

**EVALUACIÓN TÉCNICO FINANCIERA DEL DISEÑO DE CINCO PILOTOS DE
INYECCIÓN DE AGUA PARA EL CAMPO ERMITAÑO DE LA CUENCA DEL
VALLE MEDIO DEL MAGDALENA**

ANDRÉS FELIPE CALVO NÚÑEZ

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

**EVALUACIÓN TÉCNICO FINANCIERA DEL DISEÑO DE CINCO PILOTOS DE
INYECCIÓN DE AGUA PARA EL CAMPO ERMITAÑO DE LA CUENCA DEL
VALLE MEDIO DEL MAGDALENA**

ANDRÉS FELIPE CALVO NÚÑEZ

Proyecto integral de grado para optar al título de:

INGENIERO DE PETRÓLEOS

Director

**LEONEL RAMIRO PÉREZ SOLANO
Ingeniero de Petróleos**

Orientador

**IVÁN EDUARDO PEÑALOZA CRISTANCHO
Ingeniero de Petróleos**

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

Nota de aceptación

Ing. Ivan Peñaloza

Ing. Adriangela Romero

Ing. Yathniela Pirela

Bogotá, Agosto 09 de 2017

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. JAIME POSADA DÍAZ

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrectora Académica y de Posgrados

Ing. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS

Decano de Facultad

Ing. JULIO CÉSAR FUENTES ARISMENDI

Director Programa Ingeniería de Petróleos

Ing. JOSÉ HUMBERTO CANTILLO SILVA

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 al autor.

DEDICATORIA

Quiero dedicar este proyecto a Dios mi familia por acompañarme en este proceso, especialmente a mi mamá y a mi abuela quienes siempre estuvieron dispuestas a acompañarme. Pero sobre todo a Daniela, quien llegó a mi vida a darme alientos para terminar este proyecto y demostrarme que todo puede ser mejor.

AGRADECIMIENTOS

Fueron muchas las personas que durante estos dos años intervinieron en el desarrollo de este proyecto, me gustaría agradecerles a todos, pero probablemente haya olvidado muchas caras y me disculpo por eso. Principalmente quiero agradecer a Ecopetrol S.A. por permitirme realizar mis prácticas profesionales, este proyecto y brindarme todo el apoyo técnico y humano para llevarlo a cabo. A mi director Leonel Pérez quien con su conocimiento, dirección y pensamiento crítico me enseñó que para ser un buen ingeniero es necesario cuestionar todo. Gracias por haber confiado en mí y tenderme una mano en mi desarrollo profesional.

A Daniela Villegas por su incondicional apoyo, soporte y correcciones gramaticales que permitieron darle forma y entendimiento a este proyecto.

A los ingenieros Helmut Salazar y Juan Castaño por abrirme los ojos respecto a la industria y su interés en mi desarrollo ético y profesional.

A Publio Sandoval por haberme ensañado a usar Icaro® y resolver todas las dudas que me surgieron en el camino.

Al geólogo Miguel Amaya y al ingeniero Carlos Acevedo por sus aportes en aspectos técnicos y su colaboración en el análisis de los resultados.

A los ingenieros Iván Peñaloza y Carlos Espinosa, por su supervisión, apoyo, profesionalismo, excelente actitud que le ayudaron a dar forma y a solucionar todos los inconvenientes que se presentaron en este proyecto.

A todos aquellos a quienes aquí no nombro y que en algún momento intervinieron en algún aspecto de este proyecto, mil y una gracias por ayudarme a culminarlo.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	30
1. GENERALIDADES DEL CAMPO ERMITAÑO	32
1.1 HISTORIA DEL CAMPO ERMITAÑO	32
1.2 LOCALIZACIÓN DEL CAMPO	33
1.3 MARCO GEOLÓGICO	35
1.3.1 Columna Estratigráfica. La secuencia generalizada	35
1.1.1 Estratigrafía	37
1.1.1.1 Grupo Girón	37
1.1.1.2 Formación Los Santos	37
1.1.1.3 Formación Rosablanca	37
1.1.1.4 Formación Paja	37
1.1.1.5 Formación Tablazo	37
1.1.1.6 Formación Simití	38
1.1.1.7 Formación La Luna	38
1.1.1.8 Formación Umir	38
1.1.1.9 Formación Lisama	38
1.1.1.10 Formación La Paz	38
1.1.1.11 Formación Esmeraldas	39
1.1.1.12 Formación Mugrosa	39
1.1.1.13 Formación Colorado	39
1.1.1.14 Formación La Cira Shale	39
1.1.1.15 Grupo Real	39
1.1.1.16 Formación Mesa	39
1.1.2 Geología Estructural	40
1.1.3 Geología del petróleo	40
1.1.3.1 Roca Generadora	40
1.1.3.2 Roca Reservorio	40
1.1.3.3 Roca Sello	40
1.1.3.4 Roca Sobrecarga	41
1.1.3.5 Migración	41
1.1.3.6 Trampa	41
1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO	41
1.4.1 Método de producción	41
1.4.2 Tiempo de producción	42
1.4.3 Número de pozos	42
1.4.4 Gráfica de producción	42
2. CARACTERIZACIÓN DE LAS FORMACIONES PRODUCTORAS	44
2.1 RELIEVE VERTICAL	44
2.2 COMPARTIMENTALIZACIÓN	45

2.3	MECANISMOS DE PRODUCCIÓN	46
2.4	VARIACIÓN DE LA GRAVEDAD API	51
2.5	ANÁLISIS DE PRESIÓN, VOLUMEN Y TEMPERATURA	53
2.6	PROPIEDADES PETROFÍSICAS	57
2.5.1	Porosidad	57
2.5.2	Saturación de petróleo	59
2.6.3	Permeabilidad Absoluta Vertical	61
2.5.3	Permeabilidades relativas	63
2.5.4	Espesor neto	69
3.	SELECCIÓN DE FACTORES OPERACIONALES EN EL PROCESO DE INYECCIÓN DE AGUA	71
3.1	SOFTWARE ESPECIALIZADO ICARO®	71
3.1.1	Herramientas del Software ICARO®	71
3.1.1.1	Preprocesador	72
3.1.1.2	Estimador de CAPEX	72
3.1.1.3	Pesca de escenarios	72
3.1.1.4	Modelo de regalías variables	72
3.1.2	Método de Montecarlo	73
3.1.3	Distribuciones de probabilidad	73
3.1.3.1	Distribución normal	73
3.1.3.2	Distribución lognormal	73
3.1.3.3	Distribución triangular	73
3.1.3.4	Distribución uniforme	73
3.2	SELECCIÓN DEL MODELO DE INYECCIÓN	75
3.2.1	Métodos de predicción	75
3.2.1.1	Método de Buckley y Leverett	75
3.2.1.2	Método de Dykstra y Parsons	75
3.2.1.3	Método de Craig, Geffen y Morse	76
3.2.2	Modelos de inyección utilizados en el campo	77
3.2.2.1	Modelo del año 2010	77
3.2.2.2	Modelo del año 2014	78
3.2.2.3	Modelo del año 2016	79
3.2.3	Modelos de inyección seleccionado	79
3.3	EVALUACIÓN DEL MODELO DE INYECCIÓN	80
3.3.1	Revisión de los submodelos de inyección	80
3.3.2	Evaluación del caudal de producción incremental	81
3.3.3	Evaluación del caudal de inyección	87
3.4	SELECCIÓN DE FACTORES A SENSIBILIZAR	88
3.4.1	Variables de producción	88
3.4.2	Variables financieras	90
3.4.2.1	Variables de los costos de inversión (CAPEX)	91
3.4.2.2	Variables de los costos de operación (OPEX)	91
4.	DISEÑO DE LOS PILOTOS DE INYECCIÓN DE AGUA	94
4.1	SELECCIÓN DEL PATRÓN DE INYECCIÓN	94

4.2	UBICACIÓN DE LOS PATRONES DE INYECCIÓN	95
4.2.1	Piloto Alfa, Bloque A	97
4.2.2	Piloto Beta, Bloque B	97
4.2.3	Piloto Gamma, Bloque C	98
4.2.4	Piloto Delta, Bloque E	99
4.2.5	Piloto Épsilon, Bloque E	100
4.3	VOLÚMENES DE PETRÓLEO A CONTACTAR	101
4.4	VOLÚMENES DE PETRÓLEO A RECUPERAR	103
4.4.1	Escenarios necesarios para el proyecto	103
4.4.2	Construcción del proyecto de simulación	105
4.4.3	Selección de los mejores escenarios	112
4.4.3.1	Piloto Alfa, Bloque A	115
4.4.3.2	Piloto Beta, Bloque B	116
4.4.3.3	Piloto Gamma, Bloque C	118
4.4.3.4	Piloto Delta, Bloque E	119
4.4.3.5	Piloto Épsilon, Bloque E	120
4.5	PRESIONES DE INYECCIÓN	121
5.	ANÁLISIS FINANCIERO	123
5.1	ANÁLISIS DE COSTOS DE INVERSIÓN (CAPEX)	123
5.2	ANÁLISIS DE COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX)	124
5.2.1	Piloto Alfa, Bloque A	124
5.2.2	Piloto Beta, Bloque B	125
5.2.3	Piloto Gamma, Bloque C	125
5.2.4	Piloto Delta, Bloque E	125
5.2.5	Piloto Épsilon, Bloque E	126
5.3	ANÁLISIS DE INGRESOS	126
5.3.1	Regalías	127
5.3.1.1	Piloto Alfa, Bloque A	128
5.3.1.2	Piloto Beta, Bloque B	128
5.3.1.3	Piloto Gamma, Bloque C	128
5.3.1.4	Piloto Delta, Bloque E	129
5.3.1.5	Piloto Épsilon, Bloque E	129
5.3.2	Precio de venta del crudo	130
5.3.2.1	Piloto Alfa, Bloque A	130
5.3.2.2	Piloto Beta, Bloque B	131
5.3.2.3	Piloto Gamma, Bloque C	131
5.3.2.4	Piloto Delta, Bloque E	132
5.3.2.5	Piloto Épsilon, Bloque E	132
5.4	EVALUACIÓN FINANCIERA	133
5.4.1	Tasa de interés de oportunidad (TIO)	133
5.4.2	Impuesto de renta	133
5.4.2.1	Piloto Alfa, Bloque A	134
5.4.2.2	Piloto Beta, Bloque B	134
5.4.2.3	Piloto Gamma, Bloque C	134

5.4.2.4	Piloto Delta, Bloque E	135
5.4.2.5	Piloto Épsilon, Bloque E	135
5.4.3	Flujos de caja	136
5.4.3.1	Piloto Alfa, Bloque A	136
5.4.3.2	Piloto Beta, Bloque B	137
5.4.3.3	Piloto Gamma, Bloque C	138
5.4.3.4	Piloto Delta, Bloque E	139
5.4.3.5	Piloto Épsilon, Bloque E	140
5.4.4	Valor Presente Neto (VPN)	141
5.4.4.1	Piloto Alfa, Bloque A	141
5.4.4.2	Piloto Beta, Bloque B	142
5.4.4.3	Piloto Gamma, Bloque C	142
5.4.4.4	Piloto Delta, Bloque E	142
5.4.4.5	Piloto Épsilon, Bloque E	143
5.4.5	Conclusión de la evaluación financiera	143
6.	CONCLUSIONES	144
7.	RECOMENDACIONES	146
	BIBLIOGRAFÍA	147
	ANEXOS	150

LISTA DE CUADROS

	pág.
Cuadro 1. Características representativas de los mecanismos de producción	46
Cuadro 2. Clasificación del petróleo según la Gravedad API	51
Cuadro 3. Calidad de la porosidad	57
Cuadro 4. Características modelos de declinación de producción	72
Cuadro 5. Diferentes distribuciones de probabilidad	74
Cuadro 6. Etapas del método de Craig, Geffen y Morse	77
Cuadro 7. Porcentaje de regalías según Ley 756 de 2002	127

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Presión al datum	47
Ecuación 2. Porcentaje de presión inicial	47
Ecuación 3. Factor de recobro	48
Ecuación 4. Permeabilidad relativa	64
Ecuación 5. Ecuación de Corey para la permeabilidad relativa al petróleo	66
Ecuación 6. Correlación para la permeabilidad relativa al agua	66
Ecuación 7. Producción de petróleo acumulada	82
Ecuación 8. Agua inyectada	87
Ecuación 9. Valor presente neto	90
Ecuación 10. Volumen poroso	102
Ecuación 11. Petróleo original en sitio	102
Ecuación 12. Desviación estándar	104
Ecuación 13. Ganancia por barril	113
Ecuación 14. Percentil del valor x	115
Ecuación 15. Percentil del EUR del Piloto Alfa	116
Ecuación 16. Percentil del EUR del Piloto Beta	117
Ecuación 17. Percentil del EUR del Piloto Gamma	118
Ecuación 18. Percentil del EUR del Piloto Delta	119
Ecuación 19. Percentil del EUR del Piloto Épsilon	120
Ecuación 20. Presión de inyección	121
Ecuación 21. Regalías correspondientes al Campo Ermitaño	127
Ecuación 22. Valor Presente Neto del Piloto Alfa	141
Ecuación 23. Valor Presente Neto del Piloto Beta	142
Ecuación 24. Valor Presente Neto del Piloto Gamma	142
Ecuación 25. Valor Presente Neto del Piloto Delta	143
Ecuación 26. Valor Presente Neto del Piloto Épsilon	143

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Localización Campo Ermitaño	34
Figura 2. Columna Estratigráfica Generalizada de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena	36
Figura 3. Relieve Vertical en el Campo Ermitaño	44
Figura 4. Evolución de la compartimentalización del Campo Ermitaño	45
Figura 5. Distribución de la gravedad API en las Formaciones Colorado y Mugrosa	52
Figura 6. Ubicación de los pozos de los análisis PVT	54
Figura 7. Distribución de porosidad en la Formación Colorado	58
Figura 8. Distribución de porosidad en la Formación Mugrosa	59
Figura 9. Distribución de saturación de petróleo en la Formación Colorado	60
Figura 10. Distribución de saturación de aceite en la Formación Mugrosa	61
Figura 11. Distribución de permeabilidad en el Formación Colorado	62
Figura 12. Distribución de permeabilidad en el Formación Mugrosa	63
Figura 13. Distribución de espesor neto petrolífero en la Formación Colorado	69
Figura 14. Distribución de espesor neto petrolífero en el Formación Mugrosa	70
Figura 15. Importación de caudal de producción por pozo	82
Figura 16. Graficas de producción para el pozo PM-002	83
Figura 17. Parametrización de la curva de producción para el pozo PM-002	84
Figura 18. Creación de grupos de producción	84
Figura 19. Análisis de frecuencia del caudal de plateau para el Grupo Alfa	85
Figura 20. Módulo de producción por inyección de agua	89
Figura 21. Ingreso de variables	89
Figura 22. Modulo costos de inversión para <i>workover</i>	91
Figura 23. Modulo costos de operación para el proceso de inyección de agua	92
Figura 24. Comparación patrones de inyección de cinco pozos	95
Figura 25. Ubicación de patrones de inyección en el Campo Ermitaño	96
Figura 26. Piloto de inyección Alfa para el Bloque A	97
Figura 27. Piloto de inyección Beta para el Bloque B	98
Figura 28. Piloto de inyección Gamma para el Bloque C	99
Figura 29. Piloto de inyección Delta para el Bloque E	100
Figura 30. Piloto de inyección Épsilon para el Bloque E	101
Figura 31. Comportamiento de las reservas con 1500 escenarios	105
Figura 32. Comportamiento de las reservas con 10000 escenarios	105
Figura 33. Propiedades del proyecto	106
Figura 34. Modulo OPEX del proyecto	107
Figura 35. Modulo CAPEX del proyecto	108
Figura 36. Módulo de producción Piloto Alfa	109

Figura 37. Creación de grupo del Piloto Alfa	110
Figura 38. Grupos del proyecto en Icaro®	111
Figura 39. Producciones incrementales para el Piloto Alfa	112
Figura 40. Percentiles Grupo Alfa	115
Figura 41. Flujo de caja del Piloto Alfa	136
Figura 42. Flujo de caja neto del Piloto Alfa	137
Figura 43. Flujo de caja del Piloto Beta	137
Figura 44. Flujo de caja neto del Piloto Beta	138
Figura 45. Flujo de caja del Piloto Gamma	138
Figura 46. Flujo de caja neto del Piloto Gamma	139
Figura 47. Flujo de caja del Piloto Delta	139
Figura 48. Flujo de caja neto del Piloto Delta	140
Figura 49. Flujo de caja del Piloto Épsilon	140
Figura 50. Flujo de caja neto del Piloto Épsilon	141

LISTA DE GRAFICAS

	pág.
Gráfica 1. Producción histórica del Campo Ermitaño	43
Gráfica 2. Determinación mecanismo de producción de la Formación Colorado	49
Gráfica 3. Determinación mecanismo de producción de la Formación Mugrosa	50
Gráfica 4. Comportamiento del gas en solución	55
Gráfica 5. Comportamiento del factor volumétrico de formación del petróleo	55
Gráfica 6. Comportamiento de la densidad del petróleo	56
Gráfica 7. Comportamiento de la viscosidad del petróleo de los análisis PVT	56
Gráfica 8. Curva de permeabilidad relativa para la Formación Colorado	65
Gráfica 9. Curva de permeabilidad relativa para la Formación Mugrosa	65
Gráfica 10. Curva de permeabilidad relativa ajustada para la muestra A	68
Gráfica 11. Curva de permeabilidad relativa ajustada para la muestra B	68
Gráfica 12. Propiedades del proyecto en Icaro®	104
Gráfica 13. Ganancia por barril producido respecto al caudal de inyección	114
Gráfica 14. Escenarios del Piloto Alfa, Bloque A	116
Gráfica 15. Escenarios del Piloto Beta, Bloque B	117
Gráfica 16. Escenarios Piloto Gamma, Bloque C	118
Gráfica 17. Escenarios Piloto Delta, Bloque E	119
Gráfica 14. Escenarios del Piloto Épsilon, Bloque E	120

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Resumen análisis PVT del Campo Ermitaño	53
Tabla 2. Submodelos de inyección	81
Tabla 3. Resumen análisis de distribución caudal de producción incremental	86
Tabla 4. Resumen análisis de distribución caudal de inyección	87
Tabla 5. Costos operacionales del Campo Ermitaño	93
Tabla 6. Propiedades petrofísicas en los cinco pilotos	102
Tabla 7. Volumen poroso y volumen de petróleo a contactar	103
Tabla 8. Profundidades de inyección	121
Tabla 9. Presiones de inyección por piloto	122
Tabla 10. Costos de workover	124
Tabla 11. Costos de operación del Piloto Alfa	124
Tabla 12. Costos de operación del Piloto Beta	125
Tabla 13. Costos de operación del Piloto Gamma	125
Tabla 14. Costos de operación del Piloto Delta	126
Tabla 15. Costos de operación del Piloto Épsilon	126
Tabla 16. Producción neta del Piloto Alfa	128
Tabla 17. Producción neta del Piloto Beta	128
Tabla 18. Producción neta del Piloto Gamma	129
Tabla 19. Producción neta del Piloto Delta	129
Tabla 20. Producción neta del Piloto Épsilon	130
Tabla 21. Ajuste al precio de venta	130
Tabla 22. Ingresos totales del Piloto Alfa	131
Tabla 23. Ingresos totales del Piloto Beta	131
Tabla 24. Ingresos totales del Piloto Gamma	132
Tabla 25. Ingresos totales del Piloto Delta	132
Tabla 26. Ingresos totales del Piloto Épsilon	133
Tabla 27. Impuesto a la renta del Piloto Alfa	134
Tabla 28. Impuesto a la renta del Piloto Beta	134
Tabla 29. Impuesto a la renta del Piloto Gamma	135
Tabla 30. Impuesto a la renta del Piloto Delta	135
Tabla 31. Impuesto a la renta del Piloto Épsilon	136

LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo A. Interpretación de los bloques del Campo Ermitaño	151
Anexo B. Datos usados análisis de mecanismos de producción	155
Anexo C. Información análisis PVT	160
Anexo D. Comportamiento de los parámetros del modelo de inyección	164
Anexo E. Distribución de frecuencia de la recuperación de petróleo estimada	175

LISTA DE ABREVIATURAS

atm	Atmósfera
API	Instituto Americano del Petróleo (<i>American Petroleum Institute</i>)
Bbl	Barril (<i>Barrel</i>)
Bg	Factor volumétrico de formación del petróleo, [RCF/SCF]
BPD	Barriles por día (<i>Barrel per day</i>)
Bo	Factor volumétrico de formación del petróleo, [RB/STB]
BOPD	Barriles de aceite por día (<i>Barrel oil per day</i>)
BSW	Sedimento básico y agua (<i>Basic sediment and wáter</i>)
BWPD	Barriles de agua por día (<i>Barrel waterl per day</i>)
cP	Centipoise
Co	Coefficiente de compresibilidad isotérmica, [1/psi]
EUR	Recuperación final estimada (<i>Estimated Ultimate Recovery</i>)
FR	Factor de recobro
ft	Ft (<i>feet</i>)
GPBP	Ganancia por barril producido, [USD/BBL]
GOR	Relación gas - petróleo (<i>Gas - oil relation</i>), [SCF/STB]
IFT	Tensión interfacial, [dinas/cm]
KBbl	Miles de Barriles (<i>Kilo Barrel</i>)
mD	miliDarcy
M.A.	Millones de años
MD	Profundidad Medida (<i>Measured Depth</i>)
MBbl	Millones de Barriles (<i>Million Barrel</i>)
MSCF	Millones de ft cúbicos estándar (<i>Million standard cubic feet</i>)
Np	Producción de petróleo acumulada
OGIP	Gas original en sitio (<i>Original gas in place</i>)
OOIP	Petróleo original en sitio (<i>Original oil in place</i>)
Pb	Presión de burbuja, [psig] o [psia]
ppg	Libras por galon (<i>pounds per gallon</i>)
ppm	Partes por millón
psi	Libras por pulgada cuadrada (<i>pounds square inches</i>)
PVT	Presión, volumen y temperatura
psia	Libras por pulgada cuadrada absolutas (<i>pounds square inches absolute</i>)
psig	Libras por pulgada cuadrada manométricas (<i>pounds square inches gauge</i>)
Piny	Presión de inyección, [psig] o [psia]
Pyto	Presión del Yacimiento, [psig] o [psia]
Qg	Caudal de gas [MMSCFD]
Qiny	Caudal de inyección [BWPD]
Qo	Caudal de aceite [BOPD]
Qw	Caudal de agua [BWPD]
RB	Barril a nivel de yacimiento (<i>Reservoir barrel</i>)
Rs	Relación gas en solución, [SCF/STB]

RCF	Pie cubico a nivel de yacimiento (<i>Reservoir cubic feet</i>)
SCF	Pie cubico estándar (<i>Standard cubic feet</i>)
STB	Barril estándar (<i>Standard barrel</i>)
STOOIP	Petróleo original en sitio a condiciones estándar (<i>Standar Original oil in place</i>)
So	Saturación de petróleo (<i>Oil Saturation</i>)
Sw	Saturación de agua (<i>Water Saturation</i>)
TDS	Sólidos disueltos totales (<i>Total disuelt solids</i>)
TOC	Carbono orgánico total (<i>Total Organic Carbon</i>)
TVD	Profundidad vertical verdadera (<i>True Vertical Depth</i>)
TVDss	Profundidad vertical verdadera sobre el nivel del mar (<i>True Vertical Depth Sub Sea</i>)
VP	Volumen poroso
VPN	Valor presente neto
Vsh	Volumen de arcilla (<i>Volume Shale</i>)
WF	Inyección de agua (<i>Waterflooding</i>)
z	Factor de compresibilidad de gas, [1/psia]
μo	Viscosidad del aceite, [cP]
μg	Viscosidad del gas, [cP]
ρo	Densidad del aceite, [ppg]
∇f	Gradiente de fractura [psia/ft]
°F	Grados Fahrenheit
°API	Gravedad API del petróleo
∅	Porosidad

GLOSARIO

ACUÍFERO: formación geológica subterránea, porosa y permeable capaz de almacenar y producir agua.

ANTICLINAL: pliegue convexo de la corteza terrestre, en donde los estratos, sin romperse, se inclinan. Su núcleo lo constituyen rocas más antiguas estratigráficamente, 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, la cual está constituida por una sucesión de anticlinales y sinclinales que en conjunto dibujan una deformación positiva, de tal manera que la superficie adquiere una forma convexa.

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. Generalmente silíceas, aunque puede ser de naturaleza muy variada, se distingue por contener cuarzo, feldespato y otros fragmentos de minerales.

BOMBEO ELECTRO SUMERGIBLE: sistema de levantamiento artificial basado en la utilización de bombas centrífugas de múltiples etapas del subsuelo, ubicadas en el fondo del pozo y accionadas por motores eléctricos. Se usa para producir, con una alta eficiencia y economía, en yacimientos potencialmente rentables y en pozos profundos, con el fin de manejar altas tasas de flujo.

BUZAMIENTO: ángulo de inclinación con respecto al plano horizontal que tiene una estructura o capa rocosa.

CHERT: roca sedimentaria química, de textura microcristalina y criptocristalina, cuyo tamaño de cristales son menores a 0.005 m. Su composición es una mezcla de sílice, coloidal, ópalo, calcedonia, entre otros.

COEFICIENTE DE COMPRESIBILIDAD ISOTERMICA: es la representación numérica de la variación del volumen que sufre el petróleo, se encuentra por encima de su punto de burbuja debido a la variación de una (1) unidad de presión por unidad de volumen.

COLUMNA PRODUCTORA: hace referencia a todos los intervalos productores de hidrocarburos de la columna estratigráfica de un pozo o campo petrolífero.

CONCORDANTE: es la 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.

DENSIDAD: relación entre la masa de una sustancia y el volumen que ocupa. Esta propiedad indica para los hidrocarburos que entre más denso sea un cuerpo, más pesado será.

DESVIACIÓN ESTÁNDAR: es una medida estadística de dispersión de datos, la cual indica que tan dispersos están en relación a la media. A una mayor desviación estándar, mayor será la dispersión de los datos.

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.

EMPUJE HIDRÁULICO: mecanismo de producción que existe cuando hay presencia de un acuífero, el cual, debido a la caída de presión ocasionada durante la producción, comienza a expandirse e invadir el yacimiento, reemplazando los fluidos que ya han sido extraídos y generando un empuje sobre estos. Es uno de los mecanismos de producción más efectivo debido a que el constante suministro de agua por el acuífero, impide la caída de presión o la hace muy leve.

EMPUJE POR EXPANSIÓN DE ROCA Y FLUIDO: mecanismo de producción que existe cuando los fluidos se desplazan a zonas de menor presión debido a una expansión de estos y una reducción del volumen poroso, debido al incremento de la diferencia entre la presión de sobrecarga y la presión poral ocasionada por la producción de hidrocarburos.

EMPUJE POR CAPA DE GAS: mecanismo que únicamente está presente en yacimientos cuya presión es menor a la presión de burbuja. Situación que genera la presencia de gas disuelto, el cual, al momento de iniciada la producción, comienza a expandirse y desplazar el petróleo hacia el pozo.

EMPUJE POR GAS EN SOLUCIÓN: mecanismo que únicamente está presente en yacimientos cuya presión es mayor a la presión de burbuja, lo que facilita la presencia de gas disuelto en el petróleo, que comienza a expandirse por el diferencial de presión ocasionado en la producción, y al mismo tiempo desplaza al petróleo hacia el pozo en su intento de salir del yacimiento.

EMPUJE POR SEGREGACIÓN GRAVITACIONAL: mecanismo de producción presente cuando el yacimiento tiene un alto grado de buzamiento ($<40^\circ$) el cual ocasiona que los fluidos se separen de acuerdo con sus densidades en el siguiente orden: agua, petróleo y gas, lo que ocasiona que al iniciar la producción el gas y el agua ejerzan presión sobre el petróleo, permitiendo así la producción del mismo.

ESPESOR: es la distancia medida entre los límites de una estructura geológica, ya sea estrato, dique, filón, capa, sill, entre otros. Se mide de manera perpendicular a la extensión lateral de la estructura y varía respecto a la misma.

ESTRATIGRAFÍA: es una rama de la geología que se centra en el estudio y descripción de los cuerpos de roca que conforman la corteza terrestre y la organización de estas en unidades, con el fin de identificar la distribución de estas y su sucesión temporal para interpretar la historia geológica.

ESTRUCTURA EN FLOR: asociación de pliegues y fallas producidas debido a la existencia simultánea de un proceso formación de fallas de desplazamiento de rumbo y un proceso de conversión o extensión de la corteza terrestre.

FACTOR HIPERBÓLICO: también conocido como constante hiperbólica. Indica si la declinación de la producción de petróleo es constante o no.

FACTOR VOLUMÉTRICO DE FORMACIÓN: relación que indica el volumen de petróleo requerido en el yacimiento para poder producir un barril de petróleo en superficie. Esta relación usualmente es mayor a uno (1) ya que el petróleo libera gas disuelto durante la producción debido a la caída de presión.

FACTOR DE COMPRESIBILIDAD DEL GAS: es un factor de corrección que representa la desviación del comportamiento ideal de un gas.

FALLA ANTITÉTICA: es una falla secundaria, que normalmente forma parte de un conjunto de fallas, 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.

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.

FASE HUMECTANTE: es el fluido que tiene una tendencia a adherirse sobre una superficie sólida en presencia de fluidos inmiscibles.

FASE NO-HUMECTANTE: son aquellos fluidos que no se adhieren o dispersan sobre una superficie sólida.

FORMACIÓN: es la unidad fundamental de la litoestratigrafía y se conoce como un cuerpo de roca suficientemente característico y continuo para ser mapeado

FILL-UP: es el periodo de llenado que ocurre cuando se inyecta un fluido en una formación, en este el fluido usualmente desplaza al gas y ocupa los espacios dejados por este.

HUMECTABILIDAD: es la preferencia que tiene una roca para que un fluido se adhiera a su superficie y la humecte en presencia de otros fluidos inmiscibles. Las rocas pueden ser humectadas por agua, petróleo o ambos. Afecta la permeabilidad relativa y la saturación del yacimiento, influye en procesos de inyección de agua y el avance del acuífero en un yacimiento.

INFRAYACE: todo aquello que se encuentra por debajo, por lo tanto, en geología, una formación que infrayace 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 clástica el tamaño de su grano esta entre 0.0039 mm a 0.0625 mm y se compone de material detrítico fino y minerales de las arcillas que forman parte del cemento.

LODOLITA: roca sedimentaria clástica, el tamaño de sus granos varía entre 0.0625 y 0.002 mm, se compone de partículas de arcilla, carece de estructura estratificada y tiene un bajo contenido de agua.

LUTITA (SHALE): roca sedimentaria clástica, sus granos son de un tamaño menor a 0.0039 mm y se compone de minerales de las arcillas, producto de alteración de otros minerales por procesos diagenéticos.

MEDIA: es una medida de tendencia central que indica el valor promedio de un conjunto de datos y resulta de la suma de todos los datos, dividida entre el número total de datos.

MIGRACIÓN: es el movimiento de los hidrocarburos generados, desde la roca generadora hacia las rocas almacén y/o formaciones productoras. Se produce habitualmente desde un área estructuralmente baja hacia un área más alta, debido a la flotabilidad relativa de los hidrocarburos, 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.

MIGRACIÓN PRIMARIA: también denominada expulsión es el movimiento de los hidrocarburos recién generados fuera de su roca generadora, está limitada a distancias de unos pocos cientos de metros

MIGRACIÓN SECUNDARIA: es el movimiento posterior de los hidrocarburos luego de la migración primaria hacia la roca almacén.

MODA: es el valor que más veces se repite en un conjunto de datos.

NERÍTICO: es el ambiente de depositación comprendido entre la línea de marea baja y la terminación de la plataforma continental.

NÚCLEO: muestra cilíndrica proveniente de una formación geológica, la cual es extraída durante o después de la perforación de un pozo, Se utilizan para determinar características de la roca y los fluidos.

RAMP-UP: es el periodo en el cual la producción de petróleo aumenta paulatinamente hasta alcanzar un pico máximo de producción.

PLATEAU: es el periodo de producción constante del petróleo, que usualmente se da al inicio de la vida productiva de un campo o proyecto con el fin de mejorar las ganancias o conservar las reservas.

PETRÓLEO NEGRO: conocido como "*Black oil*" es una clase de petróleo, caracterizado por su color negro, el cual es generado por sus componentes pesados y no volátiles. Se caracteriza por ser altamente viscoso, de baja gravedad API, con

un factor volumétrico de formación es menor o igual 2 RB/STB y no posee más de 2000 pies cúbicos de gas disuelto en cada barril de petróleo.

PERCENTIL: es una medida de posición estadística que indica el valor de una variable por debajo del cual se encuentra un porcentaje dado, usando un grupo de datos ordenados de mayor a menor.

PERMEABILIDAD: es la medida de la capacidad de una roca, para transmitir fluidos. Las formaciones que transmiten los fluidos fácilmente, tales como las areniscas, se describen como permeables y tienden a tener poros grandes y bien conectados. Las formaciones impermeables, tales como las lutitas y limolitas, tienden a tener granos más finos, poros pequeños, escasos o menos interconectados.

PERMEABILIDAD ABSOLUTA: es la capacidad de flujo de una roca a través de sus poros interconectados cuando la roca está completamente saturada por un solo fluido o fase.

PERMEABILIDAD EFECTIVA: es la capacidad de flujo preferencial hacia un fluido de una roca a través de sus poros interconectados cuando la roca está saturada con dos o más fluidos inmiscibles.

PERMEABILIDAD RELATIVA: es la relación adimensional entre la permeabilidad efectiva a un fluido y la permeabilidad absoluta de la roca a unas condiciones de saturación de fluidos dada.

PIRITA: es un mineral del grupo de los sulfuros insoluble en agua que se forma en ambientes muy variados, desde filones hidrotermales de cuarzo hasta en rocas ígneas pobres en cuarzo.

POBLACIÓN: conjunto de sujetos o elementos con características comunes. sobre los que se realiza el estudio estadístico.

POROSIDAD: indicador del volumen total de una roca que sirve para almacenar fluidos y se define matemáticamente como la fracción del volumen total de una roca que está vacío y puede contener fluidos.

POROSIDAD PRIMARIA: corresponde a los poros o espacios vacíos generados en una roca durante la depositación de sus granos.

POROSIDAD SECUNDARIA: es la porosidad generada a través de procesos naturales o artificiales posteriores a la depositación de la roca tales como dolomitización, disolución y fracturamiento.

PRESIÓN DE BURBUJA: también conocida como presión de saturación, es la presión a la cual se forma la primera burbuja del gas que en solución del petróleo.

PRESIÓN PORAL: también conocida como presión de formación. Es la presión a la que se le encuentran los fluidos dentro de la formación y se origina por los procesos geológicos a los que se encuentra sometida la formación.

PUNTO DE BURBUJA: son las condiciones de presión y temperatura a las cuales se forma la primera burbuja del gas en solución del petróleo.

RELACIÓN GAS EN SOLUCIÓN: corresponde al volumen de gas que se encuentra disuelto en un barril de petróleo a determinadas condiciones de presión y temperatura.

RELACIÓN GAS PETRÓLEO: es la relación del gas producido con respecto al petróleo producido a condiciones de superficie.

ROCA ALMACÉN: roca sedimentaria, porosa y permeable donde se encuentra almacenado un depósito de hidrocarburos.

ROCA GENERADORA: es una roca rica en contenido de materia orgánica que, si recibe un grado suficiente de calor, generará petróleo o gas. Las rocas generadoras típicas son las lutitas o las calizas y contienen aproximadamente un uno (1) por ciento de materia orgánica y al menos cero punto cinco (0.5) de carbono orgánico total, aunque una roca generadora rica podría contener hasta 10% de materia orgánica. Si la roca es de origen marino tiende a ser potencialmente petrolífera, mientras que las terrestres, tales como el carbón, tienden a ser potencialmente gasíferas. 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: roca que se origina en el interior o en la superficie de la corteza terrestre generada por la solidificación de rocas fundidas, conocidas como magma, que tuvieron su origen en el interior de la tierra.

ROCAS METAMÓRFICAS: corresponde a todas las rocas que se originan a grandes profundidades de la corteza terrestre y se han sometido a cambios de presión y temperatura junto a procesos diagenético como lo es la cristalización de nuevos materiales.

ROCA SELLO: roca impermeable que actúa como barrera e impide que el petróleo se desplace fuera de la roca almacén.

SUPRAYACE: todo aquello que se encuentra por encima, por lo tanto, en geología, una formación que suprayace es considerada como más joven.

TERRAZA: son plataformas sedimentarias superficie más o menos planas, horizontales o levemente inclinadas, que se forman por la depositación o erosión generadas a lo largo del cauce de una corriente hídrica en los puntos donde la pendiente de este es menor, esta limitada por declives pronunciados.

TRAMPA ESTRUCTURAL: son zonas producto de procesos tectónicos donde una roca almacén la cual es porosa y permeable en la que se acumulan hidrocarburos, es puesta en contacto con una roca impermeable que se ubica en un nivel superior e impide la migración de hidrocarburos.

VISCOSIDAD: propiedad de los fluidos que indica grado de resistencia al flujo por parte de un fluido, su unidad es el Poise que equivale a dina-s/cm².

YACIMIENTO: es un cuerpo de roca en el subsuelo con un grado suficiente de porosidad y permeabilidad para almacenar y transmitir fluidos. Los yacimientos más comunes están formados por rocas sedimentarias ya que poseen una mayor porosidad respecto a la mayoría de las rocas ígneas y metamórficas.

YACIMIENTO SUBSATURADO: yacimiento donde la presión inicial es mayor que la presión de burbuja, generan que el gas se encuentre aún disuelto en el petróleo y no exista una capa de gas inicial. Estos yacimientos al entrar en producción tienen pérdidas de presión y el gas tiende a liberarse.

RESUMEN

El presente trabajo se realiza con el fin de diseñar cinco pilotos de inyección de agua mediante la Simulación de Montecarlo para el Campo Ermitaño de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena el cual es operado por Ecopetrol S.A., para esto se inicia exponiendo las condiciones actuales del campo, se describe su ubicación geografía y sus características geológicas. Para continuar con una caracterización de los yacimientos productores, enfocada en cómo se han visto afectadas las propiedades de roca y fluido por el relieve vertical y la compartimentalización de las formaciones productoras.

Se realiza una descripción del software empleado y se selecciona un modelo de predicción previamente creado por la compañía que se usa para evaluar con distribuciones de probabilidad a los factores operacionales que afectan el comportamiento del proceso de inyección de agua en el campo, permitiendo determinar las variables a sensibilizar para realizar el diseño de los pilotos.

Luego de identificar las variables a sensibilizar, se selecciona el patrón de inyección cinco-invertido y se ubican los cinco (5) pilotos de inyección a lo largo de los pozos ya perforados en el Campo Ermitaño y de determinan los volúmenes de petróleo a contactar por el proceso de inyección de agua.

Ya con la información necesaria identificada se construye el proyecto de simulación en el software especializado Icaro® y se determinan los volúmenes a recuperar de acuerdo con los escenarios de inyección seleccionados a través del criterio de barriles eficientes de la compañía. Igualmente se realiza un estimado de las presiones de inyección enfocado en evitar fracturas en la formación. Por último se realizó un análisis financiero que permitió determinar la viabilidad de los cinco (5) pilotos con los escenarios seleccionados mediante el indicador financiero Valor Presente Neto (VPN).

PALABRAS CLAVE: Inyección de agua, Campo Ermitaño, Cuenca del Valle Medio del Magdalena, Recuperación Secundaria,

INTRODUCCIÓN

Los proyectos de recuperación secundaria se han constituido como uno de los métodos más efectivos para aumentar el porcentaje de las reservas recuperables de los yacimientos en los cuales previamente se ha desarrollado una producción primaria. Usualmente la recuperación secundaria, por inyección de agua se plantea como primera opción para el desarrollo de un campo cuando se cuenta con un acuífero activo que provee los volúmenes de agua suficientes para ser reinyectados, lo que lo convierte en un método económico de recobro y permite recuperar un volumen adicional del hidrocarburo no producido, típicamente definido como 1/3 del factor de recobro alcanzado por un desarrollo primario.

Actualmente el Campo Ermitaño de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena lleva 62 años bajo desarrollo primario y requiere de un proceso de inyección de agua para contrarrestar la declinación de la producción y aumentar las ganancias para alcanzar el potencial real del activo, por lo que se quieren evaluar alternativas de recobro secundario, como la inyección de agua. Sin embargo, esto no es algo fácil de llevar a cabo con las altas variaciones de las propiedades PVT ocasionadas por el alto relieve vertical (1000 ft) en los yacimientos compartimentalizados del campo que hacen imposible la reproducibilidad de un proyecto de recuperación secundaria en todos los compartimientos del campo ya que las consideraciones que se tomen para el desarrollo de un proyecto en un bloque serán diferentes en otro.

Por esto se realizó el diseño de cinco (5) pilotos de inyección de agua dispuestos a lo largo del campo y se realizaron simulaciones del proceso de inyección de agua mediante el Montecarlo para obtener distintos escenarios de inyección y determinar el mejor escenario de acuerdo con el criterio de barriles eficientes de Ecopetrol S.A. con el fin de seleccionar un escenario para cada piloto donde se maximicen las ganancias por cada barril de petróleo producido.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Evaluar técnica y financieramente el diseño de cinco pilotos de inyección de agua para el Campo Ermitaño de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Describir las generalidades del Campo Ermitaño de la de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.
2. Describir las propiedades PVT, permeabilidades relativas, el relieve vertical y la compartimentalización de los yacimientos del Campo Ermitaño.
3. Evaluar los factores operacionales en el proceso de inyección de agua, teniendo en cuenta la eficiencia areal de barrido.
4. Identificar las variables a sensibilizar para el diseño de cinco pilotos de inyección de agua.
5. Realizar el diseño de cinco pilotos de inyección de agua para el Campo Ermitaño.
6. Establecer la viabilidad financiera de los pilotos de inyección de agua seleccionados para el Campo Ermitaño de la de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena mediante el indicador Valor Presente Neto (VPN).

1. GENERALIDADES DEL CAMPO ERMITAÑO

En el presente capítulo se presentan las generalidades, historia, ubicación geográfica, marco geológico e historia de producción del Campo Ermitaño de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.

1.1 HISTORIA DEL CAMPO ERMITAÑO

El Campo Ermitaño hace parte de las antiguas Concesiones Guaguaquí-Terán, otorgadas en el año 1929 a la *Texas Petroleum Company*. En Diciembre de 1945 durante la etapa exploratoria se inició la perforación el Pozo Velásquez-1, con objetivo exploratorio, que llegó al basamento ígneo con una profundidad final de 8455 ft¹.

Hacia Noviembre de 1954 se perforó el Pozo Ermitaño-1 a una profundidad de 5774 ft, se encontró petróleo y se completó en la Formación Mugrosa, dos años después en Octubre de 1956 se perforó el pozo Ermitaño-7 a una profundidad de 6289 ft y se completó como productor en la Formación Mugrosa, en Noviembre del mismo año se declaró la comercialidad del Campo Ermitaño y entró oficialmente en producción.

Entre los años 1966 y 1967 se llevó a cabo un proyecto piloto de inyección alternada de vapor en el Campo Ermitaño, con resultados positivos, sin embargo, debido a los escasos de gas para la generación de vapor no se le dio continuidad².

El Campo Ermitaño se mantuvo bajo la modalidad de concesión hasta Noviembre de 1986 cuando la Concesión Guaguaquí-Terán paso a la administración de Ecopetrol S.A.

En 1994, con el proyecto de inyección de aguas residuales producidas, se construyó y empezó a funcionar la planta de inyección de agua, con el fin de dar cumplimiento a las políticas gubernamentales respecto la conservación ambiental. Igualmente, en este año se llevó a cabo un segundo piloto de inyección alternada de Vapor con resultados positivos, sin embargo, debido inconvenientes mecánicos y financieros no se le dio continuidad.

A Noviembre de 2017 el campo cuenta con 354 pozos perforados, tiene un área aproximada de 5.400 acres, el operador es Ecopetrol S.A., cuenta con 354 pozos y sigue siendo un campo activo.

¹ ECOPETROL S.A., Gerencia de Yacimientos. Geología Campo Ermitaño. Bogotá D.C.: 2016. p. 5.

² HALLIBURTON, Plan de Desarrollo Campo Ermitaño. Bogotá D.C.: 2010. p. 15.

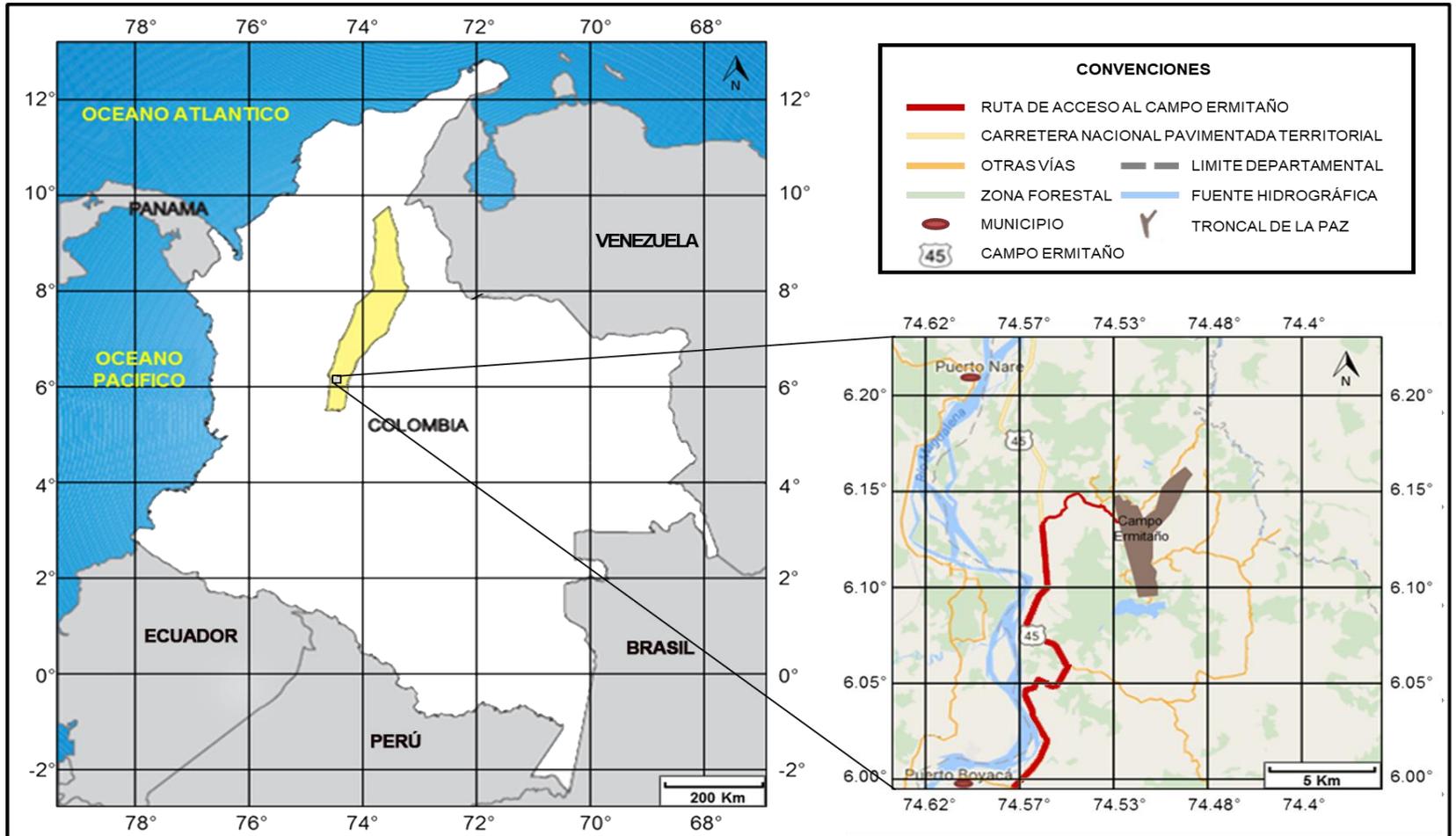
1.2 LOCALIZACIÓN DEL CAMPO

El Campo Ermitaño se encuentra ubicado en Colombia en la Cuenca del Magdalena Medio sobre la margen oriental del río Magdalena, en el Departamento de Boyacá a 240 km de Bogotá D.C. y jurisdicción del Municipio de Puerto Boyacá a 255 km de Tunja, el área del contrato ocupa una extensión de 89.7 km², siendo el área de producción 22.1 km² y 67.6 km² de área no explorada³, como se muestra en la **Figura 1**.

Para llegar al Campo Ermitaño solo existe acceso por vía terrestre desde la ciudad de Bogotá D.C. donde 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 Guadas, 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 esta ruta durante 24 km, hasta encontrar la salida a la carretera 45 denominada Troncal de la Paz y se continúa por un tramo de 51 km hasta el municipio de Puerto Boyacá y finalmente, seguir 35 km al norte por la misma Troncal de la Paz que es la vía de acceso principal al Campo Ermitaño.

³ ECOPETROL S.A., Geología Campo Ermitaño, Op. Cit., p. 6

Figura 1. Localización Campo Ermitaño.



Fuente: AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. GeoVisor ANH v2.0, Mapa de Tierras 2015, Modificado por el autor.

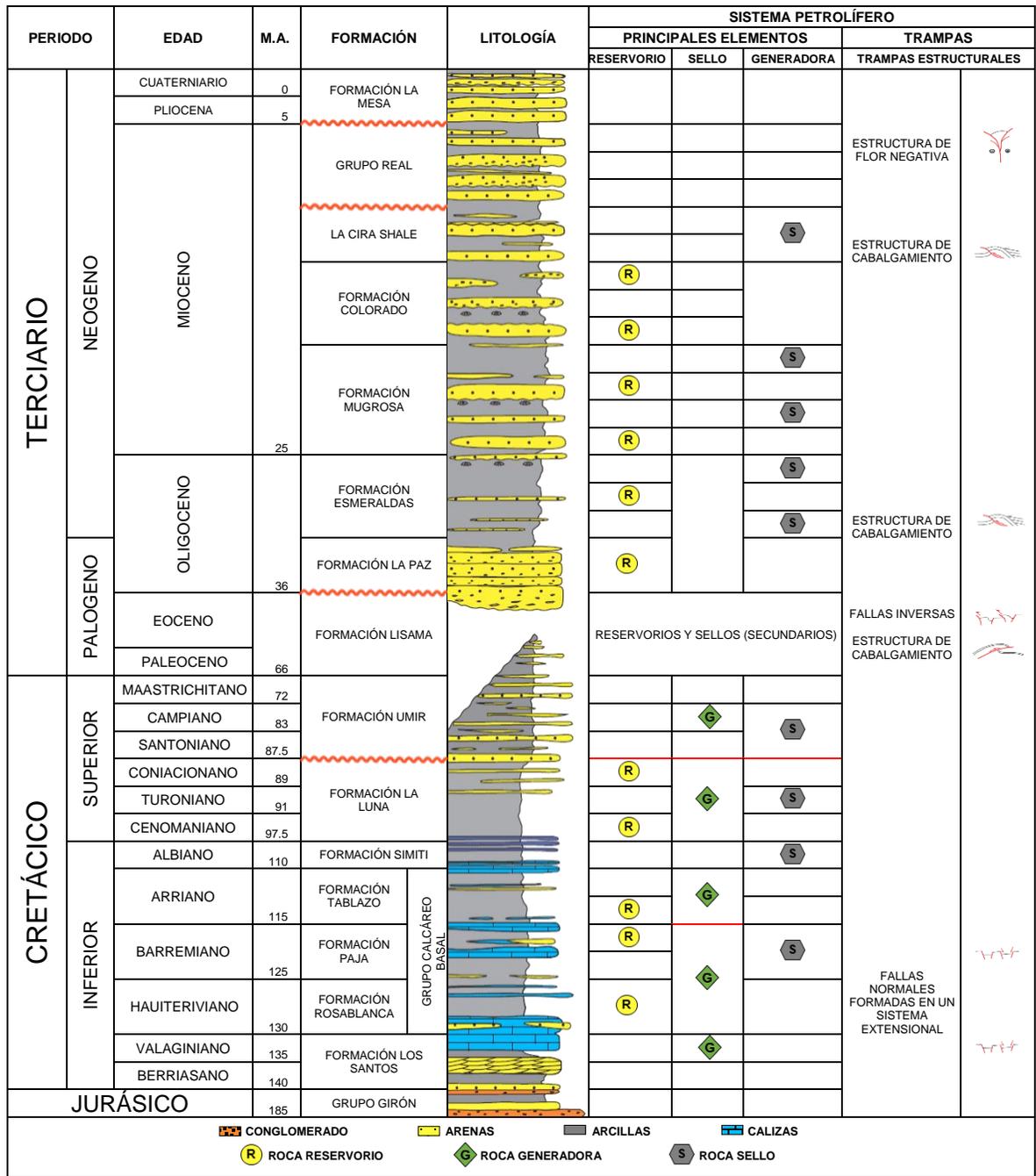
1.3 MARCO GEOLÓGICO

A continuación, se presenta la columna estratigráfica, la descripción de las formaciones geológicas, la geología estructural y geología del petróleo del Campo Ermitaño que se localiza en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.

1.3.1 Columna Estratigráfica. La secuencia generalizada de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, con rocas que van desde el Jurásico hasta el Neógeno, está constituida por rocas de basamento cristalino Jurásico, rocas clásticas y calcáreas del Cretácico depositadas en un ambiente marino y rocas sedimentarias clásticas del Terciario depositadas en un ambiente continental.

En la **Figura 2** se puede observar la columna generalizada de la cuenca del Valle Medio del Magdalena indicando los principales los parámetros del sistema petrolífero.

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



Fuente: AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Colombian Sedimentary Basins. Bogotá. ANH, 2007. p. 79. Modificado por el autor.

1.1.1 Estratigrafía. A continuación, se realiza la descripción de las formaciones geológicas de la Cuenca Valle Medio del Magdalena, iniciando con las más antiguas y finalizando con las más jóvenes.

1.1.1.1 Grupo Girón. De edad Jurásico superior⁴, es la unidad sedimentaria más antigua de la cuenca, la componen lutitas pardo-moradas intercaladas areniscas arcillosas rojas, su espesor promedio es de 3000 ft. Se caracteriza por un ambiente de depositación fluvial y está en contacto concordantemente con la Formación Los Santos a la cual infrayace.

1.1.1.2 Formación Los Santos. Pertenece a las Edades del Jurásico superior y del Berriasiano- Valagniano⁵. Está compuesta por areniscas con niveles de Lutitas, cuarzos de grano medio y algunos conglomerados. Su espesor es de 1000 ft, pero puede llegar a alcanzar los 5000 ft y se depositó en un ambiente fluvial – lacustre. Esta formación suprayace concordantemente al Grupo Girón e infrayace concordantemente a la Formación Rosablanca.

1.1.1.3 Formación Rosablanca. Pertenece a las Edades del Hauteriviano y Barremiano⁶. Consta de niveles de calizas oolíticas negras, densas, duras y ligeramente arcillosas a limosas, hacia la parte superior se encuentran calizas ligeramente arenosas con granos de cuarzo subangulares y trazas de pirita, su espesor varía entre 500 ft y 1400 ft. El ambiente de depositación de esta formación es marino somero. Esta formación suprayace concordantemente a la Formación Los Santos e infrayace concordantemente con la Formación Paja.

1.1.1.4 Formación Paja. Pertenece las Edades Barremiano y Aptiano⁷. Está compuesta por una sucesión de shales negros, ligeramente calcáreos y ocasionalmente micáceos, en la parte inferior de la formación se encuentran pequeñas concentraciones de calizas y vetas de calcita, su espesor mínimo es de 410 ft y puede alcanzar un máximo de 2050 ft. Su ambiente de depositación es marino somero. Esta formación suprayace concordantemente a la Formación Rosablanca e infrayace concordantemente a la Formación Tablazo.

1.1.1.5 Formación Tablazo. Pertenece a las Edades Aptiano y Albiano⁸. Consiste en areniscas calcáreas de grano fino a medio con alto contenido fósil, y una secuencia de shales y lutitas calcáreas hacia el tope de la formación. Con un espesor que varía entre los 490 ft y 1060 ft. Su ambiente de depositación es marino profundo. Esta suprayace formación concordantemente a la Formación Paja e infrayace concordantemente a la Formación Simiti.

⁴ JULIVERT, Manuel. Léxico Estratigráfico de Colombia. Paris: Centre national de la recherche scientifique, 1968. p. 262.

⁵ Ibíd., p. 257.

⁶ Ibíd., p. 420.

⁷ Ibíd., p. 363.

⁸ Ibíd., p. 445.

1.1.1.6 Formación Simití. De Edad Albiano⁹. Conocida también como *Simiti Shale* está compuesta por shale gris o negra, que varía de no-calcárea a calcarea, hacia la base de la formación aumenta el contenido de limo y cerca del tope se encuentran capas delgadas de conglomerados. Su espesor varía entre 820 ft y 2130 ft. Su ambiente de depositación es marino poco profundo. Esta formación suprayace concordantemente a la Formación Tablazo e infrayace concordantemente a la Formación La Luna.

1.1.1.7 Formación La Luna. Pertenece a las Edades Turoniano, Coniaciano y Santoniano¹⁰. Está conformada hacia la base por caliza de color gris oscuro, laminada, densa y de grano fino y hacia el tope por shales negros y algunas capas de chert. Su espesor varía entre 260 ft y 3600 ft. Su ambiente de depositación es marino poco profundo. Esta formación suprayace concordantemente a la Formación Tablazo e infrayace discordantemente a la Formación Umir.

1.1.1.8 Formación Umir. Pertenece a las Edades Campaniano y Maestrichtiano¹¹. Se compone de lutitas en láminas delgadas, de color gris intercaladas con delgadas láminas carbonáceas, areniscas de grano fino y limonita. Tiene un espesor que varía entre los 2850 ft y 4450 ft. Su ambiente de depositación es nerítico medio en su parte inferior y en su parte superior llanuras de marea y frentes deltaicos. Esta formación suprayace discordantemente con la Formación La Luna e infrayace concordantemente a la Formación Lisama.

1.1.1.9 Formación Lisama. De Edad Paleoceno¹². Está compuesta en su mayoría por intervalos de shale de color rojo con intercalaciones de areniscas de grano medio a fino y lentes de carbón. Su espesor promedio es de 3500 ft. Es la última formación con un ambiente de depositación de carácter marino en la cuenca y representa una etapa de transición de sedimentos marinos a continentales. Esta formación suprayace concordantemente a la Formación Umir e infrayace en contacto discordante angular a la suprayacente Formación La Paz.

1.1.1.10 Formación La Paz. De Edad Eoceno Medio¹³. Litológicamente está conformada por cuarzoarenitas, conglomeráticas y areniscas con intercalaciones arcillosas que se encuentran en los dos tercios inferiores de la formación. Su espesor que varía entre 1640 ft y 3280 ft. Su ambiente de depositación es continental de canales fluviales. Esta formación suprayace discordantemente a la Formación Lisama e infrayace concordantemente a la Formación Esmeralda.

⁹ JULIVERT, Op. cit., p. 437.

¹⁰ *Ibíd.*, p. 301.

¹¹ *Ibíd.*, p. 459.

¹² DE PORTA, J. *Léxico Estratigráfico de Colombia*. Paris: Centre national de la recherche scientifique, 1974. p. 328.

¹³ *Ibíd.*, p. 307.

1.1.1.11 Formación Esmeraldas. De Edad Eoceno Medio Superior¹⁴. Conformada por cuarzoarenitas y limolitas compactas dispuestas en capas muy delgadas, micáceas de grano fino y de color gris, que alternan con shale gris oscuro moteadas de color rojo, púrpura o marrón y algunos lentes de carbón dispersos. Su espesor varía entre 426 ft y 3280 ft. Su ambiente de deposición es deltaico con influencia lagunar. Esta formación suprayace concordantemente a la Formación La Paz e infrayace discordantemente a la Formación Mugrosa.

1.1.1.12 Formación Mugrosa. De Edad Eoceno Superior Oligoceno¹⁵. Litológicamente consta de intercalaciones de areniscas de grano fino con niveles delgados de conglomerados, shales masivas moteadas con algunas intercalaciones de areniscas de grano fino y en algunos casos con niveles de pirita. Tiene un espesor que varía entre 1968 ft y 2624 ft. Su ambiente de deposición es fluvial. Esta formación suprayace discordantemente a la Formación Esmeralda e infrayace concordantemente con la Formación Colorado.

1.1.1.13 Formación Colorado. De Edad Mioceno¹⁶. Está conformada principalmente por arcillas de color gris claro, púrpuras y moteadas de rojo con intercalaciones de areniscas y contenido de rocas metamórficas e ígneas. El espesor varía entre 330 ft y 4290 ft. Su ambiente de depositación es fluvial de ríos meandriformes. Esta formación suprayace concordantemente a la Formación Mugrosa e infrayace concordantemente con la Formación La Cira Shale.

1.1.1.14 Formación La Cira Shale. Pertenece a las Edades Oligoceno Superior y Mioceno Inferior¹⁷. Está conformada Complejo de arcillas azulosas alternadas con areniscas, presencia de calizas impuras y algunos mantos de carbón. Su espesor varía entre 4000 ft y 10000 ft. Su ambiente de depositación es fluvial. Esta formación suprayace concordantemente a la Formación Colorado e infrayace discordantemente con el Grupo Real.

1.1.1.15 Grupo Real. De Edad Mioceno¹⁸. Conformada por conglomerados y una intercalación de capas muy gruesas de litoarenitas de grano fino a medio y capas delgadas de arcillolitas. Tiene un espesor que varía entre 3937 ft y 4921 ft. Su ambiente de deposición es fluvial de corrientes entrelazadas y abanicos aluviales. El Grupo Real suprayace discordantemente a la Formación La Cira Shale e infrayace concordantemente a la Formación.

1.1.1.16 Formación Mesa. Pertenece a las Edades del Mioceno y Plioceno¹⁹. Está conformada por areniscas de grano grueso que alternan con conglomerados y

¹⁴ DE PORTA, J. Op. cit., p. 199.

¹⁵ Ibíd., p. 374.

¹⁶ Ibíd., p. 147.

¹⁷ Ibíd., p. 298.

¹⁸ Ibíd., p. 416.

¹⁹ Ibíd., p. 360.

capas de arcilla, limo y arenas de grano fino. Su espesor que varía entre 1886 ft y 3937 ft. La Formación Mesa suprayace concordantemente al Grupo Real.

1.1.2 Geología Estructural. La Cuenca Valle Medio del Magdalena del Magdalena está ubicada a lo largo del Río Magdalena entre las cordilleras Central y Oriental de los Andes Colombianos, se caracteriza por la presencia de un monoclinal suave, con dirección de buzamiento en sentido norte-sur, afectado por diferentes estilos estructurales, como lo son las fallas normales generadas a partir de un sistema extensional.

La forma actual de la cuenca obedece a un evento tectónico ocurrido durante el Terciario Superior (Orogenia pre-andina, Eoceno Medio, Oligoceno y Mioceno temprano y Orogenia Andina del Mioceno tardío a Pleistoceno), pero su formación resultó de una historia de movimientos extensionales y compresionales durante el Mesozoico y el Cenozoico.

Una tectónica con características de desplazamientos de rumbo ocurridos durante el Cretácico y Mioceno en el oriente de la Cordillera Central, así como las deformaciones locales al oeste de la Cordillera Oriental, influyeron en el estilo estructural del Campo Ermitaño, representado en este por el sistema transcurrente de la Falla Velásquez y varias fallas paralelas a esta.

1.1.3 Geología del petróleo. En la geología del petróleo se presenta la Roca Generadora, Roca Reservorio, Roca Sello, Roca Sobrecarga, Migración y Trampa. Ver **Figura 2**.

1.1.3.1 Roca Generadora. Calizas y Lutitas del Cretácico de la Formación La Luna corresponden a la principal roca generadora de la cuenca, con valores promedio de TOC actual entre 2% y 6%, un kerógeno tipo II y un espesor efectivo promedio de 200 ft. Adicionalmente las Calizas y Lodolitas del Cretácico de las Formaciones Rosablanca, Paja y Tablazo se pueden considerar como rocas fuente de hidrocarburos, aunque su potencial es limitado.

1.1.3.2 Roca Reservorio. Existen cuatro formaciones en el Cretácico que pueden considerarse como rocas reservorio potenciales que son: Los Santos, Rosablanca, Tablazo y La Luna. Sin embargo, las principales rocas reservorio están conformadas por los niveles de Arenitas del Cenozoico presentes en las Formaciones La Paz hasta las Formaciones Mugrosa y Colorado con porosidades promedio de 15 - 20%, permeabilidades entre 20 y 600 mD y con espesor neto petrolífero promedio de 105 ft.

1.1.3.3 Roca Sello. Las rocas sello en el Campo Ermitaño corresponden a los niveles arcillosos intraformaciones de las unidades Terciarias, como las Formaciones Esmeralda y Colorado que constituyen los sellos para los reservorios Cenozoicos. Igualmente corresponden a las unidades arcillosas del Cretáceo,

como son las Formaciones Simiti y Umir, cuyas lodolitas pueden construir el sello de los intervalos de calizas fracturados.

1.1.3.4 Roca Sobrecarga. Corresponde a toda la secuencia sedimentaria que fue depositada posteriormente a la depositación de la Formación La Luna, lo cual se puede observar en la carta de eventos presentada en la **Figura 3**.

1.1.3.5 Migración. La discordancia del Eoceno separa a las principales rocas reservorio de las rocas generadoras infrayacentes y produce un sistema de rutas de migración ideal para la migración de los hidrocarburos. El periodo de migración inicio hace cinco (5) millones de años durante el Neógeno superior y continua localmente hoy en día.

Las principales vías de migración consisten en migración vertical directa de los hidrocarburos generados en la Formación La Luna hacia la discordancia del Eoceno, migración lateral a lo largo de las areniscas del Eoceno y migración vertical a través de superficies de falla en áreas donde la Formación La Luna no está en contacto con la discordancia de Eoceno.

1.1.3.6 Trampa. Entrampamiento de tipo estructural debido a anticlinales asimétricos asociados a fallas inversas y normales reactivadas por la tectónica andina, pliegues contraccionales extensos asociados a fallas de cabalgamiento y barreras de permeabilidad generadas por variaciones laterales de las facies²⁰.

1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO

Su inicio de producción fue en el año 1954, con 427 BOPD y con un petróleo de 18.2 °API. A medida que incremento el descubrimiento de pozos productores efectivos, su producción alcanzó en el 2005, 3130 BOPD, con una gravedad API promedio de 15 °API y una viscosidad 67 cP.

La producción del Campo Ermitaño proviene de múltiples arenas productoras, que se presentan en las Formaciones Tuné y Guaduas, cuya estructura se conforma de bloques fallados llamados A, B, C, D y E por consecuencia de la falla principal Velázquez.

1.4.1 Método de producción. En la actualidad el Campo Ermitaño, produce en promedio 5679 BOPD, en 218 pozos productores. Todos los pozos productores tienen Bombeo Mecánico como sistema de levantamiento artificial por medio de una bomba de subsuelo accionada por una sarta de varillas y una unidad de bombeo.

²⁰ GARCÍA, Mario, et al. Informe Ejecutivo: Evaluación Del Potencial Hidrocarburífero de las Cuencas Colombianas. Abril, 2009. Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH. p. 79

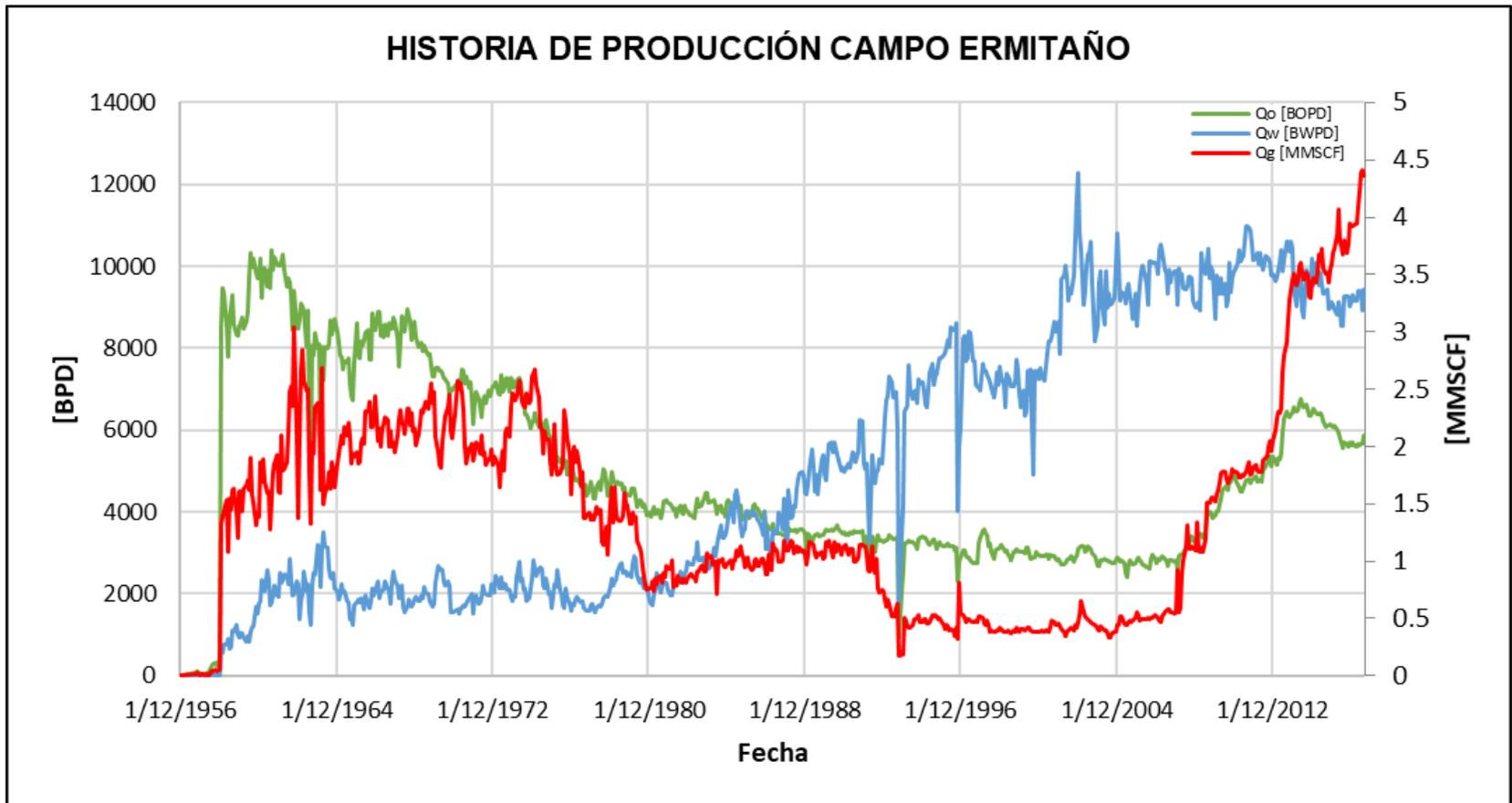
1.4.2 Tiempo de producción. Según Ecopetrol S.A.²¹, el campo entro en producción en el año 1954. A la fecha el campo continúa produciendo ininterrumpidamente, alcanzando 64 años de producción.

1.4.3 Número de pozos. A la fecha el campo cuenta con 354 pozos perforados, de los cuales 218 son productores activos, siete han sido adecuados como monitores de presión, 14 abandonados, seis como pozos disposal de aguas residuales y 111 se encuentran inactivos.

1.4.4 Gráfica de producción. La curva de producción histórica del Campo Ermitaño se muestra en la **Gráfica 1**. Para el desarrollo del campo entre 1943 y 1949 se perforaron los primeros 10 pozos, lo cual indica los inicios de producción para el campo. En el año 1961 se alcanzó un pico de producción de 10391 BOPD, a partir de esa fecha la producción declino hasta el año 2007 cuando la producción aumento gracias a un plan de perforación avanzada llevado a cabo por Ecopetrol S.A. Actualmente la producción promedio del campo es de 5679 BOPD, demostrando claramente el aumento observado desde el año 2007.

²¹ ECOPETROL S.A., Gerencia de Yacimientos. Estudio Integrado de Yacimientos. Bogotá D.C.: 2016. p. 8

Gráfica 1. Producción histórica del Campo Ermitaño.



Fuente: ECOPETROL S.A., Gerencia de Yacimientos. Bogotá D.C., 2017. Modificado por el autor.

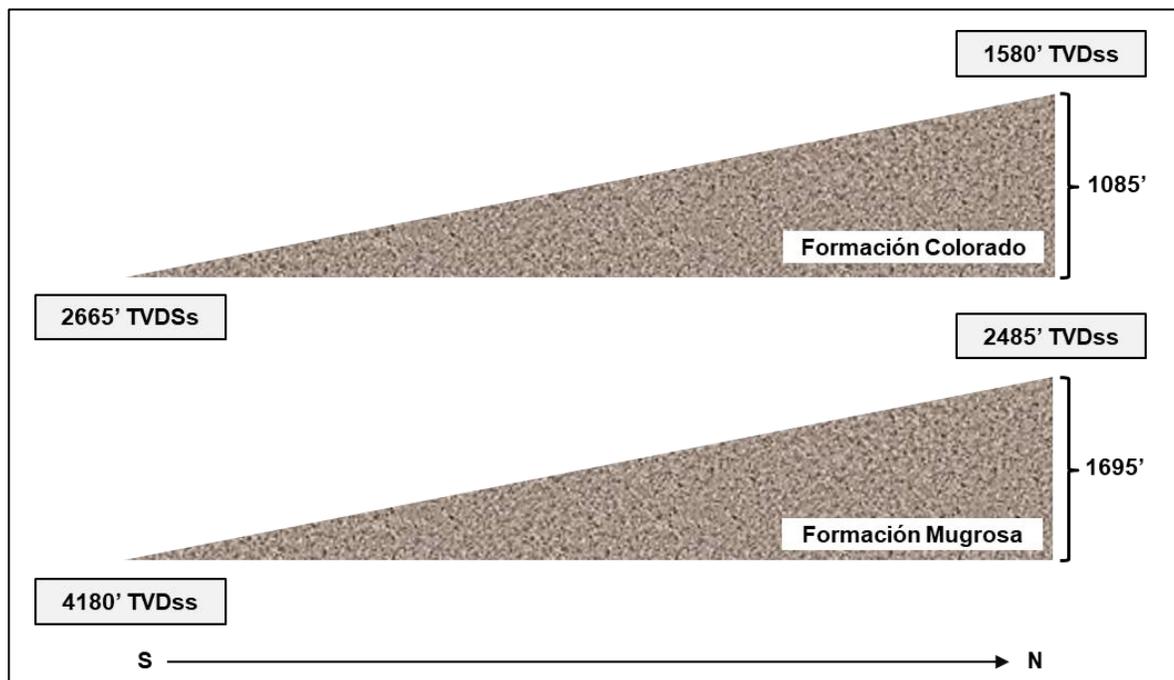
2. CARACTERIZACIÓN DE LAS FORMACIONES PRODUCTORAS

En el siguiente capítulo, se menciona y explican características del yacimiento como la compartimentalización, relieve vertical, los mecanismos de producción y propiedades de los fluidos y las propiedades petrofísicas de los dos yacimientos de los cuales produce el Campo Ermitaño de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.

2.1 RELIEVE VERTICAL

Como se mencionó en el primer capítulo, la estructura geológica sobre la que se encuentra ubicado el Campo Ermitaño de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena está caracterizada por la presencia de un monoclin al suave, con dirección de buzamiento en dirección Norte–Sur, lo que ocasiona que exista un relieve vertical de más de 1000 ft en las formaciones productoras Colorado y Mugrosa como se puede observar en la **Figura 3**, esto también genera variaciones en las propiedades de roca y fluido en ambas formaciones del Campo Ermitaño conforme aumenta la profundidad de las formaciones, lo que genera la necesidad de usar muestras representativas de diferentes zonas del campo para evitar errores en los análisis de las propiedades de roca y fluido.

Figura 3. Relieve Vertical en el Campo Ermitaño.



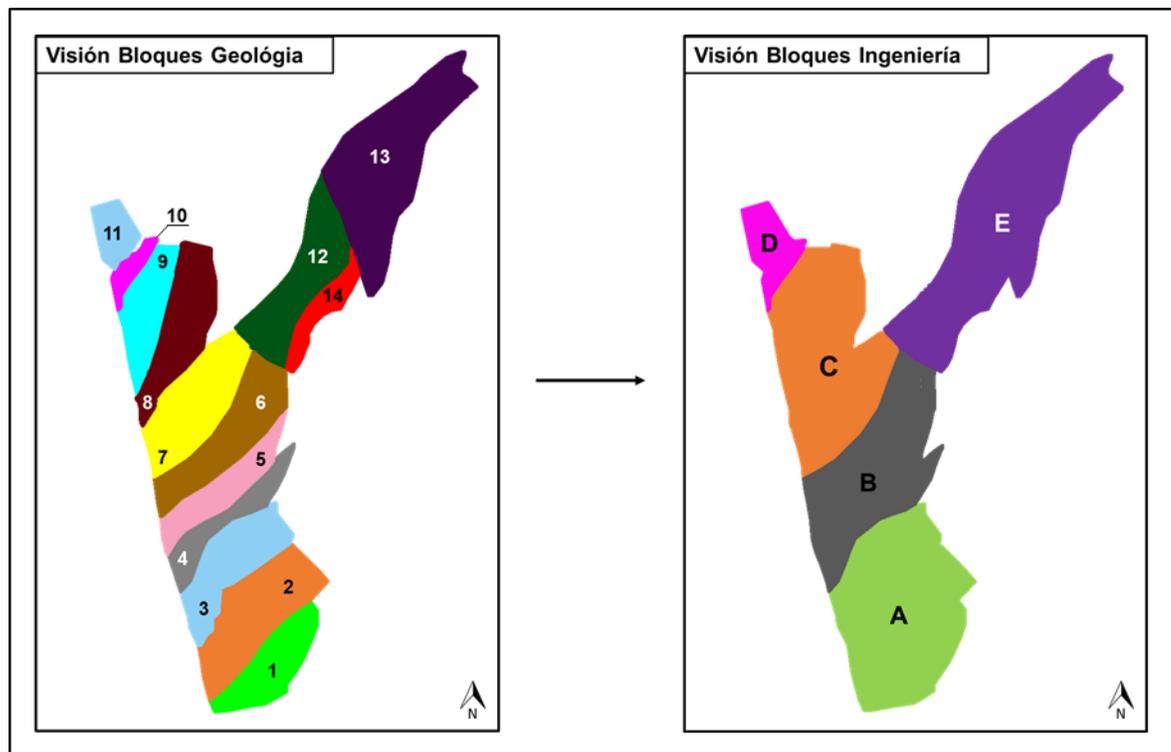
Fuente: ECOPETROL S.A., Gerencia de Yacimientos. Geología Campo Ermitaño: Bogotá D.C., 2016. p 10. Modificado por el autor.

2.2 COMPARTIMENTALIZACIÓN

En el primer capítulo se menciona que el Campo Ermitaño se encuentra en una zona bastante fallada, representada en el campo por el sistema transcurrente de la Falla Velásquez y varias fallas paralelas a ésta, las cuales compartimentalizaron el campo y generaron diferentes zonas representativas.

En un inicio el Grupo de Geología de la Gerencia de Yacimientos de Ecopetrol S.A. dividió las zonas productoras del Campo Ermitaño en 14 bloques²². En el año 2015 el Grupo de Ingeniería de Yacimientos llevo a cabo una interpretación de las zonas productoras del campo²³ donde se agruparon los 14 bloques iniciales en cinco (5) en base a las tendencias de la relación gas-petróleo (GOR) observadas en los históricos de producción, para más información ver **Anexo 1**. Los cambios en la interpretación de la compartimentalización del Campo Ermitaño se pueden observar en la **Figura 4**, donde se observan las visiones de los Grupos de Geología e Ingeniería de Yacimientos de Ecopetrol S.A.

Figura 4. Evolución de la compartimentalización del Campo Ermitaño.



Fuente: ECOPETROL S.A., Gerencia de Yacimientos. Interpretación de Bloques del Campo Ermitaño: Bogotá D.C., 2016. p. 6. Modificado por el autor.

²² ECOPETROL S.A. Plan de Desarrollo Campo Ermitaño. Bogotá D.C.: 2015. p 11.

²³ ECOPETROL S.A. Interpretación de Bloques del Campo Ermitaño. Bogotá D.C.: 2015. p 6.

2.3 MECANISMOS DE PRODUCCIÓN

Entiéndase por mecanismos de producción a aquellos mecanismos naturales que aportan energía en forma de presión a la formación productora para que los fluidos que se encuentran contenidos en la roca fluyan o se desplacen a un punto donde exista una presión menor a la presión de confinamiento. Estos mecanismos facilitan el desplazamiento de los fluidos hacia el pozo de donde serán producidos a superficie.

Existen cinco (5) mecanismos de producción, los cuales son gas en solución, separación gravitacional, empuje hidráulico, expansión de roca y fluido y empuje por capa de gas, los cuales se pueden observar en el **Cuadro 1** junto las tendencias características de la presión de yacimiento, la relación gas-petróleo (GOR), la producción de agua y la eficiencia de recobro.

Cuadro 1. Características representativas de los mecanismos de producción.

MECANISMO	PRESIÓN DE YACIMIENTO	GOR	PRODUCCIÓN DE AGUA	EFICIENCIA DE RECOBRO (%)
Segregación gravitacional	Declina rápida y continuamente	Bajo en formaciones poco inclinadas y alto en formaciones inclinadas	Despreciable	40 – 80 Promedio 60
Expansión de roca y fluido	Declina rápida y continuamente	Permanece bajo y constante.	No, excepto alto Sw	1 – 10 Promedio 3
Empuje hidráulico	Permanece alta	Permanece bajo si la presión es alta	En pozos profundos aumenta	35 – 80 Promedio 50
Gas en solución	Declina rápida y continuamente	Al inicio es alto, incrementa y posteriormente cae	No, excepto alto Sw	5 – 35 Promedio 20
Empuje por capa de gas	Cae lenta y Continuatamente	Crece continuamente en formaciones inclinadas	Despreciable	20 – 40 Promedio 25

Fuente: ESCOBAR, Freddy. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Neiva: Editorial Universidad Surcolombiana, 2012, p. 27. Modificado por el autor

Mas de un mecanismo de producción puede apórtale energía a la formación productora, sin embargo, solo existirá un (1) mecanismo de producción dominante el cual aporta la mayor parte de la energía y rige las tendencias previamente mencionadas en el **Cuadro 1**. Aunque esto es así para las formaciones productoras, para los campos petroleros puede existir más de un (1) solo mecanismo de producción dominante para el campo, debido a la presencia de más de una (1) formación productora.

En el Campo Ermitaño se produce de dos formaciones, Mugrosa y Colorado, para determinar qué mecanismo de producción aporta energía a cada formación se realizó un análisis de presiones donde se tienen en cuenta 88 pruebas de presión realizadas en el campo entre 1955 y 2013, de estas pruebas 44 fueron realizadas a la Formación Colorado y 44 a la Formación Mugrosa. En este análisis se procesaron las presiones obtenidas en las pruebas para ser graficadas posteriormente sobre curvas tipo de mecanismos de producción²⁴. Primero se tomaron las presiones medidas a diferentes profundidades y fueron llevados a una profundidad de referencia o *datum* de 2700 ft para la Formación Colorado y de 4500 ft para la Formación Mugrosa, para esto se usó la **Ecuación 1**.

Ecuación 1. Presión al datum.

$$P_D = P_m - (prof_m - prof_D) * 0.433$$

Fuente: ESCOBAR, Freddy. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Neiva: Editorial Universidad Surcolombiana, 2012, p. 28. Modificado por el autor.

Donde:

P_D = Presión al datum, [psia]

P_m = Presión medida, [psia]

$prof_m$ = Profundidad de medida, [ft]

$prof_D$ = Profundidad de referencia o *datum*, [ft]

A continuación, se calculó el porcentaje de presión inicial con la **Ecuación 2** haciendo uso de las presiones al *datum* obtenidas previamente y de las presiones iniciales al datum de cada formación, siendo 1658 psia para la Formación Colorado y 2373 psia para la Formación Mugrosa

Ecuación 2. Porcentaje de presión inicial.

$$\% P = \frac{P_D}{P_i} * 100$$

Fuente: ESCOBAR, Freddy. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Neiva: Editorial Universidad Surcolombiana, 2012, p. 27.

²⁴ ESCOBAR, Freddy. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Neiva: Editorial Universidad Surcolombiana, 2012, p. 27.

Donde:

% P = Porcentaje de presión inicial, [%].

P_D = Presión de yacimiento obtenida en la prueba al datum, [psia].

P_i = Presión inicial del yacimiento al datum, [psia].

Por último, se obtuvo el factor de recobro de la formación a la fecha de realizada la prueba con la **Ecuación 3** haciendo uso de los valores de la producción histórica del campo y tomando un valor de petróleo original en sitio de 674.78 MBbl para la Formación Colorado y de 475.38 MBbl para la Formación Mugrosa. La información general de estas pruebas y los datos calculados se pueden ver en el **Anexo 2**.

Ecuación 3. Factor de recobro.

$$FR = \frac{N_p}{STOOIP}$$

Fuente: ESCOBAR, Freddy.
Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Neiva: Editorial Universidad Surcolombiana, 2012, p. 193.

Donde:

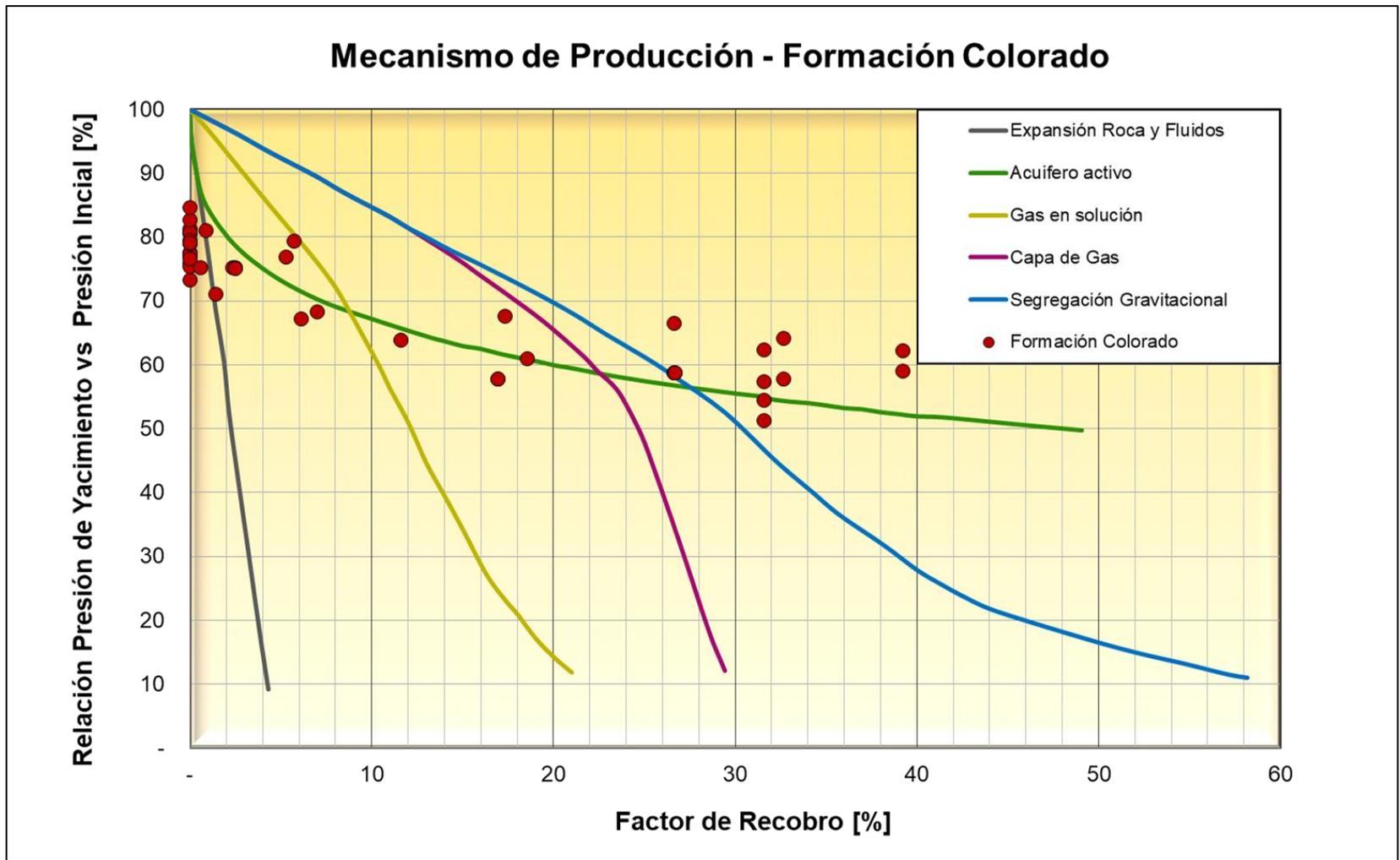
FR = factor de recobro del pozo al momento de la prueba.

N_p = Producción de petróleo acumulada [Bbl].

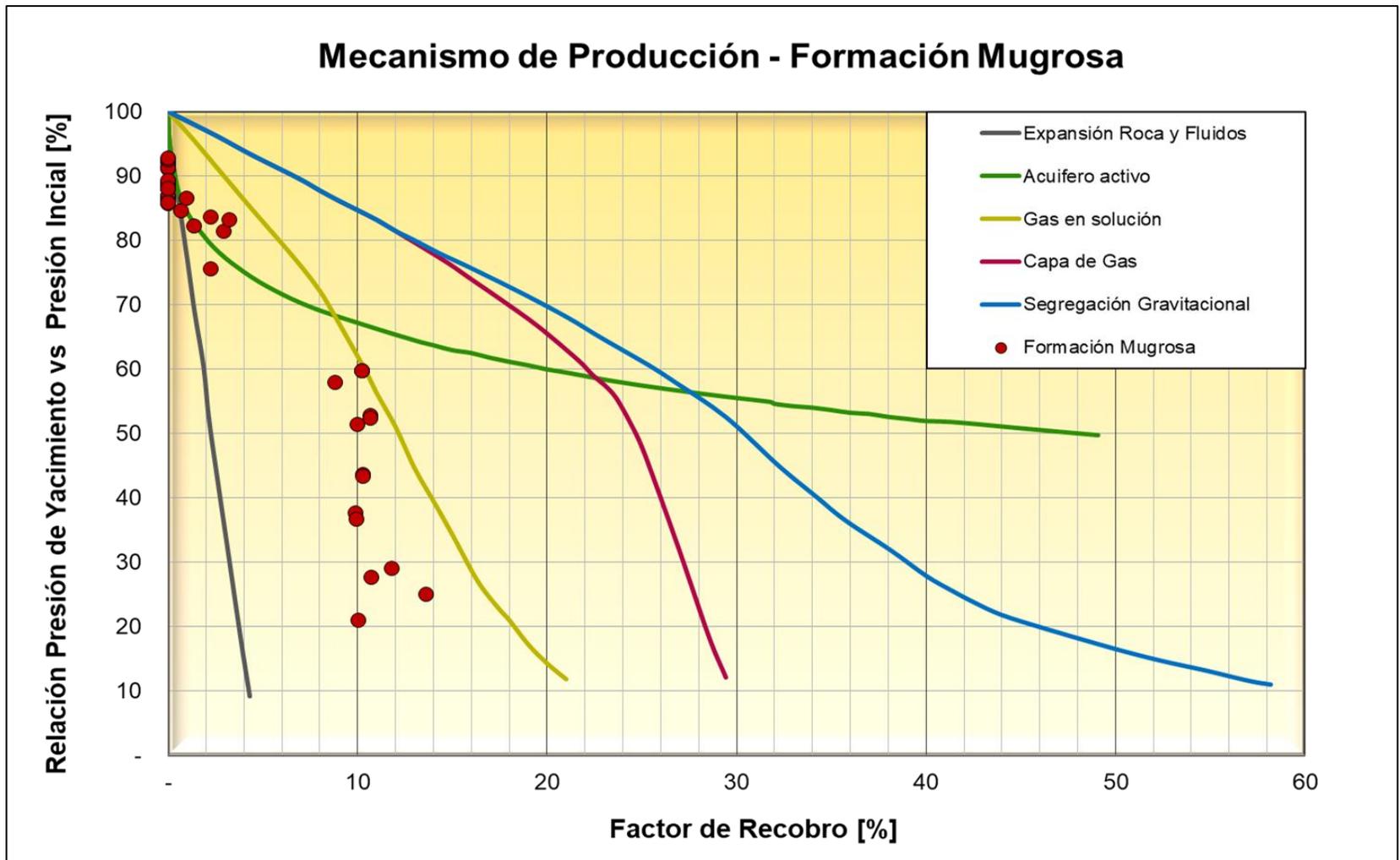
STOOIP = Petróleo original en sitio a condiciones estándar [Bbl].

La información obtenida anteriormente se graficó sobre curvas tipo de mecanismos de producción para determinar qué mecanismo aportaba energía en forma de presión a cada formación. En las **Gráficas 2 y 3** se pueden observar las curvas tipo de las Formaciones Mugrosa y Colorado generadas con la información contenida en el **Anexo 2**, de acuerdo con estas curvas se determinó que los mecanismos de producción dominantes son empuje hidráulico moderado para la Formación Colorado y gas en solución para la Formación Mugrosa.

Gráfica 2. Determinación mecanismo de producción de la Formación Colorado.



Gráfica 3. Determinación mecanismo de producción de la Formación Mugrosa.



2.4 VARIACIÓN DE LA GRAVEDAD API

La gravedad API es una medida estándar establecido por la *American Petroleum Institute* que se usa para determinar el peso de los hidrocarburos a través de una medida inversa de la gravedad específica del petróleo en comparación a la del agua; es decir, qué tan pesado es con respecto al agua²⁵. Se expresa en grados API y junto al contenido de azufre, se usa en la industria petrolera para fijar el precio de venta del barril de petróleo con respecto al precio del barril de referencia, siendo Brent y WTI los barriles de referencia más conocidos.

Una de las clasificaciones del petróleo más usadas se basa en esta medida como se observar en el **Cuadro 2** donde también se evidencia que entre mayor sea la gravedad API de un hidrocarburo este es menos pesado, es decir que sus componentes son más livianos, lo cual facilita su extracción y posterior procesamiento. Aunque según este cuadro si un hidrocarburo tiene una gravedad API menor a 10 se considera como extrapesado, es importante mencionar que ya no flotaría sobre el agua como el resto de los hidrocarburos líquidos ya que la gravedad API de esta corresponde a 10 °API.

Cuadro 2. Clasificación del petróleo según la Gravedad API.

Hidrocarburo	Gravedad API [°API]
Extrapesado	> 9.9
Pesado	10 - 21.9
Mediano	22 - 29.9
Liviano	30 - 40
Gas	< 40

Fuente: FERRER DE PARIS, Magdalena. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Maracaibo: Ediciones Astro Data, 2009, p. 11.

En la **Figura 5** se observa el mapa de distribución de gravedad API para las formaciones productoras del Campo Ermitaño, en esta se observa que el petróleo más liviano se encuentra al sur del campo, donde las formaciones productoras son más profundas respecto al norte del campo, como se evidencio en el relieve vertical mencionado anteriormente, esta variación obedece los hidrocarburos más livianos se encuentran generalmente a una mayor profundidad²⁶, lo cual a su vez indica que

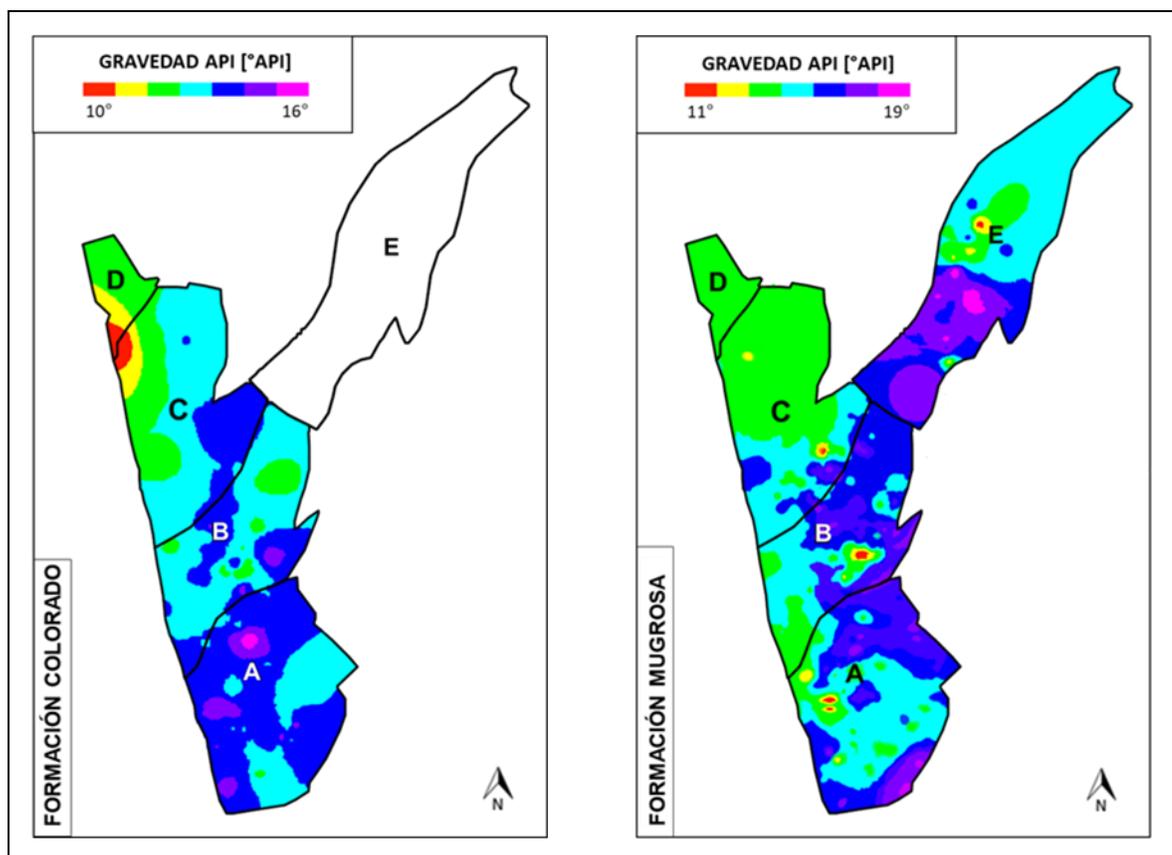
²⁵ ANCHEYTA, Jorge. Deactivation of Heavy Oil Hydroprocessing Catalysts: Fundamentals and Modeling. Hoboken: John Wiley & Sons, 2016, p. 4.

²⁶ POSADA, C., et al. Geoquímica de yacimientos de la Formación Caballos en el Campo Orito, Putumayo - Colombia. *En: CT&F - Ciencia, Tecnología y Futuro*. Diciembre, 2001, vol. 2, no. 2. p. 109. ISSN 0122-5383.

es más beneficioso extraer petróleo de los bloques ubicados al sur que de los que están al norte del Campo, por la que la mayor parte de los pozos se encuentra ubicados en los Bloques A y B . También se observa que al suroeste del Bloque E existe una zona de petróleo más liviano (18° API promedio) respecto al producido en el norte de este (16° API promedio), sin embargo esta es una zona donde no existen a tantos pozos productores como en los Bloques A y B porque en esta zona solo existen reservas comerciales de petróleo en la Formación Mugrosa y no en el Formación Colorado²⁷.

También se observa en la **Figura 5** que el petróleo producido del Campo Ermitaño se encuentra entre 10 y 16° API con un valor promedio de 13° API para la Formación Colorado y entre 11° y 19° API para la Formación Mugrosa con un valor promedio de 17° API, lo cual corresponde a un petróleo pesado para ambas formaciones productoras según lo observado en el **Cuadro 2**.

Figura 5. Distribución de la gravedad API en las Formaciones Colorado y Mugrosa.



Fuente: ECOPETROL S.A., Gerencia de Yacimientos. Estudio Integrado de Yacimientos: Bogotá D.C., 2016. p. 14. Modificado por el autor.

²⁷ Ecopetrol S.A. Interpretación de los Bloques del Campo Ermitaño, Op. Cit., p. 12.

2.5 ANÁLISIS DE PRESIÓN, VOLUMEN Y TEMPERATURA

Los análisis de presión, volumen y temperatura (PVT) son análisis desarrollados en el laboratorio a diferentes presiones, volúmenes y temperaturas para determinar las propiedades físicas de los fluidos del yacimiento a través de un estudio de estos, como una función de la presión, volumen y temperatura del yacimiento.

En un análisis PVT se obtienen propiedades como el factor volumétrico de formación del petróleo, la relación gas en solución, el coeficiente de compresibilidad isotérmica, el factor volumétrico de formación del gas, el factor de compresibilidad del gas, la densidad del aceite, la densidad del gas, la viscosidad del petróleo y la viscosidad del gas. Se llevan a cabo principalmente para determinar la relación volumétrica de los fluidos a condiciones de yacimiento y superficie, así como la solubilidad del gas en el petróleo, y son fundamentales para la caracterización y explotación adecuada del yacimiento.

A la fecha se han realizado cuatro (4) análisis PVT en el Campo Ermitaño, los cuales se encuentran resumidos en la **Tabla 1**, en este se observa que las muestras tomadas para realizar estos análisis se tomaron de diferentes profundidades, bloques y formaciones. Igualmente, que la gravedad API obtenida en las pruebas varía entre 14° y 16° API, valores que corresponden a un petróleo negro²⁸, y por último se observan presiones de yacimiento mayores a las presiones de burbuja, lo que corresponde a yacimientos de petróleo subsaturado²⁹.

Tabla 1. Resumen análisis PVT del Campo Ermitaño.

Pozo	ERM-24	ERM-156	ERM-310	ERM-352
Formación Productora	Colorado	Ambas	Mugrosa	Mugrosa
Bloque	A	C	E	B
Presión del Yacimiento [psia]	1500	1719	2150	1454
Temperatura, [°F]	125	125	125	115
Presión de Burbuja, [psia]	894	1526	1744	1159
Relación gas-petróleo [SCF/STB]	135	147.75	167.94	110
Tipo de Muestra	Recombinada	Recombinada	Recombinada	De Fondo
Intervalo Productor, [ft]	3624-3828	2692 - 4068	5091- 5226	3348
Fecha de Muestreo	Junio - 1958	Agosto - 1987	jun-98	mar-15
Gravedad API, [°API]	14.3	15.2	16.0	14.5

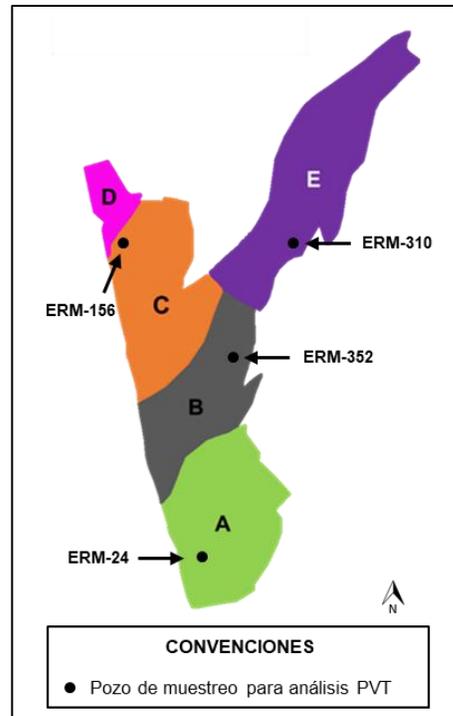
Fuente: ECOPETROL S.A., Gerencia de Yacimientos. Estudio Integrado de Yacimientos: Bogotá D.C., 2016. Modificado por el autor.

²⁸ ESCOBAR, Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos, Op. cit., p. 185

²⁹ Ibid., p. 15.

En la **Figura 6** se observa la ubicación de los pozos ERM-24, ERM-156, ERM-310 y ERM-352 de donde se tomaron las muestras para la realización de los análisis PVT del Campo Ermitaño, los cuales están ubicados en los Bloques A, B, C y E, respectivamente como ya se mostró en la **Tabla 1**, siendo así el Bloque D el único que no cuenta con un análisis PVT.

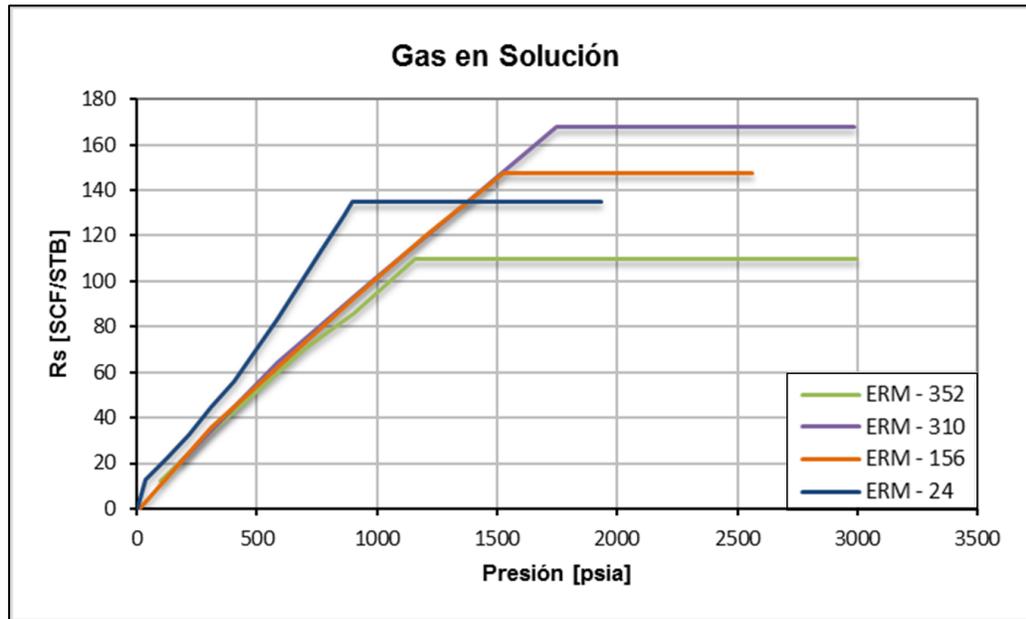
Figura 6. Ubicación de los pozos de los análisis PVT.



Fuente: ECOPETROL S.A., Gerencia de Yacimientos. Estudio Integrado de Yacimientos: Bogotá D.C., 2016. p. 18. Modificado por el autor.

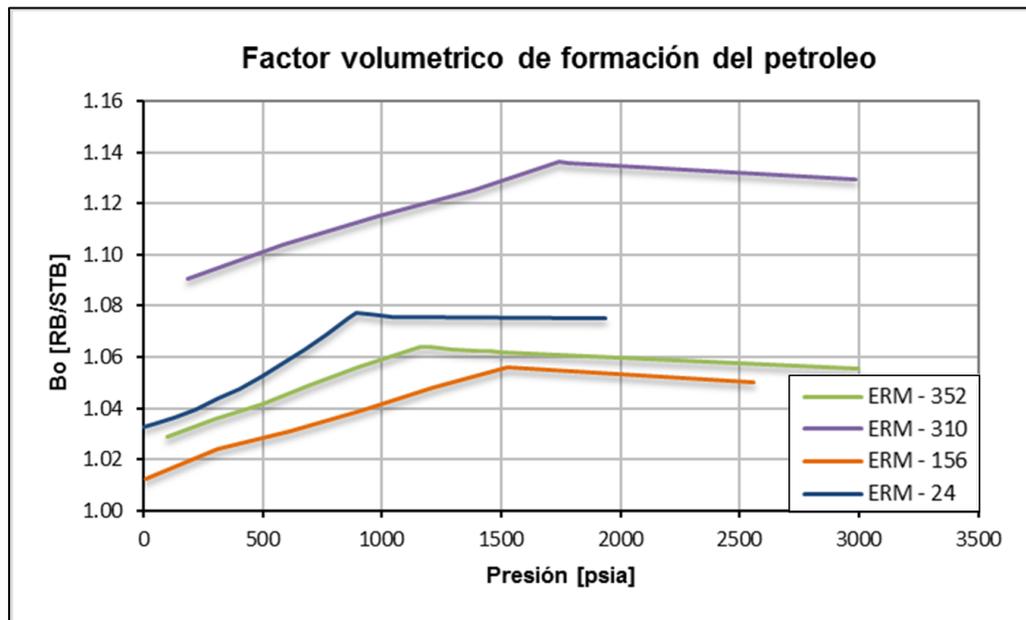
En las **Gráficas 4, 5, 6 y 7** se muestra el comportamiento del gas en solución, factor de formación, la viscosidad y la densidad del petróleo respectivamente; propiedades obtenidas en los análisis PVT válidos para el campo, las cuales se generaron con la información del **Anexo 3**. En estas gráficas se observa que el comportamiento de las propiedades es similar dentro las diferentes pruebas pero no muestran valores cercanos entre sí, lo cual es debido a su ubicación en diferentes bloques del campo y a la diferencia de profundidades de donde se tomaron las muestras como se evidencia en la **Figura 6** y en la **Tabla 1** respectivamente. También se evidencia que el petróleo del pozo ERM - 24 es de los menos viscosos y el menos, esto debido a que se encuentra en la zona sur del campo donde los hidrocarburos líquidos tienen las menores gravedades API.

Gráfica 4. Comportamiento del gas en solución.



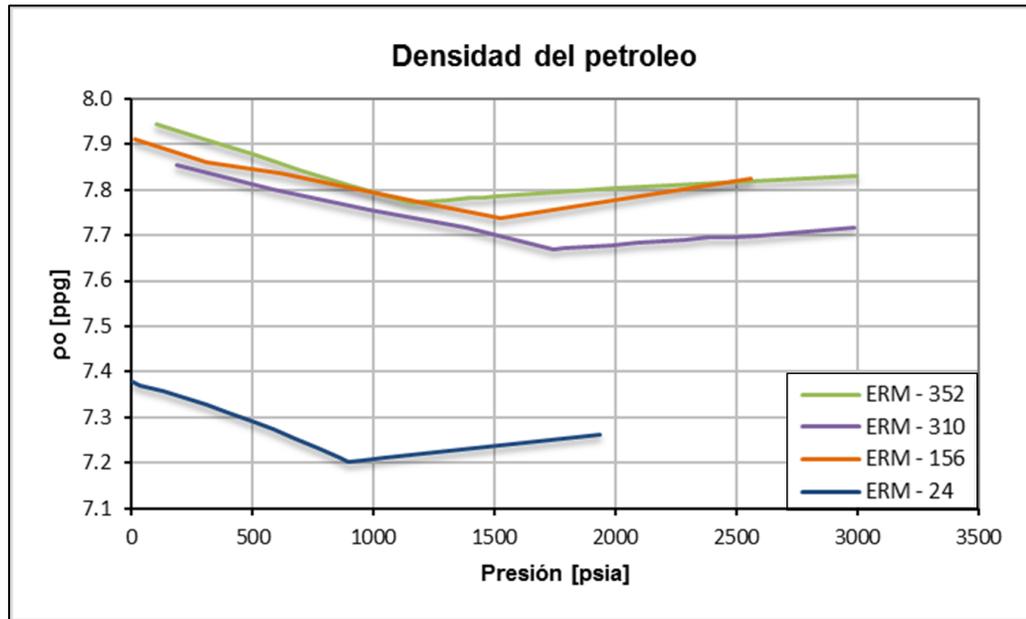
Fuente: ECOPETROL S.A., Gerencia de Yacimientos. Estudio Integrado de Yacimientos: Bogotá D.C., 2016. Modificado por el autor.

Gráfica 5. Comportamiento del factor volumétrico de formación del petróleo.



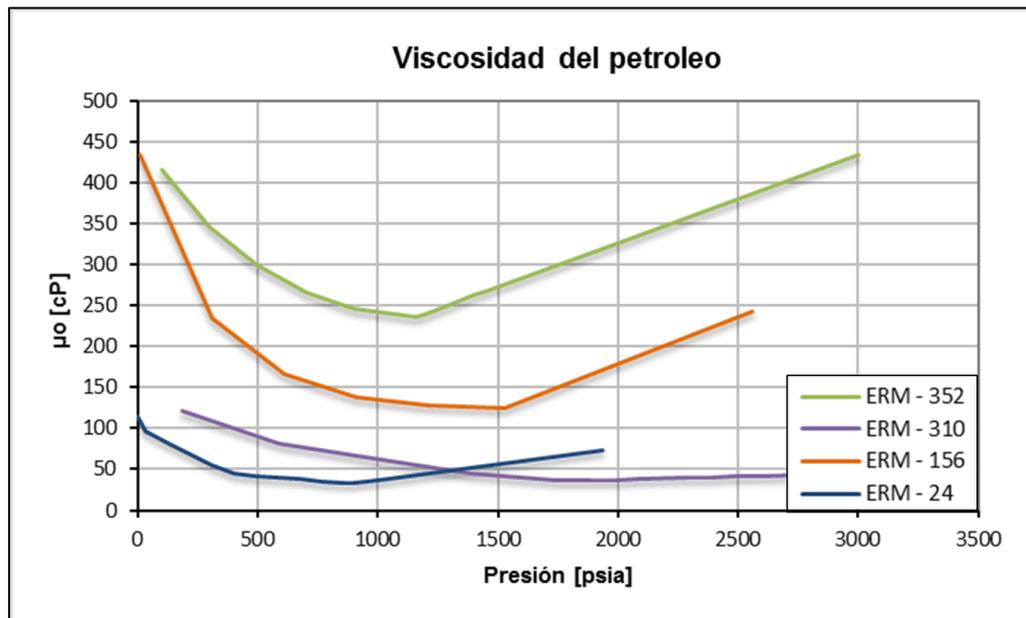
Fuente: ECOPETROL S.A., Gerencia de Yacimientos. Estudio Integrado de Yacimientos: Bogotá D.C., 2016. Modificado por el autor.

Gráfica 6. Comportamiento de la densidad del petróleo.



Fuente: ECOPETROL S.A., Gerencia de Yacimientos. Estudio Integrado de Yacimientos: Bogotá D.C., 2016. Modificado por el autor.

Gráfica 7. Comportamiento de la viscosidad del petróleo de los análisis PVT.



Fuente: ECOPETROL S.A., Gerencia de Yacimientos. Estudio Integrado de Yacimientos: Bogotá D.C., 2016. Modificado por el autor.

2.6 PROPIEDADES PETROFÍSICAS

A continuación, se presentan las propiedades petrofísicas del Campo Ermitaño tales como la porosidad, permeabilidad, permeabilidades relativas, espesor neto petrolífero y saturación de aceite que se tuvieron en cuenta para la realización de este proyecto.

2.5.1 Porosidad. Entiéndase por porosidad a la fracción del volumen total de una roca que está vacío y puede contener fluidos, siendo así una medida de la capacidad de almacenamiento de fluidos que posee una roca³⁰. Puede ser primaria, la cual se da durante la depositación de los granos que conforman a la roca o secundaria, que se genera a través de procesos naturales o artificiales posteriores a la depositación de la roca tales como dolomitización, disolución y/o fracturamiento.

La porosidad es una fracción adimensional que varía entre cero (0) y uno (1), aunque para efectos prácticos se usa en porcentaje como se evidencia en el **Cuadro 3** donde se observa la clasificación de la calidad de la porosidad, evidenciando que un yacimiento es de porosidad muy buena si es mayor a 20% o muy pobre si es menor a cinco por ciento.

Cuadro 3. Calidad de la porosidad.

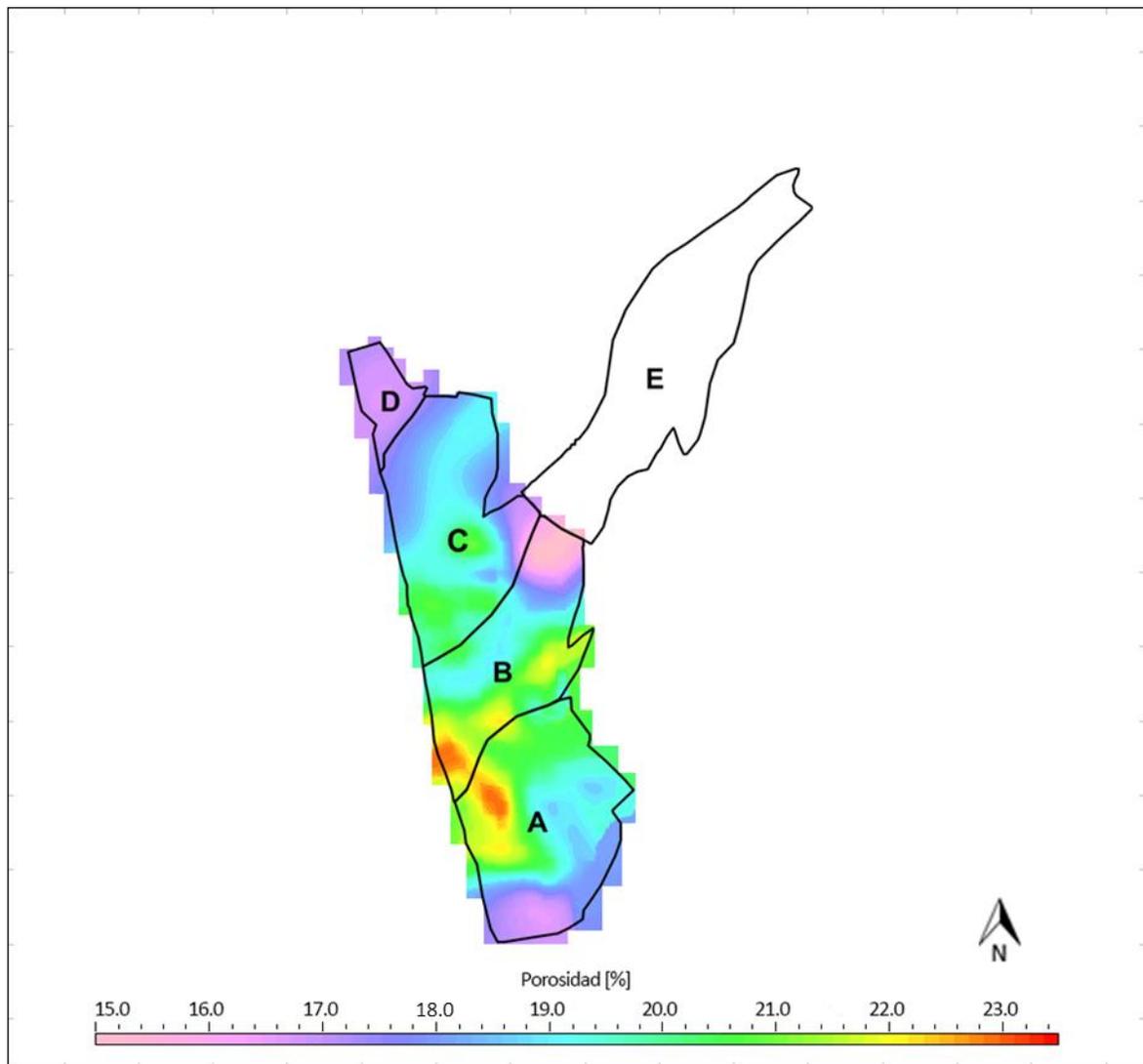
Calidad	Porosidad [%]
Muy buena	> 20
Buena	15 - 20
Moderada	10 - 15
Pobre	5 - 10
Muy pobre	< 5

Fuente: FERRER DE PARIS, Magdalena. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Maracaibo: Ediciones Astro Data, 2009, p. 223,

En la **Figura 7** se observa la distribución de porosidad para la Formación Colorado, la cual se obtuvo del modelo estático del Campo Ermitaño generado a partir de registros eléctricos y diferentes algoritmos con el simulador analítico Sahara®, en esta figura se evidencia que la porosidad está entre un rango de 15 a 23.5%, es decir entre moderada y muy buena. También se observa que los valores máximos están en los Bloques A y B, lo que indica estos bloques pueden tener un mayor almacenamiento de hidrocarburos en comparación a los demás.

³⁰ FERRER DE PARIS, Magdalena. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Maracaibo: Ediciones Astro Data, 2009, p. 221

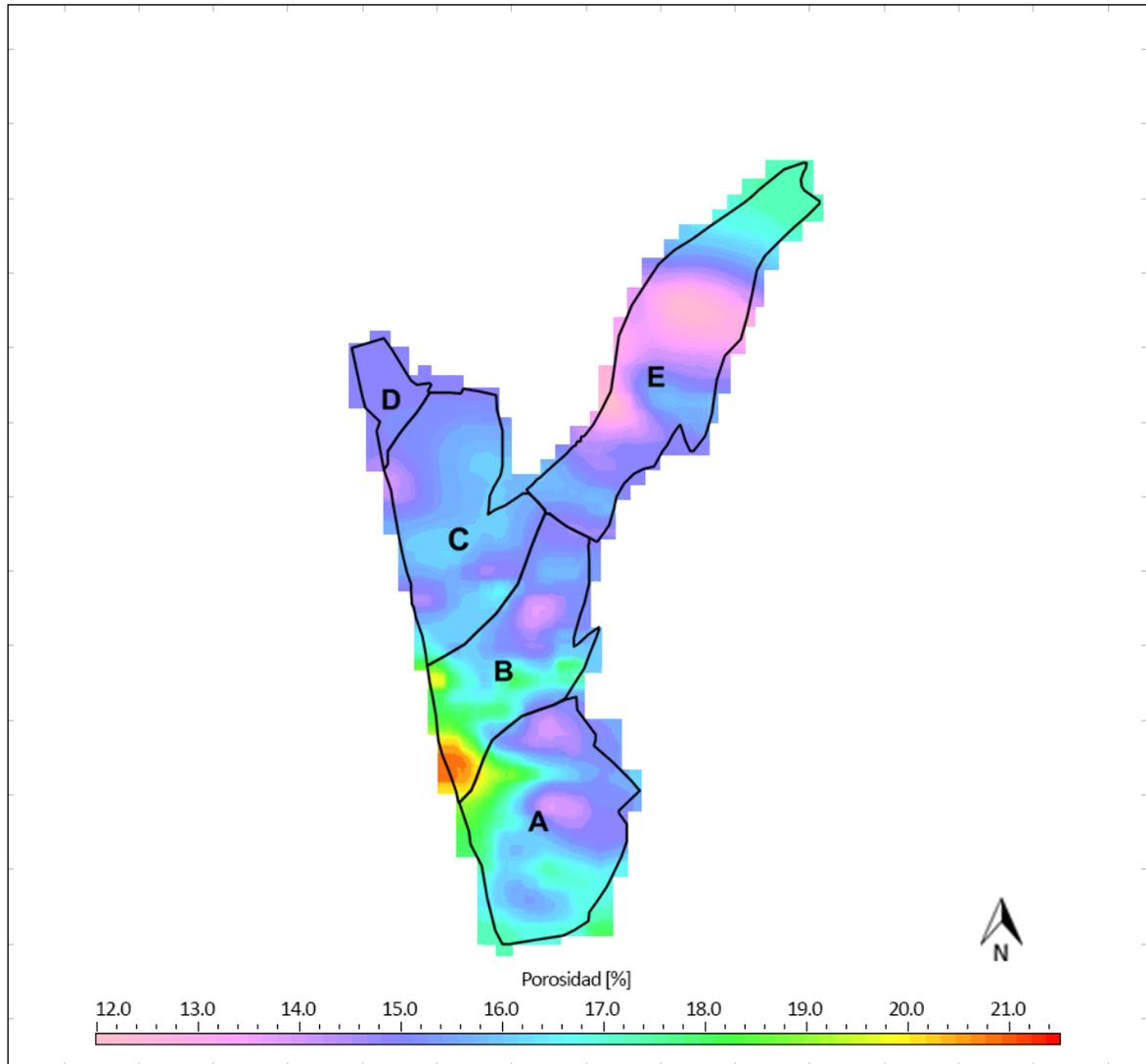
Figura 7. Distribución de porosidad en la Formación Colorado.



Fuente: ECOPETROL S.A., Sahara®. Bogotá D.C., 2017. Modificado por el autor

En la **Figura 8** se observa la distribución de porosidad para la Formación Mugrosa, obtenida con el simulador analítico Sahara®, en esta figura se evidencia que la porosidad está entre un rango de 12 a 21.5%, es decir entre moderada y muy buena. También se observa que los valores dominantes de porosidad están entre 18 y 22% para esta formación, siendo los bloques A y B los más porosos, es decir, los que pueden lograr un mejor almacenamiento de hidrocarburos.

Figura 8. Distribución de porosidad en la Formación Mugrosa.

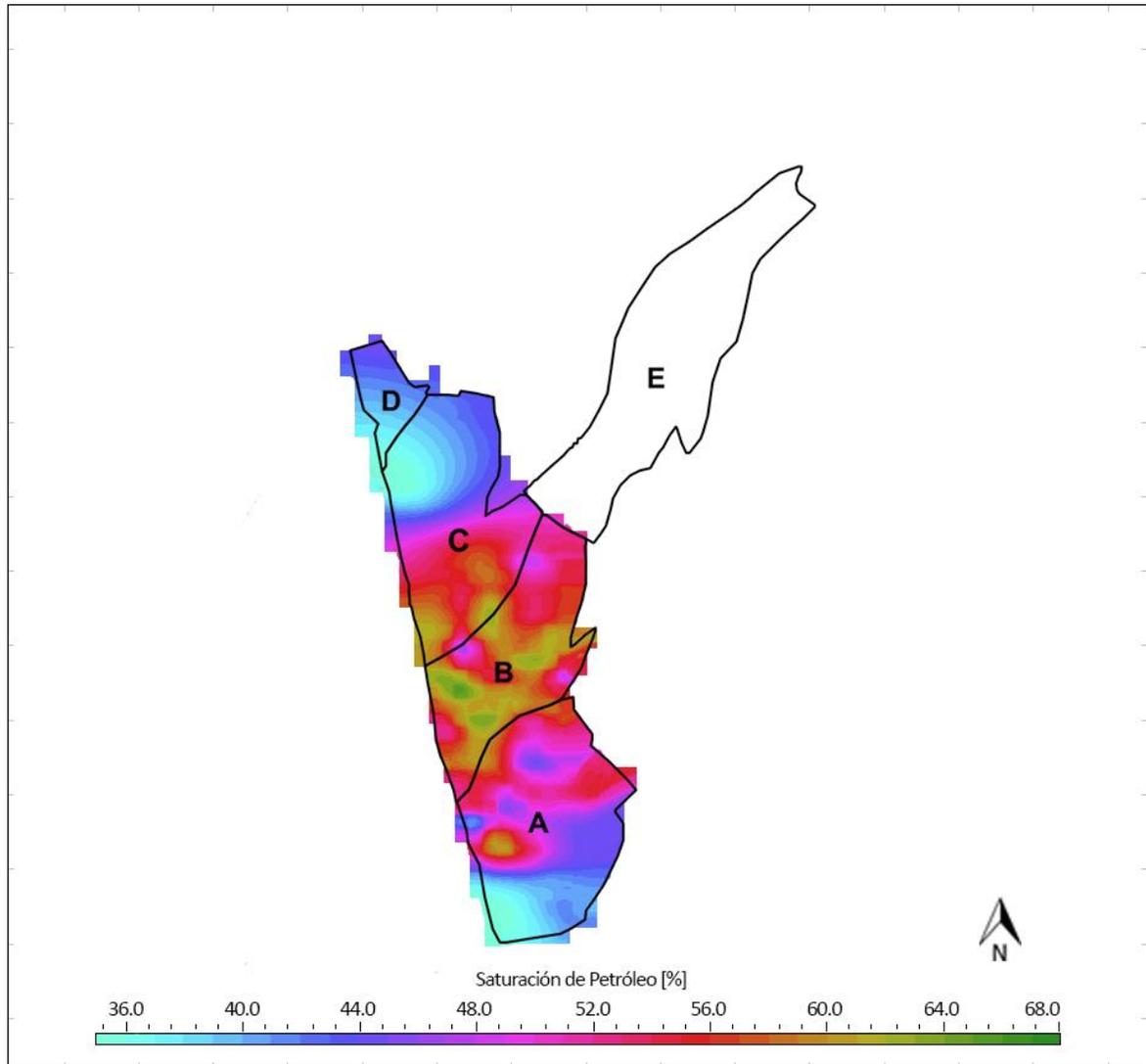


Fuente: ECOPEPETROL S.A., Sahara®. Bogotá D.C., 2017. Modificado por el autor

2.5.2 Saturación de petróleo. Se entiende por saturación a la fracción del volumen poroso ocupado por un fluido en la roca, en este caso por el petróleo. Al igual que la porosidad es una fracción adimensional que varía entre cero (0) y uno (1), aunque para efectos prácticos puede usarse en porcentaje.

En la **Figura 9** se observa la distribución de la saturación de petróleo para la Formación Colorado, obtenida con el simulador analítico Sahara®, donde se evidencian zonas con saturaciones dominantes entre 38 y 52% hacia el sur del campo y zonas con porosidades menores a 44% en el norte, convirtiendo esta zona en la menos rentable para la producción de petróleo.

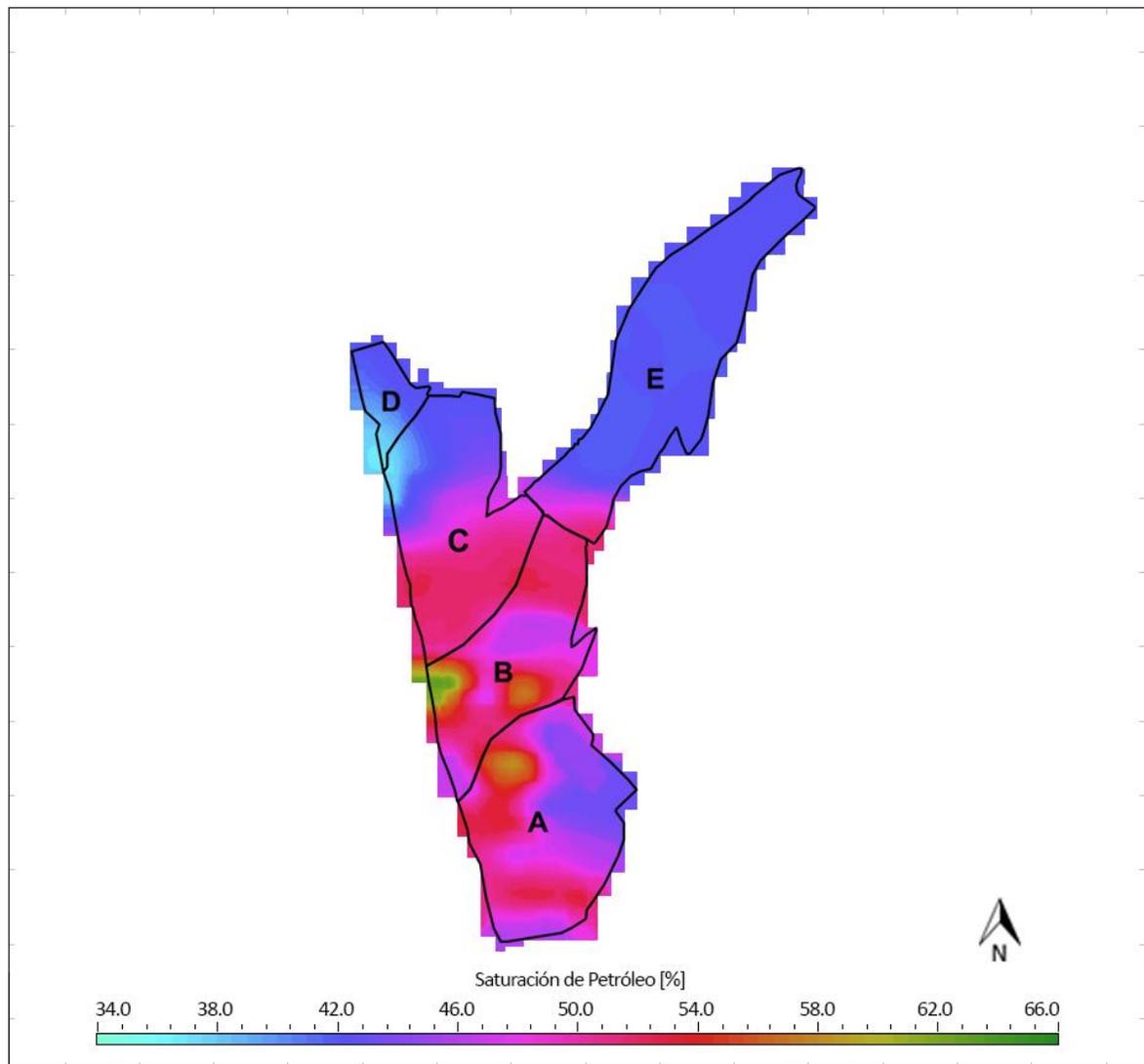
Figura 9. Distribución de saturación de petróleo en la Formación Colorado.



Fuente: ECOPETROL S.A., Sahara®. Bogotá D.C., 2017. Modificado por el autor

En la **Figura 10** se observa la distribución de la saturación de petróleo para la Formación Mugrosa, esta distribución al igual que la de la Formación Colorado se obtuvo del modelo estático del Campo Ermitaño generado a partir de registros eléctricos y diferentes algoritmos con el simulador analítico Sahara®, se evidencia que hay zonas con saturaciones dominantes entre 44 y 54% en todos los bloques a excepción del Bloque D, donde los valores están por debajo de 42%. Es importante destacar que tanto en las **Figura 9 y Figura 10** el Bloque B es el que está más saturado de petróleo.

Figura 10. Distribución de saturación de aceite en la Formación Mugrosa.



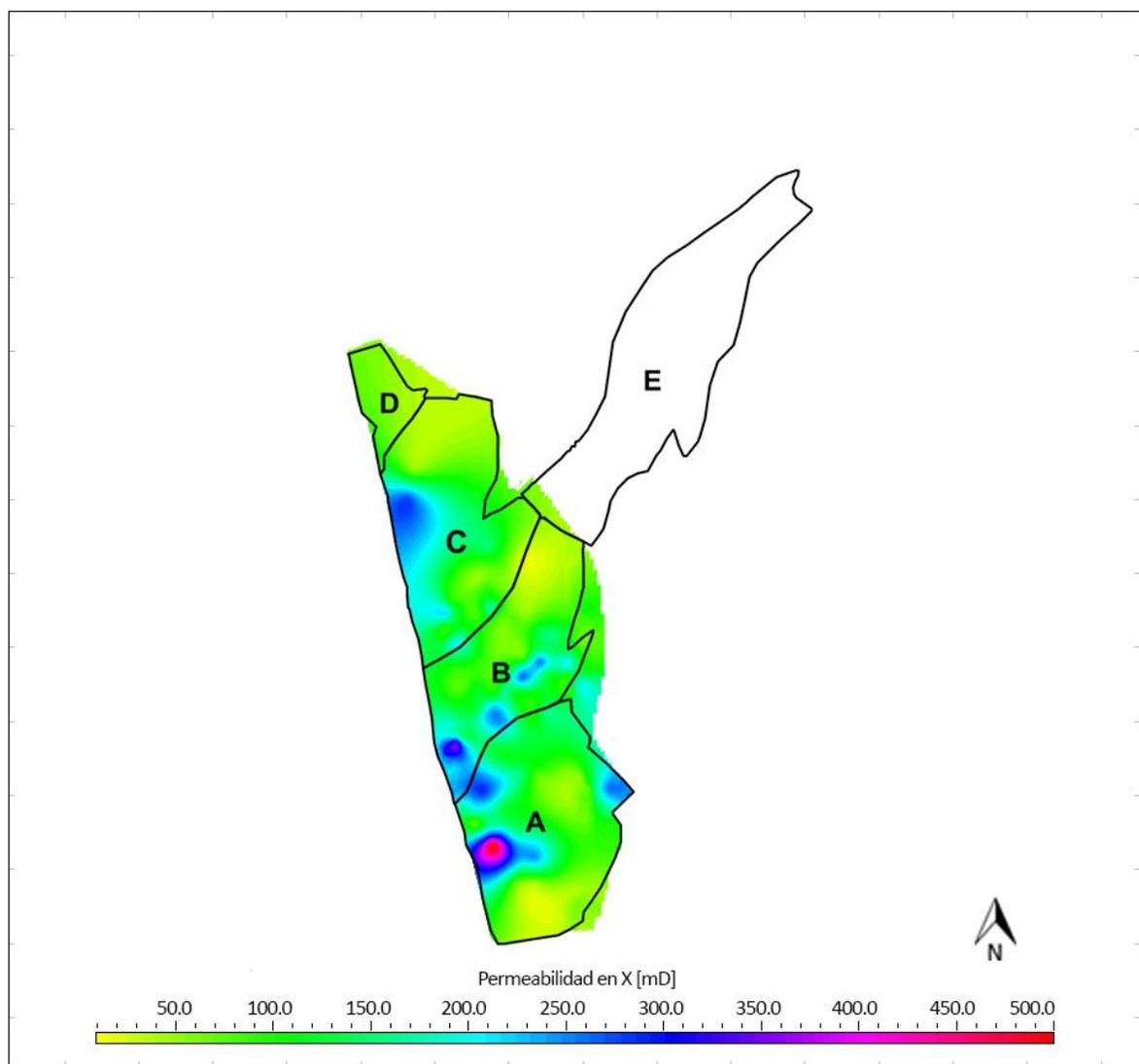
Fuente: ECOPETROL S.A., Sahara®. Bogotá D.C., 2017. Modificado por el autor

2.6.3 Permeabilidad Absoluta Vertical. Se define como la capacidad de flujo vertical que tiene una roca para permitir el paso de fluidos a través de sus poros interconectados cuando está completamente saturada por un solo fluido. Aunque se cree que es un valor directamente proporcional a la porosidad, en realidad no depende de los poros de la roca si no de la interconexión entre estos³¹ ya que al no estar interconectados es imposible que exista flujo entre los mismos.

³¹ FERRER DE PARIS, Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos, Op. cit., p. 221

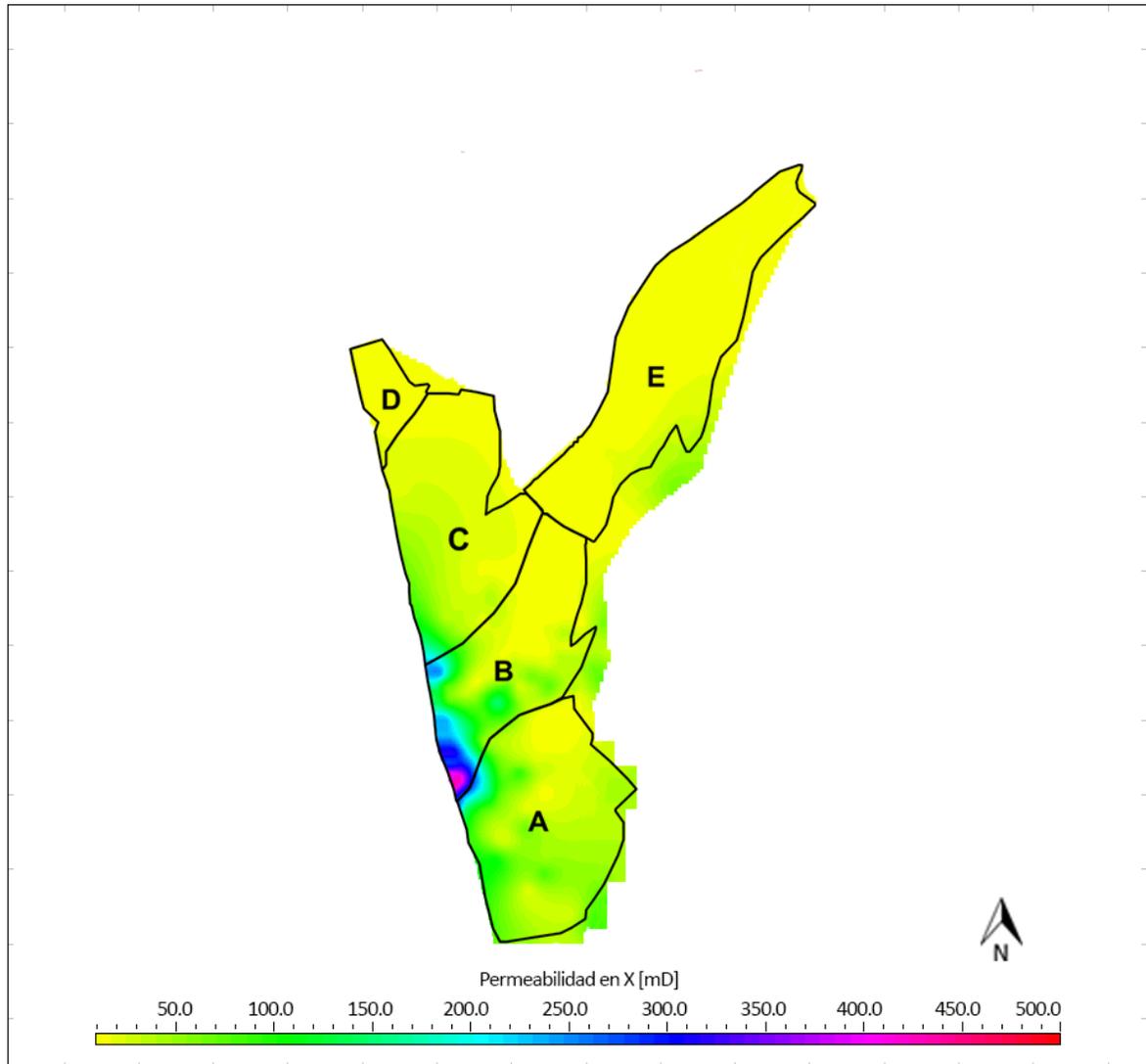
A continuación, en la **Figura 11 y Figura 12** se observa la distribución de permeabilidad en el Formación Colorado, esta se obtuvo del modelo estático del Campo Ermitaño generado a partir de registros eléctricos y diferentes algoritmos con el simulador analítico Sahara®, se evidencia que el rango de permeabilidad en el campo es de 10 mD a 500 mD, con valores menores a 300 mD en la mayoría del campo y en algunas zonas a lo largo de los bloques A, B y C mayores a 300 mD, indicando también un aumento progresivo de la permeabilidad hacia el sur del campo, lo cual corresponde a los cambios generados por la variación en el relieve vertical mencionado anteriormente. También es importante mencionar que la Formación Mugrosa es menos permeable que la Formación Colorado.

Figura 11. Distribución de permeabilidad en el Formación Colorado.



Fuente: ECOPETROL S.A., Sahara®. Bogotá D.C., 2017. Modificado por el autor

Figura 12. Distribución de permeabilidad en el Formación Mugrosa.



Fuente: ECOPETROL S.A., Sahara®. Bogotá D.C., 2017. Modificado por el autor

2.5.3 Permeabilidades relativas. Es la relación que existe entre la permeabilidad efectiva a un fluido en presencia de otros fluido inmiscibles y la permeabilidad absoluta de una roca cuando está totalmente saturada con un fluido, como se observa en la **Ecuación 4**. Al igual que la porosidad y la saturación, es una fracción adimensional que varía entre cero (0) y uno (1), sin embargo, no se usa como porcentaje. Esta una propiedad muy importante en ingeniería de yacimientos, ya que da una medida de la forma como un fluido se desplaza en el medio poroso³².

³² ESCOBAR, Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos, Op. cit., p.80

Ecuación 4. Permeabilidad relativa.

$$k_{rx} = \frac{k_x}{K}$$

Fuente: FERRER DE PARIS, Magdalena. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Maracaibo: Ediciones Astro Data, 2009, p. 310.

Donde:

Krx = Permeabilidad relativa al fluido x.

Kx = Permeabilidad efectiva al fluido x, [mD].

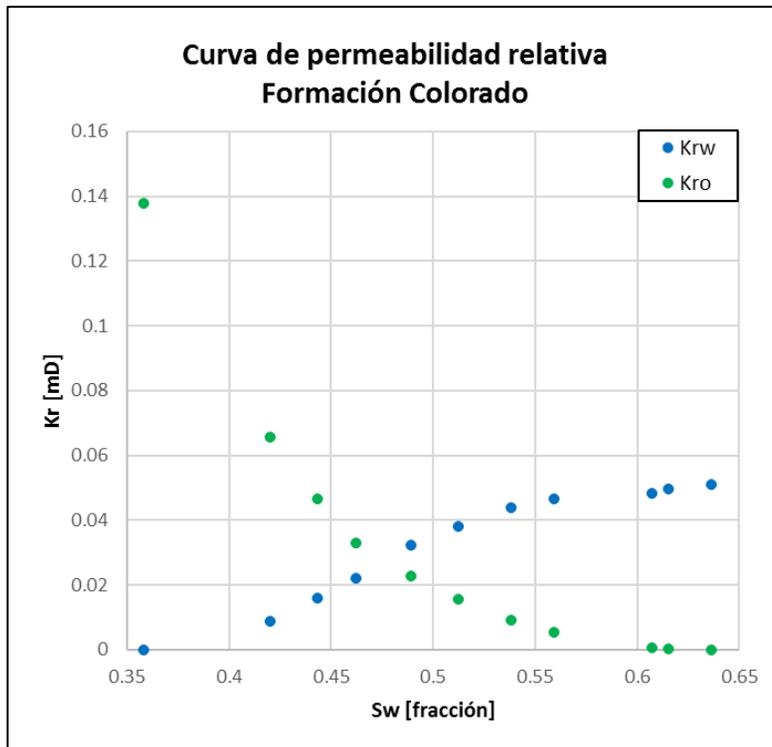
K = Permeabilidad absoluta, [mD].

La permeabilidad relativa es una propiedad usado con el agua, el gas y petróleo, los tres fluidos que se pueden encontrar en los yacimientos de hidrocarburos, no obstante, se determina por lo general para sistemas bifásicos de agua-petróleo o gas-petróleo³³. Se representa a través de las curvas de permeabilidad relativa, las cuales son un par de curvas de permeabilidad relativa, una para la fase humectante y otra para la fase no-humectante.

Para el Campo Ermitaño se cuenta con dos (2) pruebas de permeabilidad realizadas a dos núcleos del Pozo ERM-103 que se tomaron en intervalos de profundidad de 2554 ft a 2555 ft en la Formación Colorado y entre 3883 ft a 3884 ft en la Formación Mugrosa. Los datos obtenidos de permeabilidad relativa obtenidos en estas pruebas se graficaron en las **Gráficas 8 y 9** para las Formaciones Colorado y Mugrosa respectivamente.

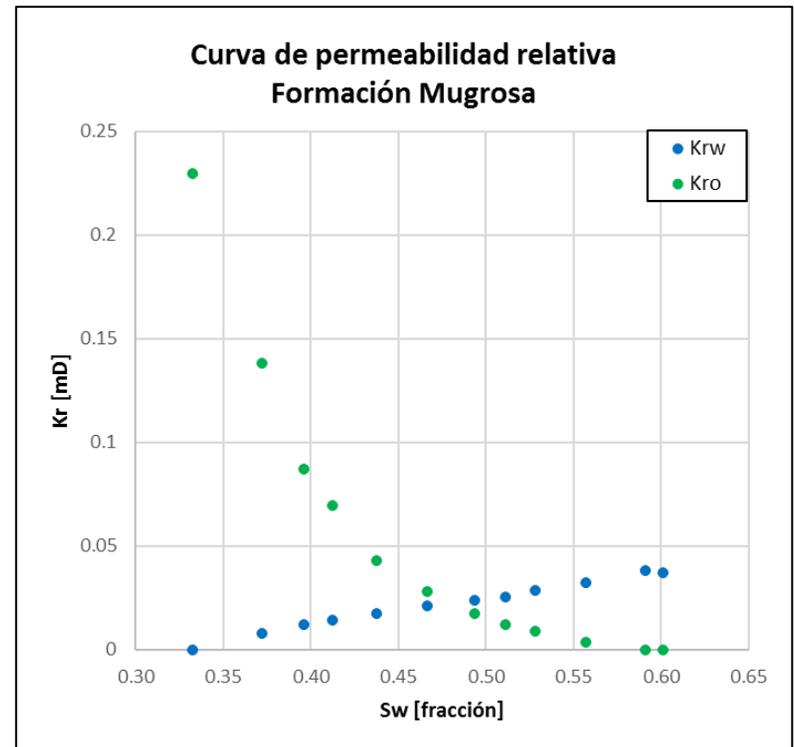
³³ FERRER DE PARIS, Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos Op. cit., p. 310

Gráfica 8. Curva de permeabilidad relativa para la Formación Colorado.



Fuente: WESTERN ATLAS INTERNATIONAL. Resumen de los resultados de las pruebas de permeabilidad relativa agua-petróleo: Maracaibo, 1990. Modificado por el autor.

Gráfica 9. Curva de permeabilidad relativa para la Formación Mugrosa.



Fuente: WESTERN ATLAS INTERNATIONAL. Resumen de los resultados de las pruebas de permeabilidad relativa agua-petróleo: Maracaibo, 1990. Modificado por el autor.

Las permeabilidades relativas obtenidas del Pozo ERM-103, fueron calibradas con el modelo de ajuste de Corey³⁴ usando las **Ecuaciones 5 y 6**, para las que se determinaron los exponentes de Corey para el agua y el petróleo buscando valores que generen un mejor ajuste entre los datos calibrados y los valores reales de permeabilidad, obteniendo así un exponente de Corey igual a tres (3) para el petróleo, y otro igual a uno (1) para el agua. Ver **Anexo 3**.

Ecuación 5. Ecuación de Corey para la permeabilidad relativa al petróleo.

$$K_{ro} = K_{ro@Swc} * \left[\frac{1 - S_w - S_{or}}{1 - S_{wc} - S_{or}} \right]^{C_o}$$

Fuente: AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook. 4 ed. Houston (Texas): Elsevier, 1990 p. 304.

Donde:

K_{ro} = Permeabilidad relativa al petróleo.

$K_{ro@Swc}$ = Permeabilidad relativa a la saturación de agua connata.

S_w = Saturación de agua.

S_{wc} = Saturación de agua connata.

S_{or} = Saturación de petróleo irreducible.

C_o = Exponente de Corey para el petróleo.

Ecuación 6. Correlación para la permeabilidad relativa al agua.

$$K_{rw} = K_{rw@Sor} * \left[\frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc} - S_{or}} \right]^{C_w}$$

Fuente: AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook. 4 ed. Houston (Texas): Elsevier, 1990 p. 304.

Donde:

K_{rw} = Permeabilidad relativa al agua.

$K_{rw@Swc}$ = Permeabilidad relativa al agua a la saturación de petróleo irreducible.

S_w = Saturación de agua.

S_{wc} = Saturación de agua connata.

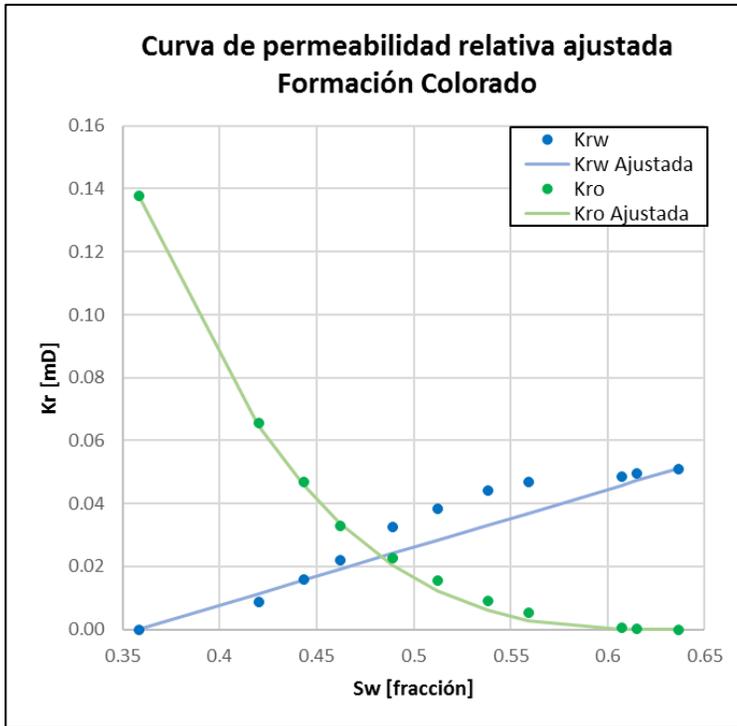
S_{or} = Saturación de petróleo irreducible.

C_w = Exponente de Corey para el agua.

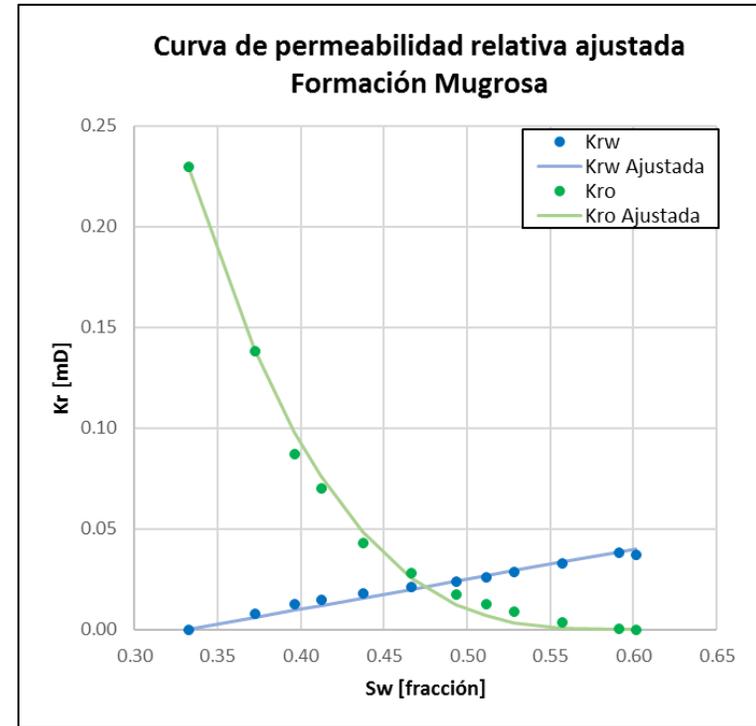
³⁴ AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook. 4 ed. Houston: Elsevier, 1990 p. 304.

En las **Gráficas 10 y 11** se observan las gráficas de las permeabilidades relativas calibradas según el Método de Corey para las Muestras A y B de las Formaciones Colorado y Mugrosa respectivamente. En ambas graficas se observa que la permeabilidad relativa al agua es mayor que la permeabilidad relativa al petróleo cuando la saturación de agua es de cero punto cinco (0.5) lo cual indica que para que tanto la Formación Mugrosa como la Formación un Colorado tienen una preferencia a ser humectadas por el petróleo. Lo cual sugiere que al aplicar un proceso de inyección de agua en cualquiera de las dos (2) formaciones se producirá un ruptura temprana y gran parte de la producción de petróleo se dará después de la misma ya que el petróleo estará rodeando los granos de la roca mientras que el agua se encontrará en el centro de los poros, lo que hace que un proceso inyección de agua sea bastante dependiente del volumen de agua inyectado en estas condiciones, ya que se requerirá de grandes cantidades de esta para alcanzar una recuperación de petróleo adicional alta (5 - 10%), a menos que se implementen aditivos en el agua inyectada que modifiquen la tensión interfacial roca-fluido y modifiquen la preferencia de humectabilidad de la roca.

Gráfica 10. Curva de permeabilidad relativa ajustada para la muestra A.

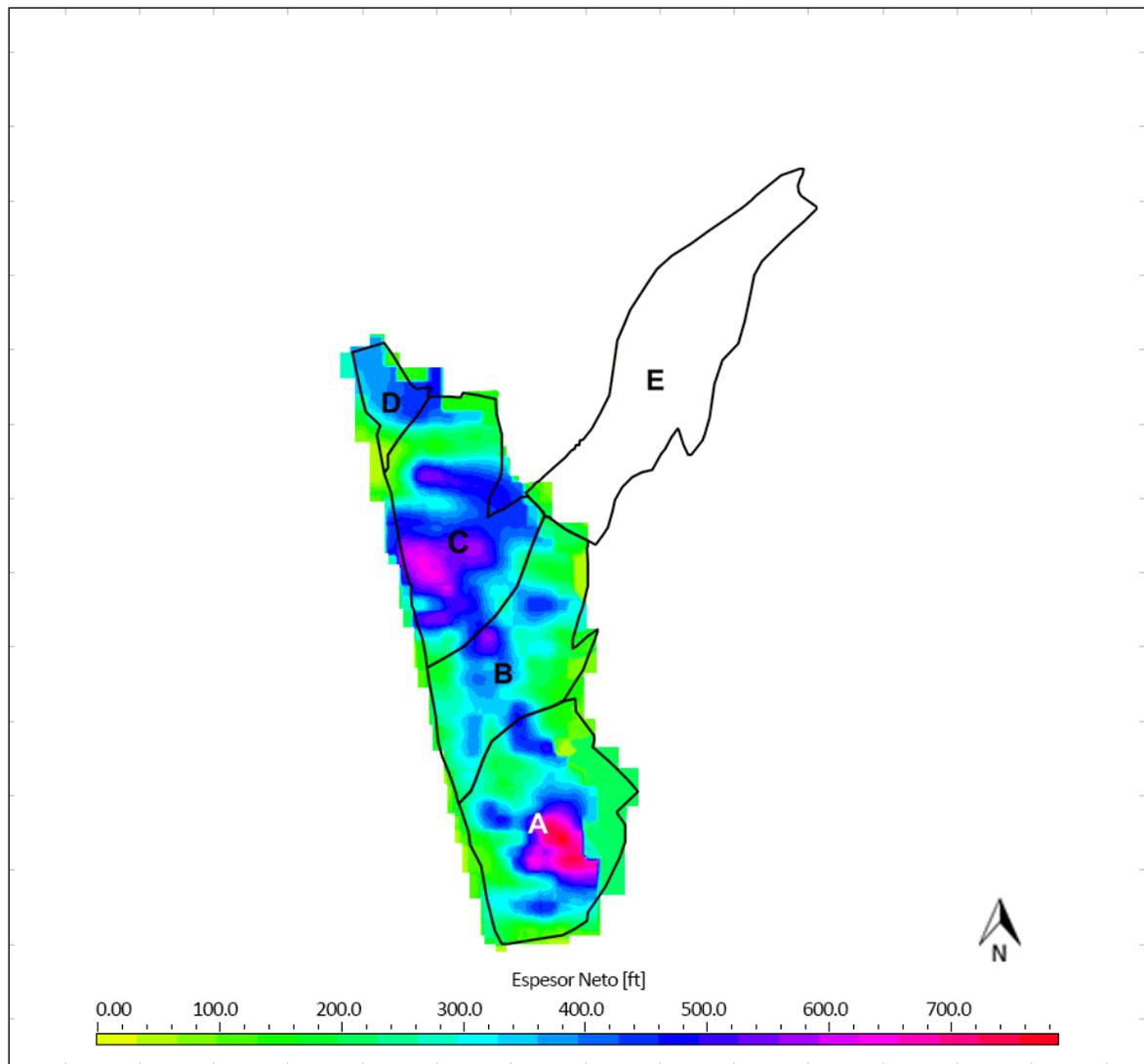


Gráfica 11. Curva de permeabilidad relativa ajustada para la muestra B.



2.5.4 Espesor neto. Se entiende como espesor neto a la medida vertical del intervalo o a la suma de la medida de los intervalos productores de una estructura geológica. Usualmente varía de acuerdo con la extensión lateral de la estructura³⁵. En la **Figura 13** se observa la distribución de espesor neto petrolífero para la Formación Colorado, esto es obtuvo con el simulador analítico Sahara®, se evidencia que los valores varían de 1 ft a 790 ft en la mayoría del campo y no se evidencia valores constantes en ninguno de los bloques, puesto que varían entre los valores máximos y mínimos de espesor.

Figura 13. Distribución de espesor neto petrolífero en la Formación Colorado.

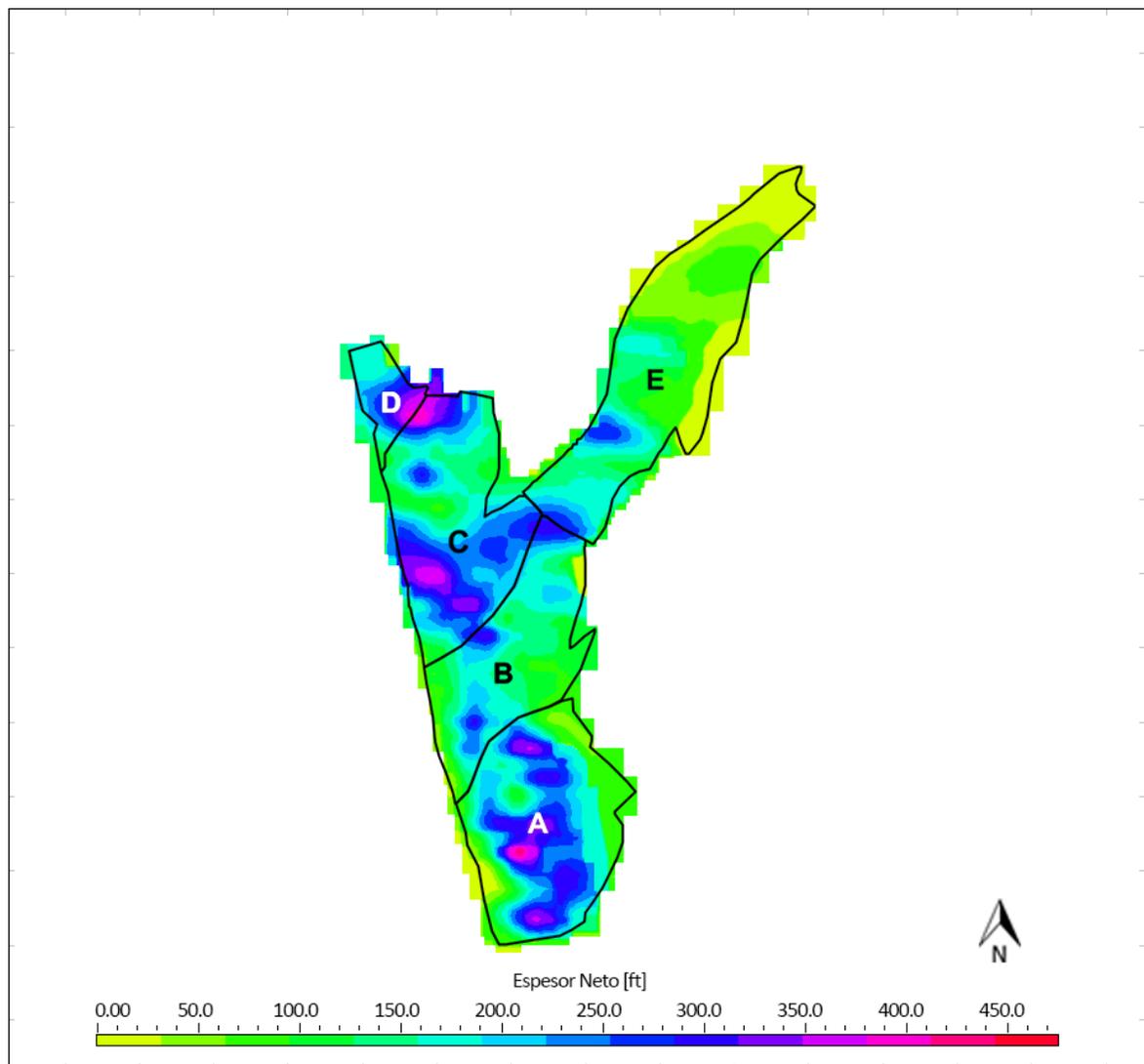


Fuente: ECOPETROL S.A., Sahara®. Bogotá D.C., 2017. Modificado por el autor.

³⁵ SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary. [En línea]. [20 de Noviembre de 2017]. Disponible en: http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/b/bed_thickness.aspx.

En la **Figura 14** se observa la distribución de espesor neto petrolífero para la Formación Mugrosa, la cual se obtuvo del modelo estático del Campo Ermitaño generado a partir de registros eléctricos y diferentes algoritmos con el simulador analítico Sahara® al igual que para la Formación Colorado, se evidencia que los valores varían de 1 ft a 500 ft en la mayoría del campo y no se evidencian valores constantes en ninguno de los bloques. Sin embargo, al comparar el espesor neto petrolífero en ambas formaciones se observa que los Bloques B y E son donde el espesor es menor.

Figura 14. Distribución de espesor neto petrolífero en el Formación Mugrosa.



Fuente: ECOPETROL S.A., Sahara®. Bogotá D.C., 2017. Modificado por el autor

3. SELECCIÓN DE FACTORES OPERACIONALES EN EL PROCESO DE INYECCIÓN DE AGUA

En el presente capítulo se describirán las generalidades del software especializado ICARO® desarrollado por Ecopetrol S.A., se seleccionará el modelo de inyección sobre el cual se evaluará para determinar la distribución probabilística de cada uno de los parámetros involucrados en el modelo y posteriormente se identificarán los parámetros se sensibilizarán al momento de realizar la simulación de Montecarlo.

3.1 SOFTWARE ESPECIALIZADO ICARO®

La dinámica actual de la industria petrolera les exige a las compañías operadoras día a día sacar el mayor provecho a los proyectos y oportunidades de desarrollo disponibles en sus campos. Igualmente, demanda una adecuada visualización de las oportunidades, involucrando las incertidumbres de las variables del proyecto y sus riesgos asociados, para lograr no solo una estimación de las reservas a incorporar, sino también del valor que aporta el proyecto a la compañía. Mediante el uso del software especializado ICARO® los ingenieros de yacimientos pueden lograr una visualización de las oportunidades de desarrollo para los campos, en un entorno de trabajo con incertidumbre y riesgo para determinar si el proyecto es viable financieramente.

ICARO®, acrónimo del inglés *Improved Case Analysis to Reservoir Opportunities* es un programa informático desarrollado en la Gerencia de Yacimientos de Ecopetrol S.A. que tiene como principal aplicación la simulación de situaciones aleatorias dentro de proyectos de desarrollo para los campos, a través del Método de Montecarlo, con el fin de analizar las diferentes oportunidades de desarrollo de los campos, dentro de entornos de incertidumbre, en casos como la perforación de nuevos pozos y el recobro secundario mediante la inyección de agua o químicos, como es el caso de la inyección de agua en el Campo Ermitaño.

Este programa involucra una evaluación financiera preliminar para apoyar decisiones de relevancia como lo puede ser determinar los caudales de inyección o establecer el *plateau* óptimo de producción para evaluar un proyecto respecto a determinados escenarios generados considerando situaciones aleatorias a través de distribuciones de probabilidad. Dentro de los resultados que ICARO® genera se encuentran el Valor Presente Neto (VPN), la recuperación final estimada de petróleo (EUR) y la cantidad de agua inyectada (W_i).

3.1.1 Herramientas del Software ICARO®. Este programa cuenta con herramientas que permiten estimar valores como los costos de inversión, regalías e igualmente facilitan determinar el comportamiento de las variables en el proyecto. Estas herramientas se presentan a continuación.

3.1.1.1 Preprocesador. Esta herramienta se utiliza para analizar factores operacionales como el caudal de producción para obtener curvas de declinación de acuerdo caudales ajustados usando los modelos de curvas de declinación que se observan en el **Cuadro 4**, para obtener el comportamiento de las variables como el caudal inicial de producción, la declinación de producción nominal mensual, el factor hiperbólico, el tiempo del plateau entre otras.

Cuadro 4. Características modelos de declinación de producción.

Tipo de declinación	Exponencial	Hiperbólica	Armónica
Descripción	Es constante $b = 0$	Proporcional al factor b $0 < b < 1$	Proporcional al caudal $b = 1$
Caudal de producción	$q = q_i e^{-Di \cdot t}$	$q = \frac{q_i}{(1 + bDit)^{1/b}}$	$q = \frac{q_i}{(1 + bDit)}$
Producción acumulada	$Np = \frac{q - q_i e^{-Di \cdot t}}{t}$	$Np = \frac{q_i}{(b - 1)Di} [(1 + bDit)^{\frac{b-1}{b}} - 1]$	$Np = \frac{q_i}{Di} [\ln(1 + Di)]$

Fuente: FERRER DE PARIS, Magdalena. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Maracaibo: Ediciones Astro Data, 2009, p. 506. Modificado por el autor.

Donde:

q = Caudal de producción, [BOPD].

q_i = Caudal de producción inicial, [BOPD].

Di = Factor de declinación, [% n.m].

Np = Producción acumulada, [Bbl].

t = tiempo, [mes]

b = factor hiperbólico.

3.1.1.2 Estimador de CAPEX. Consiste en la estimación de los costos de inversión o CAPEX, del inglés *Capital Expenditures*, tomando como referencia la diferencia entre las capacidades requeridas de las facilidades de producción e inyección con respecto a la capacidad de las facilidades existentes en el campo.

3.1.1.3 Pesca de escenarios. Esta herramienta permite pescar o buscar hasta un máximo de tres (3) escenarios donde factores como la producción incremental o el valor presente neto obtenidos en la simulación se encuentren dentro de determinados valores. Estos escenarios escogidos son generados como archivos aparte del archivo final.

3.1.1.4 Modelo de regalías variables. Esta herramienta selecciona hasta un máximo de tres (3) escenarios donde factores como la producción incremental o el valor presente neto se encuentren dentro de los valores buscados.

3.1.2 Método de Montecarlo. También conocido como simulación de Montecarlo, es un método de simulación que busca imitar el comportamiento de variables reales sujetas a variabilidad dentro de un evento con el fin de obtener una secuencia de resultados para analizar, predecir y/o resolver problemas físicos o matemáticos complejos. Este método ofrece una serie de posibles escenarios de acuerdo con el comportamiento de las variables, así como la probabilidad de que estos sucedan.

La importancia actual del método de Montecarlo radica en que puede llegar a predecir una serie de posibles escenarios para situaciones o eventos difíciles de solucionar o estimar a través de métodos analíticos y numéricos convencionales, e igualmente, prever situaciones de riesgo, prepararse para enfrentar condiciones indeseables, evitar opciones erróneas y aprovechar situaciones favorables³⁶.

3.1.3 Distribuciones de probabilidad. Es una función estadística que describe como se espera que varíe una determinada variable x en un evento supuestos, tomando como base el comportamiento real de la variable. Estas distribuciones son de gran utilidad para a la hora de tomar decisiones en condiciones de incertidumbre. El software especializado ICARO® considera cuatro (4) diferentes distribuciones de probabilidad para realizar sus simulaciones, estas se explican a continuación.

3.1.3.1 Distribución normal. Es la distribución de probabilidad más importante debido a que modela un gran número de fenómenos reales. Se conoce como campana de Gauss ya que como se observa en el **Cuadro 5.a** tiene una forma acampanada y simétrica.

3.1.3.2 Distribución lognormal. Esta distribución sirve para modelar el comportamiento de variables que presentan una asimetría positiva como se observa en el **Cuadro 5.b**. Es característica en variables donde existe una mayor probabilidad de ocurrencia en valores pequeños como las reservas de petróleo³⁷.

3.1.3.3 Distribución triangular. Es una distribución de probabilidad que se usa en variables sobre las que existen datos de muestra limitados como en la industria petrolera³⁸. Tiene un valor mínimo, uno máximo que convergen en una moda formando un triángulo como se observa en el **Cuadro 5.c**.

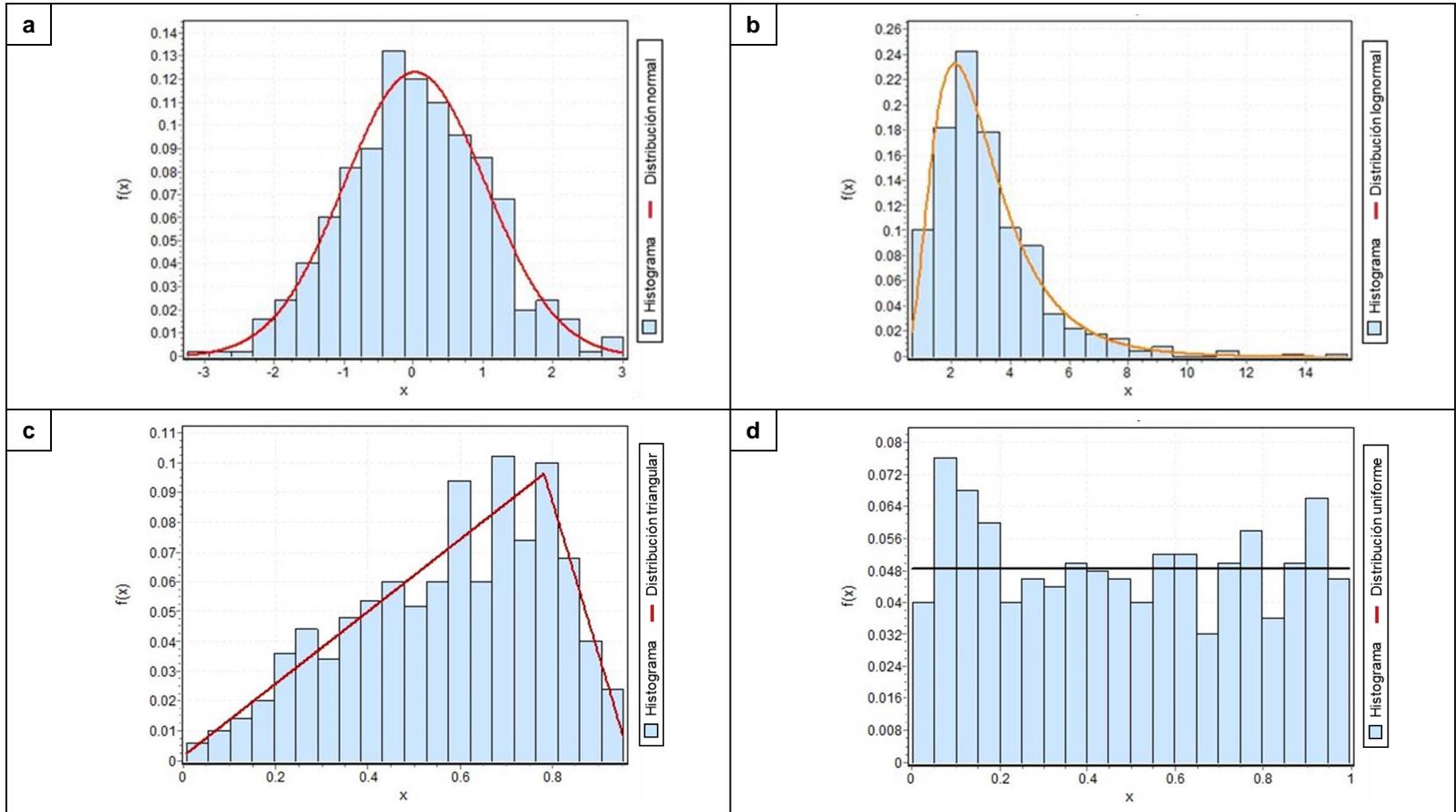
3.1.3.4 Distribución uniforme. Describe el comportamiento de variables donde la probabilidad de ocurrencia es la misma para todos los valores dentro de determinado rango, también se conoce como distribución rectangular debido a su forma como se observa en el **Cuadro 5.d**. Es una distribución a fenómenos donde la frecuencia de los valores de la variable obedece a máximos y mínimos.

³⁶ FINANZAS PARA MORTALES. Método de Montecarlo. [En línea]. [20 de Noviembre de 2017] disponible en: <http://www.wiki-finanzas.com/index.php?seccion=Contenido&id=2011C076>.

³⁷ RAO, Chetan. Report on application of probability in risk analysis in oil and gas industry. Filadelfia: Universidad Drexel, 2010. p. 2.

³⁸ Lbíd., p. 4.

Cuadro 5. Diferentes distribuciones de probabilidad.



Fuente: MATHWAVE. Automated and Manual Distribution Fitting. [En línea]. [20 de Noviembre de 2017]. Disponible en: <http://www.mathwave.com/articles/distribution-fitting-automated-manual.html>. Modificado por el autor.

3.2 SELECCIÓN DEL MODELO DE INYECCIÓN

Con el fin de realizar la simulación de Montecarlo haciendo uso del software ICARO® es necesario seleccionar el modelo de inyección que servirá como muestra. A la fecha en el Campo Ermitaño solo se ha realizado inyección de aguas residuales en arenas no productoras³⁹, por lo cual solo se cuenta con información generada a través de métodos de predicción.

3.2.1 Métodos de predicción. Son métodos que realizan suposiciones sobre el comportamiento y las características del yacimiento, haciendo uso de una serie de ecuaciones y correlaciones empíricas con el fin de pronosticar el comportamiento esperado del yacimiento frente a eventos como la inyección de agua. Actualmente, se han usado tres (3) métodos de predicción para el proceso de inyección de agua en el Campo Ermitaño, las generalidades de estos se explican a continuación.

3.2.1.1 Método de Buckley y Leverett. Este método permite estimar el comportamiento de un proceso de inyección de agua o gas asumiendo un proceso de desplazamiento lineal con una tasa de inyección constante⁴⁰ donde solo se consideran dos fluidos inmiscibles en el proceso, el fluido desplazante y el desplazado. En este método se logra estimar el volumen de petróleo desplazado, la tasa de producción de petróleo y agua en cualquier tiempo considerando tres (3) etapas en el proceso, las cuales son antes, durante y después de la ruptura. Se basa en las siguientes suposiciones:

- Sistema de flujo lineal y estacionario.
- Formación homogénea, es decir permeabilidad y porosidad uniformes.
- Desplazamiento tipo pistón con fugas.
- Fluidos inmiscibles y no pueden existir más de dos al mismo tiempo.
- Permeabilidades relativas a dos fases.
- Presión de desplazamiento mayor a la del punto de burbuja, no hay gas libre.
- Presión y temperatura constantes para lograr un sistema de equilibrio.

3.2.1.2 Método de Dykstra y Parsons. El método de Dykstra y Parsons es uno de los métodos más usados y reconocidos para predecir el comportamiento de yacimientos sometidos a inyección de agua⁴¹. Este método fue desarrollado tomando como base consideraciones teóricas combinadas con resultados experimentales de permeabilidad obtenidos con análisis de núcleos. Se considera que el yacimiento está formado por diferentes estratos y se estima la recuperación de petróleo en función de la razón de movilidad y la variación vertical de

³⁹ ECOPETROL S.A., Gerencia de Yacimientos. Reporte de avance propuesta piloto de inyección de agua en el Campo Ermitaño. Bogotá D.C.: 2014. p 7.

⁴⁰ CIED PDVSA. Recobro adicional de petróleo por métodos convencionales. Maracaibo: PDVSA, 1997. p. 4-7.

⁴¹ Ibid, p. 4-18.

permeabilidad en el sistema para tener en cuenta la heterogeneidad del yacimiento⁴². Se basa en las siguientes suposiciones:

- Formación heterogénea debido a la estratificación de esta.
- Sistema de flujo lineal y continuo.
- No existe flujo cruzado entre las capas.
- Desplazamiento tipo pistón sin fugas.
- Periodo de llenado o *fill-up* en todos los estratos antes de iniciar la producción.
- Porosidad y permeabilidades relativas uniformes en cada estrato.
- Fluidos incompresibles y con las mismas propiedades en todos los estratos.
- Caída de presión igual en cada estrato.
- Razón de movilidad es la misma en cada estrato.
- Banco de petróleo con saturación de gas igual a cero.

3.2.1.3 Método de Craig, Geffen y Morse. Este es uno de los métodos de predicción más completos y prácticos para sistemas de cinco puntos⁴³. Toma como base el método de Buckley y Leverett y los resultados de una serie de pruebas de desplazamiento realizadas a un modelo de cinco pozos con inyección de agua y gas⁴⁴. Considera los efectos de la eficiencia areal, mecanismos de desplazamiento, estratificación e inyectividad variable, para predecir el comportamiento de procesos de inyección de agua en patrones de cinco pozos invertidos⁴⁵. Este método se puede aplicar así no exista saturación de gas inicial y se basa en las siguientes suposiciones:

- Desplazamiento tipo pistón sin fugas.
- Sistema de flujo radial y estacionario.
- No existe flujo cruzado entre las capas.
- Formación heterogénea debido a la estratificación de esta.
- Desplazamiento tipo pistón con fugas.
- Periodo de llenado o *fill-up* en cada estrato antes de iniciar la producción.
- Se asume que la eficiencia de barrido vertical en cada estrato aumenta hasta llegar a ser igual a 100%.
- No hay influjo de agua lateral o de fondo.
- Se divide el proceso de inyección en cuatro etapas que se ven en el **Cuadro 6**.
- Las permeabilidades, porosidades y propiedades de los fluidos son constantes en cada una de las capas, sin embargo, cada capa posee valores diferentes.

⁴² FERRER DE PARIS, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo: Ediciones Astro Data, 2001, p. 213.

⁴³ SMITH, James. COBB, William. Waterflooding. Dallas: Midwest Office of the Petroleum Technology Transfer Council, 1997. p. 7-48.

⁴⁴ PDVSA, Op. cit., p. 4-44.

⁴⁵ FERRER DE PARIS, Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos, Op. cit., p. 241.

Cuadro 6. Etapas del método de Craig, Geffen y Morse.

Etapa	Descripción
1	Se inicia cuando comienza la inyección de agua, y finaliza cuando los bancos de petróleo formados alrededor de los pozos inyectoros adyacentes se ponen en contacto, encuentro que se denomina Interferencia. Esta etapa sólo tiene lugar si existe gas libre al comienzo de la inyección.
2	Se extiende desde la interferencia hasta que todo el espacio dejado por el gas lo llene el agua inyectada, este llene se denomina fill-up. Esta etapa sólo tiene lugar si existe gas libre al comienzo de la inyección.
3	Se extiende desde el <i>fill-up</i> hasta la ruptura de agua en los pozos productores. La producción de petróleo debido a la inyección de agua se inicia cuando comienza esta tercera etapa. Además, la producción de petróleo es una combinación del aumento de producción debido a la Inyección y la continuación de la producción primaria. La producción de agua comienza al final de esta etapa.
4	Comprende el período desde la ruptura del agua hasta que se alcanza el límite económico de producción.

Fuente: FERRER DE PARIS, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo: Ediciones Astro Data, 2001, p. 506. Modificado por el autor.

3.2.2 Modelos de inyección utilizados en el campo. A la fecha se han realizado tres (3) modelos de inyección de agua para predecir el comportamiento de este proceso en el Campo Ermitaño. Las generalidades de cada uno de los modelos se explican a continuación.

3.2.2.1 Modelo del año 2010. Este modelo fue creado por la empresa prestadora de servicios Halliburton en el marco de un plan de desarrollo para el Campo Ermitaño. En este se tuvo en cuenta información petrofísica, estructural, estratigráfica y sísmica del campo a la fecha e información de fluidos obtenida del análisis PVT realizado a un núcleo del pozo ERM-24; así como el comportamiento histórico de producción y presión para el campo.

El modelo de inyección de agua se elaboró con el método de predicción de Dykstra y Parsons, usando hojas de cálculo con Microsoft Excel®. En este modelo se seleccionó únicamente a la Formación Colorado para llevar a cabo el proceso de inyección de agua, se propusieron seis (6) pilotos en el área que ahora se conoce como Bloque C y luego una posterior masificación para un total de 28 pozos inyectoros y 99 productores usando patrón cinco-invertido en lo que hoy son los Bloques A, B y C. De este modelo se obtuvo un volumen de petróleo a recuperar cercano a 37 MBbl de petróleo en los siguientes 20 años con un caudal constante de inyección de agua 1429 BWPD⁴⁶.

⁴⁶ HALLIBURTON, Op. cit., p. 213

Dentro de los patrones de este modelo solo se contemplan 11 pozos productores perforados a la fecha, por lo cual se requiere la perforación de 22 pozos inyectores y 62 productores. No se consideró lo que actualmente se conoce como Bloque D debido a falta de información petrofísica en esta zona; así mismo se omitió el Bloque E ya que en esa zona solo se produce de la Formación Mugrosa. Por último, es importante mencionar que en las recomendaciones dadas por Halliburton respecto al modelo se encuentran mejorar la caracterización de los fluidos para ambas formaciones y reevaluar la compartimentalización del campo para tener mejores aproximaciones en procesos de recobro secundario⁴⁷.

3.2.2.2 Modelo del año 2014. Este modelo fue creado por la Gerencia de Yacimientos de Ecopetrol S.A. con el fin de contemplar una etapa de recuperación secundaria en el Campo Ermitaño a través de un proceso de inyección de agua. Es un primer acercamiento en cuanto a la selección de las formaciones productoras, bloques, patrón de inyección y ubicación de pozos productores e inyectores. Igualmente se generó un estimado de perfiles de producción e inyección con el método de Buckley y Leverett usando hojas de cálculo con Microsoft Excel®.

En este modelo se tuvieron en cuenta tanto la Formación Colorado como la Formación Mugrosa y para considerar la heterogeneidad del yacimiento, las propiedades petrofísicas y la productividad de los pozos existentes, se trabajó con tres perfiles tipo de producción e inyección para sectores buenos, medios y malos del yacimiento. Se proponen tres (3) pilotos en los Bloques A, B y C, con una posterior expansión para un total de 131 pozos inyectores y 140 productores usando patrones de inyección cinco-invertido ubicados en lo que hoy son el Bloque A para los perfiles buenos, el Bloque B y la mitad del Bloque C para el perfil medio y la otra mitad del Bloque C y el Bloque D para el perfil malo. Con este modelo se espera una recuperación de 26.7 MBbl de petróleo en los siguientes 30 años con un caudal constante de inyección de agua 2600 BWPD.

Dentro del modelo se considera que los 140 pozos productores se encuentran dentro de los pozos perforados a la fecha y de los 131 pozos inyectores, 120 pozos serían nuevos y 11 corresponden a la conversión de pozos productores existentes. Es importante recalcar este modelo no considero el Bloque E ya que no se contaba con suficiente información para estimar el volumen recuperable en esta zona⁴⁸. Por último, es importante precisar que se recomendó reevaluar tanto los cálculos de volumen de petróleo a contactar como los perfiles de producción e inyección usando un modelo petrofísico actualizado. Así mismo, se recomendó contar con un modelo estratigráfico detallado, incorporar información de presión y contar con una caracterización de fluidos por bloque, incorporar información de registros especiales para disminuir la incertidumbre respecto de saturación de agua en el campo⁴⁹.

⁴⁷ HALLIBURTON, Op. cit., p. 213.

⁴⁸ ECOPETROL S.A. Op. cit., p 37.

⁴⁹ Ibid., p 11.

3.2.2.3 Modelo del año 2016. Este modelo fue creado por la gerencia recobro mejorado de Ecopetrol S.A. como una maduración del modelo creado en el año 2014 por parte de la Gerencia de Yacimientos con el fin de contemplar una etapa de recuperación secundaria en el Campo Ermitaño a través de un proceso de inyección de agua, teniendo en cuenta las recomendaciones hechas al modelo anterior se seleccionaron ambas formaciones productoras, los bloques a afectar, se continuo con un patrón de inyección tipo cinco-invertido y se seleccionaron los pozos productores e inyectores para realizar la masificación del proceso de inyección de agua en el Campo Ermitaño. Igualmente se generó un estimado de perfiles de producción e inyección usando el método de Craig, Geffen y Morse a través del simulador analítico Sahara®.

En este modelo se consideraron las Formaciones Mugrosa y Colorado, para considerar la heterogeneidad del yacimiento, las propiedades petrofísicas y la productividad de los pozos existentes, este modelo tuvo en cuenta la estratificación de las formaciones productoras y la compartimentalización del campo, por lo cual se creó un submodelo de inyección para cada uno de los bloques, teniendo en cuenta propiedades de roca y fluido uniformes por cada bloque y formación tomando como base el modelo estático del campo y la información de propiedades PVT de las cuatro (4) pruebas validas mencionadas anteriormente. Se proponen patrones de inyección tipo cinco (5) invertido para los Bloques A, B, C y E con un total de 259 pozos inyectores y 232 productores. Con este modelo se espera una recuperación de 26.56 MBbl de petróleo en los siguientes 23 años con diferentes caudales constantes de inyección de agua por bloque entre 257 y 3057 BWPD. Este modelo considera que no existe saturación de gas inicial por lo que las Etapas Uno (1) y Dos (2) del Método de predicción de Craig, Geffen y Morse no existen.

Dentro de los patrones de este modelo se considera que todos los pozos productores se encuentran dentro de los pozos perforados a la fecha y que los pozos inyectores corresponderían a la conversión de pozos productores existentes. Es importante precisar que no se tuvo en cuenta el Bloque D por que la información de roca y fluidos es limitada ya que solo se han perforado siete (7) pozos en esta zona de los cuales dos (2) fueron abandonados⁵⁰. Por último, es importante precisar que en este modelo no se tomó en cuenta el histórico de presiones del campo ya que el simulador analítico Sahara® no toma en cuenta las presiones del yacimiento al momento de realizar las simulaciones⁵¹. Así mismo, se recomendó contar con caracterización más detallada de fluidos por bloque para disminuir la incertidumbre respecto a la variación del comportamiento con los cambios de profundidad.

3.2.3 Modelos de inyección seleccionado. Se determinó que el modelo de inyección generado por la Gerencia de Recobro Mejorado de Ecopetrol S.A. con el método de predicción de Craig, Geffen y Morse es el más adecuado para realizar el

⁵⁰ ECOPETROL S.A. Interpretación de Bloques del Campo Ermitaño. Op. cit., p. 6.

⁵¹ INTERFACIES S.A. Manual del usuarios - Sahara 3.2: Buenos Aires, 2008. p. 669.

proyecto ya que es el que mejor se ajusta con la realidad del campo. Las razones por las cuales se seleccionó este modelo de inyección se enumeran a continuación:

- Se generó con el método de predicción de Craig, Geffen y Morse, que como se mencionó anteriormente, es uno de los métodos de predicción más completos y prácticos para sistemas de cinco puntos.
- Su población de pozos productores e inyectores es más representativa con respecto a los otros modelos, ya que existe una diferencia de más de 150 pozos productores con respecto a la población de los otros modelos.
- Fue creado con información actualizada, como lo son las propiedades de roca y fluido obtenidas gracias registros eléctricos y análisis PVT.
- Tiene en cuenta los efectos de la compartimentalización y relieve vertical en el campo, ya que realiza la predicción por bloque y formación.
- No contempla la perforación de nuevos pozos y se limita a la conversión de pozos productores a inyectores, aprovechando los pozos dentro del plan de perforación para el año 2018, de esta manera tiene en cuenta los estados mecánicos de los pozos perforados a la fecha del modelo.
- Es el único modelo que tiene en cuenta la eficiencia areal de barrido para realizar las predicciones del proceso de inyección de agua en el campo.
- Solo omite el Bloque D debido a la falta de información petrofísica, además tiene en cuenta el Bloque E, el cual produce ininterrumpidamente desde 1954 y posee zonas con un petróleo liviano con respecto a lo que se observa en la **Figura 5**.

3.3 EVALUACIÓN DEL MODELO DE INYECCIÓN

Habiendo seleccionado el modelo de inyección se hace necesario evaluar los caudales de inyección y producción para determinar los factores operacionales involucrados en este y sus correspondientes distribuciones de probabilidad.

3.3.1 Revisión de los submodelos de inyección. Para considerar la heterogeneidad del yacimiento y los cambios en las propiedades de roca y fluidos ocasionados por el relieve vertical y la compartimentalización del yacimiento este modelo cuenta con cuatro (4) submodelos de inyección, uno para cada uno de los bloques exceptuando el Bloque D. Cada submodelo tiene perfiles de inyección y producción para ambas formaciones. Tomando como base que cada formación posee propiedades diferentes se hace clara la necesidad de revisar los submodelos para determinar de qué formación se van a evaluar los perfiles por bloque.

Para mayor practicidad en la evaluación del modelos de inyección, los pozos del modelo son renombrados para identificar si son pozos productores (P) o inyectores (I) y a qué formación productora corresponden, si a la Formación Mugrosa (M) o a la Formación Colorado (C); es decir, el pozo productor ERM-15 que produce de la Formación Mugrosa se pasa a llamar PM-319 y así mismo el pozo inyector ERMi-15 que inyecta en la Formación Colorado pasa a conocerse como IC-15.

Revisando los perfiles de inyección y producción generados para la Formación Colorado se observó que debido a los problemas de arenamiento presentados en los pozos que producen de la Formación Colorado y por temor a empeorar esta situación para este modelo solo se generaron seis (6) patrones de inyección de agua en esta formación dispersos en pares a través de los Bloques A, B y C. Por lo cual, de los 232 pozos productores en el modelo, solo 24 pozos producían de la Formación Colorado, indicando así que el comportamiento del proceso de inyección de agua por bloque para la formación Colorado no está sujeto a variabilidad, lo que hace imposible que se pueda generar una simulación de Montecarlo con estos patrones, llevando a la decisión de descartarlos para el presente proyecto. Debido esto la cantidad de pozos disminuyó a 228 inyectoros y 208 productores.

Los diferentes submodelos se denominarán grupos de ahora en adelante para un mejor entendimiento y es importante mencionar que, aunque solo son cuatro (4) submodelos de inyección, se tomó la decisión de dividir el grupo del Bloque E en dos (2) para lograr una mejor representación del proceso de inyección de agua en este bloque debido a la variación lateral en sentido este-oeste de la gravedad API en este bloque observada en la **Figura 5** del capítulo anterior. Las generalidades de los grupos de inyección se observan en la **Tabla 2**.

Tabla 2. Submodelos de inyección.

Grupo	Bloque	Cantidad Productores	Cantidad Inyectoros	EUR [MBbl]
Alfa	A	62	68	9.88
Beta	B	38	42	4.75
Gamma	C	27	31	3.05
Delta	E	45	48	3.12
Épsilon	E	36	39	2.34

3.3.2 Evaluación del caudal de producción incremental. Para determinar la distribución de probabilidad de los factores que influyen en el caudal de producción se cuenta con la información de 208 pozos productores de la Formación Mugrosa. Esta información de producción de petróleo es evaluada con la herramienta Preprocesador del software ICARO®.

Inicialmente se importa la información de producción de los 208 pozos productores sin distinguir los grupos a través de archivos de texto generados previamente con Microsoft Excel® cómo se puede observar en la **Figura 15**. Esta información debe ser cargada teniendo en cuenta que la herramienta toma los meses como unidad de tiempo y BOPD como unidad del caudal de producción de petróleo.

Figura 15. Importación de caudal de producción por pozo.

t	PM-001	PM-010	PM-100	PM-101	PM-102	PM-103	PM-104	PM-011	PM-113
1	45.6	56.1	45.6	44.4	44.4	44.4	45.6	56.1	44.4
2	45.2	53.3	45.2	41.9	42	42	45.2	53.3	41.9
3	44.8	52.9	44.8	41.5	41.5	41.5	44.8	52.9	41.5
4	44.4	52.5	44.4	41.1	41.1	41.1	44.4	52.5	41.1
5	44	52.1	44	40.6	40.6	40.6	44	52.1	40.6
6	43.6	51.7	43.6	40.2	40.2	40.2	43.6	51.7	40.2
7	43.3	51.3	43.2	39.8	39.8	39.8	43.3	51.3	39.8
8	42.9	50.9	42.9	39.4	39.4	39.4	42.9	50.9	39.4
9	42.5	50.6	42.5	38.9	39	39	42.5	50.6	38.9
10	42.2	50.2	42.1	38.5	38.5	38.5	42.1	50.2	38.5
11	41.8	49.8	41.8	38.1	38.1	38.1	41.8	49.8	38.1
12	41.4	49.4	41.4	37.7	37.7	37.7	41.4	49.4	37.7
13	41	49	41	37.3	37.3	37.3	41	49	37.3
14	40.7	48.6	40.6	36.9	36.9	36.9	40.6	48.6	36.9

Fuente: ECOPETROL S.A., Icaro®. Bogotá D.C., 2018.

La información de producción de petróleo que se importó a la herramienta se grafica automáticamente para cada pozo, cómo se observa en la **Figura 16** para el pozo PM-002, donde también se observa un gráfico de producción acumulada mensual, la cual es calculada por la herramienta haciendo uso de la **Ecuación 7**. Igualmente, en la esquina inferior izquierda de la **Figura 16** se observa un cuadro que permite generar unas curvas de producción ajustada para cada pozo, en este cuadro se pueden encontrar parámetros de ajuste como el caudal y tiempo de *fill-up* o llenado, el tiempo de *ramp-up* o incremento, el caudal de petróleo en el *plateau*, el tiempo del *plateau*, la declinación de producción, entre otros.

Ecuación 7. Producción de petróleo acumulada.

$$N_p = \sum Q_o * 365 \text{ dia} * 10^{-6}$$

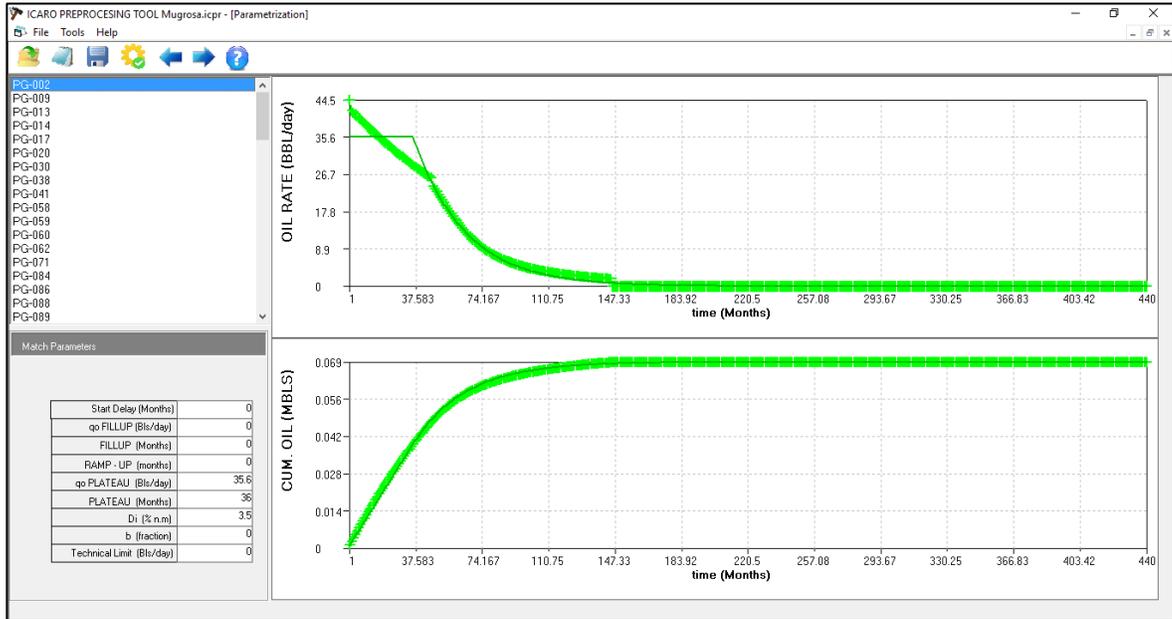
Fuente: ECOPETROL S.A. Manual ICARO®: Bogotá D.C., 2017. Modificado por el autor.

Donde:

N_p = Producción acumulada, [MBbl].

$\sum Q_o$ = Sumatoria del caudal de producción, [BOPD].

Figura 16. Graficas de producción para el pozo PM-002.



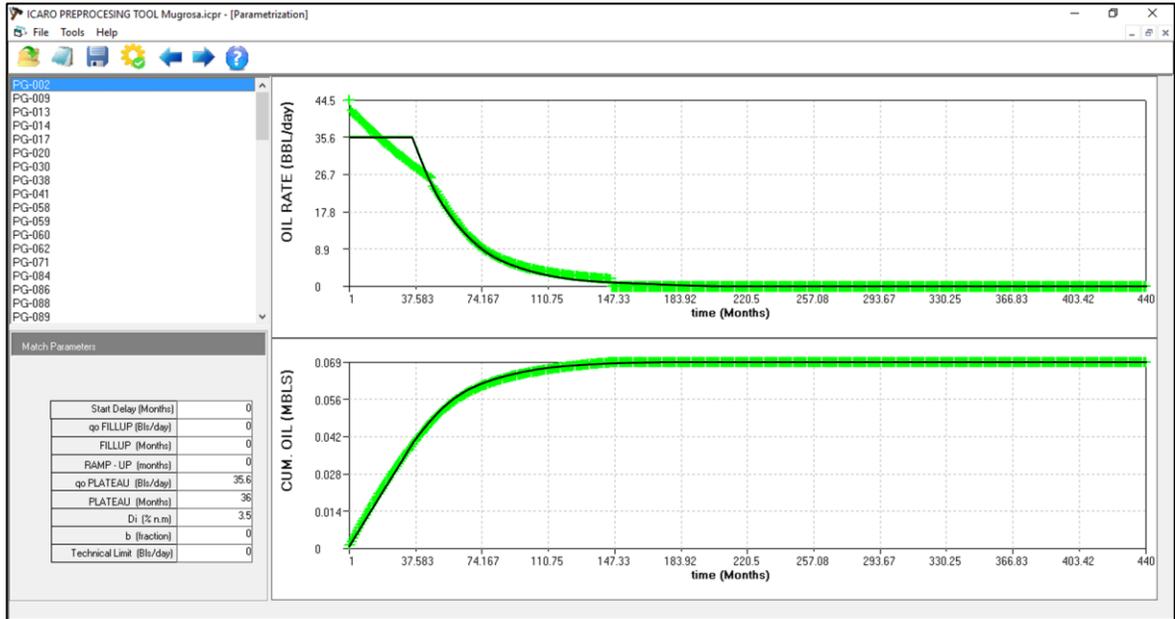
Fuente: ECOPETROL S.A., Icaro®. Bogotá D.C., 2018.

Teniendo la información de producción importada y graficada en la herramienta se procede se va a generar las curvas de producción ajustadas para cada uno de los pozos productores del modelo de inyección. Estas curvas se generan al introducir manualmente los parámetros de ajuste en el cuadro de ajuste que se encuentra en la esquina inferior izquierda de la interfaz del programa que se mencionó antes.

Sólo se tienen en cuenta el caudal inicial al plateau, el tiempo del plateau y el factor de declinación de producción. No se tuvieron en cuenta los parámetros al *fill-up* y al *ramp-up* debido a que es el petróleo producido de la Formación Mugrosa es subsaturado; es decir, que la saturación inicial de gas libre es cero por lo cual el modelo de inyección no toma en cuenta las Etapas uno (1) y dos (2) del método de predicción de Craig, Geffen y Morse, tampoco se tiene en cuenta el factor hiperbólico B debido a que se los históricos producción corresponden a un modelo de declinación exponencial y se decide no establecer un límite técnico aún ya que el modelo de inyección fue generado sin tenerlo en cuenta.

En la **Figura 17** se pueden observar las curvas de producción reales y las curvas de producción ajustadas para el Pozo PM-002, donde las curvas de producción real son graficadas con una línea gruesa de color verde claro, y las de producción ajustada con el método de declinación, se grafican con una línea delgada de color negro superpuesta sobre las gráficas de producción real.

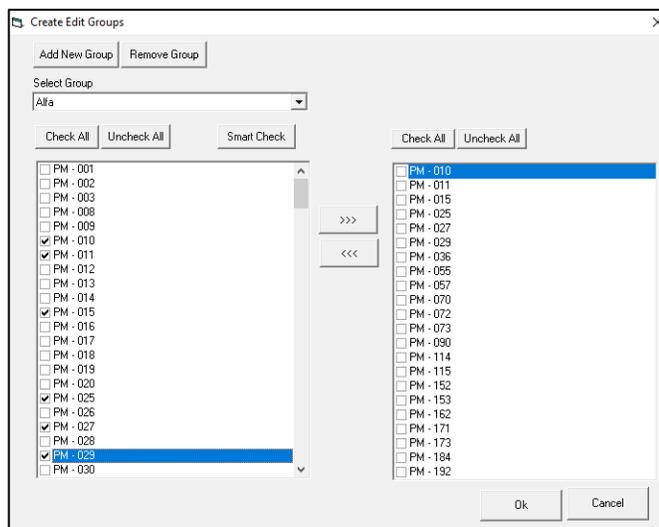
Figura 17. Parametrización de la curva de producción para el pozo PM-002.



Fuente: ECOPEPETROL S.A., Icaro®. Bogotá D.C., 2018.

Luego de tener las curvas de producción ajustadas se proceden a crear los grupos de producción para el campo. Se generan cinco (5) grupos de acuerdo con lo observado en la **Tabla 2**. Este proceso de creación de grupos se observa en la **Figura 18** para el grupo Alfa.

Figura 18. Creación de grupos de producción.

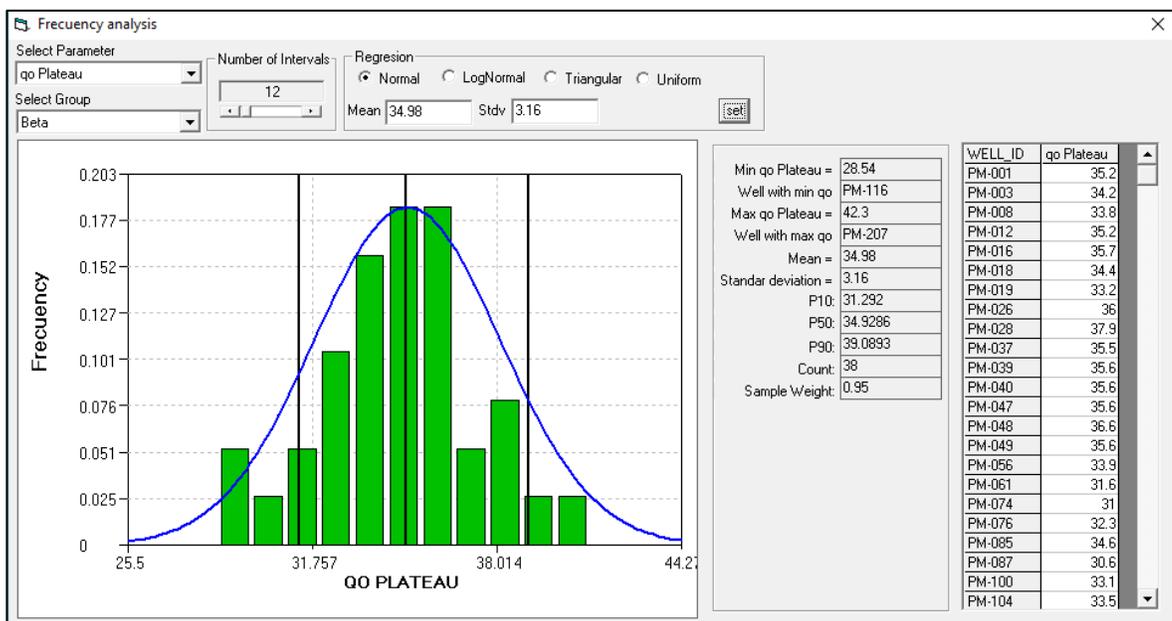


Fuente: ECOPEPETROL S.A., Icaro®. Bogotá D.C., 2018.

Con las curvas de producción parametrizadas y los cinco (5) grupos de producción creados se procede a realizar un análisis de frecuencia con la herramienta para determinar la distribución de probabilidades que mejor se ajusta al comportamiento de cada uno de los tres (3) parámetros que se tienen en cuenta para este proyecto, los cuales son el caudal inicial al plateau, el tiempo del plateau y el factor de declinación de producción como se mencionó anteriormente. Para este análisis se descarta la distribución de probabilidad uniforme ya que esta indica que la probabilidad de ocurrencia es la misma para todos los casos, lo cual no corresponde a la realidad del campo. En este análisis se determina a cuál de las cuatro (4) distribuciones de probabilidad corresponde el comportamiento de cada variable que influye en la producción incremental del campo por el proceso de inyección de agua, así como los valores estadísticos clave como la media, desviación estándar, moda y los valores máximos y mínimos.

En la **Figura 19** se puede observar el análisis realizado al caudal inicial o de plateau (*q_o Plateau*) del Grupo Beta donde se observa un histograma de barras verdes que representan el comportamiento del caudal inicial de petróleo en el Grupo Alfa respecto a una distribución de probabilidad normal representada con una línea azul, con una media igual a 34.98 BOPD y una desviación estándar de tres punto dieciséis (3.16). Para ver el ajuste realizado a cada uno de los parámetros de los cinco (5) grupos remitirse al **Anexo 4**.

Figura 19. Análisis de frecuencia del caudal de plateau para el Grupo Alfa.



Fuente: ECOPETROL S.A., Icaro®. Bogotá D.C., 2018.

En la **Tabla 3** se resumen los análisis de frecuencia realizados al caudal de producción incremental para cada uno de los cinco (5) grupos de producción, se pueden observar las variables de Caudal Inicial, Tiempo de Plateau y Declinación para los cinco (5) grupos de producción y a la derecha de cada variable se encuentra la distribución a la que mejor se ajusta cada variable, así como los valores de la media y desviación estándar para las distribuciones normal y logarítmica, así como la moda y los valores máximo y mínimo para la distribución triangular. Estos valores corresponden al comportamiento de cada variable en un solo pozo.

Tabla 3. Resumen análisis de distribución caudal de producción incremental.

Grupo	Propiedad	Distribución	Media	Desviación Estándar	Moda	Valor	
						Mínimo	Máximo
Alfa	Caudal Inicial [BOPD]	Triangular	-	-	43.5	25.4	50.77
	Tiempo plateau [meses]	Lognormal	47.53	19.92	-	-	-
	Declinación [% n.m]	Lognormal	1.127	0.054	-	-	-
Beta	Caudal Inicial [BOPD]	Normal	34.98	3.16	-	-	-
	Tiempo plateau [meses]	Triangular	-	-	33.4	25.54	81.03
	Declinación [% n.m]	Normal	1.39	0.046	-	-	-
Gamma	Caudal Inicial [BOPD]	Normal	36.12	0.63	-	-	-
	Tiempo plateau [meses]	Triangular	-	-	31.5	26.9	34.51
	Declinación [% n.m]	Triangular	-	-	1.39	1.35	1.43
Delta	Caudal Inicial [BOPD]	Normal	34.36	3.95	-	-	-
	Tiempo plateau [meses]	Normal	37.29	8.33	-	-	-
	Declinación [% n.m]	Normal	3.29	0.095	-	-	-
Épsilon	Caudal Inicial [BOPD]	Lognormal	26.8	4.89	-	-	-
	Tiempo plateau [meses]	Normal	52.49	8.31	-	-	-
	Declinación [% n.m]	Triangular	-	-	3.43	2.89	3.51

Fuente: ECOPETROL S.A., Icaro®. Bogotá D.C., 2018. Modificado por el autor.

3.3.3 Evaluación del caudal de inyección. Los caudales de inyección de este modelo son caudales constantes, por lo cual no se requiere hacer una parametrización, cómo se realizó con los caudales de producción, simplemente se requiere realizar un análisis de frecuencia. Este análisis se realiza a los caudales de inyección de los pozos inyectoros de cada uno de los cinco (5) grupos del modelo de inyección seleccionado para el proyecto. Es importante recalcar que los caudales de inyección son constantes por pozo pero diferentes entre cada uno de los pozos.

La herramienta Preprocesador del software Icaro® no cuenta con un módulo para analizar los caudales de inyección de agua; sin embargo, como los caudales de inyección son constantes, se usará el módulo de producción para esto de la herramienta suponiendo que el caudal de inyección es el mismo caudal de plateau (*qo plateau*) y se omiten los demás parámetros de ajuste para realizar la evaluación de este factor en el módulo de producción como se realizó con el caudal de producción incremental. En la **Tabla 4** se puede observar el comportamiento del caudal de inyección de agua en cada uno de los cinco (5) grupos de inyección.

Tabla 4. Resumen análisis de distribución caudal de inyección.

Grupo	Propiedad	Distribución	Media	Desviación Estándar
Alfa	Caudal de inyección [BWPD _i]	Normal	1001	331.1
Beta	Caudal de inyección [BWPD _i]	Lognormal	623.1	261.9
Gamma	Caudal de inyección [BWPD _i]	Lognormal	1128	557.8
Delta	Caudal de inyección [BWPD _i]	Lognormal	753.9	472.4
Épsilon	Caudal de inyección [BWPD _i]	Lognormal	750.2	395

Es importante mencionar que no se evaluará la cantidad de agua a inyectar, debido a que este valor depende directamente del tiempo y del caudal de inyección de agua como se observa en la **Ecuación 8**, por lo que su comportamiento variará igual al comportamiento del caudal de inyección de agua en cada uno de los cinco (5) grupos de inyección del modelo seleccionado.

Ecuación 8. Agua inyectada.

$$W_i = Q_{w_{iny}} * t * 365 \frac{\text{día}}{\text{año}} * 10^{-6}$$

Fuente: ECOPETROL S.A. Manual ICARO®: Bogotá D.C., 2017.

Donde:

W_i = Agua inyectada, [MBbl].

$Q_{W_{iny}}$ = Sumatoria del caudal de producción, [BOPD].

t = tiempo de inyección [año].

Este modelo de inyección no tiene en cuenta presiones de inyección debido a que Sahara® no toma en cuenta las presiones del yacimiento al momento de realizar las simulaciones⁵², sin embargo, se conoce que el gradiente de fractura para el campo es de 0.81 psia/ft para la Formación Mugrosa por lo cual se puede establecer un rango de presiones de inyección para cada formación permitido cuando se seleccione el patrón de inyección y las profundidades a las cuales se va a inyectar.

3.4 SELECCIÓN DE FACTORES A SENSIBILIZAR

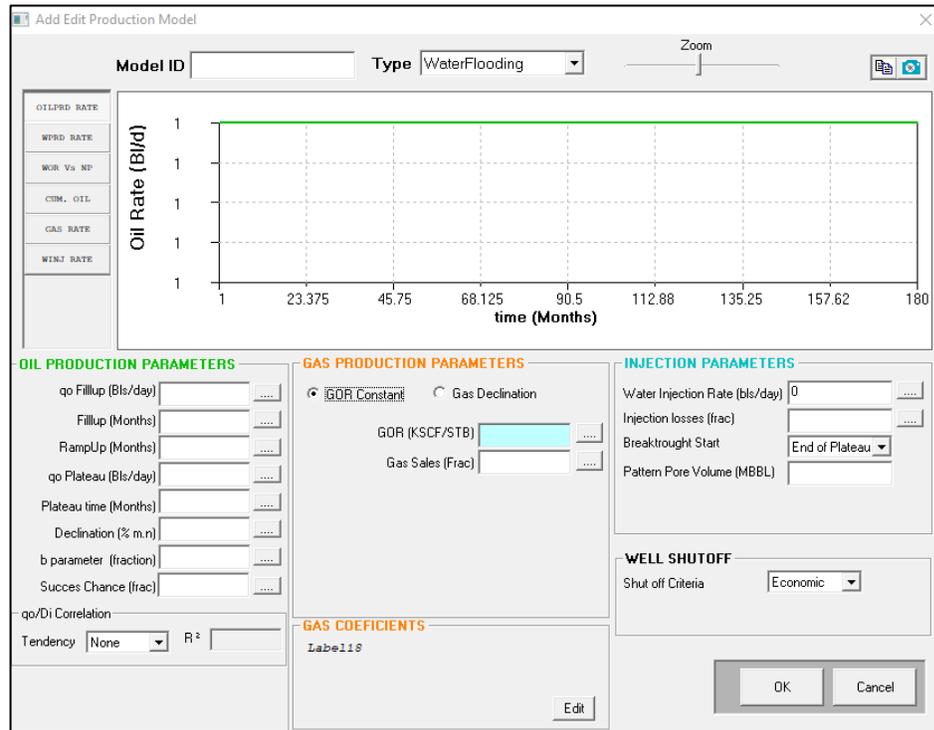
La simulación de Montecarlo busca imitar el comportamiento de variables reales sujetas a variabilidad dentro de un evento, con el fin de obtener una secuencia de resultados para analizar, predecir y/o resolver problemas físicos o matemáticos complejos. El software especializado Icaro® tiene en cuenta una serie de variables de producción y financieras para realizar la simulación de Montecarlo en un proceso de inyección de agua, no es necesario que todas estas variables se sensibilicen con el programa a través de distribuciones de probabilidad, se pueden seleccionar unas cuantas e introducir las otras como parámetros deterministas; es decir, no sujetos a variabilidad. A continuación, se expondrán las variables que tiene en cuenta el programa y se identificarán cuales se van a sensibilizar dentro del proyecto.

3.4.1 Variables de producción. El software especializado Icaro® tiene un módulo donde se pueden ingresar las variables del modelo de producción por inyección de agua que se van a tener en cuenta al momento de realizar la simulación de Montecarlo para determinar el mejor escenario de inyección. Este módulo grafica automáticamente parámetros de producción, como los caudales de producción e inyección.

En la **Figura 20** se observar el módulo para ingreso de variables para la producción por inyección de agua, donde se observan las casillas de ingreso para las variables en la parte inferior y el área de graficas en la parte superior que son graficadas en base a las ecuaciones de las curvas de declinación que ya se observaron previamente en el **Cuadro 4**.

⁵² INTERFACIES S.A. Ibid., p. 669.

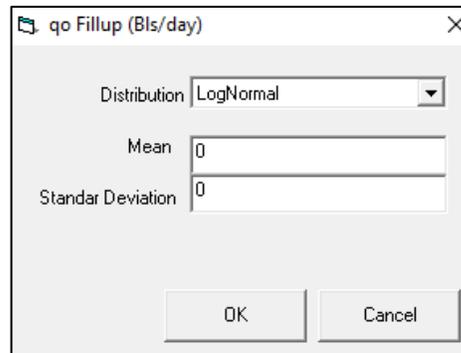
Figura 20. Módulo de producción por inyección de agua.



Fuente: ECOPETROL S.A. Manual ICARO®: Bogotá D.C., 2017.

Los valores en el modelo de producción pueden ser ingresados a través de una ventana especial como valores aleatorios cuyo comportamiento se puede describir a través de una de las cuatro (4) distribuciones de probabilidad mencionadas anteriormente o como valores determinísticos. En la **Figura 21** se puede observar la ventana para el ingreso del tiempo de *ramp-up*.

Figura 21. Ingreso de variables.



Fuente: ECOPETROL S.A. Manual ICARO®: Bogotá D.C., 2017.

Con la evaluación al modelo de inyección realizada anteriormente se determinó el comportamiento de los parámetros de producción e inyección que se tendrán en cuenta para realizar la simulación de Montecarlo en este proyecto, no se tendrán en cuenta los parámetros de producción de petróleo (*oil production parameters*) que se omitieron en la evaluación anterior ya que no afectan la producción incremental del modelo de inyección seleccionado. Las pérdidas de inyección (*injection losses*) a ingresar en los parámetros de inyección de agua (*injection parameters*) se tomarán como una variable determinística cuyo valor corresponde a 0.15, de acuerdo con la opinión de expertos en inyección de agua en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena debido a la falta de información de estas en el campo, igualmente el volumen poroso del patrón se tomara como una variable determinística ya que depende de la ubicación de los pozos del patrón a seleccionar para este proyecto.

Por último, respecto a los parámetros de producción de gas el GOR será ingresado como un valor determinístico para cada bloque y su valor saldrá de los análisis PVT válidos para el campo que se encuentran resumidos en la **Tabla 1** y las ventas de gas (*gas sales*) se asumirá un valor de cero ya que son despreciables en el campo.

3.4.2 Variables financieras. El software especializado Icaro® involucra una evaluación financiera preliminar para apoyar decisiones de relevancia como lo puede ser determinar los caudales de inyección o establecer el plateau óptimo de producción. El programa utilizará una unidad monetaria de valor constante dólar (USD) y utiliza el indicador financiero Valor Presente Neto (VPN) para realizar la evaluación financiera se puede observar en la **Ecuación 9**.

Ecuación 9. Valor presente neto.

$$VPN(i) = -inversión + \frac{ingresos}{(1+i)^1} + \frac{ingresos}{(1+i)^2} + \dots + \frac{ingresos}{(1+i)^{n-1}} + \frac{ingresos}{(1+i)^n}$$

Fuente: BACA, Guillermo. Ingeniería económica. Bogotá: Fondo educativo panamericano, 2005. p 197. Modificada por el autor.

Donde:

VPN = Valor presente neto.

n = Periodo de tiempo.

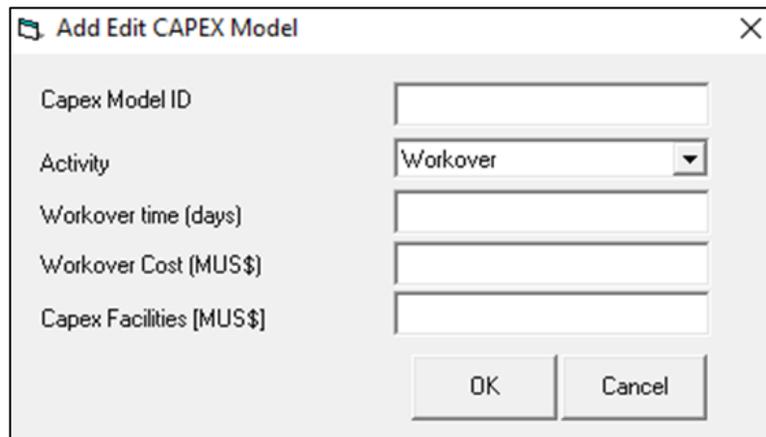
i = Tasa de Interes de Oportunidad (TIO)

Para realizar la evaluación financiera se seleccionó una Tasa de Interés de Oportunidad (TIO) del 11% efectiva anual y un impuesto de renta igual al 33% de acuerdo con lo establecido por la compañía. El programa cuenta con dos módulos donde se pueden ingresar las variables para los costos de inversión (CAPEX) y los costos de operación (OPEX) respectivamente. Cada módulo y las variables financieras que usar se explican a continuación.

3.4.2.1 Variables de los costos de inversión (CAPEX). Los costos de inversión de un proyecto petrolero son aquellos gastos de capital necesarios para adquirir o mejorar los activos productivos con el fin de desarrollar un proyecto para mejorar la capacidad productiva de una empresa, son fundamentales a la hora de evaluar oportunidades de desarrollo de campos ya que se encuentran asociados a la perforación, los trabajos de *workover* y las facilidades de producción. Icaro® cuenta con un módulo para ingresar la información referente a las variables financieras asociadas a estos costos. Este módulo puede ser para actividades de perforación o *workover*.

Para el presente proyecto se usará el módulo para actividades de *workover* que se observa en la **Figura 22** ya que en el modelo de inyección seleccionado solo se contempla conversión de pozos productores a inyectoros.

Figura 22. Modulo costos de inversión para *workover*.



Fuente: ECOPETROL S.A. Manual ICARO®: Bogotá D.C., 2017.

Se determino de las actividades de *workover* se realizarán durante los 10 primeros días del proyecto, sus costos se ajustan al comportamiento de una variable determinista para el proyecto ya que son fijados por la compañía para el año en curso y corresponden a 0.3 MUSD por pozo. Igualmente, se descartan los costos de las facilidades ya que se asume que estas al igual que la planta de tratamiento de agua existen debido a la inyección de aguas residuales en el campo.

3.4.2.2 Variables de los costos de operación (OPEX). Los costos de operación de un proyecto petrolero son aquellos gastos en los cuales una compañía tiene que incurrir durante el desarrollo de un proyecto, como lo son el tratamiento de fluidos y el mantenimiento de equipos. Estos costos son bastante importantes para evaluar un proyecto de recuperación secundaria, ya que están asociados al tratamiento de los fluidos producidos e inyectados, al mantenimiento y energización de los pozos productores e inyectoros.

El software especializado Icaro® cuenta con un módulo para ingresar la información referente a las variables financieras asociadas a los costos operacionales de un proceso de inyección de agua. Este módulo se puede observar en la **Figura 23** donde se pueden ingresar los precios de venta del gas y el petróleo en la sección de *revenues* y los costos de tratamiento de fluidos, mantenimiento y energización de pozos en la sección *cost*, en esta sección también se encuentra una casilla para ingresar el porcentaje de regalías (*royalties*), las cuales corresponden al 8% de la producción del campo únicamente para realizar la simulación de Montecarlo a través de Icaro® por recomendación de Ecopetrol S.A.

Figura 23. Modulo costos de operación para el proceso de inyección de agua.

Fuente: ECOPETROL S.A. Manual ICARO®: Bogotá D.C., 2017.

El presente proyecto considera realizar varias simulaciones teniendo en cuenta un precio de venta del barril de petróleo (*oil price*) para el Campo Ermitaño diferente para cada una, partiendo de 40 USD e incrementando el precio 5 USD hasta llegar a un precio de venta de 60 USD. Sin embargo, el precio de venta del barril equivalente de gas será igual a cero (0) ya que el gas producido es quemado⁵³.

⁵³ HALLIBURTON, Op. cit., p. 21

Los costos de tratamiento de fluidos, mantenimiento y energización de pozos se tomarán como variables determinísticas ya que son establecidos por la compañía anualmente, sin embargo, no se tuvieron en cuenta los costos para tratamiento de gas (*gas cost*) ya que como se mencionó anteriormente el gas producido en el campo es quemado, así mismo no se tuvieron en cuenta costos de dilución para transporte del petróleo (*dilution cost*) ya que estos están contenidos en los costos de tratamiento del petróleo producido. Los costos establecidos por la compañía para el año en curso se pueden observar en el **Tabla 5**.

Tabla 5. Costos operacionales del Campo Ermitaño.

Tratamiento			Mantenimiento pozo		Energía [USD/pozo]
Petróleo [USD/Bbl]	Fluidos [USD/Bbl]	Agua Inyectada [USD/Bbl]	Productor [USD/año]	Inyector [USD/año]	
0.65	0.44	0.09	2465	38640	13550

Fuente: ECOPETROL S.A., Vicepresidencia de desarrollo y producción. Costos totales operacionales: Bogotá D.C., 2018.

4. DISEÑO DE LOS PILOTOS DE INYECCIÓN DE AGUA

En este capítulo se realizará el diseño de los cinco (5) pilotos de inyección para el Campo Ermitaño a través de la selección del patrón de inyección, los pozos productores e inyectores y del mejor escenario de inyección mediante una simulación de Montecarlo realizada con el software especializado Icaro®, adicional a esto se establecerán los límites de presión de inyección con el fin de evitar fracturas en esta formación.

4.1 SELECCIÓN DEL PATRÓN DE INYECCIÓN

Entiéndase por patrón de inyección a las figuras geométricas formadas por la cantidad y disposición de los pozos productores e inyectores que se emplean para distribuir uniformemente el fluido inyectado en el área de interés⁵⁴. Los patrones de inyección son un factor importante que controla las operaciones de inyección de agua, ya que de la organización y localización de estos depende el proceso de desplazamiento del fluido inyectado sobre los fluidos almacenados en el yacimiento y por ende la recuperación final de petróleo. Los patrones de inyección pueden estar compuestos de cuatro (4), cinco (5), siete (7) y nueve (9) pozos y son considerados como patrones normales si uno de los pozos es el productor y el resto inyectores o como patrones invertido si solo un pozo inyecta fluido y el resto de los pozos producen⁵⁵.

Al momento de diseñar un patrón de inyección se busca que el espaciado entre los diferentes pozos que conformaban el patrón sea equidistante para garantizar una distribución eficaz del fluido inyectado, esto casi nunca sucede así ya que en la realidad de un campo esto depende de la ubicación de los pozos existentes, el costo de perforación de nuevos pozos y el incremento de las reservas asociado con los diferentes patrones de inyección⁵⁶.

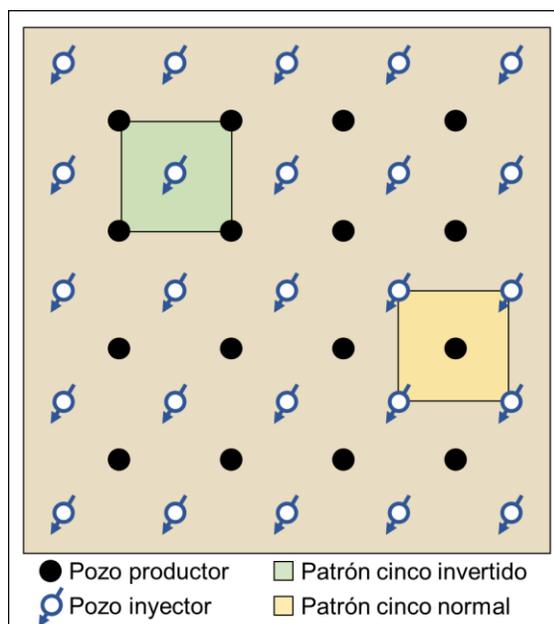
Por recomendación de la gerencia de yacimientos de Ecopetrol S.A. solo se tendrán en cuenta para el presente proyecto los patrones de inyección cinco (5) invertido y cinco (5) normal. Estos patrones tienen como particularidad el hecho de poseer la misma relación productores a inyectores, la cual es de 1:1, debido a que al tener unidos varios patrones de cinco pozos los patrones serán normales e invertidos al mismo tiempo, ya que un (1) pozo inyector queda rodeado de cinco (5) productores y así mismo un (1) pozo productor queda rodeado de cinco (5) inyectores como se puede observar en la **Figura 24**.

⁵⁴ LATIL, Marcel. Enhanced Oil Recovery. Paris: Institut français du pétrole, 1980. p. 21.

⁵⁵ ESCOBAR, Freddy. Aspectos fundamentales de recobro secundario y terciario. Neiva: Editorial Universidad Surcolombiana, 2006, p. 92.

⁵⁶ SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary. [En línea]. [2 de Febrero de 2018]. Disponible en: http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/f/flooding_pattern.aspx.

Figura 24. Comparación patrones de inyección de cinco pozos.



Fuente: SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary. [En línea]. [2 de Febrero de 2018]. Disponible en: http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/f/flooding_pattern.aspx. Modificado por el autor.

Para el diseño de los cinco (5) pilotos de inyección de agua en el Campo Ermitaño se decide usar un patrón de inyección de cinco (5) pozos, porque la relación de productores a inyectores de este patrón es de 1:1, lo cual le hace altamente eficiente⁵⁷ e igualmente, por la flexibilidad que este patrón tiene para generar otro tipo de patrones, esto pensando en el éxito del proyecto y en una futura expansión. Por último, se decide que el patrón de cinco (5) pozos sea invertido para evitar convertir más de un (1) pozo productor en inyector por cada patrón, mediante actividades de *workover*, esto para disminuir los costos del proyecto.

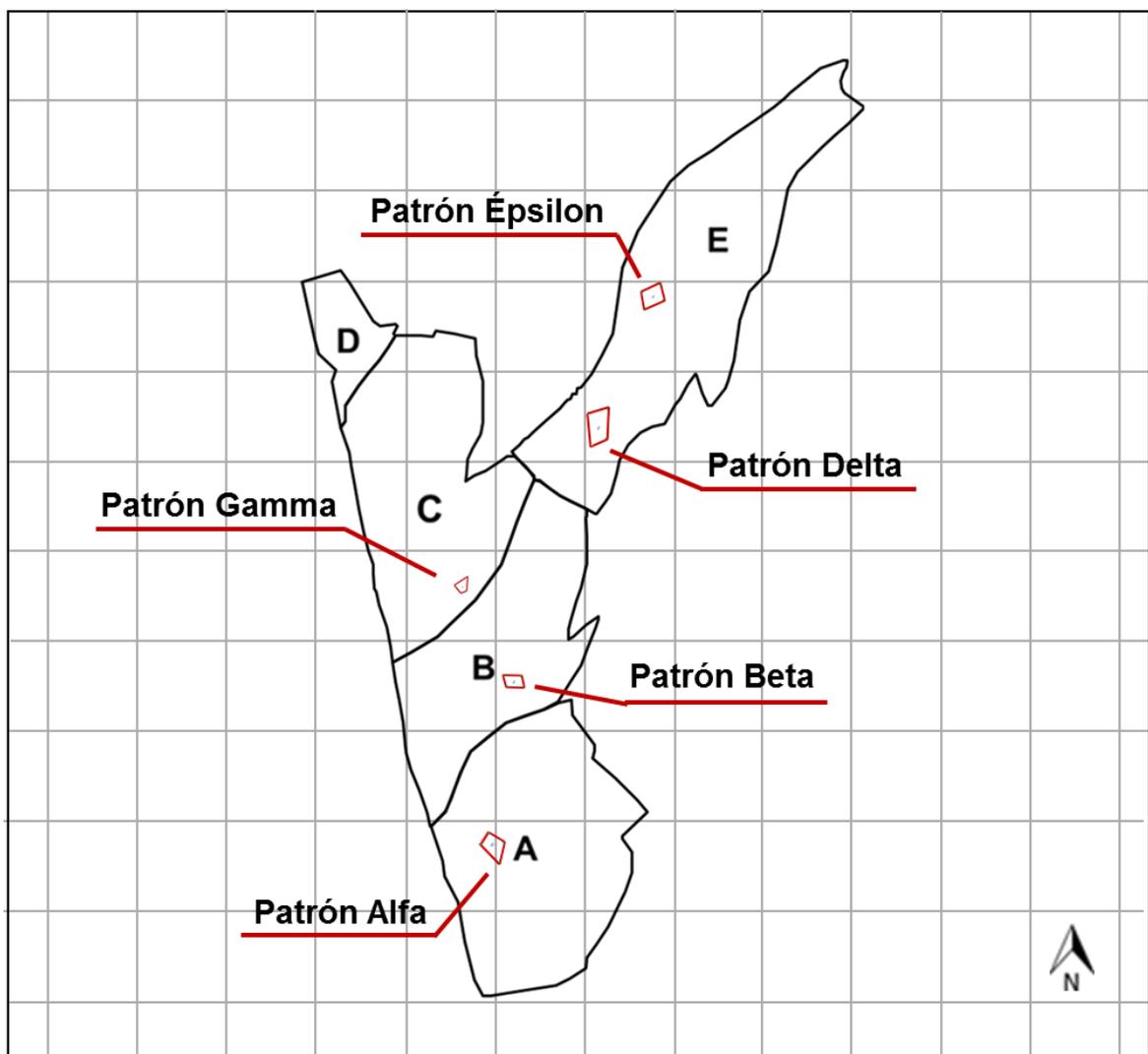
4.2 UBICACIÓN DE LOS PATRONES DE INYECCIÓN

Para determinar la ubicación de los cinco (5) pilotos de inyección para este proyecto se realizó un análisis de la distribución de la gravedad API del petróleo producido en el campo que se observó previamente en la **Figura 5** con respecto a la distribución de las diferentes propiedades petrofísicas de la Formación Mugrosa observadas en las **Figuras 8, 10, 12 y 14** el segundo capítulo de este proyecto con el fin de establecer la ubicación de las zonas más representativas de cada bloque se definió la ubicación de los cinco (5) pilotos de inyección de agua para el Campo Ermitaño.

⁵⁷ ESCOBAR, Aspectos fundamentales de recobro secundario y terciario, Op. cit., p. 92.

En la **Figura 25** se observa la ubicación de cada uno de los cinco (5) pilotos de inyección propuesto para este proyecto dentro de los bloques que conforman al Campo Ermitaño, donde se observa que los pilotos están ubicados en cuatro (4) de los cinco (5) bloques existentes debido a que se descartó el Bloque D por la falta de información petrofísica en esta zona del Campo. También se observa que en el Bloque E, al cual previamente en el capítulo anterior se le había dividido su grupo de inyección en dos (2) subgrupos para lograr una mejor representación del proceso de inyección de agua debido a la variación lateral de la gravedad API del petróleo producido, se le asignaron dos pilotos de inyección.

Figura 25. Ubicación de patrones de inyección en el Campo Ermitaño.

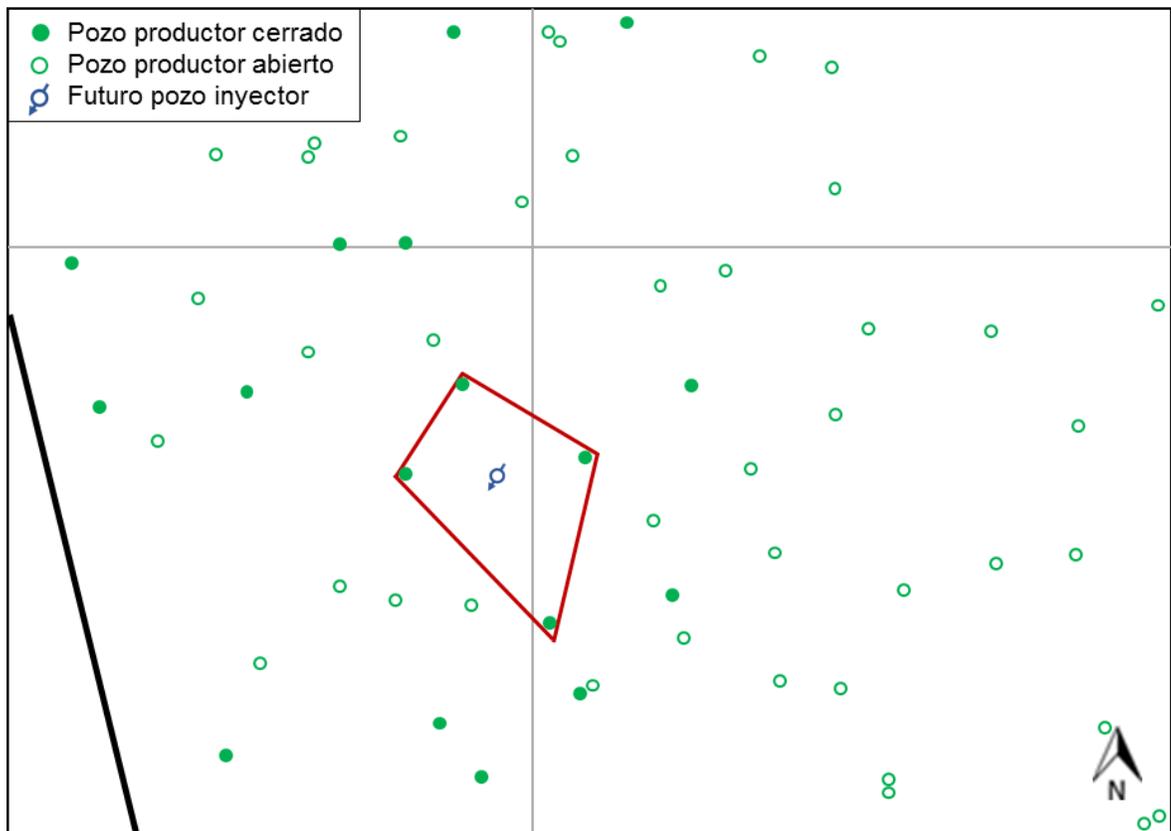


Fuente: ECOPETROL S.A., Sahara®. Bogotá D.C., 2017.

A continuación, se presentará la ubicación propuesta de cada uno de los cinco (5) pilotos de inyección de agua en los cuatro (4) bloques seleccionados previamente para tener en cuenta en este proyecto, así como el área del patrón en acres y los pozos productores e inyectores que van a conformar a cada uno de los pilotos.

4.2.1 Piloto Alfa, Bloque A. En la **Figura 26** se observa la ubicación propuesta para el Piloto Alfa en el Bloque A, el patrón de inyección es cinco (5) invertido con un área de aproximadamente 12.81 acres. Estaría conformado por los pozos productores existentes ERM-173, ERM-22, ERM-122, ERM-198, y el pozo inyector ERMi-105 producto de la conversión del pozo productor ERM-105.

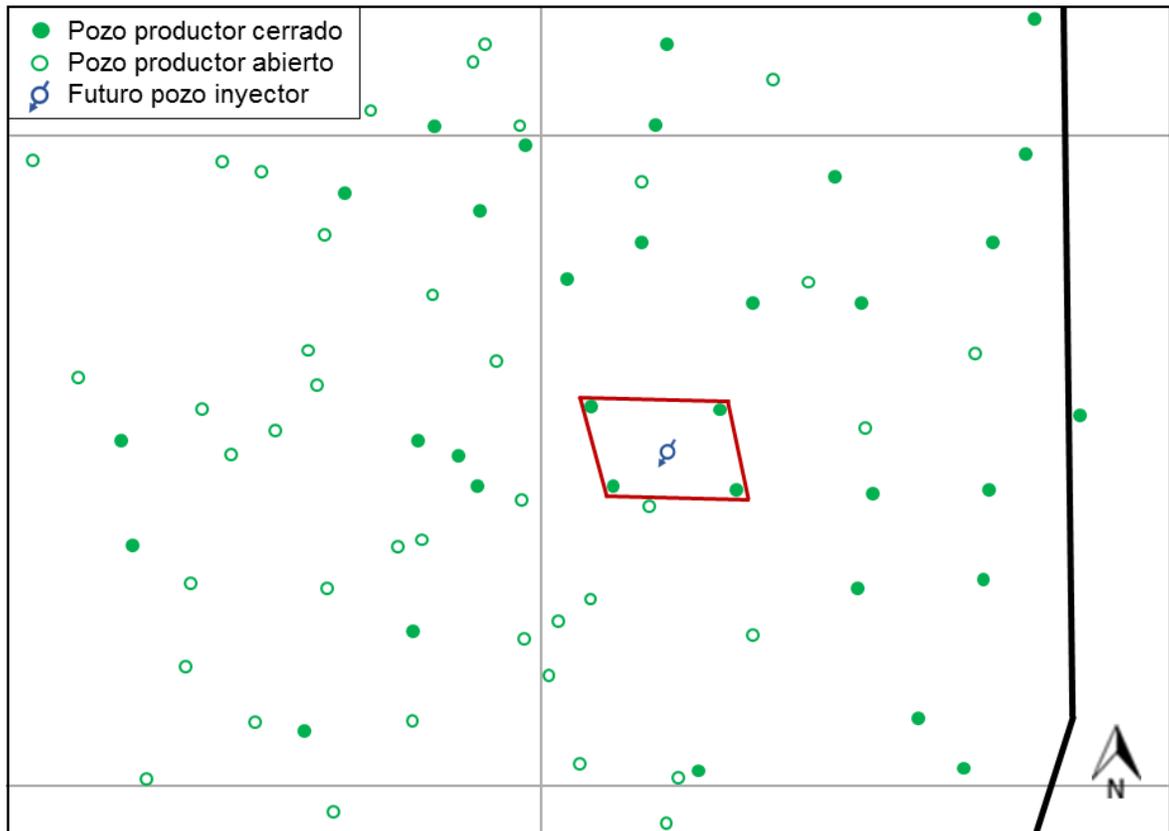
Figura 26. Piloto de inyección Alfa para el Bloque A.



Fuente: ECOPETROL S.A., Sahara®. Bogotá D.C., 2017. Modificado por el autor.

4.2.2 Piloto Beta, Bloque B. En la **Figura 27** se observa la ubicación propuesta para el piloto Beta en el Bloque B, el patrón de inyección es cinco (5) invertido con un área de aproximadamente 7.99 acres. Estaría conformado por los pozos productores existentes ERM-104, ERM-224, ERM-222, ERM-220, y el pozo inyector ERMi-41 producto de la conversión del pozo productor ERM-41.

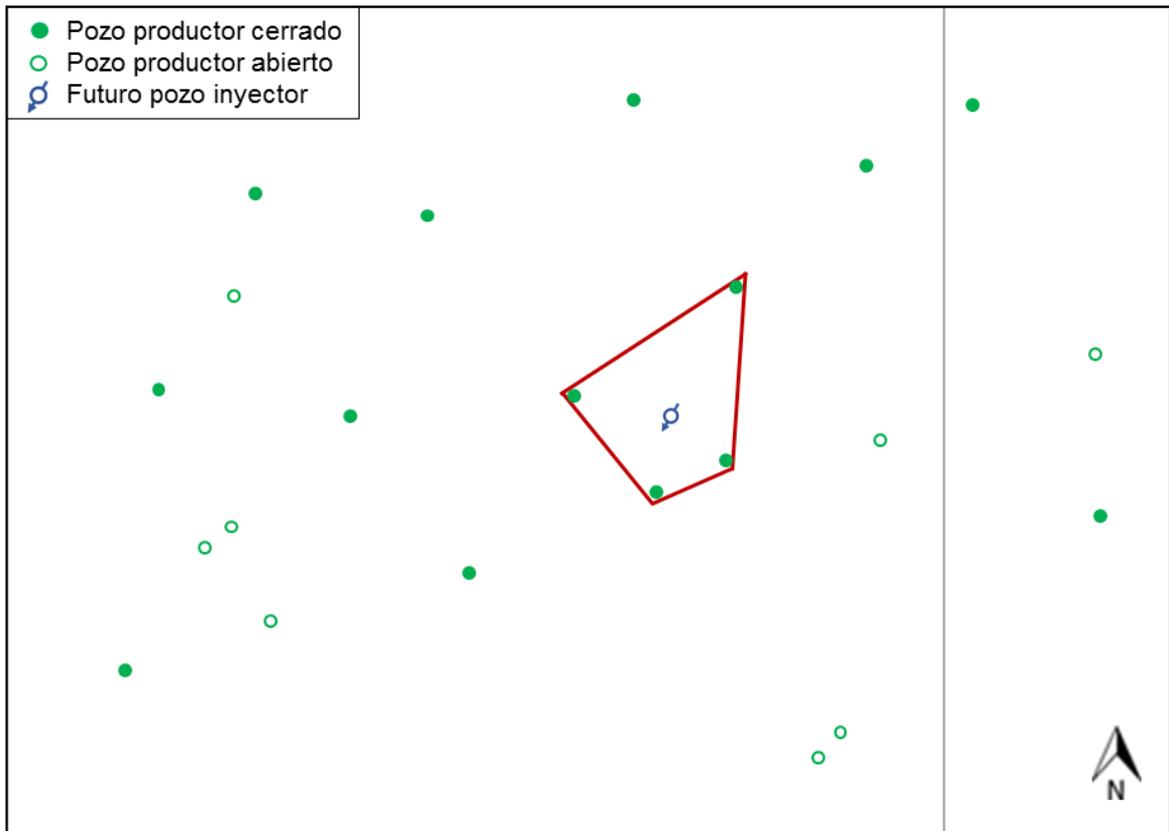
Figura 27. Piloto de inyección Beta para el Bloque B.



Fuente: ECOPETROL S.A., Sahara®. Bogotá D.C., 2017. Modificado por el autor.

4.2.3 Piloto Gamma, Bloque C. En la **Figura 28** se observa la ubicación propuesta para el Piloto Gamma en el Bloque C, el patrón de inyección es cinco (5) invertido con un área de aproximadamente 3.95 acres. Estaría conformado por los pozos productores existentes ERM-271, ERM-296, ERM-289, ERM-96, y el pozo inyector ERMi-232 producto de la conversión del pozo productor ERM-232.

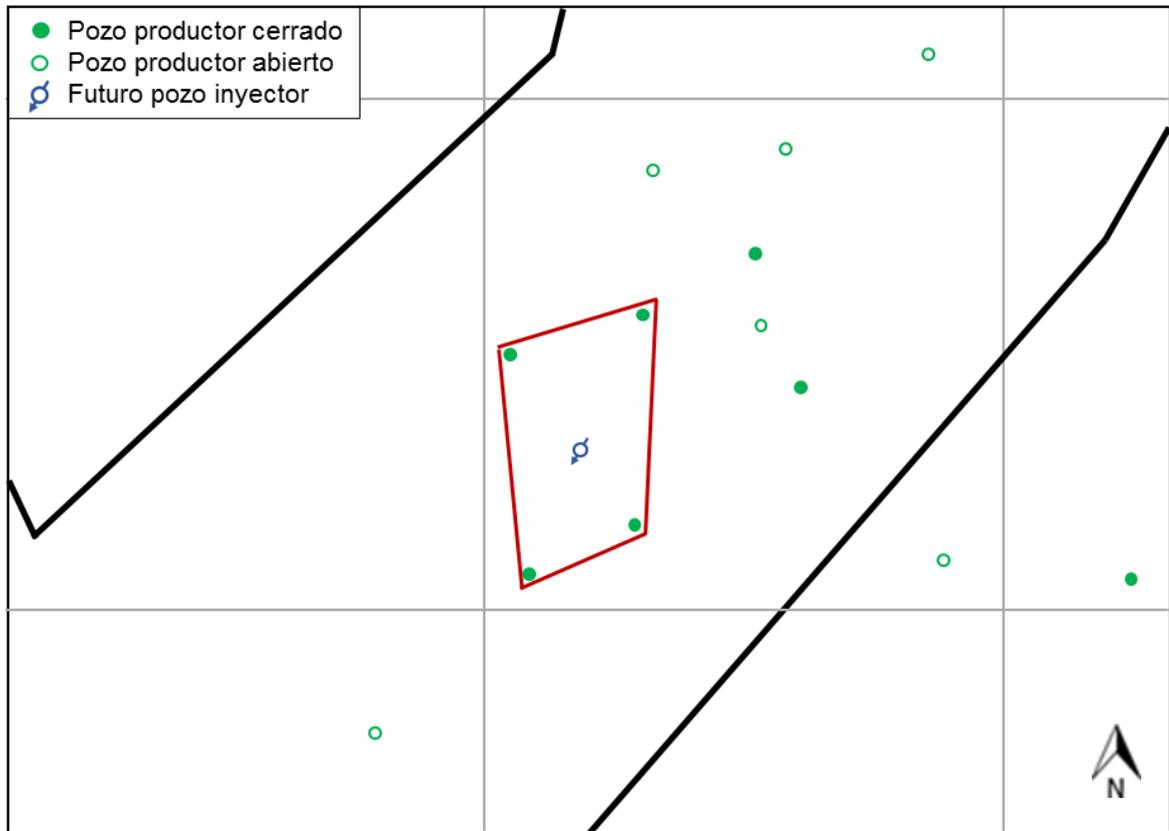
Figura 28. Piloto de inyección Gamma para el Bloque C.



Fuente: ECOPETROL S.A., Sahara®. Bogotá D.C.,2017. Modificado por el autor.

4.2.4 Piloto Delta, Bloque E. En la **Figura 29** se observa la ubicación propuesta para el Piloto Delta en el Bloque A, el patrón de inyección es cinco (5) invertido con un área de aproximadamente 12.81 acres. Estaría conformado por los pozos productores existentes ERM-132, ERM-34, ERM-32, ERM-126, y el pozo inyector ERM-232i producto de la conversión del pozo productor ERM-232.

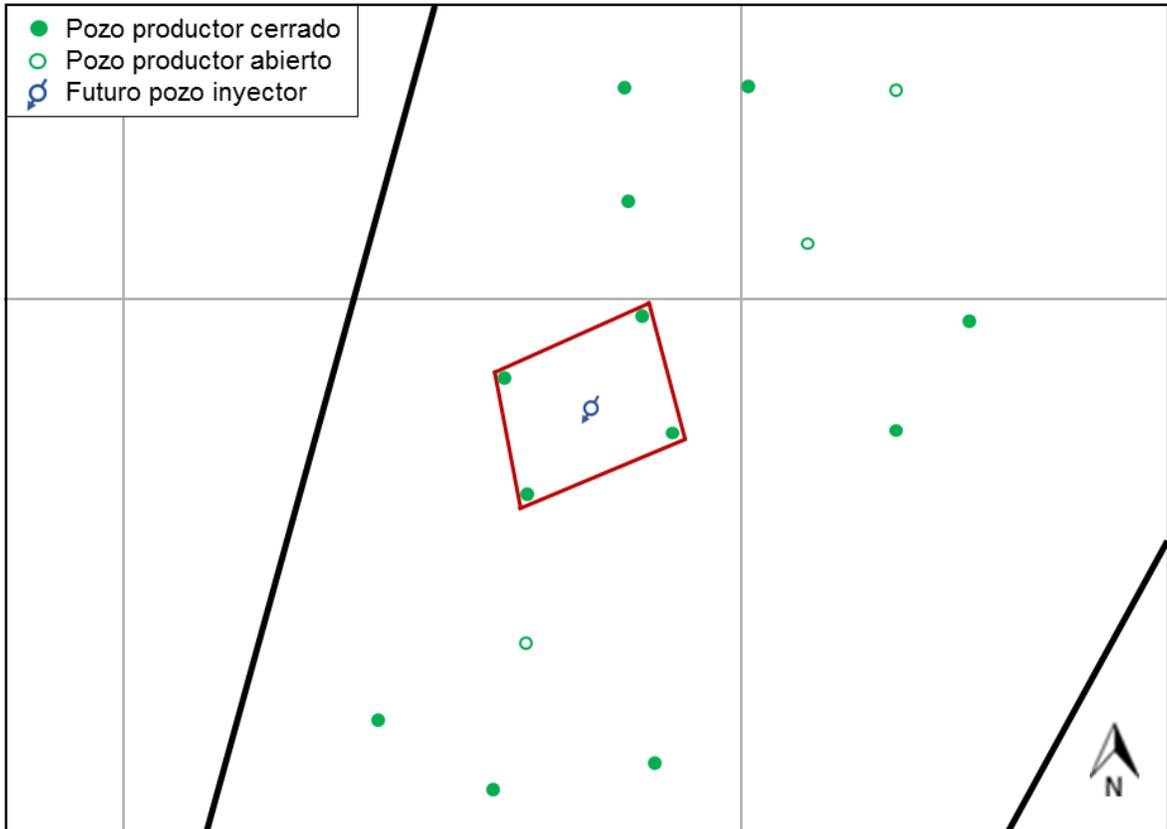
Figura 29. Piloto de inyección Delta para el Bloque E.



Fuente: ECOPETROL S.A., Sahara®. Bogotá D.C., 2017. Modificado por el autor.

4.2.5 Piloto Épsilon, Bloque E. En la **Figura 30** se observa la ubicación propuesta para el piloto Épsilon en el Bloque A, el patrón de inyección es cinco (5) invertido con un área de aproximadamente 12.81 acres. Estaría conformado por los pozos productores existentes ERM-558, ERM-628, ERM-611, ERM-461, y el pozo inyector ERM-250i producto de la conversión del pozo productor ERM-250.

Figura 30. Piloto de inyección Épsilon para el Bloque E.



Fuente: ECOPETROL S.A., Sahara®. Bogotá D.C.,2017.

4.3 VOLÚMENES DE PETRÓLEO A CONTACTAR

Teniendo definida la ubicación de los cinco (5) pilotos de inyección de agua en el Campo Ermitaño es importante determinar los volúmenes porosos de los patrones de inyección y realizar un estimado inicial de los volúmenes de petróleo a contactar durante el proceso de inyección de agua por cada uno de los cinco (5) de los pilotos, ya que son valores relevantes para realizar la simulación de Montecarlo y determinar el mejor escenario de inyección para cada uno de los pilotos.

Para determinar los volúmenes previamente mencionados se deben determinar primero los valores promedio de saturación de agua, saturación de petróleo, espesor neto y porosidad para para las zonas de la Formación Mugrosa que se verán afectadas por el proceso de inyección de agua. Esto se realiza con el software especializado Sahara® el cual permite obtener los valores promedio para cada patrón de inyección. En la **Tabla 6** se puede observar un consolidado de los valores obtenido para cada una de estas propiedades petrofísicas.

Tabla 6. Propiedades petrofísicas en los cinco pilotos.

Piloto	Bloque	Área [acre]	Ø [%]	Sw [%]	So [%]	Espesor neto [ft]
Alfa	A	12.81	17.2%	43.8%	56.2%	54
Beta	B	7.99	17.1%	37.1%	62.9%	75.7
Gamma	C	3.95	16.2%	47.7%	52.3%	55.98
Delta	E	6.21	15.4%	56.2%	43.8%	80.4
Épsilon	E	15.26	14.3%	58.2%	41.8%	106.56

Fuente: ECOPETROL S.A., Sahara®. Bogotá D.C.,2017.

Luego de determinar los valores de las propiedades petrofísicas se procede a calcular el volumen poroso para cada uno de los patrones de inyección de agua con la **Ecuación 11** y así mismo se calculan los volúmenes de petróleo a contactar con la ecuación del petróleo original en sitio que se ve en la **Ecuación 11**, asumiendo un factor volumétrico inicial para el petróleo de 1.025 RB/STB. En la **Tabla 7** se pueden observar los volúmenes porosos y de petróleo a contactar para cada piloto.

Ecuación 10. Volumen poroso.

$$VP = 7758 A * \varnothing * h * 10^{-6}$$

Fuente: FERRER DE PARIS, Magdalena. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Maracaibo: Ediciones Astro Data, 2009, p. 44. Modificado por el autor.

Donde:

VP = Volumen poroso, [MBbl].

A = Área, [acres].

Ø = Porosidad, [fracción].

h = Espesor neto, [ft].

Ecuación 11. Petróleo original en sitio.

$$OOIP = \frac{7758 A * \varnothing * S_o * h * 10^{-6}}{B_{oi}}$$

Fuente: FERRER DE PARIS, Magdalena. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Maracaibo: Ediciones Astro Data, 2009, p. 44. Modificado por el autor.

Donde:

OOIP = Petróleo original en sitio, [MBbl].

A = Área, [acres].

\emptyset = Porosidad, [fracción].

So = Saturación de aceite [fracción]

h = Espesor neto, [ft].

Boi = Factor volumétrico inicial del petróleo, [RB/STB].

Tabla 7. Volumen poroso y volumen de petróleo a contactar.

Piloto	Bloque	VP [MBbl]	OOIP [MBbl]
Alfa	A	0.9230	0.5317
Beta	B	0.8019	0.5170
Gamma	C	0.2779	0.1490
Delta	E	0.5965	0.2678
Épsilon	E	1.8027	0.7724

4.4 VOLÚMENES DE PETRÓLEO A RECUPERAR

Los volúmenes de petróleo a recuperar se determinan a través de la producción incremental obtenida con la selección del mejor escenario de inyección para el Campo Ermitaño a través del método de Montecarlo para cada uno de los cinco (5) pilotos de inyección de agua. Para esto se deben definir la cantidad de escenarios necesarios para realizar la simulación de Montecarlo en el presente proyecto, construir el proyecto de simulación, realizarla la simulación con el software Ícaro® y seleccionar los mejores escenarios.

4.4.1 Escenarios necesarios para el proyecto. Como el método de Montecarlo es un método de simulación que busca predecir el comportamiento de cierto proceso como lo es la inyección de agua es necesario establecer el número de escenarios necesarios para la simulación de Montecarlo a realizar, para esto se realizan varias simulaciones, con un modelo base, en las cuales se varía el número de escenarios desde 100 hasta 10000, luego con la **Ecuación 12** se calcula la desviación estándar de la producción incremental obtenida en las simulaciones realizadas y se grafican contra el número de escenarios para establecer a partir de que cantidad de escenarios la desviación estándar se estabiliza, ya que a partir de este punto los resultados tienen un mayor nivel de precisión⁵⁸. Gracias a esto se determinó que el número de escenarios requeridos para el proyecto es 1500 como se puede observar en la **Gráfica 12**.

⁵⁸ DRIELLS, Morris. SHIN, Young. Determining the number of iterations for Monte Carlo simulations of weapon effectiveness. Monterey: 2004. p. 12.

Ecuación 12. Desviación estándar.

$$S = \sqrt{\frac{\sum |x - \bar{x}|^2}{n}}$$

Fuente: WALPOLE, Ronald. et al. Probabilidad y estadística para ingenieros. 6ed. México D.F.: Pearson Education, 2009, p. 93.

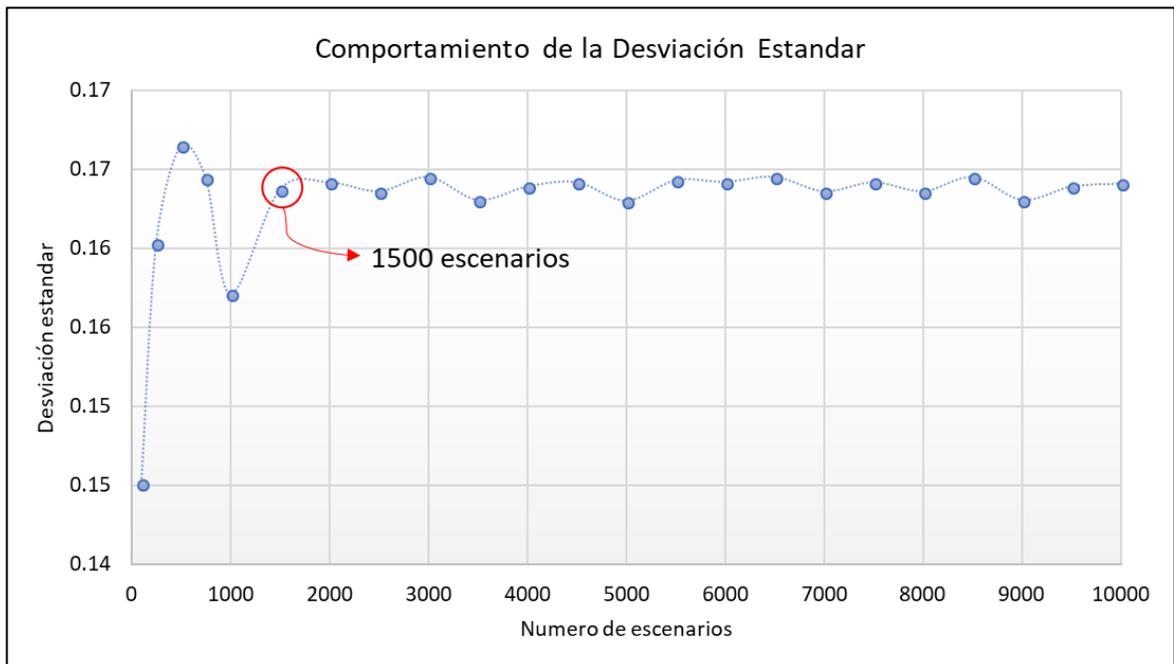
Donde:

x = Valor de un conjunto de datos.

\bar{x} = Promedio aritmético de todos los datos.

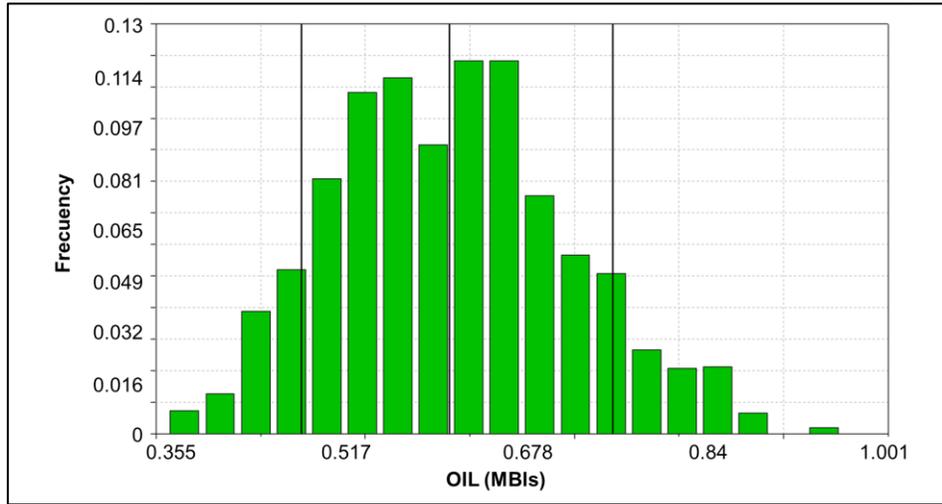
n = Número de datos.

Gráfica 12. Propiedades del proyecto en Icaro®.



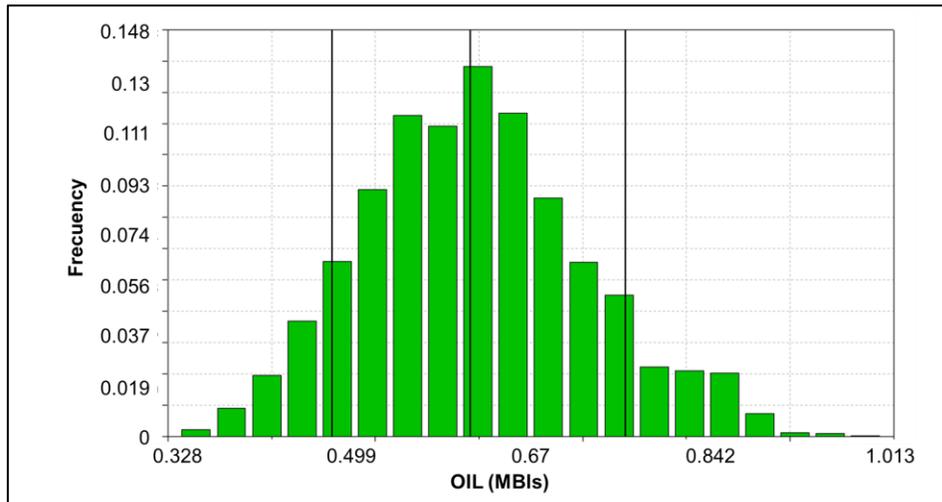
Esto se puede comprobar al comparar la distribución de probabilidad del total de petróleo producido o Reservas (*Reserves*) obtenidas por la inyección de agua en el Piloto Alfa para una simulación realizada con 1500 escenarios y otra realizada con 10000 escenarios, la cual es generada automáticamente por el programa. Esto se observa en las **Figuras 31 y 32** donde se evidencia que el comportamiento de las reservas es similar para ambas simulaciones y diferencia entre las máximas cantidades de petróleo producido no es mayor a 0.012 MBIs.

Figura 31. Comportamiento de las reservas con 1500 escenarios.



Fuente: ECOPETROL S.A., Icaro®. Bogotá D.C., 2018.

Figura 32. Comportamiento de las reservas con 10000 escenarios.



Fuente: ECOPETROL S.A., Icaro®. Bogotá D.C., 2018.

4.4.2 Construcción del proyecto de simulación. Para realizar la simulación de Montecarlo con el software especializado Icaro® es necesario construir un proyecto de simulación dentro del programa, donde se va a tener en cuenta la información con la que se cuenta en los capítulos anteriores de este proyecto. Para esto se entra al módulo del programa y se crea un nuevo proyecto siguiendo los comandos **file > new_project** e inmediatamente se proceden a editar las propiedades del proyecto siguiendo **project > project_properties**, en la ventana que aparece se ingresa una breve descripción del proyecto.

Para este proyecto las capacidades de las facilidades se asumen como 100 KBPO, se omiten las casillas correspondientes a campañas de perforación y construcción de facilidades ya que se cuenta con estas e igualmente no se contempla la perforación de ningún pozo. Así mismo, no se tendrán en cuenta contingencias ni costos de inversión (CAPEX) adicionales ya que, si se llegara a incurrir en estos gastos, se tomarían del presupuesto establecido para el campo en el año que ocurran. También, se establece la fecha de inicio del proyecto como 201900 que corresponde al primero de Enero del año 2019 y se establece que se generaran 1500 escenarios, los cuales se definieron anteriormente. Por último, se selecciona un método de cálculo o simulación aleatorio (*Random*) ya que no se contemplan escenarios prioritarios y se fija un rendimiento (*Discount rate*) del 11% efectivo anual que corresponde a la TIO fijado por Ecopetrol S.A. para evaluar sus proyectos, así como una tasa de impuestos (*Taxes rate*) del 33%, valores que fueron definidos en el capítulo anterior. Las propiedades del proyecto se observan en la **Figura 33**.

Figura 33. Propiedades del proyecto.

Section	Field	Value
CONSTRAINS	Rigs	0
	Facilities Capacity [KBBLD/day]	100
OTHER EXPENDITURES	Contingencies [MUS\$]	0
	Additional CAPEX [MUS\$]	0
	Fixed Cost (MUS\$/YEAR)	0
	Drilling Scaling Factor (Frac)	0
	Facilities Scaling Factor (Frac)	0
RUN	StartUp Date (yyyymm)	201900
	OutPut File Name	ModeloWF_2.icy
	Num. of Scenarios	1500
	Calculation Mode	Random
CORPORATE	Discount Rate (Fraction)	0.1
	Taxes Rate (Fraction)	0.33
	Royalties Model	Group Royalties

Fuente: ECOPETROL S.A., Icaro®. Bogotá D.C., 2018.

Con el proyecto creado, se proceden a crear los modelos de financieros del proyecto, se inicia con el modelo OPEX, este se crea con los costos operacionales que se definieron previamente en la **Tabla 5** y además se ingresa el precio de venta del barril de petróleo, esto se hace en una ventana que se abre siguiendo los comandos **project > opex_models > add_opex_model**. El modelo Opex del proyecto se observa en la **Figura 34** con un precio de venta de 50 USD/Bbl. Es importante recalcar que se harán varias simulaciones para cada piloto variando el precio del petróleo como se definió en el capítulo anterior.

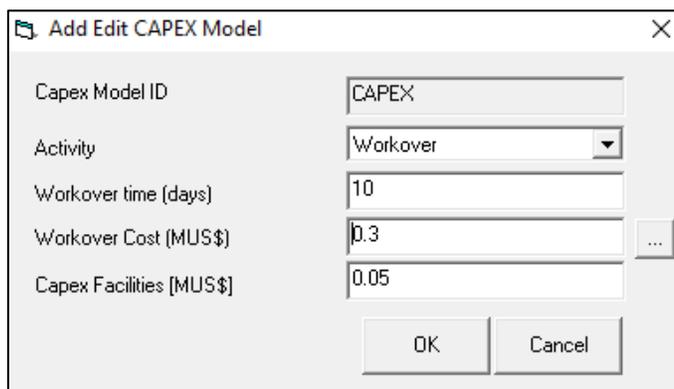
Figura 34. Modulo OPEX del proyecto.

Field	Value
OPEX MODEL ID	Opex
OPEX MODEL STYLE	WATERFLOODING
REVENUES	
Oil Price [US\$/bbl]	50
Gas Price [US\$/bbl]	0
COST	
Oil Cost [US\$/bbl]	0.65
Gross fluid Cost [US\$/bbl]	0.44
Gas Cost [US\$/KScf]	0
Dilution Cost [US\$/bbl]	0
Producer Well Cost [(US\$/well)/year]	2465
Power Cost [(US\$/well)/year]	13550
Water Injectionl Cost [US\$/bbl]	0.09
Injector Well Cost [(US\$/well)/year]	38640
Royalties (Fraction)	0.08

Fuente: ECOPEPETROL S.A., Icaro®. Bogotá D.C., 2018.

Luego se continua con el modelo CAPEX, que se crea en un módulo especial siguiendo los comandos **project > capex_models > add_capex_model** donde se llenan todos los campos teniendo en cuenta las variables de los costos de inversión fijadas en el capítulo anterior para el proyecto, donde solo se contemplan actividades de workover durante los primeros 10 días del proyecto con un costo de 0.3 MUSD por pozo, este modelo se puede observar en la **Figura 35**.

Figura 35. Modulo CAPEX del proyecto.

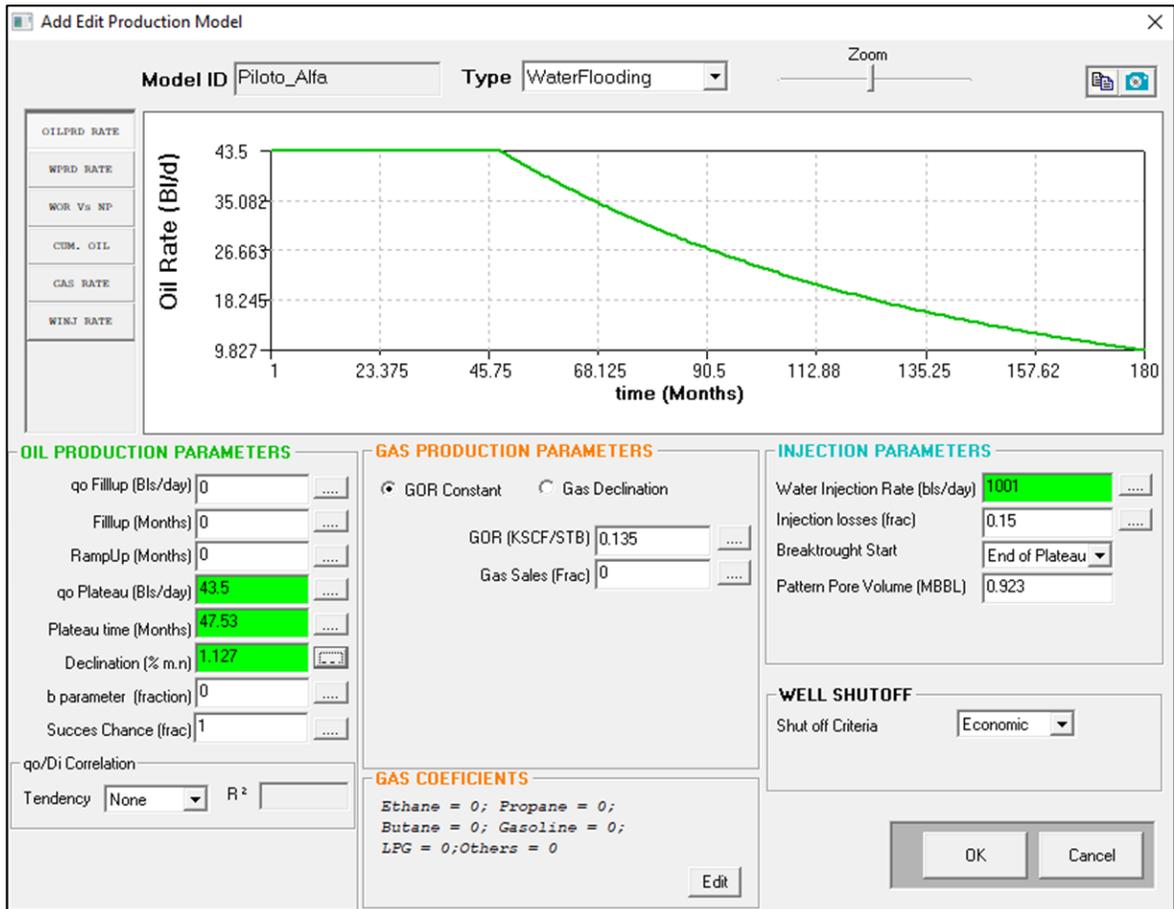


Capex Model ID	CAPEX
Activity	Workover
Workover time (days)	10
Workover Cost (MUS\$)	0.3
Capex Facilities (MUS\$)	0.05

Fuente: ECOPETROL S.A., Icaro®. Bogotá D.C., 2018.

Teniendo los modelos del CAPEX y el OPEX listos, ahora se procede a crear los modelos de producción para cada uno de los pilotos. Para crear un modelo de producción se accede al módulo de producción siguiendo los comandos **project > production_models > add_production_model** y se ingresa el GOR que se observa en la **Tabla 1** para cada piloto de acuerdo al bloque correspondiente, y los parámetros de producción e inyección de acuerdo a las distribuciones de probabilidad definidas en el capítulo anterior, esta información se puede consultar en las **Tablas Tabla 3 y Tabla 4**, por ultimo se define un *shut off criteria* o criterio de cierre del pozo como económico pues así el pozo será cerrado cuando su Valor Presente Neto sea negativo. En la **Figura 36** observa el modelo de producción creado para el Piloto Alfa del Bloque A.

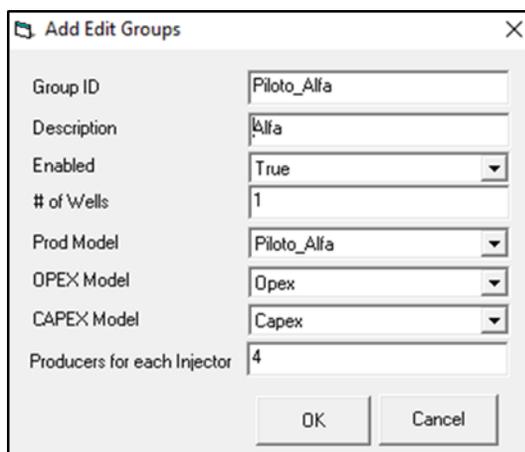
Figura 36. Módulo de producción Piloto Alfa.



Fuente: ECOPEPETROL S.A., Icaro®. Bogotá D.C., 2018.

Por último, con los modelos de producción creados para cada piloto y los modelos de CAPEX y OPEX creados se procede a finalizar la construcción del proyecto creando los grupos que le conformara, en total se crean cinco (5) grupos, uno para cada piloto. Para cada grupo se especifica el modelo de producción respectivo, los modelos de CAPEX y OPEX y el número de pozos inyectores y productores, para esto último se ingresa en la casilla número de pozos (*# of Wells*) la cantidad de pozo inyectores que corresponde a un (1) solo pozo y en la casilla de productores por inyector (*producer for each injector*) se especifica que por cada inyector existen cuatro (4) productores lo que corresponde a un patrón cinco (5) invertido, es muy importante especificar esto ya que los parámetros de producción ingresados en el modelo de producción corresponden a un solo pozo y al indicarle al programa la existencia de cuatro (4) pozos los escenarios serán generaos para todo el patrón y no solo un pozo. En la **Figura 37** se observa el grupo del Piloto Alfa del Bloque A.

Figura 37. Creación de grupo del Piloto Alfa.

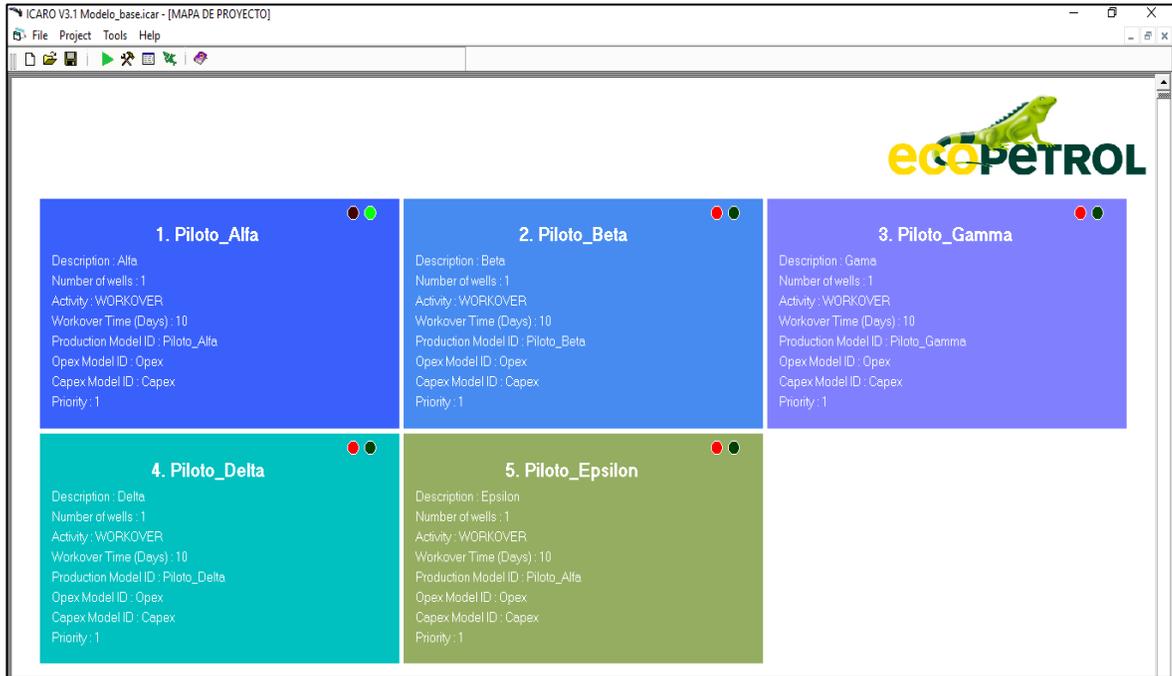


Group ID	Piloto_Alfa
Description	Alfa
Enabled	True
# of Wells	1
Prod Model	Piloto_Alfa
OPEX Model	Opex
CAPEX Model	Capex
Producers for each Injector	4

Fuente: ECOPETROL S.A., Icaro@. Bogotá D.C., 2018.

En la **Figura 38** se puede observar el proyecto creado con los cinco (5) grupos, cada uno de estos grupos es representado por un cuadro de color diferente donde se especifica el nombre del grupo y las generalidades de este. En la esquina superior izquierda de cada grupo se observa que existen dos círculos, los cuales indican si el grupo estará activo al momento de realizar la simulación, la activación o desactivación de un grupo se realiza al dar clic derecho sobre su cuadro correspondiente y seleccionar la opción **turn on** o **turn off** respectivamente; si uno de los círculos que aparecen es verde y el otro gris el grupo estará activo para la simulación, de lo contrario si se ve un círculo rojo y otro gris el grupo no será tenido en cuenta en la simulación, como se puede observar en la **Figura 38** el único grupo activo es el Grupo Alfa para realizar la simulación. Esta opción permite evaluar todos los grupos de simulación evaluar cada grupo por separado o solo ciertos grupos, esto con el fin de identificar que grupos dentro del proyecto puedan generar pérdidas y así evitar que al momento de realizar la evaluación financiera del proyecto se perciban ganancias, aunque se estén teniendo pérdidas dentro del proyecto, esto debido a que los grupos que generan beneficios financieros pueden llegar a cubrir las pérdidas de otros grupos.

Figura 38. Grupos del proyecto en Icaro®.

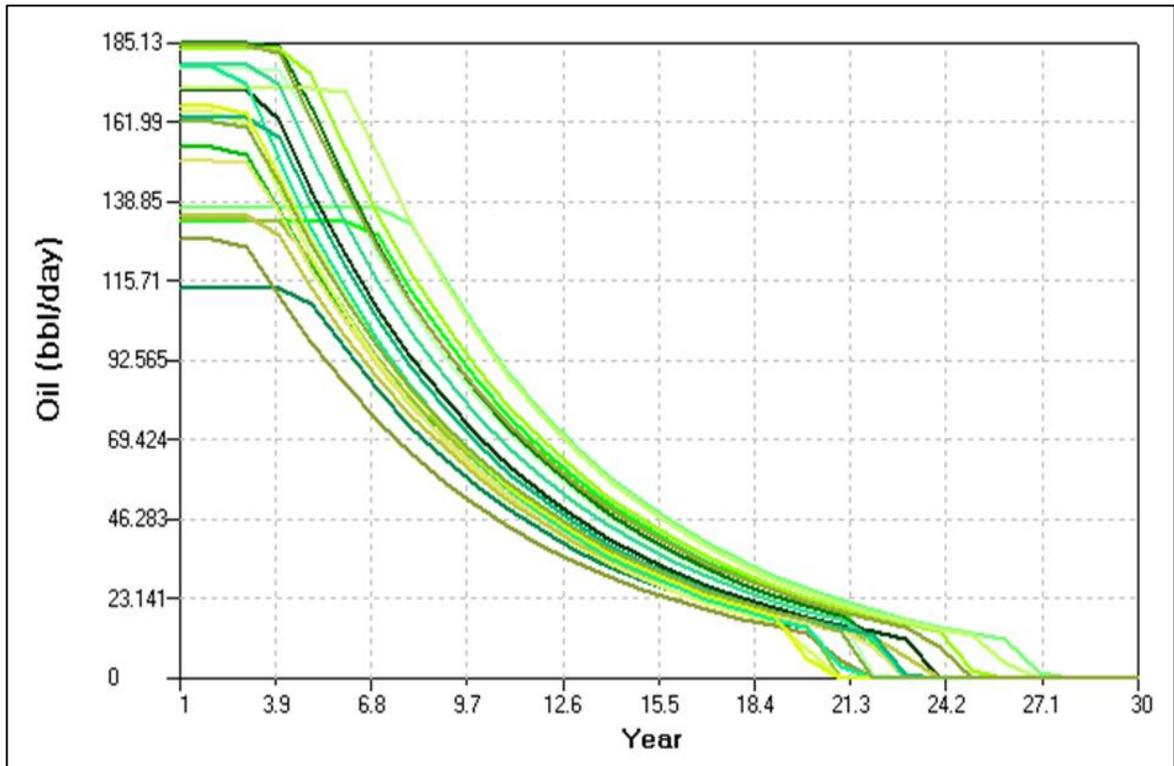


Fuente: ECOPETROL S.A., Icaro®. Bogotá D.C., 2018.

Luego de construir el modelo de simulación se procede a iniciar la simulación de Montecarlo dando clic en el botón *start* que se encuentra ubicado en la zona superior de la ventana del programa para y se identifica como un triángulo verde como se puede observar en la **Figura 38**. Terminada la simulación, Icaro® arroja una gráfica donde se observa producción de petróleo diaria esperada para cada escenario como se observa en **Figura 39**, esta producción el programa la genera por patrón y no discrimina por cada uno de los pozos productores.

Es importante recalcar para realizar la simulación para piloto se debe activar el grupo correspondiente del piloto requerido y desactivar los demás, así mismo para cada piloto se va a realizar una simulación con un precio de venta del barril de petróleo diferente, partiendo de 40 USD e incrementando el precio 5 USD hasta llegar a un precio de venta de 60 USD como se mencionó anteriormente, lo cual daría un total de 25 simulaciones realizadas, cinco (5) por cada piloto de inyección.

Figura 39. Producciones incrementales para el Piloto Alfa.



Fuente: ECOPETROL S.A., Icaro®. Bogotá D.C., 2018.

Terminada la simulación el programa genera un archivo en Excel® donde se encuentran los perfiles de producción e inyección para cada uno de los escenarios generados, el Valor Presente Neto de cada escenario y la distribución de frecuencias de la recuperación final estimada.

4.4.3 Selección de los mejores escenarios. Luego de realizar las simulaciones para cada uno de los pilotos variando los precios de venta del barril de petróleo es necesario determinar cuál es el mejor escenario de inyección para cada uno de los cinco (5) pilotos, con la información obtenida de cada simulación se puede determinar el mejor escenario siguiendo criterios de recuperación final estimada de petróleo (EUR), el Valor Presente Neto (VPN) o la probabilidad de ocurrencia del escenario según los percentiles. Sin embargo, para este proyecto se usará el criterio de barriles eficientes de Ecopetrol S.A.⁵⁹.

⁵⁹ PORTAFOLIO. Barriles eficientes, eje de la nueva estrategia de Ecopetrol. [En línea]. [15 de Marzo de 2018]. Disponible en: <http://www.portafolio.co/negocios/empresas/estrategia-sacrificar-barriles-da-ventajas-presidente-ecopetrol-496585>.

El criterio de barriles eficientes se basa en la estrategia del mismo nombre que Ecopetrol S.A. adopto desde el año 2015, que consiste en aumentar la rentabilidad de sus activos productivos, enfocándose en obtener las mayores utilidades por cada barril de petróleo producido. Para seleccionar el mejor escenario de inyección para cada piloto según este criterio es necesario calcular la ganancia por producir un barril de petróleo a la fecha de inicio de la inyección, lo cual se hace para todos los escenarios generados en las 25 simulaciones con la **Ecuación 13**, la información de cada escenario se toma del archivo de Excel® que genera Icaro®.

Ecuación 13. Ganancia por barril.

$$GPBP = \frac{VPN}{EUR}$$

Fuente: ECOPETROL, S.A.

Donde:

GPBP = Ganancia por barril de petróleo producido, [USD/Bbl]

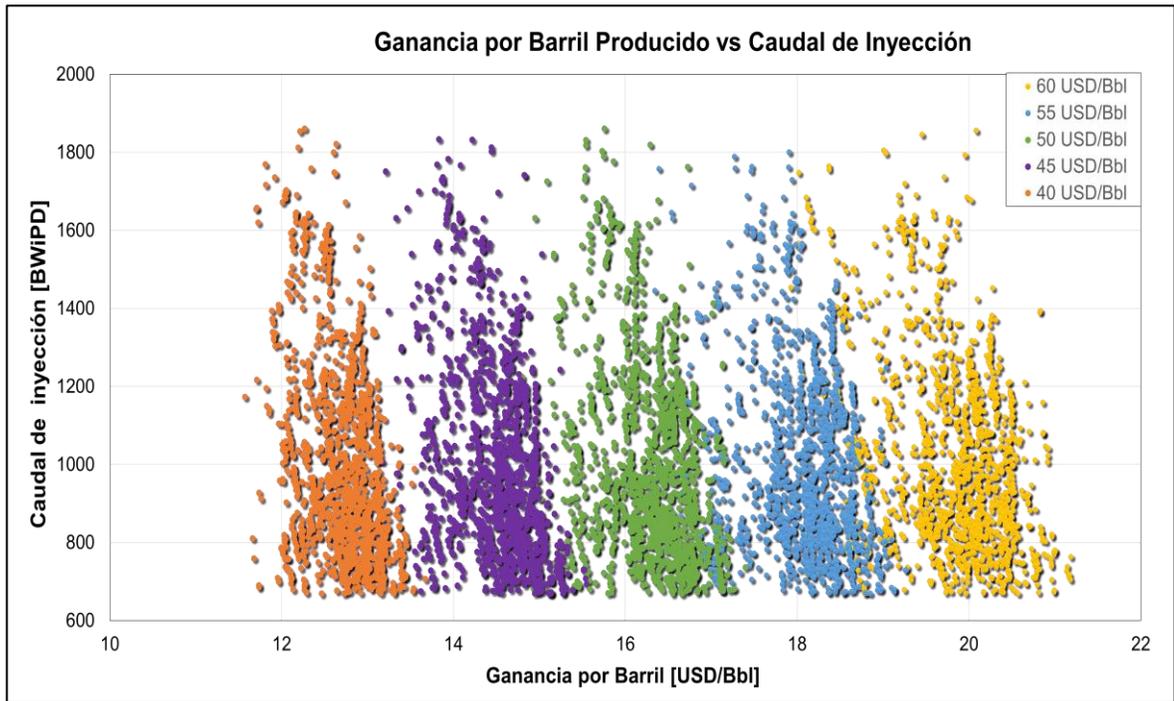
VPN = Valor presente neto, [USD].

EUR = Recuperación final estimada de petróleo, [Bbl].

Luego de calcular la ganancia por barril producido para cada uno de los pilotos, se grafica el caudal de inyección de agua contra este valor con el fin de observar el panorama completo de inyección para cada piloto con diferentes precios de venta del petróleo, esto se observa en la **Gráfica 13** donde se evidencia que los escenarios generados en cada una de las simulaciones, donde se varia el precio de venta del petróleo, presentan comportamientos similares aunque las ganancias son por barril producido son menores conforme disminuye el precio de venta, lo cual permite seleccionar el mejor escenario en situaciones donde el precio de venta aumente o disminuya lo que es bastante útil en contextos como la pasada crisis de la industria petrolera. Sin embargo, para seleccionar los mejores escenarios de inyección en el presente proyecto solo se tendrán cuenta las simulaciones realizadas con un precio de venta del petróleo de 50 USD/Bbl ya que este es el que mejor se ajusta a la realidad actual del campo según la compañía⁶⁰, si se llegasen a presentar situaciones donde el precio de venta del barril de petróleo aumente o disminuya se pueden seleccionar otros escenarios.

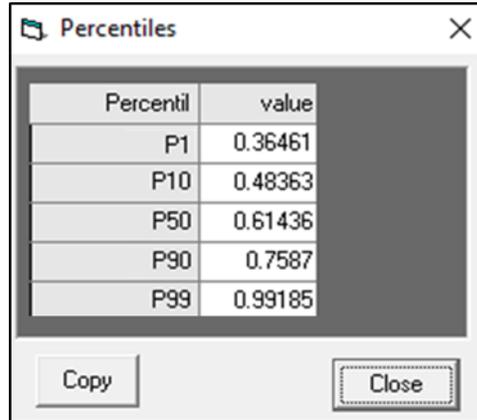
⁶⁰ ECOPETROL S.A., Vicepresidencia de desarrollo y producción. Costos totales operacionales: Bogotá D.C., 2018.

Gráfica 13. Ganancia por barril producido respecto al caudal de inyección.



Con el criterio de barriles eficientes buscando el menor consumo de agua se puede seleccionar el mejor escenario de inyección para cada uno de los cinco (5) pilotos, sin embargo, solo se van a seleccionar los escenarios que se encuentren dentro de los percentiles 10 y 50 de los valores del recobro final estimado de petróleo para cada grupo, con el fin de evitar los escenarios más optimistas y así seleccionar el que mejor se puedan ajustar a la realidad del campo. Esto se hace con ayuda del software el cual arroja los valores de diferentes percentiles dentro de los resultados que se generan luego de la simulación, como se puede observar en la **Figura 40** para el Grupo Alfa.

Figura 40. Percentiles Grupo Alfa.



Percentil	value
P1	0.36461
P10	0.48363
P50	0.61436
P90	0.7587
P99	0.99185

Fuente: ECOPETROL S.A., Icaro®. Bogotá D.C., 2018.

Igualmente se determina el percentil correspondiente a la recuperación final estimada de petróleo para cada uno de los escenarios seleccionados, esto se hace con la **Ecuación 14**. Se determinan los percentiles para cada escenario con el fin de establecer la probabilidad de no ocurrencia del escenario. Los percentiles usualmente son enteros por lo cual al calcularlo se procura redondearlo al entero más cercano⁶¹.

Ecuación 14. Percentil del valor x .

$$\text{Percentil del valor } x = \frac{\text{Numero de valores menores que } x}{\text{Numero de valores totales}} * 100$$

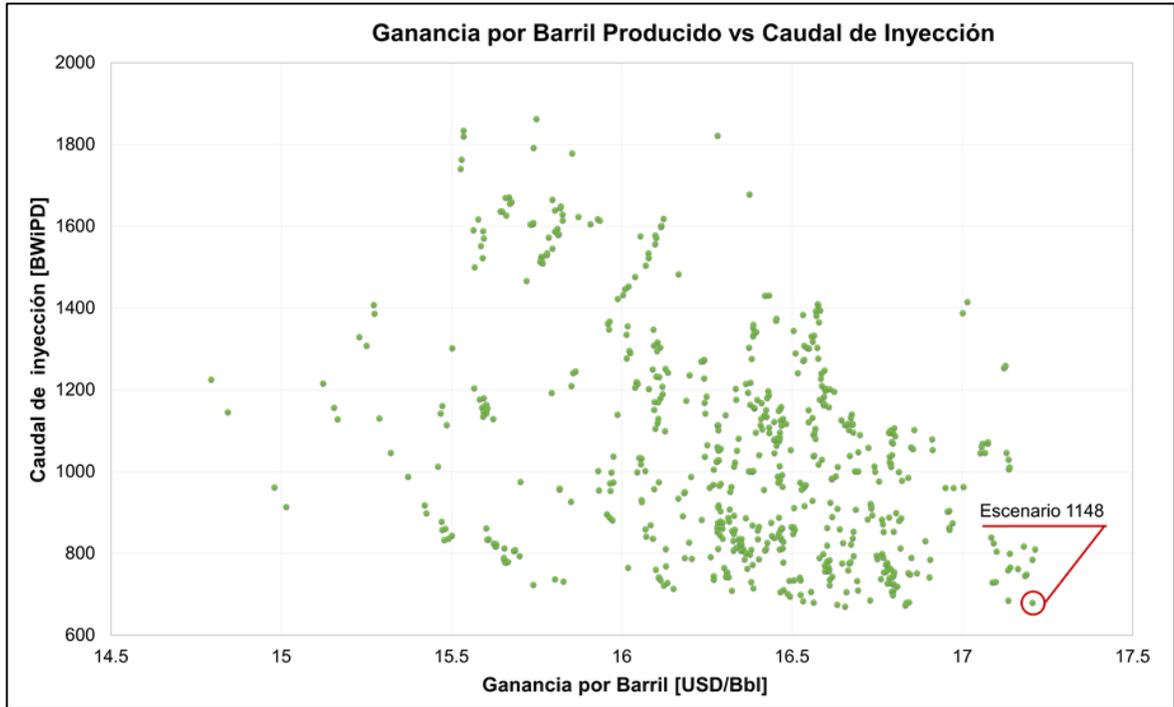
Fuente: TRIOLA, Mario. Probabilidad y estadística. 9 ed. México D.F.: Pearson Education, 2009, p. 112.

A continuación, se realiza la selección de los mejores escenarios para cada uno de los cinco (5) pilotos de inyección de agua de acuerdo con el criterio de barriles eficientes y buscando el menor consumo de agua posible sin sacrificar la rentabilidad del proyecto. También se determinará el percentil correspondiente a la recuperación estimada de petróleo de cada escenario.

4.4.3.1 Piloto Alfa, Bloque A. Según la **Gráfica 14** el mejor escenario para el Piloto Alfa según el criterio de barriles eficientes de Ecopetrol S.A. buscando el menor consumo de agua es el escenario 1148, en este se presenta una ganancia de 17.21 USD por barril de petróleo producido con una recuperación de 0.49 MBbls de petróleo y una inyección de 5.23 MBbls de agua durante 23 años.

⁶¹ TRIOLA, Mario. Probabilidad y estadística. Ciudad de México: Pearson Education, 2009, p. 112.

Gráfica 14. Escenarios del Piloto Alfa, Bloque A.



Fuente: ECOPETROL S.A., Icaro®. Bogotá D.C., 2018.

Este escenario se encuentra ubicado en el percentil 11; es decir tiene una probabilidad de no ocurrencia del 11%. Esto se determinó con la **Ecuación 15** y la distribución de frecuencia del EUR estimado para el Piloto Alfa. Ver **Anexo 5**.

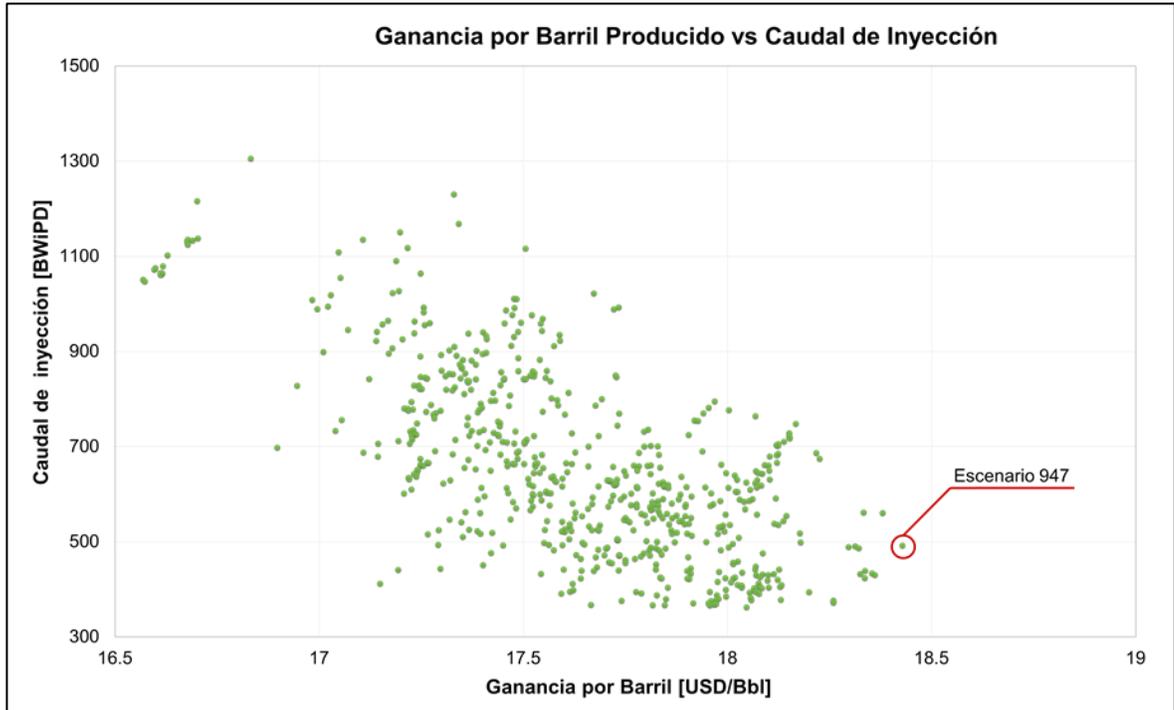
Ecuación 15. Percentil del EUR del Piloto Alfa.

$$\text{Percentil de } 0.69 = \frac{165}{1500} * 100$$

$$\text{Percentil de } 0.69 = 11 \%$$

4.4.3.2 Piloto Beta, Bloque B. Según la **Gráfica 15** el mejor escenario para el Piloto Beta según el criterio de barriles eficientes de Ecopetrol S.A. es el escenario 947, en este se presenta una ganancia de 18.43 USD por barril de petróleo producido con una recuperación de 0.37 MBbbls de petróleo, una inyección de 3.22 MBbbls de agua durante 19 años.

Gráfica 15. Escenarios del Piloto Beta, Bloque B.



Este escenario se encuentra ubicado en el percentil 46; es decir tiene una probabilidad de no ocurrencia del 46%. y al mismo tiempo está por debajo del percentil 50, lo que indica que es una buena estimación de la recuperación final de petróleo. Así mismo, al comparar la recuperación estimada con la moda que corresponde a 0.40 MBIs y la media igual a 0.37 MBIs, según la información generada por Icaro®, se puede inferir que el escenario seleccionado es el mejor para el piloto estos valores y el del percentil 50 están cerca el uno del otro⁶² Esto se determinó con la **Ecuación 16** y la distribución de frecuencia del EUR estimado para el Piloto Beta. Ver **Anexo 5**.

Ecuación 16. Percentil del EUR del Piloto Beta.

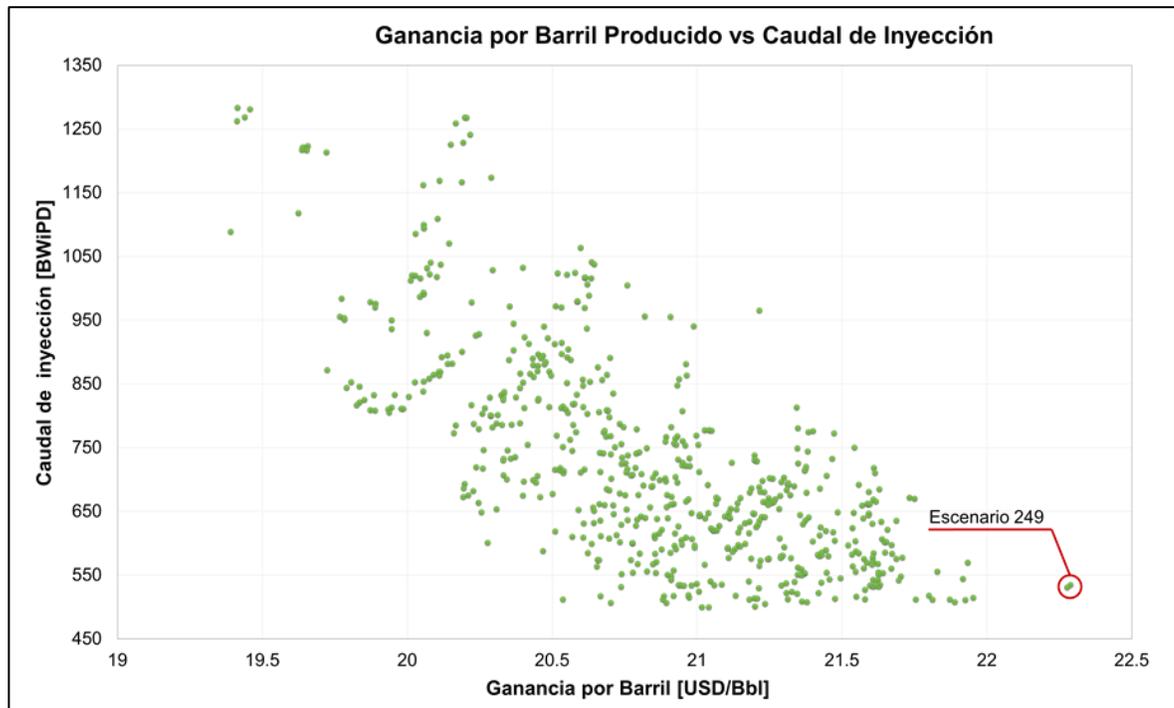
$$\text{Percentil de } 0.37 = \frac{684}{1500} * 100$$

$$\text{Percentil de } 0.37 = 45.60 \approx 46 \%$$

⁶² DNVGL. Terminology Explained: P10, P50 and P90. [En línea]. [15 de Abril de 2018]. Disponible en: <https://blogs.dnvgl.com/software/2016/12/p10-p50-and-p90>.

4.4.3.3 Piloto Gamma, Bloque C. Según la **Gráfica 16** el mejor escenario para el Piloto Gamma según el criterio de barriles eficientes de Ecopetrol S.A. es el escenario 249, en este se presenta 22.28 USD por barril de petróleo producido una recuperación de 0.18 MBbbls de petróleo y una inyección de 1.59 MBbbls de agua durante nueve (9) años.

Gráfica 16. Escenarios Piloto Gamma, Bloque C.



El escenario seleccionado para este piloto se encuentra ubicado en el percentil 42; es decir tiene una probabilidad de no ocurrencia del 42%, en otras palabras, hay una probabilidad del 68% de ocurrencia y al mismo tiempo está por debajo del percentil 50, lo que indica que es una buena estimación de la recuperación final de petróleo. Y a su vez al comparar la recuperación estimada con la moda y la media que corresponden a 0.20 MBIs y 0.18 MBIs, ya que estos valores y el del percentil 42 son cercanos. Esto se determinó con la **Ecuación 17** y la distribución de frecuencia del EUR estimado para el Piloto Gamma. Ver **Anexo 5**.

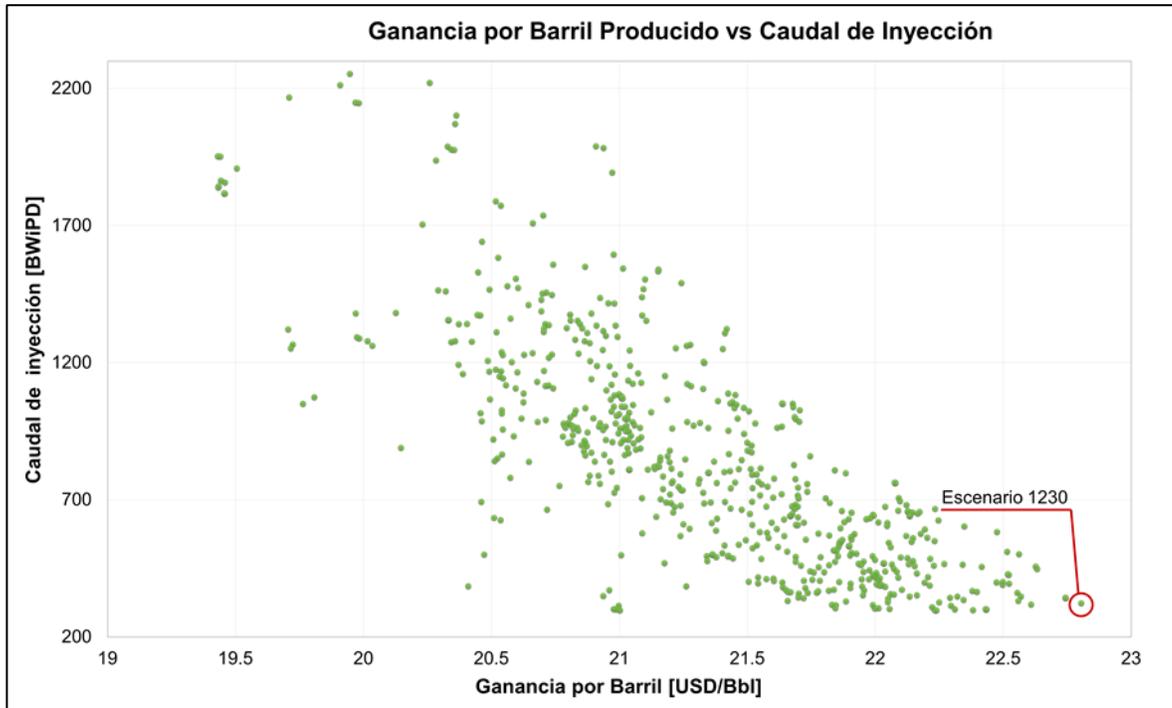
Ecuación 17. Percentil del EUR del Piloto Gamma.

$$\text{Percentil de } 0.18 = \frac{634}{1500} * 100$$

$$\text{Percentil de } 0.18 = 42.26 \approx 42 \%$$

4.4.3.4 Piloto Delta, Bloque E. Según la **Gráfica 17** el mejor escenario para el Piloto Delta según el criterio de barriles eficiente de Ecopetrol S.A. es el escenario 1230, en este se presenta una ganancia de 22.80 USD por barril de petróleo producido con una recuperación de 0.23 MBbbls de petróleo y una inyección de 1.13 MBbbls de agua durante 10 años.

Gráfica 17. Escenarios Piloto Delta, Bloque E.



Este escenario se encuentra ubicado en el percentil 27; es decir tiene una probabilidad de no ocurrencia del 27%, por lo que existe un 63% de probabilidades de que este escenario ocurra. Esto se determinó con la **Ecuación 18** y la distribución de frecuencia del EUR estimado para el Piloto Delta. Ver **Anexo 5**.

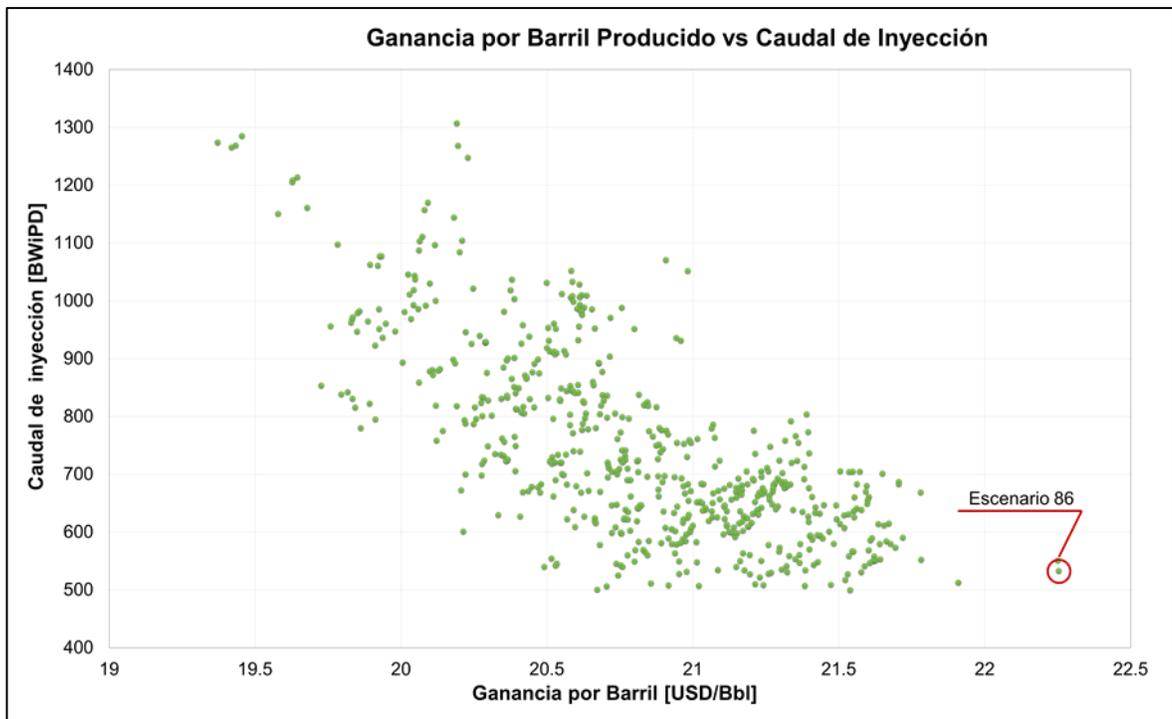
Ecuación 18. Percentil del EUR del Piloto Delta.

$$\text{Percentil de } 0.23 = \frac{403}{1500} * 100$$

$$\text{Percentil de } 0.23 = 0.268 \approx 27 \%$$

4.4.3.5 Piloto Épsilon, Bloque E. Según la **Gráfica 16** el mejor escenario para el Piloto Gamma según el criterio de barriles eficientes de Ecopetrol S.A. es el escenario 86, en este se presenta una ganancia de 22.80 USD por barril de petróleo producido con una recuperación de 0.18 MBbls de petróleo y una inyección de 1.59 MBbls de agua durante nueve (9) años.

Gráfica 18. Escenarios del Piloto Épsilon, Bloque E.



Para el escenario seleccionado del Piloto Épsilon se encontró que está ubicado en el percentil 50 de los estimados de recuperación de los escenarios generados en la simulación, lo cual corresponde a una probabilidad de ocurrencia del 50%, indicando una buena estimación en este escenario. Y al comparar lo estimado en este escenario con la moda y la media que corresponden a 0.20 Mbs y 0.19 Mbs respectivamente, se puede inferir que este es el mejor escenario para el piloto. Esto se determinó con la **Ecuación 19** y la distribución de frecuencia del EUR estimado para el Piloto Épsilon. Ver **Anexo 5**.

Ecuación 19. Percentil del EUR del Piloto Épsilon.

$$\text{Percentil de } 0.69 = \frac{753}{1500} * 100$$

$$\text{Percentil de } 0.69 = 50.20 \approx 50 \%$$

4.5 PRESIONES DE INYECCIÓN

Los escenarios seleccionados no tienen en cuenta presiones de inyección debido a que Icaro® no necesita de estas para generar los estimados e igualmente los escenarios están basados en un modelo analítico realizado con Sahara®, el cual, como se mencionó anteriormente en el tercer capítulo, no toma en cuenta las presiones del yacimiento para sus simulaciones. Sin embargo, dar un estimado de presiones de inyección para el piloto es bastante útil ya que complementa la información, genera un panorama más amplio en el proceso de inyección y entrega un estimado de las presiones de inyección seguras con el fin de evitar generar fracturas en la formación productora. Para esto se determinan las profundidades de inyección para cada uno de los pilotos mediante la revisión del modelo de inyección seleccionado usando el simulador analítico Sahara®. En la **Tabla 8** se pueden observar las profundidades tope y base de inyección de cada uno de los pilotos.

Tabla 8. Profundidades de inyección.

Piloto	Tope [ft]	Base [ft]
Alfa	4311.4	4365.5
Beta	3924.3	4000.5
Gamma	3594.78	3650.63
Delta	4067.6	4148.2
Épsilon	4142.44	4249.4

Fuente: ECOPETROL S.A., Sahara®. Bogotá D.C., 2018.

Con las profundidades de inyección establecidas y conociendo el gradiente de fractura de la Formación Mugrosa el cual es de 0.81 psia/ft, y teniendo en cuenta un factor de seguridad del 10% de la presión de inyección, se pueden estimar presiones de inyección mínimas y máximas para cada piloto, las cuales no generen fracturas en la formación. Esto se hace mediante la **Ecuación 20**.

Ecuación 20. Presión de inyección.

$$P_{iny} = Prof * \nabla f * (1 - Fs)$$

Donde:

P_{iny} = Presión de inyección, [psia].

Prof = Profundidad de inyección, [ft].

∇f = Gradiente de fractura, [psia/ft]

Fs = Factor de seguridad.

En la **Tabla 9** se observa el estimado de presiones de inyección para el los cinco (5) pilotos de inyección del Campo Ermitaño, estas presiones son un acercamiento inicial debido a la falta de información sobre las presiones de inyección adecuadas para este campo.

Tabla 9. Presiones de inyección por piloto.

Piloto	Presión Mínima [ft]	Presión Máxima [ft]
Alfa	3143.01	3182.45
Beta	2860.81	2916.36
Gamma	2620.59	2661.31
Delta	2965.28	3024.04
Épsilon	3019.84	3097.88

5. ANÁLISIS FINANCIERO

El Campo Ermitaño es un campo maduro de petróleo pesado operado por Ecopetrol S.A. en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, que inicio producción en el año 1954 con la compañía *Texas Petroleum Compañy* y luego de 62 años de producción primaria requiere de un proceso de recuperación secundaria como lo es la inyección de agua para contrarrestar la declinación de la producción.

En el presente proyecto se diseñaron cinco (5) pilotos de inyección de agua en el Campo Ermitaño, se generaron diferentes escenarios de producción para cada uno de los pilotos propuesto a través de la simulación de Montecarlo realizada con el software especializado Icaro® y se seleccionó el escenario más eficiente de cada piloto de acuerdo con el criterio de barriles eficientes de Ecopetrol S.A.⁶³. Para todos los pilotos se tuvieron en cuenta los pozos perforados a la fecha o los próximos pozos a perforarse en el campo a través de la campaña del presente año, por lo que, para el análisis financiero de los escenarios seleccionados para cada piloto, no es necesario suponer campañas de perforación, pero si la conversión de cinco (5) pozos productores a pozos inyectores mediante actividades de *workover*.

La evaluación financiera se hace con un enfoque de compañía operadora, el proyecto se evaluará a nueve (9) años ya este la duración máxima de los escenarios seleccionados para los pilotos Gamma y Épsilon, donde el periodo cero corresponde a enero de 2019, con una tasa de interés y oportunidad (TIO) establecida por la compañía Ecopetrol S.A. del 11% anual, la unidad monetaria de valor constante se utiliza el dólar americano (USD) y se utilizará como indicador financiero el valor presente neto (VPN). Adicional a esto, se realiza un análisis de costos de inversión, costos de operación e ingresos para el proyecto.

5.1 ANÁLISIS DE COSTOS DE INVERSIÓN (CAPEX)

Los costos de inversión, también conocidos como CAPEX, siglas del inglés *Capital Expenditures*, corresponden a los egresos de capital que realiza una compañía para adquirir y mejorar los activos fijos, como lo son la infraestructura, la maquinaria equipos y vehículos con el fin de aumentar la capacidad productiva de una empresa, son fundamentales a la hora de evaluar oportunidades de desarrollo de campos ya que se encuentran asociados a la perforación, los trabajos de *workover*, la construcción de las facilidades de producción y vías de acceso para proyectos que buscan aumentar las reservas de petróleo de un campo.

Para el análisis de los costos de inversión en el proceso de inyección de agua en la Formación Mugrosa del Campo Ermitaño se cuenta actualmente con las facilidades

⁶³ PORTAFOLIO. Barriles eficientes, eje de la nueva estrategia de Ecopetrol. [En línea]. [15 de Marzo de 2018]. Disponible en: <http://www.portafolio.co/negocios/empresas/estrategia-sacrificar-barriles-da-ventajas-presidente-ecopetrol-496585>.

para llevar a cabo el proceso de inyección de agua e igualmente se cuenta con los pozos necesarios para este proyecto, sin embargo, es necesaria la conversión de cinco (5) pozos productores a pozos inyectoros, durante los primeros 10 días del proyecto, el costo de la conversión para cada pozo se observa en la **Tabla 10**.

Tabla 10. Costos de workover.

Año	Conversión [USD]
2019	\$ 300,000

5.2 ANÁLISIS DE COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX)

Los análisis de costos de operación, también conocidos como OPEX, siglas del inglés *Operation Expenditures*, corresponden al dinero que una compañía va a desembolsar durante el desarrollo de un proyecto, estos costos están asociados al mantenimiento de los equipos y gastos de insumos para el correcto funcionamiento del proyecto. Para establecer los costos de producción de un (1) barril de petróleo incremental se utilizó el costo de levantamiento o *lifting cost* suministrado por la compañía en base a los costos fijados por la misma para el presente año⁶⁴, este costo corresponde a 6.5 USD y está asociado al tratamiento de fluidos producidos e inyectados, el mantenimiento y la energización de los pozos, mano de obra y otros costos de producción.

5.2.1 Piloto Alfa, Bloque A. Los costos de operación están directamente relacionados con la producción de petróleo en el Piloto Alfa, en la **Tabla 11** se muestra la producción del escenario seleccionado.

Tabla 11. Costos de operación del Piloto Alfa.

Año	Producción Diaria [Bbl]	Producción Anual [Bbl]	Lifting Cost [USD/Bbl]	Costo Total [USD]
2019	151.40	55262.46	6.5	\$ 359,205.99
2020	151.40	55262.46	6.5	\$ 359,205.99
2021	148.27	54118.28	6.5	\$ 351,768.81
2022	130.19	47520.72	6.5	\$ 308,884.66
2023	112.54	41076.30	6.5	\$ 266,995.96
2024	97.28	35505.83	6.5	\$ 230,787.89
2025	84.08	30690.79	6.5	\$ 199,490.10
2026	72.68	26528.72	6.5	\$ 172,436.70
2027	62.82	22931.09	6.5	\$ 149,052.08

⁶⁴ ECOPELROL S.A., Costos totales operacionales, Op. Cit., 2018.

5.2.2 Piloto Beta, Bloque B. Los costos de operación están directamente relacionados con la producción de petróleo en el Piloto Beta, en la **Tabla 12** se muestra la producción del escenario seleccionado.

Tabla 12. Costos de operación del Piloto Beta.

Año	Producción Diaria [Bbl]	Producción Anual [Bbl]	Lifting Cost [USD/Bbl]	Costo Total [USD]
2019	134.59	49123.97	6.5	\$ 319,305.83
2020	134.59	49123.97	6.5	\$ 319,305.83
2021	128.79	47008.51	6.5	\$ 305,555.29
2022	108.47	39591.64	6.5	\$ 257,345.64
2023	90.63	33081.65	6.5	\$ 215,030.69
2024	75.73	27642.08	6.5	\$ 179,673.53
2025	63.28	23096.94	6.5	\$ 150,130.09
2026	52.87	19299.14	6.5	\$ 125,444.43
2027	44.18	16125.81	6.5	\$ 104,817.79

5.2.3 Piloto Gamma, Bloque C. Los costos de operación están directamente relacionados con la producción de petróleo en el Piloto Gamma, en la **Tabla 13** se muestra la producción del escenario seleccionado.

Tabla 13. Costos de operación del Piloto Gamma.

Año	Producción Diaria [Bbl]	Producción Anual [Bbl]	Lifting Cost [USD/Bbl]	Costo Total [USD]
2019	153.14	55895.92	6.5	\$ 363,323.51
2020	123.97	45250.35	6.5	\$ 294,127.31
2021	82.90	30259.20	6.5	\$ 196,684.77
2022	55.44	20234.51	6.5	\$ 131,524.34
2023	37.07	13530.95	6.5	\$ 87,951.15
2024	24.79	9048.23	6.5	\$ 58,813.49
2025	16.58	6050.61	6.5	\$ 39,328.95
2026	11.09	4046.08	6.5	\$ 26,299.51
2027	1.45	529.78	6.5	\$ 3,443.54

5.2.4 Piloto Delta, Bloque E. Los costos de operación están directamente relacionados con la producción de petróleo en el Piloto Delta, en la **Tabla 14** se muestra la producción del escenario seleccionado.

Tabla 14. Costos de operación del Piloto Delta.

Año	Producción Diaria [Bbl]	Producción Anual [Bbl]	Lifting Cost [USD/Bbl]	Costo Total [USD]
2019	162.00	59128.22	6.5	\$ 384,333.46
2020	155.62	56801.04	6.5	\$ 369,206.78
2021	111.01	40516.97	6.5	\$ 263,360.30
2022	74.31	27122.21	6.5	\$ 176,294.37
2023	49.74	18155.71	6.5	\$ 118,012.11
2024	33.30	12153.50	6.5	\$ 78,997.74
2025	22.29	8135.60	6.5	\$ 52,881.39
2026	14.92	5446.00	6.5	\$ 35,399.00
2027	9.99	3645.57	6.5	\$ 23,696.22

5.2.5 Piloto Épsilon, Bloque E. Los costos de operación están directamente relacionados con la producción de petróleo en el Piloto Épsilon, en la **Tabla 15** se muestra la producción del escenario seleccionado.

Tabla 15. Costos de operación del Piloto Épsilon.

Año	Producción Diaria [Bbl]	Producción Anual [Bbl]	Lifting Cost [USD/Bbl]	Costo Total [USD]
2019	152.97	55835.78	6.5	\$ 362,932.60
2020	123.85	45205.27	6.5	\$ 293,834.25
2021	82.83	30233.78	6.5	\$ 196,519.59
2022	55.40	20220.69	6.5	\$ 131,434.47
2023	37.05	13523.82	6.5	\$ 87,904.82
2024	24.78	9044.88	6.5	\$ 58,791.72
2025	16.57	6049.32	6.5	\$ 39,320.55
2026	11.08	4045.85	6.5	\$ 26,298.02
2027	1.45	529.80	6.5	\$ 3,443.68

5.3 ANÁLISIS DE INGRESOS

Los ingresos corresponden a la venta de un producto o a la prestación de un servicio, en el caso de este proyecto corresponden a la venta del petróleo producido gracias a la inyección de agua. El cálculo de los ingresos del presente proyecto se hace tomando como referencia de venta el precio que marca el barril de petróleo Brent y descontando las regalías a la producción incremental de petróleo.

5.3.1 Regalías. Para determinar la producción neta de petróleo en cualquier campo petróleo del país es necesario determinar y descontar las regalías que el estado colombiano recibe por la explotación de los hidrocarburos. El valor para descontar por las regalías corresponde a un porcentaje de la producción que es establecido en base a la producción promedio diaria de petróleo del campo de acuerdo con la ley 756 de 2002 cómo se muestra en el **Cuadro 7**.

Cuadro 7. Porcentaje de regalías según Ley 756 de 2002.

Producción [KBPD]	Regalías [Fracción]
≤ 5	0.08
De 5 - 125	$x = 0.08 + (\text{Producción} - 5 \text{ KBPD}) * 0.1$
De 125 - 400	0.20
400 - 600	$y = 0.20 + (\text{Producción} - 400 \text{ KBPD}) * 0.25$
> 600	0.25

Fuente: COLOMBIA. CONGRESO DE LA REPUBLICA. Ley 756. (23, julio, 2002). Por la cual se modifica la Ley 141 de 1994, se establecen criterios de distribución y se dictan otras disposiciones. Diario oficial Bogotá, D.C., 2002. No. 44878. p 20. Modificado por el autor.

Como la producción diaria de petróleo en el Campo Ermitaño a la fecha es superior a 5000 barriles de petróleo se debe determinar el porcentaje de las regalías que debe ser pagado por Ecopetrol S.A. según lo establecido en el **Cuadro 7**, para esto se asume una producción promedio igual a 5679 BOPD y se determina que las regalías corresponden a aproximadamente 8.07% de la producción del campo mediante la como se muestra a continuación en la **Ecuación 21**.

Ecuación 21. Regalías correspondientes al Campo Ermitaño.

$$\begin{aligned}
 x &= 0.08 + (\text{Producción} - 5 \text{ KBPD}) * 0.1 \\
 x &= 0.08 + (5.679 - 5) \text{ KBPD} * 0.1 \\
 x &= 0.080679 \\
 x &\approx 8.07\%
 \end{aligned}$$

Luego de calcular el porcentaje regalías correspondientes a la producción del Campo Ermitaño, se procede a determinar la cantidad de barriles de petróleo que deben ser descontados como regalías para determinar la producción neta de petróleo. A continuación, se realiza esto a los escenarios seleccionados para los cinco (5) pilotos de inyección de agua en el campo.

5.3.1.1 Piloto Alfa, Bloque A. La producción neta de petróleo se calcula descontando la parte correspondiente a las regalías de acuerdo con el porcentaje establecido por la ley como se muestra en la **Tabla 16** para el Piloto Alfa.

Tabla 16. Producción neta del Piloto Alfa.

Año	Producción anual [Bbl]	Regalías [%]	Regalías [Bbl]	Producción neta [Bbl]
2019	55262.46	8.07%	4459.68	50802.78
2020	55262.46	8.07%	4459.68	50802.78
2021	54118.28	8.07%	4367.35	49750.93
2022	47520.72	8.07%	3834.92	43685.80
2023	41076.30	8.07%	3314.86	37761.44
2024	35505.83	8.07%	2865.32	32640.51
2025	30690.79	8.07%	2476.75	28214.04
2026	26528.72	8.07%	2140.87	24387.85
2027	22931.09	8.07%	1850.54	21080.55

5.3.1.2 Piloto Beta, Bloque B. La producción neta de petróleo se calcula descontando la parte correspondiente a las regalías de acuerdo con el porcentaje establecido por la ley como se muestra en la **Tabla 17** para el Piloto Beta.

Tabla 17. Producción neta del Piloto Beta.

Año	Producción anual [Bbl]	Regalías [%]	Regalías [Bbl]	Producción neta [Bbl]
2019	49123.97	8.07%	3964.30	45159.67
2020	49123.97	8.07%	3964.30	45159.67
2021	47008.51	8.07%	3793.59	43214.92
2022	39591.64	8.07%	3195.05	36396.59
2023	33081.65	8.07%	2669.69	30411.96
2024	27642.08	8.07%	2230.72	25411.37
2025	23096.94	8.07%	1863.92	21233.01
2026	19299.14	8.07%	1557.44	17741.70
2027	16125.81	8.07%	1301.35	14824.46

5.3.1.3 Piloto Gamma, Bloque C. La producción neta de petróleo se calcula descontando la parte correspondiente a las regalías de acuerdo con el porcentaje establecido por la ley como se muestra en la **Tabla 18** para el Piloto Gamma.

Tabla 18. Producción neta del Piloto Gamma.

Año	Producción anual [Bbl]	Regalías [%]	Regalías [Bbl]	Producción neta [Bbl]
2019	55895.92	8.07%	4510.80	51385.12
2020	45250.35	8.07%	3651.70	41598.65
2021	30259.20	8.07%	2441.92	27817.28
2022	20234.51	8.07%	1632.93	18601.59
2023	13530.95	8.07%	1091.95	12439.00
2024	9048.23	8.07%	730.19	8318.04
2025	6050.61	8.07%	488.28	5562.32
2026	4046.08	8.07%	326.52	3719.56
2027	529.78	8.07%	42.75	487.02

5.3.1.4 Piloto Delta, Bloque E. La producción neta de petróleo se calcula descontando la parte correspondiente a las regalías de acuerdo con el porcentaje establecido por la ley como se muestra en la **Tabla 19** para el Piloto Delta.

Tabla 19. Producción neta del Piloto Delta.

Año	Producción anual [Bbl]	Regalías [%]	Regalías [Bbl]	Producción neta [Bbl]
2019	59128.22	8.07%	4771.65	54356.58
2020	56801.04	8.07%	4583.84	52217.20
2021	40516.97	8.07%	3269.72	37247.25
2022	27122.21	8.07%	2188.76	24933.45
2023	18155.71	8.07%	1465.17	16690.54
2024	12153.50	8.07%	980.79	11172.71
2025	8135.60	8.07%	656.54	7479.06
2026	5446.00	8.07%	439.49	5006.51
2027	3645.57	8.07%	294.20	3351.37

5.3.1.5 Piloto Épsilon, Bloque E. La producción neta de petróleo se calcula descontando la parte correspondiente a las regalías de acuerdo con el porcentaje establecido por la ley como se muestra en la **Tabla 20** para el Piloto Épsilon.

Tabla 20. Producción neta del Piloto Épsilon.

Año	Producción anual [Bbl]	Regalías [%]	Regalías [Bbl]	Producción neta [Bbl]
2019	55835.78	8.07%	4505.95	51329.84
2020	45205.27	8.07%	3648.07	41557.20
2021	30233.78	8.07%	2439.87	27793.92
2022	20220.69	8.07%	1631.81	18588.88
2023	13523.82	8.07%	1091.37	12432.45
2024	9044.88	8.07%	729.92	8314.96
2025	6049.32	8.07%	488.18	5561.14
2026	4045.85	8.07%	326.50	3719.35
2027	529.80	8.07%	42.75	487.04

5.3.2 Precio de venta del crudo. El precio de referencia establecido por el barril Brent es utilizado principalmente en los mercados europeos, también en África, Oriente Medio y en compañía como Ecopetrol S.A.⁶⁵. El petróleo Brent se extrae principalmente del mar del norte tiene una gravedad API de 38° y un contenido de azufre de aproximadamente 0.39%. Para calcular el precio de venta se define un valor promedio de 59.5 USD/Bbl según los valores definidos por Ecopetrol S.A. para la comercialización del petróleo producido en el Campo Ermitaño para un escenario pesimista respecto al precio actual de 74.78 USD/Bbl⁶⁶.

En el Campo Ermitaño se produce petróleo de 17° API por lo cual se debe ajustar al precio de venta debido a la calidad del petróleo producido, igualmente se debe realizar otro ajuste debido a los costos de transporte requeridos para llevarlo a la refinería Barrancabermeja. Estos ajustes al precio se observan en la **Tabla 21**.

Tabla 21. Ajuste al precio de venta.

Precio de venta [USD]	Ajuste [USD]	Precio de venta [USD]
59.5	7.2	52.3

5.3.2.1 Piloto Alfa, Bloque A. Conociendo a producción neta de petróleo y el precio de venta ajustado por calidad y transporte se calculan los ingresos totales como se muestra en la **Tabla 22** para el piloto Alfa.

⁶⁵ PORTAFOLIO. Op. cit. Disponible en: <http://www.portafolio.co/negocios/empresas/estrategia-sacrificar-barriles-da-ventajas-presidente-ecopetrol-496585>.

⁶⁶ U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. Europe Brent spot Price. [En línea]. [9 de Mayo de 2018]. Disponible en: <https://www.eia.gov/dnav/pet/hist/RBRTED.htm>

Tabla 22. Ingresos totales del Piloto Alfa.

Año	Producción neta [Bbl]	Precio de venta [USD/Bbl]	Ingresos totales [USD]
2019	50802.78	\$ 52.30	\$ 2,656,985.40
2020	50802.78	\$ 52.30	\$ 2,656,985.40
2021	49750.93	\$ 52.30	\$ 2,601,973.82
2022	43685.80	\$ 52.30	\$ 2,284,767.11
2023	37761.44	\$ 52.30	\$ 1,974,923.49
2024	32640.51	\$ 52.30	\$ 1,707,098.62
2025	28214.04	\$ 52.30	\$ 1,475,594.23
2026	24387.85	\$ 52.30	\$ 1,275,484.79
2027	21080.55	\$ 52.30	\$ 1,102,512.75

5.3.2.2 Piloto Beta, Bloque B. Conociendo a producción neta de petróleo y el precio de venta ajustado por calidad y transporte se calculan los ingresos totales como se muestra en la **Tabla 23** para el Piloto Beta.

Tabla 23. Ingresos totales del Piloto Beta.

Año	Producción neta [Bbl]	Precio de venta [USD/Bbl]	Ingresos totales [USD]
2019	45159.67	\$ 52.30	\$ 2,361,850.72
2020	45159.67	\$ 52.30	\$ 2,361,850.72
2021	43214.92	\$ 52.30	\$ 2,260,140.28
2022	36396.59	\$ 52.30	\$ 1,903,541.77
2023	30411.96	\$ 52.30	\$ 1,590,545.32
2024	25411.37	\$ 52.30	\$ 1,329,014.40
2025	21233.01	\$ 52.30	\$ 1,110,486.60
2026	17741.70	\$ 52.30	\$ 927,891.00
2027	14824.46	\$ 52.30	\$ 775,319.31

5.3.2.3 Piloto Gamma, Bloque C. Conociendo a producción neta de petróleo y el precio de venta ajustado por calidad y transporte se calculan los ingresos totales como se muestra en la **Tabla 24** para el Piloto Gamma.

Tabla 24. Ingresos totales del Piloto Gamma.

Año	Producción neta [Bbl]	Precio de venta [USD/Bbl]	Ingresos totales [USD]
2019	51385.12	\$ 52.30	\$ 2,687,441.97
2020	41598.65	\$ 52.30	\$ 2,175,609.45
2021	27817.28	\$ 52.30	\$ 1,454,843.68
2022	18601.59	\$ 52.30	\$ 972,863.08
2023	12439.00	\$ 52.30	\$ 650,559.64
2024	8318.04	\$ 52.30	\$ 435,033.31
2025	5562.32	\$ 52.30	\$ 290,909.50
2026	3719.56	\$ 52.30	\$ 194,533.01
2027	487.02	\$ 52.30	\$ 25,471.30

5.3.2.4 Piloto Delta, Bloque E. Conociendo a producción neta de petróleo y el precio de venta ajustado por calidad y transporte se calculan los ingresos totales como se muestra en la **Tabla 25** para el Piloto Delta.

Tabla 25. Ingresos totales del Piloto Delta.

Año	Producción neta [Bbl]	Precio de venta [USD/Bbl]	Ingresos totales [USD]
2019	51385.12	\$ 52.30	\$ 2,842,849.13
2020	41598.65	\$ 52.30	\$ 2,730,959.56
2021	27817.28	\$ 52.30	\$ 1,948,031.18
2022	18601.59	\$ 52.30	\$ 1,304,019.44
2023	12439.00	\$ 52.30	\$ 872,915.24
2024	8318.04	\$ 52.30	\$ 584,332.73
2025	5562.32	\$ 52.30	\$ 391,154.84
2026	3719.56	\$ 52.30	\$ 261,840.47
2027	487.02	\$ 52.30	\$ 175,276.65

5.3.2.5 Piloto Épsilon, Bloque E. Conociendo a producción neta de petróleo y el precio de venta ajustado por calidad y transporte se calculan los ingresos totales como se muestra en la **Tabla 26** para el Piloto Épsilon.

Tabla 26. Ingresos totales del Piloto Épsilon.

Año	Producción neta [Bbl]	Precio de venta [USD/Bbl]	Ingresos totales [USD]
2019	51329.84	\$ 52.30	\$ 2,684,550.45
2020	41557.20	\$ 52.30	\$ 2,173,441.75
2021	27793.92	\$ 52.30	\$ 1,453,621.83
2022	18588.88	\$ 52.30	\$ 972,198.33
2023	12432.45	\$ 52.30	\$ 650,216.97
2024	8314.96	\$ 52.30	\$ 434,872.29
2025	5561.14	\$ 52.30	\$ 290,847.39
2026	3719.35	\$ 52.30	\$ 194,521.94
2027	487.04	\$ 52.30	\$ 25,472.31

5.4 EVALUACIÓN FINANCIERA

Para determinar la viabilidad financiera de cualquier proyecto es necesario tener como referencia uno o varios indicadores financieros que permitan realizar un análisis global de los ingresos y egresos. Se escogió como indicador el Valor Presente Neto (VPN) para este proyecto, para lo cual se utilizará una Tasa de Interés de Oportunidad (TIO) establecida por Ecopetrol S.A.

5.4.1 Tasa de interés de oportunidad (TIO). La tasa interna de oportunidad es la rentabilidad mínima que exige un inversionista al invertir en un proyecto. Se utiliza para determinar el valor presente neto de un proyecto y es establecida por las compañías. Para las evaluar financieramente sus proyectos Ecopetrol S.A. usa una TIO de 11% efectivo anual.

5.4.2 Impuesto de renta. Para realizar la evaluación financiera es importante determinar los impuestos a pagar por el proyecto. En Colombia toda empresa debe declarar sus utilidades brutas al Estado Colombiano y pagar unos impuestos, estos se conocen como impuestos de renta y corresponden al 33% de las utilidades que son descontados según parámetros gubernamentales establecidos en la Ley 1819 del 2016⁶⁷. Para determinarlos primero se calculan las utilidades, las cuales son la diferencia entre los ingresos totales y costos, y en base a estas se calcula el monto correspondiente al impuesto de renta.

⁶⁷ COLOMBIA. CONGRESO DE LA REPUBLICA. Ley 1819. (29, Diciembre, 2016). Por medio de la cual se adopta una reforma tributaria estructural, se fortalecen los mecanismos para la lucha contra la evasión y la elusión fiscal, y se dictan otras disposiciones. Diario Oficial. Bogotá, D.C., 2016. No. 50101. p. 43.

5.4.2.1 Piloto Alfa, Bloque A. Conociendo los ingresos totales se calculan las utilidades y después se determina el impuesto a la renta del Piloto Alfa como se muestra en la **Tabla 27**.

Tabla 27. Impuesto a la renta del Piloto Alfa.

Año	Costos Totales [USD]	Ingresos totales [USD]	Utilidades [USD]	Impuestos [USD]
2019	\$ 359,205.99	\$ 2,656,985.40	\$ 2,297,779.41	\$ 758,267.20
2020	\$ 359,205.99	\$ 2,656,985.40	\$ 2,297,779.41	\$ 758,267.20
2021	\$ 351,768.81	\$ 2,601,973.82	\$ 2,250,205.01	\$ 742,567.65
2022	\$ 308,884.66	\$ 2,284,767.11	\$ 1,975,882.45	\$ 652,041.21
2023	\$ 266,995.96	\$ 1,974,923.49	\$ 1,707,927.53	\$ 563,616.09
2024	\$ 230,787.89	\$ 1,707,098.62	\$ 1,476,310.73	\$ 487,182.54
2025	\$ 199,490.10	\$ 1,475,594.23	\$ 1,276,104.13	\$ 421,114.36
2026	\$ 172,436.70	\$ 1,275,484.79	\$ 1,103,048.09	\$ 364,005.87
2027	\$ 149,052.08	\$ 1,102,512.75	\$ 953,460.67	\$ 314,642.02

5.4.2.2 Piloto Beta, Bloque B. Conociendo los ingresos totales se calculan las utilidades y después se determina el impuesto a la renta del Piloto Beta como se muestra en la **Tabla 28**.

Tabla 28. Impuesto a la renta del Piloto Beta.

Año	Costo Total [USD]	Ingresos totales [USD]	Utilidades [USD]	Impuestos [USD]
2019	\$ 361,372.31	\$ 2,673,009.29	\$ 2,311,636.98	\$ 762,840.20
2020	\$ 361,372.31	\$ 2,673,009.29	\$ 2,311,636.98	\$ 762,840.20
2021	\$ 354,748.77	\$ 2,624,016.10	\$ 2,269,267.33	\$ 748,858.22
2022	\$ 304,278.78	\$ 2,250,698.20	\$ 1,946,419.42	\$ 642,318.41
2023	\$ 253,938.31	\$ 1,878,338.32	\$ 1,624,400.01	\$ 536,052.00
2024	\$ 211,926.26	\$ 1,567,582.38	\$ 1,355,656.12	\$ 447,366.52
2025	\$ 176,864.77	\$ 1,308,238.51	\$ 1,131,373.74	\$ 373,353.33
2026	\$ 147,603.92	\$ 1,091,800.99	\$ 944,197.07	\$ 311,585.03
2027	\$ 123,184.04	\$ 911,171.32	\$ 787,987.28	\$ 260,035.80

5.4.2.3 Piloto Gamma, Bloque C. Conociendo los ingresos totales se calculan las utilidades y después se determina el impuesto a la renta del Piloto Gamma como se muestra en la **Tabla 29**.

Tabla 29. Impuesto a la renta del Piloto Gamma.

Año	Costo Total [USD]	Ingresos totales [USD]	Utilidades [USD]	Impuestos [USD]
2019	\$ 319,305.83	\$ 2,361,850.72	\$ 2,042,544.89	\$ 674,039.81
2020	\$ 319,305.83	\$ 2,361,850.72	\$ 2,042,544.89	\$ 674,039.81
2021	\$ 305,555.29	\$ 2,260,140.28	\$ 1,954,584.99	\$ 645,013.05
2022	\$ 257,345.64	\$ 1,903,541.77	\$ 1,646,196.13	\$ 543,244.72
2023	\$ 215,030.69	\$ 1,590,545.32	\$ 1,375,514.63	\$ 453,919.83
2024	\$ 179,673.53	\$ 1,329,014.40	\$ 1,149,340.87	\$ 379,282.49
2025	\$ 150,130.09	\$ 1,110,486.60	\$ 960,356.52	\$ 316,917.65
2026	\$ 125,444.43	\$ 927,891.00	\$ 802,446.57	\$ 264,807.37
2027	\$ 104,817.79	\$ 775,319.31	\$ 670,501.52	\$ 221,265.50

5.4.2.4 Piloto Delta, Bloque E. Conociendo los ingresos totales se calculan las utilidades y después se determina el impuesto a la renta del Piloto Delta como se muestra en la **Tabla 30**.

Tabla 30. Impuesto a la renta del Piloto Delta.

Año	Costo Total [USD]	Ingresos totales [USD]	Utilidades [USD]	Impuestos [USD]
2019	\$ 384,333.46	\$ 2,842,848.96	\$ 2,458,515.50	\$ 811,310.12
2020	\$ 369,206.78	\$ 2,730,959.49	\$ 2,361,752.71	\$ 779,378.39
2021	\$ 263,360.30	\$ 1,948,031.15	\$ 1,684,670.85	\$ 555,941.38
2022	\$ 176,294.37	\$ 1,304,019.32	\$ 1,127,724.96	\$ 372,149.24
2023	\$ 118,012.11	\$ 872,915.40	\$ 754,903.30	\$ 249,118.09
2024	\$ 78,997.74	\$ 584,332.83	\$ 505,335.08	\$ 166,760.58
2025	\$ 52,881.39	\$ 391,154.58	\$ 338,273.19	\$ 111,630.15
2026	\$ 35,399.00	\$ 261,840.33	\$ 226,441.34	\$ 74,725.64
2027	\$ 23,696.22	\$ 175,276.90	\$ 151,580.68	\$ 50,021.62

5.4.2.5 Piloto Épsilon, Bloque E. Conociendo los ingresos totales se calculan las utilidades y después se determina el impuesto a la renta del Piloto Épsilon como se muestra en la **Tabla 31**.

Tabla 31. Impuesto a la renta del Piloto Épsilon.

Año	Costo Total [USD]	Ingresos totales [USD]	Utilidades [USD]	Impuestos [USD]
2019	\$ 362,932.60	\$ 2,684,550.45	\$ 2,321,617.85	\$ 766,133.89
2020	\$ 293,834.25	\$ 2,173,441.75	\$ 1,879,607.50	\$ 620,270.48
2021	\$ 196,519.59	\$ 1,453,621.83	\$ 1,257,102.25	\$ 414,843.74
2022	\$ 131,434.47	\$ 972,198.33	\$ 840,763.86	\$ 277,452.07
2023	\$ 87,904.82	\$ 650,216.97	\$ 562,312.15	\$ 185,563.01
2024	\$ 58,791.72	\$ 434,872.29	\$ 376,080.57	\$ 124,106.59
2025	\$ 39,320.55	\$ 290,847.39	\$ 251,526.84	\$ 83,003.86
2026	\$ 26,298.02	\$ 194,521.94	\$ 168,223.93	\$ 55,513.90
2027	\$ 3,443.68	\$ 25,472.31	\$ 22,028.63	\$ 7,269.45

5.4.3 Flujos de caja. Es la representación gráfica de los flujos de entrada y salida de efectivo del proyecto, donde la línea horizontal representa el horizonte financiero del proyecto, las líneas verticales hacia arriba representan los ingresos, correspondientes a la venta del petróleo producido y las líneas verticales hacia abajo representan los egresos, correspondientes a la inversión, los costos de producción y los impuestos. A continuación, se muestran el flujo de caja para los escenarios seleccionados para cada piloto los cuales serán usados en la evaluación financiera y también se presentan los flujos de caja netos, que representan la diferencia entre los ingresos y egresos del proyecto.

5.4.3.1 Piloto Alfa, Bloque A. El flujo de caja del Piloto Alfa se puede observar en la **Figura 41** y el flujo de caja neto del mismo en la **Figura 42**.

Figura 41. Flujo de caja del Piloto Alfa.

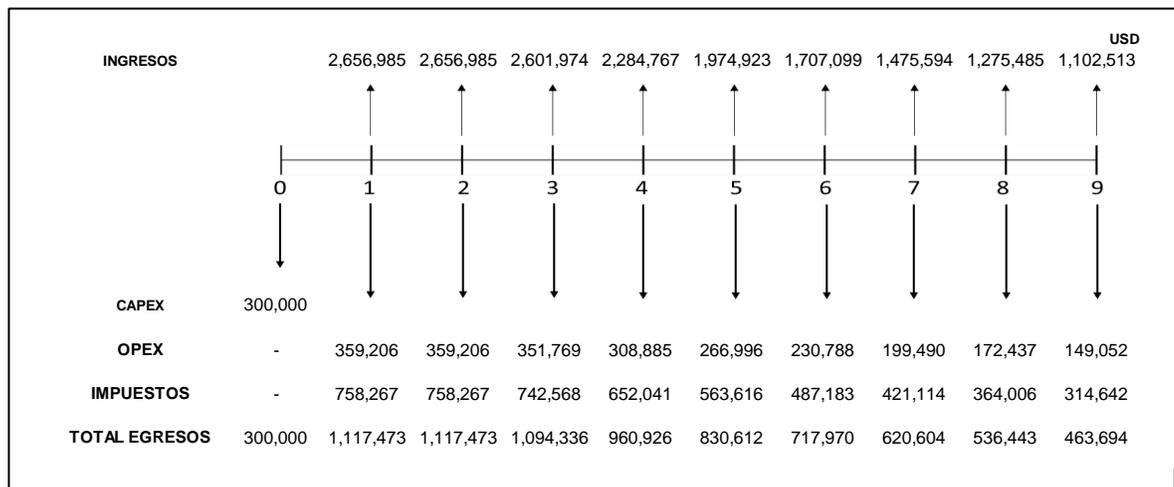
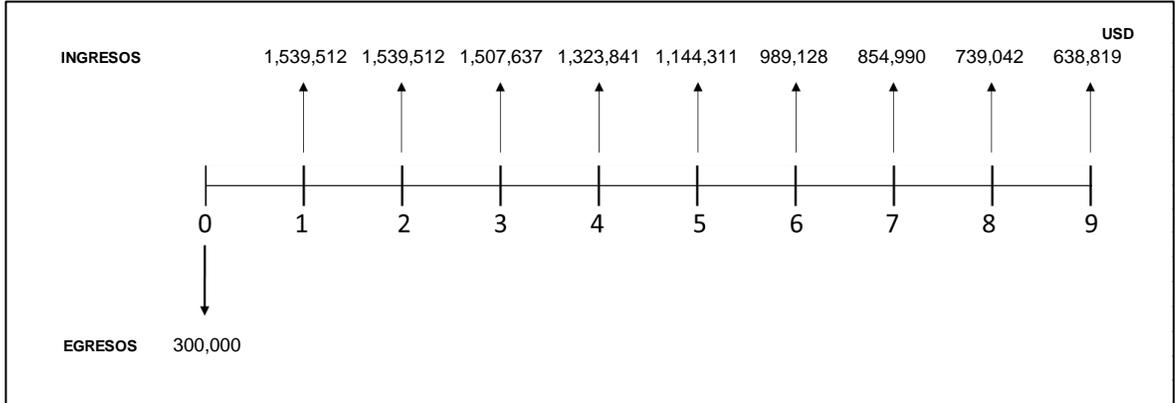


Figura 42. Flujo de caja neto del Piloto Alfa.



5.4.3.2 Piloto Beta, Bloque B. El flujo de caja del Piloto Beta se puede observar en la **Figura 43** y el flujo de caja neto del mismo en la **Figura 44**.

Figura 43. Flujo de caja del Piloto Beta.

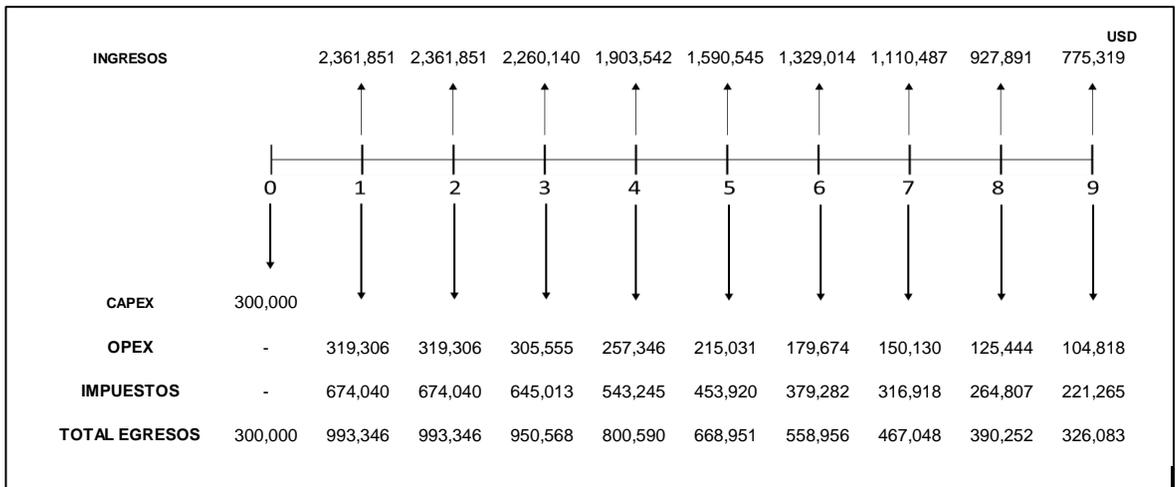
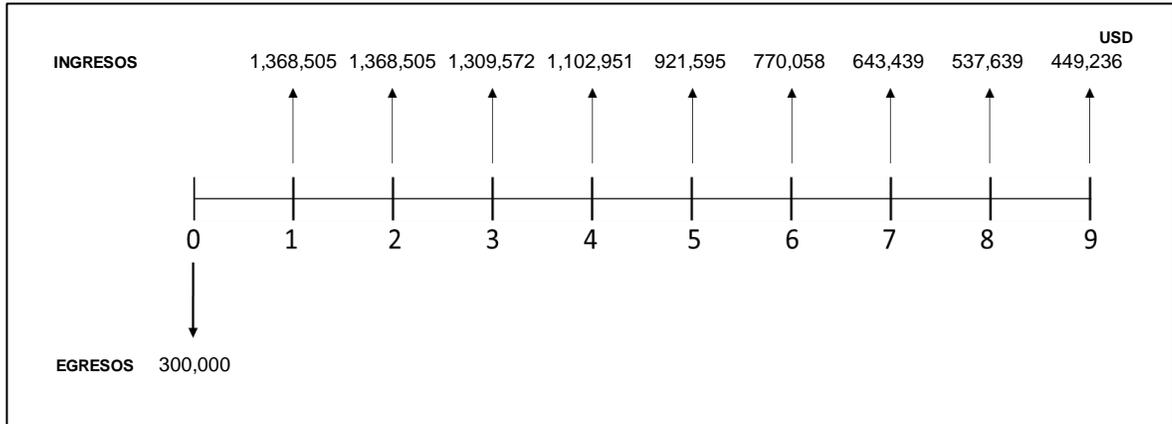


Figura 44. Flujo de caja neto del Piloto Beta.



5.4.3.3 Piloto Gamma, Bloque C. El flujo de caja del Piloto Gamma se puede observar en la **Figura 45** y el flujo de caja neto del mismo en la **Figura 46**.

Figura 45. Flujo de caja del Piloto Gamma.

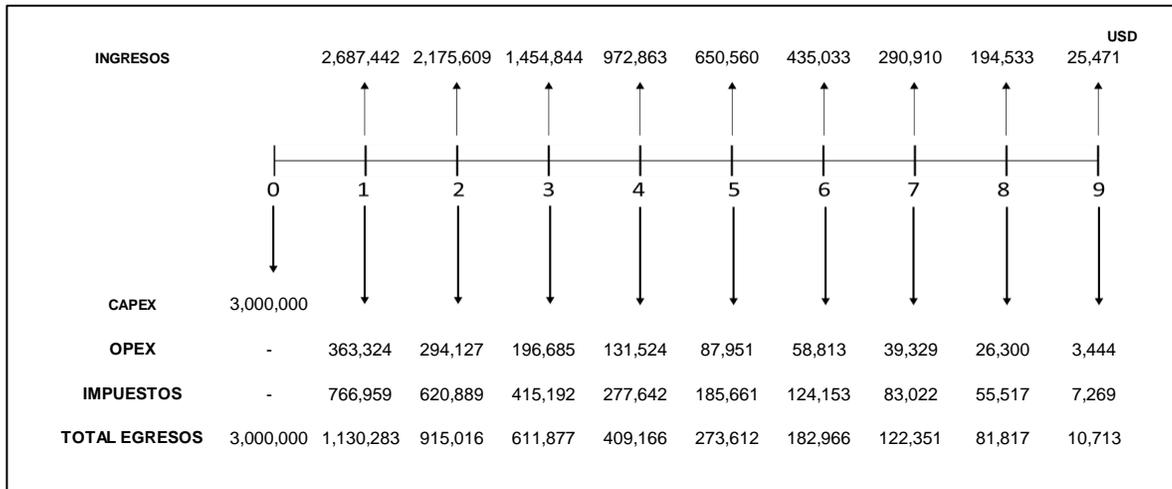
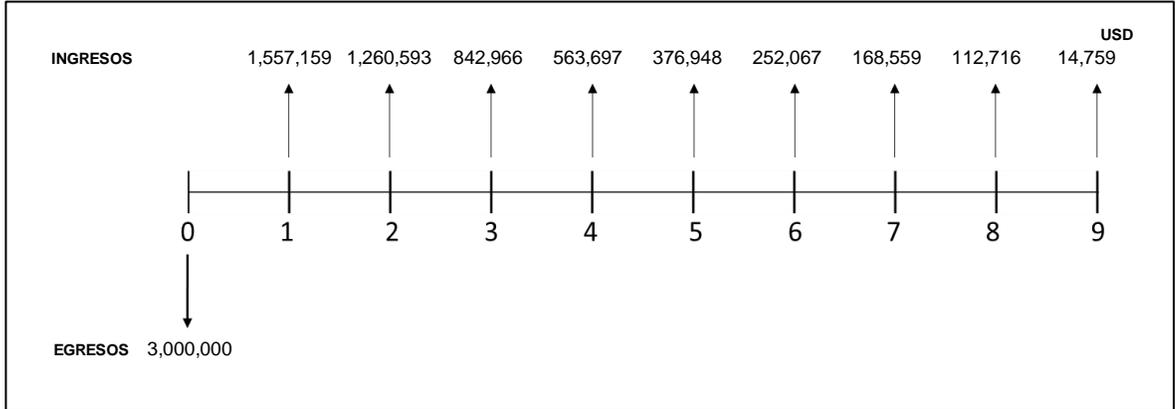


Figura 46. Flujo de caja neto del Piloto Gamma.



5.4.3.4 Piloto Delta, Bloque E. El flujo de caja del Piloto Épsilon se puede observar en la **Figura 45** y el flujo de caja neto del mismo en la **Figura 46**.

Figura 47. Flujo de caja del Piloto Delta.

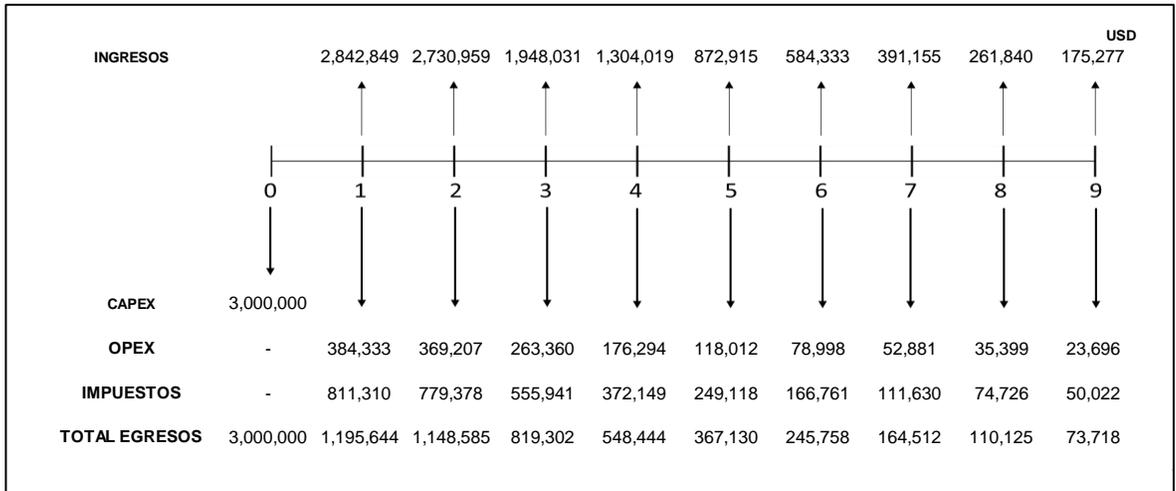
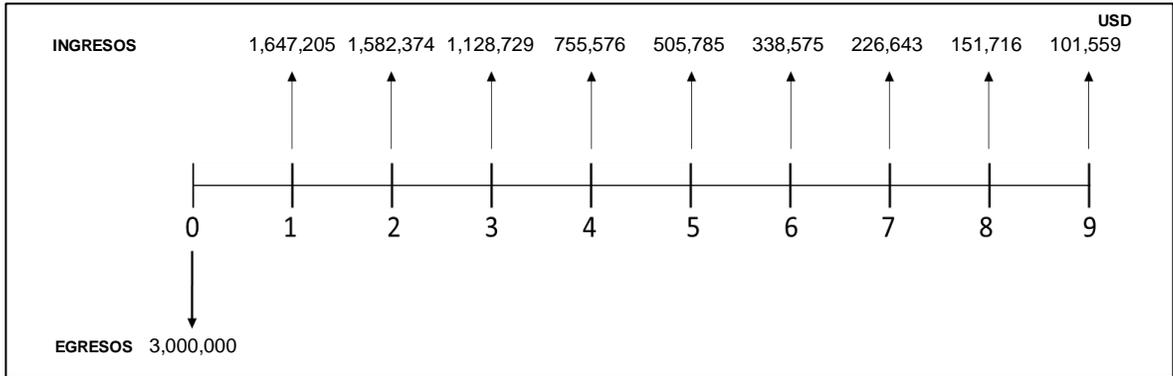


Figura 48. Flujo de caja neto del Piloto Delta.



5.4.3.5 Piloto Épsilon, Bloque E. El flujo de caja del piloto se puede observar en la **Figura 49** y el flujo de caja neto del mismo en la **Figura 50**.

Figura 49. Flujo de caja del Piloto Épsilon.

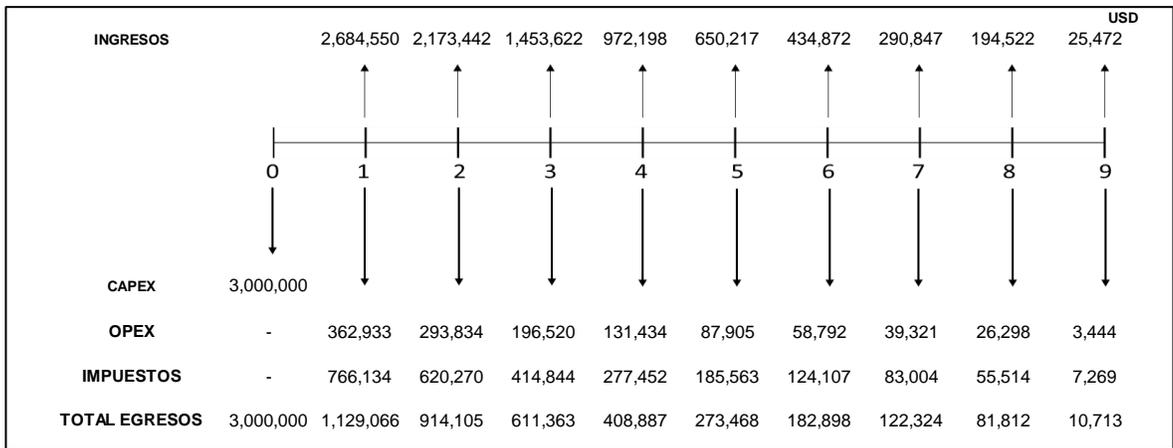
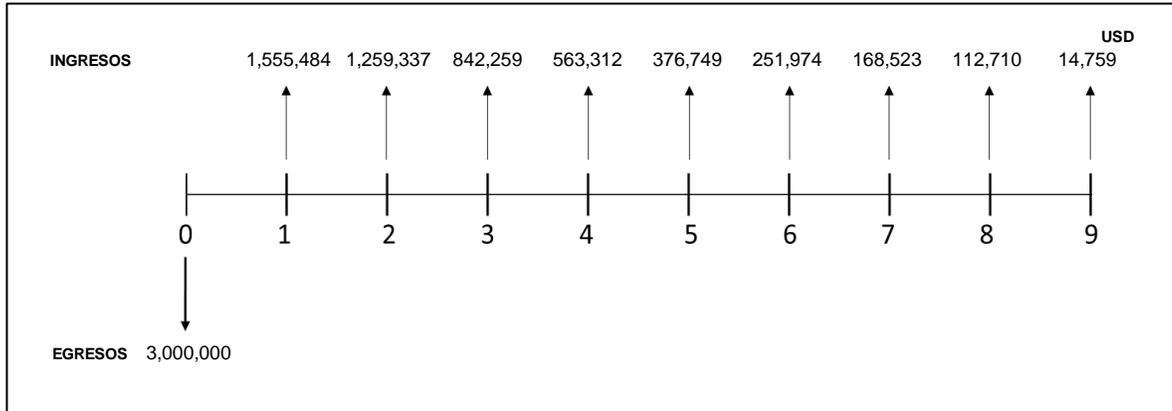


Figura 50. Flujo de caja neto del Piloto Épsilon.



5.4.4 Valor Presente Neto (VPN). Es el indicador financiero más conocido a la hora de evaluar un proyecto⁶⁸, ya que indica si un proyecto logra maximizar la inversión y así determinar la viabilidad de un proyecto. Representa el dinero la suma de todos los flujos de caja individuales traídos a los valores del día de hoy. Puede ser positivo, negativo o cero, si es positivo indicará que la inversión traerá beneficios, pero si es negativo la empresa tendrá pérdidas y de ser igual cero, la inversión no traerá ni beneficios ni pérdidas. A continuación, se calcula el VPN para cada los cinco (5) escenarios escogidos para los pilotos de inyección de agua como se mostró anteriormente con la **Ecuación 9**.

5.4.4.1 Piloto Alfa, Bloque A. Después de realizar el flujo de caja correspondiente a los nueve (9) años de evaluación del proyecto, se procede a realizar el cálculo del VPN para el Piloto Alfa mediante la **Ecuación 22**.

Ecuación 22. Valor Presente Neto del Piloto Alfa.

$$\begin{aligned}
 VPN_{(0.11)} &= -300,000 + \frac{1,539,512}{(1 + 0.11)^1} + \frac{1,539,512}{(1 + 0.11)^2} + \frac{1,507,637}{(1 + 0.11)^3} + \frac{1,323,841}{(1 + 0.11)^4} \\
 &\quad + \frac{1,144,311}{(1 + 0.11)^5} + \frac{989,128}{(1 + 0.11)^6} + \frac{854,990}{(1 + 0.11)^7} + \frac{739,042}{(1 + 0.11)^8} + \frac{638,819}{(1 + 0.11)^{10}} \\
 VPN_{(0.11)} &= -300,000 + 1,386,948 + 1,249,503 + 1,102,371 + 872,055 + 679,093 \\
 &\quad + 528,828 + 411,813 + 320,690 + 249,730 \\
 VPN_{(0.11)} &= 6,501,032 \text{ USD}
 \end{aligned}$$

⁶⁸ PYMESFUTURO. El valor Presente Neto. [En línea]. [15 de Marzo de 2018]. Disponible en: <https://www.pymesfuturo.com/vpneto.htm>.

5.4.4.2 Piloto Beta, Bloque B. Después de realizar el flujo de caja correspondiente a los nueve (9) años de evaluación del proyecto, se procede a realizar el cálculo del VPN para el Piloto Beta mediante la **Ecuación 23**.

Ecuación 23. Valor Presente Neto del Piloto Beta.

$$\begin{aligned}
 VPN_{(0.11)} &= -3,000,000 + \frac{1,368,505}{(1 + 0.11)^1} + \frac{1,368,505}{(1 + 0.11)^2} + \frac{1,309,572}{(1 + 0.11)^3} + \frac{1,102,951}{(1 + 0.11)^4} \\
 &\quad + \frac{921,595}{(1 + 0.11)^5} + \frac{770,058}{(1 + 0.11)^6} + \frac{643,439}{(1 + 0.11)^7} + \frac{537,639}{(1 + 0.11)^8} + \frac{449,236}{(1 + 0.11)^{10}} \\
 VPN_{(0.11)} &= -300,000 + 1,232,887 + 1,110,709 + 957,548 + 726,548 + 546,922 \\
 &\quad + 411,705 + 309,918 + 233,296 + 175,617 \\
 VPN_{(0.11)} &= 5,405,150 \text{ USD}
 \end{aligned}$$

5.4.4.3 Piloto Gamma, Bloque C. Después de realizar el flujo de caja correspondiente a los nueve (9) años de evaluación del proyecto, se procede a realizar el cálculo del VPN para el Piloto Gamma mediante la **Ecuación 24**.

Ecuación 24. Valor Presente Neto del Piloto Gamma.

$$\begin{aligned}
 VPN_{(0.11)} &= -300,000 + \frac{1,557,159}{(1 + 0.11)^1} + \frac{1,260,593}{(1 + 0.11)^2} + \frac{842,966}{(1 + 0.11)^3} + \frac{563,697}{(1 + 0.11)^4} \\
 &\quad + \frac{376,948}{(1 + 0.11)^5} + \frac{252,067}{(1 + 0.11)^6} + \frac{168,559}{(1 + 0.11)^7} + \frac{112,716}{(1 + 0.11)^8} + \frac{14,759}{(1 + 0.11)^9} \\
 VPN_{(0.11)} &= -300,000 + 1,402,846 + 1,023,126 + 616,370 + 371,325 + 223,700 \\
 &\quad + 134,765 + 81,188 + 48,911 + 5,770 \\
 VPN_{(0.11)} &= 3.608,000 \text{ USD}
 \end{aligned}$$

5.4.4.4 Piloto Delta, Bloque E. Después de realizar el flujo de caja correspondiente a los nueve (9) años de evaluación del proyecto, se procede a realizar el cálculo del VPN para el Piloto Delta mediante la **Ecuación 25**.

Ecuación 25. Valor Presente Neto del Piloto Delta.

$$\begin{aligned} VPN_{(0.11)} &= -300,000 + \frac{1,647,205}{(1 + 0.11)^1} + \frac{1,582,374}{(1 + 0.11)^2} + \frac{1,128,729}{(1 + 0.11)^3} + \frac{755,576}{(1 + 0.11)^4} \\ &\quad + \frac{505,785}{(1 + 0.11)^5} + \frac{338,575}{(1 + 0.11)^6} + \frac{226,643}{(1 + 0.11)^7} + \frac{151,716}{(1 + 0.11)^8} + \frac{101,559}{(1 + 0.11)^9} \\ VPN_{(0.11)} &= -300,000 + 1,483,969 + 1,284,290 + 825,317 + 497,721 + 300,159 \\ &\quad + 181,016 + 109,165 + 65,833 + 39,702 \\ VPN_{(0.11)} &= 4,487,172 \text{ USD} \end{aligned}$$

5.4.4.5 Piloto Épsilon, Bloque E. Después de realizar el flujo de caja correspondiente a los nueve (9) años de evaluación del proyecto, se procede a realizar el cálculo del VPN para el Piloto Delta mediante la **Ecuación 26**.

Ecuación 26. Valor Presente Neto del Piloto Épsilon.

$$\begin{aligned} VPN_{(0.11)} &= -300,000 + \frac{1,555,484}{(1 + 0.11)^1} + \frac{1,259,337}{(1 + 0.11)^2} + \frac{842,259}{(1 + 0.11)^3} + \frac{563,312}{(1 + 0.11)^4} \\ &\quad + \frac{376,749}{(1 + 0.11)^5} + \frac{251,974}{(1 + 0.11)^6} + \frac{168,523}{(1 + 0.11)^7} + \frac{112,710}{(1 + 0.11)^8} + \frac{14,759}{(1 + 0.11)^9} \\ VPN_{(0.11)} &= -300,000 + 1,401,337 + 1,022,106 + 615,852 + 371,071 + 223,582 \\ &\quad + 134,716 + 81,171 + 48,908 + 5,770 \\ VPN_{(0.11)} &= 3,604,512 \text{ USD} \end{aligned}$$

5.4.5 Conclusión de la evaluación financiera. Desde el punto de vista financiero, utilizando el indicador financiero Valor Presente Neto (VPN), los cinco (5) pilotos de inyección de agua son factibles para Ecopetrol S.A. debido a que el valor presente neto obtenido para cada uno es mayor que cero: 6,501,032 USD para el Piloto Alfa, 5,405,150 USD para el Piloto Beta, 3,680,000 USD para el Piloto Gamma, 4,487,172 USD para el Piloto Delta y 3,604,512 USD para el Piloto Épsilon más la Tasa Interna de Oportunidad. Este resultado exitoso para los cinco (5) pilotos se logra gracias al considerable incremental de producción que se obtuvo es para cada piloto, dadas las características del campo.

6. CONCLUSIONES

- La estructura principal del yacimiento corresponde a un monoclinal suave que se ha visto afectado por eventos tectónicos que desembocaron en un sistema de fallas extensionales que corresponde a la falla transcurrente Velásquez y varias fallas paralelas a esta que atraviesan el campo.
- Aunque el sistema de fallas extensionales compartimentalizó el campo en 14 unidades geológicas, existen cinco (5) zonas con diferencias marcadas en el comportamiento de las presiones y la distribución de las propiedades de roca y fluido a lo largo del yacimiento, las cuales se designaron como los Bloques A, B, C, D y E para el Campo Ermitaño.
- El modelo de predicción más adecuado para realizar la simulación de Montecarlo es el modelo del año 2016, el cual realizo con el método de predicción de Craig Geffen y Morse y tiene en cuenta la eficiencia de barrido areal, no castiga financieramente el proyecto con nuevas perforaciones e integra información actualizada de propiedades PVT, permeabilidades relativas y la compartimentalización de las Formaciones Colorado y Mugrosa.
- Con la información de permeabilidades relativas y su posterior análisis haciendo uso del Método de ajuste de Corey se logró establecer que tanto la Formación Mugrosa como la Formación Colorado son humectadas por petróleo ya que la permeabilidad relativa al petróleo es mayor a la del agua cuando la saturación de agua es menor al 50%.
- Gracias a la evaluación hecha al modelo de inyección se identificó que las variables a sensibilizar son el caudal inicial, el tiempo de plateau, el factor de declinación y el caudal de inyección porque determinan el comportamiento del proceso de inyección de agua para cada bloque.
- Los factores financieros corresponden a variables deterministas, ya que son fijados por Ecopetrol S.A. anualmente y están exentos de variabilidad, a menos que se presente una renegociación de los contratos.
- Se asignaron dos (2) pilotos de inyección de agua en el Bloque E, los cuales se ubican en dos (2) zonas representativas del bloque, una al sur de este donde hay un petróleo de 18 °API promedio y otra al norte con 16 °API promedio.
- Mediante un análisis del comportamiento de la desviación estándar para simulaciones realizadas a las cuales se les vario el número de escenarios generadas en un rango de 100 a 10000 escenarios se determinó que para el proyecto se requerían 1500 escenarios por simulación.

- Gracias a la simulación de Montecarlo se identificaron los mejores escenarios dentro de los percentiles 10 y 50 para los cinco (5) pilotos de acuerdo con el criterio de barriles eficientes de Ecopetrol S.A., obteniendo una ganancia de 17.21 USD por barril de petróleo producido para el Piloto Alfa, 18.43 USD por barril para el Piloto Beta, 22.28 USD por barril para el Piloto Gamma, 22.80 USD por barril para el Piloto Delta y 22.26 USD por barril para el Piloto Épsilon.
- Se identificó que la recuperación de petróleo para el Piloto Alfa es de 0.49 MBbls de petróleo, 0.37 MBbls para el Piloto Beta, 0.18 MBbls de petróleo para el Piloto Gamma, 0.23 MBbls de petróleo para el Piloto Delta y 0.18 MBbls de petróleo para el Piloto Épsilon.
- Con el criterio de barriles eficientes se logró identificar que el comportamiento de cada piloto es el mismo así el precio de venta del barril de petróleo varíe ya los perfiles de producción se mantienen y solo varían las ganancias obtenidas por barril, siendo esto así, por cada cinco (5) dólares que varía el precio de venta del barril, las ganancias por barril producido varían dos (2) dólares.
- Se establecieron las presiones de inyección mínimas y máximas para cada piloto de acuerdo con las profundidades de inyección, el gradiente de fractura y un factor de seguridad del 10%, siendo así 2620.59 psia la menor presión, para el piloto Gamma, y la mayor 3182.45 psia para el Piloto Alfa.
- Al evaluar financieramente este proyecto utilizando el indicador financiero Valor Presente Neto (VPN) se determinó que cada uno de los cinco (5) escenarios seleccionados para los cinco (5) pilotos de inyección de agua son factibles para Ecopetrol S.A. debido a que el valor presente neto obtenido para cada uno es mayor que cero: 6,501,032 USD para el Piloto Alfa, 5,405,150 USD para el Piloto Beta, 3,680,000 USD para el Piloto Gamma, 4,487,172 USD para el Piloto Delta y 3,604,512 USD para el Piloto Épsilon más la Tasa Interna de Oportunidad.

7. RECOMENDACIONES

- Evaluar el proceso de inyección de agua mejorada en el campo con el fin de alterar la tensión interfacial entre la roca y los fluidos de las Formaciones Mugrosa y Colorado con el fin de cambiar la humectabilidad de la roca, disminuir la cantidad de agua inyectada y mejorar la recuperación de petróleo.
- Reevaluar la distribución de los Bloques enfocándolo en el Bloque D, ya que se encuentra inactivo y su historia de producción es nula.
- Evaluar la posibilidad de implementar el proyecto en la Formación Colorado para aprovechar el potencial de esta zona.
- Integrar dentro del modelo de inyección usado el comportamiento de las presiones del yacimiento para generar estimados más precisos respecto a las presiones de inyección.
- Integrar dentro de la simulación las eficiencias de recobro volumétrico y vertical para cuantificar de una manera más precisa el comportamiento de la inyección de agua.
- Revisar el estado de los núcleos o adquirir nuevos del campo para realizar análisis de laboratorio que permitan mejorar la distribución de las propiedades PVT en el campo para evitar la dependencia de algoritmos.
- Estructurar próximos proyectos de perforación Inter-espaciada de acuerdo con patrones de inyección de cinco pozos para que puedan ser usados en futuros proyectos de recuperación secundaria.
- Realizar simulaciones con el software Icaro® teniendo en cuenta los modelos de inyección realizados en el año 2010 y 2014 para realizar diferentes analogías y obtener diferentes escenarios.
- Segmentar los escenarios generados en próximas simulaciones de acuerdo con los percentiles 10 y 50 para realizar, evitando así la selección de los escenarios con el criterio de barriles eficientes en escenarios no tan optimistas como el percentil 90.

BIBLIOGRAFÍA

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Colombian Sedimentary Basins. Bogotá. ANH, 2007. 50 p.

AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook. 4 ed. Houston: Elsevier, 1990 1186 p.

ANCHEYTA, Jorge. Deactivation of Heavy Oil Hydroprocessing Catalysts: Fundamentals and Modeling. Hoboken: John Wiley & Sons, 2016, 336 p.

BACA, Guillermo. Ingeniería económica. Bogotá: Fondo educativo panamericano, 2005. 413 p.

CIED PDVSA. Recobro adicional de petróleo por métodos convencionales. Maracaibo: PDVSA, 1997. 220 p.

COLOMBIA. CONGRESO DE LA REPUBLICA. Ley 1819. (29, Diciembre, 2016). Por medio de la cual se adopta una reforma tributaria estructural, se fortalecen los mecanismos para la lucha contra la evasión y la elusión fiscal, y se dictan otras disposiciones. Diario Oficial. Bogotá, D.C., 2016. No. 50101. 174 p.

COLOMBIA. CONGRESO DE LA REPUBLICA. Ley 756. (23, julio, 2002). Por la cual se modifica la Ley 141 de 1994, se establecen criterios de distribución y se dictan otras disposiciones. Diario oficial Bogotá, D.C., 2002. No. 44878. 23 p.

DE PORTA, J. Léxico Estratigráfico de Colombia. Paris: Centre national de la recherche scientifique, 1974. 625 p.

DRIELLS, Morris. SHIN, Young. Determining the number of iterations for Monte Carlo simulations of weapon effectiveness. Monterey: 2004. 30 p.

ECOPETROL S.A. Plan de Desarrollo Campo Ermitaño. Bogotá D.C.: 2015. 120 p.

ECOPETROL S.A., Gerencia de Yacimientos. Reporte de avance propuesta piloto de inyección de agua en el Campo Ermitaño. Bogotá D.C.: 2014. 13 p.

ECOPETROL S.A., Gerencia de Yacimientos. Geología del Campo Ermitaño. Bogotá D.C.: 2016. 20 p.

ECOPETROL S.A., Gerencia de Yacimientos. Estudio Integrado de Yacimientos. Bogotá D.C.: 2016. 50 p.

ECOPETROL S.A., Gerencia de Yacimientos. Interpretación de Bloques del Campo Ermitaño: Bogotá D.C., 2016. 15 p.

ECOPETROL S.A., Vicepresidencia de desarrollo y producción. Costos totales operacionales: Bogotá D.C., 2018.

ESCOBAR, Freddy. Aspectos fundamentales de recobro secundario y terciario. Neiva: Editorial Universidad Surcolombiana, 2006, 209 p.

ESCOBAR, Freddy. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Neiva: Editorial Universidad Surcolombiana, 2012, 331 p.

FERRER DE PARIS, Magdalena. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Maracaibo: Ediciones Astro Data, 2009, 588 p.

FERRER DE PARIS, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo: Ediciones Astro Data, 2001, 392 p.

FINANZAS PARA MORTALES. Método de Montecarlo. [En línea]. [20 de Noviembre de 2017] disponible en: <http://www.wiki-finanzas.com/index.php?seccion=Contenido&id=2011C076>.

GARCÍA, Mario, et al. Informe Ejecutivo: Evaluación Del Potencial Hidrocarburífero De Las Cuencas Colombianas. Abril, 2009. Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH. 159 p.

HALLIBURTON, Plan de Desarrollo Campo Ermitaño. Bogotá D.C.: 2010. 240 p.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Documentación. Presentación de tesis, trabajos de grado y otros trabajos de investigación. 1 ed. Bogotá: ICONTEC, 2008. 33 p. NTC 1486

_____. Referencias bibliográficas, contenido, forma y estructura. 1 ed. Bogotá: ICONTEC, 2008. 38 p. NTC 5613

_____. Referencias documentales para fuentes de información electrónicas. 1 ed. Bogotá: ICONTEC, 2008. 23 p. NTC 4490

INTERFACIES S.A. Manual del usuarios - Sahara 3.2: Buenos Aires, 2008. 800 p.

JULIVERT Manuel. Léxico estratigráfico de Colombia. Paris: Centre national de la recherche scientifique, 1968. 575 p.

LATIL Marcel. Enhanced oil recovery. Paris: Institut français du pétrole 1980. 236 p.

ILLANA, José. Método Montecarlo. Granada: Universidad de Granada, 2013. 47 p.

PORTAFOLIO. Barriles eficientes, eje de la nueva estrategia de Ecopetrol. [En línea]. [15 de Marzo de 2018]. Disponible en: <http://www.portafolio.co/negocios/empresas/estrategia-sacrificar-barriles-da-ventajas-presidente-ecopetrol-496585>.

POSADA, C., et al. Geoquímica de yacimientos de la Formación Caballos en el Campo Orito, Putumayo - Colombia. En: CT&F - Ciencia, Tecnología y Futuro. Diciembre, 2001, vol. 2, no. 2. 124 p. ISSN 0122-5383.

PYMESFUTURO. El valor Presente Neto. [En línea]. [15 de Marzo de 2018]. Disponible en: <https://www.pymesfuturo.com/vpneto.htm>.

RAO, Chetan. Report on application of probability in risk analysis in oil and gas industry. Filadelfia: Universidad Drexel, 2010. 5 p.

SCHLUMBERGER. Oilfiel Glossary. [En línea]. [2 de Febrero de 2018]. Disponible en: http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/f/flooding_pattern.aspx.

SCHLUMBERGER. Oilfiel Glossary. [En línea]. [20 de Noviembre de 2017]. Disponible en: http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/b/bed_thickness.aspx.

SMITH, James. COBB, William. Waterflooding. Dallas: Midwest Office of the Petroleum Technology Transfer Council, 1997. 584 p.

TRIOLA, Mario. Probabilidad y estadística. 10 ed. México D.F.: Pearson Education, 2009, 904 p.

U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. Europe Brent spot Price. [En línea]. [9 de Mayo de 2018]. Disponible en: <https://www.eia.gov/dnav/pet/hist/RBRTED.htm>

WALPOLE, Ronald. et al. Probabilidad y estadística para ingenieros. 6ed. México D.F.: Pearson Education, 2009, 752 p.

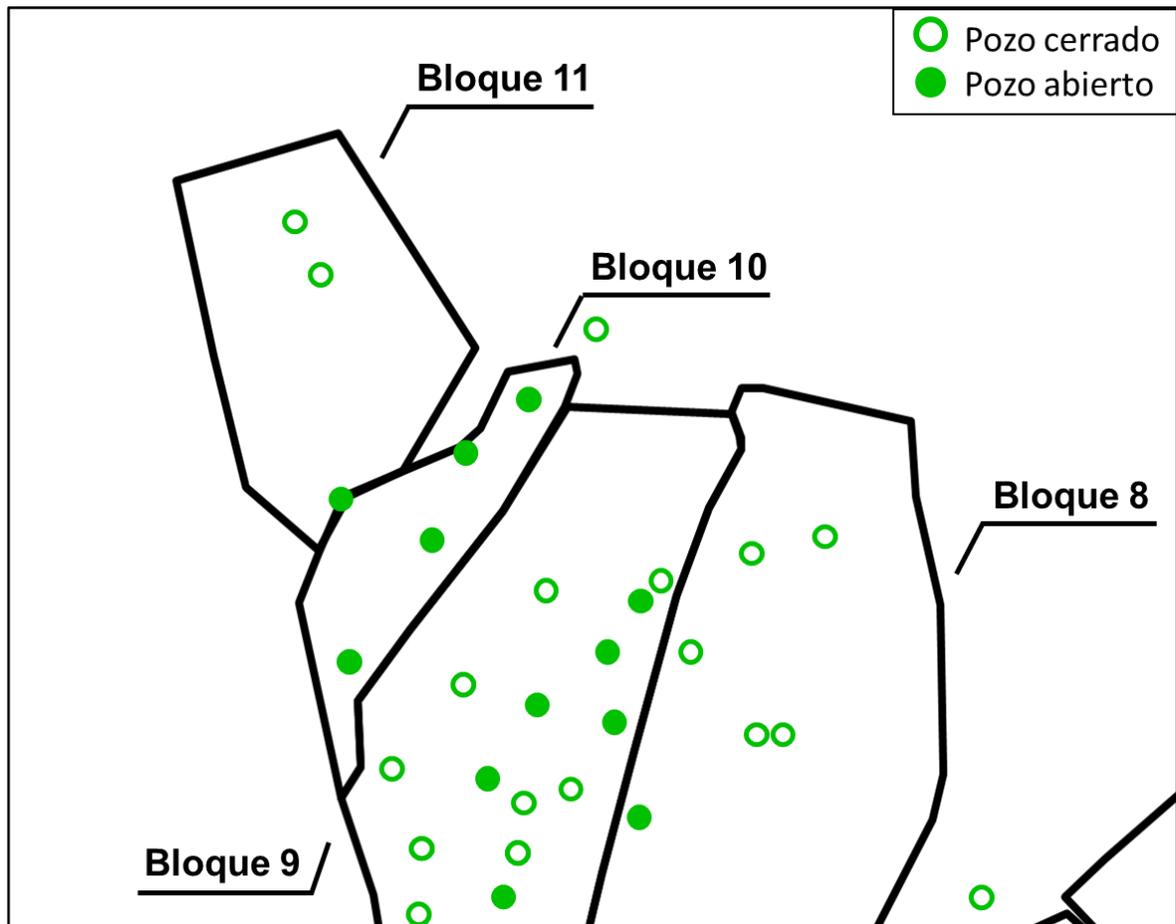
ANEXOS

ANEXO A

INTERPRETACIÓN DE LOS BLOQUES DEL CAMPO ERMITAÑO.

Inicialmente Grupo de Ingeniería de Geología de Ecopetrol S.A. dividió el campo en 14 bloques. En el año 2015 el Grupo de Ingeniería de Yacimientos, con el fin de facilitar el manejo de la información del campo, tomó la decisión de analizar la compartimentalización del campo tomando como base de este análisis la historia de producción de cada uno de los bloques del campo, a excepción de los bloques 10 y 11 debido a la falta de información que existen de ambos, esto obedece a que solo se han perforado cinco (5) pozos para el bloque 10, los cuales están en producción, y para el bloque 11 solo se cuenta con información de 2 pozos que se encuentran cerrados como se puede evidenciar a continuación.

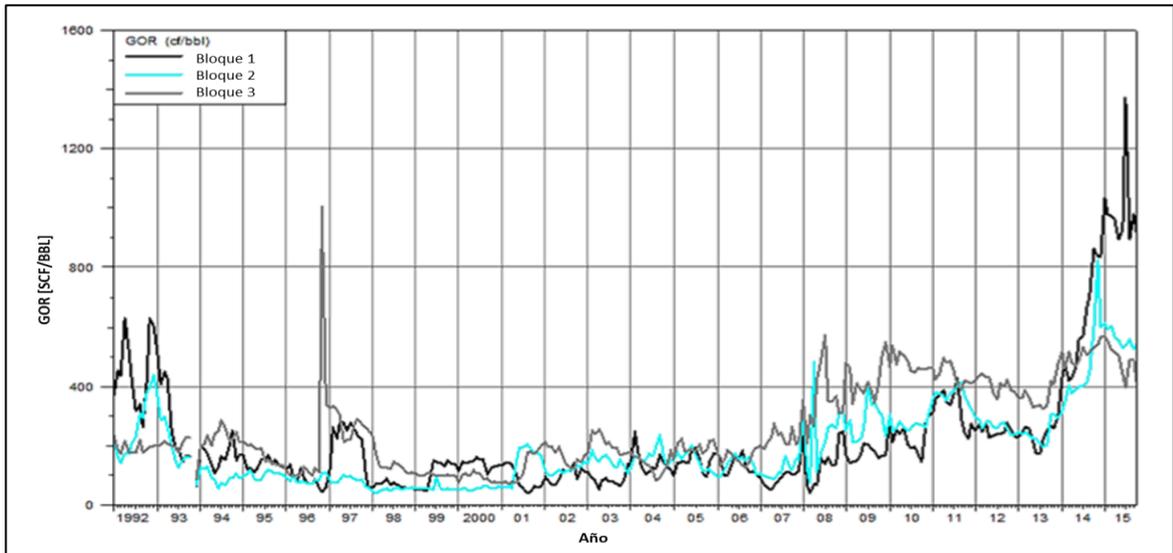
- Ubicación de los pozos en los Bloques 8, 9, 10 y 11



Fuente: ECOPETROL S.A., Sahara®. Bogotá D.C., 2017.

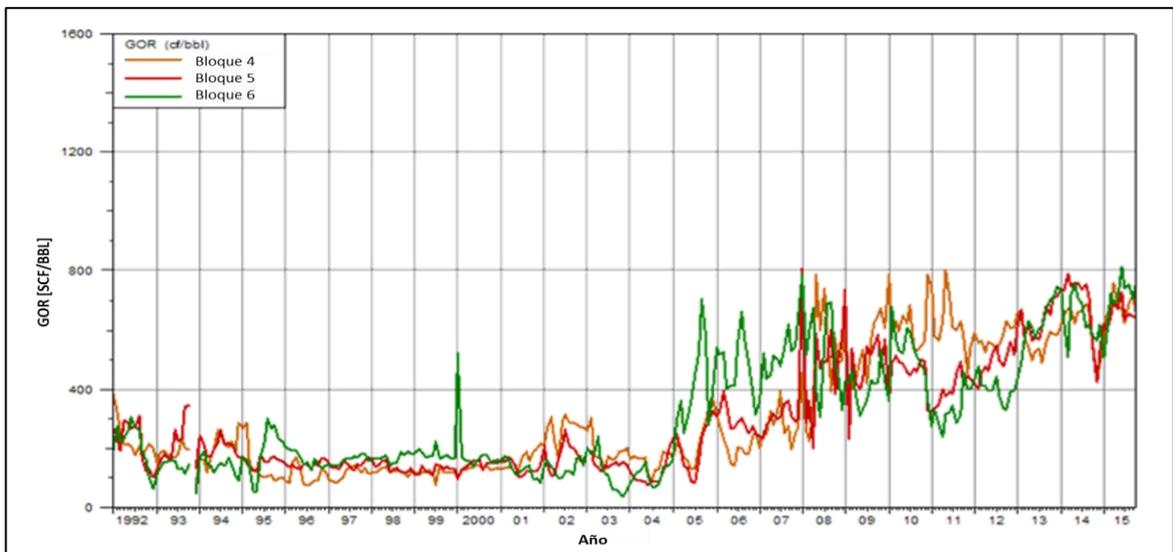
En el análisis de la historia de producción de los bloques se observaron tendencias similares en el GOR de bloques contiguos entre sí, tomando como base esto se agruparon estos bloques en cuatro (4) grupos. En las siguientes graficas se puede observar las tendencias mencionadas anteriormente para cada uno de los cuatro (4) grupos.

- Comportamiento del GOR en los Bloques 1, 2 y 3.



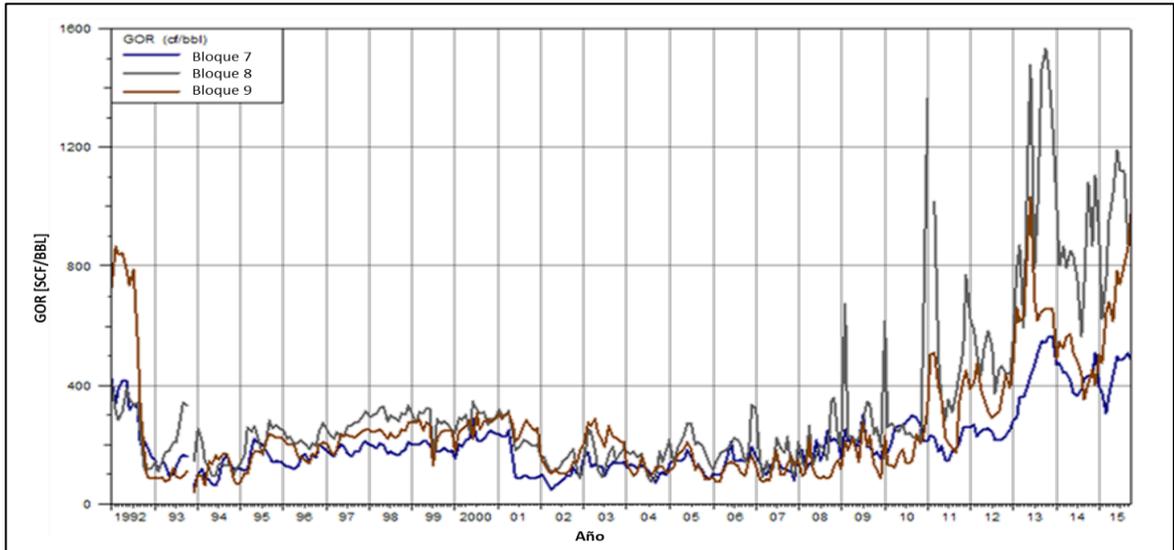
Fuente: ECOPEPETROL S.A., OFM®. Bogotá D.C.,2017.

- Comportamiento del GOR en los Bloques 4, 5 y 6.



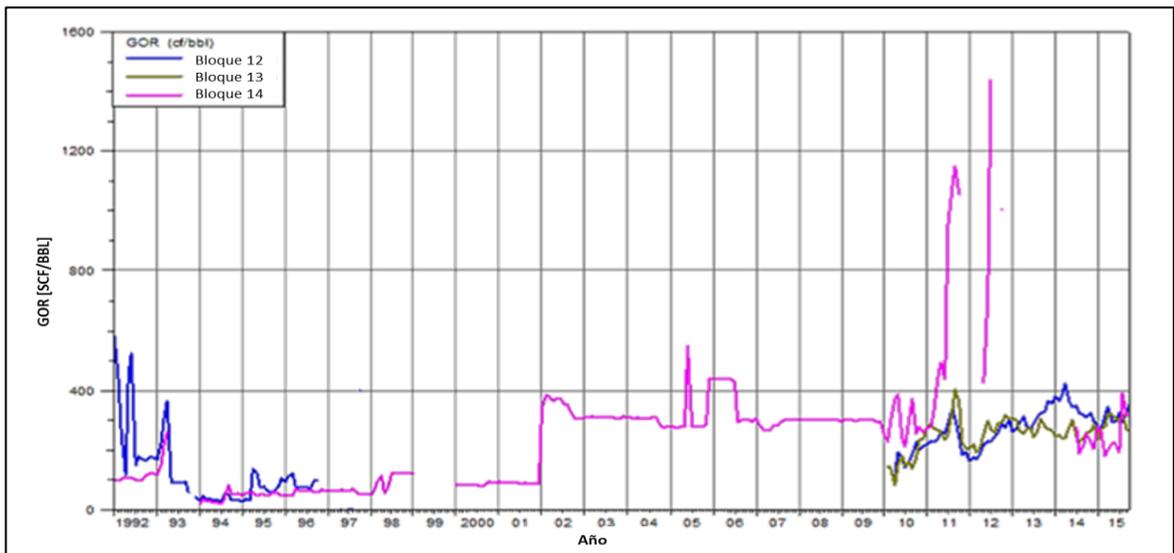
Fuente: ECOPEPETROL S.A., OFM®. Bogotá D.C.,2017.

- Comportamiento del GOR en los Bloques 7, 8 y 9.



Fuente: ECOPEPETROL S.A., OFM®. Bogotá D.C.,2017.

- Comportamiento del GOR en los Bloques 12, 13 y 14.



Fuente: ECOPEPETROL S.A., OFM®. Bogotá D.C.,2017.

Gracias al análisis realizado sobre la historia de producción de los bloques del Campo Ermitaño se pudieron agrupar los 14 bloques iniciales en cinco (5) bloques nuevos, a continuación, se observa una relación de los bloques propuestos inicialmente por el grupo de geología con respecto a los nuevos bloques propuestos por el Grupo de Ingeniería de Yacimientos.

- Bloques del Campo Ermitaño.

Bloques geología	Bloques ingeniería
1	A
2	
3	
4	B
5	
6	
7	C
8	
9	
10	D
11	
12	E
13	
14	

Fuente: ECOPETROL S.A., Gerencia de Yacimientos. Interpretación de Bloques del Campo Ermitaño: Bogotá D.C., 2016. Modificado por el autor.

ANEXO 2

DATOS USADOS ANÁLISIS DE MECANISMOS DE PRODUCCIÓN

A continuación, en la se observan los datos de factor de recobro y relación de presión inicial usados graficar las curvas tipo de los mecanismos de producción para determinar el mecanismo de producción de la Formación Colorado, estos datos provienen de la historia de producción del campo y de 44 pruebas de presión realizadas a la formación durante los años 1956 y 2013.

- Resumen análisis PVT del Campo Ermitaño.

Expansión roca y fluido		Gas en solución		Capa de gas		Segregación gravitacional		Acuífero activo	
FR [%]	% Pi [%]	FR [%]	% Pi [%]	FR [%]	% Pi [%]	FR [%]	% Pi [%]	FR [%]	% Pi [%]
0	100	0	100	0	100	0	100	0	100
0.09	94.92	1.258	95.890	2.525	96.273	2.525	96.273	0.088	94.921
0.37	89.84	2.71	90.80	4.37	93.33	4.37	93.33	0.37	89.84
1.03	76.75	4.45	84.74	6.90	89.60	6.90	89.60	0.75	85.74
1.40	68.74	6.58	77.50	8.01	87.73	8.01	87.73	1.62	81.63
1.87	60.34	7.84	72.80	9.00	86.16	9.00	86.16	2.68	78.11
2.15	52.33	8.51	69.67	9.99	84.70	9.99	84.70	4.04	74.97
2.62	42.56	10.34	60.09	11.01	83.17	11.01	83.17	5.60	72.23
3.18	31.23	11.00	56.24	12.00	81.45	12.00	81.45	7.64	69.48
3.83	17.94	12.00	50.92	14.57	76.86	13.00	79.99	10.45	66.73
4.30	9.15	13.00	44.56	15.92	74.12	14.28	78.03	13.08	64.37
		13.99	39.45	17.48	70.98	16.12	75.48	14.00	63.67
		15.00	34.17	19.51	66.67	18.94	71.36	15.00	62.90
		16.32	27.04	21.65	61.38	21.17	67.83	16.00	62.46
		17.38	22.93	22.42	59.03	22.82	64.89	17.00	61.72
		18.01	20.89	23.20	57.08	25.25	60.77	18.00	61.10
		18.99	17.15	23.78	54.92	26.70	58.03	18.99	60.55
		20.00	14.19	24.84	49.06	29.42	52.54	20.00	59.92
		21.00	11.76	25.60	43.19	32.23	44.91	20.99	59.43
				26.37	36.94	34.17	40.21	23.59	58.05
				27.23	29.71	38.15	31.78	29.43	55.67
				28.57	18.17	39.99	27.86	31.76	54.87
				29.44	12.11	41.25	25.71	32.00	54.57
						43.97	21.78	34.00	53.97
						58.17	10.95	40.00	51.89
								45.29	50.68

Fuente: ESCOBAR, Freddy. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Neiva: Editorial Universidad Surcolombiana, 2012, p. 27. Modificado por el autor.

En la siguiente tabla está compilada información general de las pruebas de presión, los datos usados y calculados para determinar el mecanismo de producción de la Formación Colorado, estos datos provienen de la historia de producción del campo y de 44 pruebas de presión realizadas a la formación durante los años 1956 y 2013. Cabe mencionar que para los cálculos se usó una profundidad de referencia o datum de 2700 ft y un STOOIP de 674.78 MBbl.

- Información determinación mecanismo de producción Formación Colorado.

Pozo	Prueba	Fecha	P _D [psia]	ΔP [%]	N _p [MBbl]	FR [%]	V _f [psia/ft]
ERM - 052	Estática	15/07/1956	1335.80	80.57	0	0	0.495
ERM - 047	Estática	04/09/1957	1257.80	75.86	0	0	0.466
ERM - 081	Estática	20/01/1958	1215.80	73.33	0	0	0.450
ERM - 077	Estática	23/05/1958	1285.80	77.55	0	0	0.476
ERM - 051	Estática	11/06/1958	1277.80	77.07	0	0	0.473
ERM - 052	Estática	15/06/1958	1335.80	80.57	0	0	0.495
ERM - 065	Estática	06/07/1958	1283.80	77.43	0	0	0.475
ERM - 098	Estática	20/06/1956	1347.80	81.29	0	0	0.499
ERM - 082	Estática	27/12/1957	1307.80	78.88	0	0	0.484
ERM - 082	Estática	12/01/1958	1337.80	80.69	0	0	0.495
ERM - 098	Estática	12/09/1958	1317.80	79.48	0	0	0.488
ERM - 084	Estática	16/06/1956	1248.80	75.32	0	0	0.463
ERM - 100	Estática	25/07/1956	1369.80	82.62	0	0	0.507
ERM - 097	Estática	09/06/1958	1311.80	79.12	0	0	0.486
ERM - 099	Estática	24/07/1958	1402.80	84.61	0	0	0.520
ERM - 097	Estática	11/09/1958	1269.80	76.59	0	0	0.470
ERM - 090	Estática	19/04/1960	1246.80	75.20	0.40	0.60	0.462
ERM - 047	Estática	06/06/1959	1343.80	81.05	0.58	0.86	0.498
ERM - 047	Estática	30/10/1959	1177.80	71.04	0.97	1.44	0.436
ERM - 063	Estática	17/05/1960	1246.80	75.20	1.58	2.35	0.462
ERM - 063	Estática	29/06/1960	1246.80	75.20	1.67	2.48	0.462
ERM - 63	Estática	29/06/1960	1244.93	75.09	1.67	2.48	0.461
ERM - 097	Estática	20/12/1974	1274.80	76.89	3.56	5.27	0.472
ERM - 097	Estática	23/01/1979	1314.80	79.30	3.87	5.74	0.487
ERM - 135	Estática	20/11/1982	1112.80	67.12	4.13	6.13	0.412
ERM - 080	PBU	22/07/2004	1131.06	68.22	4.72	6.99	0.419
ERM - 082	PBU	16/04/1974	1058.43	63.84	7.82	11.58	0.392
ERM - 055	Estática	09/05/1971	958.35	57.80	11.44	16.96	0.355

ERM - 055	PBU	09/05/1971	958.35	57.80	11.44	16.96	0.355
ERM - 082	PBU	10/08/1986	1120.45	67.58	11.70	17.34	0.415
ERM - 055	Estática	03/10/1972	1009.44	60.88	12.52	18.55	0.374
ERM - 067	PBU	30/07/2013	1101.37	66.43	17.96	26.62	0.408
ERM - 049	PBU	01/08/2013	974.78	58.79	17.98	26.64	0.361
ERM - 049	PBU	31/08/2013	974.78	58.79	17.98	26.64	0.361
ERM - 049	PBU	20/09/2013	974.78	58.79	18.00	26.67	0.361
ERM - 049	PBU	20/09/2013	974.78	58.79	18.00	26.67	0.361
ERM - 106	PBU	16/10/1996	850.50	51.30	21.30	31.57	0.315
ERM - 014	PBU	18/10/1996	902.14	54.41	21.30	31.57	0.334
ERM - 115	PBU	19/10/1996	1032.98	62.30	21.30	31.57	0.383
ERM - 115	PBU	19/10/1996	951.33	57.38	21.30	31.57	0.352
ERM - 115	PBU	06/09/1999	1062.31	64.07	22.05	32.68	0.393
ERM - 008	Estática	08/09/1999	957.45	57.75	22.05	32.68	0.355
ERM - 106	PBU	11/09/2013	978.65	59.03	26.48	39.24	0.362
ERM - 115	PBU	17/09/2013	1030.40	62.15	26.48	39.24	0.382

Fuente: ECOPETROL S.A., Gerencia de Yacimientos. Estudio Integrado de Yacimientos: Bogotá D.C., 2016. p. 14. Modificado por el autor.

En la siguiente tabla está compilada información general de las pruebas de presión y los datos usados para determinar el mecanismo de producción de la Formación Mugrosa, estos datos provienen de la historia de producción del campo y de 44 pruebas de presión realizadas a la formación durante los años 1955 y 2011. Cabe mencionar que para los cálculos se usó una profundidad de referencia o datum de 4500 ft y un STOOIP de 475.38 MBbl.

- Información determinación mecanismo de producción Formación Mugrosa.

Pozo	Prueba	Fecha	P_D [psia]	ΔP [%]	N_p [MBbl]	FR [%]	∇f [psia/ft]
ERM - 001	Estática	27/05/1955	2187.20	92.17	0	0	0.486
ERM - 003	Estática	27/05/1955	2164.2	91.20	0	0	0.481
ERM - 023	Estática	18/12/1955	2061.2	86.86	0	0	0.458
ERM - 003	Estática	18/02/1956	2169.2	91.41	0	0	0.482
ERM - 007	Estática	15/11/1956	2089.2	88.04	0	0	0.464
ERM - 010	Estática	15/11/1956	2050.2	86.40	0	0	0.456
ERM - 002	PBU	16/11/1956	2165.20	91.24	0	0	0.481
ERM - 006	Estática	16/11/1956	2113.20	89.05	0	0	0.470
ERM - 003	Estática	16/11/1956	2101.20	88.55	0	0	0.467

ERM - 006	Estática	20/12/1956	2091.20	88.12	0	0	0.465
ERM - 006	Estática	20/12/1956	2091.20	88.12	0	0	0.465
ERM - 016	Estática	07/02/1957	2195.2	92.51	0	0	0.488
ERM - 002	PBU	21/03/1957	2102.20	88.59	0	0	0.467
ERM - 016	Estática	23/03/1957	2108.20	88.84	0	0	0.468
ERM - 016	Estática	24/03/1957	2201.20	92.76	0	0	0.489
ERM - 016	Estática	23/04/1957	2093.20	88.21	0	0	0.465
ERM - 003	Estática	04/10/1957	2064.2	86.99	0	0	0.459
ERM - 003	Estática	05/02/1958	2034.20	85.72	0	0	0.452
ERM - 003	Estática	17/06/1958	2097.2	88.38	0	0	0.466
ERM - 003	Estática	17/06/1958	2040.20	85.98	0	0	0.453
ERM - 024	Estática	29/06/1958	2036.20	85.81	0	0	0.452
ERM - 004	Estática	14/07/1958	2121.2	89.39	0	0	0.471
ERM - 010	Estática	26/07/1958	2089.20	88.04	0	0	0.464
ERM - 003	Estática	28/05/1959	2009.20	84.67	0.32	0.68	0.446
ERM - 088	PBU	21/07/1959	2055.20	86.61	0.46	0.96	0.457
ERM - 003	Estática	12/10/1959	1951.20	82.23	0.65	1.37	0.434
ERM - 002	Estática	12/05/1960	1794.45	75.62	1.08	2.27	0.399
ERM - 002	Estática	12/05/1960	1986.20	83.70	1.08	2.27	0.441
ERM - 003	Estática	13/09/1960	1933.20	81.47	1.38	2.91	0.430
ERM - 003	Estática	07/11/1960	1975.20	83.24	1.53	3.23	0.439
ERM - 142	Estática	19/12/1974	1374.20	57.91	4.20	8.83	0.305
ERM - 007	Estática	11/12/1964	892.91	37.63	4.71	9.91	0.198
ERM - 245	Estática	09/08/2013	869.25	36.63	4.73	9.94	0.193
ERM - 246	PBU	23/09/2013	1220.45	51.43	4.76	10.00	0.271
ERM - 310	Estática	18/10/1996	499.69	21.06	4.77	10.03	0.111
ERM - 306	Estática	23/08/2007	1417.04	59.71	4.87	10.24	0.315
ERM - 306	Estática	23/08/2007	1417.04	59.71	4.87	10.24	0.315
ERM - 314	Estática	22/05/2009	1034.93	43.61	4.89	10.28	0.230
ERM - 320	Estática	20/02/2010	1027.91	43.32	4.90	10.30	0.228
ERM - 326	Estática	07/12/2010	1254.24	52.85	5.08	10.68	0.279
ERM - 323	Estática	28/12/2010	1242.65	52.37	5.08	10.68	0.276
ERM - 327	Estática	20/01/2011	654.68	27.59	5.10	10.73	0.145
ERM - 185	Estática	18/08/1999	690.62	29.10	5.62	11.81	0.153
ERM - 238	Estática	12/11/2011	593.41	25.01	6.47	13.60	0.132

Fuente: ECOPETROL S.A., Gerencia de Yacimientos. Estudio Integrado de Yacimientos: Bogotá D.C., 2016. p. 14. Modificado por el autor.

ANEXO 3

INFORMACIÓN ANÁLISIS PVT

A continuación, están compilados los resultados de las pruebas PVT válidas para el Campo Ermitaño, el punto de burbuja se encuentra señalado y adicionalmente se cuenta con las propiedades PVT del gas liberado durante las pruebas.

- Resultados resumidos PVT Campo Ermitaño Pozo ERM-24

Pyto [psig]	Rs [MSCF/STB]	Bo [RB/STB]	ρ_o [ppg]	μ_o [cp]	Bg [RCF/SCF]	ρ_g [ppg]	Z [%]	μ_g [cp]	Co [1/psi]
1935.30	135	1.0751	7.2610	73.0202	-	-	-	-	6.89018E-06
1043.63	135	1.0758	7.2115	39.1226	-	-	-	-	8.19743E-06
951.97	135	1.0766	7.2061	35.4542	-	-	-	-	9.54324E-06
894.29	135	1.0772	7.2022	33.1692	PUNTO DE BURBUJA				
860.30	129.11	1.0749	7.2105	33.7982	2.94	5.8418	0.8731	0.0129	-
768.63	113.44	1.0689	7.2325	35.5926	3.33	5.8418	0.8852	0.0127	-
676.97	98.14	1.0631	7.2539	37.5399	3.82	5.8418	0.8977	0.0125	-
585.30	83.23	1.0575	7.2744	39.6524	4.47	5.8418	0.9106	0.0123	-
401.97	56.04	1.0476	7.3113	44.1780	6.60	5.9747	0.9339	0.0120	-
310.30	44.27	1.0437	7.3270	55.7636	8.55	6.2439	0.9431	0.0118	-
126.97	22.21	1.0363	7.3564	82.3243	20.00	7.6431	0.9618	0.0112	-
35.3	13.11	1.0339	7.3703	96.8808	56.97	11.7569	0.9671	0.0098	-
0	0	1.0324	7.3782	115.2628	196.77	16.4680	0.9820	0.0084	-

Fuente: ECOPELROL S.A., Gerencia de Yacimientos. Estudio Integrado de Yacimientos: Bogotá D.C., 2016. Modificado por el autor.

- Resultados resumidos PVT Campo Ermitaño Pozo ERM-156

Pyto [psig]	Rs [MSCF/STB]	Bo [RB/STB]	ρ_o [ppg]	μ_o [cp]	Bg [RCF/SCF]	ρ_g [ppg]	Z [%]	μ_g [cp]	Co [1/psi]
2560.8	147.75	1.0501	7.8251	242.05	-	-	-	-	5.40E-06
1525.8	147.75	1.0560	7.7362	125.00	PUNTO DE BURBUJA				
1210.8	120.2706193	1.0481	7.7696	128.24	2.11	5.09904212	0.899	0.0136	-
910.8	92.87298816	1.0392	7.8030	137.48	2.88	5.032278885	0.922	0.0129	-
610.8	64.55878173	1.0313	7.8363	166.28	4.40	4.990551862	0.9470	0.0124	-
310.8	35.54718105	1.0243	7.8614	233.78	8.78	5.015588076	0.9740	0.0118	-
10.8	0	1.0125	7.9114	434.00	154.26	5.02393348	0.9990	0.0090	-

Fuente: ECOPELROL S.A., Gerencia de Yacimientos. Estudio Integrado de Yacimientos: Bogotá D.C., 2016. Modificado por el autor.

- Resultados resumidos PVT Campo Ermitaño Pozo ERM-310

Pyto [psig]	Rs [MSCF/STB]	Bo [RB/STB]	ρ_o [ppg]	μ_o [cp]	Bg [RCF/SCF]	ρ_g [ppg]	Z [%]	μ_g [cp]	Co [1/psi]
2985.3	167.94	1.1295	7.7153	44.8468	-	-	-	-	4.80E-06
2785.3	167.94	1.1306	7.7078	43.2160	-	-	-	-	4.77E-06
2585.3	167.94	1.1318	7.6995	41.6560	-	-	-	-	4.64E-06
2485.3	167.94	1.1323	7.6961	41.2568	-	-	-	-	4.68E-06
2385.3	167.94	1.1326	7.6945	40.0960	-	-	-	-	4.95E-06
2285.3	167.94	1.1332	7.6903	39.3160	-	-	-	-	4.89E-06
2085.3	167.94	1.1343	7.6828	37.7560	-	-	-	-	4.91E-06
1985.3	167.94	1.1349	7.6786	36.6549	-	-	-	-	4.92E-06
1885.3	167.94	1.1354	7.6761	36.1960	-	-	-	-	5.01E-06
1785.3	167.94	1.1360	7.6711	35.8685	-	-	-	-	5.54E-06
1744.3	167.94	1.1362	7.6686	36.7660	PUNTO DE BURBUJA				
1385.3	135.48	1.1251	7.7162	45.2773	0.00	4.9333	0.8980	0.0001	-
985.3	100.99	1.1149	7.7544	62.6063	0.01	4.8608	0.9216	0.0001	-
585.3	64.35	1.1037	7.7992	80.8261	0.03	4.8627	0.9473	0.0001	-
185.3	20.66	1.0906	7.8553	121.0525	0.07	4.8747	0.9809	0.0001	-

Fuente: ECOPETROL S.A., Gerencia de Yacimientos. Estudio Integrado de Yacimientos: Bogotá D.C., 2016. Modificado por el autor.

- Resultados resumidos PVT Campo Ermitaño Pozo ERM-352

Pyto [psig]	Rs [MSCF/STB]	Bo [RB/STB]	ρ_o [ppg]	μ_o [cp]	Bg [RCF/SCF]	ρ_g [ppg]	Z [%]	μ_g [cp]	Co [1/psi]
3000	110	1.0557	7.8313	433.7320	-	-	-	-	3.51E-06
2000	110	1.0597	7.8021	326.0950	-	-	-	-	4.15E-06
1500	110	1.0621	7.7846	272.2770	-	-	-	-	4.87E-06
1454	110	1.0623	7.7829	267.3260	-	-	-	-	4.96E-06
1400	110	1.0626	7.7813	262.7899	-	-	-	-	5.07E-06
1300	110	1.0631	7.7771	251.4495	-	-	-	-	5.29E-06
1200	110	1.0638	7.7729	240.1091	-	-	-	-	5.51E-06
1159	110	1.0640	7.7712	235.5730	PUNTO DE BURBUJA				
900	86.13	1.0560	7.8105	246.2950	0.02	4.8403	0.9180	0.0133	-
700	70.57	1.0489	7.8438	266.4860	0.02	4.7819	0.9350	0.0129	-
500	51.89	1.0419	7.8789	298.5990	0.03	4.7318	0.9520	0.0126	-
300	33.21	1.0359	7.9114	345.4710	0.05	4.6985	0.9730	0.0124	-
100	12.45	1.0288	7.9448	415.3890	0.14	4.7068	0.9940	0.0122	-

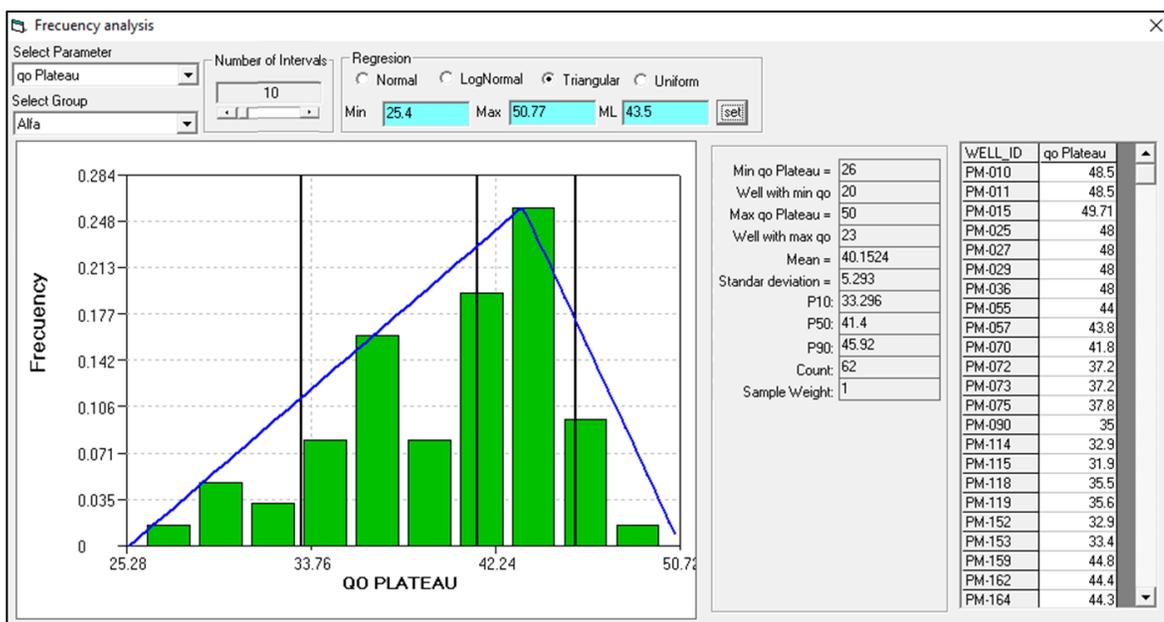
Fuente: ECOPELROL S.A., Gerencia de Yacimientos. Estudio Integrado de Yacimientos: Bogotá D.C., 2016. Modificado por el auto

ANEXO 4

COMPORTAMIENTO DE LOS PARÁMETROS DEL MODELO DE INYECCIÓN

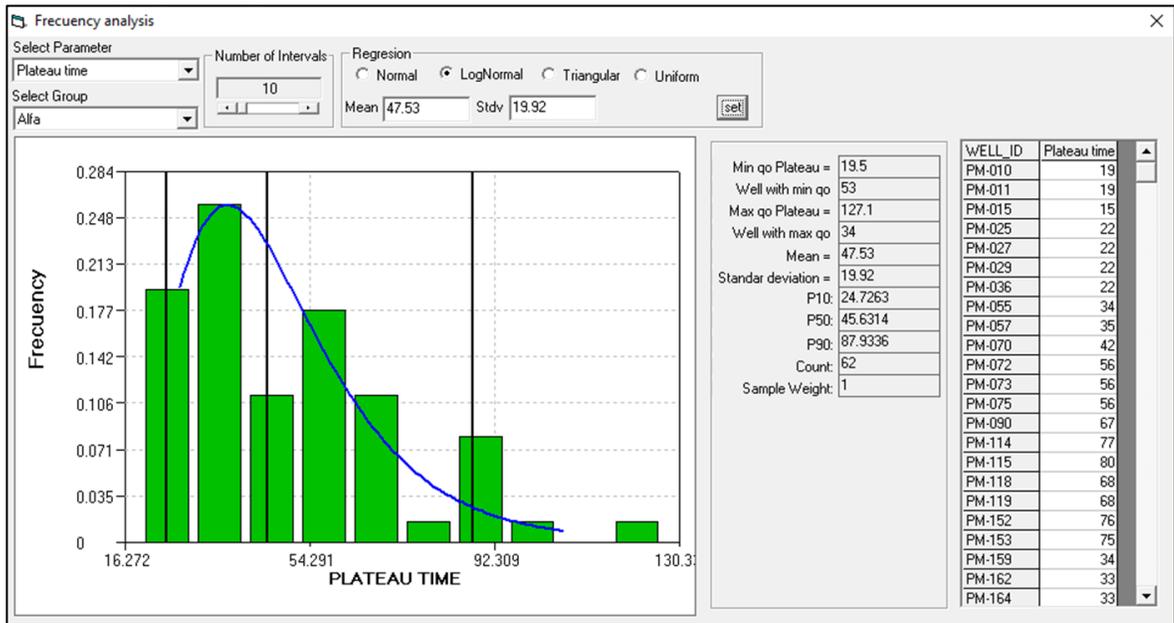
A continuación, se muestran los comportamientos del caudal de plateau, el tiempo de plateau y los caudales de inyección para los cinco (5) grupos de inyección de agua que conforman al modelo seleccionado para el proyecto

- Comportamiento del caudal de plateau en el Grupo Alfa.



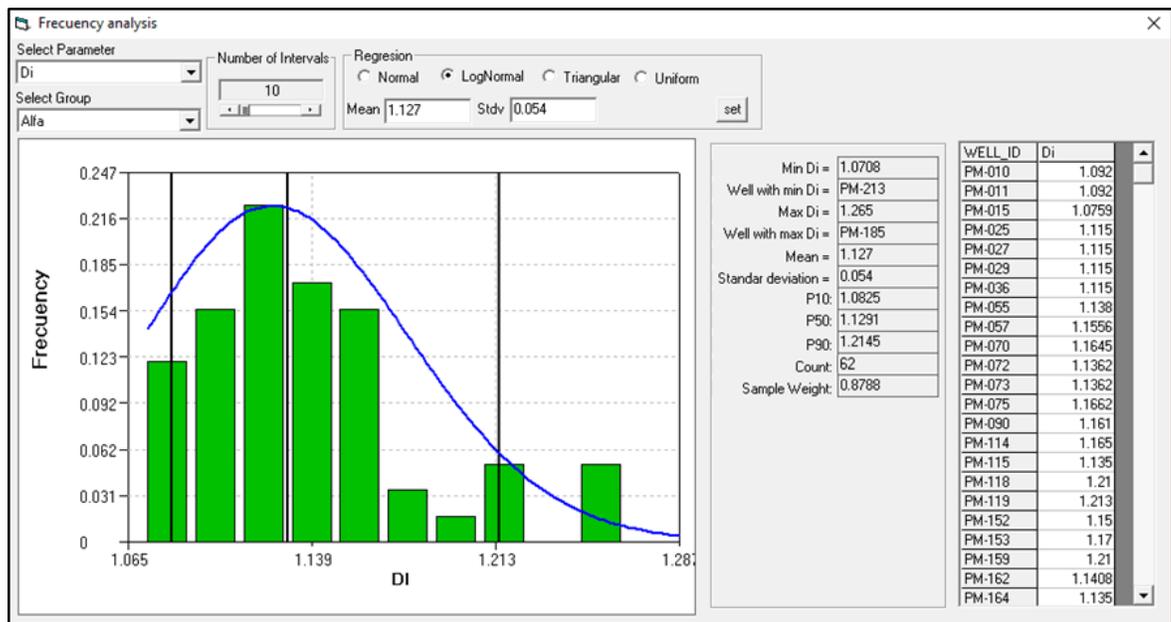
Fuente: ECOPETROL S.A., Icaro®. Bogotá D.C., 2018.

- Comportamiento del tiempo de plateau en el Grupo Alfa.



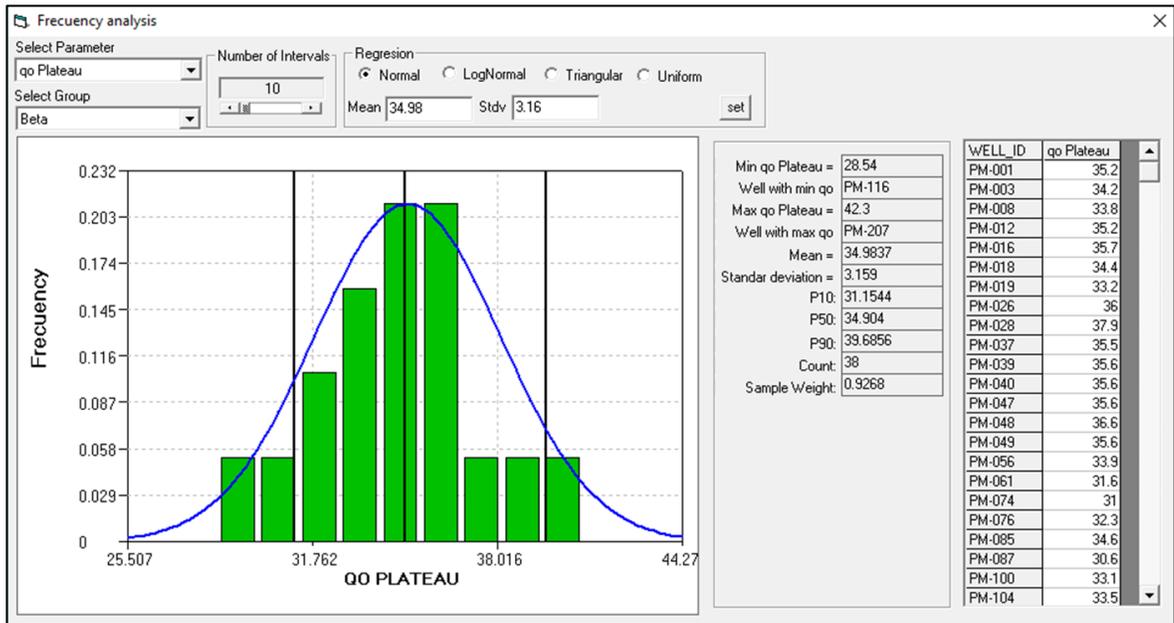
Fuente: ECOPETROL S.A., Icaro®. Bogotá D.C., 2018.

- Comportamiento de la declinación en el Grupo Alfa.



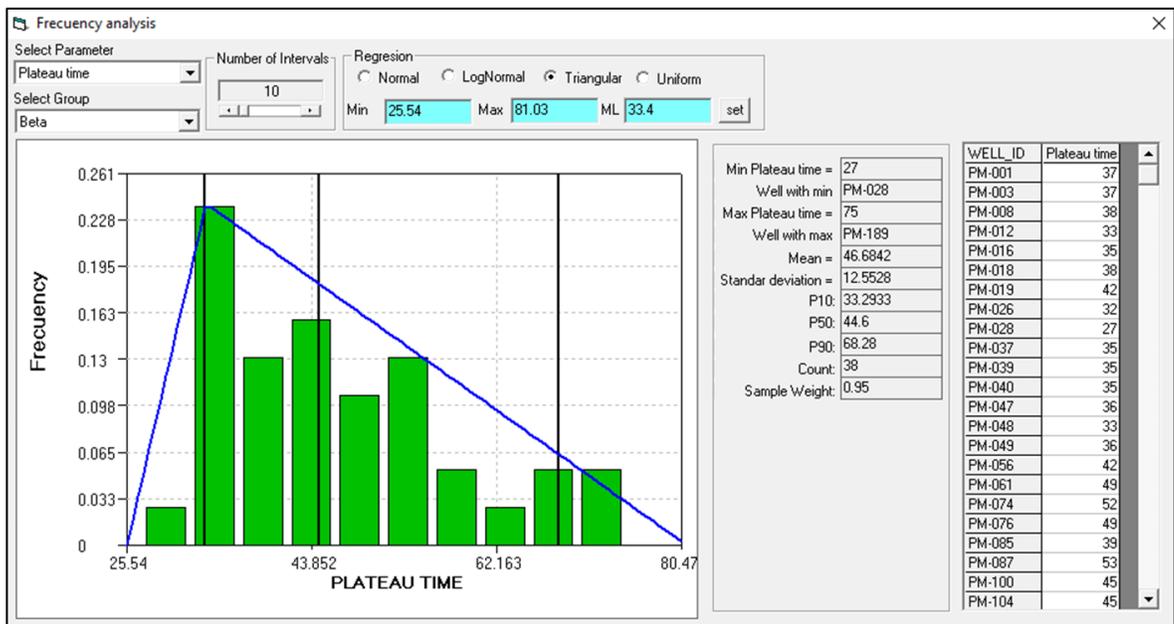
Fuente: ECOPETROL S.A., Icaro®. Bogotá D.C., 2018.

- Comportamiento del caudal de plateau en el Grupo Beta.



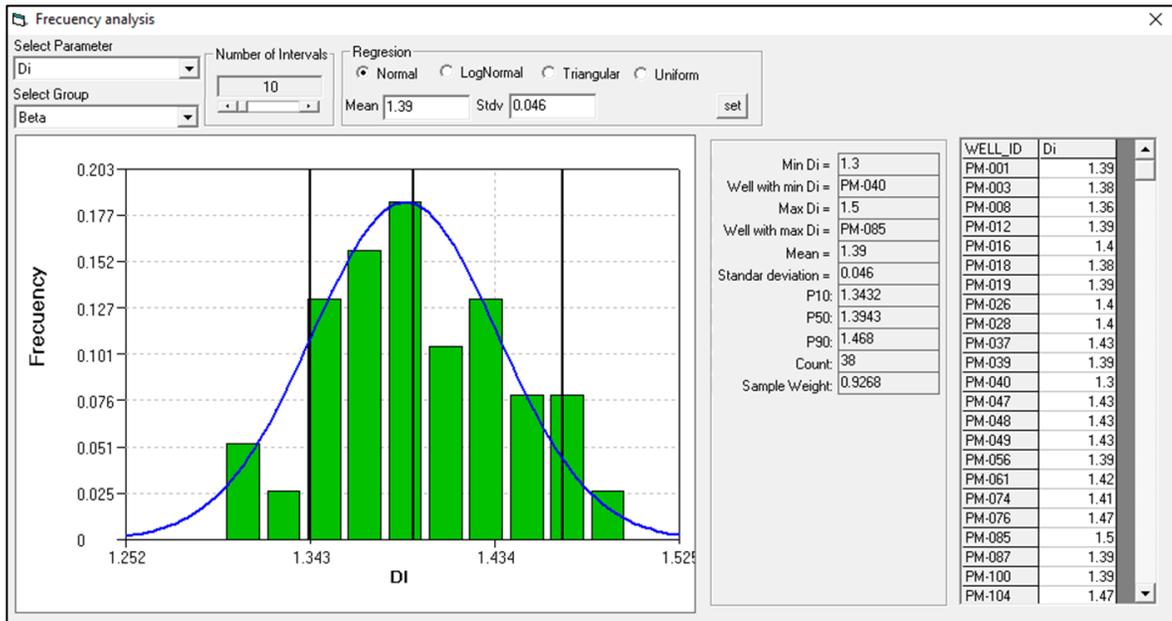
Fuente: ECOPETROL S.A., Icaro®. Bogotá D.C., 2018.

- Comportamiento del tiempo de plateau en el Grupo Beta.



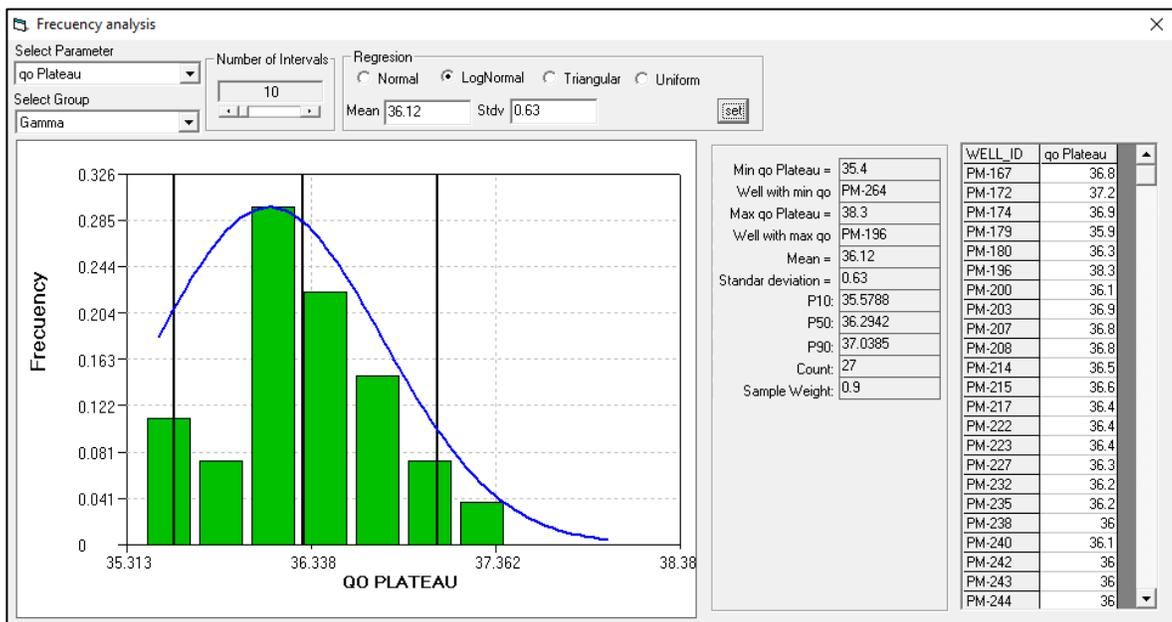
Fuente: ECOPETROL S.A., Icaro®. Bogotá D.C., 2018.

- Comportamiento de la declinación en el Grupo Beta.



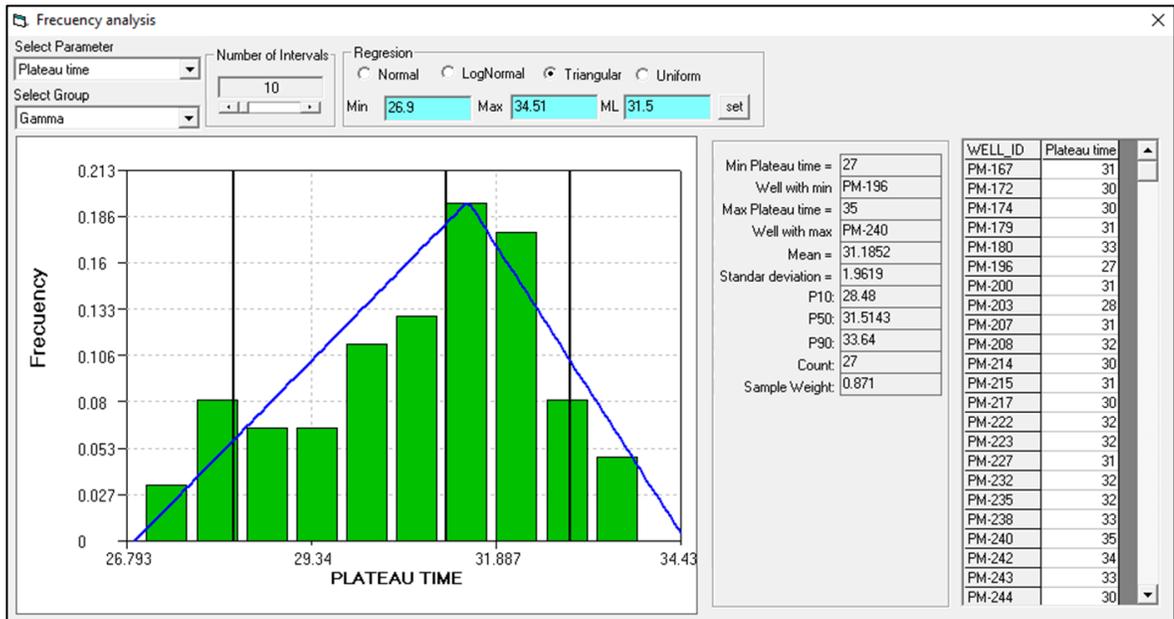
Fuente: ECOPETROL S.A., Icaro®. Bogotá D.C., 2018.

- Comportamiento del caudal de plateau en el Grupo Gamma.



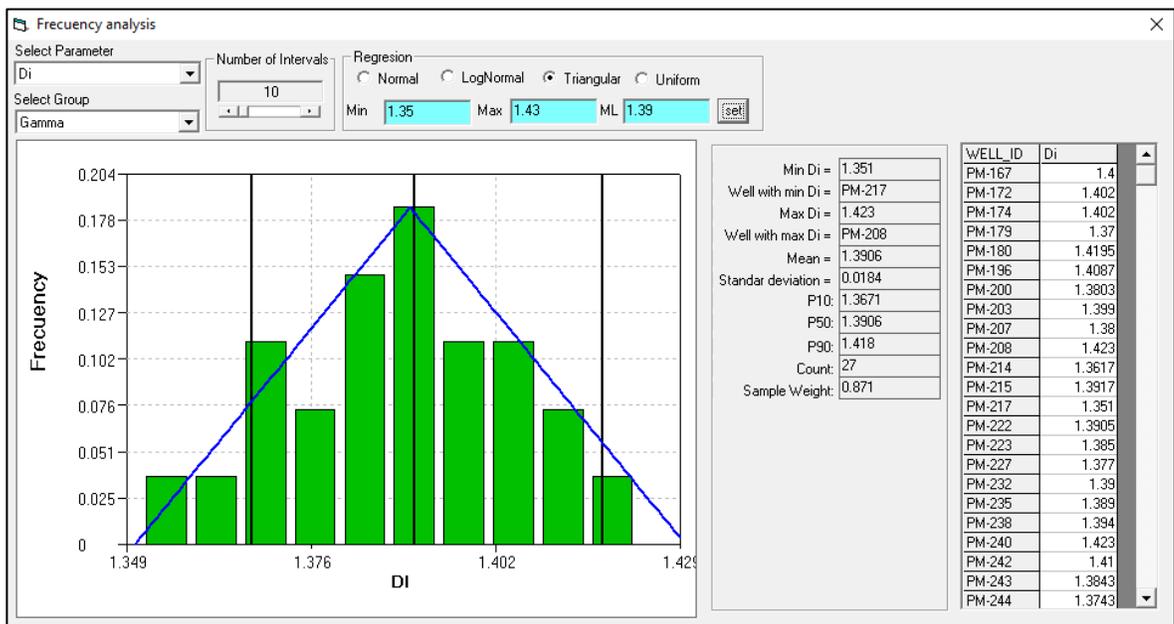
Fuente: ECOPETROL S.A., Icaro®. Bogotá D.C., 2018.

- Comportamiento del tiempo de plateau en el Grupo Gamma.



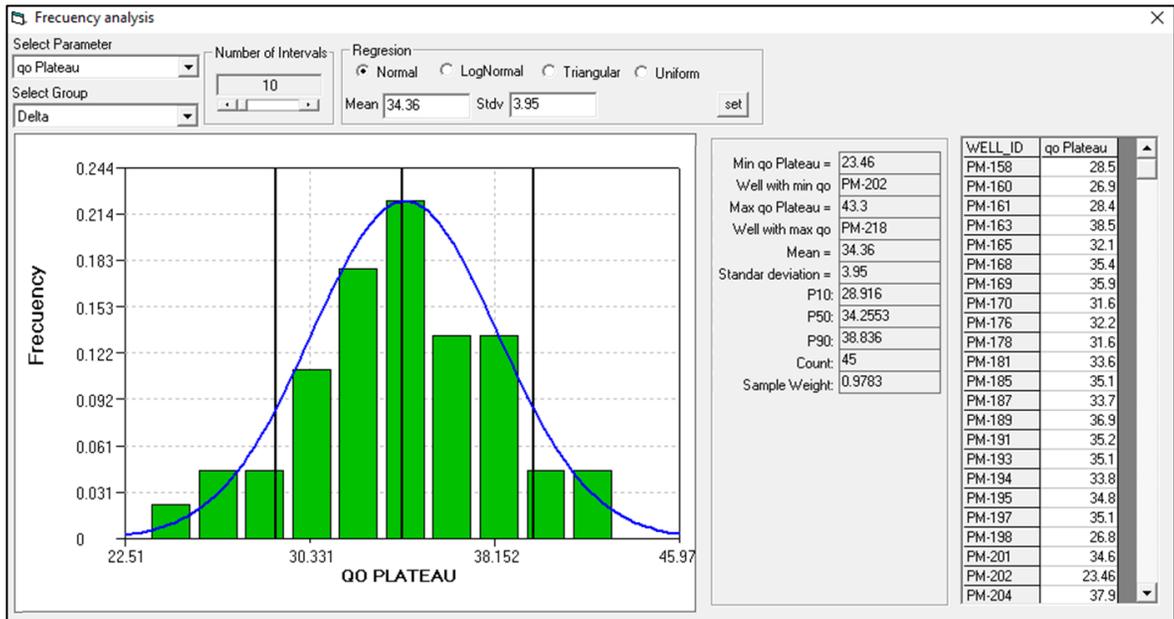
Fuente: ECOPETROL S.A., Icaro®. Bogotá D.C., 2018.

- Comportamiento de la declinación en el Grupo Gamma.



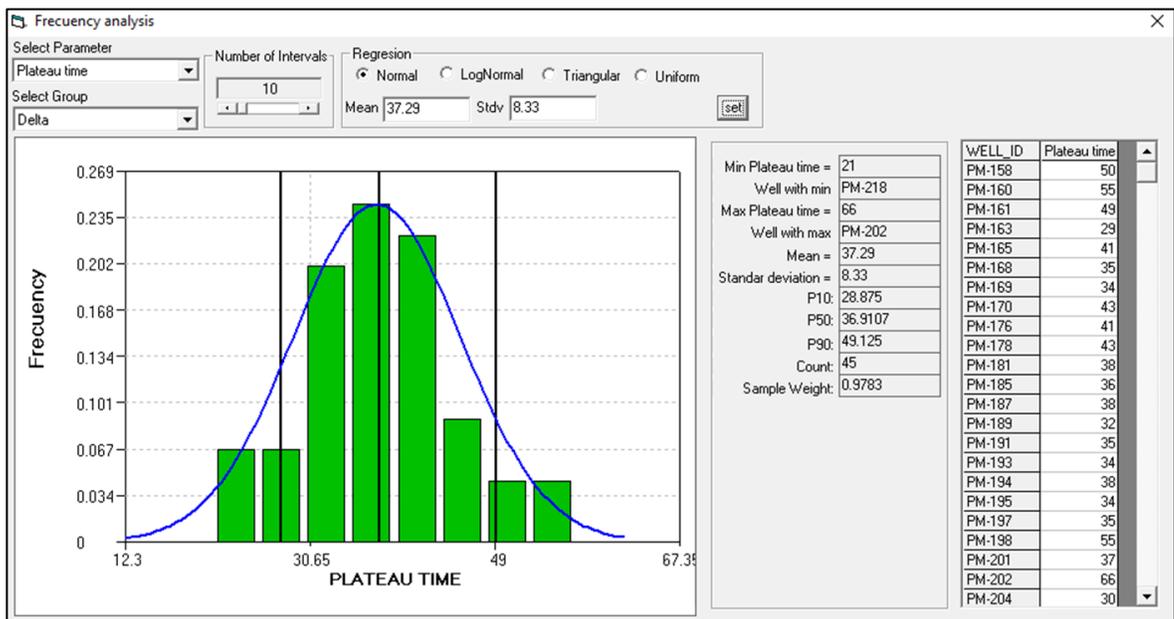
Fuente: ECOPETROL S.A., Icaro®. Bogotá D.C., 2018.

- Comportamiento del caudal de plateau en el Grupo Delta.



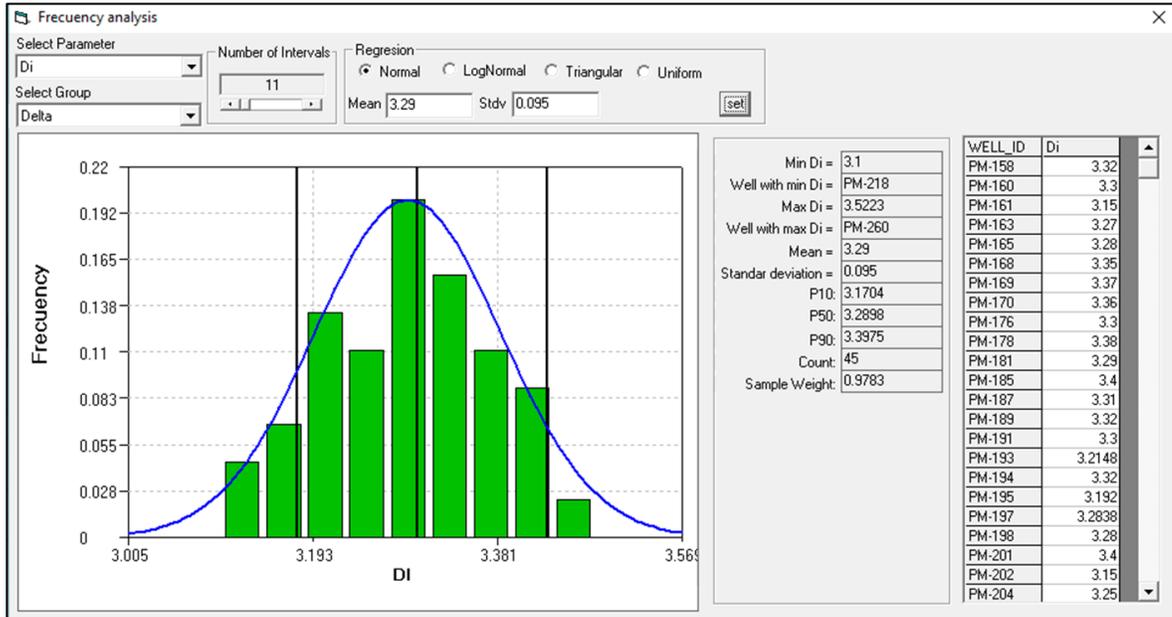
Fuente: ECOPETROL S.A., Icaro®. Bogotá D.C., 2018.

- Comportamiento del tiempo de plateau en el Grupo Delta.



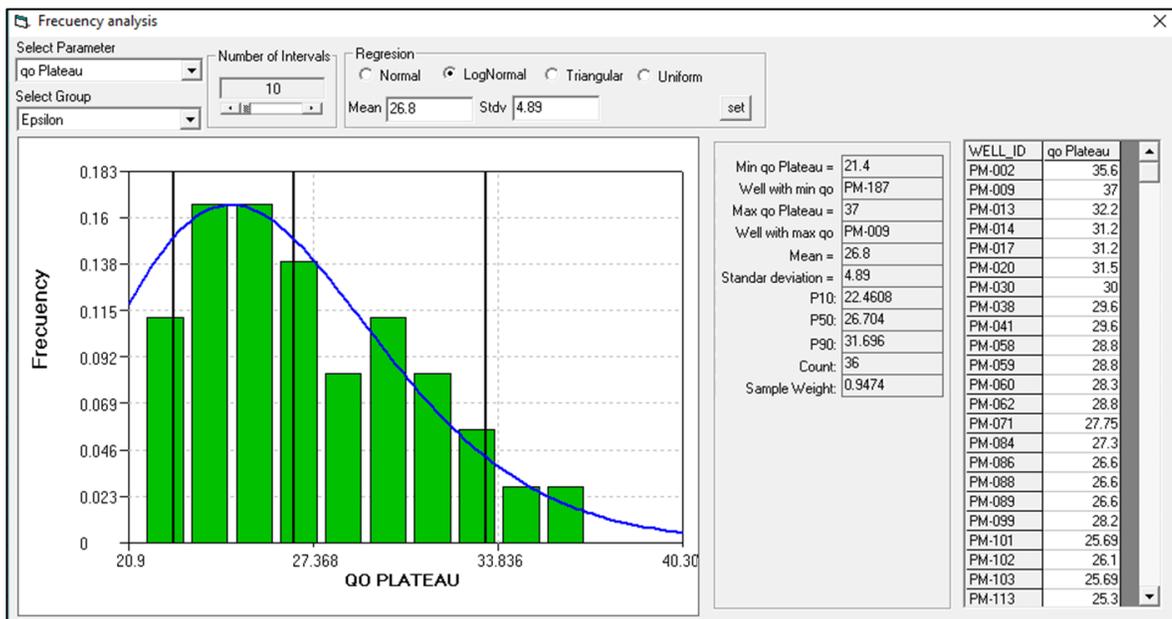
Fuente: ECOPETROL S.A., Icaro®. Bogotá D.C., 2018.

- Comportamiento de la declinación en el Grupo Delta.



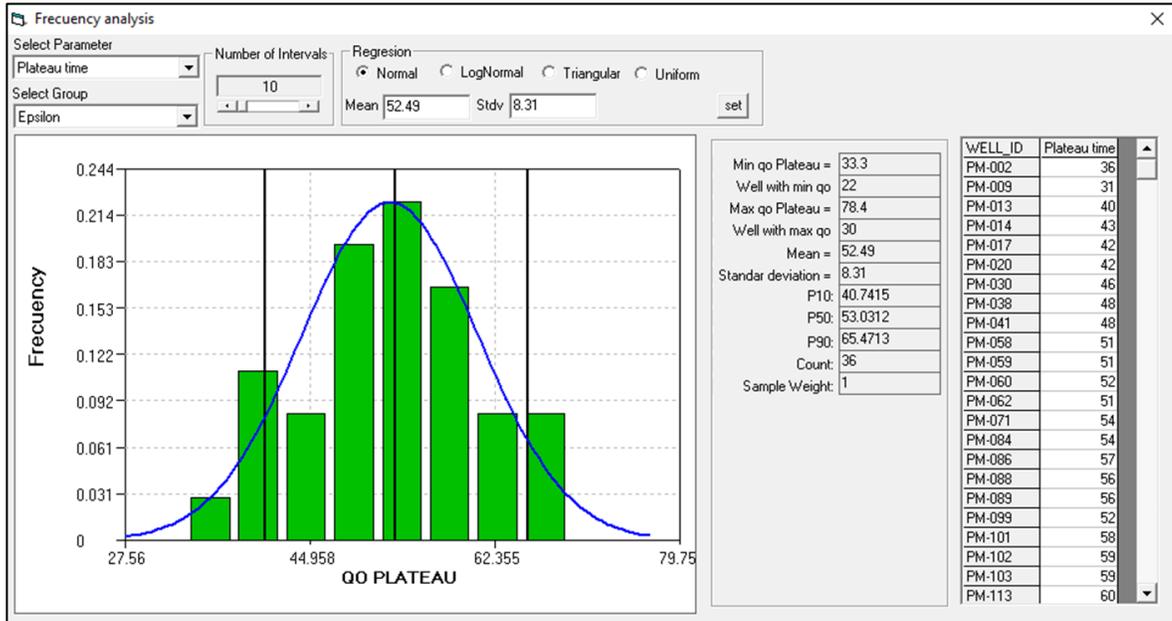
Fuente: ECOPETROL S.A., Icaro®. Bogotá D.C., 2018.

- Comportamiento del caudal de plateau en el Grupo Épsilon.



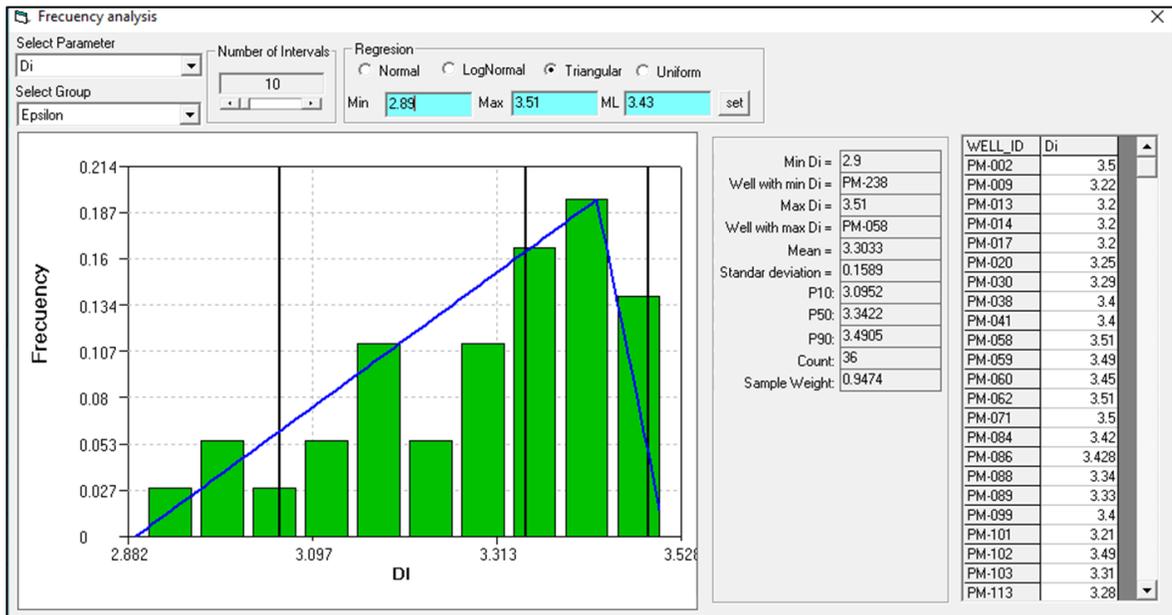
Fuente: ECOPETROL S.A., Icaro®. Bogotá D.C., 2018.

- Comportamiento del tiempo de plateau en el Grupo Épsilon.



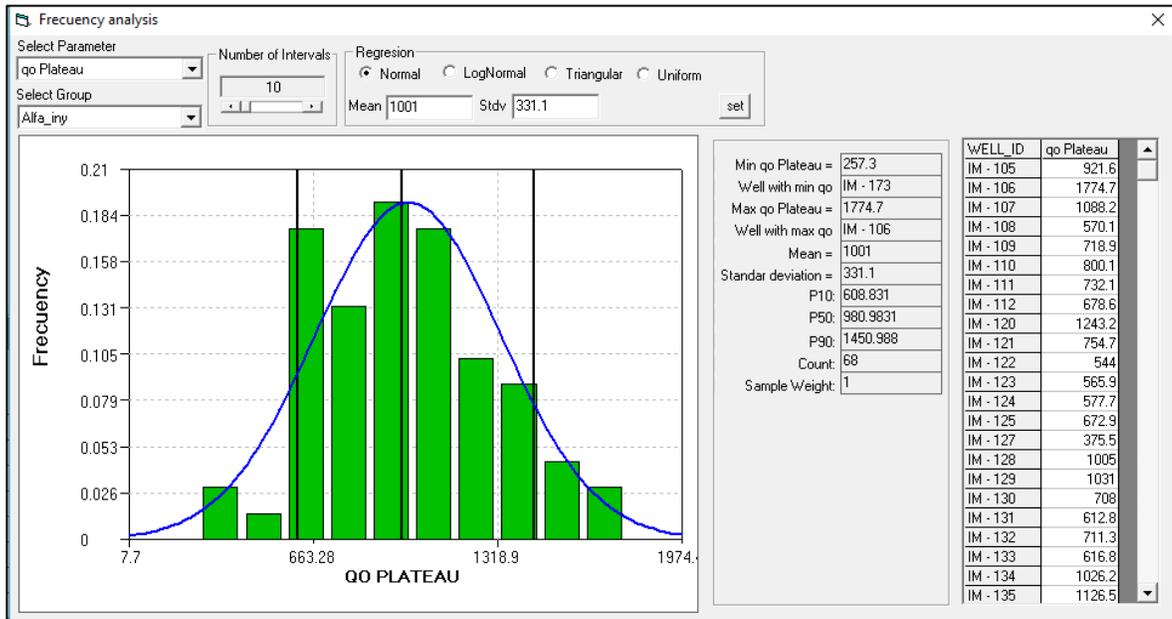
Fuente: ECOPETROL S.A., Icaro®. Bogotá D.C., 2018.

- Comportamiento del caudal de plateau en el Grupo Épsilon.



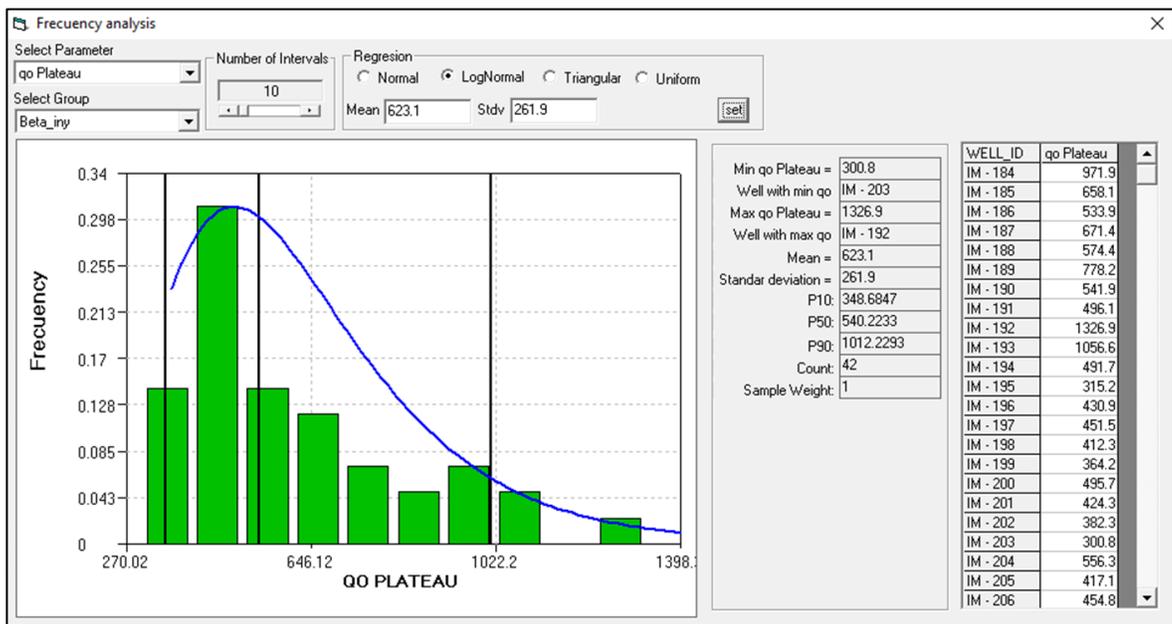
Fuente: ECOPETROL S.A., Icaro®. Bogotá D.C., 2018.

- Comportamiento del caudal de inyección en el Grupo Alfa.



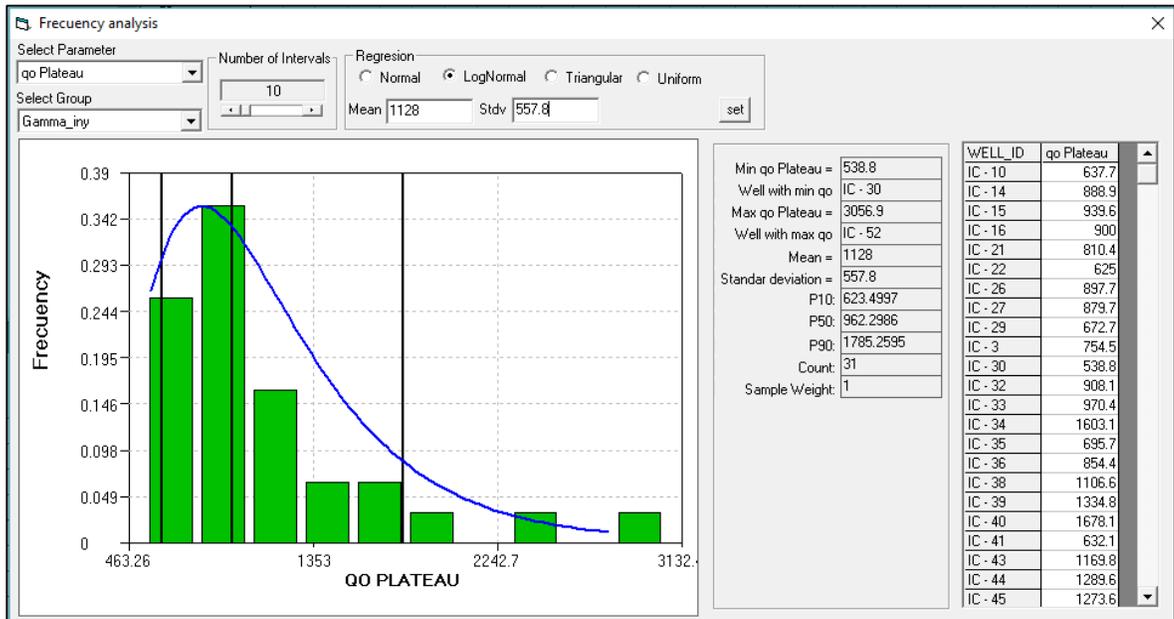
Fuente: ECOPETROL S.A., Icaro®. Bogotá D.C., 2018

- Comportamiento del caudal de inyección en el Grupo Beta.



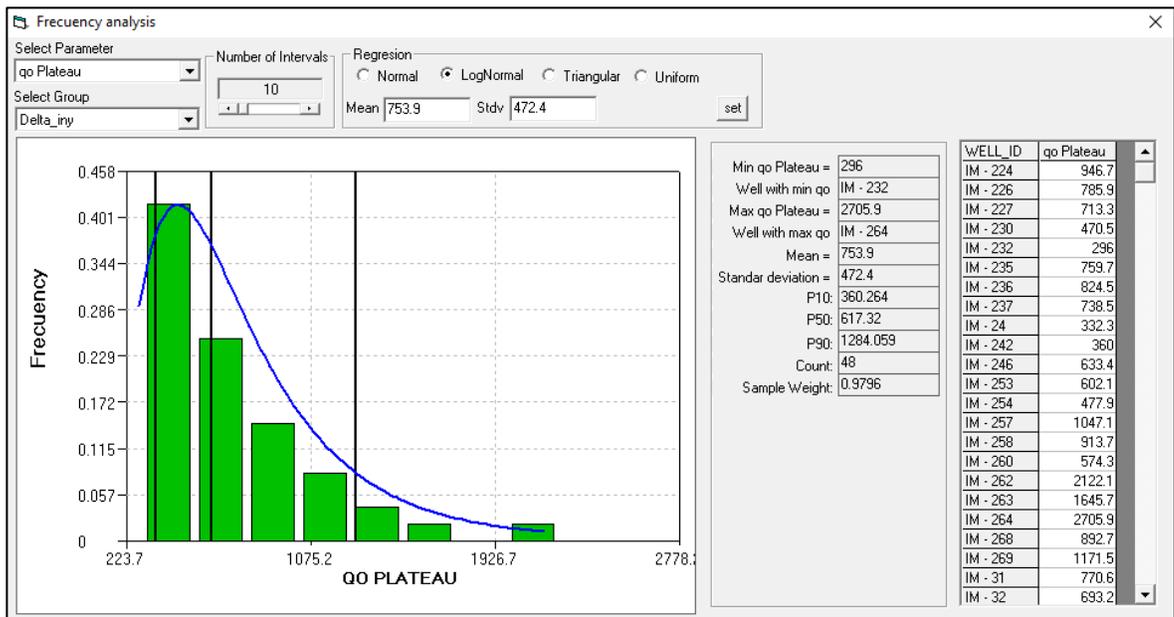
Fuente: ECOPETROL S.A., Icaro®. Bogotá D.C., 2018

- Comportamiento del caudal de inyección en el Grupo Gamma.



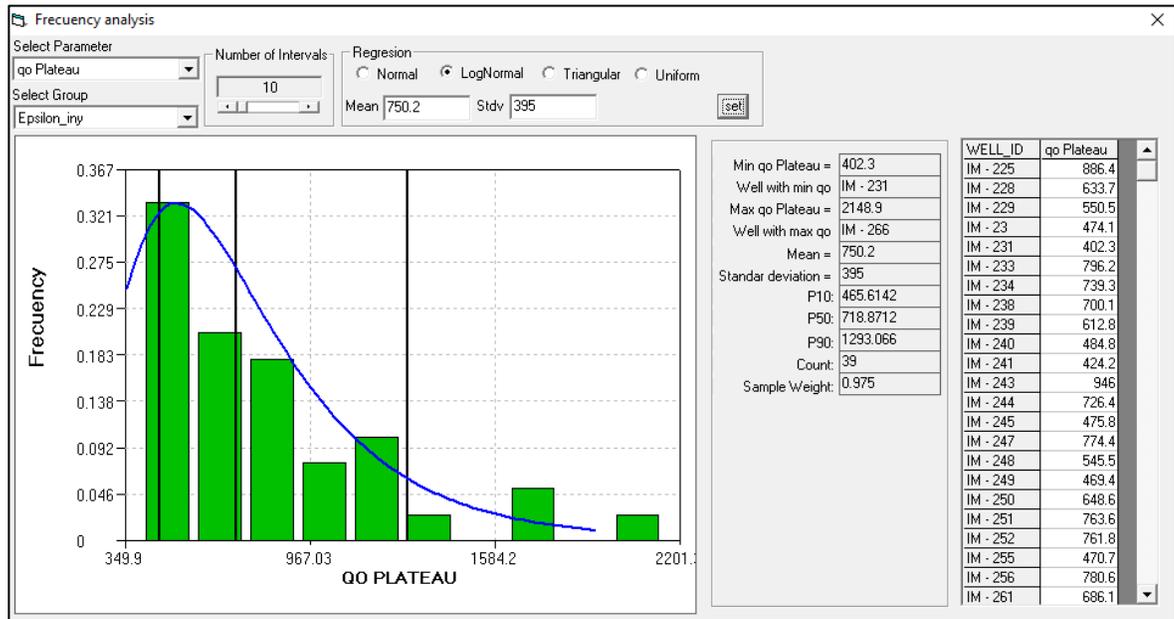
Fuente: ECOPETROL S.A., Icaro®. Bogotá D.C., 2018

- Comportamiento del caudal de inyección en el Grupo Delta.



Fuente: ECOPETROL S.A., Icaro®. Bogotá D.C., 2018

- Comportamiento del caudal de inyección en el Grupo Épsilon.



Fuente: ECOPETROL S.A., Icaro®. Bogotá D.C., 2018.

ANEXO 5

DISTRIBUCIÓN DE FRECUENCIA DE LA RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO ESTIMADA

- Distribución de frecuencia recuperación final estimada de petróleo para el Piloto Alfa

Rango	Frecuencia	Frecuencia acumulada
0.38	11	11
0.41	19	30
0.44	58	88
0.47	78	166
0.51	121	287
0.54	162	449
0.57	169	618
0.60	137	755
0.63	177	932
0.66	177	1109
0.69	113	1222
0.73	85	1307
0.76	76	1383
0.79	40	1423
0.82	31	1454
0.85	32	1486
0.88	10	1496
0.91	0	1496
0.94	4	1500
0.98	0	1500

- Distribución de frecuencia recuperación final estimada de petróleo para el Piloto Beta

Rango	Frecuencia	Frecuencia acumulada
0.26	6	6
0.27	20	26
0.29	15	41
0.30	41	82
0.31	77	159
0.33	118	277
0.34	126	403
0.35	149	552
0.36	155	707
0.38	146	853
0.39	161	1014
0.40	171	1185
0.42	101	1286
0.43	86	1372
0.44	58	1430
0.46	27	1457
0.47	25	1482
0.48	8	1490
0.50	8	1498
0.51	2	1500

- Distribución de frecuencia recuperación final estimada de petróleo para el Piloto Gamma.

Rango	Frecuencia	Frecuencia acumulada
0.10	15	15
0.11	81	96
0.12	110	206
0.14	81	287
0.15	112	399
0.16	74	473
0.17	161	634
0.19	135	769
0.20	124	893
0.21	112	1005
0.22	105	1110
0.23	131	1241
0.25	64	1305
0.26	59	1364
0.27	19	1383
0.28	44	1427
0.30	24	1451
0.31	22	1473
0.32	17	1490
0.33	10	1500

- Distribución de frecuencia recuperación final estimada de petróleo para el Piloto Delta.

Rango	Frecuencia	Frecuencia acumulada
0.26	14	14
0.27	20	34
0.29	15	49
0.30	41	90
0.31	70	160
0.33	118	278
0.34	126	404
0.35	149	553
0.36	155	708
0.38	146	854
0.39	161	1015
0.40	171	1186
0.42	101	1287
0.43	86	1373
0.44	58	1431
0.46	27	1458
0.47	25	1483
0.48	8	1491
0.50	8	1499
0.51	1	1500

- Distribución de frecuencia recuperación final estimada de petróleo para el Piloto Épsilon.

Rango	Frecuencia	Frecuencia acumulada
0.10	20.00	20
0.11	100.00	120
0.13	84.00	204
0.14	91.00	295
0.15	109.00	404
0.16	79.00	483
0.17	156.00	639
0.19	114.00	753
0.20	166.00	919
0.21	105.00	1024
0.22	107.00	1131
0.23	102.00	1233
0.25	67.00	1300
0.26	68.00	1368
0.27	21.00	1389
0.28	44.00	1433
0.30	23.00	1456
0.31	22.00	1478
0.32	11.00	1489
0.33	11.00	1500