

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

GENERACIÓN DE UN MODELO PETROFÍSICO MEDIANTE LA INTEGRACIÓN DE UN MODELO ROCA/FLUIDO

Presentado ante la ilustre
Universidad Central de Venezuela

Por el Br. Peña B., Sergio J.

Para optar al Título
de Ingeniero de Petróleo

Caracas, Octubre de 2015

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

GENERACIÓN DE UN MODELO PETROFÍSICO MEDIANTE LA INTEGRACIÓN DE UN MODELO ROCA/FLUIDO

Tutor Académico: Prof. Miguel Expósito.

Tutor Industrial: Ing. Rafael Sanseviero.

Presentado ante la ilustre
Universidad Central de Venezuela

Por el Br. Peña B., Sergio J.

Para optar al Título
de Ingeniero de Petróleo

Caracas, Octubre de 2015

Caracas, Octubre de 2015

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el consejo de Escuela de Ingeniería de Petróleo, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por la Bachiller Peña B., Sergio J. titulado:

**GENERACIÓN DE UN MODELO PETROFÍSICO MEDIANTE LA
INTEGRACIÓN DE UN MODELO ROCA/FLUIDO**

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniera de Petróleo, y sin que ello signifique que se declaren solidarios con las ideas expuestas por el autor, lo declaran **APROBADO**.

Prof. Karnele León

Jurado

Prof. Alberto Vegas

Jurado

Prof. Miguel Expósito

Tutor Académico

DEDICATORIA

A la memoria de Eulogio Bolívar por haber sido una persona entusiasta y siempre llena de alegría en todo momento.

Gracias abuelo.

AGRADECIMIENTOS

A mis padres Rafael y Miriam, gracias por cada momento de apoyo, por formarme con buenos valores, por inculcarme el querer salir hacia adelante siempre bajo el tesón del estudio.

A mis seres especiales Jhonny y Mirella, sin duda alguna esta meta hoy por hoy es parte de ustedes, gracias por ser mi apoyo en todos los momentos de mi vida, por siempre brindarme una palabra de aliento y por estar siempre presente en el camino hacia mis logros.

A mis hermanos Richard y Jimmy simplemente por el hecho de existir.

A la Universidad Central de Venezuela, por ser el alma mater que me brindó tantos conocimientos y sobretodo tantas vivencias bajo sus techos.

A mi Tutor Académico por incursionarme en el universo de la petrofísica, por brindarme la oportunidad de entrar en la industria y por ser parte de mi formación como profesional y a su vez por convertirse en un gran amigo.

A mi Tutor Industrial por convertirse en mi mentor de sabiduría durante el desarrollo de este trabajo, por ser mi orientador en esta carrera y por brindarme una perspectiva diferente hacia el éxito.

A todos mis compañeros, amigos, hermanos y futuros colegas que he conocido en esta alma mater, sin duda alguna cada uno de ustedes forma parte de este gran logro, muchos son parte de mi familia, entre risas y llantos hemos sabido superar obstáculos saliendo hacia adelante y juntos hemos demostrado que no existen imposibles, así que gracias por su gran apoyo incondicional.

A todos mis profesores por tener siempre la disposición de impartir sus conocimientos y formar a los mejores ingenieros.

A mis compañeros de trabajo gracias por ser tan especiales, por brindarme muchos momentos de alegría y por ser ejemplos de que con constancia y tenacidad se llega lejos.

Peña B., Sergio J.

“GENERACIÓN DE UN MODELO PETROFÍSICO MEDIANTE LA INTEGRACIÓN DE UN MODELO ROCA/FLUIDO”

**Tutor Académico: Prof. Miguel Expósito. Tutor Industrial: Ing. Rafael
Sanseviero. Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Petróleo.
Año 2015, 288 pag.**

Palabras Claves: Petrofísica, Modelo Petrofísico, Modelo Roca/Fluido, Modelo de arcillosidad, Modelo de Porosidad.

Resumen.

Generar un modelo petrofísico es de vital importancia si a caracterización de yacimientos se refiere y el objetivo de poder integrarlo a la información de núcleo mediante un modelo roca/fluido se traduce en una mejor calibración y validación de los resultados. Mediante el análisis de registros se obtuvieron diferentes propiedades para una zona de interés, como lo son el contenido de arcillas, la porosidad efectiva y total, la saturación de agua y la permeabilidad. También se definió el comportamiento de la roca y la interacción de sus fluidos mediante un modelado de petrofacies, presión capilar, compresibilidad, junto al análisis de las curvas de permeabilidad relativa, todo esto mediante las pruebas realizadas a las muestras de núcleos, con el fin de poder establecer los parámetros necesarios para la ejecución de un modelo de simulación en cuestión. El aporte de la determinación de cada una de las propiedades se traduce en definir intervalos de facies para una rápida y óptima toma de decisiones en cuanto a los posteriores trabajos de optimización referidos a un esquema de explotación ya que reflejan de manera directa el intervalo de mayor flujo, por otra parte la variación de la forma del capilar depende directamente de la variación de la propiedad de permeabilidad de la roca, y basado en la evaluación roca/fluido las ecuaciones definitivas de compresibilidad, altura de capilar y pruebas de permeabilidad relativa serán utilizadas posteriormente para el modelo de simulación.

INDICE

LISTA DE TABLAS	xiv
LISTA DE FIGURAS	xvi
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I.....	2
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	2
Objetivo general	2
Objetivos específicos.....	2
CAPÍTULO II	4
MARCO TEÓRICO.....	4
SECCIÓN I: MODELO ROCA/FLUIDO	4
1. PROPIEDADES.....	4
1.1. Porosidad de la roca.....	4
1.1.1. La porosidad absoluta.....	4
1.1.2. La porosidad efectiva	5
1.2. Permeabilidad de la roca.....	5
1.2.1 Efecto Klinkenberg.....	6
1.3. Saturación de la roca.....	6
2. MODELO DE PETROFACIES.....	7
2.1. Método de Inyección de mercurio	8
Efecto de Llenado o Cierre (“Closure”)	10
2.2. Ventajas y Desventajas del método	10
2.2.1. Ventajas del método	10

2.2.2.	Desventajas del método.....	10
3.	MODELO DE PRESIÓN CAPILAR	11
3.1.	Presión capilar.....	11
3.2.	Tensión Interfacial	14
3.3.	Ángulo de contacto	15
3.4.	Método de Presión capilar por centrífuga.....	16
3.5.	Ventajas y Desventajas del método	20
3.5.1.	Ventajas del método	20
3.5.2.	Desventajas del método.....	20
4.	MODELO DE COMPRESIBILIDAD	21
4.1.	Relación deformación-esfuerzo estático	21
4.2.	Análisis de Esfuerzos.....	22
4.3.	Deformación de la roca.....	22
4.4.	Definición de compresibilidad de la roca	23
5.	CURVAS CARACTERISTICAS DE LAS PRUEBAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA	26
5.1.	Permeabilidad absoluta	27
5.2.	Permeabilidad efectiva.....	27
5.3.	Permeabilidad relativa	27
5.4.	Curvas de permeabilidad relativa	27
5.5.	Características de las curvas de permeabilidad relativa.....	28
	SECCIÓN II: PROPIEDADES PETROFÍSICAS A PARTIR DE LOS REGISTROS ELÉCTRICOS	30
6.	REGISTROS ELÉCTRICOS.....	30
6.1	Potencial Espontaneo (SP).....	30

6.2.	Rayos Gamma (GR).....	31
6.3.	Resistividad.....	33
6.3.1.	Inducción	33
6.3.2.	Mediciones de resistividad del perfil Dual Lateral.....	34
6.3.3.	Anomalías del perfil Lateral:.....	36
6.4.	Densidad	37
6.5.	Neutrón	40
6.6.	Sónico	42
7.	MODELO DE ARCILLOSIDAD.....	45
7.1.	Lineal a partir del GR	46
7.2.	Clavier (1971) a partir del GR	46
7.3.	A partir del SP.....	46
7.4.	A partir del Densidad-Neutrón	46
7.5.	A partir del Resistividad	46
8.	MODELO DE POROSIDAD	47
8.1.	A partir de la densidad	47
8.2.	A partir del Neutrón.....	48
8.3.	A partir del Densidad Neutrón.....	49
8.4.	A partir del Resonancia Magnética Nuclear (RMN)	49
9.	MODELO DE SATURACIÓN.....	54
9.1.	La ecuación de Archie	56
9.2.	La ecuación Indonesia	57
9.3.	La ecuación de Simandoux	58
9.4.	La ecuación de Simandoux Modificado	58

9.5.	El modelo laminado de arcilla	58
9.6.	La ecuación de Waxman-Smits	58
9.7.	El método doble agua	58
10.	MODELO DE PERMEABILIDAD	58
CAPÍTULO III		60
MARCO METODOLÓGICO		60
1.	MODELO DE PETROFACIES (INYECCIÓN DE MERCURIO)	60
1.1.	Inventario de muestras	60
1.2.	Transformación del sistema mercurio-aire al sistema de fluidos presente en el yacimiento	61
1.3.	Análisis convencional	61
1.4.	Análisis incremental	61
1.5.	Método de Ápice	63
1.6.	Método R vs R	63
1.7.	Método K vs K	65
1.8.	Método uno por uno (<i>one by one</i>)	65
1.9.	Gráficos de relación de parámetros vs propiedades:	65
2.	MODELO DE PRESIÓN CAPILAR	66
2.1.	Inventario de muestras	66
2.2.	Transformación del sistema mercurio-aire al sistema de fluidos presente en el yacimiento	66
2.3.	Normalización o correcciones del método de presión capilar por centrífuga	66
2.4.	Gráfico convencional	67
2.5.	Gráfico incremental	68

2.6.	Validación del método	68
2.7.	Gráfico de relación de parámetros vs propiedades	69
3.	MODELO DE COMPRESIBILIDAD	69
3.1.	Inventario de muestras	69
3.2.	Análisis de las presiones de poros	70
3.3.	Estimación del esfuerzo efectivo vertical	70
3.4.	Gráfico de variación de volumen poroso versus esfuerzos efectivos	70
3.5.	Cálculo de la compresibilidad.....	71
3.6.	Relación de la compresibilidad con el tipo de roca	71
4.	MODELO DE PERMEABILIDAD RELATIVA.....	71
4.1.	Inventario de muestras	71
4.2.	Validación.....	72
5.	MODELO DE ARCILLOSIDAD.....	77
6.	MODELO DE POROSIDAD	78
7.	MODELO DE SATURACIÓN.....	81
8.	MODELO DE PERMEABILIDAD.....	81
CAPÍTULO IV		82
ANÁLISIS DE RESULTADOS		82
Sección I: Modelo roca/fluido		82
1.	MODELO DE PETROFACIES (INYECCIÓN DE MERCURIO).....	82
1.1.	Transformación del sistema mercurio-aire al sistema de fluidos presente en el yacimiento	82
1.2.	Análisis convencional	82
1.3.	Análisis incremental	83

1.4.	Análisis del método ápice	88
1.5.	Análisis del método R vs R	89
1.6.	Análisis del método K vs K	90
1.7.	Método one vs one	91
1.8.	Gráfico de relación de parámetros vs propiedades:	91
2.	MODELO DE PRESIÓN CAPILAR	94
2.1.	Transformación del sistema mercurio-aire al sistema de fluidos presente en el yacimiento	94
2.2.	Análisis convencional	94
2.3.	Gráfico incremental	96
2.4.	Validación del método mediante la aplicación de <i>Thomeer, Brooks & Leverett</i>	97
3.	MODELO DE COMPRESIBILIDAD	107
3.1.	Análisis de las presiones de poros	107
3.2.	Estimación del esfuerzo efectivo Vertical	108
3.3.	Gráfico de variación.....	109
3.4.	Cálculo de la compresibilidad.....	111
3.5.	Relación de gráficos cruzados	112
4.	MODELO DE PERMEABILIDAD RELATIVA.....	120
5.	MODELO DE ARCILLOSIDAD.....	125
6.	MODELO DE POROSIDAD	129
7.	MODELO DE SATURACIÓN.....	139
8.	MODELO DE PERMEABILIDAD.....	148
	CONCLUSIONES	153
	RECOMENDACIONES	155

BIGLIOGRAFÍA	156
APÉNDICE	160

LISTA DE TABLAS

Tabla II. 1: Tabla de tensiones interfaciales, superficiales y ángulos de contactos para diferentes sistemas.	16
Tabla II. 2: Reglas de Craig para permeabilidades relativas.....	29
Tabla II. 3: Valores de la densidad de la matriz para diferentes litologías.	48
Tabla II. 4: Valores del factor de tortuosidad (a) en función de la formación.....	55
Tabla II. 5: Valores típicos de la ecuación de Archie.	57
Tabla II. 6: Correlaciones para estimar la permeabilidad.	58
Tabla III. 1: Inventario de las pruebas de inyección de mercurio.	60
Tabla III. 2: Conversiones de sistemas Mercurio-Aire y Gas-Agua.....	61
Tabla III. 3: Inventario de las pruebas de presión capilar por centrífuga.	66
Tabla III. 4: Ecuaciones de saturación bajo los criterios de Leverett, Thomeer y Brooks.	68
Tabla III. 5: Inventario de las pruebas de compresibilidad.....	69
Tabla III. 6: Inventario de las pruebas de permeabilidad relativa.....	71
Tabla IV. 1: Muestra de las primeras 8 filas de datos pertenecientes a la prueba de inyección de mercurio de la muestra 2.....	82
Tabla IV. 2: Muestra de las primeras 8 filas de datos pertenecientes a la prueba de inyección de mercurio de la muestra 2.....	84
Tabla IV. 3: Muestra de las primeras 8 filas de datos pertenecientes a la prueba de inyección de mercurio de la muestra 2.....	85
Tabla IV. 4: Patrón de partición de sistemas A.1.....	87
Tabla IV. 5: Patrón de partición de sistemas A.2.....	87
Tabla IV. 6: Pruebas de presión capilar por centrífuga muestra 1.	94
Tabla IV. 7: Saturación de agua incremental de la muestra 1.....	95
Tabla IV. 8: Volumen de agua incremental de la muestra 1.....	96
Tabla IV. 9: Volumen de agua incremental normalizado de la muestra 1.....	96

Tabla IV. 10: Resultado del proceso iterativo de las funciones matemáticas, aplicado en la muestra 1.	98
Tabla IV. 11: Resultado de la aplicación de la ecuación de Thomeer a la muestra 1.	98
Tabla IV. 12: Resultado de la aplicación de la ecuación de Brooks a la muestra 1....	99
Tabla IV. 13: Resultado de la aplicación de la ecuación de Leverett a la muestra 1..	99
Tabla IV. 14: Valores de Porosidad, Permeabilidad y Relación K/PHI, para cada facies.	104
Tabla IV. 15: Resultado de las lecturas para cada muestra de los esfuerzos total vertical, presiones iniciales y finales, esfuerzos efectivos verticales.....	110
Tabla IV. 16: Resultados de compresibilidad (C _{phie} , C _{pe} , C _{bp}).	111
Tabla IV. 17: Propiedades petrofísicas utilizadas para la relación.	113
Tabla IV. 18: Resultados de las diferentes compresibilidades medidas en muestras. Las filas en rojo denotan valores anómalos representados fuera de la tendencia (Ver gráficos). Pozo X-2.	114
Tabla IV. 19: Tabla de nemonicos 1.	127
Tabla IV. 20: Tabla de nemonicos 2.	131
Tabla IV. 21: Tabla de nemonicos 3.	141
Tabla IV. 22: Tabla de nemonicos 4.	149

LISTA DE FIGURAS

Figura.II. 1: Mediciones de Permeabilidades.....	5
Figura.II. 2: Curvas de presión capilar de mercurio-gas que muestran la curva inicial de la inyección con su presión de umbral y el ciclo de histéresis. Se observa que se requieren presiones muy altas para la inyección de Mercurio.	9
Figura.II. 3: Método de Inyección de Mercurio.....	10
Figura.II. 4. Diferentes condiciones humectantes que pueden existir para el agua y el aceite en contacto en un capilar, usando el método de ángulo de contacto.	12
Figura.II. 5: Entrampamiento de agua entre dos granos redondos de areniscas en un reservorio de roca mojada por agua.	13
Figura.II. 6: Curva de presión capilar, mostrando el proceso de drenaje e imbibición.	13
Figura.II. 7: Representación gráfica de una gota de petróleo adherida a una superficie sólida con las respectivas fuerzas presentes y el ángulo de contacto entre ambas superficies.	15
Figura.II. 8: Ejemplos de humectabilidad preferencial.....	15
Figura.II. 9: Posiciones y soporte de núcleo en una centrífuga para la medición del desplazamiento del aceite.....	16
Figura.II. 10: Posición del núcleo para realizar las mediciones de las curvas de presión.	17
Figura.II. 11: Curvas de presión capilar a partir de los obtenidos por centrífuga.....	19
Figura.II. 12: Determinación de la presión capilar por centrífuga que muestra la variación de la presión y saturación de agua como una función de la longitud del núcleo.	20
Figura.II. 13: Método para la determinación de presión capilar por centrífuga.	21
Figura.II. 14: Demostración de la aplicación de esfuerzos en las tres dimensiones de un cubo elemental.	21
Figura.II. 15: Representación de tensión, compresión y ambos.	22

Figura.II. 16: Representación de las permeabilidades relativas de agua y de petróleo de donde se pueden determinar parámetros como Swc y Sor, además de identificar la fase mojan- te de la roca.	28
Figura.II. 17: Representación del desarrollo del potencial espontaneo en las condiciones de Hoyo-Formación.	31
Figura.II. 18. Curva de Rayos Gamma según el tipo de litología (API).	32
Figura.II: 19: Sistema de inducción básico.	33
Figura.II. 20: corriente del transmisor, bucle de tierra, campos magnéticos actuales y asociados receptores se comportan como un doble transformador.	34
Figura.II. 21: Mediciones del perfil lateral someras y profundas.	35
Figura.II. 22: Perfil lateral somero y profundo.	36
Figura.II. 23: Efecto Compton 1.	39
Figura.II. 24: Efecto Compton 2.	39
Figura.II. 25: Esquema de la herramienta de densidad.	40
Figura.II. 26: Curvas de densidad-neutron bajo la presencia del efecto de gas.	41
Figura.II. 27: Esquema de la herramienta del neutrón.	42
Figura.II. 28: Comportamiento de las ondas compresional, Shear y Stoneley referidas a los ocho arreglos de onda en función de sus tiempos de llegada.	44
Figura.II. 29: Comportamiento de las ondas compresional, shear y stoneley, referiadas a un tiempo de transmisión, presentadas en forma de energía para verificar la coherencia de la selección de cada onda.	44
Figura.II. 30: Alineación de los núcleos de hidrógeno en ausencia de un campo magnético.	51
Figura.II. 31: Señales de tiempo de relajación transversal por poro.	52
Figura.II. 32: Identificación del tipo de agua presente en la roca.	53
 Figura.III. 1: Curvas de permeabilidad relativa para un sistema Agua-Petróleo.	 74
Figura.III. 2: Ejemplo de curvas no confiables.	75
Figura.III. 3: Curvas de permeabilidad relativa en escala logarítmica.	76

Figura.III. 4: Visualización de una sección de los registros provenientes de un archivo LAS del pozo X-1.	79
Figura.III. 5: Crossplot de RHOB versus NPHI.	80
Figura.IV. 1: Convencional de la muestra 2.	83
Figura.IV. 2: Incremental de la muestra 2.....	84
Figura.IV. 3: Incremental con la corrección del efecto de llenado de la muestra 2....	86
Figura.IV. 4: Incremental de la muestra 2, con la identificación de tres sistemas.....	87
Figura.IV. 5: Método de Ápice de la muestra 2, donde la línea roja indica el valor de saturación característica.	89
Figura.IV. 6: Método R vs R de la muestra 2, donde se anexa la tendencia lineal $y=x$	90
Figura.IV. 7: Histograma del método K vs K de la muestra 2.....	91
Figura.IV. 8: Método Uno vs Uno referente al R (10) de todas las muestras evaluadas.	93
Figura.IV. 9: Método Uno vs Uno referente al R (25) de todas las muestras evaluadas, el cual es el R para el cual se obtuvo el mejor ajuste.	93
Figura.IV. 10: Convencional perteneciente a la muestra 1.	95
Figura.IV. 11: Incremental de la muestra 1.....	97
Figura.IV. 12: Gráfico de relación de métodos de la muestra 1 (Buena Calidad).	98
Figura.IV. 13: Parámetros de la relación teórica de Thomeer (G y Presión de entrada) versus Propiedades petrofísicas de la roca (Porosidad, Permeabilidad y Kphi).	100
Figura.IV. 14: Parámetros de la relación teórica de Leverett (A, B y C) vs Propiedades petrofísicas de la roca (Porosidad, Permeabilidad).	101
Figura.IV. 15: Parámetros de la relación teórica de Leverett (A, B y C) vs Propiedades petrofísicas de la roca (Kphi).	102
Figura.IV. 16: Parámetros de la relación teórica de Brooks (Presión de Entrada y Curvatura N) vs Propiedades petrofísicas de la roca (Porosidad, Permeabilidad y Kphi).	103
Figura.IV. 17: Distribución de la porosidad y de la permeabilidad por Facies.	105

Figura.IV. 18: Comportamiento promedio de las 5 facies en base a la presión capilar.	106
Figura.IV. 19: Altura de capilar en base a los promedios de las facies referidas a la formación de interés.	106
Figura.IV. 20: Presiones a las profundidades de referencia.	108
Figura.IV. 21: Gráfico de las presiones llevadas al Datum de referencia.	108
Figura.IV. 22: Gráfico de porosidad versus la presión de sobrecarga efectiva, donde se identifica los estados iniciales y finales de la histórica de producción	110
Figura.IV. 23: Compresibilidad (Cpe; Variación del Volumen poroso con respecto al esfuerzo efectivo) versus las propiedades petrofísicas de la roca.	116
Figura.IV. 24: Compresibilidad (Cphi, e; Variación de la porosidad con respecto a los esfuerzos efectivos) versus las propiedades petrofísicas de la roca.	117
Figura.IV. 25: Compresibilidad (Cbp; Variación del volumen de roca con respecto a las presiones de poros) versus las propiedades petrofísicas de la roca.	118
Figura.IV. 26: Gráficos de correlación entre los diferentes tipos de Compresibilidades. Necesarios para transferencias entre sistemas.....	119
Figura.IV. 27: Estimación de los parámetros de aproximación de la ecuación de permeabilidad relativa (Corey Brooks). Caso Tipo	121
Figura.IV. 28: Histograma de Frecuencia.	126
Figura.IV. 29: Histograma de Frecuencia, con la identificación del Gamma Ray Matriz (Punto izquierdo) y del Gamma Ray Shale (Punto Derecho).	126
Figura.IV. 30: Tabla de parámetros para la generación de la curva del volumen de arcilla (Vsh).....	127
Figura.IV. 31: Visualización de las curvas de derecha a izquierda, primera columna GR GRnor Caliper BS (Tamaño de mecha, Bit Size), segunda columna profundidad en pies, tercera columna Resistividad somera (Rshallow), Resistividad profundidad (Rdeep), cuarta columna Densidad Neutrón, Neutrón Corregido (NeutrónCor) y en la quinta columna se puede apreciar la curva de volumen de arcilla (Vsh) generada a partir de la ecuación de GR Lineal.	128

Figura.IV. 32: Identificación mediante un polígono irregular del área de carbones sobre el Crossplot RHOB-NPHI del pozo X-1.....	130
Figura.IV. 33: Identificación de los carbones sobre los tracks.	132
Figura.IV. 34: Tabla de parámetros necesarios para la generación de las curvas de porosidad efectiva y total.	133
Figura.IV. 35: Visualización de la generación de las curvas de porosidad total y efectiva en la primera y segunda columna de derecha a izquierda.	134
Figura.IV. 36: Crossplot del PHI Total estimada vs Vsh estimado (Volumen de arcilla).	135
Figura.IV. 37: Crossplot de la porosidad de núcleo versus PHI total estimada, donde las zonas encerradas muestran los puntos fuera de la tendencia aceptable.....	136
Figura.IV. 38: Calibración de los datos de porosidad de núcleo (puntos rojos en la primera columna de derecha a izquierda) en función de la curva de porosidad efectiva generada.	137
Figura.IV. 39: Crossplot de la porosidad de núcleo versus porosidad efectiva estimada, donde los puntos encerrados identifican zonas que se alejan de la calibración.	138
Figura.IV. 40: Pickett Plot de la porosidad total versus la resistividad total, junto a la tabla de valores donde se indican los valores de n, m y a.	140
Figura.IV. 41: Tabla de parámetros necesarios para la generación de la curva de saturación de Simandoux Modificado.....	142
Figura.IV. 42: Generación de la curva de HRT mostrada en la primera columna de derecha a izquierda en color azul.	143
Figura.IV. 43: Crossplot de HRT versus el neutrón, donde se entra con el valor de la porosidad de arcilla seca y se intersecta con la tendencia, generando un valor de HRT de arcilla seca.	144
Figura.IV. 44: Generación de las curvas de saturación en las primeras tres columnas de derecha izquierda saturación por método de Indonesia, Simandoux Modificado y Simandoux.	145

Figura.IV. 45: Generación de la curva de saturación a partir de la ecuación obtenida del modelado de presión capilar, mostrada en la primera columna de derecha a izquierda.....	146
Figura.IV. 46: Crossplot de Saturación por Indonesia versus la Saturación por Capilar, donde la nube de puntos encerrada identifica una gran desviación de la tendencia.	147
Figura.IV. 47: Crossplot de Saturación por Simandoux versus la Saturación por Capilar, donde las nubes de puntos encerradas identifican los valores que no calibran.	147
Figura.IV. 48: Crossplot de Saturación por Simandoux Modificado versus la Saturación por Capilar, donde las zonas encerradas muestran los puntos que no pertenecen a la tendencia.	148
Figura.IV. 49: Generación de la curva de permeabilidad mostrada en la primera columna de derecha a izquierda.	150
Figura.IV. 50: Calibración de los datos de permeabilidad de núcleo (puntos azules en la primera columna de derecha a izquierda) en función de la curva de permeabilidad Coates-Denoo generada.	151
Figura.IV. 51: Crossplot de Permeabilidad Coates-Denoo versus la Permeabilidad de núcleo, donde se observa en las zonas señas aquellos puntos que no pertenecen a la tendencia.	152

INTRODUCCIÓN

Durante la caracterización de una formación de secuencia estratigráfica correspondiente a rocas clásticas se debe reconocer y evaluar diferentes variables que puedan estar presentes dentro de esta área, al momento de la evaluación o descripción de la formación donde se desee llevar a cabo una simulación es importante definir variables como el volumen de arcilla o contenido de arcilla presente en los clásticos, la porosidad, la saturación de agua y la permeabilidad en la misma. Por otra parte definir claramente el comportamiento de la roca y de los fluidos que contiene, mediante un modelado de petrofacies, de altura de capilar, de compresibilidad y curvas de permeabilidad relativa.

Es importante la generación de buenos modelos debido a que son parte fundamental y necesaria dentro de un modelo estático, tomando en cuenta que posteriormente pasará a su integración con el modelo dinámico. Mediante un análisis petrofísico se puede definir a ciencia cierta las particularidades de un yacimiento de interés o de varios si de formación se habla, las diferentes propiedades se pueden definir directamente de los análisis de núcleos o muestras de pared analizadas en un laboratorio, aunado a esto las mediciones indirectas que se obtienen de los perfiles disponibles.

Este proyecto de tesis abarcará el desarrollo del modelo petrofísico para la caracterización de yacimientos mediante la integración del modelo roca/fluido y la caracterización de las propiedades petrofísicas, donde se aplicarán los diferentes modelos matemáticos, algoritmos, ecuaciones u otros procedimientos aritméticos necesarios, sobre la base de registros de pozos e información obtenida durante el desarrollo, su calibración regida por datos de núcleos, múltiples pruebas y demás de datos conjuntos disponibles de la zona de interés, con el fin de obtener datos validados y calibrados para la generación de óptimos resultados.

CAPÍTULO I

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La caracterización de yacimientos permite realizar una óptima explotación y producción de diferentes zonas, es pilar fundamental la realización de un robusto modelo petrofísico cuyo fin primordial es evaluar la potencialidad de diferentes yacimientos que sean de interés. Para ello es necesario la integración del modelo roca / fluido basado en datos de núcleos con caracterización petrofísica de registros.

Objetivo general

Generar un modelo petrofísico integrando el modelo roca/fluido con la caracterización petrofísica de registros.

Objetivos específicos

Caracterizar las propiedades petrofísicas basadas en los análisis de registros.

- Determinar el volumen de arcilla en una formación.
- Determinar la porosidad efectiva y total de la roca en una formación.
- Determinar la saturación de agua mediante el análisis de registros eléctricos.
- Estimar la permeabilidad intrínseca de la roca.

Realizar el modelo roca/fluido basado en dato de núcleos.

- Analizar muestras de inyección de mercurio para determinar un modelo de facies y tipo de roca.
- Analizar pruebas de capilares por centrífuga para determinar un modelo de saturación de la altura del capilar.
- Determinar un modelo de compresibilidad de la roca por medio del análisis de las pruebas de deformación uniaxial.
- Obtener curvas características de las pruebas de permeabilidad relativa – Normalización basada en la metodología Corey Brooks.

Alcance

Mediante la evaluación de diferentes escenarios se obtendrá la data de la zona a estudiar, de allí que la misma debe contar con los insumos, pruebas y curvas necesarias para la mejor caracterización que se desee aplicar. Con el objetivo de estimar propiedades petrofísicas del campo a estudiar.

Justificación

Es necesario el desarrollo del modelo petrofísico, ya que cumple a cabalidad funciones muy importantes al momento de la caracterización, el mismo es un insumo necesario para el modelo de simulación y por otra parte se desarrollará la caracterización estática del subsuelo.

Limitaciones

Tanto la calidad como la cantidad de datos que se puede obtener, al mismo tiempo la disponibilidad que se presente de los mismos, es decir, de las pruebas y trabajos realizados en el zona en la que se desee aplicar la generación. Por ende el número de evaluaciones presentes influirá directamente en el desarrollo del modelo.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

SECCIÓN I: MODELO ROCA/FLUIDO

1. PROPIEDADES

1.1. Porosidad de la roca: Es una medida de la capacidad de almacenamiento (volumen de poro) que es capaz de contener líquidos. Cuantitativamente, la porosidad es la relación entre el volumen de poro y el volumen total (volumen bruto). Esta importante propiedad de la roca se determina matemáticamente por la siguiente relación:

$$\Phi = \frac{V_p}{V_b} * 100\% \quad \text{Ec. (1)}$$

Donde:

Φ es la porosidad.

V_p es el volumen de poro.

V_b es el volumen bruto.

Durante la depositación de los sedimentos y formación de las rocas en las épocas geológicas pasadas, algunos espacios vacíos que se desarrollaron se convirtieron aislados de los otros espacios perdidos por cementación excesiva. Por lo tanto, muchos de los espacios vacíos están interconectados, mientras que algunos de los espacios porosos están completamente aislados^[1]. Esto conduce a dos tipos distintos de porosidad, como lo son:

1.1.1. La porosidad absoluta: Se define como la proporción entre el espacio total de poros en la roca a la del volumen de la masa. Una roca puede tener una porosidad absoluta considerable y sin embargo no permite conductividad al fluido por falta de poros interconectados^[1]. La porosidad absoluta

generalmente se expresa matemáticamente mediante las siguientes relaciones:

$$\phi_a = \frac{\text{Volumen de poro total}}{\text{Volumen bruto}} \quad \text{Ec. (2)}$$

$$\phi_a = \frac{\text{Volumen bruto} - \text{Volumen de granos}}{\text{Volumen bruto}} \quad \text{Ec. (3)}$$

1.1.2. La porosidad efectiva: La porosidad efectiva es el porcentaje de espacio de poros interconectados con respecto al volumen aparente, expresado como:

$$\phi = \frac{\text{Volumen de poros interconectados}}{\text{Volumen bruto}} \quad \text{Ec. (4)}$$

La porosidad efectiva es el valor que se utiliza en todos los cálculos en la ingeniería de yacimientos, ya que representa el espacio de poros interconectados que contiene los fluidos de hidrocarburos recuperables ^[1].

1.2. Permeabilidad de la roca: Es la facultad que posee la roca de permitir el flujo de fluidos a través de los espacios porosos interconectados.

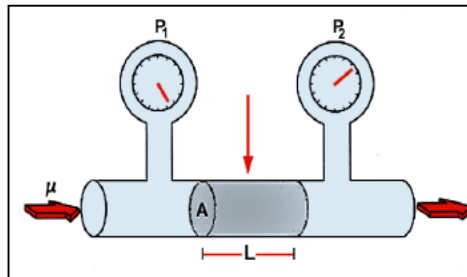


Figura.II. 1: Mediciones de Permeabilidades (Alkhatha'ami, 2005).

Un fluido de viscosidad conocida es bombeado a través de una muestra de roca de la conocida sección transversal área y longitud, como se aprecia en la Figura II.1. La caída de presión a través de la muestra se mide a través de la presión en medidores. La unidad de la permeabilidad es el Darcy. Una roca que tiene una permeabilidad de Darcy uno permite un fluido de un centipoises (CP) de viscosidad para fluir a una velocidad de un centímetro por segundo para una

caída de presión de una atmósfera por centímetro ^[6]. La fórmula para la Ley de Darcy tal como fue formulada por Muskat y Botset es la ecuación 5.

$$q = \frac{K(P_1 - P_2)A}{\mu L} \quad \text{Ec. (5)}$$

Donde:

q: Tasa de flujo

K: Permeabilidad

(P₁-P₂): Caída de presión a través de la muestra

A: Área de la sección transversal de la muestra

μ: Viscosidad del fluido

L: Longitud de la muestra

Como la mayoría de los yacimientos tienen permeabilidades que son mucho menor de un Darcy, miliDarcy (una milésima de Darcy) se utiliza comúnmente para la medición ^[6].

1.2.1 Efecto Klinkenberg: Klinkenberg (1941) descubrió que las mediciones de permeabilidad realizados con aire como el fluido que fluye mostró resultados diferentes de permeabilidad que las mediciones realizadas con un líquido como el fluido que fluye. La permeabilidad de una muestra de núcleo medida por el flujo de aire es siempre mayor que la permeabilidad obtenida cuando un líquido es el que fluye. Klinkenberg postula, sobre la base de sus experimentos de laboratorio, que los líquidos tenían cero velocidades en la superficie del grano de arena, mientras que los gases exhibieron algunos valores finitos de velocidad en la superficie del grano de arena. En otras palabras, los gases exhibieron deslizamiento en la superficie de los granos de arena. Este deslizamiento ha dado lugar a una tasa de flujo más alta para el gas a una presión diferencial dada ^[1].

1.3.Saturación de la roca: El contenido de fluido de saturación de una roca porosa se puede describir cuantitativamente en una de dos maneras. La saturación se

puede expresar como una proporción fraccional, o el porcentaje de la porosidad que está ocupado por la fase de fluido específico, o la proporción fraccional, o porcentaje del volumen de la masa que está ocupado por la fase fluida ^[2].

Por lo general una de las variables que son de mayor interés dentro de la evaluación de formaciones es la saturación de agua (S_w), ya que es la fase que lleva la corriente eléctrica a partir de las herramientas de registro. Por necesidad $1-S_w$ es la saturación de hidrocarburos del espacio poroso ^[2].

La saturación se encuentra definida mediante la ecuación 6.

$$S_{fluido} = \frac{V_f}{V_p} * 100\% \quad \text{Ec. (6)}$$

Donde:

S_{fluido} : Porcentaje del fluido que satura el espacio poroso

V_f : Volumen del fluido dentro del espacio poroso

V_p : Volumen poroso

Si se considera que el volumen poroso de una roca que contiene hidrocarburos está saturado con petróleo, gas y agua, se obtiene la ecuación 7.

$$S_w + S_o + S_g = 1 \quad \text{Ec. (7)}$$

Donde:

S_w : Saturación de agua

S_o : Saturación de petróleo

S_g : Saturación de gas

2. MODELO DE PETROFACIES

Para la determinación de las diferentes unidades de flujo presentes en el área de estudio se debe realizar el análisis a fondo de las pruebas de inyección de mercurio, con el fin de observar el comportamiento de la roca (diámetro de garganta poral) y evaluar entonces los posibles sistemas que puedan estar presentes en el área.

2.1.Método de Inyección de mercurio: Provee las medidas que resultan de forma rápida y exacta, pero se pierde la muestra por la inyección del mercurio. Principalmente consiste en inyectar el químico a la roca de manera que se vayan incrementando los valores de presión lentamente. El volumen inyectado en cada aumento de la presión se registra y se presenta como una curva de capilar. Las curvas de presión capilar obtenidas para rocas han sido determinadas por la inyección de mercurio el método es sencillo de llevar a cabo y rápido. Los datos pueden ser usados para determinar la distribución del tamaño de poro, para estudiar el comportamiento de las curvas de presión capilar, y para inferir características de la geometría de los poros. Además, O'Meara et al. Mostró que los datos de presión capilar por inyección de mercurio en los sistemas de agua-aceite (normalizada utilizando J-función de Leverett) están en buen acuerdo con las curvas de presión capilar ensayadas con agua obtenidas por otros métodos. Sin embargo, sistemas de roca-agua-aceite presentan grandes variaciones de capacidad de humectación que juegan un papel decisivo en el comportamiento de las curvas de presión capilar. Por lo tanto, cuando los datos de inyección de mercurio se normalizan para representar sistemas de agua-aceite, el estado de humectabilidad debe ser considerado [3].

Para llevar a cabo una prueba, se toma un núcleo se limpia, se seca y se determina el volumen de poro y la permeabilidad. Si los líquidos se utilizan en el núcleo, este se seca una vez más antes de determinar la presión capilar. El núcleo se coloca en la cámara de muestra del equipo de inyección de mercurio (Figura II.3). La cámara de muestra se evacua, y que se inyectan cantidades incrementales de mercurio, mientras que se registra la presión requerida para la inyección de cada incremento. Los volúmenes de poro incrementales de mercurio inyectado se representan gráficamente como una función de la presión de inyección para obtener la curva de presión capilar de inyección (Curva 1 - Figura II.2). Cuando el volumen de mercurio inyectado alcanza un límite con respecto al aumento (Simax) de presión, una curva de presión capilar de retirada de mercurio se puede conseguir por la disminución de la presión en incrementos

y registrando el volumen de mercurio retirado (Curva 2 – Figura II.2). Un límite donde el mercurio deja de ser retirado cuando la presión se aproxima a cero (S_{wmin}). Se obtiene una tercera curva de presión capilar si el mercurio se vuelve a inyectar mediante el aumento de la presión gradualmente de cero a la presión máxima en S_{imax} (Curva 3 – Figura II.2). El bucle cerrado de la retirada y re-inyección de curvas (2 y 3, Figura II.2) es el ciclo de histéresis de la presión capilar característica. El mercurio es un fluido no humectante, por lo tanto, el bucle de histéresis exhibe una presión positiva para todas las saturaciones-es decir, el bucle de histéresis está por encima de la línea de presión cero ^[3].

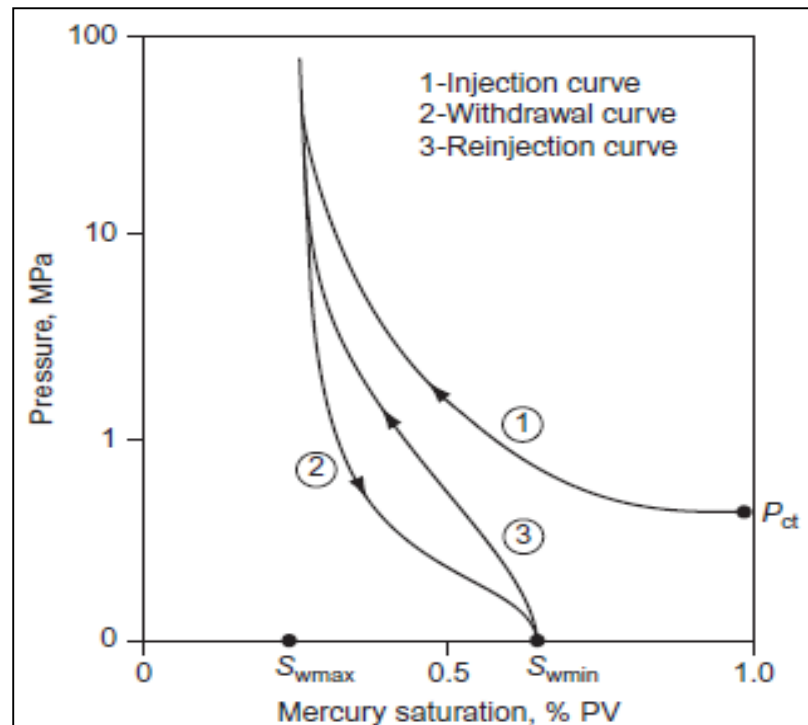


Figura.II. 2: Curvas de presión capilar de mercurio-gas que muestran la curva inicial de la inyección con su presión de umbral y el ciclo de histéresis. Se observa que se requieren presiones muy altas para la inyección de Mercurio (Donaldson, 2004).

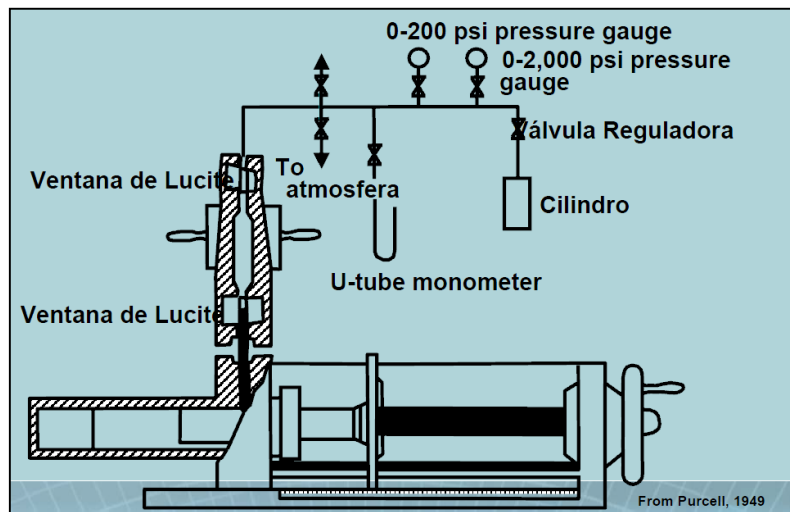


Figura.II. 3: Método de Inyección de Mercurio (Purcell, 1949).

Efecto de Llenado o Cierre (“Closure”): Es cualquier forma en el extremo de la curva con presión baja en el capilar que aparece al desviarse de la forma esperada de la curva de volumen respecto a la presión y es llamado a menudo "Closure".

Efectos aparentes de cierre pueden ser causados por las propiedades de la red poral. Por ejemplo, en una muestra a la cual se le inyecta mercurio entrará por las cavidades expuestas en la superficie a una presión inferior a la requerida para entrar en las gargantas de los poros de la roca matriz ^[8].

2.2.Ventajas y Desventajas del método:

2.2.1. Ventajas del método

- Resultados obtenidos rápidamente (minutos, horas).
- El método es razonablemente exacto.
- Permite trabajar con un rango de altas presiones.

2.2.2. Desventajas del método

- Pérdida de la muestra por contaminación ya que no se puede remover de forma segura todo el mercurio de la misma.
- El vapor de mercurio es tóxico, por lo que se debe seguir estrictas normas de seguridad al momento de manipular el mismo.

- Manejo del material químico peligroso como el mercurio prohibido su uso en los laboratorios desde 1995.
- Conversión requerida entre los datos de presión capilar, al momento de la transformación del sistema mercurio-aire a sistemas de fluidos del yacimiento.

3. MODELO DE PRESIÓN CAPILAR

3.1. Presión capilar: Es la diferencia de presión entre dos líquidos inmiscibles a través de una interfaz de curvado en el equilibrio. La curvatura de la interfaz es la consecuencia de la humectación preferencial de las paredes capilares por una de las fases. La Figura II.4 ilustra las condiciones de diversos agentes humectantes. Donde, dos fluidos inmiscibles se muestran en contacto con un capilar. El agua moja las paredes de los capilares (ver Figura II.5), pero el petróleo es no humectante está descansando sobre una fina capa de fluido humectante. La presión dentro del fluido no humectante es mayor que la presión en el fluido humectante y, en consecuencia, la interfaz entre los fluidos es convexa curvada con respecto al fluido no humectante. ^[3]

El hecho de que el agua y el petróleo sean inmiscibles es muy importante. Cuando tales fluidos están en contactos una interfase bien definida existe. Las moléculas cerca de la interfase están desigualmente atraídas por las moléculas vecinas y esto da un incremento en el nivel de energía libre en la superficie por unidad de área o tensión interfacial. Si la interfase es curva la presión en el lado cóncavo excede el convexo y esta diferencia es conocida como presión capilar ^[5]. La expresión general para calcular la presión capilar en cualquier punto de la interfase entre petróleo y agua es (Expresión de Laplace) la ecuación 8.

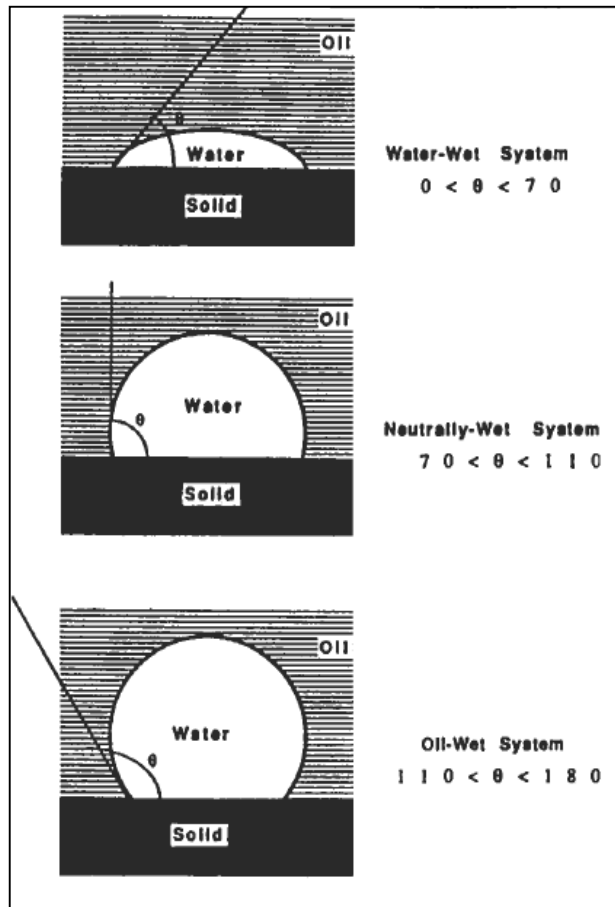


Figura.II. 4. Diferentes condiciones humectantes que pueden existir para el agua y el aceite en contacto en un capilar, usando el método de ángulo de contacto (Donaldson, 2004).

$$P_c = P_o - P_w = \sigma \left(\frac{1}{r_1} + \frac{1}{r_2} \right) \quad \text{Ec. (8)}$$

Donde:

P_c : Presión Capilar (unidades absolutas)

σ : Tensión Interfacial

r_1 y r_2 : Radios de Curvatura en cualquier punto de la interface donde las presiones en el petróleo y en el agua son p_o y p_w respectivamente

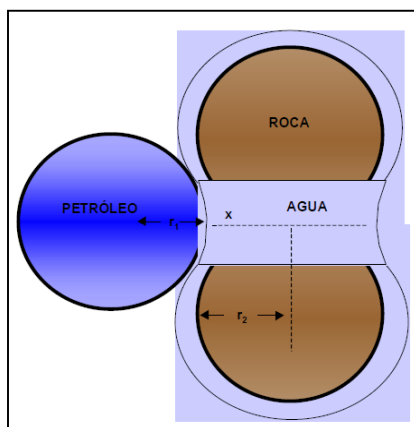


Figura.II. 5: Entrampamiento de agua entre dos granos redondos de areniscas en un reservorio de roca mojada por agua (Manual de Halliburton, S.f.).

Existe una relación inversa entre la presión capilar y la saturación de agua, dicha relación es llamada “curva de presión capilar” mostrada en la Figura II.6, la cual es medida rutinariamente en laboratorio. Para tal experimento típicamente se emplea aire vs salmuera o aire vs mercurio y la curva resultante se convierte al sistema agua-petróleo del yacimiento.

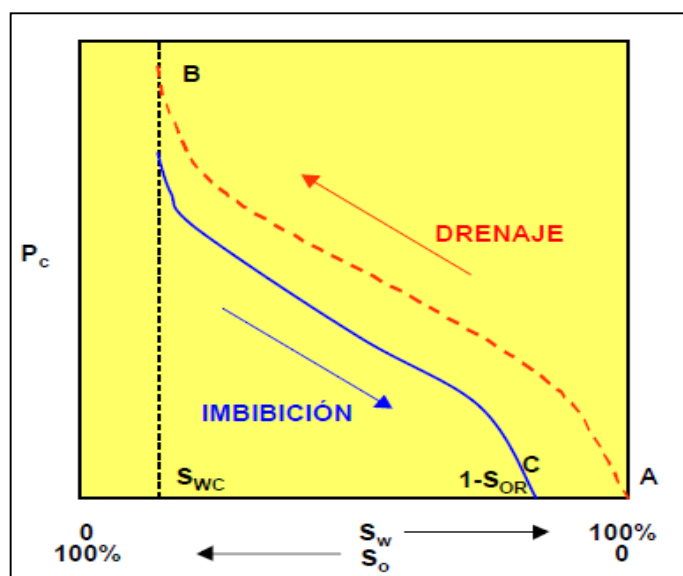


Figura.II. 6: Curva de presión capilar, mostrando el proceso de drenaje e imbibición (Manual de Halliburton, S.f.).

Considerando en detalle la geometría en la interfase del tubo capilar, si la curvatura es aproximadamente esférica con radio R , entonces aplicando la

ecuación de Laplace $r_1=r_2= R$ en todos los puntos de la interfase. También si r es el radio del tubo capilar, entonces $r=R\cos\theta$ y se obtiene la ecuación 9.

$$P_c = \frac{2\sigma\cos(\theta)}{r} \quad \text{Ec. (9)}$$

Dicha ecuación es frecuentemente usada para dibujar una comparación entre el experimento de laboratorio explicado anteriormente y el levantamiento capilar en el yacimiento, pudiéndose definir los siguientes puntos:

- **Saturación de Agua Irreducible:** Es la saturación de agua que no puede ser producida sin importar cuanto más se aumente la presión capilar.
- **100% Nivel de Agua:** Es el punto en que la mínima presión requerida de la fase mojante desplace la fase no mojante y comience a penetrar los poros mayores.
- **Nivel de Agua Libre:** Nivel hipotético donde la presión capilar es igual a cero. En este punto no existe interfase entre los líquidos en la roca.
- **Zona de Transición:** Intervalo en el yacimiento entre el 100% Nivel de Agua y el punto más profundo de la zona más pendiente de la curva de presión capilar.
- **Contacto Agua Petróleo:** Esto ocurre en el tope de la zona de transición donde la condición de la fase mojante cambia de continua a no continua (funicular a pendicular). La fase no mojante se pone en contacto con la superficie sólida.

3.2. Tensión Interfacial: Es la fuerza que se requiere por unidad de longitud para crear una nueva superficie, es normalmente expresada en $\text{dinas/cm}^{[5]}$, mediante la ecuación 10.

$$T_A = \sigma_{wo}\cos(\theta) \quad \text{Ec. (10)}$$

Donde:

T_A : Tensión de Adhesión

σ_{so} : Tensión Interfacial entre el sólido y la fase más liviana

σ_{sw} : Tensión Interfacial entre el sólido y la fase más densa

σ_{wo} : Tensión Interfacial entre los fluidos

θ : Ángulo de contacto agua-sólido-petróleo

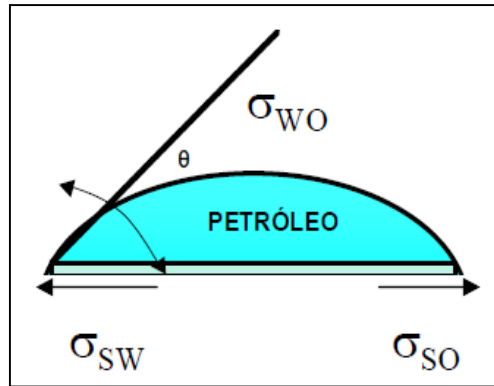


Figura.II. 7: Representación gráfica de una gota de petróleo adherida a una superficie sólida con las respectivas fuerzas presentes y el ángulo de contacto entre ambas superficies (Manual de Halliburton, S. f.).

3.3.Ángulo de contacto: Es el ángulo que existe entre la fase mojante y la pared del capilar, es decir, el ángulo formado entre ambas superficies.

Relación del ángulo de contacto con la tensión de adhesión:

$$T_A > 0 - \theta < 90^\circ$$

$$T_A \cong 0 - \theta \cong 90^\circ$$

$$T_A < 0 - \theta > 90^\circ$$

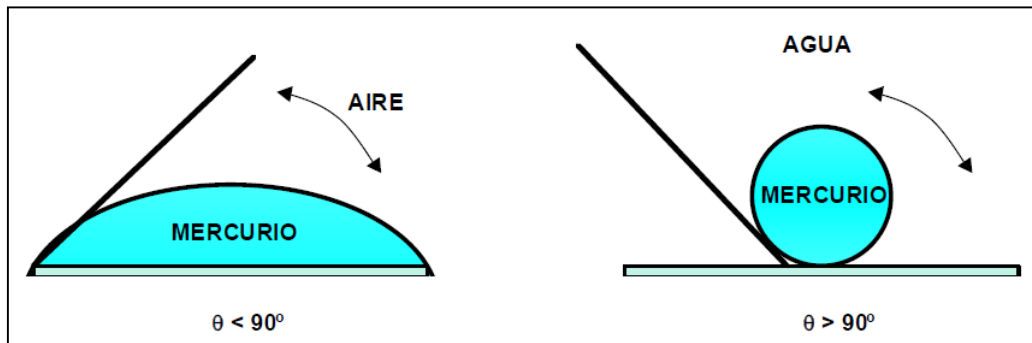


Figura.II. 8: Ejemplos de humectabilidad preferencial (Manual de Halliburton, S. f.).

El mercurio no es humectante, por lo tanto no moja la roca, es por ello que es usado para el tipo de pruebas de inyección, ya que es el mejor caracterizando

los radios de garganta poral del sistema. En la Tabla II.1 se puede apreciar los valores establecidos de ángulo y tensiones, para cada sistema de fluidos.

Tabla II. 1: Tabla de tensiones interfaciales, superficiales y ángulos de contactos para diferentes sistemas.

Medición a condiciones de laboratorio				
Sistema	θ	$\cos(\theta)$	σ [Dinas/cm]	$\sigma \cos(\theta)$
Aire-Agua	0	1	72	72
Petróleo-Agua	30	0,866	48	42
Aire-Mercurio	40	0,766	480	367
Aire-Petróleo	0	1	24	24
Medición a condiciones de yacimiento				
Sistema	θ	$\cos(\theta)$	σ [Dinas/cm]	$\sigma \cos(\theta)$
Agua-Petróleo	30	0,866	30	26
Agua-Gas	0	1	50	50

3.4.Método de Presión capilar por centrifuga: El procedimiento de centrifuga que es de uso general se introdujo por Slobod en 1951. Donde la prueba se basa en la colocación del núcleo en una taza que contiene un tubo de diámetro pequeño calibrado extendido donde los fluidos desplazados del núcleo por la fuerza centrífuga se recogen (Figuras II.9 y II.10). A paso a paso el procedimiento se presentó por Donaldson. ^[3]

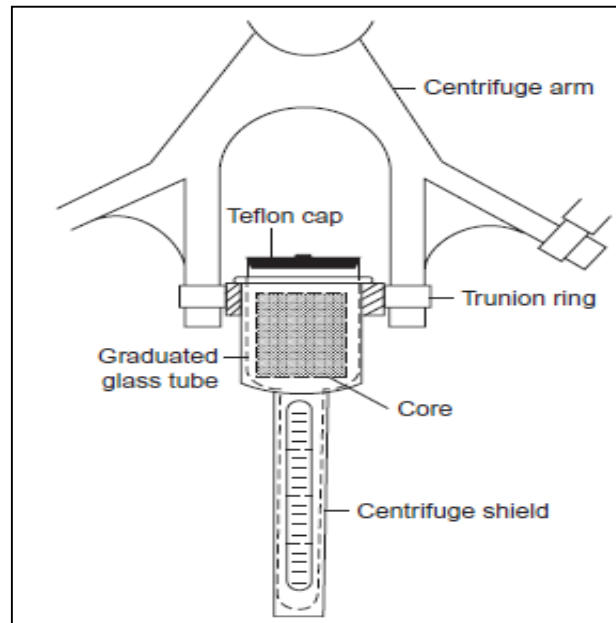


Figura.II. 9: Posiciones y soporte de núcleo en una centrifuga para la medición del desplazamiento del aceite (Manual de Halliburton, S. f.).

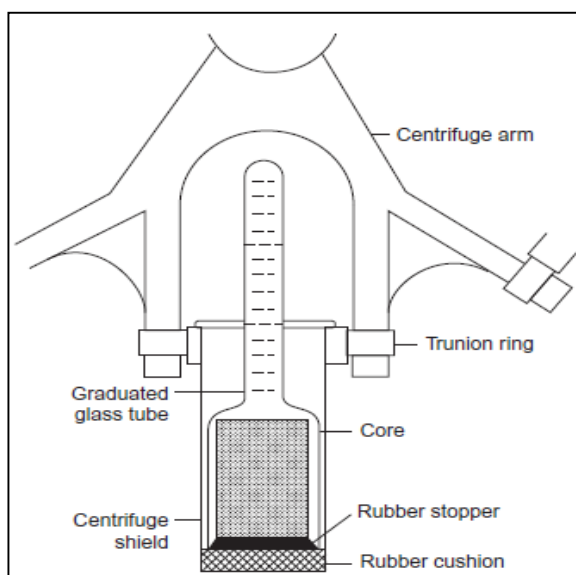


Figura.II. 10: Posición del núcleo para realizar las mediciones de las curvas de presión (Manual de Halliburton, S. f.).

1. Un núcleo pesado y medido está saturado con salmuera al vacío y luego se volvió a pesar para determinar el peso de saturación de salmuera el núcleo (w_b). El volumen de salmuera en el núcleo saturado (V_w) a continuación, se determina dividiendo el peso de la salmuera por su densidad, y la porosidad se determina dividiendo el volumen de agua en el núcleo saturado por el volumen de la masa del núcleo (v_b): $V_w = W_b / \gamma$.
2. El núcleo se coloca en el soporte de núcleo, que se llena a continuación con aceite hasta cubrir el mismo. El soporte de núcleo se coloca en el escudo de centrífuga y se asegura, unido al brazo de centrífuga.
3. Cuando el rotor se llena con los titulares de núcleo que contienen núcleos colocados en lados opuestos, se bloquea la cubierta de la centrífuga, y la velocidad de rotación (revoluciones por minuto) se aumenta en incrementos, en cada velocidad gradual, se mide la cantidad de fluido desplazado en intervalos sucesivos hasta que el desplazamiento del fluido se detiene. Este proceso es continuó hasta que no se desplaza más fluido cuando la velocidad de rotación se incrementa. Este punto se considera que representa un volumen estabilizado de agua desplazada y, por lo tanto, la saturación de fluido irreducible del núcleo se calcula a partir de la cantidad de agua desplazada por el aceite. La presión

capilar asociada con el desplazamiento de agua por el aceite (Curva 1 – Figura II.11) se calcula a partir de la fuerza centrífuga como se describe en el siguiente paso.

4. El núcleo que contiene aceite y agua a la saturación irreducible se retira del porta núcleo (*coreholder*) y colocado en otro, porta núcleo similar y se llena con agua hasta que la muestra es completamente sumergida en la salmuera. Este procedimiento debe llevarse a cabo lo más rápidamente posible para evitar la pérdida de fluido por evaporación durante el período de transferencia. Los porta núcleos después se ensamblan en el rotor de la centrífuga con el extremo graduado que señala hacia el centro de la centrífuga para la recogida de aceite, que se desplaza por el agua. Los núcleos se centrifugan una vez más a velocidades incrementales de rotación hasta que el aceite ya no puede ser desplazado desde el núcleo. Este es el punto de saturación de agua correspondiente a la saturación residual de aceite del núcleo ($S_{or} = 1,0 - S_w$). La rotación incremental de velocidades y aceite desplazado se utilizan para calcular el capilar negativo curva de presión 3.

5. El núcleo, que se encuentra ahora en una saturación igual a S_{wor} , se coloca en otro soporte de núcleo en el petróleo y el desplazamiento de al Si, se lleva a cabo como se describe para el primer desplazamiento del agua por aceite. La curva obtenida de esta ejecución es la curva 5 (Figura II.11). Curvas 2 y 4 no se pueden obtener con el equipo disponible en la actualidad el uso del método de centrifugación.

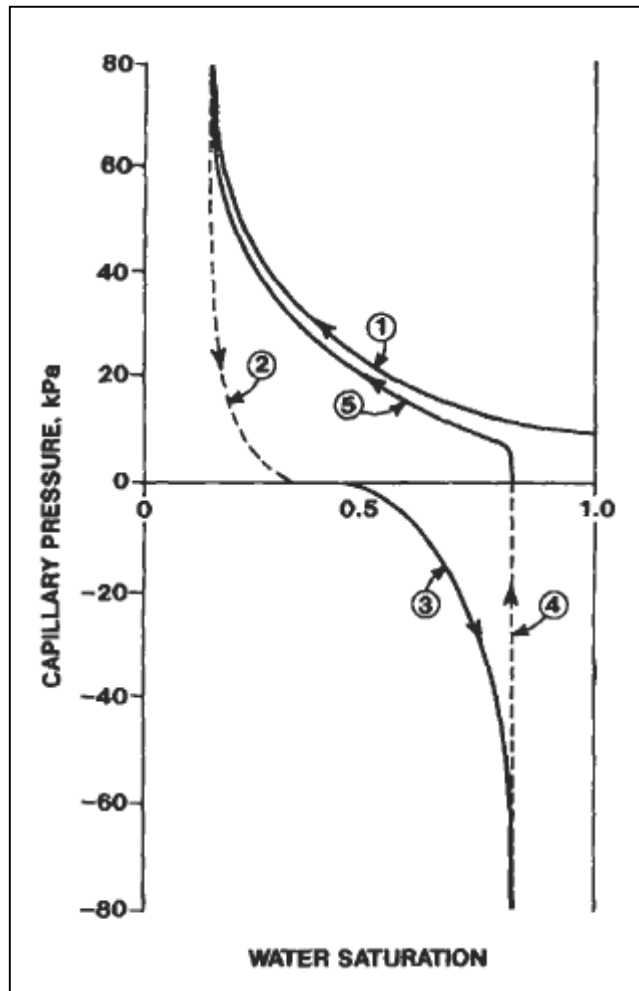


Figura.II. 11: Curvas de presión capilar a partir de los obtenidos por centrífuga (Donaldson, 2004).

La fuerza centrífuga que afecta el núcleo varía a lo largo de la longitud del mismo. Por lo tanto, la presión capilar y la saturación de agua varían a lo largo de toda la longitud de la muestra (Figura II.12). La presión capilar en cualquier posición del núcleo es igual a la diferencia de presión hidrostática entre las dos fases (desarrollado por la fuerza centrífuga). La saturación del agua medida en cada incremento de la velocidad de rotación es la saturación promedio del núcleo en el momento de la medición ^[3].

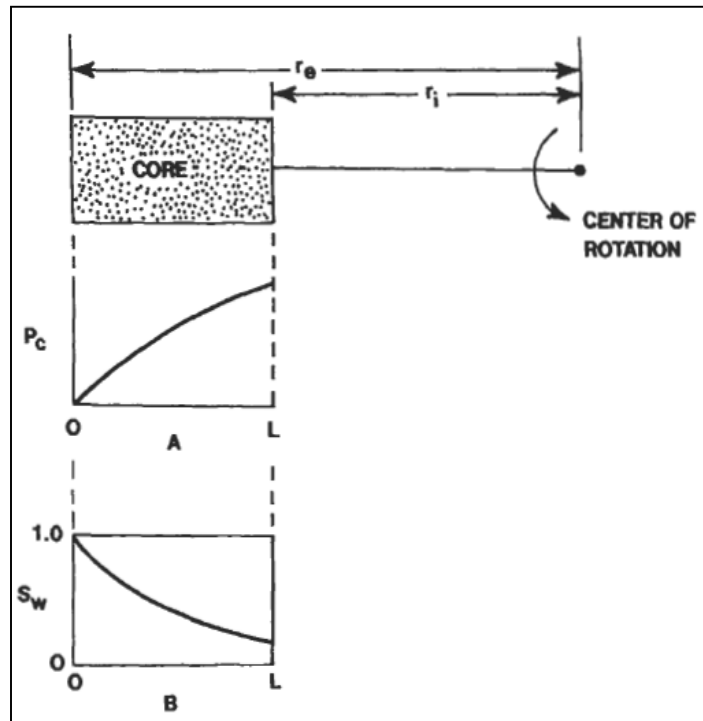


Figura.II. 12: Determinación de la presión capilar por centrífuga que muestra la variación de la presión y saturación de agua como una función de la longitud del núcleo (Donaldson, 2004).

3.5.Ventajas y Desventajas del método:

3.5.1. Ventajas del método

- Obtención rápida de los resultados (horas, días, semanas)-
- Razonablemente exacto.
- Se pueden usar fluidos del yacimiento.

3.5.2. Desventajas del método

- El análisis complejo requerido puede conducir a errores de cálculo.

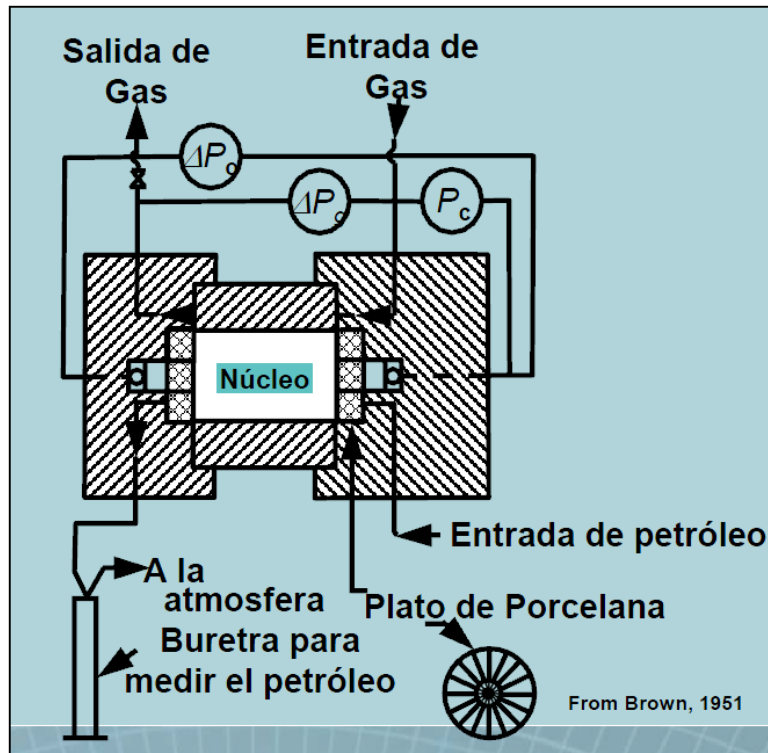


Figura.II. 13: Método para la determinación de presión capilar por centrifuga (Brown, 1951).

4. MODELO DE COMPRESIBILIDAD

4.1. Relación deformación-esfuerzo estático: Poulos y Davis (1974) desarrollaron el siguiente modelo de análisis para la evaluación de la relación deformación-esfuerzo estático. Considere una muestra de roca cúbica en un campo de tensión tridimensional, como se muestra en la Figura II.14. ^[3]

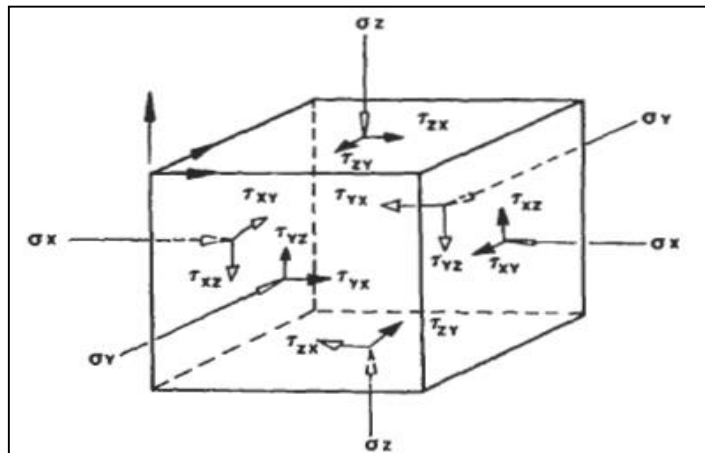


Figura.II. 14: Demostración de la aplicación de esfuerzos en las tres dimensiones de un cubo elemental (Donaldson, 2004).

Para entender el significado del diagrama, una serie de importantes conceptos físicos asociados con el comportamiento mecánico de las rocas debe por definirse.

4.2. Análisis de Esfuerzos: Si un cuerpo de roca se somete a una carga o fuerza externa, tensiones internas se desarrollan. Si estas tensiones son lo suficientemente fuertes, la roca se deforma. La deformación se refiere a cambios en la forma (distorsión) acompañados de cambio en el volumen (dilatación).

Las tres condiciones básicas de esfuerzos internos son conocidos como: la compresión, la cizalladura, y la tracción, como se ilustra en la Figura II.15. Las tensiones de compresión se producen cuando las fuerzas externas se dirigen entre sí a lo largo del mismo plano. Si las fuerzas externas que son paralelas se dirigen en direcciones opuestas a lo largo del mismo plano, se conoce como tracción. El esfuerzo de cizallamiento se produce cuando las fuerzas externas que son paralelas están en direcciones opuestas, pero en diferentes planos ^[3].

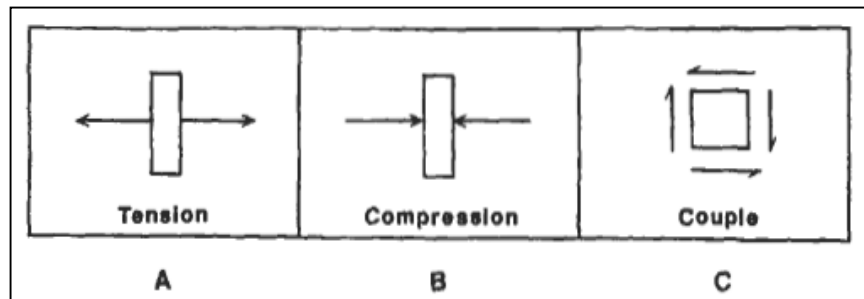


Figura.II. 15: Representación de tensión, compresión y ambos (Donaldson, 2004).

4.3. Deformación de la roca: La relación entre el esfuerzo y la deformación sobre la roca está influenciada por un largo número de factores. Algunos de estos factores son: la composición y litología de la roca, sus grados de cementación y alteración, tipo de material cementante, cantidad y tipo de fluidos en el espacio poroso, compresibilidad de la roca y fluidos, porosidad y permeabilidad, y presión y temperatura del yacimiento. Muchos de estos factores son independientes, y sus efectos separados y combinados sobre la relación esfuerzo-deformación pueden ser medidos en laboratorio, utilizando

una muestra real de la roca y controlando los parámetros en la prueba para simular con precisión la condición *in-situ*.

4.4. Definición de compresibilidad de la roca: Un yacimiento a miles de pies bajo la tierra se encuentra sometido a una presión de sobrecarga originada por el peso de las formaciones suprayacentes. La presión de sobrecarga no es constante y depende de factores como la profundidad, naturaleza de la estructura, consolidación de la formación, tiempo geológico, entre otros. La profundidad de la formación es la consideración más importante, y un valor típico de presión de sobrecarga es aproximadamente 1 Lpc por pie de profundidad. Esto es el gradiente de sobrecarga o presión de sobrecarga.

El peso de sobrecarga simplemente aplica una fuerza compresiva al yacimiento. La presión en el espacio poroso de la roca normalmente no se acerca a la presión de sobrecarga. Una presión de poro típica, comúnmente referida como la presión del yacimiento, es aproximadamente 0.5 Lpc por pie de profundidad, asumiendo que el yacimiento es suficientemente consolidado así la presión de sobrecarga no se transmite a los fluidos en el espacio poroso.

La diferencia de presión entre la presión de sobrecarga y la presión interna de poro es referida como la presión de sobrecarga efectiva (Relación de Terzaghi). Durante operaciones de reducción de presión, la presión interna del poro decrece, por lo tanto, la presión de sobrecarga efectiva aumenta. Este incremento origina los siguientes efectos:

- Compactación de la Roca: Reducción del volumen de la roca por reacomodo de partículas.
- Consolidación de la Roca: Aumento total del volumen de los granos, a menos espacio poroso existen más sólidos.

Estos dos cambios en el volumen tienden a reducir el espacio poroso, y por lo tanto, la porosidad de la roca. La compresibilidad generalmente decrece con incrementos en la porosidad y en la presión de sobrecarga efectiva.

La compresibilidad de cualquier material (sólido, líquido o gaseoso) en un intervalo de presión dado y a una temperatura fija se define como el cambio de volumen por unidad de volumen inicial causado por una variación de presión.

$$C = -\frac{1}{V} \left(\frac{\delta V}{\delta P} \right)_T \quad \text{Ec. (11)}$$

Como el término $(\partial V/\partial P)_T$ es negativo, se antepone el signo menos en la ecuación 11 para que la compresibilidad sea positiva.

Existen dos tipos diferentes de compresibilidad que pueden ser distinguidas en una roca, estas son:

- Compresibilidad de la matriz de la roca: Se define como el cambio fraccional en el volumen del material sólido de la roca (granos) por unidad de cambio en la presión. Matemáticamente, el coeficiente de compresibilidad de la roca está dado por la ecuación 12.

$$C_r = -\frac{1}{V_r} \left(\frac{\delta V_r}{\delta P} \right)_T \quad \text{Ec. (12)}$$

El subíndice T indica que la derivada es tomada a temperatura constante.

- Compresibilidad de los poros de la roca: Muchos investigadores han registrado los cambios de la capacidad de compresión de rocas del yacimiento en función de la disminución de la presión del fluido. Biot (1962) publicó una teoría de las deformaciones elásticas de los materiales porosos y su influencia sobre el desplazamiento de fluidos dentro de los poros. Geertsma (1957) fue, sin embargo, el primer ingeniero en desarrollar un conjunto práctico de relaciones presión volumen que explican las variaciones en el volumen de la roca y en los poros del yacimiento ^[3], mostradas en la ecuación 13.

$$\frac{dV_p}{V_p} = C_r dp_p + \frac{1}{\phi} (c_b - c_r) d(\sigma - p_p) \quad \text{Ec. (13)}$$

Donde:

V_p: Volumen poroso

V_b: Volumen de la matriz (Volumen total)

C_r: Compresibilidad de la matriz de la roca

C_b: Compresibilidad de la roca de la estructura porosa

P_p: Presión de poros (Presión interna)

σ: Presión de confinamiento (Presión externa)

El coeficiente de compresibilidad del poro se define como el cambio fraccional en el volumen poroso de la roca por unidad de cambio en la presión y está dado por la ecuación 14.

$$C_p = -\frac{1}{V_p} \left(\frac{\delta V_p}{\delta P} \right)_T \quad \text{Ec. (14)}$$

La ecuación anterior puede ser escrita en términos de porosidad de la siguiente forma:

$$C_p = \frac{1}{\phi} \frac{\delta \phi}{\delta P} \quad \text{Ec. (15)}$$

Para la mayoría de los yacimientos de petróleo, la compresibilidad de la matriz es considerada pequeña en comparación con la compresibilidad de los poros. La compresibilidad de la formación es un término usado comúnmente para describir la compresibilidad total de la formación y es igual a la compresibilidad del volumen poroso.

Aunque la reducción del volumen poroso originado por cambios en la presión es pequeña, esta se convierte en un factor importante

que contribuye a la producción de fluidos en yacimientos subsaturados.

La reducción en el volumen poroso debido a la declinación de presión puede ser expresada en términos del cambio en la porosidad del yacimiento, como se muestra en la ecuación 16.

$$C_f \delta P = \left(\frac{1}{\phi} \right) \delta \phi \quad \text{Ec. (16)}$$

5. CURVAS CARACTERISTICAS DE LAS PRUEBAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA

La permeabilidad relativa de una roca a cada fase de fluido puede medirse en una muestra de núcleo por cualquier método bien sea de "estado estacionario" o de "estado no estacionario". En el método de estado estacionario, una relación fija de los fluidos es forzado a través de la muestra de ensayo hasta que se establezcan la saturación y la presión en equilibrios. Numerosas técnicas han sido empleadas completamente con éxito para obtener una saturación uniforme. El objetivo principal dentro de la fase de diseño del experimento es eliminar o reducir el gradiente de saturación que es causado por efectos de la presión capilar en el límite de salida del núcleo. Los métodos en estado estacionario son preferidos a diferencia de los métodos de estado no estacionario por algunos investigadores para las rocas de mojabilidad intermedia. En el método de la presión capilar, sólo la fase no mojante se inyecta en el núcleo durante la prueba. Este fluido desplaza la fase de humectación y las saturaciones de ambos fluidos cambian a lo largo de la prueba. Ahora se emplean técnicas en estado inestable para la mayoría de las mediciones en laboratorio de la permeabilidad relativa.

[4]

Antes de ir directamente a la definición de permeabilidad relativa es importante conocer la definición de conceptos de la permeabilidad absoluta y efectiva las cuales se relacionan dentro de la misma.

- 5.1. Permeabilidad absoluta:** Es la medida en el laboratorio usando muestras de tapones o núcleos enteros donde, generalmente se usa gas (Helio) como fluido inyector, ya que no reacciona con las muestras. Sin embargo, a altas tasas de flujo ocurren desprendimientos internos en las muestras que causan altos valores de permeabilidad, los cuales pueden ser corregidos por Klinkenberg.
- 5.2. Permeabilidad efectiva:** Es la permeabilidad de una roca a un fluido en particular (petróleo, gas o agua) cuando la saturación de este es menor al 100 por ciento.^[5]
- 5.3. Permeabilidad relativa:** Es la relación entre la permeabilidad efectiva y la absoluta ^[5], las mediciones de la permeabilidad relativa son usadas para describir cuantitativamente el transporte simultáneo de dos o más fluidos inmiscibles a través de una roca de formación, mediante la relación de la ecuación 17.

$$K_r = \frac{K_i}{K} \quad \text{Ec. (17)}$$

- 5.4. Curvas de permeabilidad relativa:** Las curvas describen como varían las permeabilidades con respecto a las saturaciones de los fluidos y muestran factores importantes del yacimiento en estudio, las mismas se pueden apreciar en la Figura II.16.

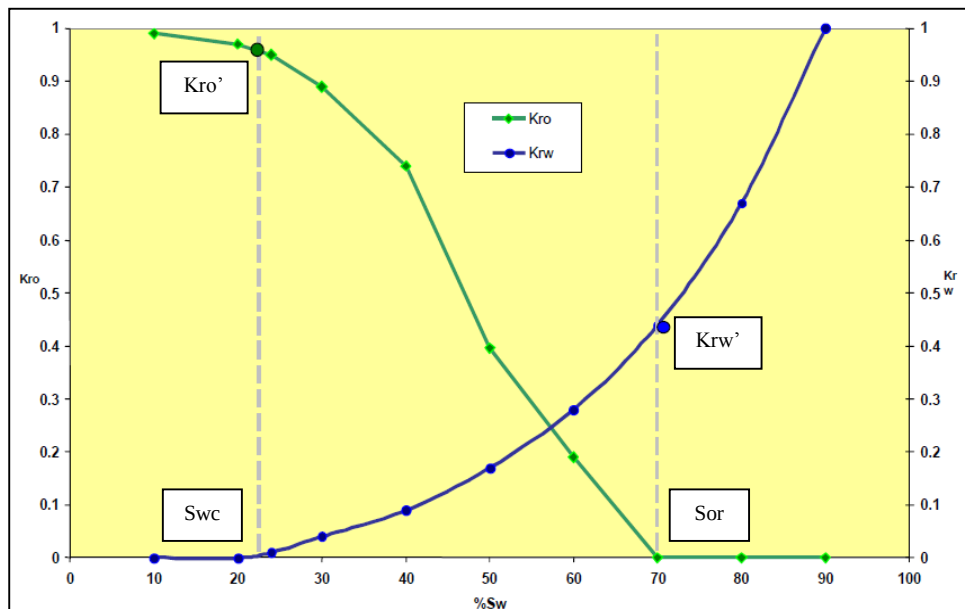


Figura.II. 16: Representación de las permeabilidades relativas de agua y de petróleo de donde se pueden determinar parámetros como Swc y Sor, además de identificar la fase mojante de la roca (Manual de Halliburton, S. f.).

Con las curvas de permeabilidades relativas, en el caso del gráfico entre el agua y el petróleo, podemos identificar cuatro puntos importantes: Swc (*Saturación de Agua Connata*), Sor (*Saturación Residual de Petróleo*), Kro' (*Permeabilidad Relativa del Petróleo en el punto de Swc*) y Krw' (*Permeabilidad Relativa del Agua en el punto de Soc*) que constituyen los *Ends Points* o Puntos Finales de las curvas. [5]

5.5. Características de las curvas de permeabilidad relativa:

- Para que un proceso de imbibición (desplazamiento de petróleo por agua) la fase mojante (fluido que tiende a adherirse a las paredes de la roca) comience a fluir se requiere alcanzar un cierto valor de saturación a fin de formar una fase continua. Esto se denomina Saturación Crítica o de Equilibrio (0 –30%).
- Para que un proceso de drenaje ocurre una saturación equivalente de la fase no mojante (0-15%).

- La permeabilidad relativa de la fase mojante se caracteriza por una rápida declinación para pequeñas disminuciones en saturaciones a valores altos de saturación de la fase mojante.
- La permeabilidad relativa de la fase no mojante aumenta rápidamente para pequeños incrementos de saturación de dicha fase por encima de la saturación de equilibrio.
- Las sumas de las permeabilidades relativas ($K_{ro} + K_{rw}$) ó ($K_{ro} + K_{rg}$) representan la interacción mutua entre las fases, lo cual hace disminuir la suma de las permeabilidades relativas a un valor menor de la unidad, para la mayoría de los valores de saturación.
- En la producción de petróleo, el agua y el petróleo fluirán a saturaciones que estarán entre los dos puntos finales.
- Mediante los métodos basados en las reglas de Craig (Craig, 1971) se puede diferenciar entre núcleos fuertemente mojados por agua o fuertemente mojados por crudo. En la tabla II.2 se presentan dichas reglas.

Tabla II. 2: Reglas de Craig para permeabilidades relativas.

	Mojado por petróleo	Mojado al agua
Saturación de agua irreducible, S_{wirr}	< 15%	> 20%
S_w del punto de intersección	< 50%	> 50%
$K_{rw} @ S_{or}$	Generalmente < 0,3	> 0,5 y acercándose a 1

Donde:

K_{rw} : Permeabilidad relativa del agua

S_{or} : Saturación de petróleo residual

S_w : Saturación de agua

SECCIÓN II: PROPIEDADES PETROFÍSICAS A PARTIR DE LOS REGISTROS ELÉCTRICOS

6. REGISTROS ELÉCTRICOS

La información derivada de los registros puede complementarse con núcleos (núcleo de toda la formación o muestras de pared de la misma).

6.1 Potencial Espontáneo (SP): Es un registro de la diferencia de potencial de un electrodo móvil en el pozo y un potencial fijo en superficie, en función de la profundidad. El SP es un fenómeno que se produce en un pozo cuando el lodo de perforación se pone en contacto con las formaciones en el subsuelo, existiendo un contraste de salinidades entre el lodo y el agua de formación. Este perfil es realmente el diferencial generado en el pozo como resultado de corrientes generadas que fluyen a través del fluido de perforación resistivo. Dicho perfil no puede registrarse en pozos llenos de lodos no conductores porque tales lodos no forman una conexión eléctrica entre el electrodo del SP y la formación. El potencial espontáneo se utiliza para:

- Detectar capas permeables.
- Correlación litológica.
- Determinar valores de Resistividad del agua de formación.
- Dar valores cualitativos del contenido de arcillosidad.
- Factores que afectan a la curva de Potencial Espontáneo: Espesor y resistividad de la capa permeable.
- Resistividad de las capas adyacentes.
- Resistividad del lodo y diámetro del hoyo.
- Presencia de arcillas en la capa permeable.
- Es sensible al magnetismo, a perturbaciones eléctricas, ruido del cable y corrientes telúricas.

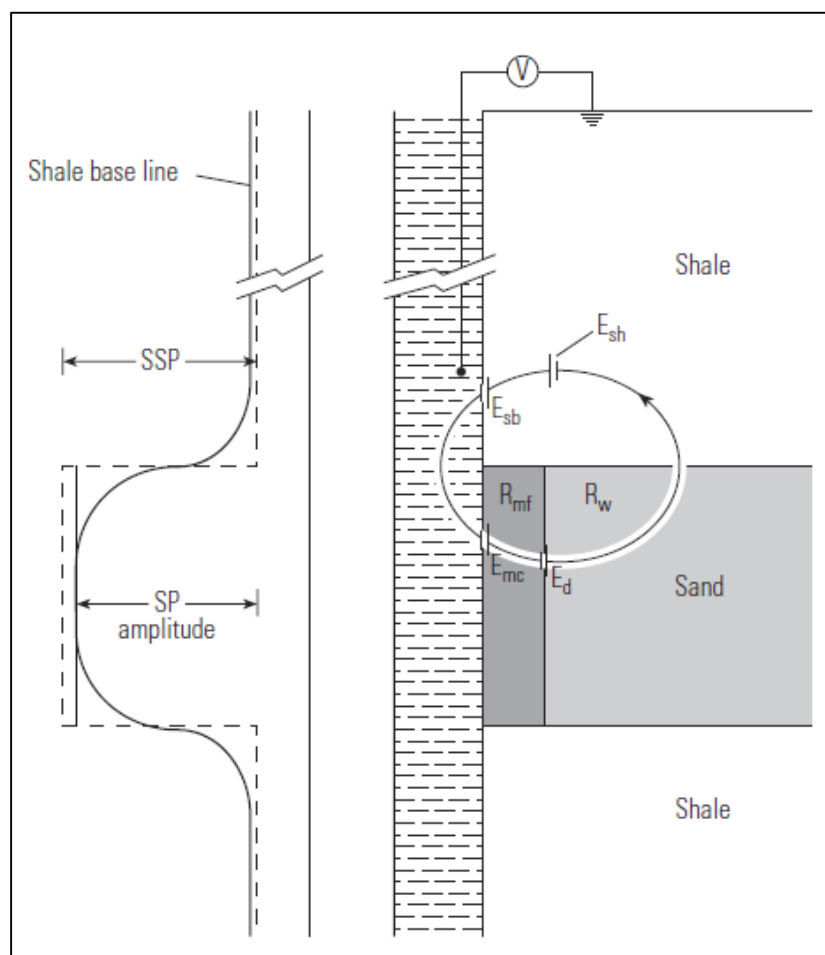


Figura.II. 17: Representación del desarrollo del potencial espontaneo en las condiciones de Hoyo-Formación (Wireline log analysis, 1995).

6.2. Rayos Gamma (GR): Básicamente utilizado para la identificación del tipo de litología que se pueda presentar, como se puede observar en la Figura II.18, responde a las lutitas ya que son estas las que poseen mayor radioactividad, mientras que la baja radioactividad son indicativo de arcillas, areniscas y calizas. Los elementos que emiten radiación en la naturaleza y que son de interés en geología son aquellos cuyos núcleos son inestables y contribuyen con emisiones especialmente en depósitos sedimentarios como lo son el: Uranio, Torio, Potasio y Potasio 40, donde cada uno de estos elementos emiten rayos Gamma y son diferenciables en número y energía. Otra de sus aplicaciones típicas es el cálculo de arcillosidad o índice de arcillosidad, mediante la siguiente ecuación 18.

$$Vsh = \frac{GR - GR_{cl}}{GR_{sh} - GR_{cl}} \quad \text{Ec. (18)}$$

Donde:

GR: Lectura del perfil de Rayos Gamma en la arena de interés (unidades API)

GR_{sh} o GR_{max}: Lectura del perfil de Rayos Gamma en la lutita representativa (unidades API)

GR_{cl} o GR_{min}: Lectura del perfil de Rayos Gamma en una arena que se considere limpia (unidades API)

Es una herramienta que utiliza un detector cintilación y un tubo foto-multiplicador como sistema de detección, el sensor está constituido por un cristal de Sodio (iodide) que emite un pulso de luz cuando entra en contacto con un Gamma. En el tubo foto-multiplicador (FTM) la superficie es fotosensible a la presencia de electrones cuando estos son expuestos a la luz. El cristal esta óptimamente acoplado con el FTM en cada momento y el cristal absorbe los Gamma y los electrones son liberados a través de la membrana fotosensible, los ánodos del FTM atraen electrones en cada momento y con más carga positiva. Un pulso es generado y amplificado, formateado y enviado a superficie.

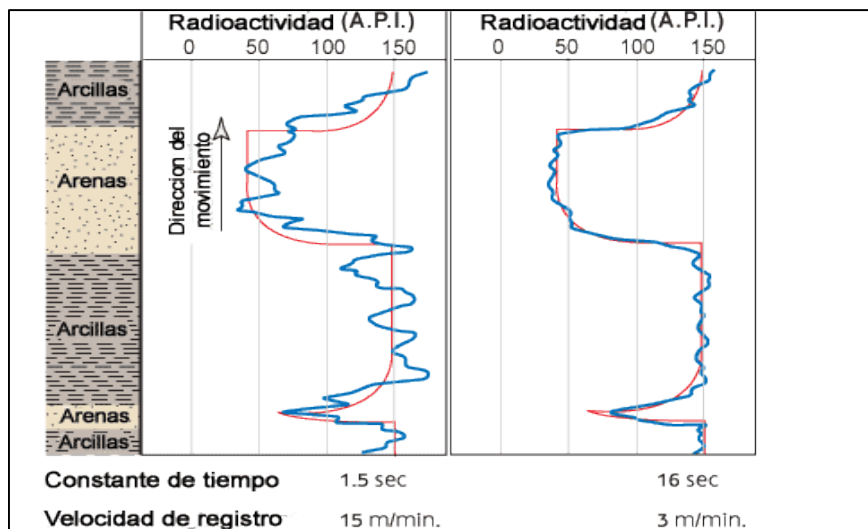


Figura.II. 18. Curva de Rayos Gamma según el tipo de litología (API) (Wireline log analysis, 1995).

6.3. Resistividad: Es la resistencia que opone la sección transversal de la roca a propagar una corriente eléctrica por unidad de Área, sobre la longitud del elemento que se mide, se expresa en Ohm-m y es opuesto a la conductividad, C [mmho].

6.3.1. Inducción: Basando su principio físico en la inducción de corriente alterna (20 KHz) que pasa a través de un transmisor (Ver Figura II.19 y Figura II.20), que genera un campo magnético, que a su vez induce un flujo de corriente en la formación. Las corrientes son conocidas como corrientes de Foucault y son detectadas en los transmisores cuando retornan del pozo. Las más comunes y utilizadas son los 6FF40, nombrado así por tener 6 arreglos de bobinas (*coils*) y estar espaciado a 40 pulgadas (T-R). Otro también conocido es el 6FF14, con 6 bobinas y espaciado a 28 pulgadas (T-R). Sin embargo las inducciones iniciales son eléctricos IEL. La inducción doble comparte la misma tecnología aunque incorpora una herramienta de lectura más somera el ILM con la misma resolución vertical (aproximadamente de 3 a 5 pies).

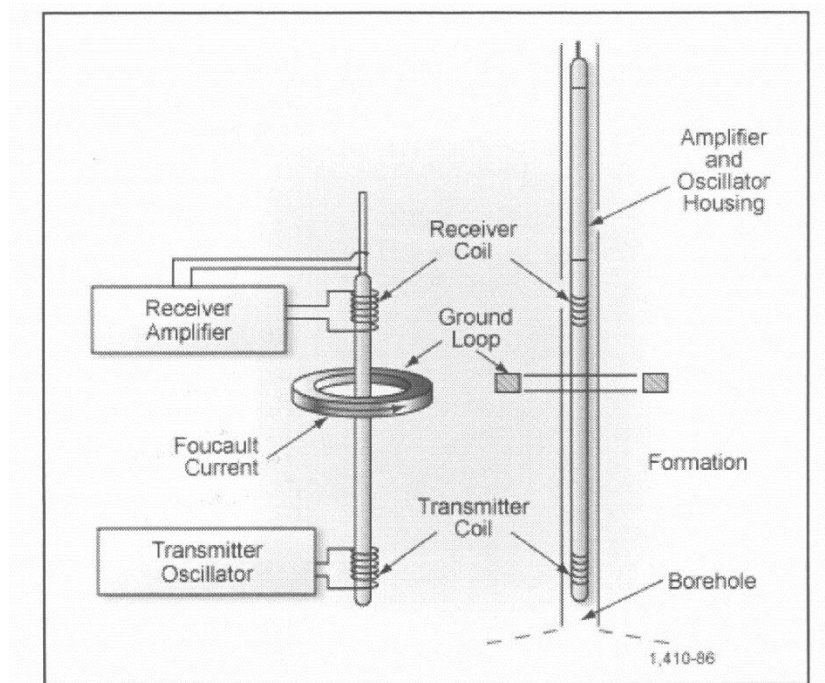


Figura.II: 19: Sistema de inducción básico (Wireline log analysis, 1995).

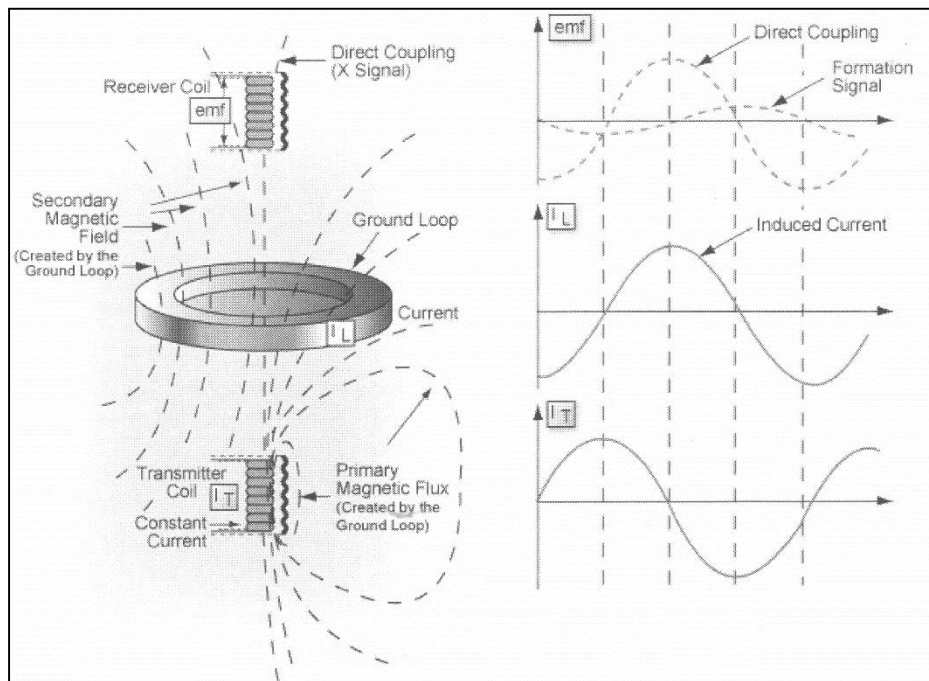


Figura.II. 20: corriente del transmisor, bucle de tierra, campos magnéticos actuales y asociados receptores se comportan como un doble transformador (Wireline log analysis, 1995).

6.3.2. Mediciones de resistividad del perfil Dual Lateralog: La Figura II.21 muestra la matriz de electrodos utilizada para mediciones del perfil lateralog laterolog profunda y laterolog somera (LLD y LLS, respectivamente). Ambos registros comparten los mismos electrodos y tienen el mismo haz referido a corriente, pero diferentes corrientes de enfoque a diferentes profundidades de investigación. La corriente medida (I_0) se emite desde el electrodo A0 central, retorna a un electrodo "infinitamente distante", por lo general en la superficie. La corriente central (I_a) fluye desde los electrodos A1 y A2 (y A1' y A2') a un electrodo distante para la medición LLD y de A1 a A2 (y A1 'de A2') para la medición LLS. El actual enfoque se ajusta de modo que los electrodos M1 y M2 (y M1 'y M2') se mantienen al mismo potencial.

Un sistema de medición de potencia constante garantiza la exactitud de medición a través de una amplia gama de resistividades (de 0,2 a 40.000 ohm • m). Tanto la corriente medida y la tensión de medida (V_0) son variadas y medidas, pero su I_0V_0 energía del producto se mantiene constante.

Se requieren electrodos largos de guardia para lograr la profundidad deseada de la investigación y el rango de medición.

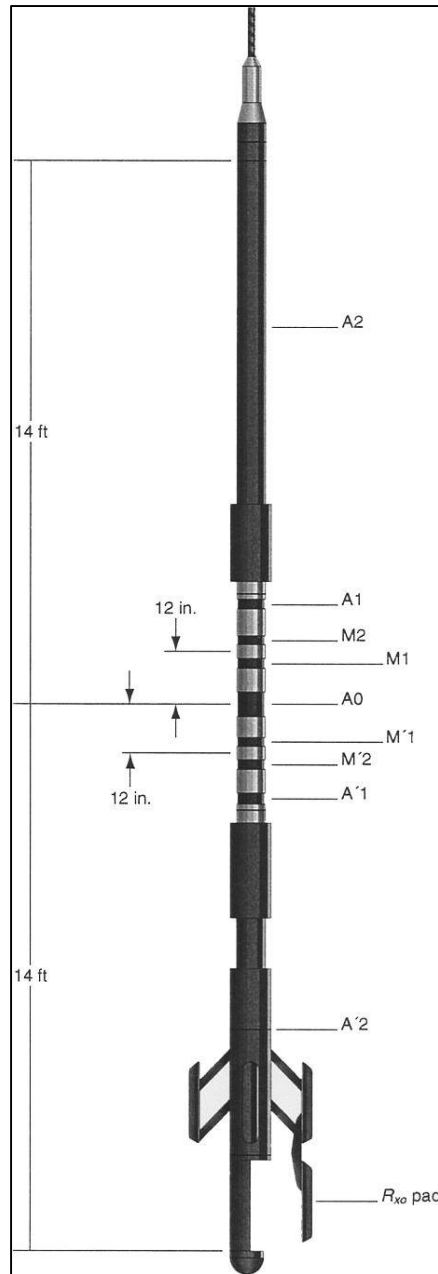


Figura.II. 21: Mediciones del perfil lateral someras y profundas (Wireline log analysis, 1995).

Para las herramientas de electrodos centrados usando electrodos de protección, aumenta la profundidad de investigación sólo como la raíz cuadrada de la

longitud de los electrodos de protección. Esto de lugar a los 28 pies [8,5 m] de longitud total de la matriz de electrodos LLD.

Las acciones de medición LLS en la mayoría de los electrodos con la medición más profunda. Esto se logra mediante la operación LLS y LLD a diferentes frecuencias. Los LLS y mediciones LLD tienen la misma resolución vertical, pero el dispositivo LLS utiliza una condición centrándose menos restringida en la que los rendimientos actuales se centran a los electrodos en la matriz en lugar de a un electrodo remoto. Por consiguiente, la medición LLS tiene una profundidad de investigación y responde con más fuerza a la región alrededor del pozo que por lo general se ve afectada por la invasión.

El proceso de la corriente donde se mantiene el eje paralelo a los estratos se muestra en la Figura II.22.

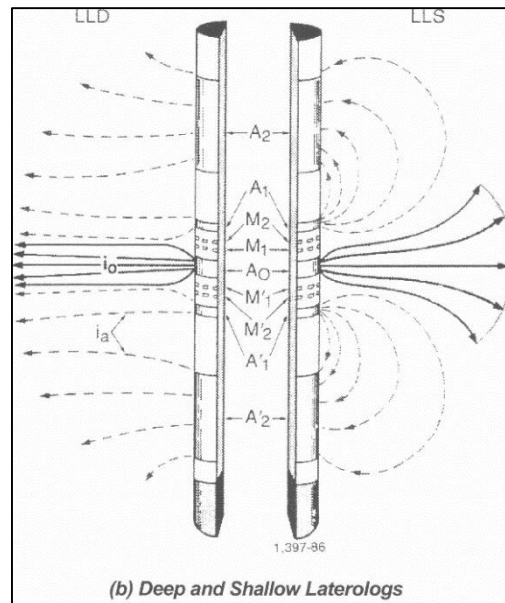


Figura.II. 22: Perfil lateral somero y profundo (Wireline log analysis, 1995).

- 6.3.3. Anomalías del perfil Lateral: El efecto Gröningén fue nombrado después de que el gran campo de gas holandés identificó por primera vez esta anomalía. El efecto es una lectura anormalmente de alta resistividad que se produce durante aproximadamente 100 pies [30 m] por debajo de una capa gruesa, altamente resistente, como el grueso roca sello Zechstein evaporíticos en el campo de Gröningén. El efecto es máximo alrededor de 1 ohmm. Debido a que la

corriente medida DLL es AC (Alterna; aunque a muy baja frecuencia), el efecto de daño reduce el volumen alrededor del pozo cuando la medida y la corriente se centra pueden fluir. Poco de la corriente es capaz de volver a los electrodos remotos a través de la formación altamente resistiva, con la mayoría fluye en el lodo conductor en el pozo de sondeo. Esto crea un potencial negativo en el electrodo de referencia utilizado hasta ahora como el potencial de referencia para la medición del perfil lateral. Si la herramienta se ha fijado en o debajo de la zona resistiva, acentúa el efecto de "cortocircuito" de la perforación, y el efecto es más pronunciado Gröningen. El transporte de la tubería de perforación produce el mismo efecto, con la tubería de perforación de convertirse en un "corto circuito". Este problema limita severamente el uso de tubería de perforación de transporte de la DLL en alto ángulo o pozos horizontales en muchos yacimientos.

Un efecto Gröningen leve puede ser difícil de identificar a partir de la curva LLD solo. La herramienta DLL tiene una medida de geometría modificada que también se puede grabar. Esto proporciona una curva de LLG que se separa de la curva de LLD cuando el efecto Gröningen está presente. Si el efecto Gröningen se identifica positivamente, una estimación de su magnitud se puede hacer mediante el análisis de las fases de señal en la herramienta, y una corrección aproximada se puede aplicar en el registro. La medición LLS utiliza diferentes caminos de corriente y no sufre el efecto de Gröningen. La matriz del perfil lateral no se ve afectado por el efecto de Gröningen.

6.4. Densidad: Es usado principalmente para determinar la porosidad de la formación, se emplea también en conjunto con otros perfiles se emplea también para evaluar formaciones de litología compleja, evaluación de formaciones arcillosas, identificación de minerales y para detección de gas en los yacimientos. La medición de la densidad de la formación tiene también aplicación en la identificación de minerales en depósitos de evaporitas, descubrimiento de gas,

determinación de la densidad del hidrocarburo; evaluación de arenas arcillosas y litologías complejas y en la determinación del rendimiento de lutita petrolífera.

Fundamento: Una fuente radioactiva colocada en una almohadilla (patín) blindada es aplicada contra la pared del pozo. Esta fuente emite hacia la formación rayos gamma de media energía. Los rayos gamma pueden ser considerados como partículas de alta velocidad que chocan contra los electrones de la formación. En cada choque los rayos gamma ceden algo de su energía cinética, pero no toda, al electrón y continúa su trayectoria con menor energía. Este tipo de interacción se conoce como efecto Compton de Dispersión. La fuente y el detector del aparato de Schlumberger están diseñados de manera que su respuesta se debe en mayor parte, al efecto Compton (Ver la Figura II.23 y la Figura II.24). Los rayos gamma dispersos llegan a un detector colocado a una distancia fija de la fuente y son evaluados como una medida de densidad de la formación, ya que el número de rayos gamma de efecto Compton está discretamente relacionado con el número de electrones en la formación. De este modo, la medición de aparatos de densidad (Ver Figura II.25) está relacionada esencialmente con la densidad de electrones (números de electrones por centímetros cúbico) de la formación. Esta última a su vez depende de la densidad de la matriz de la roca, de su porosidad y de la densidad de los fluidos que están presentes en la zona porosa.

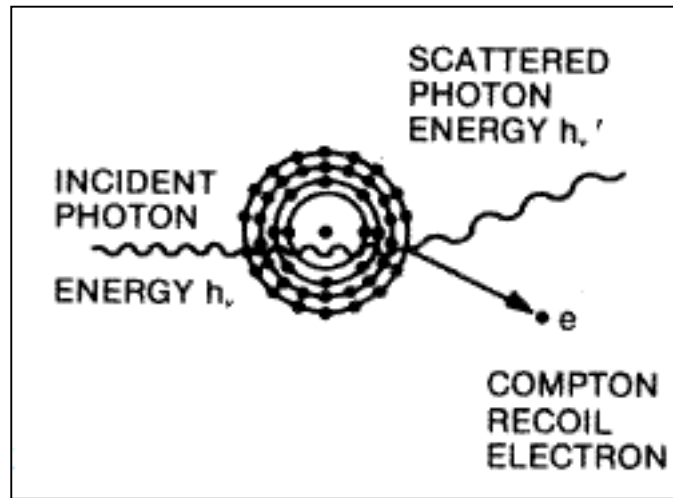


Figura.II. 23: Efecto Compton 1 (Wireline log analysis, 1995).

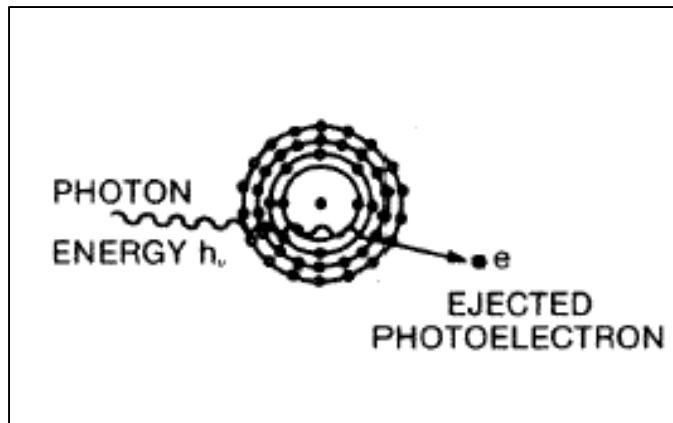


Figura.II. 24: Efecto Compton 2 (Wireline log analysis, 1995).

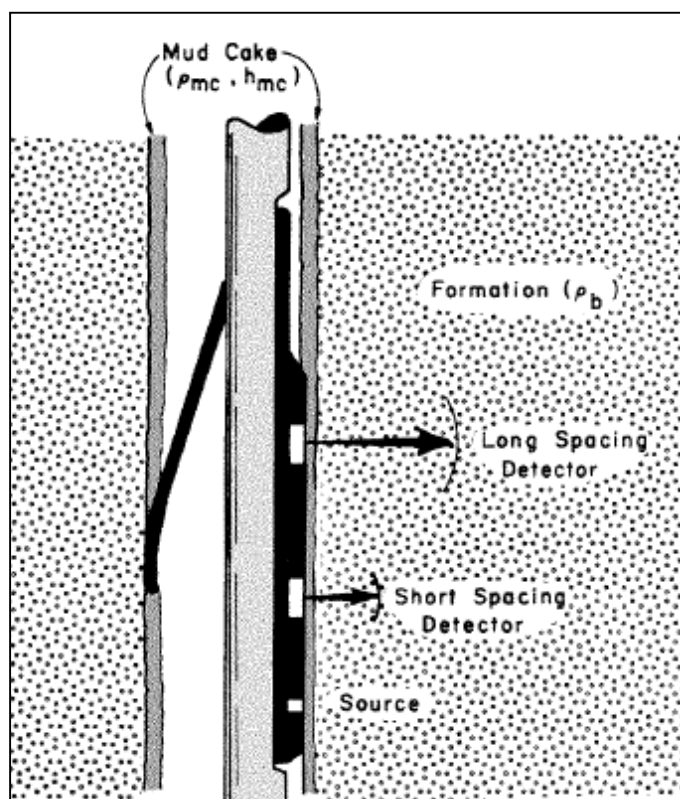


Figura.II. 25: Esquema de la herramienta de densidad (Wireline log analysis, 1995).

6.5. Neutrón: Responde de forma básica a la cantidad de hidrógeno presente en la roca, es usado de forma primaria para estimar la porosidad, como también para estimar los contenidos de arcilla. En zonas de gas (Ver Figura II.26) es indispensable ya que tendrá valores muy bajos con respecto a los estimados a partir del registro de densidad, o valores obtenidos a partir de núcleo.

Funciona con una fuente de AmBe (Americio Berilio), donde los isotopos del Amerilio son radioactivos y los de Berilio son lo suficientemente estables ante las aleaciones. La fuente de AmBe emite de manera continua neutrones a una alta velocidad, los mismos chocan con los núcleos de los materiales en la formación y se genera un choque elástico o efecto de billar, con cada colisión los neutrones van perdiendo energía, esto dependerá de la masa del núcleo contra que se choca, la mayor pérdida ocurre cuando el neutrón choca un núcleo de igual masa (un núcleo de hidrogeno). Las colisiones ocurren en pocos microsegundos después de ser emitidos y se frenan después de varias colisiones a velocidades en régimen térmico

que corresponde a energía de 0,025 eV. La respuesta del neutrón es básicamente al hidrógeno en la formación, el agua y el petróleo contienen aproximadamente la misma cantidad de hidrogeno por unidad de volumen, la respuesta refleja el comportamiento en formaciones saturadas con líquido. Se puede observar la herramienta para la determinación del neutrón en la Figura II.27.

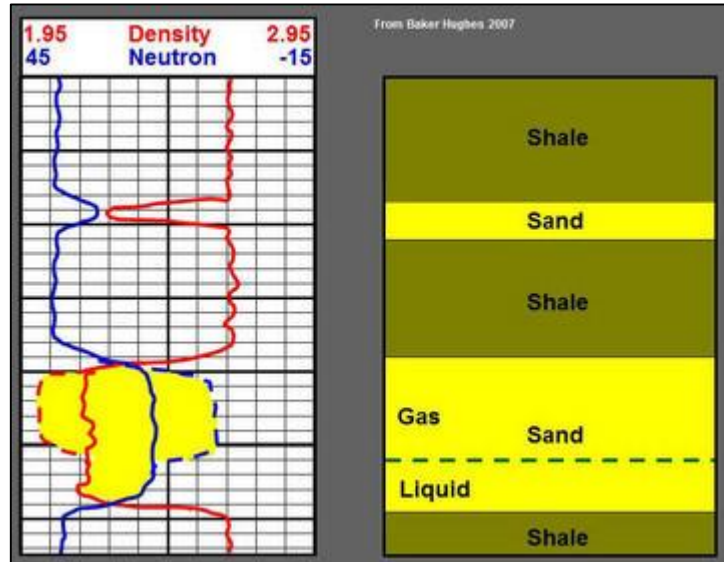


Figura.II. 26: Curvas de densidad-neutron bajo la presencia del efecto de gas (Wireline log analysis, 1995).

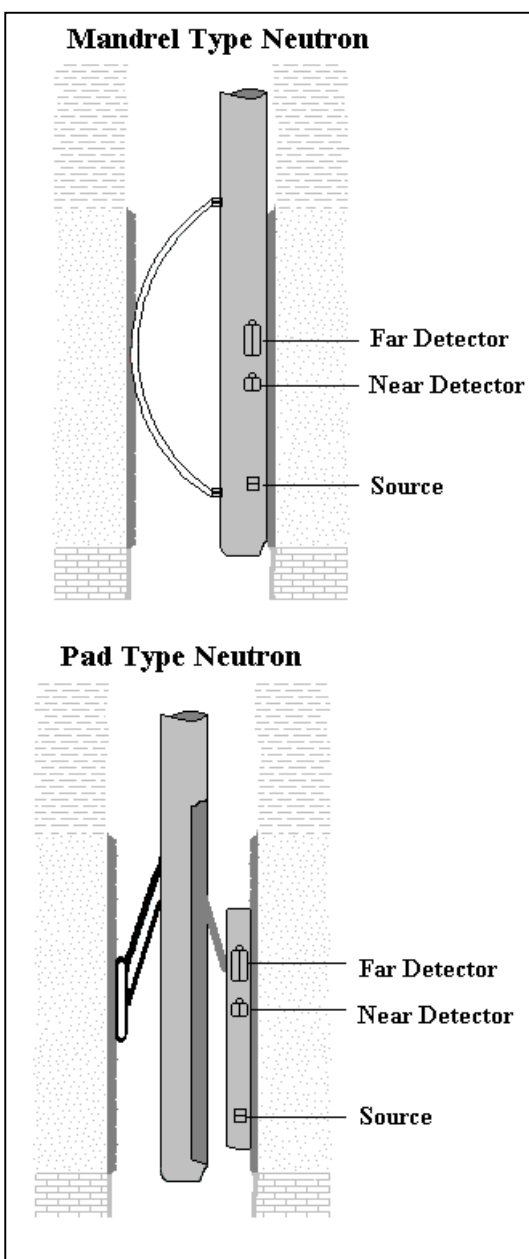


Figura.II. 27: Esquema de la herramienta del neutrón (Wireline log analysis, 1995).

6.6. Sónico: Se refiere al tiempo de tránsito de una onda en el pozo, es un proceso complejo, ya que se rige por las propiedades mecánicas de las rocas y que inciden en como las diversas ondas acústicas llegan a la formación y son recogidas por la sección de receptores de cada herramienta. El lodo tiene un papel preponderante en esta medición porque debe permitir la llegada de estas ondas a la formación, a

su vez el lodo genera ondas de bajo frecuencia llamadas ondas de tubo que a veces se confunden con las ondas compresionales que se miden normalmente.

Las ondas más típicas a medir con las ondas compresionales son aquellas que viajan en forma paralela a los estratos, donde cualquier tipo de herramienta sónica está en la capacidad de registrar, sin embargo existen ondas de corte que solo y de manera confiable se miden con una herramienta de arreglos que sea capaz de generar una onda flexural que induzca una onda de corte o “shear”, esta onda se relaciona primordialmente con las propiedades mecánicas de la roca y tiene una forma “cuasi” perpendicular a los estratos, es una onda tardía pues ocurre mucho después que la compresional, a nivel de cálculo se requiere de suficiente tiempo de grabación para poder registrarla, y existen casos como las formaciones no consolidadas donde no todos los receptores (que se desfazan en tiempo) la registran. Luego de esta se encuentra la onda de Stoneley, la cual es un tipo de onda de tubo que se relaciona con la permeabilidad, esta onda no siempre aparece. En la Figura II.29 se puede observar el comportamiento de las diferentes ondas.

En el perfilaje acústico, la pared del hoyo, la forma y apilamiento de las capas, rugosidad y fracturas representan discontinuidades acústicas. Por lo tanto la reflexión, refracción y la conversión representan la presencia de varias ondas en el hoyo cuando se perfila, debido a esto es posible detectar diferentes niveles de energía en los distintos arribos que representan estas ondas al momento de su recepción. Ejemplo de ello se muestra en la Figura II.28, donde existen 8 arreglos de ondas que permiten ver a distintos tiempos la llegada de la onda compresional, de corte y Stoneley. Dichos arreglos se encuentran separados entre 8 y 11 pies del transmisor. La primera onda que es detectada es la compresional que viaja desde el transmisor por el fluido hacia la formación como un pulso guiado por el lodo y que se refracta a nivel de la pared del hoyo para volver y ser detectado por los receptores de la herramienta. La onda de corte se genera a partir de una onda flexural en la herramienta, en una onda transversal y se asocia con la naturaleza elástica de la roca.

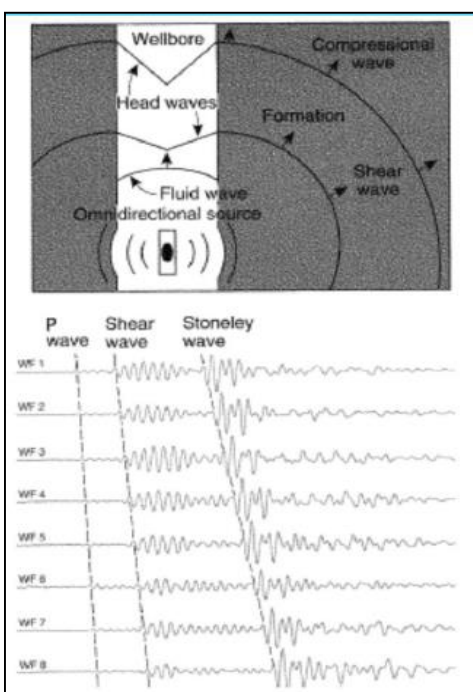


Figura.II. 28: Comportamiento de las ondas compresional, Shear y Stoneley referidas a los ocho arreglos de onda en función de sus tiempos de llegada (Wireline log analysis, 1995).

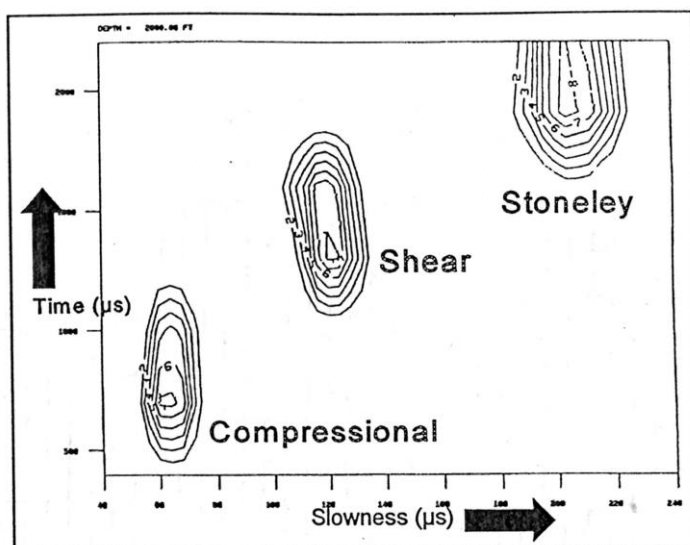


Figura.II. 29: Comportamiento de las ondas compresional, shear y stoneley, referidas a un tiempo de transmisión, presentadas en forma de energía para verificar la coherencia de la selección de cada onda (Wireline log analysis, 1995).

7. MODELO DE ARCILLOSIDAD

En una arenisca además de los granos de cuarzo y del fluido presente también se encuentra arcilla. Los estudios de núcleos revelan que las arcillas pueden estar presente en la formación de tres maneras posibles: estructural, laminar y dispersa.

Arcilla estructural: En la arcilla estructural los granos de cuarzo son sustituidos por partículas de arcillas. La porosidad de la arena es poco afectada en este tipo de deposición, ya que se supone que la partícula de arcilla ocupa el lugar del grano de cuarzo y deja libre el espacio poroso.

Arcilla laminar: Se depositan en forma de láminas dentro de la arena, por lo que es poco afectada a porosidad y la permeabilidad propias de la arena.

Arcilla dispersa Es la forma que más afecta las porosidades y permeabilidades de las formaciones, puesto que el material arcilloso se encuentra disperso, llenando parcialmente los espacios intergranulares.

La mayoría de los perfiles utilizados en la evaluación petrofísica son afectados por la presencia de arcillas, para obtener resultados representativos en dicha evaluación. En el caso de varios aparatos de perfilaje (Resistividad, Sónico, SP y Resonancia Nuclear Magnética) depende también de la forma en que la lutita está distribuida en la formación. Las lecturas de los aparatos de perfilaje radioactivo (Rayos Gamma, Neutrónico, Densidad) no son afectadas por la forma de distribución de la lutita.

La arcillosidad está asociada a disminuciones de porosidad efectiva y permeabilidad de la roca, donde se denominan indicadores de arcillosidad a las expresiones (generalmente obtenidas de las ecuaciones de respuestas de los registros) utilizadas para determinar el volumen de lutita en la formación.

Por otra parte existen métodos directos con los cuales se puede determinar la arcillosidad en una zona de interés, como lo son las pruebas de difracción de rayos x o DRX, esto basado en los análisis convencionales a los cuales son sometidos los tapones o muestras de núcleo.

Dentro de los diferentes métodos indirectos para la determinación del contenido de arcilla se presentan, los siguientes:

7.1. Lineal a partir del GR:

$$Vsh = \frac{GR-GRcl}{GRsh-GRcl} \quad \text{Ec. (19)}$$

Dónde: GR, GRsh, GRcl, fueron descritos anteriormente.

Muy común en la industria sin embargo poco efectivo por si solo

7.2. Clavier (1971) a partir del GR:

$$Vsh = 1,7 - (3,38 - (IGR + 0,7)^2)^{1/2} \quad \text{Ec. (20)}$$

7.3. A partir del SP:

$$Vsh = \frac{SP-SPcl}{SPsh-SPcl} \quad \text{Ec. (21)}$$

7.4. A partir del Densidad-Neutrón:

$$Vsh_{D/N} = \frac{(\Phi_N - \Phi_D)}{(\Phi_{Nsh} - \Phi_{Dsh})} \quad \text{Ec. (22)}$$

Donde:

Φ_D : Porosidad de la formación leída en el perfil de densidad (fracción)

Φ_N : Porosidad de la formación leída en el perfil neutrón (fracción)

Φ_{Dsh} : Porosidad de la arcilla (lutita) leída en el perfil densidad (fracción)

Φ_{Nsh} : Porosidad de la arcilla (lutita) leída en el perfil neutrón (fracción)

7.5. A partir del Resistividad:

$$Vsh \leq \frac{R_{sh}^{1/b}}{R_t} \quad \text{Ec. (23)}$$

$$\text{ó } Vsh \leq \frac{R_{sh}^{1/b}}{R_t} \left(\frac{R_{tmax} - R_t}{R_{tmax} - R_{sh}} \right)^{1/b} \quad \text{Ec. (24)}$$

Donde:

Rsh: Resistividad de la arcilla (ohm-m)

Rt: Resistividad de la formación (ohm-m)

Rtmax: Resistividad de una arena de hidrocarburos relativamente limpia
(ohm-m)

b=1, cuando la arcilla es laminar y/o el porcentaje de arcilla es bajo.

b=2, cuando la arcilla es dispersa y/o el porcentaje de arcilla es de medio
a alto.

b=1.5, da buenos resultados cuando se conoce el tipo de arcillas o
existen arcillas dispersas y laminares en la arena (por lo general
existe más de un tipo de arcilla en la arena).

8. MODELO DE POROSIDAD

La porosidad puede ser definida a partir de análisis de núcleos mediante diferentes ensayos, uno de los más usados es la determinación mediante el porosímetro de Helio, donde el resultado de este tipo de pruebas resulta en la determinación de la porosidad a ciertas condiciones implementadas en laboratorio, pero a ciencia cierta no se conoce si esta porosidad está referida a la porosidad efectiva o a la total de la muestra, es por ello que se hace uso de la determinación de la porosidad por métodos basados en las mediciones indirectas, todo esto con el fin de establecer un comportamiento para cada una de las porosidades tanto efectiva como total y por medio de un proceso de calibración estimar el tipo de porosidad que posee la muestra de núcleo. Existen diferentes metodologías para la determinación de la porosidad a partir de las mediciones indirectas, como lo son:

8.1. A partir de la densidad:

$$\Phi_d = \frac{(\rho_{ma} - \rho_b)}{(\rho_{ma} - \rho_f)} \quad \text{Ec. (25)}$$

Donde:

ρ_{ma} : Densidad de la matriz (gr/cc), varía dependiendo de su litología
(Tabla II.3)

Tabla II. 3: Valores de la densidad de la matriz para diferentes litologías.

ρ_{ma} (gr/cc)	Litología
2,65	arenas, areniscas y cuarcitas
2,68	arenas calcáreas o calizas arenosas
2,71	Calizas
2,87	Dolomitas

ρ_b : Densidad leída en el perfil (gr/cc)

ρ_f : Densidad del fluido (gr/cc)

8.2. A partir del Neutrón:

Dependiendo del tipo de matriz en el que fue corrido el perfil neutrón y la matriz de salida seleccionada por el intérprete.

-Si matriz de corrida del perfil neutrón es igual a la matriz de salida:

$$\Phi = \Phi N \quad \text{Ec. (26)}$$

-Si matriz de corrida del perfil neutrón es caliza y la matriz de salida es arenisca:

$$\text{Si } \Phi N \geq 0.3: \Phi = 0,0621 + 0,9379 * \Phi N \quad \text{Ec. (27)}$$

$$\text{Si } \Phi N < 0.3: \Phi = 0,0253 + 1,1833 * \Phi N - 0,408266 * \Phi N^2 \quad \text{Ec. (28)}$$

-Si matriz de corrida del perfil neutrón es caliza y la matriz de salida es dolomita:

$$\text{Si } \Phi N \geq 0.3: \Phi = -0,0959 + 1,0959 * \Phi N \quad \text{Ec. (29)}$$

$$\text{Si } \Phi N < 0.3: \Phi = -0,005527 + 0,170926 * \Phi N + 2,770767 * \Phi N^2 - 2,303492 * \Phi N^3 \quad \text{Ec. (30)}$$

-Si matriz de corrida del perfil neutrón es Arenisca y la matriz de salida es Caliza:

$$\text{Si } \Phi N < 0,34347: \Phi = -0,0204 + 0,80819 * \Phi N + 0,36466 * \Phi N^2 \quad \text{Ec. (31)}$$

$$\text{Si } \Phi N < 0,34347: \Phi = \frac{(\Phi N - 0,0621)}{0,9379} \quad \text{Ec. (32)}$$

-Si matriz de corrida del perfil neutrón es Arenisca y la matriz de salida es Dolomita:

$$\text{Si } \Phi N > 0.3: \Phi = -0,0959 + 1,0959 * \Phi N \quad \text{Ec. (33)}$$

$$\text{Si } \Phi N < 0.3: \Phi = -0,005527 + 0,170926 * \Phi N + 2,770767 * \Phi N^2 - 2,303492 * \Phi N^3 \quad \text{Ec. (34)}$$

-Si matriz de corrida del perfil neutrón es Dolomita y la matriz de salida es Caliza:

$$\text{Si } \Phi N < 0.21: \Phi = 0,024273 + 2,154008 * \Phi N - 6,3974 * \Phi N^2 + 9,2478 * \Phi N^3 \quad \text{Ec. (35)}$$

$$\text{Si } \Phi N < 0,21: \Phi = \frac{(\Phi N - 0,0959)}{1,0959} \quad \text{Ec. (36)}$$

8.3. A partir del Densidad Neutrón:

$$\Phi_e = \left[\frac{(\Phi_{dc}^2 + \Phi_{nc}^2)}{2} \right]^{1/2} \quad \text{Ec. (37)}$$

Donde:

$$\Phi_{dc} = \Phi_d - \Phi_{dsh} * V_{cl} \quad \text{Ec. (38)}$$

$$\Phi_{nc} = \Phi_n - \Phi_{nsh} * V_{cl} \quad \text{Ec. (39)}$$

8.4. A partir del Resonancia Magnética Nuclear (RMN):

Muchos científicos desde el siglo pasado hasta nuestros días han dedicado sus investigaciones al comportamiento magnético de los núcleos, llegando algunos a la conclusión de que este comportamiento depende y puede ser descrito por su número cuántico magnético (I) y su momento magnético (v). El momento magnético de un núcleo puede expresarse de la siguiente manera:

$$\nu = g * \frac{e * h' * I}{2 * m_p * c} \quad \text{Ec. (40)}$$

Donde:

g: factor nuclear e: carga del protón

h': constante de Planck = $h / 2\pi$

I: número cuántico magnético o número de espín

c : velocidad de la luz

m_p : masa del protón

ν : momento magnético

Con esta ecuación se infiere que un núcleo cuyo número cuántico magnético (I) es igual a cero no posee momento magnético. Cuando un núcleo posee momento magnético tiene entonces una rotación intrínseca denominada espín y tiende a comportarse como un imán giratorio cuyos polos geográficos y magnéticos coinciden.

Principio físico: Si un núcleo de un elemento se coloca bajo el efecto de un campo magnético, éste se puede alinear en la misma dirección del campo o en contra de él, diferenciándose dos estados de energía, en donde el nivel de baja energía también es denominado estado de equilibrio. Debido a que la diferencia entre ambos estados de equilibrio es muy pequeña, ciertas perturbaciones hacen que los átomos cambien fácilmente de un estado de energía a otro (se crea una situación de resonancia), emitiendo cierta cantidad de radiación en este proceso, siendo estas ondas lo que se capta en una herramienta de Resonancia Magnética Nuclear (que de ahora en adelante se denominará por sus siglas, RMN) lo cual constituye el principio físico de su funcionamiento. Sin embargo la mayoría de los elementos generan una señal demasiado pequeña para ser registrada, excepto el hidrógeno cuya señal puede ser fácilmente detectada.

El núcleo de hidrógeno se puede considerar como una barra imantada, cuyo eje magnético está alineado con el eje del momento rotacional del núcleo (izquierda de la Figura II.30). Cuando no existe la influencia de ningún campo magnético, los núcleos están alineados al azar (derecha de la Figura II.30)

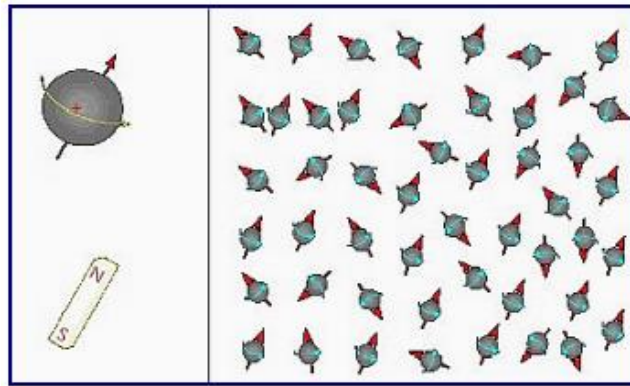


Figura.II. 30: Alineación de los núcleos de hidrógeno en ausencia de un campo magnético (Ávila D., 2002).

El hidrógeno posee momento magnético, y es un elemento abundante en los fluidos contenidos en el espacio poroso de las rocas. Las herramientas de RMN desarrolladas hasta ahora para la evaluación de formaciones son aplicadas a la manipulación de núcleos de hidrógeno, el cual posee un solo protón (es por esta razón en algunas bibliografías de RMN hablan indiferentemente de núcleos y protones).

Porosidad de RMN: Se ha demostrado con análisis de laboratorio, que al realizar mediciones de RMN en rocas mojadas y saturadas con agua, a cada tamaño de poro le corresponde un tiempo de relajación T_2 . A medida que el tamaño poral es menor (relación S/V más pequeña) el T_2 disminuye y viceversa. En una roca, donde existen muchos tamaños de poro, y donde cada uno contribuye parcialmente a la porosidad total, la señal obtenida proviene de un decaimiento multiexponencial (Figura II.31), compuesta por la suma de las amplitudes de señal proveniente del fluido confinado en cada uno de los poros individuales.

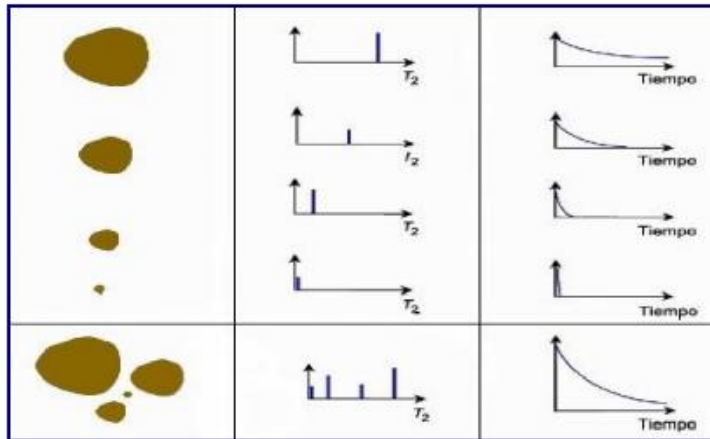


Figura.II. 31: Señales de tiempo de relajación transversal por poro (Ávila D., 2002).

La forma de la curva de distribución de T_2 representa la distribución de porosidad por tamaño de poro (13). Como en la práctica es muy difícil considerar a cada poro individualmente, todos los poros con relaciones superficie - volúmenes similares se agrupan juntos. Por lo tanto, en una curva de distribución de T_2 , la porosidad total está representada por la suma de las porosidades asociada a cada tamaño de poro. De esta manera el área bajo la curva de distribución de T_2 es proporcional a la porosidad total de una roca. En esta explicación previa se nota que no es necesario hacer correcciones a la porosidad según sea la litología de la roca, como en el caso de los registros de densidad y neutrón. Esto hace que las estimaciones de porosidad por medio de RMN sean más confiables que las de los registros anteriormente mencionados.

Además, en la curva de distribución de T_2 es posible reconocer, con cada una de las porosidades parciales obtenidas, el “tipo de agua” presente en los poros de la roca (Figura II.32), a saber: las aguas movibles, asociada con los poros más grandes; las aguas ligadas a los capilares o agua irreducible, es aquella ligada a poros de menor tamaño que debido a fuerzas capilares mantienen el agua retenida en los poros sin posibilidad de ser drenada; y las aguas ligadas a las arcillas, donde intervienen fuerzas electroquímicas y el agua se asocia a las arcillas que existen en la roca a través de un intercambio catiónico, esto sucede en una escala microporosa.

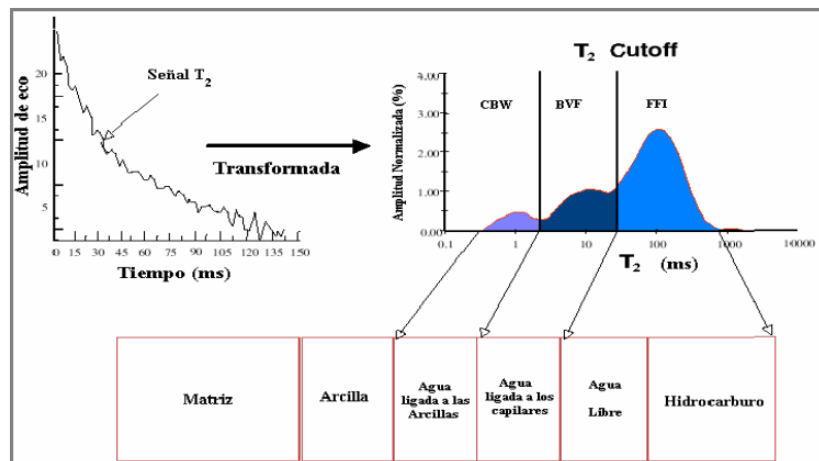


Figura.II. 32: Identificación del tipo de agua presente en la roca (Ávila D., 2002).

La amplitud inicial de la curva de decaimiento no procesada es directamente proporcional al número de núcleos de hidrogeno polarizados en el fluido en el espacio poral. La porosidad no procesada reportada está dada por la relación entre esta amplitud y la amplitud equivalente cuando la herramienta se coloca en el tanque de agua (es decir, un medio con 100% de porosidad). Esta porosidad es independiente de la litología de la roca y se puede corroborar comparando las mediciones hechas sobre núcleos en el laboratorio RMN con las mediciones de porosidad en un laboratorio de petrofísica convencional.

La exactitud de la porosidad no procesada reportada depende básicamente de tres factores:

- Un tiempo de espaciamiento entre ecos, TE suficientemente corto como para registrar los decaimientos por fluidos asociados con poros de arcilla y otros poros de tamaño similar.
- Un tiempo de polarización, TW suficientemente largo como para lograr la polarización completa de los núcleos de hidrogeno en los fluidos.
- Un numero de núcleos de hidrogeno en el fluido que sea igual al número que habría en un volumen equivalente de agua, es decir, HI=1.

Si se satisfacen las condiciones anteriores, la porosidad de RMN es la más exacta disponible en la industria del perfilaje.

Los factores primero y tercero son solo relevantes para gas o hidrocarburos livianos. En estos casos, se pueden realizar activaciones especiales en la herramienta RMN para proveer información a efectos de corregir la porosidad.

La porosidad registrada por el (RMN) puede registrar con gran exactitud la porosidad en aquellas zonas que cuya preferencia a la mojabilidad es por hidrocarburos, e incluso aquellas que contienen arcillas. Una de las dificultades del registro está en presencia de hidrocarburos con viscosidades superiores a los 1000cp. La herramienta no alcanza a registrar los valores de las amplitudes de estos hidrocarburos en la curva de T2 ya que son demasiado pequeñas, por lo cual el registro reportara valores superiores a los verdaderos. Este déficit comparado con los registros de densidad se puede utilizar para identificar hidrocarburos muy pesados.

9. MODELO DE SATURACIÓN

Existen múltiples propiedades petrofísicas que se ven involucradas al momento de la estimación de la saturación de agua (S_w), las cuales son medidas a través de ensayos realizados a los núcleos, estas variables son:

- **Factor de Cementación (m):** El factor varía con relación a la consolidación de la roca, la porosidad, la distribución de los granos, su tamaño, la interconexión de los poros y de la litología. Este factor es muy importante obtenerlo con la mayor precisión posible, debido a su relación con la saturación de agua.

En areniscas normales, se toma $m = 2$ con buenos resultados. Para formaciones compactas, m puede llegar a 2.5.

El factor de cementación puede ser determinado usando de manera indirecta a través de registros utilizando el Método de Pickett, el cual normaliza los valores en intervalos de agua. Se construye una gráfica Log-Log con los valores de resistividad vs. Porosidad, obteniéndose de esta forma una recta cuya pendiente es el factor de cementación, conociendo el valor de la resistividad del agua de formación.

- **Exponente de Saturación (n):** El exponente depende de la humectabilidad de la roca, varía por lo general entre 1.80 y 2.20, no obstante se usa 2. El uso de valores de “n” mayores al real, podría originar valores de saturación de agua mayores. Rocas preferencialmente mojadas por agua $n \leq 2$, Rocas preferencialmente mojadas por petróleo $n > 2$.

Tanto el factor de cementación como el exponente de cementación son medidas directas de núcleos, y su resultado es influenciado en las pruebas por el correcto valor de la salinidad del saturante.

- **Factor de Tortuosidad (a):** El factor “a” depende del tipo de roca y se considera constante para una litología dada, los mismos son mostrados en la Tabla II.4.

Tabla II. 4: Valores del factor de tortuosidad (a) en función de la formación.

Factor de Tortuosidad (a)	Formaciones
1	Duras
0,62 ó 0,81	Areniscas (Dependiendo del área de trabajo)

- **Factor de formación (F):** Es una constante de proporcionalidad que establece que la resistividad de una formación limpia es proporcional a la solución salina con la cual está completamente saturada. Esta relación entre el tipo de formación y los fluidos contenidos en ella se expresa:

$$F = \frac{R_o}{R_w} \quad \text{Ec. (41)}$$

Donde:

F: Factor de formación, adimensional

Ro: Resistividad de la roca saturada 100% por el fluido mojante (ohm-m)

Rw: resistividad del agua de formación (ohm-m)

El factor de formación es función de la porosidad y también de la estructura poral y la distribución de los poros por su tamaño. Existe una relación experimental entre la porosidad y el factor de formación que es ampliamente usada en la industria.

$$F = \frac{a}{\phi^m} \quad \text{Ec. (42)}$$

Donde:

F: factor de formación, adimensional

a: constante que depende del tipo de roca, adimensional

Φ : porosidad, fracción m: factor de cementación, adimensional

Relación de Archie:

$$F = \frac{1}{\phi^2}, \text{ formaciones compactas} \quad \text{Ec. (43)}$$

$$F = \frac{0,81}{\phi^2}, \text{ areniscas normales} \quad \text{Ec. (44)}$$

- **Saturación de agua (S_w):** La fracción del espacio poroso ocupado por el agua se denomina saturación de agua. Los modelos existentes para el cálculo de S_w , están basados en el tipo de formación y el grado de arcillosidad presente en la arena (incluyendo los que se basan en el volumen de arcilla, V_{sh} , o en el fenómeno de doble capas iónicas). Entre estos modelos se tienen: Archie, Indonesia, Simandoux, Simandoux Modificado, Laminado de Arcilla, Waxman-Smits, Doble Agua, entre otros.

Las aplicaciones petrofísicas permiten calcular la saturación de agua (S_w), mediante las siguientes ecuaciones:

9.1. La ecuación de Archie:

$$S_w^n = \frac{a}{\phi^m} * \frac{R_w}{R_t} \quad \text{Ec. (45)}$$

Tabla II. 5: Valores típicos de la ecuación de Archie.

Variable	Use...	Sí...	Entonces...
n	2,0 Porosidad Archie. 1,8 (o menos) para roca de matriz arcillosa. 4,0 para roca fuertemente mojadas por petróleo.	No está seguro	Use 2,0
R_w	Valor calculado del registro SP. Estimados de Catálogos de R_w medido de muestra de agua.	Hay incertidumbre en el cálculo de a, partir del SP por espesor de la formación.	Use una corrección por espesor u otro método.
Φ	Valores de núcleos o de registros densidad, densidad-neutrón o sónicos.	La configuración de la matriz del registro no coincide con matriz de la formación.	Use un <i>crossplot</i> densidad-neutrón.
m	2,0 para porosidad de Archie. 1,7-2,0 para arenas arcillosas. 2,0-2,5 para porosidad conectada por "vugs" ¹ . 2,5-3,3 para porosidad móldica (no conectada). Aproximadamente 1,0 para rocas fracturadas.	No se está seguro del tipo de roca o geometrías de poro.	Use 2,0.
R_t	Valor calculado de los registros resistivos profundos.	Si hay "washouts" ²	Use cartas para correcciones.

9.2. La ecuación Indonesia

$$\frac{1}{\sqrt{R_t}} = \left[\frac{V_{cl}^{(1-V_{cl}/2)}}{\sqrt{R_{cl}}} + \frac{\Phi^{m/2}}{\sqrt{aR_w}} \right] S_w^{n/2} \quad \text{Ec. (46)}$$

¹ Vugas: Son pequeñas a medianas cavidades en el interior de la roca que se pueden formar a través de una variedad de procesos. La disolución es el proceso más común, están parcialmente ocupados por cuarzo, calcita y otros minerales secundarios.

² Derrumbes o Washouts: Ocurren cuando se ha erosionado una veta de carbón por la acción de un río, donde el canal resultante se llena de sedimentos. El carbón puede haber sido retirado por completo o parcialmente en el proceso.

9.3. La ecuación de Simandoux

$$\frac{1}{R_t} = \frac{\phi^m}{aR_w} * S_w^n + \frac{V_{cl}}{R_{cl}} \quad \text{Ec. (47)}$$

9.4. La ecuación de Simandoux Modificado

$$\frac{1}{R_t} = \frac{\phi^m}{aR_w} * S_w^n + \frac{V_{cl}}{R_{cl}} * S_w \quad \text{Ec. (48)}$$

9.5. El modelo laminado de arcilla

$$S_w^n = \frac{aR_w}{\phi^m(1-V_{cl})} * \left[\frac{1}{R_t} - \frac{V_{cl}}{R_{cl}} \right] \quad \text{Ec. (49)}$$

9.6. La ecuación de Waxman-Smits

$$S_{wt} = \left[\frac{R_t(1+R_w B Q_v / S_{wt})}{a^* \phi_t^{-m} R_w} \right]^{-1/n^*} \quad \text{Ec. (50)}$$

9.7. El método doble agua

$$S_w = \frac{(S_{wt} - S_b)}{(1 - S_b)} \quad \text{Ec. (51)}$$

10. MODELO DE PERMEABILIDAD

Tabla II. 6: Correlaciones para estimar la permeabilidad.

Correlación	Condiciones
Carman-Kozeny $k = \frac{1}{2\tau^2 S_{vg}^2} \frac{\phi^3}{(1 - \phi)^2}$	Modelo de tubo de capilares, para empaquetamiento esférico $\tau^2 = 2,5S_{vgr}$. Área superficial por volumen de grano [cm^{-1}].

Correlación	Condiciones
Morris and Biggs (1967) $k = U_2^2 \frac{\Phi^6}{S_{wi}^2}$	$U_2 = 250$ Para petróleo de gravedad media. $U_2 = 79$ Para gas seco.
Timur (1968) $k = \frac{0,136\Phi^{4,4}}{S_{wi}^2}$	La ecuación fue generada empleando muestras de núcleos saturados con una mezcla agua-aire.
Coats and Dumanoir (1973) $k = 10^4 \frac{\Phi^{4,5}}{S_{wi}^2}$	S_{wi} Saturación de agua irreducible, sólo usar para estas condiciones.
Coats and Denoo (1981) $k = A \Phi^B \left(\frac{1 - S_{wi}}{S_{wi}} \right)^c$	Asegura que la permeabilidad sea cero para $S_{wi} = 1$, pero requiere el conocimiento de S_{wi}. Para areniscas limpias con porosidad intergranular o intercrystalina.

CAPÍTULO III

MARCO METODOLÓGICO

A continuación se presenta la descripción y desarrollo metodológico dividido por modelos, los cuales fueron aplicados para el cumplimiento de los objetivos planteados.

Sección I: Modelo roca/fluido

1. MODELO DE PETROFACIES (INYECCIÓN DE MERCURIO)

1.1. Inventario de muestras: Se disponen de 22 muestras a las cuales se les fue realizada la prueba de inyección de mercurio, como se muestra en la Tabla III.1, con sus propiedades y profundidades.

Tabla III. 1: Inventario de las pruebas de inyección de mercurio.

Inyección de Mercurio				
Pozo	Muestras	Profundidad (Pies)	Permeabilidad Klinkenberg (mD)	Porosidad (Fracción)
A	1	9751.7	110	0.162
B	2	10715	6.88	0.108
C	3	9325.3	43.7	0.179
D	4	9321.8	49.2	0.149
E	5	11106.9	48.4	0.106
F	6	8783.7	69.5	0.162
G	7	6631.2	860	0.193
X-2	8	8129.5	18.4	0.134
	9	8155.0	60.7	0.122
	10	8288.0	0.609	0.106
	11	8352.0	36.7	0.153
	12	8523.0	1050	0.176
	13	8580.0	226	0.158
	14	8687.0	0.011	0.054
	15	8750.5	0.0004	0.044
X-1	16	8085.8	1622	0.124
	17	8090.5	2761	0.141
	18	8270.6	10.2	0.146
	19	9137.9	0.804	0.083

Pozo	Muestras	Profundidad (Ft)	Permeabilidad Klinkenberg (mD)	Porosidad (Fracción)
X-1	20	9169.5	14.1	0.093
	21	9210.4	892	0.152
	22	9250.5	587	0.176

1.2. Transformación del sistema mercurio-aire al sistema de fluidos presente en el

yacimiento: Se debe conocer el tipo de sistema en el cual fueron tomadas las muestra, para este caso el sistema de fluidos presente en el reservorio fue el de agua-gas, entonces para realizar dicha conversión se debe hacer uso de la ecuación 52 de relación de capilar de dos fluidos.

$$\frac{P_{c1}}{P_{c2}} = \frac{\sigma_1 \cos \theta_1}{\sigma_2 \cos \theta_2} \quad \text{Ec. (52)}$$

De igual forma existen valores predeterminados para el uso de la ecuación 52, para este caso se deben utilizar los contenidos en la Tabla III.2.

Tabla III. 2: Conversiones de sistemas Mercurio-Aire y Gas-Agua.

Mercurio-Aire (Laboratorio)	Gas-Agua (Yacimiento)
$\Theta_1 = 140^\circ$	$\Theta_2 = 0^\circ$
$\sigma_1 = 480 \text{ dinas/cm}$	$\sigma_2 = 50 \text{ dinas/cm}$
$\sigma_1 = 0,0069 \text{ PSI}$	$\sigma_2 = 0,0007 \text{ PSI}$

1.3. Análisis convencional: Consiste en realizar un gráfico de los valores de presión en sistema agua-gas y la saturación de mercurio para cada punto de presión a la cual fue sometida la muestra, con el fin de poder determinar las unidades de flujo presente en el sistema.

1.4. Análisis incremental: Para obtener un mejor estudio acerca de la calidad de la roca y no concluir solamente con un análisis convencional, ya que no se aprecia con exactitud la presencia de diferentes sistemas, se procede a realizar el gráfico incremental de la muestra para el cual se debió determinar el volumen incremental normalizado (*volumen incremental normalized*) y el diámetro de la garganta de poro (*pore throat diameter*).

- **Volumen incremental:** Para la determinación inicial de la saturación en cada punto de presión se debe aplicar la diferencia entre el valor de la saturación al determinado punto de la presión y la saturación correspondiente al punto de presión anterior, una vez obtenido el valor de saturación inicial para cada presión se debe multiplicar por la porosidad de la muestra y se obtendrá el volumen incremental.
- **Volumen incremental normalizado:** Para normalizar el volumen incremental, se debe buscar para que punto de presión el volumen incremental es el mayor y una vez localizado se procederá a realizar la relación entre el volumen incremental y el mayor valor del mismo, para así obtener el volumen incremental normalizado.
- **Gráfico incremental:** Una vez obtenido el volumen incremental normalizado se procede a graficar dichos valores versus el diámetro de garganta de poro.
- **Corrección del efecto de llenado (*Closure*):** Para eliminar este efecto se deben realizar los siguientes pasos:
 - Determinar el volumen sumado total, partiendo del volumen incremental se realiza el incremento de volumen por cada punto de presión.
 - Calcular el volumen sumado sin efecto, donde en el gráfico incremental se debe determinar hasta qué punto desde la entrada ocurre el efecto, luego de determinar dicho punto se debe sustraer a los valores posteriores de volumen sumado.
 - Se vuelve a determinar un nuevo volumen inicial, partiendo de la diferencia del volumen sumado sin efecto.
 - Se finaliza calculando un nuevo volumen inicial normalizado, tomando en cuenta el mayor valor de volumen inicial y la relación de cada uno de los valores iniciales entre su mayor valor.
- **Partición de sistemas:** Se basa en el análisis en conjunto de resultados de los gráficos incrementales donde, se debe analizar cada gráfico por separado y posteriormente juntos, con el fin de poder delimitar los diferentes sistemas en

pueden estar presentes en la formación. Siguiendo los siguientes rangos para su determinación:

- Megaporoso: Son unidades de flujo, con gran tamaño de poro (>10 micrones).
- Macroporoso: Unidades de flujo con tamaño de poro un poco más pequeño (2-10 micrones).
- Mesoporoso: Donde las unidades son aún menores (0.5-2 micrones).
- Microporoso: Estas unidades de flujo son de grosor moderado que son de interés pero como sellos potenciales (0.1-0.5 micrones).
- Nanoporoso: Las unidades que poseen menor diámetro poral (<0.1 micrones).

1.5. Método de Ápice: Consiste en plotear en escala lineal la relación saturación de mercurio entre la presión capilar (SHg/P_c) versus el porcentaje de espacio poroso saturado con mercurio (Shg), con el fin de obtener la saturación característica en el punto máximo del ápice.

1.6. Método R vs R: Es un método basado en la obtención de los diferentes valores asociados al espacio saturado del radio de garganta característico obtenido del gráfico de la ecuación de radio de garganta versus el radio de garganta característico obtenido de la gráfica convencional, donde el objetivo es obtener el radio característico predominante en la prueba.

- **Obtención del radio de garganta poral por medio de ecuación:** Se obtendrá aplicando los modelos de Winland (1980) y Pittman (1992), donde el primero de ellos se basó en evaluar el radio característico para el valor predeterminado de saturación, es decir, que para cada muestra obtenida se le realizaba el estudio referente a un solo radio, mientras que Pittman decidió hacer el estudio para distintos valores de radio, los cuales fueron valores predeterminados para el análisis en las diferentes muestras. Para el caso de Winland concluyó con una relación empírica (Ecuación 53) entre la porosidad, permeabilidad del aire

y el radio de la garganta de poro correspondiente a una saturación de mercurio del 35%.

$$\text{Log } (R35) = 0.732 + 0.588 \times \text{Log}(K) - 0.864 \times \text{Log } (\varphi) \quad \text{Ec. (53)}$$

Donde K es la permeabilidad (en mD), φ es la porosidad (en porcentaje), y R35 (expresado en micrones) es el radio de la garganta de poro a una saturación de mercurio del 35%, para de esta forma obtener el test de la presión capilar mediante la inyección de mercurio.

Pittman se basó en la multiplicación de la regresión analizada por Winland tanto en el desarrollo como en la formulación de la ecuación empírica para calcular el diámetro de garganta de poro correspondiente al del 35% de saturación para posteriormente extender esto a otros porcentajes de saturación de mercurio ^[7]. Las ecuaciones planteadas fueron las siguientes:

$$\text{Log } (R10) = 0.459 + 0.500 \times \text{Log}(K) - 0.385 \times \text{Log } (\varphi^\circ) \quad \text{Ec. (54)}$$

$$\text{Log } (R15) = 0.333 + 0.509 \times \text{Log}(K) - 0.344 \times \text{Log } (\varphi^\circ) \quad \text{Ec. (55)}$$

$$\text{Log } (R20) = 0.218 + 0.519 \times \text{Log}(K) - 0.303 \times \text{Log } (\varphi^\circ) \quad \text{Ec. (56)}$$

$$\text{Log } (R25) = 0.204 + 0.531 \times \text{Log}(K) - 0.350 \times \text{Log } (\varphi^\circ) \quad \text{Ec. (57)}$$

$$\text{Log } (R30) = 0.215 + 0.547 \times \text{Log}(K) - 0.420 \times \text{Log } (\varphi^\circ) \quad \text{Ec. (58)}$$

$$\text{Log } (R35) = 0.255 + 0.565 \times \text{Log}(K) - 0.523 \times \text{Log } (\varphi^\circ) \quad \text{Ec. (59)}$$

$$\text{Log } (R40) = 0.360 + 0.582 \times \text{Log}(K) - 0.680 \times \text{Log } (\varphi) \quad \text{Ec. (60)}$$

$$\text{Log } (R45) = 0.609 + 0.608 \times \text{Log}(K) - 0.974 \times \text{Log } (\varphi) \quad \text{Ec. (61)}$$

$$\text{Log } (R50) = 0.778 + 0.626 \times \text{Log}(K) - 1.205 \times \text{Log } (\varphi) \quad \text{Ec. (62)}$$

$$\text{Log } (R55) = 0.948 + 0.632 \times \text{Log}(K) - 1.426 \times \text{Log } (\varphi) \quad \text{Ec. (63)}$$

$$\text{Log } (R60) = 1.096 + 0.648 \times \text{Log}(K) - 1.666 \times \text{Log } (\varphi) \quad \text{Ec. (64)}$$

$$\text{Log}(R65) = 1.372 + 0.643 \times \text{Log}(K) - 1.979 \times \text{Log}(\varphi) \quad \text{Ec. (65)}$$

$$\text{Log}(R70) = 1.664 + 0.627 \times \text{Log}(K) - 2.314 \times \text{Log}(\varphi) \quad \text{Ec. (66)}$$

$$\text{Log}(R75) = 1.880 + 0.609 \times \text{Log}(K) - 2.626 \times \text{Log}(\varphi) \quad \text{Ec. (67)}$$

Donde φ es estáticamente insignificante, porosidad (Φ en porcentaje) y permeabilidad (K en mD).

- **Gráfico R vs R:** Una vez obtenidos los valores de ambos modelos se procedió a realizar el gráfico del radio de garganta de poro obtenido a las determinadas saturaciones por los modelos versus el radio de garganta de poro a las saturaciones de los modelos leídas en la gráfica convencional, es decir, que para cada porcentaje de saturación se debe obtener un determinado valor.

1.7. Método K vs K: Basado en la estimación del K a partir de los valores de referencias a los cuales se estudió los diferentes asociados de saturaciones para los determinados radios de garganta de poros. Para esto se debe realizar el despeje de K de las ecuaciones establecidas por Winland y Pittman, donde al igual que el método R vs R se busca obtener el radio característico predominante en la prueba.

- **Gráfico K vs K:** Una vez obtenida las permeabilidades asociadas a los diferentes R determinados por los métodos de Winland y Pittman, se debe comparar esto en función de la permeabilidad estimada por el laboratorio mediante un histograma. De esta forma se desea obtener el radio característico en función del K medido en laboratorio.

1.8. Método uno por uno (one by one): Basado en la relación de los radios de gargantas de poros obtenidos por ecuación y los extraídos de la gráfica, donde se tienen una variedad de datos referenciados a los valores de R establecidos o estudiados por Pittman para cada una de las muestras, donde el objetivo es obtener el radio característico predominante en la formación, mediante la tendencia que mejor se aproxime a la recta $y=x$.

1.9. Gráficos de relación de parámetros vs propiedades: Una vez obtenido los valores de los parámetros finales, se debe realizar diferentes gráficos de cada uno

de estos parámetros en función de las propiedades Φ , k , k/Φ . Esto con el objetivo de evaluar el comportamiento de las petrofacies, al igual que definir los parámetros característicos predominantes en el área.

2. MODELO DE PRESIÓN CAPILAR

2.1. Inventario de muestras: Se disponen de 13 muestras a las cuales se les fue realizada la prueba de presión capilar por centrífuga, como se muestra en la Tabla III.3, con sus propiedades y profundidades.

Tabla III. 3: Inventario de las pruebas de presión capilar por centrífuga.

Presión Capilar por Centrífuga				
Pozo	Muestra	Profundidad (Pies)	Permeabilidad Klinkenberg (mD)	Porosidad (Fracción)
X-2	1	8226.3	795.0	0.162
	2	8409.5	1244	0.179
	3	8519.7	136.0	0.123
	4	8555.7	1.390	0.123
	5	9129.5	275.0	0.151
	6	8390.6	1.520	0.110
	7	8572.7	146.0	0.139
	8	8641.3	5870	0.208
	9	8698.4	0.134	0.083
	10	9312.1	401.0	0.162
X-1	11	8085.8	1622	0.124
	12	8090.5	2761	0.141
	13	8270.6	10.20	0.146

2.2. Transformación del sistema mercurio-aire al sistema de fluidos presente en el yacimiento: Analogamente a la transformación de sistema que se debe aplicar en el modelo de petro-facies.

2.3. Normalización o correcciones del método de presión capilar por centrífuga: Debido a que el laboratorio no suministró los datos del radio o diametro de garganta de poros, se debe realizar dicha estimación mediante la ecuación 68.

$$P_C = \frac{2\sigma \cos \theta}{r} = \frac{4\sigma \cos \theta}{d} \quad \text{Ec. (68)}$$

Dependiendo de los factores a usar se deben realizar las siguientes conversiones:

$$\frac{\text{dynes}}{\text{cm}^2} = 1.5404 \times 10^{-5} \text{psia}$$

$$\text{cm} = 10^4 \text{microns}$$

Donde insertando dichos valores en la ecuacion 68, se obtiene la relación empírica 69.

$$P_c = \frac{0.58\sigma \cos \theta}{d} \quad \text{Ec. (69)}$$

Donde:

$P_c = \text{Presión Capilar (Capillary Pressure)} [\text{Psia}]$

$\sigma = \text{Tensión Interfacial (Interphase Tension)} \left[\frac{\text{dynes}}{\text{cm}} \right]$

$d = \text{Diametro del Capilar (Capillary Diameter)} [\text{micron}]$

2.4. Gráfico convencional: Seguidamente, se debe realizar el gráfico convencional para observar el comportamiento del sistema poroso en cada una de las muestras, todo esto realizando la relación entre la presión obtenida en sistema gas-agua y la saturación de agua.

Para realizar un mejor estudio acerca del sistema se procede a realizar el gráfico incremental, basandose en la relación del volumen de agua incremental normalizado y el diámetro de garganta de poro, para obtener el volumen de agua incremental normalizado primeramente se debe conseguir la saturación de agua incremental.

- **Saturación de agua incremental:** Para la determinación inicial de la saturación en cada punto de presión se debe aplicar la diferencia entre el valor de la saturación al determinado punto de la presión y la saturación correspondiente al punto de presión anterior.
- **Volumen de agua incremental:** Una vez obtenido el valor de saturación inicial para cada presión se debe multiplicar por la porosidad de la muestra, para así obtener el volumen incremental.

- **Volumen de agua incremental normalizado:** Para normalizar el volumen incremental, se debe buscar para que punto de presión el volumen incremental era mayor y una vez localizado se debe proceder a realizar la relación entre el volumen incremental y el mayor valor del mismo, para así obtener el volumen incremental normalizado.

2.5. Gráfico incremental: Una vez obtenido el volumen incremental normalizado se procede a graficar dichos valores versus el diámetro de garganta de poro, el cual ya debió haber sido estimado mediante la relación de presiones capilares y de esta forma poder obtener el gráfico incremental de la muestra.

2.6. Validación del método: Para la validación de todas las pruebas de capilar por centrifuga, se deben aplicar tres criterios para obtener la mejor aproximación o una mejor normalización única entre la curva convencional y las diferentes ecuaciones planteadas por Leverett, Thomeer y Brooks, mostradas en la Tabla III.4.

Tabla III. 4: Ecuaciones de saturación bajo los criterios de Leverett, Thomeer y Brooks.

Ecuación de Leverett <i>J function</i>	$J_i = 0.2166 \frac{PresionCapilar}{\sigma \cos \theta} \sqrt{\frac{Permeabilidad}{Porosidad}}$ $S_w = A \exp^{-B J_i} + C$
Ecuación de Thomeer	$S_w = S_{w_{\infty}} + (1 - S_{w_{\infty}})(1 - \exp^x)$ $x = \frac{-G}{\log(\frac{PresionCapilar}{PresionEntrada})}$
Ecuación de Brooks	$S_w = S_{w_{\infty}} + (1 - S_{w_{\infty}})\left(\frac{PresionEntrada}{PresionCapilar}\right)^{\left(\frac{1}{N}\right)}$

Una vez obtenido los valores iniciales de las saturaciones mediante los criterios, se deben graficar los mismos en función de la presión (procedimiento similar a la construcción del gráfico convencional), todas las curvas deben ser ploteadas junto

a la convencional (gráfico de relación de métodos), de esta forma iniciará el proceso de iteración de los parámetros presente en cada una de las ecuaciones, es decir, para el caso de Thomeer la iteración se debe realizar en función de G y de la presión capilar de entrada (P_c ent) , en el caso de Brooks la variación se debe aplicar a n y a P_c ent, mientras que para Leverett los parámetros a variar son A , B y C .

Esto con el objetivo de ajustar las curvas de los criterios al mismo comportamiento de la convencional, la cual es la base de los datos de la prueba de presión capilar por centrífuga. De esta manera se puede determinar la calidad de la roca.

2.7. Gráfico de relación de parámetros vs propiedades: Una vez obtenido los valores de los parámetros finales, se debe realizar diferentes gráficos de cada uno de estos parámetros en función de las propiedades Φ , k , k/Φ . Esto con el objetivo de evaluar cuál es el criterio que mejor se ajusta al área de estudio.

3. MODELO DE COMPRESIBILIDAD

3.1. Inventario de muestras: Se disponen de 20 muestras a las cuales se les fue realizada la prueba de compresibilidad, como se muestra en la Tabla III.5.

Tabla III. 5: Inventario de las pruebas de compresibilidad.

Muestra	Profundidad (Pies)	Porosidad	Permeabilidad Klinkenberg (mD)
1A	8107,6000	0,144	5,66
2A	8113,4000	0,178	27,5
3A	8127,7000	0,122	12,8
4A	8156,3000	0,166	443,
1B	8210,3000	0,118	4,18
2B	8223,3000	0,174	477,
3B	8241,6000	0,174	4,18
1C	8286,9000	0,103	1,22
2C	8325,9000	0,122	0,553
1D	8357,7000	0,100	0,632
2D	8369,7000	0,105	0,632
3D	8392,0000	0,139	3,16
1E	8521,5000	0,183	227,
1F	8555,9000	0,126	1,36

Muestra	Profundidad (Pies)	Porosidad	Permeabilidad Klinkenberg (mD)
2F	8575,5000	0,173	314,
3F	8582,5000	0,134	59,0
1G	8643,6000	0,202	1390,
2G	8872,5000	0,145	8872,5
3G	9125,5000	0,140	414,
4G	9132,4000	0,132	73,5

3.2. Análisis de las presiones de poros: Se debe tomar en cuenta las históricas de presiones medidas en los pozos en el entorno del yacimiento de interés, posteriormente se debe graficar las presiones con respecto al tiempo de medición, previamente normalizadas a un datum de profundidad.

Por otro lado la función de las estimaciones es conocer el rango de variación, más no para ejecutar cálculos precisos, Una vez estimada la tendencia se debe establecer cuáles son los puntos de presiones iniciales y finales en la histórica de producción del yacimiento.

Estos valores deben ser llevados de la profundidad datum a la profundidad real medida de cada muestra y con gradiente de variación relativo al fluido que genera el capilar.

3.3. Estimación del esfuerzo efectivo vertical: Donde se debe aplicar la ley de Terzaghi.

$$\sigma = \sigma' + u$$

Donde:

σ : Esfuerzo media aplicada al suelo.

σ' : Esfuerzo intergranular.

u : Presión de poros.

3.4. Gráfico de variación de volumen poroso versus esfuerzos efectivos: Una vez obtenidas las entradas necesarias para la estimación del volumen poroso inicial y el final, correspondientes al esfuerzo efectivo inicial y final, se obtiene los parámetros necesarios para el cálculo de la compresibilidad de la roca.

3.5. Cálculo de la compresibilidad: Se efectúa por muestra. Se debe tener claro cuál compresibilidad es necesaria calcular, ya que por literatura existen la compresibilidad en función del delta del volumen Total de Roca, en función del delta del Volumen Poroso y en función del delta del porcentaje Poroso, al igual que puede expresarse en relación a los esfuerzos efectivos o variación de las presiones de poros, si bien esto último rompe la definición perse, por ser la compresibilidad definida en relación a los esfuerzos efectivos.

3.6. Relación de la compresibilidad con el tipo de roca: Debido a que la compresibilidad de la roca varía en función de su textura y fábrica, es necesario realizar correlaciones que permitan establecer tal relación. Para esto se deben construir gráficos cruzados de la resultante de la compresibilidad con respecto a las propiedades petrofísicas medidas en laboratorio de porosidad y permeabilidad.

4. MODELO DE PERMEABILIDAD RELATIVA

4.1. Inventario de muestras: Se disponen de 54 muestras a las cuales se les fue realizada la prueba de compresibilidad, como se muestra en la Tabla III.6, con sus propiedades y profundidades.

Tabla III. 6: Inventario de las pruebas de permeabilidad relativa.

Permeabilidad Relativa				
Pozo	Muestra	Profundidad (Pies)	Permeabilidad Klinkenberg (mD)	Porosidad (Fracción)
H	1	6389.4	714	0.185
I	2	9325.3	42.7	0.18
J	3	8301	1.38	0.11
	4	8303.5	30.7	0.158
	5	8937.6	2.93	0.121
	6	9202.2	219	0.17
	7	9218.4	16.5	0.106
	8	9315.1	0.366	0.089
	9	9321.8	50.4	0.13
	10	9344.2	114	0.128
K	11	10877	206	0.14
	12	11106.9	136	0.145
	13	11163	51.5	0.093
	14	11263	5.23	0.09
	15	11306.5	1.57	0.075

Pozo	Muestra	Profundidad (Pies)	Permeabilidad Klinkenberg (mD)	Porosidad (Fracción)
K	16	11341.4	5.32	0.088
	17	11376.9	2.1	0.077
	18	11454.2	0.927	0.077
L	19	8783.7	81.3	0.154
M	20	7396	281	0.144
N	21	9977.3	5.51	0.083
	22	10046.6	45.8	0.107
	23	10054.1	102	0.114
X-1	24	8063-8063.5	949	0.164
	25	8254-8254.5	97.5	0.161
	26	8264-8264.5	7.04	0.078
	27	9256-9256.5	319	0.136
	28	8230.3	4.49	0.146
	29	9225.4	158	0.135
	30	8084-8084.5	1624	0.132
	31	8100-8101	4.23	0.107
	32	9275.5-9276	77	0.116
	33	8294-8294.5	355	0.127
	34	9164-9164.5	174	0.117
	35	8085.8	1245	0.116
	36	8090.5	2756	0.134
	37	8270.6	8.96	0.139
	38	9137.9	0.628	0.077
	39	9169.5	11.8	0.087
	40	9210.4	876	0.144
	41	9250.5	562	0.169
O	42	7435.3	37.6	0.166
P	43	7893.8	53.6	0.168
	44	7895.3	3.37	0.133
Q	45	10695.2	0.225	0.081
R	46	10599.5	13.6	0.099
	47	10780.1	0.378	0.07
	48	10988.4	2.5	0.087
	49	11017.6	140	0.126
	50	11019.6	4.5	0.088
	51	11420.2	15.7	0.151
	52	11626.8	3.14	0.093
S	53	7809.9	14.4	0.169
T	54	11626.8	3.14	0.094

4.2. Validación: Es importante aprender a reconocer las denominadas “curvas buenas” de permeabilidad relativa (k_r), lo que se traduce en la validación de las mismas,

para ello es necesario tener claro las características de dichas curvas, que para el sistema agua-petróleo se muestran en la Figura III.1, donde se representan las medidas realizadas en una muestra de roca de yacimiento que contenía petróleo (S_o) y agua irreducible (S_{wi}). Mientras que no se deben tomar en cuenta las curvas de resultados no confiables, como se muestra en la Figura III.2.

Previo al desplazamiento de petróleo por agua (ciclo de imbibición), se determina la permeabilidad efectiva al crudo, cuyo valor es empleado como permeabilidad de referencia en los cálculos de las permeabilidades relativas al crudo, k_{ro} , y al agua, k_{rw} . Las dos curvas de permeabilidad relativa se determinan simultáneamente a medida que la saturación de agua aumenta.

Para reconocer datos válidos se debe chequear el cumplimiento de las siguientes características presentes en una buena curva de permeabilidad relativa:

- $k_{ro} = 1$ cuando $S_w = S_{wi}$.
- Las saturaciones residuales son mayores que cero (usualmente $S_{or} > S_{wi}$).
- El valor máximo de permeabilidad relativa de la fase mojante (ej. k_{rw}) es menor que la k_r máxima de la fase no-mojante (ej. k_{ro}).
- La suma de ambas curvas tiene un mínimo.
- Las curvas son monótonas y no-lineales. Para muestras homogéneas las curvas son suaves. La curva de k_{ro} siempre decrece con S_w , en tanto que k_{rw} siempre es creciente.
- La fase no-mojante exhibe una curva S, mientras que la mojante es una curva cóncava.

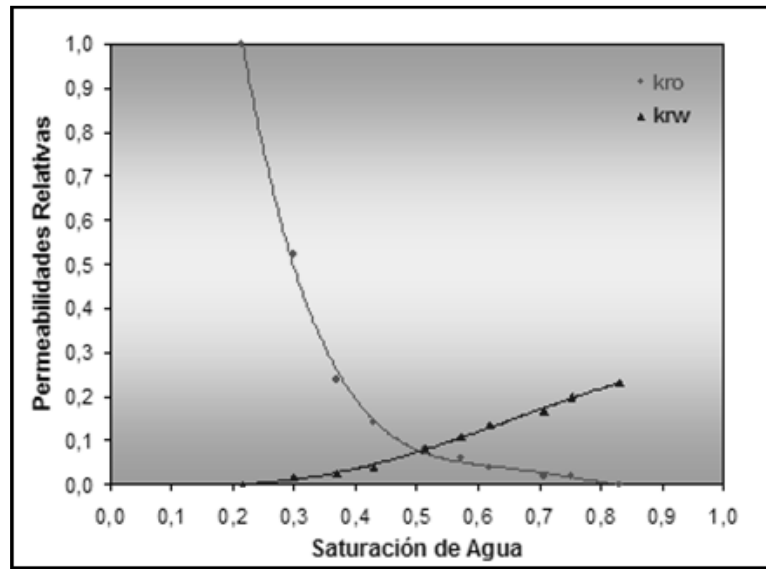


Figura.III. 1: Curvas de permeabilidad relativa para un sistema Agua-Petróleo (Manual de Halliburton, S. f.).

- Una característica importante de las curvas de k_r es el valor de k_{rw} en situación de S_{or} , que en la gráfica está referido como “punto final de k_{rw} ”. El valor de este punto se emplea como un indicador de la mojabilidad del sistema roca-fluido. Al igual que con la saturación de crudo residual, debe prestarse atención especial en el tratamiento de este punto final, ya que es un valor crítico empleado en las simulaciones de yacimiento. Por ejemplo, el valor de S_{or} podría ser muy alto como consecuencia de la finalización prematura del desplazamiento, de modo que el punto final de k_{rw} sea muy bajo.

La saturación de crudo al final de la prueba, conocida como saturación de crudo residual (S_{or}), puede ser un término ambiguo y debe emplearse cuidadosamente.

Se sospecha de un resultado no confiable cuando:

- Se presenta una curvatura pequeña para bajas S_w .
- La curva k_{rw} es cóncava hacia abajo para altas S_w .

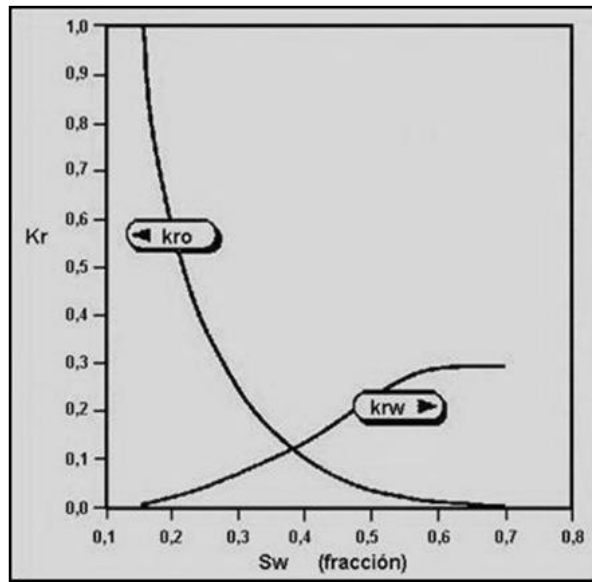


Figura.III. 2: Ejemplo de curvas no confiables (Manual de Halliburton, S. f.).

En general las curvas de k_r se grafican en escala lineal, sin embargo, es recomendable hacer una curva suplementaria en escala logarítmica (Figura III.3), este tipo de gráfico es útil en la construcción de una curva de k_{ro} suave para bajas saturaciones de agua, ya que es en esta zona donde existe gran dificultad experimental y por lo tanto pocos datos.

La curva en escala logarítmica también es muy útil para validar la calidad de los datos experimentales, en particular para acceder los valores de k_{ro} a bajas saturaciones de crudo. Adicionalmente, puede servir como criterio de validación cuando se debe extender la curva hasta saturaciones de crudo muy bajas.

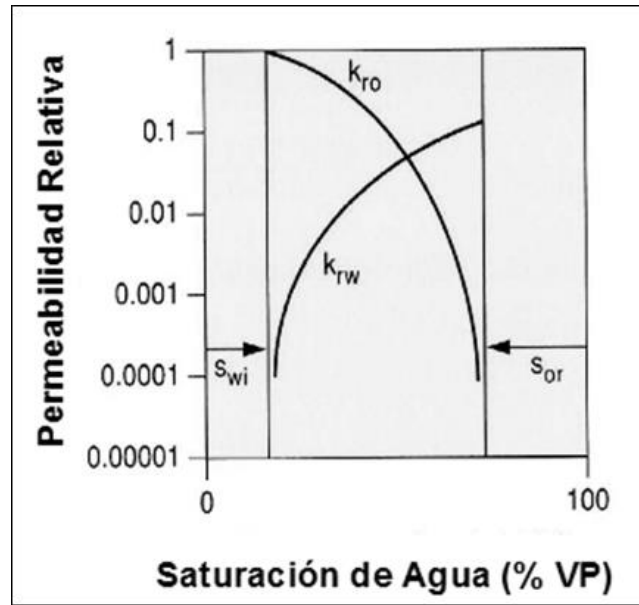


Figura.III. 3: Curvas de permeabilidad relativa en escala logarítmica (Manual de Halliburton, S. f.).

Para verificar la consistencia de los datos se tienen las siguientes reglas:

- S_{gmax} no debe ser mayor que $(1 - S_{wi})$
- S_{gc} no debe ser mayor que $(1 - S_{wmax})$ (usualmente S_{gc} es cero)
- S_{omax} debe ser igual a $(1 - S_{wi})$
- $K_{row} @ S_{omax}$ debe ser igual a $K_{rog} @ S_{omax}$
- $K_{rw} @ S_w = 0$, debe ser cero
- $K_{rg} @ S_g = 0$, debe ser cero
- $K_{row} @ S_o = 0$, debe ser cero
- $K_{rog} @ S_o = 0$, debe ser cero

Por lo general los datos válidos de permeabilidad relativa conducen a una línea recta de pendiente 4 sobre un gráfico en escala logarítmica de la saturación normalizada mediante la ecuación 70.

$$S_{on} = \frac{(S_o - S_{or})}{(1 - S_{wi} - S_{or})} = \frac{(1 - S_{wi} - S_{or})}{(1 - S_{wi} - S_{or})} \quad \text{Ec. (70)}$$

El valor de la pendiente se conoce como exponente Corey para el petróleo (N_o), es posible entonces expresar k_{ro} en función de N_o como:

$$K_{ro} = S_{on}^4 \quad \text{Ec. (71)}$$

De modo similar, los datos de permeabilidad relativa al agua también deben ser normalizados:

$$S_{wn} = \frac{(S_w - S_{wi})}{(1 - S_{wi} - S_{or})} \quad \text{Ec. (72)}$$

La curva resultante en escala logarítmica es una recta con pendiente 3, que define el exponente Corey del agua (N_w), por lo que la ecuación correspondiente para la permeabilidad relativa al agua se expresa como:

$$K_{rw} = K_{rw(punto\ final)} S_{wn}^{N_w} \quad \text{Ec. (73)}$$

El uso de esta ecuación no es directo como el caso de k_{ro} , ya que el valor del punto final de k_{rw} resultante de datos de desplazamiento podría no representar el valor verdadero, por lo que se recomienda extender la curva de k_{rw} para obtener el punto final y así usar la ecuación anterior.

Los dos criterios señalados anteriormente para k_{ro} y k_{rw} , no solamente son útiles para interpolar y extrapolar las curvas de permeabilidad relativa, sino que pueden ser empleados como medio para validar y refinar los datos de laboratorio.

Sección II: Modelo de análisis de registros

5. MODELO DE ARCILLOSIDAD

Para la determinación del volumen de arcilla es necesario definir ciertos parámetros para la ecuación que se desee aplicar. Para este caso se hará uso de la ecuación de Gamma Ray Lineal y los parámetros a definir son el Gamma Ray Shale (GRsh) Y El Gamma Ray Sand (GRsand), los cuales serán definidos según sea el comportamiento del registro de Gamma Ray, es decir, se evaluará el comportamiento de la

radioactividad natural por pozo presente en la formación de interés para definir la curva de volumen de arcilla (Vsh) en el intervalo. Esto con la ayuda de una herramienta computacional especializada en el área de petrofísica, la cual permitirá la carga de los topes por pozo y los archivos LAS (ver Figura III.4) para visualizar los diferentes perfiles existentes para cada pozo y de este modo relizar un filtro de información seleccionando los pozos candidatos.

6. MODELO DE POROSIDAD

Una vez generada la curva de volumen de arcilla, se procede con el modelado de la porosidad total y efectiva mediante el densidad, para ello primero se debe generar un crossplot de densidad (RHOB) vs neutrón (NPHI) (ver Figura III.5) de la formación para observar el comportamiento y su distribución por niveles, en base a ello se debe definir la densidad de matriz y la densidad de arcilla ya que son valores necesarios dentro de la estimación de la porosidad mediante la relacion de densidad. Posteriormente se debe proceder al llenado de la tabla de parametros necesarios con la finalidad de generar las curvas de porosidad efectiva y porosidad total.

Se procede a la comparación de los datos de núcleos en funcion de las curvas generadas, mediante la profundidad y observando el comportamiento de los puntos de la data de porosidad de núcleo, luego se debe realizar la calibración de los datos mediante un crossplot de PHI de núcleo versus el PHI generado, donde la nube de puntos debe estar lo mas proxima a la recta $y=x$.

Después se deben generar crossplots del comportamiento de PHI, por núcleo y el generado en base al volumen de arcilla, al obtener dicho comportamiento se debe generar una tendencia con el objetivo de concluir en una ecuación que modele la curva.

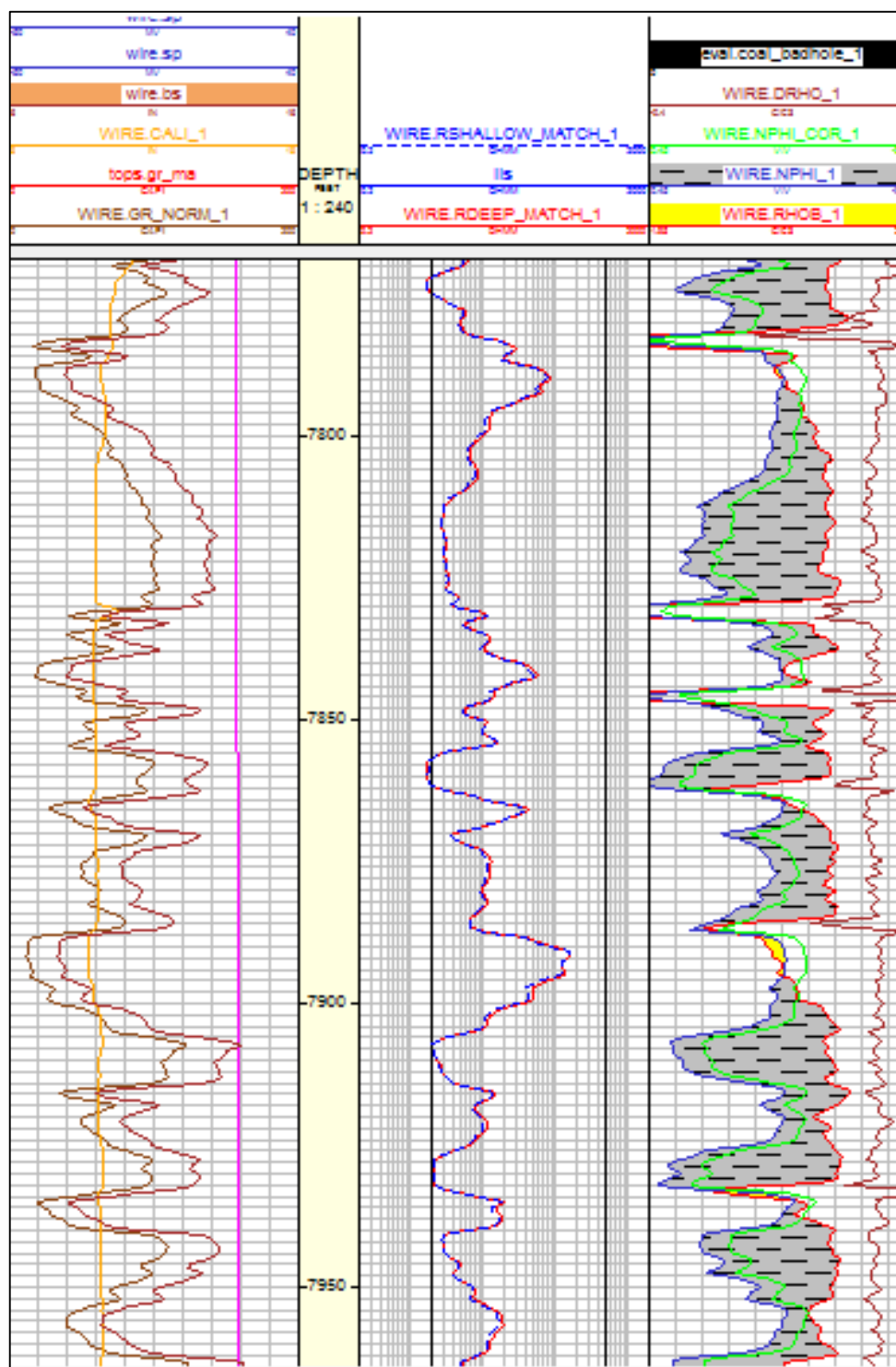


Figura.III. 4: Visualización de una sección de los registros provenientes de un archivo LAS del pozo X-1.

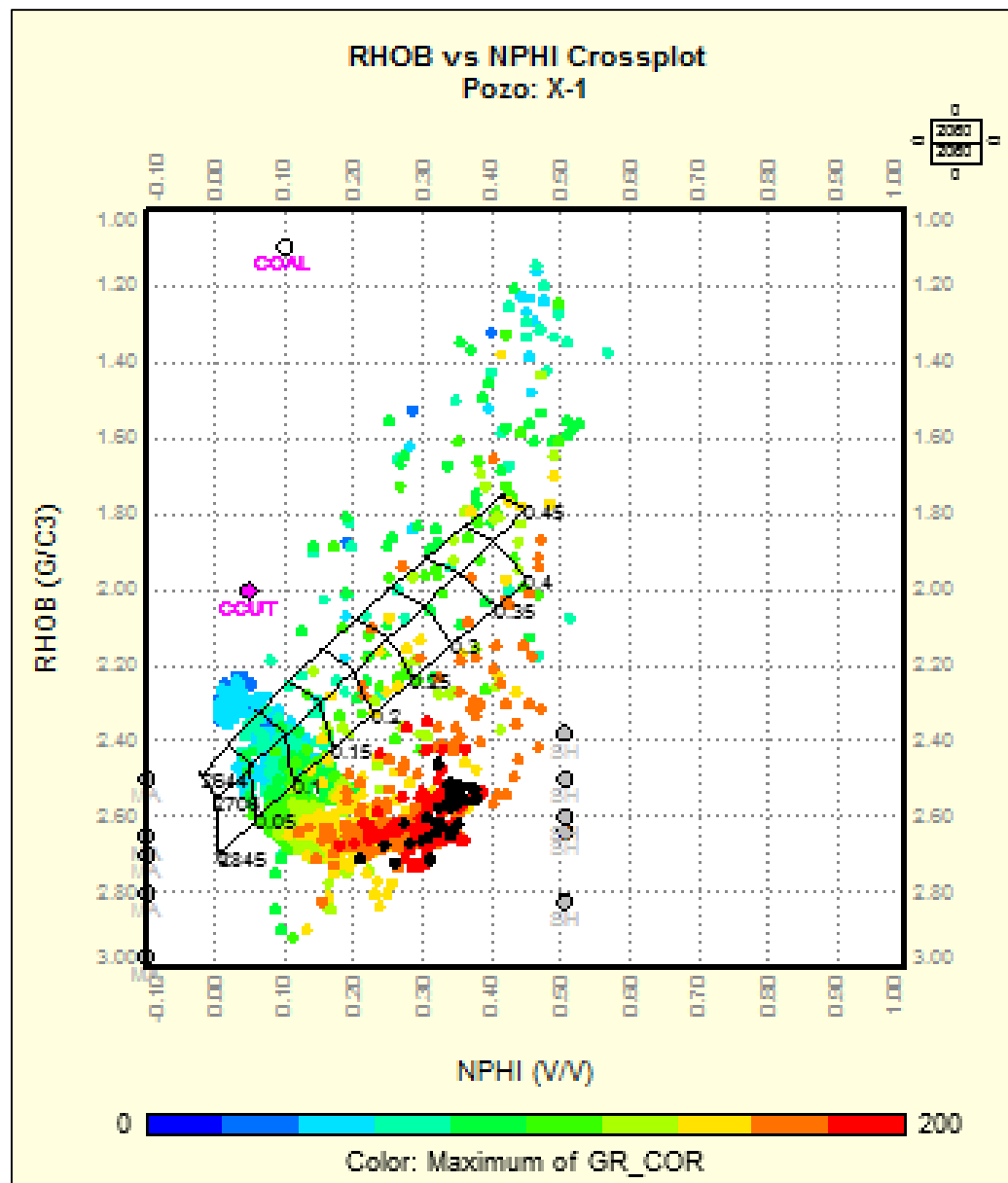


Figura.III. 5: Crossplot de RHOB versus NPHI.

7. MODELO DE SATURACIÓN

Una vez culminada la caracterización de la matriz, se debe proceder a evaluar el comportamiento del fluido, en el caso de la saturación de agua es más complejo debido a que no es lineal, por ende no se aplica el mismo concepto que en el modelado de porosidad. En este punto es donde entra como referencia los estudios realizados por Gus Archie, donde él estableció que las relaciones no son lineales sino más bien potenciales, pero Archie no tomo en cuenta el factor de arcilla en su relación y por ende los estudios posteriores fueron definidos hacia la involucración de dicho factor, como lo son: Simandoux, Simandoux Modificado, Indonesia, entre otros. Para ello se debe definir los parámetros n , m , a , mediante las propiedades eléctricas en núcleo, por otra parte el R_w por análisis físicos-químicos o análisis de gráficos Pickett Plot. Posteriormente se debe proceder a la calibración mediante la saturación de registro versus la saturación obtenida por el modelado de presión capilar del análisis roca/fluido, donde al final el método que mejor se aproxime es el indicado.

8. MODELO DE PERMEABILIDAD

Para la estimación de la permeabilidad se hizo uso de la relación empírica de Coates-Denoo 1981 (Ver Tabla II.6), debido a que es la que posee más peso, porque es la única que trabaja con resonancia magnética y de igual forma tiene la particularidad de separar fluidos no movibles de los irreducibles, en la ecuación es necesaria tomar en cuenta el valor de la porosidad efectiva (la cual fue generada anteriormente mediante el modelo de porosidad) y la saturación de agua (generada del modelado de saturación), y los parámetros A , B , y C deben pasar por un proceso de iteración hasta que se pueda calibrar a la recta $y=x$ mediante un crossplot con la data de permeabilidad de núcleo.

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS DE RESULTADOS

Sección I: Modelo roca/fluido

1. MODELO DE PETROFACIES (INYECCIÓN DE MERCURIO)

1.1. Transformación del sistema mercurio-aire al sistema de fluidos presente en el yacimiento: Aplicando la Ecuación 52 se obtuvieron los valores de la presiones en el sistema presente en un yacimiento (Agua-Gas), como se puede apreciar en la Tabla IV.1, donde de izquierda a derecha, las primeras 3 columnas representan los valores suministrados por el laboratorio encargado de realizar la prueba, mientras que la cuarta columna representa los resultados de la conversión del sistema de laboratorio (primera columna) al sistema del reservorio.

Tabla IV. 1: Muestra de las primeras 8 filas de datos pertenecientes a la prueba de inyección de mercurio de la muestra 2.

Presión de Inyección Lpca	Saturación de Mercurio, Fracción	Radio de Poros, micrones	Presión de Inyección LAB-GW (PSI)
1,06	0	103	0,13
2,05	0	53,3	0,25
3,04	0,023	35,9	0,37
6,03	0,034	18,1	0,73
9,02	0,045	12,1	1,08
12	0,058	9,09	1,44
15	0,106	7,28	1,80
18	0,174	6,07	2,17

1.2. Análisis convencional: Donde se obtiene el gráfico de los valores de presión en sistema agua-gas y la saturación de mercurio a cada punto de presión a la cual se sometió la muestra, observando el comportamiento de cada una de ellas, como se aprecia en la Figura IV.2, donde se muestra la presión capilar (*Capillary pressure*

[PSI]) versus la saturación de mercurio (*Hg saturation* [%]) donde a medida que la presión y la saturación presentan el mismo comportamiento de disminución.

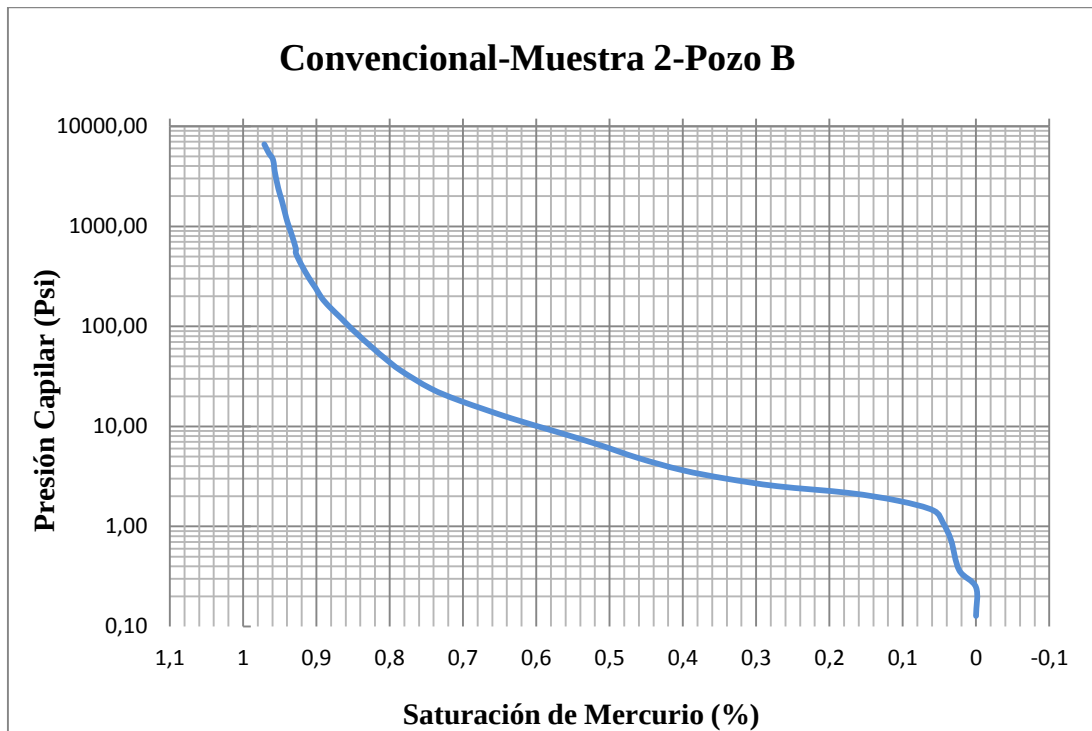


Figura.IV. 1: Convencional de la muestra 2.

1.3. Análisis incremental: Una vez obtenido los valores volumen incremental normalizado, se procedió a realizar el gráfico incremental en función de los diámetros de garganta de poros, dichos valores pueden ser observados en la Tabla IV.2. Si bien de los resultados arrojados por el laboratorio se obtuvo el radio de garganta de poros el mismo se llevó al doble para poder trabajar con el diámetro de la garganta de poros y así poder obtener la gráfica incremental de las muestras, como se aprecia en la Figura IV.2, para el caso de la Tabla IV.2 se puede apreciar los resultados de los cálculos del Volumen Incremental (VHg Incremental) y del Volumen Incremental Normalizado (VHg Incremental Normalizado), adicional se puede observar los valores de Saturación inicial (SHg i) y del diámetro de garganta poral, mientras que para el caso de la Figura IV.2 se muestra el volumen incremental normalizado (VHg incremental normalized) versus el diámetro de

garganta de poro (Pore throat diameter [μm]), el círculo amarillo identifica que la muestra presentó un efecto de llenado (Closure) durante el ensayo.

Tabla IV. 2: Muestra de las primeras 8 filas de datos pertenecientes a la prueba de inyección de mercurio de la muestra 2.

SHg i	VHg Incremental	VHg Incremental Normalizado	Diámetro de garganta poral [μm]
0	0	0	206
0	0	0	106,6
0,023	0,0025	0,2371	71,8
0,011	0,0012	0,1134	36,2
0,011	0,0012	0,1134	24,2
0,013	0,0014	0,1340	18,18
0,048	0,0052	0,4948	14,56
0,068	0,0073	0,7010	12,14

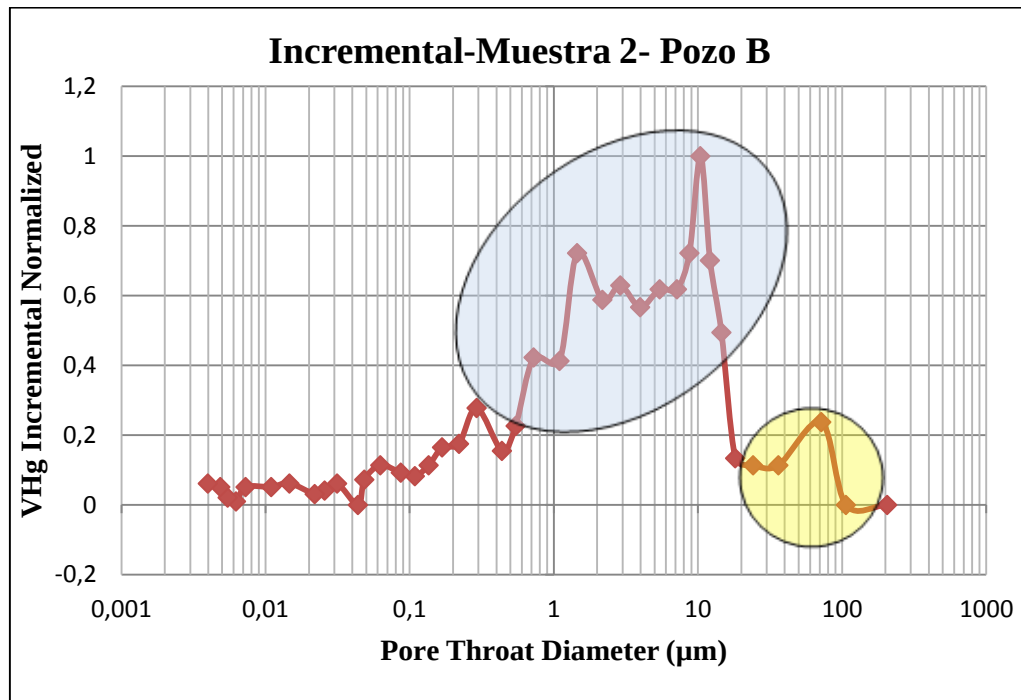


Figura.IV. 2: Incremental de la muestra 2.

Se identificó el incremento del volumen en las zonas de diámetro de poro intermedio (zona azul), lo que resulta en predecir que la calidad de la roca es de

tipo intermedia, también observando la variación del volumen en la entrada del sistema (zona amarilla) se identificó un efecto de llenado (*Closure*).

-Corrección del efecto de llenado: Luego de ser identificado el efecto en las pruebas, se procedió a la corrección del mismo. Iniciando con los cálculos del volumen sumado, volumen sumado sin efecto, volumen inicial, con el fin de llegar a la determinación del volumen inicial normalizado, en la Tabla IV.3 se muestran los resultados de los cálculos del Volumen Sumado, Volumen Sumado Sin Efecto, Volumen Inicial y Volumen Inicial Normalizado. Posteriormente se procedió a la generación del nuevo gráfico incremental, pero esta vez sin el efecto de llenado como se puede apreciar en la Figura IV.3, donde se muestra el volumen incremental normalizado (VHg incremental normalized) versus el diámetro de garganta de poro (Pore throat diameter [μm]).

Tabla IV. 3: Muestra de las primeras 8 filas de datos pertenecientes a la prueba de inyección de mercurio de la muestra 2.

Volumen sumado	Volumen sumado sin efecto	Vi	Vi Normalizado
0	0	0	0
0	0	0	0
0,002	0	0	0
0,004	0	0	0
0,005	0	0	0
0,006	0,001	0,001	0,134
0,011	0,007	0,005	0,495
0,019	0,014	0,007	0,701

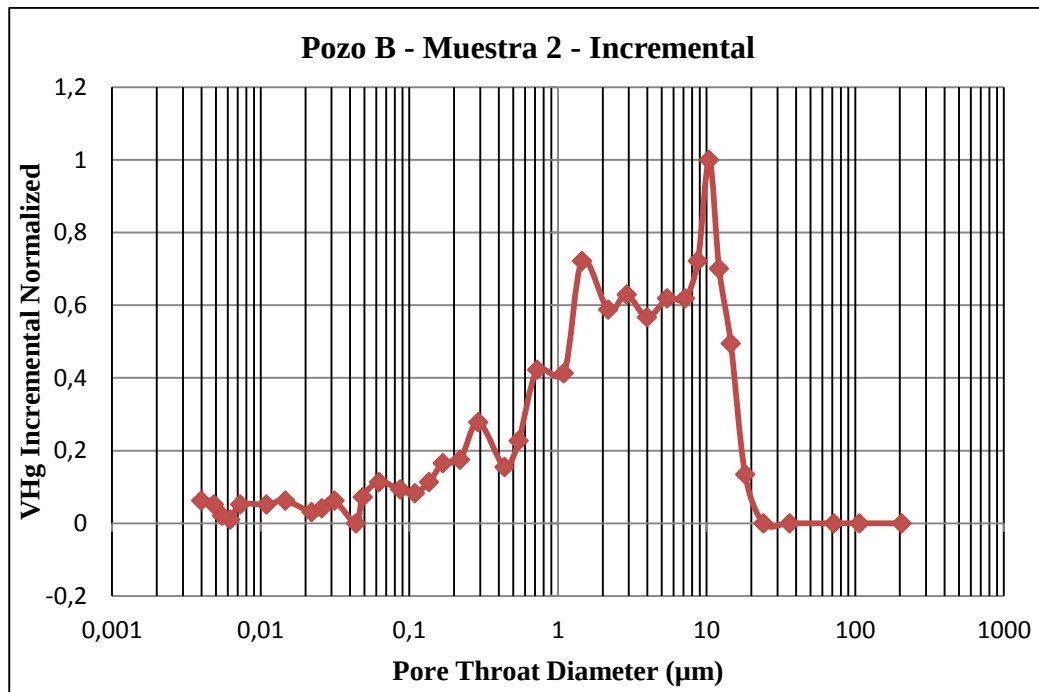


Figura.IV. 3: Incremental con la corrección del efecto de llenado de la muestra 2.

-Partición de sistemas: Realizando un estudio más detallado del nuevo gráfico incremental se identificó la presencia de tres sistemas, lo cual a simple vista se podría decir que se está en presencia de tres unidades de flujo que están interactuando, para esto se realiza una partición por sistemas del incremental tomando en cuenta la saturación de entrada y salida, como también las saturaciones características y el diámetro de garganta poral (Pore Throat Diameter) en cada partición. Realizando este estudio a la muestra usada para ejemplificar se observó la partición en tres sistemas en la Figura IV.4, donde se muestra el volumen incremental normalizado (VHg incremental normalized) versus el diámetro de garganta de poros (Pore throat diameter [μm]), a su vez se identifica la partición del primer sistema (Zona amarilla), segundo sistema (Zona naranja) y tercer sistema (Zona azul).

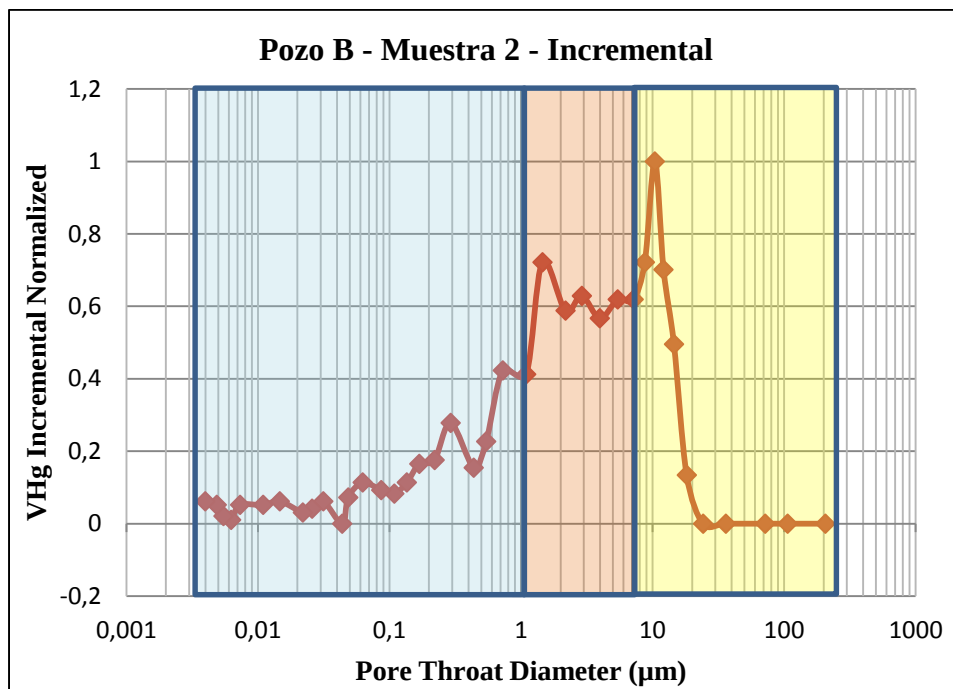


Figura.IV. 4: Incremental de la muestra 2, con la identificación de tres sistemas.

-**Tabla de partición:** Se procede a realizar la agrupación de todos los valores tomados de las particiones realizadas a cada una de las muestras normalizadas. Siguiendo el patrón mostrado en las Tablas IV.4 y IV.5.

Tabla IV. 4: Patrón de partición de sistemas A.1.

Muestra	PTDe1	Se1	PTDc1	Sc1	PTDe2	Se2	PTDc2	Sc2
801	206	0	10,42	0,271	7,18	0,401	2,9	0,577

Tabla IV. 5: Patrón de partición de sistemas A.2.

PTDe3	Se3	PTDc3	Sc3	PTDs	Ss
1,096	0,744	0,726	0,785	0,00398	0,971

Donde:

- PTDe: Diámetro de la garganta de poros de entrada.
- Se: Saturación de entrada.
- PTDc1: Diámetro de la garganta de poros característico del sistema uno.
- Sc1: Saturación característica del primer sistema.

- PTDe2: Diámetro de la garganta de poros de entrada al sistema dos.
- Se2: Saturación de entrada del segundo sistema.
- PTDC2: Diámetro de la garganta de poros característico del sistema dos.
- Sc2: Saturación característica dos.
- PTDe3: Diámetro de garganta de poros de entrada al sistema tres.
- Se3: Saturación de entrada del tercer sistema.
- PTDC3: Diámetro de la garganta de poros característico del sistema tres.
- Sc3: Saturación característica tres.
- PTDs: Diámetro de la garganta de poro de salida.
- Ss: Saturación de salida.

1.4. Análisis del método ápice: Luego de obtener los valores de la relación de saturación de Mercurio en función de las presiones capilares para cada uno de los puntos de las pruebas a la cual fue sometida la muestra, se gráfica versus la saturación de Mercurio, como se muestra en la Figura IV.5.

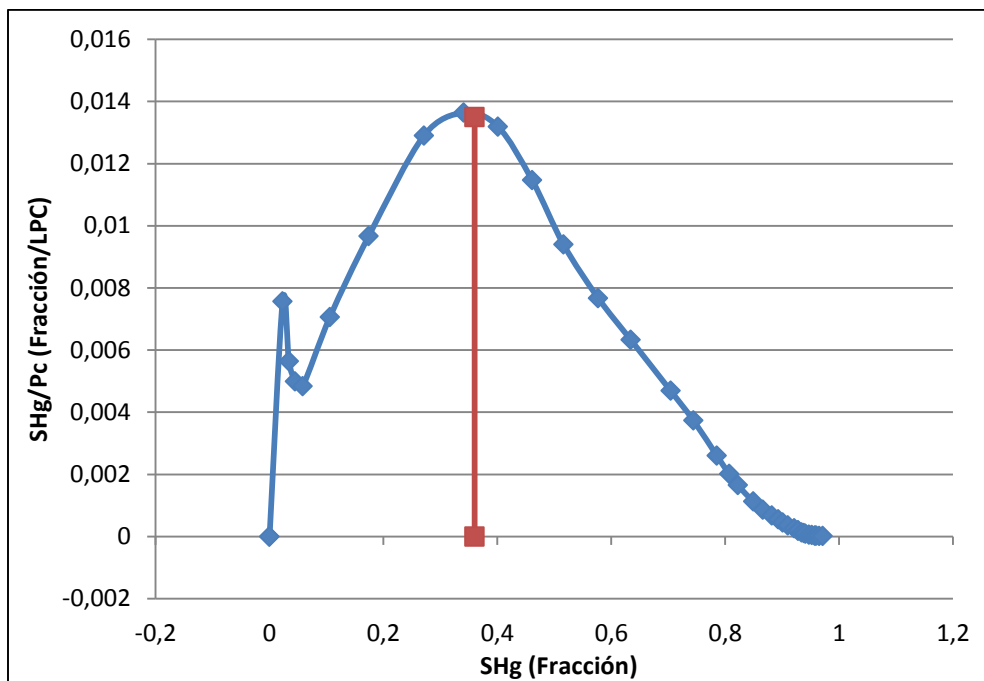


Figura.IV. 5: Método de Ápice de la muestra 2, donde la línea roja indica el valor de saturación característica.

Donde en la Figura IV.5 se observa que la saturación característica de mercurio es de 36%, para la muestra 2. Es decir, que para cada una de las muestras se identificó en la cresta de la curva el valor de saturación característica.

En vista de que en muchos casos no es posible determinar con precisión el ápice de algunas de las curvas, se aplicó el método de histograma acumulado sobre los gráficos de presión capilar directamente, con la finalidad de determinar analíticamente y con mayor precisión el radio de garganta de poro que contribuye al flujo de los fluidos, eliminando de esta manera la subjetividad en la interpretación, como se puede apreciar en los gráficos del Apéndice 4.

1.5. Análisis del método R vs R: Obtenidos los valores de los modelos de Winland y Pittman se procedió a realizar el gráfico del radio de garganta de poro obtenido a las determinadas saturaciones por los modelos versus el radio de garganta de poro a las saturaciones de los modelos leídas en la gráfica convencional, es decir, que para cada porcentaje de saturación se obtuvo un determinado valor, dando como resultado de este método la Figura IV.6.

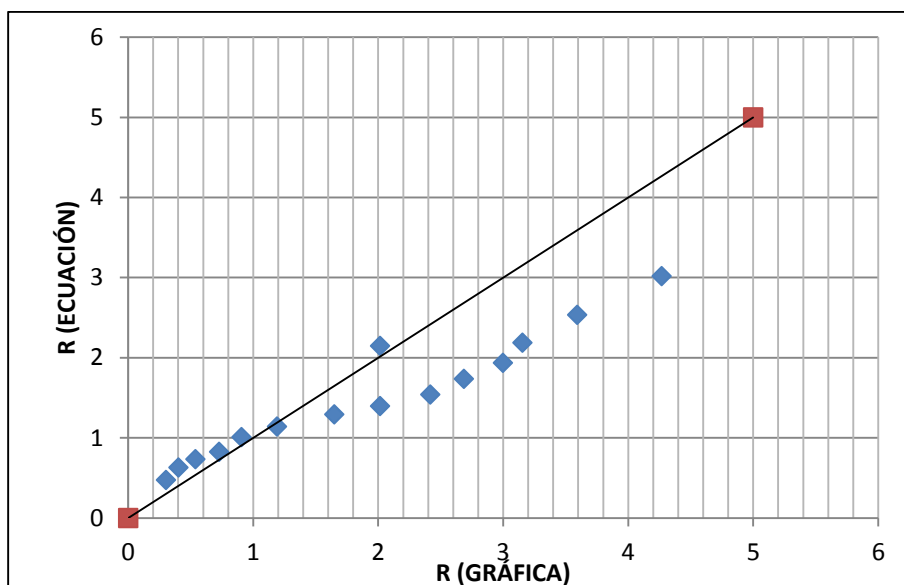


Figura.IV. 6: Método R vs R de la muestra 2, donde se anexa la tendencia lineal $y=x$.

Se observa con la ayuda de la recta $y = x$ cual sería el valor aproximado que tomaría R, todos los puntos ploteados de forma secuencial o que siguen una misma tendencia son los pertenecientes a la relación con el modelo de Pittman, mientras que el punto disperso entre la secuencia es el perteneciente a la relación con el método de Winland. Donde el radio característico (R_c) predominante es aproximadamente al 46% de la saturación de mercurio, para la muestra 2.

1.6. Análisis del método K vs K: Las permeabilidades asociadas a los diferentes R determinados por los métodos de Winland y Pittman, se relacionaron con el K medido en laboratorio mediante un histograma, como se puede observar en la Figura IV.7.

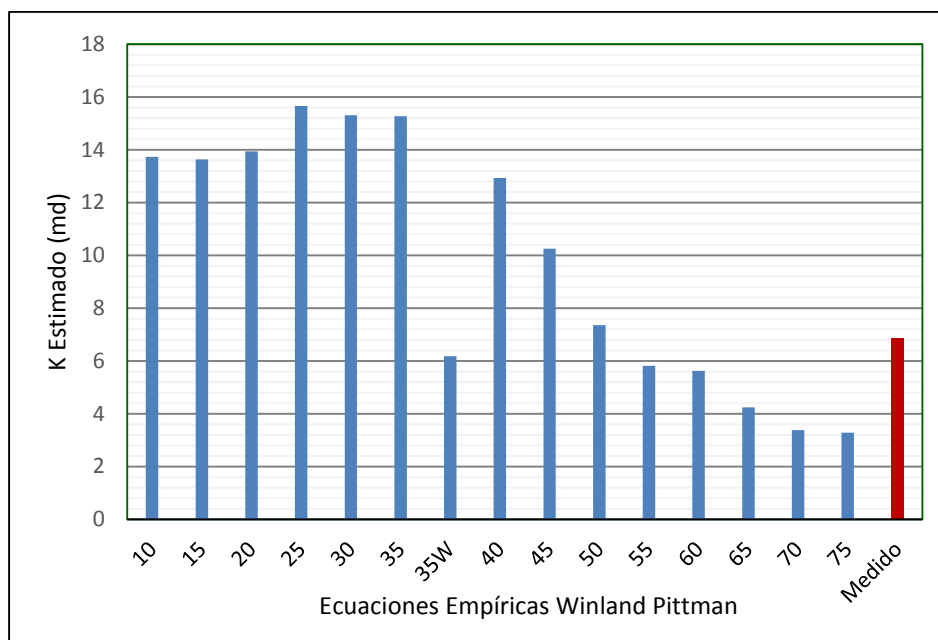


Figura.IV. 7: Histograma del método K vs K de la muestra 2.

Se observó en la Figura IV.7 que el valor de k tomado de las ecuaciones empíricas de Pittman y Winland es el más cercano o próximo al valor medido, para obtener el valor del radio característico (R_c), para la muestra 2 fue de 48.

1.7. Método one vs one: Obtenido los valores de los radios de gargantas de poros por ecuación y los extraídos de la gráfica, resulta en que por cada R establecido se generó un gráfico, uno de ellos se puede apreciar en la Figura IV.8 referente a un Radio de garganta característico de 10% de mercurio. Donde el mejor ajuste se obtiene con un Radio al 25% de mercurio, así como se puede observar en la Figura IV.9.

1.8. Gráfico de relación de parámetros vs propiedades: Una vez separado los sistemas, se procede a la obtención del punto característico de cada uno. Cada sistema debe constar de saturación de mercurio característico (SHg Característica) y el diámetro de garganta de poros (Garganta Característica) correspondiente. Los resultados correspondientes a las muestras son presentados en el Apéndice 3 referido a la partición de sistemas (Tablas y gráficos), donde se identifican los tres sistemas porales separado para las áreas de estudio Alpha, Beta y Sigma. Por otra parte también en el Apéndice 3 se puede observan los gráficos referidos a el comportamiento del diámetro de garganta poral y la saturación característico en función de la porosidad, permeabilidad y relación K/Φ .

Los resultados presentan una correlación aceptable con respecto a las propiedades petrofísicas de la roca. Existe mejor coeficiente de correlación con la propiedad de permeabilidad, que con la propiedad de porosidad efectiva. Las funciones de correlación son logarítmicas y paralelas entre los diferentes sistemas porales.

En cuanto a los análisis incrementales, se puede concluir que existen tres sistemas de poros principales, donde:

- Sistema Poral Primario: Ofrece un característico en saturación de mercurio promedio de 35 %. Corresponde al de mayor tamaño de garganta poral, por ende es el que infiere el carácter de flujo de la roca. Se presenta para valores de permeabilidad y porosidad por encima de 8 mD, y 10 % respectivamente. Este sistema es ocurrente hacia el tope de la secuencia estratigráfica clástica en estudio.
- Sistema Poral Intermedio: ofrece una capacidad de almacenamiento alta (entre 30 – 50 % del espacio poroso) con una capacidad de flujo intermedia. Está presente en toda la columna de la Formación en estudio.
- Sistema Poral Tercario: Presenta una capacidad de almacenamiento y flujo baja, por lo cual pasa a ser el sistema poral menos prospectivo. Este sistema tiene más ocurrencia hacia la parte basal de la columna de la Formación en estudio.

Si bien la metodología del análisis de la curvas incrementales explica los sistemas multimodales, conllevan el problema de que transferir los resultados a registros es sumamente complejo, sino se tiene disponible los registros de sónicos dipolares o resonancia magnética. Por este motivo, es necesario continuar el análisis del radio de garganta característico suponiendo un modelo unimodal.

Si bien se va a suponer un modelo unimodal, este debe ser libre en cuanto a la determinación del predominante, donde debe obviarse la metodología de one by one (explicado en el avance), la cual etiqueta todo el campo, en todos los niveles, bajo un único valor. Entonces se va a hacer referencia a los métodos de K vs. K y R vs. R, los cuales buscan una función variable con respecto a la calidad de la roca, obteniendo resultados más cercano al método de incremental.

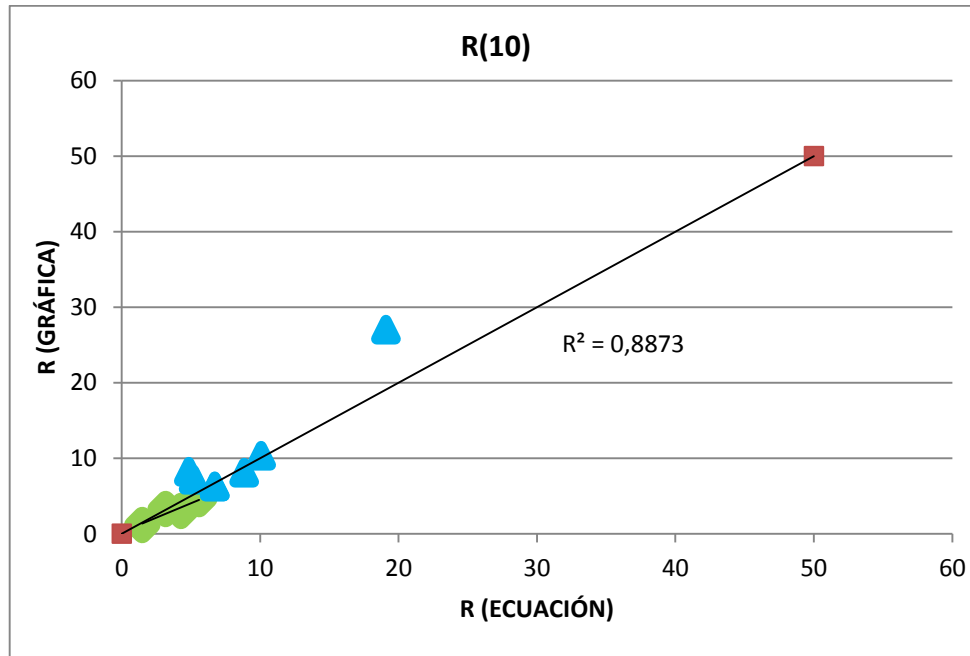


Figura.IV. 8: Método Uno vs Uno referente al R (10) de todas las muestras evaluadas.

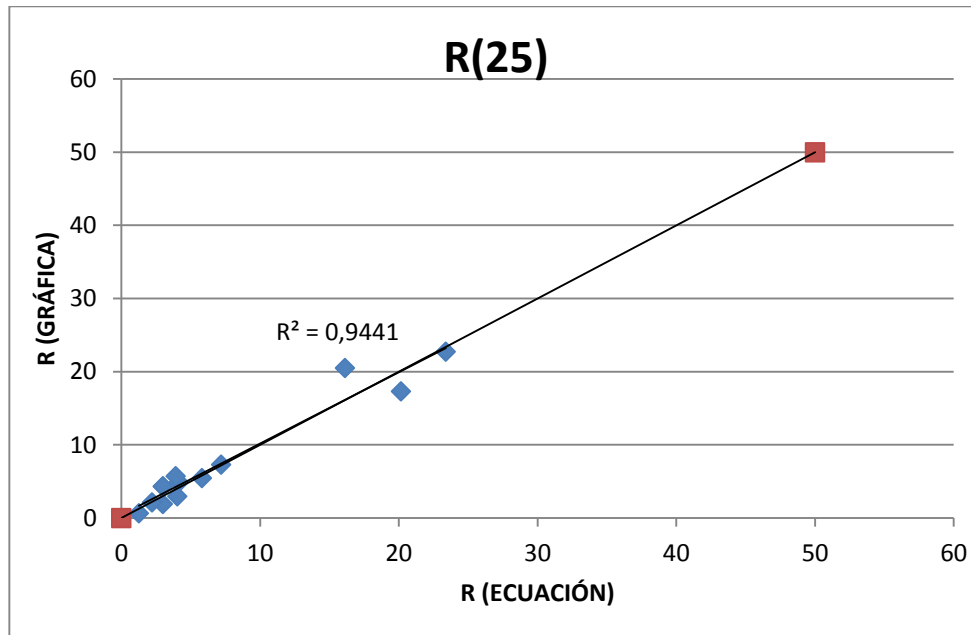


Figura.IV. 9: Método Uno vs Uno referente al R (25) de todas las muestras evaluadas, el cual es el R para el cual se obtuvo el mejor ajuste.

2. MODELO DE PRESIÓN CAPILAR

2.1. Transformación del sistema mercurio-aire al sistema de fluidos presente en el yacimiento: Aplicando la Ecuación 52 se obtuvieron los valores de la presiones en el sistema presente un yacimiento (Agua-Gas), como se puede apreciar en la Tabla IV.6, donde se observan los datos de la muestra 1, con porosidad 0.162 (fracción), permeabilidad 795 mD a una profundidad de 8226.3 pies.

Tabla IV. 6: Pruebas de presión capilar por centrífuga muestra 1.

Presión (Lpc)	Saturación de Agua (S_w) (Fracción)	Presión LAB-GW (Lpc)
20	0.169	24.056
15	0.173	18.042
10	0.179	12.028
5	0.194	6.014
2	0.223	2.406
1	0.255	1.203
0	1	0

De igual forma ya que el laboratorio no suministró los datos del radio o diámetro de garganta de poro, se realizó la estimación de los mismos mediante la Ecuación 69, donde ya en la misma ya se toma en cuenta los factores de conversión necesarios para el manejo de la data.

2.2. Análisis convencional: Se realizó la relación entre la presión obtenida en sistema gas-agua y la saturación de agua. Resultando un gráfico convencional, como se puede observar en la Figura IV.10, donde se muestra la Presión Capilar (Capillary Pressure) [PSI] vs Saturación de Agua (S_w) [Fracción].

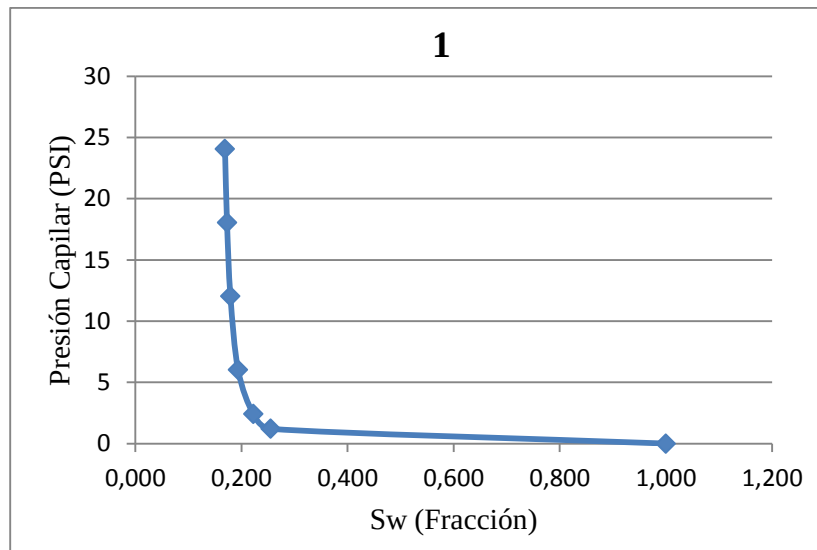


Figura.IV. 10: Convencional perteneciente a la muestra 1.

Con el objetivo de realizar un enfoque más detallado acerca del sistema se procedió a realizar el gráfico incremental, basandose en la relación del volumen de agua incremental normalizado y el diámetro de garganta de poro. Para obtener el volumen de agua incremental normalizado primeramente se obtuvo la saturación de agua incremental.

- **Saturación de agua incremental:** Para la determinación inicial de la saturación en cada punto de presión se aplicó la diferencia entre el valor de la saturación al determinado punto de la presión y la saturación correspondiente al punto de presión anterior, como se puede observar en la Tabla IV.7 el resultado de las saturaciones.

Tabla IV. 7: Saturación de agua incremental de la muestra 1.

1
Sw Incremental (Fracción)
0,004
0,006
0,014
0,029
0,032
0,745

- **Volumen de agua incremental:** Una vez obtenido el valor de saturación inicial para cada presión, éste se multiplicó por la porosidad de la muestra en fracción (0.162 para la muestra 1) y se obtuvo el volumen incremental, tal como se muestra en la Tabla IV.8.

Tabla IV. 8: Volumen de agua incremental de la muestra 1.

1
Vw Incremental (Fracción)
0,001
0,001
0,002
0,005
0,005
0,121

- **Volumen de agua incremental normalizado:** Para normalizar el volumen incremental, se buscó para que punto de presión el volumen incremental era mayor y una vez localizado se procedió a realizar la relación entre el volumen incremental y el mayor valor del mismo, para así obtener el volumen incremental normalizado, mostrado en la Tabla IV.9.

Tabla IV. 9: Volumen de agua incremental normalizado de la muestra 1.

1
Vw Incremental Normalizado (Fracción)
0,005
0,009
0,019
0,039
0,044
1

2.3. Gráfico incremental: Una vez obtenido el volumen incremental normalizado se procedió a graficar dichos valores versus el diámetro de garganta de poros, el resultado se aprecia en la Figura IV.11.

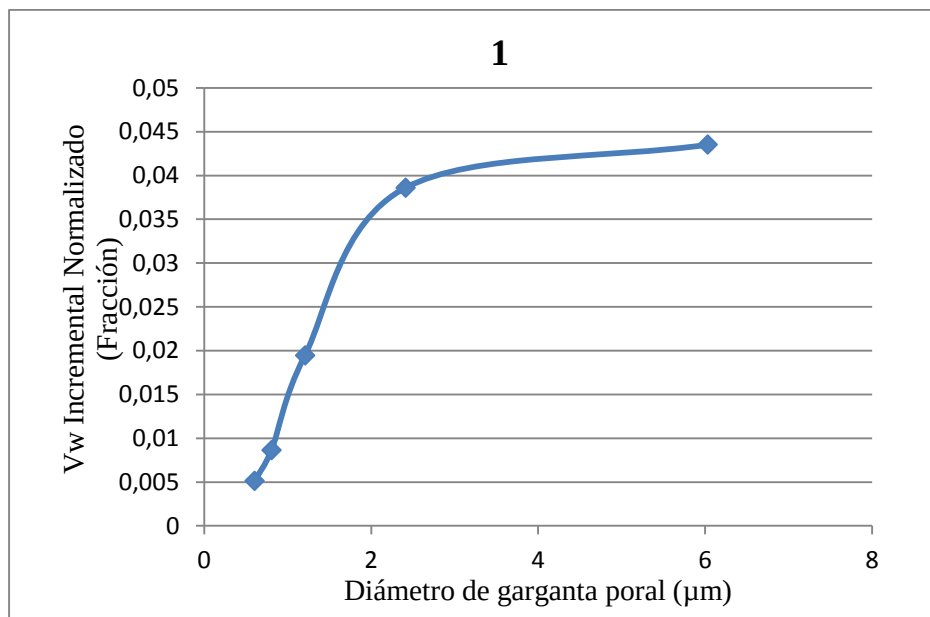


Figura.IV. 11: Incremental de la muestra 1.

Se aprecia un incremento a medida que aumenta el volumen de agua incremental normalizado respecto al diámetro de la garganta de poro, donde a partir de los tres (3) micrones la variación del volumen disminuye bruscamente y la curva busca obtener una tendencia próxima a una horizontalidad sin lograrse por completo.

2.4. Validación del método mediante la aplicación de *Thomeer, Brooks & Leverett*:

Se realizó con el objetivo de obtener variaciones de los valores de presión capilar, donde todos fueron referenciados al valor inicial de saturación de agua para el caso de Thomeer y Brooks, mientras que para Leverett fueron asociados a los valores de porosidad y permeabilidad (cuyos valores fueron suministrados por el laboratorio), se fue aplicando cada una de las ecuaciones contenidas en la Tabla IV.4. , posteriormente se aplicó un proceso de iteración no contabilizado en las tres funciones matemáticas (mostrado en la Tabla IV.10), donde el objetivo fue realizar el mejor ajuste de las curvas de los 3 criterios en base a la curva convencional, el resultado se puede apreciar en la Figura IV.12. con una buena calidad de tipo de roca ya que el incremento de la presión capilar ocurre a una saturación de agua baja, de igual manera se obtuvieron los valores de las saturaciones ya con los

parámetros iterados, los resultados pueden ser apreciados en las Tablas IV.11, IV.12, y IV.13.

Tabla IV. 10: Resultado del proceso iterativo de las funciones matemáticas, aplicado en la muestra 1.

MUESTRA	LEVERETT			THOMEER		BROOKS	
	A	B	C	G	Pc ent	Pc ent	N
1	0,3	0,0000363	0,177	0,0045	0,03	0,005	4,4

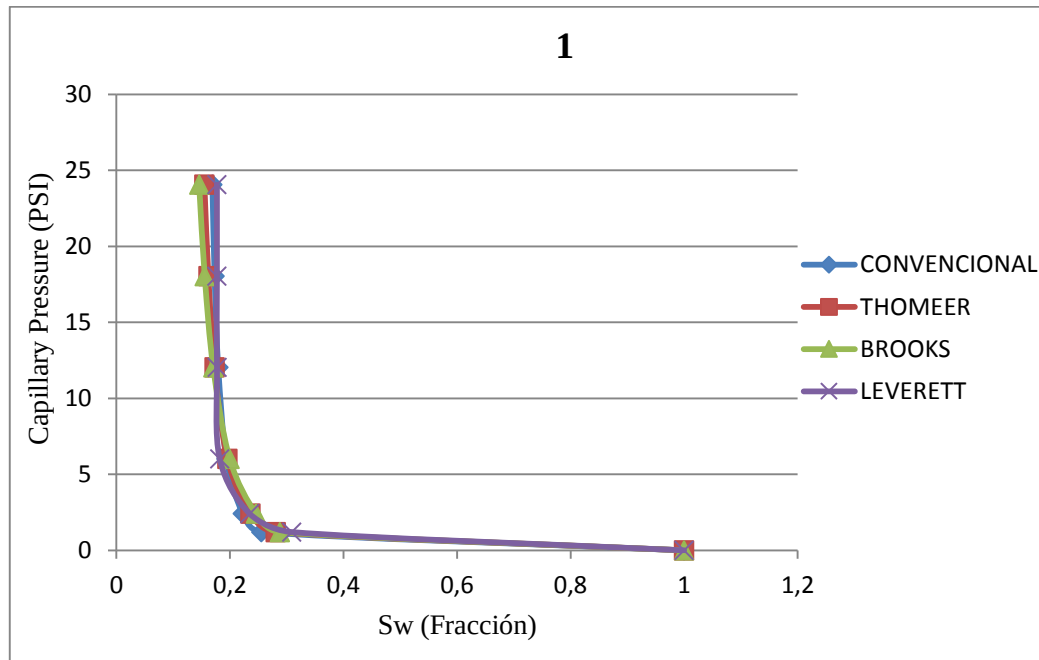


Figura.IV. 12: Gráfico de relación de métodos de la muestra 1 (Buena Calidad).

Tabla IV. 11: Resultado de la aplicación de la ecuación de Thomeer a la muestra 1.

1
Sw por ecuación de Thomeer (Fracción)
0,155
0,162
0,173
0,195
0,236
0,280
1

Tabla IV. 12: Resultado de la aplicación de la ecuación de Brooks a la muestra 1.

1
Sw por ecuación de Brooks (Fracción)
0,146
0,156
0,171
0,200
0,246
0,288
1

Tabla IV. 13: Resultado de la aplicación de la ecuación de Leverett a la muestra 1.

1
Sw por J-Función (Leverett) (Fracción)
0,177
0,177
0,177
0,182
0,235
0,309
1

Todas las aproximaciones ofrecen muy buen coeficiente de correlación, además las teorías están respaldadas y utilizadas por más de tres décadas. Los resultados de las correlaciones de los parámetros de las ecuaciones teóricas con las propiedades petrofísicas se muestran en las Figuras IV.13, IV.14, IV.15 y IV.16, donde los puntos encerrados en un círculo muestran los datos fuera de la tendencia.

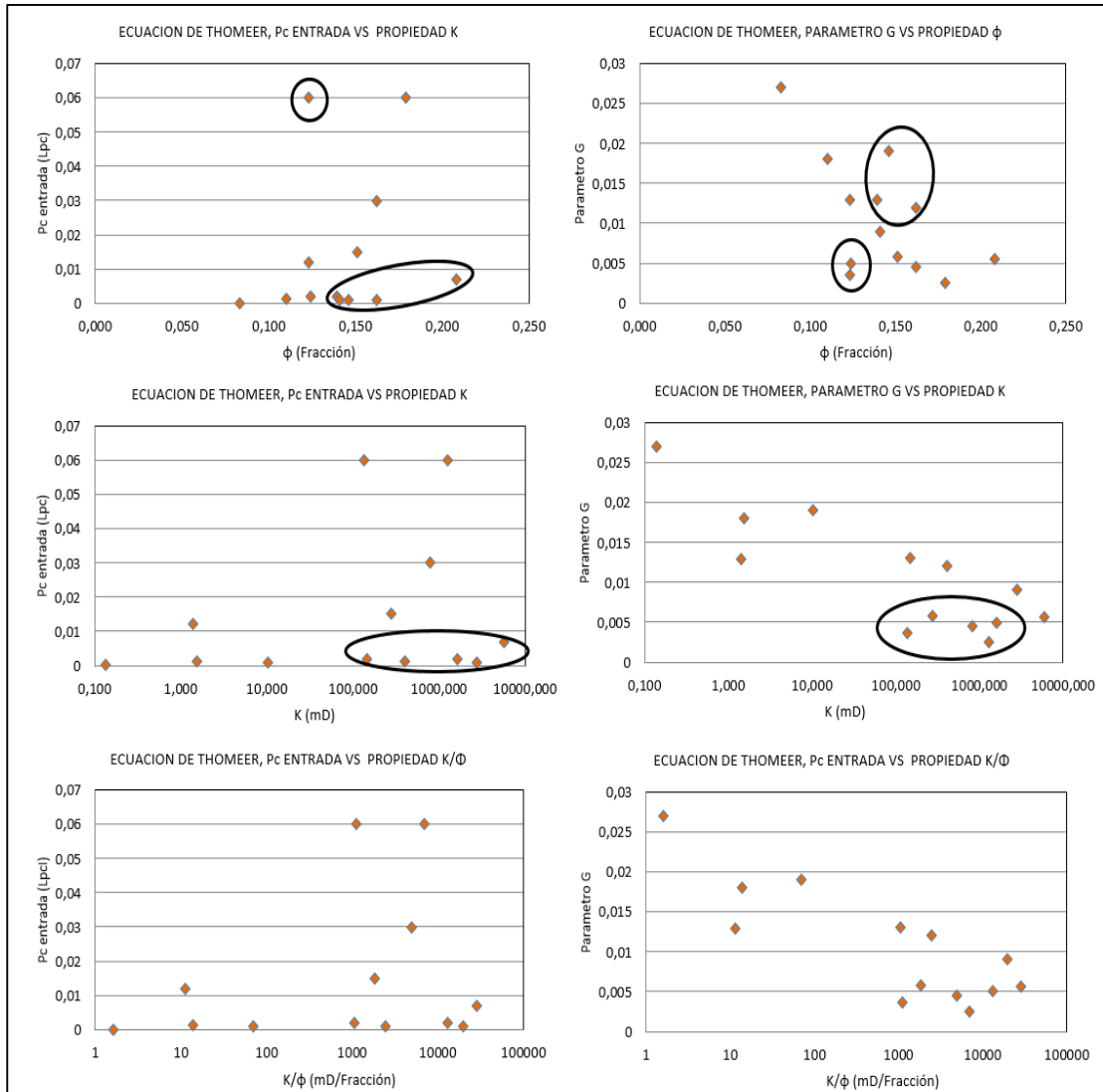


Figura.IV. 13: Parámetros de la relación teórica de Thomeer (G y Presión de entrada) versus Propiedades petrofísicas de la roca (Porosidad, Permeabilidad y Kphi).

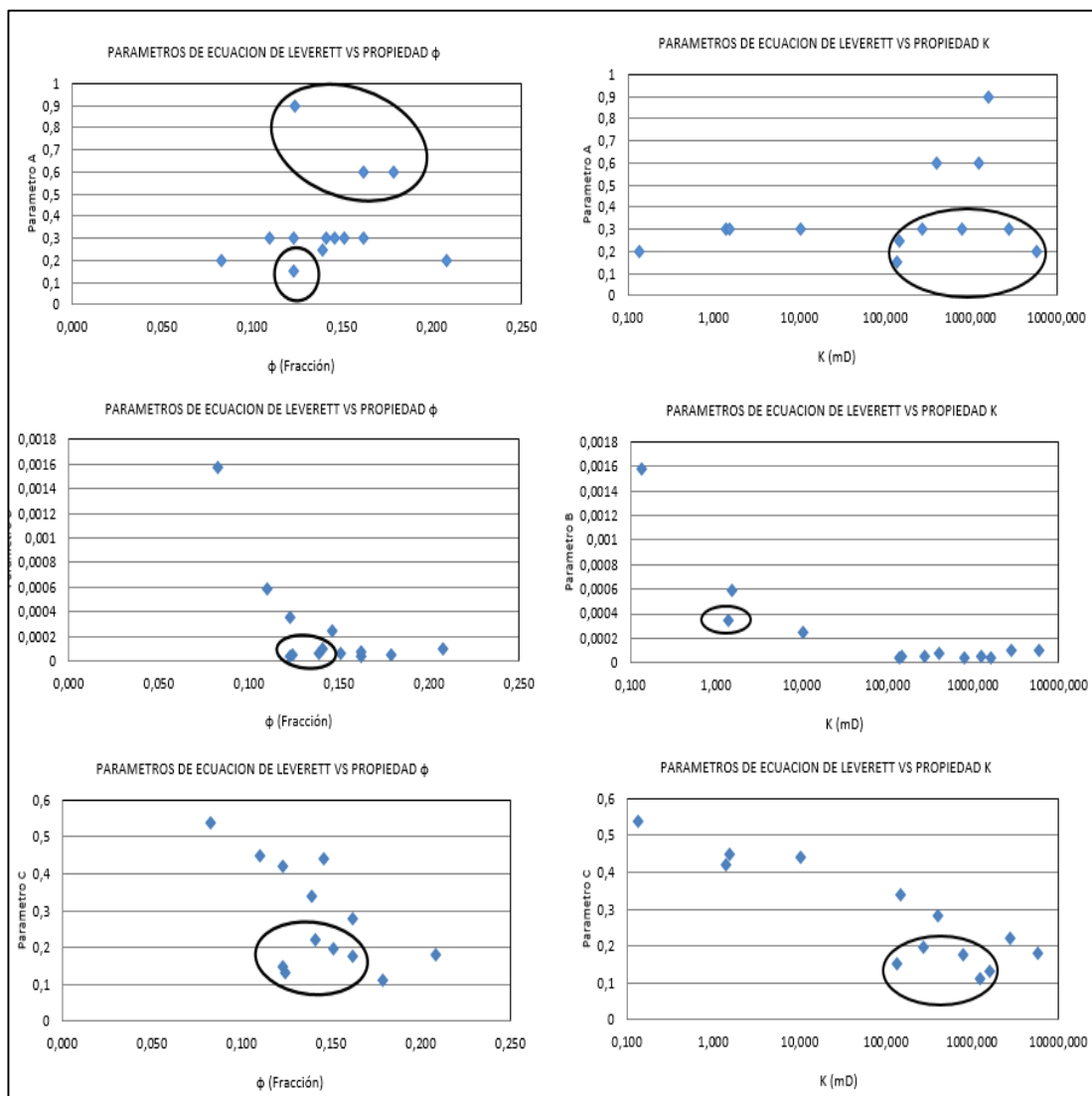


Figura.IV. 14: Parámetros de la relación teórica de Leverett (A, B y C) vs Propiedades petrofísicas de la roca (Porosidad, Permeabilidad).

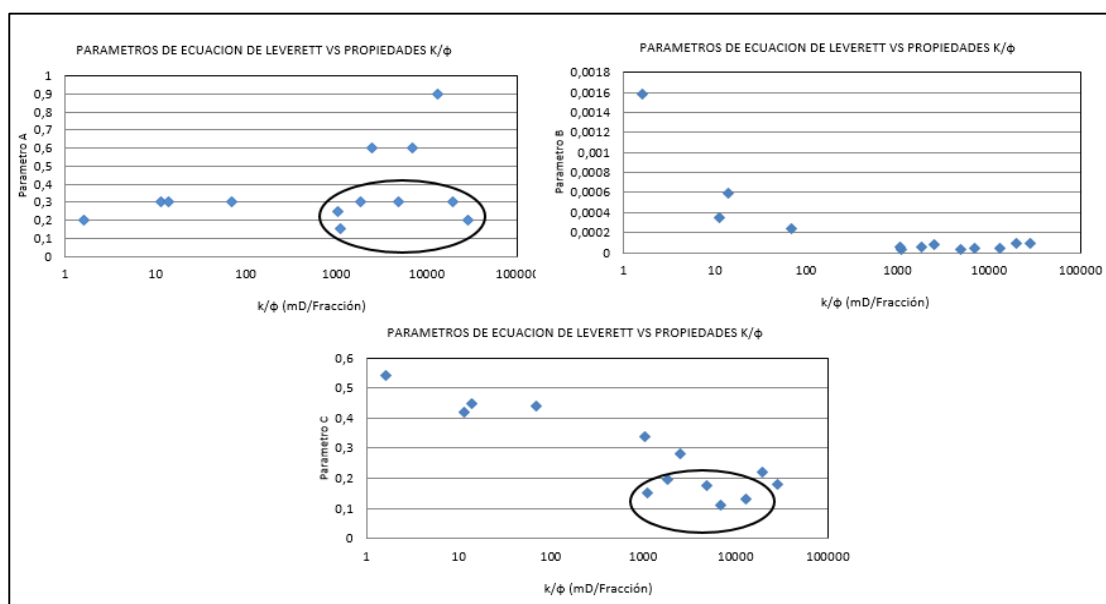


Figura.IV. 15: Parámetros de la relación teórica de Leverett (A, B y C) vs Propiedades petrofísicas de la roca ($K\phi$).

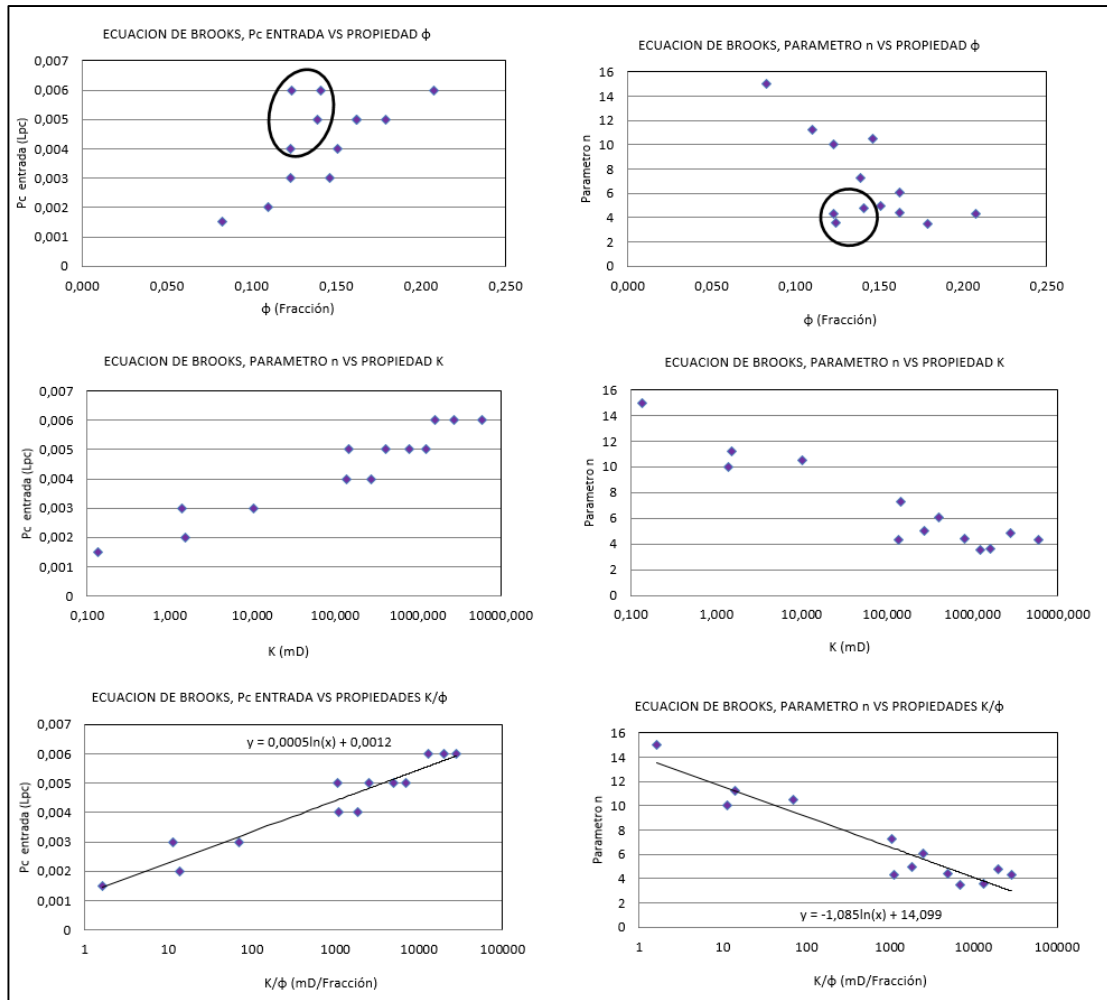


Figura.IV. 16: Parámetros de la relación teórica de Brooks (Presión de Entrada y Curvatura N) vs Propiedades petrofísicas de la roca (Porosidad, Permeabilidad y Kphi).

Ecuación de estimación de la Saturación de agua (Fase no movable) por el método teórico de Brooks:

- Estimación del parámetro de Presión de entrada Pd:

$$Pd = 0.0005 \log_e \left(\frac{\text{Permeabilidad}(md)}{\text{Porosidad}(\%)} \right) + 0.0012$$

- Estimación del parámetro de curvatura N:

$$N = -1.0845 \log_e \left(\frac{\text{Permeabilidad}(md)}{\text{Porosidad}(\%)} \right) + 14.099$$

- Estimación de la Presión Capilar a la altura de Yacimiento Pc:

$$Pc(psi) = (11960ft - Z_{yac}^{TVDS}) 0.37671 \quad @EstadoInicial$$

- Estimación de la Saturación de agua (Fase no móvil):

$$Sw = Sw_{\infty} + (1 - Sw_{\infty}) \left(\frac{Pd}{Pc} \right)^{\left(\frac{1}{N} \right)} \quad \text{donde } Sw_{\infty} = 0.0001$$

$Sw_{\infty} = 0.0001$, por ser en un punto de presión al infinito.

Posteriormente en busca de evaluar el comportamiento de la altura de capilar para cada una de las petrofacies presente en la zona de interés, se procedió a graficar las curvas de capilares para cada una de las facies basadas en las ecuaciones del modelo de saturación de altura de capilar, para el uso de estas ecuaciones se toma en cuenta la relación Permeabilidad/Porosidad (Ver valores en la Tabla IV.14) presente en cada petrofacies, tanto los valores de permeabilidad como los de porosidad fueron basados en la generación de los histogramas por facies como se puede apreciar en la Figura IV.17. Las petrofacies por capilar se pueden observar en la Figura IV.18, donde se determinó que la mejor petrofacies es la 5 debido a que son las que menos saturación de agua poseen. Se debe acotar que cada petrofacies está controlada por el tamaño de grano, donde a medida que el tamaño de grano es menor la capacidad de flujo también lo será. En la Figura IV.19 se muestra el comportamiento de la altura de capilar en base la formación de interés, siendo esta similar en comportamiento a la petrofacies 3, por ende según el comportamiento de dicha curva el yacimiento es de tipo volumétrico, ya que no hay contacto de agua y debió a esto el mismo no producirá agua, es decir no se identifica en la curva el nivel de agua libre.

Tabla IV. 14: Valores de Porosidad, Permeabilidad y Relación K/PHI, para cada facies.

Petrofacies	PHI (Fracción)	K (mD)	K/PHI (mD/Fracción)
1	0,07	0,015	0,21
2	0,082	2	24,39
3	0,1	31,5	315,00
4	0,122	94	770,49
5	0,15	260	1733,33
Promedio	0,1048	77,50	568,69

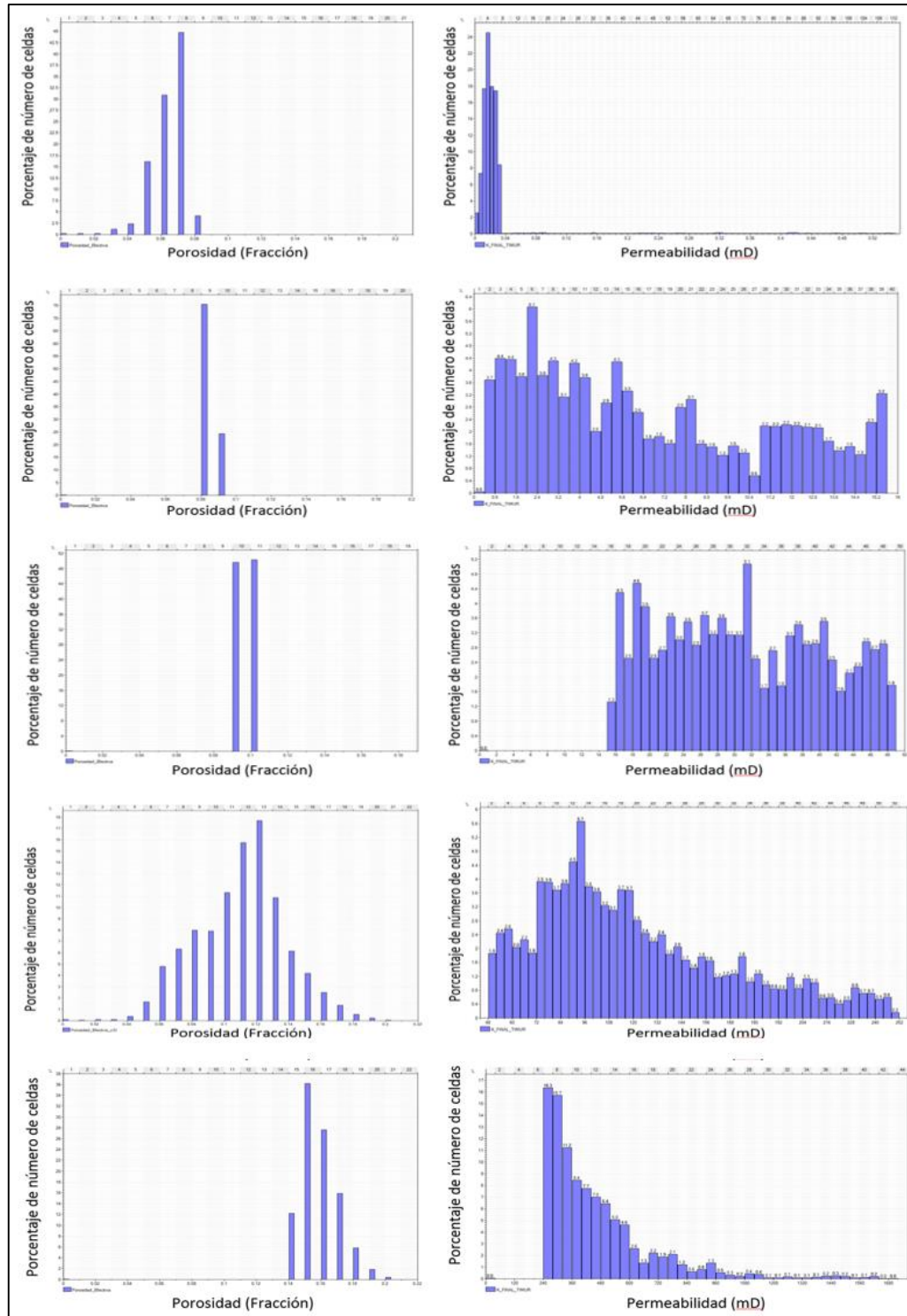


Figura.IV. 17: Distribución de la porosidad y de la permeabilidad por petrofacies de la 1 a la 5, de arriba hacia abajo.

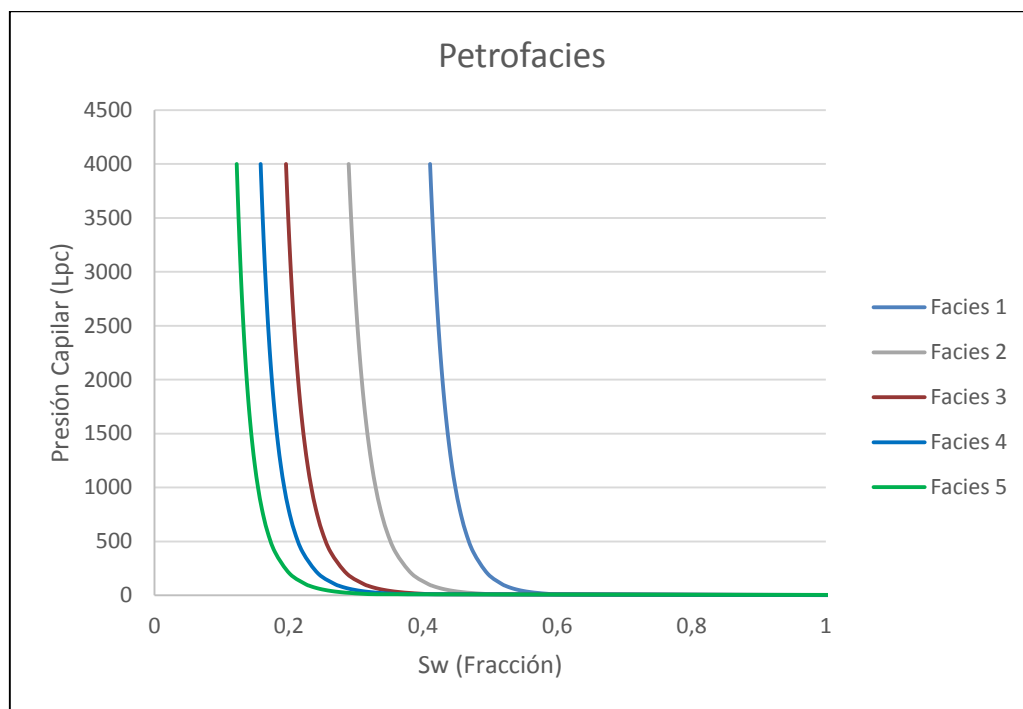


Figura.IV. 18: Comportamiento promedio de las 5 petrofacies en base a la presión capilar.

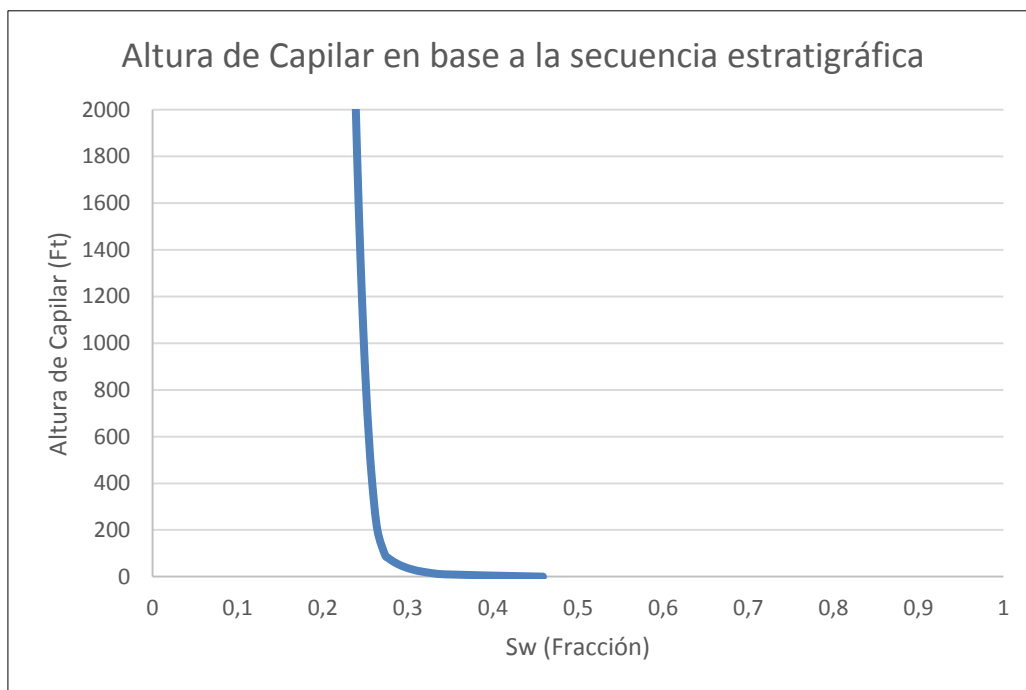


Figura.IV. 19: Altura de capilar en base a los promedios de las facies referidas a la formación de interés.

3. MODELO DE COMPRESIBILIDAD

3.1. Análisis de las presiones de poros: Las muestras fueron normalizadas a un datum de profundidad de -8300 pies. Donde de la interpretación del gráfico se observó que la tendencia indica una continuidad lineal con leve desviación en presiones (ver Figura IV.20), lo que indica que los yacimientos en el entorno del pozo X-2 presentan comunicación en los niveles de 1 y 2.

La función de las estimaciones es conocer el rango de variación, más no para ejecutar cálculos precisos, por lo cual las leves desviaciones se deben considerar despreciable y puede ser considerado como un yacimiento único a efecto de la compresibilidad de la roca.

Una vez estimada la tendencia se debe establecer cuáles son los puntos de presiones iniciales y finales en la histórica de producción del yacimiento. Fue tomado como referencia de tiempo el inicio de producción (año 1944) hasta el tiempo actual (año 2015). Luego estos valores fueron llevados del datum (ver Figura IV.21) a la profundidad real medida de cada muestra y con gradiente de variación relativo al fluido que genera el capilar, es decir, para este caso gas condensado. Este rango define el depletamiento en presiones de poros y el incremento proporcional en esfuerzos verticales efectivos, los cuales reflejan la vida de deformación por compresibilidad del yacimiento.

Nótese en los gráficos, que luego de aplicar las correcciones por datum y por gradiente de fluido, las variaciones son casi imperceptibles.

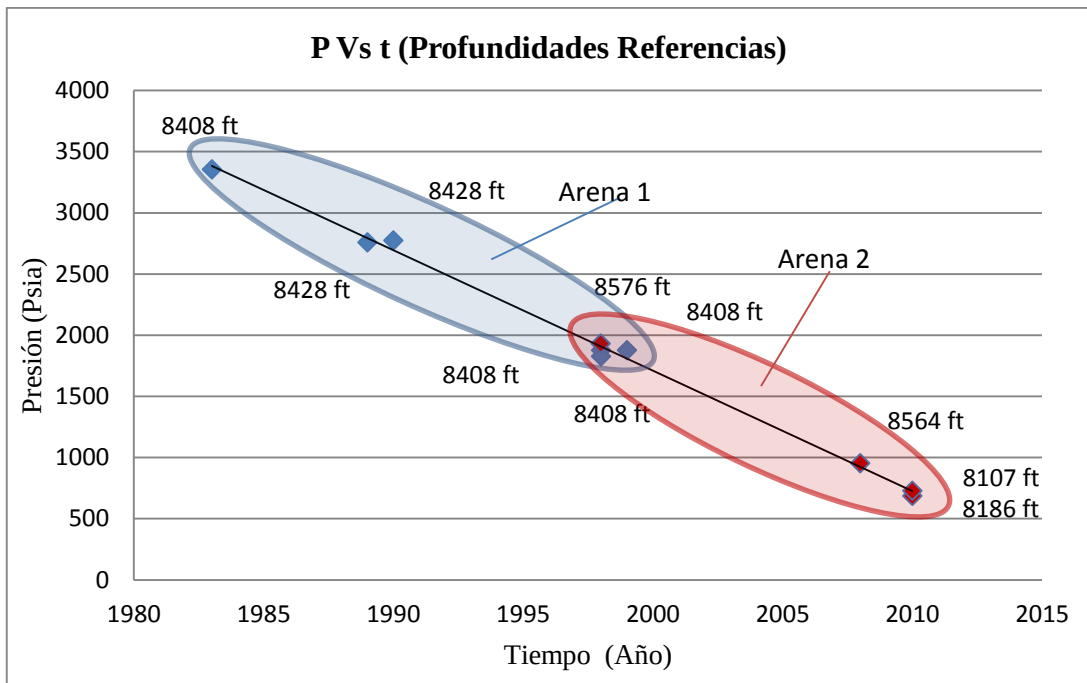


Figura.IV. 20: Presiones a las profundidades de referencia.

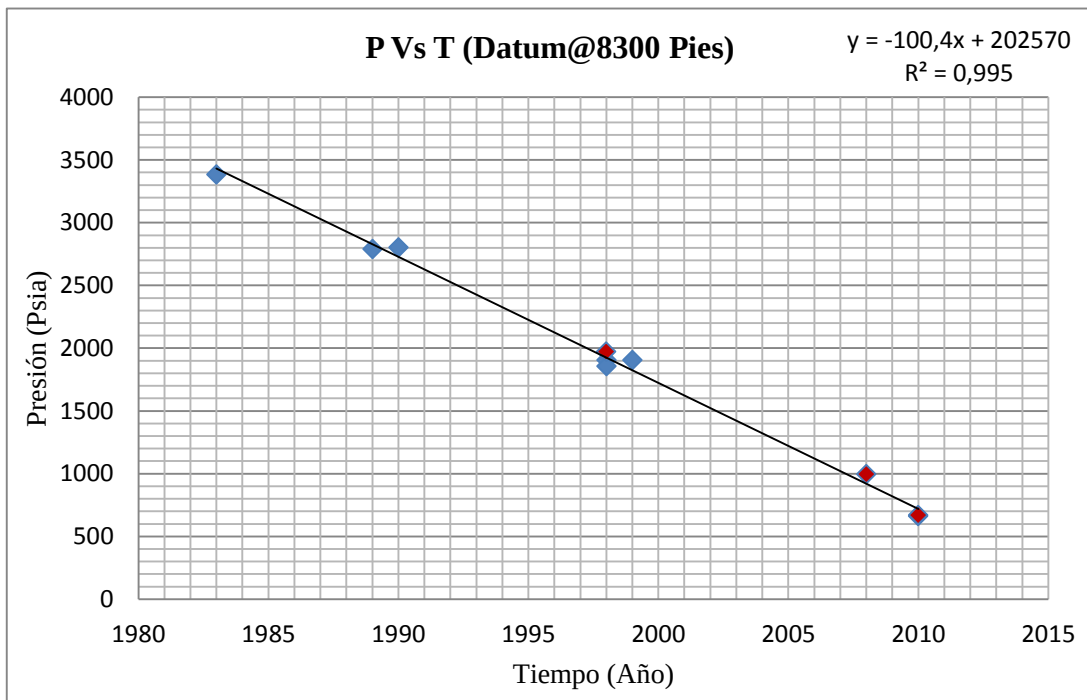


Figura.IV. 21: Gráfico de las presiones llevadas al Datum de referencia.

3.2. Estimación del esfuerzo efectivo Vertical: Se aplicó la ley de Terzaghi, para obtener que el esfuerzo efectivo es la diferencia entre el esfuerzo total y las

presiones de poros, así se tiene que al disminuir las presiones de poros, incrementan los esfuerzos efectivos, ya que la carga litostática es invariable. Las presiones de poros varían solo en intervalo de continuidad del yacimiento, por lo que la variación de esfuerzos efectivos se da solo en intervalo de yacimiento. En cuanto a los esfuerzos efectivos horizontales existiría por teoría de criterio poro elástico, una leve disminución proporcional a la disminución de las presiones de poros, esto trae como consecuencia que el esfuerzo efectivo vertical (Esfuerzo Máximo) incremente y el esfuerzo horizontal mínimo (Esfuerzo mínimo) disminuya, teniendo como consecuencia un incremento en el radio del círculo de Morh, por ende una inestabilidad.

3.3. Gráfico de variación: En la Figura IV.22 se presenta un gráfico tipo de la variación de la compresibilidad con respecto a los esfuerzos efectivos, mostrando los puntos en el estado inicial y final de la histórica de producción.

Las líneas verticales identifican a los estados iniciales y finales de la histórica de producción, estos puntos representan los pares de valores de Volumen Poroso – Esfuerzo Efectivo, siendo los parámetros necesarios para el cálculo de la compresibilidad.

Los resultados de las lecturas para todas las muestras, se presentan en la Tabla IV.15 con los valores de esfuerzos total vertical, presiones iniciales y finales, esfuerzos efectivos verticales. Igualmente en la Tabla IV.16 los resultados de las compresibilidades calculadas.

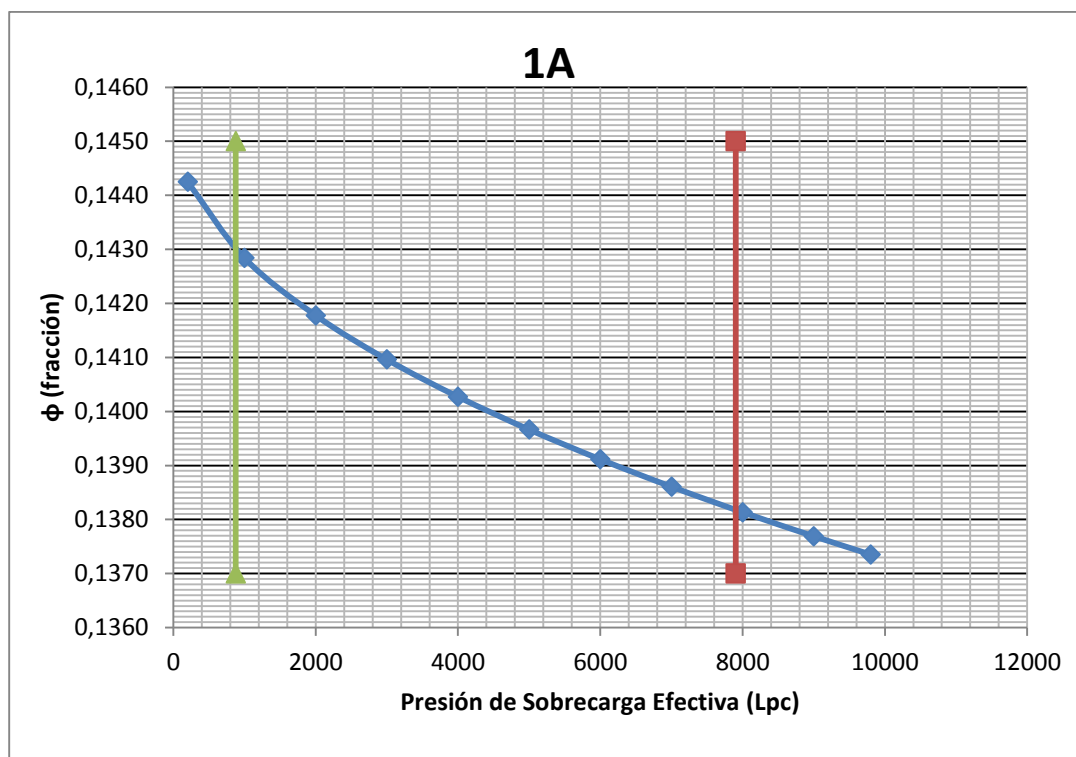


Figura.IV. 22: Gráfico de porosidad versus la presión de sobrecarga efectiva, donde se identifica los estados iniciales y finales de la histórica de producción

Tabla IV. 15: Resultado de las lecturas para cada muestra de los esfuerzos total vertical, presiones iniciales y finales, esfuerzos efectivos verticales.

Muestra	Phi Inicial (Fracción)	Phi Final (Fracción)	Esfuerzo Vertical (Lpc)	Pp Inicial (Lpc)	Pp Final (Lpc)	σ Vert. Efe. Inicial (Lpc)	σ Vert.Efe. Final (Lpc)
1 ^a	0,143	0,138	8229,72	4299.07	599.07	3930.65	7630.65
2 ^a	0,176	0,170	8235,71	4302.11	602.11	3933.60	7633.60
3 ^a	0,121	0,116	8251,17	4309.61	609.61	3941.56	7641.56
4 ^a	0,165	0,161	8280,24	4324.62	624.62	3955.63	7655.63
1B	0,117	0,112	8338,11	4352.94	652.94	3985.17	7685.17
2B	0,173	0,168	8352,07	4359.76	659.76	3992.30	7692.30
3B	0,173	0,169	8371,17	4369.36	669.36	4001.80	7701.80
1C	0,101	0,097	8417,99	4393.13	693.13	4024.86	7724.86
2C	0,120	0,113	8458,74	4413.59	713.59	4045.16	7745.16
1D	0,097	0,089	8492,76	4430.27	730.27	4062.49	7762.49
2D	0,103	0,097	8505,31	4436.56	736.56	4068.75	7768.75
3D	0,137	0,133	8529,09	4448.26	748.26	4080.83	7780.83
1E	0,182	0,179	8663,76	4516.20	816.20	4147.56	7847.56

Muestra	Phi Inicial (Fracción)	Phi Final (Fracción)	Esfuerzo Vertical (Lpc)	Pp Inicial (Lpc)	Pp Final (Lpc)	σ Vert. Efe. Inicial (Lpc)	σ Vert. Efe. Final (Lpc)
1F	0,124	0,118	8701,92	4534.24	834.24	4167.68	7867.68
2F	0,172	0,169	8723,15	4544.52	844.52	4178.63	7878.63
3F	0,133	0,129	8730,68	4548.19	848.19	4182.48	7882.48
1G	0,200	0,197	8797,47	4580.25	880.25	4217.22	7917.22
2G	0,143	0,139	9039,87	4700.32	1000.32	4339.54	8039.54
3G	0,138	0,136	9302,07	4833.04	1133.04	4469.02	8169.02
4G	0,131	0,128	9308,24	4836.66	1136.66	4471.57	8171.57

3.4. Cálculo de la compresibilidad: En la Tabla IV.16 se puede apreciar los resultados obtenidos de la compresibilidad, donde la representación de cada cálculo definido a continuación:

-**Cphi,e:** Representa la compresibilidad en función de la variación del porcentaje poroso con respecto a los esfuerzos efectivos.

-**Cpe:** Representa la compresibilidad en función de la variación del Volumen poroso con respecto a los esfuerzos efectivos.

-**Cbp:** Representa la compresibilidad en función de la variación del Volumen Total con respecto a las Presiones de Poros, este último es el requerido como entrada para el cálculo en el modelo de simulación. Si bien la compresibilidad guía por definición viene a ser la **Cpe**, el resto son proporcionales a esta.

Tabla IV. 16: Resultados de compresibilidad (Cphie, Cpe, Cbp).

Muestra	Compresibilidad Cphi,e (1/Lpc)	Compresibilidad Cpe (1/Lpc)	Compresibilidad Cbp (1/Lpc)
1A	4.04539E-06	1.05538E-05	1.50367E-06
2A	3.75375E-06	1.079E-05	1.92755E-06
3A	4.11928E-06	1.13756E-05	1.36303E-06
4A	2.65296E-06	7.97233E-06	1.27433E-06
1B	4.96994E-06	1.23786E-05	1.44557E-06
2B	2.85664E-06	7.69901E-06	1.32803E-06
3B	2.36941E-06	6.19727E-06	1.07082E-06
1C	4.9041E-06	1.22208E-05	1.23934E-06
2C	7.17942E-06	1.76106E-05	2.1234E-06

Muestra	Compresibilidad Cphi,e (1/Lpc)	Compresibilidad Cpe (1/Lpc)	Compresibilidad Cbp (1/Lpc)
1D	1.02044E-05	2.51206E-05	2.4466E-06
2D	7.26822E-06	1.67233E-05	1.78396E-06
3D	4.00697E-06	1.07305E-05	1.46831E-06
1E	2.0986E-06	5.47764E-06	9.95531E-07
1F	6.05083E-06	1.48933E-05	1.78987E-06
2F	2.22314E-06	5.9351E-06	1.0414E-06
3F	3.30353E-06	8.3675E-06	1.08807E-06
1G	1.90523E-06	5.66104E-06	1.06352E-06
2G	3.44537E-06	8.48475E-06	1.18436E-06
3G	1.96847E-06	4.87248E-06	6.74227E-07
4G	2.50831E-06	6.43185E-06	8.50831E-07

3.5. Relación de gráficos cruzados: Se presentan los gráficos de correlación de las compresibilidades (Cpe) con respecto a las propiedades petrofísicas de roca. Existen una correlación continua potencial, tanto para la relación con la propiedad de porosidad, como para la permeabilidad. A un incremento de estas, se tiene una disminución de en magnitud de la compresibilidad, cumpliendo así, las condiciones teóricas. Es de recordar que la compresibilidad es una medida de la cantidad de esfuerzo necesario para una deformación unitaria, por tal, cuando mayor es la capacidad de reacomodo de una roca (Tipo de roca con mayor porosidad y permeabilidad), menor va a ser los esfuerzos requeridos para comprimirla un volumen unitario, por ende es inversamente proporcional a la calidad de la roca.

En cuanto a la dispersión, es menor con la propiedad de permeabilidad que a la porosidad. Esto refiere que la calidad de la roca está más relacionado a la capacidad de flujo, que a la de almacenamiento (porosidad), conclusión obtenida de los análisis de las pruebas de inyección de mercurio.

Para el cálculo de la función de aproximación, es recomendado ejecutarla con la propiedad que ofrece menos dispersión, la cual sería la de permeabilidad. Para la regresión sobre la propiedad directa de porosidad, es mejor obtenerla por el despeje

de la función obtenida de la relación de permeabilidad / porosidad, de esta última se despeja la porosidad.

Con las funciones determinadas, la estimación de la compresibilidad de la roca queda libre de ser calculada para cualquier tipo de roca derivado de cualquier análisis de facies petrofísicas, además es también claro denotar que es un error tratar de asignar directamente un valor o conjunto de valores determinados a muestras puntuales, a un tipo de roca característico, no teniendo en cuenta la diferencia en magnitudes de los órdenes de resolución o escalamiento. Esto último es más claro en el sentido de que en una muestra con escalamiento de milímetros medida en laboratorio muestra una compresibilidad más ligada a un posible tipo de roca, en cambio cuando se trabaja a escala de resolución de una celda del modelo geocelular, donde son centenas de pies, esta conlleva un conjunto de facies características, imposible ensayar. Con la disponibilidad de la correlación de compresibilidad a las propiedades petrofísicas, mientras el escalamiento de una celda en el espacio va variando, su relación K/ϕ también varía, por ende puede determinarse una compresibilidad característica resultante de un análisis del conjunto de muestras. En la Tabla IV.17 se presentan las propiedades petrofísicas por muestras. Los resultados de los gráficos son mostrados en las Figuras IV.23, IV.24, IV.25 y IV.26.

Tabla IV. 17: Propiedades petrofísicas utilizadas para la relación.

Muestra	Φ (Fracción)	K (mD)	K/Φ (mD/Fracción)
1A	0,144	5,66	39,24
2A	0,178	27,5	154,69
3A	0,122	12,8	105,10
4A	0,166	443,	2663,91
1B	0,118	4,18	35,36
2B	0,174	477,	2745,78
3B	0,174	4,18	24,08
1C	0,103	1,22	11,88
2C	0,122	0,553	4,53
1D	0,100	0,632	6,33
2D	0,105	0,632	6,02

Muestra	Φ (Fracción)	K (mD)	K/ Φ (mD/Fracción)
3D	0,139	3,16	22,73
1E	0,183	227,	1242,46
1F	0,126	1,36	10,80
2F	0,173	314,	1815,05
3F	0,134	59,0	440,04
1G	0,202	1390,	6896,00
2G	0,145	8872,5	61373,04
3G	0,140	414,	2965,43
4G	0,132	73,5	557,80

Con respecto al control de calidad de los resultados obtenidos, este tiene una relación directa con la precisión de las lecturas de los pares volúmenes – Esfuerzos extraídos de los gráficos. Como existen varias estimaciones de compresibilidades, la relación entre ellas deben ser continuas y las dispersiones presentes son reflejos de las imperfecciones en las lecturas. A continuación se presentan las relaciones entre las diferentes compresibilidades calculadas, donde evidencian una tendencia continua muy cercana a la lineal (La Tabla IV.18 muestra los datos utilizados).

Tabla IV. 18: Resultados de las diferentes compresibilidades medidas en muestras. Las filas en rojo denotan valores anómalos representados fuera de la tendencia (Ver gráficos). Pozo X-2.

Muestra	C _{phi,e} (1/Lpc)	C _{pe} (1/Lpc)	C _{bp} (1/Lpc)	Φ Fracción	K (mD)	K/ Φ (mD/ Fracción)
1A	4.04539E-06	1.05538E-05	1.50367E-06	0,144	5,66	39,24
2A	3.75375E-06	1.079E-05	1.92755E-06	0,178	27,5	154,69
3A	4.11928E-06	1.13756E-05	1.36303E-06	0,122	12,8	105,10
4A	2.65296E-06	7.97233E-06	1.27433E-06	0,166	443,	2663,91
1B	4.96994E-06	1.23786E-05	1.44557E-06	0,118	4,18	35,36
2B	2.85664E-06	7.69901E-06	1.32803E-06	0,174	477,	2745,78
3B	2.36941E-06	6.19727E-06	1.07082E-06	0,174	4,18	24,08
1C	4.9041E-06	1.22208E-05	1.23934E-06	0,103	1,22	11,88
2C	7.17942E-06	1.76106E-05	2.1234E-06	0,122	0,553	4,53
1D	1.02044E-05	2.51206E-05	2.4466E-06	0,100	0,632	6,33
2D	7.26822E-06	1.67233E-05	1.78396E-06	0,105	0,632	6,02
3D	4.00697E-06	1.07305E-05	1.46831E-06	0,139	3,16	22,73
1E	2.0986E-06	5.47764E-06	9.95531E-07	0,183	227,	1242,46

Muestra	Cphi,e (1/Lpc)	Cpe (1/Lpc)	Cbp (1/Lpc)	Φ Fracción	K (mD)	K/ Φ (mD/ Fracción)
1F	6.05083E-06	1.48933E-05	1.78987E-06	0,126	1,36	10,80
2F	2.22314E-06	5.9351E-06	1.0414E-06	0,173	314,	1815,05
3F	3.30353E-06	8.3675E-06	1.08807E-06	0,134	59,0	440,04
1G	1.90523E-06	5.66104E-06	1.06352E-06	0,202	1390,	6896,00
2G	3.44537E-06	8.48475E-06	1.18436E-06	0,145	8872,5	61373,04
3G	1.96847E-06	4.87248E-06	6.74227E-07	0,140	414,	2965,43
4G	2.50831E-06	6.43185E-06	8.50831E-07	0,132	73,5	557,80

Se obtienen las siguientes regresiones para las estimaciones de la Compresibilidad de la Roca:

Compresibilidad (Cphi, e) en función de la Propiedad de Permeabilidad:

$$C_{phi, e} = \frac{0,000006}{Permeabilidad^{0,158}}$$

Compresibilidad (Cpe) en función de la Propiedad de Permeabilidad:

$$C_{pe} = \frac{0,00001}{Permeabilidad^{0,141}}$$

Compresibilidad (Cbp) en función de la Propiedad de Permeabilidad:

$$C_{pe} = \frac{0,000002}{Permeabilidad^{0,081}}$$

Correlación de (Cpe) en función de (Cphi, e):

$$C_{pe} = 2,3268 C_{phi, e} + 0,000001$$

Correlación de (Cbp) en función de (Cphi, e):

$$C_{bp} = 2,2578 C_{phi, e} + 0,000001$$

Correlación de (Cbp) en función de (Cpe):

$$C_{bp} = 0,0000007 e^{65583 C_{pe}}$$

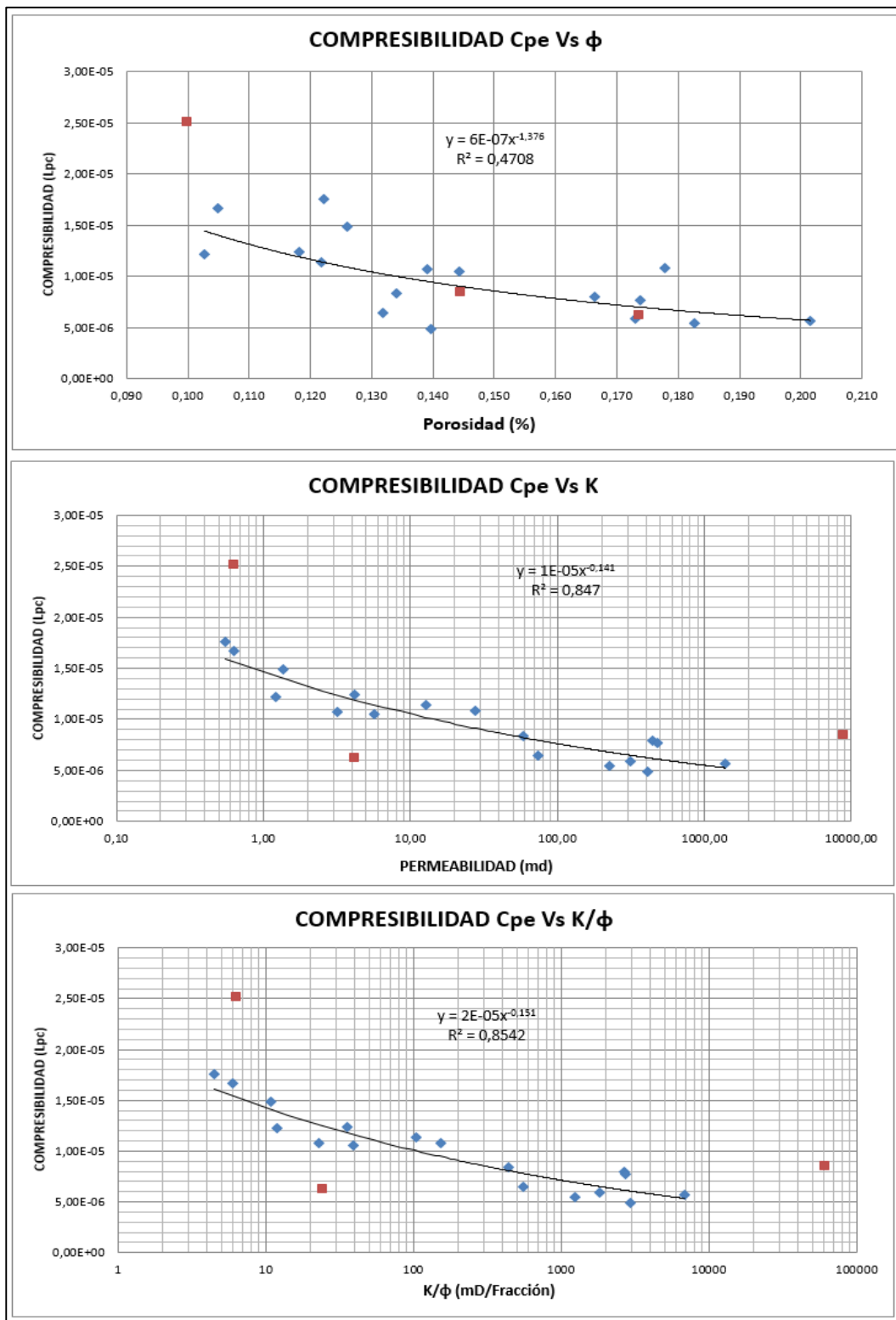


Figura.IV. 23: Compresibilidad (Cpe; Variación del Volumen poroso con respecto al esfuerzo efectivo) versus las propiedades petrofísicas de la roca.

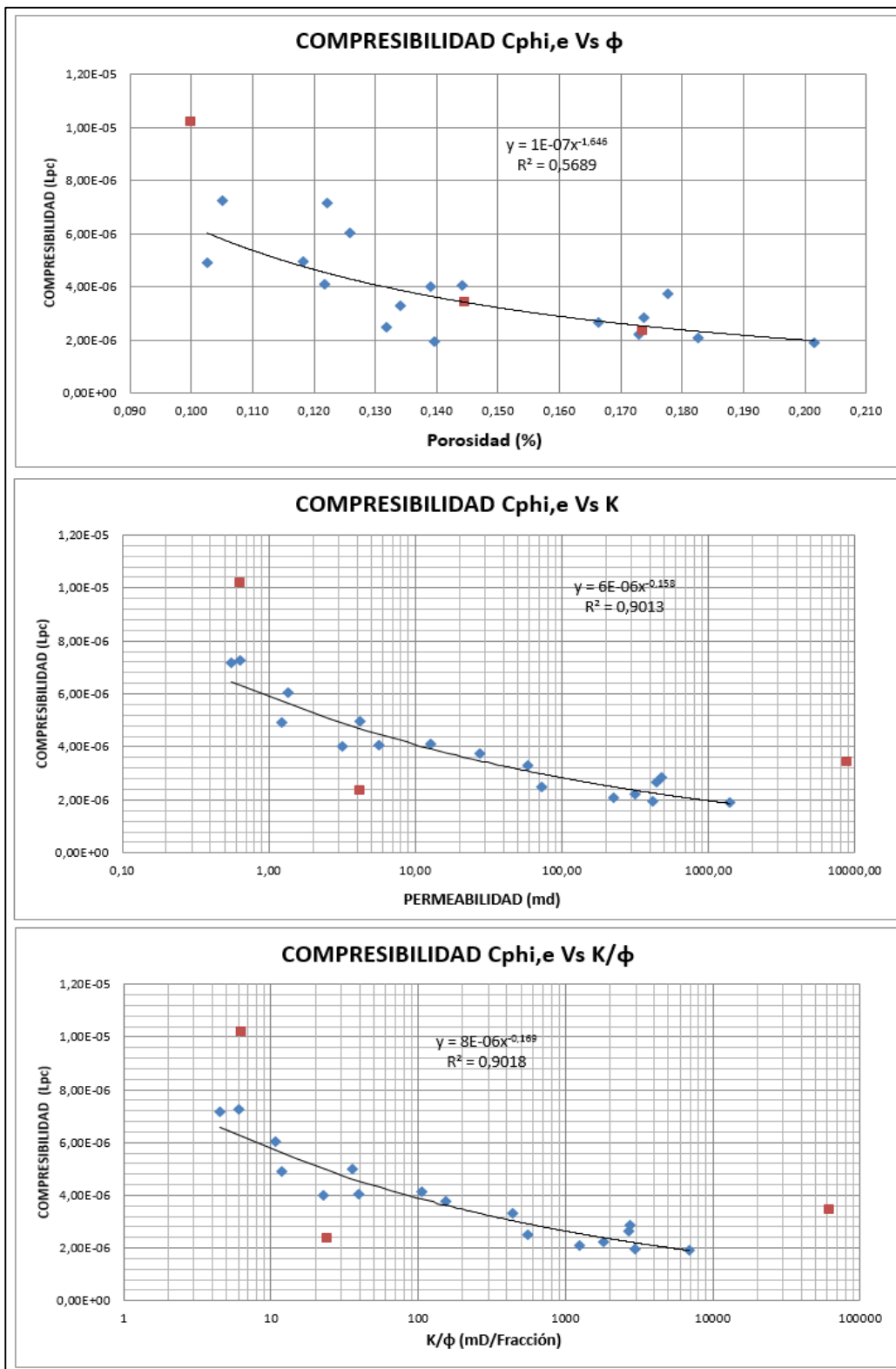


Figura.IV. 24: Compresibilidad (C_{phi, e}: Variación de la porosidad con respecto a los esfuerzos efectivos) versus las propiedades petrofísicas de la roca.

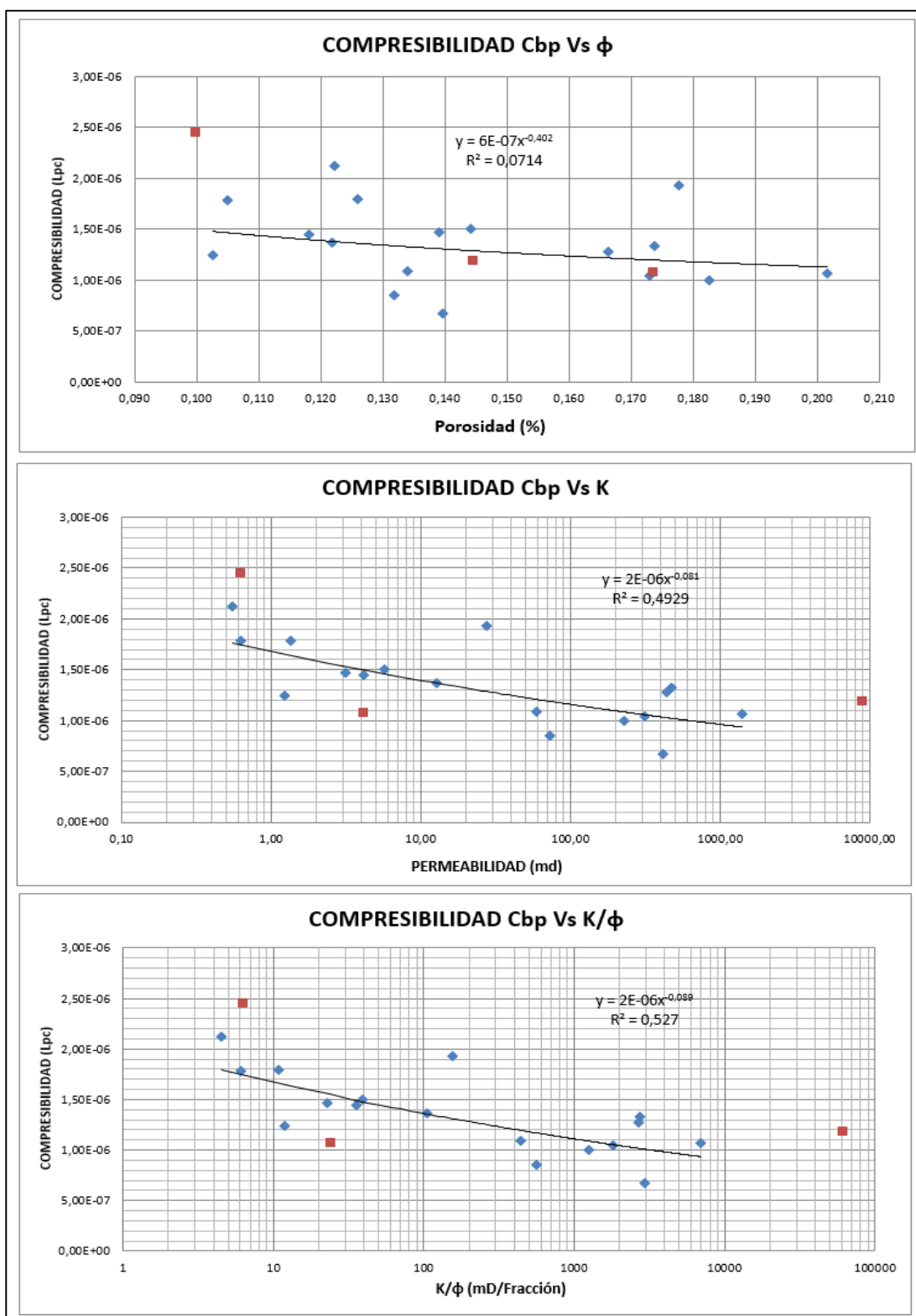


Figura.IV. 25: Compresibilidad (Cbp: Variación del volumen de roca con respecto a las presiones de poros) versus las propiedades petrofísicas de la roca.

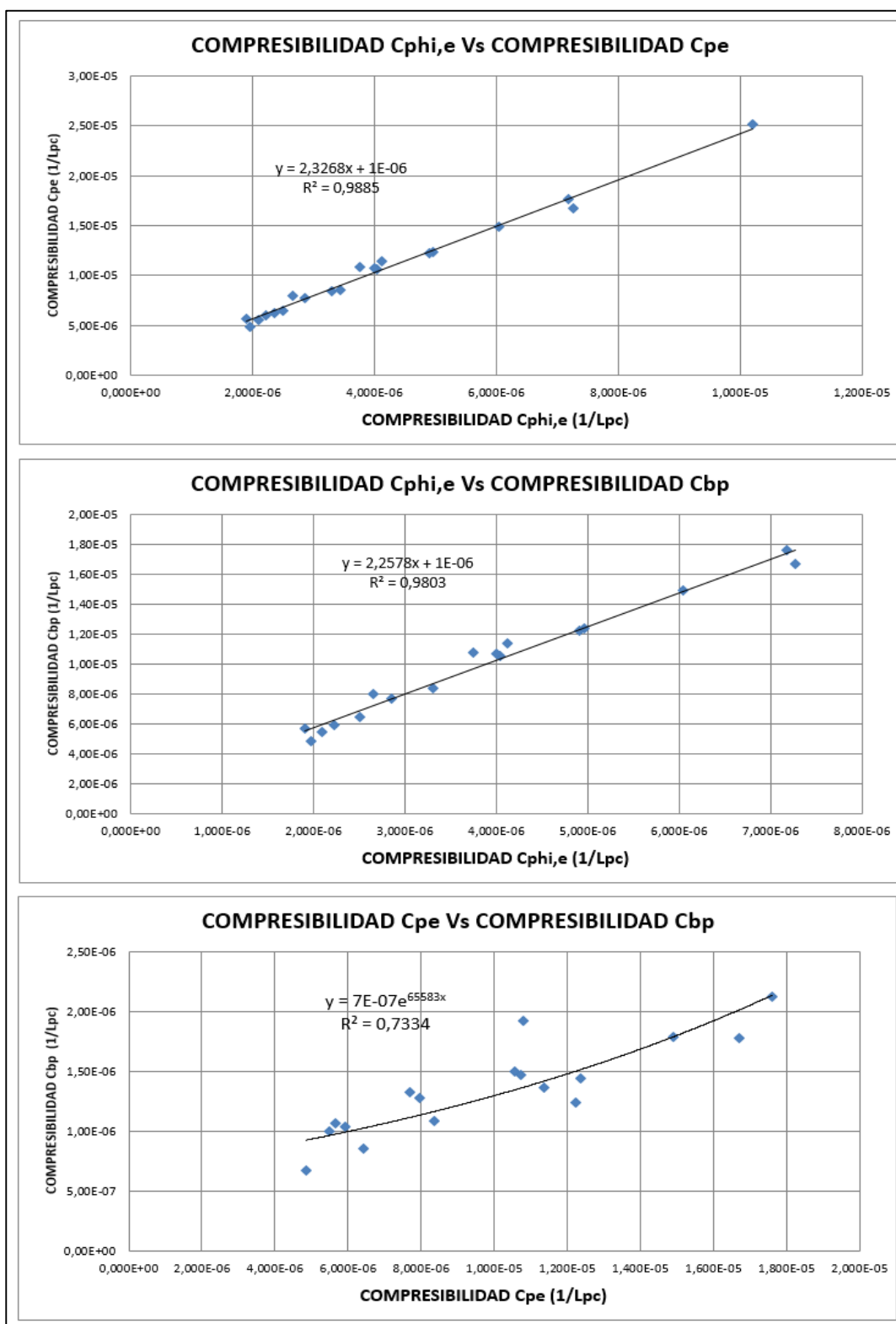


Figura.IV. 26: Gráficos de correlación entre los diferentes tipos de Compresibilidades. Necesarios para transferencias entre sistemas.

4. MODELO DE PERMEABILIDAD RELATIVA

El análisis consistió en aproximar la función de Corey para cada combinación de fluidos, a fin de ajustar los parámetros involucrados en la ecuación a los datos experimentales (proceso de refinamiento). Se tomó como curva válida, la resultante de los valores teóricos de Corey, en vez de los datos experimentales *per se*. La desviación entre la curva teórica y la experimental es proporcional al grado de certidumbre, así pues, grandes desviaciones se establecen como grandes incertidumbres y viceversa.

La secuencia de cálculo es saturación de agua inicial, saturación de hidrocarburo residual, parámetros o exponentes N de la fase mojanter y no mojanter, por último las permeabilidades relativas en los puntos de saturación residual de la fase no mojanter y saturación inicial de la fase mojanter. Por último se comparó la medida experimental y la estimada por la ecuación de Corey Brooks. Del análisis en conjunto se deriva si la muestra cumple las condiciones mínimas necesarias y se procede con un control de calidad de las mismas, es decir, se seleccionan las muestras que califican según los requerimientos del control, donde se puede apreciar un caso tipo en la Figura IV.24.

4.1. Gráficos de estimación de los parámetros de Corey Brooks Versus las Propiedades de la Roca: Donde se graficó los parámetros de aproximación determinados previamente con las propiedades petrofísicas de la roca medidas en el mismo tapón (Porosidad y Permeabilidad). Siguiendo este flujo de trabajo:

- Aproximar los valores o parámetros de la ecuación de Corey-Brooks. Para el caso de agua- petróleo, se tiene el exponente Corey al agua (N_w), Exponente Corey al petróleo (N_o), Permeabilidad relativa al punto de S_{or} (K_{ro}), Permeabilidad relativa al punto de S_{wi} (K_{rw}) y la Saturación residual de hidrocarburo (S_{or}). En el caso de Gas- Petróleo o Gas-Agua, se le adiciona a lo anterior, la saturación de gas crítica (S_{gc}), como se muestra en la Figura IV.27.

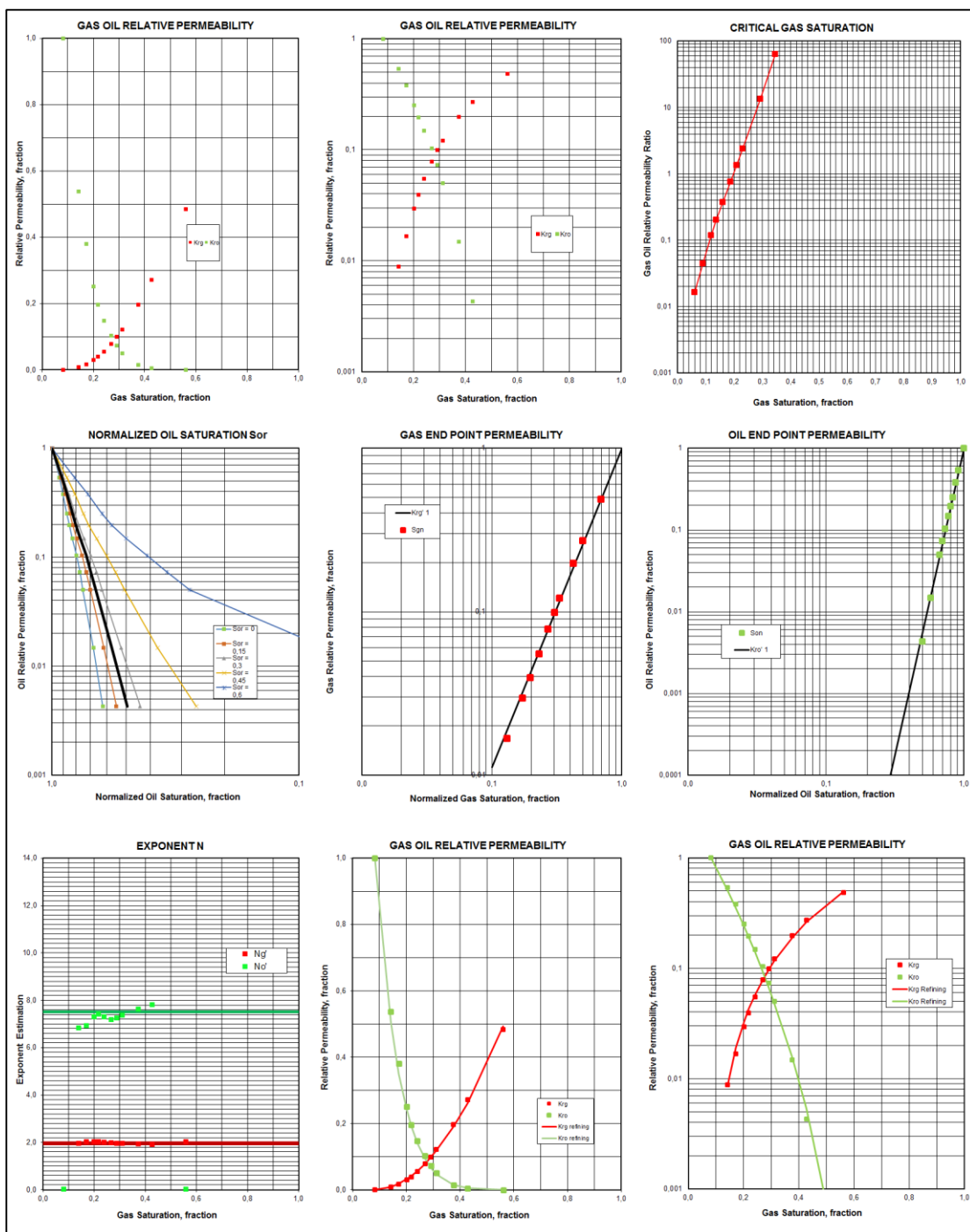


Figura.IV. 27: Estimación de los parámetros de aproximación de la ecuación de permeabilidad relativa (Corey Brooks). Caso Tipo

- Se etiquetan la calidad de los datos de acuerdo a aceptable, inconsistencia Leve, inconsistencia moderada, no aceptable. Las tres primeras corresponden a que cumplen los criterios bases de curvatura y la desviación define el grado de inconsistencia. La etiqueta de No aceptable simplemente no cumple criterio de curvatura, por lo que quedan descartada. Donde este control de calidad se puede apreciar en el Apéndice 9.
- Se grafica cada parámetro versus cada propiedad de calidad de roca establecida (porosidad, permeabilidad y permeabilidad / porosidad). Se estableció cuál de las tres propiedades de la roca es la que mejor se correlaciona. En el caso del área de estudio fue con la permeabilidad / porosidad.
- Se establecen las ecuaciones que mejor se aproximaron, a fin de reconstruir las curvas de permeabilidad relativa haciendo uso de estas.

En el Apéndice 10 se presentan los resultados en forma gráfica con las diferentes ecuaciones de correlación, Adicionalmente se presenta la desviación estándar de cada ecuación de correlación, a fin de visualizar el grado de incertidumbre que se presenta. Estas ecuaciones son las utilizadas para reconstruir y asignar las curvas de permeabilidad relativas al modelo de balance y de simulación.

Para un sistema **agua-petróleo** el resultado fueron las siguientes relaciones empíricas:

$$K_{ro_{refining}} = K_{ro'}(S_{on})^{N_o}$$

$$K_{rw_{refining}} = K_{rw'}(S_{wn})^{N_w}$$

$$S_{on} = \frac{(1 - S_w - S_{or})}{(1 - S_{wirr} - S_{or})}$$

$$S_{wn} = \frac{(S_w - S_{or})}{(1 - S_{wirr} - S_{or})}$$

Donde S_{wiir} proviene del modelo de curvas capilares:

Donde S_{or} , N_o , N_w , K_{ro}' y K_{rw}' provienen de las ecuaciones de aproximación de los gráficos:

$$S_{or} = -0.024 \log_e \left(\frac{K \text{ Absoluta}}{P_{hie}} \right) + 0.4049$$

$$N_w = -0.144 \log_e \left(\frac{K \text{ Absoluta}}{P_{hie}} \right) + 3.2704$$

$$N_o = 1.2618 \left[\frac{K \text{ Absoluta}}{P_{hie}} \right]^{0.155}$$

$$K_{rw}' = 0.0001 \log_e \left(\frac{K \text{ Absoluta}}{P_{hie}} \right) + 0.2597$$

$$K_{ro}' = 1$$

Para un sistema **gas-petróleo** el resultado fueron las siguientes relaciones empíricas:

$$K_{ro_{refining}} = K_{ro}'(S_{on})^{N_o}$$

$$K_{rg_{refining}} = K_{rg}'(S_{gn})^{N_g}$$

$$S_{on} = \frac{(1 - S_g - S_{wirr} - S_{or})}{(1 - S_{wirr} - S_{or})}$$

$$S_{gn} = \frac{(S_g - S_{gc})}{(1 - S_{wirr} - S_{or} - S_{gc})}$$

Donde S_{wiir} proviene del modelo de curvas capilares:

Donde S_{or} , N_o , N_w , K_{ro}' y K_{rw}' provienen de las ecuaciones de aproximación de los gráficos:

$$S_{or} = -0.016 \log_e \left(\frac{K_{Absoluta}}{P_{hie}} \right) + 0.2487$$

$$S_{gc} = 0.005$$

$$N_g = 1.009 \left[\frac{K_{Absoluta}}{P_{hie}} \right]^{0.1394}$$

$$N_o = -0.024 \log_e \left(\frac{K_{Absoluta}}{P_{hie}} \right) + 3.2479$$

$$K_{rg}' = 1$$

Para un sistema **gas-agua** el resultado fueron las siguientes relaciones empíricas:

$$K_{ro_{refining}} = K_{ro}' (S_{on})^{N_o}$$

$$K_{rg_{refining}} = K_{rg}' (S_{gn})^{N_g}$$

$$S_{wn} = \frac{(1 - S_g - S_{gc})}{(1 - S_{wr})}$$

$$S_{gn} = \frac{(S_g - S_{gc})}{(1 - S_{wr} - S_{gc})}$$

$$S_{wr} \sim S_{wiir}$$

Donde S_{wiir} proviene del modelo de curvas capilares:

Donde S_{or} , N_o , N_w , K_{ro}' y K_{rw}' provienen de las ecuaciones de aproximación de los gráficos:

$$S_{wr} = 0.0018 \log_e\left(\frac{K \text{ Absoluta}}{P_{hie}}\right) + 0.0156$$

$$S_{gc} = -0.013 \log_e\left(\frac{K \text{ Absoluta}}{P_{hie}}\right) + 0.1121$$

$$N_g = 2.1929 \left[\frac{K \text{ Absoluta}}{P_{hie}} \right]^{-0.038}$$

$$N_o = 0.0008 \log_e\left(\frac{K \text{ Absoluta}}{P_{hie}}\right) + 8.4659$$

$$K_{rg}' = 1$$

$$K_{ro}' = 1$$

Sección II: Modelo de análisis de registros

5. MODELO DE ARCILLOSIDAD

Aplicando la ecuación de Gamma Ray Lineal (Ver Ecuación 19) y definiendo sus parámetros por pozo mediante la generación de un histograma de frecuencia de la curva de Gamma Ray (Figura IV.28), posteriormente se definió en la acumulación el Gamma Ray Matriz y el Gamma Ray Shale (Figura IV.29), luego se termina el llenado de la tabla de parámetros mostrada en la Figura IV.30 y después se procedió a realizar la generación de la curva de volumen de arcilla para la formación de interés, como se puede apreciar en la Figura IV.31.

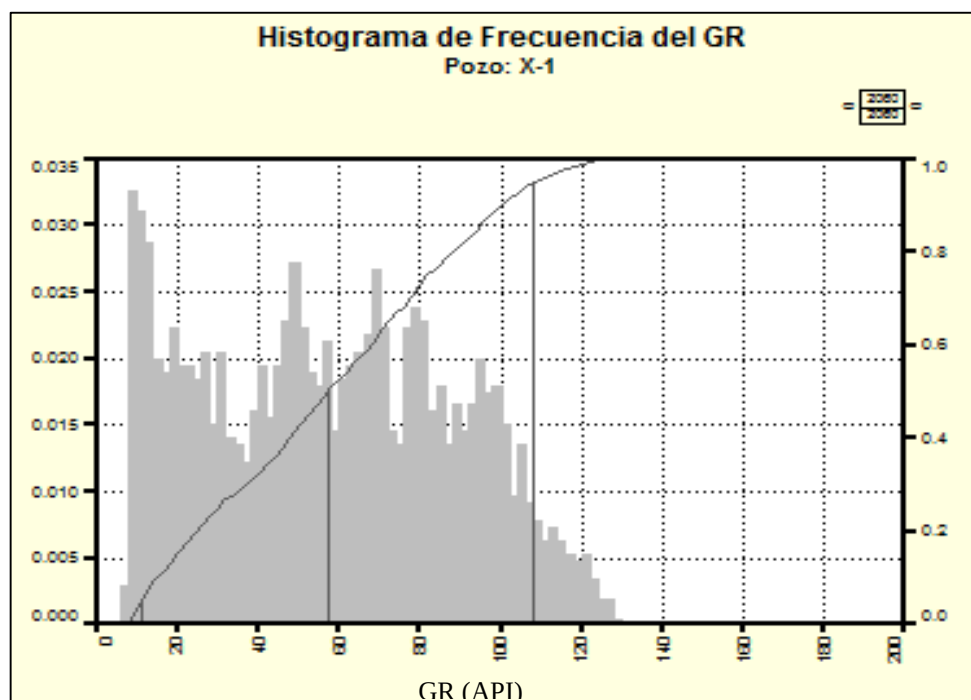


Figura.IV. 28: Histograma de Frecuencia.

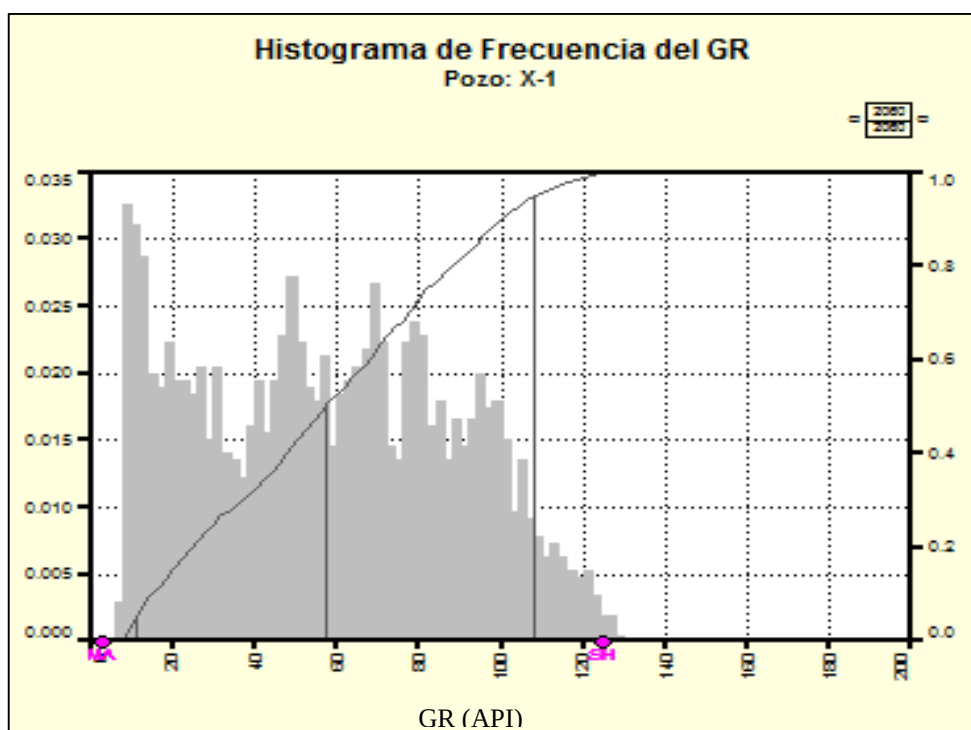


Figura.IV. 29: Histograma de Frecuencia, con la identificación del Gamma Ray Matriz (Punto izquierdo) y del Gamma Ray Shale (Punto Derecho).

Selection

Input Set: WIRE ... Sampling Log: ...

Output Set: EVAL ... Reference: DEPTH

Start Cancel Module Help ...

Parameters

	Location	Mode	Comment	Unit	Name	All	MEREC-A
1	Interval	In_Out	Option for VSH from gamma ray	ALPHA*8	OPT_GR	☐	LINEAR
2	Interval	In_Out	Gamma ray matrix (clean)	GAPI	GR_MA	☐	2.40437
3	Interval	In_Out	Gamma ray shale	GAPI	GR_SH	☐	147.76
4	Interval	In_Out	Option to allow coal logic	LOGICAL	OPT_COAL	☐	No
5	Log	Input	Gamma ray log	GAPI	GR	☒	GR_NORM
6	Log	Output	VSH from gamma ray	V/V	VSH_GR	☒	
7	Log	Output	Limited volume of shale	V/V	VSH	☒	VSH

Figura.IV. 30: Tabla de parámetros para la generación de la curva del volumen de arcilla (Vsh).

Tabla IV. 19: Tabla de nemónicos 1.

Curva	Nemónico	Unidades
Potencial Espontáneo	Wire.Sp	mV
Tamaño de Mecha	Wire.bs	in
Caliper	Wire_Cali_1	in
Gamma Ray	Wire.GR_NORM_1	API
Resistividad Somera	Wire.RSHALLOW_MATCH_1	ohmm
Resistividad Profunda	Wire.RDEEP_MATCH_1	ohmm
Densidad	Wire.RHOB_1	Gr/CC
Neutrón	Wire.NPHI_1	V/V
Volumen de Arcilla	EVAL_VSH_LINEAL_A_3	V/V

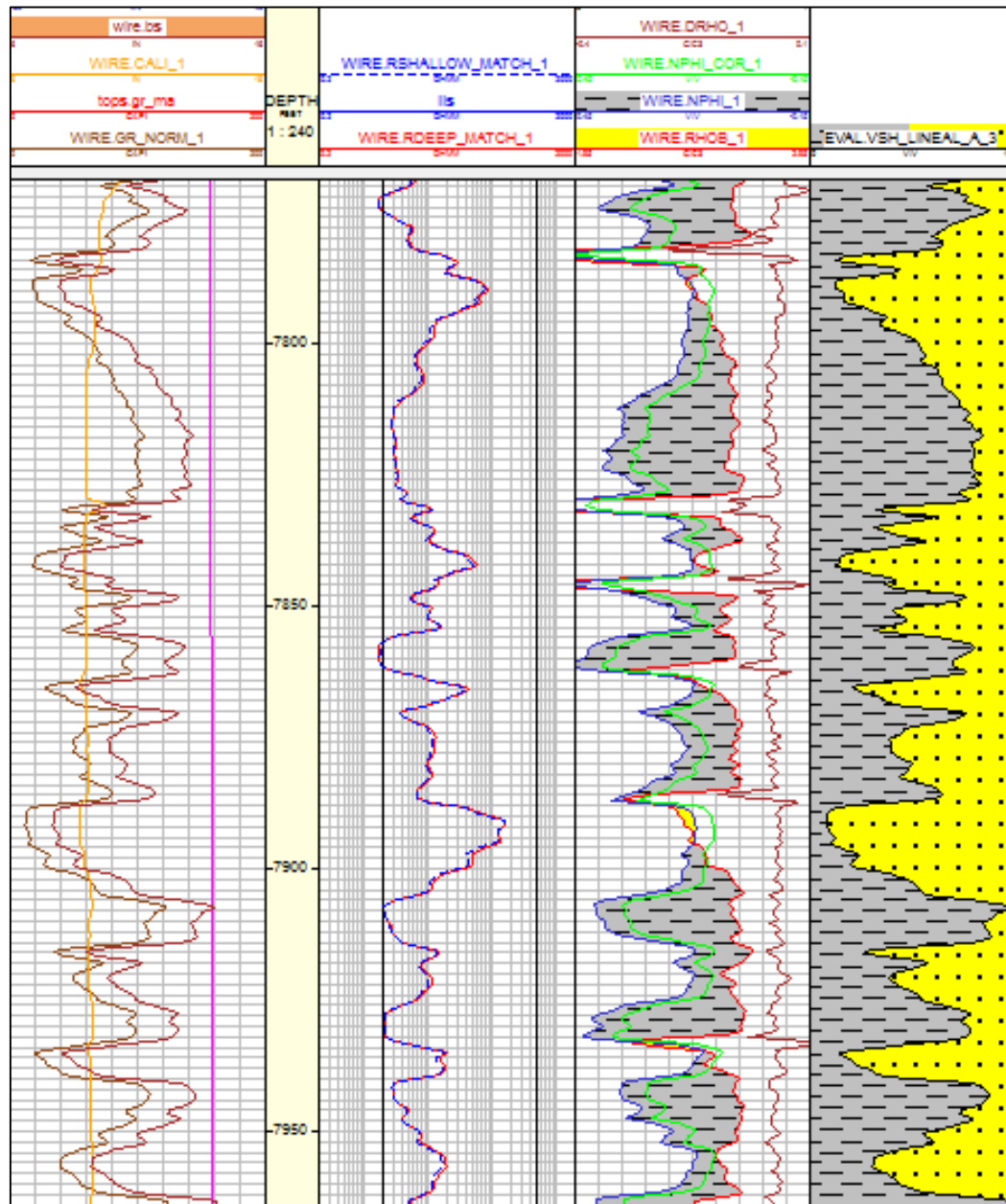


Figura.IV. 31: Visualización de las curvas de izquierda a derecha, primera columna GR GRnor Caliper BS (Tamaño de mecha, *Bit Size*), segunda columna profundidad en pies, tercera columna Resistividad somera (Rshallow), Resistividad profundidad (Rdeep), cuarta columna Densidad Neutrón, Neutrón Corregido (NeutrónCor) y en la quinta columna se puede apreciar la curva de volumen de arcilla (Vsh) generada a partir de la ecuación de GR Lineal.

6. MODELO DE POROSIDAD

Determinando la porosidad por medio de la relación de densidad (Ver Ecuación 25), en primera instancia se generó el crossplot de RHOB vs NPHI (ver Figura III.5), luego se procedió a la identificación de los carbones creando un polígono irregular sobre el Crossplot (ver Figura IV.32) y resaltando esto a su vez en los *tracks* (ver Figura IV.33) para pasar al proceso de verificación y evaluar si fueron tomados o no todos los carbones en cuenta, ya que si los mismos no son identificados pueden incurrir en una alteración al momento de generar la curva de porosidad.

Posteriormente se procedió al llenado de la tabla de parámetros (Figura IV.34) tomando la densidad de matriz y de arcilla a partir del Crossplot generado anteriormente, de igual forma se anexaron los valores de la densidad de fluido tomados de la información de cabezal y la estimación de la densidad de arcilla seca mediante la interpretación de la relación RHOB-NPHI. Después se generaron las curvas de porosidad efectiva y total mediante las ecuaciones 74 y 75 como se puede apreciar en la Figura IV.35, a partir de las nuevas curvas se procedió a la construcción de los Crossplot de PHI Total vs Vsh (Volumen de arcilla) y también el de PHI Core (Porosidad de núcleo) vs Vsh (Ver Figuras IV.36 y IV.37), todo esto con el objetivo de realizar la comparación entre ambos gráficos para realizar la interpretación, la cual será la base para modelar el comportamiento de la porosidad. Posteriormente se procedió a la calibración de la porosidad y esto se realizó primero observando el comportamiento de los datos de núcleo sobre la curva generada (ver Figura IV.38) y segundo generando un crossplot de PHI de núcleo versus PHIE de la curva (ver Figura IV.39), donde los puntos se aproximaron a la recta $y=x$, cumpliendo con la calibración.

Siempre tomando en cuenta el efecto de compactación debido a que la profundidad influye directamente en el cálculo de la porosidad.

$$\Phi_E = \frac{\rho - \rho_{Sand}}{(S_w * \rho_w + S_g * \rho_g) - \rho_{Sand}} \quad \text{Ec. (74)}$$

$$\Phi_T = \frac{\rho - \rho_{Sand} - V_{SH} * \rho_{Sand} - V_{SH} * \rho_{SH}}{(S_w * \rho_w + S_g * \rho_g) - \rho_{Sand}} \quad \text{Ec. (75)}$$

Tabla IV. 20: Tabla de nemónicos 2.

Curva	Nemónico	Unidades
Potencial Espontáneo	Wire.Sp	mV
Tamaño de Mecha	Wire.bs	in
Caliper	Wire_Cali_1	in
Gamma Ray	Wire.GR_NORM_1	API
Resistividad Somera	Wire.RSHALLOW_MATCH_1	ohmm
Resistividad Profunda	Wire.RDEEP_MATCH_1	ohmm
Densidad	Wire.RHOB_1	Gr/CC
Neutron	Wire.NPHI_1	V/V
Volumen de Arcilla	EVAL_VSH_LINEAL_A_3	V/V
Carbones	EVAL_COAL_C_1	-
Porosidad Efectiva	EVAL_PHIE_DENSIDAD_D_1	V/V
Porosidad Total	EVAL_PHIT_DENSIDAD_C_2	V/V
Porosidad de Núcleo	CORE_1.PORE_1	V/V

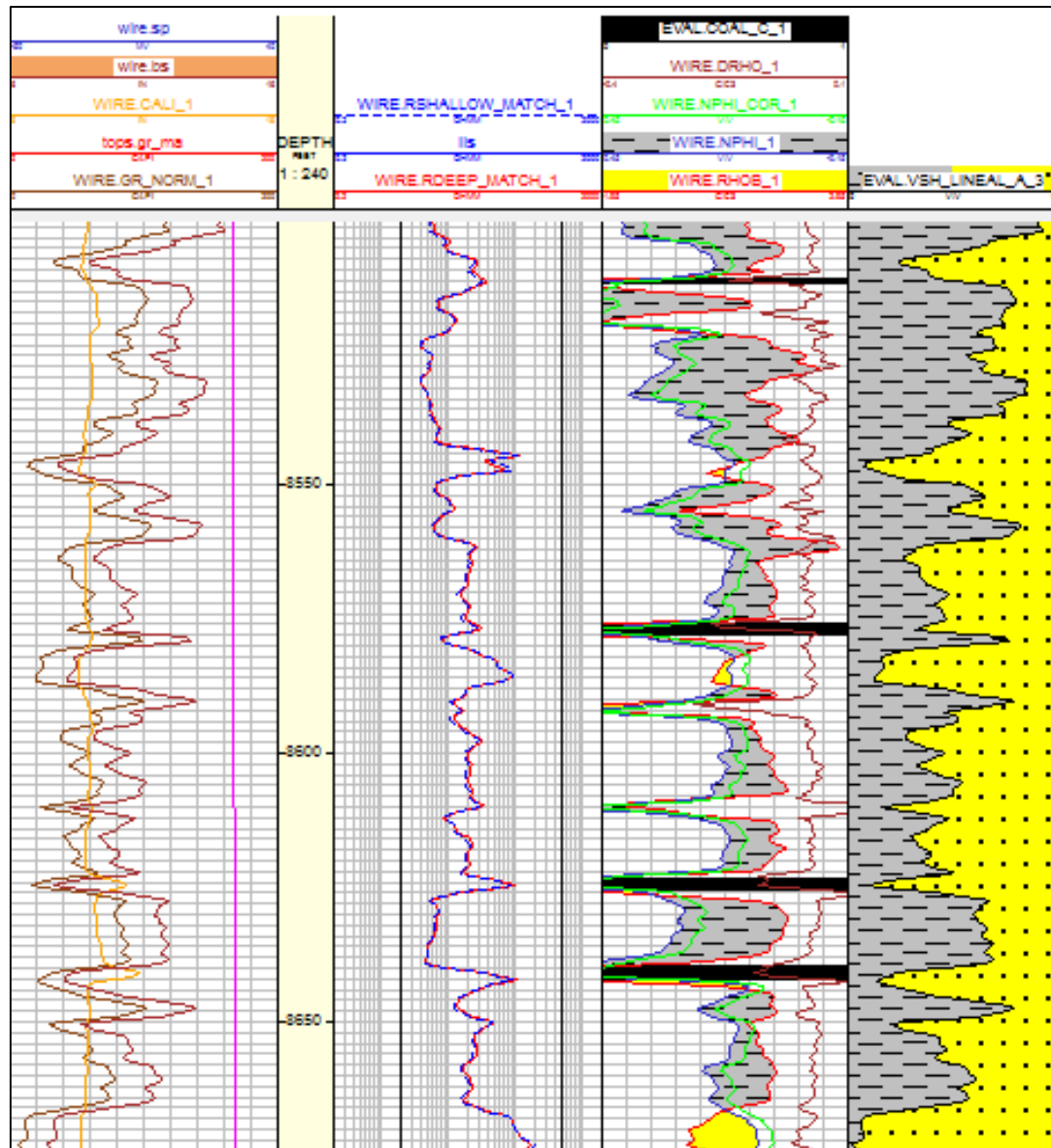


Figura.IV. 33: Identificación de los carbones sobre los tracks.

Selection

Input Set: WIRE ... Sampling Log: ...

Output Set: EVAL ... Reference: DEPTH

Start Cancel Module Help ...

Parameters

	Location	Mode	Comment	Unit	Name	All	MEREC-A
1	Interval	In_Out	Option for total/effective phi	ALPHA*10	OPT_PHITYPE	☐	TOTAL
2	Interval	In_Out	Matrix density	G/C3	RHO_MA	☐	2.5
3	Interval	In_Out	Fluid density	G/C3	RHO_FL	☐	1
4	Interval	In_Out	Shale density	G/C3	RHO_SH	☐	2.38
5	Interval	In_Out	Dry shale density	G/C3	RHO_DSH	☐	3.58
6	Interval	In_Out	Formation water density	G/C3	RHO_W	☐	1
7	Interval	In_Out	Shale total porosity	V/V	PHIT_SH	☐	0.294163
8	Interval	In_Out	Maximum allowed PHIE	V/V	PHIE_MAX	☐	0.5
9	Interval	In_Out	Option to allow bad hole logic	LOGICAL	OPT_BH	☐	No
10	Interval	In_Out	Option to allow coal logic	LOGICAL	OPT_COAL	☐	No
11	Log	Input	Density log	G/C3	RHO	☒	RHOB
12	Log	Input	Limited volume of shale	V/V	VSH	☒	EVAL.VSH
13	Log	Output	Total porosity from density	V/V	PHIT_DEN	☒	
14	Log	Output	Limited total porosity	V/V	PHIT	☒	PHIT
15	Log	Output	Effective porosity from density	V/V	PHIE_DEN	☒	
16	Log	Output	Limited effective porosity	V/V	PHIE	☒	PHIE
17	Log	Output	Volume of dry shale	V/V	VOL_DRYSHL	☒	VOL_DRYSHL
18	Log	Output	Volume of shale water	V/V	VOL_SHLWAT	☒	VOL_SHLWAT

Figura.IV. 34: Tabla de parámetros necesarios para la generación de las curvas de porosidad efectiva y total.

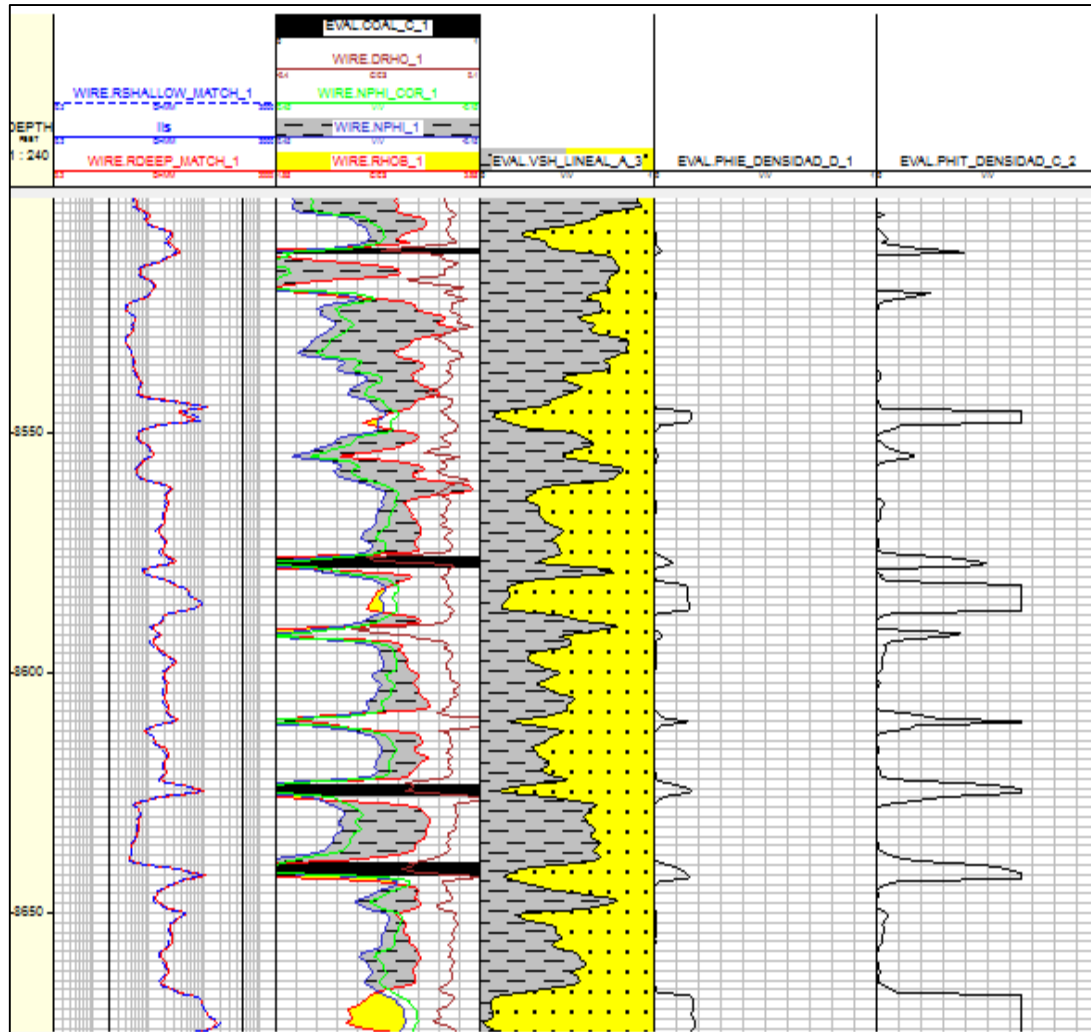


Figura.IV. 35: Visualización de la generación de las curvas de porosidad total y efectiva en la primera y segunda columna de derecha a izquierda.

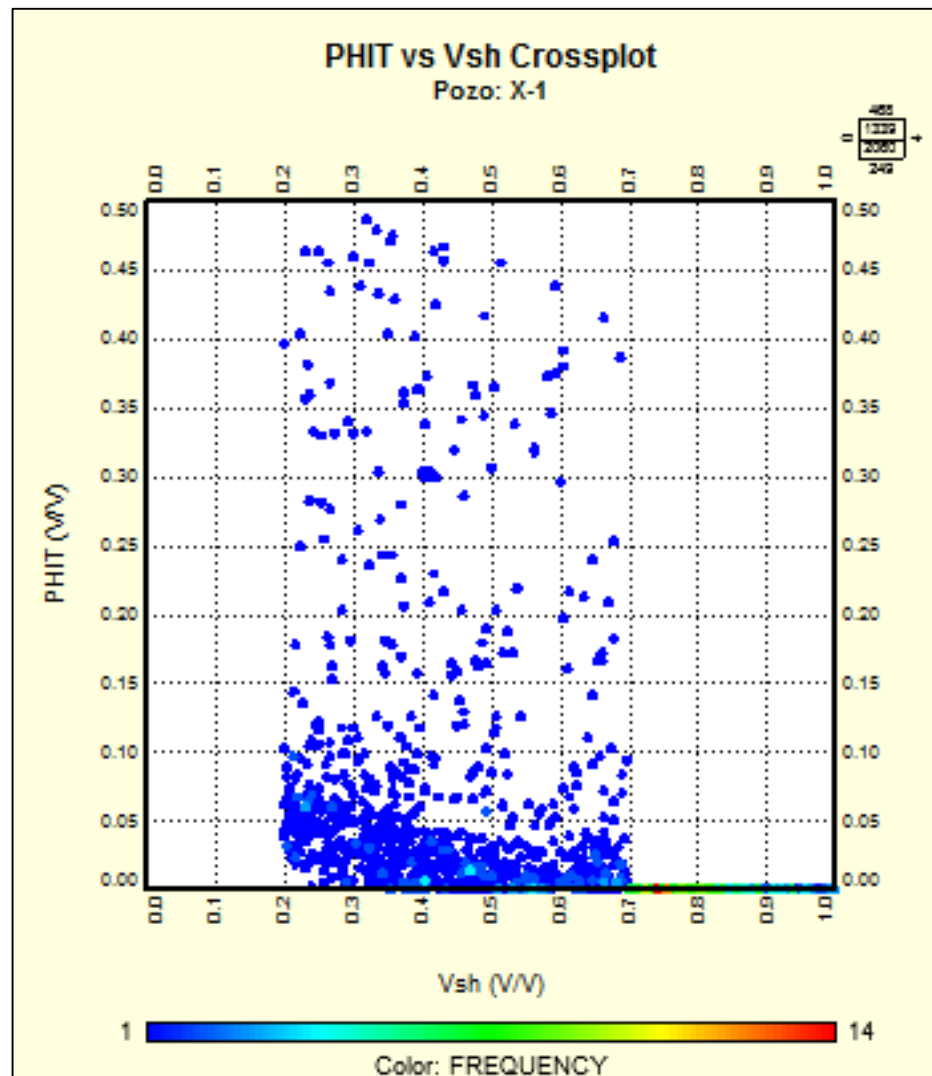


Figura.IV. 36: Crossplot del PHI Total estimada vs Vsh estimado (Volumen de arcilla).

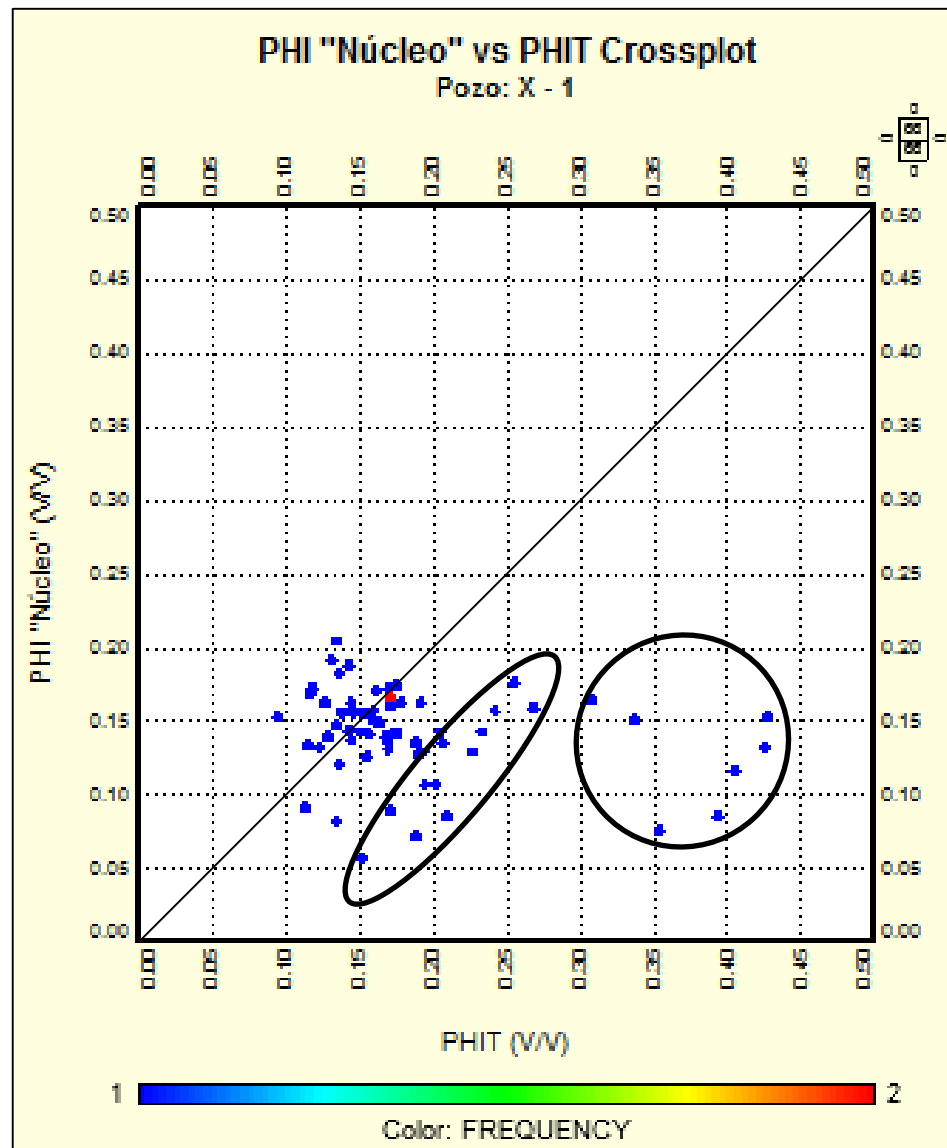


Figura.IV. 37: Crossplot de la porosidad de núcleo versus PHI total estimada, donde las zonas encerradas muestran los puntos fuera de la tendencia aceptable.

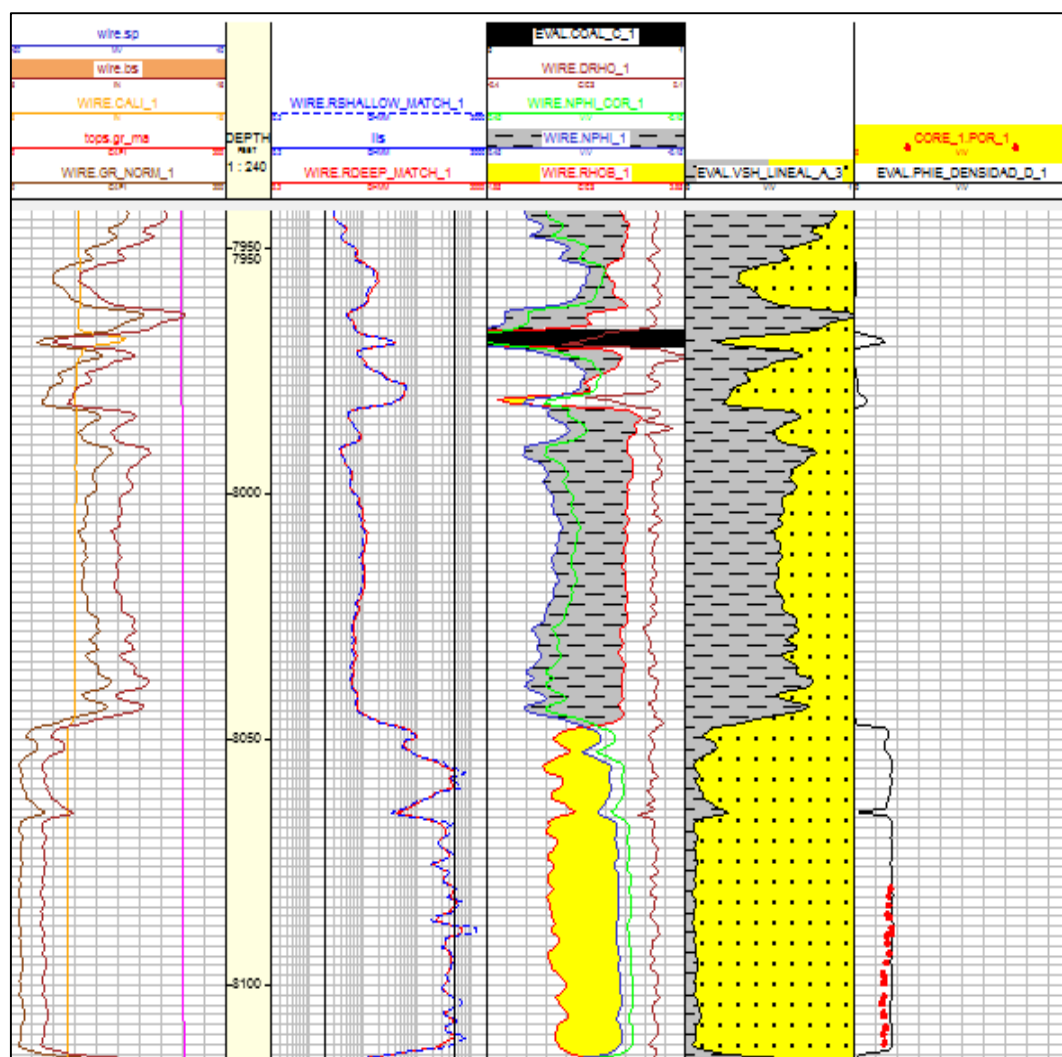


Figura.IV. 38: Calibración de los datos de porosidad de núcleo (puntos rojos en la primera columna de derecha a izquierda) en función de la curva de porosidad efectiva generada.

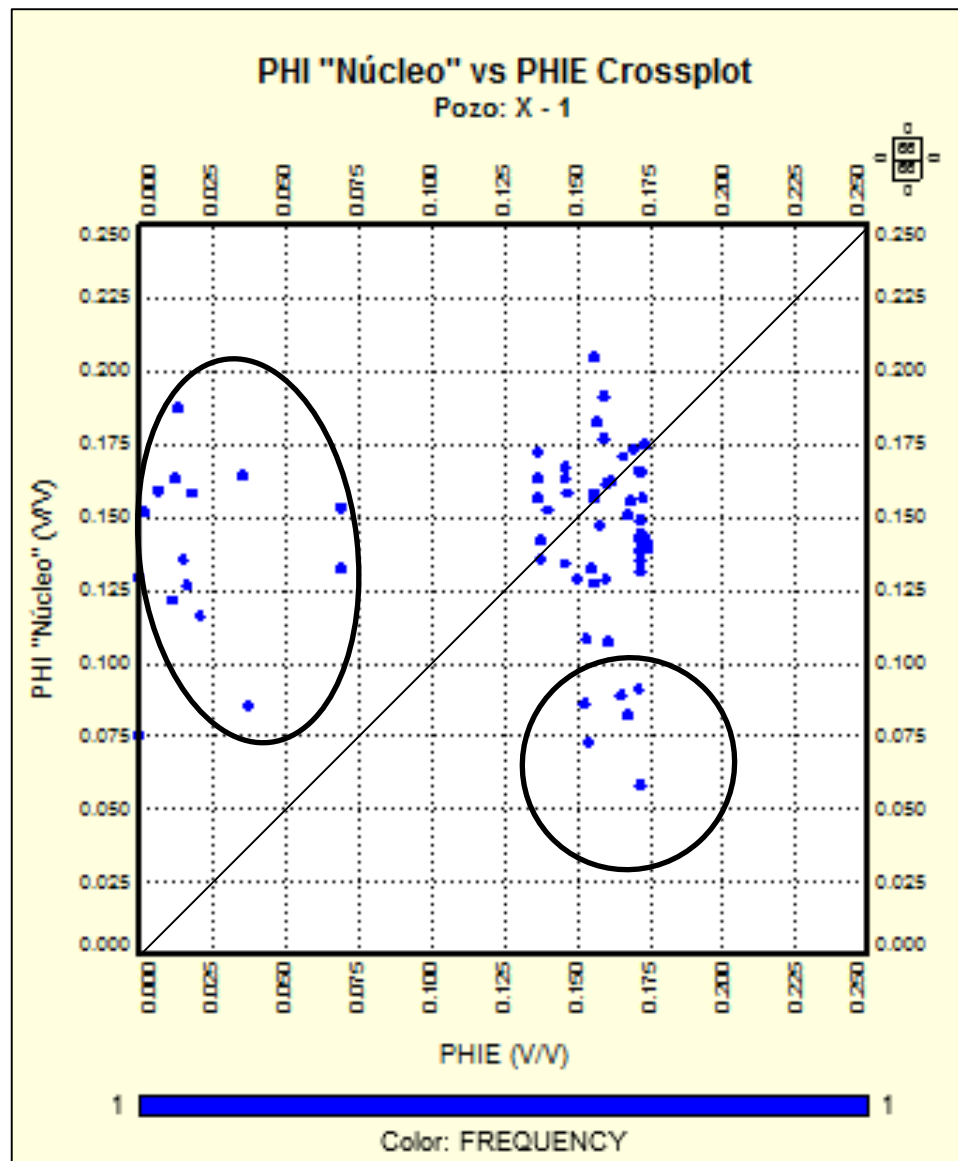


Figura.IV. 39: Crossplot de la porosidad de núcleo versus porosidad efectiva estimada, donde los puntos encerrados identifican zonas que se alejan de la calibración.

7. MODELO DE SATURACIÓN

Pasando a la evaluación del comportamiento del fluido mediante la implementación de los métodos Indonesia, Simandoux y Simandoux Modificado, donde las relaciones empíricas se encuentran dentro del marco teórico como Ecu. 45, 46 y 47. Para ello se procedió a definir los parámetros m , n y a , mediante núcleo. Posteriormente para la determinación de la resistividad del agua de formación mediante el análisis de gráficos Pickett Plot donde los mismos consistieron en la evaluación del comportamiento de la porosidad total versus la resistividad total (ver Figura IV.40). La metodología de Pickett estándar se basa en asumir la saturación de agua igual a 1, es decir no se considera presencia de hidrocarburo en el intervalo, mientras que en la Figura IV.40 se puede observar que se trabaja en base a una roca saturada al 30% de agua, esto debido a que para la zona de interés no hay zonas de contacto de agua, por ende se quiere llevar a condiciones de yacimientos. Debido a que el Pickett no cumple con el estandarizado se debe trabajar en base al comportamiento de la nube de puntos, con el fin de obtener la resistividad del agua. Luego se realizó el llenado de la tabla de parámetros (ver Figura IV.41) que solicita la herramienta computacional para los tres métodos, para el caso en particular de los métodos Simandoux también fue necesario ingresar el valor de resistividad de la arcilla, para ello se generó la curva de HRT (ver Figura IV.42) mediante la raíz de la inversa de la resistividad total como se muestra en la ecuación 76, seguidamente se realizó un crossplot de HRT versus el neutrón (ver Figura IV.43) y todo esto para poder ingresar en el crossplot con el valor de la densidad de la arcilla obtenido anteriormente y obtener de esta forma el valor de HRT de arcilla, donde la inversa de este representa la resistividad total de la arcilla. Después se corrieron los datos y se generaron las curvas de saturación como se muestra en la Figura IV.44.

Posteriormente para la calibración de la saturación se procedió a la integración junto a los datos del modelo de presión capilar generado en el modelo roca/fluido, donde mediante dicha ecuación de saturación se generó una nueva curva de saturación (ver Figura IV.45) y se procedió a la calibración mediante crossplot en

función de los métodos y de los datos generado del modelado de los análisis de presión capilar, mostrado en las Figuras IV.46, IV.47 y IV.48.

$$HRT = \sqrt{\frac{1}{R_T}} \quad \text{Ec. (76)}$$

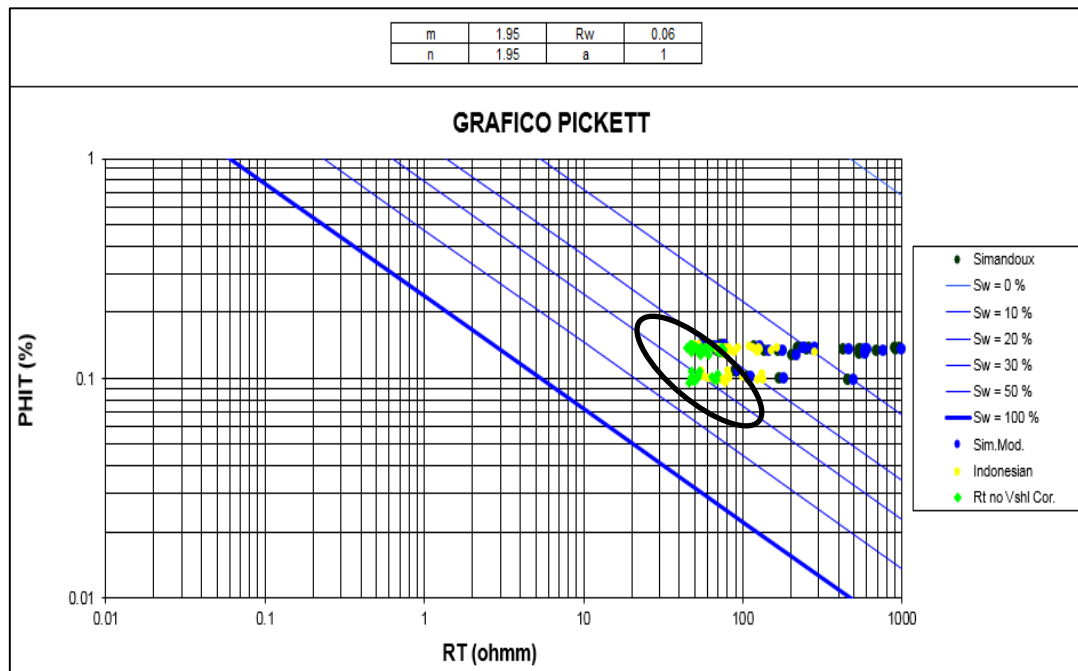


Figura.IV. 40: Pickett Plot de la porosidad total versus la resistividad total, junto a la tabla de valores donde se indican los valores de n, m y a.

Tabla IV. 21: Tabla de nemónicos 3.

Curva	Nemónico	Unidades
Potencial Espontáneo	Wire.Sp	mV
Tamaño de Mecha	Wire.bs	in
Caliper	Wire_Cali_1	in
Gamma Ray	Wire.GR_NORM_1	API
Resistividad Somera	Wire.RSHALLOW_MATCH_1	ohmm
Resistividad Profunda	Wire.RDEEP_MATCH_1	ohmm
Densidad	Wire.RHOB_1	Gr/CC
Neutron	Wire.NPHI_1	V/V
Volumen de Arcilla	EVAL_VSH_LINEAL_A_3	V/V
Carbones	EVAL_COAL_C_1	-
Porosidad Efectiva	EVAL_PHIE_DENSIDAD_D_1	V/V
Porosidad Total	EVAL_PHIT_DENSIDAD_C_2	V/V
Porosidad de Núcleo	CORE_1.PORE_1	V/V
HRT	EVAL_HRT_1	-
Sw por Indonesia	EVAL_SWE_INDONESIA_1	V/V
Sw por Simandoux	EVAL_SWE_SIMANDOUX_1	V/V
Sw por Simandoux Modificado	EVAL_SWE_SIMANDOUX_MODIFICADO_1	V/V
Sw por Capilar	EVAL_SWE_CAPILAR_1	V/V

Selection

Input Set: WIRE ... Sampling Log: ...

Output Set: EVAL ... Reference: DEPTH

Start Cancel Module Help ...

Parameters

	Location	Mode	Comment	Unit	Name	All	MEREC-A
1	Interval	In_Out	Option for Mod or Schlum eqn	ALPHA*8	OPT_SIM	☐	MODIFIED
2	Interval	In_Out	Tortuosity constant		A	☐	1
3	Interval	In_Out	Option for cementation exponent	ALPHA*8	OPT_M	☐	CONSTANT
4	Interval	In_Out	Cementation factor		M	☐	1.95
5	Interval	In_Out	Saturation exponent		N	☐	1.95
6	Interval	In_Out	Option for RW	ALPHA*8	OPT_RW	☐	MEASURED
7	Interval	In_Out	Resistivity of formation water	OHMM	RWS	☐	0.06
8	Interval	In_Out	Temperature of RWS value	DEGF	RWT	☐	240
9	Interval	In_Out	Type of mud base	ALPHA*8	MUDBASE	☐	WATER
10	Interval	In_Out	Shale resistivity	OHMM	RT_SH	☐	1.41
11	Log	Input	True formation resistivity	OHMM	RT	☒	RDEEP_MATCH
12	Log	Input	Flushed zone resistivity	OHMM	R XO	☒	RSHALLOW_MATCH
13	Log	Input	Limited effective porosity	V/V	PHIE	☒	EVAL.PHIE_DENSIDAD_D
14	Log	Input	Limited volume of shale	V/V	VSH	☒	EVAL.VSH_LINEAL_A
15	Log	Input	Formation temperature	DEGF	FTEMP	☒	EVAL.FTEMP
16	Log	Input	Mud filtrate resistivity	OHMM	RMF	☒	
17	Log	Input	SWE irreducible	V/V	SWE_IRR	☒	0
18	Log	Output	SWE from Modified Simandoux	V/V	SWE_SIM	☒	SWE_SIM
19	Log	Output	Limited unflushed zone eff sat'n	V/V	SWE	☒	SWE_SIMANDOUX_M...
20	Log	Output	Limited flushed zone eff sat'n	V/V	SXOE	☒	SXOE
21	Log	Output	Unflushed zone volume of water	V/V	VOL_U...	☒	VOL_UWAT
22	Log	Output	Flushed zone volume of water	V/V	VOL_XW...	☒	VOL_XWAT

Figura.IV. 41: Tabla de parámetros necesarios para la generación de la curva de saturación de Simandoux Modificado.

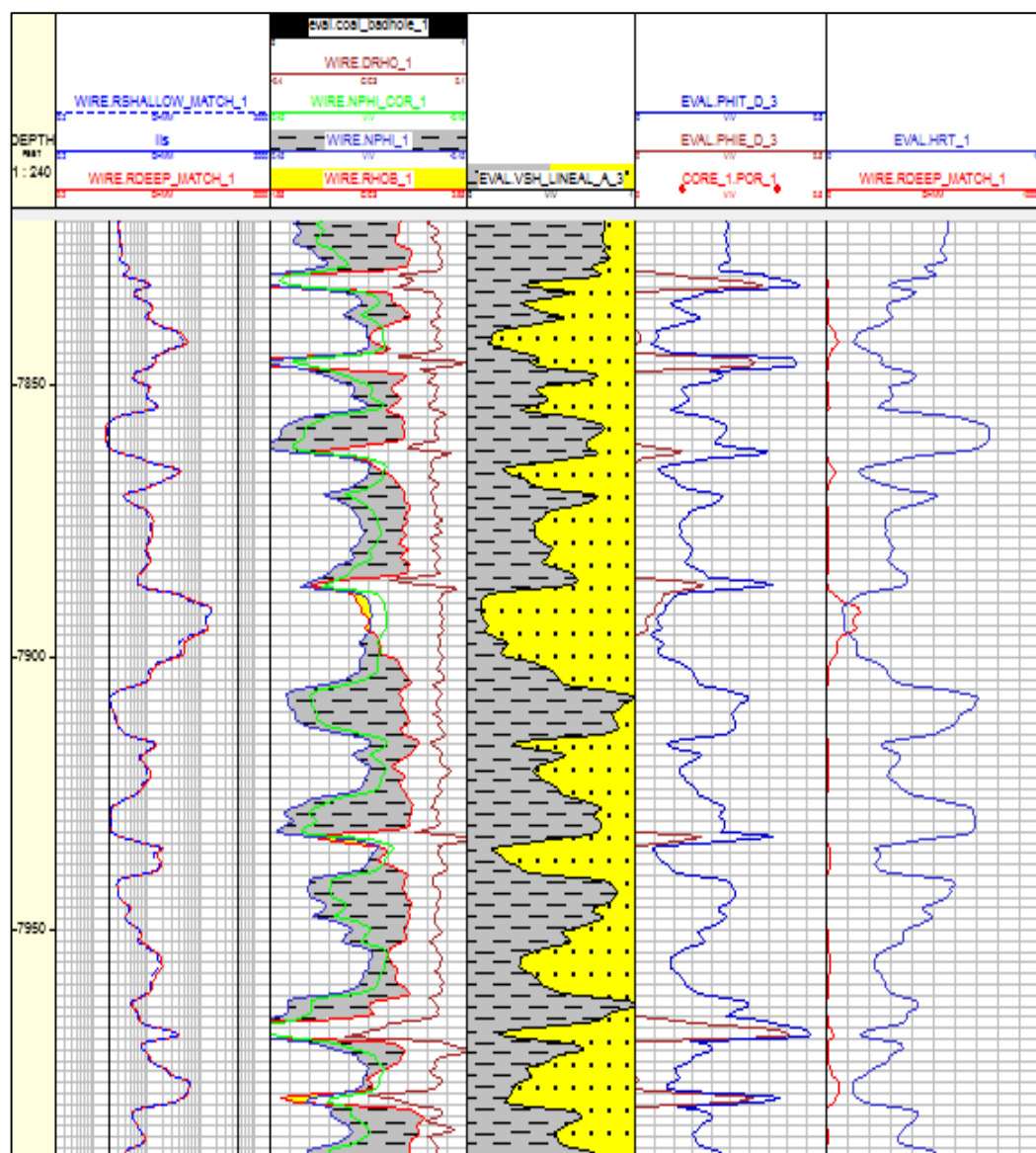


Figura.IV. 42: Generación de la curva de HRT mostrada en la primera columna de derecha a izquierda en color azul.

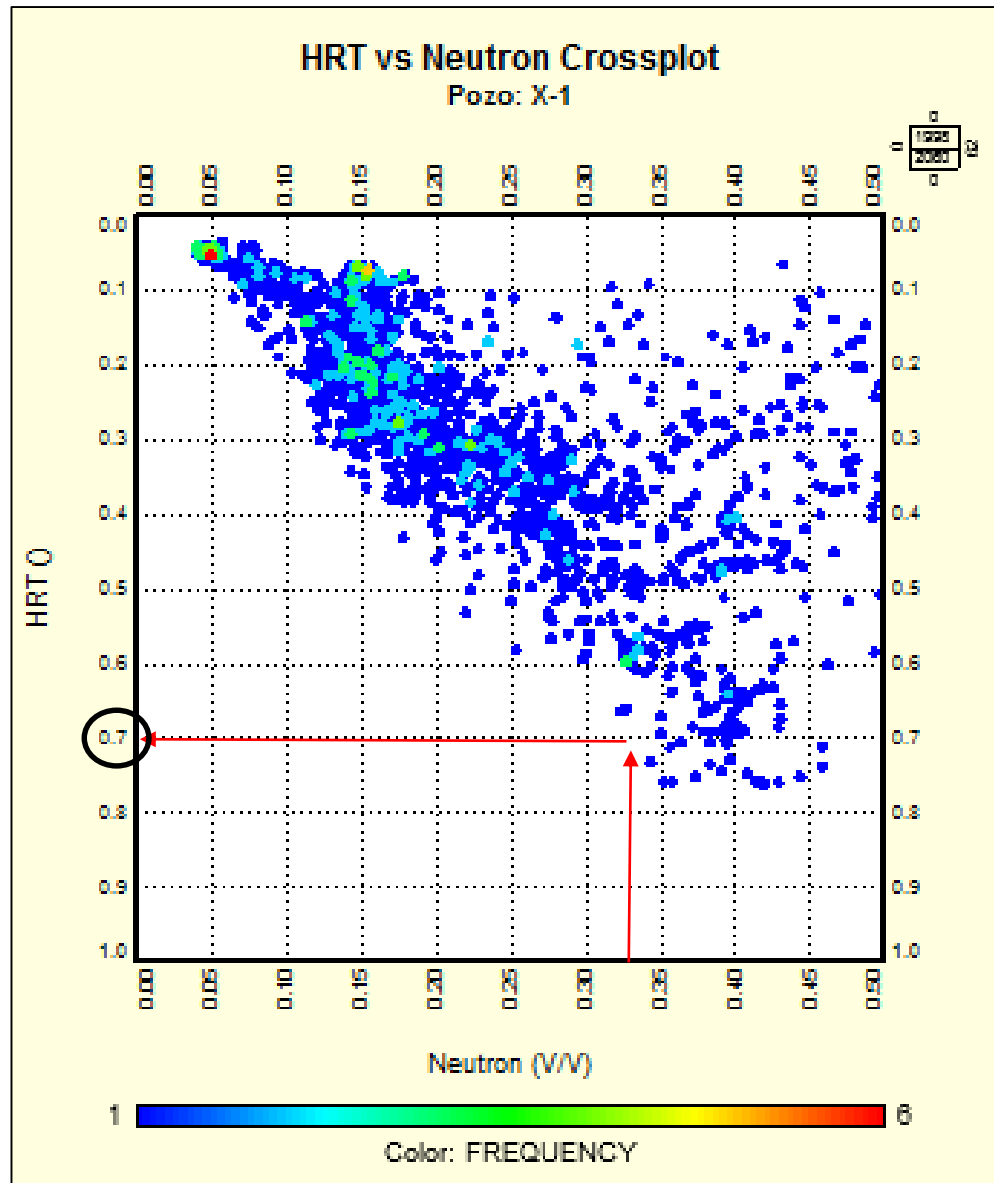


Figura.IV. 43: Crossplot de HRT versus el neutrón, donde se entra con el valor de la porosidad de arcilla seca y se intersecta con la tendencia, generando un valor de HRT de arcilla seca.

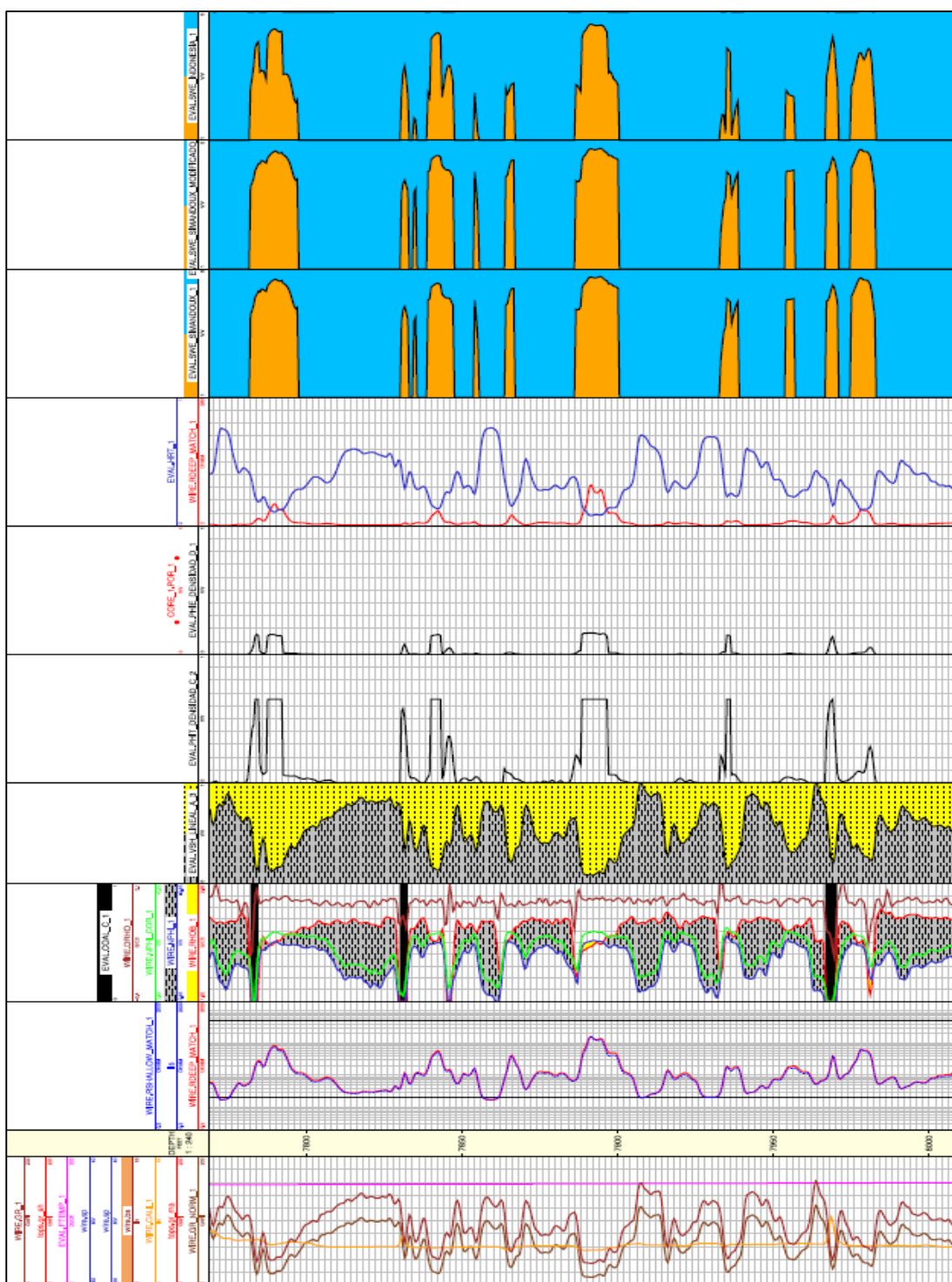


Figura.IV. 44: Generación de las curvas de saturación en las primeras tres columnas de derecha izquierda saturación por método de Indonesia, Simandoux Modificado y Simandoux.

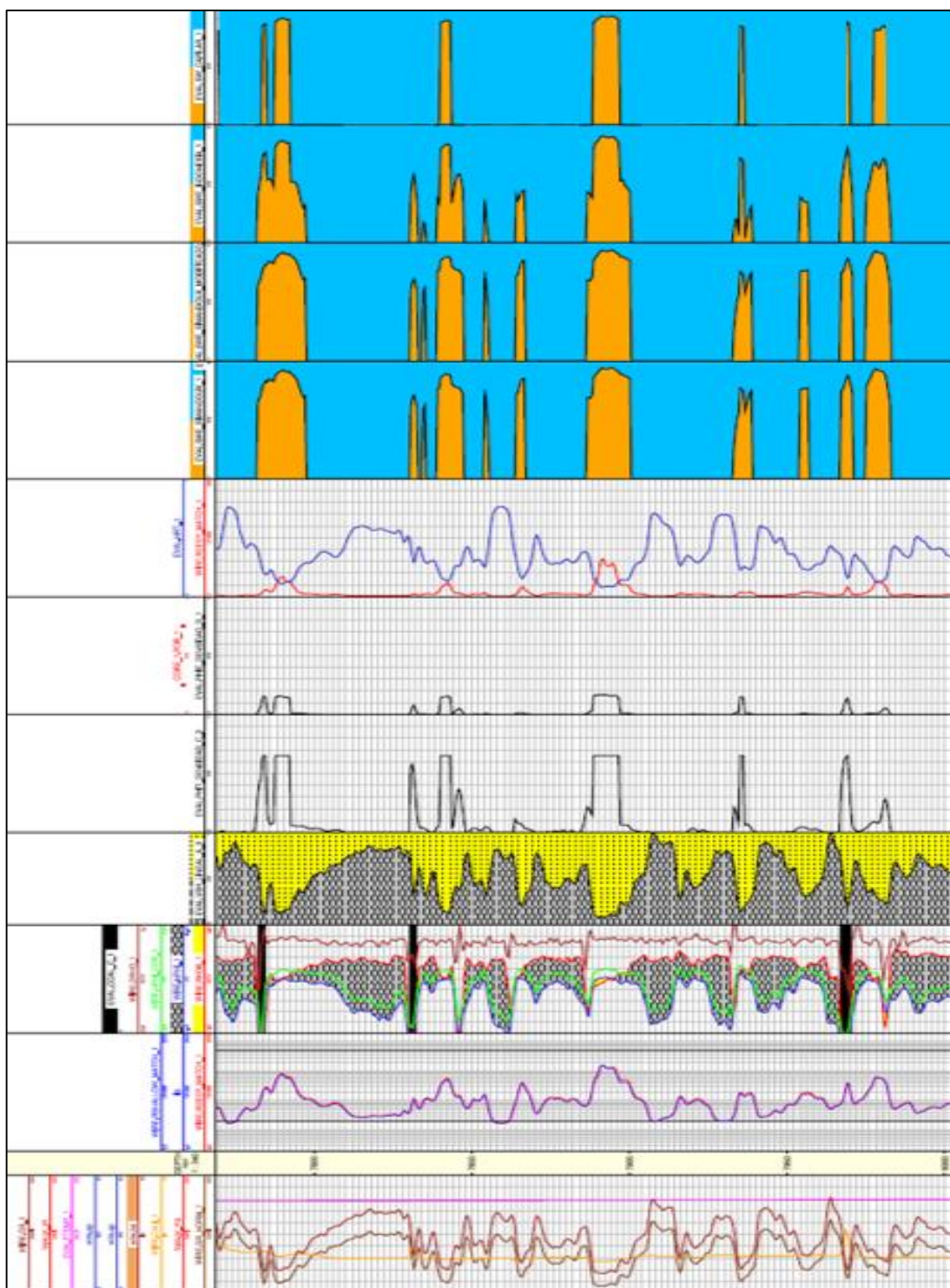


Figura.IV. 45: Generación de la curva de saturación a partir de la ecuación obtenida del modelado de presión capilar, mostrada en la primera columna de derecha a izquierda.

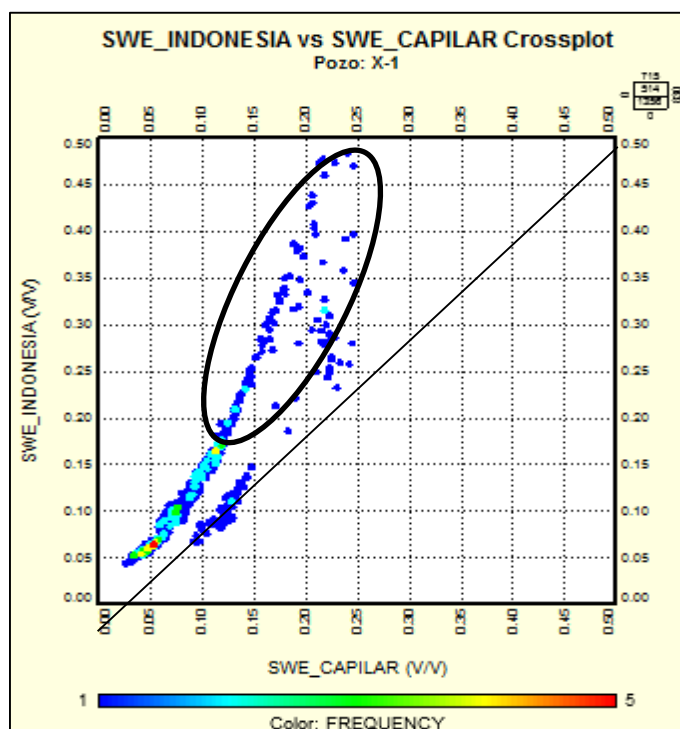


Figura.IV. 46: Crossplot de Saturación por Indonesia versus la Saturación por Capilar, donde la nube de puntos encerrada identifica una gran desviación de la tendencia.

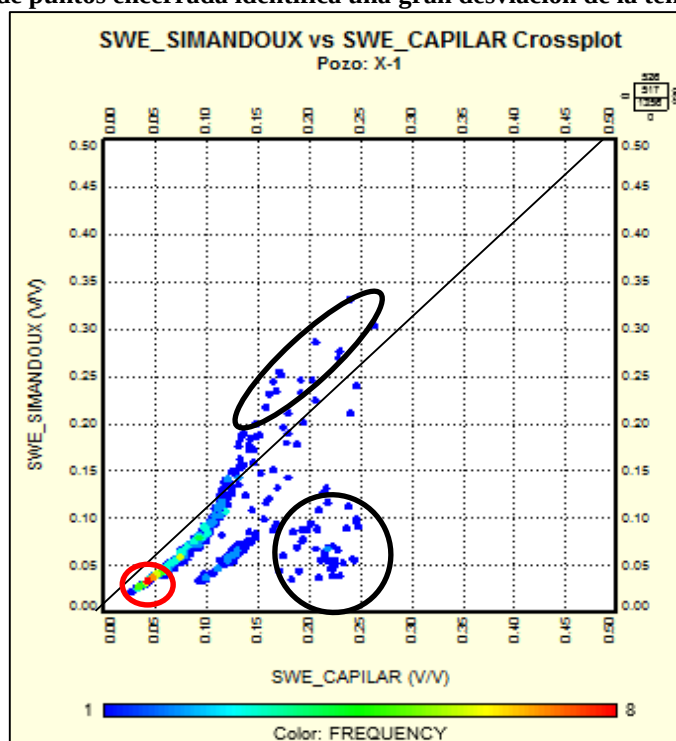


Figura.IV. 47: Crossplot de Saturación por Simandoux versus la Saturación por Capilar, donde las nubes de puntos encerradas identifican los valores que no calibran.

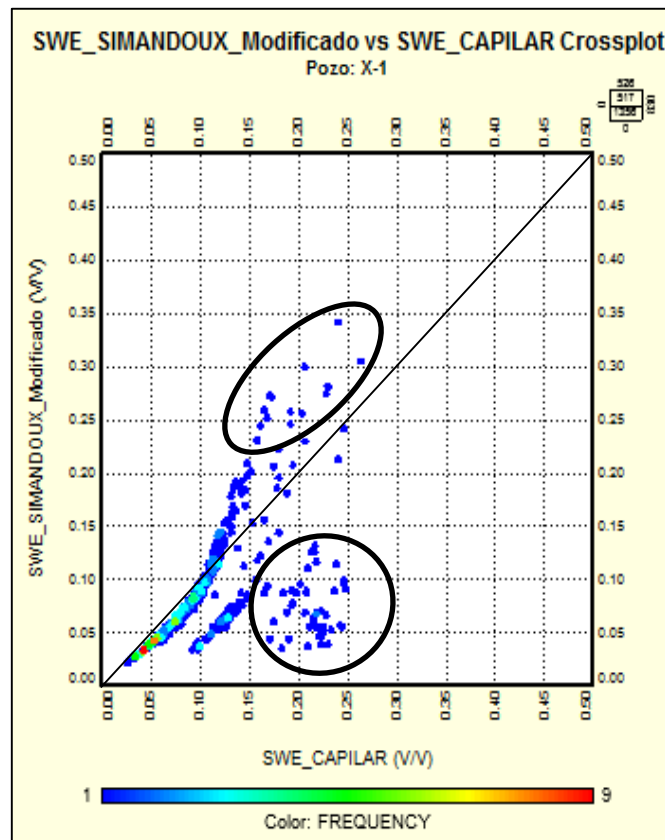


Figura.IV. 48: Crossplot de Saturación por Simandoux Modificado versus la Saturación por Capilar, donde las zonas encerradas muestran los puntos que no pertenecen a la tendencia.

Se puede observar que el modelo que mejor se ajusta a la calibración es el de Simandoux Modificado, debido a que es el que menos alteraciones posee, si bien el modelo de Simandoux estándar también presenta un comportamiento similar, el mismo posee una desviación en el inicio de la tendencia (Ver Figura IV.44, datos encerrados en la circunferencia roja), efecto que no se evidencia en la clara calibración de la Figura IV.45.

8. MODELO DE PERMEABILIDAD

Haciendo uso de la relación empírica de Coates-Denoo para la determinación de la permeabilidad (ver Figura IV.49), tomando en cuenta la porosidad efectiva generada a partir del modelado de porosidad y la saturación de agua tomado del modelo de saturación. Posteriormente se procedió a iterar los parámetros A, B y C hasta calibrar la curva en función a los puntos de permeabilidad que se obtuvieron de núcleo (ver

Figura IV.50), luego se procedió a la generación del crossplot de la permeabilidad generada versus la permeabilidad de núcleo (ver Figura IV.51), donde la tendencia debe aproximarse a la recta $y=x$ en su mayoría.

Tabla IV. 22: Tabla de nemónicos 4.

Curva	Nemónico	Unidades
Potencial Espontáneo	Wire.Sp	mV
Tamaño de Mecha	Wire.bs	in
Caliper	Wire_Cali_1	in
Gamma Ray	Wire.GR_NORM_1	API
Resistividad Somera	Wire.RSHALLOW_MATCH_1	ohmm
Resistividad Profunda	Wire.RDEEP_MATCH_1	ohmm
Densidad	Wire.RHOB_1	Gr/CC
Neutron	Wire.NPHI_1	V/V
Volumen de Arcilla	EVAL_VSH_LINEAL_A_3	V/V
Carbones	EVAL_COAL_C_1	-
Porosidad Efectiva	EVAL_PHIE_DENSIDAD_D_1	V/V
Porosidad Total	EVAL_PHIT_DENSIDAD_C_2	V/V
Porosidad de Núcleo	CORE_1.PORE_1	V/V
HRT	EVAL_HRT_1	-
Sw por Indonesia	EVAL_SWE_INDONESIA_1	V/V
Sw por Simandoux	EVAL_SWE_SIMANDOUX_1	V/V
Sw por Simandoux Modificado	EVAL_SWE_SIMANDOUX_MODIFICADO_1	V/V
Sw por Capilar	EVAL_SWE_CAPILAR_1	V/V
Permeabilidad	EVAL_PERM_COATES_DENOO_2	mD
Permeabilidad de Núcleo	CORE_1.PERM_1	mD

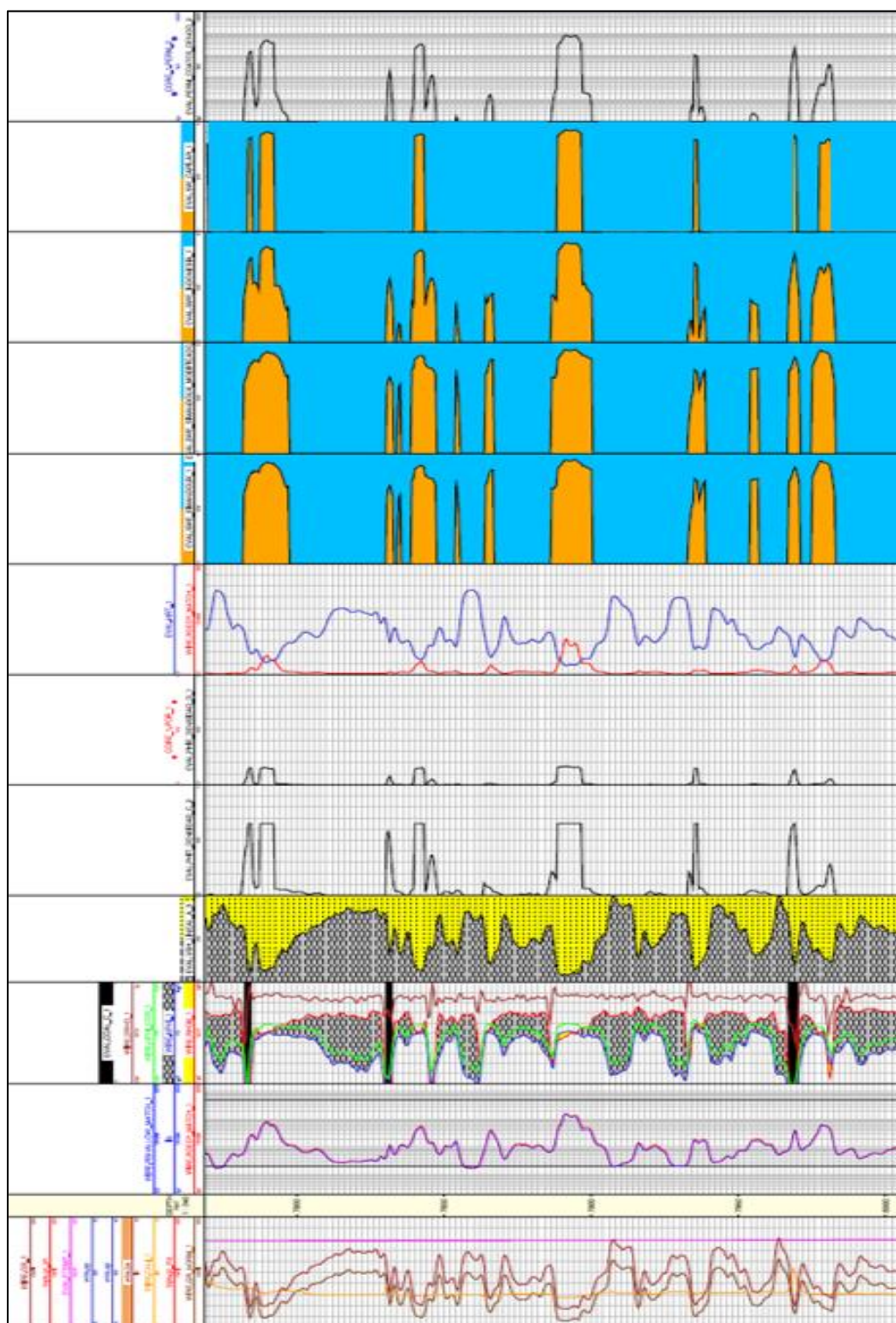


Figura.IV. 49: Generación de la curva de permeabilidad mostrada en la primera columna de derecha a izquierda.

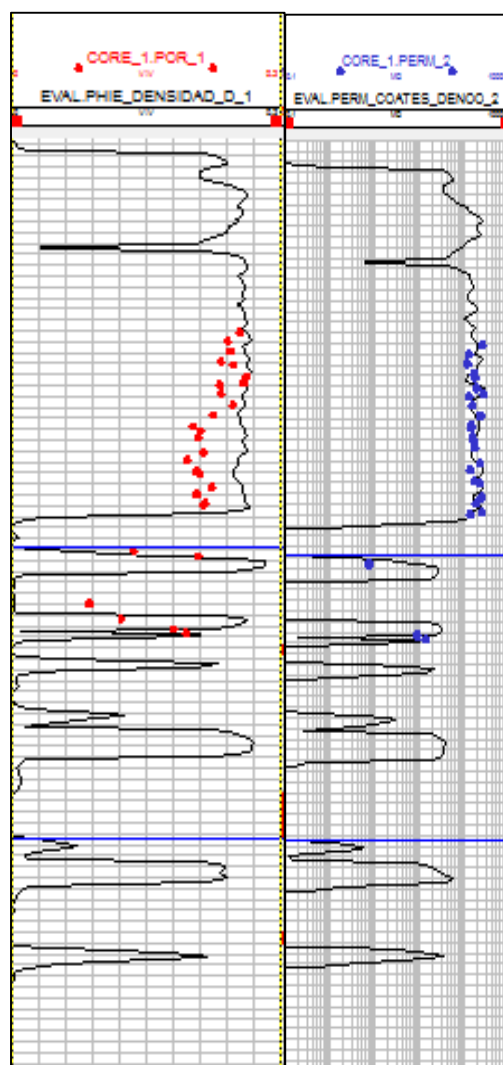


Figura.IV. 50: Calibración de los datos de permeabilidad de núcleo (puntos azules en la primera columna de derecha a izquierda) en función de la curva de permeabilidad Coates-Denoo generada.

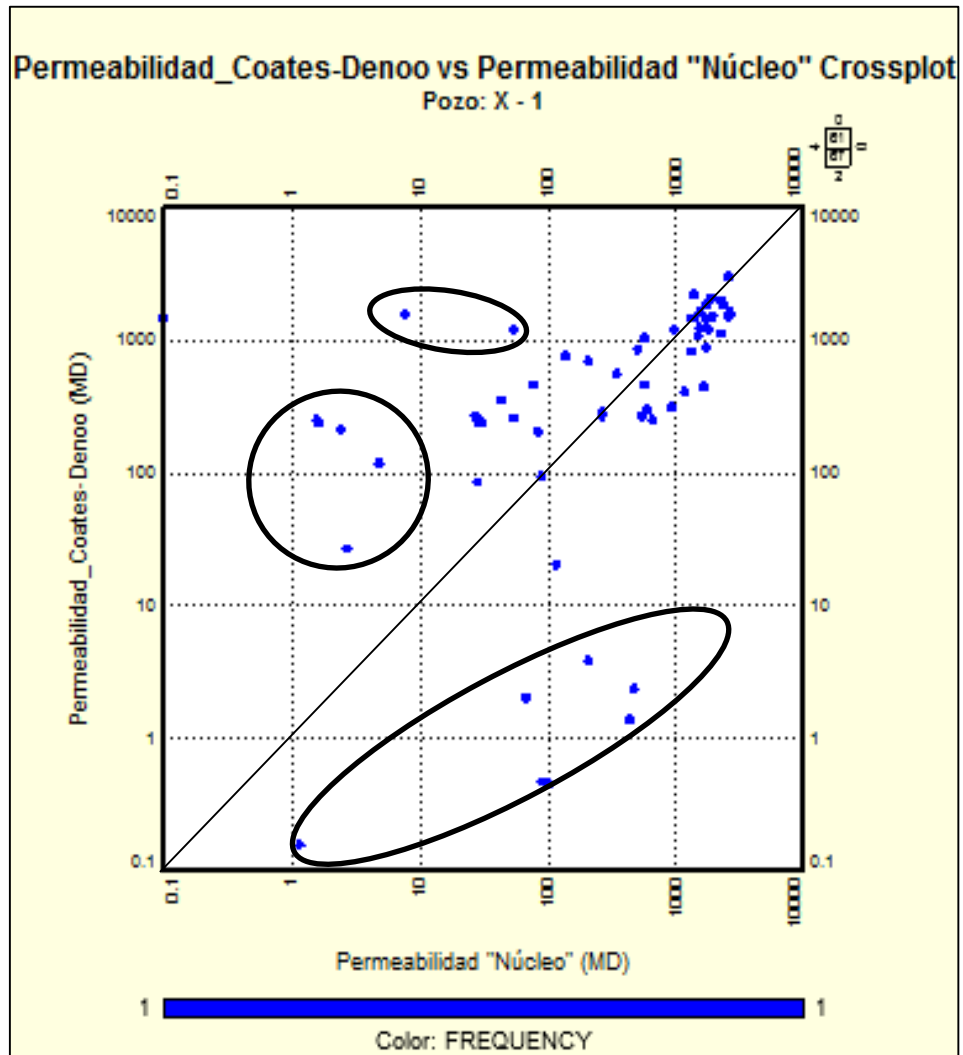


Figura.IV. 51: Crossplot de Permeabilidad Coates-Denoo versus la Permeabilidad de núcleo, donde se observa en las zonas señalas aquellos puntos que no pertenecen a la tendencia.

CONCLUSIONES

1. La unidad teórica de macroporoso representaría casi toda la zona de interés, por lo que en la práctica es necesario separar y detallar más esta unidad de flujo. Con esto último se subdivide la unidad teórica de macroporoso en dos unidades, a la vez que se simplifican las unidades de microporoso y nanoporoso en una sola.
2. Mediante la determinación del tipo de roca, se establecieron tres sistemas porales, siendo el primer sistema poral el que infiere el carácter de flujo de la roca.
3. Los intervalos de petrofacies ofrecen una herramienta rápida para la toma de decisiones en cuanto al trabajo de optimización del esquema de explotación. Refieren de manera directa el intervalo de mayor flujo, por ende mayor producción de hidrocarburos.
4. La aplicación del modelo de facies basado en registro, fue 100 % escalable al modelo geocelular de celdas, por ende se tiene un modelo 3D de petrofacies de roca que cumple condición de repetitividad en puntos de pozos.
5. Existen dos unidades de flujos macros denotadas a partir de la relación de la permeabilidad de la roca con respecto a los parámetros aproximados de Brooks de la curva capilar. Si bien las curvas capilares no definen de manera directa la distribución de petrofacies, ya que es más tema del análisis del tamaño de la garganta de poros, las curvas capilares denotan a grosso modo las agrupaciones de los dos grandes grupos de calidad de roca.
6. Se determinó que para la secuencia estratigráfica estudiada el contacto de agua está presente por fuera del yacimiento. Por lo tanto dentro de esta formación no se presenta el nivel de agua libre.
7. La variación de la forma capilar depende directamente de la variación de la propiedad de permeabilidad de la roca, más que de la porosidad, por ende, también existe buena relación con la propiedad derivada de K_{phi} (Permeabilidad / Porosidad). Existe mayor correlación y menos dispersión de los parámetros empíricos determinados por la ecuación teórica de Brooks.
8. Con las funciones determinadas, la estimación de la compresibilidad de la roca queda libre de ser calculada para cualquier tipo de roca derivado de cualquier

análisis de facies petrofísicas, además es también claro denotar que es un error tratar de asignar directamente un valor o conjunto de valores determinados a muestras puntuales, a un tipo de roca característico, no teniendo en cuenta la diferencia en magnitudes de los órdenes de resolución o escalamiento.

9. La propiedad petrofísica a la que mejor se ajusta la compresibilidad, corresponde siempre a la propiedad de permeabilidad, sin embargo con las demás propiedades para este caso se obtuvieron regresiones bastante aceptables para su uso.
10. Las ecuaciones resultantes de las pruebas de permeabilidad relativa son las utilizadas para reconstruir y asignar las curvas al modelo de balance y de simulación.
11. El modelo de arcilla por el método de Gamma Ray Lineal permitió generar una curva de volumen de arcilla por pozo.
12. El análisis de registros eléctricos permitió el cálculo de la saturación de agua mediante los modelos de Indonesia, Simandoux y Simandoux Modificado, siendo este último el que mejor modeló el comportamiento de la zona de interés y que mejor se calibraba junto a los datos generados del modelo roca/fluido específicamente en el modelado de presión capilar.
13. Posteriormente todas las curvas generadas para arcillosidad, porosidad, saturación y permeabilidad, servirán de entrada para la generación de los diferentes mapas de la formación a la cual se desee aplicar dicha caracterización.
14. Los datos de permeabilidad de núcleo fueron los que mejor calibraron con la curva de permeabilidad interpretada.

RECOMENDACIONES

1. Obtener un mayor número de pruebas de inyección de mercurio, para la mejor definición del tipo de roca y de las petrofacies.
2. Aplicar más de un criterio para observar el comportamiento del capilar, ya que por lo general es usado el criterio de Leverett.
3. Para el modelado de compresibilidad se debe considerar las pruebas de leak off para una mejor caracterización, ya que son necesarias para el chequeo de los análisis de esfuerzos horizontales para que de tal forma se pueda tener una referencia del nivel de magnitudes del esfuerzo horizontal mínimo. Esto ayudará a realizar una estimación de cuál es el rango de magnitud de esfuerzos y así poder identificar cual sería el esfuerzo predominante en la compresibilidad de la roca.
4. El valor de la saturación a la cual k_{rw} y k_{ro} son iguales, es decir el punto de intersección entre las curvas, en conjunto con los puntos finales de k_{ro} y k_{rw} está relacionado con la condición de mojado de la roca. Por consiguiente, es recomendable validar este punto con el resultado de una prueba de mojabilidad.
5. Realizar la estimación del contenido de arcilla, mediante metodologías diferentes a la de Gamma Ray Lineal.
6. Utilizar una herramienta computacional que permita una mejor calibración por nivel en función de los datos de núcleos.
7. Estimar la saturación de agua por los modelos de Waxman-Smits y Doble Agua, de esta forma se podrá verificar en base a la integración del modelo roca/fluido, cuál sería el modelo que mejor define el área.
8. Determinar la permeabilidad en función de otras relaciones empíricas, tratando de minimizar el proceso de iteración, es decir, buscar minimizar el error.

BIGLIOGRAFÍA

Acevedo, C. y Higuerey, R. (2007). Desarrollo de un programa en MatLab para la evaluación petrofísica del yacimiento A-1; Arena J3 del Campo UDO. Trabajo especial de grado. Inédito. Universidad de Oriente, Núcleo de Anzoátegui, Puerto la Cruz.

[1] Ahmed, T. and McKinney, P. (2001). Advanced reservoir engineering. Oxford, UK: Elsevier, Inc. 407 p.

[6] Alkhatha'ami, M. (2005). Permeability, porosity & skin factor.

Álvarez, S. y Vélez, G. (2011). Desarrollo de una metodología estándar para la identificación de unidades de flujo y caracterización petrofísica en yacimientos complejos. Trabajo especial de grado. Inédito. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga.

Avendaño, G. y Pimentel, I. (2015). Evaluación de la mojabilidad de sistemas no convencionales de crudos pesados y extrapesados de campos de la faja petrolífera del Orinoco mediante el método de Amott-Harvey modificado. Trabajo especial de grado. Inédito. Universidad Central de Venezuela, Caracas.

Ávila S., Daniel E. (2002). Determinación de las propiedades petrofísicas y petrofacies aplicando tecnología de resonancia magnética nuclear a muestras de núcleo de las formaciones gasíferas San Juan y San Antonio del campo Santa Rosa. Trabajo especial de grado. Inédito. Universidad Central de Venezuela, Caracas.

Bassiouni, Z. (1994). Theory, measurement, and interpretation of well logs. SPE Textbook Series Vol. 4. Richardson, Texas. 372 p.

Bigelow, Ed. (1995). Introduction to Wireline Log Analysis. Houston, Texas: Western Atlas International Inc. 312 p.

[2] Bowen, D. G. (2003). Formation evaluation and petrophysics. Jakarta, Indonesia. Core Laboratories. 211 p.

Caycedo, Francisco. (2000). Software para evaluación petrofísica – PetroMODEL. Trabajo de grado de maestría. Universidad del Zulia, Maracaibo.

Ellis, D. and Singer, J. (2007). Well logging for earth scientists, 2da Ed. The Netherlands, Springer. 692 p

Holstein, E. (2007). Reservoir engineering and petrophysics. Volumen V, USA, SPE. 1651 p.

Goda, H. and Behrenbruch, P. A universal formulation for the prediction of capillary pressure. Paper SPE 147078. Octubre (2011).

Gunter, G., Smart, C., Miller, M. and Finneran, J. Saturation modeling at the well log scale using petrophysical rock types and a classic non-resistivity based method. SPWLA 40th Annual Logging Symposium. Junio (1999).

[4] Hornarpour, M., Koederitz, L. and Harvey, H. (1986) Relative permeability of petroleum reservoirs. C. R. C. Press, Inc. Boca Raton, Florida. 143 p.

INTEVEP S.A. (s.f.) Compresibilidad de las rocas de yacimientos de El Furrial. Distrito Capital: Sánchez, M., Natera, J. y Abreu, R.

Institut Français du Pétrole, (2001) Positive imbibition capillary pressure curves using the centrifuge technique. Paper presented at the Society of Core Analysis Symposium, Denver, Colorado, USA: Fleury, M., Ringot, G. and Poulain, P.

Instituto Mexicano del Petróleo, Dirección General de Investigación y Postgrado. (s.f.) Aplicación de las T-Cóputas a la modelación estocástica conjunta de porosidad-permeabilidad en 3D restringida por pruebas de presión. México: Hugo Huerta.

Kalu, E.C., Arogun, O.O. and Pirmez, P. Facies-Based Saturation Modeling-Bonga Field. Paper SPE 150764. Julio (2011).

[7] Lafage, S. (2008). An alternative to the Winland R35 method for determining carbonate reservoir quality. Tesis de maestría, Texas A&M University.

[5] HALLIBURTON. (S. f.). Recopilación técnica. Ingeniería de yacimientos.

Melrose, J. C. Interpretation of centrifuge capillary pressure data. P. O. Box 12474, Dallas, Texas. Enero (1988).

Miranda, J. (2009). Evaluación de formaciones integrada. Presentación del Módulo III, Evaluación de formaciones 2009-II. PDVSA.

[8]Murphy, D. (2008). Capillarity in rocks. Tulsa, Oklahoma, USA: Shell.

Navarro S., Javier. (2006). Estado del arte de las aplicaciones del perfilaje de resonancia magnética nuclear (RMN). Trabajo especial de grado. Inédito. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga.

REPSOL S.A. (2014). Special Core Analysis. No publicado. Mostoles (Madrid), España: Jess Stiles.

Reques O., Mireya C. (2008). Uso de nuevas técnicas para el cálculo de porosidad, permeabilidad e intensidad de fractura a partir de perfiles de imágenes y comparación con los perfiles convencionales. Trabajo especial de grado. Inédito. Universidad Central de Venezuela, Caracas.

[3] Tiab, D. and Donaldson, E. (2004). Petrophysics, Theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties, 2da ed. Oxford, UK: Elsevier, Inc. 889 p.

Thomeer, J. Introduction of a pore geometrical factor defined by the capillary pressure curve. Technical Note. Paper SPE 1324-G. Marzo (1960).

APÉNDICE