

**EVALUACIÓN TÉCNICO-FINANCIERA DEL MODELO DE SATURACIÓN DE
AGUA DEL CAMPO ERMITAÑO USANDO COMO BASE CURVAS DE
PRESIÓN CAPILAR A PARTIR DE INYECCIÓN DE MERCURIO**

**MELISA ALVARADO SÁNCHEZ
DANIELA BELTRÁN DORADO**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C
2018**

**EVALUACIÓN TÉCNICO-FINANCIERA DEL MODELO DE SATURACIÓN DE
AGUA DEL CAMPO ERMITAÑO USANDO COMO BASE CURVAS DE
PRESIÓN CAPILAR A PARTIR DE INYECCIÓN DE MERCURIO**

**MELISA ALVARADO SÁNCHEZ
DANIELA BELTRÁN DORADO**

**Proyecto integral de grado para optar por el título de
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**Director
LEONEL RAMIRO PEREZ
Ingeniero de Petróleos**

**Orientador
ADRIANGELA ROMERO
Ingeniera de Petróleos**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C
2018**

Nota de aceptación

Ing. Adriangela Romero Sánchez

Ing. Juan David Rengifo Medina

Ing. Andrés Felipe Suarez Barbosa

Bogotá D.C, febrero de 2018

DIRECTIVAS FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. JAIME POSADA DÍAZ

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrectora Académica y de Posgrados

Dra. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS

Secretario General

Dr. JUAN CARLOS POSADA GARCÍA-PEÑA

Decano Facultad de Ingeniería

Ing. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI

Director Programa Ingeniería de Petróleos

Ing. JOSÉ HUMBERTO CANTILLO SILVA

Las directivas de la Fundación Universidad de América, los jurados calificadores y el cuerpo docente no son responsables por los criterios e ideas expuestas en el presente documento, estas corresponden únicamente a los autores.

DEDICATORIA

A Dios quien es el que guía mi camino, por permitir cumplir otra meta más, por todas sus bendiciones y por poder disfrutar otro día de vida.

A mis padres Gina y Luis Eduardo, los cuales me han guiado, apoyado y aconsejado en los momentos más importantes de mi vida, gracias a su dedicación, esfuerzo y enseñanzas, por tener unos valores intachables dignos de las grandes personas que son, simplemente por creer en mí, los amo.

A mi hermanita Carolina, mi fiel compañera de vida, con la cuál he aprendido tantas cosas, mi confidente, la que siempre está para apoyarme independientemente de la situación, por siempre escucharme y por ese amor tan incondicional que me brinda.

A mis amigos, que fueron una parte importante en mis años universitarios, con los cuales compartí innumerables experiencias, gracias a ellos por acompañarme en este camino.

Melisa Alvarado Sánchez.

DEDICATORIA

A mi Mamá, a quien le debo todo en la vida, por siempre estar ahí apoyándome en cada pequeña cosa.

A mi hermana, que es lo más importante, por ser quien siempre me sacaba una sonrisa.

A mis abuelitos, quienes me enseñaron lo que significa ser realmente fuerte y perseverante.

A mis amigos, quienes me acompañaron en este camino, quienes lo hicieron un poco más divertido.

Daniela Beltrán Dorado.

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar, agradecemos al Ingeniero Fredy Antonio Garzón, por su tiempo dedicado a la finalización de este proyecto, por sus consejos, conocimientos y directrices para poder completar con éxito el presente trabajo de grado, así mismo a ECOPETROL S.A. y al ingeniero encargado Leonel Ramiro Pérez por permitirnos realizar este proyecto.

A nuestros orientadores el Ingeniero Alejandro Contreras y el Ingeniero Guillermo Villa por guiarnos en la construcción apropiada del proyecto, brindándonos su tiempo, conocimiento y paciencia, pero en especial, a la Ingeniera Adriangela Romero, la cual siempre nos apoyó con la elaboración del trabajo de grado, por compartir sus conocimientos técnicos y dedicándonos un espacio para la resolución de dudas.

A los demás docentes de la universidad, que aportaron su granito de arena en sus respectivas especialidades, brindando sus conocimientos para la formación de profesionales íntegros.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	29
OBJETIVOS	30
1.GENERALIDADES DEL CAMPO ERMITAÑO	31
1.1 HISTORIA DEL CAMPO ERMITAÑO	31
1.2 LOCALIZACIÓN DEL CAMPO	31
1.3 MARCO GEOLÓGICO	32
1.3.1 Columna estratigráfica	32
1.3.2 Estratigrafía	35
1.3.2.1 Formación Jordán	35
1.3.2.2 Grupo Girón	35
1.3.2.3 Formación Los Santos	35
1.3.2.4 Formación Rosa Blanca	36
1.3.2.5 Formación Paja	36
1.3.2.6 Formación Tablazo	36
1.3.2.7 Formación Simití	36
1.3.2.8 Formación El Salto	37
1.3.2.9 Formación La Luna	37
1.3.2.10 Formación Umir	37
1.3.2.11 Formación Lisama	37
1.3.2.12 Formación La Paz	38
1.3.2.13 Formación Esmeraldas	38
1.3.2.14 Formación Mugrosa	38
1.3.2.15 Formación Colorado	38
1.3.2.16 Grupo Real	39
1.3.2.17 Formación Mesa	39
1.3.3 Geología estructural	39
1.3.4 Geología del petróleo	39
1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN	40
1.4.1 Método de producción	40
1.4.2 Tiempo de producción	41
1.4.3 Número de pozos	41
1.4.4 Producción acumulada	41
2. ANÁLISIS PETROFÍSICO	43
2.1 REGISTROS DE POZO	43
2.1.1 Potencial espontáneo (SP)	43
2.1.2 Rayos Gamma (GR)	46
2.1.3 Neutrón (NPHI)	48
2.1.4 Densidad (RHOB)	50

2.1.5 Resistividad	52
2.2 PORCENTAJE DE ARCILLA (VSHL)	55
2.2.1 Modelo lineal	55
2.2.2 Modelo de Clavier	56
2.2.3 Modelo de Larionov	56
2.3 PROPIEDADES DE YACIMIENTO	58
2.3.1 Porosidad	58
2.3.2 Densidad de la matriz	60
2.3.3 Densidad del fluido	62
2.3.4 Permeabilidad	62
2.3.5 Net pay	64
2.4 DESARROLLO DEL MODELO PETROFÍSICO	65
2.4.1 Modelo de permeabilidad	65
2.4.1 Modelo petrofísico	69
3. ANÁLISIS DE PRUEBAS HPMI	77
3.1 MOJABILIDAD	77
3.2 PRESIÓN CAPILAR	78
3.2.1 Drenaje	78
3.2.2 Imbibición	79
3.2.3 Métodos de laboratorio	79
3.2.3.1 Centrifuga	80
3.2.3.2 Membrana semipermeable	81
3.2.3.3 Plato poroso	82
3.2.3.4 HPMI	83
3.3 ANÁLISIS DE LAS MUESTRAS POR HPMI	87
3.3.1 Muestras tomadas	87
3.3.2 Datos obtenidos de la prueba HPMI	90
3.3.3 Presión capilar en un sistema Aire – Mercurio	91
3.3.4 Cambio de resultados de laboratorio a condiciones de yacimiento	92
3.3.4.1 Cambio de un sistema Aire – Mercurio a Agua – Petróleo	92
3.3.4.2 Cambio de un sistema de presión capilar de O/W a Altura (H)	94
3.3.5 Clasificación litológica	95
3.3.5.1 R35. H.D	95
3.3.5.2 Tipos de roca	96
3.3.5.3 Curvas de presión capilar de HPMI por tipo de roca	99
3.3.5.4 Curva de altura representativa para cada tipo de roca	103
3.3.6 Geometría poral y estructura de la roca	105
3.3.7 Índice de calidad de roca (RQI)	108
3.3.8 Estimación de Swi respecto a los resultados de HPMI	109
3.3.9 Swi vs RQI	110
3.3.10 Swi RQI (Derivación de los pozos)	112
3.3.7 Transformación de un sistema de presión capilar de drenaje a imbibición	115
3.3.7.1 Saturación de agua corregida (Sw*)	115

3.3.7.2 Variable Lambda (λ) y a	119
3.3.7.3 Saturación de petróleo residual (Sor)	122
3.3.7.4 Modelo de imbibición	123
3.4 MODELO DE SATURACIÓN DE AGUA POR HPMI	125
4. DETERMINACIÓN DE LAS CURVAS DE PERMEABILIDADES RELATIVAS	127
4.1 PERMEABILIDAD RELATIVA	127
4.1.1 Curvas de permeabilidades relativas	127
4.1.1.1 Modelo de Brooks y Corey	128
4.1.1.2 Obtención de las curvas de permeabilidades relativas	130
5. MODELOS DE SATURACIÓN DE AGUA TEÓRICOS	136
5.1 SATURACIÓN DE AGUA (SW)	136
5.2 MODELOS DE SATURACIÓN DE AGUA	136
5.2.1 Simandoux	137
5.2.2 Simandoux modificado	141
5.2.3 Indonesia (Poupon-Leveaux)	142
5.2.4 Archie	145
5.2.5 Otros modelos de saturación de agua	147
5.3 GRÁFICAS RESULTANTES DE LOS MODELOS DE SATURACIÓN DE AGUA	152
5.3.1 Gráficas de los modelos de saturación de agua para el Pozo "A"	153
5.3.2 Gráfica modelo RQI Pozo "A"	157
5.3.3 Gráficas de los modelos de saturación de agua para el Pozo "B"	163
5.3.4 Gráfica modelo RQI Pozo "B"	167
5.3.5 Superposición de las curvas y elección del modelo de saturación de agua para los pozos estudio ("A" y "B")	172
6. VALIDACIÓN DEL MODELO DE SATURACIÓN DE AGUA	173
6.1 ECUACIÓN DE DARCY	175
6.1.1 Estimación de los términos de la ecuación de Darcy	177
6.1.1.1 Permeabilidad absoluta al petróleo	177
6.1.1.2 Términos teóricos	178
6.1.2 Caudales estimados	178
6.2 COMPARACIÓN DE LOS CAUDALES HISTÓRICOS DE PRODUCCIÓN RESPECTO A LOS CAUDALES ESTIMADOS	179
7.DETERMINACIÓN DEL INCREMENTO DE VOLUMENES EN SITIO	181
7.1 VOLÚMENES ACTUALES	181
7.2 DETERMINACIÓN DE LOS NUEVOS VOLÚMENES	181
7.3 DETERMINACIÓN DEL VOLUMEN INCREMENTAL	183

7.3.1 Factor de recobro	183
7.3.2 Volumen incremental	183
8. ANÁLISIS FINANCIERO	185
8.1 ANÁLISIS DE COSTOS DE INVERSIÓN (CAPEX)	187
8.2 ANÁLISIS DE COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX)	189
8.2.1 Costo de producción (lifting cost)	189
8.3 ANÁLISIS DE INGRESOS	191
8.3.1 Regalías	191
8.4 EVALUACIÓN FINANCIERA	193
8.5 FLUJOS DE EFECTIVO	194
8.6 CONCLUSIÓN DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA	195
9. CONCLUSIONES	196
10. RECOMENDACIONES	198
BIBLIOGRAFÍA	199
ANEXOS	206

LISTA DE GRÁFICAS

	pág.
Gráfica 1. Producción acumulada del Campo Ermitaño	42
Gráfica 2. Registros de Potencial espontaneo para los Pozos “A” y “B”	45
Gráfica 3. Registros de Rayos Gamma para los Pozos “A” y “B”	47
Gráfica 4. Registros Neutrón para los Pozos “A” y “B”	49
Gráfica 5. Registros de densidad para los pozos “A” y “B”	51
Gráfica 6. Registros de resistividad en la zona virgen (Rt) para los Pozos “A” y “B”	54
Gráfica 7. Comparación de los métodos de cálculo de volúmenes de arcilla	57
Gráfica 8. Relación entre la porosidad y la permeabilidad para el pozo estudio “A”	63
Gráfica 9. Relación entre la porosidad y la permeabilidad para el pozo estudio “A”	63
Gráfica 10. Resultado de la regresión multilineal vs datos obtenidos de la prueba de laboratorio (HPMI)	68
Gráfica 11. Determinación del volumen shale para el pozo estudio “A”	69
Gráfica 12. Determinación del volumen shale para el pozo estudio “B”	70
Gráfica 13. Determinación de la porosidad para el pozo estudio “A”	71
Gráfica 14. Determinación de la porosidad para el pozo estudio “B”	72
Gráfica 15. Determinación de la porosidad efectiva para el pozo estudio “A”	73
Gráfica 16. Determinación de la porosidad efectiva para el pozo estudio “B”	74
Gráfica 17. Determinación de la permeabilidad para el pozo estudio “A”	75
Gráfica 18. Determinación de la permeabilidad para el pozo estudio “B”	76
Gráfica 19. Saturación de mercurio respecto a la presión ejercida por la bomba para la muestra 7 del pozo estudio “A”	91
Gráfica 20. Presión capilar respecto a la saturación de agua para la muestra 7 del pozo estudio “A”	93
Gráfica 21. Altura respecto a la saturación de agua para la muestra 7 del pozo estudio “A”	95
Gráfica 22. Gráficos de Windland para el pozo estudio “A”	97
Gráfica 23. Gráficos de Windland para el pozo estudio “B”	98
Gráfica 24. Curvas de altura de las Muestras de HPMI según el tipo de roca para el pozo Estudio “A”	101
Gráfica 25. Curvas de altura de las Muestras de HPMI según el tipo de roca para el pozo Estudio “B”	102
Gráfica 26. Curvas de altura representativas según el tipo de roca	104
Gráfica 27. Radios de garganta respecto a la inyección de mercurio para el tipo de roca 1 (RT1)	105

Gráfica 28. Radios de garganta respecto a la inyección de mercurio para el tipo de roca 2 (RT2)	106
Gráfica 29. Radios de garganta respecto a la inyección de mercurio para el tipo de roca 3 (RT3)	106
Gráfica 30. Radios de garganta respecto a la inyección de mercurio para el tipo de roca 4 (RT4)	107
Gráfica 31. Radios de garganta respecto a la inyección de mercurio para el tipo de roca 5 (RT5)	107
Gráfica 32. Determinación de Swi máxima y mínima para cada tipo de roca	109
Gráfica 33. Relación matemática entre Swi y RQI	110
Gráfica 34. Swi Vs RQI para los resultados de las pruebas HPMI	111
Gráfica 35. Distribución de las saturaciones de agua irreducibles halladas mediante RQI para el pozo estudio "A"	114
Gráfica 36. Distribución de las saturaciones de agua irreducibles halladas mediante RQI para el pozo estudio "B"	114
Gráfica 37. Determinación de la variable Lambda (λ) y a para el tipo de roca 3 (RT3)	120
Gráfica 38. Determinación de la variable Lambda (λ) y a para el tipo de roca 4 (RT4)	121
Gráfica 39. Determinación de la variable Lambda (λ) y a para el tipo de roca 5 (RT5)	121
Gráfica 40. Modelo de presión capilar en el escenario de imbibición para el tipo de roca 3 (RT3)	123
Gráfica 41. Modelo de presión capilar en el escenario de imbibición para el tipo de roca 4 (RT4)	124
Gráfica 42. Modelo de presión capilar en el escenario de imbibición para el tipo de roca 5 (RT5)	124
Gráfica 43. Modelo de saturación de agua por HPMI para el pozo estudio "A"	125
Gráfica 44. Modelo de saturación de agua por HPMI para el pozo estudio "B"	126
Gráfica 45. Curvas de permeabilidades relativas para el tipo de roca RT3	134
Gráfica 46. Curvas de permeabilidades relativas para el tipo de roca RT4	134
Gráfica 47. Curvas de permeabilidades relativas para el tipo de roca RT5	135
Gráfica 48. Modelo de Simandoux Pozo "A"	153
Gráfica 49. Modelo de Simandoux Modificado Pozo "A"	154
Gráfica 50. Modelo de Archie Pozo "A"	155
Gráfica 51. Modelo de Indonesia Pozo "A"	156
Gráfica 52. Swir vs profundidad Pozo "A"	158
Gráfica 53. Correlación del modelo de Simandoux y modelo RQI para el Pozo "A"	159
Gráfica 54. Correlación del modelo de Simandoux modificado y modelo RQI para el Pozo "A"	160
Gráfica 55. Correlación del modelo Archie y modelo RQI para el Pozo "A"	161

Gráfica 56. Correlación del modelo Indonesia y modelo RQI para el Pozo "A"	162
Gráfica 57. Modelo de Simandoux Pozo "B"	163
Gráfica 58. Modelo de Simandoux modificado Pozo "B"	164
Gráfica 59. Modelo de Archie Pozo "B"	165
Gráfica 60. Modelo Indonesia Pozo "B"	166
Gráfica 61. Swir vs profundidad Pozo "B"	167
Gráfica 62. Correlación del modelo de Simandoux y modelo RQI para el Pozo "B"	168
Gráfica 63. Correlación del modelo de Simandoux modificado y modelo RQI para el Pozo "B"	169
Gráfica 64. Correlación del modelo de Archie y modelo RQI para el Pozo "B"	170
Gráfica 65. Correlación del modelo de Indonesia y modelo RQI para el Pozo "B"	171
Gráfica 66. Caudales históricos frente a los estimados para el pozo estudio "A"	180
Gráfica 67. Caudales históricos frente a los estimados para el pozo estudio "B"	180

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Porosidad estándar	50
Ecuación 2. Modelo lineal para porcentaje de arcilla	55
Ecuación 3. Modelo de Clavier	56
Ecuación 4. Modelo de Larionov	57
Ecuación 5. Porosidad	58
Ecuación 6. Porosidad efectiva	59
Ecuación 7. Regresión multilínea	64
Ecuación 8. Modelo de permeabilidad logarítmica	68
Ecuación 9. Modelo de permeabilidad	68
Ecuación 10. Presión Capilar (P_c)	78
Ecuación 11. Presión capilar por método de centrífuga	81
Ecuación 12. Presión capilar por HPMI	85
Ecuación 13. Saturación de la fase mojante	86
Ecuación 14. Relación matemática de cambio de sistema O/W a Hg/aire	92
Ecuación 15. Relación matemática de cambio de sistema un sistema de presión capilar de O/W a Hg/aire	94
Ecuación 16. Relación empírica para la determinación del R35	96
Ecuación 17. RQI (Rock quality index)	108
Ecuación 18. Modelo matemático para la obtención de la S_{wi} máxima por medio de RQI	111
Ecuación 19. Modelo matemático para la obtención de la S_{wi} media por medio de RQI	112
Ecuación 20. Modelo matemático para la obtención de la S_{wi} mínima por medio de RQI	112
Ecuación 21. Modelo matemático para la obtención de la S_{wi} mínima por medio de RQI	113
Ecuación 22. Saturación de agua corregida	115
Ecuación 23. Ecuación resultante de la gráfica log-log para S_w^* vs P_c	119
Ecuación 24. λ y a	120
Ecuación 25. Modelo matemático desarrollado por Ecopetrol S.A para la determinación del Sor. Resultados para la muestra 7 del pozo estudio "A"	122
Ecuación 26. Saturación de agua corregida por petróleo	129
Ecuación 27. Permeabilidad relativa al agua	129
Ecuación 28. Permeabilidad relativa al petróleo	130
Ecuación 29. Simandoux en términos de saturación	137
Ecuación 30. Temperatura de formación	138
Ecuación 31. Simandoux modificado en términos de conductividad (C_t)	141

Ecuación 32. Simandoux modificado en términos de S_w	141
Ecuación 33. Indonesia en términos de conductividad (C_t)	143
Ecuación 34. Indonesia en términos de resistividad (R_t)	143
Ecuación 35. Indonesia en términos de saturación (S_w)	144
Ecuación 36. Archie simplificada	145
Ecuación 37. Factor de formación de Archie	146
Ecuación 38. Saturación de agua de Archie	146
Ecuación 39. Modelo de doble agua en términos de conductividad (C_t)	148
Ecuación 40. Conductividad equivalente del agua (C_{we})	149
Ecuación 41. Conductividad equivalente del agua en términos de saturación (C_{we})	149
Ecuación 42. Conductividad de la zona no invadida de la formación en términos de saturación	150
Ecuación 43. Porosidad efectiva	150
Ecuación 44. Saturación del modelo de doble agua	150
Ecuación 45. Capacidad de intercambio catiónico por unidad de volumen poroso de la formación	151
Ecuación 46. Waxman & Smits en función de saturación de agua (S_w)	152
Ecuación 47. Ley de Darcy	176
Ecuación 48. Ley de Darcy para flujo semi-continuo de un líquido monofásico	176
Ecuación 49. Permeabilidad absoluta	177
Ecuación 50. Promedio ponderado por espesor	181
Ecuación 51. Cálculo del petróleo original en sitio	182
Ecuación 52. Cálculo volumétrico de hidrocarburos para el Bloque 789	183
Ecuación 53. Determinación del volumen incremental para el Bloque 789	184
Ecuación 54. Valor Presente Neto (VPN)	193
Ecuación 55. Desarrollo matemático de la ecuación del Valor Presente Neto	195

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Localización del Campo Ermitaño	33
Figura 2. Columna estratigráfica generalizada del Valle Medio del Magdalena y el Campo Ermitaño	34
Figura 3. Lecturas de los registros de resistividad	53
Figura 4. Ángulo de contacto de los fluidos	77
Figura 5. Procesos de drenaje e imbibición respecto a la presión capilar	79
Figura 6. Diseño de un tubo para método de la centrifuga	80
Figura 7. Obtención de curvas de presión capilar por el método de la membrana semi-permeable	82
Figura 8. Metodología de presión capilar por plato poroso	83
Figura 9. Primera medición volumétrica de la celda HPMI	84
Figura 10. Llenado de la celda HPMI	85
Figura 11. Curvas de permeabilidades relativas	128
Figura 12. Tabla Gen-6 Resistividad del NaCl en soluciones de agua	140
Figura 13. Permeámetro basado en el experimento de Darcy	175
Figura 14. Perforación de pozos nuevos para el Bloque 789	186
Figura 15. Flujo de efectivo	194
Figura 16. Flujo neto de efectivo	195

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Valores típicos de densidad	50
Tabla 2. Valores de referencia de los registros de Rayos Gamma para los Pozos “A” y “B”	56
Tabla 3. Densidad de la matriz para las rocas de yacimiento más comunes	60
Tabla 4. Valores de densidad de matriz para el pozo “A” respecto a la profundidad	61
Tabla 5. Valores base para la obtención de la correlación multilineal de permeabilidad para el pozo “A”	66
Tabla 6. Valores base para la obtención de la correlación multilineal de permeabilidad para el pozo “B”	67
Tabla 7. Muestras para estudio HPMI del Pozo “A”	88
Tabla 8. Muestras para estudio HPMI del Pozo “B”	89
Tabla 9. Resultados de la prueba HPMI para la muestra 7 del pozo estudio “A”	90
Tabla 10. Constantes para los sistemas aire-mercurio y petróleo-agua.	93
Tabla 11. Tipo de roca	99
Tabla 12. Tipos de la roca para las muestras de análisis HPMI para el Pozo estudio “A”	99
Tabla 13. Tipos de la roca para las muestras de análisis HPMI para el Pozo estudio “B”	100
Tabla 14. Saturaciones de agua irreducibles máximas y mínimas para cada tipo de roca	110
Tabla 15. Tope y Base de las formaciones productoras encontrados en los pozos estudio	112
Tabla 16. Determinación de $al Sw^*$ para el tipo de roca 3 (RT3)	116
Tabla 17. Determinación de $al Sw^*$ para el tipo de roca 4 (RT4)	117
Tabla 18. Determinación de $al Sw^*$ para el tipo de roca 5 (RT5)	118
Tabla 19. Determinación del Sor por tipo de roca	123
Tabla 20. Resultados obtenidos para las ecuaciones de Brooks y Corey para RT3	131
Tabla 21. Resultados obtenidos para las ecuaciones de Brooks y Corey para RT4	132
Tabla 22. Resultados obtenidos para las ecuaciones de Brooks y Corey para RT5	133
Tabla 23. Intervalos perforados Pozo “A”	174
Tabla 24. Intervalos perforados Pozo “B”	174
Tabla 25. Términos teóricos para los pozos estudio	178
Tabla 26. Estimación de los caudales de producción del pozo estudio “A”	179

Tabla 27. Estimación de los caudales de producción del pozo estudio “B”	179
Tabla 28. Caudales históricos de los primeros cuatro (4) meses para los pozos estudio	179
Tabla 29. Valores promedio para el cálculo del POES del Bloque 789	182
Tabla 30. Costos asociados a la perforación de un pozo	187
Tabla 31. Costos asociados a la construcción de las nuevas facilidades y las conexiones a las facilidades ya existentes	188
Tabla 32. Otros costos	188
Tabla 33. Número de pozos perforados por periodo durante la campaña de perforación	189
Tabla 34. Costos de inversión	189
Tabla 35. Producción incremental de fluido	190
Tabla 36. Producción incremental de petróleo	190
Tabla 37. Costos de operación	191
Tabla 38. Producción neta	192
Tabla 39. Ingresos	192

LISTA DE ABREVIATURAS

%	Porcentaje
∅	Porosidad densidad
ρ/ RHOB	Densidad
API	Instituto Americano del Petróleo (American Petroleum Institute) (densidad)
Bbl	Barriles
BOPD	Barriles de petróleo al día promedio mes
BP	Barriles de petróleo
BPD	Barriles de petróleo al día
BSW	Agua y sedimentos (Corte de agua)
BY/BN	Barriles de yacimiento sobre barriles normales
cP	Centipoise
Cum Pore	Espacio poroso acumulado invadido por el mercurio.
ft	Pies
g/cm³	Gramos sobre centímetro cúbico
GR	Gamma ray
Hg Sat	Porcentaje de saturación de mercurio
HPMI	Inyección de mercurio a altas presiones (high pressure mercury injection)
Igr	Índice de arcillosidad
Inc Pore	Espacio poroso invadido por el mercurio.
K	Permeabilidad
km	Kilómetros
lb/ft³	Libras sobre pie cúbico
lbf	Libra fuerza
m	Metros
m.a	Millones de años
m/s²	Metro sobre segundo cuadrado
mD	Milidarcies
min	Mínimo
mV	Mili voltios
NFSB	Nivel de fluido sobre la bomba
Ohm	Ohmios
P	Presión
Pc	Presión capilar
Pd	Presión de desplazamiento
PSI	Libra por pulgada cuadrada (pound per square inch)
PTR	Tamaño de garganta de poro invadida por el mercurio inyectado.
R_o	Resistividad en la zona de petróleo
R_t	Resistividad de la zona virgen (zona no invadida)
R_w	Resistividad del agua
S	Daño de la formación (Skin)

Sor	Saturación de petróleo irreducible
Swi/Swir	Saturación de agua irreducible
USD	Dólar estadounidense
Vg	Volumen de grano
Vp	Volumen de poro
Vsh	Volumen de arcilla
Vt	Volumen total de la roca

GLOSARIO

ACRE: medida de superficie equivalente a 43560 pies cuadrados.

AMBIENTE DE DEPOSITACIÓN: es el área en la que, y las condiciones físicas bajo las cuales, se depositan los sedimentos, incluida la fuente de los sedimentos.

AMONITAS: grupo extinto de animales invertebrados marinos que aparecieron hace unos 400 millones de años (Devónico). Sus conchas fosilizadas a menudo se cortan y se utilizan como una piedra ornamental. Las amonitas agatizadas son una piedra preciosa orgánica popular.

ANTICLINAL: una unidad de estratos plegados que es convexa hacia arriba y cuyo núcleo contiene las rocas estratigráficamente más antiguas, y se produce en la superficie de la tierra.

ARCILLA (SHALE): roca sedimentaria clástica común formada por endurecimiento de una arcilla, arcilla limosa o depósito arcilloso limoso, con tamaño de grano menor a 0.0039 mm, suelen estar compuestas por arcilla y limo.

ARENISCA: roca sedimentaria clástica consolidada o roca formada principalmente por arena cuarzosa, su textura es detrítica, sus granos poseen un diámetro entre 0.062 a 2 mm, si bien a menudo las areniscas pueden contener feldespatos, fragmentos de rocas, mica y muchos otros granos minerales adicionales unidos entre sí con sílice u otro tipo de cemento.

BIOPERTURBACIÓN: efecto que ejercen las plantas, microorganismos y macrofauna sobre el suelo, modificando algunas propiedades de este.

BUZAMIENTO: la magnitud de la inclinación de un plano respecto de la horizontal.

CALCITA: mineral común compuesto de carbonato de calcio (CaCO_3), se puede formar orgánicamente e inorgánicamente, tiene dureza de 3 y es el componente principal de la caliza y la creta.

CALIZA: roca sedimentaria carbonatada de origen orgánico o detrítico, su textura es compacta y rugosa, las partículas encontradas son en su mayoría microfósiles, el tamaño del grano es variable; visible a simple vista o microscópico, compuesta por al menos 50% de calcita y el resto se compone por dolomita, aragonito y siderita.

CAMPO: es una acumulación o grupo de acumulaciones de petróleo en el subsuelo. Un campo de petróleo está formado por un yacimiento con una forma adecuada para el entrapamiento de hidrocarburos, que se encuentra cubierto por una roca impermeable o una roca que actúa como sello.

CAPA: también llamado estrato es la unidad estratigráfica más pequeña; por lo general, posee un espesor de uno o más centímetros.

COLUMNA ESTRATIGRÁFICA: representación gráfica de los distintos tipos de rocas y de ciertos fenómenos geológicos en orden cronológico de acuerdo a la evolución geológica del área de estudio.

CONCORDANTES: estratos paralelos que han experimentado una historia geológica similar y que fueron depositados en sucesión sin ninguna interrupción. La naturaleza del contacto entre los estratos depositados en sucesión continua.

CONCRECIÓN: espesamiento por acumulación de materia alrededor de un núcleo o sobre una superficie; puede ser de origen químico o bioquímico.

CONGLOMERADO: roca sedimentaria clástica con textura detrítica, compuesta de fragmentos de roca redondeados a sub-angulares de grano grueso mayores de 2 mm, comúnmente con una matriz de arena y material más fino, los cementos incluyen sílice, carbonato de calcio y óxidos de hierro.

CUENCA SEDIMENTARIA: es una depresión de la corteza terrestre, formada por la actividad tectónica de las placas, en la que se acumulan sedimentos; pueden tener forma de cubeta o de fosa alargada.

DEPRESIÓN TECTÓNICA: surgen como resultado de fracturas en la corteza terrestre como producto del choque de las placas tectónicas, las cuales producen hundimiento de una porción de la corteza delimitado por fallas.

DISCORDANCIA: una superficie geológica que separa los estratos más modernos de los estratos más antiguos y que representa un período de ausencia de depositación, combinado posiblemente con un proceso de erosión.

DISCORDANTES: se caracterizan por ser secuencias que presentan interrupción en la depositación y se presenta un hiato entre las dos unidades en contacto.

ESMECTITA: es una categoría de minerales de arcilla, posee una estructura cristalina de tres capas y presentan la característica común de hinchamiento por hidratación cuando se exponen al agua.

ESPESOR: el espesor de una capa o de un estrato de roca sedimentaria, medido en forma perpendicular a su extensión lateral, presumiendo la existencia de depositación sobre una superficie horizontal.

ESTRATIFICACIÓN CRUZADA: serie de planos de estratificación inclinados que guardan alguna relación con la dirección del flujo de la corriente, con el ángulo de apoyo del sedimento y con la proporción de provisión del mismo, se puede formar tanto en dunas subacuáticas, como en las formadas por el viento (dunas eólicas).

ESTRATIGRAFÍA: el estudio de la historia, la composición, las edades relativas y la distribución de los estratos, y la interpretación de los estratos para elucidar la historia de la Tierra.

FACTOR VOLUMÉTRICO: volumen de petróleo y gas disuelto en condiciones del yacimiento dividido por el volumen del petróleo en condiciones normales.

FLUIDO DE COMPLETAMIENTO: es un líquido libre de sólidos utilizado para "terminar" un pozo de petróleo o gas, este fluido facilita las operaciones finales antes del comienzo de la producción, está diseñado para controlar un pozo en caso de algún imprevisto, sin dañar la formación productiva o los componentes de la terminación.

FORMACIÓN: una capa mapeable de rocas, es un cuerpo de estratos de un tipo predominante o una combinación de diversos tipos.

FOSA TECTÓNICA (GRABEN): bloque de falla situado en una posición relativamente baja, limitado por fallas directas opuestas, se forman en zonas de rifting o de extensión, en las que las fallas directas constituyen el tipo más común de falla.

GEOFÍSICA: es una rama de las Ciencias de la Tierra que estudia los procesos físicos y las propiedades físicas de la Tierra (composición de la Tierra, su estructura, sus campos gravitacionales, magnético, entre otros).

GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO: estudia el origen, la formación y la acumulación del petróleo en la naturaleza, así como también las rocas que la contienen en cuanto a su genética y presentación en la naturaleza.

GEOLOGÍA ESTRUCTURAL: es la disciplina científica que se ocupa del estudio de la deformación de la corteza tanto a pequeña como a gran escala, junto a la interpretación de las estructuras generadas en la corteza terrestre producto de movimientos propios de la dinámica terrestre.

HIATO: tiempo geológico durante el cual no hay sedimentos o estratos.

INFRAYACENTE: formación que se encuentra debajo de otra.

LAMINACIÓN PARALELA: se forma por sedimentación en un fondo plano, que suele ser horizontal o casi horizontal, se puede dar en 2 tipos de regímenes de flujo (bajo o alto).

LIMOLITA: roca sedimentaria detrítica, textura clástica, su tamaño de grano oscila entre 1/16 mm hasta 1/256 mm, en su composición predomina el limo sobre la arcilla.

LITIFICACIÓN: es el proceso por el cual los sedimentos no consolidados se transforman en rocas sedimentarias.

LODO DE PERFORACIÓN: una serie de fluidos líquidos, gaseosos y mezclas de fluidos y sólidos utilizados en operaciones de perforación de pozos de sondeo en la tierra.

LUMAQUÉLICO: formado por las partes duras y exteriores de fósiles de moluscos aglomerados por un cemento calizo.

MARCO GEOLÓGICO: incluye la estratigrafía, los tipos de roca presentes en el área de estudio, junto con la geología del petróleo.

MARGA: roca de tipo detrítico-carbonatada, son blandas, de textura a veces grumosa, compresibles, de fractura mate, astillosa; el tamaño de los granos es menor a 0.02mm, compuestas por arcillas y carbonato cálcico.

MIGRACIÓN: es el movimiento de los hidrocarburos generados, desde la fuente hacia las rocas yacimiento, se produce habitualmente desde un área estructuralmente baja hacia un área más alta, debido a la flotabilidad relativa de los hidrocarburos, en comparación con la roca adyacente, puede ser local o producirse a lo largo de distancias de cientos de kilómetros en las cuencas sedimentarias grandes.

MONOCLINAL: los estratos presentan una disposición inclinada en una única dirección, este buzamiento puede deberse a un basculamiento de origen tectónico o a uno de adaptación de los sedimentos a la pendiente del sustrato.

PETRÓLEO ORIGINAL EN SITIO: es la cantidad inicial de barriles de petróleo acumulados en un yacimiento.

POZO EXPLORATORIO: es poco o nada lo que se sabe con certeza sobre la geología del subsuelo, especialmente el régimen de presión.

PRESIÓN DE BURBUJA: es la presión a la cual sale la primera burbuja del gas en solución del petróleo.

REVOQUE: residuo depositado sobre un medio permeable cuando una lechada, tal como un fluido de perforación, es forzado contra el medio bajo presión.

ROCA GENERADORA: una roca rica en contenido de materia orgánica que, si recibe calor en grado suficiente, generará petróleo o gas, las rocas generadoras típicas, normalmente lutitas o calizas, contienen aproximadamente un 1% de materia orgánica y al menos 0,5% de carbono orgánico total (TOC).

ROCA RESERVORIO: rocas que poseen la capacidad de almacenar fluidos, con unas condiciones de porosidad y permeabilidad muy buenas para permitir el paso a través de ella, las mejores rocas reservorios son las calizas fracturadas y las areniscas.

ROCA SELLO: roca relativamente impermeable, normalmente lutita, anhidrita o sal, que forma una barrera o una cubierta sobre y alrededor de la roca yacimiento, de manera que los fluidos no pueden migrar más allá del yacimiento.

ROCAS VOLCÁNICAS: son todas aquellas rocas que se han formado por solidificación de un material rocoso, caliente y móvil denominado magma; este proceso, llamado cristalización, resulta del enfriamiento de los minerales y del entrelazamiento de sus partículas.

SEPTARIA: roca sedimentaria, se encuentra en ambientes químicos y detríticos posee una estructura granular, es de grano fino (< 1 mm), está constituida principalmente de calcita (carbonato de calcio), por arcillas (filosilicatos de aluminio y sodio) y por óxidos e hidróxidos de hierro y de aluminio.

SUPRAYACENTE: formación que se ubica por encima de otra.

TENSIÓN INTERFACIAL: propiedad de la interfaz entre dos fases líquidas inmiscibles.

TUBERÍA DE REVESTIMIENTO (CASING): tubería de gran diámetro que se baja en un agujero descubierto y se cementa en el lugar, se baja para proteger formaciones de agua dulce, aislar zonas de pérdida de circulación o aislar formaciones con gradientes de presión significativamente diferentes.

VISCOSIDAD: propiedad de los fluidos y las lechadas que indica su resistencia al flujo, es la relación entre el esfuerzo cortante y la velocidad de corte, se mide en centipoise.

YACIMIENTO: cuerpo de roca del subsuelo que exhibe un grado suficiente de porosidad y permeabilidad para almacenar y transmitir fluidos.

RESUMEN

TÍTULO: EVALUACIÓN TÉCNICO-FINANCIERA DEL MODELO DE SATURACIÓN DE AGUA DEL CAMPO ERMITAÑO USANDO COMO BASE CURVAS DE PRESIÓN CAPILAR A PARTIR DE INYECCIÓN DE MERCURIO.

El Campo Ermitaño ubicado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena tiene historia de producción de hace más de 60 años. La caracterización del yacimiento se ha estudiado por medio de diferentes pruebas de pozo y laboratorio, como lo son: pruebas de presión, análisis de núcleos, toma de muestras de zanja, entre otras. No obstante, el estudio de la ingeniería final de yacimientos no se ha realizado completamente debido a la falta de pruebas en todos los pozos y el análisis correspondiente de cada una de ellas.

Teniendo en cuenta la crisis petrolera que se ha presentado durante los últimos años no se tuvo como prioridad la toma de núcleos de pozo, sino que se pretendió determinar las propiedades petrofísicas y demás aspectos geológicos con los datos ya registrados, como es el caso de los Pozos "A" y "B" en donde solamente se han realizado pruebas de inyección de mercurio en muestras de roca a cierta profundidad y los registros de pozo. La prueba de HPMI (inyección de mercurio) permite determinar la curva de presión capilar evaluada en un proceso de drenaje; en la actualidad no se ha implementado una metodología para la corrección de la curva a un proceso de imbibición, de igual manera el análisis de resultados de la prueba implementada en el pozo no se ha desarrollado a su mayor potencial.

Uno de los primeros factores que ajusta el comportamiento real del yacimiento es el modelo de saturación de agua implementado para el Campo estudio, el cual fue realizado sin el análisis de núcleos o estudios de laboratorio complementarios y se diseñó teniendo en cuenta los caudales de producción históricos con el fin de tener una descripción aproximada del yacimiento; la incertidumbre en el modelo de saturación de agua actual del Campo Ermitaño subestima principalmente los volúmenes en sitio de petróleo, lo que genera un déficit en la balanza comercial del petróleo para el país y sus reservas probadas anualmente, las cuales convierten la evaluación del modelo en un ítem principal de la caracterización del yacimiento ya que generará un aumento en las reservas del campo, teniendo como consecuencia directa un incremento en las reservas probadas para el país para el año 2017.

Palabras clave: Cuenca Valle Medio Magdalena, Permeabilidad relativa, Inyección de mercurio, Presión capilar, Modelo saturación agua.

INTRODUCCIÓN

El enfoque de este proyecto está orientado al estudio y análisis de la información de laboratorio disponible de dos de los Pozos del Campo Ermitaño, ya que como se había mencionado, estos no cuentan con estudios de laboratorios completos para su correcta caracterización, al igual que muchos otros pozos del campo. Las pruebas de laboratorio realizadas son las de Inyección de mercurio a altas presiones, pero estas solo fueron realizadas en pequeñas muestras de roca y no corazones completos, por lo que sus datos deben llegar a correlacionarse o estudiarse por separado según el estrato en la columna litostática al que pertenezcan. La prueba HPMI (Inyección de mercurio a altas presiones) evalúa la obtención de las presiones capilares de una muestra en un proceso de drenaje, es decir, describe el proceso mediante el cual la roca es saturada en su máximo volumen por un fluido desplazante; pero si se mira desde la realidad del yacimiento, el movimiento de los fluidos realmente se comporta mediante un proceso de imbibición, es decir, uno en donde el fluido no mojante se desplaza de los poros de las rocas ya sea por efectos hidrodinámicos o por la producción de alguno de los fluidos constituyentes; por lo tanto, la prueba de HPMI necesita ser corregida en muchos de los aspectos teóricos que la componen para lograr los resultado que realmente deben ser evaluados.

Para dar solución a lo planteado, se usará información del pozo estudio "B" ya que la información de laboratorio que se posee del Pozo "A" es escasa; con ella se harán correlaciones, las cuales permitirán el ajuste de las curvas de presión capilar, permeabilidad relativa, y saturación de agua para así conocer el comportamiento real del pozo, con el propósito de realizar dicho ajuste sin necesidad de incluir en los presupuestos de estudio de yacimiento, pruebas de laboratorio adicionales. Todo esto llevará a la elección final del modelo de saturación de agua ajustado lo más posible a la realidad del yacimiento, el cual describa de manera acertada los volúmenes reales presentes en el yacimiento y el comportamiento real de los volúmenes de agua dentro de este.

Ahora bien, usando como base la metodología descrita en esta investigación y su posterior evaluación, se podría considerar como una alternativa viable para aplicar en otros campos de Colombia en el caso de que se tenga de igual manera insuficiente información del yacimiento, aunado a esto, Ecopetrol S.A busca soluciones en planteamientos teóricos sin tener que recurrir a inversión, con el objetivo de obtener como resultado una aproximación al mayor potencial y desempeño del campo.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Evaluar técnica y financieramente el modelo de saturación de agua para el Bloque 789 del Campo Ermitaño usando como base los modelos de saturación teóricos.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Describir las generalidades y geología del Campo Ermitaño de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.
2. Desarrollar el modelo petrofísico para los Pozos "A" y "B" con base en los registros de pozo respectivos.
3. Describir los conceptos básicos referentes a la obtención de las curvas de permeabilidad relativa y modelos de saturación de agua existentes para la descripción correcta de los yacimientos.
4. Determinar la geometría poral, estructura de la roca y porosidad por medio de los resultados obtenidos en la prueba HPMI (Inyección de mercurio a altas presiones).
5. Obtener la curva de presión capilar para el proceso de drenaje basada en los resultados de la prueba HPMI.
6. Transformar el sistema de presión capilar de drenaje a imbibición.
7. Determinar el modelo de saturación de agua por medio del análisis de resultados de la prueba HPMI.
8. Comparar los modelos de saturación de agua teóricos con el obtenido mediante la prueba HPMI.
9. Seleccionar el modelo de saturación de agua adecuado para un yacimiento de arenas arcillosas
10. Validar el modelo de saturación de agua seleccionado por medio de la comparación de los caudales de producción iniciales estimados frente a los históricos.
11. Estimar el incremento de volumen de petróleo en el yacimiento a partir de la selección del modelo de saturación de agua.
12. Evaluar la viabilidad financiera de la perforación de nuevos pozos que permitan la extracción de los nuevos volúmenes en sitio, mediante el indicador financiero Valor Presente Neto (VPN).

1. GENERALIDADES DEL CAMPO ERMITAÑO

En este capítulo se describe la historia, localización, marco geológico e historia de producción del Campo Ermitaño, ubicado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.

1.1 HISTORIA DEL CAMPO ERMITAÑO

A la empresa Texas Petroleum Company en el año 1929 le fueron otorgadas las Concesiones Guaguaquí-Terán, de las cuales el Campo Ermitaño hacía parte, ya que posteriormente en noviembre de 1986 pasó a la administración de Ecopetrol S.A; Texas Petroleum Company adquirió en el Valle Medio del Magdalena 127.205 hectáreas de terreno, la mayor parte en zona de Boyacá.

Durante la etapa exploratoria que tuvo inicios en diciembre de 1945, empezó la perforación del pozo exploratorio Velásquez-1, con una profundidad final de 8455 ft¹. El Pozo Ermitaño-1 se perforó a una profundidad de 5774 ft, en este evento ocurrido en noviembre de 1954 se encontró crudo y se completó en la Formación Mugrosa, en octubre de 1956 se logró perforar el pozo Ermitaño-7 a una profundidad que alcanzó los 6289 ft y en la Formación Mugrosa se realizó el completamiento como productor, en noviembre de 1956 se manifestó la comercialidad el Campo Ermitaño entrando en la fase de producción.

A julio de 2017 el Campo tiene un área aproximada de 5.400 acres, la operadora continúa siendo Ecopetrol; se encuentra activo y en producción.

1.2 LOCALIZACIÓN DEL CAMPO

En Colombia, más específicamente en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena se encuentra ubicado el Campo Ermitaño en el departamento de Boyacá situado sobre el costado oriental del Río Magdalena a 240 km de Bogotá D.C. y jurisdicción del Municipio de Puerto Boyacá a 271 km de Tunja.

¹ECOPETROL, S. A. Geología Campo Ermitaño. Bogotá D.C. 2016.

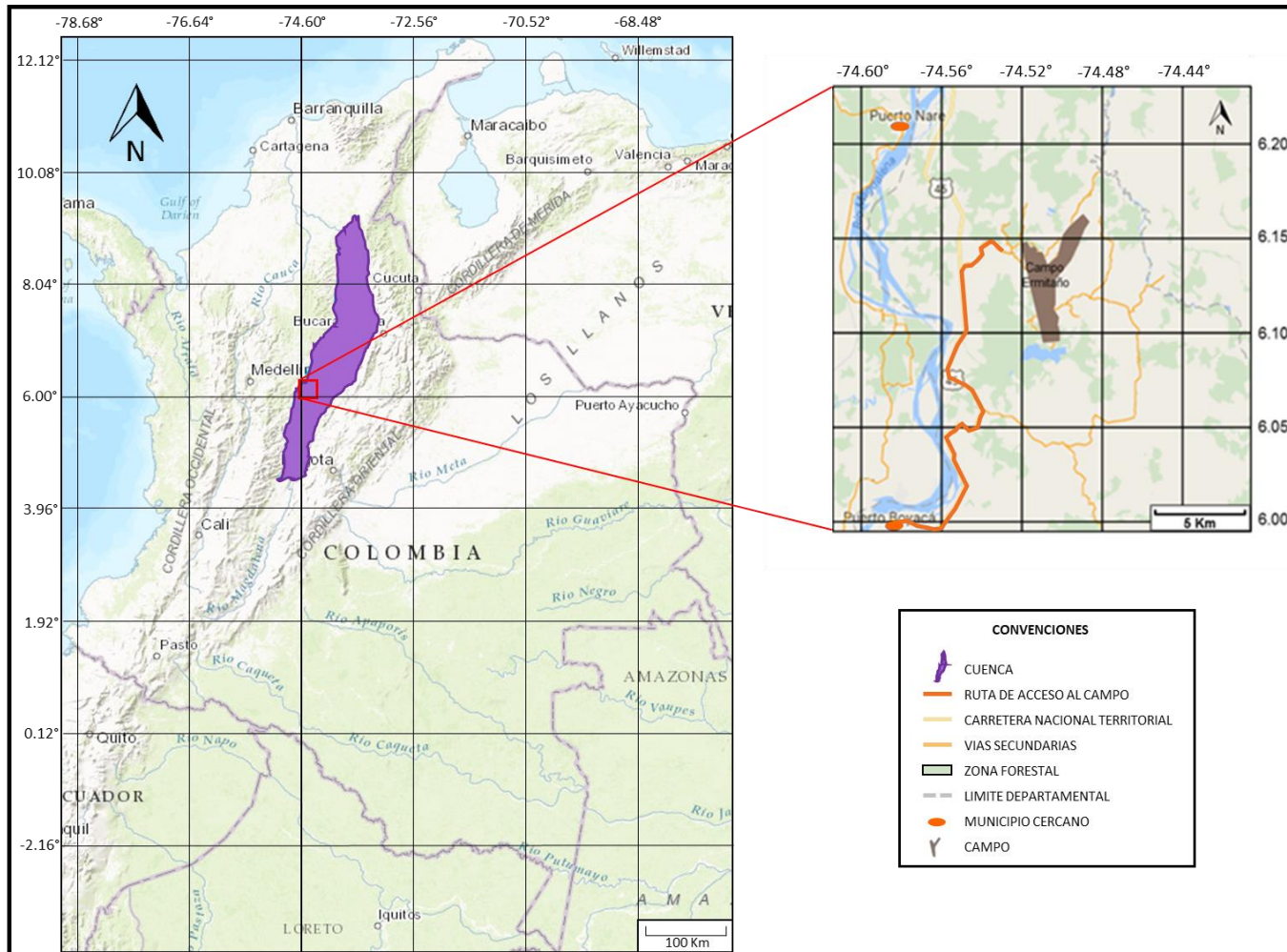
Únicamente por vía terrestre se puede acceder al Campo, saliendo desde Bogotá D.C se toma la Avenida Calle 80 hacia el occidente hasta la Ruta Nacional 50 (Bogotá – La Vega), en dirección noroccidente continuando por la Ruta 50 por 100 km hasta llegar al municipio de Guaduas, luego se toma la Calle 2 hacia el occidente durante 1,5 km hasta la glorieta tomando la primera salida hacia la Ruta 56 en dirección nororiente por la vía Guaduas–Caparrapí, por 36 km continuando por la Ruta 56 hacia el norte hasta que se convierte en la Ruta de Sol, siguiendo durante 24 km por esta ruta hasta encontrar la salida para la Troncal de la Paz (Ruta 45) ya en la ruta y por un trayecto de 51 km al norte se llega al municipio de Puerto Boyacá y por último continuando en la Ruta 45 se llega a la vía de acceso principal del Campo Ermitaño.

1.3 MARCO GEOLÓGICO

A continuación, se presenta la estratigrafía, la geología estructural y la geología del petróleo del Campo Ermitaño.

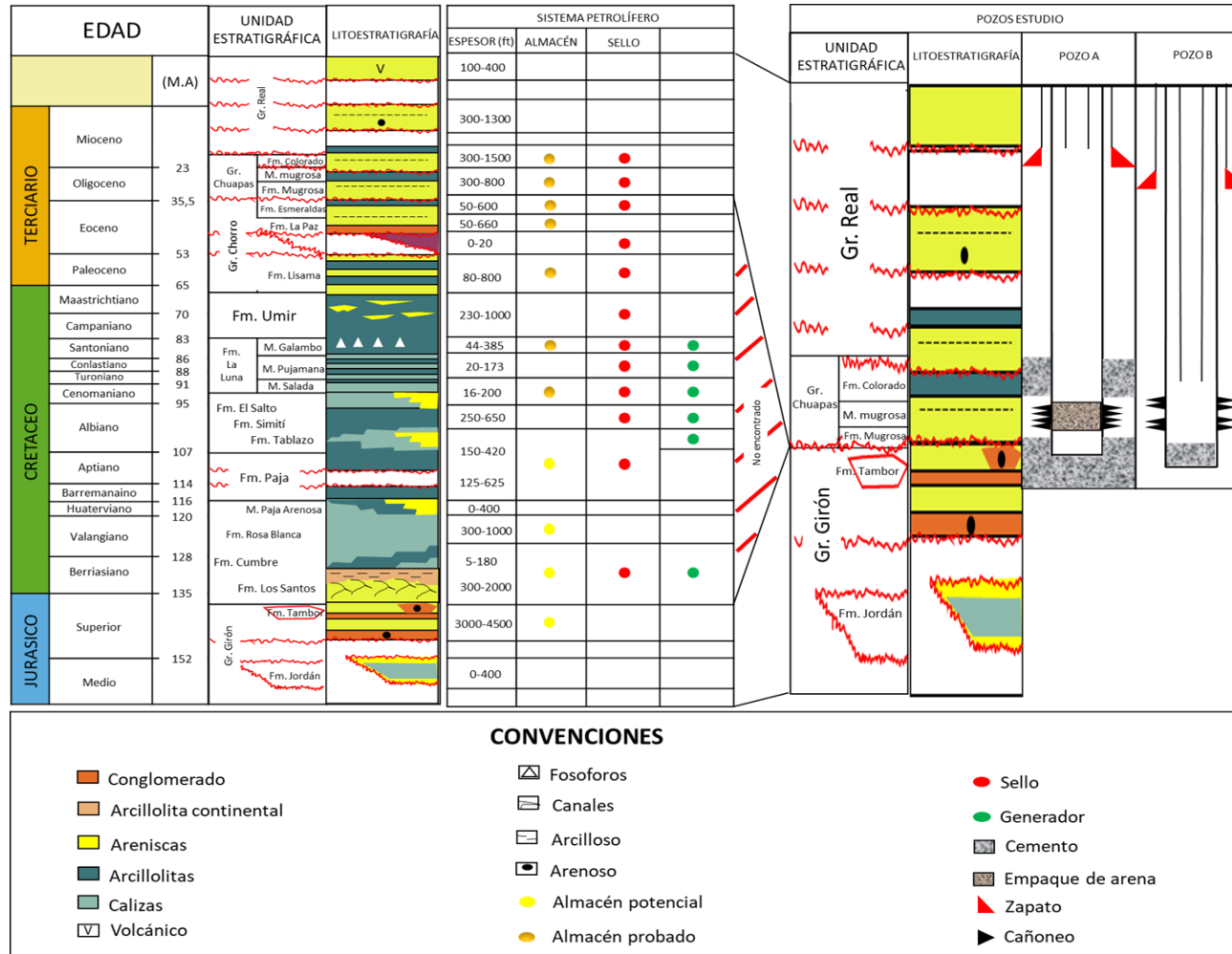
1.3.1 Columna estratigráfica. La Figura 2 presenta la columna estratigráfica generalizada para la Cuenca y el Campo Ermitaño, cabe aclarar que en el Campo no se encuentra la sección del Cretáceo inferior al Eoceno, así mismo se destacan los principales elementos del sistema petrolífero asociados al Campo.

Figura 1. Localización del Campo Ermitaño.



Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), Geo Visor ANH v2.0, Mapa de tierras 2015. Modificado por los autores.

Figura 2. Columna estratigráfica generalizada del Valle Medio del Magdalena y el Campo Ermitaño.



Fuente: ANH. Colombian Sedimentary Basins. Bogotá. ANH, 2007. p. 79. Modificado por los autores.

1.3.2 Estratigrafía. En esta sección se describen las unidades estratigráficas desde las más antiguas a las más recientes que están presentes en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, haciendo énfasis en lo encontrado en los pozos de estudio “A y “B” del Campo Ermitaño.

1.3.2.1 Formación Jordán. Con base en dataciones radiométricas se le ha asignado una edad de 196 m.a. situándola en el límite Triásico – Jurásico. La formación Jordán está constituida por areniscas grises verdosas de grano grueso a ligeramente conglomeráticas, con estratificación cruzada, intercalada con niveles arcillosos. Hacia el tope presenta intercalaciones de limolitas marrón rojizas con areniscas de grano fino². Su espesor promedio en la columna estratigráfica de la cuenca del Valle Medio del Magdalena es de menos de 400 m; El ambiente de depositación es fluvial. Sus contactos con la infrayacente formación Bocas y la suprayacente formación Girón son concordantes.

1.3.2.2 Grupo Girón. Data del Jurásico, Hettner (1982) lo designa un conjunto grueso de areniscas, conglomerados y limolitas de color marrón rojizo. Litológicamente la formación Girón se caracteriza por presentar capas competentes de conglomerados y de areniscas cuarzo feldespáticas de colores crema verdoso, con predominio del color rojo intercaladas con lodolitas violetas masivas³. Su espesor promedio en la columna estratigráfica de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena es de 3000 a 4500 m. Se depositó en un ambiente fluvial, la Formación Los Santos la infrayace concordantemente y la Arenisca de Arcabuco la suprayace con un contacto discordante⁴.

1.3.2.3 Formación Los Santos. La edad de esta formación ha sido determinada por Etayo y Rodríguez (1985) con base en dataciones sobre fragmentos de rocas volcánicas, según el método K/Ar dando 127 m.a. perteneciente al Cretáceo Inferior (Berriasiana). Consta de areniscas medianas a gruesas, blancas amarillentas, areniscas cuarzosas conglomeráticas, lodolitas con algunos guijos de cuarzo y caliche, en capas con geometría tabular, laminación paralela, bioperturbación en algunos niveles (Cediel, 1968). Laverde le asigna un espesor de 218 metros en el sector del Roto. La naturaleza terrígena de los sedimentos y el tipo de estratificación permiten deducir un ambiente de depositación continental, el Grupo Girón infrayace concordantemente a la Formación Los Santos y suprayace concordantemente a la Formación Rosa Blanca⁵.

² GEOTECNOLOGIA Ltda, Documento de diagnóstico amenazas de inundación y erosión en el Rio de Oro. Santander. Mayo 2005. p. 4.

³ *Ibíd.*, p. 5-6.

⁴ JULIVERT, M. *Léxico Estratigráfico internacional*. Volumen V, fascículo 4a. Paris: Centre National de la Recherche Scientifique, 1968. p. 255 - 263.

⁵ *Ibíd.*, p. 127.

1.3.2.4 Formación Rosa Blanca. Se estima que su edad es del Cretáceo inferior entre el Hauteriviano - Barremiano, la formación se compone de calizas, dolomías grises, intercalaciones de caliza marrón que tiene nivel margoso, shales con intercalación de calizas, nivel arenoso y nivel lumaquéllico, un espesor de 300 a 1000 m aproximadamente, su ambiente de depositación es marino somero, infrayace a la Formación Paja y suprayace concordante a la Formación Los Santos⁶.

1.3.2.5 Formación Paja. La edad de la formación corresponde al periodo del Cretáceo inferior entre el Barremiano – Aptiano, consiste de una sucesión de shales negras, ligeramente calcáreas y micáceas, la sección inferior de esta formación contiene concreciones de caliza, septarias y vetas de calcita, el espesor varía entre un mínimo de 125 m y un máximo de 625 m, su ambiente de depositación es marino somero, la unidad suprayace a la Formación Rosa Blanca con un contacto neto e infrayace a la Formación Tablazo con contacto de tránsito algo gradual⁷.

1.3.2.6 Formación Tablazo. Data desde el Aptiano superior al Albiano inferior, consta de una sucesión de calizas duras, azuladas, muy fosilíferas y margas, con predominio de las calizas en la mitad superior y de las margas en la mitad inferior. El espesor de esta formación varía entre 150 y 420 m, su ambiente de depositación es marino profundo, suprayace a la Formación Paja con un contacto concordante y gradual, infrayace concordante con la Formación Simití⁸.

1.3.2.7 Formación Simití. Data del Cretáceo inferior (Albiano), consiste en shale gris o negra, localmente calcárea y concrecionaria, los nódulos son generalmente fosilíferos y localmente contienen petróleo, así como las cámaras de los amonitas, cerca del techo de la formación se encuentran capas delgadas de conglomerados formadas por cantos pequeños, nódulos de fosfatos, dientes de pez y arena, su espesor varía entre 250 y 650 m, su ambiente de depositación es marino poco profundo, la Formación Simití infrayace concordantemente a la Formación La Luna y suprayace a la Formación Tablazo de manera concordante⁹.

⁶ Ibíd., p 419 - 420.

⁷ Ibíd., p 363 - 364.

⁸ Ibíd., p 444 - 445.

⁹ Ibíd., p. 437.

1.3.2.8 Formación El Salto. Pertenece al periodo Cretáceo superior entre las eras Albiano superior– Cenomaniano, se compone de una caliza arcillosa, gris oscura en sección fresca, dura, con multitud de intercalaciones finas de shale oscura, calcárea y localmente con nódulos, el espesor en la sección tipo es de 50 m, aunque en Casabe aumenta hasta 125 m, el ambiente de depositación de marino y litoral a continental, suprayace a la Formación Simití su contacto es concordante y neto e infrayace también concordantemente con el Miembro Salada, de la Formación La Luna¹⁰.

1.3.2.9 Formación La Luna. Con una edad del Turoniano al Santoniano (Cretáceo Superior), está compuesta por una sucesión de shale calcárea, negra, fosilífera con concreciones calizas negras, se subdivide en tres miembros: Salada con una descripción de arcillolitas calcáreas, negras, duras, laminares, con concreciones y líneas de pirita, mezcladas con caliza, Pujamana que consta de shale gris o negra calcárea y Galembó miembro superior de la formación, se trata de una shale calcárea alternando con finas capas de caliza y con numerosos nódulos discoidales de caliza, el espesor varía entre 60 - 560 m, se presume que su ambiente de depositación es marino poco profundo, la Formación La Luna suprayace a la Caliza El Salto e infrayace con un contacto discordante a la Formación Umir¹¹.

1.3.2.10 Formación Umir. Del Cretáceo superior (Campaniano - Maestrichtiano), la parte inferior de la formación se compone de lutitas en láminas delgadas, de color gris oscuro, gris azulado a negro, con delgadas láminas carbonáceas y micáceas, la parte superior consta de lutita blanda, gris oscura, en capas delgadas con numerosas laminitas de carbón, láminas delgadas de mineral de hierro, arenisca de grano fino y limonita, su espesor aproximadamente es de 230 a 1000 metros, su ambiente de depositación es marino, suprayace discordantemente a la Formación La Luna e infrayace concordantemente a la Formación Lisama¹².

1.3.2.11 Formación Lisama. La edad de esta unidad corresponde al periodo del Paleoceno, consta de shales abigarradas de color rojo, pardo, gris, con intercalaciones de areniscas masivas grisáceas, de grano medio a fino que se hace más grueso hacia la parte superior de la formación, su espesor varía entre 80 - 800 metros, su ambiente de depositación es lagunar y deltaico, suprayace a la Formación Umir presentando un contacto normal y transicional, infrayace al el Miembro Toro de la Formación La Paz el contacto está determinado por una discordancia regional bien marcada.¹³

¹⁰ *Ibíd.*, p. 424.

¹¹ *Ibíd.*, p. 254, 301- 303, 402- 403, 422 - 423.

¹² *Ibíd.*, p. 458 - 459.

¹³ DE PORTA, J. *Léxico Estratigráfico internacional*. Volumen V, fascículo 4b. Paris: Centre National de la Recherche Scientifique, 1974. p. 327 - 328.

1.3.2.12 Formación La Paz. La Formación La Paz tendría una edad comprendida entre el Paleoceno y el Eoceno medio, es la base del grupo Girón, consta de areniscas masivas, conglomeráticas, de color gris claro, con estratificación cruzada, con intercalaciones dispersas de limonitas y shales que se encuentran principalmente en los dos tercios inferiores de la formación, según Germeraad, Hopping y Muller, su espesor varía entre 50 y 660 metros, su ambiente de depositación es terrestre con influencia de ríos trenzados, infrayace a la Formación Esmeraldas con un contacto concordante y transicional, suprayace discordante con la Formación Lisama¹⁴.

1.3.2.13 Formación Esmeraldas. Pilsbry y Olsson dieron a esta unidad una edad del Eoceno superior, litológicamente consta de areniscas y limolitas compactas dispuestas en capas muy delgadas o láminas, micáceas, de grano fino y de color gris, que alternan con shales gris oscuras que localmente pueden presentarse moteadas de rojo, púrpura y marrón, algunos lentejones de carbón pueden presentarse dispersos, tiene un espesor que varía entre 130 metros y 1000 metros, su ambiente de depositación es deltaico con influencia lagunar, suprayace concordante a la Formación La Paz con un límite transicional e infrayace concordantemente a la Formación Mugrosa¹⁵.

1.3.2.14 Formación Mugrosa. Según Germeraad la edad de la Formación es Eoceno superior, la parte inferior de la formación consta de areniscas de grano medio a fino, raramente grueso, que están intercaladas con shales de color azul o gris, la parte media consta de shales masivas moteadas con algunas intercalaciones de areniscas de grano fino, en la parte superior se encuentran areniscas a veces con cantos que se intercalan con shales moteadas, tiene un espesor que varía entre 600 metros y 800 metros, su ambiente de depositación es fluvial, infrayace concordante a la Formación Colorado y suprayace concordantemente a la Formación Esmeralda¹⁶.

1.3.2.15 Formación Colorado. Con la información proporcionada por Pilsbry y Olsson de unos moluscos fósiles se estableció que la edad de esta formación es del Oligoceno, consta predominantemente de arcillas de color gris claro, púrpuras y moteadas de rojo, con intercalaciones de areniscas en bancos de espesor variable con estratificación cruzada, tiene aproximadamente de 300 a 1500 m de espesor, su ambiente de depositación es fluvial, suprayace concordante con la Formación Mugrosa e infrayace al grupo Real con un contacto discordante¹⁷.

¹⁴ *Ibíd.*, p. 307

¹⁵ *Ibíd.*, p. 198 - 199.

¹⁶ *Ibíd.*, p. 373 - 374.

¹⁷ *Ibíd.*, p. 142 - 144.

1.3.2.16 Grupo Real. Según Olsson su edad es del Mioceno su composición consta de un conjunto formado por conglomerados, areniscas y shales que se encuentran comprendidos entre la Formación Colorado del Grupo Chuspas en la base y el Grupo Mesa en la parte superior. Su espesor varía entre 300 – 1300 m, su ambiente de depositación es fluvial, suprayace a la Formación la Cira con un contacto de carácter discordante e infrayace concordantemente a la Formación Mesa¹⁸.

1.3.2.17 Formación Mesa. La edad de la formación es del Mioceno al Plioceno, para Buttler la Formación Mesa es una unidad bien estratificada que consta de abundante material volcánico representado por andesita, dacita, piedra pómez, ceniza volcánica, así como cuarzo, filitas y rocas metamórficas, su espesor varía entre 100 - 400 m, la Formación Mesa suprayace concordantemente al Grupo Real¹⁹.

1.3.3 Geología estructural. La Cuenca del Valle Medio del Magdalena es una cuenca intramontana que “constituye una depresión tectónica asimétrica”²⁰, con la presencia de un monoclinal suave con buzamiento en dirección sureste, afectado por fallas normales.

Los esfuerzos predominantes en la Cuenca son de tipo distensivos y compresivos, los cuales dieron lugar trampas de tipo estructural en el costado oriental y en el costado occidental trampas mixtas²¹, también depresiones que en ambos lados presentan fallas normales (graben), fallas inversas (esfuerzos compresivos) por el posicionamiento de la Cordillera Occidental.

Desde el punto de vista estructural el Campo Ermitaño consiste en un monoclinal, el cual tiene un buzamiento aproximado de 6° en dirección Norte/Sur y se encuentra atravesado por la Falla Velásquez (límite oeste). Adicionalmente hay un grupo de fallas de rumbo en dirección Oeste/Este que dividen el Campo Ermitaño en cinco bloques/yacimientos.

Los desplazamientos de rumbo al oriente de la Cordillera Central, así como las deformaciones locales al oeste de la Cordillera Oriental, influyeron en el estilo estructural de Ermitaño²².

1.3.4 Geología del petróleo. En esta sección se presenta la roca generadora, roca reservorio, roca sello, migración y trampa, principales parámetros involucrados en el sistema petrolífero de la Cuenca y por lo tanto del Campo.

¹⁸ *Ibíd.*, p. 356 - 352.

¹⁹ *Ibíd.*, p. 414-418.

²⁰ MOJICA, J. y FRANCO, R. Estructura y Evolución Tectónica del Valle Medio y Superior del Magdalena. Geología Colombiana no. 17. Bogotá D.C. 1990, p. 56.

²¹ *Ibíd.*, p. 60.

²² ECOPETROL S.A. Geología Campo Ermitaño., Op. Cit. 2016.

1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN

El Campo Ermitaño inició su producción no oficial en 1954, con 425 BPD, de un crudo pesado (18,2° API) proveniente de la Formación Mugrosa. El Campo Ermitaño entró oficialmente en producción en noviembre del año 1956 aunque históricamente la producción de gas no ha sido medida de manera constante; posteriormente con el objetivo de mejorar la recuperación de volúmenes entre los años 1966 y 1967 se llevó a cabo un proyecto de inyección cíclica de vapor dando buenos resultados.

Otro proyecto de inyección se abrió paso en 1994, pero este consistía en la inyección de aguas residuales producidas, con el objetivo de cumplir las normas gubernamentales para la preservación ambiental, para este proyecto fue necesaria la construcción de una planta de inyección de agua²³.

El 100% del POES está contenido en los Bloques 123, 456, 789, 1011 y 121314, los cuales pertenecen a la Formación Colorado y Mugrosa con viscosidades que oscilan entre 167 cP y 243 cP respectivamente, son yacimientos de crudo pesado con una gravedad API promedio de 18° API²⁴.

1.4.1 Método de producción. El Campo Ermitaño inició su producción por recuperación primaria en 1956, su método de producción principal es gas en solución; los pozos productores a julio de 2017 cuentan con un sistema de levantamiento artificial por medio del bombeo mecánico que utiliza una unidad de bombeo para transmitir movimiento a la bomba de subsuelo, a través de una sarta de varillas y la energía suministrada por un motor²⁵, adicionalmente 45 pozos cuentan con bombas electrosumergibles que permiten la extracción de manera más efectiva debido a los bajos cortes de gas.

El bombeo electrosumergible es un sistema de levantamiento artificial que utiliza un sistema de bombeo de fondo de pozo accionado eléctricamente. El sistema de bombeo consta de secciones de bombas centrífugas de varias etapas que pueden ser configuradas específicamente para adecuarse a las características de producción y de pozo de una aplicación dada²⁶.

²³ ECOPETROL S.A. Plan de Desarrollo Campo Ermitaño Cuenca Valle Medio del Magdalena. Bogotá D.C, 2010. p. 159.

²⁴ *Ibíd.*, p. 13.

²⁵ *Ibíd.*, p. 162.

²⁶ SCHLUMBERGER. Bomba eléctrica sumergible. En: Oilfield Glossary. [En línea] [Citado el 06 de febrero de 2018] Disponible en: http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/e/electric_submersible_pump.aspx.

1.4.2 Tiempo de producción. El tiempo de producción del campo Ermitaño es de aproximadamente 60 años, teniendo el año 1956 como fecha de inicio a julio de 2017²⁷.

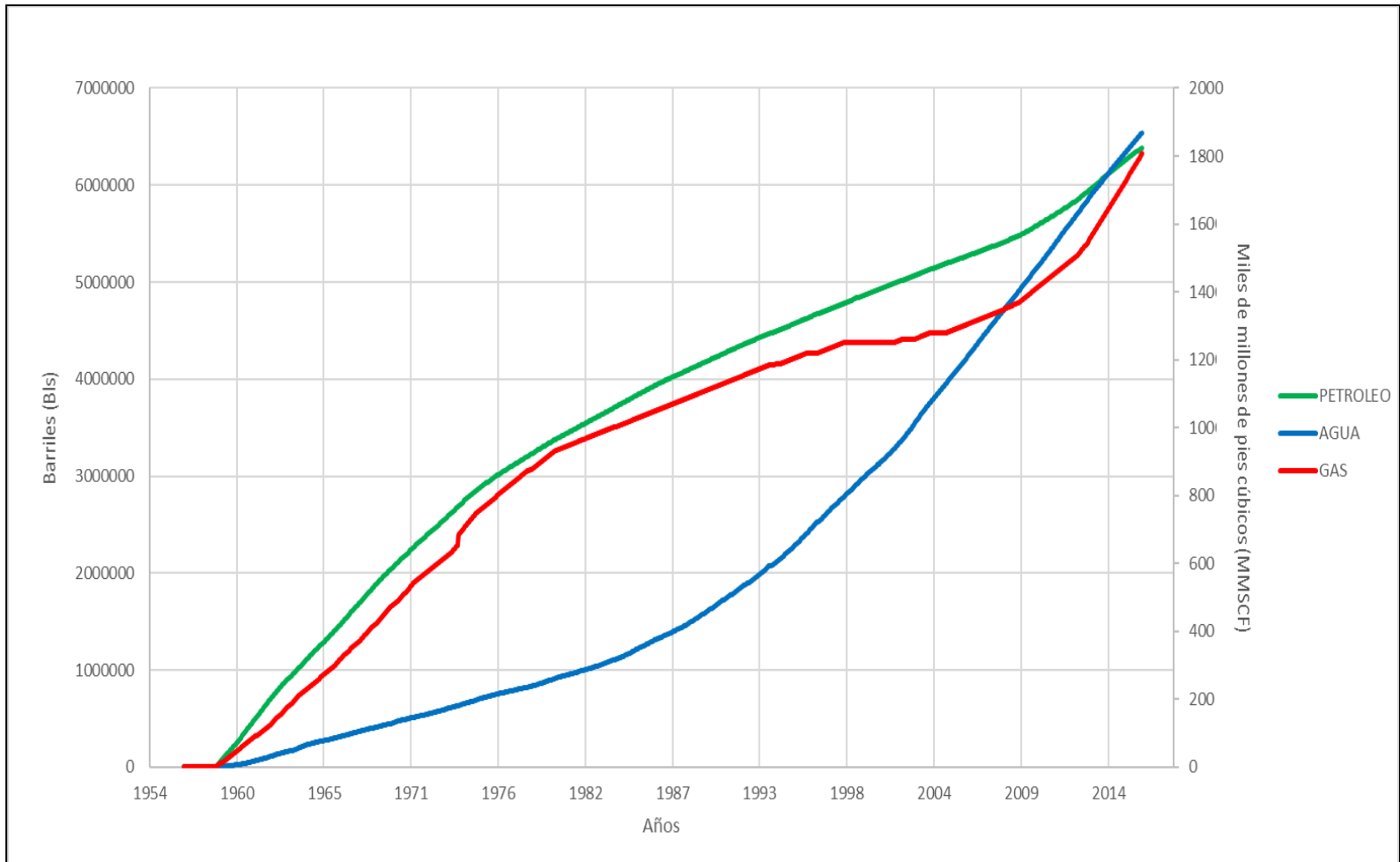
1.4.3 Número de pozos. El Campo cuenta con 354 pozos perforados, 111 son pozos inactivos lo que corresponde al 31,4% del total, siete pozos están adecuados para el monitoreo de la presión, seis pozos catalogados como “disposal” de aguas residuales, 14 pozos abandonados y los 218 restantes son productores activos²⁸.

1.4.4 Producción acumulada. En la Gráfica 1 se puede observar la producción acumulada desde finales de 1956 a febrero del 2017 del Campo Ermitaño, la producción más alta de petróleo registrada es de 18761,6 BPD en agosto de 1961, posteriormente la producción de crudo decae alcanzando su punto más bajo en 1996 con 4189 BPD, por otro lado, Ecopetrol diseñó un plan de perforación avanzada para que así en el año 2007 aumentara la producción diaria del campo.

²⁷ *Ibíd.*, p. 162.

²⁸ *Ibíd.*, p. 70.

Gráfica 1. Producción acumulada del Campo Ermitaño.



2. ANÁLISIS PETROFÍSICO

El análisis petrofísico une conocimientos de ingeniería de petróleos, geofísica y geología, los cuales permiten determinar las principales propiedades de la roca y los fluidos presentes, como lo son los conceptos de porosidad, permeabilidad, volumen de arcillas y saturación de agua irreducible. El presente capítulo tiene como objetivo desarrollar el modelo petrofísico para los pozos “A” y “B” del Campo Ermitaño teniendo como base los resultados obtenidos en los registros de pozos tomados al momento de la perforación, la aplicación de las ecuaciones teóricas descritas a continuación y las acotaciones necesarias a cada una de estas, respecto a los valores máximos y mínimos que se pueden encontrar en el Bloque 789 del Campo Ermitaño. Este análisis permitirá conocer las propiedades y conceptos necesarios para la evaluación correcta del modelo de saturación de agua del Bloque 789 del yacimiento.

El modelo petrofísico a desarrollar determina las diferentes propiedades a cada una de las profundidades en donde fueron tomadas las muestras para el posterior análisis mediante pruebas HPMI, las cuales serán descritas en el siguiente capítulo.

2.1 REGISTROS DE POZO

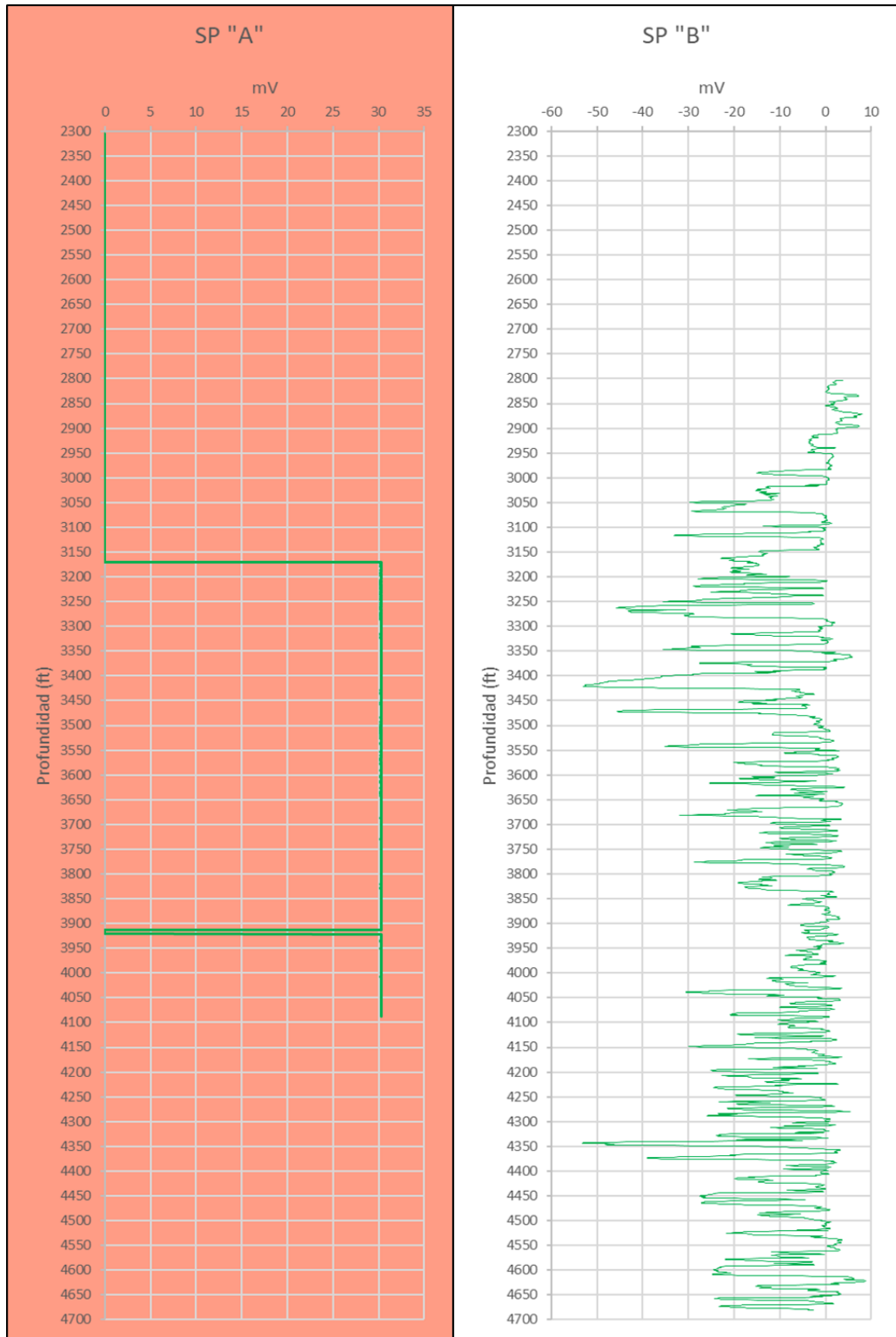
Los registros de pozo son mediciones realizadas en los pozos petroleros para determinar la variación de alguna propiedad física o química en función de la profundidad o del tiempo. El estudio de estos registros permite obtener propiedades petrofísicas del yacimiento y su posterior modelación, optimizando la caracterización y manejo del pozo. A continuación, se describirán algunos de los registros tomados en los Pozos “A” y “B” que permitirán la descripción petrofísica del Bloque 789 del Campo Ermitaño.

2.1.1 Potencial espontáneo (SP). El registro de potencial espontáneo es una medida de la diferencia del voltaje directo (DC) entre el potencial natural de un electrodo que se mueve hacia abajo y uno localizado en la superficie, medido en milivoltios. Este registro es influenciado por parámetros del pozo, como el tipo de lodo usado, únicamente puede ser utilizado en medios conductivos (lodos base agua). Su función principal se basa en detectar zonas permeables y sus límites, conocimiento de la resistividad del agua (R_w) y el volumen de shale presente en las zonas permeables²⁹.

²⁹ FAKHRY A. Assaad. Field Methods for Petroleum Geologists: A Guide to Computerized Correlation Charts Application in North Africa. Estados Unidos. 2009, p. 45.

Los registros de potencial espontáneo de los Pozos “A” y “B” (Gráfica 2) muestran los resultados obtenidos en la corrida de registros al momento de ser perforados. Para efectos académicos de esta investigación el registro de los Pozos “A” y “B” se toman como iguales debido a que la toma del registro del Pozo “A” fue insatisfactoria y no se obtuvieron datos reales del comportamiento del pozo respecto a sus unidades litológicas.

Gráfica 2. Registros de Potencial espontaneo para los Pozos "A" y "B".



Fuente: Registros de Pozo Campo Ermitaño, Ecopetrol S.A.

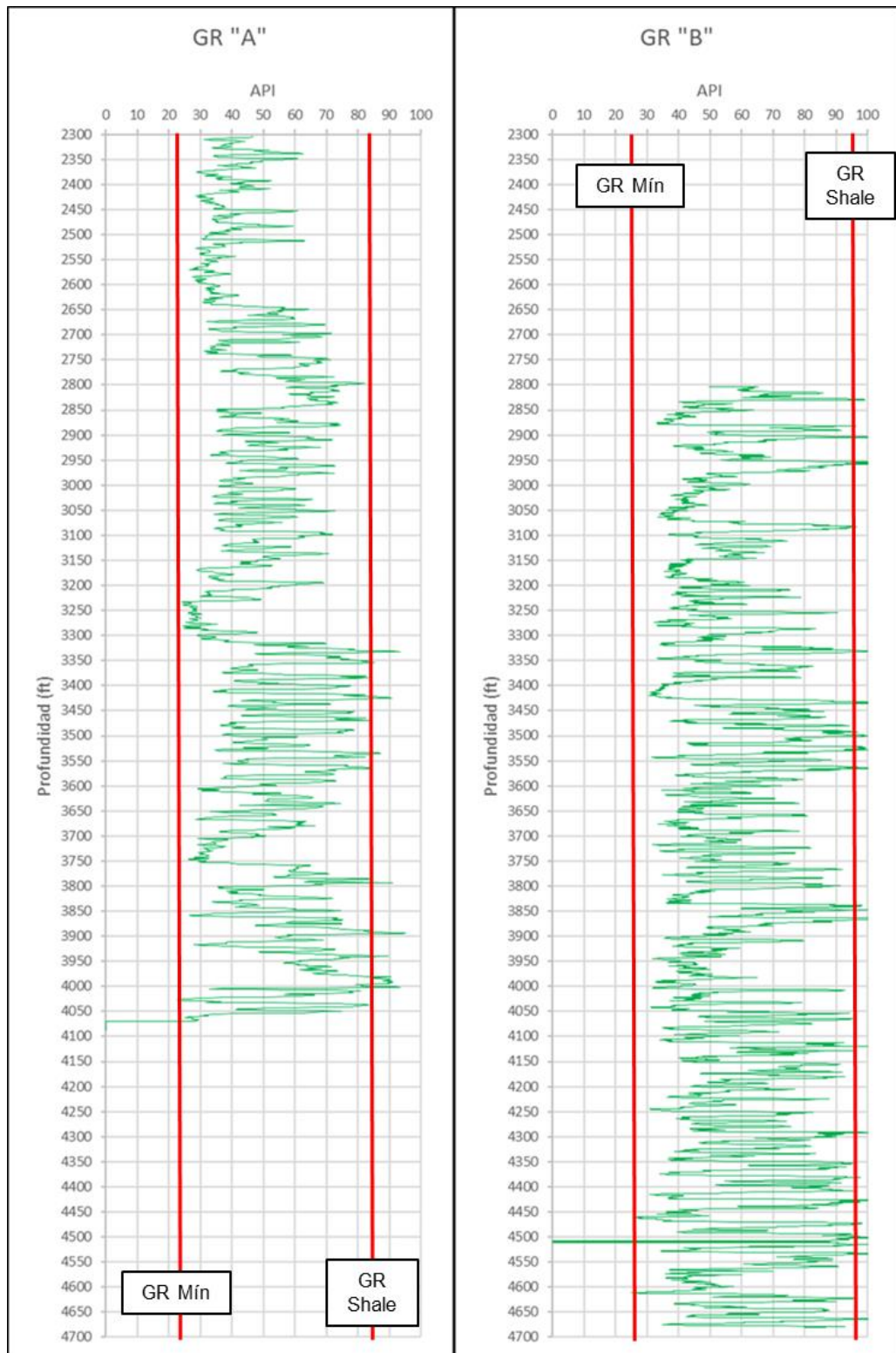
2.1.2 Rayos Gamma (GR). La radiación natural de las formaciones se debe a la desintegración nuclear de los átomos como el potasio 40, el torio y el uranio. La medida de cada uno de ellos mediante la lectura de radiación espectrofotométrica es una variable que identifica los elementos presentes, por ende, da características específicas de algunas rocas. El registro de rayos gamma convencional no discrimina los rayos detectados que viene de la formación, el nivel de radioactividad medido, depende de la gravedad específica de la formación, la existencia del casing y del lodo de perforación o el fluido de completamiento. La radioactividad aumenta en las zonas que contienen arcillas y disminuye en formaciones de arenas limpias, dolomitas y calizas³⁰.

La determinación de las zonas permeables y de arenas limpias en el presente trabajo investigativo se seleccionan teniendo en cuenta los valores obtenidos de rayos gama para los Pozos "A" y "B". Se determinan los valores de gamma ray mínimo y gamma ray del shale para el cálculo de los volúmenes de arcilla dando como resultado valores de gamma ray mínimo de 22,58 y 24,924 °API y de gamma ray máximo 82 y 94 °API para los pozos estudio "A" y "B" respectivamente (Gráfica 3).

Se tienen registros de rayos gamma convencionales y corregidos (sin medición de uranio), sin embargo, solo se tendrán en cuenta los convencionales ya que el yacimiento estudio se encuentra tipificado como arenas arcillosas y la cantidad de uranio (representante principal de volúmenes de arcillas) es relevante en la formulación de las conclusiones para la determinación de las zonas permeables e impermeables.

³⁰ DESBRANDES, Robert. Encyclopedia of well logging. Paris: Springer Netherlands. Institut français du petrol publications, 1985. p. 152-153.

Gráfica 3. Registros de Rayos Gamma para los Pozos "A" y "B".



Fuente: Registros de Pozo Campo Ermitaño, Ecopetrol S.A.

2.1.3 Neutrón (NPHI). Los registros neutrón miden la porosidad de las formaciones basados en la cantidad de hidrógeno que se encuentren presente en ellas. Los fluidos de la formación (a excepción del gas) pueden ser identificados ya que el agua y el petróleo tienen aproximadamente el mismo contenido de hidrógenos, a diferencia del gas que posee menos hidrógenos por unidad de volumen. Cuando se encuentran zonas de gas en los yacimientos los registros de neutrón tienden a subestimar la porosidad de las formaciones.³¹

Los registros neutrón varían en rangos de 20 – 50% para el pozo estudio “A” y entre 20 – 55% para el pozo estudio “B” (Gráfica 4). A continuación, se grafican los resultados obtenidos del registro neutrón realizado por Ecopetrol para los Pozos “A” y “B”.

³¹ EVENICK, Jonathan. Introduction to Well Logs & Subsurface Maps. Estados Unidos: PennWell Corp. 2008. p. 21.

Gráfica 4. Registros Neutrón para los Pozos "A" y "B".



Fuente: Registros de Pozo Campo Ermitaño, Ecopetrol S.A.

2.1.4 Densidad (RHOB). El registro de densidad mide la porosidad de la formación basado en la densidad de la formación y del fluido de perforación en g/cm³. La porosidad estándar se calcula a partir de:

Ecuación 1. Porosidad estándar.

$$\phi_{DEN} = \frac{\rho_{GRANO} - RHOB}{\rho_{GRANO} - \rho_{FLUIDO}}$$

Fuente: EVENICK, Jonathan. Introduction to Well Logs & Subsurface Maps. Estados Unidos: PennWell Corp. 2008. p. 20.

Donde:

- ϕ_{DEN} : Porosidad estimada por el registro de densidad (Fracción)
- ρ_{GRANO} : Densidad de la matriz (g/cm³)
- RHOB: Densidad leída por el registro (g/cm³)
- ρ_{FLUIDO} : Densidad del fluido presente en la formación (g/cm³)

Las porosidades pueden ser sobreestimadas en zonas de gas debido a que la lectura del registro de densidad será menor. Las formaciones de lutitas y carbón comúnmente tienen valores de densidades bajos y las arenas y los carbonatos valores altos³². Algunos valores típicos de densidades son:

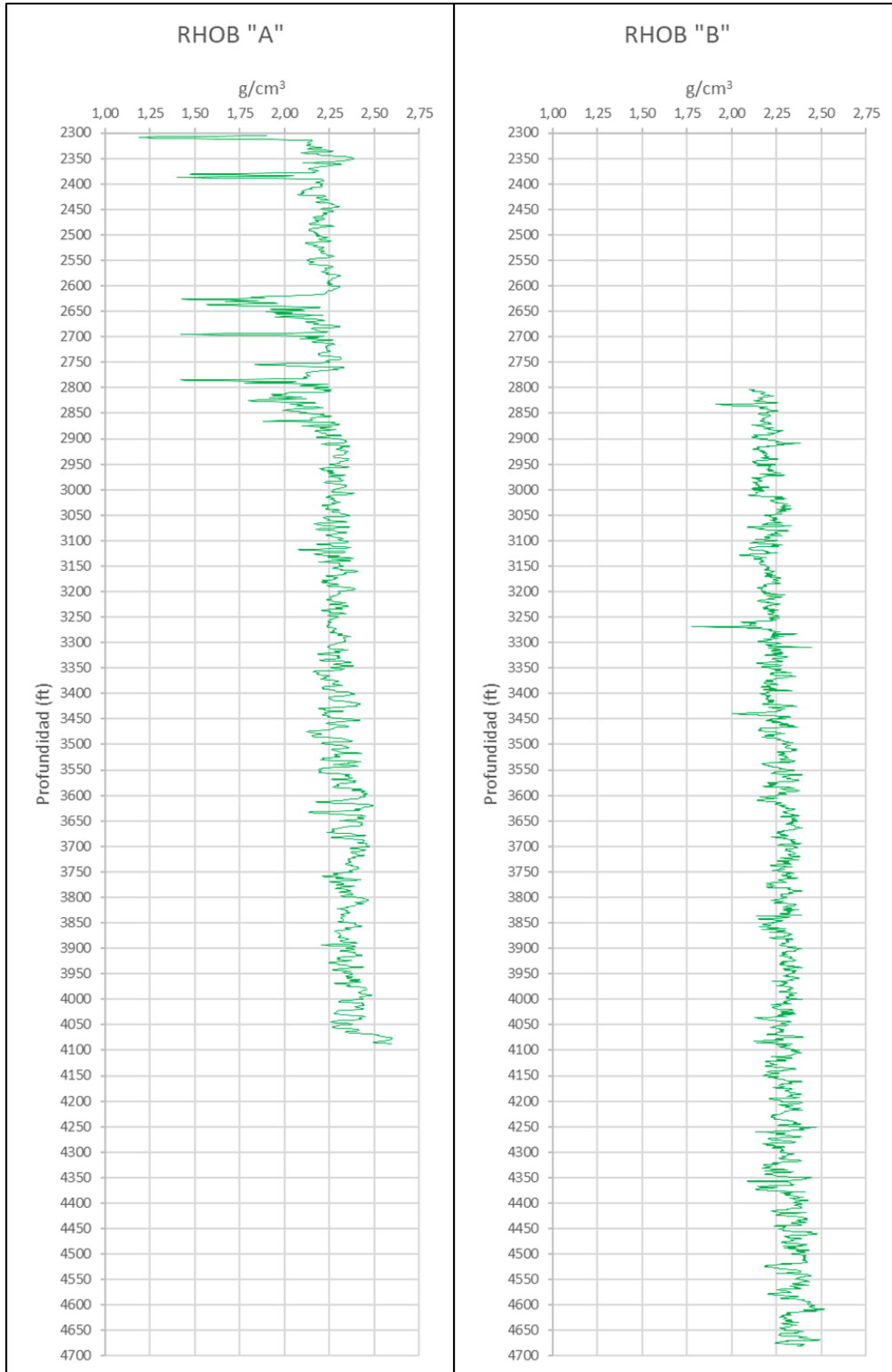
Tabla 1. Valores típicos de densidad.

Unidad	Densidad (g/cm ³)
Shale	2.4 - 2.6
Arenisca	2.65
Caliza	2.71
Dolomita	2.87
Sal	2.03
Fluido de perforación	1 - 1.1
Agua	1

La Ecuación 1 en este trabajo investigativo se usará como fórmula de predicción de la porosidad para cada una de las formaciones, los registros de densidad para los Pozos "A" y "B" se presentan a continuación.

³² EVENICK, Jonathan. Op cit., p. 20.

Gráfica 5. Registros de densidad para los pozos "A" y "B".



Fuente: Registros de Pozo Campo Ermitaño, Ecopetrol S.A.

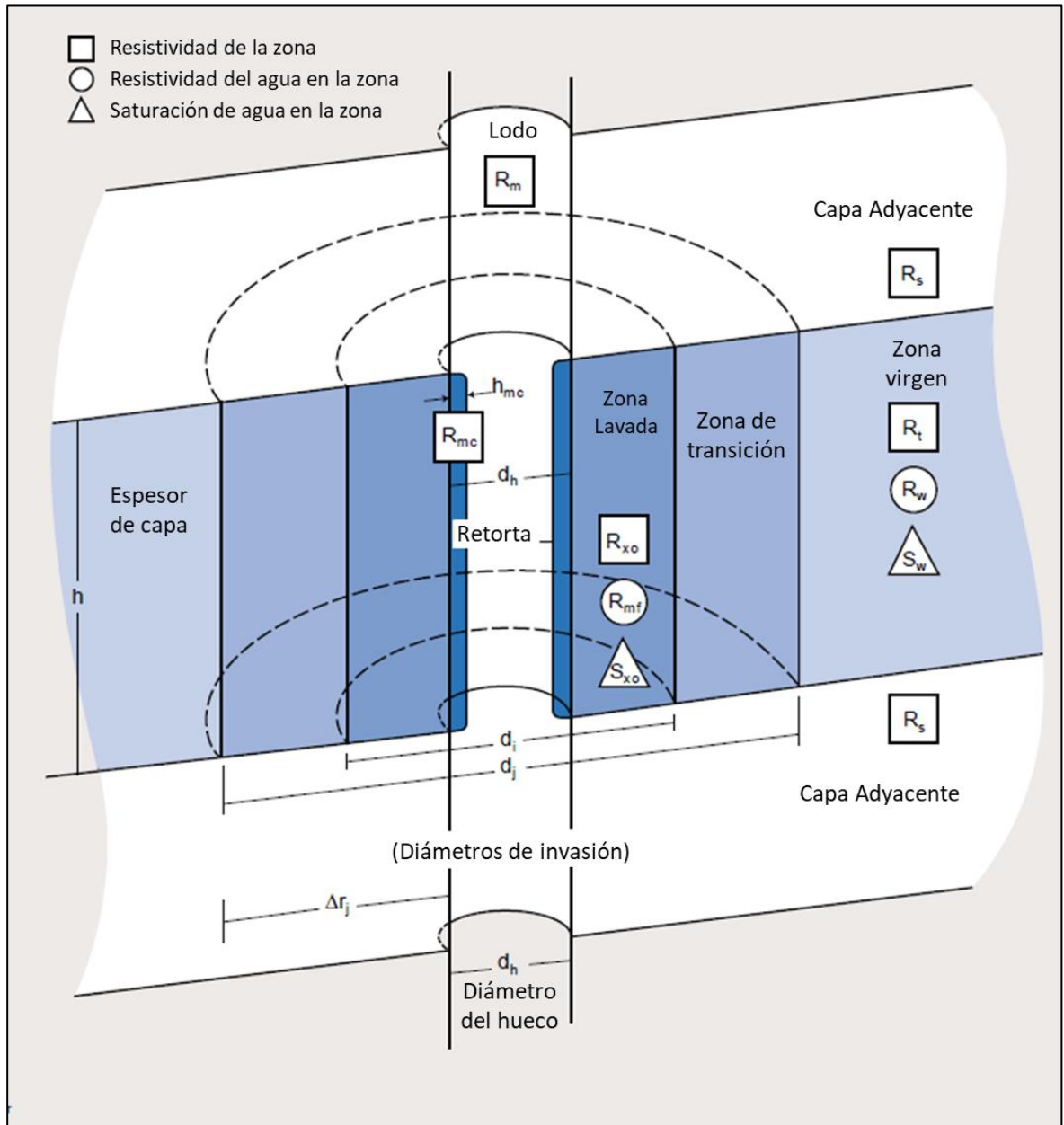
2.1.5 Resistividad. Los registros de resistividad son registros eléctricos que permiten determinar la presencia de un fluido determinado y los contactos agua-petróleo, de igual manera permiten definir zonas permeables debido a que la matriz no es conductiva. La habilidad de la roca para conducir corriente es función directa del agua en los poros puesto que la presencia de sal en su composición la vuelve altamente conductiva, a diferencia del petróleo que es altamente resistivo haciendo que el valor leído por la herramienta sea mayor³³.

Existen diferentes clases de registros de resistividad, su diferencia más significativa está relacionada con el alcance que tienen dentro de la formación, las lecturas se pueden dar: en la cara del pozo, en la retorta, en la zona lavada, en la zona de transición o en la zona virgen (Figura 3).

La lectura de los registros de resistividad de la zona virgen (R_t) permite determinar propiedades más exactas en los yacimientos debido a que no poseen ninguna interferencia por parte del lodo de perforación, el revoque o su intrusión dentro de esta. Las mediciones de R_t serán usadas en este trabajo de grado como valores fundamentales en la estimación del modelo de saturación de agua, como se presentará en los siguientes capítulos. Las mediciones del registro de resistividad de la zona virgen de los Pozos "A" y "B" (Gráfica 6) se muestran a continuación.

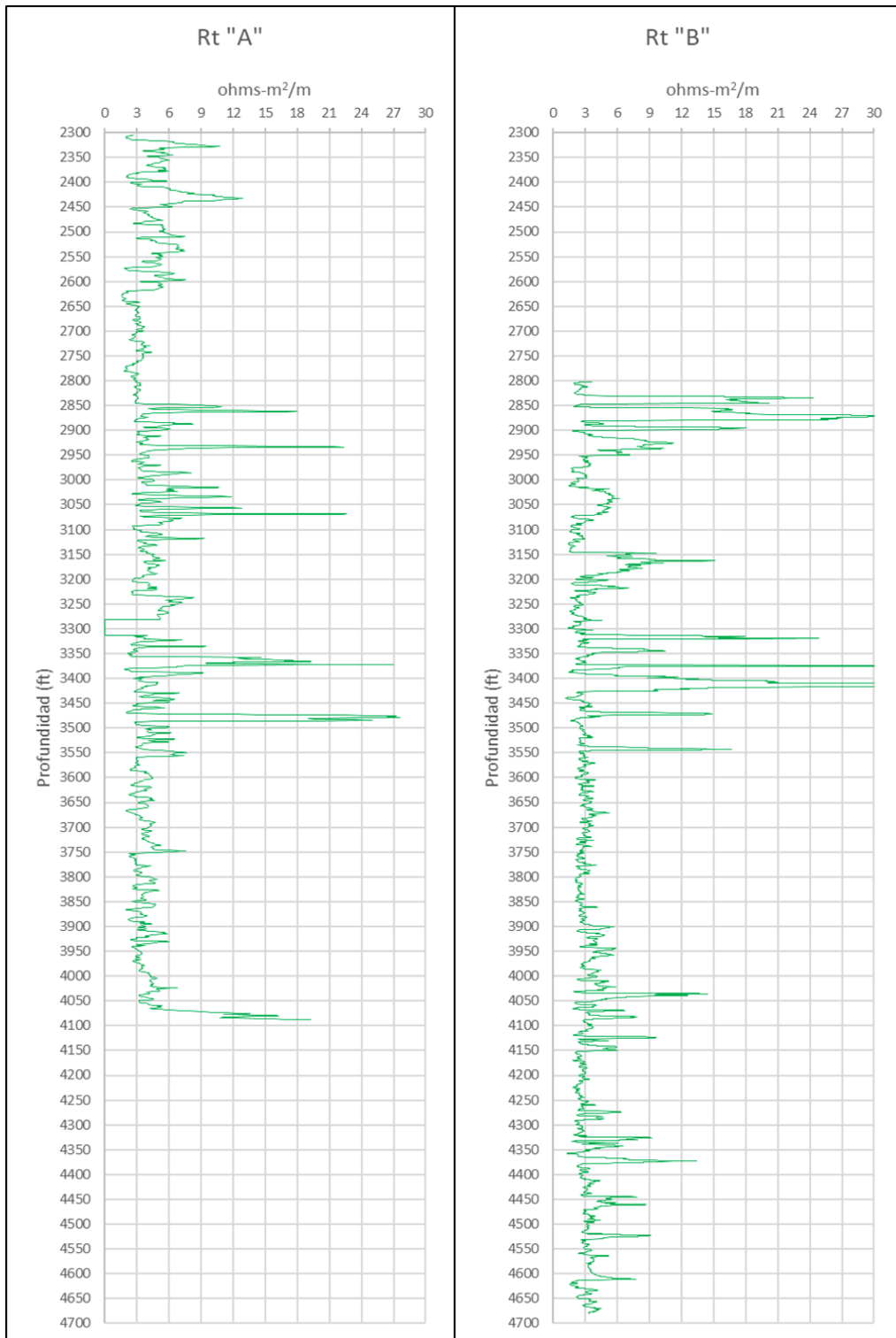
³³ FAKHRY A. Assaad. Op cit., p. 46-47.

Figura 3. Lecturas de los registros de resistividad.



Fuente: Interpretación de registros. SCHLUMBERGER, 2004.

Gráfica 6. Registros de resistividad en la zona virgen (Rt) para los Pozos "A" y "B".



Fuente: Registros de Pozo Campo Ermitaño, Ecopetrol S.A.

2.2 PORCENTAJE DE ARCILLA (VSHL)³⁴

El volumen de arcilla es una aproximación del porcentaje de arcilla que se encuentra presente en cada una de las formaciones. Es de gran relevancia conocer este indicador puesto que los volúmenes de arcillas en las formaciones afectarán los registros de pozo y las propiedades de las rocas en donde se encuentren presentes. La determinación de este volumen puede ser mediante diferentes registros de pozo, como el SP o rayos gamma, para efectos de este trabajo investigativo y teniendo como base las investigaciones de los autores que serán nombrados a continuación, se tomará el registro de rayos gamma como indicador de este volumen.

2.2.1 Modelo lineal. El modelo lineal toma como referencia los valores mínimos y máximos leídos en el registro de rayos gamma, los cuales hacen referencia a los valores del shale (el valor más elevado) y el valor para las arenas limpias (el valor más bajo). La relación directa entre la diferencia entre los valores de shale y arena y la diferencia respecto al medido dará como resultado el volumen de shale de la formación. Cabe notar que la estimación lineal no tiene en cuenta ninguna propiedad intrínseca de la roca y que puede ser aplicada a cualquier tipo de formación.

Ecuación 2. Modelo lineal para porcentaje de arcilla.

$$V_{sh} = I_{GR} = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{shale} - GR_{min}}$$

Fuente: KNODEL, Klaus; LANGE, Gerhard; VOIGT, Hans-Jürgen. Environmental Geology: Handbook of field methods and case studies. Berlin: Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2007. p. 462.

Donde:

- V_{sh} : Porcentaje de arcilla en la formación (%)
 I_{gr} : Índice de arcillosidad (%)
 GR_{log} : Valor leído en el registro
 GR_{min} : Valor mínimo en el registro total el pozo (Arenas limpias)
 GR_{shale} : Valor máximo en el registro total del pozo (Lutitas)

³⁴ KNÖDEL, Klaus; LANGE, Gerhard y VOIGT, Hans-Jürgen. Environmental Geology: Handbook of field methods and case studies. Berlín: Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2007. p. 462-471.

Cabe resaltar que para efectos de la determinación de los volúmenes de arcilla y teniendo en cuenta los registros presentados con anterioridad de rayos gamma para los Pozos “A” y “B” (Tabla 2) los valores máximos y mínimos medidos fueron:

Tabla 2. Valores de referencia de los registros de Rayos Gamma para los Pozos “A” y “B”.

Pozo	GR _{min}	GR _{shale}
A	22,5834	82
B	24,924	94

2.2.2 Modelo de Clavier. El modelo de Clavier³⁵ plantea una relación exponencial entre el índice de arcillosidad y una serie de constantes determinadas en sus estudios realizados en 1971 de la siguiente manera.

Ecuación 3. Modelo de Clavier.

$$V_{sh} = 1,7 - (3,38 - (I_{GR} + 0,7)^2)^{0,5}$$

Fuente: KNÖDEL, Klaus; LANGE, Gerhard y VOIGT, Hans-Jürgen. Environmental Geology: Handbook of field methods and case studies. Berlín: Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2007. p. 463.

Donde:

V_{sh}: Porcentaje de arcilla en la formación (%)

I_{gr}: Índice de arcillosidad (%)

2.2.3 Modelo de Larionov. El desarrollo del modelo de volumen shale de Larionov³⁶ planteó una relación matemática para los diferentes tipos de rocas, entre estas se encontraban las rocas muy viejas o las rocas del terciario, guiándonos de la columna estratigráfica descrita en el capítulo anterior y haciendo énfasis en las rocas depositadas en el terciario se tomaron las constantes respectivas descritas en la investigación de Larionov, quedando la relación matemática de la siguiente manera:

³⁵ KNÖDEL, Klaus; LANGE, Gerhard y VOIGT, Hans-Jürgen. Op. cit., p. 462-463.

³⁶ Ibíd, p. 463-464.

Ecuación 4. Modelo de Larionov.

$$V_{sh} = \frac{2^{3,7 \times I_{GR}} - 1}{2^{3,7} - 1}$$

Fuente: KNÖDEL, Klaus. LANGE, Gerhard. VOIGT, Hans-Jürgen. Environmental Geology: Handbook of field methods and case studies. Berlin: Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2007. p. 463.

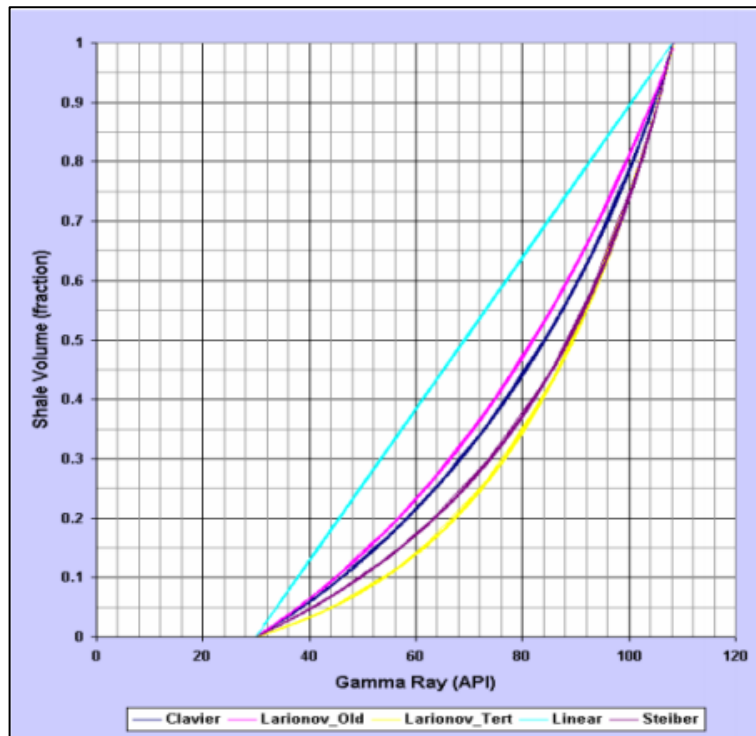
Donde:

V_{sh} : Porcentaje de arcilla en la formación (%)

I_{gr} : Índice de arcillosidad (%)

A continuación, se presenta la Gráfica 7 mediante la cual se compara de manera esquemática la diferencia en el cálculo entre ellas.

Gráfica 7. Comparación de los métodos de cálculo de volúmenes de arcilla.



Fuente: E. Crain, Crain's Petrophysical Handbook, Spectrum, 2012.

2.3 PROPIEDADES DE YACIMIENTO

2.3.1 Porosidad. La porosidad se define como el espacio vacío creado a través de los lechos entre los granos, llamado espacio intersticial, está ocupado por fluidos, ya sean líquidos o gases. Esto puede expresarse en forma matemática como³⁷:

Ecuación 5. Porosidad.

$$\phi = \frac{V_p}{V_t} = \frac{V_t - V_g}{V_t}$$

Fuente: TIAB. Djebbar. Petrophysics: Theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties. Segunda edición. Estados Unidos: Gulf Professional Publishing. 2004, p. 88.

Donde:

ϕ : Porosidad (fracción).
 V_p : Volumen de poro.
 V_t : Volumen total de la roca.
 V_g : Volumen de grano.

Durante el proceso de sedimentación y litificación, algunos de los poros que se desarrollaron inicialmente pudieron sufrir aislamiento debido a varios procesos diagenéticos o catagénicos tales como cementación y compactación. Por ende, existirán poros interconectados y otros aislados, esto conlleva a clasificar la porosidad en absoluta y efectiva dependiendo de los espacios porales medidos durante la determinación del volumen poroso.

Como se menciona con anterioridad, la determinación de la porosidad será en base a las lecturas del registro de densidad y su correspondiente relación matemática (Ecuación 5) que dará como resultado una medida aproximada de la porosidad presente en las formaciones.

³⁷ TIAB. Djebbar. Petrophysics: Theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties. Segunda edición. Estados Unidos: Gulf Professional Publishing. 2004, p. 88.

2.3.1.1 Porosidad absoluta. Es aquella porosidad que considera el volumen poroso de la roca esté o no interconectado. Esta propiedad normalmente es medida por los porosímetros comerciales usados en laboratorio. Una roca puede tener una porosidad absoluta considerable y no tener conductividad de fluidos debido a la carencia de interconexión poral.

2.3.1.2 Porosidad efectiva. Es la relación del volumen poroso interconectado con el volumen bruto de roca. Esta porosidad es una indicación de la habilidad de la roca para conducir fluidos. Sin embargo, esta porosidad no mide la capacidad de flujo de una roca. La porosidad efectiva es afectada por un número considerable de factores litológicos como: tipo, contenido e hidratación de arcillas presentes en la roca, diluciones químicas, flujo de agua salada, metamorfismos, entre otros³⁸.

La porosidad efectiva en el presente trabajo de investigación, será determinada mediante la porosidad de la formación menos la porosidad de las lutitas y su correspondiente volumen poroso, haciendo referencia a la reducción de espacios porosos por las lutitas presente en la roca. La porosidad de las lutitas será tomada como 0,03 (Fracción), valor especificado dentro de los estudios geológicos del Campo Ermitaño por Ecopetrol en el 2006.

Adicionalmente, se tomará un valor de cut off que determina que para aquellas formaciones que posean un valor mayor de 75% de volumen shale sean consideradas como lutitas, siéndoles asignado un valor mínimo de porosidad. El uso de este “cut off” permitirá determinar las áreas prospectivas de manera sencilla dándoles valores mínimos a las zonas lutíticas. La ecuación que describe esta relación numérica se presenta a continuación:

Ecuación 6. Porosidad efectiva.

$$\phi_e = \phi - (V_{sh} \times \phi_{sh})$$

Fuente: SMITHSON, Tony. Cómo se mide la porosidad. En: Oilfield Review Schlumberger, 2003. Vol 24, no. 3, p. 66.

Donde:

- ϕ_e : Porosidad efectiva (Fracción).
- ϕ : Porosidad (Fracción).
- V_{sh} : Volumen shale (Fracción).
- ϕ_{sh} : Porosidad del shale, 0,03 (Fracción).

³⁸ ESCOBAR, Freddy. Fundamentos de la ingeniería de yacimientos. Primera edición. Neiva: Universidad Surcolombiana, 2008. p. 48-49.

2.3.2 Densidad de la matriz. La densidad de la matriz se define como la masa de roca presente en una unidad de volumen, las rocas de yacimiento más comunes son:

Tabla 3. Densidad de la matriz para las rocas de yacimiento más comunes.

Tipo de roca	Densidad (g/cm ³)
Arenisca	2,65
Caliza	2,71
Dolomita	2,87

Fuente: SMITHSON, Tony. Cómo se mide la porosidad. En: Oilfield Review Schlumberger, 2003. Vol 24, no. 3, p. 65. Autores.

Estos valores de densidad de la matriz son utilizados para computar los valores de porosidad a partir del registro de densidad.

La elección correcta de los valores de ρ_{matriz} , que a menudo se derivan de otras mediciones, es crucial para el cómputo de la medición de porosidad a partir de la densidad. Si los datos de entrada ρ_{matriz} son incorrectos o existe una mezcla de tipos de rocas, se obtendrá una medición de porosidad incorrecta³⁹.

Para efectos del presente trabajo de grado, la densidad de la matriz es tomada como un promedio de la densidad de la columna estratigráfica determinada a través de los datos tomados de diferentes puntos para el Pozo "A" en un estudio de yacimiento de Ecopetrol, como se presenta a continuación.

³⁹ SMITHSON, Tony. Cómo se mide la porosidad. En: Oilfield Review Schlumberger, 2003. Vol 24, no. 3, p. 65.

Tabla 4. Valores de densidad de matriz para el pozo “A” respecto a la profundidad.

DEPTH_OW	DENS_GRA
2700,00	2,67
2854,50	2,63
2889,00	2,6
2909,50	2,64
2917,50	2,64
2953,00	2,6
2991,50	2,64
3004,00	2,62
3017,50	2,61
3032,50	2,61
3056,00	2,64
3064,50	2,62
3075,50	2,67
3082,50	2,63
3088,50	2,6
3105,50	2,61
3115,00	2,63
3146,50	2,64
3171,50	2,63
3181,00	2,61
3187,00	2,66
3216,00	2,61
3234,00	2,61
3251,00	2,61
3293,50	2,63
3312,50	2,65
3319,00	2,63
3331,00	2,62
3360,00	2,61
3439,00	2,61
3461,50	2,65
3498,00	2,62
3545,50	2,63
3620,00	2,79
3703,00	2,74
3775,00	2,61
3825,50	2,64
3858,50	2,66
3922,00	2,6
4006,00	2,65
4041,50	2,62
2968,50	2,63
3125,00	2,66
3373,00	2,62
3402,00	2,64
3475,00	2,67
3508,00	2,65
3558,50	2,64
3595,00	2,62
3654,00	2,66
PROMEDIO	2,63

Fuente: Informe Anual de Yacimientos Campo Ermitaño, Bogotá D.C. 2015.

2.3.3 Densidad del fluido. La densidad del fluido es otra de las variables importantes a tener en cuenta en el cálculo de la porosidad por densidad, en el caso de esta variable, para el presente trabajo de investigación, se determinó un valor de $1,05 \text{ g/cm}^3$, considerando el estudio de fluidos por parte de Ecopetrol para los pozos estudio el cual determina la salinidad del agua en 24.000 ppm.

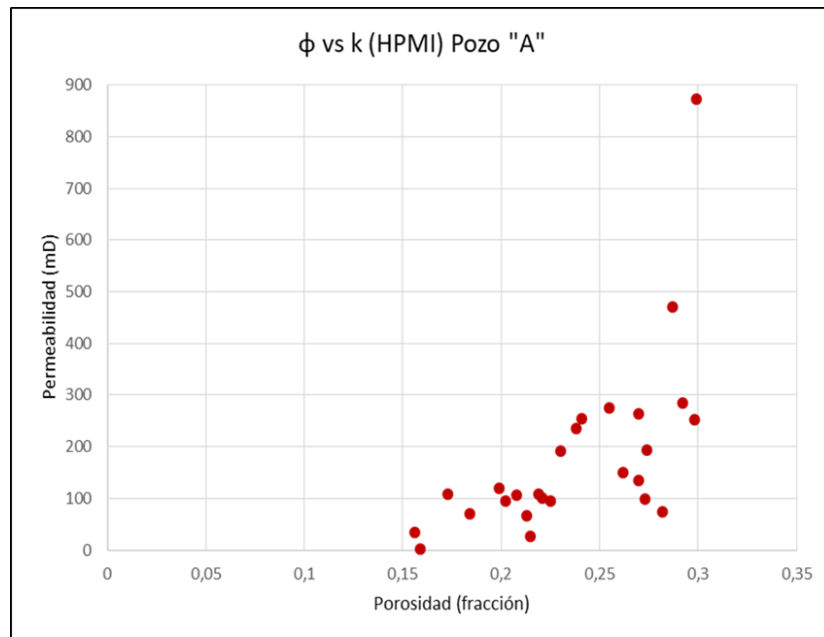
2.3.4 Permeabilidad. La permeabilidad es la medida de la capacidad que tiene una roca de permitir el flujo de fluidos entre sus espacios interconectados. La permeabilidad de las rocas depende de su porosidad efectiva, puede verse afectada por el tamaño de grano, forma de grano, distribución del tamaño de grano, tipo de empaque y el grado de cementación y consolidación⁴⁰.

Los modelos matemáticos teórico desarrollados hasta la actualidad relacionan la permeabilidad con el concepto de saturación de agua irreducible, sin embargo, este será el parámetro final de búsqueda del presente trabajo de grado, razón por la cual no pueden ser aplicados por falta de datos. Algunos investigadores, parten de la premisa de que es posible obtener una relación matemática que correlacione únicamente los valores de porosidad y permeabilidad hallados por pruebas de laboratorio⁴¹ partiendo de su relación conceptual en donde entre más porosa sea una roca, más permeable puede llegar a ser. Sin embargo, como se muestra en las gráficas 8 y 9, esta relación matemática no se presenta en los pozos estudio y sus resultados para las muestras de HPMI, debido a la característica del yacimiento al ser de arenas – arcillosas, esto produce que los espacios porales presenten menor interconexión por los canales cerrados que produzca el contenido de arcilla en ellos.

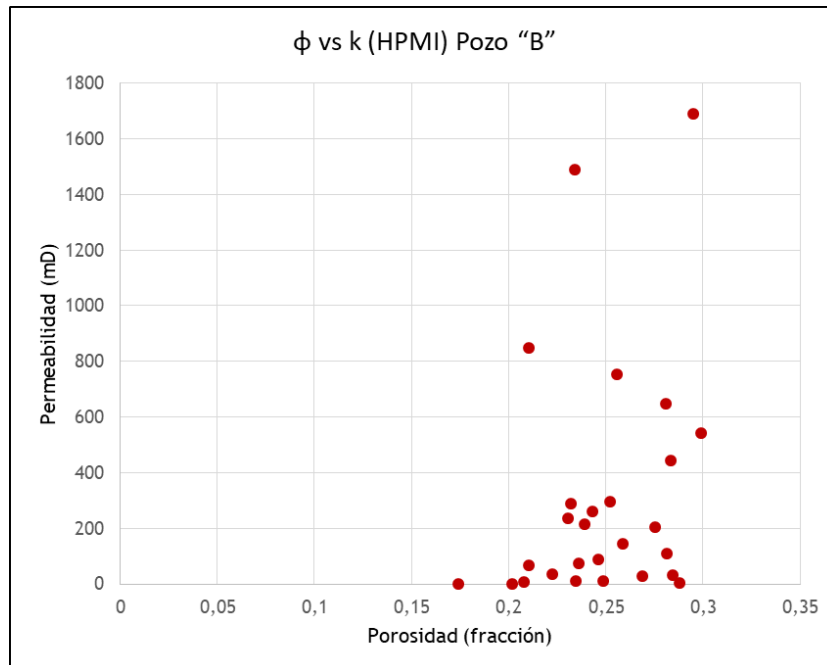
⁴⁰ TIAB, Djebbar. Op. cit, p. 100.

⁴¹ NELSON, Philip. Permeability-Porosity relationship in sedimentary rocks. U.S. Geological Survey, Vol. 35. Colorado. Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts. SPWLA-1994-v35n3a4, 1994. p. 57.

Gráfica 8. Relación entre la porosidad y la permeabilidad para el pozo estudio "A".



Gráfica 9. Relación entre la porosidad y la permeabilidad para el pozo estudio "A".



Al no encontrarse una relación matemática que correlacione el comportamiento de estos dos parámetros (porosidad y permeabilidad), se pretende encontrar una relación matemática que reproduzca los valores de permeabilidad hallados por

laboratorio (HPMI) por medio de los registros de pozo tomados al momento de la perforación.

Partiendo de los resultados experimentales de obtención de la permeabilidad de la prueba HPMI para cada una de las muestras de roca y los respectivos valores de registros de pozo a las profundidades de toma de las muestras, se realiza una relación multivariable que permita extrapolar los resultados a toda la columna litostática del pozo.

La regresión multi-lineal, también llamada regresión lineal múltiple, consiste en ajustar modelos lineales entre una variable dependiente (y) y más de una variable independiente ($x_1, x_2, x_3 \dots x_n$)⁴² las cuales tratan de explicar la y mediante una función lineal de x_n representada por⁴³:

Ecuación 7. Regresión multilineal.

$$y = \beta_0 + \beta_1 X_1 + \dots + \beta_n X_n$$

Fuente: Anónimo. Regresión lineal múltiple. [En línea] [Citado el 21 de septiembre del 2017]. Disponible en: http://web.uam.es/personal_pdi/ciencias/cifus/biologia/metodos/ME4.pdf

2.3.5 Net pay. El cálculo del Net pay permite eliminar las rocas no productivas para cada uno de los intervalos en los estudios que se realizaran en el presente trabajo de grado, representando arenas (como intervalos productivos) y shales (como intervalos no productivos⁴⁴, esta diferenciación se realiza por medio de los valores obtenidos por el volumen shale y la porosidad. En donde los intervalos con $V_{sh} > 50\%$ y porosidades menores al 18% serán tomados como shales.

Los criterios de selección de los valores de acotación para el volumen shale se basan en la caracterización del yacimiento como arenas arcillosas, razón por la cual se estima un valor elevado (50%) para la consideración del shale, ya que arenas que puedan aportar volumen o caudal pueden tener volúmenes de arcillas altos. Por otro lado, la acotación a la porosidad se realiza de acuerdo a los criterios establecidos por Ecopetrol para el campo Ermitaño, en donde las rocas con porosidades menores al 18% no se consideran representativas para las arenas.

⁴² MONTERO, Roberto. Modelos de regresión lineal múltiple. Universidad de Granada. p. 4. [En línea] [Citado el 26 de agosto de 2017] Disponible en: http://www.ugr.es/~montero/matematicas/regresion_lineal.pdf.

⁴³ Anónimo. Regresión lineal múltiple. [En línea] [Citado el 26 de agosto de 2017] Disponible en: http://web.uam.es/personal_pdi/ciencias/cifus/biologia/metodos/ME4.pdf.

⁴⁴ SPE, Society of Petroleum Engineers. Net pay determination. [En línea] [Citado el 1 de septiembre de 2017] Disponible en: http://petrowiki.org/Net_pay_determination.

2.4 DESARROLLO DEL MODELO PETROFÍSICO

La determinación del volumen shale se desarrolla mediante la aplicación de las ecuaciones teóricas: lineal, de Clavier y de Larionov (Ecuaciones 2, 3 y 4 respectivamente) teniendo como base los datos teóricos obtenidos mediante la validación de los registros de pozo y planteando una acotación mínima con un valor de 0,01 (1%), teniendo como base estudios de yacimiento realizados por Ecopetrol⁴⁵ en los cuales el Campo Ermitaño es clasificado dentro de arenas-arcillosas, por lo cual la presencia de arenas 100% limpias es muy poco probable.

El estudio del valor de la porosidad para cada una de las muestras, toma como fundamento la ecuación que relaciona la densidad leída a la profundidad específica de cada una de las muestras con las densidades promedios determinadas en laboratorio para la matriz y el fluido (Ecuación 1). El desarrollo petrofísico para la porosidad plantea que los valores determinados al aplicar la ecuación relacionada con la densidad deben ser acotados, como límite superior se establece una porosidad de 0,35 (35%) determinado a partir de pruebas de laboratorio para corazonamiento de pozos cercanos⁴⁶ y porosidad menores al 0.018 (18%) correspondiente a la porosidad del shale para este yacimiento.

El desarrollo matemático para la porosidad efectiva se determina mediante la ecuación que relaciona la porosidad con el volumen shale presente en la roca (Ecuación 6), sin embargo, se determina un límite superior para el volumen shale de 0,50 (50%), cuando este valor sea superado, la porosidad efectiva tomará un valor de 0,0001 (0,1%) considerándola como arcilla.

2.4.1 Modelo de permeabilidad. La tabla 5 y 6 muestran los valores utilizados para la regresión multilínea que representará el modelo de permeabilidad para los dos pozos, teniendo en cuenta los resultados por HPMI y los registros de pozo proporcionados por Ecopetrol que se relacionan de manera conceptual con la permeabilidad.

⁴⁵ ECOPETROL S.A. Informe Anual de Yacimientos Campo Ermitaño. Bogotá D.C. 2015.

⁴⁶ ECOPETROL S.A. Informe de Corazonamientos para el Campo Ermitaño. Bogotá D.C. 2013.

Tabla 5. Valores base para la obtención de la correlación multilínea de permeabilidad para el pozo "A".

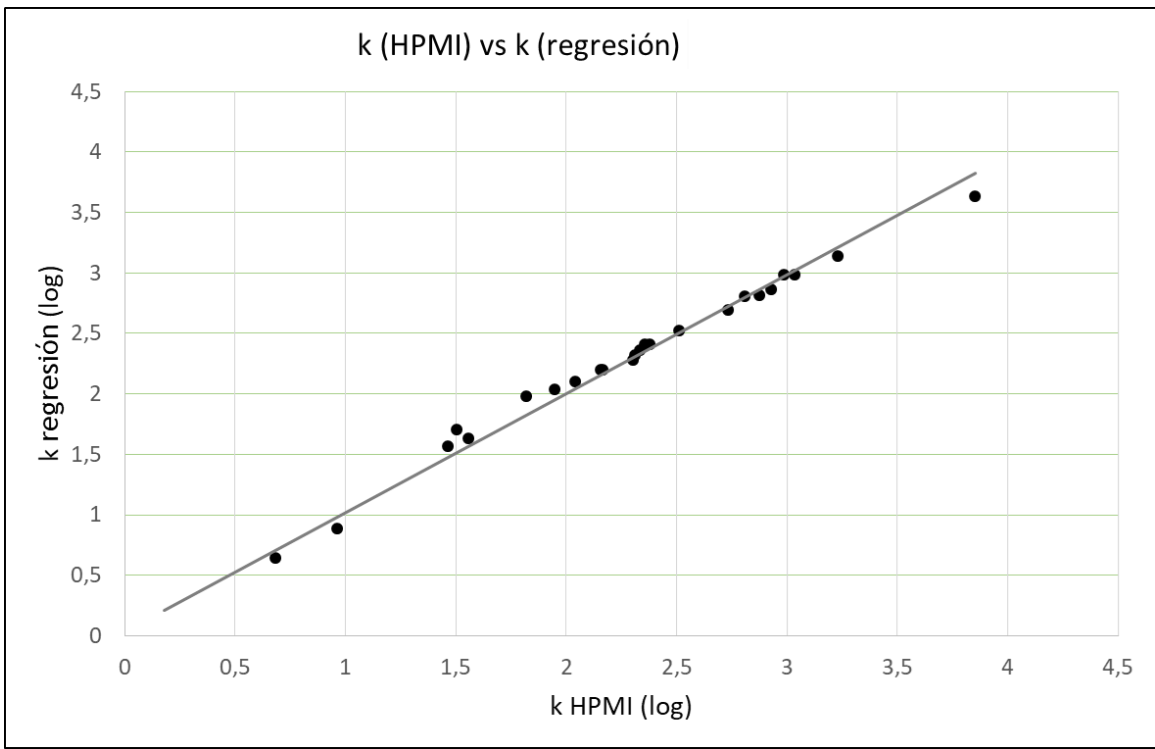
Muestra	Profundidad	GR	Neutrón	Densidad	Permeabilidad HPMI	Log permeabilidad HPMI
7	2854,5	39,0861	29,6949	2,2088	120	2,079181246
15	2892	35,2295	29,3024	2,2398	263	2,419955748
21	2912	50,9538	32,2768	2,2429	236	2,372912003
30	2952	42,813	25,8406	2,2601	101	2,004321374
36	2968	57,3988	42,566	2,2664	94,3	1,974511693
41	2984	47,5721	29,4406	2,2588	99,1	1,996073654
67	3064	60,1315	37,8653	2,329	191	2,281033367
82	3086	34,5012	30,2074	2,2979	108	2,033423755
92	3117	41,6515	36,82	2,1272	94,3	1,974511693
98	3155	45,8302	28,8966	2,2892	106	2,025305865
107	3183	32,5648	30,7229	2,2359	108	2,033423755
123	3237	26,3926	24,4109	2,2025	254	2,404833717
148	3319	47,1591	31,2241	2,3053	150	2,176091259
160	3360	46,6729	32,5373	2,1899	872	2,940516485
164	3372	40,9585	29,6436	2,2044	193	2,285557309
169	3433	53,1026	36,2675	2,2207	74,3	1,870988814
172	3442	40,0883	32,6565	2,2079	470	2,672097858
176	3459	44,2061	32,6063	2,2315	252	2,401400541
182	3484	40,0373	30,1915	2,1543	284,3	2,45377686
192	3549	43,0053	30,7062	2,1942	134	2,127104798
195	3573,5	67,2683	36,7468	2,3842	2,5	0,397940009
196	3594	60,5737	29,0157	2,4241	71,1	1,851869601
208	3747	26,5682	27,1032	2,3702	33,9	1,530199698
216	2833	70,6895	56,8975	2,0646	25,9	1,413299764
232	4026	23,1187	25,4897	2,2842	275	2,439332694
236	4063	26,0362	23,0977	2,3619	66,1	1,820201459

Tabla 6. Valores base para la obtención de la correlación multilínea de permeabilidad para el pozo “B”.

Muestra	Profundidad	GR	Neutrón	Densidad	Permeabilidad HPMI	Log permeabilidad HPMI
200947720	2868	35,9085	0,3194	2,1949	542,4097	2,734327447
200947719	3040	47,4875	0,3232	2,2735	29,2203	1,46568467
200947718	3172	35,3423	0,3315	2,227	110,2957	2,042558581
200947717	3278	43,1428	0,3579	2,2347	31,7535	1,501791602
200947716	3374	42,2357	0,2821	2,2061	1078,649	3,032880145
200947715	3379	49,5646	0,3039	2,178	1689,1846	3,227677113
200947714	3412	32,9069	0,334	2,2063	215,669	2,333787725
200947713	3747	51,1653	0,3111	2,2244	237,4521	2,375576015
200947712	3918	41,6696	0,218	2,3306	65,9653	1,819315542
200947711	3955	44,7726	0,2455	2,3042	88,7404	1,948121382
200947710	4018	47,0403	0,2823	2,2392	323,207	2,509480758
200947709	4047	39,3425	0,263	2,2773	143,0923	2,155616264
200947708	4085	37,7105	0,304	2,1959	847,761	2,928273434
200947707	4108	37,8387	0,2353	2,3405	36,1267	1,557828293
200947706	4124	64,1209	0,2834	2,2081	967,0624	2,985454498
200947705	4131	59,0415	0,3135	2,1953	646,0941	2,810295775
200947704	4265	40,7421	0,2903	2,2461	203,8	2,30920418
200947703	4312	46,8481	0,2633	2,2633	226,9367	2,355904735
200947702	4373	38,4757	0,3108	2,1357	7128,8369	3,853018679
A	4450	35,9831	0,2652	2,2752	145,5534	2,163022355
B	4462	28,42	0,2007	2,4381	4,8284	0,683803241
C	4578	43,3646	0,3001	2,2037	751,707	2,876048594
D	4596	50,9464	0,2839	2,4244	1,5155	0,180555941
E	4610	29,6616	0,2246	2,4009	9,1315	0,960542123
F	4674	39,5943	0,2929	2,2468	201,5814	2,304450457

Para obtener un resultado linealizado se trabajó con el logaritmo de la permeabilidad por HPMI, la regresión presentó un R^2 (coeficiente de determinación lineal) igual a **0,98** (Gráfica 10), validando de esta manera la regresión para toda la columna litostática de los pozos, la Ecuación 8 presenta el modelo obtenido:

Gráfica 10. Resultado de la regresión multilínea vs datos obtenidos de la prueba de laboratorio (HPMI).



Ecuación 8. Modelo de permeabilidad logarítmica.

$$\log(k) = (0,00207124 \times GR) - (11,637586 \times NPFI) - (14,059972 \times RHOB) + 37,1989377$$

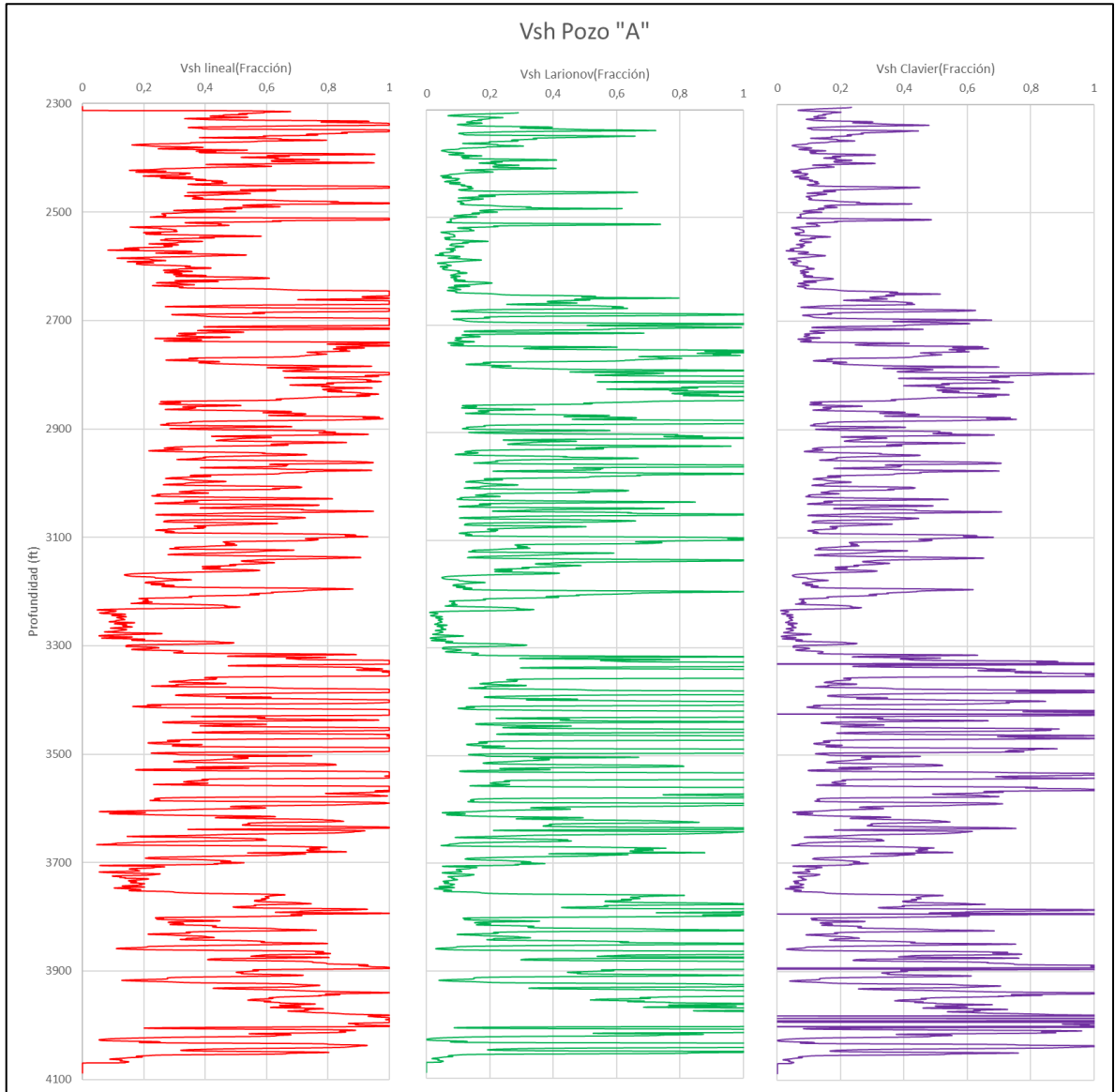
Aplicando propiedades de los logaritmos la Ecuación 8 queda en función de la permeabilidad de la siguiente forma:

Ecuación 9. Modelo de permeabilidad.

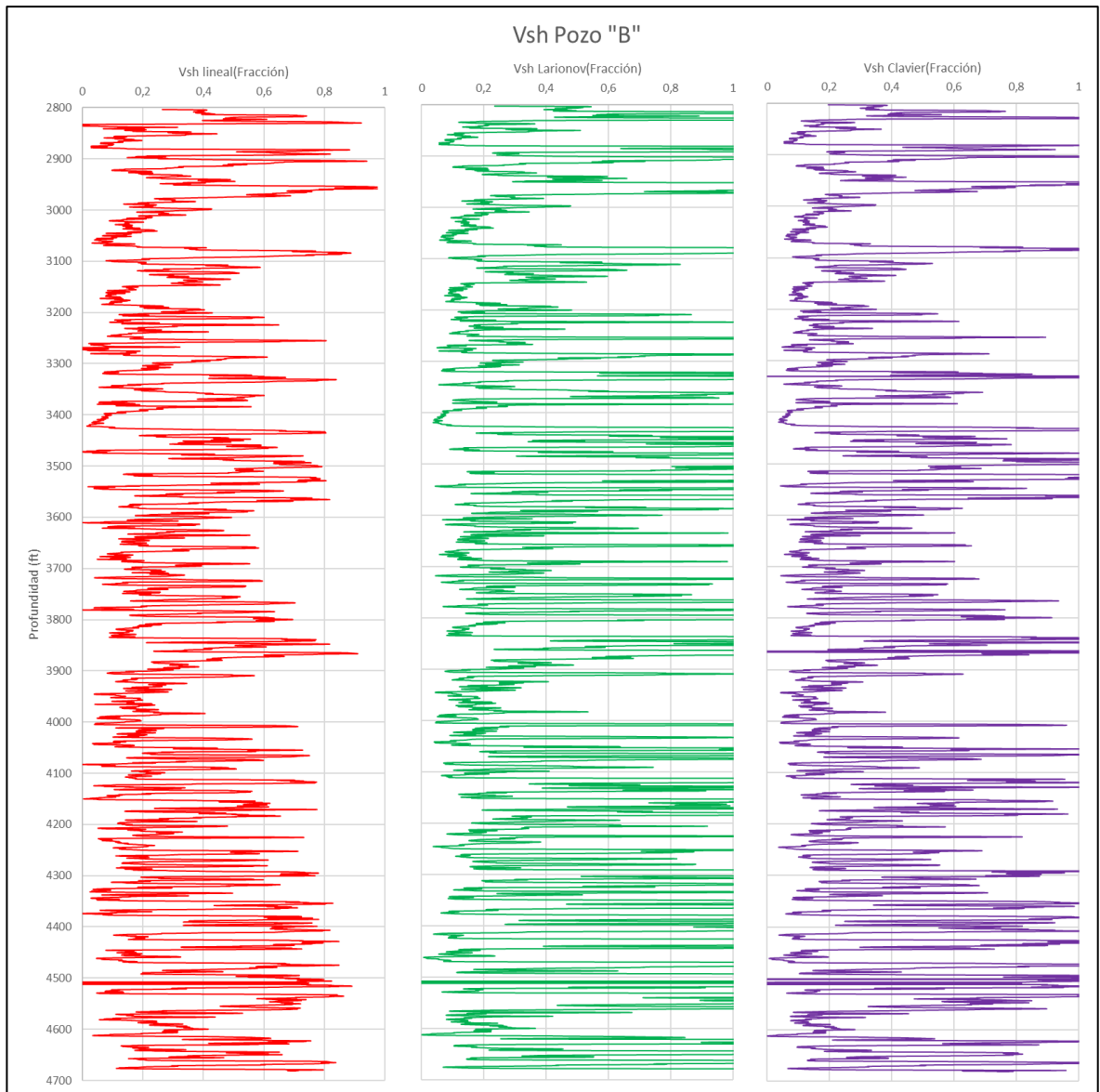
$$k = 10^{0,00207124 \times GR - 11,637586 \times NPFI - 14,059972 \times RHOB + 37,1989377}$$

2.4.1 Modelo petrofísico. Las gráficas 11 – 18 muestran los resultados obtenidos del modelo petrofísico desarrollado para cada una de las variables respecto a la profundidad.

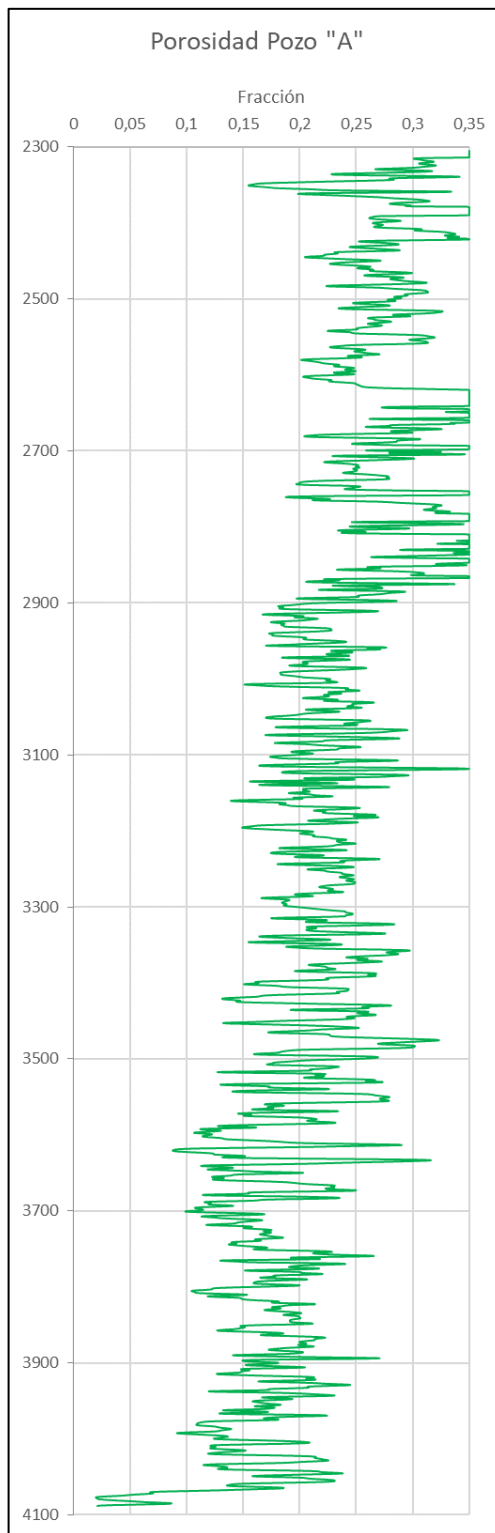
Gráfica 11. Determinación del volumen shale para el pozo estudio "A".



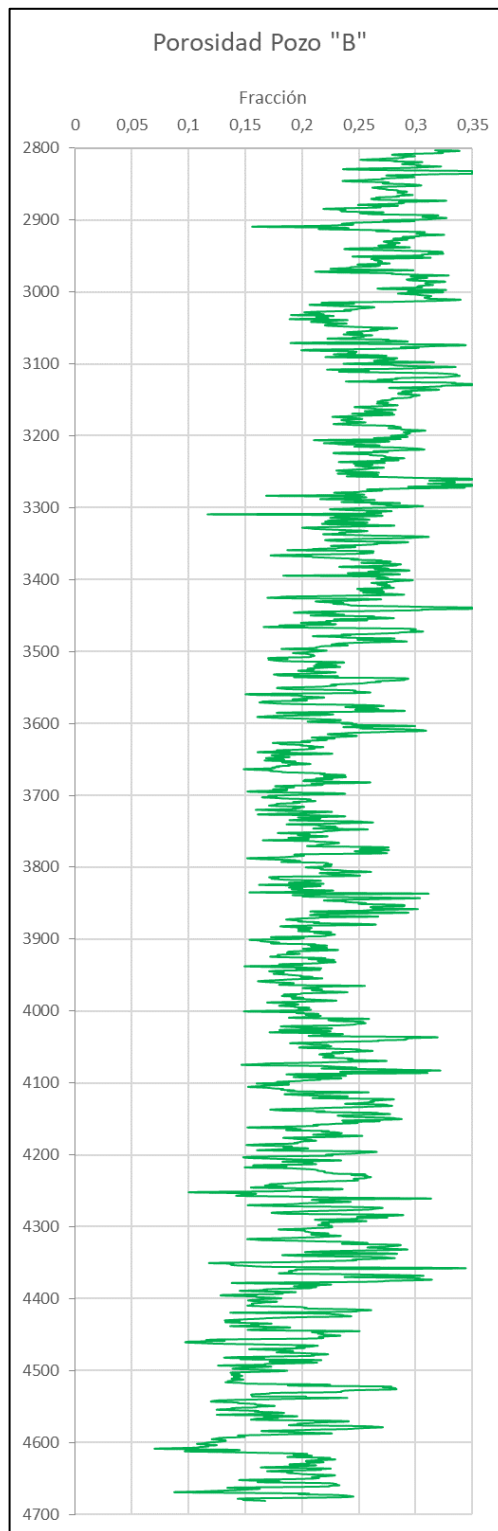
Gráfica 12. Determinación del volumen shale para el pozo estudio "B".



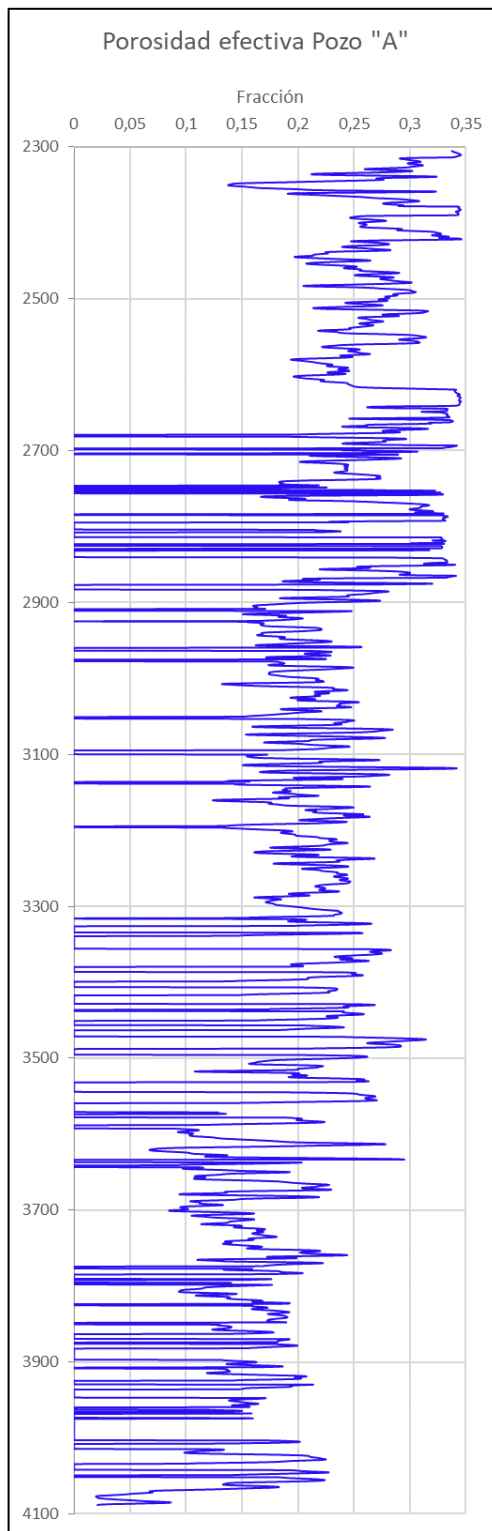
Gráfica 13. Determinación de la porosidad para el pozo estudio "A".



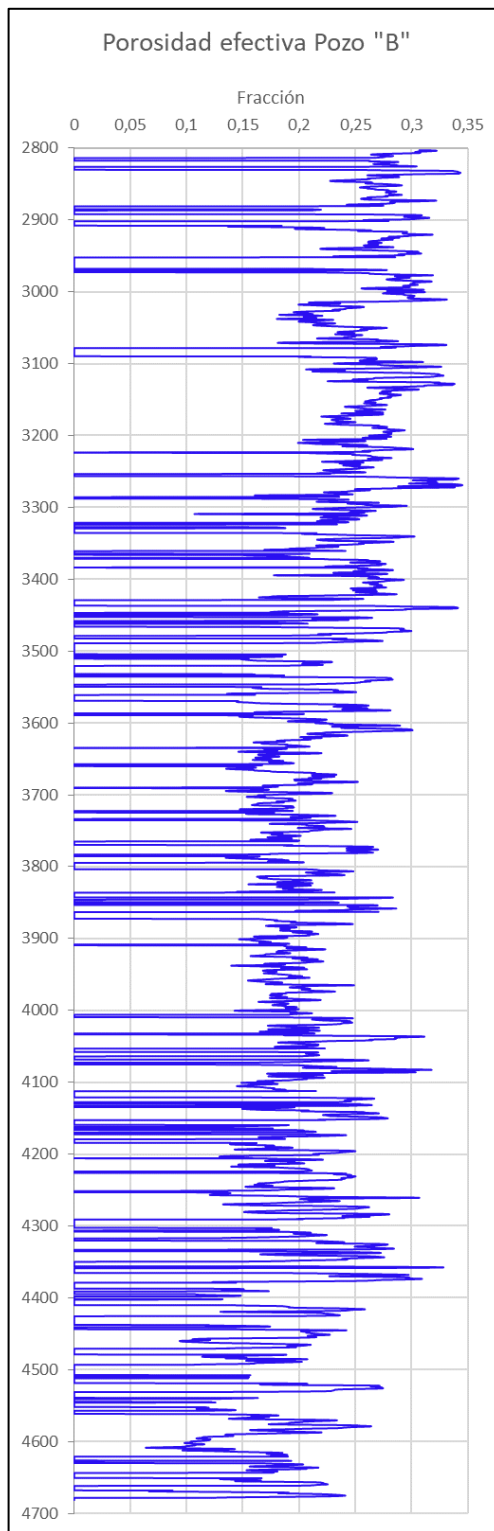
Gráfica 14. Determinación de la porosidad para el pozo estudio "B".



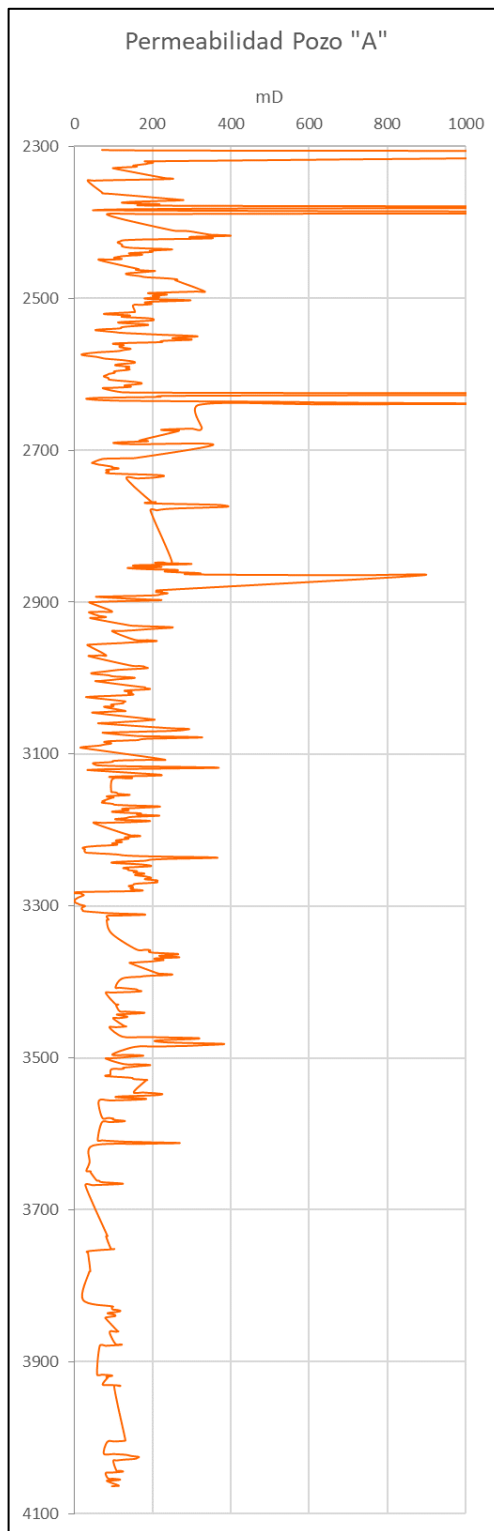
Gráfica 15. Determinación de la porosidad efectiva para el pozo estudio "A".



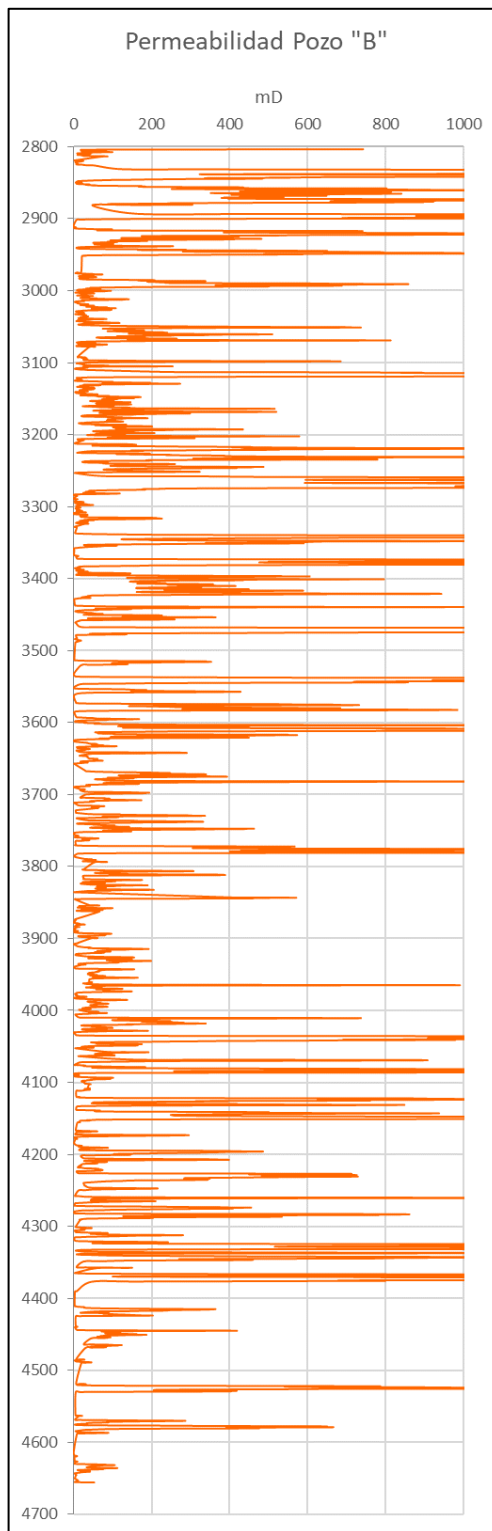
Gráfica 16. Determinación de la porosidad efectiva para el pozo estudio "B".



Gráfica 17. Determinación de la permeabilidad para el pozo estudio "A".



Gráfica 18. Determinación de la permeabilidad para el pozo estudio "B".



3. ANÁLISIS DE PRUEBAS HPMI

Los estudios de laboratorio son una de las maneras más utilizadas en la actualidad por las grandes compañías petroleras para tener un conocimiento preciso de las propiedades de los fluidos, del yacimiento y de las rocas que componen a este.

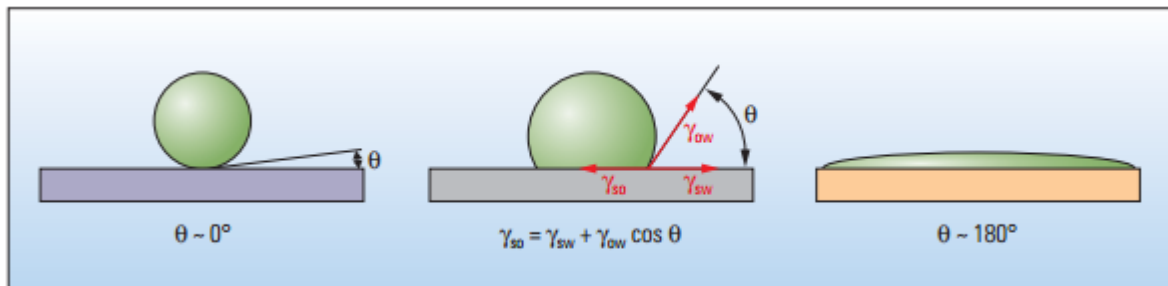
El presente capítulo se centrará en el análisis de una de estas pruebas de laboratorio, la prueba HPMI, la cual permitirá la obtención del modelo de saturación de agua que describa el comportamiento de los pozos estudio “A” y “B”.

3.1 MOJABILIDAD

El desempeño de un yacimiento se ve afectado por el hecho de que la roca sea mojable preferencialmente por agua o por petróleo. Suponer que una formación es mojada por agua de manera equivocada puede producir daños irreversibles en el yacimiento. Por lo tanto, la correcta comprensión de esta propiedad es fundamental para la optimización de la recuperación de hidrocarburos.

La mojabilidad es la preferencia de un sólido por estar en contacto con un fluido. Una gota de un fluido preferentemente mojante va a desplazar a otro fluido dispersándose por la superficie, por el contrario, un fluido no mojante formará gotas, disminuyendo su contacto con la superficie del sólido. El equilibrio de estos casos creará un ángulo de contacto (θ) entre los fluidos de la superficie, que está determinado por el equilibrio de fuerzas resultante de la interacción de las tensiones interfaciales⁴⁷.

Figura 4. Ángulo de contacto de los fluidos.



Fuente: ABDALLAH, Wales. BUCKLEY, Jill. CARNEGIE, Andrew. et al. Los fundamentos de la mojabilidad. En: Oilfield Review Schlumberger. Enero, 2007. Vol. 19, p. 48.

Una gota de petróleo (verde) rodeada de agua (azul) sobre una superficie mojable por agua (izquierda), forma un ángulo de contacto θ que es aproximadamente igual a cero. En una superficie mojable por petróleo (derecha) la gota se dispersa, generando un ángulo de contacto de aproximadamente 180° . Una superficie con

⁴⁷ JAGUAR, Guillermo. Mojabilidad. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. 2012. p. 2.

una mojabilidad intermedia (centro) también forma una gota, pero el ángulo de contacto está dado por el equilibrio de fuerzas resultante de la interacción de tres tensiones interfaciales: las que existen entre el petróleo y la superficie, entre el agua y la superficie y entre el petróleo y el agua⁴⁸ (Figura 4).

Hay que tener en cuenta que la mojabilidad no es un indicador del fluido que se encuentra alojado en el espacio poroso, es decir el estado de saturación de la roca; sino que determina cuál es la preferencia del sólido a ser mojado por cierto fluido cuando el fluido esté presente. Por lo tanto, una superficie mojabla por agua puede encontrarse en contacto con hidrocarburo gaseoso o líquido⁴⁹.

3.2 PRESIÓN CAPILAR

La presión capilar es una medida de la interacción entre los fluidos y la superficie de la roca. Es la diferencia de presiones entre dos fluidos inmiscibles a través de una interface en equilibrio. Esta interface se da por la preferencia mojabla en las paredes capilares de una de las fases.

Ecuación 10. Presión Capilar (P_c).

$$P_c = P_{no\ mojabla} - P_{mojabla}$$

Fuente: TIAB. Djebbar. Petrophysics: Theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties. Segunda edición. Estados Unidos: Gulf Professional Publishing. 2004, p. 91.

Donde:

P_c : Presión Capilar (psi)

$P_{no\ mojabla}$: Presión de la fase no mojabla (psi)

$P_{mojabla}$: Presión de la fase mojabla (psi)

La condición de capilaridad conlleva a que exista cierta curvatura de una interface fluido-fluido. La relación entre el fluido de saturación y la presión capilar en el yacimiento es función del tamaño de poro, mojabilidad, tensión interfacial e historial de saturación de fluido (drenaje e imbibición)⁵⁰.

3.2.1 Drenaje. El drenaje se define como el proceso mediante el cual la fase no mojabla va aumentando su saturación en el medio poroso, este proceso es forzado.

⁴⁸ ABDALLAH, Wales. BUCKLEY, Jill. CARNEGIE, Andrew. Op. cit. p. 48.

⁴⁹ JAGUAR, Guillermo. Op.cit. 2012. p. 5.

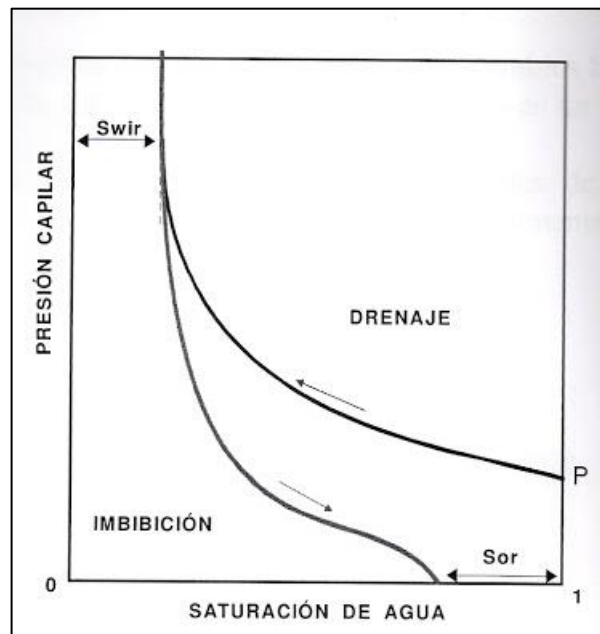
⁵⁰ TIAB. Djebbar. Op. cit. p. 91.

Realizando una analogía al comportamiento de los yacimientos, el proceso de drenaje se presenta en el momento en el cual el yacimiento está acumulando el petróleo que migra desde la roca madre, considerando que la trampa esta humectada por agua.

3.2.2 Imbibición. El proceso contrario, el aumento de la fase mojanete en el yacimiento, se conoce como imbibición, este proceso es espontaneo. Frente a la analogía respecto al comportamiento de los yacimientos, el proceso de imbibición se presenta en el momento en el cual el yacimiento está produciendo el petróleo a través de los pozos.

A diferencia del proceso de imbibición, la presencia de un fluido no mojanete y la presión capilar creada por este en el yacimiento, no permite que el fluido migre del espacio poroso en su totalidad, creando una saturación irreducible dentro de la roca, a esta saturación se le conoce como saturación de petróleo residual.

Figura 5. Procesos de drenaje e imbibición respecto a la presión capilar.

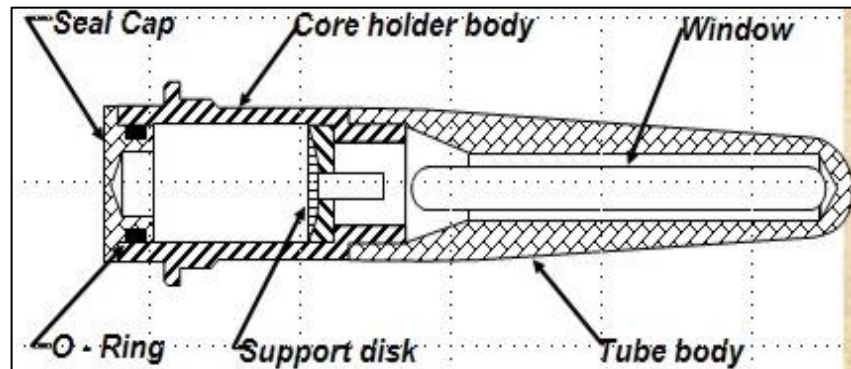


Fuente: TIAB. Djebbar. Petrophysics: Theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties. Segunda edición. Estados Unidos: Gulf Professional Publishing. 2004, p. 93.

3.2.3 Métodos de laboratorio. El estudio de la presión capilar en las rocas se realiza por diferentes métodos de laboratorio, el análisis de resultados de las curvas generadas de estos estudios permite entender el comportamiento real del yacimiento respecto al flujo de fluidos.

3.2.3.1 Centrifuga. En este método se emplea una centrifuga de alta velocidad para aumentar la diferencia de presión entre las fases.

Figura 6. Diseño de un tubo para método de la centrifuga.



Fuente: SLOBOD, R. L.; CHAMBERS, Adele y PREHN, W. L., Jr. Use of Centrifuge for Determining Connate Water, Residual Oil and Capillary Pressure Curves from Small Core Samples, Trans. AIME, 1951. Society of Petroleum Engineers. Vol. 3. SPE-951127-G.

La metodología usada en la obtención de curvas de presión capilar gas-agua es la siguiente⁵¹:

- 1) Se satura la muestra al 100 % con agua de formación.
- 2) Se coloca la muestra en un tubo de centrifuga especialmente diseñado.
- 3) Se hace girar la muestra a un régimen fijo de revoluciones hasta que se detiene la eliminación de agua por efecto de la fuerza generada.
- 4) Se hace la lectura de agua desplazada sin detener la centrifuga. Para ello se emplea un estroboscopio que permite realizar la lectura en pleno régimen de giro.
- 5) Se repiten las operaciones indicadas en los puntos tres y cuatro a regímenes crecientes de giro, hasta alcanzar el máximo régimen previsto.

Al final del proceso se dispone de una serie de pares de datos Régimen de giro - Volumen desplazado. Este juego de valores se transforma fácilmente a pares Presión Capilar - Saturación promedio de la muestra, pero requiere algún tratamiento numérico antes de convertirse en la curva de presión capilar del sistema.

⁵¹ SLOBOD, R. L.; CHAMBERS, Adele y PREHN, W. L., Jr. Use of Centrifuge for Determining Connate Water, Residual Oil and Capillary Pressure Curves from Small Core Samples, Trans. AIME, 1951. Society of Petroleum Engineers. Vol. 3. SPE-951127-G.

Ecuación 11. Presión capilar por método de centrífuga.

$$P_{CAP} = \Delta\delta_{wo} \times g \times h$$

Fuente: SLOBOD, R. L.; CHAMBERS, Adele y PREHN W. L., Jr. "Use of Centrifuge for Determining Connate Water, Residual Oil and Capillary Pressure Curves from Small Core Samples", Trans. AIME, 1951.

Donde:

Pc: Presión capilar (psi).

$\Delta\delta_{wo}$: Diferencia de densidades agua – petróleo (g/cm³).

g: Gravedad (m/s²) (Se considera la gravedad como la fuerza centrífuga medida respecto a la fuerza de rotación del equipo).

h: Altura del tubo capilar (pies).

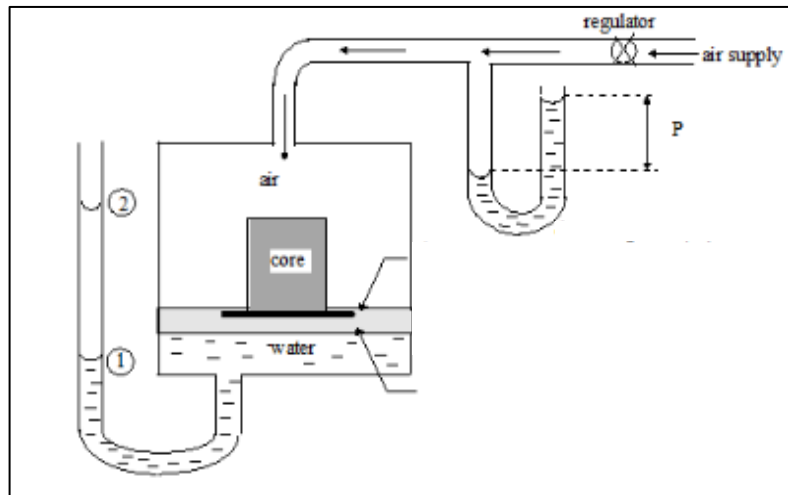
3.2.3.2 Membrana semipermeable. El análisis de laboratorio por membrana semipermeable, también conocido como método de estados restaurados, es uno de los métodos de referencia para las mediciones de presión capilar.

Conceptualmente es muy simple y su funcionamiento se basa en las propiedades capilares. Para las mediciones se emplea una cámara en cuya base se coloca una membrana capilar (en general una porcelana muy homogénea) previamente saturada con la fase mojante del sistema. Las muestras se saturan al 100% con la fase mojante (regularmente agua) y se colocan en el interior de la cámara, en contacto capilar con la membrana semi-permeable. El contacto capilar se asegura con un material fino tal como tierra de diatomeas, que se coloca entre la muestra y la membrana.

La aplicación sucesiva de presiones crecientes de la fase desplazante, permite establecer los puntos de saturación de las muestras. Es un método utilizado regularmente para obtener curvas de drenaje en sistemas gas-agua o petróleo-agua⁵².

⁵² CROTTI, Marcelo. INLAB. Obtención de curvas de presión capilar – método de la membrana semipermeable. Soluciones integrales para la ingeniería de reservorio. 2003. [En línea] [Citado el 16 de agosto del 2017] Disponible en: <http://www.inlab.com.ar/Membrana.htm>.

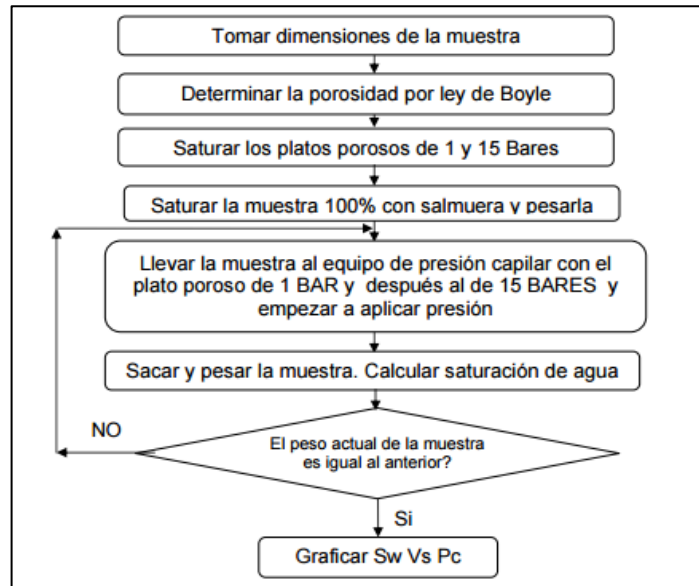
Figura 7. Obtención de curvas de presión capilar por el método de la membrana semi-permeable.



Fuente: CROTTI, Marcelo. INLAB. Obtención de curvas de presión capilar – método de la membrana semi-permeable. Soluciones integrales para la ingeniería de reservorio. 2003. [En línea] [Citado el 16 de agosto del 2017] Disponible en: <http://www.inlab.com.ar/Membrana.htm>.

3.2.3.3 Plato poroso. El análisis de presión capilar por plato poroso es otra metodología de laboratorio por la cual la muestra de análisis es sometida a presiones cada vez mayores, determinando los cambios en las saturaciones respecto a la presión leída. A continuación, se describe el procedimiento del análisis de presión capilar por plato poroso.

Figura 8. Metodología de presión capilar por plato poroso.



Fuente: ARDILA, Maryuri. ARENAS y Félix. Metodología para el análisis e interpretación de resultados de laboratorio de análisis petrofísicos de la Escuela de Ingeniería de Petróleos. Tesis de grado (Ingeniero de Petróleos). Bucaramanga: Universidad industrial de Santander. Facultad de ingenierías fisicoquímicas, 2010. p. 81.

3.2.3.4 HPMI. El presente trabajo de grado centra su investigación en el análisis de las muestras por la prueba de HPMI, razón por la cual se realizará una descripción detallada del funcionamiento y metodología del análisis de laboratorio.

La prueba HPMI, Inyección de mercurio a altas presiones (High pressure mercury injection), es uno de los métodos más utilizados en la actualidad debido a que no solo permite la construcción de curvas de presión capilar relacionadas con las saturaciones en el medio poroso, si no que adicionalmente permite realizar un estudio del comportamiento de las gargantas de poro presentes en las rocas.

Características Generales⁵³

El mercurio al tener una densidad tan alta ($5,43 \text{ g/cm}^3$, casi 6 veces la del agua) y ser un metal maleable se comporta como fase no mojante frente a la mayoría de matrices porosas presentes en las rocas porosas y permeables capaces de acumular hidrocarburos. Es decir, que una roca de interés, al contacto con mercurio, no sufre el proceso espontáneo de imbibición, sino que, por el contrario, para que

⁵³ PURCELL. W. R. Capillary Pressure - Their Measurement Using Mercury and the Calculation of Permeability Therefrom, Trans. AIME, 1949. Vol. 146. Society of Petroleum Engineers. SPE-949039-G, p. 39-40.

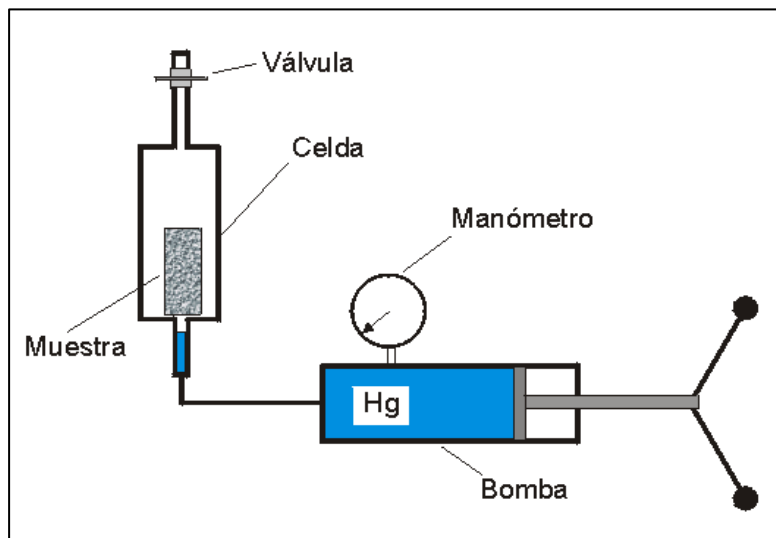
el mercurio logre ingresar a los poros interconectados se debe aplicar una presión externa que venza las fuerzas capilares que no permiten el ingreso de esta fase líquida.

Este fenómeno capilar permite considerar el sistema aire - mercurio para la medición de efectos capilares en la red poral de las rocas de interés. Sin embargo, los resultados obtenidos presentan semejanzas y diferencias respecto a los sistemas agua-agua, gas-petróleo y agua-petróleo.

Metodología Experimental

La muestra, limpia y seca, se pesa, se introduce en la celda de medición y se aplica alto vacío a todo el conjunto con una bomba adecuada. Las mediciones volumétricas se realizan en la bomba de desplazamiento por medio de un manómetro. Tras la primera toma de datos, el mercurio solo llega hasta el límite inferior de la celda (Figura 9) ⁵⁴.

Figura 9. Primera medición volumétrica de la celda HPMI.

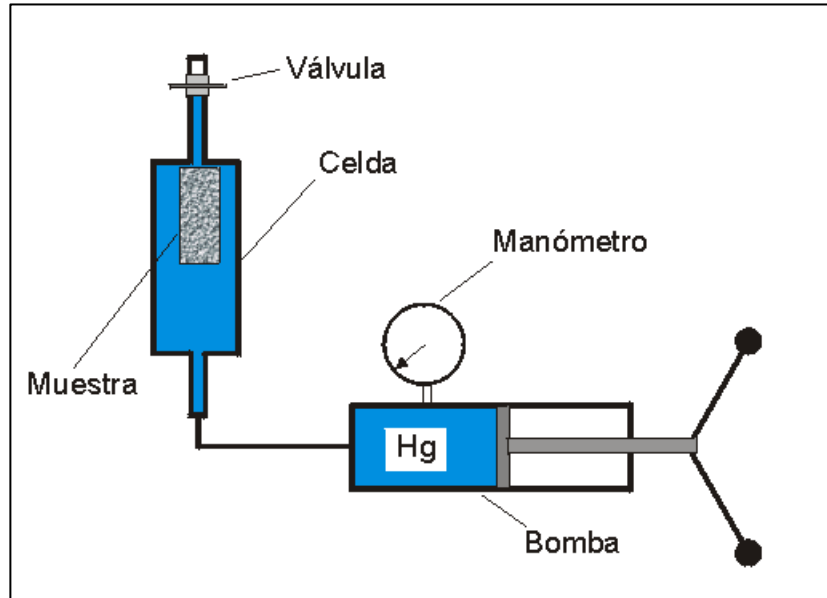


Fuente: CROTTI, Marcelo. Obtención de curvas de presión capilar - Método de inyección de mercurio. Soluciones integrales para la ingeniería de reservorio. 2003. [En línea] [Citado el 16 de agosto del 2017] Disponible en: http://www.inlab.com.ar/Pc_Hg.htm.

La bomba, sin ejercer una presión adicional, llena la celda con el mercurio, de tan manera que el mercurio no invada los poros de la muestra estudio (Figura 10). A partir de este momento se inicia la toma de mediciones de presiones capilares.

⁵⁴ Ibíd., p. 40-48.

Figura 10. Llenado de la celda HPMI.



Fuente: CROTTI, Marcelo. Obtención de curvas de presión capilar - Método de inyección de mercurio. Soluciones integrales para la ingeniería de reservorio. 2003. [En línea] [Citado el 16 de agosto del 2017] Disponible en: http://www.inlab.com.ar/Pc_Hg.htm.

Se comienza a realizar la serie de mediciones Presión-Volumen que se traducen a valores de Presión Capilar - Saturación de fase mojante (Ecuaciones 12 y 13) mediante las calibraciones adecuadas y el conocimiento del volumen poroso de la muestra.

Ecuación 12. Presión capilar por HPMI.

$$P_c = P_{\text{fase no mojante}} - P_{\text{fase mojante}} = P_{Hg} - P_{\text{vacío}}$$

Fuente: PURCELL, W. R. Capillary Pressure - Their Measurement Using Mercury and the Calculation of Permeability Therefrom, Trans. AIME, 1949. Vol. 146. Society of Petroleum Engineers. SPE-949039-G, p. 41.

Donde:

- P_c : Presión capilar medida (psi).
- $P_{\text{fase no mojante}}$: Presión capilar de la fase no mojante (psi).
- $P_{\text{fase mojante}}$: Presión capilar de la fase mojante (psi).
- P_{Hg} : Presión ejercida por la bomba (psi).
- $P_{\text{vacío}}$: Presión de vacío en la celda.

Ecuación 13. Saturación de la fase mojante.

$$S_{\text{fase mojante}} = \frac{(VP - V_{Hg\text{inyectado}})}{VP * 100}$$

Fuente: PURCELL. W. R. Capillary Pressure - Their Measurement Using Mercury and the Calculation of Permeability Therefrom, Trans. AIME, 1949. Vol. 146. Society of Petroleum Engineers. SPE-949039-G, p. 41.

Donde:

$S_{\text{fase mojante}}$: Saturación de la fase mojante (Porcentaje)

VP: Volumen poroso (ft³)

$V_{Hg\text{inyectado}}$: Volumen inyectado de mercurio (ft³)

El análisis se continúa hasta el momento en donde se aplique la presión capilar máxima programada obteniéndose la curva de drenaje de la fase mojante.

En todos los demás análisis de laboratorio para la medición de presión capilar, la fase mojante (agua o petróleo) es casi incompresible, mientras que en el caso del sistema mercurio-aire, la fase mojante (aire) es muy compresible. De hecho, en vez de aire se emplea alto vacío para tornar aún más compresible la fase mojante. Esta característica genera algunas diferencias fundamentales entre el procedimiento de inyección de mercurio y las demás técnicas de medición (Cuadro 1).

Cuadro 1. Comparación entre el análisis por HPMI y las otras técnicas de medición.

Comparación entre Inyección de Mercurio y otras Metodologías	
Otras metodologías	Inyección de Hg
Requieren una vía de eliminación de la fase mojante. Ejemplo: el gas puede invadir una fracción de la red poral sólo en la medida que se retire una cantidad equivalente de agua o de petróleo.	No requiere eliminación de la fase mojante: El mercurio puede invadir el medio poroso sin retirar otro fluido pues la red poral se encuentra inicialmente en condiciones de alto vacío.
Poseen un límite para la eliminación de la fase mojante. Una vez que se alcanza una saturación en que la fase mojante se hace discontinua, ésta deja de fluir y por lo tanto no puede eliminarse cantidades adicionales por incremento de presión en la fase no-mojante.	No hay límite para la inyección de mercurio en la red poral. Como la fase "desplazada" es vacío, el mercurio puede invadir el 100 % del VP de la muestra.
Requieren muestras bien conformadas.	Puede trabajarse con muestras mal conformadas y, con algunas precauciones pueden emplearse cortes de perforación para las mediciones.
No permiten una descripción completa de los diámetros porales del sistema. La existencia de fases residuales impide alcanzar los diámetros más pequeños con la fase no-mojante.	Permite una descripción completa de los diámetros porales del sistema. La inexistencia de fases residuales permite alcanzar (con la aplicación de las presiones adecuadas), los diámetros más pequeños con la fase no-mojante.

Fuente: CROTTI, Marcelo. INLAB. Obtención de curvas de presión capilar - Método de inyección de mercurio. Soluciones integrales para la ingeniería de reservorio. 2003.

3.3 ANÁLISIS DE LAS MUESTRAS POR HPMI

3.3.1 Muestras tomadas. El presente estudio de las pruebas HPMI, tomadas a diferentes secciones de la columna estratigráfica de los pozos estudio "A" y "B" comprende:

- 26 muestras del pozo "A".
- 35 muestras del pozo "B".

Las profundidades de las muestras, su numeración, y la permeabilidad y porosidad obtenidas por la prueba HPMI se presentan a continuación.

Tabla 7. Muestras para estudio HPMI del Pozo "A".

Muestras para análisis Pozo "A"			
Muestra	Profundidad (ft)	K horizontal (md)	Porosidad (%)
7	2854,6	120	19,9
15	2892	263	27
21	2911,8	236	23,8
30	2951,7	101	22,1
36	2968	94,3	22,5
41	2984,3	99,1	27,3
67	3064,3	191	23
82	3085,7	108	21,9
92	3117,1	94,3	20,2
98	3155,1	106	20,8
107	3182,8	108	17,3
123	3236,7	254	24,1
148	3319,1	150	26,2
160	3360	872	29,9
164	3372	193	27,4
169	3433	74,3	28,2
172	3442	470	28,7
176	3459	252	29,8
182	3484	284,3	29,2
192	3549	134	27
195	3573,4	2,5	15,9
196	3594	71,1	18,4
208	3747	33,9	15,6
216	3832,7	25,9	21,5
232	4025,7	275	25,5
236	4062,8	66,1	21,3

Fuente: ECOPETROL S.A. Informe Anual de Yacimientos Campo Ermitaño, Bogotá D.C. 2015. Autores.

Tabla 8. Muestras para estudio HPMI del Pozo "B".

Muestras para análisis Pozo "B"			
Muestra	Profundidad (ft)	K horizontal (md)	Porosidad (%)
200947720	2868	542,4097	29,9
200947719	3040	29,2203	26,86
200947718	3172	110,2957	28,13
200947717	3278	31,7535	28,42
200947716	3374	1078,649	52,42
200947715	3379	1689,1846	29,5
200947714	3412	215,669	23,91
200947713	3747	237,4521	23,03
200947712	3918	65,9653	21,02
200947711	3955	88,7404	24,62
200947710	4018	323,207	45,08
200947709	4047	143,0923	25,87
200947708	4085	847,761	21,01
200947707	4108	36,1267	22,25
200947706	4124	967,0624	49,69
200947705	4131	646,0941	28,1
200947704	4265	203,8	27,55
200947703	4312	226,9367	54,15
200947702	4373	7128	26,15
A	4450	145,5534	46,09
B	4462	4,8284	28,78
C	4578	751,707	25,59
D	4596	1,5155	20,2
E	4610	9,1315	24,88
F	4674	201,5814	42,96
G	4716	1,3808	17,39
H	4817	7,2879	20,76
I	4847	294,5215	25,22
J	4860	1488,9076	23,42
200947691	4880	34,3526	45,55
200947690	4909	75,5377	23,6
200947689	4920	444,4025	28,34
200947688	4926	259,1726	24,29
K	4932	288,6421	23,2
L	4957	10,6949	23,44

Fuente: ECOPETROL S.A. Informe Anual de Yacimientos Campo Ermitaño, Bogotá D.C. 2015. Autores.

3.3.2 Datos obtenidos de la prueba HPMI. Como se enuncia anteriormente la prueba de inyección de mercurio a altas presiones describe el proceso de drenaje de los yacimientos, los resultados obtenidos describen el comportamiento de la saturación de mercurio respecto a la presión ejercida de la bomba, la cual será considerada como la presión capilar vencida dentro del espacio poroso. Los resultados obtenidos para la muestra 7 del Pozo “A” como ejemplo de los resultados obtenidos se muestran a continuación.

Tabla 9. Resultados de la prueba HPMI para la muestra 7 del pozo estudio “A”.

MUESTRA NÚMERO	7,000
PROFUNDIDAD ft	2854,600
Permeabilidad mD	120,000
Porosidad %	19,900

Presión	Hg Sat	PTR	Inc Pore	Cum Pore
PSI	% esp Poroso	Micrones	Fracción	Fracción
3,000	0,000	9,179	0,000	0,000
6,000	0,000	4,589	0,000	0,000
9,000	0,000	3,060	0,000	0,000
12,000	0,000	2,295	0,000	0,000
15,000	0,000	1,836	0,000	0,000
18,000	4,600	1,530	0,075	0,075
21,000	8,500	1,311	0,064	0,139
24,000	11,800	1,147	0,054	0,193
27,000	15,100	1,020	0,054	0,248
30,000	17,700	0,918	0,043	0,290
40,000	23,600	0,688	0,097	0,387
60,000	30,500	0,459	0,113	0,500
80,000	35,100	0,344	0,075	0,575
100,000	38,400	0,275	0,054	0,630
200,000	47,200	0,138	0,144	0,774
300,000	50,800	0,092	0,059	0,833
500,000	54,800	0,055	0,066	0,898
750,000	57,400	0,037	0,043	0,941
1000,000	58,700	0,028	0,021	0,962
1250,000	59,000	0,022	0,005	0,967
1500,000	60,000	0,018	0,016	0,984
1750,000	60,700	0,016	0,011	0,995
2000,000	61,000	0,014	0,005	1,000

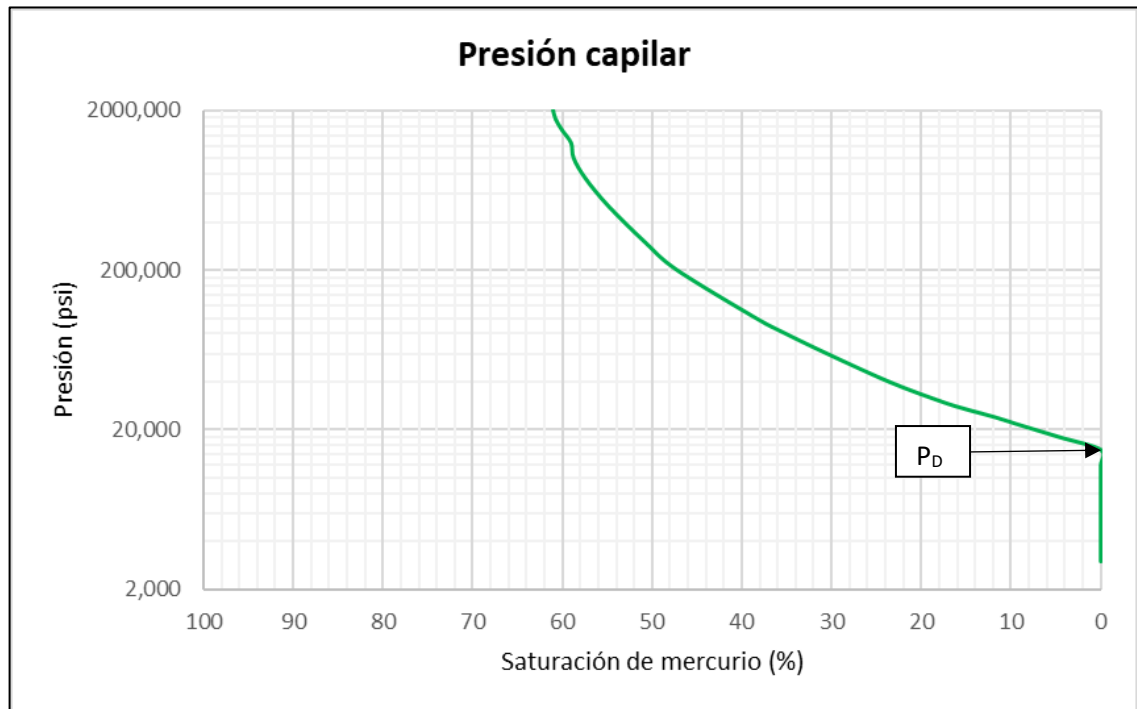
Fuente: ECOPETROL S.A. Informe Anual de Yacimientos Campo Ermitaño, Bogotá D.C. 2015. Autores.

La Tabla 9 muestra los resultados obtenidos al realizarse una prueba HPMI a la muestra 7 del pozo estudio "A", dentro de estos se encuentran:

- Presión [psi] (Columna 1): Presión ejercida por la bomba, asumida como la presión capilar a vencer dentro del espacio poroso.
- Hg Sat [% esp poroso] (Columna 2): Porcentaje de saturación de mercurio que ingresa a la muestra respecto al espacio poroso.
- PTR [micrones] (Columna 3): Tamaño de garganta de poro invadida por el mercurio inyectado.
- Inc Pore [%] (Columna 4): Porcentaje del espacio poroso invadido por el mercurio.
- Cum Pore [%] (Columna 5): Porcentaje acumulado del espacio poroso invadido por el mercurio.

3.3.3 Presión capilar en un sistema Aire – Mercurio

Gráfica 19. Saturación de mercurio respecto a la presión ejercida por la bomba para la muestra 7 del pozo estudio "A".



La Gráfica 19 muestra la tendencia del mercurio a invadir los espacios porosos respecto a la cantidad de presión capilar a vencer, cabe notar que existe una resistencia de la muestra a la entrada de fluidos, esta presión se conoce como presión de desplazamiento (P_D) y es el punto al cual la resistencia de la formación se vence y el mercurio comienza a desplazar el aire de la muestra.

3.3.4 Cambio de resultados de laboratorio a condiciones de yacimiento

3.3.4.1 Cambio de un sistema Aire – Mercurio a Agua – Petróleo. El yacimiento estudio, a pesar de producir gas, se encuentra en un estado subsaturado (Presión de yacimiento mayor a la presión de burbuja), por lo tanto, el sistema presente en la roca y las presiones capilares que se dan en este comprenden un sistema Agua-Petróleo. El análisis de laboratorio de HPMI utiliza un sistema Aire-Mercurio para su descripción, razón por la cual se hace indispensable realizar un cambio de sistema para que los resultados puedan ser tomados como válidos para el yacimiento estudio.

El cambio de sistema considera la tensión interfacial y el ángulo de contacto en cada uno de los sistemas como constantes determinantes. La Ecuación 14 muestra la relación matemática que permite realizar un cambio de sistema.

Ecuación 14. Relación matemática de cambio de sistema O/W a Hg/aire.

$$P_{o/w} = P_{Hg/aire} \frac{(\sigma_{o/w} \cos\theta_{o/w})}{(\sigma_{Hg/aire} \cos\theta_{Hg/aire})}$$

Fuente: CRAIN. Petrophysical Handbook. Capilar pressure basics [En línea] [Citado el 23 de septiembre de 2017] Disponible en: <https://www.spec2000.net/09-cappres.htm>

Donde:

- $P_{o/w}$: Presión capilar en el sistema Agua-Petróleo (psi).
- $P_{Hg/aire}$: Presión capilar en el sistema Aire-Mercurio (psi).
- $\sigma_{o/w}$: Tensión interfacial en el sistema Agua-Petróleo (dinas/cm).
- $\theta_{o/w}$: Ángulo de contacto en el sistema Agua-Petróleo (°).
- $\sigma_{Hg/aire}$: Tensión interfacial en el sistema Aire-Mercurio (dinas/cm).
- $\theta_{Hg/aire}$: Ángulo de contacto en el sistema Aire-Mercurio (°).

Para efectos del presente trabajo de grado las constantes necesarias para la Ecuación 14 fueron tomadas de los informes de fluidos de Ecopetrol, como se muestra a continuación:

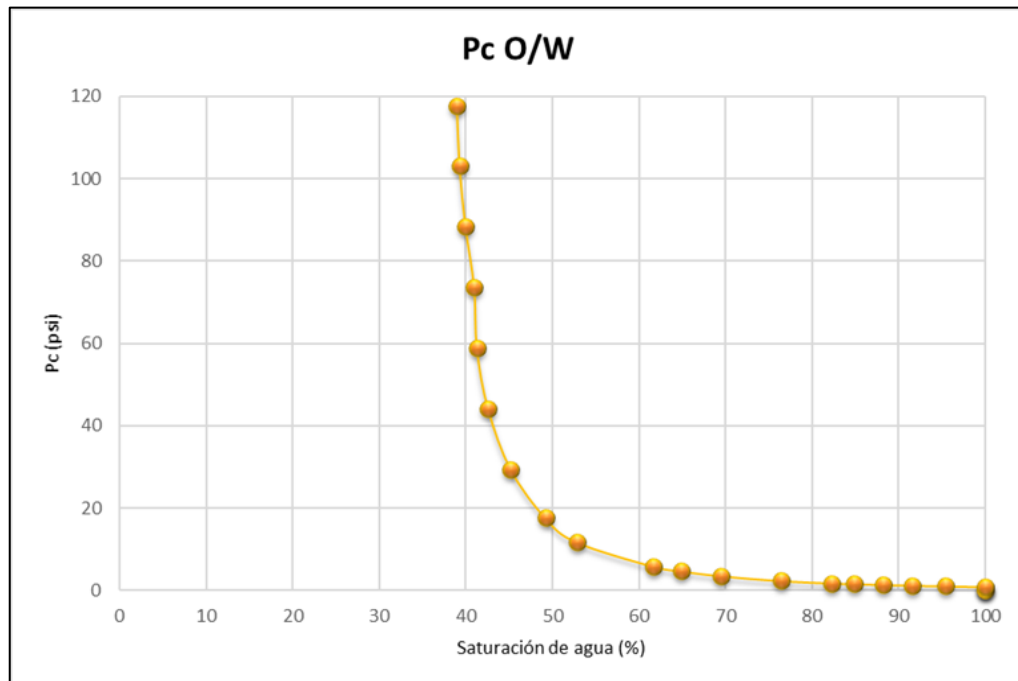
Tabla 10. Constantes para los sistemas aire-mercurio y petróleo-agua.

Datos de entrada	Valor	Unidad
Mercurio/Aire (Hg/aire): σ	480	dinas/cm
Petróleo/Agua (O/W): σ	25	dinas/cm
Ángulo de contacto (Hg/aire): θ	140	grados
Ángulo de contacto (O/W): θ	30	grados

Fuente: Informe de Fluidos para el Campo Ermitaño. Bogotá D.C. 2015. Autores.

El cambio de sistema Aire - Mercurio a Agua - Petróleo permite determinar las presiones capilares reales que puede presentar el yacimiento, en la Gráfica 20 se muestran los resultados del cambio de sistema. La saturación de aire representa la saturación de agua al considerarse la fase desplazada, y la saturación de mercurio representa la saturación de petróleo al considerarse la fase desplazante.

Gráfica 20. Presión capilar respecto a la saturación de agua para la muestra 7 del pozo estudio "A".



3.3.4.2 Cambio de un sistema de presión capilar de O/W a Altura (H). El cambio de un sistema de presión capilar a Altura permite mostrar los datos de manera más real respecto al comportamiento del yacimiento, debido a que los espesores de columna de petróleo ya son conocidos permiten la estimación de un máximo, acotando las curvas hasta su realidad en el yacimiento, para el bloque 789 del Campo Ermitaño la columna máxima de petróleo es de 1400 ft. La Ecuación 15 describe el procedimiento matemático que permite convertir un sistema de presión capilar de agua-petróleo a un sistema de Altura.

Ecuación 15. Relación matemática de cambio de sistema un sistema de presión capilar de O/W a Hg/aire.

$$H = \frac{P_{o/w}}{(\rho_w - \rho_o) \times 0,433}$$

Fuente: CRAIN. Petrophysical Handbook. Capilar pressure basics [En línea] [Citado el 23 de septiembre de 2017] Disponible en: <https://www.spec2000.net/09-cappres.htm>.

Donde:

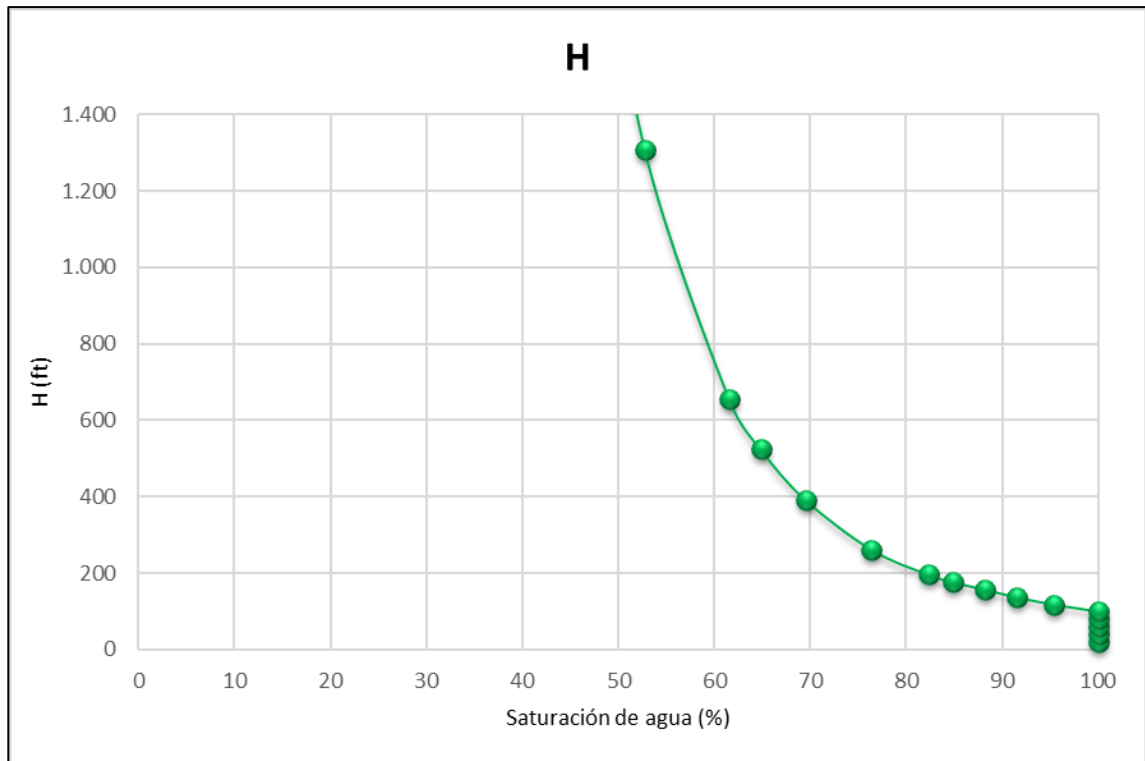
$P_{o/w}$: Presión capilar en el sistema Agua-Petróleo (psi)

ρ_w : Densidad del agua (1 gr/cc)

ρ_o : Densidad del petróleo (0,9792 gr/cc)

La gráfica 21 muestra como ejemplo los resultados obtenidos para el cambio de sistema de presión capilar de agua – petróleo a un sistema de alturas para la muestra 7 del pozo estudio “A”.

Gráfica 21. Altura respecto a la saturación de agua para la muestra 7 del pozo estudio “A”.



3.3.5 Clasificación litológica. La columna litológica de un pozo está compuesta por diferentes formaciones, y a su vez estas por diferentes tipos de rocas, la clasificación de estas respecto a la profundidad permiten desarrollar un análisis del pozo de manera más precisa.

3.3.5.1 R35. H.D. Winland de Amoco usó curvas de presión capilar de inyección de mercurio para desarrollar una relación empírica (Ecuación 16) entre Φ (porosidad), K_a (Permeabilidad al aire) y r (radio de garganta de poro). Probó con 322 muestras diferentes impregnadas por agua, las cuales incluían: 82 muestras (56 de arenisca y 26 de carbonato) con baja permeabilidad corregida para el deslizamiento de gas y otras 240 muestras no corregidas. Winland descubrió que el sistema eficaz de poro que domina el flujo a través de una roca corresponde a una saturación de mercurio del 35%, este sistema tiene radios de garganta de poro (llamado R35) igual o menores a los de una roca que se encuentra saturada en un 35% con una fase no mojante⁵⁵.

⁵⁵ HARTMANN. D y BEAUMONT. E. Predicting Reservoir System Quality and Performance. En: Treatise of Petroleum Geology / Handbook of Petroleum Geology: Exploring for Oil and Gas Traps. 2012.

Ecuación 16. Relación empírica para la determinación del R35.

$$\log R35 = 0,732 + 0,588 \log k - 0,864 \log \emptyset$$

Fuente: NELSON, Philip. Permeability-Porosity relationship in sedimentary rocks. U.S. Geological Survey, Vol. 35. Colorado. Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts. SPWLA-1994-v35n3a4, 1994. p. 57.

Donde:

R35: Radio de garganta a una saturación del 35% de mercurio [micrómetros].

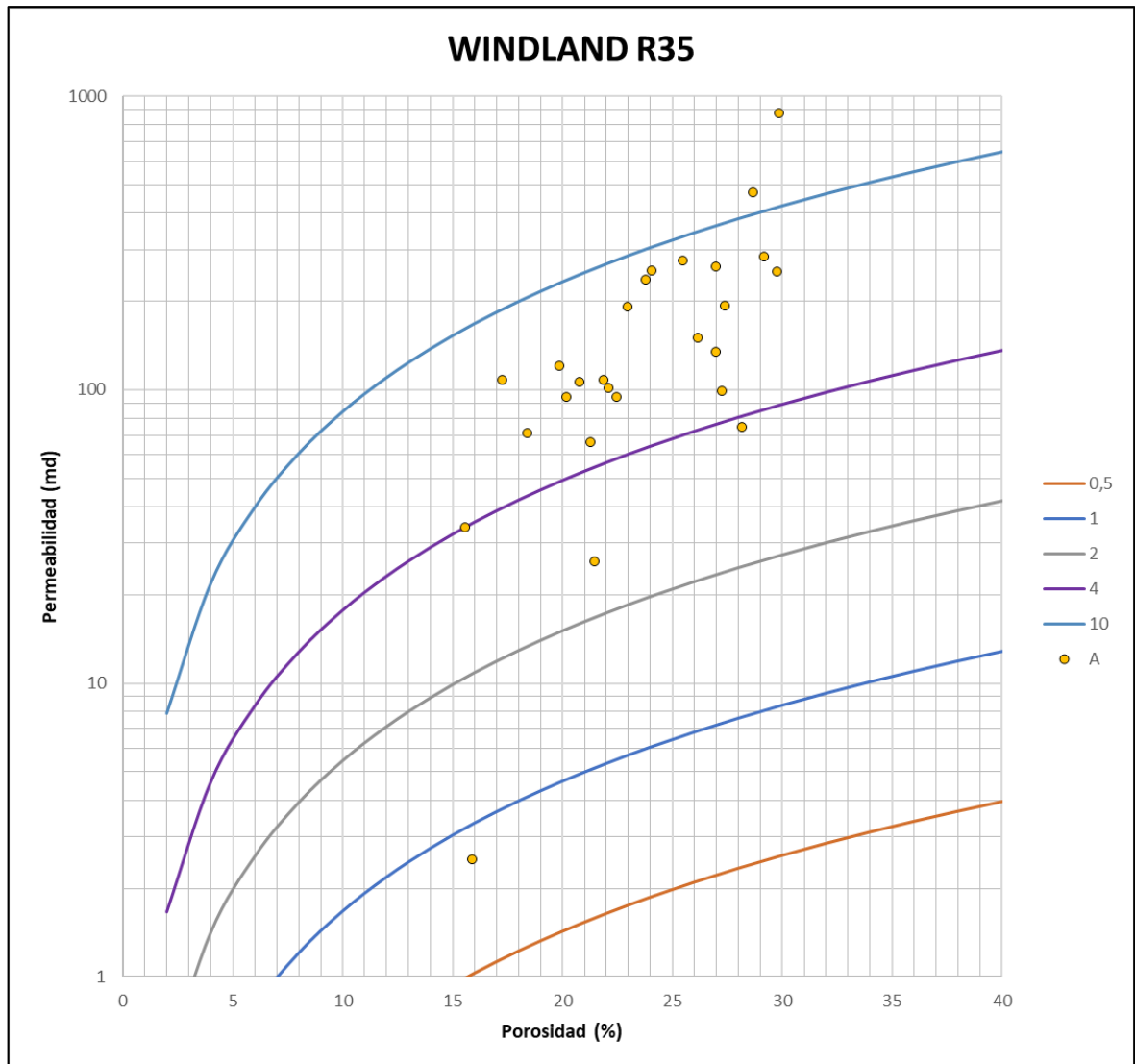
K: Permeabilidad [mD].

\emptyset : Porosidad [%].

Se determinará el R35 para toda la columna litológica de los pozos con el fin de realizar una clasificación en los diferentes tipos de rocas.

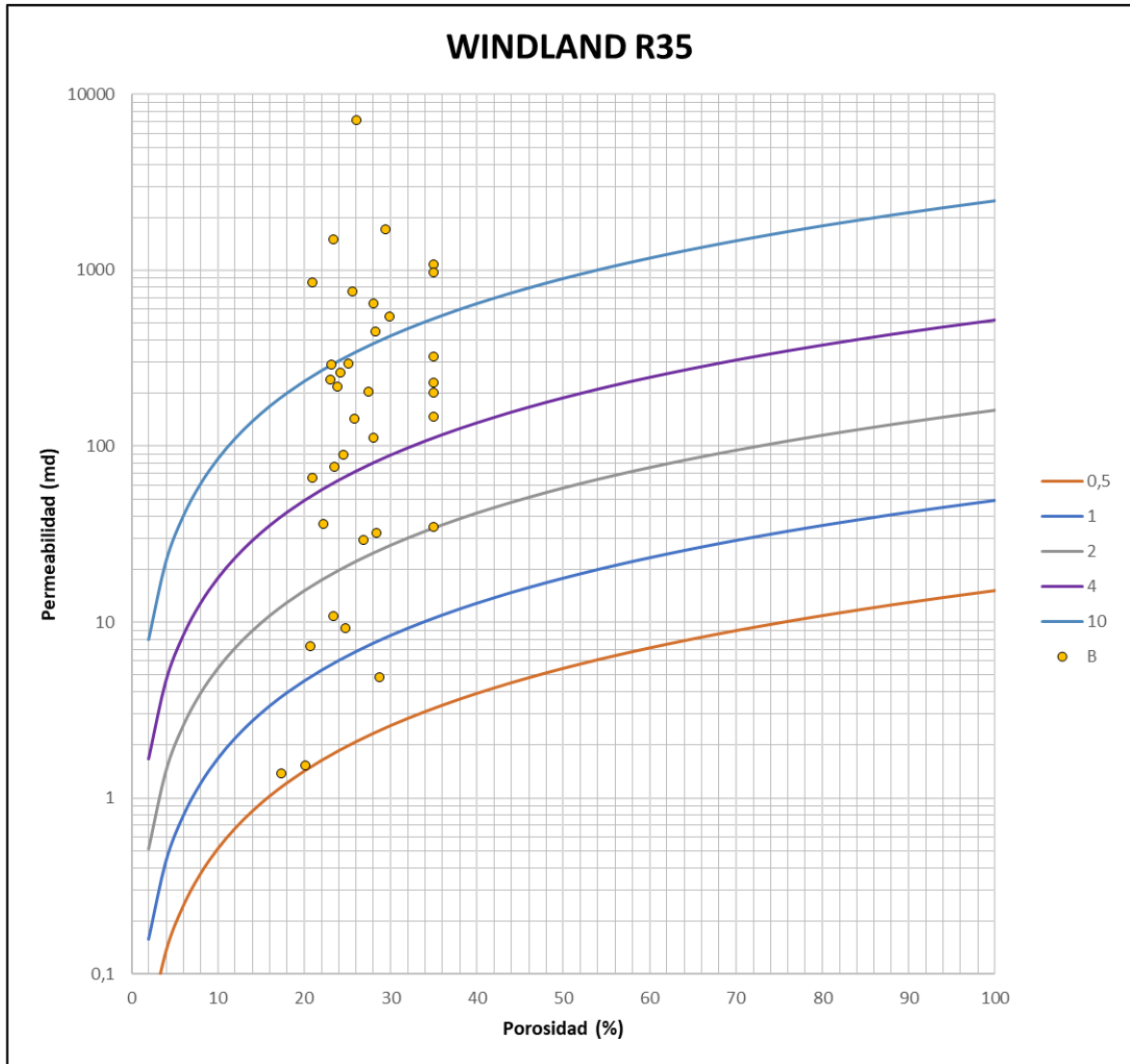
3.3.5.2 Tipos de roca. Las gráficas 22 y 23 presentan la distribución de la permeabilidad contra la porosidad en los gráficos planteados por Windland para las muestras de los pozos estudio, las líneas continuas muestran los radios de garganta representativos (R35) en micrones los cuales agruparan las muestras en los diferentes tipos de roca.

Gráfica 22. Gráficos de Windland para el pozo estudio "A".



Fuente: NELSON, Philip. Permeability-Porosity relationship in sedimentary rocks. U.S. Geological Survey, Vol. 35. Colorado. Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts. SPWLA-1994-v35n3a4, 1994. p. 57. Autores.

Gráfica 23. Gráficos de Windland para el pozo estudio “B”.



Fuente: NELSON, Philip. Permeability-Porosity relationship in sedimentary rocks. U.S. Geological Survey, Vol. 35. Colorado. Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts. SPWLA-1994-v35n3a4, 1994. p. 57. Autores.

Teniendo como base la distribución de los resultados para cada uno de los pozos estudio se determinan los diferentes tipos de roca presentes, la Tabla 11 muestra los rangos de garganta de poro para cada uno de los tipos de roca, siendo RT0 la roca con caracterización de garganta de poro más pequeña (Peor roca) y RT5 la roca con los poros más grandes (Mejor roca).

Tabla 11. Tipo de roca.

Tipo de Roca	R35 (μm)
RT0	<3
RT1	3-5
RT2	5-7
RT3	7-10
RT4	10-15
RT5	>15

3.3.5.3 Curvas de presión capilar de HPMI por tipo de roca. Los resultados obtenidos para el R35 de cada una de las muestras de HPMI permite catalogarlas dentro de un tipo de roca específico, las tablas 12 y 13 muestran los resultados para esta clasificación.

Tabla 12. Tipos de la roca para las muestras de análisis HPMI para el Pozo estudio "A".

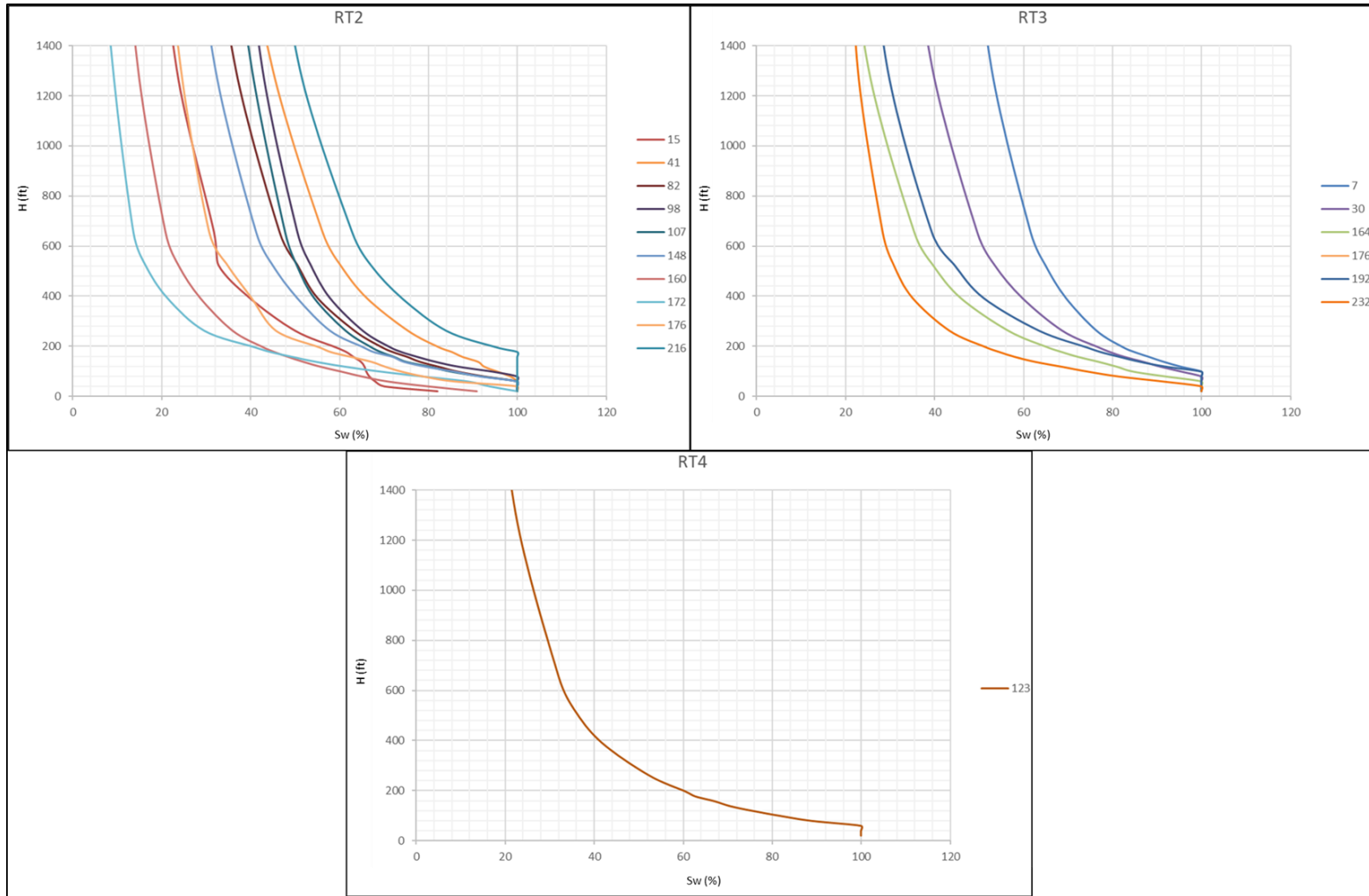
Profundidad (ft)	Porosidad (%)	Permeabilidad (mD)	R35 (μm)	Tipo de roca
2854,5	26,66	212,449	7,3877	RT3
2892	24,70	169,221	6,9040	RT2
2912	24,50	SHALE	SHALE	SHALE
2952	23,41	203,904	8,0678	RT3
2968	23,01	SHALE	SHALE	SHALE
2984,5	24,92	166,988	6,7976	RT2
3064	19,05	SHALE	SHALE	SHALE
3086	21,02	95,300	5,6620	RT2
3117	31,82	209,293	6,2840	RT2
3155	21,57	119,270	6,3177	RT2
3183	24,94	151,219	6,4068	RT2
3237	27,06	366,534	10,0510	RT4
3319	20,55	83,219	5,3310	RT2
3360	27,85	191,039	6,6821	RT2
3372	26,94	222,341	7,5202	RT3
3433	25,91	SHALE	SHALE	SHALE
3442	26,72	160,357	6,2499	RT2
3459	25,22	133,518	5,8978	RT2
3484	30,11	319,167	8,4486	RT3
3549	27,58	218,981	7,3022	RT3
3573,5	15,56	SHALE	SHALE	SHALE
3594	13,03	SHALE	SHALE	SHALE
3747	16,44	SHALE	SHALE	SHALE
3833	19,54	116,695	6,7918	RT2
4026	21,89	165,854	7,5735	RT3
4063	16,97	SHALE	SHALE	SHALE

Tabla 13. Tipos de la roca para las muestras de análisis HPMI para el Pozo estudio “B”.

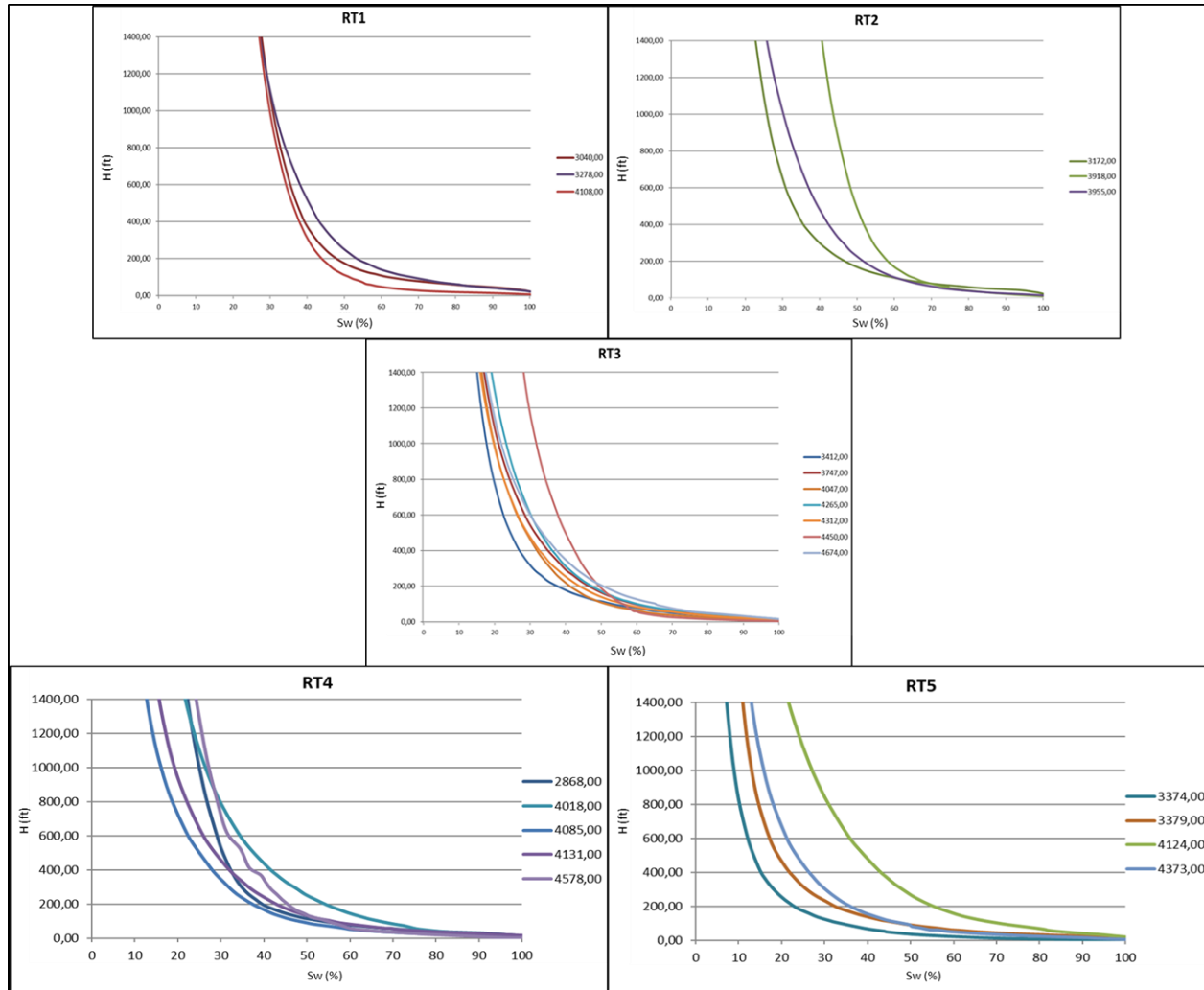
Profundidad (ft)	Porosidad (%)	Permeabilidad (mD)	R35 (µm)	Tipo de roca
2868	27,54	496,633	11,8350	RT4
3040	22,56	37,212	3,0635	RT1
3172	25,51	126,684	5,6631	RT2
3278	25,02	50,511	3,3534	RT1
3374	26,83	967,723	17,9187	RT5
3379	28,61	1387,767	20,9547	RT5
3412	26,82	228,890	7,6793	RT3
3747	25,67	256,719	8,5311	RT3
3918	18,95	95,517	6,2008	RT2
3955	20,62	109,058	6,2315	RT2
4018	24,73	337,279	10,3431	RT4
4047	22,32	158,842	7,2585	RT3
4085	27,47	732,701	14,9052	RT4
4108	18,32	42,818	3,9826	RT1
4124	26,70	972,370	18,0428	RT5
4131	27,51	641,191	13,7642	RT4
4265	24,30	211,266	7,9777	RT3
4312	23,21	256,957	9,3126	RT3
4374	30,06	2561,032	28,7875	RT5
4450	22,46	157,736	7,1918	RT3
4462	12,15	SHALE	SHALE	SHALE
4578	26,98	649,167	14,1004	RT4
4596	13,01	SHALE	SHALE	SHALE
4610	14,50	SHALE	SHALE	SHALE
4674	24,25	191,581	7,5437	RT3

La clasificación por tipo de roca permite realizar una agrupación de las curvas de altura que posean comportamientos equivalentes, debido a que sus gargantas de poro serán similares. Las gráficas 24 y 25 presentan los diferentes tipos de roca con las curvas de altura de las muestras correspondientes.

Gráfica 24. Curvas de altura de las Muestras de HPMI según el tipo de roca para el pozo Estudio "A".



Gráfica 25. Curvas de altura de las Muestras de HPMI según el tipo de roca para el pozo Estudio "B".

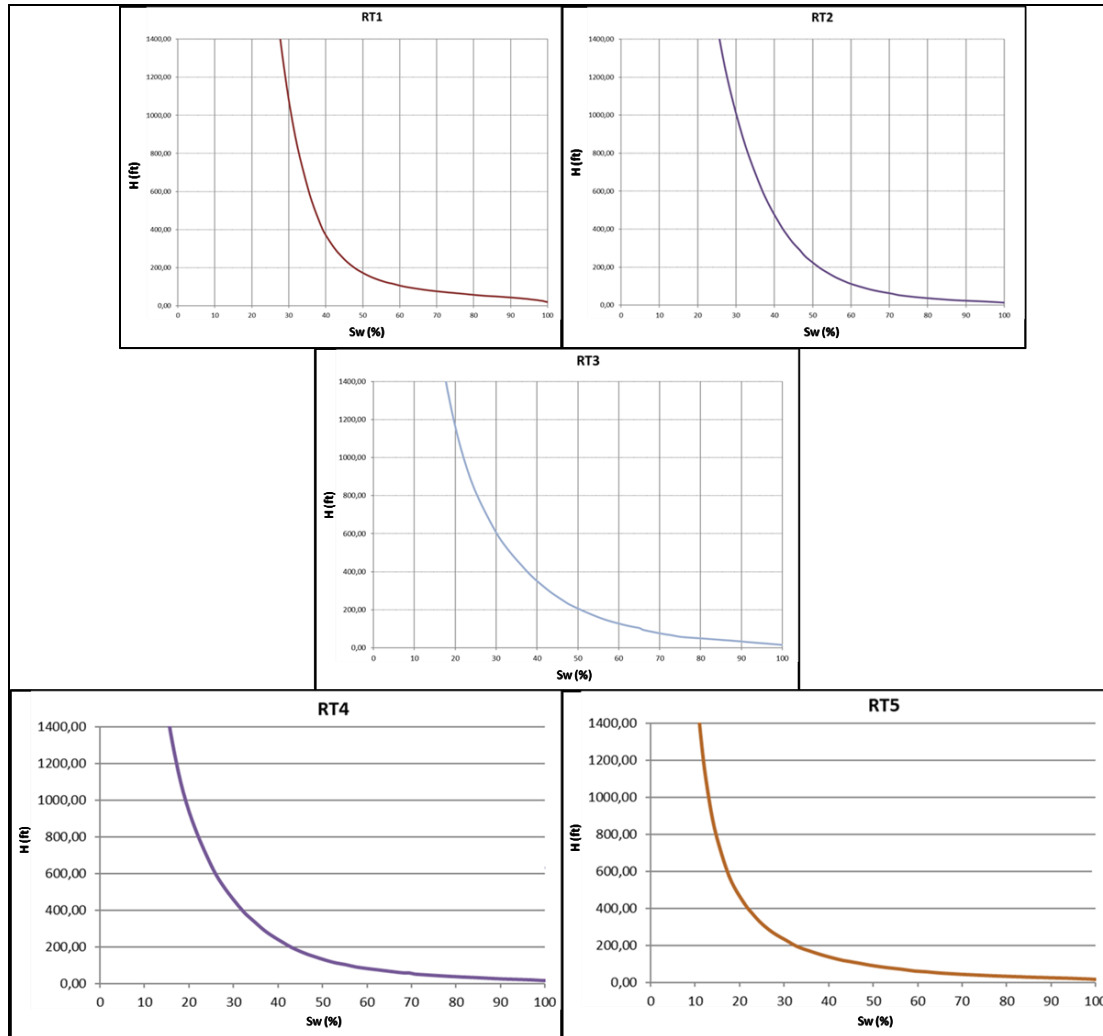


3.3.5.4 Curva de altura representativa para cada tipo de roca. La agrupación de las curvas de altura según la saturación de agua pretende modelar el comportamiento equivalente entre cada una de las muestras de roca que se encuentren entre un mismo grupo de tipo de roca, sin embargo, como se puede ver en la Gráfica 24 para el pozo estudio "A" no es posible determinar una curva representativa de cada uno de los tipos de roca, debido a que para un mismo tipo de roca se encuentra un rango de saturaciones muy grandes, adicionalmente algunas curvas no son consistentes con la teoría de las curvas de presión capilar y se pueden considerar anómalas, razón por la cual se determinarán mediante las muestras del pozo estudio "B".

El comportamiento equivalente de las curvas según el tipo de roca al que pertenezcan permite determinar una curva de altura representativa para cada tipo de muestra y de esta manera extrapolar los resultados de manera consistente a toda la columna litológica de los pozos estudio.

La Gráfica 26 muestra las curvas de alturas elegidas como representativas para cada uno de los tipos de roca presentes en los pozos estudio.

Gráfica 26. Curvas de altura representativas según el tipo de roca.

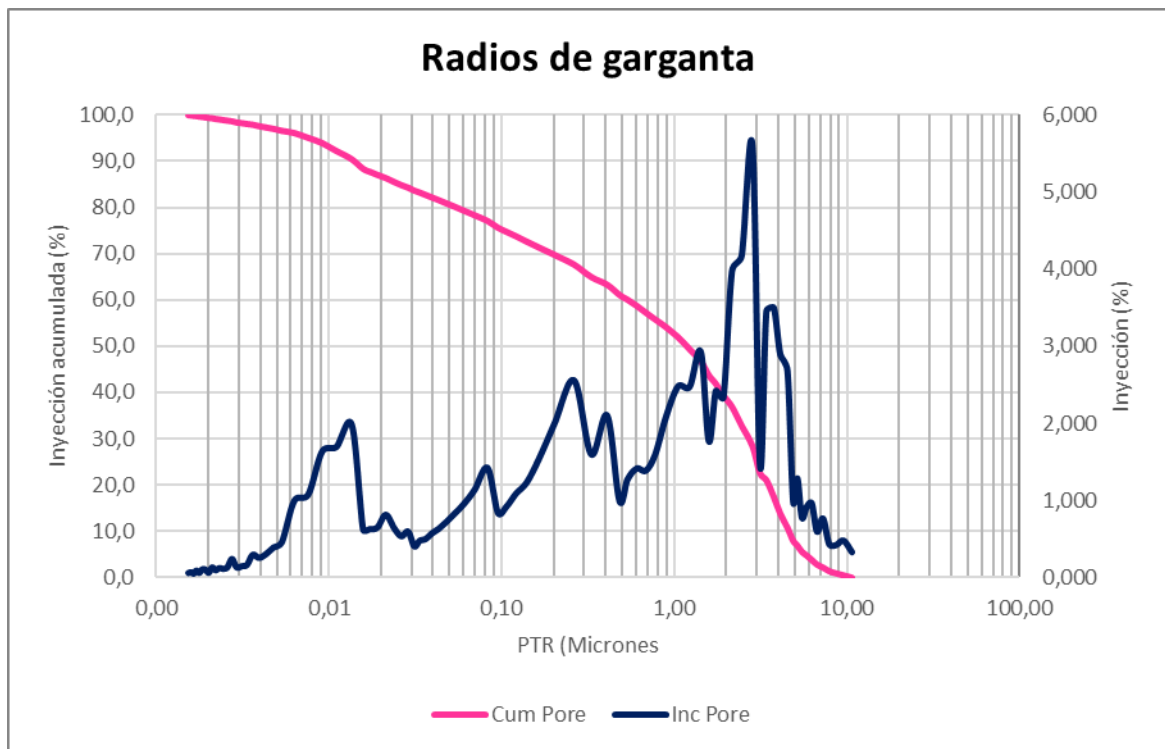


3.3.6 Geometría poral y estructura de la roca. El análisis de los resultados de la prueba HPMI para las curvas de altura representativas seleccionadas para cada tipo de roca permite determinar la geometría poral y la estructura de la roca. Los radios de garganta invadidos durante la prueba de inyección de mercurio determinarán la geometría poral de la roca, determinando la distribución de las gargantas porales.

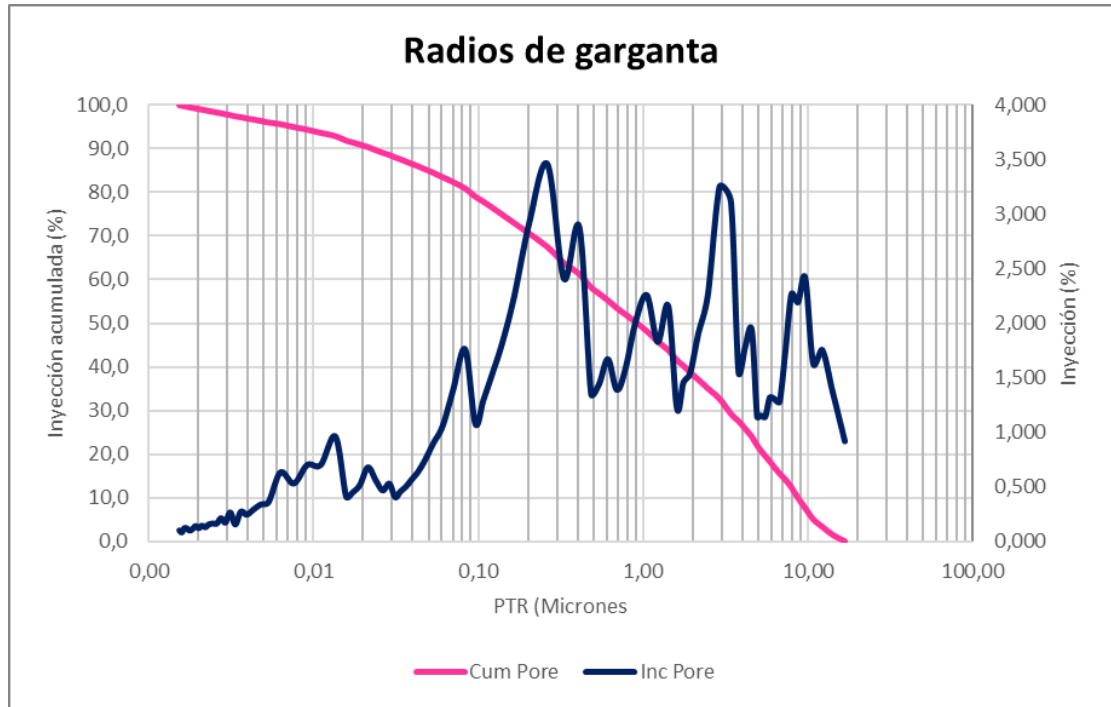
Al observar el radio de garganta invadido por la inyección de mercurio durante la prueba cabe resaltar que la inyección incremental (volumen de inyección anterior – volumen de inyección actual) está directamente relacionada con la garganta de poro invadida, entre menor sea el radio de garganta a invadir la cantidad de mercurio será cada vez menor debido a la presión capilar que este debe lograr para ingresar.

Las gráficas 27 – 31 representan la distribución de los radios de garganta respecto a la inyección de mercurio para cada uno de los tipos de roca. Los rangos de los radios de garganta en micrones varían entre 0.01 -0.40 para RT1, 0.08 – 0.50 para RT2, 0.10 – 0.60 para RT3, 0.25 – 3 para RT4 y de 0.5 – 10.5 para RT5. Lo que permite demostrar que conforme el tipo de roca tenga mejor clasificación los radios de garganta promedio tenderán a ser más grandes aportando de manera significativa a la capacidad de almacenamiento de la roca y al movimiento de los fluidos referente a la producción.

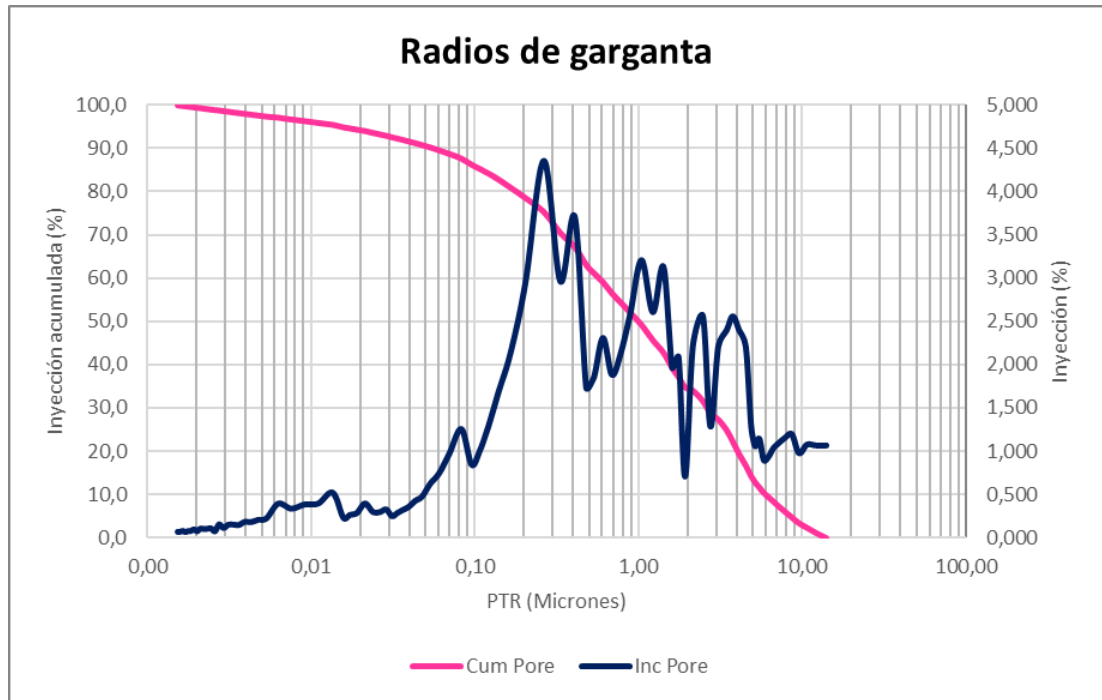
Gráfica 27. Radios de garganta respecto a la inyección de mercurio para el tipo de roca 1 (RT1).



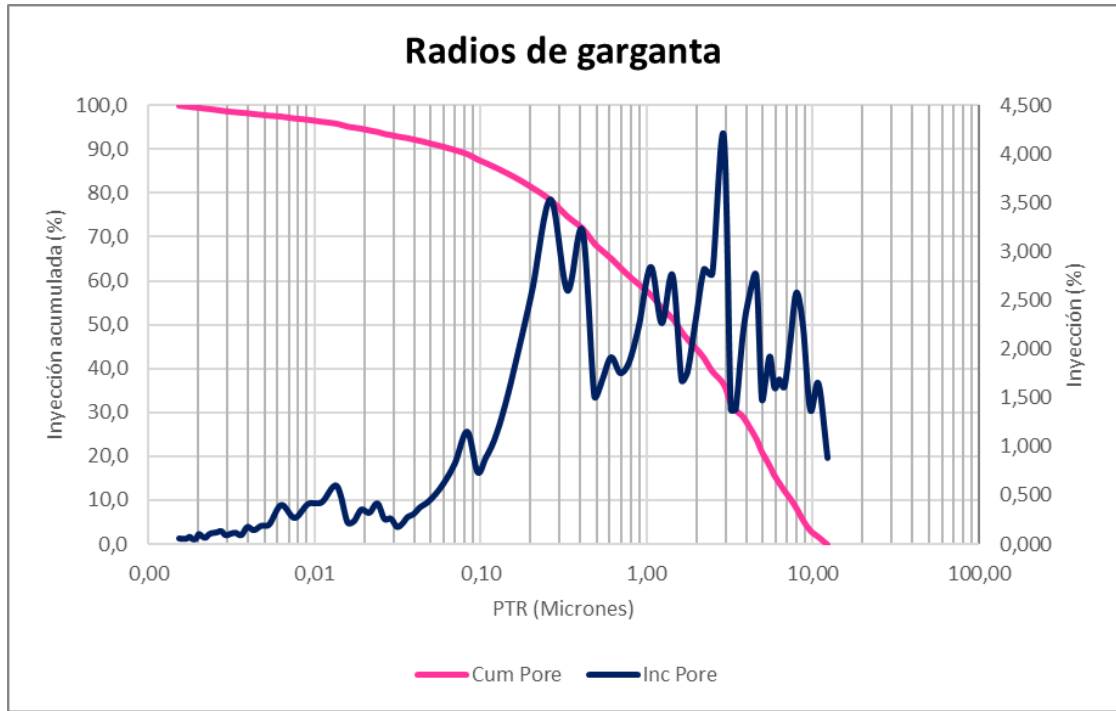
Gráfica 28. Radios de garganta respecto a la inyección de mercurio para el tipo de roca 2 (RT2).



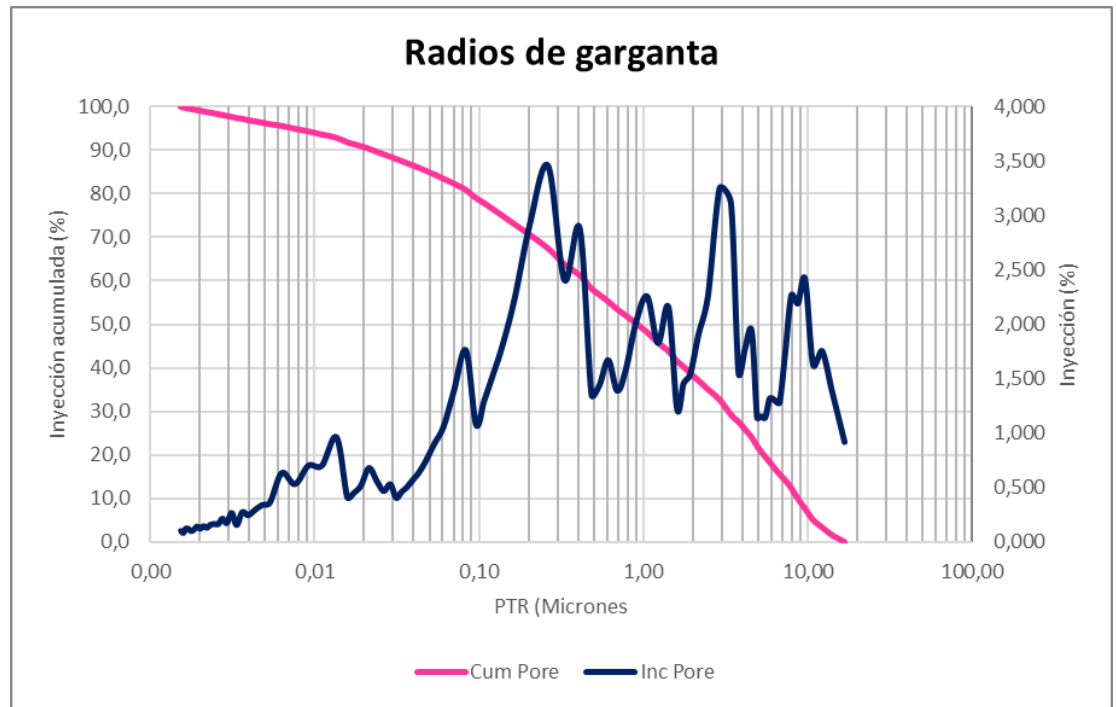
Gráfica 29. Radios de garganta respecto a la inyección de mercurio para el tipo de roca 3 (RT3).



Gráfica 30. Radios de garganta respecto a la inyección de mercurio para el tipo de roca 4 (RT4).



Gráfica 31. Radios de garganta respecto a la inyección de mercurio para el tipo de roca 5 (RT5).



3.3.7 Índice de calidad de roca (RQI). Es un índice desarrollado por Core Lab en 1988, el cual correlaciona las cualidades de los espacios de poro microscópicos con parámetros petrofísicos macroscópicos del yacimiento, El RQI es una aproximación cercana del radio hidráulico medio (garganta de poro) en una roca del yacimiento⁵⁶. Permitiendo de esta manera caracterizar cada uno de los intervalos presentes en la columna litológica de los pozos estudio. La ecuación 17 muestra la relación matemática que determina el RQI.

Ecuación 17. RQI (Rock quality index)

$$RQI = 0.0314 \times \sqrt{\frac{k}{\phi}}$$

Fuente: OHEN, Henry. CAPILLARY PRESSURE AND RELATIVE PERMEABILITY: ROCK-FLUID PROPIERTIES FOR RESERVOIR DESCRIPTION. Diapositiva 73.

Donde:

RQI: Rock quality index (micrones).

k: Permeabilidad (mD).

ϕ : Porosidad (fracción).

0.0314: Resultado de la conversión de micrones cuadrados a milidarcies.⁵⁷

La unidad de flujo hidráulico es muy útil en la caracterización de yacimientos, ya que combina dos de las propiedades petrofísicas más importantes, que son la porosidad y permeabilidad. Estas dos propiedades controlan la calidad del yacimiento en términos de almacenamiento y transmisibilidad⁵⁸.

El cálculo de un RQI para cada uno de los intervalos de los pozos estudio permite determinar posteriormente las saturaciones de agua irreducibles.

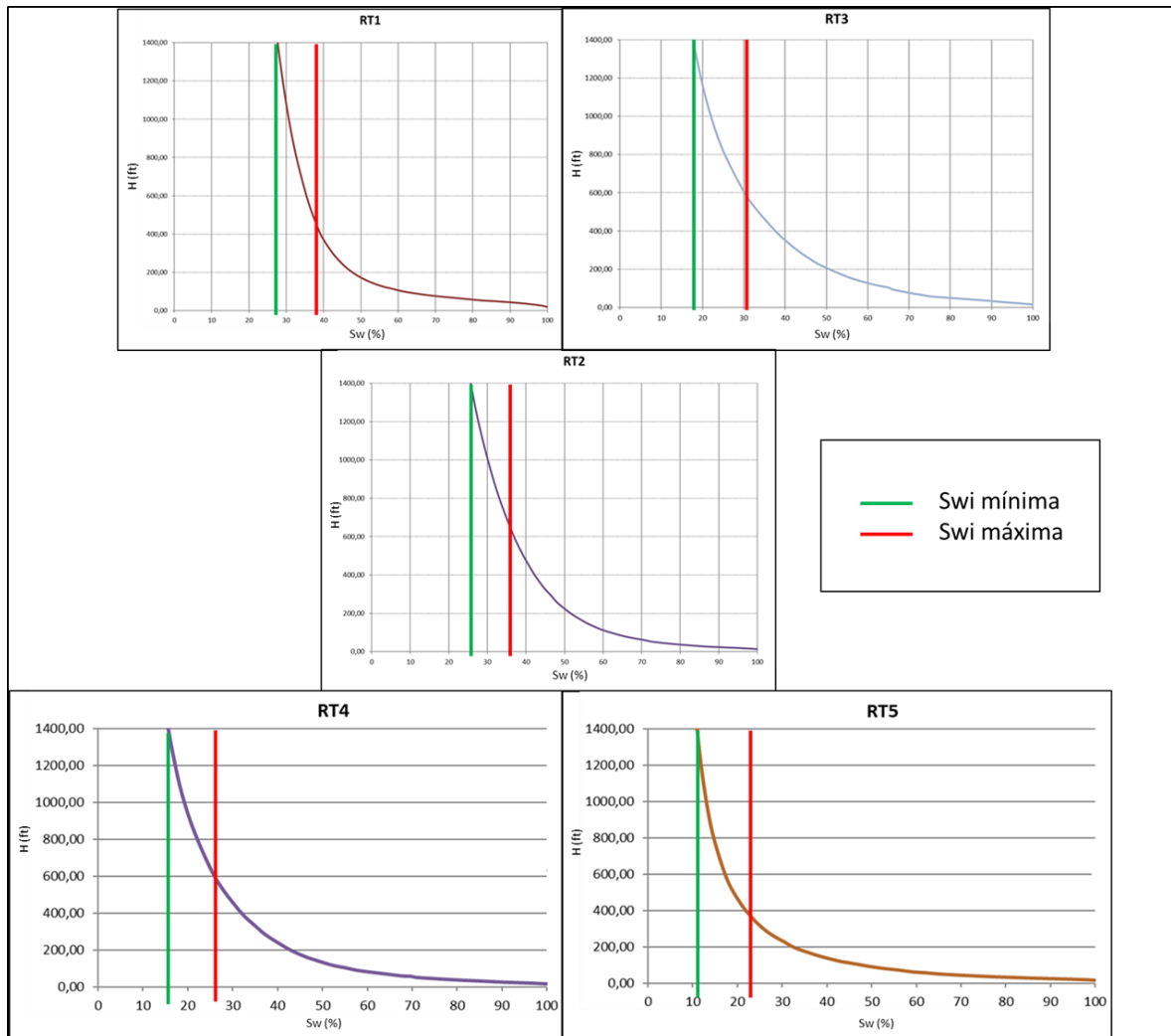
⁵⁶ OHEN, Henry. CAPILLARY PRESSURE AND RELATIVE PERMEABILITY: ROCK-FLUID PROPIERTIES FOR RESERVOIR DESCRIPTION. Diapositiva 73.

⁵⁷ CIVAN. Faruk. Reservoir formation damage. Fundamentals, Modeling, Assessment, and mitigation. Gulf Professional Publishing. 2da Edición. Estados Unidos. 2007. p. 129.

⁵⁸ Petroblogger. Reservoir quality index RQI. 2006 [En línea] [Citado el 21 de septiembre del 2017] Disponible en: <http://www.ingenieriadepetroleo.com/reservoir-quality-index-rqi/>.

3.3.8 Estimación de Swi respecto a los resultados de HPMI. La obtención de una curva representativa de altura para cada tipo de roca permite determinar una saturación de agua irreducible aproximada, siendo esta tomada como punto mínimo y máximo de la resultante de la recta de estas curvas, lo cual se ve representado en una curva de presión capilar estándar para las condiciones de un yacimiento por encima de la zona de transición. La gráfica 32 representa los puntos mínimo y máximo de saturación de agua irreducible que podría presentar cada uno de los tipos de roca, considerando que las formaciones productoras se encuentran por encima de la zona de transición, es decir, en condiciones irreducibles.

Gráfica 32. Determinación de Swi máxima y mínima para cada tipo de roca.



Los resultados obtenidos para las saturaciones de agua irreducibles máximos y mínimos para cada uno de los tipos de roca de la gráfica 32 se presentan en la Tabla 14.

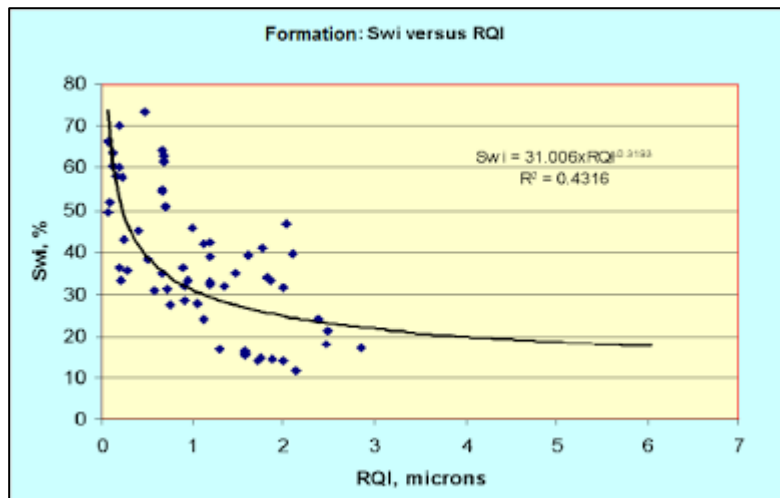
Tabla 14. Saturaciones de agua irreducibles para cada tipo de roca.

	Swi min	Swi máx
RT1	27	38
RT2	26	36
RT3	17	30
RT4	16	26
RT5	13	24

Se determinó un Sw media, como punto central entre las saturaciones máximas y mínimas encontradas.

3.3.9 Swi vs RQI. La determinación de RQI como índice de calidad de roca, y la determinación de las saturaciones de agua irreducibles por medio del análisis de las curvas de altura para cada tipo de roca permite obtener una relación matemática de estos parámetros, con el fin de obtener una función que permita describir el comportamiento de la saturación de agua irreducible en toda la columna litológica del pozo⁵⁹.

Gráfica 33. Relación matemática entre Swi y RQI.

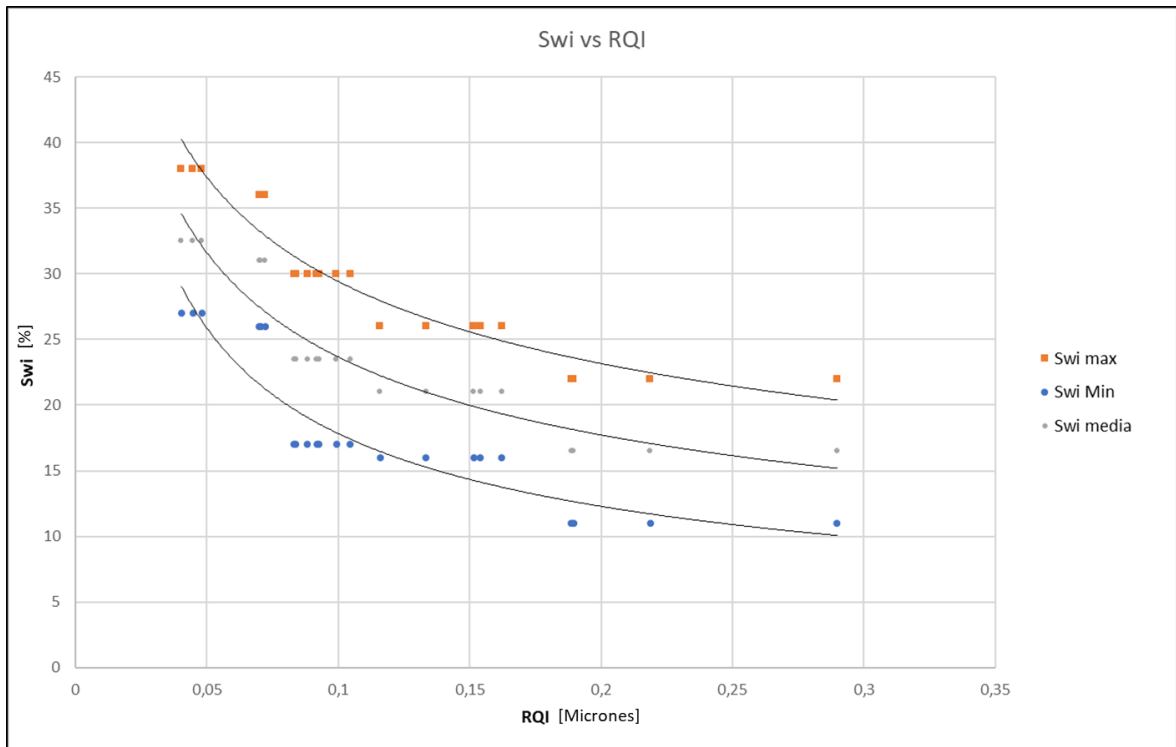


Fuente: Petroblogger. Reservoir quality index RQI [En línea] [Citado el 21 de septiembre del 2017] <http://www.ingenieriadepetroleo.com/reservoir-quality-index-rqi/>.

⁵⁹ OHEN, Henry. CAPILLARY PRESSURE AND RELATIVE PERMEABILITY: ROCK-FLUID PROPIERTIES FOR RESERVOIR DESCRIPTION. Diapositiva 75.

La determinación de saturaciones de agua irreducibles máxima, media y mínima hace preciso realizar una correlación matemática para cada una de ellas. La Gráfica 33 y las ecuaciones 18-20 describen el modelo matemático encontrado para los resultados obtenidos del análisis de HPMI.

Gráfica 34. Swi Vs RQI para los resultados de las pruebas HPMI.



Ecuación 18. Modelo matemático para la obtención de la Swi máxima por medio de RQI.

$$Swi\ max = 10,825\ RQI^{-0,45}$$

Donde:

Swi máx: Saturación de agua máxima [%].

RQI: Índice de calidad de roca [micrones].

Ecuación 19. Modelo matemático para la obtención de la Swi media por medio de RQI.

$$Swi\ med = 7,9786\ RQI^{-0,482}$$

Donde:

Swi med: Saturación de agua media [%].

RQI: Índice de calidad de roca [micrones].

Ecuación 20. Modelo matemático para la obtención de la Swi mínima por medio de RQI.

$$Swi\ min = 5,1709\ RQI^{-0,538}$$

Donde:

Swi min: Saturación de agua mínima [%].

RQI: Índice de calidad de roca [micrones].

Partiendo de los modelos matemáticos descritos con anterioridad, se genera la curva de saturación de agua máxima, media y mínima para cada uno de los pozos estudio.

3.3.10 Swi RQI (Derivación de los pozos). La presencia de dos formaciones productoras en los pozos estudio (Colorado y Mugrosa) hace pertinente considerar dos sistemas de presiones capilares que varíen desde el tope hasta la base de cada una. La tabla 15 presenta los valores de tope y base encontrados para cada una de las formaciones en los pozos estudio.

Tabla 15. Tope y Base de las formaciones productoras encontrados en los pozos estudio.

A		TOPE	BASE	B		TOPE	BASE
H (ft)	COLORADO	2418	3338	H (ft)	COLORADO	2804	4055
	MUGROSA	3338	4062		MUGROSA	4055	5015

Fuente: Ecopetrol S.A. Estados mecánicos de los pozos estudio "A" y "B". 2003.

La determinación de las saturaciones de agua máxima, mínima y media permiten describir los posibles comportamientos que pueda llegar a tener los pozos estudio. Al analizar los dos sistemas de presiones capilares que se deben generar en los pozos estudio, respecto a las formaciones productoras presentes, se debe generar una deriva de los valores correspondientes a las saturaciones de agua irreducibles según la profundidad encontrada para cada una de las formaciones. Los valores de saturación de agua mínima se encontrarán en la parte más alta de cada una de las formaciones (la base) y los valores máximos en la parte más baja (tope). Las demás profundidades tomaran valores intermedios entre las saturaciones de agua máxima y mínima respecto a su posición de profundidad. La ecuación 21 describe la ecuación matemática de regresión lineal que permitirá determinar los puntos de saturación intermedios.

Ecuación 21. Modelo matemático para la obtención de la Swi mínima por medio de RQI.

$$Swi\ int = \frac{Sw\ max - Sw\ min}{TOPE - BASE} \times (H - BASE) + Sw\ min$$

Donde:

Sw int: Saturación de agua intermedia según la profundidad [%].

Sw máx: Saturación de agua máxima [%].

Sw min: Saturación de agua mínima [%].

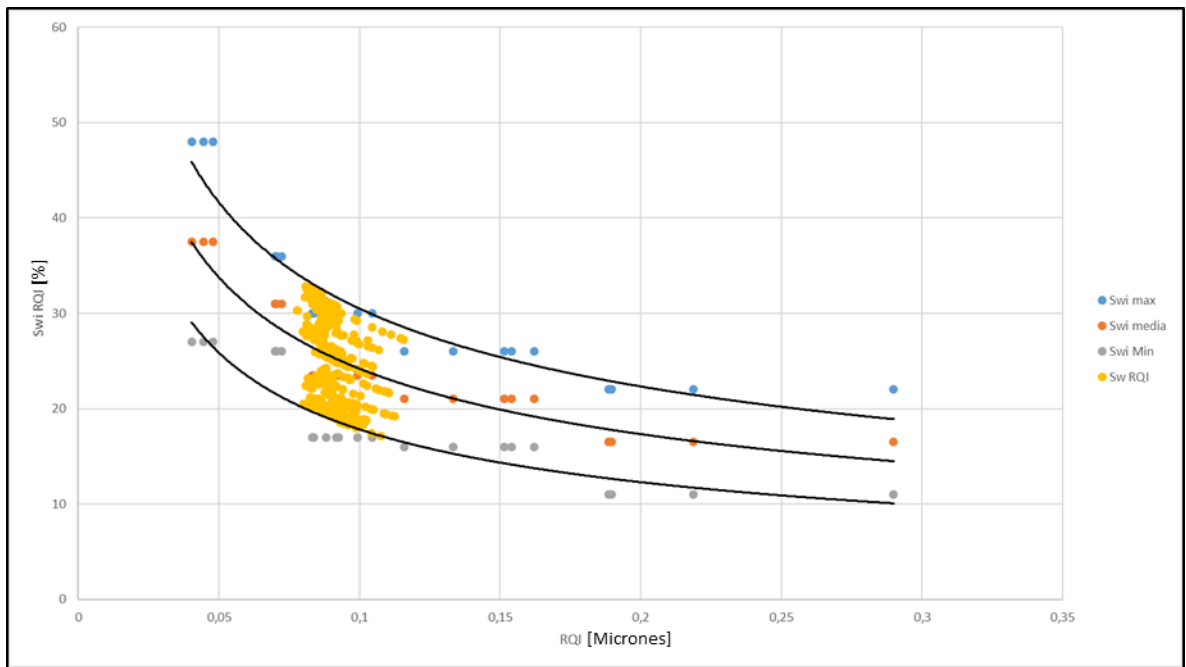
TOPE: Tope de la formación productora [ft].

BASE: Base de la formación productora [ft].

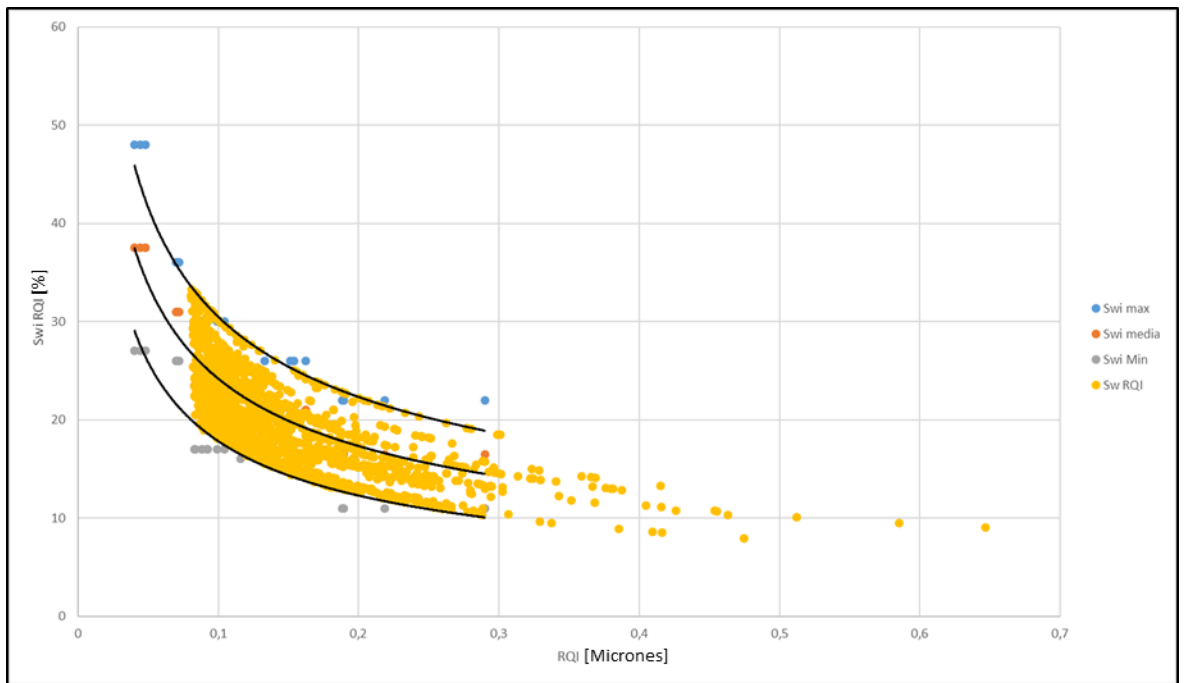
H: Profundidad del intervalo [ft].

Se realiza la derivación para cada una de las formaciones productoras presentes en los pozos estudio considerando únicamente los tipos de roca 3 (RT3), 4 (RT4) y 5 (RT5) al ser estos los mejores tipos de roca, los cuales son representativos en la descripción del yacimiento. Las gráficas 35 y 36 muestran la distribución de las saturaciones estimadas entre los valores de saturación máximo y mínimo.

Gráfica 35. Distribución de las saturaciones de agua irreducibles halladas mediante RQI para el pozo estudio "A".



Gráfica 36. Distribución de las saturaciones de agua irreducibles halladas mediante RQI para el pozo estudio "B".



3.3.7 Transformación de un sistema de presión capilar de drenaje a imbibición.

Las pruebas de HPMI y sus correspondientes resultados están basados en el proceso de drenaje (desplazamiento del agua por petróleo) sin embargo, la producción diaria de un pozo refleja un sistema de imbibición (producción de petróleo fuera del yacimiento), lo que hace indispensable la transformación de un sistema a otro para representar de manera correcta la realidad de producción de los pozos.

La transformación de sistema considera la acotación las curvas representativas del yacimiento por tipo de roca (presión capilar, saturaciones de agua, permeabilidades relativas, entre otras) a los puntos máximos y mínimos que se encuentran de manera real en el yacimiento, siendo estos la saturación de agua irreducible y la saturación de petróleo residual.

3.3.7.1 Saturación de agua corregida (S_w^*). La saturación de agua corregida es la normalización de la saturación de agua leída por HPMI al, considerarse esta como la fase mojante de la roca, y la saturación de agua irreducible, determinada mediante la deriva de RQI, como la menor saturación posible de esta.⁶⁰ La Ecuación 22 muestra el procedimiento matemático utilizado para la normalización.

Ecuación 22. Saturación de agua corregida.

$$S_w^* = \frac{S_w - S_{wi}}{100 - S_{wi}}$$

Fuente: Brooks. R.H. y Corey. A.T. Hydraulic Properties of porous media. Colorado State University. Hidropaper No.5. 1994. Estados Unidos. p. 4.

Donde:

S_w^* : Saturación de agua corregida (%).

S_w : Saturación de agua leída en HPMI (%).

S_{wi} : Saturación de agua irreducible (%).

Los resultados de la aplicación de la Ecuación 22 para cada una de las curvas según los tipos de roca representativos en el yacimiento (RT3, RT4 y RT5) se muestran en las tablas 16-18.

⁶⁰ LI. Kewen y HORNE. Roland. Universal capillary pressure and relative permeability model from fractal characterization of rock. Stanford Geothermal Program. Stanford University. Estados Unidos. p. 3.

Tabla 16. Determinación de al Sw* para el tipo de roca 3 (RT3).

RT3			Cont...		
Sw	Swi	Sw*	Sw	Swi	Sw*
1		1	0,11240632		
0,98819055		0,98369078	0,1041739		
0,97627073		0,96722914	0,09730034		
0,96545461		0,95229174	0,09203636		
0,95221038		0,93400104	0,08734697		
0,93940761		0,91632002	0,08344022		
0,92726705		0,89955352	0,07991412		
0,91578872		0,88370158	0,07678391		
0,90541407		0,86937387	0,07404912		
0,89548089		0,85565583	0,07044024		
0,88278849		0,83812724	0,06718409		
0,87108941		0,82197044	0,06389008		
0,85685185		0,80230792	0,05951719		
0,83235002		0,76847013	0,05636199		
0,80575119		0,7317363	0,05346292		
0,77738644		0,6925637	0,05094646		
0,75078761		0,65582988	0,04518179		
0,72628578		0,62199209	0,04083376		
0,71204821		0,60232956	0,03658328		
0,68368347		0,56315696	0,03288166		
0,65918164		0,52931917	0,02853126		
0,65136008	0,27590346	0,51851735	0,02607869	0,27590346	
0,62826284		0,48661934	0,02380346		
0,60645065		0,45649603	0,02181114		
0,57175663		0,40858249	0,01979578		
0,54287239		0,36869246	0,01818091		
0,50730455		0,31957215	0,01651687		
0,47872357		0,28010092	0,01486658		
0,4551799		0,24758638	0,01363325		
0,43431151		0,21876648	0,01194251		
0,4087156		0,18341772	0,01113481		
0,38815595		0,1550242	0,00994585		
0,36890117		0,12843275	0,00881942		
0,32785937		0,07175274	0,00771541		
0,29500312		0,02637722	0,00657231		
0,24670372			0,00576102		
0,21409852			0,00470361		
0,19037202			0,00385967		
0,17167585			0,00303659		
0,1574592			0,00233368		
0,14646726			0,00147402		
0,13710169			0,00073095		
0,12319077			0		

Tabla 17. Determinación de al Sw* para el tipo de roca 4 (RT4).

RT4			Cont...		
Sw	Swi	Sw*	Sw	Swi	Sw*
1		1	0,09435908		
0,98246433		0,97933535	0,08887774		
0,96777536		0,96202535	0,08429284		
0,94397695		0,93398046	0,0802253		
0,91653477		0,90164163	0,0769079		
0,89455824		0,87574372	0,07391927		
0,87736415		0,8554816	0,07169269		
0,85937304		0,83428023	0,06975551		
0,84229283		0,81415231	0,06693337		
0,82179658		0,78999881	0,06413547		
0,80380543		0,7687974	0,05964915		
0,78786392		0,75001136	0,05618157		
0,75859985		0,71552556	0,05237544		
0,73149927		0,68358927	0,04982791		
0,70849792		0,65648368	0,04740642		
0,693795		0,63915723	0,04100953		
0,67909207		0,62183079	0,03639674		
0,63453373		0,56932167	0,031975		
0,60505368		0,53458133	0,02906747		
0,57502652		0,49919628	0,02475933		
0,5509284		0,4707982	0,02256385		
0,53214182	0,15142	0,44865943	0,02052241	0,15142	
0,51422257		0,42754275	0,01895907		
0,48486338		0,39294485	0,01705		
0,46075126		0,36453028	0,01603695		
0,43049584		0,32887622	0,01475154		
0,406784		0,30093335	0,01357813		
0,38704926		0,27767725	0,01257109		
0,36836679		0,25566116	0,01110686		
0,34796436		0,23161822	0,0097778		
0,33008216		0,21054521	0,00851159		
0,31386945		0,19143958	0,00739031		
0,27969071			0,00664607		
0,25201157			0,0057389		
0,214405			0,00460099		
0,18670382			0,00400489		
0,16611763			0,00340633		
0,15110403			0,00256599		
0,13967397			0,0019007		
0,13027483			0,00128122		
0,12237467			0,00066421		
0,11008571			0		
0,10119717					

Tabla 18. Determinación de al Sw* para el tipo de roca 5 (RT5).

RT5			Cont...		
Sw	Swi	Sw*	Sw	Swi	Sw*
1		1	0,07121009		
0,98598454		0,98327692	0,06743732		
0,96501927		0,95826143	0,06422503		
0,94011577		0,92854688	0,06150613		
0,91196903		0,89496253	0,05911811		
0,88127402		0,85833761	0,05694711		
0,85081067		0,82198913	0,05507631		
0,82718128		0,79379483	0,05340804		
0,80169866		0,76338928	0,05124809		
0,77922761		0,73657709	0,04932822		
0,75930479		0,71280543	0,04725068		
0,73938198		0,68903378	0,04468841		
0,70324295		0,64591313	0,04275482		
0,67208465		0,60873544	0,04102445		
0,64602282		0,57763878	0,03932103		
0,6204685		0,54714768	0,03588218		
0,59360067		0,51508932	0,03299571		
0,56356236		0,47924797	0,02991212		
0,52965731		0,43879288	0,02723305		
0,49478217		0,39718029	0,02456827		
0,46894029		0,36634608	0,02232163		
0,44368274	0,16191	0,33620909	0,02074063	0,16191	
0,42687212		0,31615085	0,0190092		
0,39039317		0,27262462	0,01761903		
0,36214064		0,23891405	0,0162644		
0,32808463		0,19827883	0,01497416		
0,30262968		0,16790631	0,01367717		
0,28132096		0,142481	0,01245514		
0,26311773		0,12076114	0,01118939		
0,24332932		0,09714984	0,01011571		
0,22674982		0,07736739	0,00894723		
0,21323032		0,06123609	0,00800435		
0,18629909		0,02910207	0,00694543		
0,16796191		0,00722238	0,00616631		
0,14289786			0,0051616		
0,12648732			0,00424987		
0,11520151			0,00351201		
0,10651237			0,00274147		
0,09964249			0,00189367		
0,09386745			0,00125679		
0,08904348			0,00044796		
0,08149814			0		
0,07580836					

3.3.7.2 Variable Lambda (λ) y a. Brooks and Corey observaron que al graficar los resultados de Sw^* junto con los resultados de presión capilar de la prueba HPMI en un gráfico log-log resultaba una línea recta con pendiente $-\lambda$ que es característica de las estructuras del volumen poroso. Adicionalmente, el factor Pe (Presión de entrada al poro) era obtenido de la intercepción de Sw^* cuando esta tenga un valor de uno (1)⁶¹.

Ecuación 23. Ecuación resultante de la gráfica log-log para Sw^* vs P_c .

$$Sw^* = (Pe/P_c)^\lambda$$

Fuente: BROOKS. R.H. y COREY. A.T. Hydraulic Properties of porous media. Colorado: Colorado State University. Hidrology papers. no.5. 1994. p. 4.

Donde:

Sw^* : Saturación de agua corregida (Fracción)

Pe : Presión de entrada al poro (psi)

P_c : Presión capilar (psi)

λ : Factor litológico (Adimensional)

Para la determinación del petróleo residual (S_{or}) una estimación correcta es obtener el punto de intersección de la recta resultante de la obtención de la variable lambda cuando la presión capilar tenga un valor de uno (1). Al realizar esta suposición la Ecuación 23 da como resultado la Ecuación 24.

⁶¹ BROOKS. R.H. y COREY. A.T. Hydraulic Properties of porous media. Colorado: Colorado State University. Hidrology papers. no.5. 1994. p. 4.

Ecuación 24. Lambda y a.

$$P_c Hg/Aire = aSw^{*\lambda}$$

Fuente: PEREZ. Leonel.
Mathematical Solution proposed
HPMI. Ecopetrol S.A. 2016.

Donde:

$P_{cHg/Aire}$: Presión capilar en el sistema Aire-Mercurio leída por la prueba HPMI (psi).

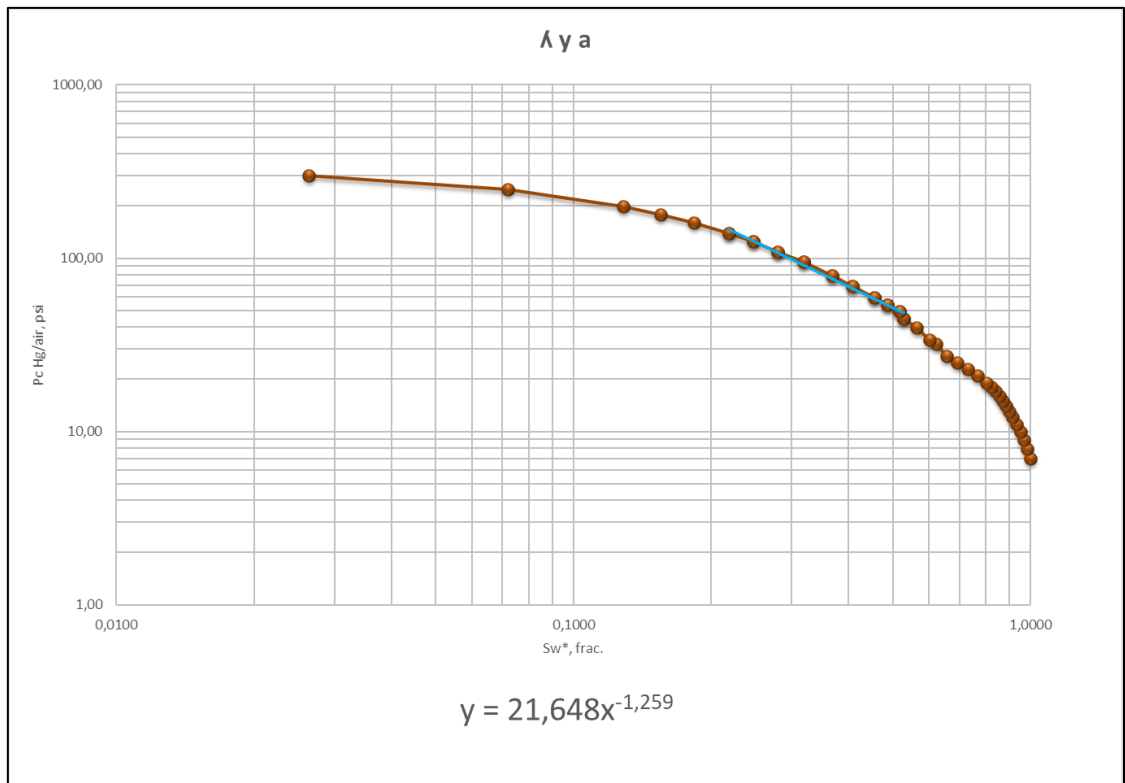
a: Factor de intersección cuando la presión capilar sea igual a 1 (Adimensional).

Sw^* : Saturación de agua corregida (Fracción).

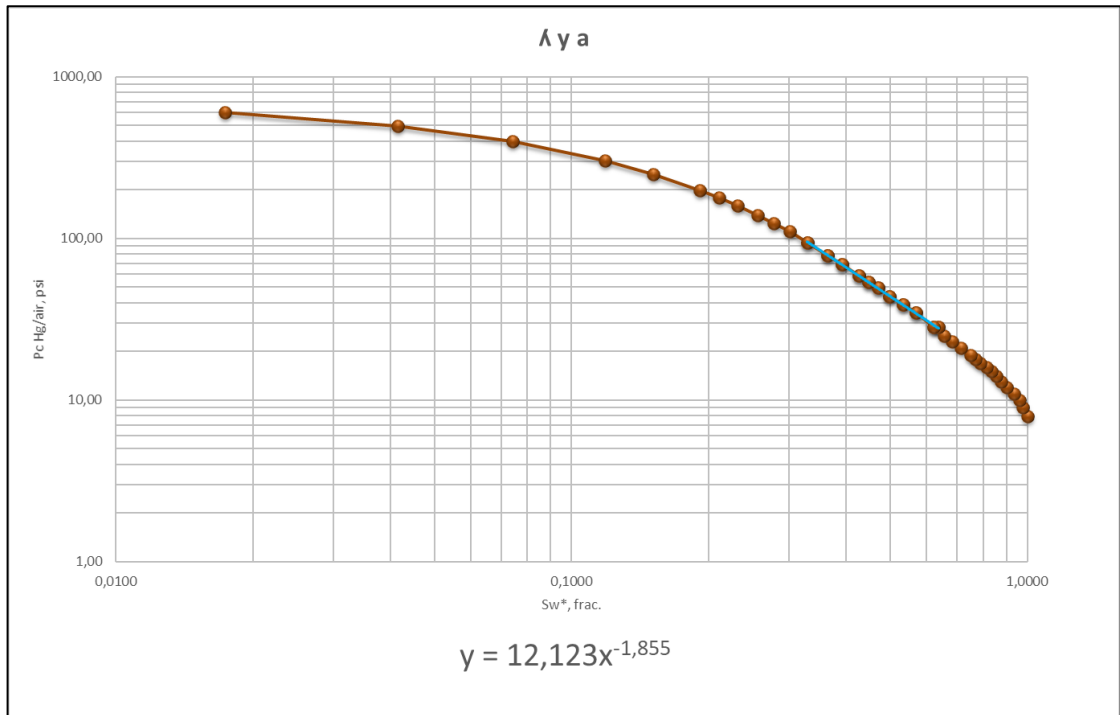
λ : Factor litológico (Adimensional).

La determinación de la variable Lambda (λ) y “a” para cada una de las curvas según los tipos de roca representativos en el yacimiento (RT3, RT4 y RT5) se muestra en las gráficas 37-39.

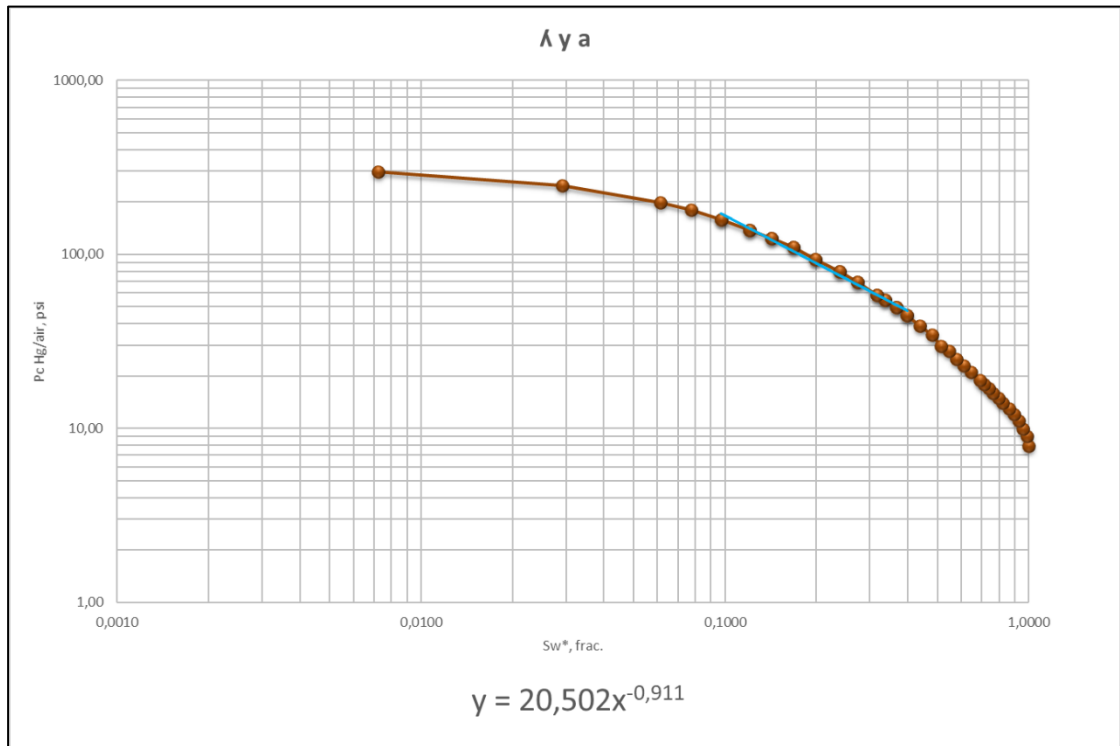
Gráfica 37. Determinación de la variable Lambda (λ) y a para el tipo de roca 3 (RT3).



Gráfica 38. Determinación de la variable Lambda (λ) y a para el tipo de roca 4 (RT4).



Gráfica 39. Determinación de la variable Lambda (λ) y a para el tipo de roca 5 (RT5).



3.3.7.3 Saturación de petróleo residual (Sor). La saturación de petróleo residual se considera como la fracción de petróleo irrecuperable que quedará en la roca después de la producción natural y el uso de las técnicas de recobro primarias.

La saturación de petróleo residual está directamente ligada a las condiciones de la roca de yacimiento, la presión inicial de yacimiento, caída de presión de los yacimientos durante la producción, entre otros⁶².

Modelo matemático planteado por Ecopetrol.

Ecopetrol en sus estudios de yacimientos y partiendo del requerimiento de caracterizar los yacimientos, desarrolló un modelo matemático (Ecuación 25) el cual teniendo en cuenta las características litológicas de la roca y partiendo de la estimación del punto de intersección de las gráficas 37-39 cuando la presión capilar tome el valor de 1, se determinará un valor de saturación de petróleo residual.

Ecuación 25. Modelo matemático desarrollado por Ecopetrol para la determinación del Sor. Resultados para la muestra 7 del pozo estudio "A".

$$Sor = \left[\lambda \sqrt{\frac{Pc}{a}} \times (1 - Swi) \right] + Swi$$
$$Sor = \left[\lambda \sqrt{\frac{1}{a}} \times (1 - Swi) \right] + Swi$$

Fuente: PEREZ. Leonel. Mathematical Solution proposed HPMI. Ecopetrol S.A. 2016. Autores.

Donde:

Sor: Saturación de petróleo residual (Fracción).

λ : Factor litológico (Adimensional).

a: Factor de intersección cuando la presión capilar sea igual a 1 (Adimensional).

Swi: Saturación de agua irreducible (Fracción).

La Tabla 19 muestra los resultados obtenidos para la determinación del Sor según las curvas por tipo de roca representativo del yacimiento.

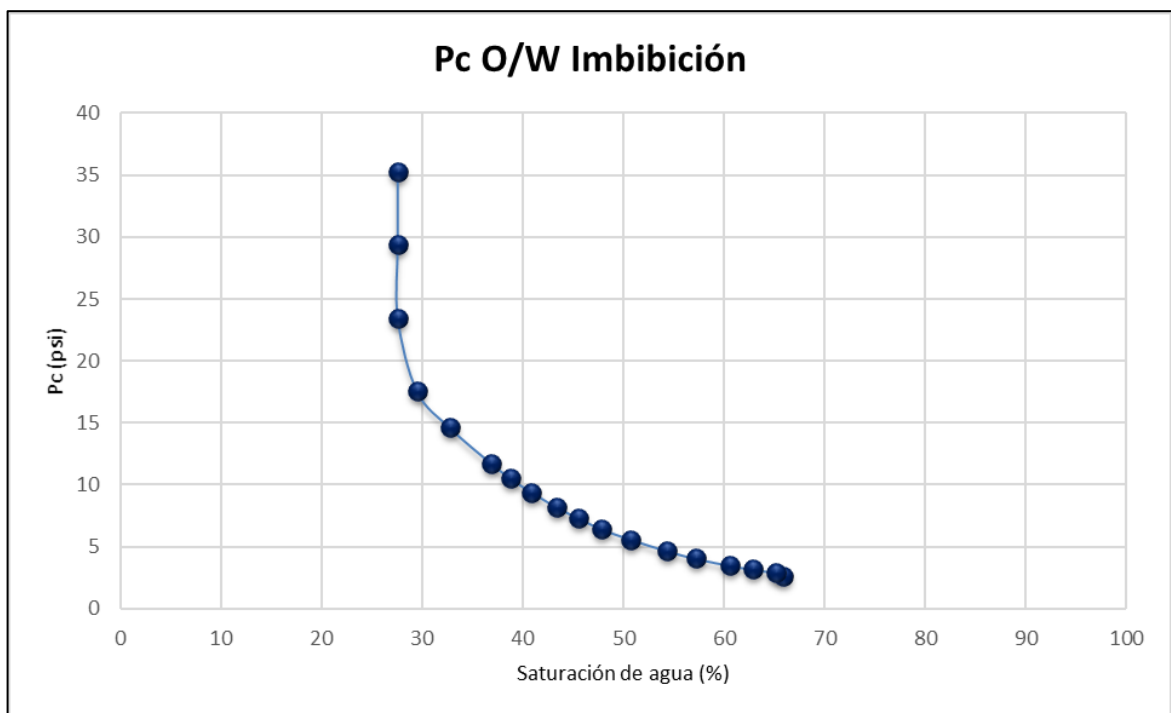
⁶² SCHLUMBERGER. Saturación de petróleo residual. En: Oilfield Glossary. [En línea] [Citado el 22 de octubre de 2017] Disponible en: http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/r/residual_oil_saturation.aspx.

Tabla 19. Determinación del Sor por tipo de roca.

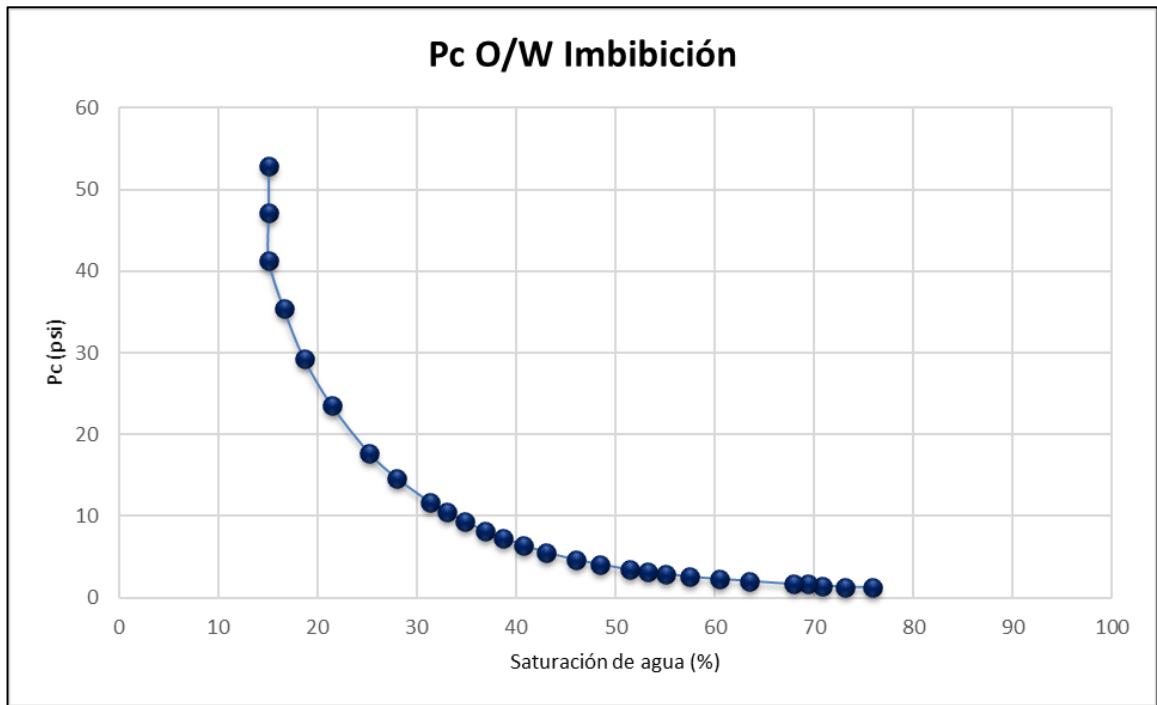
	Swi (%)	Sor (%)
RT3	27,59	33,89
RT4	15,142	21,49
RT5	16,191	19,23

3.3.7.4 Modelo de imbibición. En las gráficas 40 – 42 de acuerdo a las curvas por tipo de roca representativas se presentan los modelos resultantes del comportamiento de la presión capilar en el escenario de imbibición teniendo en cuenta los valores de acotación anteriormente descritos. Las gráficas resultantes muestran que entre mejor calidad tenga la roca, la saturación de agua irreducible (Swi) y la saturación de petróleo residual (Sor) tendrán valores más bajo.

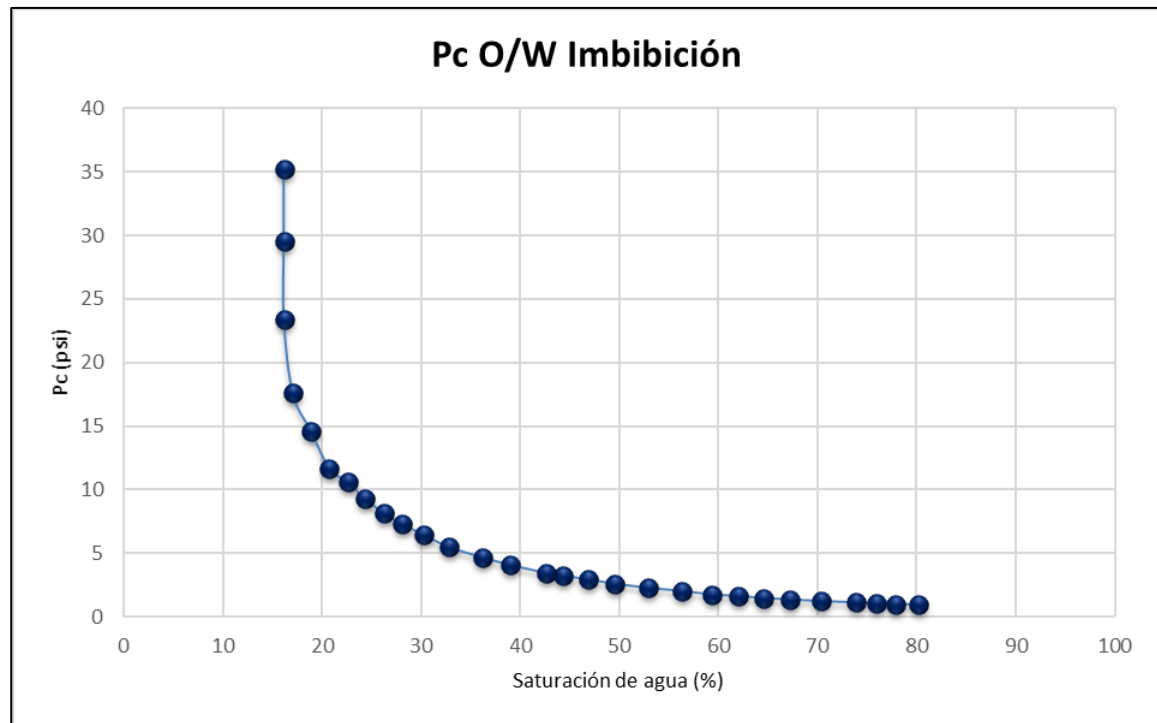
Gráfica 40. Modelo de presión capilar en el escenario de imbibición para el tipo de roca 3 (RT3).



Gráfica 41. Modelo de presión capilar en el escenario de imbibición para el tipo de roca 4 (RT4).



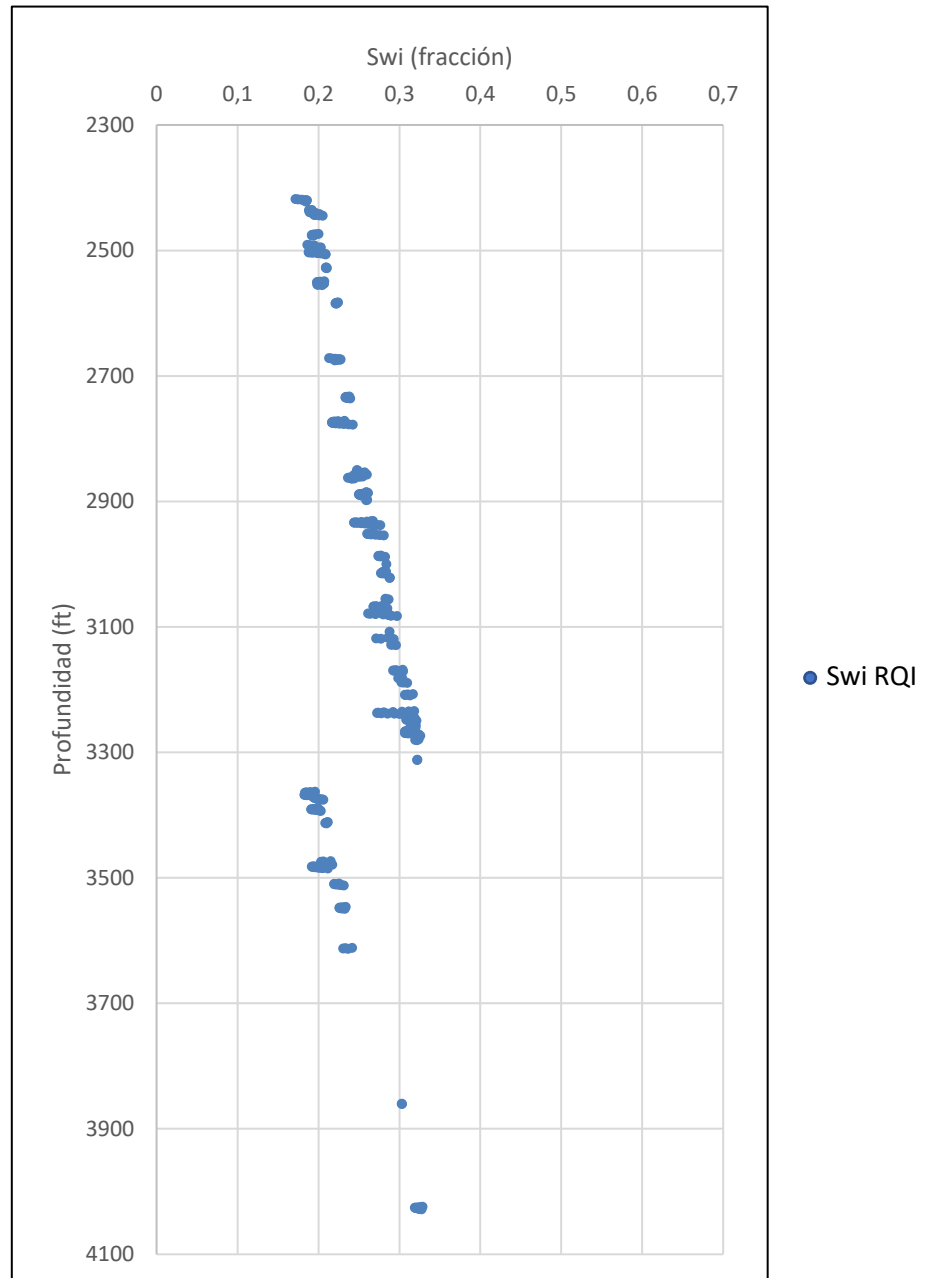
Gráfica 42. Modelo de presión capilar en el escenario de imbibición para el tipo de roca 5 (RT5).



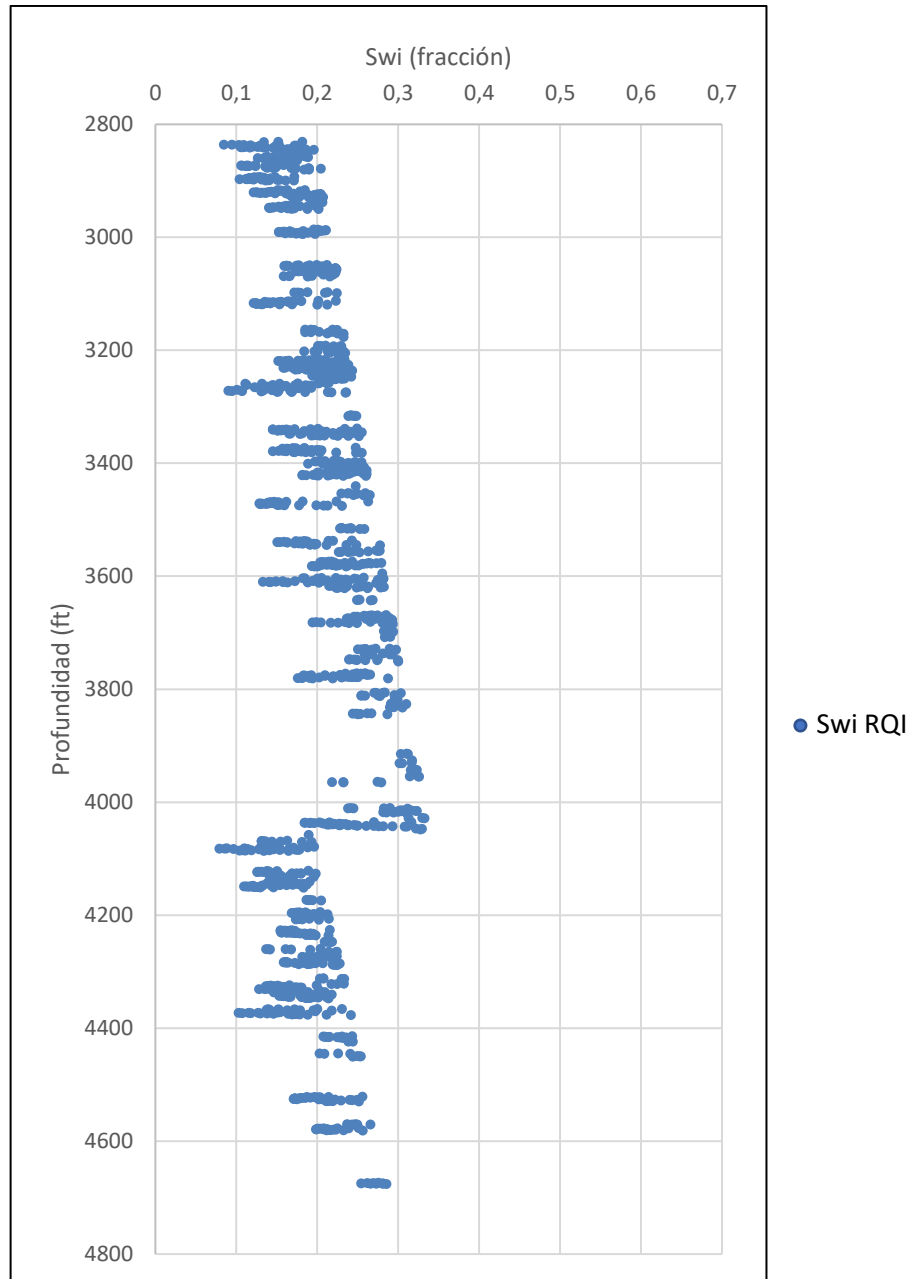
3.4 MODELO DE SATURACIÓN DE AGUA POR HPMI

El modelo de saturación de agua por HPMI esta descrito por los resultados de la deriva resultante de la saturación de agua hallada por RQI para cada una de las formaciones productoras presentes en los pozos estudio. Las gráficas 43 y 44 presentan los resultados obtenidos para los modelos por HPMI.

Gráfica 43. Modelo de saturación de agua por HPMI para el pozo estudio "A".



Gráfica 44. Modelo de saturación de agua por HPMI para el pozo estudio “B”.



Como se observa en las gráficas resultantes del modelo de saturación de agua obtenido por HPMI las saturaciones varían entre 15 – 33% y 8 – 33% para los pozos estudio “A” y “B” respectivamente.

4. DETERMINACIÓN DE LAS CURVAS DE PERMEABILIDADES RELATIVAS

El análisis de las pruebas HPMI permite determinar los valores de las acotaciones también llamados “end points” de las curvas de permeabilidades relativas. El uso de las ecuaciones de Brooks y Corey permitirán estimar las curvas de permeabilidades relativas.

La determinación de las curvas de permeabilidades relativas en el presente capítulo se desarrollará para para las muestras representativas de los tipos de roca (RT3, RT4 y RT5) para los pozos estudio.

4.1 PERMEABILIDAD RELATIVA

La permeabilidad relativa es la relación entre la permeabilidad efectiva de un fluido en particular, con una saturación dada, y la permeabilidad absoluta de ese fluido en condiciones de saturación total. Si en una roca existe un solo fluido presente, su permeabilidad relativa es de 1,0. El cálculo de la permeabilidad relativa permite la comparación de las diferentes capacidades de los fluidos para fluir en su respectiva presencia, ya que la presencia de más de un fluido por lo general inhibe el flujo⁶³.

La determinación de la permeabilidad relativa se considera un cálculo fundamental en el desarrollo de los yacimientos, ya que determinará de manera directa las condiciones de flujo de los pozos, y para el presente trabajo de grado será la base en la determinación de los caudales estimados por la ecuación de Darcy.

4.1.1 Curvas de permeabilidades relativas. Las curvas de permeabilidades relativas son una representación gráfica del comportamiento de la permeabilidad relativa de un fluido respecto a la saturación de agua encontrada en los yacimientos⁶⁴.

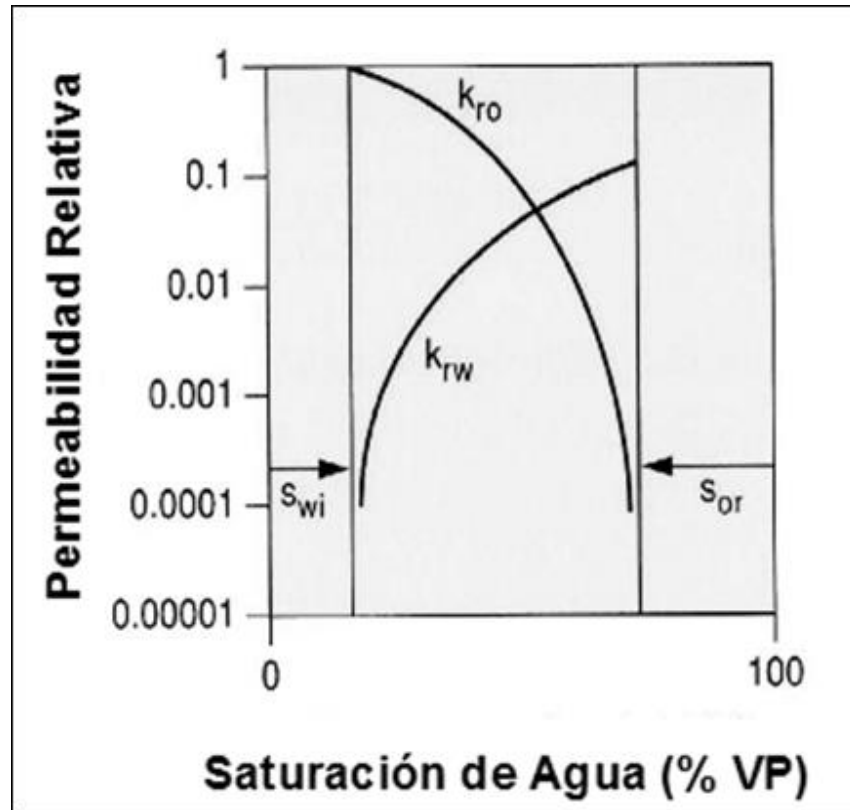
Se componen principalmente por dos curvas, la curva de permeabilidad relativa al agua y la curva de permeabilidad relativa al petróleo, la curvatura y finalización de estas dependen principalmente de factores litológicos.

Las curvas de permeabilidades relativas están acotadas en sus extremos por 2 saturaciones fundamentales en la industria del petróleo, la saturación de agua irreducible (que acota como valor mínimo de saturación de agua) y la saturación de petróleo residual (la cual acota la curva como saturación máxima de agua al tomarse en la gráfica como $1-S_{or}$).

⁶³ SCHLUMBERGER. Permeabilidad relativa. En: Oilfield Glossary. [En Línea] [Citado el 12 de marzo del 2017] Disponible en: http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/r/relative_permeability.aspx.

⁶⁴ CROTTI. Marcelo. Promedios de curvas de permeabilidades relativas. INLAB. 2002. [En Línea] [Citado el 22 de abril del 2017] Disponible en: http://www.inlab.com.ar/Prom_Curv_KR_1.htm.

Figura 11. Curvas de permeabilidades relativas.



Fuente: MADRID. Marcelo. Curvas de permeabilidades relativas Parte I: Introducción. Portal del petróleo. 2012. [En línea] [Citado el 25 de abril del 2017] Disponible en: <http://www.portaldelpetroleo.com/2012/12/curvas-de-permeabilidad-relativa-parte.html>.

4.1.1.1 Modelo de Brooks y Corey. La técnica analítica más ampliamente utilizada para calcular la permeabilidad relativa de las curvas de presión capilar se basa en las ecuaciones de Brooks y Corey⁶⁵.

Brooks y Corey desarrollaron un planteamiento matemático el cual tiene en cuenta las variables litológicas del medio en donde se movían los fluidos y la variable Lambda (λ) desarrollada en el capítulo 3 del presente proyecto de grado. Adicionalmente, el estudio de las curvas de presión capilar permite acotar los resultados de sus ecuaciones basándose en los valores máximos y mínimos de saturaciones de aguas que podrían presentarse (S_{wi} y S_{or}).

El desarrollo matemático de Brooks y Corey considera 2 variables fundamentales, saturación de agua corregida (S_w^*) y saturación de agua corregida por petróleo (S_{wo}^*) en sus ecuaciones, las cuales determinan una normalización de las

⁶⁵ LI. Kewen y HORNE. Roland Op.cit. p. 4-5.

saturaciones de agua y de petróleo, generando así 2 ecuaciones adicionales que permiten la obtención de las curvas de permeabilidades relativas. La Ecuación 26 determina la saturación de agua corregida (S_w^*) mencionada en el capítulo 3 del presente proyecto de grado.

Ecuación 26. Saturación de agua corregida por petróleo.

$$S_{wo}^* = \frac{S_w - S_{wi}}{100 - S_{wi} - S_{or}}$$

Fuente: BROOKS. R.H. y COREY. A.T. Hydraulic Properties of porous media. Colorado: Colorado State University. Hidrology papers. no.5. 1994. p. 5.

Donde:

S_{wo}^* : Saturación de agua corregida por petróleo (%).

S_w : Saturación de agua leída (%).

S_{wi} : Saturación de agua irreducible (%).

S_{or} : Saturación de petróleo residual (%).

Las ecuaciones 27 y 28 muestran el planteamiento matemático desarrollado por Brooks & Corey, el cual será utilizado para la determinación de las curvas de permeabilidades relativas para cada una de las muestras del presente trabajo de grado.

Ecuación 27. Permeabilidad relativa al agua.

$$k_{rw} = [S_w^*]^{((2+3\lambda)/\lambda)}$$

$$\text{Para } S_w < S_{wr} \rightarrow k_{rw} = 0.0$$

Fuente: BROOKS. R.H. y COREY. A.T. Hydraulic Properties of porous media. Colorado: Colorado State University. Hidrology papers. no.5. 1994. p. 5-6.

Donde:

k_{rw} : Permeabilidad relativa al agua. (Fracción).

S_w^* : Saturación de agua corregida (Fracción).

λ : Factor litológico (Adimensional).

S_{wr} : Saturación de agua irreducible (Fracción).

Ecuación 28. Permeabilidad relativa al petróleo.

$$k_{ro} = [1 - Sw_o^*]^2 \times [1 - Sw_o^{*((2+\lambda)/\lambda)}]$$

$$\text{Para } Sw < Sw_r \rightarrow k_{ro} = 1.0$$

$$\text{Para } Sw > 1 - Sor \rightarrow k_{ro} = 0.0$$

Fuente: BROOKS. R.H. y COREY. A.T. Hydraulic Properties of porous media. Colorado: Colorado State University. Hidrology papers. no.5. 1994. p. 5-6.

Donde:

k_{ro} : Permeabilidad relativa al petróleo (Fracción).

Sw_o^* : Saturación de agua corregida por petróleo (Fracción).

λ : Factor litológico (Adimensional).

Sw_r : Saturación de agua irreducible (Fracción).

4.1.1.2 Obtención de las curvas de permeabilidades relativas. Partiendo de los resultados obtenidos en el análisis de RQI junto con HPMI para los valores de Sw_i , Sor y λ , se generaron las curvas de permeabilidades relativas para las muestras representativas de cada tipo de roca. Las tablas 20-22 muestra los resultados obtenidos para las ecuaciones de Brooks y Corey para RT3, RT4 Y RT5.

Las gráficas 45-47 muestran los resultados obtenidos de las curvas de permeabilidades relativas para las muestras representativas de los tres (3) tipos de roca mencionados anteriormente.

Tabla 20. Resultados obtenidos para las ecuaciones de Brooks y Corey para RT3.

Sw (fracción)	Sw* (fracción)	So* (fracción)	Krw (fracción)	Kro (fracción)
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0,02	0,00	0,00	0,00	0,00
0,04	0,00	0,00	0,00	0,00
0,06	0,00	0,00	0,00	0,00
0,08	0,00	0,00	0,00	0,00
0,10	0,00	0,00	0,00	0,00
0,12	0,00	0,00	0,00	0,00
0,14	0,00	0,00	0,00	0,00
0,16	0,00	0,00	0,00	0,00
0,18	0,00	0,00	0,00	0,00
0,20	0,00	0,00	0,00	0,00
0,22	0,00	0,00	0,00	0,00
0,24	0,00	0,00	0,00	0,00
0,26	0,00	0,00	0,00	0,00
0,28	0,01	0,01	0,00	0,98
0,30	0,03	0,06	0,00	0,88
0,32	0,06	0,11	0,00	0,78
0,34	0,09	0,17	0,00	0,69
0,36	0,12	0,22	0,00	0,60
0,38	0,14	0,27	0,00	0,51
0,40	0,17	0,32	0,00	0,44
0,42	0,20	0,37	0,00	0,36
0,44	0,23	0,43	0,00	0,29
0,46	0,25	0,48	0,00	0,23
0,48	0,28	0,53	0,00	0,18
0,50	0,31	0,58	0,00	0,13
0,52	0,34	0,63	0,01	0,09
0,54	0,36	0,69	0,01	0,06
0,56	0,39	0,74	0,01	0,04
0,58	0,42	0,79	0,02	0,02
0,60	0,45	0,84	0,03	0,01
0,62	0,48	0,89	0,03	0,00
0,64	0,50	0,95	0,04	0,00
0,66	0,53	1,00	0,05	0,00
0,68	0,00	0,00	0,00	0,00
0,70	0,00	0,00	0,00	0,00
0,72	0,00	0,00	0,00	0,00
0,74	0,00	0,00	0,00	0,00
0,76	0,00	0,00	0,00	0,00
0,78	0,00	0,00	0,00	0,00
0,80	0,00	0,00	0,00	0,00
0,82	0,00	0,00	0,00	0,00
0,84	0,00	0,00	0,00	0,00
0,86	0,00	0,00	0,00	0,00
0,88	0,00	0,00	0,00	0,00
0,90	0,00	0,00	0,00	0,00
0,92	0,00	0,00	0,00	0,00
0,94	0,00	0,00	0,00	0,00
0,96	0,00	0,00	0,00	0,00
0,98	0,00	0,00	0,00	0,00
1,00	0,00	0,00	0,00	0,00

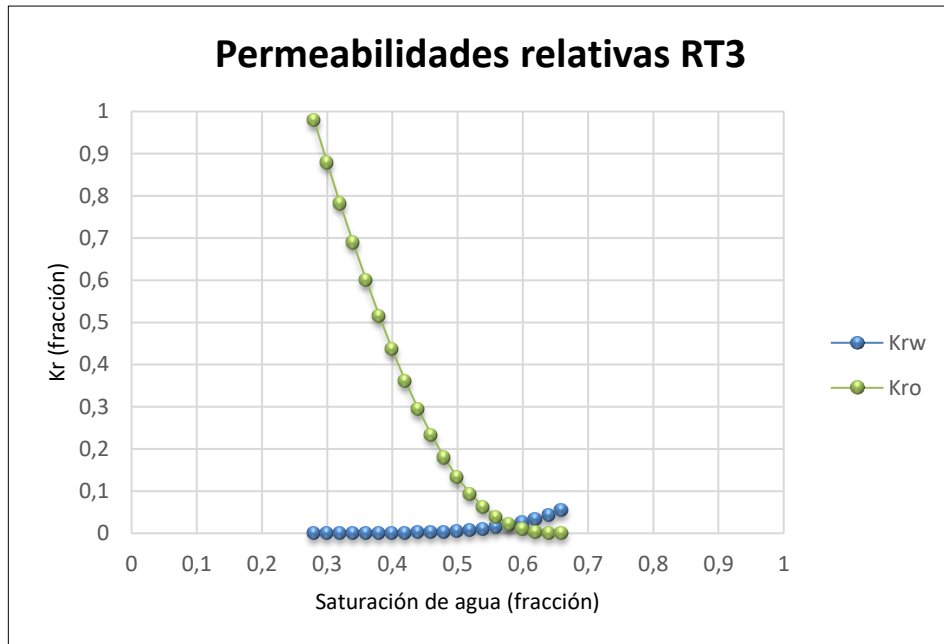
Tabla 21. Resultados obtenidos para las ecuaciones de Brooks y Corey para RT4.

Sw (fracción)	Sw* (fracción)	So* (fracción)	Krw (fracción)	Kro (fracción)
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0,02	0,00	0,00	0,00	0,00
0,04	0,00	0,00	0,00	0,00
0,06	0,00	0,00	0,00	0,00
0,08	0,00	0,00	0,00	0,00
0,10	0,00	0,00	0,00	0,00
0,12	0,00	0,00	0,00	0,00
0,14	0,00	0,00	0,00	0,00
0,16	0,01	0,01	0,000	0,97
0,18	0,03	0,05	0,000	0,91
0,20	0,06	0,08	0,000	0,85
0,22	0,08	0,11	0,000	0,79
0,24	0,10	0,14	0,000	0,74
0,26	0,13	0,17	0,000	0,68
0,28	0,15	0,20	0,000	0,63
0,30	0,18	0,23	0,000	0,58
0,32	0,20	0,27	0,000	0,53
0,34	0,22	0,30	0,001	0,48
0,36	0,25	0,33	0,001	0,43
0,38	0,27	0,36	0,002	0,39
0,40	0,29	0,39	0,002	0,34
0,42	0,32	0,42	0,004	0,30
0,44	0,34	0,46	0,005	0,27
0,46	0,36	0,49	0,007	0,23
0,48	0,39	0,52	0,010	0,20
0,50	0,41	0,55	0,013	0,17
0,52	0,43	0,58	0,017	0,14
0,54	0,46	0,61	0,022	0,11
0,56	0,48	0,64	0,028	0,09
0,58	0,51	0,68	0,035	0,07
0,60	0,53	0,71	0,044	0,05
0,62	0,55	0,74	0,055	0,04
0,64	0,58	0,77	0,067	0,03
0,66	0,60	0,80	0,082	0,02
0,68	0,62	0,83	0,099	0,01
0,70	0,65	0,87	0,118	0,01
0,72	0,67	0,90	0,141	0,00
0,74	0,69	0,93	0,167	0,00
0,76	0,72	0,96	0,197	0,00
0,78	0,74	0,99	0,230	0,00
0,80	0,00	0,00	0,00	0,00
0,82	0,00	0,00	0,00	0,00
0,84	0,00	0,00	0,00	0,00
0,86	0,00	0,00	0,00	0,00
0,88	0,00	0,00	0,00	0,00
0,90	0,00	0,00	0,00	0,00
0,92	0,00	0,00	0,00	0,00
0,94	0,00	0,00	0,00	0,00
0,96	0,00	0,00	0,00	0,00
0,98	0,00	0,00	0,00	0,00
1,00	0,00	0,00	0,00	0,00

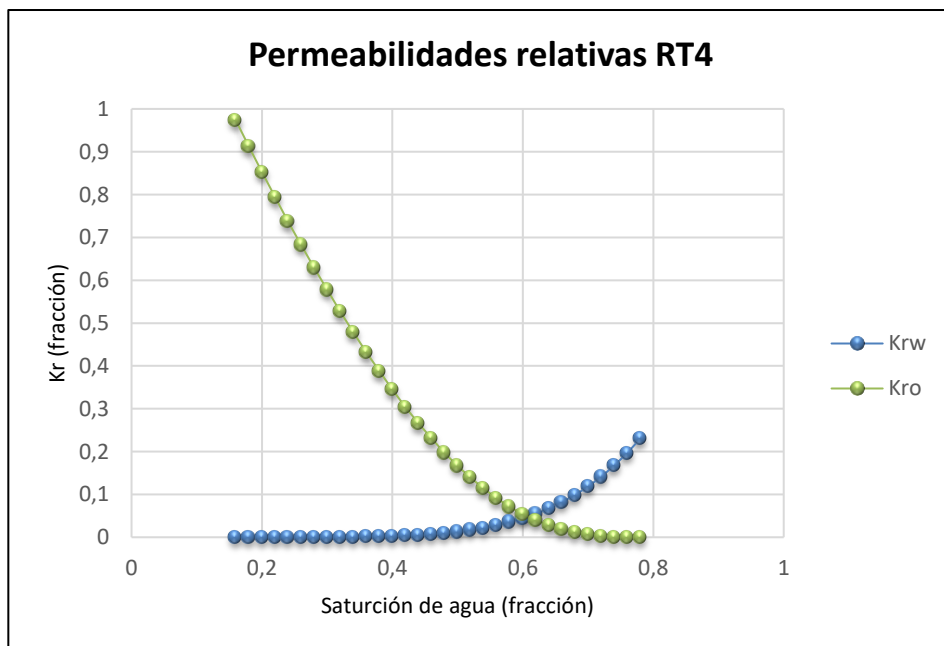
Tabla 22. Resultados obtenidos para las ecuaciones de Brooks y Corey para RT5.

Sw (fracción)	Sw* (fracción)	So* (fracción)	Krw (fracción)	Kro (fracción)
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0,02	0,00	0,00	0,00	0,00
0,04	0,00	0,00	0,00	0,00
0,06	0,00	0,00	0,00	0,00
0,08	0,00	0,00	0,00	0,00
0,10	0,00	0,00	0,00	0,00
0,12	0,00	0,00	0,00	0,00
0,14	0,00	0,00	0,00	0,00
0,16	0,00	0,00	0,00	0,00
0,18	0,02	0,03	0,000	0,94
0,20	0,05	0,06	0,000	0,89
0,22	0,07	0,09	0,000	0,83
0,24	0,09	0,12	0,000	0,77
0,26	0,12	0,15	0,000	0,72
0,28	0,14	0,18	0,000	0,66
0,30	0,16	0,21	0,000	0,61
0,32	0,19	0,24	0,000	0,56
0,34	0,21	0,28	0,000	0,52
0,36	0,24	0,31	0,001	0,47
0,38	0,26	0,34	0,001	0,42
0,40	0,28	0,37	0,001	0,38
0,42	0,31	0,40	0,002	0,34
0,44	0,33	0,43	0,003	0,30
0,46	0,36	0,46	0,005	0,27
0,48	0,38	0,49	0,007	0,23
0,50	0,40	0,52	0,009	0,20
0,52	0,43	0,55	0,012	0,17
0,54	0,45	0,59	0,016	0,14
0,56	0,47	0,62	0,021	0,12
0,58	0,50	0,65	0,027	0,09
0,60	0,52	0,68	0,034	0,07
0,62	0,55	0,71	0,043	0,06
0,64	0,57	0,74	0,054	0,04
0,66	0,59	0,77	0,067	0,03
0,68	0,62	0,80	0,082	0,02
0,70	0,64	0,83	0,100	0,01
0,72	0,67	0,86	0,121	0,01
0,74	0,69	0,90	0,145	0,00
0,76	0,71	0,93	0,173	0,00
0,78	0,74	0,96	0,206	0,00
0,80	0,76	0,99	0,243	0,00
0,82	0,00	0,00	0,00	0,00
0,84	0,00	0,00	0,00	0,00
0,86	0,00	0,00	0,00	0,00
0,88	0,00	0,00	0,00	0,00
0,90	0,00	0,00	0,00	0,00
0,92	0,00	0,00	0,00	0,00
0,94	0,00	0,00	0,00	0,00
0,96	0,00	0,00	0,00	0,00
0,98	0,00	0,00	0,00	0,00
1,00	0,00	0,00	0,00	0,00

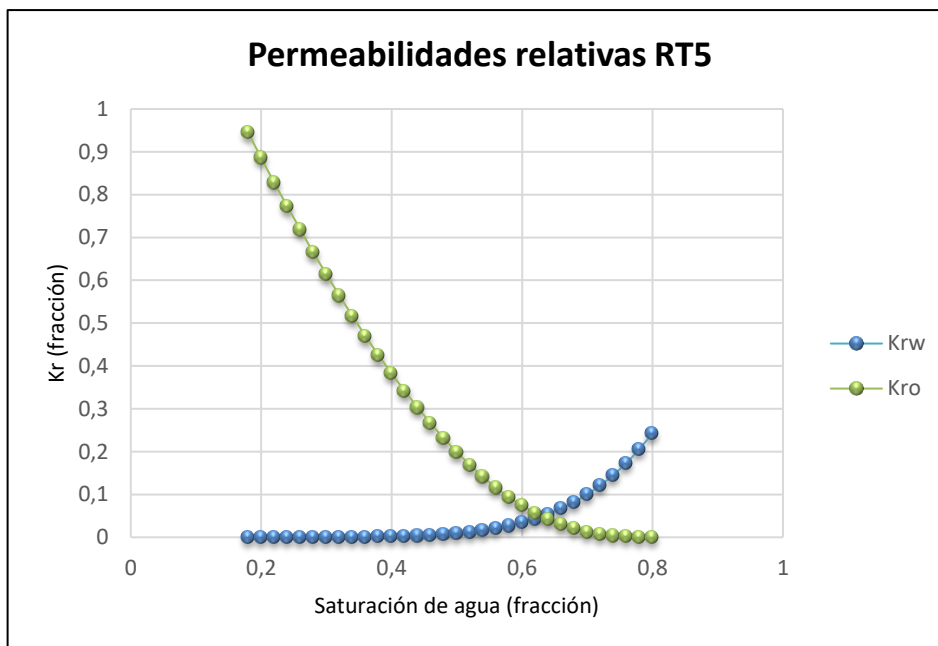
Gráfica 45. Curvas de permeabilidades relativas para el tipo de roca RT3.



Gráfica 46. Curvas de permeabilidades relativas para el tipo de roca RT4.



Gráfica 47. Curvas de permeabilidades relativas para el tipo de roca RT5.



Las gráficas mostradas anteriormente son las curvas resultantes de las permeabilidades relativas al agua y al petróleo para los tipos de roca RT3, RT4 y RT5; la comparación entre los diferentes tipos de roca permite determinar las capacidades de flujo, demostrando que existe una mejor movilidad de los fluidos para RT5 (mejor tipo de roca), al tener valores mayores de K_{rw} y K_{ro} a menores saturaciones residuales y curvaturas más pronunciadas. Adicionalmente las gráficas establecen el tipo de mojabilidad presentada por la roca, al tener un punto de corte mayor a 0,5 se establece mojabilidad al agua.

5. MODELOS DE SATURACIÓN DE AGUA TEÓRICOS

En el siguiente capítulo se describirán los conceptos de algunos modelos de saturación de agua teóricos para así en capítulos posteriores evaluar y comparar los resultados con el modelo de saturación actual, el cual está basado en los planteamientos descritos por Archie, dicho modelo no se adapta completamente al yacimiento puesto que posee intercalaciones de arena y arcilla, es decir arenas sucias, Archie basó su modelo en arenas limpias, por lo tanto, se está buscando una adaptación o un cambio del modelo con el fin de elegir el que mejor se ajuste al Campo, teniendo en cuenta las propiedades petrofísicas y la interacción roca-fluido; en el desarrollo del capítulo se muestran algunos conceptos básicos, las ecuaciones ya establecidas de cada modelo, y una explicación (paso a paso) del proceso que se llevó a cabo para obtener los datos en cada uno de los modelos de saturación de agua elegidos.

5.1 SATURACIÓN DE AGUA (SW)

La saturación de agua es uno de los cálculos petrofísicos más difíciles de determinar, debido a que surgen complejidades por una serie de enfoques independientes que se pueden utilizar para calcular S_w , el reto consiste en resolver y entender las diferencias entre los valores obtenidos de los distintos procedimientos para así obtener el mejor cálculo de S_w y su distribución en el yacimiento tanto vertical como areal⁶⁶.

La saturación de agua (S_w) se define como “la fracción de agua de un espacio poral dado. Se expresa en volumen/volumen, porcentaje o unidades de saturación, es la fracción del agua de la formación en la zona no perturbada”⁶⁷.

5.2 MODELOS DE SATURACIÓN DE AGUA

Con los modelos de saturación propuestos a través de los años por diferentes personajes históricos, se han podido evaluar las zonas de interés, ya que, con dichos modelos, se realizan cálculos para determinar la probabilidad de producción y cuantificar el volumen de hidrocarburos presentes, los modelos existentes para el cálculo de la saturación de agua, están basados en el tipo de formación y el grado de arcillosidad presente en la arena.

⁶⁶ SPE, Society of petroleum Engineers. Water Saturation Determination. [En línea] [Citado el 07 de septiembre de 2017] Disponible en: http://petrowiki.org/Water_saturation_determination#Poupon-Leveaux_28Indonesia.29_model.

⁶⁷ SCHLUMBERGER. Saturación de agua. En: Oilfield Glossary. [En línea] [Citado el 04 de septiembre de 2017] Disponible en: http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/w/water_saturation.aspx.

5.2.1 Simandoux. En 1963 se reportó experimentos en mezclas homogéneas de arena y montmorillonita, este modelo se desarrolló de manera experimental, es muy útil en donde se tenga presencia de arcilla laminar, en términos de resistividad la ecuación es la siguiente⁶⁸.

Ecuación 29. Simandoux en términos de saturación.

$$\frac{1}{R_t} = \left(\frac{\phi^m}{a \times R_w \times (1 - V_{sh})} \right) \times S_w^n + \left(\frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right) \times S_w$$

Fuente: ETNYRE, Lee. COMPARATIVE PERFORMANCE OF A DUAL WATER MODEL EQUATION IN LAMINAR SHALY SANDS. Texas: 34TH Annual Logging Symposium. Junio, 1993. SPWLA-1993-I, p. 13-14.

Donde:

- Sw: Saturación de agua (adimensional).
- a: Coeficiente de tortuosidad (adimensional).
- Rw: Resistividad del agua de formación (ohm-m).
- ϕ_e : Porosidad efectiva (adimensional).
- Rt: Resistividad verdadera de la formación (ohm-m).
- Rsh: Resistividad de la arcilla (ohm-m).
- Vsh: Volumen de arcilla (fracción).

Para calcular los valores de saturación para este modelo primero se necesitaron establecer algunos términos constantes, las cuales son **a**, **n** y **m**.

“el factor de cementación (m) muestra el grado de cementación que tiene la roca; este a su vez varía por tipo de roca entre valores de 1.3 a 2.8, el exponente de saturación (n) determina la relación cuantitativa entre las propiedades eléctricas de la roca de yacimiento y el agua de formación que está contenida en el espacio poroso; Ara, Talabani, Atlas, Vaziri e Islam reportan un exponente de saturación en rocas mojadas al agua con valores menores o iguales a 2 y en rocas fuertemente mojadas al petróleo con valores mayores que 2”⁶⁹

⁶⁸ OSORIO, Erick. MODELADO PETROFÍSICO 3-D UTILIZANDO REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZOS Y GEOESTADÍSTICA. Trabajo de grado (Ingeniero geofísico). Ciudad de México: Instituto Politécnico Nacional. Facultad de ingeniería, 2012, p. 48.

⁶⁹ SALAZAR, Giovanni. CONSTRUCCIÓN DEL MODELO DE SATURACIÓN DE AGUA DE UN YACIMIENTO DE CRUDO PESADO EN LA FORMACIÓN MIRADOR CON AGUA DE FORMACIÓN DULCE. Trabajo de grado (Maestría en Ingeniería de Petróleos). Medellín: Universidad Nacional de Colombia. Facultad de Minas, Departamento de procesos y Energía, 2016, p. 24-25.

El coeficiente de tortuosidad (a), Schlumberger⁷⁰ lo define como “una medida de la complejidad geométrica de un medio poroso” y para el factor de cementación (m) H. Guyod⁷¹ lo designa como un valor alto para las rocas cementadas; según los datos proporcionados por Ecopetrol para la formación Colorado los valores numéricos son **0.6** para el coeficiente de tortuosidad (a), **1.3** para el factor de cementación (m) y **2.0** para el exponente de saturación (n), por otro lado para Mugrosa los valores de a y m son los mismos que los usados para Colorado, el único factor que cambia es el exponente de saturación (n) igual a **1.75**. Sin embargo, al no existir corazonamiento en los pozos, los valores constantes de m y a no cuentan con estudios de laboratorio que permitan validarlos, razón por la cual se plantea un desarrollo probabilístico de los escenarios posibles y como el cambio de estos afectaría en los valores encontrados en el presente estudio (Ver anexo A).

Adicionalmente para el cálculo de la resistividad del agua de formación, se tomó la temperatura promedio de Puerto Boyacá que es 81.86 °F, la cual se convirtió a temperatura de yacimiento con ayuda de la Ecuación 30, aunado a esto con los estudios de laboratorio realizados previamente por Ecopetrol, para Bloque 789 se determinó que la salinidad promedio para el agua es de 24.000 ppm y con la ayuda de la tabla Gen-9 de Schulmberger (Figura 12) que se muestra a continuación, se obtuvo un R_w de **0.24**, se determinó que el cambio de R_w respecto a la profundidad no impacta a gran escala en las operaciones realizadas por lo tanto se tomará R_w como constante, la resistividad de la arcilla (R_{sh}) se obtiene directamente leyendo en los registros Gamma Ray de cada pozo (ver Gráfica 3) siendo R_{sh} promedio del Pozo “A” igual a **0.82** y del Pozo “B” igual a **0.94**.

Ecuación 30. Temperatura de formación.

$$T_f = T_{sup} + \left(GG * \left(\frac{P_f}{100} \right) \right)$$

Fuente: CHAJID, Edgar; CAMARGO, Jorge y AMAYA, María del Pilar. Desarrollo de una Metodología para Análisis Petrofísico de Registros de Pozo Perforados Adyacentes a un Bloque Exploratorio de Trayectoria Oil & Gas en la Cuenca Llanos Orientales. Revista Ingeniería y Región, 2011, no. 8. p. 9.

Donde:

T_f : Temperatura real de la formación (°F).

⁷⁰ SCHLUMBERGER. Tortuosidad. En: Oilfield Glossary. [En línea] [Citado el 06 de octubre del 2017] Disponible en: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/t/tortuosity.aspx>.

⁷¹ GUYOD, H. Fundamental Data for the Interpretation of Electric Logs. The Oil Weekly. Octubre, 1944, no. 38. p. 21-27.

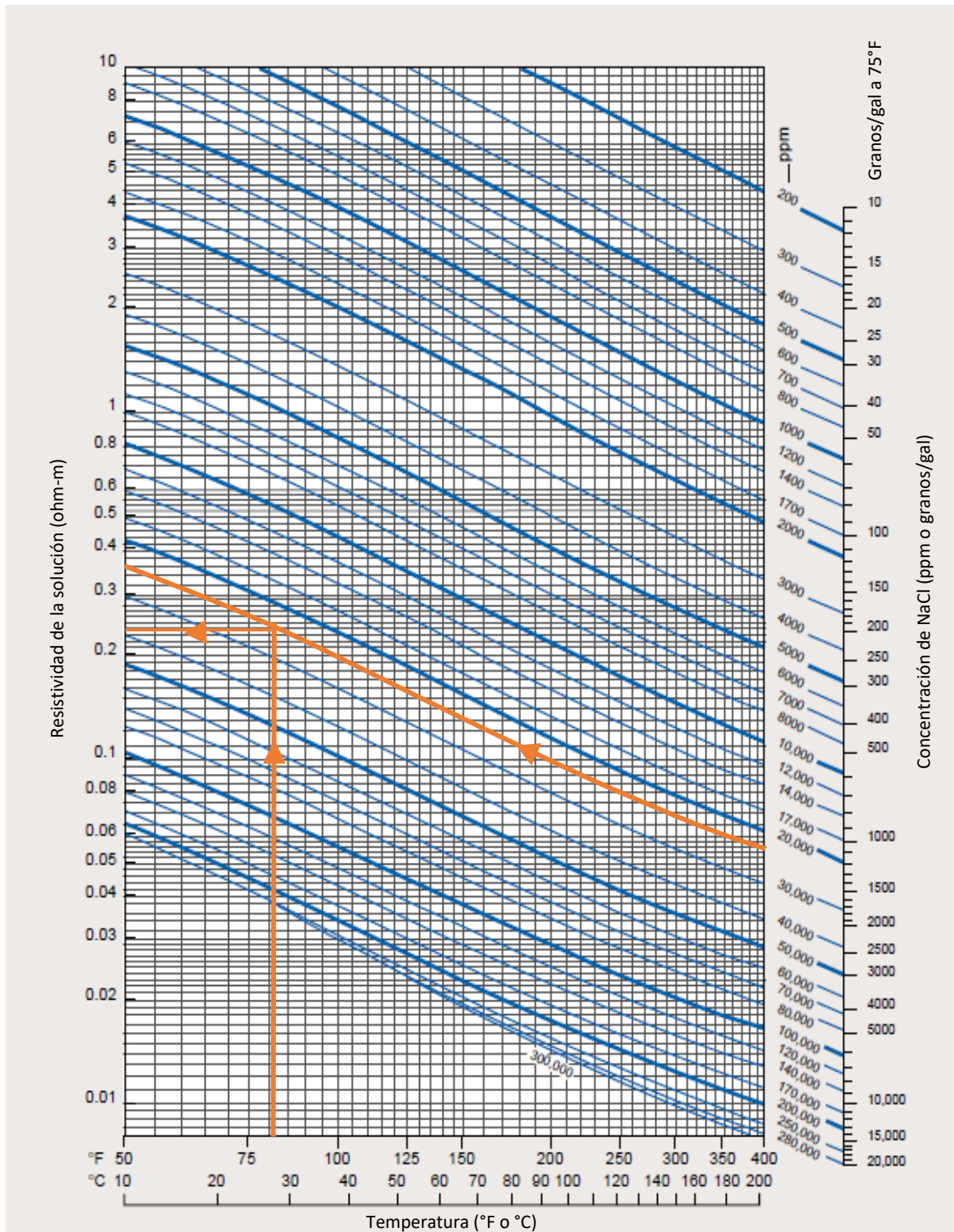
GG: Gradiente geotérmico ($1^{\circ}\text{F}/100\text{ ft}$).
Pf: Profundidad de interés (ft).

Por otro lado, la información de los registros de pozo contribuyó para determinar la resistividad verdadera de la formación (R_t) esta resistividad para el Pozo "A" se tomó del registro HDRS y para el Pozo "B" del registro RT90 los cuales dan una lectura profunda del radio de investigación alcanzando la zona no invadida, cabe resaltar que no se tomaron los mismos registros para cada pozo.

Con los parámetros anteriormente establecidos junto los datos obtenidos en el capítulo de petrofísica (porosidad, volumen de arcilla), se pudieron adquirir los resultados de la saturación de agua para este modelo, se realizaron los cálculos en un determinado intervalo de profundidad, empezando en el Pozo "A" a 2305 ft hasta 4088 ft y la profundidad de inicio del Pozo "B" en 2803 ft hasta 4681 ft con paso de 0.5 ft para el Pozo "A" y 0.25 ft para el Pozo "B".

Para realizar el cálculo del modelo de Simandoux, se reemplazó en la Ecuación 30, con las variables anteriormente establecidas y calculadas de porosidad, exponentes de saturación, resistividades (agua y arcilla), exponente de tortuosidad y de cementación, logrando obtener resultados entre 0 y 1.

Figura 12. Tabla Gen-6 Resistividad del NaCl en soluciones de agua.



Fuente: Schlumberger, Log Interpretation Charts, 2009. Modificado por los autores.

5.2.2 Simandoux modificado. En 1968 Atlan, luego Bardon y Pied 1969, modificaron la ecuación original de Simandoux para según ellos permitir la interpretación práctica usando datos de registros de pozo, se afirmó que se hizo con base en la pérdida de exactitud de la ecuación original, a la vez que se proporcionó una aproximación razonable para la aplicación práctica⁷², en esta ecuación se tiene en cuenta la relación entre la saturación de agua y la conductividad.

Ecuación 31. Simandoux modificado en términos de conductividad (Ct).

$$C_t = \left(\frac{C_w}{F} \times S_w^2 \right) + (V_{sh} \times C_{sh} \times S_w)$$

Fuente: AVENDAÑO, Jonathan. Análisis de modelos petrofísicos para formaciones clásticas. Tesis de grado (Ingeniero Geofísico). Ciudad de México: Instituto Politécnico Nacional. 2015, p. 64.

Donde:

- Ct: Conductividad total de la roca (mho/m).
- Cw: Conductividad del agua en la roca (mho/m).
- F: Factor de formación (adimensional).
- Sw: Saturación de agua (adimensional).
- Vsh: Volumen de arcilla (porcentaje).
- Csh: Conductividad de la arcilla en la roca (mho/m).

La expresión modificada se dio para dar un mejor entendimiento según la arcillosidad de la formación, como resultado la ecuación para Simandoux modificado es:

Ecuación 32. Simandoux modificado en términos de Sw.

$$S_w = \left[\left(\frac{a \times R_w}{\phi^m \times R_t} \right) + \left[\frac{a \times R_w \times V_{sh}}{2 \times \phi^m \times R_{sh}} \right]^2 \right]^{1/n} - \left[\frac{a \times R_w \times V_{sh}}{2 \times \phi^m \times R_{sh}} \right]$$

Fuente: OSORIO, Erick. Modelado petrofísico 3-d utilizando registros geofísicos de pozos y geoestadística. Instituto Politécnico Nacional, 2012, p. 48.

⁷² ETNYRE, Lee. COMPARATIVE PERFORMANCE OF A DUAL WATER MODEL EQUATION IN LAMINAR SHALY SANDS. Texas: 34TH Annual Logging Symposium. Junio, 1993. SPWLA-1993-I, p. 13-14.

Donde:

Sw: Saturación de agua (adimensional).
n: Exponente de saturación (adimensional).
a: Coeficiente de tortuosidad (adimensional).
Rw: Resistividad del agua de formación (ohm-m).
 ϕ : Porosidad efectiva de la formación (adimensional).
m: Exponente de cementación (adimensional).
Rt: Resistividad verdadera de la formación (ohm-m).
Rsh: Resistividad de la arcilla (ohm-m).
Vsh: Volumen de arcilla (fracción)⁷³.

Para este modelo se determinó la saturación de agua para los Pozos "A" y "B"; con las variables anteriormente expuestas, para este modelo se tomaron algunos datos de la petrofísica calculada como el volumen de arcilla y la porosidad efectiva según Larionov ya que la literatura sugiere mejores resultados con esos datos. Así mismo se tomaron los intervalos propuestos de profundidad en cada pozo, con sus respectivos valores de resistividad verdadera, resistividad de la arcilla y porosidad efectiva.

5.2.3 Indonesia (Poupon-Leveaux). Esta ecuación fue diseñada para resolver algunos problemas en el cálculo de las saturaciones de agua en la región del sur-oriente asiático, ya que allí por el agua relativamente fresca de las formaciones, junto con la presencia de arcilla en altas cantidades se generaban errores con otros modelos.

La fórmula está constituida en tres (3) partes, una porción de arena, una porción arcillosa y una porción llamada mecanismo de vínculo cruzado entre arena y arena arcillosa⁷⁴.

⁷³ LEÓN, Ruddy. Métodos para evaluar formaciones arcillosas. [En línea] [Citado el 28 de septiembre del 2017] Disponible en: <https://es.scribd.com/doc/102686914/Metodos-para-evaluar-formaciones-no-limpas>.

⁷⁴ LANZA, Ernesto y RAMIREZ, Luis. DETERMINACIÓN DE PETROFACIES Y UNIDADES DE FLUJO EN LA SECCIÓN CRETÁCICA DEL CAMPO EL FURRIAL, CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA. Trabajo de grado (Ingeniero Geólogo). Caracas: Universidad Central de Venezuela. 2007, p. 38-41.

Ecuación 33. Indonesia en términos de conductividad (Ct).

$$C_t = \left(\frac{C_w}{F} \times S_w^2 \right) + \left(2 \times \sqrt{\frac{C_w \times V_{sh} \times C_{sh}}{F}} \times S_w^2 \right) + (V_{sh}^{(2-V_{sh})} \times C_{sh} \times S_w^2)$$

Fuente: LANZA, Ernesto y RAMIREZ, Luis. DETERMINACIÓN DE PETROFACIES Y UNIDADES DE FLUJO EN LA SECCIÓN CRETÁCICA DEL CAMPO EL FURRIAL, CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA. Caracas: Universidad Central de Venezuela. 2007, p. 41.

Donde:

Ct: Conductividad de la zona no invadida de la formación (mho/m).

Cw: Conductividad del agua en la roca (mho/m).

F: Factor de formación (adimensional).

Sw: Saturación de agua (adimensional).

Vsh: Volumen de arcilla (porcentaje).

Csh: Conductividad de la arcilla en la roca (mho/m).

La ecuación escrita en términos de resistividad es la siguiente:

Ecuación 34. Indonesia en términos de resistividad (Rt).

$$\frac{1}{\sqrt{R_t}} = \left[\frac{V_{sh}^{(1-\frac{V_{sh}}{2})}}{\sqrt{R_{sh}}} + \frac{\phi^{\frac{m}{2}}}{\sqrt{a \times R_w}} \right] \times S_w^{n/2}$$

Fuente: LANZA, Ernesto y RAMIREZ, Luis. DETERMINACIÓN DE PETROFACIES Y UNIDADES DE FLUJO EN LA SECCIÓN CRETÁCICA DEL CAMPO EL FURRIAL, CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA. Caracas: Universidad Central de Venezuela. 2007, p. 41.

La ecuación escrita en términos de saturación:

Ecuación 35. Indonesia en términos de saturación (S_w).

$$S_w = \left[R_t \times \frac{V_{sh} \left(1 - \frac{V_{sh}}{2}\right)}{R_{sh}} + \frac{\phi^{\frac{m}{2}}}{a \times R_w} \right]^{-2/n}$$

Fuente: CASTELLANOS, Diego. Técnicas para determinar la distribución de la saturación de aceite remanente durante el periodo de producción primaria de un yacimiento. Universidad Industrial de Santander, 2008, p. 34.

Donde:

- Sw: Saturación de agua (adimensional).
- a: Coeficiente de tortuosidad (adimensional).
- n: Exponente de saturación (adimensional).
- m: Exponente de cementación (adimensional).
- Rw: Resistividad del agua de formación (ohm-m).
- ϕ : Porosidad efectiva de la formación (adimensional).
- Rt: Resistividad verdadera de la formación (ohm-m).
- Rsh: Resistividad de la arcilla (ohm-m).
- Vsh: Volumen de arcilla (fracción).

Como se puede observar, la ecuación de Indonesia es paramétrica, expresa que la conductividad de la formación se compone de 3 parámetros, dos de estos involucran las conductividades de la arcilla y el sistema formación-agua, el tercer término representa la conductividad de la interacción de los dos sistemas ya mencionados. Cuando dichos parámetros no están bien determinados, genera error con el que se contribuye a que algunas variables afecten el resultado final de la saturación de agua⁷⁵.

A diferencia del modelo planteado por Archie el modelo de Indonesia tanto como los que se mencionan anteriormente si tienen en cuenta el volumen de arcilla, este modelo de Indonesia se utiliza para los casos en que la arcilla se encuentre de forma

⁷⁵ SÁNCHEZ, Carlos. EVOLUCIÓN DE LOS REGISTROS DE RESISTIVIDAD Y SU APLICACIÓN EN LA ESTIMACIÓN DE LA SATURACIÓN DE FLUIDOS (AGUA E HIDROCARBUROS). Trabajo de grado (Ingeniero de Petróleos). Ciudad de México: Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de ingeniería, 2012, p. 74-75.

laminar, se evaluó como los anteriores modelos tomando los datos de porosidad ya calculadas, volumen de arcilla, resistividades y sus correspondientes exponentes.

5.2.4 Archie. En 1942 Archie⁷⁶ publicó una relación entre la saturación de agua, las propiedades de roca-fluido y la resistividad. Fue la primera ecuación conocida para el cálculo de saturación de hidrocarburos, donde se desarrolla una relación de índice de resistividad y el factor de resistividad de la formación. La siguiente ecuación relaciona el índice de resistividad y la saturación de agua⁷⁷:

Ecuación 36. Archie simplificada.

$$I = \frac{R_t}{R_o} = S_w^{-n}$$

Fuente: SALAZAR, Giovanni. Construcción del modelo de saturación de agua de un yacimiento de crudo pesado en la formación Mirador con agua de formación dulce. Universidad Nacional de Colombia. 2016, p. 24.

Donde:

Rt: Resistividad verdadera de la formación (ohm-m).

Ro: Resistividad de una arenisca saturada al 100% con salmuera (ohm-m).

n: Exponente de saturación (adimensional).

La segunda ecuación de Archie presenta una correlación entre la porosidad y el factor de formación⁷⁸:

⁷⁶ ARCHIE, Gustavus. The Electrical Resistivity Log as an Aid in Determining Some Reservoir Characteristics. Petroleum Transactions. Diciembre, 1942. SPE-942054-G, p. 54-62.

⁷⁷ SALAZAR. Op. cit., p. 24.

⁷⁸ SALAZAR. Op. cit., p. 24.

Ecuación 37. Factor de formación de Archie

$$F = \frac{R_o}{R_w} = \frac{a}{\phi^m}$$

Fuente: SALAZAR, Giovanni. Construcción del modelo de saturación de agua de un yacimiento de crudo pesado en la formación Mirador con agua de formación dulce. Universidad Nacional de Colombia. 2016, p. 24.

Donde:

- a: Coeficiente de tortuosidad (adimensional).
- m: Exponente de cementación (adimensional).
- Rw: Resistividad del agua de formación (ohm-m).

Realizando la combinación de las ecuaciones 36 y 37 se presenta la ecuación conocida como la ecuación de saturación de agua de Archie⁷⁹:

Ecuación 38. Saturación de agua de Archie.

$$S_w = \sqrt[n]{\frac{a \times R_w}{\phi^m \times R_t}}$$

Fuente: CHEN, X; KUANG, L.C; SUN, Z.C. Archie Parameter Determination by Analysis of Saturation Data. Oiso, Japón, 2002. SPWLA-2002-v43n2a4, p. 104.

Donde:

- Sw: Saturación de agua (fracción).
- Rw: Resistividad del agua de formación (ohm-m).
- Rt: Resistividad verdadera de la formación (ohm-m).
- ϕ: Porosidad total de la formación (adimensional).

⁷⁹ CHEN, X; KUANG, L.C y SUN, Z.C. Archie Parameter Determination by Analysis of Saturation Data. Oiso, Japón: 43rd Annual Logging Symposium. Marzo-Abril, 2002. Vol. 43. Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts. SPWLA-2002-v43n2a4, p. 104.

- a: Coeficiente de tortuosidad (adimensional).
- n: Exponente de saturación (adimensional).
- m: Exponente de cementación (adimensional).

Este método se utiliza para determinar la saturación de agua en formaciones limpias, con porosidades intergranulares no homogéneas. Esta es la ecuación base de la cual se han derivado estudios posteriores para el cálculo de la saturación de agua, cuando la conductividad eléctrica de la formación únicamente depende del agua intersticial los valores de saturación de agua pueden ser estimados por el método de Archie, sin embargo, para formaciones arcillosa no se da el caso, ya que las arcillas afectan las lecturas de los perfiles de saturación dependiendo de la cantidad presente, propiedades físicas y el modo en el que se encuentran distribuidas en la formación⁸⁰, de los datos suministrados en los registros de pozo y en la petrofísica se tomaron los valores de las resistividades y la porosidad del área de estudio.

5.2.5 Otros modelos de saturación de agua. Diferentes autores estudiaron a fondo la ecuación de saturación de Archie desarrollando así sus propios modelos, teniendo en cuenta la distribución de las arcillas y el efecto que estas tienen en las mediciones de conductividad eléctrica del yacimiento debido al agua asociada a las arcillas, en particular el modelo de Waxman & Smits y el de Doble agua utilizan un parámetro llamado capacidad de intercambio catiónico (CEC) el cuál se determina a partir de un análisis de laboratorio que se le realizan a muestras de núcleos, es por ello que para el presente trabajo de grado no se presentarán resultados de estos dos (2) modelos debido a que Ecopetrol ni el Instituto Colombiano del Petróleo (ICP) poseen esta información, sin embargo se presenta la teoría expuesta de cada modelo.

Doble agua. Schlumberger expuso el modelo de doble agua a mediados de los años 70, este considera dos componentes, el agua asociada a la arcilla y los minerales de arcilla. Los minerales de arcilla se caracterizan por ser eléctricamente inertes, es decir la conductividad de las arcillas es derivada de la conductividad del agua asociada a estas, el agua de las arcillas se asume independientemente del tipo de arcilla, pero su cantidad depende del tipo de arcilla presente en la formación, por lo tanto el agua asociada es directamente proporcional al área de contacto de las arcillas en su superficie, es decir, para las arcillas que tienen una mayor área de contacto en su superficie, el agua asociada será mayor y será de menor valor para las arcillas con un área de contacto en su superficie más pequeña⁸¹.

⁸⁰ CASTELLANOS, Diego. TÉCNICAS PARA DETERMINAR LA DISTRIBUCIÓN DE LA SATURACIÓN DE ACEITE REMANENTE DURANTE EL PERIODO DE PRODUCCIÓN PRIMARIA DE UN YACIMIENTO. Tesis de grado (Ingeniero de petróleos). Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, Facultad de ingenierías fisicoquímicas, 2008, p. 32-33.

⁸¹ AVENDAÑO. Op. cit., p. 70.

Así mismo, la capacidad de intercambio catiónico (CEC) depende del área de la superficie de la arcilla, este término también se encuentra en el modelo de Waxman y Smits que más adelante se va a explicar con detalle; por ello este modelo se desarrolló para darle una solución práctica cuando no se dispone de una medida continua de CEC in situ; dicho modelo se basa en 3 principios, el primero indica que la conductividad de la arcilla se debe a su CEC, el segundo expone que la capacidad de intercambio catiónico es proporcional al área de la superficie de la arcilla y el tercero señala que el espesor de la capa de arcilla es una función de la salinidad y la temperatura⁸². A continuación, se muestra el procedimiento para desarrollar el modelo.

Ecuación 39. Modelo de doble agua en términos de conductividad (Ct).

$$C_t = \frac{\phi_t^m \times S_{wt}^n}{a} \times C_{we}$$

Fuente: AVENDAÑO, Jonathan. Análisis de modelos petrofísicos para formaciones clásticas. Instituto Politécnico Nacional. 2015, p. 71.

Donde:

- a: Coeficiente de tortuosidad (adimensional).
- n: Exponente de saturación (adimensional).
- m: Exponente de cementación (adimensional).
- Ct: Conductividad de la zona no invadida de la formación (mho/m).
- Cwe: Conductividad equivalente del agua en los poros (mho/m).
- ϕ_t : Porosidad total (fracción).
- Swt: Saturación de agua total (adimensional).
- Cwe: Conductividad equivalente del agua (mho/m).

Para hallar la conductividad equivalente del agua es necesaria la siguiente ecuación:

⁸² SÁNCHEZ. Op. Cit., p. 70.

Ecuación 40. Conductividad equivalente del agua (C_{we}).

$$C_{we} = \frac{(V_w \times C_w) + (V_{wb} \times C_{wb})}{V_w + V_{wb}}$$

Fuente: SÁNCHEZ, Carlos. Evolución de los registros de resistividad y su aplicación en la estimación de la saturación de fluidos (agua e hidrocarburos). Universidad Nacional Autónoma de México, 2012, p. 71.

Donde:

V_w : Volumen total de agua de formación (adimensional).

V_{wb} : Volumen total de agua ligada (adimensional).

C_w : Conductividad del agua de formación (mho/m).

C_{wb} : Conductividad del agua asociada a la arcilla (mho).

En términos de saturación la ecuación anterior se convierte en:

Ecuación 41. Conductividad equivalente del agua en términos de saturación (C_{we}).

$$C_{we} = C_w + \left(\frac{S_{wb}}{S_{wt}} \right) \times (C_{wb} - C_w)$$

Fuente: SÁNCHEZ, Carlos. Evolución de los registros de resistividad y su aplicación en la estimación de la saturación de fluidos (agua e hidrocarburos). Universidad Nacional Autónoma de México, 2012, p. 71.

Donde S_{wb} se refiere a la saturación de agua asociada a la arcilla también llamada "saturación de agua ligada".

La ecuación anterior describe la conductividad equivalente del agua como una función de la conductividad del agua de formación más la conductividad del agua asociada a la arcilla, la ecuación en términos de saturación se convierte en⁸³:

⁸³ SÁNCHEZ, Carlos. Op. cit., p. 71.

Ecuación 42. Conductividad de la zona no invadida de la formación en términos de saturación.

$$C_t = \frac{\phi_t^m \times S_{wt}^n}{a} \times \left(\frac{S_{wb}}{S_{wt}} \right) \times (C_{wb} - C_w)$$

Fuente: SÁNCHEZ, Carlos. Evolución de los registros de resistividad y su aplicación en la estimación de la saturación de fluidos (agua e hidrocarburos). Universidad Nacional Autónoma de México, 2012, p. 71.

La porosidad de la formación limpia se obtiene restando la porción del volumen del agua ligada a la arcilla, por consiguiente, la porosidad efectiva es:

Ecuación 43. Porosidad efectiva.

$$\phi = \phi_t \times (1 - S_{wb})$$

Fuente: SÁNCHEZ, Carlos. Evolución de los registros de resistividad y su aplicación en la estimación de la saturación de fluidos (agua e hidrocarburos). Universidad Nacional Autónoma de México, 2012, p. 72.

Por último, la ecuación para la saturación de agua es:

Ecuación 44. Saturación del modelo de doble agua.

$$S_w = \frac{S_{wt} - S_{wb}}{1 - S_{wb}}$$

Fuente: SÁNCHEZ, Carlos. Evolución de los registros de resistividad y su aplicación en la estimación de la saturación de fluidos (agua e hidrocarburos). Universidad Nacional Autónoma de México, 2012, p. 72.

Para resolver este método de saturación de agua en arenas arcillosas se deben tener 4 parámetros definidos, los cuales son: Conductividad del agua connata (C_w),

su respectiva resistividad (R_w), la conductividad del agua ligada a las arcillas (C_{wb}), con su respectiva resistividad (R_{wb}), porosidad total y la saturación del agua ligada⁸⁴.

Waxman-Smits. En 1968 Waxman & Smits publicaron su renombrado trabajo el cuál más tarde se conoció con el nombre de ecuación de Waxman & Smits, en 1974 fue modificada la ecuación original por Waxman y Thomas y en 1981 por Juhasz, este método se cataloga como refinado para el cálculo de la saturación de agua en arenas con presencia de arcilla a partir de información proporcionada por los registros de resistividad, dicha ecuación no solo relaciona la saturación de agua con la relación convencional entre la resistividad de la formación y la resistividad del agua connata, sino también con la conductividad de las arcillas contenidas en la formación⁸⁵.

Waxman & Smits definieron un parámetro que representa la capacidad de intercambio catiónico por unidad de volumen poroso de la formación, tal parámetro se puede calcular con la siguiente ecuación⁸⁶:

Ecuación 45. Capacidad de intercambio catiónico por unidad de volumen poroso de la formación.

$$Q_v = \frac{CEC \times (1 - \phi) \rho_{ma}}{100 \times \phi}$$

Fuente: AVENDAÑO, Jonathan. Análisis de modelos petrofísicos para formaciones clásticas. Instituto Politécnico Nacional. 2015, p. 67.

“La capacidad de intercambio catiónico (CEC) es una característica que describe el número de puntos activos sobre la superficie sólida donde los cationes son intercambiados, solo puede ser determinada a partir de análisis de laboratorio a muestras de núcleos. El término B es llamado conductividad específica de los cationes y es un índice de la movilidad de los cationes absorbidos sobre la superficie arcillosa”⁸⁷, por lo tanto, la ecuación de Waxman & Smits es:

⁸⁴ *Ibíd.*, p. 72.

⁸⁵ AVENDAÑO. *Op. cit.*, p. 65.

⁸⁶ *Ibíd.*, p.67.

⁸⁷ *Ibíd.*, p.67.

Ecuación 46. Waxman & Smits en función de saturación de agua (S_w).

$$S_w^{-n} = \left(\frac{R_t}{F^* \times R_w} \right) \times \left(1 + \frac{R_w \times B \times Q_v}{S_w} \right)$$

Fuente: AVENDAÑO, Jonathan. Análisis de modelos petrofísicos para formaciones clásticas. Instituto Politécnico Nacional. 2015, p. 67.

Donde:

Qv: Capacidad de intercambio catiónico por unidad de volumen poroso de la formación (meq/ml).

CEC: Capacidad de intercambio catiónico.

ϕ : Porosidad (adimensional).

ρ_{ma} : Densidad de la matriz.

S_w : Saturación de agua (adimensional).

n: Exponente de saturación para arenas arcillosas (adimensional).

Rt: Resistividad verdadera de la formación (ohm-m)

F*: Factor de formación para arenas arcillosas (adimensional).

Rw: Resistividad del agua de formación (ohm-m).

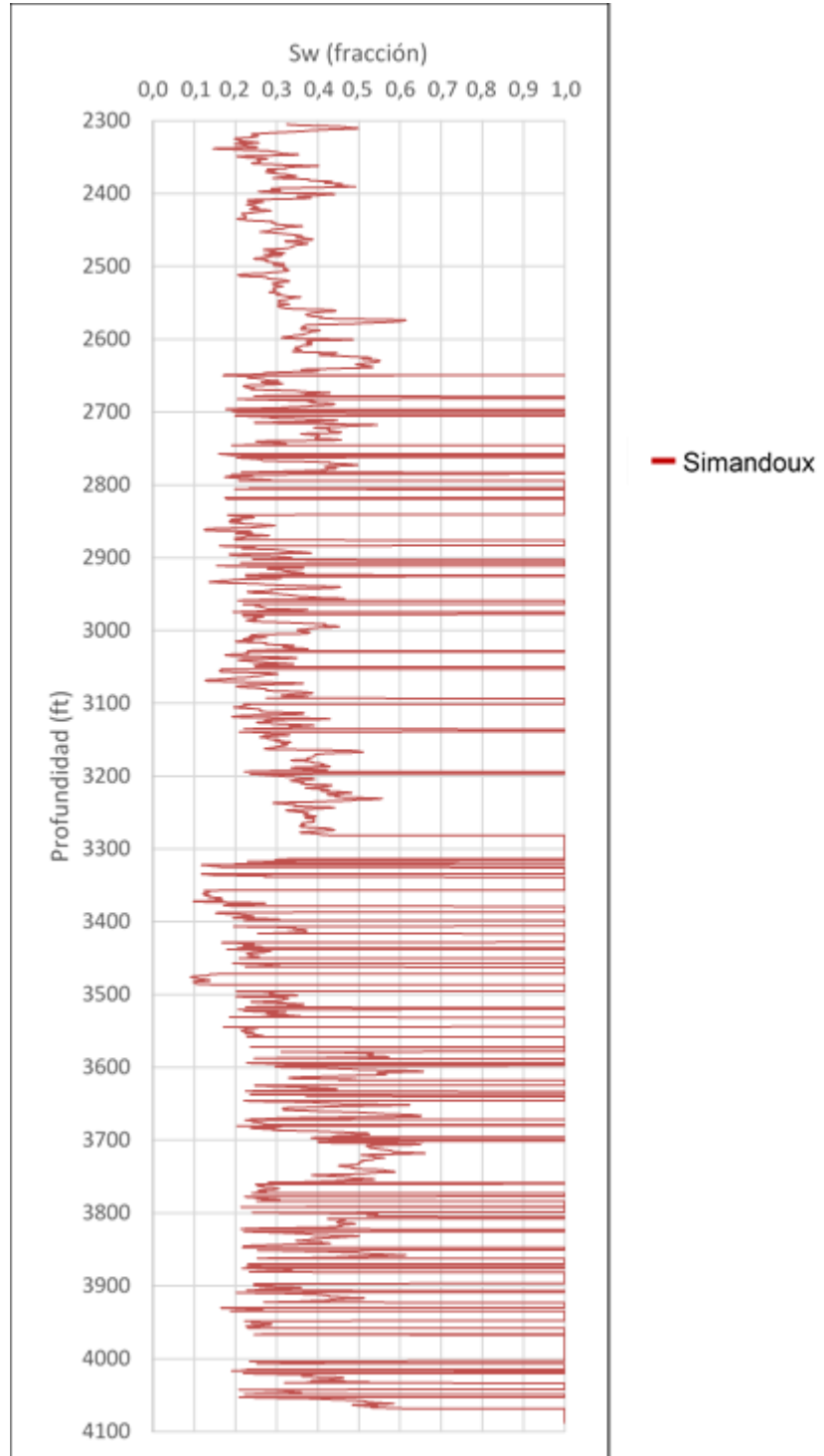
B: Conductividad equivalente del contraión.

5.3 GRÁFICAS RESULTANTES DE LOS MODELOS DE SATURACIÓN DE AGUA

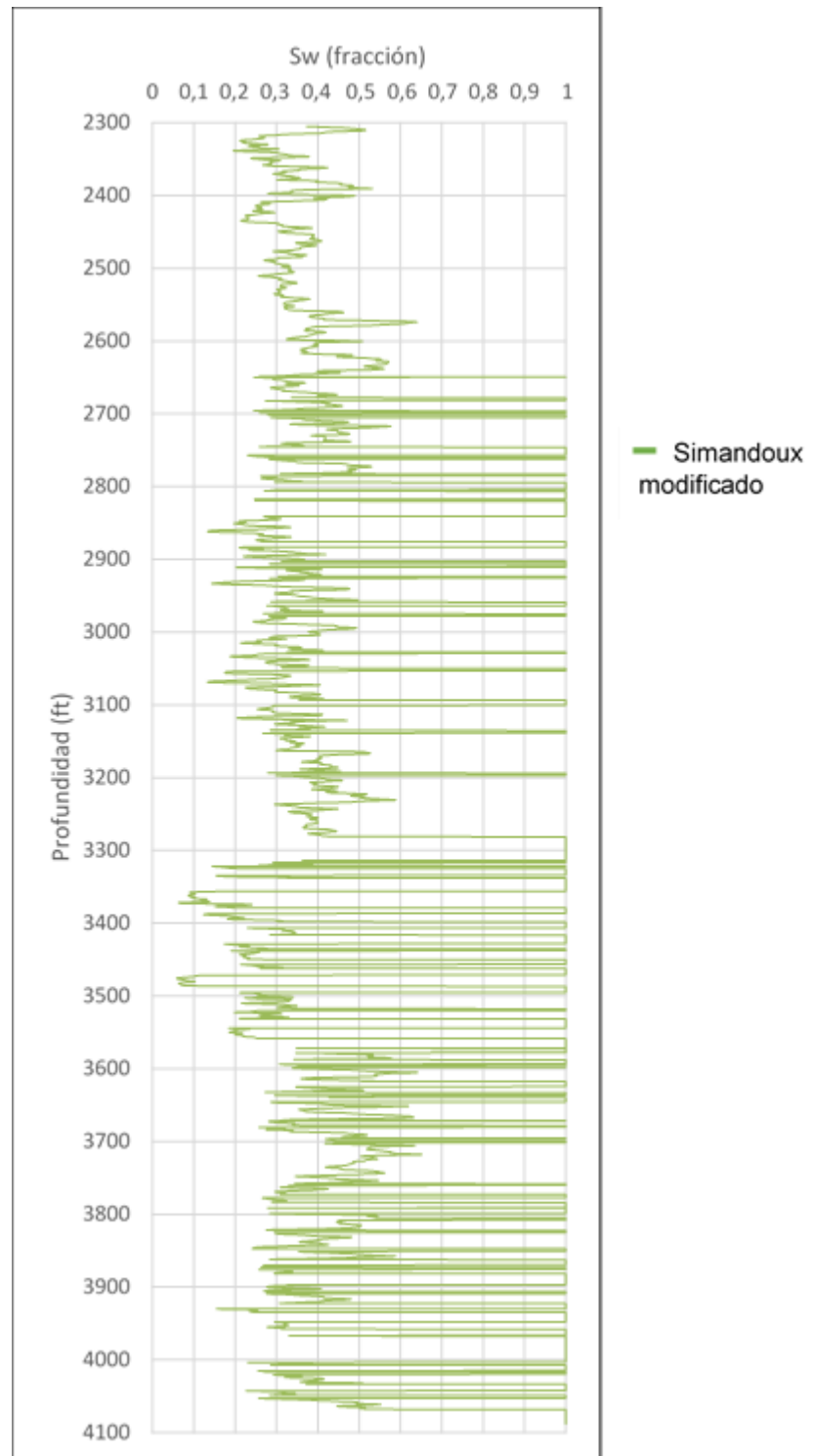
Por último, se presentan las gráficas resultantes de los modelos de saturación de agua de los pozos estudio del Bloque 789, junto con las gráficas del modelo obtenido por RQI en el capítulo 3 para cada pozo, dichas gráficas se van a superponer para poder elegir el modelo que mejor se ajuste a los mejores tipos de roca (RT3, RT4, RT5) en los pozos.

5.3.1 Gráficas de los modelos de saturación de agua para el Pozo "A"

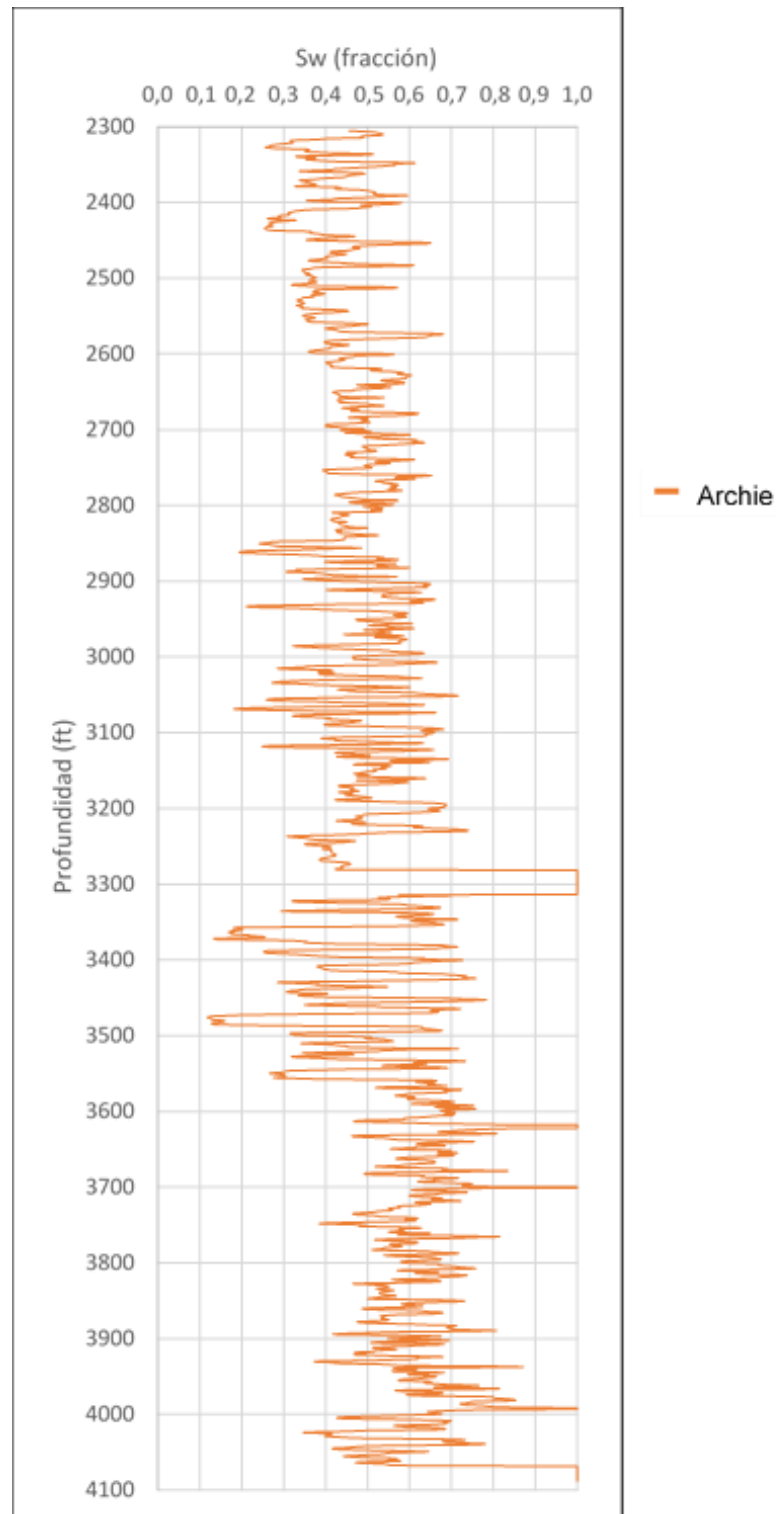
Gráfica 48. Modelo de Simandoux Pozo "A".



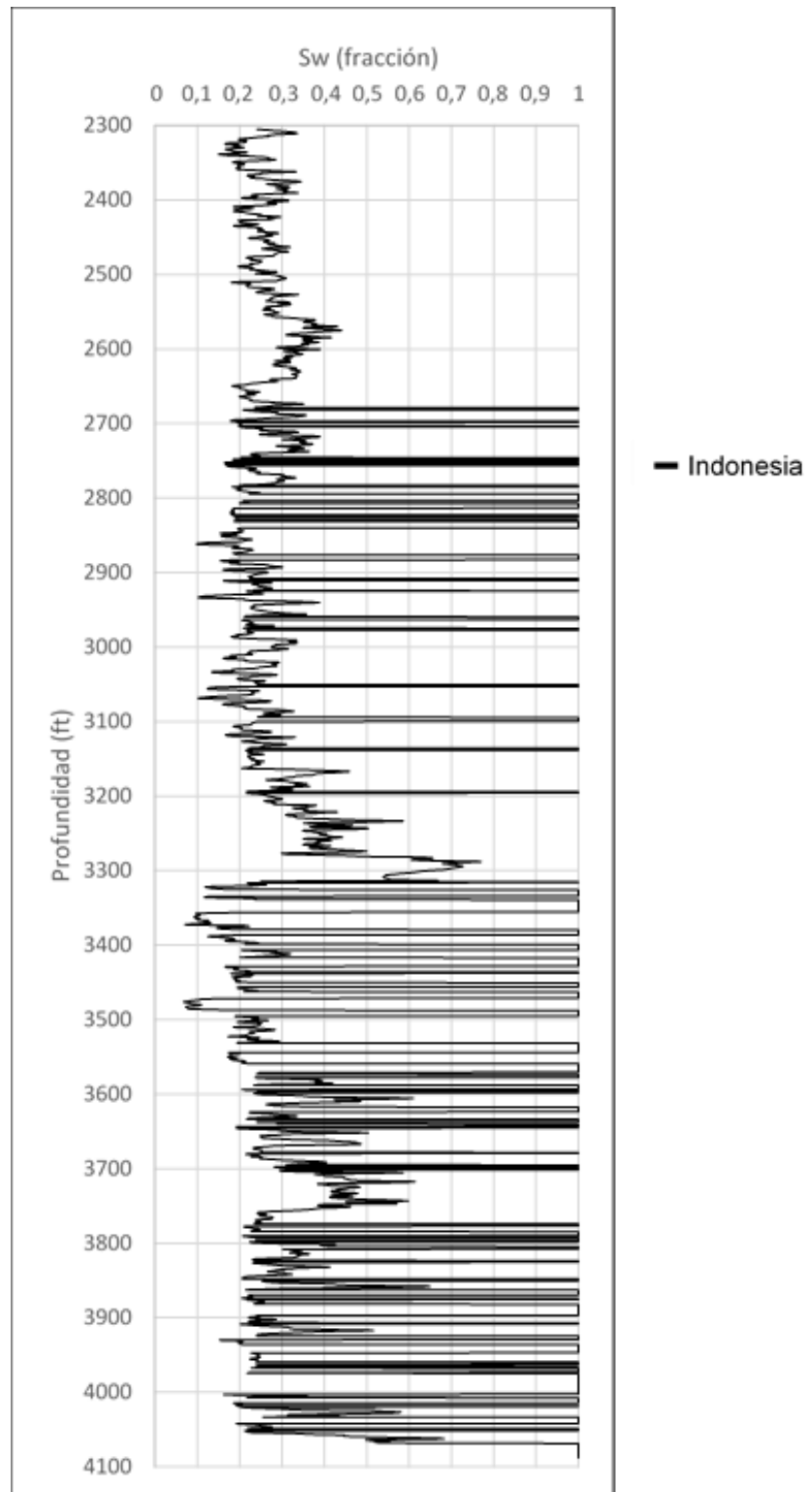
Gráfica 49. Modelo de Simandoux Modificado Pozo "A".



Gráfica 50. Modelo de Archie Pozo "A".



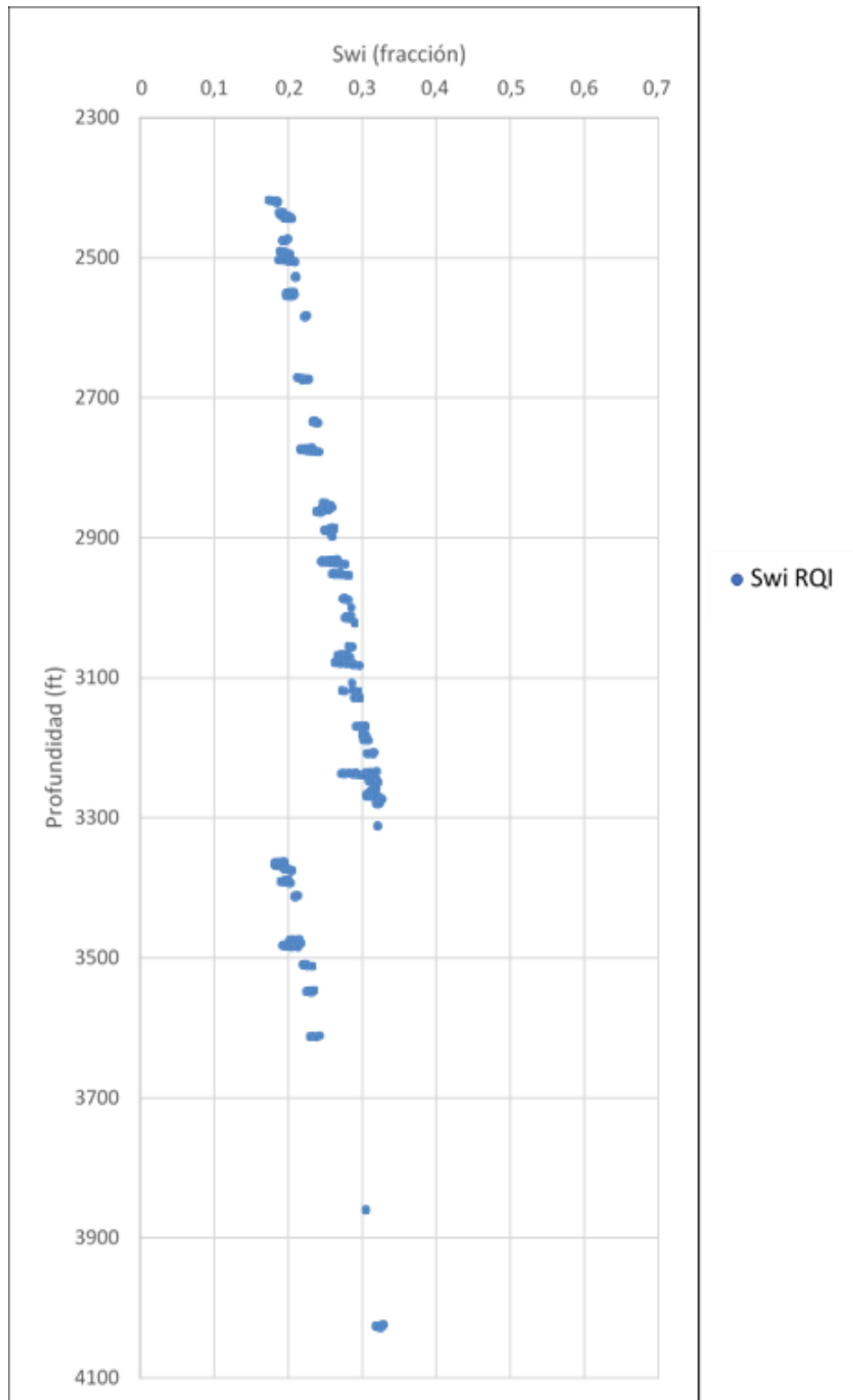
Gráfica 51. Modelo de Indonesia Pozo "A".



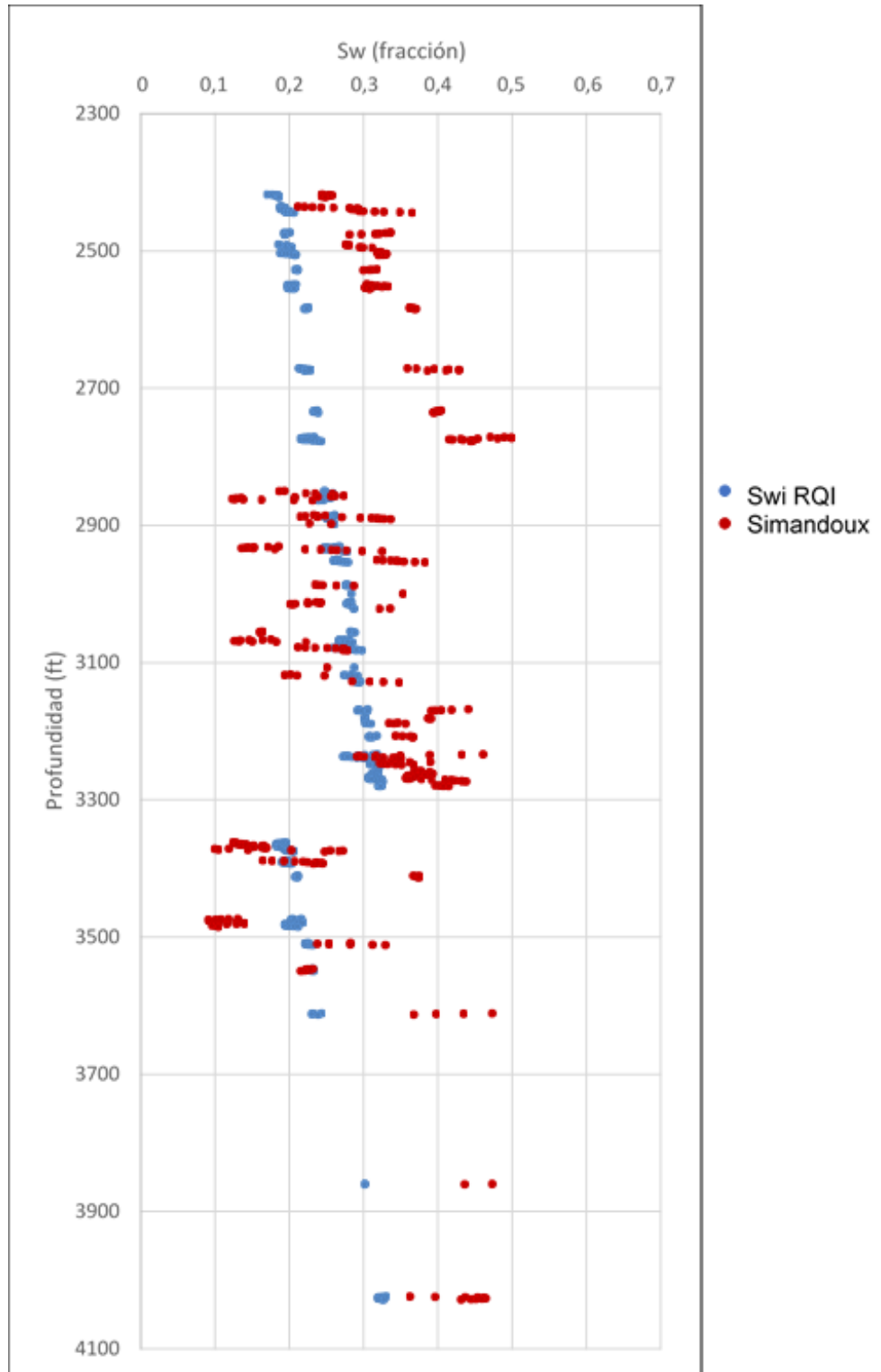
Se puede observar en las gráficas, que aproximadamente el 30% de las saturaciones de agua son mayores que **0.85** debido a problemas en los datos de los registros de pozo o debido a los tipos de roca en este caso shales, por lo tanto se tomaron parámetros de cut off, los cuales determinaban y sesgaban los valores a rangos cercanos a uno (1), por ejemplo uno de ellos era si la porosidad era menor al 10% se determinaba el valor de saturación de agua igual a uno (1), debido a que por ser tan pequeños los poros, estos se encuentran saturados en un solo fluido; por otro lado, el modelo planteado por Poupon-Leveaux es el que da valores de saturación de agua más bajos en comparación con los demás modelos, los valores más pequeños se encuentran entre **0.1** y **0.3**, además entre los modelos de Simandoux y Simandoux modificado se percibe un leve cambio en la saturación, dando como resultado que Simandoux tenga valores un poco más pequeños en Colorado, pero más altos en Mugrosa, a diferencia del modelo de Archie el cual reporta los valores más altos de saturación.

5.3.2 Gráfica modelo RQI Pozo "A". Para estas gráficas obtenidas a partir del modelo y análisis de RQI se tomaron únicamente las mejores tipologías de rocas (RT3, RT4, RT5) con fines específicos de descartar los puntos extremos iguales a uno (1) y cualquier otra afectación en la distorsión de los datos para así realizar un ajuste con los modelos de saturación de agua en dichas zonas.

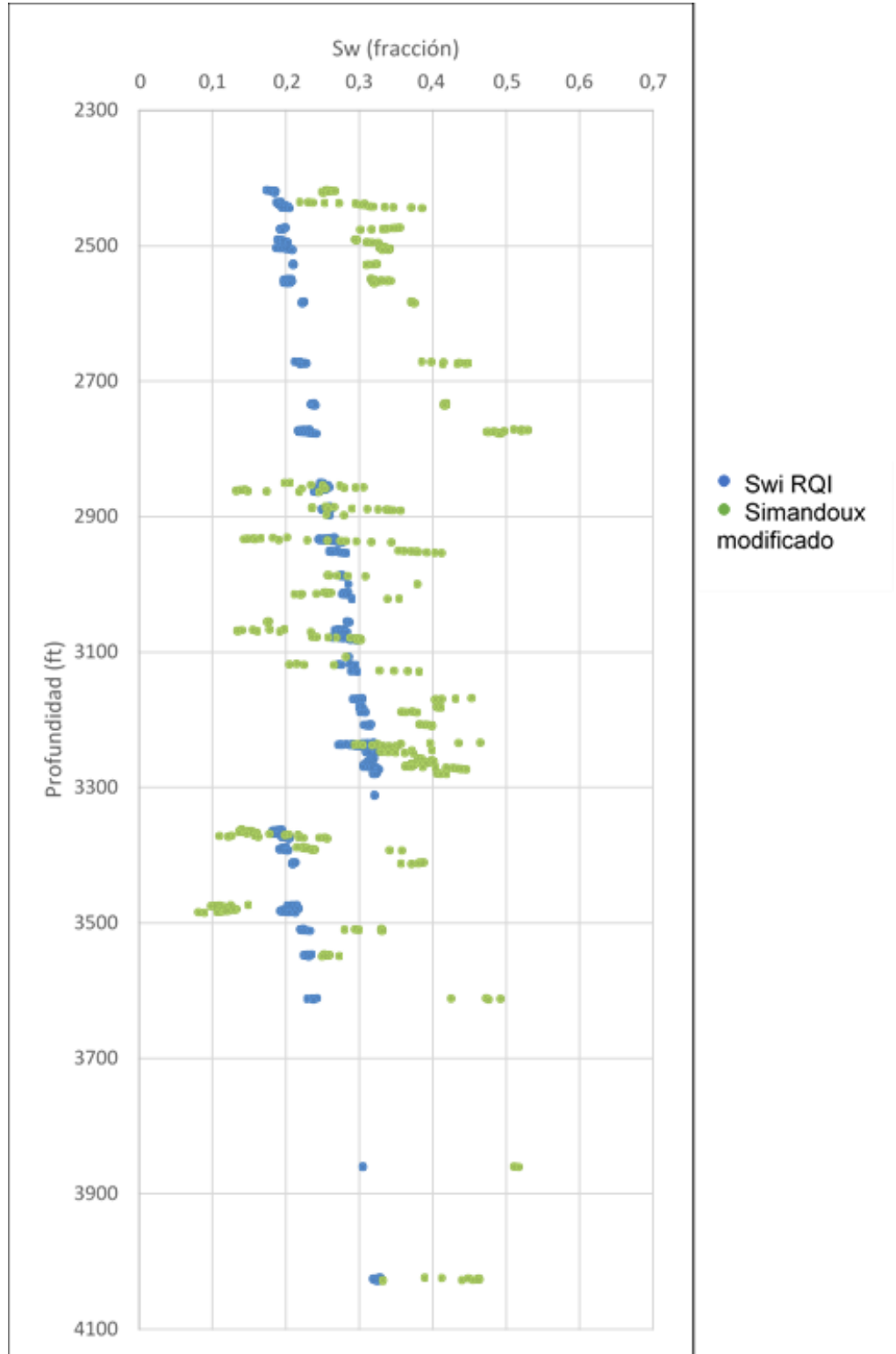
Gráfica 52. Swi vs profundidad Pozo "A".



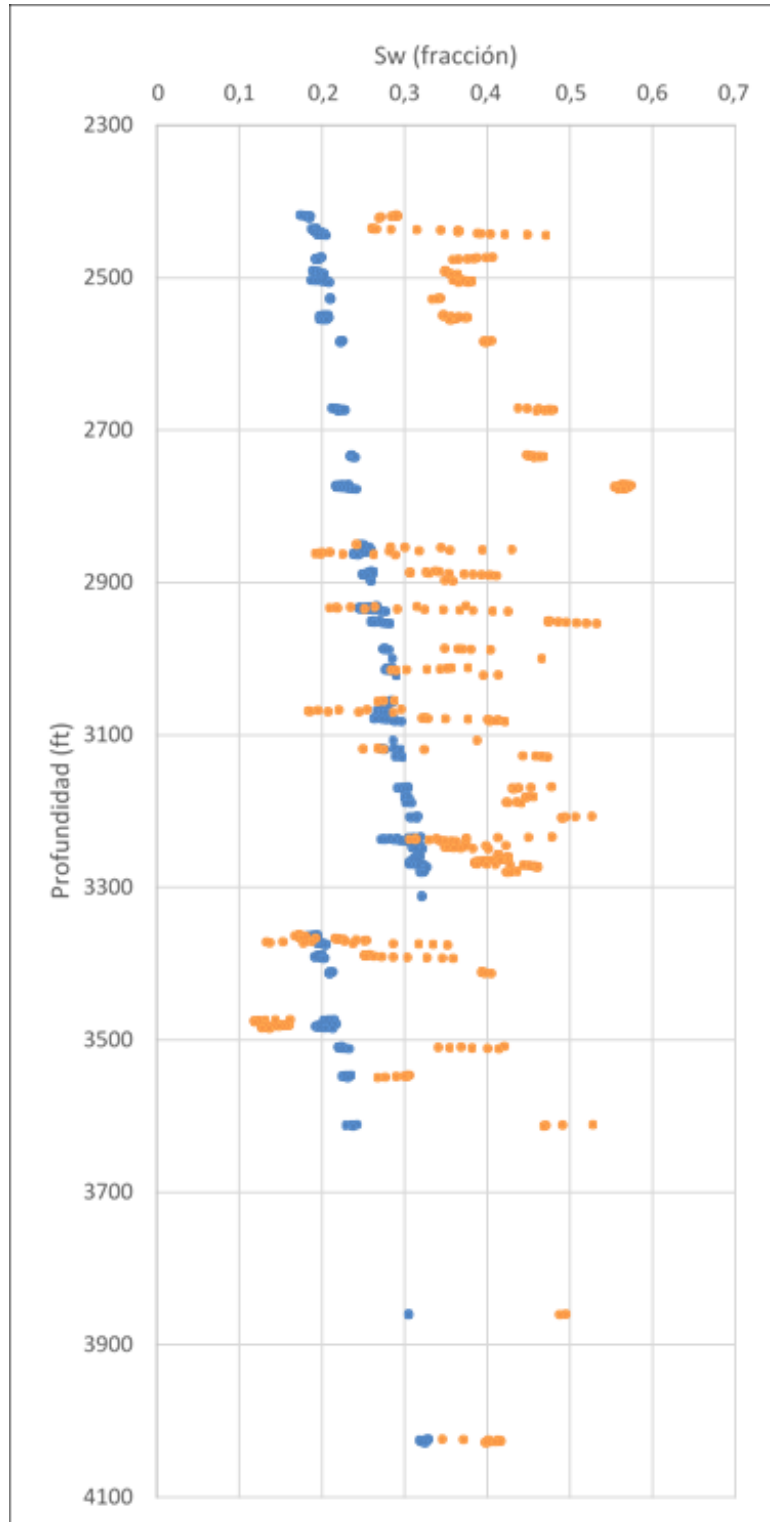
Gráfica 53. Correlación del modelo de Simandoux y modelo RQI para el Pozo "A".



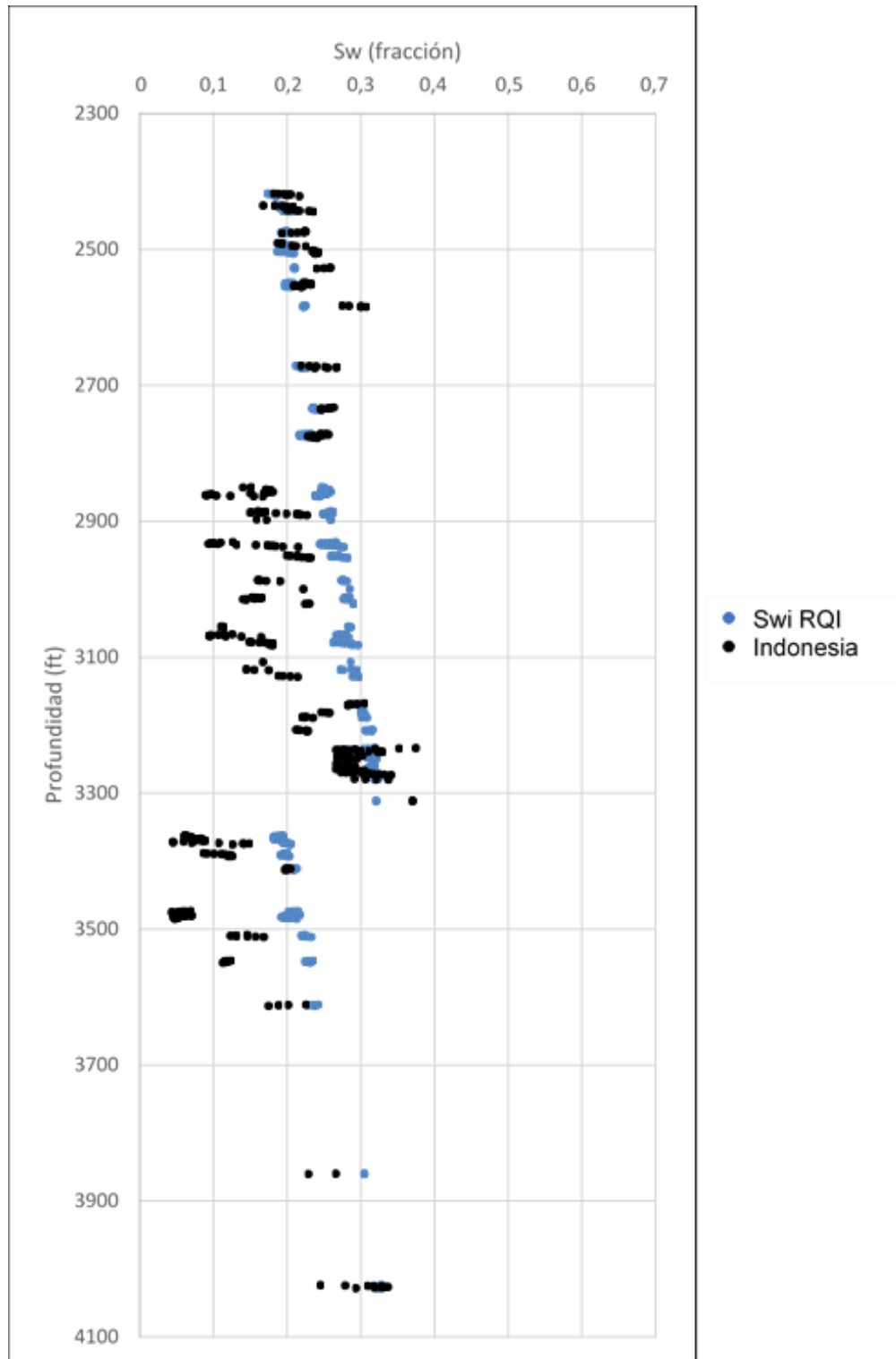
Gráfica 54. Correlación del modelo de Simandoux modificado y modelo RQI para el Pozo "A".



Gráfica 55. Correlación del modelo Archie y modelo RQI para el Pozo "A".

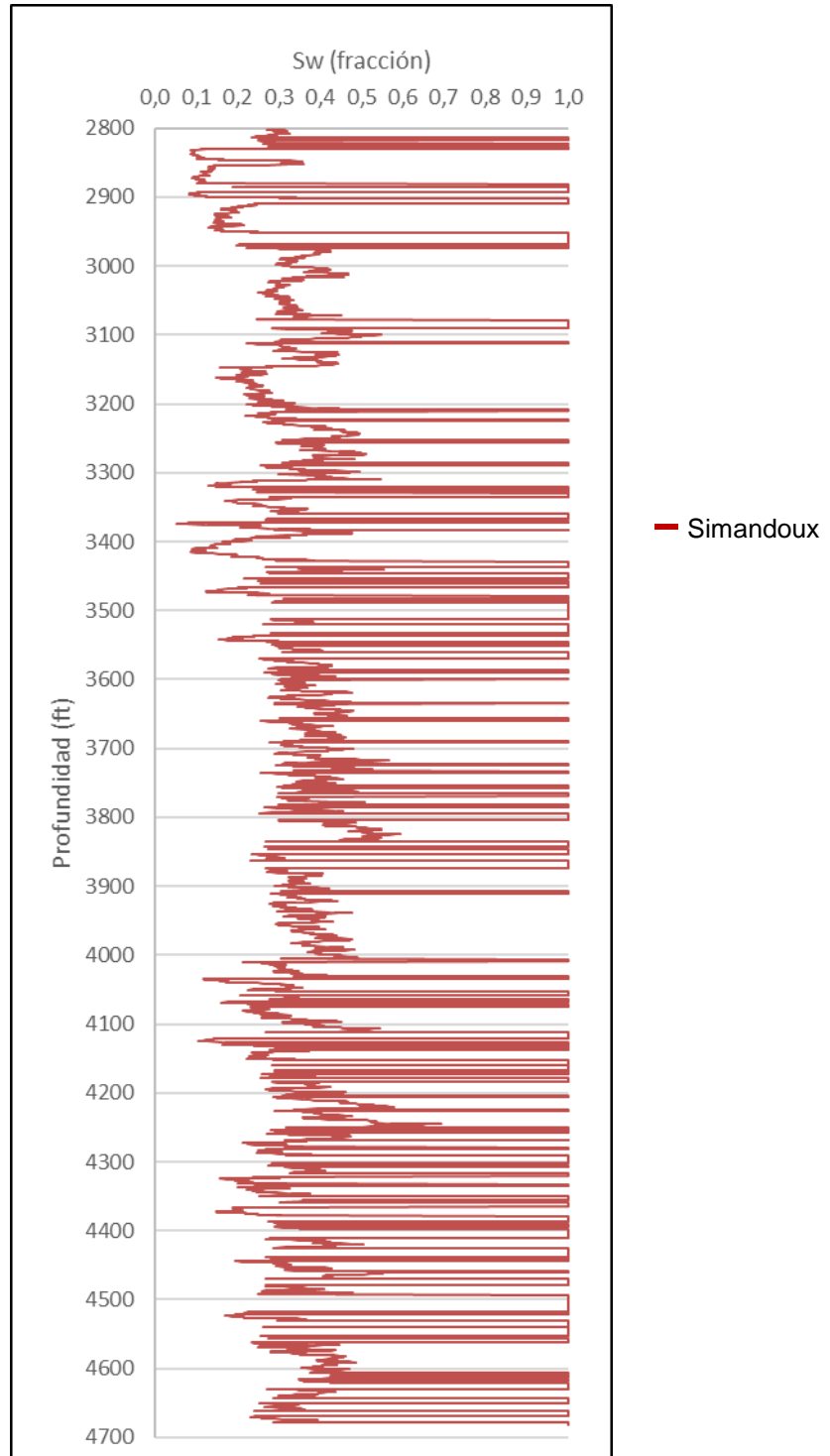


Gráfica 56. Correlación del modelo Indonesia y modelo RQI para el Pozo "A".

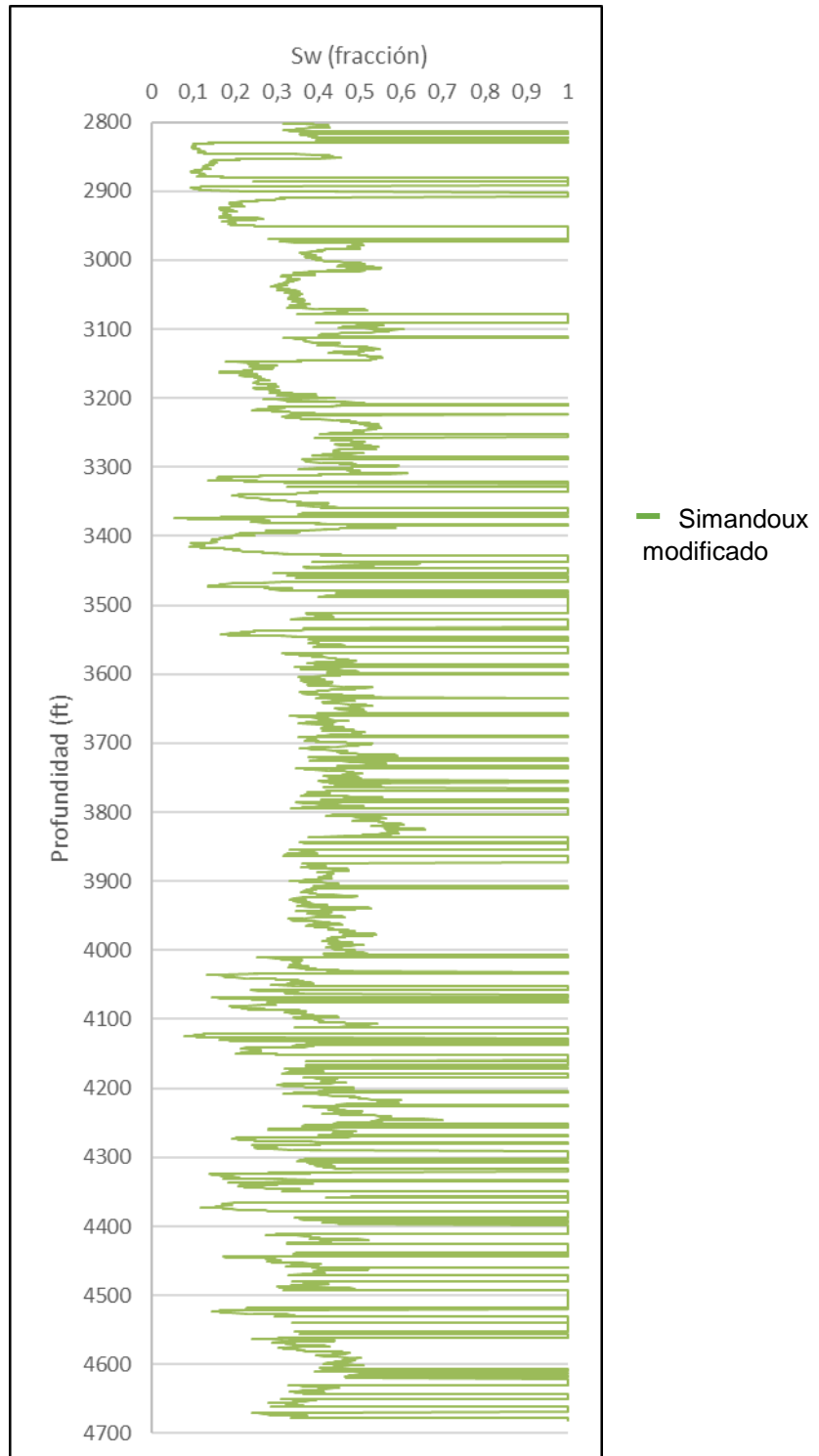


5.3.3 Gráficas de los modelos de saturación de agua para el Pozo "B".

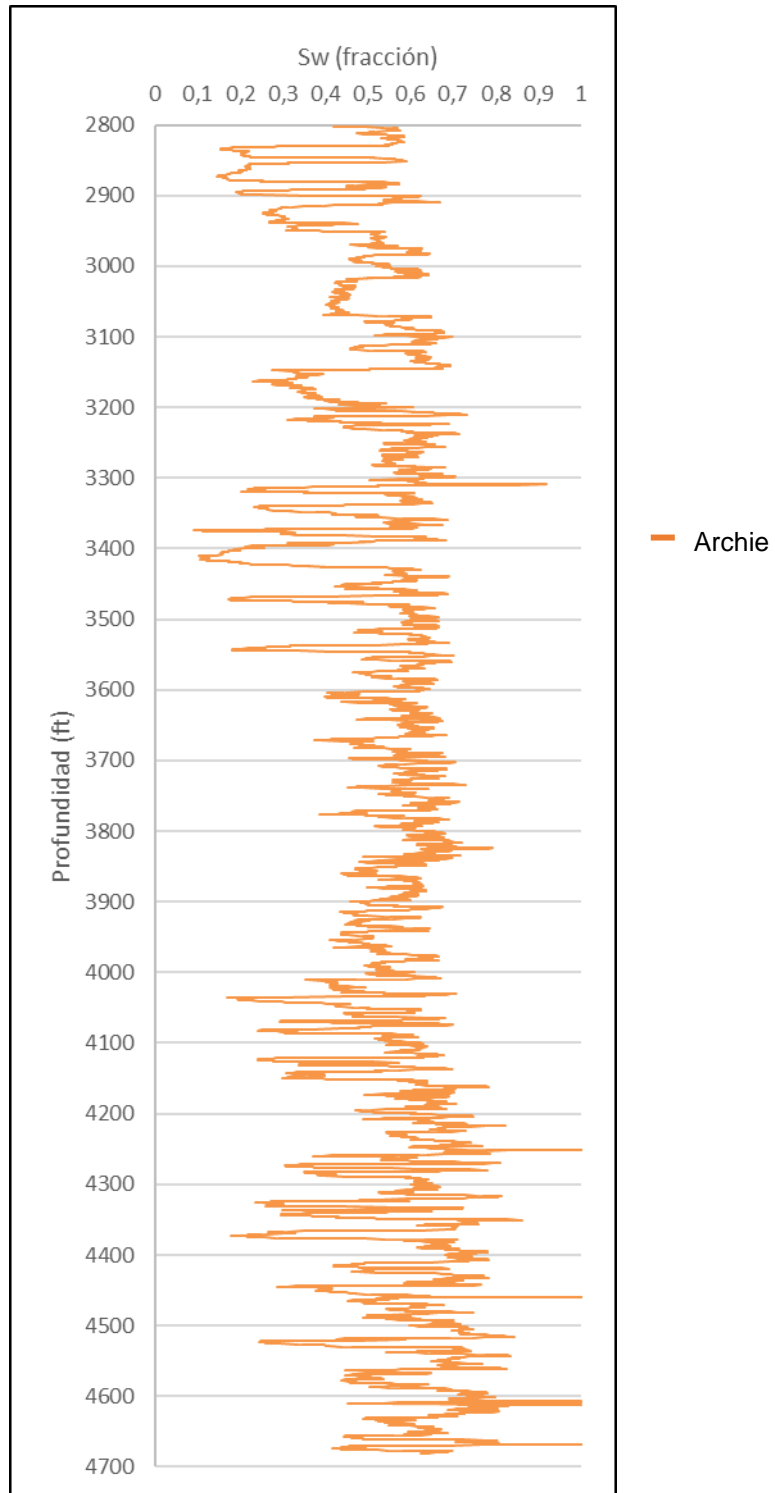
Gráfica 57. Modelo de Simandoux Pozo "B".



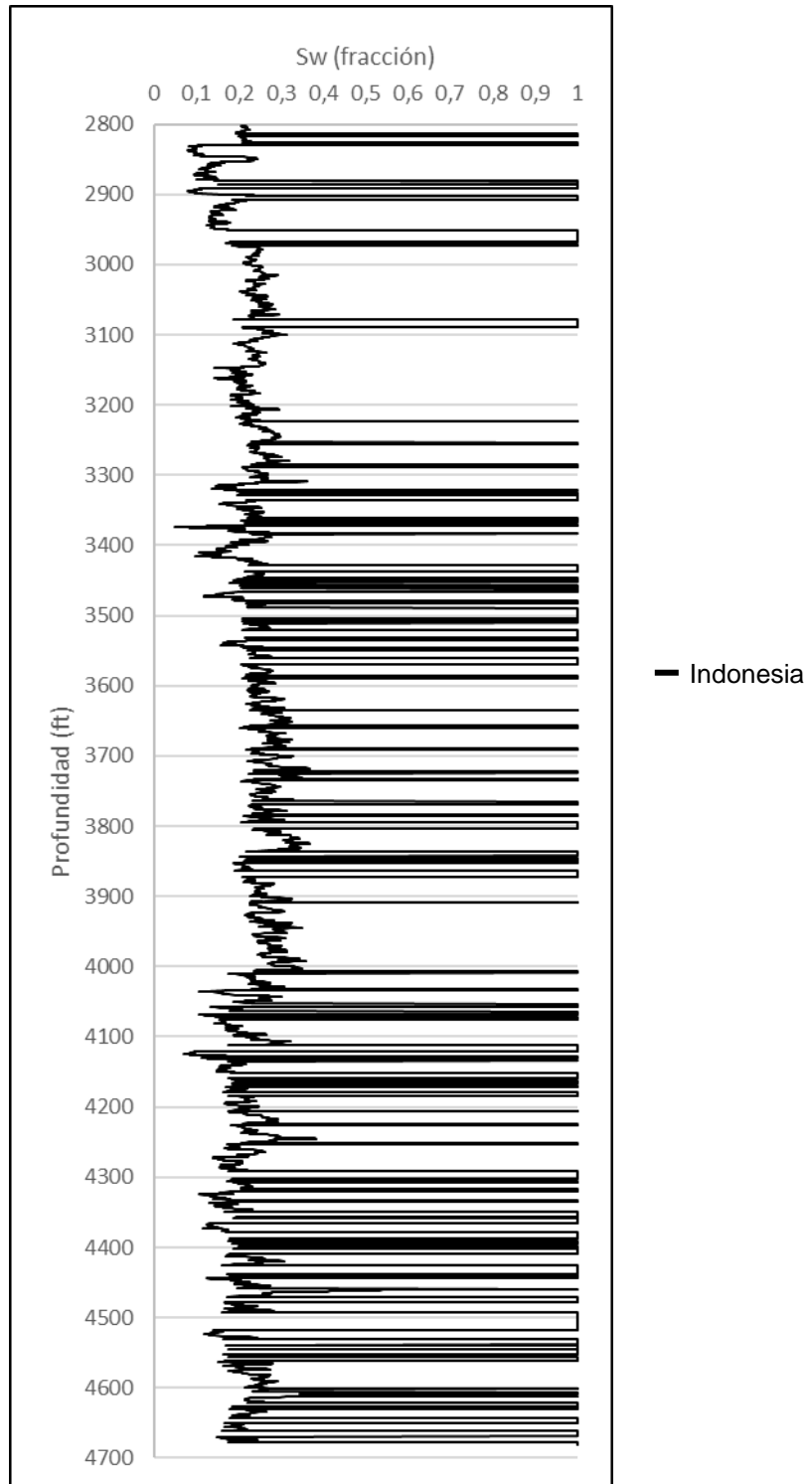
Gráfica 58. Modelo de Simandoux modificado Pozo "B".



Gráfica 59. Modelo de Archie Pozo "B".



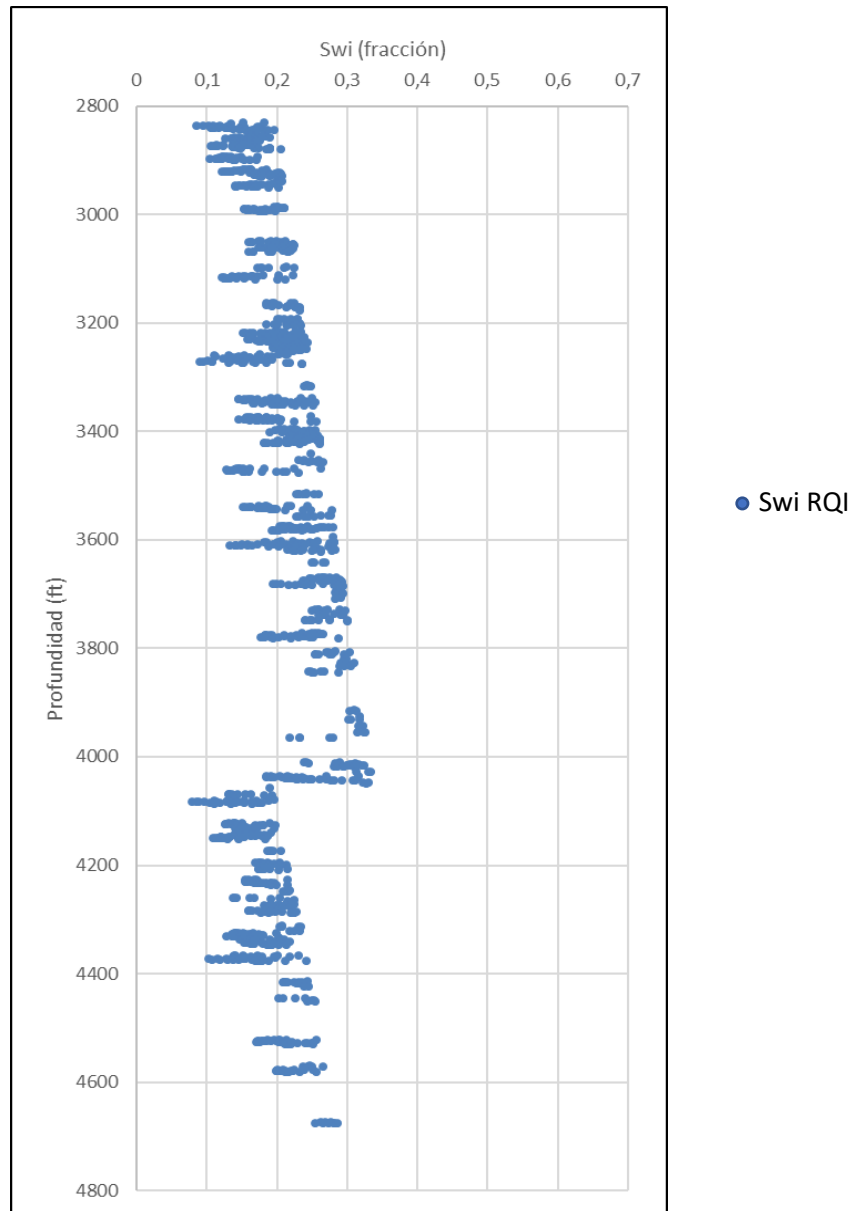
Gráfica 60. Modelo Indonesia Pozo "B".



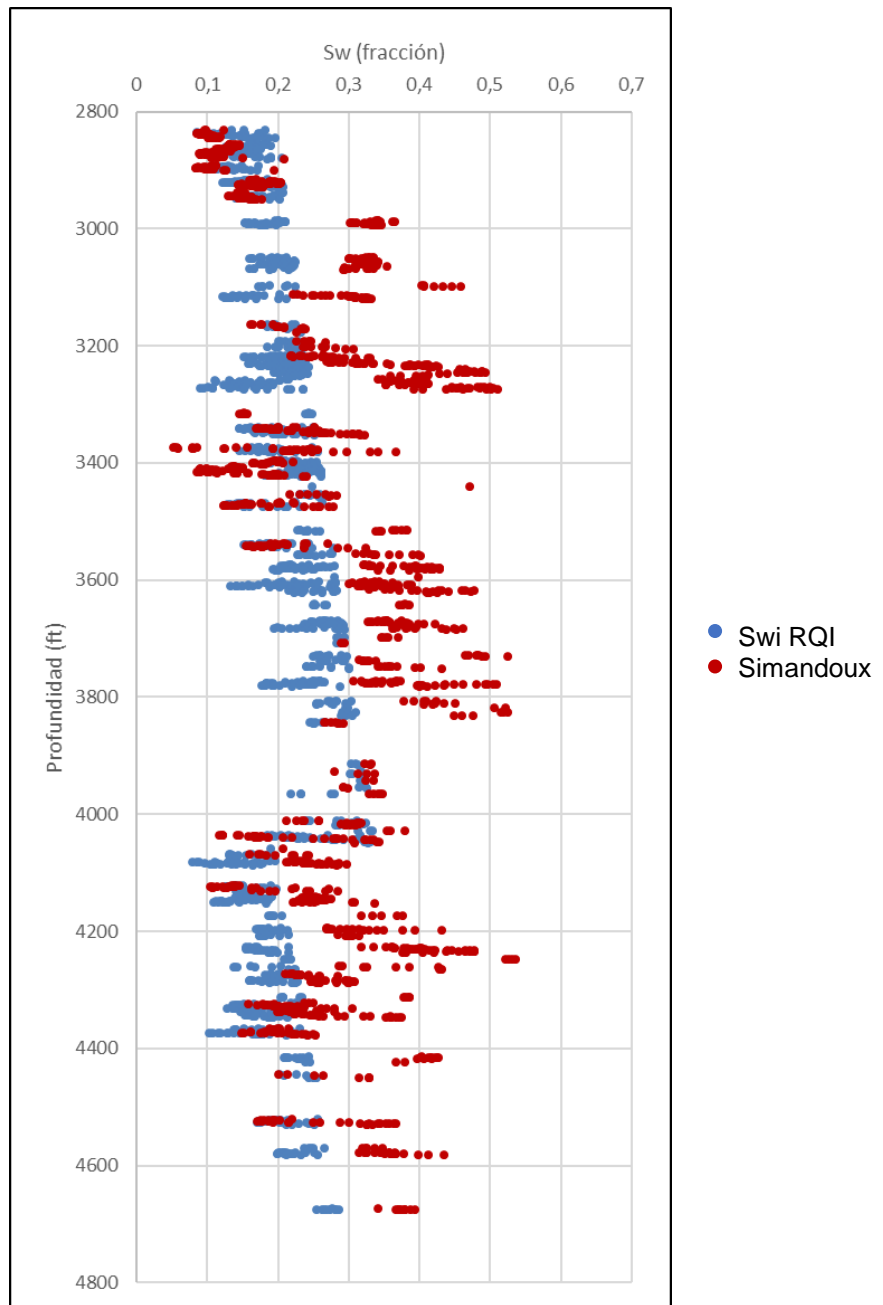
A diferencia del Pozo "A" para el Pozo "B" los modelos de saturación de agua difieren en mayor proporción en términos numéricos, dando como resultado una separación entre curvas importante; cabe señalar que el modelo de Indonesia posee los valores más bajos de saturación, adicionalmente se puede observar que el modelo de Archie por no tener en cuenta las arcillas presentes en la formación da como resultado saturaciones de agua bastante elevados, con una brecha sobresaliente entre los valores de este modelo con el modelo de Indonesia.

5.3.4 Gráfica modelo RQI Pozo "B"

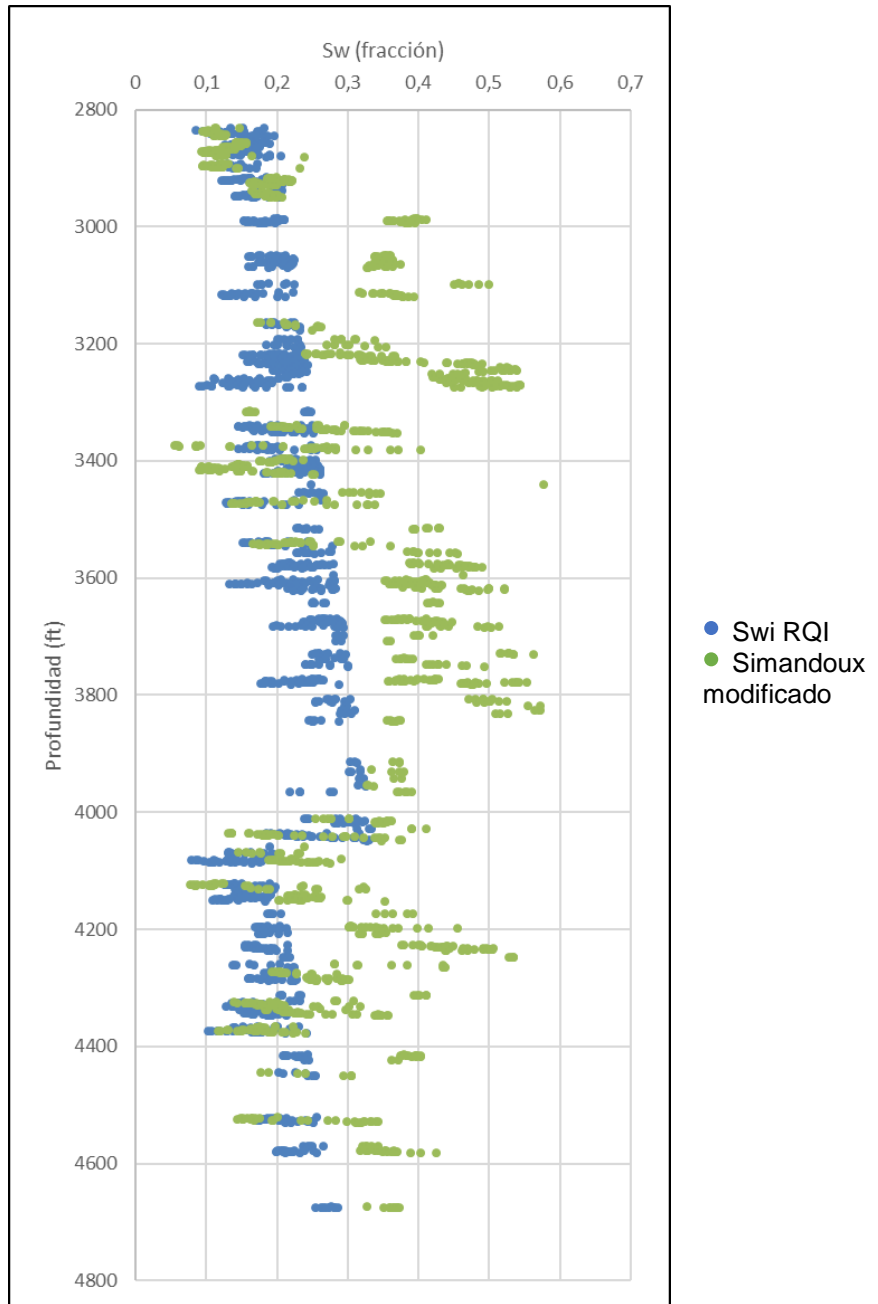
Gráfica 61. Swir vs profundidad Pozo "B".



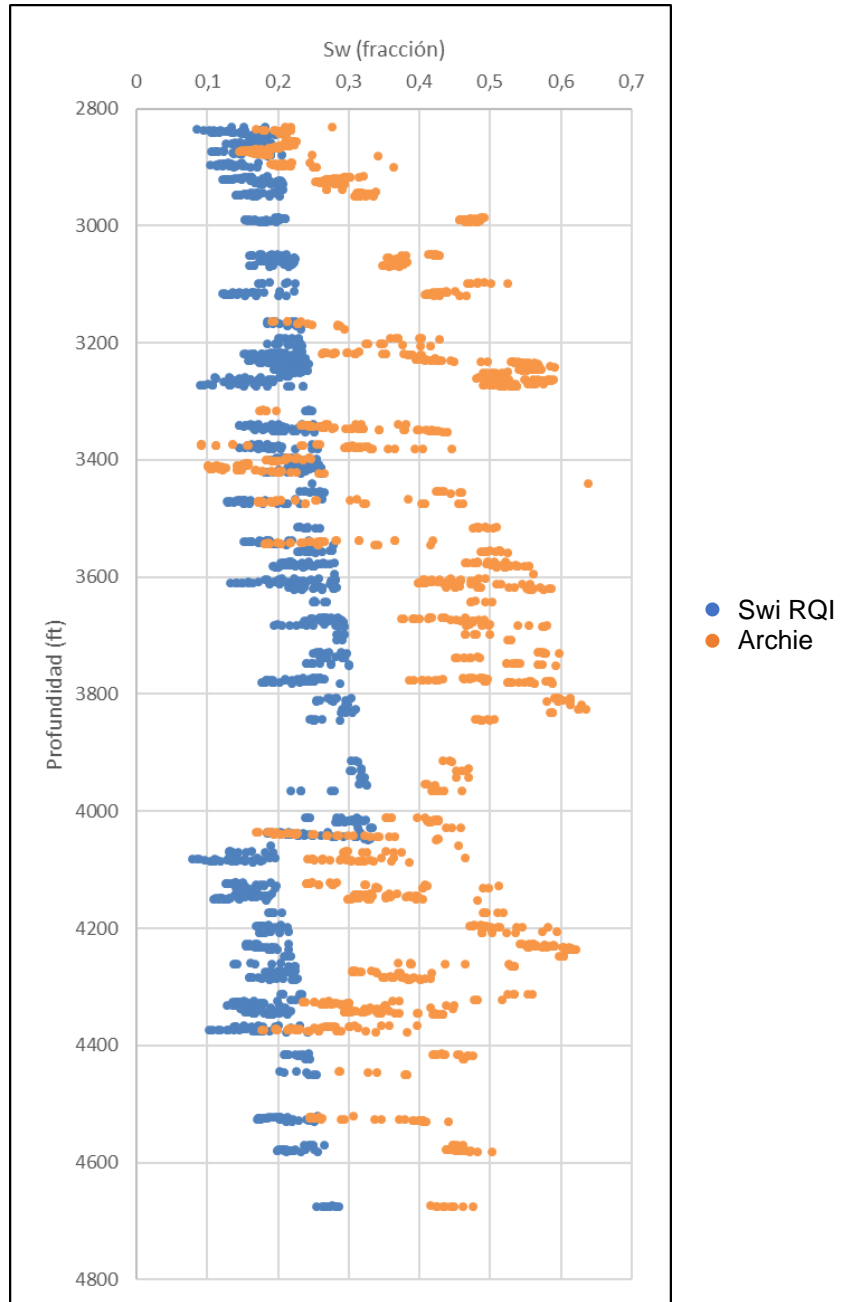
Gráfica 62. Correlación del modelo de Simandoux y modelo RQI para el Pozo "B".



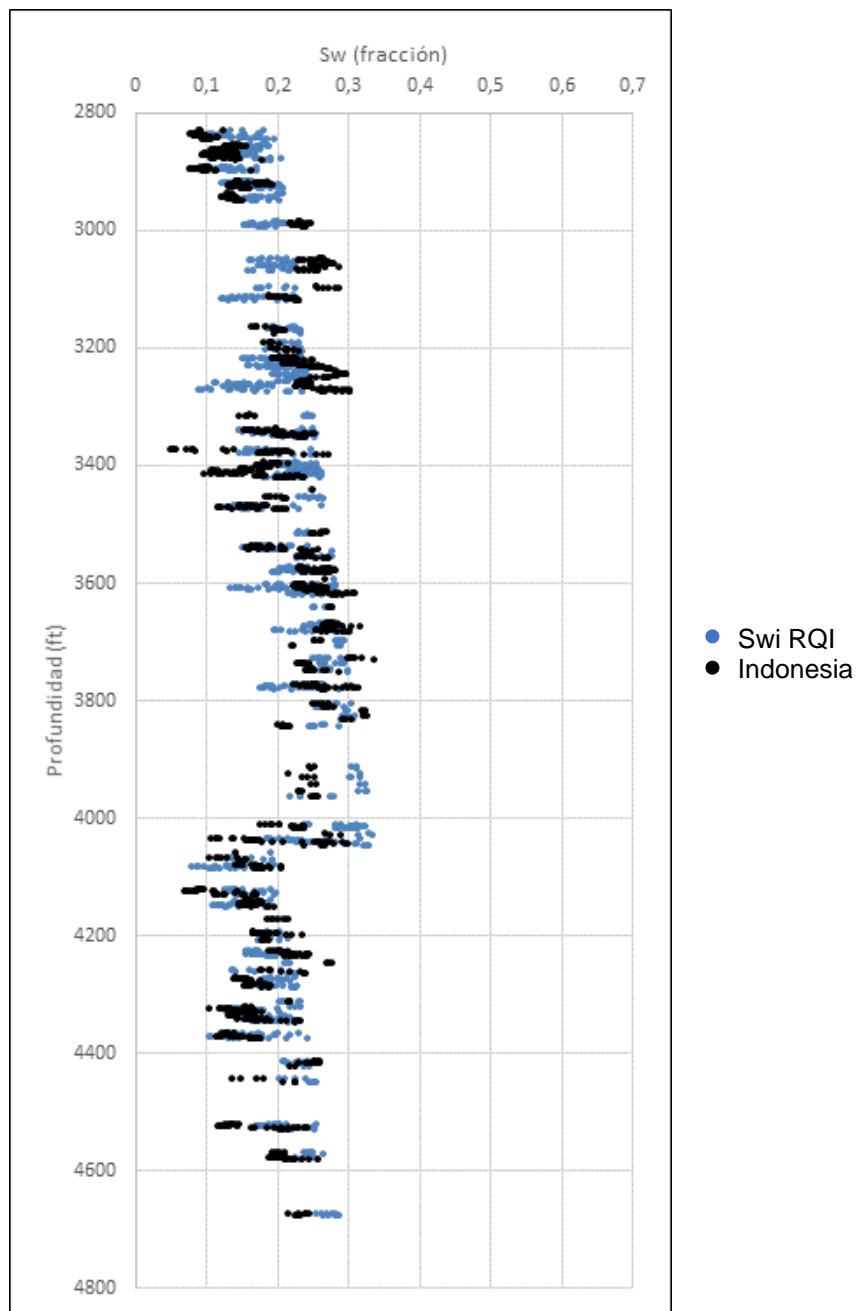
Gráfica 63. Correlación del modelo de Simandoux modificado y modelo RQI para el Pozo “B”.



Gráfica 64. Correlación del modelo de Archie y modelo RQI para el Pozo "B".



Gráfica 65. Correlación del modelo de Indonesia y modelo RQI para el Pozo "B".



5.3.5 Superposición de las curvas y elección del modelo de saturación de agua para los pozos estudio (“A” y “B”). Las Gráficas 53 a la 56 (Pozo “A”) y las Gráficas 62 a la 65 (Pozo “B”), consisten en la superposición de cada modelo de saturación de agua y la gráfica obtenida por el análisis correspondiente de RQI, con estas superposiciones se puede determinar el modelo de saturación de agua que más se ajusta a los pozos estudio.

Se observa que el modelo de Indonesia es el modelo que mejor se ajusta a la curva (Gráfica 65) dado que la mayoría de los puntos sigue la deriva del pozo; debido a que no es muy clara la tendencia del ajuste para el Pozo “A” se utilizó el coeficiente de determinación lineal (R^2), comparando las saturaciones arrojadas por cada modelo y los respectivos valores de RQI dando como resultado un R^2 mayor para el modelo de Indonesia, también basados en el fundamento teórico para este modelo (Indonesia), el cual basa en su estudio para yacimientos con arenas sucias y dado que los pozos tienen esas características litológicas, el modelo que se seleccionó es el desarrollado por Poupon-Leveaux (Indonesia) para los dos (2) pozos estudio.

6. VALIDACIÓN DEL MODELO DE SATURACIÓN DE AGUA

La validación del modelo de saturación de agua elegido se determina mediante la comparación de los caudales de producción históricos frente a los estimados para cada uno de los pozos estudio mediante el planteamiento matemático desarrollado por Darcy.

Los términos relacionados con la ecuación de Darcy utilizada para la estimación de los caudales, están directamente relacionados con el estudio petrofísico, el estudio de HPMI y la generación de las curvas de permeabilidades relativas. Los caudales estimados serán comparados con los caudales de producción históricos de los primeros (4) cuatro meses de producción de cada uno de los pozos estudio, teniendo en cuenta que este es el tiempo estimado por Ecopetrol para la estabilización de los caudales de producción después de su perforación, tiempo en el cual se limpiará el pozo de los residuos adicionales generados por el trabajo de perforación y el desplazamiento total de los fluidos de completamiento.

La estimación de los caudales teóricos para el presente trabajo de grado se realizará en la formación productora Mugrosa, ya que para esta todos los términos de la ecuación de Darcy son conocidos, dicha estimación se realizará pie a pie según los perforados iniciales del pozo. La formación Colorado (también productora en el Campo Ermitaño) no posee perforados en este intervalo, por lo que no será tenida en cuenta dentro de la producción estimada. Adicionalmente, los caudales teóricos de producción son tomados únicamente para la formación Mugrosa al tenerse producciones separadas por formación en los pozos estudio "A" y "B".

Los caudales estimados de producción se presentarán con un rango de sensibilidad respecto al daño de formación que presenta la formación, debido a que Ecopetrol no ha determinado de manera exacta el valor de daño generado para la formación Mugrosa en el Campo Ermitaño.

A continuación, en las tablas 23 y 24 se muestran los intervalos perforados para los pozos estudio.

Tabla 23. Intervalos perforados
Pozo "A".

Perforados Pozo "A"	
Topo (ft)	Base (ft)
3321	3324
3334	3337
3357	3378
3387	3396
3408	3414
3429	3432
3438	3444
3445	3449
3458	3460
3472	3487
3496	3500
3509	3513
3522	3524
3527	3529
3545	3555

Fuente: Ecopetrol S.A.

Tabla 24. Intervalos perforados
Pozo "B".

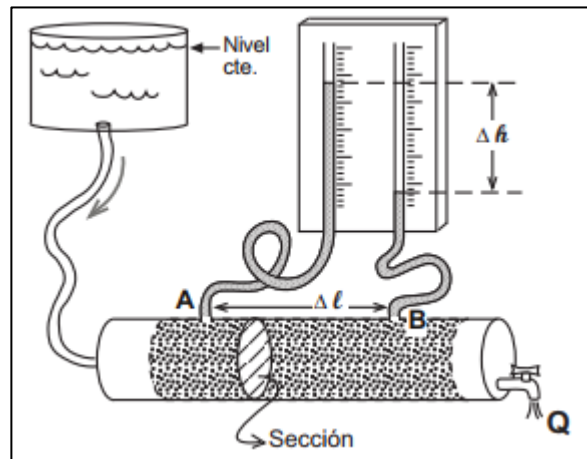
Perforados Pozo "B"	
Topo (ft)	Base (ft)
4068	4072
4121	4126
4272	4276
4324	4331
4366	4377
4521	4527
4844	4849
4856	4863
4892	4896
4906	4911
4915	4932
4964	4967

Fuente: Ecopetrol S.A.

6.1 ECUACIÓN DE DARCY

La ecuación de Darcy fue planteada por Henry Darcy en 1856 a partir de un experimento en el cual hizo fluir agua por un recipiente que tenía arena hasta saturarlo completamente del fluido⁸⁸ este experimento lo propuso a raíz de que Darcy diseñó el acueducto de 13 km en Dijon, Francia en 1834 para el abastecimiento de la ciudad⁸⁹.

Figura 13. Permeámetro basado en el experimento de Darcy.



Fuente: SÁNCHEZ, Javier. Ley de Darcy Conductividad hidráulica. Universidad Salamanca. España, p. 1. Disponible en: http://hidrologia.usal.es/temas/Ley_Darcy.pdf.

Darcy utilizó diferentes materiales porosos y cambiando variables encontró que la velocidad de un fluido a través de un medio poroso es proporcional al gradiente de presión (dp/dx), e inversamente proporcional a la viscosidad del fluido, años después Wycoff y Muskat establecieron que la constante de proporcionalidad de la Ley de Darcy puede ser expresada en función de la viscosidad y permeabilidad del sistema roca-fluido, por lo tanto, la Ley de Darcy es la siguiente⁹⁰:

⁸⁸ SÁNCHEZ, Alfredo. Comportamiento de la permeabilidad en núcleos naturalmente fracturados. Tesis de grado (Ingeniero de petróleos). Ciudad de México: Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de Ingeniería, 2010. p. 8-9.

⁸⁹ SÁNCHEZ Javier. Ley de Darcy Conductividad hidráulica. España: Universidad Salamanca. p. 1-2. [En línea] [Citado el 20 de noviembre del 2017] Disponible en: http://hidrologia.usal.es/temas/Ley_Darcy.pdf.

⁹⁰ SÁNCHEZ, Alfredo. Op cit., p. 9.

Ecuación 47. Ley de Darcy.

$$q = -\frac{k_a}{\mu} A \left(\frac{dp}{dx} \right)$$

Fuente: SÁNCHEZ, Alfredo. Comportamiento de la permeabilidad en núcleos naturalmente fracturados. Universidad Nacional Autónoma de México. 2010, p. 9.

Donde:

- A: Área total transversal de flujo (cm²).
K_a: Permeabilidad absoluta el medio poroso (Darcy).
q: Caudal a condiciones de flujo (cm³/s).
μ: Viscosidad del fluido (cP).
dp/dx: Gradiente de presión en dirección de flujo (atm/cm).

El uso de la Ley de Darcy debe ser siempre considerada en la predicción de las tasas de flujo desde el yacimiento hasta el borde del pozo, en este caso como la presión del yacimiento es mayor que la presión de burbuja (P_b), se puede decir que existe flujo de una sola fase, de acuerdo con la información brindada por Ecopetrol la ecuación de Darcy que se usará en los cálculos posteriores es la de flujo semi-continuo de un líquido monofásico, dicha ecuación es:

Ecuación 48. Ley de Darcy para flujo semi-continuo de un líquido monofásico.

$$q_o = \frac{7,08 \times 10^{-3} \times k_o \times h \times (P_{wsp} - P_{wfs})}{\mu_{op} \times \beta_{op} \times \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{3}{4} + S \right]}$$

Fuente: BUENEKE, Aurelio. Proyecto de evaluación de un yacimiento de gas mediante fracturación hidráulica. Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Minas y Energía, 2013. p. 33.

Donde:

- q_o: Tasa de flujo (BPD).
μ_o: Viscosidad del fluido (cP).
k_o: Permeabilidad absoluta al petróleo (mD).
h: Espesor de la arena (pies).
r_w: Radio del pozo (pies).
r_e: Radio de drenaje (pies).

P_{wsp} : Presión estática del yacimiento (psia).
 P_{wfs} : Presión de fondo fluente (psia).
 β_{op} : Factor volumétrico del petróleo (cP).
S: Daño de formación (adimensional).

6.1.1 Estimación de los términos de la ecuación de Darcy. La aplicación matemática de la ecuación de Darcy (Ecuación 48) está ligada a una serie de términos teóricos independientes para cada tipo de formación o yacimiento en el cual se esté realizando el estudio.

A continuación, se muestra la estimación de los términos de la ecuación de Darcy para la formación productora Mugrosa.

6.1.1.1 Permeabilidad absoluta al petróleo. La permeabilidad absoluta de un fluido determinado, es la capacidad con la que fluye un fluido a través del medio poroso cuando solo un tipo de fluido ocupa los espacios porales⁹¹. Está directamente relacionado con la permeabilidad relativa de cada uno de los fluidos y la permeabilidad total de la formación (Ecuación 49).

Ecuación 49. Permeabilidad absoluta.

$$kr = \frac{kx}{k}$$
$$ko = kro \times k$$

Fuente: SCHLUMBERGER. Permeabilidad. En: Oilfield Glossary [En línea] [Citado el 08 de octubre]. Disponible en: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/p/permeability.aspx?p=1>. Autores.

Donde:

krx: Permeabilidad relativa al fluido x (Fracción).
kx: Permeabilidad absoluta al fluido x (mD).
k: Permeabilidad de la formación (mD).
kro: Permeabilidad relativa al petróleo (Fracción).
ko: Permeabilidad absoluta al petróleo (mD).

⁹¹ SCHLUMBERGER. Permeabilidad. En: Oilfield Glossary [En línea] [Citado el 08 de octubre]. Disponible en: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/p/permeability.aspx?p=1>. Autores.

Para el presente proyecto de grado, se usarán los valores de kro determinados a partir de curvas de permeabilidades relativas (Capítulo 4) evaluadas a la saturación de agua irreducible (comportamiento inicial del yacimiento) para los intervalos perforados, junto con los valores calculados por el modelo de permeabilidades obtenido por la ecuación de regresión multilíneal (Capítulo 2).

Para los pozos estudio se realizó una acotación para kro según cada tipo de roca, basados en el “end point” de la permeabilidad relativa al petróleo a saturación de agua irreducible, indicando que, si la saturación de agua obtenida por el modelo de Indonesia era menor a la saturación de agua irreducible, el valor máximo que podía tomar kro es de **0,98** para RT3, **0,97** para RT4 y **0,94** para RT5.

6.1.1.2 Términos teóricos. Los términos mostrados en la Tabla 25 fueron determinados por Ecopetrol para cada uno de los pozos en sus estudios de yacimiento para el Campo Ermitaño. Estos valores serán los usados en la ecuación de Darcy para la estimación de los caudales.

Tabla 25. Términos teóricos para los pozos estudio.

POZO A			POZO B		
ΔP	psi	700	ΔP	psi	230
h	ft	0,5	h	ft	0,25
Bo	BY/BN	1,08	Bo	BY/BN	1,08
μ_o	Cp	170	μ_o	Cp	170
re	ft	263,301905	re	ft	263,301905
rw	ft	0,58333333	rw	ft	0,58333333
S1	Adimensional	0,00	S1	Adimensional	0,00
S2	Adimensional	1,00	S2	Adimensional	1,00
S3	Adimensional	2,00	S3	Adimensional	2,00

Fuente: ECOPETROL S.A. Informe Anual de Yacimientos Campo Ermitaño, Bogotá D.C. 2015. Autores.

6.1.2 Caudales estimados. Reemplazando los valores teóricos y las estimaciones de los valores del estudio de petrofísica, modelos de saturación de agua y curvas de permeabilidades relativas, se obtuvieron los resultados mostrados en la tabla 26 y 27 para la estimación de los caudales de producción de los pozos estudio.

Tabla 26. Estimación de los caudales de producción del pozo estudio "A".

Pozo "A"			
ΔP	Qo S1	Qo S2	Qo S3
psi	BOPD	BOPD	BOPD
700,00	44,003	37,087	32,050

Tabla 27. Estimación de los caudales de producción del pozo estudio "B".

Pozo "B"			
ΔP	Qo S1	Qo S2	Qo S3
psi	BOPD	BOPD	BOPD
200,00	67,156	56,601	48,913

6.2 COMPARACIÓN DE LOS CAUDALES HISTÓRICOS DE PRODUCCIÓN RESPECTO A LOS CAUDALES ESTIMADOS

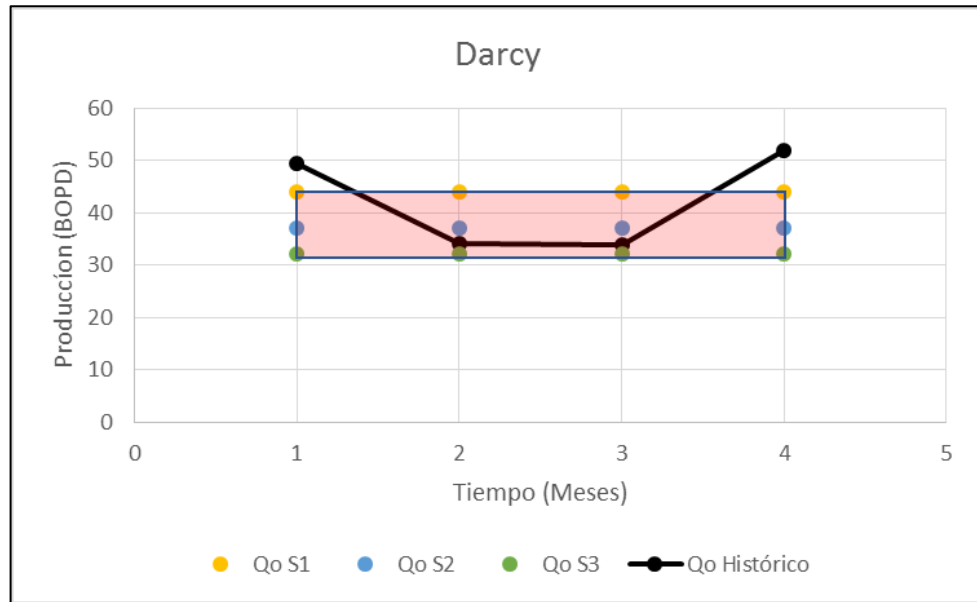
La comparación de los caudales históricos de producción frente a los estimados teniendo como base la sensibilidad del daño de formación permitirá validar el modelo de saturación de agua elegido para el Bloque 789 del campo Ermitaño y su aplicación a todos los pozos presentes en este. La Tabla 28 muestra los caudales de producción históricos de los primeros cuatro (4) meses para los pozos estudio.

Tabla 28. Caudales históricos de los primeros cuatro (4) meses para los pozos estudio.

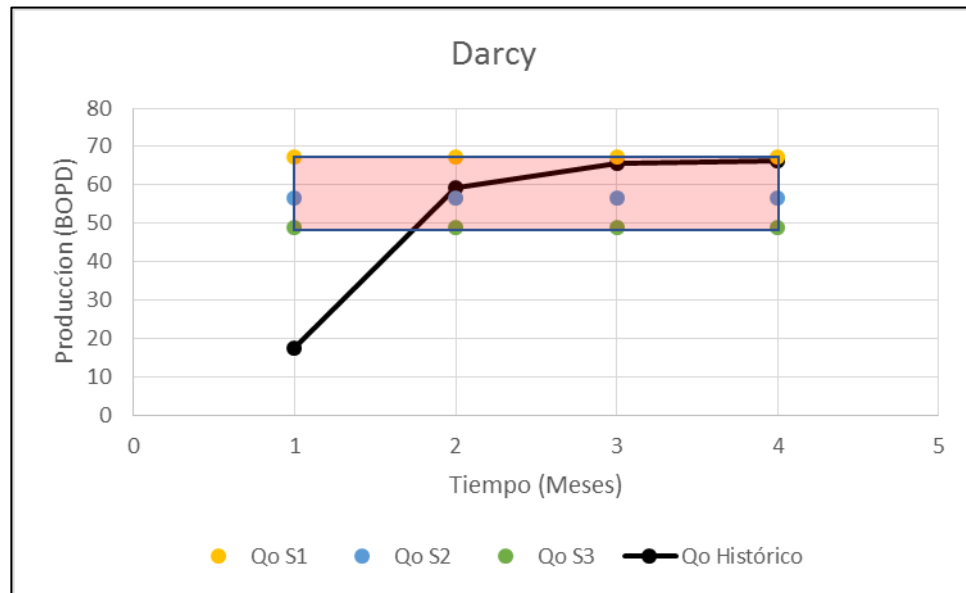
Pozo "A"		Pozo "B"	
Mes	Qo Histórico BOPD	Mes	Qo Histórico BP
1	49,39	1	17,38
2	34,1	2	59,22
3	33,84	3	65,62
4	51,87	4	66,42

Las gráficas 66 y 67 muestran la comparación de los caudales históricos frente a los estimados teniendo en cuenta la sensibilidad respecto al daño.

Gráfica 66. Caudales históricos frente a los estimados para el pozo estudio “A”.



Gráfica 67. Caudales históricos frente a los estimados para el pozo estudio “B”.



La validación de los modelos de saturación de agua para los pozos estudio es correcta, ya que los caudales de producción históricos se encuentran dentro de los rangos de sensibilidad por daño de formación.

7. DETERMINACIÓN DEL INCREMENTO DE VOLUMENES EN SITIO

Debido a que el modelo de saturación de agua no se ha actualizado, se tiene una subestimación del volumen de petróleo en el Bloque 789 del Campo Ermitaño, en este capítulo se mostrará el cálculo del nuevo volumen con el modelo actualizado.

7.1 VOLÚMENES ACTUALES

Según el informe de geología del Campo Ermitaño del 2016 de Ecopetrol, el Bloque 789 posee 193'995.910 barriles de hidrocarburo original en sitio (POES), la metodología empleada en el informe de Ecopetrol está basada en la integración de los modelos estructural, isópaco, petrofísico, sedimentario y la incorporación de la información sísmica existente en los campos, los valores promedio de porosidad y de saturación de agua dados son 21% y 49% respectivamente⁹².

7.2 DETERMINACIÓN DE LOS NUEVOS VOLÚMENES

Con la evaluación y comparación de los diferentes modelos de saturación de agua con los datos de RQI en dos pozos, se seleccionó el modelo planteado por Poupon-Leveaux llamado Indonesia, utilizando la información de los registros de pozo y propiedades petrofísicas Ecopetrol tomó esa información y la extrapola para todos los pozos del Bloque 789, de esos datos se tomó una saturación de agua promedio y un promedio ponderado por espesor de las porosidades de cada pozo para poder hallar una nueva volumetría.

7.2.1 Promedio ponderado por espesor. Debido a que Ecopetrol dispone de valores de porosidad y espesor de la formación para varios pozos del mismo yacimiento, se utilizará la Ecuación 50 para que este valor promedio sea reemplazado en el cálculo del POES.

Ecuación 50. Promedio ponderado por espesor.

$$\phi = \frac{\sum_{i=1}^n \phi_i h_i}{\sum_{i=1}^n h_i}$$

Fuente: ESCOBAR, Freddy. Fundamentos de ingeniería de yacimientos, 1ra ed. Universidad Surcolombiana, 2000, p. 54.

⁹² ECOPETROL S.A. Geología Campo Ermitaño., Op. Cit. 2016.

A continuación, en la Tabla 29 se presentan los valores promedio los cuales se van a reemplazar en la Ecuación 51 para el cálculo del POES.

Tabla 29. Valores promedio para el cálculo del POES del Bloque 789.

Porosidad (fracción)	Swi (fracción)	Espesor (ft)	Área (acres)
0,205	0,46	230	1252

Fuente: Ecopetrol S.A.

7.2.2 Cálculo volumétrico de hidrocarburos. El método volumétrico es un método determinístico para el cálculo de los hidrocarburos originales en sitio, ya sea petróleo, gas, condensado, entre otros; dicho método utiliza valores específicos de algunos parámetros geológicos que caracterizan el yacimiento, los cuales son el área, el espesor, la porosidad de la formación, saturación de agua inicial, factor volumétrico y un factor de conversión de acres-pies a barriles⁹³.

Ecuación 51. Cálculo del petróleo original en sitio.

$$POES = \frac{7758 \times A \times h \times \phi \times (1 - S_{wi})}{B_{oi}}$$

Fuente: VARGAS, Carlos (ANH). Potencial de Hidrocarburos en Colombia. Universidad Nacional de Colombia. Bogotá. 2011, p. 18.

Donde:

- A: Área del reservorio (acres).
- h: Espesor total del reservorio (pies).
- ϕ : Porosidad de la formación (fracción).
- S_w : Saturación de agua (fracción).
- B_{oi} : Factor volumétrico (BY/BN).

⁹³ LA COMUNIDAD PETROLERA. Cálculo volumétrico de hidrocarburos. [En línea] [Citado el 16 de noviembre del 2017] Disponible en: <https://www.lacomunidadpetrolera.com/2009/01/clculo-volumetrico-de-hidrocarburos.html>.

Reemplazando los valores de la Tabla 29 en la Ecuación 51 queda de la siguiente manera:

Ecuación 52. Cálculo volumétrico de hidrocarburos para el Bloque 789.

$$POES = \frac{7758 \times 1252 \text{ acres} \times 230 \text{ pies} \times 0,205 \times (1 - 0,46)}{1,08 \frac{BY}{BN}}$$
$$= 228'984.352 \text{ Bbl}$$

7.3 DETERMINACIÓN DEL VOLUMEN INCREMENTAL

7.3.1 Factor de recobro. Se refiere a la cantidad recuperable de hidrocarburos existente en el lugar, normalmente se expresa en porcentaje, se encuentra en función del mecanismo de desplazamiento⁹⁴, según lo presentado en el informe⁹⁵ por Ecopetrol, el mecanismo de producción de la formación corresponde a gas en solución, este se refiere a que si la presión disminuye hasta en punto de burbuja, el gas disuelto en el petróleo comenzará a separarse quedando como gas libre, como este gas es más compresible que el petróleo, la presión declinará suavemente; el factor de recobro para este tipo de empuje se encuentra en el orden del 5 al 20%⁹⁶.

7.3.2 Volumen incremental. El resultado de la Ecuación 53 deriva en un aumento en el POES de 34'988.441 barriles, debido al factor de recobro del yacimiento del 10%, de esos 34 millones de barriles solo se podrán recuperar 3'498.844 barriles, para la extracción de dicho volumen de crudo se plantea una campaña de perforación de 24 pozos.

⁹⁴ SCHLUMBERGER. Factor de recuperación. En: Oilfield Glossary. [En línea] [Citado el 18 de noviembre del 2017] Disponible en: http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/r/recovery_factor.aspx.

⁹⁵ ECOPETROL S.A. Plan de Desarrollo Campo Ermitaño Cuenca Valle Medio del Magdalena, Op. Cit. p. 29.

⁹⁶ PARIS DE FERRER, Magdalena. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Maracaibo, 2009. p. 46.

Ecuación 53. Determinación del volumen incremental para el Bloque 789.

$$\begin{aligned} \text{Vol incremental} &= (\text{Nueva volumetría} - \text{Vol actual}) \times FR \\ &= (228'984.352 - 193'995.910) \times 0,1 \\ &= 3'498.844 \text{ Bbl} \end{aligned}$$

Donde:

Vol. incremental: Volumen incremental (Bbl).
Nueva volumetría: Nueva volumetría (Bbl).
Vol. Actual: Volumen actual (Bbl).
FR: Factor de recobro (fracción).

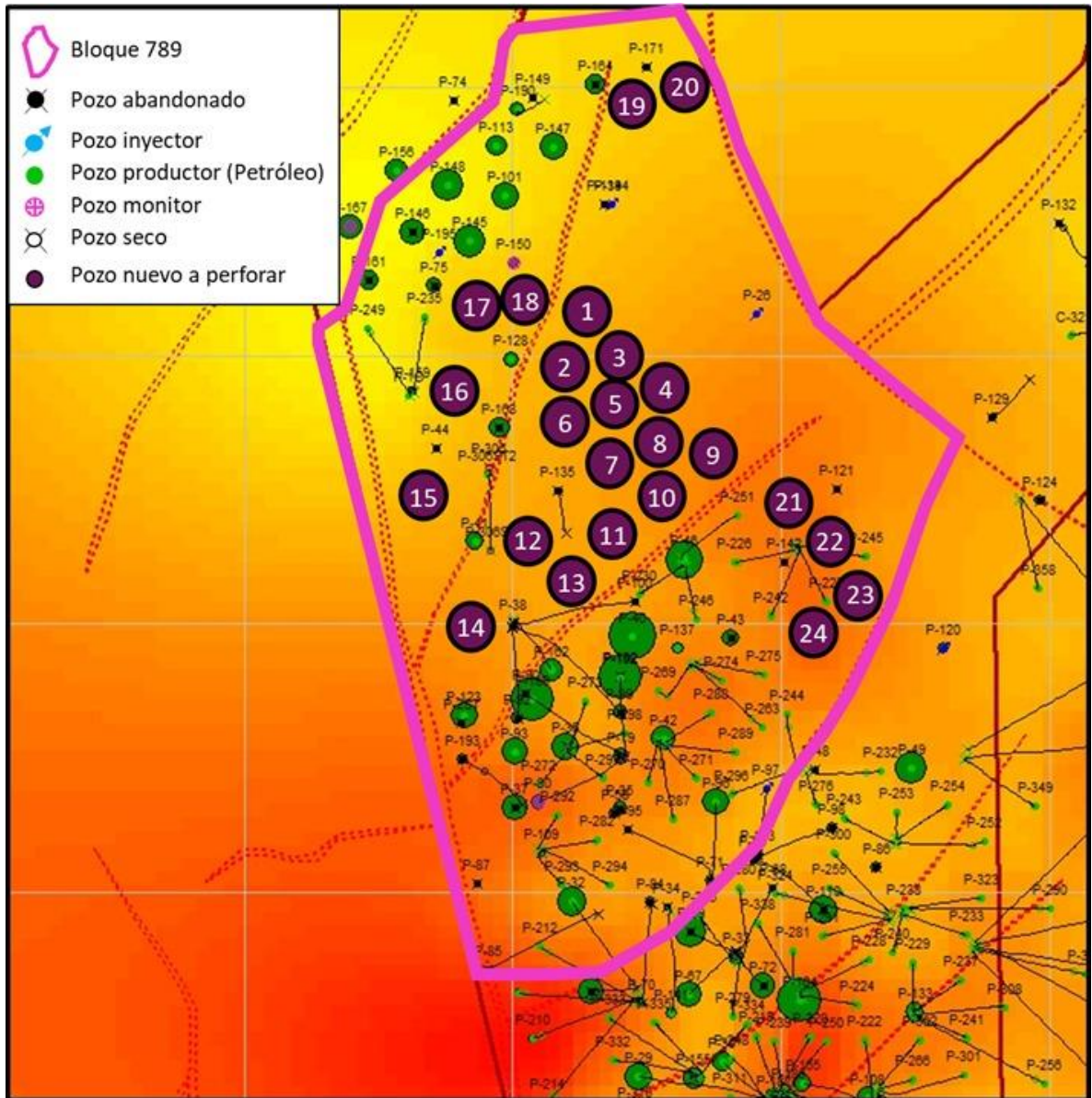
8. ANÁLISIS FINANCIERO

El Campo Ermitaño es un campo maduro con más de 60 años de producción, se tiene una desactualización del modelo de saturación de agua dando como resultado la subestimación de las reservas de crudo presentes en el campo, es por esto que se evaluaron otros modelos de saturación de agua de los cuales se seleccionó el que mejor se ajustaba a los datos obtenidos por RQI, de acuerdo a la investigación mostrada en los capítulos anteriores se pudo determinar un incremento del POES (petróleo original en sitio) con respecto al calculado mediante el modelo anterior, dicho aumento se traduce en área prospectiva la cual se puede aprovechar mediante la perforación de nuevos pozos, generando así ingresos a Ecopetrol mediante la producción incremental generada por estos.

Para llevar a cabo la evaluación financiera del proyecto se hará desde el punto de vista de una compañía operadora y se utilizará el indicador financiero del Valor Presente Neto (VPN); como unidad monetaria de valor constante el Dólar estadounidense (USD), el horizonte de tiempo definido es de doce (12) años, con periodos anuales, junto con una tasa de interés de oportunidad (TIO) establecida por Ecopetrol de 10% anual, adicionalmente se desarrollará un análisis de los costos de inversión (CAPEX), costos de operación (OPEX) y los ingresos.

En la Figura 14 se muestra el Bloque 789 del Campo Ermitaño con los pozos perforados, tanto inyectoros como productores, pozos abandonados, pozos secos, pozos monitor y los posibles pozos a perforar. Según el área proporcionada por Ecopetrol y teniendo como base un radio de drenaje de 5 acres, se propuso la perforación de 24 pozos, los cuales se ubicaron a una distancia prudente de los pozos inyectoros, ya que si se encuentran muy cerca de estos el corte de agua sería muy alto en un periodo corto de tiempo, adicionalmente se tuvo en cuenta que ningún pozo estuviera superpuesto con respecto a otro respetando el radio de drenaje de cada uno de ellos.

Figura 14. Perforación de pozos nuevos para el Bloque 789.



Fuente: Ecopetrol S.A. Modificado por los autores.

8.1 ANÁLISIS DE COSTOS DE INVERSIÓN (CAPEX)

Como su nombre lo indica, son los gastos de una empresa que se realizan con el propósito de mejorar los bienes de capital o activos físicos, por lo tanto, se puede definir el CAPEX en el caso de una compañía operadora como “una serie de inversiones que se realizan en los diferentes equipos e instalaciones con el fin tanto de mantener como de aumentar los niveles de la producción”⁹⁷.

La compañía pretende perforar 24 pozos para la extracción del volumen incremental generado a partir del análisis del presente proyecto de grado, para poder asumir los nuevos volúmenes de petróleo se debe tener en cuenta una inversión para facilidades de producción para los primeros 14 pozos (Figura 14), los cuales se encuentran muy alejados de las facilidades actuales del Bloque 789. Para los demás pozos se generarán conexiones directas a las facilidades ya existentes, puesto que estas poseen la capacidad para recibir el fluido incremental producido.

En la Tabla 30 se muestran los costos asociados a la perforación de un (1) pozo:

Tabla 30. Costos asociados a la perforación de un pozo.

Actividad	Costo
Alquiler del taladro de perforación	US\$ 1'322.000
Movilización y desarme del taladro	
Brocas	
Fluidos de perforación y completamiento	
Tubería de perforación	
Tratamiento para control de sólidos	
Registros de pozo	
Revestimientos	
Cementación	
Tubería de producción	
Accesorios	

Fuente: Ecopetrol S.A.

⁹⁷ AMENDOLA. Luis; DEPOOL. Tibaire y CASTILLO. María. Impacto de los CAPEX y OPEX en la gestión de activos. [En línea] [Citado el 28 de octubre del 2017] Disponible en: <https://es.linkedin.com/pulse/impacto-de-los-capex-y-opex-en-la-gesti%C3%B3n-activos-amendola>.

Los costos asociados a la construcción de las nuevas facilidades de los primeros 14 pozos y las conexiones a las facilidades existentes de los pozos restantes se presentan en la Tabla 31.

Tabla 31. Costos asociados a la construcción de las nuevas facilidades y las conexiones a las facilidades ya existentes.

Actividad	Costo
Tuberías de conexión directa a facilidades	US\$ 1'875.000
Tuberías de flujo	
Bombas de transferencia	
Separadores	
FWKO (Free water knock out)	
Tanque de lavado	
Tanques de almacenamiento	
TEA	
Planta de tratamiento de agua	

Fuente: Ecopetrol S.A.

En la Tabla 32 se presentan otros costos que surgen en la planeación de la perforación de nuevos pozos.

Tabla 32. Otros costos.

Actividad	Costo
Instalaciones de apoyo	US\$ 1'582.000
Campamento	
Generadores de energía	
Seguridad	
Comunicaciones	
Adecuación de vías	

Fuente: Ecopetrol S.A.

La Tabla 32 muestra el total de los “otros costos” de los 24 pozos a perforar, especificando el costo promedio por pozo igual a USD\$ 58.592,59.

En la Tabla 33 se indica la cantidad de pozos a perforar durante la campaña de perforación en el Bloque 789 del Campo Ermitaño.

Tabla 33. Número de pozos perforados por periodo durante la campaña de perforación.

Periodo	Número de pozos
0	12
1	12
Total	24

Fuente: Ecopetrol S.A.

El resumen de los costos de inversión se presenta en la Tabla 34.

Tabla 34. Costos de inversión.

Periodo (año)	Costo perforación de un pozo (USD)	Número de pozos	Total pozos	Facilidades	Otros costos	Costo Total (USD)
0	\$ -	-	\$ -	\$ 1.875.000	\$ 1.582.000	\$ 3.457.000
1	\$1.322.000	12	\$ 15.864.000	\$ -	\$ -	\$ 15.864.000
2	\$ 1.322.000	12	\$ 15.864.000	\$ -	\$ -	\$ 15.864.000

8.2 ANÁLISIS DE COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX)

El OPEX se define como “los costos asociados al mantenimiento de los equipos, incluyendo tanto los costos de consumibles y otros costos necesarios para llevar a cabo la actividad, así como otras partidas a las que la empresa debe hacer frente al margen de su producción, como pueden ser las nóminas o los impuestos”⁹⁸.

8.2.1 Costo de producción (lifting cost). Representa los costos directos de extracción, recolección, tratamiento, almacenamiento, fiscalización hasta que llega al comprador final y los costos mínimos de mantenimiento⁹⁹. Ecopetrol proporcionó el valor del “lifting cost” correspondiente a USD\$ 9 por barril de fluido total producido.

Teniendo en cuenta que se presenta una nueva producción como resultado de la inversión en la campaña de perforación de los 24 pozos, se considera esta producción como producción incremental, en la Tabla 35 y 36 se denota dicha producción en barriles tanto de petróleo como de fluido producido.

⁹⁸ AMENDOLA. Luis, et al. Op. cit. <https://es.linkedin.com/pulse/impacto-de-los-capex-y-opex-en-la-gesti%C3%B3n-activos-amendola>.

⁹⁹ VELASCO. Luis, Costos de los combustibles en Colombia. [En línea] [Citado el 31 de octubre del 2017] Disponible en: <http://aditt.org/~biosistemas/aditt.org/images/pdf/presentaciones-congreso-2012/1.costos-de-los-combustibles-en-colombia.pdf>.

Tabla 35. Producción incremental de fluido.

Periodo (año)	Producción incremental de fluido anual (bbl)
1	128.700
2	366.300
3	475.200
4	475.200
5	475.200
6	475.200
7	475.200
8	475.200
9	475.200
10	475.200
11	475.200
12	475.200

Tabla 36. Producción incremental de petróleo.

Periodo (año)	Producción incremental de petróleo anual (bbl)
1	101.552
2	274.175
3	325.726
4	288.893
5	256.225
6	227.251
7	201.554
8	178.762
9	158.548
10	140.619
11	124.718
12	110.615

A continuación, se presentan los costos de operación.

Tabla 37. Costos de operación.

Periodo (año)	Lifting cost (USD/bbl)	Producción incremental barriles de fluido (Bbl)	Costo total (USD)
1	9	128.700	\$ 1.158.300
2	9	366.300	\$ 3.296.700
3	9	475.200	\$ 4.276.800
4	9	475.200	\$ 4.276.800
5	9	475.200	\$ 4.276.800
6	9	475.200	\$ 4.276.800
7	9	475.200	\$ 4.276.800
8	9	475.200	\$ 4.276.800
9	9	475.200	\$ 4.276.800
10	9	475.200	\$ 4.276.800
11	9	475.200	\$ 4.276.800
12	9	475.200	\$ 4.276.800

8.3 ANÁLISIS DE INGRESOS

Corresponde al dinero que entra a la empresa por la venta de la producción incremental del crudo, se tomó como precio de referencia el valor del petróleo Brent, para efectos del análisis financiero Ecopetrol determinó el precio final de venta por barril de petróleo de USD\$ 45 después de haber descontado el ajuste por transporte y por calidad.

8.3.1 Regalías. “Son la contraprestación económica a favor del Estado por la explotación de recursos no renovables, como petróleo y gas, que se le otorgan a departamentos y municipios en cuyo territorio se adelantan explotaciones, y a los puertos por donde se transportan dichos recursos”¹⁰⁰. La Ley 141 de 1994 en el capítulo III parágrafo 3 establece un valor de regalías para producción incremental del 8%, por consiguiente, se tomará ese valor de referencia para los cálculos pertinentes.

¹⁰⁰ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH), Operaciones Regalías y Participaciones [En línea] [Citado el 02 de noviembre del 2017] Disponible en: <http://www.anh.gov.co/Operaciones-Regalias-y-Participaciones/Regalias/Paginas/default.aspx>.

Tabla 38. Producción neta.

Periodo (año)	Producción incremental petróleo anual	Regalías (8%)	Producción neta (Bbl)
1	101.552	8.124	93.428
2	274.175	21.934	252.241
3	325.726	26.058	299.668
4	288.893	23.111	265.781
5	256.225	20.498	235.727
6	227.251	18.180	209.071
7	201.554	16.124	185.429
8	178.762	14.301	164.461
9	158.548	12.684	145.864
10	140.619	11.250	129.370
11	124.718	9.977	114.741
12	110.615	8.849	101.766

Tabla 39. Ingresos.

Periodo (año)	Producción neta (bbl)	Precio de venta (USD/bbl)	Ingresos totales (USD)
1	93.428	\$45	\$4.204.258
2	252.241	\$45	\$11.350.845
3	299.668	\$45	\$13.485.043
4	265.781	\$45	\$11.960.160
5	235.727	\$45	\$10.607.710
6	209.071	\$45	\$9.408.195
7	185.429	\$45	\$8.344.320
8	164.461	\$45	\$7.400.748
9	145.864	\$45	\$6.563.875
10	129.370	\$45	\$5.821.635
11	114.741	\$45	\$5.163.327
12	101.766	\$45	\$4.579.460

8.4 EVALUACIÓN FINANCIERA

Este capítulo tiene como propósito evaluar la viabilidad financiera de la perforación de nuevos pozos que permitan la extracción de los nuevos volúmenes en sitio, mediante el indicador financiero Valor Presente Neto (VPN).

8.4.1 Valor Presente Neto (VPN). Según Baca Urbina¹⁰¹ significa traer del futuro al presente cantidades monetarias a su valor equivalente, el cual permite determinar ganancias o pérdidas de un proyecto de inversión utilizando una tasa de descuento (TIO) en un periodo determinado, para calcularlo se debe trasladar los flujos de los años futuros al tiempo presente y restar la inversión inicial, los flujos se descuentan a una tasa de interés de oportunidad, de acuerdo con la siguiente fórmula:

Ecuación 54. Valor Presente Neto (VPN).

$$VPN(i) = -P + \frac{FNE_1}{(1+i)^1} + \frac{FNE_2}{(1+i)^2} + \dots + \frac{FNE_n}{(1+i)^n}$$

Fuente: BACA, Gabriel. Fundamentos de ingeniería económica. 4ta edición. México: McGraw-Hill, 2007. p. 90.

Donde:

FNE = Flujo neto de efectivo del periodo n .

P = Inversión inicial en el año cero.

i = tasa de referencia que corresponde a la TIO.

Los criterios para el resultado del VPN son:

- Si el $VPN < 0$ el proyecto no cumple con las expectativas del inversionista.
- Si el $VPN > 0$ el proyecto es atractivo para el inversionista porque le ofrece una ganancia extraordinaria adicional a la TIO.
- Si el $VPN = 0$ el proyecto es indiferente financieramente para el inversionista.

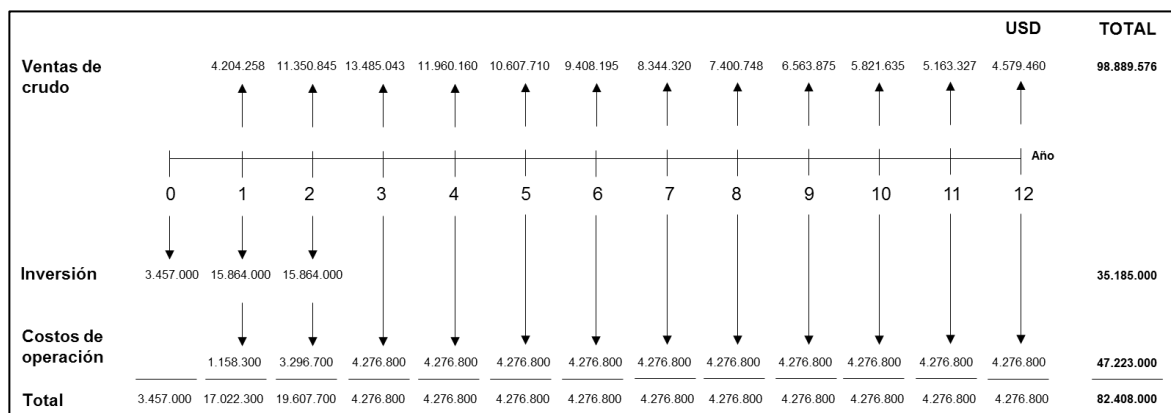
¹⁰¹ BACA, Gabriel. Fundamentos de ingeniería económica. 4ta edición. México: McGraw-Hill, 2007. p. 89-90.

8.4.2 Tasa de interés de oportunidad (TIO). Es la tasa mínima que se utiliza para determinar el valor actual neto de los flujos futuros de caja del proyecto y es la rentabilidad mínima que se le debe exigir para tomar la decisión de invertir en un proyecto, es la tasa que el inversionista espera recuperar¹⁰²; Ecopetrol para esta evaluación financiera fijó una TIO del 10% anual.

8.5 FLUJOS DE EFECTIVO

A continuación, se presentan los flujos de efectivo, los cuales son una representación gráfica en periodos iguales de los egresos e ingresos del proyecto. En la Figura 15 se muestra el flujo de efectivo para la producción incremental en los 12 años proyectados, los ingresos corresponden a las ventas de crudo y los egresos se refieren a los costos de operación y la inversión.

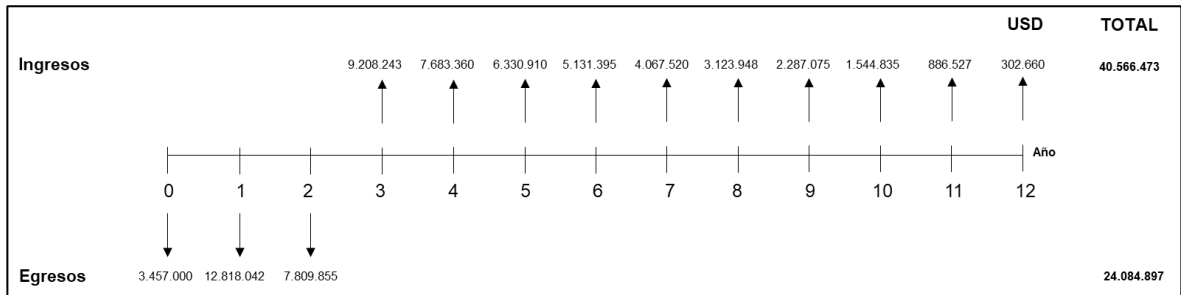
Figura 15. Flujo de efectivo.



En la Figura 16 se presenta el flujo neto de efectivo, el cual se obtuvo restando el valor de las ventas de crudo y el total de los egresos generados en cada periodo.

¹⁰² Anónimo. Finanzas Internacionales. [En línea] [Citado el 02 de noviembre del 2017] Disponible en: <http://manejatusfinanzas.blogspot.com.co/p/evaluacion-de-la-inversion.html>.

Figura 16. Flujo neto de efectivo.



A continuación, se muestra el desarrollo matemático de la ecuación del Valor Presente Neto para el presente proyecto.

Ecuación 55. Desarrollo matemático de la ecuación del Valor Presente Neto.

$$\begin{aligned}
 VPN(0,10) &= -3'457.000 + \frac{-12'818.042}{(1+0,10)^1} + \frac{-7'809.855}{(1+0,10)^2} + \frac{9'208.243}{(1+0,10)^3} \\
 &+ \frac{7'683.360}{(1+0,10)^4} + \frac{6'330.910}{(1+0,10)^5} + \frac{5'131.395}{(1+0,10)^6} + \frac{4'067.520}{(1+0,10)^7} \\
 &+ \frac{3'123.948}{(1+0,10)^8} + \frac{2'287.075}{(1+0,10)^9} + \frac{1'544.835}{(1+0,10)^{10}} + \frac{886.527}{(1+0,10)^{11}} \\
 &+ \frac{302.660}{(1+0,10)^{12}} \\
 &= \mathbf{2'946.801}
 \end{aligned}$$

8.6 CONCLUSIÓN DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA

Desde el punto de vista financiero la opción de la campaña de perforación de los 24 pozos en los próximos 12 años para la extracción de los volúmenes incrementales de petróleo derivada del análisis para la actualización del modelo de saturación de agua para el Bloque 789 del Campo Ermitaño del presente proyecto, es atractivo para la compañía, ya que le ofrece una ganancia extraordinaria a dólares de hoy de \$ 2'946.801, adicionales a la TIO.

9. CONCLUSIONES

- El Campo Ermitaño del Valle Medio del Magdalena, es un campo maduro, aún activo y en producción, del cual se han explotado las formaciones Colorado y Mugrosa durante 60 años, las secciones del Cretáceo inferior al Eoceno no se encuentran en la columna litostática de los pozos, por lo tanto, las formaciones que se ubican por encima de las productoras no se consideran prospectivas debido a que se encuentran saturadas en agua.
- El desarrollo del modelo petrofísico permitió conocer las características principales de los tipos de roca presentes en los pozos estudio mediante la aplicación, tanto de modelos matemáticos teóricos, como de la información de registros de pozo; la obtención de un modelo de regresión multilínea permite determinar valores de permeabilidad con un error del 2% en comparación a los datos de laboratorio.
- El tipo de roca con la mejor clasificación es RT5, la cual presenta radios de garganta entre 0.5 – 10.5 μm , lo que determina un aporte significativo a la capacidad de almacenamiento al tener gargantas porales promedio más grandes que el peor tipo de roca (RT1) que presenta radios de garganta entre 0.01 -0.40 μm .
- La agrupación de las curvas de presión capilar en un sistema de drenaje permite seleccionar una curva representativa por tipo de roca con el propósito de determinar una saturación de agua irreducible, dando como resultado una diferencia del 14% entre RT5 y RT1.
- La acotación de las curvas de presión capilar por medio de los valores de S_{or} y S_{wi} permite obtener el modelo de imbibición para cada uno de los tipos de roca, la diferencia entre S_{wi} y $(1 - S_{or})$ obtenida es de 64,6% para RT5, 63,4% para RT4 y de 38,54% para RT3.
- La determinación del modelo de saturación de agua por HPMI para los pozos estudio estima valores de saturación de agua irreducible entre 15% a 33% para el Pozo "A" y de 8% a 33% para el Pozo "B".
- La superposición de cada uno de los modelos de saturación de agua evaluados y el análisis de los datos obtenidos por RQI arrojó que el mejor ajuste del modelo de saturación de agua para los dos pozos estudio es el de Indonesia.

- La estimación de los caudales de producción por medio de la ecuación de Darcy permite validar el nuevo modelo de saturación de agua al tener un error de 5 a 10 BOPD frente a los caudales históricos de los primeros cuatro meses de los pozos estudio.
- Con la aplicación del nuevo modelo de saturación de agua (Indonesia) se demostró que el POES del modelo anterior se encuentra subestimado en 34'988.441 barriles, teniendo en cuenta que el factor de recobro del yacimiento es del 10% se tiene un volumen adicional recuperable de 3'498.844 bbl.
- El análisis probabilístico de las variables m y a permite determinar que el escenario más probable corresponde a una saturación de agua residual del 46%, dando como diferencia aproximadamente 2'000.000 de barriles de reservas recuperables entre los escenarios pesimista y optimista calculados.
- A partir de la evaluación financiera se estableció que la opción de la campaña de perforación de los 24 pozos en los próximos 12 años para la extracción de los volúmenes incrementales de petróleo derivada del análisis para la actualización del modelo de saturación de agua para el Bloque 789 del Campo Ermitaño del presente proyecto, es atractivo para la compañía, ya que le ofrece una ganancia extraordinaria a dólares de hoy de \$ 2'946.801, adicionales a la TIO.

10.RECOMENDACIONES

- Utilizar la longitud completa del pozo para el estudio petrofísico y el análisis HPMI para el Pozo “B”, al no encontrarse la totalidad de la columna en los registros de pozo.
- Tomar corazones completos de los nuevos pozos perforados en el bloque 789 con el fin de realizar una validación de los parámetros petrofísicos m y n .
- Evaluar la historia de presiones de cada uno de los pozos estudio para realizar la validación de los modelos de saturación de agua con la historia de producción completa del pozo.
- Realizar el cambio de las curvas de un sistema de drenaje a uno de imbibición con un piloto de inyección de agua, ya que ahí se evidenciaría el comportamiento del yacimiento en imbibición.
- Evaluar los modelos de saturación de agua de Waxman & Smits y el de Doble agua en los pozos estudio, cuando se tengan las muestras de corazones y se les realicen las pruebas de laboratorio pertinentes para la obtención de los valores del intercambio catiónico de arcillas (CEC), con el fin de tener un análisis más profundo para la elección del modelo de saturación de agua.
- Realizar el análisis financiero con otras alternativas para la recuperación de los volúmenes incrementales.
- Determinar el factor de daño real para cada pozo estudio, determinando caudales exactos y no plantear escenarios de sensibilidades.

BIBLIOGRAFÍA

ABDALLAH, Wales. BUCKLEY, Jill. CARNEGIE, Andrew. et al. Los fundamentos de la mojabilidad. En: Oilfield Review Schlumberger. Enero, 2007. Vol. 19, p. 48.

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH), Operaciones Regalías y Participaciones [En línea] [Citado el 02 de noviembre del 2017] Disponible en: <http://www.anh.gov.co/Operaciones-Regalias-y-Participaciones/Regalias/Paginas/default.aspx>.

AMENDOLA. Luis; DEPOOL. Tibaire y CASTILLO. María. Impacto de los CAPEX y OPEX en la gestión de activos. [En línea] [Citado el 28 de octubre del 2017] Disponible en: <https://es.linkedin.com/pulse/impacto-de-los-capex-y-opex-en-la-gesti%C3%B3n-activos-amendola>.

ARCHIE, Gustavus. The Electrical Resistivity Log as an Aid in Determining Some Reservoir Characteristics. Petroleum Transactions. Diciembre, 1942. Vol. 146. Society of Petroleum Engineers. SPE-942054-G, p. 54-62.

ARDILA, Maryuri. ARENAS y Félix. Metodología para el análisis e interpretación de resultados de laboratorio de análisis petrofísicos de la Escuela de Ingeniería de Petróleos. Tesis de grado (Ingeniero de Petróleos). Bucaramanga: Universidad industrial de Santander. Facultad de ingenierías fisicoquímicas, 2010. p. 81.

AVENDAÑO, Jonathan. Análisis de modelos petrofísicos para formaciones clásticas. Tesis de grado (Ingeniero Geofísico). Ciudad de México: Instituto Politécnico Nacional. 2015, p. 64.

BACA, Gabriel. Fundamentos de ingeniería económica. 4ta edición. México: McGraw-Hill, 2007. p. 89-90.

BROOKS. R.H. y COREY. A.T. Hydraulic Properties of porous media. Colorado: Colorado State University. Hidrology papers. no.5. 1994. p. 4-6.

BUENEKE, Aurelio. Proyecto de evaluación de un yacimiento de gas mediante fracturación hidráulica. Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Minas y Energía, 2013. p. 33.

CASTELLANOS, Diego. Técnicas para determinar la distribución de la saturación de aceite remanente durante el periodo de producción primaria de un yacimiento. Tesis de grado (Ingeniero de petróleo). Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías fisicoquímicas, 2008. p. 32-34.

CHAJID, Edgar; CAMARGO, Jorge y AMAYA, María del Pilar. Desarrollo de una Metodología para Análisis Petrofísico de Registros de Pozo Perforados Adyacentes a un Bloque Exploratorio de Trayectoria Oil & Gas en la Cuenca Llanos Orientales. Revista Ingeniería y Región, 2011, no. 8. p. 9.

CHEN, X; KUANG, L.C y SUN, Z.C. Archie Parameter Determination by Analysis of Saturation Data. Oiso, Japón: 43rd Annual Logging Symposium. Marzo-Abril, 2002. Vol. 43. Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts. SPWLA-2002-v43n2a4, p. 104.

CIVAN. Faruk. Reservoir formation damage. Fundamentals, Modeling, Assessment, and Mitigation. Gulf Professional Publishing. 2da Edición. Estados Unidos. 2007. p. 129.

CRAIN. Petrophysical Handbook. Capilar pressure basics [En línea] [Citado el 23 de septiembre de 2017] Disponible en: <https://www.spec2000.net/09-cappres.htm>.

CROTTI. Marcelo. INLAB. Obtención de curvas de presión capilar – Método de la membrana semi-permeable. Soluciones integrales para la ingeniería de reservorio. 2003. [En línea] [Citado el 16 de agosto del 2017] Disponible en: <http://www.inlab.com.ar/Membrana.htm>.

_____. Marcelo. Obtención de curvas de presión capilar - Método de inyección de mercurio. Soluciones integrales para la ingeniería de reservorio. 2003. [En línea] [Citado el 16 de agosto del 2017] Disponible en: http://www.inlab.com.ar/Pc_Hg.htm.

_____. Marcelo. Promedios de curvas de permeabilidades relativas. INLAB. 2002. [En Línea] [Citado el 22 de abril del 2017] Disponible en: http://www.inlab.com.ar/Prom_Curv_KR_1.htm.

DE PORTA, J. Léxico Estratigráfico internacional. Volumen V, fascículo 4b. Paris: Centre National de la Recherche Scientifique, 1974. p. 327 - 328.

DESBRANDES, Robert. Encyclopedia of well logging. Paris: Springer Netherlands. Institut français du petrol publications, 1985. p. 152-153.

ECOPETROL, S. A. Geología Campo Ermitaño. Bogotá D.C. 2016.

_____. Informe Anual de Yacimientos Campo Ermitaño, Bogotá D.C. 2015.

_____. S.A. Informe bombeo electrosumergible para el Campo Ermitaño, Bogotá D.C. 2016.

_____. S.A. Informe de Corazonamientos para el Campo Ermitaño. Bogotá D.C. 2013.

_____. S.A. Informe de Fluidos para el Campo Ermitaño. Bogotá D.C. 2015.

_____. Plan de Desarrollo Campo Ermitaño Cuenca Valle Medio del Magdalena. Bogotá D.C, 2010. p. 159.

ESCOBAR, Freddy. Fundamentos de la ingeniería de yacimientos. Primera edición. Neiva: Universidad Surcolombiana, 2008. p. 48-49.

ETNYRE, Lee. COMPARATIVE PERFORMANCE OF A DUAL WATER MODEL EQUATION IN LAMINAR SHALY SANDS. Texas: 34TH Annual Logging Symposium. Junio, 1993. Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts. SPWLA-1993-I, p. 13-14.

EVENICK, Jonathan. Introduction to Well Logs & Subsurface Maps. Estados Unidos: PennWell Corp. 2008. p. 21.

FAKHRY A. Assaad. Field Methods for Petroleum Geologists: A Guide to Computerized Correlation Charts Application in North Africa. Estados Unidos. 2009, p. 45.

Finanzas Internacionales. [En línea] [Citado el 02 de noviembre del 2017] Disponible en: <http://manejatusfinanzas.blogspot.com.co/p/evaluacion-de-la-inversion.html>.

GEOTECNOLOGIA Ltda, Documento de diagnóstico amenazas de inundación y erosión en el Rio de Oro. Santander. Mayo 2005. p. 4-6.

GUYOD, H. Fundamental Data for the Interpretation of Electric Logs. The Oil Weekly. Octubre, 1944, no. 38. p. 21-27.

HARTMANN. D y BEAUMONT. E. Predicting Reservoir System Quality and Performance. En: Treatise of Petroleum Geology / Handbook of Petroleum Geology: Exploring for Oil and Gas Traps. 2012.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Referencias bibliográficas. Contenido, forma y estructura. NTC 5613. Bogotá D.C.: El instituto, 2008. p.33. c.

_____. Documentación. Presentación de tesis, trabajos de grado y otros trabajos de investigación. NTC 1486. Bogotá D.C.: El instituto, 2008. p.36.

_____. Referencias documentales para fuentes de información electrónicas. NTC 4490. Bogotá D.C.: El instituto, 1998. p.23.

JAGUAR, Guillermo. Mojabilidad. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. 2012. p. 2.

JULIVERT, M. Léxico Estratigráfico internacional. Volumen V, fascículo 4a. Paris: Centre National de la Recherche Scientifique, 1968. p. 255 - 263.

KNÖDEL, Klaus; LANGE, Gerhard y VOIGT, Hans-Jürgen. Environmental Geology: Handbook of field methods and case studies. Berlín: Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2007. p. 462-471.

LA COMUNIDAD PETROLERA. Cálculo volumétrico de hidrocarburos. [En línea] [Citado el 16 de noviembre del 2017] Disponible en: <https://www.lacomunidadpetrolera.com/2009/01/clculo-volumetrico-de-hidrocarburos.html>.

LANZA, Ernesto y RAMIREZ, Luis. DETERMINACIÓN DE PETROFACIES Y UNIDADES DE FLUJO EN LA SECCIÓN CRETÁCICA DEL CAMPO EL FURRIAL, CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA. Trabajo de grado (Ingeniero Geólogo). Caracas: Universidad Central de Venezuela. 2007, p. 38-41.

LEÓN, Ruddy. Métodos para evaluar formaciones arcillosas. [En línea] [Citado el 28 de septiembre del 2017] Disponible en: <https://es.scribd.com/doc/102686914/Metodos-para-evaluar-formaciones-no-limpias>.

LI. Kewen y HORNE. Roland. Universal capillary pressure and relative permeability model from fractal characterization of rock. Stanford Geothermal Program. Stanford University. Estados Unidos. p. 3.

MADRID, Marcelo. Curvas de permeabilidades relativas Parte I: Introducción. Portal del petróleo. 2012. [En línea] [Citado el 25 de abril del 2017] Disponible en: <http://www.portaldelpetroleo.com/2012/12/curvas-de-permeabilidad-relativa-parte.html>.

MOJICA, J. y FRANCO, R. Estructura y Evolución Tectónica del Valle Medio y Superior del Magdalena. Geología Colombiana no. 17. Bogotá D.C. 1990, p. 56.

MONTERO, Roberto. Modelos de regresión lineal múltiple. Universidad de Granada. p. 4. [En línea] [Citado el 26 de agosto de 2017] Disponible en: http://www.ugr.es/~montero/matematicas/regresion_lineal.pdf.

NELSON, Philip. Permeability-Porosity relationship in sedimentary rocks. U.S. Geological Survey, Vol. 35. Colorado. Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts. SPWLA-1994-v35n3a4, 1994. p. 57.

OHEN, Henry. CAPILLARY PRESSURE AND RELATIVE PERMEABILITY: ROCK-FLUID PROPERTIES FOR RESERVOIR DESCRIPTION. Diapositiva 73.

OSORIO, Erick. MODELADO PETROFÍSICO 3-D UTILIZANDO REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZOS Y GEOESTADÍSTICA. Trabajo de grado (Ingeniero geofísico). Ciudad de México: Instituto Politécnico Nacional. Facultad de ingeniería, 2012, p. 48.

PARIS DE FERRER, Magdalena. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Maracaibo, 2009. p. 46.

PEREZ. Leonel. Mathematical Solution proposed HPMI. Ecopetrol S.A. 2016.

Petroblogger. Reservoir quality index RQI. 2006 [En línea] [Citado el 21 de septiembre del 2017] Disponible en: <http://www.ingenieriadepetroleo.com/reservoir-quality-index-rqi/>.

PURCELL. W. R. Capillary Pressure - Their Measurement Using Mercury and the Calculation of Permeability Therefrom, Trans. AIME, 1949. Vol. 146. Society of Petroleum Engineers. SPE-949039-G, p. 39-48.

Regresión lineal múltiple. [En línea] [Citado el 21 de septiembre del 2017]. Disponible en: http://web.uam.es/personal_pdi/ciencias/cifus/biologia/metodos/ME4.pdf.

SALAZAR, Giovanni. CONSTRUCCIÓN DEL MODELO DE SATURACIÓN DE AGUA DE UN YACIMIENTO DE CRUDO PESADO EN LA FORMACIÓN MIRADOR CON AGUA DE FORMACIÓN DULCE. Trabajo de grado (Maestría en Ingeniería de Petróleos). Medellín: Universidad Nacional de Colombia. Facultad de Minas, Departamento de procesos y Energía, 2016, p. 24-25.

SÁNCHEZ, Alfredo. Comportamiento de la permeabilidad en núcleos naturalmente fracturados. Tesis de grado (Ingeniero de petróleo). Ciudad de México: Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de Ingeniería, 2010. p. 8-9.

SÁNCHEZ, Carlos. EVOLUCIÓN DE LOS REGISTROS DE RESISTIVIDAD Y SU APLICACIÓN EN LA ESTIMACIÓN DE LA SATURACIÓN DE FLUIDOS (AGUA E HIDROCARBUROS). Trabajo de grado (Ingeniero de Petróleos). Ciudad de México: Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de ingeniería, 2012, p. 74-75.

SÁNCHEZ Javier. Ley de Darcy Conductividad hidráulica. España: Universidad Salamanca. p. 1-2. [En línea] [Citado el 20 de noviembre del 2017] Disponible en: http://hidrologia.usal.es/temas/Ley_Darcy.pdf.

SCHLUMBERGER. Agua Irreducible. En: Oilfield Glossary. [En línea] [Citado el 20 de octubre de 2017] Disponible en: http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/i/irreducible_water.aspx.

_____. Bomba eléctrica sumergible. En: Oilfield Glossary. [En línea] [Citado el 06 de febrero de 2018] Disponible en: http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/e/electric_submersible_pump.aspx.

_____. Factor de recuperación. En: Oilfield Glossary. [En línea] [Citado el 18 de noviembre del 2017] Disponible en: http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/r/recovery_factor.aspx.

_____. Gradiente de Presión. En: Oilfield Glossary en español. [En línea] [Citado el 01 de septiembre]. Disponible en: http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/p/pressure_gradient.aspx.

_____. Permeabilidad. En: Oilfield Glosary [En línea] [Citado el 08 de octubre]. Disponible en: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/p/permeability.aspx?p=1>. Autores.

_____. Permeabilidad relativa. En: Oilfield Glossary. [En Línea] [Citado el 12 de marzo del 2017] Disponible en: http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/r/relative_permeability.aspx.

_____. Saturación de agua. En: Oilfield Glossary. [En línea] [Citado el 04 de septiembre de 2017] Disponible en: http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/w/water_saturation.aspx.

_____. Saturación de petróleo residual. En: Oilfield Glossary. [En línea] [Citado el 22 de octubre de 2017] Disponible en: http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/r/residual_oil_saturation.aspx.

_____. Tortuosidad. En: Oilfield Glossary. [En línea] [Citado el 06 de octubre del 2017] Disponible en: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/t/tortuosity.aspx>.

SLOBOD, R. L.; CHAMBERS, Adele y PREHN, W. L., Jr. Use of Centrifuge for Determining Connate Water, Residual Oil and Capillary Pressure Curves from Small Core Samples, Trans. AIME, 1951. Society of Petroleum Engineers. Vol. 3. SPE-951127-G, p. 4.

SMITHSON, Tony. Cómo se mide la porosidad. En: Oilfield Review Schlumberger, 2003. Vol 24, no. 3, p. 65.

SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS (SPE). Water Saturation Determination. [En línea] [Citado el 07 de septiembre de 2017] Disponible en: http://petrowiki.org/Water_saturation_determination#Poupon-Leveaux_.28Indonesia.29_model.

SPE, Society of Petroleum Engineers. Net pay determination. [En línea] [Citado el 1 de septiembre de 2017] Disponible en: http://petrowiki.org/Net_pay_determination.

TIAB. Djebbar. Petrophysics: Theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties. Segunda edición. Estados Unidos: Gulf Professional Publishing. 2004, p. 88-93.

VARGAS, Carlos (ANH). Potencial de Hidrocarburos en Colombia. Universidad Nacional de Colombia. Bogotá. 2011, p. 18.

VELASCO. Luis, Costos de los combustibles en Colombia. [En línea] [Citado el 31 de octubre del 2017] Disponible en: <http://aditt.org/~biosistemas/aditt.org/images/pdf/presentaciones-congreso-2012/1.costos-de-los-combustibles-en-colombia.pdf>.

ANEXOS

ANEXO A

ANÁLISIS PROBABILÍSTICO DE LA OBTENCIÓN DEL POES

La falta de toma de núcleos para los pozos estudio deriva en la incertidumbre de los factores constantes de **m** y **a**, esto deriva en un factor de error que puede existir en los cálculos posteriores de la saturación de agua irreducible y en el cálculo de los nuevos volúmenes en sitio.

Los valores constantes descritos por Ecopetrol son tomados de correlaciones con pozos de un campo que comparte fronteras con el Campo Ermitaño, ya que estos dos campos poseen características petrofísicas y geológicas similares. La correlación se estima de la obtención del valor medio (o media aritmética) de los datos obtenidos de los pozos análogos; se tienen en cuenta 101 pozos con corazonamiento y estudio petrofísico de corazones.

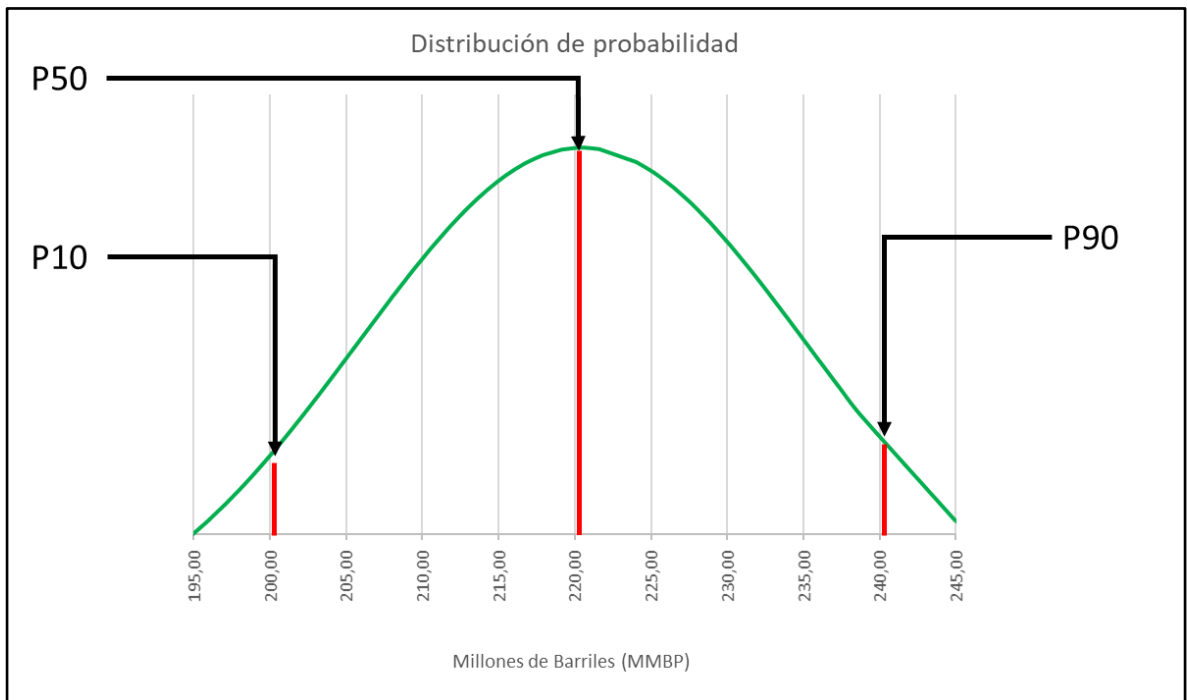
El análisis probabilístico se desarrollará por medio de:

1. Obtención de los valores de **m** y **n** para los pozos aledaños.
2. Determinación del modelo de Swi para los pozos del bloque 789 con los valores de **m** y **a** de los pozos aledaños, partiendo de la ecuación matemática teórica de indonesia.
3. Cálculo de la Swi del bloque 789 por medio de promedios ponderados por espesor con los valores de **m** y **a** de los pozos aledaños.
4. Determinación del POES para cada uno de los escenarios de Swi. (101 escenarios).
5. Cálculo de la media aritmética y desviación estándar de los 101 escenarios.
6. Obtención de la curva de distribución normal de los 101 escenarios de estudio.

Los 101 escenarios probabilísticos de los pozos análogos poseen valores de **m** entre 1,1 y 2,3 y de **a** entre a 0,55 y 0,69.


Los resultados de este análisis probabilístico arrojaron los siguiente:

Media aritmética	220,49	MMBP
Desviación estandar	14,72	



Escenario	P	POES (BP)	Sw (fracción)	m	n	Aumento recuperable (BP)
Pesimista	P10	203.218.959	0,52	1,6	0,66	922.305
Más probable	P50	228.984.352	0,46	1,3	0,6	3.498.844
Optimista	P90	244.932.585	0,42	1,2	0,55	5.093.667

Los resultados obtenidos de la distribución de probabilidad nos permiten determinar los percentiles de 10%, 50% y 90%, en donde el P50 representa el escenario más esperado, el P90 el escenario más optimista y el P10 el escenario pesimista.

 Fundación Universidad de América	FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA	Código:
	PROCESO: GESTIÓN DE BIBLIOTECA	Versión 0
	Autorización para Publicación en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres	Julio - 2016


AUTORIZACIÓN PARA PUBLICACIÓN EN EL REPOSITORIO DIGITAL INSTITUCIONAL LUMIERES




Nosotras **Melisa Alvarado Sánchez** y **Daniela Beltrán Dorado** en calidad de titulares de la obra: **Evaluación técnico financiera del modelo de saturación de agua del campo ermitaño usando como base curvas de presión capilar a partir de inyección de mercurio**, elaborada en el año 2016, autorizamos al **Sistema de Bibliotecas de la Fundación Universidad América** para que incluya una copia, indexe y divulgue en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres, la obra mencionada con el fin de facilitar los procesos de visibilidad e impacto de la misma, conforme a los derechos patrimoniales que nos corresponden y que incluyen: la reproducción, comunicación pública, distribución al público, transformación, en conformidad con la normatividad vigente sobre derechos de autor y derechos conexos (Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, entre otras).

Al respecto como Autores manifestamos conocer que:

- La autorización es de carácter no exclusiva y limitada, esto implica que la licencia tiene una vigencia, que no es perpetua y que el autor puede publicar o difundir su obra en cualquier otro medio, así como llevar a cabo cualquier tipo de acción sobre el documento.
- La autorización tendrá una vigencia de cinco años a partir del momento de la inclusión de la obra en el repositorio, prorrogable indefinidamente por el tiempo de duración de los derechos patrimoniales del autor y podrá darse por terminada una vez el autor lo manifieste por escrito a la institución, con la salvedad de que la obra es difundida globalmente y cosechada por diferentes buscadores y/o repositorios en Internet, lo que no garantiza que la obra pueda ser retirada de manera inmediata de otros sistemas de información en los que se haya indexado, diferentes al Repositorio Digital Institucional – Lumieres de la Fundación Universidad América.
- La autorización de publicación comprende el formato original de la obra y todos los demás que se requiera, para su publicación en el repositorio. Igualmente, la autorización permite a la institución el cambio de soporte de la obra con fines de preservación (impreso, electrónico, digital, Internet, intranet, o cualquier otro formato conocido o por conocer).
- La autorización es gratuita y se renuncia a recibir cualquier remuneración por los usos de la obra, de acuerdo con la licencia establecida en esta autorización.
- Al firmar esta autorización, se manifiesta que la obra es original y no existe en ella ninguna violación a los derechos de autor de terceros. En caso de que el trabajo haya sido financiado por terceros, el o los autores asumen la responsabilidad del cumplimiento de los acuerdos establecidos sobre los derechos patrimoniales de la obra.
- Frente a cualquier reclamación por terceros, el o los autores serán los responsables. En ningún caso la responsabilidad será asumida por la Fundación Universidad de América.
- Con la autorización, la Universidad puede difundir la obra en índices, buscadores y otros sistemas de información que favorezcan su visibilidad.

Conforme a las condiciones anteriormente expuestas, como autores establecemos las siguientes condiciones de uso de nuestra obra de acuerdo con la **licencia Creative Commons** que se señala a continuación:

 Fundación Universidad de América	FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA	Código:
	PROCESO: GESTIÓN DE BIBLIOTECA	Versión 0
	Autorización para Publicación en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres	Julio - 2016

	Atribución- no comercial- sin derivar: permite distribuir, sin fines comerciales, sin obras derivadas, con reconocimiento del autor.	<input type="checkbox"/>
	Atribución – no comercial: permite distribuir, crear obras derivadas, sin fines comerciales con reconocimiento del autor.	<input checked="" type="checkbox"/>
	Atribución – no comercial – compartir igual: permite distribuir, modificar, crear obras derivadas, sin fines económicos, siempre y cuando las obras derivadas estén licenciadas de la misma forma.	<input type="checkbox"/>

Licencias completas: http://co.creativecommons.org/?page_id=13

Siempre y cuando se haga alusión de alguna parte o nota del trabajo, se debe tener en cuenta la correspondiente citación bibliográfica para darle crédito al trabajo y a sus autores.

De igual forma como autores autorizamos la consulta de los medios físicos del presente trabajo de grado así:


AUTORIZAMOS	SI	NO
La consulta física (sólo en las instalaciones de la Biblioteca) del CD-ROM y/o Impreso	X	
La reproducción por cualquier formato conocido o por conocer para efectos de preservación	X	

Información Confidencial: este Trabajo de Grado contiene información privilegiada, estratégica o secreta o se ha pedido su confidencialidad por parte del tercero, sobre quien se desarrolló la investigación. En caso afirmativo expresamente indicaremos, en carta adjunta, tal situación con el fin de que se respete la restricción de acceso.	SI	NO
		X

Para constancia se firma el presente documento en Bogotá D.C, a los 19 días del mes de febrero del año 2018.

LOS AUTORES:

Autor 1

Nombres	Apellidos
Melisa	Alvarado Sánchez
Documento de identificación No	Firma
1.010.221.510 de Bogotá	

Autor 2

Nombres	Apellidos
Daniela	Beltrán Dorado
Documento de identificación No	Firma
1.020.793.551	