

CÁLCULO DE PETRÓLEO ORIGINAL EN SITIO Y EVALUACIÓN DE RESERVAS
PARA EL ÁREA DE ESTUDIO MARACUY UBICADO EN LA CUENCA VALLE
MEDIO DEL MAGDALENA.

JULIETTE BERNELLY CASTRO DELGADO
GUSTAVO ADOLFO GÓMEZ BOHÓRQUEZ

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D. C.
2016

CÁLCULO DE PETRÓLEO ORIGINAL EN SITIO Y EVALUACIÓN DE RESERVAS
PARA EL ÁREA DE ESTUDIO MARACUY UBICADO EN LA CUENCA VALLE
MEDIO DEL MAGDALENA.

JULIETTE BERNELLY CASTRO DELGADO
GUSTAVO ADOLFO GÓMEZ BOHÓRQUEZ

Proyecto Integral de Grado para optar al título de:
INGENIERO DE PETRÓLEOS

Director
JOSÉ FRANCISCO PEÑALOZA GONZÁLEZ
Ingeniero de Petróleos

Codirector
JORGE LUIS RAMOS RAMOS
Ingeniero de Petróleos

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D. C.
2016

Nota de Aceptación

Ing. Carlos Alberto Espinosa

Ing. Fredy Cárdenas

Ing. Adriángela Romero

Bogotá D.C, Agosto 2016

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la universidad y rector del claustro

Dr. JAIME POSADA DÍAZ

Vicerrector de desarrollo y recursos humanos

Dr. LUÍS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrectora académica y de posgrados

Dra. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS

Secretario general

DR. JUAN CARLOS POSADA GARCÍA-PEÑA

Decano general de facultad de ingenierías

Ing. JULIO CÉSAR FUENTES ARISMENDI

Director (E) programa de ingeniería petróleos

Dr. EDGAR DAVID CEDEÑO LIGARRETO

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.

Le agradezco a Dios por darme la fuerza y permitirme terminar este proyecto, a mis padres Miryam Delgado y James Castro y mi hermano Jamesitos que con su apoyo siempre me han colaborado y ayudado a conseguir mis logros, son la pieza más importante en mi vida. A todas las personas que me apoyaron en especial a Daniel Hernández. Me siento inmensamente agradecida con el Ing. José Peñaloza quien me colaboro para concluir con este proyecto y con el Ing. Jorge Ramos quien fue mi tutor y quien me ayudo transmitiéndome el conocimiento para poder llevar a cabo este proyecto, igualmente le agradezco a la Ing. Nelly quien me ha brindado su amistad y su conocimiento para crecer profesionalmente y como persona. Gracias a los orientadores y directrices de la universidad por su tiempo y colaboración.

JULIETTE BERNELLY CASTRO DELGADO

Este trabajo está dedicado a Dios, a mi padre Adolfo y mi madre Cielo, mi ñeñi erikka y a todas las personas que a lo largo de mi formación universitaria estuvieron allí apoyándome y siempre motivando mi crecimiento personal y profesional. Así como dice mi padre “el entrenamiento debe ser tan fuerte que la guerra sea un descanso”

GUSTAVO ADOLFO GÓMEZ BOHÓRQUEZ

AGRADECIMIENTOS

Los autores del presente trabajo de grado expresan su profundo agradecimiento a:

Nuestros familiares y las personas que intervinieron este proceso y etapa culminan, quienes nos ayudaron brindándonos su apoyo.

A los ingenieros José Peñaloza y Jorge Ramos por ayudarnos a concluir este proyecto compartiéndonos sus conocimientos y por el tiempo brindado, han sido mentores devotos y sin su colaboración este proyecto no se habría desarrollado.

Al Ingeniero Julio Palencia quien nos brindó su apoyo y colaboración en el desarrollo del proyecto.

A la Ingeniera Nelly Piragauta quien al no tener compromiso con el proyecto nos ayudó con su amplio conocimiento profesional y dedico su tiempo para llevar acabo el presente proyecto.

A la empresa Vetra quien nos dio la oportunidad de realizar este proyecto con la colaboración de su personal y ayudarnos a culminar la etapa universitaria dándonos el tema de trabajo de grado.

Al profesor Carlos Espinoza quien nos colaboró en este proceso, nos dio las mejores pautas y consejos para poder culminar el trabajo de grado.

Nuestros amigos quienes con su colaboración directa o indirectamente nos ayudaron a cumplir éste logro.

Finalmente a Dios, quien nos dio la oportunidad de elegir esta carrera universitaria, quien siempre nos ha ayudado y guiado para crecer como personas y nos dirige por el camino adecuado para encontrar la felicidad.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	30
OBJETIVOS	31
1. GENERALIDADES DEL ÁREA DE ESTUDIO MARACUY	32
1.1 HISTORIA DEL ÁREA DE ESTUDIO MARACUY	32
1.2 LOCALIZACIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO MARACUY	33
1.3 MARCO GEOLÓGICO	35
1.3.1 Columna estratigráfica	35
1.3.2 Estratigrafía	37
1.3.3 Geología estructural	41
1.3.4 Geología del petróleo	42
1.3.4.1 Roca Generadora	42
1.3.4.2 Roca Reservorio	42
1.3.4.3 Migración	43
1.3.4.4 Roca sello	43
1.3.4.5 Trampa	43
1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO	43
1.4.1 Método de producción	43
1.4.2 Tiempo de producción	44
1.4.3 Número de pozos	44
1.4.4 Gráfica de producción acumulada	44
2. GENERALIDADES PETROFÍSICAS Y TIPOS DE REGISTROS ELÉCTRICOS	46
2.1 PROPIEDADES PETROFÍSICAS	46
2.1.1 Porosidad	46
2.1.2 Permeabilidad	47
2.1.3 Saturación	50
2.1.4 Resistividad	51
2.2 REGISTROS	52
2.2.1 Litológicos	52

2.2.2	Resistivos	55
2.2.3	Porosidad	57
3.	PROPIEDADES PETROFÍSICAS Y MAPAS DE ISOPROPIEDADES DEL ÁREA DE ESTUDIO MARACUY	61
3.1	SELECCIÓN Y VALIDACIÓN DE LA INFORMACIÓN	61
3.1.1	Recopilación registros eléctricos	61
3.1.2	Recopilación de información petrofísica	69
3.2	CREACIÓN DE MAPAS PARA EL ÁREA DE ESTUDIO MARACUY	74
3.2.1	Mapas de Isoporosidad	77
3.2.2	Mapas de Isosaturación	79
3.2.3	Mapa Isopacos	81
4.	GENERALIDADES DE LAS PROPIEDADES P.V.T DE LOS FLUIDOS	86
4.1	PROPIEDADES P.V.T.	86
4.1.1	Presión del punto de burbuja (Pb)	86
4.1.2	Relación de gas en solución - petróleo (Rs)	88
4.1.3	Factor Volumétrico del petróleo (Bo)	89
4.1.4	Viscosidad del petróleo (μ_o)	90
4.1.5	Factor de compresibilidad del gas (z)	93
4.1.6	Viscosidad del gas (μ_g)	93
4.1.7	Factor volumétrico del gas (Bg)	95
4.1.8	Compresibilidad del agua (Cw)	95
5.	CREACIÓN DEL MODELO DE FLUIDOS PARA LOS COMPARTIMIENTOS DEL ÁREA DE ESTUDIO MARACUY	97
5.1	RECOPIACIÓN DE LA INFORMACIÓN	97
5.2	RESULTADOS ANÁLISIS DE FLUIDOS	97
6.	CÁLCULO DE PETRÓLEO ORIGINAL EN SITIO Y DE RESERVAS	108
6.1	MÉTODO VOLUMÉTRICO	108
6.2	BALANCE DE MATERIALES	111
6.2.1	Tren de presiones	112
6.2.2	Balance de Materiales Método de Havlena & Odeh	115

6.2.3	Análisis Balance de Materiales	119
6.3	MÉTODO DE MONTECARLO	124
6.4	CURVAS DE DECLINACIÓN	133
6.4.1	Curvas de Declinación MC-1	134
6.4.2	Curvas de Declinación MC-2	141
6.4.3	Curvas de Declinación MC-3	145
6.4.4	Curvas de Declinación MC-4	148
7.	EVALUACIÓN FINANCIERA	153
8.	CONCLUSIONES	166
9.	RECOMENDACIONES	168
	BIBLIOGRAFÍA	169
	ANEXOS	171

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Mapa Ubicación del Bloque VMM-2	34
Figura 2. Columna Estratigráfica Generalizada de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.	36
Figura 3. Corte estructural de Oeste a Este del Área de Estudio Maracuy	42
Figura 4. Esquema sistema poral	48
Figura 5. Esquema Ley de Darcy	48
Figura 6. Registro Gamma Ray	53
Figura 7. Registro de Potencial Espontáneo	55
Figura 8. Registro de conductividad	56
Figura 9. Registro Sónico	58
Figura 10. Registro de Densidad y Neutrón	59
Figura 11. Registros Eléctricos corridos en el Pozo MC-1	62
Figura 12. Registros Eléctricos corridos en el Pozo MC-2	63
Figura 13. Registros Eléctricos corridos en el Pozo MC-3	65
Figura 14. Registros Eléctricos Resistivos corridos en el Pozo MC-4	67
Figura 15. Registros Eléctricos de densidad corridos en el Pozo MC-4	68
Figura 16. Interpretación petrofísica del Pozo MC-1	69
Figura 17. Interpretación petrofísica del Pozo MC-2	71
Figura 18. Interpretación petrofísica del Pozo MC-3	72
Figura 19. Interpretación petrofísica del Pozo MC-4	73
Figura 20. Superficie estructural tope de la Formación Lisama	75
Figura 21. Superficie estructural base de la Formación Lisama	76
Figura 22. Mapa 1 (uno) de isoporosidad realizado para el Área de Estudio Maracuy	78
Figura 23. Datos estadísticos del mapa 1 (uno) de isoporosidad	78
Figura 24. Histograma del mapa 1 (uno) de isoporosidad	78
Figura 25. Mapa 1 (uno) de isosaturación de agua realizado para el Área de Estudio Maracuy	80
Figura 26. Datos estadísticos del mapa 1 (uno) de isosaturación	80
Figura 27. Histograma del mapa 1 (uno) de isosaturación	80
Figura 28. Mapa isópaco de espesor bruto, para el Área de Estudio Maracuy	82
Figura 29. Datos estadísticos del mapa de espesor	82
Figura 30. Histograma del mapa de espesor	82
Figura 31. Mapa isópaco de arena neta	84
Figura 32. Mapa isópaco Net to Gross	85
Figura 33. Datos estadísticos del mapa Net To Gross	85
Figura 34. Histograma del mapa Net To Gross	85
Figura 35. Rango de datos para implementar la correlación de Vásquez, M.E y Beggs, H.D	87

Figura 36. Valores de las constantes C_1 , C_2 y C_3 para la correlación de Pb y Rs	88
Figura 37. Valores de las constantes C_1 , C_2 y C_3 para la correlación de Bo	90
Figura 38. Rango de datos para implementar la correlación de Beggs, H.D. y Robinson, J.R	92
Figura 39. Rango de datos para implementar la correlación de Beal, C	92
Figura 40. Resultados del PVT en laboratorio	97
Figura 41. Resultados de la viscosidad en el laboratorio	98
Figura 42. Área para cada compartimiento	109
Figura 43. Áreas 1P, 2P y 3P	110
Figura 48. Distribución PHIE y datos estadísticos	125
Figura 49. Distribución Swirr y datos estadísticos	125
Figura 50. Distribución espesor bruto y datos estadísticos	126
Figura 51. Distribución espesor neto productivo (Net To Gross) y datos estadísticos	127
Figura 52. Datos de entrada y petróleo original en sitio, área 1P	128
Figura 53. Resultados del cálculo de petróleo original en sitio área 3P, método de Monte Carlo	128
Figura 54. Distribución petróleo original en sitio (OOIP), Área 3P	129
Figura 55. Datos de entrada y petróleo original en sitio, área 2P	130
Figura 56. Resultados del cálculo de Petróleo Original En Sitio área 2P, método de Montecarlo.	130
Figura 57. Distribución petróleo original en sitio (OOIP), Área 2P	131
Figura 58. Datos de entrada y petróleo original en sitio, área 3P	131
Figura 59. Resultados del cálculo de Petróleo Original En Sitio área 1P, método de Montecarlo	132
Figura 60. Distribución petróleo original en sitio (OOIP), Área 3P	132
Figura 61. Resultados petróleo original en sitio para cada área y percentil	133
Figura 62. Parámetros de selección para la liquidación de Regalías	154
Figura 63. OPEX Área de Estudio Maracuy 2016	157

LISTA DE GRÁFICAS

	pág.
Gráfica 1. Producción Acumulada del Área de Estudio Maracuy	45
Gráfica 2. Relación gas-petróleo	100
Gráfica 3. Factor volumétrico petróleo	100
Gráfica 4. Factor volumétrico del gas	100
Gráfica 5. Viscosidad del petróleo	100
Gráfica 6. Viscosidad del gas	100
Gráfica 7. Relación gas-petróleo	102
Gráfica 8. Factor volumétrico petróleo	102
Gráfica 9. Viscosidad del petróleo	102
Gráfica 10. Viscosidad en función de la temperatura	106
Gráfica 11. Relación gas-petróleo	106
Gráfica 12. Factor volumétrico petróleo	106
Gráfica 13. Viscosidad del petróleo	107
Gráfica 14. Tren de presiones Lisama Inferior Pozo MC-1	113
Gráfica 15. Tren de presiones Lisama Superior Pozo MC-1	114
Gráfica 16. Tren de presiones Lisama Pozo MC-3	115
Gráfica 17. F vs $E_o + E_g + E_{fw}$ para MC-1 Inferior	120
Gráfica 18. $F/E_o + E_g + E_{fw}$ Vs N_p para MC-1 Inferior	120
Gráfica 19. F vs $E_o + E_g + E_{fw}$ para MC-1 Superior	121
Gráfica 20. $F/E_o + E_g + E_{fw}$ Vs N_p para MC-1 Inferior	122
Gráfica 21. F vs $E_o + E_g + E_{fw}$ para MC-3	123
Gráfica 22. $F/E_o + E_g + E_{fw}$ Vs N_p para MC-3 Inferior	123
Gráfica 23. Periodos de Flujo Q_o para MC-1	134
Gráfica 24. Comportamiento de la producción para MC-1 periodo de flujo 3	135
Gráfica 25. Proyección de producción de aceite para MC-1 por Declinación Exponencial	136
Gráfica 26. Proyección de producción de aceite para MC-1 por Declinación Shirman	140
Gráfica 27. Comparativa Curvas de declinación MC-1	141
Gráfica 28. Periodos de Flujo para MC-2	141
Gráfica 29. Proyección de producción de aceite para MC-2 por Declinación Exponencial	143
Gráfica 30. Proyección de producción de aceite para MC-2 por Declinación Shirman	144
Gráfica 31. Comparativa Curvas de Declinación para MC-2	144
Gráfica 32. Periodos de Flujo para MC-3	145
Gráfica 33. Proyección de producción de aceite para MC-3 por Declinación Exponencial	147
Gráfica 34. Proyección de producción para MC-3 por Declinación Shirman	148

Gráfica 35. Comparativa Curvas de Declinación MC-3	148
Gráfica 36. Periodos de Flujo de aceite para MC-4	149
Gráfica 37. Proyección de producción para MC-4 por Declinación Exponencial	151
Gráfica 38. Proyección de producción para MC-3 por Declinación Shirman	152
Gráfica 39. Comparativa Curvas de Declinación MC-4	152
Gráfica 40. Ingresos proyectados para el Área de Estudio Maracuy	156
Gráfica 41. Proyección OPEX correspondiente al Área de Estudio Maracuy.	158
Gráfica 42. Costos Variables Área de Estudio Maracuy.	158
Gráfica 43. Egresos proyectados para el Área de Estudio Maracuy	159
Gráfica 44. Flujo de caja Neto para la declinación Exponencial	160
Gráfica 45. Flujo de caja Neto para la declinación Hiperbólica	161
Gráfica 46. Flujo de caja Neto para la declinación Armónica	162
Gráfica 47. Flujo de caja Neto para la declinación Lin & Rowland	163
Gráfica 48. Flujo de caja Neto para la declinación Shirman	164
Gráfica 49. Comparativa de Valor Presente Neto por cada Método, para el Área de Estudio Maracuy	165

LISTA DE CUADROS

	pág.
Cuadro 1. Resumen de la perforación para cada pozo.	32
Cuadro 2. Resultados de la interpretación petrofísica para el Pozo MC-1	71
Cuadro 3. Resultados de la interpretación petrofísica para el Pozo MC-2	72
Cuadro 4. Resultados de la interpretación petrofísica para el Pozo MC-3	73
Cuadro 5. Resultados de la interpretación petrofísica para el Pozo MC-4	74
Cuadro 6. Datos necesarios para creación de los mapas	74
Cuadro 7 . Propiedades principales para seleccionar las correlaciones	86
Cuadro 8. Presión y Temperatura de yacimiento del Pozo MC-1	99
Cuadro 9. Temperaturas y Presiones de yacimiento	101
Cuadro 10. Propiedades del fluido y yacimiento	101
Cuadro 11. Densidades en función de la temperatura	104
Cuadro 12. Resultados viscosidad dinámica	105
Cuadro 13. Resultados viscosidad dinámica a la Temperatura de yacimiento	106
Cuadro 14. Parámetros de selección para el método volumétrico por compartimiento	109
Cuadro 15. Volúmenes estimados por Método Volumétrico	110
Cuadro 16. Parámetros de selección para el método volumétrico por extensión de área	111
Cuadro 17. Volúmenes estimados por Método Volumétrico	111
Cuadro 18. Datos de entrada MC-1 Lisama Inferior	112
Cuadro 19. Presiones corregidas a la presión de referencia para MC-1	113
Cuadro 20 . Datos de entrada Pozo MC-3	114
Cuadro 21. Presiones corregidas a la presión de referencia para MC-3	115
Cuadro 22. Datos estadísticos obtenidos de los mapas	124
Cuadro 23. Datos de producción de petróleo para el pozo MC-1 del periodo 3 de flujo	135
Cuadro 24. Valores Exponentes de cada método para MC-2	142
Cuadro 25. Datos de producción segundo periodo de flujo MC-2	142
Cuadro 26. Valores Exponentes de cada método para MC-3	145
Cuadro 27. Datos de producción para el segundo periodo de flujo MC-3	146
Cuadro 28. Valores Exponentes de cada método para MC-4	149
Cuadro 29. Datos de producción tercer periodo flujo MC-4	150
Cuadro 30. CAPEX por pozo para el Área de Estudio Maracuy año 2016	153
Cuadro 31. Precio por barril para los años 2016 al 2024	153
Cuadro 32. Producción correspondiente a declinación Exponencial correspondiente al Área de Estudio Maracuy	154
Cuadro 33. Producción correspondiente a declinación Hiperbólica correspondiente al Área de Estudio Maracuy	155
Cuadro 34. Producción correspondiente a declinación Armónica	

correspondiente al Área de Estudio Maracuy	155
Cuadro 35. Producción correspondiente a declinación Lin & Rowland correspondiente al Área de Estudio Maracuy	155
Cuadro 36. Producción correspondiente a declinación Shirman correspondiente al Área de Estudio Maracuy	156
Cuadro 37. Proyección OPEX para el Área de Estudio Maracuy	157
Cuadro 38. Proyección Costos Variables Área de Estudio Maracuy	158
Cuadro 39. Egresos para el Área de Estudio Maracuy	159
Cuadro 40. Flujo de caja Neto para la declinación Exponencial	159
Cuadro 41. Flujo de caja Neto para la declinación Hiperbólica	161
Cuadro 42. Flujo de caja Neto para la declinación Armónica	162
Cuadro 43. Flujo de caja para Neto la declinación Lin & Rowland	163
Cuadro 44. Flujo de caja Neto para la declinación Shirman	163
Cuadro 45. Resultados Valor Presente Neto final Para el Área de Estudio Maracuy	164

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Porosidad	46
Ecuación 2. Porosidad total	47
Ecuación 3. Ley de Darcy	49
Ecuación 4. Permeabilidad a partir de la Ley de Darcy	49
Ecuación 5. Saturación para cada fluido	50
Ecuación 6. Sumatoria de saturaciones	51
Ecuación 7. Índice de arcilla "I _{GR} "	70
Ecuación 8. Ecuación de Larionov para el cálculo de V _{shale}	70
Ecuación 9. Correlación P _b de Vásquez, M.E y Beggs, H.D	87
Ecuación 10. Correlación R _s de Vásquez, M.E y Bedds, H.D	89
Ecuación 11. Correlación B _o de Vásquez, M.E y Bedds, H.D.	90
Ecuación 12. Densidad a la temperatura de interés	91
Ecuación 13. Correlación μ_o de Beggs, H.D. y Robinson, J.R	91
Ecuación 14. Correlación μ_o de Beal, C	92
Ecuación 15. Método de Brill, J.P. y Beggs, H.D	93
Ecuación 16. Método de Lee, A.L., González, M.H. y Eakin, B.E	94
Ecuación 17. Factor Volumétrico del gas	95
Ecuación 18. Correlación C _w de Dodson, C.R. y Standing, M.B	95
Ecuación 19. Temperatura de yacimiento	98
Ecuación 20. Presión de yacimiento	99
Ecuación 21. Densidad en función de la temperatura	103
Ecuación 22. Viscosidad cinemática	104
Ecuación 23. Unidades de la ecuación de viscosidad cinemática	104
Ecuación 24. Efecto de la temperatura sobre la viscosidad	105
Ecuación 25. Ecuación Método Volumétrico cálculo del petróleo original en sitio	108
Ecuación 26. Ecuación de Balance de Materiales	116
Ecuación 27. Volúmenes Acumulados de fluidos producidos durante una caída de presión	117
Ecuación 28. Expansión del gas en la Capa de Gas	117
Ecuación 29. Expansión del petróleo y del gas originalmente en solución	118
Ecuación 30. Expansión del agua inicial o agua con nata	118
Ecuación 31. Ecuación de Balance de Materiales de forma lineal	119
Ecuación 32. Declinación Exponencial Arps	136
Ecuación 33. Declinación Hiperbólica Arps	137
Ecuación 34. Declinación Armónica Arps	138
Ecuación 35. Modificación de Doung	138
Ecuación 36. Modificación Lin & Rowland	139
Ecuación 37. Modificación Shirman	139
Ecuación 38. Valor Presente Neto a 5 años	160

LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo 1. Mapas, datos estadísticos e histogramas de porosidad efectiva	172
Anexo 2. Mapas, datos estadísticos e histogramas de saturación de agua	179
Anexo 3. P.V.T MARACUY 1	186
Anexo 4. PVT MARACUY 2	187
Anexo 5. PVT MARACUY 3	188
Anexo 6. Datos de entrada balance MC-1 inferior	189
Anexo 7. Datos de entrada balance MC-1 superior	190
Anexo 8. Datos de entrada balance MC-3	191
Anexo 9. Resultados curva de declinación exponencial MC-1 y gráfica declinación exponencial MC-1	192
Anexo 10. Resultados curva de declinación hiperbólica MC-1	193
Anexo 11. Resultados curva de declinación armónica MC-1 y gráfica declinación armónica MC-1	194
Anexo 12. Resultados curva de declinación doung MC-1 y gráfica declinación doung MC-1	196
Anexo 13. Resultados curva de declinación lin & rowland MC-1	199
Anexo 14. Resultados curva de declinación shirman MC-1	200
Anexo 15. Resultados curva de declinación exponencial MC-2 y gráfica declinación exponencial MC-2	201
Anexo 16. Resultados curva de declinación hiperbólica MC-2	202
Anexo 17. Resultados curva de declinación armónica MC-2 y gráfica declinación armónica MC-2	203
Anexo 18. Resultados curva de declinación doung MC-2 y gráfica declinación doung MC-2	204
Anexo 19. Resultados curva de declinación lin & rowland MC-2 y gráfica declinación lin & rowland MC-2	206
Anexo 20. Resultados curva de declinación shirman MC-2	207
Anexo 21. Resultados curva de declinación exponencial MC-3 y gráfica declinación exponencial MC-3	208
Anexo 22. Resultados curva de declinación hiperbólica MC-3	210
Anexo 23. Resultados curva de declinación armónica MC-3 y gráfica declinación armónica MC-3	212
Anexo 24. Resultados curva de declinación doung MC-3 y gráfica declinación doung MC-3	217
Anexo 25. Resultados curva de declinación lin & rowland MC-3 y gráfica declinación lin & rowland MC-3	218
Anexo 26. Resultados curva de declinación shirman MC-3	220
Anexo 27. Resultados curva de declinación exponencial MC-4 y gráfica declinación exponencial MC-4	221

Anexo 28. Resultados curva de declinación hiperbólica MC-4	223
Anexo 29. Resultados curva de declinación armónica MC-4 y gráfica declinación armónica MC-4	225
Anexo 30. Resultados curva de declinación doung MC-4 y gráfica declinación doung MC-4	229
Anexo 31. Resultados curva de declinación lin & rowland MC-4 y gráfica declinación lin & rowland MC-4	231
Anexo 32. Resultados curva de declinación shirman MC-4	233

LISTA DE ABREVIATURAS

%:	Porcentaje
°:	Grados
°F:	Grados Fahrenheit
API:	American Petroleum Institute
Bg:	Factor volumétrico del gas
Bgi:	Factor volumétrico del gas inicial
Bo:	Factor volumétrico del petróleo
Boi:	Factor volumétrico del petróleo inicial
BPD:	Barriles Por Día
BS&W:	Contenido de sedimentos y agua en el petróleo
Ft:	Pies (Unidad de longitud)
MD:	Profundidad Medida
Md:	Milidarcies
Np:	Petróleo Producido Acumulado
OOIP:	Petróleo original en sitio
Psi:	Libras por pulgada cuadrada (Unidad de Presión)
Qo:	Tasa de Petróleo
Qoi:	Tasa de Petróleo inicial
Rp:	Reservas a Producir
Rs:	Relación de solubilidad del gas en petróleo
Rsi:	Relación de solubilidad del gas en petróleo inicial
So:	Saturación de petróleo
Sw:	Saturación de agua

Swirr: Saturación de agua irreducible.

T: Temperatura

TVD: Profundidad Vertical Medida

VPN: Valor Presente Neto

GLOSARIO

ANTICLINAL: pliegue convexo de la corteza terrestre, en el que los estratos, sin romperse, se inclinan. Su núcleo está constituido por las rocas estratigráficamente más antiguas, es decir, donde las unidades situadas en el interior de la curvatura eran, antes de la deformación, las más bajas.

ANTICLINORIO: estructura anticlinal compuesta de escala regional; está constituida por una sucesión de anticlinales y sinclinales que en conjunto dibujan una deformación positiva, de tal manera que las superficies adquiere una forma convexa o de anticlinal.

A.P.I.: Instituto Americano del Petróleo

A.P.I. (GRAVEDAD): método standard de la American Petroleum Institute, usado para medir la densidad del petróleo o de cualquier otro derivado.

ARCILLOLITA: roca sedimentaria clástica de origen detrítico, de textura compacta y formada por partículas del tamaño de la arcilla, su composición es una mezcla de hidróxido de hierro y aluminio, cuyo tamaño es menor a 0.004 mm.

ARENISCAS: roca sedimentaria consolidada, cuya textura es detrítica, sus granos poseen un diámetro entre 0.0625 a 2 mm y se trata de arenas cementadas en una matriz que, aunque puede ser de naturaleza muy variada, es generalmente silíceo además se distingue por contener cuarzo, feldespato y otros fragmentos de minerales.

BOMBEO ELECTRO SUMERGIBLE: es un sistema de levantamiento artificial aplicado para desplazar volúmenes de crudo con una alta eficiencia y economía, en yacimientos potencialmente rentables (o en su defecto con grandes prospectivas) y en pozos profundos, con el objeto de manejar altas tasas de flujo. Se basa en la utilización de bombas centrífugas (de múltiples etapas) de subsuelo ubicadas en el fondo del pozo, estas son accionadas por motores eléctricos.

BUZAMIENTO: ángulo de inclinación de una estructura o capa rocosa con el plano horizontal, medido en ángulo recto con la dirección (rumbo) del filón.

CHERT: roca sedimentaria de la clase conocida como rocas sedimentarias químicas, de textura micro cristalina y criptocristalina, cuyo tamaño de cristales son menores a 0.005 m. Su composición es una mezcla de sílice, coloidal, ópalo, calcedonia, entre otros.

CONCORDANTE: relación geométrica entre dos unidades estratigráficas superpuestas en las que existe paralelismo entre los materiales infra y suprayacentes.

CONGLOMERADO: roca sedimentaria, cuya textura es clástica, el tamaño de las partículas varía entre 2 y 256 mm y su composición son partículas minerales, tales como el cuarzo o fragmentos de rocas sedimentarias, metamórficas o ígneas. La matriz que une a los grandes clastos es una mezcla de arena, barro y cemento química.

CUENCA INTRAMONTAÑOSA: área de la superficie terrestres en la que durante un prolongado periodo de tiempo se han acumulado grandes espesores de sedimentos, que se delimita en sectores ubicados dentro de una cadena montañosa inmediatamente después del plegamiento y en la que se acumulan volúmenes importantes de sedimentos.

DIQUE: intrusión del magma en forma alargada a través de las rocas estratificadas, perpendicular u oblicuamente a éstas. También existen diques que atraviesan las rocas masivas.

DISCORDANCIA ANGULAR: discordancia en la que el buzamiento de los estratos superiores es diferente al de los estratos inferiores. Los estratos superiores se depositaron después de una deformación de los estratos inferiores y posterior erosión.

DISCORDANTE: discontinuidad estratigráfica en la que no hay paralelismo entre los materiales infra y suprayacentes.

ESPESOR: es el grosor de un estrato, dique, sill o veta. Es la distancia medida entre los planos límites de la estructura (estrato, dique, filón, capa, sill, etc.)

ESTRATIGRAFÍA: es la descripción de todos los cuerpos de roca que conforman la corteza terrestre y su organización en unidades, con base en sus atributos o propiedades inherentes, para establecer su distribución y relaciones espaciales y su sucesión temporal, y para interpretar la historia geológica.

ESTRUCTURA EN FLOR: estructuras plegadas, asociadas con fallas de desplazamiento de rumbo. En las zonas en las que las fallas de desplazamiento de rumbo se forman en la corteza convergente, o estadio de transpresión, las rocas son falladas en sentido ascendente formando una estructura en flor positiva. En las zonas con fallas de desplazamiento de rumbo en la corteza divergente, o estadio de transtensión, las rocas descienden para formar una estructura en flor negativa. Las estructuras en flor pueden formar trampas de hidrocarburos. El término "estructura en flor" refleja la semejanza de la estructura con los pétalos de una flor en sección transversal.

FALLA ANTITÉTICA: una falla secundaria, que normalmente forma parte de un conjunto, cuyo sentido de desplazamiento es opuesto al de las fallas primarias y sintéticas asociadas. Los conjuntos de fallas antitéticas-sintéticas son habituales en las zonas de fallas directas.

FALLA INVERSA: fractura en la que a lo largo de su superficie se produce un desplazamiento relativo de los bloques, en una falla inversa el bloque colgante se encuentra desplazado hacia arriba con relación al bloque yacente. El ángulo de la falla usualmente es mayor a 45 grados.

FALLA NORMAL: fractura en la que a lo largo de su superficie se produce un desplazamiento relativo de los bloques, en una falla normal el bloque colgante se encuentra desplazado hacia abajo con relación al bloque yacente. El ángulo de la falla normalmente es de 45 a 90 grados.

FALLA SINTÉTICA: un tipo de falla secundaria cuyo sentido de desplazamiento es similar a su falla primaria asociada. Los conjuntos de trampas antitéticas-sintéticas son habituales en las zonas de fallamiento directo.

FORMACIÓN: la unidad fundamental de la litoestratigrafía. Un cuerpo de roca suficientemente característico y continuo para ser mapeado. En estratigrafía, una formación es un cuerpo de estratos de un tipo predominante o una combinación de diversos tipos; las formaciones múltiples forman grupos, y las subdivisiones de las formaciones son los miembros.

INFRAYACE: formación que yace debajo de otra, por lo tanto, es considerada como más antigua.

KERÓGENO: es una materia precursora del petrolero y que tiene del 80 al 90% de materia orgánica, dentro de ella se encuentra una materia en menor cantidad que es soluble en solventes orgánicos y se denomina Bitumen.

LIMO: roca sedimentaria, cuya textura es clástica, por su grano fino, el tamaño de este se encuentra entre 0,0039 mm a 0,0625 mm y está compuesta tanto por material detrítico fino como minerales de las arcillas (clástico y/o diagenético) que forman parte del cemento.

LODOLITAS: roca sedimentaria detrítica, cuya textura es clástica, el tamaño de sus granos varía entre 0.0625 y 0.002 mm y está compuesta de partículas de arcilla, pero que carecen de la estructura estratificada. Es rica en feldespato, arenisca arkósica y conglomerado de guijarros de cuarzo. Estas rocas guardan similitud con las lutitas en cuanto a su carencia de plasticidad, cohesión y bajo contenido de agua.

LUTITA (SHALE): roca sedimentaria detrítica, cuya textura es clástica, el tamaño de grano es menor a 0.0039 mm y está compuesta por minerales de las arcillas, que son el producto de alteración de otros minerales como los feldespatos, o el producto de procesos diagenéticos.

MIGRACIÓN: el movimiento de los hidrocarburos generados, desde la fuente hacia las rocas yacimiento. El movimiento de los hidrocarburos recién generados fuera de su roca generadora es la migración primaria, también denominada expulsión. El movimiento ulterior de los hidrocarburos hacia la roca yacimiento en una trampa de hidrocarburos u otra zona de acumulación es la migración secundaria. La migración se produce habitualmente desde un área estructuralmente baja hacia un área más alta, debido a la flotabilidad relativa de los hidrocarburos, en comparación con la roca adyacente. La migración puede ser local o producirse a lo largo de distancias de cientos de kilómetros en las cuencas sedimentarias grandes, y es crucial para la formación de un sistema petrolero viable.

NERÍTICO: ambiente de deposición comprendido entre la línea de marea baja y la terminación de la plataforma continental.

PERMEABILIDAD: la capacidad, o medición de la capacidad de una roca, para transmitir fluidos, medida normalmente en darcies o milidarcies. El término fue definido básicamente por Henry Darcy, quien demostró que la matemática común de la transferencia del calor podía ser modificada para describir correctamente el flujo de fluidos en medios porosos. Las formaciones que transmiten los fluidos fácilmente, tales como las areniscas, se describen como permeables y tienden a tener muchos poros grandes y bien conectados. Las formaciones impermeables, tales como las lutitas y las limolitas, tienden a tener granos más finos o un tamaño de grano mixto, con poros más pequeños, más escasos o menos interconectados.

PIRITA: es el más frecuente de los sulfuros, pudiéndose formar en ambientes muy variados como de segregación magmática; metamorfismo de contacto; depósitos vulcano sedimentarios masivos; metamorfismo de contacto; hidrotermal de baja temperatura.

POROSIDAD: el porcentaje de volumen de poros o espacio poroso, o el volumen de roca que puede contener fluidos. La porosidad puede ser un relicto de la deposición (porosidad primaria, tal como el espacio existente entre los granos que no fueron completamente compactados) o puede desarrollarse a través de la alteración de las rocas (porosidad secundaria, tal como sucede cuando los granos de feldespato o los fósiles se disuelven preferentemente a partir de las areniscas).

ROCA ALMACÉN: roca que contiene un depósito mineral, petróleo o agua.

ROCA GENERADORA: una roca rica en contenido de materia orgánica que, si recibe calor en grado suficiente, generará petróleo o gas. Las rocas generadoras típicas, normalmente lutitas o calizas, contienen aproximadamente un 1% de materia orgánica y al menos 0,5% de carbono orgánico total (COT), si bien una roca generadora rica podría contener hasta 10% de materia orgánica. Las rocas de origen marino tienden a ser potencialmente petrolíferas, en tanto que las rocas generadoras terrestres (tales como el carbón) tienden a ser potencialmente gasíferas. La preservación de la materia orgánica sin degradación es crucial para la formación de una buena roca generadora y resulta necesaria para que exista un sistema petrolero completo. En las condiciones adecuadas, las rocas generadoras también pueden ser rocas yacimiento, como sucede en el caso de los yacimientos de gas de lutita.

ROCAS ÍGNEAS: material sólido que se origina en el interior o en la superficie de la corteza terrestre en este caso generada por la solidificación tanto en procesos intrusivos como extrusivos o volcánicos, de material fundido, magma, generalmente de composición compleja, que tuvo su origen en el interior de la Tierra. Las rocas ígneas se pueden subdividir en rocas intrusivas o plutónicas (cristalización en altas profundidades, adentro de la tierra) y rocas extrusivas o volcánicas (cristalización a la superficie de la tierra).

ROCAS METAMÓRFICAS: toda material sólido que se origina en el interior o en la superficie de la corteza terrestre y que ha sufrido, en estado sólido, cambios de temperatura y/o de presión, con cristalización de nuevos minerales, bajo la influencia de condiciones físicas y/o químicas diferentes de las que habían regido durante la formación de la roca original. Generalmente los procesos metamórficos actúan en profundidades relativamente grandes con respecto a la superficie. Ejemplos de estas rocas son gneis, esquistos, pizarras, mármol, etc. Meteorización y diagénesis, es decir la solidificación de una roca sedimentaria, no pertenece al metamorfismo.

ROCA SELLO: terrenos con condiciones geológicas favorables para la formación de yacimientos petrolíferos. Trampa estructural, trampa anticlinal, trampa de falla, etc.

SUPRAYACE: formación que yace encima de otra, por lo tanto, es considerada como más joven.

TERRAZA: superficie más o menos plana, horizontal o levemente inclinada, generalmente limitada por dos declives pronunciados. Las terrazas pueden ser terrazas de erosión o terrazas de sedimentación o compuestas. Las terrazas se forman por erosión y/o sedimentación fluvial, marina o lacustre, por lo tanto se les encuentra con frecuencia a lo largo de los ríos, en los bordes de los lagos o en las costas litorales. Las terrazas se pueden clasificar en: fluviales, marinas, lacustres, glaciares, estructurales, etc. Las terrazas fluviales se forman generalmente por los

cambios que se producen tanto en la carga fluvial como en el caudal y la energía provocando unas veces erosión y otras, sedimentación.

TRAMPA ESTRUCTURAL: zona de una roca almacén la cual es porosa y permeable en la que se acumulan hidrocarburos, formada por la distorsión de estratos de roca por movimientos de la corteza terrestre en la que se forman pliegues, fallas o ambos.

RESUMEN

Este trabajo tuvo como objetivo principal estimar el petróleo original en sitio para el Área de Estudio Maracuy implementando 3 (tres) métodos diferentes y calcular las reservas a partir de las curvas de declinación.

En el Área de Estudio Maracuy hay 5 (cinco) Pozos perforados de los cuales 4 (Cuatro) son productores, por lo cual el Pozo MC-5 que tuvo como resultado no productor no se tendrá en cuenta para las estimaciones del presente proyecto.

Para realizar el cálculo de petróleo original en sitio lo principal es tener los datos de yacimiento como los son la profundidad, la temperatura y la presión del reservorio, también es necesario tener la interpretación petrofísica y corroborar que toda esta información sea verídica. De los 4 pozos productores en el Área de Estudio Maracuy solo se tiene un análisis P.V.T realizado en laboratorio el cual corresponde al Pozo MC-1, para el Pozo MC-3 se tuvo en cuenta un análisis de la viscosidad dinámica para generar el P.V.T y para el Pozo MC-2 se generó un P.V.T sintético. Al analizar esta información se corroboró que el reservorio está compartimentalizado ya que las propiedades de los fluidos y la presión de reservorio para cada pozo son diferentes, excepto para el Pozo MC-1 y MC-4 que posiblemente están en el mismo compartimiento.

Teniendo la interpretación petrofísica se pudo usar el Método Volumétrico para calcular el petróleo original en sitio para cada compartimiento. Para usar el Método Balance de Materiales se debe tener un tren de presiones en este caso se debe realizar para cada pozo ya que cada uno se encuentra en compartimientos diferentes, para el Pozo MC-2 no se pudo realizar este análisis ya que no se tiene una presión de reservorio. El Método de Montecarlo parte de los mapas generados en Petrel® los cuales tratan de dar una distribución real de las propiedades petrofísicas en el yacimiento e implementando Cristal Ball® se realiza la simulación del cálculo de petróleo original en sitio.

Se tuvo en cuenta para la estimación de reservas 3 (tres) métodos que no han sido implementados en la empresa, los cuales se derivan de las curvas de declinación de Arps.

PALABRAS CLAVES: Cálculo Petróleo Original Sitio, Evaluación Reservas, Área Estudio Maracuy, Cuenca Valle Medio Magdalena.

INTRODUCCIÓN

La determinación del petróleo original en sitio y de reservas son estimaciones necesarias para evaluar la viabilidad del desarrollo del Área de Estudio. Al tener la suficiente información petrofísica para estimar las reservas probables, se puede realizar la declaración de reservas probadas y la fase de exploración termina, para darle continuidad a la fase de desarrollo.

El Área de Estudio Maracuy se encuentra compartimentalizada esto se refleja en las diferentes presiones de reservorio y en la variación de las propiedades de los fluidos que se encontraron, por lo que en el presente proyecto se realizó el cálculo de petróleo original en sitio del Área Maracuy teniendo en cuenta estas condiciones de reservorio y propiedades de los fluidos.

En el presente proyecto se realizó el cálculo de petróleo original en sitio implementando 3 (tres) Métodos Volumétrico, Balance de Materias y Montecarlo; se estimaron las reservas implementando 3 (tres) nuevos métodos los son derivados de las curvas de declinación de Arps.

Las áreas de los compartimientos se tienen que reevaluar ya que para el compartimiento donde se encuentra ubicado el Pozo MC-3 los resultados indican que el área se está sobre estimando, para los otros compartimientos y el área no desarrollada es necesario obtener más información realizando pruebas de presión y caracterizando las propiedades de los fluidos.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Estimar el petróleo original en sitio y las reservas en el Área de Estudio Maracay en la Cuenca Valle Medio Del Magdalena.

OBJETIVOS ESPECIFICOS

1. Describir generalidades del Área de Estudio Maracuy del Bloque VMM-2.
2. Realizar mapas de: isoporosidad, isosaturación e isópacos del área de estudio.
3. Realizar el modelo del fluido para los compartimientos con la información existente por medio de las correlaciones que apliquen.
4. Realizar análisis estadísticos de las propiedades petrofísicas porosidad, saturación y permeabilidad para el cálculo de petróleo original en sitio y reservas.
5. Determinar tren de presiones a partir de la información de pruebas de presión disponibles.
6. Calcular el petróleo original en sitio utilizando el Método Volumétrico, Balance de Materiales y Método de Montecarlo.
7. Realizar la estimación de reservas mediante el análisis de curvas de declinación.
8. Realizar evaluación financiera de los volúmenes estimados mediante el indicador Valor Presente Neto (VPN).

1. GENERALIDADES DEL ÁREA DE ESTUDIO MARACUY

En el siguiente Capítulo se realizó una descripción de la información del Área de Estudio Maracuy comprendiendo su historia, localización, marco geológico y su historia de producción.

1.1 HISTORIA DEL ÁREA DE ESTUDIO MARACUY

La empresa Vetra Exploración y Producción Colombia S.A.S. suscribió el contrato de exploración y producción VMM2 con la Agencia Nacional de Hidrocarburos el 18 de febrero de 2009, como producto del proceso de adjudicación de bloques de la minironda 2008. Dentro de este bloque se ubica el área objeto de estudio del presente proyecto.

En esta área se han perforado cinco (5) pozos desde el año 2013 al 2015, con los cuales se ha obtenido información que ha permitido identificar diferentes compartimientos del yacimiento, con base en las presiones y las propiedades del fluido.

En el siguiente cuadro se relaciona cada pozo perforado hasta la formación de interés, fecha, la profundidad total a la que se perforo cada pozo y sus resultados.

Cuadro 1. Resumen de la perforación para cada pozo.

Pozo	Año	Formación de interés	Profundidad total perforada	Estado final
MC-1	2013	LISAMA	9942' MD	PRODUCTOR
MC-2	2014	LISAMA	6570' MD	PRODUCTOR
MC-3	2014	LISAMA	7365' MD	PRODUCTOR
MC-4	2014	LISAMA	5700' MD	PRODUCTOR
MC-5	2015	LISAMA	6245' MD	NO PRODUCTOR

En mayo de 2016, el bloque donde se encuentra el Área de Estudio Maracuy tiene una extensión aproximada de 30.600 Acres (2640 m²) y continúa bajo operaciones de la empresa Vetra Exploración y Producción Colombia S.A.S. y se encuentra en evaluación.

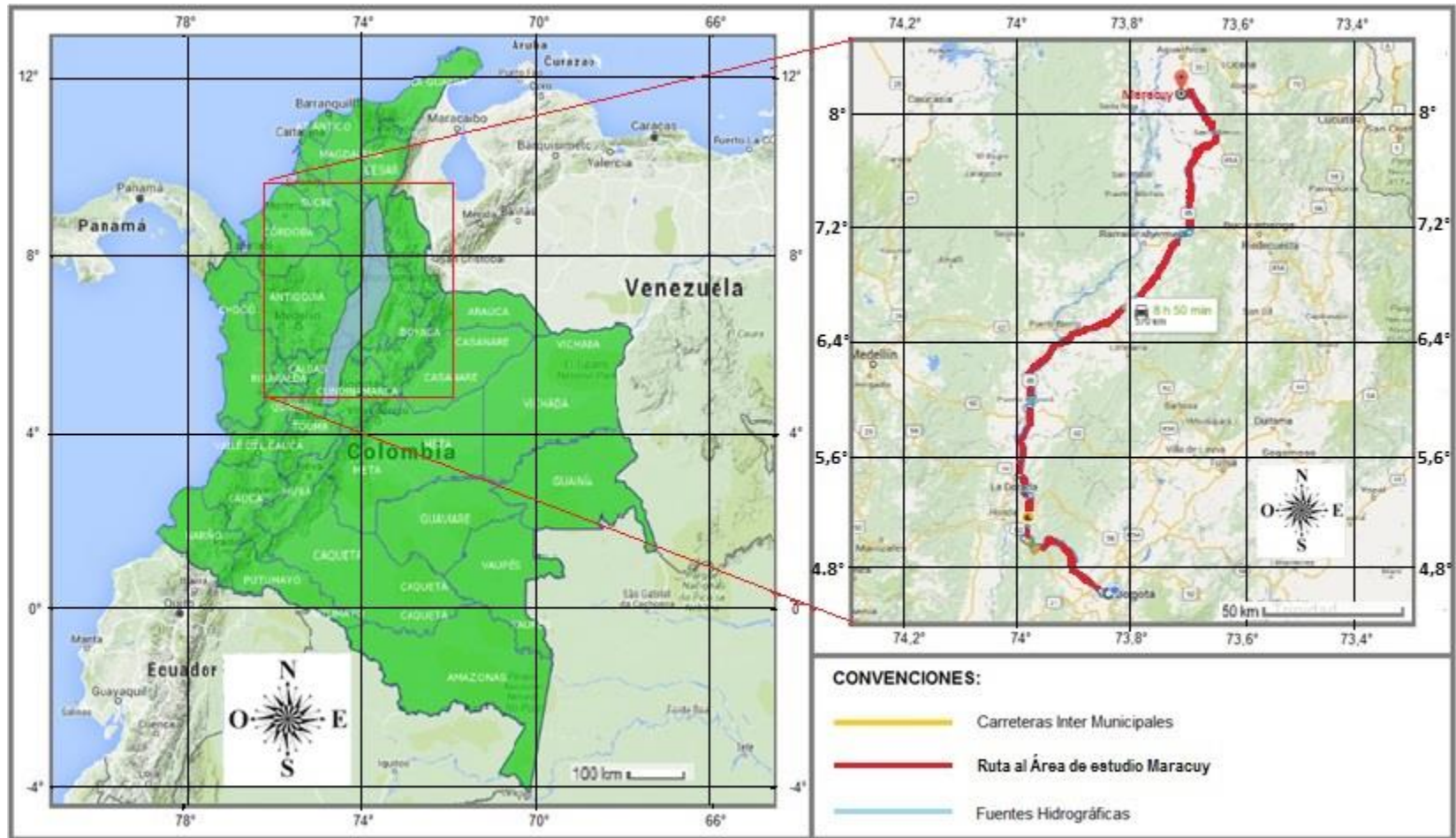
1.2 LOCALIZACIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO MARACUY

El bloque VMM2 en el cual se encuentra localizada el Área de Estudio Maracuy, está ubicado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, en el Departamento del Cesar, en el Municipio de Aguachica. (Ver **Figura 1**)

Para acceder al Área de Estudio, se puede hacer bien sea vía aérea o vía terrestre, en el caso de ser vía aérea se parte desde la Ciudad de Bogotá D.C hasta el Municipio de Aguachica, una vez en el aeropuerto se toma la carretera 70 hacia Villa San Andrés – Ocaña sentido Noroeste por 4 km, se toma la carretera 45 dirección San Martín – Aguachica por un trayecto de 30 km en sentido Sureste del Municipio de Aguachica, hasta encontrar la vía de acceso al Área de Estudio Maracuy el cual se encuentra a 8 km de la Carretera 45 en sentido Noroeste.

En el caso de la vía terrestre, se toma la vía Avenida Calle 80 sentido occidente hasta la carretera 50 Bogotá – La Vega, se toma la carretera 50 por un tramo de 90 km hasta el Municipio de Guaduas, allí se toma la Calle 2 por un tramo de 1 km hasta la rotonda donde se toma la primera salida hacia la carretera 56 en dirección Guaduas – Caparrapí, se toma la carretera 56 por un tramo de 36 km hasta convertirse la carretera 56 en la Ruta Del Sol, se toma la Ruta Del Sol durante 24 km, hasta encontrar la salida a la carretera 45 la cual se toma durante un tramo de 380 km donde se encuentra un giro en U para retornar y tomar la carretera 45 en dirección San Martín – Aguachica y a un trayecto de 10 km se encuentra la vía de acceso al Área de Estudio Maracuy.

Figura 1. Mapa Ubicación del Bloque VMM-2



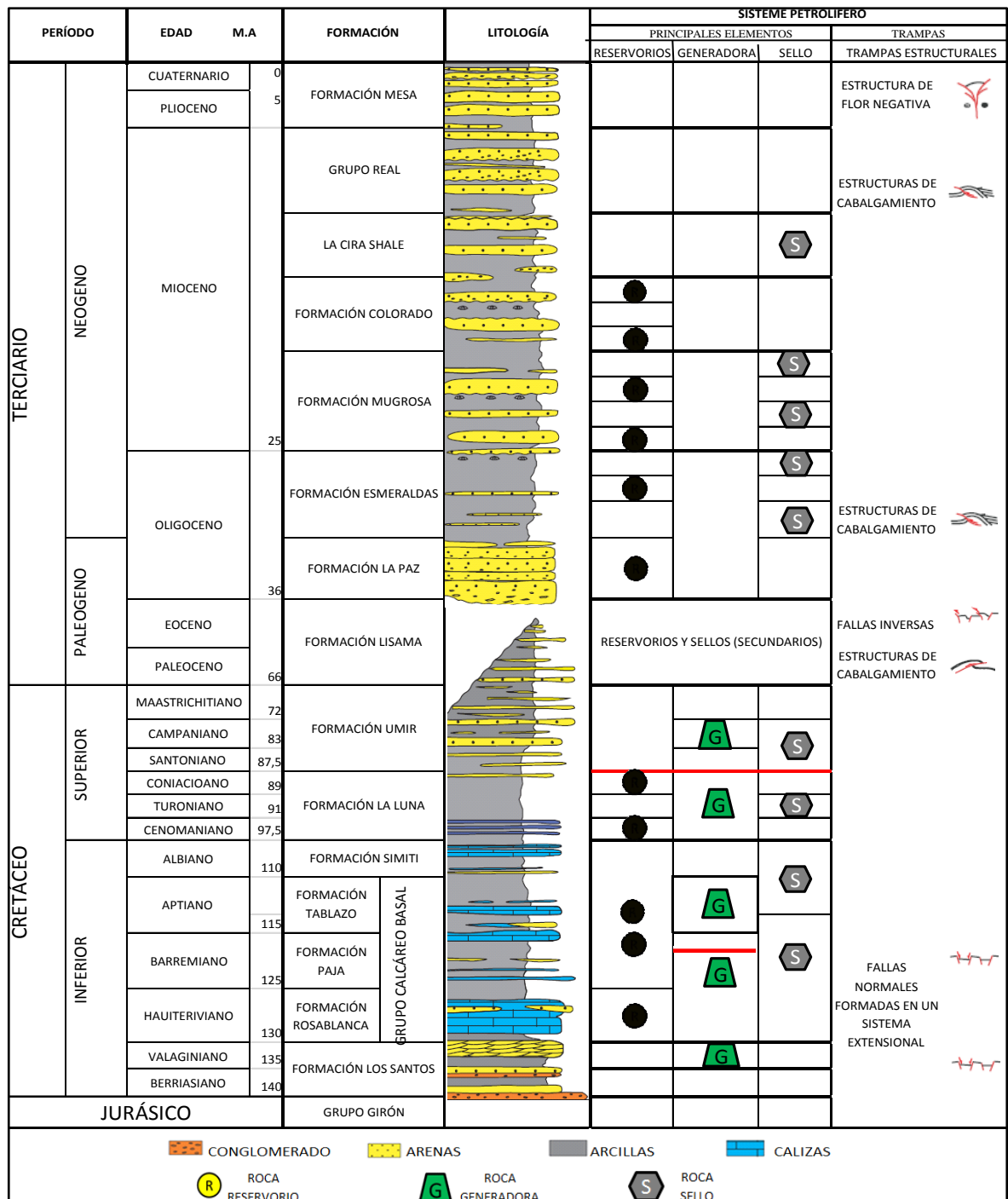
Fuente: Mapa Colombia. Epis Colombia. Disponible en: <http://migep.anh.gov.co:3021/InicioGeoVisor.aspx>. Mapa del Área de estudio Maracuy. Google Maps. Modificado por los autores.

1.3 MARCO GEOLÓGICO

A continuación, se describe la estratigrafía, geología estructural y del petróleo asociadas al Área de Estudio Maracuy.

1.3.1 Columna estratigráfica. La Figura 2 muestra la columna estratigráfica generalizada de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, con rocas que van desde el Jurásico hasta el Neógeno y las cuales fueron atravesadas por los pozos perforados en el Área de Estudio hasta la Formación Umir, excepto por el pozo MC-1 que se perforó hasta alcanzar la Formación La Luna.

Figura 2. Columna Estratigráfica Generalizada de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.



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

1.3.2 Estratigrafía. Se realiza la descripción de las formaciones geológicas de la Cuenca Valle Medio del Magdalena desde la más antigua a la más reciente. De acuerdo al Léxico Estratigráfico de DE PORTA se especifican las edades, igualmente se hace énfasis en los datos adquiridos por los pozos del Área de Estudio Maracuy.

1.3.2.1 Grupo Girón. “Edad Jurásico superior según Oppenheim”¹. Esta formación representa la unidad sedimentaria más antigua de la cuenca. Está compuesta por Lutitas y Lutitas arenosas, pardas, rojas y marrón con intercalaciones de areniscas grises, pardas y rojas, tiene un espesor aproximado de 800 metros a 1000 metros. Se depositó en un ambiente fluvial, infrayace concordantemente a la Formación Los Santos.

1.3.2.2 Formación Los Santos. “Edad del Jurásico superior y del Berriasiano-Valagniano según Notestein”². Cuarzos de grano medio y areniscas blancas con niveles de Lutitas rojas y algunos conglomerados rojizos, tiene un espesor de 300 metros aun que puede alcanzar los 1500 metros. Se depositó en un ambiente fluvial – lacustre. La Formación Los Santos infrayace concordantemente a la Formación Rosablanca y suprayace concordantemente al Grupo Girón.

1.3.2.3 Formación Rosablanca. “Pertenece a las edades del Hauteriviano y Barremiano según Morales”³. Está compuesta por carbonatos y evaporitas. Consiste de calizas oolíticas de color gris oscuro y calizas cristalinas densas y duras de color gris, ligeramente arcillosa a limosas así como calizas ligeramente arenosas con granos de cuarzo subangulares hacia la parte superior, tiene un espesor hacia el Sur de 925 metros y de 200 metros hacia el Norte. Se depositó en un ambiente marino somero. Es concordante con la infrayacente Formación los Santos y la suprayacente Formación Paja.

1.3.2.4 Formación Paja. “Edad del Barremiano y Aptiano según Morales”⁴. Está compuesta por shales negros ligeramente calcáreos delgadamente laminados los cuales son ocasionalmente micáceos y limosos. Hacia la base la formación contiene concreciones de calizas y venas de calcita, las capas de calizas se vuelven más abundantes a medida que se acerca a la Formación Rosablanca, tiene un espesor que varía entre los 125 metros y 625 metros. Su ambiente de deposición es marino somero de circulación restringida. Es concordante con La Formación Rosablanca que la infrayace y la suprayacente Formación Tablazo.

¹ JULIVERT. Léxico Estratigráfico. Paris: Centre national de la recherche scientifique, 1968. p. 262.

² Lbíd., p. 257.

³ Lbíd., p. 420.

⁴ Lbíd., p. 363.

1.3.2.5 Formación Tablazo. “Edades Aptiano y Albiano según Morales”⁵. Consiste de shales calcáreos, margas y Lutitas calcáreas pardas, gris oscura, duras, localmente limolíticas con calizas esporádicas hacia el tope de la Formación. Las calizas son café a café oscuro y grises, densa y dura y en algunos horizontes contiene pirita. Con un espesor que varía entre los 150 metros y 325 metros. Su ambiente de deposición es marino profundo de aguas tranquilas. La Formación Tablazo infrayace concordantemente a la Formación Simiti y suprayace concordantemente con la Formación Paja

1.3.2.6 Formación Simití. “Pertenece al cretáceo inferior Albiano según Morales”⁶. La parte superior de la formación está compuesta principalmente por shales grises no calcáreos a ligeramente calcáreos, en algunas partes se encuentran escamas de pescados. Hacia la base de la formación el color del shale cambia a pardo y pardo grisáceo, igualmente el contenido de limo aumenta y ocasionalmente aparecen capas de shale calcáreo con algunas areniscas calcáreas de grano muy fino y glauconita. Tiene un espesor que varía entre los 250 metros y 650 metros. Su ambiente de deposición es marino poco profundo. La Formación Simiti infrayace concordantemente a la Formación La Luna y suprayace concordantemente con la Formación Tablazo

1.3.2.7 Formación La Luna. “Pertenece a las edades del Cretáceo Superior Turoniano, Coniaciano y Santoniano según Garner”⁷. Está compuesta de shales negros, calizas y algunas capas de chert. Los miembros Galembo y Salada corresponden a las facies calcáreas con posibilidades de acumulación de hidrocarburos. El miembro Pujamana consiste principalmente de shales negros, masivos, duros y compactos, mostrando fósiles de gasterópodos y escamas de pescado localmente, pertenece a las, tiene un espesor que varía entre 300 metros y 600 metros. Su ambiente de deposición es de plataformas marinas calcáreas. La Formación La Luna la infrayace concordantemente a la Formación Simiti y la suprayace discordantemente la Formación Umir

1.3.2.8 Formación Umir. “Edad Campaniano – Maestrichtiano según Schuchert”⁸. Está compuesta principalmente de lodolitas grises depositadas principalmente en frentes de playa y bahías, intercaladas con carbones y algunas areniscas arcillosas con potencial almacenador pobre, tiene un espesor que varía entre los 600 metros y 1200 metros. Su ambiente de deposición es Nerítico medio. La Formación Umir la infrayace discordantemente a la Formación La Luna y la suprayace concordantemente con la Formación Lisama.

⁵ JULIVERT. Léxico Estratigráfico. Paris: Centre national de la recherche scientifique, 1968. p. 445.

⁶ Lbíd., p. 437.

⁷ Lbíd., p. 301.

⁸ J. de Porta. Léxico Estratigráfico. Paris: Centre national de la recherche scientifique, 1974. p. 138.

1.3.2.9 Formación Lisama. “Pertenece a las edades Paleoceno según Van Der Hammen”⁹. La Formación Lisama está compuesta en su mayoría por intervalos de shale y algunas intercalaciones de areniscas con espesores de 80 pies disminuyendo a espesores de 10 pies, con un espesor que varía de 500 metros a 600 metros. Constituyen el último ambiente de deposición marino en la cuenca y representa una etapa transicional entre sedimentos marinos del Cretáceo y sedimentos continentales Terciarios. La Formación Lisama está en contacto concordante con la Formación Umir que la infrayace y en contacto discordante angular con la suprayacente Formación La Paz.

1.3.2.10 Formación La Paz. Pertenece a la edad Eoceno Medio según Germeraad, Hopping y Muller”¹⁰. Está conformada por areniscas conglomeráticas y areniscas con secuencias lodolíticas y arcillosas hacia el tope que son truncadas por conglomerados de la secuencia subsiguiente, tiene un espesor que varía entre 500 metros y 1000 metros. Su ambiente de deposición es terrestre con influencia de ríos trenzados. La Formación La Paz infrayace concordantemente a la Formación Esmeralda y suprayace discordantemente con la Formación Lisama.

1.3.2.11 Formación Esmeralda. “Edad Eoceno medio superior según Germeraad, Hopping y Muller”¹¹. Está constituida por la sucesión de secuencias hacia el tope, de areniscas micáceas de color típico azul verdoso que gradan a areniscas de grano muy fino, limolitas y grauvacas moteadas de color rojizo con intensa actividad de bioturbación. Las lodolitas y grauvacas varían de gris azulado y verdoso y púrpura y son comúnmente moteadas por bioturbación, tiene un espesor que varía entre 130 metros y 1000 metros. Su ambiente de deposición es deltaico con influencia lagunar. La Formación Esmeralda infrayace concordantemente a la Formación Mugrosa y suprayace concordantemente con la Formación La paz.

1.3.2.12 Formación Mugrosa. “Edad Eoceno superior Oligoceno según Germeraad”¹². Conformada por intercalaciones de areniscas de grano fino a medio de moderada a mal escogida, con niveles delgados de conglomerados y lodolitas de color rojizo a violáceo que se presentan generalmente en secuencias grano decrecientes de areniscas conglomeráticas hasta arenas finas de cuarzo. También arenisca gris claro a gris verdoso, en algunos casos con niveles de pirita, tiene un espesor que varía entre 600 metros y 800 metros. Su ambiente de deposición es fluvial. La Formación Mugrosa infrayace concordantemente a la Formación Colorado y suprayace concordantemente con la Formación Esmeralda.

⁹ J. de Porta. Léxico Estratigráfico. Paris: Centre national de la recherche scientifique, 1974. p. 328.

¹⁰ Lbíd., p. 307.

¹¹ Lbíd., p. 199.

¹² Lbíd., p. 374.

1.3.2.13 Formación Colorado. “Edad Mioceno Inferior según Hopping”¹³. Está conformada principalmente por arcillolitas de color gris a verdoso pálido con moteado rojizo cuando están frescas a rojo intenso cuando están meteorizadas interpuestas con capas delgadas a gruesas de areniscas cuarcítica, con contenido de rocas metamórficas y rocas ígneas, tiene un espesor que varía entre 600 metros y 800 metros. Su ambiente de deposición es fluvial. La Formación Colorado infrayace concordantemente a la Formación La Cira Shale y suprayace concordantemente con la Formación Mugrosa.

1.3.2.14 Formación La Cira Shale. “Edad Oligoceno Superior – Mioceno Inferior, según Raasveldt”¹⁴. Está conformada principalmente por Lutitas, areniscas y calizas sucias que contienen moluscos, tiene un espesor que varía entre 575 metros y 3200 metros. Su ambiente de deposición es Fluvial. La Formación La Cira Shale infrayace concordantemente a la Formación Real y suprayace concordantemente con la Formación Colorado.

1.3.2.15 Grupo Real. “Edad Mioceno según Olsson”¹⁵. Conformada por la interposición de capas muy gruesas de areniscas y capas delgadas de arcillolitas; Las areniscas corresponden a litoarenitas de grano fino a medio, separando los niveles arenosos se presentan arcillolitas de color rojo, verde y amarillas tiene un espesor que varía entre 1200 metros y 1500 metros. Su ambiente de deposición es fluvial. El Grupo Real infrayace concordantemente a la Formación Mesa y suprayace concordantemente con la Formación La Cira Shale.

1.3.2.16 Formación Mesa. “Edad del Mioceno-Plioceno, según Berry”¹⁶. La formación presenta un color gris amarillento claro a rojizo, desde un grano muy fino a uno grueso de color marrón, con intercalaciones de capas delgadas de color rojizo y algunos horizontes conglomerados, tiene un espesor que varía entre 575 metros y 1200 metros. La Formación Mesa suprayace concordantemente al Grupo Real.

¹³ J. de Porta. Léxico Estratigráfico. Paris: Centre national de la recherche scientifique, 1974. p. 143.

¹⁴ Lbíd., p. 298.

¹⁵ Lbíd., p. 416.

¹⁶ Lbíd., p. 360.

1.3.3 Geología estructural. “La Cuenca del Valle Medio del Magdalena es de tipo intramontañoso ya que está entre la cordillera Oriental y Central en Los Andes colombianos, afectada por pliegues y fallas que conforman un valle amplio, el cual se caracteriza por el desarrollo de terrazas aluviales, diques y una llanura de inundación”¹⁷, está caracterizada por la presencia de un monoclinal suave, con dirección de buzamiento hacia el sureste, afectado por diferentes estilos estructurales, como lo son las fallas normales generadas a partir de un sistema extensional.

Después del levantamiento regional como resultado de la colisión de la capa Suramericana se generó la Erosión de los sedimentos de la Formación Lisama lo cual da como resultado la discordancia angular regional que se mantiene hasta la deposición de la Formación Esmeralda.

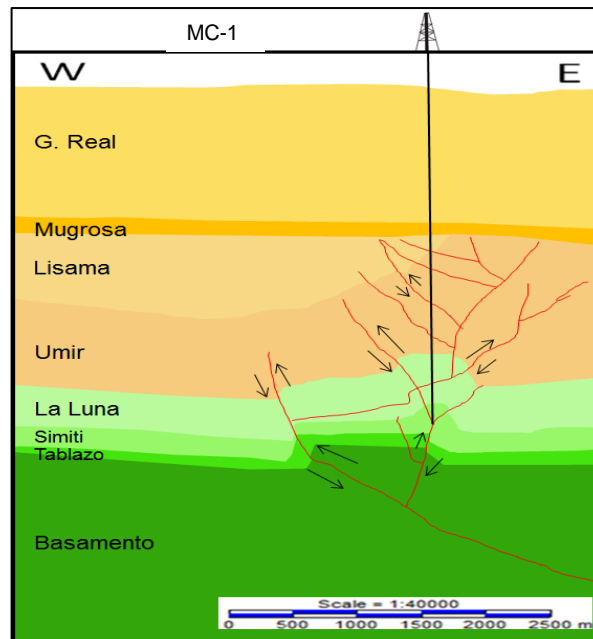
En la parte central de la cuenca en el Eoceno se dan esfuerzos transgresivos generando estructuras en flor, también se generan fallas sintéticas y antitéticas con pliegues asociados que son importantes para la búsqueda de trampas estructurales.

En el Área los límites de las secuencias son predominantemente paraconformes y localmente angulares.

El Bloque VMM2 se encuentra predominante dentro de las fallas de la Zona Oriental y Central de la cuenca donde hay mayores pliegues generados en la edad Cretácica, esta zona se encuentra principalmente afectada por los esfuerzos transgresivos del Eoceno generando una flor positiva (Pop Up), donde la acumulación del hidrocarburo se da en trampas estructurales. La estructura principal de acumulación corresponde a un anticlinorio complejo estructuralmente en el cual el yacimiento de interés se encuentra por debajo de la falla inversa. Como se muestra en la **Figura 3**.

¹⁷ RESTREPO ÁNGEL. Juan Darío. Los sedimentos del río Magdalena: reflejo de la crisis ambiental. Medellín: Fondo Editorial Universidad EAFIT, 2005. p. 65.

Figura 3. Corte estructural de Oeste a Este del Área de Estudio Maracuy.



Fuente: VETRA EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN. Línea sísmica Área de estudio Maracuy. Bogotá: Geoespectro, 2009. Modificado por los autores.

1.3.4 Geología del petróleo. A continuación se describen en forma general los principales elementos asociados al sistema petrolífero del Área de Estudio VMM2.

1.3.4.1 Roca Generadora. Calizas y Lutitas del Cretácico de la Formación La Luna son las principales rocas generadoras en la cuenca, caracterizada por un valor promedio de riqueza orgánica (% TOC) de 1% - 6%, con un Kerógeno esencialmente tipo II y El Ro alcanza valores entre 0.6% - 1.2%. La mayoría de las rocas generadoras fueron depositadas durante dos eventos anóxicos en todo el mundo.

1.3.4.2 Roca Reservorio. Las principales rocas reservorio de la cuenca provienen de areniscas Paleógeno continentales (Paleoceno - Mioceno), de la Formación Lisama y de la Formación Esmeraldas - La Paz, con porosidad promedio de 15% a 20%, permeabilidades promedio de 20 md a 600 md y con espesor neto petrolífero promedio de 105 ft.

Otra roca reservorio no convencional en el Área de estudio Maracuy pertenece a la Formación La Luna, donde tiene una porosidad promedio de 14%, con

permeabilidades muy limitadas menores a 1md y es pesor neto petrolífero promedio de 150 ft – 250 ft.

1.3.4.3 Migración. La discordancia del Eoceno separa el reservorio primario de las rocas generadoras subyacentes activas, formando una un sistema de flujo ideal para la migración de petróleo. Las principales vías de migración consisten en:

- Migración directa vertical donde La Luna limita con la discordancia del Eoceno.
- Migración lateral a lo largo de las areniscas del Eoceno.
- Migración vertical a través de las fallas en áreas donde La Luna no corta con la discordancia del Eoceno. Este periodo crítico sucede durante el Neógeno superior y continua localmente hoy en día.

1.3.4.4 Roca sello. Las Formaciones Simiti y Umir representan los sellos para reservorios de areniscas Paleógenas y Cretáceas, consiste en Lutitas intercaladas no marinas dúctiles. En contraste las arcillocitas plásticas continentales de las formaciones Esmeraldas y Colorado constituyen los sellos para los reservorios Cenozoicos.

1.3.4.5 Trampa. La Exploración ha arrojado acumulaciones prospectivas en cierres estructurales debido a grandes anticlinales asimétricos, han sido identificadas cuatro importantes tipos de trampas:

- Pliegues contraccionales asociados a fallas bajo superficies de cabalgamiento: En la parte central del VMM se generan estructuras en flor a partir de los esfuerzos transpresivos en el Eoceno Superior conformando micro cuencas en las zonas no levantadas, también se generan fallas sintéticas y antitéticas con pliegues asociados que presentan importancia en la prospección de trampas estructurales, este tipo de trampas son las que se asocian a las encontradas en el Área de estudio Maracuy.
- Cierres de pendientes de falla.
- Trampas en el lado bajo de las fallas sellantes.

1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO

La producción del Área de Estudio Maracuy no ha sido constante ni la esperada. A continuación se detalla la producción del campo.

1.4.1 Método de producción. El Pozo MC-1 produce de la Formación Lisama por medio de Flujo Natural, con una tasa promedio de 300 bopd y 72 MPCD de gas.

El Pozo MC-2 inicialmente produjo por medio del método de Bombeo Hidráulico, pero el método implementado mostró ser ineficiente por lo que fue reemplazada por el sistema de Bombeo de Cavidades Progresivas (PCP) por la gravedad API del crudo que es de 12,5 alcanzado una tasa máxima de 400 bopd con 40% de BSW.

En el Pozo MC-3 inicialmente se implementó Bombeo Hidráulico como método secundario de producción, pero por problemas relacionados con la gravedad API del crudo de 9 y viscosidades muy altas de 2410 cp se realizó un workover para cambiar el sistema de levantamiento a Bombeo de Cavidades Progresivas (PCP).

El Pozo MC-4 produce por medio del sistema de levantamiento artificial Bombeo de Cavidades Progresivas (PCP) ya que se esperaba una gravedad API similar a la del Pozo MC-3 pero se obtuvo una gravedad API de 21,2.

El Pozo MC-5 produjo por medio del sistema de levantamiento artificial Bombeo Electro Sumergible, pero se cerró ya que no se obtuvo la producción de hidrocarburo esperada.

1.4.2 Tiempo de producción. El primer Pozo MC-1 inició producción el 3 de enero de 2013 de la Formación Lisama hasta el 3 de junio de 2013 cuando se decide cañonear la Formación La Luna.

El Pozo MC-2 inició producción el 7 de enero de 2014 de la Formación Lisama hasta el 24 de junio de 2014.

El Pozo MC-3 inició producción el 27 de febrero de 2014 de la Formación Lisama hasta el 29 de abril de 2015.

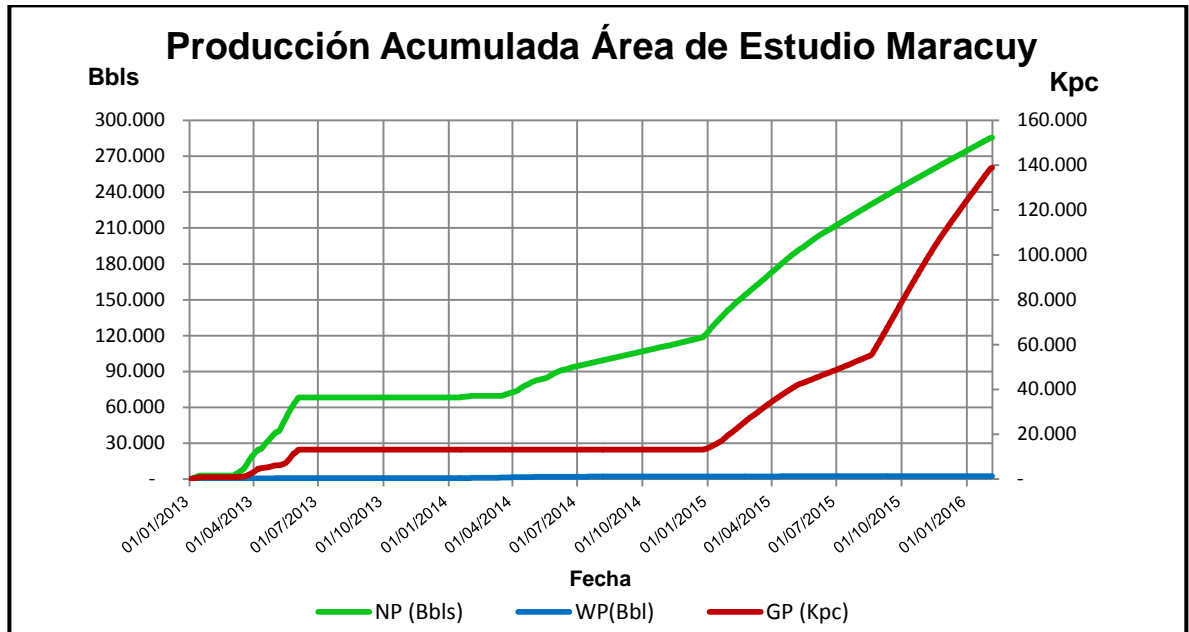
El Pozo MC-4 inició producción el 18 de diciembre de 2014 de la Formación Lisama hasta el 5 de febrero de 2016.

El Pozo MC-5 inició producción el 15 de marzo de 2015 de la Formación Lisama hasta el 26 de noviembre de 2015 con un corte de agua de 28,7% en promedio, por lo que el Pozo durante todo el tiempo que estuvo abierto solo produjo 1264 barriles.

1.4.3 Número de pozos. En el Área de Estudio Maracuy se han perforado cinco (5) pozos desde el año 2013 hasta el año 2016.

1.4.4 Gráfica de producción acumulada. La producción del Área de Estudio Maracuy no ha sido constante ni la esperada, como se muestra en la Gráfica 1. Se esperaba que los pozos estuvieran conectados, pero cada uno se encuentra en un comportamiento diferente, por lo que se tiene que reevaluar la mejor estrategia para desarrollar el área de estudio.

Gráfica 1. Producción Acumulada del Área de Estudio Maracuy



Fuente: VETRA EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN, Reporte de Producción Área de Estudio Maracuy. Bogotá, 2016.

2. GENERALIDADES PETROFÍSICAS Y TIPOS DE REGISTROS ELÉCTRICOS

La finalidad de este Capítulo es dar conceptos fundamentales para entender como a partir de los registros eléctricos se puede analizar el reservorio y determinar las propiedades petrofísicas del yacimiento, ya que a través de la petrofísica se procederá a realizar los mapas de isopropiedades que nos ayudarán a entender el comportamiento de la porosidad, permeabilidad y saturación de la roca y el fluido a lo largo del reservorio.

2.1 PROPIEDADES PETROFÍSICAS

A partir de la petrofísica es posible determinar las propiedades físicas de la roca y su interacción con los fluidos, por lo que es posible entender el reservorio y determinar ciertas propiedades que indican si el reservorio tiene acumulación de hidrocarburo o no.

2.1.1 Porosidad. Es la medida del volumen de espacios porosos en la roca que tiene la capacidad de almacenar fluidos en cualquier condición y su unidad de medida es adimensional, se simboliza como Φ . La porosidad se puede dar como porosidad primaria la cual se da entre los granos que no fueron completamente compactados, o puede desarrollarse a través de la alteración de las rocas la cual corresponde a la porosidad secundaria, también “la porosidad puede generarse a través del desarrollo de fracturas, en cuyo caso se denomina porosidad de fractura”¹⁸.

Se expresa como el porcentaje de volumen de poros respecto al volumen total de la roca (porosidad total o bruta). La porosidad total se considera como el volumen poroso del total de poros estén o no interconectados como se observa en la **Ecuación 1**.

Ecuación 1. Porosidad

$$\Phi = \frac{V_p}{V_T} = \frac{V_p}{(V_g + V_p)}$$

Fuente: FERRER DE PARIS, Magdalena. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Maracaibo: Ediciones Astro Data, 2009, p. 221.

¹⁸ Schlumberger. Oilfiel Glossary. [En línea]. [12 de abril de 2016] disponible en: (<http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/p/porosity.aspx>)

Donde:

\emptyset = Porosidad, %

V_p = Volumen Poroso

V_T = Volumen Total

V_g = Volumen de granos

La porosidad se mide en laboratorio sobre muestras de núcleos de pozos corazonados y esta medida se usa para calibrar los cálculos de porosidad hechos a partir de los registros eléctricos. Sin embargo, no todo el espacio poroso está disponible para almacenar fluidos, por esta razón cuando se cuantifica volumen de fluidos móviles se trabaja con porosidad efectiva.

2.1.1.1 Tipos de porosidad. Dependiendo de cómo sea la comunicación de estos poros, la porosidad se puede clasificar de la siguiente manera:

- Interconectada o efectiva: La porosidad efectiva se refiere al porcentaje de poros interconectados mediante gargantas que permiten la circulación de fluidos (fluidos móviles).
- No interconectada o no efectiva. La porosidad no interconectada o no efectiva es aquella que representa la fracción del volumen total de la roca que está conformada por los espacios que pueden contener fluidos pero no están comunicados entre sí (fluidos no móviles).
- La porosidad Total o absoluta se define como se muestra en la **ecuación 2**.

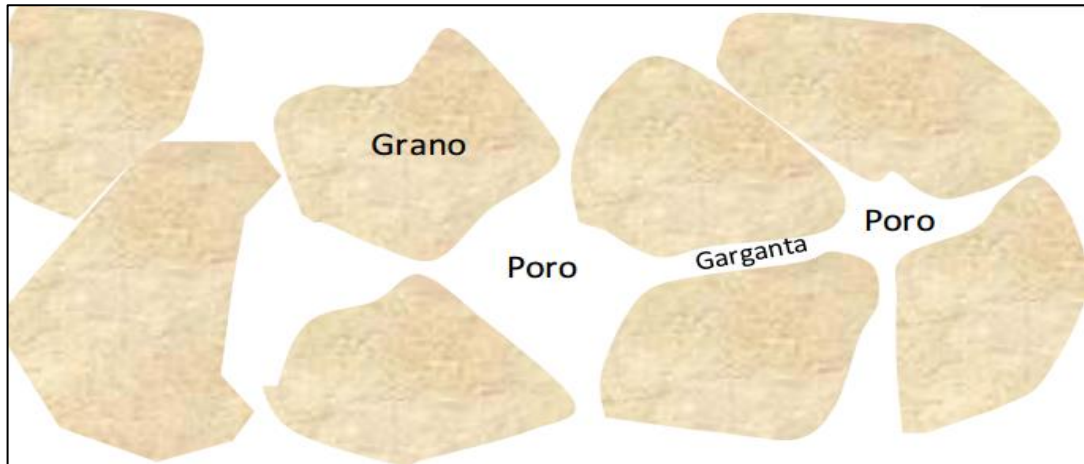
Ecuación 2. Porosidad total

$$\emptyset_{Total} = \emptyset_{efectiva} + \emptyset_{no\ efectiva}$$

Fuente: FERRER DE PARIS, Magdalena. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Maracaibo: Ediciones Astro Data, 2009, p. 222.

2.1.2 Permeabilidad. Se define como la capacidad que tiene una roca de permitir el flujo de fluidos a través de sus poros interconectados, su unidad de medida es en milidarcy y se simboliza mD. El sistema poral efectivo está constituido por poros y espacios reducidos que conectan a los poros llamados gargantas como se observa en la Figura 4. La permeabilidad es una función directa del radio de la garganta, cuanto más grande y despejada la garganta mejor es el paso de los fluidos.

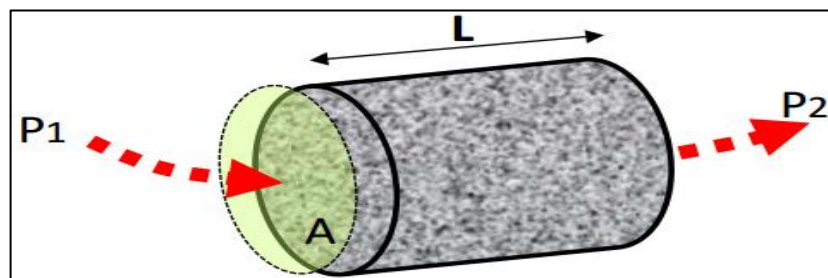
Figura 4. Esquema sistema poral.



Fuente: ROJAS SUAREZ. Cesar Augusto. Modelamiento geoestadístico de los depósitos fluviales de la Zona C-Formación Mugrosa en el área la Cira-Este del Campo La Cira, Trabajo de grado Magister en Ciencias Geología. Bogotá D.C. Universidad Nacional de Colombia. Facultad de Ciencias. Departamento de Geociencias, 2011. p. 129.

La permeabilidad está determinada por la ecuación que define la “Ley de Darcy”, en la **Figura 5** se esquematiza, Darcy estableció que el caudal que atraviesa un medio poroso es proporcional al gradiente hidráulico y al área de flujo.

Figura 5. Esquema Ley de Darcy



Fuente: ROJAS SUAREZ. Cesar Augusto. Modelamiento geoestadístico de los depósitos fluviales de la Zona C-Formación Mugrosa en el área la Cira-Este del Campo La Cira, Trabajo de grado Magister en Ciencias Geología. Bogotá D.C. Universidad Nacional de Colombia. Facultad de Ciencias. Departamento de Geociencias, 2011. p. 130.

La ley de Darcy se define en la **Ecuación 3.**

Ecuación 3. Ley de Darcy

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

Fuente: ROJAS SUAREZ. Cesar Augusto. Modelamiento geoestadístico de los depósitos fluviales de la Zona C-Formación Mugrosa en el área la Cira-Este del Campo La Cira, Trabajo de grado Magister en Ciencias Geología. Bogotá D.C. Universidad Nacional de Colombia. Facultad de Ciencias. Departamento de Geociencias, 2011. p. 130.

Donde:

Q = Flujo, CC/Seg

ΔP = Delta de presión, atm/cm

A = Área, cm²

μ = Viscosidad, Centipoise

L = Longitud. cm

K = Permeabilidad, Darcies

En una Columna estratigráfica donde se presentan diversos estratos, el flujo (Q) variara para cada uno ya que está en función de la viscosidad del fluido presente en cada estrato al igual que la longitud, el delta de presión y área que para cada estrato son diferentes.

Despejando de la ecuación anterior la permeabilidad, se obtiene la ecuación para determinar la permeabilidad de una zona de interés como se evidencia en la **Ecuación 4.**

Ecuación 4. Permeabilidad a partir de la Ley de Darcy

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

Fuente: ROJAS SUAREZ. Cesar Augusto. Modelamiento geoestadístico de los depósitos fluviales de la Zona C-Formación Mugrosa en el área la Cira-Este del Campo La Cira, Trabajo de grado Magister en Ciencias Geología. Bogotá D.C. Universidad Nacional de Colombia. Facultad de Ciencias. Departamento de Geociencias, 2011. p. 130.

Donde:

K = Permeabilidad, Darcies

μ = Viscosidad, Centipoise

L = Longitud. cm

ΔP = Delta de presión, atm/cm

A = Área, cm²

A partir de la toma de núcleos y el respectivo análisis en laboratorio se pueden determinar las permeabilidades y así realizar correcciones en las permeabilidades calculadas a partir de registros.

2.1.3 Saturación. “La porosidad es la que permite almacenar fluidos en los espacios porosos y la saturación indica cuanto fluido está almacenado en estos espacios porosos”¹⁹.

La saturación se ve afectada por las condiciones del yacimiento, así como por los fluidos presentes en el mismo. Su nomenclatura corresponde a las letras S_i , en donde el subíndice i corresponde a los fluidos agua (S_w) petróleo (S_o) gas (S_g).

Teniendo en cuenta que la saturación es la relación de la cantidad de fluido que satura un medio poroso se pueden determinar las saturaciones de los diferentes fluidos como se muestra en la **Ecuación 5**.

Ecuación 5. Saturación para cada fluido.

$$S_i = \frac{V_i}{V_p}$$

Fuente: FERRER DE PARIS, Magdalena. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Maracaibo: Ediciones Astro Data, 2009, p. 237.

Donde:

S_i = Fluido de agua S_w , Petróleo S_o y gas S_g

V_i = Volumen de fluido.

V_p = Volumen poroso

Un yacimiento en la zona de Hidrocarburos puede tener las tres o mínimo dos Saturaciones de fluidos, pero siempre está presente la Saturación de agua ya sea móvil o Saturación de agua connata (S_{wc}).

¹⁹ Producción de petróleo y gas, Mene Grande Oil Company, 1960, 6p.

Si se considera un espacio poroso donde se encuentren los 3 (tres) fluidos la sumatoria de estas tres saturaciones tendrá que dar 1 (uno) como se muestra en la **Ecuación 6**.

Ecuación 6. Sumatoria de saturaciones.

$$1 = S_w + S_o + S_g$$

Fuente: FERRER DE PARIS, Magdalena. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Maracaibo: Ediciones Astro Data, 2009, p. 327.

Donde:

S_w = Saturación de agua, fracción.

S_o = Saturación de aceite, fracción.

S_g = Saturación de gas, fracción.

2.1.4 Resistividad. Para calcular la saturación de agua e hidrocarburos en un reservorio es necesario conocer la resistividad del agua de saturación R_w , el factor de formación F o la porosidad Φ y la resistividad de la formación real R_t . La resistividad de la zona invadida R_{xo} , también es importante ya que puede emplearse para obtener el S_w , si se desconoce la porosidad, con la finalidad de presentar la movilidad de los hidrocarburos y cuando la invasión es profunda, a fin de obtener un mejor valor de R_t .

El parámetro de resistividad de mayor importancia es R_t , debido a su relación con la saturación de hidrocarburos en la región virgen y no invadido. Al determinar R_t y R_{xo} a partir de los registros de resistividad, se deben tomar en cuenta diferentes factores que podrían afectar las lecturas de los registros, como lo son:

- El pozo, lleno de líquido
- Las formaciones adyacentes
- La influencia del R_{xo} (invasión) en la medición del R_t y viceversa.

Los efectos de los dos primeros factores pueden minimizarse al emplear diversas herramientas diseñadas para reducir el efecto del pozo y para proporcionar una buena definición vertical. El tercer factor que puede afectar la lectura se resuelve al emplear varios artefactos de resistividad con diferentes profundidades de investigación.

2.2 REGISTROS

Hoy en día los registros eléctricos proporcionan una herramienta confiable al de caracterizar las propiedades de un yacimiento. Dentro de los diferentes tipos de registros existentes, se presentan los litológicos, los resistivos y los de porosidad, a continuación se presenta el principio de funcionamiento para alguna de las herramientas y la definición de cada registro.

2.2.1 Litológicos. Los registros litológicos; como lo son el Registro Gamma Ray o el Registro de potencial espontáneo, son empleados para la determinación del tipo de litología presente en el reservorio por medio de la estimulación de los componentes radioactivos que se encuentran inmersos en las formaciones.

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

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

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

Los factores que afectan el registro GR

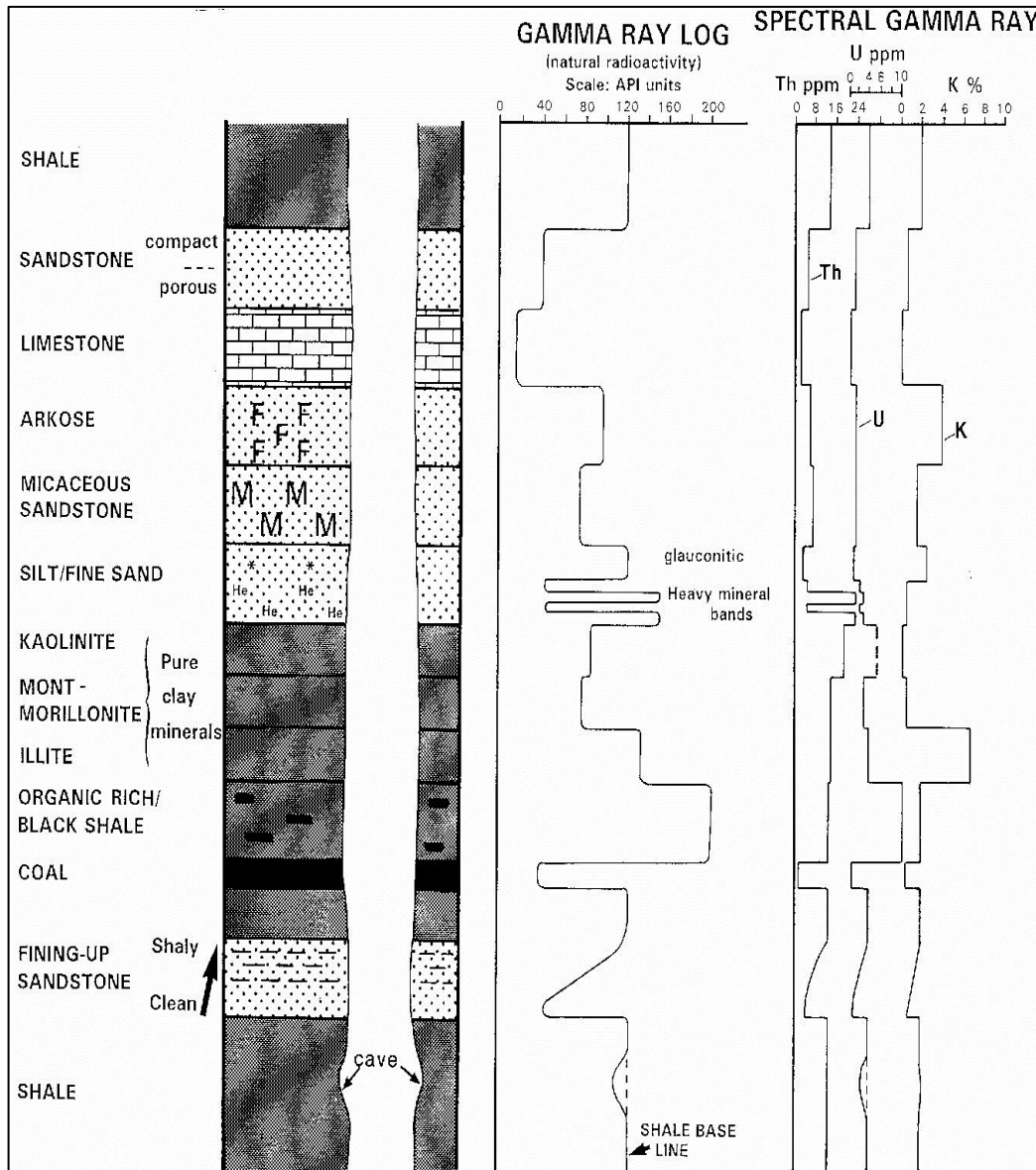
- Tipo de detector
- Velocidad del perfilaje
- Diámetro y densidad del hoyo
- Espesor de las formaciones
- Excentricidad y diámetro de la sonda

Los registros Gamma Ray, como se observa en la **Figura 6** al momento de deflactar hacia el costado izquierdo, indica que existe presencia de arenas, y cuanto más cercano se encuentre dicho valor a 0 API, indica que las arenas son limpias, este proceso se da porque el registro mide la cantidad de elementos

radioactivos presentes en esta litología, y ya que; las arenas tienen bajo contenido de potasio, torio y uranio tiende a leerse como 0.

Caso contrario, a cuando el registro deflacta hacia la derecha, los niveles altos de minerales radioactivos presentes en la formación, indican que se tratan de posibles Shales.

Figura 6. Registro Gamma Ray,



Fuente: Disponible en <http://www.lizneg.net/2012/01/registro-de-gamma-ray.html>

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

Si la resistividad del filtrado del lodo y del agua de formación es casi igual, las deflexiones obtenidas serán muy pequeñas y las curvas no serán muy significativas.

Estos registros permiten:

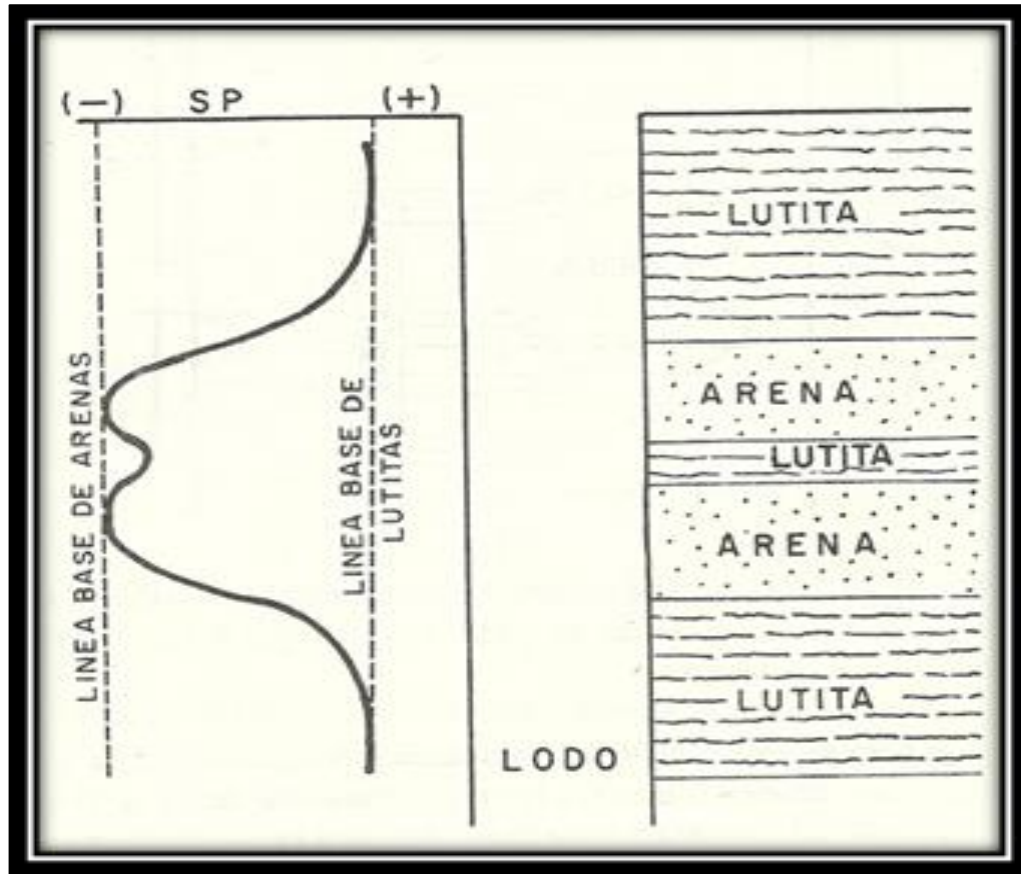
- Establecer correlaciones geológicas de los estratos atravesados
- Diferenciar las lutitas y las capas permeables, permitiendo a su vez saber los espesores
- Obtener cualitativamente el contenido de arcillas de las capas permeables

Los factores que afectan las curvas SP, son:

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

Los registros de potencial espontáneo, indican las formaciones las cuales son permeables, porosas y con presencia de medios no metálicos, por lo cual, al momento de deflactar hacia los valores negativos del registro indica la presencia de formaciones como arenas mientras cuando tiende a valores positivos, indica la presencia de lutitas, así como se muestra en la **Figura 7**.

Figura 7. Registro de Potencial Espontáneo



Fuente: Disponible en <http://www.monografias.com/trabajos92/registros-geofisicos-aplicados-estratigrafia-secuencias/registros-geofisicos-aplicados-estratigrafia-secuencias.shtml>

2.2.2 Resistivos. Dentro de los parámetros de la formación se encuentra la resistividad, la cual permite determinar la saturación de hidrocarburos presentes. Para que se genere el paso de la corriente eléctrica debe existir agua conductiva, lo cual facilita descartar zonas con presencia de fluidos que no sean de interés. Para realizar estas estimaciones se emplean diferentes tipos de registros como lo son los Inductivos, los Laterologs y los Microresistivos.

2.2.2.1 Registros inductivos o de conductividad. Estos registros miden la conductividad (recíproca a la resistividad) de las formaciones mediante corrientes alternas inductivas. Dado que es un método de inducción se usan bobinas aisladas en vez de electrodos, esto para enviar energía a las formaciones. La ventaja de este perfil eléctrico se basa en su mayor habilidad para investigar capas delgadas, debido a su enfoque y a su radio de investigación.

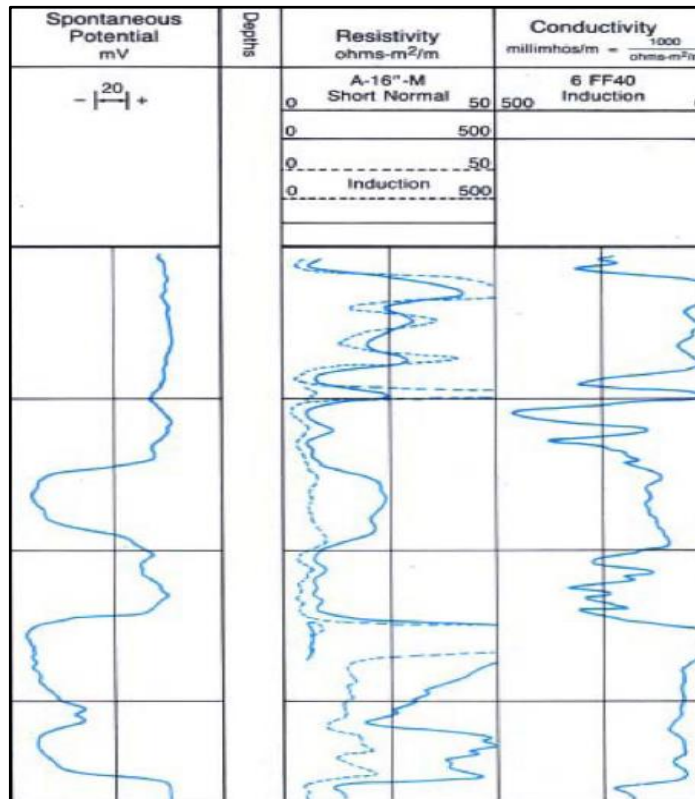
Los factores que afectan tanto los registros resistivos como los inductivos, son:

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

Los registros inductivos o de conductividad, representan la capacidad de una formación con presencia de algún fluido; de permitir el paso de la corriente eléctrica.

En la **Figura 8** se muestra el comportamiento de las curvas en presencia de agua la lectura se refracta hacia los mayores valores por la propiedad de conductividad de la misma. Mientras que un fluido como el petróleo, no permite el paso de la corriente.

Figura 8. Registro de conductividad



Fuente: SCHLUMBERGER, Principios / Aplicaciones de la Interpretación de Registros, Mexico D.F: MCA Marjeting, 1989. p. 83.

2.2.2.2 Laterologs. Los registros Laterologs se encuentran dentro de la rama de los Registros de electrodos de enfoque. Estos actúan bajo la premisa de que el pozo y las formaciones adyacentes pueden afectar de manera considerable las repuestas de los sistemas eléctricos convencionales. Dichas influencias se minimizan por medio de una familia de herramientas resistivas que utilizan corrientes de enfoque para controlar la trayectoria que sigue la corriente de medición. Los Electroodos especiales en las sondas emiten dichas corrientes.

Dentro de las ventajas de emplear dicho sistema, permite tener una resolución de respuesta más adecuada para capas con espesores delgados.

Existen sistemas disponibles con electrodos de enfoque con profundidades de investigación somera, media y profunda. Los dispositivos que usan este principio, tienen como aplicaciones cuantitativas determinar R_t y R_{xo} . Los instrumentos de lectura profunda incluyen el Laterolog 7, el Laterolog 3 y el laterolog profundo del registro doble laterolog DLL. Cabe resaltar que los Laterolog 3, 7 y 8 son obsoletos en la actualidad.

2.2.2.3 Micro-resistivos. Los instrumentos de Microresistividad se emplean para medir la resistividad de la zona lavada, R_{xo} y para describir capas permeables por medio de la detección del enjarre. Las mediciones de R_{xo} son importantes ya que el conocer R_{xo} permite corregir la medición profunda de resistividad de acuerdo con la resistividad real de la formación. De igual manera, algunos métodos para calcular la saturación de agua emplean la relación entre R_{xo} y R_t .

Para poder realizar la medición de R_{xo} la herramienta debe tener una profundidad de investigación muy baja debido a que la zona inundada puede extenderse sólo unas cuantas pulgadas más allá de la pared del pozo. Debido a que no se debe afectar la lectura, se emplean herramientas con patín. El patín, el cual lleva electrodos a intervalos cortos, se presiona contra la formación y reduce el efecto de corto circuito del lodo. Las corrientes que salen de los electrodos en el patín de la herramienta deben pasar por el enjarre para alcanzar la zona inundada.

Un equipo de Microresistividad reciente incluye una herramienta Microlog y una MicroSFL. Al montarse en un dispositivo calibrador, el Microlog puede llevarse a cabo de manera simultánea con cualquier combinación de servicios de registro de Litho-Densidad, CNL, DIL, NGS o EPT.

2.2.3 Porosidad. Para poder obtener el factor de la porosidad del reservorio es necesario emplear un registro sónico, un registro de densidad o un registro neutrónico en el caso que sea conocida la litología de la formación.

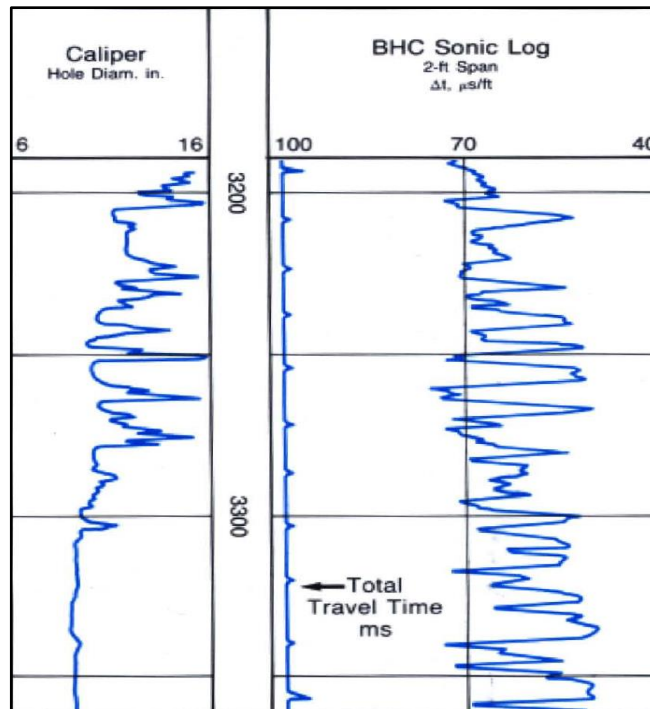
2.2.3.1 Registro Sónico. El perfil sónico no es más que el registro continuo del tiempo que emplea una onda sonora compresional, para viajar a través de una longitud de 1 (un) pie lineal de formación. El tiempo requerido para este viaje se denomina tiempo de tránsito.

El objetivo fundamental de este es medir la porosidad de la formación lo cual dependerá de la litología de la formación y de la naturaleza de los fluidos que llenan los espacios porosos como se observa en la **Figura 9**.

Los factores que afectan el registro sónico, son:

- Diámetro del hoyo
- Litología

Figura 9. Registro Sónico



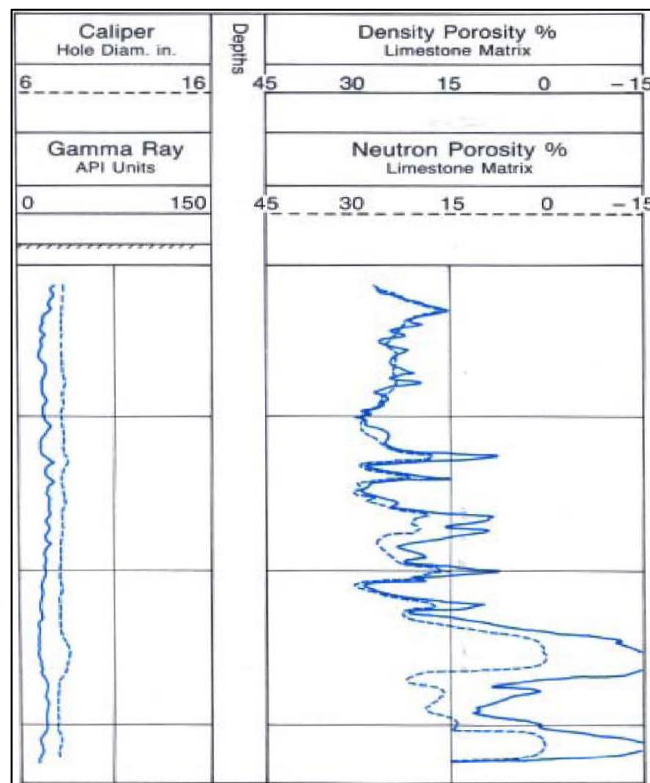
Fuente: SCHLUMBERGER, Principios / Aplicaciones de la Interpretación de Registros, Mexico D.F: MCA Marjeting, 1989. p. 34.

2.2.3.2 Registro Densidad. Los registros de densidad se usan principalmente como registros de porosidad, otros usos incluyen identificación de minerales en depósitos de evaporitas, detección de gas, determinación de la densidad de los hidrocarburos, evaluación de arenas con arcillas y litologías complejas, determinación de producción de lutitas con contenido de aceite, cálculo de presión de sobrecarga y propiedades mecánicas de las rocas, en la **Figura 10** se muestra un ejemplo de las lecturas de los Registro de Densidad y Neutrón.

Los factores que afectan el registro de densidad, son:

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

Figura 10. Registro de Densidad y Neutrón



Fuente: SCHLUMBERGER, Principios / Aplicaciones de la Interpretación de Registros, Mexico D.F: MCA Marjeting, 1989. p. 51.

El registro de densidad como se presenta en la Figura 10, se interpreta de acuerdo a los valores de porosidad registrados en la tabla, por ende entre más alto sea el valor mostrado, indica que la zona litológicamente es más porosa.

2.2.3.3 Registro Neutrón. Los registros neutrónicos se emplean principalmente para delinear formaciones porosas y para determinar su porosidad. Responden principalmente a la cantidad de hidrogeno presente en la formación. Por lo tanto, en formaciones limpias cuyos poros se encuentren saturados con agua o aceite el registro reflejara la cantidad de porosidad saturada de líquido.

Las zonas de gas con frecuencia pueden identificarse al comparar este registro con otro registro de porosidad o con un análisis de muestra. Una combinación de registro de neutrones con un registro de porosidad proporciona valores más exactos de porosidad y de contenido de arcilla, así como también permiten identificar litología. Por medio de este registro la porosidad se determina leyendo directamente del registro obtenido.

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

- Neutrón compensado (CNL)
- Dual porosity neutrón (CNT-G)
- Gamma neutrón CCL
- Serie de GNT
- Dual Spaced Epithermal Neutron
- Sidewall Neutron Porosity (SNP)
- Dual Spaced Neutron II

Los factores que afectan el registro neutrónico, son:

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

3. PROPIEDADES PETROFÍSICAS Y MAPAS DE ISOPROPIEDADES DEL ÁREA DE ESTUDIO MARACUY

En el siguiente Capítulo se presentan las propiedades petrofísicas y los mapas de isopropiedades (isoporosidad, isosaturación, volumen de arcilla) realizados para el Área de Estudio Maracuy con el software Petrel®.

3.1 SELECCIÓN Y VALIDACIÓN DE LA INFORMACIÓN

Para poder realizar los mapas de isopropiedades es necesario recolectar la información de las interpretaciones petrofísicas realizadas; se recolectó esta información para cada uno de los Pozos del Área de Estudio Maracuy, donde se especifica el volumen de arcilla, la porosidad efectiva y la saturación de agua.

3.1.1 Recopilación registros eléctricos. Para cada uno de los Pozos se realiza la recopilación de los registros eléctricos donde principalmente están los registros de GR, Densidad, Resistividad y Neutrón, para poder realizar la validación petrofísica lo más conveniente es que los registros eléctricos sean los mismos que se utilizaron para realizar la interpretación petrofísica.

Para el Pozo MC-1 en la **Figura 11** se muestran los registros corridos en la zona de interés la cual está a una profundidad entre 5340 ft y 5700 ft.

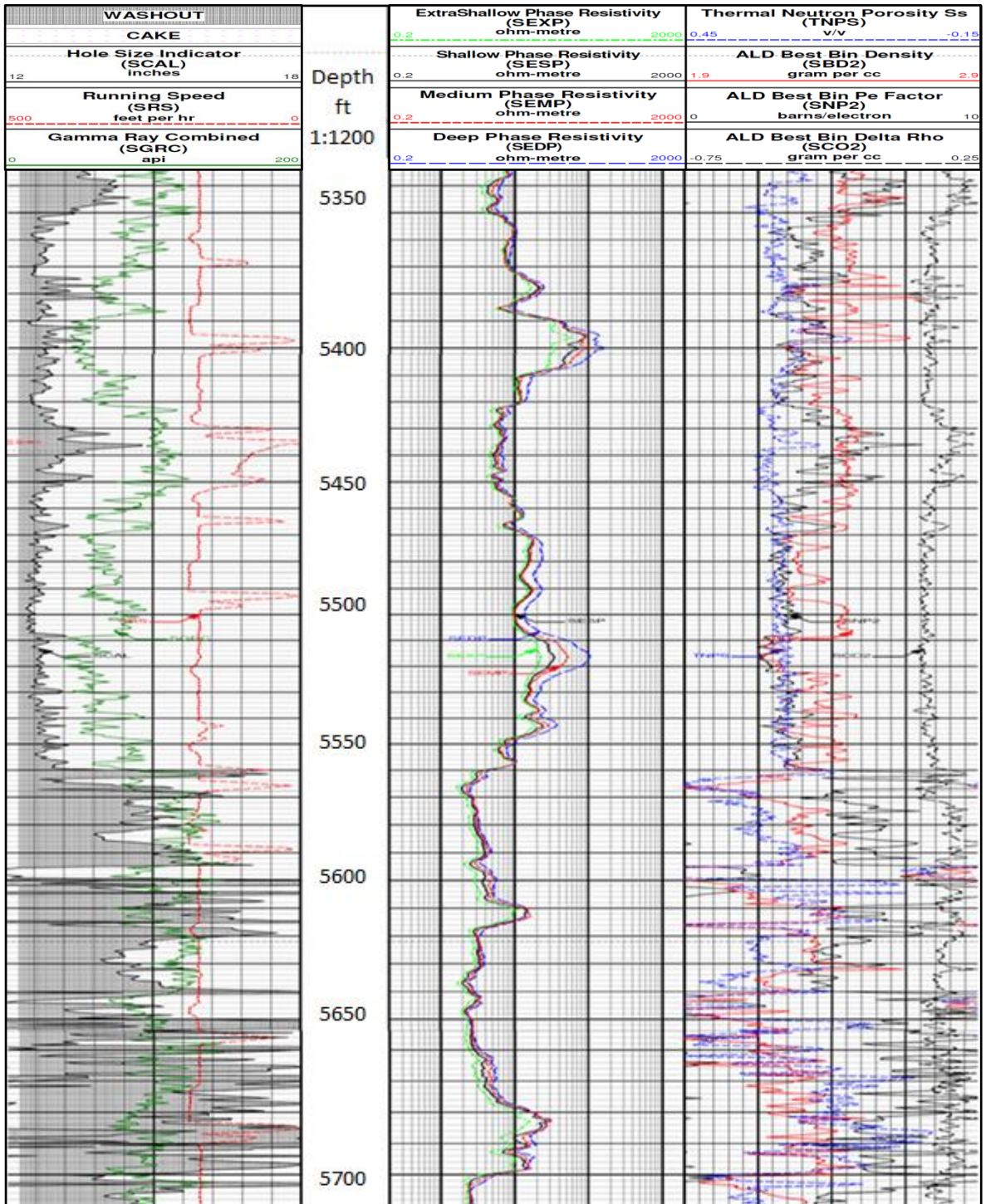
En el primer track está el registro GR que corresponde a un registro litológico, según lo explicado en el Capítulo 2 sobre el funcionamiento de la herramienta, se puede inferir que la roca presente tiene baja radiactividad lo que corresponde a una arena.

Seguido al registro litológico se muestra la profundidad en MD a la que se está midiendo la propiedad

En el tercer track se encuentran los registros resistivos, en todo este intervalo la resistividad se mantuvo alta en un rango de 8 ohm-metre y 200 ohm-metre y según lo explicado en el Capítulo 2 se puede inferir que en este intervalo el fluido presente corresponde a Hidrocarburo.

En el último track se encuentran los registros Densidad y Neutrón a partir de los cuales se puede calcular la porosidad presente en el intervalo de interés. La porosidad de este intervalo de interés se muestra en la interpretación petrofísica.

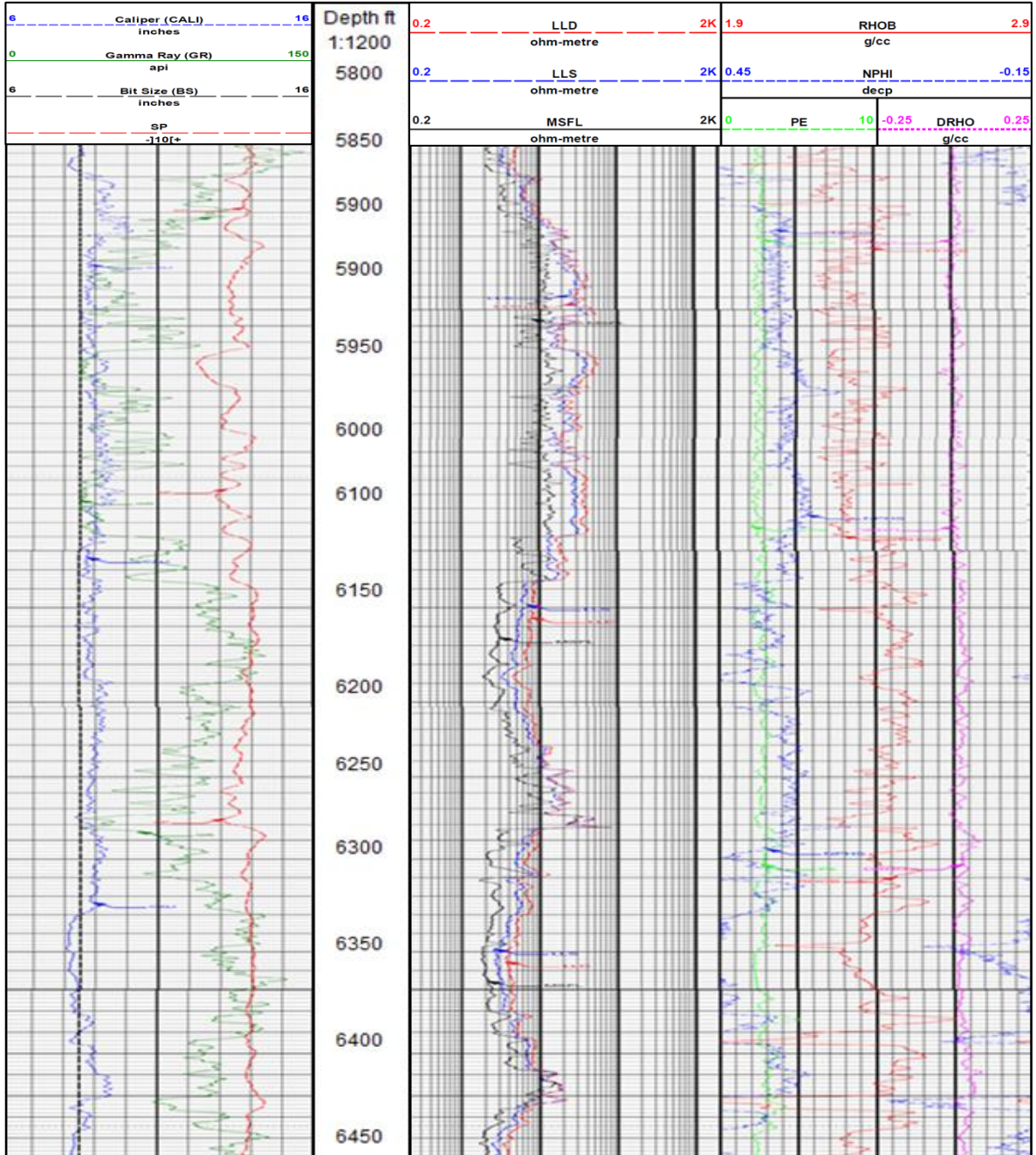
Figura 11. Registros Eléctricos corridos en el Pozo MC-1



Fuente: VETRA EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN S.A.S. Registro eléctrico DGR-EWR-ALD-CTN. Bogotá D.C: Halliburton 2012. p. 51.

Para el Pozo MC-2 en la **Figura 12** se muestran los registros corridos en la zona de interés la cual está a una profundidad entre 5800 ft y 6450 ft.

Figura 12. Registros Eléctricos corridos en el Pozo MC-2



Fuente: VETRA EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN S.A.S. Registro eléctrico Composite. Bogotá D.C: Halliburton, 2013. p. 48.

Igualmente en el registro de la **Figura 12** en el primer track está el GR que corresponde a un registro litológico; se puede observar que el GR tiende a refractarse hacia la escala donde hay menor radioactividad especialmente en el intervalo entre 5900 ft y 6100 ft donde se puede interpretar que hay arenisca con algunas intercalaciones de arcillas.

El track siguiente corresponde a la profundidad en MD a la que se está mostrando el registro corrido,

En el tercer track se encuentran los registros resistivos, en este intervalo de interés la variación de la resistividad respecto a todo el registro no es muy notoria, ya que la resistividad en este intervalo está entre 10 ohm-metre y 40 ohm-metre, mientras que en el resto del registro se encuentra entre 4 ohm-metre y 20 ohm-metre.

En el último track se encuentran los registros Densidad y Neutrón, a partir de los cuales se puede calcular la porosidad presente en el intervalo de interés, la cual se muestra en la interpretación petrofísica.

Para el Pozo MC-3 en la **Figura 13** se muestra los registros corridos en la zona de interés la cual está a una profundidad entre 6900 ft y 7300 ft.

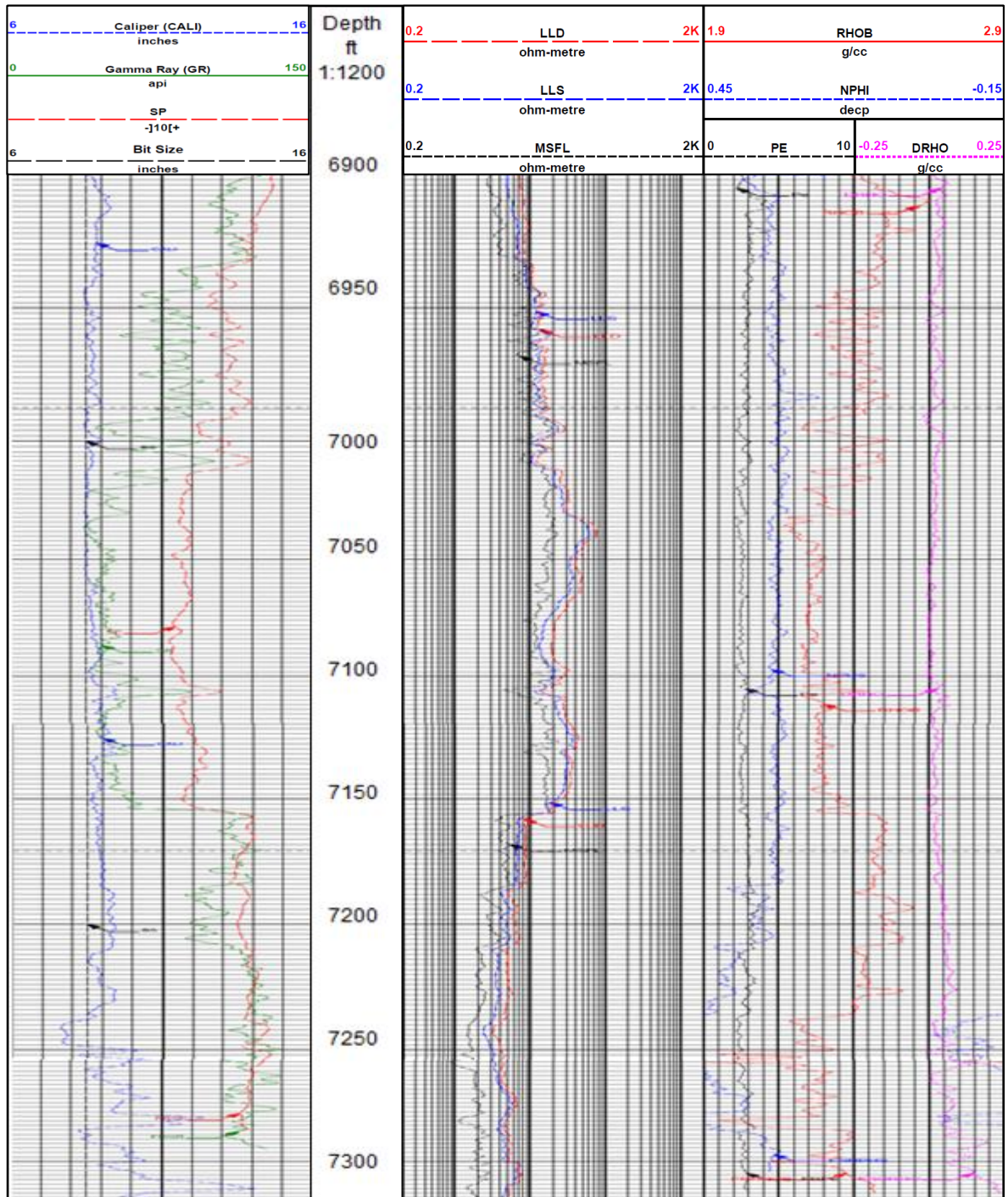
Igualmente en el registro de la **Figura 13** en el primer track está el GR que corresponde a un registro litológico; se puede observar que el GR tiende a refractarse hacia la zona donde hay menos radioactividad según la escala, especialmente en el intervalo entre 7010 ft y 7150 ft donde se puede interpretar que hay arenisca con pequeñas intercalaciones de arcillas.

El track siguiente corresponde a la profundidad en MD a la que se está mostrando el registro corrido.

En el tercer track se encuentran los registros resistivos, en este intervalo de interés la variación de la resistividad respecto a todo el registro no es muy notoria ya que la resistividad en este intervalo está entre 18ohm-metre y 40 ohm-metre, mientras que en el resto del registro se encuentra en promedio entre 6 ohm-metre y 20 ohm-metre.

En el último track se encuentran los registros Densidad y Neutrón a partir de los cuales se puede calcular la porosidad presente en el intervalo de interés, la cual muestra en la interpretación petrofísica.

Figura 13. Registros Eléctricos corridos en el Pozo MC-3



Fuente: VETRA EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN S.A.S. Registro eléctrico Composite. Bogotá D.C: Halliburton, 2014. p. 55.

Para el Pozo MC-4 en la **Figura 14** se muestra el registro de GR y resistivos corridos en la zona de interés la cual está a una profundidad entre 4900 ft y 5100 ft.

Para el Pozo MC-4 los registros Densidad y Neutrón se tomaron aparte de los registros resistivos, por lo que este track no se encuentra en la **Figura 14** la cual corresponde a un Registro de Resistividad donde se corrieron 6 herramientas para medir la resistividad a diferentes profundidades de penetración, los registros de Densidad y Neutrón se pueden observar en la **Figura 15**.

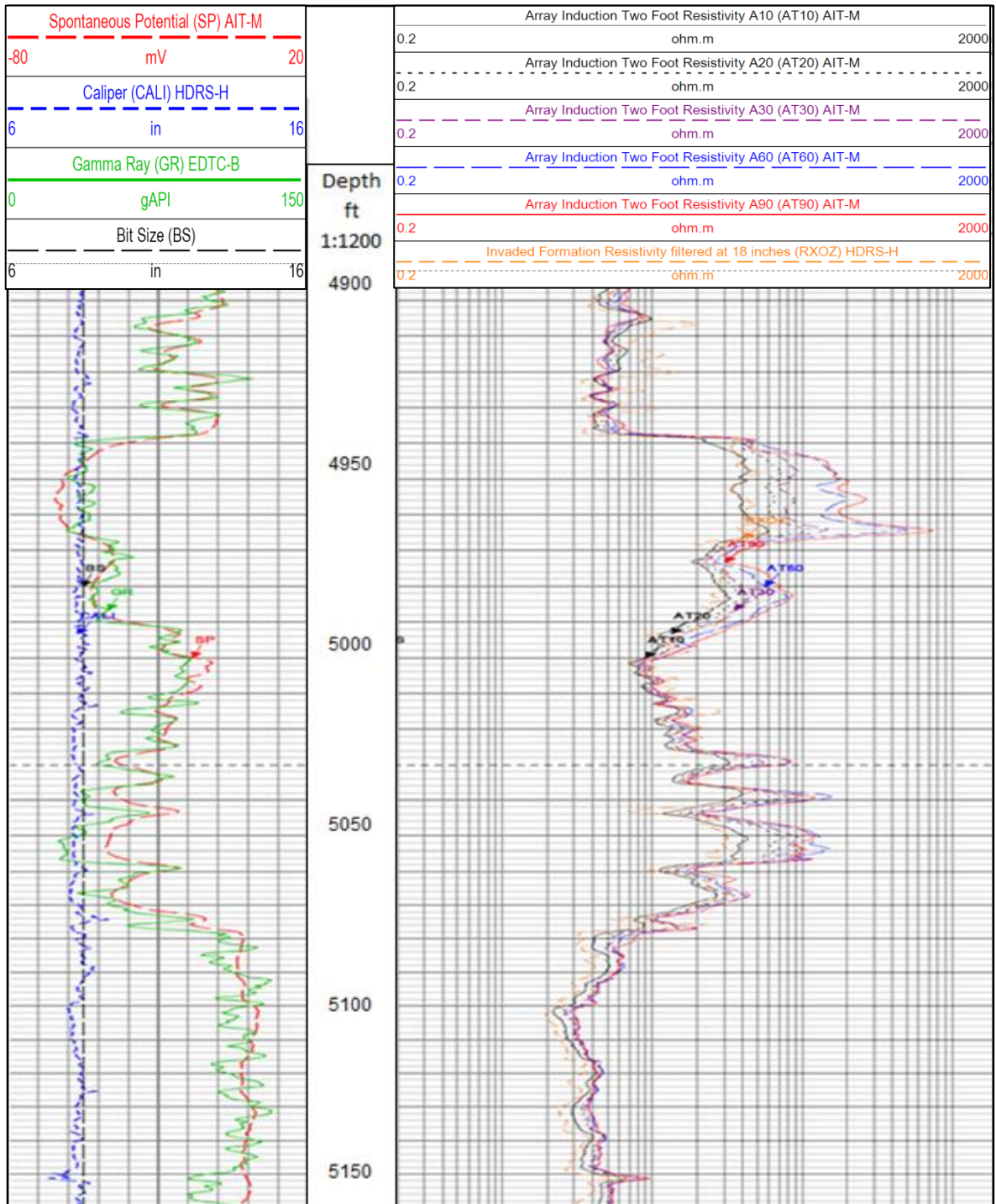
En la **Figura 14** igualmente en el primer track está el GR que corresponde a un registro litológico; se puede observar que el GR tiende a refractarse hacia la zona donde hay menor radioactividad según la escala, especialmente en el intervalo entre 4940 ft y 4990 ft donde se puede interpretar que hay arenisca, seguido de este intervalo ya se encuentra una zona más radioactiva por lo que se puede inferir que hay presencia de arcilla.

El track siguiente corresponde a la profundidad en MD a la que se está mostrando el registro corrido,

En el tercer track se encuentran los registros resistivos, en este intervalo de interés la variación de la resistividad es notoria respecto a todo el registro ya que la resistividad en este intervalo está entre 20 ohm-metre y 200 ohm-metre, mientras que en el resto del registro se encuentra entre 2 ohm-metre y 20 ohm-metre.

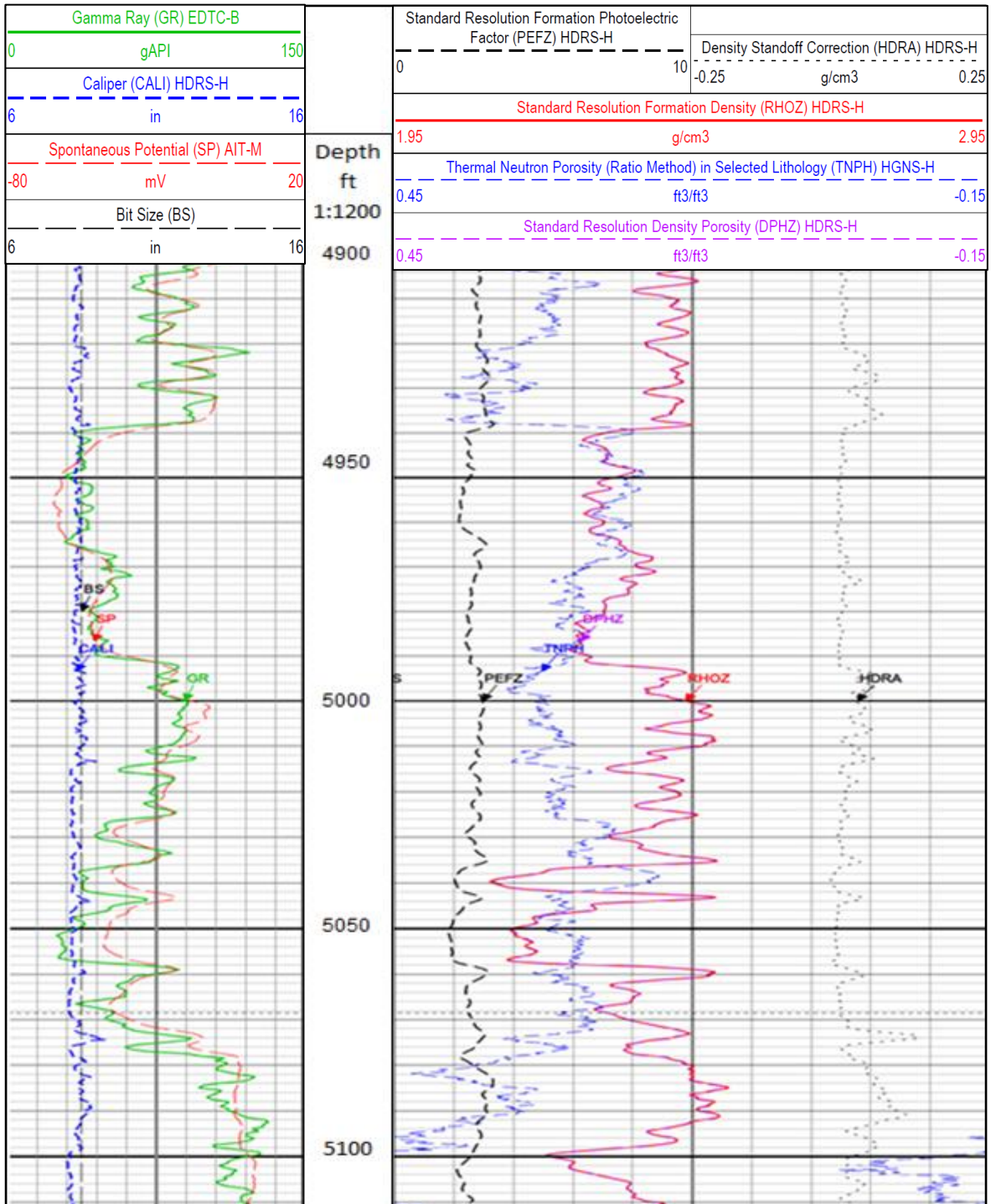
En la **Figura 15** se observa nuevamente que el primer track está el registro GR el cual es igual al de la **Figura 14**, igualmente el siguiente track corresponde a la profundidad en MD a la que se está mostrando el registro corrido y en el último track se encuentran los registros Densidad y Neutrón a partir de los cuales se puede calcular la porosidad presente en el intervalo de interés, la cual se muestra en la interpretación petrofísica. También se infiere que en el intervalo aproximado entre 5034 ft y 5042 ft hay gas, al igual que en el intervalo entre 5048 ft y 5058 ft.

Figura 14. Registros Eléctricos Resistivos corridos en el Pozo MC-4



Fuente: VETRA EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN S.A.S. Resistivity Log. Bogotá D.C: Halliburton, 2014. p. 44.

Figura 15. Registros Eléctricos de densidad corridos en el Pozo MC-4



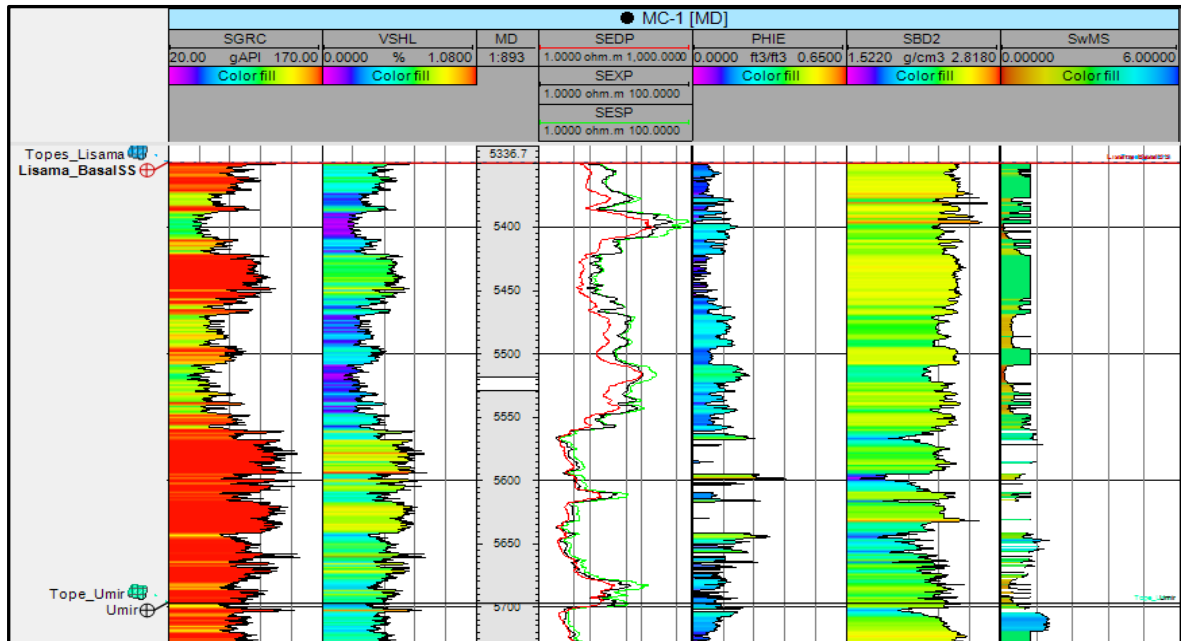
Fuente: VETRA EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN S.A.S. Nuclear Log. Bogotá D.C: Halliburton. 2014. p. 44.

3.1.2 Recopilación de información petrofísica. A partir de los registros eléctricos para cada Pozo, se realizó la validación de la interpretación petrofísica, de la cual se obtuvo las propiedades necesarias para realizar el cálculo del petróleo original en sitio, la cuales son: saturación de agua (S_w) y porosidad (Φ_e).

A partir de las propiedades petrofísicas interpretadas se realizaron los mapas de isopropiedades para conocer la distribución de las propiedades en el yacimiento, a partir de los mapas de Isopropiedades se obtuvieron los datos requeridos para usar el método de Monte Carlo para el cálculo de petróleo original en sitio.

En la **Figura 16** se muestra la interpretación petrofísica para el Pozo MC-1 de la cual se obtiene parte de la información necesaria para realizar los mapas de isopropiedades.

Figura 16. Interpretación petrofísica del Pozo MC-1



Fuente: VETRA EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN S.A.S. Interpretación petrofísica. Bogotá D.C, 2013.

En la **Figura 16** se muestra en el primer track el registro GR como se mencionó anteriormente se observan intervalos con intercalaciones de arcillas. A partir del registro GR se realiza el cálculo de Vshale “volumen de arcilla” para saber el contenido de arcilla presente, esta relación de Vshale y GR es directamente proporcional, ya que en los intervalos con baja lectura de GR será bajo el contenido de arcilla, y en los intervalos que el GR refleja alta lectura, corresponde a los intervalos de arcilla y lutitas.

Para el cálculo de Vshale se usa la **Ecuación 7** donde se calcula el I_{GR} y a partir de este se calcula el Vshale con la **Ecuación 8**, usualmente el I_{GR} es mayor que el Vshale por eso se realiza la corrección usando correlaciones empíricas las cuales fueron desarrolladas a partir de las diferentes edades geológicas.

Ecuación 7. Índice de arcilla " I_{GR} "

$$I_{GR} = \frac{GR - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}}$$

Fuente: TIAB. Djebbar. y DONALDSON Erle. Petrophysics. Burlington: Elsevier, 2004. p. 252.

Donde:

GR = Lectura del Registro GR, API
GR_{min} = Lectura minima del registro GR, API
GR_{max} = Lectura maxima del registro GR, API
 I_{GR} = Indice de GR

Ecuación 8. Ecuación de Larionov para el cálculo de Vshale

$$V_{sh} = 0.083 \times (2^{(3.7 \times I_{GR})} - 1)$$

Fuente: TIAB. Djebbar. Y DONALDSON Erle. Petrophysics. Burlington: Elsevier, 2004. p. 251.

Donde:

I_{GR} = Indice de GR
 V_{sh} = Volumen de arcilla, %

Se utilizó la **Ecuación 8** para el cálculo de Vsh ya que esta correlación se usa para las rocas terciarias y como se muestra en el Capítulo 1 en la **Figura 2** la Formación Lisama es del Terciario.

Para las otras propiedades petrofísicas como lo son la porosidad efectiva (Φ_e) y la saturación de agua (S_w) se toman los registros interpretados por el petrofísico de la compañía, por solicitud de Vetra Exploración y Producción Colombia S.A.S.

El método que uso el petrofísico de la empresa para el cálculo de la saturación de agua (S_w) es el modelo Simandoux el cual permite calcular la saturación de agua en arenas arcillosas ya que incluye el parámetro de volumen de arcilla (V_{sh}).

Para la propiedad de Vsh se toman los resultados realizados a partir de las Ecuaciones 7 y 8 mencionadas anteriormente. Los resultados de la interpretación se muestran en el **Cuadro 2**.

Cuadro 2. Resultados de la interpretación petrofísica para el Pozo MC-1.

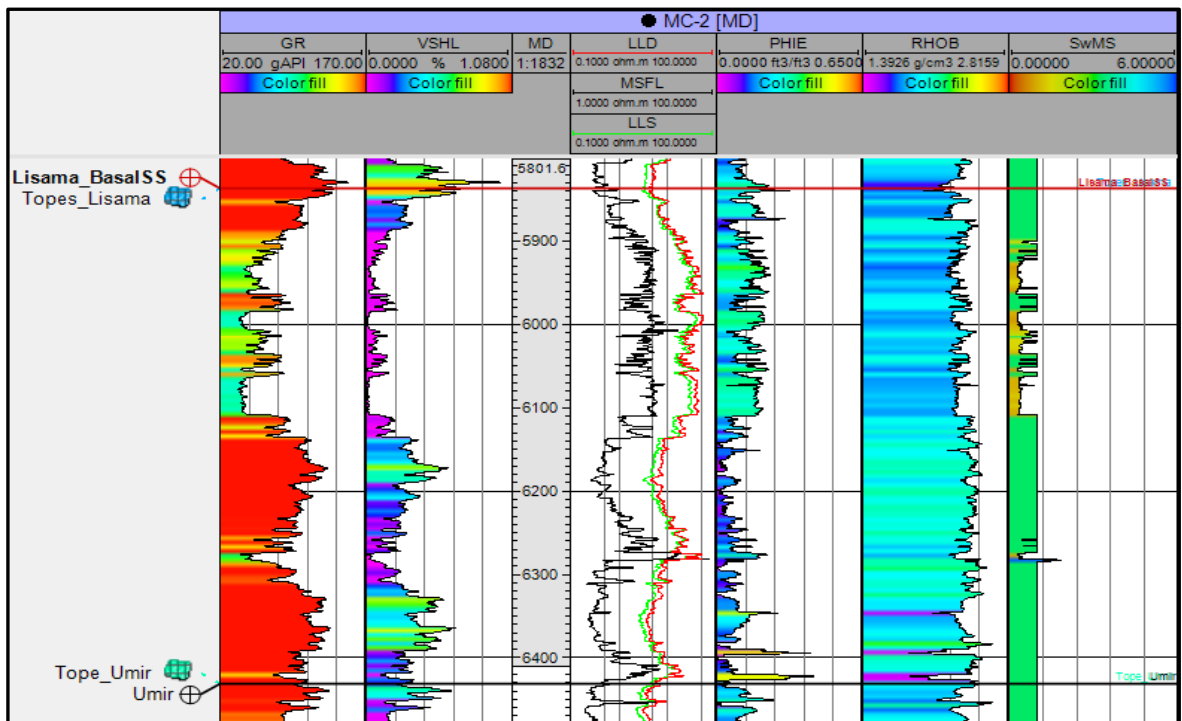
Pozo	Surface	MD (ft)	PHIE (%)	K (mD)	VSH (%)	H (ft)	Sw (%)
MC1	Lisama-basales	5244	0,271	798	0,23	62	0,21

Fuente: VETRA EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN S.A.S. Interpretación petrofísica. Bogotá D.C, 2013.

Para este proyecto la saturación de agua (Sw) calculada se asume como la saturación de agua irreducible (Swirr) ya que en estos pozos no hay producción de agua.

En la **Figura 17** se muestra la interpretación petrofísica para el Pozo MC-2 de la cual se obtendrá parte de la información necesaria para realizar los mapas de isopropiedades.

Figura 17. Interpretación petrofísica del Pozo MC-2



Fuente: VETRA EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN S.A.S. Interpretación petrofísica. Bogotá D.C, 2014.

En la **Figura 17** se muestra en el primer track el registro GR como se mencionó anteriormente se observan intervalos con intercalaciones de arcillas. Igualmente para el cálculo de V_{shale} se realizó el mismo procedimiento donde se usa la **Ecuación 7** con la cual se calcula el I_{GR} y a partir de este se calcula el V_{shale} con la **Ecuación 8**.

Se toma los datos interpretados por el petrofísico de la compañía para las propiedades petrofísicas como lo son la porosidad efectiva (Φ_e) y la saturación de agua (Sw), para el V_{sh} se toman los datos calculados a partir de las **Ecuaciones 7 y 8**. Los resultados de la interpretación se muestran en el **Cuadro 3**.

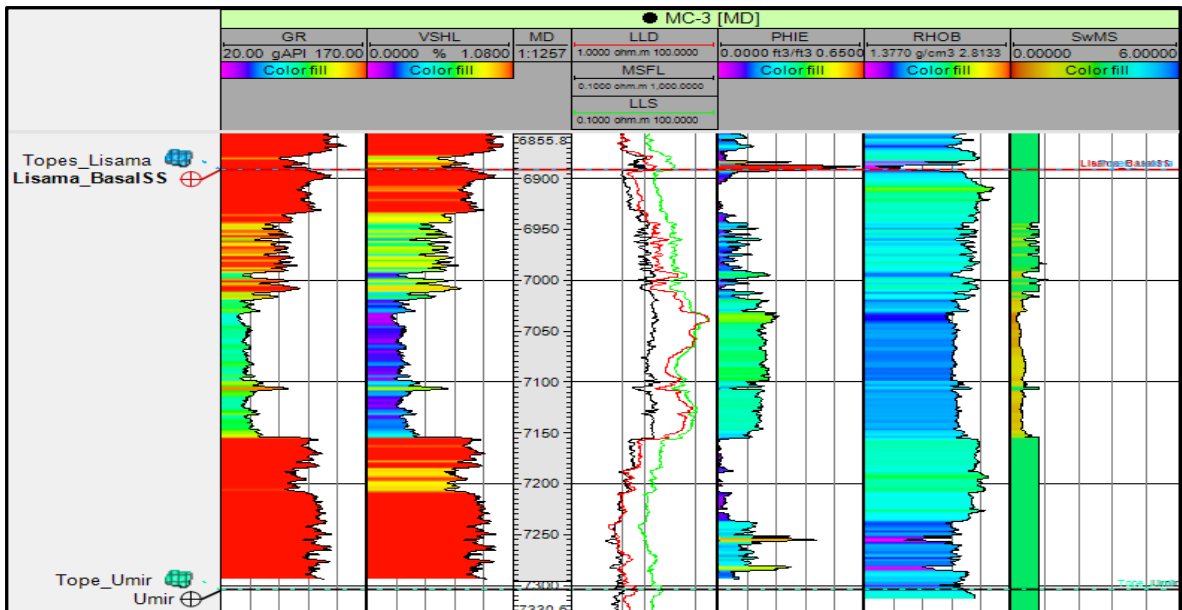
Cuadro 3. Resultados de la interpretación petrofísica para el Pozo MC-2.

Pozo	Surface	MD (ft)	PHIE (%)	K (mD)	VSH (%)	H (ft)	Sw (%)
MC2	Lisama-basales	5770	0,268	689,6	0,1459	155	0,38

Fuente: VETRA EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN S.A.S. Interpretación petrofísica. Bogotá D.C: Petrel, 2013.

Según la clasificación de la calidad de Levorsen, se puede decir que la porosidad y la permeabilidad (K) son muy buenas para el intervalo de interés según la interpretación petrofísica realizada. En la **Figura 18** se muestra la interpretación petrofísica para el Pozo MC-3 de la cual se obtendrá parte de la información necesaria para realizar los mapas de isopropiedades.

Figura 18. Interpretación petrofísica del Pozo MC-3



Fuente: VETRA EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN S.A.S. Interpretación petrofísica. Bogotá D.C, 2014.

Para la interpretación petrofísica del Pozo MC-3 se realiza el cálculo de Vsh igual que como se realizó para los Pozos MC-1 Y MC-2 e igualmente para las propiedades de porosidad efectiva (Φ_e) y saturación de agua (S_w) se toma la interpretación realizada por el petrofísico de la compañía. Los resultados de la interpretación se muestran en el **Cuadro 4**.

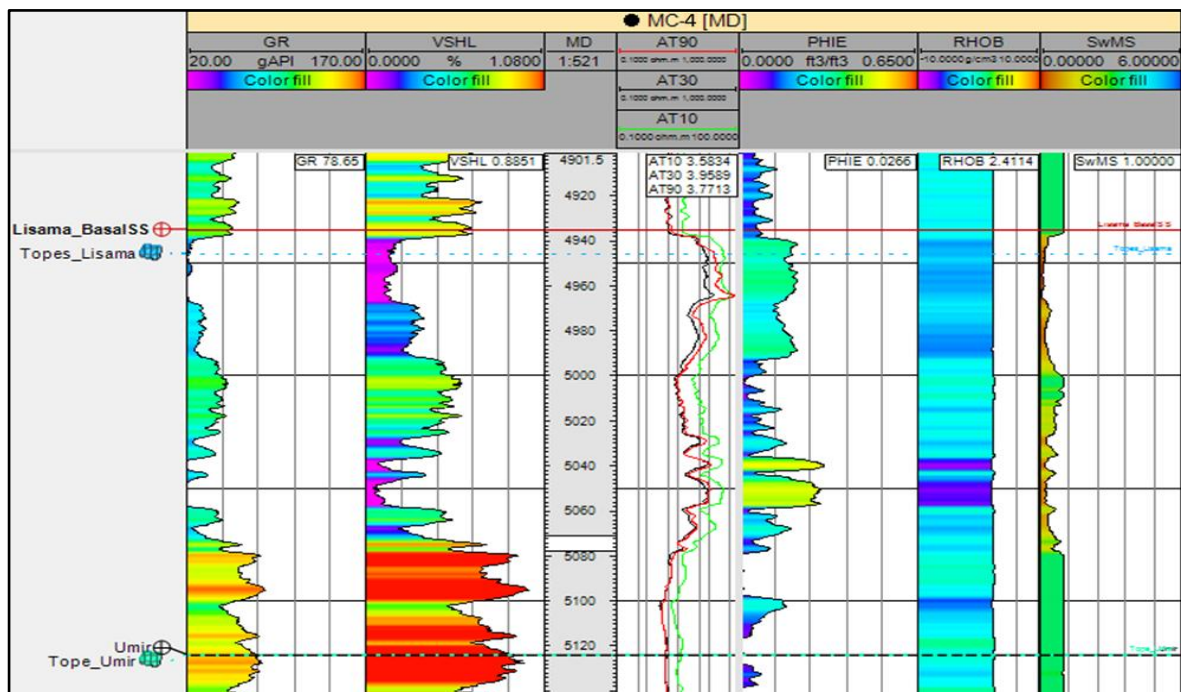
Cuadro 4. Resultados de la interpretación petrofísica para el Pozo MC-3

Pozo	Surface	MD (ft)	PHIE (%)	K (mD)	VSH (%)	H (ft)	Sw (%)
MC3	Lisama-basales	6934	0,271	797,2	0,485	126	0,42

Fuente: VETRA EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN S.A.S. Interpretación petrofísica. Bogotá D.C, 2013.

Los resultados de la porosidad efectiva (Φ_e) y permeabilidad (K) son muy buenos según la clasificación de la calidad de Levorsen, por lo que esta zona es un gran potencial productor. En la **Figura 19** se muestra la interpretación petrofísica para el Pozo MC-4 de la cual se obtendrá parte de la información necesaria para realizar los mapas de isopropiedades.

Figura 19. Interpretación petrofísica del Pozo MC-4



Fuente: VETRA EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN S.A.S. Interpretación petrofísica. Bogotá D.C, 2014.

Para la interpretación petrofísica del Pozo MC-4 se realiza el cálculo de Vsh igual que como se realizó para los Pozos MC-1, MC-2 y MC-3 e igualmente para las propiedades de porosidad efectiva (Φ_e) y saturación de agua (S_w) se toma la interpretación realizada por el petrofísico de la compañía. Los resultados de la interpretación se muestran en el **Cuadro 5**.

Cuadro 5. Resultados de la interpretación petrofísica para el Pozo MC-4

Pozo	Surface	MD(ft)	PHIE (%)	K (mD)	VSH (%)	H (ft)	Sw (%)
MC4	Lisama-basales	4800	0,274	739,6	0,157	84	0,17

Fuente: VETRA EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN S.A.S. Interpretación petrofísica. Bogotá D.C, 2013.

Al igual que los resultados de la petrofísica de los otros pozos se puede inferir según la clasificación de Levorsen que la Formación Lisama tiene una buena permeabilidad y porosidad

3.2 CREACIÓN DE MAPAS PARA EL ÁREA DE ESTUDIO MARACUY

Para realizar los mapas de isopropiedades se debe tener el resumen de las propiedades petrofísicas, las coordenadas y la profundidad del tope de la formación, este resumen se muestra en el **Cuadro 6**.

Cuadro 6. Datos necesarios para creación de los mapas

Pozo	Surface	X(m)	Y(m)	Z(ft)	MD(ft)	PHIE (%)	K (mD)	VSH (%)	H (ft)	Sw (%)
MC1	Lisama-basales	1050353,065	1391130,294	-4959,5	5244	0,271	798	0,23	62	0,21
MC2	Lisama-basales	1050500,152	1390529,95	-5053,72	5770	0,268	689,6	0,1459	155	0,38
MC3	Lisama-basales	1049911,417	1391562,533	-6079,06	6934	0,271	797,2	0,485	126	0,42
MC4	Lisama-basales	1050488,381	1391201,851	-4510,84	4800	0,274	739,6	0,157	84	0,17

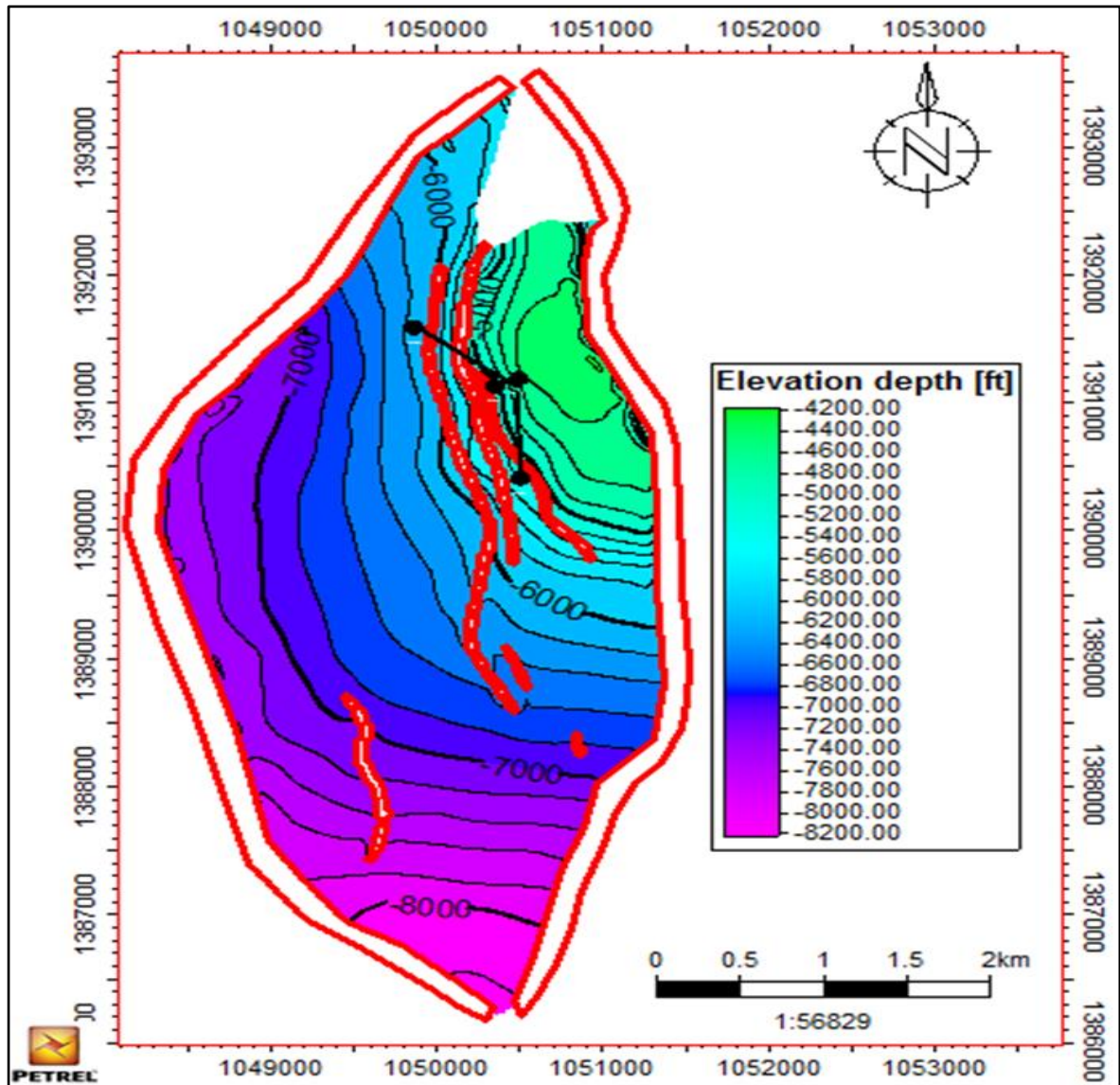
Fuente: VETRA EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN S.A.S. Interpretación petrofísica. Bogotá D.C, 2013.

En el cuadro anterior se muestra la información de las coordenadas, profundidad y resultados de la interpretación petrofísica para cada pozo presente del Área de Estudio Maracuy.

Para realizar los mapas de isopropiedades, Vetra Exploración y Producción S.A.S. Proporciona para este proyecto la información necesaria del modelo geológico, como lo es el mapa estructural, los topes y bases de la formación de interés y los

polígonos de las fallas, en la **Figura 20 y Figura 21** se muestra el tope y la base correspondientemente de la superficie estructural del Área de Estudio Maracuy, con el polígono de fallas que se ha interpretado, la creación de los mapas se realizara usando el software Petrel®.

Figura 20. Superficie estructural tope de la Formación Lisama



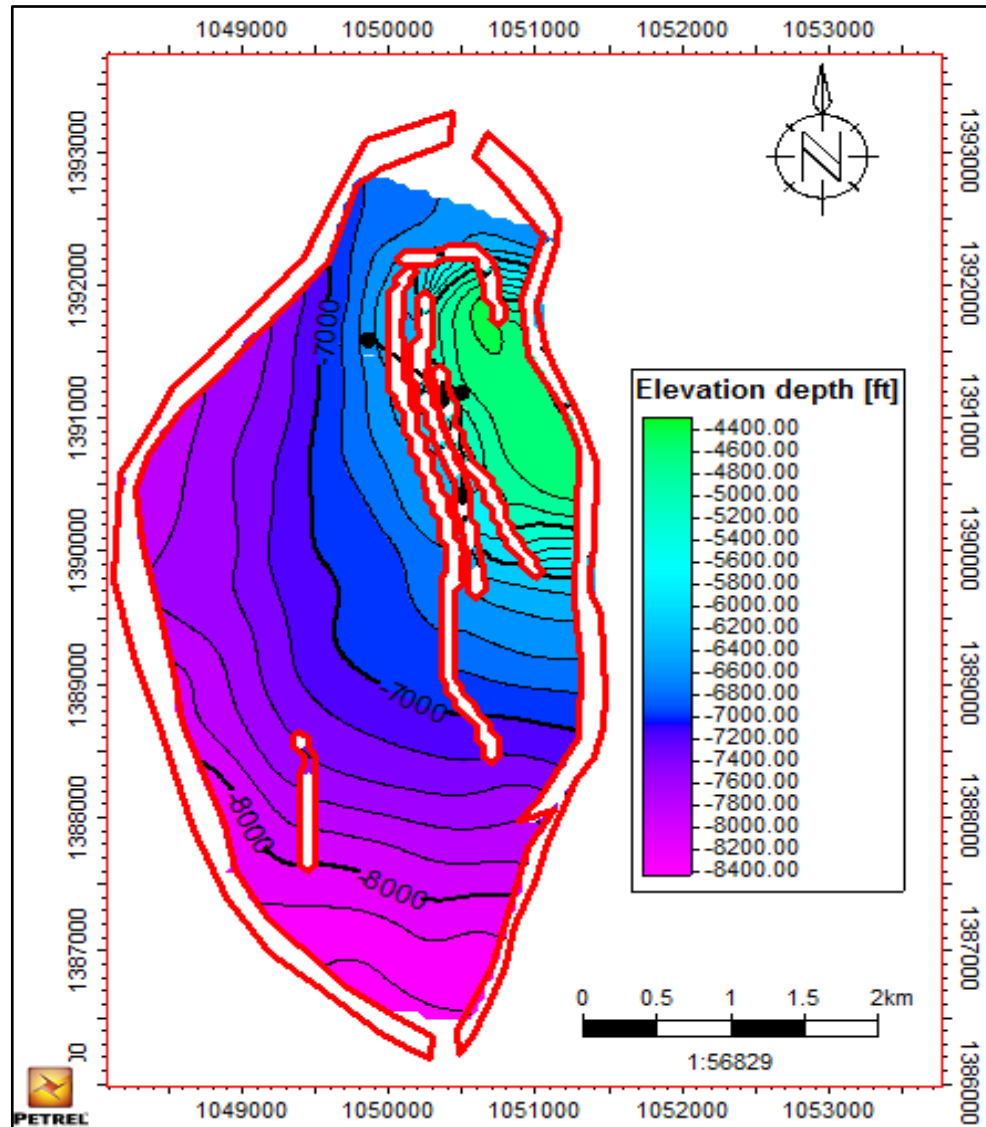
Fuente: VETRA EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN S.A.S. Modelo estático Área de Estudio Maracuy. Bogotá D.C, 2016.

En la figura anterior se muestran la superficie de la Formación Lisama con una profundidad entre 4185 ft y 8223 ft, también se muestran ubicados los pozos que

se han perforado en la zona de interés y las fallas que se han interpretado a partir de la sísmica tomada de la zona.

Se puede observar que la parte en la que se han perforado los pozos ha sido la más somera y donde hay mayor afectación de las fallas, lo que ayuda a la acumulación del hidrocarburo.

Figura 21. Superficie estructural base de la Formación Lisama



Fuente: VETRA EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN S.A.S. Modelo estático Área de Estudio Maracuy. Bogotá D.C, 2016.

En la **Figura 20** se muestra la base de la Formación Lisama que por estratigrafía es el tope de la Formación Umir, se muestra la base de la formación con una profundidad entre 4289 ft y 8445 ft, es coherente con el mapa estructural del tope de la formación ya que tiene la misma tendencia.

Igualmente se muestran los pozos que han sido perforados en el área de Estudio Maracuy los cuales se encuentran en la zona somera como también se observa en la **Figura 21** y las fallas que se encuentran de Tope a Base de la Formación.

En la simulación secuencial gaussiana las variables aleatorias continuas como lo son las variables petrofísicas asumen continuidad entre un rango de valores dado, lo que quiere decir que para las variables aleatorias continuas el número de ocurrencias posible tiende a infinito entre un rango de valores.

Las distribuciones de probabilidad generadas a partir de la simulación secuencial gaussiana son distribuciones normales que se generan a partir de las variables aleatorias continuas las cuales tienen esta distribución y dependen de la media, la varianza y los valores mínimos y máximos. La gráfica de la función de densidad para la distribución normal describe la probabilidad relativa de que una variable aleatoria caiga en una región específica y tiene una forma acampanada.

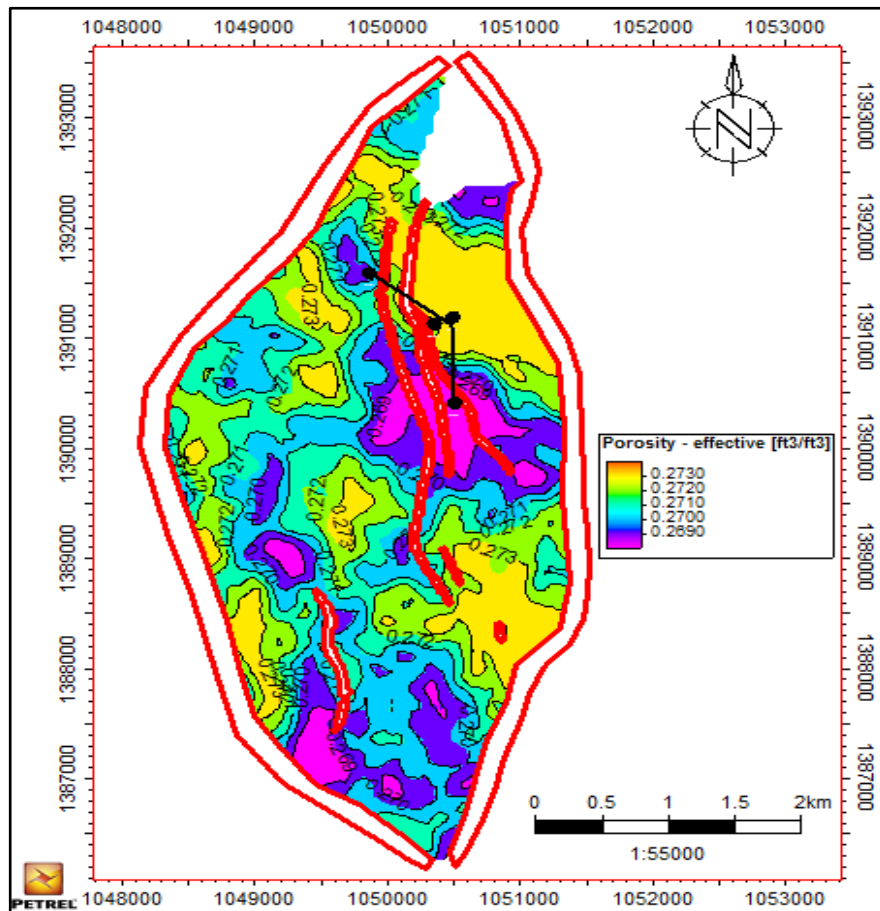
Para la creación de los mapas en el presente proyecto se tienen en cuenta que primero se realizó la deposición de los sedimentos y posterior a este suceso se generaron las fallas que se presentan en la zona, por lo que la distribución de las variables no se ven afectadas por el proceso de fallamiento.

Dado a que se tienen pocos datos y las distribuciones de las propiedades a partir de los puntos de control que se tienen pueden ser diversas por la aleatoriedad del método seleccionado, se presentan varios mapas para cada propiedad, donde todos se generan con el mismo método y con los mismos datos de entrada pero donde el software estima una distribución diferente, esto se puede observar en las zonas donde no hay datos de control debido a la alta incertidumbre.

3.2.1 Mapas de Isoporosidad. Para la realización de los mapas de isoporosidad se usa el método de simulación secuencial gaussiana, ya que es una simulación estocástica donde se usan variables aleatorias continuas y variables determinísticas.

En la **Figura 22** se presenta el mapa 1 (uno) de Isoporosidad junto con la **Figura 23** que corresponde a los datos estadísticos y a la **Figura 24** la cual corresponde al histograma. Los otros mapas de isoporosidad se presentan en el **Anexo A**.

Figura 22. Mapa 1 (uno) de isoporosidad realizado para el Área de Estudio Maracuy



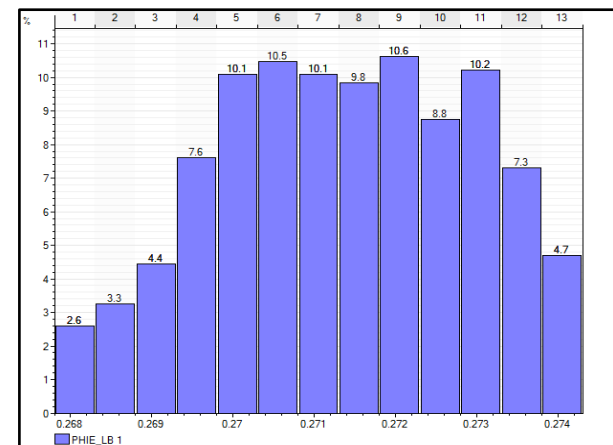
Fuente: VETRA EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN S.A.S. Bogotá D.C, Petrel®. 2016.

Figura 23. Datos estadísticos del mapa 1 (uno) de isoporosidad

Type of data:	Continuous
Min:	0.2680
Max:	0.2740
Delta:	0.0060
Number of defined values:	5535
Mean:	0.2713
Std. dev.:	0.0015
Variance:	0.0000
Sum:	1501.9141

Fuente: VETRA EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN S.A.S. Bogotá D.C Petrel®. 2016.

Figura 24. Histograma del mapa 1 (uno) de isoporosidad



Fuente: VETRA EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN S.A.S. Bogotá D.C Petrel®. 2016.

En la figura anterior se muestra uno de los mapas de isoporosidad realizado para el Área de Estudio Maracuy, esta distribución de porosidad a lo largo del yacimiento se simuló a partir de la distribución generada por el método secuencial gaussiano.

Se puede observar que el comportamiento y tendencias de las variables se mantiene en los 8 (ocho) mapas que se muestran en el **Anexo 1**, también se observa que donde hay más incertidumbre es en la parte inferior de los mapas ya que en esta zona no se tienen datos y se crea una distribución aleatorio la cual respeta el comportamiento de la distribución en la parte superior del mapa.

En los datos estadísticos se mantiene la varianza para los 8 (ocho) mapas, la distribución de máximos y mínimos es la misma pero hay una variación no significativa menor al 3% en la media ya que esta varia por los datos correlacionados del software que obtiene para las distribuciones en las zonas donde hay mayor incertidumbre.

En el Capítulo 6 se describe el comportamiento de los histogramas, esto se debe tener en cuenta para el cálculo del petróleo original en sitio usando el método de Monte Carlo, pero se puede observar que los histogramas tienen a un comportamiento de distribución normal por su comportamiento en forma de acampanada.

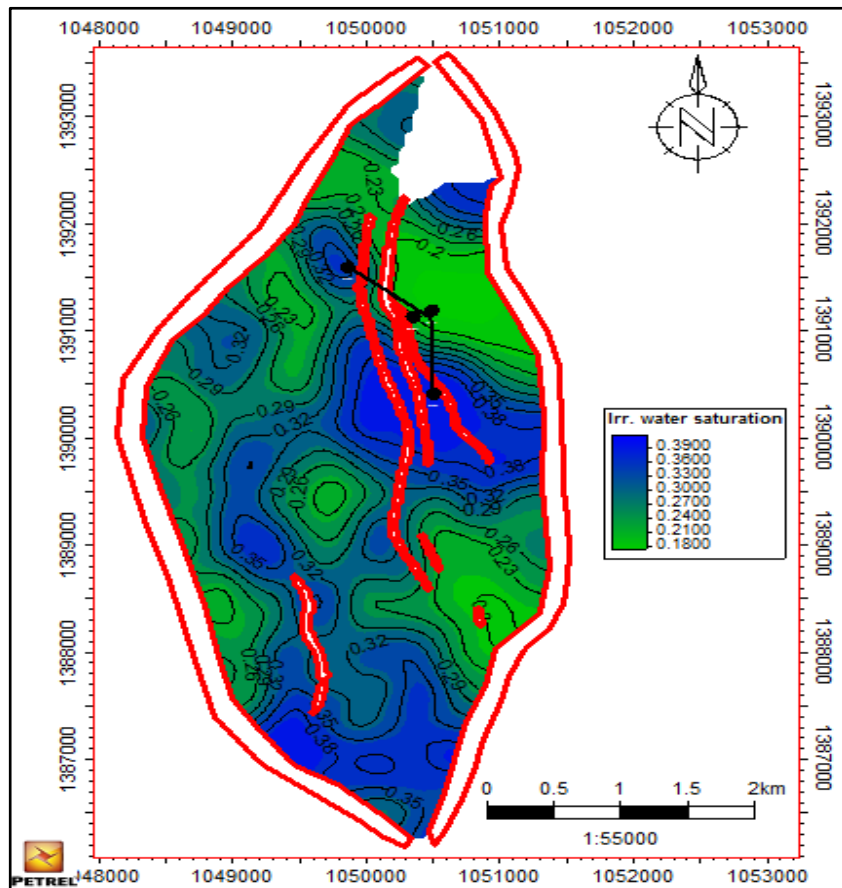
3.2.2 Mapas de Isosaturación. Para realizar los mapas de Isosaturación igualmente se usa el método de simulación secuencial gaussiana, ya que este método realiza una distribución aproximada a la realidad de las propiedades petrofísicas.

Se tienen en cuenta los datos del **Cuadro 6** ya que son los puntos de control y de los cuales parte la simulación secuencial gaussiana.

Como se mencionó anteriormente se asume una saturación de agua irreducible ya que no hay producción de agua en los pozos perforados por lo que la saturación de agua no va a cambiar.

En la **Figura 25** se presenta el mapa 1 (uno) Isosaturación junto con la **Figura 26** que corresponde a los datos estadísticos y a la **Figura 27** la cual corresponde al histograma. Los otros mapas de isosaturación se presentan en el **Anexo 2**

Figura 25. Mapa 1 (uno) de isosaturación de agua realizado para el Área de Estudio Maracuy



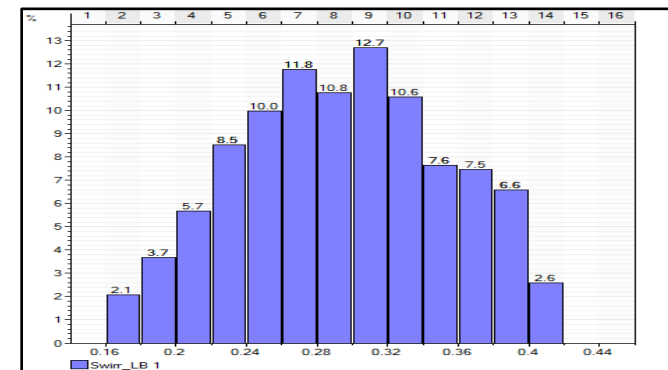
Fuente: VETRA EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN S.A.S. Bogotá D.C, Petrel®. 2016.

Figura 26. Datos estadísticos del mapa 1 (uno) de isosaturación

Type of data:	Continuous
Min:	0.1723
Max:	0.4145
Delta:	0.2422
Number of defined values:	5535
Mean:	0.2949
Std. dev.:	0.0587
Variance:	0.0034
Sum:	1632.4875

Fuente: VETRA EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN S.A.S. Bogotá D.C, Petrel®. 2016.

Figura 27. Histograma del mapa 1 (uno) de isosaturación



Fuente: VETRA EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN S.A.S. Bogotá D.C, Petrel®. 2016.

En la **Figura 25** se muestra uno de los mapas de isosaturación realizado para el Área de Estudio Maracuy, igualmente con los datos que se ingresaron y la distribución generada por el método secuencial gaussiano se obtienen el mapa, los datos estadístico y el histograma los cuales se muestran en las figuras que están junto a los mapas.

También en los mapas de isosaturación que se encuentran en el **Anexo 2**, se puede observar que el comportamiento y tendencias de las variables se mantiene en los 8 (ocho) mapas realizados, también se observa que donde hay más incertidumbre es en la parte inferior de los mapas ya que en esta zona no se tienen datos y se crea una distribución aleatorio la cual respeta el comportamiento de la distribución en la parte superior del mapa donde se encuentra desde la saturación mínima que es de 17% hasta la saturación máxima de 41%.

En los datos estadísticos el cambio en la varianza está en un rango de 0.0034 a 0.0045, la distribución de máximos y mínimos también presenta una pequeña variación en un rango de 0.1704 a 0.1734 para los mínimos de saturación y de 0.4140 a 0.4186 para los valores máximos de saturación en los mapas, las diferencias no representan un margen de error representativo dada la incertidumbre que se tiene por los pocos puntos de control.

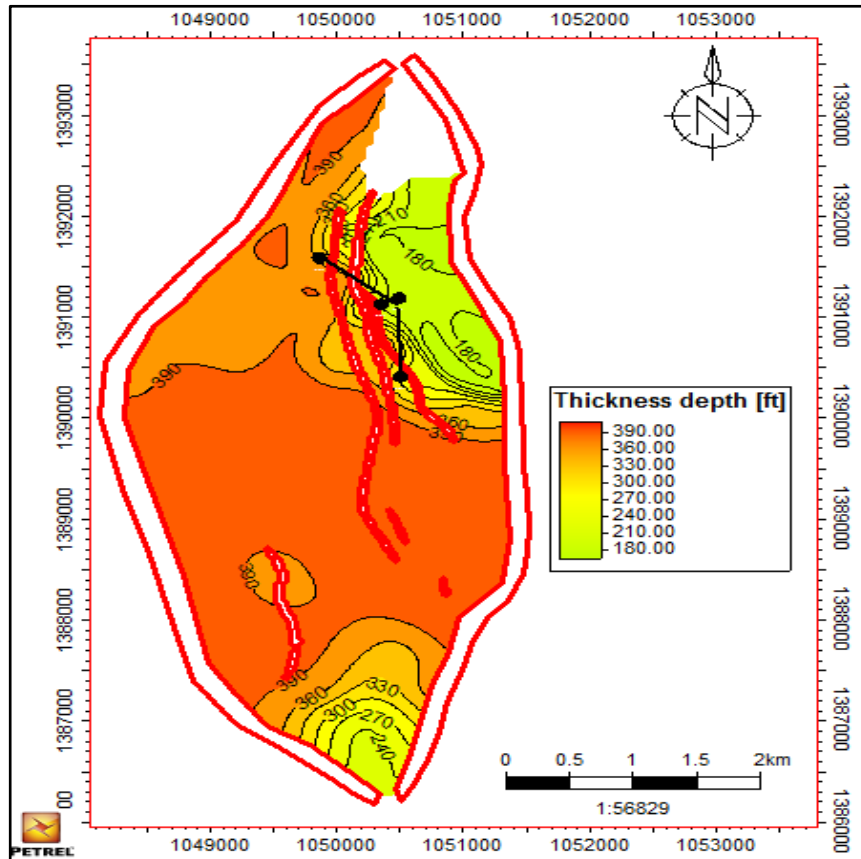
En el Capítulo 6 se describe el comportamiento de los histogramas, esto se debe tener en cuenta para el cálculo del petróleo original en sitio usando el método de Monte Carlo.

3.2.3 Mapa Isopacos. Para realizar el mapa isópaco de espesor bruto se tiene el mapa estructural del tope de la Formación en la Zona de interés y el mapa estructural de la base de la Formación de interés, al realiza la resta de estos dos mapas el resultado será el espesor de interés el cual se tendrá en cuenta para el cálculo del petróleo original en sitio usando el Método de Monte Carlo.

En la **Figura 28** se muestra el mapa de espesor generado en Petrel® y junto a el mapa en la **Figura 29 y Figura 30** los datos estadísticos y el histograma correspondiente generados en Petrel®.

En la **Figura 28** se muestra mapa isópaco de espesor bruto ya que no se discriminan los intervalos no productivos en el área de interés, según los datos estadísticos el espesor se encentra en entre 162ft y 408ft aproximadamente, es por esta razón que los espesores realizados en Petrel® son mayores a los que se encuentren en el **Cuadro 6** donde se muestran los espesores petrolíferos cañoneados en los pozos perforados los cuales van entre 62ft y 155ft.

Figura 28. Mapa isópaco de espesor bruto, para el Área de Estudio Maracuy



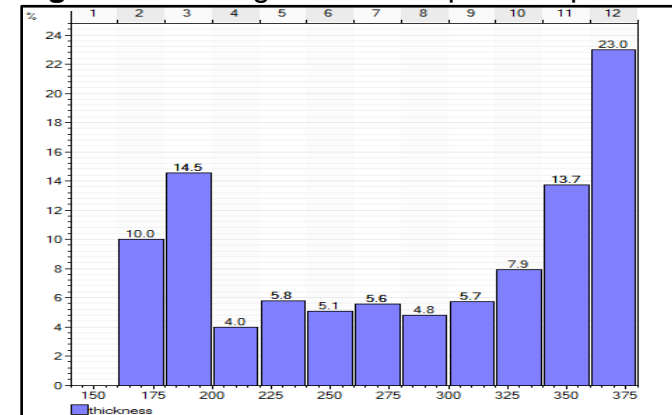
Fuente: VETRA EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN S.A.S. Bogotá D.C, Petrel®. 2016.

Figura 29. Datos estadísticos del mapa de espesor

Type of data:	Continuous
Min:	162.22
Max:	407.15
Delta:	244.93
Number of defined values:	5535
Mean:	355.17
Std. dev.:	68.97
Variance:	4756.89
Sum:	1965873.85

Fuente: VETRA EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN S.A.S. Bogotá D.C, Petrel®. 2016.

Figura 30. Histograma del mapa de espesor



Fuente: VETRA EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN S.A.S. Bogotá D.C, Petrel®. 2016.

También se puede observar en el mapa que la tendencia de las zonas con mayores espesores está hacia la zona central del mapa, y que los pozos perforados se encuentran en una zona con espesores de medios a bajo según los rangos estadísticos.

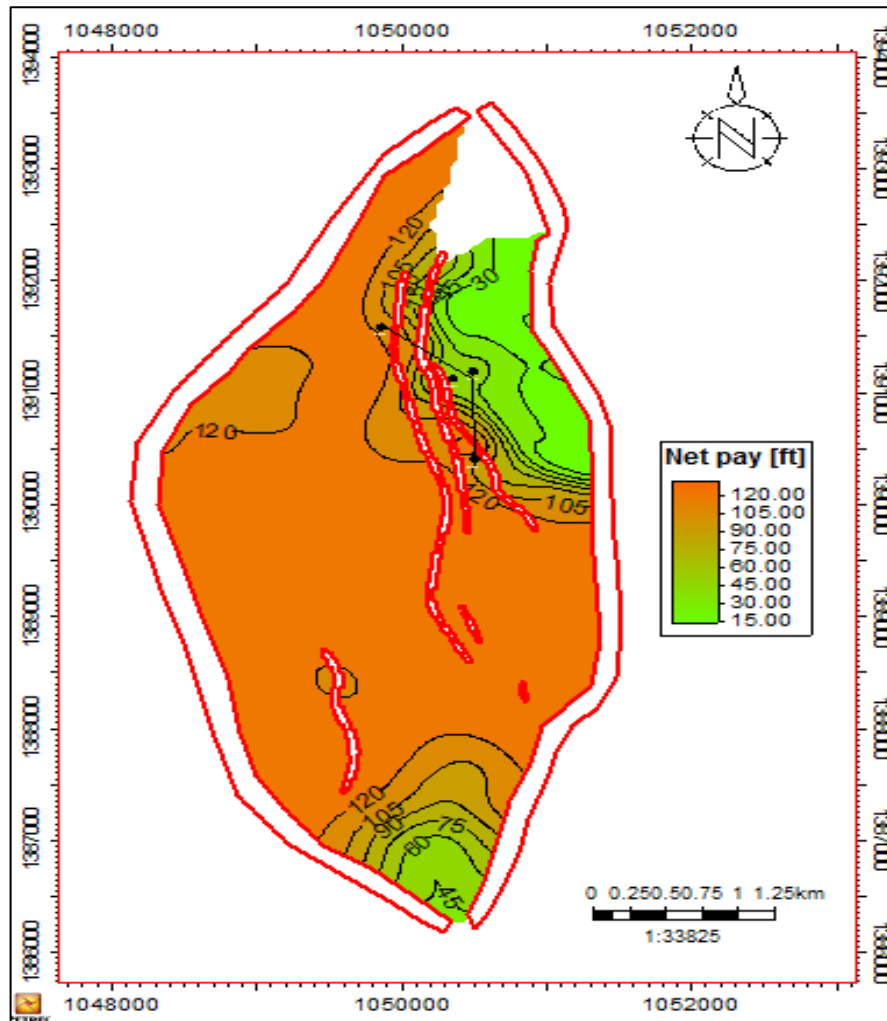
Teniendo los registros GR para cada pozo se puede interpretar el espesor neto de la formación productiva (Net Pay) que corresponde a los intervalos de arenas sin los intervalos de arcilla.

Los datos que se usaron para crear el mapa isópaco de espesor neto se muestran en el **Cuadro 6**, donde se muestran los resultados de la interpretación petrofísica dada por Vetra Exploración y Producción S.A.S. al igual que los valores Cut-offs que se tuvieron en cuenta para la creación de los mapas los cuales fueron:

- Porosidad efectiva "PHIE" mayor a 15%
- Saturación de agua irreducible "Swirr" menor al 50%
- Volumen de arcilla "Vsh" menor al 50%.

En la **Figura 31** se muestra el mapa isópaco de arena neta de la formación productiva (Net Pay).

Figura 31. Mapa isópaco de arena neta.



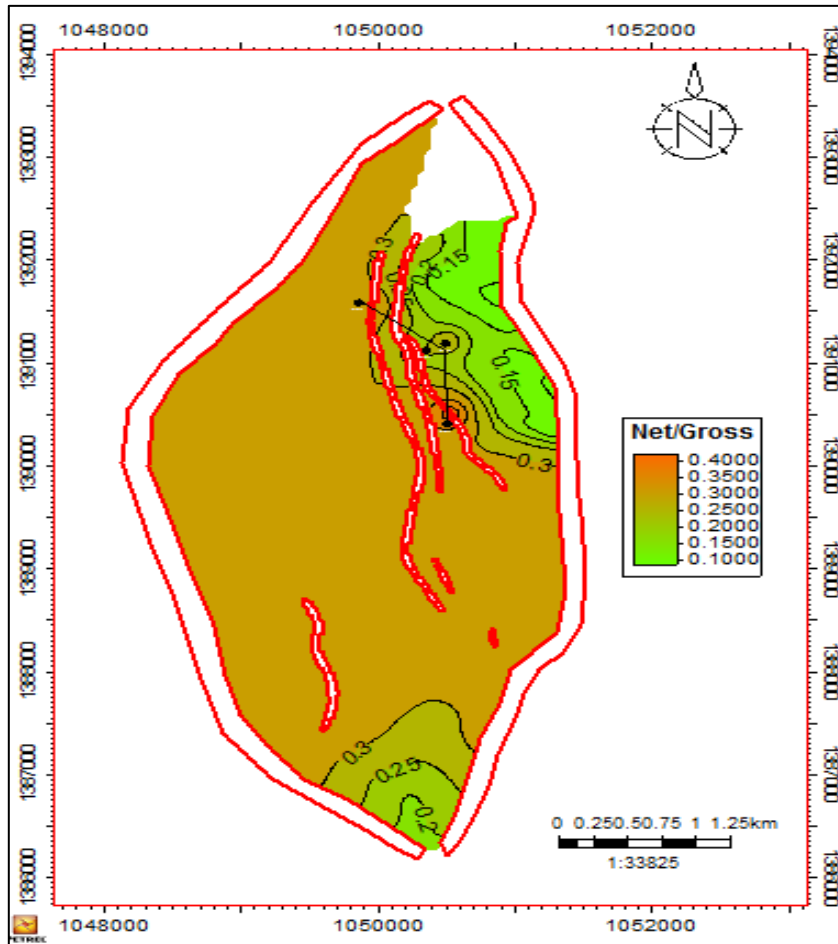
Fuente: VETRA EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN S.A.S. Bogotá D.C Petrel®. 2016.

El mapa de espesor neto de la formación productiva (Net Pay) tiene que respetar la tendencia que tiene el mapa de espesor (Gross) como se observa en la **Figura 31** el mapa Net Pay respeta este comportamiento.

Teniendo el mapa Net Pay se puede realizar el mapa Net to Gross el cual es la relación del mapa Net Pay respecto al mapa Gross lo que me indica en fracción la relación del volumen neto productivo respecto al espesor total del intervalo de interés.

En la **Figura 32** se observa el mapa isópaco Net to Gross y en la **Figura 33 y 34** los datos estadísticos e histograma respectivamente.

Figura 32. Mapa isópaco Net to Gross.



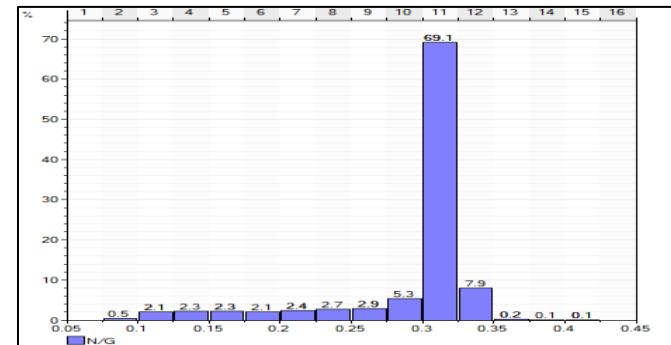
Fuente: VETRA EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN S.A.S. Bogotá D.C Petrel®. 2016.

Figura 33. Datos estadísticos del mapa Net To Gross

Type of data:	Continuous
Min:	0.0845
Max:	0.4209
Delta:	0.3364
Number of defined values:	5535
Mean:	0.2962
Std. dev.:	0.0540
Variance:	0.0029
Sum:	1639.5799

Fuente: VETRA EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN S.A.S. Bogotá D.C Petrel®. 2016.

Figura 34. Histograma del mapa Net To Gross



Fuente: VETRA EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN S.A.S. Bogotá D.C Petrel®. 2016.

4. GENERALIDADES DE LAS PROPIEDADES P.V.T DE LOS FLUIDOS

A continuación se describen las correlaciones implementadas para generar el P.V.T para cada uno de los compartimientos del Área de estudio Maracuy.

4.1 PROPIEDADES P.V.T.

“Para comprender el comportamiento de los fluidos en el yacimiento es necesario conocer las propiedades del fluido”²⁰, es por esto que se determinan las propiedades P.V.T. Para determinar el P.V.T de un fluido se puede realizar a través de análisis de laboratorios donde se realizan pruebas a diferentes presiones y temperaturas o implementando correlaciones.

En el **Cuadro 7** se muestran las propiedades principales para seleccionar la correlación apropiada y así generar el P.V.T

Cuadro 7 . Propiedades principales para seleccionar las correlaciones

	MC-1			MC-2			MC-3		
	Presión psi	Temperatura °F	°API	Presión psi	Temperatura °F	°API	Presión psi	Temperatura °F	°API
Medida	2427	129.5	20	2554	149	12.5	1653	147.5	10
Calculada	2365	141.42		2625	148.19		3053	159.29	

Fuente: VETRA EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN S.A.S. Propiedades de los pozos. Bogotá D.C, 2016.

Para la creación del P.V.T del Pozo MC-4 se asume que es el mismo del Pozo MC-1 ya el petróleo tiene propiedades similares y ambos pozos están en el mismo compartimiento estructural.

4.1.1 Presión del punto de burbuja (Pb). La presión del punto de burbuja se define como la presión a la cual se forma la primera burbuja de gas que se encuentra en solución del petróleo. Conocer cuál es el punto de burbuja es importante para determinar si el yacimiento se encuentra saturado o subsaturado.

Usualmente los yacimientos se encuentran saturados, lo que quiere decir que a condiciones de presión y temperatura de yacimiento el petróleo está reteniendo todo el gas que puede, a esas condiciones se dice que está el petróleo en su punto de burbuja y el yacimiento presenta gas libre.

Cuando los yacimientos se encuentran subsaturados, la presión inicial del yacimiento es menor a la presión de burbuja.

²⁰ AHMED. Tarek. Reservoir Engineering Handbook. 3 ed. London: Elsevier. 2006. p. 29.

Para el presente proyecto se utiliza la correlación de Vásquez, M.E y Beggs, H.D para el cálculo del punto de burbuja ya que es la correlación que se ajusta a los parámetros de selección de la correlación. En la **Figura 35** se observan los rangos de los datos a los cuales se puede implementar la **Ecuación 9**. “Debido a la volatilidad del petróleo los datos se dividen en dos grupos el primer grupo compuesto por petróleo que tienen gravedad ≤ 30 °API y el segundo por petróleo con gravedad > 30 °API”²¹.

Figura 35. Rango de datos para implementar la correlación de Vásquez, M.E y Beggs, H.D

	Y API ≤ 30	Y API ≥ 30
Número de puntos de datos	1141	4863
Presiones de burbujeo, psia	15-4572	15-6055
Temperatura promedio, °F	162	180
Factor volumétrico del petróleo BY/BN	1.042-1.545	1.028-2.226
Razón gas disuelto-petróleo, Scf/BN	0-831	0-2199
Gravedad del petróleo, °API	5.3-30	30.6-59.5
Gravedad específica del gas, (aire=1)	0.511-1.351	0.53-1.259

Fuente: Banzér. Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Maracaibo: Instituto de investigaciones petroleras, 1996. p. 55.

La correlación de Vásquez, M.E y Beggs, H.D se muestra a continuación.

Ecuación 9. Correlación Pb de Vásquez, M.E y Beggs, H.D

$$P_b = \left[\frac{R_{sb}}{C_1 \gamma_{gc} \exp\left(\frac{C_3 \gamma_{API}}{T + 160}\right)} \right]^{C_2}$$

Fuente: Banzér. Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Maracaibo: Instituto de investigaciones petroleras, 1996. p. 54.

Donde:

p_b = Presión de burbujeo, psia

R_{sb} = Razón gas disuelto – petróleo a $p \geq p_b$, Scf/BN

T = Temperatura del yacimiento. °F

γ_{gc} = Gravedad específica del gas corregida a 100 psi, (aire = 1)

γ_{API} = Gravedad del petróleo, °API

²¹ Banzér. Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Maracaibo: Instituto de investigaciones petroleras, 1996. p. 54.

El valor de las constantes C_1 , C_2 y C_3 también se presentan en relación a la gravedad API del crudo, como se observa en la **Figura 36**.

Figura 36. Valores de las constantes C_1 , C_2 y C_3 para la correlación de P_b y R_s

	C_1	C_2	C_3
$Y_{API} \leq 30$	0.0362	10.937	25.724
$Y_{API} \geq 30$	0.0178	11.870	23.931

Fuente: BANZÉR. Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Maracaibo: Instituto de investigaciones petroleras, 1996. p. 54.

Para el compartimiento donde se perforó el Pozo MC-1 se realizó un P.V.T a través de análisis de laboratorio y se tiene la presión de burbuja que es de 2410 psig, en el Capítulo 5 se muestran los resultados obtenidos del P.V.T realizado a través de análisis de laboratorio.

Se selecciona la correlación de Vásquez, M.E y Beggs, H.D. ya que tiene el rango de °API (10°API a 20°API), en el cual se encuentra los fluidos presentes en el Área de Estudio Maracuy, también se cumple con el rango de la temperatura de yacimiento la cual está entre 129°F – 150°F, las propiedades para cada compartimiento se muestran en el **Cuadro 7**.

4.1.2 Relación de gas en solución - petróleo (R_s). “La relación de gas en solución – petróleo se define como la cantidad de pies cúbicos (Scf) de gas que se puede disolver en un barril normal (BN) cuando el gas y el petróleo son llevados a condiciones de presión y temperatura de yacimiento”²².

La solubilidad del gas en el petróleo es función principalmente de la gravedad API del petróleo, la gravedad del gas y de las propiedades de presión y temperatura del yacimiento, estas propiedades también pueden ser limitantes de la solubilidad del gas en el petróleo, al igual que la cantidad de gas disponible, cuando el yacimiento tiene mayor cantidad de gas del que se puede diluir en el petróleo (yacimiento saturado) se encuentra el yacimiento con capa de gas.

El comportamiento de R_s es constante a presiones mayores o iguales que la presión de burbuja (P_b), ya que a presiones mayores que la presión de burbuja no existe más gas disponible para que entre en solución con el petróleo lo que quiere decir que el petróleo se encuentra subsaturado. A presiones menores que la presión de burbuja, el R_s y la presión son proporcionales, lo que quiere decir que el petróleo se encuentra saturado y a cambios de presión se libera gas.

²² BANZÉR. Carlos. Op. cit. p. 63.

Para el cálculo de la relación gas en solución – petróleo (R_s) en los compartimientos presentes en el área de estudio Maracuy, también se implementó la correlación de Vázquez, M.E y Beggs, H.D, ya que se cumplen con las restricciones que se mostraron previamente en la **Figura 35**.

La correlación de Vázquez, M.E y Beggs, H.D, para el cálculo de la relación de gas en solución – petróleo, se muestra en la **Ecuación 10**.

Ecuación 10. Correlación R_s de Vázquez, M.E y Bedds, H.D

$$R_s = C_1 \gamma_{gc} P^{C_2} \exp\left(\frac{C_3 \gamma_{API}}{T + 460}\right)$$

Fuente: BANZÉR. Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Maracaibo, Instituto de investigaciones petroleras, 1996. p. 66.

Donde:

R_s = Razón gas disuelto – petróleo a $p < p_b$, Scf/BN

P = presión de interés. psia

T = Temperatura del yacimiento. °F

γ_{gc} = Gravedad específica del gas corregida a 100 psi, (aire = 1)

γ_{API} = Gravedad del petróleo, °API

Los valores de las constantes C_1 , C_2 y C_3 se muestran en la **Figura 36**.

4.1.3 Factor Volumétrico del petróleo (B_o). “El factor volumétrico del petróleo, se define como el volumen que ocupa a condiciones de yacimiento un barril de petróleo normal más su gas en solución”²³, y el cambio que experimenta el volumen de petróleo cuando las condiciones de yacimiento varían a las de superficie disminuyendo la presión y se genera expansión de la fase líquida o liberación del gas en solución.

A presiones mayores del punto de burbuja no se libera gas, el petróleo se mantiene subsaturado, y el B_o tiene un comportamiento inversamente proporcional a la presión, esto se debe a que los fluidos son ligeramente compresibles y al haber menos presión se genera expansión.

A presiones menores que la presión de burbuja, el efecto de expansión es insignificante sobre el comportamiento de la disminución del volumen, esto se debe a la liberación del gas disuelto en el petróleo.

Se implementó la correlación de Vázquez, M.E y Beggs, H.D, para el cálculo del factor volumétrico del petróleo en los 3 compartimientos identificados en el Área de estudio Maracuy, ya que de igual manera se cumplen con las restricciones que se observan en la **Figura 35**.

²³ BANZÉR. Carlos. Op. cit. p. 72.

La correlación de Vázquez, M.E y Beggs, H.D, para el cálculo de la relación de gas en solución – petróleo, se muestra en **la Ecuación 11**.

Ecuación 11. Correlación Bo de Vázquez, M.E y Bedds, H.D.

$$B_{ob} = 1.0 + C_1 R_{sb} + C_2 (T - 60) \left(\frac{\gamma_{API}}{\gamma_{gc}} \right) + C_3 R_{sb} (T - 60) \left(\frac{\gamma_{API}}{\gamma_{gc}} \right)$$

Fuente: BANZÉR. Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Maracaibo: Instituto de investigaciones petroleras, 1996.p. 74.

Donde:

B_{ob} = Factor volumétrico del petróleo a P_b , BY/BN

R_{sb} = Razón gas disuelto – petróleo a $p \geq p_b$, Scf/BN

T = Temperatura del yacimiento. °F

γ_{gc} = Gravedad específica del gas corregida a 100 psi, (aire = 1)

γ_{API} = Gravedad del petróleo, °API

Los valores de las constantes C_1 , C_2 y C_3 se muestran en la **Figura 37** y se seleccionan de acuerdo con la gravedad API del fluido.

Figura 37. Valores de las constantes C_1 , C_2 y C_3 para la correlación de Bo

	C_1	C_2	C_3
$\gamma_{API} \leq 30$	4,68E-04	1,75E-05	-1,81E-08
$\gamma_{API} \geq 30$	4,67E-04	1,10E-05	1,13E-09

Fuente: BANZÉR. Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Maracaibo: Instituto de investigaciones petroleras, 1996. p. 74.

4.1.4 Viscosidad del petróleo (μ_o). Se define como la resistencia interna del fluido a fluir, y está en función de la temperatura, presión, gravedad del petróleo, gravedad del gas y solubilidad del gas.

De acuerdo con la presión y a la solubilidad del gas en el petróleo, la viscosidad del petróleo se puede clasificar en 3 (tres) categorías:

- Viscosidad de petróleo Muerto: se define como la viscosidad del petróleo que no tiene gas en solución a presión atmosférica y temperatura del sistema.
- Viscosidad de petróleo Saturado: se define como la viscosidad del petróleo a las condiciones del punto de burbuja, donde el petróleo tiene la mayor cantidad de gas posible disuelto.

- Viscosidad de petróleo Subsaturado: se define como la viscosidad del petróleo a una presión por encima del punto de burbuja y a la temperatura del yacimiento, no existe gas libre.

En las 3 (tres) categorías anteriormente mencionadas el aumento de la temperatura disminuye la viscosidad, pero la presión tiene efectos diferentes para cada categoría; para el caso de la viscosidad del petróleo muerto el aumento en la presión causa un aumento en la viscosidad, mientras que en el petróleo saturado al aumento de presión hay disminución de la viscosidad ya que el gas en solución es mayor que el efecto por compresibilidad del petróleo, para el comportamiento de la viscosidad del petróleo subsaturado respecto al aumento de presión la viscosidad aumenta ya que no se genera solubilidad.

La viscosidad dinámica o absoluta está en función de la densidad, a su vez la densidad está en función de la temperatura, cuando no se tiene conocimiento de la densidad a la temperatura de interés se puede implementar la **Ecuación 12**.

Ecuación 12. Densidad a la temperatura de interés

$$\rho_o = \rho_{ol}(1.022 - 0.000378 \times t)$$

Fuente: BANZÉR. Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Maracaibo: Instituto de investigaciones petroleras, 1996. p. 99.

Donde:

ρ_o = Densidad del petróleo a 1 atm y T, lbs/pie³

ρ_{ol} = Densidad del petróleo a condiciones normales ($\rho_{ol} = 62.4\gamma_o$), lbs/pie³

T = Temperatura. °F

Para el cálculo de la viscosidad del petróleo se implementó la correlación de Beggs, H.D. y Robinson, J.R. (**Ecuación 13**) en el compartimiento 1 donde se encuentra el Pozo MC-1 y MC-4, ya que es un petróleo con gas en solución y está a una presión igual que la presión de burbuja.

Ecuación 13. Correlación μ_o de Beggs, H.D. y Robinson, J.R

$$\begin{aligned} \mu_{ob} &= a(\mu_{od})^b \\ a &= 10.715(R_s + 100)^{-0.515} \\ b &= 5.44(R_s + 150)^{-0.338} \end{aligned}$$

Fuente: BANZÉR. Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Maracaibo: Instituto de investigaciones petroleras, 1996. p. 103.

Donde:

μ_{ob} = viscosidad del petróleo saturado, cp

μ_{od} = viscosidad del petróleo libre de gas a 1atm y T, cp

R_s = Razón gas disuelto – petróleo a $p < p_b$, Scf/BN

Se implementó la correlación de Beggs, H.D. y Robinson, J.R. ya que se cumple con las restricciones que se muestran en la **Figura 38**.

Figura 38. Rango de datos para implementar la correlación de Beggs, H.D. y Robinson, J.R

Presión, psia	15-5262
Temperatura, °F	70-295
Razón gas disuelto-petróleo, Scf/BN	20-2070
Gravedad del petróleo, °API	16-58

Fuente: BANZÉR. Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Maracaibo: Instituto de investigaciones petroleras, 1996. p. 103.

Para el cálculo de la viscosidad del petróleo en los otros compartimientos donde están perforados los Pozos MC-2 Y MC-3 se implementó la correlación de Beal, C. (**Ecuación 14**) ya que es un crudo muerto que no tiene gas en solución.

Ecuación 14. Correlación μ_o de Beal, C

$$\mu_{od} = \left[0.32 + \frac{1.8 \times 10^7}{\gamma_{API}^{4.53}} \right] \left[\frac{360}{T + 200} \right]^a$$

Fuente: BANZÉR. Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Maracaibo; Instituto de investigaciones petroleras, 1996. p. 98.

Donde:

$$a = \text{antilog} \left(0.43 + \frac{8.33}{\gamma_{API}} \right), \text{adimensional}$$

μ_{od} = Viscosidad del petróleo libre de gas a 1 atm y T, cp

T = Temperatura del yacimiento. °F

γ_{API} = Gravedad del petróleo, °API

Se implementó la correlación de Beal, C. ya que se cumple con las restricciones que se muestran en la **Figura 39**.

Figura 39. Rango de datos para implementar la correlación de Beal, C

Temperatura, °F	98-250
Gravedad del petróleo, °API	10-52.5
Viscosidad, cp	0.865-1.55

Fuente: BANZÉR. Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T Maracaibo: Instituto de investigaciones petroleras, 1996. p. 98.

Como se mencionó anteriormente la temperatura de yacimiento se encuentra entre un rango de 129°F – 150°F, las gravedades API en un rango de 9 y 20.

4.1.5 Factor de compresibilidad del gas (z). Se define como un factor de corrección de los gases ideales, este factor es adimensional y es afectado por la presión, temperatura y composición del gas.

Para determinar el valor de z en diferentes gases se parte del Teorema de los Estados Correspondientes, que establece que a las condiciones de presión y temperatura pseudoreducidas, todos los gases tienen el mismo factor de compresibilidad, sin embargo para el presente proyecto se implementó el método de Brill, J.P. y Beggs, H.D. (**Ecuación 15**).

Ecuación 15. Método de Brill, J.P. y Beggs, H.D

$$z = A + \frac{1 - A}{\exp(B)} + C p_{sr}^D$$

$$A = 1.39(T_{sr} - 0.92)^{0.5} - 0.36T_{sr} - 0.10$$

$$B = (0.62 - 0.23T_{sr})P_{sr} + \left[\frac{0.066}{T_{sr} - 0.86} - 0.037 \right] P_{sr}^2 + \frac{0.32}{10^{9(T_{sr}-1)}} P_{sr}^6$$

$$C = 0.132 - 0.32 \log T_{sr}$$

$$D = \text{antilog} (0.3106 - 0.49T_{sr} + 0.1824T_{sr}^2)$$

Fuente: BANZÉR. Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Maracaibo: Instituto de investigaciones petroleras, 1996. p. 14.

Donde:

z = Factor de compresibilidad del gas

T_{sr} = Temperatura pseudoreducida

P_{sr} = Presión pseudoreducida

4.1.6 Viscosidad del gas (μ_g). La viscosidad del gas es considerablemente más baja que la de un líquido, ya que todos los gases se rigen bajo la ley de viscosidad de Newton por su comportamiento reológico Newtoniano. “Los factores que afectan la viscosidad del gas son:

- A bajas presiones (< 1500 psia), a medida que aumenta la temperatura aumenta la viscosidad debido al incremento de la energía cinética.
- A elevadas presiones (> 1500 psia) a medida que aumenta la temperatura disminuye la viscosidad debido a la expansión térmica de las moléculas. A elevadas presiones las distancias intermoleculares son pequeñas por lo que el gas tiende a comportarse como un líquido.

- A medida que un gas es más pesado, sus moléculas serán más grandes y por tanto su viscosidad será mayor.”²⁴

La viscosidad del gas se puede determinar a partir de análisis de laboratorio o implementando correlaciones, es preferible implementar correlaciones ya que en los análisis de laboratorio es difícil determinar un valor de viscosidad del gas debido a que son valores muy pequeños en unidades de “cp” y no se pueden dar resultados con exactitud.

Para el desarrollo de este proyecto se implementó la correlación de Lee, A.L., González, M.H. y Eakin, B.E. que se muestra en la **Ecuación 16**. Ya que se cumple con las condiciones de temperatura que va de un rango desde 100°F hasta 340°F y presiones desde 100 psia hasta 8000 psia. “Los autores expresan que la viscosidad del gas en función de la temperatura, densidad del gas y peso molecular del gas y tiene una desviación estándar de 2.69% y una desviación máxima de 8.99%. Entre mayor sea la gravedad específica del gas la ecuación será menos precisa.”²⁵

Ecuación 16. Método de Lee, A.L., González, M.H. y Eakin, B.E

$$\mu_g = \frac{K \exp(X \rho_g^Y)}{10^4}$$

$$K = \frac{(9.4 + 0.02M) T^{1.5}}{209 + 19M + T}$$

$$X = 3.5 + \frac{986}{T} + 0.01M$$

$$Y = 2.4 - 0.2X$$

$$\rho_g = 1.4935 \times 10^{-3} \frac{PM}{zT}$$

Fuente: BANZÉR. Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Maracaibo: Instituto de investigaciones petroleras, 1996.p. 43.

Donde:

μ_g = Viscosidad del gas, cp

T = Temperatura del yacimiento, °R

M = Peso molecular del gas

²⁴ BANZÉR. Carlos. Op. cit. p. 39.

²⁵ AHMED. Tarek. Reservoir Engineering Handbook. 3 ed. London: Elsevier. 2006. 74p.

4.1.7 Factor volumétrico del gas (B_g). El factor volumétrico del gas se define como la relación del volumen de gas (ft^3) que ocupa en el yacimiento, y el volumen de gas que ocupa a condiciones estándar es decir a 60°F y $14,7$ psia.

La correlación para calcular el factor volumétrico de los gases es la misma para todos sin importar las condiciones iniciales o propiedades ya que esta correlación parte de la ley de los gases reales, en la **Ecuación 17** se muestra la correlación de factor volumétrico del gas.

Ecuación 17. Factor Volumétrico del gas

$$B_g = 0.00503 \frac{zT}{p}$$

Fuente: BANZÉR. Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Maracaibo: Instituto de investigaciones petroleras, 1996. p. 29.

Donde:

B_g = Factor volumétrico del gas, BY/Scf

z = Factor de compresibilidad del gas

P = Presión, psia

T = Temperatura del yacimiento, $^\circ\text{R}$

4.1.8 Compresibilidad del agua (C_w). La compresibilidad isotérmica del agua a presiones mayores que la del punto de burbuja se define de manera similar de la del petróleo, esta propiedad es afecta por presión, temperatura y la solubilidad del gas en el agua. Al aumentar la presión se reduce la compresibilidad del agua, mientras que un aumento de temperatura aumenta la compresibilidad del agua.

En el presente proyecto se implementó la correlación de Dodson, C.R. y Standing, M.B. (**Ecuación 18**) donde la compresibilidad del agua está en función de la presión y temperatura.

Ecuación 18. Correlación C_w de Dodson, C.R. y Standing, M.B

$$C_w = \frac{A + BT + CT^2}{10^6}$$
$$A = 3.8546 - 1.4 \times 10^{-4}p$$
$$B = -0.01052 + 4.77 \times 10^{-4}p$$
$$C = 3.9267 \times 10^{-5} - 8.8 \times 10^{-10}p$$

Fuente: BANZÉR. Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Maracaibo: Instituto de investigaciones petroleras, 1996. p. 121.

Donde:

P = Presión, psia

T = Temperatura del yacimiento, °R

Todas las correlaciones anteriormente descritas son las que se implementarán para realizar el P.V.T. los resultados se muestran en el Capítulo 5.

5. CREACIÓN DEL MODELO DE FLUIDOS PARA LOS COMPARTIMIENTOS DEL ÁREA DE ESTUDIO MARACUY

En el siguiente Capítulo se expone la creación del modelo PVT para cada compartimiento presente en la Formación Lisama del Área de Estudio Maracuy.

5.1 RECOPIACIÓN DE LA INFORMACIÓN

El Área de Estudio Maracuy tiene 3 compartimientos, en el primer compartimiento se realizó un PVT en laboratorio a partir de la prueba de crudo tomada del Pozo MC-1, en este mismo compartimiento se encuentra el Pozo MC-4 por lo que el PVT generado en laboratorio es el mismo que el del Pozo MC-1.

En el compartimiento 2 se encuentra el Pozo MC-2 del cual solo se conoce la gravedad API del fluido que es de 12.5.

En el compartimiento 3 se encuentra el Pozo MC-3 del cual se tiene que la gravedad del crudo es de 9.5 °API y una viscosidad cinemática de 24086 cSt a 40°C y 11390 cSt a 50°C, a partir del Assay realizado.

5.2 RESULTADOS ANÁLISIS DE FLUIDOS

En el PVT generado en el laboratorio para el Pozo MC-1 se obtienen los resultados que se observan en la **Figura 40**.

Figura 40. Resultados del PVT en laboratorio

Differential Vaporisation at 140°F							
Pressure (psig)	Solution Gas-Oil Ratio Rs(1)	Relative Oil Volume Bod(2)	Relative Total Volume Btd(3)	Density (g cm-3)	Deviation Factor (Z)	Gas Formation Volume Factor (4)	Incremental Gas Gravity (Air = 1.000)
2410	288	1.155	1.155	0.8456	Saturation Pressure		
2000	239	1.137	1.201	0.8530	0.882	0.00745	0.616*
1600	191	1.119	1.280	0.8611	0.889	0.00936	0.610*
1200	147	1.102	1.418	0.8694	0.904	0.01265	0.607*
800	101	1.083	1.725	0.8789	0.927	0.01934	0.609*
400	60	1.064	2.655	0.8890	0.956	0.03918	0.629*
100	26	1.048	7.822	0.8980	0.981	0.14533	0.745*
0	0	1.033		0.9033			1.400*
At 60°F =		1.000					
Residual Oil Properties**							
Density of residual oil			0.9328	g cm-3 at 60°F			
°API			20.0				

Fuente: PETROLEUM SERVICES DIVISION CORE LABORATORIES, Reservoir Fluid Study. Bogotá, 2013. p. 48.

En la **Figura 40** se presentan las propiedades obtenidas del fluido en un rango de presiones de 0 psig a 2410 psig, a una temperatura de 140°F que se mantiene constante ya que es un proceso isotérmico, siendo esta temperatura muy cercana a la de yacimiento la cual es de 129.5 °F.

En la **Figura 41** se reflejan los resultados del comportamiento de la viscosidad prueba realizada en un rango de presiones desde 0 psig hasta 5000 psig, prueba realizada de igual manera a una temperatura de 140°F.

Figura 41. Resultados de la viscosidad en el laboratorio

Reservoir Fluid Viscosity Data at 140°F				
Cylinder 819557				
Pressure (psig)		Oil Viscosity (cP)	Calculated Gas Viscosity (cP) (1)	Oil/Gas Viscosity Ratio
5000		17.188		
4500		16.351		
4000		15.513		
3500		14.676		
3000		13.839		
2410	Saturation pressure	12.852		
2000		14.741	0.0164	899.371
1600		17.130	0.0152	1,123.833
1200		20.301	0.0143	1,423.697
800		24.745	0.0134	1,842.189
400		31.785	0.0127	2,504.221
100		42.643	0.0118	3,622.117
0		58.925		

Fuente: PETROLEUM SERVICES DIVISION CORE LABORATORIES, Reservoir Fluid Study. Bogotá, 2013. p. 49.

Al graficar los datos obtenidos en el laboratorio para cada propiedad respecto a la presión y al obtener la mejor línea de tendencia con la menor desviación, es posible reproducir el comportamiento detallado de cada propiedad a diferentes presiones.

Adicional a esto, es necesario conocer las propiedades del yacimiento, como lo son la temperatura y la presión, en el caso de MC-1 se obtuvo una temperatura de yacimiento de 130°F medida a través de registros en la Formación Lisama y una presión de yacimiento de 2427 psi que se obtiene a través de las pruebas iniciales de presión realizado en la Formación Lisama, estos datos igualmente son corroborados a través de las **Ecuaciones 19 y 20**, para no tener incertidumbre sobre la medición realizada y cerciorarse que la medición y la prueba PBU fue realizada correctamente.

Ecuación 19. Temperatura de yacimiento

$$T_{yac} = T_{superficie} + (\nabla_{geometrico} \times Profundidad)$$

Fuente: RAMOS RAMOS. Jorge Luis. Cátedra Simulación de Yacimientos. Bogotá.

Donde:

T_{yac} = Temperatura de yacimiento, °F
 $\nabla_{Geot\acute{e}rmico}$ = Gradiente geot\acute{e}rmico, °F/ft
 $T_{Superficie}$ = Temperatura de superficie, °F
Profundidad = Profundidad, ft

Ecuaci3n 20. Presi3n de yacimiento

$$P_{yac} = \nabla_{mezcla} \times Profundidad$$

Fuente: RAMOS RAMOS. Jorge Luis. C\acute{a}tedra Simulaci3n de Yacimientos. Bogot\acute{a}.

Donde:

P_{yac} = Presi3n de yacimiento, psi
 ∇_{Mezcla} = Gradiente de la mezcla, psi/ft
Profundidad = Profundidad, ft

En la **Cuadro 8** se muestran los resultados obtenidos de la presi3n y temperatura de yacimiento calculado a partir de las **Ecuaciones 19 y 20**, de igual manera los resultados de las propiedades medidas.

Cuadro 8. Presi3n y Temperatura de yacimiento del Pozo MC-1

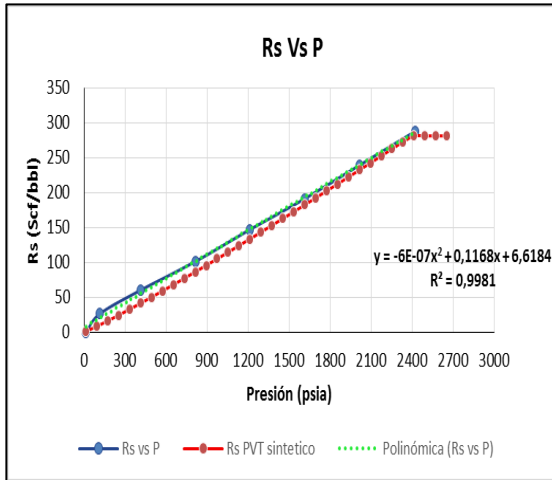
	MC-1	
	Presi3n psi	Temperatura °F
Medida	2427	129.5
Calculada	2365	141.42

Fuente: VETRA EXPLORACI3N Y PRODUCCI3N S.A.S. Propiedades de los pozos. Bogot\acute{a} D.C, 2016.

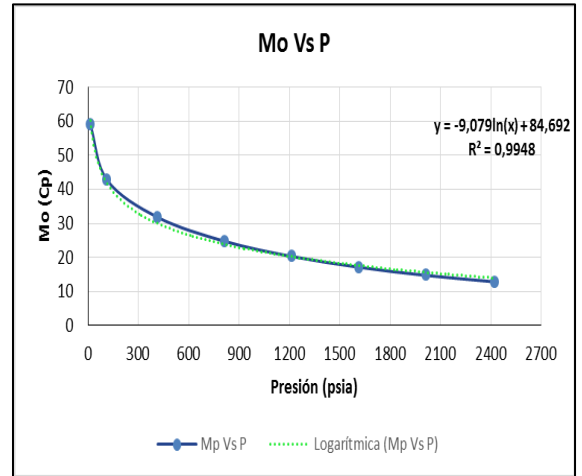
De igual forma para corroborar los datos obtenidos en laboratorio se realiz3 el modelo P.V.T a partir de correlaciones que se mencionan en el Cap\ıtulo 4 para las propiedades de R_s , B_o , B_g , μ_o y μ_g , de igual manera se muestran las restricciones de la correlaciones, para verificar que sea la apropiada de acuerdo a las propiedades del crudo presente en el compartimiento y a las condiciones del yacimiento.

A continuaci3n se presenta los gr\aficos obtenidos para cada propiedad del fluido presente en el compartimiento 1 generados a partir de las correlaciones y su respectiva comparaci3n con el modelo PVT generado en laboratorio:

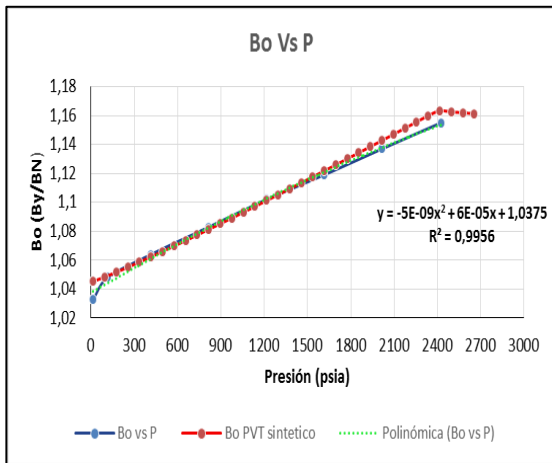
Gráfica 2. Relación gas-petróleo



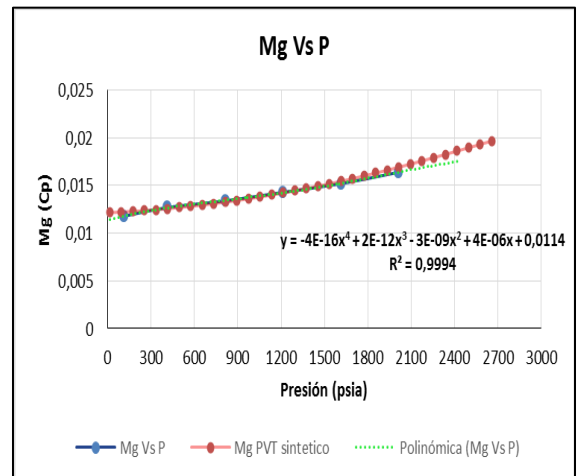
Gráfica 5. Viscosidad del petróleo



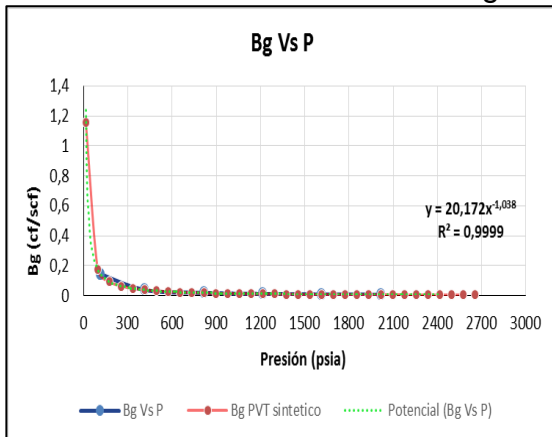
Gráfica 3. Factor volumétrico petróleo



Gráfica 6. Viscosidad del gas



Gráfica 4. Factor volumétrico del gas



Como se puede observar en la **Gráfica 2**, el valor numérico de la relación de solubilidad del gas en el crudo (Rs) es de 290 scf/stb en el punto de burbuja para el P.V.T sintético y para el de laboratorio es de 288 scf/stb. También, según la **Gráfica 3**, el P.V.T sintético da un valor para el factor volumétrico de crudo @ Pi de 1.161 RB/STB y @ Pb es de 1.165 RB/STB y el P.V.T de laboratorio da un de 1.155 RB/STB @ Pb. Según la **Gráfica 4**, el resultado del P.V.T sintético para el factor volumétrico del gas @ Pi es de 0.005697384 RB/SCF y @ Pb es de 0.005894311 RB/SCF. Por último, en la **Gráfica 5**, los resultados del P.V.T sintético para la viscosidad del crudo @ Pi es de 12.85727835 cp, mientras que la viscosidad del gas a la misma condición es de 0.018602832 cp.

En el **Anexo 3** se muestran los resultados del P.V.T que va desde la presión atmosférica (14,7 psia) hasta la presión de yacimiento que es de 2410 psig.

El P.V.T. del compartimiento 2 y compartimiento 3 se generó a partir de correlaciones. Para seleccionar la correlación se tiene en cuenta la gravedad °API según análisis de laboratorio, la temperatura del yacimiento según la medida de los registros y la presión de yacimiento medida. La temperatura medida y la presión de los Pozos MC-2 y MC-3 se corroboran a partir de la **Ecuación 19** y **Ecuación 20** respectivamente y se obtienen los resultados que se muestran en la **Cuadro 9**.

Cuadro 9. Temperaturas y Presiones de yacimiento

	MC-2		MC-3	
	Presión psi	Temperatura °F	Presión psi	Temperatura °F
Medida	2554	149	2342	147.5
Calculada	2625	148.19	3053	159.29

Fuente: VETRA EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN S.A.S. Propiedades de los pozos. Bogotá D.C, 2016.

En la **Cuadro 10**. Se presentan los parámetros antes mencionados que se tienen en cuenta, para implementar las correlaciones P.V.T.

Cuadro 10. Propiedades del fluido y yacimiento

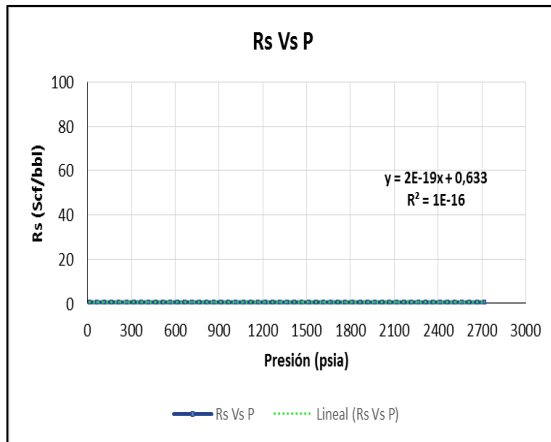
POZO	COMPARTIMIENTO 2	COMPARTIMIENTO 3
	MC-2	MC-3
°API	12.5	9.5
Tyacimiento °F	149	147
Pyacimiento psi	2554	2342

Fuente: VETRA EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN S.A.S. Propiedades de los pozos. Bogotá D.C, 2016.

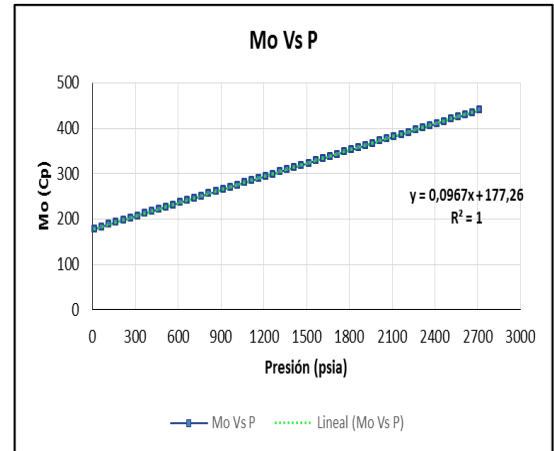
En el Capítulo 4 se muestran las correlaciones con las que se genera el modelo P.V.T. para cada propiedad y de igual manera las restricciones para verificar que las correlaciones seleccionadas son las apropiadas.

A continuación se muestran los gráficos obtenidos para cada propiedad del modelo P.V.T. generado para el fluido del Pozo MC-2:

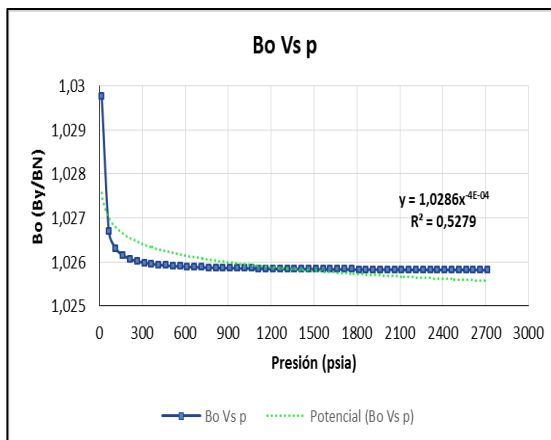
Gráfica 7. Relación gas-petróleo



Gráfica 9. Viscosidad del petróleo



Gráfica 8. Factor volumétrico petróleo



En el Pozo MC-2 no se presenta producción de gas en superficie por lo que el crudo presente en este compartimento es subsaturado y la presión de burbuja se asume a una presión atmosférica de 14.7 psia, es por esto que la propiedad Rs se mantiene constante al cambio de la presión.

Se puede concluir de la **Gráfica 7** que la relación de solubilidad del gas en el crudo (Rs) tiende a ser 0 scf/stb, esto por el tipo de fluido presente en la formación. También, según la **Gráfica 8**, el factor volumétrico de crudo @ Pi es de 1.0258212 RB/STB y @ Pb es de 1.02675 RB/STB. Debido a que el crudo no posee liberación de gas, el factor volumétrico del gas es despreciable.

Los resultados del modelo P.V.T., para las propiedades como la relación de solubilidad del gas en el crudo, factor volumétrico del petróleo, factor volumétrico del gas, viscosidad del petróleo y viscosidad del gas, se muestran en el **Anexo 4**. Para un rango de presión que va cada 30 psi desde la presión atmosférica de 14,7 psia hasta la presión de yacimiento que es de 2554 psig.

Para generar el modelo P.V.T. del compartimiento 3 donde se encuentra el Pozo MC-3 se tienen las propiedades del yacimiento y la gravedad API en la **Cuadro 11** que son los principales parámetros de selección de las correlaciones, en este caso son las mismas implementadas para generar el modelo P.V.T del compartimiento 2.

Adicional, se tienen los resultados de una prueba Assay realizada al crudo de Pozo MC-3 donde se obtienen una densidad de 1,0025 g/ml @ 15,5 °C y dos viscosidades a diferente temperatura la primera viscosidad cinemática es de 24086 cSt a 40°C y la segunda es de 11390 cSt a 50°C.

Las pruebas del análisis Assay están realizadas a diferentes temperaturas por lo que es necesario calcular la densidad a la temperatura de yacimiento la cual es de 147 °F utilizando la **ecuación 21**, se llevó la densidad a la temperatura deseada.

Ecuación 21. Densidad en función de la temperatura

$$\rho_o = \rho_{ol} \times (1.022 - 0.000378 T)$$

Fuente: BANZÉR S. Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Maracaibo. : Instituto de investigaciones petroleras, 1996, p. 99.

Donde:

ρ_o = Densidad del petróleo a 1 atm y T, lbs/pie³

ρ_{ol} = Densidad del petróleo a condiciones normales ($\rho_{ol} = 62.4\gamma_o$), lbs/pie³

T = Temperatura, °F

Con la **Ecuación 21**. Se lleva la densidad obtenida en el análisis Assay a las diferentes temperaturas a las que se realizó el análisis Assay de 40°F y 50°F y a la temperatura deseada que es la de yacimiento que es de 147 °F, los resultados se muestran en la **Cuadro 11**, esto se realiza para poder obtener la viscosidad absoluta o dinámica a partir de la viscosidad cinemática que fue la obtenida en el análisis Assay.

Cuadro 11. Densidades en función de la temperatura

T(°C)	T(°F)	°API	Den Oil (gr/cc) @ 15,5 °C	Den Oil (gr/cc) @ T
40	104	9.5	1.0025	0.985
50	122	9.5	1.0025	0.978
64	147	9.5	1.0025	0.969

Fuente: VETRA EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN S.A.S. Propiedades de los pozos. Bogotá D.C, 2016.

Para poder conocer la viscosidad dinámica a las condiciones deseadas es necesario primero calcular la viscosidades dinámicas a partir de las obtenidas en laboratorio, para calcular una viscosidad dinámica a partir de una viscosidad cinemática se utiliza la **Ecuación 22**.

Ecuación 22. Viscosidad cinemática

$$\text{Viscosidad cinemática } (\nu) = \frac{\text{Viscosidad absoluta } (\mu)}{\text{densidad } (\rho)}$$

Fuente: DIAZ ORTIZ. Jaime Ernesto. Mecánica de los fluidos e hidráulica. Cali: Programa editorial universidad del valle, 2006. p. 25.

Se presenta en detalle en la **Ecuación 23**, las unidades de cada propiedad de la ecuación de viscosidad cinemática para poder obtener la viscosidad dinámica.

Ecuación 23. Unidades de la ecuación de viscosidad cinemática

$$\nu = \frac{\mu}{\rho} = \frac{[Centi Poise]}{\left[\frac{\text{gramos}}{\text{cm}^3}\right]} = \frac{\frac{\text{gr}}{\text{cm} \times \text{seg}}}{\frac{\text{gr}}{\text{cm}^3}} = \frac{\text{cm}^2}{\text{seg}} = [Stoke]$$

Fuente: DIAZ ORTIZ. Jaime Ernesto. Mecánica de los fluidos e hidráulica. Cali: programa editorial universidad del valle, 2006. p. 25.

Al obtener los resultados de la viscosidad dinámica como se observa en la **Cuadro 12**, e implementado la ecuación de Andrade es posible modelar el comportamiento de la viscosidad dinámica en función de la temperatura.

Cuadro 12. Resultados viscosidad dinámica

T(°C)	T(°F)	°API	Den Oil (gr/cc) @ 15,5 °C	Den Oil (gr/cc) @ T	Mod (cSt) @T (CINEMATICA)	Mod (Cps) @T (DINAMICA)
40	104	9.5	1,0025	0.985	34086	33579.6
50	122	9.5	1,0025	0.978	11390	11143.1

Mediante la ecuación de Guzmán – Andrade se puede expresar la viscosidad en función de la temperatura a través de un modelo matemático exponencial como se presenta en la **Ecuación 24**.

Ecuación 24. Efecto de la temperatura sobre la viscosidad

$$\mu_x = A \times e^{-B/T}$$

Fuente: GUZMAN. Andrade. Efecto de la temperatura sobre la viscosidad de los líquidos. Perry, 1979.

Donde:

μ_x = Viscosidad dinámica a temperatura deseada, cp

A = Viscosidad infinita

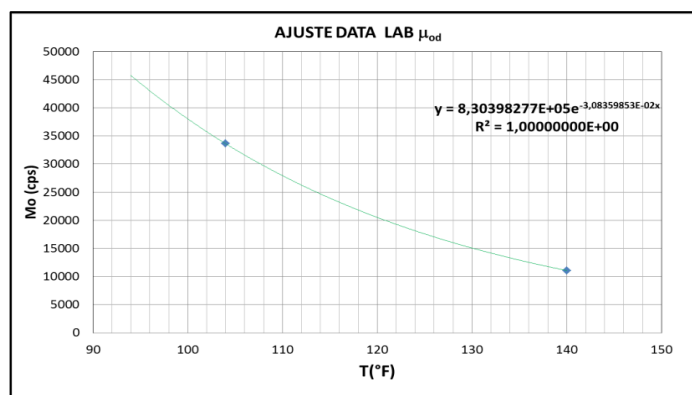
B = Coeficiente que depende del tipo de fluido

T = Temperatura en °C

En la ecuación anterior los valores de A y B son constantes y dependen de las unidades de las viscosidades iniciales experimentales y de la temperatura (T), por lo que la viscosidad de los líquidos disminuye exponencialmente con el aumento de la temperatura.

Para poder calcular la viscosidad dinámica a la temperatura deseada se implementó el principio de la ecuación de Guzmán – Andrade, Gráficando las viscosidades dinámicas a las temperaturas que se realizó el Assay como se muestra en la **Gráfica 10** y a través de la línea de tendencia exponencial que se obtiene se genera la ecuación para poder calcular la viscosidad a una temperatura de 147 °F.

Gráfica 10. Viscosidad en función de la temperatura.



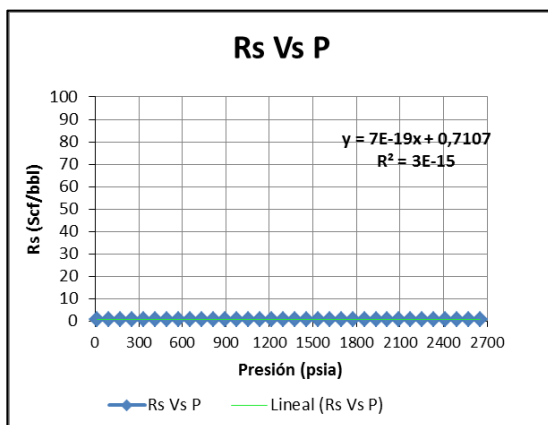
Calculando la viscosidad dinámica a la temperatura de yacimiento como se muestra en la **Cuadro 13**, es posible realizar el P.V.T del fluido obtenido en el Pozo MC-3, teniendo en cuenta esta viscosidad para poder generar el ajuste.

Cuadro 13. Resultados viscosidad dinámica a la Temperatura de yacimiento

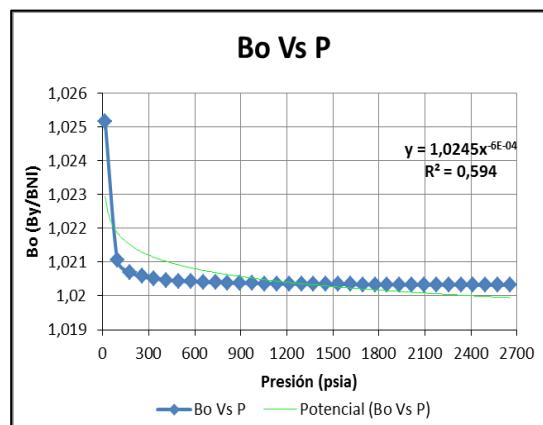
T(°C)	T(°F)	°API	Den Oil (gr/cc) @ 15,5 °C	Den Oil (gr/cc) @ T	Mod (cSt) @T (CINEMATICA)	Mod (Cps) @T (DINAMICA)
40	104	9.5	1.0025	0.985	34086	33579.6
50	122	9.5	1.0025	0.978	11390	11143.1
64	147	9.5	1.0025	0.969	2487.9	2410.4

A continuación se muestran los gráficos obtenidos para cada propiedad del P.V.T generado para el fluido del Pozo MC-3:

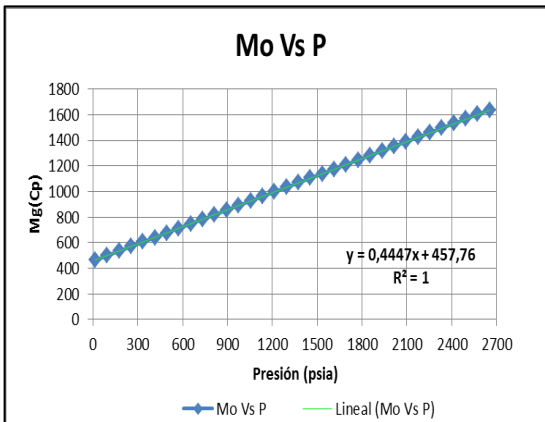
Gráfica 11. Relación gas-petróleo



Gráfica 12. Factor volumétrico petróleo



Gráfica 13. Viscosidad del petróleo



En el Pozo MC-3 no tiene producción de gas medido en superficie por lo que el crudo presente en este compartimiento es subsaturado y la presión de burbuja también se asume como la presión atmosférica de 14.7 psi, es por esto que la propiedad R_s se mantiene constante al cambio de la presión.

Como se puede observar en la **Gráfica 11**, se puede concluir relación de solubilidad del gas en el crudo (R_s) tiende a ser 0 scf/stb, esto por el tipo de fluido presente en la formación. También, según la **Gráfica 12**, el factor volumétrico de crudo @ P_i es de 1.021 RB/STB y @ P_b es de 1.023 RB/STB. Debido a que el crudo no posee liberación de gas, el factor volumétrico del gas es despreciable.

Los resultados del PVT para las propiedades como la relación gas-petróleo, factor volumétrico del petróleo, factor volumétrico del gas, viscosidad del petróleo y viscosidad del gas, se muestran en el **Anexo 5**. Para un rango de presión que va cada 30 psi desde la presión atmosférica de 14.7 psia hasta la presión de yacimiento que es de 2342 psig.

6. CÁLCULO DE PETRÓLEO ORIGINAL EN SITIO Y DE RESERVAS

En el siguiente Capítulo se expone el desarrollo de los cálculos para el petróleo original en sitio (POES) mediante la implementación de diferentes métodos en los compartimientos existentes y la estimación de las reservas mediante las curvas de declinación.

6.1 MÉTODO VOLUMÉTRICO

Para el desarrollo del cálculo de petróleo original en sitio por el Método Volumétrico se tuvo en cuenta parámetros del aceite y del reservorio; lo cual, en este caso como son diferentes compartimientos dentro del mismo yacimiento, poseen distintos fluidos inmersos en él.

El Método Volumétrico comprende la relación entre el espesor, el área y la porosidad de la formación; también llamada volumen poroso, el cual representa todo el espacio disponible dentro de la formación para almacenar fluidos. A su vez, el producto entre el volumen poroso y la saturación de aceite, proporciona la cantidad de fluido presente en la formación. El valor total de esta relación se ve afectado por el factor volumétrico del petróleo inicial; ya que, la relación de barriles de fondo a superficie cambia conforme se disminuye la presión.

Debido a esto, se generó una estimación volumétrica de petróleo para los 3 compartimientos existentes en el área de estudio Maracuy. Dicha estimación se realizó mediante el uso de la **Ecuación 25**, que se presenta a continuación.

Ecuación 25. Ecuación Método Volumétrico cálculo del petróleo original en sitio

$$POES = \frac{7758 \times A \times H \times \phi \times (1 - S_w)}{B_{oi}}$$

Fuente: EZEKWE Nnaemeka, Petroleum reservoir engineering practice. Boston: Prentice Hall. 2010. p. 10.

Donde:

A = Área del campo, acres

H = Espesor de interés, ft

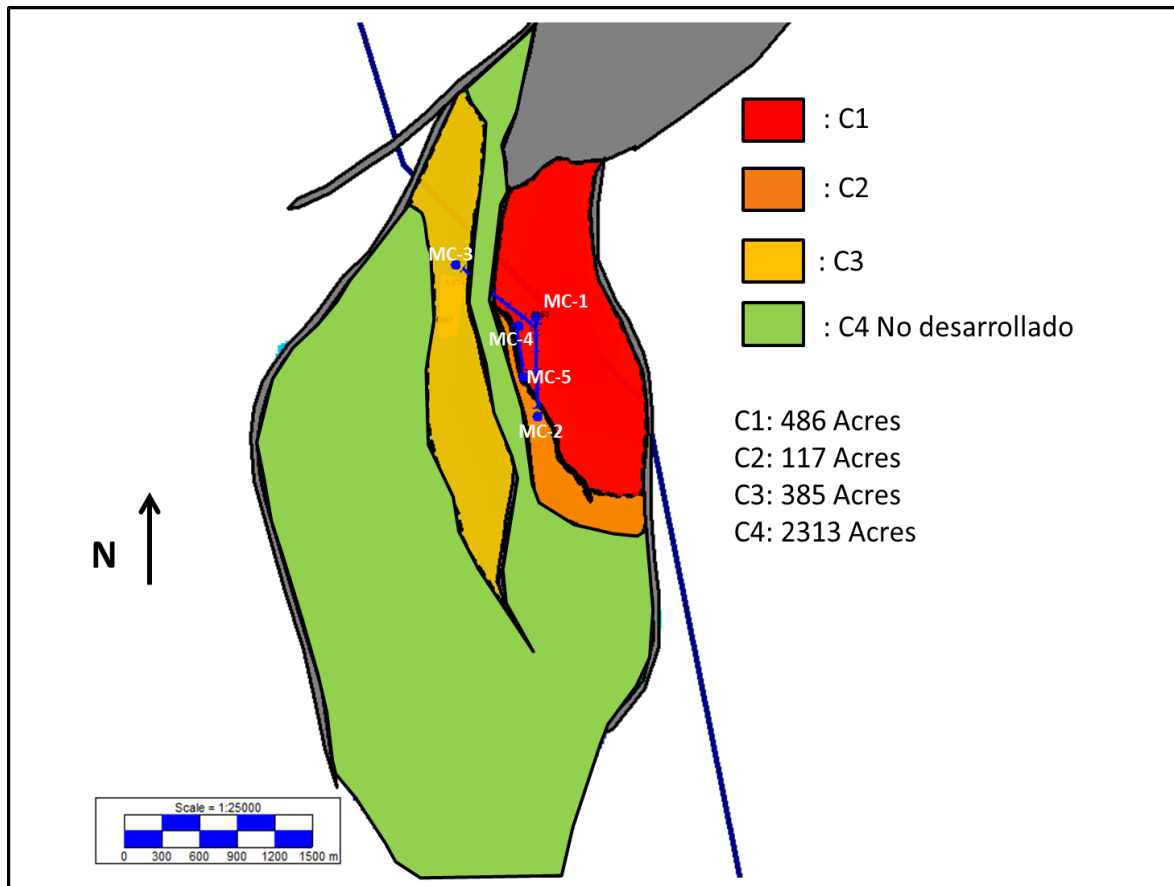
Φ = Porosidad efectiva, fracción

S_w = Saturación de agua, fracción

B_{oi} = Factor volumétrico inicial del petróleo.

Se realizara el cálculo de petróleo Original en sitio con las áreas estimadas para cada compartimiento las cuales se muestran en la **Figura 42**, ya que para cada compartimiento se encuentra un fluido diferente y las propiedades que se tienen en cuenta al implementar la **Ecuación 25** varían.

Figura 42. Área para cada compartimiento.



Fuente: VETRA EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN S.A.S. Modelo estático Área de Estudio Maracuy. Bogotá D.C, 2016.

En el **Cuadro 14** se muestran los parámetros seleccionados para realizar el cálculo de Petróleo Original En Sitio para cada compartimiento:

Cuadro 14. Parámetros selección para el método volumétrico por compartimiento.

Compartimiento	Área (acres)	h (ft)	Φ (fracción)	S_{oi} (fracción)	B_{oi} (BY/BN)
C-1	486	105	0.272	0.79	1.1507
C-2	117	155	0.268	0.66	1.0258
C-3	385	126	0.271	0.58	1.0201
C-4	2313	126	0.271	0.58	1.0201

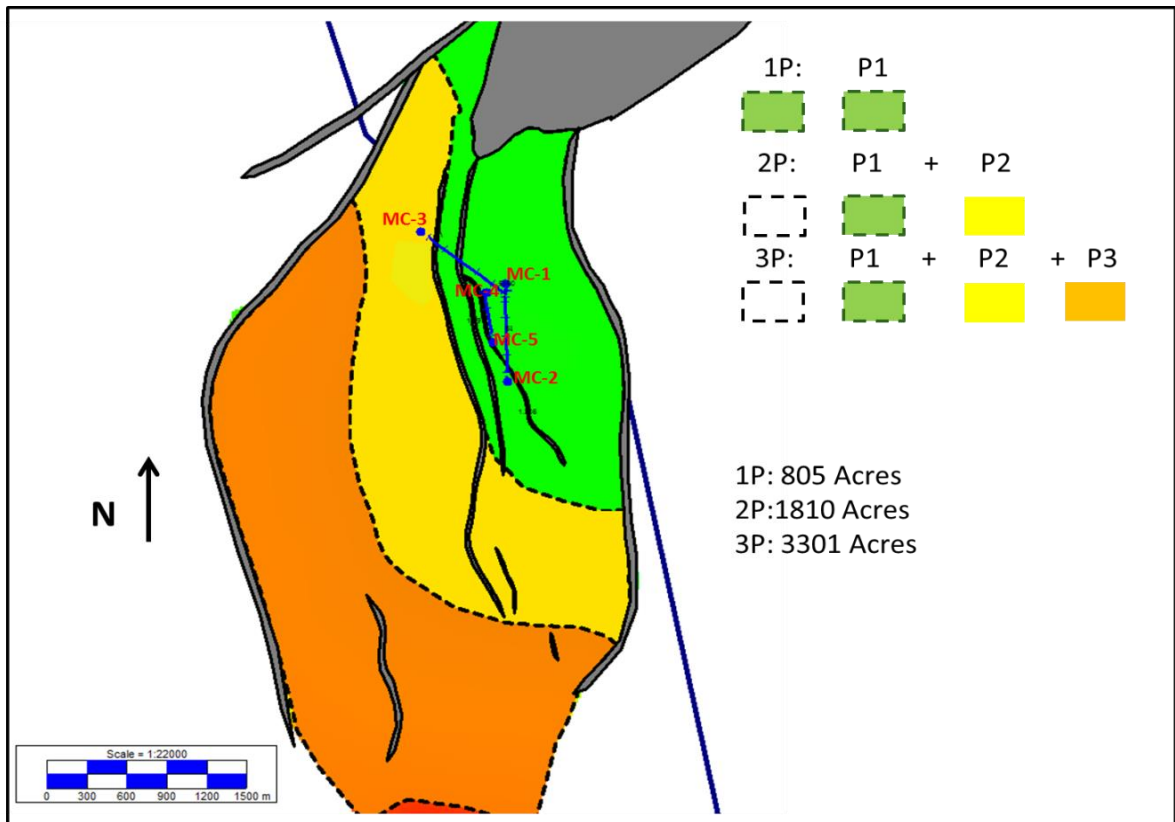
De acuerdo a la **Ecuación 25** y remplazando los datos en el **Cuadro 14** en la misma, se obtienen los datos que en el **Cuadro 15** se presentan.

Cuadro 15. Volúmenes estimados por Método Volumétrico

Compartimiento	POES (BY)
C-1	73'928,045
C-2	24'259,585
C-3	57'987,660
C-4	238'418,127

El resultado del Método Volumétrico da un valor estimado de 394'593,417 barriles en el Área de Estudio Maracuy. De igual manera se realizó el cálculo de petróleo original implementando el Método Volumétrico pero con extensiones arenales 1P, 2P y 3P las cuales se muestran en la **Figura 43**.

Figura 43. Áreas 1P, 2P y 3P



Fuente: VETRA EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN S.A.S. Modelo estático Área de Estudio Maracuy. Bogotá D.C, 2016.

El Área 3P está limitada por la falla estructural sellante la cual se da por una estructura de flor positiva, por lo cual esta extensión es de 3301 Acres, esta área es la base para la extensión de las Áreas 2P y 1P las son de 1810 Acres y de 805 Acres correspondientemente.

En el **Cuadro 16** se presentan, los parámetros necesarios para realizar el cálculo de petróleo original en sitio mediante el método volumétrico para cada extensión de área.

Cuadro 16. Parámetros de selección para el método volumétrico por extensión de área

Extensión	Área (acres)	h (ft)	Φ (fracción)	S_{oi} (fracción)	B_{oi} (BY/BN)
1P	805	100	0.285	0.715	1.0882
2P	1810	126	0.271	0.58	1.0201
3P	3301	126	0.271	0.58	1.0201

De acuerdo a la **Ecuación 25** y remplazando los datos en el **Cuadro 16** en la misma, se obtienen los datos que en el **Cuadro 17** se presentan.

Cuadro 17. Volúmenes estimados por Método Volumétrico

Extensión	POES (BY)
1P	116'946,663
2P	216'362,946
3P	394'593,417

El Área 3P es el que tiene mayor cálculo de petróleo original en sitio, suponiendo que toda la zona que está en el límite de la falla estructural este satura por hidrocarburo.

6.2 BALANCE DE MATERIALES

La ecuación de balance de materiales nace de la ley de la conservación de la masa, donde se toma como parámetro fundamental el hecho de que la masa no se crea ni se destruye. La ecuación de balance de materiales toma en cuenta el efecto de los diferentes empujes presentes en el reservorio como lo son el del aceite, agua y gas, producto de la declinación de la presión dentro del yacimiento por la producción de fluidos a través de un periodo de tiempo.

La ecuación de balance de materiales fue desarrollada por Schilthuis y posteriormente modificada con un conjunto de técnicas por Havlena y Odeh, las cuales permitieron modelar mejor los mecanismos de empuje asociados al yacimiento en el proceso de recuperación primaria.

“Debido a que la producción de gas es despreciable dentro de este reservorio y la producción de agua es nula, el objetivo principal de emplear este método es estimar el Petróleo”²⁶ Original En Sitio (POES) mediante el mejor modelamiento para cada pozo y predecir el comportamiento de la presión a través del tiempo basándose en la historia de producción de cada pozo.

Adicionalmente, se desarrollan modelos de caída de presión en función del caudal para los pozos que aplican para el desarrollo del balance de materiales. Debido a que solo se conoce información de presión en MC-1 y MC-3, se desarrolla el balance para estos dos pozos.

6.2.1 Tren de presiones. “El tren de presión es una extrapolación de las presiones en función del caudal y del tiempo, para cual se debe tomar dos o más puntos en la historia de producción de posean los datos requeridos con las fechas correspondientes”²⁷. Para el caso de MC-1 se poseen los datos que se presentan en el Cuadro 18.

Cuadro 18. Datos de entrada MC-1 Lisama Inferior.

Pozo MC-1			
Lisama Inferior		Lisama Superior	
Prueba Realizada	PBU	Prueba Realizada	PBU
Fecha	15/1/13	Fecha	6/1/13
Presión (psia)	2114	Presión (psia)	2398
Np (STB)	2800	Np (STB)	924
Bsw%	0.1	Bsw%	0.1
Profundidad (ft)	5335	Profundidad (ft)	5335
°API	21	°API	21
Prueba Realizada	PBU	Prueba Realizada	PBU
Fecha	11/4/13	Fecha	6/5/13
Presión (psia)	1464	Presión (psia)	1768
Np (STB)	25283	Np (STB)	39756
Bsw%	0.1	Bsw%	0.1
Profundidad (ft)	5510 - 5540	Profundidad (ft)	5390 - 5408
°API	21	°API	21

Los datos presentados en la tabla anterior, fueron llevados a una profundidad de referencia con la finalidad de que se pueda realizar una comparación adecuada de

²⁶ Havlena, D. & Odeh, A.S. (1963). The Material Balance as an Equation of a Straight Line, *JPT*, Ag., 896-900.

²⁷ DAKE. L.P. Fundamentals of Reservoir Engineering. Nerthenlands. ELSEVIER SCIENCE B.V. 1998. p. 112.

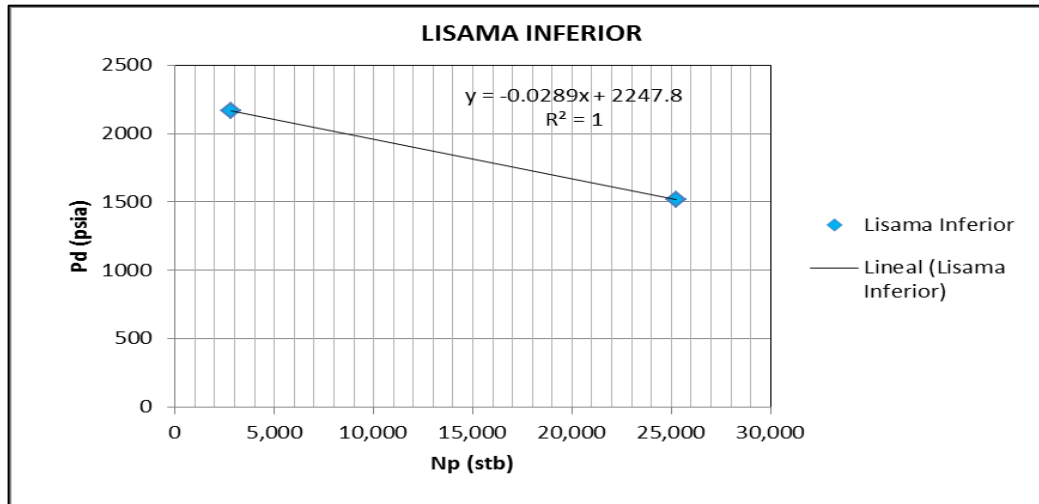
cada presión. Para el caso del Pozo MC-1 la profundidad de referencia es 5466 ft. Los resultados se presentan en el **Cuadro 19**.

Cuadro 19. Presiones corregidas a la presión de referencia para MC-1

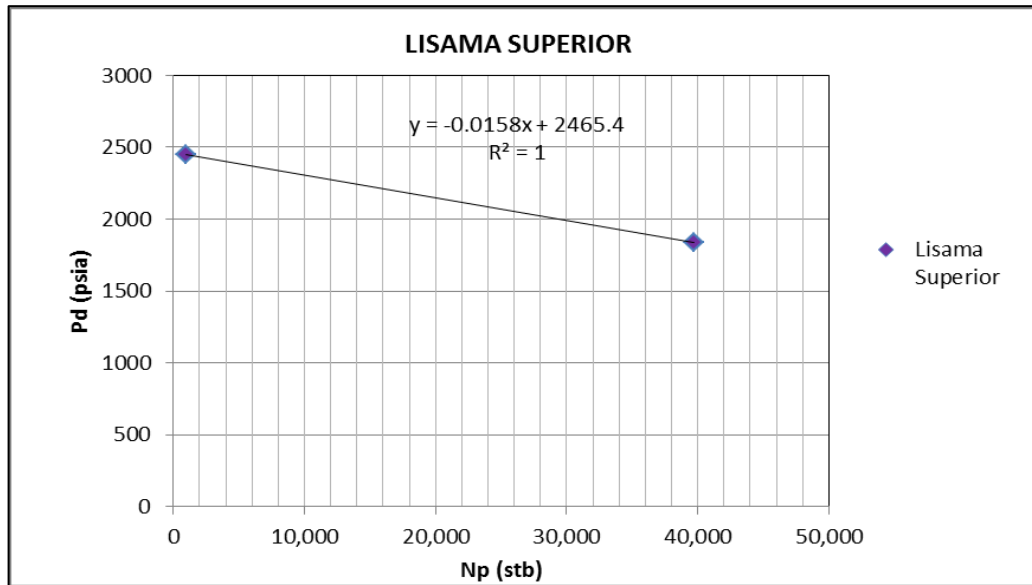
Pozo MC-1	
Lisama Inferior	
Prueba Realizada	PBU
Fecha	15/01/2013
Presión corregida (psia)	2167
Prueba Realizada	PBU
Fecha	11/04/2013
Presión corregida (psia)	1517
Lisama Superior	
Prueba Realizada	PBU
Fecha	06/01/2013
Presión corregida (psia)	2451
Prueba Realizada	PBU
Fecha	06/05/2013
Presión corregida (psia)	1839

Dichas fechas y presiones llevadas a la profundidad de referencia se Gráficaron para cada zona y así poder obtener la proyección de la caída de presión a lo largo del tiempo para el Pozo MC-1. A continuación se presentan las **Gráficas 14 y 15** con los valores del **Cuadro 19**.

Gráfica 14. Tren de presiones Lisama Inferior Pozo MC-1



Gráfica 15. Tren de presiones Lisama Superior Pozo MC-1.



En la **Gráfica 14 y 15** se evidenció el comportamiento de la caída de presión respecto a la producción de petróleo acumulado en diferentes periodos de tiempo.

Para el caso del Pozo MC-3 los datos de entrada se presentan en el **Cuadro 20**.

Cuadro 20 .Datos de entrada Pozo MC-3

Pozo MC-3	
Lisama	
Prueba Realizada	PBU
Fecha	28/02/2014
Presión (psia)	2342
Np (STB)	0
Bsw%	0.1
Profundidad (ft)	6474
°API	11
Prueba Realizada	PBU
Fecha	06/11/2015
Presión (psia)	1653
Np (STB)	58930
Bsw%	0.1
Profundidad (ft)	6474
°API	11

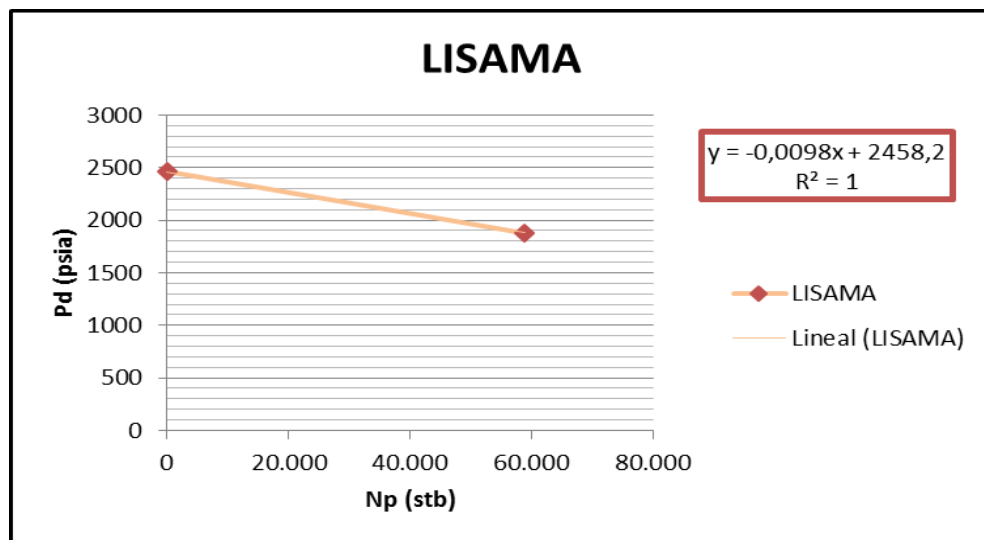
Los datos presentados en la tabla anterior, fueron llevados a una profundidad de referencia con la finalidad de que se pueda realizar una comparación adecuada de cada presión. Para el caso del Pozo MC-3 la profundidad de referencia es 6744 ft. Los resultados se presentan en el **Cuadro 21**.

Cuadro 21. Presiones corregidas a la presión de referencia para MC-3

Pozo MC-3	
Lisama	
Prueba Realizada	PBU
Fecha	28/02/2014
Presión corregida (psia)	2458
Prueba Realizada	PBU
Fecha	06/11/2015
Presión corregida (psia)	1882

Dichas fechas y presiones llevadas a la profundidad de referencia se Gráficaron para cada zona y así poder obtener la proyección de la caída de presión a lo largo del tiempo para el Pozo MC-1. A continuación se presenta la **Gráfica 16** con los valores del **Cuadro 21**.

Gráfica 16. Tren de presiones Lisama Pozo MC-3



6.2.2 Balance de Materiales Método de Havlena & Odeh. La ecuación de Balance de Materiales toma como referencia el efecto de los diferentes mecanismos de producción presentes en el reservorio, permitiendo obtener resultados cercanos a los reales de una forma rápida y sencilla.

Las principales consideraciones que se deben hacer son las siguientes:

- La presión es uniforme en todo el yacimiento.
- Los fluidos están en equilibrio termodinámico.

Esto permite entonces, suponer que el reservorio se comporta de manera Isotérmica. La ecuación de balance de materiales relaciona el vaciamiento del yacimiento con los mecanismos de producción.

Por ende, la ecuación de Balance de Materiales se ve reducida a la relación entre el Vaciamiento, la Expansión de petróleo más gas en solución, la Expansión del gas por la capa de gas, la Expansión del agua connata y reducción del volumen poroso y el Influjos de agua del acuífero, como se evidencia en la **Ecuación 26**

Ecuación 26. Ecuación de Balance de Materiales

$$N_p(B_o + (R_{si} - R_s)B_g) + W_p B_w = NB_{oi} \left[\frac{B_o + B_g(R_{si} - R_s) - B_{oi}}{B_{oi}} + m \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) + (1 + m)B_{oi} \left(\frac{C_w S_{wi} + C_f}{1 - S_{wi}} \right) \Delta P \right] + W_e$$

Fuente: PARIS DE FERRER, Magdalena. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Maracaibo: Ediciones Astro Data S.A. 2009. P. 471.

Donde:

- Np = Petróleo Producido Acumulado, bbls
- Bo = Factor Volumétrico de Petróleo, RB/bbls
- Boi = Factor Volumétrico de Petróleo inicial, RB/bbls
- Rsi = Relación de Solubilidad Gas-Aceite inicial, scf/bbls
- Rs = Relación de Solubilidad Gas-Aceite, scf/bbls
- Bg = Factor Volumétrico del gas, cf/scf
- Bgi = Factor Volumétrico del gas inicial, cf/scf
- Bw = Factor Volumétrico del agua, RB/bbls
- Wp = Agua Producida Acumulada, bbls
- We = Entrada de Agua, bbls
- N = Petróleo Original En Sitio, RB
- m = Tamaño De Gas, Adim.
- Cw = Compresibilidad del Agua, psi⁻¹
- Cf = Compresibilidad de la Formación, psi⁻¹
- Swi = Saturación de Agua Inicial, Adim.

Esta ecuación se ajusta de acuerdo a qué mecanismo de producción se encuentra presentes en el yacimiento, por lo tanto la ecuación varía.

La finalidad del uso de esta ecuación es conocer el POES de cada uno de los compartimientos presentes en el Área de Estudio Maracuy. Gracias a la

modificación de Havlena y Odeh la **Ecuación 26** se modifica y se le asignan nombres a diferentes grupos de variables como se muestra desde la **Ecuación 27** hasta la **Ecuación 30**.

Ecuación 27. Volúmenes Acumulados de fluidos producidos durante una caída de presión.

$$F = N_p(B_o + (R_{si} - R_s)B_g) + W_p B_w$$

Fuente: PARIS DE FERRER, Magdalena. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Maracaibo: Ediciones Astro Data S.A. 2009. p. 471.

Donde:

N_p = Petróleo Producido Acumulado, bbls
 B_o = Factor Volumétrico de Petróleo, RB/bbls
 R_{si} = Relación de Solubilidad Gas-Aceite inicial, scf/bbls
 R_s = Relación de Solubilidad Gas-Aceite, scf/bbls
 B_g = Factor Volumétrico del gas, cf/scf
 B_w = Factor Volumétrico del agua, RB/bbls
 W_p = Agua Producida Acumulada, bbls
 F = Volúmenes Acumulados Producidos, RB/bbls.

Ecuación 28. Expansión del gas en la Capa de Gas

$$E_g = B_{oi} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right)$$

Fuente: PARIS DE FERRER, Magdalena. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Maracaibo: Ediciones Astro Data S.A. 2009. p. 472.

Donde:

E_g = Expansión del gas en la capa de gas, RB/bbls
 B_{oi} = Factor Volumétrico de Petróleo inicial, RB/bbls
 B_g = Factor Volumétrico del gas, cf/scf
 B_{gi} = Factor Volumétrico del gas inicial, cf/scf

Ecuación 29. Expansión del petróleo y del gas originalmente en solución

$$E_o = B_o + B_g(R_{si} - R_s) - B_{oi}$$

Fuente: PARIS DE FERRER, Magdalena. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Maracaibo: Ediciones Astro Data S.A. 2009. p. 472.

Donde:

E_o = Expansión del petróleo y del gas originalmente en solución, RB/bbls

B_o = Factor Volumétrico de Petróleo, RB/bbls

B_{oi} = Factor Volumétrico de Petróleo inicial, RB/bbls

R_{si} = Relación de Solubilidad Gas-Aceite inicial, scf/bbls

R_s = Relación de Solubilidad Gas-Aceite, scf/bbls

B_g = Factor Volumétrico del gas, cf/scf

Ecuación 30. Expansión del agua inicial o agua con nata

$$E_{fw} = B_{oi} \left(\frac{C_w S_{wi} + C_f}{1 - S_{wi}} \right)$$

Fuente: PARIS DE FERRER, Magdalena. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Maracaibo: Ediciones Astro Data S.A. 2009. p. 472.

Donde:

E_{fw} = Expansión del agua inicial o agua con nata, RB/bbls

B_{oi} = Factor volumétrico del Petróleo Inicial, RB/bbls

B_w = Factor Volumétrico del agua, RB/bbl

C_w = Compresibilidad del Agua, psi^{-1}

C_f = Compresibilidad de la Formación, psi^{-1}

S_{wi} = Saturación de Agua Inicial, Adim.

De esta manera la ecuación de Balance de Materiales queda reducida a la **Ecuación 31.**

Ecuación 31. Ecuación de Balance de Materiales de forma lineal

$$F = NE_o + NmE_g + n(1 + m)E_{fw} + W_e$$

Fuente: PARIS DE FERRER, Magdalena. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Maracaibo: Ediciones Astro Data S.A. 2009. p. 472.

Donde:

F = Volúmenes Acumulados Producidos, RB/bbls.

N = Petróleo Original En Sitio, RB

E_g = Expansión del gas en la capa de gas, RB/bbls

E_o = Expansión del petróleo y del gas originalmente en solución, RB/bbls

E_{fw} = Expansión del agua inicial o agua con nata, RB/bbls

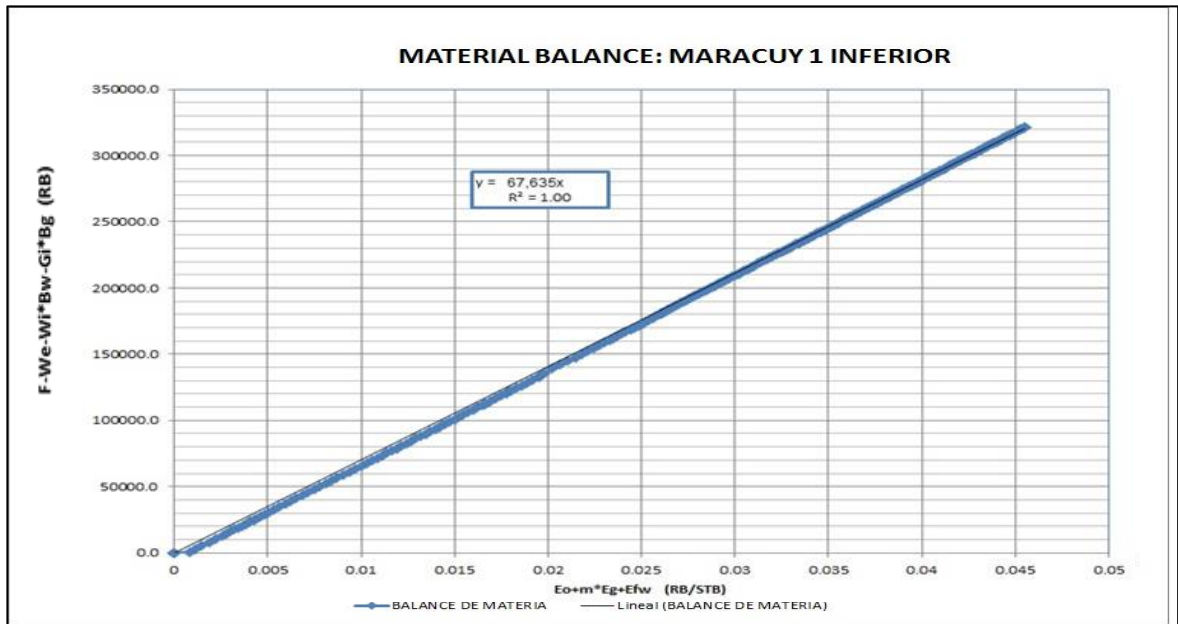
W_e = Entrada de Agua, bbls

Para efectos de este trabajo, a ser grafico F vs E_o+E_g+E_{fw} para encontrar el POES. Adicional a esto se graficó el $\frac{F}{E_o+E_g+E_{fw}}$ Vs N_p para caracterizar el reservorio.

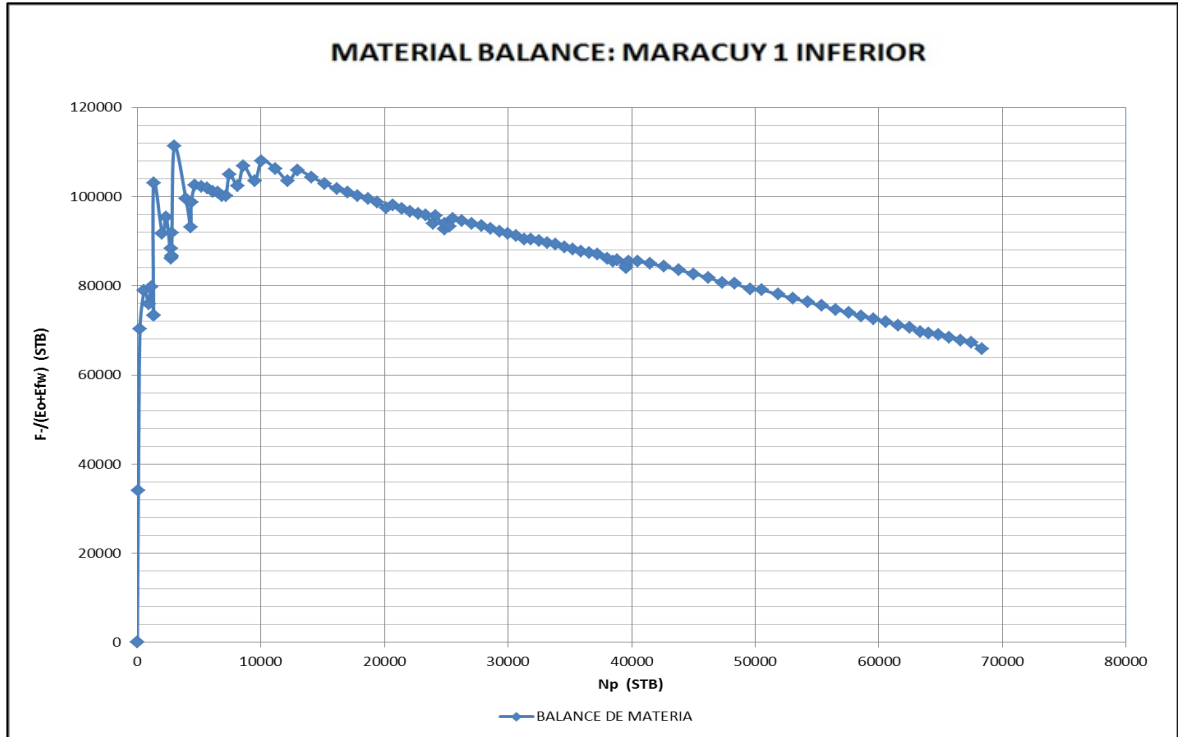
6.2.3 Análisis Balance de Materiales. Los resultados de la implementación de la Ecuación 31, para el compartimiento uno, debido a que el pozo MC-1 tiene dos intervalos perforados dentro de la misma arena productiva, se realizó un balance para cada punto. Con la finalidad de sumar los dos resultados de POES al terminar el balance.

Los datos de entrada del Balance de Materiales para la zona inferior se presentan en el **Anexo 6**. Los resultados obtenidos se presentan en la **Gráfica 17** y la **Gráfica 18** para la zona inferior

Gráfica 17. F vs Eo+Eg+Efw para MC-1 Inferior



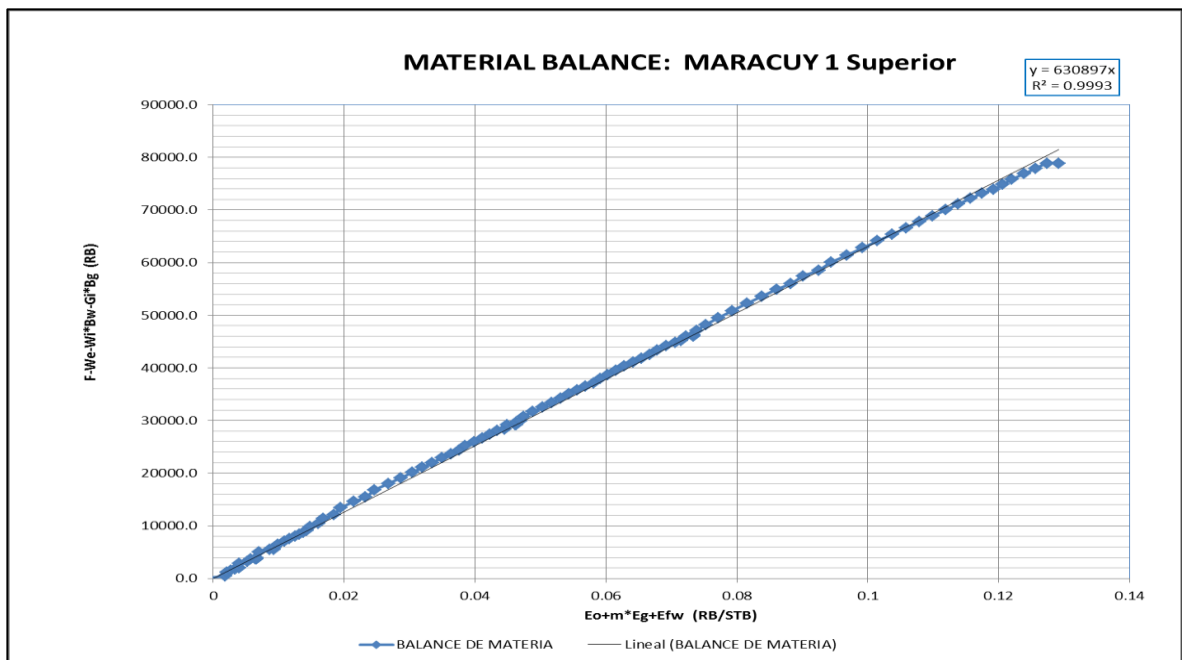
Gráfica 18. $\frac{F}{E_o + E_g + E_{fw}}$ Vs Np para MC-1 Inferior



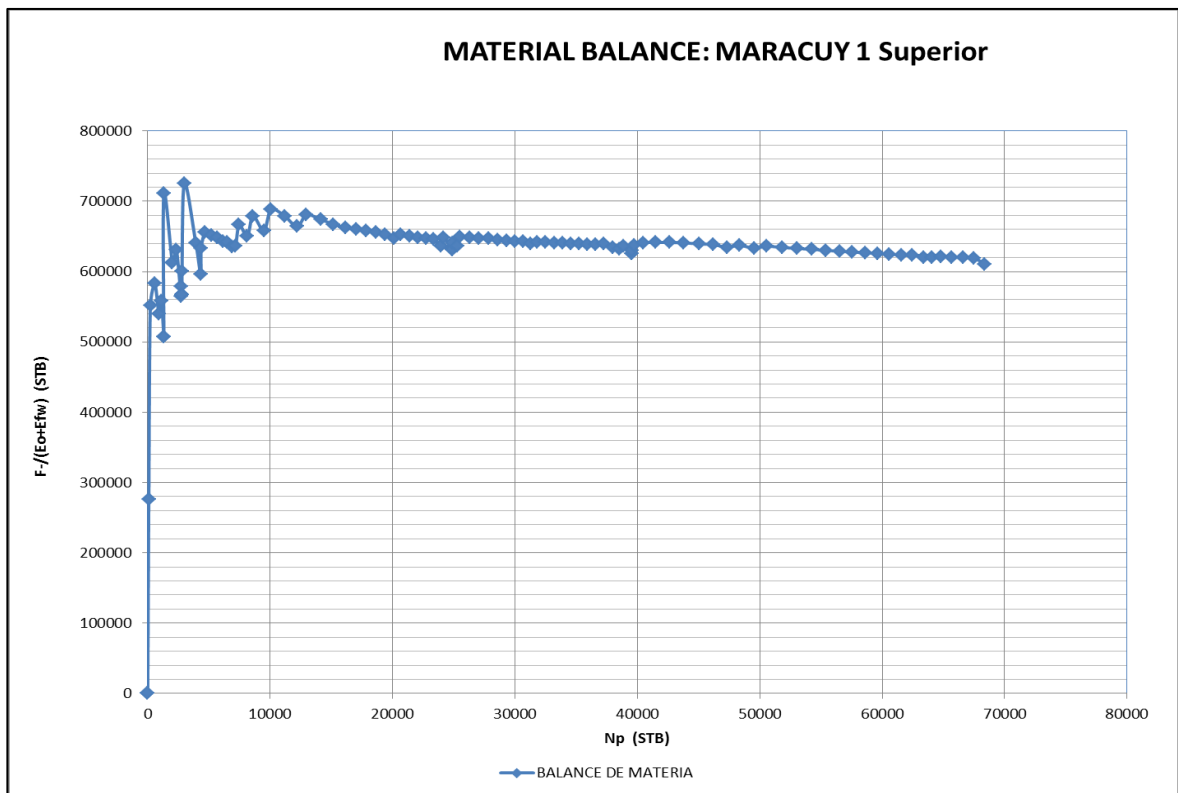
Se puede concluir que para el Pozo MC-1 en la zona Inferior que se encuentra en el compartimiento 1, el POES calculado por el Método de Balance de Materiales es de 67,635 BY. Adicional a esto que Según la **Gráfica 18**, el comportamiento de los empujes está ligada a una compactación anormal de los poros dentro del reservorio.

Los datos de entrada del Balance de Materiales para la zona superior se presentan en el **Anexo 7**, el análisis de los resultados se representan en la **Gráfica 19** y **Gráfica 20**.

Gráfica 19. F vs $E_o + E_g + E_{fw}$ para MC-1 Superior



Gráfica 20. $\frac{F}{E_o+E_g+E_{fw}}$ Vs N_p para MC-1 Inferior

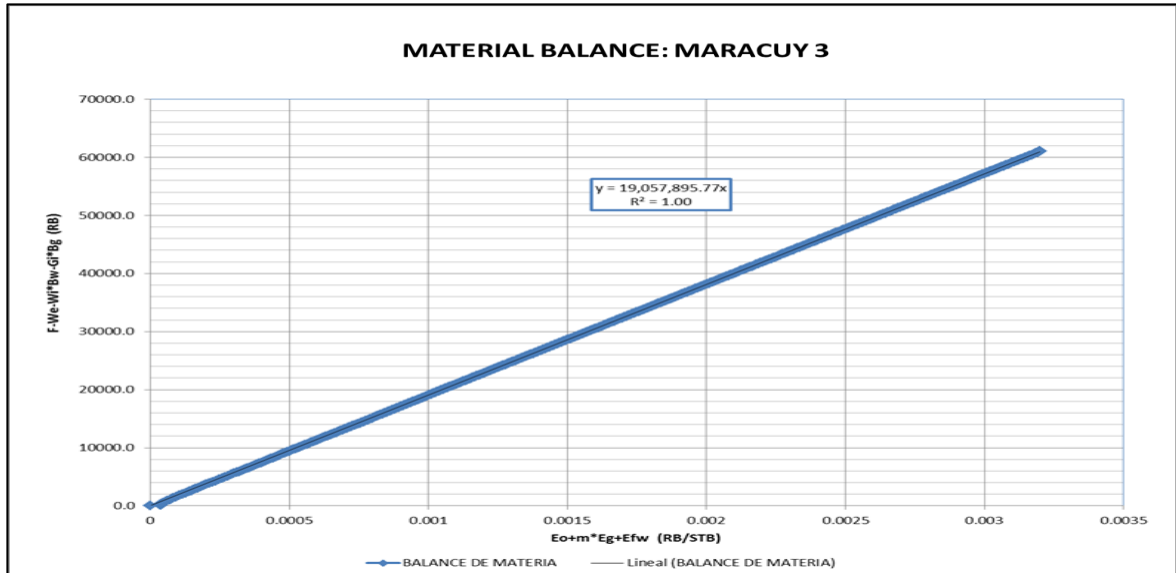


Se puede concluir que para el Pozo MC-1 en la zona Superior que se encuentra en el compartimiento 1, el POES calculado por el Método de Balance de Materiales es de 630,897 RB. Adicional a esto que Según la **Gráfica 20**, el comportamiento de los empujes está ligada a una compactación anormal de los poros dentro del reservorio. Adicional a esto, se tuvo como parámetro de validación, que para que el Balance de Materiales sea representativo, se debe haber producido el 5% del POES calculado por el Método Volumétrico, el cual para este caso es de 1'886,230 bbls. Por lo cual, se concluye que el Balance de Materiales para el pozo MC-1 no es representativo.

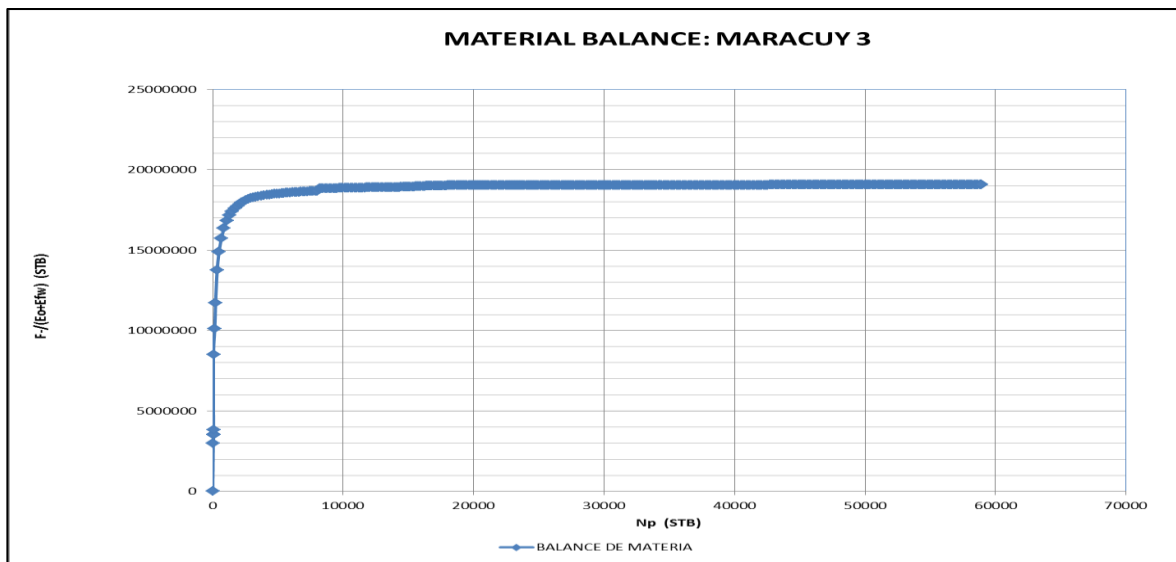
Para el Pozo MC-3 que se encuentra en el compartimiento 3 se realizó su respectivo Balance de Materiales. Los datos de entrada del Balance de Materiales se presentan en el **Anexo 8**.

La **Gráficas 21** y **Gráfica 22** presentan los resultados del Balance de Materiales para el Pozo MC-3

Gráfica 21. F vs Eo+Eg+Efw para MC-3



Gráfica 22. $\frac{F}{E_o + E_g + E_{fw}}$ Vs Np para MC-3 Inferior



Se puede concluir que para el Pozo MC-3 que se encuentra en el compartimiento 3, el POES calculado por el Método de Balance de Materiales es de 19'057,896 BY. Adicional a esto que Según la **Gráfica 22**, el yacimiento puede ser clasificado como volumétrico, ya que es un reservorio que produce únicamente por agotamiento y cuya energía viene solamente de la expansión de la roca.

La implementación del Método Volumétrico para dos de los tres compartimientos presentes en el Área de Estudio Maracuy arrojó como resultados que para el compartimiento 1 el POES calculado fue de 698,532 bbls, mientras que para el compartimiento 3 el POES calculado fue de 19'057,896 bbls.

6.3 MÉTODO DE MONTECARLO

El método de Montecarlo es un método no determinista, para caracterizar variables aleatorias, a partir de las funciones de distribución acumulada o CDF por su siglas en infles, la cual expresa la probabilidad acumulada de que una variable sea mayor o menor que cierto valor o este entre un intervalo; a partir de esto, el método de Montecarlo permite evaluar los efectos de la aleatoriedad sobre el resultado pronosticado de los modelos numéricos.

Lo principal es identificar las variables aleatorias que determinan el compartimiento global en el sistema; para este caso, son las variables aleatorias que afectan el cálculo del Petróleo Original En Sitio mediante el método volumétrico la cual se presenta en la **Ecuación 25**, en la cual se puede observar que las variables aleatorias son el espesor, la porosidad, la saturación de agua y el factor volumétrico inicial del petróleo, ya que son las variables de las que se tiene incertidumbre sobre su distribución en el yacimiento. A partir de los mapas mostrados en el Capítulo 3 y usando el software Crystal Ball®, se calculó el Petróleo Original En Sitio para el Área de Estudio Maracuy. En la **Cuadro 22** se muestran los resultados estadísticos correspondientes al mínimo, máximo, media, desviación estándar y varianza.

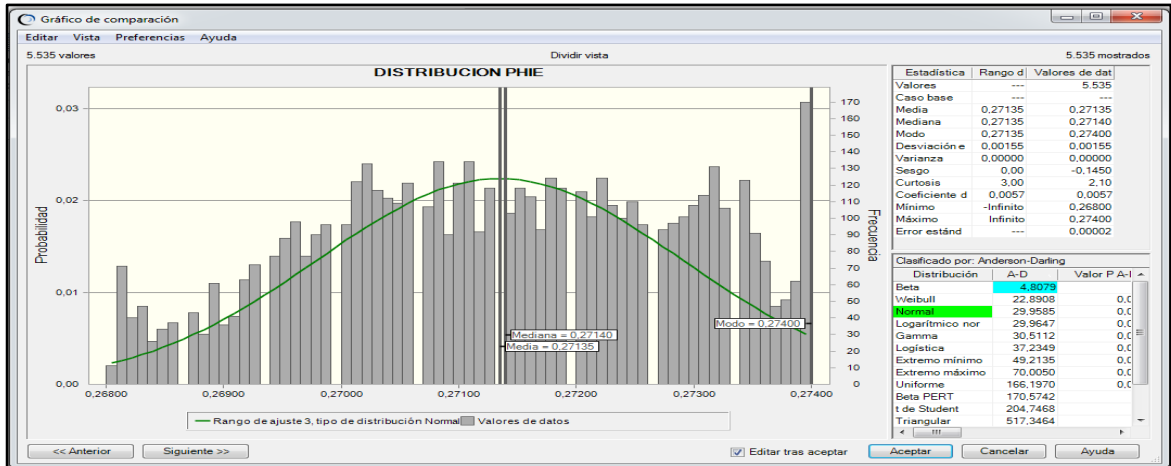
Cuadro 22. Datos estadísticos obtenidos de los mapas

PROPIEDAD \ RANGO	MINIMO	MAXIMO	MEDIA	DESVIACIÓN ESTANDAR	VARIANZA
POROSIDAD	0.2680	0.2740	0.2713	0.0015	0.000
SATURACIÓN	0.1723	0.4145	0.2949	0.0587	0.0034
ESPESOR GROSS (ft)	162.22	407.15	355.17	68.97	4756.89
NET/GROSS	0.0845	0.4209	0.2962	0.054	0.0029

Fuente: VETRA EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN S.A.S. Propiedades de los pozos. Bogotá D.C, 2016.

Se realizó un ajuste de las distribuciones petrofísicas usando Crystal Ball ® para obtener la mejor distribución. A partir de los mapas generados en petrel se obtuvieron los datos necesarios para realizar la verificación de los datos estadísticos En la **Figura 48** se muestra los resultados obtenidos en Crystal Ball ® para la distribución de la porosidad efectiva (PHIE), esto se realiza a partir de todos los datos que se generaron en Petrel ®.

Figura 44. Distribución PHIE y datos estadísticos

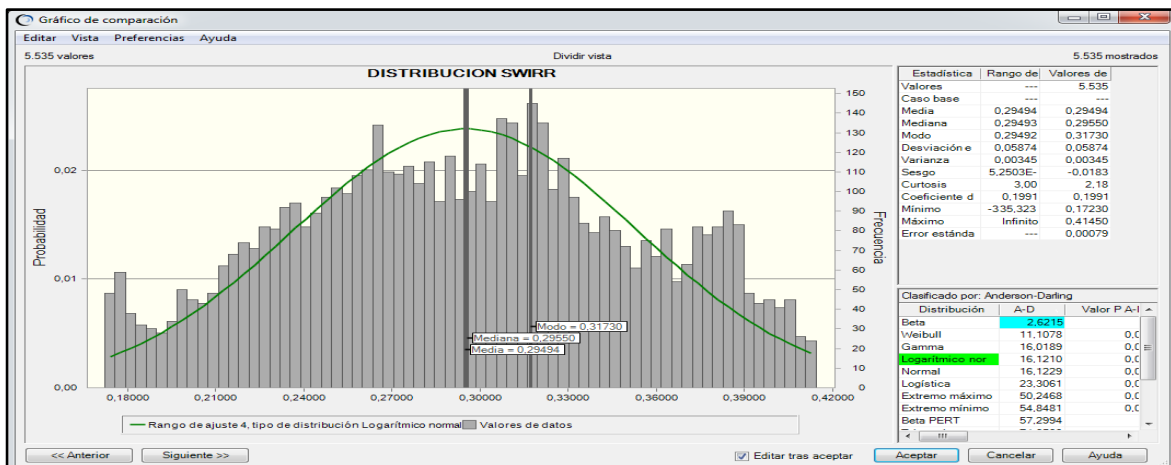


Fuente: Vetra Exploración y Producción S.A.S. Crystal Ball® Distribución de porosidad efectiva. 2016.

En la **Figura 48** se observa que los datos estadísticos corresponden a los mismos generados en Petrel® los cuales se muestran en el **Cuadro 22** y se observó que la distribución normal es la que mejor se ajusta.

En la **Figura 49** se muestra los resultados obtenidos en Crystal Ball® para la distribución de la saturación de agua irreducible (Swirr), esto se realizó a partir de todos los datos que se generaron en Petrel®.

Figura 45. Distribución Swirr y datos estadísticos



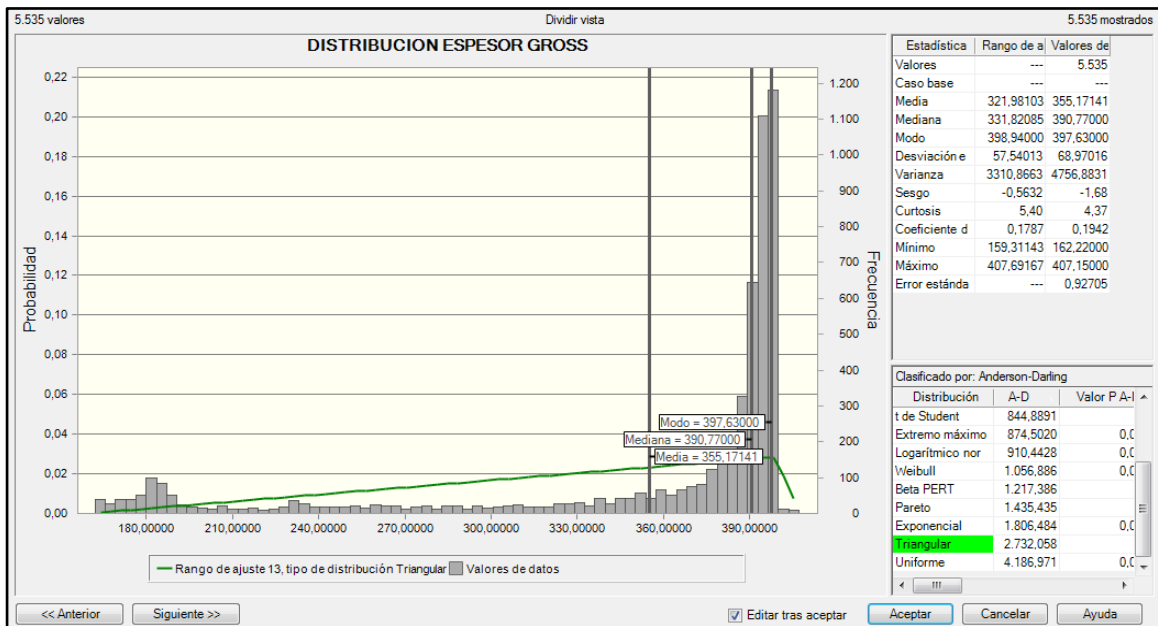
Fuente: VETRA EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN S.A.S. Crystal Ball® Distribución de saturación de agua irreducible. Bogotá D.C, 2016.

En la **Figura 49** se observa que los datos estadísticos corresponden a los mismos generados en Petrel® los cuales se muestran en la **Cuadro 22** y se concluye que la distribución logarítmica normal es la que mejor se ajusta.

La distribución logarítmica normal se emplea en variables que tienen un alto sesgo o tendencia, Donde el logaritmo de la variable aleatoria esta normalmente distribuido.

En la **Figura 50** se muestra los resultados obtenidos en Crystal Ball® para la distribución de espesor (Gross), esto se realizó a partir de todos los datos generados en Petrel®.

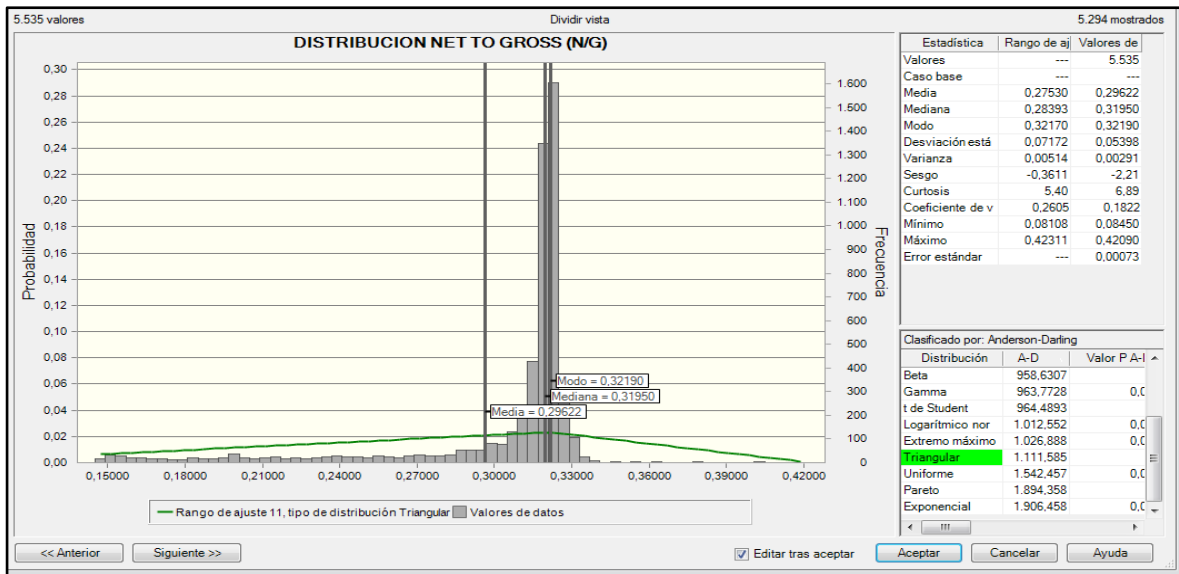
Figura 46. Distribución espesor bruto y datos estadísticos



Fuente: VETRA EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN S.A.S. Crystal Ball® Distribución espesor bruto. Bogotá D.C. 2016.

En la **Figura 50** se observó que los datos estadísticos corresponden a los mismos generados en petrel los cuales se muestran en la **Cuadro 22**. La distribución triangular es la que mejor se ajusta. La distribución triangular es un valor de probabilidad que tiene una moda con una tendencia parecida al valor máximo o mínimo; en este caso, en la **Figura 50** se observó que esta tendencia es hacia los valores máximos. En la **Figura 51** se muestra los resultados obtenidos en Crystal Ball® para la distribución de espesor neto productivo (Net To Gross), esto se realiza a partir de todos los datos que se generaron en Petrel®.

Figura 47. Distribución espesor neto productivo (Net To Gross) y datos estadísticos



Fuente: VETRA EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN S.A.S. Crystal Ball® Distribución de espesor neto productivo. Bogotá D.C, 2016.

En la **Figura 51** se pudo observar que los datos estadísticos corresponden a los mismos generados en Petrel® los cuales se muestran en la **Cuadro 22**, además que la distribución triangular es la que mejor se ajusta.

La distribución del espesor neto productivo corresponde a una distribución triangular ya que tiene que respetar la distribución de espesor (Gross).

Teniendo los datos estadísticos y el tipo de distribución para cada propiedad se implementa la simulación de Montecarlo, para el cálculo del petróleo original en sitio de las Áreas 1P, 2P y 3P, las cuales se mostraron en la **Figura 43**.

Los datos de entrada o inputs y los resultados de petróleo original en sitio (OOIP) para el Área 1P, se muestran en la **Figura 52** al igual que las distribuciones, para usar el Método de Monte Carlo.

Figura 48. Datos de entrada y petróleo original en sitio, Área 1P

		FIELD	MARACUY				
		LOCATION	COLOMBIA				
		RESERVOIR	LISAMA				
		1P AREA					
<u>A. INPUTS</u>		units	Min	Med/ Mean	Max	Std. Dev	TYPE DISTRIBUTION
1. Area	acres	805	805	805			FIX TOTAL AREA
2. Gross Thickness	feet	162	335,17	407			TRIANGULAR
3. Geometry Correction	decimal	1	1	1			
4. Porosity	%	26,6%	27,1%	27,4%	0,2%		NORMAL TRUNCADA
5. Initial Water Saturation	%	17,2%	29,5%	41,5%	5,9%		LOG NORMAL TRUNCADA
6. Initial Gas Saturation	%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%		-
7. Initial Oil Saturation		83%	71%	58,55%	94,13%		LOG NORMAL TRUNCADA
8. Oil Volumen Factor at initial pressure	RB/STB	1,0220	1,0220	1,1550			TRIANGULAR
9. Rock Volumen	acre*ft	130587	269812	327756			
10. NTG		0,0845	0,2962	0,4209			TRIANGULAR
		1P AREA					
<u>B. ORIGINAL OIL IN PLACE</u>			p10	p50	p90	Mean*	
A. OOIP	Millions of STB		52,73	88,97	130,58	116,05	

Como se observó en la **Figura 52**, se tuvieron 10 factores en cuenta para el cálculo de Petróleo Original En Sitio, todos estos factores están implícitos directa o indirectamente en la fórmula de Método Volumétrico, los recuadros verdes corresponden a las suposiciones de entrada y el recuadro en azul corresponde a la previsión de salida.

En la **Figura 53** se muestran los resultados de cada factor de entrada para los diferentes percentiles, donde el p50 es la que se tiene en cuenta ya que no es tan pesimista pero tampoco es la más optimista en los cálculos.

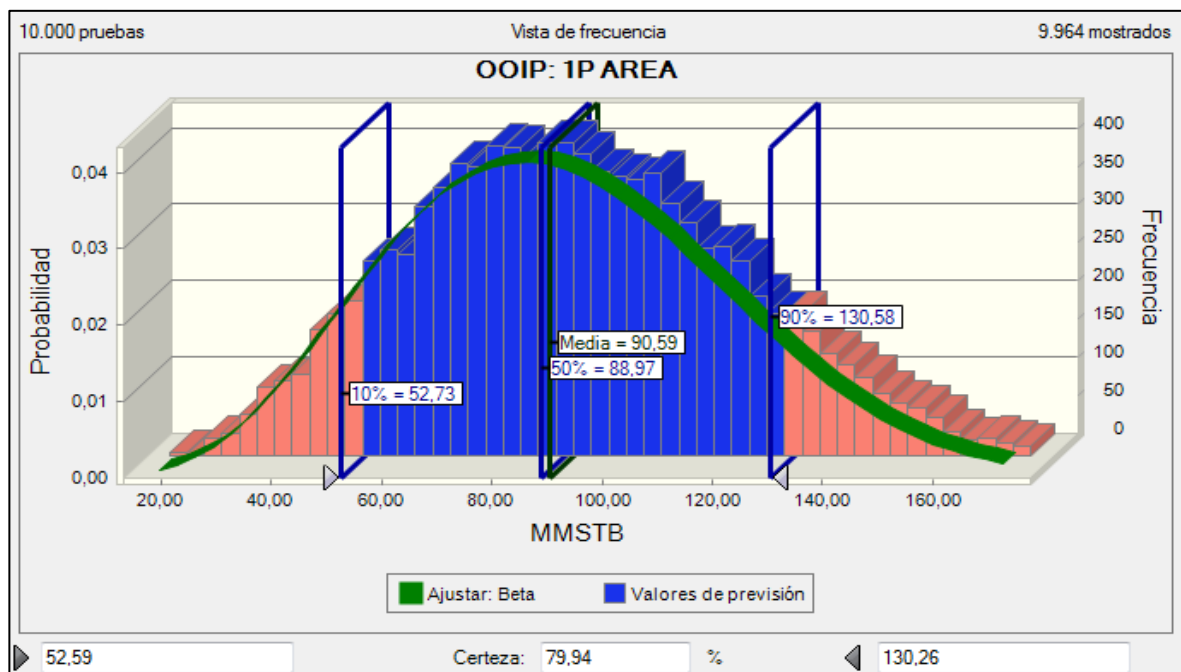
Figura 49. Resultados del cálculo de petróleo original en sitio Área 3P, método de Monte Carlo

		FIELD	MARACUY			
		LOCATION	COLOMBIA			
		RESERVOIR	UPPER MIRADOR			
		1P AREA				
<u>A. INPUTS</u>		units	p10	p50	p90	Mean
1. Area	acres	805	805	805	805	805
2. Net Pay	feet	227,3	307,8	365,2	301,5	
3. Geometry Correction	decimal	1	1	1	1	
4. Porosity	%	26,9%	27,1%	27,3%	27,1%	
5. Initial Water Saturation	%	22,5%	28,7%	36,1%	29,0%	
6. Initial Gas Saturation	%	0,0%	0,0%	0,0%	0	
7. Initial Oil Saturation		77,5%	71,3%	63,9%	71,0%	
8. Oil Volumen Factor at initial pressure	RB/STB	1,022	1,022	1,155	1,066	
9. NTG		0,1689	0,2732	0,3561	0,2674	
		1P AREA				
<u>B. ORIGINAL OIL IN PLACE</u>			p10	p50	p90	Mean
A. OOIP	Millions of STB		52,7	89,0	130,6	373,2

Como se observó en la **Figura 53**, el percentil p90 es el que tiene un valor mayor de Petróleo Original En Sitio, esto se debe a que en la simulación de Montecarlo, tiene más iteraciones en el percentil que se están realizando y donde hay mayor distribución, lo que hace que sea el menos probable.

En el caso del percentil p10, es el que menor resultado de Petróleo Original En Sitio ya que tienen menos variación en los datos y se sesga a una menor distribución donde puede ser el más probable pero al no tener la suficiente información no se seleccionó como el más adecuado. Por lo que el percentil p50 es el que se seleccionó ya que se encuentra muy cercano a la media, como se observa en la **Figura 54**.

Figura 50. Distribución petróleo original en sitio (OOIP), Área 3P



En la **Figura 54** se pudo observar que la distribución es normal, en el p50 y la media están cercanas por ende en esta parte es donde hay mayor probabilidad.

La cantidad de Petróleo Original En Sitio esperado es de 88'970.000 Bbls, de los cuales se podrá sacar la cantidad que el factor de recobro lo permita, para esto se tuvo en cuenta que en el yacimiento el único mecanismo de producción es expansión roca fluido ya que no se tiene empuje de agua, tampoco gas en solución y no se encontró capas de gas.

En la **Figura 55** se muestran los datos de entrada o inputs para implementar el método de Montecarlo y los resultados de Petróleo Original En Sitio (OOIP) para el área 2P.

Figura 51. Datos de entrada y petróleo original en sitio, Área 2P

FIELD		MARACUY							
LOCATION		COLOMBIA							
RESERVOIR		LISAMA							
				2P AREA					
A. INPUTS				units	Min	Med/ Mean	Max	Std. Dev	TYPE DISTRIBUTION
1. Area		acres	1810	14-dic	1810				FIX TOTAL AREA
2. Gross Thickness		feet	162	335,17	407				TRIANGULAR
3. Geometry Correction		decimal	1	1	1				
4. Porosity		%	26,6%	27,1%	27,4%	0,2%			NORMAL TRUNCADA
5. Initial Water Saturation		%	17,2%	29,5%	41,5%	5,9%			LOG NORMAL TRUNCADA
6. Initial Gas Saturation		%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%			-
7. Initial Oil Saturation			83%	71%	58,55%	94,13%			LOG NORMAL TRUNCADA
8. Oil Volumen Factor at initial pressure		RB/STB	1,0220	1,0220	1,1550				TRIANGULAR
9. Rock Volumen		acre*ft	293618	606658	736942				
10. NTG			0,0845	0,2962	0,4209				TRIANGULAR
				2P AREA					
B. ORIGINAL OIL IN PLACE					p10	p50	p90	Mean*	
A. OOIP		Millions of STB	119,25	202,20	293,42	260,93			

En la **Figura 56** se muestran los resultados para las diferentes percentiles, donde el p50 es la que se tiene en cuenta ya que no es tan pesimista pero tampoco es la menos probable en los cálculos.

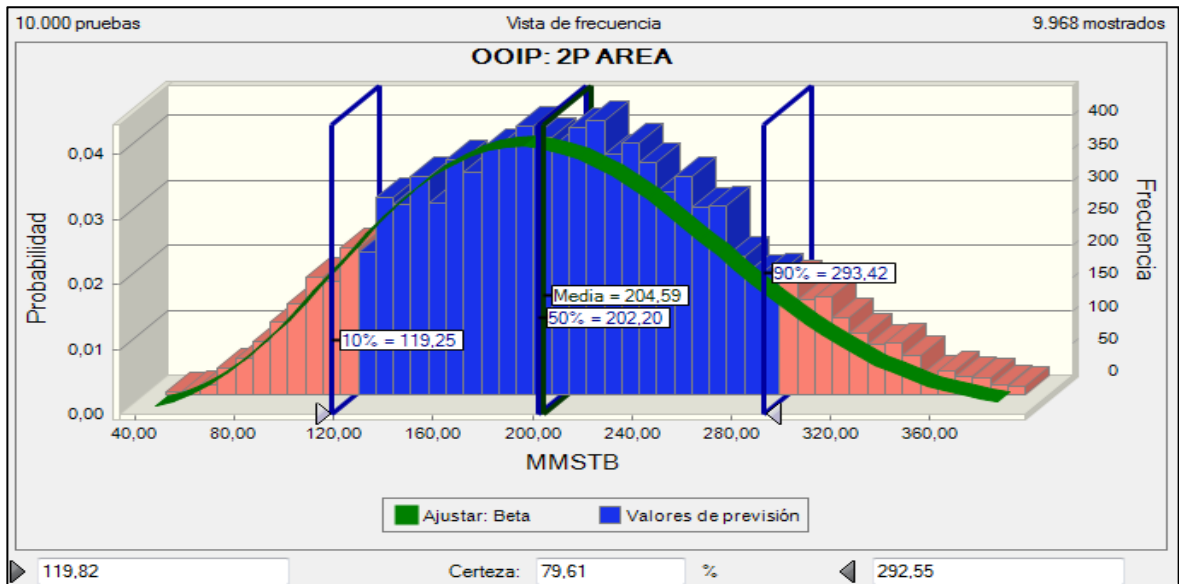
Figura 52. Resultados del cálculo de Petróleo Original En Sitio Área 2P, método de Montecarlo.

FIELD		MARACUY							
LOCATION		COLOMBIA							
RESERVOIR		UPPER MIRADOR							
				2P AREA					
A. INPUTS				units	p10	p50	p90	Mean	
1. Area		acres	1810	1810	1810	1810	1810		
2. Net Pay		feet	227,3	307,8	307,8	365,2	301,5		
3. Geometry Correction		decimal	1	1	1	1	1		
4. Porosity		%	26,9%	27,1%	27,3%	27,1%	27,1%		
5. Initial Water Saturation		%	22,5%	28,7%	36,1%	29,0%	29,0%		
6. Initial Gas Saturation		%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0		
7. Initial Oil Saturation			77,5%	71,3%	63,9%	71,0%	71,0%		
8. Oil Volumen Factor at initial pressure		RB/STB	1,022	1,022	1,155	1,066	1,066		
9. NTG			0,1689	0,2732	0,3561	0,2674	0,2674		
				2P AREA					
B. ORIGINAL OIL IN PLACE					p10	p50	p90	Mean	
A. OOIP		Millions of STB	119,2	202,2	293,4	373,2			

Para el cálculo de petróleo original en sitio con un Área 2P se pudo observar en la **Figura 56** que el área es menor y que es directamente proporcional al petróleo original en sitio por lo que los resultados son menores, esto se evidencia en la diferencia de petróleo original en sitio calculado para un percentil p50 de un Área 1P y el p50 de un Área 2P la cual es aproximadamente de un 40%.

En la **Figura 57** se muestra la distribución generada en Crystal Ball® para el cálculo de Petróleo Original En Sitio.

Figura 53. Distribución petróleo original en sitio (OOIP), Área 2P



En la **Figura 57** se observó que el comportamiento de la distribución se mantiene igual y que el percentil p50 es el que tiene mayor probabilidad, por lo que la cantidad de petróleo original en sitio esperado es de 202'20.000 Bbls.

En la **Figura 58** se muestran los datos de entrada o inputs para implementar el método de Montecarlo y los resultados de Petróleo Original En Sitio (OOIP) para el Área 3P.

Figura 54. Datos de entrada y petróleo original en sitio, Área 3P

		FIELD	MARACUY				
		LOCATION	COLOMBIA				
		RESERVOIR	LISAMA				
		3P AREA					
A. INPUTS		units	Min	Med/ Mean	Max	Std. Dev	TYPE DISTRIBUTION
1. Area	acres	3301	3301	3301			FIX TOTAL AREA
2. Gross Thickness	feet	162	335,17	407			TRIANGULAR
3. Geometry Correction	decimal	1	1	1			
4. Porosity	%	26,6%	27,1%	27,4%	0,2%		NORMAL TRUNCADA
5. Initial Water Saturation	%	17,2%	29,5%	41,5%	5,9%		LOG NORMAL TRUNCADA
6. Initial Gas Saturation	%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%		-
7. Initial Oil Saturation		83%	71%	58,55%	94,13%		LOG NORMAL TRUNCADA
8. Oil Volumen Factor at initial pressure	RB/STB	1,0220	1,0220	1,1550			TRIANGULAR
9. Rock Volumen	acre*ft	535488	1106396	1344002			
10. NTG		0,0845	0,2962	0,4209			TRIANGULAR
		3P AREA					
B. ORIGINAL OIL IN PLACE			p10	p50	p90	Mean*	
A. OOIP	Millions of STB	214,16	366,10	531,54	475,86		

En la **Figura 59** se muestran los resultados para las diferentes percentiles, donde el p50 es la que se tiene en cuenta ya que no es tan pesimista pero tampoco es la menos probable en los cálculos.

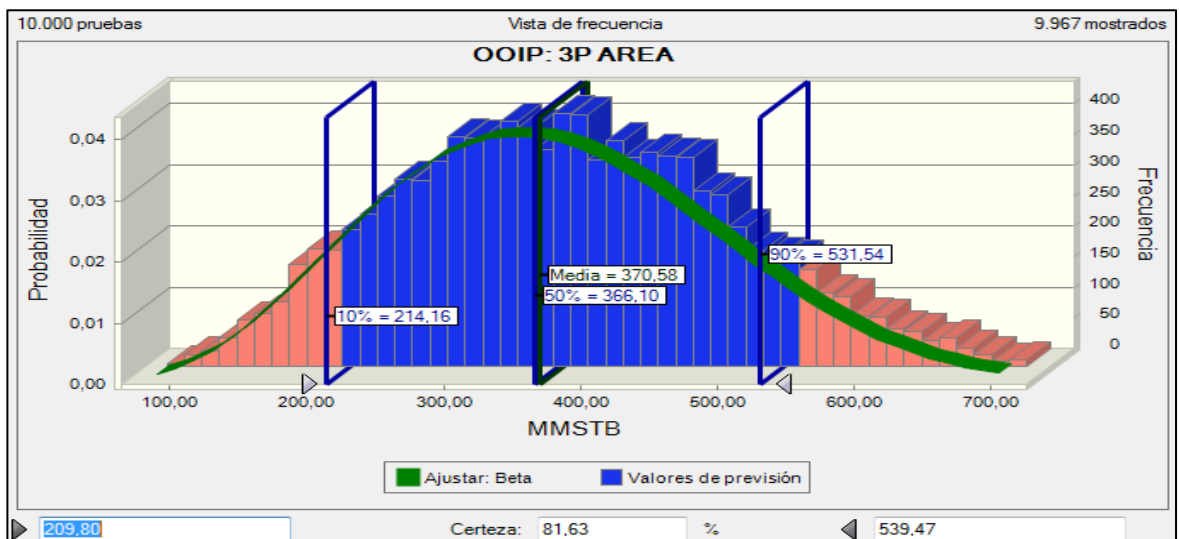
Figura 55. Resultados del cálculo de Petróleo Original En Sitio área 1P, método de Montecarlo

FIELD LOCATION RESERVOIR		MARACUY COLOMBIA UPPER MIRADOR		3P AREA				
A. INPUTS				p10	p50	p90	Mean	
1. Area	units	acres		3301	3301	3301	3301	
2. Net Pay	feet			227,3	307,8	365,2	301,5	
3. Geometry Correction	decimal			1	1	1	1	
4. Porosity	%			26,9%	27,1%	27,3%	27,1%	
5. Initial Water Saturation	%			22,5%	28,7%	36,1%	29,0%	
6. Initial Gas Saturation	%			0,0%	0,0%	0,0%	0	
7. Initial Oil Saturation				77,5%	71,3%	63,9%	71,0%	
8. Oil Volumen Factor at initial pressure	RB/STB			1,022	1,022	1,155	1,066	
9. NTG				0,1689	0,2732	0,3561	0,2674	
B. ORIGINAL OIL IN PLACE				p10	p50	p90	Mean	
A. OOIP	Millions of STB			214,2	366,1	531,5	373,2	

En la **Figura 58 y 59** se pudo observar que hay una diferencia respecto a la media esto se debe a que en la **Figura 58** la media se calculó implementando la fórmula de Petróleo Original En Sitio donde los datos de entrada son todos los que correspondían a la media, mientras que en la **Figura 59** el resultado de la media se obtuvieron a partir de la simulación de Montecarlo, lo que generó una variación por los datos generados, esta diferencia se presentó igualmente en los cálculos de las Áreas 2P y 1P.

En la **Figura 60** se muestra la distribución generada en Crystal Ball ® para el cálculo de Petróleo Original En Sitio.

Figura 56. Distribución petróleo original en sitio (OOIP), Área 3P



El cálculo de Petróleo Original En Sitio con el Área 3P fue el que reflejó menor cantidad de Petróleo Original En Sitio; como ya se mencionó, esto se debe a que el área es directamente proporcional al cálculo.

A partir de todas las simulaciones de Montecarlo realizadas la cantidad de petróleo original en sitio esperado es de 88'970.000 Bbls, que corresponden al p50 para el Área 1P, se espera esta cantidad ya que en la extensión del área no hay tanta incertidumbre y es el percentil que tuvo la mayor probabilidad.

En la **Figura 61** se muestran los resultados del petróleo original en sitio para cada una de las áreas y percentiles.

Figura 57. Resultados petróleo original en sitio para cada área y percentil

ÁREA		OOIP (MMSTB)		
		P10	P50	P90
1P	805	52.73	88.97	130.58
2P	1980	119.25	202.20	293.42
3P	3301	214.16	366.10	531.54

En la **Figura 61** se pudo observar que el percentil p90 es el más optimista por la cantidad de Petróleo Original En Sitio que se obtiene y el p10 es el más pesimista ya que es el que menos cantidad de hidrocarburo que se obtiene, por lo que el p50 se encuentra en un rango medio con la mayor probabilidad como se observó en los histogramas, en cuenta a las áreas, la que se tiene menos incertidumbre de extensión es la 1P por lo que es la adecuada para realizar la comparación junto con los otros métodos.

6.4 CURVAS DE DECLINACIÓN

El análisis de las curvas de declinación, propuesto por Arps en 1945 ha sido el método más empleado para predecir el comportamiento de la producción en los campos petrolíferos. Las curvas de declinación se realizan mediante la reproducción de la producción en el tiempo, el ajuste de la misma a una línea recta para así estimar el comportamiento de la producción futura.

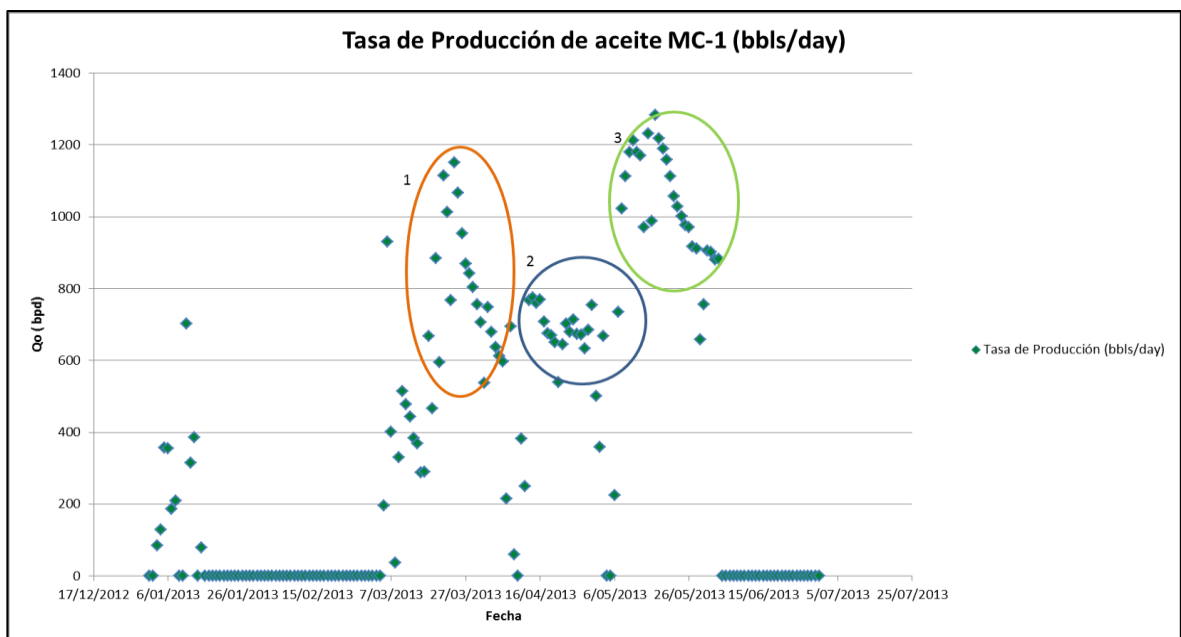
El análisis de las curvas de declinación aplica para la producción de pozos individuales, de grupos de pozos o de Áreas totales de reservorios. Posee la premisa de que no es recomendable realizarlas en la primera fase de vida del reservorio puesto que no se tienen los puntos de información necesarios para realizar dichas estimaciones.

Debido a que el Área de Estudio Maracuy se divide en 5 (cinco) pozos, se realizó la implementación todos los métodos pozo por pozo, exceptuando MC-5 ya que es

un pozo seco. Adicional; VETRA Exploración y Producción, proporcionó como límite económico la producción mínima de 30 bbls para evaluar cada curva. Para efectos de este trabajo, los volúmenes de petróleo acumulado determinados por cada curva se denominan Reservas a Producir y se representan mediante las siglas RP.

6.4.1 Curvas de Declinación MC-1. El pozo MC-1 cuenta con 3 periodos de flujo como se muestra en la **Gráfica 23**, para este estudio se trabajó con el último periodo; ya que, este corresponde a la el momento cuando los dos intervalos productores dentro de la Formación Lisama se encontraban produciendo.

Gráfica 23. Periodos de Flujo Qo para MC-1



6.4.1.1 Método de Arps. Dentro de los distintos métodos de declinación, se trabajó con Arps, el cual propone 3 modelos diferentes de declinación el cual comprende la declinación Exponencial, Hiperbólica y Armónica.

- **Declinación Exponencial.** La declinación exponencial es una de las curvas más empleadas gracias a su simplicidad y *“proporciona una respuesta más conservadora de las reservas futuras”*; ARPS, J.J. (1965)

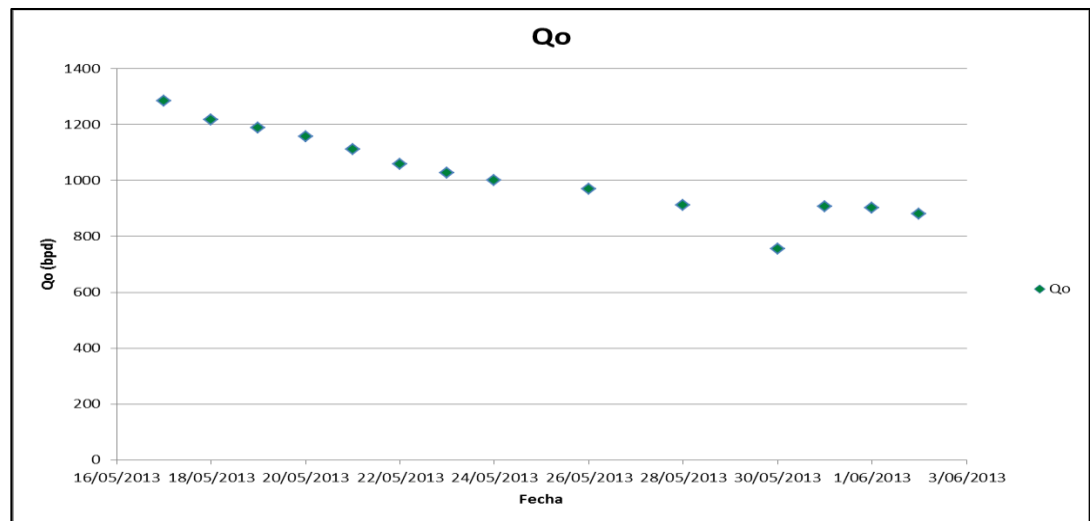
Para el pozo MC-1 como se tomó en cuenta el periodo de flujo 3, se procede a generar la **Cuadro 23** donde se muestran los datos de producción con su fecha.

Cuadro 23. Datos de producción de petróleo para el pozo MC-1 del periodo 3 de flujo.

Datos de producción	
Fecha	Qo (bpd)
17/05/2013	1284
18/05/2013	1219
19/05/2013	1189
20/05/2013	1158
21/05/2013	1112
22/05/2013	1057
23/05/2013	1028
24/05/2013	1001
25/05/2013	977
26/05/2013	970
27/05/2013	917
28/05/2013	912
31/05/2013	906
1/06/2013	901
2/06/2013	882
3/06/2013	882

La **Gráfica 24** presenta los valores del **Cuadro 23** con la finalidad de encontrar la mejor tendencia en los puntos.

Gráfica 24. Comportamiento de la producción para MC-1 periodo de flujo 3



Se graficó dichos valores con la finalidad de encontrar la tasa de declinación mensual la cual para este caso es 0,259524. La declinación exponencial asume como exponente de declinación 0.

Para el desarrollo de este método se usó la **Ecuación 32**, la cual corresponde a la declinación Exponencial de Arps.

Ecuación 32. Declinación Exponencial Arps

$$D = \frac{\ln\left(\frac{dq}{dt}\right)}{t}$$

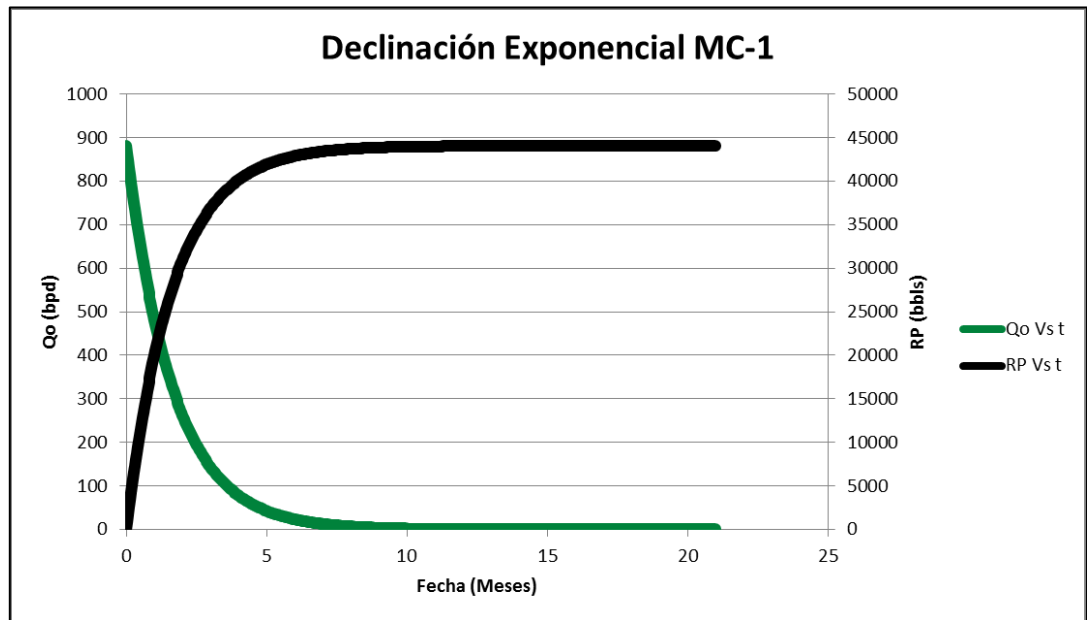
Fuente: Halliburton, Recopilación Técnica Ingeniería de Yacimientos. Pág 67

Donde:

- D = Índice de declinación
- q = Tasa de Producción, BPD
- t = Tiempo, días

Los resultados de este método se presentan en el **ANEXO 9**. Dichos valores se presentan en la **Gráfica 25**.

Gráfica 25. Proyección de producción de aceite para MC-1 por Declinación Exponencial.



La proyección de producción por este método arroja que para una tasa de flujo de 30 BPD se tiene un máximo alcanzado de petróleo a producir de 43576 Bbls los cuales representan el valor aproximado de Reservas a Producir por este método.

- **Declinación Hiperbólica.** Este tipo de declinación es uno de los más acertados puesto que al no tomar constante el exponente de declinación, permite sea más acertado el modelamiento de la producción a fechas futuras. Este método trabaja en base al **Cuadro 23** y la **Gráfica 25** para calcular la tasa de declinación la cual para este caso tiene un valor de 0,260004 y el exponente de declinación de 0.5.

Para el desarrollo de este método se empleó la **Ecuación 33**, la cual corresponde a la Declinación Hiperbólica de Arps.

Ecuación 33. Declinación Hiperbólica Arps

$$D = - \frac{dq}{dt} = kq^n (0 < n > 1)$$

Fuente: HALLIBURTON. Recopilación Técnica Ingeniería de Yacimientos. p. 68

Donde:

D = Índice de declinación
q = Tasa de Producción, BPD
t = Tiempo, días
k = constante, adim.
n = Exponente, adim.

Los resultados de este método se presentan en el **ANEXO 10**.

- **Declinación Armónica.** Este tipo de declinación es uno de los menos acertados puesto que al tomar constante el exponente de declinación como 1, no permite sea acertado el modelamiento de la producción a fechas futuras haciéndoles demasiado optimistas.

Este método trabaja en base a la **Cuadro 23** y la **Gráfica 25** para calcular la tasa de declinación la cual para este caso tiene un valor de 0,290457 y el exponente de declinación de 1.

Para el desarrollo de este método se empleó la **Ecuación 34**, la cual corresponde a la Declinación Armónica de Arps.

Ecuación 34. Declinación Armónica Arps

$$D = - \frac{\frac{dq}{dt}}{q} = kq^n (n = 1)$$

Fuente: Halliburton, Recopilación Técnica Ingeniería de Yacimientos. Pág 69

Donde:

D = Índice de declinación
q = Tasa de Producción, BPD
t = Tiempo, días
k = constante, adim.
n = Exponente, adim.

Los resultados de este método se presentan en el **ANEXO 11**.

6.4.1.2 Método de Doung. El método de curvas de declinación de Doung se basa en una modificación a la **Ecuación 33**, donde propone que para poder encontrar el valor del caudal diario en la predicción se debe relacionar con la producción acumulada de petróleo total, como se evidencia en la **Ecuación 35**.

Ecuación 35. Modificación de Doung

$$q = \frac{q_i + A(N_p)}{1 - B_t}$$

Fuente: DOUNG, A.N., A new approach for Decline-Curve Analysis, SPE 18859.

Donde:

q = Tasa de producción diaria, BPD
q_i = Tasa de producción Inicial, BPD
A = constante de Doung, Adim.
N_p = Petróleo producido acumulado
B = Exponente de declinación, Adim.
t = Tiempo, días

Los resultados de este método se presentan en el **ANEXO 12**. Este método presenta un grado alto de error debido a que por asumir la tasa de producción

diaria en términos del petróleo producido acumulado, da valores muy altos de producción diaria por ende una declinación muy rápida y poco significativa.

6.4.1.3 Método de Lin & Rowland. El método de curvas de declinación de Lin & Rowland se basa en una modificación a la **Ecuación 33**, donde propone que para poder encontrar el valor del caudal diario en la predicción inicial se debe relacionar con la producción acumulada de petróleo total, como se evidencia en la **Ecuación 36**.

Ecuación 36. Modificación Lin & Rowland

$$q_i = \frac{(N_p(1-n)D_i)}{(1 - (1 + D_i t)^{1-\frac{1}{n}})}$$

Fuente: LIN, Chung, ROWLAND, David A., Determining the constants of hyperbolic production decline by a linear graphic method, SPE 11329.

Donde:

- q = Tasa de producción diaria, BPD
- q_i = Tasa de producción Inicial, BPD
- n = Exponente de declinación, Adim.
- D_i = Tasa de declinación, días
- t = Tiempo, días

El Método de Lin & Rowland emplea la **Ecuación 33** con la modificación ya realizada, para este caso, el exponente de declinación es 0.5 y la tasa de declinación es 0,33. Los resultados de este método se presentan en el **ANEXO 13**.

6.4.1.4 Método de Shirman. El Método de curvas de declinación de Shirman. se basa en una modificación a la **Ecuación 33**, donde propone que para poder encontrar el valor del caudal diario en la predicción inicial se debe relacionar la tasa de producción inicial de petróleo directamente con el exponente de declinación y además incluir la constante de Shirman, como se evidencia en la **Ecuación 37**.

Ecuación 37. Modificación Shirman.

$$q = q_i(1 + naq_i^n t)^{-1/n}$$

Fuente: SHIRMAN, E.I., Universal approach to the decline curve analysis, PETSOC-99-13-68.

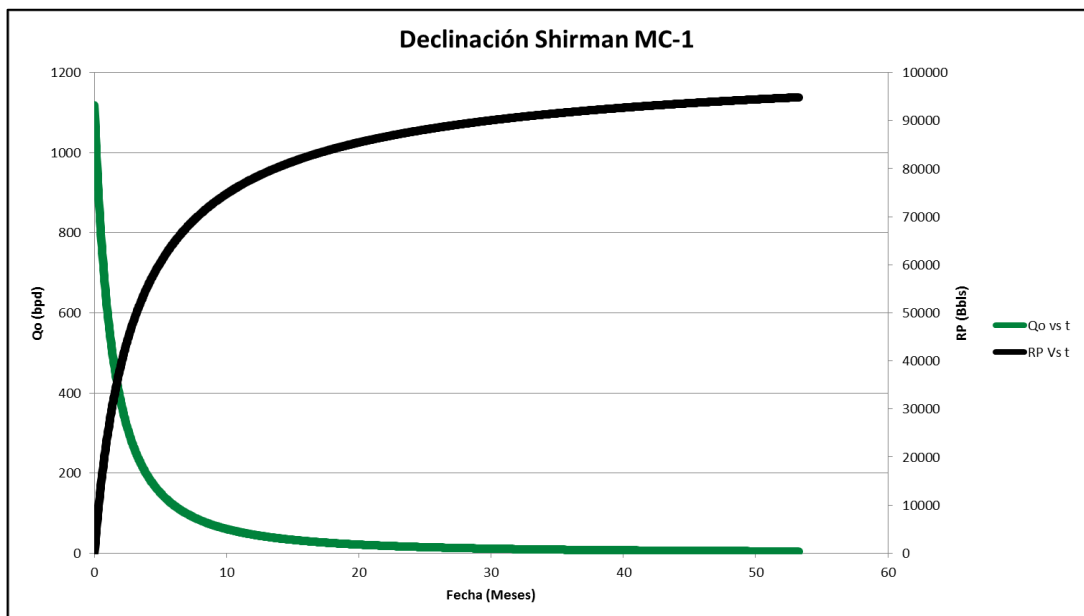
Donde:

q = Tasa de producción diaria, BPD
 q_i = Tasa de producción Inicial, BPD
 n = Exponente de declinación, Adim.
 a = Constante Shirman. Adim.
 t = Tiempo, días

El método de Shirman emplea la **Ecuación 33** con la modificación ya realizada, para este caso, el exponente de declinación es 0.5691 y la tasa de declinación es 0,302669697.

Los resultados de este método se presentan en el **ANEXO 14**. Dichos valores se presentan en la **Gráfica 26**.

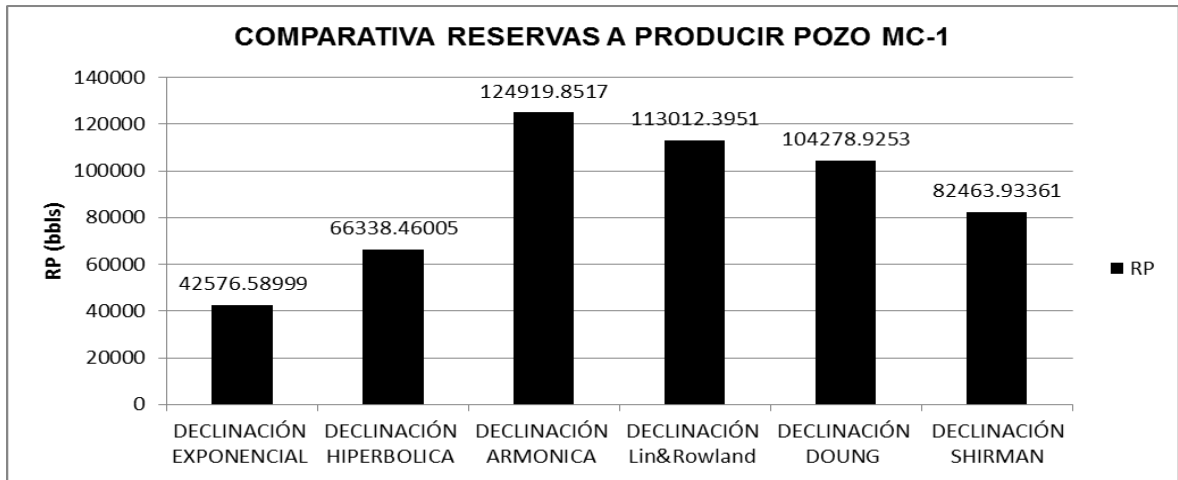
Gráfica 26. Proyección de producción de aceite para MC-1 por Declinación Shirman.



La proyección de producción por este método arroja que para una tasa de flujo de 30 BPD se tiene un máximo alcanzado de petróleo a producir de 83464 Bbls los cuales representan el valor aproximado de Reservas a Producir.

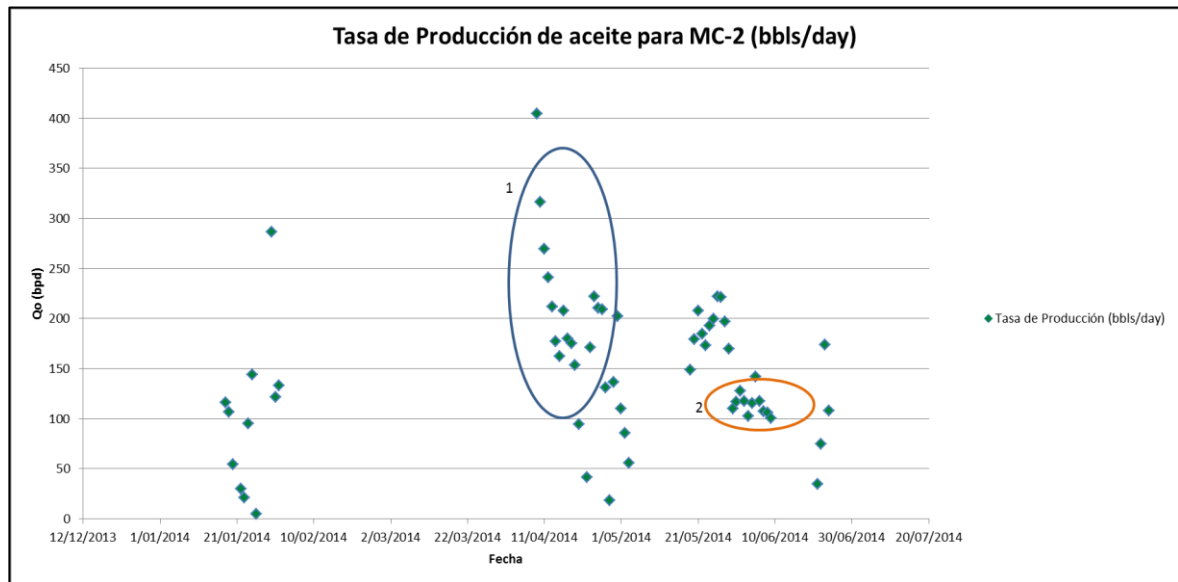
A continuación se presenta la **Gráfica 27**, donde se evidencia la comparativa de producción de aceite para los seis métodos en el pozo MC-1

Gráfica 27. Comparativa Curvas de declinación MC-1



6.4.2 Curvas de Declinación MC-2. El Pozo MC-2 cuenta con 2 periodos de flujo como se muestra en la Gráfica 28, para este estudio se trabajó con el último periodo; ya que, este corresponde al momento cuando los datos de producción se estabilizaron en un corto periodo de tiempo.

Gráfica 28. Periodos de Flujo para MC-2



Los valores de los exponentes para los diferentes métodos se presentan en el **Cuadro 24** de manera resumida.

Cuadro 24. Valores Exponentes de cada método para MC-2.

MC-2	Exp	Hip	Arm	Lin & Row	Doung	Shirman
Exponente de declinacion	0	0.5	1	0.5	0.5	0.57
Tasa de declinacion -mes	41%	41%	47%	49%	41%	42%
Tasa Inicial de Aceite	117.25	117.25	117.25	207.7219	117.25	235.6346
Regresion Std Error	3.60915	3.60916	3.58324	3.92593	41.31	17.8823
Np	-	-	-	432.2136	-	-
A	-	-	-	-	-0.2055	-
B	-	-	-	-	-0.2055	-

En la **Cuadro 25**, se presentan los datos de producción correspondientes al segundo periodo de flujo.

Cuadro 25. Datos de producción segundo periodo de flujo MC-2

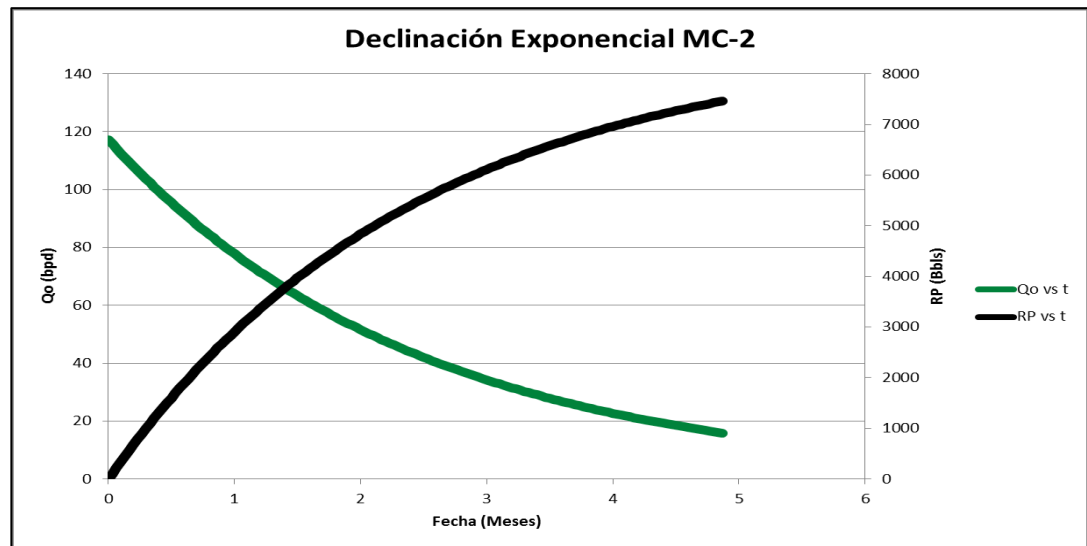
Datos de produccion	
Fecha	Qo (bpd)
26/05/2014	222.02
27/05/2014	221.25
28/05/2014	197.08
29/05/2014	169.98
1/06/2014	127.561323
2/06/2014	117.2517
4/06/2014	115.489277
6/06/2014	117.742756
7/06/2014	107.265438
8/06/2014	105.671716
9/06/2014	100.302426

6.4.2.1 Método de Arps. Dentro de los distintos métodos de declinación, se trabajó con Arps, el cual propone 3 modelos diferentes de declinación el cual comprende la declinación Exponencial, Hiperbólica y Armónica.

- **Declinación Exponencial.** Para el desarrollo de la declinación se tomó como referencia la **Ecuación 32**. Los resultados se presentan en el **ANEXO 15**.

Los resultados se presentan en la **Gráfica 29**.

Gráfica 29 Proyección de producción de aceite para MC-2 por Declinación Exponencial.



La proyección de producción por este método arroja que para una tasa de flujo mínima de 30 BPD se tiene un máximo alcanzado de petróleo a producir de 6403 Bbls los cuales representan el valor de las reservas a explotar.

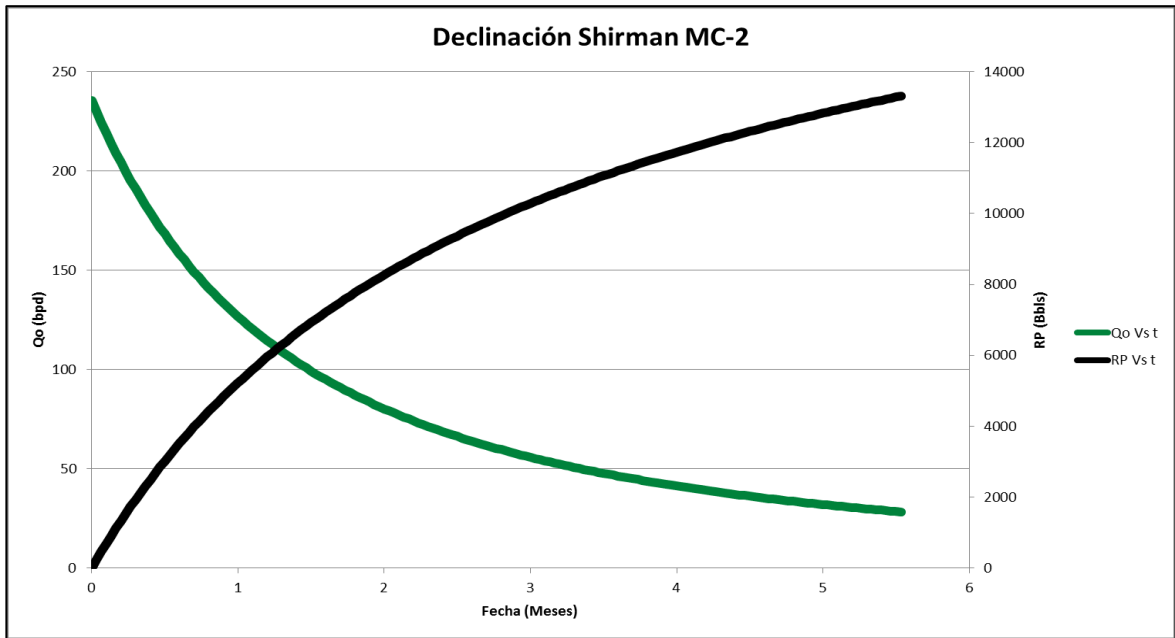
- **Declinación Hiperbólica.** Para el desarrollo de la declinación te tomé como referencia la **Ecuación 33**. Los resultados se presentan en el **ANEXO 16**
- **Declinación Armónica.** Para el desarrollo de la declinación te tomé como referencia la **Ecuación 34**. Los resultados se presentan en el **ANEXO 17**.

6.4.2.2 Método de Doung. Para el desarrollo de la declinación te tomé como referencia la **Ecuación 33** y la **Ecuación 35**. Los resultados se presentan en los **ANEXO 18** pero debido a problemas con la consistencia de la información no se pudo modelar la proyección de producción.

6.4.2.3 Método de Lin & Rowland. Para el desarrollo de la declinación te tomé como referencia la **Ecuación 33** y la **Ecuación 36**. Los resultados se presentan en el **ANEXO 19**.

6.4.2.4 Método de Shirman. Para el desarrollo de la declinación te tomé como referencia la **Ecuación 33** y la **Ecuación 37**. Los resultados se presentan en el **ANEXO 20** y representados en la **Gráfica 30**.

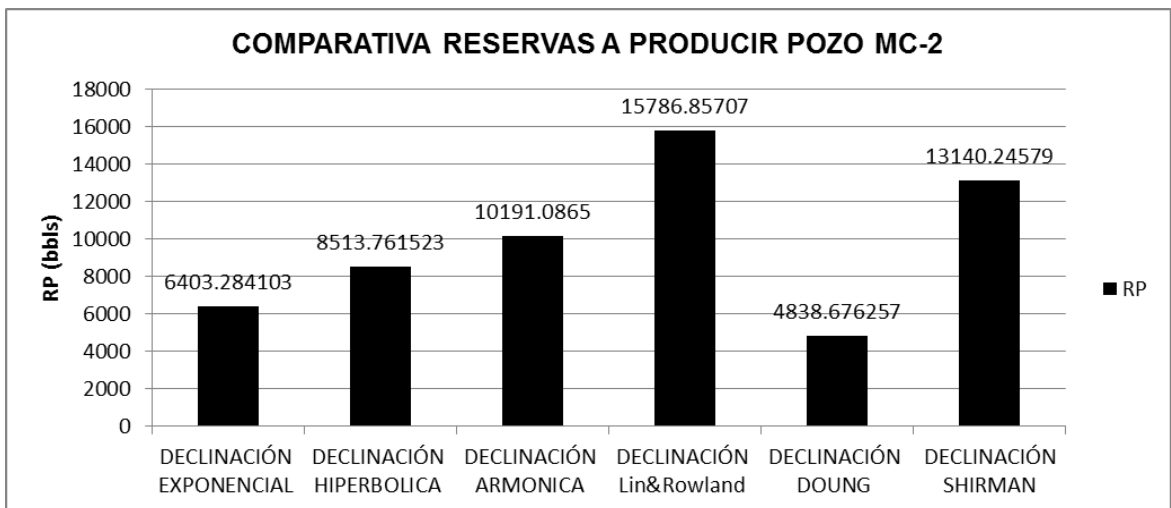
Gráfica 30. Proyección de producción de aceite para MC-2 por Declinación Shirman



La proyección de producción por este método arroja que para una tasa de flujo de 30 BPD se tiene un máximo alcanzado de petróleo a producir de 13140 Bbls los cuales representan el valor de futuras reservas.

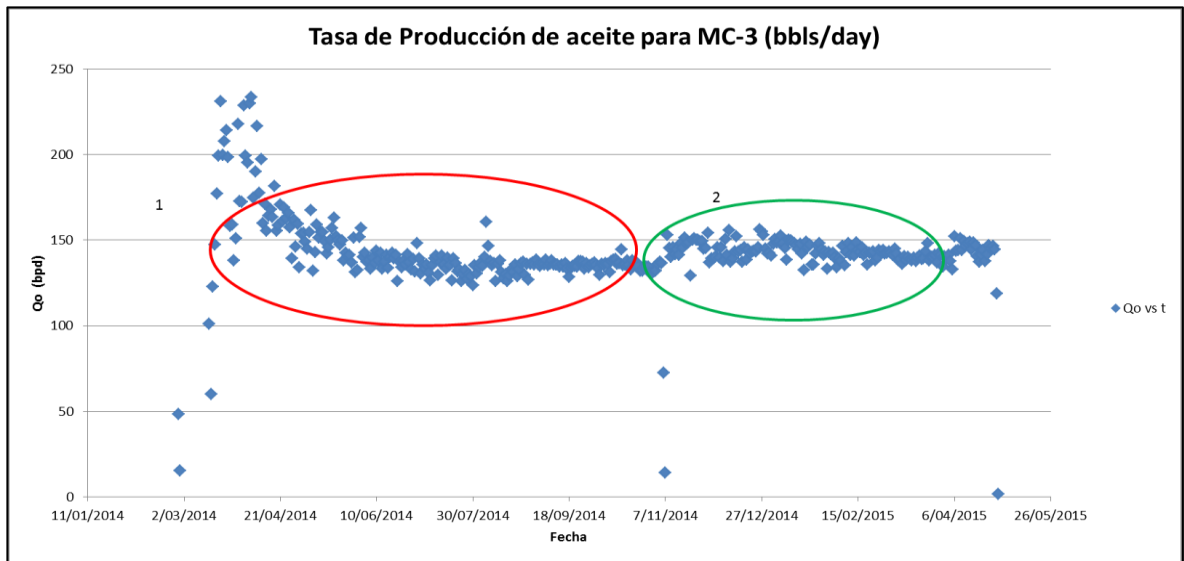
A continuación se presenta en la **Gráfica 31**, la comparativa de producción según los diferentes Métodos de Declinación para MC-2

Gráfica 31. Comparativa Curvas de Declinación para MC-2



6.4.3 Curvas de Declinación MC-3. El Pozo MC-3 cuenta con 2 periodos de flujo como se muestra en la **Gráfica 32**, para este estudio se trabajó con el último periodo; ya que, este corresponde al momento donde la información de producción se encuentra estabilizada.

Gráfica 32. Periodos de Flujo para MC-3



Los valores de los exponentes se presentan en la **Cuadro 26** de manera resumida.

Cuadro 26. Valores Exponentes de cada método para MC-3

MC-3	Exp	Hip	Arm	Lin & Row	Doung	Shirman
Exponente de declinacion	0	0.5	1	0.5	0.5	0.4692
Tasa de declinacion -mes	1%	1%	1%	4%	1%	2%
Tasa Inicial de Aceite	146.81	146.81	146.81	493.5066	146.81	147.3255
Regresion Std Error	4.57871	4.57872	4.57968	172.7333	0.615	0.357267
Np	-	-	-	3607.404	-	
A	-	-	-	-	-0.00538	
B	-	-	-	-	-0.00538	

A continuación se presenta en el **Cuadro 27**, los valores correspondientes a la producción para el segundo periodo de flujo.

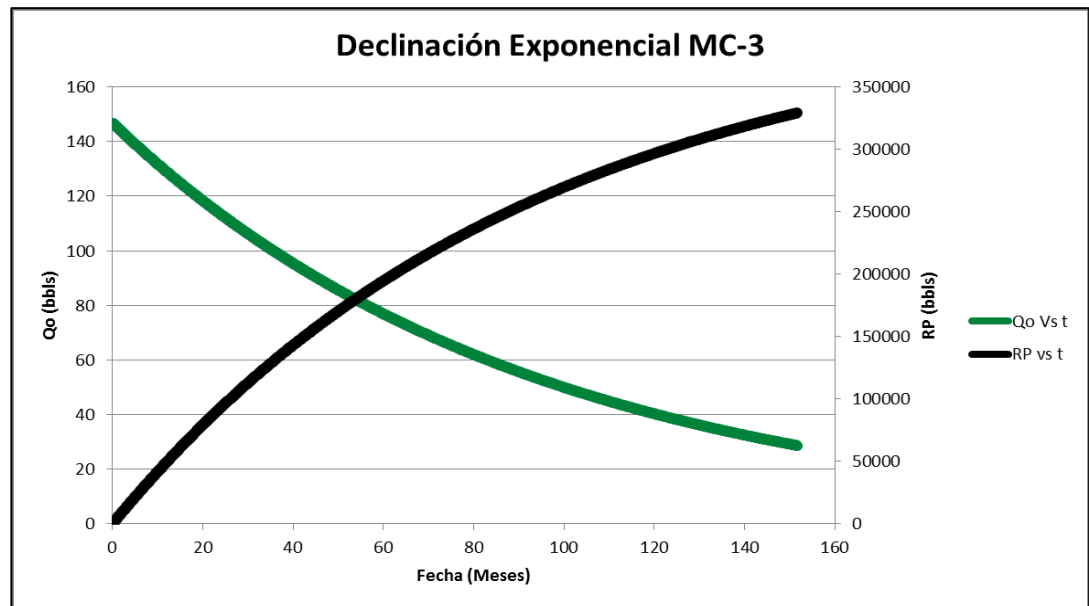
Cuadro 27. Datos de producción para el segundo periodo de flujo MC-3

Datos de producción		Datos de producción		Datos de producción		Datos de producción	
Fecha	Qo (bpd)	Fecha	Qo (bpd)	Fecha	Qo (bpd)	Fecha	Qo (bpd)
15/11/2014	148.04	21/12/2014	141.96	26/01/2015	148.22	3/03/2015	143.22
16/11/2014	145.44	22/12/2014	143.16	27/01/2015	144.63	4/03/2015	142.67
17/11/2014	151.34	23/12/2014	143.82	28/01/2015	141.18	5/03/2015	141.2
18/11/2014	147.88	24/12/2014	143.27	29/01/2015	143.33	6/03/2015	145.12
19/11/2014	148.73	25/12/2014	145.58	30/01/2015	133.06	7/03/2015	142.23
20/11/2014	129.09	26/12/2014	156.2	31/01/2015	143	8/03/2015	137.91
21/11/2014	150.03	27/12/2014	155.11	1/02/2015	141.88	9/03/2015	138.9
22/11/2014	151.17	28/12/2014	152.92	2/02/2015	142.61	10/03/2015	136.13
23/11/2014	150.09	29/12/2014	145.07	3/02/2015	139.85	11/03/2015	140.54
24/11/2014	150.11	30/12/2014	142.29	4/02/2015	133.99	12/03/2015	138.21
25/11/2014	149.19	31/12/2014	142.54	5/02/2015	139.36	13/03/2015	139.94
26/11/2014	149.44	1/01/2015	140.95	6/02/2015	137.6	14/03/2015	138.99
27/11/2014	144.78	2/01/2015	147.63	7/02/2015	146.53	15/03/2015	138.16
28/11/2014	145.43	3/01/2015	150.41	8/02/2015	135.19	16/03/2015	139.83
29/11/2014	154.01	4/01/2015	148.63	9/02/2015	142.82	17/03/2015	137.66
30/11/2014	136.88	5/01/2015	149.01	10/02/2015	148.09	18/03/2015	139.73
1/12/2014	139.32	6/01/2015	152.62	11/02/2015	141.4	19/03/2015	140.94
2/12/2014	139.14	7/01/2015	148.22	12/02/2015	145.9	20/03/2015	138.71
3/12/2014	140.2	8/01/2015	145.47	13/02/2015	140.89	21/03/2015	139.46
4/12/2014	145.73	9/01/2015	138.57	14/02/2015	148.49	22/03/2015	143.25
5/12/2014	139.52	10/01/2015	150.11	15/02/2015	144.05	23/03/2015	148.05
6/12/2014	145.74	11/01/2015	149.58	16/02/2015	143.1	24/03/2015	137.9
7/12/2014	137.64	12/01/2015	148.85	17/02/2015	145.86	25/03/2015	140.21
8/12/2014	150.55	13/01/2015	148.25	18/02/2015	141.45	26/03/2015	140.02
9/12/2014	141.44	14/01/2015	146.98	19/02/2015	142.6	27/03/2015	141.47
10/12/2014	155.9	15/01/2015	144.51	20/02/2015	135.58	28/03/2015	137.08
11/12/2014	137.2	16/01/2015	147.62	21/02/2015	142.39	29/03/2015	142.29
12/12/2014	139.38	17/01/2015	141.98	22/02/2015	142.45	30/03/2015	141.17
13/12/2014	143.34	18/01/2015	132.63	23/02/2015	143.24	31/03/2015	134.43
14/12/2014	152.04	19/01/2015	148.92	24/02/2015	138.1	1/04/2015	140.34
15/12/2014	143.43	20/01/2015	145.82	25/02/2015	139.81	2/04/2015	138.78
16/12/2014	144	21/01/2015	147.42	26/02/2015	143.93		
17/12/2014	137.3	22/01/2015	135.74	27/02/2015	143.17		
18/12/2014	145.61	23/01/2015	135.47	28/02/2015	144.33		
19/12/2014	138.43	24/01/2015	142.13	1/03/2015	141.95		
20/12/2014	144.56	25/01/2015	146.65	2/03/2015	142.66		

6.4.3.1 Método de Arps. Dentro de los distintos métodos de declinación, se trabajó con Arps, el cual propone 3 modelos diferentes de declinación el cual comprende la declinación Exponencial, Hiperbólica y Armónica.

- **Declinación Exponencial.** Para el desarrollo de la declinación se tomó como referencia la **Ecuación 32**. Los resultados se presentan en el **ANEXO 21** y representados en la **Gráfica 33**.

Gráfica 33. Proyección de producción de aceite para MC-3 por Declinación Exponencial.



La proyección de producción por este método arroja que para una tasa de flujo de 30 BPD se tiene un máximo alcanzado de petróleo a producir de 329229 Bbls los cuales representan el valor de las reservas a explotar.

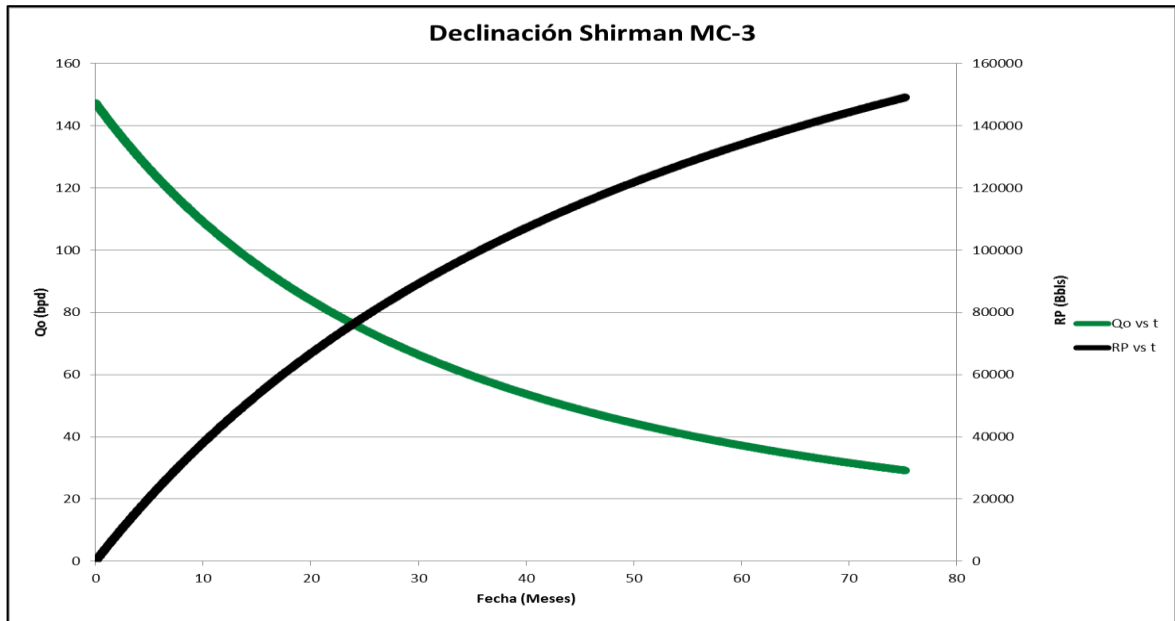
- **Declinación Hiperbólica.** Para el desarrollo de la declinación te tomé como referencia la **Ecuación 33**. Los resultados se presentan en el **ANEXO 22**.
- **Declinación Armónica.** Para el desarrollo de la declinación te tomé como referencia la **Ecuación 34**. Los resultados se presentan en el **ANEXO 23**.

6.4.3.2 Método de Doung. Para el desarrollo de la declinación te tomé como referencia la **Ecuación 33** y la **Ecuación 35**. Los resultados se presentan en el **ANEXO 24**.

6.4.3.3 Método de Lin & Rowland. Para el desarrollo de la declinación te tomé como referencia la **Ecuación 33** y la **Ecuación 36**. Los resultados se presentan en el **ANEXO 25**.

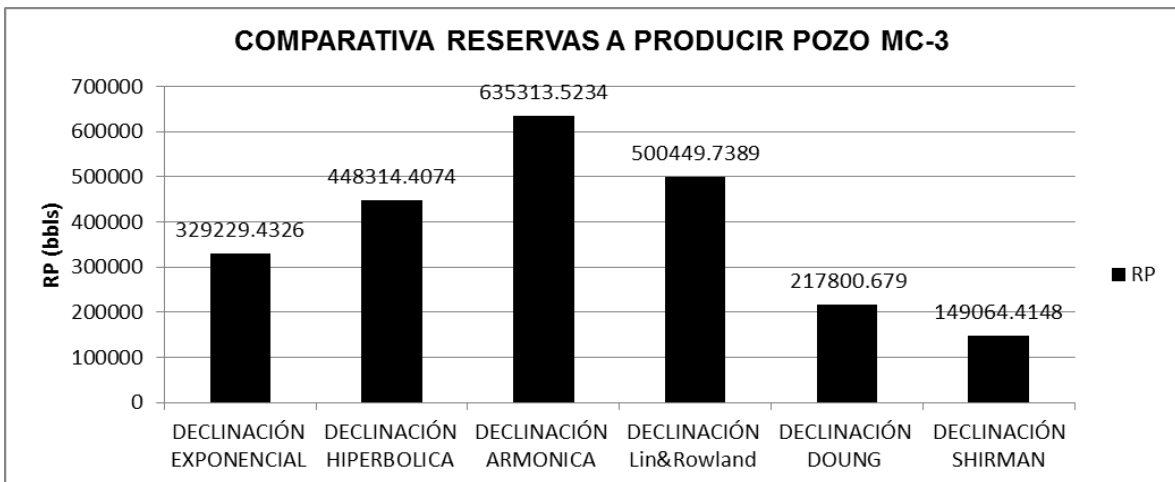
6.4.3.4 Método de Shirman. Para el desarrollo de la declinación te tomé como referencia la **Ecuación 33** y la **Ecuación 37**. Los resultados se presentan en el **ANEXOS 26** y representados en la **Gráfica 34**.

Gráfica 34. Proyección de producción para MC-3 por Declinación Shirman



La proyección de producción por este método arroja que para una tasa de flujo de 30 BPD se tiene un máximo alcanzado de petróleo a producir de 149064 Bbls los cuales representan el valor de las reservas. A continuación se presenta la **Gráfica 35**, donde se muestra la comparativa de los diferentes métodos de declinación para el pozo MC-3

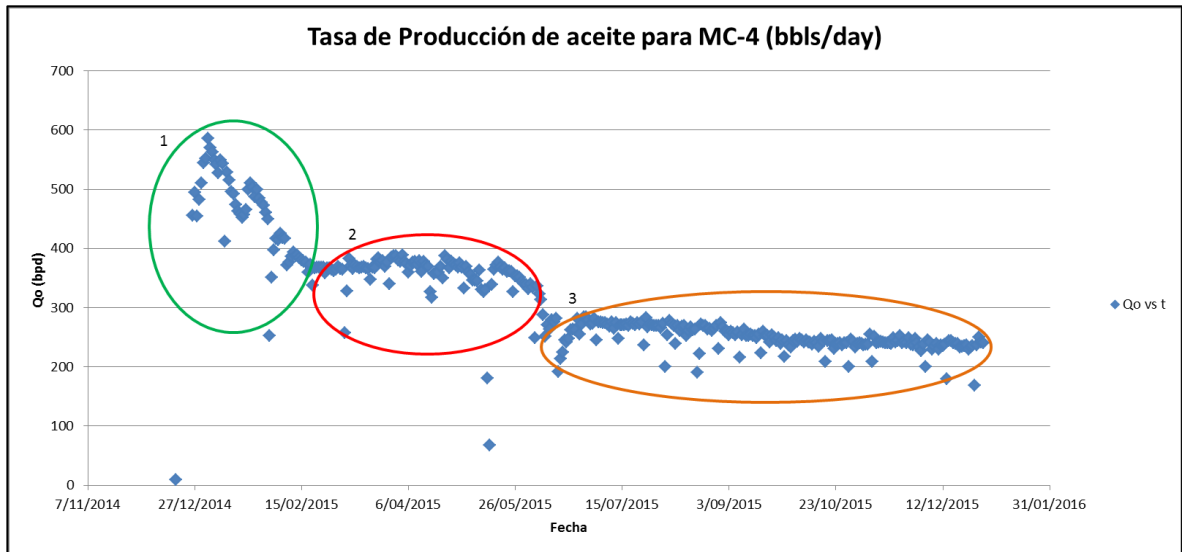
Gráfica 35. Comparativa Curvas de Declinación MC-3



6.4.4 Curvas de Declinación MC-4. El Pozo MC-4 cuenta con 3 periodos de flujo como se muestra en la **Gráfica 36**, para este estudio se trabajó con el último

periodo; ya que, este corresponde a la el momento cuando el flujo se encuentra estabilizado.

Gráfica 36. Periodos de Flujo de aceite para MC-4



Los valores de los exponentes se presentan en la **Cuadro 28** de manera resumida.

Cuadro 28. Valores Exponentes de cada método para MC-4

MC-4	Exp	Hip	Arm	Lin & Rowlar	Doung	Shirman
Exponente de declinacion	0	0.5	1	0.5	0.5	0.6867
Tasa de declinacion -mes	3%	4%	3%	12%	4%	5%
Tasa Inicial de Aceite (Stb/Day)	277.281	277.281	277.281	677.111402	277.281	291.881344
Regresion Std Error	6.33569	6.13349	6.24694	197.900701	2.0145	5.28567204
Np	-	-	-	3093.52573	-	-
A	-	-	-	-	-0.02243765	-
B	-	-	-	-	-0.02243765	-

A continuación se presenta el **Cuadro 29**, donde se muestran los datos de producción para el tercer periodo de flujo del pozo MC-4

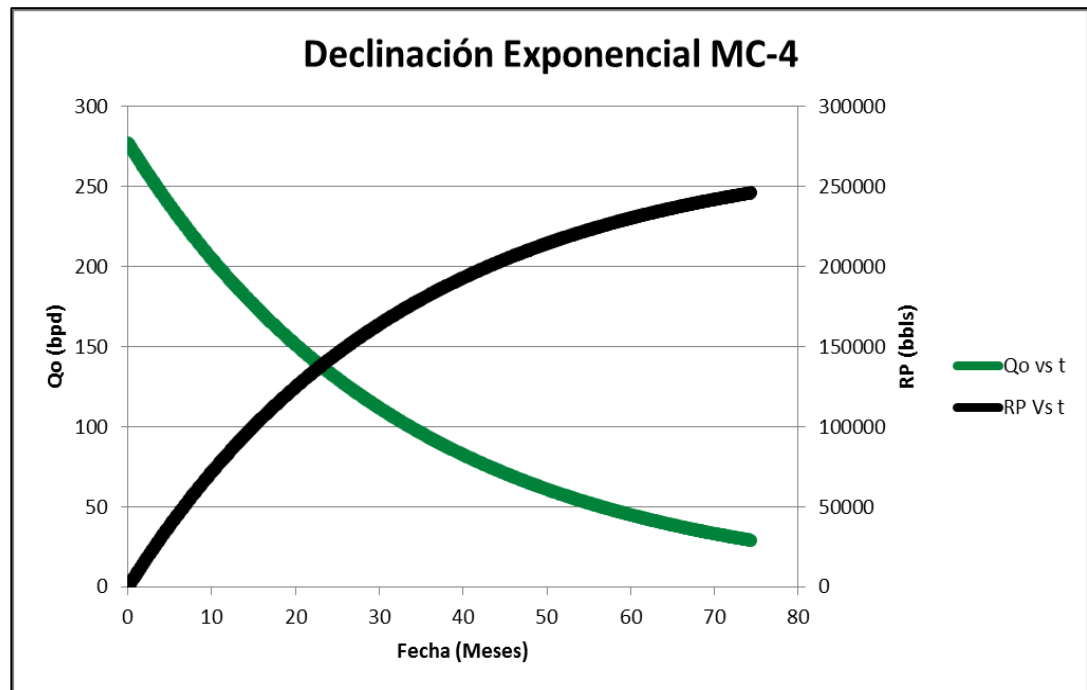
Cuadro 29. Datos de producción tercer periodo flujo MC-4

Datos de producción		Datos de producción		Datos de producción		Datos de producción		Datos de producción	
Fecha	Qo (bpd)	Fecha	Qo (bpd)	Fecha	Qo (bpd)	Fecha	Qo (bpd)	Fecha	Qo (bpd)
24/06/2015	281.31	1/08/2015	269.93	8/09/2015	215.51	16/10/2015	247.07	23/11/2015	239.95
25/06/2015	254.7	2/08/2015	265.99	9/09/2015	254.19	17/10/2015	242.35	24/11/2015	242.43
26/06/2015	272.51	3/08/2015	273.27	10/09/2015	263.46	18/10/2015	209.08	25/11/2015	240.66
27/06/2015	284.23	4/08/2015	199.76	11/09/2015	251.95	19/10/2015	244.3	26/11/2015	248.96
28/06/2015	283.93	5/08/2015	253.31	12/09/2015	253.03	20/10/2015	243.52	27/11/2015	238.35
29/06/2015	279.16	6/08/2015	277.77	13/09/2015	254.54	21/10/2015	244.83	28/11/2015	236.28
30/06/2015	272.31	7/08/2015	273.06	14/09/2015	252.5	22/10/2015	230.45	29/11/2015	248.03
1/07/2015	272.7	8/08/2015	269.19	15/09/2015	252.82	23/10/2015	239.38	30/11/2015	240.75
2/07/2015	281.06	9/08/2015	238.52	16/09/2015	248.35	24/10/2015	238.58	1/12/2015	233.04
3/07/2015	245.56	10/08/2015	269.64	17/09/2015	254.72	25/10/2015	240.15	2/12/2015	226.65
4/07/2015	275.04	11/08/2015	260.7	18/09/2015	223.61	26/10/2015	237	3/12/2015	238.44
5/07/2015	275.76	12/08/2015	267.7	19/09/2015	259.88	27/10/2015	240.39	4/12/2015	200.37
6/07/2015	273.91	13/08/2015	269.67	20/09/2015	253.03	28/10/2015	240.03	5/12/2015	244.67
7/07/2015	274.58	14/08/2015	252.85	21/09/2015	253.02	29/10/2015	200.18	6/12/2015	241.51
8/07/2015	272.37	15/08/2015	261.29	22/09/2015	242.04	30/10/2015	246.44	7/12/2015	229.46
9/07/2015	267.86	16/08/2015	266.51	23/09/2015	253.5	31/10/2015	242.24	8/12/2015	233.73
10/07/2015	276.09	17/08/2015	261.85	24/09/2015	250.05	1/11/2015	232.83	9/12/2015	238.85
11/07/2015	264.66	18/08/2015	263.84	25/09/2015	243.69	2/11/2015	238.78	10/12/2015	229.53
12/07/2015	274.35	19/08/2015	190.15	26/09/2015	248.31	3/11/2015	240.25	11/12/2015	236.66
13/07/2015	247.07	20/08/2015	222.53	27/09/2015	239.24	4/11/2015	239.62	12/12/2015	235.78
14/07/2015	270.43	21/08/2015	272.32	28/09/2015	245.74	5/11/2015	236.77	13/12/2015	237.51
15/07/2015	270.47	22/08/2015	269.31	29/09/2015	217.32	6/11/2015	238	14/12/2015	179.92
16/07/2015	271.28	23/08/2015	269.72	30/09/2015	243.52	7/11/2015	237.26	15/12/2015	243.77
17/07/2015	271.49	24/08/2015	263.11	1/10/2015	236.51	8/11/2015	254.92	16/12/2015	244.11
18/07/2015	269.22	25/08/2015	264.37	2/10/2015	232.62	9/11/2015	208.52	17/12/2015	240.81
19/07/2015	276.01	26/08/2015	261.15	3/10/2015	243.89	10/11/2015	250.93	18/12/2015	239.05
20/07/2015	273.66	27/08/2015	264.28	4/10/2015	246.93	11/11/2015	239.89	19/12/2015	239.51
21/07/2015	270.17	28/08/2015	270.07	5/10/2015	243.18	12/11/2015	241.37	20/12/2015	233.38
22/07/2015	273.91	29/08/2015	230.55	6/10/2015	247.27	13/11/2015	242.38	21/12/2015	234.41
23/07/2015	271.99	30/08/2015	274.05	7/10/2015	245.27	14/11/2015	241.14	22/12/2015	235.76
24/07/2015	276.06	31/08/2015	266.93	8/10/2015	241.87	15/11/2015	240.68	23/12/2015	236.73
25/07/2015	236.98	1/09/2015	260.03	9/10/2015	244.85	16/11/2015	240.2	24/12/2015	229.32
26/07/2015	283.09	2/09/2015	259.76	10/10/2015	242.09	17/11/2015	240.62	25/12/2015	233.54
27/07/2015	266.93	3/09/2015	254.09	11/10/2015	241.26	18/11/2015	238.88	26/12/2015	235.06
28/07/2015	272.38	4/09/2015	260.03	12/10/2015	237.65	19/11/2015	249.12	27/12/2015	168.73
29/07/2015	270.64	5/09/2015	257.66	13/10/2015	243.05	20/11/2015	241.11	28/12/2015	236.94
30/07/2015	268.96	6/09/2015	254.14	14/10/2015	240.68	21/11/2015	244.43		
31/07/2015	269.12	7/09/2015	258.23	15/10/2015	234.42	22/11/2015	252.22		

6.4.4.1 Método de Arps. Dentro de los distintos métodos de declinación, se trabajó con Arps, el cual propone 3 modelos diferentes de declinación el cual comprende la declinación Exponencial, Hiperbólica y Armónica.

- **Declinación Exponencial.** Para el desarrollo de la declinación se tomó como referencia la **Ecuación 32**. Los resultados se presentan en el **ANEXO 27** y representados en la **Gráfica 37**.

Gráfica 37. Proyección de producción para MC-4 por Declinación Exponencial.



La proyección de producción por este método arroja que para una tasa de flujo de 30 BPD se tiene un máximo alcanzado de petróleo a producir de 254276 Bbls los cuales representan el valor de las reservas a explotar.

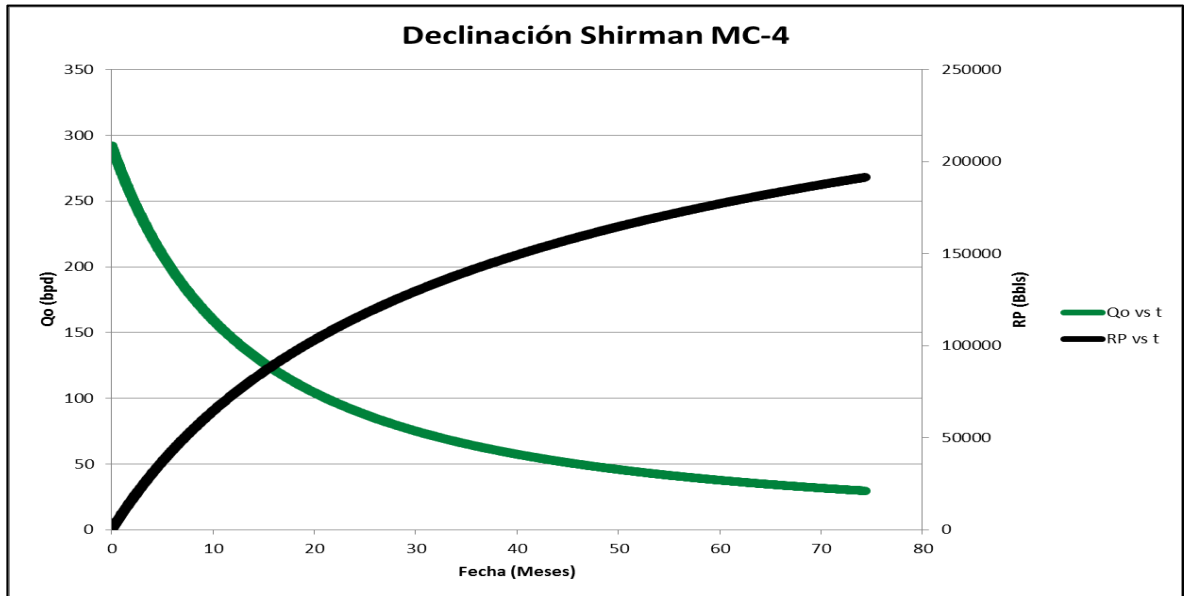
- **Declinación Hiperbólica.** Para el desarrollo de la declinación te tomé como referencia la **Ecuación 33**. Los resultados se presentan en el **ANEXO 28**.
- **Declinación Armónica.** Para el desarrollo de la declinación te tomé como referencia la **Ecuación 34**. Los resultados se presentan en el **ANEXO 29**.

6.4.4.2 Método de Doung. Para el desarrollo de la declinación te tomé como referencia la **Ecuación 33** y la **Ecuación 35**. Los resultados se presentan en los **ANEXO 30**.

6.4.4.3 Método de Lin & Rowland. Para el desarrollo de la declinación te tomé como referencia la **Ecuación 33** y la **Ecuación 36**. Los resultados se presentan en el **ANEXO 31**.

6.4.4.4 Método de Shirman. Para el desarrollo de la declinación se tomó como referencia la **Ecuación 33** y la **Ecuación 37**. Los resultados se presentan en el **ANEXO 32** y representados en la **Gráfica 38**.

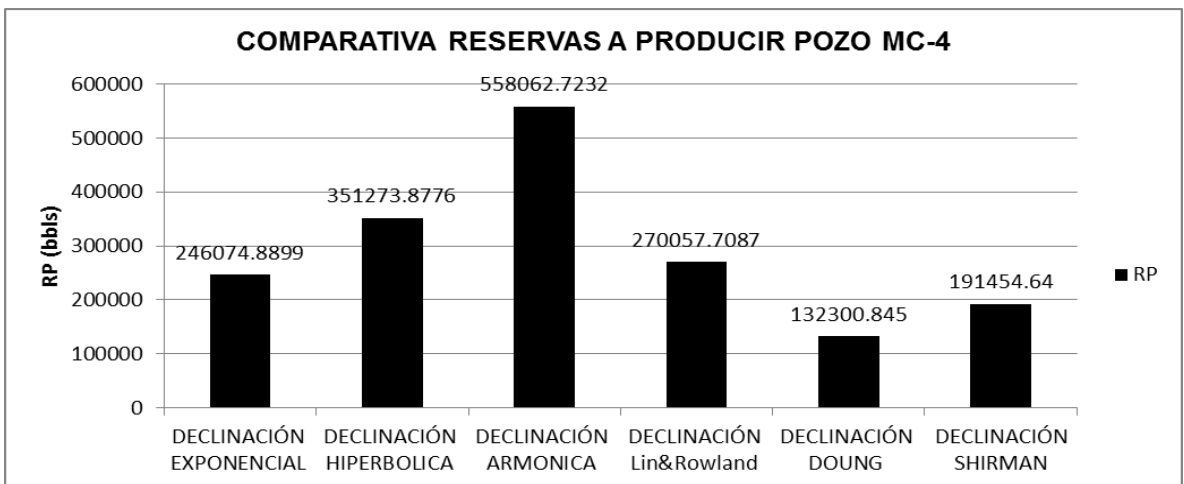
Gráfica 38. Proyección de producción para MC-3 por Declinación Shirman



La proyección de producción por este método arroja que para una tasa de flujo de 30 BPD se tiene un máximo alcanzado de petróleo a producir de 191184.0231 Bbls los cuales representan el valor de reservas futuras.

A continuación se presenta la **Gráfica 39**, en la cual se observa la comparación entre los diferentes métodos de declinación para el pozo MC-4

Gráfica 39. Comparativa Curvas de Declinación MC-4



7. EVALUACIÓN FINANCIERA

Para la evaluación financiera se tiene en cuenta que todos los pozos se encuentran cerrados en el Área de Estudio Maracuy y que desea volver a activar. Para el caso del Pozo MC-1 se decidió realizar un workover, para el Pozo MC-2 se realiza un Side Track partiendo de un revestimiento de 7" y terminando con un liner de 5". Para los Pozos MC-3 y MC-4 se asume la extracción de la bomba actual, realizar un mantenimiento y bajar un nuevo ensamblaje; y por último, para el Pozo MC-5, no se tomó en cuenta ya que fue un pozo seco. Vetra Exploración y Producción S.A.S tomó como presupuesto inicial los datos presentados en el **Cuadro 30**, donde se muestran los valores correspondientes al CAPEX del Área de Estudio Maracuy para el año 2016.

Cuadro 30. CAPEX por pozo para el Área de Estudio Maracuy año 2016

Costo	MC-1 (USD)	MC-2 (USD)	MC-3 (USD)	MC-4 (USD)
Materiales	450.000	478.000	131.370	97.830
Equipo	1'200.000	1'279.000	173.850	78.517
Servicio	1'134.000	1'257.000	152.111	83.822
Total USD	2'784.000	3'014.000	457.331	260.169

Fuente: VETRA EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN S.A.S. Bogotá D.C, 2016.

La sumatoria del total por pozo refleja el valor total de la inversión inicial para abrir el Área de nuevo, el cual es 6'515.550 USD.

Vetra Exploración y Producción S.A.S proporcionó una proyección de precios del petróleo para los años 2016 al 2024, los cuales se tendrán en cuenta para realizar las liquidaciones anuales de los barriles vendidos. Dicha proyección se encuentra en USD/bbl y se presentan en el **Cuadro 31**.

Cuadro 31. Precio por barril para los años 2016 al 2024.

Año	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Precio (USD)	37.34	43.15	46.08	48.06	49.51	50.99	52.52	54.1	55.72

Fuente: VETRA EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN S.A.S. Certificación de reservas. Bogotá D.C, 2015.

Los ingresos para el Área de Estudio Maracuy se realizaron con base a las curvas de declinación generadas en el Capítulo 6, Para efectos de este trabajo, se realizó una por cada método de declinación exceptuando la Declinación de Doung por sus volúmenes bajos y se tomó como referencia los precios anteriormente mostrados. Además, se tiene como referencia la Ley 756 de 2002 para realizar la liquidación

de las regalías; dichos parámetros se muestran en la **Figura 62**, los valores de producción anual y diaria promedio se presentan desde el **Cuadro 32** hasta el **Cuadro 36** con la respectiva liquidación y venta final.

Figura 58. Parámetros de selección para la liquidación de Regalías

Establécese como regalía por la explotación de hidrocarburos de propiedad nacional sobre el valor de la producción en boca de pozo, el porcentaje que resulte de aplicar la siguiente escala:	
Producción diaria promedio mes	Porcentaje
Para una producción igual o menor a 5 KBPD	8%
Para una producción mayor a 5 KBPD e inferior o igual a 125 KBPD	X%
Donde $X = 8 + (\text{producción KBPD} - 5 \text{ KBPD}) * (0.10)$	
Para una producción mayor a 125 KBPD e inferior o igual a 400 KBPD	20%
Para una producción mayor a 400 KBPD e inferior o igual a 600 KBPD	Y%
Donde $Y = 20 + (\text{Producción KBPD} - 400 \text{ KBPD}) * (0.025)$	
Para una producción mayor a 600 KBPD	25%
Parágrafo 1°. Para todos los efectos, se entiende por "producción KBPD" la producción diaria promedio mes de un campo, expresada en miles de barriles por día. Para el cálculo de las regalías aplicadas a la explotación de hidrocarburos gaseosos, se aplicará la siguiente equivalencia:	

Fuente: Ley 756 de 2002, Artículo 16, p. 13.

Cuadro 32. Producción correspondiente a declinación Exponencial correspondiente al Área de Estudio Maracuy.

Declinación Exponencial						
Fecha	RP (bbIs)	Qo (bpy)	Qo (bpd)	Regalías (USD)	Sin Regalías (USD)	Ventas Netas (USD)
22/05/2016	-	-	-	-	-	\$ -
22/05/2017	191,590	191,590	532	15,327	176,263	\$ 7,605,733
22/05/2018	294,326	102,736	285	8,219	94,517	\$ 4,355,344
22/05/2019	373,487	79,162	220	6,333	72,829	\$ 3,500,153
22/05/2020	435,424	61,936	172	4,955	56,981	\$ 2,821,139
22/05/2021	484,605	49,181	137	3,935	45,247	\$ 2,307,134

Cuadro 33. Producción correspondiente a declinación Hiperbólica correspondiente al Área de Estudio Maracuy.

Declinación Hiperbólica						
Fecha	RP (bbls)	Qo (bpy)	Qo (bpd)	Regalías (USD)	Sin Regalías (USD)	Ventas Netas (USD)
22/05/2016	-	-	-	-	-	-
22/05/2017	220,762	220,762	613	17,661	203,101	8,763,813
22/05/2018	327,223	106,461	296	8,517	97,944	4,513,258
22/05/2019	411,885	84,662	235	6,773	77,889	3,743,332
22/05/2020	482,306	70,421	196	5,634	64,787	3,207,623
22/05/2021	542,234	59,928	166	4,794	55,134	2,811,282

Cuadro 34. Producción correspondiente a declinación Armónica correspondiente al Área de Estudio Maracuy.

Declinación Armónica						
Fecha	RP (bbls)	Qo (bpy)	Qo (bpd)	Regalías (USD)	Sin Regalías (USD)	Ventas Netas (USD)
22/05/2016	-	-	-	-	-	-
22/05/2017	247,311	247,311	687	19,785	227,526	9,817,732
22/05/2018	384,675	137,364	382	10,989	126,375	5,823,371
22/05/2019	489,645	104,971	292	8,398	96,573	4,641,296
22/05/2020	571,498	81,853	227	6,548	75,304	3,728,317
22/05/2021	641,005	69,507	193	5,561	63,947	3,260,650

Cuadro 35. Producción correspondiente a declinación Lin & Rowland correspondiente al Área de Estudio Maracuy.

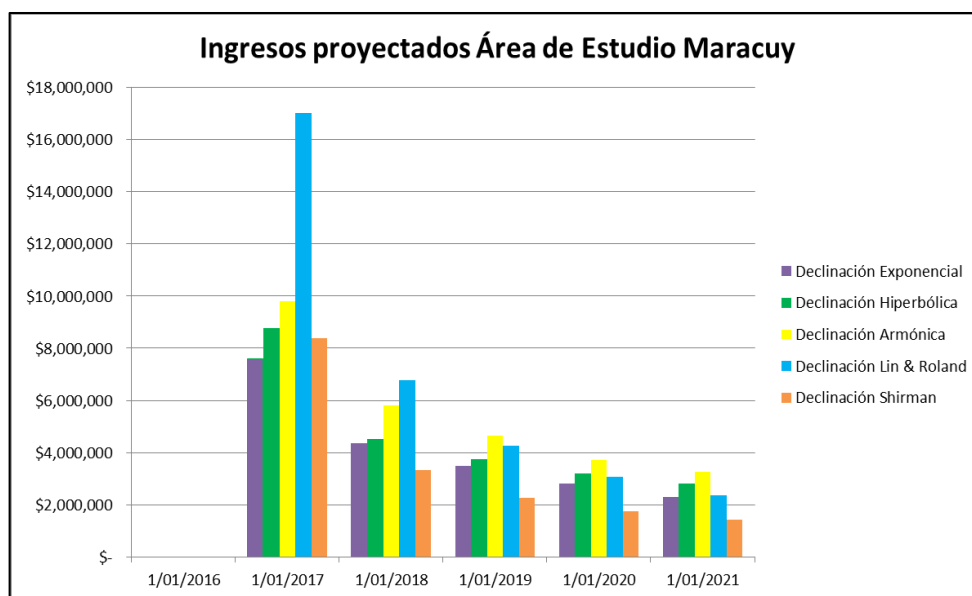
Declinación Lin & Roland						
Fecha	RP (bbls)	Qo (bpy)	Qo (bpd)	Regalías (USD)	Sin Regalías (USD)	Ventas Netas (USD)
22/05/2016	-	-	-	-	-	-
22/05/2017	428,423	428,423	1,190	34,274	394,150	17,007,551
22/05/2018	588,407	159,984	444	12,799	147,185	6,782,282
22/05/2019	684,588	96,181	267	7,694	88,487	4,252,670
22/05/2020	752,166	67,578	188	5,406	62,172	3,078,128
22/05/2021	802,543	50,376	140	4,030	46,346	2,363,201

Cuadro 36. Producción correspondiente a declinación Shirman correspondiente al Área de Estudio Maracuy.

Declinación Shirman						
Fecha	RP (bbbls)	Qo (bpy)	Qo (bpd)	Regalias (USD)	Sin Regalias (USD)	Ventas Netas (USD)
22/05/2016	-	-	-	-	-	-
22/05/2017	210,913	210,913	586	16,873	194,040	8,372,805
22/05/2018	289,156	78,244	217	6,259	71,984	3,317,032
22/05/2019	340,705	51,549	143	4,124	47,425	2,279,229
22/05/2020	379,327	38,622	107	3,090	35,532	1,759,200
22/05/2021	409,599	30,272	84	2,422	27,851	1,420,107

A continuación se presenta la **Gráfica 40** a partir de los resultados obtenidos en las anteriores tablas donde se muestra el comportamiento de los ingresos dependiendo del método de Declinación.

Gráfica 40. Ingresos proyectados para el Área de Estudio Maracuy



Los OPEX generados para el Área de Estudio Maracuy del año 2016 se ven reflejados en el **Figura 63**, donde se especifica los gastos operacionales que fueron tomados en cuenta.

Figura 59. OPEX Área de Estudio Maracuy 2016

VMM2 CONTRACT - OPEX MARACUY VETRA E&P COLOMBIA 2016 USD (\$)	
CONCEPT	EXPENDITURES 2016 Dolares (\$)
NOMINA	73,098
EXTRACCION	-
TRATAMIENTO	-
MANEJO	238,537
SERVICIOS_DE_OPERACIÓN	-
SERVICIOS_A_PERSONAL	28,796
EVENTOS_INTEGRIDAD_OPERATIVA	-
OVERHEAD	-
MANTENIMIENTO	-
Gestión_Ambiental	31,508
Seguridad_Industrial	-
Salud_Ocupacional	-
GESTIÓN_SOCIAL	-
SEGURIDAD_FISICA	28,815
IT	23,157
TOTAL GASTOS DE OPERACIÓN	423,912

Fuente: VETRA EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN S.A.S. Resumen OPEX USD, Bogotá D.C, 2016

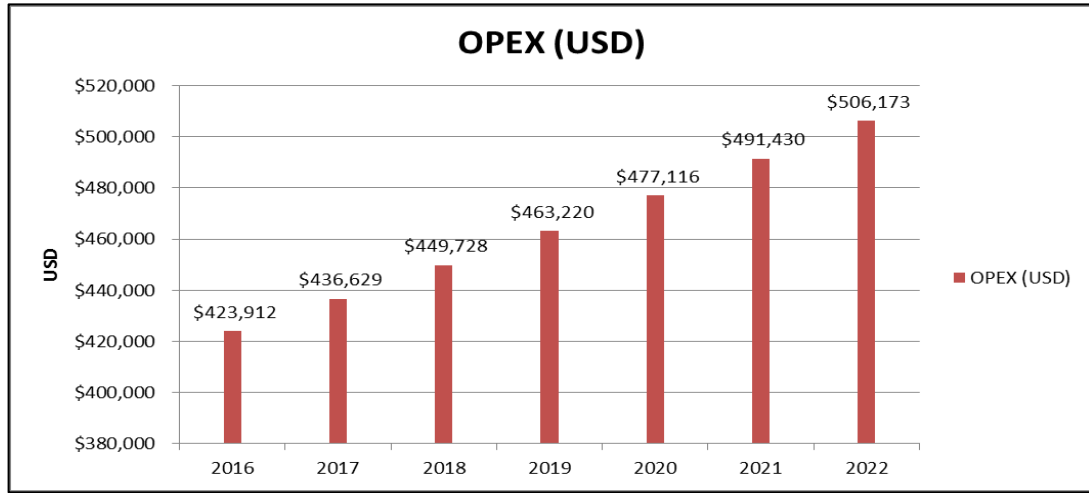
Para efectos de este trabajo, los valores proyectados del OPEX del año 2016 tienen un incremento del 3% correspondiente a la inflación anual del país, como se presentan en el **Cuadro 37**.

Cuadro 37. Proyección OPEX para el Área de Estudio Maracuy

Año	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
OPEX (USD)	\$ 423,912	\$ 436,629	\$ 449,728	\$ 463,220	\$ 477,116	\$ 491,430	\$ 506,173

A continuación presenta la **Gráfica 41**, correspondiente a los valores mostrados en el **Cuadro 37**.

Gráfica 41. Proyección OPEX correspondiente al Área de Estudio Maracuy.



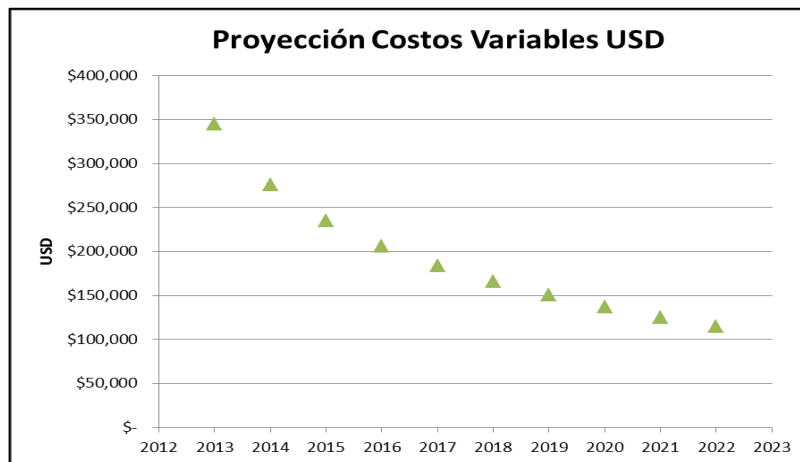
Debido a que durante los años 2013, 2014 y 2015 se incurrieron en costos variables dentro del Área de Estudio Maracuy, se realizó una proyección hasta el año 2022 como se presenta en el **Cuadro 38**.

Cuadro 38. Proyección Costos Variables Área de Estudio Maracuy

Año	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Costos Variables (USD)	\$ 344,705	\$ 275,390	\$ 234,844	\$ 206,076	\$ 183,761	\$ 165,529	\$ 150,114	\$ 136,761	\$ 124,983	\$ 114,446

A continuación se presenta la **Gráfica 42**, donde se muestran los costos variables proyectados correspondientes al Área de Estudio Maracuy.

Gráfica 42. Costos Variables Área de Estudio Maracuy.



Los egresos para el Área de Estudio Maracuy son correspondientes a la sumatoria de los costos fijos y los costos variables del proyecto. Es así, que los resultados se presentan en el **Cuadro 39** y la **Gráfica 43**.

Cuadro 39. Egresos para el Área de Estudio Maracuy

Año	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Egresos USD	\$ 629,987	\$ 620,390	\$ 615,257	\$ 613,334	\$ 613,877	\$ 616,412

Gráfica 43. Egresos proyectados para el Área de Estudio Maracuy

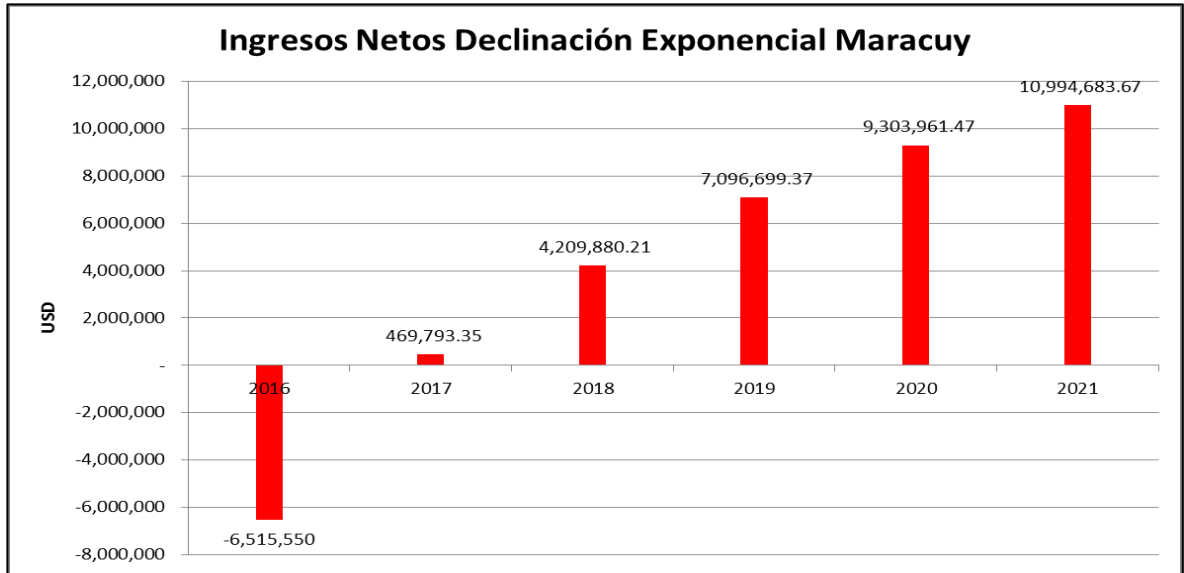


Al realizar el Flujo de caja para el Área de Estudio Maracuy se tomó en cuenta el valor de la inversión, los ingresos y los egresos, información la cual se relaciona desde el **Cuadro 40** hasta el **Cuadro 44** y su respectiva Gráfica desde la **Gráfica 44** hasta la **Gráfica 48**.

Cuadro 40. Flujo de caja Neto para la declinación Exponencial

Declinación Exponencial						
Año	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Inversion USD	- 6,515,550					
Ingresos USD	-	7,605,733	4,355,344	3,500,153	2,821,139	2,307,134
Egresos USD	-	- 620,390	- 615,257	- 613,334	- 613,877	- 616,412
Ingresos Netos USD	- 6,515,550	469,793.35	4,209,880.21	7,096,699.37	9,303,961.47	10,994,683.67

Gráfica 44. Flujo de caja Neto para la declinación Exponencial



Teniendo en cuenta estos valores encontrados en el flujo de caja neto, se procede a implementar el indicador Valor Presente Neto para cada tipo de curva de declinación, esto tomando como referencia una Tasa Interna de Oportunidad del 13% el cual fue suministrado por la empresa. Los valores obtenidos mediante este indicador se calcularon mediante la **Ecuación 38**, la cual relaciona los valores futuros obtenidos en el Flujo de Caja, el año y la tasa de interés a utilizar dicha ecuación se utilizó para el cálculo del Valor Presente Neto para las demás declinaciones.

Ecuación 38. Valor Presente Neto a 5 años

$$VPN_{13\%} = \frac{VF_0}{(1+i)^0} + \frac{VF_1}{(1+i)^1} + \frac{VF_2}{(1+i)^2} + \frac{VF_3}{(1+i)^3} + \frac{VF_4}{(1+i)^4} + \frac{VF_5}{(1+i)^5}$$

Fuente: BACA URBINA, Gabriel. Fundamentos de la Ingeniería Económica, 4 ed., MC GRAW HILL, 2000.

Remplazando los valores del **Cuadro 40** en la **Ecuación 38** se obtiene lo siguiente

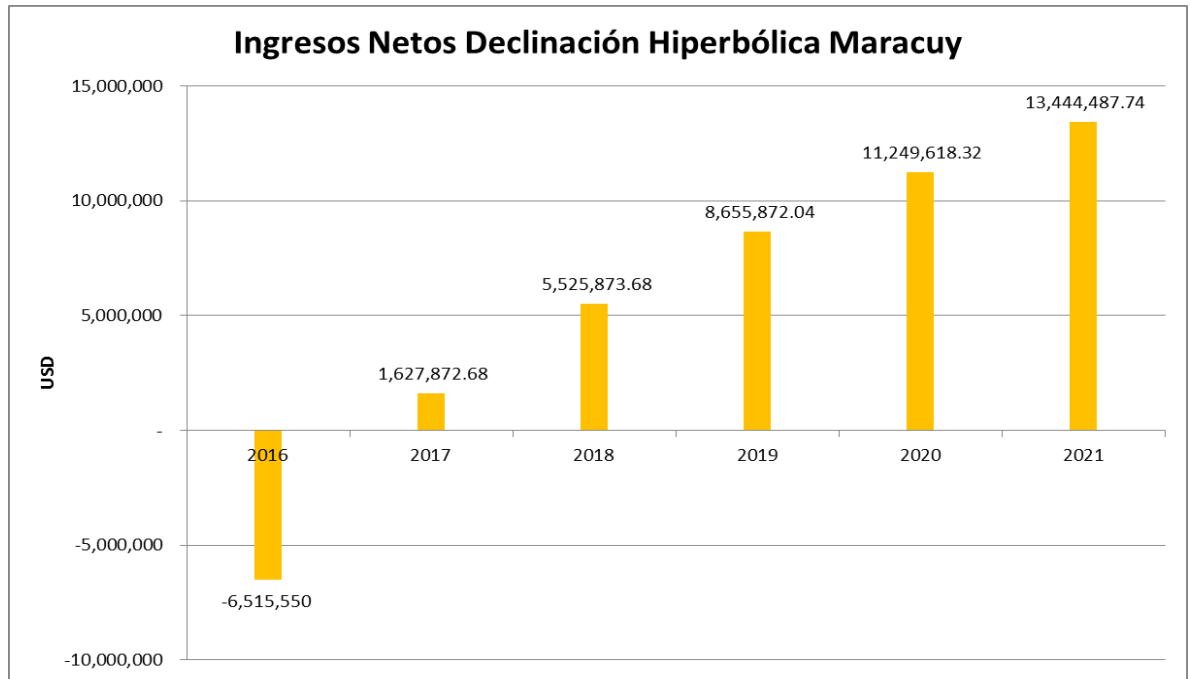
$$VPN_{13\%} = \frac{-6,515,550}{(1+13\%)^0} + \frac{469,793.35}{(1+13\%)^1} + \frac{4,209,880.21}{(1+13\%)^2} + \frac{7,096,699.37}{(1+13\%)^3} + \frac{9,303,961.47}{(1+13\%)^4} + \frac{10,994,683.67}{(1+13\%)^5}$$

$$VPN_{13\%} = \$13,789,286 \text{ USD}$$

Cuadro 41. Flujo de caja Neto para la declinación Hiperbólica

Declinación Hiperbólica						
Año	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Inversion USD	- 6,515,550					
Ingresos USD	-	8,763,813	4,513,258	3,743,332	3,207,623	2,811,282
Egresos USD	-	- 620,390	- 615,257	- 613,334	- 613,877	- 616,412
Ingresos Netos USD	- 6,515,550	1,627,872.68	5,525,873.68	8,655,872.04	11,249,618.32	13,444,487.74

Gráfica 45. Flujo de caja Neto para la declinación Hiperbólica



Remplazando los valores del **Cuadro 41** en la **Ecuación 38** se obtiene lo siguiente

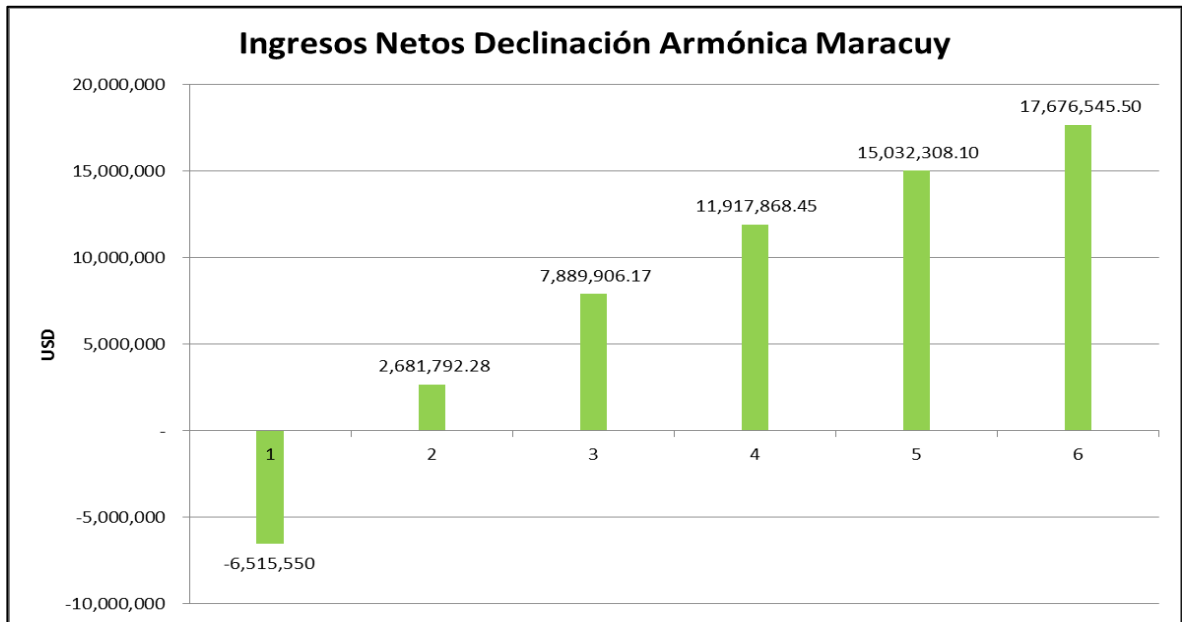
$$VPN_{13\%} = \frac{-6,515,550}{(1 + 13\%)^0} + \frac{1,627,872.68}{(1 + 13\%)^1} + \frac{5,525,873.68}{(1 + 13\%)^2} + \frac{8,655,872.04}{(1 + 13\%)^3} + \frac{11,249,618.32}{(1 + 13\%)^4} + \frac{13,444,487.74}{(1 + 13\%)^5}$$

$$VPN_{13\%} = \$19,448,299 \text{ USD}$$

Cuadro 42. Flujo de caja Neto para la declinación Armónica

Declinación Armónica						
Año	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Inversion USD	- 6,515,550					
Ingresos USD	-	9,817,732	5,823,371	4,641,296	3,728,317	3,260,650
Egresos USD	-	- 620,390	- 615,257	- 613,334	- 613,877	- 616,412
Ingresos Netos USD	- 6,515,550	2,681,792.28	7,889,906.17	11,917,868.45	15,032,308.10	17,676,545.50

Gráfica 46. Flujo de caja Neto para la declinación Armónica



Remplazando los valores del **Cuadro 42** en la **Ecuación 38** se obtiene lo siguiente

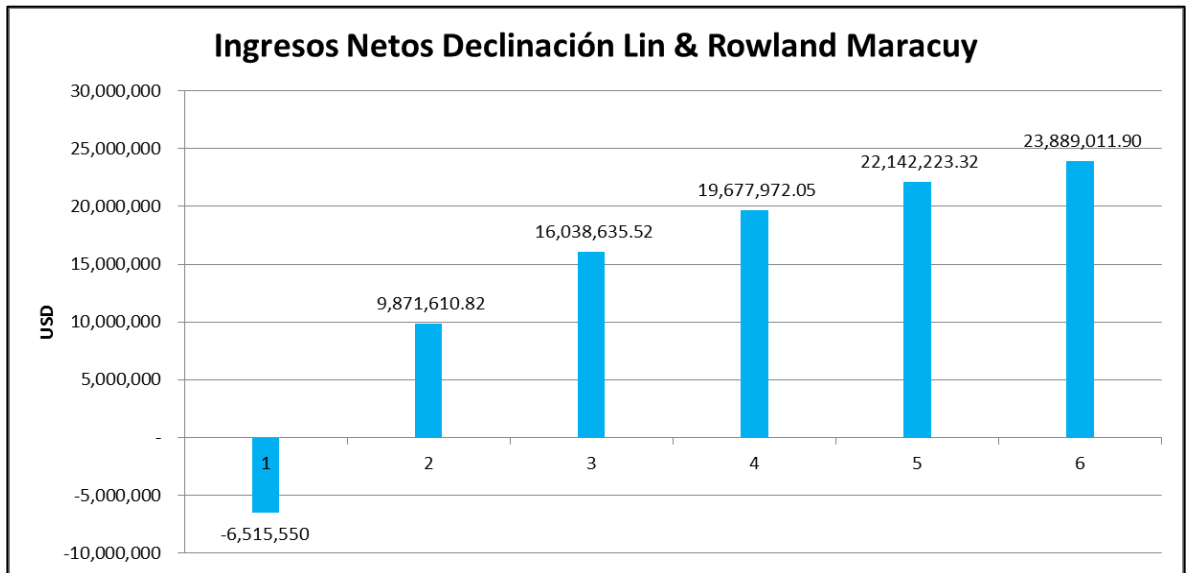
$$VPN_{13\%} = \frac{-6,515,550}{(1 + 13\%)^0} + \frac{2,681,792}{(1 + 13\%)^1} + \frac{7,889,906}{(1 + 13\%)^2} + \frac{11,917,868}{(1 + 13\%)^3} + \frac{15,032,308}{(1 + 13\%)^4} + \frac{17,676,545}{(1 + 13\%)^5}$$

$$VPN_{13\%} = \$29,110,069 \text{ USD}$$

Cuadro 43. Flujo de caja para Neto la declinación Lin & Rowland

Declinación Lin & Roland						
Año	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Inversion USD	- 6,515,550					
Ingresos USD	-	17,007,551	6,782,282	4,252,670	3,078,128	2,363,201
Egresos USD	-	- 620,390	- 615,257	- 613,334	- 613,877	- 616,412
Ingresos Netos USD	- 6,515,550	9,871,610.82	16,038,635.52	19,677,972.05	22,142,223.32	23,889,011.90

Gráfica 47. Flujo de caja Neto para la declinación Lin & Rowland



Remplazando los valores del **Cuadro 43** en la **Ecuación 38** se obtiene lo siguiente

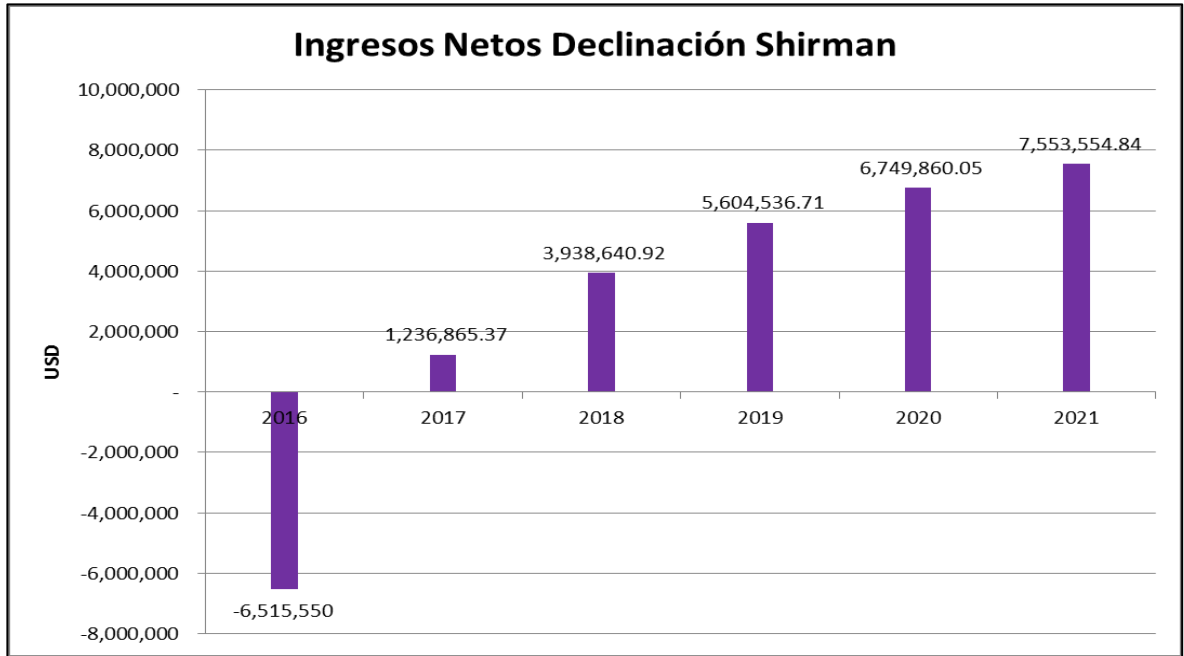
$$VPN_{13\%} = \frac{-6,515,550}{(1 + 13\%)^0} + \frac{9,871,610.82}{(1 + 13\%)^1} + \frac{16,038,635.52}{(1 + 13\%)^2} + \frac{19,677,972.05}{(1 + 13\%)^3} + \frac{22,142,223.32}{(1 + 13\%)^4} + \frac{23,889,011.90}{(1 + 13\%)^5}$$

$$VPN_{13\%} = \$54,965,054 \text{ USD}$$

Cuadro 44. Flujo de caja Neto para la declinación Shirman

Declinación Shirman						
Año	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Inversion USD	- 6,515,550					
Ingresos USD	-	8,372,805	3,317,032	2,279,229	1,759,200	1,420,107
Egresos USD	-	- 620,390	- 615,257	- 613,334	- 613,877	- 616,412
Ingresos Netos USD	- 6,515,550	1,236,865.37	3,938,640.92	5,604,536.71	6,749,860.05	7,553,554.84

Gráfica 48. Flujo de caja Neto para la declinación Shirman



Remplazando los valores del **Cuadro 44** en la **Ecuación 38** se obtiene lo siguiente

$$VPN_{13\%} = \frac{-6,515,550}{(1 + 13\%)^0} + \frac{1,236,865}{(1 + 13\%)^1} + \frac{3,938,641}{(1 + 13\%)^2} + \frac{5,604,537}{(1 + 13\%)^3} + \frac{6,749,860}{(1 + 13\%)^4} + \frac{7,553,555}{(1 + 13\%)^5}$$

$$VPN_{13\%} = \$ 9,787,362 \text{ USD}$$

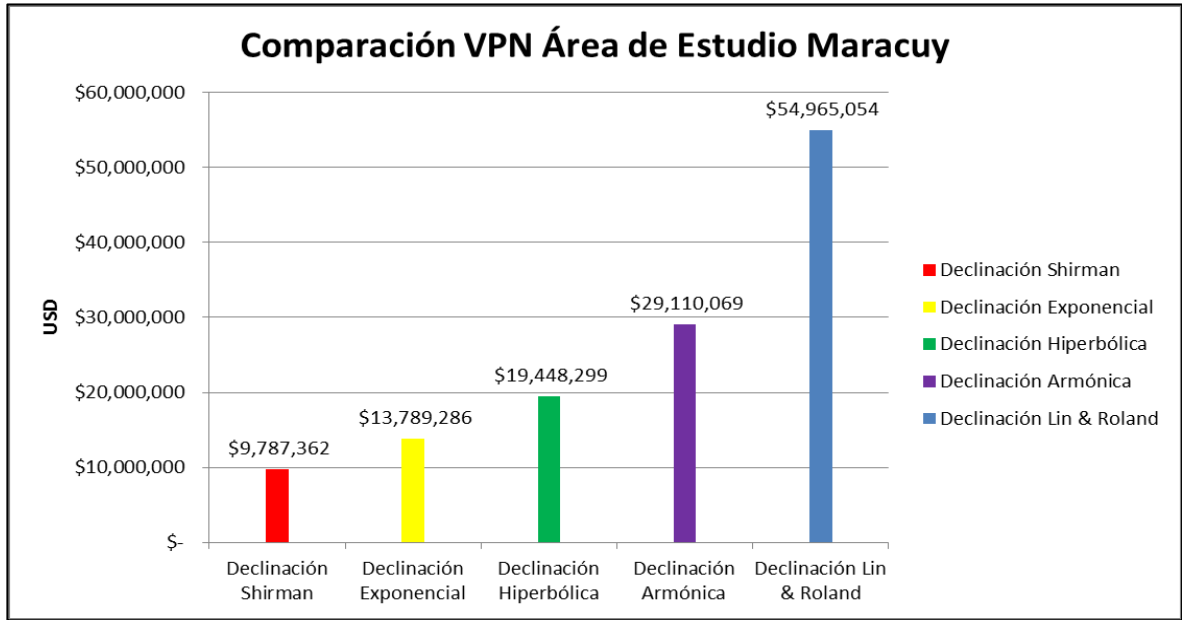
A continuación se presenta el **Cuadro 45** en la cual se muestra el resumen de los valores obtenidos para el Valor Presente Neto para cada tipo de declinación en el Área de Estudio Maracuy.

Cuadro 45. Resultados Valor Presente Neto final Para el Área de Estudio Maracuy

Tipo de Declinación	VPN
Exponencial	\$ 13,789,286
Hiperbólica	\$ 19,448,299
Armónica	\$ 29,110,069
Roland	\$ 54,965,054
Shirman	\$ 9,787,362

A continuación se presenta en la **Gráfica 49** los VPN por cada método de Declinación correspondiente al Área de Estudio Maracuy.

Gráfica 49. Comparativa de Valor Presente Neto por cada Método, para el Área de Estudio Maracuy.



Según el **Cuadro 45**, dentro de los métodos de Declinación propuestos para este proyecto, la curva de Declinación de menor valor es la de Shirman donde el valor presente neto de los 5 años es de 9'787,362 USD. Mientras que la de mayor Valor Presente Neto es la Declinación de Lin & Rowland puesto que la producción en comparación con los otros métodos es mucho más elevada y proporciona un valor presente de 54'965,054 USD.

Por ende, se puede concluir que para el Área de Estudio Maracuy ubicado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, la implementación de cualquier tipo de tasa de declinación después de la apertura del mismo, va a ser positiva y factible generando ganancias para la empresa.

8. CONCLUSIONES

- Debido a las diferencias de presiones estáticas de yacimiento y las propiedades de los fluidos se han evidenciado 3 (tres) compartimientos presentes en el Área de Estudio Maracuy
- En los datos estadísticos para los mapas de isoporosidad se mantiene la varianza, donde el máximo es de 0.2740 y el mínimo es 0.2680. En la media se presenta una variación de un 3% aproximadamente, esto se debe a que varían los datos correlacionados del software desde el punto de inició que se selecciona de forma aleatoria.
- En los datos estadísticos para los mapas de saturación de agua, el cambio en la varianza está en un rango de 0.0034 a 0.0045, la distribución de máximos y mínimos también presenta una pequeña variación en un rango de 0.4140 a 0.1734, las diferencias no son representativas ya que no superan el 3% y no generan un alto margen de error.
- Se despreciaron las propiedades del gas para los Pozos MC-2 y MC-3 ya que la producción de gas es casi cero; se podría generar un mejor ajuste en los P.V.T sintéticos si se realizaran más pruebas de laboratorio.
- Para el Pozo MC-1 las pruebas de presión realizadas no son representativas, ya que se analizaron los dos intervalos cañoneados por separado; el superior a una profundidad de 5392 e inferior a un a profundidad de 5509 siendo la misma arena. Por lo cual no se tiene la presión estática para generar el tren de presiones. El pozo MC-3 es el único que se tiene las 2 (dos) presiones estáticas (2342 psia y 1653 psia) para generar el tren de presiones.
- Al obtener el petróleo original en sitio para el compartimiento 1 (uno) se observa que el balance no es representativo porque el petróleo acumulado producido (68366 barriles) no supera el 1% de lo obtenido a partir del Método Volumétrico (73'928.045 barriles).
- Los resultados para el Área total 3P usando el Método de Montecarlo (366'100.000) se aproximaron a los resultados del método Volumétrico (394'593417), donde se presentó una diferencia aproximada del 9%.
- El área del compartimiento 3 donde está ubicado el pozo MC-3 se tiene que reevaluar ya que probablemente se está sobreestimando, esto se observa en los resultados obtenidos por el Balance de Materiales, ya que el petróleo original en sitio calculado volumétricamente es mayor aproximadamente en un 25% al calculado por el Método Balance de Materiales y puede estar

relacionado directamente al área ya que es el único factor del que se tiene incertidumbre.

- Mediante la implementación de las diferentes Curvas de Declinación, se puede concluir que la que mejor se ajustó fue la Curva de Declinación de Shirman, esto debido a que recreó el comportamiento de la producción de los pozos en la mayoría de puntos tomados respectivamente en sus periodos de flujo. Además, la Curva de Declinación de Shirman fue consistente tanto en su tasa de declinación como en su exponente de declinación, todo esto respecto a la Declinación de Hiperbólica de Arps del cual deriva este modelo.
- Dentro de los métodos de Declinación propuestos para este proyecto, la curva de Declinación de menor valor es la de Shirman donde el valor presente neto de los 5 años es de 9'787,362 USD. Mientras que la de mayor Valor Presente Neto es la Declinación de Lin & Rowland puesto que la producción en comparación con los otros métodos es mucho más elevada y proporciona un valor presente de 54'965,054 USD.

9. RECOMENDACIONES

- Disminuir para los Pozos MC-1 y MC-2, durante un periodo del mes la producción de aceite a una tasa que se mantenga constante para así poder realizar una predicción más acertada en las curvas de declinación, puesto que la producción de aceite en estos dos pozos no muestra una tendencia clara y dificulta realizar una predicción acertada.
- Realizar pruebas de restauración de presión (PBU) para los Pozos MC-1, MC-2 y MC-4; con el fin de poder emplear el Balance de Materiales. Además, realizar pruebas de interferencia para corroborar las extensiones de área para cada compartimiento y su posible conexión.
- Implementar la Curva de Declinación de Shriman para el cálculo de reservas en futuros pozos a ser evaluados, ya que proporciona un modelo más cercano a la realidad del Área de Estudio disminuyendo así, la incertidumbre al momento de realizar la predicción.
- Comparar la Curva de Declinación Hiperbólica actual contra la Declinación Hiperbólica modificando el exponente de declinación a 0, y así poder seleccionar el modelo más realista que se ajuste al Área de Estudio Maracuy.
- Validar el modelo petrofísico del Área de estudio mediante el uso de diferentes y nuevos métodos correlacionales con la finalidad de reducir la incertidumbre en dichos datos.

BIBLIOGRAFÍA

AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook. 3 ed. London: Elsevier, 2006. 1360p.

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Colombian Sedimentary Basins. Bogotá D.C. ANH, 2007. 92p.

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Petroleum Geology of Colombia: Middle Magdalena Basin. Volumen 11. Medellín: fondo editorial universidad EAFIT, 2011. 193p.

ARPS, Joe. Analysis of Decline Curves. Houston: SPE, 1945. 191p.

BANZÉR, Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Maracaibo: Instituto de investigaciones petroleras 1996. 140p.

CHUNG, Lin. y ROWLAND, David. Determining the constants of hyperbolic production decline by a linear graphic method. En: SPE 11329. 1982. 23p.

CRAFT, Benjamin. y HAWKINS. Murray. Applied Petroleum Reservoir Engineering. New Jersey: Prentice Hall PTR, 1959. 430p.

DIAZ ORTIZ, Jaime Ernesto. Mecánica de los fluidos e hidráulica. Cali: Programa Editorial Universidad Del Valle, 2006. 301p.

DOUNG, Anh. A New Approach For Decline-Curve Analysis. En: SPE 18859. 1989. 6p.

EZEKWE, Nnaemeka. Petroleum reservoir engineering practice. Boston: Prentice Hall. 2010. 670p.

FURNIVAL, Steve. PVT Analysis for Compositional Simulation. Oxford, 2000. 100p.

GUZMAN. Andrade. Efecto de la temperatura sobre la viscosidad de los líquidos. Perry, 1979.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TECNICAS Y CERTIFICACION. Documentación. Presentación de tesis, trabajo de grado y otros trabajos de investigación. NTC 1486. Sexta actualización. Bogotá: El instituto 2008,p.1

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TECNICAS Y CERTIFICACION. Referencias bibliográficas, contenido, forma y estructura.. NTC 5613. Bogotá: El instituto 2008, p-2.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TECNICAS Y CERTIFICACION. Referencias documentales para fuentes de informaciones electrónicas. NTC 4490. Bogotá: El instituto, 1998, p-2.

J. de Porta. Léxico Estratigráfico. Paris: Centre national de la recherche scientifique. 1974. 625p.

LAURENCE. Dake. Fundamentals of Reservoir Engineering. Edimburgo: elsevir, 1985. 438p.

McCAIN, William , Jr. The Properties of Petroleum Fluids Second Edition. Oklahoma: Penn Well Publishing Company, 1990. 547p.

M. JULIVERT. Léxico Estratigráfico. Paris: Centre national de la recherche scientifique, 1968. 572p.

PARIS DE FERRER. Magdalena. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Maracaibo: Ediciones Astro Data S.A, 2009. 521p.

ROJAS SUAREZ. Cesar Augusto. Modelamiento geoestadístico de los depósitos fluviales de la Zona C-Formación Mugrosa en el área la Cira-Este del Campo La Cira, Trabajo de grado Magister en Ciencias Geología. Bogotá D.C. Universidad Nacional de Colombia. Facultad de Ciencias. Departamento de Geociencias, 2011. 145p.

SCHLUMBERGER. Oilfiel Glossary. [En línea]. [12 de abril de 2016] disponible en: (<http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/p/porosity.aspx>)

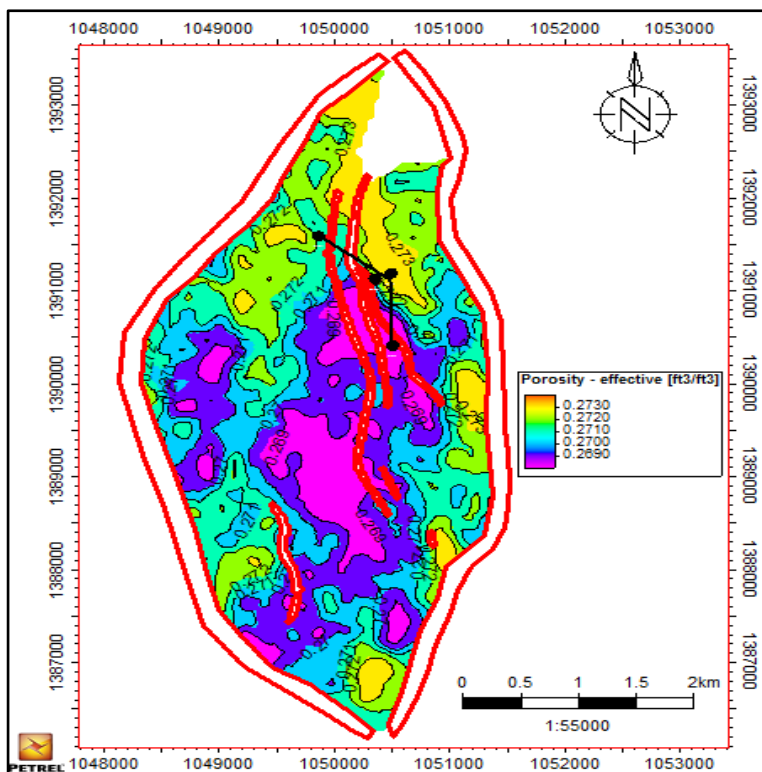
SCHLUMBERGER. Principios / Aplicación de la Interpretación de Registros. Schlumberger Educational Services. 198p.

SHIRMAN, Ellis. Universal Approach To The Decline Curve Analysis, Baton Rouge: Lousiana State University. En: 99-13-68 PETSOC Journal Paper. 1999. 4p.

ANEXOS

ANEXO 1. MAPAS, DATOS ESTADÍSTICOS E HISTOGRAMAS DE POROSIDAD EFECTIVA

Mapa 2 (dos) de isoporosidad realizado para el Área de E| studio Maracuy.



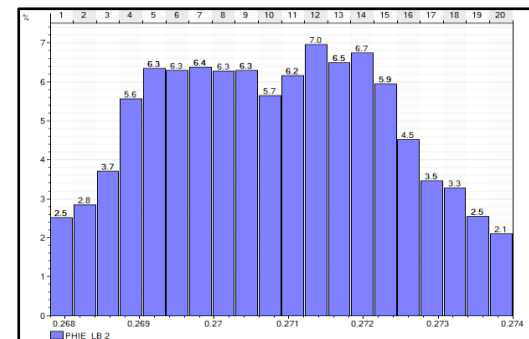
Fuente: Vetra Exploración y Producción S.A.S. Petrel®.2016.

Datos estadísticos del mapa 2 (dos) de isoporosidad.

Type of data:	Continuous
Min:	0.2680
Max:	0.2740
Delta:	0.0060
Number of defined values:	5535
Mean:	0.2708
Std. dev.	0.0015
Variance:	0.0000
Sum:	1498.8894

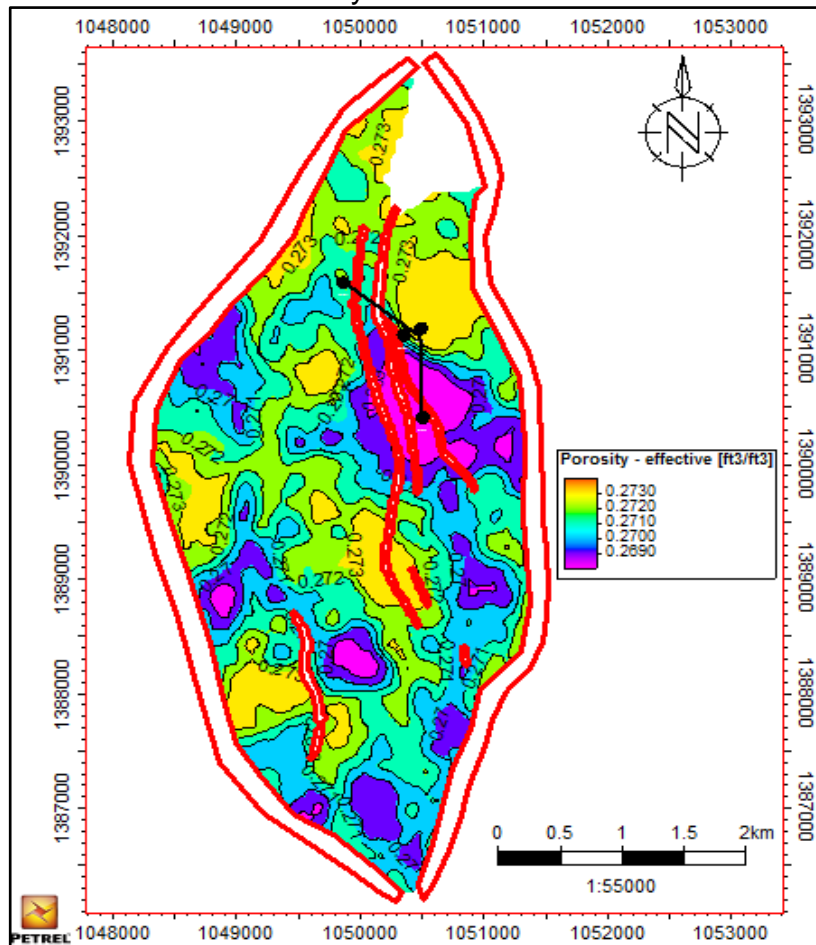
Fuente: Vetra Exploración y Producción S.A.S. Petrel®. 2016.

Histograma del mapa 2 (dos) de isoporosidad.



Fuente: Vetra Exploración y Producción S.A.S. Petrel®. 2016.

Mapa 3 (tres) de isoporosidad realizado para el Área de Estudio Maracuy.



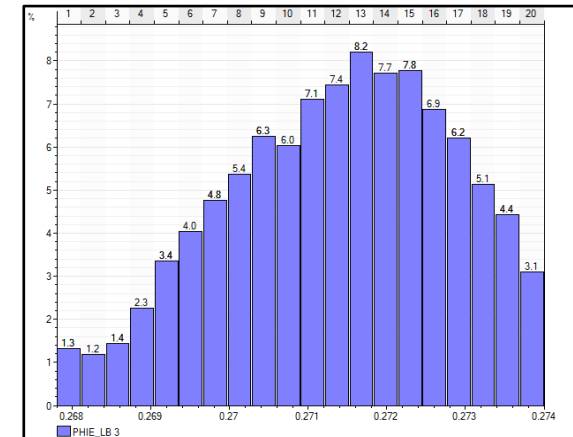
Fuente: Vetra Exploración y Producción S.A.S. Petrel®. 2016.

Datos estadísticos del mapa 3 (tres) de isoporosidad.

Type of data:	Continuous
Min:	0.2680
Max:	0.2740
Delta:	0.0060
Number of defined values:	5535
Mean:	0.2714
Std. dev.:	0.0014
Variance:	0.0000
Sum:	1502.0812

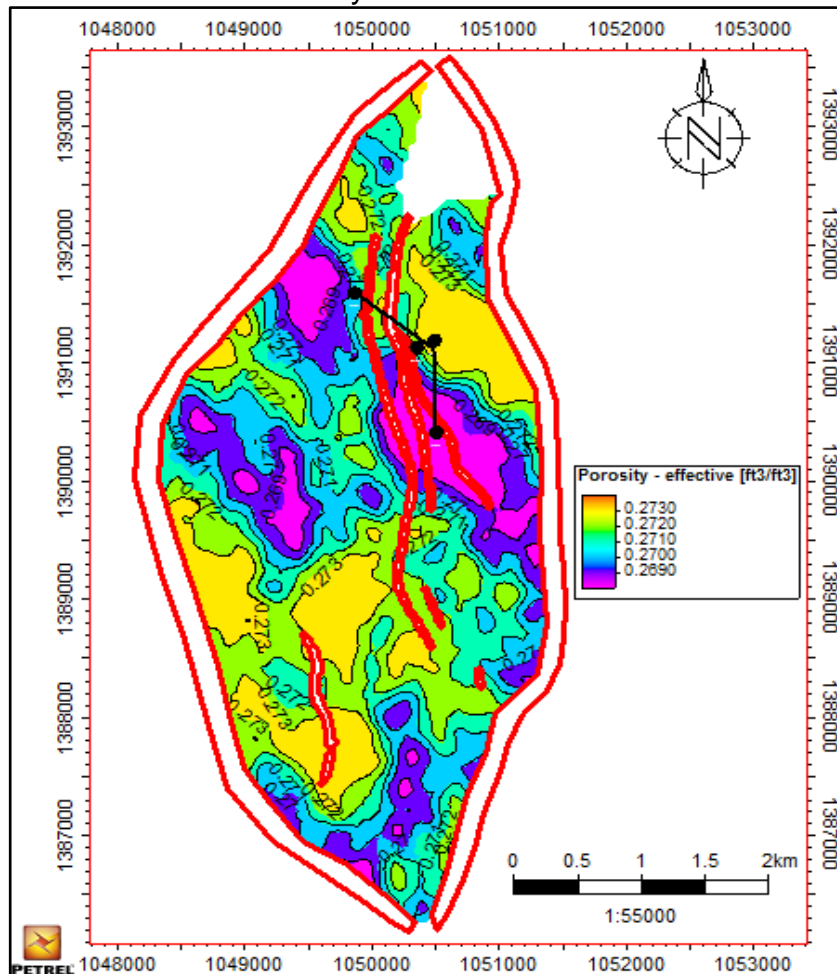
Fuente: Vetra Exploración y Producción S.A.S. Petrel®. 2016.

Histograma del mapa 3 (tres) de isoporosidad.



Fuente: Vetra Exploración y Producción S.A.S. Petrel®. 2016.

Mapa 4 (cuatro) de isoporosidad realizado para el Área de Estudio Maracuy.



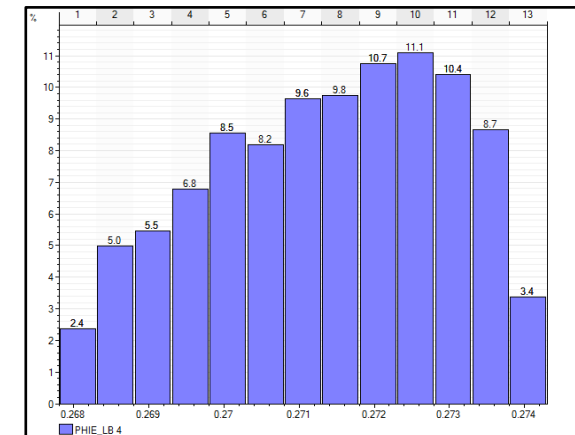
Fuente: Vetra Exploración y Producción S.A.S. Petrel®. 2016.

Datos estadísticos del mapa 4 (cuatro) de isoporosidad.

Type of data:	Continuous
Min:	0.2680
Max:	0.2740
Delta:	0.0060
Number of defined values:	5535
Mean:	0.2714
Std. dev.	0.0016
Variance:	0.0000
Sum:	1502.0103

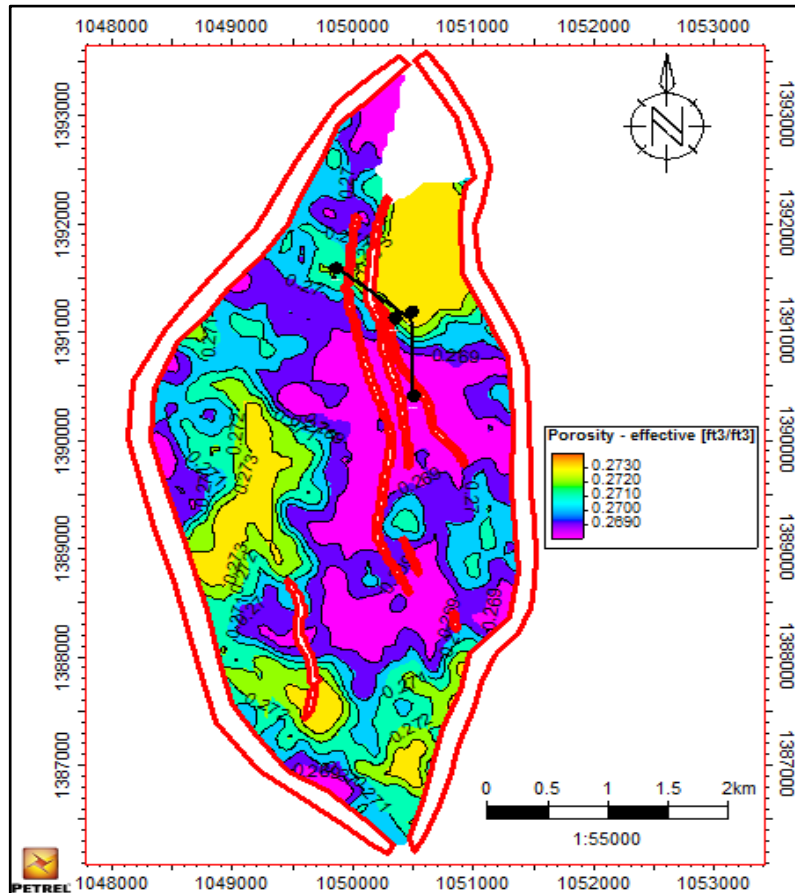
Fuente: Vetra Exploración y Producción S.A.S. Petrel®. 2016.

Histograma del mapa 4 (cuatro) de isoporosidad.



Fuente: Vetra Exploración y Producción S.A.S. Petrel®. 2016.

Mapa 5 (cinco) de isoporosidad realizado para el Área de Estudio Maracuy.



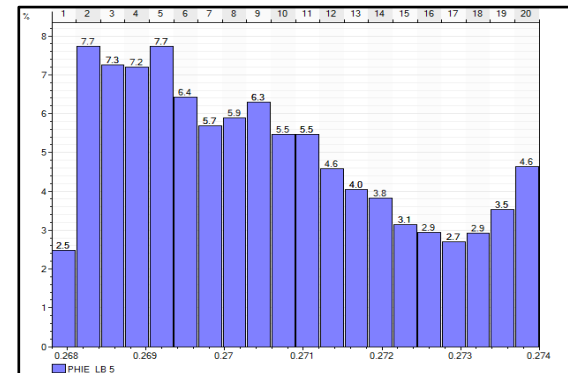
Fuente: Vetra Exploración y Producción S.A.S. Petrel®. 2016.

Datos estadísticos del mapa 5 (cinco) de isoporosidad.

Type of data:	Continuous
Min:	0.2680
Max:	0.2740
Delta:	0.0060
Number of defined values:	5535
Mean:	0.2705
Std. dev.:	0.0017
Variance:	0.0000
Sum:	1497.1728

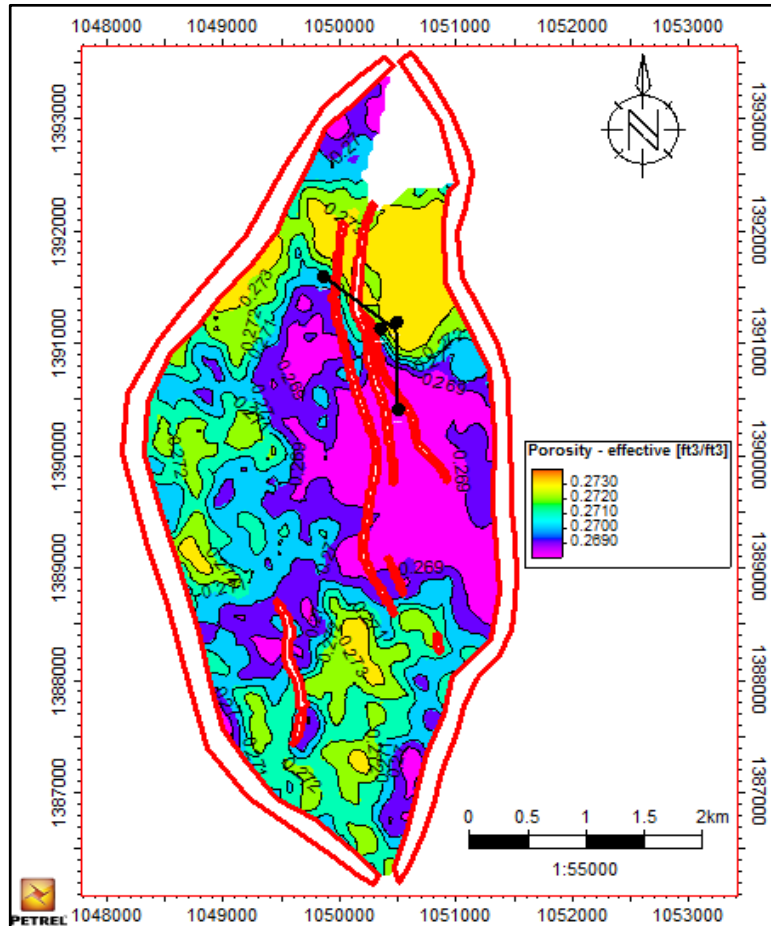
Fuente: Vetra Exploración y Producción S.A.S. Petrel®. 2016.

Histograma del mapa 5 (cinco) de isoporosidad.



Fuente: Vetra Exploración y Producción S.A.S. Petrel®. 2016.

Mapa 6 (seis) de isoporosidad realizado para el Área de Estudio Maracuy.



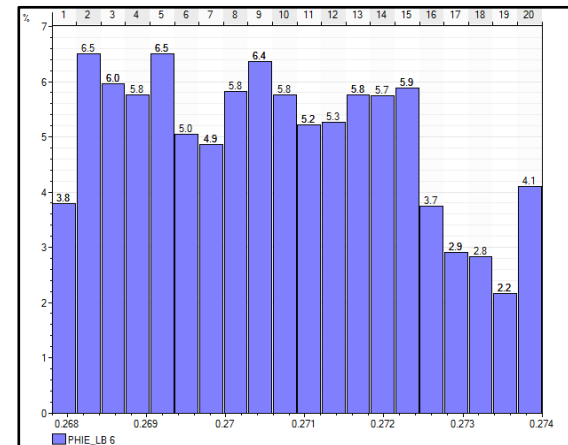
Fuente: Vetra Exploración y Producción S.A.S. Petrel®. 2016.

Datos estadísticos del mapa 6 (seis) de isoporosidad.

Type of data:	Continuous
Min:	0.2680
Max:	0.2740
Delta:	0.0060
Number of defined values:	5535
Mean:	0.2706
Std. dev.:	0.0017
Variance:	0.0000
Sum:	1497.9541

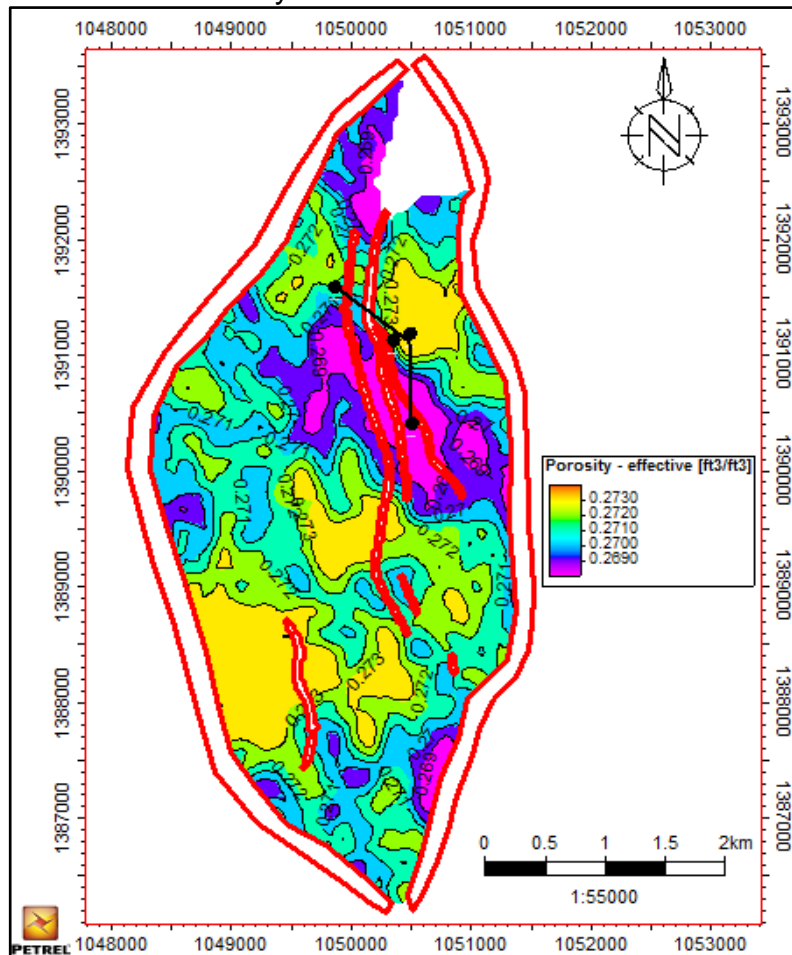
Fuente: Vetra Exploración y Producción S.A.S. Petrel®. 2016.

Histograma del mapa 6 (seis) de isoporosidad.



Fuente: Vetra Exploración y Producción S.A.S. Petrel®. 2016.

Mapa 7 (siete) de isoporosidad realizado para el Área de Estudio Maracuy.



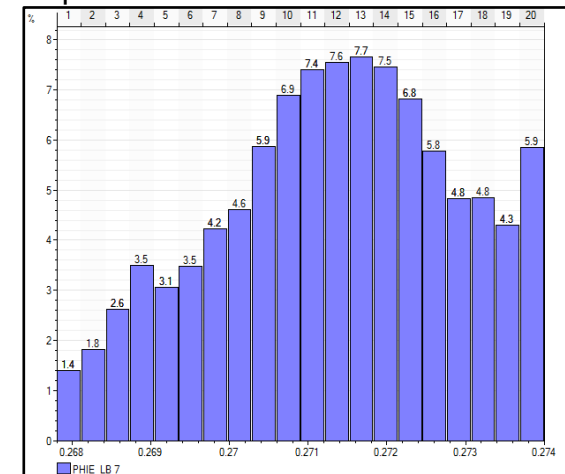
Fuente: Vetra Exploración y Producción S.A.S. Petrel®. 2016.

Datos estadísticos del mapa 7 (siete) de isoporosidad.

Type of data:	Continuous
Min:	0.2680
Max:	0.2740
Delta:	0.0060
Number of defined values:	5535
Mean:	0.2713
Std. dev.:	0.0015
Variance:	0.0000
Sum:	1501.8575

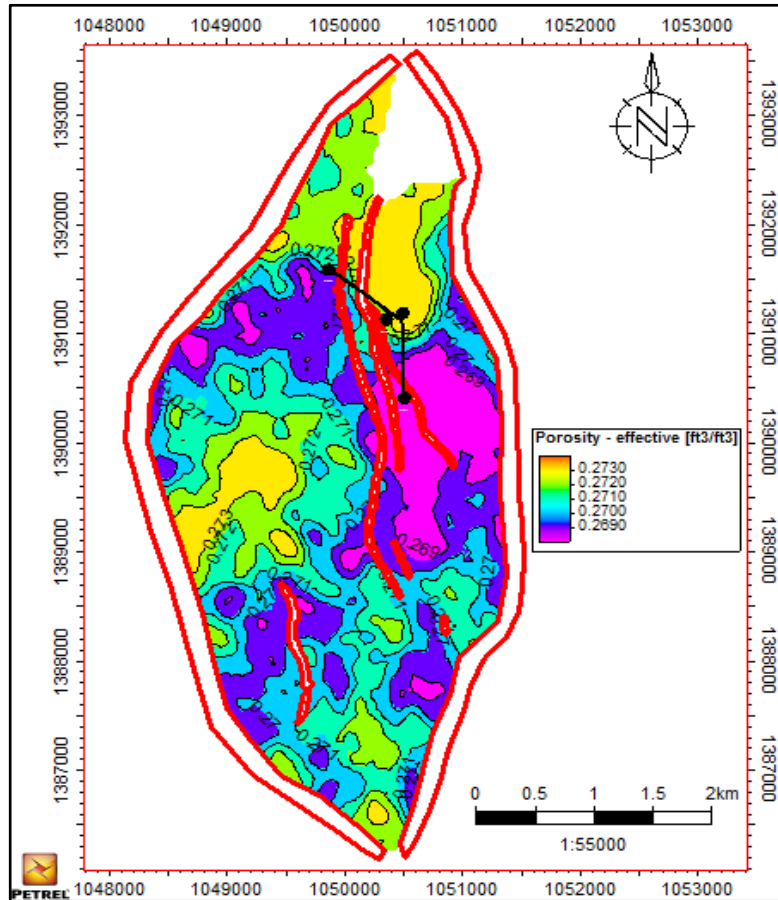
Fuente: Vetra Exploración y Producción S.A.S. Petrel®. 2016.

Histograma del mapa 7 (siete) de isoporosidad.



Fuente: Vetra Exploración y Producción S.A.S. Petrel®. 2016.

Mapa 8 (ocho) de isoporosidad realizado para el Área de Estudio Maracuy.



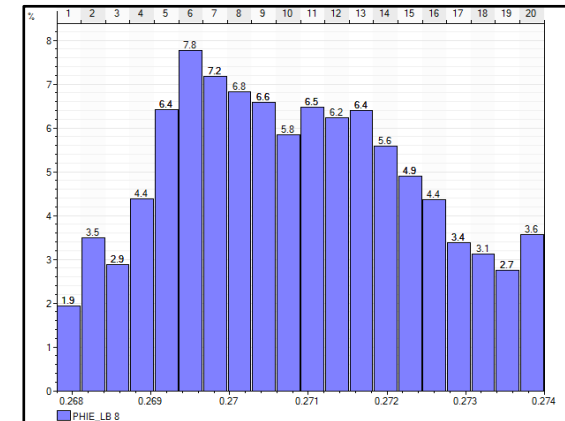
Fuente: Vetra Exploración y Producción S.A.S. Petrel®. 2016.

Datos estadísticos del mapa 8 (ocho) de isoporosidad.

Type of data:	Continuous
Min:	0.2680
Max:	0.2740
Delta:	0.0060
Number of defined values:	5535
Mean:	0.2708
Std. dev.:	0.0015
Variance:	0.0000
Sum:	1498.9928

Fuente: Vetra Exploración y Producción S.A.S. Petrel®. 2016.

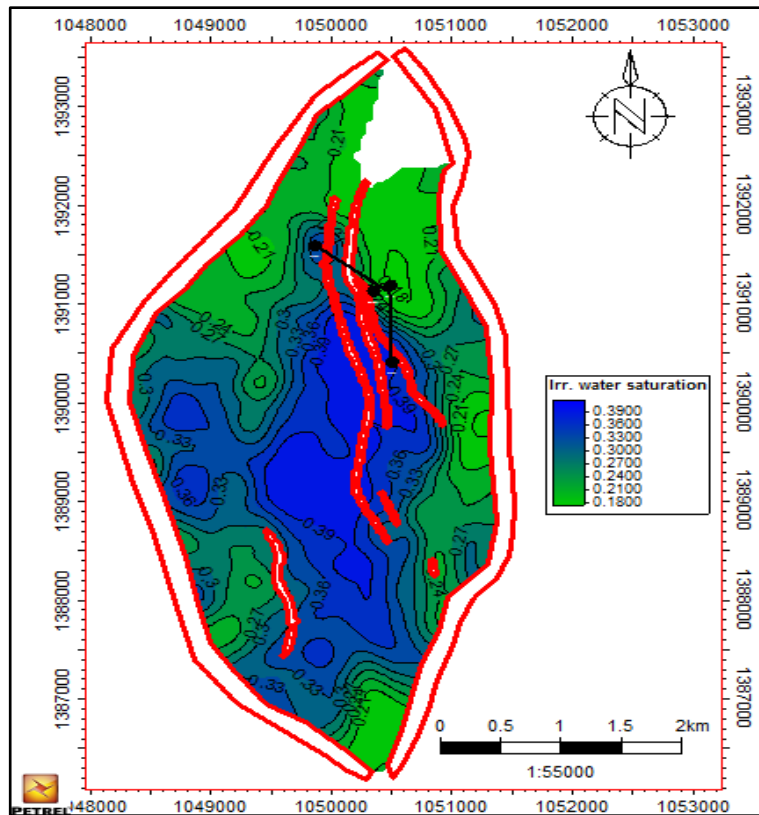
Histograma del mapa 8 (ocho) de isoporosidad.



Fuente: Vetra Exploración y Producción S.A.S. Petrel®. 2016.

ANEXO 2. MAPAS, DATOS ESTADÍSTICOS E HISTOGRAMAS DE SATURACIÓN DE AGUA

Mapa 2 (dos) de isosaturación realizado para el Área de Estudio Maracuy.



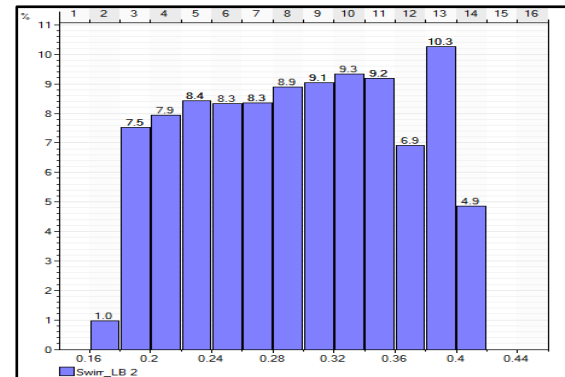
Fuente: Vetra Exploración y Producción S.A.S. Petrel®. 2016.

Datos estadísticos del mapa 2 (dos) de isosaturación.

Type of data:	Continuous
Min:	0.1734
Max:	0.4167
Delta:	0.2433
Number of defined values:	5535
Mean:	0.2977
Std. dev.	0.0669
Variance:	0.0045
Sum:	1647.9846

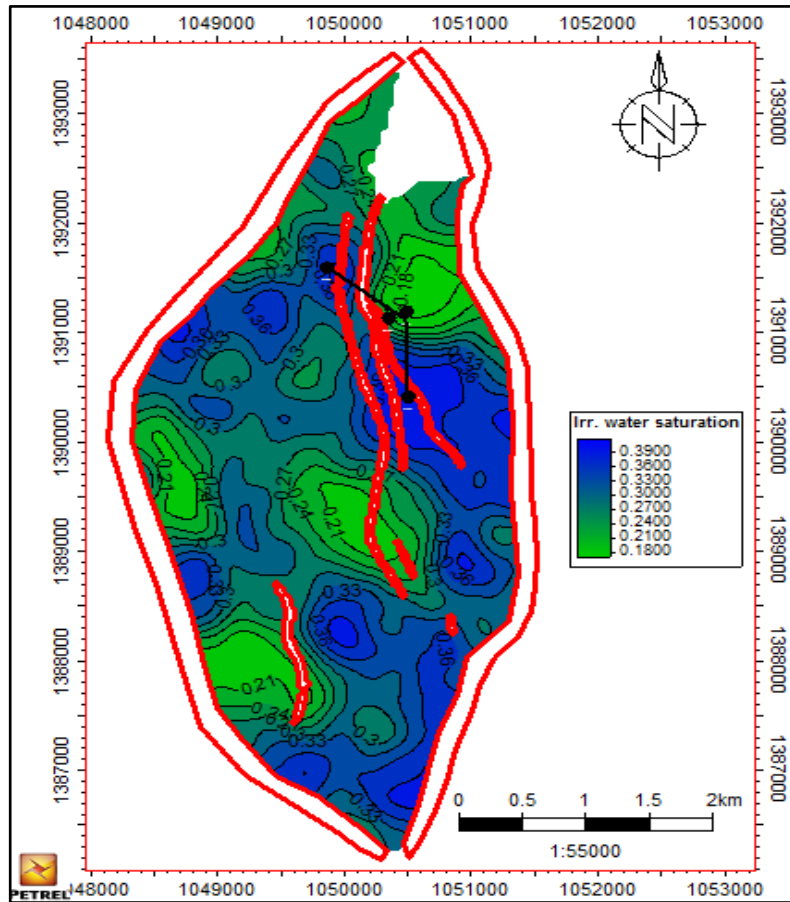
Fuente: Vetra Exploración y Producción S.A.S. Petrel®. 2016.

Histograma del mapa 2 (dos) de isosaturación.



Fuente: Vetra Exploración y Producción S.A.S. Petrel®. 2016.

Mapa 3 (tres) de isosaturación realizado para el Área de Estudio Maracuy.



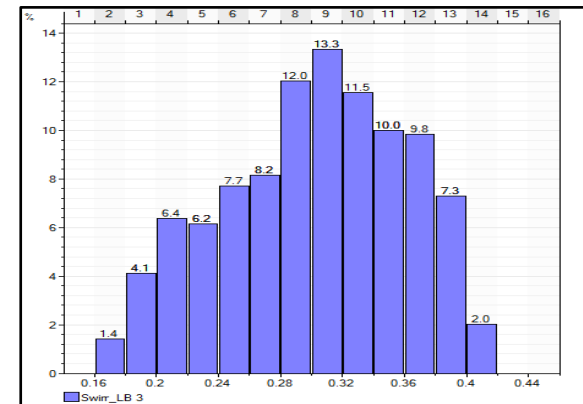
Fuente: Vetra Exploración y Producción S.A.S. Petrel®. 2016.

Datos estadísticos del mapa 3 (tres) de isosaturación.

Type of data:	Continuous
Min:	0.1707
Max:	0.4170
Delta:	0.2462
Number of defined values:	5535
Mean:	0.3015
Std. dev.	0.0590
Variance:	0.0035
Sum:	1668.9162

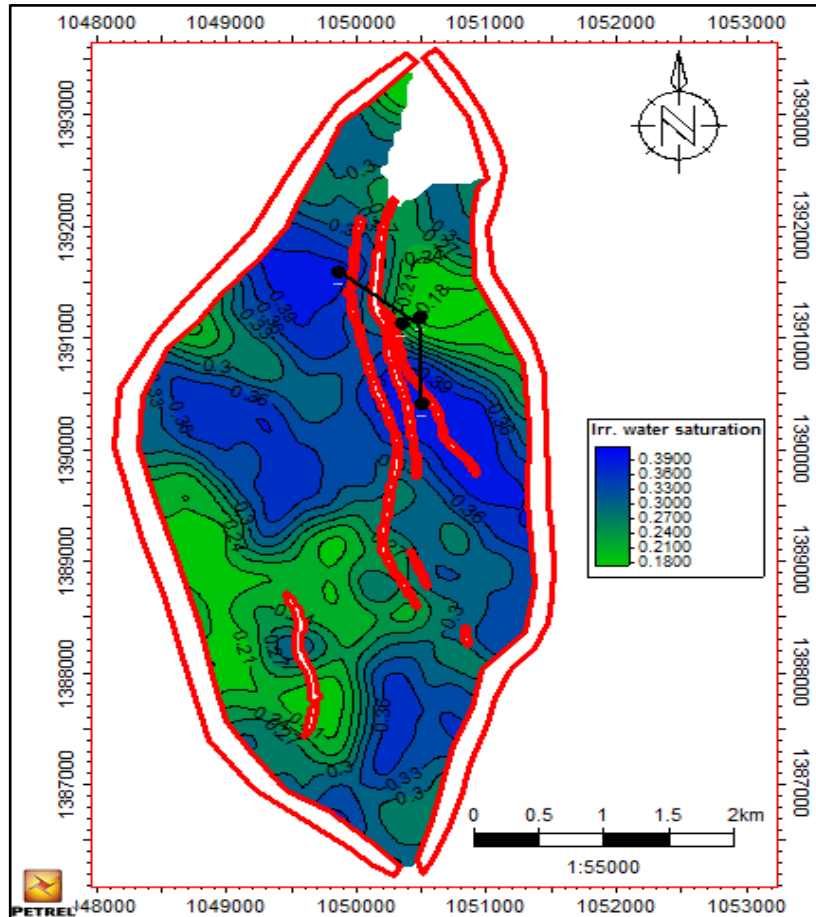
Fuente: Vetra Exploración y Producción S.A.S. Petrel®. 2016.

Histograma del mapa 3 (tres) de isosaturación.



Fuente: Vetra Exploración y Producción S.A.S. Petrel®. 2016.

Mapa 4 (cuatro) de isosaturación realizado para el Área de Estudio Maracuy.



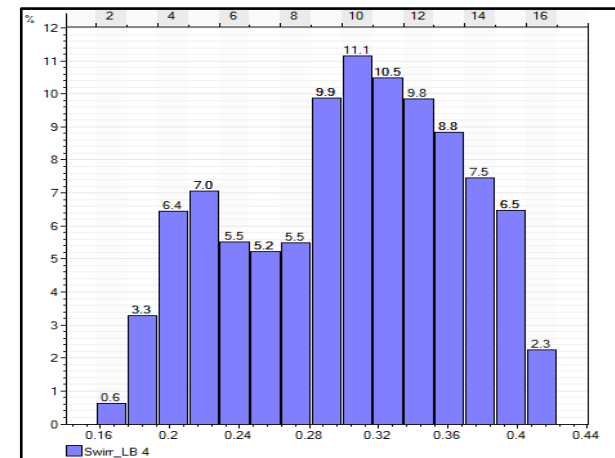
Fuente: Vetra Exploración y Producción S.A.S. Petrel®. 2016.

Datos estadísticos del mapa 4 (cuatro) de isosaturación.

Type of data:	Continuous
Min:	0.1721
Max:	0.4181
Delta:	0.2460
Number of defined values:	5535
Mean:	0.3027
Std. dev.	0.0625
Variance:	0.0039
Sum:	1675.6831

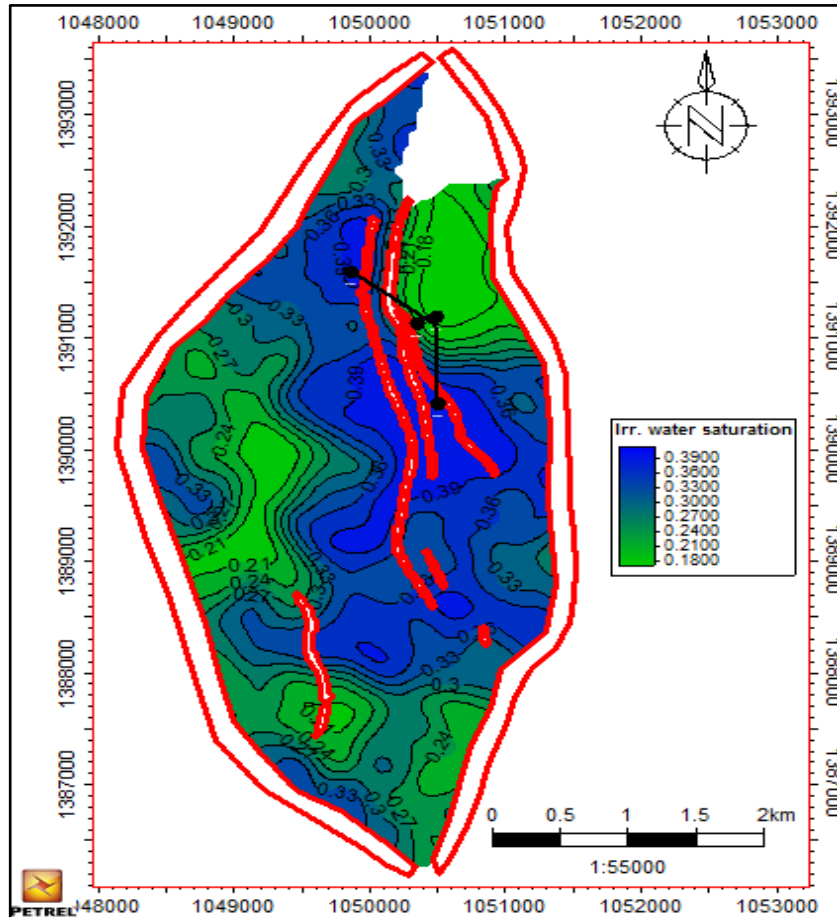
Fuente: Vetra Exploración y Producción S.A.S. Petrel®. 2016.

Histograma del mapa 4 (cuatro) de isosaturación.



Fuente: Vetra Exploración y Producción S.A.S. Petrel®. 2016.

Mapa 5 (cinco) de isosaturación realizado para el Área de Estudio Maracuy.



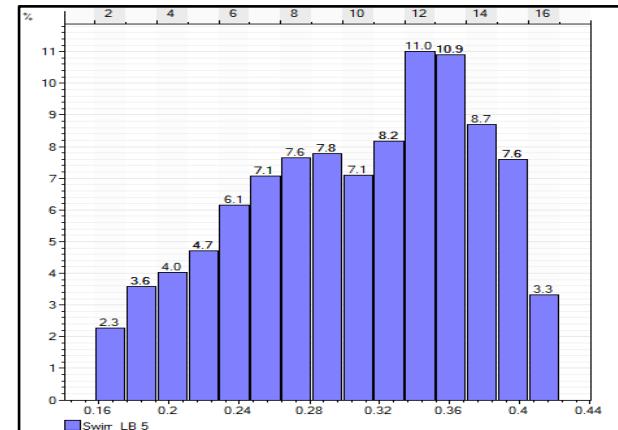
Fuente: Vetra Exploración y Producción S.A.S. Petrel®. 2016.

Datos estadísticos del mapa 5 (cinco) isosaturación.

Type of data:	Continuous
Min:	0.1704
Max:	0.4140
Delta:	0.2436
Number of defined values:	5535
Mean:	0.3069
Std. dev.	0.0652
Variance:	0.0042
Sum:	1698.6732

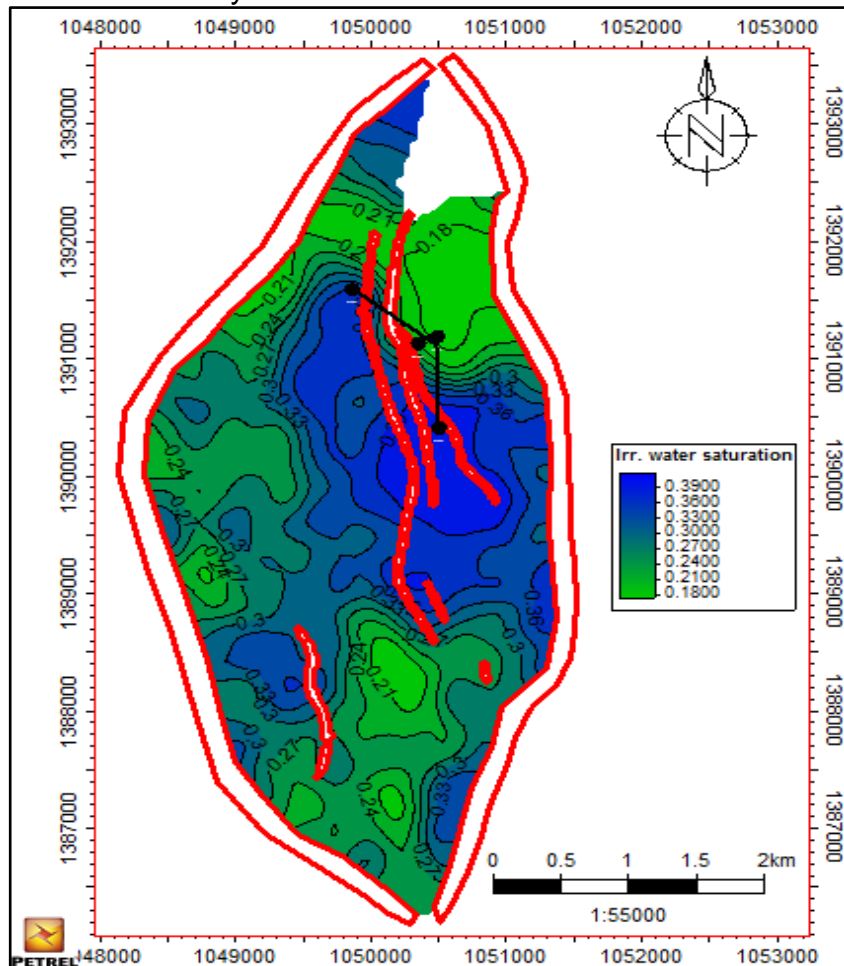
Fuente: Vetra Exploración y Producción S.A.S. Petrel®. 2016.

Histograma del mapa 5 (cinco) de isosaturación.



Fuente: Vetra Exploración y Producción S.A.S. Petrel®. 2016.

Mapa 6 (seis) de isosaturación realizado para el Área de Estudio Maracuy.



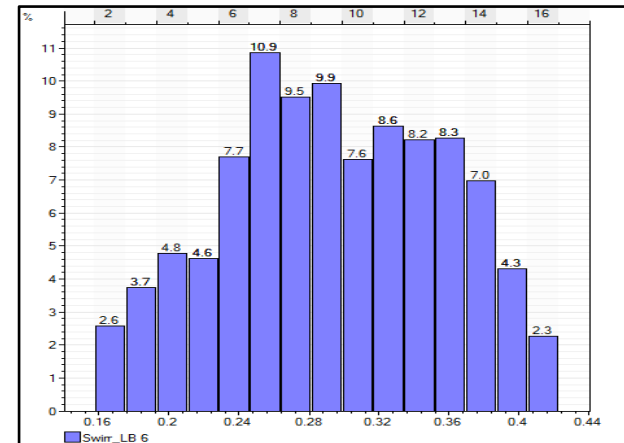
Fuente: Vetra Exploración y Producción S.A.S. Petrel®. 2016.

Datos estadísticos del mapa 6 (seis) isosaturación.

Type of data:	Continuous
Min:	0.1708
Max:	0.4166
Delta:	0.2458
Number of defined values:	5535
Mean:	0.2941
Std. dev.	0.0623
Variance:	0.0039
Sum:	1627.6226

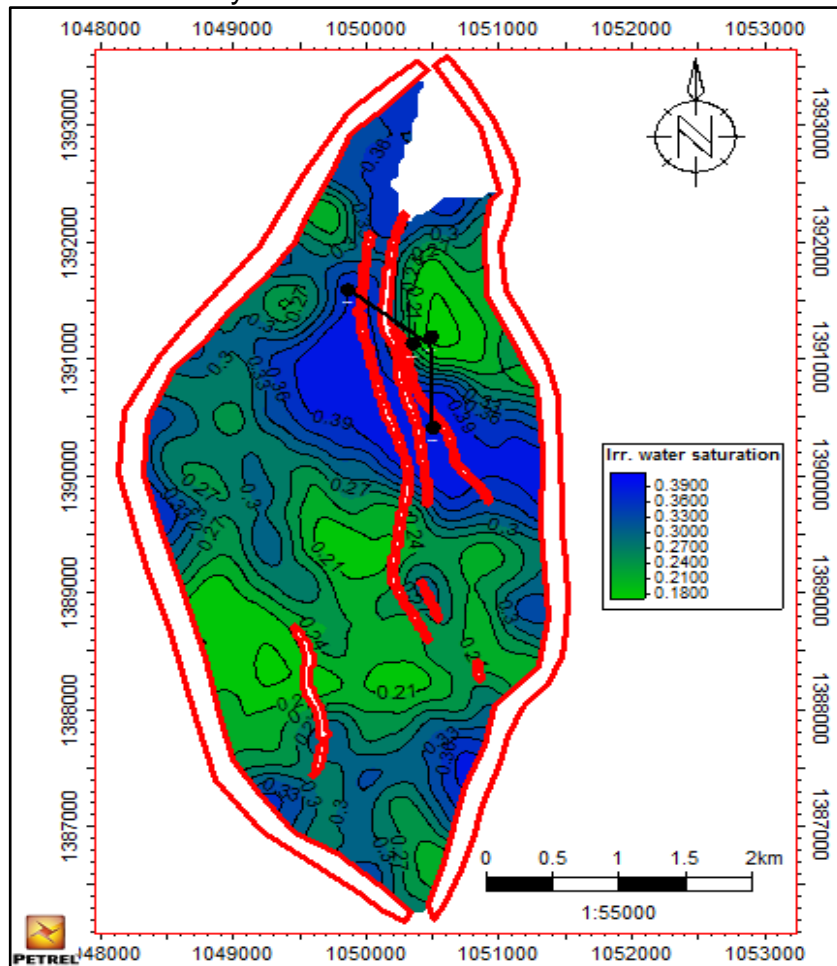
Fuente: Vetra Exploración y Producción S.A.S. Petrel®. 2016.

Histograma del mapa 6 (seis) de isosaturación.



Fuente: Vetra Exploración y Producción S.A.S. Petrel®. 2016.

Mapa 7 (siete) de isosaturación realizado para el Área de Estudio Maracuy.



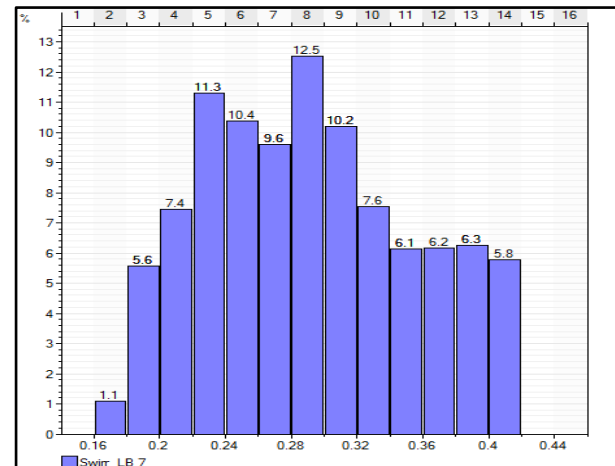
Fuente: Vetra Exploración y Producción S.A.S. Petrel®. 2016.

Datos estadísticos del mapa 7 (siete) isosaturación.

Type of data:	Continuous
Min:	0.1724
Max:	0.4186
Delta:	0.2462
Number of defined values:	5535
Mean:	0.2914
Std. dev.:	0.0634
Variance:	0.0040
Sum:	1612.7085

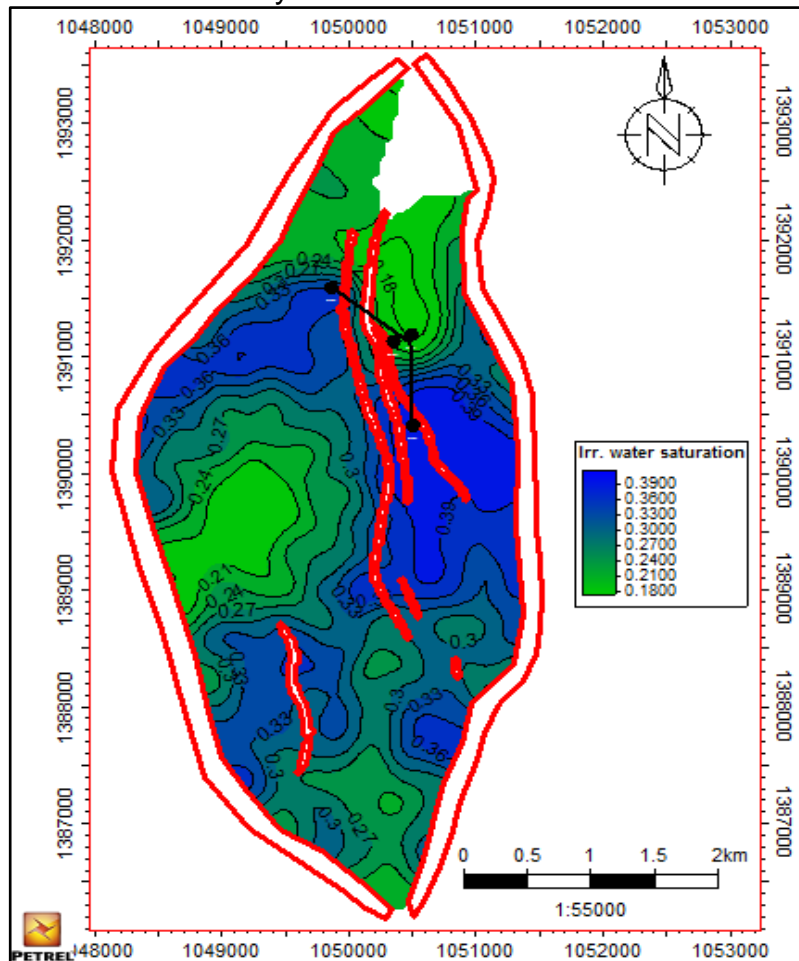
Fuente: Vetra Exploración y Producción S.A.S. Petrel®. 2016.

Histograma del mapa 7 (siete) de isosaturación.



Fuente: Vetra Exploración y Producción S.A.S. Petrel®. 2016.

Mapa 8 (ocho) de isosaturación realizado para el Área de Estudio Maracuy.



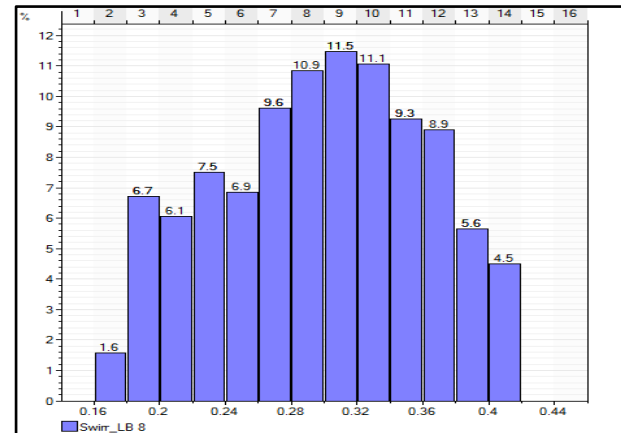
Fuente: Vetra Exploración y Producción S.A.S. Petrel®. 2016.

Datos estadísticos del mapa 8 (ocho) de isosaturación.

Type of data:	Continuous
Min:	0.1723
Max:	0.4169
Delta:	0.2447
Number of defined values:	5535
Mean:	0.2979
Std. dev.	0.0628
Variance:	0.0039
Sum:	1648.8208

Fuente: Vetra Exploración y Producción S.A.S. Petrel®. 2016.

Histograma del mapa 8 (ocho) de isosaturación.



Fuente: Vetra Exploración y Producción S.A.S. Petrel®. 2016.

ANEXO 3

P.V.T MARACUY 1

Pressure (psia)	Bg (cf/scf)	Mug (cp)	Rs (cf/bbl)	Bo (B/STB)	Muo (cp)
14.6959	1.15464896	0.01217446	1.06775555	1.04544537	60.2915652
94.6959	0.17754406	0.01222314	8.19261931	1.04844632	43.3764607
174.6959	0.09532838	0.01229188	16.0064112	1.05173744	37.8166986
254.6959	0.06475149	0.01237464	24.1755063	1.05517821	34.3937019
334.6959	0.04878769	0.01246945	32.5926372	1.05872346	31.9137542
414.6959	0.03898208	0.01257543	41.2021981	1.06234976	29.9679146
494.6959	0.03234885	0.01269215	49.9697502	1.0660426	28.3663994
574.6959	0.02756469	0.01281944	58.8717325	1.06979206	27.0054773
654.6959	0.02395299	0.01295723	67.8909524	1.0735909	25.8222128
734.6959	0.02113183	0.01310557	77.0142814	1.07743359	24.7755329
814.6959	0.0188692	0.01326452	86.2313489	1.08131576	23.8371434
894.6959	0.01701605	0.01343419	95.5337453	1.08523388	22.9867228
974.6959	0.0154722	0.01361468	104.914507	1.089185	22.2091824
1054.6959	0.01416781	0.01380607	114.367769	1.09316666	21.4930106
1134.6959	0.01305269	0.01400841	123.888519	1.09717674	20.8292248
1214.6959	0.01208985	0.01422176	133.472423	1.10121342	20.210681
1294.6959	0.01125137	0.01444609	143.115694	1.10527511	19.6316035
1374.6959	0.01051581	0.01468134	152.814993	1.1093604	19.0872566
1454.6959	0.0098664	0.0149274	162.567355	1.11346803	18.573709
1534.6959	0.00928985	0.01518411	172.370124	1.1175969	18.0876613
1614.6959	0.00877545	0.01545124	182.220911	1.12174599	17.6263175
1694.6959	0.00831451	0.0157285	192.117553	1.1259144	17.1872872
1774.6959	0.00789986	0.01601553	202.058083	1.13010129	16.7685114
1854.6959	0.00752555	0.01631191	212.040702	1.13430591	16.3682032
1934.6959	0.00718659	0.01661719	222.063761	1.13852756	15.9848024
2014.6959	0.00687877	0.01693083	232.12574	1.14276561	15.6169384
2094.6959	0.00659851	0.01725225	242.225235	1.14701945	15.2634011
2174.6959	0.00634272	0.01758083	252.360946	1.15128856	14.9231161
2254.6959	0.00610875	0.01791591	262.531661	1.1555724	14.5951257
2334.6959	0.00589431	0.01825682	272.736253	1.15987051	14.2785723
2414.6959	0.00569738	0.01860283	281.091	1.16325894	13.9726853
2494.6959	0.00551622	0.01895324	281.091	1.1625755	13.6767691
2574.6959	0.00534926	0.01930731	281.091	1.1619349	13.3901942
2654.6959	0.00519514	0.01966433	281.091	1.16133323	13.1123888

ANEXO 4

PVT MARACUY 2

Pressure (psia)	Z ()	Bg (cf/scf)	Cg (psi-1)	Mug (cp)	Rhog (g/cc)	Rs (cf/bbl)	Bo (B/STB)	Co (psi-1)	Muo (cp)	Rhoo (g/cc)
14.6959	0.998442	1.167767	0.068162	0.012333	0.000724	0.632952	1.026759	0.000319	178.6843	0.951032
64.6959	0.993085	0.263839	0.015572	0.01236	0.003203	0.632952	1.026697	7.25E-05	183.5204	0.953869
114.6959	0.987652	0.148008	0.008834	0.012395	0.00571	0.632952	1.026305	4.09E-05	188.3566	0.954233
164.6959	0.982155	0.102501	0.006187	0.012438	0.008245	0.632952	1.026151	2.85E-05	193.1928	0.954376
214.6959	0.976608	0.078185	0.004773	0.012485	0.010809	0.632952	1.026069	2.18E-05	198.0289	0.954452
264.6959	0.971024	0.063054	0.003893	0.012538	0.013403	0.632952	1.026018	1.77E-05	202.8651	0.9545
314.6959	0.965413	0.052729	0.003292	0.012594	0.016027	0.632952	1.025983	1.49E-05	207.7012	0.954532
364.6959	0.95979	0.045235	0.002856	0.012656	0.018682	0.632952	1.025958	1.29E-05	212.5374	0.954556
414.6959	0.954165	0.039548	0.002525	0.012721	0.021369	0.632952	1.025939	1.13E-05	217.3736	0.954574
464.6959	0.94855	0.035085	0.002265	0.01279	0.024087	0.632952	1.025924	1.01E-05	222.2097	0.954588
514.6959	0.942957	0.03149	0.002055	0.012863	0.026837	0.632952	1.025911	9.11E-06	227.0459	0.954599
564.6959	0.937396	0.028532	0.001882	0.01294	0.029619	0.632952	1.025901	8.3E-06	231.882	0.954608
614.6959	0.931878	0.026057	0.001737	0.013021	0.032432	0.632952	1.025893	7.63E-06	236.7182	0.954616
664.6959	0.926414	0.023956	0.001614	0.013106	0.035277	0.632952	1.025886	7.05E-06	241.5544	0.954623
714.6959	0.921013	0.02215	0.001508	0.013194	0.038154	0.632952	1.02588	6.56E-06	246.3905	0.954629
764.6959	0.915685	0.020582	0.001415	0.013287	0.04106	0.632952	1.025875	6.13E-06	251.2267	0.954633
814.6959	0.91044	0.019208	0.001333	0.013383	0.043997	0.632952	1.02587	5.75E-06	256.0628	0.954638
864.6959	0.905285	0.017995	0.00126	0.013484	0.046963	0.632952	1.025866	5.42E-06	260.899	0.954642
914.6959	0.90023	0.016916	0.001196	0.013588	0.049958	0.632952	1.025862	5.12E-06	265.7352	0.954645
964.6959	0.895283	0.015951	0.001137	0.013696	0.05298	0.632952	1.025859	4.86E-06	270.5713	0.954648
1014.696	0.890451	0.015084	0.001084	0.013808	0.056028	0.632952	1.025856	4.62E-06	275.4075	0.954651
1064.696	0.885741	0.014299	0.001035	0.013924	0.059101	0.632952	1.025853	4.4E-06	280.2436	0.954653
1114.696	0.88116	0.013587	0.000991	0.014045	0.062199	0.632952	1.025851	4.21E-06	285.0798	0.954656
1164.696	0.876715	0.012938	0.00095	0.014169	0.065318	0.632952	1.025848	4.02E-06	289.916	0.954658
1214.696	0.872411	0.012345	0.000912	0.014297	0.068458	0.632952	1.025846	3.86E-06	294.7521	0.95466
1264.696	0.868254	0.0118	0.000877	0.014429	0.071617	0.632952	1.025845	3.71E-06	299.5883	0.954661
1314.696	0.864249	0.011299	0.000843	0.014565	0.074794	0.632952	1.025843	3.57E-06	304.4244	0.954663
1364.696	0.860401	0.010837	0.000812	0.014705	0.077986	0.632952	1.025841	3.44E-06	309.2606	0.954665
1414.696	0.856714	0.010409	0.000783	0.014849	0.081191	0.632952	1.02584	3.31E-06	314.0968	0.954666
1464.696	0.853191	0.010012	0.000756	0.014997	0.084407	0.632952	1.025838	3.2E-06	318.9329	0.954667
1514.696	0.849837	0.009644	0.00073	0.015148	0.087633	0.632952	1.025837	3.09E-06	323.7691	0.954668
1564.696	0.846654	0.0093	0.000705	0.015304	0.090866	0.632952	1.025836	3E-06	328.6052	0.95467
1614.696	0.843645	0.00898	0.000681	0.015463	0.094104	0.632952	1.025835	2.9E-06	333.4414	0.954671
1664.696	0.840812	0.008681	0.000659	0.015626	0.097345	0.632952	1.025834	2.82E-06	338.2776	0.954672
1714.696	0.838157	0.008402	0.000637	0.015792	0.100587	0.632952	1.025832	2.73E-06	343.1137	0.954673
1764.696	0.835682	0.00814	0.000617	0.015962	0.103826	0.632952	1.025832	2.66E-06	347.9499	0.954674
1814.696	0.833387	0.007894	0.000597	0.016136	0.107062	0.632952	1.025831	2.58E-06	352.7861	0.954674
1864.696	0.831274	0.007662	0.000578	0.016313	0.110292	0.632952	1.02583	2.51E-06	357.6222	0.954675
1914.696	0.829344	0.007445	0.00056	0.016493	0.113513	0.632952	1.025829	2.45E-06	362.4584	0.954676
1964.696	0.827596	0.00724	0.000542	0.016676	0.116723	0.632952	1.025828	2.39E-06	367.2945	0.954677
2014.696	0.82603	0.007047	0.000526	0.016862	0.11992	0.632952	1.025827	2.33E-06	372.1307	0.954677
2064.696	0.824646	0.006865	0.000509	0.017051	0.123103	0.632952	1.025827	2.27E-06	376.9669	0.954678
2114.696	0.823443	0.006693	0.000494	0.017243	0.126268	0.632952	1.025826	2.22E-06	381.803	0.954679
2164.696	0.822421	0.00653	0.000478	0.017437	0.129414	0.632952	1.025825	2.17E-06	386.6392	0.954679
2214.696	0.821578	0.006376	0.000464	0.017634	0.132539	0.632952	1.025825	2.12E-06	391.4753	0.95468
2264.696	0.820912	0.00623	0.00045	0.017833	0.135641	0.632952	1.025824	2.07E-06	396.3115	0.95468
2314.696	0.820423	0.006092	0.000436	0.018035	0.138719	0.632952	1.025824	2.03E-06	401.1477	0.954681
2364.696	0.820107	0.005961	0.000423	0.018238	0.14177	0.632952	1.025823	1.98E-06	405.9838	0.954681
2414.696	0.819964	0.005837	0.00041	0.018443	0.144793	0.632952	1.025823	1.94E-06	410.82	0.954682
2464.696	0.81999	0.005718	0.000398	0.01865	0.147786	0.632952	1.025822	1.9E-06	415.6561	0.954682
2514.696	0.820184	0.005606	0.000386	0.018859	0.150749	0.632952	1.025822	1.86E-06	420.4923	0.954683
2564.696	0.820542	0.005499	0.000375	0.019069	0.153679	0.632952	1.025821	1.83E-06	425.3285	0.954683
2614.696	0.821062	0.005397	0.000364	0.01928	0.156576	0.632952	1.025821	1.79E-06	430.1646	0.954683
2664.696	0.821742	0.005301	0.000353	0.019492	0.159438	0.632952	1.02582	1.76E-06	435.0008	0.954684
2714.696	0.822578	0.005208	0.000343	0.019705	0.162264	0.632952	1.02582	1.73E-06	439.8369	0.954684

ANEXO 5
PVT MARACUY 3

Pressure (psia)	Z ()	Bg (cf/scf)	Cg (psi-1)	Mug (cp)	Rhog (g/cc)	Rs (cf/bbl)	Bo (B/STB)	Co (psi-1)	Muo (cp)	Rhoo (g/cc)
14.6959	0.998449	1.172812	0.068161	0.012363	0.000725	0.710683	1.021153	0.000325	464.2925	0.972134
94.6959	0.989882	0.180447	0.010675	0.01241	0.004715	0.710683	1.021049	5.04E-05	499.8654	0.976041
174.6959	0.981141	0.09695	0.005839	0.012477	0.008775	0.710683	1.020704	2.73E-05	535.4382	0.976371
254.6959	0.972278	0.065897	0.004041	0.012557	0.01291	0.710683	1.020576	1.87E-05	571.0111	0.976493
334.6959	0.963344	0.049685	0.003102	0.012648	0.017122	0.710683	1.020509	1.43E-05	606.5839	0.976557
414.6959	0.954389	0.039728	0.002525	0.012751	0.021414	0.710683	1.020468	1.15E-05	642.1568	0.976596
494.6959	0.945459	0.032992	0.002134	0.012863	0.025786	0.710683	1.020441	9.65E-06	677.7297	0.976623
574.6959	0.936602	0.028133	0.001851	0.012986	0.03024	0.710683	1.020421	8.31E-06	713.3025	0.976642
654.6959	0.92786	0.024465	0.001637	0.013118	0.034774	0.710683	1.020405	7.29E-06	748.8754	0.976657
734.6959	0.919274	0.021599	0.001468	0.013261	0.039387	0.710683	1.020394	6.5E-06	784.4482	0.976668
814.6959	0.910884	0.0193	0.001333	0.013413	0.044079	0.710683	1.020384	5.86E-06	820.0211	0.976677
894.6959	0.902726	0.017417	0.00122	0.013576	0.048844	0.710683	1.020376	5.34E-06	855.5939	0.976685
974.6959	0.894834	0.015848	0.001125	0.013749	0.053681	0.710683	1.02037	4.9E-06	891.1668	0.976691
1054.696	0.887239	0.014522	0.001044	0.013931	0.058584	0.710683	1.020364	4.53E-06	926.7397	0.976696
1134.696	0.879969	0.013387	0.000974	0.014124	0.063549	0.710683	1.020359	4.21E-06	962.3125	0.976701
1214.696	0.87305	0.012407	0.000911	0.014327	0.068568	0.710683	1.020355	3.93E-06	997.8854	0.976705
1294.696	0.866506	0.011553	0.000856	0.014541	0.073636	0.710683	1.020352	3.69E-06	1033.458	0.976708
1374.696	0.860356	0.010804	0.000806	0.014764	0.078745	0.710683	1.020348	3.47E-06	1069.031	0.976711
1454.696	0.854618	0.010141	0.000761	0.014998	0.083887	0.710683	1.020346	3.28E-06	1104.604	0.976714
1534.696	0.849307	0.009553	0.000719	0.015241	0.089054	0.710683	1.020343	3.11E-06	1140.177	0.976716
1614.696	0.844435	0.009028	0.000681	0.015494	0.094237	0.710683	1.020341	2.96E-06	1175.75	0.976718
1694.696	0.840011	0.008556	0.000645	0.015757	0.099427	0.710683	1.020339	2.82E-06	1211.322	0.97672
1774.696	0.836044	0.008132	0.000612	0.016028	0.104614	0.710683	1.020337	2.69E-06	1246.895	0.976722
1854.696	0.832538	0.007749	0.000582	0.016309	0.10979	0.710683	1.020335	2.57E-06	1282.468	0.976724
1934.696	0.829497	0.007401	0.000553	0.016597	0.114946	0.710683	1.020333	2.47E-06	1318.041	0.976725
2014.696	0.82692	0.007085	0.000525	0.016894	0.120072	0.710683	1.020332	2.37E-06	1353.614	0.976727
2094.696	0.824807	0.006797	0.0005	0.017198	0.12516	0.710683	1.020331	2.28E-06	1389.187	0.976728
2174.696	0.823154	0.006534	0.000475	0.017508	0.130201	0.710683	1.020329	2.19E-06	1424.76	0.976729
2254.696	0.821957	0.006293	0.000452	0.017825	0.135187	0.710683	1.020328	2.12E-06	1460.332	0.97673
2334.696	0.82121	0.006072	0.000431	0.018148	0.140111	0.710683	1.020327	2.04E-06	1495.905	0.976731
2414.696	0.820905	0.005869	0.00041	0.018476	0.144966	0.710683	1.020326	1.98E-06	1531.478	0.976732
2494.696	0.821033	0.005681	0.000391	0.018808	0.149745	0.710683	1.020325	1.91E-06	1567.051	0.976733
2574.696	0.821583	0.005508	0.000373	0.019144	0.154444	0.710683	1.020324	1.85E-06	1602.624	0.976734
2654.696	0.822546	0.005349	0.000355	0.019483	0.159056	0.710683	1.020323	1.8E-06	1638.197	0.976735

ANEXO 6

DATOS DE ENTRADA BALANCE MC-1 INFERIOR

RESUMEN PROPIEDADES BÁSICAS CAMPO)	
NOMBRE CAMPO	Maracuy
PHIE	27.1%
K	853
Swi	21.0%
Sor	51%
H (ft)	67.0
Pi (psia)	2427.0
Boi (RB/STB)	1.161
Pb (psi)	2400.0
Cwi (lpc-1)	2.852E-06
Bwi (RB/STB)	1.014
Bgi(RB/SCF)	5.195E-03
Rsi(SCF/STB)	288.0

ANEXO 7

DATOS DE ENTRADA BALANCE MC-1 SUPERIOR

RESUMEN PROPIEDADES BÁSICAS CAMPO ☺	
NOMBRE CAMPO	Maracuy
PHIE	27.1%
K	853
Swi	21.0%
Sor	51%
H (ft)	67.0
Pi (psia)	2380.0
Boi (RB/STB)	1.161
Pb (psi)	2400.0
Cwi (lpc-1)	2.852E-06
Bwi (RB/STB)	1.014
Bgi(RB/SCF)	5.195E-03
Rsi(SCF/STB)	281.1

ANEXO 8

DATOS DE ENTRADA BALANCE MC-3

RESUMEN PROPIEDADES BÁSICAS CAMPO	
NOMBRE CAMPO	Maracuy
PHIE	27.1%
K	689 mD
Swi	43.0%
Sor	45%
H (ft)	66.0
Pi (psia)	2458.2
Boi (RB/STB)	1.020
Pb (psi)	14.7
Cwi (lpc-1)	2.870E-06
Bwi (RB/STB)	1.017
Bgi(RB/SCF)	4.559E-03
Rsi(SCF/STB)	0.0

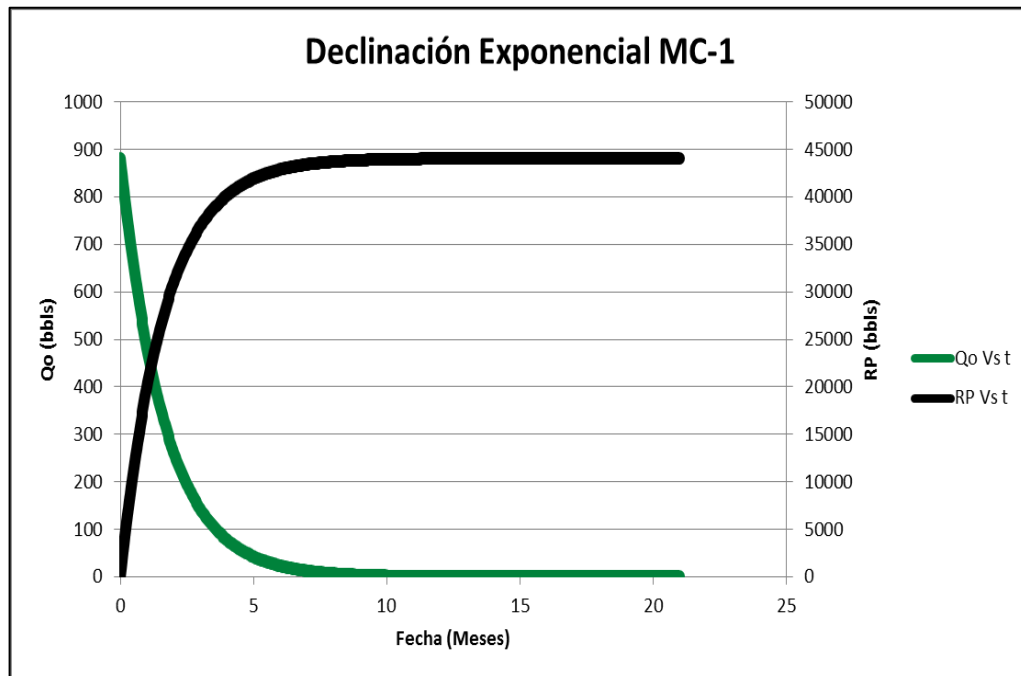
ANEXO 9.

RESULTADOS CURVA DE DECLINACIÓN EXPONENCIAL MC-1 Y GRÁFICA DECLINACIÓN EXPONENCIAL MC-1

Resultados Curva de
Declinación Exponencial
MC-1

Día	Mes	Q
0	0	882
30	1	480.7806
61	2	256.8273
91	3	139.9973
122	4	74.7849
153	5	39.94921
183	6	21.77642

Gráfica Declinación Exponencial MC-1



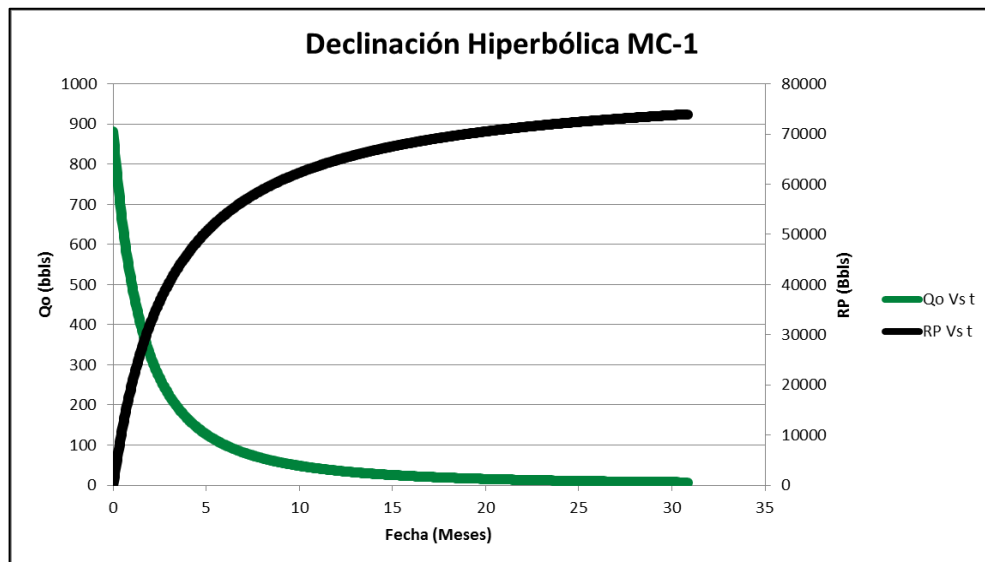
ANEXO 10

RESULTADOS CURVA DE DECLINACIÓN Y GRÁFICA HIPERBÓLICA MC-1

Resultados Curva de
Declinación Hiperbólica
MC-1

Día	Mes	Q
0	0	882
30	1	500.4495
61	2	317.7594
91	3	221.9183
122	4	162.1745
153	5	123.6702
183	6	98.1232
214	7	79.2249
244	8	65.69329
275	9	55.05249
306	10	46.80224
334	11	40.84643
365	12	35.48818
395	13	31.2471
426	14	27.6162

Gráfica Curva de Declinación Hiperbólica MC-1



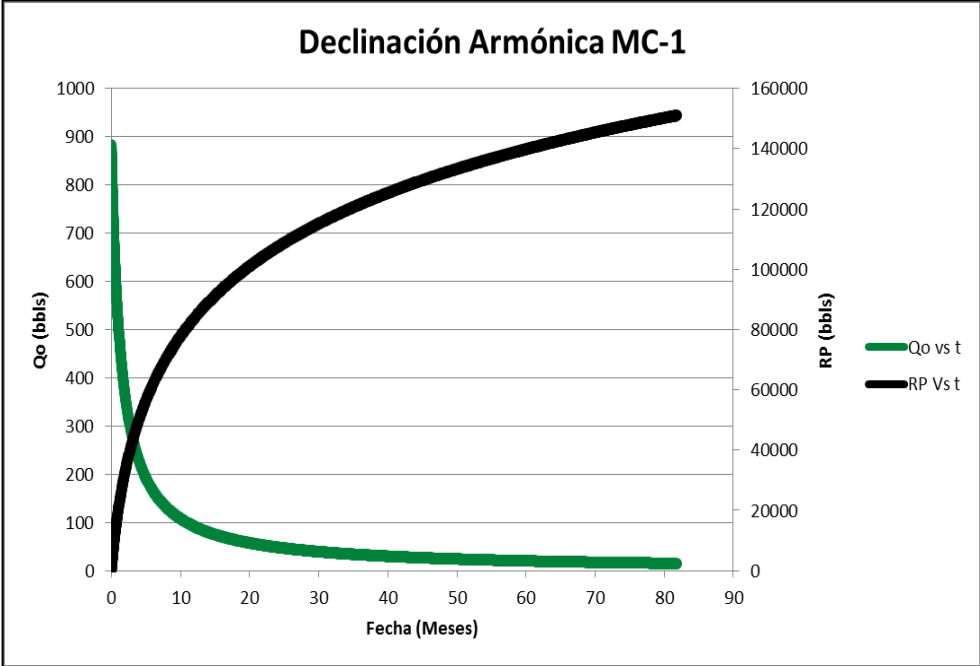
ANEXO 11

RESULTADOS CURVA DE DECLINACIÓN ARMÓNICA MC-1 Y GRÁFICA DECLINACIÓN ARMÓNICA MC-1

Resultados Curva de
Declinación Armónica MC-1

Día	Mes	Q
0	0	882
30	1	513.1786
61	2.033333	358.339
91	3.033333	277.3535
122	4.066667	224.8444
153	5.1	189.0525
183	6.1	163.8166
214	7.133333	143.9594
244	8.133333	128.8451
275	9.166667	116.2349
306	10.2	105.8729
334	11.13333	97.98338
365	12.16667	90.51554
395	13.16667	84.29799
426	14.2	78.71107
456	15.2	73.96698
487	16.23333	69.63031
518	17.26667	65.774
548	18.26667	62.4281
579	19.3	59.31043
609	20.3	56.57614
640	21.33333	54.00353
671	22.36667	51.6547
699	23.3	49.70215
730	24.33333	47.70567
760	25.33333	45.9206
791	26.36667	44.21114
821	27.36667	42.67379
852	28.4	41.19362
883	29.43333	39.8127
913	30.43333	38.5617
944	31.46667	37.34899
974	32.46667	36.24589
1005	33.5	35.17244
1036	34.53333	34.16075
1065	35.5	33.26563
1096	36.53333	32.35925
1126	37.53333	31.52792
1157	38.56667	30.71259
1187	39.56667	29.96274

Gráfica Declinación Armónica MC-1



ANEXO 12

RESULTADOS CURVA DE DECLINACIÓN DOUNG MC-1 Y GRÁFICA DECLINACIÓN DOUNG MC-1

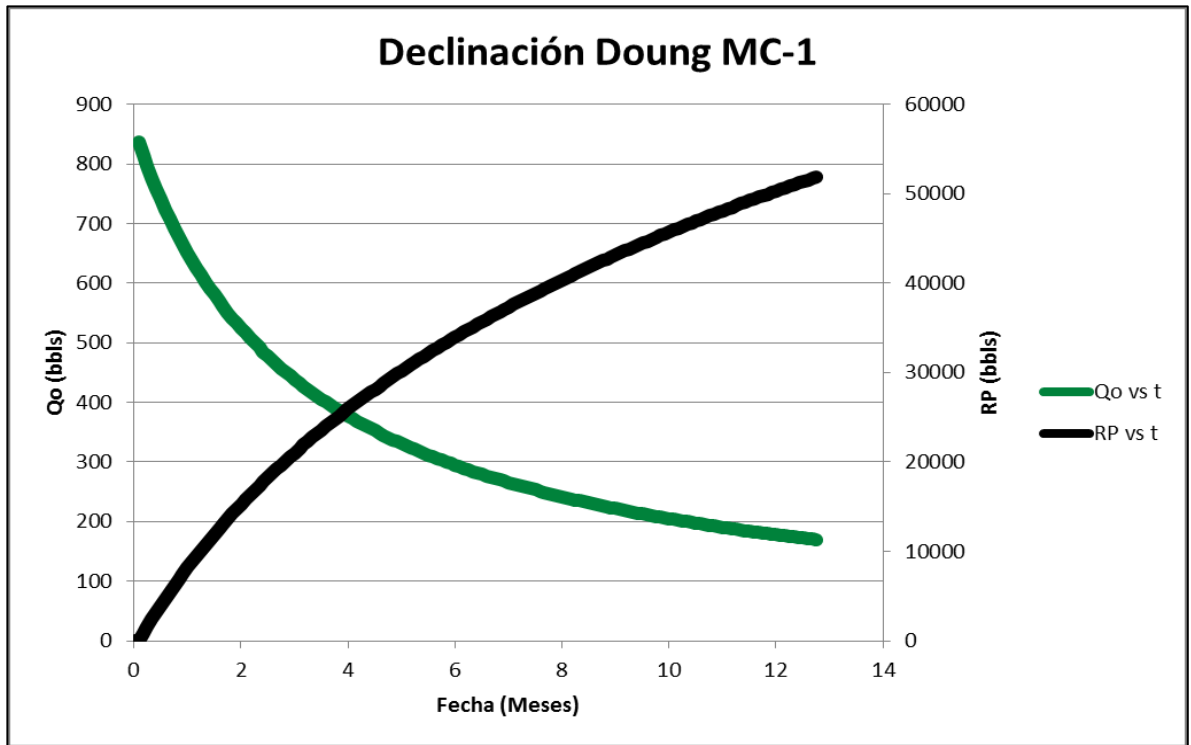
Resultados Curva de Declinación Doung MC-1

Mes	Qo	Mes	Qo	Mes	Qo
0.082192	153.123	2.586.301	8.606.344	5.084.932	5.993.145
0.167123	1.490.611	2.668.493	8.488.521	5.169.863	5.929.899
0.249315	1.455.617	2.753.425	8.362.198	5.252.055	5.873.725
0.334247	1.418.862	2.838.356	8.243.357	5.336.986	5.812.961
0.419178	1.384.983	2.917.808	8.142.568	5.421.918	5.755.284
0.50137	1.354.723	300.274	802.268	550.411	5.702.354
0.586301	1.322.831	3.084.932	7.920.202	5.589.041	5.645.067
0.668493	1.295.198	3.169.863	7.810.117	5.671.233	5.594.136
0.753425	1.266.017	3.252.055	7.712.964	5.756.164	5.538.993
0.838356	1.238.974	3.336.986	7.608.528	5.841.096	54.866
0.915068	1.217.993	3.421.918	7.510.017	5.917.808	5.445.063
1	1.190.574	350.411	7.420.143	600.274	5.389.573
1.082.192	1.168.144	3.589.041	7.323.436	6.084.932	5.343.129
1.167.123	1.144.354	3.671.233	7.237.948	6.169.863	5.292.801
1.249.315	1.123.616	3.756.164	7.145.902	6.252.055	5.248.003
1.334.247	1.101.589	3.841.096	7.058.938	6.336.986	5.199.443
1.419.178	1.081.058	3.917.808	6.990.333	6.421.918	5.153.249
150.137	1.062.532	400.274	6.899.142	650.411	5.110.773
1.586.301	1.042.814	4.084.932	6.823.221	6.589.041	5.064.708
1.668.493	1.025.565	4.169.863	6.741.361	6.671.233	5.023.673
1.753.425	1.007.183	4.252.055	6.668.855	6.756.164	4.979.158
1.838.356	9.899.925	4.336.986	6.590.636	6.841.096	493.678
1.915.068	976.551	4.421.918	6.516.592	6.920.548	4.900.453
2	9.588.457	450.411	6.448.816	7.005.479	4.856.773
2.082.192	9.442.438	4.589.041	6.375.646	7.087.671	4.819.026
2.167.123	9.286.388	4.671.233	6.310.755	7.172.603	4.778.049
2.249.315	9.149.358	4.756.164	6.240.667	7.254.795	4.741.511
2.334.247	9.002.771	4.841.096	6.174.238	7.339.726	4.701.836
2.419.178	8.865.175	4.917.808	6.121.688	7.424.658	4.664.029
250.137	874.021	500.274	6.051.638	7.506.849	4.629.208

Mes	Qo
7.591.781	4.591.383
7.673.973	4.557.634
7.758.904	4.520.965
7.843.836	44.86
7.920.548	4.458.194
8.005.479	4.420.926
8.087.671	4.389.628
8.172.603	4.355.602
8.254.795	4.325.219
8.339.726	4.292.181
8.424.658	4.260.653
8.506.849	4.231.575
8.591.781	4.199.947
8.673.973	4.171.689
8.758.904	4.140.947
8.843.836	4.111.594
8.920.548	4.088.223
9.005.479	4.056.863
9.087.671	4.030.492
9.172.603	4.001.788
9.254.795	3.976.125
9.339.726	3.948.188
9.424.658	3.921.495
9.506.849	3.896.849
9.591.781	3.870.011
9.673.973	3.846.006
9.758.904	3.819.861
9.843.836	379.487
9.920.548	3.774.953
1.000.548	3.748.198
1.008.767	3.725.676
101.726	3.701.137
1.025.479	3.679.175
1.033.973	3.655.242
1.050.685	3.611.197

Mes	Qo
1.042.466	3.632.352
1.059.178	3.588.137
1.067.397	3.567.492
107.589	3.544.986
1.084.384	3.523.452
1.100.822	3.482.508
1.109.041	3.463.057
1.117.534	3.441.845
1.125.753	3.422.845
1.134.247	3.402.121
114.274	3.382.283
1.150.959	3.363.933
1.159.452	3.343.915
1.167.671	3.325.977
1.176.164	3.306.407
1.184.658	3.287.666
1.192.329	3.272.707
1.200.822	3.252.579
1.209.041	3.235.606
1.217.534	3.217.081
1.225.753	3.200.476
1.234.247	318.235
124.274	3.164.985
1.250.959	3.148.912
1.259.452	3.131.364
1.267.671	3.115.629
1.284.658	3.081.986
1.292.329	3.068.836
1.300.822	3.051.131
1.309.041	3.036.191
1.317.534	3.019.873

Gráfica Declinación Doung MC-1



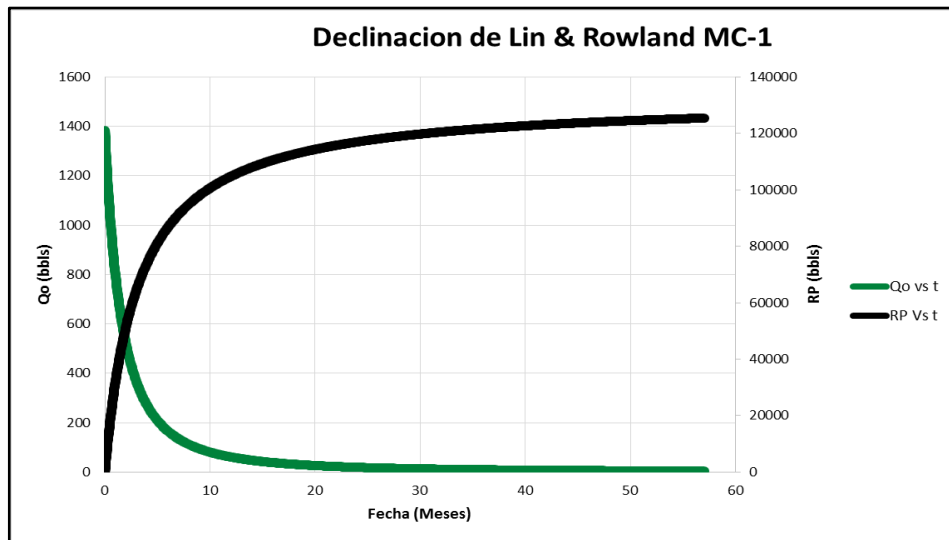
ANEXO 13

RESULTADOS CURVA DE DECLINACIÓN LIN & ROWLAND MC-1

Resultados Curva de
Declinación Lin &
Rowland MC-1

Dia	Mes	Q
0	0	1383.934
30	1	800.0162
61	2	513.918
91	3	361.6288
122	4	265.7528
153	5	203.505
183	6	161.9759
214	7	131.1215
244	8	108.9512
275	9	91.46664
306	10	77.87659
334	11	68.04623
365	12	59.18684
395	13	52.16359
426	14	46.14252
456	15	41.25611
487	16	36.97934
518	17	33.33469
548	18	30.29746
579	19	27.57519

Gráfica Declinación Lin & Rowland MC-1



ANEXO 14

RESULTADOS CURVA DE DECLINACIÓN SHIRMAN MC-1

Día	Meses	Q
0	0	1117.923
30	1	598.4417
61	2.033333	372.7332
91	3.033333	259.598
122	4.066667	190.5938
153	5.1	146.5622
183	6.1	117.436
214	7.133333	95.86849
244	8.133333	80.37233
275	9.166667	68.12564
306	10.2	58.5723
334	11.13333	51.63149
365	12.16667	45.34494
395	13.16667	40.33319
426	14.2	36.01113

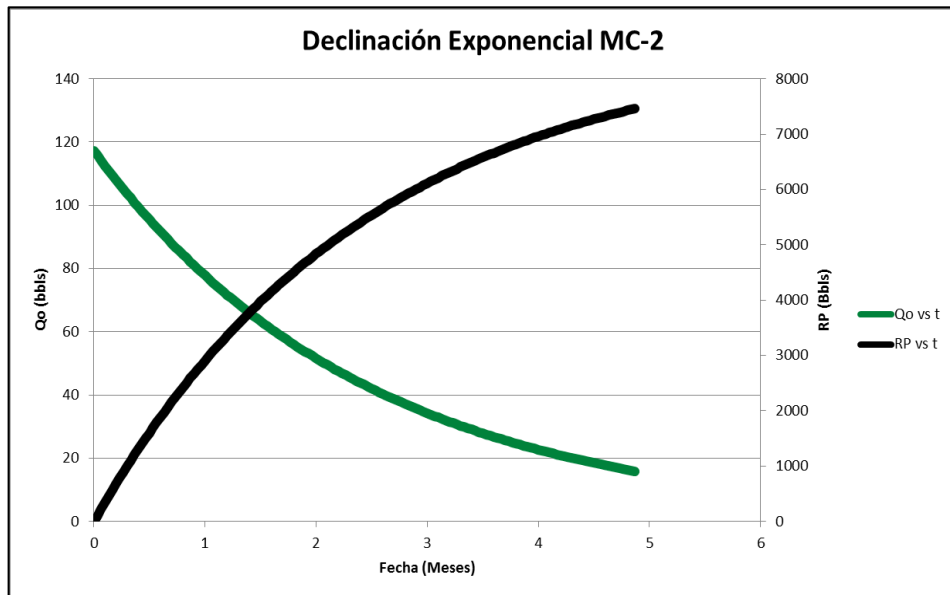
ANEXO 15

RESULTADOS CURVA DE DECLINACIÓN EXPONENCIAL MC-2 Y GRÁFICA DECLINACIÓN EXPONENCIAL MC-2

Resultados Curva de
Declinación Exponencial
MC-2

Día	Mes	Q
0	0	218.627
31	1.033333	143.0838
61	2.033333	94.93284
92	3.066667	62.13027
123	4.1	40.66212
153	5.1	26.97838

Gráfica Declinación Exponencial MC-2



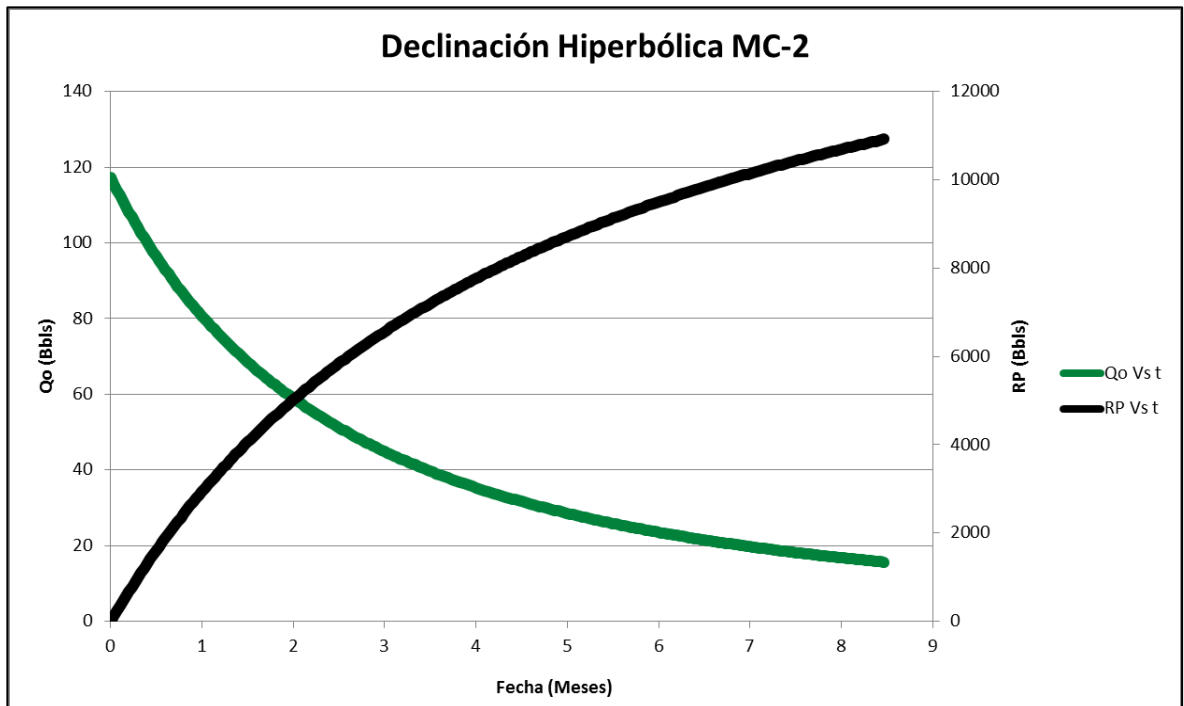
ANEXO 16

RESULTADOS CURVA DE DECLINACIÓN HIPERBÓLICA MC-2

Resultados Curva de
Declinación
Hiperbólica MC-2

Día	Mes	Q
0	0	218.576
31	1.033333	148.7121
61	2.033333	108.7281
92	3.066667	82.24712
123	4.1	64.38192
153	5.1	52.11003
184	6.133333	42.77912
214	7.133333	35.94608
245	8.166667	30.47195
276	9.2	26.15932

Gráfica Curva de Declinación Hiperbólica MC-2



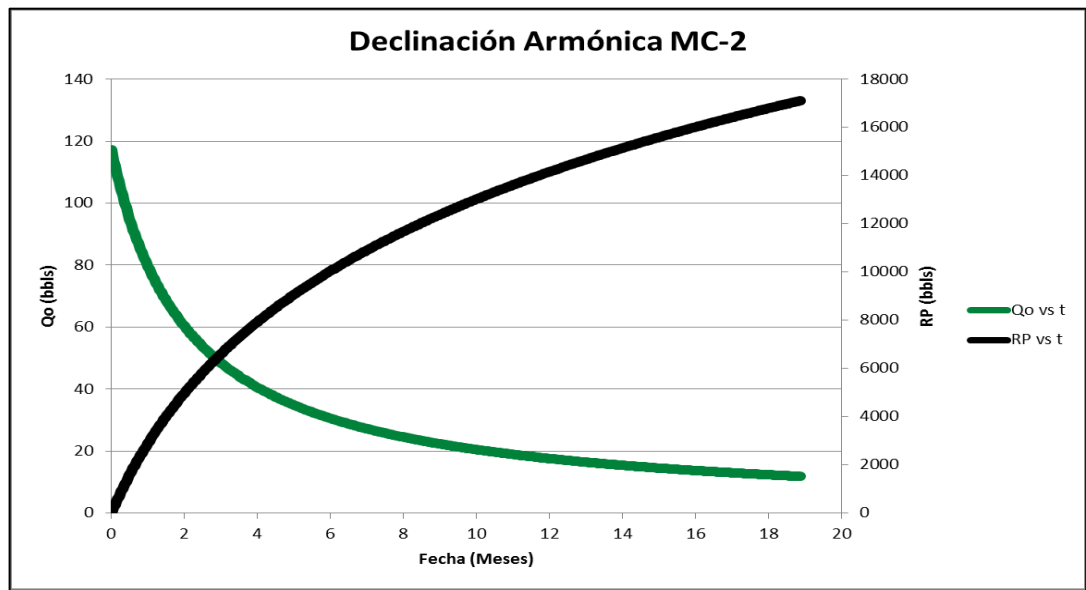
ANEXO 17

RESULTADOS CURVA DE DECLINACIÓN ARMÓNICA MC-2 Y GRÁFICA DECLINACIÓN ARMÓNICA MC-2

Resultados Curva de Declinación Armónica MC-2

Día	Mes	Q
0	0	228.809
31	1.033333	153.6273
61	2.033333	116.5628
92	3.066667	93.3021
123	4.1	77.7806
153	5.1	66.99501
184	6.133333	58.59848
214	7.133333	52.25999
245	8.166667	47.00596
276	9.2	42.71186
304	10.13333	39.45625
335	11.16667	36.3857
365	12.16667	33.83735
396	13.2	31.55376
426	14.2	29.61932

Gráfica Declinación Armónica MC-2



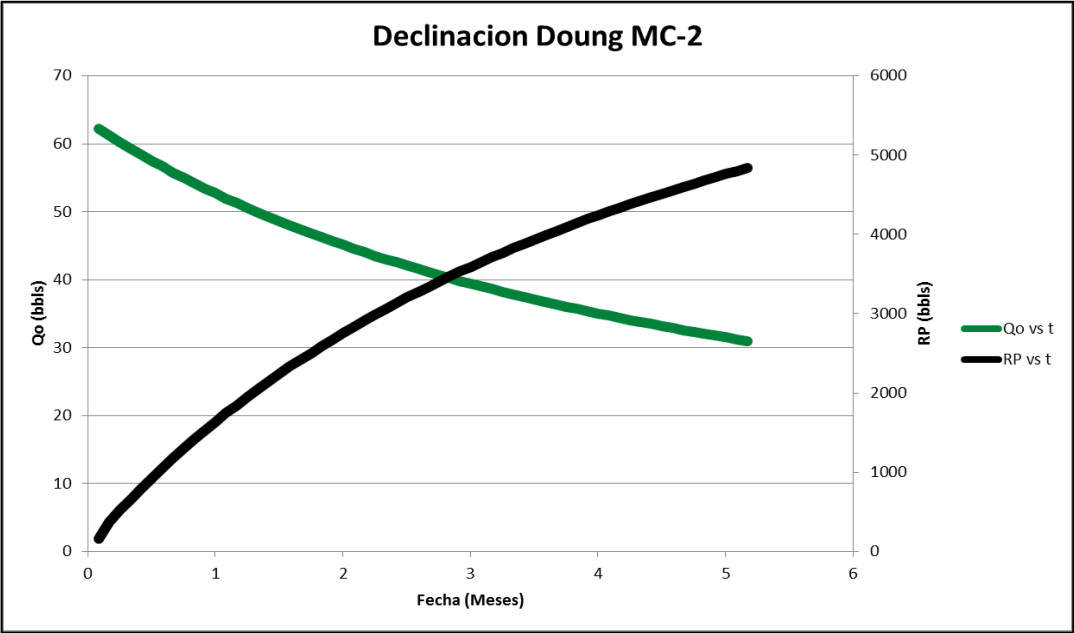
ANEXO 18

RESULTADOS CURVA DE DECLINACIÓN DOUNG MC-2 Y GRÁFICA DECLINACIÓN DOUNG MC-2

Resultados Curva de Declinación DOUNG MC-2

Mes	Qo	Mes	Qo
0	750	2.673.973	4.113.137
0.084932	622.771	2.758.904	4.067.828
0.167123	6.130.984	2.835.616	4.032.009
0.252055	6.027.679	2.920.548	3.984.295
0.336986	5.930.869	300.274	3.944.482
0.419178	5.843.079	3.087.671	3.901.463
0.50411	5.749.174	3.169.863	386.328
0.586301	5.666.643	3.254.795	3.822.005
0.671233	5.578.281	3.339.726	3.782.853
0.756164	5.495.269	3.421.918	3.746.945
0.832877	5.430.102	3.506.849	3.708.106
0.917808	5.343.916	3.589.041	3.673.597
1	5.272.538	3.673.973	3.636.256
1.084.932	5.195.956	3.758.904	3.600.799
1.167.123	5.128.451	3.835.616	3.572.704
1.252.055	5.055.969	3.920.548	3.535.192
1.336.986	498.768	400.274	3.503.813
1.419.178	4.925.445	4.087.671	3.469.827
150.411	485.855	4.169.863	3.439.593
1.586.301	4.799.478	4.254.795	3.406.837
1.671.233	4.735.939	4.339.726	3.375.693
1.756.164	4.675.969	4.421.918	334.707
1.835.616	4.624.962	4.506.849	3.316.044
1.920.548	4.564.111	4.589.041	328.842
200.274	4.511.943	4.673.973	3.258.467
2.087.671	4.455.744	4.758.904	3.229.966
2.169.863	440.601	4.835.616	3.207.341
2.254.795	4.352.404	4.920.548	3.177.076
2.339.726	4.301.703	500.274	315.171
2.421.918	425.533	5.087.671	3.124.185
2.506.849	4.205.307	5.169.863	3.099.653
2.589.041	4.160.979		

Gráfica Declinación Doung MC-2



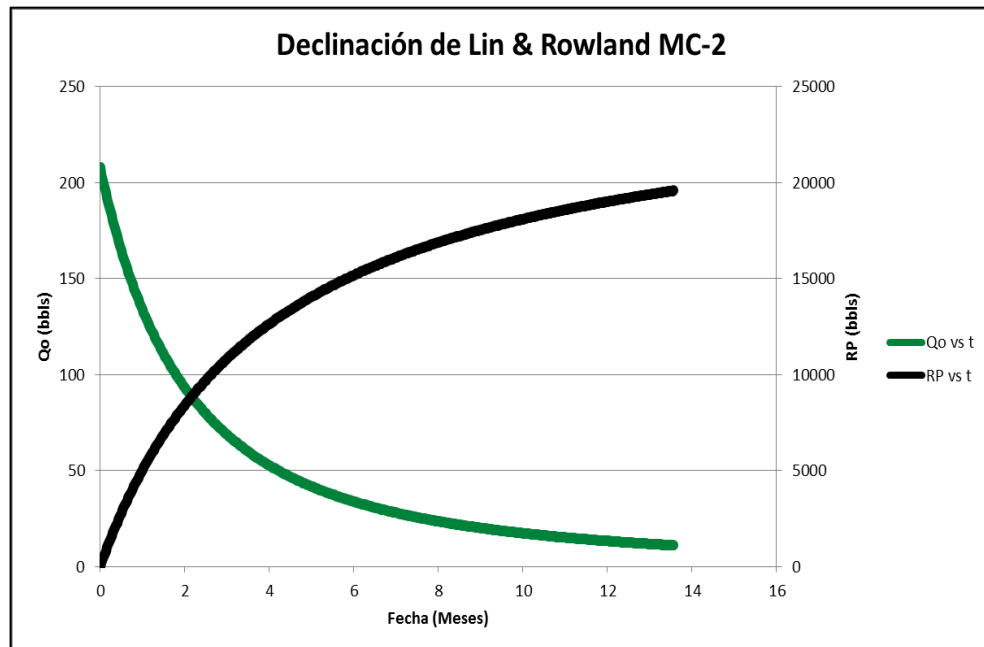
ANEXO 19

RESULTADOS CURVA DE DECLINACIÓN LIN & ROWLAND MC-2 Y GRÁFICA DECLINACIÓN LIN & ROWLAND MC-2

Resultados Curva de
Declinación Lin & Rowland
MC-2

Dia	Mes	Q
0	0	397.7755
31	1.033333	252.7805
61	2.033333	176.6342
92	3.066667	129.1336
123	4.1	98.50365
153	5.1	78.17306
184	6.133333	63.12892
214	7.133333	52.35426
245	8.166667	43.87968
276	9.2	37.30782
304	10.13333	32.56296
335	11.16667	28.29362

Gráfica Declinación Lin & Rowland MC-2



ANEXO 20

RESULTADOS CURVA DE DECLINACIÓN SHIRMAN MC-2

Resultados Curva de
Declinación Shirman MC-2

Día	Meses	Q
0	0	235.6346
31	1.033333	124.5319
61	2.033333	79.1329
92	3.066667	54.61628
123	4.1	40.22124
153	5.1	31.24298
184	6.133333	24.88158

ANEXO 21

RESULTADOS CURVA DE DECLINACIÓN EXPONENCIAL MC-3 Y GRÁFICA DECLINACIÓN EXPONENCIAL MC-3

Resultados Curva de Declinación Exponencial MC-3

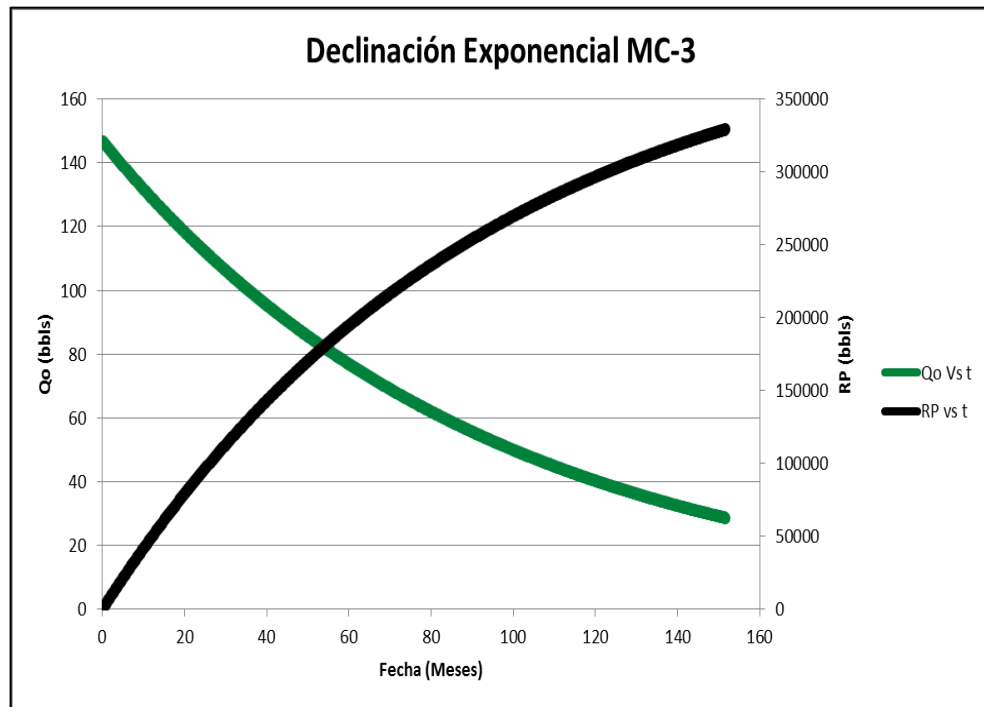
Día	Mes	Q
2131	7.103.333	6.832.491
2161	7.203.333	6.759.318
2192	7.306.667	6.684.529
2222	7.406.667	661.294
2253	75.1	653.977
2284	7.613.333	646.741
2312	7.706.667	640.274
2343	78.1	6.331.896
2373	79.1	6.264.084
2404	8.013.333	6.194.774
2434	8.113.333	612.843
2465	8.216.667	6.060.621
2496	83.2	5.993.563
2526	84.2	5.929.374
2557	8.523.333	5.863.767
2587	8.623.333	5.800.969
2618	8.726.667	5.736.783
2649	88.3	5.673.308
2677	8.923.333	5.616.579
2708	9.026.667	5.554.433
2738	9.126.667	5.494.947
2769	92.3	5.434.148
2799	93.3	537.595
2830	9.433.333	5.316.467
2861	9.536.667	5.257.642
2891	9.636.667	5.201.335
2922	97.4	5.143.784
2952	98.4	5.088.696
2983	9.943.333	5.032.391
3014	1.004.667	4.976.709

Día	Mes	Q
3042	101.4	4.926.946
3073	1.024.333	4.872.431
3103	1.034.333	4.820.249
3134	1.044.667	4.766.915
3164	1.054.667	4.715.863
3195	106.5	4.663.684
3226	1.075.333	4.612.082
3256	1.085.333	4.562.688
3287	1.095.667	4.512.203
3317	1.105.667	4.463.879
3348	111.6	4.414.488
3379	1.126.333	4.365.643
3408	113.6	4.320.439
3439	1.146.333	4.272.635
3469	1.156.333	4.226.877
3500	1.166.667	4.180.108
3530	1.176.667	413.534
3561	118.7	4.089.584
3592	1.197.333	4.044.334
3622	1.207.333	4.001.021
3653	1.217.667	3.956.751
3683	1.227.667	3.914.376
3714	123.8	3.871.065
3745	1.248.333	3.828.233
3773	1.257.667	3.789.953
3804	126.8	3.748.019
3834	127.8	3.707.879
3865	1.288.333	3.666.853
3895	1.298.333	3.627.582
3926	1.308.667	3.587.444

Día	Mes	Q
3957	131.9	354.775
3987	132.9	3.509.755
4018	1.339.333	3.470.921
4048	1.349.333	3.433.749
4079	1.359.667	3.395.755
4110	137	3.358.183
4138	1.379.333	3.324.603
4169	1.389.667	3.287.818
4199	1.399.667	3.252.606

Día	Mes	Q
4230	141	3.216.617
4260	142	3.182.169
4291	1.430.333	3.146.959
4322	1.440.667	3.112.139
4352	1.450.667	3.078.809
4383	146.1	3.044.743
4413	147.1	3.012.135
4444	1.481.333	2.978.807

Gráfica Declinación Exponencial MC-3



ANEXO 22

RESULTADOS CURVA DE DECLINACIÓN HIPERBÓLICA MC-3

Resultados Curva de Declinación Hiperbólica MC-3

Día	Mes	Q
0	0	146.81
30	1	1.452.419
61	2.033.333	1.436.479
92	3.066.667	1.420.799
120	4	1.406.856
151	5.033.333	1.391.657
181	6.033.333	1.377.182
212	7.066.667	1.362.461
242	8.066.667	1.348.438
273	9.1	1.334.174
304	1.013.333	1.320.134
334	1.113.333	1.306.758
365	1.216.667	1.293.148
395	1.316.667	1.280.179
426	14.2	1.266.981
457	1.523.333	1.253.987
486	16.2	1.242.011
517	1.723.333	1.229.397
547	1.823.333	1.217.373
578	1.926.667	1.205.132
608	2.026.667	1.193.461
639	21.3	1.181.578
670	2.233.333	1.169.872
700	2.333.333	1.158.708
731	2.436.667	1.147.339
761	2.536.667	1.136.496
792	26.4	1.125.452
823	2.743.333	1.114.567
851	2.836.667	1.104.872
882	29.4	1.094.284
912	30.4	1.084.182
943	3.143.333	107.389

Día	Mes	Q
1035	34.5	1.044.193
1065	35.5	1.034.776
1096	3.653.333	1.025.177
1126	3.753.333	1.016.015
1157	3.856.667	1.006.676
1188	39.6	9.974.648
1216	4.053.333	9.892.534
1247	4.156.667	98.028
1277	4.256.667	9.717.117
1308	43.6	9.629.754
1338	44.6	9.546.325
1369	4.563.333	946.125
1400	4.666.667	9.377.306
1430	4.766.667	929.713
1461	48.7	9.215.357
1491	49.7	9.137.244
1522	5.073.333	9.057.566
1553	5.176.667	8.978.926
1581	52.7	8.908.774
1612	5.373.333	8.832.059
1642	5.473.333	8.758.759
1673	5.576.667	868.397
1703	5.676.667	8.612.502
1734	57.8	8.539.575
1765	5.883.333	846.757
1795	5.983.333	8.398.751
1826	6.086.667	8.328.516
1856	6.186.667	8.261.383
1887	62.9	819.286
1918	6.393.333	8.125.187
1947	64.9	8.062.636
1978	6.593.333	7.996.566

Día	Mes	Q
2069	6.896.667	7.807.243
2100	70	7.744.281
2131	7.103.333	7.682.078
2161	7.203.333	7.622.593
2192	7.306.667	7.561.847
2222	7.406.667	750.375
2253	75.1	7.444.417
2284	7.613.333	7.385.784
2312	7.706.667	733.342
2343	78.1	7.276.091
2373	79.1	722.125
2404	8.013.333	7.165.229
2434	8.113.333	7.111.634
2465	8.216.667	7.056.882
2496	83.2	7.002.759
2526	84.2	6.950.973
2557	8.523.333	6.898.062
2587	8.623.333	6.847.431
2618	8.726.667	6.795.696
2649	88.3	6.744.545
2677	8.923.333	6.698.838
2708	9.026.667	6.648.775
2738	9.126.667	6.600.859
2769	92.3	6.551.887
2799	93.3	6.505.013
2830	9.433.333	6.457.102
2861	9.536.667	6.409.719
2891	9.636.667	6.364.359
2922	97.4	6.317.992
2952	98.4	62.736
2983	9.943.333	6.228.219
3014	1.004.667	6.183.328

Día	Mes	Q
3103	1.034.333	6.057.112
3134	1.044.667	6.014.055
3164	1.054.667	5.972.823
3195	106.5	5.930.661
3226	1.075.333	5.888.943
3256	1.085.333	5.848.988
3287	1.095.667	5.808.128
3317	1.105.667	5.768.992
3348	111.6	5.728.965
3379	1.126.333	5.689.354
3408	113.6	5.652.669
3439	1.146.333	5.613.845
3469	1.156.333	5.576.653
3500	1.166.667	5.538.608
3530	1.176.667	5.502.159
3561	118.7	5.464.873
3592	1.197.333	5.427.964
3622	1.207.333	5.392.601
3653	1.217.667	5.356.421
3683	1.227.667	5.321.753
3714	123.8	5.286.283
3745	1.248.333	5.251.165
3773	1.257.667	5.219.747
3804	126.8	5.185.289
3834	127.8	5.152.267
3865	1.288.333	5.118.475
3895	1.298.333	5.086.088
3926	1.308.667	5.052.943
3957	131.9	5.020.122
3987	132.9	4.988.662
4018	1.339.333	4.956.464
4048	1.349.333	49.256
4079	1.359.667	4.894.009
4110	137	4.862.722

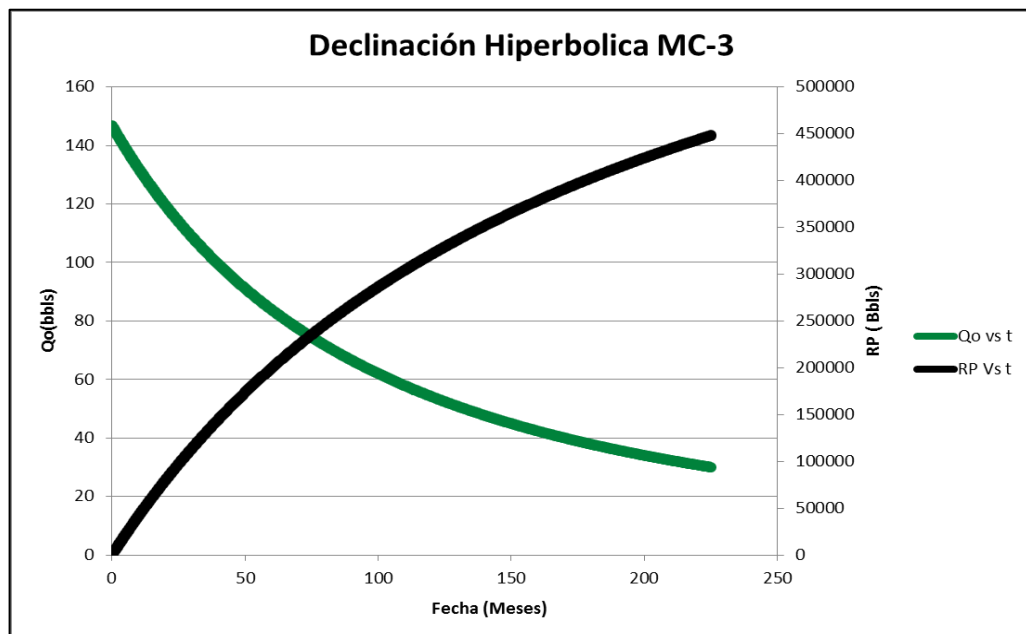
Día	Mes	Q
4138	1.379.333	4.834.719
4169	1.389.667	4.803.997
4199	1.399.667	4.774.544
4230	141	4.744.394
4260	142	4.715.486
4291	1.430.333	4.685.892
4322	1.440.667	4.656.576
4352	1.450.667	4.628.466
4383	146.1	4.599.686
4413	147.1	457.209
4444	1.481.333	4.543.833
4475	1.491.667	4.515.838
4503	150.1	4.490.773
4534	1.511.333	4.463.266
4564	1.521.333	4.436.886
4595	1.531.667	4.409.872
4625	1.541.667	4.383.963
4656	155.2	435.743
4687	1.562.333	4.331.137
4717	1.572.333	4.305.918
4748	1.582.667	4.280.089
4778	1.592.667	4.255.314
4809	160.3	4.229.939
4840	1.613.333	420.479
4869	162.3	4.181.465
4900	1.633.333	4.156.747
4930	1.643.333	4.133.033
4961	1.653.667	4.108.742
4991	1.663.667	4.085.438
5022	167.4	4.061.564
5053	1.684.333	40.379
5083	1.694.333	4.015.195
5114	1.704.667	3.991.933
5144	1.714.667	3.969.614

Día	Mes	Q
5175	172.5	3.946.747
5206	1.735.333	3.924.078
5234	1.744.667	3.903.769
5265	175.5	3.881.468
5295	176.5	3.860.068
5326	1.775.333	383.814
5356	1.785.333	3.817.096
5387	1.795.667	3.795.533
5418	180.6	3.774.151
5448	181.6	3.753.631
5479	1.826.333	3.732.603
5509	1.836.333	371.242
5540	1.846.667	3.691.736
5571	185.7	3.671.225
5599	1.866.333	3.652.845
5630	1.876.667	3.632.656
5660	1.886.667	3.613.278
5691	189.7	3.593.416
5721	190.7	357.435
5752	1.917.333	3.554.808
5783	1.927.667	3.535.425
5813	1.937.667	3.516.818
5844	194.8	3.497.745
5874	195.8	3.479.435
5905	1.968.333	3.460.665
5936	1.978.667	3.442.046
5964	198.8	3.425.358
5995	1.998.333	3.407.023
6025	2.008.333	338.942
6056	2.018.667	3.371.372
6086	2.028.667	3.354.044
6117	203.9	3.336.278
6148	2.049.333	3.318.653
6178	2.059.333	3.301.729

Día	Mes	Q
6209	2.069.667	3.284.376
6239	2.079.667	3.267.714
6270	209	3.250.628
6301	2.100.333	3.233.677
6330	211	3.217.938
6361	2.120.333	3.201.241
6391	2.130.333	3.185.206
6422	2.140.667	3.168.763
6452	2.150.667	3.152.971
6483	216.1	3.136.777

Día	Mes	Q
6514	2.171.333	3.120.707
6544	2.181.333	3.105.272
6575	2.191.667	3.089.443
6605	2.201.667	307.424
6636	221.2	3.058.648
6667	2.222.333	3.043.173
6695	2.231.667	3.029.297
6726	224.2	3.014.045
6756	225.2	2.999.394

Gráfica Curva de Declinación Hiperbólica MC-3



ANEXO 23

RESULTADOS CURVA DE DECLINACIÓN ARMÓNICA MC-3 Y GRÁFICA DECLINACIÓN ARMÓNICA MC-3

Resultados Declinación Armónica MC-3

Día	Mes	Q
0	0	146.828
30	1	145.229
61	2.033.333	1.436.128
92	3.066.667	1.420.322
120	4	1.406.342
151	5.033.333	1.391.182
181	6.033.333	1.376.819
212	7.066.667	1.362.285
242	8.066.667	1.348.509
273	9.1	1.334.564
304	1.013.333	1.320.904
334	1.113.333	1.307.948
365	1.216.667	1.294.825
395	1.316.667	1.282.374
426	14.2	1.269.757
457	1.523.333	1.257.385
486	16.2	1.246.028
517	1.723.333	1.234.112
547	1.823.333	1.222.796
578	1.926.667	1.211.319
608	2.026.667	1.200.415
639	21.3	1.189.351
670	2.233.333	117.849
700	2.333.333	1.168.167
731	2.436.667	1.157.688
761	2.536.667	1.147.724
792	26.4	1.137.607
823	2.743.333	1.127.666
851	2.836.667	1.118.836
882	29.4	1.109.219
912	30.4	1.100.069
943	3.143.333	1.090.771
973	3.243.333	1.081.922

Día	Mes	Q
1035	34.5	106.408
1065	35.5	1.055.656
1096	3.653.333	1.047.091
1126	3.753.333	1.038.933
1157	3.856.667	1.030.636
1188	39.6	1.022.471
1216	4.053.333	1.015.206
1247	4.156.667	1.007.282
1277	4.256.667	9.997.304
1308	43.6	9.920.453
1338	44.6	9.847.197
1369	4.563.333	9.772.628
1400	4.666.667	969.918
1430	4.766.667	9.629.145
1461	48.7	955.783
1491	49.7	9.489.814
1522	5.073.333	942.054
1553	5.176.667	935.227
1581	52.7	9.291.453
1612	5.373.333	9.225.034
1642	5.473.333	9.161.657
1673	5.576.667	9.097.075
1703	5.676.667	9.035.437
1734	57.8	8.972.617
1765	5.883.333	8.910.663
1795	5.983.333	8.851.518
1826	6.086.667	879.122
1856	6.186.667	8.733.644
1887	62.9	8.674.937
1918	6.393.333	8.617.013
1947	64.9	8.563.522
1978	6.593.333	8.507.071
2008	6.693.333	8.453.146

Día	Mes	Q
2069	6.896.667	8.345.579
2100	70	8.291.957
2131	7.103.333	8.239.019
2161	7.203.333	8.188.428
2192	7.306.667	81.368
2222	7.406.667	8.087.453
2253	75.1	8.037.086
2284	7.613.333	7.987.343
2312	7.706.667	7.942.939
2343	78.1	7.894.351
2373	79.1	7.847.893
2404	8.013.333	7.800.457
2434	8.113.333	7.755.094
2465	8.216.667	770.877
2496	83.2	7.662.996
2526	84.2	7.619.213
2557	8.523.333	7.574.493
2587	8.623.333	7.531.713
2618	8.726.667	7.488.012
2649	88.3	7.444.815
2677	8.923.333	7.406.224
2708	9.026.667	7.363.963
2738	9.126.667	7.323.521
2769	92.3	7.282.196
2799	93.3	7.242.645
2830	9.433.333	7.202.225
2861	9.536.667	7.162.254
2891	9.636.667	7.123.992
2922	97.4	7.084.881
2952	98.4	7.047.439
2983	9.943.333	7.009.163
3014	1.004.667	69.713
3042	101.4	6.937.451

Día	Mes	Q
3103	1.034.333	6.864.835
3134	1.044.667	6.828.511
3164	1.054.667	6.793.723
3195	106.5	6.758.146
3226	1.075.333	672.294
3256	1.085.333	6.689.217
3287	1.095.667	6.654.723
3317	1.105.667	6.621.679
3348	111.6	6.587.877
3379	1.126.333	6.554.417
3408	113.6	6.523.423
3439	1.146.333	6.490.614
3469	1.156.333	6.459.176
3500	1.166.667	6.427.008
3530	1.176.667	6.396.182
3561	118.7	6.364.637
3592	1.197.333	6.333.401
3622	1.207.333	6.303.464
3653	1.217.667	6.272.825
3683	1.227.667	6.243.457
3714	123.8	6.213.397
3745	1.248.333	6.183.625
3773	1.257.667	6.156.978
3804	126.8	6.127.743
3834	127.8	6.099.714
3865	1.288.333	6.071.019
3895	1.298.333	6.043.506
3926	1.308.667	6.015.336
3957	131.9	5.987.428
3987	132.9	5.960.665
4018	1.339.333	5.933.261
4048	1.349.333	5.906.979
4079	1.359.667	5.880.065
4110	137	5.853.395

Día	Mes	Q
4138	1.379.333	5.829.513
4169	1.389.667	5.803.298
4199	1.399.667	5.778.153
4230	141	5.752.397
4260	142	572.769
4291	1.430.333	5.702.381
4322	1.440.667	5.677.295
4352	1.450.667	5.653.227
4383	146.1	5.628.571
4413	147.1	5.604.914
4444	1.481.333	5.580.676
4475	1.491.667	5.556.647
4503	150.1	5.535.121
4534	1.511.333	5.511.482
4564	1.521.333	5.488.797
4595	1.531.667	5.465.551
4625	1.541.667	5.443.242
4656	155.2	5.420.379
4687	1.562.333	5.397.708
4717	1.572.333	5.375.948
4748	1.582.667	5.353.646
4778	1.592.667	533.224
4809	160.3	5.310.298
4840	1.613.333	5.288.537
4869	162.3	526.834
4900	1.633.333	524.692
4930	1.643.333	5.226.357
4961	1.653.667	5.205.276
4991	1.663.667	5.185.037
5022	167.4	5.164.288
5053	1.684.333	5.143.705
5083	1.694.333	5.123.941
5114	1.704.667	5.103.677
5144	1.714.667	5.084.219

Día	Mes	Q
5175	172.5	5.064.267
5206	1.735.333	5.044.472
5234	1.744.667	5.026.725
5265	175.5	5.007.221
5295	176.5	498.849
5326	1.775.333	4.969.281
5356	1.785.333	4.950.833
5387	1.795.667	4.931.912
5418	180.6	4.913.136
5448	181.6	4.895.101
5479	1.826.333	4.876.604
5509	1.836.333	4.858.835
5540	1.846.667	484.061
5571	185.7	4.822.522
5599	1.866.333	4.806.299
5630	1.876.667	4.788.465
5660	1.886.667	4.771.333
5691	189.7	4.753.757
5721	190.7	4.736.871
5752	1.917.333	4.719.548
5783	1.927.667	4.702.351
5813	1.937.667	4.685.828
5844	194.8	4.668.875
5874	195.8	4.652.586
5905	1.968.333	4.635.873
5936	1.978.667	4.619.279
5964	198.8	4.604.393
5995	1.998.333	4.588.024
6025	2.008.333	4.572.293
6056	2.018.667	4.556.151
6086	2.028.667	4.540.637
6117	203.9	4.524.717
6148	2.049.333	4.508.908
6178	2.059.333	4.493.714

Día	Mes	Q
6209	2.069.667	4.478.121
6239	2.079.667	4.463.134
6270	209	4.447.752
6301	2.100.333	4.432.475
6330	211	4.418.279
6361	2.120.333	4.403.204
6391	2.130.333	4.388.713
6422	2.140.667	4.373.839
6452	2.150.667	435.954
6483	216.1	4.344.863
6514	2.171.333	4.330.284
6544	2.181.333	4.316.268
6575	2.191.667	430.188
6605	2.201.667	4.288.047
6636	221.2	4.273.846
6667	2.222.333	4.259.739
6695	2.231.667	4.247.077
6726	224.2	4.233.146
6756	225.2	4.219.751
6787	2.262.333	4.205.998
6817	2.272.333	4.192.774
6848	2.282.667	4.179.196
6879	229.3	4.165.706
6909	230.3	4.152.734
6940	2.313.333	4.139.414
6970	2.323.333	4.126.604
7001	2.333.667	4.113.451
7032	234.4	4.100.381
7060	2.353.333	4.088.648
7091	2.363.667	4.075.735
7121	2.373.667	4.063.316
7152	238.4	4.050.562
7182	239.4	4.038.296
7213	2.404.333	4.025.699

Día	Mes	Q
7244	2.414.667	401.318
7274	2.424.667	4.001.139
7305	243.5	3.988.772
7335	244.5	3.976.877
7366	2.455.333	3.964.659
7397	2.465.667	3.952.517
7425	247.5	3.941.613
7456	2.485.333	3.929.611
7486	2.495.333	3.918.065
7517	2.505.667	3.906.206
7547	2.515.667	3.894.797
7578	252.6	3.883.078
7609	2.536.333	3.871.429
7639	2.546.333	3.860.223
7670	2.556.667	384.871
7700	2.566.667	3.837.635
7731	257.7	3.826.256
7762	2.587.333	3.814.945
7791	259.7	3.804.425
7822	2.607.333	3.793.242
7852	2.617.333	3.782.483
7883	2.627.667	3.771.429
7913	2.637.667	3.760.793
7944	264.8	3.749.865
7975	2.658.333	3.739.001
8005	2.668.333	3.728.547
8036	2.678.667	3.717.805
8066	2.688.667	3.707.469
8097	269.9	3.696.849
8128	2.709.333	3.686.289
8156	2.718.667	3.676.803
8187	272.9	3.666.357
8217	273.9	3.656.305
8248	2.749.333	3.645.975

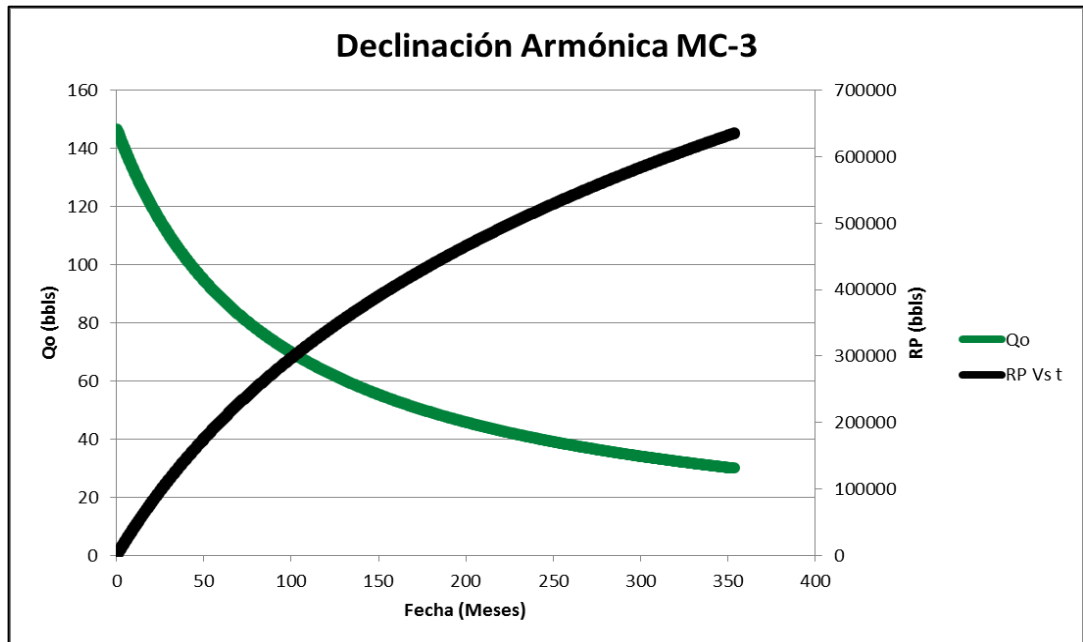
Día	Mes	Q
8278	2.759.333	3.636.034
8309	2.769.667	3.625.818
8340	278	361.566
8370	279	3.605.883
8401	2.800.333	3.595.836
8431	2.810.333	3.586.166
8462	2.820.667	3.576.228
8493	283.1	3.566.345
8521	2.840.333	3.557.465
8552	2.850.667	3.547.686
8582	2.860.667	3.538.273
8613	287.1	3.528.598
8643	288.1	3.519.286
8674	2.891.333	3.509.715
8705	2.901.667	3.500.196
8735	2.911.667	3.491.033
8766	292.2	3.481.614
8796	293.2	3.472.548
8827	2.942.333	3.463.229
8858	2.952.667	345.396
8886	296.2	3.445.631
8917	2.972.333	3.436.456
8947	2.982.333	3.427.623
8978	2.992.667	3.418.543
9008	3.002.667	3.409.802
9039	301.3	3.400.817
9070	3.023.333	3.391.878
9100	3.033.333	3.383.273
9131	3.043.667	3.374.426
9161	3.053.667	3.365.909
9192	306.4	3.357.153
9223	3.074.333	3.348.443
9252	308.4	3.340.335
9283	3.094.333	3.331.711

Día	Mes	Q
9313	3.104.333	3.323.408
9344	3.114.667	3.314.871
9374	3.124.667	3.306.652
9405	313.5	3.298.201
9436	3.145.333	3.289.793
9466	3.155.333	3.281.697
9497	3.165.667	3.273.373
9527	3.175.667	3.265.358
9558	318.6	3.257.117
9589	3.196.333	3.248.917
9617	3.205.667	3.241.546
9648	321.6	3.233.424
9678	322.6	3.225.603
9709	3.236.333	3.217.561
9739	3.246.333	3.209.816

Día	Mes	Q
9923	3.307.667	316.312
9954	331.8	3.155.386
9982	3.327.333	3.148.432
9770	3.256.667	3.201.853
9801	326.7	3.193.928
9831	327.7	3.186.297
9862	3.287.333	3.178.449
9892	3.297.333	3.170.891
10013	3.337.667	314.077
10043	3.347.667	313.339
10074	335.8	3.125.801
10104	336.8	3.118.491
10135	3.378.333	3.110.974
10166	3.388.667	3.103.492
10196	3.398.667	3.096.286

Día	Mes	Q
10227	340.9	3.088.875
10257	341.9	3.081.737
10288	3.429.333	3.074.395
10319	3.439.667	3.067.089
10347	344.9	3.060.519
10378	3.459.333	3.053.278
10408	3.469.333	3.046.303
10439	3.479.667	3.039.129
10469	3.489.667	3.032.219
10500	350	3.025.111
10500	350	3.025.111
10531	3.510.333	3.018.036
10561	3.520.333	3.011.222
10592	3.530.667	3.004.212
10622	3.540.667	2.997.459

Gráfica Declinación Armónica MC-3



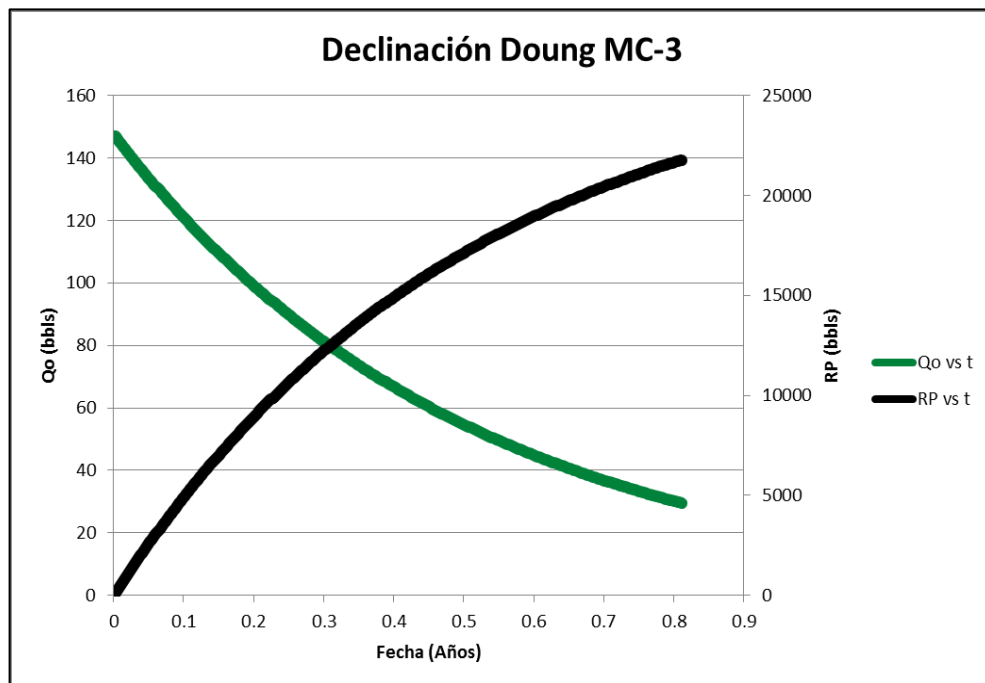
ANEXO 24

RESULTADOS CURVA DE DECLINACIÓN DOUNG MC-3 Y GRÁFICA DECLINACIÓN DOUNG MC-3

Resultados Curva de Declinación DOUNG MC-3

Día	Año	Q
0	0	146.81
30	0.082192	122.9902
61	0.167123	122.9322
92	0.252055	103.0482
120	0.328767	83.19896
151	0.413699	66.55881
181	0.49589	53.13482
212	0.580822	42.39844
242	0.663014	33.83297
273	0.747945	26.99995

Gráfica Declinación DOUNG MC-3



ANEXO 25

RESULTADOS CURVA DE DECLINACIÓN LIN & ROWLAND MC-3 Y GRÁFICA DECLINACIÓN LIN & ROWLAND MC-3

Resultados Curva de Declinación Lin & Rowland MC-3

Día	Mes	Q
0	0	493.5066
30	1	472.2111
61	2.033333	451.6219
92	3.066667	432.3506
120	4	415.985
151	5.033333	398.9269
181	6.033333	383.3988
212	7.066667	368.2866
242	8.066667	354.4968
273	9.1	341.0454
304	10.13333	328.3454
334	11.13333	316.7186
365	12.16667	305.3412
395	13.16667	294.9047
426	14.2	284.6726
457	15.23333	274.9639
486	16.2	266.3243
517	17.23333	257.5315
547	18.23333	249.4306
578	19.26667	241.4546
608	20.26667	234.0947
639	21.3	226.8375
670	22.33333	219.9125
700	23.33333	213.5086
731	24.36667	207.1806
761	25.36667	201.3209
792	26.4	195.5232
823	27.43333	189.9724
851	28.36667	185.1594
882	29.4	180.0411
912	30.4	175.2873
943	31.43333	170.5702

Día	Mes	Q
973	32.43333	166.1842
1004	33.46667	161.8273
1035	34.5	157.6396
1065	35.5	153.7399
1096	36.53333	149.8603
1126	37.53333	146.2439
1157	38.56667	142.6428
1188	39.6	139.1731
1216	40.53333	136.1469
1247	41.56667	132.9101
1277	42.56667	129.8864
1308	43.6	126.8691
1338	44.6	124.0481
1369	45.63333	121.2307
1400	46.66667	118.5083
1430	47.66667	115.9601
1461	48.7	113.4123
1491	49.7	111.0258
1522	50.73333	108.6381
1553	51.76667	106.3265
1581	52.7	104.3015
1612	53.73333	102.1263
1642	54.73333	100.0854
1673	55.76667	98.04002
1703	56.76667	96.11977
1734	57.8	94.19419
1765	58.83333	92.3259
1795	59.83333	90.5703
1826	60.86667	88.80827
1856	61.86667	87.15159
1887	62.9	85.48791
1918	63.93333	83.87142

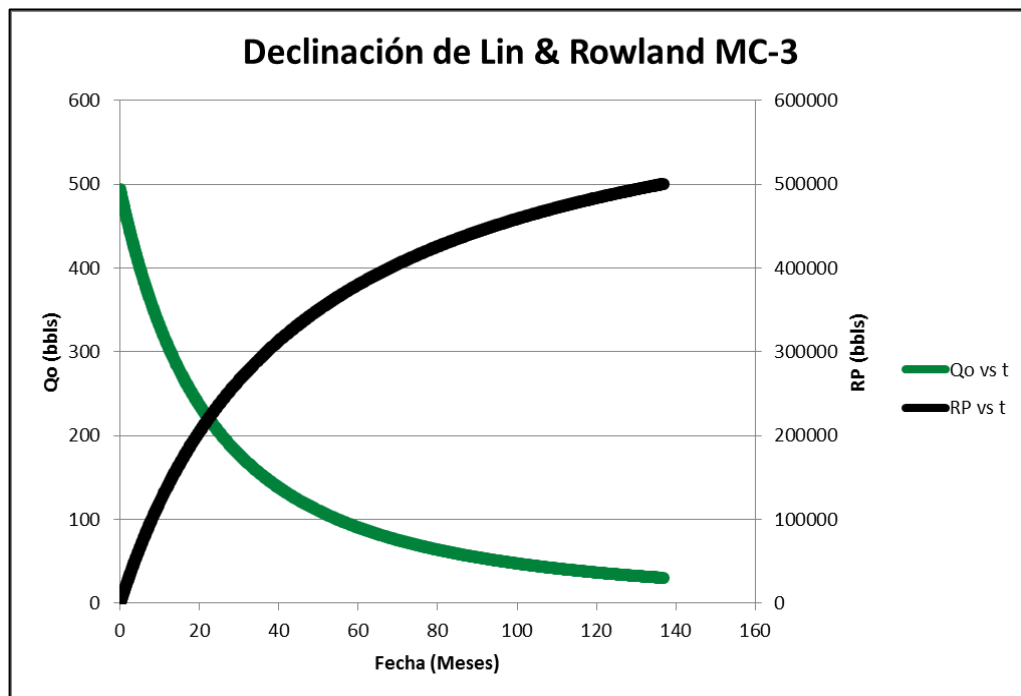
Día	Mes	Q
1947	64.9	82.40037
1978	65.93333	80.87026
2008	66.93333	79.42974
2039	67.96667	77.98125
2069	68.96667	76.61689
2100	70	75.24433
2131	71.03333	73.90833
2161	72.03333	72.64901
2192	73.06667	71.38123
2222	74.06667	70.18568
2253	75.1	68.98157
2284	76.13333	67.80817
2312	77.06667	66.77388
2343	78.1	65.65613
2373	79.1	64.60094
2404	80.13333	63.53709
2434	81.13333	62.53238
2465	82.16667	61.51901
2496	83.2	60.53007
2526	84.2	59.59557
2557	85.23333	58.65247
2587	86.23333	57.76095
2618	87.26667	56.8609
2649	88.3	55.98172
2677	89.23333	55.20503
2708	90.26667	54.36383
2738	91.26667	53.56794
2769	92.3	52.76375
2799	93.3	52.00261
2830	94.33333	51.23328
2861	95.36667	50.48089
2891	96.36667	49.76844

Día	Mes	Q
2922	97.4	49.04798
2952	98.4	48.36555
2983	99.43333	47.67522
3014	100.4667	46.99957
3042	101.4	46.40158
3073	102.4333	45.75273
3103	103.4333	45.13768
3134	104.4667	44.51507
3164	105.4667	43.92473
3195	106.5	43.32696
3226	107.5333	42.74132
3256	108.5333	42.18579
3287	109.5667	41.62306
3317	110.5667	41.08912

Día	Mes	Q
3348	111.6	40.54812
3379	112.6333	40.01772
3408	113.6	39.53091
3439	114.6333	39.02029
3469	115.6333	38.5355
3500	116.6667	38.04398
3530	117.6667	37.57721
3561	118.7	37.10386
3592	119.7333	36.63939
3622	120.7333	36.19816
3653	121.7667	35.75054
3683	122.7667	35.32522
3714	123.8	34.89364
3745	124.8333	34.46993

Día	Mes	Q
3773	125.7667	34.09382
3804	126.8	33.68455
3834	127.8	33.29546
3865	128.8333	32.90044
3895	129.8333	32.52482
3926	130.8667	32.14339
3957	131.9	31.76863
3987	132.9	31.41217
4018	133.9333	31.05009
4048	134.9333	30.70563
4079	135.9667	30.35566
4110	137	30.01165
4138	137.9333	29.70592

Gráfica Declinación Lin & Rowland MC-3



ANEXO 26

RESULTADOS CURVA DE DECLINACIÓN SHIRMAN MC-3

Resultados Curva de Declinación Shirman MC-3

Día	Meses	Q
0	0	148.4098
30	1	143.7395
61	2.033333	139.1369
92	3.066667	134.7476
120	4	130.9558
151	5.033333	126.9378
181	6.033333	123.2195
212	7.066667	119.543
242	8.066667	116.1366
273	9.1	112.7643
304	10.13333	109.534
334	11.13333	106.5356
365	12.16667	103.5624
395	13.16667	100.7997
426	14.2	98.05714
457	15.23333	95.42286
486	16.2	93.0516
517	17.23333	90.61133
547	18.23333	88.33825
578	19.26667	86.07635
608	20.26667	83.96751
639	21.3	81.86717
670	22.33333	79.84312
700	23.33333	77.9536
731	24.36667	76.06932

Día	Meses	Q
761	25.36667	74.30886
792	26.4	72.55188
823	27.43333	70.85528
851	28.36667	69.37249
882	29.4	67.78341
912	30.4	66.296
943	31.43333	64.80884
973	32.43333	63.41586
1004	33.46667	62.02218
1035	34.5	60.67303
1065	35.5	59.40807
1096	36.53333	58.14123
1126	37.53333	56.95269
1157	38.56667	55.76166
1188	39.6	54.60687
1216	40.53333	53.59378
1247	41.56667	52.50403
1277	42.56667	51.48016
1308	43.6	50.45268
1338	44.6	49.48678
1369	45.63333	48.51695
1400	46.66667	47.5748
1430	47.66667	46.68841
1461	48.7	45.79773
1491	49.7	44.95936

Día	Meses	Q
1522	50.73333	44.11651
1553	51.76667	43.29668
1581	52.7	42.57528
1612	53.73333	41.797
1642	54.73333	41.06357
1673	55.76667	40.32538
1703	56.76667	39.62942
1734	57.8	38.92865
1765	58.83333	38.24593
1795	59.83333	37.60185
1826	60.86667	36.95291
1856	61.86667	36.34045
1887	62.9	35.72312
1918	63.93333	35.12107
1947	64.9	34.57126
1978	65.93333	33.9974
2008	66.93333	33.45529
2039	67.96667	32.90834
2069	68.96667	32.39145
2100	70	31.86977
2131	71.03333	31.36034
2161	72.03333	30.87865
2192	73.06667	30.39224
2222	74.06667	29.93217

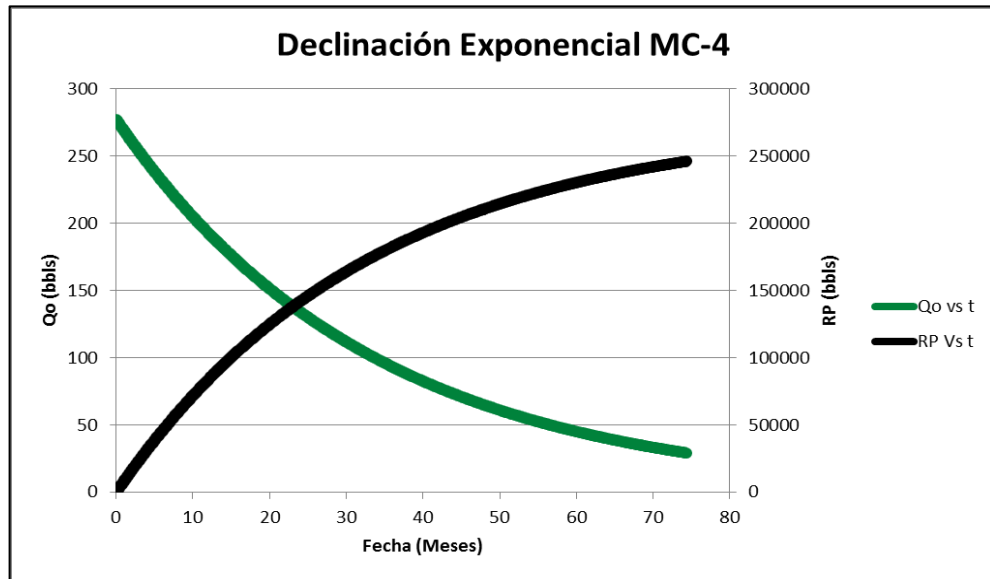
ANEXO 27
RESULTADOS CURVA DE DECLINACIÓN EXPONENCIAL MC-4 Y GRÁFICA
DECLINACIÓN EXPONENCIAL MC-4

Resultados Curva de Declinación Exponencial MC-4

Día	Mes	Q
0	0	277.281
30	1	269.01559
61	2.03333333	260.733417
92	3.06666667	252.706228
122	4.06666667	245.173362
153	5.1	237.625219
183	6.1	230.541899
214	7.13333333	223.444215
245	8.16666667	216.565047
274	9.13333333	210.321557
305	10.1666667	203.846396
335	11.1666667	197.769982
366	12.2	191.681245
396	13.2	185.96746
427	14.2333333	180.242087
458	15.2666667	174.692981
488	16.2666667	169.485595
519	17.3	164.267649
549	18.3	159.371029
580	19.3333333	154.46448
611	20.3666667	149.708988
639	21.3	145.539671
670	22.3333333	141.058947
700	23.3333333	136.854151
731	24.3666667	132.640827
761	25.3666667	128.686965
792	26.4	124.725085
823	27.4333333	120.885178
853	28.4333333	117.281738
884	29.4666667	113.67099
914	30.4666667	110.282595
945	31.5	106.887329
976	32.5333333	103.596593

Día	Mes	Q
1004	33.4666667	100.711482
1035	34.5	97.6108819
1065	35.5	94.70122
1126	37.5333333	89.0496381
1157	38.5666667	86.3080704
1188	39.6	83.6509072
1218	40.6	81.1573751
1249	41.6333333	78.6587862
1310	43.6666667	73.9645851
1341	44.7	71.6874403
1369	45.6333333	69.6909827
1400	46.6666667	67.5454091
1461	48.7	63.5144324
1491	49.7	61.6211442
1522	50.7333333	59.7240165
1553	51.7666667	57.8852955
1583	52.7666667	56.1598051
1614	53.8	54.4308154
1644	54.8	52.8082988
1675	55.8333333	51.1824918
1706	56.8666667	49.6067384
1766	58.8666667	46.6933838
1796	59.8666667	45.3015106
1827	60.9	43.9068148
1857	61.9	42.5980059
1888	62.9333333	41.2865428
1949	64.9666667	38.8226434
1980	66	37.6274122
2010	67	36.5057847
2041	68.0333333	35.3818825
2072	69.0666667	34.2925819
2100	70	33.3375514
2161	72.0333333	31.3480322

Gráfica Declinación Exponencial MC-4



ANEXO 28

RESULTADOS CURVA DE DECLINACIÓN HIPERBÓLICA MC-4

Resultados Curva de Declinación Hiperbólica MC-4

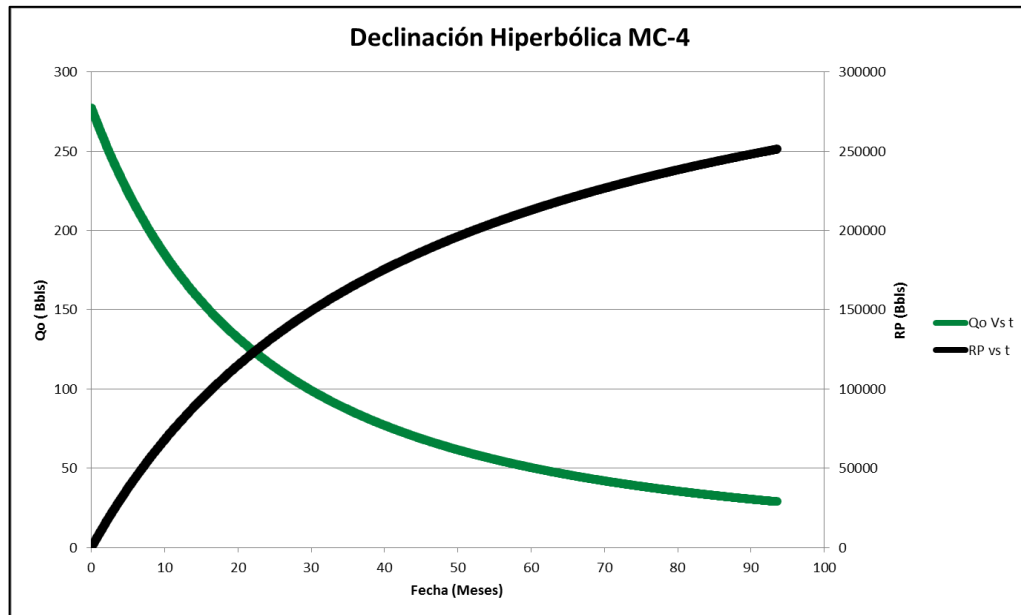
Día	Mes	Q
0	0	280.594
30	1	268.413721
61	2.03333333	256.642124
92	3.06666667	245.628267
122	4.06666667	235.631147
153	5.1	225.928605
183	6.1	217.0986
214	7.13333333	208.507193
245	8.16666667	200.415867
274	9.13333333	193.265511
305	10.16666667	186.037084
335	11.16666667	179.421155
366	12.2	172.948684
396	13.2	167.012806
427	14.23333333	161.194446
458	15.26666667	155.674922
488	16.26666667	150.599015
519	17.3	145.610345
549	18.3	141.014926
580	19.33333333	136.491158
611	20.36666667	132.181634
639	21.3	128.462209
670	22.33333333	124.524493
700	23.33333333	120.883691
731	24.36666667	117.286749
761	25.36666667	113.956546
792	26.4	110.662163
823	27.43333333	107.508599
853	28.43333333	104.583383
884	29.46666667	101.684325
914	30.46666667	98.9920545
945	31.5	96.3208373
976	32.53333333	93.7562999

1004	33.46666667	91.5269669
Día	Mes	Q
1035	34.5	89.1502807
1065	35.5	86.9373211
1096	36.53333333	84.7360507
1126	37.53333333	82.6844382
1157	38.56666667	80.641737
1188	39.6	78.673808
1218	40.6	76.8371562
1249	41.63333333	75.0060348
1279	42.63333333	73.2956021
1310	43.66666667	71.5888956
1341	44.7	69.9411141
1369	45.63333333	68.5012089
1400	46.66666667	66.9582917
1430	47.66666667	65.51425
1461	48.7	64.0706021
1491	49.7	62.7184825
1522	50.73333333	61.3657674
1553	51.76666667	60.0563481
1583	52.76666667	58.8286688
1614	53.8	57.5991965
1644	54.8	56.4457185
1675	55.83333333	55.2898152
1706	56.86666667	54.1690577
1735	57.83333333	53.1511746
1766	58.86666667	52.0944967
1796	59.86666667	51.1016251
1827	60.9	50.1051833
1857	61.9	49.1683779
1888	62.93333333	48.2276796
1919	63.96666667	47.3137217
1949	64.96666667	46.4537607
1980	66	45.5895335

Día	Mes	Q
2100	70	42.4617001
2131	71.0333333	41.7059821
2161	72.0333333	40.993689
2192	73.0666667	40.2766535
2222	74.0666667	39.6005119
2253	75.1	38.9195634
2284	76.1333333	38.2560289
2314	77.1333333	37.6299244
2345	78.1666667	36.9989603
2375	79.1666667	36.4033396
2406	80.2	35.8028486
2437	81.2333333	35.2170941

Día	Mes	Q
2465	82.1666667	34.7002936
2496	83.2	34.1412806
2526	84.2	33.6130636
2557	85.2333333	33.0800142
2587	86.2333333	32.5761421
2618	87.2666667	32.0674731
2649	88.3	31.5706258
2679	89.3	31.1007194
2710	90.3333333	30.626086
2740	91.3333333	30.1770334
2771	92.3666667	29.7233092
2802	93.4	29.2797414

Gráfica Curva de Declinación Hiperbólico MC-4



ANEXO 29

RESULTADOS CURVA DE DECLINACIÓN ARMÓNICA MC-4 Y GRÁFICA DECLINACIÓN ARMÓNICA MC-4

Resultados Curva de Declinación Armónica MC-4

Día	Mes	Q
0	0	278.161
30	1	269.17669
61	2.03333333	260.482919
92	3.06666667	252.333154
122	4.06666667	244.917571
153	5.1	237.6992
183	6.1	231.107568
214	7.13333333	224.669584
245	8.16666667	218.580565
274	9.13333333	213.175794
305	10.16666667	207.68624
335	11.16666667	202.636415
366	12.2	197.669925
396	13.2	193.090071
427	14.23333333	188.575295
458	15.26666667	184.266821
488	16.26666667	180.280728
519	17.3	176.338977
549	18.3	172.685098
580	19.33333333	169.065165
611	20.36666667	165.593883
639	21.3	162.578822
670	22.33333333	159.366257
700	23.33333333	156.37594
731	24.36666667	153.401595
761	25.36666667	150.62898
792	26.4	147.867308
823	27.43333333	145.205078
853	28.43333333	142.718438
884	29.46666667	140.236827
914	30.46666667	137.916079
945	31.5	135.59731

976	32.53333333	133.355222
1004	33.46666667	131.392903
Día	Mes	Q
1035	34.5	129.286618
1065	35.5	127.311594
1096	36.53333333	125.333142
1126	37.53333333	123.476192
1157	38.56666667	121.614279
1188	39.6	119.807685
1218	40.6	118.109748
1249	41.63333333	116.405044
1279	42.63333333	114.801538
1310	43.66666667	113.190341
1341	44.7	111.623744
1369	45.63333333	110.245565
1400	46.66666667	108.758885
1430	47.66666667	107.357848
1461	48.7	105.947533
1491	49.7	104.617549
1522	50.73333333	103.277862
1553	51.76666667	101.972053
1583	52.76666667	100.739426
1614	53.8	99.496631
1644	54.8	98.3227784
1675	55.83333333	97.1385451
1706	56.86666667	95.9824991
1735	57.83333333	94.9256729
1766	58.86666667	93.8213983
1796	59.86666667	92.7769355
1827	60.9	91.72181
1857	61.9	90.7233225
1888	62.93333333	89.7141362
1919	63.96666667	88.7271549

Día	Mes	Q
1980	66	86.8470958
2010	67	85.9514025
2041	68.0333333	85.0450575
1949	64.9666667	87.7924707
2072	69.0666667	84.1576276
2100	70	83.371848
2131	71.0333333	82.5188188
2161	72.0333333	81.7097638
2192	73.0666667	80.89024
2222	74.0666667	80.1126542
2253	75.1	79.3246999
2284	76.1333333	78.5520945
2314	77.1333333	77.8186078
2345	78.1666667	77.0749244
2375	79.1666667	76.3686406
2406	80.2	75.6522851
2437	81.2333333	74.9492439
2465	82.1666667	74.3253766
2496	83.2	73.6466705
2526	84.2	73.0015568
2557	85.2333333	72.3467059
2587	86.2333333	71.7240692
2618	87.2666667	71.0918377
2649	88.3	70.4706547
2679	89.3	69.8797591
2710	90.3333333	69.2794878
2740	91.3333333	68.7083182
2771	92.3666667	68.1279202
2802	93.4	67.5572455
2830	94.3333333	67.0499533
2861	95.3666667	66.4971217
2891	96.3666667	65.9707346
2922	97.4	65.4354853
2952	98.4	64.9257073
2983	99.4333333	64.4072145
3014	100.4666667	63.8969374
3044	101.4666667	63.4107608
3075	102.5	62.9160901

Día	Mes	Q
3136	104.5333333	61.9649005
3167	105.5666667	61.492447
3196	106.5333333	61.0569505
3105	103.5	62.44467
3257	108.5666667	60.1607443
3288	109.6	59.7153031
3318	110.6	59.2904669
3349	111.6333333	58.8577735
3380	112.6666667	58.4313499
3410	113.6666667	58.024524
3441	114.7	57.6100462
3471	115.7	57.2145378
3502	116.7333333	56.8115108
3533	117.7666667	56.4141219
3561	118.7	56.0599385
3592	119.7333333	55.6729585
3622	120.7333333	55.303515
3653	121.7666667	54.9268727
3683	122.7666667	54.5672328
3714	123.8	54.2005193
3745	124.8333333	53.8387018
3775	125.8333333	53.4931258
3806	126.8666667	53.1406605
3836	127.8666667	52.8039594
3867	128.9	52.4604882
3898	129.9333333	52.1214564
3926	130.8666667	51.8189788
3957	131.9	51.4881619
3987	132.9	51.1720135
4018	133.9333333	50.8493799
4048	134.9333333	50.5410039
4079	135.9666667	50.2262536
4110	137	49.9153993
4140	138	49.6182144
4171	139.0333333	49.3148182
4201	140.0333333	49.024721
4232	141.0666667	48.7285177
4263	142.1	48.4358722

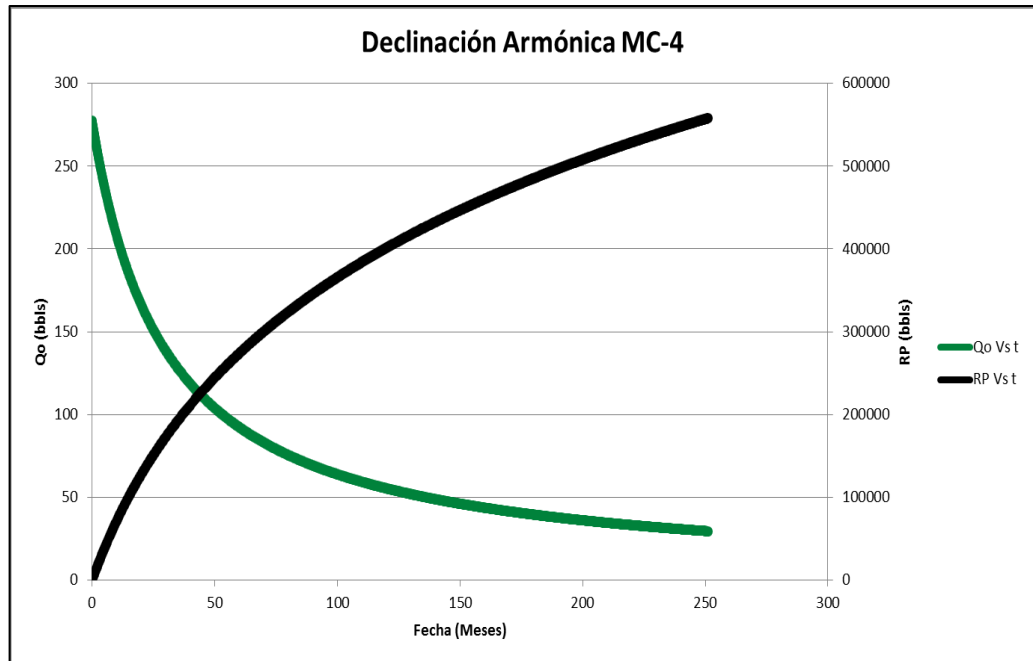
Día	Mes	Q
4322	144.066667	47.8885032
4352	145.066667	47.6148975
4383	146.1	47.3354368
4291	143.033333	48.1745522
4444	148.133333	46.7949993
4475	149.166667	46.5250527
4505	150.166667	46.2667631
4536	151.2	46.0028594
4566	152.2	45.7503195
4597	153.233333	45.492258
4628	154.266667	45.2370915
4657	155.233333	45.0009653
4688	156.266667	44.7512652
4718	157.266667	44.5122443
4749	158.3	44.2679237
4779	159.3	44.0340246
4810	160.333333	43.7949114
4841	161.366667	43.558381
4871	162.366667	43.3319007
4902	163.4	43.100332
4932	164.4	42.8785777
4963	165.433333	42.6518161
4994	166.466667	42.4274404
5022	167.4	42.226798
5053	168.433333	42.0068602
5083	169.433333	41.7961876
5114	170.466667	41.5807012
5144	171.466667	41.374271
5175	172.5	41.1631021
5206	173.533333	40.9540778
5236	174.533333	40.7538075
5267	175.566667	40.548909
5297	176.566667	40.3525723
5328	177.6	40.1516786
5359	178.633333	39.9527752
5387	179.566667	39.7748068
5418	180.6	39.5796107
5448	181.6	39.3925268

Día	Mes	Q
5509	183.633333	39.0175252
5540	184.666667	38.8296735
5571	185.7	38.6436221
5479	182.633333	39.2010558
5632	187.733333	38.2826781
5662	188.733333	38.1076268
5693	189.766667	37.9284144
5724	190.8	37.7508797
5752	191.733333	37.5919483
5783	192.766667	37.4175422
5813	193.766667	37.2502961
5844	194.8	37.0790386
5874	195.8	36.9147982
5905	196.833333	36.7466047
5936	197.866667	36.5799369
5966	198.866667	36.4200787
5997	199.9	36.2563531
6027	200.9	36.0993046
6058	201.933333	35.938444
6089	202.966667	35.7790107
6118	203.933333	35.6311387
6149	204.966667	35.4744144
6179	205.966667	35.3240528
6210	207	35.1700124
6240	208	35.0222149
6271	209.033333	34.8707901
6302	210.066667	34.7206692
6332	211.066667	34.5766164
6363	212.1	34.4290122
6393	213.1	34.2873645
6424	214.133333	34.1422144
6455	215.166667	33.9982881
6483	216.1	33.8693291
6514	217.133333	33.7276895
6544	218.133333	33.5917424
6575	219.166667	33.4524102
6605	220.166667	33.3186687
6636	221.2	33.181588

Día	Mes	Q
6697	223.233333	32.9151156
6728	224.266667	32.7813288
6758	225.266667	32.6528891
6667	222.233333	33.0456306
6820	227.333333	32.3906109
6848	228.266667	32.2735387
6879	229.3	32.1449064
6909	230.3	32.021396
6940	231.333333	31.8947617
6970	232.333333	31.7731625
7001	233.366667	31.6484802
7032	234.4	31.5247726
7062	235.4	31.4059729

Día	Mes	Q
7123	237.433333	31.1671538
7093	236.433333	31.2841503
7154	238.466667	31.0471733
7185	239.5	30.928113
7213	240.433333	30.8213568
7244	241.466667	30.7040189
7274	242.466667	30.5913136
7305	243.5	30.4757174
7335	244.5	30.3646789
7366	245.533333	30.2507859
7397	246.566667	30.1377441
7427	247.566667	30.0291504
7458	248.6	29.9177559

Gráfica Declinación Armónica MC-4



ANEXO 30

RESULTADOS CURVA DE DECLINACIÓN DOUNG MC-4 Y GRÁFICA DECLINACIÓN DOUNG MC-4

Resultados Curva de Declinación Doung MC-4

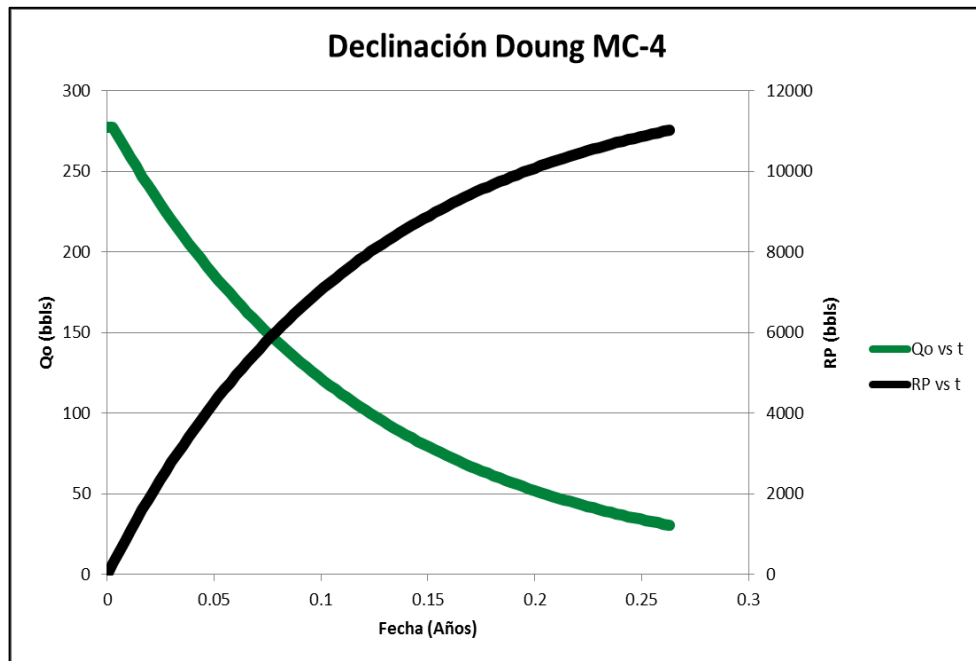
Día	Año	Q
0	0	280.594
30	0.08219178	279.562866
61	0.16712329	272.755556
92	0.25205479	266.014016
122	0.33424658	259.48084
153	0.41917808	253.074143
183	0.50136986	246.881922
214	0.58630137	240.809341
245	0.67123288	234.911063
274	0.75068493	229.2239
305	0.83561644	223.604118
335	0.91780822	218.183867
366	1.00273973	212.867269
396	1.08493151	207.726868
427	1.16986301	202.68398
458	1.25479452	197.784121
488	1.3369863	193.035002
519	1.42191781	188.37502
549	1.50410959	183.868354
580	1.5890411	179.446068
611	1.6739726	175.148151
639	1.75068493	171.02182
670	1.83561644	166.911579
700	1.91780822	162.95428
731	2.00273973	159.070546
761	2.08493151	155.313352
792	2.16986301	151.625249
823	2.25479452	148.039671
853	2.3369863	144.562393
884	2.42191781	141.148387
914	2.50410959	137.844827
945	2.5890411	134.601237

976	2.6739726	131.447071
1004	2.75068493	128.417144
Día	Año	Q
1035	2.83561644	125.397271
1065	2.91780822	122.488165
1096	3.00273973	119.631503
1126	3.08493151	116.866385
1157	3.16986301	114.150578
1188	3.25479452	111.508802
1218	3.3369863	108.945402
1249	3.42191781	106.427239
1279	3.50410959	103.989214
1310	3.5890411	101.594116
1341	3.6739726	99.2637812
1369	3.75068493	97.0240408
1400	3.83561644	94.7904876
1430	3.91780822	92.6377233
1461	4.00273973	90.5226099
1491	4.08493151	88.4741891
1522	4.16986301	86.4612082
1553	4.25479452	84.5020581
1583	4.3369863	82.6000263
1614	4.42191781	80.7305595
1644	4.50410959	78.9196431
1675	4.5890411	77.1396649
1706	4.6739726	75.4069123
1735	4.75342466	73.7324926
1766	4.83835616	72.0741558
1796	4.92054795	70.4712139
1827	5.00547945	68.8953975
1857	5.08767123	67.3684888
1888	5.17260274	65.8672153
1919	5.25753425	64.4053422

Día	Año	Q
1949	5.33972603	62.9853673
1980	5.42465753	61.5889858
2010	5.50684932	60.2356601
2041	5.59178082	58.904774
2072	5.67671233	57.6085478
2100	5.75342466	56.3614654
2131	5.83835616	55.1165235
2161	5.92054795	53.9154208
2192	6.00547945	52.7341082
2222	6.08767123	51.5889021
2253	6.17260274	50.4623614
2284	6.25753425	49.3648502
2314	6.33972603	48.2982755
2345	6.42465753	47.2489058
2375	6.50684932	46.2314046
2406	6.59178082	45.2302843
2437	6.67671233	44.2547674

Día	Año	Q
2465	6.75342466	43.3157941
2496	6.83835616	42.3779711
2526	6.92054795	41.4727512
2557	7.00547945	40.5820156
2587	7.08767123	39.7181005
2618	7.17260274	38.8678595
2649	7.25753425	38.0391393
2679	7.33972603	37.2334025
2710	7.42465753	36.4402882
2740	7.50684932	35.670906
2771	7.59178082	34.913554
2802	7.67671233	34.1752305
2830	7.75342466	33.4642441
2861	7.83835616	32.7537932
2891	7.92054795	32.067734
2922	8.00547945	31.3923386

Gráfica Declinación Doung MC-4



ANEXO 31

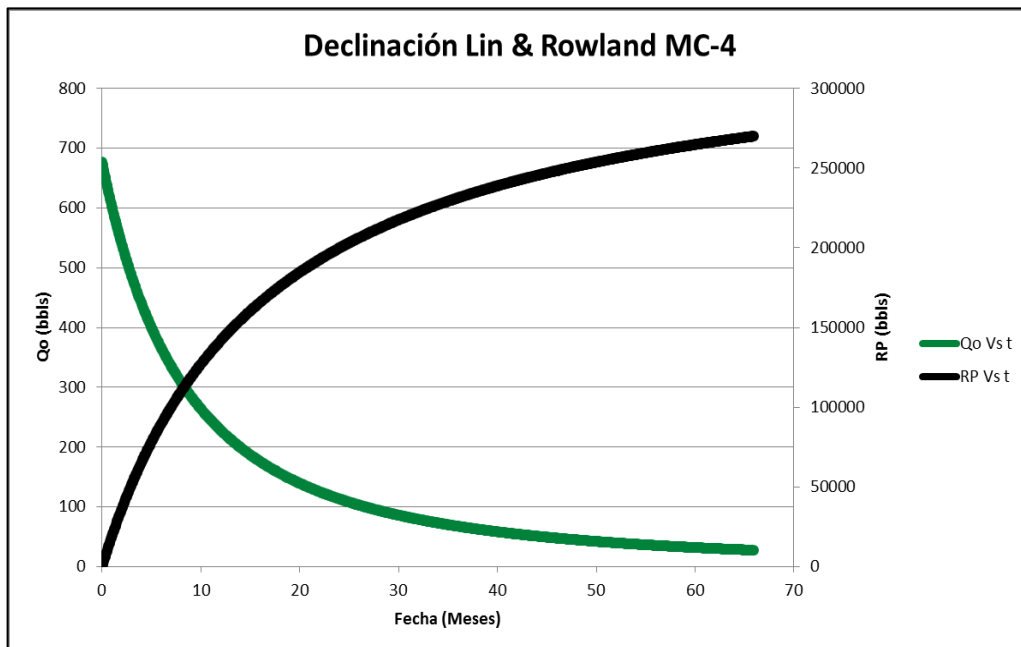
RESULTADOS CURVA DE DECLINACIÓN LIN & ROWLAND MC-4 Y GRÁFICA DECLINACIÓN LIN & ROWLAND MC-4

Resultados Curva de Declinación Lin & Rowland MC-4

Día	Mes	Q
0	0	687.190257
30	1	611.423826
61	2.03333333	545.575925
92	3.06666667	489.819641
122	4.06666667	443.619289
153	5.1	402.422269
183	6.1	367.784968
214	7.13333333	336.488316
245	8.16666667	309.022884
274	9.13333333	286.263982
305	10.16666667	264.607957
335	11.16666667	245.908363
366	12.2	228.593547
396	13.2	213.521592
427	14.23333333	199.460945
458	15.26666667	186.744779
488	16.26666667	175.562285
519	17.3	165.030174
549	18.3	155.714952
580	19.33333333	146.894019
611	20.36666667	138.801926
639	21.3	132.054186
670	22.33333333	125.14188
700	23.33333333	118.956654
731	24.36666667	113.034853
761	25.36666667	107.71529
792	26.4	102.603429
823	27.43333333	97.8470086
853	28.43333333	93.5520869
884	29.46666667	89.4044111
914	30.46666667	85.6476973
945	31.5	82.0091611

Día	Mes	Q
976	32.53333333	78.5976559
1004	33.46666667	75.6960059
1035	34.5	72.6670153
1065	35.5	69.9055831
1096	36.53333333	67.2142443
1126	37.53333333	64.7550259
1157	38.56666667	62.3529603
1188	39.6	60.0821128
1218	40.6	58.0006085
1249	41.63333333	55.9613353
1279	42.63333333	54.0885503
1310	43.66666667	52.2504042
1341	44.7	50.5043917
1369	45.63333333	49.0014915
1400	46.66666667	47.4145071
1430	47.66666667	45.950999
1461	48.7	44.5087617
1491	49.7	43.1767404
1522	50.73333333	41.8621688
1553	51.76666667	40.6067317
1583	52.76666667	39.4448031
1614	53.8	38.2957639
1644	54.8	37.2309372
1675	55.83333333	36.1766047
1706	56.86666667	35.1664322
1735	57.83333333	34.2592536
1766	58.86666667	33.3277893
1796	59.86666667	32.4620769
1827	60.9	31.6024691
1857	61.9	30.8026932
1888	62.93333333	30.0077368
1919	63.96666667	29.2431624

Gráfica Declinación Lin & Rowland MC-4



ANEXO 32

RESULTADOS CURVA DE DECLINACIÓN SHIRMAN MC-4

Resultados Curva de Declinación Shirman MC-4

Día	Meses	Q
0	0	291.468.776
30	1	270.968.953
61	203.333.333	25.221.842
92	306.666.667	235.556.942
122	406.666.667	221.126.457
153	5.1	207.715.761
183	6.1	195.993.407
214	713.333.333	185.007.134
245	816.666.667	175.021.025
274	913.333.333	16.647.492
305	101.666.667	158.090.546
335	111.666.667	150.632.909
366	12.2	143.529.754
396	13.2	137.177.371
427	142.333.333	131.096.166
458	152.666.667	125.456.223
488	162.666.667	120.377.094
519	17.3	115.482.796
549	18.3	11.105.758
580	193.333.333	106.777.331
611	203.666.667	102.768.147
639	21.3	993.602.936
670	223.333.333	958.040.971
700	233.333.333	925.622.937
731	243.666.667	89.402.224
761	253.666.667	865.135.231
792	26.4	836.901.957
823	274.333.333	810.188.683
853	284.333.333	785.678.156
884	294.666.667	761.636.784
914	304.666.667	739.528.929
945	31.5	717.798.178
976	325.333.333	697.123.149

Día	Meses	Q
1004	334.666.667	679.297.355
1035	34.5	660.441.089
1065	35.5	643.018.525
1096	365.333.333	625.814.579
1157	385.666.667	594.143.632
1188	39.6	579.069.242
1218	40.6	565.085.203
1249	416.333.333	551.223.292
1310	436.666.667	525.563.619
1341	44.7	513.285.017
1369	456.333.333	502.604.699
1430	476.666.667	480.592.342
1461	48.7	470.020.892
1491	49.7	460.158.547
1522	507.333.333	450.328.739
1583	527.666.667	431.989.205
1614	53.8	423.146.114
1644	54.8	414.875.117
1675	558.333.333	406.610.952
1735	578.333.333	391.382.751
1796	598.666.667	376.861.674
1827	60.9	369.826.563
1888	629.333.333	356.612.975
1949	649.666.667	344.176.608
1980	66	338.133.952
2010	67	332.454.641
2041	680.333.333	326.753.047
2072	690.666.667	321.214.461
2100	70	316.346.578
2131	710.333.333	3.111.006
2161	720.333.333	30.616.204
2192	730.666.667	301.196.223
2222	740.666.667	296.518.571