

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

METODOLOGÍA PARA LA CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS NO CONSOLIDADOS, MEDIANTE LA INTEGRACIÓN DE LAS PROPIEDADES PETROFÍSICAS Y EL MODELO ROCA/FLUIDO

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de
Venezuela

Por el Br. Taul L. Marinés C.
Para optar al Título
de Ingeniero de petróleo

Caracas, octubre de 2017.

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

METODOLOGÍA PARA LA CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS NO CONSOLIDADOS, MEDIANTE LA INTEGRACIÓN DE LAS PROPIEDADES PETROFÍSICAS Y EL MODELO ROCA/FLUIDO

Tutor Académico: Prof. René Rojas
Tutor Industrial: Ing. Miguel Expósito

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por el Br. Tauil L. Marinés C.
Para optar al Título
de Ingeniero de petróleo

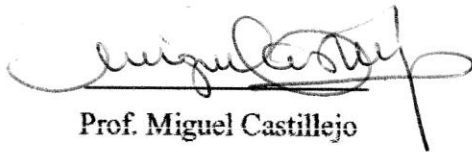
Caracas, octubre de 2017.

Caracas, noviembre 2017

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 Br. Marínés C. Tauil León, titulado:

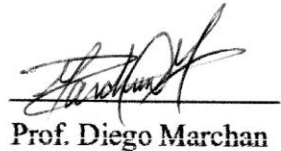
**"METODOLOGÍA PARA LA CARACTERIZACIÓN DE
YACIMIENTOS NO CONSOLIDADOS, MEDIANTE LA
INTEGRACIÓN DE LAS PROPIEDADES PETROFÍSICAS Y EL
MODELO ROCA/FLUIDO"**

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



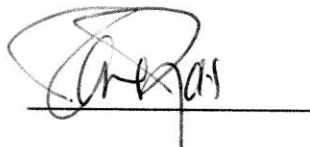
Prof. Miguel Castillejo

Jurado



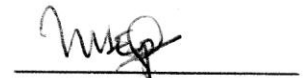
Prof. Diego Marchan

Jurado



Prof. René Rojas

Tutor Académico



Ing. Miguel Expósito

Tutor Industrial

DEDICATORIA

Primero que todo a Dios por guiarme, darme fuerzas para salir adelante y cumplir con mis metas.

A mis padres Isnery y Antonio por apoyarme y ayudarme en todo momento, cuando ya no tenía fuerzas para seguir sus palabras de apoyo me motivaban día a día.

A mis otros padres Eneiry y Rommel por tanto amor y ayuda cuando más lo necesitaba.

A mis tíos, tías, hermano, primos y primas por su apoyo incondicional durante toda mi carrera y por siempre creer en mí, en especial a mi tía María.

A mis amigos de la universidad y futuros colegas que ya son parte de mi familia, por tantos momentos compartidos de alegrías y tristezas, sin duda alguna ustedes también forman parte de este logro, mil gracias.

A mis tutores Miguel y René por guiarme en mi formación como profesional y ayudarme a alcanzar esta gran meta.

Al Ingeniero Héctor Busnego por su ayuda y colaboración en la realización de este trabajo.

A todos mis profesores por su dedicación y esmero para formar los mejores ingenieros, sin ustedes este sueño no sería posible.

A mis compañeros de trabajo por su paciencia, apoyo y dedicación siempre dispuestos a aclarar cualquier duda o inquietud que se me presentaba.

AGRADECIMIENTOS

A la Universidad Central de Venezuela, la casa que vence las sombras, por permitirme ser parte de los egresados de esta majestuosa casa de estudio, en especial a la escuela de Ingeniería de Petróleo por los conocimientos y aprendizajes adquiridos a través de los profesores durante mi formación académica.

Tauil L. Marinés C.

“METODOLOGÍA PARA LA CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS NO CONSOLIDADOS, MEDIANTE LA INTEGRACIÓN DE LAS PROPIEDADES PETROFÍSICAS Y EL MODELO ROCA/FLUIDO”

**Tutor Académico: Prof. René Rojas. Tutor Industrial: Ing. Miguel Expósito.
Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Petróleo. Año 2017,
179 pág.**

Palabras Claves: Modelo Roca/Fluido, Propiedades Petrofísicas, Caracterización de yacimientos, Petrofísica.

Resumen.

Caracterizar yacimientos se basa en definir cualitativamente y cuantitativamente las propiedades petrofísicas, aplicando conocimientos sobre ingeniería para así interpretar lógicamente todos los datos y características del yacimiento, es decir, estudiar las características geológicas, petrofísicas y dinámicas que controlan la capacidad de almacenamiento y de producción de los yacimientos de petróleo, además de cuantificar el volumen de hidrocarburo para definir alternativas de explotación de los yacimientos, con el fin de incrementar las reservas o la producción de los mismos.

Mediante el análisis de registros se obtuvieron varias propiedades importantes para la zona de interés como los son el volumen de arcilla, la saturación de agua, permeabilidad, porosidad total y efectiva. Se definió el comportamiento de la roca y los fluidos mediante el modelo de Petrofacies, compresibilidad, presión capilar así como también la permeabilidad relativa, a través de pruebas realizadas a las muestras de núcleos, se definieron todos estos parámetros con la finalidad de utilizarlos posteriormente en un modelo de simulación. Basado en el análisis del modelo de presión capilar se determinó la altura del capilar el cual depende de la permeabilidad de la roca, la cual, junto con la compresibilidad y permeabilidad relativa, serán usados en la simulación

ÍNDICE GENERAL

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	5
Marco Teórico	5
I MODELO ROCA/FLUIDO.....	5
1. PROPIEDADES.....	5
1.1 Porosidad de la roca	5
1.1.1 Porosidad absoluta:	6
1.1.2 Porosidad efectiva:.....	6
1.1.3 Porosidad no efectiva:.....	7
1.2 Permeabilidad de la roca:	7
1.2.1 Permeabilidad absoluta:.....	8
1.2.2 Permeabilidad efectiva:.....	8
1.2.3 Permeabilidad relativa	8
1.2.4 Curvas de permeabilidad relativa	9
1.2.5 Efecto Klinkenberg.....	11
1.3 Mojabilidad:	12
1.4 Tensión superficial:.....	13

1.5	Tensión interfacial:.....	13
1.6	Viscosidad:.....	14
1.7	Saturación de la roca:.....	15
2.	MODELO DE PRESIÓN CAPILAR.....	16
2.1	Presión capilar:.....	16
2.2	Método de presión capilar por centrifuga	20
2.3	Ventajas y desventajas del método	24
2.3.1	Ventajas	24
2.3.2	Desventajas	24
2.4	Unidad de flujo hidráulico (HFU):.....	24
4.1	Índice de calidad del yacimiento (RQI):	25
4.2	Índice de porosidad normalizado (Φz ó $PHIz$):.....	26
4.3	Indicador de la zona de flujo (FZI):	26
3.	MODELO DE PETROFACIES	26
3.1	Metodología de inyección de mercurio.....	26
3.2	Ventajas y desventajas del método	29
3.2.1	Ventajas	29
3.2.2	Desventajas	30
4.	MODELO DE COMPRESIBILIDAD	30
4.1	Compresibilidad de la roca:	30
4.2	Relación deformación-esfuerzo estático:	32
4.3	Análisis de tensión	33
4.4	Deformación de la roca	34

II PROPIEDADES PETROFÍSICAS A PARTIR DE LOS REGISTROS ELÉCTRICOS	34
5. REGISTROS ELÉCTRICOS	34
5.1 Resistividad.....	35
5.1.1 Inductivos.....	35
5.1.2 . Factores que afectan tanto a los resistivos como inductivos	36
5.2 Potencial Espontaneo (SP)	36
5.2.1 . Factores que afectan a la curva SP.....	37
5.3 Rayos Gamma (GR).....	37
5.3.1 . Factores que afectan el registro GR.....	37
5.4 Neutrón.....	38
5.4.1. Factores que afectan el Registro Neutrónico	38
5.5 Densidad.....	38
5.5.1. Factores que afectan el Registro de Densidad	39
5.6 Sónico.....	39
5.6.1. Factores que afectan el Registro Sónico	40
6. MODELO DE ARCILLOSIDAD.....	40
6.1 Lineal a partir del GR.....	41
6.2 Clavier (1971) a partir del GR	41
6.3 A partir del Potencial Espontaneo (SP).....	41
6.4 A partir de Densidad-Neutrón.....	41
6.5 A partir del registro de Resistividad.....	42
7. MODELO DE POROSIDAD	42
7.1 A partir de la densidad	42

7.2	A partir del Neutrón	43
7.3	A partir del Densidad Neutrón:.....	44
7.4	A partir de Resonancia Magnética Nuclear (RMN):.....	45
8.	MODELO DE SATURACIÓN.....	48
8.1	La ecuación Indonesia.....	52
8.2	La ecuación de Simandoux	52
8.3	La ecuación de Simadoux Modificado.....	52
8.4	El método doble agua.....	52
9.	MODELO DE PERMEABILIDAD.....	52
CAPÍTULO III.....		54
MARCO METODOLÓGICO.....		54
1.	MODELO DE COMPRESIBILIDAD	54
1.1	Inventario de las muestras:.....	54
1.2	Gráfico de la variación del volumen poroso:	55
1.3	Cálculo de la compresibilidad:.....	55
1.4	Relación de la compresibilidad con el tipo de roca:	56
2.	MODELO DE PERMEABILIDAD RELATIVA.....	56
2.1	Inventario de las muestras:.....	56
2.2	Validación:	57
3.	MODELO DE PETROFACIES (METODOLOGÍA DE INYECCIÓN DE MERCURIO).....	60
3.1	Inventario de las muestras:.....	60
3.2	Del sistema mercurio-aire al sistema de los fluidos presentes en el yacimiento.....	61
3.3	Convencional.....	62

3.4	Incremental.....	62
3.5	Método R vs R:	64
3.6	Método uno por uno (<i>one by one</i>):.....	66
3.7	Método de Ápice:.....	67
3.8	Gráficos de propiedades versus parámetros finales:	67
4.	MODELO DE PRESIÓN CAPILAR.....	67
4.1	Inventario de las muestras.....	67
4.2	Transformación del sistema mercurio-aire al sistema de los fluidos presentes en el yacimiento	68
4.3	Análisis convencional	69
4.4	Análisis incremental.....	69
4.5	Validación del método:	70
4.6	Gráficos de propiedades versus parámetros finales:	71
4.7	Determinación de la altura de capilar (h):.....	71
4.8	Saturación de agua irreducible:.....	71
4.9	Unidades de flujo:	71
II	PROPIEDADES PETROFÍSICAS A PARTIR DE LOS REGISTROS ELÉCTRICOS	72
5.	MODELO DE ARCILLOSIDAD.....	72
6.	MODELO DE POROSIDAD	72
7.	MODELO DE SATURACION.....	73
8.	MODELO DE PERMEABILIDAD.....	74
	CAPÍTULO IV	75
	ANÁLISIS DE RESULTADOS	75
	I MODELO ROCA/FLUIDO.....	75

1.	MODELO DE COMPRESIBILIDAD.....	75
1.1	Presión de yacimiento:.....	75
1.1	Gráfico de la variación del volumen poroso.....	76
1.2	Cálculo de la compresibilidad.....	78
1.3	Relación de la compresibilidad con el tipo de roca.....	80
2.	MODELO DE PERMEABILIDAD RELATIVA.....	84
2.1	Estimación de los parámetros de la ecuación de Corey Brooks:.....	84
3.	MODELO DE PETROFACIES (METODOLOGÍA DE INYECCIÓN DE MERCURIO).....	87
3.1	Del sistema mercurio-aire al sistema de los fluidos presentes en el yacimiento:.....	87
3.1	Análisis convencional.....	88
3.2	Análisis Incremental.....	89
3.3	Método R vs. R.....	91
3.4	Método uno por uno (<i>one by one</i>).....	92
3.5	Método del ápice:.....	93
3.6	Gráfico de las propiedades versus los parámetros finales:.....	94
4.	MODELO DE PRESION CAPÍLAR.....	97
4.1.	Transformación del sistema mercurio-aire al sistema de los fluidos presentes en el yacimiento.....	97
4.2.	Análisis convencional:.....	98
4.3.	Análisis incremental.....	98
4.4	Unidad de flujo hidráulica (UHF).....	115
II	PROPIEDADES PETROFÍSICAS A PARTIR DE LOS REGISTROS ELECTRICOS.....	118

5. MODELO DE ARCILLOSIDAD.....	118
6. MODELO DE POROSIDAD	123
7. MODELO DE SATURACION.....	131
8. MODELO DE PERMEABILIDAD.....	136
CONCLUSIONES.....	141
RECOMENDACIONES	144
BIBLIOGRAFÍA	145
APÉNDICE.....	148

LISTA DE TABLAS

Tabla II-1: Mojabilidad.....	13
Tabla II-2: Tabla de tensiones interfaciales, superficiales y ángulos de contactos para diferentes sistemas.	14
Tabla II-3 Valores de la densidad de la matriz para diferentes litologías.	43
Tabla II-4: Valores del factor de tortuosidad en función de la formación.	49
Tabla II-5: Valores típicos de la ecuación de Archie.	51
Tabla II-6 Correlaciones para estimar la permeabilidad.	52
Tabla III- 1: Inventario de las pruebas de compresibilidad.	54
Tabla III- 2: Inventario de las pruebas de permeabilidad relativa.	56
Tabla III- 3: Inventario de las pruebas de inyección de mercurio.	60
Tabla III- 4: conversiones para el sistema Mercurio-Aire y Gas-Aire.....	62
Tabla III- 5: Inventario de las pruebas de presión capilar por centrifuga.	67
Tabla III- 6: Ecuaciones de saturación, criterios de Leverett, Thomeer y Brooks.....	70
Tabla IV- 1: Resultados de las porosidades de las porosidades para cada muestra.	77
Tabla IV- 2: Resultados de la compresibilidad.	79
Tabla IV- 3: Propiedades petrofísicas utilizadas.....	81
Tabla IV- 4: Inventario de pruebas según su validación de la curva de permeabilidad relativa.....	85
Tabla IV- 5: Resultados las primeras 12 filas de la metodología de Inyección de Mercurio de la muestra 6.....	87
Tabla IV- 6: Las primeras 12 filas de los resultados de la metodología de Inyección de Mercurio para la muestra 1.....	90
Tabla IV- 7: Prueba de presión capilar por centrifuga muestra 2.	97
Tabla IV- 8: Saturación de agua inicial de la muestra 2.	99
Tabla IV- 9: Volumen de agua incremental muestra 2.	100
Tabla IV- 10: Volumen incremental de agua normalizado perteneciente a la muestra 2.....	101
Tabla IV- 11: Resultados del proceso iterativo para la muestra 2.	103

Tabla IV- 12: Resultados de la aplicación del método Leverett a la muestra 2.....	104
Tabla IV- 13: Resultados de la aplicación del método Thomeer a la muestra 2.....	104
Tabla IV- 14: Resultados de la aplicación del método Brooks a la muestra 2.....	105
Tabla IV- 15: Variación de los parámetros de RQI.	115
Tabla IV- 16: Valores de FZI promedios para las unidades de flujo.	117
Tabla IV- 17: Nemónicos 1.....	121
Tabla IV- 18: Nemónicos 2.....	125
Tabla IV- 19: Nemónicos 3.....	133
Tabla IV- 20: Nemónicos 4.....	138

LISTA DE FIGURAS

Figura II-1 Representación gráfica donde se explica la Ley de Darcy que define el movimiento de fluidos a través del medio poroso, cuya propiedad es la permeabilidad (K) (Manual Halliburton).....	7
Figura II-2 Permeabilidades relativas (Manual Halliburton).....	9
Figura II-3: Curvas permeabilidad relativa.....	10
Figura II-4: Entrampamiento de agua entre dos granos esféricos de arenisca en un reservorio de roca mojada por agua (Manual Halliburton).....	17
Figura II-5: Curva de presión capilar, mostrando el proceso de drenaje e imbibición (Manual de Halliburton, S.f.).....	18
Figura II-6: Experimento de tubo capilar en un sistema petróleo-agua.....	19
Figura II-7: Posición del núcleo y el porta núcleo en una centrifuga para la medición de las curvas de presión capilar de desplazamiento aceite en agua (Tyab y Donaldson).....	20
Figura II-8: Posición del núcleo y el porta núcleo en una centrifuga para la medición de las curvas de presión capilar de desplazamiento agua-aceite (Tyab y Donaldson).....	21
Figura II-9: Curvas de presión capilar a partir de los obtenidos por centrífuga (Tyab y Donaldson).....	23
Figura II-10: 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 (Tyab y Donaldson).....	24
Figura II-11: Método de Inyección de Mercurio (Tyab y Donaldson).....	28
Figura II-12: 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 (Tyab y Donaldson)...	29
Figura II-13: Campo de esfuerzos en tres dimensiones de un cubo elemental.....	33
Figura II-14: Representación de tensión, compresión y ambos.....	34
Figura II-15: Alineación de los núcleos de hidrógeno en ausencia de un campo magnético.....	46

Figura II-16: El medio poroso no es totalmente recto, por el contrario es sinuoso y la relación entre la longitud total del medio poroso y la longitud entre las superficies donde ocurre el flujo es tortuosidad.	48
Figura III- 1: Curvas de permeabilidades relativas para un sistema agua-petróleo (Manual Halliburton)	58
Figura III- 2: Ejemplo de curvas de permeabilidades relativas no confiables.	59
Figura III- 3: Gráfico de Saturación de mercurio/ Presión capilar vs. Saturación de mercurio. El ápice de la hipérbola determina el radio de domina el flujo ($\approx r_{30}$). Pittman (1992).	65
Figura IV- 1: Registro de presiones.	76
Figura IV- 2: Porosidad versus presión de sobrecarga efectiva.	77
Figura IV- 3: Compresibilidad Hidrostática y Uniaxial versus la presión de sobrecarga efectiva.	80
Figura IV- 4: Relación de la compresibilidad con el volumen poroso.	80
Figura IV- 5: Compresibilidad versus las propiedades petrofísicas de la roca.	83
Figura IV- 6: Estimación de los parámetros de aproximación de la ecuación Corey Brooks.	85
Figura IV- 7: Convencional perteneciente a la muestra 1 del pozo M-1.	89
Figura IV- 8: Incremental perteneciente a la muestra 1 del pozo M-1.	91
Figura IV- 9: R vs. R perteneciente a la muestra 1 y la recta $y=x$	92
Figura IV- 10: Método uno por uno con un R (15) para todas las muestras estudiadas.	93
Figura IV- 11: Método uno por uno con un R (45) para todas las muestras estudiadas, este es el R de mejor ajuste.	93
Figura IV- 12: Método de ápice de la muestra 1, la línea verde indica la saturación característica para esta muestra.	94
Figura IV- 13: Saturación de mercurio característica de las muestras versus la porosidad.	95
Figura IV- 14: Saturación de mercurio característica de las muestras versus la permeabilidad.	95

Figura IV- 15: Saturación de mercurio característica de las muestras versus la permeabilidad/porosidad.....	96
Figura IV- 16: Gráfico convencional de la muestra 2.....	98
Figura IV- 17: Incremental de la muestra 2.	102
Figura IV- 18: Curva convencional y resultante de los tres criterios de la muestra 2.	103
Figura IV- 19: Coeficientes de de la ecuación Leverett (A, B y C) versus las propiedades petrofísicas (porosidad y permeabilidad).....	107
Figura IV- 20: Coeficientes de la ecuación de Leverett (A, B y C) versus las propiedades petrofísicas de la roca (Permeabilidad/ Porosidad).....	108
Figura IV- 21: Coeficientes de de la ecuación Thomeer (G y Presión de entrada) versus las propiedades petrofísicas (porosidad, permeabilidad y relación permeabilidad/ porosidad).....	109
Figura IV- 22: Curva convencional y resultante de la aplicación de la ecuación de Thomeer con los parámetros estimados.	111
Figura IV- 23: Curva convencional y resultante de la aplicación de la ecuación de Leverett con los parámetros estimados	111
Figura IV- 24: Curva convencional y resultante de la aplicación de la ecuación de Thomeer con los parámetros estimados	112
Figura IV- 25: Curva convencional y resultante de la aplicación de la ecuación de Leverett con los parámetros estimados.	112
Figura IV- 26: Comportamiento de las facies en base a la presión capilar.....	113
Figura IV- 27: Altura de Capilar promedio referida a la fase de interés.....	114
Figura IV- 28: Swir versus radio característico.	115
Figura IV- 29: Unidades de flujo presentes en el yacimiento.	117
Figura IV- 30: Relación entre permeabilidad y FZI.....	118
Figura IV- 31: Histograma de Frecuencia.....	119
Figura IV- 32: Histograma de Frecuencia, con la identificación del Gamma Ray Matriz (Punto izquierdo) y del Gamma Ray Shale (Punto derecho).	120

Figura IV- 33: Tabla de parámetros necesarios para la generación de la curva del volumen de arcilla (Vsh) por el método de Gamma Ray	120
Figura IV- 34: Tabla de parámetros necesarios para la generación de la curva del volumen de arcilla (Vsh) por el método densidad-neutrón.	121
Figura IV- 35: Visualización de las curvas de izquierda a derecha, primera columna curva GR Normal, Caliper, Bs, SP, segunda columna profundidad en pies, tercera columna Resistividad somera (Rshallow) Resistividad profunda (Rdeep), cuarta columna Densidad, Neutrón, N.....	122
Figura IV- 36: Crossplot RHO versus NPHI.	124
Figura IV- 37: Tabla de parámetros necesarios para la generación de las curvas de porosidad efectiva y total.	125
Figura IV- 38: Generación de las curvas de Porosidad Total y Porosidad Efectiva en la primera columna de derecha a izquierda.	126
Figura IV- 39: Crossplot del PHI Total estimada vs Vsh estimado (Volumen de arcilla).	127
Figura IV- 40: Crossplot de la porosidad de núcleo versus PHI total estimada, donde la zona encerrada muestra los puntos fuera de la tendencia aceptable.	128
Figura IV- 41: Calibración de los datos de la porosidad del núcleo (puntos rojos) en función de la porosidad efectiva generada en la primera columna de derecha a izquierda.....	129
Figura IV- 42: Crossplot de la porosidad de núcleo versus porosidad efectiva estimada, donde los puntos encerrados identifican zonas que se alejan de la calibración.....	130
Figura IV- 43: Pickett Plot de la porosidad total versus la resistividad.	132
Figura IV- 44: Tabla de parámetros necesarios para la generación de la curva de saturación de Indonesia.	134
Figura IV- 45: Generación de la curva de saturación a partir de la ecuación obtenida del modelado de presión capilar, primera columna de derecha a izquierda.....	135
Figura IV- 46: Calibración de la curva de saturación de agua del núcleo en función de la saturación generada (Segunda columna de derecha a izquierda).	136

Figura IV- 47: Crossplot de la permeabilidad del núcleo versus el volumen de arcilla.	137
Figura IV- 48: Generación de la curva de permeabilidad, primera columna de derecha a izquierda.	139
Figura IV- 49: Calibración de los datos de permeabilidad de núcleo (puntos azules) en función de la curva de permeabilidad generada, primera columna de derecha a izquierda.....	140

INTRODUCCIÓN

Caracterizar yacimientos se basa en definir cualitativamente y cuantitativamente las propiedades petrofísicas, que se obtienen a través del análisis de las pruebas de núcleo, es necesaria una buena caracterización de la roca yacimiento para definir el modelo estático que es primordial para establecer el modelo dinámico que posteriormente fijara las condiciones del desarrollo del campo.

En este trabajo se presenta la metodología a seguir, integrando las propiedades petrofísicas y el modelo roca/fluido, para caracterizar yacimientos no consolidados, mediante la implementación de ecuaciones teóricas, procedimientos y modelos matemáticos, aplicados a pruebas realizadas en el laboratorio y datos disponibles en la zona para obtener datos validados y generar óptimos resultados.

Definir las propiedades petrofísicas es de suma importancia para definir las características del yacimiento, se pueden determinar las propiedades mediante el análisis de los núcleos o muestras de pared realizadas en el laboratorio.

Para definir el modelo roca/fluido se obtienen las curvas características de las pruebas de permeabilidad relativa normalización basada en la metodología Corey Brooks, curva convencional de presión capilar por centrífuga para desarrollar las funciones de altura que permiten conocer la distribución de los fluidos en el yacimiento, curva convencional e incremental de la presión capilar por inyección de mercurio para estimar radio de garganta de poros a partir del método de Winland y Pittman.

CAPÍTULO I

Planteamiento del Problema

La caracterización de yacimientos es una etapa muy importante en el plan de explotación de un yacimiento de petróleo, se realiza con la finalidad de evaluar la potencialidad y obtener una óptima explotación y producción del mismo. Para realizarlo es necesario seguir una metodología la cual se basa en la integración de las propiedades petrofísicas y el modelo roca/fluido basado en el análisis de núcleos (muestras compactas tomadas en el yacimiento).

A través de este trabajo de investigación se pretende conocer todos los pasos a seguir para determinar las variables o parámetros que generan mayor impacto en la caracterización del yacimiento como son las propiedades físicas (permeabilidad y porosidad) basado en la aplicación de algoritmos a través del análisis de los registros eléctricos.

Objetivo General

Diseñar una metodología para caracterizar yacimientos no consolidados, mediante la integración de las propiedades petrofísicas y el modelo roca/fluido

Objetivos Específicos

Realizar el modelo roca/fluido a partir de los datos obtenidos de los núcleos.

1. Determinar un modelo de compresibilidad de la roca por medio del análisis de las pruebas de deformación uniaxial.
2. Obtener curvas características de las pruebas de permeabilidad relativa – Normalización basada en la metodología Corey Brooks.
3. Analizar los resultados de los ensayos realizados a muestras con la metodología de inyección de mercurio, para determinar tamaño de garganta de poro, para generar un modelo de facies y tipo de roca.

4. Analizar pruebas de presión capilar por centrífuga y plato poroso para determinar un modelo de saturación de la altura del capilar.
5. Conciliar las medidas del modelo roca-fluido con los resultados de la evaluación petrofísica

Caracterizar las propiedades petrofísicas.

6. Determinar el volumen de arcillas.
7. Determinar la porosidad total y efectiva de la roca de formación.
8. Calcular la saturación de agua
9. Estimar la permeabilidad de la roca.

ALCANCE

Este proyecto tiene como finalidad diseñar la metodología a aplicar mediante la evaluación del modelo roca/fluido a través de las pruebas de núcleos, como presión capilar con la metodología de inyección de mercurio, compresibilidad, presión capilar por centrifuga, curvas de permeabilidad relativa y la integración de las propiedades petrofísicas necesarios para la caracterización de un yacimiento.

JUSTIFICACIÓN

Es necesario seguir una metodología para caracterizar yacimientos ya que el mismo es muy importante para el modelo de simulación y poder realizar una estructura a seguir que facilite la evaluación de los diferentes yacimientos mediante la integración de las propiedades petrofísicas y el modelo roca/fluido, requeridos para generar el modelo estático.

El modelo estático inicial se usa como información de entrada en la aplicación de métodos volumétricos para estimar el potencial del yacimiento con el objetivo de determinar su óptima explotación, evaluando las zonas potenciales de producción.

LIMITACIONES

Ocurren problemas en el objetivo planteado debido a la procedencia de algunos datos, una de las limitaciones principales es la representatividad de la muestra y puede ocurrir que no se cuente con los datos suficientes en la zona de interés debido a que no se realizaron pruebas, por lo tanto, el número de pruebas realizadas influirá de manera directa en el desarrollo del modelo petrofísico y el modelo roca/fluido requeridos para la caracterización.

CAPÍTULO II

Marco Teórico

I MODELO ROCA/FLUIDO

1. PROPIEDADES

Las propiedades más importantes que se refiere a la interacción Roca/yacimiento son:

Porosidad

Permeabilidad

Las propiedades más importantes que se refiere a la interacción Roca/fluidos son:

Presión capilar

Mojabilidad

Las propiedades de los fluidos son:

Tensión superficial

Tensión interfacial

Viscosidad

1.1 Porosidad de la roca

Es la relación entre el volumen poroso y el volumen total de la roca, esta propiedad se define matemáticamente como:

$$\phi = \frac{V_p}{V_t} \quad \text{Ecuación 1}$$

V_p =Volumen poroso

V_t = Volumen total

Durante el proceso de sedimentación y mitificación, algunos de los poros que se desarrollaron inicialmente pudieron sufrir aislamiento debido a varios procesos

diagenéticos o catagénicos tales como cementación o compactación. Por ende existirán poros interconectados y otros aislados. Esto conlleva a clasificar la porosidad en absoluta y efectiva dependiendo de qué espacios porales se midan durante la determinación del volumen de estos espacios porosos [1].

1.1.1 Porosidad absoluta:

Es aquella porosidad que considera el volumen poroso de la roca este o no interconectado. Esta propiedad es la que normalmente miden los porosímetros comerciales. Una roca puede tener una porosidad absoluta considerable y no tener conductividad de los fluidos debido a que los poros no están interconectados [1].

Se expresa matemáticamente como:

$$\phi_a = \frac{\text{Volumen de poro total}}{\text{Volumen bruto}} \quad \text{Ecuación 2}$$

$$\phi_a = \frac{\text{Volumen bruto} - \text{Volumen de granos}}{\text{Volumen bruto}} \quad \text{Ecuación 3}$$

1.1.2 Porosidad efectiva:

Es la relación del volumen poroso interconectado con el volumen bruto de la roca. Esta propiedad es una indicación de la habilidad de la roca para conducir fluidos, sin embargo esta capacidad no mide la capacidad de flujo de una roca. La porosidad efectiva es afectada por un número de factores litológicos como tipo, contenido e hidratación de arcillas presentes en la roca [1].

$$\phi = \frac{\text{Volumen de poros interconectados}}{\text{Volumen bruto}} \quad \text{Ecuación 4}$$

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

1.1.3 Porosidad no efectiva:

Es la diferencia que existe entre la porosidad absoluta y la efectiva.

$$\phi_{ne} = \phi_a - \phi \quad \text{Ecuación 5}$$

1.2 Permeabilidad de la roca:

Es la capacidad que tiene el medio poroso para permitir el flujo de fluidos a través de los espacios interconectados. La unidad para la permeabilidad es el Darcy.

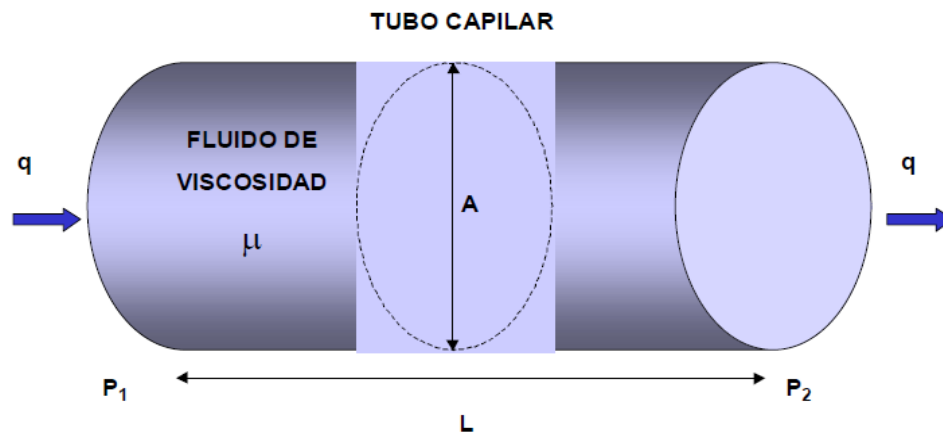


Figura II-1 Representación gráfica donde se explica la Ley de Darcy que define el movimiento de fluidos a través del medio poroso, cuya propiedad es la permeabilidad (K) (Manual Halliburton)

Henry Darcy desarrolló la siguiente ecuación de flujo, para flujo lineal:

$$v = \frac{q}{Ac} = -\frac{k \Delta P}{\mu \Delta x} \quad \text{Ecuación 6}$$

$$K = \frac{q\mu L}{(P_1 - P_2)Ac} \quad \text{Ecuación 7}$$

q = tasa de flujo, cm^3/seg .

k = Permeabilidad, md.

$P_1 - P_2$ = Caída de presión a través de la muestra, Psia.

μ = Viscosidad, cP.

A_c =Área de la sección transversal de la muestra, cm^2 .

L =Longitud de la muestra, cm .

La permeabilidad es usualmente expresada en milidarcys debido a que pocas rocas tienen la permeabilidad de 1 darcy.

Tipos de permeabilidad:

1.2.1 Permeabilidad absoluta:

Es aquella permeabilidad que se mide cuando un fluido satura 100% el espacio poroso. Normalmente, el fluido de prueba es aire o agua [1].

1.2.2 Permeabilidad efectiva:

Es la medida de la permeabilidad a un fluido que se encuentra en presencia de otro u otros fluidos que saturan el medio poroso. La permeabilidad efectiva es función de la saturación de fluidos, siempre las permeabilidades relativas son menores que la permeabilidad absoluta [1].

1.2.3 Permeabilidad relativa

Es la relación existente entre la permeabilidad efectiva y la permeabilidad absoluta. Esta medida es muy importante en ingeniería de yacimientos, ya que da una medida de la forma como un fluido se desplaza en el medio poroso. La sumatoria de las permeabilidades relativas es menor de 1.0 A la saturación residual de crudo, S_{or} o a la saturación de agua connata, S_{wc} se tiene que $K_f \approx K_{abs}$. Si un 2-3% de fase no-mojante se introduce, esta se mete a los poros grandes y obstaculiza el flujo de la mojante. Si los poros fueran iguales, no habría obstáculos [1].

$$K_r = \frac{K_i}{K} \quad \text{Ecuación 8}$$

1.2.4 Curvas de permeabilidad relativa

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-2

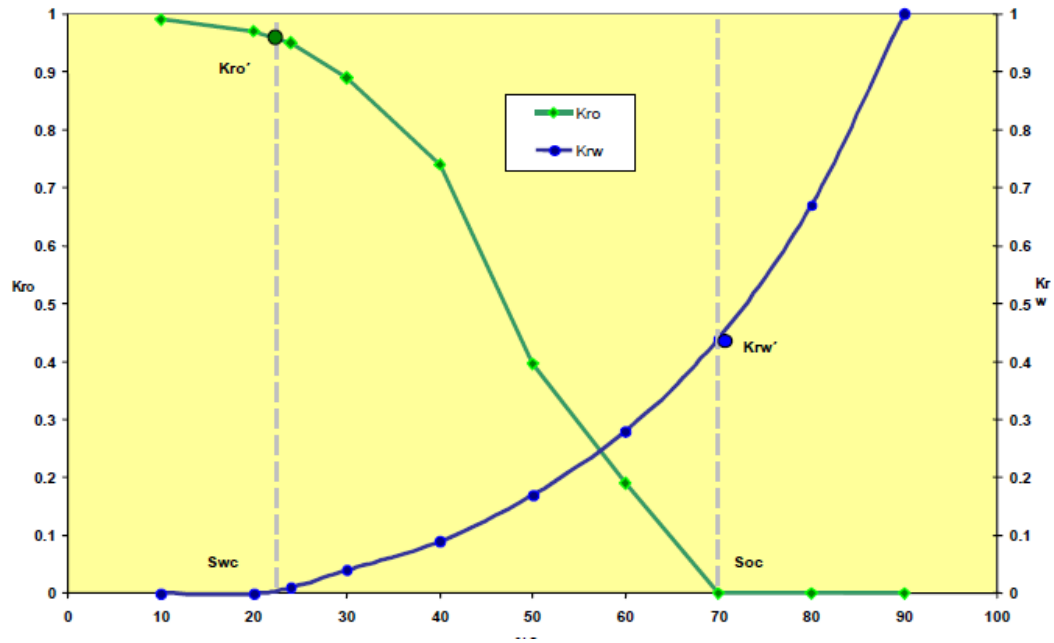


Figura II-2 Permeabilidades relativas (Manual Halliburton)

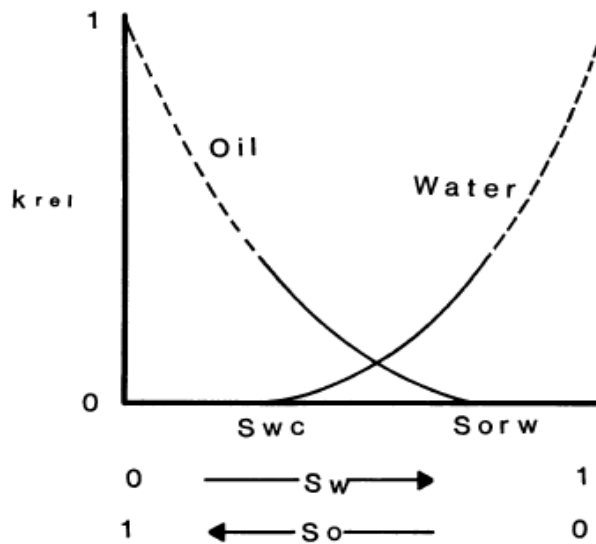


Figura II-3: Curvas permeabilidad relativa

Con las curvas de permeabilidades relativas, en el caso del gráfico entre el agua y el petróleo, podemos identificar cuatro puntos importantes: S_{wc} (*Saturación de Agua Connata*), S_{oc} (*Saturación Crítica de Petróleo*), K_{ro}' (*Permeabilidad Relativa del Petróleo en el punto de S_{wc}*) y K_{rw}' (*Permeabilidad Relativa del Agua en el punto de S_{oc}*) que constituyen los *Ends Points* o Puntos Finales de las curvas.

Características de las Curvas de Permeabilidad Relativa:

1. 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%)
2. Para que un proceso de drenaje ocurre una saturación equivalente de la fase no mojante (0-15%)
3. 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.

4. 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.

5. 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.

6. En la producción de petróleo, el agua y el petróleo fluirán a saturaciones que estarán entre los dos puntos finales.

7. El punto de cruce entre las dos curvas en general no ocurre S_w iguales a 50% por lo que se tiene que:

Si en $S_w=50\%$ $\Rightarrow K_{rw} < K_{ro}$ = Agua es Fase Mojante

$\Rightarrow K_{rw} > K_{ro}$ = Petróleo es Fase Mojante

1.2.5 Efecto Klinkenberg

Aunque este fenómeno no se presenta a menudo en campos petroleros, puede ser común en los laboratorios, donde a bajas presiones la molécula de gas puede tener el mismo tamaño que el de los poros por lo que no se presenta un perfil de flujo o no existe flujo viscoso. Realmente, para el caso de los gases, el fluido no se pega a la pared de los poros como requiere la ley de Darcy y un fenómeno llamado deslizamiento toma lugar. Este escurrimiento o desplazamiento del fluido a lo largo de los poros sugiere una aparente dependencia de la permeabilidad con la presión. La relación propuesta por Klinkenberg entre presión y permeabilidad es [1]:

$$k = k_{\infty} \left(1 + \frac{b}{P} \right) \quad \text{Ecuación 9}$$

Donde:

k_{∞} : Permeabilidad observada para fluidos incompresibles.

\bar{P} : Presión promedio. $(P_a + P_b)/2$

b: Constante característica del medio poroso y del gas.

1.3 Mojabilidad:

Tendencia de un fluido en presencia de otro inmisible con él a extenderse o adherirse a una superficie sólida. Los compuestos polares orgánicos en el crudo reaccionan con la superficie de la roca convirtiéndola en mojabla por petróleo [1]. Es el factor principal responsable de la distribución de los fluidos a nivel microscópico en el medio poroso y éste determina la cantidad de petróleo residual y la habilidad, en particular, de esta fase a fluir [2].

Existen distintos tipos de mojabilidad dependiendo del tipo de fluido, las propiedades de la roca y la ubicación relativa al contacto de agua-petróleo, estas son:

- Mojabilidad -Agua: Establece que toda la superficie de la roca se encuentra recubierta por agua, tanto poros grandes como pequeños, y que el hidrocarburo se encuentra en el centro de los poros y no cubre ninguna superficie.
- Mojabilidad -petróleo: El petróleo cubre completamente la superficie de la roca con agua que reside en el centro de los poros.
- Mojabilidad Intermedia: Este término es aplicado en donde la humectabilidad es posible para cualquiera de las dos tendencias: humectabilidad-petróleo o Mojabilidad neutra. La naturaleza de la humectabilidad no se encuentra bien definida y puede incluir ambas. La humectabilidad neutra es una tendencia especial de la intermedia en donde ambas fases tienen igual tendencia a mojar la superficie de la roca.
- Mojabilidad Fraccional: Establecen que algunos de los poros se encuentran mojados por petróleo y otros por agua.

Tabla II-1: Mojabilidad

Humectabilidad/ Angulo de contacto (°)	Humectabilidad del agua	Humectabilidad neutra	Humectabilidad del petróleo
Mínimo	0	60 a 75	105 a 120
Máximo	60 a 75	105 a 120	180

1.4 Tensión superficial:

La tensión superficial está asociada a la cantidad de energía necesaria para aumentar su superficie por unidad de área, depende de la naturaleza del líquido, del medio que lo rodea y de la temperatura. En general, la tensión superficial disminuye con la temperatura, ya que las fuerzas de cohesión disminuyen al aumentar la agitación térmica.

Es causada por los efectos de las fuerzas intermoleculares que existen en la interfase.

1.5 Tensión interfacial:

Es la fuerza que se requiere por unidad de longitud para crear una nueva superficie, también puede definirse como la tensión de la superficie de separación o interfase entre dos líquidos inmiscibles, es normalmente expresada en *dinas/cm*, mediante la

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

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

T_A : Tensión de adhesión.

σ_{wo} : Tensión interfacial entre los fluidos.

θ : Ángulo de contacto agua-sólido-petróleo.

Tabla II-2: Tabla de tensiones interfaciales, superficiales y ángulos de contactos para diferentes sistemas

Medición a condiciones de laboratorio				
Sistema	θ	$\text{Cos}(\theta)$	σ [Dinas/cm]	$\sigma \text{ Cos}(\theta)$
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	$\text{Cos}(\theta)$	σ [Dinas/cm]	$\sigma \text{ Cos}(\theta)$
Agua-Petróleo	30	0.866	30	26
Agua-Gas	0	1	50	50

1.6 Viscosidad:

Es una característica de los fluidos en movimiento, que muestra una tendencia de oposición hacia su flujo ante la aplicación de una fuerza, es usualmente medida en centipoises, cP, ($\text{gr}/\text{cm}^*\text{seg}$).

El esfuerzo de cizalla es la fuerza que actúa entre la superficie sólida y el fluido, debido a que esta tiende a deformar el fluido.

Los principales factores de interés en la ingeniería de petróleo que afectan la viscosidad son: La composición del petróleo, la temperatura, el gas disuelto y la presión. A medida que la gravedad API disminuye la viscosidad del petróleo aumenta al igual que cuando la presión aumenta en un crudo subsaturado. Cuando existe

aumento de la temperatura la viscosidad del crudo disminuye, lo cual también ocurre por el efecto del gas disuelto en el crudo.

La viscosidad absoluta se define como [4]:

$$\tau = -\mu \frac{dv}{dx} \quad \text{Ecuación 11}$$

τ = esfuerzo de cizalla.

μ = viscosidad absoluta.

v = velocidad de fluido.

x = distancia.

1.7 Saturación de la roca:

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 [6].

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 [6].

La saturación se encuentra definida mediante la ecuación 12.

$$S_{fluido} = \frac{vf}{vp} * 100\% \quad \text{Ecuación 12}$$

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

vf: Volumen del fluido dentro del espacio poroso.

vp: Volumen poroso.

La suma de las saturaciones debe ser igual a la unidad independientemente de las fases que se encuentren en el medio poroso, ya sea petróleo y/o gas y/o agua. La saturación para un medio poroso saturado por las tres fases se representa así:

$$S_o + S_g + S_w = 1 \quad \text{Ecuación 13}$$

Donde:

S_o : Saturación de petróleo, (fracción).

S_g : Saturación de gas, (fracción).

S_w : Saturación de agua, (fracción).

2. MODELO DE PRESIÓN CAPILAR

2.1 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.

$$P_c = P_o - P_w = \sigma \left(\frac{1}{r_1} + \frac{1}{r_2} \right) \quad \text{Ecuación 14}$$

Donde:

P_c : Presión capilar.

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.

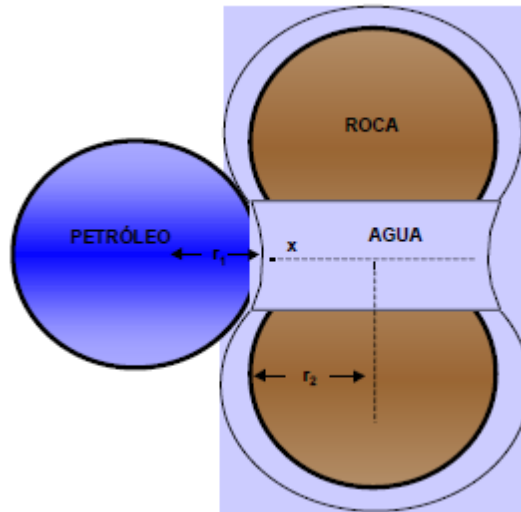


Figura II-4: Entrampamiento de agua entre dos granos esféricos de arenisca en un reservorio de roca mojada por agua (Manual Halliburton)

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-5; **Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, 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.

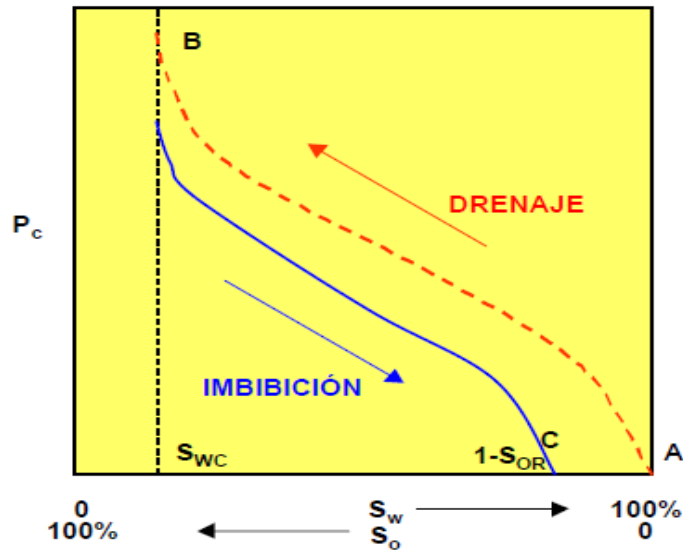


Figura II-5: Curva de presión capilar, mostrando el proceso de drenaje e imbibición (Manual de Halliburton, S.f.).

La curva comienza en el punto A, con la muestra saturada 100% de agua, la cual es desplazada por petróleo, representa el proceso de drenaje. En el punto B o de saturación de agua connata existe una discontinuidad aparente en la cual la saturación de agua no puede ser reducida más (saturación irreducible), a pesar de la presión capilar que existe entre las fases. Si se tiene que el petróleo se desplaza con agua, el resultado es la curva de imbibición. La diferencia entre los dos procesos se debe a la histéresis del ángulo de contacto. Cuando la saturación de agua ha crecido a su máximo valor $S_w = 1 - S_{or}$, la presión capilar es 0 (punto C). En este punto la saturación residual de petróleo no puede ser reducida a pesar de las diferencias de presión capilar entre el agua y el crudo.

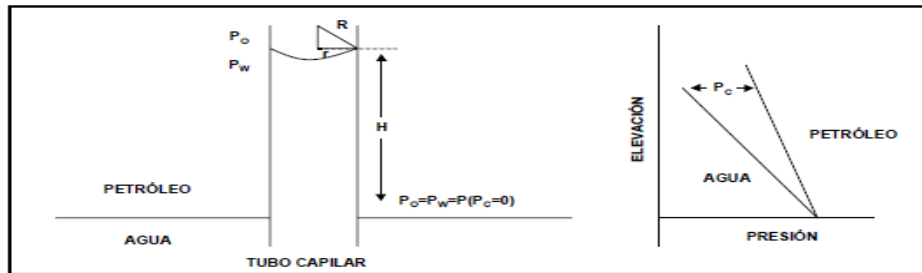


Figura II-6: Experimento de tubo capilar en un sistema petróleo-agua

$$P_c = \frac{2\sigma \cos(\theta)}{r} \quad \text{Ecuación 15}$$

Donde:

P_c : Presión capilar.

σ : Tensión Interfacial.

La $P_c = 2\sigma \cos(\theta)/r$

Ecuación 15 es usada para realizar la

curva que compara el experimento de laboratorio y el levantamiento capilar en el yacimiento, para obtener 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.

2.2 Método de presión capilar por centrifuga

El procedimiento de centrifuga que está ahora en uso generalizado fue presentado por Slobot et al. 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 (Figura II-7 y Figura II-8). A paso a paso el procedimiento se presentó por Donaldson [4].

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): $V_w = W_b/\rho$; $\Phi = V_w/V_b$.

2. El núcleo se coloca en el soporte de núcleo, que luego se llena con aceite para cubrir el núcleo. El soporte de núcleo se coloca en el escudo de centrifuga y después se une al brazo de centrifuga.

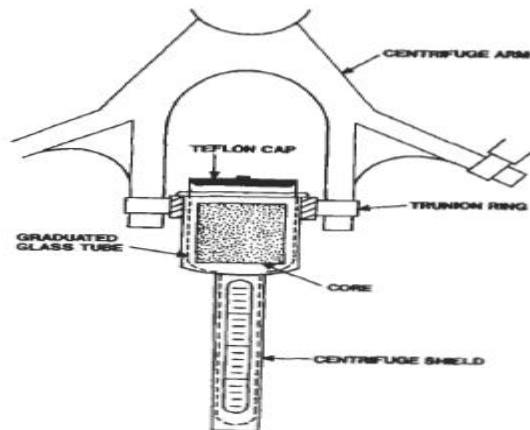


Figura II-7: Posición del núcleo y el porta núcleo en una centrifuga para la medición de las curvas de presión capilar de desplazamiento aceite en agua (Tyab y Donaldson)

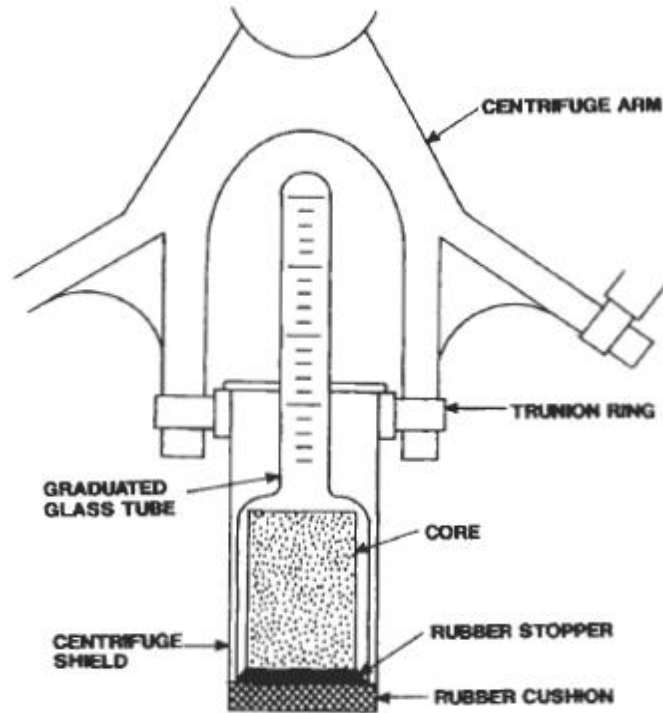


Figura II-8: Posición del núcleo y el porta núcleo en una centrifuga para la medición de las curvas de presión capilar de desplazamiento agua-aceite (Tyab y Donaldson)

3. Cuando el rotor se llena con los titulares de núcleo que contienen núcleos colocados en lados opuestos, la tapa de la centrifuga está cerrada, 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 continuo 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-9) 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 se coloca en otro, porta núcleo similar y se llena con agua hasta que la muestra está completamente sumergida en la salmuera. Este procedimiento se lleva a cabo lo más rápidamente posible para evitar la pérdida de fluidos por evaporación durante el periodo de transferencia. Los porta núcleos son ensamblados en el rotor de la centrifuga con el extremo graduado que señala hacia el centro de la centrífuga para la recogida de aceite que se desplaza por el agua (Figura II-8). 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 ($S_{or} = 1 - S_w$). La rotación incremental de velocidades y aceite desplazado se utilizan para calcular el capilar negativo de la curva de presión 3 (Figura II-9).

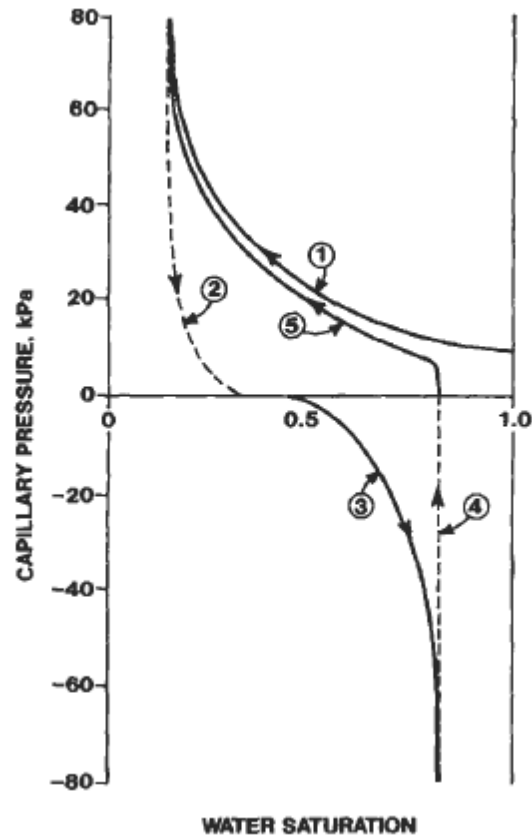


Figura II-9: Curvas de presión capilar a partir de los obtenidos por centrifuga (Tyab y Donaldson)

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 S_{wor} a S_{iw} se lleva a cabo como se ha descrito para el primer desplazamiento del agua por el petróleo. La curva obtenida de esta ejecución es la curva 5 (Figura II-9). Las curvas 2 y 4 no se pueden obtener con los equipos disponibles actualmente usando el método de centrifugación.

La fuerza que afecta el núcleo varía a lo largo de la longitud del núcleo. Por lo tanto, la presión capilar y la saturación de agua varían a lo largo de toda la longitud de la muestra (Figura II-10). 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.

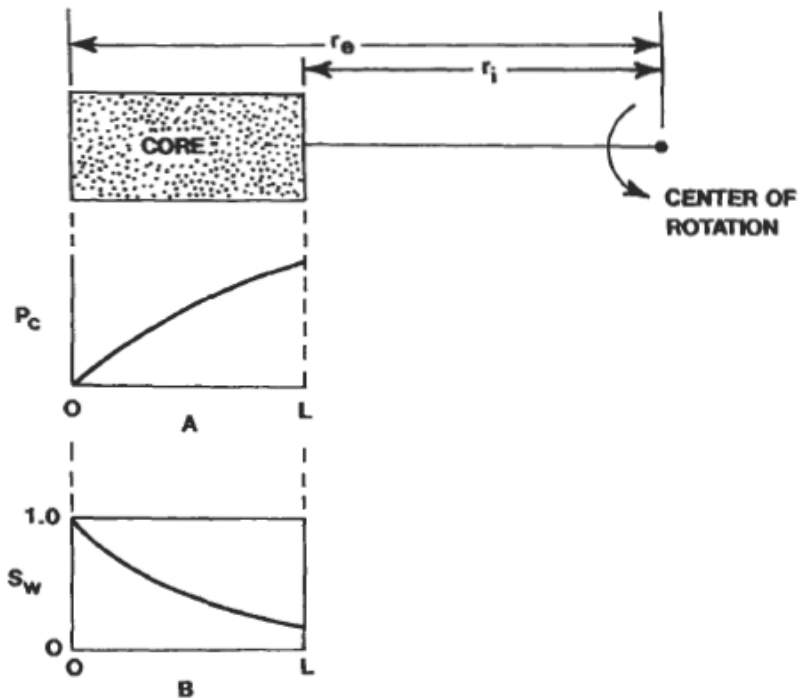


Figura II-10: Determinación de la presión capilar por centrifuga que muestra la variación de la presión y saturación de agua como una función de la longitud del núcleo (Tyab y Donaldson)

2.3 Ventajas y desventajas del método

2.3.1 Ventajas

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

2.3.2 Desventajas

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

2.4 Unidad de flujo hidráulico (HFU):

Se ha utilizado para clasificar los tipos de roca y la predicción de flujo de las propiedades, como una herramienta de integración para la descripción petrofísica del reservorio.

La unidad hidráulica de flujo se define como una porción del yacimiento en la que las propiedades geológicas y petrofísicas que afectan el flujo de fluidos son consistentes y predeciblemente diferentes a las propiedades de otros volúmenes de roca del yacimiento.

Es usado en los estudios de caracterización y simulación numérica para la predicción del comportamiento del yacimiento y la estimación de reservas. Los elementos claves para la delimitación de unidades de flujo son: la porosidad efectiva y la permeabilidad absoluta.

4.1 Índice de calidad del yacimiento (RQI):

Es una medida íntimamente relacionada con las unidades de flujo existentes en la roca. Indica con qué facilidad y en qué cantidad el flujo puede ser recuperado de una unidad.

Cuando se tiene rocas con buenas capacidades de almacenamiento y de flujo, normalmente se puede garantizar que la calidad de ellas es excelente.

El RQI relaciona la permeabilidad absoluta y la porosidad efectiva mediante la ecuación 16:

$$RQI = 0,30314 \sqrt{\frac{k}{\phi_e}} \quad \text{Ecuación 16}$$

Donde:

RQI: Índice de calidad del yacimiento, micrómetro.

k: Permeabilidad, mD.

ϕ_e : Porosidad efectiva, fracción.

4.2 Índice de porosidad normalizado (Φ_z ó PHI_z):

Este término representa la relación del volumen de poros y el volumen de sólidos.

$$\Phi_z = \frac{\Phi_e}{1-\Phi_e} \quad \text{Ecuación 17}$$

Donde:

Φ_z : Porosidad normalizada, fracción.

Φ_e : Porosidad efectiva, fracción.

4.3 Indicador de la zona de flujo (FZI):

Es un valor único y útil para cuantificar el flujo natural de un reservorio y que ofrece una relación entre las propiedades petrofísicas a pequeña escala, como tapones de núcleo, y en gran escala, como el nivel del pozo. Es matemáticamente representado como:

$$FZI = \frac{RQI}{PHI_z} \quad \text{Ecuación 18}$$

Donde:

FZI: Indicador de la zona de flujo, μm .

RQI: Índice de calidad del yacimiento, μm .

Φ_z ó PHI_z : Porosidad normalizada, fracción.

3. MODELO DE PETROFACIES

3.1 Metodología de inyección de mercurio

Las curvas de presión capilar de las rocas han sido determinadas por inyección de mercurio debido a que este método es sencillo de llevar a cabo y rápido. Los datos se pueden utilizar 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 [4].

Las curvas de presión capilar por inyección de mercurio son adquiridas en un tapón del núcleo en un espacio al vacío y limpio, el núcleo se coloca en la cámara de muestra del equipo de inyección de mercurio (Figura II-11). La cámara de muestra se evacua y se inyectan cantidades incrementales de mercurio, donde la presión se incrementa paso a paso de tal manera de tener suficiente tiempo para alcanzar el equilibrio, con cada porcentaje de volumen con que es saturada la roca. Los volúmenes de poro incrementales de mercurio inyectado se trazan como una función de la presión de inyección para obtener la curva de presión capilar por inyección (Figura II-12, curva 1) Cuando el volumen de mercurio inyectado alcanza un límite con respecto al aumento de presión (S_{imax}), una curva de presión capilar retirada de mercurio se puede obtener por la disminución de la presión en incrementos y se registra el volumen de mercurio retirado (Figura II-12, curva-2). Un límite se acercó donde el mercurio deja de ser retirada ya que la presión se aproxima a cero (S_{wmin}). Una tercera curva de presión capilar se obtiene si el mercurio se vuelve a inyectar mediante el aumento de la presión gradualmente de cero a la presión máxima en S_{imax} (Figura II-12, curva 3).

El bucle cerrado de la retirada y reinyección de curvas (2 y 3, Figura II-12) es la característica del ciclo de histéresis de la presión capilar. 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 ciclo de histéresis es por encima de la línea de presión cero.

Para incorporar los datos de inyección de mercurio para representar las curvas de presión capilar agua-aceite o agua-aire, los datos de la presión capilar de mercurio se normalizaron mediante la función J de Leverett

$$j_i = \frac{\text{Presión Capilar}}{\sigma \cos(\theta)} \sqrt{\frac{\text{Permeabilidad}}{\text{Porosidad}}} \quad \text{Ecuación 19}$$

Donde:

$$\sigma = 489 \text{N}(10^{-3})/\text{m}$$

$$\theta = 140^\circ$$

$$k = \text{darcy.}$$

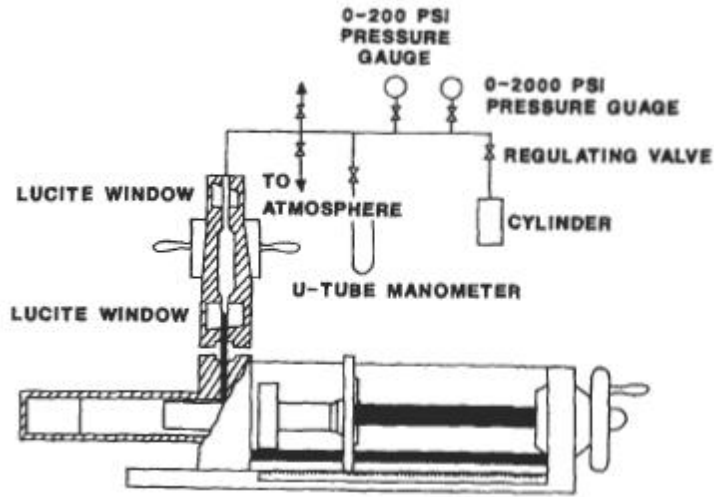


Figura II-11: Método de Inyección de Mercurio (Tyab y Donaldson)

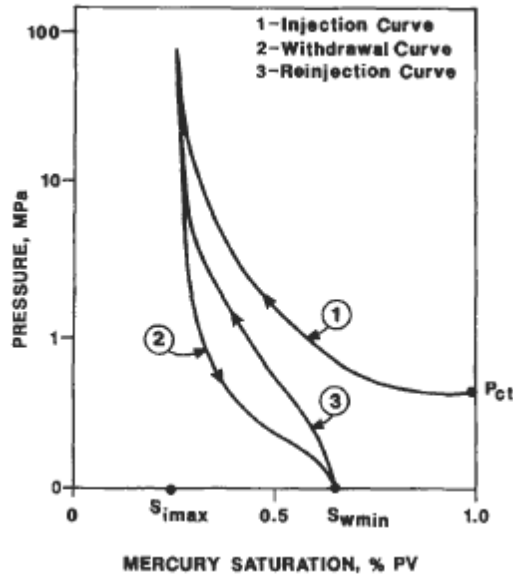


Figura II-12: Curvas de presión capilar de mercurio-gas que muestran la curva inicial de la inyección con su presión de umbral y el ciclo de histéresis. Se observa que se requieren presiones muy altas para la inyección de Mercurio (Tyab y Donaldson)

En un sistema aire-mercurio la fase mojanete se encuentra parcialmente vacía y la fase no mojanete es el mercurio. En un sistema de aire-mercurio el término correcto referido a imbibición es inyección y drenaje es “withdrawal”.

El término de máxima saturación es referido a S_{max} y el término para el volumen poroso que no fue saturado con la fase no mojanete es conocido como volumen poroso mínimo no saturado. En muchos casos el término de volumen poroso mínimo no saturado es referido como saturación irreducible (inmovible), el cual según Wardlaw y Taylor (1976) es inapropiado, ya que en el sistema aire/mercurio la saturación depende de la presión aplicada y la duración del experimento (Vavra *et al.*, 1992).

3.2 Ventajas y desventajas del método

3.2.1 Ventajas

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

3.2.2 Desventajas

- ✓ 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.

4. MODELO DE COMPRESIBILIDAD

Fairhurst define la mecánica de rocas como “los campos de estudio dedicados a la comprensión de los procesos básicos de la deformación de las rocas y su significado”. Predecir el comportamiento mecánico de las formaciones subterráneas es la clave para evitar inestabilidades de pozo durante la perforación [4].

4.1 Compresibilidad de la roca:

Compresibilidad se define como el cambio de volumen que sufre un volumen unitario por unidad de variación de presión [5], o sea:

$$c = -\frac{1dv}{vdp} \quad \text{Ecuación 20}$$

Donde:

$\frac{dv}{dp}$: es de pendiente negativa, por lo que el signo (-) convierte la compresibilidad (c) en un valor positivo.

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.

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 21.

$$C_r = \frac{1}{V_r} \left(\frac{\delta V_r}{\delta P} \right)_T \quad \text{Ecuación 21}$$

- ✓ 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, mostradas en la ecuación 22.

$$\frac{dV_p}{V_p} = C_r dp_p + \frac{1}{\phi} (c_b - c_r) d(\sigma - p_p) \quad \text{Ecuación 22}$$

Donde:

Vp: Volumen poroso

Vb: Volumen de la matriz (Volumen total)

Cr: Compresibilidad de la matriz de la roca

Cb: Compresibilidad de la roca de la estructura porosa

Pp: Presión de poros (Presión interna)

σ : Presión de confinamiento (Presión externa)

4.2 Relación deformación-esfuerzo estático:

Poulos y Davis 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 esfuerzos en tres dimensiones, como se muestra en la Figura II-13. Para comprender el significado del diagrama, se debe definir una serie de conceptos físicos importantes asociados con el comportamiento mecánico de las rocas [4].

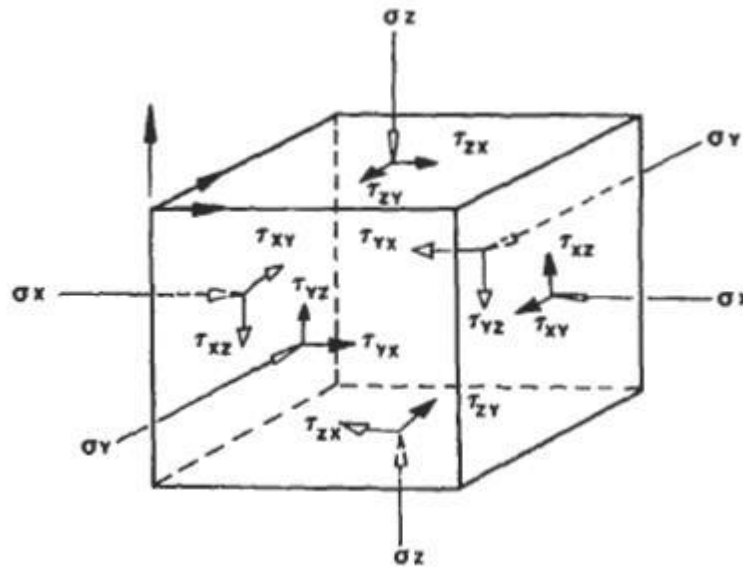


Figura II-13: Campo de esfuerzos en tres dimensiones de un cubo elemental

4.3 Análisis de tensión

Si un cuerpo de roca se somete a una carga externa o fuerza, se desarrollan tensiones internas. Si estas tensiones son lo suficientemente fuertes, la roca se deforma. La deformación se refiere a cambios en la forma (distorsión) acompañados por el cambio en el volumen (dilatación). Las tres condiciones básicas de esfuerzos internos son conocidos como: la compresión, la cizalladora, y la tracción, como se ilustra en la Figura II-14. 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 [4].

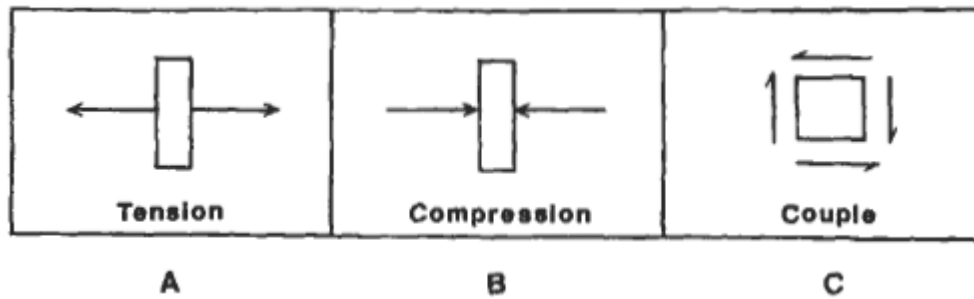


Figura II-14: Representación de tensión, compresión y ambos

4.4 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].

II PROPIEDADES PETROFÍSICAS A PARTIR DE LOS REGISTROS ELÉCTRICOS

5. REGISTROS ELÉCTRICOS

A medida que la ciencia de los registros de pozos petroleros avanzaba, también lo hacía el arte de la interpretación de datos. Hoy en día el análisis detallado de un conjunto de perfiles cuidadosamente elegidos, provee un método para derivar e inferir valores precisos para las saturaciones de hidrocarburos y de agua, porosidad, índice de permeabilidad y la litología del yacimiento.

5.1 Resistividad

Los registros de resistividad miden la diferencia de potencial causada por el paso de la corriente eléctrica a través de las rocas. Consiste en enviar corrientes a la formación a través de unos electrodos y medir los potenciales en otros.

La electricidad puede pasar a través de una formación solo debido al agua conductiva que contenga dicha formación. Con muy pocas excepciones como el sulfuro metálico, la grafito y la roca seca que es buen aislante. Las formaciones subterráneas tienen resistividades medibles y finitas debido al agua dentro de sus poros o al agua intersticial absorbida por una arcilla

La resistividad de una formación depende de:

- ✓ La resistividad del agua de formación.
- ✓ La cantidad de agua presente.
- ✓ Geometría estructural presente.

Las herramientas que se utilizan para medir las resistividades pueden ser de dos tipos según el dispositivo que utilicen, estos tipos son:

- ✓ Dispositivo normal.
- ✓ Dispositivo lateral básico.

Estos registros son aplicables, cuando:

- ✓ Se utiliza un fluido de perforación salado.
- ✓ Si la formación presenta una resistividad de media a alta.
- ✓ Las capas son delgadas, excepto si estas son de resistividades muy altas.

5.1.1 Inductivos

Fueron introducidos en el año 1946, para perfilar pozos perforados con lodos base aceite, transformándose en un método “standard” para este tipo de operaciones. Estos miden la conductividad de las formaciones mediante corrientes alternas inductivas.

Dado que es un método de inducción se usan bobinas aisladas en vez de electrodos, esto para enviar energía a las formaciones. La ventaja de este perfil eléctrico se basa en su mayor habilidad para investigar capas delgadas, debido a su enfoque y a su radio de investigación.

5.1.2. Factores que afectan tanto a los resistivos como inductivos

- ✓ Efecto pelicular (efecto skin).
- ✓ Factor geométrico.
- ✓ Efecto invasión.
- ✓ Formaciones adyacentes.
- ✓ Fluidos de perforación y revoques.

5.2 Potencial Espontaneo (SP)

Es un registro de la diferencia entre el potencial eléctrico de un electrodo móvil en el pozo y el potencial eléctrico de un electrodo fijo en la superficie en función de la profundidad. Frente a las lutitas, la curva SP por lo general, define una línea más o menos recta en el registro, que se llama línea base de lutitas, mientras que, frente a formaciones permeables, la curva muestra excursiones con respecto a la línea base de lutitas; en las capas gruesas estas excursiones (deflexiones) tienden a alcanzar una deflexión esencialmente constante. Definiendo así una línea de arena. Dicha deflexión puede ser hacia la izquierda (negativa) o a la derecha (positiva), dependiendo principalmente de la salinidad de la formación y del filtrado de lodo.

Las curvas del SP, no se pueden registrar en pozos con lodos de perforación no conductivos, ya que estos no proporcionan una continuidad eléctrica entre el electrodo del SP y la formación. Además si la resistividad del filtrado del lodo y del agua de formación es casi igual, las deflexiones obtenidas serán muy pequeñas y la curva no será muy significativa. Estos registros permiten:

- ✓ Establecer correlaciones geológicas de los estratos atravesados.
- ✓ Diferenciar las lutitas y las capas permeables, permitiendo a su vez saber sus espesores.

- ✓ Obtener cualitativamente el contenido de arcilla de las capas permeables.

5.2.1. Factores que afectan a la curva SP

- ✓ Espesor y resistividad verdadera de la capa permeable.
- ✓ Resistividad de las capas adyacentes.
- ✓ Resistividad del fluido de perforación.
- ✓ Presencia de arcilla dentro de las capas permeables

5.3 Rayos Gamma (GR)

Los rayos gamma son impulsos de ondas electromagnéticas de alta energía que son emitidos espontáneamente por algunos elementos radioactivos, como por ejemplo los elementos radioactivos de la serie del Uranio y el Torio que son los que emiten casi toda la radiación gamma que se encuentra en la tierra. El registro GR, es una medición de la radioactividad natural de las formaciones. En formaciones sedimentarias el registro normalmente refleja el contenido de arcilla de las formaciones ya que los elementos radioactivos tienden a concentrarse en arcillas y lutitas, las formaciones limpias generalmente tienen un nivel muy bajo de radioactividad.

La sonda del GR contiene un detector para medir la radiación gamma que se origina en la formación cerca de la sonda. En la actualidad se emplean contadores de centello para esta medición. Estos registros permiten:

- ✓ Estimar los límites de las capas
- ✓ Estimar el contenido de arcilla en capas permeables.
- ✓ Controlar la profundidad del cañoneo y verificar la perforación en pozos revestidos.

5.3.1. Factores que afectan el registro GR

- ✓ Tipo de detector.
- ✓ Velocidad del perfilaje.
- ✓ Diámetro y densidad del hoyo.

- ✓ Espesor de las formaciones.
- ✓ Excentricidad y diámetro de la sonda.

5.4 Neutrón

Los registros neutrónicos se emplean principalmente para delinear formaciones porosas y para determinar su porosidad. Responden principalmente a la cantidad de hidrógeno en la formación. En formaciones limpias cuyos poros se hallen saturados con agua o aceite, el registro reflejará la cantidad de porosidad saturada de líquido.

Entre las herramientas que se emplean para correr los registros neutrónicos, tenemos:

- ✓ Neutrón Compensado (CNL).
- ✓ Dual Porosity Neutrón (CNT-G).
- ✓ Gamma-Neutrón (CCI).
- ✓ Serie de GNT.
- ✓ Dual Spaced Epithermal Neutrón.
- ✓ Sidewall Neutrón Porosity (SNP).
- ✓ Dual Spaced Neutrón II.

5.4.1. Factores que afectan el Registro Neutrónico

- ✓ Efectos de la litología.
- ✓ Tamaño del hoyo.
- ✓ Peso del lodo.
- ✓ Efecto Stand-Off o falta de separación entre la herramienta y la pared del pozo.
- ✓ Efecto de la salinidad.
- ✓ Temperatura y presión.

5.5 Densidad

Se usan principalmente como registros de porosidad. Otros usos incluyen identificación de minerales en depósitos de evaporitas, detección de gas determinación de la densidad de los hidrocarburos, evaluación de arenas con arcillas

y de litologías complejas, determinación de producción de lutitas con contenido de aceite, cálculo de presión de sobrecarga y propiedades mecánicas de las rocas. La porosidad se determina por medio de este a partir de la ecuación 23:

$$\Phi = \Phi_D = \frac{(\rho_{ma} - \rho_b)}{(\rho_{ma} - \rho_f)} \quad \text{Ecuación 23}$$

Entre las herramientas que se emplean para correr los registros de densidad, tenemos:

- ✓ Lithodensity (LDT).
- ✓ Espectral Density.
- ✓ Plataforma Epress (PEX).

5.5.1. Factores que afectan el Registro de Densidad

- ✓ Efecto del hoyo.
- ✓ Espesor del revoque.
- ✓ Litología de las formaciones.
- ✓ Fluidos presentes en la zona investigada.
- ✓ Efecto de los hidrocarburos.

5.6 Sónico

El perfil sónico no es más que el registro continuo del tiempo que emplea una onda sonora compresional, para viajar a través de un pie lineal de formación. El tiempo requerido para este viaje, se denomina tiempo de tránsito. El objetivo fundamental de este es medir la porosidad de la formación, lo cual dependerá de la litología de la formación y de la naturaleza de los fluidos que llenen los espacios porosos. La porosidad se determina por medio de este a partir de la ecuación 24:

$$\Phi = \Phi_N = \frac{(\Delta_t - \Delta_{tma})}{(\Delta_{tf} - \Delta_{tma})} \quad \text{Ecuación 24}$$

Entre las herramientas que se emplean para correr los registros de densidad, tenemos:

- ✓ Registro Sónico Compensado (BHC).
- ✓ Sónico de Espaciamiento Largo (LSS).

- ✓ Array Sonic.
- ✓ Multipole Array Acoustinlog.

5.6.1. Factores que afectan el Registro Sónico

- ✓ Diámetro del hoyo.
- ✓ Litología.

6. MODELO DE ARCILLOSIDAD

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 arcillosidad produce un cambio de punto en la gráfica en dirección al llamado punto lutita en la carta. El punto lutita se encuentra al graficar los valores medidos ($\rho_{sh}, \Phi_{Nsh}, t_{sh}$) que se observan en las capas arcillosas. Por lo general, el punto lutita se localiza en el cuadrante sureste de las graficas densidad-neutrón y neutrón-sónico; al noreste en el neutrón-sónico y en la parte inferior central de la grafica densidad-neutrón. Sin embargo, estos valores de lutita quizá solo se aproximen a los parámetros del material arcilloso dentro de las capas permeables.

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

6.1 Lineal a partir del GR

$$Vsh = \frac{GR-GRcl}{GRsh-GRcl} \quad \text{Ecuación 25}$$

Donde:

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

GRsh: Lectura del perfil radioactivo Rayos Gamma en la lutita representativa (unidades API).

GRcl: Lectura del perfil radioactivo Rayos Gamma en una arena que se considera limpia (unidades API).

6.2 Clavier (1971) a partir del GR

$$Vsh = 1,7 - (3,38 - (IGR + 0,7)^2)^{1/2} \quad \text{Ecuación 26}$$

6.3 A partir del Potencial Espontaneo (SP)

$$Vsh = \frac{SP-SPcl}{SPsh-SPcl} \quad \text{Ecuación 27}$$

Donde:

SP: Lectura del perfil radioactivo Potencial Espontaneo en la arena de interés.

SPsh: Lectura del perfil radioactivo Potencial Espontaneo en la lutita representativa.

SPcl: Lectura del perfil radioactivo Potencial Espontaneo en una arena que se considera limpia.

6.4 A partir de Densidad-Neutrón

$$Vsh_{D/N} = \frac{(\Phi_N - \Phi_D)}{(\Phi_{Nsh} - \Phi_{Dsh})} \quad \text{Ecuación 28}$$

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 de Densidad (fracción).

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

6.5 A partir del registro de Resistividad

$$Vsh \leq \frac{R_{sh}^{1/b}}{R_t} \quad \text{Ecuación 29}$$

$$\text{Ó } Vsh \leq \frac{R_{sh}^{1/b}}{R_t} \left(\frac{R_{tmax}-R_t}{R_{tmax}-R_{sh}} \right)^{1/b} \quad \text{Ecuación 30}$$

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).

7. MODELO DE POROSIDAD

Existen diferentes metodologías para la determinación de la porosidad a partir de las mediciones indirectas, como lo son:

7.1 A partir de la densidad

$$\Phi_d = \frac{(\rho_{ma}-\rho_b)}{(\rho_{ma}-\rho_f)} \quad \text{Ecuación 31}$$

Donde:

pma: 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).

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

$$\Phi = \Phi_N \quad \text{Ecuación 32}$$

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

$$\text{Si } \Phi_N \geq 0,3: \Phi = 0,0621 + 0,9379 * \Phi_N \quad \text{Ecuación 33}$$

$$\text{Si } \Phi_N < 0,3: \Phi = 0,0253 + 1,1833 * \Phi_N - 0,408266 * \Phi_N^2 \quad \text{Ecuación 34}$$

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

$$\text{Si } \Phi_N \geq 0,3: \Phi = -0,0959 + 1,0959 * \Phi_N \quad \text{Ecuación 35}$$

$$\text{Si } \Phi_N < 0,3: = -0,005527 + 0,170926 * \Phi_N + 2,770767 * \Phi_N^2 - 2,303492 * \Phi_N^3 \quad \text{Ecuación 36}$$

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

$$\text{Si } \Phi_N \geq 0,34347: \Phi = -0,0204 + 0,80819 * \Phi_N + 0,36466 * \Phi_N^2 \quad \text{Ecuación 37}$$

$$\text{Si } \Phi_N < 0,34347: \Phi = \frac{(\Phi_N - 0,0621)}{0,9379} \quad \text{Ecuación 38}$$

✓ Si matriz de corrida del perfil neutrón es arenisca y la matriz de salida es dolomita:

$$\text{Si } \Phi_N > 0,3: \Phi = -0,0959 + 1,0959 * \Phi_N \quad \text{Ecuación 39}$$

$$\text{Si } \Phi_N < 0,3: = -0,005527 + 0,170926 * \Phi_N + 2,770767 * \Phi_N^2 - 2,303492 * \Phi_N^3 \quad \text{Ecuación 40}$$

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

$$\text{Si } \Phi_N > 0,21: \Phi = 0,024273 + 2,154008 * \Phi_N - 6,3974 * \Phi_N^2 + 9,2478 * \Phi_N^3 \quad \text{Ecuación 41}$$

$$\text{Si } \Phi_N < 0,21: \Phi = \frac{(\Phi_N - 0,0959)}{1,0959} \quad \text{Ecuación 42}$$

7.3 A partir del Densidad Neutrón:

$$\Phi_e = \left[\frac{(\Phi_{dc}^2 + \Phi_{nc}^2)}{2} \right]^{1/2} \quad \text{Ecuación 43}$$

Donde:

$$\Phi_{dc} = \Phi_d - \Phi_{dsh} * Vcl \quad \text{Ecuación 44}$$

$$\Phi_{nc} = \Phi_n - \Phi_{nsh} * Vcl \quad \text{Ecuación 45}$$

7.4 A partir de Resonancia Magnética Nuclear (RMN):

La resonancia magnética nuclear se refiere a la respuesta atómica de un núcleo bajo la presencia de un campo magnético. Muchos núcleos tienen un momento magnético y momento angular o espín. Bajo la presencia de un campo magnético externo los núcleos tienen un movimiento de precesión alrededor de dicho campo y cuando estos espines magnéticos interactúan con campos magnéticos externos, se pueden medir las señales producidas.

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 (ν). El momento magnético de un núcleo puede expresarse de la siguiente manera:

$$\nu = g * \frac{e * h' * I}{2 * m_p * c} \quad \text{Ecuación 46}$$

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

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-15). Cuando no existe la influencia de ningún campo magnético, los núcleos están alineados al azar como se muestra en la Figura II-15 lado derecho.

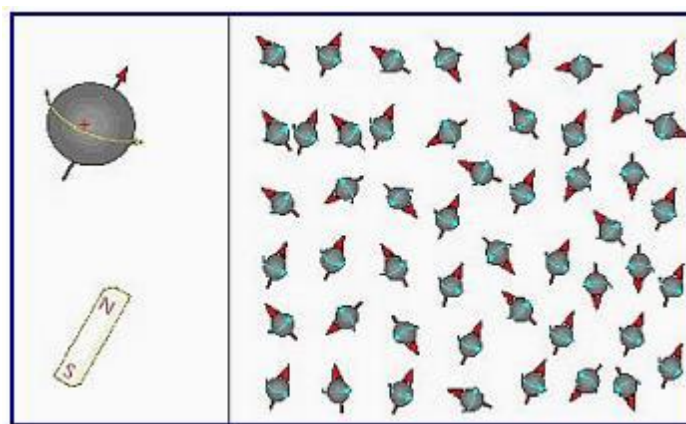


Figura II-15: Alineación de los núcleos de hidrógeno en ausencia de un campo magnético

Para todos los fluidos dentro del espacio poroso, existen tres mecanismos de relajación:

- ✓ Efecto del fluido,
- ✓ Superficie de relajación,
- ✓ Difusión bajo la presencia de un gradiente de campo magnético.

Los tres procesos mencionados actúan en paralelo y es por ello que T1 y T2 para los espacios porosos con fluidos vienen dados por:

$$\frac{1}{T2} = \frac{1}{T2_{bulk}} + \frac{1}{T2_{Superficie}} + \frac{1}{T2_{difusion}} \quad \text{Ecuación 47}$$

$$\frac{1}{T1} = \frac{1}{T1_{bulk}} + \frac{1}{T1_{superficie}} \quad \text{Ecuación 48}$$

Donde:

T2: Tiempo de relajación transversal del poro medido en una secuencia CPMG.

T2bulk: Tiempo de relajación T2 del fluido sin efecto de la matriz.

T2superficie: tiempo de relajación T2 del fluido en el espacio poroso resultante de una superficie de relajación.

T2difusion, tiempo de relajación T2 del fluido en el espacio poroso inducido por difusión en el gradiente del campo magnético.

T1, tiempo de relajación longitudinal del fluido poroso.

T1bulk, tiempo de relajación T1 del fluido sin efecto de la matriz.

T1superficie, tiempo de relajación T1 del fluido en el espacio poroso resultante de una superficie de relajación.

La importancia de cada uno de los mecanismos de relajación depende del tipo de fluido que hay en los poros, el tamaño de los poros, el esfuerzo de la superficie de relajación y la mojabilidad de la superficie de la roca.

8. 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 tortuosidad (a):** La tortuosidad es la relación entre la longitud del tubo capilar equivalente al medio poroso (L_c) y la longitud del medio poroso (L)⁷¹. Depende de la litología, este valor permite compensar las variaciones en compactación, estructura de poros, tamaño y distribución en la relación entre f y Φ .

$$T = \left(\frac{L_c}{L}\right)^2 \quad \text{Ecuación 49}$$

L_c : Distancia promedio recorrida por el flujo.

L : Longitud entre dos superficies donde ocurre el flujo.

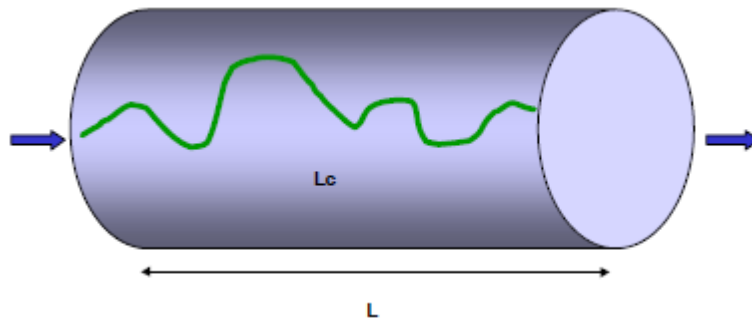


Figura II-16: El medio poroso no es totalmente recto, por el contrario es sinuoso y la relación entre la longitud total del medio poroso y la longitud entre las superficies donde ocurre el flujo es tortuosidad.

Tabla II-4: Valores del factor de tortuosidad en función de la formación.

Factor de Tortuosidad	Formaciones
1	Duras
0,62 ó 0,81	Areniscas

- * **Factor de cementación (m):** Esta determinado por el tipo y grado de cementación que mantiene los granos de roca juntos y puede variar numéricamente entre 1,3 y 3. Los valores frecuentemente utilizados están en el rango de 1,8 y 2. Como el valor de a y m son constante no se tiene con exactitud valores que me puedan determinar estas variables ya que en función de la porosidad y la cementación ellas varían simultáneamente en base diferentes formaciones.
- * **Exponente de saturación(n):** Es la relación entre la saturación de agua, S_w , y el índice de resistividad, I , para una muestra de roca. Expresa el efecto sobre la resistividad de la saturación de la muestra, o del remplazo del agua con un fluido no conductor. En las rocas humedecidas con agua, petrofísicamente simples (rocas Archie), n es constante para diferentes valores de S_w , y puede hallarse un promedio único n para un yacimiento o una formación determinada. Un valor habitual es 2. En las rocas más complejas, n cambia con S_w , si bien a menudo es 2 cerca de $S_w=1$. En las rocas con minerales conductores, tales como las arenas arcillosas, n se vuelve cada vez más bajo conforme S_w se reduce. Este cambio es insignificante para las aguas de alta salinidad, pero se incrementa a medida que se reduce la salinidad. 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 $n > 2$.

- * **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:

$$F = \frac{R_o}{R_w} \quad \text{Ecuación 50}$$

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)

- * **Saturación de agua (Sw):** La fracción del espacio poroso ocupado por el agua se denomina saturación de agua. Los modelos existentes para el cálculo de Sw, 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, Vsh, 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 (Sw), mediante las siguientes ecuaciones: La ecuación de Archie:

$$S_w^n = \frac{a}{\phi^m} * \frac{R_w}{R_t} \quad \text{Ecuación 51}$$

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”. 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”	Use cartas para correcciones

8.1 La ecuación Indonesia

$$\frac{1}{\sqrt{R_t}} = \left[\frac{V_{cl}(1-\frac{V_{cl}}{2})}{\sqrt{R_{cl}}} + \frac{\phi^{m/2}}{\sqrt{aR_w}} \right] S_w^{n/2} \quad \text{Ecuación 52}$$

8.2 La ecuación de Simandoux

$$\frac{1}{R_t} = \frac{\phi^m}{aR_w} * S_w^n + \frac{V_{cl}}{R_{cl}} \quad \text{Ecuación 53}$$

8.3 La ecuación de Simadoux Modificado

$$\frac{1}{R_t} = \frac{\phi^m}{aR_w} * S_w^n + \frac{V_{cl}}{R_{cl}} * S_w \quad \text{Ecuación 54}$$

8.4 El método doble agua

$$S_w = \frac{(S_{wt}-S_b)}{(1-S_b)} \quad \text{Ecuación 55}$$

9. MODELO DE PERMEABILIDAD

La permeabilidad no se puede determinar directamente de registros, se necesitan aplicar herramientas gráficas que permitan relacionar esta propiedad medida en el núcleo con otras propiedades fácilmente calculables de registros, como lo son el volumen de arcilla, saturación de agua, porosidad, entre otras.

Los modelos de permeabilidad más usados son los presentes en la Tabla II-6.

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 $\tau=2,5Svgr$. Área superficial por volumen de grano [cm^{-1}].
Morris and Biggs (1967) $k = \frac{U_2^2 \phi^6}{S_{wi}^2}$	$U_2=250$ 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.	
<p>Coats and Dumanoir (1973)</p> $k = 10^4 \frac{\Phi^{4,5}}{S_{wi}^2}$	<p>S_{wi} Saturación de agua irreducible, sólo usar para estas condiciones.</p>
<p>Coats and Denoo (1981)</p> $k = A \Phi^B \left(\frac{1 - S_{wi}}{S_{wi}} \right)^c$	<p>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.</p>

CAPÍTULO III

MARCO METODOLÓGICO

Se presenta la descripción de la metodología requerida para cumplir con los objetivos específicos el cual se desarrollara dividiendo por modelos.

Sección I: Modelo roca/fluido

1. MODELO DE COMPRESIBILIDAD

1.1 Inventario de las muestras:

Se realizó la prueba de compresibilidad a 16 muestras, como se encuentra en la tabla III-1, con su profundidad, porosidad y permeabilidad.

Tabla III- 1: Inventario de las pruebas de compresibilidad.

Pozo	Muestra	Profundidad (pies)	Porosidad (fracción)	Permeabilidad mD
M-3	1C	841,1	0,374	13398
	2C	851	0,342	9340
	3C	1160,1	0,351	4255
	4C	1188,1	0,306	232
	5C	1207,1	0,352	790
	6C	1226	0,39	648

Pozo	Muestra	Profundidad (pies)	Porosidad (fracción)	Permeabilidad mD
M-3	7C	1251,1	0,386	806
	8C	1276	0,299	3089
	9C	1334	0,293	4668
	10C	1379,1	0,356	160
	11C	1410,1	0,271	1084
	12C	1456,1	0,35	3697
	13C	1480,1	0,303	12948
	14C	1502,1	0,376	8046
	15C	1550,1	0,343	17727
	16C	1577,1	0,329	4150

1.2 Gráfico de la variación del volumen poroso:

Después de obtener el volumen poroso inicial y final correspondientes a las presiones inicial y final, se obtienen los parámetros necesarios para calcular la compresibilidad.

1.3 Cálculo de la compresibilidad:

Se realiza para cada muestra. Según la literatura existen 3 tipos de compresibilidades, en función del delta de volumen total de la roca, en función del volumen poroso y el delta de porcentaje poroso, también se puede expresar en función de los esfuerzos efectivos o en función de las variaciones de presiones de poro.

1.4 Relación de la compresibilidad con el tipo de roca:

La compresibilidad depende de la textura de la roca, por lo tanto se debe realizar correlaciones para obtener esta relación. Para esto se realizan gráficos de la compresibilidad obtenida para cada muestra con respecto a los resultados de las propiedades petrofísicas de permeabilidad y porosidad medidas en el laboratorio.

2. MODELO DE PERMEABILIDAD RELATIVA

2.1 Inventario de las muestras:

Se dispone de 15 muestras de dos pozos a las cuales se realizó la prueba de permeabilidad relativa, como se encuentra en la Tabla III- 2; **Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, con su profundidad, porosidad y permeabilidad.

Tabla III- 2: Inventario de las pruebas de permeabilidad relativa.

Pozo	Muestra	Profundidad	Porosidad (fracción)	Permeabilidad mD
M-1	3	990	0.327	0.378
	10	1041'8"	0.317	1.460
	21	1137'5"	0.336	1.513
	35	1234'6"	0.35	18.652
	49	1287'6"	0.326	6.394
M-2	4	916'1"	0.3656	2.740
	21	965'	0.3952	3.764

Pozo	Muestra	Profundidad	Porosidad (fracción)	Permeabilidad mD
M-2	35	984'3"	0.367	12.250
	50	1017'4"	0.3567	11.32
	64	1058'3"	0.3044	17.471
	77	1084'4"	0.3084	5.032
	92	1104'4"	0.3332	8.737
	107	1143'7"	0.2565	0.507
	122	1160'5"	0.2714	0.714
	135	1179'6"	0.3319	6.556

2.2 Validación:

Para poder validar las curvas es necesario tener claro las características de las curvas, para el sistema agua-petróleo se muestra en la Figura III- 1, donde se muestran los datos de una prueba realizada que contenía agua connata (S_{wc}) y Petróleo residual (S_{or}). Las dos curvas de permeabilidad relativa se determinan simultáneamente a medida que aumenta la saturación de agua.

Para determinar si la curva obtenida es buena se deben validar los siguientes datos:

- ✓ $K_{ro}=1$ cuando $S_w=S_{wc}$
- ✓ Las saturaciones residuales son mayor que cero (usualmente $S_{or}>S_{wc}$)
- ✓ El valor máximo de la permeabilidad de la fase mojante es menor que la permeabilidad relativa máxima de la fase no-mojante.
- ✓ La curva de K_{ro} siempre decrece con el aumento de la S_w , por lo tanto K_{rw} siempre es creciente.

- ✓ La fase no-mojante exhibe una curva S, mientras que la mojante es una curva cóncava.
- ✓ La K_{rw} en la situación del S_{or} , se denomina “punto final de K_{wr} ”. El valor de este punto se utiliza como un indicador de la mojabilidad del sistema roca-fluido. Se debe tener cuidado también con la saturación de crudo residual (S_{or}), este valor podría ser muy alto como consecuencia de la finalización prematura del desplazamiento, de modo que el punto final de K_{rw} sea muy bajo.
- ✓ Se sospecha de resultados no confiables cuando:
 - *Se presenta una curvatura pequeña para bajas S_w .
 - *La curva K_{rw} es cóncava hacia abajo para altas S_w .

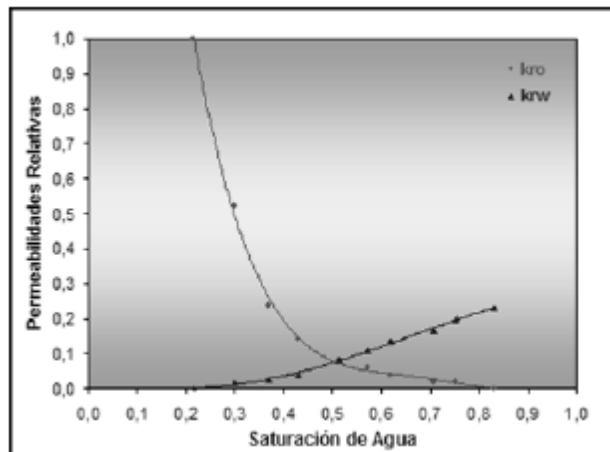


Figura III- 1: Curvas de permeabilidades relativas para un sistema agua-petróleo (Manual Halliburton)

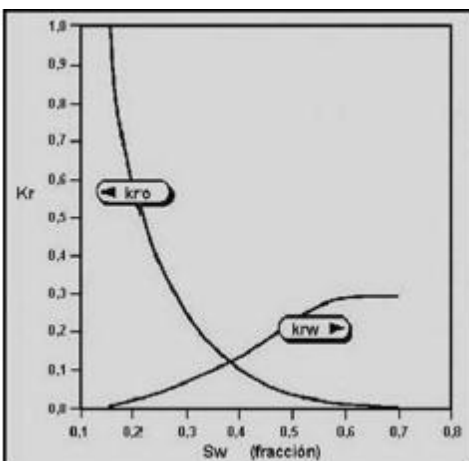


Figura III- 2: Ejemplo de curvas de permeabilidades relativas no confiables.

Existen algunas reglas para verificar la consistencia de los datos obtenidos:

- * S_{omax} debe ser igual a $1-S_{wi}$.
- * K_{rw} @ $S_w=0$, debe ser cero.
- * K_{rg} @ $S_g=0$, debe ser cero.
- * K_{ro} @ $S_o=0$, debe ser cero.
- * K_{rg} @ $S_o=0$, debe ser cero.

La Kro se determina mediante la ecuación 56:

$$K_{ro} = S_{on}^4 \quad \text{Ecuación 56}$$

Por su parte la saturación de petróleo normalizado (S_{on}) se determina mediante la ecuación 57:

$$S_{on} = \frac{(S_o - S_{or})}{(1 - S_{wi} - S_{or})} \quad \text{Ecuación 57}$$

De igual manera se determina la saturación de agua normalizada (S_{wn}), ecuación 58:

$$S_{wn} = \frac{(S_w - S_{wi})}{(1 - S_{wi} - S_{or})} \quad \text{Ecuación 58}$$

Para determinar la permeabilidad relativa del agua se hace uso de la ecuación 59:

$$K_{rw} = K_{rw(\text{pto final})} S_{wn}^{N_w} \quad \text{Ecuación 59}$$

Esta ecuación no se puede usar directamente ya que el K_{rw} en el punto final utilizado en la ecuación anterior viene suministrado de los datos de desplazamiento y puede no ser el verdadero punto final, por lo que se debe extender la curva para obtener el punto final.

3. MODELO DE PETROFACIES (METODOLOGÍA DE INYECCIÓN DE MERCURIO)

3.1 Inventario de las muestras:

Se dispone de 15 muestras de dos pozos a las cuales se realizó la prueba de permeabilidad relativa, como se encuentra en la Tabla III- 3, con su profundidad, porosidad y permeabilidad.

Tabla III- 3: Inventario de las pruebas de inyección de mercurio.

Pozo	Muestra	Profundidad	Porosidad (fracción)	Permeabilidad mD
M-1	6	1003'	0.35	0.438
	14	1114'3"	0.31	3.564
	23	1188'5"	0.39	2.901
	32	1221'5"	0.27	2.613
	40	1255'5"	0.32	1.968

Pozo	Muestra	Profundidad	Porosidad (fracción)	Permeabilidad mD
M-2	1	913'8"	0.36	0.406
	16	960'8"	0.39	1.513
	31	980'6"	0.34	3.855
	51	1025'	0.30	0.106
	68	1062'3"	0.32	2.444
	80	1087'3"	0.32	5.067
	95	1109'4"	0.31	4.814
	108	1144'5"	0.28	0.937
	120	1158'5"	0.29	1.078
	133	1177'6"	0.29	0.319

3.2 Del sistema mercurio-aire al sistema de los fluidos presentes en el yacimiento

Los sistemas de fluidos utilizados en estas técnicas pueden ser aire-agua, petróleo-agua, aire-mercurio o aire-petróleo. Sin embargo, los datos generados mediante estas técnicas no pueden ser comparados unos con otros directamente o con las condiciones del reservorio. Es por ello que se pueden convertir las mediciones hechas en el laboratorio a escalas de presión estándar (P_{CHg}), presión de reservorio y tamaño del radio de garganta.

Para transformar se debe conocer el sistema en el cual se tomaron las muestras en el yacimiento, en este caso el sistema de fluidos presentes en el yacimiento era agua-

petróleo, para lograr la transformación se realiza a través de la relación de capilar de los fluidos mediante la Ecuación 60.

$$\frac{P_{c1}}{P_{c2}} = \frac{\sigma_1 \cos \theta_1}{\sigma_2 \cos \theta_2} \quad \text{Ecuación 60}$$

Ya existen valores predeterminados para el uso de la ecuación 60 los cuales se muestran en la Tabla III- 4:

Tabla III- 4: conversiones para el sistema Mercurio-Aire y Gas-Aire.

Sistema Mercurio-Aire (Laboratorio)	Sistema Petróleo- Agua (Yacimiento)
$\theta_1=140^\circ$	$\theta_2=30^\circ$
$\sigma_1=480$ dinas/cm	$\sigma_2= 30$ dinas/cm

3.3 Convencional

Consiste en realizar una curva teniendo los valores de saturación de mercurio para cada punto de presión que fue sometida la muestra, graficando la saturación de mercurio en el eje de las abscisas y la presión capilar en el eje de las ordenadas, con el fin de determinar las unidades de flujo que están presentes en el sistema.

3.4 Incremental

Se realiza para obtener un mejor estudio de la calidad de la roca, ya que con el estudio convencional no se observa con exactitud la presencia de diferentes sistemas, se obtiene el grafico con el volumen incremental normalizado (*volumen incremental normalized*) y el diámetro de garganta de poro (*pore throat diameter*) para cada paso de presión.

- ✓ **Volumen incremental:** Se consigue en primer lugar la saturación de mercurio inicial mediante la diferencia de la saturación en ese punto de presión y la

saturación en el punto de presión anterior, luego para obtener el volumen incremental se multiplica la saturación de mercurio inicial para cada presión por la porosidad de la muestra.

- ✓ **Volumen incremental normalizado:** Se debe buscar el valor más alto del volumen incremental, luego de hallarlo se divide para cada paso de presión el volumen incremental entre ese valor encontrado para así obtener el volumen incremental normalizado.
- ✓ **Gráfico Incremental:** Después de obtener los valores del volumen incremental normalizado se grafica esos valores versus el diámetro de garganta de poro.
- ✓ **Efecto de llenado (*Closure*):** Para poder corregir este efecto se debe aplicar lo siguiente:
 - * Se obtiene el volumen sumado, con el volumen incremental se va sumando para cada paso de presión.
 - * Volumen sumado sin efecto, en el grafico incremental se debe determinar hasta qué punto desde la entrada llegó el efecto, luego se deben restar a los valores posteriores de volumen sumado.
 - * Se calcula un nuevo volumen inicial con el volumen sumado sin efecto.
 - * Finalmente se calcula un nuevo volumen inicial normalizado, buscando el valor más alto del volumen inicial, luego de hallarlo se divide para cada paso de presión el volumen inicial entre ese valor encontrado para así obtener el nuevo volumen inicial normalizado.
- ✓ **Partición de sistemas:** se realiza analizando cada grafico del análisis incremental por separado y luego juntos para obtener o delimitar los sistemas que están presentes en la formación. Para poder delimitar se tienen los siguientes rangos:
 - * Megaporoso: Unidades de flujo que tienen un tamaño de garganta de poro >10 micrones.

- * Macroporoso: Unidades de flujo con un tamaño de garganta de poro entre 2,5 y 10 micrones.
- * Mesoporoso: Unidades de flujo con un tamaño de garganta de poro menores, entre 0,5 y 2,5 micrones.
- * Microporoso: Unidades de flujo con un tamaño de garganta de poro entre 0,1 y 0,5 micrones, son de interés como sellos potenciales.
- * Nanoporoso: Unidades de flujo que poseen menor tamaño de garganta de poro, <0.1 micrones

3.5 Método R vs R:

Se basa en la gráfica de los valores del radio saturado de garganta de poro característico obtenido mediante las ecuaciones versus los radios de garganta de poro característico obtenidos por el método convencional, esto con la finalidad de obtener el radio característico predominante en la prueba.

- ✓ **Obtención del radio de garganta de poro:** Se realiza utilizando las ecuaciones planteadas de Winland y Pittman(1992), según Winland el sistema poroso efectivo que domina el flujo a través de una roca corresponde a una saturación de mercurio de 35%. Después de que el 35% del espacio poroso está lleno con la fase que no humedece, el espacio poroso restante no contribuye al flujo sino al almacenaje, por su parte Pittman extendió el trabajo de Winland y obtuvo los radios de garganta que domina el flujo de forma gráfica, asegurando que corresponde al ápice de la hipérbola en un gráfico de saturación de mercurio y la presión capilar en función de la saturación de mercurio, es decir, para distintos valores de radio, están creadas para saturaciones de mercurio que van cada 5% desde 10% hasta 75%, estos valores fueron predeterminados para el análisis de las muestras.

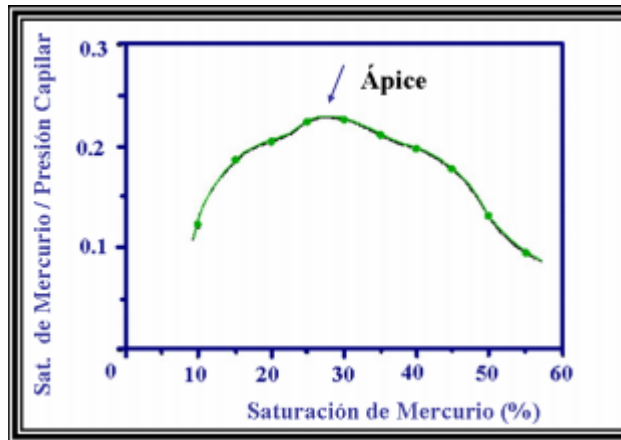


Figura III- 3: Gráfico de Saturación de mercurio/ Presión capilar vs. Saturación de mercurio. El ápice de la hipérbola determina el radio de domina el flujo ($\approx r_{30}$). Pittman (1992).

La ecuación planteada por Winland:

$$\text{Log} (R35) = 0,732 + 0,588 \times (K) - 0,864 \times \text{Log} (\Phi) \quad \text{Ecuación 61}$$

Donde:

Φ : Porosidad (%).

K: Permeabilidad (mD).

R35: Radio de garganta de poro a una saturación de mercurio del 35% (micrones).

Las ecuaciones planteadas por Pittman fueron las siguientes:

$$\text{Log} (R10) = 0,459 + 0,500 \times (K) - 0,385 \times \text{Log} (\Phi) \quad \text{Ecuación 62}$$

$$\text{Log} (R15) = 0,333 + 0,509 \times (K) - 0,344 \times \text{Log} (\Phi) \quad \text{Ecuación 63}$$

$$\text{Log} (R20) = 0,218 + 0,519 \times (K) - 0,303 \times \text{Log} (\Phi) \quad \text{Ecuación 64}$$

$$\text{Log} (R25) = 0,204 + 0,531 \times (K) - 0,350 \times \text{Log} (\Phi) \quad \text{Ecuación 65}$$

$$\text{Log} (R30) = 0,215 + 0,547 \times (K) - 0,420 \times \text{Log} (\Phi) \quad \text{Ecuación 66}$$

$$\text{Log} (R35) = 0,255 + 0,565 \times (K) - 0,523 \times \text{Log} (\Phi) \quad \text{Ecuación 67}$$

$$\text{Log} (R40) = 0,360 + 0,582 \times (K) - 0,680 \times \text{Log} (\Phi) \quad \text{Ecuación 68}$$

$$\text{Log} (R45) = 0,609 + 0,608 \times (K) - 0,974 \times \text{Log} (\Phi) \quad \text{Ecuación 69}$$

$$\text{Log}(R50) = 0,778 + 0,626 \times (K) - 1,205 \times \text{Log}(\Phi) \quad \text{Ecuación 70}$$

$$\text{Log}(R55) = 0,948 + 0,632 \times (K) - 1,426 \times \text{Log}(\Phi) \quad \text{Ecuación 71}$$

$$\text{Log}(R60) = 1,096 + 0,648 \times (K) - 1,666 \times \text{Log}(\Phi) \quad \text{Ecuación 72}$$

$$\text{Log}(R65) = 1,372 + 0,643 \times (K) - 1,979 \times \text{Log}(\Phi) \quad \text{Ecuación 73}$$

$$\text{Log}(R70) = 1,664 + 0,627 \times (K) - 2,314 \times \text{Log}(\Phi) \quad \text{Ecuación 74}$$

$$\text{Log}(R75) = 1,880 + 0,609 \times (K) - 2,626 \times \text{Log}(\Phi) \quad \text{Ecuación 75}$$

Donde:

Φ : Porosidad (%).

K: Permeabilidad (mD).

Para los porcentajes más bajos de saturación (10-35) la porosidad no es estadísticamente significativa.

- ✓ **Gráfico R versus R:** Luego de obtener el radio característico de garganta de poro por las ecuaciones de ambos modelos, se grafica versus el radio leído de la gráfica convencional, es decir para cada porcentaje de saturación se busca en la gráfica la presión capilar correspondiente y mediante la ecuación 15 se despeja el radio característico.

3.6 Método uno por uno (*one by one*):

A partir del rango de saturación de mercurio que se asocia al rango de garganta de poro que domina al flujo, se determina, para cada muestra, los correspondientes valores de presión capilar a la saturación de interés.

Calcular los radios de garganta de poro, utilizar la ecuación 15 y se efectúan los cálculos a partir de la presión capilar obtenida del gráfico convencional.

Utilizando las ecuaciones de Winland y Pittman para diferentes niveles de saturación de mercurio establecidos, se calculan los valores de radio de garganta de poros a partir de los datos de porosidad y permeabilidad de núcleo.

El objetivo es obtener el radio característico que predomina en la formación, mediante la tendencia que mejor se aproxime a la línea recta $y=x$.

3.7 Método de Ápice:

Consiste en graficar en escala lineal la saturación de mercurio entre la presión capilar versus el porcentaje de espacio poroso saturado con mercurio, con el fin de obtener la saturación característica en el punto máximo del ápice

3.8 Gráficos de propiedades versus parámetros finales:

Luego de obtener todos los parámetros, se grafica cada uno en función de las propiedades físicas $\Phi, K, K/\Phi$, con el objetivo de determinar el comportamiento de las Petrofacies de la formación, así como también definir los parámetros característicos predominantes en el área.

4. MODELO DE PRESIÓN CAPILAR

4.1 Inventario de las muestras

Se dispone de 15 muestras de dos pozos a las cuales se realizó la prueba de presión capilar por centrífuga, como se encuentra en la Tabla III- 5, con su profundidad, porosidad y permeabilidad.

Tabla III- 5: Inventario de las pruebas de presión capilar por centrífuga.

Pozo	Muestra	Profundidad	Porosidad (fracción)	Permeabilidad mD
M-1	1	1009'4"	0.416	1.868
	2	1116'5"	0.374	7.594
	3	1194'11"	0.395	6.545
	4	1224'	0.400	16.325

Pozo	Muestra	Profundidad	Porosidad (fracción)	Permeabilidad mD
M-1	5	1257'3"	0.343	9.252
	6	932'11"	0.395	0.370
M-2	7	963'6"	0.401	2.059
	8	983'7"	0.373	10.813
	9	1046'6"	0.378	0.452
	70	1074'4"	0.408	1.023
	82	1090'4"	0.371	5.841
	98	1113'6"	0.381	11.918
	111	1147'6"	0.367	0.216
	124	1166'5"	0.345	0.346
	136	1180'7"	0.391	7.141

4.2 Transformación del sistema mercurio-aire al sistema de los fluidos presentes en el yacimiento

Para transformar se debe conocer el sistema en el cual se tomaron las muestras en el yacimiento, en este caso el sistema de fluidos presentes en el yacimiento era agua-gas, para lograr la transformación se realiza a través de la relación de capilar de los fluidos mediante la ecuación 76

$$\frac{P_{c1}}{P_{c2}} = \frac{\sigma_1 \cos \theta_1}{\sigma_2 \cos \theta_2} \quad \text{Ecuación 76}$$

De la misma forma que se realizó para el modelo de Petrofacies.

4.3 Análisis convencional

Consiste en realizar una curva teniendo los valores de saturación de agua para cada punto de presión que fue sometida la muestra, graficando la saturación de agua en el eje de las abscisas y la presión capilar entre el sistema gas-agua en el eje de las ordenadas, con el fin de determinar el sistema poroso de cada muestra.

4.4 Análisis incremental

Se realiza para obtener un mejor estudio acerca del sistema, se obtiene el gráfico con el volumen de agua incremental normalizado (*volumen incremental normalized*) y el diámetro de garganta de poro (*pore throat diameter*) para cada paso de presión.

- ✓ **Volumen de agua incremental:** Se consigue en primer lugar la saturación de volumen inicial mediante la diferencia de la saturación en ese punto de presión y la saturación en el punto de presión anterior, luego para obtener el volumen incremental se multiplica la saturación de agua inicial para cada presión por la porosidad de la muestra.
- ✓ **Volumen incremental normalizado:** Se debe buscar el valor más alto del volumen incremental, luego de hallarlo se divide para cada paso de presión el volumen incremental entre ese valor encontrado para así obtener el volumen incremental normalizado.
- ✓ **Gráfico Incremental:** Después de obtener los valores del volumen incremental normalizado se grafica esos valores versus el diámetro de garganta de poro, este diámetro se obtiene a través de la relación de presiones capilares si el laboratorio no suministro los datos de radio o diámetro de garganta de poro, se utiliza la ecuación 77.

$$P_c = \frac{2\sigma \cos\theta}{r} = \frac{4\sigma \cos\theta}{d} \quad \text{Ecuación 77}$$

Donde:

P_c =Presión Capilar (Capillary Pressure)[Psia]

σ =Tensión Interfacial (Interphase Tension)[dynes/cm]

d =Diámetro del Capilar (Capillary Diameter)[micron]

4.5 Validación del método:

Para validar la prueba de presión capilar por centrifuga, se deben aplicar tres criterios para obtener la mejor aproximación o ajuste entre la curva convencional y las curvas obtenidas aplicando las tres ecuaciones planteadas por Leverett, Thomeer y Brooks que aparecen en la Tabla III- 6.

Tabla III- 6: Ecuaciones de saturación, criterios de Leverett, Thomeer y Brooks.

<p>Ecuacion de Leverett</p> <p>Funcion-J</p>	$j_i = 0,2166 \frac{\text{Presión Capilar}}{\sigma \cos(\theta)} \sqrt{\frac{\text{Permeabilidad}}{\text{Porosidad}}}$ $S_w = A \exp^{-B j_i} + C$
<p>Ecuación de Thomeer</p>	$S_w = S_{w_\infty} + (1 - S_{w_\infty})(1 - \exp^x$ $x = \frac{-G}{\log\left(\frac{\text{Presión Capilar}}{\text{Presión Entrada}}\right)}$
<p>Ecuación de Brooks</p>	$S_w = S_{w_\infty} + (1 - S_{w_\infty}) \left(\frac{\text{Presión Entrada}}{\text{Presión Capilar}}\right)^{1/n}$

Luego de obtener las saturaciones aplicando los criterios, se grafica la saturación de agua en el eje de las abscisas y la presión capilar en el eje de las ordenadas, se realizaran sobre el gráfico convencional (relación de los métodos), para realizar iteraciones de los parámetros de cada ecuación con el fin de ajustar las curvas de los criterios a la curva convencional que es la base de datos de la prueba de presión capilar por centrifuga, para el criterio de Leverett los parámetros a ajustar son A, B y

C, para el caso de Thomeer son G y la presión de entrada y para el criterio de Brooks se debe aplicar para la presión de entrada y n, esto se realiza con el objetivo de determinar la calidad de la roca.

4.6 Gráficos de propiedades versus parámetros finales:

Luego de obtener todos los parámetros, se grafica cada uno en función de las propiedades físicas $\Phi, K, K/\Phi$, con el objetivo de determinar cuál es el criterio que más se ajusta al área de estudio.

4.7 Determinación de la altura de capilar (h):

Se procede a convertir los valores de presión capilar promedio a condiciones de yacimiento en altura (h). Para este caso se utiliza la ecuación 78, la cual relaciona la saturación de agua, la tensión interfacial del sistema, el ángulo de contacto, las densidades de los fluidos, la permeabilidad y porosidad promedio de la roca y una constante de conversión:

$$h = \frac{144Pc}{\Delta\rho} \quad \text{Ecuación 78}$$

4.8 Saturación de agua irreducible:

Se determina la relación existente entre la saturación de agua irreducible y el radio de garganta característico obtenido anteriormente por el método de R vs. R.

Se grafica la saturación versus el radio de garganta característico y se obtiene la ecuación de la curva que más se ajusta.

4.9 Unidades de flujo:

Amaefule y colaboradores propusieron una técnica práctica para determinar y caracterizar las unidades de flujo hidráulico dentro de facies geológicas del yacimiento.

Consiste en definir tres parámetros petrofísicos compuestos que son: el índice de calidad del yacimiento (RQI), índice de porosidad normalizada (Φ_z o PHIZ) e indicador de zona de flujo (FZI).

Mediante la ecuación 16 se determina el RQI, que relaciona la permeabilidad absoluta con la porosidad efectiva de la zona a analizar, los cuales son obtenidos por medio del análisis de muestras de núcleo en el laboratorio.

Luego se determina la porosidad normalizada (Φ_z), que representa la relación entre el volumen de poros y el volumen de sólidos, mediante la ecuación 17.

En escala log-log se grafica RQI versus Φ_z , se toman todos los puntos con valores que tiendan o se acerquen a una línea recta con pendiente unitaria, el término de indicador de flujo (FZI) puede determinarse a partir de la intersección de la ordenada al origen de esta línea con pendiente unitaria, o sea el valor de $\Phi_z=1$, los cuales son los parámetros necesarios para establecer la unidad de flujo hidráulica

II PROPIEDADES PETROFÍSICAS A PARTIR DE LOS REGISTROS ELÉCTRICOS

5. MODELO DE ARCILLOSIDAD

Para determinar el volumen de arcilla presente mediante la ecuación 79, se determina primero el volumen de arcilla por el registro Gamma Ray y posteriormente el volumen de arcilla por el método Densidad-Neutrón, aplicando la ecuación se determinó el volumen de arcilla:

$$V_{sh} = A * V_{sh} - GR + B * V_{sh} - DN \quad \text{Ecuación 79}$$

Donde los valores más comunes de los parámetros A y B utilizados para faja son:

$$A=0.3$$

$$B=0.7$$

6. MODELO DE POROSIDAD

Luego de determinar el volumen de arcilla se calculará la porosidad total y efectiva de la roca de formación mediante mediciones indirectas a partir de la relación de la densidad, se deben definir los parámetros básicos para la utilización de la ecuación 31

que son la densidad de la matriz y la densidad de la arcilla a través del crossplot de densidad (RHOB) versus neutrón (NPHI) de la formación.

Luego de determinar estos parámetros se debe llenar la tabla necesaria para definir las curvas de porosidad total y efectiva.

Se comparan los datos de núcleos en función de las curvas generadas, se realiza la calibración con un crossplot de PHI generado versus el PHI de núcleo, estos puntos deben ajustarse o estar más próximo a la línea recta $y=x$.

Se debe generar una tendencia para obtener la ecuación que modela la curva mediante la realización de un crossplot del comportamiento de PHI de núcleo y el generado mediante el volumen de arcilla.

7. MODELO DE SATURACION

Ahora se realiza el estudio del comportamiento de los fluidos, la saturación del agua según Archie no es una relación lineal sino potencial, pero no se tomó en cuenta el factor de arcilla para esta ecuación, por lo tanto se realizaron más estudios para incluir este factor, la ecuación posterior es la de Indonesia. Para emplear estas ecuaciones se deben definir los parámetros básicos que son el exponente de saturación (n), el factor de cementación (m) y el factor de tortuosidad (a) mediante las propiedades eléctricas de núcleo, y el R_w se obtiene por los análisis físico-químico o gráficamente por el gráfico de Picket, el cual está basado en el logaritmo de Archie. Los puntos de saturación constante son graficados en una línea recta con pendiente negativa. Las zonas de agua, son definidas en las líneas más bajas de la gráfica. La resistividad del agua R_w de los puntos, se ubica sobre la línea de $S_w=1$.

Luego se realiza la calibración mediante la saturación de registro versus la saturación obtenida por el análisis roca/fluido del modelo de presión capilar, el método que mejor se aproxime es el indicado.

8. MODELO DE PERMEABILIDAD

Para determinar la permeabilidad se realizó un crossplot de la permeabilidad del núcleo versus el volumen de arcilla del cual se obtuvo una ecuación, debido a que las ecuaciones teóricas no modelan el comportamiento de esta formación, de donde se obtuvo la porosidad efectiva del modelo de porosidad y la saturación de agua del modelo de saturación.

Luego se generó una calibración de los datos de la permeabilidad obtenida a través del núcleo versus la permeabilidad generada.

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS DE RESULTADOS

I MODELO ROCA/FLUIDO

1. MODELO DE COMPRESIBILIDAD

1.1 Presión de yacimiento:

Se realiza para determinar el rango de presiones del yacimiento de la histórica de producción del yacimiento, en la Figura IV- 1 se muestra como la tendencia va disminuyendo de manera lineal consiguiéndose dos gradientes de presiones en la formación, una vez determinada la tendencia se definen la presiones iniciales y finales a emplear para determinar la compresibilidad del yacimiento.

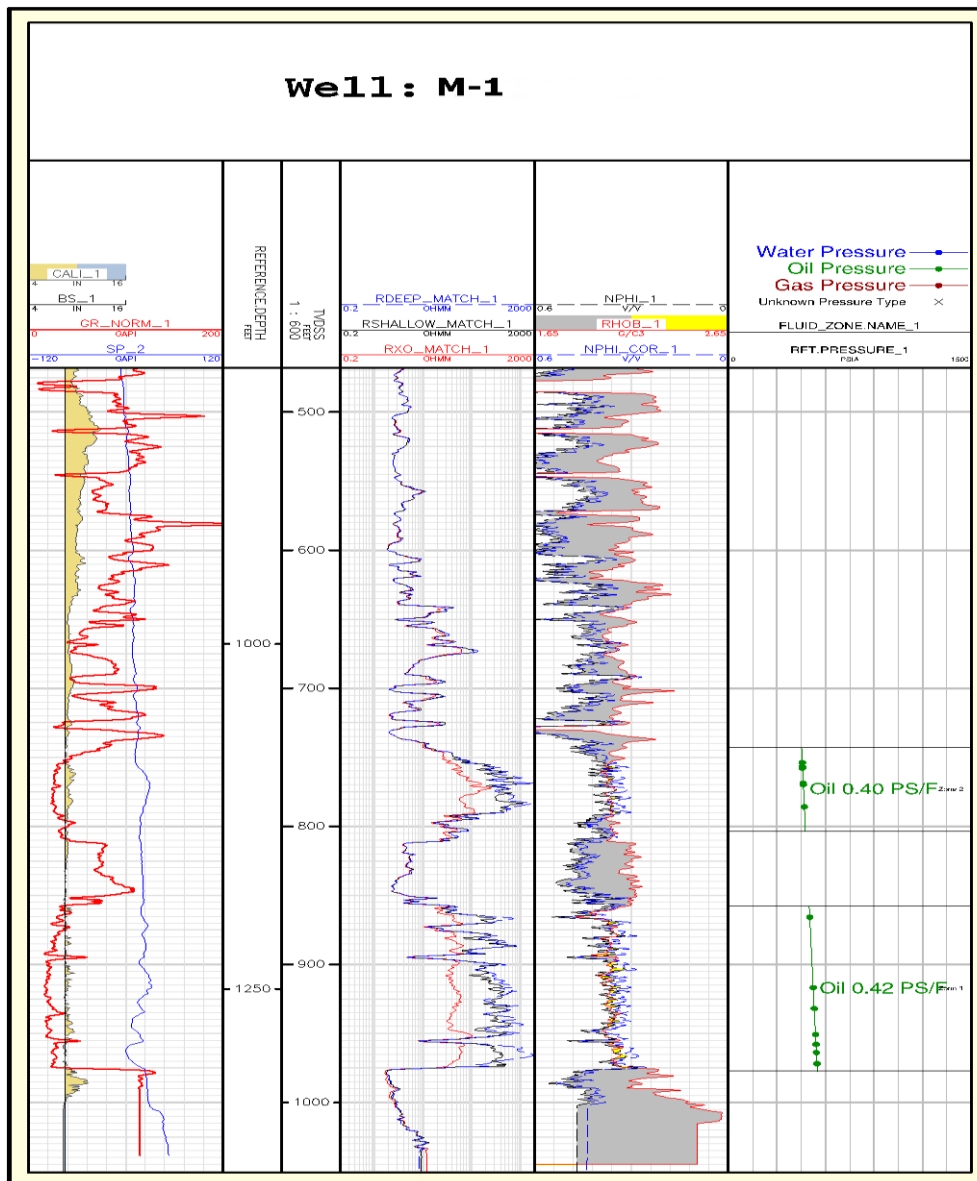


Figura IV- 1: Registro de presiones.

1.1 Gráfico de la variación del volumen poroso

Se presenta la variación de la porosidad versus la presión de sobrecarga efectiva en la Figura IV- 2, donde se observan las presiones iniciales y finales de la prueba para así determinar la porosidad inicial y final de la muestra, en la tabla IV-1 se muestran los resultados obtenidos de las porosidades, para las presiones iniciales y finales.

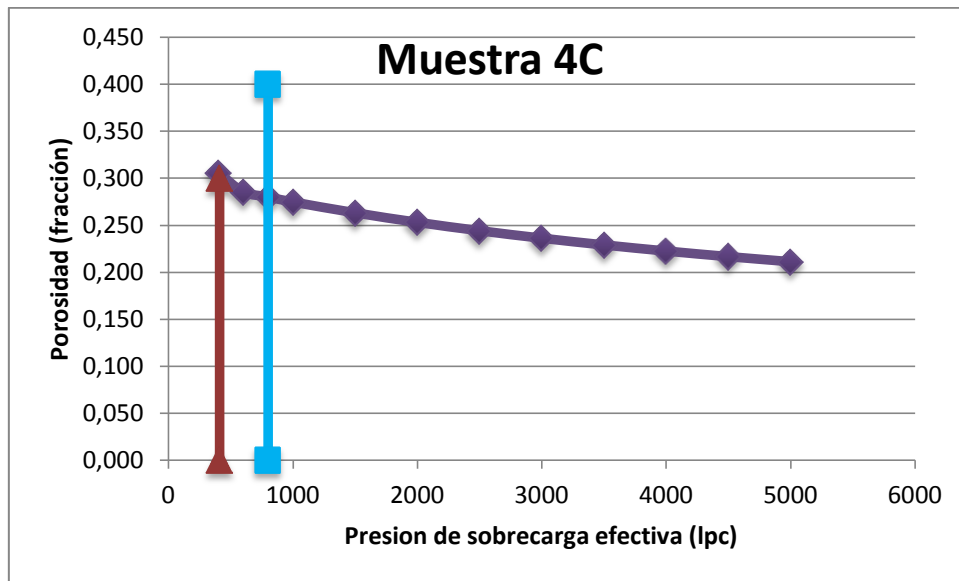


Figura IV- 2: Porosidad versus presión de sobrecarga efectiva.

Tabla IV- 1: Resultados de las porosidades de las porosidades para cada muestra.

Muestra	Porosidad inicial (fracción)	Porosidad final (fracción)
1C	0,374	0,353
2C	0,342	0,327
3C	0,351	0,336
4C	0,306	0,28
5C	0,352	0,317
6C	0,39	0,35
7C	0,386	0,363
8C	0,299	0,286

Muestra	Porosidad inicial (fracción)	Porosidad final (fracción)
9C	0,293	0,276
10C	0,356	0,332
11C	0,271	0,247
12C	0,35	0,329
13C	0,303	0,29
14C	0,376	0,356
15C	0,343	0,322
16C	0,329	0,308

1.2 Cálculo de la compresibilidad

Los resultados de compresibilidad obtenidos para cada muestra se encuentran en la Tabla IV- 1, donde se encuentra la compresibilidad en función de la variación del volumen de poro, llevada a valores representativos de las condiciones de yacimiento, carga uniaxial, siguiendo los factores de conversión de 0.61 para la relación de Poisson de 3.0 propuesta por Teeuw en su publicación: “Prediction of Formation Compaction from Laboratory Compresibility Data”, TRANS AIME, 1971

En la Figura IV- 3 se muestran las compresibilidades hidrostáticas y Uniaxial versus la presión de sobrecarga efectiva determinadas para la muestra 4C.

Tabla IV- 2: Resultados de la compresibilidad.

Pozo	Muestra	Compresibilidad Hidrostática (1/pc)	Compresibilidad Uniaxial (1/pc)
M-3	1C	1,43E-04	8,70E-05
	2C	1,28E-04	7,82E-05
	3C	1,34E-04	8,16E-05
	4C	1,47E-04	8,96E-05
	5C	1,45E-04	8,84E-05
	6C	1,87E-04	1,14E-04
	7C	1,59E-04	9,72E-05
	8C	1,40E-04	8,53E-05
	9C	1,35E-04	8,22E-05
	10C	1,47E-04	8,96E-05
	11C	1,28E-04	7,79E-05
	12C	9,61E-05	5,86E-05
	13C	1,14E-04	6,93E-05
	14C	9,79E-05	5,97E-05
	15C	1,51E-04	9,21E-05
	16C	1,07E-04	6,53E-05

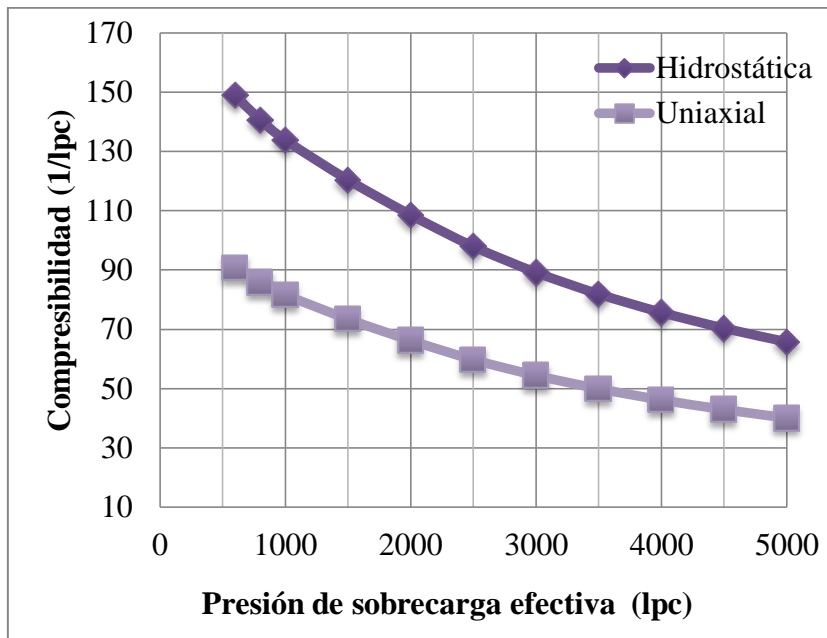


Figura IV- 3: Compresibilidad Hidrostática y Uniaxial versus la presión de sobrecarga efectiva.

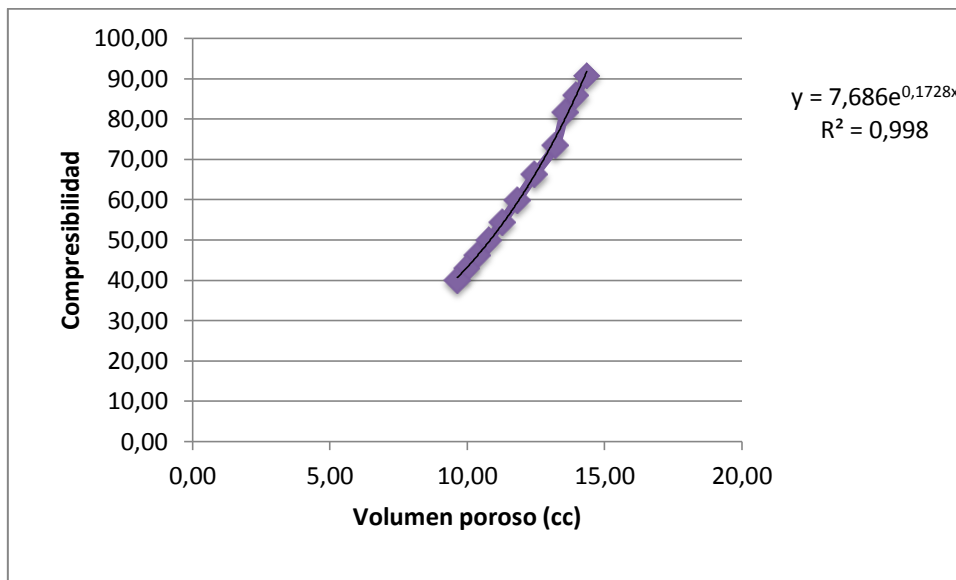


Figura IV- 4: Relación de la compresibilidad con el volumen poroso.

1.3 Relación de la compresibilidad con el tipo de roca

En la Tabla IV- 3 se muestran los parámetros petrofísicos de las muestras utilizados para hallar la correlación de la compresibilidad.

A medida que aumentan las propiedades (porosidad y permeabilidad) se observa una disminución en la compresibilidad como se observa en la Figura IV- 5, demostrando lo que aparece en la teoría, por tanto para una roca con mayor porosidad y permeabilidad es menor el esfuerzo requerido para comprimirlo. Los datos se ajustaron a una curva potencial para la porosidad, permeabilidad y permeabilidad/porosidad.

Los datos que mejor se ajustaron fueron los de permeabilidad por lo tanto se empleara esta propiedad para correlacionar la compresibilidad del yacimiento.

Tabla IV- 3: Propiedades petrofísicas utilizadas.

Muestra	Φ (fracción)	K (md)	K/ Φ
1C	0,374	13398	35823,5294
2C	0,342	9340	27309,9415
3C	0,351	4255	12122,5071
4C	0,306	232	758,169935
5C	0,352	790	2244,31818
6C	0,39	648	1661,53846
7C	0,386	806	2088,0829
8C	0,299	3089	10331,1037
9C	0,293	4668	15931,7406
10C	0,356	160	449,438202

11C	0,271	1084	4000
12C	0,35	3697	10562,8571
13C	0,303	12948	42732,6733
14C	0,376	8046	21398,9362
15C	0,343	17727	51682,2157
16C	0,329	4150	12613,9818

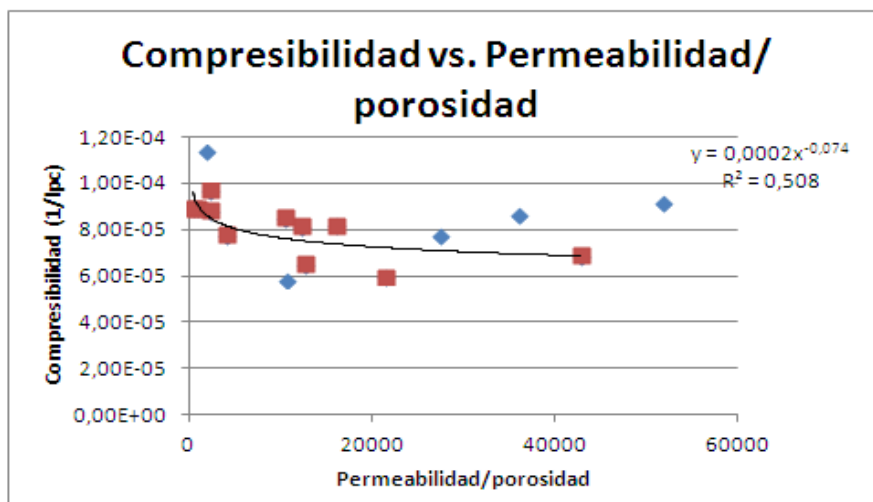
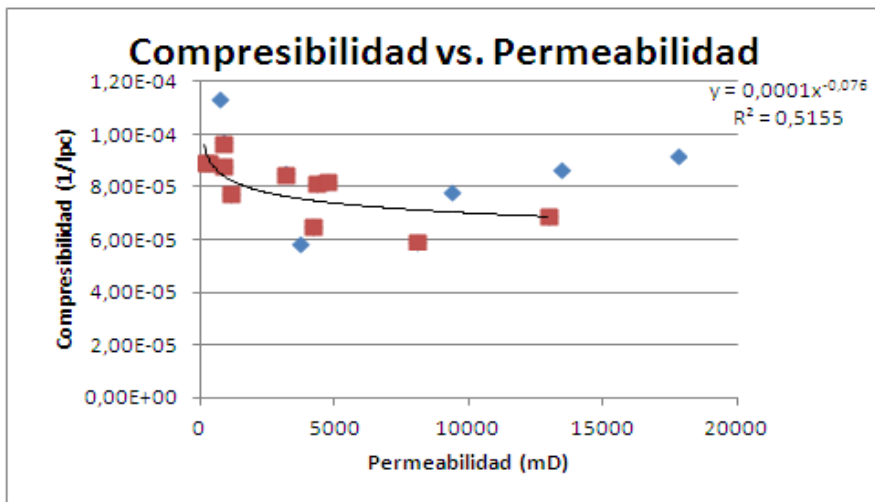
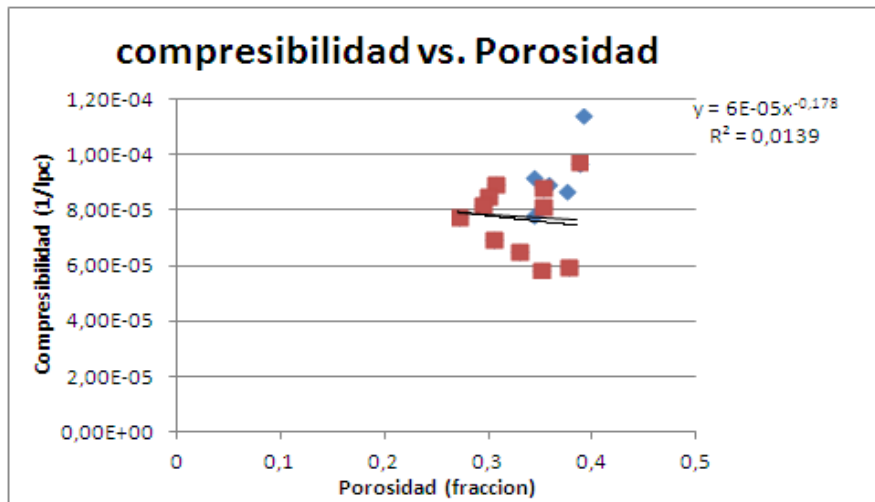


Figura IV- 5: Compresibilidad versus las propiedades petrofísicas de la roca.

Regresión obtenida de la gráfica para estimar la compresibilidad:

$$\mathbf{Compresibilidad} = \frac{\mathbf{0.0001}}{\mathbf{Permeabilidad^{0.076}}} \quad \text{Ecuación 80}$$

2. MODELO DE PERMEABILIDAD RELATIVA

Se realiza para ajustar los parámetros de la ecuación de Corey Brooks a los datos experimentales. Se graficaron los parámetros petrofísicos (porosidad, permeabilidad y permeabilidad/porosidad) en función de los valores de la ecuación de Corey Brooks. Se obtienen las curvas que cumplen con los requerimientos mínimos para que se consideren validas.

2.1 Estimación de los parámetros de la ecuación de Corey Brooks:

Para el caso de Agua-Petróleo se determinan el exponente de Corey al agua (N_w), el exponente de Corey al petróleo (N_o), permeabilidad relativa (K_{ro}) en el punto de saturación residual de petróleo (S_{or}), permeabilidad relativa (K_{rw}) en el punto de saturación irreducible de agua (S_{wi}) y la saturación residual de petróleo (S_{or}).

Se realizó el gráfico de cada parámetro versus las propiedades petrofísicas (porosidad, permeabilidad y permeabilidad/porosidad) con el fin de obtener con cual propiedad tiene mejor correlación, para este caso el mejor ajuste lo tuvo con la relación de permeabilidad/porosidad.

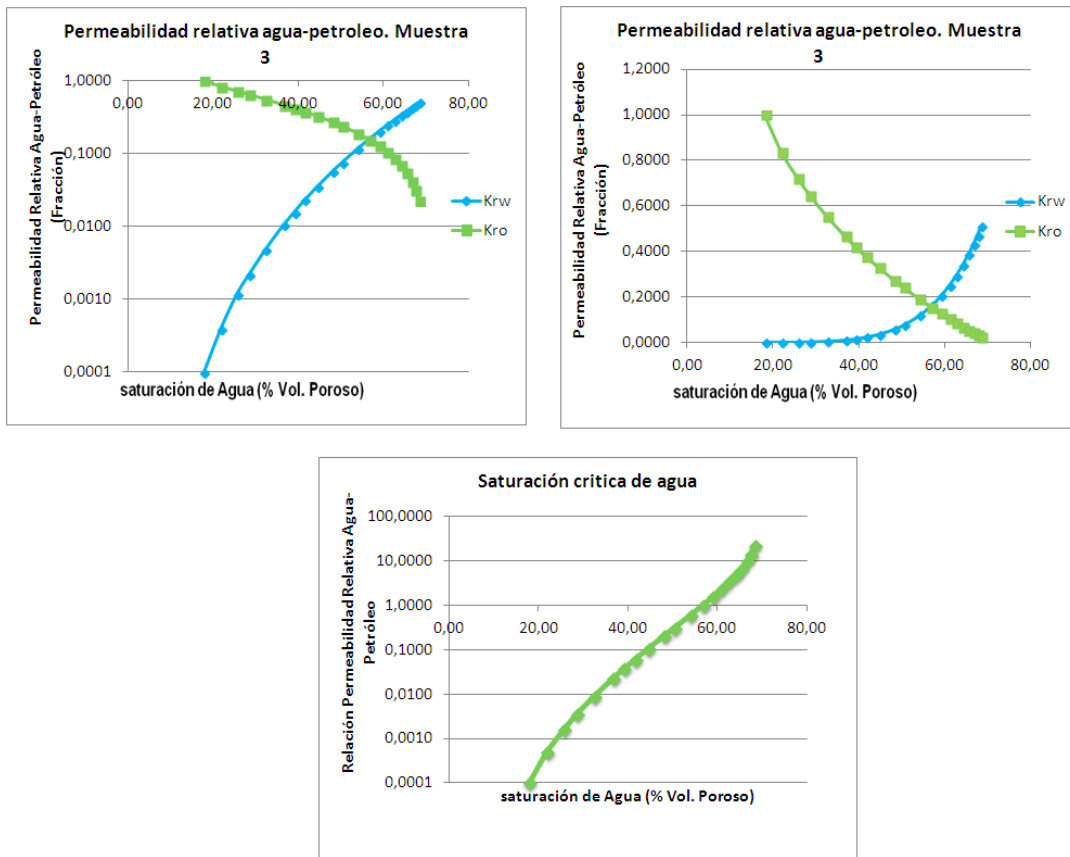


Figura IV- 6: Estimación de los parámetros de aproximación de la ecuación Corey Brooks.

En la Tabla IV- 4 se encuentran las muestras con estado según su validación de las curvas de permeabilidad relativa como Si (válido) y No (no válido).

Tabla IV- 4: Inventario de pruebas según su validación de la curva de permeabilidad relativa.

Pozo	Muestra	Validación
M-1	3	Si
	10	Si
	21	Si
	35	Si

Pozo	Muestra	Validación
M-1	49	Si
M-2	4	Si
	21	Si
	35	Si
	50	Si
	64	Si
	77	Si

Todas las curvas de permeabilidad relativa de las muestras cumplieron con los requerimientos mínimos para considerarse como válidas

Para un sistema agua-petróleo se obtuvieron las siguientes relaciones:

$$K_{ro} = K_{ro}'(S_{on})^{No} \quad \text{Ecuación 81}$$

$$K_{rw} = K_{rw}'(S_{wn})^{Nw} \quad \text{Ecuación 82}$$

$$S_{on} = \frac{(1-S_w-S_{or})}{(1-S_{wi}-S_{or})} \quad \text{Ecuación 83}$$

$$S_{wn} = \frac{(S_w-S_{wi})}{(1-S_{wi}-S_{or})} \quad \text{Ecuación 84}$$

Donde S_{or} , K_{rw}' y K_{ro}' provienen de las aproximaciones de los gráficos:

$$S_{or} = 0.00001 * \left(\frac{\text{Permeabilidad absoluta}}{\text{Porosidad}} \right) + 0.2388 \quad \text{Ecuación 85}$$

$$K_{rw}' = 0.00002 * \left(\frac{\text{Permeabilidad absoluta}}{\text{Porosidad}} \right) + 0.2216 \quad \text{Ecuación 86}$$

$$K_{ro}' = 1 \quad \text{Ecuación 87}$$

3. MODELO DE PETROFACIES (METODOLOGÍA DE INYECCIÓN DE MERCURIO)

3.1 Del sistema mercurio-aire al sistema de los fluidos presentes en el yacimiento:

Se realiza la transformación usando la ecuación 60, para obtener los valores de las presiones de los fluidos presentes en el yacimiento (Agua- Petróleo), en la Tabla IV-5 se encuentran los valores suministrados por el laboratorio y los datos de transformación realizada al sistema presente en la formación.

Tabla IV- 5: Resultados las primeras 12 filas de la metodología de Inyección de Mercurio de la muestra 6.

Presión de Inyección (lpc)	Saturación de Mercurio (fracción)	Diámetro de garganta de poro (micrones)	Presión inyección Petróleo-Agua (lpc)
1.67	0.000	129	0.1182
1.86	0.000	116	0.1316
2.08	0.000	104	0.1472
2.16	0.000	99.6	0.1528
2.38	0.000	90.6	0.1684

Presión de Inyección (lpc)	Saturación de Mercurio (fracción)	Diámetro de garganta de poro (micrones)	Presión inyección Gas-Agua (lpc)
2.66	0.037	81.1	0.1882
2.87	0.091	75.1	0.2031
3.16	0.191	68.3	0.2236
3.37	0.264	63.9	0.2384
3.75	0.357	57.5	0.2653
4.06	0.426	53.1	0.2873
4.45	0.493	48.4	0.3148

3.1 Análisis convencional

Se realizó el gráfico de la presión de inyección del sistema Petróleo-Agua versus la saturación de mercurio a la cual fue sometida la muestra, la curva resultante se encuentra en la Figura IV- 7, se observa que a medida que la presión disminuye la fracción de la saturación de mercurio disminuye.

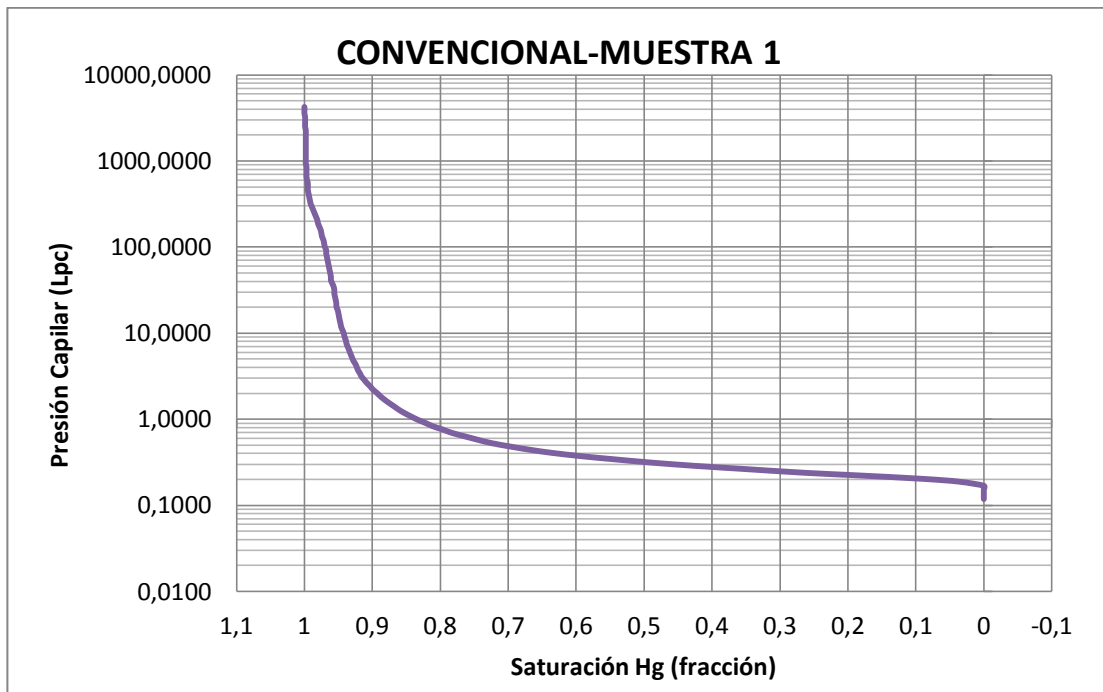


Figura IV- 7: Convencional perteneciente a la muestra 1 del pozo M-1.

3.2 Análisis Incremental

Se realiza para observar con exactitud la presencia de diferentes sistemas mediante el gráfico del volumen incremental normalizado versus el diámetro de garganta de poro.

- ✓ **Volumen incremental:** Se obtiene la saturación de mercurio inicial (SH_{gi}) mediante la diferencia entre la saturación en el punto de presión menos la saturación en el punto de presión anterior, después de obtenido estos valores se procede a determinar el volumen incremental de mercurio (V_{Hg} Incremental) multiplicando la saturación inicial de mercurio por la porosidad de la muestra en estudio, luego se procede a determinar el volumen incremental normalizado (V_{Hg} Incremental Normalizado), se consigue el valor más alto del volumen incremental y para cada paso de presión se divide el volumen de mercurio incremental entre dicho valor, las primeras 12 filas de los valores de saturación inicial, volumen incremental de mercurio y volumen incremental de mercurio normalizado se muestran en la Tabla IV- 6.

Tabla IV- 6: Las primeras 12 filas de los resultados de la metodología de Inyección de Mercurio para la muestra 1.

SHgi (fracción)	VHg Incremental	VHg Incremental Normalizado
0.000	0.0000	0.000
0.000	0.0000	0.000
0.000	0.0000	0.000
0.000	0.0000	0.000
0.000	0.0000	0.000
0.037	0.0125	0.370
0.054	0.0183	0.540
0.100	0.0339	1.000
0.073	0.0247	0.730
0.093	0.0315	0.930
0.069	0.0234	0.690
0.067	0.0227	0.670

- ✓ **Gráfico incremental:** después de obtener los valores de volumen de mercurio incremental normalizado se procede a graficar versus el diámetro de garganta de poro, en micrones, el cual fue suministrado por el laboratorio y se encuentra en la Tabla IV- 5, el gráfico obtenido se encuentra en la Figura IV- 8.

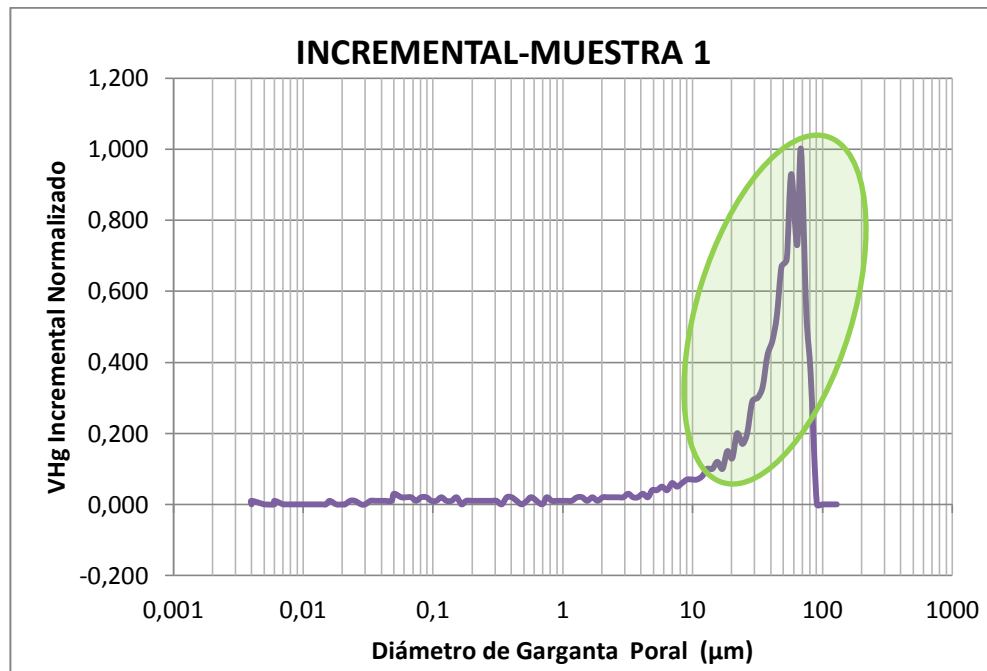


Figura IV- 8: Incremental perteneciente a la muestra 1 del pozo M-1.

Se observó un incremento del volumen en la zona un tamaño de garganta de poro grande (ovalado verde) lo que indica que el tipo de roca es megaporosa (>10 micrones).

Todas las muestras presentaron un comportamiento similar al mostrado (aumento del volumen en la zona de diámetro de garganta de poro grande) por lo tanto no se requiere hacer una partición del sistema.

3.3 Método R vs. R

Luego de obtener los radios de garganta de poro mediante las ecuaciones de los modelos de Winland y Pittman se proceden a graficar estos valores calculados versus el radio determinado utilizando los valores de presión capilar las diferentes saturaciones leídas de la gráfica convencional de la muestra, para cada punto de saturación se obtuvo un determinado valor de radio de garganta de poro y la gráfica resultante se muestra en la Figura IV- 9.

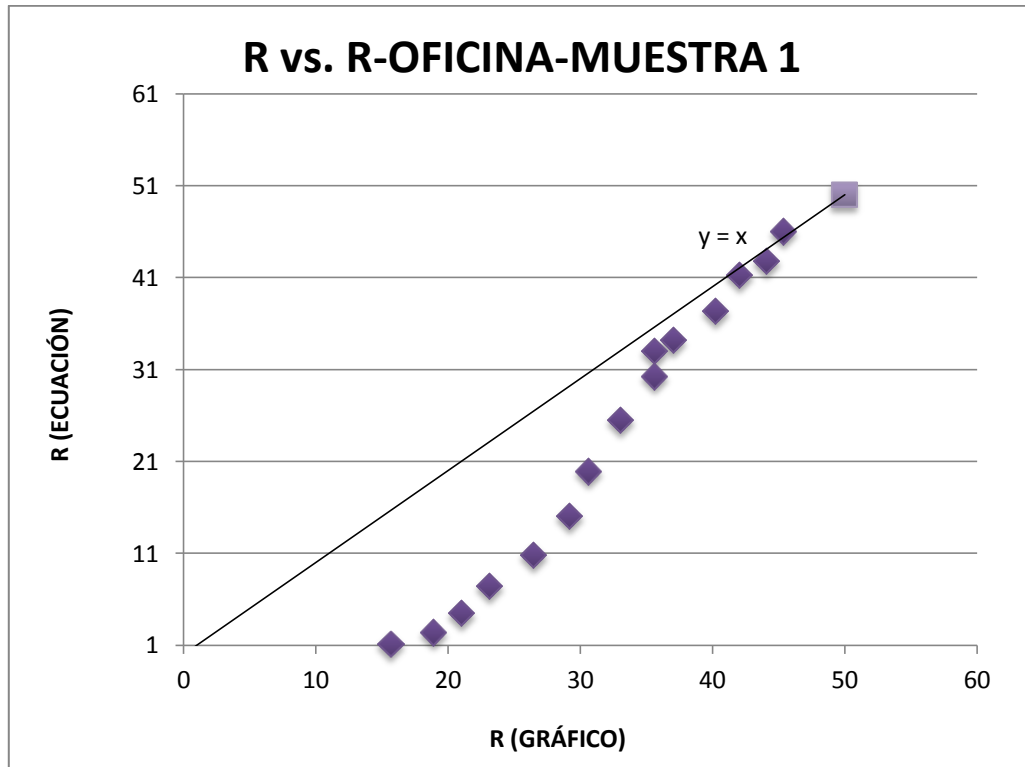


Figura IV- 9: R vs. R perteneciente a la muestra 1 y la recta $y=x$.

Todos los valores siguen una secuencia, pero se determina mediante la recta $y=x$ el valor del radio característico, el cual es el que más se ajusta a esta recta, para la muestra 1 perteneciente al pozo M-1 el radio característico (R_c) aproximado es 10% de la saturación de mercurio.

3.4 Método uno por uno (*one by one*)

Luego de obtener los radios de garganta de poro mediante las ecuaciones de teóricas de Winland y Pittman se realizaron unos gráficos versus el radio asociado al gráfico de la curva convencional, para cada porcentaje (%) de saturación de mercurio está asociado un radio característico, se puede observar para un R de 15% de saturación de mercurio en la Figura IV- 10 y para la cual se obtuvo un mejor ajuste fue con una saturación de 45% de mercurio como se muestra en la Figura IV- 11.

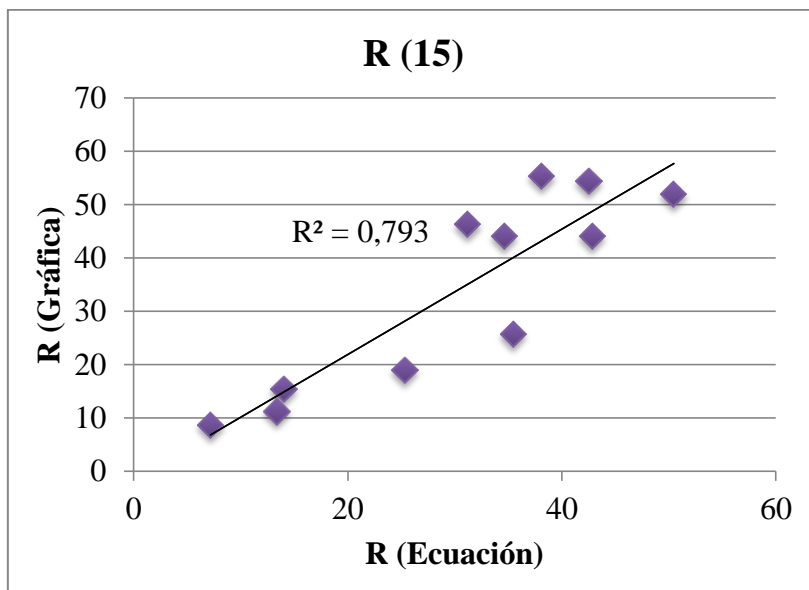


Figura IV- 10: Método uno por uno con un R (15) para todas las muestras estudiadas.

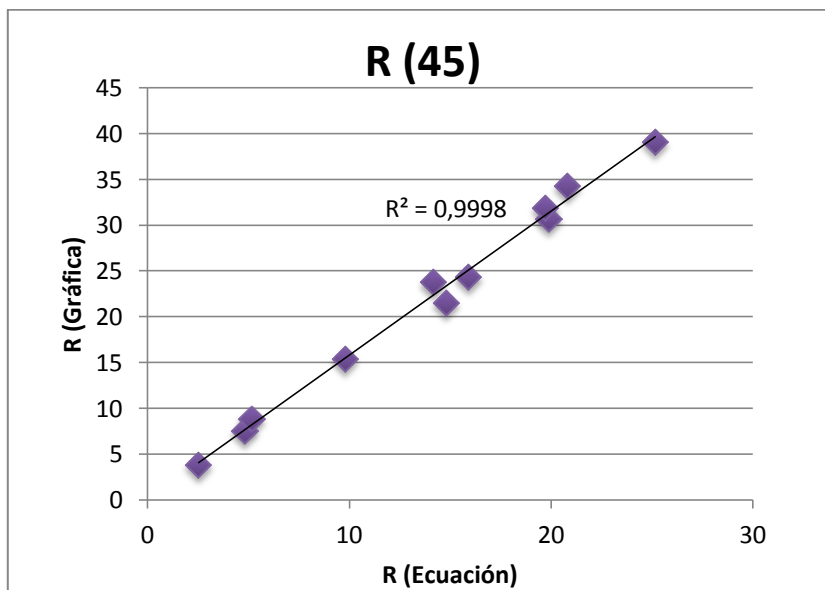


Figura IV- 11: Método uno por uno con un R (45) para todas las muestras estudiadas, este es el R de mejor ajuste.

3.5 Método del ápice:

Se realiza el gráfico de la saturación de mercurio entre la presión capilar a la cual fue sometida la muestra versus la saturación de mercurio y el resultado para la muestra 1 se muestra en la Figura IV- 12.

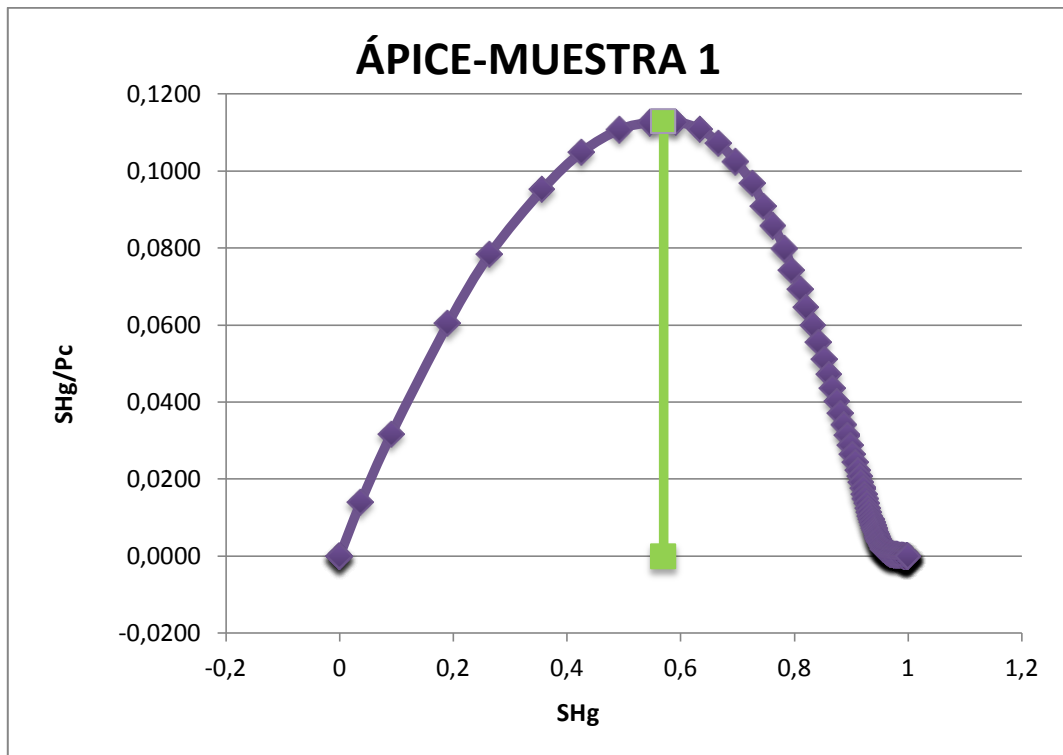


Figura IV- 12: Método de ápice de la muestra 1, la línea verde indica la saturación característica para esta muestra.

En la Figura IV- 12 se observa que el valor de saturación de mercurio característica para el método de ápice de la muestra 1 es aproximadamente 57%, es decir para cada una de las muestras se determino el punto más alto de la curva (ápice) y ese es el valor de saturación característico.

3.6 Gráfico de las propiedades versus los parámetros finales:

Se procede a graficar cada parámetro característico obtenido versus las propiedades petrofísicas de porosidad, permeabilidad y permeabilidad entre porosidad, los resultados se muestran en las Figura IV- 13, Figura IV- 14 y Figura IV- 15.

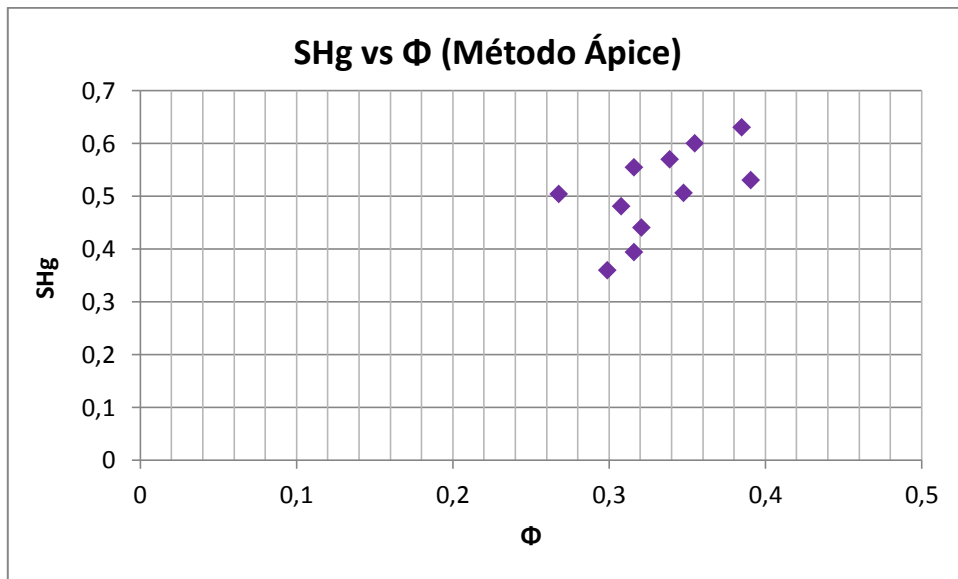


Figura IV- 13: Saturación de mercurio característica de las muestras versus la porosidad.

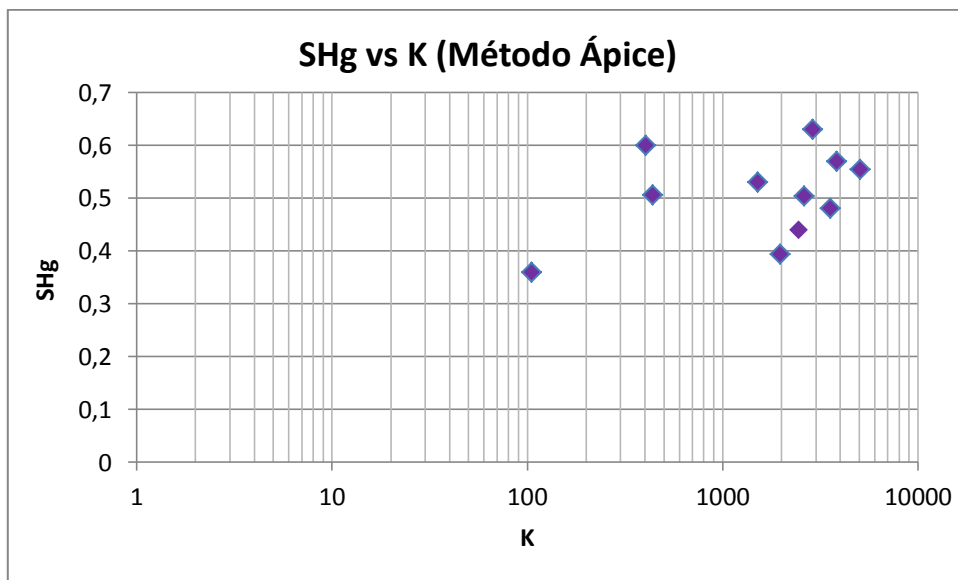


Figura IV- 14: Saturación de mercurio característica de las muestras versus la permeabilidad.

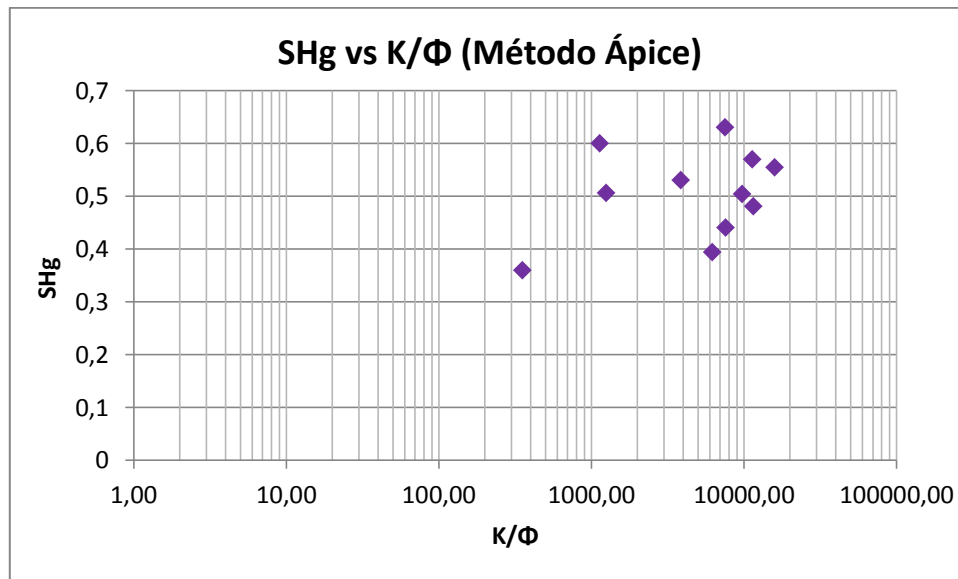


Figura IV- 15: Saturación de mercurio característica de las muestras versus la permeabilidad/porosidad.

En cuanto a los análisis incrementales, se puede concluir que existen tres sistemas de poros principales por el método del ápice, donde:

- ✓ Sistema Poral Primario: Ofrece un característico en saturación de mercurio promedio de 58%. Corresponde al de mayor tamaño de garganta poral, por ende es el que infiere el carácter de flujo de la roca. Este sistema es ocurrente hacia el tope de la secuencia estratigráfica clásica en estudio.
- ✓ Sistema Poral Intermedio: ofrece una capacidad de almacenamiento aproximado de 45% del espacio poroso con una capacidad de flujo intermedia. Está presente en toda la columna de la Formación en estudio.
- ✓ Sistema Poral Terciario: 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.

Pero por el método de R vs. R se determina que el radio de garganta de poro característico para esta formación es determinado con una saturación de mercurio de 45%, el cual es el de la mejor regresión lineal.

4. MODELO DE PRESION CAPÍLAR

4.1. Transformación del sistema mercurio-aire al sistema de los fluidos presentes en el yacimiento

Haciendo uso de la ecuación 76 se obtuvieron los valores de las presiones de los fluidos presentes en el yacimiento, los datos de la muestra 2 se encuentran en la Tabla IV- 7, tiene porosidad 0.416 (fracción), permeabilidad 1868 mD a una profundidad de 1009.4 pies.

Tabla IV- 7: Prueba de presión capilar por centrifuga muestra 2.

Presión (lpc)	Saturación de agua (fracción)
104.40	0.09
60.20	0.11
30.00	0.13
16.00	0.17
10.20	0.19
5.50	0.25
3.50	0.30
2.20	0.39
0.90	0.49
0.00	1.00

4.2. Análisis convencional:

Se realizó el gráfico convencional entre la presión capilar del sistema y la saturación de agua, como se muestra en la Figura IV- 16.

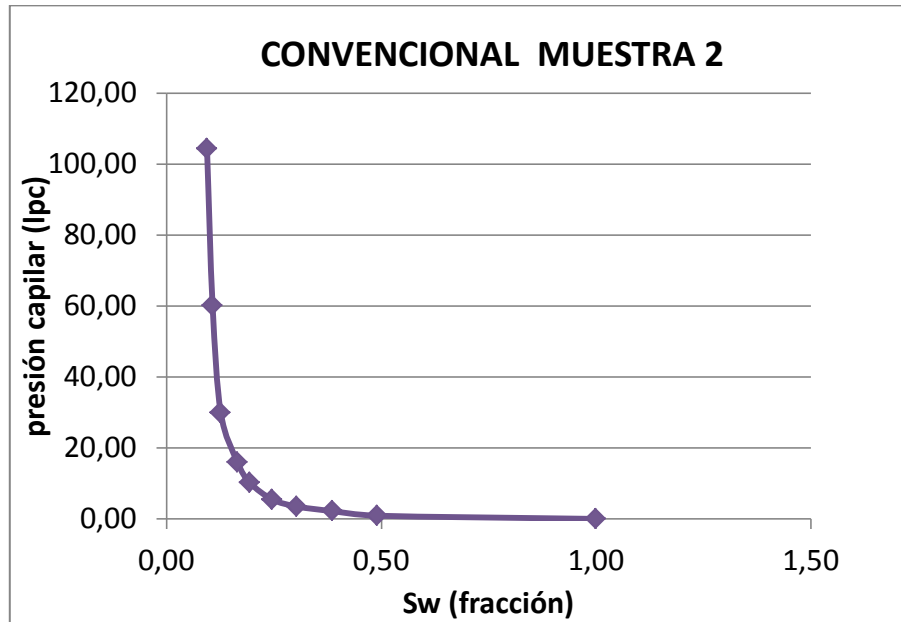


Figura IV- 16: Gráfico convencional de la muestra 2.

4.3. Análisis incremental

Para obtener un mejor estudio acerca del sistema, se obtiene el gráfico con el volumen de agua incremental normalizado (*volumen incremental normalized*) y el diámetro de garganta de poro (*pore throat diameter*) para cada paso de presión

En primer lugar se obtiene el volumen de agua incremental, se calcula lo siguiente:

- ✓ **Saturación de agua inicial:** Se obtuvo mediante la diferencia entre la saturación actual y la saturación en el punto de presión anterior como se muestra en la Tabla IV- 8 .

Tabla IV- 8: Saturación de agua inicial de la muestra 2.

Saturación de agua inicial (fracción)
0.094
0.013
0.019
0.039
0.029
0.052
0.057
0.083
0.105
0.509

- ✓ **Volumen de agua incremental:** Luego de obtener la saturación inicial, se multiplica por la porosidad en fracción de la muestra (0.416 para la muestra 2) como se encuentra en la Tabla IV- 9.

Tabla IV- 9: Volumen de agua incremental muestra 2.

Volumen de agua incremental (fracción)
0.035
0.005
0.007
0.015
0.011
0.019
0.021
0.031
0.039
0.190

- ✓ **Volumen de agua incremental normalizado:** luego de obtener el volumen incremental se consigue el valor más alto y cada valor de ese volumen se divide entre ese valor para así obtener el volumen incremental normalizado mostrado en la Tabla IV- 10.

Tabla IV- 10: Volumen incremental de agua normalizado perteneciente a la muestra 2.

Volumen de agua incremental normalizado (fracción)
0.185
0.026
0.037
0.077
0.057
0.102
0.112
0.163
0.206
1.000

- ✓ **Gráfico incremental:** Luego de obtener el volumen de agua incremental normalizado se procede a graficar versus el diámetro de garganta de poro como se muestra en Figura IV- 17.

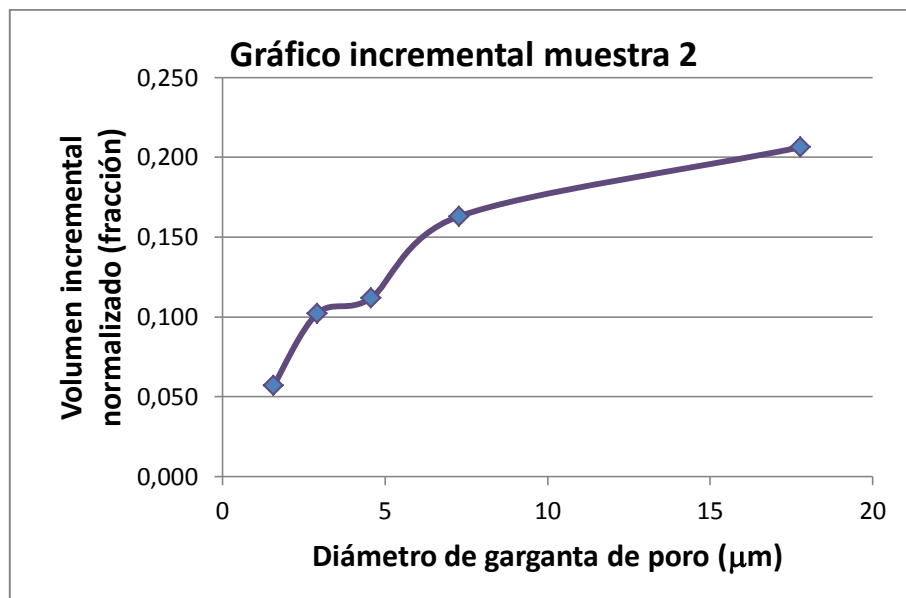


Figura IV- 17: Incremental de la muestra 2.

Se observa un aumento a medida que incrementa el volumen de agua normalizado en función del diámetro de garganta de poro.

- ✓ **Validación del método mediante la aplicación de los criterios de Leverett, Thomeer y Brooks:** Se realiza con la finalidad de determinar las variación de la presión capilar, para el caso de Leverett se utilizaron los datos de permeabilidad y porosidad de la muestra (Tabla III- 5), para los casos de Thomeer y Brooks se utilizaron la presión capilar. Se aplicaron las ecuaciones presentes en la Tabla III- 6 luego se comienza las iteraciones (no contabilizadas) de los parámetros con la finalidad de obtener el mejor ajuste de las curvas de los tres criterio a la curva convencional el resultante se encuentra en la Figura IV- 18. Para la muestra 2 los resultados de los parámetros hallados en la iteración y el cálculo de la saturación mediante la aplicación de los criterios se encuentran en la Tabla IV- 11.

En el apéndice A se encuentran las curvas de validación para las otras muestras.

Tabla IV- 11: Resultados del proceso iterativo para la muestra 2.

Muestra	Leverett			Thomeer	Brooks		
2	A	B	C	G	Presión de entrada	Presión de entrada	N
	0.9	0.19	0.11	0.22	0.85	0.9	1.8

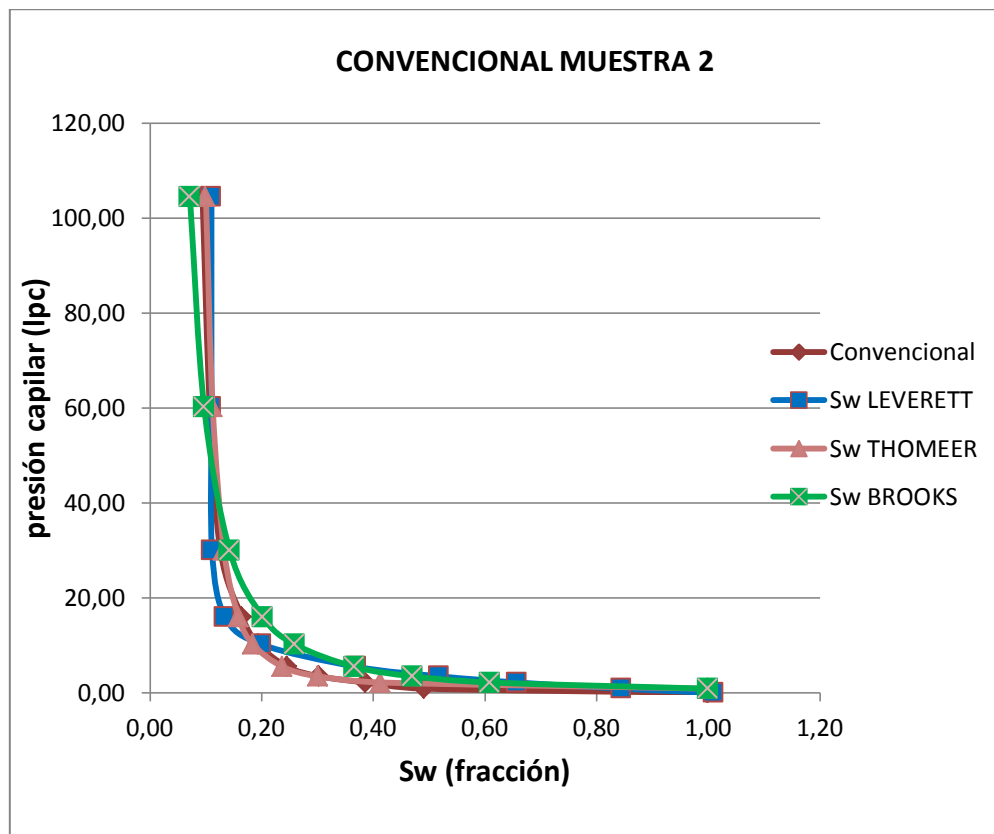


Figura IV- 18: Curva convencional y resultante de los tres criterios de la muestra 2.

Tabla IV- 12: Resultados de la aplicación del método Leverett a la muestra 2.

Sw mediante el método de Leverett (fracción)
0.110
0.110
0.111
0.134
0.200
0.370
0.518
0.658
0.845
1.010

Tabla IV- 13: Resultados de la aplicación del método Thomeer a la muestra 2.

Sw mediante el método de Thomeer (fracción)
0.100
0.112
0.133

Sw mediante el método de Thomeer (fracción)
0.159
0.185
0.238
0.301
0.413
1

Tabla IV- 14: Resultados de la aplicación del método Brooks a la muestra 2.

Sw mediante el método de Brooks (fracción)
0.071
0.097
0.143
0.202
0.260
0.366
0.470

Sw mediante el método de Brooks (fracción)
0.609
1

Las aproximaciones de los coeficientes obtenidos dan muy buenos resultados, los parámetros de los tres criterios hallados mediante la iteración son graficados en función de las propiedades petrofísicas $\Phi, K, K/\Phi$ y los resultados se muestran en las Figura IV- 19, Figura IV- 20 y Figura IV- 21, donde los puntos que se encuentran fuera de la tendencia están encerrados en un círculo.

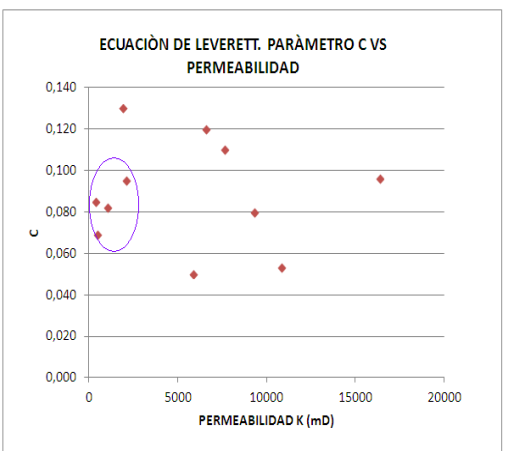
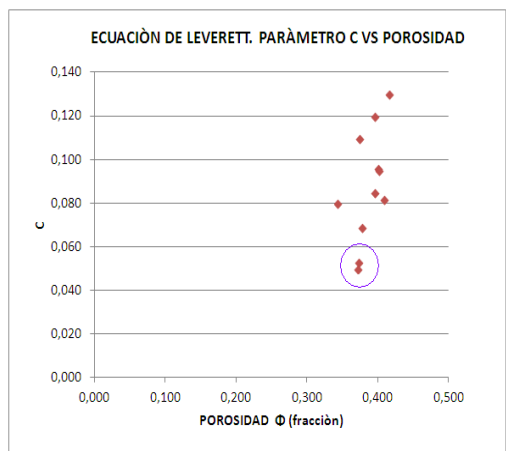
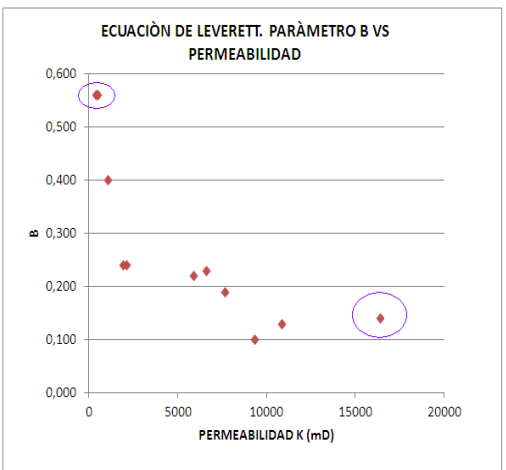
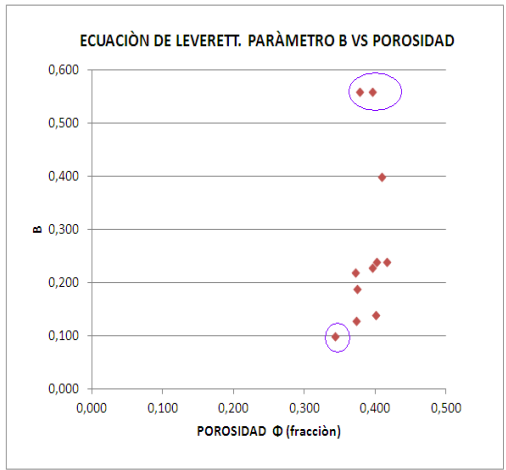
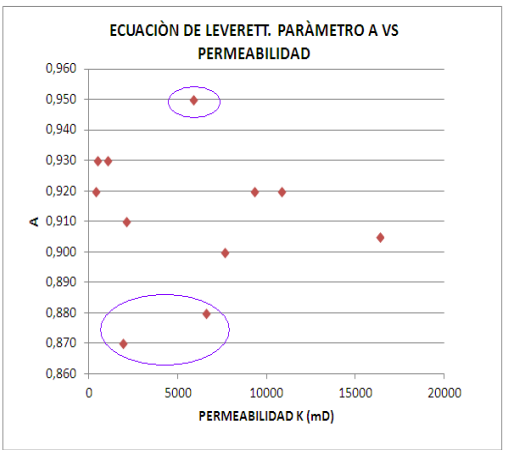
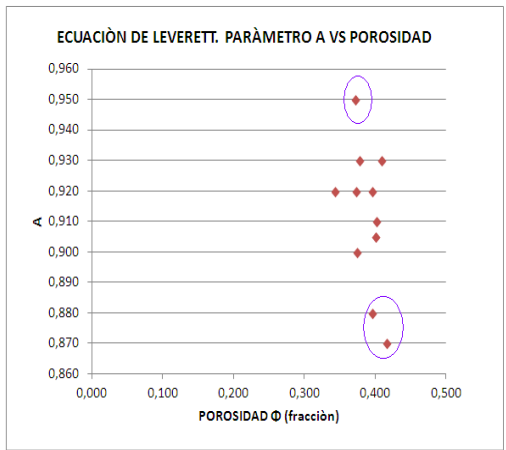


Figura IV- 19: Coeficientes de de la ecuaciòn Leverett (A, B y C) versus las propiedades petrofísicas (porosidad y permeabilidad).

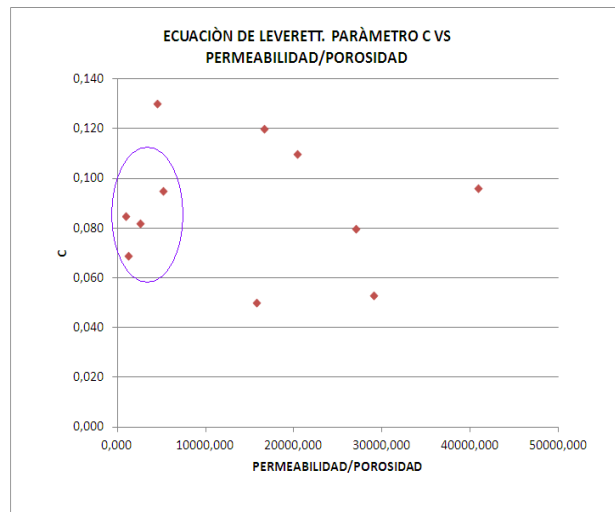
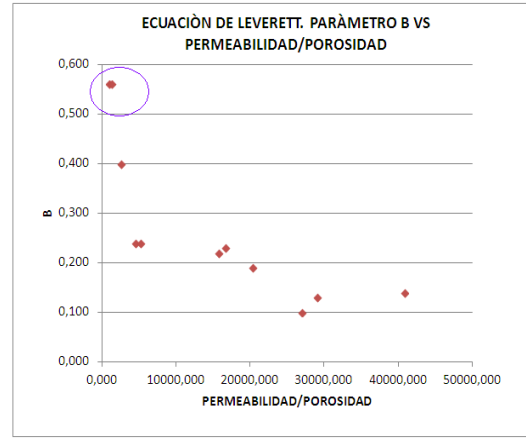
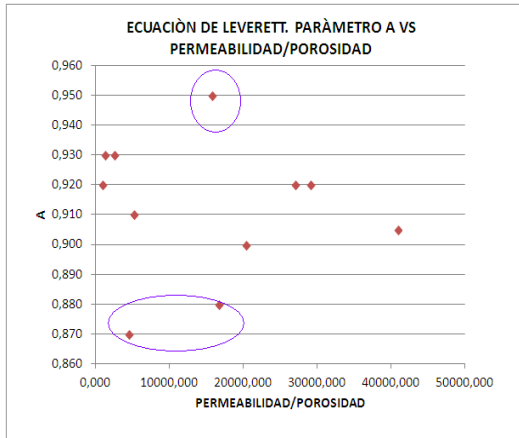


Figura IV- 20: Coeficientes de la ecuación de Leverett (A, B y C) versus las propiedades petrofísicas de la roca (Permeabilidad/ Porosidad).

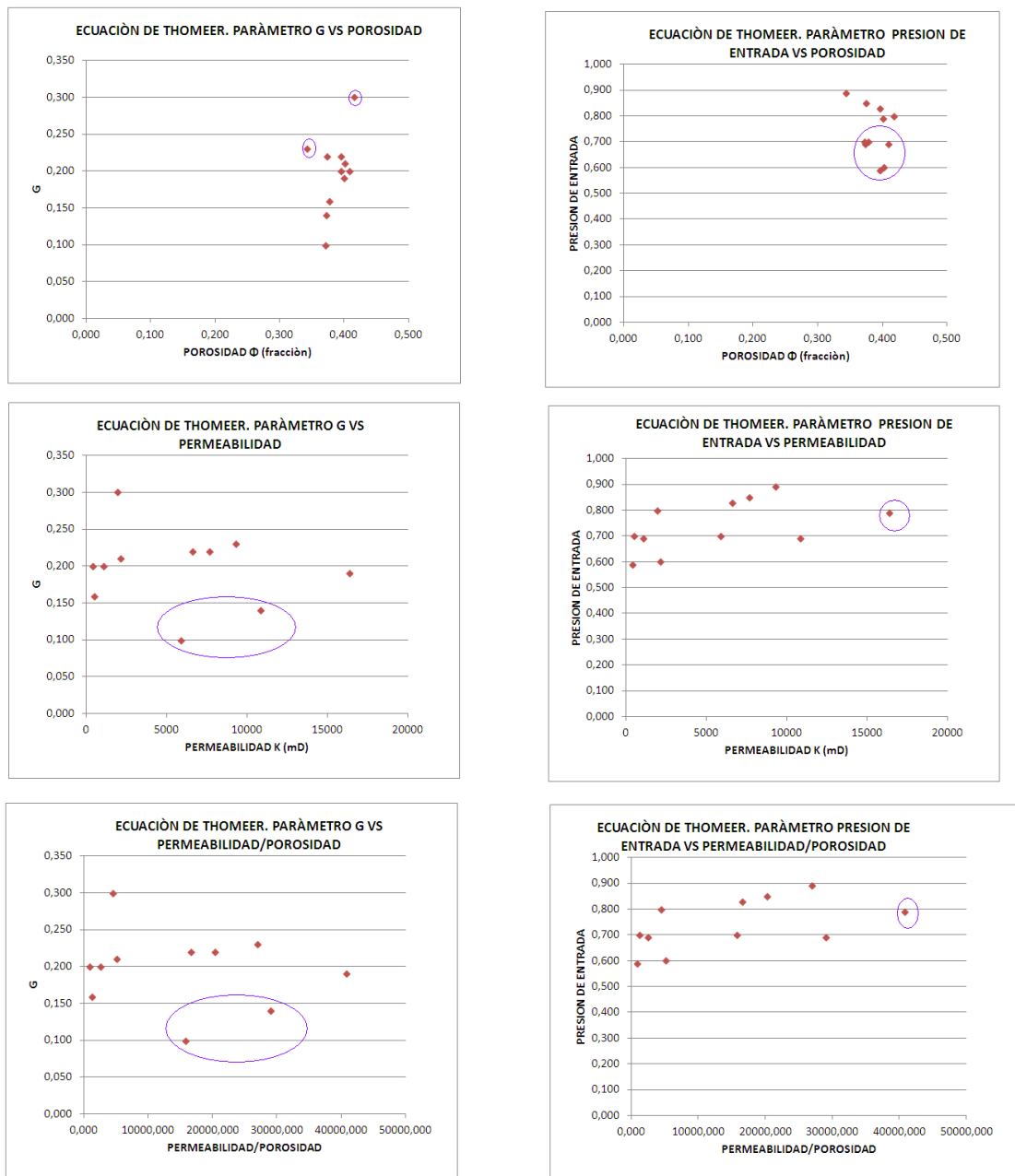


Figura IV- 21: Coeficientes de la ecuación Thomeer (G y Presión de entrada) versus las propiedades petrofísicas (porosidad, permeabilidad y relación permeabilidad/ porosidad).

Los criterios de Leverett y Thomeer tuvieron un ajuste similar para la curva convencional, para obtener una ecuación que describa los parámetros, se descartaron los puntos que se alejaban de la tendencia y se obtuvieron las siguientes ecuaciones:

Para Thomeer:

- ✓ Estimación del parámetro G:

$$G = 0.000001 * \left(\frac{\text{Permeabilidad}}{\text{Porosidad}} \right) + 0.200028 \quad \text{Ecuación 88}$$

- ✓ Estimación del parámetro de presión de entrada :

$$\text{Presion de entrada} = 0.0000116 * \left(\frac{\text{Permeabilidad}}{\text{Porosidad}} \right) + 0.6014117 \quad \text{Ecuación 89}$$

- ✓ Estimación de la saturación de agua :

$$Sw = Sw_{\infty} + (1 - Sw_{\infty})(1 - \exp^x) \quad \text{Ecuación 90}$$

Donde:

Sw_{∞} : 0.0001 debido a que es un punto de presión al infinito.

Para Leverett:

- ✓ Estimación del parámetro A:

$$A = -0.004342 * \ln \left(\frac{\text{Permeabilidad}}{\text{Porosidad}} \right) + 0.955579 \quad \text{Ecuación 91}$$

- ✓ Estimación del parámetro B:

$$B = -0.11454 * \ln \left(\frac{\text{Permeabilidad}}{\text{Porosidad}} \right) + 1.30557 \quad \text{Ecuación 92}$$

- ✓ Estimación del parámetro C:

$$C = 0.006497 * \ln \left(\frac{\text{Permeabilidad}}{\text{Porosidad}} \right) + 0.034663 \quad \text{Ecuación 93}$$

- ✓ Estimacion de la saturación de agua:

$$Sw = A \exp^{-Bji} + C$$

Ecuación 94

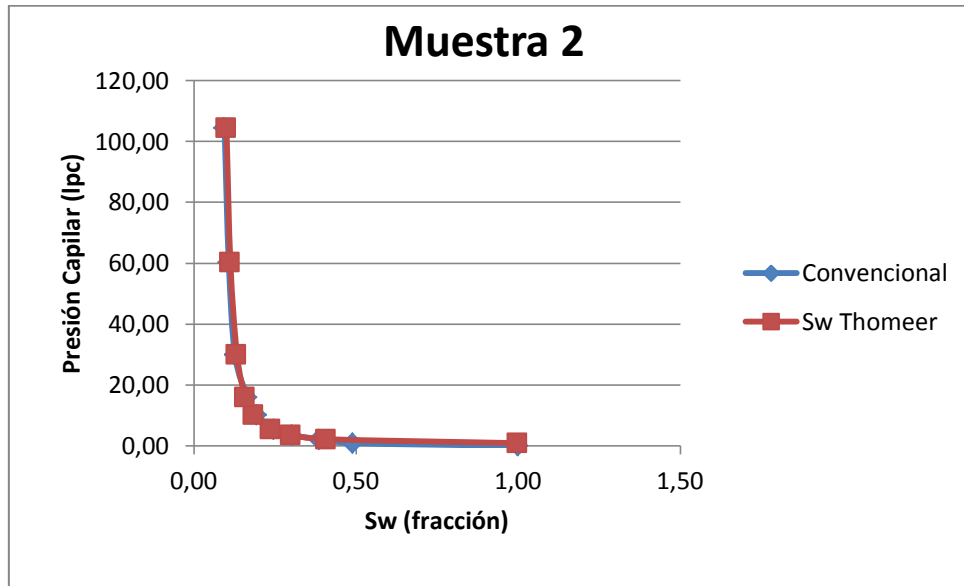


Figura IV- 22: Curva convencional y resultante de la aplicación de la ecuación de Thomeer con los parámetros estimados.

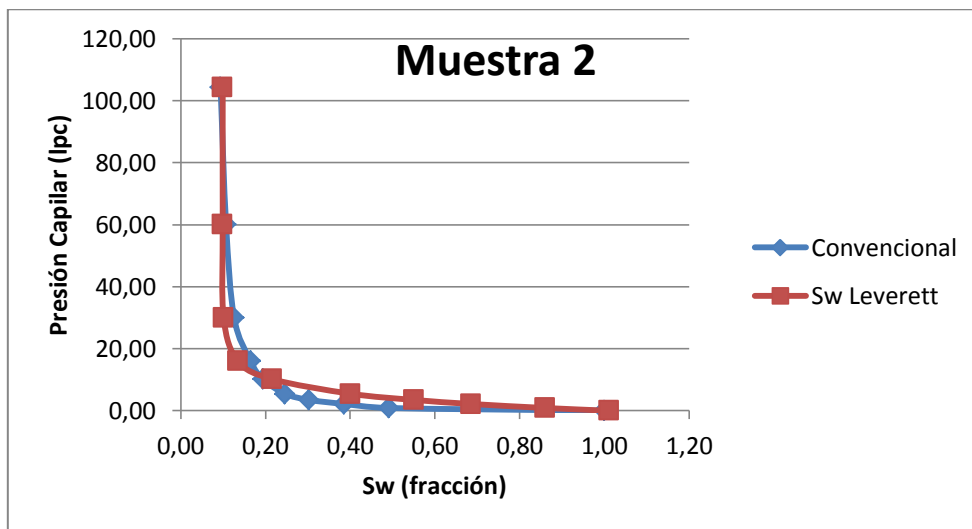


Figura IV- 23: Curva convencional y resultante de la aplicación de la ecuación de Leverett con los parámetros estimados

En el apéndice B se encuentran las curvas convencionales y la resultante al aplicar las ecuaciones de Thomeer y Leverett para todas las muestras.

Se consiguió mayor discrepancia fue en la muestra 4 como se observa en las Figura IV- 24 y Figura IV- 25:

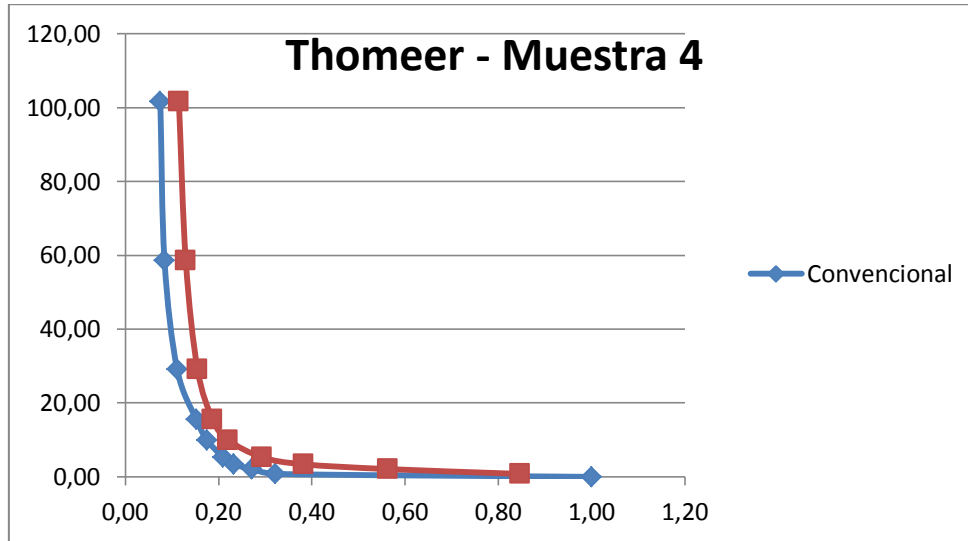


Figura IV- 24: Curva convencional y resultante de la aplicación de la ecuación de Thomeer con los parámetros estimados

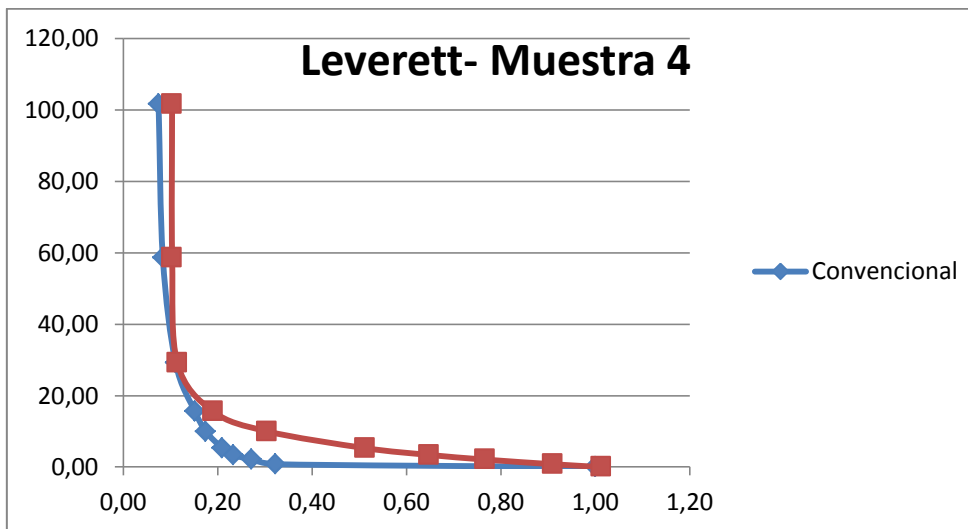


Figura IV- 25: Curva convencional y resultante de la aplicación de la ecuación de Leverett con los parámetros estimados.

La discrepancia en las curvas se debe al tipo de roca, la permeabilidad de esta muestra es 16325 mD lo que indica que es una roca con alta permeabilidad por lo

tanto no se consigue una razón por la cual se encuentra esta diferencia entre los métodos.

Ahora se procede a determinar la altura del capilar mediante el uso de la presión capilar hallada anteriormente y la diferencia de las densidades entre el agua y el crudo para cada Petrofacies encontrada.

Se encuentra la altura de capilar para cada Petrofacies en la Figura IV- 26 donde se determinó que la mejor Petrofacies fue la 1 debido a que son las que presenta menor saturación de agua. Cada Petrofacies está dominada por el tamaño del grano y mientras menor sea éste la capacidad de flujo también lo será. Se procede a encontrar la altura de capilar promedio en la zona de interés, la cual se muestra en la Figura IV- 27, tiene un comportamiento similar a la Petrofacies 3, según el comportamiento de la curva no se observa el nivel de agua libre por lo tanto no se producirá agua del mismo.

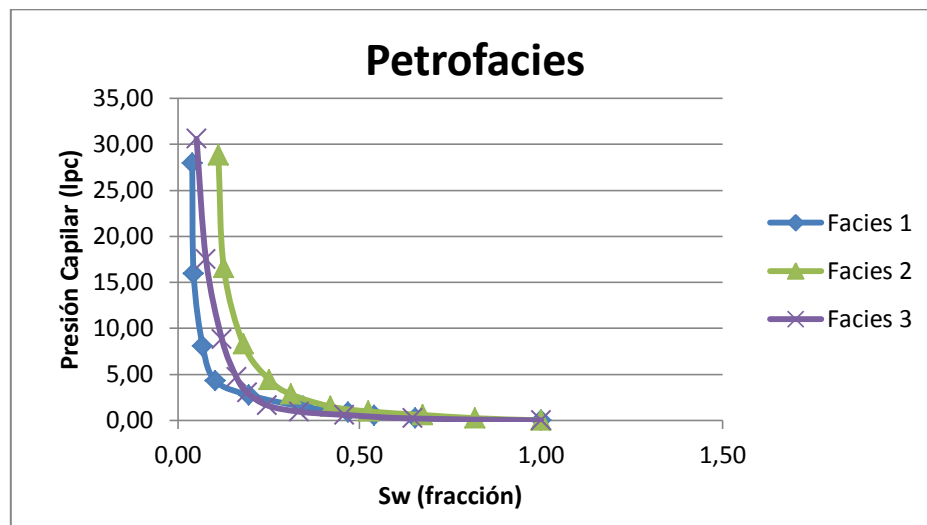


Figura IV- 26: Comportamiento de las facies en base a la presión capilar.

Se realizó una sensibilidad en el parámetro de densidad del crudo debido a que no se encuentra registrada en la base de datos suministrada por el laboratorio.

Según otro dato de un pozos cercano que tiene PVT se tiene un crudo con una densidad de 1.01, por lo que para este pozo se utiliza una densidad de 0,945 g/cm³ y se obtiene una altura de capilar de 1246 ft para la saturación de agua irreducible, lo que se ajusta a la profundidad a la cual se encuentra el reservorio.

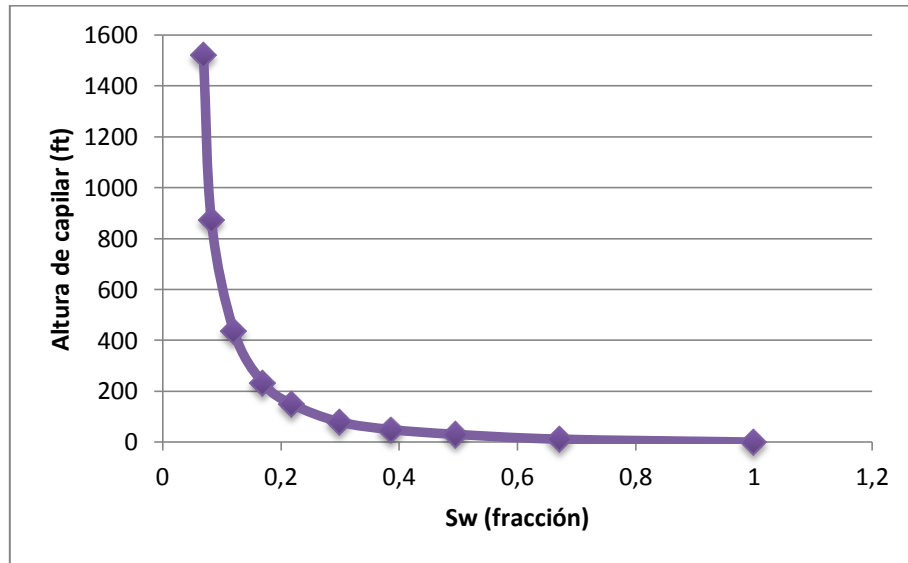


Figura IV- 27: Altura de Capilar promedio referida a la fase de interés.

Para determinar la saturación de agua irreducible se obtiene graficando la saturación de agua cuya ecuación se determinó anteriormente, para este caso se realizara mediante la ecuación de Leverett, versus el radio de garganta característico obtenido mediante el gráfico R vs. R de la ecuación de Pittman el cual es R45.

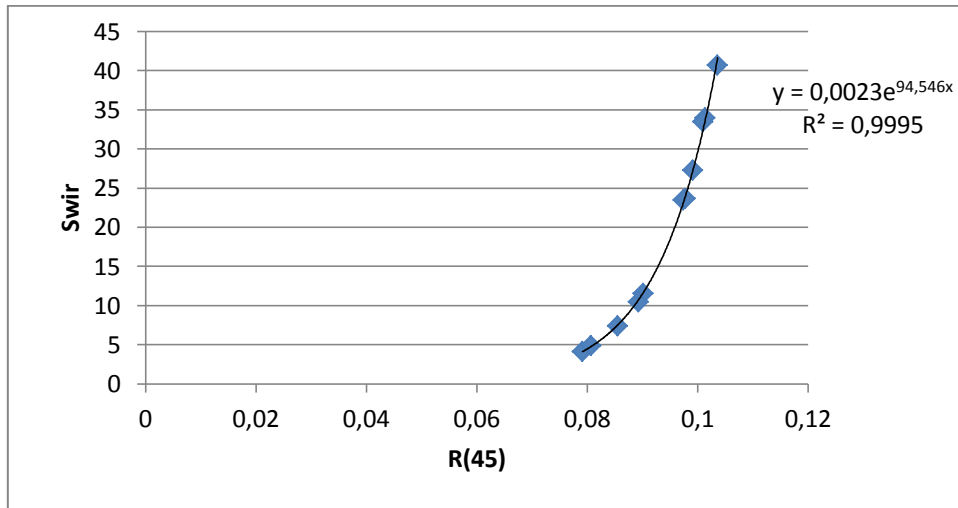


Figura IV- 28: Swir versus radio característico.

La ecuación que modela este comportamiento es:

$$Swir = 0.002e^{94.54 \cdot R45} \quad \text{Ecuación 95}$$

4.4 Unidad de flujo hidráulica (UHF)

Primero se calcula el término RQI mediante la ecuación 16, en el cual solo intervienen la permeabilidad absoluta y la porosidad efectiva, la combinación de estos parámetros proveen un punto de inicio para clasificar las diferentes muestras de roca y por lo tanto las diferentes zonas en el yacimiento.

Tabla IV- 15: Variación de los parámetros de RQI.

	Permeabilidad absoluta (mD)			Porosidad efectiva (fracción)		
	bajo	base	alto	bajo	base	alto
	648	2083,964	10812,8	0,352	0,374	0,400
RQI (µm)	1,2799	2,338	5,3476	1,487	4,474	6,343

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

Para determinar el indicador de zona de flujo (FZI) a través de la ecuación 18 se calcula también el índice de porosidad normalizado (Φ_z) mediante la ecuación 17.

Se determinan las unidades de flujo presentes en la formación mediante el gráfico de RQI versus Φ_z en log-log. Esta línea tendrá una pendiente unitaria (exponente de $\Phi_z=1$) y la ordenada al origen será FZI, o sea el valor de RQI para $\Phi_z=1$.

Todos los datos que se agrupan en una tendencia recta con pendiente unitaria tendrán un valor de FZI. Se obtuvieron tres unidades de flujos como se observa en la Figura IV- 29, lo que indica que corresponden a muestras que tienen atributos similares del sistema poroso, por lo tanto pertenecen a una unidad de flujo hidráulico y un único valor de FZI para cada unidad.

El FZI refleja el impacto que tienen los atributos geológicos como la textura y la mineralogía en la geometría de poro. El FZI es proporcional a RQI por lo que altos valores de FZI indican que se tienen valores altos de calidad de yacimiento, lo que indica zonas potencialmente atractivas para la explotación de hidrocarburos, en caso de existir buenas saturaciones de ellos.

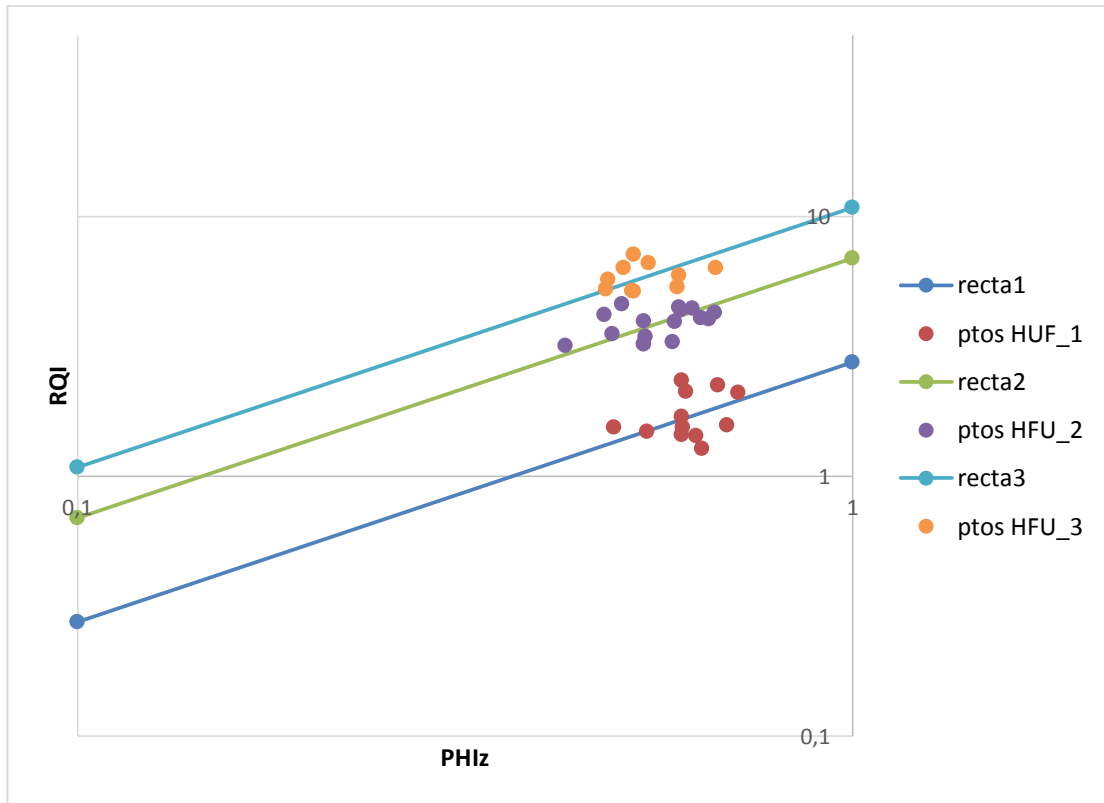


Figura IV- 29: Unidades de flujo presentes en el yacimiento.

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

Tabla IV- 16: Valores de FZI promedios para las unidades de flujo.

Unidades de flujo	FZI
UHF1	3,31105
UHF2	7,18145
UHF3	11,9095

La mejor calidad de la roca se tiene a mayor FZI por lo que en este yacimiento la unidad de flujo UHF3 es la de mayor calidad.

Se determino adicionalmente una relación entre la permeabilidad y FZI, obteniéndose la siguiente ecuación:

$$K = 201,7 * (FZI)^{1,721}$$

Ecuación 96

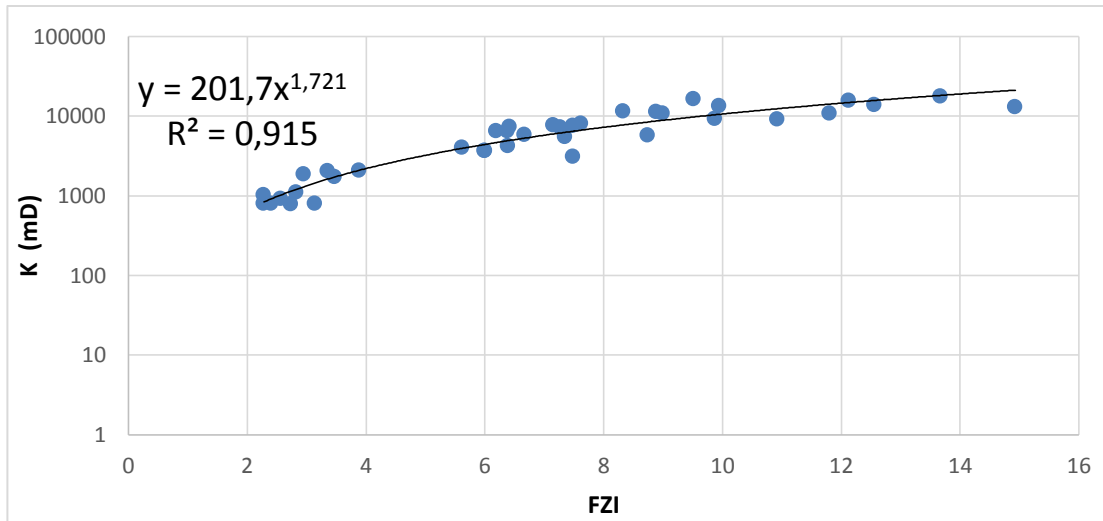


Figura IV- 30: Relación entre permeabilidad y FZI.

El cual da muy buena relación entre ambos parámetros.

Adicionalmente se obtuvieron los valores de FZI a partir de los valores de los registros de GR, NPHI y RHOB y las ecuaciones asociadas son las siguientes:

$$FZI = 23,25133 - 0,18188 * GR - 22,6985 * NPHI \quad \text{Ecuación 97}$$

$$FZI = 18,64101 - 0,17594 * GR - 14,9121 * NPHI + 0,543379 * RHOB \quad \text{Ecuación 98}$$

II PROPIEDADES PETROFÍSICAS A PARTIR DE LOS REGISTROS ELECTRICOS

5. MODELO DE ARCILLOSIDAD

Para determinar el volumen de arcilla presente, se determina primero el volumen de arcilla por el registro Gamma Ray y posteriormente el volumen de arcilla por el método Densidad-Neutrón, aplicando la ecuación 99 se determinó el volumen de arcilla:

$$V_{sh} = A * V_{sh} - GR + B * V_{sh} - DN \quad \text{Ecuación 99}$$

Donde los valores más comunes de los parámetros A y B utilizados para faja son:

A=0.3

B=0.7

El valor de B=0.7 debido a que el Densidad Neutrón es muy buen indicador de la arcillosidad.

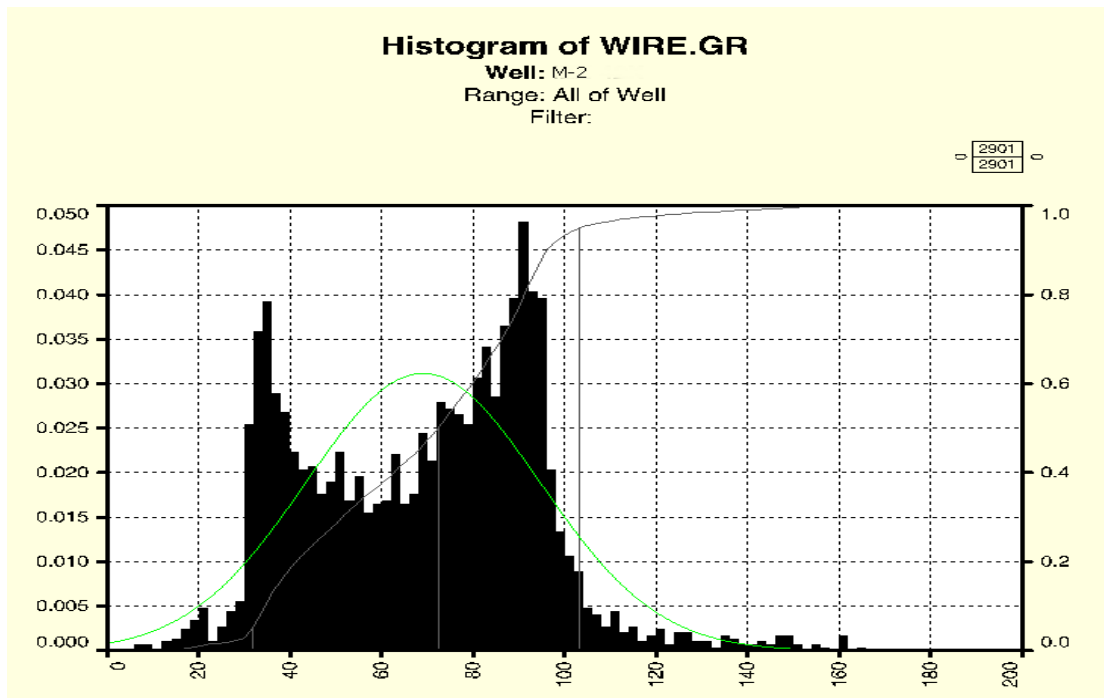


Figura IV- 31: Histograma de Frecuencia.

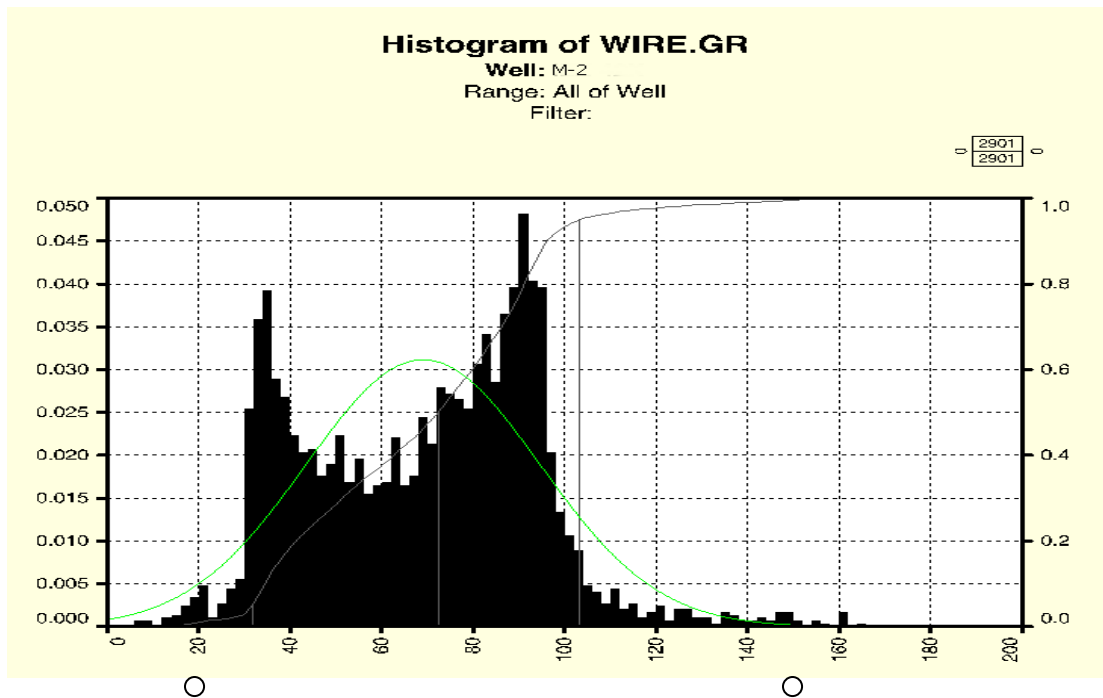


Figura IV- 32: Histograma de Frecuencia, con la identificación del Gamma Ray Matriz (Punto izquierdo) y del Gamma Ray Shale (Punto derecho).

Volume of shale by gamma ray method

Selection
 Well: M-2
 Input Set: WIRE ... Sampling Log: Use finest ...
 Output Set: WIRE ... Reference: DEPTH ...

Start
 Cancel
 Module Help ...

Parameters

	Location	Mode	Comment	Unit	Name	Value
1	Constant	In_Out	Option for VSH from gamma ray	ALPHA*8	OPT_GR	LINEAR
2	Constant	In_Out	Gamma ray matrix (clean)	GAPI	GR_MA	
3	Constant	In_Out	Gamma ray shale	GAPI	GR_SH	
4	Constant	In_Out	Option to allow coal logic	LOGICAL	OPT_COAL	No
5	Log	Input	Gamma ray log	GAPI	GR	GR_COR
6	Log	Output	VSH from gamma ray	V/V	VSH_GR	VSH_GR
7	Log	Output	Limited volume of shale	V/V	VSH	VSH

Figura IV- 33: Tabla de parámetros necesarios para la generación de la curva del volumen de arcilla (Vsh) por el método de Gamma Ray

Volume of shale by density-neutron method

Selection
 Well: M-2
 Input Set: WIRE ... Sampling Log: Use finest ...
 Output Set: WIRE ... Reference: DEPTH ...

Start
 Cancel
 Module Help ...

Parameters						
	Location	Mode	Comment	Unit	Name	Value
1	Constant	In_Out	Matrix density	G/C3	RHO_MA	2.65
2	Constant	In_Out	Shale density	G/C3	RHO_SH	
3	Constant	In_Out	Fluid density	G/C3	RHO_FL	
4	Constant	In_Out	Matrix neutron porosity	V/V	NPHI_MA	
5	Constant	In_Out	Shale neutron porosity	V/V	NPHI_SH	
6	Constant	In_Out	Fluid neutron porosity	V/V	NPHI_FL	
7	Constant	In_Out	Option to allow bad hole logic	LOGICAL	OPT_BH	No
8	Constant	In_Out	Option to allow coal logic	LOGICAL	OPT_COAL	No
9	Log	Input	Density log	G/C3	RHO	RHOB
10	Log	Input	Neutron porosity log	V/V	NPHI	NPHI_COR
11	Log	Output	VSH from density-neutron	V/V	VSH_DN	VSH_DN
12	Log	Output	Limited volume of shale	V/V	VSH	VSH

Figura IV- 34: Tabla de parámetros necesarios para la generación de la curva del volumen de arcilla (Vsh) por el método densidad-neutrón.

Tabla IV- 17: 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_2	Gr/CC

Neutrón	Wire.NPHI_2	V/V
Volumen de Arcilla	VOL_WETCLAY_2	V/V

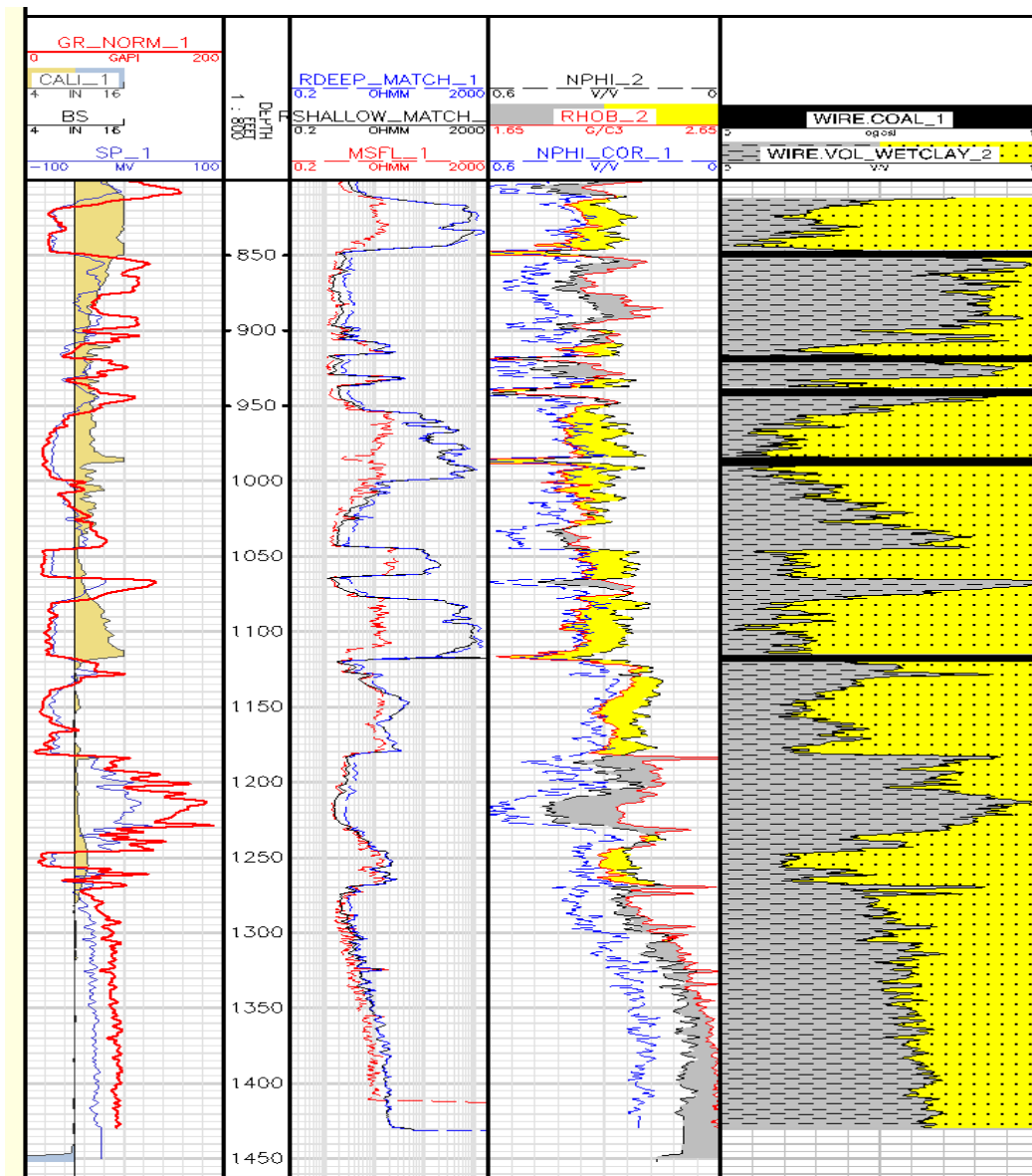


Figura IV- 35: Visualización de las curvas de izquierda a derecha, primera columna curva GR Normal, Caliper, Bs, SP, segunda columna profundidad en pies, tercera columna Resistividad somera (Rshallow) Resistividad profunda (Rdeep), cuarta columna Densidad, Neutrón, N

6. MODELO DE POROSIDAD

Se determina la porosidad mediante la relación de densidad (ecuación 31), se definen los parámetros básicos para la utilización de esta ecuación que son la densidad de la matriz y la densidad de la arcilla a través del crossplot de densidad (RHOB) versus neutrón (NPHI) de la formación.

Luego se procedió a llenar la tabla que se encuentra en la Figura IV- 37 que además de la densidad de la matriz y la arcilla 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, estos parámetros son utilizados en las ecuaciones 100 y 101 las cuales son necesarias para definir las curvas de porosidad total y efectiva.

Luego en función de las curvas generadas se realizó un Crossplot de PHI Total generado versus Volumen de arcilla (Vsh) Figura IV- 39 y PHI del núcleo versus PHI Total generado Figura IV- 40, para comparar ambas curvas y modelar el comportamiento de la porosidad.

Después de esto se realizó la calibración con un crossplot de PHI de núcleo versus el PHI Efectivo generado ver Figura IV- 42, donde los puntos deben ajustarse o estar más próximo a la línea recta $y=x$, cumpliendo con la calibración.

$$\Phi_E = \frac{\rho - \rho_{Sand}}{(S_w * \rho_w + S_g * \rho_g) - \rho_{Sand}} \quad \text{Ecuación 100}$$

$$\Phi_T = \frac{\rho - \rho_{Sand} - V_{sh} * \rho_{Sand} - V_{sh} * \rho_{Sh}}{(S_w * \rho_w + S_g * \rho_g) - \rho_{Sand}} \quad \text{Ecuación 101}$$

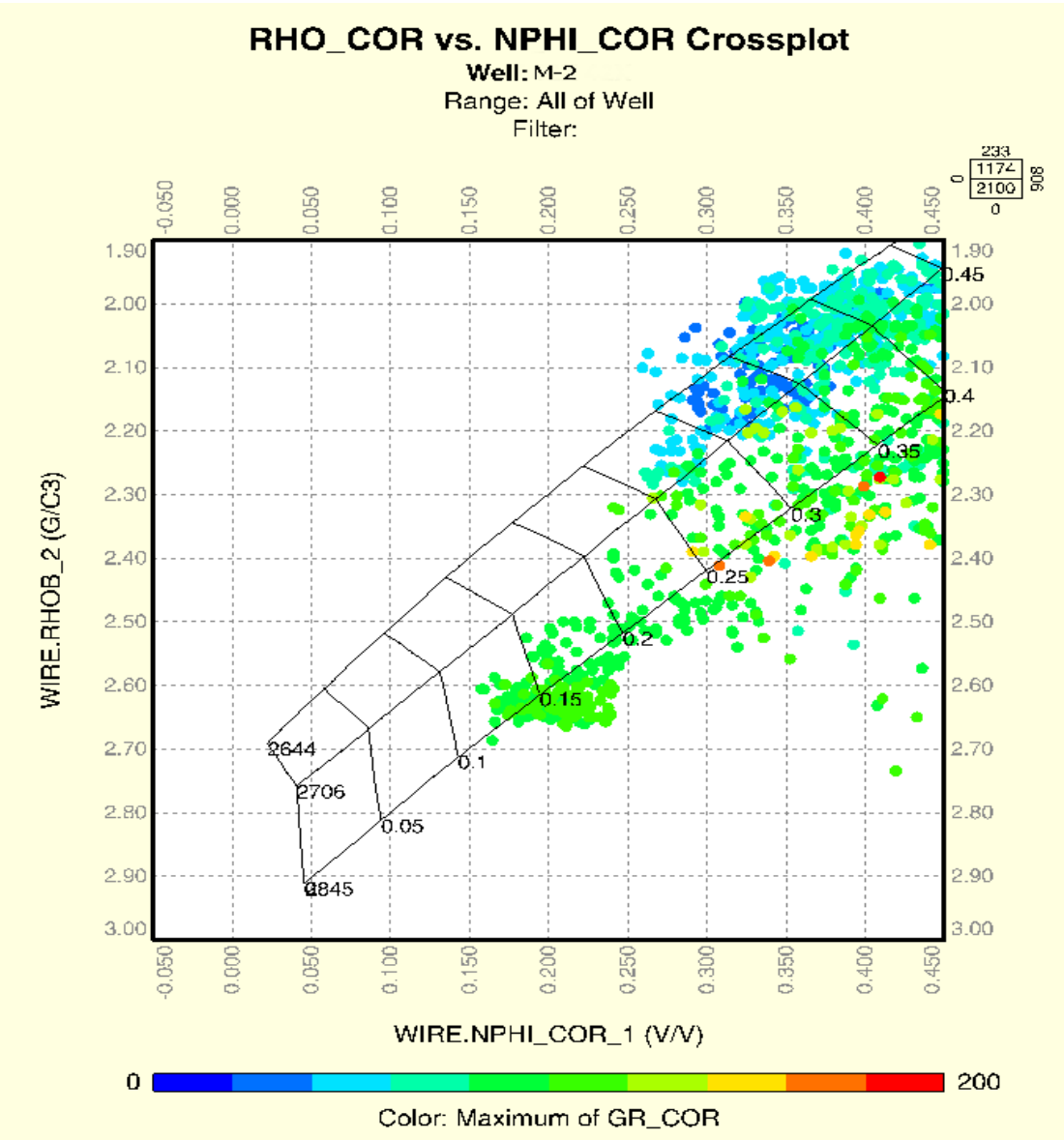


Figura IV- 36: Crossplot RHO versus NPHI.

Tabla IV- 18: 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

Porosity from density log

Selection

Well: M-1

Input Set: WIRE ... Sampling Log: Use finest ...

Output Set: WIRE ... Reference: DEPTH ...

Start

Cancel

Module Help ...

Parameters

	Location	Mode	Comment	Unit	Name	Value
1	Constant	In_Out	Option for total/effective phi	ALPHA*10	OPT_PHITYPE	EFFECTIVE
2	Constant	In_Out	Matrix density	G/C3	RHO_MA	2.65
3	Constant	In_Out	Fluid density	G/C3	RHO_FL	1
4	Constant	In_Out	Shale density	G/C3	RHO_SH	
5	Constant	In_Out	OPT_PHIEMAX	ALPHA*16	OPT_PHIEMAX	
6	Constant	In_Out	Maximum allowed PHIE	V/V	PHIE_MAX	0.45
7	Constant	In_Out	Option to allow bad hole logic	LOGICAL	OPT_BH	No
8	Constant	In_Out	Option to allow coal logic	LOGICAL	OPT_COAL	No
9	Log	Input	Density log	G/C3	RHO	RHOB
10	Log	Input	Limited volume of shale	V/V	VSH	VOL_WETCLAY
11	Log	Output	Effective porosity from density	V/V	PHIE_DEN	PHIE_DEN
12	Log	Output	Limited effective porosity	V/V	PHIE	PHIE

Figura IV- 37: Tabla de parámetros necesarios para la generación de las curvas de porosidad efectiva y total.

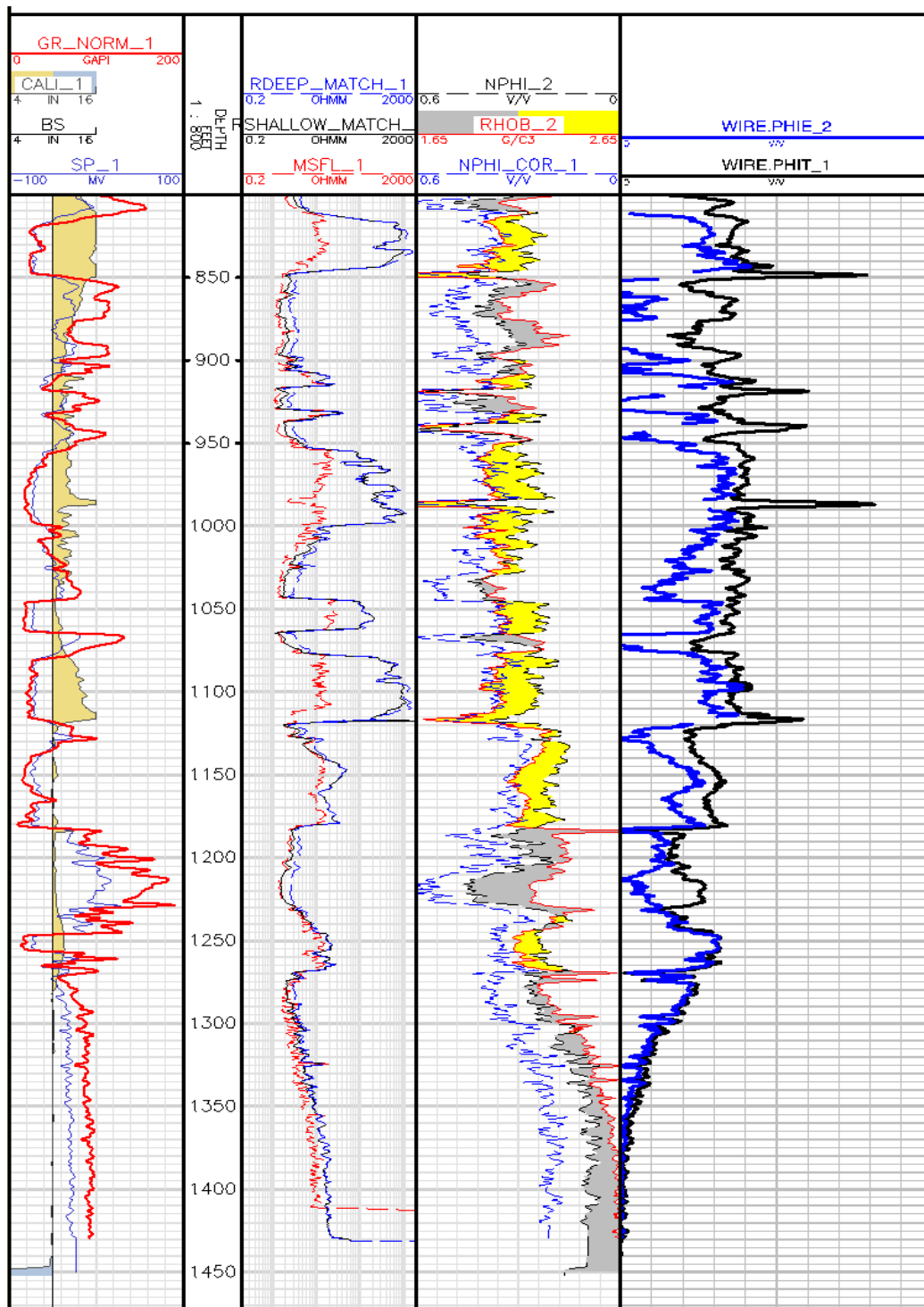


Figura IV- 38: Generación de las curvas de Porosidad Total y Porosidad Efectiva en la primera columna de derecha a izquierda.

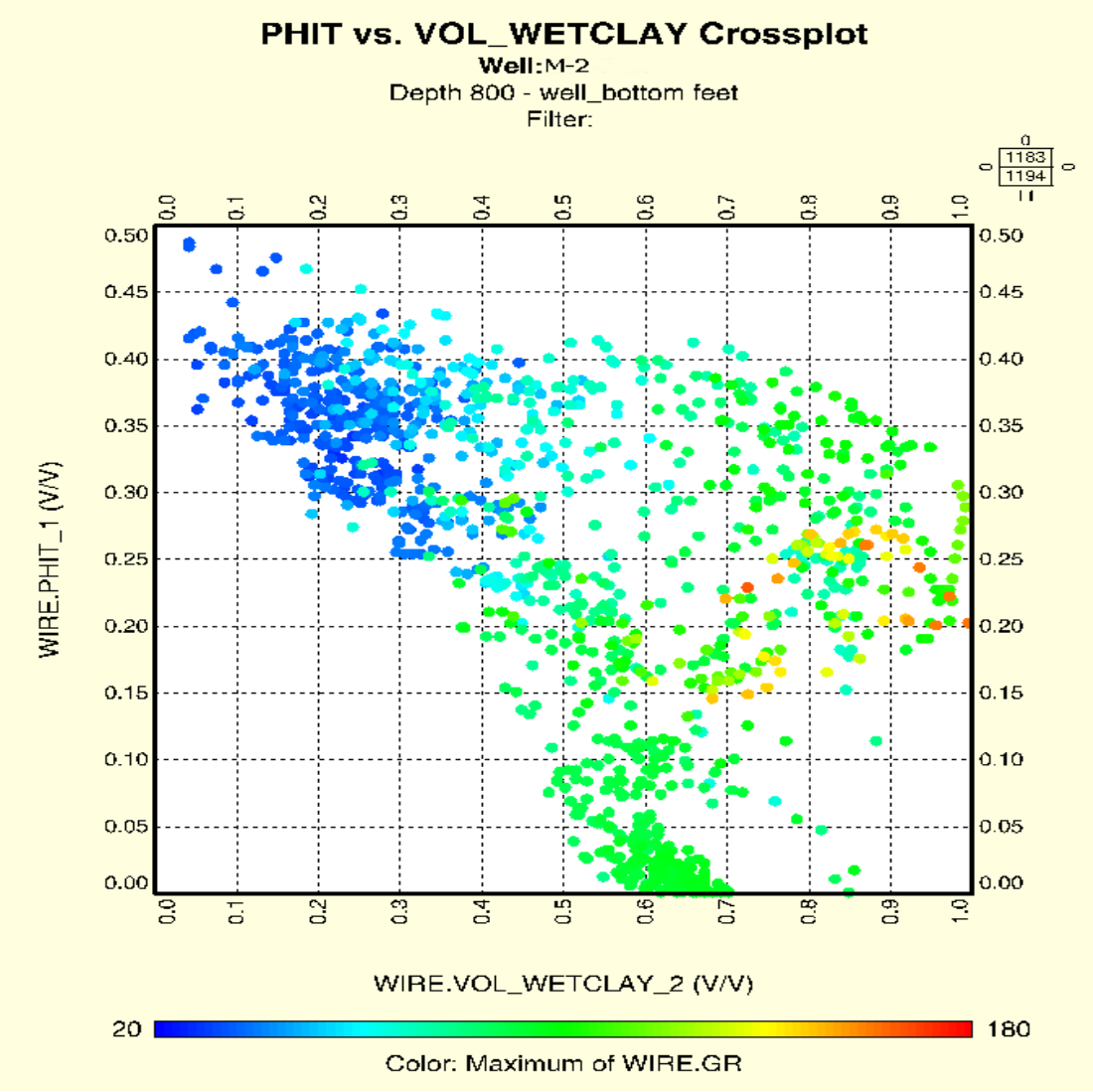


Figura IV- 39: Crossplot del PHI Total estimada vs Vsh estimado (Volumen de arcilla).

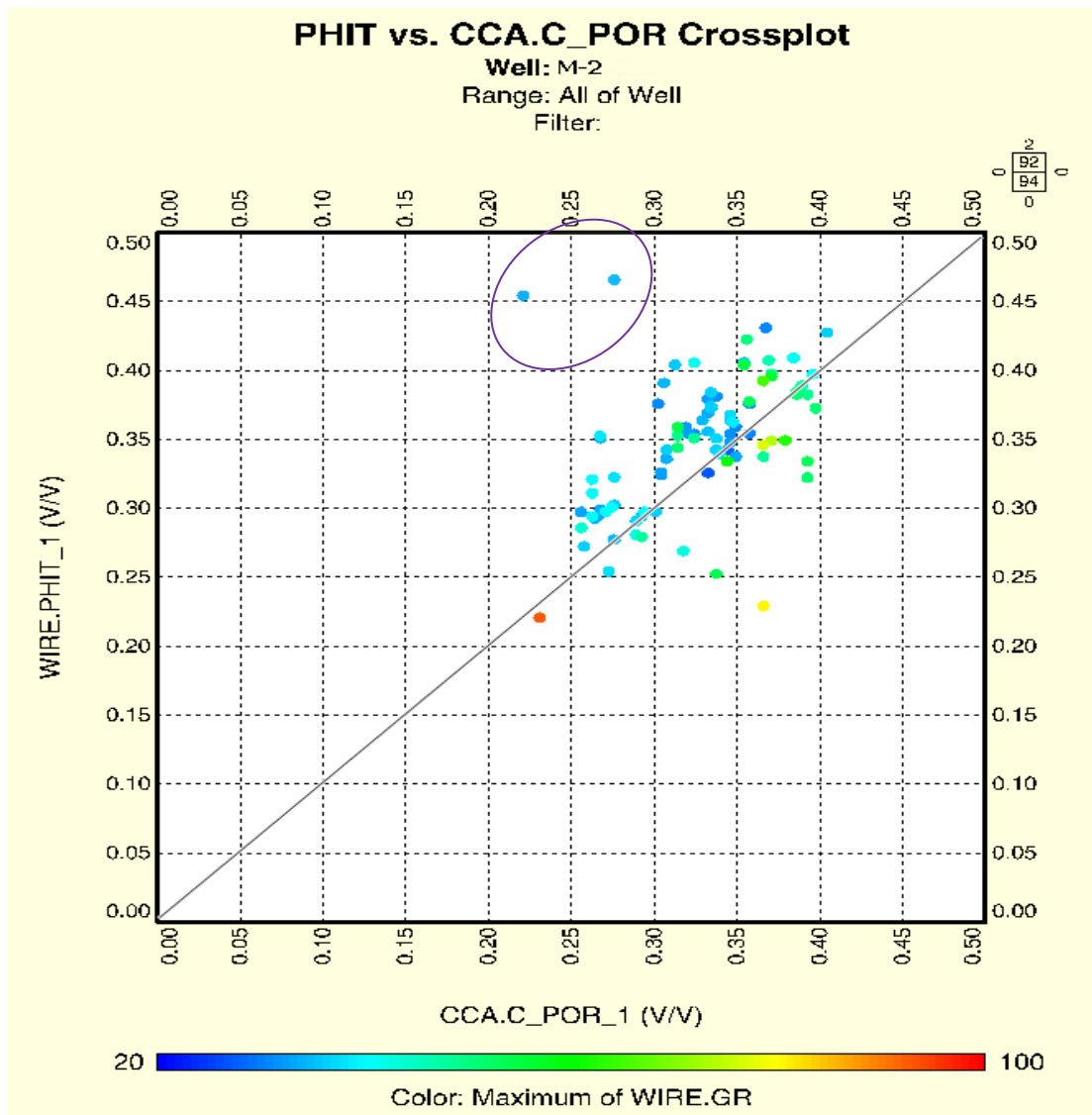


Figura IV- 40: Crossplot de la porosidad de núcleo versus PHI total estimada, donde la zona encerrada muestra los puntos fuera de la tendencia aceptable.

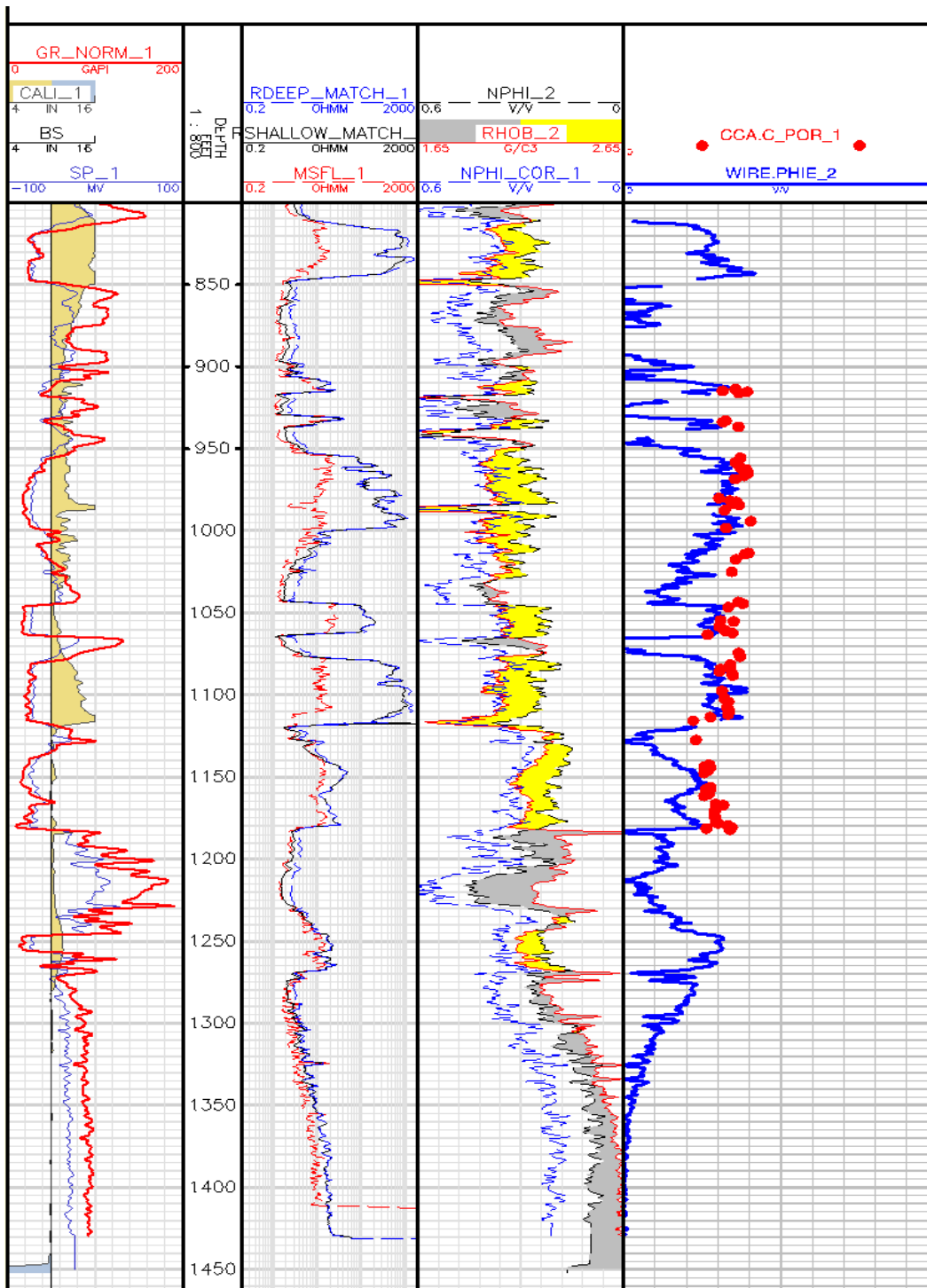


Figura IV- 41: Calibración de los datos de la porosidad del núcleo (puntos rojos) en función de la porosidad efectiva generada en la primera columna de derecha a izquierda.

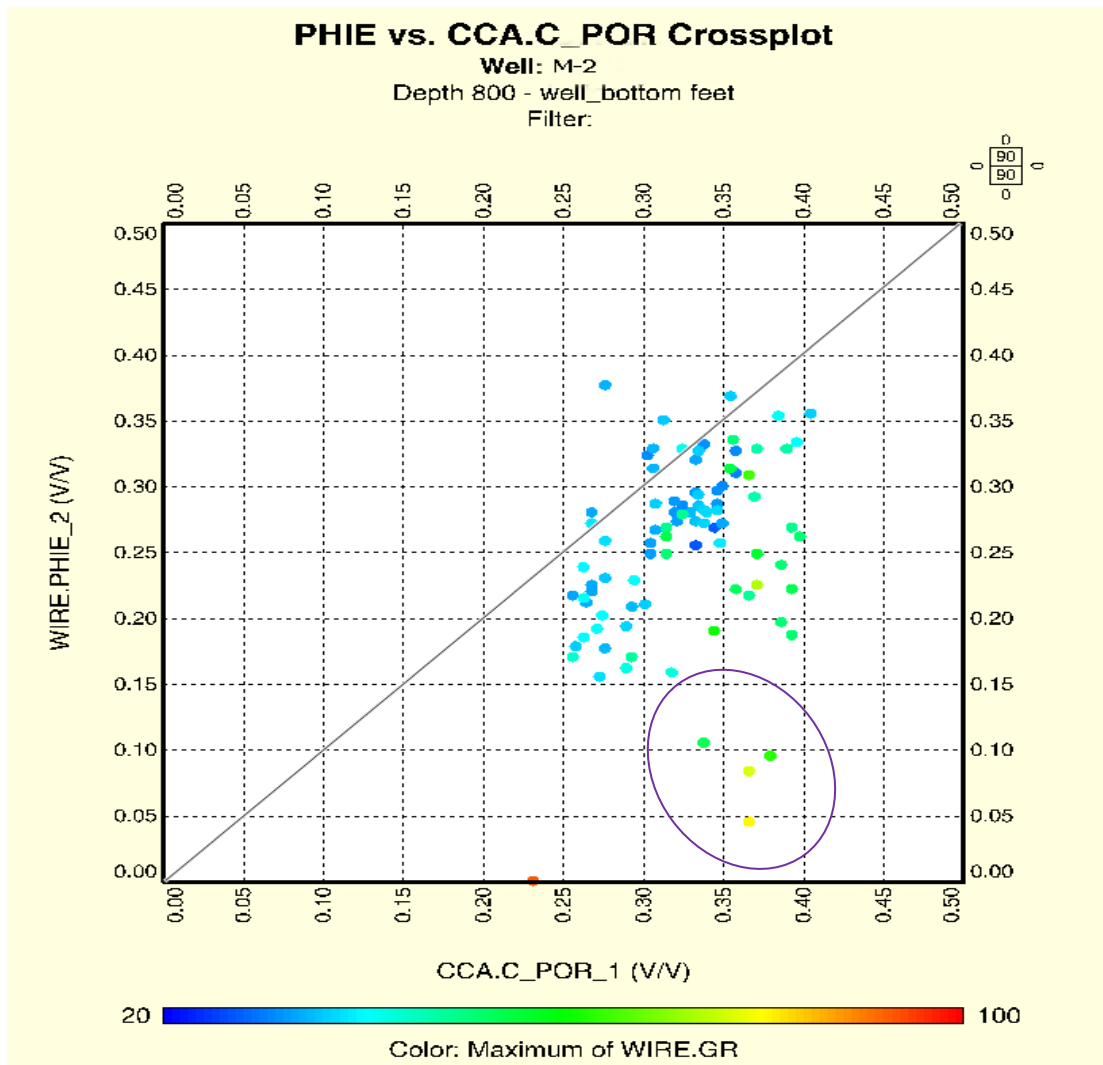


Figura IV- 42: Crossplot de la porosidad de núcleo versus porosidad efectiva estimada, donde los puntos encerrados identifican zonas que se alejan de la calibración.

7. MODELO DE SATURACION

Ahora se realiza el estudio del comportamiento de los fluidos haciendo uso de la ecuación de Indonesia (ecuación 52) para ello primero se definieron los parámetros básicos que son n , a y m a través del núcleo.

Para determinar la resistividad del agua de formación se emplearon los gráficos de Pickett Plot el cual consiste en la evaluación del comportamiento de la porosidad total versus la resistividad total, este método asume una saturación de agua igual a 1, es decir 100% de agua, no considera hidrocarburos en el intervalo, en la Figura IV- 43 se observa que llega a una saturación de agua del 100% por lo cual se puede utilizar este método.

Luego para la herramienta computacional se requiere una serie de datos que se encuentran en la tabla de la Figura IV- 44, que son necesarios para la aplicación del método. Posterior a esto se generó la curva de la saturación (Figura IV- 45) haciendo uso de la herramienta computacional.

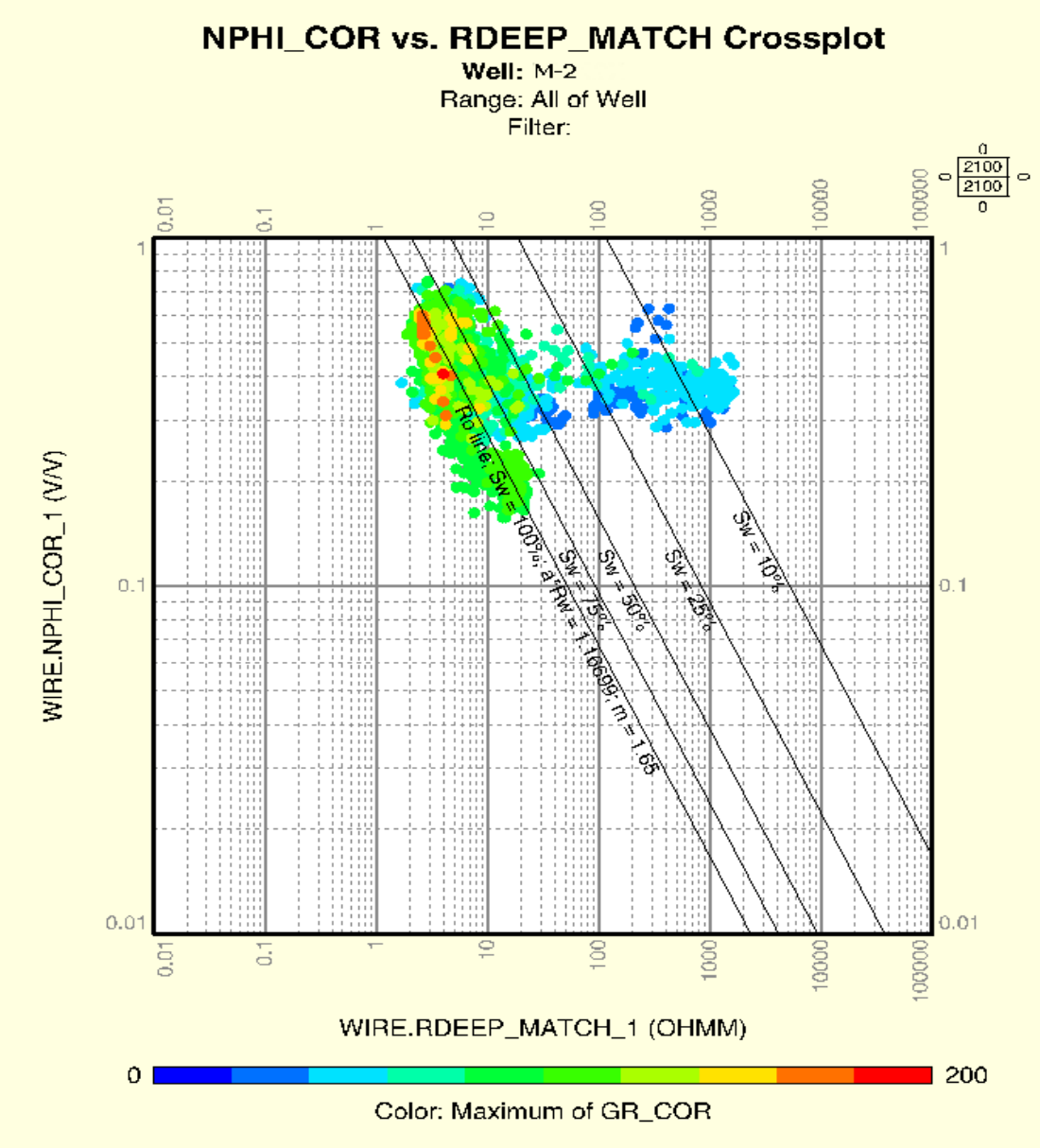


Figura IV- 43: Pickett Plot de la porosidad total versus la resistividad.

Tabla IV- 19: 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
Neutrón	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	-
por Indonesia	EVAL_SWE_INDONESIA_1	V/V
por Simandoux	EVAL_SWE_SIMANDOUX_1	V/V
por Simandoux Modificado	EVAL_SWE_SIMANDOUX_MODIFICADO_1	V/V
por Capilar	EVAL_SWE_CAPILAR_1	V/V

Water Saturation using Indonesia formula

Selection

Well: M-2

Input Set: WIRE ... Sampling Log: Use finest ...

Output Set: WIRE ... Reference: DEPTH ...

Start Cancel Module Help ...

Parameters						
	Location	Mode	Comment	Unit	Name	Value
1	Constant	In_Out	Option for Indonesia VSH formula	ALPHA*8	OPT_INDO	FULL
2	Constant	In_Out	Tortuosity constant		A	1
3	Constant	In_Out	Option for cementation exponent	ALPHA*8	OPT_M	CONSTANT
4	Constant	In_Out	Cementation factor		M	1.65
5	Constant	In_Out	Saturation exponent		N	2
6	Constant	In_Out	Option for RW	ALPHA*8	OPT_RW	MEASURED
7	Constant	In_Out	Resistivity of formation water	OHMM	RWS	
8	Constant	In_Out	Temperature of RWS value	DEGF	RWT	
9	Constant	In_Out	Shale resistivity	OHMM	RT_SH	2.76
10	Log	Input	True formation resistivity	OHMM	RT	LLD
11	Log	Input	Flushed zone resistivity	OHMM	RXO	MSFL
12	Log	Input	Limited effective porosity	V/V	PHIE	PHIE
13	Log	Input	Limited volume of shale	V/V	VSH	VSH
14	Log	Input	Formation temperature	DEGF	FTEMP	FTEMP
15	Log	Input	Mud filtrate resistivity	OHMM	RMF	RMF
16	Log	Input	SWE irreducible	V/V	SWE_IRR	0
17	Log	Output	SWE from Indonesia	V/V	SWE_INDO	SWE_INDO
18	Log	Output	Limited unflushed zone eff sat'n	V/V	SWE	SWE
19	Log	Output	Limited flushed zone eff sat'n	V/V	SXOE	SXOE
20	Log	Output	Unflushed zone volume of water	V/V	VOL_UWAT	BVW
21	Log	Output	Flushed zone volume of water	V/V	VOL_XWAT	BVWXO

Figura IV- 44: Tabla de parámetros necesarios para la generación de la curva de saturación de Indonesia.

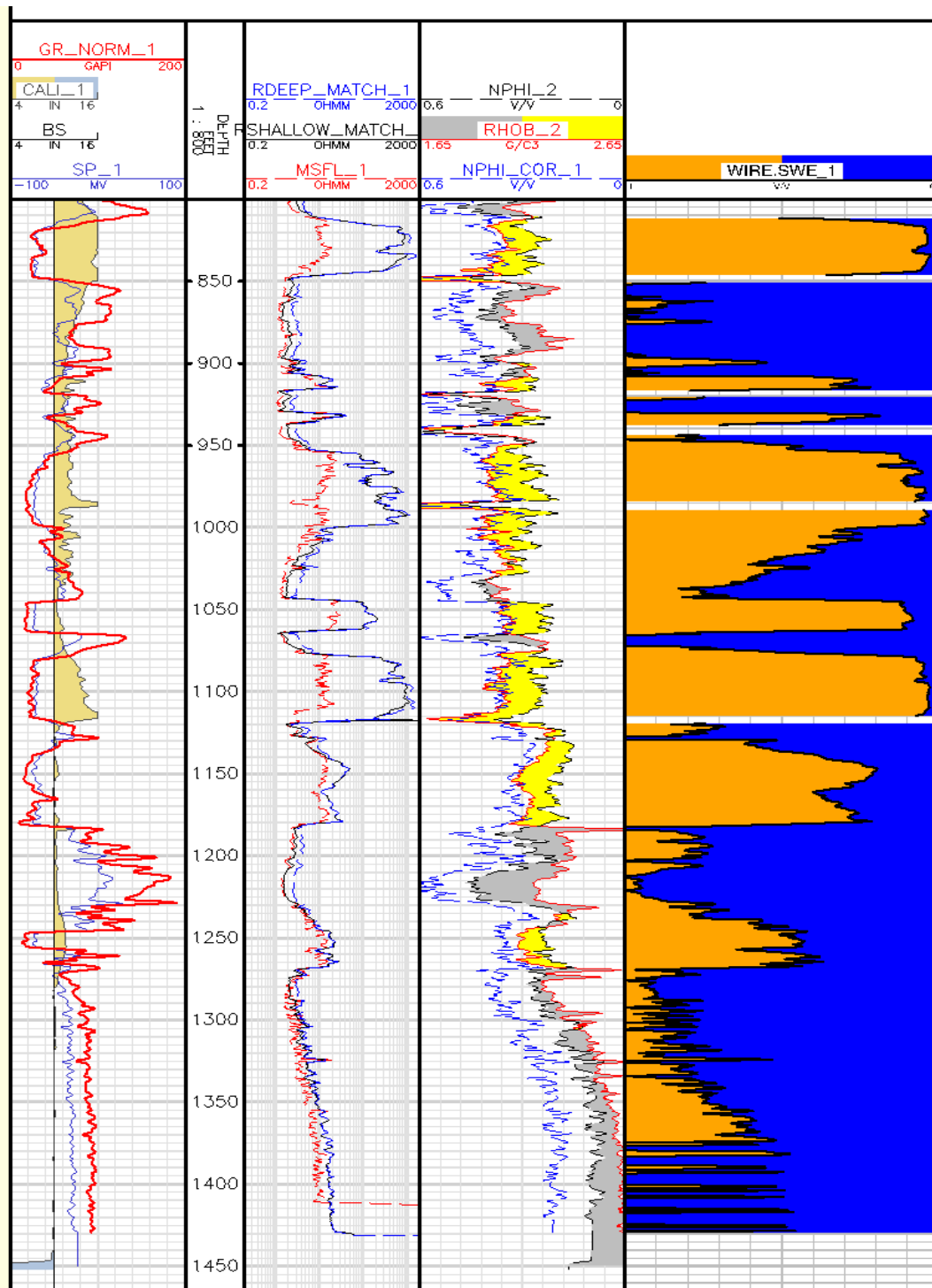


Figura IV- 45: Generación de la curva de saturación a partir de la ecuación obtenida del modelado de presión capilar, primera columna de derecha a izquierda.

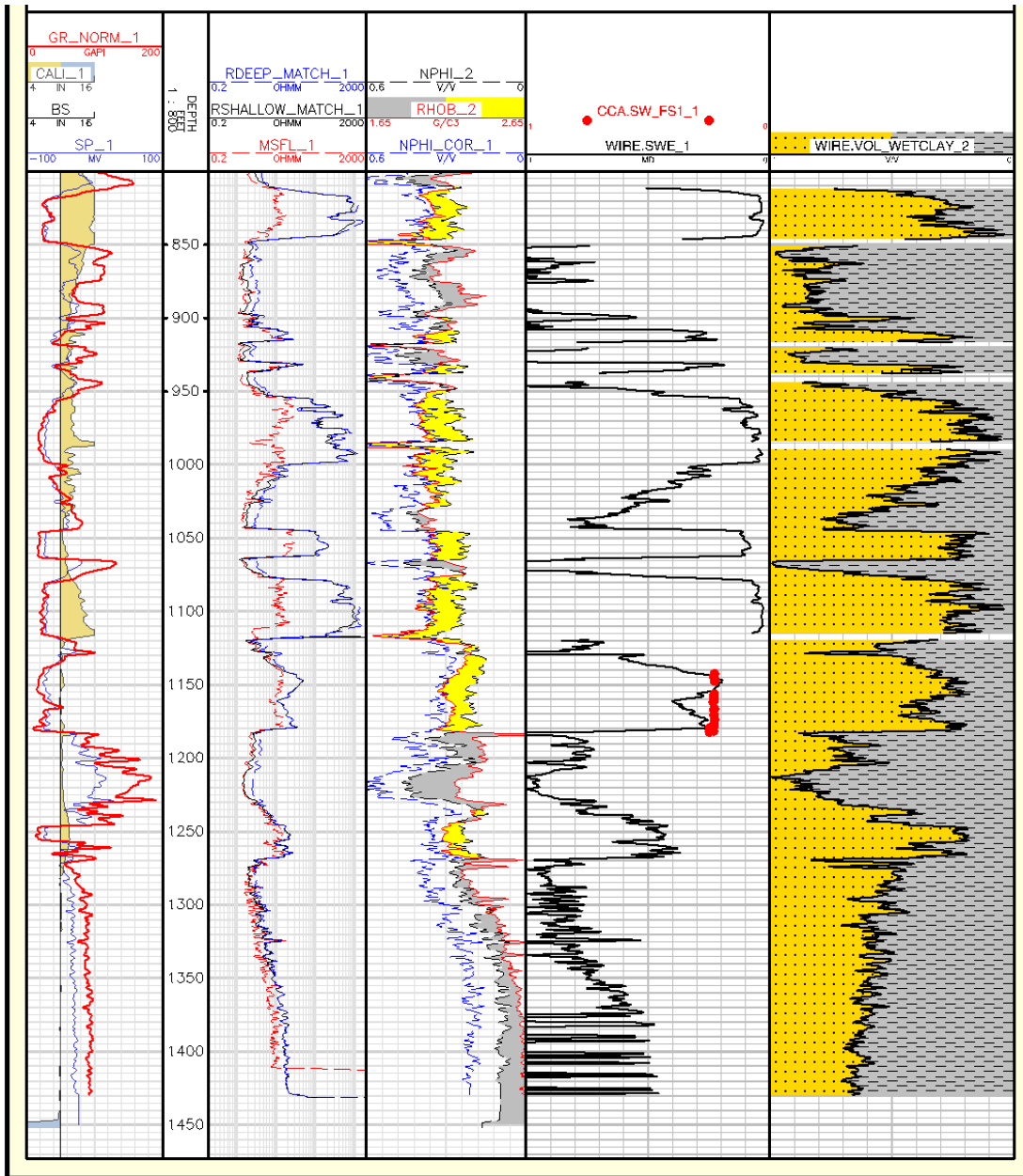


Figura IV- 46: Calibración de la curva de saturación de agua del núcleo en función de la saturación generada (Segunda columna de derecha a izquierda).

8. MODELO DE PERMEABILIDAD

Para determinar la permeabilidad se realizó un crossplot (Figura IV- 47) del cual se obtuvo una ecuación utilizando el volumen de arcilla, debido a que las ecuaciones teóricas no modelan el comportamiento de esta formación, de donde se obtuvo la

porosidad efectiva del modelo de porosidad y la saturación de agua del modelo de saturación.

La curva de permeabilidad se muestra en la Figura IV- 48 en la primera columna de derecha a izquierda.

Luego se genero una calibración de los datos de la permeabilidad obtenida a través del núcleo versus la permeabilidad generada (Figura IV- 49).

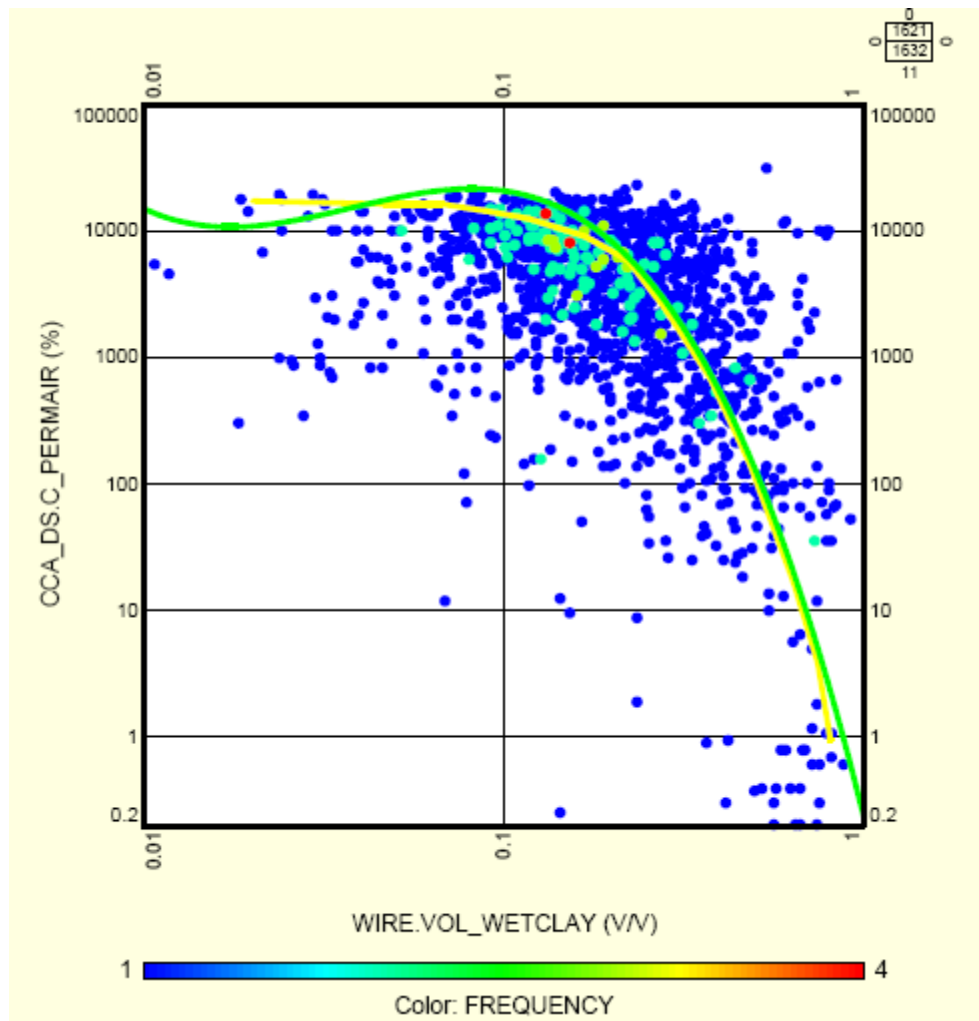


Figura IV- 47: Crossplot de la permeabilidad del núcleo versus el volumen de arcilla.

$$K = 10^{(-0.623628 - 11.4863 \cdot \log(VOL_WC) - 8.54791 \log(VOL_WC)^2 - 2.00235 \log(VOL_WC)^3)} \text{ Ecuación 102}$$

Donde:

VOL_WC: Volumen de arcilla.

K: Permeabilidad.

Tabla IV- 20: 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_2	Gr/CC
Neutron	Wire.NPHI_2	V/V
Volumen de Arcilla	VOL_WETCLAY	V/V
Porosidad Efectiva	WIRE.PHIE_2	V/V
Porosidad Total	WIRE.PHIT_2	V/V
Porosidad de Núcleo	CORE_1.PORE_1	V/V
Carbones	COAL_1	-
Sw por Indonesia	WIRE.SWE_1	V/V
Permeabilidad	WIRE.K_VSH_1	mD
Permeabilidad de Núcleo	CCAC_PERMAIR_1	mD

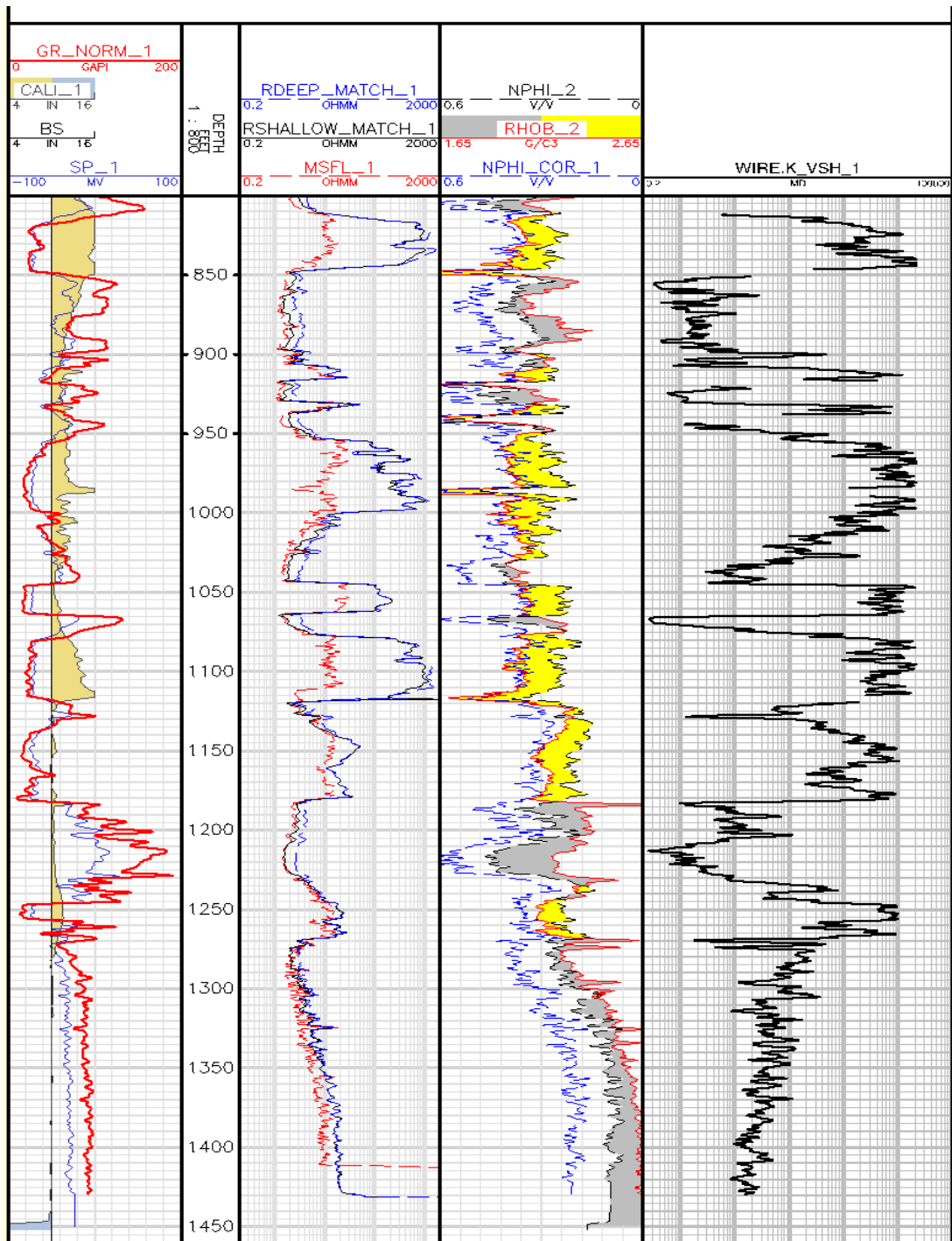


Figura IV- 48: Generación de la curva de permeabilidad, primera columna de derecha a izquierda.

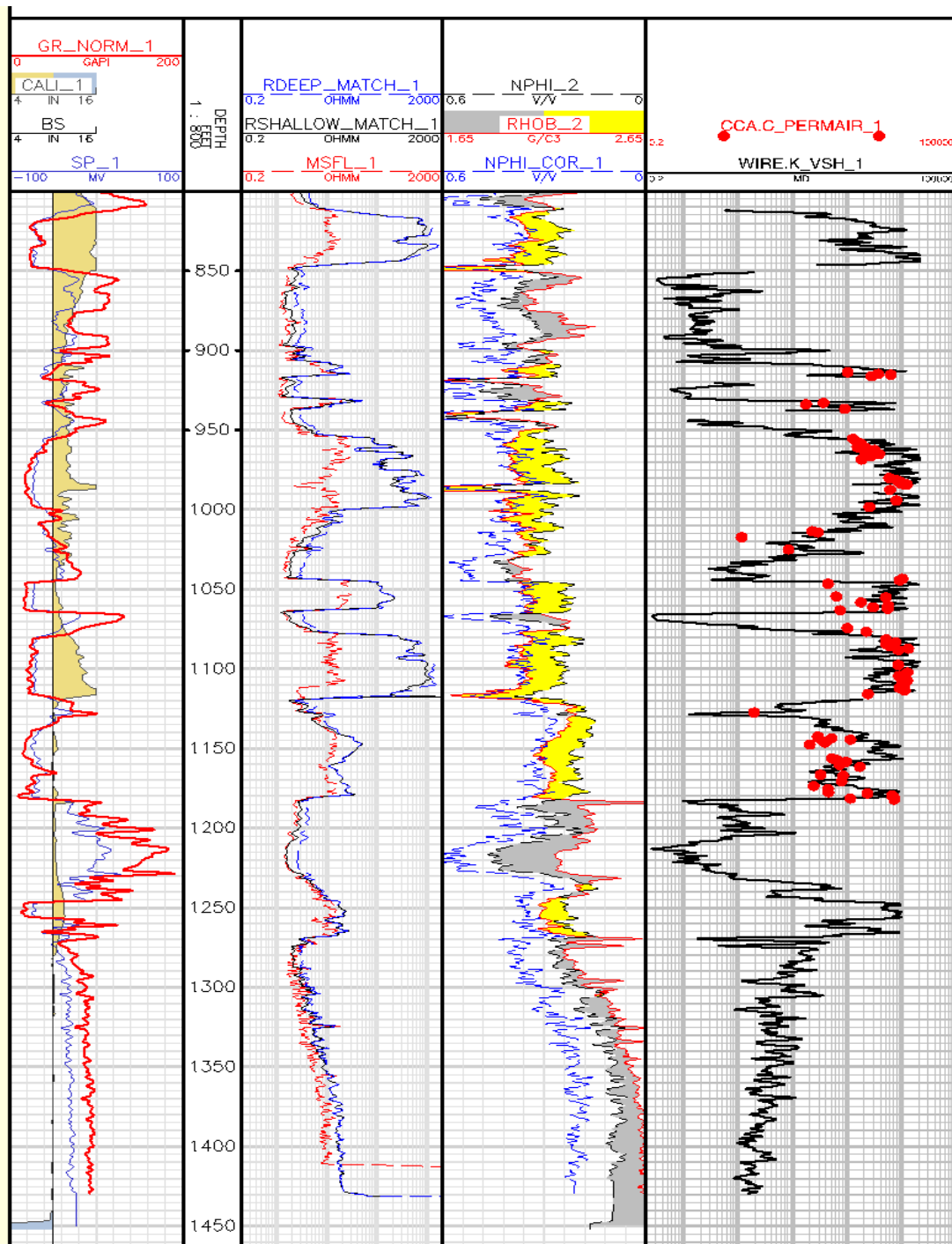


Figura IV- 49: Calibración de los datos de permeabilidad de núcleo (puntos azules) en función de la curva de permeabilidad generada, primera columna de derecha a izquierda.

CONCLUSIONES

1. La caracterización de yacimientos petroleros es una etapa primordial de estudio para establecer o definir la vida productora de un yacimiento.
2. Para la estimación de la compresibilidad con las ecuaciones obtenidas (Figura IV- 5) se puede calcular para cualquier análisis de facies petrofísica, pero hay que tener en cuenta que presenta un error asignar un valor específico a muestras puntuales o tipo de roca sin tomar en cuenta la diferencia de magnitud en órdenes de escalamiento.
3. La propiedad petrofísica que se ajustó más a la compresibilidad fue la permeabilidad, con una regresión de 0,5155 para la ecuación
$$\text{Compresibilidad} = \frac{0.0001}{\text{Permeabilidad}^{0.076}}$$
4. Para un sistema agua-petróleo se obtuvieron 7 relaciones (Ecuaciones 81, 82, 83, 84, 85, 86 y 87) las cuales dependen de la permeabilidad absoluta y la porosidad.
5. El tamaño de los poros en las rocas-yacimientos, están relacionados con la permeabilidad, se puede decir que yacimientos con altas permeabilidades tendrán zonas de transición más pequeñas que yacimientos con baja permeabilidad, por lo tanto se obtiene zonas de transición pequeñas debido a que el yacimiento tiene alta permeabilidad, de roca no consolidada, tipo Faja.
6. La unidad megaporosa domina toda la zona de interés, demostrada de igual manera por la alta permeabilidad.
7. Se obtiene mediante el modelo de Petrofacies tres sistemas porales, para una saturación de 58% de mercurio, 45% y menor a esa saturación, pero se determinó mediante el gráfico R vs. R que presenta un mejor comportamiento para una saturación de 45% de mercurio, determinado mediante la ecuación de Pittman.
8. Las variaciones de la altura del capilar dependen directamente de la propiedad de permeabilidad de la roca.

9. Existe mayor ajuste y menor dispersión de los parámetros empíricos determinador por la ecuación teórica de Thomeer.
10. Para la zona de interés se determinó según el comportamiento de la curva de altura de capilar que el contacto de agua libre no se encuentra dentro de la formación por lo tanto no se producirá agua del mismo.
11. Al llevar los datos de presión capilar del laboratorio al yacimiento se obtienen presiones capilares bajas, lo que cumple con la característica macroporosa de la roca.
12. Se determinó una altura de capilar de 1246ft para la saturación irreducible de agua, con una densidad del crudo de 0.945g/cm³ y llevando la presión capilar a condiciones de yacimiento con un ángulo de contacto de 45°, tensión interfacial de 30 dinas/cm y para las condiciones de laboratorio un ángulo de contacto de 0° y una tensión interfacial de 72 dinas/cm.
13. Se propone la utilización del método de Amaefule para determinar las unidades de flujo porque se considera que mejora a otras técnicas en la identificación de tales unidades, debido a que demostró ser útil.
14. Existen tres unidades de flujo con los datos que se disponen, se determinó la ecuación de permeabilidad en función del Flow Zone Indicator (FZI) obteniéndose una regresión de 0.9209, y a su vez se obtuvieron las ecuaciones de FZI a partir de los valores de los registros de GR, NPHI y RHOB.
15. Se determinó el volumen de arcilla por pozo mediante el uso de la ecuación que relaciona el volumen de arcilla obtenido para el Gamma Ray y el volumen de arcilla obtenido por el registro Densidad-Neutrón.
16. Para el modelo de porosidad se empleó la relación de la densidad para determinar la porosidad efectiva y total de la roca.
17. El modelo de saturación de agua se obtuvo mediante los registros eléctricos empleando la ecuación de Indonesia

18. Las curvas generadas de arcillosidad, saturación, porosidad y permeabilidad se emplearan para generar los mapas de la zona de interés a la cual se le quiere aplicar la caracterización.
19. Toda la información adquirida en la caracterización debe ser analizada de manera integral, para poder tomar buenas decisiones en la explotación del yacimiento.

RECOMENDACIONES

1. A trabajo futuro se tiene que extender a más muestras que no están bien medidas, debido a que la presión de confinamiento es igual para los pozos obteniéndose rangos de porosidades y permeabilidades anómalas.
2. Realizar los análisis con un mayor número de muestras.
3. La toma de información debe realizarse de manera cuidadosa, ya que los parámetros simples como porosidad, permeabilidad y presión de confinamiento, tienen una influencia en el valor de los parámetros compuestos, y por lo tanto si los valores que se utilizan no son correctos los valores en la caracterización tampoco lo serán.
4. Tomar análisis PVT en el yacimiento de estudio para tener los valores reales de la densidad del crudo
5. Determinar la compresibilidad de la roca adicionalmente con los esfuerzos para comparar.
6. Determinar la presión capilar por otros métodos empíricos, para minimizar el proceso de iteración, con el fin de reducir el error.
7. Corroborar los resultados de las unidades de flujo obtenidos con otras técnicas para disminuir la incertidumbre que se pueda tener.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Freddy H. Escobar (2007). Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Neiva, Colombia.
- [2] Hornarpour, M., Koederitz, L. and Harvey, H. (1986) Relative permeability of petroleum reservoirs. C. R. C. Press, Inc. Boca Raton, Florida. 143 p
- [3] Koshkin N. I, Shirkévich M. G. (1975). Manual de Física.
- [4] Tiab, D. and Donaldson, E. (2004). Petrophysics, Theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties, 2da ed. Oxford, UK: Elsevier
- [5] Garaicochea F. y Bashbush J. Apuntes de comportamiento de los yacimientos. Universidad Nacional Autónoma de México.
- [6] Bowen, D. G. (2003). Formation evaluation and petrophysics. Jakarta, Indonesia. Core Laboratories. 211 p.
- [7] Halliburton. Recopilación Técnica Ingeniería de Yacimientos
- García O. (2008) Derivación de pseudo curvas de presión capilar. Trabajo especial de grado. Universidad Simón Bolívar.
- Peña S. (2015) Generación de un modelo petrofísico mediante la integración de un modelo roca/fluido. Trabajo especial de grado. Universidad Central de Venezuela. Caracas.
- 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. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga.

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

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

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

Concepcion, M. (2005). Efectividad de las ecuaciones de Pittman y de Winland para el cálculo de permeabilidad en areniscas. Trabajo especial de grado. Universidad Simón Bolívar. Caracas.

Teixeira, J. (2010). Modelo quimioestratigrafico y petrofísico en el campo el Furrial Cuenca Oriental de Venezuela. Trabajo especial de grado. Universidad Simón Bolívar. Caracas.

Miranda, J. (2009). Evaluación de formaciones integrada. PDVSA (s.f)

Amaefule J. y Altunbay M. Enhanced Reservoir Description: Using Core and Log Data to Identify Hydraulic (Flow) Units and Predict Permeability in Uncored Intervals/Wells. Technical Note. Paper SPE 26436. October (1993).

Tanmay C. Permeability estimation using flow zone indicator from Well log data. Technical Note. Paper P-140. 2008.

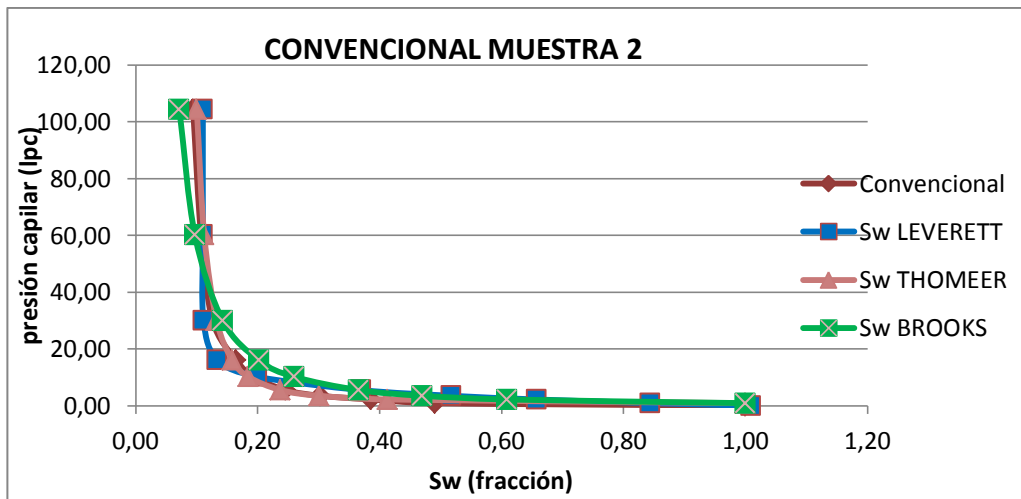
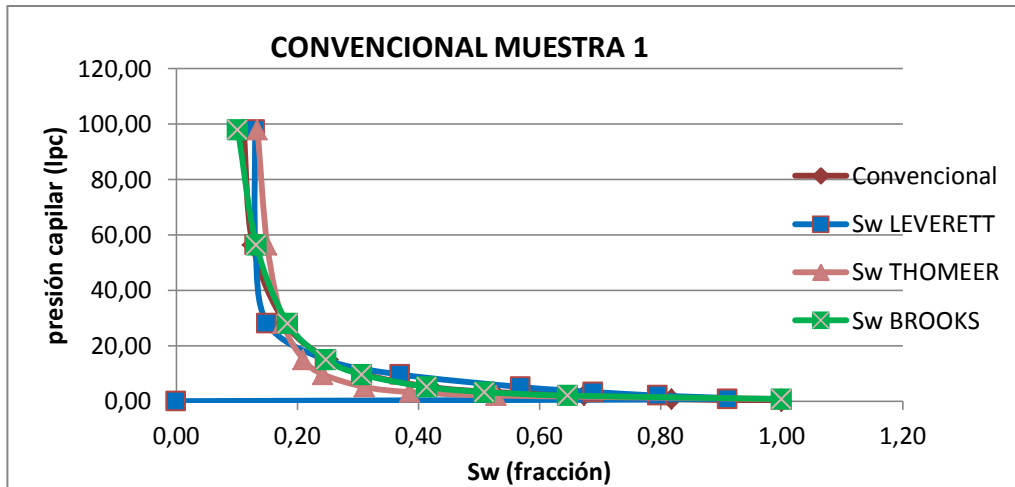
Kalu, E.C., Arogun, O. and Pirmez, P. Facies-Based Saturation Modeling-Bonga Field. Paper SPE 150764. Julio (2011).

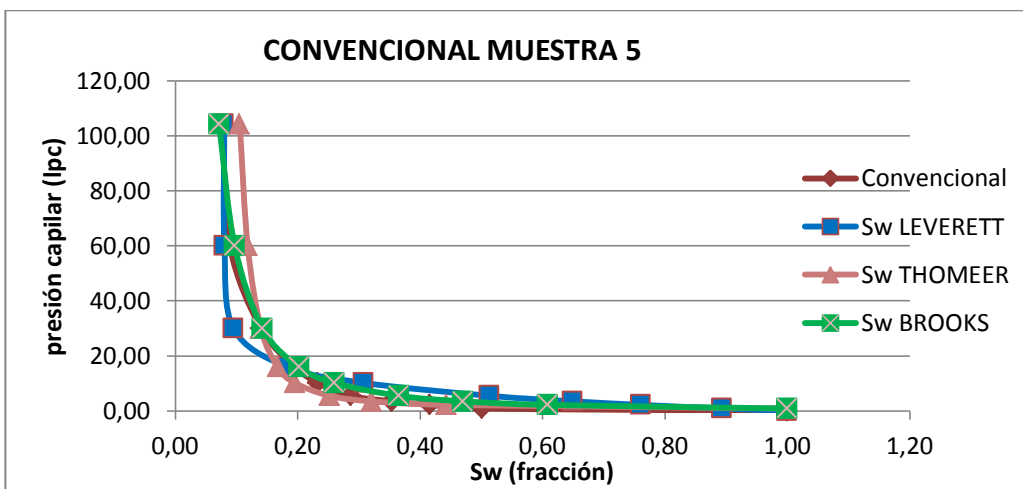
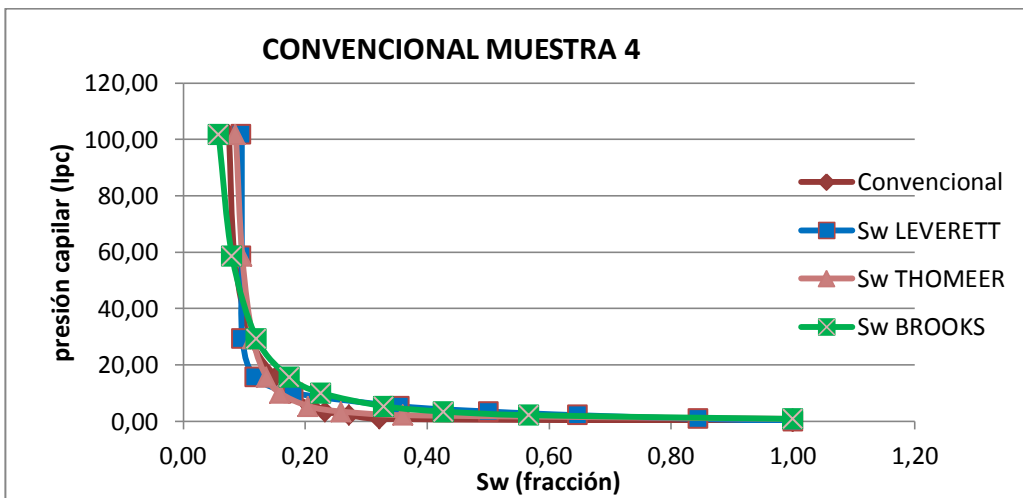
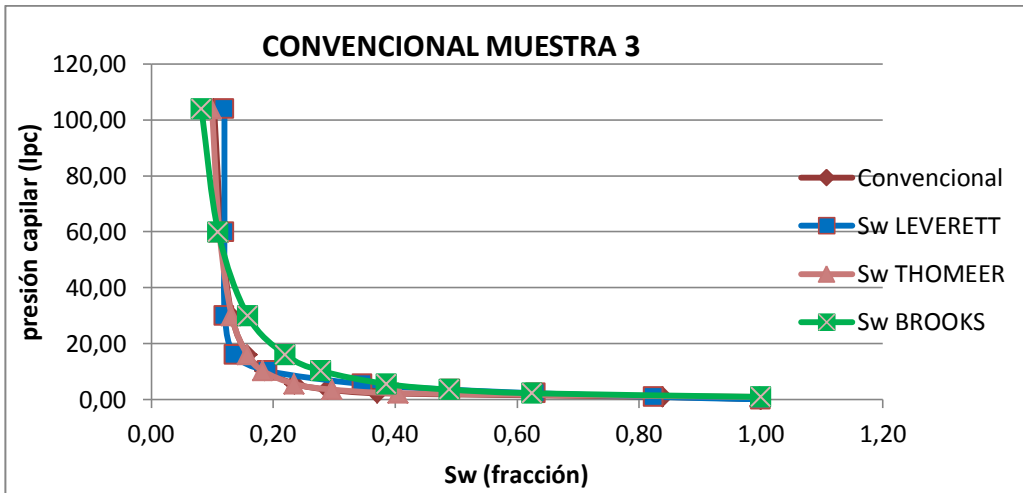
Bassiouni, Z. (1994). Theory, measurement, and interpretation of well logs. SPE Textbook Series Vol. 4. Richardson, Texas.

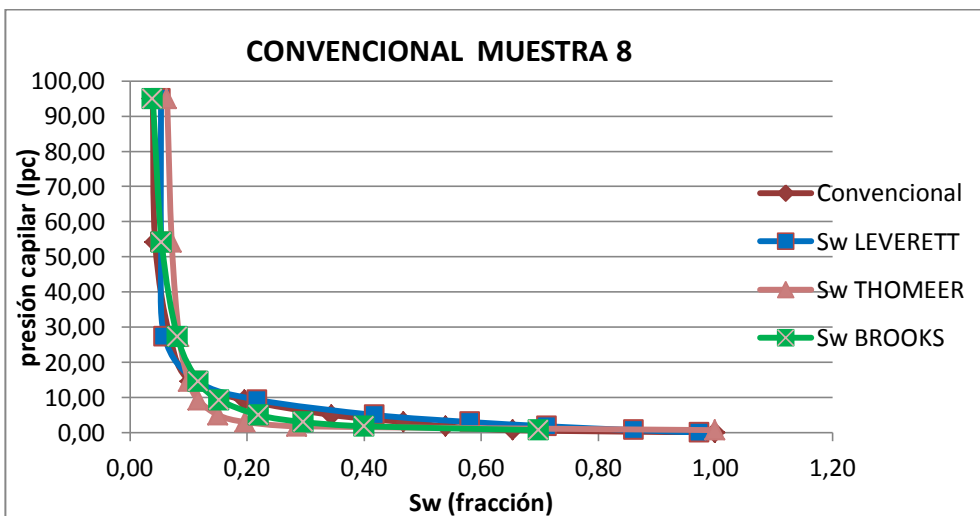
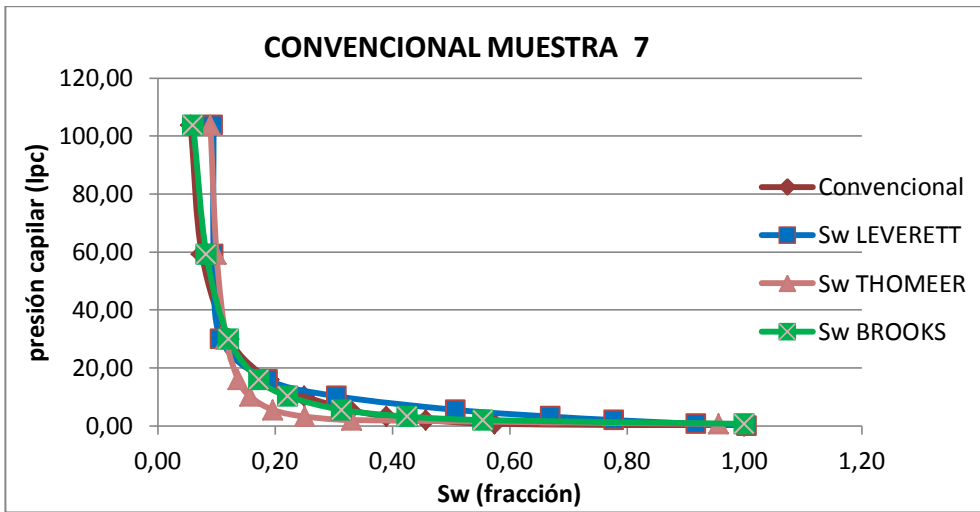
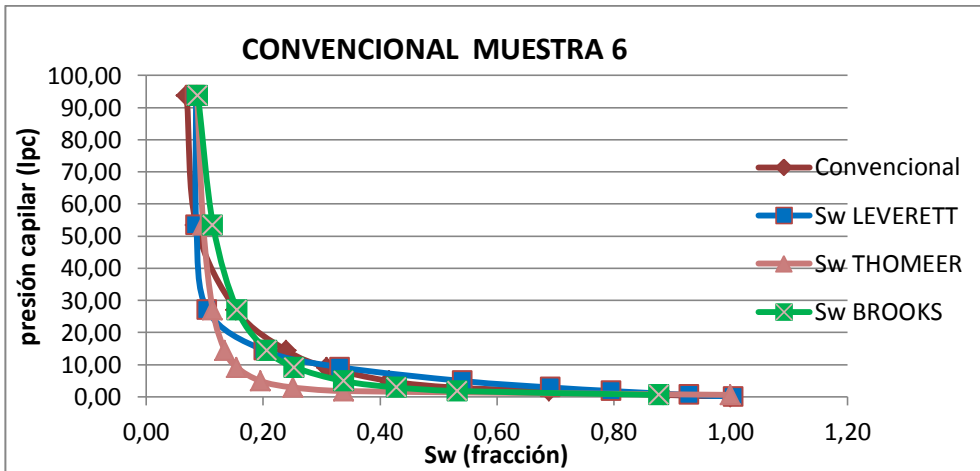
S.E.M. Desouky, King Saud University. Predicting Permeability in un-cored intervals/wells using hydraulic flow unit approach. Paper OMC 2003. Marzo 2003.

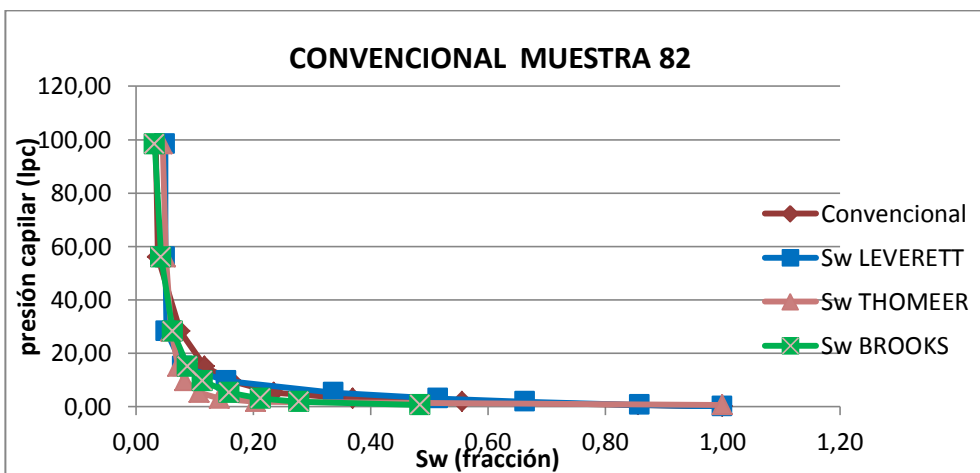
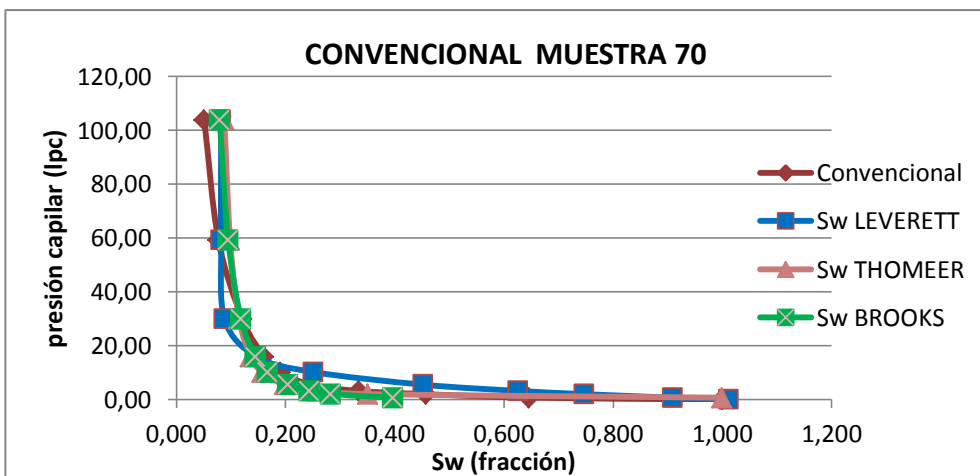
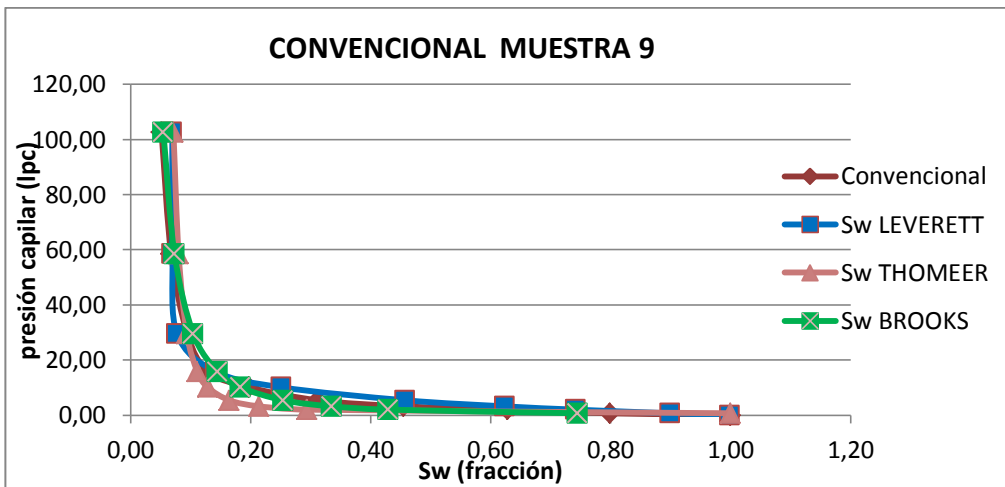
APÉNDICE

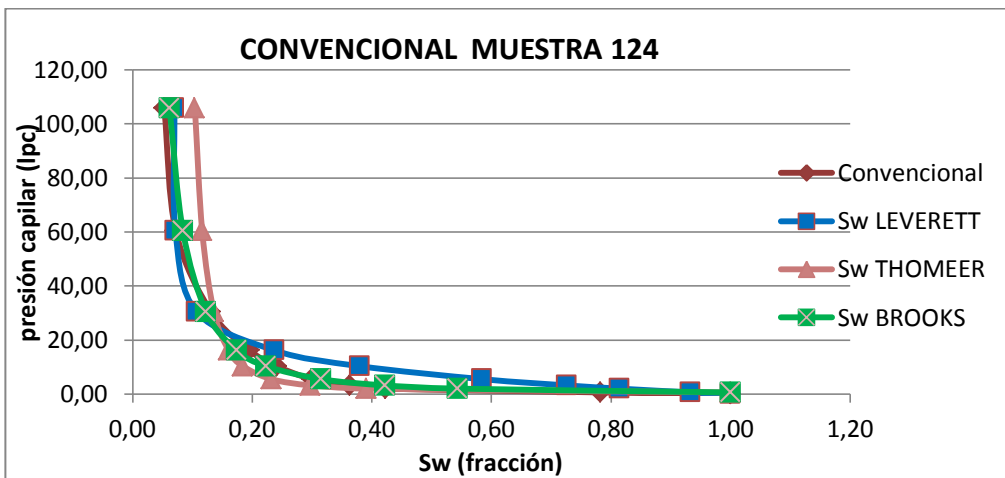
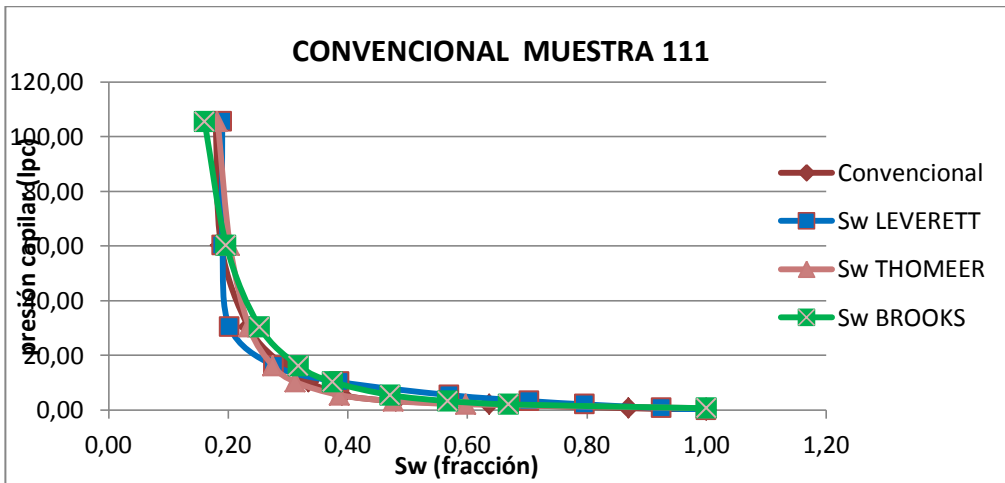
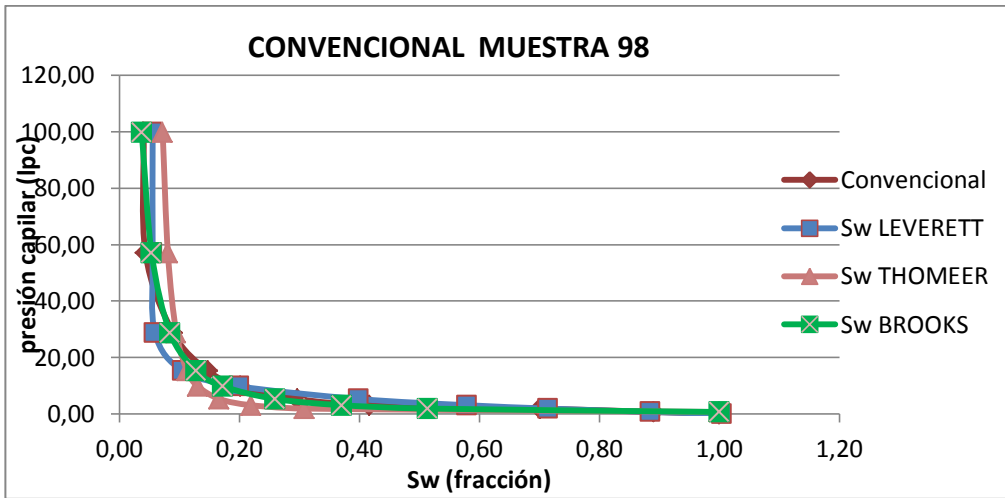
Apéndice A: Validación del método de presión capilar mediante la aplicación de los criterios de Leverett, Thomeer y Brooks.

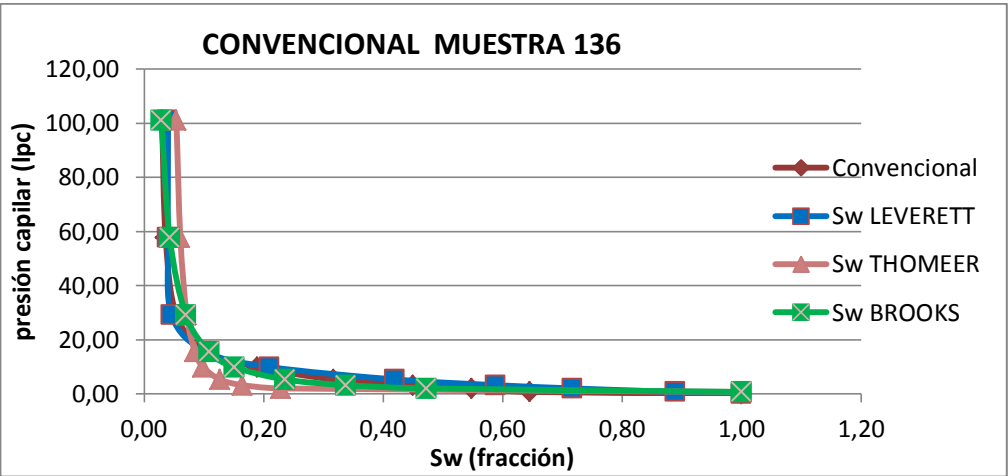












Apéndice B: Curvas convencionales y la resultante al aplicar las ecuaciones de Thomeer y Leverett.

