ....	77
Figura 5-4. Componentes que integran la porosidad total en el modelo de Holmes et al. (2019) y en el modelo propuesto en este trabajo. ....	78
Figura 5-5. Modelo conceptual de porosidad propuesto en este trabajo. ....	79
Figura 6-1. Distribución empleada para el ángulo entre las fracturas y la dirección de flujo ( $\theta$ ). .....	86
Figura 6-2. Distribución empleada para el exponente de cementación de la matriz ( $m_b$ ). ....	87
Figura 6-3. Distribución empleada para el exponente de saturación de agua asociada a la matriz ( $n_b$ ). .....	87
Figura 6-4. Distribución empleada para la porosidad de las fracturas naturales ( $\phi_2$ ). ....	88
Figura 6-5. Distribución empleada para la porosidad total ( $\phi$ ) .....	89
Figura 6-6. Distribución empleada para la saturación de agua ( $S_w$ ) .....	90
Figura 6-7. Distribución empleada para la densidad “bulk” del shale ( $\rho_b$ ). ....	91
Figura 6-8. Distribución empleada para la densidad del querógeno ( $\rho_k$ ). .....	92
Figura 6-9. Distribución empleada para el contenido de Carbono Orgánico Total ( $TOC$ ). .....	93

Figura 6-10. Componentes de la materia orgánica. Modificado de Piedrahita (2016). .....	93
Figura 6-11. Distribución empleada en el factor de corrección del $TOC$ ( $C_k$ ).....	94
Figura 6-12. Distribución resultante del factor $f$ entre $TOC$ y $V_{tker}$ .....	94
Figura 6-13. Distribución resultante para el volumen total fraccional de querógeno ( $V_{tker}$ ) utilizada en el Caso 2 de la sección de “Resultados”.....	95
Figura 6-14. Distribución empleada para el volumen total fraccional de querógeno para el Caso 1.1 descrito en la sección de “Resultados”. .....	95
Figura 6-15. Distribución empleada para la porosidad inorgánica escalada únicamente al volumen de matriz ( $\phi_b$ ) para los Casos 1 y 2. ....	97
Figura 6-16. Distribución del volumen total fraccional de querógeno ( $V_{tker}$ ) para los Casos 1.2 y 3.....	97
Figura 6-17. Distribución del exponente de saturación ( $n$ ) para el Caso 1.1 considerando una distribución para el ángulo entre las fracturas y la dirección de flujo. ....	99
Figura 6-18. Gráfico de tornado para el Caso 1.1.....	99
Figura 6-19. Gráfico de spider para el Caso 1.1. ....	100
Figura 6-20. Distribución del exponente de saturación ( $n$ ) para el Caso 1.1 considerando $\theta =$ $0^\circ$ . .....	100
Figura 6-21. Gráfico de tornado para el Caso 1.1 con $\theta = 0^\circ$ . .....	101
Figura 6-22. Gráfico de spider para el Caso 1.1 con $\theta = 0^\circ$ . ....	101
Figura 6-23. Distribución del exponente de saturación ( $n$ ) correspondiente al Caso 1.2 considerando una distribución para el ángulo entre las fracturas y la dirección de flujo. ..	102
Figura 6-24. Gráfico de tornado para el Caso 1.2.....	103
Figura 6-25. Gráfico de spider para el Caso 1.2. ....	103
Figura 6-26. Distribución obtenida para el exponente de saturación ( $n$ ) para el Caso 1.2 considerando $\theta = 0^\circ$ . .....	104
Figura 6-27. Gráfico de tornado para el Caso 1.2 con $\theta = 0^\circ$ . .....	104
Figura 6-28. Gráfico de spider para el Caso 1.2 con $\theta = 0^\circ$ . ....	105
Figura 6-29. Distribución obtenida para el exponente de saturación en el Caso 2 considerando una distribución para el ángulo entre las fracturas y la dirección de flujo. ....	106

Figura 6-30. Gráfico de tornado para el Caso 2.....	106
Figura 6-31. Gráfico de spider para el Caso 2. ....	107
Figura 6-32. Distribución obtenida para el exponente de saturación ( $n$ ) para el Caso 2 considerando $\theta = 0^\circ$ . ....	107
Figura 6-33. Gráfico de tornado para el Caso 2 con $\theta = 0^\circ$ . ....	108
Figura 6-34. Gráfico de spider para el Caso 2 con $\theta = 0^\circ$ . ....	108
Figura 6-35. Distribución obtenida para el exponente de saturación ( $n$ ) para el Caso 3. ....	109
Figura 6-36. Gráfico de tornado para el Caso 3. ....	109
Figura 6-37. Gráfico de spider para el Caso 3. ....	110
Figura 6-38. Distribución obtenida para el exponente de saturación en el Caso 3 considerando $\theta = 0^\circ$ . ....	110
Figura 6-39. Gráfico de tornado para el Caso 3 con $\theta = 0^\circ$ . ....	111
Figura 6-40. Gráfico de spider para el Caso 3 con $\theta = 0^\circ$ . ....	111
Figura 6-41. Resultados obtenidos de $n$ para todos los casos donde se emplea una distribución para definir $\theta$ . ....	112
Figura 6-42. Resultados obtenidos de $n$ para todos los casos considerando $\theta = 0^\circ$ . ....	113
Figura 6-43. Efecto del exponente de saturación ( $n$ ) en los Pickett plots modificados. Información del pozo de Haynesville. ....	115
Figura 6-44. Efecto del $V_{iker}$ en los Pickett plots modificados. Información del pozo de Haynesville. ....	117

## Lista de símbolos, abreviaciones y nomenclatura

<b>Abreviatura</b>	<b>Definición</b>
<i>BVH</i>	Bulk Volume Hydrocarbon, fracción
<i>BVW</i>	Bulk Volume Water, fracción
<i>CBM</i>	Coal Bed Methane
<i>CO<sub>2</sub></i>	Dióxido de carbono
<i>EIA</i>	Energy Information Administration
<i>F</i>	Factor de formación, adimensional
<i>H/C</i>	Hidrógeno-carbono
<i>IEA</i>	International Energy Agency
<i>LOM</i>	Level of Organic Metamorphism (Nivel de Metamorfismo Orgánico), adimensional
<i>NMR</i>	Nuclear Magnetic Resonance (Resonancia Magnética Nuclear)
<i>OGIP</i>	Original Gas In Place (Gas original en sitio)
<i>TOC</i>	Total Organic Carbon (Carbono Orgánico Total), %wt
<b>Nomenclatura</b>	<b>Definición</b>
<i>a</i>	Factor de tortuosidad de la ecuación de Archie, adimensional
<i>A<sub>sh</sub></i>	Modelo de arcillosidad, adimensional
<i>B</i>	Constante de Magara (1978), 214.6 μs/ft
<i>B<sub>c</sub></i>	Constante de corrección de Magara (1978), μs/ft
<i>C<sub>k</sub></i>	Factor de corrección del <i>TOC</i> , fracción
<i>GR<sub>log</sub></i>	Lectura del registro de rayos gamma, API
<i>GR<sub>max</sub></i>	Lectura máxima del registro de rayos gamma en una zona de arcillas, API
<i>GR<sub>min</sub></i>	Lectura mínima del registro de rayos gamma en una zona limpia, API
<i>I</i>	Índice de resistividad, adimensional
<i>I<sub>GR</sub></i>	Índice de arcillosidad, adimensional
<i>k</i>	Permeabilidad, md
<i>k<sub>B</sub></i>	Constante de Boltzman, 1.3805 x10 <sup>-23</sup> J/K
<i>K<sub>n</sub></i>	Número de Knudsen, adimensional
<i>K<sub>n</sub>r<sub>p35</sub></i>	Número de Knudsen calculado con el r <sub>p35</sub> , adimensional
<i>m</i>	Exponente de porosidad (cementación) del sistema compuesto en la ecuación de Archie, adimensional
<i>m<sub>b</sub></i>	Exponente de cementación asociado únicamente a la matriz, adimensional
<i>n</i>	Exponente de saturación de agua del sistema compuesto en la ecuación de Archie, adimensional
<i>n<sub>b</sub></i>	Exponente de saturación de agua asociado únicamente a la matriz, adimensional
<i>P</i>	Presión, Pa



$P_c$	Presión de confinamiento, Pa
$P_{cap}$	Presión capilar, psi
$P_p$	Presión de poro, Pa
$r$	Apertura de la garganta de poro a la saturación de agua de la zona, $\mu\text{m}$
$R_o$	Resistividad de la formación cuando está 100% saturada de agua, ohm-m
$r_{p35}$	Apertura de la garganta de poro a una saturación de mercurio del 35%, $\mu\text{m}$
$R_{sh}$	Resistividad del shale, ohm-m
$R_t$	Resistividad de la formación, ohm-m
$R_{t,baseline}$	Resistividad verdadera correspondiente al $\Delta t_{baseline}$ , ohm-m
$R_{t\_cor}$	Resistividad de la formación corregida, $R_t/A_{sh}$ , ohm-m
$R_w$	Resistividad del agua de formación, ohm-m
$S_g$	Saturación de gas, fracción
$S_w$	Saturación de agua, fracción
$S_{w2}$	Saturación de agua de las fracturas naturales asociada al sistema compuesto, fracción
$S_{wb}$	Saturación de agua asociada únicamente a la matriz, fracción
$S_{wb}'$	Saturación de agua utilizada en la ecuación de $n_b'$ , fracción
$S_{wi}$	Saturación de agua irreductible, fracción
$S_{wnc}$	Saturación de agua de la porosidad aislada (no conectada) asociada a todo el sistema, fracción
$T$	Temperatura del yacimiento, K
$T_1$	Tiempo de relajación longitudinal, ms
$T_2$	Tiempo de relajación transversal, ms
$v$	Coefficiente de partición, fracción
$V_{cl}$	Volumen de arcilla, adimensional
$V_{cl}(Clavier)$	Volumen de arcilla obtenido con el modelo de Clavier, adimensional
$V_{cl}(Larionov\ Mesozoico)$	Volumen de arcilla obtenido con el modelo de Larionov Mesozoico, adimensional
$V_{cl}(Larionov\ Terciario)$	Volumen de arcilla obtenido con el modelo de Larionov Terciario, adimensional
$V_{cl}(Lineal)$	Volumen de arcilla obtenido con el modelo lineal, adimensional
$V_{cl}(Stieber)$	Volumen de arcilla obtenido con el modelo de Stieber, adimensional
$V_{diff}$	Volumen fraccional de querógeno, fracción
$V_k$	Volumen de querógeno en el modelo de Piedrahita y Aguilera (2017), fracción
$V_{kp}$	Volumen de querógeno poroso en modelo de Piedrahita y Aguilera (2017), fracción
$V_{ks}$	Volumen de querógeno sólido en modelo de Piedrahita y Aguilera (2017), fracción
$V_{ma}$	Volumen de matriz, fracción
$V_{tker}$	Volumen total fraccional de querógeno, fracción

## Símbolos griegos

## Definición

$\Delta \log R$	Separación de las curvas de tiempo de tránsito y resistividad en el modelo de Passey et al. (1990)
$\Delta t$	Tiempo de tránsito en el registro sísmico, $\mu\text{s}/\text{ft}$
$\Delta t_{\text{baseline}}$	Tiempo de tránsito seleccionado de la línea base del shale en la técnica $\Delta \log R$ , $\mu\text{s}/\text{ft}$
$\Delta t_f$	Tiempo de tránsito del fluido, $\mu\text{s}/\text{ft}$
$\Delta t_{ma}$	Tiempo de tránsito de la matriz, $\mu\text{s}/\text{ft}$
$k/\phi$	Process or delivery speed (Velocidad de proceso o de entrega), md
$\alpha$	Coefficiente o constante de Biot, adimensional
$\delta$	Diámetro de colisión de la molécula de gas, m
$\theta$	Ángulo entre las fracturas y la dirección de flujo, grados
$\theta_c$	Ángulo de contacto de la interfaz, grados
$\lambda$	Molecular-mean-free path (camino libre medio), m
$\rho_b$	Densidad bulk de la matriz, $\text{g}/\text{cm}^3$
$\rho_f$	Densidad del fluido en la materia inorgánica, $\text{g}/\text{cm}^3$
$\rho_k$	Densidad del querógeno, $\text{g}/\text{cm}^3$
$\rho_{ma}$	Densidad de la matriz inorgánica, $\text{g}/\text{cm}^3$
$\sigma$	Tensión interfacial, dinas/cm
$\sigma_{\text{eff}}$	Esfuerzo efectivo, Pa
$\phi$	Porosidad total, fracción
$\phi_2$	Porosidad de las fracturas naturales asociada al sistema compuesto, fracción
$\phi_{\text{ads}}$	Porosidad adsorbida asociada al sistema compuesto, fracción
$\phi_b$	Porosidad inorgánica escalada al volumen únicamente de la matriz inorgánica, fracción
$\phi_{\text{BVI}}$	Porosidad de fluidos adheridos capilarmente, fracción
$\phi_{cl}$	Porosidad asociada a las arcillas, fracción
$\phi_D$	Porosidad calculada con el registro de densidad, fracción
$\phi_{\text{eff}}$	Porosidad efectiva, fracción
$\phi_{\text{FFV}}$	Porosidad de los fluidos libres, fracción
$\phi_{hf}$	Porosidad de las fracturas hidráulicas, fracción
$\phi_m$	Porosidad de la matriz inorgánica asociada al sistema compuesto, fracción
$\phi_N$	Porosidad obtenida del registro neutrón, fracción
$\phi_{nc}$	Porosidad aislada, fracción
$\phi_{\text{ND}}$	Porosidad calculada con el registro neutrón-densidad, fracción
$\phi_{\text{NMR}}$	Porosidad del registro NMR, fracción
$\phi_{\text{org}}$	Porosidad de la matriz orgánica asociada al sistema compuesto, fracción
$\phi_{\text{org}_i}$	Porosidad intrínseca de la matriz orgánica, fracción
$\phi_s$	Porosidad calculada con el registro sísmico, fracción

## Capítulo Uno: **Introducción**

### **1.1 Yacimientos de shale gas**

Los yacimientos no convencionales pueden ser definidos como aquellos en los que la extracción de hidrocarburos es más compleja por las limitadas propiedades petrofísicas que poseen en términos de porosidad y permeabilidad, por lo que una de las condiciones para explotarlos es utilizar el fracturamiento hidráulico con la finalidad de mejorar las propiedades y establecer una interconexión entre los poros que permita el flujo de hidrocarburos a través de las fracturas generadas.

Los recursos de formaciones no convencionales más conocidos actualmente incluyen los yacimientos de shale, objeto de estudio de esta investigación, las formaciones apretadas (tight formations) y el metano en capas de carbón (Coal Bed Methane). Dentro de las características que comparten estas formaciones se encuentra la presencia de fracturas naturales, además de que este tipo de yacimientos se extienden a lo largo de grandes áreas, por lo que a pesar de tener un factor de recuperación bajo dentro de sus cualidades, es posible recuperar grandes volúmenes de hidrocarburos.

Al hablar de un yacimiento de shale gas, éste puede ser definido de acuerdo con Aguilera (2014) como “una roca sedimentaria compuesta de granos muy finos del tamaño de la arcilla con un contenido de materia orgánica menor al 50% donde el gas natural es generado en el shale y permanece ahí, haciendo que la roca sea tanto roca almacén como roca generadora”. Dentro de sus características se encuentra que poseen una porosidad baja, así como una permeabilidad limitada, normalmente dentro de la escala de nanodarcys (Spencer et al., 2010).

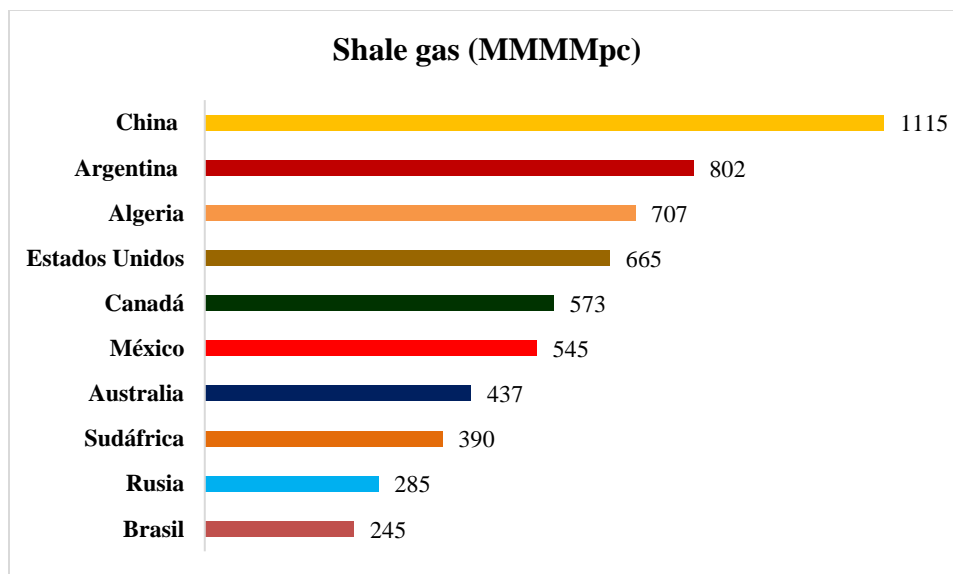
Algunas de las diferencias principales entre los yacimientos convencionales de gas y los yacimientos de shale gas son presentados en la **Tabla 1-1**.

Características	Yacimientos convencionales de gas	Yacimientos de shale gas
Generación de hidrocarburos	El gas se genera en la roca madre y posteriormente migra a una roca almacén.	El gas se genera en el shale y permanece dentro del shale
Fuentes de almacenamiento	Gas libre	Gas libre, gas adsorbido y gas disuelto en el querógeno
Factor de recuperación	50-90%	5-20%

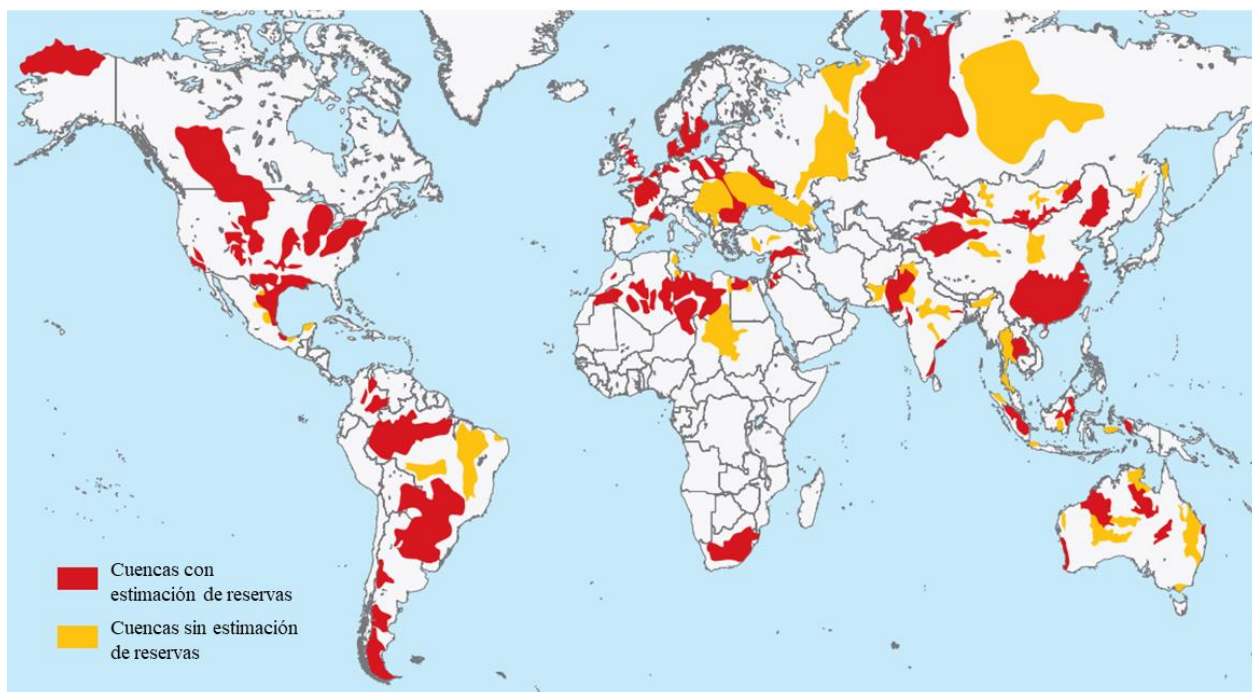
**Tabla 1-1. Comparación de características entre los yacimientos convencionales de gas y los yacimientos de shale gas.**

### 1.1.1 Panorama mundial del shale gas

Los yacimientos de shale gas han ganado importancia en años recientes en términos de la perspectiva de reservas, sin embargo, la inversión necesaria en equipo especializado y la falta de personal capacitado son las piezas faltantes necesarias para que la producción de estos recursos sea rentable. En el trabajo de evaluación de los recursos de shale de EIA (2013) se reporta el top 10 de los recursos de shale gas (**Figura 1-1**) tomados de la evaluación realizada a 41 países con recursos de shale oil y shale gas (**Figura 1-2**).



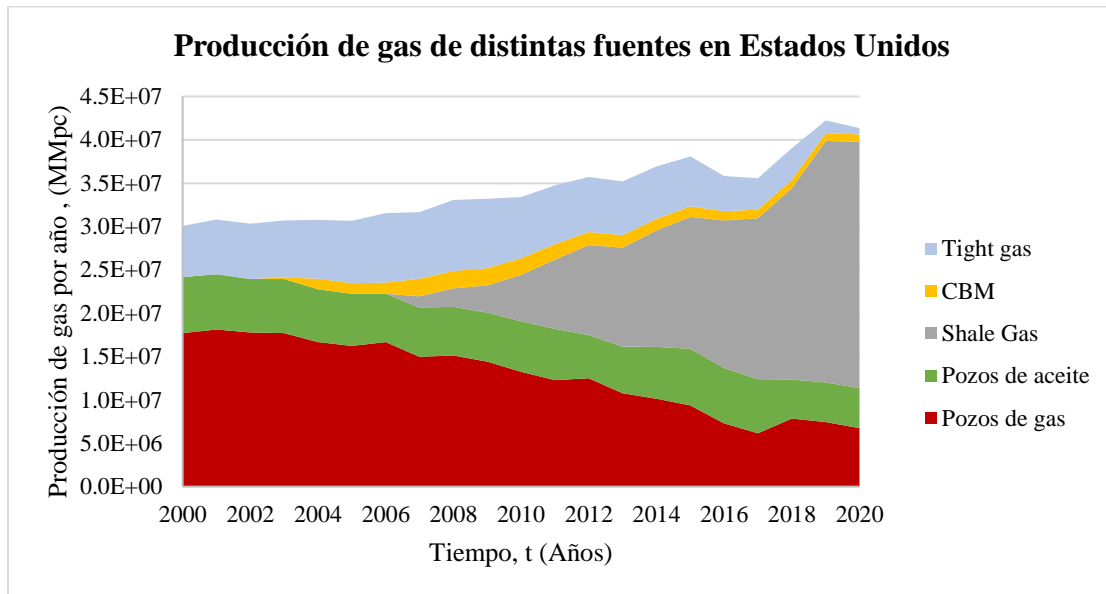
**Figura 1-1. Top 10 de países con reservas de shale gas (EIA, 2013).**



**Figura 1-2. Mapa de cuencas con formaciones de shale oil y shale gas a nivel mundial**

**(Ahmed y Meehan, 2019).**

Estados Unidos es uno de los países que ha experimentado un auge en la producción de yacimientos no convencionales asociado con el desarrollo del fracturamiento hidráulico en múltiples etapas, tecnología necesaria para la explotación de estos recursos. Lo anterior puede observarse en la **Figura 1-3**, donde la proporción de la producción de estos yacimientos ha incrementado llegando a representar hasta un 70% de la producción total de gas en el 2020. Este país es considerado el pionero en la explotación de estos recursos por el conocimiento adquirido a través de sus años de experiencia, lo que puede representar un elemento clave para transmitir a los demás países que poseen una cantidad representativa de shale gas que pueden utilizar para incorporar a sus reservas, tal como lo es el caso de Argentina y el desarrollo de la cuenca Neuquina.



**Figura 1-3. Producción de gas por año proveniente de distintas fuentes en Estados Unidos (EIA, 2020).**

### ***1.1.2 Recursos en México de shale gas***

Los yacimientos de shale en México, como fue establecido por Rezaee (2015), son de origen marino del Jurásico o Cretácico, con un espesor favorable (200-400 ft), bajo contenido de arcilla, un contenido de Carbono Orgánico Total (*TOC*) de entre 3 y 5 % wt y se encuentran dentro de la ventana de madurez del gas con una reflectancia de la vitrinita >1.2% (CNH, 2017).

Las provincias petroleras con recursos de shale gas en México incluyen Tampico-Misantla, Tuxpan, Burgos, Burro-Picachos, Sabinas y Veracruz como se muestra en la **Tabla 1-2** y la **Figura 1-4**. La formación con más información es el shale de Eagle Ford en la cuenca de Burgos, ya que su asociación con el Eagle Ford de Estados Unidos lleva a pensar que hay una probabilidad elevada de éxito si se desea desarrollar esta formación.

A pesar de que los shales de México parecen tener una buena calidad de la roca, la geología estructural es considerablemente más compleja que en Estados Unidos, pues es menos continua, lo que representa una limitación en su desarrollo.

Número	Provincia	Recursos prospectivos de Pemex			EIA/ARI Reservas Técnicamente Recuperables			
		Aceite (MMMbbls)	Gas y condensado (MMMMpc)	Gas seco (MMMMpc)	Aceite (MMMbbls)	Gas asociado (MMMMpc)	Gas y condensado (MMMMpc)	Gas seco (MMMMpc)
1	Tampico-Misantla	30.7	20.7	0	5.52	4.7	9.5	9
2	Tuxpan	-	-	-	0.97	1.5	-	-
3	Burgos	0	9.5	44.3	6.34	0.9	111.6	280.6
4	Burro-Picachos	0.6	6.6	11.4	0	-	-	123.8
5	Sabinas	0	0	49				
6	Veracruz	0.6	0	0	0.28	0.5	-	2.9
7	Chihuahua	En estudio						
	Total	31.9	36.8	104.7	13.11	7.6	121.1	416.3

**Tabla 1-2. Provincias petroleras de shales con recursos de hidrocarburos técnicamente recuperables en México. (Escalera, 2012; Cruz Luque et al., 2018).**



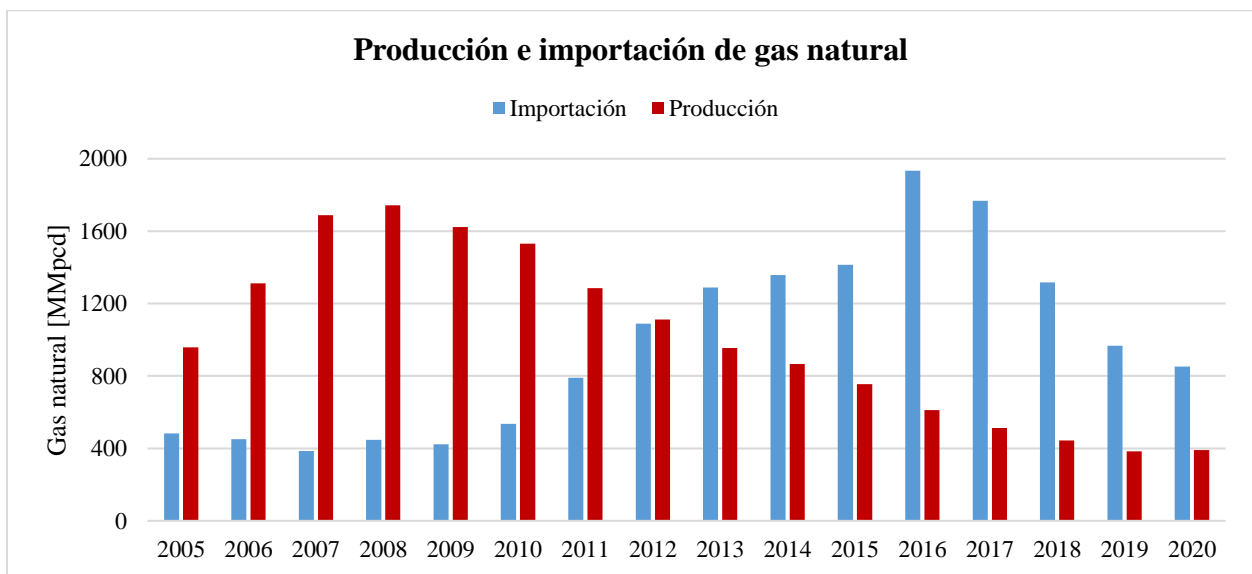
**Figura 1-4. Ubicación de las provincias petroleras de shale mencionadas en la Tabla 1-2. Modificado de IEA (2016).**

El desarrollo de las formaciones de shale en México se enfrenta a desafíos de distintas clases. Para lograr un beneficio económico de los yacimientos no convencionales se debe contar con todo el

equipo necesario, por lo que la industria tendría que realizar una inversión fuerte sujeta a ser respaldada por las ganancias que se obtendrían, además de que el gobierno tiene que autorizar las operaciones y establecer las condiciones necesarias bajo las cuales la operación se consideraría posible. Asimismo, el consumo de agua asociado al fracturamiento hidráulico para el desarrollo de este tipo de formaciones representa un gran reto y materia de estudio para la implementación de una explotación comercial de estos recursos en México.

### 1.1.3 Importancia del shale gas

La explotación del shale gas en el país puede traer consigo numerosas ventajas. El explotar estas formaciones permitiría contar con una fuente extra para la producción de gas natural, lo que representaría un beneficio, ya que, como se observa en la **Figura 1-5**, actualmente las importaciones de gas natural superan a la producción, por lo que el agregar esta fuente adicional al recurso conllevaría a reducir la dependencia de las importaciones de gas natural de Estados Unidos.



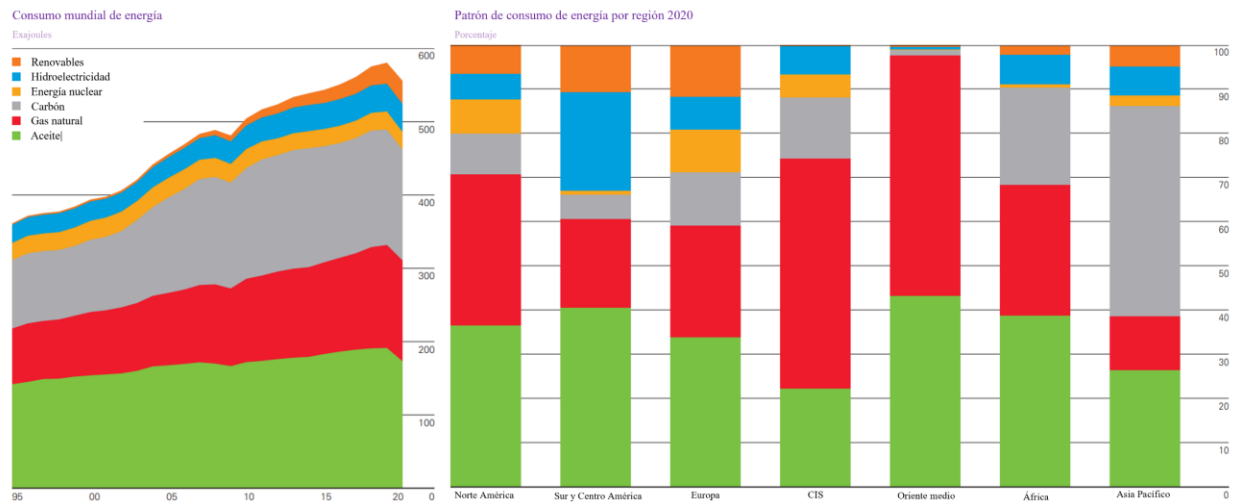
**Figura 1-5. Producción (Pemex, 2021) e importación (Sener, 2021) de gas natural.**



Como se mencionó anteriormente, los recursos de shale gas se encuentran disponibles en distintos lugares alrededor del mundo (**Figura 1-2**), lo cual es importante porque al disponer de la tecnología para su explotación así como los conocimientos adquiridos a nivel mundial, permitirían al país, que ocupa el sexto lugar en recursos recuperables de este tipo de formaciones (**Figura 1-1**), desarrollar los recursos disponibles identificados en las cuencas anteriormente mencionadas (Cruz Luque et al., 2018).

Asimismo, otra de las ventajas obtenidas de la producción de gas a través de los shales, radica en el hecho de que el gas natural, compuesto principalmente de metano, es considerado el combustible fósil más limpio por ser el hidrocarburo con la relación hidrógeno-carbono (H/C) más elevada. Las emisiones de  $CO_2$  de los combustibles dependen principalmente del contenido de carbono y de su relación H/C. Entre más alto sea la relación H/C, mayor será la eficiencia energética del combustible y serán menores las emisiones de  $CO_2$  generadas de su combustión (Balachandar et al., 2013), por lo que al producir energía utilizando gas natural, las emisiones de gases contaminantes son menores.

Para satisfacer la demanda de energía existente, el rol del gas natural se ha vuelto cada vez más competitivo (**Figura 1-6**). El empleo de este recurso ha ido en ascenso debido a la transición energética requerida en todo el mundo, la cual tiene el enfoque de modificar la actual matriz energética para avanzar a un estilo de vida más sustentable. Dentro de las energías consideradas dentro de la matriz energética visualizada se encuentra el gas natural, por lo que la demanda para este recurso continuará creciendo.



**Figura 1-6. Consumo mundial de energía y patrón de consumo de energía por región (BP, 2021).**

## 1.2 Objetivos de la tesis

El presente trabajo tiene como objetivo principal el uso de Pickett plots modificados como una herramienta para la evaluación de formaciones de gas tipo shale a partir de registros de porosidad y resistividad. Asimismo, se destaca la importancia de una correcta caracterización de cada uno de los componentes del sistema poroso de los shales mediante la introducción de un nuevo modelo conceptual de porosidad. A su vez, se evalúa el impacto de cada uno de los parámetros que integran el cálculo del exponente de saturación de agua y, por ende, la mojabilidad de la roca, mediante el desarrollo de un análisis de sensibilidad.

## 1.3 Organización de la tesis

El trabajo está dividido en siete capítulos. A continuación, se presenta una descripción general de cada uno de los capítulos que conforman este trabajo de investigación:

En el Capítulo Uno se definen los yacimientos de shale gas, objeto de estudio principal de esta tesis, la ubicación de las principales reservas tanto en el mundo como en México de este tipo de formaciones y se resalta la importancia de este tipo de yacimientos.

Por su parte, el Capítulo Dos integra los conceptos fundamentales de los Pickett plots. Además, se presenta una revisión de literatura respecto a cada uno de los elementos adicionales que han sido integrados a los Pickett plots por distintos autores.

En el Capítulo Tres se presentan y definen cada uno de los parámetros que se incluyen en el Pickett plot modificado desarrollado en este estudio.

Posteriormente, el Capítulo Cuatro presenta los diferentes casos de estudio analizados en esta tesis en los que se resalta el uso de los Pickett plot modificados como herramienta para definir el potencial del yacimiento.

En el Capítulo Cinco se introduce el nuevo modelo conceptual de porosidad generado en este trabajo.

En el Capítulo Seis se determina de forma estocástica el exponente de saturación, y por ende la mojabilidad de la roca, y asimismo se muestran los resultados del análisis de sensibilidad aplicado a cada uno de los parámetros que impactan en el cálculo de dicho exponente.

Finalmente, el Capítulo Siete conjunta las conclusiones obtenidas a partir de este estudio, y presenta las recomendaciones que servirán de base para futuras investigaciones.

## Capítulo Dos: **Revisión de literatura**

### **2.1 Introducción**

Los Pickett plots son una herramienta que ha sido utilizada para lograr una evaluación rápida de características petrofísicas en yacimientos convencionales, sin embargo, para extender su uso para el análisis de yacimientos no convencionales es necesario prestar más atención a parámetros como lo son los exponentes de cementación ( $m$ ) y saturación ( $n$ ), cuya caracterización resulta fundamental en la implementación de óptimas estrategias de desarrollo de este tipo de formaciones.

Este capítulo incluye una revisión de literatura de los conceptos fundamentales de un Pickett plot donde se puntualizan los datos de entrada necesarios y los procedimientos para su construcción. De igual manera, se identifican los diferentes parámetros que han sido incluidos en los Pickett plots por diversos autores. Posteriormente, se describe el procedimiento utilizado para hacer una evaluación de la formación con el modelo de porosidad que sirve de base para el Capítulo Cinco. Asimismo, en este capítulo se define el concepto de mojabilidad y su relación con la ecuación de Archie, y finalmente se presenta el modelo que permite el cálculo del exponente de saturación ( $n$ ) y que es utilizado en el análisis de sensibilidad llevado a cabo en el Capítulo Seis.

### **2.2 Conceptos fundamentales de Pickett plots**

#### ***2.2.1 Ecuación de Archie***

Archie (1942) elaboró una serie de pruebas de laboratorio donde midió la resistividad de un gran número de núcleos saturados con salmuera y a través de esto, logró establecer las relaciones empíricas para arenas limpias con una porosidad de 10 a 40% definidas a continuación:

$$R_o = F R_w$$

**Ecuación (2-1)**

$$S_w = I^{-\frac{1}{n}} \quad \text{Ecuación (2-2)}$$

$$I = \frac{R_t}{R_o} = \frac{R_t}{FR_w} \quad \text{Ecuación (2-3)}$$

$$F = \frac{a}{\phi^m} \quad \text{Ecuación (2-4)}$$

Donde  $R_o$  es la resistividad de la formación cuando está saturada al 100% con agua en ohm-m,  $F$  es el factor de formación,  $R_w$  es la resistividad del agua de formación en ohm-m,  $S_w$  es la saturación de agua,  $I$  es el índice de resistividad,  $n$  es el exponente de saturación del sistema compuesto,  $R_t$  es la resistividad de la formación,  $\phi$  es la porosidad total,  $a$  es el factor de tortuosidad y  $m$  es el exponente de porosidad del sistema compuesto.

Al combinar las relaciones anteriores, se puede obtener la ecuación que es frecuentemente utilizada en el cálculo de la saturación de agua, conocida como la ecuación o la ley de Archie:

$$R_t = aR_w S_w^{-n} \phi^{-m} \quad \text{Ecuación (2-5)}$$

Las ecuaciones presentadas no son precisas, ya que son relaciones establecidas en laboratorio, sin embargo, la aplicación de la ley de Archie ha sido probada en diferentes formaciones convencionales y, en los últimos años, en yacimientos no convencionales, motivo por el cual se implementará su aplicación en este trabajo.

A continuación, se citan algunas suposiciones implícitas que pueden llegar a limitar la ecuación de Archie y que han sido descritas por distintos autores (Salgado y González, 2005; Álvarez Pabón y Vélez Barrera, 2011):

- A una determinada saturación siempre será medida solamente una resistividad,
- El parámetro  $n$  es constante para cada medio poroso,
- Toda el agua contribuye a la corriente eléctrica,

- Se cuenta con zonas que cumplen con tener valores de  $m$  constantes,
- No existe presencia de minerales conductivos como arcillas y pirita,
- No existe conectividad irregular en los poros,
- Se tiene agua de formación con baja salinidad.

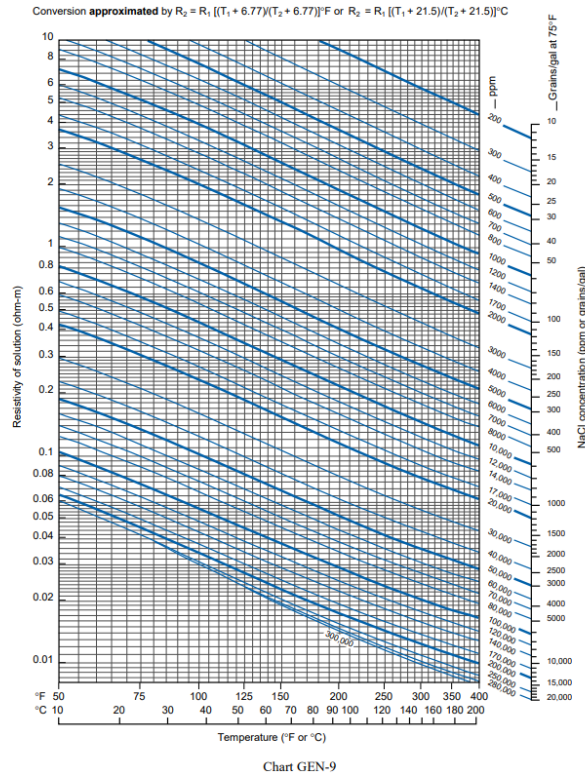
Se ha probado que las suposiciones son válidas cuando el yacimiento es mojado al agua (Anderson, 1986), por lo que esto también representa una limitación para la ecuación. Aun tomando en cuenta las consideraciones y limitaciones mencionadas, el uso de la ecuación de Archie en formaciones no convencionales ha sido llevado a cabo por distintos autores (Yu y Aguilera, 2011; Wu y Aguilera; 2012, López y Aguilera, 2014; López Jiménez y Aguilera, 2016) dando buenos resultados al comparar lo obtenido con datos de núcleo, lo que demuestra que su aplicación puede ser considerada como una fuente de información en este tipo de formaciones.

#### 2.2.1.1 Resistividad del agua de formación, $R_w$

Almaraz (2014) resumió diferentes métodos para obtener la resistividad del agua de formación que incluyen la medición directa de la resistividad usando una muestra de agua producida, el uso de registros de potencial espontáneo, manejar valores conocidos de la región haciendo uso de campos análogos, emplear la ecuación de Archie e incluso el uso del Pickett plot.

La resistividad del agua de formación a condiciones de yacimiento se encuentra altamente relacionada con la salinidad, pues se ha encontrado que a mayor concentración de sales disueltas en el agua la conductividad incrementa, en consecuencia, la resistividad disminuye. Esto quiere decir que a los métodos anteriormente mencionados podría agregarse la obtención de  $R_w$  mediante

la gráfica GEN-9 (**Figura 2-1**) desarrollada por Schlumberger (2003), donde se requiere la temperatura y la salinidad del intervalo a evaluar para obtener el valor de  $R_w$ .



**Figura 2-1. Gráfica GEN-9 para la obtención de  $R_w$  (Schlumberger, 2003).**

### 2.2.1.2 Parámetros de la ecuación de Archie

Dentro de la ecuación de Archie podemos encontrar dos exponentes, el exponente de porosidad y el exponente de saturación, y un factor conocido como factor de tortuosidad. Li et al. (2013) encontraron que el impacto de  $m$  y  $n$  en el cálculo de la  $S_w$  es más fuerte que el de  $a$  y a su vez,  $m$  es el parámetro con mayor efecto en el cálculo, por esta razón es importante continuar con la búsqueda de formas de incorporar estimaciones con menor incertidumbre de estos parámetros a los cálculos efectuados de  $S_w$ .

Los exponentes son comúnmente determinados con la ayuda de pruebas de laboratorio, sin embargo, cuando estos valores no son conocidos, el valor de  $m$  suele suponerse de acuerdo con la

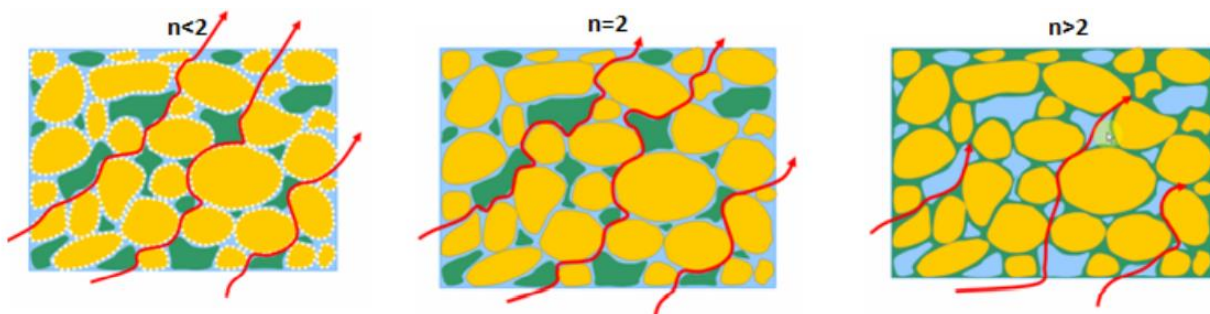
litología de la formación que se esté evaluando y  $n$  es normalmente tomado como 2. Para el caso de  $a$  suele asumirse un valor de 1.

#### 2.2.1.2.1 Exponente de cementación de Archie

Archie denominó al exponente de porosidad como exponente de cementación porque creía que reflejaba el grado de cementación de la roca. Glover (2009) indica que el valor de  $m$  incrementa conforme el grado de conectividad de la red de poros disminuye, lo que soporta su nombre de exponente de cementación, además, afirma que como interpretación física se puede entender como la razón de cambio asociada a la porosidad y su conectividad.

#### 2.2.1.2.2 Exponente de saturación de Archie

Glover (2017) menciona que el exponente de saturación es comúnmente interpretado como una medida cualitativa de la eficiencia con la que el flujo eléctrico se presenta en el agua que ocupa una roca parcialmente saturada, por otra parte, señala que existe evidencia de que el valor de  $n$  cambia con la saturación y el tipo de estructura de la roca, de forma que propone que la interpretación física es que es un parámetro que controla la forma en la que los fluidos están distribuidos dentro de la porosidad (**Figura 2-2**).



**Figura 2-2. Representación de los valores que puede tomar el exponente de saturación según la distribución de los fluidos dentro de la roca (Wu, 2014).**



### 2.2.1.2.3 Factor de tortuosidad

En la forma más común de la ecuación de Archie, **Ecuación (2-5)**, se incluye un parámetro que fue introducido hasta tiempo después en la ecuación, el factor de tortuosidad. Azar et al. (2008) presentan una definición de  $a$  donde se considera equivalente a la tortuosidad que lo establece como la relación entre la longitud real del camino y la longitud teórica de la muestra o el material poroso. Este factor varía con distintos parámetros como la porosidad, la geometría del medio poroso, la cantidad de granos finos, el factor de resistividad de la formación y el factor de cementación (Rezaee et al., 2007).

### 2.2.2 Pickett plot

Pickett (1966) propuso una representación gráfica para la ecuación de Archie, la cual tiene como base la **Ecuación (2-5)**, con la diferencia de que se aplicaron logaritmos en ambos lados de la ecuación, dando como resultado la relación lineal siguiente:

$$\log R_t = -m \log \phi + \log(aR_w) - n \log S_w \quad \text{Ecuación (2-6)}$$

En la **Ecuación (2-6)** se puede observar que al realizar una gráfica de  $\phi$  vs  $R_t$  en escala log-log, considerando que los parámetros que integran la ecuación se mantienen constantes, se obtiene una línea recta con una pendiente negativa igual al inverso del exponente de cementación ( $m$ ). En la gráfica se dibujan líneas para diferentes valores de saturación de agua, lo cual representa la idea central para la construcción del Pickett plot, y la determinación de la  $S_w$  de una formación en particular.

Para implementar el uso de los Pickett plots, se estableció una técnica para la evaluación de formaciones (Pickett, 1973), la cual utiliza el enfoque de reconocimiento de patrones para lograr una caracterización rápida. Esta herramienta es una de las más utilizadas en areniscas, limolitas y dolomitas (Yu y Aguilera, 2011), y es considerada como una forma rápida de evaluar las

formaciones por la facilidad y accesibilidad que representa el poder integrar distintos conceptos en un solo gráfico.

#### 2.2.2.1 Datos de entrada

Para poder graficar los datos que representan a una formación en los Pickett plots es necesario contar con datos de porosidad y resistividad. En el caso de la  $\phi$  se tienen dos opciones para su obtención, pueden utilizarse métodos directos y métodos indirectos. Los métodos indirectos suelen asociarse a los registros, pues no miden directamente la porosidad. Los registros más utilizados para el cálculo de la porosidad son el sónico, el neutrón y el de densidad, aunque un registro utilizado mucho recientemente es el de Resonancia Magnética Nuclear (*NMR*). Mientras tanto, en los métodos directos se encuentran las mediciones en laboratorio realizadas a los núcleos.

Para el caso de la  $R_t$  es necesario contar con registros de resistividad que utilizan herramientas de tipo laterolog o inductivas.

##### 2.2.2.1.1 Cálculo de la porosidad mediante registros

###### 2.2.2.1.1.1 Registro de densidad

La herramienta de densidad provee una medición indirecta de la densidad bulk de la formación. Por definición, la porosidad derivada del registro de densidad puede obtenerse mediante (Gaymard y Poupon, 1968):

$$\phi_D = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad \text{Ecuación (2-7)}$$

donde  $\phi_D$  es la porosidad calculada a partir del registro de densidad,  $\rho_{ma}$  es la densidad de la matriz en  $\text{g/cm}^3$ ,  $\rho_b$  es la densidad correspondiente a la lectura del registro en  $\text{g/cm}^3$  y  $\rho_f$  es la densidad del fluido en  $\text{g/cm}^3$ .

Como fue indicado por Cabrera Alarcón (2015), al aplicar la **Ecuación (2-7)** se pueden llegar a obtener valores poco realistas pues se suele sobreestimar la porosidad, ya que la baja densidad del querógeno provoca que los valores obtenidos de la densidad de la roca se reduzcan. Además de considerar lo anterior, en el caso de que el fluido presente en el yacimiento sea el gas, las mediciones del registro resultan en valores más bajos a los valores reales por el efecto asociado a este fluido, provocando también un incremento en la porosidad total calculada.

#### 2.2.2.1.1.2 Registro neutrón

El registro de porosidad neutrón responde a la cantidad de hidrógeno presente en la formación, por lo que en una formación donde los poros están llenos de agua o hidrocarburos, este registro refleja la cantidad de porosidad que se encuentra llena de líquidos (Anyaehe y Oladiran, 2010).

En los yacimientos de gas la porosidad se suele subestimar porque el gas tiene menor contenido de hidrógenos que el aceite o el agua. En el caso de los yacimientos de shale se debe de considerar que además de estar contabilizando los hidrocarburos, también se registran los hidrógenos presentes en la materia orgánica como una porosidad cuando en realidad no forma parte de ésta. Lo anterior será abordado con más detalles en el Capítulo Cinco.

#### 2.2.2.1.1.3 Neutrón-Densidad

Gaymard y Poupon (1968) establecieron una forma aproximada para calcular la porosidad utilizando las porosidades aparentes obtenidas a partir del registro de densidad ( $\phi_D$ ) y del registro neutrón ( $\phi_N$ ), donde para cuando el fluido presente en la formación es gas se utiliza la siguiente expresión:

$$\phi_{ND} = \sqrt{\frac{\phi_N^2 + \phi_D^2}{2}} \quad \text{Ecuación ( 2-8)}$$

donde  $\phi_{ND}$  es la porosidad que resulta de la combinación de los registros de densidad y neutrón.

Por otra parte, para el caso en que la formación esté saturada con hidrocarburos líquidos, la porosidad se calcula como (Kairuz et al., 2011):

$$\phi_{ND} = \frac{\phi_N + \phi_D}{2} \quad \text{Ecuación ( 2-9)}$$

El uso de ambos registros tiene como resultado una mejor aproximación de la porosidad.

#### 2.2.2.1.1.4 Registro sísmico

En estratos consolidados con poros pequeños uniformemente distribuidos existe una relación lineal entre la porosidad y el tiempo de tránsito del registro sísmico (Magara, 1978), la cual es utilizada en el cálculo de porosidad a través de la siguiente expresión:

$$\phi_s = \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}} \quad \text{Ecuación (2-10)}$$

donde  $\phi_s$  es la porosidad resultante del registro sísmico,  $\Delta t$  es el tiempo de tránsito reportado por la herramienta en  $\mu\text{s}/\text{ft}$ ,  $\Delta t_{ma}$  es el tiempo de tránsito de la matriz en  $\mu\text{s}/\text{ft}$  y  $\Delta t_f$  es el tiempo de tránsito del fluido en  $\mu\text{s}/\text{ft}$ .

Considerando el caso de los yacimientos de shale se ha encontrado que la **Ecuación (2-10)** suele exagerar las estimaciones de porosidad. Para contrarrestar este efecto, Magara (1978) encontró una relación existente en yacimientos de shale del Cretácico comparando el tiempo de tránsito del registro sísmico con la porosidad total calculada de los registros de densidad. A partir de lo anterior, Yu y Aguilera (2011) reescribieron la ecuación de la siguiente forma:

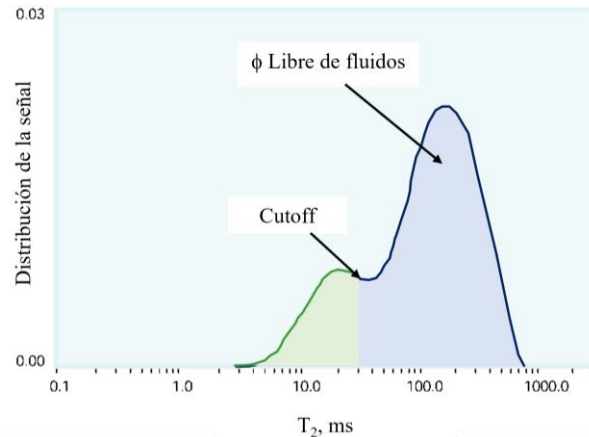
$$\phi_s = \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{B B_c} \quad \text{Ecuación (2-11)}$$

donde  $B = 214.6 \mu\text{s}/\text{ft}$  es considerado como una constante, además de que se asume que  $\Delta t_{ma} = 68 \mu\text{s}/\text{ft}$ , y  $B_c$  representa un factor de corrección asociado a la sobreestimación que puede haber en la

porosidad por el uso del registro de densidad en la determinación de la relación encontrada por Magara (1978) y la cual puede calibrarse con ayuda de núcleos.

#### 2.2.2.1.1.5 Registro de Resonancia Magnética Nuclear

Como fue indicado por Kenyon et al. (1995) el mecanismo del registro de Resonancia Magnética Nuclear (*NMR*) consiste en inducir un campo magnético cuyo propósito es alinear los átomos de hidrógeno presentes en la formación. En la aplicación de este registro se tienen tiempos característicos llamados tiempos de relajación: el tiempo de relajación longitudinal ( $T_1$ ) que es el tiempo que demoran los átomos en alinearse, y el tiempo de relajación transversal ( $T_2$ ) que indica el tiempo que tardan en regresar a su posición original los átomos cuando se deja de aplicar el campo magnético. Mediante la estimación del área bajo la curva generada con los tiempos  $T_2$  (**Figura 2-3**) se estima la porosidad ( $\phi_{NMR}$ ).



**Figura 2-3. Distribución de  $T_2$ , donde el área debajo de la curva sobre el cutoff (poros con capacidad de producción) muestra gráficamente la porosidad libre de fluidos.**

La  $\phi_{NMR}$  presenta la ventaja de ser independiente de la litología. En el caso de los yacimientos de shale posee una virtud adicional, ya que no se ve afectado por la presencia de la materia orgánica como en el caso del registro de densidad, sísmico y neutrón (Piedrahita Rodriguez, 2016). Por lo

anterior, los valores de  $\phi_{NMR}$  presentan una menor incertidumbre respecto a los mencionados anteriormente en la evaluación de formaciones para el caso de estos yacimientos.

#### 2.2.2.2 Construcción del Pickett plot

Para el caso del Pickett plot donde todos los parámetros de la **Ecuación (2-6)** se mantienen constantes, la línea para una saturación de agua del 100% puede trazarse con el conocimiento de  $m$  y de  $aR_w$ . Los valores de  $R_t$  son calculados mediante la **Ecuación (2-12)** para diferentes valores de  $\phi$  y  $S_w$ , ambos en fracción.

$$R_t = 10^{[-m \log \phi + \log(aR_w) - n \log S_w]} \quad \text{Ecuación (2-12)}$$

El punto pivote del que parte la línea de  $S_w=100\%$  se obtiene considerando una porosidad del 100% (1 en fracción) en la **Ecuación (2-6)**, donde para el caso de  $\phi$  y de  $S_w$ , se tiene  $\log(1) = 0$ , de tal forma que la **Ecuación (2-6)** se reduce a lo siguiente:

$$\log R_t = \log(aR_w) \quad \text{Ecuación (2-13)}$$

por lo que al hacer la proyección de la línea de  $S_w = 1$  y  $\phi = 1$  hacia el eje de las abscisas, se obtiene el punto  $aR_w$  tal como se muestra en la **Figura 2-4**.

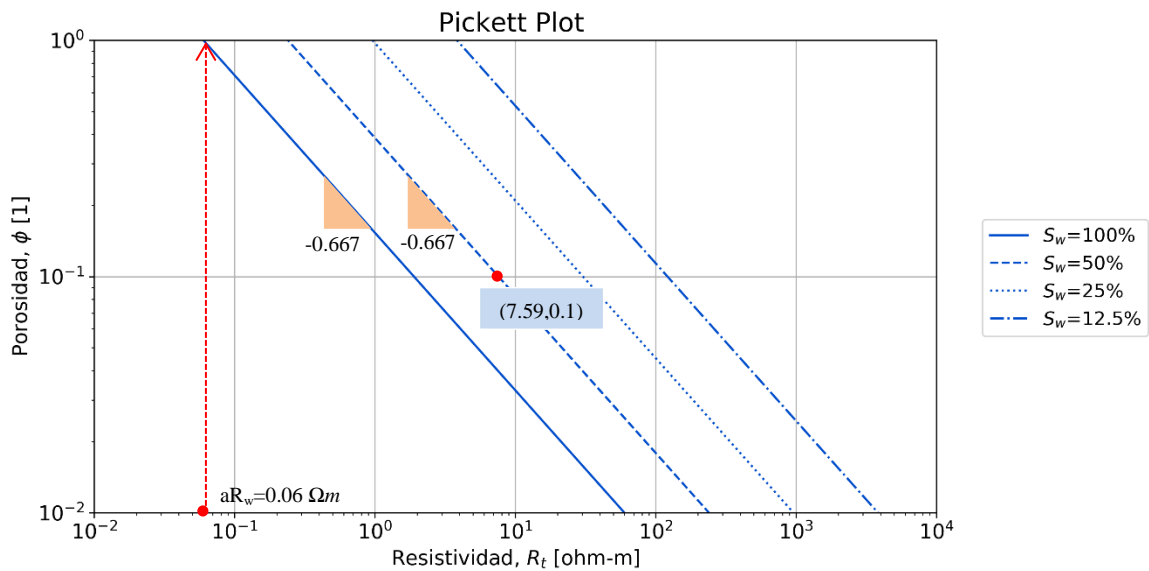
##### 2.2.2.2.1 Construcción del Pickett plot con ayuda de la pendiente

La **Figura 2-4** se utiliza para ejemplificar el proceso de construcción de las líneas de  $S_w$  donde el proceso que se recomienda utilizar es el siguiente:

1. Colocar los datos de  $R_t$  y  $\phi$  en una gráfica log-log de  $\phi$  vs  $R_t$ . En la **Figura 2-4** se omitió este paso para enfocarse únicamente en la construcción de la gráfica.
2. Se sitúa el producto  $aR_w$  en la parte superior de la gráfica donde  $\phi$  corresponde al 100%.

En este caso se utilizó un valor de  $aR_w = 0.06$ .

3. Para una  $S_w = 100\%$ , tomando como base el punto pivote ( $aR_w$ ), se traza una línea con una pendiente de  $-1/m$ . En este ejemplo  $m = 1.5$ , por lo que la pendiente sería igual a  $-0.667$
4. Para colocar las líneas de  $S_w$  constantes diferentes al 100% se hace uso de la **Ecuación (2-12)** para realizar el cálculo de la  $R_t$  correspondiente a un determinado valor de porosidad, por ejemplo, en este caso se seleccionó  $\phi = 0.1$  y se asumió que  $n=2$ . Posteriormente, se coloca el punto en la gráfica y se traza una línea con la misma pendiente que la de  $S_w = 100\%$ , es decir,  $-0.667$ . Para el caso de una  $S_w = 50\%$  se obtuvo una  $R_t = 7.59$  ohm-m.



**Figura 2-4. Ejemplo de un Pickett plot construido con  $m=1.5$  y  $n=2$ .**

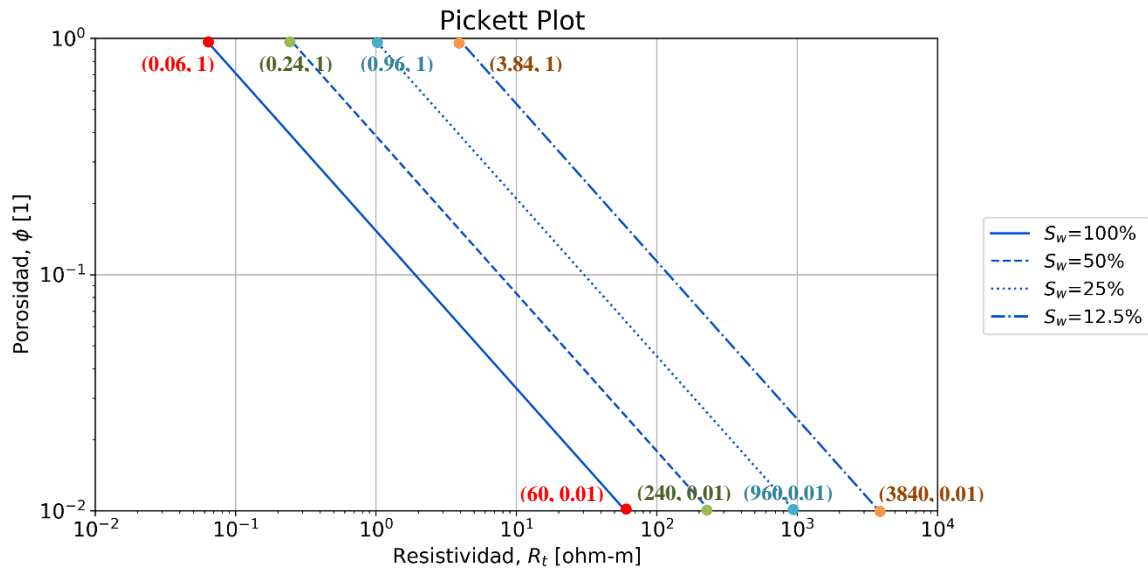
Para el proceso anteriormente descrito se puede observar que con el conocimiento de la pendiente y del punto pivote ( $aR_w$ ) es posible trazar cualquier línea para diferentes valores de  $S_w$ , pues se trata de líneas rectas paralelas ( $m$  es constante), lo que hace que el conocimiento de  $m$  y de  $aR_w$  sea un factor determinante para la obtención de la gráfica.

### 2.2.2.2.2 Construcción del Pickett plot utilizando la ecuación

La **Figura 2-5** se utiliza para ejemplificar el proceso de construcción de las líneas de  $S_w$  donde el procedimiento que se recomienda utilizar es el siguiente:

1. Colocar los datos de registros en una gráfica log-log de  $\phi$  vs  $R_t$ . En la **Figura 2-5** se omitió este paso y únicamente se presenta la construcción del Pickett plot.
2. Para cada línea de  $S_w$  se deben seleccionar dos valores de porosidad que permitan trazar su correspondiente línea. En este caso se seleccionaron los valores de  $\phi = 1$  y  $\phi = 0.01$ .
3. Se determina el valor de  $R_t$  en cada caso haciendo uso de la **Ecuación (2-12)**.

Los puntos que se emplearon para trazar las líneas de  $S_w$  se encuentran en la **Tabla 2-1** y se representan gráficamente en la **Figura 2-5**.



**Figura 2-5. Ejemplo de un Pickett plot donde se indican los puntos utilizados para la construcción de las líneas de  $S_w$ .**



$\phi$ (fracción)	$R_t$ (ohm-m)			
	$S_w = 100\%$	$S_w = 50\%$	$S_w = 25\%$	$S_w = 12.5\%$
1	0.06	0.24	0.96	3.84
0.01	60	240	960	3840

**Tabla 2-1. Puntos utilizados para la construcción de diferentes líneas de  $S_w$ .**

## 2.3 Mojabilidad

### 2.3.1 Definición

La mojabilidad puede definirse como una propiedad de la roca que establece la afinidad de un fluido a esparcirse o adherirse en una superficie al encontrarse en presencia de otro fluido, por lo tanto, como fue mencionado por Gupta et al. (2018), la mojabilidad determina que fluido se encuentra en contacto con las paredes de los poros y cuál ocupa la parte central del poro, siendo los fluidos mojantes posibles convencionalmente aceite y agua, sin embargo, para el caso de los yacimientos no convencionales, se ha corroborado que la observación de que el gas no puede ser el fluido que se adhiera a las paredes no es válida, por lo que es importante considerar que el gas también puede ser el fluido mojante.

En un sistema roca/fluido, la mojabilidad es importante porque es uno de los factores que controlan la ubicación, el flujo y la distribución de los fluidos en el yacimiento (Anderson, 1986). Además, la mojabilidad representa un factor crucial que determina las interacciones roca/fluido, permeabilidad relativa y curvas de presión capilar en los yacimientos (Xu et al., 2020).

### 2.3.2 Tipos de mojabilidad

Anderson (1986) clasifica la mojabilidad que pueden tener los sistemas en mojabilidad fuerte, neutral y fraccional. A partir de lo anterior, indica que la mojabilidad fuerte se divide en dos: mojabilidad al agua y al aceite. La roca puede encontrarse mojada al agua cuando la tendencia predominante es que sea el agua el fluido que ocupe los poros más pequeños y se encuentre en

contacto con la mayor parte de la superficie de la roca, en cambio, en un sistema mojado al aceite ocurre lo mismo pero el aceite obtiene el papel que desempeñaba el agua. Por otro lado, cuando la roca no tiene una preferencia fuerte por ninguno de los dos fluidos se asume que todas las porciones de la superficie de la roca tienen una preferencia pequeña pero igual a ser mojados por agua o por aceite y se dice que se tiene una mojabilidad neutral o intermedia. El tercer tipo de mojabilidad, la mojabilidad fraccional, se refiere a cuando diferentes áreas poseen diferentes preferencias de mojabilidad, es decir, el aceite será la fase que esté adsorbida en una porción de la roca mientras que el resto será mojado al agua.

Dentro de la mojabilidad fraccional, Anderson (1986) indica que se ha definido previamente un tipo especial conocido como mojabilidad mixta en el que se tienen ubicaciones específicas para las mojabilidades, ya que toma en cuenta que los poros pequeños continúan siendo mojados al agua, mientras que en los poros más grandes las superficies son mojadas al aceite. Lo anterior se debe a que originalmente el yacimiento es mojado al agua, pero conforme se acumula aceite (proceso de migración), el agua se desplaza de los poros más grandes y se mantiene en los poros pequeños, posteriormente, el aceite se deposita en la superficie de la roca, por lo que los poros grandes pasan a ser mojados al aceite.

### ***2.3.3 Mojabilidad en los shales***

Xu et al. (2020) realizaron una investigación en la que encontraron que la mojabilidad en los shales es evaluada principalmente usando mediciones del ángulo de contacto, imbibición espontánea y el registro *NMR*. La compleja microestructura, mineralogía e historia diagenética de los shales causa que la mojabilidad varíe en estos yacimientos. Diferentes investigadores han encontrado distintas mojabilidades para este tipo de formaciones, además de que se ha encontrado que la red mineral

(materia inorgánica) es usualmente mojada al agua, mientras que los poros orgánicos (materia orgánica) son mojados al hidrocarburo presente (Gupta et al., 2018).

Gupta et al. (2018) investigaron muestras de formaciones de shale del Eagle Ford, Marcellus y Woodford y encontraron que las tres formaciones cuentan con una fracción alta de poros con mojabilidad mixta. Takahashi y Kovsky (2010) reportaron que los shales son de mojabilidad mixta o moderadamente mojados al hidrocarburo. Holmes et al. (2019) mencionan que las mediciones de núcleo de mojabilidad frecuentemente indican condiciones mojadas al hidrocarburo en los yacimientos no convencionales ricos en materia orgánica, es decir, para los shales. Lo anterior nos lleva a pensar que la mojabilidad esperada en los sistemas de yacimientos de shale gas tiende a ser mixta o mojado al gas.

#### ***2.3.4 Relación con la ecuación de Archie***

Existen distintos autores que han mencionado que el exponente de saturación ( $n$ ) refleja la mojabilidad de la roca (Anderson, 1986; Donaldson y Siddiqui, 1989; Hamada et al., 2002; Salgado y González, 2005; Li et al., 2013; Olusola y Aguilera, 2013; Holmes et al., 2017), entre los cuales Donaldson y Siddiqui (1989) llegaron a la conclusión de que existe una relación lineal entre la mojabilidad y el exponente de saturación de agua ( $n$ ), la cual representa la base del análisis realizado en el Capítulo Seis.

Para una formación mojada al agua se ha comprobado que asumir un valor de  $n$  igual a 2 brinda buenos resultados, sin embargo, en las formaciones que son altamente mojadas al aceite se tienen valores de  $n$  más elevados. Con base en lo anterior, la determinación del exponente de saturación ( $n$ ) puede ayudar como un indicador para establecer la mojabilidad de la formación.

## 2.4 Avances en el desarrollo de Pickett plots

Con el tiempo, se han incorporado distintos parámetros al Pickett plot convencional que resulta del uso de la **Ecuación (2-6)**, esto con la finalidad de realizar una evaluación más completa de las formaciones utilizando la misma herramienta (Pickett plot). A los Pickett plots que incluyen curvas adicionales a las líneas de saturación de agua, se les llamará Pickett plots modificados en el desarrollo de esta tesis. Como se planteó anteriormente, el objetivo de este trabajo es la extensión de esta herramienta para la evaluación de los yacimientos tipo shale, partiendo del conocimiento básico de valores de porosidad y resistividad (López Jiménez y Aguilera, 2016).

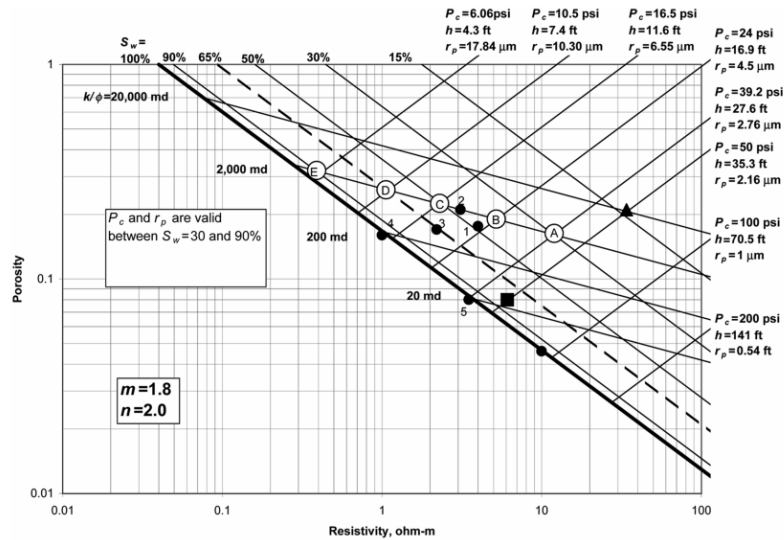
A continuación, se presenta una breve descripción de los diferentes trabajos que han incluido parámetros adicionales a la saturación de agua en un Pickett plot, los cuales representa la base del análisis desarrollado en esta tesis.

### 2.4.1 Aguilera y Aguilera (2002)

Aguilera y Aguilera (2002) propusieron una ecuación para integrar líneas de “process speed” ( $k/\phi$ ) en el Pickett plot, la cual surge del reacomodo de una ecuación empírica (Morris y Biggs, 1967) que permite realizar una estimación de la permeabilidad al relacionarla con la porosidad y la saturación de agua. A sus gráficas también agregaron la ecuación principal propuesta por Pickett (1966) para la construcción de las líneas de saturación de agua ( $S_w$ ).

Asimismo, se incorporan líneas de presión capilar ( $P_{cap}$ ), apertura de la garganta de los poros y altura sobre el nivel del agua libre. Para el caso del Pickett plot modificado generado en este estudio, la altura sobre el nivel de agua libre y la apertura de la garganta de los poros no son incorporados explícitamente en el Pickett plot, ya que estos conceptos tienen una relación directa con el valor de presión capilar que se esté utilizando, por lo que ambos parámetros dependen únicamente de la presión capilar para trazar sus líneas correspondientes.

En la **Figura 2-6**, se puede observar que las líneas con pendiente positiva generadas consideran valores específicos para los tres parámetros confirmando lo establecido previamente.



**Figura 2-6. Pickett plot de la arenisca Morrow mostrando líneas de saturación de agua ( $S_w$ ), “process speed” ( $k/\phi$ ), presión capilar ( $P_{cap}$ ), radio de la garganta de poro ( $r_p$ ) y altura sobre el nivel de agua libre ( $h$ ). Fuente: Aguilera y Aguilera, 2002.**

Dicho lo anterior, el único parámetro que podría tener un valor añadido al ser graficado es la presión capilar, sin embargo, para el análisis de los shales, este parámetro no es utilizado dado que se prefieren incluir líneas que consideran el número de Knudsen, el cual nos permite determinar el tipo de régimen de flujo (viscoso o difusivo) presente en un shale. Es importante mencionar que la ecuación necesaria para graficar el número de Knudsen se deriva a partir del concepto de presión capilar (Yu y Aguilera, 2011), a través del concepto de radio de garganta de poro común en las definiciones de ambos parámetros.

#### **2.4.2 Yu y Aguilera (2011)**

Yu y Aguilera (2011) desarrollaron un método para realizar una evaluación rápida y precisa de formaciones de shale gas con el uso de Pickett plots modificados que permiten la estimación de saturación de agua,  $TOC$  y la distinción de los regímenes de flujo.

Para la definición de la ecuación que permite la construcción de las curvas para diferentes valores de  $TOC$  se empleó la técnica  $\Delta \log R$ , un método empírico desarrollado por Passey et al. (1990) cuya base de análisis está dada por la separación de las curvas de tiempo de tránsito ( $\Delta t$ ) y de resistividad ( $R$ ). Asimismo, el  $\Delta \log R$  permite correlacionar el  $TOC$  con el nivel de metamorfismo orgánico ( $LOM$ ).

Para la construcción del Pickett plot modificado, la curva de  $TOC = 0$  % wt es tangente a la línea de  $S_w = 100\%$ , lo que puede utilizarse en caso de no contar con los datos suficientes para el trazo de la línea de  $S_w$ .

#### **2.4.3 Wu y Aguilera (2012)**

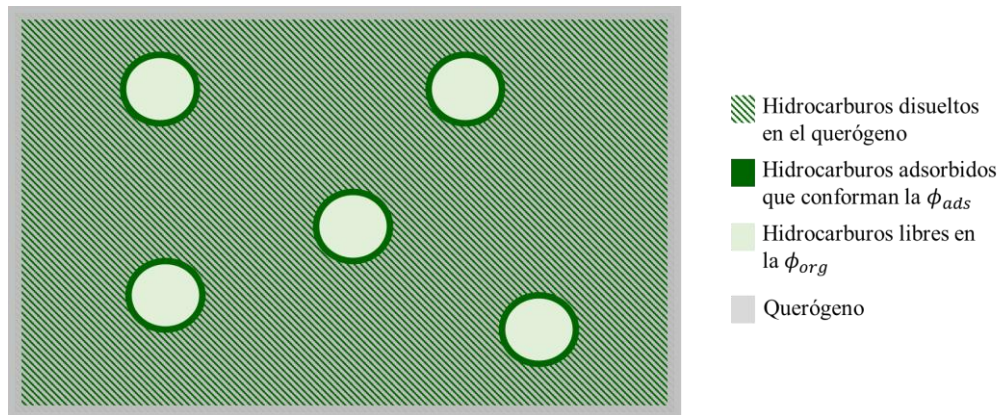
Wu y Aguilera (2012) desarrollaron un modelo de doble porosidad que divide al sistema matricial en matriz inorgánica y querógeno (matriz orgánica) para estimar los valores de  $m$  y  $S_w$  en yacimientos de shale gas. El uso del modelo de doble porosidad genera que las líneas de  $S_w$  se conviertan en curvas, dado que  $m$  es variable. Los autores concluyen que para una mejor evaluación de los shales se pudiesen utilizar modelos de triple o cuádruple porosidad.

#### **2.4.4 López y Aguilera (2014), López Jiménez y Aguilera (2018)**

López y Aguilera (2014) y López Jiménez y Aguilera (2018) introdujeron un modelo petrofísico que permite cuantificar un sistema de porosidad quintuple característico de los shales conformado por la porosidad adsorbida ( $\phi_{ads}$ ), porosidad orgánica ( $\phi_{org}$ ), porosidad inorgánica ( $\phi_m$ ), porosidad de las fracturas naturales ( $\phi_2$ ) y porosidad de las fracturas hidráulicas ( $\phi_{hf}$ ). De igual manera, se

toman en cuenta las diferentes formas en las que los hidrocarburos pueden estar almacenados en este tipo de yacimientos, es decir, hidrocarburos libres, hidrocarburos adsorbidos, e hidrocarburos disueltos en el querógeno.

Con el modelo propuesto, además de cuantificar la variabilidad del exponente de cementación ( $m$ ), cuyos cambios más grandes ocurren a valores pequeños de porosidad (López y Aguilera, 2014; López Jiménez y Aguilera, 2018), se introducen los parámetros de volumen total fraccional de querógeno ( $V_{tker}$ ), el cual puede ser representado como inclusiones dentro de la materia inorgánica, y el volumen fraccional de querógeno sólido ( $V_{diff}$ ).



**Figura 2-7. Representación del volumen total fraccional de querógeno ( $V_{tker}$ ) introducido por López y Aguilera (2014), y López Jiménez y Aguilera (2018).**

Al igual que en el caso de Wu y Aguilera (2012), se observa que los diferentes valores de  $S_w$  están representados por curvas y no como líneas rectas, debido al hecho de que  $m$  se considera variable.

En el trabajo desarrollado por López y Aguilera (2014), los valores de  $\phi_2$  y  $V_{tker}$  se determinan a partir del ajuste (empalme) de las curvas de  $TOC = 0\%$  wt y  $S_w = 100\%$ , tal como en el caso de Yu y Aguilera (2011).

En el Pickett plot modificado también se incluyen líneas de número de Knudsen ( $K_n$ ) utilizando la ecuación presentada por Ortega y Aguilera (2014), cuya deducción se presenta en el Apéndice A. La importancia de estas líneas radica en la determinación del régimen de flujo dominante en el flujo de fluidos dentro de un shale.

#### **2.4.5 López Jiménez y Aguilera (2016)**

López Jiménez y Aguilera (2016) desarrollaron una metodología para la evaluación de yacimientos de shale de gas y condensado utilizando Pickett plots modificados que conjuntan curvas de  $S_w$ , Bulk Volume Water ( $BVW$ ), número de Knudsen ( $K_n$ ) y  $k/\phi$  permitiendo la identificación de unidades de flujo, y cálculos de propiedades del yacimiento que incluyen la  $S_w$ ,  $k$ ,  $r_{p35}$ ,  $r_p$ ,  $BVW$  y  $BVH$ . El modelo utilizado considera al  $m$  variable (López y Aguilera, 2014; López Jiménez y Aguilera, 2018).

Los autores analizaron pozos del Eagle Ford y Niobrara mediante la construcción de los Pickett plots modificados y el reconocimiento de patrones, demostrando la extensión de esta herramienta para la evaluación de este tipo de yacimientos obteniendo resultados satisfactorios.

#### **2.4.6 Olusola et al. (2020)**

Olusola et al. (2020) presentan un procedimiento paso a paso que permite una evaluación integral de un shale mediante la determinación simultánea de parámetros petrofísicos, como la saturación de agua, porosidad y permeabilidad; y del parámetro geomecánico conocido como el coeficiente de Biot ( $\alpha$ ) a través de la incorporación de estos elementos al Pickett plot. El método hace uso de una correlación desarrollada para estimar  $\alpha$  en función de  $k/\phi$  y la apertura de la garganta de poro ( $r_{p35}$ ), la cual puede emplearse tanto para yacimientos convencionales como para no convencionales, tal como es el caso de los shales, los cuales representan el objeto de estudio de esta tesis.



### **2.4.7 Resumen**

De la literatura revisada se puede observar que se han integrado distintos parámetros para hacer de los Pickett plots una herramienta más completa que ofrezca una evaluación rápida con el simple hecho de contar con ciertos parámetros petrofísicos básicos de entrada. Dentro del desarrollo de esta tesis se incluyen parámetros que se utilizaron en la literatura consultada para una evaluación más adecuada para el caso de los shales, sin embargo, los Pickett plots son una herramienta que puede utilizarse para cualquier tipo de yacimiento al realizar las modificaciones pertinentes para cada caso.

Un factor que se tomó en cuenta en este trabajo por considerarse esencial para el caso de los shales es la variación de  $m$  mediante el modelo de López y Aguilera (2014) y López Jiménez y Aguilera (2018).

## **2.5 Modelo de porosidad para shales**

### **2.5.1 Holmes et al. (2019)**

Holmes et al. (2019) realizaron el análisis de ocho pozos apoyándose en el modelo petrofísico para yacimientos no convencionales desarrollado por Holmes et al. (2014), el cual considera los siguientes cuatro componentes de porosidad: i) el  $TOC$ , ii) la porosidad asociada a las arcillas, iii) la porosidad efectiva (inorgánica) y iv) la porosidad efectiva (orgánica). Adicionalmente, para la determinación de  $n$  mediante Pickett plots definido por Holmes et al. (2017) en el que se hace uso de una gráfica en escala log-log de porosidad efectiva (orgánica) vs la resistividad limpia. En este gráfico, se incluyen líneas para valores constantes de  $S_w$  y  $BVW$ , en donde la estimación de  $n$  se realiza a través de la relación que posee este parámetro con la pendiente de las líneas de  $BVW$ . Lo anterior, se realiza con el propósito de interpretar el valor obtenido del exponente de saturación ( $n$ )

para determinar la mojabilidad del sistema, tomando como base que un  $n$  mayor a 2 refleja un sistema mojado al aceite.

Holmes et al. (2019) presentan los resultados realizando una comparación de los volúmenes originales de hidrocarburos contenidos en la porosidad orgánica y en la porosidad inorgánica, y encontraron que en ciertos casos el volumen obtenido de la parte orgánica representaba un alto porcentaje del total, pero en otros el porcentaje era mínimo, concluyendo que el volumen de aceite que se tenga en la porosidad orgánica depende de las propiedades de cada formación.

## **2.6 Estimación del exponente de saturación de agua ( $n$ )**

### **2.6.1 Olusola y Aguilera (2013)**

Olusola y Aguilera (2013) desarrollan un modelo petrofísico capaz de estimar  $n$  en yacimientos heterogéneos con mojabilidad mixta, refiriéndose a ésta como una condición en la que un componente de porosidad es mojado al agua mientras que otro es mojado al aceite. El modelo es flexible, pues logran presentar su aplicación para yacimientos con porosidad sencilla, doble y triple. En el modelo propuesto se utiliza la ecuación de Archie para emplear términos petrofísicos conocidos, por lo que se requiere como dato de entrada  $m$ , de manera que utilizan modelos de doble y triple porosidad para su cálculo. Para poder realizar el análisis se necesitan como datos de entrada los valores de  $m$ , porosidad y saturación de agua. En caso de no disponer de los datos de  $S_w$  se presenta un método iterativo que puede emplearse si el índice de resistividad ( $I$ ) es conocido. Al realizar la validación del modelo determinan el tipo de mojabilidad que tendría el sistema asociándolo a los valores obtenidos del exponente de saturación ( $n$ ), donde valores altos sugieren un sistema preferentemente mojado al aceite, valores intermedios indican mojabilidad intermedia y valores bajos corresponden a un sistema preferentemente mojado al agua.

## Capítulo Tres: **Construcción del Pickett plot modificado**

### **3.1 Introducción**

Los Pickett plots modificados han hecho posible la evaluación de diferentes tipos de formaciones al incorporar distintos parámetros petrofísicos específicos para la formación en estudio, permitiendo así una apropiada evaluación de ésta.

En este capítulo se describen los parámetros que se integran a el Pickett plot modificado desarrollado en este trabajo, así como también se describe detalladamente su proceso de construcción.

### **3.2 Contenido de Carbono Orgánico Total (*TOC*)**

Las rocas almacén son reconocidas por tener contenido de materia orgánica, la cual es cuantificada por el parámetro conocido como Carbono Orgánico Total (*TOC*). Para aquellas situaciones en las que la disponibilidad de los datos de *TOC* es limitada es necesario contar con un método que permita predecir dicho parámetro, el cual puede ser validado mediante datos de *TOC* obtenidos de núcleos. Lo anterior representa un área de oportunidad para el uso de Pickett plots modificados.

La madurez termal es un indicador del grado de conversión de la materia orgánica originalmente depositada a hidrocarburo (Gupta et al., 2018). Por lo anterior, es necesario incluir un parámetro que revele la madurez térmica que posee la roca para una mejor evaluación geoquímica de la formación, tal como lo es el Nivel de Metamorfismo Orgánico (*LOM*). Esta variable se incluye en la ecuación para trazar líneas de diferentes valores de *TOC*, pues representa el progreso del metamorfismo termal durante el enterramiento (Piedrahita Rodriguez, 2016).

Uno de los métodos más utilizados para predecir el *TOC* es el de Passey (1990), conocido como  $\Delta \log R$ . Este método se basa en encontrar una condición de línea base, la cual ocurre cuando dos curvas se rastrean o directamente se sobreponen por un rango significativo de profundidad. Para

el caso de esta tesis, las curvas a evaluar son las del registro de resistividad ( $R_t$ ) y el de tiempo de tránsito ( $\Delta t$ ), obteniendo así las líneas base de resistividad ( $R_{t,baseline}$ ) y del tiempo de tránsito ( $\Delta t_{baseline}$ ). Aquellas zonas donde ambas líneas base se sobreponen indica que se trata de un intervalo no productor correspondiente a datos de núcleo de  $TOC = 0\%$  wt. Considerando lo mencionado, es importante reconocer que en el establecimiento de la condición de línea base es donde se encuentra la mayor incertidumbre para este cálculo. La expresión que representa el método  $\Delta \log R$  se expresa como (Yu y Aguilera, 2011):

$$\Delta \log R = \log \left( \frac{R_t}{R_{t,baseline}} \right) + 0.02(\Delta t - \Delta t_{baseline}) \quad \text{Ecuación (3-1)}$$

Yu y Aguilera (2011) evaluaron un método para incorporar el  $TOC$  en los Pickett plots, el cual se basa en una relación teórica del  $TOC$  con el  $\Delta \log R$  y el  $LOM$ , tal como se muestra a continuación:

$$TOC = (\Delta \log R) 10^{(2.297 - 0.1688LOM)} \quad \text{Ecuación (3-2)}$$

Usando lo anterior y escribiendo el  $\Delta t$  en términos de la **Ecuación (2-11)**:

$$\begin{aligned} \log R_t = & -0.02BB_c\phi - 0.02\Delta t_{ma} + 0.02\Delta t_{baseline} + \log R_{t,baseline} \\ & + TOC 10^{(0.1688LOM - 2.297)} \end{aligned} \quad \text{Ecuación (3-3)}$$

donde para un  $TOC = 0\%$  wt la ecuación se simplifica de la forma siguiente:

$$\log R_t = -0.02BB_c\phi - 0.02\Delta t_{ma} + 0.02\Delta t_{baseline} + \log R_{t,baseline} \quad \text{Ecuación (3-4)}$$

### 3.2.1 Construcción de las curvas de $TOC$ constante

Para la construcción de las curvas de  $TOC$  se contempla el siguiente procedimiento:

1. Identificar la condición de línea base para obtener  $R_{t,baseline}$  y  $\Delta t_{baseline}$ .
2. Dibujar la curva correspondiente a un  $TOC$  de  $0\%$  wt (**Ecuación (3-4)**). Si se requiere obtener  $m_b$ , se debe trazar una línea tangente a esta curva ( $TOC$  de  $0\%$  wt) conectándola

con el producto  $aR_w$ , donde el inverso de la pendiente de la línea generada corresponderá a  $m_b$ .

3. Trazar las curvas correspondientes a valores de  $TOC$  diferentes de 0% wt (**Ecuación (3-3)**).

Para esto, el  $LOM$  tiene que ajustarse para que las curvas correspondan a los datos de  $TOC$  de núcleos.

$TOC$ (% wt)	$\Delta t$ ( $\mu s/ft$ )	$R_t$ ( $\Omega m$ )	$\phi$ (1)
<b>0% wt &lt; <math>TOC</math> &lt; 5% wt</b>			
0.06	83	1.8	0.03
0.14	80	1.86	0.024
0.38	82	1.92	0.028
1.99	90	4.84	0.044
2.42	106	1.76	0.076
2.98	106	1.77	0.076
3.04	103	2.25	0.070
3.42	109	1.59	0.082
3.74	92	4.32	0.048
3.86	100	4.8	0.064
4.5	105	3.45	0.074
4.9	100	3.8	0.064
<b>5% wt &lt; <math>TOC</math> &lt; 10% wt</b>			
5.32	110	3.03	0.084
5.4	106	3.66	0.076
9.45	100	9.37	0.064

**Tabla 3-1. Datos de  $R_t$ ,  $\Delta t$  y  $TOC$  para el pozo E tomados de Passey (1990) y cálculos de  $\phi$  usando la Ecuación (2-11).**

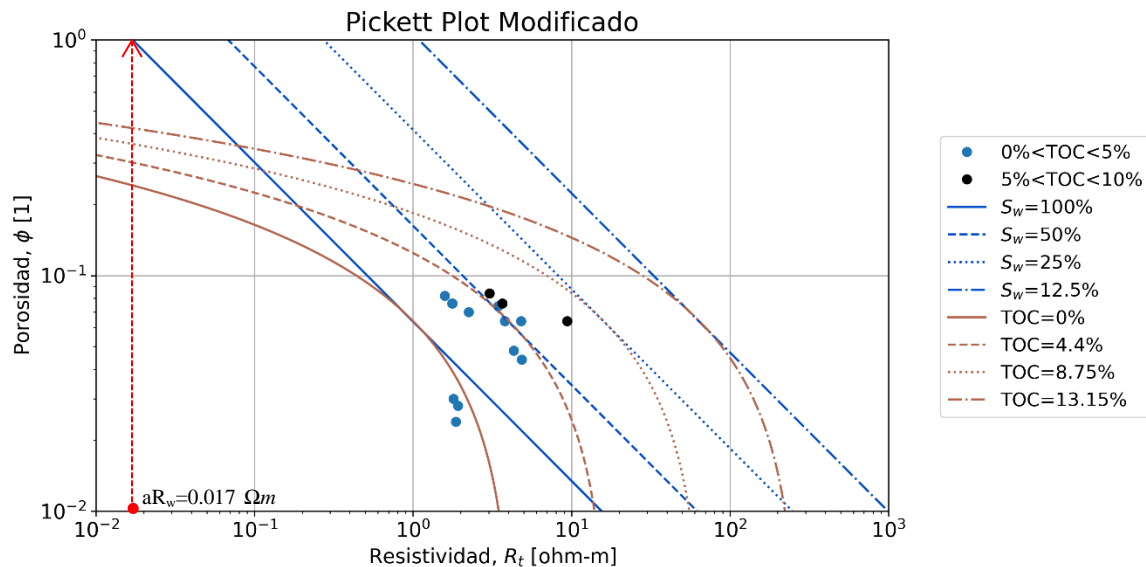
Para lograr un ajuste más rápido hay que tomar en cuenta que entre más grande sea el valor de  $LOM$ , las curvas de  $TOC$  se desplazarán hacia la derecha, y mientras más pequeño sea dicho valor, las curvas se desplazarán a la izquierda, acercándose cada vez más a la curva de  $TOC = 0\%$  wt. La desventaja de este método es que para las curvas de  $TOC > 0\%$  wt, se necesitan datos asociados a diferentes valores de  $TOC$  para lograr un buen ajuste de las curvas.

$\Delta t_{ma}$	68 ( $\mu\text{s}/\text{ft}$ )	$R_w$	0.017 ( $\Omega\text{m}$ )
$\Delta t_{baseline}$	85 ( $\mu\text{s}/\text{ft}$ )	$n$	2
$\Delta t_f$	189 ( $\mu\text{s}/\text{ft}$ )	$T$	374.51 ( $K$ )
$R_{t,baseline}$	2 ( $\Omega\text{m}$ )	$P$	$3.99 \times 10^7$ ( $Pa$ )
$B_c$	2.33	$\sigma$	480 ( $\text{dinas}/\text{cm}$ )
$LOM$	8-9	$\theta_c$	140°
$a$	1	$\delta$	4.10E-10 ( $m$ )

**Tabla 3-2. Parámetros de entrada para el pozo E tomados de Yu y Aguilera (2011).**

Al aplicar el procedimiento anteriormente descrito al pozo E considerando los datos de las **Tabla 3-1** y **Tabla 3-2** se obtuvo una  $m_b = 1.48$ .

En la **Figura 3-1** se utilizó un  $LOM$  de 8.5, con el cual se puede apreciar que se obtuvo un ajuste correcto con los datos de núcleo (círculos azules y negros).



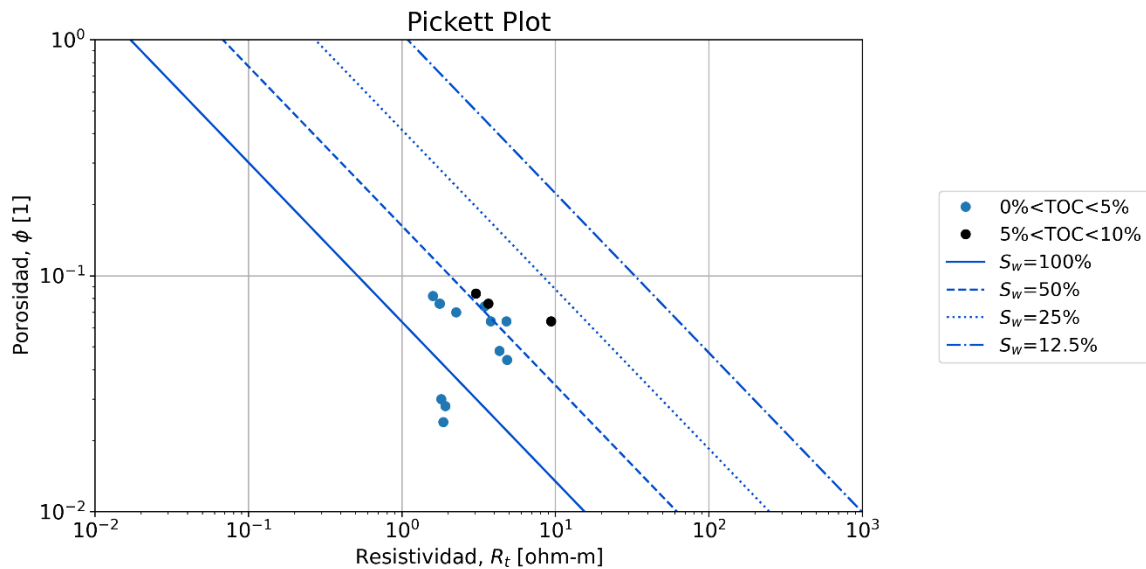
**Figura 3-1. Pickett plot modificado para el pozo E con curvas de TOC y líneas de  $S_w$  considerando  $m=m_b$ .**

Es importante mencionar que la ecuación para el cálculo del TOC (**Ecuación (3-2)**) no cuenta con el exponente de cementación ( $m$ ) para su integración en el Pickett plot, por lo que el valor de  $m$  corresponde a un valor constante. Variaciones en el valor de  $m$  serán incorporadas en el Pickett plot más adelante en este trabajo.

### 3.3 Saturación de agua ( $S_w$ )

La saturación de agua ( $S_w$ ) es un indicador de la cantidad de hidrocarburos presentes en el yacimiento, por lo que es un parámetro esencial que permite la identificación de zonas con potencial y cuya estimación errónea puede llevar a ignorar formaciones con capacidades de producción.

El Pickett plot convencional tiene su cimiento en la determinación de líneas para valores de  $S_w$  constantes, como se muestra en la **Figura 3-2**.



**Figura 3-2. Líneas de  $S_w$  en el Pickett plot para el pozo E.**

En el caso de los shales, por su condición de contar con múltiples porosidades, se ha mencionado que los valores de  $m$  cambian conforme la porosidad varía, por lo que se han usado modelos de múltiples porosidades para contemplar esta variación (Wu y Aguilera, 2012; López Jiménez y Aguilera, 2016). Al permitir que  $m$  sea un parámetro variable, las curvas en el Pickett plot resultan diferentes en comparación de cuando se considera un valor constante.

### 3.3.1 Construcción de las curvas de $S_w$ constante

Para la construcción de las curvas de  $S_w$  considerando un exponente de cementación ( $m$ ) variable se considera el modelo desarrollado por López y Aguilera (2014), y López Jiménez y Aguilera (2018):

$$m = \frac{-\log \left[ V_{tker} + \frac{(1 - V_{tker})^2}{\phi_2 + (1 - \phi_2 - V_{tker})/\phi_b^{-m_b}} \right]}{\log \phi} \quad \text{Ecuación (3-5)}$$

donde  $V_{tker}$  es el volumen total fraccional de querógeno,  $\phi_2$  es la porosidad de las fracturas naturales asociada al sistema compuesto,  $\phi_b$  es la porosidad de la matriz asociada únicamente al volumen de matriz, y  $m_b$  el exponente de cementación de únicamente la matriz.

La porosidad de la matriz asociada únicamente al volumen de matriz ( $\phi_b$ ) se define como:

$$\phi_b = \frac{\phi_m}{1 - \phi_2 - V_{tker}} \quad \text{Ecuación (3-6)}$$

donde la porosidad de la matriz asociada al volumen total ( $\phi_m$ ) se define como:

$$\phi_m = \phi - \phi_2 - V_{tker} \quad \text{Ecuación (3-7)}$$

En la **Ecuación (3-5)**, el volumen total fraccional de querógeno permite integrar dos porosidades ( $\phi_{org}$  y  $\phi_{ads}$ ) más al modelo, tal como lo expresa la siguiente ecuación:

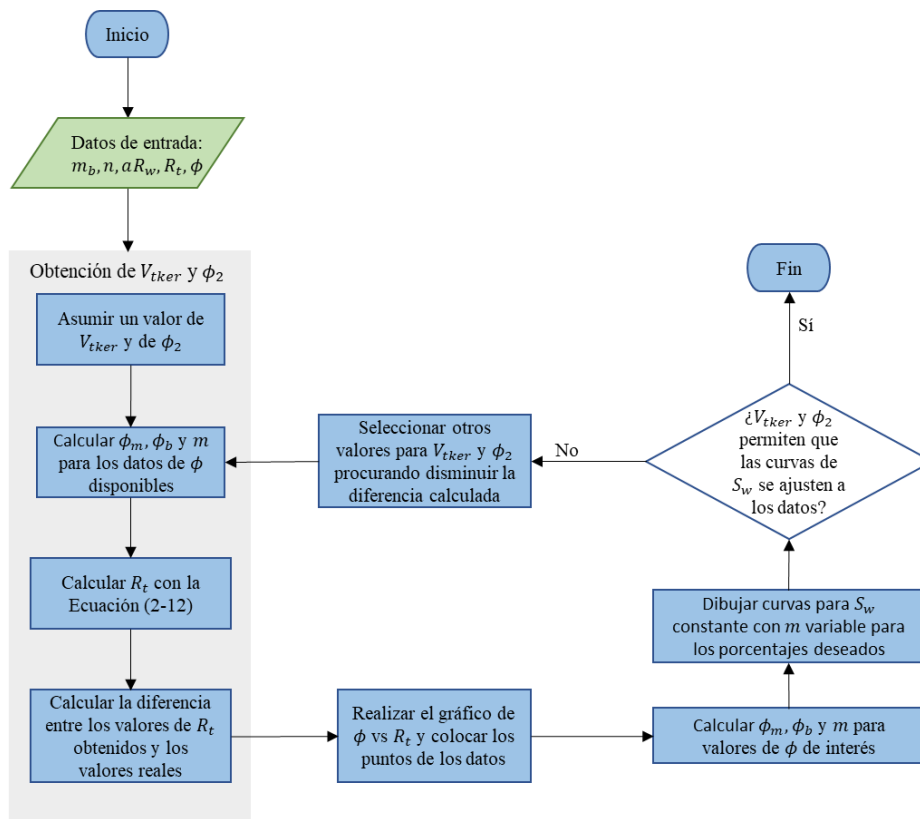
$$V_{tker} = \phi_{org} + \phi_{ads} + V_{diff} \quad \text{Ecuación (3-8)}$$

donde  $V_{diff}$  es el volumen fraccional de querógeno.

La forma de calcular el exponente de cementación ( $m$ ) dada por la **Ecuación (3-5)** permite tomar en cuenta la contribución de las diferentes porosidades existentes en los yacimientos de shale, por lo que posibilita obtener una mejor evaluación del yacimiento.

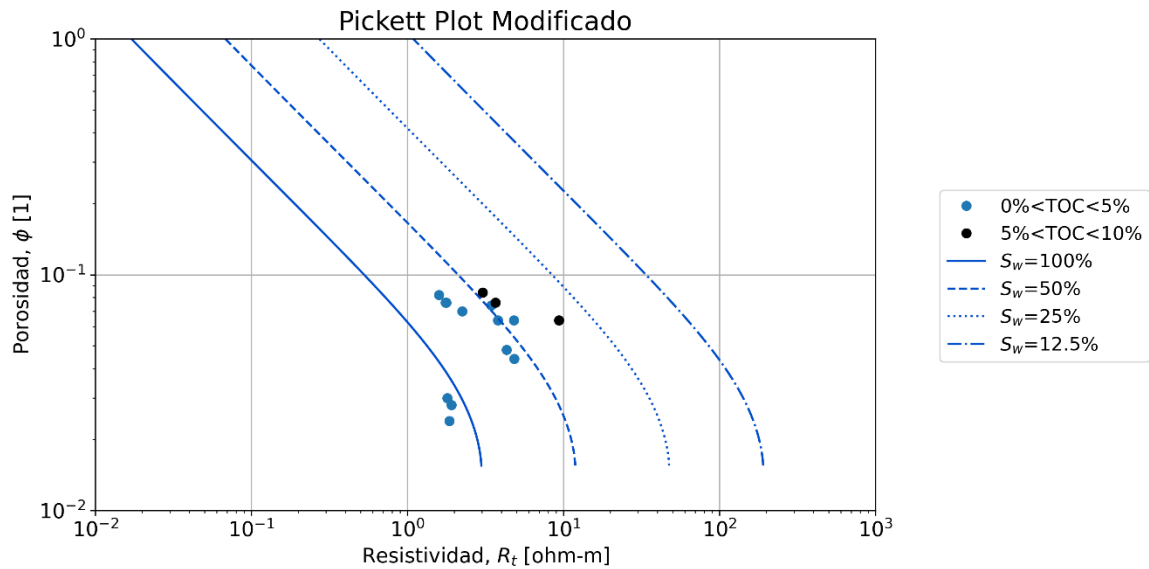


Sin embargo, para poder llevar a cabo los cálculos es necesario conocer los valores de  $V_{tker}$  y de  $\phi_2$ , ya que ambos son utilizados como datos de entrada en el modelo para el cálculo de  $m$  y sirven de base para construir las curvas para valores constantes de  $S_w$  con  $m$  variable y posteriormente, de otras variables. La determinación de estos parámetros se realiza a través de un método de ensaye y error hasta que se logre un ajuste de las curvas de  $TOC$  y  $S_w$ .



**Figura 3-3. Diagrama de flujo para la construcción de las curvas de  $S_w$  constante con  $m$  variable.**

El procedimiento utilizado para la construcción de las curvas se encuentra descrito en la **Figura 3-3**, donde la ecuación empleada para el cálculo de  $R_t$  es la **Ecuación (2-12)**. Para simplificar este proceso se utilizó el complemento Solver de Excel que permite optimizar el tiempo empleado en la obtención de  $V_{tker}$  y  $\phi_2$ . Para el caso del pozo E se aplicó el procedimiento descrito resultando en la **Figura 3-4**, donde  $V_{tker} = 0.0099$  y  $\phi_2 = 0.0056$ .



**Figura 3-4. Pickett plot modificado para el pozo E con curvas para valores constantes de  $S_w$  correspondientes a  $m$  variable.**

Los valores obtenidos de  $V_{tker}$  y  $\phi_2$  fueron utilizados como base para la elaboración de las figuras que se muestran más adelante en este capítulo.

Con base en la **Figura 3-4** es posible observar el cambio existente con respecto a la **Figura 3-2**, pues el utilizar un  $m$  variable se traduce en la obtención de curvas en lugar de líneas rectas para la  $S_w$ . El cambio más perceptible se da a porosidades pequeñas, puesto que a porosidades altas se sigue la tendencia de las líneas rectas generadas en el Pickett plot convencional, pero al ir disminuyendo la porosidad comienza a generarse la transición a las curvas. Es importante resaltar que la dirección de la curvatura depende de  $V_{tker}$  y de  $\phi_2$ , por lo que dichas curvas pueden presentar tanto concavidad hacia arriba como hacia abajo.

Tal como se mencionó anteriormente, la integración de las curvas de  $S_w$  con un  $m$  variable representa el primer paso para la construcción del Pickett plot modificado, el cual incluye otros parámetros propios para el análisis de los shales, los cuales son obtenidos a partir de los valores de  $V_{tker}$  y  $\phi_2$ .

### 3.4 Delivery speed

El término “delivery speed” o “process speed”, utilizado para denominar la relación entre la permeabilidad y la porosidad ( $k/\phi$ ), provee una indicación relativa del almacenamiento y de qué tan rápido se pueden mover los fluidos a través del medio poroso (Aguilera, 2014), además de ser considerado el parámetro petrofísico que caracteriza mejor y más rigurosamente las unidades de flujo (Aguilera, 2004). Las unidades de flujo se definen como una subdivisión del yacimiento caracterizadas por un tipo de poro similar (Aguilera y Aguilera, 2002) y son utilizadas como un concepto para ligar la geología, petrofísica e ingeniería de yacimientos dado que tanto la permeabilidad como la porosidad son parámetros estudiados y utilizados en cada una de estas disciplinas (Aguilera, 2014).

Otro parámetro utilizado para caracterizar las unidades de flujo es la apertura de la garganta de poro a una saturación de mercurio del 35% ( $r_{p35}$ ), la cual puede ser calculada utilizando  $k/\phi$ , tal como se muestra en la **Ecuación (3-9)** (López Jiménez y Aguilera, 2016):

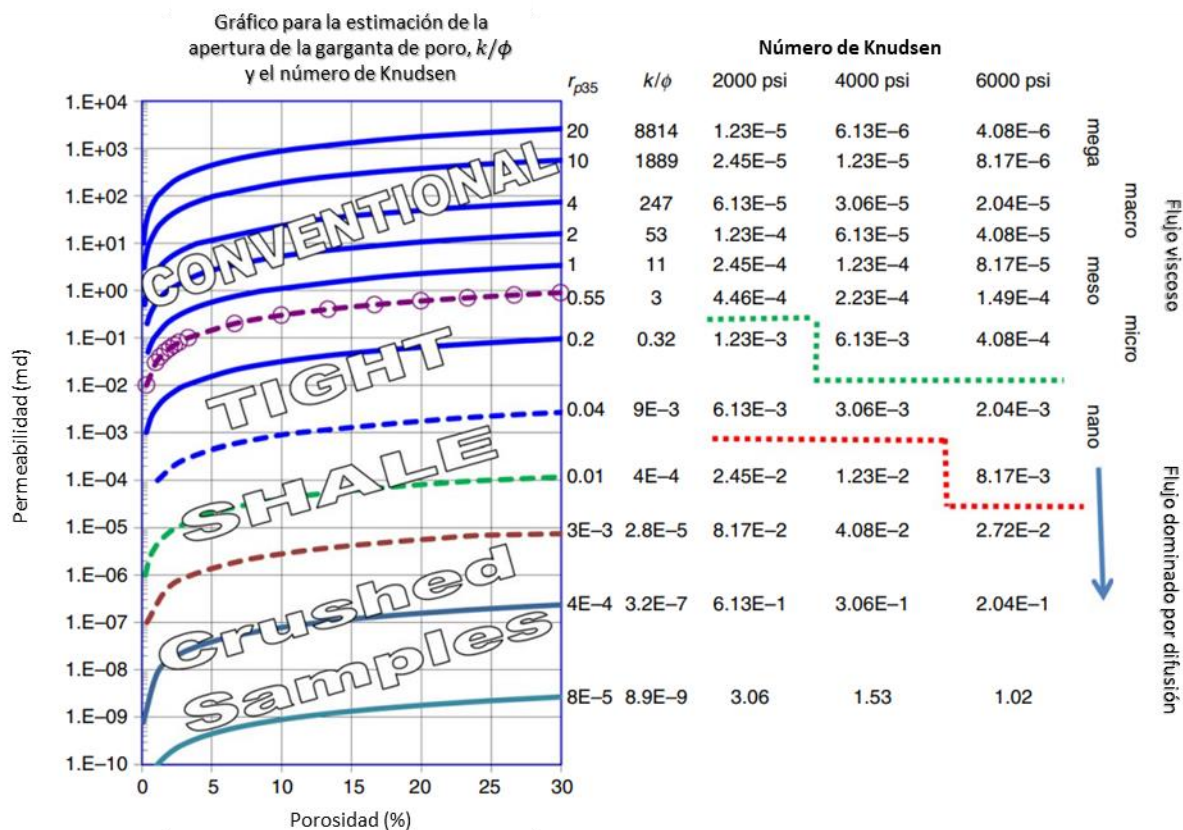
$$r_{p35} = 2.665 \left[ \frac{k/\phi}{100} \right]^{0.45} \quad \text{Ecuación (3-9)}$$

Asimismo, es posible obtener una aproximación para la apertura de la garganta de poro a la saturación de agua del yacimiento (Aguilera, 2002):

$$r = \frac{108.1}{P_{cap}} \quad \text{Ecuación (3-10)}$$

donde  $P_{cap}$  es la presión capilar, la cual es calculada a partir de una relación empírica que incluye el término de “process speed”:

$$P_{cap} = 19.5 S_w^{-1.7} \left[ \frac{k/\phi}{100} \right]^{-0.45} \quad \text{Ecuación (3-11)}$$



**Figura 3-5. Unidades de flujo en función de la apertura de la garganta de poro ( $r_{p35}$ ) y  $k/\phi$ .**

**Modificado de López Jiménez y Aguilera (2016).**

La **Figura 3-5** confirma que la definición de las unidades de flujo puede ser establecida mediante el uso de  $k/\phi$  y  $r_{p35}$ .

### 3.4.1 Construcción de las líneas de $k/\phi$ constante

La ecuación que permite la construcción de las curvas de valores constantes de  $k/\phi$  surge del reacomodo de una ecuación empírica (Aguilera y Aguilera, 2002) que permite relacionar la permeabilidad ( $k$ ) con la porosidad ( $\phi$ ) y la saturación de agua ( $S_w$ ):

$$k^{1/c_4} = c_2 \phi^{c_3} / S_{wi} \tag{Ecuación (3-12)}$$

donde  $c_2$ ,  $c_3$ , y  $c_4$  corresponden a parámetros de ajuste.

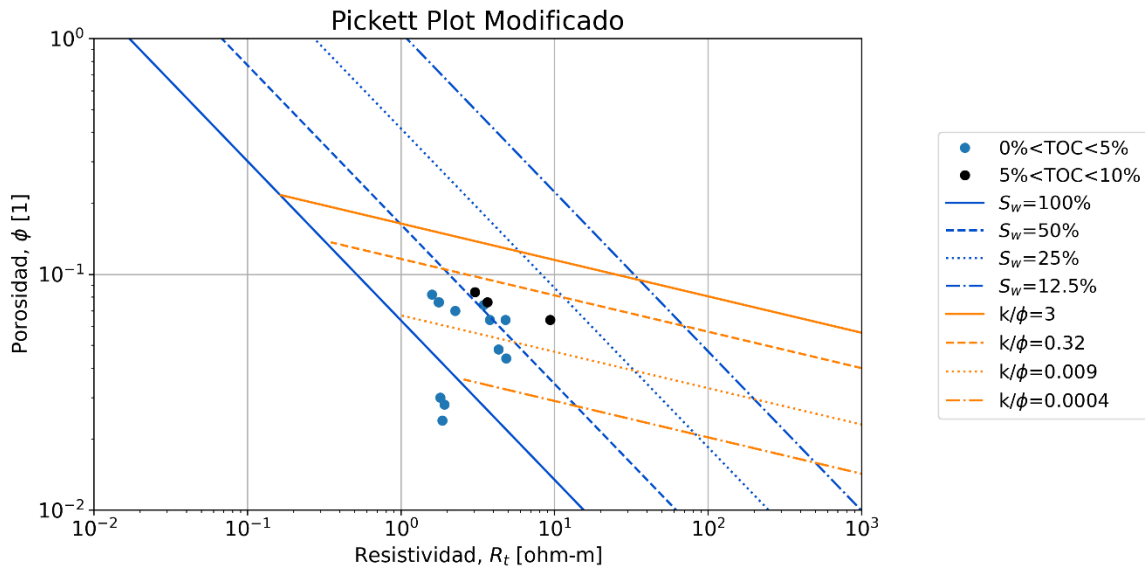
Haciendo uso de la expresión anterior y la ecuación de Archie (1942) se obtiene la **Ecuación (3-13)**

(Aguilera y Aguilera, 2002):

$$\log R_t = \left(-c_3 n - m + \frac{n}{c_4}\right) \log \phi + \log \left[ a R_w (c_2^{-n}) \left(\frac{k}{\phi}\right)^{n/c_4} \right] \quad \text{Ecuación (3-13)}$$

En la **Ecuación (3-13)** se pueden utilizar los valores empíricos presentados por López Jiménez y Aguilera (2016), donde  $c_2 = 79$ ,  $c_3 = 3$  y  $c_4 = 2$ , sin embargo, se recomienda obtener los valores de dichas constantes a partir de un proceso de calibración con datos de núcleos disponibles.

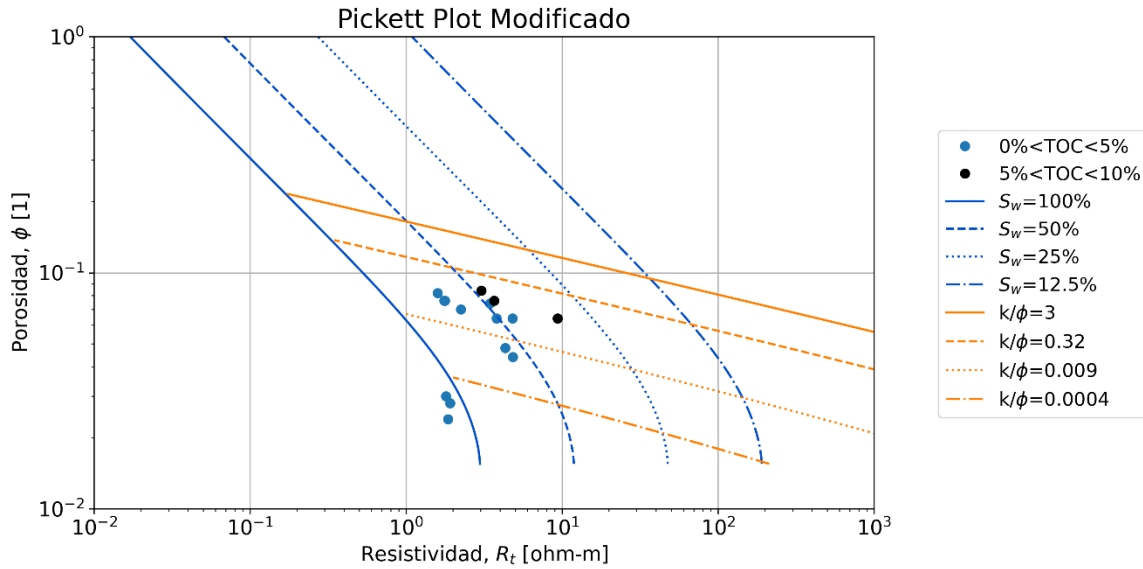
Incorporando la **Ecuación (3-13)** en el Pickett plot modificado se obtienen líneas con una pendiente igual al inverso de  $(-c_3 n - m + n/c_4)$ .



**Figura 3-6. Pickett plot modificado para el pozo E con líneas de  $S_w$  y  $k/\phi$  utilizando un  $m$  constante.**

Considerando un  $m$  constante y los datos para el pozo E se obtiene la **Figura 3-6**, donde las líneas generadas de  $k/\phi$  tienen una pendiente igual a  $-1/6.48$ . Por otra parte, en la **Figura 3-7** se dibujaron las líneas de  $k/\phi$  para el caso de  $m$  variable. Analizando las diferencias entre la **Figura 3-6** y la **Figura 3-7** se puede observar el cambio de líneas rectas a curvas en lo que respecta a la  $S_w$ ,

mientras que en el caso de  $k/\phi$  a pesar de que las líneas parten del mismo punto, su terminación es ligeramente más abajo que en el caso de  $m$  constante, lo que indica que al usar un  $m$  constante se subestima el valor de  $k/\phi$ . Además, al considerar valores más pequeños de “process speed” se empieza a presentar una ligera curvatura para el caso de  $m$  variable.



**Figura 3-7. Pickett plot modificado para el pozo E con curvas de  $S_w$  y  $k/\phi$  utilizando un  $m$  variable.**

### 3.5 Número de Knudsen ( $K_n$ )

El número de Knudsen ( $K_n$ ) es un número adimensional que puede ser definido mediante la **Ecuación (3-14)** (Javadpour et al., 2007):

$$K_n = \frac{\lambda}{d} \quad \text{Ecuación (3-14)}$$

donde  $\lambda$  es la longitud del camino libre medio del gas en nm y  $d$  es el diámetro de los poros en nm.

El parámetro  $\lambda$  representa la distancia que puede viajar una molécula de gas antes de colisionar con otra molécula y puede expresarse mediante (Javadpour et al., 2007):

$$\lambda = \frac{k_B T}{\sqrt{2} \pi \delta^2 P}$$

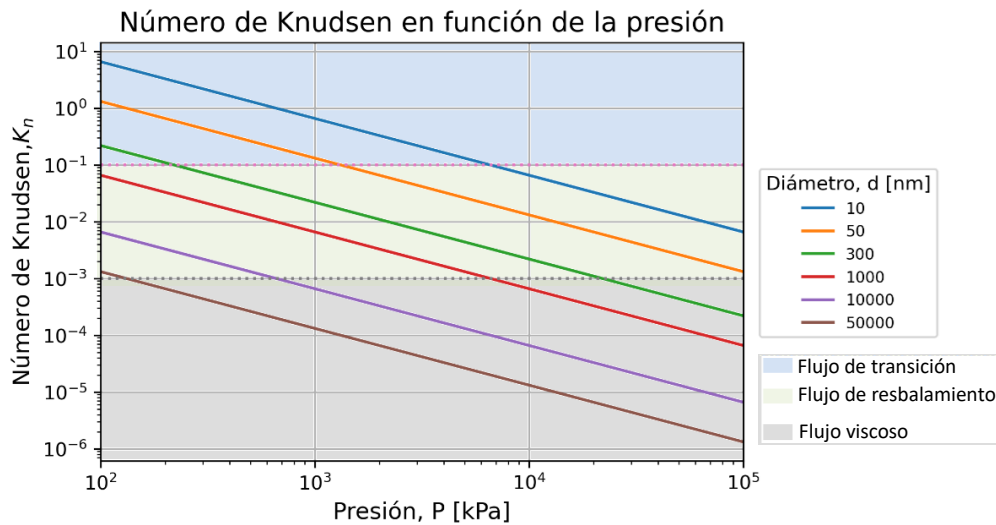
**Ecuación (3-15)**

donde  $k_B$  es la constante de Boltzman de  $1.3805 \times 10^{-23}$  J/K,  $T$  es temperatura en K,  $\delta$  es el diámetro de colisión de la molécula de gas en m y  $P$  es la presión en Pa.

Número de Knudsen ( $K_n$ )	Régimen de flujo	Descripción
$K_n \leq 0.001$	Flujo viscoso	<ul style="list-style-type: none"> <li>Ley de Darcy aplicable</li> <li>Tamaños de poro van de megaporos a microporos</li> <li>En yacimientos convencionales porque el <math>\lambda</math> es despreciable comparado con el tamaño de poro</li> <li>Colisiones intermoleculares importantes</li> <li>Colisiones con las paredes de los poros despreciables</li> </ul>
$0.001 \leq K_n \leq 0.1$	Flujo de resbalamiento	<ul style="list-style-type: none"> <li>La velocidad de flujo en las paredes es diferente de 0, por lo que existe el resbalamiento</li> <li>Colisiones con las paredes de los poros se vuelven importantes pero aún no superan a las colisiones molécula-molécula</li> <li><math>\lambda</math> comienza a asemejarse al tamaño de los poros</li> </ul>
$0.1 \leq K_n \leq 10$	Flujo de transición	<ul style="list-style-type: none"> <li>La mayor parte de los yacimientos de shale caen en esta región</li> <li>Región más difícil de modelar</li> </ul>
$K_n > 10$	Flujo molecular libre	<ul style="list-style-type: none"> <li>Se modela usando difusión Knudsen</li> </ul>



**Tabla 3-3. Regímenes de flujo en función del  $K_n$ . Modificado de Swami (2013).**



**Figura 3-8. Número de Knudsen en función de la presión para diferentes tamaños de poro.**

La función principal del  $K_n$  es proveer una distinción para los regímenes de flujo. Los rangos mostrados en la **Tabla 3-3** para la identificación de éstos son de naturaleza empírica (Swami, 2013), por lo que pueden variar según las condiciones reales que se tengan.

Tomando en cuenta la **Ecuación (3-14)** y la **Ecuación (3-15)** se construyó la **Figura 3-8** considerando una  $T = 350$  (K) y datos de la mezcla de hidrocarburos presentada por Javadpour et al., (2007). Mediante esta figura es posible observar que conforme disminuye la presión, se obtienen valores de  $K_n$  más elevados, además de que es posible identificar los regímenes de flujo presentados en la **Tabla 3-3**.

### 3.5.1 Construcción de las líneas de $K_n$ constante

Para la integración en el Pickett plot de valores constantes de  $K_n$  se utiliza la siguiente ecuación (Yu y Aguilera, 2011):

$$\log R_t = -(m - 2.8125n)\log\phi + \log \left[ aR_w \left( \frac{-3.702 * 10^6 k_B T}{\sigma \cos\theta_c \pi \delta^2 P K_n} \right)^{-1.25n} \right] \quad \text{Ecuación (3-16)}$$

donde  $\sigma$  es la tensión interfacial en dinas/cm y  $\theta_c$  es el ángulo de contacto de la interfaz en grados.

Otra forma de graficar el  $K_n$  es mediante la ecuación propuesta por Ortega y Aguilera (2014), cuya deducción y reacomodo se presenta en el Apéndice A quedando de la siguiente forma:

$$\log R_t = (-2.5n - m)\log\phi + \log \left\{ aR_w \left[ \left( \frac{0.0206 * 10^6 k_B T}{\pi \delta^2 P K_n} \right)^{\frac{n}{0.9}} \right] \right\} \quad \text{Ecuación (3-17)}$$

Al comparar ambas ecuaciones (**Ecuación (3-16)** y **Ecuación (3-17)**), se observa que las pendientes son diferentes, ya que en el caso de utilizar la **Ecuación (3-16)** se obtienen líneas con una pendiente positiva del inverso de  $-(m - 2.8125n)$ , mientras que con la **Ecuación (3-17)** las líneas resultantes exhiben una pendiente negativa del inverso de  $(-2.5n - m)$ . Al considerar lo anterior, para el caso del Pickett plot modificado, la ecuación de Yu y Aguilera (2011) representa



una mejor opción, ya que en caso de decidir usar la ecuación de Ortega y Aguilera (2014) podría presentarse un problema debido a que existe la posibilidad de que se crucen las líneas de  $k/\phi$  con las de  $K_n$ , pues ambas presentarían una pendiente negativa, lo cual visualmente representa una restricción para el análisis. Para el caso de usar la primera ecuación (**Ecuación (3-16)**), no se tiene ningún inconveniente, ya que las líneas de  $k/\phi$  presentan una pendiente positiva, mientras que las de  $K_n$  mantienen su pendiente negativa.

La ecuación de Yu y Aguilera (2011) integra el término de la presión capilar conjuntando la **Ecuación (3-11)** con:

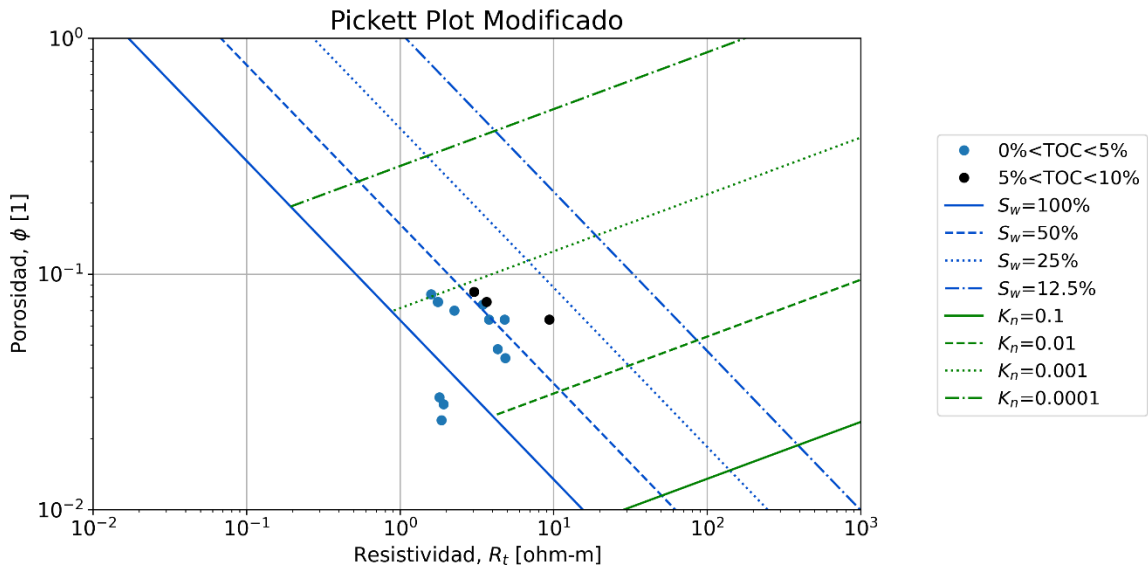
$$P_{cap} = -\frac{0.290\sigma\cos\theta_c}{r} \quad \text{Ecuación (3-18)}$$

Lo anterior nos lleva a detectar la segunda diferencia, ya que en la primera ecuación (**Ecuación (3-16)**) es visible que se tiene un mayor número de términos que en la segunda (**Ecuación (3-17)**) debido a que ésta integra la  $P_{cap}$  únicamente por medio de la **Ecuación (3-11)**, donde no se encuentra el producto  $\sigma\cos\theta$ . La integración explícita de la  $P_{cap}$  en la **Ecuación (3-16)** es la razón por la cual se decidió conservar las curvas de  $K_n$  y no las correspondientes a la  $P_{cap}$ .

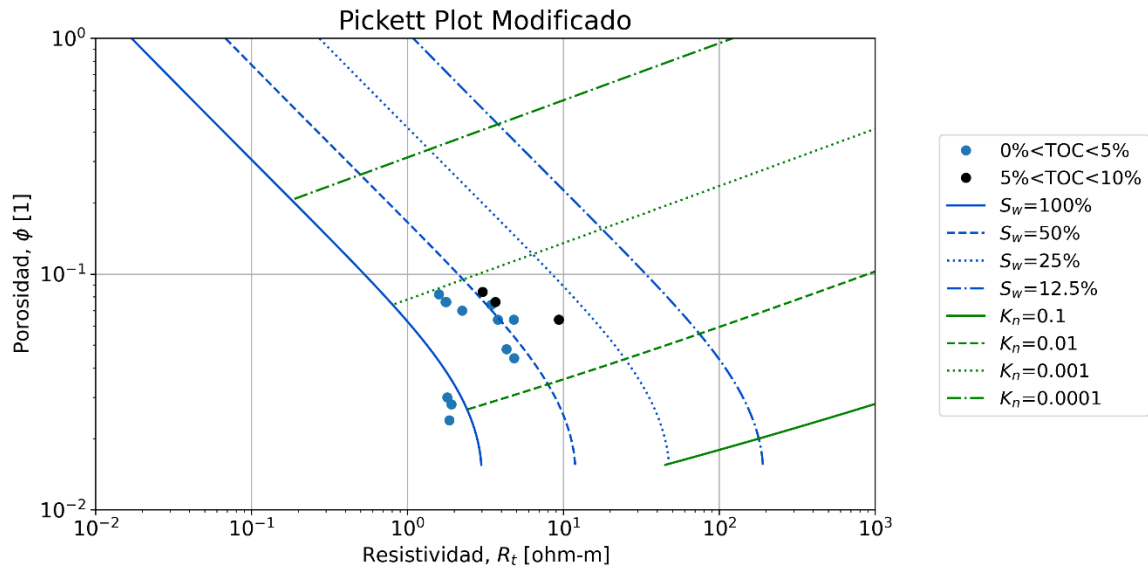
En la **Figura 3-9** se utilizó la **Ecuación (3-16)** para construir las líneas de  $K_n$  constante para el caso del pozo E obteniendo líneas rectas con una pendiente positiva de 1/4.145. Los valores de  $K_n$  pueden asociarse a las unidades de flujo mediante el  $r_{p35}$  (Ortega y Aguilera, 2014):

$$K_n = \frac{10^6\lambda}{2r_{p35}} \quad \text{Ecuación (3-19)}$$

El siguiente paso es la integración del  $m$  variable, lo cual se presenta en la **Figura 3-10**, donde las líneas de  $K_n$  constante se encuentran ligeramente más arriba que en la **Figura 3-9**, en consecuencia, al emplear un  $m$  constante se subestima el valor de  $K_n$ .



**Figura 3-9. Pickett plot modificado para el pozo E con líneas de  $S_w$  y  $K_n$  utilizando un  $m$  constante.**



**Figura 3-10. Pickett plot modificado para el pozo E con curvas de  $S_w$  y  $K_n$  utilizando un  $m$  variable.**

### 3.6 Bulk Volume Water

El volumen total de agua, Bulk Volume Water ( $BVW$ ) representa el porcentaje de agua en un volumen de roca total dado y es definido matemáticamente como (Greengold, 1986):

$$BVW = \phi S_w \quad \text{Ecuación (3-20)}$$

Este parámetro puede indicar las condiciones en las que se tiene una saturación irreductible de agua ( $S_{wi}$ ) donde el yacimiento producirá hidrocarburos libres de agua, pues éste fluido de la formación no tiene la capacidad de moverse. Cuando  $S_w = S_{wi}$ , el producto de la **Ecuación (3-20)** es conocido como el número de Buckles, el cual se asocia a la calidad de la roca en términos de porosidad, ya que entre menor sea el valor calculado, se tendrá una mejor calidad de la roca (Holmes et al., 2009).

Asociado a este parámetro se encuentra el volumen total de hidrocarburos, Bulk Volume Hydrocarbon ( $BVH$ ), definido a través de la siguiente ecuación:

$$BVH = \phi(1 - S_w) \quad \text{Ecuación (3-21)}$$

En el Pickett plot es posible integrar curvas de  $BVH$  constantes considerando un  $m$  variable (Olusola y Aguilera, 2018), argumentando que aportan valor al gráfico por indicar las regiones con mayor potencial de hidrocarburos. Sin embargo, en el Pickett plot modificado presentado en esta tesis no se incluyeron curvas de  $BVH$  porque se prefirió considerar las curvas correspondientes al  $BVW$ .

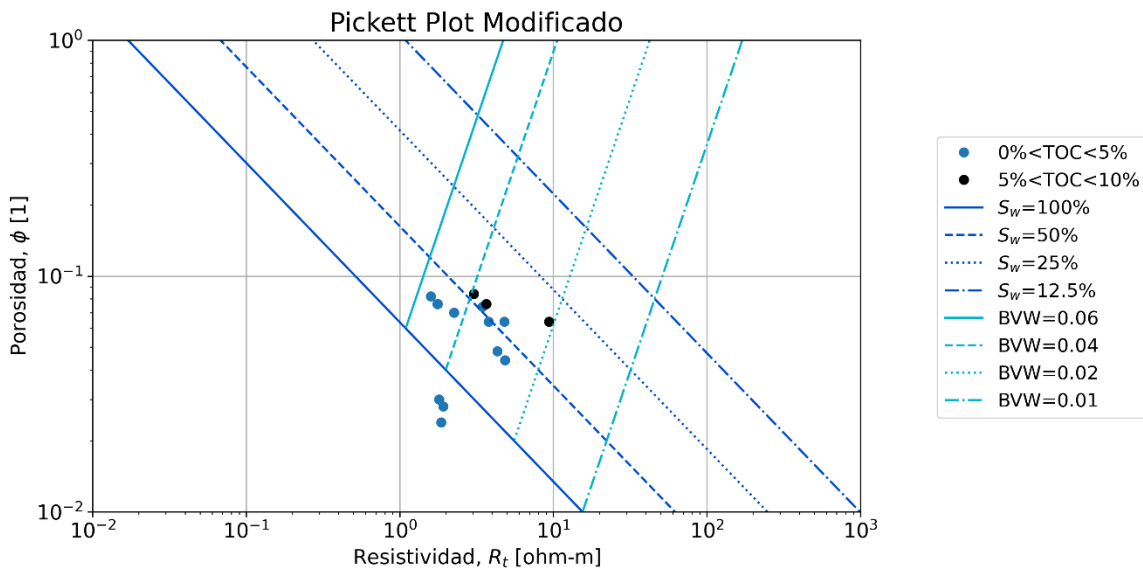
#### 3.6.1 Construcción de las líneas de $BVW$ constante

Para incluir el  $BVW$  en los Pickett plots se sustituye la  $S_w$  en la ecuación de Archie (1942) con la definición de la **Ecuación (3-20)**, dando como resultado:

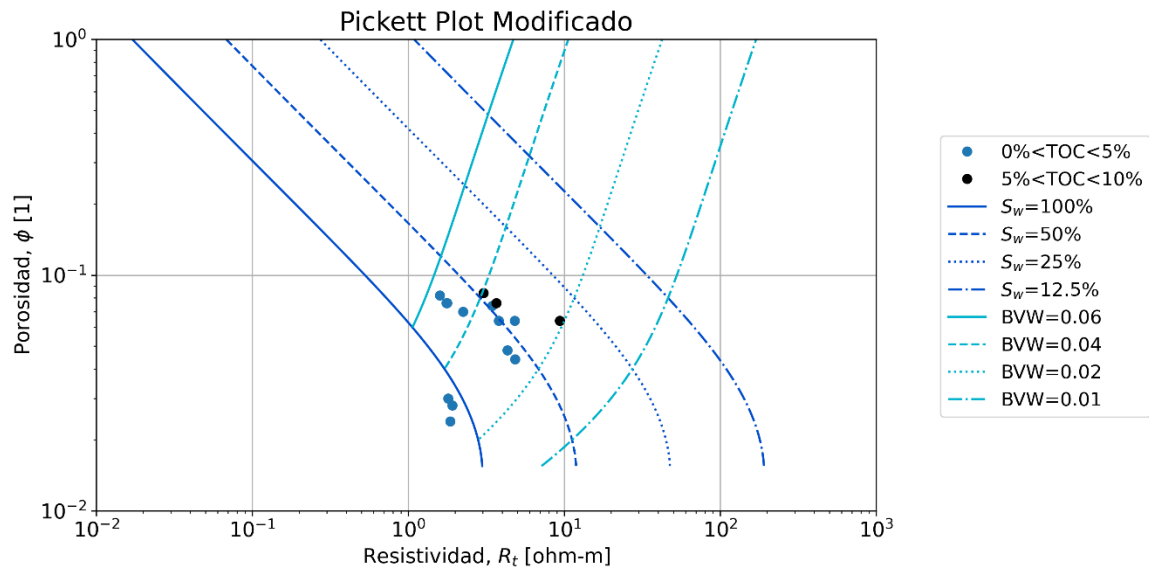
$$\log Rt = (n - m)\log\phi + \log(aR_w) - n\log(BVW) \quad \text{Ecuación (3-22)}$$

De la **Ecuación (3-22)** se puede observar que se obtienen líneas rectas con una pendiente del inverso de  $(n - m)$ . Para la **Figura 3-11** con los datos del pozo E se obtiene una pendiente positiva de  $1/0.52$ . Considerando esto, existen tres posibles opciones para la visualización de las líneas: i)  $n > m$ , lo cual implica que las líneas de *BVW* exhiban una pendiente positiva; ii)  $n < m$  obteniendo líneas con pendiente negativa y, por último, iii)  $n = m$ , donde las líneas obtenidas presentarán una pendiente de 0, por lo que serán completamente verticales.

Al considerar la variabilidad en  $m$ , se obtiene la **Figura 3-12**, la cual al ser comparada con la **Figura 3-11**, se observa que ya no se obtienen líneas rectas, si no que ahora se obtienen curvas para los diferentes valores de *BVW* constante. La curvatura de las líneas se magnifica para el caso de valores de porosidad pequeños, donde el *BVW* podría sobreestimarse al utilizar un  $m$  constante, mientras que para porosidades altas la misma tendencia se conserva en ambos gráficos.



**Figura 3-11. Pickett plot modificado para el pozo E con líneas de  $S_w$  y *BVW* utilizando un  $m$  constante.**



**Figura 3-12. Pickett plot modificado para el pozo E con curvas de  $S_w$  y  $BVW$  utilizando un  $m$  variable.**

### 3.7 Coeficiente de Biot ( $\alpha$ )

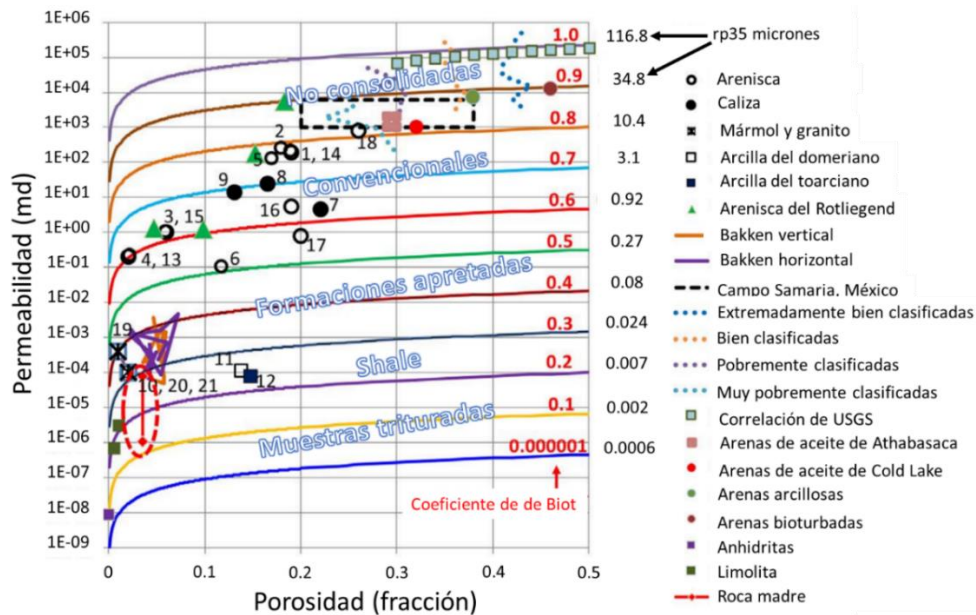
Para describir los efectos de la presión de confinamiento ( $P_c$ ) y de la presión de poro ( $P_p$ ) en la deformación de las rocas no consolidadas, tal como fue mencionado por Zoback y Kohli (2019), se utiliza una relación para definir el esfuerzo que actúa en la matriz, el cual es simplemente la diferencia entre la  $P_c$  y  $P_p$ . Lo anterior indica que el esfuerzo efectivo ( $\sigma_{eff}$ ) sería el mismo en toda la roca, cuando en realidad el área sujeta a la  $P_p$  se ve afectada por la estructura de los granos, lo que impacta en el efecto de la presión de poro. A partir de esto, se desarrolló una definición más exacta para el esfuerzo efectivo donde se introduce la constante de Biot ( $\alpha$ ) para describir el efecto relativo de la presión de poro en el esfuerzo efectivo definido como (Zoback y Kohli, 2019):

$$\sigma_{eff} = P_c - \alpha P_p \quad \text{Ecuación (3-23)}$$

El coeficiente de Biot ( $\alpha$ ) es una propiedad mecánica que además de depender de muchos factores como el tipo de roca, la porosidad, la geometría de los poros, los constituyentes de la roca y su

arreglo geométrico, también es considerablemente sensible a la magnitud de las presiones de confinamiento y de poro aplicadas. Debido a lo anterior, el coeficiente de Biot ( $\alpha$ ) está relacionado con la poroelasticidad, que es el término usado para describir la interacción entre el flujo de fluidos y la deformación de sólidos en un medio poroso (Olusola y Aguilera, 2018).

Los datos publicados de  $\alpha$  varían dependiendo del tipo de roca y litología considerada, apuntando al hecho de que decrece significativamente conforme se mueve de rocas convencionales a rocas generadoras, tal como se puede observar en la **Figura 3-13** (Li et al., 2019).



**Figura 3-13. Coeficiente de Biot característicos para formaciones no consolidadas, convencionales, apretadas y shales. Modificado de Li et al. (2019).**

Li et al. (2019) mencionan que para el caso de shales, los valores del coeficiente de Biot ( $\alpha$ ) van de 0.13 a 0.29 y 0.28 a 0.4. Asimismo, establecieron que la separación aproximada existente entre las formaciones de shale y las formaciones apretadas se encuentra en la constante de Biot de 0.34, debido a que valores más elevados necesitarían valores de permeabilidad más alta, lo que contradice una de las características principales de este tipo de formaciones. Considerando lo

anterior, en la **Figura 3-13** se puede percibir que valores pequeños de  $\alpha$  están asociados a los yacimientos de shale.

Sin embargo, los valores reportados en la literatura pueden ser diferentes al límite establecido por Li et al. (2019). Por ejemplo, para la formación Eagle Ford, se ha reportado un  $\alpha = 0.38$  (Orozco y Aguilera, 2021) y para la formación Bakken un  $\alpha = 0.6$  (Li et al., 2019).

En este trabajo, se considera lo mencionado por Orozco y Aguilera (2021), que asume que, para formaciones con contenido de materia orgánica y arcilla, que sería el caso de las formaciones de shale,  $\alpha \leq 1$ , sin establecer un límite (0.34). Esta misma observación ( $\alpha \leq 1$ ) fue propuesta por Heller et al. (2014) a partir de estudios de laboratorio.

### 3.7.1 Construcción de las líneas del coeficiente de Biot ( $\alpha$ )

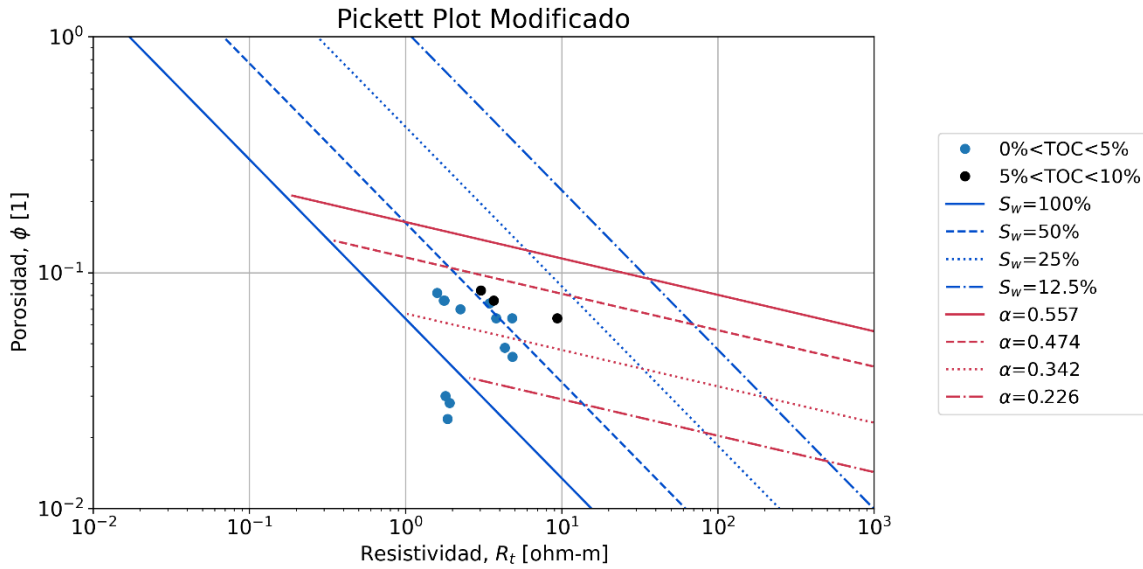
La incorporación del coeficiente de Biot ( $\alpha$ ) al Pickett plot permite la integración de la geomecánica con los parámetros petrofísicos anteriormente mencionados.

Para la construcción de las líneas correspondientes a valores de  $\alpha$  constantes se emplea la siguiente expresión (Olusola et al., 2020):

$$\log R_t = \left( -m + \left( \frac{n}{c_4} \right) - c_3 n \right) \log \phi + \log \left( a R_w [c_2^{-n}] \left[ \left( \frac{e^{\left( \frac{\alpha - 0.6085}{0.08258} \right)} }{2.665} \right)^{1/c_1} \times 100 \right]^{n/c_4} \right) \quad \text{Ecuación (3-24)}$$

donde  $c_1 = 0.45$ ,  $c_2 = 79$ ,  $c_3 = 3$  y  $c_4 = 2$  y las líneas generadas tendrán una pendiente igual al inverso de  $(-m + n/c_4 - c_3 n)$ .

La **Figura 3-14** muestra líneas rectas de  $\alpha$  constantes con una pendiente igual a  $-1/6.48$ , las cuales se obtienen a partir de la **Ecuación (3-24)**. Las curvas corresponden al caso de  $m$  constante.



**Figura 3-14. Pickett plot modificado para el pozo E con curvas de  $S_w$  y  $\alpha$  utilizando un  $m$  constante.**

Al incorporar el  $m$  variable se obtuvo la **Figura 3-15**, donde se puede observar que a porosidades pequeñas el comportamiento de las curvas de  $\alpha$  constantes es diferente al mostrado en la **Figura 3-14**, por lo que usar un  $m$  constante implicaría que se subestimen los valores de  $\alpha$ .

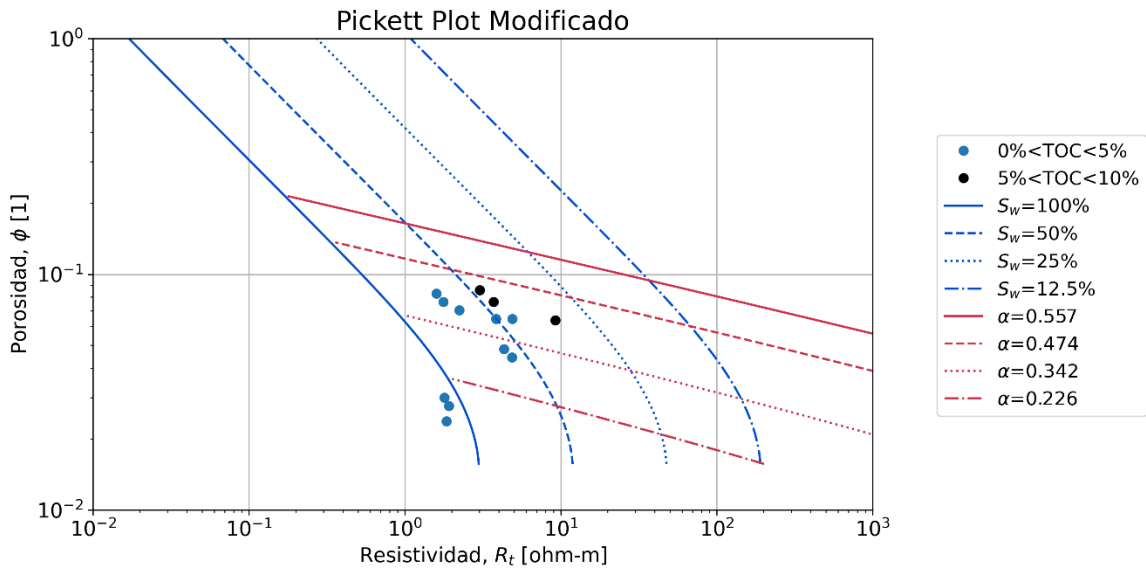
Al analizar la **Ecuación (3-24)** se puede observar que presenta la misma forma que la **Ecuación (3-13)**, con la diferencia de que el término correspondiente a  $k/\phi$  se ve reemplazado por:

$$\frac{k}{\phi} = \left( \frac{e^{\left(\frac{\alpha - 0.60685}{0.08258}\right)} }{2.665} \right)^{1/c_1} \times 100 \quad \text{Ecuación (3-25)}$$

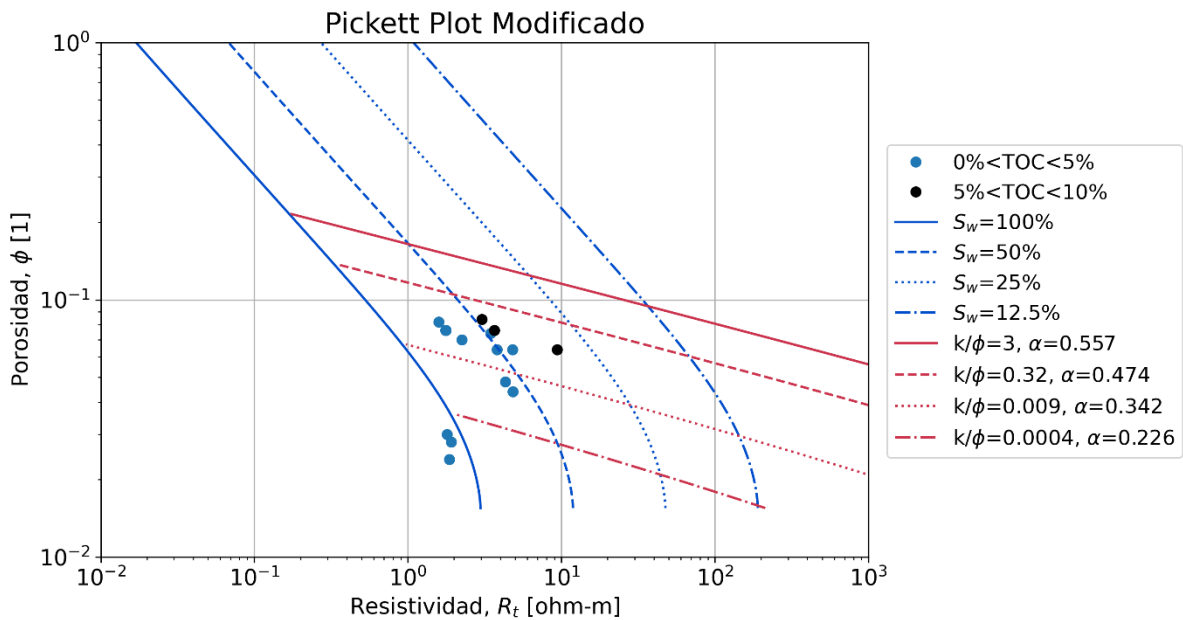
de la cual al despejar  $\alpha$  se obtiene la siguiente expresión:

$$\alpha = \left( \ln \left[ 2.665 \left( \frac{k/\phi}{100} \right)^{c_1} \right] * 0.08258 \right) + 0.60685 \quad \text{Ecuación (3-26)}$$





**Figura 3-15. Pickett plot modificado para el pozo E con curvas de  $S_w$  y  $\alpha$  utilizando un  $m$  variable.**



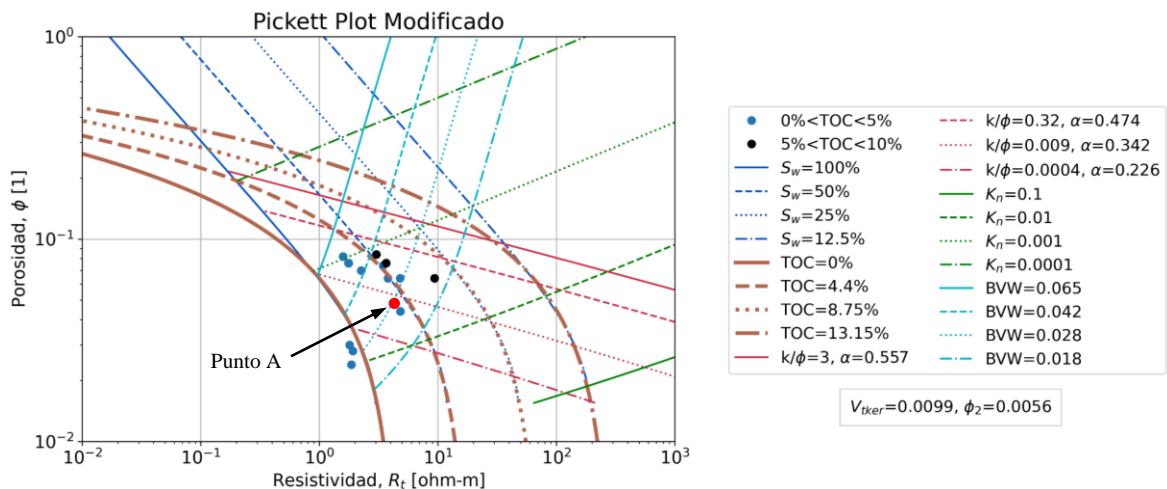
**Figura 3-16. Pickett plot modificado para el pozo E con curvas de  $S_w$ ,  $k/\phi$  y  $\alpha$  constantes utilizando un  $m$  variable.**

A partir de la **Ecuación (3-26)** es posible obtener  $\alpha$  mediante  $k/\phi$ , lo cual resulta muy práctico dado que las líneas de  $k/\phi$  ya están incluidas en el Pickett plot modificado, por lo que valores de  $\alpha$  pueden ser estimados sin necesidad de añadir más líneas al gráfico, ya que ambos parámetros pueden considerarse en la misma línea, tal como se muestra en la **Figura 3-16**.

### 3.8 Integración de las diferentes curvas en el Pickett plot modificado

El Pickett plot modificado desarrollado en esta tesis permite integrar parámetros petrofísicos, geomecánicos, de la calidad de la roca, de caracterización de unidades de flujo y de identificación de regímenes de flujo mediante la saturación de agua ( $S_w$ ), el  $BVW$ , la constante de Biot ( $\alpha$ ), el  $TOC$ , el “process speed” ( $k/\phi$ ) y el número de Knudsen ( $K_n$ ).

Como fue indicado por López Jiménez y Aguilera (2016), este tipo de gráfico tiene como finalidad llevar a cabo el análisis de reconocimiento de patrones, sin embargo, es posible calcular las propiedades individualmente si es requerido al seleccionar un punto en específico dentro del gráfico.



**Figura 3-17. Pickett plot modificado para el pozo E incluyendo curvas de saturación de agua ( $S_w$ ),  $TOC$ ,  $k/\phi$ , constante de Biot ( $\alpha$ ), número de Knudsen ( $K_n$ ) y  $BVW$ .**

El procedimiento para la obtención de los parámetros correspondientes al punto A señalado en la **Figura 3-17** es el siguiente:

1. Se identifican los valores de resistividad ( $R_t$ ), porosidad ( $\phi$ ) y tiempo de tránsito ( $\Delta t$ ) correspondientes al punto seleccionado (punto A):  $R_t = 4.32\Omega\text{m}$ ,  $\phi = 0.048$  y  $\Delta t = 92 \mu\text{s/ft}$ .
2. Se recopilan los datos correspondientes al pozo, en este caso son los encontrados en la **Tabla 3-2**, además del  $V_{ker} = 0.0099$  y el  $\phi_2 = 0.0056$  obtenidos previamente.
3. El  $\Delta\log R$  y el contenido de Carbono Orgánico Total ( $TOC$ ) se obtienen mediante la **Ecuación (3-1)** y **Ecuación (3-2)** respectivamente:  $\Delta\log R = 0.474$  y  $TOC = 3.455\% \text{ wt}$ .
4. Se calcula el exponente de cementación ( $m$ ) con la **Ecuación (3-5)**:  $m = 1.452$ .
5. La saturación de agua ( $S_w$ ) es calculada con la ecuación de Archie:  $S_w = 0.5689$ .
6. Se obtiene la permeabilidad ( $k$ ) mediante la **Ecuación (3-12)**:  $k = 0.00024 \text{ md}$ .
7. Se calcula el “process speed”:  $k/\phi = 0.00024/0.048 = 0.0049 \text{ md}$ .
8. La apertura de la garganta de poro a una saturación de mercurio del 35% ( $r_{p35}$ ) se obtiene mediante la **Ecuación (3-9)**:  $r_{p35} = 0.031 \mu\text{m}$ .
9. Se calcula la apertura de la garganta de poro a la saturación de agua ( $r$ ) de la zona usando la **Ecuación (3-10)**:  $r = 0.0245 \mu\text{m}$ .
10. La longitud del camino libre medio del gas ( $\lambda$ ) se calcula con la **Ecuación (3-15)** y el número de Knudsen ( $K_n$ ) mediante la **Ecuación (3-14)**:  $\lambda = 1.73 \times 10^{-4} \mu\text{m}$ .  
Para el cálculo de  $K_n$  se consideran dos casos para los valores del diámetro:
  - a. Diámetro igual a  $2r_{p35}$ :  $d = 0.061 \mu\text{m}$  y  $K_{n_{rp35}} = 0.0029$ .
  - b. Diámetro igual a  $2r$ :  $d = 0.049 \mu\text{m}$  y  $K_n = 0.0035$ .
11. Se calcula el volumen total de agua ( $BVW$ ) utilizando la **Ecuación (3-20)**:  $BVW = 0.027$ .

12. El volumen total de hidrocarburos ( $BVH$ ) se obtiene mediante la **Ecuación (3-21)**:  $BVH = 0.021$ .

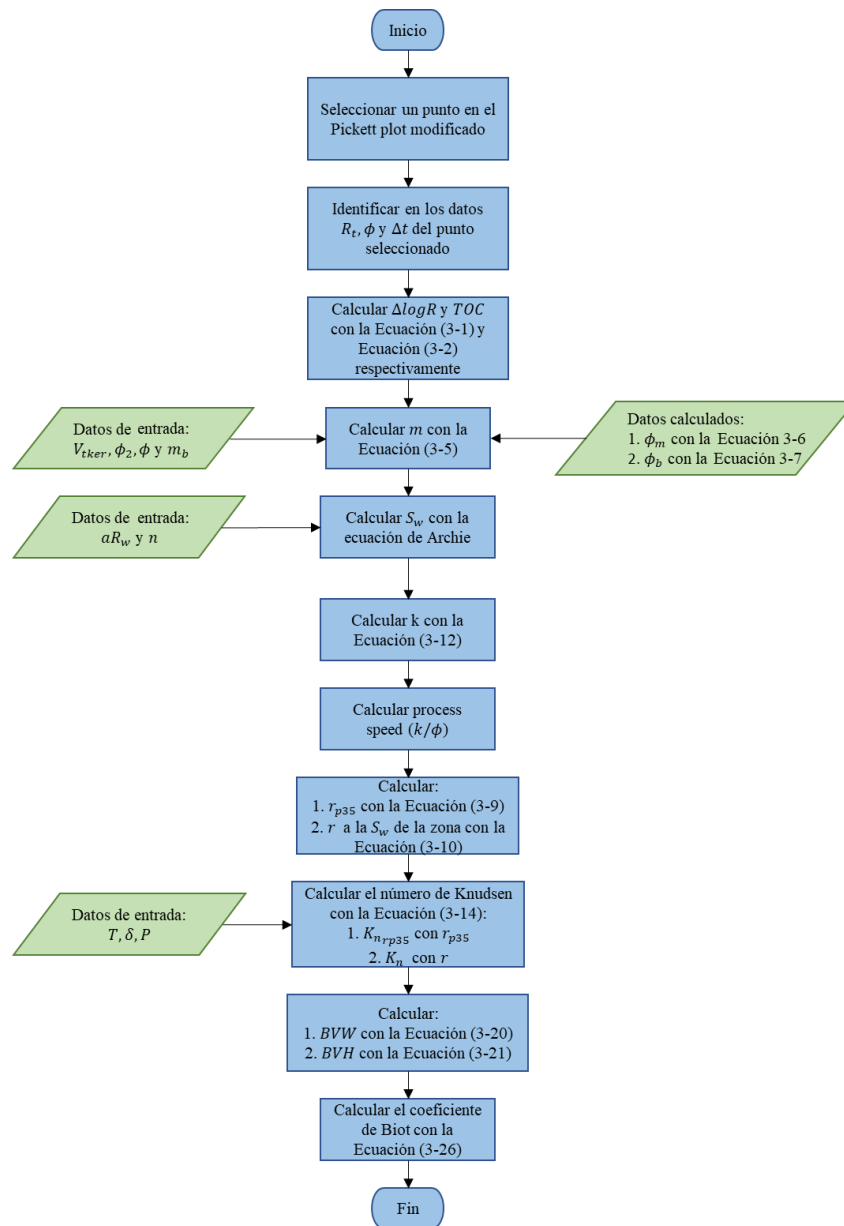
13. El coeficiente de Biot ( $\alpha$ ) se calcula usando la **Ecuación (3-26)**:  $\alpha = 0.319$ .

Analizando los resultados obtenidos se llega a las siguientes conclusiones:

- El valor obtenido de  $TOC$  es mayor a 2% wt, lo cual indica que el shale en términos de materia orgánica es de calidad buena (Rezaee R. , 2015).
- La saturación de agua calculada indica que existe la posibilidad de tener una saturación de gas ( $S_g$ ) de 0.4311.
- Se obtiene una permeabilidad baja, consistente con el hecho de que se trata de un yacimiento de shale gas.
- El valor obtenido para “process speed” ( $k/\phi$ ) posiciona al punto dentro del rango correspondiente a los yacimientos no convencionales, además de ser consistente con el valor de  $r_{p35}$  calculado.
- El rango para el número de Knudsen ( $K_n$ ) en el que se encuentra el punto A corresponde al flujo de resbalamiento, pues se encuentra en el rango de  $0.001 \leq K_n < 0.1$  considerando lo establecido en la **Tabla 3-3**, sin embargo, los límites para este parámetro pueden variar.
- El coeficiente de Biot ( $\alpha$ ) obtenido para el punto A es consistente con lo mostrado en la **Figura 3-13**, dado que se ubica dentro del rango para formaciones de shale. Hay puntos que se encuentran por arriba del límite de 0.34 establecido para este tipo de yacimientos, sin embargo, este límite es una aproximación y los rangos de valores pueden variar de yacimiento a yacimiento.

- El volumen total de agua ( $BVW$ ) es mayor al volumen total de hidrocarburos calculado, como consecuencia de que la saturación de agua ( $S_w$ ) es mayor a la saturación de gas ( $S_g$ ).

El flujo de trabajo seguido para el análisis del punto A puede ser aplicado para cualquier punto en el gráfico de acuerdo con el procedimiento general descrito en la **Figura 3-18**.



**Figura 3-18. Flujo de trabajo para el cálculo de propiedades del yacimiento del Pickett plot modificado. Modificado de López Jiménez y Aguilera (2016).**

## Capítulo Cuatro: **Evaluación del potencial de los shales**

### **4.1 Introducción**

La evaluación de formaciones es una herramienta para la determinación del potencial de éstas que presenta grandes retos sobre todo por la falta de información detallada en la mayoría de los casos. El uso de gráficos que permitan realizar una evaluación con información accesible es de gran importancia para lograr una primera aproximación a las condiciones en las que se encuentra la formación.

En este capítulo se presenta el Hingle plot como otra alternativa para llevar a cabo la evaluación de formaciones, además de la forma de conjuntar el análisis con el Pickett plot para un mejor ajuste. Por último, se muestran los análisis realizados por medio del Pickett plot para distintos pozos.

### **4.2 Modelos para el cálculo de volumen de arcilla**

La nomenclatura comúnmente utilizada para el volumen de arcilla es  $V_{sh}$ , sin embargo, en el desarrollo de este trabajo se maneja como  $V_{cl}$ , ya que se considera que el concepto de  $V_{sh}$  normalmente se asocia a la roca en sí y aquí se busca referirse al contenido mineralógico.

El registro más empleado para calcular el volumen de arcilla es el registro de rayos gamma, al ser considerado como un indicador de arcillosidad. El índice de arcillosidad ( $I_{GR}$ ) queda definido en función de las lecturas de este registro de la siguiente manera:

$$I_{GR} = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \quad \text{Ecuación (4-1)}$$

donde  $GR_{log}$  indica la lectura del registro de rayos gamma,  $GR_{max}$  es la lectura máxima del registro en una zona de arcillas y  $GR_{min}$  es la lectura mínima del registro en una zona limpia, todos reportados en unidades API.

Los modelos para el cálculo del volumen de arcilla varían en el contenido que consideran de ésta en la roca, tal como se observa en la **Figura 4-1**. El modelo que considera mayor contenido de arcilla es el modelo lineal, el cual toma en cuenta que el índice de arcillosidad ( $I_{GR}$ ) es igual al volumen de arcilla (**Ecuación (4-2)**), lo cual se traduce en sobreestimaciones en la mayoría de los casos:

$$V_{cl (Lineal)} = I_{GR} \quad \text{Ecuación (4-2)}$$

Existen otros modelos empíricos que buscan corregir el valor de  $I_{GR}$ . García y Ramírez (2017) presentan algunos de los modelos más conocidos de la literatura, empezando por el modelo de Larionov, aplicable para formaciones suaves en rocas del Terciario:

$$V_{cl (Larionov Terciario)} = 0.083(2^{3.7*I_{GR}} - 1) \quad \text{Ecuación (4-3)}$$

Para formaciones duras de mayor antigüedad se desarrolló el modelo de Larionov Mesozoico:

$$V_{cl (Larionov Mesozoico)} = 0.33(2^{2*I_{GR}} - 1) \quad \text{Ecuación (4-4)}$$

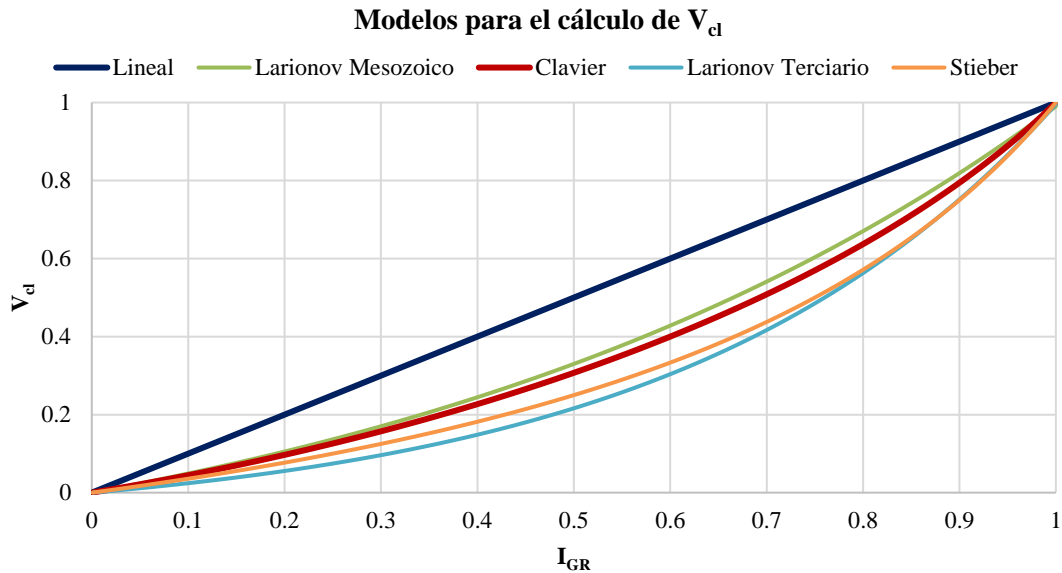
Además, existe la correlación de Clavier et al. (1971) propuesta para formaciones de shale:

$$V_{cl (Clavier)} = 1.7 - \sqrt{3.38 - (I_{GR} + 0.7)^2} \quad \text{Ecuación (4-5)}$$

Finalmente, el modelo de Stieber (1970), donde se emplearon datos del Golfo de México para determinar la relación:

$$V_{cl (Stieber)} = \frac{I_{GR}}{3 - 2I_{GR}} \quad \text{Ecuación (4-6)}$$

En la (**Figura 4-1**) se muestra un comparativo de los diferentes modelos del volumen de arcilla ( $V_{cl}$ ) en función de índice de arcillosidad ( $I_{GR}$ ). Como se puede observar, el modelo lineal representa el modelo con un mayor volumen de arcilla, lo cual pudiese llevar a interpretaciones erróneas.



**Figura 4-1. Comparación de diferentes modelos para el cálculo de  $V_{cl}$ .**

Es importante resaltar que los valores que puede tomar el  $V_{cl}$  se encuentran entre 0 y 1, por lo que en los cálculos a los valores negativos se les asigna un valor de 0, mientras que para aquellos resultados mayores a 1 se les asigna un valor igual a 1.

#### **4.2.1 Porosidad efectiva**

La porosidad es el indicador por excelencia con el que se cuenta para reconocer la habilidad que posee una roca para almacenar fluidos. La clasificación más conocida de este parámetro la divide en porosidad total ( $\phi$ ) y porosidad efectiva ( $\phi_{eff}$ ). La porosidad total, comúnmente obtenida mediante registros como fue mencionado en el Capítulo Dos, incluye todos los poros presentes en la formación, sin importar si se encuentran interconectados o aislados. La porosidad efectiva permite tener una idea más clara del potencial del yacimiento tomando en cuenta únicamente los poros interconectados. Una forma de obtener la  $\phi_{eff}$  a partir del volumen de arcilla hace uso de la siguiente expresión:

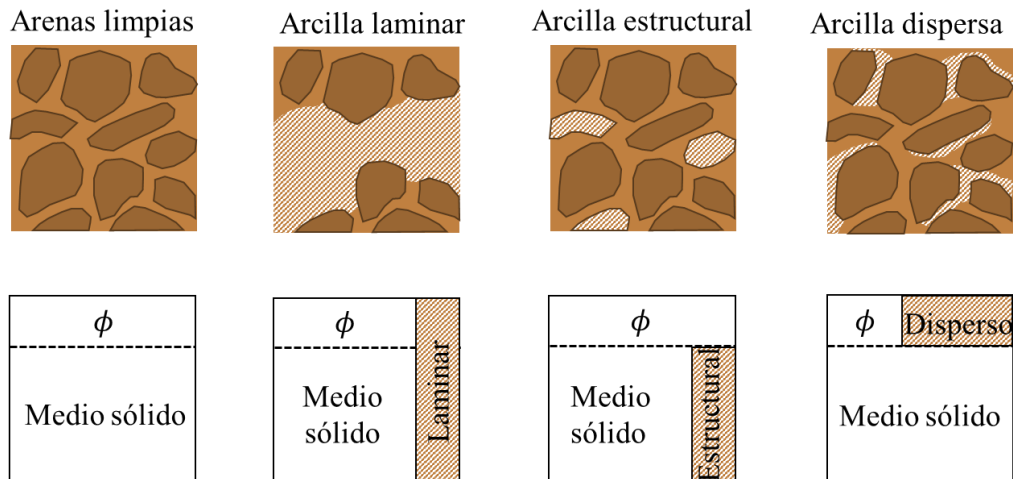
$$\phi_{eff} = \phi (1 - V_{cl}) \qquad \text{Ecuación (4-7)}$$



Para seleccionar el modelo de arcillosidad se puede realizar una comparación entre la porosidad efectiva calculada con cada uno de los modelos y los valores obtenidos de núcleo, así, el modelo que mejor ajuste a los datos será el más apropiado para la formación que se esté evaluando, sin embargo, se debe tomar en cuenta que en las mediciones de núcleo también existe incertidumbre.

### 4.3 Modelos de arcillosidad (Shaliness)

La forma en la que la arcillosidad afecta las lecturas de los registros depende de la cantidad de arcilla, sus propiedades físicas y la forma en la que está distribuida en el yacimiento (Ghorab et al., 2008). Existen distintos modelos para describir la distribución de la arcilla dentro de la formación, tales como el modelo laminar, estructural y disperso (**Figura 4-2**).



**Figura 4-2. Representación pictórica y volumétrica de los modelos de distribución de la arcilla dentro de una roca. Modificado de Aguilera (1990).**

En la **Figura 4-2** se aprecia que, para el modelo laminar, la arcillosidad presente en la roca afecta tanto el medio sólido como el medio poroso, puesto que la arcilla se encuentra en forma de láminas entre capas de la roca. Para el modelo estructural, únicamente se ve afectado el medio sólido, ya que la arcilla se encuentra en forma de granos o nódulos, y finalmente, en el modelo disperso, la

afectación solo se manifiesta en el medio poroso, pues la arcilla está dispersa a través de la roca llenando parcialmente la porosidad intergranular o rodeando los granos.

El modelo laminar será utilizado en este estudio para la elaboración de los gráficos a manera de ilustrar su aplicabilidad en la evaluación de formaciones. Otros modelos pueden ser consultados en el Apéndice B. Este modelo (laminar) queda descrito mediante (Aguilera, 1990):

$$A_{sh} = (1 - V_{cl}) \left( \frac{R_{sh} - V_{cl}R_t}{R_{sh}} \right) \quad \text{Ecuación (4-8)}$$

donde  $A_{sh}$  es la arcillosidad o “shaliness”, y  $R_{sh}$  es la resistividad del shale en ohm-m.

La ecuación de Archie, desarrollada para el caso de arenas limpias, tiene la limitación de que tiende a dar valores de saturación de agua ( $S_w$ ) elevados en las formaciones de shale, por lo que para aliviar este problema es mejor preparar el Pickett plot usando la corrección propuesta por Aguilera y Aguilera (2002). Lo anterior requiere un cambio en el acomodo de la ecuación de Archie quedando de la siguiente manera:

$$\log \left( \frac{R_t}{A_{sh}} \right) = -m \log \phi + \log(aR_w) + \log S_w^{-n} \quad \text{Ecuación (4-9)}$$

Para integrar esta corrección en los gráficos se tomará en cuenta que  $R_{t\_cor}$  es igual a  $R_t/A_{sh}$ .

#### **4.4 Integración del Pickett plot y el Hingle plot**

Para realizar la integración de ambos gráficos se utilizaron datos de la formación Cardium correspondiente al Cretácico superior en el campo Willesden Green en Alberta, Canadá (Hoch, 2016).

##### **4.4.1 Construcción del Hingle plot**

El Hingle plot es una herramienta para evaluación de formaciones que fue desarrollada antes del Pickett plot. Éste es considerado la primera solución gráfica de la ecuación de Archie y su diferencia principal con el Pickett plot se encuentra en la forma en la que se organiza la ecuación:

$$\left(\frac{1}{R_t}\right)^{\frac{1}{m}} = \left(\frac{S_w^n}{aR_w}\right)^{\frac{1}{m}} \phi$$

**Ecuación (4-10)**

Al estar utilizando  $(1/R_t)^{1/m}$  en el eje de las ordenadas se logra que se obtengan líneas rectas, al igual que en el caso de los Pickett plots, a pesar de que los ejes están en escala cartesiana, a diferencia del Pickett plot, el cual corresponde a un gráfico log-log. La desventaja del Hingle plot radica en la forma en la que se grafican los datos de resistividad con los que se disponga, pues el eje de las ordenadas pasa a presentar dos escalas al momento de ingresar estos datos, ya que se ingresan directamente en términos de resistividad, aunque el eje corresponda a  $(1/R_t)^{1/m}$ . Lo anterior provocó la búsqueda de una nueva forma de acomodar la ecuación, resultando en el Pickett plot que se ha mencionado a largo de esta investigación.

Para el análisis que se realizó en este estudio, el eje de las ordenadas se mantuvo con una sola escala, como fue empleado por Krygowski y Cluff (2015) para poder observar más fácilmente la comparación con el Pickett plot, es decir, los puntos observados en la gráfica corresponden a  $(1/R_t)^{1/m}$ .

Para el eje de las abscisas se puede seleccionar entre la porosidad efectiva, porosidad densidad, porosidad neutrón o densidad bulk. El punto base de donde se trazan las líneas es cero en caso de que se haya seleccionado la porosidad. En caso de haber seleccionado la densidad bulk, la densidad de la matriz será el punto base. Adicionalmente, al momento de graficar los valores de porosidad para el caso de haber seleccionado la densidad bulk en las abscisas, éstos se deben colocar en términos de este parámetro mediante la siguiente ecuación:

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

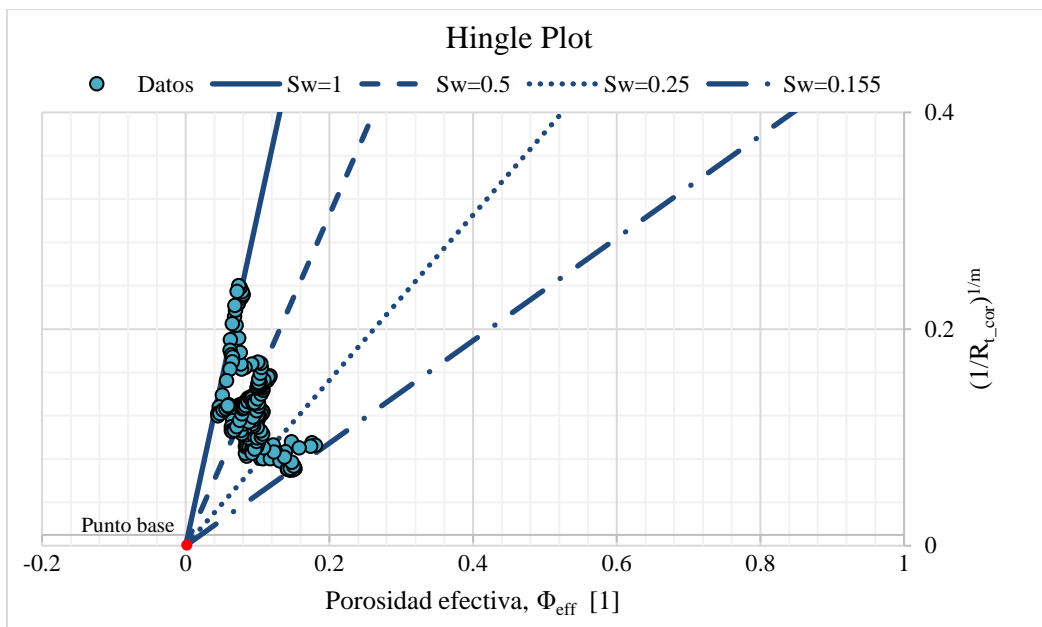
**Ecuación (4-11)**

En caso de haber seleccionado  $\phi_{eff}$ , se debe realizar el cálculo de  $V_{cl}$  previamente para los puntos de los datos utilizando la **Ecuación (4-7)**.

#### 4.4.1.1 Saturación de agua ( $S_w$ )

El procedimiento recomendado para la construcción del Hingle plot es el siguiente:

1. Colocar los datos disponibles en un gráfico de  $(1/R_t)^{1/m}$  vs. el parámetro seleccionado para el eje de las abscisas.
2. Seleccionar la saturación de agua ( $S_w$ ) de la cual se desea trazar la línea: la primera que se selecciona es la de  $S_w = 100\%$ .
3. Calcular la relación correspondiente a  $(1/R_t)^{1/m}$  con la **Ecuación (4-10)** empleando la  $S_w$  que se haya seleccionado y un valor de porosidad arbitrario, por ejemplo: 0.1.
4. Considerando el punto base, ya sea la densidad de la matriz o cero, y el punto calculado con el valor de porosidad que se haya seleccionado, trazar la línea correspondiente a la  $S_w$  de interés (**Figura 4-3**).



**Figura 4-3. Hingle plot con líneas de saturación de agua ( $S_w$ ). Datos de Hoch (2016).**

#### 4.4.1.2 Bulk Volume Water (*BVW*)

Para poder trazar las líneas correspondientes a diferentes valores de *BVW* se substituyó la definición de  $S_w$  dada por la **Ecuación (3-20)** en la **Ecuación (4-10)** resultando:

$$\left(\frac{1}{R_t}\right)^{1/m} = \left(\frac{\left(\frac{BVW}{\phi}\right)^n}{a * R_w}\right)^{\frac{1}{m}} * \phi \quad \text{Ecuación (4-12)}$$

El procedimiento recomendado para dibujar las líneas de *BVW* se describe a continuación:

1. Seleccionar el valor de *BVW* que se desea trazar en la gráfica, por ejemplo: 0.01
2. Calcular los valores de  $(1/R_t)^{1/m}$  correspondientes al *BVW* seleccionado con la **Ecuación (4-12)** considerando un valor de porosidad pequeño, por ejemplo, 0.1.
3. Elegir otro punto de porosidad más grande, puede ser incluso 1, y realizar el mismo cálculo que en el paso anterior.
4. Unir ambos puntos generados para trazar la línea correspondiente al *BVW* seleccionado.

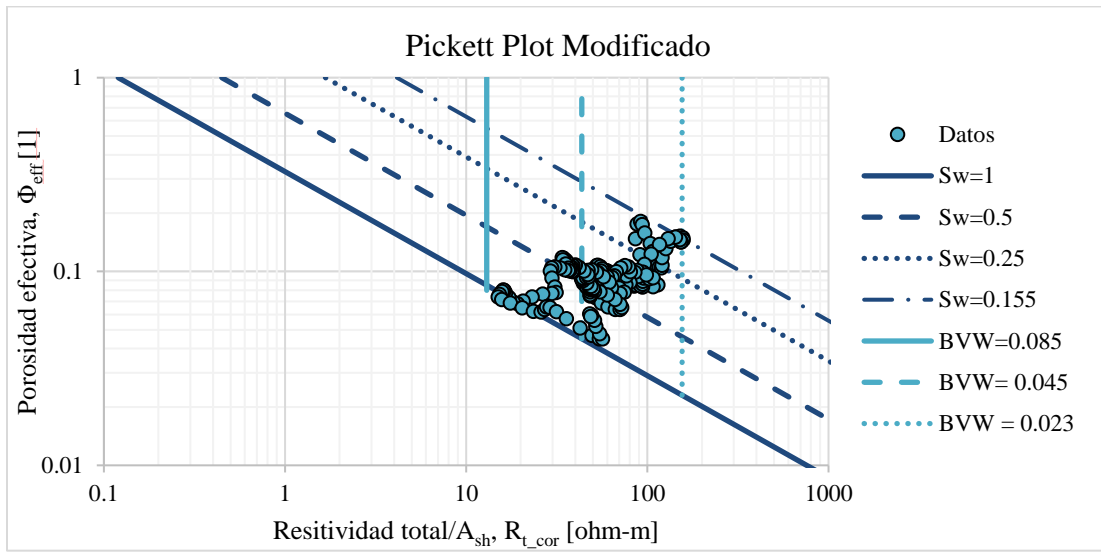
#### 4.4.2 Ajuste del Hingle plot y el Pickett Plot

Para el caso de estudio analizado en esta tesis, se desconocía el valor de  $aR_w$ , por lo que el ajuste fue utilizado para determinar de forma eficiente este parámetro.

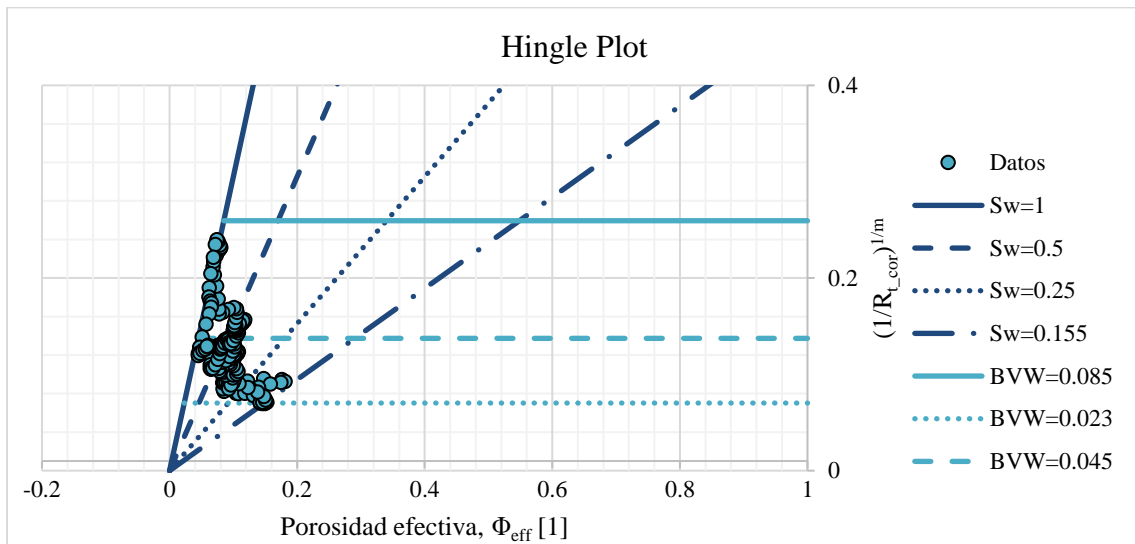
El procedimiento utilizado es el siguiente:

1. En el Pickett plot (**Figura 4-4**) se varía el valor de  $aR_w$ , ya que es más fácil visualizar cuando se obtiene el valor que ajusta mejor a los datos.
2. Una vez teniendo el valor de  $aR_w$  del Pickett plot, se verifica en el Hingle plot que los puntos caigan sobre la línea del 100% de saturación de agua (**Figura 4-5**). De no cumplirse lo anterior, se varía el valor para obtener una mejor aproximación.

En este caso se asume que  $a = 1$ , por lo que el valor obtenido mediante el ajuste corresponde a  $R_w$ .



**Figura 4-4. Pickett plot modificado con líneas de saturación de agua ( $S_w$ ) y BVW. Datos de Hoch (2016).**



**Figura 4-5. Hingle plot con líneas de saturación de agua ( $S_w$ ) y BVW. Datos de Hoch (2016).**

En ambos gráficos se utilizó  $R_{t,cor}$ , calculado mediante el modelo laminar, en lugar de  $R_t$ . Asimismo, para el eje de las abscisas se empleó la porosidad efectiva calculada considerando el  $V_{cl}$  de Clavier et al. (1971).

Adicionalmente, se realizaron los mismos gráficos tomando en cuenta los distintos modelos de  $V_{cl}$  presentados anteriormente. Los resultados presentan pequeñas diferencias en el ajuste, obteniéndose un valor de  $aR_w$  de 0.08 ohm-m para el modelo lineal, de 0.11 ohm-m para el modelo de Larionov Mesozoico, y 0.12 ohm-m para el resto de los modelos. Únicamente se presentaron los resultados obtenidos utilizando el modelo de Clavier por cuestiones de espacio y porque éste es el modelo propiamente desarrollado para el caso de los shales.

#### 4.5 Análisis de pozos a través de Pickett plots modificados

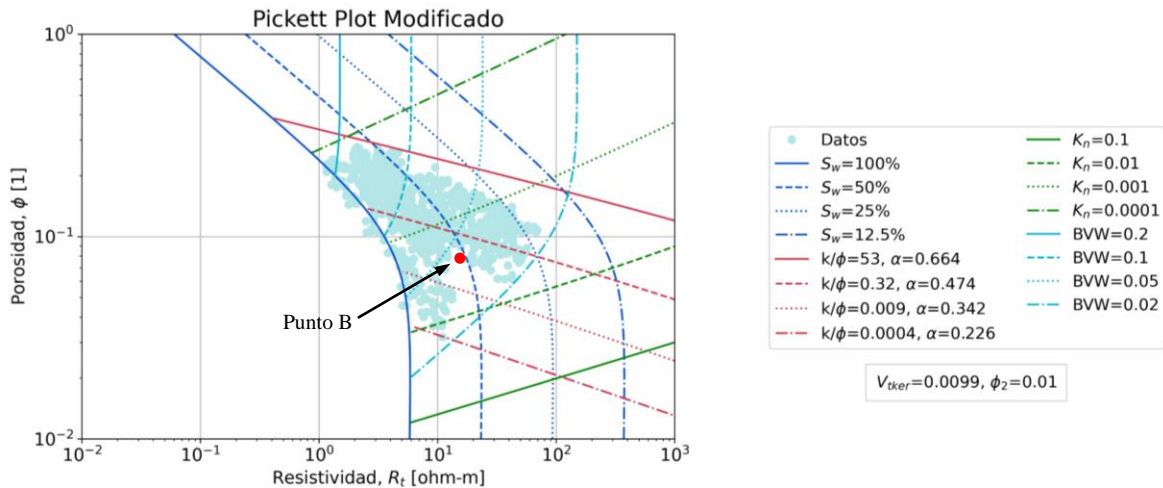
Para ilustrar la utilidad del Pickett plot modificado se aplicó dicho concepto al análisis de diferentes pozos ubicados en distintas formaciones: Niobrara, Eagle Ford y Haynesville. Los parámetros de entrada correspondientes a estas formaciones se encuentran en la **Tabla 4-1**. Asimismo, se incluye el ejemplo del pozo E que se utilizó anteriormente para la explicación de cada uno de los conceptos.

	Pozo Haynesville	Pozo Niobrara	Pozo Eagle Ford
$\Delta t_m$ ( $\mu\text{s}/\text{ft}$ )	55		
$\Delta t_{baseline}$ ( $\mu\text{s}/\text{ft}$ )	40		
$\Delta t_f$ ( $\mu\text{s}/\text{ft}$ )	189		
$R_{t,baseline}$ ( $\Omega\text{m}$ )	10		
$B_c$	1.725		
$LOM$	12		
$a$	1	1	1
$R_w$ ( $\Omega\text{m}$ )	0.013	0.06	0.04
$n$	2	2	2
$m_b$	1.85	2	1.55
$T$ (K)	413.77	374.51	374.51
$P$ (Pa)	$3.79 \times 10^7$	$2.0684 \times 10^7$	$3.4474 \times 10^7$
$\sigma$ (dinas/cm)	480	480	480
$\theta_c$ ( $^\circ$ )	140	140	140
$\delta$ (m)	$4.10 \times 10^{-10}$	$4.10 \times 10^{-10}$	$4.10 \times 10^{-10}$

**Tabla 4-1. Parámetros de entrada para el pozo de Haynesville (Yu y Aguilera, 2011), Eagle Ford y Niobrara (López Jiménez y Aguilera, 2016).**

#### 4.5.1 Pozo de Niobrara

Para la construcción del gráfico (**Figura 4-6**) se utilizó un  $V_{tкер} = 0.0099$  y un  $\phi_2 = 0.01$ . En el punto B señalado se tiene un  $R_t = 15.4658 \Omega\text{m}$  y una  $\phi = 0.0786$ , por lo que al realizar los cálculos se obtuvo:  $m = 1.685$ ,  $S_w = 0.53$ ,  $k = 0.0052 \text{ md}$ ,  $k/\phi = 0.067 \text{ md}$ ,  $r_{p35} = 0.099 \mu\text{m}$ ,  $r = 0.07 \mu\text{m}$ ,  $K_{n_{rp35}} = 0.00168$  y  $K_n = 0.0024$ , señalando un flujo de resbalamiento. Por último,  $BVW = 0.0417$ ,  $BVH = 0.037$  y  $\alpha = 0.416$ .

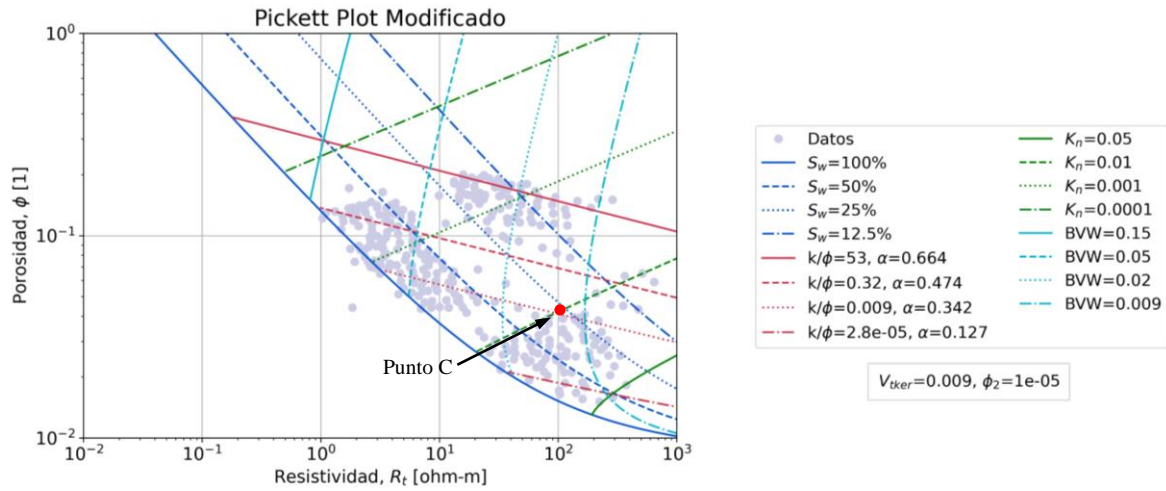


**Figura 4-6. Pickett plot modificado para el pozo de Niobrara con curvas de saturación de agua ( $S_w$ ),  $k/\phi$ , constante de Biot ( $\alpha$ ), número de Knudsen ( $K_n$ ) y  $BVW$ . Datos de Devine (2014).**

#### 4.5.2 Pozo de Eagle Ford

En la **Figura 4-7** se empleó un  $V_{tкер} = 0.009$  y un  $\phi_2 = 1 \times 10^{-5}$ . En el punto C señalado se tiene un  $R_t = 102.738 \Omega\text{m}$  y una  $\phi = 0.0429$ , con lo cual se determinó que:  $m = 1.658$ ,  $S_w = 0.269$ ,  $k = 0.00054 \text{ md}$ ,  $k/\phi = 0.0125 \text{ md}$ ,  $r_{p35} = 0.0467 \mu\text{m}$ ,  $r = 0.0104 \mu\text{m}$ ,  $K_{n_{rp35}} = 0.00215$  y  $K_n = 0.0096$ , indicando un flujo de resbalamiento. Finalmente,  $BVW = 0.0115$ ,  $BVH = 0.0313$  y  $\alpha = 0.354$ .





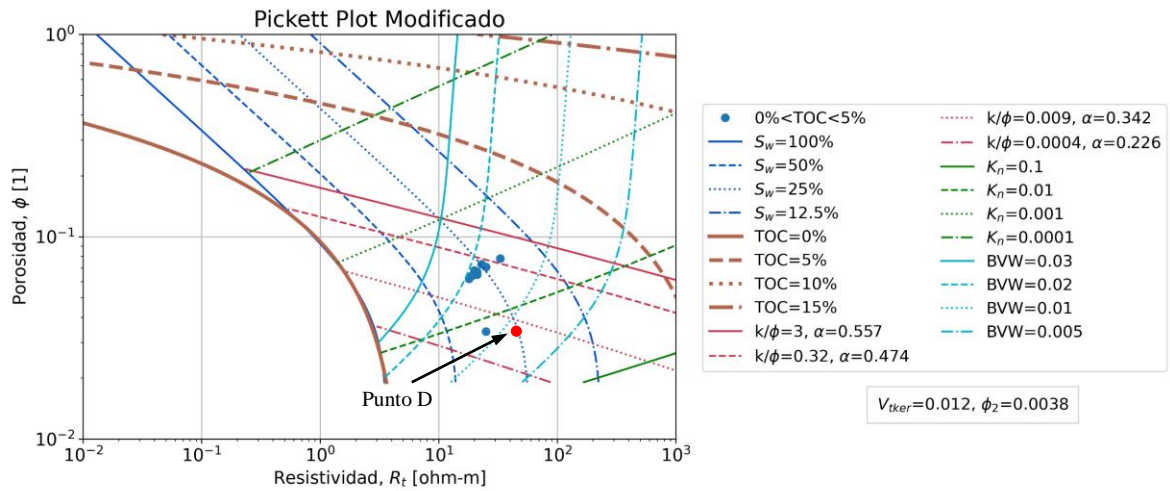
**Figura 4-7. Pickett plot modificado para el pozo de Eagle Ford con curvas de saturación de agua ( $S_w$ ),  $k/\phi$ , constante de Biot ( $\alpha$ ), número de Knudsen ( $K_n$ ) y  $BVW$ . Datos de Devine (2014).**

#### 4.5.3 Pozo de Haynesville

En la **Tabla 4-2** se presentan los datos utilizados para la generación del Pickett plot del pozo de Haynesville:

$TOC$	$\Delta t$	$R_t$	$\phi$	$S_w$	$\phi_b$
(% wt)	( $\mu s/ft$ )	( $\Omega m$ )	(1)	(fracción)	(1)
<b>0% wt &lt; TOC &lt; 5% wt</b>					
0.42	67	45	0.034	0.27	0.029
0.83	51	25	0.034	0.46	0.024
1.67	82	25	0.071	0.34	0.051
1.83	80	20	0.068	0.31	0.046
1.83	79	23	0.073	0.36	0.051
2.08	79	19	0.064	0.34	0.039
2.25	86	21	0.067	0.32	0.04
2.33	85	21	0.065	0.33	0.037
3	83	33	0.078	0.36	0.042
3.5	69	18	0.062	0.3	0.02

**Tabla 4-2. Datos de núcleo y de registros para el pozo de Haynesville (Wu, 2014).**



**Figura 4-8. Pickett plot modificado para el pozo de Haynesville con curvas de saturación de agua ( $S_w$ ),  $TOC$ ,  $k/\phi$ , constante de Biot ( $\alpha$ ), número de Knudsen ( $K_n$ ) y  $BVW$ .**

A través del uso del Pickett plot mostrado en la **Figura 4-8** se llegó a un  $V_{tker} = 0.012$  y un  $\phi_2 = 0.0038$ . En el punto D señalado en dicha figura, se tiene un  $R_t = 45 \Omega m$  y una  $\phi = 0.034$ , por lo que al realizar los cálculos se obtuvo:  $\Delta \log R = 1.69$  y  $TOC = 3.163 \%$  wt, con un  $m = 1.597$ ,  $S_w = 0.253$ ,  $k = 0.00015$  md,  $k/\phi = 0.0044$  md,  $r_{p35} = 0.029 \mu m$ ,  $r = 0.0059 \mu m$ ,  $K_{n_{rp35}} = 0.0034$  y  $K_n = 0.017$  lo que apunta a un régimen de flujo de resbalamiento. De igual modo,  $BVW = 0.0086$ ,  $BVH = 0.0254$  y  $\alpha = 0.315$ .

#### 4.5.4 Pozo E

Este pozo fue analizado en el capítulo anterior. En la **Tabla 4-3** se presenta un resumen de los resultados para el pozo E.

$\phi$	$S_w$	$k/\phi$	$K_{n_{rp35}}$	$K_n$	$BVW$	$BVH$	$\alpha$	$TOC$
(1)	(1)	(md)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(% wt)
0.044	0.565	$3.23 \times 10^{-3}$	$3.42 \times 10^{-3}$	$4.34 \times 10^{-3}$	$2.48 \times 10^{-2}$	$1.92 \times 10^{-2}$	$3.04 \times 10^{-1}$	3.814
0.076	0.664	$3.58 \times 10^{-2}$	$1.16 \times 10^{-3}$	$1.11 \times 10^{-3}$	$5.05 \times 10^{-2}$	$2.55 \times 10^{-2}$	$3.93 \times 10^{-1}$	0.615
0.076	0.662	$3.60 \times 10^{-2}$	$1.15 \times 10^{-3}$	$1.12 \times 10^{-3}$	$5.03 \times 10^{-2}$	$2.57 \times 10^{-2}$	$3.93 \times 10^{-1}$	0.633
0.070	0.621	$2.72 \times 10^{-2}$	$1.31 \times 10^{-3}$	$1.41 \times 10^{-3}$	$4.35 \times 10^{-2}$	$2.65 \times 10^{-2}$	$3.83 \times 10^{-1}$	1.392
0.082	0.663	$5.26 \times 10^{-2}$	$9.73 \times 10^{-4}$	$9.40 \times 10^{-4}$	$5.44 \times 10^{-2}$	$2.76 \times 10^{-2}$	$4.07 \times 10^{-1}$	0.294
0.048	0.569	$4.91 \times 10^{-3}$	$2.83 \times 10^{-3}$	$3.55 \times 10^{-3}$	$2.73 \times 10^{-2}$	$2.07 \times 10^{-2}$	$3.19 \times 10^{-1}$	3.455
0.064	0.452	$3.29 \times 10^{-2}$	$1.20 \times 10^{-3}$	$2.23 \times 10^{-3}$	$2.89 \times 10^{-2}$	$3.51 \times 10^{-2}$	$3.90 \times 10^{-1}$	3.788
0.074	0.483	$5.93 \times 10^{-2}$	$9.22 \times 10^{-4}$	$1.53 \times 10^{-3}$	$3.58 \times 10^{-2}$	$3.82 \times 10^{-2}$	$4.12 \times 10^{-1}$	2.743
0.064	0.507	$2.60 \times 10^{-2}$	$1.34 \times 10^{-3}$	$2.03 \times 10^{-3}$	$3.25 \times 10^{-2}$	$3.15 \times 10^{-2}$	$3.81 \times 10^{-1}$	3.049
0.084	0.472	$1.17 \times 10^{-1}$	$6.79 \times 10^{-4}$	$1.17 \times 10^{-3}$	$3.97 \times 10^{-2}$	$4.43 \times 10^{-2}$	$4.37 \times 10^{-1}$	2.333
0.076	0.461	$7.45 \times 10^{-2}$	$8.32 \times 10^{-4}$	$1.49 \times 10^{-3}$	$3.50 \times 10^{-2}$	$4.10 \times 10^{-2}$	$4.20 \times 10^{-1}$	2.930
0.064	0.323	$6.42 \times 10^{-2}$	$8.90 \times 10^{-4}$	$2.92 \times 10^{-3}$	$2.07 \times 10^{-2}$	$4.33 \times 10^{-2}$	$4.15 \times 10^{-1}$	5.903

**Tabla 4-3. Resumen de los resultados para el pozo E obtenidos a partir del análisis**

**mediante el uso de su correspondiente Pickett plot modificado.**

Al analizar los resultados de cada uno de los pozos considerados en este estudio se observa que, para cada uno de ellos, el régimen de flujo no es viscoso, es decir, no puede ser descrito por la ecuación de Darcy. Lo anterior corrobora la aseveración común en la literatura que establece que el flujo de fluidos en los shales está dominado por las interacciones molécula-pared de los poros, y en menor medida por las interacciones molécula-molécula.

## Capítulo Cinco: **Modelo conceptual de porosidad propuesto**

### **5.1 Introducción**

Existen distintos modelos de porosidad que se han establecido para el caso de los yacimientos no convencionales y en específico de los shales. En este capítulo se presentarán los modelos de y Piedrahita y Aguilera (2017) y Holmes et al. (2019) a partir de los cuales se desarrolló el modelo conceptual de porosidad propuesto en este trabajo. La construcción de este modelo busca integrar las características más representativas de ambos modelos para obtener una mejor representación de cada uno de los componentes de porosidad existentes en las formaciones de shale gas.

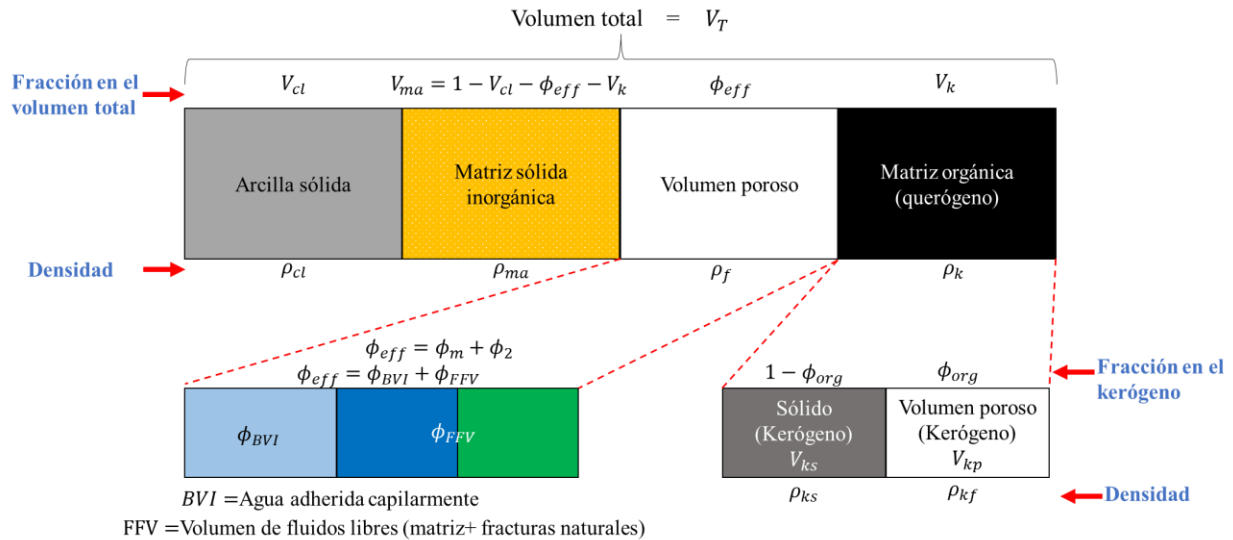
### **5.2 Piedrahita y Aguilera (2017)**

Los yacimientos de shale generalmente están compuestos por minerales de arcilla, materia inorgánica, materia orgánica y fracturas naturales, por lo que, Piedrahita y Aguilera (2017) propusieron un modelo conceptual en el que dividen el volumen total del yacimiento de shale en cuatro componentes principales: i) el volumen de arcilla ( $V_{cl}$ ), ii) el volumen de matriz ( $V_{ma}$ ), iii) la porosidad inorgánica efectiva ( $\phi_{eff}$ ), y iv) el volumen de querógeno ( $V_k$ ).

El modelo propuesto por Piedrahita y Aguilera (2017) se encuentra en la **Figura 5-1**, donde se pueden identificar los cuatro componentes principales anteriormente mencionados, así como cada uno de sus subcomponentes. Con respecto a la porosidad efectiva ( $\phi_{eff}$ ), para su cálculo se toman en cuenta la porosidad de la matriz inorgánica ( $\phi_m$ ) y la porosidad de las fracturas naturales ( $\phi_2$ ) o también puede ser expresada en términos de los fluidos que la saturan como lo son el agua que se encuentra adherida capilarmente ( $\phi_{BVI}$ ) y el volumen de fluidos libres ( $\phi_{FFV}$ ).

Por otro lado, la materia orgánica se subdivide en su componente sólido y su componente poroso. Cabe destacar que la diferencia entre este término señalado como  $V_k$  y el  $V_{tker}$  introducido por López y Aguilera (2014) radica en la consideración explícita de la porosidad adsorbida ( $\phi_{ads}$ ), sin

embargo, ambos parámetros hacen referencia al mismo concepto, pues cuantifican las inclusiones presentes dentro de la materia inorgánica (**Figura 2-7**). De igual manera, se pueden obtener las siguientes relaciones:  $V_{ks} = V_{diff}$  y  $V_{kp} = \phi_{org}$ .

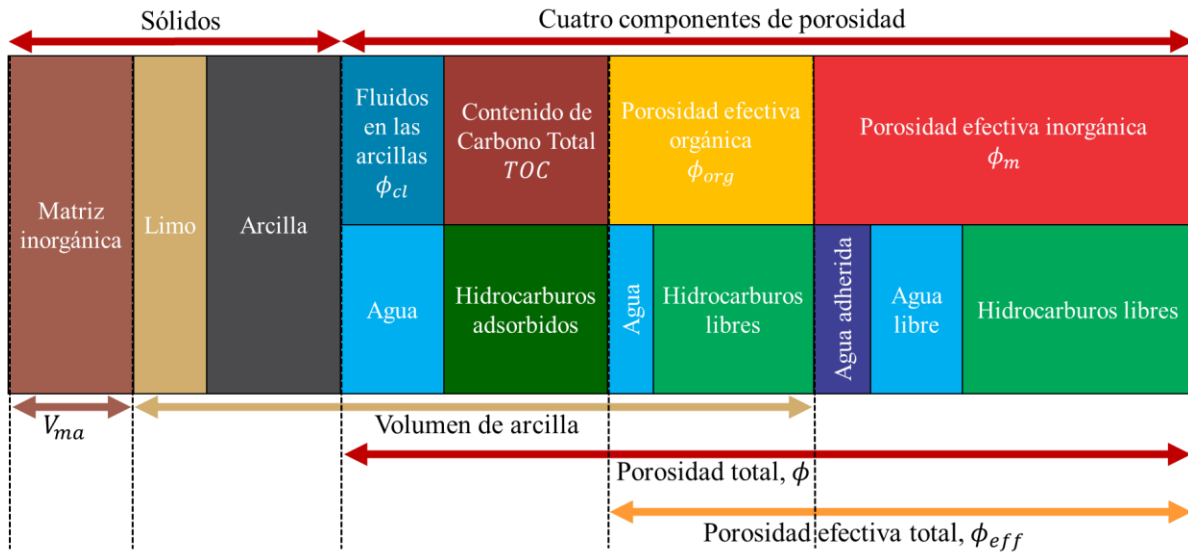


**Figura 5-1. Modelo conceptual de Piedrahita y Aguilera (2017). Modificado de Piedrahita y Aguilera (2017).**

Uno de los propósitos del modelo desarrollado por Piedrahita y Aguilera (2017) fue el establecimiento de diferentes formas de calcular el volumen de querógeno, para lo cual consideran los términos de la densidad referidos a cada uno de los componentes principales, y es por ello por lo que también se incluyen en la **Figura 5-1**.

### 5.3 Holmes et al. (2019)

Holmes et al. (2019) utilizan el modelo petrofísico establecido por Holmes et al. (2014) en el que consideran cuatro componentes en la porosidad: i) porosidad asociada a las arcillas ( $\phi_{cl}$ ), ii) el contenido de Carbono Orgánico Total ( $TOC$ ), iii) la porosidad efectiva orgánica ( $\phi_{org}$ ), y iv) la porosidad efectiva inorgánica ( $\phi_m$ ), tal como se muestra en la **Figura 5-2**.



**Figura 5-2. Modelo de porosidad propuesto por Holmes et al. 2014 y Holmes et al. 2019.**

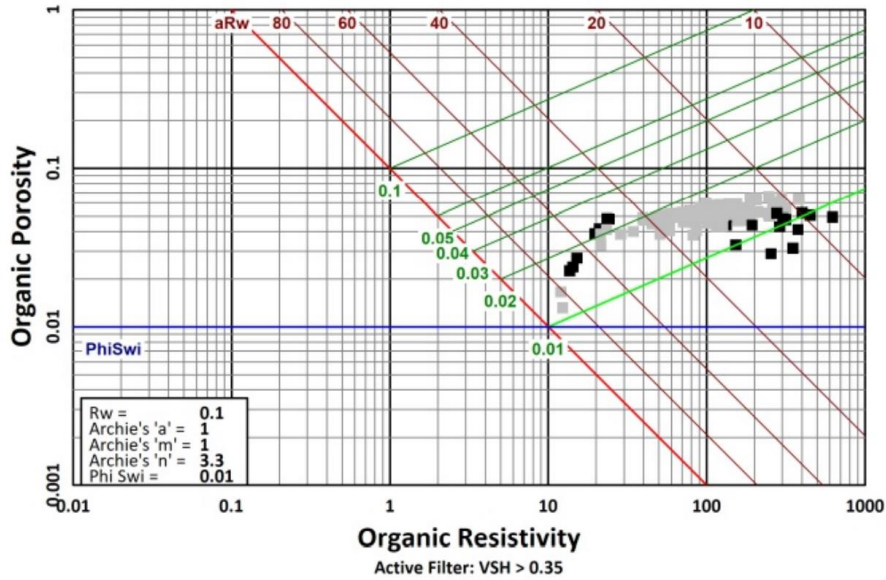
Considerando lo anterior, se llegó a la siguiente expresión para el cálculo de porosidad total:

$$\phi = \phi_{org} + \text{Volumen de TOC} + \phi_m + \phi_{cl} \quad \text{Ecuación (5-1)}$$

A través de este modelo, Holmes et al. (2019) construyeron un Pickett plot para obtener de forma determinística el exponente de saturación ( $n$ ) con la finalidad de relacionarlo con la mojabilidad de la formación. Para la determinación de  $n$  incluyen en el Pickett plot líneas para valores constantes de  $BVW$  y a través de la determinación de la pendiente de estas líneas realizan el cálculo de  $n$ . Considerando la **Ecuación (3-22)**, la pendiente de estas líneas corresponde a  $1/(n - m)$ , como consecuencia, al sumar el valor de  $m$  al inverso de la pendiente el resultado es igual a  $n$ .

En la **Figura 5-3** se presenta uno de los gráficos en los que se realizó el cálculo del exponente de saturación ( $n$ ). Al observar dicho gráfico se puede notar que en el eje de las ordenadas se encuentra la porosidad orgánica, sin embargo, presenta valores muy altos que no son físicamente posibles (1 a 7%). Para el caso de la porosidad orgánica se han documentado en la literatura valores de 0.7 a 1.2% (Aguilera, 2016), 1.5% (Piedrahita y Aguilera, 2017) e incluso 1% (Orozco y Aguilera,

2017), los cuales son mucho más bajos que los presentados en la **Figura 5-3** donde se alcanzan valores de hasta 7%.



**Figura 5-3. Pickett plot para un pozo con RGA baja (Holmes et al., 2019) utilizado para determinar el valor de  $n$ , y por consiguiente, la mojabilidad de la formación.**

En el caso de la porosidad total distintos autores han reportado valores de porosidad en yacimientos de shale que van de 1 a 15% (Aguilera, 2014), 2 a 10% (Rezaee, 2015), 5% a 12% (Aguilera, 2016), los cuales sí concuerdan con los valores presentados en la **Figura 5-3**, por lo que se asume que muy probablemente la porosidad considerada en el gráfico (**Figura 5-3**) podría corresponder a la porosidad total o a una porosidad efectiva, más no a la porosidad orgánica.

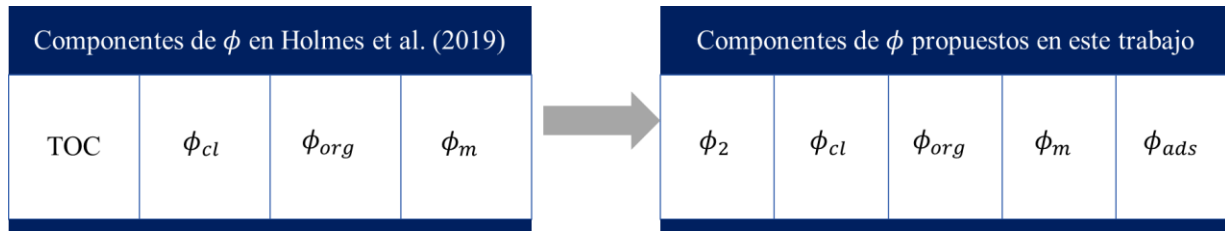
#### 5.4 Modelo conceptual propuesto

Como se mencionó en las secciones previas, en el modelo de Holmes et al. (2019) se describen cuatro componentes de porosidad:  $\phi_{cl}$ ,  $\phi_{org}$ ,  $TOC$  y  $\phi_m$ , los cuales servirán de base para el modelo propuesto en esta tesis, aunque se realizaron las modificaciones pertinentes.

En términos de la materia orgánica, característica principal de los yacimientos de shale, se toman en cuenta los tres elementos principales que la integran (López y Aguilera 2014; López Jiménez y Aguilera 2018): i) la porosidad adsorbida ( $\phi_{ads}$ ), ii) porosidad orgánica ( $\phi_{org}$ ) y iii) el volumen fraccional de querógeno sólido ( $V_{diff}$ ), los cuales se relacionan entre sí mediante el  $V_{tker}$ . Por lo tanto, el componente de  $TOC$  de Holmes et al. (2019) se sustituye por el  $V_{tker}$ .

De igual manera, al modelo propuesto en este trabajo se agrega la porosidad de las fracturas naturales ( $\phi_2$ ), tal como lo señalan Piedrahita y Aguilera (2017), dada la naturaleza fracturada de los shales.

Con base en lo anterior, las diferencias entre el modelo propuesto y el de Holmes et al. (2019) se presentan en la **Figura 5-4**:

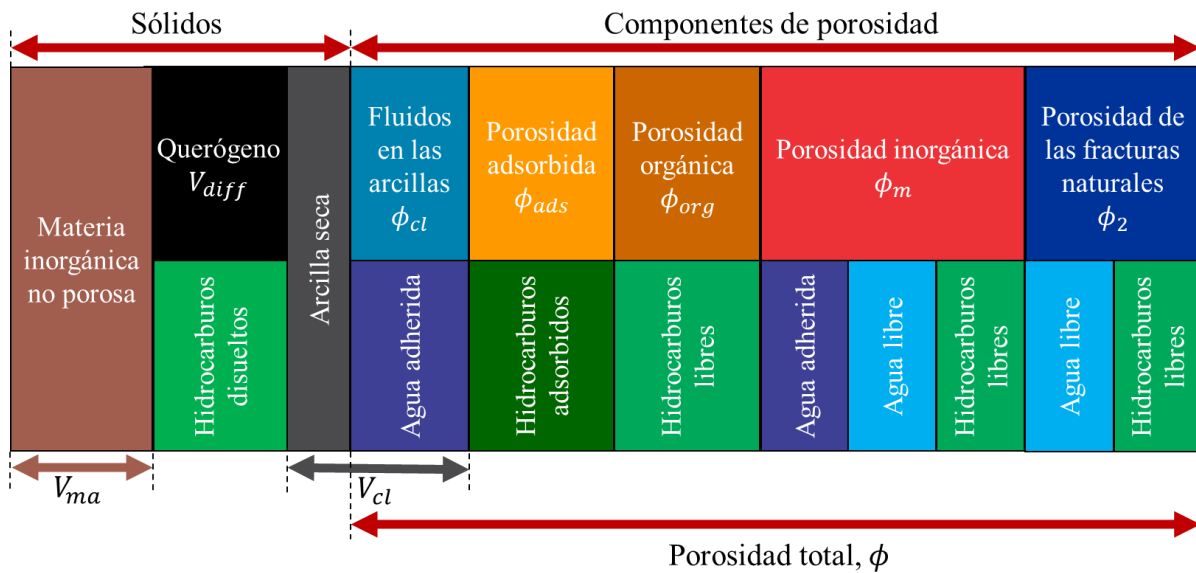


**Figura 5-4. Componentes que integran la porosidad total en el modelo de Holmes et al. (2019) y en el modelo propuesto en este trabajo.**

El modelo de Holmes et al. (2019) define al volumen de arcilla mediante sus componentes sólido y poroso (**Figura 5-2**) refiriéndose al término de  $V_{sh}$ , pero hay que considerar que como se mencionó en el Capítulo Cuatro, este concepto hace alusión a la roca y es útil cuando se hace mención de los yacimientos convencionales, sin embargo; para el caso de los yacimientos de shale es más apropiado expresarlo como  $V_{cl}$ , el cual hace referencia al contenido mineralógico como fue utilizado por Piedrahita y Aguilera (2017). Otra de las ventajas de utilizar el concepto de  $V_{cl}$  es que se puede considerar el volumen de agua que se encuentra adherido a las arcillas.



En el modelo desarrollado en este estudio, a diferencia del de Holmes et al. (2019), dentro de la porosidad orgánica se considera que únicamente existen hidrocarburos, más no agua, ya que la transformación de la materia orgánica es a hidrocarburos, lo cual resulta en la generación de la porosidad orgánica. Asimismo, diversos autores han considerado que los poros de la materia orgánica se encuentran saturados por aceite o gas (López y Aguilera, 2014; Piedrahita, 2016; López Jiménez y Aguilera, 2018; Sang et al., 2018) debido a la preferencia de la materia orgánica a ser mojada por los hidrocarburos.



**Figura 5-5. Modelo conceptual de porosidad propuesto en este trabajo.**

En la **Figura 5-5** se presenta un esquema del modelo conceptual de porosidad introducido en este estudio donde se establecen cada uno de los componentes que integran la porosidad total de un shale. El cálculo asociado a cada uno de los componentes no forma parte de los objetivos de este trabajo.

El modelo descrito (**Figura 5-5**) sirve como base para el análisis de sensibilidad presentado en el Capítulo Seis.

#### 5.4.1 Obtención de la porosidad total

De acuerdo con la **Figura 5-5**, el cálculo de la porosidad total se expresa como:

$$\phi = \phi_m + \phi_{org} + \phi_{cl} + \phi_2 + \phi_{ads} \quad \text{Ecuación (5-2)}$$

En el trabajo desarrollado por Holmes et al. (2019), la porosidad total se estima a través de los registros neutrón-densidad, pero como se mencionó en el Capítulo Dos, las mediciones efectuadas con estos registros no son tan confiables debido a la cuantificación de la materia orgánica sólida como porosidad cuando en realidad como su nombre lo indica, corresponde a un volumen sólido y no a un espacio poroso.

Con respecto a la porosidad obtenida del registro neutrón, en el caso de los shales se tiene un mayor número de medios que aportan al conteo de hidrógenos que en el caso de los yacimientos convencionales, ya que tanto los hidrocarburos disueltos en la parte sólida de la materia orgánica como el agua contenida en las arcillas generan un impacto en la porosidad obtenida a través de este registro.

Considerando lo anterior, es necesario realizar una corrección al cálculo de la porosidad total obtenida a partir del registro neutrón. Al estarse considerando el agua contenida en las arcillas dentro de los componentes que integran la  $\phi$  (**Figura 5-5**), no es necesario hacer una corrección por la adición que representa en el conteo de hidrógenos, pues realmente forma parte de la porosidad. En cambio, cuando se trata de la materia orgánica sí es necesario hacer la corrección, puesto que los hidrocarburos disueltos en la parte sólida de este componente no forman parte de la porosidad total. La corrección considerada está dada por:

$$\phi = \phi_{ND} - V_{diff} \quad \text{Ecuación (5-3)}$$

o bien:

$$\phi = \phi_{ND} - (1 - \phi_{org\_i})V_{tker}$$

**Ecuación (5-4)**

donde  $\phi_{ND}$  es la porosidad obtenida a partir de la combinación de los registros de densidad y neutron, y  $\phi_{org\_i}$  corresponde a la porosidad intrínseca de la materia orgánica, es decir, la porosidad asociada únicamente al volumen de materia orgánica y no al volumen total del shale.

La corrección se realiza mediante el término  $V_{diff}$  ya que este concepto, descrito por López y Aguilera (2014) y López Jiménez y Aguilera (2018), se refiere a la fracción que ocupa la materia orgánica sólida dentro del volumen total, por lo que permite retirar de la porosidad obtenida del registro neutrón-densidad los hidrógenos considerados por la cantidad de hidrocarburos disueltos en la parte sólida de la materia orgánica. La derivación de estas correcciones se encuentra en el Apéndice C.

## Capítulo Seis: **Análisis de sensibilidad para el exponente de saturación**

### **6.1 Introducción**

En el capítulo anterior se presentó el modelo de porosidad de Holmes et al. (2019) que fue utilizado por los autores con la finalidad de construir un Pickett plot modificado que les permitiese encontrar de forma determinística el exponente de saturación ( $n$ ). Como fue descrito en el Capítulo Dos, este parámetro es de gran importancia, pues nos indica la mojabilidad del sistema que se está evaluando.

En este capítulo se realiza un análisis de sensibilidad para determinar de forma estocástica el exponente de saturación ( $n$ ) considerando el modelo petrofísico presentado por Olusola y Aguilera (2013), originalmente desarrollado para carbonatos, por lo que en este estudio se extiende su uso al caso de los yacimientos de shale efectuando las modificaciones respectivas.

### **6.2 Reescritura de la ecuación**

Los modelos desarrollados por Olusola y Aguilera (2013) son aplicables para sistemas de hasta tres porosidades. Considerando lo mencionado en los capítulos previos, para el caso de los yacimientos de shale se tienen más medios porosos presentes, por lo que es necesario ampliar este modelo (Olusola y Aguilera, 2013) con el propósito de que pueda ser representativo de este tipo de formaciones.

Dentro del procedimiento para desarrollar el modelo petrofísico propio para los shales, lo primero es adecuar el concepto de  $n_b'$  de la ecuación de Olusola y Aguilera (2013), el cual originalmente considera la porosidad aislada ( $\phi_{nc}$ ). Para lograr la extensión del modelo se reemplaza la porosidad aislada ( $\phi_{nc}$ ) por el término  $V_{iker}$ , análogo a lo presentado por López y Aguilera (2014), y López Jiménez y Aguilera (2018) para el caso del exponente de cementación ( $m$ ). Considerando la modificación señalada, la ecuación resulta de la siguiente manera:

$$n'_b = \left\{ \log_{10} \left[ \frac{1}{\phi^m} \left\{ [\phi_b^{m_b} S_{wb}^{n_b}] \frac{S_{wnc}(1 + 2V_{tker}) - \phi_b^{m_b} S_{wb}^{n_b} (2V_{tker} - 2)}{\phi_b^{m_b} S_{wb}^{n_b} (2 + V_{tker}) + S_{wnc}(1 - V_{tker})} \right\} \right] \right\} \{ [\log_{10}(S_{wb}')]^{-1} \} \quad \text{Ecuación (6-1)}$$

donde  $S_{wb}$  es la saturación de agua asociada únicamente a la matriz,  $S_{wnc}$  es la saturación de agua de la porosidad aislada asociada a todo el sistema,  $n_b$  es el exponente de saturación de agua asociado únicamente a la matriz y  $S_{wb}'$  es la saturación de agua, pero se utiliza esa nomenclatura para diferencia que se está empleando en la ecuación de  $n_b'$ .

El término correspondiente a la saturación de agua de la porosidad aislada ( $S_{wnc}$ ) se asocia a la saturación de agua dentro de los poros orgánicos. Como se mencionó anteriormente para el desarrollo del modelo conceptual de porosidad presentado en el Capítulo Cinco, la saturación de agua dentro de la materia orgánica es igual a 0 ( $S_{wnc} = 0$ ), ya que se considera que los poros orgánicos están completamente llenos de hidrocarburos. Con lo anterior, la **Ecuación (6-1)** queda como:

$$n'_b = \left\{ \log_{10} \left[ \frac{1}{\phi^m} \left\{ [\phi_b^{m_b} S_{wb}^{n_b}] \frac{-\phi_b^{m_b} S_{wb}^{n_b} (2V_{tker} - 2)}{\phi_b^{m_b} S_{wb}^{n_b} (2 + V_{tker})} \right\} \right] \right\} \{ [\log_{10}(S_{wb}')]^{-1} \} \quad \text{Ecuación (6-2)}$$

Como se observa en la **Ecuación (6-2)**, para el cálculo de  $n_b'$  es indispensable conocer previamente el valor del exponente de cementación ( $m$ ), el cual como se explicó en el Capítulo Tres, puede ser obtenido a partir del uso de los Pickett plot modificados cuyo fundamento radica en el modelo propio para los shales propuesto por López y Aguilera (2014), y López Jiménez y Aguilera (2018). Al reescribir la **Ecuación (6-2)** en términos de la definición de  $m$  para los shales (**Ecuación (3-5)**), se obtiene lo siguiente:

$$n'_b = \left\{ \log_{10} \left[ \frac{1}{\phi \left[ \frac{V_{tker} + \frac{(1-V_{tker})^2}{\phi_2 + (1-\phi_2 - V_{tker})/\phi_b^{-m_b}}}{\log \phi} \right]} \left\{ [\phi_b^{m_b} S_{wb}^{n_b}] \frac{-\phi_b^{m_b} S_{wb}^{n_b} (2V_{tker} - 2)}{\phi_b^{m_b} S_{wb}^{n_b} (2 + V_{tker})} \right\} \right] \right\} \cdot \{ [\log_{10}(S_{wb}')]^{-1} \} \quad \text{Ecuación (6-3)}$$

Una vez realizado el cálculo de  $n_b$ , se procede al cálculo del exponente de saturación de todo el sistema ( $n$ ). Para el cálculo de este parámetro se tiene la siguiente ecuación:

$$n = \left\{ \log_{10} \left[ \frac{1}{\phi^m} \left( \left[ (\phi_2 S_{w2} + \langle (1 - \phi_2) \phi_b^{m_b} S_{wb}^{m_b'} \rangle) \cos^2 \theta \right] + \left\{ \left[ \frac{S_{w2} \phi_b^{m_b} S_{wb}^{m_b'}}{(\phi_2 \phi_b^{m_b} S_{wb}^{m_b'}) + (1 - \phi_2) S_{w2}} \right] \sin^2 \theta \right\} \right) \right] \right\} \{ [\log_{10}(S_w)]^{-1} \} \quad \text{Ecuación (6-4)}$$

donde  $\theta$  es el ángulo entre las fracturas y la dirección de flujo,  $S_{w2}$  es la saturación de agua asociada a las fracturas naturales y  $S_{wb}' = S_{wb}$ .

La **Ecuación (6-4)**, no está escrita en términos de  $\phi_{nc}$ , contrario al caso de la ecuación de  $n_b$ , donde  $\phi_{nc}$  fue sustituido por  $V_{tker}$  (**Ecuación (6-3)**). Por lo tanto, no es necesario realizar ninguna modificación de este tipo, sin embargo; la **Ecuación (6-4)** se expresa en términos de las variables primarias que serán utilizadas en las distribuciones requeridas en el estudio estocástico, es decir, se sustituye la definición del exponente de cementación ( $m$ ) quedando de la siguiente manera:

$$n = \left\{ \log_{10} \left[ \frac{1}{\phi^{\frac{-\log V_{tker} + \frac{(1 - V_{tker})^2}{\phi_2 + (1 - \phi_2 - V_{tker}) / \phi_b^{-m_b}}}{\log \phi}}} \left( \left[ (\phi_2 S_{w2} + \langle (1 - \phi_2) \phi_b^{m_b} S_{wb}^{m_b'} \rangle) \cos^2 \theta \right] + \left\{ \left[ \frac{S_{w2} \phi_b^{m_b} S_{wb}^{m_b'}}{(\phi_2 \phi_b^{m_b} S_{wb}^{m_b'}) + (1 - \phi_2) S_{w2}} \right] \sin^2 \theta \right\} \right) \right] \right\} \cdot \{ [\log_{10}(S_w)]^{-1} \} \quad \text{Ecuación (6-5)}$$

En la **Ecuación (6-3)** y la **Ecuación (6-5)** aparece el término de  $V_{tker}$ , el cual puede ser sustituido por su definición, dada por la **Ecuación (3-8)**, sin embargo; para sus componentes no se consideran distribuciones dentro del análisis de sensibilidad, por lo que se ha decidido mantener dichas ecuaciones en términos de  $V_{tker}$ .

### 6.3 Distribuciones empleadas

A continuación, se definen las distribuciones más apropiadas para cada uno de los parámetros que forman parte del análisis de sensibilidad basándose en los valores reportados en la literatura, así

como de acuerdo con la opinión de expertos, siendo ésta última una fuente importante de información que puede ser utilizada para definir las distribuciones de los parámetros de una ecuación.

Es importante señalar que para algunos términos de la **Ecuación (6-3)** y la **Ecuación (6-5)** no se utilizaron distribuciones. En el caso de la saturación de agua asociada a las fracturas naturales ( $S_{w2}$ ), ésta se consideró igual a 0, ya que entre las características de los yacimientos de shale se encuentran que no existe un “water leg” asociado (Underschultz, 2016) además de que generalmente no se observa producción de agua en este tipo de yacimientos (Piedrahita y Aguilera, 2017). De la misma manera, se asume que la morfología de las fracturas naturales corresponde a fracturas completamente abiertas (Aguilera, 2020), ya que, si se tuviera otro tipo de morfología, la saturación de agua en el medio fracturado ( $S_{w2}$ ) tendría un valor diferente de 0.

Por otro lado, en el caso de la saturación de agua asociada únicamente a la matriz ( $S_{wb}$ ) se utilizó la siguiente ecuación (Olusola y Aguilera, 2013):

$$S_{wb} = \frac{S_w - vS_{w2}}{1 - v} \quad \text{Ecuación ( 6-6)}$$

donde  $v$  corresponde al coeficiente de partición, que es la relación entre la porosidad de las fracturas naturales ( $\phi_2$ ) y la porosidad total ( $\phi$ ). Considerando que la  $S_{w2} = 0$ , se tiene lo siguiente:

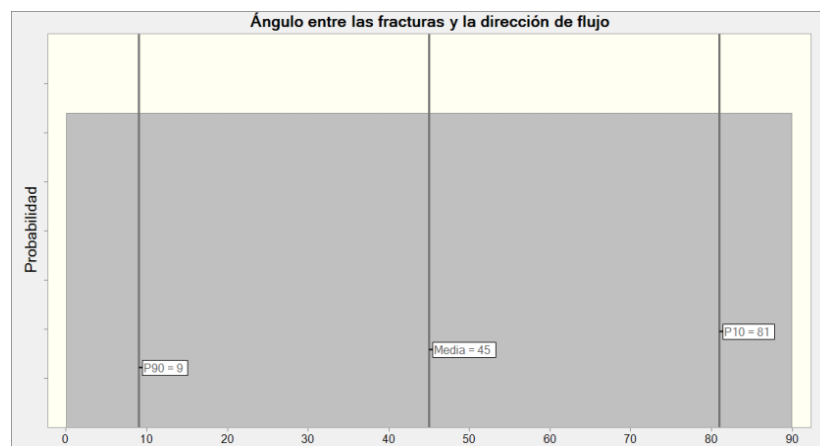
$$S_{wb} = \frac{S_w}{1 - v} \quad \text{Ecuación ( 6-7)}$$

Para el análisis presentado en esta tesis, se usa como ejemplo el pozo de Haynesville, cuyos datos se encuentran en la **Tabla 4-2**.

### **6.3.1 Ángulo entre las fracturas y la dirección de flujo ( $\theta$ )**

El ángulo entre las fracturas y la dirección de flujo de la **Ecuación (6-5)**, tiene un rango que va de 0 a 90° como fue definido por Olusola y Aguilera (2013).

En distintos trabajos se ha asumido que el flujo de la corriente es paralelo a las fracturas (Aguilera y Aguilera, 2009), es decir, que el ángulo entre las fracturas y la dirección de flujo es igual a cero. Tomando en cuenta esto, en la sección de “Resultados” se analizan dos casos: i) contemplando que  $\theta = 0^\circ$ , y ii) utilizando una distribución de  $\theta$  de acuerdo con el rango anteriormente establecido. En el segundo caso, la distribución empleada corresponde a la mostrada en la **Figura 6-1** donde el rango de valores posibles se estableció mediante una distribución uniforme que va de 0 a  $90^\circ$ , lo que permite que cada valor tenga la misma probabilidad de ser utilizado.

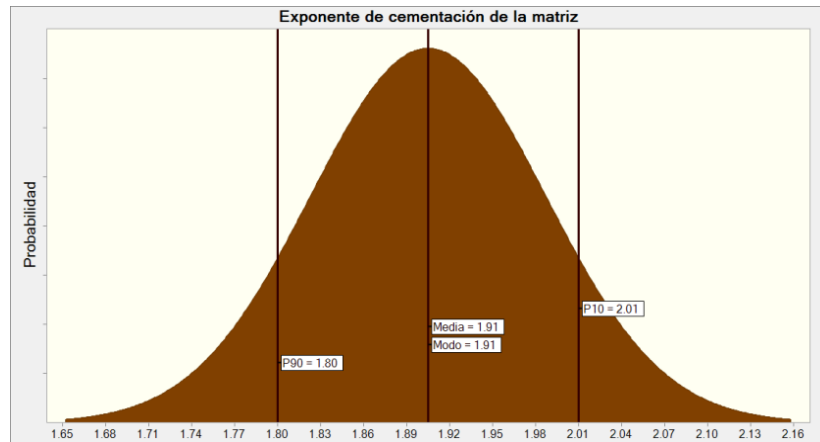


**Figura 6-1. Distribución empleada para el ángulo entre las fracturas y la dirección de flujo ( $\theta$ ).**

### **6.3.2 Exponente de cementación de la matriz ( $m_b$ )**

El exponente de cementación de la matriz ( $m_b$ ) fue caracterizado a través de la recomendación de expertos (Piedrahita Rodríguez, 2021). Se consideró una distribución normal porque las variables definidas de esta forma en la industria petrolera tienden a provenir de la suma de otras variables (Murtha, 2000), por lo que todas aquellas variables que cumplen con la condición anterior fueron caracterizadas de la misma forma. Con referencia a sus parámetros de definición, se tomó un P90 de 1.8 y un P10 de 2.01, resultando en la **Figura 6-2**.

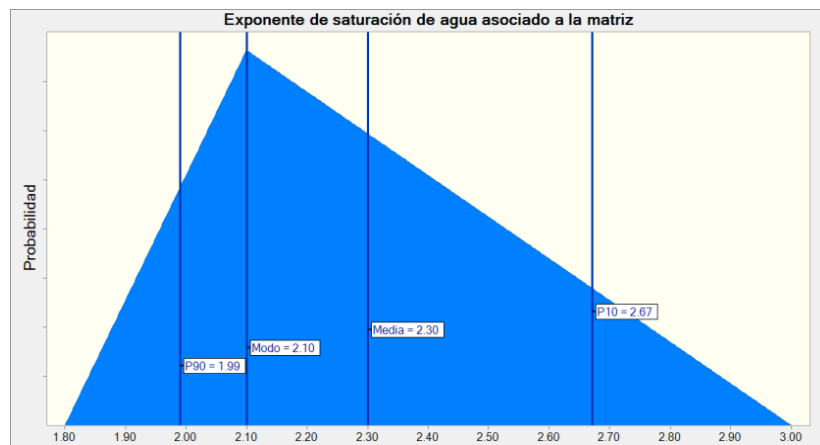




**Figura 6-2. Distribución empleada para el exponente de cementación de la matriz ( $m_b$ ).**

### 6.3.3 Exponente de saturación de agua asociado a la matriz ( $n_b$ )

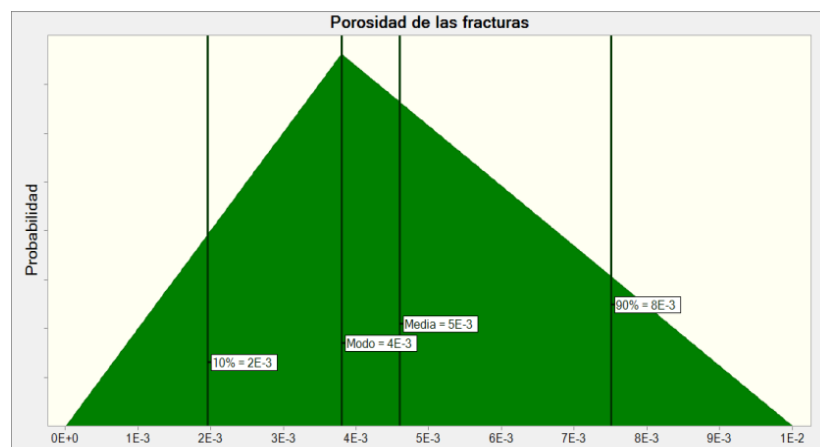
El exponente de saturación de agua asociado a la matriz ( $n_b$ ) fue descrito mediante la opinión de expertos (Piedrahita Rodríguez, 2021). Se utilizó una distribución triangular para tomar en cuenta que se quiere describir una variable que tiende a tener valores más cercanos a su moda, lo cual también se contempló en la descripción de otros parámetros. Se determinó un rango de 1.8 a 3 y un valor más probable de 2.1 como se observa en la **Figura 6-3**.



**Figura 6-3. Distribución empleada para el exponente de saturación de agua asociada a la matriz ( $n_b$ )**

### 6.3.4 Porosidad de las fracturas naturales ( $\phi_2$ )

Para la porosidad de las fracturas naturales ( $\phi_2$ ) se consideró una distribución triangular tomando en cuenta el rango de valores de este parámetro obtenidos por López Jiménez y Aguilera (2016) a través del uso de Pickett plots modificados. Como se observa en la **Figura 6-4**, se estableció un rango de 0.00001 a 0.01 tomando como valor más probable el valor que se obtuvo a través del Pickett plot generado para Haynesville del Capítulo Cuatro (**Figura 4-8**), es decir, 0.0038.



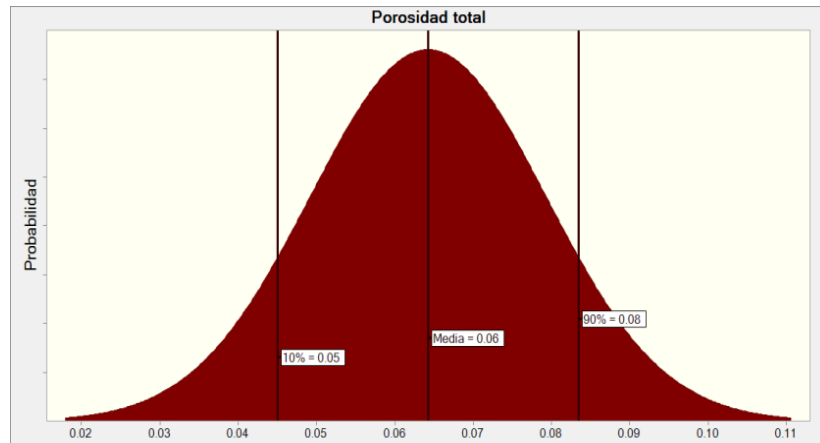
**Figura 6-4. Distribución empleada para la porosidad de las fracturas naturales ( $\phi_2$ ).**

### 6.3.5 Porosidad total ( $\phi$ )

Para el caso de la porosidad total ( $\phi$ ), se dispone de valores de núcleo especificados para Haynesville, tal como se muestra en la **Tabla 4-2**, a partir de los cuales se obtuvo una media de 0.06, empleada para definir su correspondiente distribución normal. Considerando una desviación estándar de 0.015, se generó la distribución mostrada en la **Figura 6-5**.

Asimismo, para garantizar que la porosidad total no tomase valores físicamente improbables, es decir, que fueran negativos, se estableció que el límite inferior de la porosidad fuese igual a 0.0001.

Por su parte, para establecer un límite superior de porosidad consistente con los yacimientos de shale se estableció que las porosidades resultantes de la distribución no podían ser mayores a 0.12, de acuerdo con el valor máximo de 12% observado por Aguilera (2016).



**Figura 6-5. Distribución empleada para la porosidad total ( $\phi$ )**

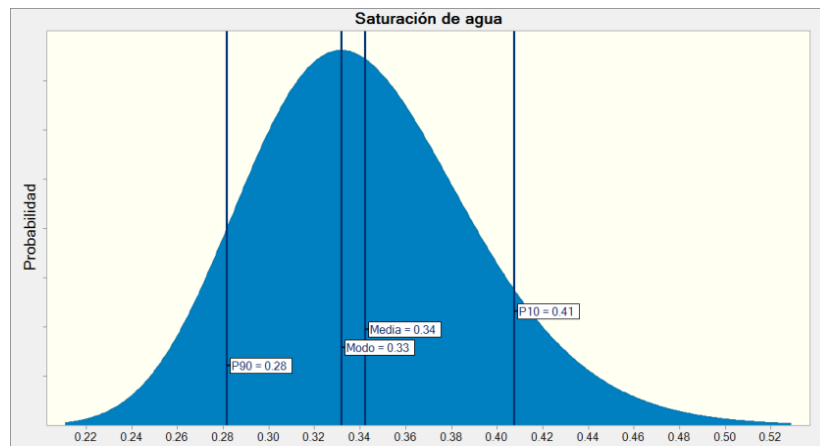
Con la finalidad de que los valores de porosidad utilizados en cada una de las realizaciones tuviesen una relación adecuada con parámetros cuya dependencia es conocida, se establecieron correlaciones. En este caso se correlacionó la  $\phi$  con la  $\phi_2$  y la  $\phi_b$  de forma positiva, ya que son componentes que integran la porosidad total, por lo que un aumento en éstos es indicativo de una mayor  $\phi$ . En contraste con lo anterior, se utilizó una relación inversa para establecer la dependencia con la saturación de agua ( $S_w$ ), ya que generalmente una roca de porosidad alta está comúnmente asociada una menor  $S_w$  (Murtha, 2000).

### **6.3.6 Saturación de agua ( $S_w$ )**

Una distribución log-normal es comúnmente usada para describir variables que provienen del producto de otros parámetros (Murtha, 2000), por lo que se consideró apropiado este tipo de distribución para describir la  $S_w$ . El mismo criterio es aplicado para otras variables que son descritas más adelante.

Para el caso de la  $S_w$ , también se cuenta con datos de núcleo (**Tabla 4-2**), por lo que éstos fueron utilizados para definir los parámetros de la distribución. Para establecer la media y la desviación estándar representativos de la distribución, los datos de núcleo fueron introducidos en el software R para ajustar las distribuciones disponibles y verificar que la distribución log-normal representase el mejor ajuste a los datos. El ajuste obtenido resultó en una media de 0.34 y una desviación estándar de 0.049, valores que fueron empleados para definir la distribución de este parámetro como se observa en la **Figura 6-6**.

Con el objetivo de asegurar una correcta dependencia de los parámetros con respecto a la saturación de agua ( $S_w$ ), además de la correlación que ya había sido establecida previamente para el caso de la porosidad, se consideró importante agregar otras correlaciones, por lo que se definieron correlaciones positivas para el caso de  $m_b$  y  $n_b$ , ya que ambos parámetros poseen una relación directa con la  $S_w$ .



**Figura 6-6. Distribución empleada para la saturación de agua ( $S_w$ )**

### 6.3.7 Volumen total fraccional de querógeno ( $V_{tker}$ )

El volumen total fraccional de querógeno, descrito en el Capítulo Tres, puede ser estimado a partir de la **Ecuación (3-8)**. No obstante, existen otras formas establecidas para su definición. Una

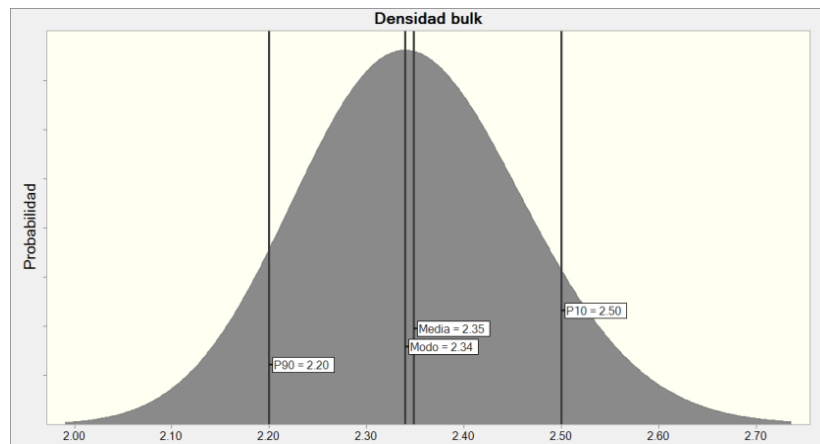
manera de describir esta variable es en función de la densidad “bulk” del shale ( $\rho_b$ ), la densidad del querógeno ( $\rho_k$ ), el *TOC* y del factor  $C_k$ , que será descrito más adelante (Wu y Aguilera, 2012; Piedrahita, 2017; Orozco y Aguilera, 2017):

$$V_{tker} = \frac{TOC \rho_b}{C_k \rho_k} \quad \text{Ecuación (6-8)}$$

La **Ecuación (6-8)** será utilizada para establecer una distribución del  $V_{tker}$  en función de los parámetros señalados previamente.

### 6.3.7.1 Densidad bulk del shale ( $\rho_b$ )

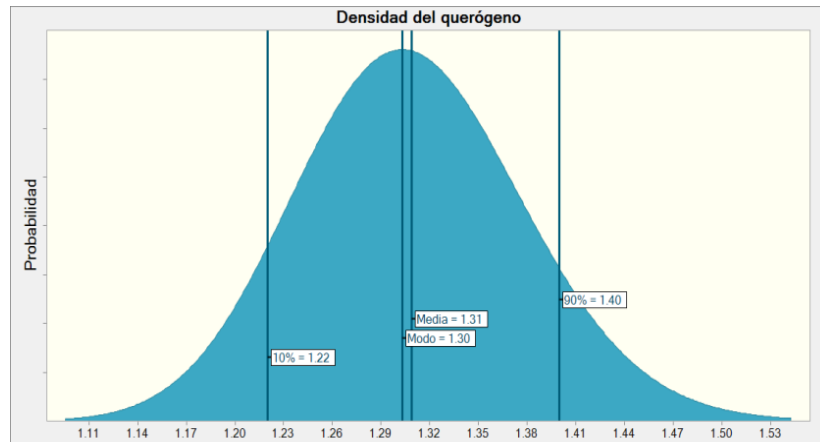
Para describir la densidad “bulk” del shale se empleó una distribución log-normal, en la que para establecer su P10 y P90 se consideró el rango de  $\rho_b$  manejado por Dicman y Vernik (2013) que va de 2 a 2.7 g/cm<sup>3</sup>. Para que lo anterior sea consistente se estableció un P10 de 2.5 g/cm<sup>3</sup> y un P90 de 2.2 g/cm<sup>3</sup> resultando en la **Figura 6-7**.



**Figura 6-7. Distribución empleada para la densidad “bulk” del shale ( $\rho_b$ ).**

### 6.3.7.2 Densidad del querógeno ( $\rho_k$ )

La densidad del querógeno ( $\rho_k$ ) también fue caracterizada utilizando una distribución log-normal considerando un rango aproximado de 1.1 a 1.5 g/cm<sup>3</sup> (Dicman y Vernik, 2013).



**Figura 6-8. Distribución empleada para la densidad del querógeno ( $\rho_k$ ).**

Lo anterior resultó en el uso de un P90 de 1.22 g/cm<sup>3</sup> y un P10 de 1.4 g/cm<sup>3</sup>, tal como se observa en la **Figura 6-8**.

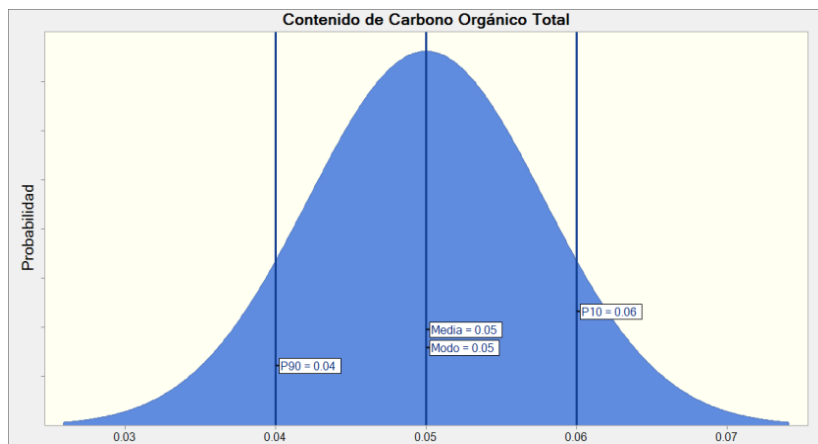
### 6.3.7.3 Contenido de Carbono Orgánico Total (*TOC*)

En términos de la riqueza orgánica de una roca generadora, el parámetro preferido para su evaluación es el *TOC*. Un valor del 2% wt de este parámetro generalmente es tomado como regla de dedo para establecer si una formación tiene potencial productor comercial, sin embargo, el *TOC* varía considerablemente en las formaciones de shale (Rezaee, 2015). Lo anterior puede comprobarse mediante la **Tabla 6-1** donde se especifica la calidad de la roca dependiendo del porcentaje de *TOC* encontrado en la misma.

Riqueza orgánica del shale	<i>TOC</i> (% wt)
Ninguna	<0.5
Pobre	0.5 a 1
Regular	1 a 2
Bueno	2 a 5
Muy bueno	>5

**Tabla 6-1. Potencial de la roca generadora con base al *TOC*. Modificado de McCarthy et al. (2011).**

Considerando lo anterior, se generó una distribución normal que va de 2 a 8% wt como se muestra en la **Figura 6-9**, donde se empleó un P10 de 6% wt y un P90 de 4% wt.



**Figura 6-9. Distribución empleada para el contenido de Carbono Orgánico Total (TOC).**

#### 6.3.7.4 Factor de corrección del TOC ( $C_k$ )

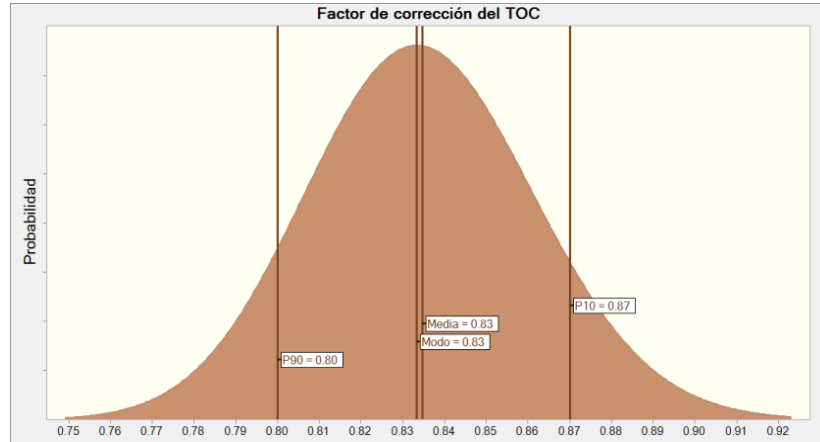
Para el cálculo del  $V_{iker}$  se debe considerar un factor de corrección del contenido de materia orgánica que permita tomar en cuenta que sólo una fracción de ésta se encuentra compuesta por carbono, dado que en la materia orgánica también se encuentran presentes otros elementos como el nitrógeno ( $N_2$ ), oxígeno ( $O_2$ ), azufre ( $S$ ), e hidrógeno ( $H$ ), tal como se señala en la **Figura 6-10**. Este factor de corrección es denotado como  $C_k$ .

Materia orgánica total			
Contenido de Carbono Total (TOC)			Otros componentes: $N_2, O_2, S, H$
Carbono en hidrocarburos (Aceite/Gas)	Carbono en querógeno		
Carbono orgánico extraíble	Convertible en carbono	Carbono residual	

**Figura 6-10. Componentes de la materia orgánica. Modificado de Piedrahita (2016).**

De acuerdo con diferentes autores, los rangos que se han utilizado para  $C_k$  van de 0.82 a 0.88, 0.75 a 0.95 o incluso de 0.67 a 0.85 (Piedrahita Rodriguez, 2016). Para este estudio se ajustó el rango

considerado por Craddock et al. (2019): 0.78 a 0.88, por lo que se empleó un P10 de 0.87 y un P90 de 0.8 resultando en la distribución mostrada en la **Figura 6-11**.



**Figura 6-11. Distribución empleada en el factor de corrección del  $TOC$  ( $C_k$ ).**

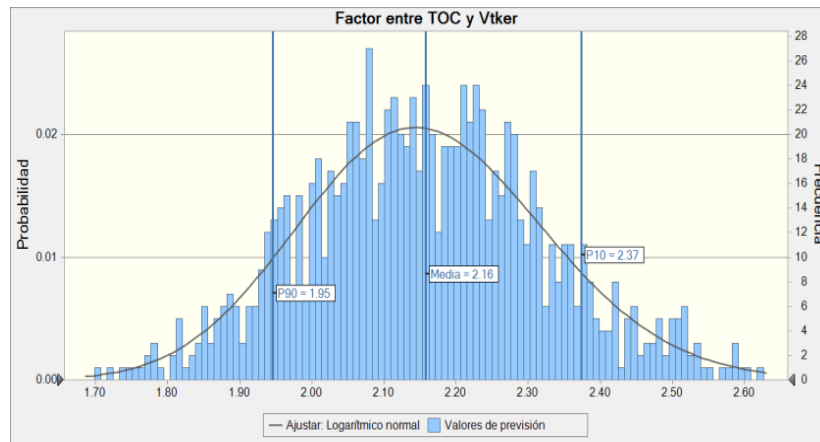
#### 6.3.7.5 Factor entre el $TOC$ y el $V_{tker}$

Se ha estimado que la relación entre el  $V_{tker}$  y el  $TOC$  va de 2 a 2.5 (Galicia y Herrera, 2013; Cabrera, 2015), la cual se define matemáticamente como:

$$V_{tker} = f \cdot TOC \quad \text{Ecuación (6-9)}$$

donde  $f$  se expresa como:

$$f = \frac{\rho_b}{C_k \rho_k} \quad \text{Ecuación (6-10)}$$

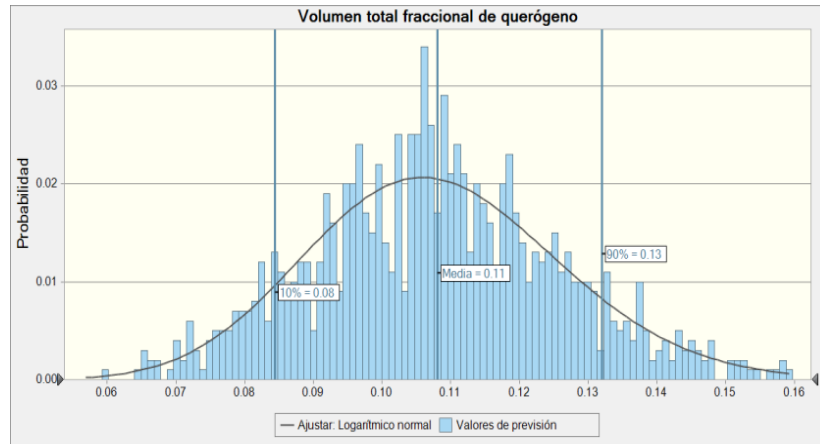


**Figura 6-12. Distribución resultante del factor  $f$  entre  $TOC$  y  $V_{tker}$ .**

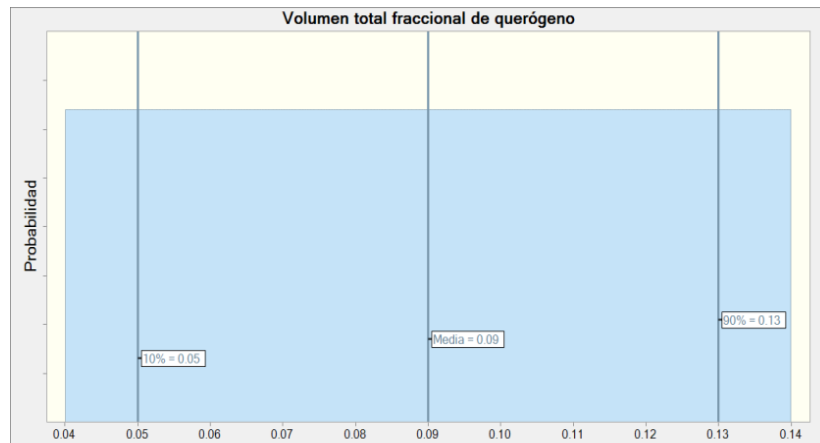


Al utilizar cada una de las distribuciones previamente establecidas para  $\rho_b$ ,  $C_k$  y  $\rho_k$ , en conjunto con la **Ecuación (6-10)** se obtiene el rango para  $f$  mostrado en la **Figura 6-12**.

Por su parte, la distribución del  $V_{ker}$  resultante de utilizar la **Ecuación (6-9)** se presenta en la **Figura 6-13**. Esta distribución fue utilizada en el Caso 2 presentado en la sección de “Resultados”.



**Figura 6-13. Distribución resultante para el volumen total fraccional de querógeno ( $V_{ker}$ ) utilizada en el Caso 2 de la sección de “Resultados”.**



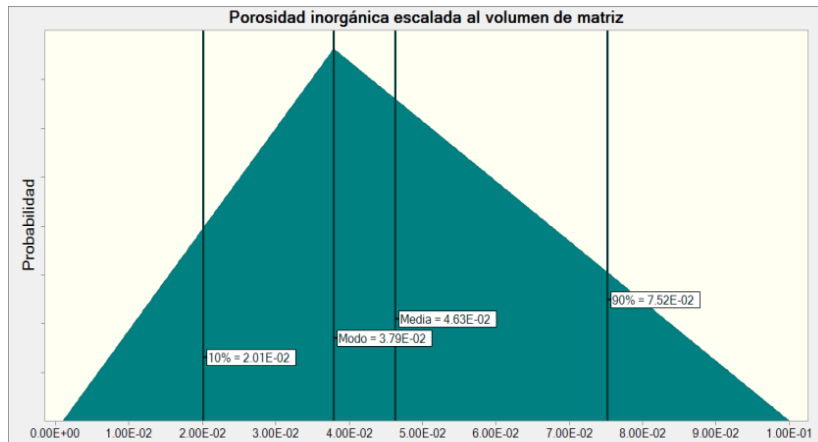
**Figura 6-14. Distribución empleada para el volumen total fraccional de querógeno para el Caso 1.1 descrito en la sección de “Resultados”.**

Por otra parte, considerando un valor fijo del factor  $f$  igual a 2, pues este valor es considerado como una regla de dedo, y tomando en cuenta un rango de  $TOC$  de entre 2 y 7 % wt, el  $V_{tker}$  calculado a partir de la **Ecuación (6-9)** resulta en la distribución uniforme mostrada en la **Figura 6-14** donde  $V_{tker}$  oscila en un rango de entre 4 y 14%. Esta distribución fue empleada en el Caso 1.1 descrito en la sección de “Resultados”.

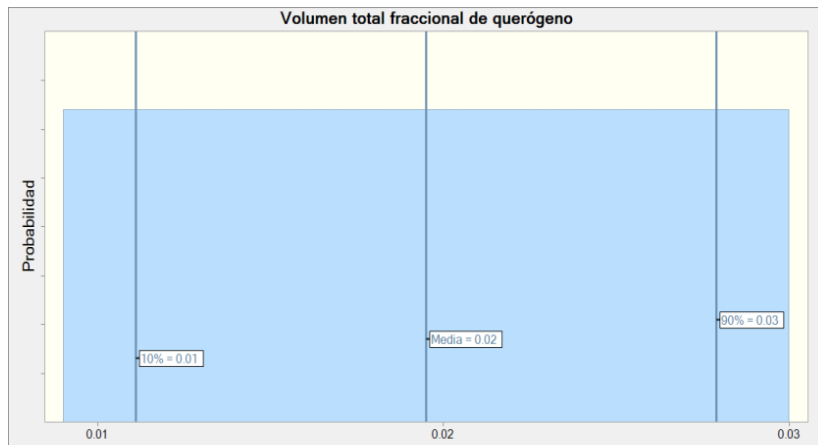
### **6.3.8 Porosidad inorgánica ( $\phi_b$ )**

La porosidad inorgánica escalada únicamente al volumen de matriz ( $\phi_b$ ) puede ser calculada utilizando la **Ecuación (3-6)**, para la cual se necesita realizar previamente el cálculo de la  $\phi_m$  mediante la **Ecuación (3-7)**. Los valores de  $\phi_m$  se encuentran restringidos por aquéllos de  $\phi$  y  $\phi_2$ , ya que el valor de  $V_{tker}$  no puede ser mayor a  $(\phi - \phi_2)$  porque  $\phi_m$  resultaría en valores negativos a partir del uso de la **Ecuación (3-7)**.

Existen dos opciones para solventar la restricción mencionada. La primera, presentada en los Casos 1 y 2 de la sección de “Resultados”, es tomar las distribuciones de  $V_{tker}$  establecidas previamente y considerar una distribución para  $\phi_b$  independientemente de la resultante del uso de la **Ecuación (3-6)**. Para lo anterior, se consideró una distribución triangular en la que los límites de  $\phi_b$  corresponden a los reportados por Aguilera (2008): límite inferior de 0.0001 y límite superior de 0.1. En el caso del valor más probable se tomaron en cuenta los valores de  $\phi_b$  empleados por Wu y Aguilera (2012) para la formación bajo estudio, donde al realizar un promedio se obtuvo una media de  $\phi_b = 0.0379$ . La distribución que considera cada uno de los valores mencionados anteriormente se observa en la **Figura 6-15**.



**Figura 6-15. Distribución empleada para la porosidad inorgánica escalada únicamente al volumen de matriz ( $\phi_b$ ) para los Casos 1 y 2.**



**Figura 6-16. Distribución del volumen total fraccional de querógeno ( $V_{tker}$ ) para los Casos 1, 2 y 3.**

La segunda opción, mostrada en el Caso 3 de la sección de “Resultados”, es considerar valores restringidos de  $V_{tker}$  que permitan obtener valores positivos de  $\phi_m$ . Para lo anterior, se utilizaron los valores de  $V_{tker}$  obtenidos a partir del uso de Pickett plots modificados (López y Aguilera, 2014; López Jiménez y Aguilera, 2016; López Jiménez y Aguilera, 2018). Al igual que para el caso de  $\phi_m$ , los valores permisibles para  $V_{tker}$  se encuentran atados a  $\phi$  y  $\phi_2$ . Por lo tanto, se tomaron en cuenta los rangos de las distribuciones previamente definidas para ambos parámetros para establecer un rango apropiado para  $V_{tker}$ , resultando en la distribución uniforme que va de 0.009 a

0.03, tal como se observa en la **Figura 6-16**. Esta misma distribución de  $V_{iker}$  fue utilizada en el Caso 1.2 para visualizar su impacto en los resultados manteniendo como base las condiciones establecidas en el Caso 1.1, pero esta vez con valores de  $V_{iker}$  más pequeños.

## 6.4 Resultados

Las distribuciones de  $m_b$ ,  $n_b$ ,  $\phi_2$ ,  $\phi$  y  $S_w$  fueron utilizadas de la misma forma en todos los casos. Se consideró lo siguiente para analizar el comportamiento del exponente de saturación ( $n$ ):

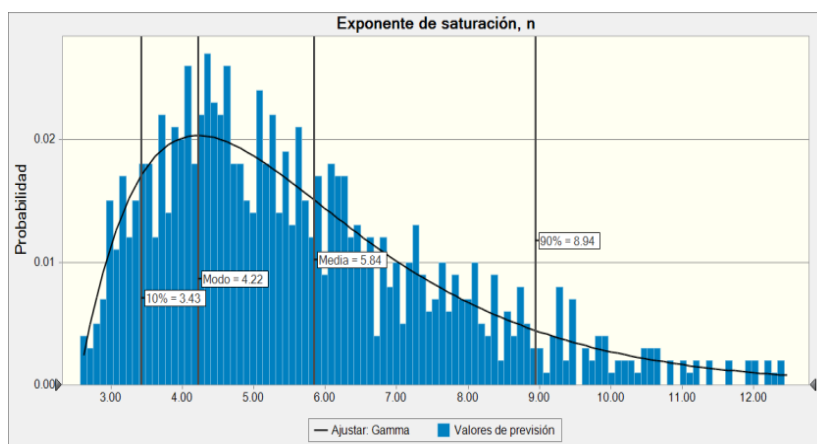
- Caso 1: La  $\phi_b$  caracterizada mediante la distribución de la **Figura 6-15**.
  - Caso 1.1: El rango de  $V_{iker}$  corresponde al de la **Figura 6-14**.
  - Caso 1.2: El rango de  $V_{iker}$  corresponde al de la **Figura 6-16**.
- Caso 2: Se utilizó  $\phi_b$  caracterizado mediante la distribución de la **Figura 6-15**. El  $V_{iker}$  se definió mediante la **Ecuación (6-8)** que resulta en la distribución de la **Figura 6-13**.
- Caso 3: La  $\phi_b$  fue calculada mediante la **Ecuación (3-6)**. El rango de  $V_{iker}$  fue tomado de la **Figura 6-16**.

Para todos los casos se realizó el análisis considerando la distribución establecida para  $\theta$  en la **Figura 6-1** y el caso para  $\theta$  constante igual a  $0^\circ$ .

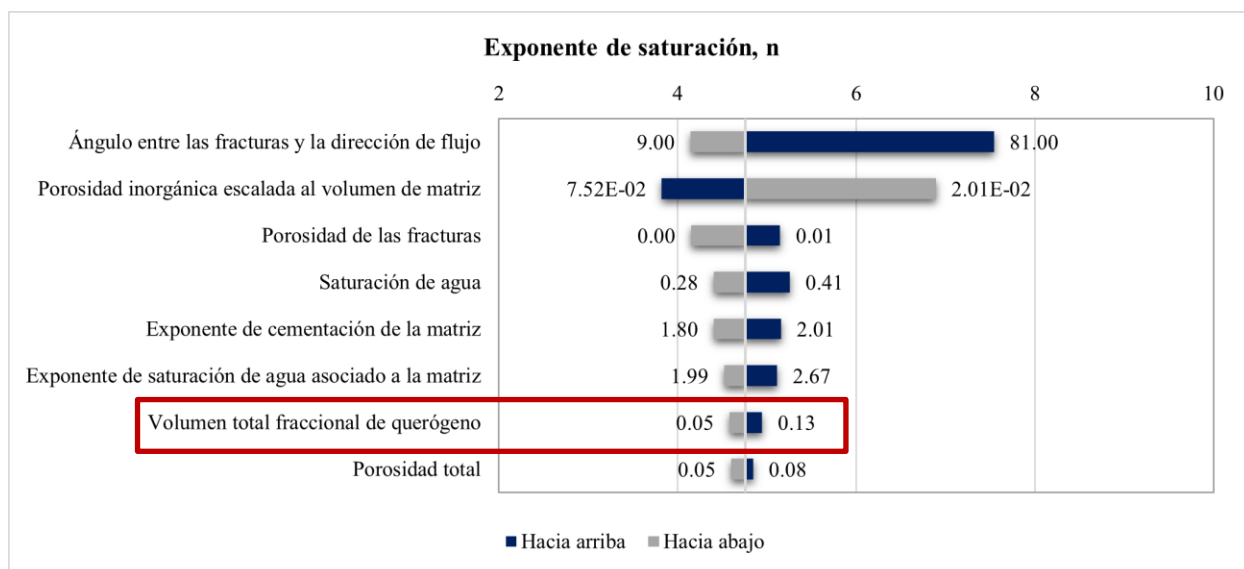
### 6.4.1 Caso 1

#### 6.4.1.1 Caso 1.1

En este caso se caracterizó la  $\phi_b$  mediante la distribución de la **Figura 6-15** y para el  $V_{iker}$  se empleó la **Figura 6-14**. Al hacer uso de cada una de las distribuciones requeridas en la **Ecuación (6-5)**, la distribución para el exponente de saturación ( $n$ ) resulta en la **Figura 6-17**, donde se observa una distribución sesgada hacia la izquierda con una media de 5.84 y una moda 4.22, los cuales son mayores a 2 indicando un sistema mojado a los hidrocarburos.

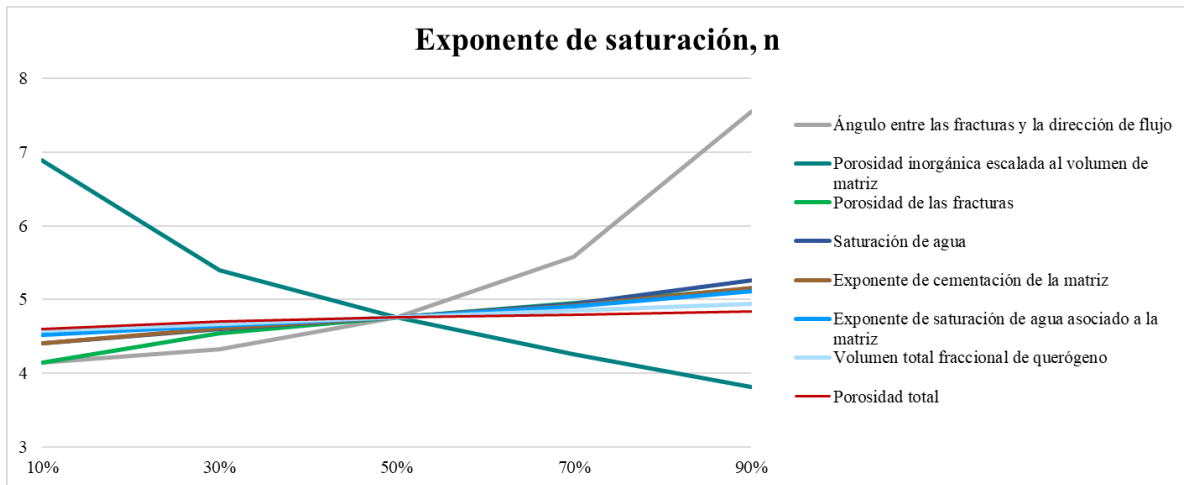


**Figura 6-17. Distribución del exponente de saturación ( $n$ ) para el Caso 1.1 considerando una distribución para el ángulo entre las fracturas y la dirección de flujo.**



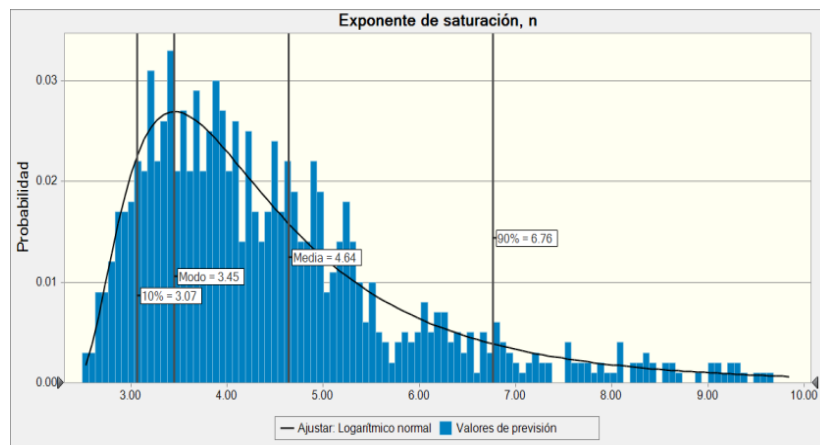
**Figura 6-18. Gráfico de tornado para el Caso 1.1.**

En el gráfico de tornado (**Figura 6-18**) se confirma lo mostrado en el gráfico de spider (**Figura 6-19**), donde el ángulo entre las fracturas y la dirección de flujo tiene el mayor impacto en la **Ecuación (6-5)**, seguido de la porosidad inorgánica escalada al volumen de matriz y en tercer lugar la porosidad de las fracturas naturales. El resto de las demás variables tienen un bajo impacto en los valores obtenidos de  $n$  mostrados en la **Figura 6-17** comparado con las anteriores, por lo que la diferencia tanto en el gráfico de tornado como en el de spider es mínima.

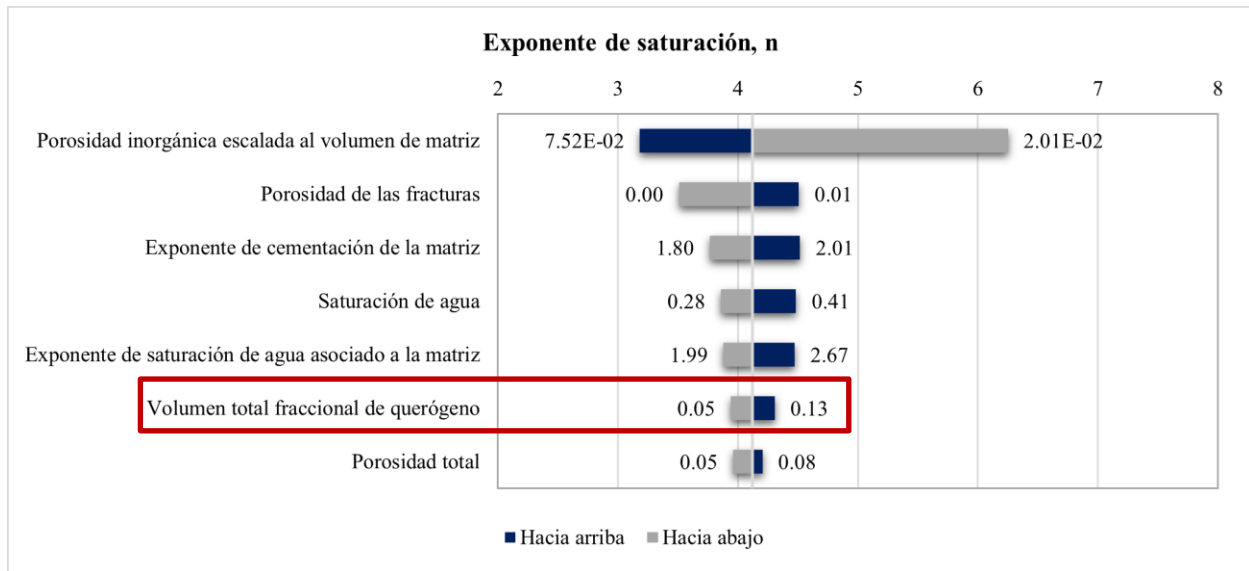


**Figura 6-19. Gráfico de spider para el Caso 1.1.**

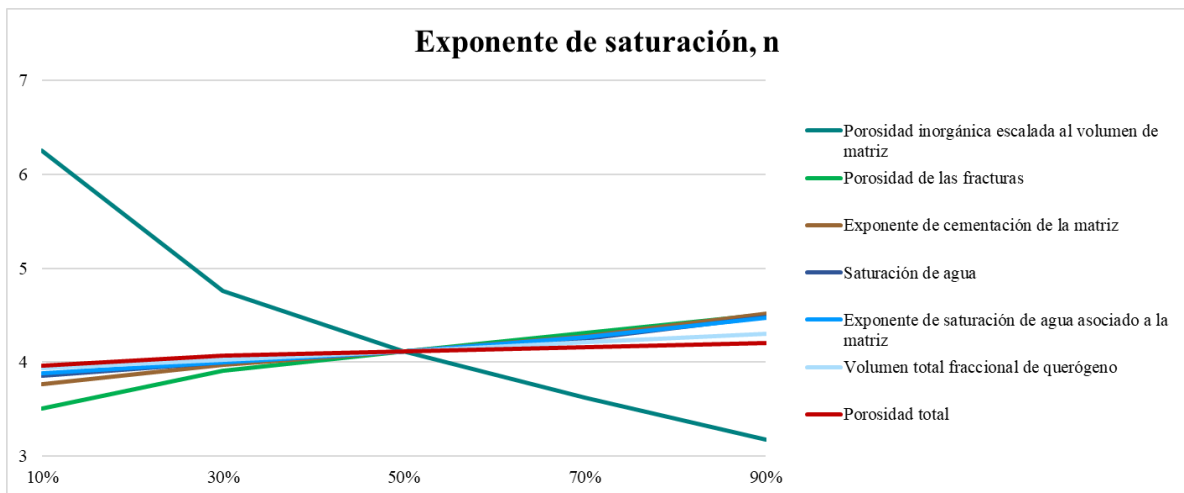
Para el caso cuando  $\theta = 0^\circ$ , el exponente de saturación ( $n$ ) exhibe la distribución de la **Figura 6-20**, que al igual que la **Figura 6-17** presenta un sesgo hacia la izquierda, sin embargo; los valores de la media (4.64) y la moda (3.45) son diferentes. A pesar de la diferencia en ambos parámetros, se concluye que el sistema es preferentemente mojado por hidrocarburos.



**Figura 6-20. Distribución del exponente de saturación ( $n$ ) para el Caso 1.1 considerando  $\theta = 0^\circ$ .**



**Figura 6-21. Gráfico de tornado para el Caso 1.1 con  $\theta = 0^\circ$ .**



**Figura 6-22. Gráfico de spider para el Caso 1.1 con  $\theta = 0^\circ$ .**

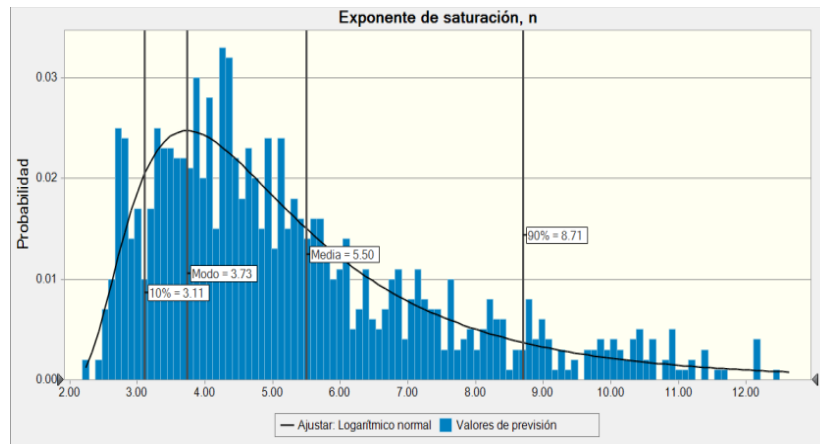
Al utilizar un  $\theta = 0^\circ$ , las variables de mayor impacto continúan siendo  $\phi_b$  y  $\phi_2$ , mientras que los demás parámetros siguen mostrando poca influencia en la mojabilidad de la roca, tal como se observa en la **Figura 6-21** y **Figura 6-22**.

Es importante señalar que tanto en la **Figura 6-18** como en la **Figura 6-21**, el  $V_{tker}$ , que cuantifica el volumen de materia orgánica presente en el shale, no presenta un impacto significativo en el

valor de  $n$ , a pesar de que el contenido de materia orgánica representa una de las características principales de los shales. Es por ello, que a continuación se presenta un análisis más detallado de dicha variable.

#### 6.4.1.2 Caso 1.2

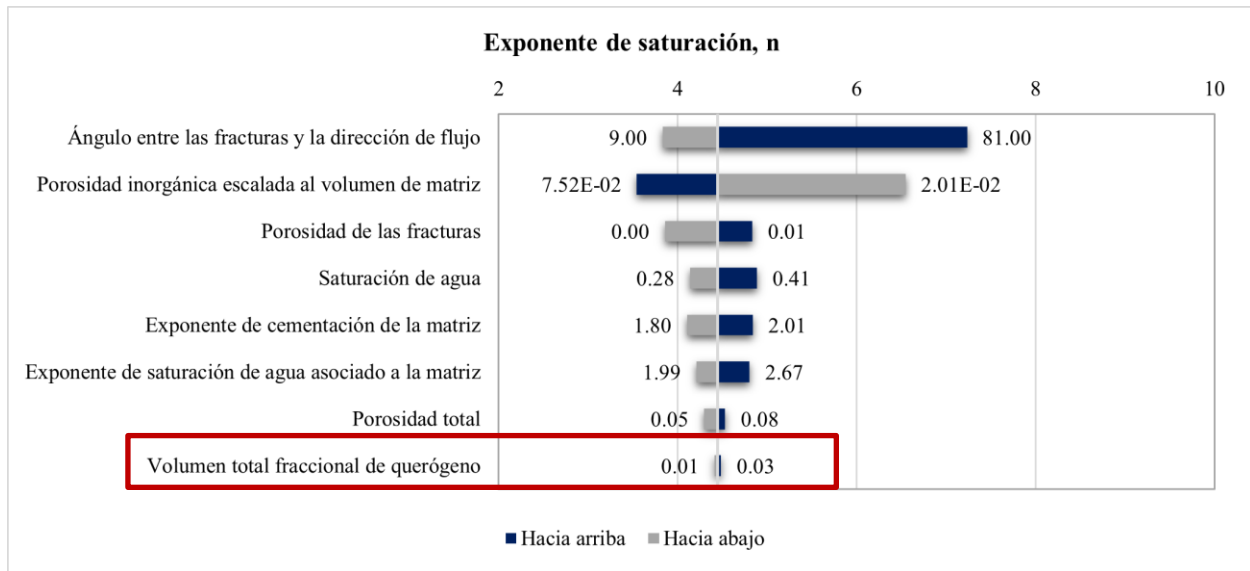
Con el objetivo de verificar el impacto del  $V_{tker}$  en la **Ecuación (6-5)**, se modificó el rango de esta variable y se hizo uso de la distribución correspondiente a la **Figura 6-16**, en la cual los valores de  $V_{tker}$  son más pequeños. Considerando la modificación anterior, el cálculo del exponente de saturación ( $n$ ) resulta en la distribución mostrada en la **Figura 6-23**, donde los valores de la media (5.50) y la moda (3.73) indican la preferencia de la roca a ser mojada por los hidrocarburos.



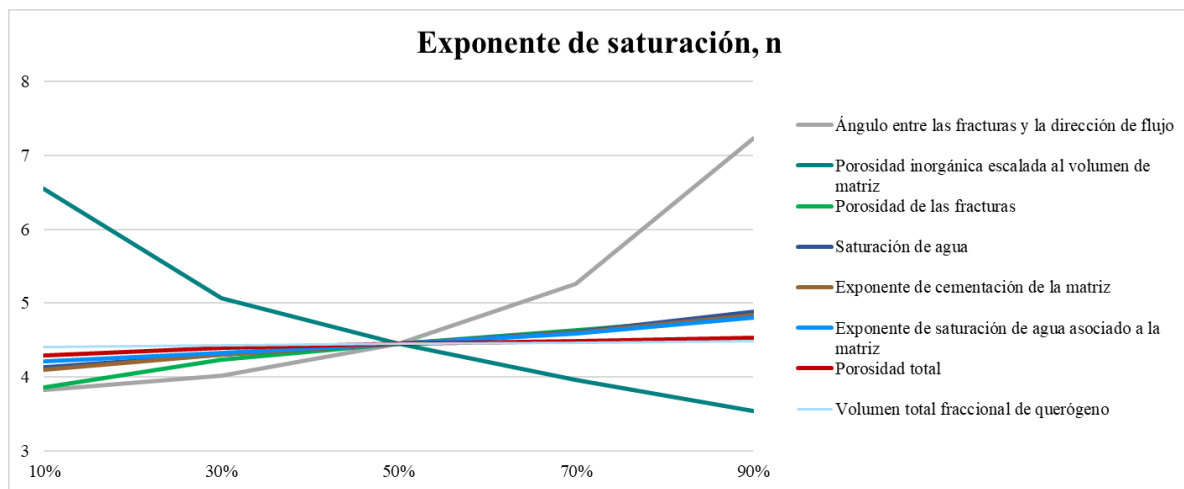
**Figura 6-23. Distribución del exponente de saturación ( $n$ ) correspondiente al Caso 1.2 considerando una distribución para el ángulo entre las fracturas y la dirección de flujo.**

Al utilizar una distribución con valores más pequeños de  $V_{tker}$  (**Figura 6-16**), el impacto de esta variable es prácticamente nulo tal como se aprecia en la **Figura 6-24** y **Figura 6-25**, en las cuales se observa que el  $V_{tker}$  ocupa el último lugar. En cuanto a los demás parámetros:  $\theta$ ,  $\phi_b$  y  $\phi_2$  continúan siendo las variables de mayor impacto.





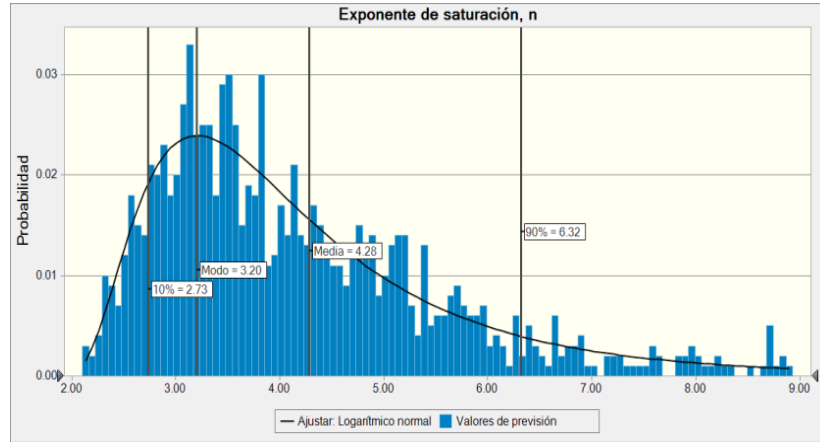
**Figura 6-24. Gráfico de tornado para el Caso 1.2.**



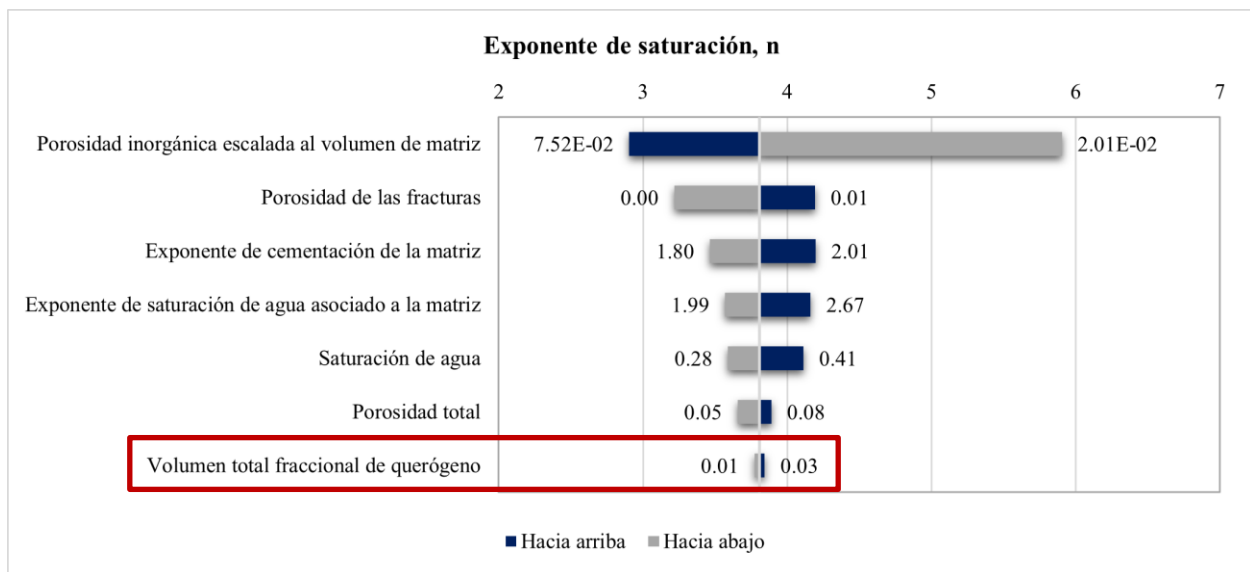
**Figura 6-25. Gráfico de spider para el Caso 1.2.**

A su vez, también se consideró el caso en el que el ángulo entre las fracturas y la dirección de flujo es de  $0^\circ$ , para confirmar su efecto en la distribución del exponente de saturación ( $n$ ). Como se observa en la **Figura 6-26**, al reducir los valores de  $V_{tker}$ , la media (4.28) y la moda (3.20) son menores que los obtenidos para cada uno de los casos anteriormente descritos. Lo anterior nos

pudiese indicar que entre menor sea el contenido de materia orgánica, la roca presentaría una tendencia a ser mojada por agua, dado que los valores de  $n$  son más cercanos a 2.



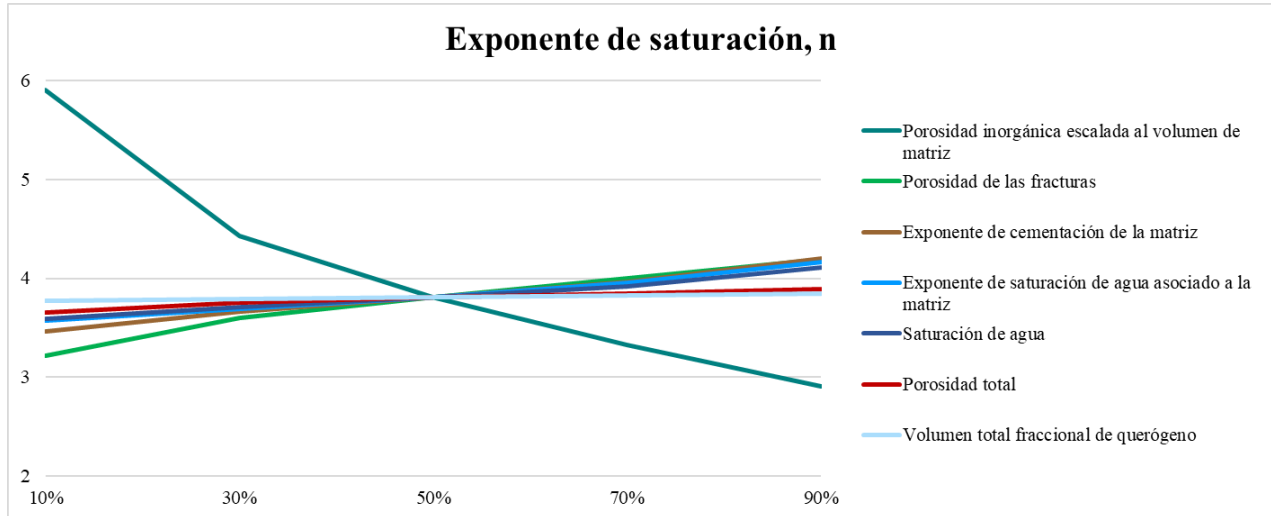
**Figura 6-26. Distribución obtenida para el exponente de saturación ( $n$ ) para el Caso 1.2 considerando  $\theta = 0^\circ$ .**



**Figura 6-27. Gráfico de tornado para el Caso 1.2 con  $\theta = 0^\circ$ .**

Al igual que para el Caso 1.2 con una distribución del ángulo entre las fracturas y la dirección de flujo, el  $V_{tker}$  es la variable de menor efecto en la determinación del exponente de saturación ( $n$ ),

tal como lo corroboran la **Figura 6-27** y la **Figura 6-28**. Este resultado era de esperarse ya que al reducir los valores del  $V_{tker}$ , es como si dicha variable no hubiese sido considerada para el análisis.

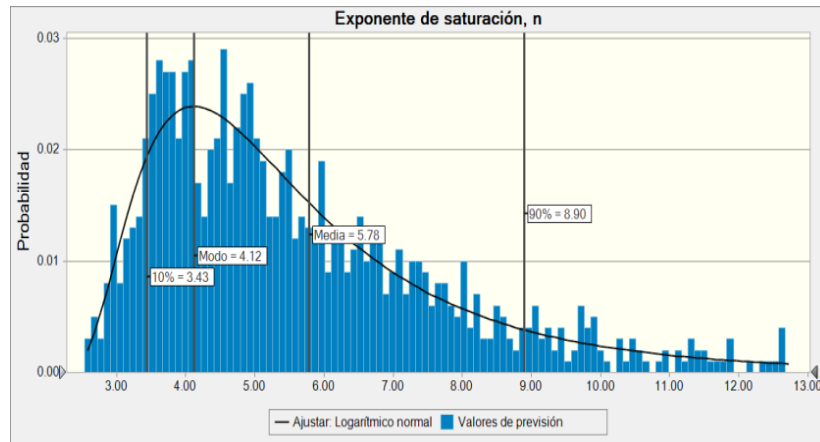


**Figura 6-28.** Gráfico de spider para el Caso 1.2 con  $\theta = 0^\circ$ .

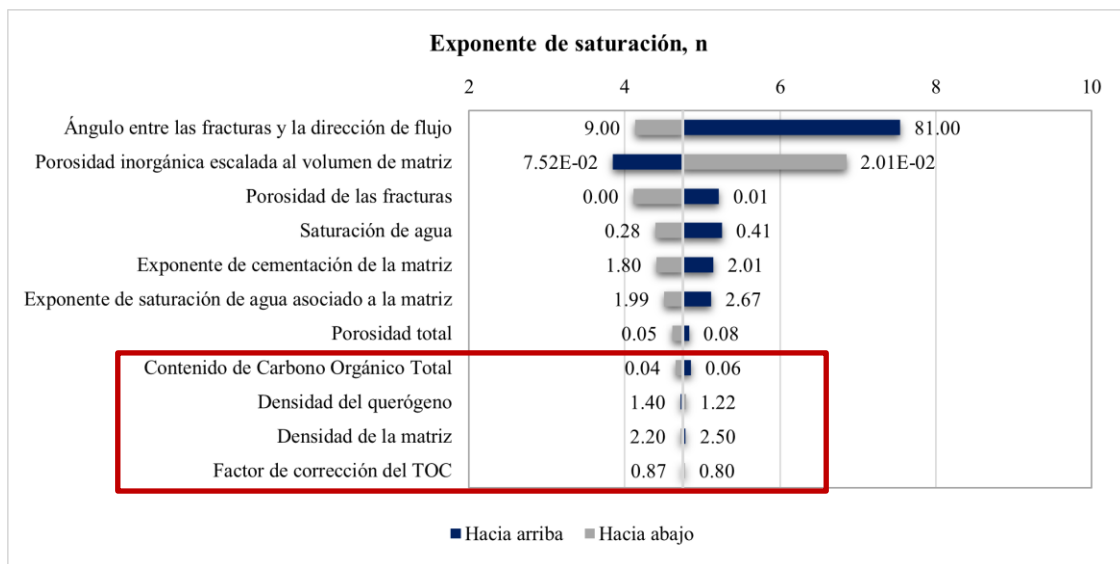
#### 6.4.2 Caso 2

Para este caso se utilizaron las distribuciones para el  $V_{tker}$  resultantes del uso de la **Ecuación (6-8)** para observar el impacto de utilizar otra forma para obtener el  $V_{tker}$ . Se obtuvo la distribución del exponente de saturación (**Figura 6-29**) con una media de 5.78 y una moda igual a 4.12 indicando, al igual que en cada uno de los casos anteriores, que el sistema bajo estudio exhibe una afinidad mayor a ser mojada por los hidrocarburos.

El gráfico de tornado de las variables de las cuales depende el cálculo del exponente de saturación ( $n$ ) se presenta en la **Figura 6-30**, donde se observa que de los parámetros que conforman la **Ecuación (6-8)** utilizada para el cálculo del  $V_{tker}$ , el  $TOC$  es el que tiene un menor impacto en el exponente de saturación ( $n$ ) y, por ende, en la mojabilidad de la roca.

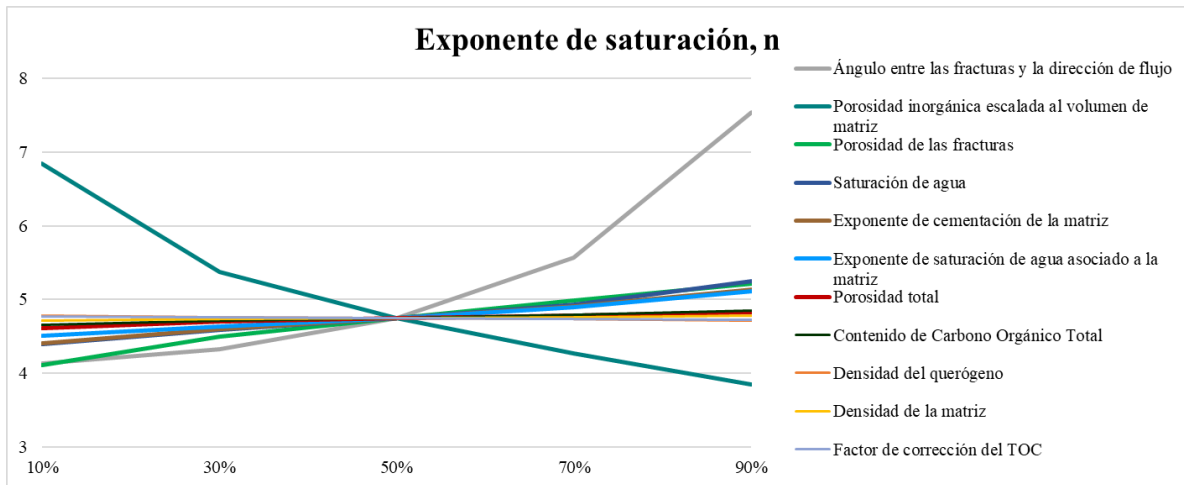


**Figura 6-29. Distribución obtenida para el exponente de saturación en el Caso 2 considerando una distribución para el ángulo entre las fracturas y la dirección de flujo.**



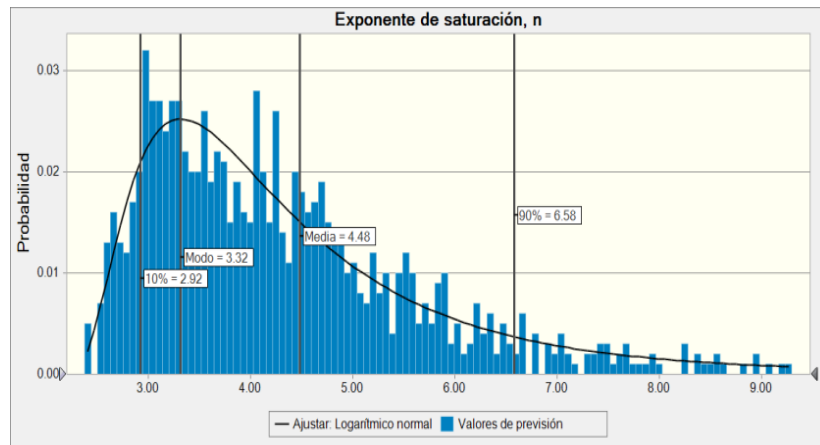
**Figura 6-30. Gráfico de tornado para el Caso 2.**

Por su parte, el gráfico de spider (**Figura 6-31**) corrobora que los parámetros que integran la ecuación que define al  $V_{iker}$  son los de menor impacto en la determinación de la mojabilidad de la roca, mientras que el ángulo entre las fracturas y la dirección de flujo es la de mayor repercusión en el cálculo del exponente de saturación.

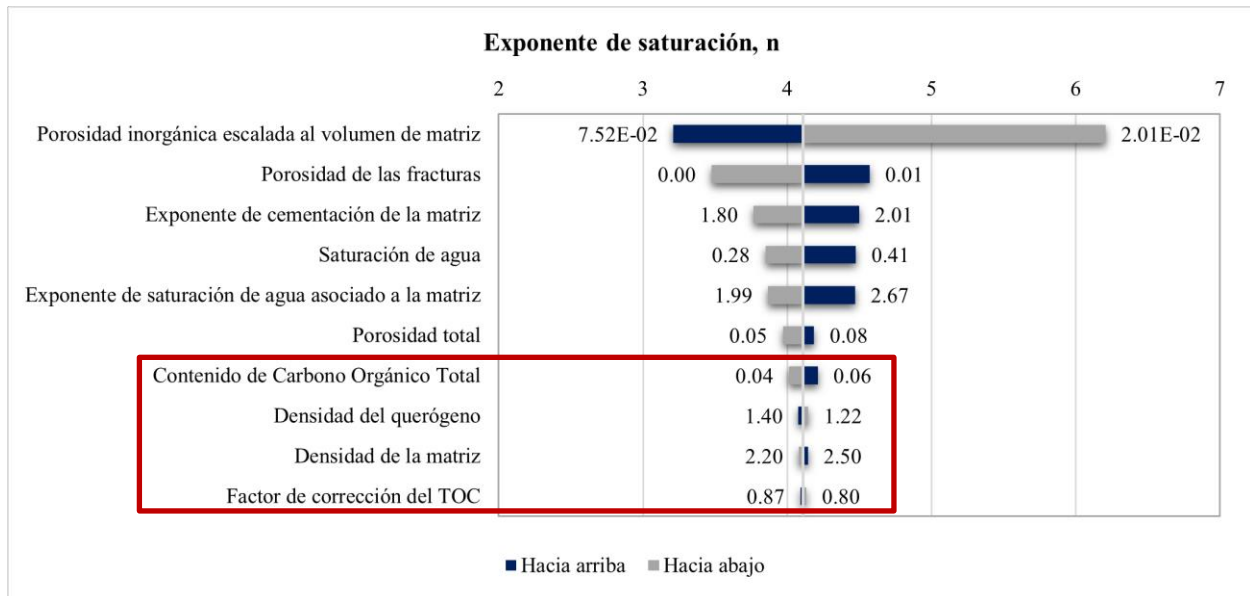


**Figura 6-31. Gráfico de spider para el Caso 2.**

Continuando con el análisis, se presentan los resultados para el caso donde  $\theta = 0^\circ$ , obteniéndose la distribución de la **Figura 6-32**, la cual manifiesta también un sesgo hacia la izquierda con una media de 4.48 y una moda de 3.32, indicando una consistencia con todos los casos anteriores: roca mojada por hidrocarburos.

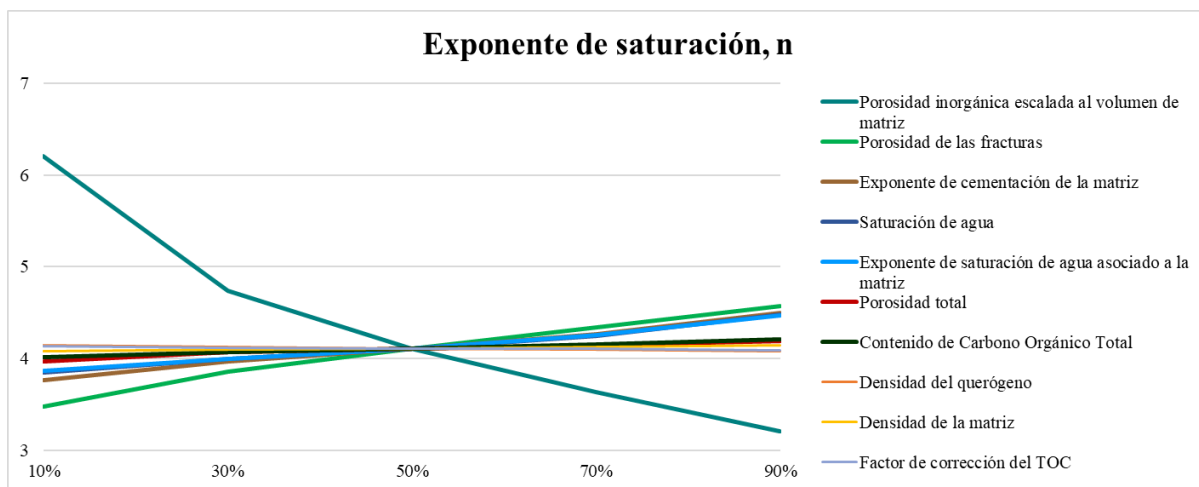


**Figura 6-32. Distribución obtenida para el exponente de saturación ( $n$ ) para el Caso 2 considerando  $\theta = 0^\circ$ .**



**Figura 6-33. Gráfico de tornado para el Caso 2 con  $\theta = 0^\circ$ .**

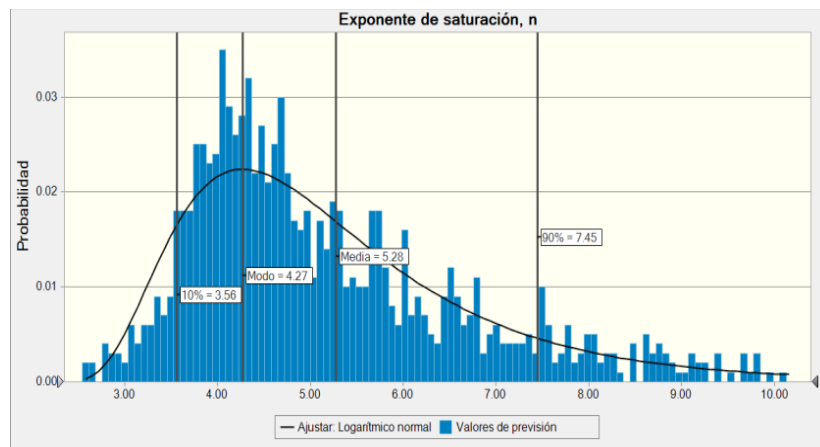
Aun considerando un  $\theta = 0^\circ$ , los parámetros que integran el cálculo del  $V_{tker}$  (Ecuación (6-8)) continúan siendo las de menor impacto, tal como lo indica el gráfico de tornado (Figura 6-33) y el de spider (Figura 6-34), donde las variables que definen la mojabilidad del sistema son  $\phi_b$  y  $\phi_2$ .



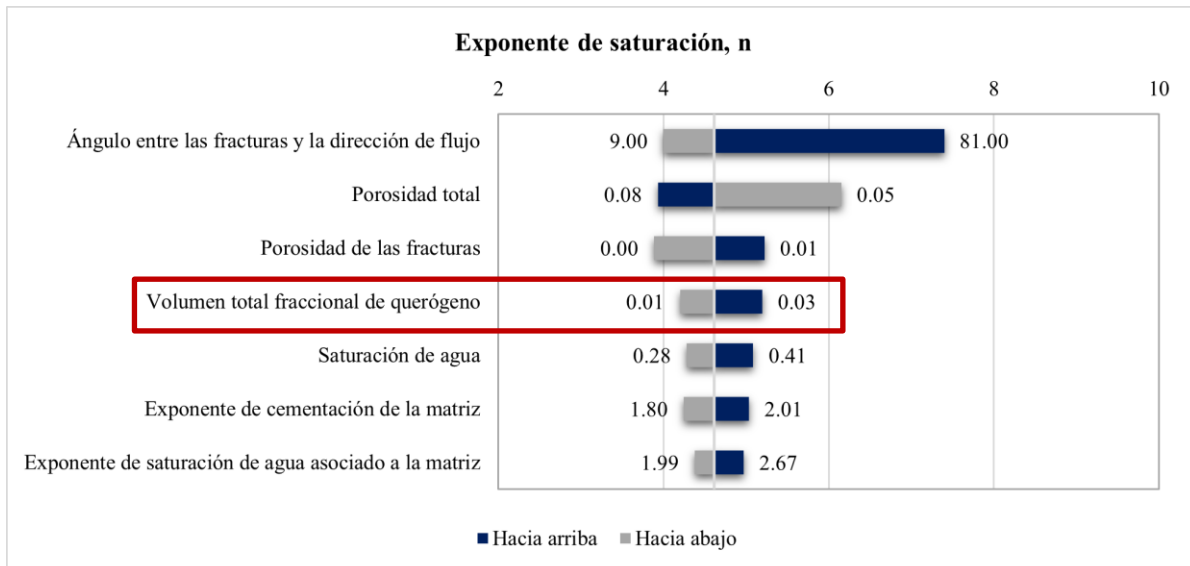
**Figura 6-34. Gráfico de spider para el Caso 2 con  $\theta = 0^\circ$ .**

### 6.4.3 Caso 3

Como último escenario, se evaluó el caso en el que  $\phi_b$  es obtenido por medio de la fórmula del modelo petrofísico de López y Aguilera (2018) utilizando el rango de  $V_{iker}$  definido por la **Figura 6-16**. El exponente de saturación ( $n$ ) resulta en una distribución sesgada hacia la izquierda con una media igual a 5.28 y una moda de 4.27 (**Figura 6-35**), de tal forma que se constata que el sistema bajo estudio (shale) es mojado por hidrocarburos.

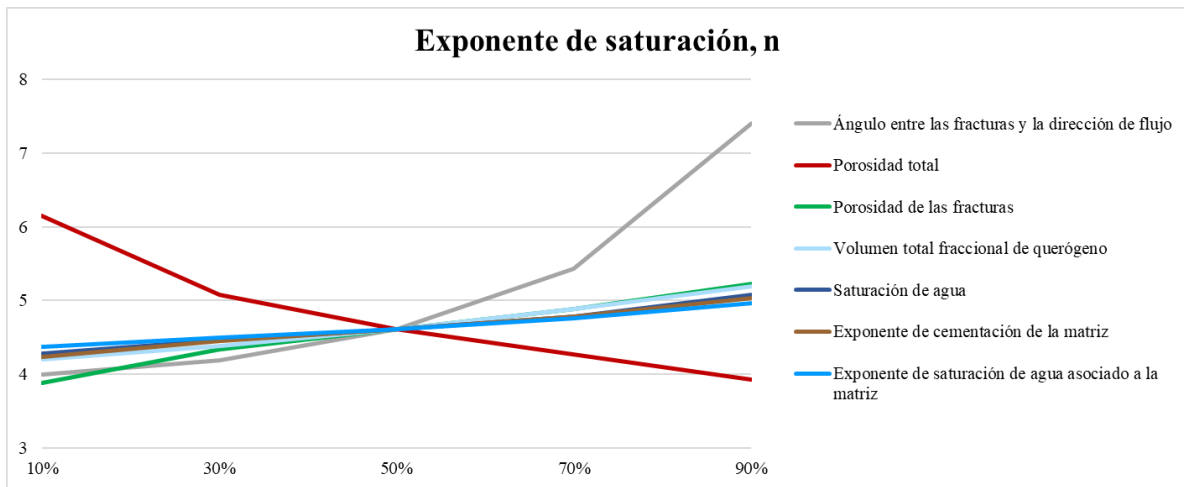


**Figura 6-35.** Distribución obtenida para el exponente de saturación ( $n$ ) para el Caso 3.

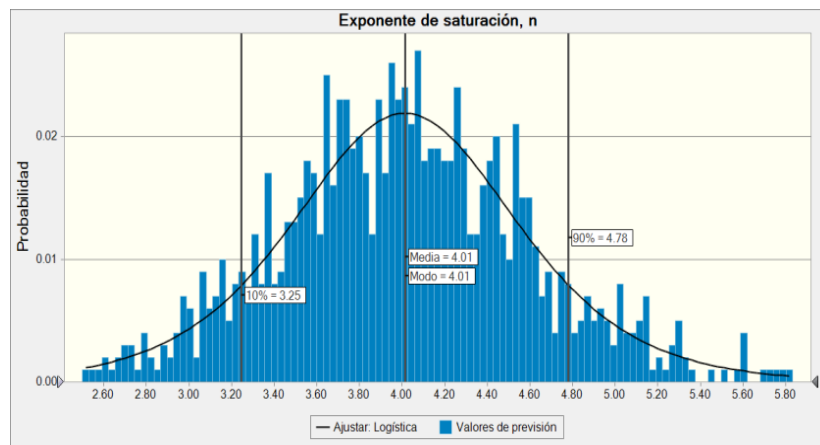


**Figura 6-36.** Gráfico de tornado para el Caso 3.

A diferencia del Caso 1 y el Caso 2, ahora el  $V_{iker}$  cobra importancia según el análisis presentado en la **Figura 6-36** y la **Figura 6-37**, las cuales demuestran que el impacto del  $V_{iker}$  en el exponente de saturación ( $n$ ) es mayor que el de la saturación de agua ( $S_w$ ), y los exponentes de cementación ( $m_b$ ) y saturación ( $n_b$ ) asociados a la matriz. Es importante señalar que este es el único caso en el que se ha encontrado el resultado anteriormente mencionado.



**Figura 6-37. Gráfico de spider para el Caso 3.**

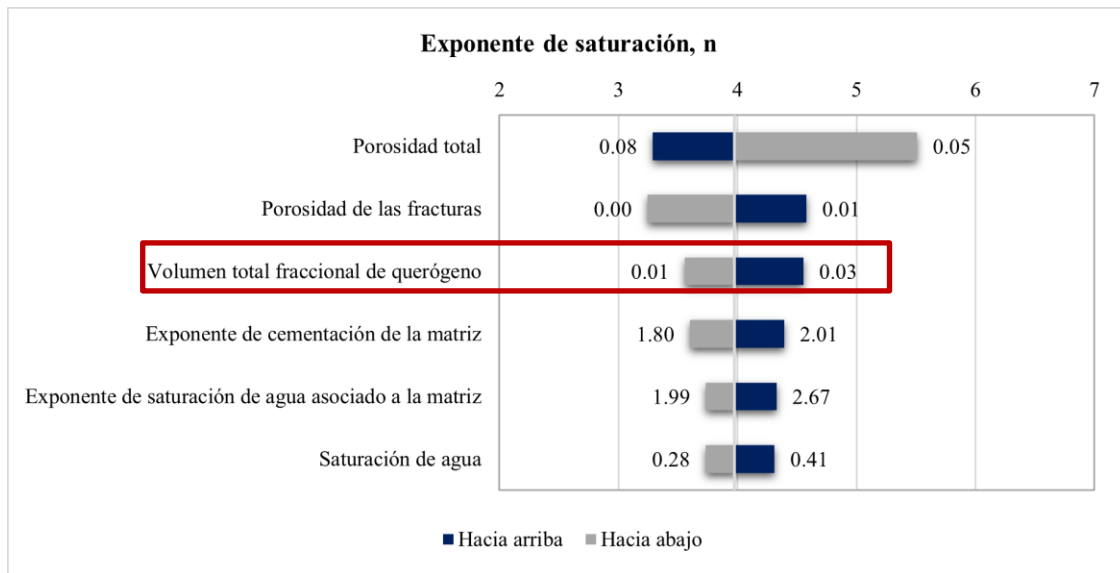


**Figura 6-38. Distribución obtenida para el exponente de saturación en el Caso 3**

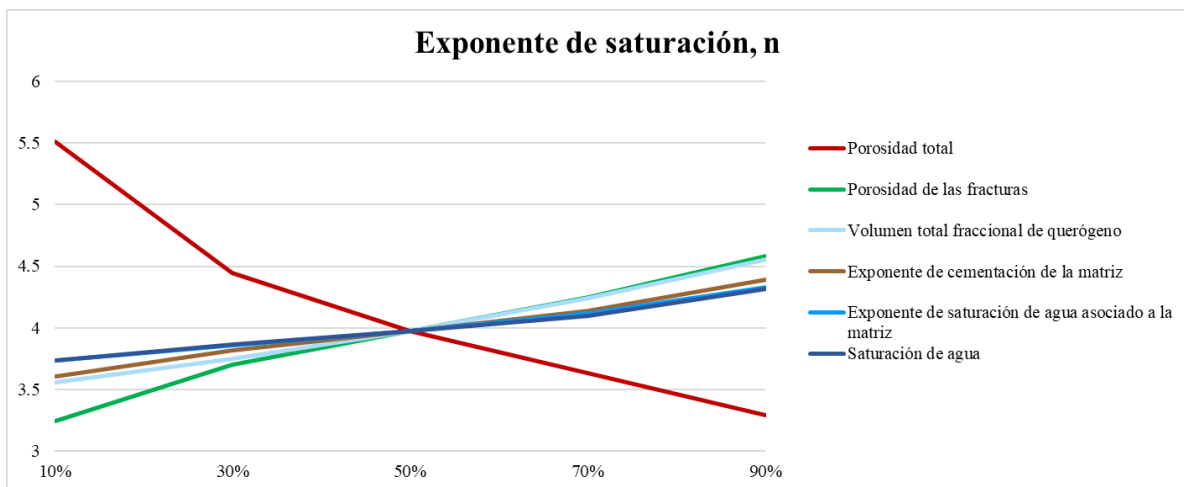
**considerando  $\theta = 0^\circ$ .**



Al realizar el análisis para cuando  $\theta = 0^\circ$ , se obtiene la distribución del exponente de saturación ( $n$ ) mostrada en la **Figura 6-38**, la cual corresponde a una distribución de tipo logística, la cual es muy parecida a la distribución normal, donde la media y la moda son iguales a 4.01. Este resultado difiere con respecto a cada uno de los obtenidos anteriormente, donde las distribuciones resultantes presentaban un sesgo hacia la izquierda.



**Figura 6-39.** Gráfico de tornado para el Caso 3 con  $\theta = 0^\circ$ .

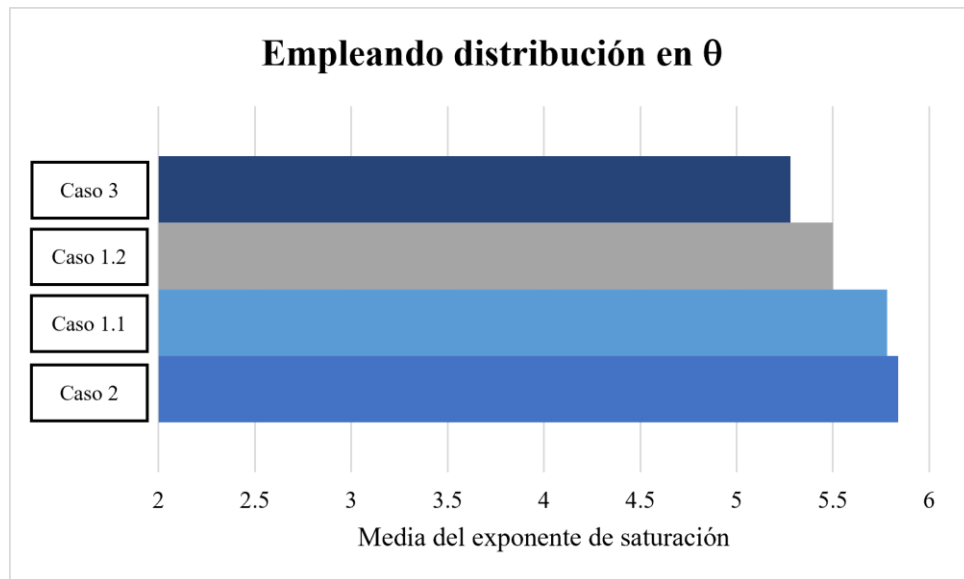


**Figura 6-40.** Gráfico de spider para el Caso 3 con  $\theta = 0^\circ$ .

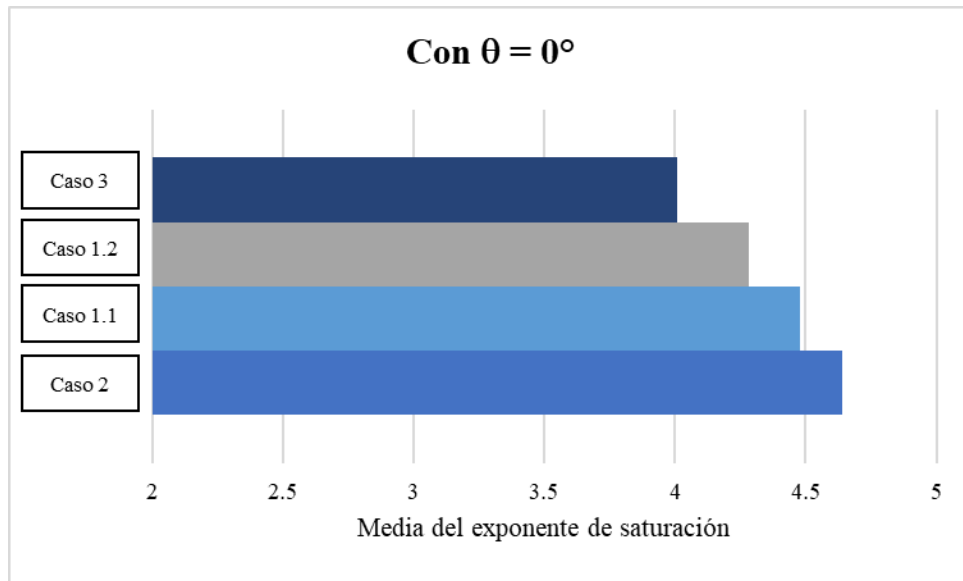
Asimismo, los gráficos de tornado (**Figura 6-39**) y de spider (**Figura 6-40**) confirman los resultados encontrados en el caso anterior donde se demuestra que el  $V_{tker}$  es relevante para el cálculo del exponente de saturación ( $n$ ).

#### 6.4.4 Resumen de resultados

A partir del análisis de cada uno de los escenarios presentados en la sección anterior, se puede establecer que los casos donde  $\theta$  se caracterizó mediante su correspondiente distribución resultaron en valores mayores del exponente de saturación (**Figura 6-41**) a comparación de aquéllos obtenidos donde  $\theta = 0^\circ$  (**Figura 6-42**). Sin embargo, en cada uno de los casos, tanto considerando una distribución en  $\theta$  como cuando  $\theta = 0^\circ$ , se estimaron valores de  $n$  mayores a 2, con un rango de sus medias de 4.01 a 5.84, indicando que el shale de estudio representa un sistema preferentemente mojado a los hidrocarburos.



**Figura 6-41. Resultados obtenidos de  $n$  para todos los casos donde se emplea una distribución para definir  $\theta$ .**



**Figura 6-42. Resultados obtenidos de  $n$  para todos los casos considerando  $\theta = 0^\circ$ .**

### 6.5 Discusión de resultados

El factor que demuestra el efecto más notable en el cálculo del exponente de saturación ( $n$ ), de acuerdo con los gráficos de tornado, es el ángulo entre las fracturas y la dirección de flujo. Por lo anterior, se consideró importante analizar el caso con  $\theta = 0^\circ$ , para el cual, como se mencionó anteriormente, los valores de  $n$  fueron menores en magnitud (**Figura 6-42**) pero cualitativamente fueron consistentes con los de  $\theta$  definidos a partir de una distribución.

Asimismo, se observó que el cambio a  $\theta = 0^\circ$  repercute en la forma de la distribución, la cual para el Caso 3 resultó en una distribución logística a diferencia de las distribuciones sesgadas que se obtuvieron para cada uno de los demás casos, por lo que el impacto no es despreciable.

Otro parámetro del cual manifiesta una alta dependencia el exponente de saturación ( $n$ ) es  $\phi_b$ , por lo que su impacto en los cálculos dependerá de la forma en cómo se caracteriza esta variable, tal como lo demuestran los resultados obtenidos en este trabajo.

De acuerdo con el modelo planteado (**Ecuación (6-4)**), para el escenario donde se aplicó una distribución en la porosidad de la materia inorgánica, se observa que la cantidad de materia orgánica tiene un impacto mínimo en el valor de  $n$ . Sin embargo, una vez que se integra el  $V_{iker}$  dentro de la forma de determinar la  $\phi_b$ , los valores obtenidos de  $n$  dependen más de este parámetro, dada la funcionalidad directa que existe entre  $n$  y  $V_{iker}$  (**Ecuación (6-5)**), lo cual genera que la determinación de la mojabilidad dependa en mayor proporción de la materia orgánica.

Entre los parámetros que resultan de menor interés en los casos presentados se encuentran la  $\phi$  y el  $n_b$ , por lo que se puede concluir que no sería necesario realizar una gran inversión en la caracterización de dichos parámetros para el conocimiento de la mojabilidad de la roca.

Los valores del exponente de saturación ( $n$ ) obtenidos en todos los casos resultan ser altos ( $n \gg 2$ ), sin embargo; lo anterior se considera correcto ya que en la literatura se han observado valores de  $n$  de hasta 20 en yacimientos altamente mojados a los hidrocarburos (Mohamad y Hamada, 2017).

## **6.6 Impacto en los Pickett plots modificados**

Para evaluar el impacto del exponente de saturación ( $n$ ) en los Pickett plot modificados se utilizaron diferentes valores de  $n$  manteniendo los demás parámetros de entrada constantes. Los gráficos de la **Figura 6-43** corresponden a la formación de Haynesville con diferentes valores de  $n$  manteniendo los demás parámetros constantes.

Los valores de  $n$  empleados en la **Figura 6-43** corresponden a las medias obtenidas en algunos de los casos descritos previamente en la sección de “Resultados”. En las figuras se puede observar que  $n$  controla el espacio existente entre cada una de las curvas de saturación de agua ( $S_w$ ), por lo que entre mayor sea el valor de este parámetro, la distancia entre las curvas será más grande.

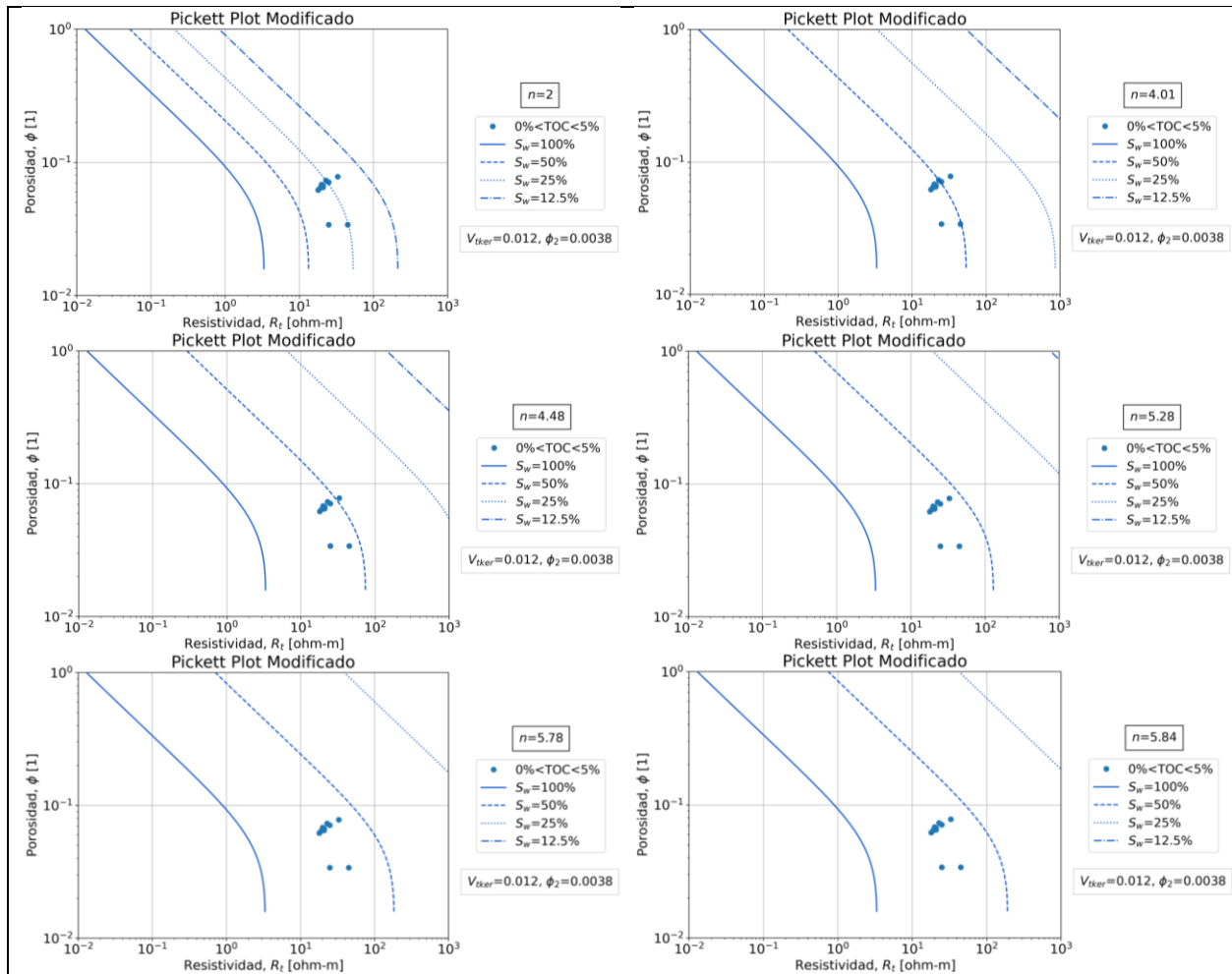


Figura 6-43. Efecto del exponente de saturación ( $n$ ) en los Pickett plots modificados.

### Información del pozo de Haynesville.

Los valores de saturación de agua ( $S_w$ ) obtenidos a través del Pickett plot modificado al utilizar un  $n$  grande deben ser corroborados con aquellos valores observados en el laboratorio. De esta forma, a través del conocimiento de los valores de  $S_w$  a partir del laboratorio, se podría hacer una inferencia de la mojabilidad del sistema mediante un procedimiento de ajuste de las curvas de  $S_w$  del Pickett plot a los datos reales de  $S_w$  estimados experimentalmente.

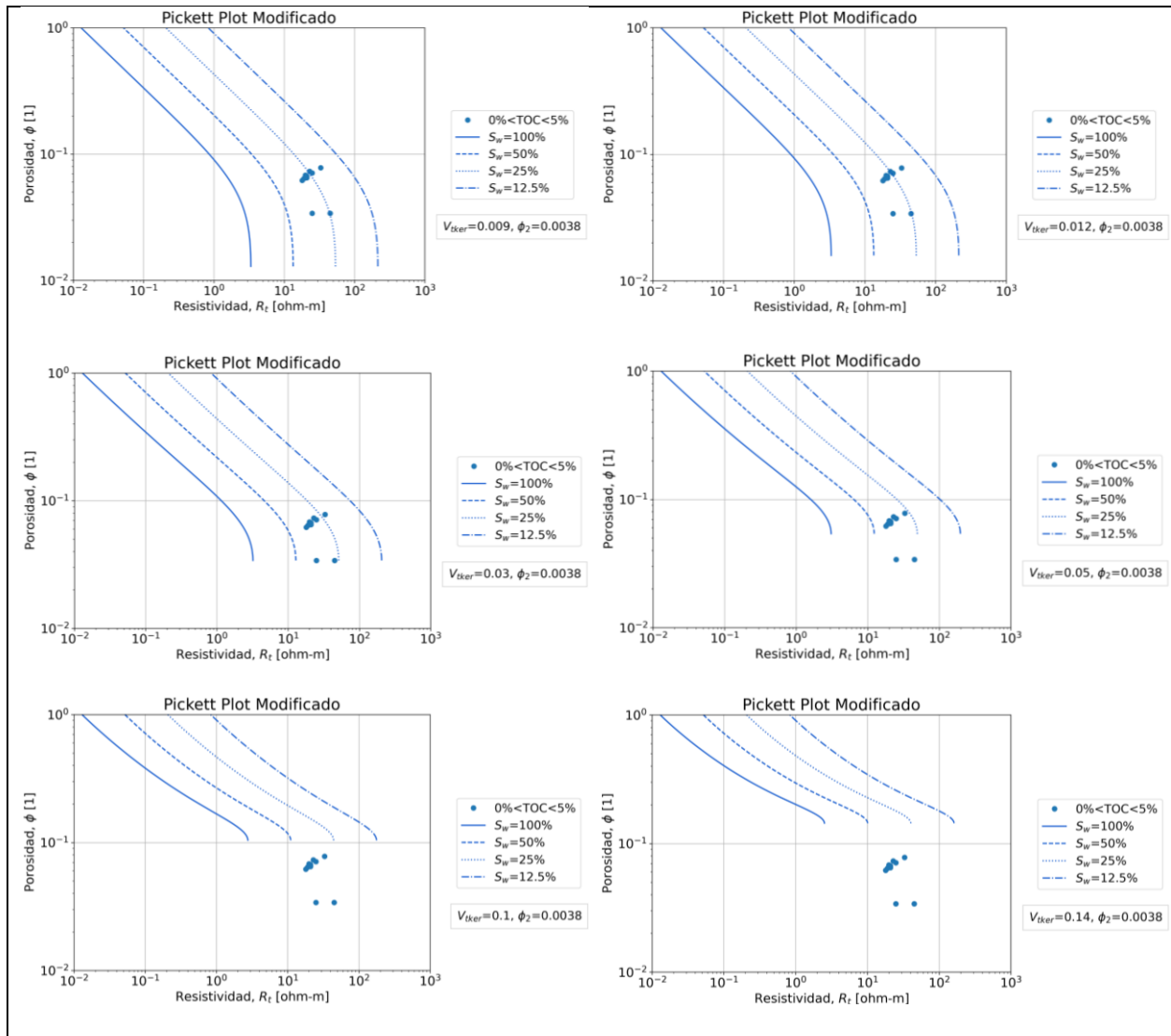
Por lo tanto, se puede concluir que el impacto de  $n$  en el cálculo de  $S_w$  es significativo, pues conforme el valor de  $n$  aumenta, la  $S_w$  también incrementa. La determinación del valor correcto de

$n$  tiene una repercusión directa en los cálculos de los volúmenes originales de hidrocarburos de la formación en estudio, pues el utilizar un valor erróneo de  $n$  puede causar sobreestimaciones o subestimaciones del *OGIP* y *OOIP*, haciendo que una formación pueda ser o no considerada de interés dentro de un portafolio de proyectos.

Asimismo, el impacto del  $V_{iker}$  en el comportamiento de los Pickett plots modificados fue evaluado y sus resultados se presentan en la **Figura 6-44**. Al igual que en el caso anterior, se utilizaron diferentes valores de este parámetro considerando todos los demás constantes. Es importante mencionar que el efecto de  $V_{iker}$  también fue analizado dada la importancia del contenido orgánico en la caracterización de los shales.

A partir de los resultados mostrados en la **Figura 6-44**, se puede apreciar que el  $V_{iker}$  es el factor determinante de la longitud de las curvas de  $S_w$ , pues al aumentar el valor asociado a este parámetro se ve limitado el valor de porosidad hasta donde se puede trazar la curva de  $S_w$  y, por ende, también se limita el rango de análisis. El valor de  $V_{iker}$  de 0.03, que fue considerado el límite en la distribución utilizada en el Caso 1.2 y el Caso 3, es el máximo valor que permite que los datos de la formación en estudio (Haynesville) sigan estando dentro de las curvas generadas. Para valores de  $V_{iker}$  mayores a 0.03, los datos de la formación no pueden ser evaluados por medio de los Pickett plots modificados.

Lo anterior es debido principalmente a las suposiciones en las cuales se basa el modelo utilizado en esta tesis, dentro de las cuales se asume que la materia orgánica se encuentra aislada. Sin embargo, las imágenes Scanning Electron Microscope (SEM) demuestran que es posible que los diferentes elementos de materia orgánica dentro de un shale sí estén conectados. Al tomar en cuenta dicha conexión, es factible realizar una evaluación de los shales haciendo uso de los Pickett plots modificados. Esto representa un tema de análisis para una futura investigación.



**Figura 6-44. Efecto del  $V_{iker}$  en los Pickett plots modificados. Información del pozo de Haynesville.**

## Capítulo Siete: Conclusiones y recomendaciones

### 7.1 Evaluación de formaciones

1. Los Pickett plots representan una técnica que permite la evaluación de los parámetros petrofísicos que se utilizan en la caracterización de los yacimientos convencionales. En este trabajo, su uso se extiende para el análisis de los yacimientos no convencionales tipo shale. Para ello, se introducen los Pickett plots modificados, los cuales integran en un mismo gráfico curvas de  $S_w$ ,  $TOC$ ,  $k/\phi$ ,  $K_n$ ,  $BVW$  y  $\alpha$ . Es necesario recalcar que emplear este método no reemplaza los métodos sofisticados de petrofísica específicos para shales, sin embargo, permiten llevar a cabo una evaluación rápida del potencial de un shale.
2. Los efectos del exponente de saturación ( $n$ ) y del volumen total fraccional de querógeno ( $V_{tker}$ ) en los Pickett plots modificados fueron evaluados. Se observa que a partir del conocimiento de valores de  $S_w$  de laboratorio, es posible inferir la mojabilidad de la roca al ajustar las curvas de los Pickett plots modificados a los valores experimentales. Por otra parte, el  $V_{tker}$  afecta la aplicabilidad de este tipo de gráficos, ya que conforme el valor de  $V_{tker}$  aumenta, la evaluación de un shale mediante los Pickett plots modificados se ve restringida.

### 7.2 Modelo de porosidad conceptual

1. La integración de las diferentes porosidades existentes en los shales revela que este tipo de formaciones están mejor representadas por i) porosidad orgánica, ii) porosidad inorgánica, iii) porosidad de las fracturas naturales, iv) porosidad adsorbida, y v) porosidad asociada a las arcillas. El no contabilizar todos los medios porosos anteriormente mencionados puede ocasionar una subestimación de los volúmenes originales.



### 7.3 Análisis de sensibilidad

1. Los resultados del exponente de saturación ( $n$ ), presentados como distribuciones estadísticas, apuntan a que el yacimiento evaluado presenta una mojabilidad preferente a los hidrocarburos, lo cual concuerda con lo establecido por distintos autores en la literatura. Este hecho es corroborado mediante la obtención de valores de  $n$  mayores a 2 en cada uno de los casos analizados en este trabajo.
2. El impacto de la materia orgánica cuando se emplea una distribución para  $\phi_b$  se ve minimizado debido a la formulación de los modelos empleados, pues, tanto en  $m$  como en  $n$  se está considerando la materia orgánica como inclusiones que no se encuentran conectadas. Lo anterior indica un impacto de la materia orgánica mínimo en la mojabilidad de la roca.
3. El ángulo entre las fracturas y la dirección de flujo, la porosidad intrínseca de la materia inorgánica, y la porosidad de las fracturas naturales respecto al sistema total, son los parámetros de mayor impacto en la mojabilidad de los shales. La cantidad de materia orgánica contenida en este tipo de yacimientos es también importante, pero tiene un menor impacto comparado con los tres parámetros mencionados previamente.
4. El estudio integral desarrollado en esta tesis demuestra ser de gran utilidad dado que permite llevar a cabo la evaluación de shales en aquellos casos donde los datos son escasos para poder efectuar análisis más complejos y sofisticados.
5. Es importante establecer las condiciones a partir de las cuales sí es estrictamente necesario utilizar modelos para la evaluación de formaciones que consideren el contenido de materia orgánica de un shale. Para el caso estudiado en este trabajo, se observó que el impacto de

la materia orgánica en el modelo es mínimo por lo que el utilizar modelos definidos para yacimientos convencionales es factible para el análisis de yacimientos no convencionales.

#### **7.4 Recomendaciones**

1. Emplear un modelo para  $m$  y  $n$ , respectivamente, que considere la conectividad entre los elementos que conforman la materia orgánica. Ambos nuevos modelos pudieran ser integrados tanto en el caso de los Pickett plots modificados como en el análisis de sensibilidad. Se infiere que los resultados mostrarían un mayor impacto de la materia orgánica en la mojabilidad de los shales.
2. Además de las correcciones a los cálculos de  $m$  y  $n$ , se pudiese considerar el uso de modelos de arcillosidad en la elaboración de los Pickett plots modificados, tal como lo es modelo laminar utilizado en el Capítulo IV para la comparativa con el Hingle plot.
3. Para el análisis de sensibilidad, tomar en cuenta el caso en el que la  $S_{w2}$  es diferente de cero, de tal forma que fuese definida a partir de una distribución estadística. Lo anterior permitiría considerar morfologías de las fracturas naturales diferentes a la de fracturas completamente abiertas. Este caso no fue evaluado en esta tesis dado que el impacto de la morfología de las fracturas en la mojabilidad no estaba dentro de los alcances del trabajo.

## Referencias bibliográficas

- Aguilera, C. G., & Aguilera, R. (2009). Effect of Fracture Dip on Petrophysical Evaluation of Naturally Fractured Reservoirs. *J Can Pet Technol* 48, 25-29. doi:<https://doi.org/10.2118/09-07-25>
- Aguilera, R. (1990). Extensions Of Pickett Plots For The Analysis Of Shaly Formations By Well Logs. *The Log Analyst* 31.
- Aguilera, R. (2002). Incorporating capillary pressure, pore throat aperture radii, height above free-water table, and winland r 35 values on Pickett plots. *AAPG bulletin* 86(4), 605-624.
- Aguilera, R. (2004). Integration of geology, petrophysics, and reservoir engineering for characterization of carbonate reservoirs through Pickett plots. *AAPG Bulletin*, 88(4), 433–446. doi:10.1306/12010303071
- Aguilera, R. (2014). Flow Units: From Conventional to Tight-Gas to Shale-Gas to Tight-Oil to Shale-Oil Reservoirs. *SPE Res Eval & Eng* 17. doi:<https://doi.org/10.2118/165360-PA>
- Aguilera, R. (2016). Shale gas reservoirs: Theoretical, practical and research issues. *Petroleum Research*, 1(1), 10-26.
- Aguilera, R., & Aguilera, M. S. (2002). The Integration of Capillary Pressures and Pickett Plots for Determination of Flow Units and Reservoir Containers. *SPE Res Eval & Eng* 5, 465–471. doi:<https://doi.org/10.2118/81196-PA>
- Aguilera, R., & Wu, P. (2012). Investigation of Shale Gas at Nanoscale Using Scan Electron Microscopy, Transmission Electron Microscopy and Atomic Force Microscopy, and Upscaling to a Petrophysical Model for Water Saturation Evaluation in Shales. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. San Antonio, Texas, USA. doi:<https://doi.org/10.2118/159887-MS>

- Ahmed, U., & Meehan, D. N. (2019). *Unconventional oil and gas resources: exploitation and development*. CRC Press.
- Almaraz Espejo, M. M. (2014). Interpretación de registros geofísicos de pozos para la inyección de dióxido de carbono en la zona norte de la república mexicana [Tesis de pregrado, Universidad Nacional Autónoma de México].
- Álvarez Pabón, S. A., & Vélez Barrera, G. E. (2011). Desarrollo de una metodología estándar para la identificación de unidades de flujo y caracterización petrofísica en yacimientos complejos [Tesis de pregrado , Universidad Industrial de Santander].
- Anderson, W. G. (1986). Wettability Literature Survey- Part 1: Rock/Oil/Brine Interactions and the Effects of Core Handling on Wettability. *J Pet Technol* 38, 1125-1144. doi:<https://doi.org/10.2118/13932-PA>
- Anderson, W. G. (1986). Wettability Literature Survey-Part 3: The Effects of Wettability on the Electrical Properties of Porous Media. *Pet Technol* 38, 1371-1378. doi:<https://doi.org/10.2118/13934-PA>
- Anyaehe, J. C., & Oladiran, O. (2010). Hydrocarbon Effect Correction on Porosity Calculation from Density Neutron Logs Using Volume of Shale in Niger Delta. *Nigeria Annual International Conference and Exhibition*. Tinapa - Calabar, Nigeria. doi:<https://doi.org/10.2118/140618-MS>
- Archie, G. E. (1942). The Electrical Resistivity Log as an Aid in Determining Some Reservoir Characteristics. *Trans.* 146, 54–62. doi:<https://doi.org/10.2118/942054-G>
- Balachandar, G., Khanna, N., & Das, D. (2013). *Biohydrogen production from organic wastes by dark fermentation*. Elsevier. doi:<https://doi.org/10.1016/B978-0-444-59555-3.00006-4>.

- BP. (2021). Statistical Review of World Energy. Obtenido de <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2021-full-report.pdf>
- Cabrera Alarcón, A. M. (2015). Interpretación de Registros Geofísicos de Pozos en Lutitas Gasíferas/Aceitíferas para la Determinación de Reservas [Tesis de pregrado; Universidad Nacional Autónoma de México].
- Clavier, C., Hoyle, W., & Meunier, D. (1971). Quantitative Interpretation of Thermal Neutron Decay Time Logs: Part I. Fundamentals and Techniques. *J Pet Technol* 23, 743-755. doi:<https://doi.org/10.2118/2658-A-PA>
- CNH. (2017). Atlas geológico recursos no convencionales (Lutita gas/aceite). Obtenido de [https://hidrocarburos.gob.mx/media/3095/atlas\\_geologico\\_no\\_convencionales\\_v3.pdf](https://hidrocarburos.gob.mx/media/3095/atlas_geologico_no_convencionales_v3.pdf)
- Craddock, P. R., Miles, J., Lewis, R. E., & Pomerantz, A. E. (2019). Thermal Maturity-Adjusted Log Interpretation (TMALI) in Organic Shales. *Petrophysics* 60, 540–559. doi:<https://doi.org/10.30632/PJV60N5-2019a1>
- Cruz Luque, M. M., Urban-Rascon, E., Aguilera, R. F., & Aguilera, R. (2018). Mexican Unconventional Plays: Geoscience, Endowment, and Economic Considerations. *SPE Res Eval & Eng* 21, 533-549. doi:<https://doi.org/10.2118/189438-PA>
- Devine, P. E. (2014). Claude Shannon Versus Gus Archie: Information Theory as a Guide to Log Evaluation Without Petrophysics. *Search and Discover Article*, 41480.
- Dicman, A., & Vernik, L. (2013). A New Petrophysical Model for Organic Shales. *Petrophysics* 54, 240-247.
- Donaldson, E. C., & Siddiqui, T. K. (1989). Relationship Between the Archie Saturation Exponent and Wettability. *SPE Form Eval* 4, 359–362. doi:<https://doi.org/10.2118/16790-PA>

- EIA. (2013). Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assesment of 137 Shale Formation in 41 Countries Outside the United States. Obtenido de <https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/overview.pdf>
- EIA. (2020). Natural Gas Gross Withdrawals and Production. Obtenido de [https://www.eia.gov/dnav/ng/ng\\_prod\\_sum\\_dc\\_NUS\\_mmc\\_f\\_a.htm](https://www.eia.gov/dnav/ng/ng_prod_sum_dc_NUS_mmc_f_a.htm)
- Escalera, A. (2012). Potencial de recursos no convencionales asociado a plays de aceite y gas de lutitas en México. *ExpoForo Pemex*.
- García Cruz, A. I., & Ramírez Rodríguez, M. A. (2017). Movilidad de fluidos debido a procesos de invasión a la formación [Tesis de pregrado, Instituto Politécnico Nacional].
- Gaymard, R., & Poupon, A. (1968). Response Of Neutron And Formation Density Logs In Hydrocarbon Bearing Formations. *The Log Analyst* 9.
- Ghorab, M., Mohmed, A. M., & Nouh, A. Z. (2008). The Relationship Between the Shale Origin (Source or non Source) and its Type for Abu Roash Formation at Wadi El-Natrun Area, South of Western Desert, Egypt. *Australian Journal of Basic and Applied Sciences*, 2(3), 360-371.
- Glover, P. (2009). What is the cementation exponent? A new interpretation. *The Leading Edge*, 28(1), 82–85. doi:<https://doi.org/10.1190/1.3064150>
- Glover, P. W. (2017). A new theoretical interpretation of Archie's saturation exponent. *Solid Earth*, 8(4), 805-816. doi:<https://doi.org/10.5194/se-8-805-2017>
- Greengold, G. (1986). The graphical representation of bulk volume water on the Pickett crossplot. *The Log Analyst* 27.

- Gupta, I., Jernigen, J., Curtis, M., Rai, C., & Sondergeld, C. (2018). Water-Wet or Oil-Wet: is it Really That Simple in Shales? *Petrophysics* 59, 308-317. doi:<https://doi.org/10.30632/PJV59N3-2018a2>
- Hamada , G. M., Al-Awad, M. N., & Alsughayer. (2002). Variable Saturation Exponent Effect on the Determination of Hydrocarbon Saturation. *SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition*. Melbourne, Australia. doi:<https://doi.org/10.2118/77887-MS>
- Heller, R., Vermynen, J., & Zoback , M. (2014). Experimental investigation of matrix permeability of gas shales. *AAPG bulletin*, 98(5), 975-995.
- Hoch, O. (2016). Tight Gas and Oil: Completion and Stimulation. Hoch & Associates Inc.
- Holmes, M., Holmes, A. M., & Holmes, D. I. (2017). Mixed Reservoir Wetting in Unconventional Reservoirs and Interpretation of Porosity/Resistivity Cross Plots, Derived From Triple-Combo Log Data. *SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference*. Austin, Texas, USA. doi:<https://doi.org/10.15530/URTEC-2017-2668804>
- Holmes, M., Holmes, A., & Holmes, D. (2009). Relationship between porosity and water saturation: methodology to distinguish mobile from capillary bound water. *AAPG annual convention and exhibition*, (págs. 7-10). Denver, Colorado.
- Holmes, M., Holmes, A., & Holmes, D. (2019). A Methodology Using Triple-Combo Well Logs to Quantify In-Place Hydrocarbon Volumes for Inorganic and Organic Elements in Unconventional Reservoirs, Recognizing Differing Reservoir Wetting Characteristics. *SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference*. Denver, Colorado, USA. doi:<https://doi.org/10.15530/urtec-2019-903>
- Holmes, M., Holmes, D., & Holmes, A. (2014). A New Petrophysical Model to Define Porosity Components of Unconventional Reservoirs, Using Standard Open-hole Triple Combo

- Logs. *SPE Western North American and Rocky Mountain Joint Meeting*. Denver, Colorado. doi:<https://doi.org/10.2118/169535-MS>
- IEA. (2016). Mexico Energy Outlook. *World Energy Outlook Special Report*.
- Javadpour, F., Fisher, D., & Unsworth, M. (2007). Nanoscale gas flow in shale gas sediments. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 46(10).
- Kairuz, E. C., Camargo Puerto, J. A., & Amaya Gómez, M. (2011). Desarrollo de una Metodología para Análisis Petrofísico de Registros de Pozos Perforado Adyacentes a un Bloque Exploratorio de Trayectoria Oil & Gas en la Cuenca Llanos Orientales. 7-17.
- Kenyon, B., Kleinberg, R., Straley, C., Gubelin, G., & Morris, C. (1995). Nuclear magnetic resonance imaging—technology for the 21st century. *Oilfield review*, 7(3), 19-33.
- Krygowski, D. A., & Cluff, R. M. (2015). Pattern Recognition in a Digital Age: A Gameboard Approach to Determining Petrophysical Parameters. *SPWLA 56th Annual Logging Symposium*. Long Beach, California, USA.
- Li, Q., Aguilera, R., & Cinco Ley, H. (2019). A Correlation for Estimating Biot Coefficient. *SPE Western Regional Meeting*. San Jose, California. doi:<https://doi.org/10.2118/195359-MS>
- Li, X., Qin, R., Liu, C., & Mao, Z. (2013). The effect of rock electrical parameters on the calculation of reservoir saturation. *Journal of Geophysics and Engineering*, 10(5), 055007. doi:<https://doi.org/10.1088/1742-2132/10/5/055007>
- López Jiménez, B. A., & Aguilera, R. (2016). Flow Units in Shale Condensate Reservoirs. *SPE Res Eval & Eng* 19, 450-465. doi:<https://doi.org/10.2118/178619-PA>
- López Jiménez, B. A., & Aguilera, R. (2018). Petrophysical Quantification of Multiple Porosities in Shale-Petroleum Reservoirs With the Use of Modified Pickett Plots. *SPE Res Eval & Eng* 21, 187–201. doi: <https://doi.org/10.2118/171638-PA>



- López, B. A., & Aguilera, R. (2014). Petrophysical Quantification of Multiple Porosities in Shale Petroleum Reservoirs. *SPE/CSUR Unconventional Resources Conference*. Canada, Calgary, Alberta, Canada. doi:<https://doi.org/10.2118/171638-MS>
- Magara, K. (1978). *Compaction and fluid migration*. Elsevier.
- McCarthy, K., Rojas, K., Niemann, M., Palmowski, D., Peters, K., & Stankiewicz, A. (2011). Basic petroleum geochemistry for source rock evaluation. *Oilfield Review*, 23(2), 32-43.
- Mohamad, A. M., & Hamada, G. M. (2017). Determination techniques of Archie's parameters: a, m and n in heterogeneous reservoirs. *Journal of Geophysics and Engineering*, 14(6), 1358-1367.
- Morris, R. L., & Biggs, W. P. (1967). Using Log-Derived Values Of Water Saturation And Porosity. *SPWLA 8th Annual Logging Symposium*. Denver, Colorado.
- Murtha, J. A. (2000). *Decisions Involving Uncertainty Murtha: an @ RISK tutorial for the petroleum industry*. Ithaca, NY: Palisade Corporation.
- Olusola, B. K., & Aguilera, R. (2013). How to Estimate Water Saturation Exponent In Dual and Triple Porosity Reservoirs With Mixed Wettability. *SPE Unconventional Resources Conference Canada*. Calgary, Alberta, Canada. doi: <https://doi.org/10.2118/167213-MS>
- Olusola, B. K., Aguilera, R., & Cinco Ley, H. (2020). Incorporating Biot Poroelastic Coefficient on Pickett Plots. *SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference*. Virtual. doi:<https://doi.org/10.2118/198959-MS>
- Olusola, B., & Aguilera, R. (2018). Determination of Thermal Maturity and Maturation Trajectories in Shale Petroleum Reservoirs with the Use of Modified Pickett Plots. *SPE Canada Unconventional Resources Conference*. Calgary, Alberta, Canada. doi:<https://doi.org/10.2118/189791-MS>

- Orozco, D., & Aguilera, R. (2017). A Material-Balance Equation for Stress-Sensitive Shale-Gas-Condensate Reservoirs. *SPE Res Eval & Eng* 20, 197-214. doi:<https://doi.org/10.2118/177260-PA>
- Orozco, D., & Aguilera, R. (2021). A New Pore Pressure Prediction Model for Naturally Fractured Shales and Stacked Plays: The Effect of Active Hydrocarbon Generation - A Powder River Basin Case Study. *SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference*. Houston, Texas, USA. doi:<https://doi.org/10.15530/urtec-2021-5410>
- Ortega, C., & Aguilera, R. (2014). A Complete Petrophysical-Evaluation Method for Tight Formations From Drill Cuttings Only in the Absence of Well Logs. *SPE J.* 19, 636–647. doi:<https://doi.org/10.2118/161875-PA>
- Passey, Q. R., Creaney, S., Kulla, J. B., Moretti, F. J., & Stroud, J. D. (1990). A practical model for organic richness from porosity and resistivity logs. *AAPG bulletin*, 74(12), 1777-1794.
- Pemex. (2021). Producción y distribución de gas natural. Obtenido de <https://ebdi.pemex.com/bdi/bdiController.do?action=cuadro&subAction=applyOptions>
- Pickett, G. R. (1966). A Review of Current Techniques for Determination of Water Saturation From Logs. *J Pet Technol* 18, 1425-1433. doi:<https://doi.org/10.2118/1446-PA>
- Pickett, G. R. (1973). Pattern Recognition As A Means Of Formation Evaluation. *The Log Analyst* 14.
- Piedrahita Rodríguez, J. (14 de Junio de 2021). Comunicación privada, Ecopetrol S.A.
- Piedrahita Rodriguez, J. A. (2016). Coupling Geochemical, Geomechanical and Petrophysical Data for Identifying Potential Moveable Hydrocarbon Zones in Shale Oil Reservoirs. University of Calgary, Calgary, AB. doi:10.11575/PRISM/25477

- Piedrahita, J. A., & Aguilera, R. (2017). Models for Calculating Organic and Inorganic Porosities in Shale Oil Reservoirs. *SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference*. Buenos Aires, Argentina. doi:<https://doi.org/10.2118/185591-MS>
- Rezaee, M. R., Motiei, H., & Kazemzadeh, E. (2007). A new method to acquire m exponent and tortuosity factor for microscopically heterogeneous carbonates. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 56(4), 241-251. doi:<https://doi.org/10.1016/j.petrol.2006.09.004>
- Rezaee, R. (Ed.). (2015). *Fundamentals of gas shale reservoirs*. John Wiley & Sons.
- Salgado M., B. M., & González V., L. A. (2005). Efecto de la mojabilidad en las propiedades petrofísicas y operaciones de recobro secundario [Tesis de pregrado, Universidad Industrial de Santander].
- Sang, Q., Zhang , S., Li, Y., Dong, M., & Bryant, S. (2018). Determination of organic and inorganic hydrocarbon saturations and effective porosities in shale using vacuum-imbibition method. *International Journal of Coal Geology*, 200, 123-134.
- Schlumberger. (2003). Introduction to Openhole Logging.
- Sener. (2021). Comercio exterior de gas natural; importación y exportación. Obtenido de <https://datos.gob.mx/busca/dataset/comercio-exterior-de-gas-natural-importacion-y-exportacion>
- Spencer, R. J., Pedersen, P. K., Clarkson, C. R., & Aguilera, R. (2010). Part 2-History of Shale Gas Production in North America.
- Stieber, S. J. (1970). Pulsed Neutron Capture Log Evaluation - Louisiana Gulf Coast. *Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME*. Houston, Texas. doi:<https://doi.org/10.2118/2961-MS>

- Swami, V. (2013). Development of a 'Quad Porosity' Numerical Flow Model for Shale Gas Reservoirs (Master's thesis, Engineering).
- Takahashi, S., & Kovscek, A. R. (2010). Wettability estimation of low-permeability, siliceous shale using surface forces. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 75(1-2), 33-43. doi:<https://doi.org/10.1016/j.petrol.2010.10.008>
- Underschultz, J. (2016). Unconventional Gas. In *Sustainability in the Mineral and Energy Sectors*, 545-560. doi: 10.1201/9781315369853-28
- Wu, P. (2014). *Shale – From Nanopore Structure Investigation to Petrophysics and Reservoir Simulation (Unpublished master's thesis)*. Universidad de Calgary, Calgary, AB. doi:10.11575/PRISM/27767
- Wu, P., & Aguilera, R. (2012). Investigation of Shale Gas at Nanoscale Using Scan Electron Microscopy, Transmission Electron Microscopy and Atomic Force Microscopy, and Upscaling to a Petrophysical Model for Water Saturation Evaluation in Shales. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. San Antonio, Texas, USA. doi:<https://doi.org/10.2118/159887-MS>
- Xu, S., Yassin, M. R., Dehghanpour, H., & Kolbeck, C. (2020). Wettability of Calcareous Shales from the East Duvernay Basin: The Role of Natural Fractures, Thermal Maturity, and Organic-Pore Connectivity. *Paper presented at the SPE Canada Unconventional Resources Conference, Virtual*. doi:<https://doi.org/10.2118/199971-MS>
- Yu, G. (2012). Petrophysics and software development, and 3D analytical modeling of stimulated (Unpublished master's thesis). doi:10.11575/PRISM/27321

- Yu, G., & Aguilera, R. (2011). Use of Pickett Plots for Evaluation of Shale Gas Formations. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Denver, Colorado, USA.  
doi:<https://doi.org/10.2118/146948-MS>
- Zoback, M. D., & Kohli, A. H. (2019). *Unconventional reservoir geomechanics*. Cambridge University Press.

## Apéndice A

### Deducción y reescritura de la ecuación de Ortega y Aguilera (2014)

Despejando de la **Ecuación (3-12)** la  $S_{wi}$ :

$$S_{wi} = \frac{c_2 \phi^{c_3}}{k^{1/c_4}} \quad \text{Ecuación (A-1)}$$

Introduciendo la **Ecuación (A-1)** a la **Ecuación (2-6)**:

$$\log R_t = -m \log \phi + \log(aR_w) - n \log \left( \frac{c_2 \phi^{c_3}}{k^{1/c_4}} \right) \quad \text{Ecuación (A-2)}$$

Reacomodando los términos empleando las leyes de los logaritmos:

$$\log R_t = \left( -c_3 n - m + \frac{n}{c_4} \right) \log \phi + \log \left[ aR_w (c_2^{-n}) \left( \frac{k}{\phi} \right)^{\frac{n}{c_4}} \right] \quad \text{Ecuación (A-3)}$$

Sustituyendo los valores de las constantes, donde  $c_2 = 79$ ,  $c_3 = 3$  y  $c_4 = 2$ :

$$\log R_t = (-2.5n - m) \log \phi + \log \left[ aR_w (79^{-n}) \left( \frac{k}{\phi} \right)^{\frac{n}{2}} \right] \quad \text{Ecuación (A-4)}$$

Despejando  $k/\phi$  de la **Ecuación (3-9)**:

$$\frac{k}{\phi} = \left( \frac{r_{p35}}{2.665} \right)^{\frac{1}{0.45}} * 100 \quad \text{Ecuación (A-5)}$$

Sustituyendo la **Ecuación (A-5)** en la **Ecuación (A-4)**:

$$\log R_t = (-2.5n - m) \log \phi + \log \left\{ aR_w (79)^{-n} \left[ \left( \frac{r_{p35}}{2.665} \right)^{\frac{1}{0.45}} * 100 \right]^{\frac{n}{2}} \right\} \quad \text{Ecuación (A-6)}$$

Despejando  $r_{p35}$  de la **Ecuación (3-19)**:

$$r_{p35} = \frac{10^6 \lambda}{2K_n} \quad \text{Ecuación (A-7)}$$

Introduciendo la **Ecuación (A-7)** en la **Ecuación (A-6)** se obtiene la ecuación propuesta por Ortega y Aguilera (2014):

$$\log R_t = (-2.5n - m)\log\phi + \log \left\{ aR_w(79)^{-n} \left[ \left( \frac{10^6 \lambda}{2K_n} \right)^{\frac{1}{0.45}} * 100 \right]^{\frac{n}{2}} \right\} \quad \text{Ecuación (A-8)}$$

A partir de la ecuación anterior, separamos el término del segundo logaritmo para una mejor visualización:

$$B = aR_w(79)^{-n} \left[ \left( \frac{10^6 \lambda}{2K_n} \right)^{\frac{1}{0.45}} * 100 \right]^{\frac{n}{2}} \quad \text{Ecuación (A-9)}$$

Reacomodando los exponentes:

$$B = aR_w \left[ \frac{10^6 * 100^{\frac{0.9}{2}}}{2 * 79^{0.9} * 2.665} * \left( \frac{\lambda}{K_n} \right) \right]^{\frac{n}{0.9}} \quad \text{Ecuación (A-10)}$$

Simplificando términos:

$$B = aR_w \left[ 0.0292 * 10^6 * \left( \frac{\lambda}{K_n} \right) \right]^{\frac{n}{0.9}} \quad \text{Ecuación (A-11)}$$

Integrando a la **Ecuación (A-11)** la definición de  $\lambda$  (**Ecuación (3-15)**) y sustituyéndola en la **Ecuación (A-8)**:

$$\log R_t = (-2.5n - m)\log\phi + \log \left\{ aR_w \left[ \left( \frac{0.0206 * 10^6 k_B T}{\pi \delta^2 P K_n} \right) \right]^{\frac{n}{0.9}} \right\} \quad \text{Ecuación (A-12)}$$

Finalmente, se llega a la **Ecuación (3-17)** presentada en el Capítulo Tres.

## Apéndice B

### Modelos de arcillosidad

#### B-1. Modelo laminar

$$A_{sh} = (1 - V_{cl}) \left( \frac{R_{sh} - V_{cl} R_t}{R_{sh}} \right) \quad \text{Ecuación (B-1)}$$

#### B-2. Modelo disperso

$$A_{sh} = 1 + \frac{\phi_m R_t}{a R_w} \left( B_{dis} - 2 \sqrt{\frac{a R_w}{\phi_m R_t} + B_{dis} C_{dis} + C_{dis}^2} \right) \quad \text{Ecuación (B-2)}$$

donde:

$$B_{dis} = \frac{V_{cl} (R_{sh} - R_w)^2}{2 \phi R_{sh}} \quad \text{Ecuación (B-3)}$$

$$C_{dis} = \frac{V_{cl} (R_{sh} + R_w)}{2 \phi R_{sh}} \quad \text{Ecuación (B-4)}$$

#### B-3. Modelo de shale total (Independiente de la distribución de la arcilla del shale)

$$A_{sh} = 1 + \frac{\phi_m R_t}{a R_w} \left( 2 B_{tsh}^2 - 2 B_{tsh} \sqrt{\frac{a R_w}{\phi_m R_t} + B_{tsh}^2} \right) \quad \text{Ecuación (B-5)}$$

teniendo en cuenta que:

$$B_{tsh} = \frac{a R_w V_{cl}}{2 \phi^m R_{sh}} \quad \text{Ecuación (B-6)}$$



## Apéndice C

### Corrección de la $\phi$ obtenida a partir de la $\phi_{ND}$ para los shales

Ecuaciones básicas para definir la corrección:

$$V_{tker} = \frac{V_{querógeno} [v]}{V_{cs} [v]} \quad \text{Ecuación (C-1)}$$

$$\phi_{org\_i} = \frac{V_{querógeno\ poroso} [v]}{V_{kerógeno} [v]} \quad \text{Ecuación (C-2)}$$

$$\phi_{org} = \frac{V_{querógeno\ poroso} [v]}{V_{cs} [v]} \quad \text{Ecuación (C-3)}$$

$$V_{diff} = \frac{V_{querógeno\ sólido} [v]}{V_{cs} [v]} \quad \text{Ecuación (C-4)}$$

Para definir la corrección puede realizarse en términos de  $V_{diff}$ :

$$\phi = \phi_{ND} - V_{diff} \quad \text{Ecuación (C-5)}$$

A partir de la **Ecuación (C-1)** y la **Ecuación (C-4)** se sabe que:

$$V_{diff} = \frac{V_{querógeno\ sólido} [v]}{V_{querógeno} [v]} * \frac{V_{querógeno} [v]}{V_{cs} [v]} \quad \text{Ecuación (C-6)}$$

Tomando en cuenta que el volumen de materia orgánica se compone de una parte sólida y una parte porosa:

$$V_{diff} = \left( 1 - \frac{V_{querógeno\ poroso} [v]}{V_{querógeno} [v]} \right) * \frac{V_{querógeno} [v]}{V_{cs} [v]} \quad \text{Ecuación (C-7)}$$

Colocando la ecuación anterior en términos de porosidad:

$$V_{diff} = (1 - \phi_{org\_i}) V_{tker} \quad \text{Ecuación (C-8)}$$

Por lo que la corrección puede escribirse como:

$$\phi = \phi_{ND} - (1 - \phi_{org\_i}) V_{tker} \quad \text{Ecuación (C-9)}$$