

**METODOLOGÍA DE CURVAS TIPO DE PERMEABILIDAD RELATIVA DEL
LABORATORIO AL SIMULADOR CON APLICACIÓN EN TRES CAMPOS DE
LA CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA**

**JUAN CAMILO DUQUE CEPEDA
DIEGO ALEJANDRO GARZÓN AGUDELO**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERIA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C.
2019**

**METODOLOGÍA DE CURVAS TIPO DE PERMEABILIDAD RELATIVA DEL
LABORATORIO AL SIMULADOR CON APLICACIÓN EN TRES CAMPOS DE
LA CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA**

**JUAN CAMILO DUQUE CEPEDA
DIEGO ALEJANDRO GARZÓN AGUDELO**

**Proyecto Integral de grado para optar al título de
INGENIERO DE PETROLEOS**

**Director
Jorge Mantilla Villamizar
MSc. Ingeniero de Petróleos**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERIA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C.
2019**

Nota de aceptación

Ing. Alex Cuadrado

Ing. Jorge Luis Ramos

Bogotá D.C, Agosto de 2019

DIRECTIVAS FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA

Presidente Institucional y Rector del Claustro

Dr. MARIO POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrectora Académica y de Posgrados

Dra. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS

Decano Facultad de Ingenierías

Ing. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI

Director Programa de Ingeniería de Petróleos

Ing. JUAN CARLOS RODRÍGUEZ ESPARZA

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

DEDICATORIA

Quiero agradecer primero a mi madre Ana Gloria por su apoyo incondicional, esfuerzo, lecciones y consejos que día a día me ayudaron a ser mejor persona. A mi hermano Kevin por su ejemplo de luchar y mantenerse por las cosas que uno quiere en la vida. A los miembros de mi familia por su interés en el desarrollo de mi vida académica, profesional y personal.

A las personas que he conocido durante todo este tiempo, las cuales han dejado enseñanzas y vivencias, que me ayudaron a crecer y disfrutar esta etapa de la vida.

A las personas que ya no están conmigo, este logro también es para todos ustedes y espero poder dedicarles muchos más.

Juan Camilo Duque Cepeda

DEDICATORIA

A mis padres que me apoyan incondicionalmente y son mi ejemplo y mi mayor motivación para crecer como persona día a día. A mi hermano quien siempre ha estado ahí para mí. A mi novia quien con su amor y apoyo me impulsa para alcanzar mis metas. A mi familia y amigos quienes siempre han creído en mí y me han dado su apoyo en los momentos más difíciles.

Diego Alejandro Garzón Agudelo

CONTENIDO

	pág.
RESUMEN	25
INTRODUCCIÓN	26
OBJETIVOS	27
1. GENERALIDADES DE LOS CAMPOS	28
1.1 HISTORIA DE LOS CAMPOS	28
1.1.1 Historia del Campo La Cira–Infantas.	28
1.1.2 Historia del Campo Yariguí–Cantagallo.	29
1.1.3 Historia del Campo Casabe.	30
1.2 LOCALIZACIÓN DE LOS CAMPOS	31
1.3 MARCO GEOLÓGICO	34
1.3.1 Columna estratigráfica.	34
1.3.2 Estratigrafía.	34
1.3.3 Geología Estructural.	39
1.3.4 Geología del Petróleo.	42
1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO LA CIRA INFANTAS	44
1.4.1 Método de producción.	44
1.4.2 Tiempo de producción.	45
1.4.3 Número de pozos.	45
1.4.4 Gráfica de producción acumulada.	45
1.5 HISTORIA DE PRODUCCION DEL CAMPO YARIGUÍ-CANTAGALLO	46
1.5.1 Método de producción.	47
1.5.2 Tiempo de producción.	47
1.5.3 Número de pozos.	47
1.5.4 Producción acumulada.	47
1.6 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO CASABE	48
1.6.1 Método de producción.	48
1.6.2 Tiempo en producción.	48
1.6.3 Número de pozos.	49
1.6.4 Producción acumulada.	49
2. ASPECTOS CONCEPTUALES Y EXPERIMENTALES DE LA CONSTRUCCIÓN DE LAS CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA	50
2.1 PERMEABILIDAD	50
2.1.1 Ley de Darcy.	50
2.1.2 Resistencia Inercial Forchheimer.	51
2.2 PERMEABILIDAD ABSOLUTA	51
2.2.1 Permeabilidad Klinkenberg.	51
2.3 PERMEABILIDAD EFECTIVA	52

2.4 PERMEABILIDAD RELATIVA	53
2.5 CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA	53
2.5.1 End points.	53
2.5.2 Saturación de Petróleo Residual (S_{or})	54
2.5.3 Permeabilidad Relativa del Petróleo a la Saturación de Agua Irreducible ($K_{ro}@S_{wir}$)	54
2.5.4 Permeabilidad Relativa del Agua a la Saturación de Petróleo Residual ($K_{rw}@S_{or}$).	55
2.6 MÉTODOS EXPERIMENTALES PARA DETERMINAR CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA	57
2.6.1 Método Estado Estable.	57
2.6.2 Método Estado No-Estable.	59
2.7 CORRELACIONES NUMÉRICAS PARA OBTENER CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA	63
2.7.1 Modelo de Corey.	63
2.7.2 Modelo de Hirasaki.	64
2.7.3 Modelo Stone.	64
2.8 FUERZAS QUE RIGEN EL FLUJO DE FLUIDOS EN EL MEDIO POROSO	67
2.8.1 Fuerzas Capilares.	67
2.8.2 Fuerzas Viscosas.	75
2.9 EFECTOS DE LAS CONDICIONES EXPERIMENTALES DE LAS PRUEBAS	77
2.9.1 Selección de Muestras de Núcleos.	77
2.9.2 Tipo de Fluidos.	78
2.9.3 Tasa de Flujo.	79
2.9.4 Presión de Confinamiento.	80
2.9.5 Temperatura.	80
3. METODOLOGIA PARA SELECCIONAR CURVAS REPRESENTATIVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA PROVENIENTES DE LABORATORIO	81
3.1 CRITERIOS DE VALIDACIÓN DE CURVAS	82
3.1.1 Criterio de Escala de Permeabilidades.	82
3.1.3 Criterio de Presión Capilar.	84
3.1.2 Criterio de Mojabilidad.	84
3.1.4 Criterio Información Mineralógica.	86
3.2 CONSIDERACIONES PARA EL ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN	86
3.3 METODOLOGÍA DE VALIDACIÓN DE LAS CURVAS	88
3.3.1 Recopilación de la información.	91
4. CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA VALIDADAS DE LOS CAMPOS YARIGUÍ – CANTAGALLO, CASABE Y LA CIRA INFANTAS	94
4.1 CAMPO YARIGUÍ – CANTAGALLO	94
4.1.1 Tipo de Roca 1.	95

4.1.2 Tipo de Roca 2.	98
4.1.3 Tipo de Roca 3.	102
4.2 CAMPO CASABE	105
4.2.1 Tipo de Roca 1.	106
4.2.2 Tipo de Roca 2.	111
Figura 45.	115
4.2.3 Tipo de Roca 3.	115
4.3 CAMPO LA CIRA INFANTAS	116
4.3.1 Tipo de Roca 1.	117
4.3.2 Tipo de Roca 2.	117
4.3.3 Tipo de Roca 3.	121
5. METODOLOGIA PARA CARGAR CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA EN LOS SIMULADORES DE YACIMIENTOS	128
5.1 GENERALIDADES DE UN SIMULADOR	128
5.2 CONSIDERACIONES	129
5.2.1 Disponibilidad de curvas de permeabilidad relativa	129
5.2.2 Distribución de datos de permeabilidad relativa en el modelo.	131
5.2.3 Condiciones Iniciales de Saturación de Agua.	131
5.2.4 Escalamiento de las Curvas.	134
5.2.5 Llevar el end-point de K_{rw} a uno.	134
5.2.6 Normalizar y Promediar las Curvas	135
5.3 CARGAR CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA EN LOS SIMULADORES DE YACIMIENTOS	137
5.3.1 IMEX.	138
5.3.2 ECLIPSE .	142
5.4 DIAGRAMA DE FLUJO DE LA METODOLOGÍA	147
6. ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES DE LAS MODIFICACIONES A LAS CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA	149
6.1 DESCRIPCIÓN DEL MODELO	149
6.2 COMPARACIÓN ENTRE CURVAS SINTÉTICAS Y CURVAS REPRESENTATIVAS DE LABORATORIO	152
6.3 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD A LOS PARÁMETROS DE LAS CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA	153
6.3.1 Análisis de sensibilidad a las curvas de permeabilidad relativa al agua.	154
6.3.2 Análisis de sensibilidad a las curvas de permeabilidad relativa al petróleo.	160
7. CONCLUSIONES	169
8. RECOMENDACIONES	170
BIBLIOGRAFÍA	171

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Ley de Darcy	50
Ecuación 2. Permeabilidad relativa	53
Ecuación 3. Ecuación de Darcy usada en laboratorio	57
Ecuación 4. Flujo fraccional Buckley-Leverett.	60
Ecuación 5. Saturación normalizada fase petróleo	63
Ecuación 6. Saturación normalizada fase agua	63
Ecuación 7. K_{ro} , modelo Corey	63
Ecuación 8. K_{rw} , modelo Corey	63
Ecuación 9. Saturación de agua normalizada, modelo Hirasaki	64
Ecuación 10. K_{rw} , modelo Hirasaki	64
Ecuación 11. K_{ro} , modelo Hirasaki	64
Ecuación 12. Saturación de petróleo normalizada de Stone	65
Ecuación 13. Saturación de agua normalizada de Stone	65
Ecuación 14. Permeabilidad relativa al petróleo	65
Ecuación 15. β_w , modelo Stone I	65
Ecuación 16. β_g , modelo Stone I	65
Ecuación 17. Saturación mínima de petróleo S_{om}	66
Ecuación 18. Normalización del modelo de Stone	66
Ecuación 19. Expresión normalizada Stone II	66
Ecuación 20. Tensión superficial	69
Ecuación 21. Tensión interfacial	69
Ecuación 22. Ecuación Young – Dupre	71
Ecuación 23. Definición de Presión Capilar	73
Ecuación 24. Presión Capilar en términos de densidad	73
Ecuación 25. Presión Capilar en términos de tensión interfacial	73
Ecuación 26. Relación de Movilidad	75
Ecuación 27. Número Capilar	76
Ecuación 28. Metodología Winland R35	81
Ecuación 29. Índice de Amott-Harvey	85
Ecuación 30. Saturación de agua normalizada	135
Ecuación 31. Saturación de petróleo normalizada	135
Ecuación 32. Permeabilidad relativa al agua normalizada	136
Ecuación 33. Permeabilidad relativa al petróleo normalizada	136
Ecuación 34. Permeabilidad relativa al agua promedio	136
Ecuación 35. Permeabilidad relativa al petróleo promedio	136
Ecuación 36. Saturación de agua irreducible promedio	136
Ecuación 37. Saturación de petróleo residual promedio	137

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Mapa de localización de los Campos, Cuenca del Valle Medio del Magdalena, Colombia.	33
Figura 2. Columna estratigráfica generalizada para la Cuenca del Valle Medio del Magdalena	35
Figura 3. Mapa Estructural del Campo La Cira Infantas	41
Figura 4. Diagrama de Fallas del Campo Casabe	41
Figura 5. Bloques Estructurales del Campo Casabe	42
Figura 6. Determinación de permeabilidad Klinkenberg	52
Figura 7. End-points de curva permeabilidad relativa sistema agua-petróleo.	55
Figura 8. Método Estado Estable	58
Figura 9. Método Estado No-estable	61
Figura 10. Fuerzas de atracción moléculas del líquido	68
Figura 11. Método ascenso capilar	68
Figura 12. Efecto tensión interfacial	70
Figura 13. Distribución de fluidos en sistema mojado por agua	71
Figura 14. Ángulo de contacto	72
Figura 15. Curvas con marcada mojabilidad por petróleo (izq.) y por agua (der.)	72
Figura 16. Curva de presión capilar	74
Figura 17. Curvas presión capilar, formación homogénea y heterogénea	74
Figura 18. Relación de Movilidad	75
Figura 19. Efecto Relación de movilidad	76
Figura 20. Núcleo Heterogéneo	77
Figura 21. Procedimiento Muestras Restauradas y Nativas	78
Figura 22. Digitación Viscosa Crudo Muerto por Razón de Movilidad Adversa	87
Figura 23. Diagrama de flujo de validación de las curvas	89
Figura 24. Diagrama de flujo del inventario de información	90
Figura 25. Curva Kr YG-108 7657.5'	97
Figura 26. Curva Kr YG-505 8000.5'	97
Figura 27. Curvas Validadas RT1 Campo Yariguí	98
Figura 28. Curva Kr YG-74 7891.5'	101
Figura 29. Curva Kr YG-503 8358.5'	101
Figura 30. Curvas Validadas RT2 Campo Yariguí	102
Figura 31. Curva Kr YG-505 7903.7'	104
Figura 32. Curva Kr Casabe 1069 3623.5'	108
Figura 33. Curva Kr Casabe 264R 3554.5'	108
Figura 34. Curva Kr Casabe 1060 3590.3'	109
Figura 35. Curva Kr Casabe 1069 3502.8'	109
Figura 36. Curvas Validadas RT1 Campo Casabe	110
Figura 37. Curva Kr Casabe 1069 3619.8'	113

Figura 38. Curva Kr Casabe 1069 3559.4'	113
Figura 39. Curva Kr Casabe 1060 3587.5'	114
Figura 40. Curvas Validadas RT2 Campo Casabe	115
Figura 41. Curva Kr LC-1882 2989'	119
Figura 42. Curva Kr LC-1888 3170'	119
Figura 43. Curva Kr LC-1880 2936'	120
Figura 44. Curvas Validadas RT2 Campo La Cira	120
Figura 45. Curvas Normalizadas RT2 Campo La Cira	121
Figura 46. Curva Kr LC-1888 3295.5'	124
Figura 47. Curva Kr LC-1884 2793.5'	124
Figura 48. Curva Kr LC-1882 2934.5'	125
Figura 49. Curva Kr LC-1880 3206'	125
Figura 50. Curvas Validadas RT3 Campo La Cira	126
Figura 51. Curvas Normalizadas RT3 Campo La Cira	126
Figura 52. Ejemplo de curvas sintéticas base según tipo de roca	131
Figura 53. Distribución curvas de permeabilidad relativa por sección	132
Figura 54. Distribución curvas de permeabilidad relativa por celda	133
Figura 55. Condiciones Iniciales en Builder Versión 2018	133
Figura 56. Llevar el end-point de K_{rw} a uno	135
Figura 57. Curva de permeabilidad promedio	137
Figura 58. Sección Rock Fluid Properties en Builder versión 2018	138
Figura 59. Crear/Editar Tipos de Roca en Buidier 2018	138
Figura 60. Tablas Kr por Tipo de Roca en Buidier versión 2018	139
Figura 61. Curva de permeabilidad promedio de los tipos de roca	142
Figura 62. Diagrama de flujo para cargar curvas de K_r en los simuladores.	148
Figura 63. Vista 3D de la grilla del modelo	149
Figura 64. Distribución tipos de roca (rocktypes) en el modelo	150
Figura 65. Curva de permeabilidad relativa RT1 en el modelo	150
Figura 66. Curva de permeabilidad relativa RT2 en el modelo	151
Figura 67. Curva de permeabilidad relativa RT3 inicial en el modelo	151
Figura 68. Curva de permeabilidad relativa RT4 inicial en el modelo	152
Figura 69. Curvas de permeabilidad relativa para el análisis de sensibilidad a nw	155
Figura 70. Efecto de la modificación de nw	158
Figura 71. Curvas de permeabilidad relativa para análisis de sensibilidad a k_{rw}	159
Figura 72. Efecto de la modificación de $K_{rw}@Sor$	161
Figura 73. Curvas de permeabilidad relativa para análisis de sensibilidad a no	161
Figura 74. Curvas de permeabilidad relativa agua-aceite para análisis de sensibilidad a kro	164
Figura 75. Curvas de permeabilidad relativa agua-aceite para el set 3 en el caso 3 (izquierda) y caso 3 modificado (derecha).	166
Figura 76. Curvas de permeabilidad relativa agua-aceite para el set 4 en el caso 3 (izquierda) y caso 3 modificado (derecha).	167

LISTA DE GRÁFICAS

	pág.
Gráfica 1. Pozos del Campo La Cira-Infantas	46
Gráfica 2. Producción acumulada Campo La Cira-Infantas	46
Gráfica 3. Producción acumulada Campo Yariguí–Cantagallo	48
Gráfica 4. Producción acumulada Campo Casabe	49
Gráfica 5. Producción de petróleo acumulado sensibilidad a nw	156
Gráfica 6. Producción de agua acumulada sensibilidad a nw	156
Gráfica 7. Producción de agua debido a disminución en nw	157
Gráfica 8. Producción de petróleo acumulado sensibilidades a krw	158
Gráfica 9. Producción de agua acumulada caso base y 5	160
Gráfica 10. Producción de petróleo acumulado caso base, 1 y 2	162
Gráfica 11. Producción de agua acumulada caso base, 1 y 2	163
Gráfica 12. Producción de petróleo acumulado caso base y 6	164
Gráfica 13. Producción de agua acumulada caso base y 6	165
Gráfica 14. Producción acumulada de petróleo, datos históricos y caso 3	166
Gráfica 15. Producción acumulada de agua, datos históricos y caso 3	166
Gráfica 16. Producción acumulada de agua datos históricos, caso 3 y caso 3 modificado	168

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Número de pozos Campo Yariguí-Cantagallo	47
Tabla 2. Número de pozos Campo Casabe	49
Tabla 3. Reglas empíricas para inferir mojabilidad de Craig modificadas.	56
Tabla 4. Valores cutoff R35 Tipos de Roca	82
Tabla 5. Permeabilidades de la muestra YG-108 7655'	84
Tabla 8. Presión Capilar de la muestra YG-104 6717.5'	84
Tabla 7. Inventario Curvas por Pozo Campo Yariguí	94
Tabla 8. Validación Escala de Permeabilidades muestras RT1 Campo Yariguí	95
Tabla 9. Validación Presión Capilar muestras RT1 Campo Yariguí	95
Tabla 10. Criterio de Mojabilidad muestras RT1 Campo Yariguí	96
Tabla 11. Criterios Mineralógicos RT1 Campo Yariguí	96
Tabla 12. End-points Curvas Representativas RT1 Campo Yariguí	¡Error!
Marcador no definido.	
Tabla 13. Rangos End-points Curvas YG RT1	98
Tabla 14. Validación Escala de Permeabilidades muestras RT2 Campo Yariguí	99
Tabla 15. Validación Presión Capilar muestras RT2 Campo Yariguí	99
Tabla 16. Criterio de Mojabilidad muestras RT2 Campo Yariguí	100
Tabla 17. Criterios Mineralógicos RT2 Campo Yariguí	100
Tabla 18. End-points Curvas Representativas RT2 Campo Yariguí	100
Tabla 19. Rangos End-points Curvas YG RT2	102
Tabla 20. Muestras Validadas RT3 Campo Yariguí	103
Tabla 21. Validación Presión Capilar muestras RT3 Campo Yariguí	103
Tabla 22. Criterio de Mojabilidad muestras RT3 Campo Yariguí	104
Tabla 23. Criterios Mineralógicos RT3 Campo Yariguí	104
Tabla 24. End-points Curvas Representativas RT3 Campo Yariguí	105
Tabla 25. Rangos End-points Curvas YG RT3	105
Tabla 26. Inventario Curvas Validadas por Pozo Campo Casabe	106
Tabla 27. Validación Escala de Permeabilidades muestras RT1 Campo Casabe	106
Tabla 28. Validación Presión Capilar muestras RT1 Campo Casabe	106
Tabla 29. Criterio de Mojabilidad muestras RT1 Campo Casabe	107
Tabla 30. Criterios Mineralógicos RT1 Campo Casabe	107
Tabla 31. Rangos End-points Curvas Representativas CSB RT1	110
Tabla 32. Rangos End-points Curvas CSB RT1	111
Tabla 33. Muestras Validadas RT2 Campo Casabe	111
Tabla 34. Validación Presión Capilar muestras RT2 Campo Casabe	112
Tabla 35. Criterio de Mojabilidad muestras RT2 Campo Casabe	112
Tabla 36. Criterios Mineralógicos RT2 Campo Casabe	112
Tabla 37. Rangos End-points Curvas Representativas CSB RT2	114
Tabla 38. Rangos End-points Curvas CSB RT1	115

Tabla 39. Curvas Validadas RT3 Campo Casabe	115
Tabla 40. Validación Presión Capilar Curvas RT3 Campo Casabe	116
Tabla 41. Curvas Validadas RT2 Campo La Cira	117
Tabla 42. Validación Presión Capilar Curvas RT2 Campo La Cira	117
Tabla 43. Criterio de Mojabilidad Curvas RT2 Campo La Cira	118
Tabla 44. Criterios Mineralógicos RT2 Campo La Cira	118
Tabla 45. End-points Curvas Representativas RT2 Campo La Cira	118
Tabla 46. Rangos End-points Curvas LC RT2	121
Tabla 47. Curvas Validadas RT3 Campo La Cira	122
Tabla 48. Validación Presión Capilar Curvas RT3 Campo La Cira	122
Tabla 49. Criterio de Mojabilidad Curvas RT3 Campo La Cira	122
Tabla 50. Criterios Mineralógicos RT3 Campo La Cira	123
Tabla 51. End-points Curvas Representativas RT3 Campo La Cira	123
Tabla 52. Rangos End-points Curvas LC RT3	127
Tabla 53. Software de simulación por compañía	128
Tabla 54. Variación de los end-points según la teoría de tipo de roca	130
Tabla 55. Keyword SWOF primera familia de Keywords de ECLIPSE	143
Tabla 56. Keyword SGOF primera familia de Keywords de ECLIPSE	144
Tabla 57. Keyword SLGOF primera familia de Keywords de ECLIPSE	144
Tabla 58. Keyword SWFN segunda familia de Keywords de ECLIPSE	145
Tabla 59. Keyword SGFN segunda familia de Keywords de ECLIPSE	145
Tabla 60. Keyword SOF2 segunda familia de Keywords de ECLIPSE	146
Tabla 61. Keyword SOF3 segunda familia de Keywords de ECLIPSE	146
Tabla 62. Cálculo de error en la producción de fluidos.	153
Tabla 63. Casos del análisis de sensibilidades al modelo	154
Tabla 64. Error en la producción mensual de petróleo para los casos 3 y 4 con respecto al caso base	155
Tabla 65. Error en la producción mensual de agua para los casos 3 y 4 con respecto al caso base	157
Tabla 66. Error en la producción mensual de petróleo para el caso 5 con respecto al caso base	159
Tabla 67. Error en la producción mensual de agua para el caso 5 con respecto al caso base.	160
Tabla 68. Error en la producción mensual de petróleo para los casos 1 y 2 con respecto al caso base	162
Tabla 69. Error en la producción mensual de agua para los casos 1 y 2 con respecto al caso base	163
Tabla 70. Error en la producción mensual de petróleo para el caso 6 con respecto al caso base.	164
Tabla 71. Modificaciones a las curvas del caso 3	167
Tabla 72. Error en la producción mensual de fluidos para los casos 3 y 3 modificado, con respecto a los datos históricos.	168

LISTA DE CUADROS

	pág.
Cuadro 1. Ventajas y Desventajas entre los Métodos	62
Cuadro 2. Escala de permeabilidades	82
Cuadro 3. Índice Amott-Harvey	85
Cuadro 4. Formato usado para validar el criterio de escala de permeabilidades.	91
Cuadro 5. Condiciones operacionales de las pruebas de permeabilidad relativa.	92
Cuadro 6. Formato usado para validar el criterio de presión capilar.	92
Cuadro 7. Formato usado para validar el criterio de mojabilidad.	93
Cuadro 8. Formato usado para validar informes de DRX.	93
Cuadro 9. Keywords de la primera familia de tablas de ECLIPSE	143
Cuadro 10. Keywords de la segunda familia de tablas de ECLIPSE	145

ABREVIATURAS

%	Porcentaje
A	Área
Bfpd	Barriles de fluido por día
Bopd	Barriles de petróleo por día
Bpd	Barriles por día
CG	Cantagallo
CSB	Casabe
cp	Centipoise
D	Darcy
der.	Derecha
DRX	Difracción Rayos X
ft	Pies
fw	Flujo fraccional
izq.	Izquierda
K	Permeabilidad
K_{abs}	Permeabilidad absoluta
K_{agua}	Permeabilidad absoluta al agua
K_{aire}	Permeabilidad absoluta al aire
K_{base}	Permeabilidad base
K_{eff}	Permeabilidad efectiva
K_g	Permeabilidad efectiva al gas
K_k	Permeabilidad Klinkenberg
K_o	Permeabilidad efectiva al petróleo
K_o@S_{wir}	Permeabilidad efectiva al petróleo a la saturación de agua irreducible
K_r	Permeabilidad relativa
K_{ro}	Permeabilidad relativa al petróleo
K_{ro}@S_{wir}	Permeabilidad relativa al petróleo a la saturación de agua irreducible
K_{ro}@S_{wcri}	Permeabilidad relativa al petróleo a la saturación de agua crítica
K_{rw}	Permeabilidad relativa al agua
K_{rw}@S_{or}	Permeabilidad relativa al agua a la saturación de petróleo residual
K_w	Permeabilidad efectiva al agua
K_w@S_{or}	Permeabilidad efectiva al agua a la saturación de petróleo residual
km	Kilómetros
L	Longitud
LC	La Cira
mD	Milidarcy
P_c	Presión capilar
Psi	Libra por pulgada cuadrada
Q	Tasa de flujo o caudal
RT	Tipo de Roca
S_{or}	Saturación de petróleo residual
S_{wir}	Saturación de agua irreducible
S_{wcri}	Saturación de agua crítica

SE	Sureste
YG	Yariguí
μ	Viscosidad del fluido
μ_o	Viscosidad del petróleo
μ_w	Viscosidad del agua
ΔP	Diferencial de presión
ρ	Densidad del fluido

GLOSARIO

AMBIENTE DE DEPOSITACIÓN: punto geográfico donde se acumulan los sedimentos. Cada lugar se caracteriza por una combinación particular de procesos geológicos (procesos sedimentarios) y condiciones ambientales (físicas, químicas y biológicas) que la diferencian de zonas adyacentes. Los minerales que los componen se originaron y se depositaron en el mismo lugar. Otros sedimentos se forman lejos del lugar donde se acumulan. Estos materiales son transportados por acción de la gravedad, agua y viento.

ANÁLISIS ESPECIALES DE CORAZONES (SCAL): el módulo SCAL, es un conjunto de análisis especiales de corazones en laboratorio, y su sigla en inglés es SCAL (Special Core Analysis from Laboratory), con este módulo se pueden realizar cálculos que están fuera de lo común en los corazones; por ejemplo medición de los diferentes tipos de porosidades, permeabilidades y densidad de grano, entre otros.

ÁNGULO DE CONTACTO: en un sistema fluido/fluido/sólido, en equilibrio, el balance natural entre estas da lugar a un ángulo de contacto relacionado a la afinidad intermolecular entre las fases.

ANTICLINAL: pliegue de capas de rocas en forma de arco, cuyo núcleo está constituido por las rocas estratigráficamente más antiguas. Es originado por fuerzas compresivas de la corteza terrestre y en general, es antiforme, aunque a veces puede ser sinforme.

API: instituto Americano del Petróleo, entidad norteamericana que emite especificaciones y recomendaciones para la industria petrolera.

ARCILLA: sedimento o roca lutítica, constituida por un agregado de silicatos hidroaluminicos que pueden ir acompañados de otros minerales. Manifiesta propiedades plásticas cuando el contenido de agua oscila entre determinados límites. Sus minerales son filosilicatos hidratados principalmente de aluminio y magnesio, con tamaño de partícula muy fino, aspecto terroso, plásticos. Incluyen los grupos de la caolinita, illita, esmectita y vermiculita.

ARCILLOLITA: roca sedimentaria clástica de origen detrítico con textura clástica y compacta, de tamaño menor a 0.0039 mm, formada por partículas del tamaño de la arcilla.

ARENISCA: roca sedimentaria consolidada de textura detrítica, los granos poseen un diámetro entre 0.062 a 2 mm, compuesta de arenas cementadas en una matriz de naturaleza muy variada, generalmente de tipo silíceo distinguida por contener cuarzo, feldespato y otros fragmentos de minerales.

CALIZA: roca sedimentaria carbonatada de origen orgánico o detrítico, con textura compacta y rugosa, formada por al menos un 50% de calcita, el resto se compone por dolomita, aragonito y siderita.

CAMPO: área de uno o múltiples yacimientos, donde se presenta una acumulación o grupo de acumulaciones de petróleo en el subsuelo, están agrupados de acuerdo a los mismos aspectos geológicos estructurales y/o condiciones estratigráficas.

CAPA: unidad estratigráfica más pequeña de una formación geológica; la cual está marcada por planos de división bien delimitados denominados planos de estratificación.

COLUMNA ESTRATIGRÁFICA: representación gráfica utilizada, para especificar y describir verticalmente la ubicación de unidades litológicas en un área determinada mostrando una secuencia de rocas. Las rocas más antiguas se ubican en la parte inferior y las más recientes en la parte superior.

COT: concentración de material orgánico en las rocas generadoras, representada por el porcentaje en peso de carbono orgánico.

CRUDO MUERTO: es aquel crudo que a condiciones de baja presión (atmosféricas) ya no tiene sus compuestos volátiles.

CRUDO VIVO: es aquel que contiene gas disuelto en solución que puede ser liberado de la solución en condiciones de superficie.

CUENCA: depresión de la corteza terrestre, formada por la actividad tectónica de las placas y la subsidencia, en la que se acumulan sedimentos. Pueden tener forma de cubeta o de fosa alargada. Si las rocas generadoras se combinan con condiciones adecuadas de profundidad y compactación, pueden generarse hidrocarburos.

ESPESOR: dimensión de una capa o de un estrato de roca sedimentaria, este se mide en forma perpendicular a la extensión lateral entre la base y el tope, presumiendo la existencia de depositación sobre una superficie horizontal.

ESTRATIFICACIÓN: depósito alternado de rocas de diferentes tamaños de grano, o por el depósito alternado de sedimentos de diferente composición.

ESTRATIGRAFÍA: parte de la geología que estudia e interpreta los procesos registrados en las sucesiones sedimentarias, que permite conocer la naturaleza y disposición de las rocas estratificadas, la correlación tanto de los materiales como de los sucesos, y la ordenación temporal correcta de la secuencia de materiales y sucesos.

FALLA: interrupción o superficie de las capas geológicas a lo largo de la cual ha habido movimiento diferencial. El origen suele estar asociado a episodios geológicos de deformación, ya sean de tipo compresivo o distensivo. La clasificación de las fallas puede ser normal o inversa y se realiza de acuerdo a cómo ha sido el movimiento relativo de los bloques, respecto del buzamiento del propio plano de falla.

FLUENCIA: deformación que va experimentando un material sometido a una carga permanente.

FORMACIÓN: conjunto heterogéneo de capas sedimentarias, estructuradas o no, identificada por sus características litológicas y posición estratigráfica, depositadas durante un periodo de tiempo. Las cuales pueden ser múltiples formando grupos, y las subdivisiones forman los miembros.

GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO: es una aplicación de la geología que estudia todos los aspectos relacionados con la formación, exploración y explotación de los yacimientos de hidrocarburos.

GEOLOGÍA ESTRUCTURAL: rama de la geología que se encarga del estudio de las estructuras del subsuelo. Originadas por procesos de deformación natural, desplazamientos y mecanismos, implicados en su formación.

GRUPO: unidad litoestratigráfica de rango superior a la formación que comprende dos, o más, formaciones adyacentes.

INFRAYACENTE: estrato, formación o unidad litológica, que yace en contacto inferior con respecto a otra, por lo tanto, es considerada como más antigua.

INTERMAREAL: parte del litoral situada entre los niveles conocidos de las máximas y mínimas mareas.

KERÓGENO: mezcla de compuestos químicos orgánicos presentes en las rocas sedimentarias insoluble en disolventes orgánicos. Bajo condiciones de presión y temperatura determinadas provoca una reagrupación en la estructura interna, desprendiendo hidrocarburos.

LODOLITA: roca sedimentaria detrítica, de textura clástica, el tamaño de los granos varía entre 0.0625 y 0.002 mm y compuesta de partículas de arcilla, pero que carecen de la estructura estratificada. Es rica en feldespato, arenisca arkósica y conglomerado de guijarros de cuarzo.

MARCO GEOLÓGICO: breve descripción geológica de zona determinada abarcando la estratigrafía, columna estratigráfica, geología estructural y geología del petróleo asociada.

MIGRACIÓN: proceso de movimiento del hidrocarburo formado en la roca fuente hacia la roca reservorio.

MONOCLINAL: estructura geológica donde los estratos están inclinadas uniformemente con buzamiento moderado y dirigido hacia una sola dirección.

ROCA ALMACENADORA: roca sedimentaria, que poseen excelentes condiciones de porosidad y permeabilidad para permitir que el petróleo se almacene y fluya libremente a través de ella, y dadas las características estructurales o estratigráficas forma una trampa que se encuentra rodeada por una capa sello que evita el escape de los hidrocarburos.

ROCA GENERADORA: roca sedimentaria rica en contenido de materia orgánica, depositadas bajo condiciones reductoras y de baja energía, propiciando a través del tiempo la generación de hidrocarburos.

ROCA SELLO: roca impermeable que actúa como barrera al escape del petróleo dentro del reservorio, en ocasiones este tipo de roca la constituye una anomalía estructural o estratigráfica tales como fallas o discordancias.

SATURACIÓN: es definida como la fracción o porcentaje del volumen poroso ocupado por un fluido en particular (petróleo, agua o gas)

SUPRAMAREAL: área que se encuentra sobre la línea más alta de las mareas vivas, que no queda sumergida por el mar, solamente durante aquellas tormentas que coincidad con mareas altas.

SUPRAYACENTE: estrato, formación o unidad litológica, que yace en contacto superior con respecto a otra, por lo tanto, es considerada como más joven.

TRAMPA: estructura geológica que hace posible la acumulación de hidrocarburos en las rocas porosas y permeables, pero imposibilita la migración ya que se encuentran sellados por rocas impermeables.

YACIMIENTO: cuerpo rocoso con características de porosidad, permeabilidad, temperatura y presión donde se encuentra acumulado un volumen de hidrocarburo.

RESUMEN

El presente trabajo es un estudio técnico del método utilizado para manejo de la data de permeabilidad relativa desde que es recibida de laboratorio de SCAL hasta su uso en el simulador de yacimientos. Inicialmente se hace un repaso de los conceptos relacionados con permeabilidad relativa, luego se estudia cómo las condiciones experimentales afectan el resultado de las pruebas y se proponen criterios de validación de curvas de permeabilidad relativa obtenidas experimentalmente.

Se procede a aplicar los criterios mencionados previamente a datos de permeabilidad relativa provenientes de tres campos de la cuenca del valle medio del Magdalena. Se descartan las curvas que no cumplen con dichos criterios y las curvas que se mantienen se consideran válidas y representativas del comportamiento en yacimiento.

Posteriormente, a partir de talleres con ingenieros de simulación de CMG y Schlumberger, se tratan las consideraciones que se deben tener a nivel de simulación con los datos de permeabilidad relativa, además, los aspectos a tener en cuenta en el proceso de carga de datos de permeabilidad relativa en dichos simuladores. De igual manera se abordan las lecciones aprendidas y se exponen algunas recomendaciones hechas por los especialistas en el tema.

PALABRAS CLAVE: Permeabilidad Relativa, Condiciones Experimentales, Cuenca del Valle Medio del Magdalena, End-points, Simulación de Yacimientos,

INTRODUCCIÓN

Actualmente la industria petrolera se establece como una de las más grandes e importantes a nivel mundial, y esta como cualquier industria tiene como premisa buscar siempre el incremento de recursos gracias a la optimización de procesos gracias al desarrollo de nuevo conocimiento y tecnologías, todo esto en pro del desarrollo de su actividad extractiva bajo los más altos estándares de calidad.

En el proceso de caracterización de yacimientos, las curvas de permeabilidad relativa son una herramienta de gran importancia para entender y predecir el comportamiento del flujo de fluidos en yacimiento durante su ciclo productivo ya que hacen parte de los datos necesarios de entrada en los diferentes software de simulación de yacimientos.

Los altos costos asociados a la obtención de estas curvas en laboratorio hacen que sea común no contar con esta información. En caso de disponer de los datos, se evidenció que no se cuenta con lineamientos establecidos para realizar un proceso de control de calidad de la data proveniente recibida de laboratorio, ni acerca de las modificaciones a las curvas al momento de cargarlas en los simuladores de yacimientos.

Por estas razones se vio la necesidad de proponer una metodología que permita validar la información de pruebas de permeabilidad relativa de pruebas de laboratorio en núcleos y posteriormente dar ciertos criterios para evaluar las posibles modificaciones a estas curvas para su uso en diferentes simuladores de yacimientos.

El análisis experimental será realizado sobre pruebas de permeabilidad relativa realizadas en núcleos provenientes de tres campos ubicados en La Cuenca del Valle Medio del Magdalena, teniendo en cuenta el efecto de las condiciones experimentales sobre los resultados de las pruebas. De igual manera con ayuda de ingenieros de simulación especialistas en los diferente software (IMEX y ECLIPSE), se busca dar una guía para el manejo de esta data en los simuladores correspondientes.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Desarrollar una metodología de curvas tipo de permeabilidad relativa del laboratorio al simulador con aplicación en los campos Yariguí, Casabe y La Cira de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.

OBJETIVOS ESPECIFICOS

1. Describir las generalidades y geología de los campos Yariguí, Casabe y La Cira.
2. Describir los aspectos conceptuales y experimentales de la construcción de las curvas de permeabilidad relativa.
3. Estudiar las condiciones de prueba en el laboratorio y cómo influyen en las curvas de permeabilidad relativa.
4. Validar información recopilada de curvas de permeabilidad relativa de laboratorio de los Campos Yariguí, Casabe y La Cira.
5. Proponer un procedimiento para el uso de datos de permeabilidad relativa desde el laboratorio hasta los simuladores numéricos y analíticos.
6. Generar curvas tipo de permeabilidad relativa aplicables en los campos Yariguí, Casabe y La Cira para la utilización en los simuladores numéricos y analíticos.
7. Analizar las sensibilidades de las modificaciones a las curvas de permeabilidad relativa al realizar pronóstico de producción en procesos primarios y secundarios.

1. GENERALIDADES DE LOS CAMPOS

En el desarrollo de este capítulo se presenta una descripción a nivel geológico de los Campos La Cira–Infantas, Yariguí–Cantagallo y Casabe, los cuales se encuentran ubicados en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, abarcando aspectos como: historia de los campos, localización, columna estratigráfica, estratigrafía, geología estructural, geología del petróleo e historia de producción de los campos.

1.1 HISTORIA DE LOS CAMPOS

A continuación, se mencionara de manera breve la historia de los Campos La Cira–Infantas, Yariguí–Cantagallo y Casabe; resaltando los aspectos más importantes y representativos para cada uno, desde su descubrimiento hasta la actualidad.

1.1.1 Historia del Campo La Cira–Infantas. El Campo La Cira–Infantas es conocido por ser el primer campo petrolero en ser descubierto en Colombia y produce de las arenas de las Zonas A, B y C. Las arenas de la Zona A son parte de la Formación Colorado mientras que las arenas de las Zonas B y C son parte de la Formación Mugrosa. El pozo Infantas 2 descubridor del campo fue completado en el año 1918 en la Zona C, a una profundidad de 1580 pies con una producción de 800-1000 Bpd. A partir del año 1920 la empresa Standard Oil adquirió la Concesión de Mares y mantuvo la explotación hasta agosto de 1951 cuando la Concesión revirtió a la nación y el manejo pasó a Ecopetrol¹.

A inicios del año 1925, se perfora el pozo LC-58 que es completado en la Zona A y comprueba la existencia del anticlinal de La Cira. En el año 1926 se completa el pozo LC-125, primer pozo productor de la Zona B, también considerado como el descubridor de la Zona C en la estructura de la Cira con una producción inicial de 2350 Bpd. En el año 1931 se considera completo el desarrollo de la Zona C para la estructura de Infantas. Entre los años 1930 y 1932 se completan 23 pozos de la Zona B y se profundizan 111 pozos de la Zona C. En el año 1947 se suspende la perforación en la estructura de La Cira, habiéndose perforado 857 pozos con un espaciamiento promedio de 14 acres².

El primer programa de inyección de agua en la estructura La Cira se realizó entre los años 1946 y 1949 a través de siete pozos localizados en el acuífero, con el propósito de presurizar el yacimiento. Durante el período de 1953 a 1957 Ecopetrol S.A. perfora 64 pozos adicionales en la estructura de Infantas. Entre los años 1964 y 1966 se desarrolla el área de La Cira Norte, con la perforación de 19 pozos. En febrero de 1972 se desarrolló un piloto de inyección de agua en la Zona C, el cual

¹ ECOPETROL S.A. Evaluación integrada de yacimientos del Campo La Cira–Infantas. 1999. p. 3-6.

² Ibid., p. 6.

se inició con cinco pozos inyectoros y 10 pozos productores y Finalizó en febrero de 1976. En el año 1974, se realizó un ensayo piloto de inyección de vapor sin éxito³.

Para la década de los años 90 La Cira Infantas inició su época de mayor declinación, llegando en 2003 a una producción por debajo de los 5.500 Bpd de petróleo. Por esta razón, en el año 2005 Ecopetrol S.A. en asociación con Occidental de Colombia deciden implementar un proyecto de redesarrollo del campo, el cual comprende la perforación o reacondicionamiento de 1500 pozos. Además, de una reconfiguración de la inyección de agua en áreas ya inundadas y expansión de la inyección a nuevas áreas. Desde septiembre de 2005 hasta enero de 2009 la producción incremento a 2200 Bopd⁴. Según la ANH⁵, la producción fiscalizada de crudo a agosto de 2018 del Campo La Cira Infantas es de 45824 Bopd.

1.1.2 Historia del Campo Yariguí–Cantagallo. En la primera etapa exploratoria del sector de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena donde hoy se encuentra ubicado el Campo Yariguí–Cantagallo, la Compañía de Petróleos del Valle del Magdalena, subsidiaria de la Compañía Socony Vacuum entre los años 1941 y 1942, perforó dos pozos, que fueron Cimitarra 1 (posteriormente Cantagallo 1) el cual alcanzó una profundidad de 1494 pies, encontrando rocas del Grupo Girón a 1145 pies, con manifestaciones de gas y aceite hacia la base de la secuencia terciaria y el Cimitarra 2 (posteriormente Cantagallo 2) considerado como el descubridor del campo⁶.

Para el desarrollo del campo entre los años 1943 y 1949 se perforaron 10 pozos. Luego siguió un receso hasta el año 1951, cuando la Concesión Cantagallo es adquirida por la Compañía Shell Cóndor. De los primeros 12 pozos perforados, solo cinco fueron productores comerciales, uno de estos fue abandonado posteriormente por inundación del Río Magdalena. Cuatro pozos resultaron secos, con manifestaciones de gas y aceite; otros dos pozos fueron de extensión en el extremo meridional de la Concesión. Tres pozos fueron perforados en el lado levantado de la Falla Cantagallo y encontraron rocas del Grupo Girón o basamento cristalino relativamente a poca profundidad⁷.

A partir del año 1953 la exploración y explotación de nuevos pozos se incrementa hacia el lado Este del Campo Cantagallo. Las perforaciones, direccionales en su mayoría, se llevaron a cabo desde la margen derecha aguas abajo del Río Magdalena o desde algunas islas ubicadas entre los municipios de Cantagallo y Puerto Wilches, dando como resultado el descubrimiento del Campo Yariguí, que

³ Ibid., p. 6-7.

⁴ PRIETO, Maria Elizabeth, et al. SPE, 2009.

⁵ ANH. Producción fiscalizada crudo 2018. Bogotá. 2018. [En línea]. Dponible en: <http://www.anh.gov.co/Operaciones-Regalias-y-Participaciones/Sistema-Integrado-de-Operaciones/Paginas/Estadisticas-de-Produccion.aspx>

⁶ ECOPETROL S.A. Revisión modelo geológico del Campo Yariguí – Cantagallo. 2000. p. 11-13.

⁷ Ibid., p. 11-13

es la continuación lateral hacia el Este del Campo Cantagallo. En el periodo de los años 1953 a 1962 se perforan 40 pozos en Yariguí, de los cuales se abandonaron por fallas mecánicas o porque no fueron productores siete de ellos y tres más fueron dejados como pozos observadores de la presión en el yacimiento. En el año 1959, la explotación del Campo Cantagallo alcanzó su máximo desarrollo con una producción de 2795 Bpd, y en el año 1962 el Campo Yariguí lo hace con una producción de 18575 Bpd⁸.

En diciembre del año 1965, la Compañía Shell hace un ensayo de inyección de agua en las arenas Cantagallo, sin embargo la prueba no se consideró lo suficientemente concluyente debido a su poca duración. En junio del año 1971 y después de un receso de nueve años en la perforación, se perfora un pozo en el área de Yariguí. Entre los años 1974 y 1975, las Concesiones Cantagallo y San Pablo pasan a la administración de Ecopetrol S.A. mediante la creación de la Compañía Explotaciones Cóndor S.A. En el periodo entre los años 1976 a 1983, bajo la administración de Ecopetrol S.A. se perforaron 28 pozos en Yariguí y uno en Cantagallo, con el fin de disminuir el espaciamiento y reemplazar pozos antiguos o con daños mecánicos irreparables. En el año 1986 revierte al Estado Colombiano la Concesión San Pablo y el 14 de diciembre del año 1987 revierte la Concesión Cantagallo⁹.

En agosto del año 2007, el Ministerio de Minas y Energía mediante la resolución 12 – 4175 aprobó formalmente la unificación de los Campos Yariguí y Cantagallo. En el periodo entre los años 2009 a 2010 se inicia el proyecto de producción secundaria, donde Ecopetrol S.A. obtuvo resultados favorables. Según la ANH¹⁰, la producción fiscalizada de crudo a agosto de 2018 del Campo Yariguí – Cantagallo es de 14295 Bopd.

1.1.3 Historia del Campo Casabe. El Campo Casabe fue descubierto en el año 1941 por la Compañía Shell Cóndor. El pozo Casabe 1 descubridor del campo fue completado el 20 de octubre del mismo año y declarada su comercialidad en el año 1945. El lugar donde se levantó este campo (en la actualidad el municipio de Yondó, Antioquia) era selva y fue construido sobre un pantano, siendo necesarios trabajos de drenaje y saneamiento.

Durante la recuperación primaria, los mecanismos de producción fueron el agotamiento natural y el empuje de un acuífero débil. Alcanzó la máxima tasa de producción de 47.000 Bopd en el año 1954. El periodo de empuje natural concluyó a fines de la década de 1970, donde se obtuvo un factor de recuperación primaria

⁸ Ibid., p. 11-13

⁹ Ibid., p. 11-13

¹⁰ ANH. Producción fiscalizada crudo 2018. Bogotá. 2018. [En línea]. Disponible en: <http://www.anh.gov.co/Operaciones-Regalias-y-Participaciones/Sistema-Integrado-de-Operaciones/Paginas/Estadisticas-de-Produccion.aspx>

del 13%¹¹. El Campo Casabe fue operado por la compañía Shell Cóndor hasta el año de 1974, cuando la Concesión paso a manos de Ecopetrol S.A., que se encargó de la operación.

La declinación de producción para esa época fue significativa al llegar casi a los 5000 Bpd. Para revertir esta tendencia, Ecopetrol S.A efectuó pruebas de inyección de agua durante varios años antes de establecer dos programas de recuperación secundaria, entre mediados y fines de la década de 1980¹². El agua dulce para inyección provenía de la Formación La Mesa, a partir de 1985 se extendió la inyección de agua en todo el campo mediante patrones de cinco pozos. Esta inyección se inició en los Bloques VI, VII y VIII (sector Norte). Tres años después se realizó en los Bloques I, II, III y V (sector Sur).

Durante el período de recuperación secundaria varios factores conspiraron en contra de la efectividad del programa de inyección de agua, dentro de las cuales se tenían la existencia de complejidades estructurales, areniscas heterogéneas, lutitas sensibles y petróleos viscosos. Al tener una mayor producción de fluido gracias a la inyección de agua, se tuvo producción de arena en los pozos, lo cual provocó colapso y fallas en los equipos de fondo de pozo. Las tasas de inyección de agua se redujeron gradualmente en un intento para superar los problemas y el proceso de inyección perdió efectividad en cuanto al mejoramiento de la recuperación de petróleo¹³.

En el año 2004, Ecopetrol S.A. y Schlumberger hicieron una alianza con el fin de incrementar la producción del campo, implementando nuevas tecnologías, utilizando métodos para el manejo de yacimientos complejos. “Desde marzo de 2004 hasta febrero de 2010, la producción de petróleo se incrementó, pasando de 5.200 Bpd a más de 16.000 Bpd”¹⁴. Según la ANH¹⁵, la producción fiscalizada de crudo a agosto de 2018 del Campo Casabe es de 12787 Bopd.

1.2 LOCALIZACIÓN DE LOS CAMPOS

Los tres campos se localizan en territorio colombiano en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Debido a la cercanía entre los campos, el municipio de referencia para su acceso es Barrancabermeja. El trayecto a Barrancabermeja desde Bogotá se puede realizar vía aérea con una duración de 55 minutos aproximadamente. Por

¹¹ AMAYA, Mauro. et al. Casabe: Revitalización de un campo maduro. Bogotá. 2010. [En línea]. Disponible en: https://www.slb.com/~-/media/Files/resources/oilfield_review/sp_anish10/sum10/01_casabe.pdf

¹² Ibid.

¹³ Ibid.

¹⁴ Ibid.

¹⁵ ANH. Producción fiscalizada crudo 2018. Bogotá. 2018. [En línea]. Diponible en: <http://www.anh.gov.co/Operaciones-Regalias-y-Participaciones/Sistema-Integrado-de-Operaciones/Paginas/Estadisticas-de-Produccion.aspx>

vía terrestre, saliendo de Bogotá capital de Colombia por la calle 80 vía La Vega, Posteriormente tomar la carretera nacional 50 hacia el Occidente, 58 km hasta el municipio de Guaduas; donde se toma la carretera nacional 56, 60 kilómetros hasta el municipio de La Dorada; donde se toma la carretera nacional 45 o Ruta del Sol hacia el Norte, después de 246 km se llega al municipio de Barrancabermeja, ver **Figura 1**.

El Campo La Cira–Infantas se encuentra ubicado en la parte central de la antigua Concesión de Mares, en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, departamento de Santander, Colombia. A 250 km al NNW de Bogotá. Para acceder al campo partiendo desde Barrancabermeja se toma la salida del municipio hacia el SE y a 22 km, en el corregimiento El Centro¹⁶.

El Campo Yariguí–Cantagallo se encuentra localizado hacia la parte central del flanco Occidental de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena en los límites de los Departamentos de Santander y de Bolívar; más exactamente relacionado a las orillas del Río Magdalena a la altura del municipio de Puerto Wilches. Para acceder al Campo Yariguí – Cantagallo, desde Barrancabermeja se toma la salida hacia el Norte durante 50 km, pasando por el Llanito y Puente Sogamoso hasta llegar a Puerto Wilches¹⁷.

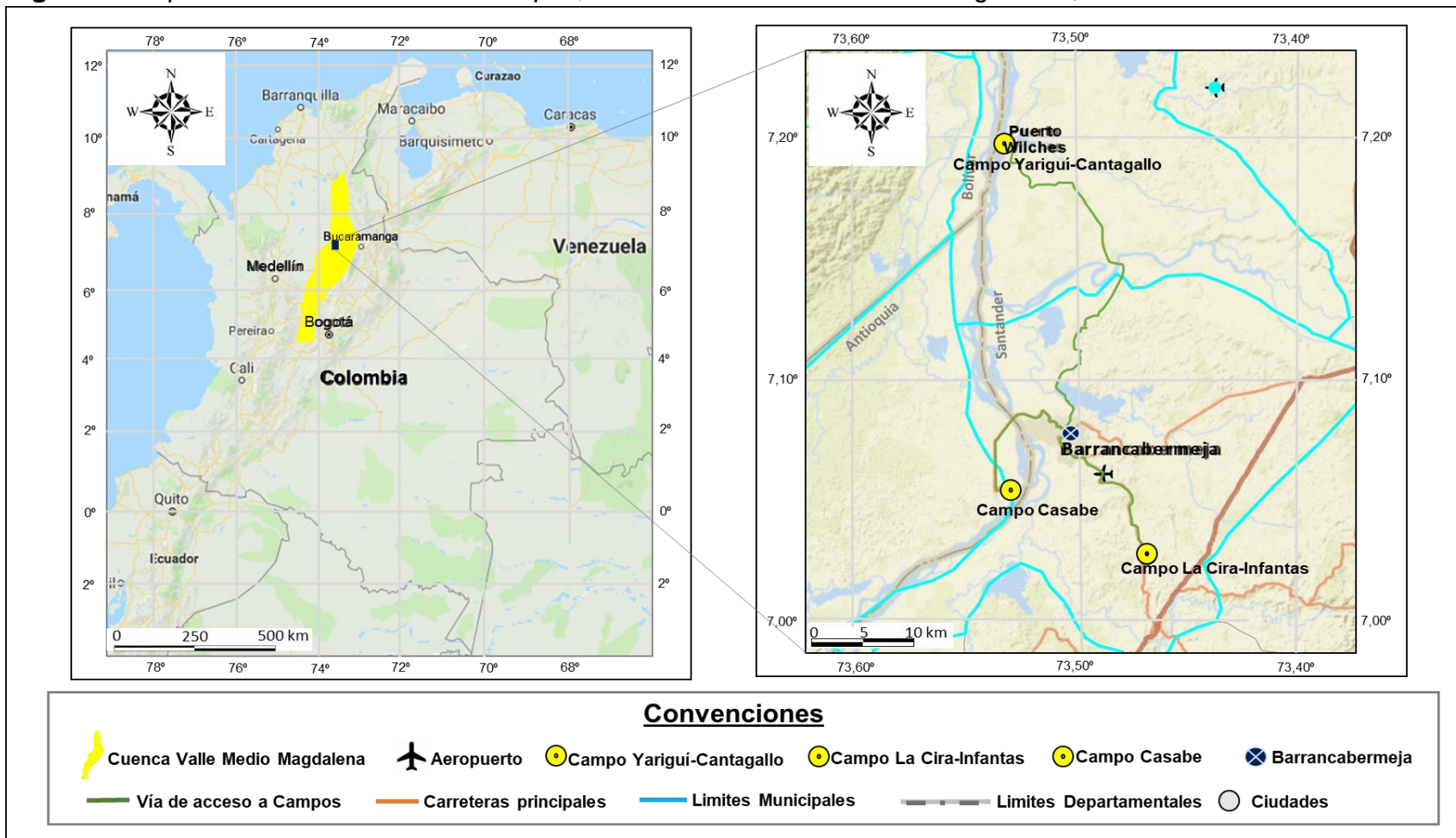
El Campo Casabe se encuentra ubicado en la parte central de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, delimitado por la Falla Casabe – Peñas Blancas, ubicado en el margen occidental del Río Magdalena, en el departamento de Antioquia perteneciente al municipio de Yondó. A 350 km al NNW de Bogotá. Para acceder al campo desde el municipio de Barrancabermeja se toma la salida al Noreste para luego recorrer un trayecto de 16.9 km hasta el municipio de Yondó¹⁸.

¹⁶ ECOPETROL S.A. Evaluación integrada de yacimientos del Campo La Cira–Infantas, Op. cit. p. 2.

¹⁷ ECOPETROL S.A. Revisión modelo geológico del Campo Yariguí – Cantagallo, Op. cit. p. 9.

¹⁸ AMAYA, Mauro. et al. Casabe: Revitalización de un campo maduro. Bogotá. 2010. [En línea]: Disponible en: https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish10/sum10/01_casabe.pdf

Figura 1. Mapa de localización de los Campos, Cuenca del Valle Medio del Magdalena, Colombia.



Fuente: elaboración propia

1.3 MARCO GEOLÓGICO

En esta sección se describe la estratigrafía, la geología estructural y la geología del petróleo correspondiente a los Campos La Cira Infantas y Yariguí – Cantagallo localizados en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.

1.3.1 Columna estratigráfica. A continuación, en la **Figura 2**, se presenta la columna estratigráfica generalizada de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.

1.3.2 Estratigrafía. A continuación, se describen las formaciones geológicas presentes en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, partiendo de la más antigua hasta llegar a la más reciente.

1.3.2.1 Grupo Girón. Según M. Julivert¹⁹, la edad corresponde al Jurásico superior. En general el Grupo Girón presenta niveles de lutitas rojas, un nivel arcósico y niveles lutíticos alternantes con areniscas. El espesor medido en la sección del Río Lebrija es de 8500 pies. El ambiente de depositación es de tipo continental en la base y de tipo transicional marino-continental en el tope. Tiene contactos discordantes tanto con el basamento ígneo-metamórfico que la infrayace, como con la Formación Tambor que la suprayace.

1.3.2.2 Formación “Tambor – Los Santos”. Se ha determinado para esta formación una edad Valanginiano – Hauteriviano²⁰. Esta Formación se inicia con un conjunto rudítico, luego se encuentra un intervalo lutítico arenoso y por último otro intervalo arenoso. El espesor medido en el área de estudio alcanza los 2000 pies. Los ambientes de sedimentación son (en el mismo orden) abanico aluvial húmedo, ambientes estuarinos a maréales y por último ríos de baja sinuosidad en llanuras aluviales. La Formación Tambor se encuentra en contacto discordante con la Formación Girón que la infrayace, y en contacto concordante con la Formación Rosablanca que la suprayace.

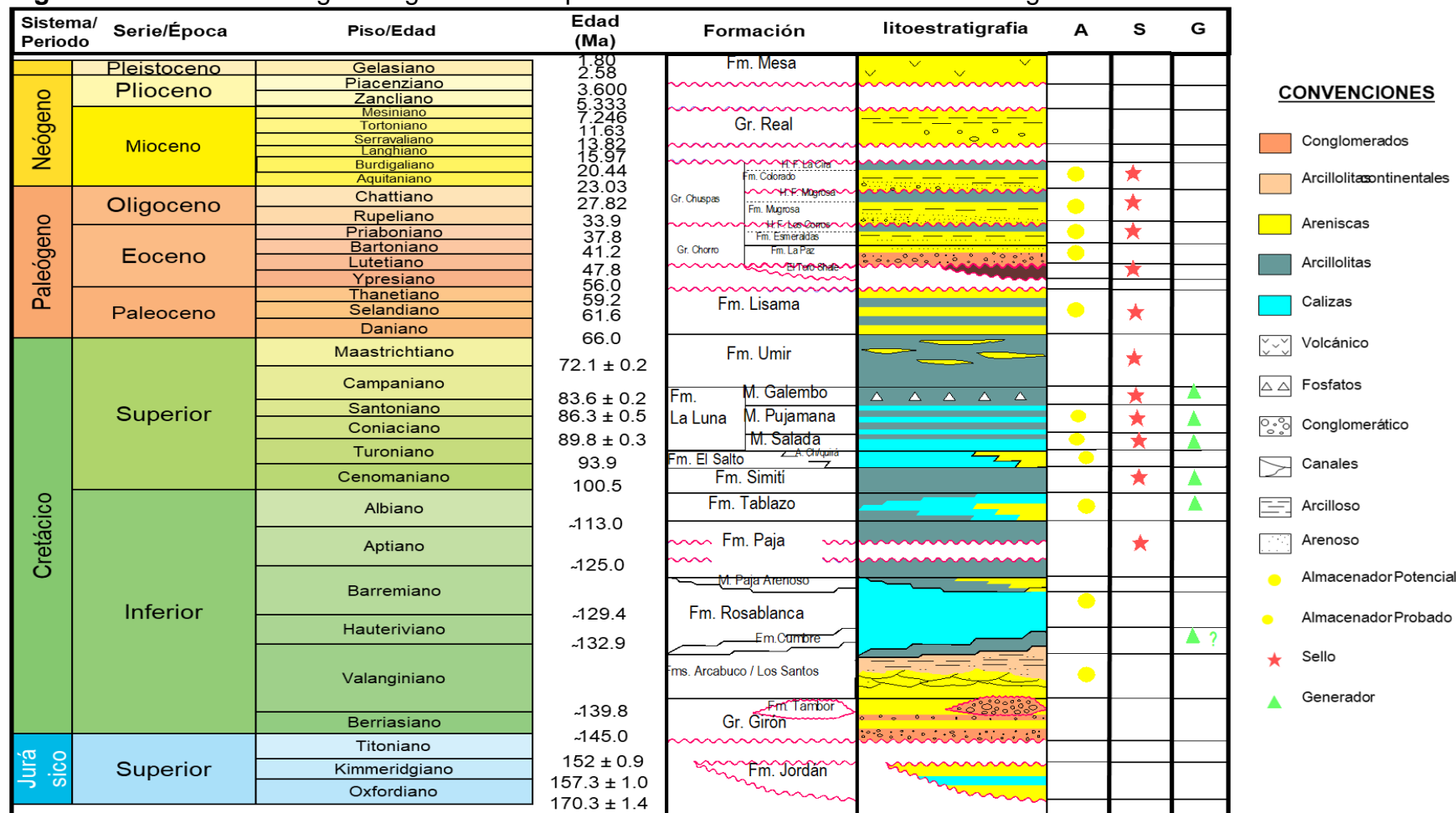
1.3.2.3 Formación Cumbre. Por correlación estratigráfica su edad se puede establecer como Valanginiano Superior a Hauteriviano Inferior²¹. Está compuesta por lodolitas y areniscas depositadas en ambientes de mareas. El espesor de esta formación no supera los 100 pies, no se presenta en el área de influencia del campo La Cira - Infantas. La Formación Cumbre marca el inicio de la entrada del mar Cretáceo hacia el paleo - continente y se establece para esta unidad un ambiente de aguas poco profundas como un ambiente de planicie costera o transicional (estuarios y bahías). El contacto con la Formación Rosablanca se infiere como transicional.

¹⁹ JULIVERT, Manuel. Léxico Estratigráfico Internacional – América Latina. Colombia. Volumen V, Fascículo 4°. Francia. 1968. p 255-264

²⁰ ECOPETROL S.A. Revisión modelo geológico del Campo Yariguí – Cantagallo, Op. cit. p. 23-24.

²¹ Ibid., p. 24.

Figura 2. Columna estratigráfica generalizada para la Cuenca del Valle Medio del Magdalena



Fuente: ECOPETROL S.A. Revisión modelo geológico del Campo Yariguí – Cantagallo. 2000.

1.3.2.4 Formación Rosablanca. La Formación Rosablanca es más antigua (Hauteriviano) en el Sur y más joven (Barremiano) en el Noreste de la Cuenca del valle Medio del Magdalena²². Consta de distintos niveles descritos de abajo hacia arriba, nivel inferior de calizas y dolomitas grises, intercalación de caliza marrón, nivel margoso, nivel de shales con intercalación de calizas, nivel superior magroso y nivel arenoso. En la sección del Río Sogamoso esta formación alcanza un espesor de 1400 pies, pero puede alcanzar espesores de hasta 2200 pies. En un ambiente inframareal a supramareal con alguna influencia de tormentas y algunas facies evaporíticas. Los contactos son concordantes tanto con la Formación Tambor como con la Formación Paja, que las suprayace e infrayace respectivamente.

1.3.2.5 Formación Paja. La edad de esta formación varía Barremiano a Aptiano Inferior en el Sur a Aptiano Superior en el Norte de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena²³. Es una sucesión de lodolitas fisiles localmente calcáreas, de color gris oscuro a negro, con algunas capas de calizas micrítica, que son más abundantes en la parte inferior y presenta numerosas concreciones calcáreas y venas de calcita. Regionalmente varía entre 750 pies a 1880 pies, en la sección del Río Sogamoso alcanza un máximo de 2000 pies. El ambiente de depositación es marino somero, intermareal a supramareal. Se encuentra por encima de la Formación Rosa Blanca, y por debajo de la Formación Tablazo, el contacto con la primera es neto, con la segunda existe un tránsito algo gradual.

1.3.2.6 Formación Tablazo. La edad propuesta para esta formación varía de Aptiano Superior a Albiano Inferior²⁴. Es una sucesión de calizas duras, muy fosilíferas y margas, con predominio de las calizas en la mitad superior y de las margas en la mitad inferior. El espesor en la cuenca varía entre 750 y 1800 pies. El ambiente de depósito es marino somero: submareal a supramareal con oscilaciones intermareales bastante amplias. El contacto infrayacente con la Formación Paja es gradacional y también gradacional con la Formación Simití que le suprayace.

1.3.2.7 Formación Simití. La edad de esta formación varía de Albiano a Cenomaniano²⁵. Es una unidad constituida por lodolitas físis carbonosa localmente calcárea y ocasionalmente presenta concreciones con amonitas. Las concreciones son abundantes en la parte superior de la formación. Muy cerca del tope hay láminas delgadas con gránulos, nódulos de fosfatos, dientes de peces y arena. El espesor en la cuenca varía entre 1800 pies y 2100 pies. El ambiente de sedimentación es marino, con desarrollo de condiciones anóxicas. La Formación Simití se encuentra en contacto gradacional con la Formación Tablazo que la infrayace, y en contacto concordante con la Formación La Luna que la suprayace.

²² Ibid., p. 27.

²³ Ibid., p. 27-28.

²⁴ Ibid., p. 29.

²⁵ Ibid., p. 29-30.

1.3.2.8 Formación La Luna. La edad de la Formación La Luna es Turoniano a posiblemente Campaniano Inferior²⁶. Esta formación representa el intervalo generador más importante de la cuenca. La formación se encuentra subdividida en tres miembros que de abajo hacia arriba son: Salada, Pujamana y Galembo. Miembro Salada, constituido por shale calcáreo negro finamente estratificado y laminado con estratificaciones delgadas de limolita arcillosa, presenta un espesor que varía entre 160 y 330 pies. Miembro Pujamana, está constituido por shale parcialmente calcáreo gris oscuro delgadamente estratificado, presenta un espesor que varía entre 160 y 750 pies. El Miembro Galembo está constituido por caliza micrítica gris oscura en la parte superior, interestratificado con chert a lodolita silícea gris a negra y shale calcáreo negro, el espesor de este miembro varía entre 600 y 1100 pies. El ambiente de depositación es marino de aguas someras. La Formación La Luna se encuentra en contacto concordante con la Formación Simití que la infrayace, y en contacto discordante con la Formación Umir que la suprayace.

1.3.2.9 Formación Umir. Se ha determinado la edad de esta formación como Campaniano a Maastrichtiano²⁷. Está constituido por lodolitas fisiles gris oscura a lodolita gris medio, con delgadas interestratificaciones de limolita, las cuales son más abundantes en la parte superior de la formación, donde hay delgadas capas de areniscas de grano fino y capas delgadas de carbón. Regionalmente el espesor de esta formación varía de sur a norte de 2850 pies a 4400 pies. En la parte Este de la cuenca alcanza un máximo espesor observado de 5250 pies. El ambiente de sedimentación ha sido interpretado como nerítico en su parte inferior hasta llanuras de marea y frentes deltáicos en su parte superior. Los contactos son de tipo concordante tanto con la Formación La Luna como con la Formación Lisama que suprayace e infrayace respectivamente.

1.3.2.10 Formación Lisama. La distribución de la Formación Lisama en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena se encuentra restringida a áreas donde la truncación erosional producida por el levantamiento que genero inconformidad del Eoceno Medio fue menos pronunciada, lo cual resulta en que regionalmente esta unidad desaparece hacia el Oeste de la cuenca, por esta razón en el área del campo Yariguí – Cantagallo esta Formación no se encuentra presente²⁸. Esta unidad estratigráfica no está presente en el área de influencia del Campo la Cira Infantas.

1.3.2.11 Formación La Paz. Según la posición estratigráfica la edad de esta formación se considera Eoceno, diferenciado por algunos autores como Eoceno Tardío, siendo más antigua hacia el Norte²⁹. Esta Formación consta de cuarzoarenitas y sublitoarenitas masivas y conglomeráticas, de color gris claro, con estratificación cruzada y con intercalaciones dispersas de limolitas y shale que se

²⁶ Ibid., p. 31-32.

²⁷ Ibid., p. 32.

²⁸ Ibid., p. 34.

²⁹ Ibid., p. 34-37.

encuentran en los dos tercios inferiores de la formación. En la parte occidental de la cuenca (Campo Yariguí–Cantagallo), el espesor de la Formación La Paz es de aproximadamente 2000 pies. Esta unidad fue depositada en ambientes de canales fluviales en la parte Occidental de la cuenca (Area del Campo Cantagallo) cambiando a sistemas fluviales anastomasados en la parte Este de la cuenca, (Area del Campo Provincia). La Formación La Paz se encuentra en contacto discordante con la Formación Lisama que la infrayace, dado por la incorfomidad regional del Eoceno Medio. En el Campo Yariguí – Cantagallo se encuentra discordantemente sobre las formaciones del Cretáceo. Además, se encuentra en contacto discordante con la Formación Esmeraldas que la suprayace.

1.3.2.12 Formación Esmeralda. Fue depositada desde el Eoceno Medio hasta el Superior³⁰. La Formación Esmeraldas representa la unidad superior del Grupo Chorro. Litológicamente, se describe como areniscas y limolitas 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, además se presentan algunos lentejones de carbón que pueden presentarse dispersos. El espesor de la Formación Esmeralda es de aproximadamente 3930 pies y fue depositada en un ambiente continental fluvial. La Formación Esmeralda tiene un contacto concordante con la Formación La Paz que la infrayace y un contacto concordante con la Formación Mugrosa que la suprayace.

1.3.2.13 Formación Mugrosa. A esta formación se le ha asignado una edad de Oligoceno inferior a Medio³¹. En general la parte inferior de la formación consta de areniscas de grano fino medio, raramente grueso o con cantos, que están intercalados con shales. La parte media consta de shales masivos moteados con algunas intercalaciones de areniscas de grano fino. En la parte superior algunas veces se encuentran areniscas ocasionalmente con cantos que se intercalan con lodolitas fisiles moteados. En la parte Oeste de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena esta formación alcanza 1900 pies de espesor, en el área del Campo La Cira Infantas el espesor de esta formación es de 2600 pies y en la sección del Río Sogamoso alcanza un máximo de 6500 pies. El ambiente de depósito se ha definido como continental deltáico. El contacto infrayacente con la Formación Esmeraldas es concordante y con la Formación Colorado que la suprayace concordantemente.

1.3.2.14 Formación Colorado. La edad asignada a esta formación abarca desde el Oligoceno Superior a Mioceno Inferior³². En general se compone de arcillas con intercalaciones de areniscas de espesor variable, con estratificación cruzada. La parte superior de la formación consta de unos 328 pies de arcillas carbonáceas, con areniscas de grano medio y poco potentes. El ambiente de depositación fue continental fluvial. El espesor es de aproximadamente 2700 pies en la parte Oeste

³⁰ Ibid., p. 39.

³¹ Ibid., p. 39-41.

³² Ibid., p. 41-42.

de la cuenca, pero el máximo espesor se alcanza en la parte Central de la cuenca con 3240 pies. El espesor de esta formación en el área del campo la Cira – Infantas es de 3280 pies y en el piedemonte occidental de la Cordillera Oriental es de 8200 pies. Está formación descansa concordantemente sobre la Formación Mugrosa que suprayace y tiene un contacto discordante con la Formación La Cira que infrayace.

1.3.2.15 Formación La Cira. Esta formación representa la parte superior de lo que actualmente se conoce como Formación Colorado³³. La edad es Oligoceno – Mioceno Inferior. Se compone de un complejo de arcillolitas azulosas alternadas con areniscas, capas margosas o calizas impuras. El espesor es de 850 pies que componen la parte superior de la Formación Colorado. Fue depositada en un ambiente continental fluvial. Presenta contactos discordantes tanto con la Formación Colorado que la infrayace como con el Grupo Real que la suprayace.

1.3.2.16 Grupo Real. La edad se ha determinado como del Mioceno Superior³⁴. Este grupo incluye las Formaciones Real Inferior, Medio y Superior, separadas entre sí por inconformidades. Compuesta principalmente por conglomerados, areniscas conglomeráticas y arcillolitas. El espesor calculado es mayor a los 11800 pies. El ambiente de sedimentación es continental de tipo fluvial de corrientes entrelazadas y abanicos aluviales. El Grupo Real se encuentra en contacto discordante con la Formación Colorado, y en contacto discordante con el Grupo Mesa.

1.3.2.17 Grupo Mesa. Con base en la posición estratigráfica se ha determinado la edad de esta formación como Plioceno a Pleistoceno³⁵. Está constituida por niveles de areniscas de grano grueso que alternan con aglomerados, capas de arcillolitas y limolitas, líticos y tobas andesíticas y material piroclástico. Esta unidad presenta un espesor promedio de 1900 pies. Los sedimentos que conforman esta unidad fueron derivados de las Cordilleras Central y Oriental y fueron retrabajados por abanicos aluviales y corrientes fluviales. Descansa discordantemente sobre el Grupo Real.

1.3.3 Geología Estructural. Los campos La Cira Infantas, Yariguí – Cantagallo y Casabe se encuentran geológicamente ubicados en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. La cuenca en su desarrollo geológico ha sufrido una serie de eventos tectono – sedimentarios. Durante el Triásico y hasta comienzos del Cretáceo la depositación es principalmente marino. Durante el Cretáceo tardío – Paleoceno un proceso de deformación compresional causó plegamiento y erosión de la secuencia Cretácea. En el Oligoceno, comenzó el levantamiento de la Cordillera Central pasando la sedimentación a ser de tipo continental. Y en el Mioceno tardío –

³³ DE PORTA, J. Léxico Estratigráfico. Francia. 1974. p. 320

³⁴ ECOPETROL S.A. Revisión modelo geológico del Campo Yariguí – Cantagallo, Op. cit. p. 42-43.

³⁵ Ibid., p. 43-44.

Plioceno ocurrió un periodo de plegamiento y cabalgamiento en la Cordillera Oriental de la cuenca³⁶.

1.3.3.1 Geología estructural de La Cira Infantas. En La Cira Infantas los caracteres estructurales más relevantes del campo son: el Anticlinal de La Cira, el Anticlinal de La Cira, la Falla de Infantas y la Falla de La Cira; adicionalmente a estas estructuras podemos distinguir una serie de fallas normales perpendiculares a las estructuras, ver **Figura 3**. La estructura de La Cira es un anticlinal asimétrico de carácter regional con eje en dirección Norte – Sur, presenta cabeceo hacia el Norte y hacia el Sur y está cortado al Este del eje por la Falla La Cira; la estructura de Infantas es un anticlinal asimétrico elongado, cerrado en ambos extremos y cortado a lo largo de su cresta por una falla inversa mayor (Falla de Infantas)³⁷.

El sistema de fallas de Infantas es el más extenso del campo con una longitud aproximada de 15 km. Este grupo lo integra un tren de fallas de bajo ángulo cuyos planos buzcan hacia el Este. Se puede considerar como la principal barrera estructural al Oriente del Campo La Cira Infantas. La falla La Cira es una falla inversa de alto ángulo cuyo plano buza al Este, tiene rumbo Norte – Sur; limita el anticlinal de La Cira al Este³⁸.

1.3.3.2 Geología estructural de Yariguí – Cantagallo. En el sector occidental de la parte central de la Cuenca del Valle Medio se encuentra el Campo Yariguí – Cantagallo, el cual corresponde a una estructura monoclinical con rumbo SW – NE y buzamiento hacia el Este, variable entre 60° en cercanías a la falla de Cantagallo y hasta 9° en el extremo Este. La Falla de Cantagallo forma parte del sistema de la Falla de Cimitarra, en el área del campo esta falla presenta un rumbo general SW – NE. El bloque occidental está levantado y se puede definir un desplazamiento estratigráfico vertical de hasta 7000 pies en la parte Sur del campo, disminuyendo hacia el norte hasta los 3500 pies³⁹.

El argumento más fuerte para la postulación del Sistema de Fallas de Caño Patíco es que no existe evidencia de una acumulación comercial de hidrocarburos al Sur de este sistema de fallas, restringiendo el área productiva del campo a la intersección de las Fallas de Cantagallo y el Sistema de Fallas de Caño Patíco, ver **Figura 4**. El Sistema de Fallas de Caño Patíco presentaría una naturaleza de tipo normal con rumbo Este – Noreste, buzando hacia el Norte con el bloque Norte caído y el bloque Sur levantado⁴⁰.

³⁶ ECOPETROL S.A. Evaluación integrada de yacimientos del Campo La Cira–Infantas, Op. cit. p. 11-12.

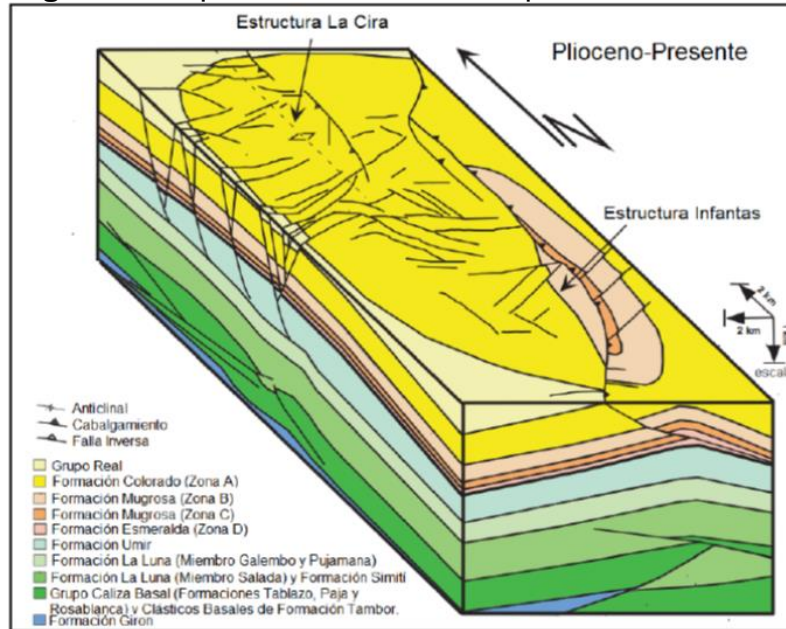
³⁷ Ibid., p. 70-77.

³⁸ Ibid., p. 77-79.

³⁹ ECOPETROL S.A. Revisión modelo geológico del Campo Yariguí – Cantagallo, Op. cit. p. 47.

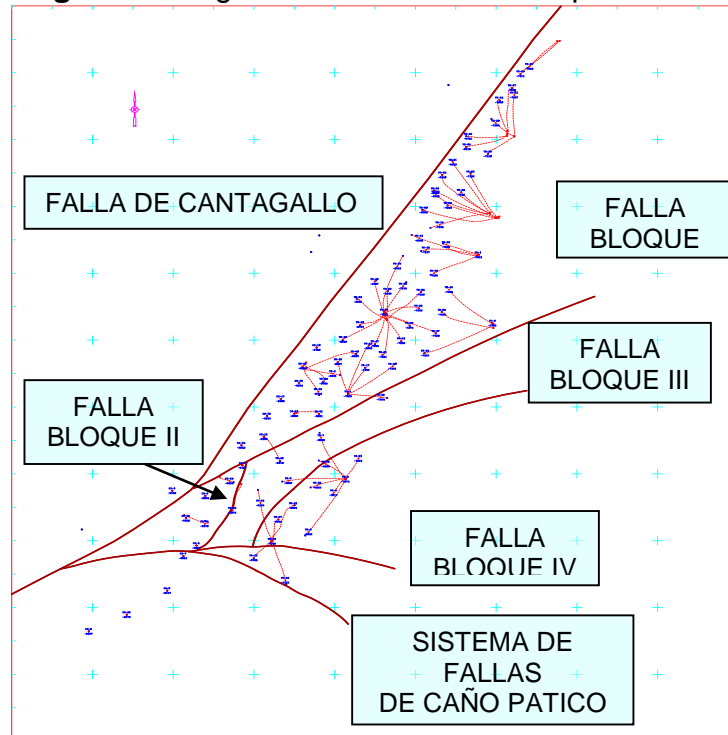
⁴⁰ Ibid., p. 52.

Figura 3. Mapa Estructural del Campo La Cira Infantas



Fuente: GUTIERREZ, M. Rock Physics And 3-D Seismic Characterization Of Reservoir Heterogenities To Improve Recovery Efficiency, La Cira Infantas Oil Field. 2001.

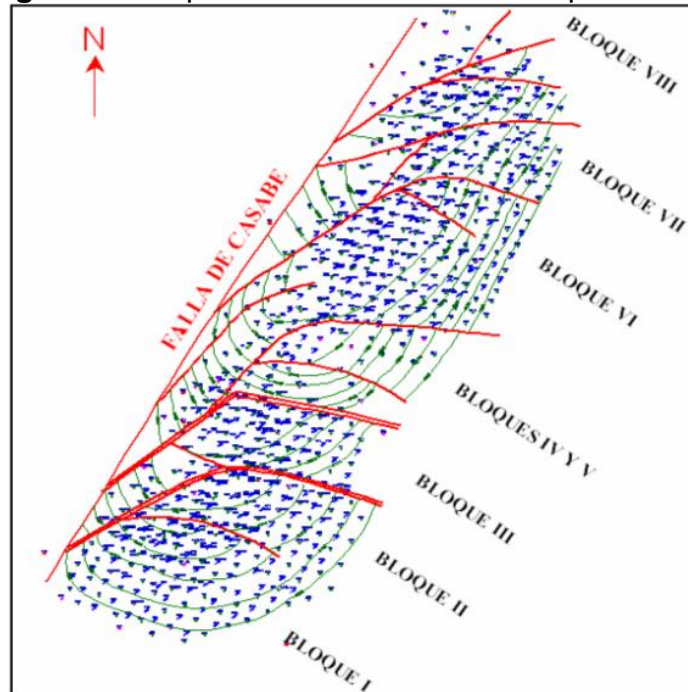
Figura 4. Diagrama de Fallas del Campo Casabe



Fuente: ECOPETROL S.A. Revisión modelo geológico del Campo Yariguí – Cantagallo. p. 51.

1.3.3.3 Geología estructural de Casabe. Para el caso del Campo Casabe, se caracteriza por presentar un monoclinual con buzamiento moderado hacia el Este, afectado por un sistema transgresivo, que se origina por la Falla Casabe; esta falla tiene convergencia hacia el Oeste y rumbo SW – NE, por esto se asocia evento de relajación que da origen a fallas normales de dirección E – W, que separa la estructura en bloques, y que constituyen el sistema de entrampamiento en el terciario. Esta estructuración se ha aprovechado operativamente para el desarrollo del campo, el cual se ha dividido en ocho bloques de Sur a Norte, cada uno limitado por fallas normales⁴¹, ver **Figura 5**.

Figura 5. Bloques Estructurales del Campo Casabe



Fuente: CASADIEGO, E. Estudio de la continuidad lateral y vertical de las arenas de la formación mugrosa en el Campo Casabe y Llanito, Valle Medio del Magdalena. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. 2008.

1.3.4 Geología del Petróleo. A continuación, se describirán los principales componentes del sistema petrolífero de los campos La Cira Infantas y Yariguí – Cantagalo ubicados en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.

1.3.4.1 Roca Generadora. Dentro del grupo de rocas generadoras para la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, las formaciones La Luna, Simití, Rosablanca y Tablazo; presentan características geoquímicas que varían de muy buenas a

⁴¹ CASADIEGO, Efrain. Estudio de la continuidad lateral y vertical de las arenas de la formación mugrosa en el Campo Casabe y Llanito, Valle Medio del Magdalena. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. 2008.

excelentes como roca madre efectiva de hidrocarburos. Por sus excelentes contenidos de COT, kerógeno tipo II, cantidad de hidrocarburos presentes, potencial de hidrocarburos buenos y materia orgánica principalmente lipídica; según Mora et al.⁴².

1.3.4.2 Roca Reservorio. Según la ANH⁴³, las acumulaciones de hidrocarburos en la Cuenca del valle Medio del Magdalena están asociados principalmente a areniscas del Terciario en los reservorios presentes en las formaciones La Paz, Esmeraldas, Mugrosa y Colorado con porosidades que varían entre 15 y 20% y permeabilidades entre 20 y 600 mD. Mientras que aproximadamente el 97% del petróleo hasta ahora encontrado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena está presente en rocas terciarias, el restante 3% se encuentra en las areniscas del Paleoceno correspondientes a la Formación Lisama y en las calizas cretáceas de las Formaciones La Luna y Rosablanca.

El Campo La Cira – Infantas tiene tres Zonas productoras: A, B y C. La Zona A produce las areniscas de la Formación Colorado, las Zonas B y C, de las limolitas y areniscas respectivamente, de la Formación Mugrosa. Las areniscas de la Zona C son las más importantes del campo con el 90% de las reservas. En el Campo Yariguí – Cantagallo hay tres yacimientos productores de hidrocarburos. El yacimiento principal, denominado arenas CG y las arenas C y B3. Las arenas CG y C corresponden a la Formación Terciaria de La Paz y las arenas B3 corresponden al miembro basal de la Formación Mugrosa. Las arenas Cantagallo (CG) son el yacimiento productor más importante del campo, tienen un espesor total que varía entre 1000 y 2000 pies y se encuentran a profundidades entre los 5000 y 7900 pies bajo el nivel del mar. Las arenas “C” es el segundo yacimiento en importancia del campo, tienen un espesor total que varía entre 800 y 1800 pies y se encuentran a profundidades entre los 4600 y 6600 pies bajo el nivel del mar. Las arenas B3, ubicadas en la parte basal de la formación Mugrosa, es el tercer yacimiento productor en importancia del Campo, tienen un espesor total aproximado de 60 pies y se encuentran a profundidades entre los 4500 y 6550 pies bajo el nivel del mar.

1.3.4.3 Migración. El petróleo se generó en la parte Oriental de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena y migró a lo largo de la misma roca fuente hasta el flanco occidental debido a un sistema de tuberías formado por la discordancia del Eoceno que separa las rocas reservorios de las rocas generadoras. Según la ANH⁴⁴, se han detectado tres tipos de migración en la cuenca: 1) Migración de tipo vertical, dándose de manera directa, moviendo los hidrocarburos generados de la Formación La Luna hacia la dicordancia del Eoceno; 2) Migración de tipo lateral en las areniscas pertenecientes al eoceno y; 3) Migración de tipo vertical a lo largo de las

⁴² MORA et al. Definición de los Sistemas Petrolíferos del Valle Medio del Magdalena. 1996.

⁴³ BARRERO et al. Colombian Sedimentary Basins. ANH. Colombia. 2007. p. 80.

⁴⁴ Ibid., p. 80.

superficies de las fallas en sitios donde la Formación La Luna no está en contacto con la discordancia del Eoceno.

1.3.4.4 Roca Sello. Para la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, los sellos que actúan en los reservorios del Terciario corresponden a niveles arcillosos interestratificados con los niveles acumuladores y se encuentran asociados principalmente a la parte superior de las formaciones Mugrosa y Colorado. En cuanto a los reservorios calcáreos del Cretáceo, los sellos corresponden a los paquetes de lutitas presentes en las formaciones Umir, La Luna y Simití⁴⁵.

1.3.4.5 Trampa. Las trampas de los campos La Cira Infantas, Casabe y Yariguí – Cantagallo son de tipo estructural. Las estructuras de Infantas y la Cira son anticlinales de tipo fallado, las fallas más relevantes son el sistema de fallas de Infantas y la falla La Cira. La estructura de Yariguí – Cantagallo es un monoclinal fallado, asociado a la falla Cantagallo y el sistema de fallas Caño Patico; las fallas cortan las estructuras generando el entrampamiento de los fluidos. La estructura de Casabe es un monoclinal fallado, asociado a la falla Casabe y un sistema de fallas normales que separa la estructura en bloques.

1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO LA CIRA INFANTAS

A continuación, se tratan aspectos relevantes sobre la historia de producción del Campo La Cira Infantas, como lo son el método y tiempo de producción, número de pozos, producción acumulada y características del yacimiento.

1.4.1 Método de producción. Inicialmente el Campo La Cira Infantas tuvo producción por flujo natural se dio por mecanismos primarios de gas en solución. Posteriormente, se pasó a un sistema de levantamiento por gas (Gas Lift) que fue desmontado en el año 1935 para dar paso al sistema de bombeo mecánico que se mantiene en la actualidad. En el año 1928, en el área Infantas se inicia la inyección de gas como sistema de mantenimiento de presión, siendo suspendida en el año 1970. Posteriormente, se continúa inyectando en forma esporádica hasta el año 1986 cuando se suspende definitivamente. En La Cira, se inicia la inyección de gas en mayo del año 1930, la cual se mantiene hasta los inicios de la recuperación secundaria⁴⁶.

En el año 1957 se inició la ejecución de un proyecto de recuperación secundaria por inyección de agua formada por 17 modelos de 5 puntos. A finales del año 1958, se inicia el segundo desarrollo en esta área conformado por 30 pozos productores y 45 pozos inyectores, formado por patrones que rodeaban el área del primer programa de inyección realizado en el año 1957. Posteriormente se realizó la expansión del

⁴⁵ ECOPETROL S.A. Revisión modelo geológico del Campo Yariguí – Cantagallo, Op. cit. p. 47.

⁴⁶ ECOPETROL S.A. Evaluación integrada de yacimientos del Campo La Cira–Infantas, Op. cit. p. 6-12.

sistema secundario de la zona C a lo largo del campo de la siguiente manera: en el año 1965 se implementaron patrones de inyección de Líneas Alternas, en el año 1969 patrones de siete puntos y de Líneas Alternas, En el año 1970 patrones de siete puntos y del año 1971 al año 1982 patrones Periféricos y de 5 puntos⁴⁷.

El Campo La Cira-Infantas alcanza su máxima producción en el año 1940, con una producción de 62000 Bpd de petróleo. En el año 1999, la producción promedio es de 7000 Bpd, de los cuales 1700 Bpd se consideran secundarios, con una inyección de agua promedio de 17300 Bpd. La producción acumulada de petróleo es de 711 MBpd. Al año 2017, el campo cuenta con tres sistemas de levantamiento artificial. Bombeo Mecánico (BM) 713 pozos, Bombeo de Cavidades Progresivas (BCP) 145 pozos y Bombeo electro-sumergible (BES) 135 pozos.

1.4.2 Tiempo de producción. Al año 2018, el campo ha alcanzado 100 años de producción ininterrumpida. En el año 1939 alcanzó su máxima producción gracias al flujo natural de 64971 Bopd, para la década de los años 90 la Cira-Infantas inició su época de mayor declinación. A inicios del año 2003 a una producción registrada por debajo de los 5.500 Bpd y un factor de recobro del 18%, el panorama no era nada alentador para el campo y fue allí cuando, como se mencionó anteriormente, se realiza la alianza entre Ecopetrol S.A y Occidental de Colombia gracias a la cual para el año 2009 la producción promedio era de 22000 Bopd y para el año 2018 la producción estimada es de 46603 Bpd y un factor de recobro del 21%. Se estima que para el año 2022 la extracción del campo estará en 63.000 Bpd, con un factor de recobro del 27%⁴⁸.

1.4.3 Número de pozos. En 1939, La Cira-Infantas alcanzó su nivel más alto de producción con 64.971 Bpd, gracias a los 786 pozos productores que estaban activos. A diciembre de 1998 había en el campo un total de 1702 pozos perforados, 669 pozos productores activos y 107 pozos inyectores activos⁴⁹, ver **Gráfica 1**. A finales del año 2017 el campo cuenta con 4.181 pozos en total, 1.499 activos (1.005 productores y 494 inyectores), 1.681 abandonados y 1.001 inactivos.

1.4.4 Gráfica de producción acumulada. La producción del Campo la Cira Infantas comenzó en 1918 con los pozos exploratorios Infantas I y II. El comportamiento que ha tenido la misma se presenta en la **Gráfica 2** en donde se observa que en el año de 1939 se alcanzó la mayor producción de fluido. En el año 1955 se presenta el inicio de la inyección de agua en el campo con el propósito de aumentar el crudo producido, pero no se observa mayor eficiencia, incluso se presenta una disminución continua hasta el punto de llegar a los niveles más bajos de producción en el año 2003. Posteriormente se evidencia un aumento sostenido

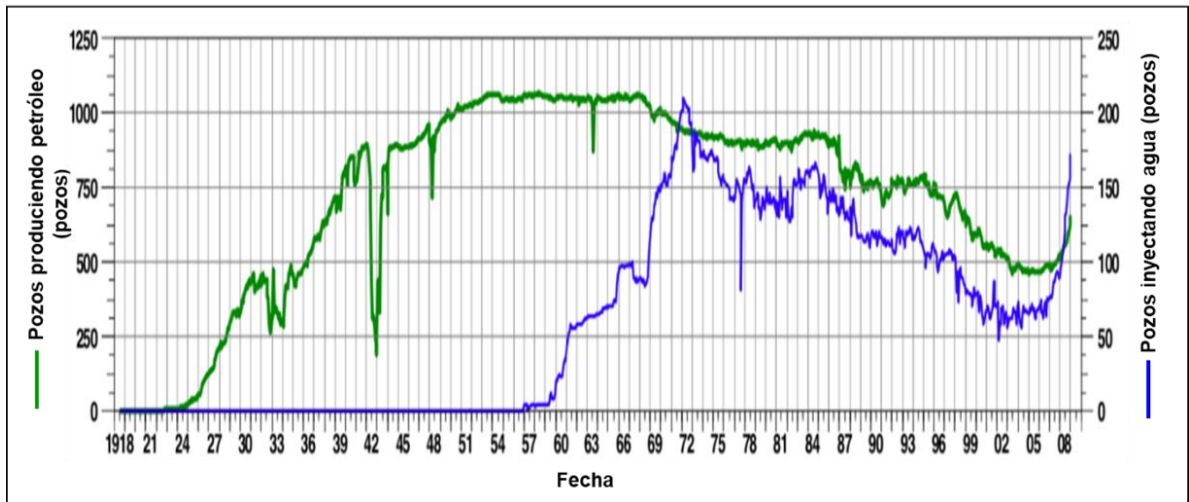
⁴⁷ Ibid., p. 6-7.

⁴⁸ LÓPEZ, Alfonso. La Cira-Infantas, Un Siglo 'Sudando' Petróleo. Mar 4.

⁴⁹ ECOPETROL S.A. Evaluación integrada de yacimientos del Campo La Cira-Infantas, Op. cit. p. 3-12.

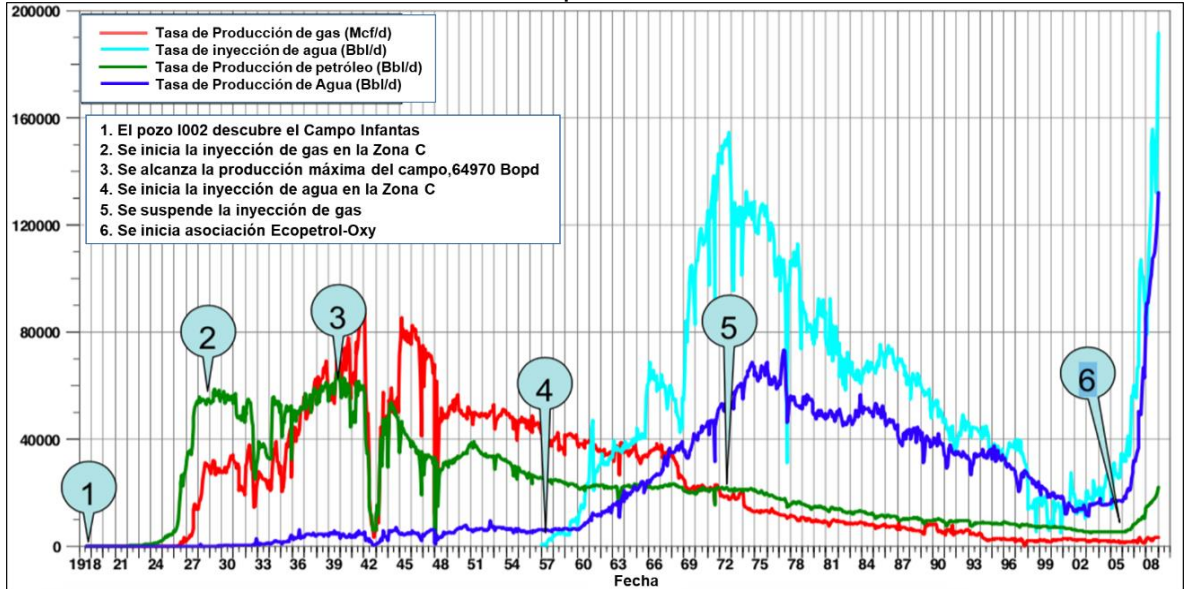
en la producción de crudo, esto debido a la asociación entre Occidental de Colombia y Ecopetrol S.A para aumentar el factor de recobro llegando a los 30.000 Bopd en el año 2015 y continuo aumento a septiembre de 2017 con 39.945 Bopd.

Gráfica 1. Pozos del Campo La Cira-Infantas



Fuente: PRIETO, María Elizabeth, et al. Redevelopment Progress for Colombia's La-Cira Infantas Field. SPE, 2009.

Gráfica 2. Producción acumulada Campo La Cira-Infantas



Fuente: PRIETO, María Elizabeth, et al. SPE, 2009.

1.5 HISTORIA DE PRODUCCION DEL CAMPO YARIGUÍ-CANTAGALLO

A continuación, se tratan aspectos relevantes sobre la historia de producción del Campo Yariguí-Cantagallo, como lo son el método y tiempo de producción, número de pozos, producción acumulada y características del yacimiento.

1.5.1 Método de producción. Desde el inicio de producción del campo en 1942 hasta 1964 el principal mecanismo de producción del campo fue por gas en solución, su corta duración se debió a la baja relación gas/petróleo inicial y al escaso empuje hidráulico. Entonces se vio la necesidad de producir el yacimiento por sistemas de levantamiento artificial (gas lift, bombeo hidráulico y bombeo electro sumergible). En el año de 1995 se inicia en el campo el proceso de reinyección de aguas producidas⁵⁰. Y en el año de 2005⁵¹ se determinó la factibilidad de la inyección de agua en el campo, pero fue hasta 2008 que se inició este proceso, el cual se mantiene hasta la actualidad.

1.5.2 Tiempo de producción. En 2019 el campo cumple 77 años de estar en producción desde su inicio en 1942.

1.5.3 Número de pozos. En la **Tabla 1** se muestran los pozos del campo Yariguí – Cantagallo a julio de 2015.

Tabla 1. Número de pozos Campo Yariguí-Cantagallo

Clasificación	Cantidad
Productores activos	101
Inyectores activos	28
Inactivos	30
Abandonados	54
Total	213

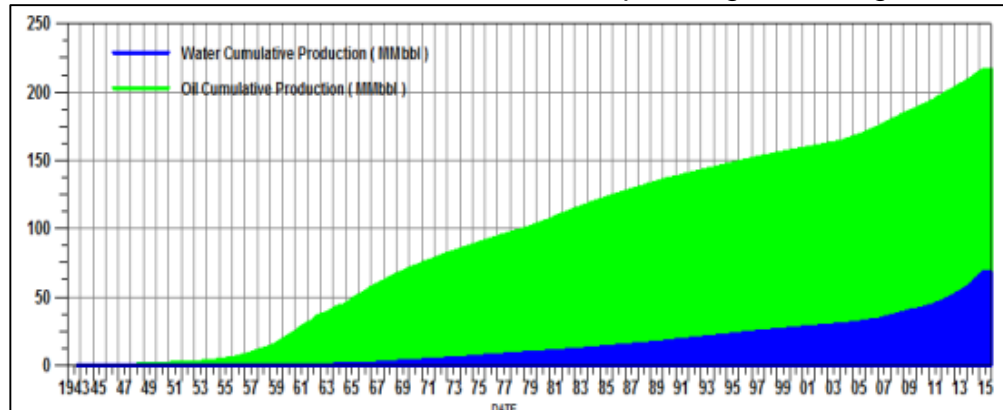
Fuente: elaboración propia con base en ECOPETROL S.A. Revisión modelo geológico del Campo Yariguí – Cantagallo. 2000.

1.5.4 Producción acumulada. En la **Gráfica 3** se muestra la producción acumulada de petróleo y agua para el campo Yariguí-Cantagallo.

⁵⁰ ECOPETROL S.A. Informe ejecutivo semestral Campo Yariguí-Cantagallo, 2011. 19 p.

⁵¹ SOTO C. P.; GOMEZ V., et al. “Factibilidad técnica de la inyección de agua en el bloque V del Campo Yariguí-Cantagallo, Evaluación del potencial secundario, Informe preliminar”, ECOPETROL – ICP, diciembre de 2004

Gráfica 3. Producción acumulada Campo Yariguí–Cantagallo



Fuente: elaboración propia con base ECOPEPETROL S.A. Revisión modelo geológico del Campo Yariguí – Cantagallo. 2000.

1.6 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO CASABE

La historia de producción del campo Casabe data del año 1945 cuando se dio su comercialidad con el pozo Casabe 1, con una producción inicial de 430 Bfpd. A partir de este año se inició la campaña de perforación de pozos que culminó con una cifra de 448 pozos perforados, de los cuales 10 resultaron secos. En el año de 1954 el Campo Casabe alcanzó su mayor tasa de producción registrada (46000 Bopd).

1.6.1 Método de producción. En sus inicios, en el año de 1945 el Campo se encontraba subsaturado. Su principal mecanismo de producción era energía natural del yacimiento apoyado por el empuje de un acuífero débil. En el año de 1979 Ecopetrol, operadora del campo inicia algunos pilotos de inyección de agua luego de haber obtenido un factor de recuperación primario del 13%. Para el año de 1985 se inició el programa de inyección de agua en el sector norte y para el año de 1989 se realizó de la misma forma en el sector sur. Sin embargo, debido a las complejidades estructurales del campo se vio comprometida la efectividad del proceso de inyección, fue así como en el año de 2004 Ecopetrol S.A. y Schlumberger firman una alianza con el objetivo de revitalizar el campo Casabe con el fin de implementar tecnologías y métodos actualizados para el manejo de yacimientos de alta complejidad.⁵² A finales de 2017, el campo Casabe cuenta con un método de recobro secundario para su producción. Dentro del proyecto de recobro existen pozos inyectoros de agua con sartas de inyección selectivas, con el fin de realizar un barrido de hidrocarburos efectivo. El agua inyectada es captada del Río Magdalena aledaño a la ubicación del campo.

1.6.2 Tiempo en producción. Como se mencionó anteriormente, el Campo inició su producción en el año de 1945 y ha alcanzado a 2019, 74 años de producción

⁵² SCHLUMBERGER. Oilfield review. Primavera de 2010; Vol 2. p 5

1.6.3 Número de pozos. En la **Tabla 2** se observa la totalidad de los pozos del campo Casabe, clasificados de la siguiente manera.

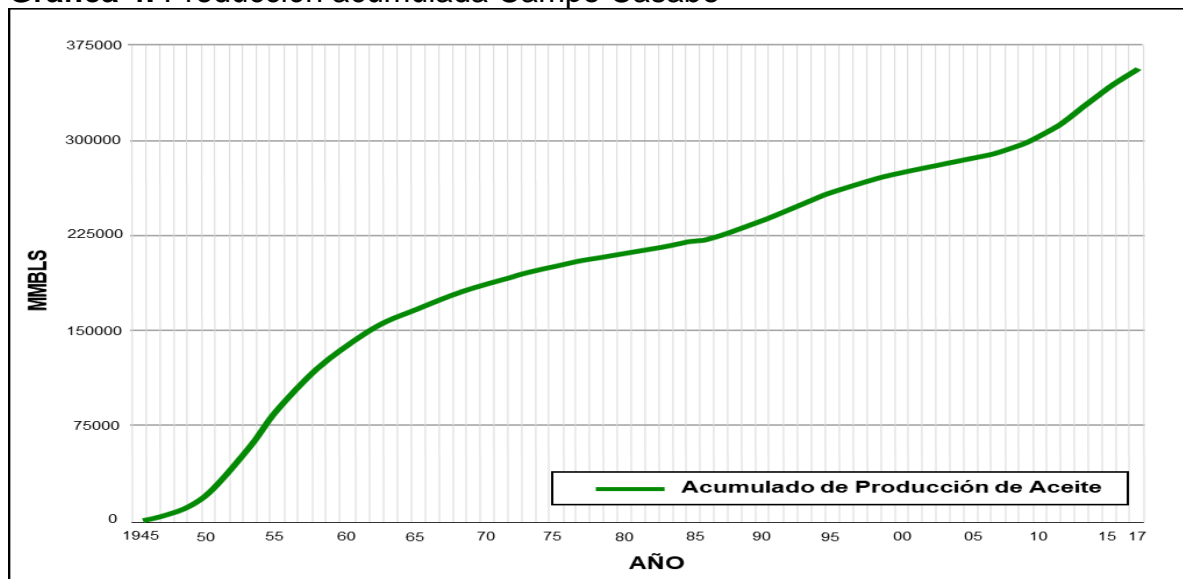
1.6.4 Producción acumulada. La **Gráfica 4** presenta la producción acumulada de petróleo a lo largo del tiempo en el cual ha estado activo. Actualmente, lleva una producción acumulada de 356250 MMbbls de petróleo aproximadamente.

Tabla 2. Número de pozos Campo Casabe

Clasificación	Cantidad
Abandonados	683
Activos	509
Inactivos	221
Inyectores	289
Productores	2318
Gas	1
Captación	11
Terminados	1413

Fuente: Ecopetrol S.A. modificado por autores, 2018.

Gráfica 4. Producción acumulada Campo Casabe



Fuente: elaboración propia con base en Informe Departamento de yacimientos ECOPEPETROL S.A., 2016

2. ASPECTOS CONCEPTUALES Y EXPERIMENTALES DE LA CONSTRUCCIÓN DE LAS CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA

El flujo de fluidos en un medio poroso está controlado por propiedades de la roca como porosidad y permeabilidad; propiedades de la interacción roca-fluido y fluido-fluido como tensión interfacial, mojabilidad y presión capilar (estática), y características de permeabilidad relativa (al flujo). Para el entendimiento y modelamiento de la producción de fluidos en un yacimiento es importante comprender los conceptos relacionados a permeabilidad.

2.1 PERMEABILIDAD

La permeabilidad es una propiedad del medio poroso y es una medida de su habilidad para transmitir fluidos. La medición del flujo de fluidos a través de una muestra en una dirección particular resulta en la permeabilidad de la muestra en esa dirección. La permeabilidad de un medio homogéneo e isotrópico es la misma en cualquier punto en cualquier dirección; sin embargo, las rocas reales no son perfectamente homogéneas o isotrópicas⁵³.

2.1.1 Ley de Darcy. Estudios y experimentos desarrollados por Darcy en 1856 llevaron al desarrollo de la expresión empírica para estimar la permeabilidad de la relación entre las variables involucradas en el flujo de fluidos a través de medios porosos, conocida como la ley de Darcy (Ver **Ecuación 1**). La cual establece que la tasa de flujo volumétrica por unidad de área transversal de un medio permeable (flujo volumétrico) es directamente proporcional al gradiente de potencial e inversamente proporcional a la viscosidad del fluido. El coeficiente de proporcionalidad es la permeabilidad⁵⁴.

Ecuación 1. Ley de Darcy

$$q = \frac{k}{\mu} \rho A \frac{d\Phi}{dl}$$

Fuente: HONARPOUR, MEHDI et al. Relative Permeability of Petroleum Reservoirs, 1986.

Donde,

q: tasa de flujo o caudal; k: permeabilidad; μ : viscosidad del fluido; ρ : densidad del fluido; A: área transversal; Φ : potencial de fluido; l: longitud.

Bajo las siguientes condiciones Darcy desarrolló su ecuación para determinar la permeabilidad: formación homogénea, no existe interacción entre el fluido y la roca,

⁵³ American Petroleum Institute. Recommended Practices for Core Analysis. Second ed. 1998. p. 6-1

⁵⁴ Ibid., p. 6-1

100% saturada con una sola fase, fluido newtoniano, temperatura constante y flujo incompresible, laminar y continuo.

2.1.2 Resistencia Inercial Forchheimer. Forchheimer demostró que la ley de Darcy es un caso limitante, restringido para flujos volumétricos bajos. A flujos mayores, observó que el gradiente de potencial requerido para un determinado flujo volumétrico es mayor que el establecido en la ley de Darcy. La disipación de energía inercial se debe a innumerables aceleraciones que un fluido sufre a medida que se desplaza por caminos tortuosos a través del medio poroso. Estas aceleraciones causan patrones secundarios de flujo, en los cuales, parte de la energía de flujo se convierte en calor⁵⁵.

En un yacimiento de petróleo, especialmente alejado de un pozo inyector o productor, los flujos volumétricos son generalmente tan lentos que la ley de Darcy es aplicable. Sin embargo, altos flujos cercanos al pozo, asociados con altos gradientes de presión pueden causar efectos inerciales considerables. Estos son particularmente predominantes cerca de pozos productores de gas, y en los cañoneos, donde la baja viscosidad del gas permite flujos muy altos⁵⁶.

2.2 PERMEABILIDAD ABSOLUTA

La permeabilidad absoluta (K_{abs}) se define como la capacidad de flujo de un medio poroso de dejar fluir un solo fluido, es decir, el medio poroso debe estar saturado 100% con un solo fluido. Generalmente se usan líquidos o gases para su medición. Si se usa un líquido, este debe ser no reactivo para que no haya interacción entre el fluido y los minerales de la roca. Cuando los minerales y los fluidos interactúan entre sí, se deposita material proveniente del fluido, se produce un nuevo medio cuya permeabilidad será diferente al medio sin alterar⁵⁷.

La permeabilidad de una muestra cuando se usa gas como fluido de medición siempre es mayor que cuando es con un líquido, esto debido a que en la superficie de contacto con la roca los gases exhiben un deslizamiento en las paredes de la roca. La permeabilidad a un gas está en función del camino libre de paso de las moléculas, el gas usado (usualmente aire, N_2 o He) y de su presión media de poro. Por lo tanto, cuando el camino libre de paso de las moléculas es pequeño, como en el caso de altas presiones, es de esperar que la permeabilidad a los gases se aproxime a la de los líquidos⁵⁸.

2.2.1 Permeabilidad Klinkenberg. Klinkenberg en base a sus experimentos, postuló el fenómeno del deslizamiento. Además, propuso un método para obtener

⁵⁵ Ibid., p. 6-1

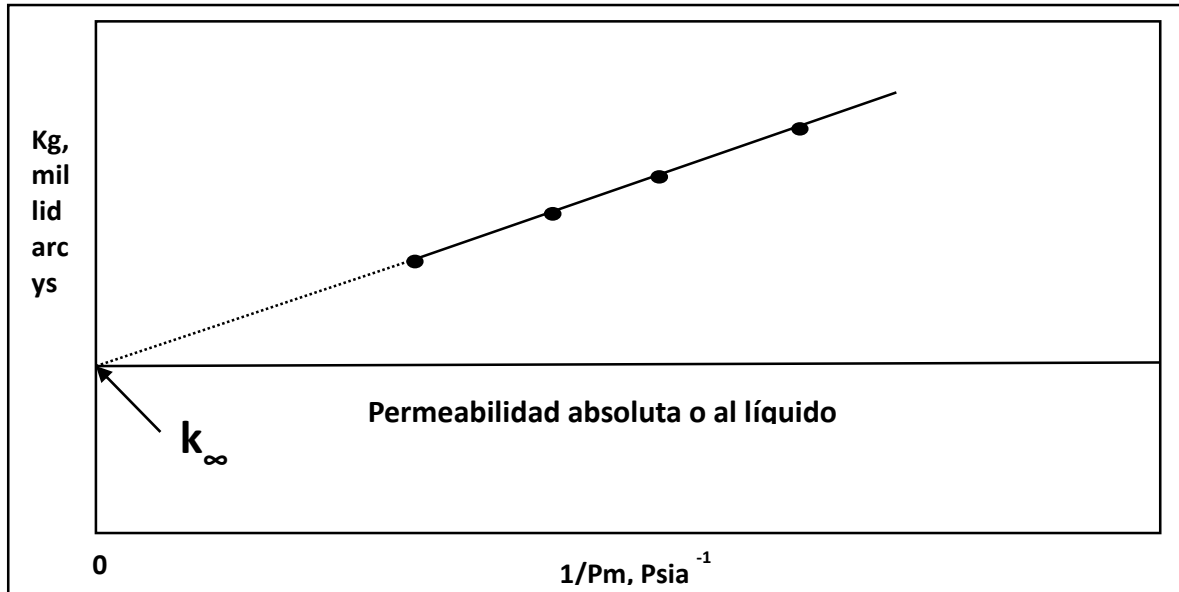
⁵⁶ Ibid., p. 6-1

⁵⁷ Ibid., p. 6-2

⁵⁸ AHMED Tarek. Reservoir Engineer Handbook. Third ed. p. 237

la permeabilidad al gas independiente de la presión de poro, el cual consiste en determinar valores de permeabilidad al gas a diferentes presiones promedio de poro y hacer una gráfica de permeabilidad contra el recíproco de la presión media de poro. La recta que mejor ajuste los datos se extrapola hasta el punto donde el recíproco es igual a cero; en otras palabras, a una presión media infinita esta permeabilidad sería aproximadamente igual a la obtenida usando un líquido no reactivo, ver . Este valor se determina permeabilidad Klinkenberg (K_k).

Figura 6. Determinación de permeabilidad Klinkenberg



Fuente: elaboración propia

2.3 PERMEABILIDAD EFECTIVA

La permeabilidad efectiva (K_{eff}) refleja la habilidad del medio poroso de permitir el paso de un fluido cuando el medio poroso está saturado con más de un fluido, es decir, hay dos o tres fluidos presentes en el espacio poroso⁵⁹. La permeabilidad efectiva para cada fluido es menor a la permeabilidad absoluta por efectos de la inmiscibilidad entre fluidos. La permeabilidad efectiva de cualquier fluido de yacimiento es una función de la saturación del fluido, y las características mojantes de la formación. Se representa como K_o , K_g y K_w para la permeabilidad efectiva al aceite, gas y agua respectivamente.

La saturación debe especificarse para definir completamente las condiciones a las cuales existe una permeabilidad efectiva dada. Las permeabilidades efectivas normalmente se miden directamente en el laboratorio sobre pequeños corazones. Sin embargo, debido a muchas posibles combinaciones de saturación para un

⁵⁹ TODD, Adrian y SOMEVILLE, Jim. Reservoir Engineering, 2016. p. 47

medio poroso, los datos de laboratorio se resumen y reportan usualmente como permeabilidad relativa⁶⁰.

2.4 PERMEABILIDAD RELATIVA

La permeabilidad relativa (K_r) es la medida de la capacidad de un sistema poroso para conducir un fluido en presencia de dos o más fluidos moviéndose en el medio poroso al tiempo; está definida por la relación entre la permeabilidad efectiva (K_{eff}) del fluido en estudio y una permeabilidad de referencia denominada permeabilidad base (K_{base}), ver **Ecuación 2**.

Ecuación 2. Permeabilidad relativa

$$K_r = \frac{K_{eff}}{K_{base}}$$

Fuente: elaboración propia.

Por lo tanto, la permeabilidad relativa es adimensional y se grafica como fracción o porcentaje. Es importante indicar cuál es la K_{base} que se utiliza, para efectos de comparación directa entre curvas, este parámetro debe ser el mismo en todas. Los valores de permeabilidad relativa pueden ser calculados mediante correlaciones empíricas o determinados por pruebas en laboratorio sobre muestras de corazones provenientes del sitio de interés. Dando como resultado las respectivas curvas de permeabilidad relativa para las fases mojante y no mojante cada una en función de sus respectivas saturaciones.

2.5 CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA

Las curvas de permeabilidad relativa representan de manera gráfica el comportamiento del flujo de fluidos en el medio poroso. Se definen por parámetros físicos de la roca como: distribución del tamaño de grano, mineralogía de la roca, contenido y tipo de arcillas, parámetros de la interacción roca fluidos como tensión interfacial, presión capilar, mojabilidad, historia de saturación, entre otros.

Estos parámetros físicos se ven representados gráficamente por: la curvatura de las curvas, y la ubicación de los end-points. A continuación, se explican brevemente los end-points de la gráfica de permeabilidad relativa.

2.5.1 End points. Los experimentos solo tienen sentido práctico entre los límites del rango de saturación en el cual los dos fluidos son móviles. Estos son: saturación de agua irreducible (S_{wir}) y saturación de petróleo residual (S_{or}). Los end-points de la curva de permeabilidad relativa son los dos estados de saturación mencionados

⁶⁰ AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook. 4th ed. ed. Burlington: Gulf Professional Publishing, 2010. 9781856178037

previamente y las permeabilidades relativas a dichas saturaciones ($K_{ro}@S_{wir}$) y ($K_{rw}@S_{or}$). Se denominan end-points ya que como se observa en la gráfica de la **Figura 7**, son los puntos finales de las curvas. A continuación, se definen cada uno de los end-points mencionados.

2.5.1.1 Saturación de Agua Irreducible (S_{wir}). Se define como el volumen poroso ocupado por agua a la máxima saturación de petróleo. El S_{wir} se correlaciona con la permeabilidad, el área superficial y el tamaño de los poros. A mayor área superficial y menor tamaño de partículas, mayor es el S_{wir} . Se puede ver representado en la curva de permeabilidad relativa por el punto 1 en la **Figura 7**.

Es importante presentar las definiciones de saturación de agua connata (irreducible) y de saturación de agua crítica, ya que generalmente se asocian los términos como iguales, pero se encuentran los casos donde no lo son. La saturación de agua connata (irreducible) es la saturación de agua existente en el yacimiento al momento del descubrimiento, es decir, la saturación de agua resultante luego que el petróleo migrará y desplazará el agua que contenía la roca, este desplazamiento ocurre durante millones de años. La saturación de agua crítica es la saturación a la cual el agua pasa de considerarse inmóvil a considerarse móvil cuando se aumenta la saturación de agua.

2.5.2 Saturación de Petróleo Residual (S_{or}). Se define como el petróleo que queda en la zona barrida después de un proceso de desplazamiento. El mecanismo de este atrapamiento depende de: la estructura de los poros en el medio poroso, las interacciones roca-fluido relacionadas con la mojabilidad, las interacciones fluido-fluido reflejadas en la tensión interfacial y la razón de movilidad. Este petróleo remanente no puede fluir debido a los efectos capilares que lo retienen en los poros. Por la existencia de: canales de flujo o poros de diferente tamaño, canales de flujo o poros de diferente permeabilidad o fuerzas capilares adversas. Se puede ver representado en la curva de permeabilidad relativa por el punto 2 en la **Figura 7**

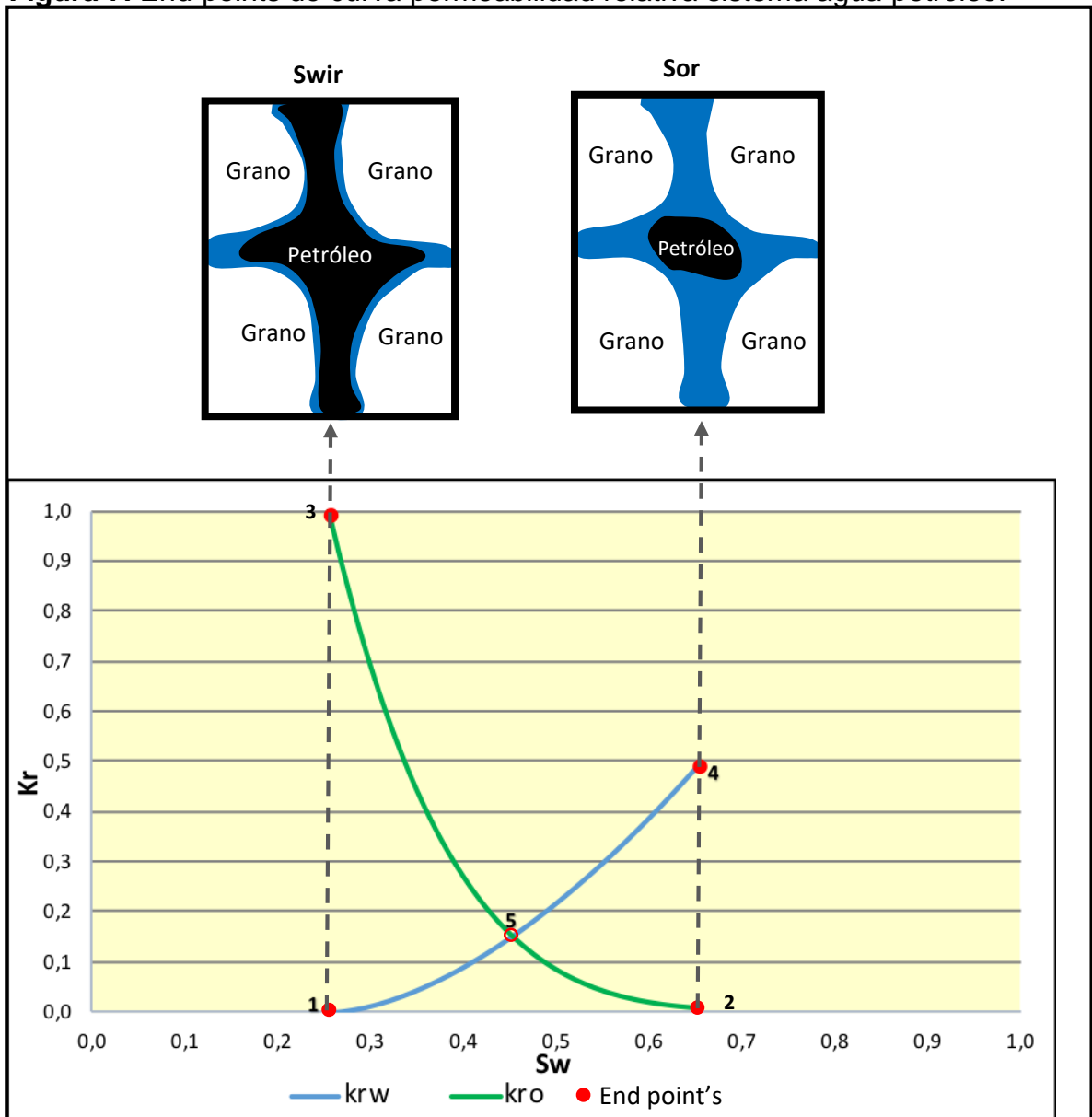
2.5.3 Permeabilidad Relativa del Petróleo a la Saturación de Agua Irreducible ($K_{ro}@S_{wir}$). Se define como la relación entre permeabilidad efectiva al petróleo a condiciones de saturación de agua irreducible ($K_o@S_{wir}$) y la permeabilidad base (K_{base}). Ya que a condiciones de S_{wir} , el agua se encuentra ubicado en las pequeñas sinuosidades de la red poral (ver **Figura 7**) y por lo tanto no obstruye de manera significativa el flujo de petróleo, la permeabilidad efectiva del petróleo a este estado de saturación, será muy cercana a la permeabilidad de una sola fase.

Generalmente se usan permeabilidades base diferentes: permeabilidad absoluta al aire, permeabilidad absoluta al agua, permeabilidad klinkenberg y la permeabilidad efectiva del petróleo a la saturación de agua irreducible (en este caso $K_{ro}@S_{wir} = 1$)⁶¹.

⁶¹ CRAIG, Forrest F. The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding. 3. print. ed. New York u.a: Soc. of Petroleum Engineers of AIME, 1980.

Esta permeabilidad relativa depende de la mojabilidad preferencial de la roca y de la razón de movilidad. Se ve representado en la curva de permeabilidad relativa por el punto 3 en la **Figura 7**.

Figura 7. End-points de curva permeabilidad relativa sistema agua-petróleo.



Fuente: elaboración propia

2.5.4 Permeabilidad Relativa del Agua a la Saturación de Petróleo Residual ($K_{rw}@S_{or}$). Se define como la relación entre la permeabilidad efectiva al agua a condiciones de saturación de petróleo residual $K_w@S_{or}$ y la K_{base} . Esta permeabilidad relativa también depende de la mojabilidad preferencial de la roca y de la razón de

movilidad. Se ve representado en la curva de permeabilidad relativa por el punto 4 en la **Figura 7**.

Además de los end-points, deben tenerse en cuenta otros aspectos de la curva de permeabilidad relativa como lo son la saturación de agua a la cual dichas curvas se intersectan ($S_w @ K_{rw}=K_{ro}$) y la curvatura de las curvas.

La intersección de las curvas se ve representada en la curva de permeabilidad relativa por el punto 5 en la **Figura 7** y se usa junto a los cuatro “end-points” mencionados anteriormente como indicativo para inferir las características de mojabilidad de una muestra. Estas reglas fueron originadas por Craig y luego modificadas por Mohamad Ibrahim y Koederitz⁶², las cuales se observan en la **Tabla 3**. Por otra parte, la curvatura de las curvas de permeabilidad relativa depende directamente de la tensión interfacial de los fluidos.

Tabla 3. Reglas empíricas para inferir mojabilidad de Craig modificadas.

Mojabilidad	S_{wir}	Intersección	$K_{rw} @ S_{or}$
Fuertemente Agua	>15%	>45%	<0.07
Agua	>10%	>45%	0.07 – 0.3
Petróleo	<15%	<55%	>0.5
Mixta	>10%	45 – 55%	>0.3
Mixta	<15%	45 – 55%	<0.5

Fuente: MOHAMAD IBRAHIM, M. N.; KOEDERITZ, L.F. Two-Phase Relative Permeability Prediction Using a Linear Regression model. SPE 65631. 2000.

Además de los puntos mencionados anteriormente, es importante tener en cuenta que la permeabilidad total de ambas fases ($K_{ro} + K_{rw}$) es menor a uno, ya que existe interferencia entre las fases compartiendo los canales de flujo. Esta interferencia puede deberse a:

- Una parte de los canales porales disponibles para flujo de un fluido pueden ser reducidos en tamaño por la presencia de otros fluidos en la roca.
- Las gotas inmóviles de un fluido pueden atascar completamente ciertas restricciones en un canal poral a través del cual otro fluido podría fluir.
- Ciertos canales porales pueden quedar atascados efectivamente por fuerzas capilares adversas si el gradiente de presión es muy bajo para empujar la interfase a través de las restricciones.
- La captura de un grupo de glóbulos que son agrupados juntos y no pueden moverse, la configuración de granos permite el flujo de fluidos alrededor de los glóbulos capturados sin desarrollar un gradiente de presión suficiente para moverlos. Este es el fenómeno que ha sido referido como el efecto Jamin⁶³.

⁶² MOHAMAD IBRAHIM, M. N.; KOEDERITZ, L.F. Two-Phase Relative Permeability Prediction Using a Linear Regression model. SPE 65631. 2000.

⁶³ HONARPOUR, M. M.; KOEDERITZ, F. y HERBERT, A. Relative Permeability of Petroleum Reservoirs. United States: 1986.

2.6 MÉTODOS EXPERIMENTALES PARA DETERMINAR CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA

Las pruebas de desplazamiento en laboratorio realizadas en medios porosos o núcleos se hacen con el fin de reproducir gráficamente el comportamiento de los fluidos en el reservorio. Varios métodos han sido desarrollados para determinar experimentalmente los valores de permeabilidad relativa para sistemas de dos y tres fases. Dos métodos comúnmente usados son el desplazamiento de fluidos estado estable y estado inestable, los cuales serán descritos brevemente a continuación. Otros métodos usados en la literatura son los de presión capilar y de centrifuga⁶⁴.

2.6.1 Método Estado Estable. Este método permite calcular las permeabilidades relativas en laboratorio cuando fluyen dos fluidos inmiscibles simultáneamente a través de una muestra de roca o medio poroso. Consiste en hacer fluir las dos fases involucradas con caudales conocidos y constantes a través de la muestra, una vez se logren condiciones estables, sin cambios en el diferencial de presión, caudal de entrada y salida iguales, y que la distribución de los fluidos en la muestra sea estable, se procede a estimar los respectivos valores de permeabilidad efectiva para cada una de las fases a dicho estado de saturación utilizando una forma de la ecuación de Darcy (ver **Ecuación 3**). La medición de la permeabilidad relativa en pruebas de desplazamiento de estado estable incluye básicamente la determinación del gasto de aceite, agua o gas a una saturación de fluidos conocida y a una presión diferencial específica.

Ecuación 3. Ecuación de Darcy usada en laboratorio

$$K = \frac{Q\mu L}{A\Delta P}$$

Fuente: HONARPOUR, MEHDI et al. Relative Permeability of Petroleum Reservoirs, 1986.

A continuación se describe paso a paso el procedimiento realizado en el laboratorio, el cual está representado gráficamente en la

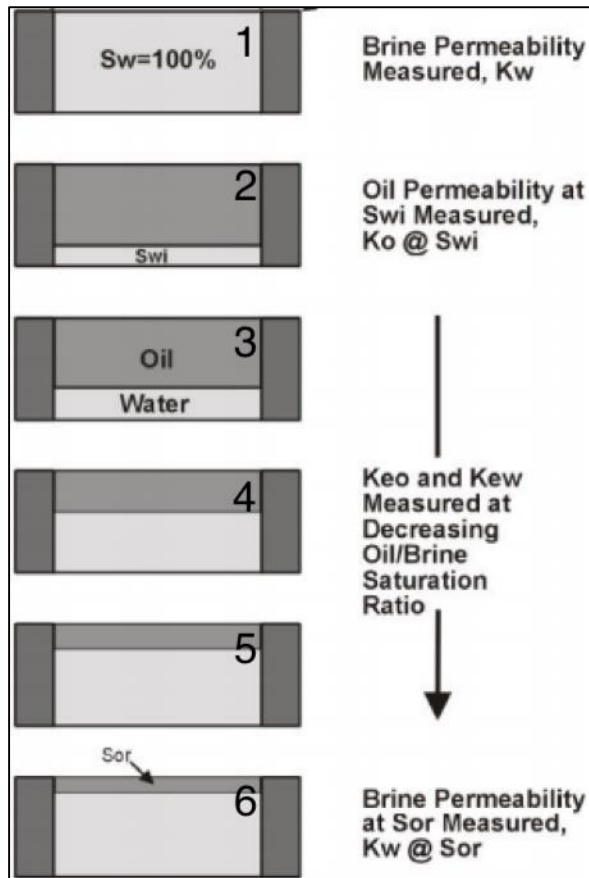
- La prueba inicia con la muestra saturada al cien por ciento con agua, que es generalmente el fluido mojante.
- Para lograr condiciones de saturación de agua irreducible, se inyecta petróleo a la muestra hasta que solo se produzca esta fase y así estimar la saturación irreducible (S_{wir}) y la permeabilidad efectiva del petróleo a este estado de saturación ($K_o@S_{wirr}$).
- Si la muestra no es nativa, debe realizarse la restauración de mojabilidad, desplazando 1 VP de crudo a condiciones de presión y temperatura de

⁶⁴ Ibid.

yacimiento por al menos 4 semanas, para permitir que el medio poroso restaure su condición inicial de mojabilidad.

- Recalcular la saturación irreducible (S_{wir}) y la permeabilidad efectiva del petróleo a este estado de saturación ($K_o @ S_{wirr}$). después de restauración.
- Para alcanzar condiciones de flujo en estado estable, petróleo y agua son inyectados a tasas predeterminadas de flujo, monitoreando las tasas de entrada y salida de cada fluido y el diferencial de presión entre la entrada y la salida, hasta que estos parámetros sean estables (Delta P, Caudales de entrada y salida, Distribución de fluidos). Una vez alcanzado el estado estable, se calculan las permeabilidades efectivas de los fluidos (K_o y K_w) a dichas condiciones de saturación de la muestra mediante la ley de Darcy. Estas permeabilidades se dividen por la permeabilidad base obteniendo la permeabilidad relativa.
- Se continúa la prueba aumentando el caudal de agua y disminuyendo el de petróleo en la misma proporción (la sumatoria de caudales se mantiene constante). Cuando se alcanzan condiciones de flujo estable con los nuevos caudales, se calcula de nuevo la permeabilidad efectiva y se repite el procedimiento.
- La prueba finaliza cuando se alcanza saturación de petróleo residual (S_{or}), inyectando y produciendo solamente agua. Las tasas de flujo y caídas de presión se registran y la muestra de roca es utilizada para determinar la saturación de agua y petróleo respectivamente al final de la prueba.

Figura 8. Método Estado Estable



Fuente: GLOVER, PAUL. Formation Evaluation MSc Course Notes, 2015.

2.6.2 Método Estado No-Estable. Este método se denomina prueba en estado no-estable porque solo tiene una condición estable que es el caudal de inyección, el diferencial de presión y la distribución de fluidos en la muestra no es constante. La saturación del fluido inyectado va incrementando a medida que se inyecta hasta llegar a una saturación residual o no móvil del fluido desplazado. Para estimar la permeabilidad relativa, se requiere además de la cuantificación de los fluidos producidos, la variación del diferencial de presión con el tiempo hasta llegar a la condición de producción de solamente fluido inyectado, que generalmente es el agua. La saturación de los fluidos presentes en la roca se hace por balance de materia, el volumen de aceite desplazado se mide en los efluentes y se descuenta de la saturación inicial de aceite.

Una de las características de este método es que no es aplicable la ley de Darcy ya que en él no se alcanza un equilibrio en el diferencial de presión y por lo tanto no se logran condiciones de flujo estable, es necesario entonces aplicar algoritmos matemáticos como el método desarrollado por Buckley y Leverett, posteriormente extendido por Welge o métodos basados en este como el JBN. Los valores

calculados de permeabilidades relativas, solamente se realizan cuando se ha producido el breakthrough del agua.

La teoría es usada para la medición de permeabilidad relativa bajo condiciones de estado inestable y permite efectuar cálculos de permeabilidades según la posición del frente de inyección del fluido y las tasas recuperables de aceite. La base matemática para la interpretación de los datos de la muestra puede ser resumida de la siguiente forma⁶⁵, Leverett combinó la ley de Darcy con una definición de presión capilar en una forma diferencial para obtener la .

Ecuación 4. Flujo fraccional Buckley-Leverett.

$$f_w = \frac{q_w}{q_t} = \frac{1 + \frac{k_o A}{\mu_o q_t} \left(\frac{\partial P_c}{\partial x} - \Delta \gamma \sin \alpha \right)}{1 + \frac{k_o \mu_w}{k_w \mu_o}}$$

Fuente: AHMED, TAREK. Reservoir Engineering Handbook, 2006.

Donde,

q_w: tasa de flujo de agua; q_t: tasa de flujo total; k_w: permeabilidad efectiva al agua; k_o: permeabilidad efectiva al petróleo; μ_w: viscosidad del agua; μ_o: viscosidad del petróleo; ∂P_c/∂x: gradiente de presión capilar; Δγ: diferencia pesos específicos; α: ángulo de la dirección de flujo a la horizontal

Ecuación 4. Flujo fraccional Buckley-Leverett.

$$f_w = \frac{q_w}{q_t} = \frac{1 + \frac{k_o A}{\mu_o q_t} \left(\frac{\partial P_c}{\partial x} - \Delta \gamma \sin \alpha \right)}{1 + \frac{k_o \mu_w}{k_w \mu_o}}$$

Fuente: AHMED, TAREK. Reservoir Engineering Handbook, 2006.

Donde,

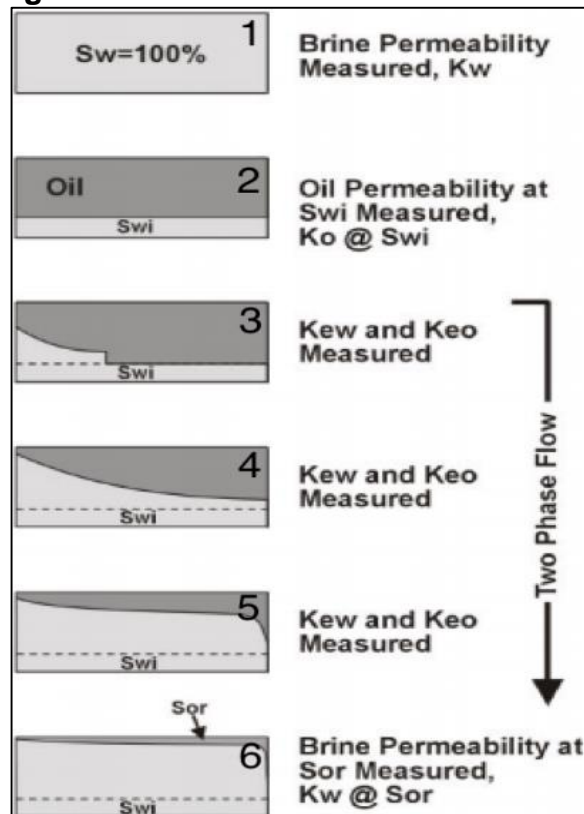
q_w: tasa de flujo de agua; q_t: tasa de flujo total; k_w: permeabilidad efectiva al agua; k_o: permeabilidad efectiva al petróleo; μ_w: viscosidad del agua; μ_o: viscosidad del petróleo; ∂P_c/∂x: gradiente de presión capilar; Δγ: diferencia pesos específicos; α: ángulo de la dirección de flujo a la horizontal

A continuación, se describe paso a paso el procedimiento en el laboratorio de permeabilidad relativa mediante el método de estado estable, el cual se ilustra en la **Figura 9**.

⁶⁵ Ibid., p. 6-1

- La prueba inicia con la muestra saturada al cien por ciento con agua, que es generalmente el fluido mojante.
- Luego se inyecta petróleo hasta que solo se produzca esta fase, para lograr condiciones de saturación de agua irreducible (S_{wir}) y estimar la permeabilidad efectiva del petróleo a este estado de saturación ($K_o @ S_{wir}$).
- Si la muestra no es nativa, debe realizarse la restauración de mojabilidad, desplazando 1 VP de crudo a condiciones de presión y temperatura de yacimiento por al menos 4 semanas, para permitir que el medio poroso restaure su condición inicial de mojabilidad.
- Recalcular la saturación irreducible (S_{wir}) y la permeabilidad efectiva del petróleo a este estado de saturación ($K_o @ S_{wir}$). después de restauración.
- Después se inyecta agua y el petróleo desplazado se reporta como caudal de inyección antes de la ruptura.
- Se continúa con la inyección de agua, reportando los volúmenes de aceite desplazado hasta que el frente de agua llegue a la ruptura (breakthrough).
- Después de la ruptura se produce agua y petróleo.
- La prueba finaliza al alcanzar condiciones irreducibles de petróleo, es decir, la saturación residual de petróleo (S_{or}).

Figura 9. Método Estado No-estable



Fuente: GLOVER, PAUL. Formation Evaluation MSc Course Notes, 2015.

Es recomendable que el experimento sea llevado a cabo a altas tasas de flujo para evitar los efectos de final de capilar (saturación anormalmente alta de la fase mojante al final del núcleo).

A continuación, en el **Cuadro 1** Se muestran las principales ventajas y desventajas de los métodos experimentales para determinar curvas de permeabilidad relativa, método estado estable y método estado inestable.

Cuadro 1. Ventajas y Desventajas entre los Métodos

	Estable	Inestable
Ventajas	<ul style="list-style-type: none"> • Sencillo en términos conceptuales. • Generación de datos de permeabilidad relativa para todo el rango de saturación. • Según Honarpour et al⁶⁶, La data más confiable es obtenida usando este método. • Es posible determinar permeabilidad relativa en un mayor rango de saturación. 	<ul style="list-style-type: none"> • Su desarrollo es más rápido (cuestión de horas). • Su realización es menos costosa. • Se requiere de menos equipos para su medición. • Los datos representan mejor el desarrollo del frente de agua en la muestra, y produce mejores datos en los “end- points” de las curvas de permeabilidad.
Desventajas	<ul style="list-style-type: none"> • La realización de la prueba es más costosa. • Toma más tiempo en su ejecución debido a los tiempos de espera para la estabilización del flujo. (horas o días). En total la prueba puede tomar varios meses para tener las curvas de permeabilidad completas. 	<ul style="list-style-type: none"> • Las mediciones están limitadas a un escaso rango de saturación de agua, (menos puntos). • Información limitada a la saturación de petróleo residual. • Problemas operacionales como efectos de fin de capilar, digitación viscosa y canalizaciones los cuales son difíciles de monitorear y cuantificar apropiadamente.

Fuente: elaboración propia.

Contar con una metodología matemática para la obtención de curvas de permeabilidad relativa facilita la rápida inicialización de procesos de simulación numérica de yacimientos, para lo cual es común la ausencia de curvas de permeabilidad relativa.

⁶⁶ MAHMOOD,S. M. y HONARPOUR,M. Relative-Permeability Measurements: An Overview. En: Journal of Petroleum Technology. Aug. vol. 40, no. 8, p. 963-966

2.7 CORRELACIONES NUMÉRICAS PARA OBTENER CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA

Cuando no se dispone de datos de permeabilidad relativa proveniente de pruebas de laboratorio, pueden ser generados mediante correlaciones numéricas a partir de parámetros como: saturaciones (residuales e iniciales) o datos de presión capilar.

La mayoría de estas correlaciones usan la saturación en forma normalizada como parámetro de correlación. La **Ecuación 5** y la **Ecuación 6**, definen la saturación normalizada para cada una de las fases.

Ecuación 5. Saturación normalizada fase petróleo

$$S_o^* = \frac{S_o}{1 - S_{wc}}$$

Fuente: AHMED, TAREK. Reservoir Engineering Handbook, 2010.

Ecuación 6. Saturación normalizada fase agua

$$S_w^* = \frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc}}$$

Fuente: AHMED, TAREK. Reservoir Engineering Handbook, 2010.

Donde, S_o^* , S_w^* : saturación efectiva de aceite y agua, respectivamente; S_o , S_w : saturación de aceite y agua, respectivamente. S_{wc} = saturación de agua irreducible.

2.7.1 Modelo de Corey. Modelo de correlaciones, desarrolladas por Corey, usado comúnmente en simuladores numéricos. La forma utilizada con mayor frecuencia para expresar valores de permeabilidad relativa, para sistemas agua – petróleo K_{ro} y K_{rw} , se observan en la **Ecuación 7** y en la **Ecuación 8** respectivamente.

Ecuación 7. K_{ro} , modelo Corey

$$K_{ro} = (K_{ro})_{S_{wc}} \left(\frac{1 - S_w - S_{or}}{1 - S_{or} - S_{wc}} \right)^{n_o}$$

Fuente: HONARPOUR, MEHDI et al. Relative Permeability of Petroleum Reservoirs, 1986.

Ecuación 8. K_{rw} , modelo Corey

$$K_{rw} = (K_{rw})_{S_{or}} \left(\frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{or} - S_{wc}} \right)^{n_w}$$

Fuente: HONARPOUR, MEHDI et al. Relative Permeability of Petroleum Reservoirs, 1986.

Donde, S_{or} : saturación de petróleo residual; S_{wc} : saturación de agua connata (irreducible); n_o , n_w : exponentes de permeabilidad relativa.

Los exponentes de permeabilidad relativa pueden ser determinados mediante el método de mínimos cuadrados aplicado a data de permeabilidad relativa obtenida experimentalmente o a nivel de campo⁶⁷.

2.7.2 Modelo de Hirasaki. Hirasaki⁶⁸ propuso un modelo para calcular permeabilidades relativas (**Ecuación 10** y **Ecuación 11**) en el cual se consideran los valores de permeabilidad al aceite y al agua máximos, además de redefinir la ecuación de saturación de agua normalizada (Ver **Ecuación 9**).

Ecuación 9. Saturación de agua normalizada, modelo Hirasaki

$$S_w^* = \frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{or} - S_{wc}}$$

Fuente: HONARPOUR, MEHDI et al. Relative Permeability of Petroleum Reservoirs, 1986.

Ecuación 10. K_{rw} , modelo Hirasaki

$$k_{rw} = (K_{rw})_{S_{or}} (S_w^*)^{n_w}$$

Fuente: HONARPOUR, MEHDI et al. Relative Permeability of Petroleum Reservoirs, 1986.

Ecuación 11. K_{ro} , modelo Hirasaki

$$k_{ro} = (K_{ro})_{S_{wc}} (1 - S_w^*)^{n_o}$$

Fuente: HONARPOUR, MEHDI et al. Relative Permeability of Petroleum Reservoirs, 1986.

Donde, n_o , n_w = Medida del grado de heterogeneidad de un yacimiento; usualmente se usa un valor de 2.

2.7.3 Modelo Stone. Stone desarrolló un modelo probabilístico para estimar datos de permeabilidad relativa de tres fases de los datos medidos en laboratorio de dos fases. El modelo combina la teoría de flujo en canal en el medio poroso con conceptos probabilísticos para obtener un resultado simple para determinar la permeabilidad relativa al petróleo en presencia de flujo de agua y gas. El modelo tiene en cuenta los efectos de histéresis cuando las saturaciones de agua y gas van cambiando en la misma dirección en los dos sets de datos.

⁶⁷ TAREK AHMED, PhD PE y AHMED PHD PE, Tarek. Reservoir Engineering Handbook. 4th ed. ed. Burlington: Gulf Professional Publishing, 2010

⁶⁸ HIRASAKI, G. Sensitivity Coefficients for History Matching Oil Displacement Processes. Trans AIME. 1973. p. 39 – 49

Stone sugería una saturación residual de petróleo diferente a cero, llamado saturación de petróleo mínima, S_{om} , existe cuando el petróleo es desplazado simultáneamente por agua y gas. Vale la pena notar que esta saturación mínima del petróleo es diferente a la saturación crítica de petróleo en el sistema petróleo – agua, S_{orw} , y a la saturación residual del petróleo en el sistema gas – petróleo, S_{org} . A continuación en la **Ecuación 12** y la **Ecuación 13**, Stone propuso el valor de saturación normalizada para cada fase.

Ecuación 12. Saturación de petróleo normalizada de Stone

$$S_o^* = \frac{S_o - S_{om}}{(1 - S_{wc} - S_{om})}, \text{ para } S_o \geq S_{om}$$

Fuente: HONARPOUR, MEHDI et al. Relative Permeability of Petroleum Reservoirs, 1986.

Ecuación 13. Saturación de agua normalizada de Stone

$$S_w^* = \frac{S_w - S_{wc}}{(1 - S_{wc} - S_{om})}, \text{ para } S_w \geq S_{wc}$$

Fuente: HONARPOUR, MEHDI et al. Relative Permeability of Petroleum Reservoirs, 1986.

En la **Ecuación 14** se define la permeabilidad relativa al petróleo en un sistema de tres fases. Donde los términos β_w y β_g son determinadas por la **Ecuación 15** y la **Ecuación 16** respectivamente.

Ecuación 14. Permeabilidad relativa al petróleo

$$k_{ro} = S_o^* \beta_w^* \beta_g$$

Fuente: HONARPOUR, MEHDI et al. Relative Permeability of Petroleum Reservoirs, 1986.

Ecuación 15. β_w , modelo Stone I

$$\beta_w = \frac{k_{row}}{1 - S_w^*}$$

Fuente: HONARPOUR, MEHDI et al. Relative Permeability of Petroleum Reservoirs, 1986.

Ecuación 16. β_g , modelo Stone I

$$\beta_g = \frac{k_{rog}}{1 - S_g^*}$$

Fuente: HONARPOUR, MEHDI et al. Relative Permeability of Petroleum Reservoirs, 1986.

La dificultad en usar el primer modelo de Stone es seleccionando la saturación mínima de petróleo S_{om} . En la **Ecuación 17** se observa la expresión desarrollada para determinar S_{om} .

Ecuación 17. Saturación mínima de petróleo S_{om}

$$S_{om} = \alpha S_{orw} + (1 - \alpha) S_{org}$$

$$\alpha = 1 - \frac{S_g}{1 - S_{wc} - S_{org}}$$

Fuente: HONARPOUR, MEHDI et al. Relative Permeability of Petroleum Reservoirs, 1986.

Donde, S_{orw} : saturación de petróleo residual en el sistema petróleo – agua;
 S_{org} : saturación de petróleo residual en el sistema gas – petróleo.

Se encontró que esta correlación podía dar valores de k_{ro} mayores a la unidad, por esta razón desarrollaron la **Ecuación 18** mediante la cual es posible normalizar los valores obtenidos por el modelo de Stone.

Ecuación 18. Normalización del modelo de Stone

$$k_{ro} = \frac{S_o^*}{(1 - S_w^*)(1 - S_g^*)} \left(\frac{k_{row} k_{rog}}{(k_{ro})_{S_{wc}}} \right)$$

Fuente: HONARPOUR, MEHDI et al. Relative Permeability of Petroleum Reservoirs, 1986.

Donde $(K_{ro})_{S_{wc}}$ es el valor de la permeabilidad relativa de petróleo en la saturación de agua connata determinado del sistema de permeabilidad relativa petróleo-agua. Debe notarse que es usualmente asumido que las curvas de K_{rg} y K_{rog} son medidos en la presencia de agua connata

Como se tenían dificultades en escoger S_{om} eso llevó al desarrollo del Modelo Stone II. Stone propuso la siguiente expresión normalizada, ver **Ecuación 19**.

Ecuación 19. Expresión normalizada Stone II

$$k_{ro} = (k_{ro})_{S_{wc}} \left[\left(\frac{k_{row}}{(k_{ro})_{S_{wc}}} + k_{rw} \right) \left(\frac{k_{rog}}{(k_{ro})_{S_{wc}}} + k_{rg} \right) - (k_{rw} + k_{rg}) \right]$$

Fuente: HONARPOUR, MEHDI et al. Relative Permeability of Petroleum Reservoirs, 1986.

El flujo de fluidos en el medio poroso va a estar condicionado por la acción de varias fuerzas, las cuales serán descritas a continuación.

2.8 FUERZAS QUE RIGEN EL FLUJO DE FLUIDOS EN EL MEDIO POROSO

El comportamiento del flujo simultáneo de fluidos inmiscibles y el comportamiento del desplazamiento inmiscible de un fluido por otro son el resultado de la interacción de tres fuerzas principales: capilares, viscosas y gravitacionales, las cuales varían con la saturación de cada fluido. Las fuerzas gravitacionales, no se tienen en cuenta en pruebas de laboratorio. Estas fuerzas son originadas por las propiedades de la interacción fluido-fluido y roca-fluido. A continuación, se describen cada una de las fuerzas mencionadas anteriormente.

2.8.1 Fuerzas Capilares. Las fuerzas capilares presentes en un yacimiento de petróleo son el resultado del efecto combinado de las tensiones superficiales e interfaciales que se originan entre la roca y los fluidos que coexisten en dicho medio poroso. Dependen, además, de la geometría y tamaño de los poros y de las características mojantes del sistema.

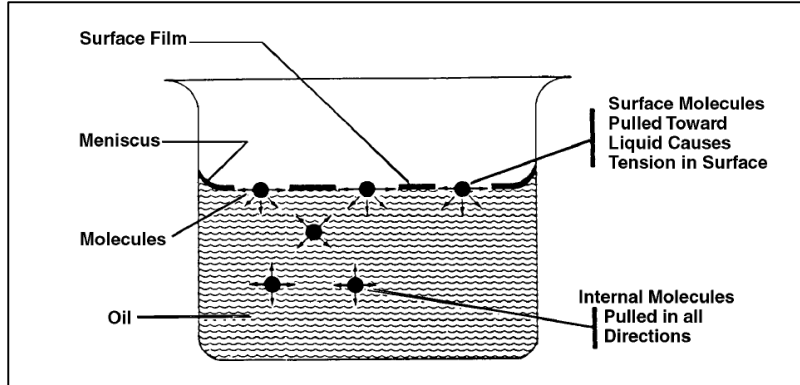
2.8.1.1 Tensión Superficial e Interfacial. En sistemas multifase es necesario considerar el efecto de las fuerzas que se generan en la interfase de dos fluidos inmiscibles que están en contacto. Cuando los dos fluidos son líquido y gas, el término para describir estas fuerzas es tensión superficial y cuando se habla de las fuerzas en la interfase formada entre dos fluidos se denomina tensión interfacial.

Considerando dos fluidos inmiscibles aire-petróleo, ver **Figura 10**. Una molécula de líquido interna, es decir que se encuentre alejada de la superficie, estará rodeada por otras moléculas de líquido en todas direcciones, teniendo una fuerza atractiva neta resultante en la molécula de cero. Sin embargo, una molécula de líquido en la interfase tiene una fuerza actuando sobre ella, proveniente de las moléculas de aire que están inmediatamente sobre la interfase. La fuerza de atracción desbalanceada entre las moléculas crea una superficie similar a una membrana que a lo sumo tiene el espesor de unas pocas moléculas con una tensión medible (tensión superficial)⁶⁹.

Una forma de determinar la tensión superficial es mediante el método de ascenso capilar, ver **Figura 11**. Este método consiste en un tubo capilar de vidrio ubicado dentro de un recipiente abierto que contiene agua, la combinación de la tensión superficial y la mojabilidad del tubo al agua causarán que el agua suba dentro del tubo, por encima del nivel de agua del recipiente fuera del tubo.

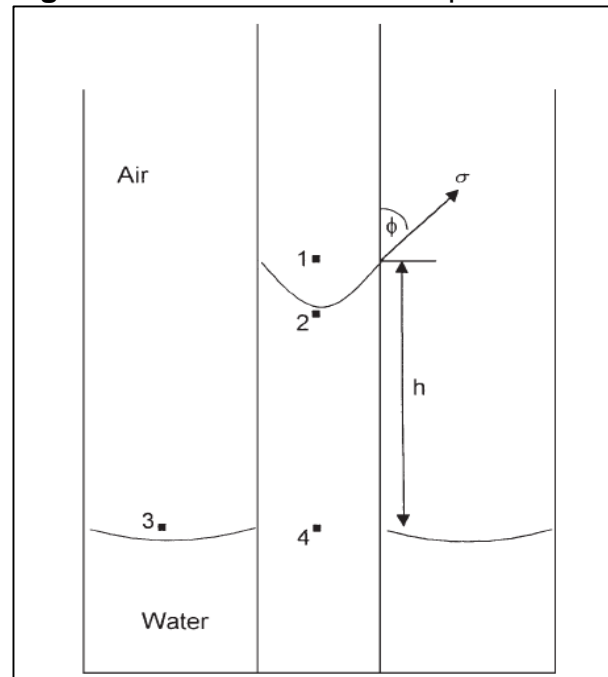
⁶⁹ Ibid., p. 206

Figura 10. Fuerzas de atracción moléculas del líquido



Fuente: AHMED, TAREK. Reservoir Engineering Handbook, 2010.

Figura 11. Método ascenso capilar



Fuente: AHMED, TAREK. Reservoir Engineering Handbook, 2010.

El agua subirá dentro del tubo hasta que las fuerzas totales que empujan el líquido hacia arriba se balanceen con el peso de la columna de líquido soportado por el tubo. Al igualar las fuerzas hacia arriba y hacia abajo se obtiene la tensión superficial como se observa en la **Ecuación 20**. Se debe precisar que la densidad del aire es despreciable en comparación con la densidad del agua. En el caso de la tensión interfacial entre dos líquidos como por ejemplo agua y petróleo, la densidad del petróleo no es despreciable en comparación con la del agua, y la tensión interfacial quedaría definida como se observa en la **Ecuación 21**.

Ecuación 20. Tensión superficial

$$\sigma_{gw} = \frac{r h \rho_w g}{2 \cos \theta}$$

Fuente: AHMED, TAREK. Reservoir Engineering Handbook, 2010.

Ecuación 21. Tensión interfacial

$$\sigma_{ow} = \frac{r h g (\rho_w - \rho_o)}{2 \cos \theta}$$

Fuente: AHMED, TAREK. Reservoir Engineering Handbook, 2010.

Donde, σ_{gw} : tensión superficial entre aire y agua; h : altura alcanzada por el líquido; r : radio; ρ_w : densidad del agua; θ : ángulo de contacto; g : aceleración gravitacional; σ_{ow} : tensión interfacial entre petróleo y agua; ρ_o : densidad del petróleo.

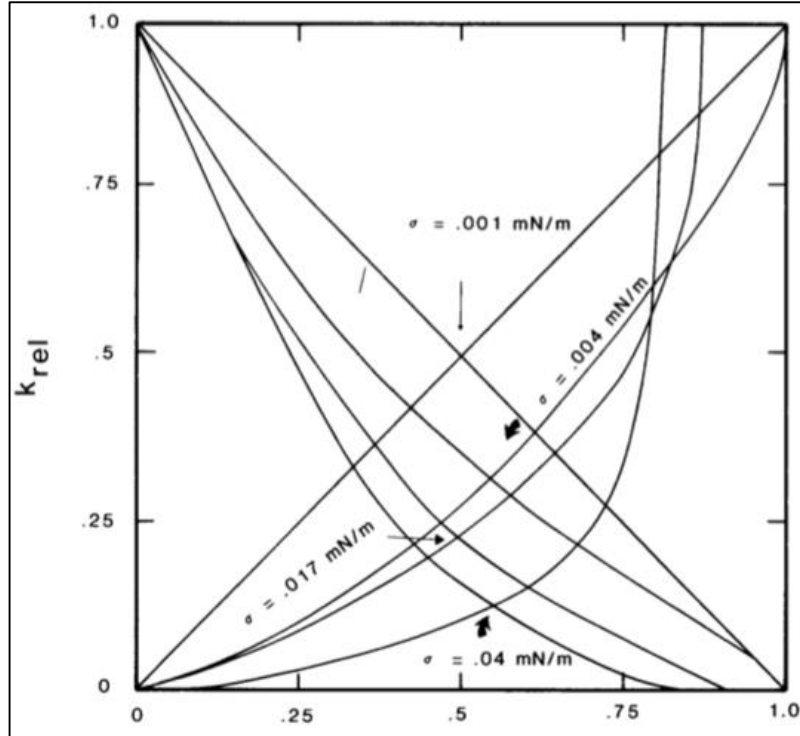
Las fuerzas en las interfases fluido-fluido y fluido-sólido son las responsables de la retención de la saturación residual en el medio poroso. La tensión interfacial es la responsable de la obstrucción entre fases, a medida que este valor se acerca a cero, el flujo de las fases se comporta como si fueran una sola fase. Por lo tanto, se explica que la tensión interfacial genere la concavidad de las curvas de permeabilidad relativa como se observa en la **Figura 12**.

Anteriormente, cuando se realizaban las pruebas de laboratorio se utilizaba crudo mineral, con el paso del tiempo los investigadores se dieron cuenta que el crudo mineral tenía una tensión interfacial diferente al crudo vivo por lo que las curvas de permeabilidad obtenidas no eran representativas.

2.8.1.2 Mojabilidad. El término mojabilidad se usa para describir la atracción relativa de un fluido a una superficie sólida en presencia de otro fluido inmisible. Es decir, su capacidad de mojar (esparcir o adherir) a la roca, tratando de ocupar la mayor área de contacto posible con dicho sólido. La fase mojante es aquella que tiene una tensión superficial mayor que la de las otras fases, por esto se esparce más sobre la superficie interna de los poros. Es el factor responsable de la distribución de los fluidos en el medio poroso a escala microscópica y determina de gran manera la cantidad de petróleo residual y la habilidad de una fase particular a fluir⁷⁰.

⁷⁰ HONARPOUR, M. M.; KOEDERITZ, F. y HERBERT, A. Relative Permeability of Petroleum Reservoirs. United States: 1986.

Figura 12. Efecto tensión interfacial



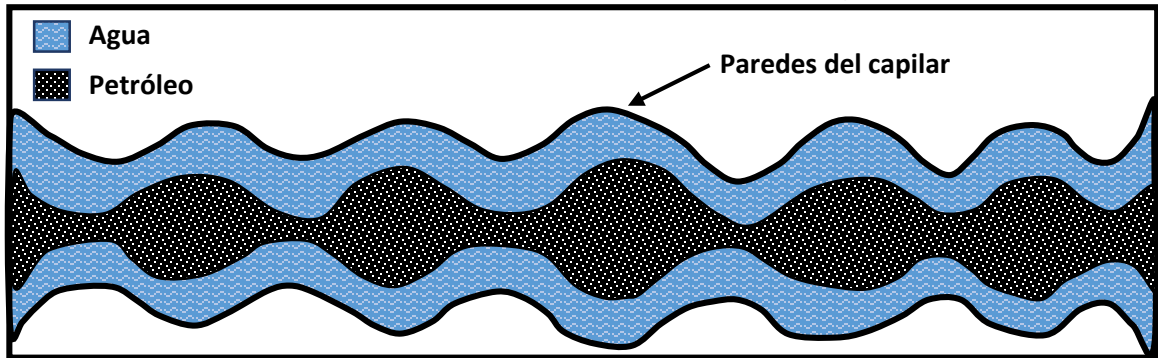
Fuente: HONARPOUR, MEHDI et al. Relative Permeability of Petroleum Reservoirs, 1986.

Según la afinidad de la roca a ser mojada por un fluido, un sistema puede clasificarse en mojado por agua, mojado por petróleo, de mojabilidad neutra, de mojabilidad fraccional o de mojabilidad mixta. En un medio poroso la fase mojanete tiende a ocupar los capilares de menor diámetro dentro de la red poral, además de formar una película sobre el área superficial de la red poral de mayor tamaño, mientras que la fase no mojanete tiende a ocupar los capilares de mayor diámetro dentro de la red poral. Para un sistema mojado por agua, en áreas de saturación alta de petróleo, este se posará sobre una película de agua que cubre la superficie de los poros como se muestra en la **Figura 13**.

A medida que el crudo migra al reservorio, entra en contacto con la superficie de la roca y puede ocurrir un proceso de adsorción, lo cual altera la mojabilidad de la roca debido a que los compuestos orgánicos polares de interfase activa presentes en el crudo, reaccionan con la película de agua que humecta la superficie de estos poros disminuyendo su espesor hasta que dicha película se rompe, lo que permite que los compuestos polares orgánicos del crudo desplacen el agua restante y reaccionen directamente con la superficie de la roca⁷¹, convirtiéndola en mojada por petróleo.

⁷¹ TIAB, Djebbar y DONALDSON, Erle C. Petrophysics. 2. ed. Gulf Professional Publ., Elsevier, 2004. 9780750677110

Figura 13. Distribución de fluidos en sistema mojado por agua



Fuente: elaboración propia.

Si la roca no muestra afinidad preferencial por ninguno de los dos fluidos, se dice que la muestra tiene mojabilidad neutra, una condición que se utiliza para implicar que todas las partes de la roca tienen una preferencia igual por agua o aceite. El término mojabilidad mixta hace referencia a un sistema en el cual áreas dispersas a lo largo de la roca son fuertemente mojadas por petróleo mientras que el resto del área es fuertemente mojado por agua.

La mojabilidad de un medio poroso es determinada por una combinación de: la fuerza ejercida por el agua para extender lateralmente y desplazar al petróleo (tensión interfacial entre el agua y el crudo), la cual es opuesta a la resultante de las fuerzas del sólido y del líquido (tensiones interfaciales sólido-crudo y sólido-agua). Esta diferencia en fuerzas opuestas es llamada tensión de adhesión, la cual se define en la **Ecuación 22**.

Ecuación 22. Ecuación Young – Dupre

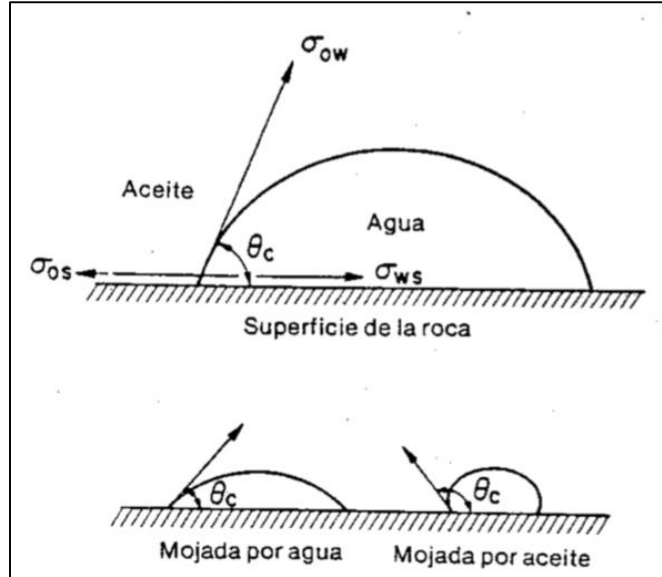
$$A_t = \sigma_{so} - \sigma_{sw} = \sigma_{wo} \cos \theta_{wo}$$

Fuente: AHMED, TAREK. Reservoir Engineering Handbook, 2010

Esta relación es llamada la ecuación Young–Dupre, donde A_t es la tensión de adhesión; σ_{so} , σ_{sw} y σ_{wo} son las tensiones interfaciales sólido-crudo, sólido-agua y agua-crudo respectivamente; θ_{wo} es el ángulo de contacto entre el agua y el crudo medido sobre la fase de fluido más densa, ver **Figura 14**.

Un valor positivo de tensión de adhesión significa que el ángulo de contacto es menor a 90° y que la superficie es preferencialmente mojada por agua. Un valor negativo de tensión de adhesión indica que el ángulo de contacto es mayor a 90° y que la superficie sólida es preferencialmente mojada por crudo.

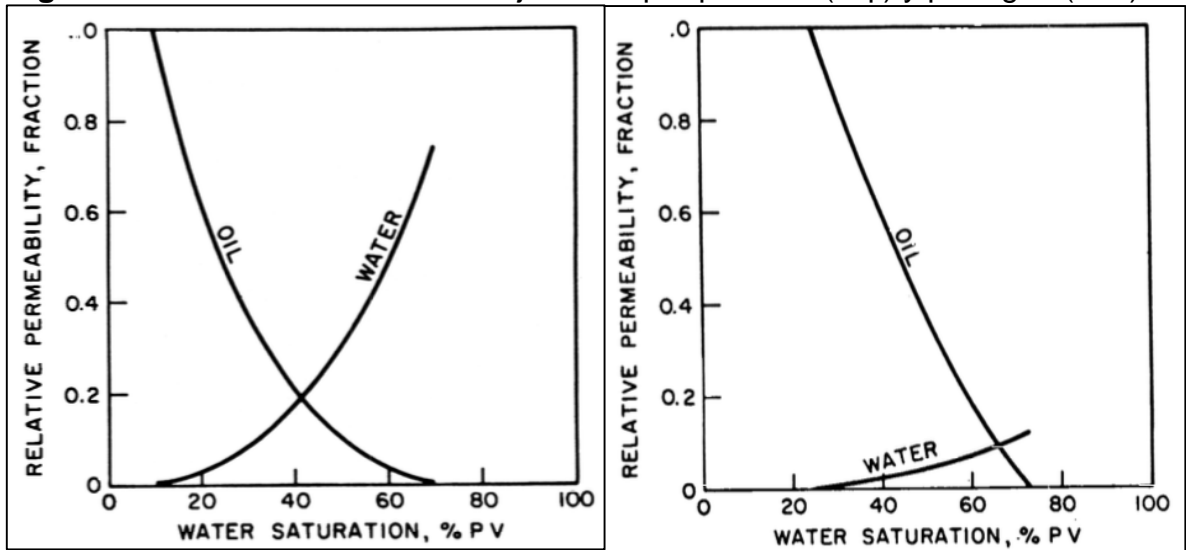
Figura 14. Ángulo de contacto



Fuente: FORREST, CRAIG Jr. Aspectos de Ingeniería de la Inyección de Agua, 1982.

Las características típicas de las curvas de permeabilidad relativa según su mojabilidad se muestran a continuación en la **Figura 15**. Donde la imagen de la izquierda muestra una marcada mojabilidad por agua y la de la derecha una marcada mojabilidad por petróleo.

Figura 15. Curvas con marcada mojabilidad por petróleo (izq.) y por agua (der.)



Fuente: FORREST, CRAIG Jr. Aspectos de Ingeniería de la Inyección de Agua, 1982.

2.8.1.3 Presión Capilar. La presión capilar es la diferencia de presión entre dos fluidos inmiscibles a través de una interfase curvada que se forma como consecuencia de la mojabilidad preferencial de las paredes del capilar por uno de los fluidos. La presión dentro del fluido no mojante es mayor que la presión en el fluido mojante y, por lo tanto, la interfase entre estos es curva y convexa con respecto al fluido no mojante. Se define como la diferencia de presión entre la fase no mojante y la fase mojante⁷², ver **Ecuación 23**.

Ecuación 23. Definición de Presión Capilar

$$P_c = P_{nm} - P_m$$

Fuente: AHMED, TAREK. Reservoir Engineering Handbook, 2010

Teniendo en cuenta la definición de presión capilar en términos de densidad tenemos la **Ecuación 24**. También puede expresarse la presión capilar en términos de tensión interfacial y tenemos la **Ecuación 25**.

Ecuación 24. Presión Capilar en términos de densidad

$$P_c = gh(\rho_w - \rho_{aire}) = gh\Delta\rho$$

Fuente: AHMED, TAREK. Reservoir Engineering Handbook, 2010.

Ecuación 25. Presión Capilar en términos de tensión interfacial

$$P_c = \frac{2\sigma_{wo}(\cos \theta)}{r}$$

Fuente: AHMED, TAREK. Reservoir Engineering Handbook, 2010.

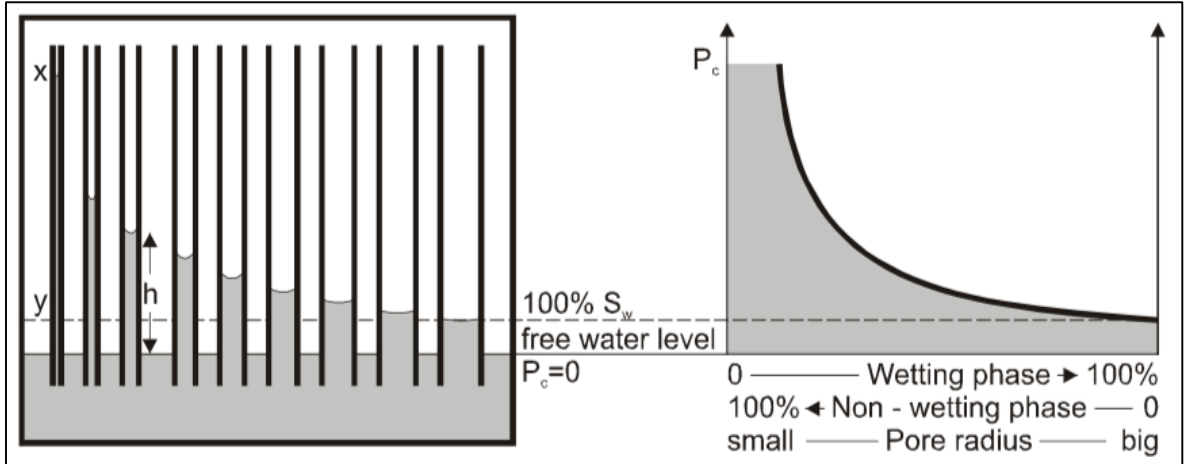
Donde, P_c : presión capilar; h : altura en el capilar; $\Delta\rho$: diferencia de densidades; g : aceleración gravitacional; σ_{ow} : tensión interfacial entre petróleo y agua; r : radio; θ : ángulo de contacto.

Se han desarrollado experimentos de laboratorio con el fin de simular las fuerzas de desplazamiento en un yacimiento para así poder determinar la magnitud de las fuerzas, la distribución vertical de las saturaciones de fluidos y determinar la saturación de agua connata. Desde que la presión requerida para desplazar la fase mojante del núcleo es exactamente igual a las fuerzas capilares que mantienen la fase mojante dentro del núcleo luego de que se ha alcanzado el equilibrio, los datos pueden graficarse como datos de presión capilar⁷³.

⁷²TIAB, DJEBBAR y DONALDSON, ERLE. Petrophysics. Gulf Professional Publ., Elsevier, 2004.

⁷³ TAREK AHMED, PhD PE y AHMED PHD PE, Tarek. Reservoir Engineering Handbook. 4th ed. ed. Burlington: Gulf Professional Publishing, 2010.

Figura 16. Curva de presión capilar

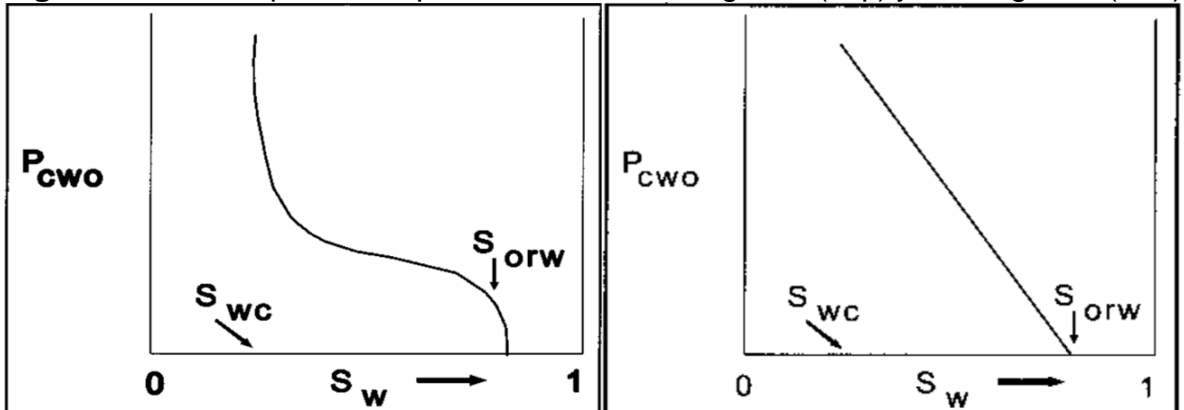


Fuente: Fluid Flow in Porous Media.

En la **Figura 16** se observan dos fenómenos importantes, el primero de ellos es que existe una presión capilar finita a una saturación de 100% agua que es necesaria para forzar a la fase no mojanete a entrar a un capilar saturado con la fase mojanete. Esta presión capilar mínima se conoce como presión de desplazamiento P_d , esta es la presión mínima para desplazar la fase mojanete del capilar más grande ya que cualquier capilar de menor diámetro requerirá de una presión mayor. A medida que la fase mojanete es desplazada, aparece el segundo fenómeno de cualquier proceso de desplazamiento inmisible, se alcanza una saturación mínima finita que hace referencia a la saturación de agua connata.

En las curvas de presión capilar también encontramos histéresis, que es un resultado de los diferentes mecanismos que gobiernan el llenado y vaciado de los poros con un fluido no mojanete o mojanete respectivamente. La forma de las curvas de presión capilar indica si la muestra es homogénea o heterogénea, como se ve en la **Figura 17**.

Figura 17. Curvas presión capilar, formación homogénea (izq.) y heterogénea (der.)



Fuente: KOEDERITZ, LEONARD. Lecture Notes on Applied Reservoir Simulation, 2004

2.8.2 Fuerzas Viscosas. La movilidad es una medida de la habilidad de un fluido de moverse a través del espacio poroso interconectado. Es definido como la relación de la permeabilidad relativa de una fase con la viscosidad de la misma. El flujo fraccional es la relación del volumen de una fase fluyendo con respecto al volumen total fluyendo en un sistema multifase⁷⁴.

2.8.2.1 Relación de movilidad. Es la relación entre la capacidad que tiene un fluido para fluir en presencia de otro. La relación de movilidad tiene en cuenta la permeabilidad relativa y la viscosidad para cada uno de los fluidos. Se designa con la letra M con dos subíndices que indican la fase desplazante y la fase desplazada y se define como la razón de movilidad de la fase desplazante y la movilidad de la fase desplazada, se define con la **Ecuación 26**.

Ecuación 26. Relación de Movilidad

$$M = \frac{\lambda_{Desplazante}}{\lambda_{Desplazada}} = \frac{\left(\frac{k_{rw}}{\mu_w}\right)_{S_{wf}}}{\left(\frac{k_{ro}}{\mu_o}\right)_{S_{wi}}}$$

Fuente: FORREST, CRAIG Jr. Aspectos de Ingeniería de la Inyección de Agua, 1982.

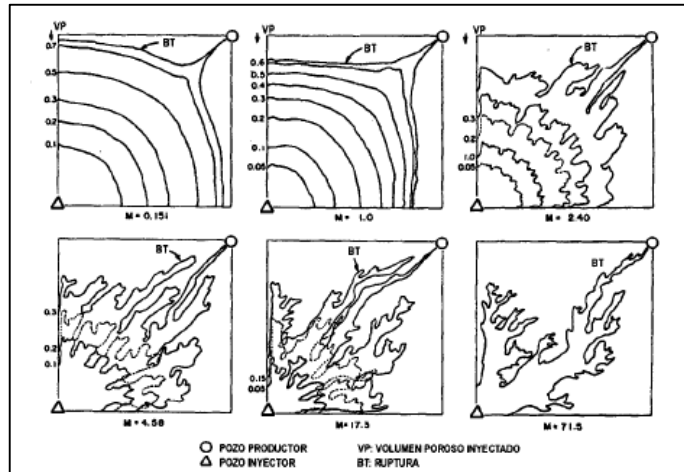
Donde, λ : movilidad; M: relación de movilidad; k_{rw} : permeabilidad relativa del agua; k_{ro} : permeabilidad relativa del aceite; μ_w : viscosidad del agua (cp); μ_o : viscosidad del aceite (cp); S_{wf} : saturación de agua promedio al frente de invasión; S_{wi} : saturación de agua inicial.

La permeabilidad relativa a la fase desplazante se evalúa a la saturación promedio de dicha fase en la zona del yacimiento invadida, esto es, detrás del frente de invasión. La permeabilidad relativa a la fase desplazada se evalúa a la saturación de dicha fase en la zona delante del frente de invasión.

Si la relación de movilidad es mayor a uno, el agua se mueve más rápido y la razón de movilidad es desfavorable. Si la relación de movilidad es menor a uno, el petróleo tiene mayor movilidad y la razón de movilidad es favorable. El recobro de petróleo se mejora si la movilidad del agua es baja y la del petróleo es alta, ver **Figura 18**.

Figura 18. Relación de Movilidad

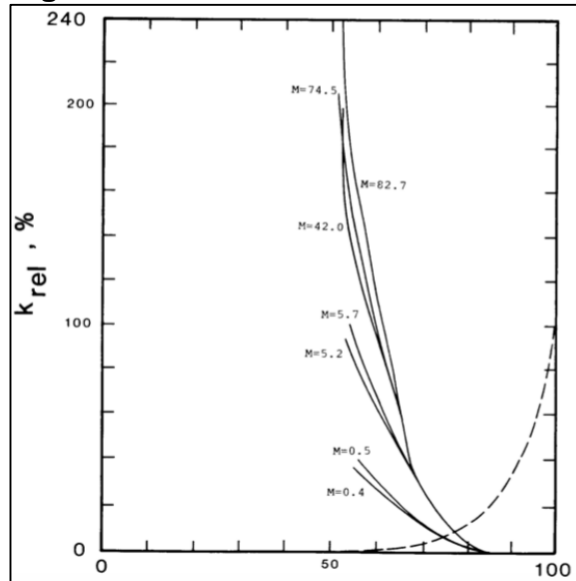
⁷⁴ FANCHI, JHON. Principles of Applied Reservoir Simulation, 2006.



Fuente: FANCHI, JHON. Principles of Applied Reservoir Simulation, 2006.

La razón de movilidad afecta prácticamente todos los end-points el valor de $K_o@S_{wir}$, S_{wir} , S_{or} y $K_w@S_{or}$. El end-point $K_o@S_{wir}$, al ser la permeabilidad base, afecta de igual forma toda la curvatura de las curvas de permeabilidad relativa, ver **Figura 19**. Esto se cree que es originado por un deslizamiento, que ocurre con crudos pesados sobre el agua, por lo que da esos valores altos de relación de movilidad. Observando la **Ecuación 26**, si la viscosidad del aceite es mayor, la relación de movilidad debería ser menor. Esto es un fenómeno extraño, en el cual no se entrará a discutir en este trabajo de grado.

Figura 19. Efecto Relación de movilidad



Fuente: HONARPOUR, MEHDI et al. Relative Permeability of Petroleum Reservoirs, 1986.

Ecuación 27. Número Capilar

$$n_c = 1.16 * 10^{-4} \left[\frac{\mu_w * u_w}{\phi \sigma_{ow}} \right]$$

Fuente: HONARPOUR, MEHDI et al. Relative Permeability of Petroleum Reservoirs, 1986.

Donde, μ_w : viscosidad del agua; u_w : velocidad del agua; σ_{ow} : tensión interfacial agua–petróleo; ϕ : ángulo de contacto.

El petróleo residual se reduce a medida que se va logrando el balance de fuerzas. Variando v , μ , σ y $\cos(\theta_c)$, y utilizando una misma roca, se determinó el petróleo residual para diferentes condiciones. La saturación de petróleo residual se reduce de un 50% hasta un valor menor del 20%, logrando un balance de fuerzas, y la necesidad de considerar otros factores, tales como efectos de borde⁷⁵.

2.9 EFECTOS DE LAS CONDICIONES EXPERIMENTALES DE LAS PRUEBAS

Para que la data de laboratorio sea útil en el proceso de escalamiento a nivel de campo, las mediciones deben ser tomadas a condiciones representativas a las que se encuentran en el yacimiento. Esto involucra el uso de núcleos de reservorio bien preservados o restaurados, el uso de fluidos actuales de reservorio sin contaminar en las pruebas y operar a condiciones de reservorio: temperatura, presión y estrés de sobrecarga⁷⁶.

Además, involucra desarrollar pruebas con la combinación apropiada de las fuerzas: capilares, viscosas y gravitacionales, de esta manera se asegurará un desplazamiento estable a través del núcleo, mientras que al mismo tiempo, mantendrá la similitud en el comportamiento de flujo microscópico entre el yacimiento y el núcleo. El criterio del escalamiento lineal debe usarse como pauta para conseguir este objetivo⁷⁷.

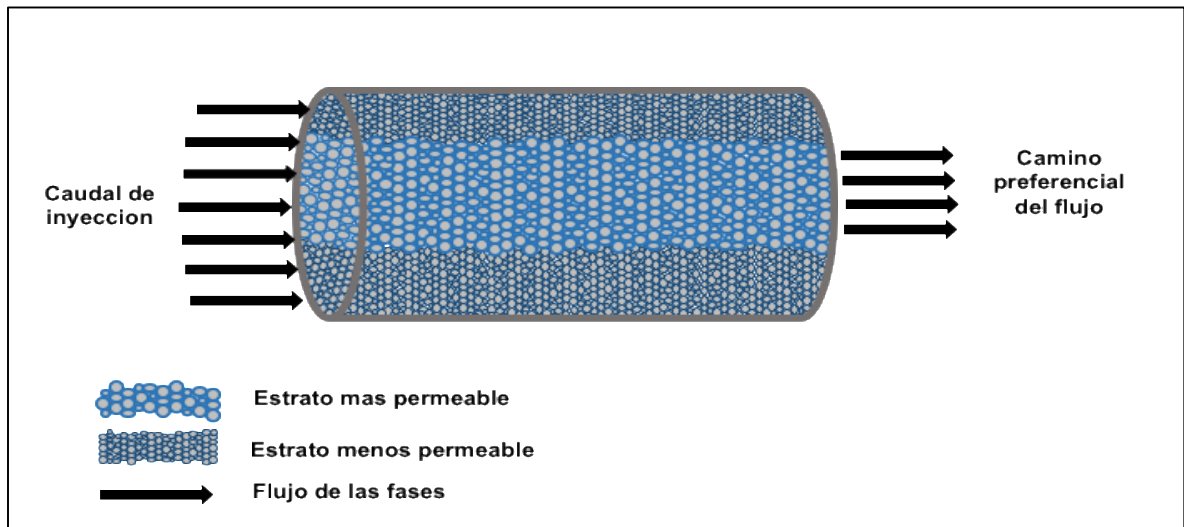
2.9.1 Selección de Muestras de Núcleos. Las muestras de núcleos seleccionadas para desarrollar pruebas de permeabilidad relativa deben ser lo más homogéneas posibles, además que provengan de la zona productora o de interés del yacimiento. Si la muestra es heterogénea, puede suceder que un estrato o capa tenga mayor permeabilidad que el resto, lo que genera que por este estrato se filtren preferencialmente los fluidos y al final de la prueba se obtengan altas saturaciones residuales de las fases, ver **Figura 20**.

Figura 20. Núcleo Heterogéneo

⁷⁵PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos.

⁷⁶ BENNION, D. B., et al. Feb 8, 1993.

⁷⁷ BATYCKY, J. P., et al. Interpreting Relative Permeability and Wettability From Unsteady-State Displacement Measurements. En: Society of Petroleum Engineers Journal. Jun. vol. 21, no. 3, p. 296-308



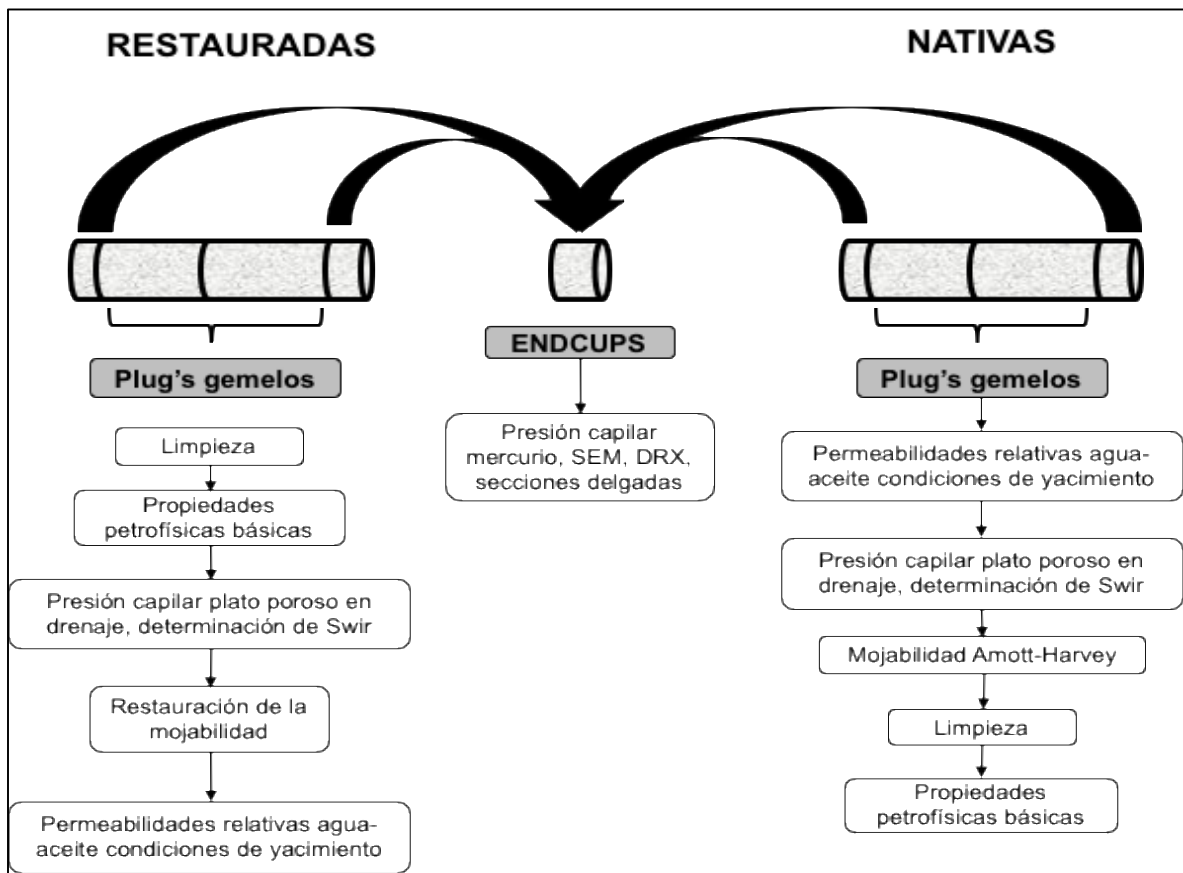
Fuente: elaboración propia.

Para obtener permeabilidades relativas representativas es vital el manejo apropiado de las muestras de núcleos para garantizar que la mojabilidad se mantenga desde la formación hasta el aparato de prueba de laboratorio. Condiciones inalteradas o nativas indica que la muestra de roca conserva la mojabilidad preferente original y frecuentemente las saturaciones de los fluidos del yacimiento, desde la formación hasta el laboratorio. Los núcleos inalterados o nativos, debidamente manejados, son los más deseables, pero su medición debe ser lo más cercano posible al momento de la extracción.

Condiciones restauradas significa que el núcleo de muestra se limpia, se seca y después de esto, se restaura su mojabilidad original y saturación de fluidos a las condiciones que según se cree, existen en el yacimiento. Por los procesos de limpieza y restauración de mojabilidad es posible que ocurra migración de finos, que se origina por el desplazamiento de arcillas que se encuentran en las gargantas de poro dando la posibilidad de aumentar la permeabilidad de la muestra. En la **Figura 21** se observa el procedimiento paso a paso en el laboratorio para obtener curvas de permeabilidad relativa de muestras restauradas y nativas.

2.9.2 Tipo de Fluidos. Lo recomendable para usar en las pruebas de permeabilidad relativa es crudo vivo del yacimiento, el inconveniente es que a condiciones de superficie o atmosféricas se libera el gas disuelto en solución, lo que dificulta la medición precisa de las fases al tener tres fases presentes. Por ello si se usa crudo del yacimiento se usa crudo muerto, pero este tiene el inconveniente de generar emulsiones durante la prueba y el alto % de BSW de algunos de ellos. Además, se puede tener una razón de movilidad adversa que afecta los end-points de permeabilidad relativa ($K_{ro}@S_{wir}$, $K_{rw}@S_{wir}$).

Figura 21. Procedimiento Muestras Restauradas y Nativas



Fuente: elaboración propia.

Entonces, es común que se usen fluidos sintéticos en las pruebas, por ejemplo, aceite mineral. Este aceite mineral se debe seleccionar correspondiendo a condiciones similares del crudo de pozo tratando de emular la viscosidad y la tensión interfacial. Para mantener la similitud en el comportamiento de flujo microscópico entre el yacimiento y el núcleo. Aunque generalmente la viscosidad no es la misma del crudo de pozo para evitar una razón de movilidad adversa y para acelerar el tiempo de las pruebas.

2.9.3 Tasa de Flujo. Teóricamente, la permeabilidad relativa no es función de la tasa de flujo. Sin embargo, existen datos experimentales que muestran que la permeabilidad relativa cambia con la tasa de flujo. La fuente de error más común es el efecto de fin de capilar⁷⁸, este hace referencia a la discontinuidad en las propiedades capilares de un sistema al momento de determinar permeabilidades relativas. Por esto es que en las pruebas de permeabilidad relativa no se representa la tasa de flujo representativa del yacimiento, debido a que serían caudales supremamente pequeños, 0.01 cm³/min aproximadamente. La tasa de flujo o de

⁷⁸ MAHMOOD, S. M. y HONARPOUR, M. Relative-Permeability Measurements: An Overview. En: Journal of Petroleum Technology. Aug. vol. 40, no. 8, p. 963-966

inyección usada frecuentemente está en el rango entre 0.5 y 2 cm³/min, generalmente se usa a 1 cm³/min.

2.9.4 Presión de Confinamiento. La dependencia de la presión de confinamiento con la permeabilidad de un medio poroso es sensible a la magnitud del estrés compresivo neto a la cual el medio es sometido. A medida que el estrés de confinamiento es aumentado en el porta muestras, la permeabilidad de la roca disminuye. La disminución observada, a medida que el estrés de confinamiento se incrementa un par de cientos psi hasta miles de psi, varía considerablemente desde solo un pequeño porcentaje para rocas bien cementadas razonablemente permeables, hasta valores mayores para muestras que contengan microfracturas⁷⁹.

Wilson⁸⁰ señaló que una presión de sobrecarga que puede producir una reducción del 5% en la porosidad del núcleo, puede producir un cambio lo suficientemente grande en la distribución de tamaño de poro como para afectar la permeabilidad relativa del núcleo. En general es deseable aproximar el estrés de yacimiento en las mediciones de permeabilidad en laboratorio para así obtener valores de permeabilidad cercanos a los que se espera en yacimiento. Adicionalmente, se observan pequeñas disminuciones en la permeabilidad en función del tiempo luego de que el estrés de confinamiento es aumentado debido a la fluencia⁸¹.

2.9.5 Temperatura. El efecto de la variación de la temperatura sobre los valores de los end-points, ha sido un tema controversial desde que se inició el estudio de este tipo de pruebas. Desde entonces, varios autores han desarrollado experimentos con el fin de estudiar este fenómeno, arrojando resultados variados e inclusive contradictorios. Anteriormente se realizaban las pruebas a temperatura ambiente, luego se dieron cuenta que debe realizarse a la temperatura de yacimiento para mantener las condiciones de yacimiento. Aunque no hay un consenso en el efecto de la temperatura en las curvas, lo que se debe hacer es intentar emular condiciones de yacimiento lo más similar posible.

⁷⁹ Recommended Practices for Core Analysis. Second ed. 1998.

⁸⁰ WILSON, J. W. Determination of relative permeability under simulated reservoir conditions. En: AIChE Journal. Mar. vol. 2, no. 1, p. 94-100

⁸¹ Recommended Practices for Core Analysis. Second ed. 1998.

3. METODOLOGIA PARA SELECCIONAR CURVAS REPRESENTATIVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA PROVENIENTES DE LABORATORIO

Generalmente los informes petrofísicos especiales de permeabilidad relativa recibidos de laboratorio no incluyen una validación de los resultados. Por esta razón los ingenieros de yacimientos se encuentran ante la situación de seleccionar las curvas de permeabilidad relativa que se vayan a utilizar en el simulador, de manera que generen un mejor ajuste histórico. Cuando el ajuste histórico no ajusta, lo que regularmente se hace es modificar los end-points hasta lograr un ajuste. Sin embargo, la modificación indiscriminada de los end-points sin tener en cuenta el sentido físico que estos representan, sino simplemente en búsqueda de un cotejo es una práctica común pero cuestionable.

Esta es uno de los principales motivos para el desarrollo de este trabajo de grado, el cual se enfocó en tres Campos de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. En general, las formaciones estudiadas son rocas siliciclásticas compuestas en su mayoría de cuarzo, feldespato alcalino, plagioclasa, arcillas y otros accesorios. La calidad de la roca se define por el porcentaje de arcillas en la muestra, la porosidad y la permeabilidad de la misma. Las muestras con menor cantidad de arcillas se consideran limpias y las que tienen mayor cantidad se consideran sucias.

Debido a la heterogeneidad de los yacimientos, representar el comportamiento del flujo de fluidos por medio de una sola curva de permeabilidad relativa es prácticamente imposible. Es recomendable dividir el yacimiento en tipos de roca o facies, en este caso mediante facies petrofísicas, usando parámetros como capacidad de flujo, permeabilidad y capacidad de almacenamiento, porosidad.

Para definir los tipos de roca se usó la metodología Winland R35, esta establece que a partir del cálculo de valor del radio de garganta R35 (radio de garganta de poro que más aporta al flujo de fluidos en el medio poroso) se definen líneas de isogargantas de diferentes órdenes de micrones. El cálculo del valor del radio de garganta R35 es definida a continuación, como se muestra en la **Ecuación 28**.

Ecuación 28. Metodología Winland R35

$$\text{Log (R35)} = 0.732 + 0.588 \text{ Log (Kaire)} - 0.864 \text{ Log (Phi)}$$

Fuente: KOLODZIE, S. Analysis of pore throat size and use of the Waxman-Smits equation to determine OOIP in Spindle Field, Colorado. SPE 9382, 1980.

Donde, R35: radio de garganta de poro correspondiente al percentil 35 de saturación de mercurio, micrones; Kaire: permeabilidad al aire a condiciones ambiente, md; Phi: porosidad a condiciones ambiente.

Hay que aclarar que esta división en tipos de roca ya ha sido desarrollada en algunos de los informes de permeabilidad relativa, pero los valores cutoff R35 usados son diferentes entre ellos, donde una roca tipo 1 en un pozo es una roca

tipo 2 en el otro, lo cual es una debilidad del análisis de curvas pozo a pozo. Por lo tanto, se manejarán los mismos cutoff para todas las muestras. Los valores cutoff utilizados se presentan en la **Tabla 4**.

Tabla 4. Valores cutoff R35 Tipos de Roca

Tipo de Roca	Cutoff min R35	Cutoff max R35
1	14	
2	6	13.999
3	2	5.999
4	1.999	

Fuente: elaboración propia.

3.1 CRITERIOS DE VALIDACIÓN DE CURVAS

Los criterios usados para la validación de las curvas son: escala de permeabilidades, valor del S_{wir} de la curva de la prueba de presión capilar, mojabilidad preferencial determinada mediante Amott-Harvey y la mineralogía de la muestra de los informes DRX. Hay que tener en cuenta que para evaluar los criterios mencionados es importante que toda la información esté disponible para la misma muestra, lo cual facilita la validación de las curvas. En la práctica es común no encontrar toda la información para la misma muestra, exceptuando la relacionada con las pruebas básicas, las cuales son determinadas para todas las muestras.

3.1.1 Criterio de Escala de Permeabilidades. La magnitud de la reducción entre las diferentes permeabilidades determinadas para la misma muestra sirve como un indicativo de la validez de los resultados. La magnitud de permeabilidades de una muestra de mayor a menor es la siguiente: K_{aire} , K_k , K_{agua} , $K_o@S_{wirr}$, $K_w@S_{or}$. Por lo tanto si no cumplen con los rangos de reducción entre ellas, o si una es mayor a la anterior, se puede considerar que los datos son erróneos o no son representativos y por lo tanto pueden ser descartados. A continuación, en el **Cuadro 2** se listan las diferentes permeabilidades y los rangos de reducción entre ellas, cada una con respecto a la anterior. Además, se describen los motivos de dichas reducciones y las posibles razones por las cuales las reducciones pueden ser mayores o menores.

Estos valores se pueden obtener directamente de los informes petrofísicos especiales de permeabilidad relativa, pero en la mayoría de los casos no se encuentran todos, por lo que es necesario revisar los informes petrofísicos básicos de la muestra a la misma profundidad. Así mismo teniendo en cuenta la antigüedad de las pruebas se encontró que en el Campo La Cira Infantas (las pruebas más antiguas) no se calcula K_k y en cambio en los Campos Yariguí Cantagallo y Casabe (pruebas más recientes) no se calcula la permeabilidad absoluta al agua.

Cuadro 2. Escala de permeabilidades

Escala de permeabilidades

Parámetro	Reducción	Motivo
K_{aire}	N/A	La permeabilidad al aire es la más alta en la escala, debido a que se realiza con un gas, razón por la cual ocurre el fenómeno de “deslizamiento”, el cual genera que la permeabilidad dependa de la presión promedio de poro y que por lo tanto su valor sea elevado.
K_k	5 – 20%	La permeabilidad klinkenberg es un estimado teórico de la permeabilidad de la muestra a un líquido no reactivo, se obtiene usando gas en su medición a diferentes presiones de poro y posteriormente extrapolando hasta una presión infinita. Es menor a la permeabilidad al aire ya que se elimina el efecto de deslizamiento.
K_{agua}	10 – 30%	La permeabilidad absoluta al agua es menor a las anteriores debido a que en su determinación se usa un líquido, el cual a diferencia del gas, puede llegar a bloquear las gargantas de poro de menor diámetro disminuyendo así la permeabilidad. Una reducción de más del 30% puede ser un indicativo de que el agua que se usó reacciono con la roca. Si por el contrario, se observa un incremento con respecto a la permeabilidad klinkenberg, puede deberse a que las restricciones en las gargantas eran generadas probablemente por arcillas, y al utilizar agua, esta puede “sacar” las arcillas del corazón (migración de finos) lo cual aumenta el área disponible de flujo y por lo tanto la permeabilidad.
$K_o @ S_{wir}$	20 – 60%	Esta es menor debido a que a diferencia de las anteriores, el medio se encuentra saturado con dos fluidos los cuales reducen el espacio del otro para fluir. La magnitud de esta reducción depende de la mojabilidad y razón de movilidad. Si la muestra es mojada al agua y las diferencias en viscosidades son bajas, la reducción es baja; si es mojada al aceite es mayor, debido a que hay más retención de aceite y es más difícil que fluya. Además, las diferencias de viscosidades son altas se espera que la reducción sea mayor. Puede llegar a ser mayor a la permeabilidad absoluta al agua, si la muestra es mojada por agua y la viscosidad del crudo es menor que la del agua.
$K_w @ S_{or}$	30 – 70%	Si la roca es mojada al agua la reducción es mayor, debido a la retención de agua, si es mojada al aceite es menor.

Fuente: elaboración propia.

A continuación, se muestra un ejemplo puntual de una prueba de permeabilidad relativa que fue invalidada por la escala de permeabilidades. En la prueba de

permeabilidad relativa realizada en el pozo YG-108 sobre la muestra 7655.5' se observa que la permeabilidad efectiva al petróleo a condiciones de S_{wir} es mayor a las permeabilidades klinkenberg y absoluta al aire, ver **Tabla 5**. Por esta razón la prueba de permeabilidad relativa fue descartada.

Tabla 5. Permeabilidades de la muestra YG-108 7655'

Pozo	Profundidad (ft)	Basicos			K _{rel}		
		Porosidad (%)	K _{aire} (mD)	K _k (mD)	S _{wir} (%)	S _{or} (%)	K _o @S _{wir} (mD)
YG-108	7655.5	23.00%	284	258	49.59%	13.17%	294.66

Fuente: elaboración propia.

3.1.3 Criterio de Presión Capilar. El método de la Membrana Porosa llamado también técnica de restauración de presión capilar, se usa para simular las fuerzas de desplazamiento en un yacimiento y medir la magnitud de las fuerzas capilares. Con ella se busca determinar la distribución de la saturación de los fluidos y la saturación de agua connata. De las pruebas de presión capilar por el método de plato poroso se debe comparar la saturación de agua irreducible con la obtenida en permeabilidades relativas. Físicamente, la tendencia que se espera es que el valor de S_{wir} obtenido por el método de plato poroso sea menor al obtenido en prueba de permeabilidad relativa. En caso de ocurrir lo contrario y suponiendo que no hay errores experimentales en el desarrollo de ninguna de las dos pruebas, se puede descartar la información de permeabilidad relativa.

A continuación, se muestran un ejemplo puntual de una prueba de permeabilidad relativa que fue invalidada por la presión capilar. En la prueba de permeabilidad relativa realizada en el pozo YG-104 sobre la muestra 6717.5' se observa que el S_{wir} de las pruebas de presión capilar es mayor a la de permeabilidad relativa, ver **Tabla 6**. Por esta razón la prueba de permeabilidad relativa fue descartada.

Tabla 6. Presión Capilar de la muestra YG-104 6717.5'

Pozo	Profundidad (ft)	P _c	K _{rel}
		S _{wir} (%)	S _{wir} (%)
YG-104	6717.5	27.0%	20.3%

Fuente: elaboración propia

3.1.2 Criterio de Mojabilidad. La determinación de la mojabilidad preferencial en laboratorio se realizó mediante la prueba Amott-Harvey. Se busca comparar esta mojabilidad con la inferida de las curvas de permeabilidad relativa. Se espera que para la misma muestra ambos resultados sigan tendencias similares, aunque en la mayoría de los casos, donde se usa crudo muerto, la mojabilidad inferida de las curvas de permeabilidad relativa es mojada al agua, y las pruebas de mojabilidad Amott-Harvey dan una mojabilidad mixta neutra o preferencial al aceite.

Para la determinación de la mojabilidad se utiliza el índice de Amott-Harvey, el cual se calcula con información obtenida a partir de una variación del método de Amott. La muestra es inicialmente sumergida en agua de formación durante un tiempo determinado (20 días) y se mide el volumen de aceite desplazado espontáneamente mediante imbibición de agua. Posteriormente se inyecta agua hasta obtener S_{or} y se mide el volumen de aceite desplazado forzadamente. El núcleo, es luego sumergido en aceite durante un tiempo determinado (20 días) y se mide el volumen de agua de formación desplazado espontáneamente por imbibición de aceite. Finalmente, se inyecta aceite hasta obtener S_{wir} y se mide el volumen de agua de formación desplazado forzadamente. Dependiendo de los volúmenes de aceite y agua desplazados espontánea y forzadamente, el índice de Amott-Harvey permite establecer el tipo de mojabilidad de una muestra, ver **Ecuación 29**.

El método de Amott-Harvey combina la imbibición y los desplazamientos forzados para medir la mojabilidad, basándose en el hecho, de que el fluido mojante imbibirá espontáneamente en el corazón, desplazando el fluido no mojante. Según los índices de Amott la roca puede presentar mojabilidad uniforme o mixta. La mojabilidad uniforme se da cuando la roca tiene preferencia por un solo fluido o por ninguno de los dos en especial. La mojabilidad mixta se presenta cuando parte de la roca es mojada por un fluido y la otra parte es mojada por el otro. El índice de Amott-Harvey establece rangos para clasificar la mojabilidad general de la muestra, es decir, si tiene preferencia al agua, al aceite o es neutra, incluyendo los efectos de mojabilidad mixta o uniforme.

Ecuación 29. Índice de Amott-Harvey

$$I = I_w - I_o$$

$$I_w = \frac{V_{wesp}}{V_{wesp} + V_{wfor}}$$

$$I_o = \frac{V_{oesp}}{V_{oesp} + V_{ofor}}$$

Fuente: AMOTT, E. Observations relating to the wettability of porous rock, 1959.

Donde,

I: índice de Amott-Harvey; I_w : índice de Amott al agua; I_o : índice de Amott al aceite;
 V_{wesp} : volumen de agua desplazado espontáneamente por imbibición de aceite;
 V_{wfor} : volumen de agua desplazado forzadamente por inyección de aceite;
 V_{oesp} : volumen de aceite desplazado espontáneamente por imbibición de agua;
 V_{ofor} : volumen de aceite desplazado forzadamente por inyección de agua.

Cuadro 3. Índice Amott-Harvey

AMOTT/AMOTT-HARVEY	$I_o = 0$	$I_w = 0$	$I_w = 0$	$I_w \neq 0$
	$I_w \neq 0$	$I_o \neq 0$	$I_o = 0$	$I_o \neq 0$
0.3 < I < 1.0 Preferencia Agua.	Uniforme			Mixta
-0.3 < I < 0.3 Mojabilidad Neutra.	Uniforme	Uniforme	Uniforme	Mixta
-1 < I < -0.3 Preferencia Aceite.		Uniforme		Mixta

Fuente: AMOTT, E. Observations relating to the wettability of porous rock, 1959.

3.1.4 Criterio Información Mineralógica. Adicionalmente, se recomienda que los resultados sean interpretados en un contexto de información petrológica y/o de mineralogía, información que puede ser obtenida mediante la prueba difracción de rayos X (DRX), la cual permite conocer la composición en términos de fases cristalinas. Este análisis se realiza bajo dos modalidades: roca Total o Bulk y Fracción Arcilla. El análisis Bulk describe de una manera global la mineralogía de la roca total, mientras que el análisis de la fracción menor de dos micras caracteriza principalmente los filosilicatos que se concentran principalmente en partículas con éste tamaño.

En cuanto a la composición en modalidad roca total, las muestras de estudio son rocas siliciclásticas compuestas en su mayoría por los siguientes minerales: cuarzo, plagioclasa, feldespato alcalino, carbonatos, otros y arcillas. Los tipos más comunes de minerales arcillosos encontrados en rocas sedimentarias son la caolinita, clorita, illita, y esmectita. Algunos efectos por la presencia de arcilla en los yacimientos son: arcillas que empiezan a hincharse después del contacto con el agua, lo que en este caso se convierte en una reducción en la porosidad efectiva y la permeabilidad (esmectitas, interestratificadas illita/esmectita); migración de partículas finas cuando las arcillas pierden sus minerales, estas migran y se acumulan en la garganta del poro lo que más adelante puede generar una reducción en la permeabilidad (caolinita, clorita e illita).

3.2 CONSIDERACIONES PARA EL ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN

Es importante tener en cuenta algunas consideraciones para poder analizar la información mencionada anteriormente como la disponibilidad de la información y las condiciones experimentales. Es común encontrar que la muestra sobre la que se desarrolló prueba de permeabilidad relativa, no sea la misma usada en la realización de la prueba de mojabilidad y/o de presión capilar. Se recomienda recolectar todos los resultados de dichas pruebas y clasificarlos por tipo de roca, de manera que se puedan buscar tendencias en los resultados.

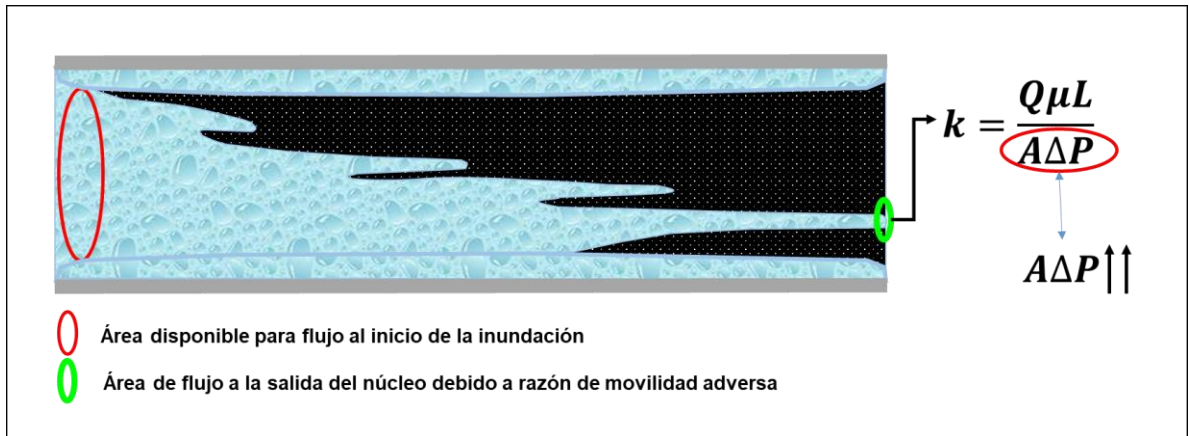
Las diferentes configuraciones de condiciones experimentales utilizadas en la realización de pruebas de permeabilidad relativa afectan los resultados de las mismas. Por lo tanto, se recomienda analizar la información en grupos de pruebas con condiciones experimentales similares. Las variables encontradas fueron el tipo de muestra y el tipo de fluidos.

3.2.1 Tipo de Muestras. El estado de la muestra o tapón al momento de realizar las pruebas de permeabilidades relativas, si es nativo o restaurado puede influir o no los resultados obtenidos por lo cual deben analizarse por separado de manera que se pueden identificar tendencias. También es importante tenerlo en cuenta al realizar el análisis de la mojabilidad, si esta se realiza sobre una muestra restaurada o nativa. Si esta es nativa, y la muestra no está dañada en ninguna forma y además no hay errores experimentales, se esperarían resultados con menor incertidumbre. Si la mojabilidad es determinada sobre una muestra restaurada y el resultado de la prueba no se ve representada en curvas de permeabilidad relativa, puede indicar problemas operativos en la restauración de mojabilidad o prueba de permeabilidad relativa errónea.

3.2.2 Tipo de Aceite. Los tipos de crudo que se usan normalmente son crudo muerto (de yacimiento) o aceite mineral (sintético). La diferencia radica en que el crudo muerto tiene una viscosidad mayor a la del fluido de yacimiento dado que no tiene gas en solución además que por lo general se encuentra deshidratado. Esto afecta directamente a la razón de movilidad en la prueba, lo cual puede generar que el end-point $K_{rw}@S_{or}$ se subestime afectando la interpretación de la mojabilidad inferida de permeabilidad relativa. Esto se debe a que experimentalmente, al tener una razón de movilidad adversa se pueden presentar problemas de digitación viscosa generando que a la salida del núcleo el área disponible para el flujo de agua se encuentre reducida y que por lo tanto el diferencial de presión aumente y el valor de permeabilidad se subestime, ver **Figura 22**.

3.2.3 Salinidad del Agua de Formación. Experimentalmente la salinidad del agua de formación puede representarse de diferentes maneras: equivalente de todos los cationes y Representativa de solo unos (NaCl, KCl). En este caso es importante tener en cuenta que si la salinidad no es representada por todos los cationes se puede ver afectada la tensión interfacial, factor que como se había mencionado anteriormente afecta la curvatura de las permeabilidades relativas. Además, cuando la salinidad es representativa de unos cationes, el caso específico de KCl, este evita el hinchamiento de las arcillas, lo cual puede afectar en el valor del S_{wir} y S_{or} .

Figura 22. Digitación Viscosa Crudo Muerto por Razón de Movilidad Adversa



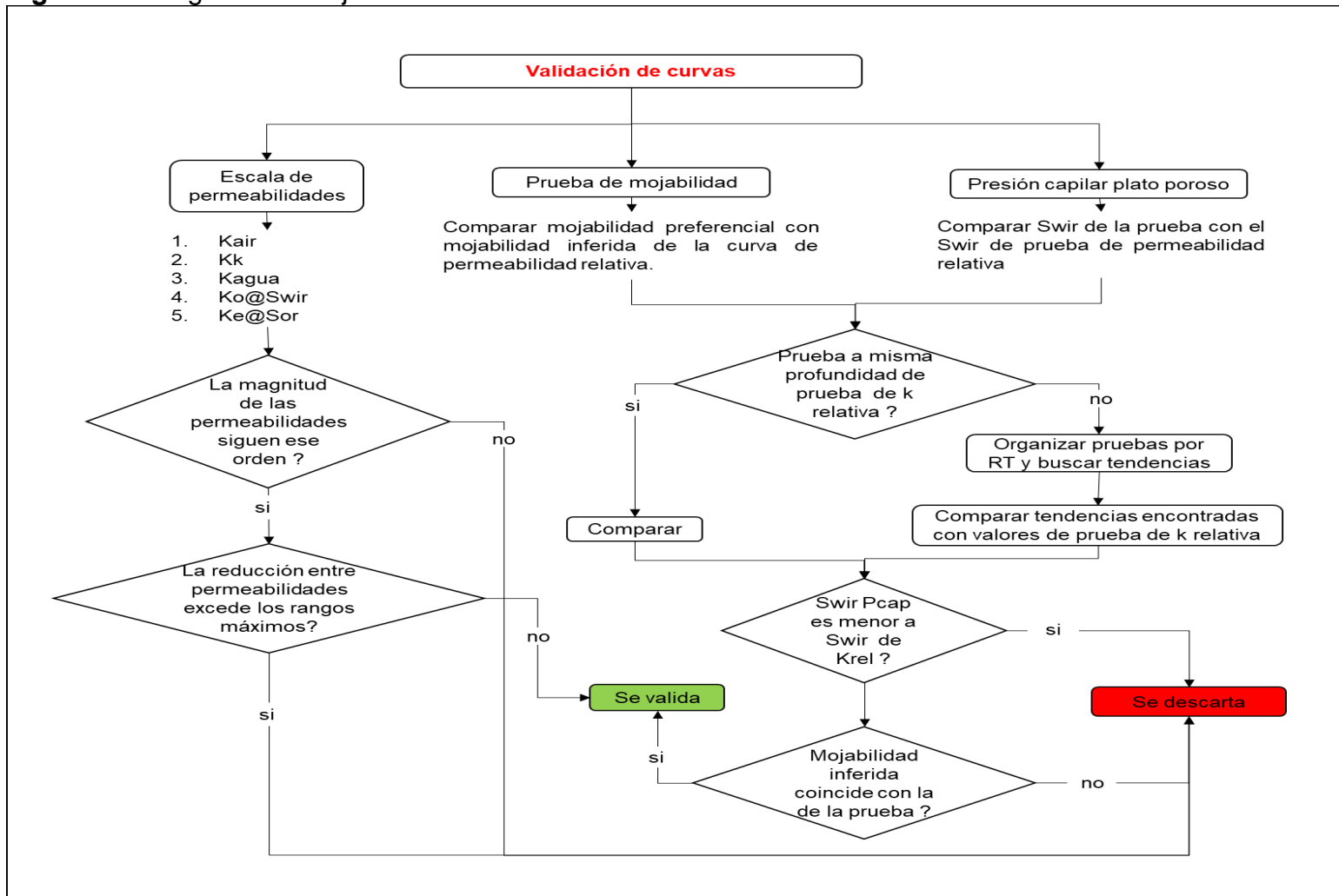
Fuente: elaboración propia.

3.3 METODOLOGÍA DE VALIDACIÓN DE LAS CURVAS

Teniendo en cuenta el análisis realizado, se propone una metodología para validar las curvas de permeabilidad relativa, la cual se dividió en dos etapas: recopilación de la información y validación de las curvas.

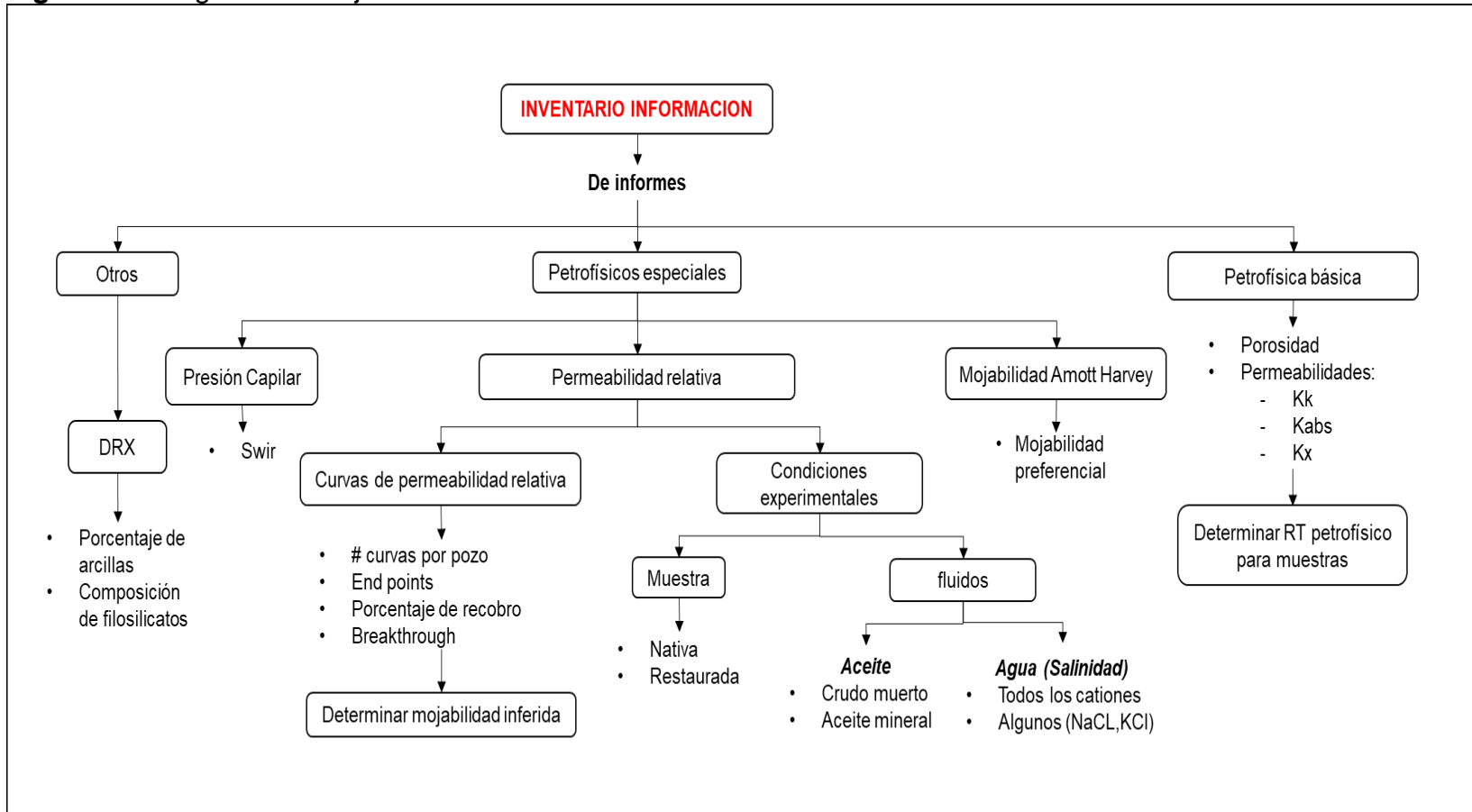
A continuación, en la **Figura 23** y la **Figura 24** se ilustran mediante un diagrama de flujo cada una de estas etapas y posteriormente se muestra la manera en la que fue recopilada la información en el desarrollo de este trabajo.

Figura 23. Diagrama de flujo de validación de las curvas



Fuente: elaboración propia.

Figura 24. Diagrama de flujo del inventario de información



Fuente: elaboración propia.

3.3.1 Recopilación de la información. Se recopilaron los resultados de los análisis petrofísicos básicos y especiales para la validación de las pruebas de permeabilidad relativa, esta información estaba distribuida en diferentes informes y por lo tanto se reunió toda en un archivo de Excel para poder relacionarla fácilmente. Los datos se organizaron en tablas de manera que se tuviera la información necesaria para validar los criterios propuestos de la siguiente forma.

La primera tabla contiene inicialmente los datos de identificación de las muestras a las cuales se les hicieron las pruebas de permeabilidad relativa como: nombre del pozo del cual proviene, profundidad y la arena a la cual pertenece la misma. Posteriormente se ingresaron los datos necesarios para validar el criterio de escala de permeabilidades con información de análisis petrofísicos básicos y especiales.

De los análisis petrofísicos básicos se tabularon las porosidades y las diferentes permeabilidades absolutas determinadas en la muestra. De los análisis petrofísicos especiales se tabularon datos de las pruebas de permeabilidad relativa como: saturaciones de agua irreducible, saturación de petróleo residual, permeabilidades relativas y efectivas a las saturaciones irreducibles, saturación a la cual se intersectan las curvas y la permeabilidad base. Por último se definió el tipo de roca de la mediante la metodología Winland R35.

A todas las muestras se les realizan análisis petrofísicos básicos por lo cual esta información estaba para todos las muestras de los análisis petrofísicos especiales. En el **Cuadro 4** se muestra la tabla estructura de la tabla usada para validar el primer criterio.

Cuadro 4. Formato usado para validar el criterio de escala de permeabilidades.

Pozo	Profundidad (ft) prueba Krel	Arena	BASICOS			KREL						RT		Validacion por escala de peremeabilidades
			Por %	Kaire	k klink	swirr (%)	sor (%)	Sw cruce curvas	Koeff @swir (md)	Kweff @sor (md)	Krw @Sor	Kbase	R35	

Fuente: elaboración propia.

A partir de esta tabla, se crearon cuatro tablas que contienen información de análisis petrofísicos especiales realizados sobre las muestras de permeabilidad relativa de manera que se tuviese toda la información necesaria para el análisis organizada horizontalmente para la muestra identificada en las tres primeras columnas.

La siguiente tabla contiene los datos de las condiciones experimentales de las pruebas de permeabilidad relativa como: el estado del núcleo, las viscosidades de los fluidos, tasa de inyección usada en la prueba, condiciones de presión (presión neta de confinamiento, presión de poro) y temperatura bajo las cuales se operó la prueba y el método mediante el cual se estimaron los valores de permeabilidad relativa.

Esta información sirve para analizar los resultados de las pruebas de permeabilidad relativa. En el **Cuadro 5** se muestra la estructura de la tabla.

Cuadro 5. Condiciones operacionales de las pruebas de permeabilidad relativa.

Condiciones operacionales								
Estado Nucleo	Uw	Uo	tasa de inyeccion (cm ³ /min)	P. neta de confinamiento	P.Poro	Temperatura	Metodo estimacion Krel	Comentarios

Fuente: elaboración propia

La siguiente tabla contiene los datos necesarios para la validación del criterio de saturación de agua irreducible, de las pruebas de presión capilar se tabulan: la profundidad de la muestra, la saturación de agua irreducible determinada por la prueba, el cual debe compararse con el Swir de la primera tabla para validar el criterio. De los análisis petrofísicos básicos se tabularon los datos para determinar el tipo de roca, en caso de que la muestra fuera diferente a la cual se le realizó la prueba de permeabilidad relativa. En el **Cuadro 6** se muestra la estructura de la tabla

Para los casos en los que no se habían realizado pruebas de presión capilar sobre las muestras a las cuales se les hicieron pruebas de permeabilidad relativa, se tabuló toda la información de presión capilar disponible para las arenas de estudio y se correlacionó de la siguiente manera: se buscó una prueba de presión capilar realizada a una profundidad cercana a la de la prueba de permeabilidad relativa y que fuera del mismo tipo de roca, en caso de no encontrar una muestra que cumpliera con estas condiciones, se determinó un rango de valores de saturación de agua irreducible por presión capilar para cada tipo de roca

Cuadro 6. Formato usado para validar el criterio de presión capilar.

Pcap plato poroso						Validacion por Swir
Profundidad	Por %	Kaire	R35	RT	Swirr	

Fuente: elaboración propia

La siguiente tabla contiene los datos para la validación del criterio de mojabilidad, de las pruebas mojabilidad Amott-Harvey se tabularon: la profundidad de la muestra, el índice de mojabilidad, el tipo de mojabilidad y la mojabilidad preferencial determinados en la prueba. Además, se ingresa la mojabilidad inferida de la curva de permeabilidad relativa y los datos necesarios para determinar el tipo de roca de la muestra en caso de que la prueba de mojabilidad se haya hecho sobre la muestra a la cual se realizó permeabilidad relativa. En la **Cuadro 7** se muestra la estructura de la tabla usada.

Para los casos en los que no se habían realizado pruebas de mojabilidad sobre las mismas muestras a las cuales se les hicieron pruebas de permeabilidad relativa, se

tabuló toda la información de mojabilidad Amott-Harvey disponible para las arenas de estudio y se correlacionó de la siguiente manera: se buscaba una prueba realizada a una profundidad cercana a la de la prueba de permeabilidad relativa que fuera del mismo tipo de roca, en caso de no encontrar una muestra que cumpliera con estas condiciones, se determinó una tendencia en la mojabilidad por cada tipo de roca, para poder comparar con la mojabilidad inferida de la curva de permeabilidad relativa y así validar el criterio.

Cuadro 7. Formato usado para validar el criterio de mojabilidad.

MOJABILIDAD AMOTT HARVEY								KREL	Validacion por mojabilidad
Profundidad	Por %	Kaire	R35	RT	indice amott harvey	Tipo de mojabilidad	Mojabilidad Preferencial	Mojabilidad Inferida	

Fuente: elaboración propia.

La última tabla contiene los resultados de las pruebas de difracción de rayos X (DRX), los cuales son usados para la interpretación de los resultados de las pruebas en un contexto de información mineralógica. Se tabularon datos de la composición bulk y de la composición de la fracción menor a dos micras, es decir, las arcillas.

En el **Cuadro 8** se muestra la estructura de la tabla que contiene la información mineralógica de las muestras.

Cuadro 8. Formato usado para validar informes de DRX.

DRX Composicion bulk												
Profundidad	Por (%)	Kh (md)	R35	RT	Plagioclasas	Feldespato K.	Cuarzo	Filosil. 14A (%)	Caolinita (%)	Micas (%)	% de Arcillas	
					DRX Composicion de fraccion menor a 2 micras							
					Cuarzo (%)	Caolinita (%)	Clorita (%)	ILITAS(%)	Inte restrat. (%)	Esmectitas (%)		

Fuente: elaboración propia.

4. CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA VALIDADAS DE LOS CAMPOS YARIGUÍ – CANTAGALLO, CASABE Y LA CIRA INFANTAS

En este capítulo se presentan las curvas de permeabilidad relativa validadas por tipo de roca para los Campos Yariguí – Cantagallo, Casabe y La Cira Infantas. El proceso de validación de las curvas se realizó en base a los criterios y consideraciones mencionadas en el capítulo anterior. Para las curvas validadas se presentan los datos mediante los cuales se realizó la selección. Al final, con las curvas seleccionadas por tipo de roca se generan rangos de movimiento para los end-points.

4.1 CAMPO YARIGUÍ – CANTAGALLO

Se analizaron los resultados de las pruebas de permeabilidad relativa agua–aceite realizadas mediante el método estado no estable a tasa constante y condiciones de yacimiento en el Campo Yariguí – Cantagallo sobre muestras de las Arenas Cantagallo de la Formación La Paz. Las permeabilidades relativas fueron calculadas a partir de los datos de producción, tiempo de desplazamiento contra producción de crudo y diferenciales de presión a través de la muestra. Al final de la prueba se midió la permeabilidad efectiva al agua a saturación residual de aceite.

La estimación de las permeabilidades relativas se hizo mediante ajuste histórico automático de los datos de producción experimentales usando un simulador de “corefloodings” (Sendra versión 1.8). En todas las pruebas de permeabilidad relativa del Campo Yariguí se usaron núcleos restaurados con salinidad equivalente NaCl del agua de formación.

En la **Tabla 7** se muestran el inventario de la información de permeabilidad disponible para el Campo Yariguí.

Tabla 7. Inventario Curvas por Pozo Campo Yariguí

POZO	AÑO	TOTAL DE CURVAS	ESTADO NÚCLEO	TIPO DE ACEITE
YG-85	2008	7	RESTAURADO	CRUDO MUERTO
YG-108	2008	8	RESTAURADO	CRUDO MUERTO
YG-74	1987	3	RESTAURADO	MINERAL
YG-104	1987	3	RESTAURADO	MINERAL
YG-503	1987	5	RESTAURADO	MINERAL
YG-505	1987	5	RESTAURADO	CRUDO MUERTO

Fuente: elaboración propia

A continuación, se muestran las curvas validadas por tipo de roca y los criterios mediante los cuales fueron validados.

4.1.1 Tipo de Roca 1. Según los valores cutoff R35 propuestos se encontraron cinco curvas de permeabilidad relativa realizadas sobre muestras tipo de roca 1 que cumplen el criterio de escala de permeabilidades, tres realizadas con crudo muerto y dos con aceite mineral; los datos usados para la validación del criterio se muestran en la **Tabla 8**.

Tabla 8. Validación Escala de Permeabilidades muestras RT1 Campo Yariguí

Pozo	Profundidad (pies)	Porosidad (%)	K _{aire} (md)	K _k (md)	K _o @S _{wir} (md)	K _w @S _{or} (md)	R35
YG-108	7657.5	24.9%	1284	1245	1054	90	22.57
YG-505	8000.5	23.3%	1051	911	858	103	21.25
YG-503	8462.5	23.2%	927	861	482	82	19.81
YG-104	6717.5	24.0%	825	764	338	61	17.96
YG-85	7853.5	22.8%	592	350	315	63	15.45

Fuente: elaboración propia.

Al graficar la permeabilidad relativa de estas muestras, se observa que la curva K_{rw} de la muestra YG-85 7853.5' tiene una mayor concavidad que las otras curvas, y por lo tanto es descartada. Luego se realiza la validación por el criterio de presión capilar con los datos mostrados en la **Tabla 9**, donde se descartan dos muestras porque el valor de S_{wir} en la prueba de permeabilidad relativa es menor al proveniente de prueba de presión capilar.

Tabla 9. Validación Presión Capilar muestras RT1 Campo Yariguí

Pozo	Profundidad (pies)	S _{wir} Presión Capilar		S _{wir} Krel (%)
		S _{wir} (%)	Valor de S _{wir} tomado de	
YG-108	7657.5	30%	Muestra cercana mismo RT	33.5%
YG-505	8000.5	27.0%	Muestra cercana mismo RT	27.2%
YG-503	8462.5	22.9%	Muestras mismo RT	14.4%
YG-104	6717.5	27.4%	Presión capilar sobre la muestra	20.3%

Fuente: elaboración propia.

No se realizó prueba de presión capilar sobre las muestras YG-503 8462.5', YG-108 7657.5' y YG-505 8000.5'. Sin embargo, el valor mínimo de S_{wir} de presión capilar de las muestras tipo de roca 1 analizadas es de 22.9%.

Las curvas de permeabilidad relativa validadas, provienen de pruebas de laboratorio en las que se usó crudo muerto como fase aceite. En la **Tabla 10** se muestran los criterios de mojabilidad para estas muestras.

Tabla 10. Criterio de Mojabilidad muestras RT1 Campo Yariguí

Pozo	Profundidad (pies)	Mojabilidad Amott-Harvey	Mojabilidad inferida Kr	Tomado de
YG-108	7657.5	Mixta al aceite	Agua	Tipo de Roca
YG-505	8000.5	Mixta neutra	Agua	Profundidad

Fuente: elaboración propia.

Por lo tanto, los valores de permeabilidad relativa validados para el tipo de roca uno son las de las muestras YG-108 7657.5' y YG-505 8000.5'. En la **Tabla 11** se muestra el porcentaje de arcillas de las muestras. Como se mencionó anteriormente las arcillas son las que presentan afinidad por el agua y pueden reaccionar afectando los resultados de las pruebas, es por esto que son tenidas en cuenta para analizar los resultados de las pruebas en un contexto mineralógico.

Tabla 11. Criterios Mineralógicos RT1 Campo Yariguí

Pozo	Profundidad (pies)	Arcillas (Roca Total)	Esméctita	Illita	Caolinita
YG-108	7657.5	5%	<5%	25%	65%
YG-505	8000.5	<5%	8%	10%	72%

Fuente: elaboración propia.

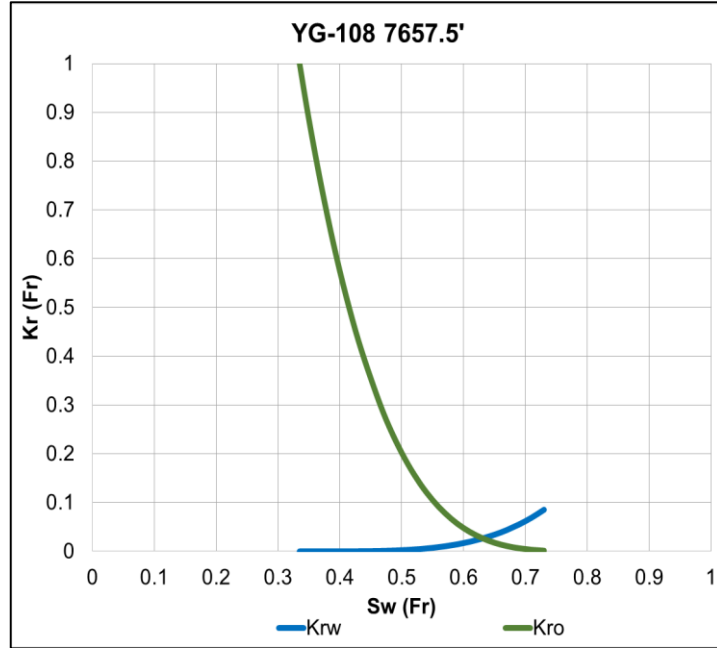
Posteriormente en la **Figura 25** y en la **Figura 26** se grafican cada una de las curvas de permeabilidad relativa de muestras tipo de roca uno validadas para las Arenas Cantagallo de la formación La Paz en el Campo Yariguí-Cantagallo, con sus end-points correspondientes en la *¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..*

Tabla 12. End-points Curvas Representativas RT1 Campo Yariguí

Pozo	Profundidad (ft)	S_{wir} (%)	S_{or} (%)	K_{base}	K_{rw} @ S_{or} (frac.)	Corte curvas (frac.)	Recobro (%)
YG-108	7657.5	33.5%	26.0%	$K_o@S_{wir}$	0.08	0.63	40.5%
YG-505	8000.5	27.0%	27.9%	$K_o@S_{wir}$	0.12	0.56	45.1%

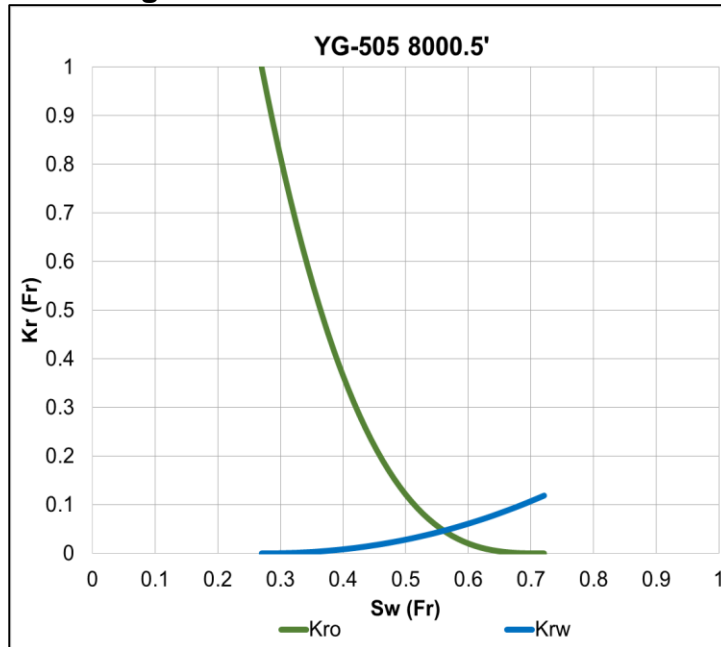
Fuente: elaboración propia.

Figura 25. Curva Kr YG-108 7657.5'



Fuente: elaboración propia.

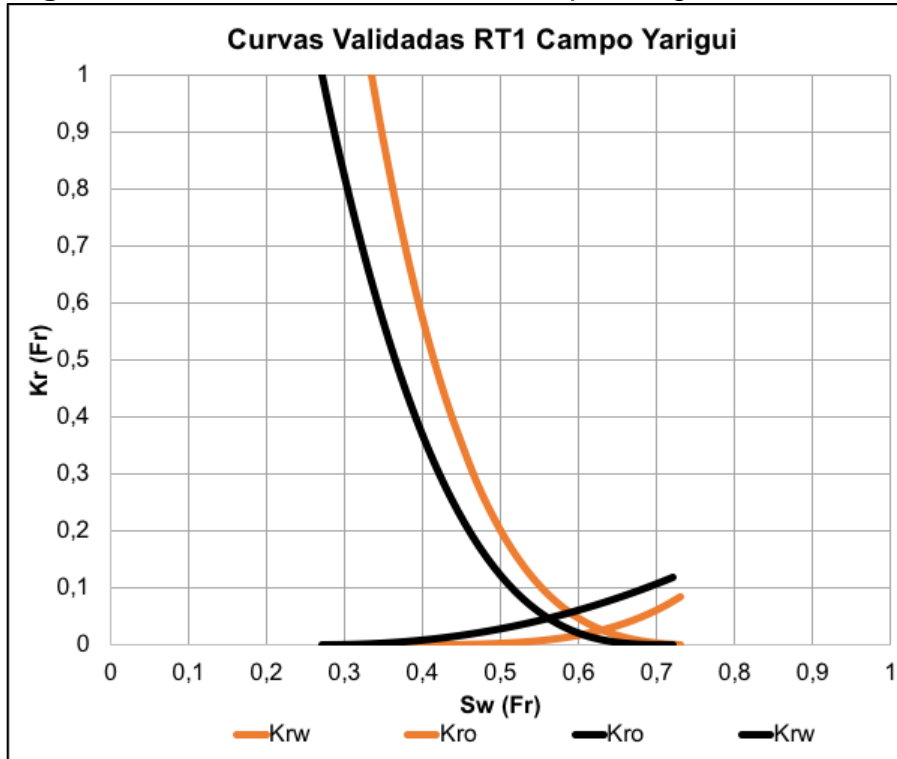
Figura 26. Curva Kr YG-505 8000.5'



Fuente: elaboración propia.

En la **Figura 27** se grafican juntas las curvas de permeabilidad relativa y a partir de este se generan rangos de movimiento para los end-points en la **Tabla 13**.

Figura 27. Curvas Validadas RT1 Campo Yariguí



Fuente: elaboración propia.

Tabla 13. Rangos End-points Curvas YG RT1

End-Point	Mínimo	Máximo
S_{wir}	27%	33%
S_{or}	26%	28%
$K_{rw}@S_{or}$	0.08	0.12
Intersección	0.56	0.63
Recobro	39%	47%
n_o	2.90	2.95
n_w	2.1	3.5

Fuente: elaboración propia.

4.1.2 Tipo de Roca 2. Según los valores cutoff R35 propuestos se encontraron ocho curvas de permeabilidad relativa realizadas sobre muestras tipo de roca 2 que cumplían el criterio de escala de permeabilidades, tres realizadas con crudo muerto

y cinco con aceite mineral; los datos usados para la validación del criterio se muestran en la **Tabla 14**.

Tabla 14. Validación Escala de Permeabilidades muestras RT2 Campo Yariguí

Pozo	Profundidad (ft)	Porosidad (%)	K _{aire} (md)	K _k (md)	K _o @S _{wir} (md)	K _w @S _{or} (md)	R35
YG-503	8348.8	21.8%	481	419	239	79	14.21
YG-74	7891.5	20.8%	347	301	142	39	12.22
YG-505	7985.2	20.9%	188	159	114	7	8.48
YG-503	8358.5	20.9%	187	164	67	25	8.46
YG-74	7936.8	20.0%	156	142	54	18	7.90
YG-104	6689.5	19.2%	111	102	34	9	6.70

Fuente: elaboración propia.

Luego se realiza la validación por el criterio de presión capilar con los datos mostrados en la **Tabla 15**, donde se descartan cuatro muestras porque el valor de S_{wir} en la prueba de permeabilidad relativa es menor al proveniente de prueba de presión capilar.

Tabla 15. Validación Presión Capilar muestras RT2 Campo Yariguí

Pozo	Profundidad (pies)	S _{wir} Presión Capilar		S _{wir} K _{rel} (%)
		S _{wir} (%)	Valor de S _{wir} tomado de	
YG-503	8348.8	35.5%	Presión capilar sobre la muestra	31.2%
YG-74	7891.5	24.5%	Presión capilar sobre la muestra	27.4%
YG-505	7985.2	30.7%	Presión capilar sobre la muestra	27.1%
YG-503	8358.5	22%	Muestras del pozo	23.1%
YG-74	7936.8	36.6%	Presión capilar sobre la muestra	28.3%
YG-104	6689.5	31.9%	Muestras del pozo	18.9%

Fuente: elaboración propia.

No se realizó prueba de presión capilar sobre las muestras YG-503 8358.5' y YG-104 6689.5'. Sin embargo, el valor mínimo de S_{wir} de presión capilar de las muestras tipo de roca 2 para los mismos pozos es de 22% y 31.9% respectivamente.

Las curvas de permeabilidad relativa validadas, provienen de pruebas de laboratorio en las que se usó aceite mineral como fase aceite. En la **Tabla 16** se muestran los criterios de mojabilidad para estas muestras.

Tabla 16. Criterio de Mojabilidad muestras RT2 Campo Yariguí

Pozo	Profundidad (pies)	Mojabilidad Amott-Harvey	Mojabilidad inferida Kr	Tomado de
YG-74	7891.5	Mixta neutra	Mixta	Tipo de Roca
YG-503	8358.5	Mixta al aceite	Agua	Pozo

Fuente: elaboración propia.

Por lo tanto, los valores de permeabilidad relativa validados para el tipo de roca uno son las de las muestras YG-74 7891.5' y YG-503 8358.5'. En la **Tabla 17** se muestra el porcentaje de arcillas de estas muestras para analizar los resultados de las pruebas en un contexto mineralógico. De la muestra YG-74 7891.5' no hay DRX al mismo tipo de roca pero sí a pocos pies de diferencia.

Tabla 17. Criterios Mineralógicos RT2 Campo Yariguí

Pozo	Profundidad (pies)	Arcillas (Roca Total)	Esmectita	Illita	Caolinita
YG-74	7891.5	<5%	<5%	12%	73%
YG-503	8358.5	5%	<5%	10%	75%

Fuente: elaboración propia.

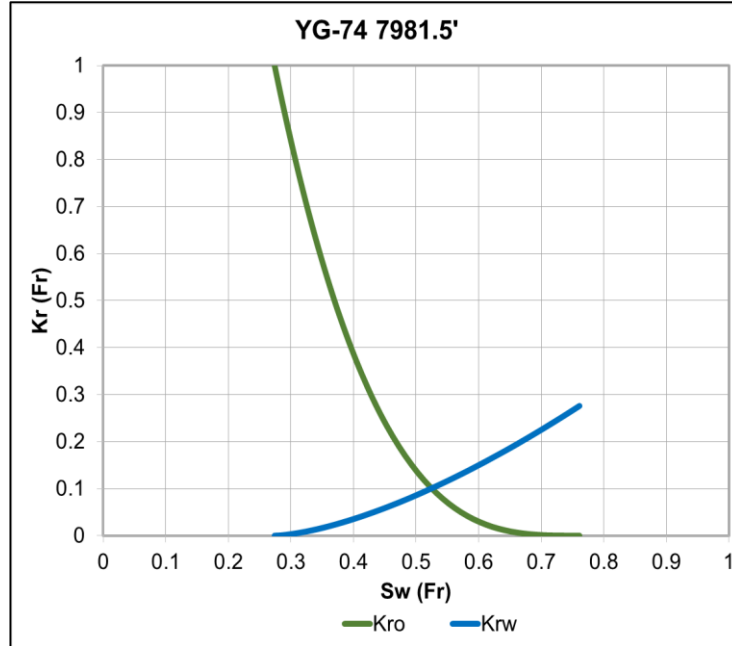
Posteriormente en la **Figura 28** y **Figura 29** se grafican cada una de las curvas de permeabilidad relativa de muestras tipo de roca uno validadas para las arenas Cantagallo de la formación La Paz en el Campo Yariguí-Cantagallo, con sus end-points correspondientes en la **Tabla 18**.

Tabla 18. End-points Curvas Representativas RT2 Campo Yariguí

Pozo	Profundidad (ft)	S _{wir} (%)	S _{or} (%)	K _{base}	K _{rw} @S _{or} (frac.)	Corte curvas (frac.)	Recobro (%)
YG-74	7891.5	27.4%	23.9%	K _o @S _{wir}	0.28	0.53	48.7%
YG-503	8358.5	23.1%	31.7%	K _o @S _{wir}	0.37	0.41	45.2%

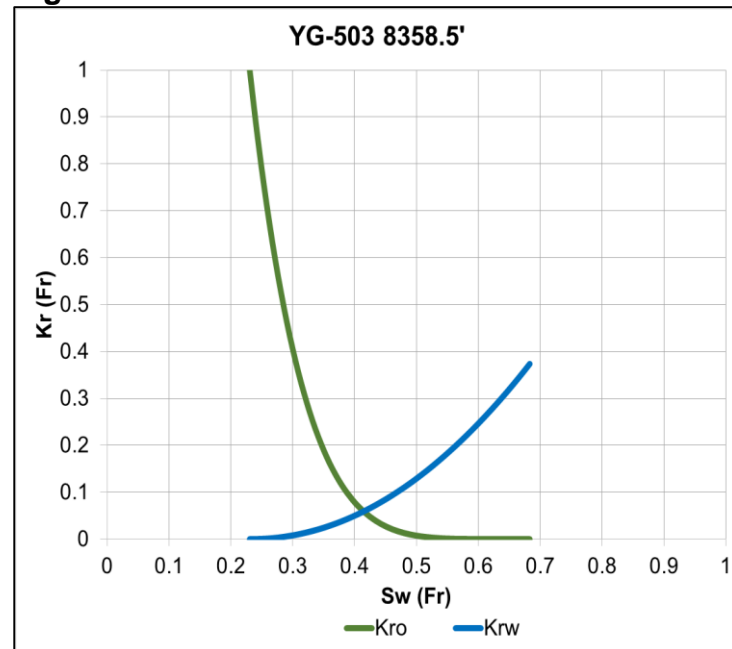
Fuente: elaboración propia.

Figura 28. Curva Kr YG-74 7891.5'



Fuente: elaboración propia.

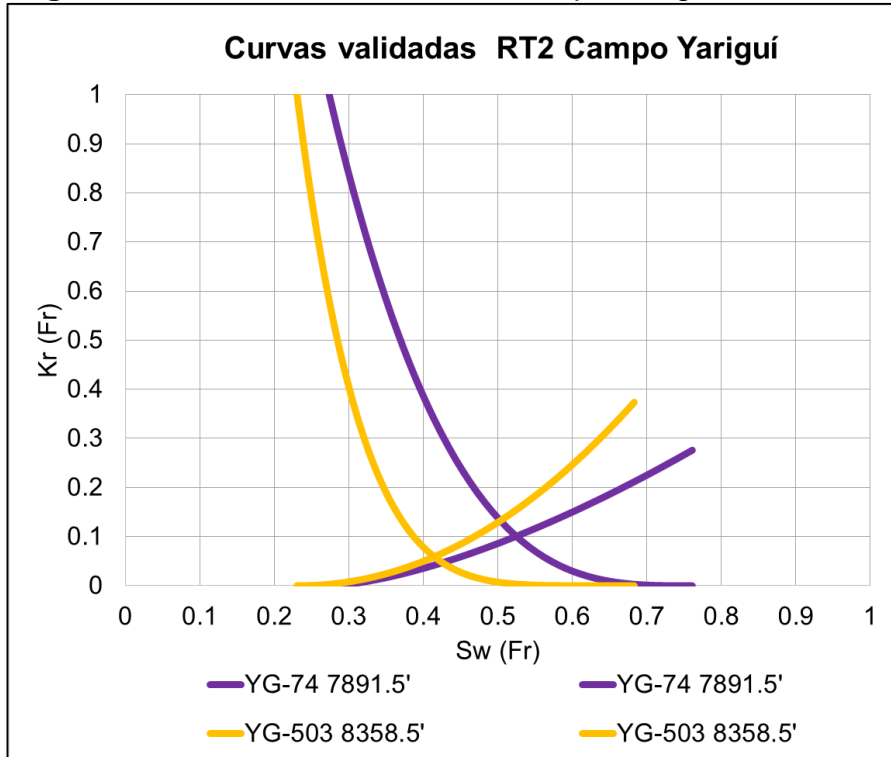
Figura 29. Curva Kr YG-503 8358.5'



Fuente: elaboración propia.

En la **Figura 30** se grafican juntas las curvas de permeabilidad relativa y a partir de este se generan rangos de movimiento para los end-points en la **Tabla 19**.

Figura 30. Curvas Validadas RT2 Campo Yariguí



Fuente: elaboración propia.

Tabla 19. Rangos End-points Curvas YG RT2

End-Points	Mínimo	Máximo
S_{wir}	23%	27%
S_{or}	24%	32%
K_{rw}@S_{or}	0.28	0.37
Intersección	0.41	0.53
Recobro	41%	53%
n_o	3.1	5.4
n_w	1.5	2.11

Fuente: elaboración propia.

4.1.3 Tipo de Roca 3. Según los valores cutoff R35 propuestos se encontraron cinco curvas de permeabilidad relativa realizadas sobre muestras tipo de roca 3 que cumplieran el criterio de escala de permeabilidades, tres realizadas con crudo muerto

y dos con aceite mineral; los datos usados para la validación del criterio se muestran en la **Tabla 20**.

Tabla 20. Muestras Validadas RT3 Campo Yariguí

Pozo	Profundidad (ft)	Porosidad (%)	K _{aire} (md)	K _k (md)	K _o @S _{wir} (md)	K _w @S _{or} (md)	R35
YG-505	7903.7	22.5%	111	101	63	3	5.84
YG-104	6647.5	19.7%	77	75	23	5	5.28
YG-74	7887.5	22.0%	84	76	31	14	5.05
YG-108	7586.5	19.2%	64	59	25	2	4.84
YG-503	8498.5	21.2%	61	54,9	17	6	4.32

Fuente: elaboración propia.

Luego se realiza la validación por el criterio de presión capilar con los datos mostrados en la **Tabla 21**, donde se descartan dos muestras porque el valor de S_{wir} en la prueba de permeabilidad relativa es menor al proveniente de prueba de presión capilar.

Tabla 21. Validación Presión Capilar muestras RT3 Campo Yariguí

Pozo	Profundidad (pies)	S _{wir} Presión Capilar		S _{wir} K _{rel} (%)
		S _{wir} (%)	Valor de S _{wir} tomado de	
YG-505	7903.7	27.4%	Presión capilar sobre la muestra	27.9%
YG-104	6647.5	34.5%	Muestras mismo RT	18.9%
YG-74	7887.5	41.4%	Presión capilar sobre la muestra	29.1%
YG-108	7586.5	37.7%	Muestras mismo RT	26.5%
YG-503	8498.5	27.4%	Presión capilar sobre la muestra	19.4%

Fuente: elaboración propia.

No se realizó prueba de presión capilar sobre las muestras YG-104 6647.5' y YG-108 7586.5'. Sin embargo, el valor mínimo de S_{wir} de presión capilar de las muestras tipo de roca 2 para los mismos pozos es de 34.5% y 37.7% respectivamente.

La curva de permeabilidad relativa validada, proviene de prueba de laboratorio en las que se usó aceite mineral como fase aceite. En la **Tabla 22** se muestran los criterios de mojabilidad para esta muestra.

Tabla 22. Criterio de Mojabilidad muestras RT3 Campo Yariguí

Pozo	Profundidad (pies)	Mojabilidad Amott-Harvey	Tomado de	Mojabilidad inferida Kr
YG-505	7903.7	Mixta neutra	Profundidad	Fuerte al Agua

Fuente: elaboración propia.

En la **Tabla 23** se muestra el porcentaje de arcillas de esta muestra para analizar los resultados de la prueba en un contexto mineralógico.

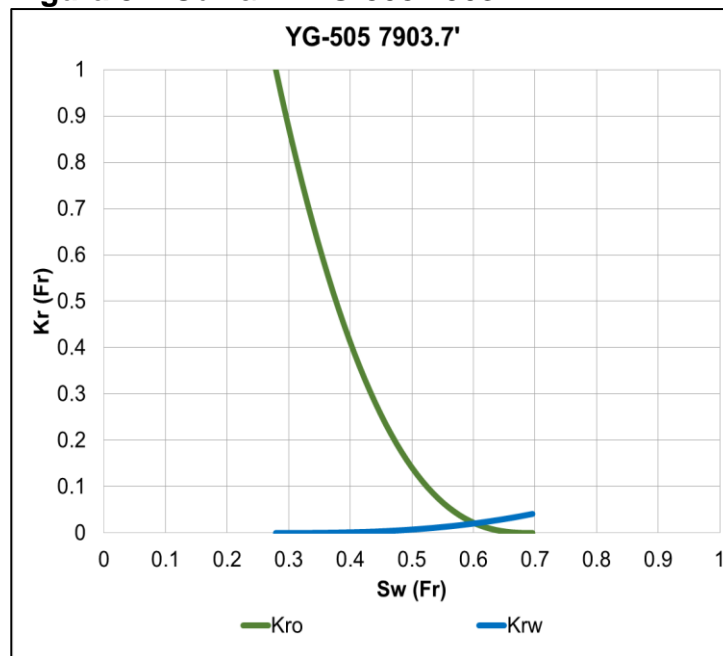
Tabla 23. Criterios Mineralógicos RT3 Campo Yariguí

Pozo	Profundidad (pies)	Arcillas (Roca Total)	Esmectita	Illita	Caolinita
YG-505	7903.7	5%	<5%	15%	70%

Fuente: elaboración propia.

Posteriormente en la **Figura 31** se grafica la curva de permeabilidad relativa de muestras tipo de roca tres validada para las arenas Cantagallo de la formación La Paz en el Campo Yariguí-Cantagallo, con sus end-points correspondientes en la **Tabla 24**, a partir de los cuales se generan los rangos de movimiento de los end-points en la **Tabla 25**.

Figura 31. Curva Kr YG-505 7903.7'



Fuente: elaboración propia.

Tabla 24. End-points Curvas Representativas RT3 Campo Yariguí

Pozo	Profundidad (ft)	S_{wir} (%)	S_{or} (%)	K_{base}	K_{rw} @ S_{or} (frac.)	Corte curvas (frac.)	Recobro (%)
YG-505	7903.7	27.9%	30.4%	K_o @ S_{wir}	0.04	0.61	41.7%

Fuente: elaboración propia.

Tabla 25. Rangos End-points Curvas YG RT3

End-Points	Minimo	Máximo
S_{wir}	27%	29%
S_{or}	30%	32%
K_{rw} @ S_{or}	0.04	0.06
Intersección	0.60	0.62
Recobro	39%	43%
n_o	2.55	2.65
n_w	2.65	2.75

Fuente: elaboración propia.

4.2 CAMPO CASABE

Se analizaron los resultados de las pruebas de permeabilidad relativa agua–aceite realizadas mediante el método estado no estable a tasa constante y condiciones de yacimiento en el Campo Casabe sobre muestras de las Arenas A de la Formación Colorado. Las permeabilidades relativas fueron calculadas a partir de los datos de producción, tiempo de desplazamiento contra producción de crudo y diferenciales de presión a través de la muestra. Al final de la prueba se midió la permeabilidad efectiva al agua a saturación residual de aceite.

La estimación de las permeabilidades relativas se hizo mediante ajuste histórico automático de los datos de producción experimentales usando un simulador de “corefloodings” (Sendra versión 1.8). En todas las pruebas de permeabilidad relativa del Campo Yariguí se usaron núcleos restaurados con salinidad equivalente NaCl del agua de formación.

En la **Tabla 26** se muestran el inventario de la información de permeabilidad disponible para el Campo Casabe. Además, la K_{base} en todas las curvas de es la K_o @ S_{wir} .

A continuación, se muestran las curvas validadas por tipo de roca y los criterios mediante los cuales fueron validados.

Tabla 26. Inventario Curvas Validadas por Pozo Campo Casabe

POZO	AÑO	TOTAL DE CURVAS	ESTADO NÚCLEO	TIPO DE ACEITE
CSB-264R	2006	5	NATIVAS	CRUDO MUERTO
CSB-1060	2008	2	RESTAURADO	CRUDO MUERTO
CSB-1069	2008	5	RESTAURADO	CRUDO MUERTO

Fuente: elaboración propia.

4.2.1 Tipo de Roca 1. Según los valores cutoff R35 propuestos se encontraron cuatro curvas de permeabilidad relativa realizadas sobre muestras tipo de roca 1 que cumplían el criterio de escala de permeabilidades, tres realizadas en muestras restauradas y una en muestra nativa; los datos usados para la validación del criterio se muestran en la **Tabla 27**.

Tabla 27. Validación Escala de Permeabilidades muestras RT1 Campo Casabe

Pozo	Profundidad (ft)	Porosidad (%)	K _{aire} (md)	K _k (md)	K _o @S _{wir} (md)	K _w @S _{or} (md)	R35
CSB-1069	3623.5	25.8%	2461	2331	1461	400	32.09
CSB-264R	3554.5	23.5%	1397	1369	819	32	24.93
CSB-1060	3590.3	26.0%	844	829	422	89	16.99
CSB-1069	3502.8	26.5%	818	797	404	48	16.41

Fuente: elaboración propia.

Luego se realiza la validación por el criterio de presión capilar con los datos mostrados en la **Tabla 28**, donde se observa que todas las muestras cumplen con los criterios de S_{wir} de presión capilar. Como particularidad, en las pruebas de presión capilar plato poroso realizadas sobre las muestras del pozo Casabe 264R no fue posible determinar la presión capilar plato poroso, ya que son muestras friables y hay pérdida de contacto debido al empaquetamiento de las muestras.

Tabla 28. Validación Presión Capilar muestras RT1 Campo Casabe

Pozo	Profundidad (pies)	S _{wir} Presión Capilar		S _{wir} Krel (%)
		S _{wir} (%)	Valor de S _{wir} tomado de	
CSB-1069	3623.5	10-14%	Muestras mismo RT	31.3%
CSB-264R	3554.5	10-14%	Muestras mismo RT	29.0%
CSB-1060	3590.3	14%	Muestra cercana mismo RT	39.2%
CSB-1069	3502.8	16.8%	Muestra cercana mismo RT	46.2%

Fuente: elaboración propia.

No se realizó prueba de presión capilar sobre ninguna de las muestras. Sin embargo, para las muestras CSB-1069 3502.8' y CSB-1060 3590' se cuenta con pruebas de presión capilar realizadas sobre plugs gemelos del mismo tipo de roca. En el caso de las muestras CSB-1069 3623.5' y CSB-264R 3554.5', se validaron mediante los valores de S_{wir} de presión capilar para las muestras tipo de roca 1 en todos los pozos analizados, los cuales van de 10% a 14%. En la **Tabla 29** se muestran los criterios de mojabilidad para estas muestras.

Tabla 29. Criterio de Mojabilidad muestras RT1 Campo Casabe

Pozo	Profundidad (pies)	Mojabilidad Amott-Harvey	Mojabilidad inferida Kr	Tomado de
CSB-1069	3623.5	Mixta neutra	Sin tendencia	Profundidad
CSB-264R	3554.5	Mixta neutra	Agua	Pozo
CSB-1060	3590.3	Mixta neutra	Agua	Tipo de Roca
CSB-1069	3502.8	Mixta neutra	Agua	Profundidad

Fuente: elaboración propia.

En el pozo Casabe 264R no hay pruebas de mojabilidad Amott-Harvey para rocas tipo 1, sin embargo todas las muestras del pozo presentan una mojabilidad neutra uniforme o neutra mixta. En la **Tabla 30** se muestra el porcentaje de arcillas de estas muestras para analizar los resultados de las pruebas en un contexto mineralógico.

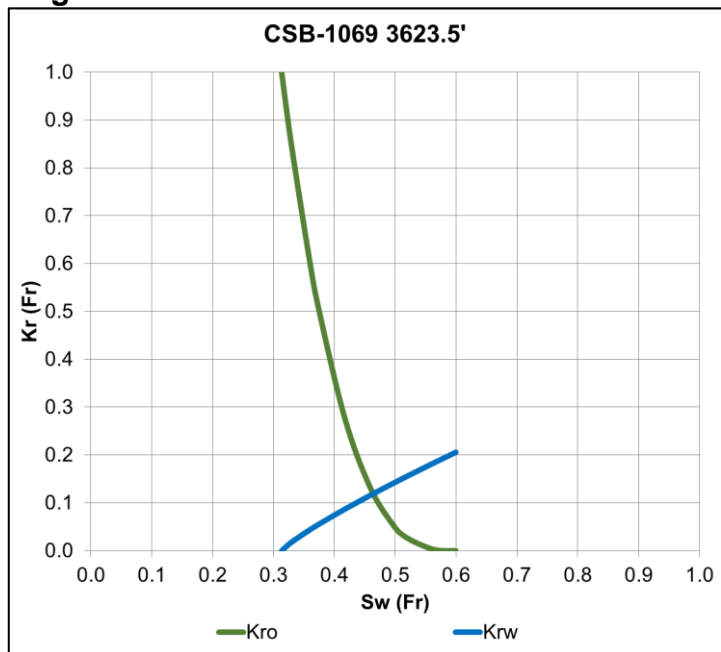
Tabla 30. Criterios Mineralógicos RT1 Campo Casabe

Pozo	Profundidad (pies)	Arcillas (Roca Total)	Esméctita	Illita	Caolinita
CSB-1069	3623.5	<5%	<5%	16%	30%
CSB-264R	3554.5	4%	20%	20%	32%
CSB-1060	3590.3	<5%	<5%	15%	15%
CSB-1069	3502.8	<5%	<5%	30%	30%

Fuente: elaboración propia.

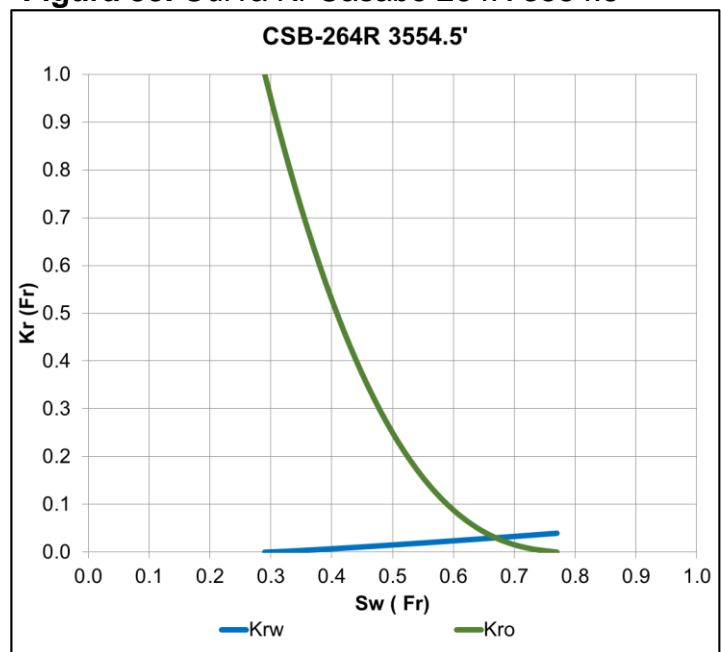
Posteriormente en las **Figura 32**, **Figura 33**, **Figura 34** y **Figura 35** se grafican cada una de las curvas de permeabilidad relativa de muestras tipo de roca 1 validadas para las Arenas A de la Formación Colorado en el Campo Casabe, con sus end-points correspondientes en la **Tabla 31**.

Figura 32. Curva Kr Casabe 1069 3623.5'



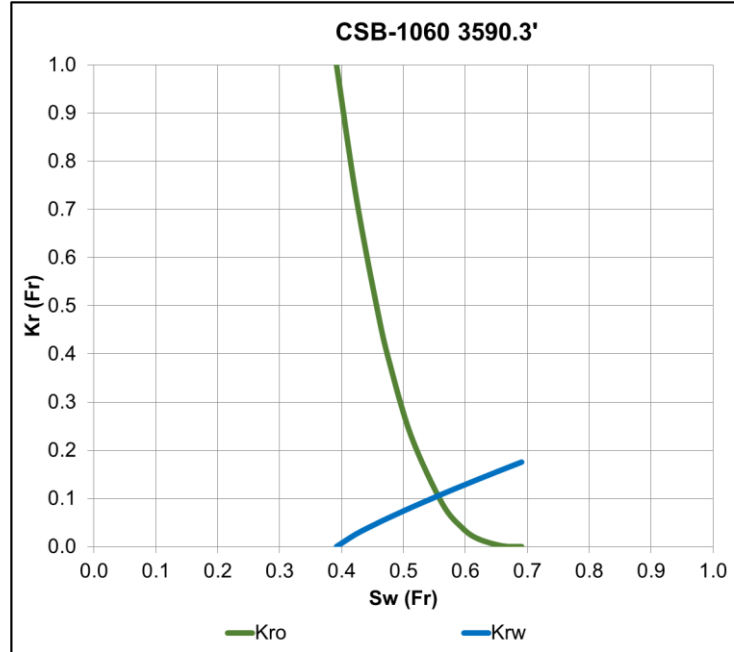
Fuente: elaboración propia.

Figura 33. Curva Kr Casabe 264R 3554.5'



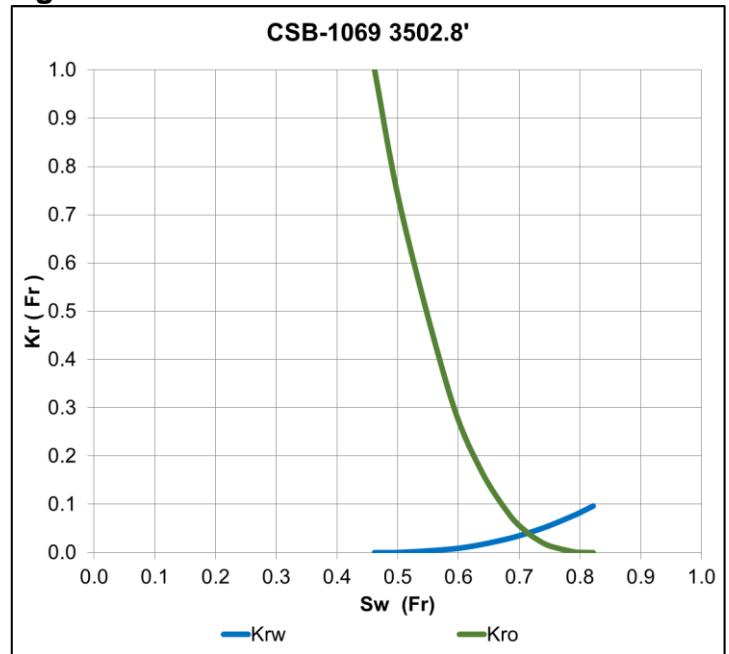
Fuente: elaboración propia.

Figura 34. Curva Kr Casabe 1060 3590.3'



Fuente: elaboración propia.

Figura 35. Curva Kr Casabe 1069 3502.8'



Fuente: elaboración propia.

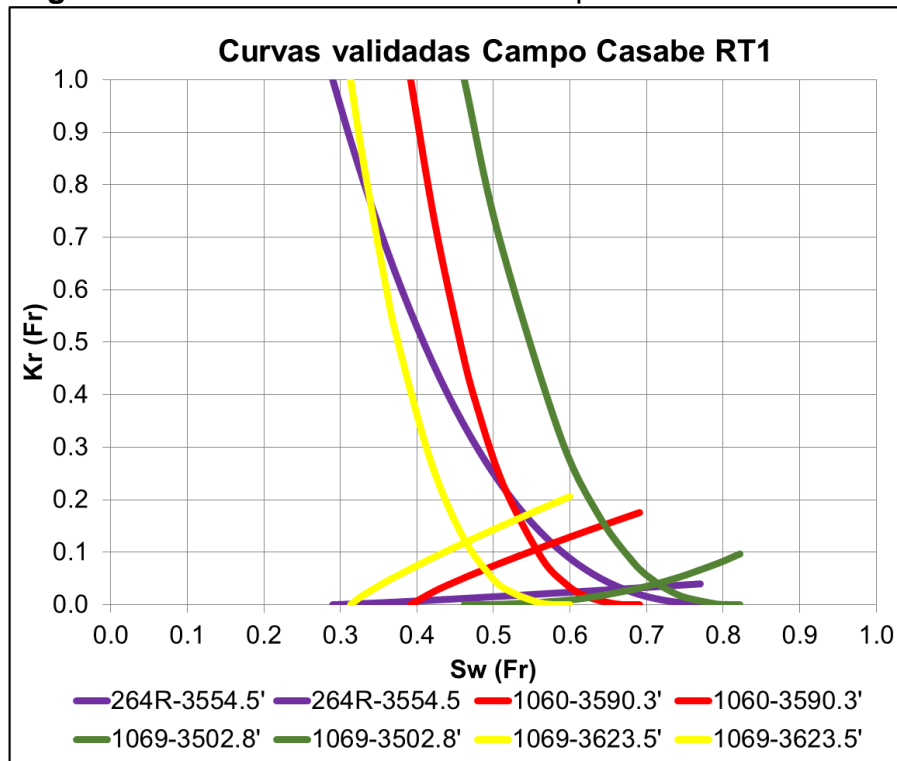
Tabla 31. Rangos End-points Curvas Representativas CSB RT1

Pozo	Profundidad (ft)	S_{wir} (%)	S_{or} (%)	K_{rw} @ S_{or} (frac.)	Corte curvas (frac.)	Recobro (%)
CSB-1069	3623.5	31.3%	40.0%	0.21	0.42	28.6%
CSB-1060	3590.33	39.2%	30.9%	0.18	0.55	29.9%
CSB-1069	3502.83	46.2%	17.8%	0.1	0.70	36.0%

Fuente: elaboración propia.

En la **Figura 36** se grafican juntas las curvas de permeabilidad relativa y a partir de este se generan rangos de movimiento para los end-points en la **Tabla 32**.

Figura 36. Curvas Validadas RT1 Campo Casabe



Fuente: elaboración propia.

Tabla 32. Rangos End-points Curvas CSB RT1

End-Points	Minimo	Máximo
S_{wir}	30%	47%
S_{or}	16%	41%
$K_{rw}@S_{or}$	0.08	0.23
Intersección	0.42	0.70
Recobro	28%	36%
n_o	2.7	2.9
n_w	1.0	2.3

Fuente: elaboración propia.

4.2.2 Tipo de Roca 2. Según los valores cutoff R35 propuestos se encontraron cuatro curvas de permeabilidad relativa realizadas sobre muestras tipo de roca 2 que cumplían el criterio de escala de permeabilidades, tres realizadas en muestras restauradas y una en muestra nativa; los datos usados para la validación del criterio se muestran en la **Tabla 33**.

Tabla 33. Muestras Validadas RT2 Campo Casabe

Pozo	Profundidad (ft)	Porosidad (%)	K_{aire}	K_k	$K_o@S_{wir}$ (md)	$K_w@S_{or}$ (md)	R35
CSB-1069	3619.8	24.5%	560	531	209	36	14.05
CSB-1069	3559.4	27.4%	545	525	320	68	12.55
CSB-1060	3587.5	26.5%	512	497	230	33	12.46
CSB-264R	3556.5	21.0%	134	127	63	4	6.92

Fuente: elaboración propia.

Al graficar la permeabilidad relativa de estas muestras, se observa que la gráfica de la muestra CSB-264R 3556.5' presenta un rango de saturación móvil mucho menor al de las otras curvas, se cree que puede deberse a canalización ocurrida durante la prueba, por lo tanto fue descartada.

Luego se realiza la validación por el criterio de presión capilar con los datos mostrados en la **Tabla 34**, donde se observa que todas las muestras cumplen con los criterios de S_{wir} de presión capilar. Como se mencionó anteriormente, en las pruebas de presión capilar plato poroso realizadas sobre las muestras del pozo Casabe 264R no fue posible determinar la presión capilar plato poroso, ya que son muestras friables y hay pérdida de contacto debido al empaquetamiento

Tabla 34. Validación Presión Capilar muestras RT2 Campo Casabe

Pozo	Profundidad (pies)	S _{wir} Presión Capilar		S _{wir} Krel (%)
		S _{wir} (%)	Valor de S _{wir} tomado de	
CSB-1069	3619.8	20.1%	Muestra cercana mismo RT	24.2%
CSB-1069	3559.4	19.6%	Muestra cercana mismo RT	30.4%
CSB-1060	3587.5	14.5%	Muestra cercana mismo RT	48.4%

Fuente: elaboración propia.

No se realizó prueba de presión capilar sobre ninguna de las muestras, sin embargo para estas se cuenta con pruebas realizadas sobre plugs gemelos del mismo tipo de roca. En la **Tabla 35** se muestran los criterios de mojabilidad para estas muestras.

Tabla 35. Criterio de Mojabilidad muestras RT2 Campo Casabe

Pozo	Profundidad (pies)	Mojabilidad Amott-Harvey	Mojabilidad inferida Kr	Tomado de
CSB-1069	3619.8	Mixta neutra	Agua	Profundidad
CSB-1069	3559.4	Mixta al aceite	Agua	Profundidad
CSB-1060	3587.5	Mixta neutra	Agua	Tipo de Roca

Fuente: elaboración propia.

En la **Tabla 36** se muestra el porcentaje de arcillas de estas muestras para analizar los resultados de las pruebas en un contexto mineralógico.

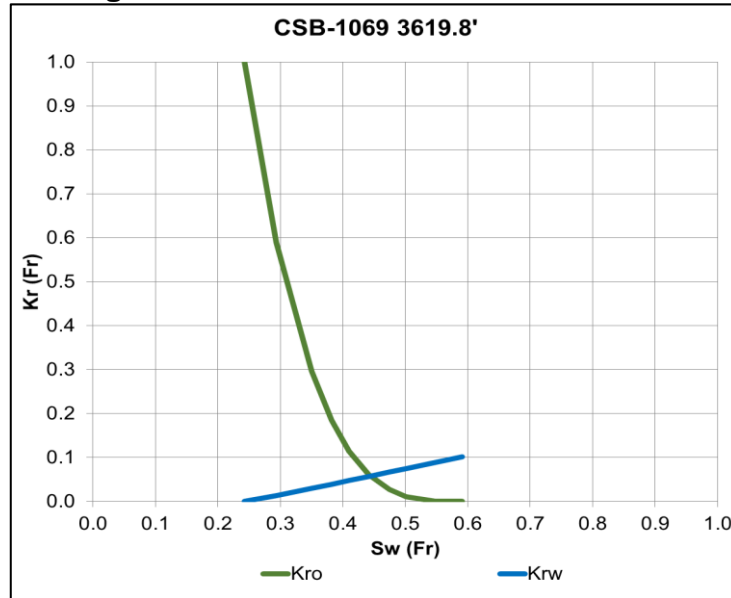
Tabla 36. Criterios Mineralógicos RT2 Campo Casabe

Pozo	Profundidad (pies)	Arcillas (Roca Total)	Esméctita	Illita	Caolinita
CSB-1069	3619.8	<5%	<5%	20%	37%
CSB-1069	3559.4	<5%	12%	25%	25%
CSB-1060	3587.5	<5%	<5%	30%	20%

Fuente: elaboración propia.

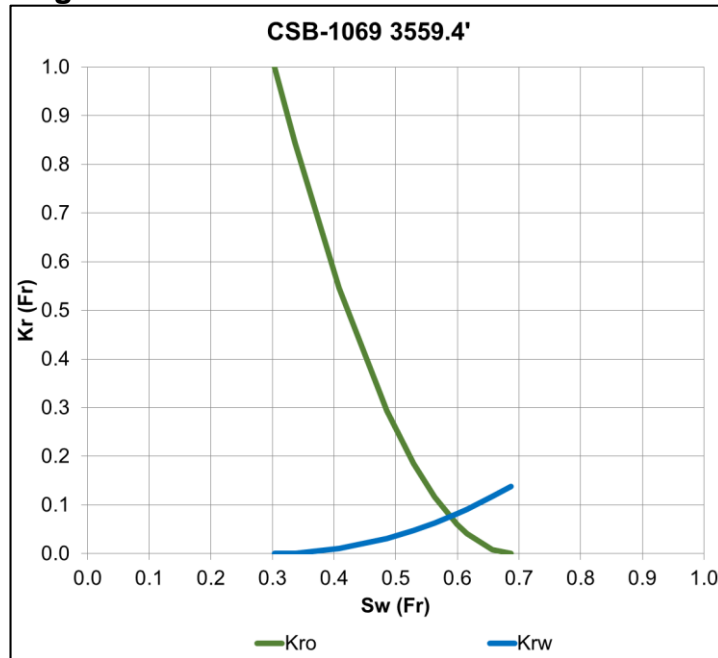
Posteriormente en la **Figura 37**, **Figura 38** y **Figura 39** se grafican cada una de las curvas de permeabilidad relativa de muestras tipo de roca 2 validadas para las Arenas A de la Formación Colorado en el Campo Casabe, con sus end-points correspondientes en la **Tabla 37**.

Figura 37. Curva Kr Casabe 1069 3619.8'



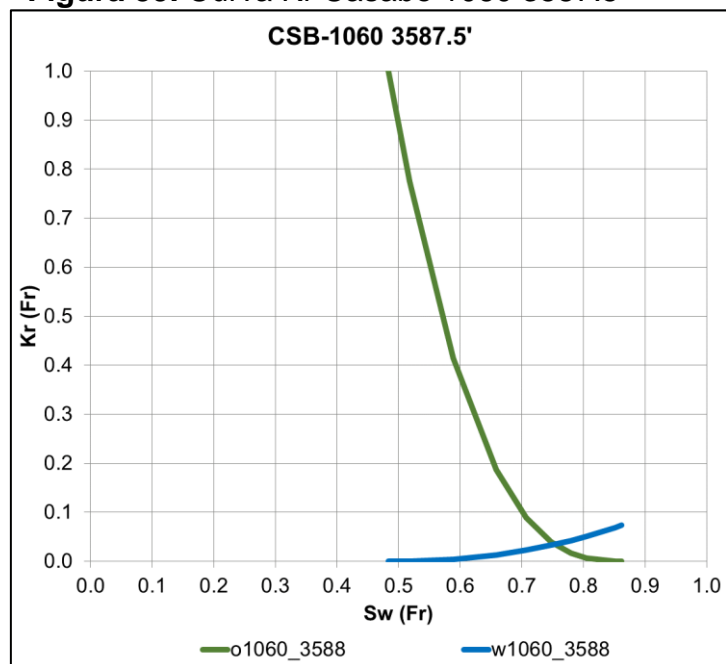
Fuente: elaboración propia.

Figura 38. Curva Kr Casabe 1069 3559.4'



Fuente: elaboración propia.

Figura 39. Curva Kr Casabe 1060 3587.5'



Fuente: elaboración propia.

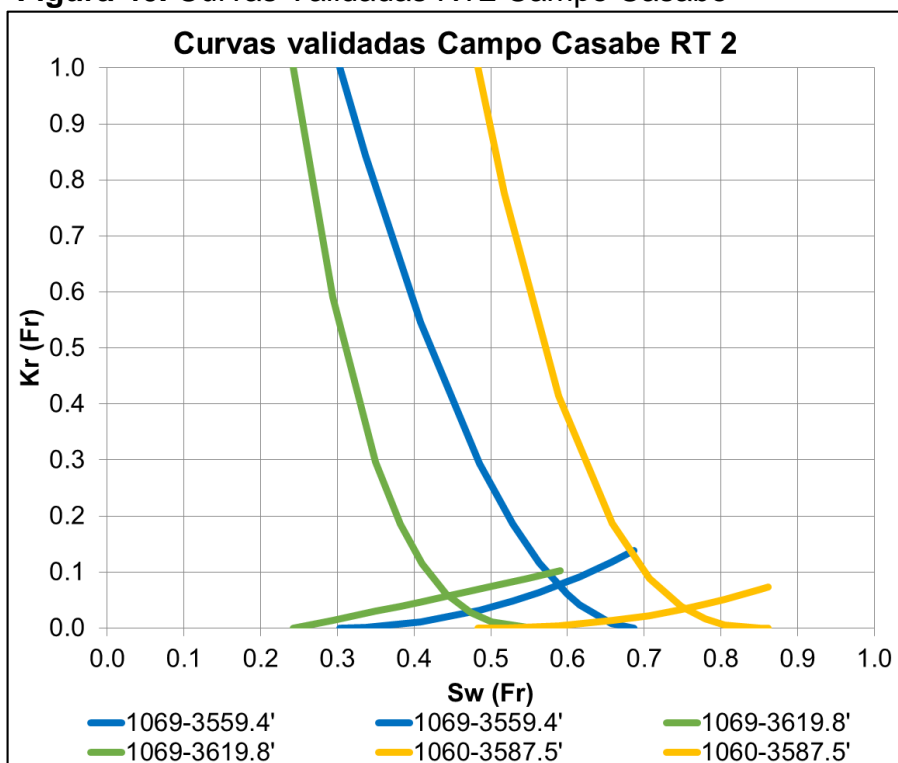
Tabla 37. Rangos End-points Curvas Representativas CSB RT2

Pozo	Profundidad (ft)	S_{wir} (%)	S_{or} (%)	K_{rw} @ S_{or} (frac.)	Corte curvas (frac.)	Recobro (%)
CSB-1069	3619.83	24.2%	40.9%	0.1	0.45	34.8%
CSB-1069	3559.42	30.4%	31.3%	0.14	0.58	38.4%
CSB-1060	3587.5	48.4%	13.9%	0.07	0.75	37.8%

Fuente: elaboración propia.

En la **Figura 40** se grafican juntas las curvas de permeabilidad relativa y a partir de este se genera rangos de movimiento para los end-points en la **Tabla 38**.

Figura 40. Curvas Validadas RT2 Campo Casabe



Fuente: elaboración propia.

Tabla 38. Rangos End-points Curvas CSB RT1

End-Points	Minimo	Máximo
S_{wir}	23%	49%
S_{or}	13%	42%
$K_{rw}@S_{or}$	0.06	0.15
Intersección	0.45	0.75
Recobro	34%	39%
n_o	1.9	3.3
n_w	1.1	2.1

Fuente: elaboración propia.

4.2.3 Tipo de Roca 3. Según los valores cutoff R35 propuestos se encontró una curva de permeabilidad relativa realizadas sobre muestras tipo de roca 3 que cumple con el criterio de escala de permeabilidades, corresponde a una en muestra nativa; los datos usados para la validación del criterio se muestran en la **Tabla 39**.

Tabla 39. Curvas Validadas RT3 Campo Casabe

Pozo	Profundidad (ft)	Porosidad (%)	K _{aire}	K _k	K _o @S _{wir} (md)	K _w @S _{or} (md)	R35
CSB-264R	3541.5	22.1%	32	29	13	1	2.85

Fuente: elaboración propia.

Luego se realiza la validación por el criterio de presión capilar con los datos mostrados en la **Tabla 40**.

Tabla 40. Validación Presión Capilar Curvas RT3 Campo Casabe

Pozo	Profundidad (pies)	S _{wir} Presión Capilar	S _{wir} (%)	Tomado de
CSB-264R	3541.5	N/A	27.3%	N/A

Fuente: elaboración propia.

Como se mencionó anteriormente, en las pruebas de presión capilar plato poroso realizadas sobre las muestras del pozo Casabe 264R no fue posible determinar la presión capilar plato poroso, ya que son muestras friables y hay pérdida de contacto debido al empaquetamiento de las muestras. Sin embargo, teniendo en cuenta los datos de presión capilar disponibles para la formación Colorado en los pozos CSB-1060 y CSB-1069, se observa que para ser una muestra de tipo de roca 3 el valor de S_{wir} de permeabilidad es muy bajo, por lo tanto se descarta la muestra.

4.3 CAMPO LA CIRA INFANTAS

Se analizaron los resultados de las pruebas de permeabilidad relativa agua–aceite realizadas mediante el método estado no estable a tasa constante y condiciones de yacimiento en el Campo La Cira Infantas sobre muestras de las Arenas C de la Formación Mugrosa. Inicialmente se determinó la permeabilidad absoluta al agua a condiciones de laboratorio la cual se usa como permeabilidad base. Las muestras fueron saturadas con aceite mineral carnation, cuya viscosidad aproximada es 19 a 23 cps a condiciones ambientales. Se determinaron las permeabilidades relativas agua – petróleo a partir de los datos obtenidos del registro cuidadoso de los volúmenes de agua inyectada, agua y aceite recolectados en función del tiempo.

Se analizarán las curvas de permeabilidad relativa de los pozos: LC-1880, LC-1882, LC-1884, LC-1888 y LC-1891. De los pozos LC-1882 y LC-1884 son de los que se cuenta con toda la información correlacionable. Se cree que en todas se usaron crudo muerto y salinidad representativa del agua de formación. La K_{base} en todas las curvas de permeabilidad relativa es la K_{agua}, se realiza la normalización a K_o@S_{wir} para que las nuevas curvas obtenidas tengan K_{ro}@S_{wir}=1.

4.3.1 Tipo de Roca 1. En el Campo La Cira Infantas según los valores cutoff R35 propuestos no hay ninguna curva de permeabilidad relativa que pertenezca a este tipo de roca.

4.3.2 Tipo de Roca 2. Según los valores cutoff R35 propuestos se encontraron tres curvas de permeabilidad relativa realizadas sobre muestras tipo de roca 2 que cumplieran el criterio de escala de permeabilidades, los datos usados para la validación del criterio se muestran en la **Tabla 41**.

Tabla 41. Curvas Validadas RT2 Campo La Cira

Pozo	Profundidad (ft)	Porosidad (%)	K _{aire}	K _{agua}	K _o @S _{wir} (md)	K _w @S _{or} (md)	R35
LC-1882	2989	27.3%	559	-	-	-	12.78
LC-1888	3170	25.6%	377	247	243	45	10.72
LC-1880	2936	27.5%	385	140	128	20	10.20

Fuente: elaboración propia.

Se grafican todas estas curvas donde la curva YG-85 7853.5' por la forma de la curva K_w, de entrada se descarta. Luego se realiza la validación por el criterio de presión capilar, donde se descartan otras dos curvas, ver **Tabla 42**.

Tabla 42. Validación Presión Capilar Curvas RT2 Campo La Cira

Pozo	Profundidad (pies)	S _{wir} Presión Capilar	S _{wir} (%)	Tomado de
LC-1882	2989	24.5%	32.9%	Tipo de Roca
LC-1888	3170	25.2%	29.0%	Tipo de Roca
LC-1880	2936	28.8%	39.2%	Tipo de Roca

Fuente: elaboración propia.

En las curvas CSB-1069 3623.5' y CSB-1060 3590.3' no hay curva de presión capilar a la misma profundidad, los valores de S_{wir} al mismo tipo de roca son de 10.1% y 16.8%.

En las dos curvas de permeabilidad relativa validadas se usó crudo muerto en las pruebas, por lo que es normal que la mojabilidad inferida se observa una tendencia a ser mojadas por agua, como se ve en la **Tabla 43**.

Tabla 43. Criterio de Mojabilidad Curvas RT2 Campo La Cira

Pozo	Profundidad (pies)	Mojabilidad Amott-Harvey	Mojabilidad inferida Kr	Tomado de
LC-1882	2989	Mixta neutra	Agua	Pozo
LC-1888	3170	Mixta neutra	Agua	Tipo de Roca
LC-1880	2936	Mixta al agua	Agua	Tipo de Roca

Fuente: elaboración propia.

La prueba de mojabilidad Amott Harvey en el mismo pozo a pocos pies de diferencia pero tipo de roca 3 da como resultado una mojabilidad mixta neutra. En el pozo Casabe 264R no hay pruebas de mojabilidad Amott-Harvey para rocas tipo 1, sin embargo todas las muestras presentan una mojabilidad neutra mixta.

En la **Tabla 44** se muestra el porcentaje de arcillas de estas muestras para analizar los resultados de las pruebas en un contexto mineralógico. De las curvas LC-1888 3170' y LC-1880 2936' no hay análisis DRX de una muestra del mismo tipo de roca o a pocos pies de diferencia de estos pozos. Además en la **Tabla 45** se muestran los end-points de las curvas.

Tabla 44. Criterios Mineralógicos RT2 Campo La Cira

Pozo	Profundidad (pies)	Arcillas (Roca Total)	Esmectita	Illita	Caolinita
LC-1882	2989	4%	21%	7%	46%
LC-1888	3170	N/A	N/A	N/A	N/A
LC-1880	2936	N/A	N/A	N/A	N/A

Fuente: elaboración propia.

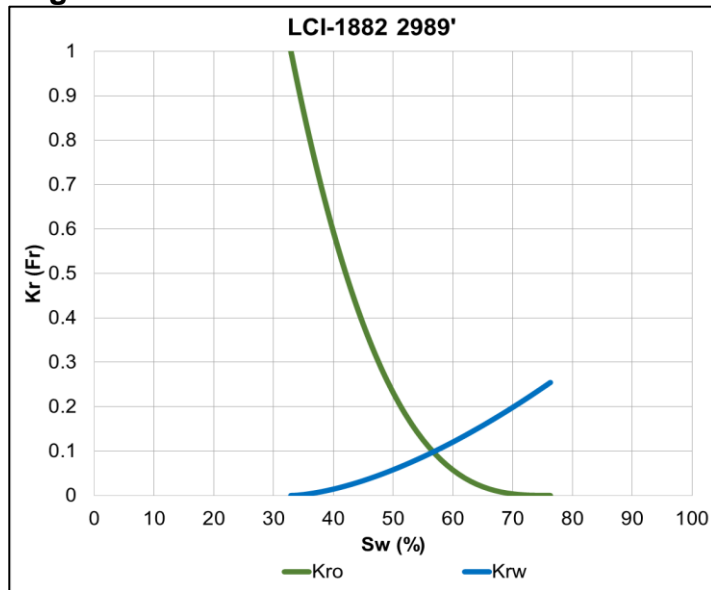
Tabla 45. End-points Curvas Representativas RT2 Campo La Cira

Pozo	Profundidad (ft)	S_{wir} (%)	S_{or} (%)	K_{base}	K_{rw} @ S_{or} (frac.)	Corte curvas (frac.)	Recobro (%)
LC-1882	2989	32.9%	23.7%	$K_o @ S_{wir}$	0.25	0.57	43.4%
LC-1888	3170	25.4%	19.8%	$K_o @ S_{wir}$	0.18	0.61	54.8%
LC-1880	2936	37.6%	23.5%	$K_o @ S_{wir}$	0.15	0.62	38.9%

Fuente: elaboración propia.

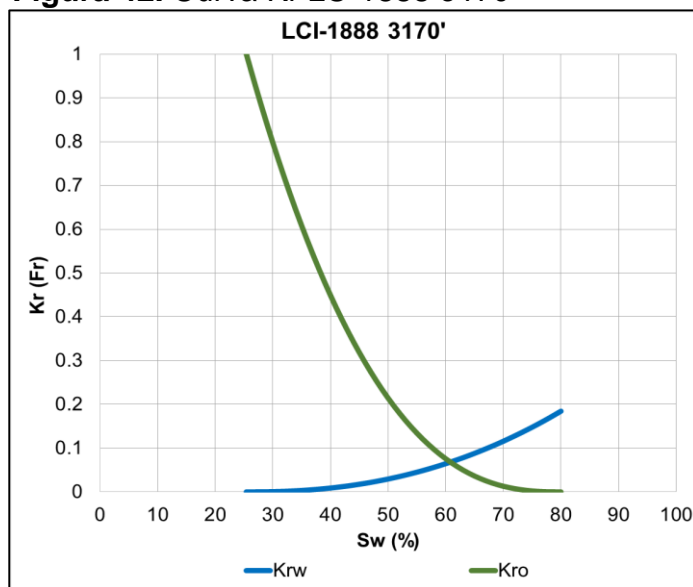
Posteriormente en la **Figura 41**, **Figura 42** y **Figura 43** se grafican cada una de las curvas de permeabilidad relativa de muestras tipo de roca 2 validadas para las arenas A de la Formación Mugrosa en el Campo La Cira Infantas. Al final en la **Figura 44** se grafican todas las curvas juntas, se normalizan como se muestra en la **Figura 45** y en la **Tabla 46** se muestran los end-points de las curvas validadas y además se genera el rango de movimiento de los mismos.

Figura 41. Curva Kr LC-1882 2989'



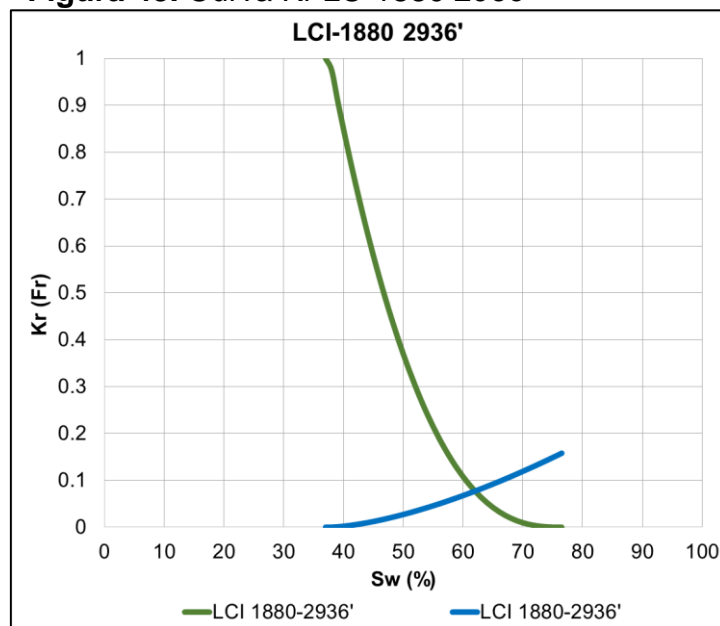
Fuente: elaboración propia.

Figura 42. Curva Kr LC-1888 3170'



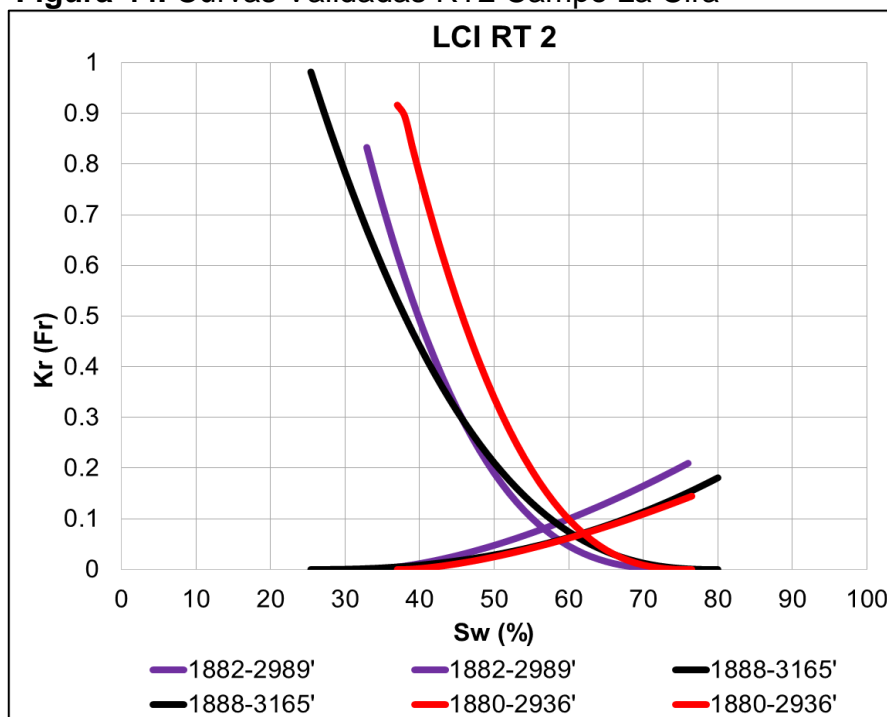
Fuente: elaboración propia.

Figura 43. Curva Kr LC-1880 2936'



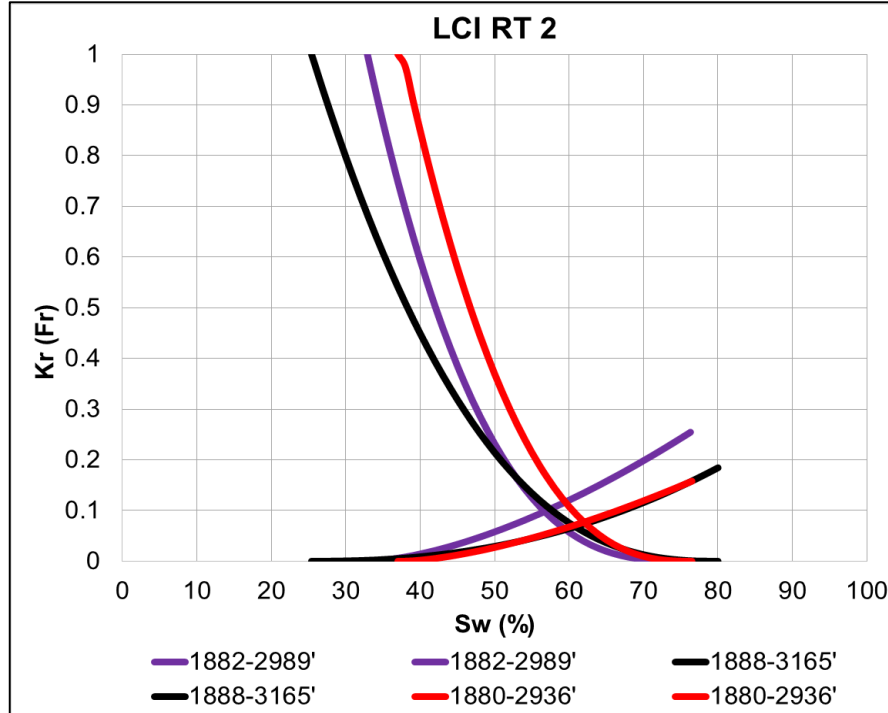
Fuente: elaboración propia.

Figura 44. Curvas Validadas RT2 Campo La Cira



Fuente: elaboración propia.

Figura 45. Curvas Normalizadas RT2 Campo La Cira



Fuente: elaboración propia.

Tabla 46. Rangos End-points Curvas LC RT2

End-Points	Mínimo	Máximo
S_{wir}	25%	38%
S_{or}	19%	25%
$K_{rw}@S_{or}$	0.15	0.26
Intersección	0.56	0.63
Recobro	38%	56%
n_o	2.7	2.9
n_w	1.0	2.3

Fuente: elaboración propia.

4.3.3 Tipo de Roca 3. Según los valores cutoff R35 propuestos se encontraron tres curvas de permeabilidad relativa realizadas sobre muestras tipo de roca 3 que cumplieran el criterio de escala de permeabilidades, los datos usados para la validación del criterio se muestran en la **Tabla 47**.

Tabla 47. Curvas Validadas RT3 Campo La Cira

Pozo	Profundidad (ft)	Porosidad (%)	K _{aire}	K _{agua}	K _o @S _{wir} (md)	K _w @S _{or} (md)	R35
LC-1888	3295.5	24.9%	143	93	83	17	6.21
LC-1884	2793.5	22.9%	119	85	58	14	5.99
LC-1882	2934.5	21.0%	62	-	-	-	4.40
LC-1880	3206	25.3%	78	42	31	7	4.29

Fuente: elaboración propia.

Se grafican todas estas curvas donde la curva YG-85 7853.5' por la forma de la curva K_{rw}, de entrada se descarta. Luego se realiza la validación por el criterio de presión capilar, donde se descartan otras dos curvas, ver **Tabla 48**.

Tabla 48. Validación Presión Capilar Curvas RT3 Campo La Cira

Pozo	Profundidad (pies)	S _{wir} Presión Capilar	S _{wir} (%)	Tomado de
LC-1888	3295.5	34.2%	27.8%	Tipo de Roca
LC-1884	2793.5	38.4%	28.5%	Tipo de Roca
LC-1882	2934.5	33.9%	38.1%	Profundidad
LC-1880	3206	24.8%	30.4%	Tipo de Roca

Fuente: elaboración propia.

En las curvas CSB-1069 3623.5' y CSB-1060 3590.3' no hay curva de presión capilar a la misma profundidad, los valores de S_{wir} al mismo tipo de roca son de 10.1% y 16.8%. En las dos curvas de permeabilidad relativa validadas se usó crudo muerto en las pruebas, por lo que es normal que la mojabilidad inferida se observa una tendencia a ser mojadas por agua, como se ve en la **Tabla 49**.

Tabla 49. Criterio de Mojabilidad Curvas RT3 Campo La Cira

Pozo	Profundidad (pies)	Mojabilidad Amott-Harvey	Mojabilidad inferida Kr	Tomado de
LC-1888	3295.5	Preferente al agua	Agua	Profundidad
LC-1884	2793.5	Preferente al agua	Agua	Pozo
LC-1882	2934.5	Mixta neutra	Mixta	Tipo de Roca
LC-1880	3206	Preferente al agua	Agua	Profundidad

Fuente: elaboración propia.

La prueba de mojabilidad Amott Harvey en el mismo pozo a pocos pies de diferencia pero tipo de roca 3 da como resultado una mojabilidad mixta neutra. En el pozo LC-1884 no hay pruebas de mojabilidad Amott-Harvey para rocas tipo 3, sin embargo todas las muestras presentan una mojabilidad uniforme preferencial al agua. En el pozo Casabe 264R no hay pruebas de mojabilidad Amott-Harvey para rocas tipo 1, sin embargo todas las muestras presentan una mojabilidad neutra mixta.

En la **Tabla 50** se muestra el porcentaje de arcillas de estas muestras para analizar los resultados de las pruebas en un contexto mineralógico. De las curvas LC-1888 3295.5', LC-1882 2793.5' y LC-1880 3206' no hay análisis DRX de una muestra del mismo tipo de roca o a pocos pies de diferencia de estos pozos. Además en la **Tabla 51** se muestran los end-points de estas curvas.

Tabla 50. Criterios Mineralógicos RT3 Campo La Cira

Pozo	Profundidad (pies)	Arcillas (Roca Total)	Esmectita	Illita	Caolinita
LC-1888	3295.5	N/A	N/A	N/A	N/A
LC-1884	2793.5	5%	5%	–	56%
LC-1882	2934.5	N/A	N/A	N/A	N/A
LC-1880	3206	N/A	N/A	N/A	N/A

Fuente: elaboración propia.

Tabla 51. End-points Curvas Representativas RT3 Campo La Cira

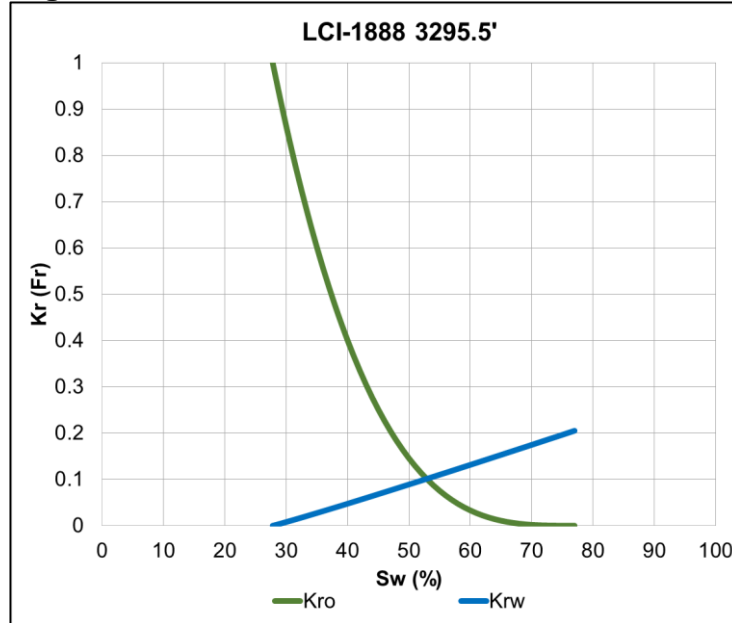
Pozo	Profundidad (ft)	S_{wir} (%)	S_{or} (%)	K_{base}	K_{rw} @ S_{or} (frac.)	Corte curvas (frac.)	Recobro (%)
LC-1888	3295.5	27.8%	22.6%	$K_o @ S_{wir}$	0.20	0.53	49.6%
LC-1884	2793.5	28.5%	22.6%	$K_o @ S_{wir}$	0.25	0.56	48.9%
LC-1882	2934.5	38.1%	30.1%	$K_o @ S_{wir}$	0.31	0.55	31.8%
LC-1880	3206	30.4%	33.3%	$K_o @ S_{wir}$	0.23	0.53	36.3%

Fuente: elaboración propia.

Posteriormente en la **Figura 46**, **Figura 47**, **Figura 48** y **Figura 49** se grafican cada una de las curvas de permeabilidad relativa de muestras tipo de roca 3 validadas para las arenas A de la Formación Mugrosa en el Campo La Cira Infantas. Al final

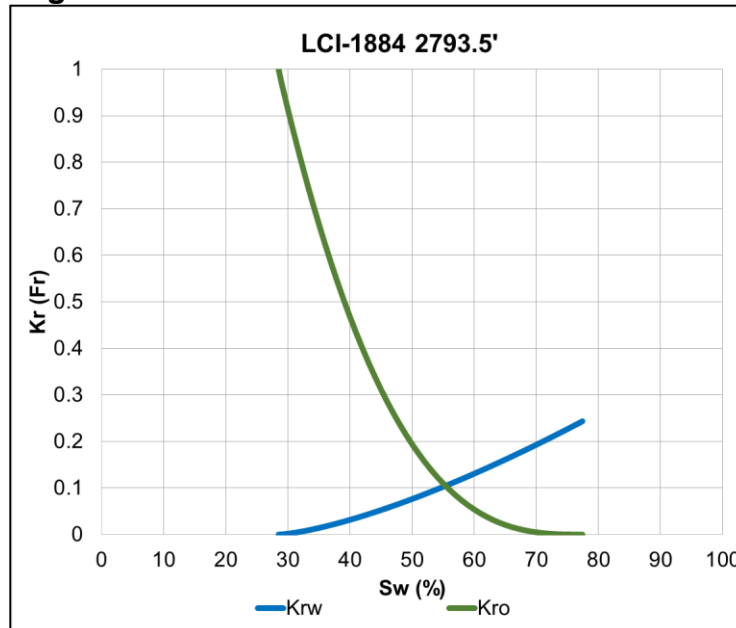
en la **Figura 50** se grafican todas las curvas juntas, se normalizan como se muestra en la **Figura 51**.

Figura 46. Curva Kr LC-1888 3295.5'



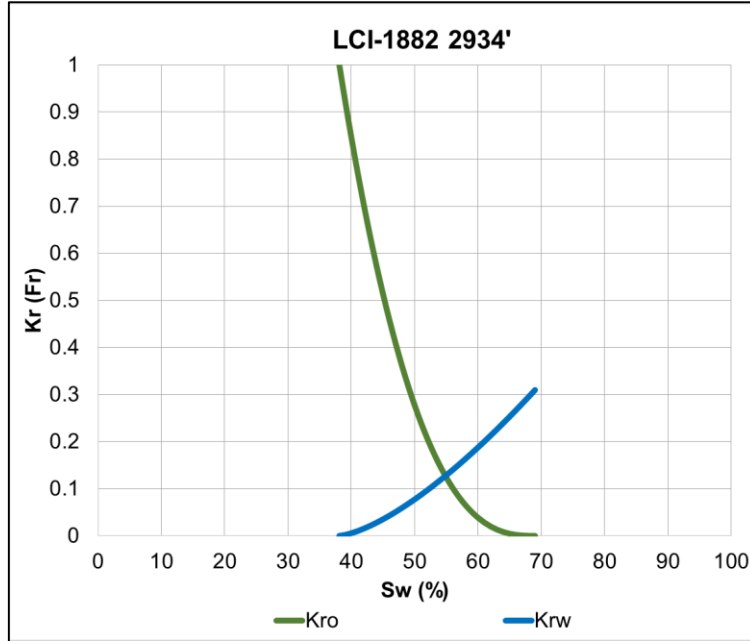
Fuente: elaboración propia.

Figura 47. Curva Kr LC-1884 2793.5'



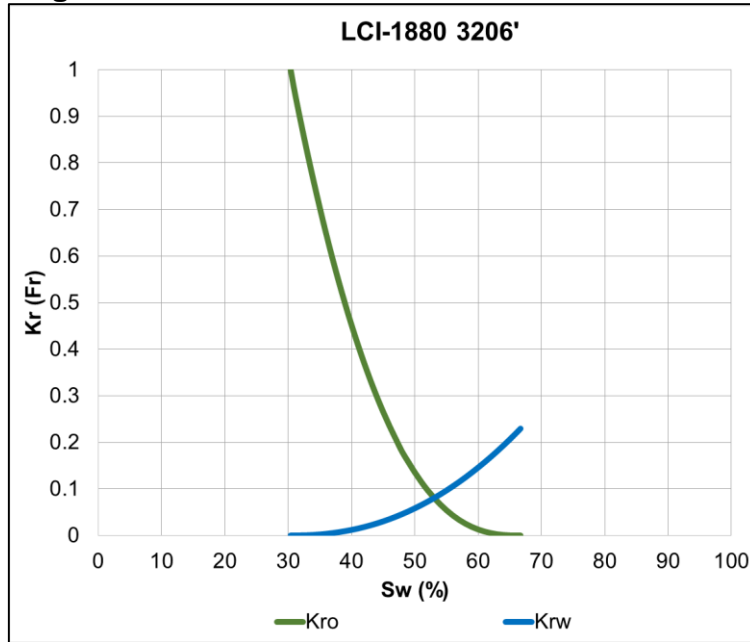
Fuente: elaboración propia.

Figura 48. Curva Kr LC-1882 2934.5'



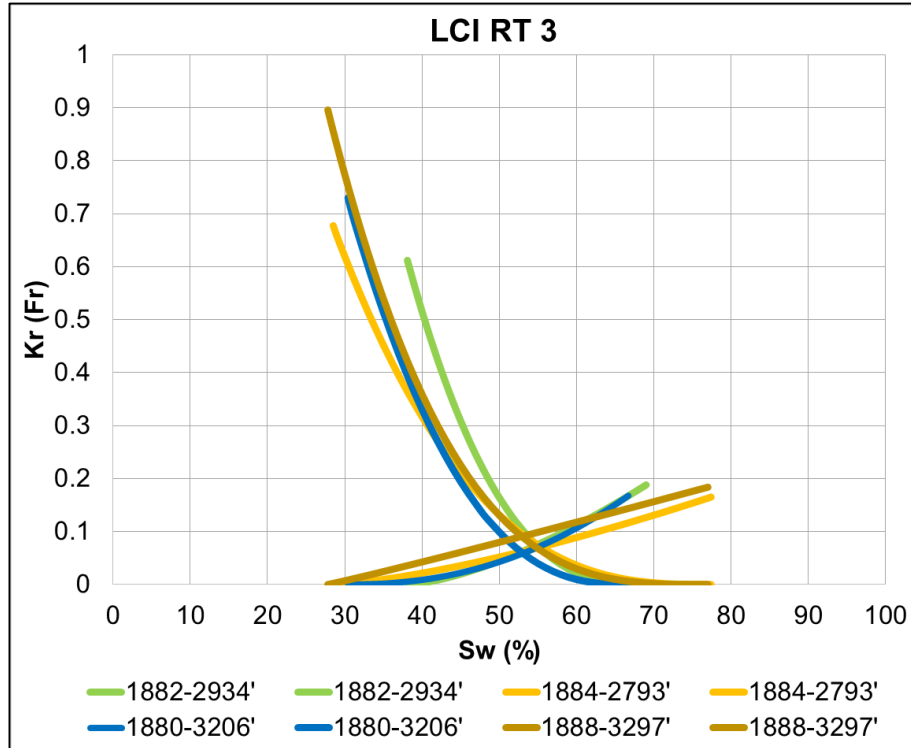
Fuente: elaboración propia.

Figura 49. Curva Kr LC-1880 3206'



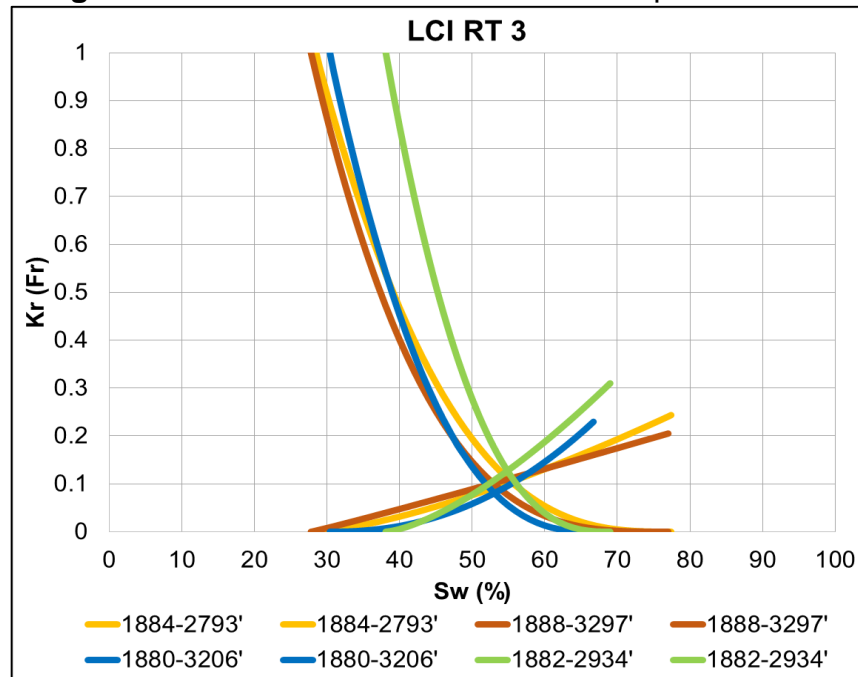
Fuente: elaboración propia.

Figura 50. Curvas Validadas RT3 Campo La Cira



Fuente: elaboración propia.

Figura 51. Curvas Normalizadas RT3 Campo La Cira



Fuente: elaboración propia

La muestra LC-1888 3295.5' es la de mayor R35 (5.99) de las muestras de tipo de roca 3 es la que presenta menor S_{wir} , un mayor recobro y un menor de $K_{rw}@S_{or}$. La muestra LC-1884 2793.5' con R35= 5.98 tiene un S_{wir} mayor, un recobro menor y $K_{rw}@S_{or}$ mayor con respecto a la muestra LC-1888 3295.5'. La muestra LC-1880 3206' con R35 =4.40 tiene un S_{wir} mayor, un recobro menor y $K_{rw}@S_{or}$ mayor, con respecto a las muestras mencionadas anteriormente. La muestra LC-1882 2934.5' es la que menor porcentaje de recobro tiene. A pesar de no ser la de menor R35 (4.29) es la de menor porosidad y permeabilidad lo cual podría explicar que el recobro sea menor, S_{wir} sea mayor y $K_{rw}@S_{or}$ sea el más alto de todas las muestras.

Se observa que a medida que el valor de R35 disminuye, el S_{wir} aumenta, $K_{rw}@S_{or}$ aumenta y el recobro disminuye. Los rangos de los end-points de las curvas representativas tipo de roca 3 se observa en la **Tabla 52**.

Tabla 52. Rangos End-points Curvas LC RT3

End-Points	Mínimo	Máximo
S_{wir}	27%	38%
S_{or}	22%	34%
$K_{rw}@S_{or}$	0.20	0.31
Intersección	0.53	0.57
Recobro	32%	50%
n_o	2.6	3.2
n_w	1.05	2.15

Fuente: elaboración propia.

5. METODOLOGIA PARA CARGAR CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA EN LOS SIMULADORES DE YACIMIENTOS

En el desarrollo de este capítulo se propone un procedimiento para cargar curvas de permeabilidad relativa a los software de simulación de yacimientos: IMEX y ECLIPSE. Primero se explican generalidades básicas del simulador; luego, se mencionan aspectos que se deben tener en cuenta al momento de usar las curvas de permeabilidad relativa en los simuladores; posteriormente, se describe la forma como se cargan las curvas en los simuladores trabajados a partir de comentarios y recomendaciones de ingenieros de simulación de CMG y Schlumberger para IMEX y ECLIPSE respectivamente; y por último, se muestran los keywords generados por cada simulador relacionados a permeabilidad relativa.

5.1 GENERALIDADES DE UN SIMULADOR

Un simulador de yacimientos es un conjunto de algoritmos que se programa para inferir el comportamiento real de un yacimiento a partir de un modelo matemático que lo representa. Los simuladores se clasifican según el tipo de hidrocarburos y procesos de recobro mejorado aplicados. El simulador Black Oil, es el más usado, no contempla el cambio de composición de los hidrocarburos con la variación de la presión y la temperatura; emplean tablas PVT para modelar las propiedades de los fluidos. El simulador composicional tiene en cuenta los cambios en las propiedades de los hidrocarburos con la variación de la presión y temperatura; emplean ecuaciones de estado considerando que hay transferencia de masa entre el gas y el petróleo. Los simuladores químicos y térmicos evalúan procesos de recobro mejorado como: combustión in situ, inyección de vapor, entre otros.

En la industria existen diferentes software de simulación según la compañía que los desarrolla, en la **Tabla 53** se relacionan los que comercialmente se usan.

Tabla 53. Software de simulación por compañía

Compañía	Preprocesamiento	Procesamiento	Postprocesamiento
CMG	Builder	IMEX, GEM, STARS	Results, Results 3D
Schlumberger	Petrel RE	E100, E300, INTERSET	Petrel RE
Halliburton	Studio	Nexus (Black Oil, Composicional)	Model Designer
RFD	Studio	tNavigator (Black Oil, Composicional)	Results

Fuente: elaboración propia.

Los simuladores constan de tres principales procesos: preprocesamiento, procesamiento y postprocesamiento. El preprocesamiento consiste en la

construcción del modelo de datos de entrada para generar los archivos que se usarán en el procesador, a partir del ingreso de datos como: grilla, propiedades de la grilla, propiedades de los fluidos (PVT), permeabilidad relativa (K_r), presión capilar (P_c), contactos, pozos, producción, entre otros. El procesamiento es el simulador que resuelve numéricamente las ecuaciones del modelo matemático y obtiene soluciones aproximadas. El postprocesamiento hace referencia a la visualización de los resultados que se obtienen en el proceso de simulación, en caso de que los resultados no cumplan lo esperado, se debe volver al preprocesamiento y cambiar las condiciones.

Para la construcción del modelo, el primer paso es la grilla donde se definen las dimensiones, capas del yacimiento, número de celdas, entre otros; empleando coordenadas para ubicar las celdas en el yacimiento según el tipo de grilla seleccionado, por ejemplo, corner point o block center. Posteriormente, es necesario poblar cada celda con propiedades petrofísicas como porosidad y permeabilidad, integrando información determinada de registros eléctricos y pruebas en núcleos; la porosidad se obtiene a partir de la interpretación de registros eléctricos, como lo son: densidad, neutrón, entre otros; la permeabilidad se determina a partir de pruebas de laboratorio en núcleos o a partir de relaciones empíricas en función de la porosidad.

Más adelante, se definen las propiedades de los fluidos a partir de tablas PVT como lo son: relación gas en solución (R_s), factor volumétrico del petróleo (B_o), viscosidad del petróleo (μ_o), entre otros. De igual forma se definen las propiedades de la interacción roca-fluido como lo son: permeabilidad relativa y presión capilar. Para completar la construcción del modelo es necesario incorporar datos de los pozos y la historia de producción, como lo son: eventos de cada pozo, localización, profundidad de las zonas cañoneadas, índice de productividad, entre otros.

5.2 CONSIDERACIONES

A continuación, se habla acerca de ciertas consideraciones o aspectos a tener en cuenta en los simuladores, relacionados con permeabilidad relativa. Estas consideraciones fueron generadas a partir de talleres con ingenieros de simulación en los diferentes software de simulación que hacen parte del objeto de estudio del presente trabajo de grado (IMEX, ECLIPSE). Los aspectos que se deben tener en cuenta son los siguientes: disponibilidad de curvas de permeabilidad relativa, distribución de datos de permeabilidad relativa en el modelo, condiciones iniciales de saturación de agua, escalamiento de las curvas, llevar la curva de K_{rw} hasta uno y normalización de las curvas.

5.2.1 Disponibilidad de curvas de permeabilidad relativa. Las curvas de permeabilidad relativa se pueden obtener a partir de pruebas de laboratorio, pero debido a los altos costos de estas, es común no tener datos medidos en laboratorio,

por lo que es necesario generar curvas sintéticas a partir de correlaciones o de datos de producción.

5.2.1.1 Pruebas de laboratorio. Para seleccionar curvas representativas de permeabilidad relativa provenientes de laboratorio se recomienda usar los criterios mencionados en el capítulo tres, los cuales son: escala de permeabilidades, valor del S_{wir} de la curva de la prueba de presión capilar, mojabilidad preferencial determinada mediante Amott-Harvey y la mineralogía de la muestra de los informes DRX. Los valores de permeabilidad relativa obtenidos de laboratorio describen el comportamiento del flujo de fluidos a nivel microscópico, por lo tanto se usan como valores de referencia y pueden ser modificados sus end-points y/o exponentes para obtener un mejor ajuste.

5.2.1.2 Correlaciones. Los ingenieros de simulación coinciden que en caso de no contar con ninguna data de permeabilidad relativa, es posible generar un set de curvas sintéticas, basándose en la teoría del tipo de roca, la cual indica que la roca de mejor calidad (mayor porosidad, permeabilidad y menor volumen shale) tendrá unas propiedades de flujo de fluidos (permeabilidad relativa) que a medida que la calidad de la roca disminuye (menor porosidad, permeabilidad y mayor volumen shale) tienden a variar como se observa en la **Tabla 54**.

Tabla 54. Variación de los end-points según la teoría de tipo de roca

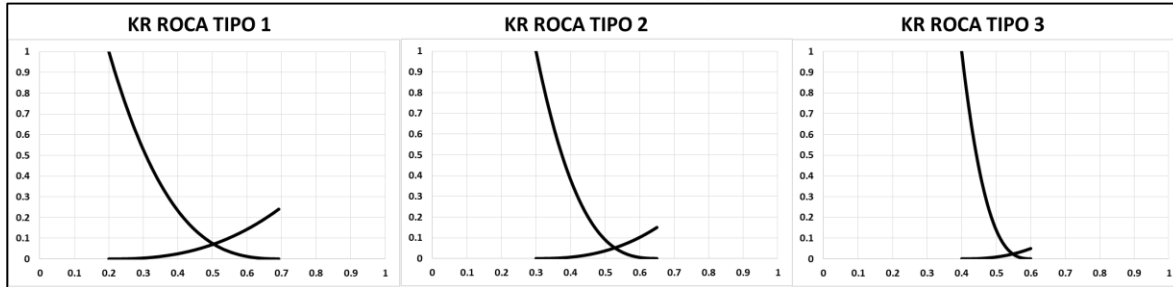
End-point	En muestras de mejor calidad	A medida que disminuye la calidad de la roca
S_{wir}	Menor valor	Aumenta
S_{or}	Menor valor	Aumenta
$K_{rw}@S_{or}$	Mayor valor	Disminuye

Fuente: elaboración propia.

Los valores de saturaciones para el desarrollo de estas curvas sintéticas se obtienen a partir de registros eléctricos de resistividad, usando relaciones según el carácter de la formación, en formaciones limpias se usa generalmente la ecuación de Archie; los otros end-points deben ser estimados.

Como punto de partida, pueden utilizarse los exponentes de curvatura definidos en las correlaciones numéricas disponibles, eligiendo una correlación consistente con la roca del campo. En la **Figura 52** se puede observar un ejemplo de un set base de curvas sintéticas, la calidad de roca disminuye de izquierda a derecha.

Figura 52. Ejemplo de curvas sintéticas base según tipo de roca



Fuente: elaboración propia.

5.2.1.3 Datos de Producción. Las curvas de permeabilidad relativa se pueden también construir a partir de datos de producción, donde se puede aprovechar esta información para determinar los flujos fraccionales tanto de agua como de petróleo, con estos datos se pueden utilizar las ecuaciones de flujo fraccional y las de curvas de permeabilidades teóricas como las de Hirasaki, para establecer las curvas respectivas.

Para el desarrollo de las curvas a través de datos de producción, es importante tener una historia larga de producción del pozo, ojalá hasta una etapa terminal o de abandono; sin embargo, esta data debe revisarse a la luz de los diferentes eventos ocurridos en el pozo, como workover, re-cañoneos, etc., que pueden haber alterado la tendencia normal de producción y por lo tanto dificultar la interpretación de las curvas de flujo fraccional derivadas. Por lo anterior, los datos de producción deben ser revisados y editados de acuerdo con la historia de eventos del pozo para tener información representativa de las tendencias de producción del mismo.

La información de producción de un pozo, está en función de los intervalos abiertos a producción, que no necesariamente corresponden a un tipo de roca específico, por lo tanto las curvas de permeabilidad relativa obtenidas a través de datos de producción, son el resultado de la mezcla de los diferentes tipos de roca que aportan a la producción del pozo, lo anterior significa que las curvas obtenidas a través de esta metodología no representan un tipo de roca específico, y por el contrario son la conjugación del aporte de los diferentes tipos de roca presentes en el área de drenaje del pozo.

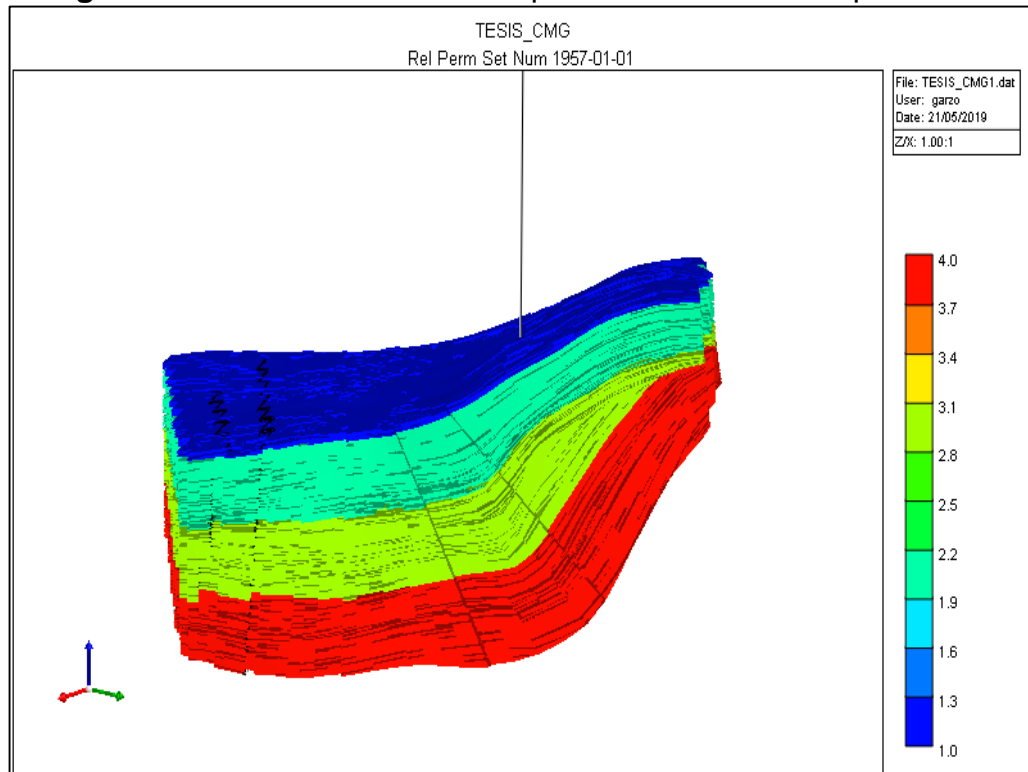
5.2.2 Distribución de datos de permeabilidad relativa en el modelo. La distribución de las curvas de permeabilidad relativa por tipo de roca en el modelo se puede realizar de las siguientes maneras: por sección o celda a celda, ver **Figura 53** y **Figura 54** respectivamente.

5.2.3 Condiciones Iniciales de Saturación de Agua. La inicialización de un modelo se puede realizar mediante dos métodos: equilibrio vertical o enumeración. En la **Figura 55** se observa un ejemplo de las opciones disponibles para la

configuración del método de inicialización del modelo, en la sección de condiciones iniciales en Builder versión 2018.

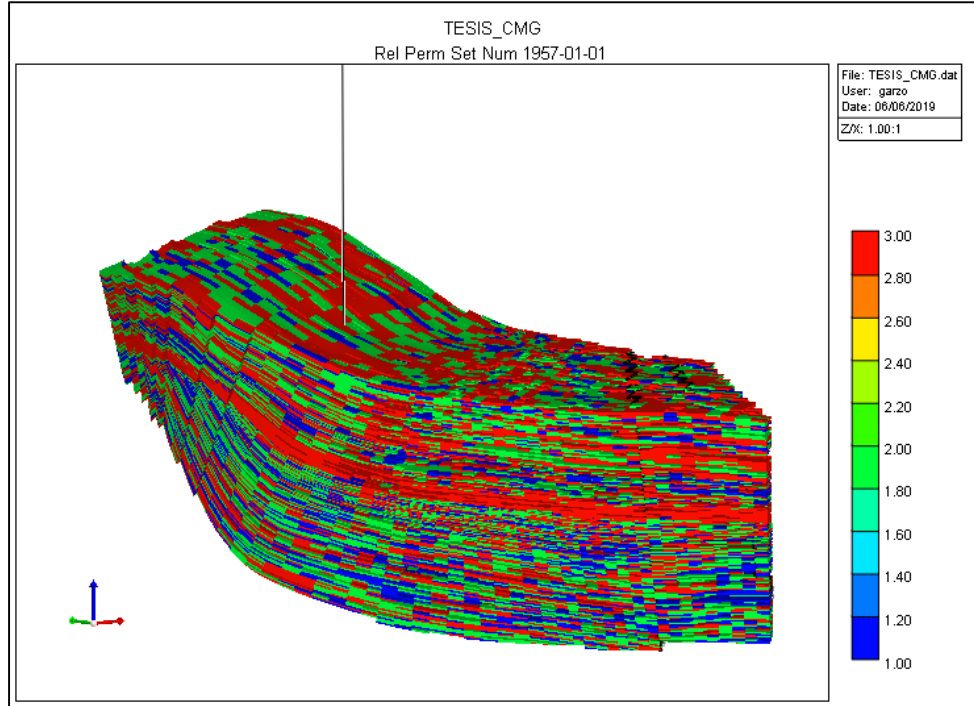
El método de equilibrio vertical realiza el equilibrio de las fuerzas capilares y gravitacionales a partir de las curvas de presión capilar, para así generar la distribución de la saturación de fluidos en el modelo. Por lo general los datos de saturación de presión capilar y de permeabilidad relativa se encuentran amarrados entre sí, de esta manera, este tipo de inicialización asegura que los fluidos estén en equilibrio estático al inicio de la simulación.

Figura 53. Distribución curvas de permeabilidad relativa por sección



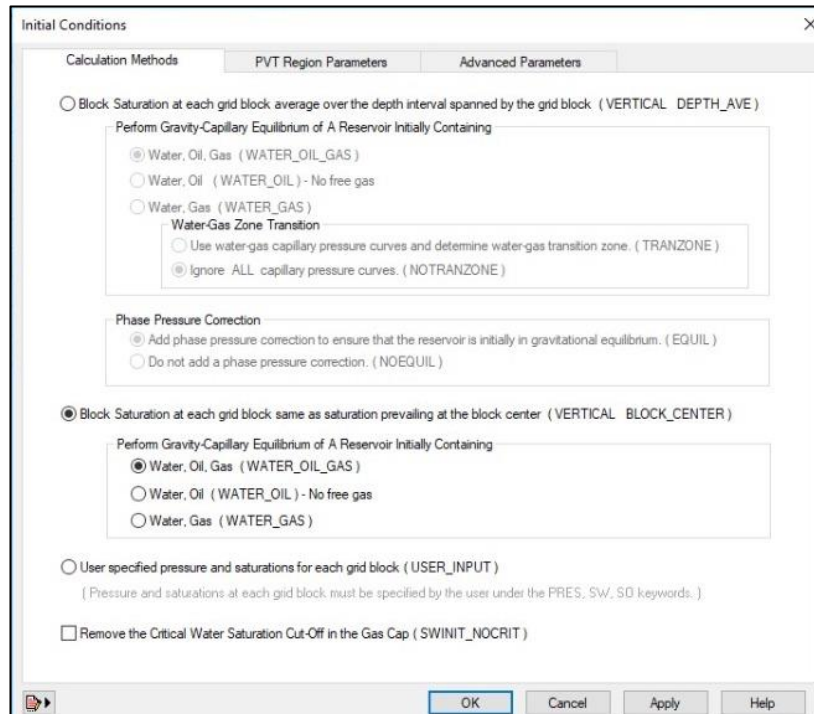
Fuente: CMG. Builder versión 2018.

Figura 54. Distribución curvas de permeabilidad relativa por celda



Fuente: CMG, Builder versión 2018.

Figura 55. Condiciones Iniciales en Builder Versión 2018



Fuente: CMG, Builder versión 2018.

Al inicializar el modelo mediante el método de enumeración, el usuario debe asignar las saturaciones (entre otros datos) para cada celda de la grilla. Generalmente, el poblamiento de la saturación de agua inicial en las celdas del modelo se realiza a partir de registros eléctricos, mientras que los valores de saturación de agua crítica son determinados de los datos de permeabilidad relativa. Por lo tanto, este tipo de inicialización puede generar ciertos escenarios que afectan directamente el equilibrio estático de los fluidos al inicio de la simulación.

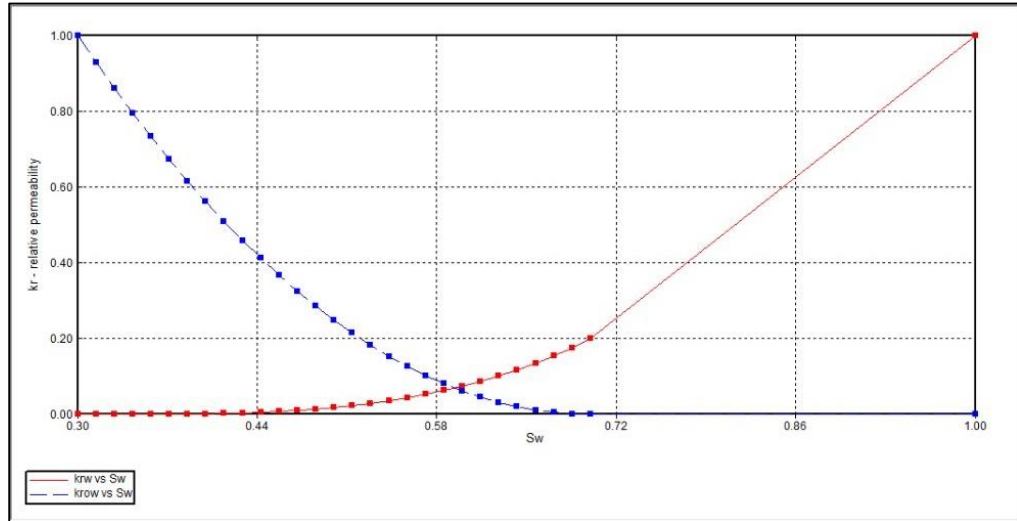
Por ejemplo, si hay celdas en las cuales la saturación de agua inicial es mayor a la crítica ($S_{wi} > S_{wc}$), los pozos producirán agua desde el inicio de la producción. En el caso que la saturación de agua inicial sea menor a la saturación de agua crítica ($S_{wi} < S_{wc}$), se generará un efecto de almacenamiento de agua en las celdas hasta que alcance la saturación de agua crítica, lo cual puede retrasar el frente de agua.

5.2.4 Escalamiento de las Curvas. Como se mencionó anteriormente al momento de inicializar el modelo por enumeración se pueden presentar casos en los cuales por la distribución de la saturación inicial de agua se de que $S_{wi} > S_{wc}$ o $S_{wi} < S_{wc}$, para estos casos el simulador ofrece la opción de escalar las curvas de permeabilidad relativa, en la cual construye unas nuevas curvas de permeabilidad relativa, igualando el valor de saturación de agua crítica a la saturación de agua inicial, manteniendo constantes los otros end-points y los exponentes de Corey, para que de esta manera el modelo se encuentre en equilibrio estático.

Al momento de escalar las curvas, hay que tener en cuenta si el yacimiento es volumétrico o no volumétrico, es decir, si el yacimiento no tiene o tiene la presencia de un acuífero; si el yacimiento es volumetrico no debe haber cambio en la saturación inicial de agua, mientras que si es un yacimiento no volumétrico se encuentran los casos donde en ciertas celdas la saturación de agua inicial (S_{wi}) es mayor a la saturación de agua crítica (S_{wc}).

5.2.5 Llevar el end-point de K_{rw} a uno. En los casos donde haya zona de acuífero o se piense evaluar una inyección de agua, la curva de K_{rw} se lleva hasta uno a la saturación de agua del 100% ($K_{rw=1} @ S_w=100\%$), como se observa en la **Figura 56**. Esto se hace agregando una última fila a la tabla de permeabilidad relativa con los siguientes valores: $s_w=1$, $k_{rw}=1$ y $k_{ro}=0$. Si no se hace esto, el último valor de permeabilidad relativa al agua definido es el correspondiente a la saturación de petróleo residual ($K_{rw} @ S_{or}$); el simulador mantiene este valor de K_{rw} para las saturaciones de agua mayores a $S_w > 1 - S_{or}$, por lo que se estaría siendo pesimista con el movimiento del agua.

Figura 56. Llevar el end-point de K_{rw} a uno



Fuente: CMG, Builder versión 2018.

5.2.6 Normalizar y Promediar las Curvas. En el caso de contar con varias curvas de permeabilidad relativa representativas por tipo de roca y teniendo en cuenta que en el simulador se puede usar solo una, se recomienda usar la curva promedio. Para el promediar curvas de permeabilidad relativa se debe seguir el siguiente proceso.

Primero se deben normalizar las curvas para quitar el efecto de tener diferentes S_{wir} y S_{or} entre muestras, esto se hace calculando las saturaciones normalizadas de agua y petróleo para cada set de curvas con la **Ecuación 30** y **Ecuación 31**, respectivamente. De igual forma, se calcula las permeabilidades relativas normalizadas al agua y al petróleo para cada set de curvas mediante la **Ecuación 32** y **Ecuación 33** respectivamente.

Ecuación 30. Saturación de agua normalizada

$$S_{we} = \frac{S_w - S_{wir}}{1 - S_{wir} - S_{or}}$$

Fuente: HONARPOUR, MEHDI et al. Relative Permeability of Petroleum Reservoirs, 1986.

Ecuación 31. Saturación de petróleo normalizada

$$S_{oe} = \frac{S_o - S_{or}}{1 - S_{wir} - S_{or}}$$

Fuente: HONARPOUR, MEHDI et al. Relative Permeability of Petroleum Reservoirs, 1986.

Ecuación 32. Permeabilidad relativa al agua normalizada

$$K_{rw}^* = K_{rwmax} * S_{we}^m$$

Fuente: HONARPOUR, MEHDI et al. Relative Permeability of Petroleum Reservoirs, 1986

Ecuación 33. Permeabilidad relativa al petróleo normalizada

$$K_{ro}^* = S_{oe}^n$$

Fuente: HONARPOUR, MEHDI et al. Relative Permeability of Petroleum Reservoirs, 1986.

Donde,

S_{we} : saturación de agua normalizada

S_{oe} : saturación de petróleo normalizada

K_{rw}^* : permeabilidad relativa al agua normalizada

K_{rwmax} : permeabilidad relativa al agua máxima, generalmente $K_{rw}@S_{or}$

m : exponente de curvatura del agua

K_{ro}^* : permeabilidad relativa al petróleo normalizada

n : exponente de curvatura del petróleo

Posteriormente se procede a obtener las permeabilidades relativas promedio al agua y al petróleo, usando promedio aritmético como se muestra en la **Ecuación 35** y la **Ecuación 36**, respectivamente. Luego se determinan la saturación de agua irreducible promedio y la saturación de petróleo residual promedio de los sets de curvas de permeabilidad relativa mediante la **Ecuación 37** y la **Ecuación 38**, respectivamente. Por último, se procede a desnormalizar los valores de saturación de la curva promedio, despejando la saturación de agua y de petróleo de la **Ecuación 34** y **Ecuación 31** respectivamente.

Ecuación 35. Permeabilidad relativa al agua promedio

$$K_{rwprom} = \frac{\sum_{i=1}^n K_{rwi}^*}{n}$$

Fuente: HONARPOUR, MEHDI et al. Relative Permeability of Petroleum Reservoirs, 1986.

Ecuación 36. Permeabilidad relativa al petróleo promedio

$$K_{roprom} = \frac{\sum_{i=1}^n K_{roi}^*}{n}$$

Fuente: HONARPOUR, MEHDI et al. Relative Permeability of Petroleum Reservoirs, 1986.

Ecuación 37. Saturación de agua irreducible promedio

$$S_{wirprom} = \frac{\sum_{i=1}^n S_{wiri}}{n}$$

Fuente: HONARPOUR, MEHDI et al. Relative Permeability of Petroleum

Ecuación 38. Saturación de petróleo residual promedio

$$S_{orprom} = \frac{\sum_{i=1}^n S_{ori}}{n}$$

Fuente: HONARPOUR, MEHDI et al. Relative Permeability of Petroleum Reservoirs, 1986.

Donde,

n: cantidad de curvas de permeabilidad relativa representativas

K_{rwprom} : permeabilidad relativa al agua promedio

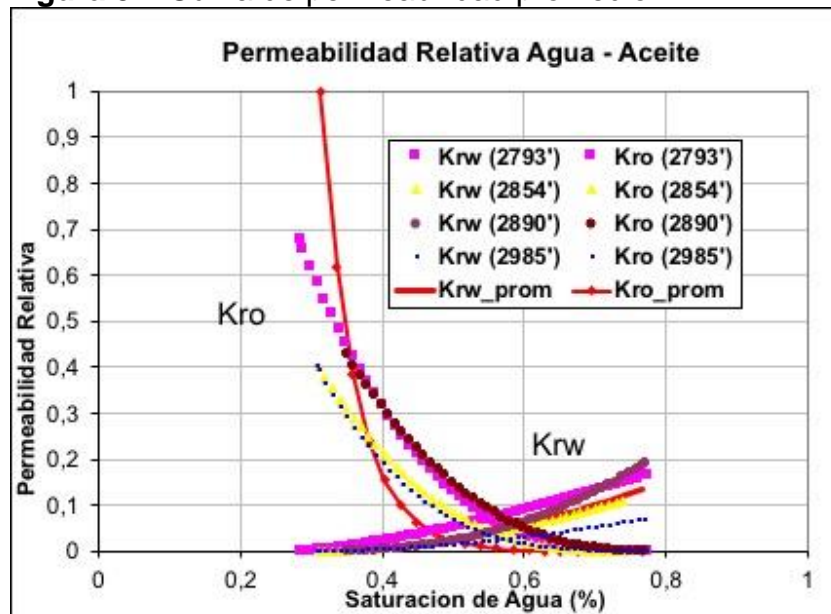
K_{roprom} : permeabilidad relativa al petróleo promedio

$S_{wirprom}$: saturación de agua irreducible promedio

S_{orprom} : saturación de petróleo residual promedio

En la **Figura 57** se observa un ejemplo de una curva de permeabilidad promedio obtenida de cuatro curvas de permeabilidad, siguiendo el procedimiento explicado anteriormente.

Figura 57. Curva de permeabilidad promedio



Fuente: elaboración propia.

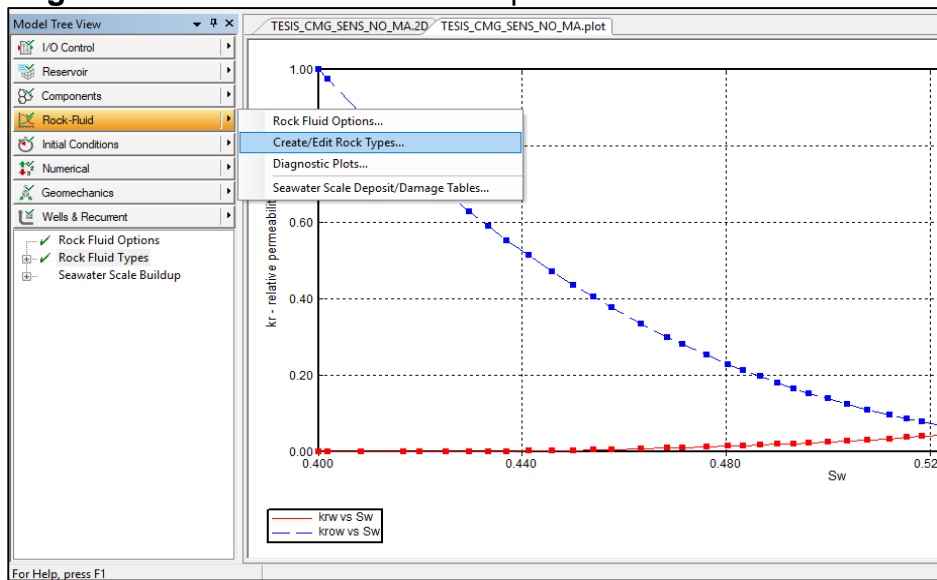
5.3 CARGAR CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA EN LOS SIMULADORES DE YACIMIENTOS

A continuación, se describe la forma de cargar las curvas de permeabilidad relativa en los simuladores de IMEX y ECLIPSE. Se realiza a partir de un seguimiento de las secciones usadas en cada simulador para cargar las curvas de permeabilidad relativa, mostrando los keywords de salida generados relacionados a permeabilidad

relativa; y por último, mencionando las recomendaciones del ingeniero en simulación especialista en cada simulador.

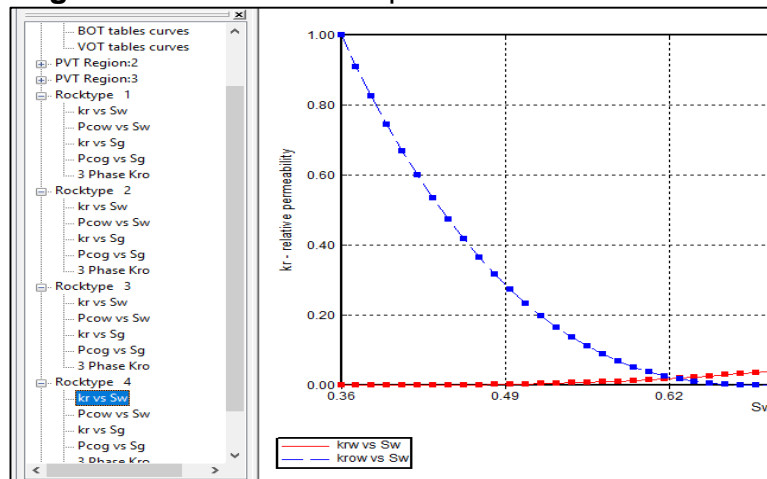
5.3.1 IMEX. Los valores de permeabilidad relativa se ingresan por medio de tablas o de correlaciones numéricas en la sección Rock Fluid Properties, ver **Figura 58**. Builder ofrece la posibilidad de generar diferentes modelos de permeabilidad relativa, los cuales pueden ser asignados a diferentes tipos de roca, ver **Figura 59**. En la **Figura 60** se ve un ejemplo del ingreso de valores tabulares de permeabilidad relativa y presión capilar agua-aceite en función de la saturación de agua.

Figura 58. Sección Rock Fluid Properties en Builder versión 2018



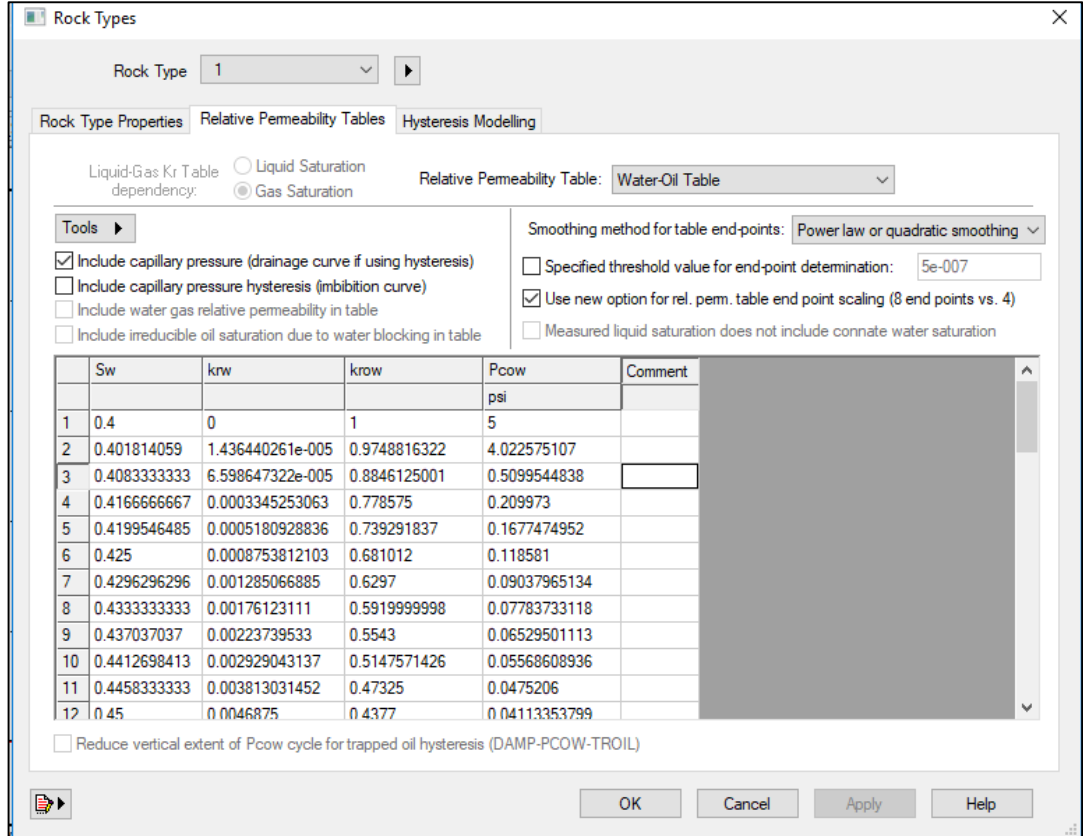
Fuente: CMG, Builder versión 2018.

Figura 59. Crear/Editar Tipos de Roca en Builder 2018



Fuente: CMG, Builder versión 2018.

Figura 60. Tablas Kr por Tipo de Roca en Builder versión 2018



Fuente: CMG, Builder versión 2018.

Donde,

S_w : saturación de agua (fracción), no hay valor por defecto.

K_{rw} : permeabilidad relativa al agua (fracción) a la S_w dada, no hay valor por defecto.

K_{row} : permeabilidad relativa al petróleo (fracción) en presencia de la S_w dada, no hay valor por defecto.

P_{cow} : presión capilar agua-aceite en la curva de drenaje, esta columna es opcional, cuando se omite por defecto es cero y efectos de presión capilar no son incluidos en el proceso de simulación.

5.3.1.1 Keywords. En IMEX es posible definir diferentes tipos de roca, los cuales son asignados a las celdas de la grilla mediante el keyword (*RTYPE). Los datos de permeabilidad relativa pueden ser introducidos de manera tabular mediante keywords en el siguiente orden: se introduce el keyword (*RPT *nrock*), seguido de los valores tabulares de permeabilidad relativa y presión capilar, los cuales son introducidos en dos tablas diferentes, especificados mediante los keywords (*SWT) y (*SGT / *SLT) para modelos de flujo agua-aceite.

El keyword (*RPT *nrock*) se usa para indicar el inicio del ingreso de valores de permeabilidad relativa y presión capilar para un tipo de roca. El keyword (*nrock*)

hace referencia a un valor numérico que indica para que tipo de roca serán especificados de forma tabular los valores de permeabilidad relativa. Por ejemplo, (*RPT 1) se usa para indicar que los datos tabulados de permeabilidad relativa y presión capilar corresponden al tipo de roca 1. En caso de usar solo un tipo de roca, no es necesario especificar el valor de (nrock), en caso contrario este valor debe usarse de manera ascendente, es decir, primero (*RPT 1), luego (*RPT 2) y así sucesivamente dependiendo de la cantidad de sets de tipos de roca que se deseen introducir al modelo.

Después de (*RPT), se usa el keyword (*SWT) para iniciar el ingreso de valores tabulares de permeabilidad relativa y presión capilar agua-aceite en función de la saturación de agua. El keyword (*SWT) tiene subkeywords que le brindan al usuario las siguientes características: cambiar la forma de las curvas a medida que se acercan a cero; crear nuevas curvas, obtenidas de una regresión no-lineal, a partir de datos disponibles; permitir que el usuario interactúe con el procedimiento de regresión para especificar el rango en el que se realiza la regresión; y regenerar tablas, espaciadas de manera equitativa, utilizando intervalo de interpolación definido por el usuario.

Algunos subkeywords opcionales para usar con los keyword (*SWT,*SGT/*SLT), son los siguientes: (*SMOOTHEND '*Subkeyword*'), (*SLTKRTHR / *SWTKRTHR '*krthr_value*') y (*OILWET), los cuales serán descritos a continuación.

El subkeyword (*SMOOTHEND) se usa para indicar el tipo de suavizado a utilizar para las curvas de permeabilidad relativa cerca a los endpoints. Para este fin se pueden usar cuatro subkeywords que indican el método utilizado: *QUAD, *CUBIC, *POWERQ y *POWERC; por default el simulador utiliza la opción *QUAD.

(*SLTKRTHR '*krthr_value*' / *SWTKRTHR '*krthr_value*') son subkeywords opcionales que se usan para especificar el valor límite mínimo de k_{rw} y k_{row} (*SWTKRTHR) o de k_{rg} y k_{rog} (*SLTKRTHR) en las tablas (*SWT) y (*SLT/*SGT). Los valores tabulares de permeabilidad relativa (k_{rw} , k_{row} , k_{rg} , k_{rog}) que sean menores al valor límite especificado mediante este subkeyword, serán reemplazados por cero. Si este valor no es especificado, el simulador usa un valor default de $5.0E-7$.

Si se especifica el subkeyword *OILWET (*RPT *OILWET), se deben tener en cuenta los cambios al momento de introducir los datos tabulares de permeabilidad relativa y presión capilar. La columna S_w contiene los datos de saturación de la fase mojanante, que en este caso corresponde a los valores de saturación de petróleo. La columna K_{rw} contiene la permeabilidad relativa de la fase mojanante que en este caso corresponde a la permeabilidad relativa al

petróleo. La columna K_{row} contiene los valores de permeabilidad relativa de la fase no mojante que corresponde a la permeabilidad relativa al agua.

El keyword (*SWINIT) es una opción de inicialización por equilibrio vertical para setear la saturación de agua inicial (que puede ser mayor a la connata) y que el simulador defina la presión capilar para que el agua no esté en movimiento inicialmente.

5.3.1.2 Recomendaciones del ingeniero de simulación. De los aspectos que se deben tener en cuenta al momento de usar las curvas de permeabilidad relativa en IMEX, el ingeniero de simulación especialista en el software de la compañía CMG menciona las siguientes recomendaciones.

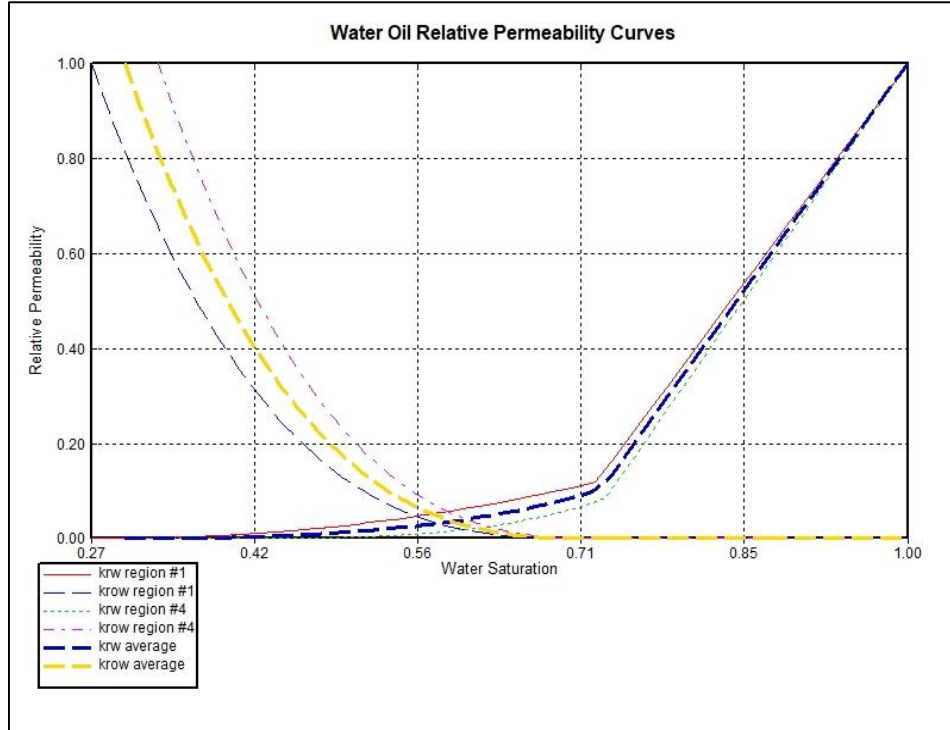
En el caso de no contar con curvas de permeabilidad relativa de laboratorio el ingeniero de simulación recomienda generar curvas iniciales por tipo de roca, las cuales deben ser consistentes con la roca presente en el campo. Se recomienda asignar rangos de los end-points y exponentes, para poder evaluar las diferentes configuraciones de curvas posibles en búsqueda del ajuste histórico.

En el caso de que se tengan varias curvas de permeabilidad relativa dentro de un mismo tipo de roca, aconseja generar un promedio de las curvas por tipo de roca y usar esta curva como punto de partida en búsqueda de un mejor ajuste histórico. CMOST ofrece la opción de evaluar las diferentes posibilidades hasta encontrar el mejor ajuste, modificando las curvas dentro de los rangos definidos por tipo de roca, siempre teniendo en cuenta que se respeten las propiedades entre tipos de roca. Builder ofrece la posibilidad de promediar los tipos de roca en “input and average rock type”, como se observa en la **Figura 61**.

Siempre se debe garantizar cuando el modelo de simulación se inicialice mediante equilibrio vertical, que ningún fluido se mueva. Para esto puede ponerse a correr el yacimiento por un determinado periodo de tiempo con los pozos cerrados, las saturaciones y presiones deberían mantenerse iguales. En caso contrario puede indicar que las presiones capilares no están bien o que hay unas celdas que no están en equilibrio. También debe garantizarse en caso de que existan fallas que si estas son sellantes, en el modelo también lo sean.

Con respecto a llevar la $K_{ro=1}@S_{wir}$ hasta uno, menciona que hay teoría que dice que se debe de llevar hasta uno y otra que no, esto se deja a criterio del ingeniero y se puede modificar si en el ajuste se observa que el petróleo no se mueve como debería moverse, es una discusión abierta. Si existe zona de acuífero o se piensa evaluar una inyección de agua, se debe llevar la $K_{rw=1}@S_{w=100\%}$ hasta uno porque si no se hace de esta manera el simulador asume que los valores de K_{rw} después del S_{or} se mantienen y estaría siendo pesimista con el movimiento del agua.

Figura 61. Curva de permeabilidad promedio de los tipos de roca



Fuente: CMG, Builder versión 2018.

5.3.2 ECLIPSE. Los valores de permeabilidad relativa se ingresan en la sección PROPS. Las funciones de saturación son usadas para describir propiedades que dependen de las saturaciones de fase, las cuales son las permeabilidades relativas y las presiones capilares.

En sistemas de dos fases solo hay una saturación independiente y las propiedades son funciones unidimensionales. En sistemas de tres fases hay dos saturaciones independientes y las propiedades pueden ser funciones unidimensionales o bidimensionales.

5.3.2.1 Keywords. Existen dos familias de keywords para ingresar permeabilidades relativas y presiones capilares como funciones de saturación unidimensionales. La primera familia: SWOF y (SGOF o SLGOF), permite ingresar las permeabilidades relativas al petróleo en las mismas tablas que las permeabilidades relativas al agua y al gas. La segunda familia: SWFN, SGFN y (SOF3 o SOF2), requiere que las permeabilidades relativas al petróleo se ingresen en una tabla separada versus la saturación de petróleo. Los keywords de las dos familias no pueden ser mezclados.

Los keywords de la primera familia de tablas se observan en el **Cuadro 9** . Un ejemplo de las tablas del keyword SWOF se observa en la **Tabla 55**. Un ejemplo de

las tablas del keyword SGOF se observa en la **Tabla 56**. Un ejemplo de las tablas del keyword SLGOF se observa en la **Tabla 57**.

Cuadro 9. Keywords de la primera familia de tablas de ECLIPSE

Keyword	Descripción
SWOF	<p>Establece la permeabilidad relativa al agua K_{rw} (S_w), la permeabilidad relativa del petróleo en agua K_{row} (S_w) y la presión capilar agua-aceite P_{cow} (S_w) en función de la saturación de agua.</p> <p>Se puede usar para sistemas de dos o tres fases con agua y aceite.</p>
SGOF	<p>Establece la permeabilidad relativa al gas K_{rg} (S_g), la permeabilidad relativa del petróleo en gas a la saturación de agua connata K_{rog} (S_g) y la presión capilar petróleo-gas P_{cog} (S_g) en función de la saturación de gas.</p> <p>Se puede usar para sistemas de dos o tres fases con gas y petróleo.</p>
SLGOF	<p>Establece la permeabilidad relativa al gas K_{rg} (S_L), la permeabilidad relativa del petróleo en gas a la saturación de agua connata K_{rog} (S_L) y la presión capilar petróleo-gas P_{cog} (S_L) en función de la saturación de líquido. $S_L = S_o + S_w = 1 - S_g$.</p> <p>Se puede usar para sistemas de dos o tres fases con gas y petróleo.</p>

Fuente: ECLIPSE Reference Manual versión 2018.2.

Tabla 55. Keyword SWOF primera familia de Keywords de ECLIPSE

```

SWOF
-- Sw      Krw      Krow      Pcow
.2200     .0000     1.0000     7.0000
.3000     .0700     0.4000     4.0000
.4000     .1500     0.1250     3.0000
.5000     1*        0.0649     1*
.6000     .3300     0.0048     2.0000
.8000     .6500     0.0         1.0000
.9000     .8300     0.0         1*
1.0000    1.0000    0.0         .0000    / table 1
.18       .00       1.00       0
.32       .07       0.38       0
.50       .31       0.05       0
.60       .38       0.004      0
.80       .57       0.0        0
1.00     1.00     0.0        0          / table 2

```

Fuente: ECLIPSE Reference Manual versión 2018.2.

Tabla 56. Keyword SGOF primera familia de Keywords de ECLIPSE

```

SGOF
-- Sg      Krg      Krog      Pcog
.0000     .0000     1.00      .0000
.0400     .0000     0.60      .2000
.1000     .0220     0.33      .5000
.2000     .1000     0.10      1.0000
.3000     .2400     0.02      1*
.4000     1*        0.00      1*
.5000     .4200     0.00      1*
.6000     .5000     0.00      3.0000
.7000     .8125     0.00      3.5000
.7800     1.0000     0.00      3.9000    / table 1
.00       .0000     1.00      0
.05       .0220     0.62      0
.2        .1100     0.12      0
.5        .4400     0.0       0
.6        .5600     0.0       0
.82       1.0000     0.0       0          / table 2

```

Fuente: ECLIPSE Reference Manual versión 2018.2.

Tabla 57. Keyword SLGOF primera familia de Keywords de ECLIPSE

```

SLGOF
-- Sl      Krg      Krog      Pcog
.2200     1.0000     0.00     3.9000
.3000     .8125     0.00     3.5000
.4000     .5000     0.00     3.0000
.5000     .4200     0.00     1*
.6000     1*        0.00     1*
.7000     .2400     0.02     1*
.8000     .1000     0.10     1.0000
.9000     .0220     0.33     .5000
.9600     .0000     0.60     .2000
1.0000     .0000     1.00     .0000    / table 1
.18       1.0000     0.0      0
.4        .5600     0.0      0
.5        .4400     0.0      0
.8        .1100     0.12     0
.95       .0220     0.62     0
1.00      .0000     1.00     0          / table 2

```

Fuente: ECLIPSE Reference Manual versión 2018.2.

Los keywords de la segunda familia de tablas se observan en el **Cuadro 10** . Un ejemplo de las tablas del keyword SWFN se observa en la **Tabla 58**. Un ejemplo de las tablas del keyword SGFN se observa en la **Tabla 59**. Un ejemplo de las tablas del keyword SOF2 se observa en la **Tabla 60**. Un ejemplo de las tablas del keyword SOF3 se observa en la **Tabla 61**.

Cuadro 10. Keywords de la segunda familia de tablas de ECLIPSE

Keyword	Descripción
SWFN	Establece la permeabilidad relativa al agua K_{rw} (S_w) y la presión capilar P_{cow} (S_w) en función de la saturación de agua. Se puede usar para sistemas de dos o tres fases con agua.
SGFN	Establece la permeabilidad relativa al gas K_{rg} (S_g) y la presión capilar P_{cog} (S_g) en función de la saturación de gas. Se puede usar para sistemas de dos o tres fases con gas.
SOF2	Establece la permeabilidad relativa del petróleo K_{ro} (S_o) en función de la saturación del petróleo. Se puede usar para sistemas de dos fases con petróleo.
SOF3	Establece la permeabilidad relativa del petróleo en agua K_{row} (S_o) y la permeabilidad relativa del petróleo en gas K_{rog} (S_o) a la saturación de agua connata, en función de la saturación de petróleo. Se puede usar para sistemas de tres fases con petróleo.

Fuente: ECLIPSE Reference Manual versión 2018.2.

Tabla 58. Keyword SWFN segunda familia de Keywords de ECLIPSE

```

-- SWAT KRW PCOW
--      (PSIA)
SWFN
.22 .0 7.0
.3 .07 4.0
.4 .15 3.0
.5 .24 2.5
.6 .33 2.0
.8 .65 1.0
.9 .83 .5
1.0 1.0 .0 /
    
```

Fuente: ECLIPSE Reference Manual versión 2018.2.

Tabla 59. Keyword SGFN segunda familia de Keywords de ECLIPSE

```

-- SGAS KRG PCOG
--      (PSIA)
SGFN
.0 .0 0.0
.04 .0 .2
.1 .022 .5
.2 .1 1.0
.3 .24 1.5
.4 .34 2.0
.5 .42 2.5
.6 .5 3.0
.7 .81 3.5
.78 1.0 3.9 /
    
```

Fuente: ECLIPSE Reference Manual versión 2018.2.

Tabla 60. Keyword SOF2 segunda familia de Keywords de ECLIPSE

SOF2		
0	0	
.2	0	
.38	0	
.4	.004	
.48	.02	
.5	.036	
.58	.1	
.6	.146	
.68	.33	
.7	.42	
.74	.60	
.78	1.00	/

Fuente: ECLIPSE Reference Manual versión 2018.2.

Tabla 61. Keyword SOF3 segunda familia de Keywords de ECLIPSE

-- SOIL	KROW	KROG	
SOF3			
.0000	.0000	.0000	
.2000	.0000	.0000	
.3800	1*	.0000	
.4000	.0050	1*	
.4800	1*	.0200	
.5000	.0649	1*	
.5800	1*	.1000	
.6000	.1250	1*	
.6800	1*	.3300	
.7000	.4000	1*	
.7400	1*	.6000	
.7800	1.0000	1.0000	/

Fuente: ECLIPSE Reference Manual versión 2018.2.

5.3.2.2 Recomendaciones del ingeniero de simulación. De los aspectos que se deben tener en cuenta al momento de usar las curvas de permeabilidad relativa en ECLIPSE, el ingeniero de simulación especialista en el software de la compañía Schlumberger menciona las siguientes recomendaciones.

Según el ingeniero de simulación, una roca para ser mojada al petróleo tiene que ser una roca donde se haya originado el petróleo, es decir, una roca madre o un yacimiento no convencional (shale oil, shale gas). Un yacimiento convencional (arenisca) es difícilmente mojado al petróleo debido a que al inicio estaba lleno de agua y luego de los procesos de migración, sello y trampa, el petróleo se acumula en la roca. En las curvas de permeabilidad relativa, si la intersección de las curvas da por encima de 50% es mojada al agua, entre 30% y 50% tiene una mojabilidad intermedia y por debajo de 30% son los yacimientos no convencionales.

Además menciona que es correcto llevar hasta uno la curva de K_{rw} a una $S_w=100\%$, debido a que hay zonas debajo del contacto agua-aceite, que están 100% saturadas con agua, es decir, no hay S_{or} . En cambio, menciona que es un error común llevar hasta uno la curva de K_{ro} al S_{wir} , debido a que el agua fue el fluido que primero ocupó los poros en el yacimiento, al momento de ocurrir el proceso de migración el petróleo

desplaza al agua, pero de todas formas hay un S_{wir} que impide de alguna forma el flujo completo del petróleo.

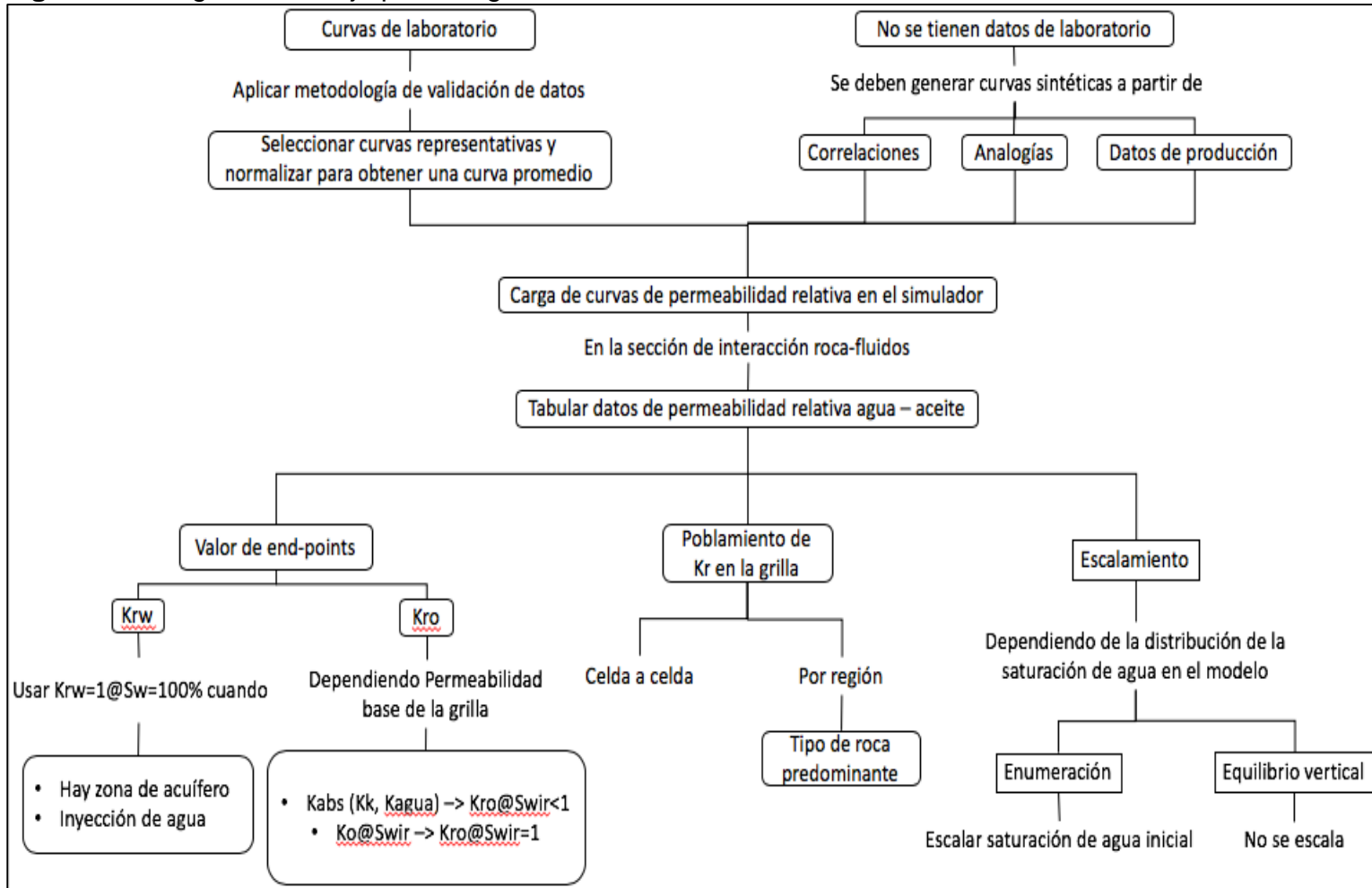
Un núcleo es una escala muy pequeña de lo que representa el yacimiento, de tal motivo se toma como referencia, donde núcleos tomados a profundidades cercanas dan valores de los end-points diferentes; por lo tanto, un yacimiento es totalmente heterogéneo, con diferentes tipos de roca, diferentes tipos de poro, diferentes tipos de permeabilidad, diferentes tipos de mineralogía, etc.

En el caso de no contar con curvas de permeabilidad relativa el ingeniero recomienda ir a la simulación y construir las curvas de permeabilidad relativa asignando valores de los end-points para cada tipo de roca, realizando un diseño experimental de sensibilidades y corriendo todas las opciones posibles, hasta encontrar la que ajuste de mejor forma la producción.

5.4 DIAGRAMA DE FLUJO DE LA METODOLOGÍA

A continuación, en la **Figura 62** se muestra el diagrama de flujo desarrollado para cargar curvas de permeabilidad relativa en los simuladores de yacimientos a partir de las consideraciones anteriormente explicadas.

Figura 62. Diagrama de flujo para cargar curvas de K_r en los simuladores.



Fuente: elaboración propia.

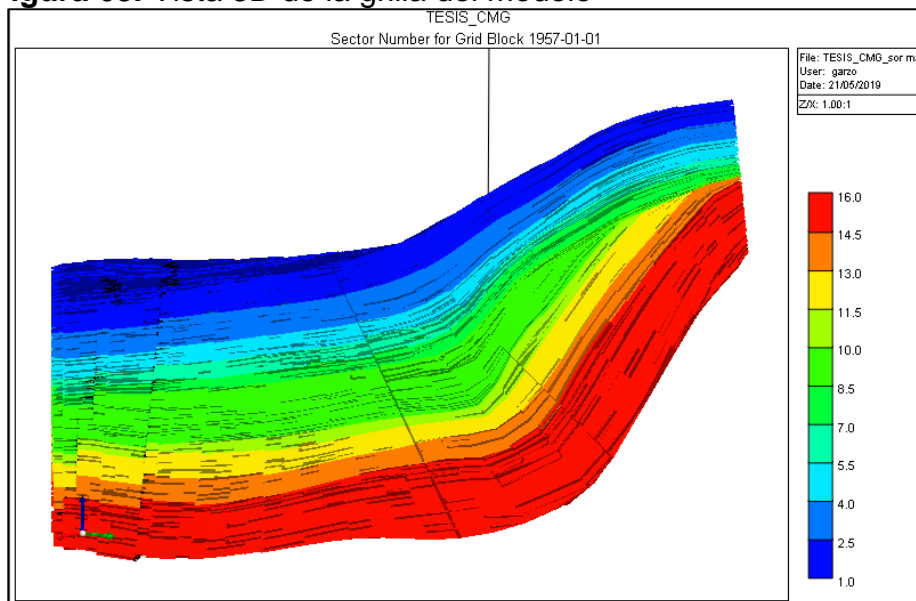
6. ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES DE LAS MODIFICACIONES A LAS CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA

En el desarrollo del capítulo, inicialmente se hace una breve descripción del modelo al cual se le realizó el análisis de sensibilidades, luego se hace una comparación entre el ajuste histórico generado por el uso de curvas sintéticas y curvas representativas de laboratorio. Posteriormente, se realiza el análisis de sensibilidades a las modificaciones de las curvas de permeabilidad relativa sobre la producción de fluidos y finalmente teniendo en cuenta este análisis, se proponen modificaciones a las curvas de laboratorio con el fin de mejorar el ajuste.

6.1 DESCRIPCIÓN DEL MODELO

El modelo es un “sector model” del campo Yariquí-Cantagallo correspondiente a las Arenas B3 de la Formación Mugrosa, Arenas C y Arenas Cantagallo (CG) de la Formación La Paz. En la **Figura 63** se observa la grilla del modelo en vista 3D dividida por sectores, en la cual el sector uno corresponde a las Arenas B3, del sector dos al ocho corresponden a las Arenas C y del sector nueve al 16 corresponden a las Arenas Cantagallo.

Figura 63. Vista 3D de la grilla del modelo

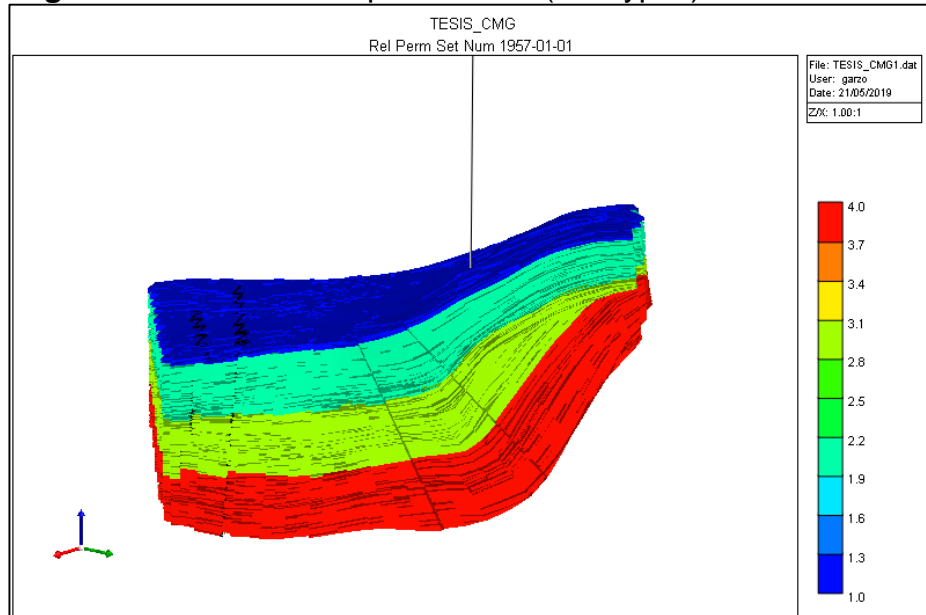


Fuente: CMG, Builder, versión 2018.

Los sets de curvas de permeabilidad relativa cargados inicialmente en el modelo, corresponden a curvas sintéticas determinadas a partir de información petrológica y mineralógica de las arenas. Consta de cuatro sets de curvas de permeabilidad relativa, donde el primer set (rocktype 1) está asignado a las Arenas B3, en la, el segundo set (rocktype 2) está asignado a las Arenas C, el tercer set (rocktype 3)

está asignado a las unidades superiores de las Arenas CG y el cuarto set (rocktype 4) está asignado a las unidades inferiores de las Arenas CG, ver **Figura 64**.

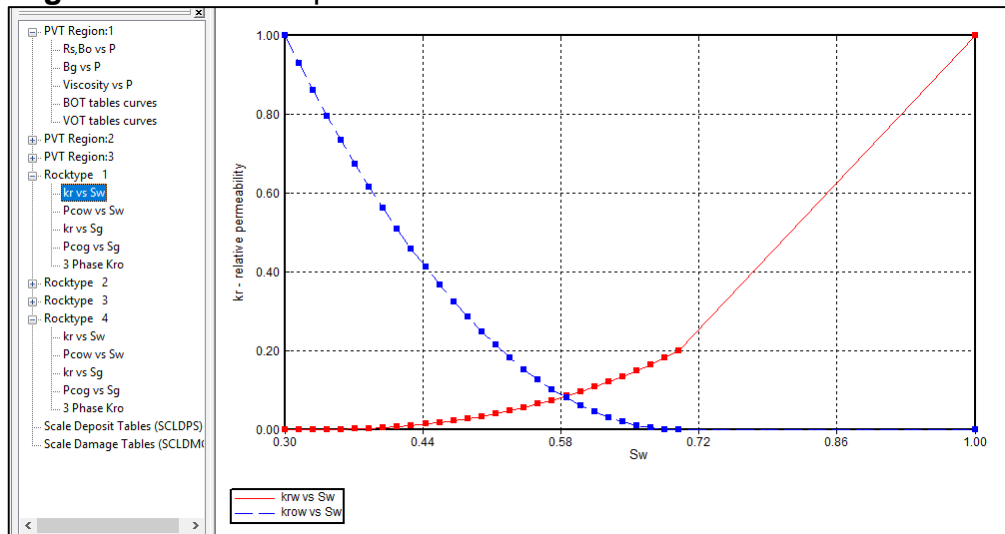
Figura 64. Distribución tipos de roca (rocktypes) en el modelo



Fuente: CMG, Builder, versión 2018.

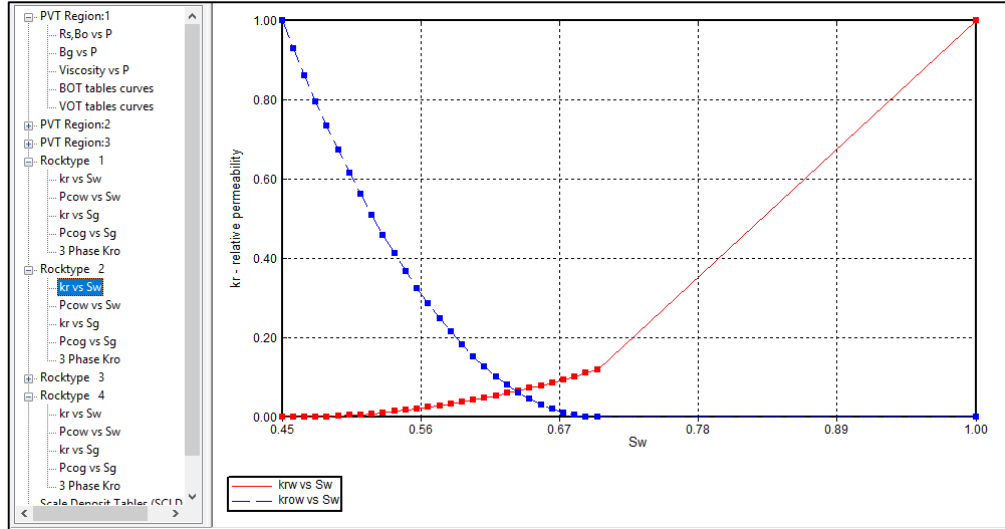
En la **Figura 65**, **Figura 66**, **Figura 67** y **Figura 68** se muestran las curvas de permeabilidad relativa agua-aceite de los cuatro sets de curvas mencionados anteriormente.

Figura 65. Curva de permeabilidad relativa RT1 en el modelo



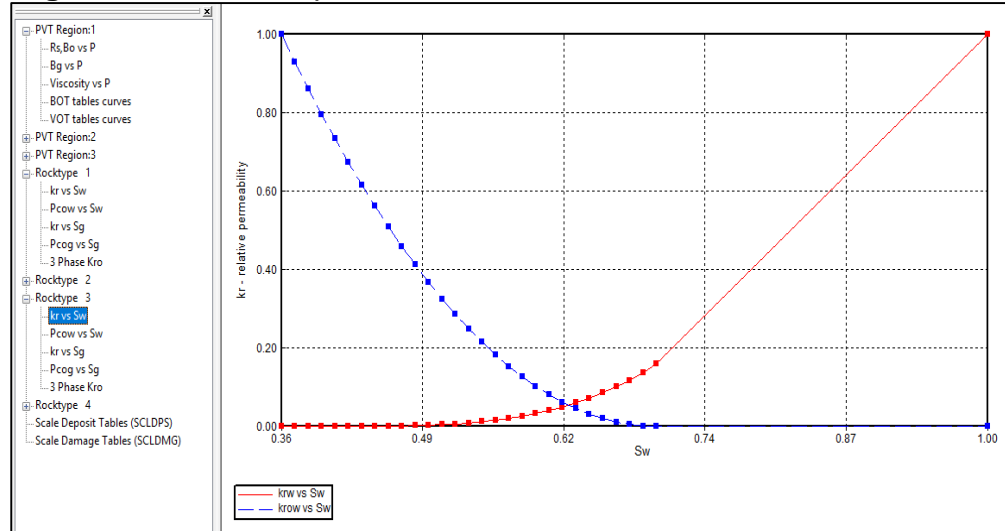
Fuente: CMG, Builder, versión 2018.

Figura 66. Curva de permeabilidad relativa RT2 en el modelo



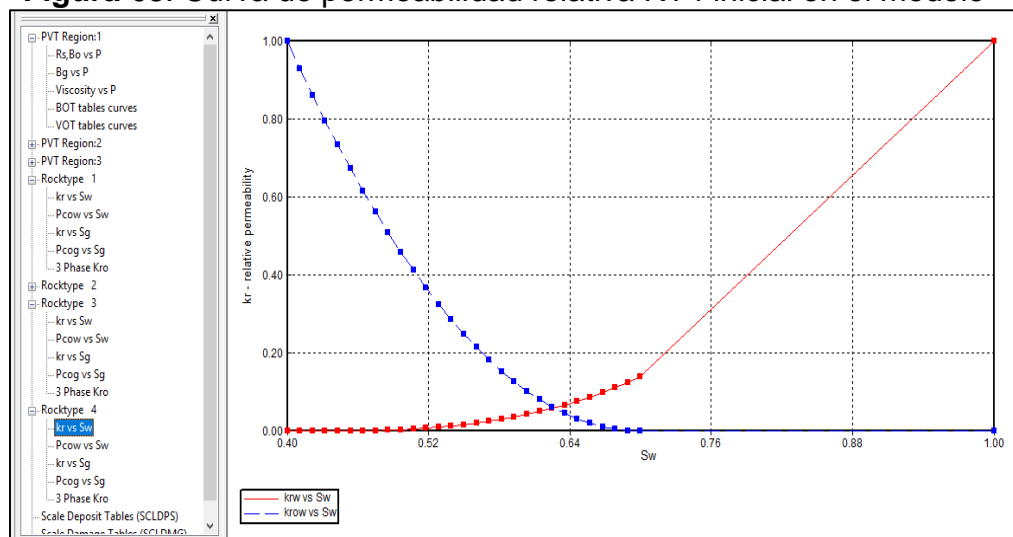
Fuente: CMG, Builder, versión 2018.

Figura 67. Curva de permeabilidad relativa RT3 inicial en el modelo



Fuente: CMG, Builder, versión 2018.

Figura 68. Curva de permeabilidad relativa RT4 inicial en el modelo



Fuente: CMG, Builder, versión 2018.

Se observa en las curvas de permeabilidad relativa cargadas inicialmente en el modelo para las arenas Cantagallo, que en las cuatro unidades superiores predomina una roca de mejor calidad en comparación a las cuatro unidades inferiores.

6.2 COMPARACIÓN ENTRE CURVAS SINTÉTICAS Y CURVAS REPRESENTATIVAS DE LABORATORIO

Inicialmente se realizó la simulación del modelo poblado con las curvas de permeabilidad relativa sintéticas. Para evaluar el uso de las curvas validadas de laboratorio, se pobló el modelo de la siguiente forma: Para las arenas B3 (Rocktype 1) y para las arenas C (Rocktype 2) se mantuvieron los sets de permeabilidad relativa sintéticas cargados previamente en el modelo, ya que no se dispone de curvas de laboratorio.

En las arenas Cantagallo (Rocktype 3 y 4) se usaron las curvas validadas en el capítulo cuatro, que corresponden a dos curvas de permeabilidad relativa de muestras de tipo de roca uno (mejor curva) y una de tipo de roca tres (peor curva). Se fijó la curva validada del tipo de roca tres en el set 4 de permeabilidades relativas y se evaluaron las dos curvas del tipo de roca uno en el set 3 de permeabilidades relativas.

Se realizó la simulación de los tres casos mencionados anteriormente: el caso uno corresponde al uso de las curvas sintéticas, los otros caso corresponden al uso de curvas de laboratorio, manteniendo las curvas sintéticas en el set 1 y en el set 2, usando la curva del tipo de roca tres (YG-505 7903.7') en el set 4 de permeabilidad

relativa y modificando el set 3 de la siguiente manera: caso 2 (curva YG-108 7657.5') y caso 3 (curva YG-505 8005'5).

Se evaluó la sumatoria del error relativo cuadrático en la producción de fluidos mensual (líquido, agua y petróleo) para definir cuál de las curvas de permeabilidad relativa generaba un mejor ajuste a los datos históricos de producción. Los resultados se muestran en la **Tabla 62**.

Tabla 62. Cálculo de error en la producción de fluidos.

	Caso 1	Caso 2	Caso 3
Sumatoria de error relativo cuadrático en la producción mensual de petróleo	16.7	13.9	16.2
Sumatoria de error relativo cuadrático a la producción mensual de agua	513.6	640.4	539
Sumatoria de error relativo cuadrático a la producción mensual de líquido	27.8	40.4	32.7

Fuente: elaboración propia.

Teniendo en cuenta los resultados obtenidos, se definió que la curva de permeabilidad relativa de laboratorio que mejor ajusta es la muestra YG-505 8005.5' (caso 3), ya que presenta un mejor ajuste a la producción de fluidos que la curva de la muestra YG-108 7657.5' (caso 2). Sin embargo se evidencia que son las curvas sintéticas las que generan un mejor ajuste.

Hay que tener en cuenta que las curvas sintéticas probablemente ya fueron modificadas en búsqueda del ajuste, mientras que las curvas de laboratorio no han sido modificadas. Esto nos indica que el uso de curvas de permeabilidad relativa de laboratorio, sirve como un primer acercamiento al comportamiento real de flujo de fluidos y pueden ser modificadas en búsqueda de un mejor ajuste.

6.3 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD A LOS PARÁMETROS DE LAS CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA

Se realizó análisis de sensibilidad en la producción acumulada de fluidos (agua y petróleo) a la modificación de parámetros de las curvas de permeabilidad relativa como los exponentes de curvatura, $krw@Sor$ y $Krw@Swir$. En la **Tabla 63** se muestran los casos simulados para el análisis de sensibilidades, donde el caso base corresponde al caso 2 de la **Tabla 62**.

Los resultados se dividieron según si se modifican los parámetros de las curvas de permeabilidad relativa al agua o al petróleo. Se evaluara de manera cuantitativa y cualitativa el efecto de las modificaciones sobre el caso base.

Tabla 63. Casos del análisis de sensibilidades al modelo

CURVA	PARAMETRO	CASO BASE	no		nw		krw	kro
			CASO 1	CASO 2	CASO 3	CASO 4	CASO 5	CASO 6
RT1	Kro	1	1	1	1	1	1	0.8
	Krw	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.4	0.2
	no	2	3	1	2	2	2	2
	nw	2.4	2.4	2.4	3.4	1.4	2	2
	Sw	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
	Sor	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
RT2	Kro	1	1	1	1	1	1	0.8
	Krw	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.24	0.12
	no	2	3	1	2	2	2	2
	nw	2	2	2	3	1	2	2
	Sw	0.45	0.45	0.45	0.45	0.45	0.45	0.45
	Sor	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
RT3	Kro	1	1	1	1	1	1	0.8
	Krw	0.085	0.085	0.085	0.085	0.085	0.17	0.085
	no	2.75	3.75	1.75	2.75	2.75	2.75	2.75
	nw	3.95	3.95	3.95	4.95	2.95	3.95	3.95
	Sw	0.33	0.33	0.33	0.33	0.33	0.33	0.33
	Sor	0.27	0.27	0.27	0.27	0.27	0.27	0.27
RT4	Kro	1	1	1	1	1	1	0.8
	Krw	0.0413	0.0413	0.0413	0.0413	0.0413	0.0826	0.413
	no	2.6	3.6	1.6	2.6	2.6	2.6	2.6
	nw	2.7	2.7	2.7	3.7	1.7	2.7	2.7
	Sw	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36
	Sor	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3

Fuente: elaboración propia.

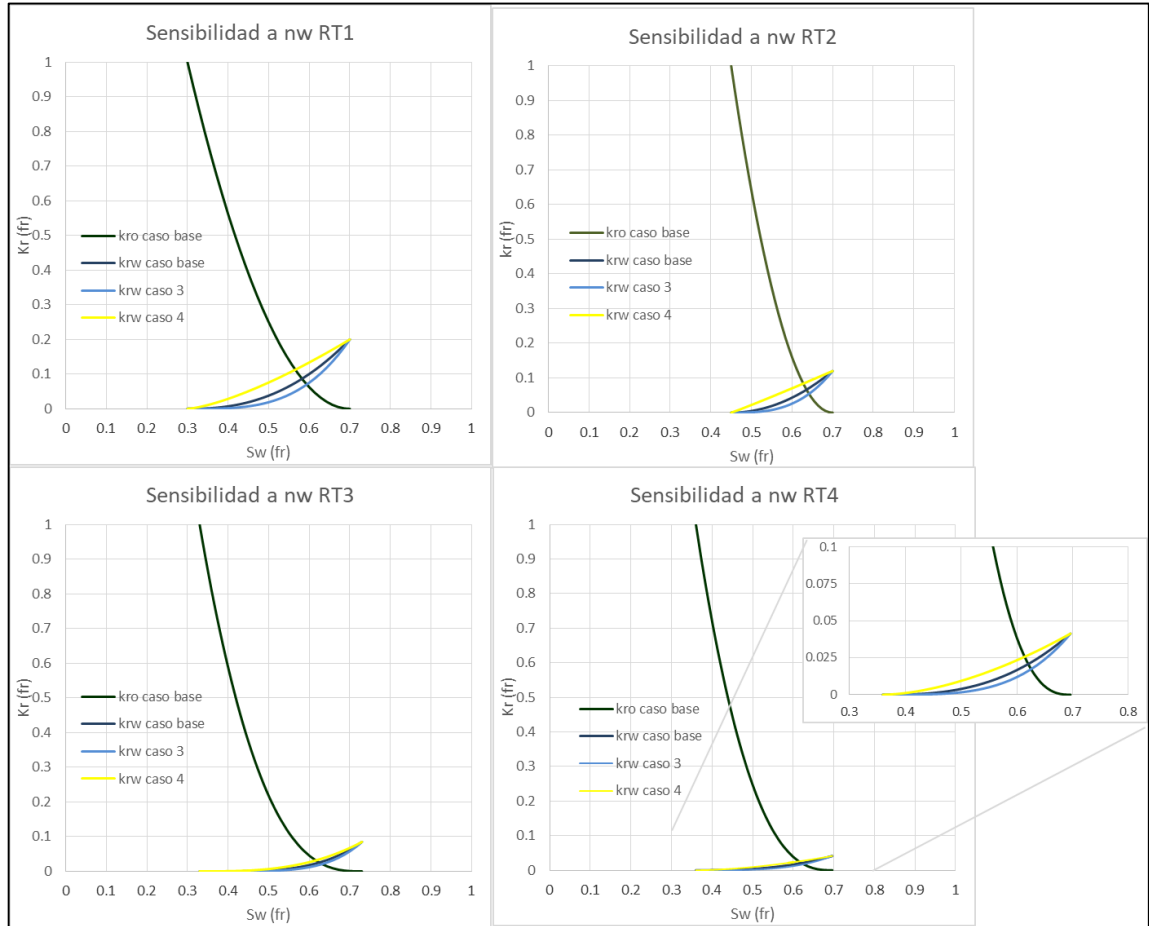
6.3.1 Análisis de sensibilidad a las curvas de permeabilidad relativa al agua.

De la curva de permeabilidad al agua (krw) se analizara el efecto de modificar el exponente de Corey de dicha curva (nw) y el end-point $krw@Sor$.

6.3.1.1 Sensibilidad a nw. Corresponden a los casos 3 y 4 de la **Tabla 63**, donde se evaluó el efecto de aumentar y disminuir en uno el valor del coeficiente de Corey o exponente de curvatura de la permeabilidad relativa al agua (nw), manteniendo los otros parámetros de la curva sin modificar.

En la **Figura 69** se observan las curvas de permeabilidad relativa agua-aceite simuladas para los cuatro tipos de roca en los casos base, 3 y 4.

Figura 69. Curvas de permeabilidad relativa para el análisis de sensibilidad a nw



Fuente: elaboración propia.

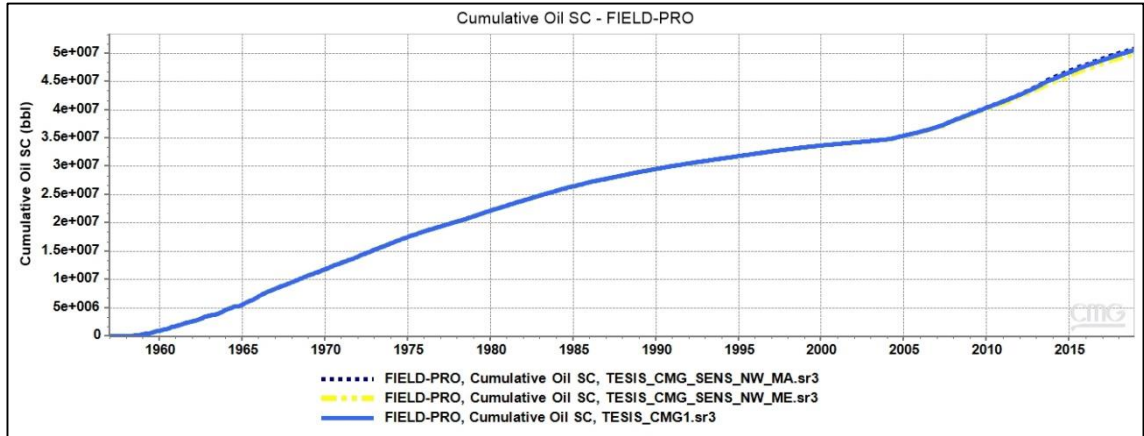
En la **Gráfica 5** se muestra la producción acumulada de petróleo para los casos base, 3 y 4. Se observa que el efecto de la variación de nw sobre la producción acumulada de petróleo no es significativa, lo cual se corrobora con el error calculado en la **Tabla 64**. Esto es debido a que los parámetros de la curva de petróleo no fueron modificados.

Tabla 64. Error en la producción mensual de petróleo para los casos 3 y 4 con respecto al caso base

	Caso 3 (nw mayor)	Caso 4 (nw menor)
Sumatoria de error relativo cuadrático en la producción de petróleo mensual	0.16	0.33

Fuente: elaboración propia.

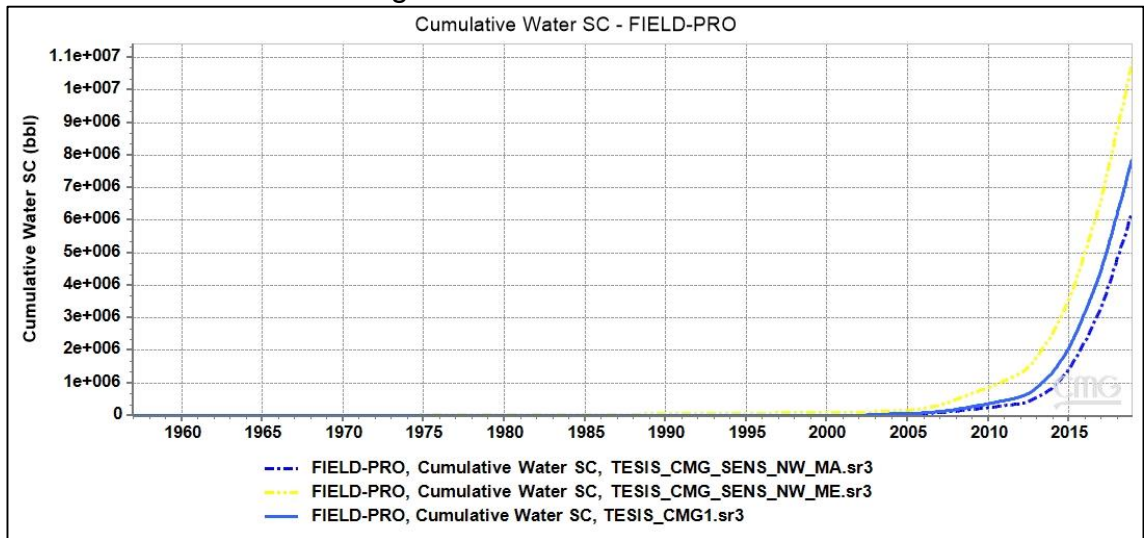
Gráfica 5. Producción de petróleo acumulado sensibilidad a nw



Fuente: elaboración propia.

En la **Gráfica 6** se observa la producción acumulada de agua para los casos base, tres y cuatro. Se puede evidenciar que aumentar en uno el coeficiente de Corey de la curva de permeabilidad relativa al agua (nw) disminuye significativamente el valor de producción de agua acumulada, mientras que disminuir en uno nw, se ve reflejado en un aumento significativo de la producción acumulada de agua.

Gráfica 6. Producción de agua acumulada sensibilidad a nw



Fuente: elaboración propia.

La magnitud del efecto estas modificaciones se pueden evidenciar en el cálculo de error mostrado en la **Tabla 65**.

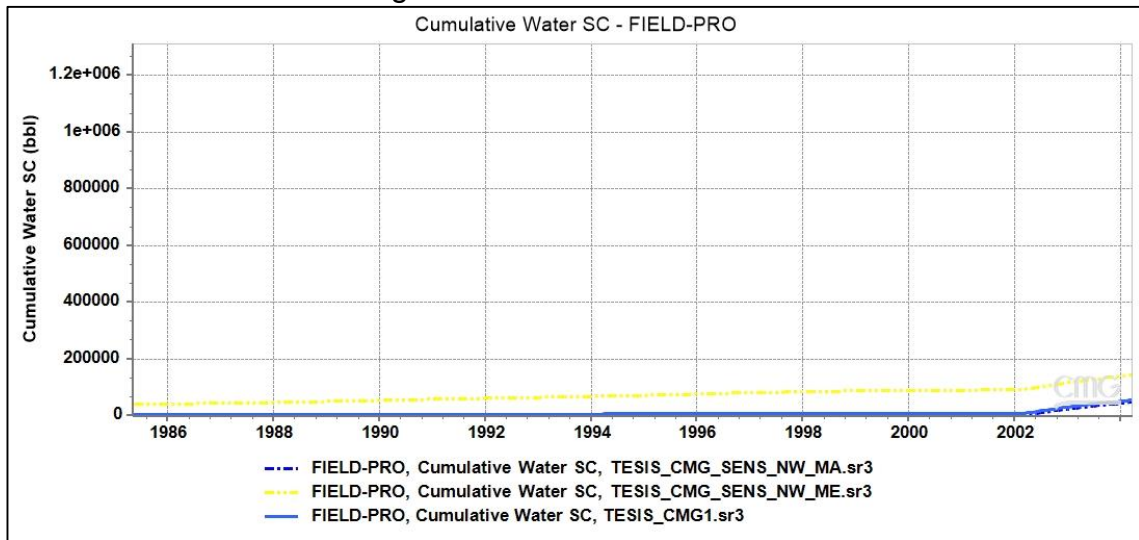
Tabla 65. Error en la producción mensual de agua para los casos 3 y 4 con respecto al caso base

	Caso 3 (nw mayor)	Caso 4 (nw menor)
Sumatoria de error relativo cuadrático a la producción de Agua mensual	343	435627.3

Fuente: elaboración propia.

El error en la producción de agua mensual correspondiente al caso 4 se debe a que al disminuir nw, se aumenta la producción de agua a tiempos tempranos, como se observa en la **Gráfica 7**.

Gráfica 7. Producción de agua debido a disminución en nw

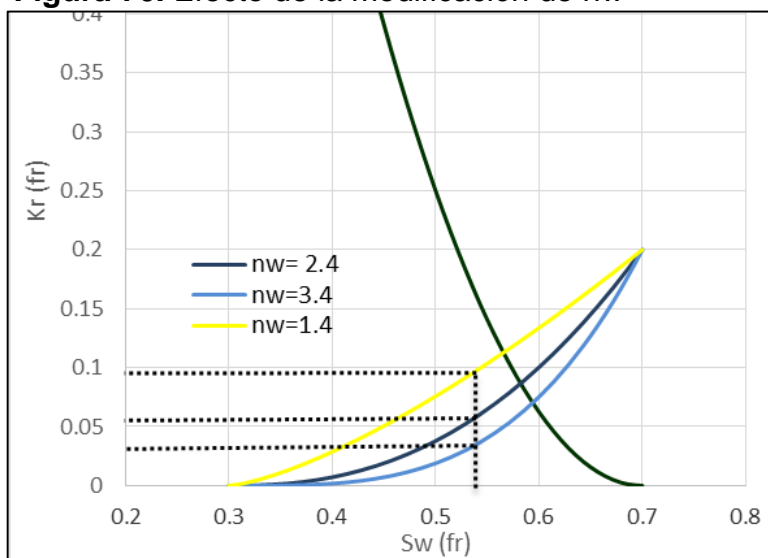


Fuente: elaboración propia.

Este comportamiento se debe a que la reducción en el coeficiente de Corey para la curva de permeabilidad relativa al agua (nw) se ve reflejado en una menor curvatura, o mayor linealidad, de k_{rw} como se muestra en la **Figura 70**. Esto genera que para un mismo valor de saturación de agua el valor de k_{rw} sea mayor, lo que implica un aumento en la permeabilidad efectiva y por lo tanto mayor facilidad del agua para fluir que se ve reflejado en una mayor producción de agua para una saturación determinada.

6.3.1.2 Sensibilidad a k_{rw} . Corresponde al caso 5 de la **Tabla 63**, donde se evaluó el efecto de aumentar al doble el valor de permeabilidad relativa al agua a la saturación de petróleo residual ($k_{rw}@S_{or}$), manteniendo los otros parámetros de la curva sin modificar.

Figura 70. Efecto de la modificación de nw

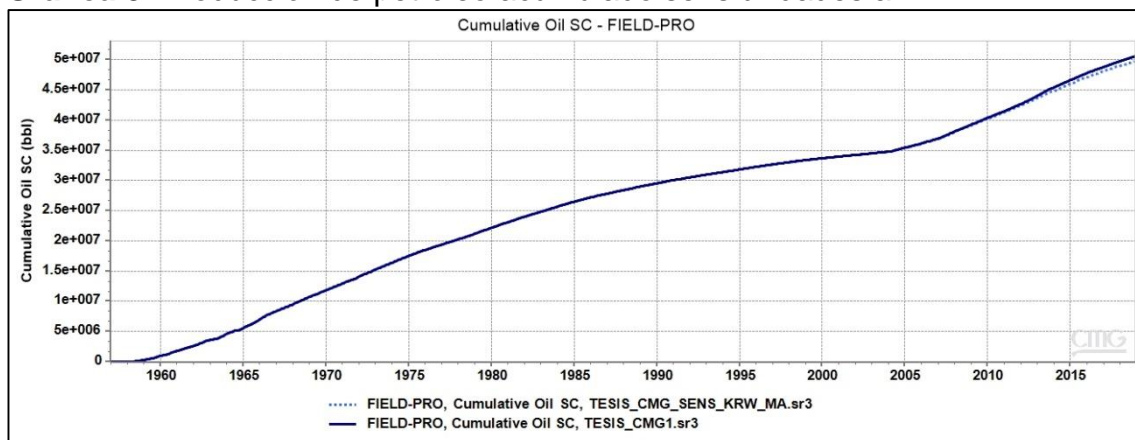


Fuente: elaboración propia.

En la **Figura 71** se observan las curvas de permeabilidad relativa agua-aceite simuladas para los cuatro tipos de roca en los casos base y cinco.

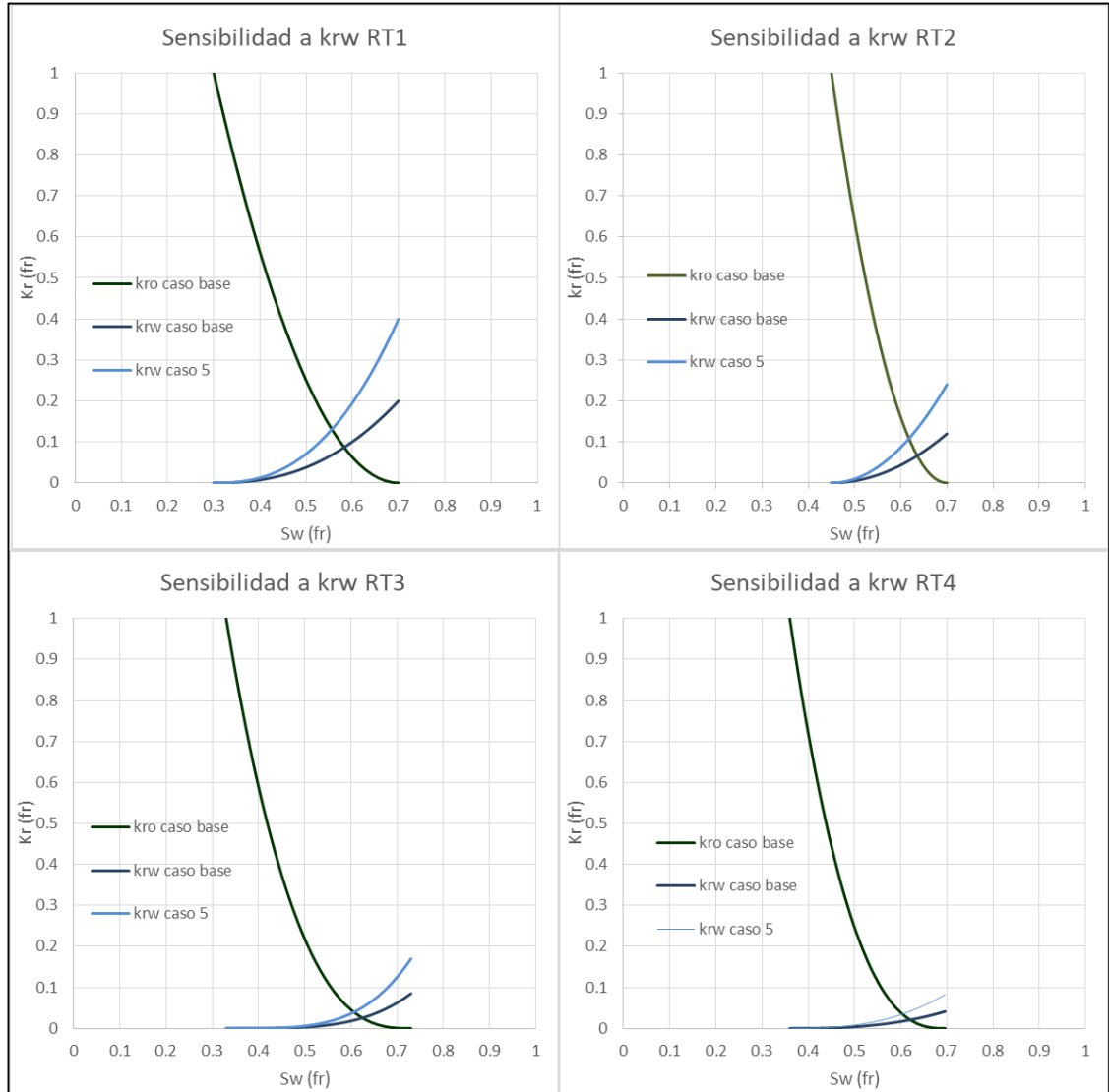
En la **Gráfica 8** se muestra la gráfica de producción de petróleo acumulado para los casos base y 5. Se observa que el efecto de la variación de n_w sobre la producción acumulada de petróleo no es significativa, lo cual se corrobora con el error calculado en la **Tabla 66**. Esto es debido a que los parámetros de la curva de petróleo no fueron modificados.

Gráfica 8. Producción de petróleo acumulado sensibilidades a k_{rw}



Fuente: elaboración propia.

Figura 71. Curvas de permeabilidad relativa para análisis de sensibilidad a k_{rw}



Fuente: elaboración propia.

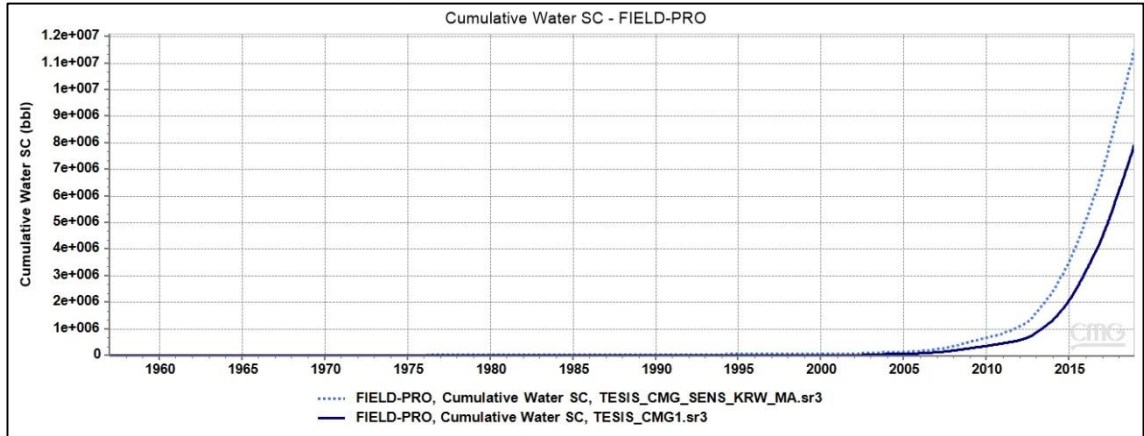
Tabla 66. Error en la producción mensual de petróleo para el caso 5 con respecto al caso base

	Caso 5 (k_{rw} mayor)
Sumatoria de error relativo cuadrático en la producción de petróleo mensual	4.8

Fuente: elaboración propia.

En la **Gráfica 9** se muestra la gráfica de producción de agua acumulada para los casos base y 5. Se puede observar que aumentar al doble el end-point $k_{rw}@S_{or}$ se ve reflejado en un aumento el valor de producción de agua acumulada.

Gráfica 9. Producción de agua acumulada caso base y 5



Fuente: elaboración propia.

La magnitud del efecto estas modificaciones se pueden evidenciar en el cálculo de error mostrado en la **Tabla 67**.

Tabla 67. Error en la producción mensual de agua para el caso 5 con respecto al caso base.

	Caso 5 (krw@Sor mayor)
Sumatoria de error relativo cuadrático en la producción de agua mensual	2806.8

Fuente: elaboración propia. 2019.

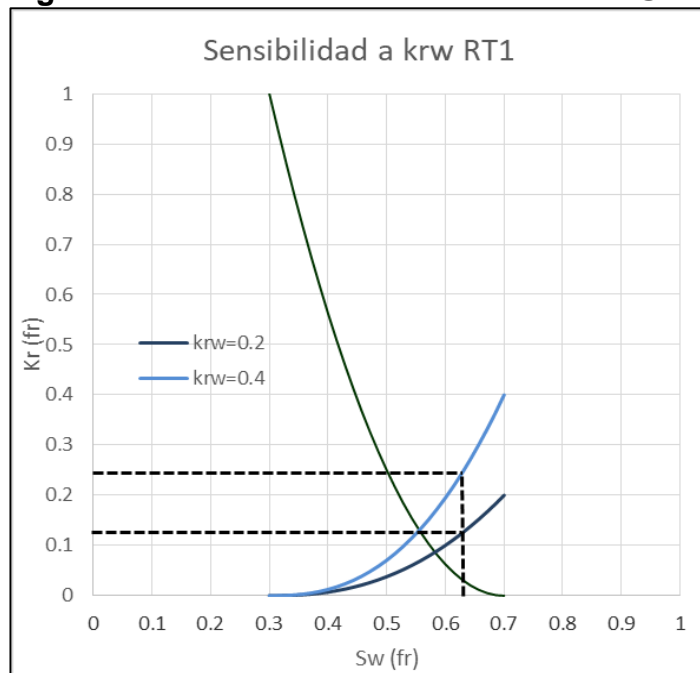
Este comportamiento se debe a que el aumento del end-point $K_{rw}@Sor$ se ve reflejado en un incremento progresivo de los valores de permeabilidad relativa al agua como se muestra en la **Figura 72**. Esto genera que para un mismo valor de saturación de agua el valor de k_{rw} sea mayor, lo que implica un aumento en la permeabilidad efectiva y por lo tanto mayor facilidad del agua para fluir que se ve reflejado en una mayor producción de agua en especial a altas saturaciones de agua.

6.3.2 Análisis de sensibilidad a las curvas de permeabilidad relativa al petróleo. De la curva de permeabilidad relativa al petróleo (k_{ro}) se analizará el efecto de modificar el exponente de Corey (n_o), además del efecto de modificar el end-point de $k_{ro}@Sw_{crit}$.

6.3.2.1 Sensibilidad a n_o . Corresponde a los casos 1 y 2 de la **Tabla 63**, donde se evaluó el efecto de aumentar y disminuir en 1 el valor del coeficiente de Corey o exponente de curvatura de k_{ro} (n_o), manteniendo los otros parámetros de la curva sin modificar.

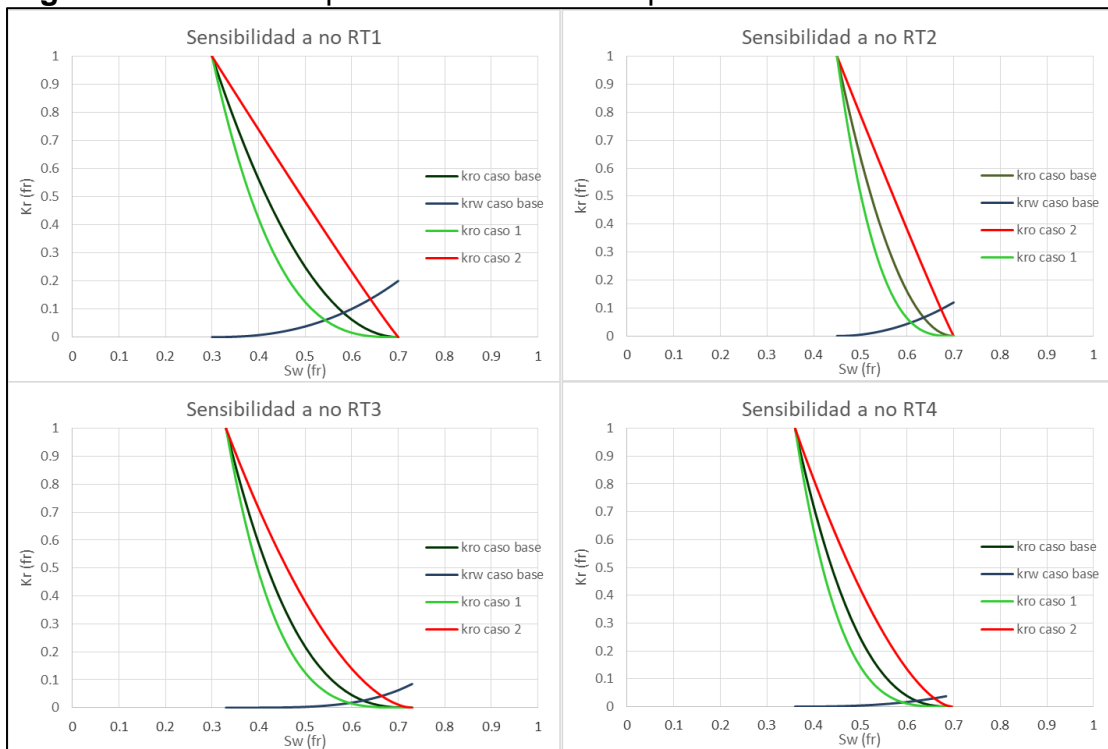
En la **Figura 73** se observan las curvas de permeabilidad relativa agua-aceite simuladas para los cuatro tipos de roca en los casos base, uno y dos.

Figura 72. Efecto de la modificación de $K_{rw}@Sor$



Fuente: elaboración propia.

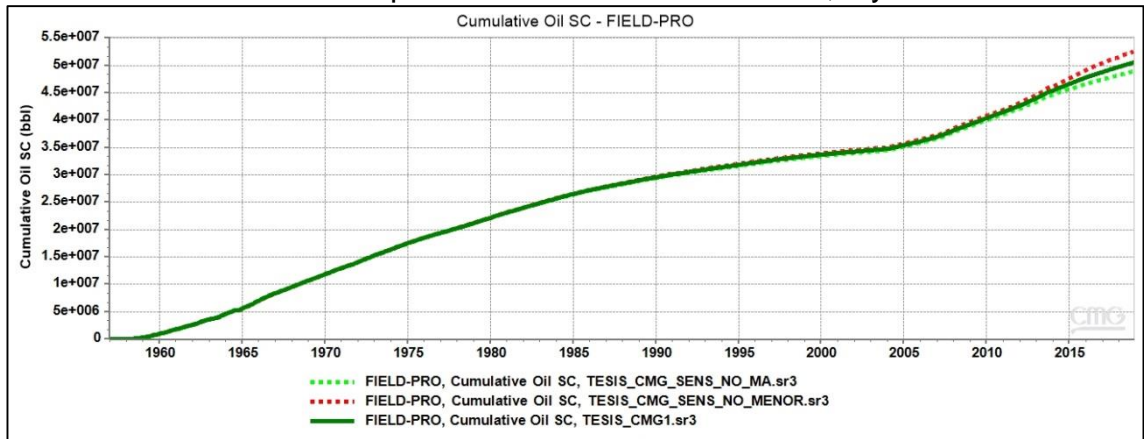
Figura 73. Curvas de permeabilidad relativa para análisis de sensibilidad a no



Fuente: elaboración propia.

En la **Gráfica 10** se observa la gráfica de producción petróleo acumulado para los casos base, uno y dos donde se puede evidenciar que aumentar en uno el coeficiente de Corey para la curva de permeabilidad relativa al petróleo (no) disminuye el valor de petróleo acumulado para un determinado tiempo, esto puede explicarse ya que para un mismo estado de saturación, la permeabilidad relativa al petróleo será menor, lo que indica mayor dificultad de dicho fluido para fluir.

Gráfica 10. Producción de petróleo acumulado caso base, 1 y 2



Fuente: elaboración propia.

Mientras que disminuir en uno el valor de no, se refleja en un aumento de la producción acumulada de petróleo. Esto puede explicarse ya que para un mismo estado de saturación, la permeabilidad relativa al petróleo será mayor, lo que indica menor dificultad de dicho fluido para fluir. La magnitud del efecto estas modificaciones se pueden evidenciar en el cálculo de error mostrado en la **Tabla 68**.

Tabla 68. Error en la producción mensual de petróleo para los casos 1y 2 con respecto al caso base

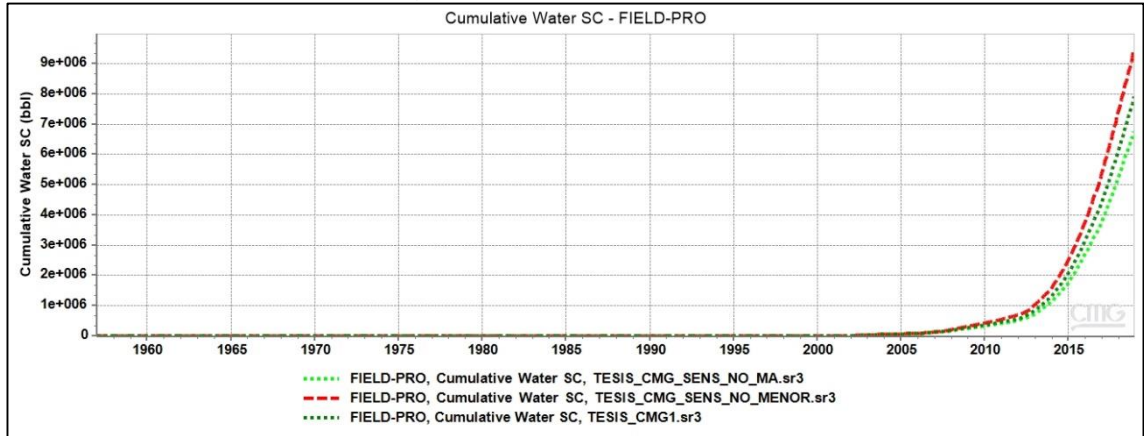
	CASO 1 (no mayor)	CASO 2 (no menor)
Sumatoria de error relativo cuadrático a la producción de petróleo mensual	2.2	3.8

Fuente: elaboración propia.

Este comportamiento puede ser explicado de manera análoga a como se hizo anteriormente con el efecto de la modificación de nw sobre la producción de agua.

En la **Gráfica 11** se muestra la gráfica de producción acumulada de agua para los casos base, uno y dos. Se puede evidenciar que aumentar en uno el coeficiente de Corey para la curva de permeabilidad relativa al petróleo (no) disminuye el valor de producción de agua acumulada para un determinado tiempo. Mientras que disminuir en uno no, se refleja en un aumento de la producción acumulada de agua.

Gráfica 11. Producción de agua acumulada caso base, 1 y 2



Fuente: elaboración propia.

La magnitud del efecto estas modificaciones se pueden evidenciar en el cálculo de error mostrado en la **Tabla 69**.

Tabla 69. Error en la producción mensual de agua para los casos 1y 2 con respecto al caso base

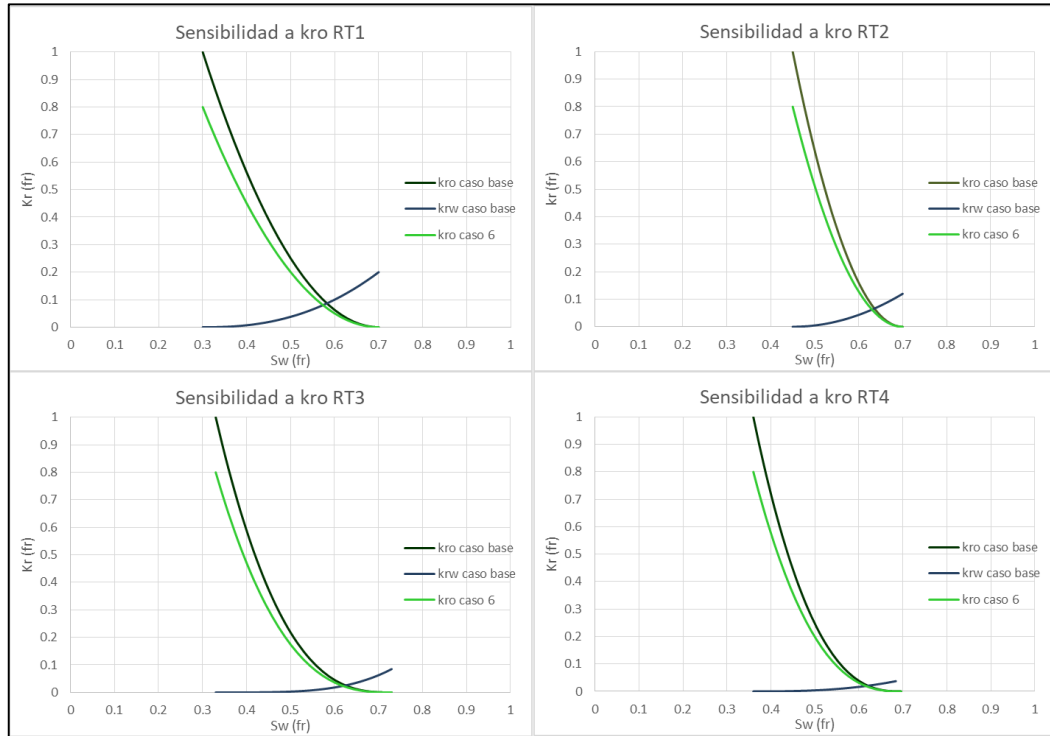
	Caso 1 (no mayor)	Caso 2 (no menor)
Sumatoria de error relativo cuadrático a la producción de agua mensual	174.5	20201.6

Fuente: elaboración propia.

6.3.2.2 Sensibilidad a kro. Corresponde al caso 6 de la **Tabla 63**. Se evalúa el efecto de disminuir el valor de permeabilidad relativa al petróleo a la saturación de agua crítica ($k_{ro}@Sw_{crit}$) a un valor de 0.8 manteniendo los otros parámetros de la curva en valores de caso base. Este valor fue es considerado como un valor típico cuando la permeabilidad base con la que está poblada la grilla es una absoluta y las permeabilidades relativas en laboratorio fueron determinadas con una permeabilidad absoluta como permeabilidad base. En la **Figura 74** se observan las curvas de permeabilidad relativa simuladas de los cuatro tipos de roca.

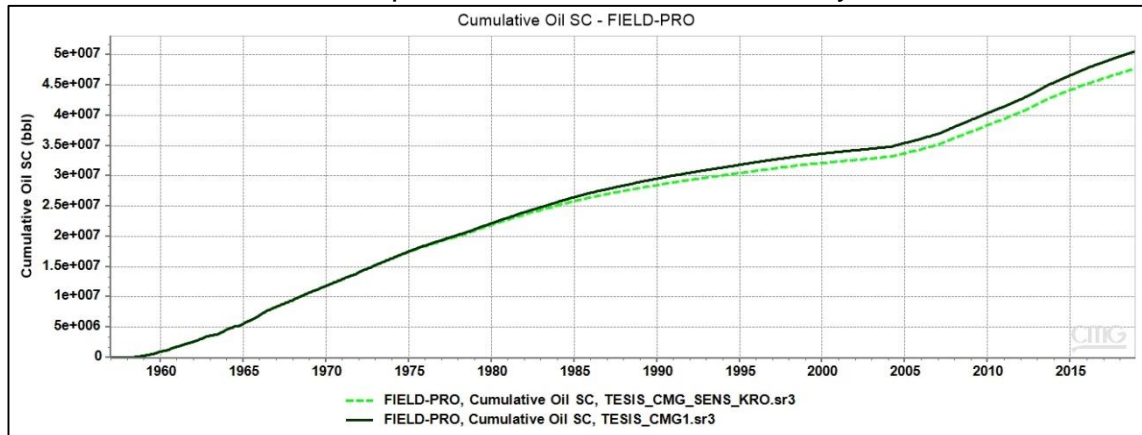
En la **Gráfica 12** se observa la gráfica de producción petróleo acumulado para los casos base y seis en la cual se puede evidenciar que disminuir el valor del end-point de $k_{rw}@Sor$ disminuye el valor de petróleo acumulado para un determinado tiempo. La magnitud del efecto estas modificaciones se pueden evidenciar en el cálculo de error mostrado en la **Tabla 70**.

Figura 74. Curvas de permeabilidad relativa agua-aceite para análisis de sensibilidad a kro



Fuente: elaboración propia.

Gráfica 12. Producción de petróleo acumulado caso base y 6



Fuente: elaboración propia.

Tabla 70. Error en la producción mensual de petróleo para el caso 6 con respecto al caso base.

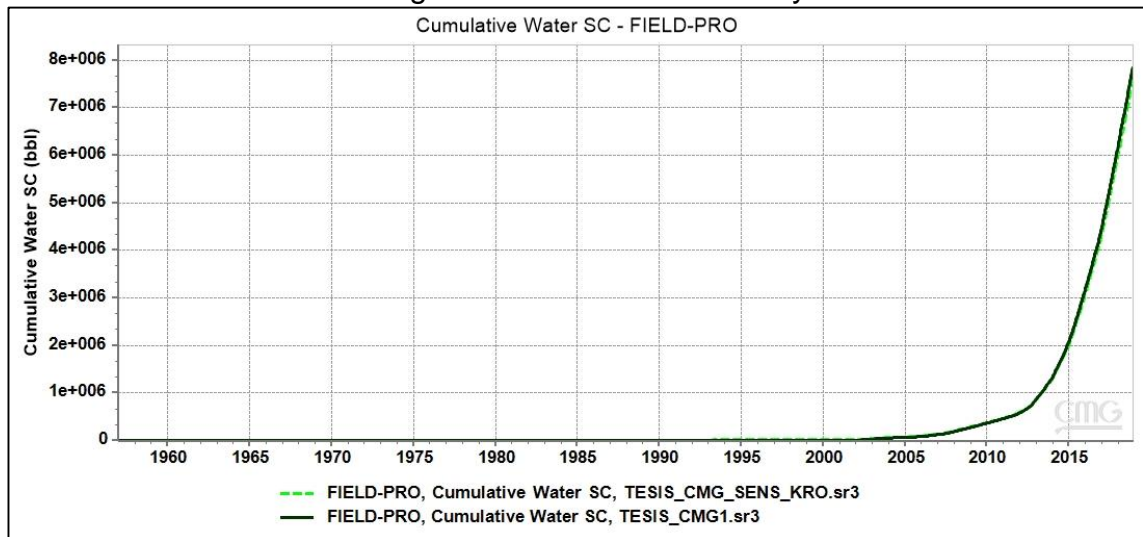
	Caso 1 (no mayor)
Sumatoria de error relativo cuadrático a la producción de petróleo mensual	4.8

Fuente: elaboración propia.

Este comportamiento puede ser explicado de manera análoga a como se hizo anteriormente con el efecto de la modificación de $krw@Sor$ sobre la producción de agua.

En la **Gráfica 13** se observa la gráfica de producción de agua acumulada para los casos base y seis. No se observan el efecto de la variación del parámetro sobre la producción acumulada de agua, esto es debido a que los parámetros de la curva de agua no fueron modificados

Gráfica 13. Producción de agua acumulada caso base y 6



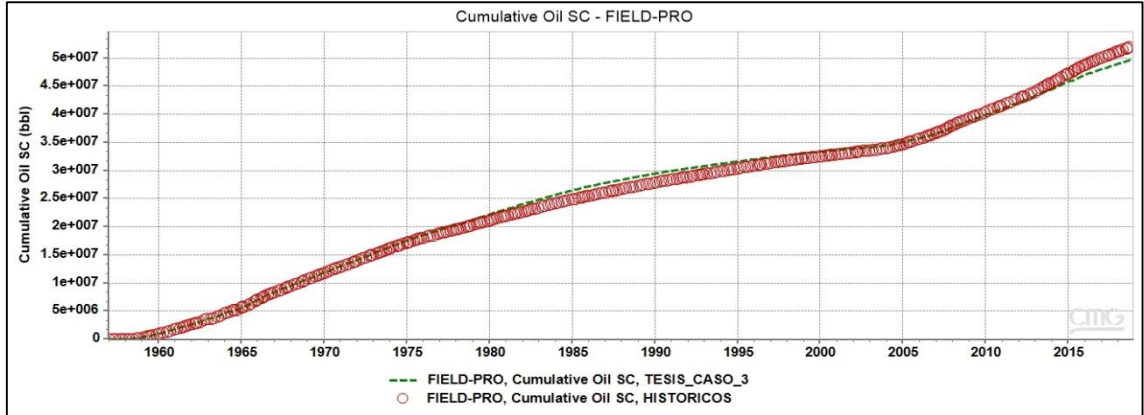
Fuente: elaboración propia.

Teniendo en cuenta el análisis de sensibilidades, se busca proponer modificaciones a las curvas de permeabilidad relativa de laboratorio que generaron el mejor ajuste (caso 3 de la **Tabla 62**) de manera que con estas se logre mejorar este ajuste.

En la **Gráfica 14** y **Gráfica 15** se muestra el ajuste histórico de la producción acumulada de petróleo y agua respectivamente. Se observa que la producción acumulada de petróleo presenta un buen ajuste y por lo tanto los parámetros de la curva de permeabilidad relativa al petróleo no se modificaron. Se observa que la producción acumulada de agua presenta un peor ajuste, razón por la cual se modificaron los parámetros de la curva de permeabilidad relativa al agua en búsqueda de un mejor ajuste.

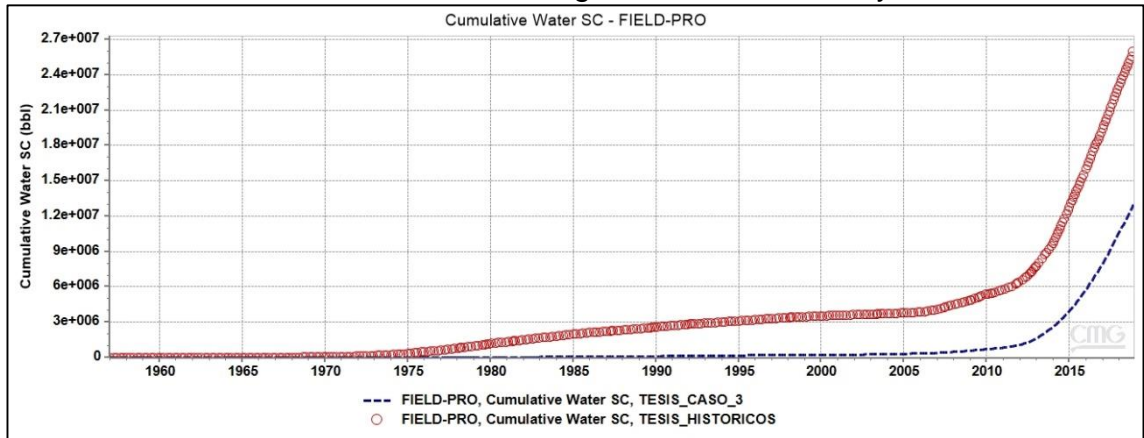
Se modificaron solo las curvas correspondientes a las arenas Cantagallo, es decir, set 3 y set 4 curvas de permeabilidad relativa, de la siguiente forma: Se aumentó el end-point $krw@Sor$ para las dos curvas y se disminuyó en uno el exponente de Corey nw de la curva del set 4. Los valores de los sets de permeabilidad relativa usados en los dos casos se muestran en la **Tabla 71**.

Gráfica 14. Producción acumulada de petróleo, datos históricos y caso 3



Fuente: elaboración propia.

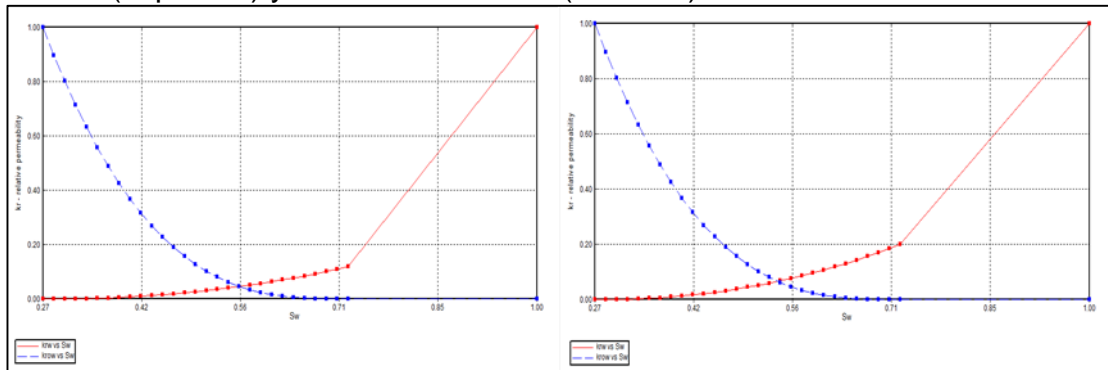
Gráfica 15. Producción acumulada de agua, datos históricos y caso 3



Fuente: elaboración propia.

En la **Figura 75** y **Figura 76** se muestran las curvas usadas en el caso 3 y con las modificaciones

Figura 75. Curvas de permeabilidad relativa agua-aceite para el set 3 en el caso 3 (izquierda) y caso 3 modificado (derecha).



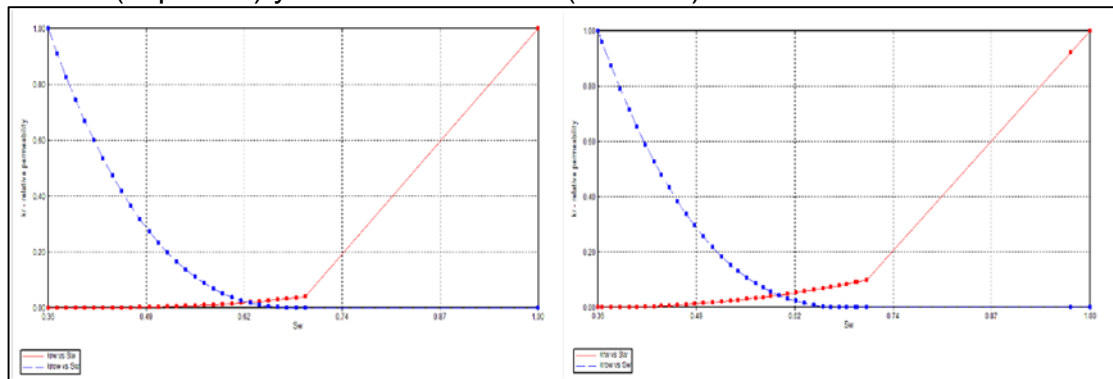
Fuente: Autores, 2019.

Tabla 71. Modificaciones a las curvas del caso 3

Curva	Parametro	Caso 3	Caso 3 Modificado
RT3	Kro	1	1
	Krw	0.12	0.2
	no	2	2
	nw	2.95	2.95
	Sw	0.27	0.27
	Sor	0.278	0.278
RT4	Kro	1	1
	Krw	0.0413	0.1
	no	2.6	2
	nw	2.7	2.7
	Sw	0.36	0.36
	Sor	0.3	0.3

Fuente: elaboración propia.

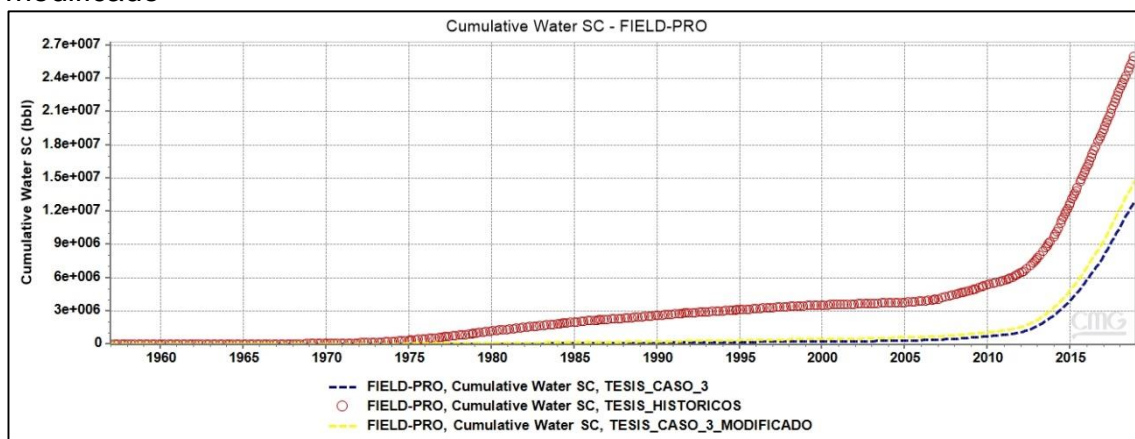
Figura 76. Curvas de permeabilidad relativa agua-aceite para el set 4 en el caso 3 (izquierda) y caso 3 modificado (derecha).



Fuente: elaboración propia.

Se procedió a realizar la simulación, la cual arrojó los resultados observados en la **Gráfica 16**, en la cual se pudo concluir que las modificaciones tuvieron el efecto esperado de mejorar el ajuste de la producción acumulada de agua. Además, en la **Tabla 72** se muestra el error calculado para el Caso 3 y el Caso 3 modificado.

Gráfica 16. Producción acumulada de agua datos históricos, caso 3 y caso 3 modificado



Fuente: elaboración propia.

Tabla 72. Error en la producción mensual de fluidos para los casos 3 y 3 modificado, con respecto a los datos históricos.

	Caso 3	Caso 3 Con Modificaciones
Sumatoria de error relativo cuadrático en la producción mensual de petróleo	16.2	18.9
Sumatoria de error relativo cuadrático a la producción mensual de Agua	539	456.9
Sumatoria de error relativo cuadrático a la producción mensual de liquido	32.7	30.5

Fuente: elaboración propia.

Los resultados de la tabla muestran que se logró mejorar el ajuste a los datos históricos de producción de agua con las modificaciones propuestas, las cuales se hicieron teniendo en cuenta el análisis de sensibilidades realizado anteriormente. Se observa que el ajuste a la producción de fluidos mejoró sin importar que los datos de producción de petróleo se desajustaran en una menor proporción.

7. CONCLUSIONES

- Para tener pruebas de permeabilidades relativas representativas, estas deben correrse bajo las siguientes condiciones:
 - Muestras de roca nativas frescas o muestras de roca con restauración de mojabilidad.
 - Utilizar fluidos representativos de yacimiento, tanto agua como crudo.
 - Realizar las pruebas a condiciones de yacimientos, es decir a presión y temperatura y caudales de yacimientos.
- La metodología propuesta para seleccionar curvas de permeabilidad relativa representativas de yacimiento mostró ser una herramienta muy útil para hacer control de calidad a la información proveniente de laboratorio, donde no se incluye una validación de los resultados.
- Los criterios definidos para validar las pruebas de permeabilidad relativa provenientes de laboratorio son: escala de permeabilidades, saturación de agua irreducible, mojabilidad de la muestra y valores de permeabilidad efectiva al agua final con respecto a la permeabilidad efectiva inicial al aceite, todo interpretado en un contexto de información petrológica y/o mineralógica.
- De las pruebas de permeabilidad relativa analizadas se encontraron los siguientes resultados: para el Campo Yariguí–Cantagallo cinco curvas representativas de un total de 31, para el Campo Casabe ocho curvas representativas de un total de 12 y para el Campo La Cira Infantas siete curvas representativas de un total de 14.
- Se definieron consideraciones a tener en cuenta al momento de cargar datos de permeabilidad relativa agua–aceite en el simulador de yacimientos, estas son: disponibilidad de curvas de permeabilidad relativa, distribución de datos de permeabilidad relativa en el modelo, condiciones iniciales de saturación de agua, escalamiento de las curvas y el valor de $K_{ro}@S_{wcrit}$ y $k_{rw}@S_{or}$.
- Se definió el efecto cualitativo de la modificación de los end-points de la curva de permeabilidad relativa agua-aceite sobre el pronóstico de producción de agua y petróleo.
- Las curvas de permeabilidad relativa provenientes de pruebas en núcleos describen el comportamiento del flujo de fluidos a escala microscópica bajo condiciones de laboratorio; por lo tanto, estos datos se usan como una primera aproximación al comportamiento del flujo de fluidos a escala mayor y pueden ser modificados en la simulación en búsqueda de un mejor ajuste, respetando siempre el significado físico de los end-points de las curvas de permeabilidad.

8. RECOMENDACIONES

- Construir una base de datos con información de pruebas en núcleos para los campos de Ecopetrol S.A., esto facilitará la búsqueda de información para futuros estudios.
- Aplicar la metodología propuesta de selección de curvas representativas a las Arenas estudiadas en otros Campos de la Cuenca Valle Medio del Magdalena para intentar caracterizar el comportamiento del flujo de fluidos a una escala mayor.
- Programar en un software la metodología de validación de pruebas de laboratorio según los criterios establecidos, con el fin de facilitar y agilizar este proceso.
- La selección de los puntos del intervalo corazonado donde se tomarán las muestras para pruebas de permeabilidad relativa deben ser seleccionados por un equipo multidisciplinario conformado por: geólogo, petrofísico, ingeniero de yacimientos e ingeniero de simulación.
- Se recomienda definir tipos de roca antes de realizar las pruebas de laboratorio, de manera que estas puedan llevarse a cabo sobre muestras de los diferentes tipos de roca presentes.
- Realizar las pruebas de permeabilidad relativa en laboratorio con muestras en estado nativo, asegurando la preservación del núcleo y la realización de la prueba en el menor tiempo posible luego de la toma del mismo, para así mantener la integridad y las condiciones originales de yacimiento. Además, que las muestras sean lo más homogéneas posible, lo cual puede asegurarse con una tomografía computarizada.
- Usar las mismas muestras en la determinación de todas las propiedades petrofísicas necesarias para la validación de permeabilidades relativas de laboratorio propuesta. En caso que no sea posible, se recomienda que las diferentes pruebas sean realizadas sobre un plug gemelo que tenga condiciones petrofísicas similares.
- Realizar pruebas de histéresis a nivel experimental sobre núcleos, ya que se ha evidenciado que por lo general no suelen realizarse y es de gran ayuda contar con dicha información para modelar procesos secundarios.

BIBLIOGRAFÍA

AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook. 4th ed. ed. Burlington: Gulf Professional Publishing, 2010. 9781856178037

AMAYA, Mauro. Et al. Casabe: Revitalización de un campo maduro. Bogotá. 2010. [En línea]. Disponible en: https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/sp_anish10/sum10/01_casabe.pdf.

American Petroleum Institute. Recommended Practices for Core Analysis. Second ed. 1998.

ANH. Middle Magdalena Valley. 2006. [En línea]. Disponible: [http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/VMM%20\(PDF\).pdf](http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/VMM%20(PDF).pdf)

ANH. Producción fiscalizada crudo 2018. Bogotá. 2018. [En línea]. Disponible en: <http://www.anh.gov.co/Operaciones-Regalias-y-Participaciones/Sistema-Integrado-de-Operaciones/Paginas/Estadisticas-de-Produccion.aspx>

BARRERO et al. Colombian Sedimentary Basins. ANH. Colombia. 2007. p. 80.

BATYCKY, J. P., et al. Interpreting Relative Permeability and Wettability From Unsteady-State Displacement Measurements. En: Society of Petroleum Engineers Journal. Jun. vol. 21, no. 3

CASADIEGO, Efrain. Estudio de la continuidad lateral y vertical de las arenas de la formación mugrosa en el Campo Casabe y Llanito, Valle Medio del Magdalena. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. 2008.

CRAIG, Forrest F. The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding. 3. print. ed. New York u.a: Soc. of Petroleum Engineers of AIME, 1980.

DE PORTA, Jaime. Léxico Estratigráfico de Colombia. Paris. Centre National de la Recherche Scientifique. 1974.

ECOPETROL S.A. Evaluación integrada de yacimientos del Campo La Cira Infantas. 1999.

ECOPETROL S.A. Revisión modelo geológico del Campo Yariguí – Cantagallo. 2000.

HIRASAKI, G. Sensitivity Coefficients for History Matching Oil Displacement Processes. Trans AIME. 1973.

HONARPOUR, M. M.; KOEDERITZ, F. y HERBERT, A. Relative Permeability of Petroleum Reservoirs. United States: 1986.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN Compendio de normas para trabajos escritos. NTC-1486-6166. Bogotá D.C.: El instituto, 2018. ISBN 9789588585673 153p.

JULIVERT, Manuel. Léxico Estratigráfico. Francia. Centre National de la Recherche Scientifique. 1968.

MAHMOOD, S. M. y HONARPOUR, M. Relative-Permeability Measurements: An Overview. En: Journal of Petroleum Technology. Aug. vol. 40, no. 8, p. 963-966

MOHAMAD IBRAHIM, M. N.; KOEDERITZ, L.F. Two-Phase Relative Permeability Prediction Using a Linear Regression model. SPE 65631. 2000.

SCHLUMBERGER. Oilfield review. Primavera de 2010; Vol 2. p 5

SOTO C. P.; GOMEZ V., et al. "Factibilidad técnica de la inyección de agua en el bloque V del Campo Yariguí-Cantagallo, Evaluación del potencial secundario, Informe preliminar", ECOPETROL – ICP, diciembre de 2004.

TIAB, Djebbar y DONALDSON, Erle C. Petrophysics. 2. ed. Gulf Professional Publ., Elsevier, 2004. 9780750677110

TODD, Adrian y SOMEVILLE, Jim. Reservoir Engineering, 2016.

WILSON, J. W. Determination of relative permeability under simulated reservoir conditions. En: AIChE Journal. Mar. vol. 2, no. 1.