

**EVALUACIÓN TÉCNICO FINANCIERA DEL IMPACTO EN LAS CURVAS DE
PERMEABILIDAD RELATIVA DURANTE EL PROCESO DE INYECCIÓN DE
DIÓXIDO DE CARBONO EN EL POZO ABC EN EL CAMPO LLANITO
MEDIANTE SIMULACIÓN NUMÉRICA**

**ANDRÉS FELIPE GONZÁLEZ CHACÓN
STEPHANY URIBE GAMEZ**

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

**EVALUACIÓN TÉCNICO FINANCIERA DEL IMPACTO EN LAS CURVAS DE
PERMEABILIDAD RELATIVA DURANTE EL PROCESO DE INYECCIÓN DE
DIÓXIDO DE CARBONO EN EL POZO ABC EN EL CAMPO LLANITO
MEDIANTE SIMULACIÓN NUMÉRICA**

**ANDRÉS FELIPE GONZÁLEZ CHACÓN
STEPHANY URIBE GAMEZ**

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

**Director:
CARLOS JOSÉ PAZ CABÁS
Ingeniero de Petróleos**

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

Nota de aceptación

Ing. Iván Peñaloza

Ing. Adriángela Romero

Ing. Yatnielah Pirela

Bogotá Agosto de 2018

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 GARCIA-PEÑA

Vicerrectora Académica y de Postgrados

Ing. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS

Decano de la Facultad de Ingenierías

Ing. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI

Director de Departamento de petróleos

Dr. JOSÉ HUMBERTO CANTILLO SILVA

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

Dedico esta tesis a Dios por darme la oportunidad de trabajar en este proyecto en la forma en la que se desarrolló, ya que crecí como profesional y como persona.

Agradezco infinitamente a mis padres por su apoyo, enseñanzas, valores y por creer en mí y mis decisiones. A mi Abuelita Helena y mis tías que siempre comparten mis alegrías y me apoyan en todos mis proyectos. A mis hermanos por ser mis ejemplos a seguir. A Hernán por darme fortaleza y paciencia cuando más lo necesito. A mi compañero de grado por brindarme la oportunidad de trabajar con él. Finalmente, y mis amigos que son como mi familia y siempre me apoyaron en el transcurso de mi carrera como amigos y profesionales.

Agradezco especialmente al tiempo y apoyo de los Ingenieros Jorge Ramos, Iván Peñaloza y Javier V, ya que me brindaron su conocimiento y aportaron en mi un amor infinito a la ingeniería de petróleos, disciplina y metodología de estudio y trabajo, para tener las habilidades necesarias para comenzar un nuevo camino y poder aportar a la industria.

Stephany Uribe Gamez.

A la persona más importante de mi vida, a mi mamá.

Por su cariño y exigencia de todos los días.
Sé que todo lo haces con amor, así en ocasiones no lo vea así.

A mi papá, por sus consejos y sabiduría, por su apoyo incondicional.

No podía esperar menos de la persona más inteligente que conozco.

A mis tías, por su amor noble y maternal.

Especialmente a mi tía Nieves y Cecy,
Una gran mamá y la mejor de las amigas.

A Stephany, y a los profesores Ramos y Peñalosa.

Por su tiempo, enseñanzas, amabilidad y disposición.

Y a todas las personas que sin pedirlo han estado ahí.

Gracias totales...

Andrés Felipe González Chacón

AGRADECIMIENTOS

Agradecemos principalmente a Dios, a nuestras familias y amigos por el apoyo incondicional que nos han brindado durante el desarrollo del proyecto y durante toda la carrera.

De manera muy especial al Ingeniero Jorge Luis Ramos e Iván Peñaloza por sus enseñanzas, paciencia y apoyo durante el desarrollo de este proyecto.

A La UNIVERSIDAD DE AMÉRICA por formarnos como profesionales, y motivarnos al aprendizaje y la investigación por medio del buen grupo de docentes con el que cuenta. A ellos muchas gracias por aportar sus experiencias y conocimiento.

Finalmente, a todas aquellas personas que de una y otra forma colaboraron para la realización de este proyecto.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	35
OBJETIVOS	36
1. GENERALIDADES DEL CAMPO LLANITO	37
1.1 HISTORIA DEL CAMPO	37
1.2 LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA DEL CAMPO LLANITO	37
1.3 MARCO GEOLÓGICO DEL CAMPO LLANITO	39
1.3.1 Columna estratigráfica	39
1.3.2 Estratigrafía	39
1.3.2.1 Grupo Girón.	39
1.3.2.2 Formación Los Santos	39
1.3.2.3 Formación Rosablanca	40
1.3.2.4 Formación Paja	40
1.3.2.5 Formación Tablazo	40
1.3.2.6 Formación Simití	40
1.3.2.7 Formación La Luna	41
1.3.2.8 Formación Umir	41
1.3.2.9 Formación Lisama	41
1.3.2.10 Formación La Paz	41
1.3.2.11 Formación Esmeraldas	42
1.3.2.12 Formación Mugrosa	42
1.3.2.13 Formación Colorado	42
1.3.2.14 Grupo Real.	43
1.3.2.15 Formación Mesa	43
1.4 GEOLOGÍA ESTRUCTURAL	45
1.5 GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO	46
1.5.1 Roca Generadora	46
1.5.2 Roca Reservorio	46
1.5.3 Migración	46
1.5.4 Roca Sello	47
1.5.5 Trampa	47
1.6 HISTORIA DE PRODUCCIÓN	47
1.7 TABLA DE PROPIEDADES DE LOS YACIMIENTOS DEL CAMPO LLANITO	49
2. MARCO TEÓRICO	50
2.1 PROPIEDADES DE ROCA	50

2.1.1	Propiedades	50
2.1.1.1	Porosidad	50
2.1.1.2	Saturación	51
2.1.1.3	Permeabilidad	52
2.1.1.4	Tensión interfacial y superficial	52
2.1.1.5	Humectabilidad	53
2.1.1.6	Compresibilidad	53
2.1.1.7	Presión Capilar	53
2.1.2	Determinación de Propiedades de Roca	54
2.1.2.1	Pruebas Básicas de Laboratorio	54
2.1.2.2	Registros Eléctricos	56
2.2	PROPIEDADES DEL FLUIDO	63
2.2.1	Propiedades de Gas	63
2.2.1.1	Peso Molecular Aparente	63
2.2.1.2	Gravedad Específica	63
2.2.1.3	Factor de Compresibilidad	65
2.2.1.4	Densidad	65
2.2.1.5	Volumen específico	65
2.2.1.6	Coefficiente isotérmico de compresibilidad del gas	66
2.2.1.7	Factor Volumétrico del Gas	66
2.2.1.8	Viscosidad del Gas	67
2.2.2	Propiedades de Petróleo	67
2.2.2.1	Gravedad específica del petróleo	68
2.2.2.2	Gas en solución	68
2.2.2.3	Gravedad específica del gas en solución	69
2.2.2.4	Presión de burbuja	69
2.2.2.5	Factor volumétrico del petróleo	69
2.2.2.6	Coefficiente isotérmico de compresibilidad	69
2.2.2.7	Factor volumétrico total	69
2.2.2.8	Densidad del petróleo	69
2.2.2.9	Viscosidad del petróleo	70
2.2.3	Determinación de propiedades del fluido	70
2.2.3.1	Pruebas PVT	70
2.2.3.2	Correlaciones	74
2.3	COMPORTAMIENTO DE MODELOS COMPOSICIONALES	83
2.3.1	Ecuación de Estado Pedersen 1978	83
2.3.2	Modelo de Viscosidad de Pedersen (1984)	86
2.4	MECANISMOS DE EMPUJE	87
2.4.1	Empuje por expansión de fluidos	87
2.4.2	Empuje de gas en solución	87
2.4.3	Empuje de capa de gas	88
2.4.4	Empuje por influjo de agua	88
2.4.5	Empuje por drenaje gravitacional	88
2.5	MÉTODOS DE RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO	88

2.5.1	Métodos de recuperación primaria	89
2.5.2	Métodos de recuperación secundaria.	89
2.5.3	Métodos de recuperación terciaria	89
2.5.3.1	Características de los métodos de recuperación terciaria y rangos de aplicación	89
2.6	INYECCIÓN DE DIÓXIDO DE CARBONO	96
2.6.1	Dióxido de Carbono (CO ₂)	97
2.6.1.1	Propiedades del CO ₂	97
2.6.1.2	Efectos del CO ₂ en la inyección	98
2.6.1.3	Parámetros para la inyección de CO ₂	100
2.6.2	Antecedentes de la inyección de Dióxido de Carbono (CO ₂)	105
2.6.2.1	Inyección de Dióxido de Carbono en Colombia	105
3.	MODELO ESTÁTICO	107
3.1	MODELO PETROFÍSICO	107
3.1.1	Resistividad del agua (Rw)	107
3.1.2	Volumen de arcilla (Vsh)	111
3.1.3	Porosidad ϕ	113
3.1.4	Factor De Formación	116
3.1.5	Saturación De Agua	116
3.1.6	Permeabilidad	120
3.2	FACIES	127
3.3	MODELO SEDIMENTOLÓGICO CONCEPTUAL	129
3.4	MODELO ESTRUCTURAL	133
3.5	MODELO ESTRATIGRÁFICO	137
3.6	MODELAMIENTO 3D	139
3.6.1	Pillar Gridding	139
3.6.2	Escalamiento de Registros	140
3.6.3	Análisis de datos	141
3.6.3.1	Tabla de frecuencias	141
3.6.3.2	Histogramas	142
3.6.3.3	Variogramas	143
3.6.4	Modelamiento de Facies	144
3.6.5	Modelamiento de Propiedades Petrofísicas	145
4.	MODELO DINÁMICO	149
4.1	DESCRIPCIÓN DE LOS SIMULADORES Y HERRAMIENTAS DE LA SUITE CMG	150
4.1.1	Simulador IMEX	150
4.1.2	Simulador GEM	150
4.1.3	Programa WINPROP	150
4.1.4	Herramienta Builder	150
4.2	Modelo Dinámico del Campo Llanito	150
4.2.1	Array Properties - Modelo de propiedades de yacimiento	150

4.2.2	Rock Fluid - Relación Roca Fluido	153
4.2.3	Components – Componentes	157
4.2.3.1	IMEX	162
4.2.3.2	GEM	169
4.2.4	Condiciones Iniciales – Initial Conditions	179
4.2.5	Pozos y Recurrentes – Wells and Recurrent	179
5.	COTEJO HISTÓRICO Y SELECCIÓN DE PATRÓN DE INYECCIÓN	184
5.1	COTEJO HISTÓRICO	184
5.1.1	Sensibilidad con y sin acuífero	184
5.1.2	Relación del radio del acuífero con el radio del yacimiento	184
5.1.3	Relación Kv/Kh	184
5.1.4	Permeabilidad de Agua Krw	185
5.1.5	Exponente de Saturación del Aceite (NO)	186
5.1.6	Exponente de Saturación del Agua (Nw)	186
5.1.7	Profundidad del Acuífero en la Zona Mugrosa B	187
5.1.8	Profundidad del Acuífero en la Zona Mugrosa C	187
5.1.9	Profundidad del Acuífero en la Zona Mugrosa B y C, Relación Kv/Kh y Exponente de Saturación del Agua (NW)	187
5.2	SELECCIÓN DEL PATRÓN Y TASA DE INYECCIÓN	199
5.2.1	Presión de inyección	200
5.2.2	Patrón de inyección	206
5.2.3	Tasa de inyección	210
6.	ANÁLISIS DE ESCENARIOS DE SIMULACIÓN POR FLUJO NATURAL, INYECCION DE AGUA E INYECCION DE DIÓXIDO DE CARBONO	213
6.1	PREDICCIÓN POR FLUJO NATURAL DEL MODELO IMEX Y GEM	213
6.2	INYECCIÓN DE AGUA MODELO IMEX Y GEM	216
6.3	INYECCIÓN DE DIÓXIDO DE CARBONO (CO ₂) VS INYECCIÓN DE AGUA EN MODELO GEM	220
6.4	SENSIBILIDADES DEL MODELO DE INYECCIÓN DE DIÓXIDO DE CARBONO (CO ₂) MODELO GEM.	223
6.4.1	Sensibilidad de presión	223
6.4.2	Sensibilidad de concentración	228
7.	ANÁLISIS DE ESCENARIOS DE SIMULACIÓN DE LA INYECCIÓN DE DIÓXIDO DE CARBONO CON EL EFECTO DE LAS CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA.	233
8.	EVALUACIÓN FINANCIERA	247
8.1	ANÁLISIS DE COSTO DE INVERSIÓN (CAPEX)	247
8.2	ANÁLISIS DE COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX)	249
8.3	ANÁLISIS DE INGRESOS	251
8.3.1	Caso Realista	253

8.3.2 Caso Optimista	254
8.4 EVALUACIÓN FINANCIERA	255
8.4.1 Valor Presente Neto (VPN)	255
8.4.2 Flujo de Caja	256
8.4.2.1 Caso realista	256
8.4.2.2 Caso Optimista	258
8.5 CONCLUSIONES FINANCIERAS	260
9. CONCLUSIONES	261
10. RECOMENDACIONES	264
BIBLIOGRAFIA	265
ANEXOS	268

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Propiedades de yacimiento del Campo Llanito	49
Tabla 2. Valores de Velocidad Sónica y Tiempo de Tránsito para Matrices de Roca y Revestimientos Comunes	60
Tabla 3. Valores de Densidad para Minerales y Fluidos	61
Tabla 4. Pruebas PVT Comunes	71
Tabla 5. Pruebas PVT Especiales	72
Tabla 6. Rangos de Aplicación de Correlación de Standing MB	77
Tabla 7. Rangos de Aplicación de correlación de Carr et al.	79
Tabla 8. Rangos de Aplicación de correlación de Glaso Volatile	80
Tabla 9. Rangos de Aplicación de correlación de Petrosky G.E. y Farshad F.F	81
Tabla 10. Rangos de Aplicación de correlación de Beggs H.D. y Robinson J.R.	82
Tabla 11. Características de los mecanismos de producción	88
Tabla 12. Características de los Métodos de Recuperación Terciaria	90
Tabla 13. Registros Eléctricos de tres Pozos en Campo Llanito	107
Tabla 14. Líneas base de Arcilla y Arena para la Zona Mugrosa	111
Tabla 15. Prueba de Restauración de Presión para el Pozo IC1	121
Tabla 16. Prueba de Restauración de Presión para el Pozo IC2	121
Tabla 17. Derivada de Presión de Bourdet y Tiab para el Pozo IC1	122
Tabla 18. Derivada de Presión de Bourdet y Tiab para el Pozo IC2	123
Tabla 19. Resultado de la Prueba de Presión del Pozo IC1	125
Tabla 20. Resultado de la Prueba de Presión del Pozo IC2	126
Tabla 21. Permeabilidad (PBU vs Correlaciones)	127
Tabla 22. Facies de la Formación Mugrosa.	131
Tabla 23. Topes de los Pozos de la Formación Mugrosa	135
Tabla 24. Método para Promediar los Valores de los Registros de Facies.	140
Tabla 25. Método para Promediar los Valores de los Registros de Propiedades Petrofísicas.	141
Tabla 26. Grosor de Canal por Zona	142
Tabla 27. Propiedades de Fluido para el Campo Llanito	151
Tabla 28. Permeabilidad Relativa del Pozo Llanito 108.	154
Tabla 29. Presiones Promedio del Campo Llanito	157
Tabla 30. Características de Fluido del Campo Llanito	158
Tabla 31. Características de la Muestra del Pozo Llanito 127.	158
Tabla 32. Propiedades del Petróleo resultantes de la Prueba de Liberación Diferencial del Pozo Llanito 127.	159

Tabla 33. Propiedades del Gas resultantes de la Prueba de Liberación Diferencial del Pozo Llanito 127.	159
Tabla 34. Viscosidad y Densidad para el Pozo Llanito 127.	160
Tabla 35. PVT Mugrosa B debajo del punto de burbuja	163
Tabla 36. PVT Mugrosa B por encima del punto de burbuja	163
Tabla 37. PVT Mugrosa C debajo del punto de burbuja	165
Tabla 38. PVT Mugrosa C por encima del punto de burbuja	167
Tabla 39. Cromatografía de la Zona Mugrosa B	169
Tabla 40. Cromatografía de la Zona Mugrosa C	171
Tabla 41. Efecto de Hinchamiento en presencia de Dióxido de Carbono (CO ₂) en la Zona Mugrosa B	171
Tabla 42. Efecto de Hinchamiento en presencia de Dióxido de Carbono (CO ₂) en la Zona Mugrosa C	172
Tabla 43. Condiciones Iniciales del Campo Llanito	179
Tabla 44. Características de Pozo	181
Tabla 45 Valores para la Sensibilidad Relación rD	184
Tabla 46 Valores para la Sensibilidad Factor la_Fix	185
Tabla 47 Valores para la Sensibilidad de Permeabilidad relativa	185
Tabla 48 Valores para la Sensibilidad de Exponente de Saturación de Aceite	186
Tabla 49 Valores para la Sensibilidad de Exponente de Saturación de agua	186
Tabla 50 Valores para la Sensibilidad de Profundidades de Acuífero en Mugrosa B	187
Tabla 51 Valores para la Sensibilidad de Profundidades de Acuífero en Mugrosa C	187
Tabla 52 Valores para la Sensibilidad de Relación Kv/Kh, Exponente de Saturación del Agua “NW” y Profundidades de Acuífero	188
Tabla 53. Producción Acumulada de Petróleo del Yacimiento para el Cotejo Histórico para el año 2012	199
Tabla 54 Presión de Fractura	205
Tabla 55 Tasa de Inyección para el Escenario 1	206
Tabla 56 Tasa de Inyección para el Escenario 2	207
Tabla 57 Tasa de Inyección para el Escenario 3	208
Tabla 58 VRR	210
Tabla 59. Producción de Petróleo Acumulado para VRR del 95% al 25%	212
Tabla 60. Producción de Petróleo Acumulado para VRR del 25% con Incremento de Tasa de Inyección hasta el 200%	212
Tabla 61. Petróleo Producido para el Escenario de Predicción por Flujo Natural del Modelo IMEX y GEM	216

Tabla 62. Producción de Petróleo para el Escenario de Inyección de agua Modelo IMEX y GEM	220
Tabla 63. Producción de Petróleo para el Escenario de Inyección de Dióxido de Carbono (CO ₂) VS Inyección de Agua en Modelo GEM	223
Tabla 64. Presión de Inyección para el Escenario de Inyección de Dióxido de Carbono (CO ₂) Modelo GEM	224
Tabla 65. Producción de Petróleo Acumulado para la Sensibilidad de Presión en el Escenario de Inyección de Dióxido de Carbono (CO ₂) Modelo GEM	228
Tabla 66. Concentración de Fluido a Inyectar para el Escenario de Inyección de Dióxido de Carbono (CO ₂) Modelo GEM	228
Tabla 67. Producción de Petróleo para la Sensibilidad de Concentración en el Escenario de Inyección de Dióxido de Carbono (CO ₂) Modelo GEM	232
Tabla 68. IFT Vs Concentración de Dióxido de Carbono	234
Tabla 69. IFT Vs Concentración de Dióxido de Carbono Para el Campo Llanito	235
Tabla 70. Parámetro de Interpolación DTRAP Para el Campo Llanito	237
Tabla 71. Concentración de CO ₂ para Cuatro (4) Muestras de Núcleos	239
Tabla 72. Permeabilidad Relativa para el Campo Llanito a Diferentes Concentraciones de Dióxido de Carbono (CO ₂)	240
Tabla 73. Tasa de Producción de Petróleo para la Sensibilidad de Kr en el Escenario de Inyección de Dióxido de Carbono (CO ₂) Modelo GEM	246
Tabla 74. Costos de Acondicionamiento	248
Tabla 75. Costos de Facilidades de Inyección	248
Tabla 76. Costos de Inversión por Pozo	248
Tabla 77. Numero de Pozos para la Campaña de Acoplamiento	249
Tabla 78. Costo Total de Inversión	249
Tabla 79. Producción Campo Llanito	249
Tabla 80. Costos de Producción	250
Tabla 81. Costo de Dióxido de Carbono	250
Tabla 82. Costos de Operación	251
Tabla 83. Producción Neta	252
Tabla 84. Precio del Barril de Petróleo Referencia Brent	252
Tabla 85. Precio de Venta del Escenario Realista	253
Tabla 86. Ingresos Totales del Escenario Realista	254
Tabla 87. Precio de Venta del Escenario Optimista	254
Tabla 88. Ingresos Totales del Escenario Optimista	255

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1 Mapa de localización del Campo Llanito, Cuenca del Valle Medio del Magdalena, Colombia.	38
Figura 2. Columna estratigráfica generalizada del Campo Llanito.	44
Figura 3. Estructura del Campo Llanito	45
Figura 4. Humectabilidad	53
Figura 5. Curvas Tipo del Registro SP	57
Figura 6 Screening de Selección de EOR por Viscosidad del Petróleo.	91
Figura 7. Screening de Selección de EOR por Gravedad API	92
Figura 8. Screening de Selección de EOR por Porosidad	93
Figura 9. Screening de Selección de EOR por Permeabilidad	94
Figura 10. Screening de Selección de EOR por Profundidad de Yacimiento	95
Figura 11. Screening de Selección de EOR por Temperatura de Yacimiento	96
Figura 12. Proceso de Miscibilidad al Primer Contacto	101
Figura 13. Mecanismo de Condensación a Temperatura y Presión constantes	102
Figura 14. Mecanismo de Vaporización a Temperatura y Presión constantes	103
Figura 15. Representación de un Proceso Inmiscible	104
Figura 16. Resistividad del agua para el Pozo IC1	110
Figura 17. Resistividad del agua para el Pozo IC2	111
Figura 18. Volumen de Arcilla para el Pozo IC1	112
Figura 19. Volumen de Arcilla para el Pozo IC2	113
Figura 20. Porosidad Efectiva para el Pozo IC1	115
Figura 21. Porosidad Efectiva para el Pozo IC2	115
Figura 22. Saturación de Agua para el Pozo IC1	119
Figura 23. Saturación de Agua para el Pozo IC2	120
Figura 24. Perfil de Facies de Mugrosa Zona Unidad Fósiles	128
Figura 25. Perfil de Facies de Mugrosa Zona Unidad Fósiles Ajustada	128
Figura 26. Curvas Tipo del Efecto Espejo del Registro SP	129
Figura 27. Curvas Tipo del Efecto Espejo del Registro SP para el Pozo ABC	130
Figura 28. Curvas Tipo del Efecto Espejo del Registro SP para el Pozo IC1	130
Figura 29. Curvas Tipo del Efecto Espejo del Registro SP para el Pozo IC2	131
Figura 30. Mapa de probabilidad de cuerpos de Arena de la Formación Mugrosa	132
Figura 31. Tope de la Zona C de la Formación Mugrosa	133
Figura 32. Ajuste de Topes de la Formación Mugrosa	134
Figura 33. Superficies Estructurales de la Formación Mugrosa	136
Figura 34. Superficies Estructurales Generadas de la Formación Mugrosa	137
Figura 35. Zonas y Capas de la Formación Mugrosa	138

Figura 36. Modelo 3D de Zonas y Capas de la Formación Mugrosa	138
Figura 37. Geometría de los Pilares del Modelo 3D	139
Figura 38. Estructura Geométrica del modelo 3D	140
Figura 39. Distribución de Facies de la Zona Mugrosa B1	141
Figura 40. Proceso de Truncamiento de Volumen de Arcilla para la Zona Mugrosa C3	142
Figura 41. Proceso de Normalización del Volumen de Arcilla en la Zona Mugrosa Unidad Fósil.	143
Figura 42. Variograma para la Porosidad Total de la Zona Mugrosa B4	144
Figura 43. Ajuste de Ancho y Grosor para la Zona Mugrosa B1	145
Figura 44. Modelo de Facies de la Formación Mugrosa	145
Figura 45. Ajuste de Modelamiento de la Porosidad Efectiva para la Zona Mugrosa B1	146
Figura 46. Modelo de Porosidad Total de la Formación Mugrosa	146
Figura 47. Modelo de Porosidad Efectiva de la Formación Mugrosa	147
Figura 48. Modelo de Volumen de Arcilla de la Formación Mugrosa	147
Figura 49. Modelo de permeabilidad	148
Figura 50. Grid de Simulación	149
Figura 51. Acuífero en la Zona Mugrosa B	152
Figura 52. Acuífero en la Zona Mugrosa C	153
Figura 53. Set de Curvas de Permeabilidad Relativa para la Formación Mugrosa	156
Figura 54. Características de Fluido para la Zona Mugrosa B	164
Figura 55. Características de Fluido para la Zona Mugrosa C	168
Figura 56. Estado Mecánico del Pozo ABC.	179
Figura 57. Estado Mecánico del Pozo IC1.	180
Figura 58. Estado Mecánico del Pozo IC2.	181
Figura 59. Primer escenario de patrón de inyección	206
Figura 60. Segundo escenario de patrón de inyección	207
Figura 61 Tercer escenario de patrón de inyección	207
Figura 62. Flujo de Caja del Escenario Realista	257
Figura 63. Flujo de Caja Neto del Escenario Realista	257
Figura 64. Flujo de Caja del Escenario Optimista	258
Figura 65. Flujo de Caja Neto del Escenario Optimista	259

LISTA DE GRÁFICAS

	pág.
Gráfica 1 Producción acumulada del Campo Llanito.	48
Gráfica 2 Factores de Compresibilidad del Gas Propuesta por Standing M.B	76
Gráfica 3 Viscosidad del Gas Propuesta por Carr et All	77
Gráfica 4 Recobro de petróleo por mecanismo de producción	87
Gráfica 5 Curva de Equilibrio para el Dióxido de Carbono	98
Gráfica 6 Coeficiente de Hinchamiento vs Contenido de CO ₂ del Campo Galán	99
Gráfica 7 Reducción de la Viscosidad con CO ₂	100
Gráfica 8 Estimación de Rwe por medio del SSP para el Pozo IC1	108
Gráfica 9 Estimación de Rw a partir de Rwe para el Pozo IC1	109
Gráfica 10 Capacidad de Intercambio catiónico para el Pozo IC1 en la Zona Mugrosa Unidad Fósiles	118
Gráfica 11 Log – Log para el Pozo IC1	124
Gráfica 12 Log – Log para el Pozo IC2	125
Gráfica 13 Curva de Permeabilidad Relativa del Pozo Llanito	155
Gráfica 14 Curvas de Permeabilidad Relativa con un Exponente de Curvatura de 2 para la Formación Mugrosa.	157
Gráfica 15 Gravedad Específica del Gas Vs Presión del Pozo Llanito	160
Gráfica 16 Factor Volumétrico del Gas Vs Presión del Pozo Llanito	161
Gráfica 17 Viscosidad del Gas vs Presión del Pozo Llanito	161
Gráfica 18 Viscosidad del Petróleo vs Presión del Pozo Llanito	162
Gráfica 19 Densidad del Petróleo vs Presión del Pozo Llanito	162
Gráfica 20 Rs y Bo Vs Presión para la Zona Mugrosa B	164
Gráfica 21 Viscosidad Vs Presión para la Zona Mugrosa B	165
Gráfica 22 Rs y Bo Vs Presión para la Zona Mugrosa C	168
Gráfica 23. Viscosidad Vs Presión para la Zona Mugrosa C	169
Gráfica 24 Volumen Relativo Vs Presión para la Zona Mugrosa B	173
Gráfica 25 Viscosidad vs Presión para la Zona Mugrosa B	174
Gráfica 26 Factor de Compresibilidad Z vs Presión para la Zona Mugrosa B	174
Gráfica 27 ROV y GOR vs Presión para la Zona Mugrosa B	175
Gráfica 28 Bo y GOR vs Presión para la Zona Mugrosa B	175
Gráfica 29. Volumen Relativo vs Presión para la Zona Mugrosa C	176
Gráfica 30 Viscosidad vs Presión para la Zona Mugrosa C	177
Gráfica 31 Factor de Compresibilidad Z vs Presión para la Zona Mugrosa C	177
Gráfica 32 ROV y GOR vs Presión para la Zona Mugrosa C	178
Gráfica 33 Bo y GOR vs Presión para la Zona Mugrosa C	178
Gráfica 34 Historia de Producción del Pozo ABC	182
Gráfica 35 Historia de Producción del Pozo IC1	182

Gráfica 36	Historia de Producción del Pozo IC2	183
Gráfica 37	Historia de Producción del Campo Llanito	183
Gráfica 38	Producción Acumulada Para el Pozo ABC	188
Gráfica 39	Producción Acumulada Para el Pozo IC1	189
Gráfica 40	Producción Acumulada Para el Pozo IC2	189
Gráfica 41	Corte de Agua Para el Pozo ABC	190
Gráfica 42	Corte de Agua Para el Pozo IC1	191
Gráfica 43	Corte de Agua Para el Pozo IC2	191
Gráfica 44	Tasa de Petróleo Para el Pozo ABC	192
Gráfica 45	Tasa de Petróleo Para el Pozo IC1	193
Gráfica 46	Tasa de Petróleo Para el Pozo IC2	193
Gráfica 47	Tasa Líquida Para el Pozo ABC	194
Gráfica 48	Tasa Líquida Para el Pozo IC1	195
Gráfica 49	Tasa Líquida Para el Pozo IC2	195
Gráfica 50	Presión de Fondo Para el Pozo ABC	196
Gráfica 51	Presión de Fondo Para el Pozo IC1	197
Gráfica 52	Presión de Fondo Para el Pozo IC2	197
Gráfica 53	Presión Promedio del Yacimiento	198
Gráfica 54	Producción Acumulada de Petróleo del Yacimiento	199
Gráfica 55.	Presión de fractura para la Zona Mugrosa B por medio de la correlación de Hubbert y Willis	201
Gráfica 56.	Presión de fractura para la Zona Mugrosa B por medio de la correlación de Hubbert y Willis	202
Gráfica 57.	Presión de fractura para la Zona Mugrosa B por medio de la correlación de Matthews y Kelly	203
Gráfica 58.	Presión de fractura para la Zona Mugrosa C por medio de la correlación de Matthews y Kelly	203
Gráfica 59.	Presión de fractura para la Zona Mugrosa B por medio de la correlación de Eaton	204
Gráfica 60.	Presión de fractura para la Zona Mugrosa C por medio de la correlación de Eaton	205
Gráfica 61	Producción de Petróleo Acumulado para los tres Patrones de Inyección de Agua.	208
Gráfica 62	Presión de Yacimiento para los tres Patrones de Inyección de Agua	209
Gráfica 63	Producción de Agua Acumulada para los tres (3) Patrones de Inyección de Agua.	209
Gráfica 64	Producción de Petróleo Acumulado para VRR del 95% al 25%	211
Gráfica 65	Presión de Yacimiento para VRR del 95% al 25%	211
Gráfica 66	Producción de Petróleo Acumulado para VRR del 25% con Incremento de Tasa de Inyección hasta el 200%	212

Gráfica 67 Tasa de Petróleo para el Escenario de Predicción por Flujo Natural del Modelo IMEX y GEM	213
Gráfica 68 Tasa de gas para el Escenario de Predicción por Flujo Natural del Modelo IMEX y GEM	214
Gráfica 69 Presión de Yacimiento para el Escenario de Predicción por Flujo Natural del Modelo IMEX y GEM	215
Gráfica 70 Perfiles de Viscosidad para el Escenario de Predicción por Flujo Natural del Modelo IMEX y GEM	215
Gráfica 71 Petróleo Producido para el Escenario de Predicción por Flujo Natural del Modelo IMEX y GEM	216
Gráfica 72 Tasa de Petróleo para el Escenario de Inyección de agua Modelo IMEX y GEM	217
Gráfica 73 Tasa de Gas para el Escenario de Inyección de agua Modelo IMEX y GEM	217
Gráfica 74 Presión de Yacimiento para el Escenario de Inyección de agua Modelo IMEX y GEM	218
Gráfica 75 Producción de Agua para el Escenario de Inyección de agua Modelo IMEX y GEM	218
Gráfica 76 Perfiles de Viscosidad del Petróleo para el Escenario de Inyección de agua Modelo IMEX y GEM	219
Gráfica 77 Producción de Petróleo para el Escenario de Inyección de agua Modelo IMEX y GEM	219
Gráfica 78 Producción de Agua para el Escenario de Inyección de Dióxido de Carbono (CO ₂) VS Inyección de Agua en Modelo GEM	221
Gráfica 79 Presión del Yacimiento para el Escenario de Inyección de Dióxido de Carbono (CO ₂) VS Inyección de Agua en Modelo GEM	221
Gráfica 80 Producción de Gas para el Escenario de Inyección de Dióxido de Carbono (CO ₂) VS Inyección de Agua en Modelo GEM	222
Gráfica 81 Perfiles de Viscosidad del Petróleo para el Escenario de Inyección de Dióxido de Carbono (CO ₂) VS Inyección de Agua en Modelo GEM	222
Gráfica 82 Producción de Petróleo para el Escenario de Inyección de Dióxido de Carbono (CO ₂) VS Inyección de Agua en Modelo GEM	223
Gráfica 83 Presión de Yacimiento para la Sensibilidad de Presión en el Escenario de Inyección de Dióxido de Carbono (CO ₂) Modelo GEM	225
Gráfica 84 Producción de Agua para la Sensibilidad de Presión en el Escenario de Inyección de Dióxido de Carbono (CO ₂) Modelo GEM	225
Gráfica 85 Producción de Gas para la Sensibilidad de Presión en el Escenario de Inyección de Dióxido de Carbono (CO ₂) Modelo GEM	226
Gráfica 86 Tasa de Producción de Gas para la Sensibilidad de Presión en el Escenario de Inyección de Dióxido de Carbono (CO ₂) Modelo GEM	226

Gráfica 87 Perfiles de Viscosidad de Petróleo para la Sensibilidad de Presión en el Escenario de Inyección de Dióxido de Carbono (CO ₂) Modelo GEM	227
Gráfica 88 Producción de Petróleo para la Sensibilidad de Presión en el Escenario de Inyección de Dióxido de Carbono (CO ₂) Modelo GEM	228
Gráfica 89 Producción de Agua para la Sensibilidad de Concentración en el Escenario de Inyección de Dióxido de Carbono (CO ₂) Modelo GEM	229
Gráfica 90 Producción de Gas para la Sensibilidad de Concentración en el Escenario de Inyección de Dióxido de Carbono (CO ₂) Modelo GEM	229
Gráfica 91 Presión de Yacimiento para la Sensibilidad de Concentración en el Escenario de Inyección de Dióxido de Carbono (CO ₂) Modelo GEM	230
Gráfica 92 Perfil de Viscosidad del Petróleo para la Sensibilidad de Concentración en el Escenario de Inyección de Dióxido de Carbono (CO ₂) Modelo GEM	231
Gráfica 93 Producción de Petróleo para la Sensibilidad de Concentración en el Escenario de Inyección de Dióxido de Carbono (CO ₂) Modelo GEM	232
Gráfica 94 Tensión Interfacial Vs Concentración de CO ₂ y Presión de Yacimiento	234
Gráfica 95 IFT Vs Concentración de Dióxido de Carbono	235
Gráfica 96 Permeabilidad Relativa de Cuatro (4) Experimentos a Diferentes Concentraciones de CO ₂	238
Gráfica 97 Permeabilidad Relativa para el Campo Llanito a Diferentes Concentraciones de Dióxido de Carbono (CO ₂)	241
Gráfica 98. Producción de Agua para la Sensibilidad de Kr en el Escenario de Inyección de Dióxido de Carbono (CO ₂) Modelo GEM	242
Gráfica 99. Producción de Gas para la Sensibilidad de Kr en el Escenario de Inyección de Dióxido de Carbono (CO ₂) Modelo GEM	243
Gráfica 100 Presión de Yacimiento para la Sensibilidad de Kr en el Escenario de Inyección de Dióxido de Carbono (CO ₂) Modelo GEM	243
Gráfica 101. Perfiles de Viscosidad de Petróleo para la Sensibilidad de Kr en el Escenario de Inyección de Dióxido de Carbono (CO ₂) Modelo GEM	244
Gráfica 102 Producción de Petróleo para la Sensibilidad de Kr en el Escenario de Inyección de Dióxido de Carbono (CO ₂) Modelo GEM	245
Gráfica 103 Tasa de Producción de Petróleo para la Sensibilidad de Kr en el Escenario de Inyección de Dióxido de Carbono (CO ₂) Modelo GEM	245

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1 Porosidad	50
Ecuación 2 Porosidad Absoluta	51
Ecuación 3. Porosidad Relativa	51
Ecuación 4. Saturación	52
Ecuación 5. Presión Capilar	53
Ecuación 6. Presión Capilar para un sistema Agua-Petróleo	54
Ecuación 7. Índice de Gamma Ray	58
Ecuación 8. Volumen de Arcilla	59
Ecuación 9. Porosidad Sónica	60
Ecuación 10. Porosidad generada del Registro de Densidad	61
Ecuación 11. Peso molecular aparente	63
Ecuación 12. Gravedad específica del gas	64
Ecuación 13. Gravedad específica del gas	64
Ecuación 14. Gravedad específica del gas	64
Ecuación 15. Densidad del Gas	65
Ecuación 16. Volumen Especifico del Gas	66
Ecuación 17. Factor volumétrico del gas ideal	66
Ecuación 18. Factor volumétrico del gas	67
Ecuación 19. Factor volumétrico del gas en la formación	67
Ecuación 20. Gravedad específica del Petróleo	68
Ecuación 21. Gravedad API	68
Ecuación 22. Factor volumétrico del petróleo	69
Ecuación 23. Función Y	73
Ecuación 24. Propiedades Seudocriticas	74
Ecuación 25. Propiedades Seudorreducidas	75
Ecuación 26. Corrección por Impurezas de Propiedades Seudocriticas Propuesta por Wichert y Aziz	75
Ecuación 27. Corrección por Impurezas de la Viscosidad del Gas Propuesta por Carr et al.	78
Ecuación 28. Correcciones por Impurezas para la Viscosidad del Gas Propuesto por Carr et al.	78
Ecuación 29. Correlación para la Presión de Burbuja del Petróleo Propuesta por Glaso Volatile	79
Ecuación 30. Factor F para la Presión de Burbuja Propuesto por Glaso Volatile	79
Ecuación 31. Correlación para la Factor Volumétrico del Petróleo Propuesta por Standing M.B.	80

Ecuación 32. Correlación para la Compresibilidad del Petróleo Propuesta por Petrosky G.E. y Farshad F.F.	81
Ecuación 33. Correlación para la Viscosidad del Petróleo Propuesta por Beggs H.D. y Robinson J.R.	82
Ecuación 34. Ecuación de estado de Peng and Robinson 1976	83
Ecuación 35. Corrección de factor de dependencia.	84
Ecuación 36. Factor de Compresibilidad Propuesto por Pedersen	84
Ecuación 37. Volumen Molar	85
Ecuación 38. Parámetro De Translación de Volumen	85
Ecuación 39. Densidad corregida de fluido	86
Ecuación 40. Modelo de Viscosidad PR 1984	86
Ecuación 41. Resistividad del Agua	110
Ecuación 42. Índice de Gamma Ray para el Pozo IC1	112
Ecuación 43. Volumen de Arcilla para el Pozo IC1	112
Ecuación 44. Porosidad generada del Registro de Densidad para el Pozo IC1	113
Ecuación 45. Porosidad Promedio	113
Ecuación 46. Porosidad Promedio para el Pozo IC1	114
Ecuación 47. Porosidad Efectiva	114
Ecuación 48. Porosidad Efectiva para el Pozo IC1	114
Ecuación 49. Factor de Formación Propuesto por Archie	116
Ecuación 50. Saturación de Agua propuesto por Juhasz	117
Ecuación 51. Capacidad de intercambio catiónico	117
Ecuación 52. Conductancia de los Cationes de Arcilla	117
Ecuación 53. Conductancia de los Cationes de Arcilla para el Pozo IC1	118
Ecuación 54. Saturación de Agua propuesto por Juhasz para el Pozo IC1	119
Ecuación 55. Derivada de Presión de Bourdet y Tiab	122
Ecuación 56. Permeabilidad	126
Ecuación 57. Estandarización	142
Ecuación 58. Estimador de Variograma teórico	143
Ecuación 59. Permeabilidad Vertical	151
Ecuación 60. Intrusión de Agua por el Método de Fetkovitch	151
Ecuación 61. Permeabilidad Relativa del Agua	155
Ecuación 62. Permeabilidad Relativa del Petróleo	156
Ecuación 63. Presión de Sobrecarga	200
Ecuación 64. Presión de Fractura Propuesto por Hubbert y Willis	201
Ecuación 65. Presión de Fractura Propuesto por Matthews y Kelly	202
Ecuación 66. Presión de Fractura Propuesto por Eaton	204
Ecuación 67. Relación Tasa de Inyección - Producción	210
Ecuación 68. Factor Volumétrico del Gas.	220
Ecuación 69. Presión Mínima de Miscibilidad.	224
Ecuación 70. Parámetro de Interpolación DTRAP	235

Ecuación 71. Numero Capilar	236
Ecuación 72. Velocidad de Desplazamiento	236
Ecuación 73. Tiempo de Ruptura	237
Ecuación 74. Valor Presente Neto	255
Ecuación 75. Valor Presente Neto del Escenario Realista	258
Ecuación 76. Valor Presente Neto del Escenario Optimista	259

LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo A. Solución De La Ecuación Cúbica	269
Anexo B. Capacidad de intercambio catiónico para el Pozo IC1	270
Anexo C. Capacidad de intercambio catiónico para el Pozo IC2	274
Anexo D. Mapa de facies de la formación mugrosa para el Campo Llanito	278
Anexo E. Resultado de la sensibilidad del acuífero para el Campo Llanito	287
Anexo F. Resultado de la sensibilidad de la Relación r_d para el Campo Llanito	296
Anexo G. Resultado de la sensibilidad de la Relación k_v/k_h para el Campo Llanito	305
Anexo H. Resultado de la sensibilidad de la permeabilidad de agua para el Campo Llanito	314
Anexo I. Resultado de la sensibilidad del Exponente de Saturación del Aceite para el Campo Llanito	323
Anexo J. Resultado de la sensibilidad del Exponente de Saturación del Agua para el Campo Llanito	332
Anexo K. Resultado de la sensibilidad de la profundidad del acuífero en la Zona Mugrosa B para el Campo Llanito	341
Anexo L. Resultado de la sensibilidad de la profundidad del acuífero en la Zona Mugrosa C para el Campo Llanito	350

ABREVIATURAS

API	American Petroleum Institute
Bbl:	barril
Bo:	factor volumétrico del petróleo (Bbl/STB)
BOPD:	barriles de petróleo por día
Bw:	factor volumétrico del agua (Bbl/STB)
cP:	centipoise
Co	compresibilidad del petróleo (Lpc-1)
CO₂:	dióxido de carbono
EOR:	métodos de recobro mejorado
Ft:	pies
GOR:	relación gas-aceite
Kh:	permeabilidad Horizontal, mD
Kro:	permeabilidad relativa al petróleo, mD
Krw:	permeabilidad relativa al agua, mD
Kv:	permeabilidad vertical, mD
mD:	milidarcy
OOIP:	Original Oil in Place
P:	presión, (lpca)
Pb:	presión de burbuja, (lpca)
PVT:	prueba de presión, volumen y temperatura
Rs:	razón gas-petróleo en solución
So:	saturación de petróleo, (fracción)
Sor:	saturación de petróleo residual, (fracción)
Sw:	saturación de agua, (fracción)
Swirr:	saturación de agua irreducible, (fracción)
T:	temperatura
TIO:	tasa interna de oportunidad
VPN:	valor presente neto
°API:	Gravedad del petróleo, (adimensional)
°F:	Grados Fahrenheit
μo:	Viscosidad del petróleo, cP
μw:	Viscosidad del agua, cP
Yo:	gravedad específica del petróleo, (adimensional)
Yw:	gravedad específica del agua, (adimensional)
ρo:	densidad del petróleo, (lb/ft ³)
ρr:	densidad de la roca, (lb/ft ³)
ρw:	densidad del agua, (lb/ft ³)
Ø:	porosidad, (fracción)

GLOSARIO

ALOQUÍMICO: material de origen químico o bioquímico, como fósiles, intraclastos u oolitos, que fueron formados en la misma cuenca de depositación pero que se incorporan al sedimento como clastos.

AMBIENTE SEDIMENTARIO: área y condiciones físicas, químicas, biológicas y geográficas que permiten el depósito de sedimento en una cuenca.

AMONITAS: subclase de moluscos cefalópodos que vivieron del Devónico al Cretácico. Debido a su rápida evolución y amplia distribución, son tomados como fósiles guía.

ANTICLINAL: es un plegamiento en el cual las rocas estratificadas buzan en sentido contrario (divergen) a partir de un plano axial, presenta los estratos más antiguos en el núcleo.

ARCILLA: partícula mineral de grano menor a 1/256 mm. También puede tomarse como un tipo de mineral dentro del grupo de los filosilicatos.

ARCILLOLITA: roca sedimentaria, de textura detrítica, formada en gran parte por granos de tamaño menor a 0.039mm. Compuesta principalmente por hidróxidos de hierro y aluminio.

ARCOSA: roca sedimentaria, de textura detrítica, de tamaño arena entre 2mm y 1/16 mm, formada por granos de cuarzo y feldespato alcalino, de tamaño arena. Para ser arcosa, los granos deben ser feldespato alcalino en más de un 80%, lo demás puede ser cuarzo o fragmentos líticos.

ARENA: sedimento compuesto por granos de tamaño entre 2 mm y 1/16 mm. Se origina por la meteorización de las rocas, y ha sido seleccionada por la acción del agente de transporte. Puede tener cualquier composición mineralógica.

ARENISCA: roca sedimentaria, de textura detrítica, formada por granos de tamaño entre 1/16 mm y 2 mm. Puede estar compuesta por cuarzo, feldespato alcalino, o fragmentos líticos, siempre y cuando sean de tamaño arena.

BASAMENTO: base de la cuenca sedimentaria, conformada principalmente por rocas ígneas o metamórficas.

BASCULAMIENTO: inclinación de un bloque de roca, asociado a tectonismo.

BIVALVOS: clase del filo Mollusca, presentan dos valvas o conchas, unidas por bisagras y ligamentos. No son muy utilizados como fósiles guía, pero sí para hacer correlaciones y dataciones.

BIOMICRITAS: roca sedimentaria carbonatada con más del 10% de aloquímicos. Presencia de matriz, más que de cemento calcáreo.

CALIZA: roca sedimentaria, de origen químico o bioquímico, con tamaño de grano muy fino, y compuesto básicamente por carbonatos, como calcita, dolomita. También puede contener fósiles recristalizados en carbonato.

CAMPO: es la superficie existente sobre una acumulación o grupo de acumulaciones subterráneas de hidrocarburos; está formado por un yacimiento relacionado a aspectos estructurales que permiten el entrapamiento de los mismos. Generalmente el término se refiere a un tamaño económico.

CAPA: unidad litoestratigráfica de menor rango que el miembro. Sus superficies dividen una capa de otra, y todo un conjunto de capas pueden hacer parte de una formación. Puede haber laminación en las capas.

CAPEX: capital Expenditures o inversiones en bienes de capital se define como el gasto que una empresa realiza en bienes de equipo y que genera beneficios para una compañía, bien sea a través de la adquisición de nuevos fijos activos o por medio del aumento del valor de los activos fijos ya existentes.

CARBONATO: sal del ácido carbónico. Hace parte de la estructura de las rocas carbonatadas.

CEMENTO: material fino que se acumula en los poros de la roca, luego que esta se formó. Rellena los poros, hace que la roca sea más competente y compacta.

CONCORDANTE: superficie que separa dos unidades litoestratigráficas, en las cuales existe paralelismo de la estratificación entre las capas que infrayacen y suprayacen el estrato.

CONGLOMERADO: roca sedimentaria detrítica, con clastos redondeados mayores a 2mm. Formada en ambiente continental de alta energía, de mala selección, y se compone principalmente por cuarzo.

CUENCA SEDIMENTARIA: área deprimida en donde se acumulan sedimentos, que posteriormente por diagénesis pueden convertirse en roca. Limitada por altos topográficos, como cadenas montañosas.

DAÑO DE POZO: alteración de las características originales o de campo lejano de una formación productiva, generalmente como resultado de la exposición a los fluidos de perforación, obteniendo como resultado la reducción del volumen poral y la permeabilidad efectiva de la formación producible en la región vecina al pozo.

DEPOSITACIÓN: es un proceso geológico en el cual las partículas de minerales o rocas se agregan a un accidente geográfico o masa de tierra después de haber sido

transportadas. Se ve afectado por el tamaño, la forma, la densidad y velocidad de transporte de los granos.

DISCORDANTE: superficie que separa dos unidades litoestratigráficas, en las cuales no existe paralelismo de la estratificación entre las capas infrayacentes y suprayacentes.

ESPESOR: distancia existente en un punto dado, entre las superficies que limitan un estrato, conjunto de capas o estructuras, que mide perpendicularmente a la mayor dimensión.

ESTRATIGRAFÍA: rama de la geología que estudia e interpreta los procesos registrados en las sucesiones sedimentarias; permite conocer el origen, la composición y distribución de las rocas estratificadas mediante la relación de sucesos, materiales y tiempo-espacio.

FACIES: son las características que representan una unidad litoestratigráfica, reflejando su origen, generalmente se tienen en cuenta las propiedades petrofísicas que controlan el desplazamiento de los fluidos.

FACTOR DE RECOBRO: porcentaje de petróleo recuperado que se encuentra almacenado en un yacimiento.

FALLA: desplazamiento de un bloque rocoso con respecto a otro colindante a este a través de un plano denominado “plano de falla” cuando las fuerzas tectónicas superan la resistencia de la roca.

FALLA INVERSA: se caracteriza por el desplazamiento del bloque encima de la falla hacia arriba respecto al bloque ubicado debajo de la falla. Son producto de esfuerzos compresivos.

FALLA NORMAL: se caracteriza por el desplazamiento del bloque bajando con respecto al bloque ubicado debajo de la falla. Es producto de esfuerzos distensivos.

FORAMINÍFEROS: organismos protistas ameboides, principalmente marinos. Sus fósiles sirven para hacer correlaciones.

FORAMINÍFEROS BENTÓNICOS: foraminíferos que viven en el sedimento marino.

FORAMINÍFEROS PLANTÓNICOS: foraminíferos que viven en la columna de agua marina.

FORMACIÓN: unidad litoestratigráfica que define un cuerpo de roca según unas características dadas. Poseen facies, ambiente de depositación y fuente de aporte de materiales semejantes.

GAMMA RAY: registro litológico que se fundamenta en la radioactividad emitida por las rocas.

GASTRÓPODOS: clase del filo Mollusca. Sus conchas por lo general tienen cierre en espiral. Sirven para correlación y datación.

GLAUCONITA: mineral del grupo de los silicatos que se encuentra en rocas sedimentarias. Su presencia indica niveles bajos de energía de depósito, generalmente fondo marino.

GRAVA: tamaño de grano que varía entre 2 y 64 mm. Forman las rocas sedimentarias detríticas conocidas como conglomerados.

GRUPO: unidad litoestratigráfica de mayor rango que la formación.

KERÓGENO: cantidad de materia orgánica insoluble presente en las rocas sedimentarias, precursor del petróleo.

LIMO: tamaño de grano que varía entre 1/16 mm y 1/256 mm.

LITOARENITA: roca sedimentaria clástica clasificada dentro de las areniscas, tiene un tamaño de partícula entre 0.02 y 2 mm. Está compuesta esencialmente por fragmentos de rocas y feldespatos con un contenido mayor al 25%.

LODOLITA: roca sedimentaria detrítica, no presenta fisilidad; formada por la consolidación de partículas finas de arcillas de colores gris oscuro, a veces verdoso. Tiene un tamaño entre limo y arcilla.

LUTITAS: es una roca sedimentaria detrítica, de textura clástica, físil y laminada también conocida como "shale", constituida por partículas de un tamaño de grano menor a 0.004 mm. Puede contener altos porcentajes de materia orgánica, siendo la roca fuente por excelencia.

MADUREZ: se refiere al contenido de material fino, redondeamiento y selección de los granos de una roca sedimentaria.

MATRIZ: material fino que se acumula entre los granos al momento de la depositación. Pueden ser arcillas o arenas de grano muy fino.

MIEMBRO: unidad litoestratigráfica de orden inmediatamente inferior a la Formación. Se le reconoce por poseer unas especiales características litológicas que le distinguen de las restantes partes de la formación. Su extensión lateral y su espesor tienen que estar comprendidos enteramente dentro de la formación a la que pertenece.

MIGRACIÓN: es el movimiento de los hidrocarburos desde la roca fuente hacia rocas almacenadoras o reservorio; produce desde una estructura inferior hacia un área más alta, es crucial para la formación de un sistema petrolero.

MOLUSCO: invertebrado marino y terrestre, de cuerpo blando, protegidos por una concha o desnudos, son de gran interés por su larga historia geológica.

OPEX: costos asociados con el mantenimiento de equipos y gastos de consumibles y otros gastos de funcionamiento necesarios para la producción y funcionamiento del negocio o sistema.

PERMEABILIDAD: es una propiedad de la roca relacionada a su capacidad para transmitir fluidos, medida en Darcies. Las formaciones como las areniscas tienen altos valores, con poros grandes y bien conectados.

POROSIDAD: es la relación entre el volumen poroso existente que puede contener fluidos respecto al volumen total de la roca; es una propiedad que determina la capacidad de almacenamiento de la misma.

POZO: medio por el cual el hidrocarburo es sacado de su reservorio a superficie.

REGRESIÓN: descenso del nivel del mar.

ROCA GENERADORA: es una roca rica en materia orgánica que, bajo condiciones de temperatura y presión favorables, sin degradación de la misma generará petróleo o gas.

ROCA RESERVORIO: es un elemento del sistema petrolífero con propiedades de porosidad y permeabilidad que permiten la acumulación de hidrocarburos que posteriormente permite su comercialidad.

ROCA SELLO: es una roca impermeable, con valores cercanos a 10^{-8} Darcies que limita el paso de los fluidos y contribuye al entrapamiento de los hidrocarburos de tal forma que no puedan migrar fuera del yacimiento.

SELECCIÓN: homogeneidad en el tamaño de los granos.

SHALE: roca sedimentaria detrítica, presenta fisilidad; formada por la consolidación de partículas finas de arcillas de tamaño limo y arcilla; de color oscuro, debido al contenido de arcillas y materia orgánica.

SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS: rama de la ingeniería de yacimientos que por medio de la ecuación de difusividad y a través de los métodos numéricos permite predecir y/o evaluar el comportamiento de un yacimiento bajo uno o más esquemas de explotación.

TENSION INTERFACIAL: fuerza que actúa en el plano de superficie por unidad de longitud, donde las superficies o plano es dada por el contacto de dos fluidos inmiscibles. Es una medida de miscibilidad y para sistemas agua-crudo tiene valores típicos entre las 30 a 50 dinas/cm.

TEXTURA: característica de la roca que incluye el tamaño de grano, selección, madurez.

TEXTURA FLASER: textura propia de ambientes intramareales, donde se presentan intercalaciones de niveles de arena y lodo. Las lodolitas tienen forma de pestañas.

TRAMPAS: estructura geológica que permite la acumulación de hidrocarburos, sin posibilidad de que estos migren hacia otras formaciones. Se pueden clasificar en trampas estratégicas asociadas a cambios en el tipo de roca o rasgos sedimentarios, y trampas estructurales asociadas a fallas o pliegues.

TRANSGRESIÓN: ascenso del nivel del mar.

YACIMIENTO: cuerpo rocoso del subsuelo con características de porosidad y permeabilidad para almacenar y transportar los hidrocarburos. Es sinónimo de reservorio.

RESUMEN

En este trabajo se presenta la geología del Campo Llanito, donde se describe la historia del campo, localización, historia de producción y estratigrafía del campo. De igual manera, se resaltan aspectos de la geología estructural y del petróleo. Adicionalmente, se describen las propiedades de roca y fluido, principios de los registros eléctricos, pruebas PVT y comportamiento de modelos composicionales. Para terminar la primera sección, se describen los mecanismos de producción y los métodos de recuperación, donde se enfatiza en la inyección de dióxido de carbono, junto con sus efectos en el factor de recobro.

Considerando la información descrita, se realiza el modelo estático representativo del campo basado en la interpretación de los registros eléctricos y la integración de información del Campo Llanito, como lo son los mapas de contorno y mapas de facies. Continuando, se genera el modelo composicional relacionando cromatografías, pruebas PVT e información de hinchamiento de dióxido de carbono a condiciones de yacimiento.

Por consiguiente, es de vital importancia ajustar datos específicos para asegurar la reproducción del comportamiento del yacimiento y de los datos históricos, mediante el proceso de cotejo histórico.

Además, se describen estudios realizados del efecto de la inyección de dióxido de carbono en la tensión interfacial y en las curvas de permeabilidad relativa, con el fin de correlacionar estos datos al modelo de simulación.

A partir del modelo generado, se formulan diferentes escenarios de recobro mejorado por medio de inyección de agua y de dióxido de carbono. Como resultado de estas simulaciones, se presenta que la inyección de dióxido de carbono es técnicamente viable para mejorar el factor de recobro y que tiene un efecto favorable en las curvas de permeabilidad relativa.

Por último, se realiza un análisis financiero, en el cual se evidencia la viabilidad financiera del proyecto, solo si los precios del petróleo corresponden a una proyección optimistas en los próximos 15 años.

Palabras Clave:

- Simulación Yacimientos
- Dióxido Carbono
- Recobro Mejorado
- Miscibilidad Dióxido Carbono
- Permeabilidad Relativa
- Cuenca Valle Medio del Magdalena
- Campo Llanito.

INTRODUCCIÓN

Durante la historia de producción de un yacimiento, la presión va declinando con el tiempo, siendo la presión del yacimiento la energía del mismo. Cuando la energía del yacimiento se agota, este llega al punto de no producir más por flujo natural. A causa de lo anterior, se implementaron los sistemas de levantamiento artificial que ayudan a llevar los fluidos a superficie cuando el yacimiento no tiene la energía para desplazarlos desde fondo de pozo; sin embargo, fue necesario implementar diferentes técnicas para cuando los fluidos de la fase no acuosa no se desplazan del yacimiento a fondo de pozo.

En el caso específico del Campo Llanito, la declinación de producción y el agotamiento del yacimiento son evidentes y puede ser la causa principal del abandono del Pozo ABC en la cuenca del Valle Medio del Magdalena, por lo cual se perdería la posibilidad de prolongar la vida útil del mismo.

En consecuencia, es necesario incrementar el factor de recobro, por lo cual este estudio se dedicará a investigar la inyección de dióxido de carbono como método de recobro mejorado y se realizará un énfasis en el estudio del efecto de las permeabilidades relativas en el proceso de inyección del Dióxido de Carbono, con el fin de aumentar el factor de recobro y mejorar la movilidad del crudo.

Se utilizaron por ende datos de pozo, como es el caso de registros eléctricos, pruebas de presión, datos composicional y demás información, con el fin de modelar las propiedades del yacimiento, para poder simular diferentes escenarios de inyección de dióxido de carbono, y de ahí escoger el mejor caso posible para el proyecto.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Evaluar técnico-financieramente el impacto en curvas de permeabilidad relativa durante el proceso de inyección de Dióxido de Carbono (CO₂) en el Campo Llanito mediante simulación numérica.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Describir las generalidades y geología del Campo Llanito.
2. Generar el modelo estático y dinámico representativo del Campo Llanito.
3. Realizar el cotejo histórico de producción del modelo de simulación generado.
4. Simular el proceso de inyección de Dióxido de Carbono (CO₂) en el modelo generado.
5. Identificar las variables de impacto que afectan las curvas de permeabilidad relativa durante el proceso de inyección de Dióxido de Carbono (CO₂).
6. Hallar el factor de recobro para cada escenario.
7. Seleccionar el escenario que genere un mayor factor de recobro en el proceso de inyección de Dióxido de Carbono (CO₂).
8. Establecer la viabilidad financiera de la inyección de Dióxido de Carbono (CO₂) en el Campo Llanito utilizando el indicador financiero Valor Presente Neto (VPN).

1. GENERALIDADES DEL CAMPO LLANITO

En el presente capítulo se presenta la historia del Campo Llanito, marco geológico y su historial de producción.

1.1 HISTORIA DEL CAMPO

El 19 de febrero de 1955 se inician los estudios de exploración en la zona. El Campo Llanito fue desarrollado por Ecopetrol desde los años sesentas, pese a que su primer pozo explorador, Llanito 1, fue perforado en 1955 llegando al basamento a 13560 ft, sin encontrar algún rastro de hidrocarburos. Luego de la perforación de Llanito 1, se perforaron 7 pozos más hasta 1960, con el objetivo de llegar a la Formación Mugrosa (Paleógeno Superior) sin llegar a obtener ninguna producción comercial, hasta que llegó la perforación de Llanito 9 que resultó productor. Se terminó de delimitar el campo con la perforación del pozo Llanito Norte 1 en 1977, y a partir de 1981 se da comienzo a la segunda campaña de desarrollo del campo, con la perforación de 30 nuevos pozos, de los cuales 28 resultaron productores, reduciendo el área de 120 a 60 acres.

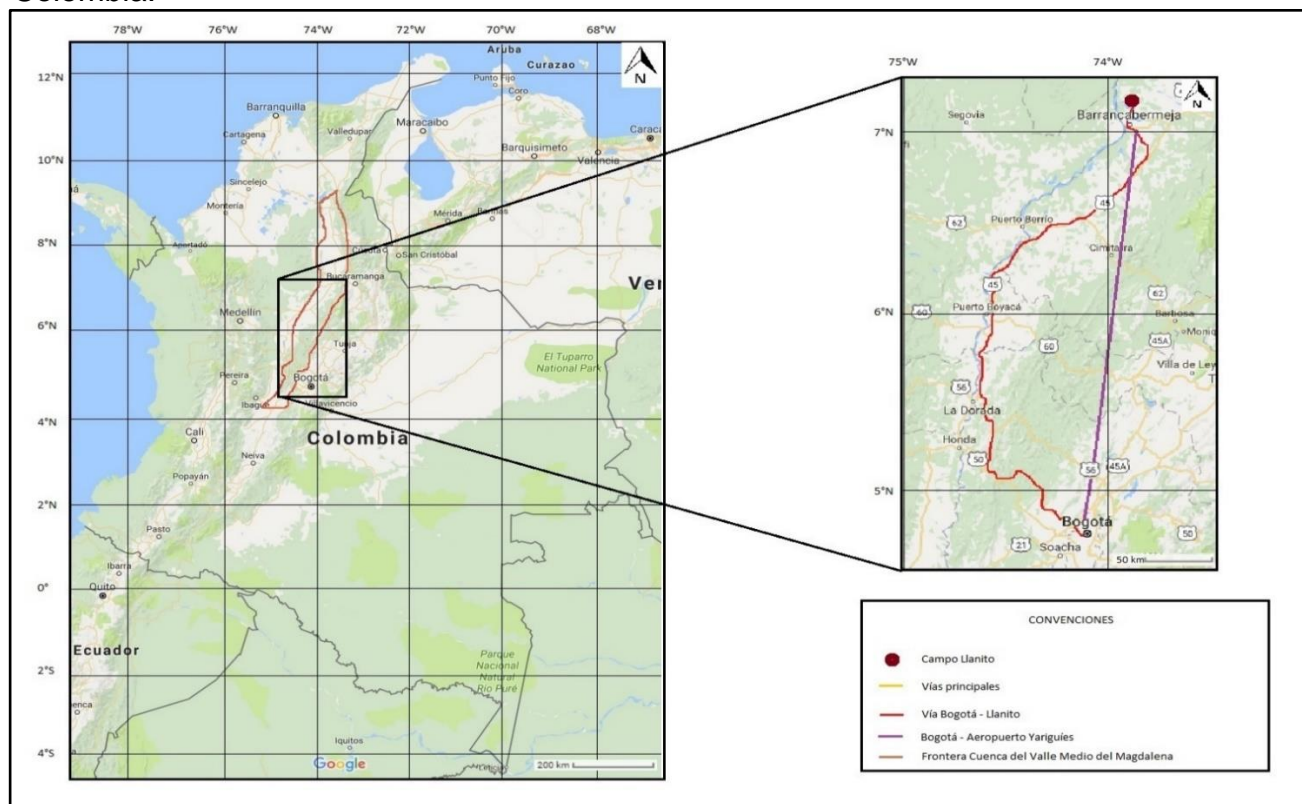
1.2 LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA DEL CAMPO LLANITO

El Campo Llanito está ubicado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, en el departamento de Santander, en cercanías del municipio de Barrancabermeja, y se encuentra en el corregimiento El Llanito.

Para llegar al Campo Llanito desde Bogotá vía terrestre, se debe salir de la ciudad por la Calle 80 hacia el occidente, tomando la Ruta 50 hacia el noroccidente llegando hasta el municipio de Guaduas, a 122 km (2 horas y 51 minutos) de la capital. De Guaduas se toma la Ruta 56, 61 km (48 minutos) hasta llegar conectarse con la Ruta 45, y de ahí se sigue por la Ruta 45 hacia el norte 218 km (2 horas y 45 minutos) hasta llegar a la troncal Magdalena-Bucaramanga, y de ahí se toma dicha troncal al norte, 30 km (52 minutos) hasta llegar al municipio de Barrancabermeja. Finalmente, de Barrancabermeja al Campo Llanito se recorren 15 km (27 minutos) al norte. En total de Bogotá al campo se recorren 442 kilómetros (por tierra) en un tiempo estimado de 7 horas y 35 minutos.

Ahora bien, también se puede llegar vía aérea desde el Aeropuerto El Dorado de Bogotá hasta el Aeropuerto Yariguíes, recorriendo 260 km (30 minutos en avioneta). Del aeropuerto a Barrancabermeja son 7.3 km (10 minutos) al noreste, y de ahí al campo son 15 km (27 minutos) al norte.

Figura 1 Mapa de localización del Campo Llanito, Cuenca del Valle Medio del Magdalena, Colombia.



Fuente: GOOGLE Maps. [En Línea]. Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Disponible en Internet en: [https://www.google.com.co/maps/dir/Bogotá%20C3%A1/Barrancabermeja,+Santander/data:!4m8!4m7!1m2!1m1!1s0x8e3f9bfd2da6cb29:0x239d635520a33914!1m2!1m1!1s0x8e42eca8af70acad:0xcfa9ac026f4a1cd6!3e0](https://www.google.com.co/maps/dir/Bogotá%20C3%A1/Barrancabermeja,+Santander/data=!4m8!4m7!1m2!1m1!1s0x8e3f9bfd2da6cb29:0x239d635520a33914!1m2!1m1!1s0x8e42eca8af70acad:0xcfa9ac026f4a1cd6!3e0). Consultado en: Febrero de 2017. Modificado por los autores.

1.3 MARCO GEOLÓGICO DEL CAMPO LLANITO

En esta sección se describe la estratigrafía, geología estructural y geología del petróleo de las rocas atravesadas por los pozos del Campo Llanito, correspondientes a la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.

1.3.1 Columna estratigráfica. La **Figura 2** muestra la columna estratigráfica generalizada para el Campo Llanito, donde los pozos que llegaron a basamento perforaron rocas del Grupo Girón. Se hace énfasis en el intervalo perteneciente a la Formación Mugrosa, la cual posee espesores de arenitas de especial atención para el presente trabajo. Las arenitas de interés se pueden ver mejor con el registro de Gamma Ray. Finalmente, se muestran los elementos del sistema petrolífero con respecto a la columna estratigráfica.

1.3.2 Estratigrafía. A continuación, se describen las formaciones y grupos litológicos del campo, de más antiguo a más reciente y se muestra la Columna estratigráfica generalizada del Campo Llanito en la **Figura 2**.

1.3.2.1 Grupo Girón. Edad Jurásico Superior, Titoniano. El grupo está compuesto de conglomerados con textura grano soportada, con más del 80% de los granos de tamaño grava (mayores de 2 mm), y areniscas en el tope de los conglomerados, de textura madura, selección media y granos de arena entre 50% y 90%, por lo que las arenitas son lodosas. Las arenitas además presentan restos de bivalvos; finalmente, en el tope de las areniscas y del grupo se encuentran lutitas fisiles (shales), con más del 90% de granos tamaño arcilla. La formación tiene un espesor mayor a 4500 metros. Ambiente fluvial continental. La Formación Girón infrayace concordantemente a la Formación Los Santos¹.

1.3.2.2 Formación Los Santos. Edad Cretácico Inferior, Berriasiano. Compuesta principalmente por granos de cuarzo, y en menor cantidad de feldespato alcalino. Areniscas cementadas, mal seleccionadas, poco redondeadas, intercaladas con lodolitas. Espesor promedio de 190 metros. La formación corresponde a un ambiente sedimentario transicional de laguna costera. Está en contacto

¹ HETTNER (A.), 1962 citado por Julivert, M. Colombia. Léxico Estratigráfico Internacional. Volumen V. Fascículo 4 a. 1968. p. 256

concordante con la Formación Girón que la infrayace y con la Formación Rosablanca que la suprayace².

1.3.2.3 Formación Rosablanca. Edad Cretácico Inferior, Hauteriviano-Valanginiano. Compuesta básicamente por calizas correspondientes a un ambiente marino somero, con presencia de amonitas, gastrópodos y braquiópodos. Presenta areniscas sin una continuidad lateral importante. Espesor promedio de 103 metros. Ambiente de sedimentación marino, con alta concentración de carbonato de calcio. Infrayace concordantemente a la Formación Paja³.

1.3.2.4 Formación Paja. Edad Cretácico Inferior, Barremiano-Aptiano. Shales con presencia de material calcáreo. Presencia de foraminíferos, con más predominio bentónico que planctónico. En la base de la formación se presenta una capa de caliza con una importante continuidad lateral. Amonitas presentes con los carbonatos. Tienen un espesor promedio de 365 metros. Ambiente de sedimentación marino, de baja energía. Infrayace concordantemente a la Fm. Tablazo⁴.

1.3.2.5 Formación Tablazo. Edad Cretácico Inferior, Albiano. Con respecto a la Fm Paja, aumenta el contenido de material calcáreo sobre el arcilloso, por lo cual predominan las calizas sobre los shales. Alto contenido de amonitas y bivalvos. Su espesor promedio de 238 metros. Ambiente de sedimentación marino más profundo que el de la Fm. Paja, con mayor precipitación de carbonato. Infrayace concordantemente a la Fm. Simití.

1.3.2.6 Formación Simití. Edad Cretácico Superior, Cenomaniano-Turoniano. Shales con textura fisil donde predomina la laminación plano-paralela. El porcentaje de granos tamaño arcilla supera la proporción 2:1 sobre el tamaño limo, y le dan el nombre de arcillolitas a las rocas de la formación. Presenta restos de peces, amonitas y foraminíferos. Tiene un espesor promedio es de 450 metros. Ambiente de depósito marino. Infrayace concordantemente a la Formación La Luna.

² CEDIEL (M.), 1968 citado por Laverde, F. Proyecto Cretácico. La Formación Los Santos: un depósito continental anterior al ingreso marino del Cretácico. Volumen XVI. XX-1.

³ WHEELER (O.C.), 1929 citado por Julivert, M. Colombia. Léxico Estratigráfico Internacional. Volumen V. Fascículo 4 a. 1968. p. 421

⁴ Ibid., p. 364

1.3.2.7 Formación La Luna. Edad Cretácico Superior, Turoniano-Coniaciano. Está conformada por 3 miembros. Miembro Salada (base de La Luna): Intercalación de shales y calizas, con una presencia importante de foraminíferos bentónicos y radiolarios, los cuales son los aportantes de materia orgánica en el presente miembro, el cual tiene un espesor promedio de 75 metros. Miembro Pujamana: Biomicritas dispersas con presencia de aloquímicos que no superan el 50% de la roca. Presencia de foraminíferos planctónicos y radiolarios. El miembro tiene un miembro Galemo (tope La Luna): Presenta intercalaciones de calizas y shales, abundante contenido de materia orgánica y glauconita. Su espesor promedio es de 180 y 225 metros. Ambiente de depósito marino para los tres miembros. Infrayace concordantemente a la Formación Umir.

1.3.2.8 Formación Umir. Edad Cretácico Superior, Coniaciano. Shales con presencia de amonitas y foraminíferos. En el tope comienzan a aparecer algunas areniscas de grano fino a medio, maduras con muy poco contenido de arcilla, granos bien seleccionados y sub-redondeados, pero sin alguna continuidad lateral importante para asumir una regresión marina regional. Espesor promedio de 1000 metros. Ambiente de sedimentación marino somero. Infrayace concordantemente a la Fm. Lisama.

1.3.2.9 Formación Lisama. Edad Paleoceno, Daniense-Thanetiense. Intercalación de arenitas y lodolitas. Las arenitas están compuestas principalmente de cuarzo seguido de granos de feldespato alcalino, dándole una clasificación de subarcosa a la roca. La formación tiene variación de textura flaser (areniscas con estratificación cruzada con presencia de pestañas de lodo entre las arenas) a textura lenticular (lentes de arena en matriz lodosa). En las rocas de grano más fino hay un aporte importante de materia orgánica, como polen y foraminíferos, tanto bentónicos como plantónicos, lo que le da materia orgánica a la formación con la capacidad de generar kerógeno y posteriormente hidrocarburo. Espesor de 1225 metros. Ambiente de depósito marino a costero, transicional. Infrayace concordantemente a la Fm. La Paz.

1.3.2.10 Formación La Paz. Edad Eoceno, Ypresiano-Lutetiano. Formada por litoarenitas y areniscas conglomeráticas de grano grueso, selección media, granos sub-redondeados y presencia de matriz y cemento. La formación tiene un espesor promedio de 1088 metros. Luego que, en todo el Cretácico el ambiente sedimentario prácticamente fuera sólo de fondo marino, en La Paz el ambiente de depósito es continental fluvial de media a alta energía, ríos meándricos y trenzados. Infrayace concordantemente a la Fm. Esmeraldas.

1.3.2.11 Formación Esmeraldas. Edad Eoceno, Luteciano-Bartoniano-Priaboniano. La mayor parte de la formación consta de shales, con tamaño de grano de predominio arcilla, y laminación plano-paralela, con algunas apariciones de areniscas, de grano medio, selección media y poco redondeadas. Tiene un espesor promedio de 1325 metros. Ambiente de depósito predominantemente marino, con transgresiones esporádicas que dieron origen a las capas de arena. Infrayace concordantemente a la Fm. Mugrosa.

1.3.2.12 Formación Mugrosa. Edad Eoceno-Oligoceno, Bartoniano-Rupeliense. Intercalación entre areniscas y lutitas, con más predominio de material siliciclástico. Posee un espesor promedio de 671 metros. La formación tiene características de ambiente fluvial continental, debido a que sus niveles arenosos son propios de canales, por lo que las arenas van a tener formas lenticulares, y los canales están separados entre ellos por niveles lodosos. Las características de porosidad y permeabilidad están dadas según el flujo de los canales. Se puede dividir en dos zonas importantes.

-Zona B: Secuencia de lodolitas con predominio de grano de tamaño arcilla sobre limo, presenta algunas intercalaciones de lentes de arena de grano fino. La zona presenta un grano decrecimiento hacia el tope, debido a la disminución de la energía de sedimentación producto de la migración de facies hacia el continente. 20 metros de espesor.

-Zona C: Compuesta de areniscas de tamaño medio, submaduras debido al poco redondeamiento de los granos, pobre selección y alto contenido de matriz arcillosa. Presenta intercalaciones de lodolitas. Ambiente transicional a marino somero. 35 metros de espesor. En el área esta zona es de interés para producción de hidrocarburos. La Fm. Mugrosa infrayace concordantemente a la Fm. Colorado.

1.3.2.13 Formación Colorado. Edad Oligoceno, Chattense. En su mayor parte formada por material arcilloso, en su tope y en su base presenta capas de arenisca de espesores importantes, de grano medio y textura inmadura. Espesor promedio de 1875 metros. Ambiente de sedimentación costera, transicional, posterior transgresión marina que depositó los materiales finos que formaron las lodolitas en un ambiente de muy baja energía. Infrayace concordantemente al Grupo Real⁵.

⁵ GILL (A.K.), Op. cit., p 142

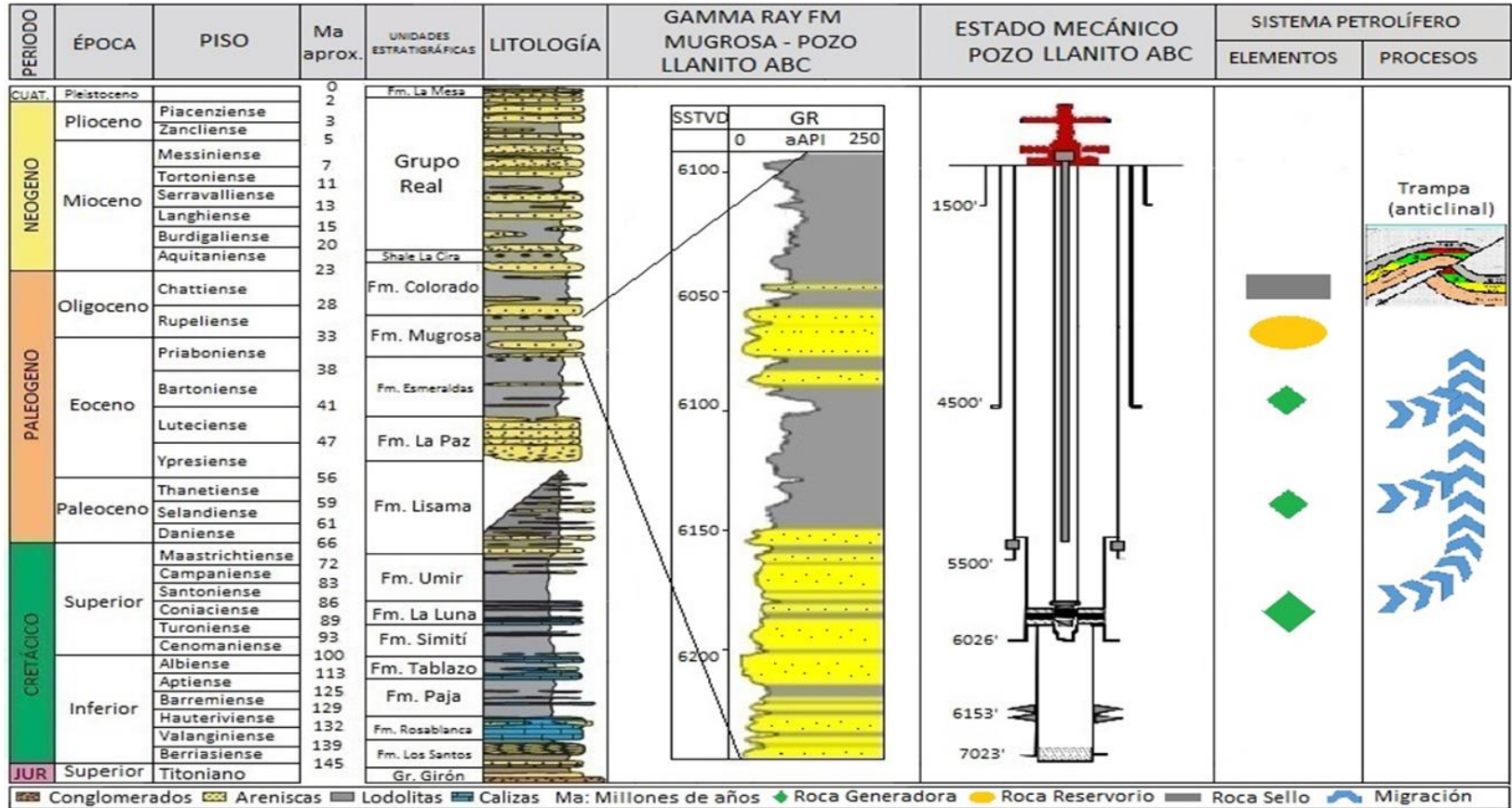
1.3.2.14 Grupo Real. Edad Mioceno-Plioceno. En la base del grupo se presentan amplias capas de lutitas y a medida que se va a llegando al tope de la unidad, las lutitas van perdiendo espesor mientras las areniscas lo van aumentando, hasta llegar a obtener un gran espesor en la capa de arenisca, contacto transicional entre ambas litologías. Es el grupo que más espesor alcanza a tener, con un promedio de 3700 metros. Ambiente de sedimentación costera, transicional de energía media. En contacto discordante e infrayace a la Fm. Mesa⁶.

1.3.2.15 Formación Mesa. Cuaternario. Edad Pleistoceno. Formado por depósitos vulcanosedimentarios y litoarenitas de grano medio, de grano grueso y pobremente seleccionadas. Espesores promedio de 359 metros. Ambiente continental fluvial⁷.

⁶ WHEELER (O.C.), Op. cit., p 414

⁷ WEISKE (F), 1926 citado por De Porta, J. Colombia. Léxico Estratigráfico Internacional. Volumen V. Fascículo 4 a. 1968. p 356

Figura 2. Columna estratigráfica generalizada del Campo Llanito.



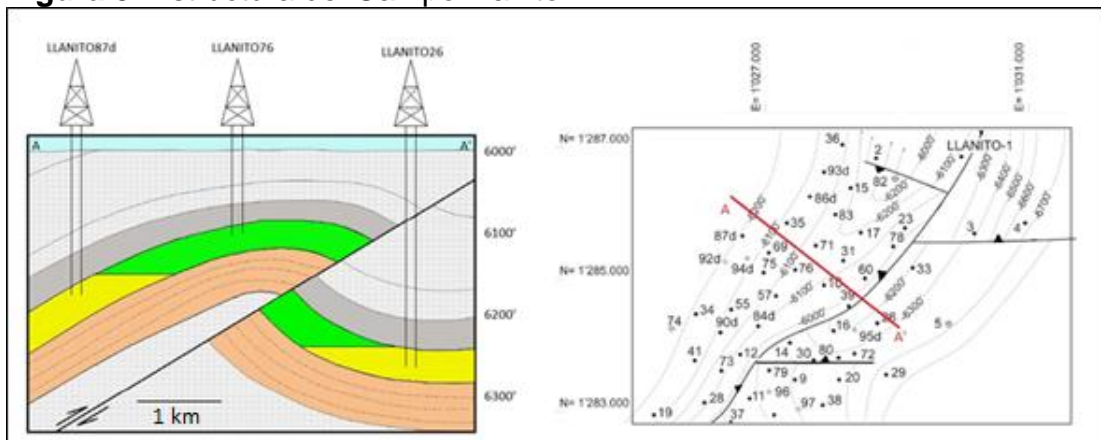
Fuente: ANH. Cuenca del Valle Medio del Magdalena: Integración geológica de la digitalización y análisis de núcleos, diciembre de 2012, p 29.; Modificado por los autores.

1.4 GEOLOGÍA ESTRUCTURAL

La Cuenca intramontana del Valle Medio del Magdalena ha sufrido a lo largo de su historia procesos tectónicos de compresión y distensión, que están completamente ligados con el comportamiento de las fallas regionales que le dan la naturaleza a esta cuenca, dando lugar a cinco diferentes dominios estructurales. En el dominio noroccidental predominaron esfuerzos tensionales que generaron el basculamiento para la formación del homoclinal en la parte central del dominio, y falla normal de alto ángulo. En el Dominio del suroeste se presenta buzamiento al este de toda la estructura, homoclinal con fallamiento normal; dicha falla afecta rocas precretácicas y cenozoicas. En el dominio central se encuentra una misma vergencia del cabalgamiento y plegamiento, formando una zona estructural plegada y fallada, con rumbo noreste, debido a eventos de deformación y compresión. Además, en el dominio "Foothills" se presenta una vergencia del cabalgamiento y pliegues hacia el oeste, resultado de la deformación compresiva-transgresiva con vergencia al este, relacionada al flanco occidental de la Cordillera Oriental. Finalmente se encuentra el dominio del sur de Girardot, el cual comprende la zona de desplazamiento a lo largo de la Falla de Ibagué.

La estructura del campo es un anticlinal producto de una falla de cabalgamiento y está asociada al dominio central. La **Figura. 3** muestra la estructura del campo.

Figura 3. Estructura del Campo Llanito



Fuente: ANH. Petroleum Geology of Colombia: Middle Magdalena Basin. Colombia. Vol 11, p. 163. Modificado por los autores.

1.5 GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO

En esta sección se describen los principales parámetros asociados al sistema petrolífero del Campo Llanito.

La cuenca del Valle Medio del Magdalena es considerada una cuenca madura desde el punto de vista exploratorio. A la fecha, existen 51 campos y más de 6400 pozos perforados. Se pueden considerar varios elementos en todo el sistema, como la roca generadora, la roca reservorio, roca sello, trampas, rocas de sobrecarga, y los procesos de generación, expulsión y entrapamiento de hidrocarburos.

1.5.1 Roca Generadora. La principal formación generadora de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena es la Formación La Luna, presentando actualmente valores de TOC entre 2% y 6%, y kerógeno tipo I y II. Pese a que son de potencial limitado, las calizas y shales de las formaciones Rosablanca, Paja y Tablazo también se pueden considerar como rocas generadoras potenciales.

1.5.2 Roca Reservorio. Los principales reservorios de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena son las formaciones Cretácicas de Los Santos, Rosablanca, Tablazo y La Luna (en calizas fracturadas). En formaciones del Cenozoico como La Paz y Mugrosa-Colorado hay presencia de espesores importantes de arena que almacenan hidrocarburo. Estos niveles arenosos de la Formación Mugrosa son el principal objetivo de este estudio, tienen un rango de porosidad de 10 a 19%, y una permeabilidad de 525 mD.

1.5.3 Migración. Luego de formarse La Luna a mediados del Cretácico Superior, la materia orgánica contenida en la roca sufrió cambios debido al incremento de la presión y temperatura como resultado de la presión litostática que produjo la roca de sobrecarga. Esta misma presión fue la encargada de expulsar el hidrocarburo de la roca generadora, produciendo así la migración primaria. Para que el petróleo haya llegado a la trampa, tuvieron que haber pasado varios procesos que permitieron el correcto sincronismo. La migración secundaria se dio principalmente gracias a fallas normales profundas de alto ángulo, que el petróleo utilizó como canales de preferencia de flujo para ir de un lugar de mayor a menor presión.

1.5.4 Roca Sello. La Formación Mugrosa y la Formación Colorado comparten el mismo sello, que son los Shales de La Cira. Dichos shales al ser rocas de grano muy fino (tamaño arcilla) tienen una porosidad y permeabilidad casi nulas, por lo que no permiten el paso del hidrocarburo. Tanto Mugrosa como Colorado tienen niveles finogranulares intraformacionales que sirven como sello dentro de cada formación.

1.5.5 Trampa. La trampa del Campo Llanito es de tipo estructural, debido a una importante actividad tectónica ya descrita, presenta varios anticlinales asociados a fallas de cabalgamiento.

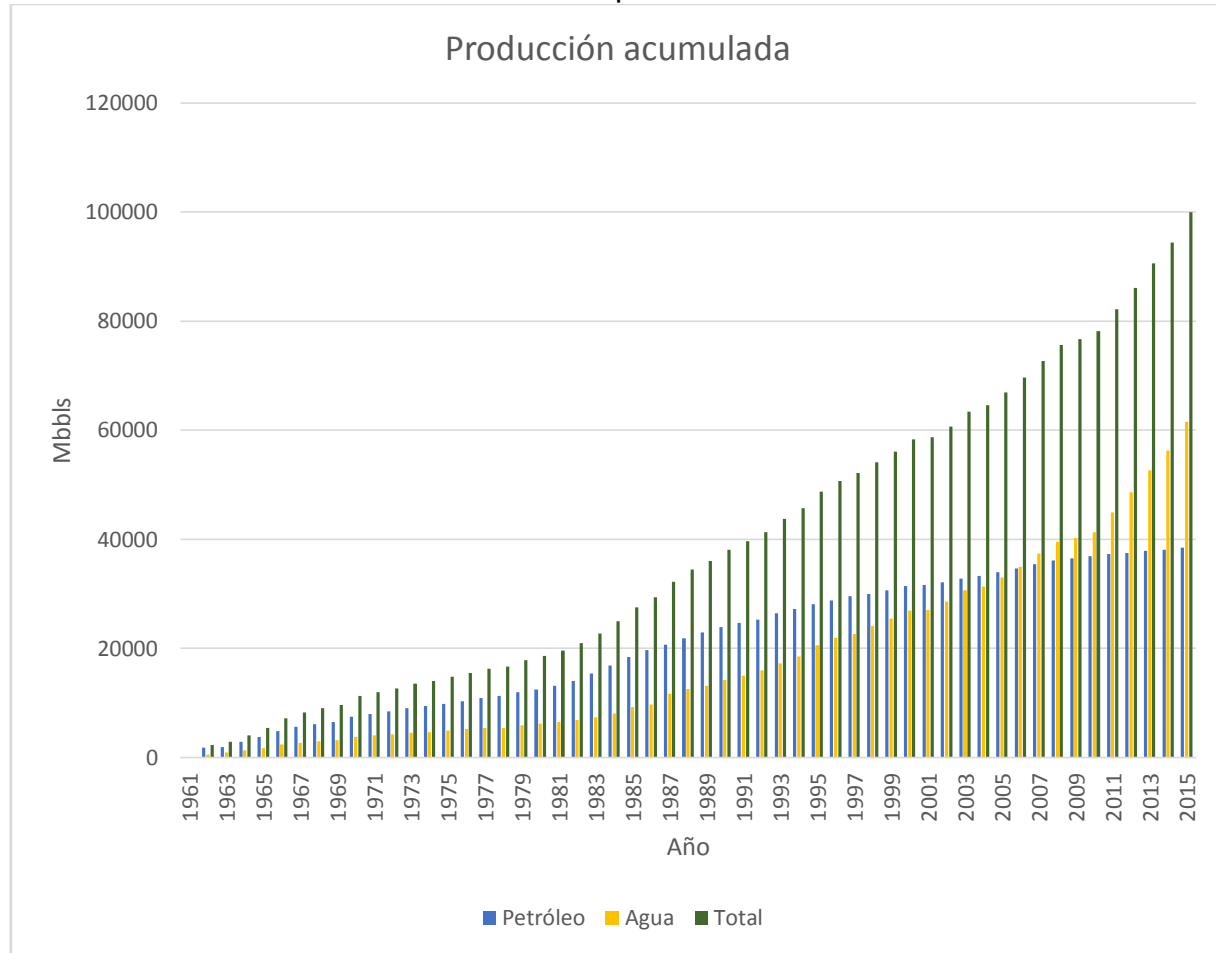
1.6 HISTORIA DE PRODUCCIÓN

En el primer periodo de producción en el campo fue a comienzos de los sesentas, donde se perforaron 42 pozos productores, con los que se alcanzó una producción de 1400 barriles de petróleo por día (BOPD), con un BSW menos al 10%, y GOR de 600 PCN/BN.

Entre 1961 y 1999 se tuvo una producción acumulada de 30 mil millones de barriles con un promedio de 70% de BSW, donde la producción de aceite declinó aproximadamente 10% anual, de 1981 a 1999. Del 2000 al 2014, debido a trabajos de completamiento, se ha logrado mantener e incluso incrementar la producción hasta llegar a los actuales 5800 BOPD, con un BSW del 76% en el área. Por lo cual se llegó a un aproximado de mil millones de barriles de producción acumulada como se refleja en la **Gráfica 1**.

El mecanismo de producción del campo en sus comienzos fue por flujo natural, debido a la influencia de un acuífero y al gas en solución en el petróleo, que generaba un empuje hidráulico en el yacimiento. Luego de años de producción, la energía y presión del yacimiento disminuyeron a tal punto que el empuje del acuífero no fue suficiente para producir por flujo natural, por lo que en la mayoría de los pozos se implementaron mecanismos de levantamiento artificial. Los más usados en la actualidad son el bombeo mecánico y bombeo hidráulico. En la actualidad, el Campo Llanito cuenta con 197 pozos, de los cuales 105 están en producción, 58 son utilizados para inyección, y 34 fueron dejados en abandono.

Gráfica 1 Producción acumulada del Campo Llanito.



Fuente: ANH. Petroleum Geology of Colombia: Middle Magdalena Basin. Colombia. Vol 11, p. 163.
Modificado por los autores.

1.7 TABLA DE PROPIEDADES DE LOS YACIMIENTOS DEL CAMPO LLANITO

Tabla 1. Propiedades de yacimiento del Campo Llanito

CAMPO	LLANITO	CUENCA	MAGDALENA MEDIO
INFORMACION GENERAL		RESERVAS Y PRODUCCION	
Conf. Tectónica	Intra Arco	Factor de Recobro	20%
Estilo Estructural	Compresional	STOOIP	200 MMbIs
Pozo Descubridor	Llanito-9	Reservas Finales Recuperables	14 MMbIs
Descubrimiento	1960	Producción	32584302 bbls

FORMACION PRODUCTORA DE INTERES			
FORMACIÓN	MUGROSA ZONA C	EDAD	OLIGOCENO
TRAMPA	ANTICLINAL FALLADO	MÉTODO DE PRODUCCION	EMPUJE DE AGUA Y GAS EN SOLUCIÓN
PROPIEDAD	Mínimo	Máximo	Unidad
Profundidad del Tope	6178	6196	ft
Espesor Neto	29	32	ft
Porosidad	20	21	%
Permeabilidad	520	524	mD
Presión de Saturación	2239	2239	psi
Salinidad del Agua	52000	52000	ppm
Saturación de Agua	37	39	%
Gravedad API	23.7		
FORMACIÓN	MUGROSA ZONA B	EDAD	OLIGOCENO
TRAMPA	ANTICLINAL FALLADO	MÉTODO DE PRODUCCION	EMPUJE DE AGUA Y GAS EN SOLUCIÓN
PROPIEDAD	Mínimo	Máximo	Unidad
Profundidad del Tope	5000	5001	ft
Espesor Neto	60	63	ft
Porosidad	20.8	21.1	%
Permeabilidad	512	513	mD
Presión de Saturación	1952	1952	psi
Salinidad del Agua	52000	53000	ppm
Saturación de Agua	37	39	%
Gravedad API	20.2		

ROCA GENERADORA			
FORMACIÓN	EDAD	LITOLÓGIA	TIPO DE KERÓGENO
Tablazo	Albiano	Calizas	I, II
Luna	Turoniano-Santoniano	Shales y Calizas	I, II

SELLOS		
FORMACIÓN	EDAD	LITOLÓGIA
Colorado	Oligoceno	Shales
Mugrosa	Oligoceno	Shales

Fuente: AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH). Petroleum Geology of Colombia: Middle Magdalena Basin. Colombia. Vol 11, p. 163.

2. MARCO TEÓRICO

En este capítulo se exponen los conceptos a usar para la generación del modelo representativo del yacimiento, así como, para realizar la evaluación técnica de la viabilidad de la inyección de Dióxido de Carbono como método de recobro, considerando el impacto del fluido inyectado con respecto a las propiedades de roca y fluido.

2.1 PROPIEDADES DE ROCA

Un modelo representativo del yacimiento está caracterizado inicialmente por sus propiedades de roca, estas propiedades predominan en el comportamiento de flujo de los fluidos, por lo cual es importante reconocer cuales son y cómo se pueden obtener.

2.1.1 Propiedades. A continuación, se presentan las propiedades estáticas más importantes. Estas propiedades son:

2.1.1.1 Porosidad. Se define como el volumen o espacio en el cual el fluido puede fluir o almacenarse en relación con un volumen total de roca. Esta relación se representa en fracción y tiene un valor de 0 a 1. Esta es representada por la siguiente ecuación:

Ecuación 1 Porosidad

$$\varphi = \frac{V_{poroso}}{V_{total}}$$

Fuente: AHMED. Tarek, Reservoir Engineering Handbook, tercera edición, 2006, p. 190.

Donde:

Φ : Porosidad (Fracción)

V_{poroso} : Volumen de poro (acre-pie)

V_{total} : Volumen total (acre-pie)

Igualmente, la porosidad se puede clasificar como absoluta y efectiva. La porosidad absoluta se define como el espacio poroso total. La porosidad absoluta está representada por la siguiente ecuación:

Ecuación 2 Porosidad Absoluta

$$\varphi_{absoluta} = \frac{V_{poroso\ total}}{V_{total}} = \frac{V_{total} - V_{grano}}{V_{total}}$$

Fuente: AHMED. Tarek, Reservoir Engineering Handbook, tercera edición, 2006, p. 191.

Donde:

$\Phi_{absoluta}$: Porosidad absoluta (Fracción)

$V_{poroso\ total}$: Volumen de poro total (acre-pie)

V_{total} : Volumen total (acre-pie)

V_{grano} : Volumen de grano (acre-pie)

Y la porosidad efectiva se define como el espacio poroso que se encuentra interconectado, la cual se muestra en la siguiente ecuación:

Ecuación 3. Porosidad Relativa

$$\varphi_{efectiva} = \frac{V_{poroso\ interconectado}}{V_{total}}$$

Fuente: AHMED. Tarek, Reservoir Engineering Handbook, tercera edición, 2006, p. 191.

Donde:

$\Phi_{efectiva}$: Porosidad efectiva (Fracción)

$V_{poroso\ interconectado}$: Volumen de los poros interconectados (acre-pie)

V_{total} : Volumen total (acre-pie)

Finalmente, también se puede clasificar la porosidad como primaria, que se refiere a la porosidad desarrollada al momento de deposición de los sedimentos, y la inducida, la cual hace referencia a la porosidad generada después de la deposición por un fenómeno geológico.

2.1.1.2 Saturación. Se define como la fracción de volumen poroso ocupado por un fluido. Por lo cual se puede hallar la saturación total de los fluidos o de cada fluido. Matemáticamente es la relación de la fracción de volumen poroso ocupado por un fluido y el volumen poroso total, como se representa en las siguientes ecuaciones:

Ecuación 4. Saturación

$$\begin{aligned} \text{Saturación del Fluido} &= \frac{\text{Volumen total del fluido}}{\text{Volumen Poroso}} \\ \text{Saturación}_{\text{petróleo}} = S_o &= \frac{\text{Volumen del Petróleo}}{\text{Volumen Poroso}} \\ \text{Saturación}_{\text{agua}} = S_w &= \frac{\text{Volumen del Agua}}{\text{Volumen Poroso}} \\ \text{Saturación}_{\text{gas}} = S_g &= \frac{\text{Volumen del Gas}}{\text{Volumen Poroso}} \end{aligned}$$

Fuente: AHMED. Tarek, Reservoir Engineering Handbook, tercera edición, 2006, p. 195.

También se clasifica la saturación dependiendo de la movilidad de los fluidos, comenzando con la saturación de agua connata, la cual se define como el agua depositada junto con la formación, lo cual se encuentra atrapada en el volumen poroso por las fuerzas capilares presentes. Por otro lado, se define la saturación residual de un fluido como el volumen de este fluido inmóvil después de un proceso de desplazamiento. Finalmente, se define la saturación crítica como la mínima fracción de volumen de un fluido, para que la fase fluya en el yacimiento.

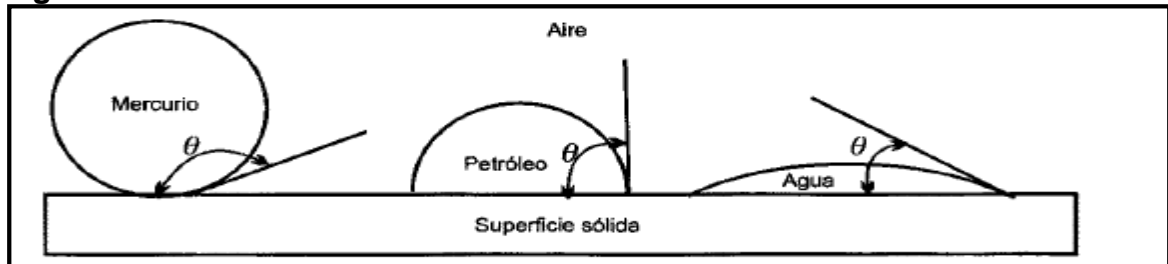
2.1.1.3 Permeabilidad. Se define como la capacidad que tiene un material para permitir el flujo de fluidos a través del mismo, sin afectar su estructura interna. Esta se clasifica en absoluta, efectiva y relativa. La permeabilidad absoluta es la permeabilidad cuando una sola fase se encuentra presente en el medio poroso, sin embargo, cuando existen más de dos fluidos fluyendo en el medio poroso simultáneamente, se define como permeabilidad efectiva.

Finalmente, la permeabilidad relativa se define como la razón de la permeabilidad efectiva de una fase entre la permeabilidad absoluta cuando existen dos o más fases presentes en un medio poroso.

2.1.1.4 Tensión interfacial y superficial. Es la fuerza que ejercen dos fluidos inmiscibles en la superficie de contacto. En el área de contacto, las moléculas se atraen con mayor intensidad, generando una fuerza mecánica. Por lo cual, al relacionar un fluido gaseoso con un fluido líquido, se hace referencia a la tensión superficial, por el contrario, si se refiere a dos fluidos líquidos, se describe como tensión interfacial.

2.1.1.5 Humectabilidad. Se define como la tendencia de un fluido a adherirse a una superficie en presencia de otro fluido, con la tendencia de cubrir lo más posible el área de contacto. Es decir que, a mayor área de contacto, se obtiene menos humectabilidad como se muestra en la **Figura 4**.

Figura 4. Humectabilidad



Fuente: AHMED. Tarek, Reservoir Engineering Handbook, tercera edición, 2006, p. 199.

2.1.1.6 Compresibilidad. La fuerza de compresibilidad es causada por la profundidad del yacimiento, ya que tiene una presión de sobrecarga de las capas superiores, así mismo, afecta directamente la consolidación de la formación, entre otros factores relacionados a la historia de la geología de la roca. Como consecuencia, al transcurrir el tiempo de producción, la presión del yacimiento declina, pero la roca puede ser afectada por la presión de sobrecarga, causando una disminución en el volumen bruto del yacimiento y que los granos de arena en el medio poroso se expandan, afectando finalmente la porosidad del yacimiento.

2.1.1.7 Presión Capilar. Se define como el diferencial de presión causado por el contacto de fluidos inmiscibles resultante de las tensiones interfaciales y superficiales de los fluidos de yacimiento. Por lo cual, al estar en contacto estos fluidos, crean una discontinuidad de presión relacionada a la curvatura de la interface que los separa. Esto se representa en la siguiente ecuación:

Ecuación 5. Presión Capilar

$$P_c = P_{nw} - P_w$$

Fuente: AHMED. Tarek, Reservoir Engineering Handbook, tercera edición, 2006, p. 203.

Donde:

P_c : Presión Capilar (lpca)

P_{nw} : Presión en las fases no mojantes (lpca)

P_w : Presión en las fases mojantes (lpca)

Para un sistema de agua - petróleo, se expresa la presión capilar en función de la tensión superficial con la ecuación:

Ecuación 6. Presión Capilar para un sistema Agua-Petróleo

$$P_c = \frac{2 * \sigma_{ow} * \cos\theta}{r}$$

Fuente: AHMED. Tarek, Reservoir Engineering Handbook, tercera edición, 2006, p. 205.

Donde:

σ_{ow} : Tensión superficial (dina/cm)

Φ : Ángulo de contacto (Grados, °)

r: Radio del capilar (cm)

2.1.2 Determinación de Propiedades de Roca. Los registros eléctricos y las pruebas de laboratorio son métodos esenciales para determinar la porosidad, permeabilidad y saturación en las rocas. Las medidas indirectas de los registros eléctricos en hueco abierto pueden ser corroboradas con medidas directas en laboratorio con los núcleos extraídos del pozo en el intervalo deseado. Algunos registros y pruebas de laboratorio se describen a continuación:

2.1.2.1 Pruebas Básicas de Laboratorio. Existen varias pruebas de laboratorio que ayudan a determinar las propiedades de roca, las más utilizadas son pruebas que determinan la porosidad, permeabilidad y saturación de agua.

▲ **Porosidad.** Esta propiedad se puede determinar en laboratorio a partir de la determinación de dos de los tres parámetros básicos de la roca (volumen total, volumen poroso y volumen de grano). Esta medición se realiza en tapones de núcleos.

El volumen total puede ser calculado midiendo directamente las dimensiones de la muestra. Para calcular el volumen de los granos se extraen los fluidos del núcleo con un solvente que posteriormente se evapora. Con el peso de la muestra sin fluido, y suponiendo la densidad de la muestra como la densidad del cuarzo, se puede obtener el volumen de grano al dividir el peso de la muestra con la densidad de la muestra.

Ahora bien, teniendo el volumen total de la muestra y el volumen de los granos, es posible encontrar el volumen poroso (porosidad), restando el volumen de los granos al volumen total.

▲ **Permeabilidad.** La permeabilidad se determina a partir de análisis de flujo en una fase a través de un núcleo de roca de longitud y diámetro conocido. Se conoce la viscosidad del fluido y su tasa de caudal. Cuando el fluido alcanza un estado estable, una medida analítica de presión pasa a lo largo del núcleo y usa la Ley de Darcy para calcular la permeabilidad. Usualmente el fluido que se utiliza es aire, aunque también se utilizan gases inertes, como nitrógeno o helio.

Un método alternativo de laboratorio es aplicar gas a presión aguas arriba del núcleo y monitorear cómo el gas fluye a través de éste y la presión se equilibra con la presión aguas abajo. Durante este estado de desequilibrio, o decaimiento de presión, los analistas usan el tiempo de flujo para cambiar la presión, y así determinar una permeabilidad. El método de decaimiento de presión es particularmente bueno para medir bajas permeabilidades, ya que las tasas de flujo estable tardan mayor tiempo en llevarse a cabo.

Los analistas aplican correcciones para compensar las diferencias entre el laboratorio y el fondo de pozo. Por lo cual, se toman en cuenta los esfuerzos diferenciales aplicando confinamiento a los núcleos. Para determinar el efecto de los esfuerzos en la permeabilidad, los analistas a veces usan esfuerzos de confinamiento en las muestras y aplican un factor de corrección según los esfuerzos de confinamiento de los yacimientos.

Así mismo, se tiene en cuenta que el gas en los poros fluye más rápido que los líquidos porque estos tienen mayor resistencia al flujo en los poros que los gases. Esta tasa de mayor flujo de los gases comparada con la de los líquidos, es un efecto que puede ser corregido incrementando la presión del gas, el cual va a comprimir el gas e incrementará el arrastre en las paredes de los poros. La corrección de Klinkenbert es una extrapolación de esta medida a un gas infinitamente presurizado, a tal punto que el gas se asume como un líquido.

▲ **Saturación.** Para la determinación de la saturación inicial de los fluidos (saturación de fluido existente en el yacimiento en el momento de la perforación) se puede efectuar por pruebas de laboratorio de núcleos tomados en pozos perforados, cálculos a partir de la presión capilar y cálculo a partir de registros eléctricos. Las dos pruebas más usadas con el método del revoque y el método de extracción por destilación.

El método del revoque se aplica sobre una muestra de roca pulverizada la cual se somete a diferentes temperaturas que permiten vaporizar de forma selectiva los fluidos presentes. Tras su condensación los fluidos atrapados en una trampa calibrada para su medición.

Finalmente, el método de extracción consiste en pesar la muestra y la fracción de agua se vaporiza por un solvente en ebullición. Se condensa el agua y se recolecta

en un recipiente calibrado. El solvente vaporizado también se condensa, remoja la muestra y extrae el aceite. La muestra se seca al horno y se pesa. El contenido de aceite es determinado por diferencia gravimétrica.

2.1.2.2 Registros Eléctricos. Los registros han sido la herramienta en la industria del petróleo con la cual se pueden obtener y estudiar las propiedades petrofísicas de las rocas y fluidos de un pozo. Pese a que en su gran mayoría son medidas indirectas, su uso e interpretación han sido de gran utilidad para la evaluación de los yacimientos a lo largo de su historia. Existen registros de diferentes tipos, como los registros litológicos, resistivos y de porosidad. A continuación, se presentan los principios y funcionamiento de los registros utilizados en este proyecto.

▲ **Litológicos.** Es indispensable conocer qué tipo de rocas se tienen en el subsuelo. Los métodos geofísicos como la sísmica o gravimetría pueden dar una idea general de estructuras y espesores, pero no dan información litológica clara. El pozo es el medio idóneo para obtener datos más confiables del subsuelo. Identificar la litología sirve para tener más clara la geología de la cuenca, los ambientes de deposición, posibles reservorios, si hay buenos sellos, etc.

● **Caliper.** Es una herramienta que permite determinar el radio y geometría del pozo, por lo cual también es indispensable para confirmar la consolidación de la formación. Es una herramienta con accesorios articulado que se abren y cierran a medida que la herramienta sube por el pozo.

El pozo no es homogéneo a lo largo de su profundidad. Dependiendo la litología, puede haber derrumbes en el pozo, generalmente en formaciones de grano fino pozo consolidadas, por lo que cuando el hueco tiene un diámetro mayor, se supone una litología fina granular. Es bueno combinar este registro con los registros de Potenciales Espontáneos y Gamma Ray, para corroborar toda la información, ya que la geometría y diámetro del pozo no es la medida más confiable para identificar litología.

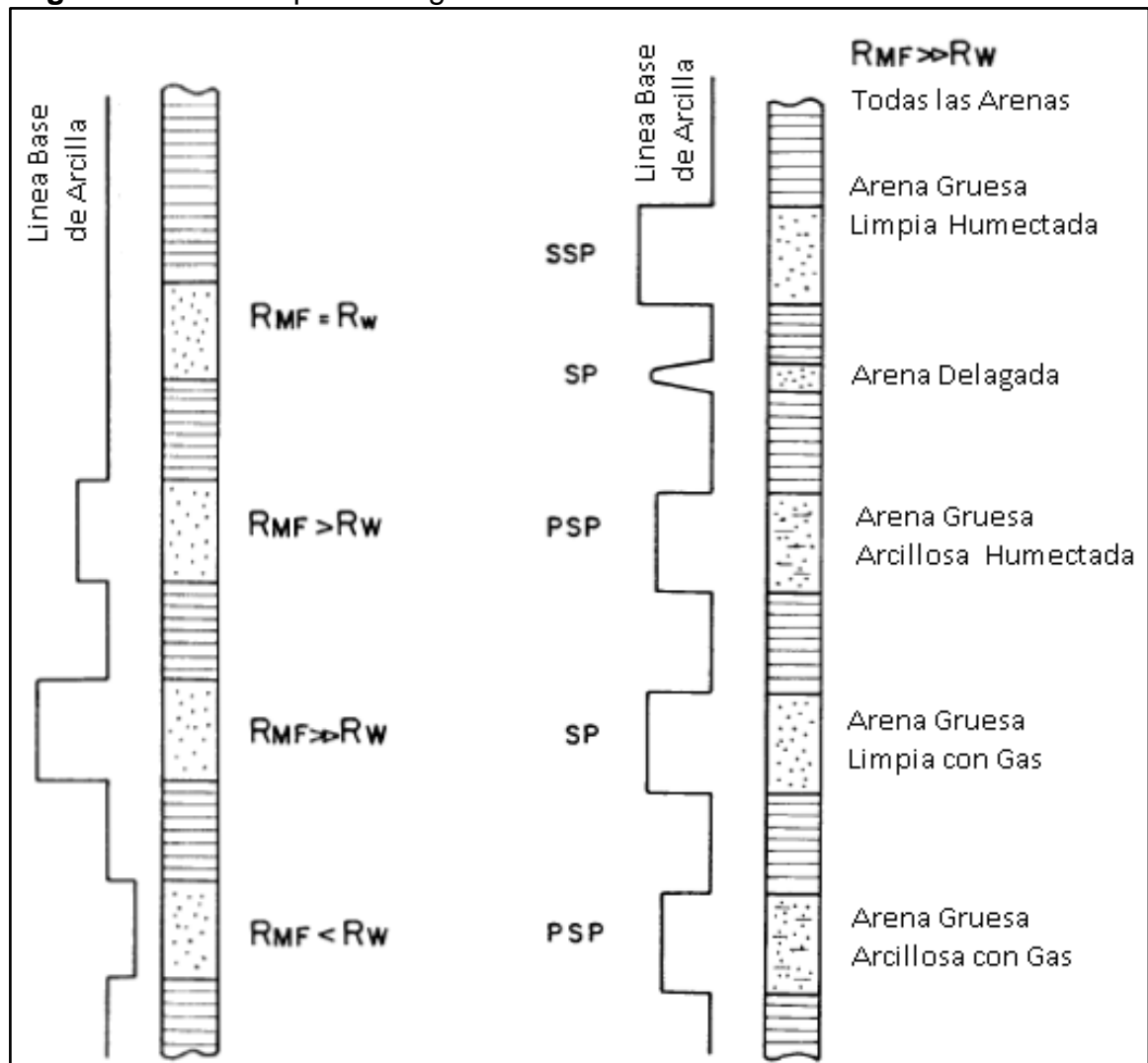
● **Potencial Espontáneo.** El registro Potencial Espontáneo (SP) tiene como fin distinguir rocas porosas y permeables a partir de las diferencias en el potencial espontáneo. El registro utiliza como principio los potenciales que producen dos electrodos, uno ubicado en el pozo y uno fijo en superficie. Es necesario que el pozo esté lleno de lodo conductivo para el funcionamiento del registro SP.

El cambio de voltaje o potencial en la herramienta es el que genera la desviación de la curva del registro. En rocas fino granulares como las arcillolitas y limolitas, el SP suele ser constante, y ahí es donde se ubica la línea base de Lodolitas. En formaciones de mayor espesor y litología medio y grueso granular, la curva tiene

una deflexión considerable, será positiva (derecha) o negativa (izquierda) dependiendo la salinidad del agua de formación. Cabe aclarar que a pesar de que el registro indica zonas permeables, no es capaz de cuantificar ni la porosidad ni la permeabilidad, sólo da una idea del tipo de rocas presentes en fondo.

El registro SP sirve finalmente para detectar estratos permeables, identificar sus topes y bases, determinar sus espesores, hacer correlaciones entre pozos. Por lo cual las respuestas típicas de este registro se reflejan a continuación en la **Figura 5**.

Figura 5. Curvas Tipo del Registro SP



Fuente: ASQUITH.George, Basic Well Log Analysis for Geologists, Primera Edición, 1982, p. 30.

• **GammaRay.** Otro registro de litología, y que de hecho se utiliza en conjunto con el SP, es el de Gamma Ray (GR). Consiste en la medición de la radiación natural

de las formaciones atravesadas por el pozo. Las rocas contienen minerales que contienen algunos elementos radioactivos, como el uranio, torio y potasio, cuya radiación es leída y medida por la herramienta. Sus unidades de medida son API. Un API equivale a 1/200 parte de la respuesta obtenida de una formación tipo de la cual es conocida su composición de los minerales radioactivos.

Las rocas finogranulares, como es el caso de las lodolitas, son las que contienen minerales más radioactivos que tienen en su estructura los elementos anteriormente nombrados, como es el caso de las arcillas. Debido a esto, la lectura del Gamma Ray va a ser diferente en lodolitas que, en otro tipo de rocas, como es el caso de las arenitas o calizas. Debido a esto, la curva de medición declinará más y tendrá valores más altos en formaciones de roca de grano fino gracias a su alto contenido de minerales de arcilla. En el caso de arenitas, estas pueden tener contenido de arcilla o no, también llamadas arenitas limpias o sucias, respectivamente; por lo que las arenas sucias tendrán mayores medidas en el registro que las arenas limpias.

Por ende, gracias al registro Gamma Ray es posible conocer el volumen de arcilla (Vsh) que tiene cada formación. Inicialmente se halla el índice de Gamma Ray, la cual define la proporción de arcilla en la formación como refleja la ecuación:

Ecuación 7. Índice de Gamma Ray

$$IGR = \frac{GR - GR_{clean}}{GR_{shale} - GR_{clean}}$$

Fuente: ASQUITH.George, Basic Well Log Analysis for Geologists, Primera Edición, 1982, p. 91.

Donde:

IGR: Índice de Gamma Ray (Fracción)

GR: Valor de Gamma Ray leído en la zona (°API)

GRclean: Valor de Gamma Ray en la zona limpia (°API)

GRshale: Valor de Gamma Ray en la zona arcillosa(°API)

Comúnmente se tiene un rango de unidades API para definir litologías. Las arenas limpias rondan por el rango entre 25 a 40 API, las arenas sucias entre 40 y 90, y las lodolitas tienen un valor API mayor a 150.

Teniendo en cuenta lo anterior, se utilizan las correlaciones que indican el valor del volumen de arcilla los cuales fueron establecidas por la edad de la roca. Para este proyecto se usa la correlación de Stiever, la cual se utilizan para rocas de la edad del Mioceno y el Plioceno, como se muestra en la **Ecuación 8**.

Ecuación 8. Volumen de Arcilla

$$V_{sh} = \frac{0.5 * IGR}{1.5 + IGR}$$

Fuente: CHAJID.Edgar. *et al*, Principios de Interpretación de Registros de Pozo, Primera edición, 1998, p. 38.

Donde:

Vsh: Volumen de arcilla (Fracción)

IGR: Índice de Gamma Ray (Fracción)

▲ **Porosidad.** La determinación de la porosidad es fundamental para la evaluación de un yacimiento, permite calcular volúmenes y hacer predicciones de tasas de producción. Los registros utilizados para dicha tarea son el sónico, densidad y neutrón. Lo más común es que se utilicen los tres registros en simultáneo, ya que estos registros no solo responden a la porosidad de la roca, sino al tipo de matriz que tenga y a los fluidos que contenga es sus poros.

Comúnmente ahora se utilizan los registros de densidad y neutrón combinados para obtener los valores de porosidad, debido a que no se necesita tener información precisa de la matriz, no se necesitan hacer correcciones por subsidencia o compactación, los efectos de la arcillosidad se hacen más evidentes, y finalmente, estos dos registros en conjunto son un excelente indicador de presencia de gas.

• **Registro Sónico.** Consta de un transmisor y un receptor. El transmisor emite impulsos sónicos y el receptor capta y registra los impulsos. El registro mide el tiempo de recorrido de una de onda de sonido a través de la formación. El tiempo de tránsito va a depender de la litología que la onda atraviere, por ende, también va a depender de la composición y porosidad de la roca.

Debido a que las velocidades sónicas son tan altas, se registran los valores de velocidad y tiempo en microsegundos por pie. Como ya se mencionó, la velocidad depende principalmente de la composición de la roca y su porosidad, por lo que conocer los valores de velocidad y tiempo de tránsito para cada material, los cuales se presentan la **Tabla 2**.

Tabla 2. Valores de Velocidad Sónica y Tiempo de Tránsito para Matrices de Roca y Revestimientos Comunes

Roca	Vma (ft/seg)	Tma (ms/ft)
Arenita	18000-19500	55.5-51
Caliza	21000-23000	47.6-43.5
Dolomita	23000	43.5
Anhidrita	20000	50
Sal	15000	66.7
Revestimiento	17500	57

Fuente: CHAJID.Edgar. *et al*, Principios de Interpretación de Registros de Pozo, Primera edición, 1998, p. 38; Modificado por los autores.

Los anteriores valores son de rocas y minerales no porosos, por lo que hay que tener en cuenta que la porosidad disminuye la velocidad de la onda sónica a medida que ésta atraviesa la roca.

La determinación de la porosidad se hace a través de la Ecuación. 9, la cual es planteada por Wyllie, y relaciona el valor medido por el registro, la litología de la formación, y el tipo de fluido presente en los poros.

Ecuación 9. Porosidad Sónica

$$\phi_{sonica} = \left(\frac{\Delta t_{log} - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}} \right)$$

Fuente: CHAJID.Edgar. *et al*, Principios de Interpretación de Registros de Pozo, Primera edición, 1998, p. 75.

Donde:

Δt_{ma} : Tiempo de tránsito a través de la matriz (Microsegundos, ms)

Δt_{log} : Tiempo de tránsito leído del registro (Microsegundos, ms)

Δt_f : Tiempo de tránsito a través del fluido (Microsegundos, ms)

ϕ_{sonica} : Porosidad determinada por medio del registro Sónico (Fracción)

• **Registro Densidad.** Al igual que la herramienta del registro sónico, se usa para determinar porosidad, además de determinar zonas de gas. Al bajar la herramienta, se ajusta una fuente radioactiva a la pared del pozo, emitiendo rayos gamma a la formación a altas velocidades, estas partículas chocan con los electrones de la formación, a medida que aumenta el número de choques se va perdiendo energía

y va a ser menor la cantidad de rayos que van a llegar al detector, y de ahí es que se determina la densidad de la formación.

La medida básica de la herramienta se da como cualquier otra medida de densidad, en gramos sobre centímetro cúbico. El registro es muy sensible al lodo y al revoque, por los que se requieren varios procedimientos para corregir algunos datos erróneos. Se recomienda que la herramienta queda contra la pared, derrumbando parte del revoque y poniendo en contacto la herramienta con la formación lo mejor posible. Esta herramienta determina la porosidad por medio de la **Ecuación 10**.

Ecuación 10. Porosidad generada del Registro de Densidad

$$\phi_{den} = \left(\frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \right)$$

Fuente: CHAJID.Edgar. *et al*, Principios de Interpretación de Registros de Pozo, Primera edición, 1998, p. 81.

Donde:

ϕ_{den} : Porosidad generada del registro de densidad. (Fracción)

ρ_{ma} : Densidad de la matriz (gr/cm)

ρ_b : Densidad de la masa medida (gr/cm)

ρ_f : densidad del fluido (gr/cm)

Adicionalmente, en la **Tabla 3**, se tienen algunos valores típicos de densidad para algunos minerales y fluidos comunes, los cuales se usan para la densidad de la matriz y del fluido respectivamente.

Tabla 3. Valores de Densidad para Minerales y Fluidos

Compuesto	Fórmula	Densidad real (g/cc)	Lectura de la herramienta (g/cc)
Cuarzo	SiO2	2.654	2.649
Calcita	CaCO3	2.71	2.71
Dolomita	CaCo3MgCO3	2.87	2.876
Anhidrita	CaSO4	2.96	2.977
Silvita	KCl	1.984	1.863
Halita	NaCl	2.165	2.032
Agua dulce		1	1
Agua salada	200000 ppm	1.146	1.135
Petróleo		0.85	0.85

Fuente: CHAJID.Edgar. *et al*, Principios de Interpretación de Registros de Pozo, Primera edición, 1998, p. 81; Modificado por los autores.

El registro puede verse afectado por la litología, ya que hay que conocer la densidad de la matriz de la formación. Por el tipo de fluido, debido a que la lectura de la herramienta es muy somera y va a estar leyendo en la zona invadida bajo la influencia de lodo y filtrado de lodo.

- **Registro Neutrón.** Su principio corresponde a la cantidad de iones de hidrógeno en la formación. La herramienta emite electrones de alta energía, estos chocan con el núcleo de los átomos de la formación, pierden energía y esta pérdida es una función de las masas relativas.

El CNL (Compensated Neutron Log) puede detectar neutrones termales, puede correrse en pozos abiertos o revestidos, tiene un radio de investigación somero y la herramienta debe ir fija a la pared del pozo.

El CNL puede verse afectado por la presencia de arcillas hidrofílicas, ya que estas retienen más hidrógeno en sus moléculas de agua, y la lectura de la porosidad da alta en zonas de rocas de grano muy fino. También puede verse afectado en formaciones con agua salada, ya que esta agua tiene poco hidrógeno y la herramienta dará una baja porosidad.

▲ **RESISTIVOS.** Estas herramientas determinan la capacidad de un cuerpo de resistirse al paso de la corriente eléctrica. Estas ayudan a determinar saturaciones de fluidos, ya que, el fluido que contiene la roca en sus poros influye en la conductividad de la corriente por su contenido de sal. Las herramientas más usadas son:

- **Herramienta Convencionales (ES).** El principio de medición se basa en introducir corriente a la formación por medio de electrodos y obtener la resistividad por medio de la lectura de los voltajes entre los electrodos. Aunque esta herramienta se vea afectada por las capas adyacentes de las formaciones, lodo de formación, la invasión de la formación, entre otros; el radio de investigación depende del espaciamiento de los electrodos.

- **Herramienta Laterolog (LL).** El principio de medición se basa en introducir corriente desde el electrodo hasta la formación. Esta herramienta puede determinar la resistividad de la zona invadida como de la zona virgen, teniendo en cuenta que elimina las alteraciones de la lectura por efecto de las capas adyacentes.

- **Herramienta Doble Laterolog (DLL).** El principio de medición de esta herramienta es básicamente el mismo que las herramientas Laterolog, sin embargo, esta tiene una mejor resolución porque tiene una combinación de herramienta Laterolog somera y profunda con una distancia mayor en los electrodos que se encuentra en cada extremo. Esta herramienta, disminuye el efecto de invasión al tener una resolución vertical de dos pies.

• **Herramientas de Inducción.** El principio de medición se basa en “enviar una corriente alterna de alta frecuencia y de intensidad constante a través de la bobina transmisora. Se crea un campo magnético alterno que induce corrientes hacia la formación alrededor del agujero. Estas corrientes fluyen en anillos de forma circular que son coaxiales con la bobina de transmisión, y crean a su vez un campo magnético que induce un voltaje en la bobina receptora. Debido a que la corriente alterna en la bobina transmisora es de amplitud y frecuencia constantes, las corrientes del anillo son directamente proporcionales a la conductividad de la formación”⁸

2.2 PROPIEDADES DEL FLUIDO

Para continuar con la construcción del modelo de yacimiento es necesario tener en cuenta el modelo dinámico, el cual está caracterizado por las propiedades del fluido contenido en el yacimiento, ya que este, en conjunto con las propiedades de roca, determinan el comportamiento de fluido en el yacimiento a la presión y temperatura determinada.

2.2.1 Propiedades de Gas. Las propiedades del gas más relevantes son:

2.2.1.1 Peso Molecular Aparente. Se define como la sumatoria del producto de las fracciones molares con sus respectivos pesos molares, como se refleja en la **Ecuación 11**.

Ecuación 11. Peso molecular aparente

$$M_a = \sum_{i=1} y_i M_i$$

Fuente: AHMED. Tarek, Reservoir Engineering Handbook, tercera edición, 2006, p. 32.

Donde:

M_a : Peso Molecular de la mezcla (lbs/lb-mol)

Y_i : Fracción molar del componente i en la mezcla de gas (Fracción)

M_i : Peso molecular del componente i en la mezcla (lbs/lb-mol)

2.2.1.2 Gravedad Específica. Es conocida como la relación entre la densidad de un gas con la densidad del aire. Las dos densidades deben tomarse a las mismas

⁸SANCHÉZ, Carlos. Evolución de los registros de resistividad y su aplicación en la estimación de la saturación de fluidos, 2012. p. 39.

condiciones de presión y temperatura, que por lo general se dan a condiciones estándar. Y se presenta de la siguiente manera:

Ecuación 12. Gravedad específica del gas

$$\gamma_g = \frac{\rho_g}{\rho_{aire}}$$

Fuente: AHMED. Tarek, Reservoir Engineering Handbook, tercera edición, 2006, p. 34.

Donde:

γ_g : Gravedad específica del gas

ρ_g : Densidad del gas (lb/ft³)

ρ_{aire} : Densidad del aire (lb/ft³)

Si se supone que la ecuación se comporta de acuerdo con la ley de los gases ideales, puede expresarse de la siguiente manera:

Ecuación 13. Gravedad específica del gas

$$\gamma_g = \frac{\frac{p_{sc} M_a}{RT_{sc}}}{\frac{p_{sc} M_{aire}}{RT_{sc}}}$$

Fuente: AHMED. Tarek, Reservoir Engineering Handbook, tercera edición, 2006, p. 34.

Donde:

γ_g : Gravedad específica del gas

M_a : Peso molecular aparente del gas (lbs/lb-mol)

M_{aire} : Peso molecular aparente del aire (28.96 lbs/lb-mol)

P_{sc} : Presión estándar en (LPCA)

T_{sc} : Temperatura estándar en °R

Simplificando la ecuación resultante es:

Ecuación 14. Gravedad específica del gas

$$\gamma_g = \frac{M_a}{M_{aire}} = \frac{M_a}{28,96}$$

Fuente: AHMED. Tarek, Reservoir Engineering Handbook, tercera edición, 2006, p. 33.

Donde:

Y_g : Gravedad específica del gas

M_a : Peso molecular aparente del gas (lbs/lb-mol)

M_a : Peso molecular aparente del aire (28.96 lbs/lb-mol)

2.2.1.3 Factor de Compresibilidad. Para el caso de los gases que no se ajustan a las condiciones de los gases ideales, es necesario hacer una corrección, y se hace a partir del factor de compresibilidad Z. Se han desarrollado varios métodos para determinar dicho factor, como es el caso del método gráfico de Standing y Katz, Método de Sarem, Método de Hall & Yarborough, entre otros.

2.2.1.4 Densidad. La densidad del gas, y de los demás materiales, es conocida como la relación entre la masa que ocupa un material en un volumen dado. Para el caso de los gases esta propiedad es importante, ya que, debido a las propiedades del gas, la densidad puede variar significativamente, debido a su capacidad de compresibilidad. Por lo anterior, se usa el peso molecular aparente del gas como se muestra en la **Ecuación 15**.

Ecuación 15. Densidad del Gas

$$\rho_g = \frac{PM_a}{ZRT}$$

Fuente: AHMED. Tarek, Reservoir Engineering Handbook, tercera edición, 2006, p. 33.

Donde:

ρ_g : Densidad del gas (lb/ft³)

P: Presión (lpca)

M_a : Peso molecular aparente del gas (lbs/lb-mol)

Z: Factor de compresibilidad del gas (Fracción)

R: Constante Universal de los Gases (10.730 lpca*ft³/ lb-mol*°R)

T: Temperatura (°R)

2.2.1.5 Volumen específico. Es el volumen ocupado por una libra mol a condiciones específicas de presión y temperatura, en otras palabras, es la relación entre el volumen de un material con su masa, como se muestra en la **Ecuación 16**.

Ecuación 16. Volumen Especifico del Gas

$$v = \frac{V}{m} = \frac{RTZ}{PM_a} = \frac{1}{\rho_g}$$

Fuente: AHMED. Tarek, Reservoir Engineering Handbook, tercera edición, 2006, p. 33.

Donde:

v: Volumen específico (ft³/lb-mol)

m: Masa (lb)

ρ_g : Densidad del gas (lb/ft³)

P: Presión (lpca)

M_a : Peso molecular aparente del gas (lbs/lb-mol)

Z: Factor de compresibilidad del gas (Fracción)

R: Constante Universal de los Gases (10.730 lpca*ft³/ lb-mol*°R)

T: Temperatura (°R)

2.2.1.6 Coeficiente isotérmico de compresibilidad del gas. Es el cambio en el volumen por unidad de volumen definida debido a un cambio en la presión a temperatura constante.

2.2.1.7 Factor Volumétrico del Gas. Este factor relaciona el volumen del gas a condiciones de yacimiento, con el volumen de esa misma masa de gas en a condiciones de superficie. Se puede representar de la siguiente manera:

Ecuación 17. Factor volumétrico del gas ideal

$$B_g = \frac{V_{p,T}}{V_{sc}}$$

Fuente: AHMED. Tarek, Reservoir Engineering Handbook, tercera edición, 2006, p. 65.

Donde:

B_g: Factor volumétrico del gas (PCY/PCN)

V_{pt}: Volumen del gas a la presión y temperatura de yacimiento (ft³)

V_{sc}: Volumen del gas en condiciones normales (PCN)

Se puede expresar esta misma ecuación aplicando la ecuación de estado para un gas real, de la siguiente manera:

Ecuación 18. Factor volumétrico del gas

$$B_g = \frac{\frac{znRT}{p}}{\frac{z_{sc} nRT_{sc}}{p_{sc}}} = \frac{p_{sc}}{T_{sc}} \frac{zT}{p}$$

Fuente: AHMED. Tarek, Reservoir Engineering Handbook, tercera edición, 2006, p. 65.

Donde:

B_g: Factor volumétrico del gas (PCY/PCN)

Z_{sc}: Factor de compresibilidad del gas a condiciones normales (Fracción)

P_{sc}: Presión a condiciones normales (14.7 lpca)

T_{sc}: Temperatura a condiciones normales (520 °R)

Se reemplazan los valores de presión y temperatura, conociendo sus valores a condiciones estándar, y en unidades de campo se puede expresar de la siguiente manera:

Ecuación 19. Factor volumétrico del gas en la formación

$$B_g = 0,005035 \frac{zT}{p} \text{ BY/PCN}$$

Fuente: AHMED. Tarek, Reservoir Engineering Handbook, tercera edición, 2006, p. 66.

Donde:

B_g: Factor volumétrico del gas (PCY/PCN)

Z: Factor de compresibilidad del gas (Fracción)

P: Presión de yacimiento (lpca)

T: Temperatura de yacimiento (°R)

2.2.1.8 Viscosidad del Gas. En términos generales, la viscosidad del gas puede definirse como la resistencia al flujo que posee un gas, afectado principalmente por la temperatura a la que se encuentra el material, en este caso gas, la presión y energía cinética.

2.2.2 Propiedades de Petróleo. A continuación, se presentan las propiedades del petróleo más importantes. Estas propiedades son:

2.2.2.1 Gravedad específica del petróleo. Se define como la relación entre la densidad del petróleo y la densidad del agua a condiciones normales (Temperatura de 60°F y presión atmosférica), como se representa en la **Ecuación 20**.

Ecuación 20. Gravedad específica del Petróleo

$$\gamma_o = \frac{\rho_o}{\rho_w}$$

Fuente: AHMED. Tarek, Reservoir Engineering Handbook, tercera edición, 2006, p. 76.

Donde:

γ : Gravedad específica del petróleo
 ρ_o : Densidad del petróleo crudo (lb/pie³)
 ρ_w : Densidad del agua (lb/pie³)

En el caso del petróleo se tiene en cuenta la gravedad API que fue desarrollada por el Instituto Estadounidense del Petróleo la cual mide la densidad relativa de diversos líquidos de petróleo, expresada en grados en condiciones normales, de la siguiente manera:

Ecuación 21. Gravedad API

$$^{\circ}\text{API} = \frac{141,5}{\gamma_o} - 131,5$$

Fuente: AHMED. Tarek, Reservoir Engineering Handbook, tercera edición, 2006, p. 76.

Donde:

$^{\circ}\text{API}$: Gravedad API
 γ_o : Gravedad específica del petróleo

2.2.2.2. Gas en solución. Se define como la cantidad de gas que esta disuelta en una solución de petróleo a una temperatura y una presión determinada. Por lo cual está definida numéricamente como solubilidad del gas, expresada en pies cúbicos de gas a condiciones normales por cada barril de petróleo normal. Ésta depende de la presión, la temperatura la gravedad del gas y la gravedad del petróleo.

2.2.2.3. Gravedad específica del gas en solución. Se define por el promedio de las gravedades específicas del gas (teniendo en cuenta la razón gas-petróleo en el separador) separado en cada separador.

2.2.2.4. Presión de burbuja. Se define como la mayor presión a la cual se libera la primera burbuja de gas en el petróleo. Se puede determinar experimentalmente por la prueba de expansión a una composición constante. Sin embargo, también se pueden estimar por medio de correlaciones teniendo en cuenta la solubilidad y gravedad del gas, la gravedad del crudo y de la temperatura.

2.2.2.5. Factor volumétrico del petróleo. Se define como la relación entre el volumen de petróleo (con el contenido del gas solución) a condiciones de presión y temperatura de yacimiento, y el volumen de petróleo en condiciones normales. Éste está expresado matemáticamente por:

Ecuación 22. Factor volumétrico del petróleo

$$B_o = \frac{(V_o)_{p,T}}{(V_o)_{sc}}$$

Fuente: AHMED. Tarek, Reservoir Engineering Handbook, tercera edición, 2006, p. 92.

Donde:

B_o : Factor volumétrico (BY/BN)

$(V_o)_{p,T}$: Volumen de petróleo a condiciones de yacimiento (BY)

$(V_o)_{sc}$: Volumen de petróleo a condiciones normales (BN)

2.2.2.6. Coeficiente isotérmico de compresibilidad. Esté representa la compresibilidad isotérmica del petróleo, representada en cambios fraccionales de volumen, cuando la presión varía a temperatura constante.

2.2.2.7. Factor volumétrico total. Se define como el volumen de petróleo a condiciones de yacimiento que ocupa un barril de petróleo a condiciones normales, incluyendo su gas en solución.

2.2.2.8. Densidad del petróleo. La densidad del petróleo crudo se define como la masa de una unidad de volumen de crudo a determinada temperatura y presión y, generalmente, se expresa en lb/pe³. Se debe considerar si la presión es mayor menor o igual a la presión de burbuja, para determinar la densidad del petróleo.

2.2.2.9. Viscosidad del petróleo. Se define como la resistencia del petróleo a fluir en un medio poroso, el cual es generado por la fricción interna de las moléculas al intentar moverse una sobre otra. Esta propiedad puede ser afectada por la temperatura y presión de yacimiento, así como, de las propiedades internas del petróleo, como lo son la gravedad del petróleo, solubilidad y gravedad del gas.

2.2.3. Determinación de propiedades del fluido. Las propiedades del petróleo se pueden determinar ya sea por pruebas experimentales con los fluidos de yacimiento o por correlaciones. Es muy importante entender el comportamiento de los fluidos con respecto a cambios de presión y la temperatura.

2.2.3.1. Pruebas PVT. Se denominan pruebas de laboratorio que determinan las propiedades de un fluido relacionando el comportamiento del volumen con respecto a temperatura y presión determinadas. Estas pruebas pueden determinar las propiedades tratadas anteriormente, y en adición se puede validar el cambio de composición de corrientes de flujo en el tiempo, efectos de miscibilidad, entre otros. Estas se pueden clasificar en las pruebas comunes y las pruebas especiales. En la **Tabla 4** se muestran las pruebas PVT comunes

Tabla 4. Pruebas PVT Comunes

PRUEBA		FUNCIÓN	DESCRIPCIÓN
Métodos de separación	Separación flash	Determinar la presión de saturación , coeficiente de compresibilidad isotérmico del fluido cuando se excede la presión de saturación, factor de compresibilidad de la fase gaseosa, y el volumen total de hidrocarburos en función de la presión.	Proceso en el cual todo el gas liberado de una mezcla, permanece en contacto y en equilibrio con la fase líquida y consiste en efectuar cambios en la presión del sistema, variando el volumen total ocupado por la muestra.
	Separación diferencial Convencional	Determinar gas disuelto en función de la presión, el encogimiento de volumen de aceite en función de la presión, propiedades del gas (composición, gravedad específica, coeficiente de compresibilidad) y densidad del aceite remanente en función de la presión.	El gas liberado mediante reducciones de la presión es removido del contacto con la fase líquida inmediatamente después que ocurre la separación, con lo cual, la composición y la masa del sistema de cambian constantemente.
	Separación diferencial a Volumen constante	Determina las mismas propiedades que la separación diferencial, pero en este caso es aplicable a fluidos tipo crudo volátil y condensado.	Consiste en extraer sólo una parte del gas liberado durante el agotamiento de la presión, manteniendo en cada etapa un volumen igual al ocupado por la muestra a la presión de saturación.
	Separación flash a Condiciones de separador	Determinar las condiciones óptimas de operación a las cuales deben manejarse los separadores de las estaciones de recolección de crudo.	Las muestras se pasa por una o varias etapas de separación, cambiando las condiciones de presión y temperatura. Como resultado se obtiene un juego de valores para estos parámetros, con los cuales se tendrá la máxima recuperación de líquidos en el tanque de almacenamiento.

Fuente: FURNIVAL. Steve, PVT Analysis for Compositional Simulation, primera edición, 2000, p.45, Modificado por los autores.

Finalmente, en la **Tabla 5** se muestran las pruebas PVT especiales.

Tabla 5. Pruebas PVT Especiales

PRUEBA		FUNCIÓN	DESCRIPCIÓN
Pruebas especiales PVT	Pruebas de hinchamiento	Determina el comportamiento del fluido de yacimiento durante la inyección de gas. Con este proceso se compensa el gas disuelto dentro del aceite y el volumen del aceite junto con el punto de burbuja incrementa. Estos factores determinan el efecto de la inyección de gas en la recuperación de petróleo.	A una muestra de petróleo en su punto de burbuja en una celda PVT (A temperatura de yacimiento) se le transfiere gas de inyección. Posteriormente la presión se incrementa, manteniendo una temperatura constante hasta que el gas se disuelve totalmente. Cuando la última burbuja desaparece, la nueva mezcla de la celda está a presión de burbuja.
	Experimento de tubo capilar	Determina la presión mínima de miscibilidad. Determina cuándo el petróleo del yacimiento y el gas de inyección son miscibles a la presión actual del yacimiento.	Se satura un tubo con petróleo, luego se inyecta gas con el fin de desplazar el petróleo. Luego, se usa un separador flash para determinar la cantidad de gas y aceite. La recuperación se define como la relación entre el volumen de petróleo producido y e inyectado al tubo. La menor presión a la cual se determina una recuperación, se define como la presión mínima de miscibilidad.
	Experimento de Contactos múltiples	Determina relación gas-aceite, factor volumétrico de formación, presión de saturación, gravedad específica del gas, volumen de hinchado, y composición de las fases.	Se simula las condiciones en el frente de inyección en una celda, en el cual el gas y el petróleo del yacimiento son contactados a condiciones de yacimiento. El gas equilibrado en cada contacto es usado en el próximo contacto con el aceite original del yacimiento, simulando el avance del gas dentro del yacimiento.
	Experimento del aparato generador de la burbuja ascendente	Permite la estimación rápida de miscibilidad entre el aceite y el gas.	Consiste en introducir una pequeña burbuja de gas al fondo de una columna de petróleo a través de una fase acuosa, esta fase acuosa actúa como separador entre la fase gaseosa y el petróleo hasta que la burbuja de petróleo suba. La burbuja de gas hace contacto con el petróleo a través de su camino, cuya trayectoria es vertical. Por lo cual se puede determinar el equilibrio con el gas-petróleo o que se genere una miscibilidad.

Fuente: FURNIVAL. Steve, PVT Analysis for Compositional Simulation, primera edición, 2000, p. 45-58, Modificado por los autores.

Para determinar la calidad y exactitud con la que fueron realizadas las pruebas PVT, es necesario realizar algunas pruebas de validación que permitan definir si las pruebas son consecuentes con el comportamiento del yacimiento. La validación en general toma en cuenta propiedades y características fundamentales del yacimiento, como es el caso de los datos de producción (historial de producción), las temperaturas y presiones medidas en campo, los métodos de análisis usados, y la verificación de la composición de los fluidos, y su comportamiento tanto en yacimiento como en superficie; con lo que también se evita el ajuste de datos inconsistentes, ya sea el caso. Algunos métodos de validación son:

▲ **Prueba de densidad.** A partir de la obtención de los resultados de la prueba de liberación diferencial y separador, se procede a hacer la evaluación de la densidad del aceite saturado con gas a la presión de burbuja de la prueba diferencial, teniendo en cuenta que debe ser la misma a la calculada a partir de los datos de prueba del separador. Se considera una densidad válida si la desviación o porcentaje de error no supera el 5%.

▲ **Función Y.** Un sistema que está compuesto principalmente por hidrocarburos va a tener una tendencia lineal de Y con respecto a la presión al Graficar los resultados de la **Ecuación 23**.

Ecuación 23. Función Y

$$Y = \frac{(P_b - P)}{P \cdot \left(\frac{V}{V_b}\right) - 1}$$

Fuente: DANESH. Ali, PVT and Phase Behavior of Petroleum Reservoirs Fluids, Primera edición, 1998, p.43.

Donde:

P_b : Presión de burbuja (lpca)

P: Presión inferior a P_b , (lpca)

V: Volumen a presión inferior a P_b (cm^3)

(V-b): Volumen a P_b , (cm^3)

Si la muestra tiene un algo contenido de componentes no hidrocarburos, la función se la aleja del comportamiento lineal. Para este caso, es necesario conocer principalmente el comportamiento de la función en el punto de burbuja, ya que ahí es posible saber si la presión de burbuja en el laboratorio ha sido sobre o subestimada con base en el verdadero valor del yacimiento. Si la presión fue sobreestimada, la función se aleja por encima de la recta; si fue subestimada, la función se aleja por debajo de la recta. La Función Y sirve para corregir los valores de volúmenes relativos de la prueba.

▲ **Prueba de balance de materiales.** Consiste en validar que el Rs (Relación gas-aceite) obtenido experimentalmente en la prueba de liberación diferencial sea igual al Rs que se calcula por un balance de materia. Esta diferencia no debe superar el 5% en el porcentaje de error.

2.2.3.2. Correlaciones. En esta sección se representan las correlaciones usadas en este trabajo, para cada propiedad del petróleo y gas, incluyendo el porcentaje de error y aplicación de esta.

▲ **Propiedades del Gas.** Las correlaciones usadas para calcular las propiedades del gas en este proyecto fueron las que mejor ajustaron a las propiedades reales del gas y también las que aplicaban en su rango de aplicación.

• **Correlaciones de Standing para el Factor Z.** Este autor se basa en el Teorema de los Estados Correspondientes para poder hallar el factor de compresibilidad Z para un gas natural por medio de una gráfica. Este método usa las temperaturas y presiones seudorreducidas por medio de los siguientes pasos. El primer paso consiste en hallar la presión y la temperatura seudocriticas por medio de la regla de Kay, la cual permite determinar propiedades de gases reales a partir de propiedades seudopuras para cada componente del fluido, de la siguiente manera:

Ecuación 24. Propiedades Seudocriticas

$$P_{pc} = \sum_{i=1} y_i P_{ci}$$
$$T_{pc} = \sum_{i=1} y_i T_{ci}$$

Fuente: AHMED. Tarek, Reservoir Engineering Handbook, tercera edición, 2006, p. 38.

Donde:

- P_{pc} : Presión Seudocritica del fluido (lpca)
- T_{pc} : Temperatura Seudocritica del fluido (°R)
- Y_i : Fracción molar del componente i (Fracción)
- P_{ci} : Presión critica del componente i (lpca)
- T_{ci} : Temperatura critica del componente i (°R)

Con estas propiedades, se determinan las propiedades seudorreducida del fluido con las siguientes ecuaciones:

Ecuación 25. Propiedades Seudorreducidas

$$P_{pr} = \frac{P}{P_{pc}}$$

$$T_{pr} = \frac{T}{T_{pc}}$$

Fuente: AHMED. Tarek, Reservoir Engineering Handbook, tercera edición, 2006, p. 37.

Donde:

P_{pr} : Presión Seudorreducida (lpca)

T_{pr} : Temperatura Seudorreducida (°R)

En los casos que el gas está contaminado por Dióxido de Carbono y Sulfuro de Hidrogeno, se usa la correlación propuesta por Wichert y Aziz, para corregir el valor de las propiedades pseudocríticas con la siguiente ecuación:

Ecuación 26. Corrección por Impurezas de Propiedades Seudocríticas Propuesta por Wichert y Aziz

$$\varepsilon = 120 [(y_{CO_2} + y_{H_2S})^{0.9} - (y_{CO_2} + y_{H_2S})^{1.6}] + 15 (y_{H_2S}^{0.5} - y_{H_2S}^4)$$

$$T'_{scM} = \sum_{i=1}^n y_i T_{ci} - \varepsilon$$

$$P'_{scM} = \frac{\left(\sum_{i=1}^n y_i P_{ci} \right) \cdot T'_{scM}}{\sum_{i=1}^n y_i T_{ci} + y_{H_2S} (1 - y_{H_2S}) \cdot \varepsilon}$$

Fuente: AHMED. Tarek, Reservoir Engineering Handbook, tercera edición, 2006, p. 17.

Donde:

ε : Factor de Ajuste (°R)

y_{CO_2} : Fracción molar del Dióxido de Carbono (Fracción)

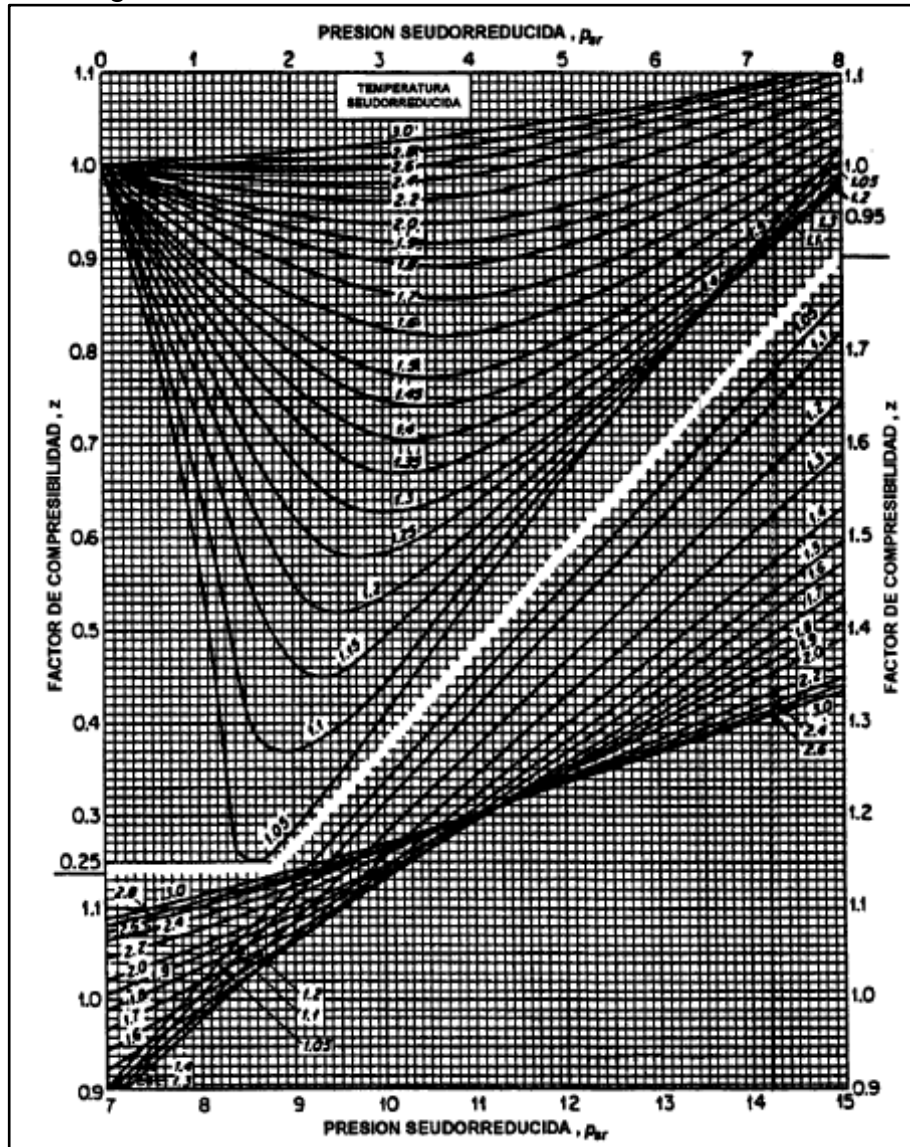
y_{H_2S} : Fracción molar del Sulfuro de Hidrogeno (Fracción)

P'_{scM} : Presión Crítica Corregida (lpca)

T'_{scM} : Temperatura Crítica Corregida (°R)

Finalmente, con las propiedades seudorreducidas se determina el factor de compresibilidad con la gráfica propuesta por los autores, con la siguiente gráfica:

Gráfica 2 Factores de Compresibilidad del Gas Propuesta por Standing M.B



Fuente: BÁNZER. Carlos, Correlaciones Numéricas PVT, Edición Preliminar, 1996, p. 15.

Esta correlación cuenta con un 0.97% de error y los rangos de aplicación se muestran en la siguiente tabla:

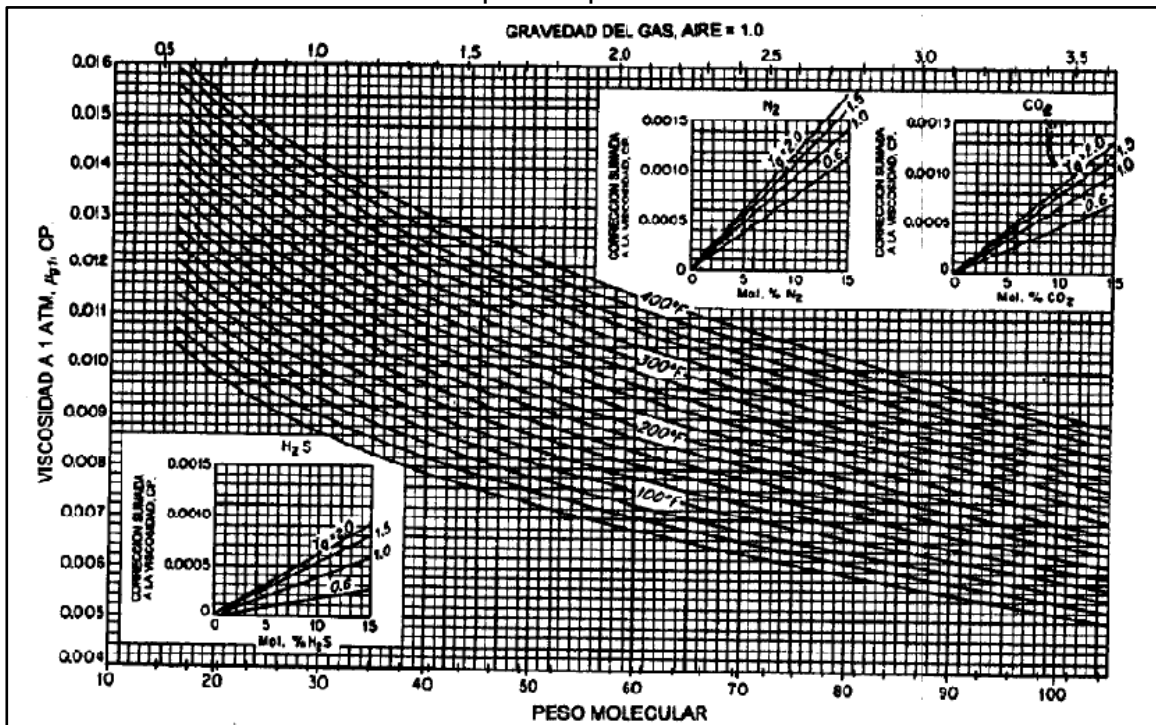
Tabla 6. Rangos de Aplicación de Correlación de Standing MB

Standing MB	
Propiedad	Rango De Aplicación
Presión de Burbuja (PSI)	130-7000
Temperatura (°F)	100-258
Factor Volumétrico del Petróleo (BY/BN)	1.024-2.15
Razón de Gas Disuelto (PCN/BN)	20-1425
°API	16.5-63.8

Fuente: BÁNZER. Carlos, Correlaciones Numéricas PVT, Edición Preliminar, 1996, p. 14, Modificado por los autores.

- **Correlaciones de Carr et al. para el Viscosidad.** Por medio de la gravedad específica o el peso molecular, los autores Carr, N.L., Kobayashi R. y Burrows D.B. propusieron una correlación para la viscosidad del gas a presión atmosférica y temperatura de yacimiento, por medio de la **Gráfica 3**.

Gráfica 3 Viscosidad del Gas Propuesta por Carr et All



Fuente: BÁNZER. Carlos, Correlaciones Numéricas PVT, Edición Preliminar, 1996, p. 40.

En casos que este contaminado el fluido por Dióxido de Carbono o Sulfuro de Hidrogeno, se realiza la corrección de la viscosidad hallada anteriormente, con la siguiente ecuación:

Ecuación 27. Corrección por Impurezas de la Viscosidad del Gas Propuesta por Carr et al.

$$\mu_{g1c} = \mu_{g1} + C_{CO_2} + C_{H_2S} + C_{N_2}$$

Fuente: BÁNZER. Carlos, Correlaciones Numéricas PVT, Edición Preliminar, 1996, p. 40.

Donde:

μ_{g1c} : Viscosidad corregida del gas (cP)

μ_{g1} : Viscosidad del gas (cP)

C_{CO_2} : Correcciones por Dióxido de Carbono (Insertada en la Gráfica 8)

C_{H_2S} : Correcciones por Sulfuro de Hidrogeno (Insertada en la Gráfica 8)

C_{N_2} : Correcciones por Nitrógeno (Insertada en la Gráfica 8)

Las correcciones por impurezas también se pueden hallar por medio de las siguientes ecuaciones:

Ecuación 28. Correcciones por Impurezas para la Viscosidad del Gas Propuesto por Carr et al.

$$C_{N_2} = y_{N_2} (8.48 \times 10^{-3} \log \gamma_g + 9.59 \times 10^{-3})$$

$$C_{CO_2} = y_{CO_2} (9.08 \times 10^{-3} \log \gamma_g + 6.24 \times 10^{-3})$$

$$C_{H_2S} = y_{H_2S} (8.49 \times 10^{-3} \log \gamma_g + 3.73 \times 10^{-3})$$

Fuente: BÁNZER. Carlos, Correlaciones Numéricas PVT, Edición Preliminar, 1996, p. 40.

Donde:

y_{N_2} : Fracción molar del Nitrógeno (Fracción)

y_{CO_2} : Fracción molar del Dióxido de Carbono (Fracción)

y_{H_2S} : Fracción molar del Sulfuro de Hidrogeno (Fracción)

Esta correlación cuenta con un 0.38% de error y los rangos de aplicación se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 7. Rangos de Aplicación de correlación de Carr *et al.*

Carr et All	
Propiedad	Rango De Aplicación
Gravedad del Gas	0.55-1.55
Temperatura (°F)	100-300

Fuente: BÁNZER. Carlos, Correlaciones Numéricas PVT, Edición Preliminar, 1996, p. 41, Modificado por los autores.

▲ **Propiedades del Petróleo.** Las correlaciones usadas para calcular las propiedades del petróleo dependen en gran parte de la composición del mismo. Para este proyecto fueron utilizadas las que mejor ajustaron a las propiedades del crudo y también las que estaban dentro del rango de aplicación.

● **Correlaciones de Glaso Volatile para la Presión de Burbuja.** El autor propone una correlación basada en 45 muestras de la región del Mar del Norte, mediante la siguiente ecuación:

Ecuación 29. Correlación para la Presión de Burbuja del Petróleo Propuesta por Glaso Volatile

$$P_b = 10^{[1.7669 + 1.7447 \log F - 0.30218 (\log F)^2]}$$

Fuente: BÁNZER. Carlos, Correlaciones Numéricas PVT, Edición Preliminar, 1996, p. 55.

Donde:

P_b : Presión de Burbuja (lpca)

F: Factor F para la Presión de Burbuja

En el cual, el Factor F se determina por medio de la siguiente ecuación:

Ecuación 30. Factor F para la Presión de Burbuja Propuesto por Glaso Volatile

$$F = \left(\frac{R_{sb}}{\gamma_g} \right)^{0.816} \frac{T^{0.172}}{\gamma_{API}^{0.989}}$$

Fuente: BÁNZER. Carlos, Correlaciones Numéricas PVT, Edición Preliminar, 1996, p. 56.

Donde:

P_b : Presión de Burbuja (lpca)

R_{sb} : Razón de Gas Disuelto-Petróleo (PCN/BN)

T: Temperatura de Yacimiento (°F)

γ_g : Gravedad Especifica del Gas

γ_{API} : Gravedad del Petróleo (°API)

Esta correlación cuenta con un 1.28% de error y los rangos de aplicación se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 8. Rangos de Aplicación de correlación de Gaso Volatile

Gaso Volatile	
Propiedad	Rango De Aplicación
Presión de Burbuja (PSI)	165-7142
Temperatura (°F)	80-280
Factor Volumétrico del Petróleo (BY/BN)	1.025-2.588
Rázon de Gas Disuelto (PCN/BN)	90-2637
°API	22.348.1

Fuente: BÁNZER. Carlos, Correlaciones Numéricas PVT, Edición Preliminar, 1996, p. 56, Modificado por los autores.

- **Correlaciones de Standing para el Factor Volumétrico del Petróleo.** El autor propone la siguiente ecuación para determinar el factor volumétrico del petróleo:

Ecuación 31. Correlación para la Factor Volumétrico del Petróleo Propuesta por Standing M.B.

$$B_{ob} = 0.9759 + 12 \times 10^{-5} F^{1.2}$$

$$F = R_{sb} \sqrt{\frac{\gamma_g}{\gamma_o}} + 1.25 T$$

Fuente: BÁNZER. Carlos, Correlaciones Numéricas PVT, Edición Preliminar, 1996, p. 73.

Donde:

Bob: Factor Volumétrico del Petróleo (BY/BN)

F: Factor de Correlación para el factor volumétrico del petróleo

T: Temperatura de Yacimiento (°F)

Esta correlación cuenta con un 0.01% de error y los rangos de aplicación se muestran en la ...**Tabla 6**....

• **Correlaciones de Petrosky y Farshad para la Compresibilidad.** Los autores propusieron la siguiente ecuación:

Ecuación 32. Correlación para la Compresibilidad del Petróleo Propuesta por Petrosky G.E. y Farshad F.F.

$$c_o = 1.705 \times 10^{-7} R_s^{0.69357} \gamma_g^{0.1885} \gamma_{API}^{0.3272} T^{0.6729} P^{-0.5906}$$

Fuente: BÁNZER. Carlos, Correlaciones Numéricas PVT, Edición Preliminar, 1996, p. 85.

Donde:

Co: Compresibilidad Isométrica del Petróleo (lpc⁻¹)

Rs: Razón de Gas Disuelto – Petróleo (PCN/BN)

P: Presión de Yacimiento (lpca)

T: Temperatura de Yacimiento (°F)

Y_g: Gravedad Especifica del Gas

Y_{API}: Gravedad del Petróleo (°API)

Esta correlación cuenta con un -0.17% de error y los rangos de aplicación se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 9. Rangos de Aplicación de correlación de Petrosky G.E. y Farshad F.F

Petrosky G.E. y Farshad	
Propiedad	Rango De Aplicación
Presión (PSIA)	1700-10692
Presión de Burbuja (PSIA)	1574-6523
Temperatura (°F)	114-288
Razón de Gas Disuelto (PCN/BN)	217-1406
°API	16.3-45.0

Fuente: BÁNZER. Carlos, Correlaciones Numéricas PVT, Edición Preliminar, 1996, p. 59, Modificado por los autores.

• **Correlaciones de Beggs, H.D. y Robinson, J.R. para la Viscosidad.** Los autores usaron 600 muestras para obtener 460 datos de viscosidad para obtener una correlación que permitiera determinar la viscosidad del petróleo libre de gas, a presión atmosférica y temperatura de yacimiento, como se representa en las siguientes ecuaciones:

Ecuación 33. Correlación para la Viscosidad del Petróleo Propuesta por Beggs H.D. y Robinson J.R.

$$\begin{aligned}\mu_{od} &= 10^x - 1 \\ x &= yT^{-1.163} \\ y &= 10^z \\ z &= 3.0324 - 0.02023\gamma_{API}\end{aligned}$$

Fuente: BÁNZER. Carlos, Correlaciones Numéricas PVT, Edición Preliminar, 1996, p. 99.

Donde:

μ_{od} : Viscosidad del Petróleo (cP)

T: Temperatura de Yacimiento (°F)

γ_{API} : Gravedad del Petróleo (°API)

Esta correlación cuenta con un -0.64% de error y los rangos de aplicación se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 10. Rangos de Aplicación de correlación de Beggs H.D. y Robinson J.R.

Beggs H.D. y Robinson J.R.	
Propiedad	Rango De Aplicación
Presión (PSIA)	15-5265
Temperatura (°F)	70-295
Razón de Gas Disuelto (PCN/BN)	20-2070
°API	16-58

Fuente: BÁNZER. Carlos, Correlaciones Numéricas PVT, Edición Preliminar, 1996, p. 99, Modificado por los autores.

2.3 COMPORTAMIENTO DE MODELOS COMPOSICIONALES

Para la evolución del comportamiento del fluido en la vida útil del yacimiento, es necesario relacionar el coeficiente de fugacidad del fluido y la ecuación de estado. El coeficiente de fugacidad es una propiedad termodinámica adimensional, que determina el comportamiento real de un fluido, con base al comportamiento ideal del mismo, a una temperatura constante. Adicionalmente, este permite establecer el equilibrio químico de sistemas multicomposicionales.

En complemento, la ecuación de estado relaciona el comportamiento volumétrico del fluido a condiciones de temperatura y presión, con el coeficiente de fugacidad para describir el comportamiento de un fluido. Finalmente, se asigna un modelo de viscosidad y de solubilidad de la fase acuosa.

2.3.1 Ecuación de Estado Pedersen 1978. Esta ecuación de estado es una mejora de la ecuación propuesta por Soave-Redlich-Kwong (SRK), la cual establece una mejor predicción de la densidad del líquido. En la **Ecuación. 34** se muestra la ecuación de estado usada para este proyecto.

Ecuación 34. Ecuación de estado de Peng and Robinson 1976

$$a_c: 0.457235 * \left(\frac{R^2 * T_c^2}{P_c} \right)$$
$$b: 0.077796 * \left(\frac{R * T_c}{P_c} \right)$$
$$P: \frac{R * T}{(v - b)} - \frac{a_c * \alpha}{[v * (v - b) + b(v - b)]}$$

Fuente: DANESH. Ali, PVT and Phase Behavior of Petroleum Reservoir Fluids, Tercera Edición, 2003, p. 141.

Donde:

R: Constante Universal de los Gases (10.730 l_{pc}*ft³/ lb-mol*°R)

T: Temperatura (°R)

v: Volumen Molar Parcial (1/mol)

α: Factor de acéntrico

T_c: Temperatura Crítica (°R)

P_c: Presión Crítica (l_{pc})

Adicionalmente, la función α es corregida por la ecuación propuesta por el mismo autor en 1978, con el factor m el cual depende del factor acéntrico, como se muestra en la **Ecuación 35**.

Ecuación 35. Corrección de factor de dependencia.

$$m: 0.3796 + 1.485\omega - 0.1644\omega^2 + 0.01667\omega^3$$

$$\alpha: [1 + m * (1 - T_r^{0.5})]^2$$

Fuente: DANESH. Ali, PVT and Phase Behavior of Petroleum Reservoir Fluids, Tercera Edición, 2003, p. 140-141.

Donde:

T_r : Temperatura Reducida ($^{\circ}R$)

m : Factor de Corrección de α

ω : Factor Acéntrico

Se determina el factor de compresibilidad teniendo por medio de los parámetros adimensionales propuestos por Van der Waals con la siguiente formula:

Ecuación 36. Factor de Compresibilidad Propuesto por Pedersen

$$A: \frac{P(\alpha * a_c)}{(RT)^2} ; B: \frac{bP}{RT}$$

$$Z^3 - (1 - B)Z^2 + (A - 2B - 3B^2)Z - (AB - B^2 - B^3): 0$$

Fuente: DANESH. Ali, PVT and Phase Behavior of Petroleum Reservoir Fluids, Tercera Edición, 2003, p. 140-141.

Donde:

P : Presión (lpca)

Z : Factor de compresibilidad del gas (Fracción)

R : Constante Universal de los Gases (10.730 lpca*ft³/ lb-mol* $^{\circ}R$)

T : Temperatura ($^{\circ}R$)

α : Factor de acéntrico

Donde en el **Anexo A** se muestra la solución de la ecuación, el cual genera como resultado, los valores del factor de compresibilidad para el líquido y el vapor. Con

los cuales se determina el volumen molar para cada fase, por medio de la siguiente ecuación:

Ecuación 37. Volumen Molar

$$v: \frac{ZRT}{P}$$

Fuente: DANESH. Ali, PVT and Phase Behavior of Petroleum Reservoir Fluids, Tercera Edición, 2003, p. 145.

Donde:

P: Presión (lpca)

Z: Factor de compresibilidad del gas (Fracción)

R: Constante Universal de los Gases (10.730 lpca*ft³/ lb-mol*°R)

T: Temperatura (°R)

v: Volumen Molar Parcial (1/mol)

Con la **Ecuación 38** propuesta por Peneloux et al, se correlaciona parámetro de translación de volumen, c, junto con la predicción de la densidad del fluido que se propone para esta ecuación de estado.

Ecuación 38. Parámetro De Translación de Volumen

$$c_i: 0.40768(0.29441 - Z_{RA}) \frac{RT_C}{P_C}$$
$$c_{mezcla}: \sum x_i c_i$$

Fuente: DANESH. Ali, PVT and Phase Behavior of Petroleum Reservoir Fluids, Tercera Edición, 2003, p. 142.

Donde:

c_i: Parámetro De Traslación De Volumen del componente i

c_{Total}: Parámetro De Traslación De Volumen del Fluido

Z_{RA}: Factor de compresibilidad propuesto por Spencer y Danner

T_C: Temperatura Critica del componente i (°R)

P_C: Presión Critica del componente i (lpca)

Finalmente, se establece la densidad de fluido teniendo en cuenta el volumen molar corregido para cada fase como se muestra en la **Ecuación 39**.

Ecuación 39. Densidad corregida de fluido

$$v^{corr} = v - c_{Mezcla}$$

$$\rho = \left(\frac{M}{v^{corr}} \right)$$

Fuente: DANESH. Ali, PVT and Phase Behavior of Petroleum Reservoir Fluids, Tercera Edición, 2003, p. 142.

Donde:

c_{Total} : Parámetro De Traslación De Volumen del Fluido

v : Volumen Molar Parcial (1/mol)

v_{corr} : Volumen Molar Parcial Corregido (1/mol)

ρ : Densidad del petróleo crudo (lb/mol)

Z_{RA} : Factor de compresibilidad propuesto por Spencer y Danner

T_C : Temperatura Critica del componente i ($^{\circ}R$)

P_C : Presión Critica del componente i (lpca)

2.3.2 Modelo de Viscosidad de Pedersen (1984). Esta correlación de viscosidad utiliza el principio de los estados correspondientes para calcular el Viscosidad de mezcla, conociendo la viscosidad de una sustancia de referencia a condiciones de presión y temperatura reducida. La sustancia de referencia para este caso es el metano. La viscosidad de la mezcla representa con la siguiente fórmula:

Ecuación 40. Modelo de Viscosidad PR 1984

$$\frac{\mu_{mezcla}(P, T)}{\mu_{met}(P_{met}, T_{met})} = \left(\frac{T_{c,mezcla}}{T_{c,met}} \right)^{-1/6} * \left(\frac{P_{c,mezcla}}{P_{c,met}} \right)^{2/3} * \left(\frac{MW_{mezcla}}{MW_{met}} \right)^{1/2} * \left(\frac{\alpha_{mezcla}}{\alpha_{met}} \right)$$

Fuente: CMG Ltda, WIMPROP User Guide, Versión 2017, 2017, p. 54.

Donde:

μ : Viscosidad del Fluido (cP)

μ_{mezcla} : Viscosidad del Metano(cP)

μ_{met} : Viscosidad de la Mezcla (cP)

P_c : Presión critica (lpca)

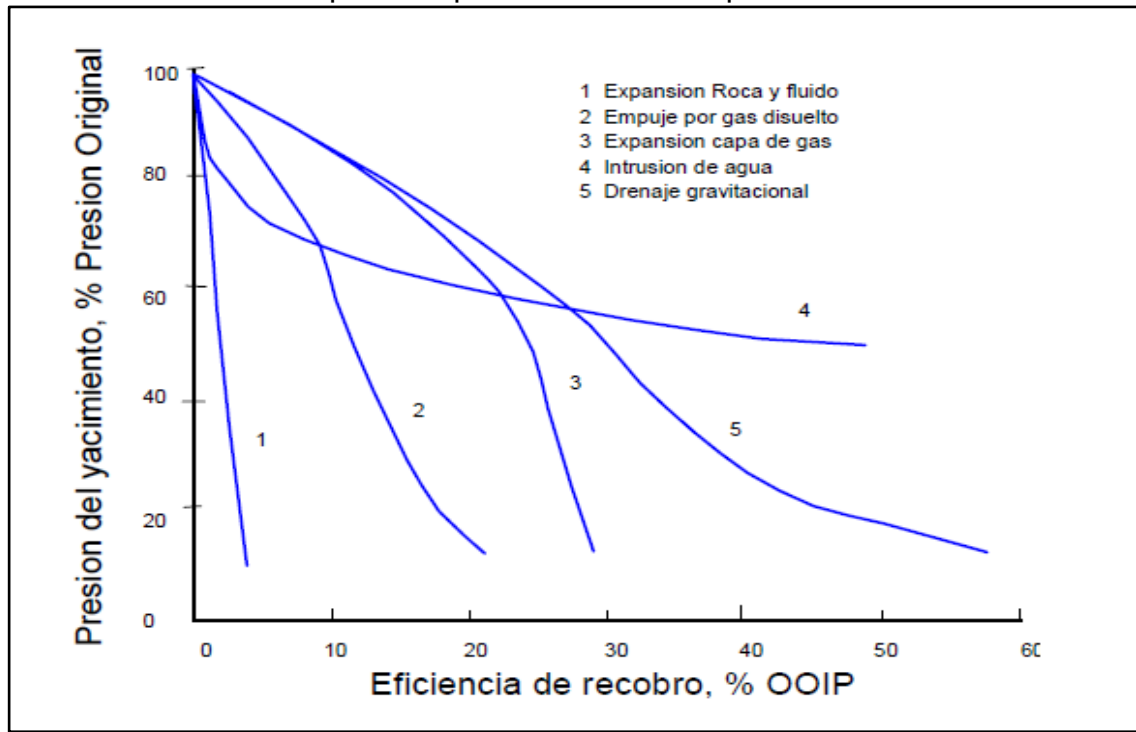
T_c : Temperatura Critica ($^{\circ}R$)

MW : Peso molecular (lb/mol)

2.4 MECANISMOS DE EMPUJE

Conocer el mecanismo de empuje actual del yacimiento es fundamental para un diseño de recobro mejorado. Los mecanismos de empuje se definen como la fuente de energía para mover el hidrocarburo del yacimiento a fondo de pozo. Tener en cuenta la energía del yacimiento, proporciona un mejor aprovechamiento de esta energía y un diseño eficiente de sistemas de recobro cuando la energía se esté agotando. En la **Gráfica 4** se representan los cinco mecanismos más comunes.

Gráfica 4 Recobro de petróleo por mecanismo de producción



Fuente: ESCOBAR, Freddy H, Fundamentos de Ingeniería De Yacimientos, Edición Preliminar, 2004, p. 16.

2.4.1 Empuje por expansión de fluidos. En este caso el empuje se basa en el incremento de las presiones de sobrecarga y de poro presentes al transcurrir la producción, lo cual produce una disminución del volumen poroso. Esta fuerza de compactación afecta positivamente al mecanismo de empuje, solo si la compresibilidad de la formación es alta. Sin embargo, puede reducir la permeabilidad.

2.4.2 Empuje de gas en solución. Este mecanismo se caracteriza por la saturación de agua tiene un valor cercano a la saturación de agua irreducible y la presión de yacimiento es igual a la presión de burbuja. Por lo cual, el gas en solución se expande y aporta energía al yacimiento.

2.4.3 Empuje de capa de gas. Este mecanismo se caracteriza por tener una presión inicial igual o menor a la presión del punto de burbuja. Con la capa de gas, el petróleo mantiene la máxima cantidad de gas en solución. A medida que la presión del yacimiento se reduce como una consecuencia de la producción, la capa de gas, actuando como un pistón, se expande causando el desplazamiento inmisible del petróleo.

2.4.4 Empuje por influjo de agua. Este mecanismo se caracteriza por tener una presión inicial mayor a la presión del punto de burbuja, por lo cual no permite la creación de la capa de gas. En este caso, al tener una intrusión externa de agua, se genera un desplazamiento del petróleo y mantiene la presión para que el yacimiento no pierda la energía para llevar los fluidos a fondo de pozo.

2.4.5 Empuje por drenaje gravitacional. A medida que avanza la producción, el gas es liberado del petróleo, se mueve hacia el tope del yacimiento, mientras que el petróleo se desplaza hacia abajo, debido a la permeabilidad vertical, la cual debe ser mayor para permitir que las fuerzas gravitacionales sean mayores que las fuerzas viscosas.

Cada mecanismo tiene sus características y son representadas por un factor de recobro como lo muestra la **Tabla.11**.

Tabla 11. Características de los mecanismos de producción

MECANISMO	PRESIÓN DE YACIMIENTO	GOR	RECOBRO (%)
Expansión de Roca	Declina rápido y continuo	Valores bajos y constante	1-10
Gas Solución	Declina rápido y continuo	Alto comienzo es alto, incrementa y cae	5-35
Segregación Gravitacional	Declina rápido y continuo	Valores bajos a poco buzamiento, Valores altos a alto buzamiento	40-80
Capa de Gas	Declina lento y continuo	Crece constante (formaciones inclinadas)	20-40
Empuje de Agua	Permanece alta	Valores bajos cuando la presión es alta	35-80

Fuente: ESCOBAR, Freddy H, Fundamentos de Ingeniería De Yacimientos, Edición Preliminar, 2004, p. 15, Modificado por los autores.

2.5 MÉTODOS DE RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO

La recuperación del petróleo se caracteriza por la energía que el fluido utiliza para fluir del yacimiento a superficie, ya que esta determina hasta donde el fluido puede llegar en el recorrido desde la roca hasta cabezal de pozo. Los métodos de recuperación de petróleo se caracterizan en tres grupos, los cuales son la

recuperación primaria, secundaria y terciaria; y estos grupos son determinados por la fuente de energía, los métodos de recuperación son:

2.5.1 Métodos de recuperación primaria. Se caracteriza cuando el yacimiento tiene energía para enviar el fluido desde la roca hasta fondo de pozo. En este caso, la energía puede ser suficiente para que el fluido suba hasta el cabezal de pozo o se pueden emplear mecanismos de levantamiento artificial para entregar la energía faltante.

Sin embargo, la capacidad del yacimiento de permitir el flujo natural se puede ver afectada en la cara del pozo, por lo cual se puede corregir por medio de estimulaciones, acidificación, espumas y geles.

2.5.2 Métodos de recuperación secundaria. Se caracteriza cuando la energía del yacimiento disminuye por lo cual los métodos de recuperación se enfocan en mantener la presión del yacimiento y barrer los hidrocarburos remanentes. En estos métodos se destaca la inyección de agua o gases hidrocarburos, por lo cual termina cuando se producen cantidades considerables de los fluidos inyectados.

2.5.3 Métodos de recuperación terciaria. Esta es la tercera etapa de producción de un yacimiento, se busca mejorar las propiedades del yacimiento, tal como la razón de movilidad o disminuir la saturación de petróleo residual. En este proceso se tienen diferentes métodos que dependen de las condiciones del yacimiento y su rentabilidad económica y se agrupan en cuatro grupos, los cuales son los métodos de recuperación térmico (inyección de vapor, agua caliente, combustión en sitio, entre otros), recuperación mediante inyección de gases (CO₂, N₂, entre otros) o recuperación mediante inyección de químicos (polímeros, surfactantes, entre otros).

2.5.3.1 Características de los métodos de recuperación terciaria y rangos de aplicación. Cada método de recuperación terciaria tiene finalidad diferente por lo cual se debe tener en cuenta los efectos que produce su aplicación.

En la **Tabla. 12** se describe cada método y sus efectos en el yacimiento.

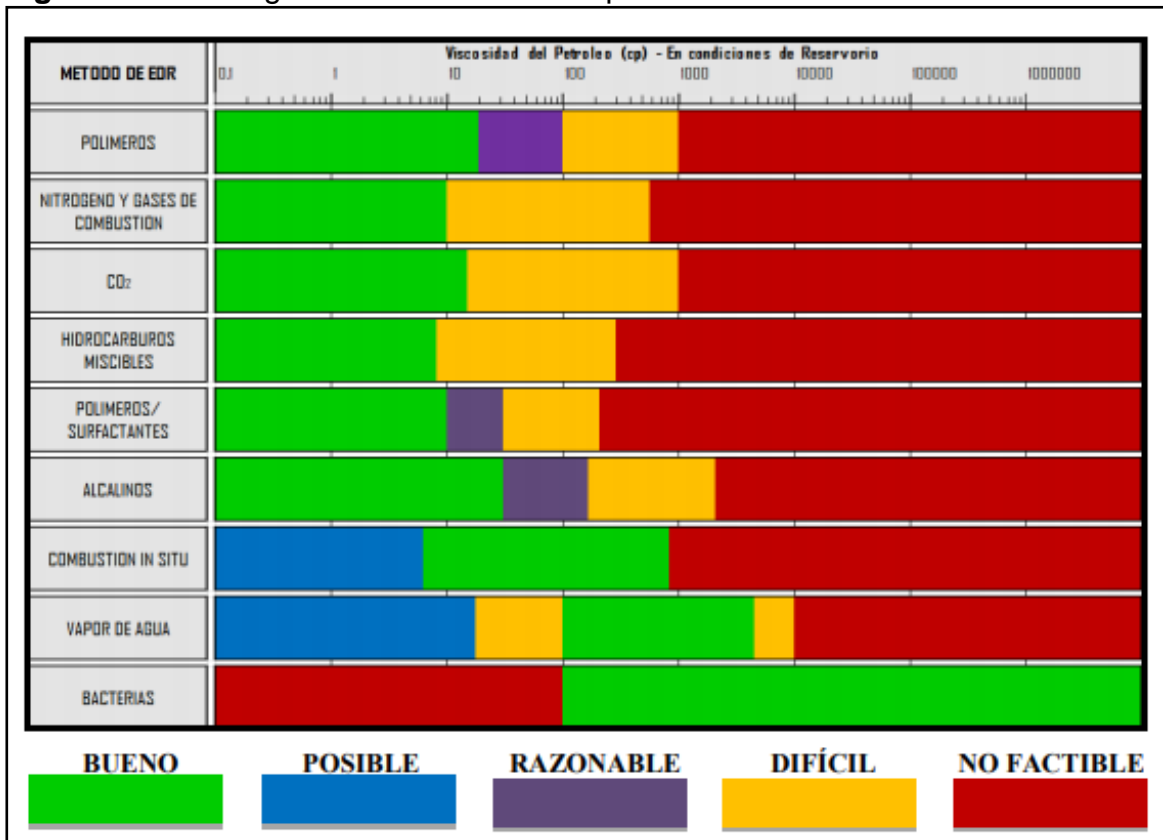
Tabla 12. Características de los Métodos de Recuperación Terciaria

MÉTODO	DESCRIPCIÓN	EFFECTOS	MÉTODO	DESCRIPCIÓN	EFFECTOS
Inyección de Vapor	Inyección continua de vapor con 80% de pureza para desplazar el petróleo hacia los pozos productores	Reducción de la viscosidad por calentamiento del petróleo Aumenta presión para empujar el petróleo Quema el coque producido en fracciones pesadas	Inyección de Hidrocarburos Miscibles	Inyección de hidrocarburos livianos para generar sistemas miscibles.	Genera miscibilidad para aumentar la movilidad del petróleo Hinchamiento del petróleo Genera desplazamiento de gas inmisible (Reservorios con segregación gravitacional)
Inyección de Nitrógeno y Gases de Combustión	Inyección de Nitrógeno y Gases en Combustión generalmente en los baches de alto contenido de los mismos, mediante sistemas miscibles o inmiscibles para desplazar petróleo	Ayuda a vaporizar los componentes más volátiles y genera miscibilidad si la presión es alta Se genera un empuje de gas del reservorio con gases de bajo costo Mejora la segregación gravitacional en reservorios con buzamiento (miscibles o inmiscibles)	Inyección de Polímeros	Inyección de polímeros solubles en agua para mejorar el desplazamiento eficiencia en el barrido volumétrico	Incrementa la viscosidad del agua Reduce la movilidad del agua Genera contacto en mayor parte volumétrico del reservorio
Combustión in situ o "Fireflooding"	Se inicia una llamada en el reservorio y se inyecta aire para mantener la combustión de una parte del petróleo	Reducción de la viscosidad del petróleo al aplicar calor (transferido por conducción y convección) Productos de la destilación por vapor avanzan hacia el frente y se mezcla con el petróleo Entrega energía al yacimiento, al generar presión al realizar una inyección de aire.	Inyección de Dióxido de Carbono	Inyección de Dióxido de Carbono de 30% o más del volumen poroso de hidrocarburos	Hinchamiento del petróleo Reduce la viscosidad del petróleo(Más efectivo que el Nitrógeno o el Gas residual) Genera miscibilidad cuando la presión es suficientemente alta

Fuente: BERMEO A. Pablo, *et al.*, Optimización de Fluidos de Trabajo para la Simulación de Yacimientos en Procesos de Recuperación Mejorada, Aplicados a un Campo de Petróleo Negro, Tesis de Ingeniería de Petróleos Quito: Universidad Central de Ecuador, 2014, p. 47-53; Modificado por los autores.

Para cada método de recuperación, existen rangos de aplicación los cuales se deben tener en cuenta para poder hacer la selección correcta de recuperación y obtener el mejor diseño de recobro posible, En la **Figura 6** se muestra el rango de aplicación con respecto a la viscosidad del petróleo.

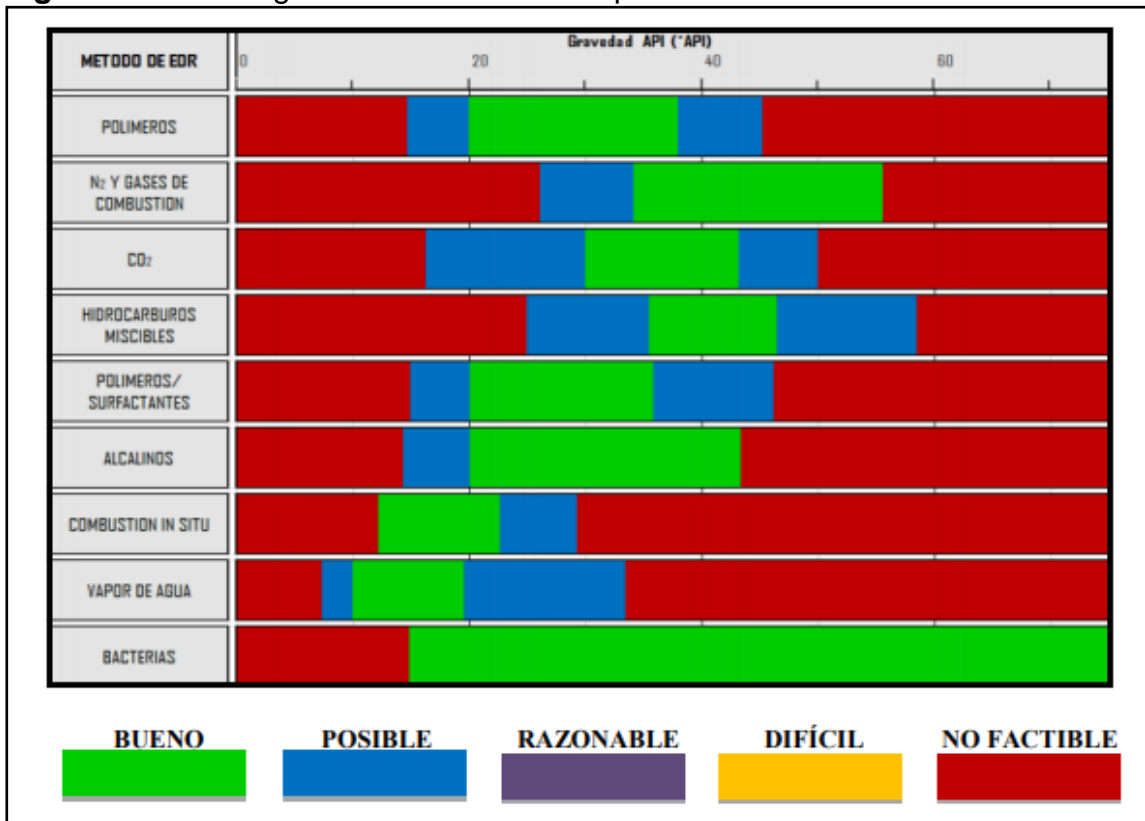
Figura 6 Screening de Selección de EOR por Viscosidad del Petróleo.



Fuente: BERMEO A. Pablo, *et al.*, Optimización de Fluidos de Trabajo para la Simulación de Yacimientos en Procesos de Recuperación Mejorada, Aplicados a un Campo de Petróleo Negro, Tesis de Ingeniería de Petróleos Quito: Universidad Central de Ecuador, 2014, p. 54.

En la **Figura 7** se muestra el rango de aplicación con respecto a la Gravedad API

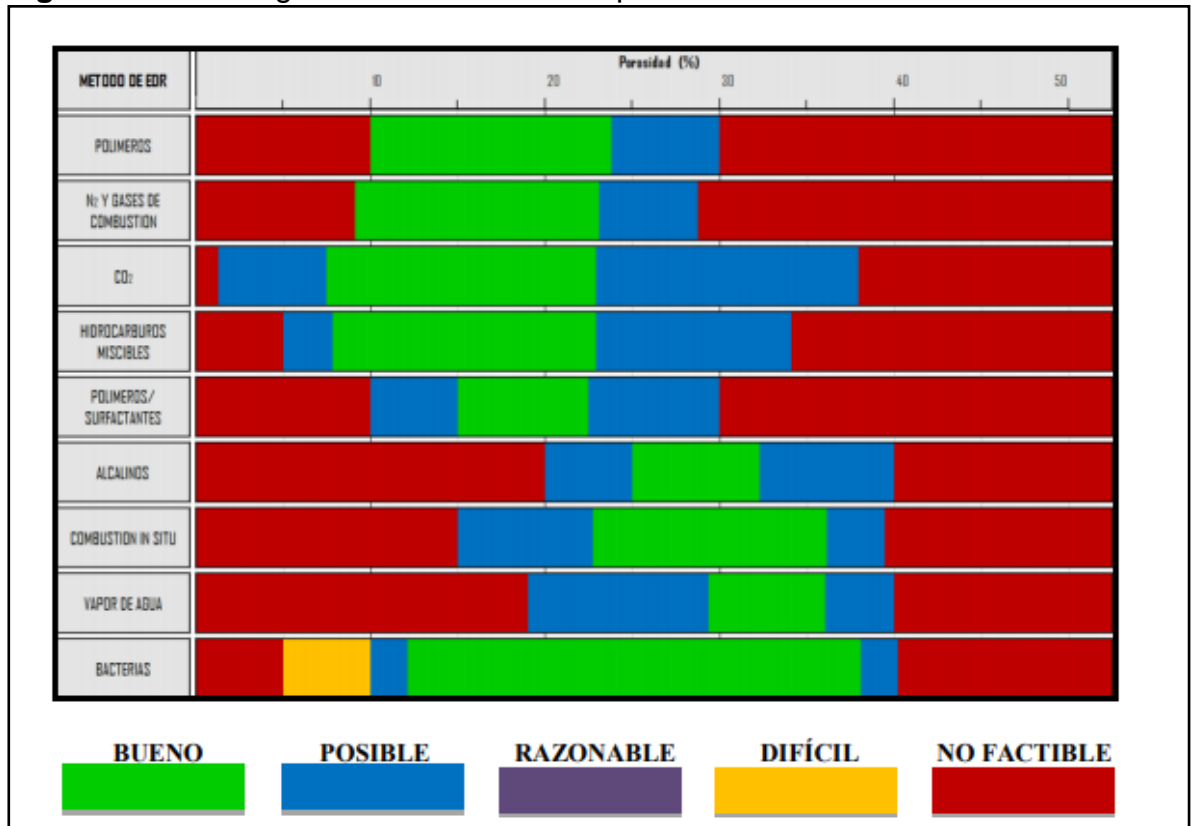
Figura 7. Screening de Selección de EOR por Gravedad API



Fuente: BERMEO A. Pablo, *et al.*, Optimización de Fluidos de Trabajo para la Simulación de Yacimientos en Procesos de Recuperación Mejorada, Aplicados a un Campo de Petróleo Negro, Tesis de Ingeniería de Petróleos Quito: Universidad Central de Ecuador, 2014, p. 55.

En la **Figura 8** se muestra el rango de aplicación con respecto a la porosidad del yacimiento.

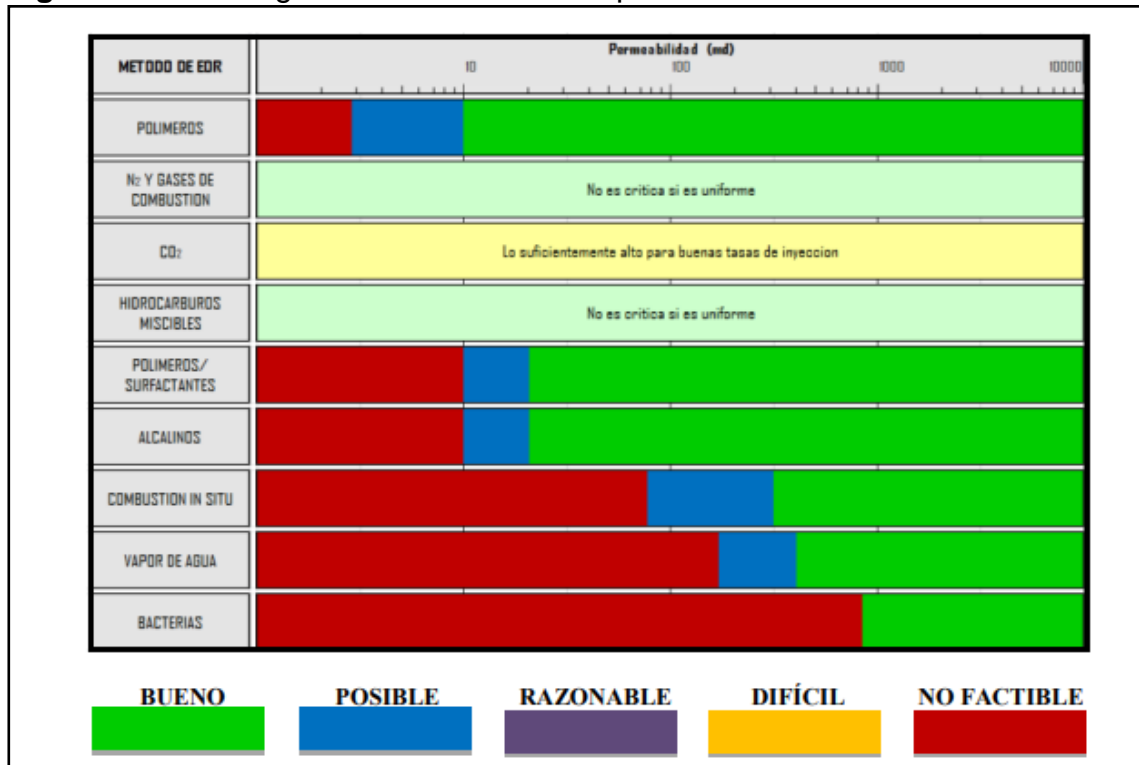
Figura 8. Screening de Selección de EOR por Porosidad



Fuente: BERMEO A. Pablo, *et al.*, Optimización de Fluidos de Trabajo para la Simulación de Yacimientos en Procesos de Recuperación Mejorada, Aplicados a un Campo de Petróleo Negro, Tesis de Ingeniería de Petróleos Quito: Universidad Central de Ecuador, 2014, p. 55.

En la **Figura 9** se muestra el rango de aplicación con respecto a la permeabilidad del yacimiento.

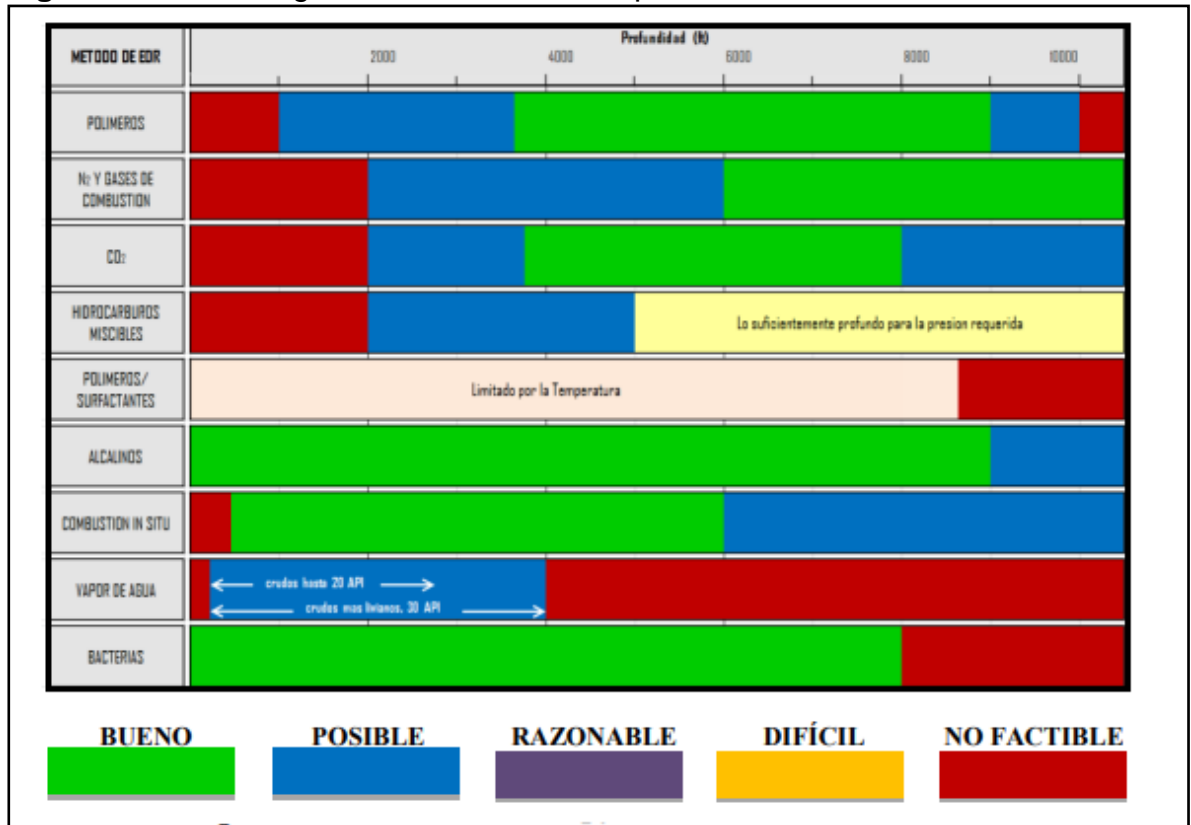
Figura 9. Screening de Selección de EOR por Permeabilidad



Fuente: BERMEO A. Pablo, *et al.*, Optimización de Fluidos de Trabajo para la Simulación de Yacimientos en Procesos de Recuperación Mejorada, Aplicados a un Campo de Petróleo Negro, Tesis de Ingeniería de Petróleos Quito: Universidad Central de Ecuador, 2014, p. 56.

En la **Figura 10** se muestra el rango de aplicación con respecto a la profundidad del yacimiento.

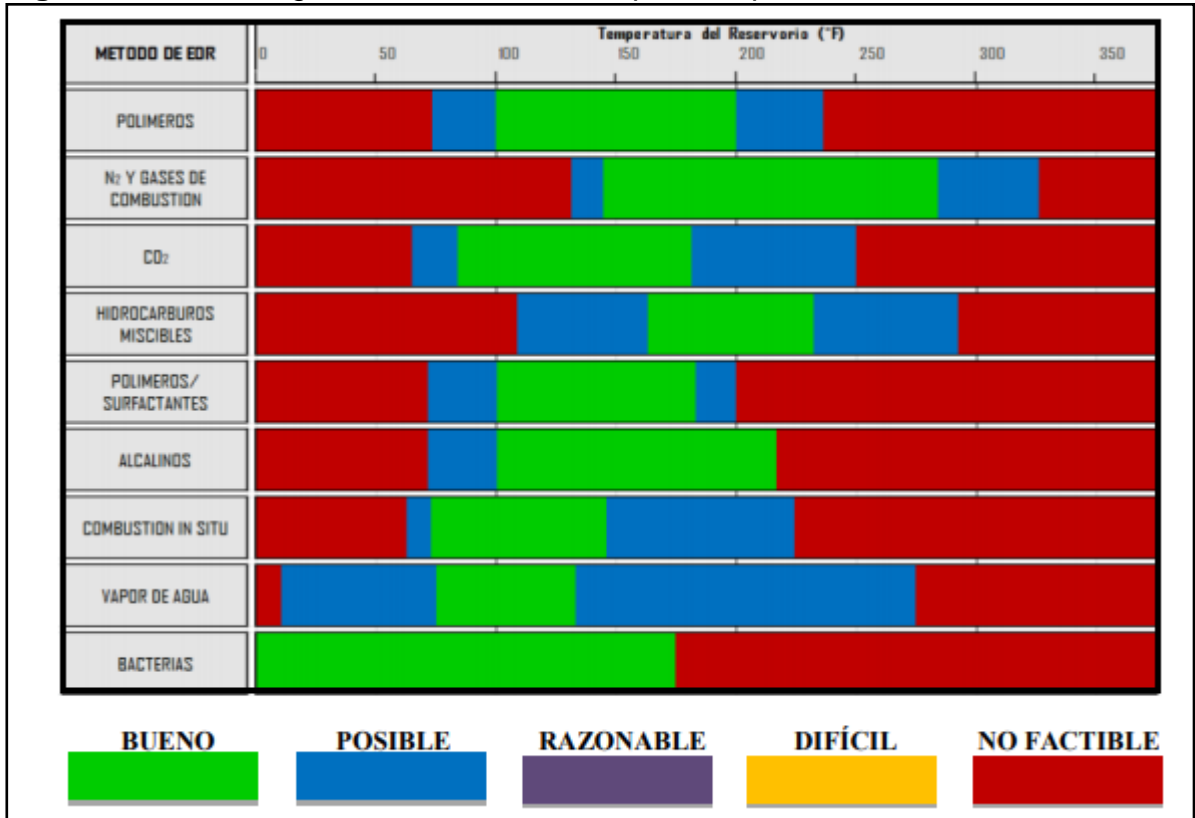
Figura 10. Screening de Selección de EOR por Profundidad de Yacimiento



Fuente: BERMEO A. Pablo, *et al.*, Optimización de Fluidos de Trabajo para la Simulación de Yacimientos en Procesos de Recuperación Mejorada, Aplicados a un Campo de Petróleo Negro, Tesis de Ingeniería de Petróleos Quito: Universidad Central de Ecuador, 2014, p. 56.

En la **Figura 11** se muestra el rango de aplicación con respecto a la temperatura del yacimiento.

Figura 11. Screening de Selección de EOR por Temperatura de Yacimiento



Fuente: BERMEO A. Pablo, *et al.*, Optimización de Fluidos de Trabajo para la Simulación de Yacimientos en Procesos de Recuperación Mejorada, Aplicados a un Campo de Petróleo Negro, Tesis de Ingeniería de Petróleos Quito: Universidad Central de Ecuador, 2014, p. 57.

2.6 INYECCIÓN DE DIÓXIDO DE CARBONO

Las propiedades de roca y fluido del caso a estudiar son apropiadas para que se trabaje la inyección de Dióxido de Carbono, como se describió anteriormente. Esta inyección a presiones adecuadas puede generar una recuperación miscible, ya sea creando un frente de desplazamiento miscible al mezclarse con hidrocarburos varias veces durante su recorrido en el yacimiento, o puede crear un proceso miscible a primer contacto. En ambos casos puede generar una reducción de viscosidad del petróleo y disminuir la saturación del petróleo residual.

El diseño de Inyección para este proyecto, es una Inyección ciclica de Dioxido de Carbono interna o dispersa, la cual consiste en una Inyección de Dioxido de Carbono desde dos pozos inyectoros en la zona de petróleo, el cual genere una

recuperación final de petróleo en un pozo productor. Se tiene en cuenta que hay una fase de invasión de Dioxido de Carbono y luego una fase de miscibilidad con el fluido del yacimiento, con el cual se busca mejorar las propiedades roca-fluido para un incremento en el factor de recobro.

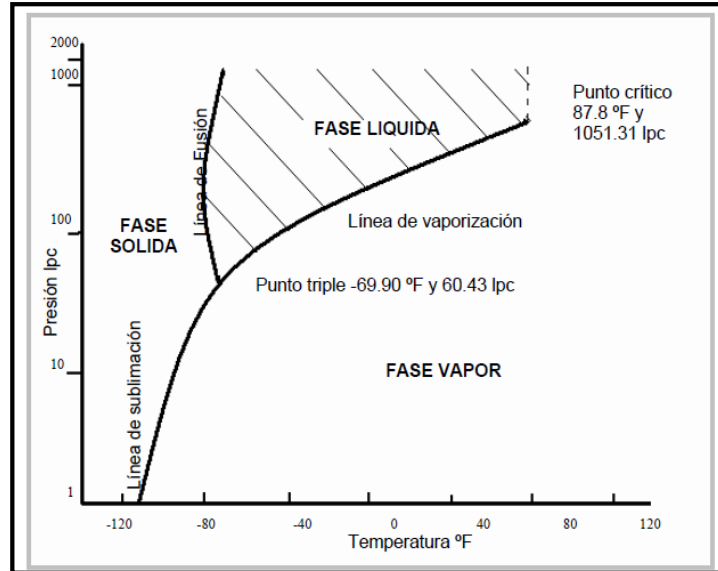
2.6.1 Dióxido de Carbono (CO₂). El Dióxido de Carbono es un gas incoloro e inodoro, el cual se estima 1,5 veces más denso que el aire. Y se afirma que en proporciones adecuadas este regula la temperatura de la tierra. Se define como un gas compuesto por dos átomos de oxígeno y uno de carbono, este también denominado gas carbónico, anhídrido carbónico o óxido de carbono (IV), el cual está conformado por dos átomos de oxígeno y otro de carbono y su fórmula química es CO₂. Este gas es una molécula lineal y no polar, aunque tiene enlaces polares, ya que la hibridación de la molécula de carbono cuenta con una geometría lineal y simétrica.

Se puede producir por tres procesos principalmente. El principal es combustión u oxidación de materiales que contienen carbono, como la madera, los combustibles u otros compuestos orgánicos. Sin embargo, también se puede producir por la fermentación de azúcares o la descomposición de los carbonatos bajo la acción del calor o ácidos.

2.6.1.1 Propiedades del CO₂. Las propiedades del Dióxido de Carbono son muy importantes para obtener un diseño eficiente del método de recobro mejorado. Este tiene una presión y temperatura crítica de 1087 lpc y 87.8°F respectivamente, por lo cual se considera que, a cualquier presión por encima de la temperatura crítica, no existe una fase líquida.

Así mismo, se ve reflejado en la **Grafica 5** el punto triple (conocido como la temperatura y la presión a la cual existen la fase sólida, líquida y gaseosa al mismo instante de tiempo), es a la presión de 60.43 lpc y a la temperatura de -69.9°F. Por ello se debe tener en cuenta que la presión del transporte y la inyección del CO₂ se mantenga por encima de la presión del punto triple para no formar sólidos en el proceso.

Gráfica 5 Curva de Equilibrio para el Dióxido de Carbono



Fuente: RODRÍGUEZ M., Danissa, *et al.*, Evaluación Económica del Piloto de Inyección Cíclica de CO₂ Campo de Llanito de la Gerencia Regional del Magdalena Medio (ECOPETROL S.A.), Tesis de Ingeniería de Petróleos Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 2009, p. 5.

Teniendo en cuenta el diagrama de fases de la **Gráfica 5.**, existen dos métodos para la recuperación del petróleo teniendo en cuenta la temperatura del yacimiento, los cuales son:

▲ **Inyección en fase líquida.** La inyección de CO₂ líquido cuando el yacimiento tenga una temperatura menor a 87.8°F, ya que para esta temperatura el CO₂ se encuentra en fase líquida. En este caso la solubilidad del CO₂ es directamente proporcional a la temperatura, pero independiente de la presión.

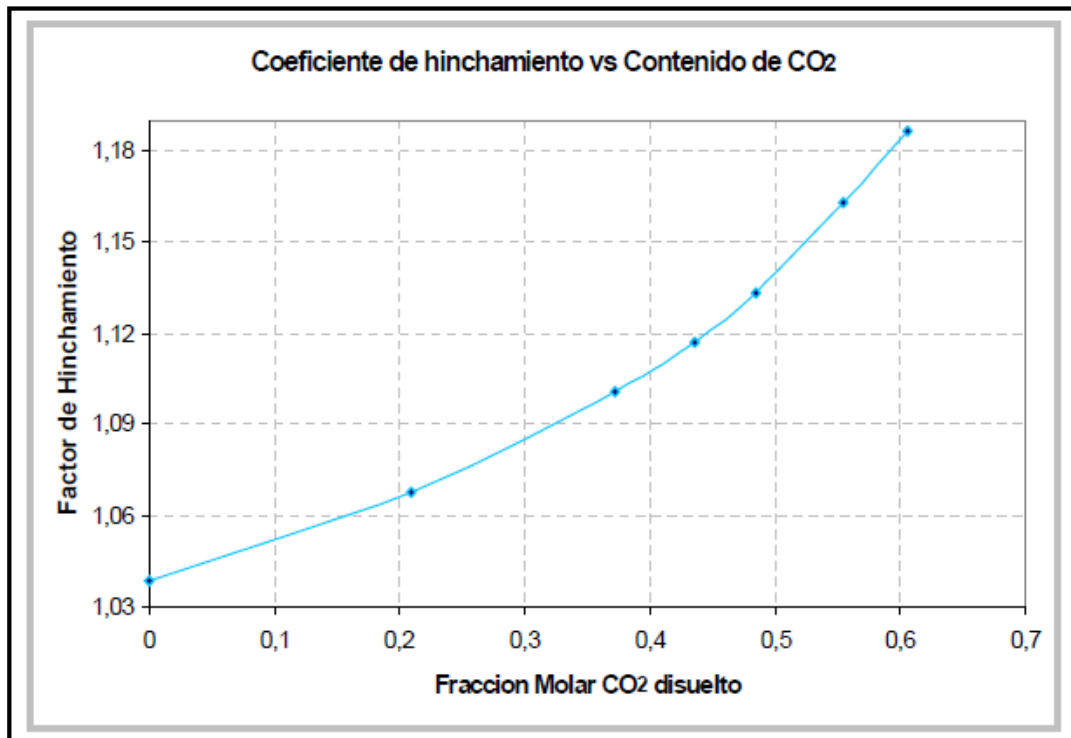
▲ **Inyección en fase gaseosa.** La inyección de CO₂ gaseoso cuando el yacimiento tenga una temperatura mayor a 87.8°F, ya que para esta temperatura el CO₂ nunca estará en fase líquida. La solubilidad del gas con el petróleo se comporta de la misma manera que el petróleo, la cual es directamente proporcional a la presión e indirectamente proporcional a la temperatura.

2.6.1.2 Efectos del CO₂ en la inyección. El CO₂ al ser miscible con el crudo, le aporta a éste algunas características que le permiten aumentar su razón de movilidad, como que ejerce un efecto ácido sobre la roca, es soluble en agua, puede

extraer porciones livianas de crudo, entre otros. Sin embargo, los aspectos más importantes son:

▲ **El hinchamiento del aceite.** Por la solubilidad del Dióxido de Carbono permite que el petróleo se hinche al mezclarse, disminuyendo la saturación residual de petróleo, En la **Gráfica 6** en las pruebas realizadas en el Campo Galán, se muestra como incrementa el factor de hinchamiento con respecto al contenido de CO₂ en el petróleo.

Gráfica 6 Coeficiente de Hinchamiento vs Contenido de CO₂ del Campo Galán



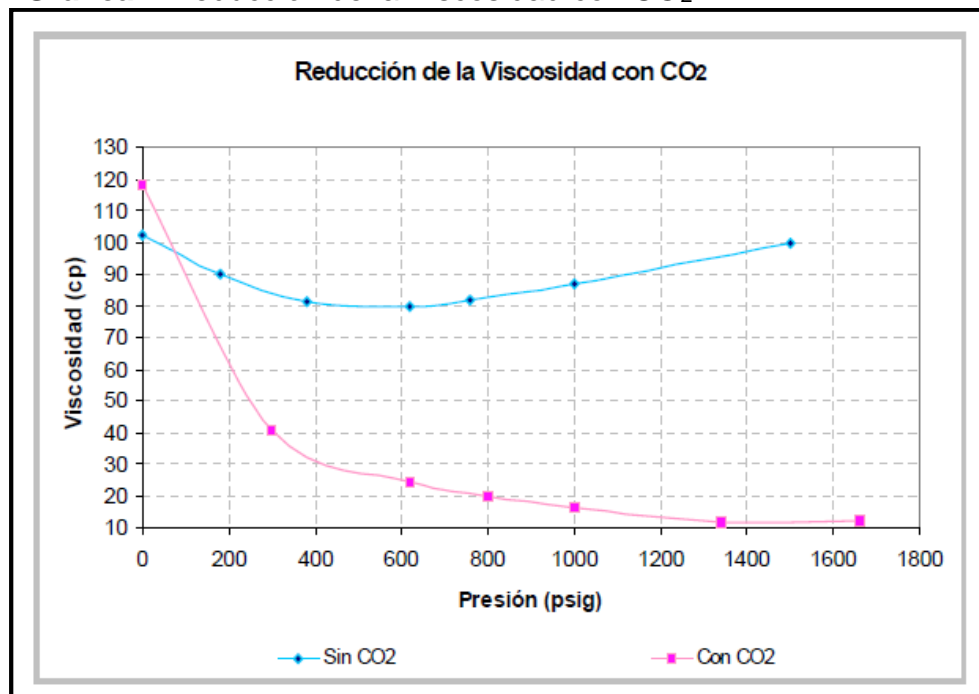
Fuente: RODRÍGUEZ M., Danissa, *et al.*, Evaluación Económica del Piloto de Inyección Cíclica de CO₂ Campo de Llanito de la Gerencia Regional del Magdalena Medio (ECOPETROL S.A.), Tesis de Ingeniería de Petróleos Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 2009, p. 7.

▲ **Aumento de la densidad del aceite.** Cuando se inyecta el Dióxido de Carbono, este busca saturar el petróleo aumentando la presión, generando una liberación de fluidos livianos en solución, por lo cual se aumenta la densidad del aceite.

⤴ **Reducción de la viscosidad del aceite.** El proceso de inyección se debe manejar a la presión de saturación del CO₂, el cual permite una disminución de la viscosidad del petróleo, como se muestra en la **Gráfica 7** en las pruebas realizadas en el Campo Galán. Este efecto se ve más grande en crudos pesados.

Para que el proceso de inyección de CO₂ sea exitoso y se den los fenómenos mencionados anteriormente se debe tener en cuenta el volumen total de CO₂ inyectado, tiempo de remojo y tasa de producción, composición del gas inyectado (puede considerarse CO₂ puro o una mezcla de gases), y la heterogeneidad del yacimiento.

Gráfica 7 Reducción de la Viscosidad con CO₂



Fuente: RODRÍGUEZ M., Danissa, *et al.*, Evaluación Económica del Piloto de Inyección Cíclica de CO₂ Campo de Llanito de la Gerencia Regional del Magdalena Medio (ECOPETROL S.A.), Tesis de Ingeniería de Petróleos Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 2009, p. 9.

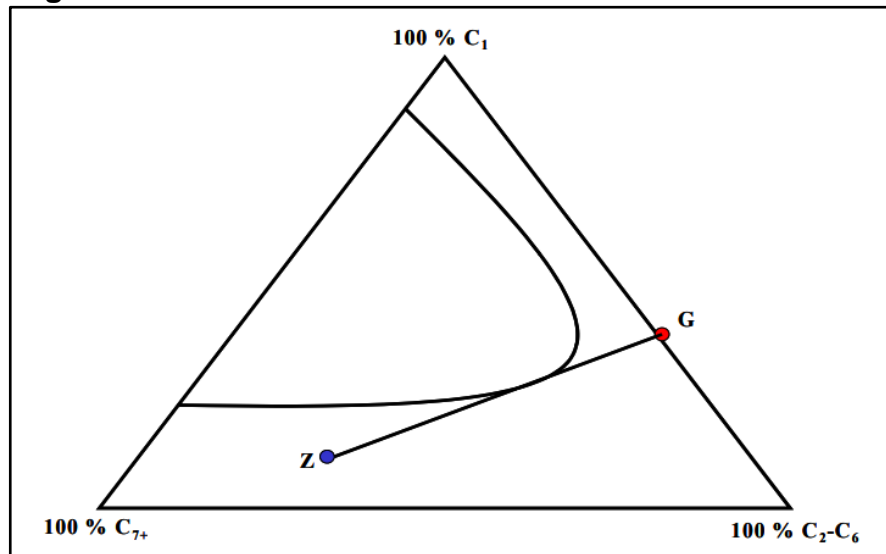
2.6.1.3 Parámetros para la inyección de CO₂. Los siguientes parámetros son fundamentales para el diseño método de inyección.

⤴ **Miscibilidad.** Los procesos miscibles se caracterizan por tener una presión más alta a la presión mínima de miscibilidad, lo cual permite una mezcla homogénea entre los fluidos. Las condiciones de miscibilidad pueden ser a primer contacto o a contactos múltiples.

- **Miscibilidad al primer contacto.** Esta miscibilidad se logra cuando al inyectar un solvente de componentes intermedios, los cuales entran en contacto con el aceite y se mezclan en todas las proporciones creando una fase homogénea, como se muestra en la **Figura 12**.

En la **Figura 12**, se representa la composición del crudo como Z, la composición del solvente como G y al contacto los fluidos Z y G en cualquier punto de la línea ZG estarán en la región de una sola fase, lográndose la miscibilidad del sistema.

Figura 12. Proceso de Miscibilidad al Primer Contacto



Fuente: MARÍN G., Jesús E., Metodología para estimar Presión Mínima de Miscibilidad Mediante una Ecuación de Estado, Tesis de Ingeniería Química Caracas: Universidad Metropolitana, 2002, p. 9.

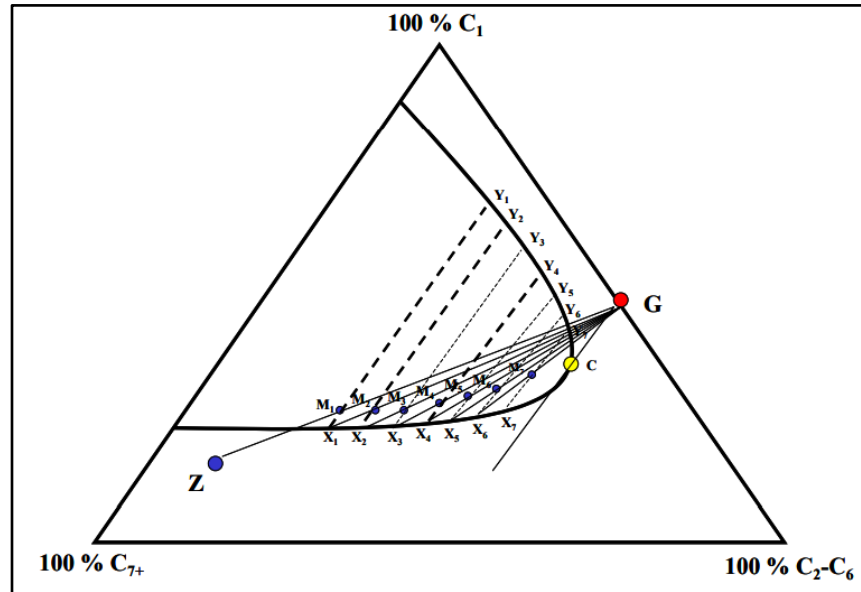
- **Miscibilidad de múltiple contacto.** Este proceso se caracteriza por una transferencia de masa de un gas de inyección que en este caso es Dióxido de Carbono. Existen dos mecanismos para alcanzar la miscibilidad por múltiples contactos los cuales son:

- **Condensación del gas de inyección.** Proceso en el cual se transfiere masa del gas (Componentes intermedios como $C_2 - C_6$ O CO_2) al crudo por medio del mecanismo de condensación, los cuales se generan por múltiples contactos durante el proceso de desplazamiento.

En la **Figura. 13** se representa el crudo con el punto Z y el gas de inyección con el punto G. Al tener contacto el gas de inyección con el crudo, se produce una mezcla representada a través de la línea de equilibrio Y1X1, en la cual resulta un fluido más

rico en componentes intermedios y un gas más pobre (generado por la transferencia de masa). Continúa el proceso cuando el fluido resultante tiene contacto de nuevo con el gas de inyección y se genera una nueva mezcla representada con una línea de equilibrio Y_2X_2 . Este proceso es continuo hasta la última línea de unión (la línea de unión límite), la cual pasa por el punto crítico y la composición del gas de inyección.

Figura 13. Mecanismo de Condensación a Temperatura y Presión constantes

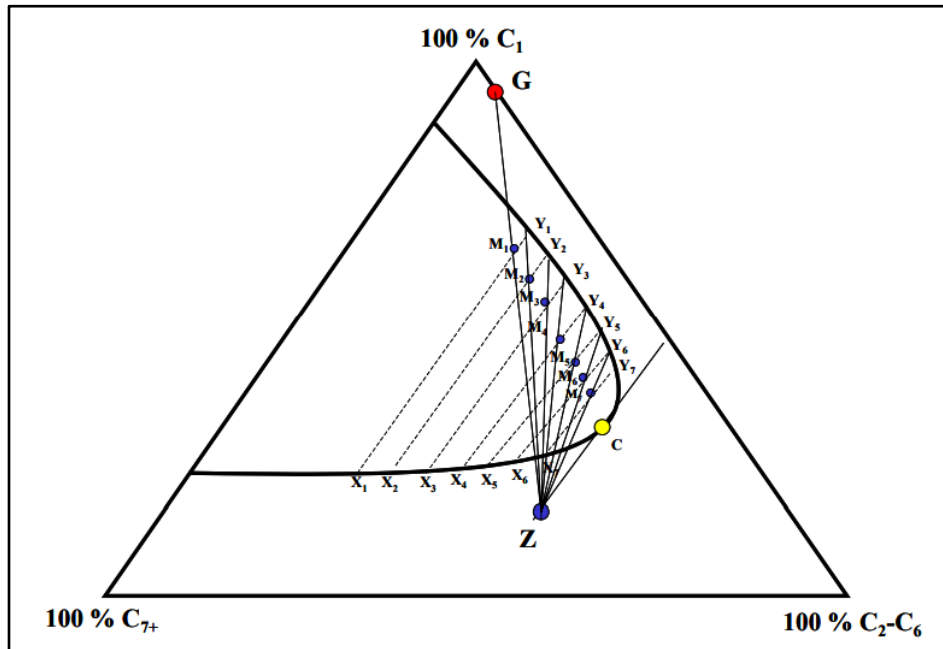


Fuente: MARÍN G., Jesús E., Metodología para estimar Presión Mínima de Miscibilidad Mediante una Ecuación de Estado, Tesis de Ingeniería de Químico Caracas: Universidad Metropolitana, 2002, p. 11.

- **Vaporización del crudo por el gas de inyección.** Proceso en el cual se transfiere masa del crudo al gas, debido a los componentes livianos se evaporan y en casos determinados pueden evaporizar componentes intermedios del crudo. En este proceso, la presión mínima de miscibilidad es mayor a causa del volumen de gas de inyección.

En la **Figura. 14** se representa en el crudo con el punto Z y el gas de inyección con el punto G. Al tener contacto estos fluidos se mezclan y crean una mezcla, ubicada en la región de dos fases representada por la línea de equilibrio de Y_1X_1 . Este proceso es continuo hasta la última línea de unión (la línea de unión límite), la cual pasa por el punto crítico y la composición del gas de inyección.

Figura 14. Mecanismo de Vaporización a Temperatura y Presión constantes

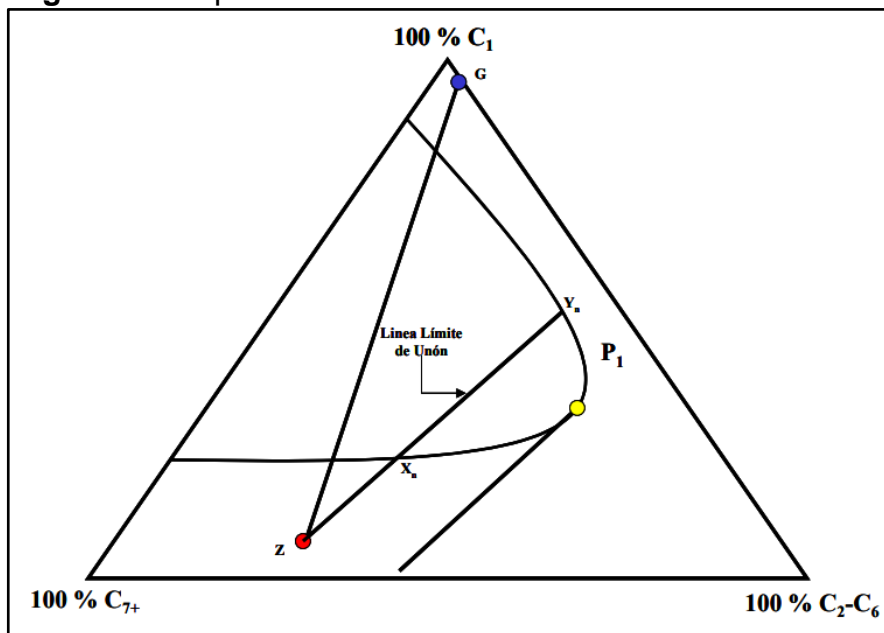


Fuente: MARÍN G., Jesús E., Metodología para estimar Presión Mínima de Miscibilidad Mediante una Ecuación de Estado, Tesis de Ingeniería Química Caracas: Universidad Metropolitana, 2002, p. 13.

▲ **Presión mínima de miscibilidad.** Se define como la presión mínima a la cual el crudo y el gas de inyección son miscibles a múltiples contactos, se caracteriza por ser la presión a la cual existe una transferencia de masa entre el fluido de yacimiento y el fluido de inyección a una temperatura determinada.

Si la presión de inyección es menor a la presión mínima de miscibilidad (PMM), se presenta un proceso inmiscible, ya que no se alcanza el punto crítico. Lo anterior, se ve presentado por la **Figura 15** en el cual representa un proceso inmiscible en el mecanismo de vaporización.

Figura 15. Representación de un Proceso Inmiscible



Fuente: MARÍN G., Jesús E., Metodología para estimar Presión Mínima de Miscibilidad Mediante una Ecuación de Estado, Tesis de Ingeniería Química Caracas: Universidad Metropolitana, 2002, p. 15.

▲ **Factores que afectan la presión mínima de miscibilidad.** La presión mínima de miscibilidad se caracteriza por ser dependiente de la temperatura del proceso, composición del crudo y la composición del gas de inyección. A causa de ser una propiedad termodinámica, se ve afectada por:

- **Temperatura de yacimiento.** La presión mínima de miscibilidad se caracteriza por aumentar proporcionalmente a la temperatura, y depende directamente de esta temperatura para el caso del Dióxido de Carbono. Para otros gases de inyección es un factor que afecta, pero no está relacionada directamente con la temperatura del yacimiento.

- **Composición del crudo.** Según varios estudios se determina la influencia de la composición del crudo en la presión mínima de miscibilidad. Aunque los investigadores Yelling y Metcalfe establecen que la composición del crudo tiene poca influencia en la presión mínima de miscibilidad, los investigadores Glaso, Goricnik y Sarapa argumentan que a mayor aromaticidad del crudo aumenta la presión mínima de miscibilidad.

En adición, los investigadores Holm y Josendal determinan que a mayor parafinidad del crudo, se obtiene una menor presión de miscibilidad. Sin embargo, el estudio de Orr y Silva demostraron que la solubilidad del CO₂ es mayor para crudos parafinados y destacan que los crudos asfaltenicos y aromáticos disminuyen la presión mínima de miscibilidad.

- **Composición del gas.** El investigador Metcalfe argumentó que la presión mínima de miscibilidad disminuye al inyectar gases como H₂S y C₂, pero la inyectar CO₂ o C₁ esta aumenta. Otro estudio relevante, fue realizado por Holm y Josendal, y destacan que al inyectar gas de componentes C₁ a C₄, no se afecta la presión mínima de miscibilidad.

▲ **Métodos para calcular la presión mínima de miscibilidad PMM.** Actualmente existen dos métodos para hallar la presión mínima de miscibilidad, los cuales son experimentales o analíticos y termodinámicos.

- **Métodos experimentales.** Son pruebas de laboratorio donde se mantiene una temperatura constante (Equivalente a la presión de yacimiento) y se determina una presión mínima de miscibilidad de los fluidos, donde las son muestras directamente del crudo de yacimiento y el gas a inyectar. Dentro de estas pruebas se destacan las pruebas de tubo delgado y las pruebas de burbuja ascendente.

- **Métodos analíticos y Termodinámicos.** Los métodos analíticos son correlaciones matemáticas y Gráficas dependientes del tipo de gas a inyectar y los parámetros que afectan la presión mínima de miscibilidad (composición del crudo y gas a inyectar y sus temperaturas y presiones críticas). Los métodos termodinámicos ajustan valores experimentales ya obtenidos en análisis PVT (como liberación diferencial, factor de hinchamiento, presión de saturación, entre otros) con ecuaciones de estado.

2.6.2 Antecedentes de la inyección de Dióxido de Carbono (CO₂). Se han realizado varias implementaciones de la inyección de Dióxido de Carbono en Colombia y en el mundo, las cuales se deben tener en cuenta para entender el proceso de inyección.

2.6.2.1 Inyección de Dióxido de Carbono en Colombia. Debido a la facilidad de obtención del gas por el Complejo Industrial de Barrancabermeja, en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena se realizaron 9 pilotos de inyección de Dióxido de Carbono en el Campo Galán durante octubre de 1989 a octubre de 1992. Este

proyecto dio como resultado el incremento de producción de petróleo, generado por el hinchamiento del hidrocarburo y la disminución de la viscosidad del mismo. Sin embargo, se abandonó el proyecto por altos costos asociados al aumento de producción del agua y largos periodos de cierre.

En el 2008 se generó un piloto de inyección cíclica para el Campo Llanito, el cual se basó en los resultados de la inyección en el Campo Galán. Aunque se obtuvo un incremento del 57% de producción en los pozos intervenidos, el proyecto fue suspendido por el no acceso continuo del gas y por varios problemas operacionales.

3. MODELO ESTÁTICO

En este capítulo se muestra el desarrollo y características del modelo estático del Campo Llanito a partir de los registros eléctricos de tres pozos, los cuales permiten caracterizar la heterogeneidad de las propiedades de yacimiento. Esto se realiza por medio de etapas de análisis de las propiedades estructurales, estratigráficas, sedimentológicas y petrofísicas, las cuales se modelarán en el Software Petrel.

El modelo estático de un yacimiento es un modelo que representa aquellas propiedades que no varían con el tiempo. Estas propiedades son el espesor, topes, fallas, ambiente de sedimentación, continuidad vertical y lateral de las arenas, litología, permeabilidad y porosidad.

Para comenzar a generar el modelo, se asignaron los registros eléctricos correspondientes a cada pozo. Estos registros son utilizados para la generación del modelo estructural y la evaluación petrofísica, por lo cual es necesario tener en cuenta el set de registros, los cuales se muestran en la Tabla. 13. Estos registros eléctricos fueron adquiridos después de la perforación de los pozos a hueco abierto, para posteriormente comenzar a producir.

Tabla 13. Registros Eléctricos de tres Pozos en Campo Llanito

Pozo / Registro	ABC	IC1	IC2
Gamma-Ray	X	X	X
Caliper	X	X	X
Densidad Bulk		X	X
Neutrón		X	X
Registro SP	X	X	X
Resistividad ILD	X	X	X

Fuente: Elaboración propia

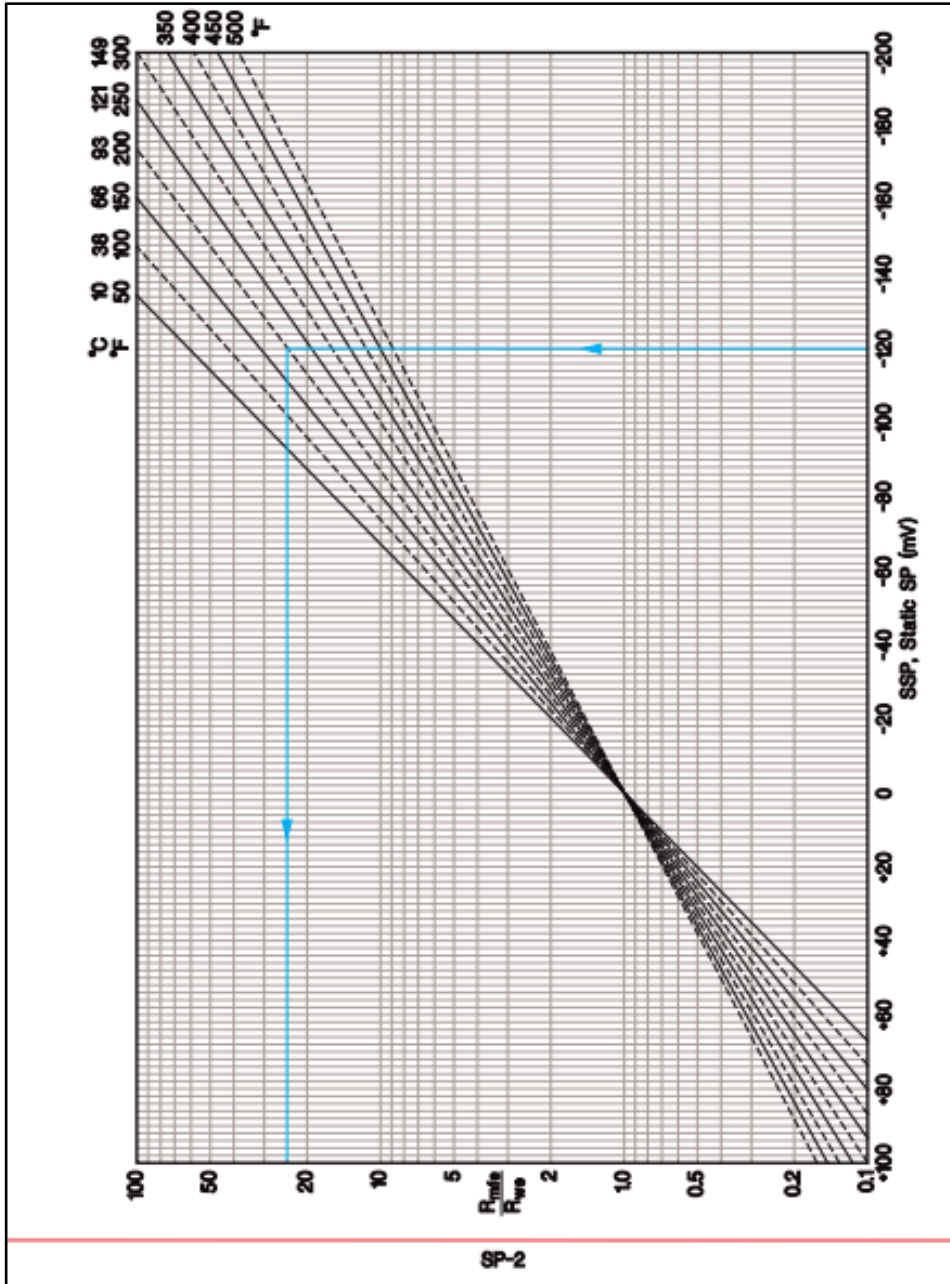
3.1 MODELO PETROFÍSICO

Se realiza la evaluación petrofísica de los Pozos IC1 e IC2 que contienen el set de registros completos, como se muestra en la **Tabla 13**. Como el Pozo ABC no cuenta con el registro de porosidad, no se realiza la evolución petrofísica para este pozo.

3.1.1 Resistividad del agua (R_w). Para los cálculos posteriores de saturación, es necesario hallar la resistividad del agua (R_w), por lo cual, se determina un valor de resistividad para cada valor del Registro De Potencial Espontáneo (SP). Con la **Gráfica 8** se determina la resistividad del agua equivalente del Pozo IC1 a la profundidad 5394 ft, por medio de la temperatura de formación y el potencial

espontáneo estático. Se entra por la izquierda de la gráfica con el valor leído en el registro, se cruza con la temperatura de formación, y se baja hasta encontrar la resistividad de agua equivalente.

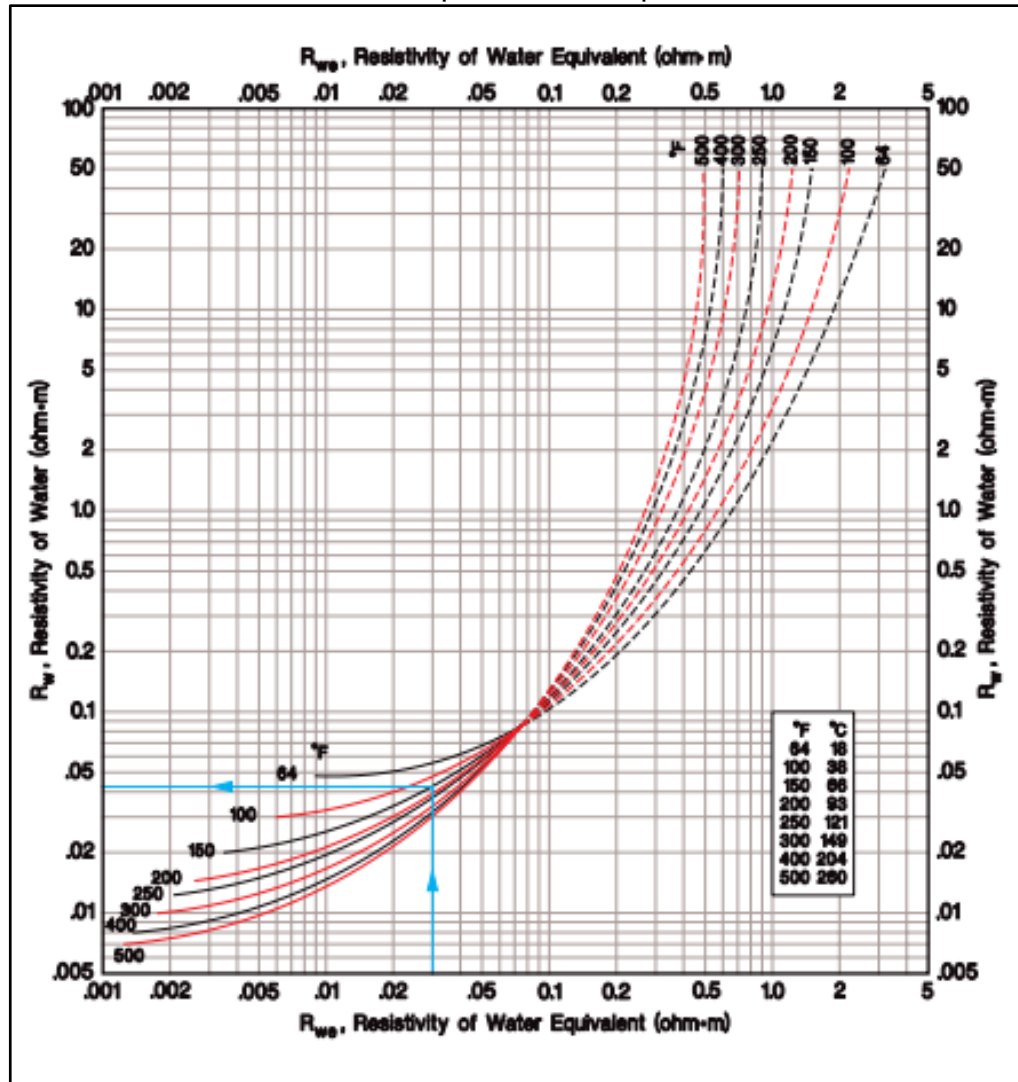
Gráfica 8 Estimación de R_{we} por medio del SSP para el Pozo IC1



Fuente: CHAJID.Edgar. *et al*, Principios de Interpretación de Registros de Pozo, Primera edición, 1998, p. 33

Con la resistividad del agua equivalente, en la **Gráfica 9**, se cruza con la temperatura de la formación y se determina la resistividad del agua en la zona virgen, que para este caso tiene un valor de 0.41 ohm-m.

Gráfica 9 Estimación de R_w a partir de R_{we} para el Pozo IC1



Fuente: CHAJID.Edgar. *et al*, Principios de Interpretación de Registros de Pozo, Primera edición, 1998, p. 34

Con el valor de la resistividad del agua a determinada profundidad, con la **Ecuación 41** se determina la resistividad del agua para todo el registro.

Ecuación 41. Resistividad del Agua

$$Rw = R1 * \frac{T1 + 6.77}{T2 + 6.77}$$

Fuente: CHAJID.Edgar. *et al*, Principios de Interpretación de Registros de Pozo, Primera edición, 1998, p. 17.

Donde:

Rw: Resistividad del agua en la zona virgen (ohm-m)

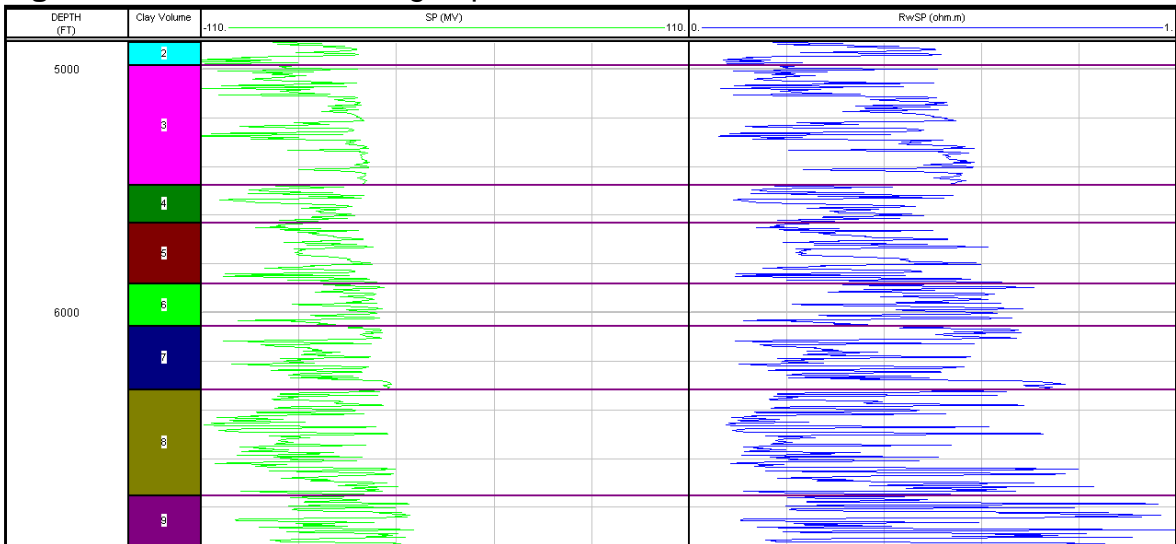
R1: Resistividad del agua a una profundidad determinada (ohm-m)

T1: Temperatura a una profundidad determinada (°F)

T2: Temperatura en la zona virgen (°F)

Como resultado, en la **Figura. 16** se muestra el perfil del RW para el Pozo IC1.

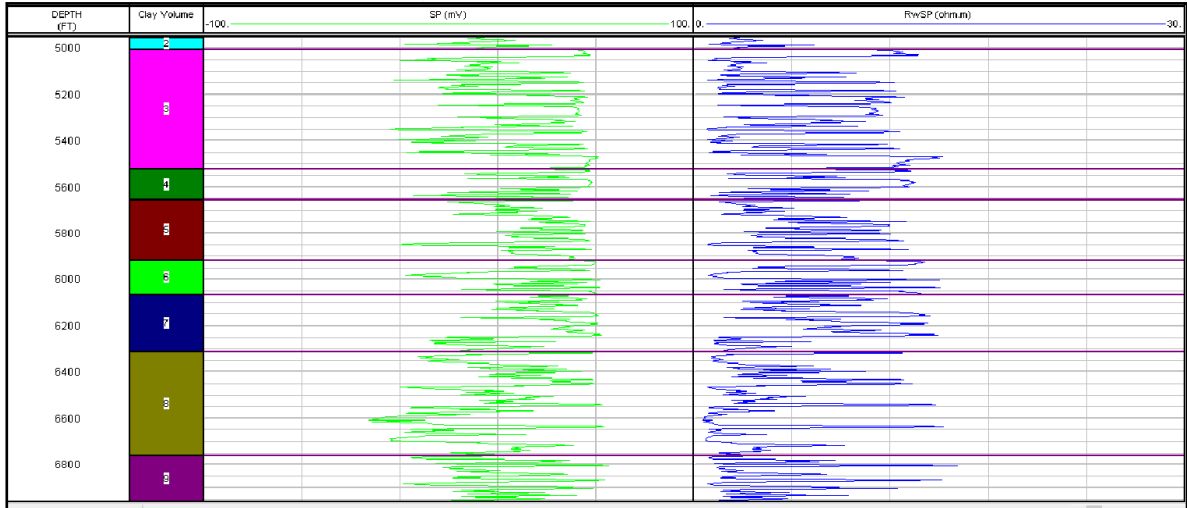
Figura 16. Resistividad del agua para el Pozo IC1



Fuente: Elaboración propia

Adicionalmente, en la **Figura. 17** se muestra el perfil de la resistividad del agua para el Pozo IC2.

Figura 17. Resistividad del agua para el Pozo IC2



Fuente: Elaboración propia

3.1.2 Volumen de arcilla (Vsh). Con base en el Registro Gamma Ray, se toma en cuenta el tipo de litología según su radioactividad, por lo cual se determinan límites que reflejan valores máximos o mínimos para asignar una litología y para determinar el volumen de arcilla presente en la formación. Las formaciones ricas en arcillas son las formaciones que tiene un valor alto de Gamma Ray en el registro, por lo que se determina la línea de arcillas y la línea de arenas, para cada zona por pozo. En la **Tabla. 14** se muestra el resumen de los indicadores de las líneas base de arcilla y arenas por pozo.

Tabla 14. Líneas base de Arcilla y Arena para la Zona Mugrosa

Referencia	Línea Base Zonas / Pozo	Arena		Arcilla	
		IC1	IC2	IC1	IC2
2	Mugrosa U. Fósiles	55	43	90	69
3	Mugrosa B1	46	40	98	89
4	Mugrosa B2	46	43	80	81
5	Mugrosa B3	38	39	90	70
6	Mugrosa B4	45	42	90	75
7	Mugrosa C1	41	38	95	89
8	Mugrosa C2	36	29	91	70
9	Mugrosa C3	40	32	91	77

Fuente: Elaboración propia

Posterior a la definición de las líneas de arcilla y arena en el registro, se procede al cálculo del volumen de arcilla (Vsh), con el objetivo de determinar porcentaje de matriz arcillosa presente en el espacio poral de las arenas.

El primer paso es determinar el Índice del Gamma Ray para cada pozo y para cada valor de Gamma Ray en el registro, con la **...Ecuación 7...** Por lo cual, para el Pozo IC1 se muestra el cálculo del Índice del Gamma Ray a una profundidad determinada con la **Ecuación 42**.

Ecuación 42. Índice de Gamma Ray para el Pozo IC1

$$IGR @ 5940.5 FT = \frac{88 - 45}{90 - 45} = 0.956$$

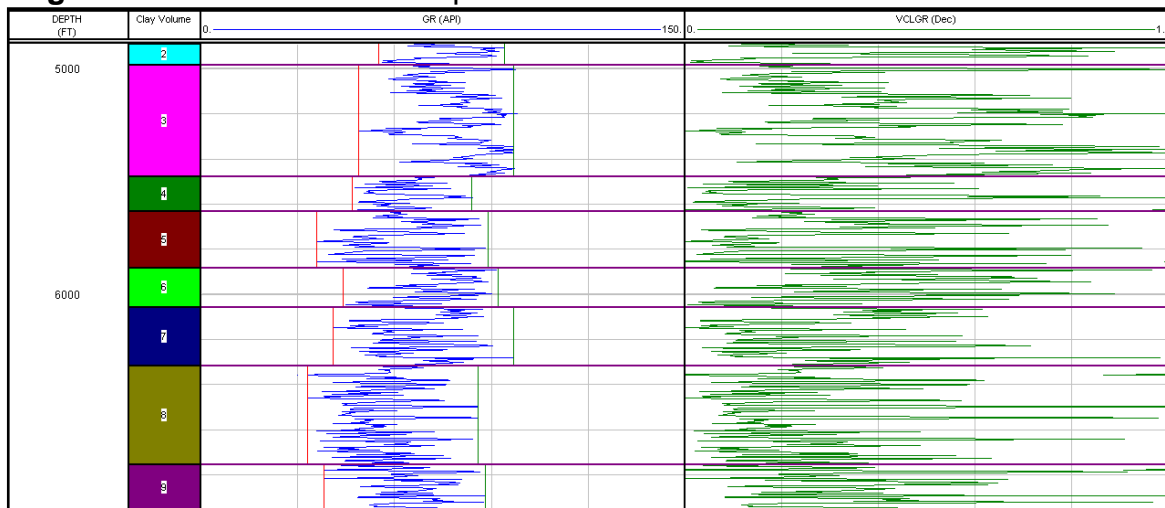
Como se mencionó en el capítulo anterior, se utiliza la ecuación formulada por Stiever para el cálculo de volumen de arcilla por medio de la **...Ecuación 8...**, donde en la **Ecuación 43** se muestra el cálculo para el Pozo IC1 en una profundidad específica.

Ecuación 43. Volumen de Arcilla para el Pozo IC1

$$Vsh @ 5940.5 ft = \frac{0.5 * 0.956}{1.5 + 0.956} = 0.195$$

Como resultado, en la **Figura. 18** se muestra el volumen de arcilla para el Pozo IC1.

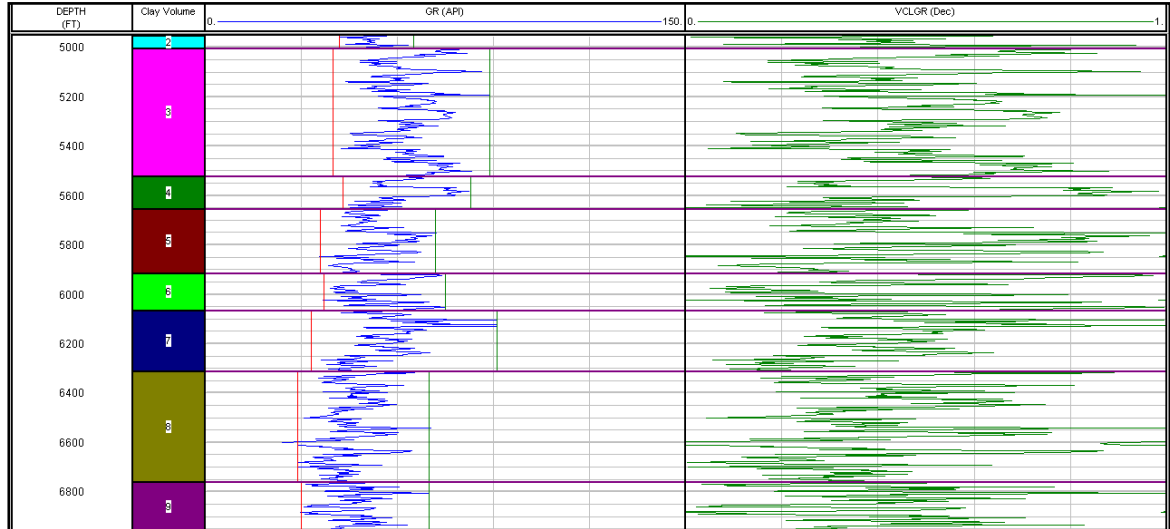
Figura 18. Volumen de Arcilla para el Pozo IC1



Fuente: Elaboración propia

Adicionalmente, en la **Figura 19** se muestra el volumen de arcilla para el Pozo IC2.

Figura 19. Volumen de Arcilla para el Pozo IC2



Fuente: Elaboración propia

3.1.3 Porosidad ϕ . En este caso, se cuentan con dos registros de porosidad, con los cuales se hallará la porosidad efectiva teniendo y el volumen de arcilla.

Para los Pozos IC1 e IC2 se identifica la densidad de matriz, teniendo en cuenta el tipo de roca y para la densidad del fluido se tiene en cuenta las consideraciones de la ...**Tabla 3**....

Con la información de la ...**Tabla 3**..., se asigna un valor de densidad de matriz de 2.65 gr/cc y una densidad de fluido de 1 gr/cc. Con esa información, se calcula la Porosidad Density con la ...**Ecuación 10**.... Como cálculo tipo, para el Pozo IC2 se muestra en la **Ecuación. 44** el cálculo de la porosidad generada del registro de densidad a la profundidad 5107 ft.

Ecuación 44. Porosidad generada del Registro de Densidad para el Pozo IC1

$$\phi_{den} = \left(\frac{2.65 - 2.28}{2.65 - 1} \right) = 0.22$$

Continuando con el proceso, se determina la porosidad promedio incluyendo el Registro Neutrón con la siguiente ecuación:

Ecuación 45. Porosidad Promedio

$$\phi_p = \frac{\phi_D + \phi_N}{2}$$

Fuente: CHAJID.Edgar. *et al*, Principios de Interpretación de Registros de Pozo, Primera edición, 1998, p. 88.

Donde:

\emptyset_a : Porosidad Promedio (Fracción)

\emptyset_D : Porosidad Density (Fracción)

\emptyset_N : Porosidad Neutrón (Fracción)

El cual para el Pozo IC2 en la misma profundidad, la porosidad promedio se representa en la **Ecuación 46**.

Ecuación 46. Porosidad Promedio para el Pozo IC1

$$\emptyset_a = \frac{0.22 + 0.17}{2} = 0.195$$

Finalmente se determina el valor de porosidad efectiva, teniendo en cuenta el volumen de arcilla de la formación, con la **Ecuación 47**.

Ecuación 47. Porosidad Efectiva

$$\emptyset_e = \emptyset_a(1 - V_{sh})$$

Fuente: CHAJID.Edgar. *et al*, Principios de Interpretación de Registros de Pozo, Primera edición, 1998, p. 88.

Donde:

\emptyset_e : Porosidad efectiva (Fracción)

\emptyset_a : Porosidad promedio (Fracción)

V_{sh} : Volumen de arcilla (Fracción)

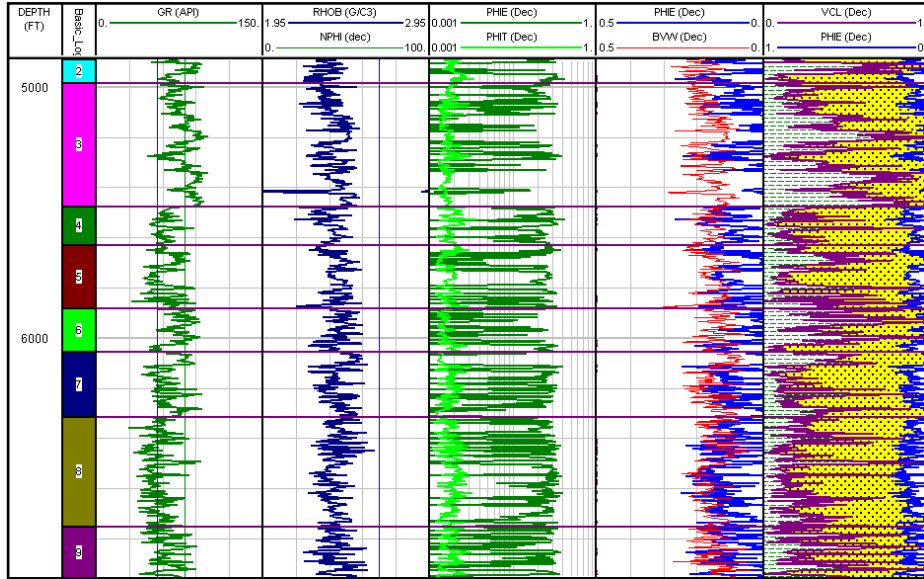
Continuando con el cálculo para el Pozo IC2, la porosidad efectiva se muestra en la **Ecuación 48**.

Ecuación 48. Porosidad Efectiva para el Pozo IC1

$$\emptyset_e = 0.195 * (1 - 0.184) = 0.159$$

Como resultado, en la **Figura 20** se muestra el volumen de arcilla para el Pozo IC1.

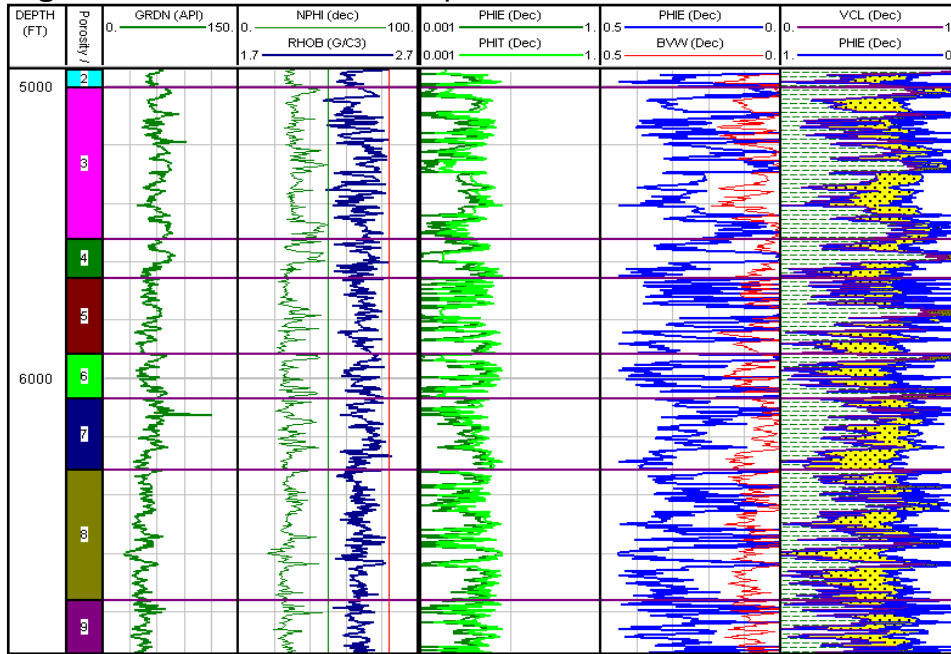
Figura 20. Porosidad Efectiva para el Pozo IC1



Fuente: Elaboración propia

Adicionalmente, en la **Figura 21** se muestra el volumen de arcilla para el Pozo IC2.

Figura 21. Porosidad Efectiva para el Pozo IC2



Fuente: Elaboración propia

3.1.4 Factor De Formación. “Se define como la relación de proporcionalidad entre la resistividad de una roca limpia con agua (R_o) y la resistividad de agua de formación (R_w)”⁹. El factor de formación también está relacionado con la porosidad y el factor de cementación como lo muestra la **Ecuación 49**, propuesta por Archie.

Ecuación 49. Factor de Formación Propuesto por Archie

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

Fuente: SENERGY Ltda, Interactive Petrophysics User Manual, Versión 3.5, 2008, p. 744.

Donde:

a: Coeficiente de litología

m: Factor de cementación

Para este trabajo, se utiliza el valor para el factor de cementación y el coeficiente de litología para formaciones arcillosas propuesto por Humble para los cálculos de saturación de agua, los cuales son 0.62 para el coeficiente de litología y 2.15 para el factor de cementación.

3.1.5 Saturación De Agua. Se define como la cantidad de agua, expresada en fracción o porcentaje de agua, almacenada en los poros de una roca. Debido a que se cuenta con altos contenidos de arcilla en la Formación Mugrosa, la ecuación de Archie no representa un valor real de saturación, ya que este considera arenas limpias.

En consecuencia, se requiere un modelo que tenga en cuenta la arcillosidad de la formación e indique un valor más acertado. Por lo tanto, en este proyecto se trabajará la ecuación de Juhasz, el cual es utilizado para formaciones arcillosas y es una modificación al modelo propuesto por el autor Waxman & Smits.

Este modelo se basa en la relación de saturación con la resistividad para formaciones arcillosas, ya que tiene en cuenta el efecto de resistividad de la lutita en la capacidad de intercambio catiónico. En este caso, la capacidad de intercambio catiónico solo se puede obtener mediante pruebas de laboratorio directamente con los núcleos de formación, por lo cual con el modelo de Juhasz se propone obtener la capacidad de intercambio catiónico por medio de la evaluación de los perfiles de registros de resistividad. La ecuación del modelo de saturación propuesto por Juhasz es la siguiente:

⁹ CHAJID.Edgar. *et al*, Principios de Interpretación de Registros de Pozo, Primera edición, 1998, p. 21.

Ecuación 50. Saturación de Agua propuesto por Juhasz

$$-\frac{l}{R_t} = \frac{\phi_T^m \times S_w T^n}{a \times R_w} \times \left(1 - B_n \times Q_{vn} \frac{R_w}{S_w T} \right)$$

Fuente: SENERGY Ltda, Interactive Petrophysics User Manual, Version 3.5, 2008, p. 909.

Donde:

Rt: Resistividad de la zona virgen (ohm-m)

n: Exponente de Saturación

m: Factor de Cementación

ϕ_T : Porosidad Total (Fracción)

SwT: Saturación de Agua Total (Fracción)

Rw: Resistividad del Agua (ohn-m)

Bn: Conductancia de los Cationes de Arcilla

Qvn: Capacidad de Intercambio catiónico Normalizada

Se define Qvn como la capacidad de intercambio catiónico por unidad de volumen poral, la cual es una curva generada por la siguiente ecuación:

Ecuación 51. Capacidad de intercambio catiónico

$$Q_{vn} = \frac{V_{cl} \times \phi_{Tclay}}{\phi_T}$$

Fuente: SENERGY Ltda, Interactive Petrophysics User Manual, Version 3.5, 2008, p. 910.

Donde:

Vcl: Volumen de Arcilla (Fracción)

ϕ_{Tclay} : Porosidad leída del registro en lutitas adyacentes (Fracción)

Adicionalmente, la conductancia de los cationes de arcilla, Bn, es determinada por la **Ecuación 52**. Esta ecuación se propuso originalmente en el método de Waxman & Smits.

Ecuación 52. Conductancia de los Cationes de Arcilla

$$B = \frac{-1.28 + 0.225 \times T - 0.0004059 \times T^2}{1 + R_w^{1.23} (0.045 \times T - 0.27)}$$

Fuente: SENERGY Ltda, Interactive Petrophysics User Manual, Version 3.5, 2008, p. 910.

Donde:

T: Temperatura de Formación (°F)

Rw: Resistividad del Agua (ohm-m)

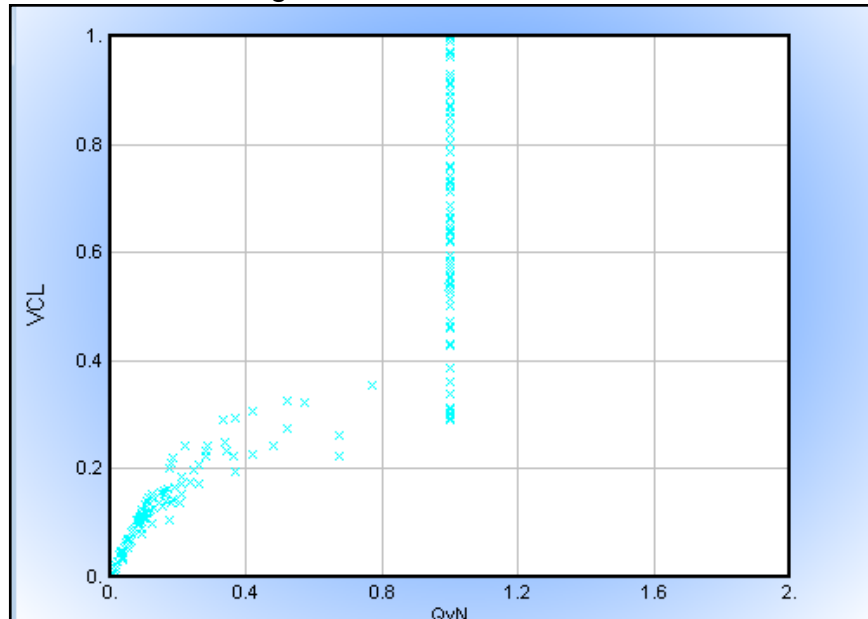
Para el Pozo IC1 se representa la conductancia de los cationes de arcilla con la **Ecuación 53**. Se realiza el cálculo a una profundidad de 5541 ft, la cual tiene una resistividad de agua de 0.157 ohm-m.

Ecuación 53. Conductancia de los Cationes de Arcilla para el Pozo IC1

$$B = \frac{-1.28 + (0.225 * 144.5) - 0.0004059 * 144.5^2}{1 + 0.157^{1.23} * (0.045 * 144.5 - 0.27)} = 13.88$$

Para el Pozo IC1, la gráfica de volumen de arcilla contra la Capacidad de Intercambio catiónico para la Zona Mugrosa Unidad Fósiles se representa en la **Gráfica 10**, con la cual se puede determinar el Qvn.

Gráfica 10 Capacidad de Intercambio catiónico para el Pozo IC1 en la Zona Mugrosa Unidad Fósiles



Fuente: Elaboración propia

En el **Anexo B** se representan las gráficas de la Capacidad de Intercambio catiónico para las Zonas Mugrosa B1 a Mugrosa C3. Así mismo, en el **Anexo C** se representan las respectivas Gráficas para el Pozo IC2 para las Zonas Mugrosa Unidad Fósiles a Mugrosa C3.

Finalmente se determina la Saturación de Agua con la **Ecuación 54**.

Ecuación 54. Saturación de Agua propuesto por Juhasz para el Pozo IC1

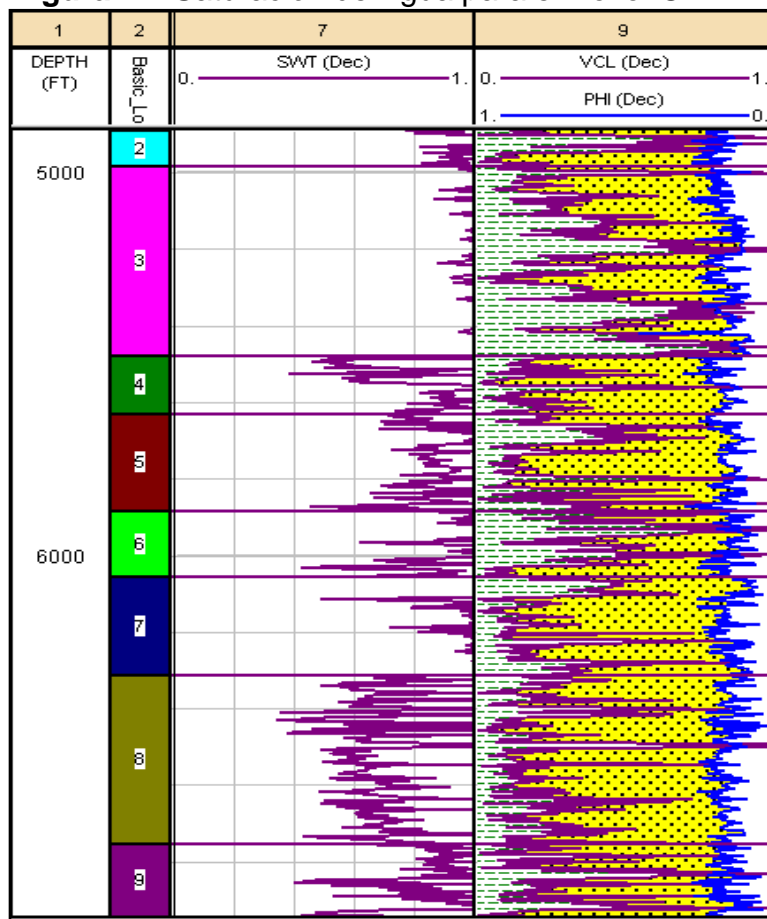
$$-\frac{1}{4.79} = \frac{0.33^{2.15} * S_w}{0.65 * 0.157} * \left(1 - 13.88 * 0.3755 * \frac{0.157}{S_w}\right)$$

$$0.23103 = S_w - \frac{S_w * 2.2576}{S_w}$$

$$S_w = 0.5872$$

Como resultado, en la **Figura 22** se muestra el volumen de arcilla para el Pozo IC1.

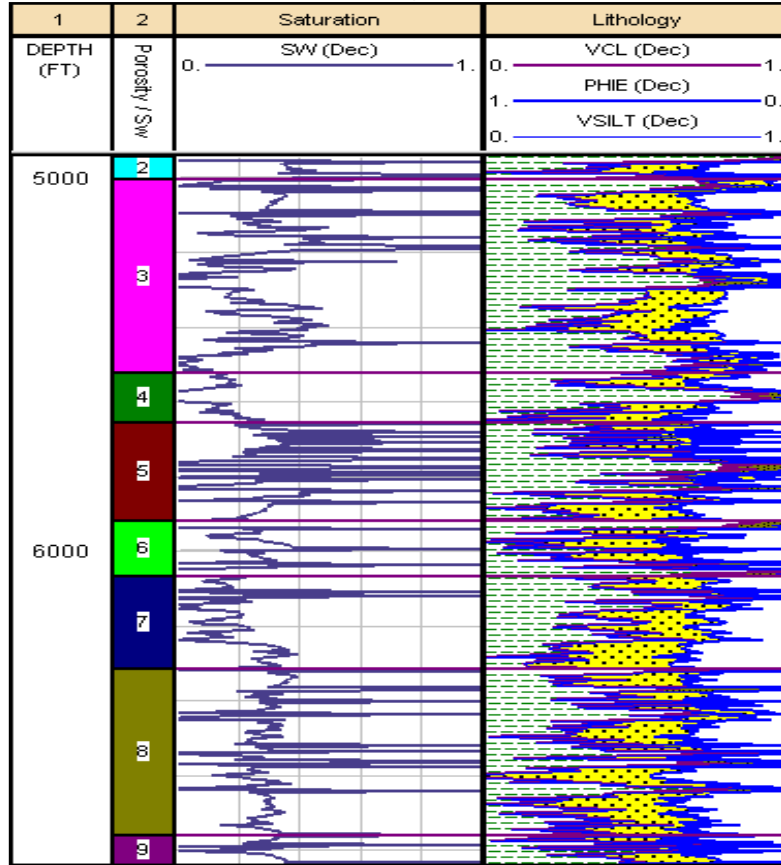
Figura 22. Saturación de Agua para el Pozo IC1



Fuente: Elaboración propia

Adicionalmente, en la **Figura 23** se muestra el volumen de arcilla para el Pozo IC2.

Figura 23. Saturación de Agua para el Pozo IC2



Fuente: Elaboración propia

3.1.6 Permeabilidad. Para modelar la permeabilidad en el yacimiento, se tiene en cuenta que la saturación irreducible de agua es de 0.26, lo cual se confirmó por medio de pruebas de presión. La determinación de dicha propiedad se realizó a partir del análisis de presión y su derivada. Para el Pozo IC1 se obtienen los resultados a partir una prueba de restauración de presión, la cual se muestra en la **Tabla 15**.

Tabla 15. Prueba de Restauración de Presión para el Pozo IC1

AT	PRESION (PSIG)
0.00	2132
0.25	2349
0.50	2481
0.75	2555
1.00	2604
1.50	2657
2.00	2704
2.50	2722
3.00	2744
4.00	2774
5.00	2792
6.00	2813
7.00	2828
8.00	2834
8.50	2836

Fuente: ECOPEPETROL S.A.

Adicionalmente, para el Pozo IC2 se obtienen los resultados de la prueba de restauración de presión, la cual se muestra en la **Tabla 16**.

Tabla 16. Prueba de Restauración de Presión para el Pozo IC2

AT	PRESION (PSIG)	AT	PRESION (PSIG)	AT	PRESION (PSIG)	AT	PRESION (PSIG)
0.00	457.7	3.14	652.90	34.16	902.20	99.18	1270.10
0.02	459.2	3.72	676.90	36.11	909.10	102.49	1285.20
0.03	460.9	4.37	702.10	38.11	914.80	105.85	1297.90
0.05	462.30	5.06	710.10	40.17	919.00	109.27	1307.70
0.07	463.80	5.82	718.00	42.28	924.10	112.74	1315.50
0.08	465.30	6.62	726.00	44.44	930.10	116.27	1323.40
0.10	466.80	7.48	734.40	46.66	936.90	119.85	1331.40
0.12	468.20	8.40	743.10	48.94	943.60	123.48	1339.50
0.13	469.70	9.36	752.20	51.27	949.90	127.17	1347.80
0.15	471.10	10.39	761.70	53.65	966.10	130.92	1356.10
0.17	472.50	11.46	771.40	56.90	983.70	134.72	1364.40
0.18	473.90	12.60	782.00	58.58	1001.80	138.57	1372.60
0.20	475.40	13.78	793.10	61.13	1020.90	142.47	1380.90
0.22	476.80	15.02	804.60	63.73	1040.30	146.44	1389.20
0.23	478.20	16.32	815.40	66.38	1060.10	150.45	1397.50
0.25	479.40	17.67	825.60	69.90	1080.20	154.52	1405.80
0.29	482.60	19.07	835.20	71.86	1100.80	158.65	1414.10
0.39	490.30	20.53	845.40	74.68	1121.30	162.82	1422.50
0.54	501.40	22.04	851.20	77.55	1141.70	167.06	1431.80
0.75	516.00	23.61	857.70	80.48	1160.90	171.35	1439.40
1.01	534.00	25.23	865.70	83.46	1179.30	175.69	1447.80
1.33	554.90	26.91	873.30	86.49	1197.90	180.80	1456.20
1.70	578.20	28.64	881.20	89.59	1217.10	184.54	1464.50
2.12	603.00	30.42	888.30	92.73	1235.80	189.04	1472.70
2.60	628.30	32.26	895.40	95.93	1253.30	193.60	1480.70

Fuente: ECOPEPETROL S.A.

Se calcula la variación de presión con la diferencia entre la presión inicial y la presión de fondo, luego su derivada, que es el producto del tiempo y el diferencial de presión, como se muestra en las **Ecuación 55**.

Ecuación 55. Derivada de Presión de Bourdet y Tiab

$$\Delta P = P_i - P_{wf}$$

$$\Delta P' = (t * \Delta P)$$

Fuente: ESCOBAR, Freddy, Análisis moderno de Presiones de Pozo, 2003, p. 60

Donde:

P_i : Presión inicial de yacimiento (lpca)

P_{wf} : Presión de fondo de pozo (lpca)

t: Tiempo (Horas)

ΔP : Diferencial de Presión

$\Delta P'$: Derivada de Presión

Para el Pozo IC1 el delta de presión y su derivada se muestra en la **Tabla 17**.

Tabla 17. Derivada de Presión de Bourdet y Tiab para el Pozo IC1

AT	Presión (PSIG)	ΔP	$\Delta P'$
0.00	2132	0	0
0.25	2349	217	54.25
0.50	2481	349	174.5
0.75	2555	423	317.25
1.00	2604	472	472
1.50	2657	525	787.5
2.00	2704	572	1144
2.50	2722	590	1475
3.00	2744	612	1836
4.00	2774	642	2568
5.00	2792	660	3300
6.00	2813	681	4086
7.00	2828	696	4872
8.00	2834	702	5616
8.50	2836	704	5984

Fuente: Elaboración propia

Para el Pozo IC2 el delta de presión y su derivada se muestra en la **Tabla 18**.

Tabla 18. Derivada de Presión de Bourdet y Tiab para el Pozo IC2

AT	Presión (LPCAG)	ΔP	$\Delta P'$	AT	Presión (LPCAG)	ΔP	$\Delta P'$
0.00	457.70	0.00	0.00	34.16	902.20	444.50	15184.12
0.02	459.20	1.50	0.03	36.11	909.10	451.40	16300.05
0.03	460.90	3.20	0.10	38.11	914.80	457.10	17420.08
0.05	462.30	4.60	0.23	40.17	919.00	461.30	18530.42
0.07	463.80	6.10	0.43	42.28	924.10	466.40	19719.39
0.08	465.30	7.60	0.61	44.44	930.10	472.40	20993.46
0.10	466.80	9.10	0.91	46.66	936.90	479.20	22359.47
0.12	468.20	10.50	1.26	48.94	943.60	485.90	23779.95
0.13	469.70	12.00	1.56	51.27	949.90	492.20	25235.09
0.15	471.10	13.40	2.01	53.65	966.10	508.40	27275.66
0.17	472.50	14.80	2.52	56.90	983.70	526.00	29929.40
0.18	473.90	16.20	2.92	58.58	1001.80	544.10	31873.38
0.20	475.40	17.70	3.54	61.13	1020.90	563.20	34428.42
0.22	476.80	19.10	4.20	63.73	1040.30	582.60	37129.10
0.23	478.20	20.50	4.72	66.38	1060.10	602.40	39987.31
0.25	479.40	21.70	5.43	69.90	1080.20	622.50	43512.75
0.29	482.60	24.90	7.22	71.86	1100.80	643.10	46213.17
0.39	490.30	32.60	12.71	74.68	1121.30	663.60	49557.65
0.54	501.40	43.70	23.60	77.55	1141.70	684.00	53044.20
0.75	516.00	58.30	43.73	80.48	1160.90	703.20	56593.54
1.01	534.00	76.30	77.06	83.46	1179.30	721.60	60224.74
1.33	554.90	97.20	129.28	86.49	1197.90	740.20	64019.90
1.70	578.20	120.50	204.85	89.59	1217.10	759.40	68034.65
2.12	603.00	145.30	308.04	92.73	1235.80	778.10	72153.21
2.60	628.30	170.60	443.56	95.93	1253.30	795.60	76321.91
3.14	652.90	195.20	612.93	99.18	1270.10	812.40	80573.83
3.72	676.90	219.20	815.42	102.49	1285.20	827.50	84810.48
4.37	702.10	244.40	1068.03	105.85	1297.90	840.20	88935.17
5.06	710.10	252.40	1277.14	109.27	1307.70	850.00	92879.50
5.82	718.00	260.30	1514.95	112.74	1315.50	857.80	96708.37
6.62	726.00	268.30	1776.15	116.27	1323.40	865.70	100654.94
7.48	734.40	276.70	2069.72	119.85	1331.40	873.70	104712.95
8.40	743.10	285.40	2397.36	123.48	1339.50	881.80	108884.66
9.36	752.20	294.50	2756.52	127.17	1347.80	890.10	113194.02
10.39	761.70	304.00	3158.56	130.92	1356.10	898.40	117618.53
11.46	771.40	313.70	3595.00	134.72	1364.40	906.70	122150.62
12.60	782.00	324.30	4086.18	138.57	1372.60	914.90	126777.69
13.78	793.10	335.40	4621.81	142.47	1380.90	923.20	131528.30

Tabla 18. (Continuación)

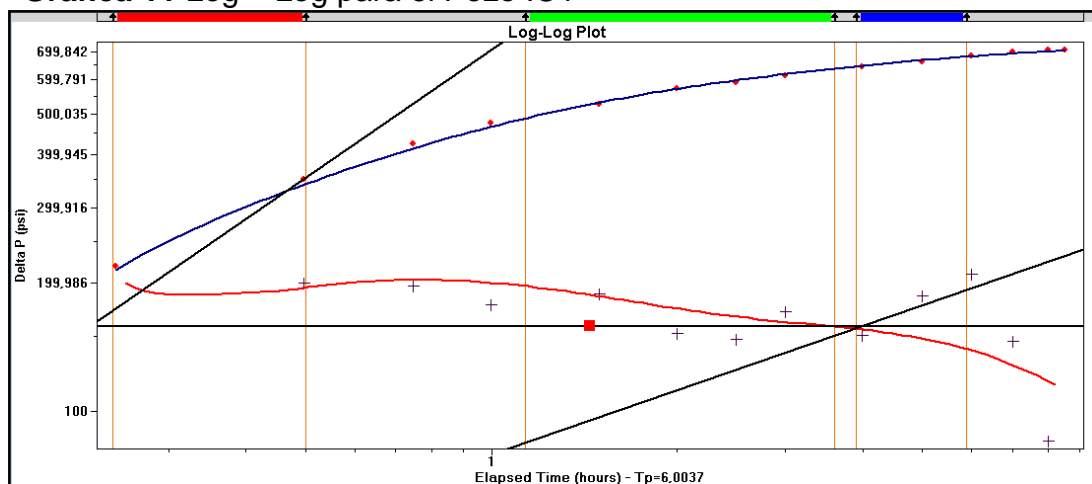
AT	PRESION (LPCAG)	ΔP	$\Delta P'$	AT	PRESION (LPCAG)	ΔP	$\Delta P'$
15.02	804.60	346.90	5210.44	146.44	1389.20	931.50	136408.86
16.32	815.40	357.70	5837.66	150.45	1397.50	939.80	141392.91
17.67	825.60	367.90	6500.79	154.52	1405.80	948.10	146500.41
19.07	835.20	377.50	7198.93	158.65	1414.10	956.40	151732.86
20.53	845.40	387.70	7959.48	162.82	1422.50	964.80	157088.74
22.04	851.20	393.50	8672.74	167.06	1431.80	974.10	162733.15
23.61	857.70	400.00	9444.00	171.35	1439.40	981.70	168214.30
25.23	865.70	408.00	10293.84	175.69	1447.80	990.10	173950.67
26.91	873.30	415.60	11183.80	180.80	1456.20	998.50	180528.80
28.64	881.20	423.50	12129.04	184.54	1464.50	1006.80	185794.87
30.42	888.30	430.60	13098.85	189.04	1472.70	1015.00	191875.60
32.26	895.40	437.70	14120.20	193.60	1480.70	1023.00	198052.80

Fuente: Elaboración propia

Finalmente, se Gráfica el diferencial de presión y su derivada con respecto al tiempo, en formato log - log. Con la gráfica, se determina el almacenaje, la permeabilidad, el daño y se determinan los límites del yacimiento, para cada pozo.

Para el Pozo IC1 la gráfica Log – Log se representa en la **Gráfica 11**.

Gráfica 11 Log – Log para el Pozo IC1



Fuente: Elaboración propia

Con respecto a la gráfica, se puede determinar que existe un flujo radial y que es un yacimiento homogéneo con límite infinito. Adicionalmente, se determinan las propiedades indicadas en la **Tabla 19**.

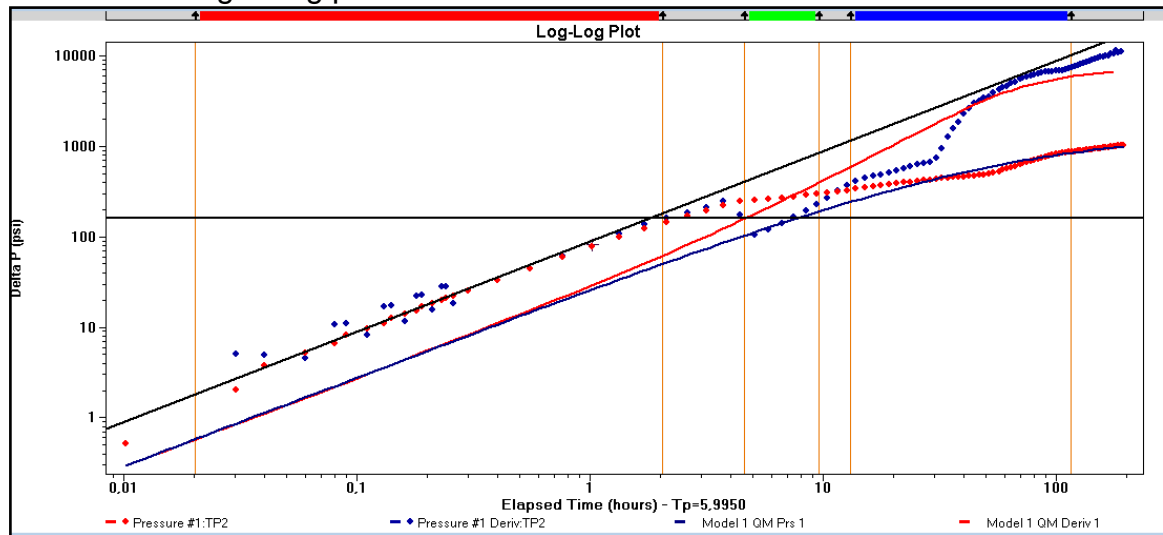
Tabla 19. Resultado de la Prueba de Presión del Pozo IC1

Propiedades	Resultado
Cs	0,00508 bbl/lpc
V	1551,307 bbl
$(k/\mu)_o$	5,8435 mD/cP
k	58,435 mD
kh	1285,579 mD.ft
S	-3.602600
Pi	2852,544 lpca

Fuente: Elaboración propia

Para el Pozo IC2 la gráfica Log – Log se representa en la **Gráfica 12**.

Gráfica 12 Log – Log para el Pozo IC2



Fuente: Elaboración propia

Con respecto a la gráfica, se puede determinar que tiene un flujo radial y que es un yacimiento homogéneo con frontera externa cerrada. Adicionalmente, se determinan las propiedades indicadas en la **Tabla 20**.

Tabla 20. Resultado de la Prueba de Presión del Pozo IC2

Propiedades	Resultado
Cs	0,07469 bbl/lpc
V	614,205 bbl
(k/μ)o	0,70991 mD/cP
k	16,463 mD
kh	543,276 mD.ft
S	-1.63560
Pi	1523,892 lpca

Fuente: Elaboración propia

Se compara los resultados de las pruebas de presión con los modelos de permeabilidad propuestos por Timur, Coates y Wyllie & Rose, por medio de las siguientes ecuaciones:

Ecuación 56. Permeabilidad

$$k \text{ (Timur)} = 0.136 \frac{\phi^{4.4}}{S_{wi}^2}$$

$$k \text{ (Wyllie \& Rose)} = \left(\frac{a_{wr} * \phi^3}{S_{wi}} \right)$$

$$k \text{ (Coates \& Denoo)} = (10\phi)^4 \left(\frac{FFI}{\phi - FFI} \right)^2$$

Fuente: TIAB, Djebbar; *et al*, Petrophysics, 2004, p. 133

Se tiene en cuenta que la correlación de Timur permite estimar el valor de permeabilidad para cualquier tipo de crudo y que sus resultados dan valores más altos que los demás modelos, ya que su modelo fue propuesto a partir de muestras con altas permeabilidades. Por otro lado, la correlación de Wyllie & Rose solo permite el cálculo de la permeabilidad para crudos de gravedad media que es representada por una constante de 250. Por último, la correlación de Coates & Denoo es utilizada para formaciones limpias sin contenido de arcilla. En **la Tabla. 21**, se representa los valores de permeabilidad obtenido de las pruebas de restauración de presión y las correlaciones de permeabilidad.

Tabla 21. Permeabilidad (PBU vs Correlaciones)

Resultados PBU				
Pozo	Yacimiento	Tipo de Modelo	Porosidad	K
IC1	Mugrosa C-INF	Radial homogéneo límite infinito	0.24	58.99
IC2	Mugrosa B-SUP	Radial homogéneo frontera externa cerrada	0.225	16.4630
Correlaciones de Permeabilidad				
Pozo	Yacimiento	Coates & Denoo	Timur	Wyllie y Rose
IC1	MUGROSA C-INF	53.1384	68.4170	50.7976
IC2	MUGROSA B-SUP	38.4018	50.4371	33.7740

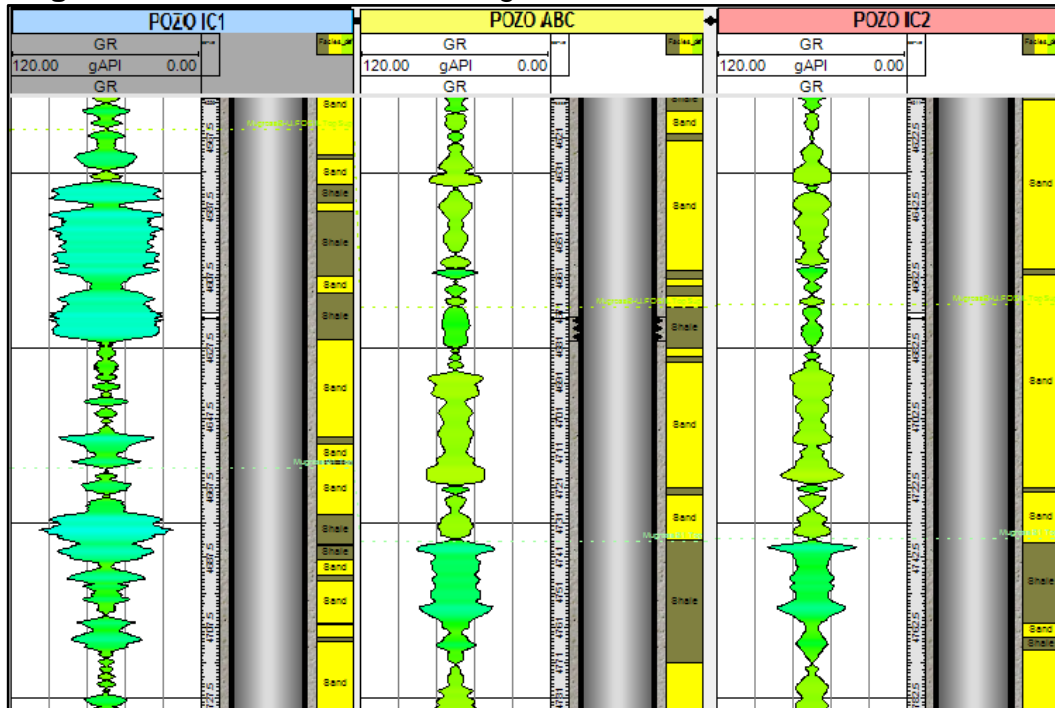
Fuente: Elaboración propia

Por lo cual, para este proyecto se escoge el modelo de Timur por su rango de aplicación.

3.2 FACIES

Se determina el perfil de facies para la Zona Mugrosa con los índices determinados de arcilla y arena previamente establecidos en la evaluación petrofísica, con respecto al Registro Gamma Ray y el perfil de volumen de arcilla de cada pozo. Inicialmente, se determinan los paquetes de arenas y arcillas de la Formación Mugrosa con el perfil del registro, como se muestra en la **Figura 24**.

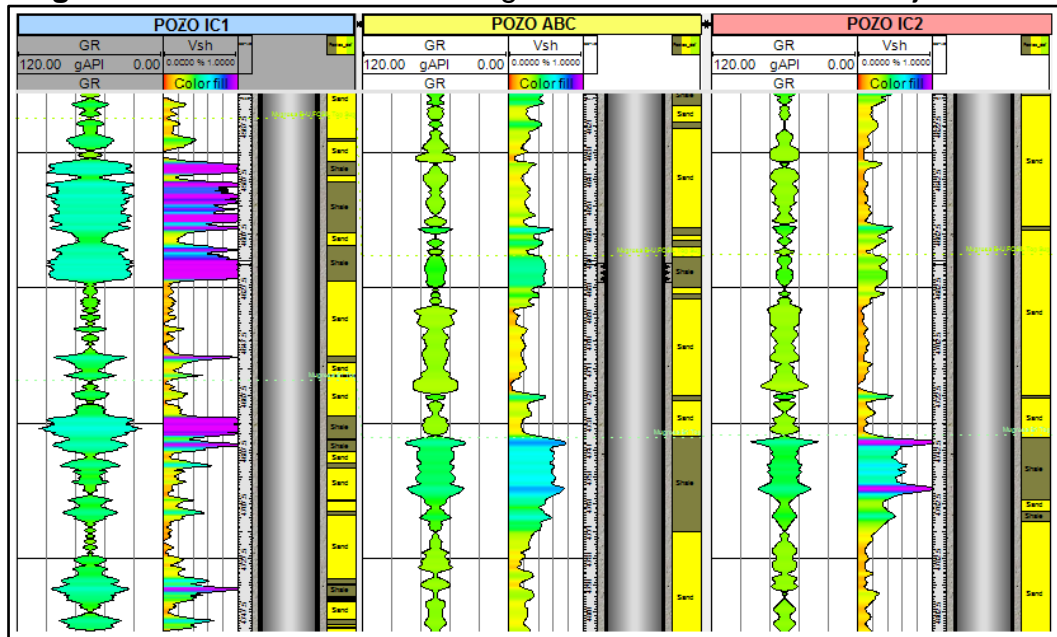
Figura 24. Perfil de Facies de Mugrosa Zona Unidad Fósiles



Fuente: Elaboración propia

Luego se ajusta el perfil de facies con respecto al volumen de arcilla (Vsh), como se muestra en la **Figura 25**.

Figura 25. Perfil de Facies de Mugrosa Zona Unidad Fósiles Ajustada



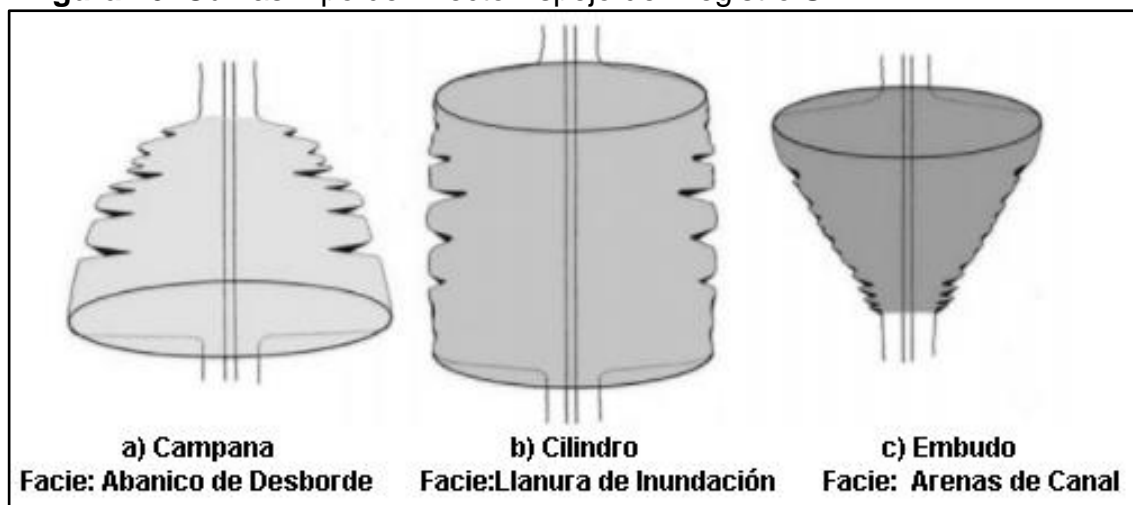
Fuente: Elaboración propia

3.3 MODELO SEDIMENTOLÓGICO CONCEPTUAL

En el Boletín de Geología realizado de Enero a Junio de 2010 en la Universidad Industrial de Santander, se publicó un trabajo llamado “Análisis Estratigráfico para las Arenas de la Formación Mugrosa en Área Piloto del Campo Llanito”, en el cual define las facies de la formación por medio de la correlación de registros eléctricos para la Formación Mugrosa, teniendo en cuenta que por medio de análisis de muestras roca y afloramientos, que el ambiente de deposición está caracterizado por canales fluviales y sus respectivas llanuras de inundación.

Las electrofacies fueron definidas principalmente a partir del comportamiento del Registro Potencial Espontaneo (SP). Su comportamiento puede ser observado al colocar el duplicado inverso de la respuesta del registro al frente de la respuesta original del mismo y de esta manera crear un efecto espejo. En la **Figura 26** se muestra la relación de la imagen que se obtiene del comportamiento del registro y las facies.

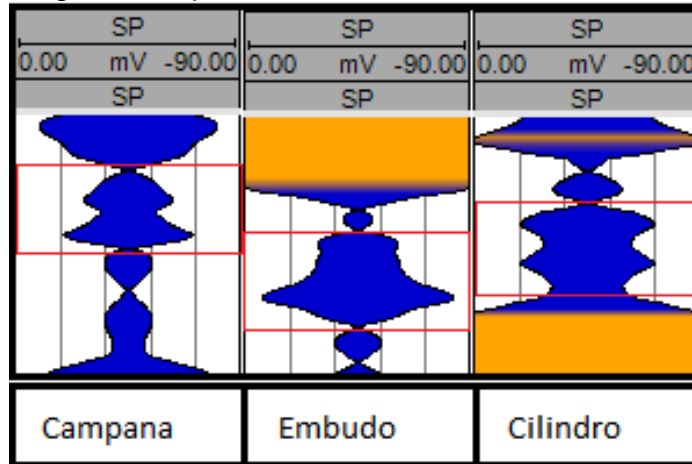
Figura 26. Curvas Tipo del Efecto Espejo del Registro SP



Fuente: COLEGIAL, Juan Diego, *et al*, Análisis Estratigráfico para las Arenas de la Formación Mugrosa en Área Piloto del Campo Llanito, Boletín de Geología, Universidad Industrial de Santander, 2010.

De igual manera se puede ver reflejado el mismo comportamiento del Registro Potencial Espontaneo (SP) en los pozos que se están trabajando. Para el Pozo ABC las curvas tipo del efecto espejo se muestran en la **Figura 27**.

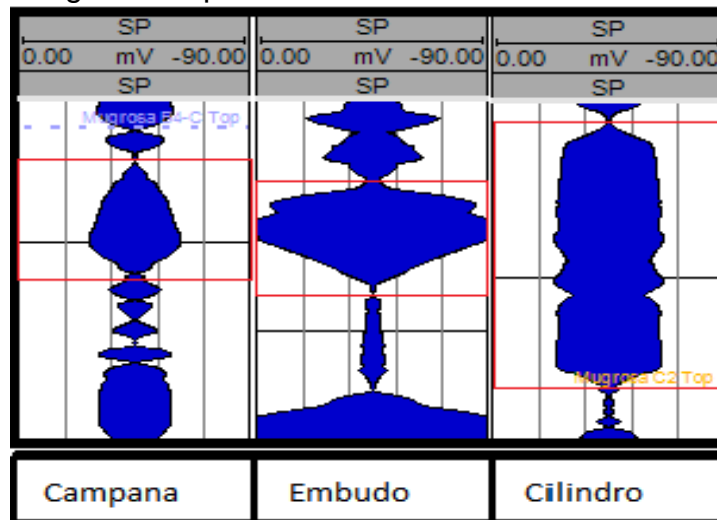
Figura 27. Curvas Tipo del Efecto Espejo del Registro SP para el Pozo ABC



Fuente: Elaboración propia

Así mismo, para el Pozo IC1 las curvas tipo del efecto espejo se muestran en la **Figura 28**. Evidenciando así los ambientes de depósito, todos típicos de ambiente fluvial continental, pero representando diferentes estados del canal. La forma campana del abanico de desborde se da por un evento esporádico de aumento de energía y posterior desborde, por lo que luego se normalizará su energía, evidenciando en el registro un granodecrecimiento. El embudo es típico de arenas de canal, depositadas en los bordes externos del canal; observándose así un granocrecimiento. Finalmente, el cilindro, correspondiente a las llanuras de inundación, mantiene un comportamiento constante y no se observa un cambio en la granulometría importante.

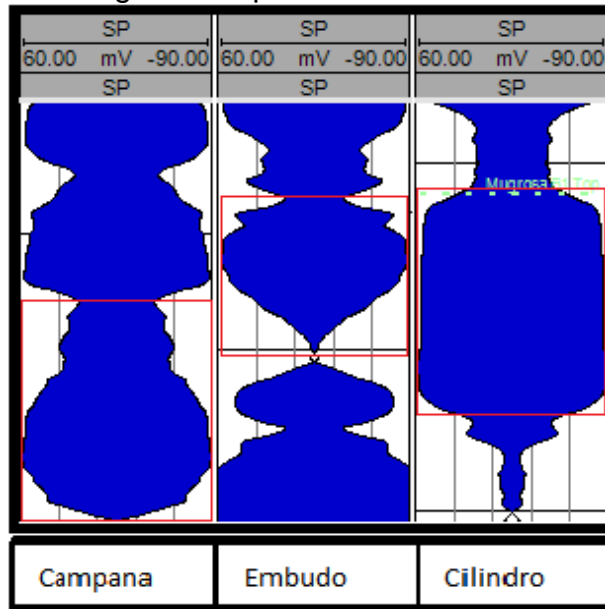
Figura 28. Curvas Tipo del Efecto Espejo del Registro SP para el Pozo IC1



Fuente: Elaboración propia

Finalmente, para el Pozo IC2 las curvas tipo del efecto espejo se muestran en la **Figura 29**.

Figura 29. Curvas Tipo del Efecto Espejo del Registro SP para el Pozo IC2



Fuente: Elaboración propia

Continuando con la construcción del modelo estático, se incorporaron los mapas de facies para cada zona, los cuales se encuentra en el **Anexo D**, y sus características principales se encuentran en la **Tabla 22**.

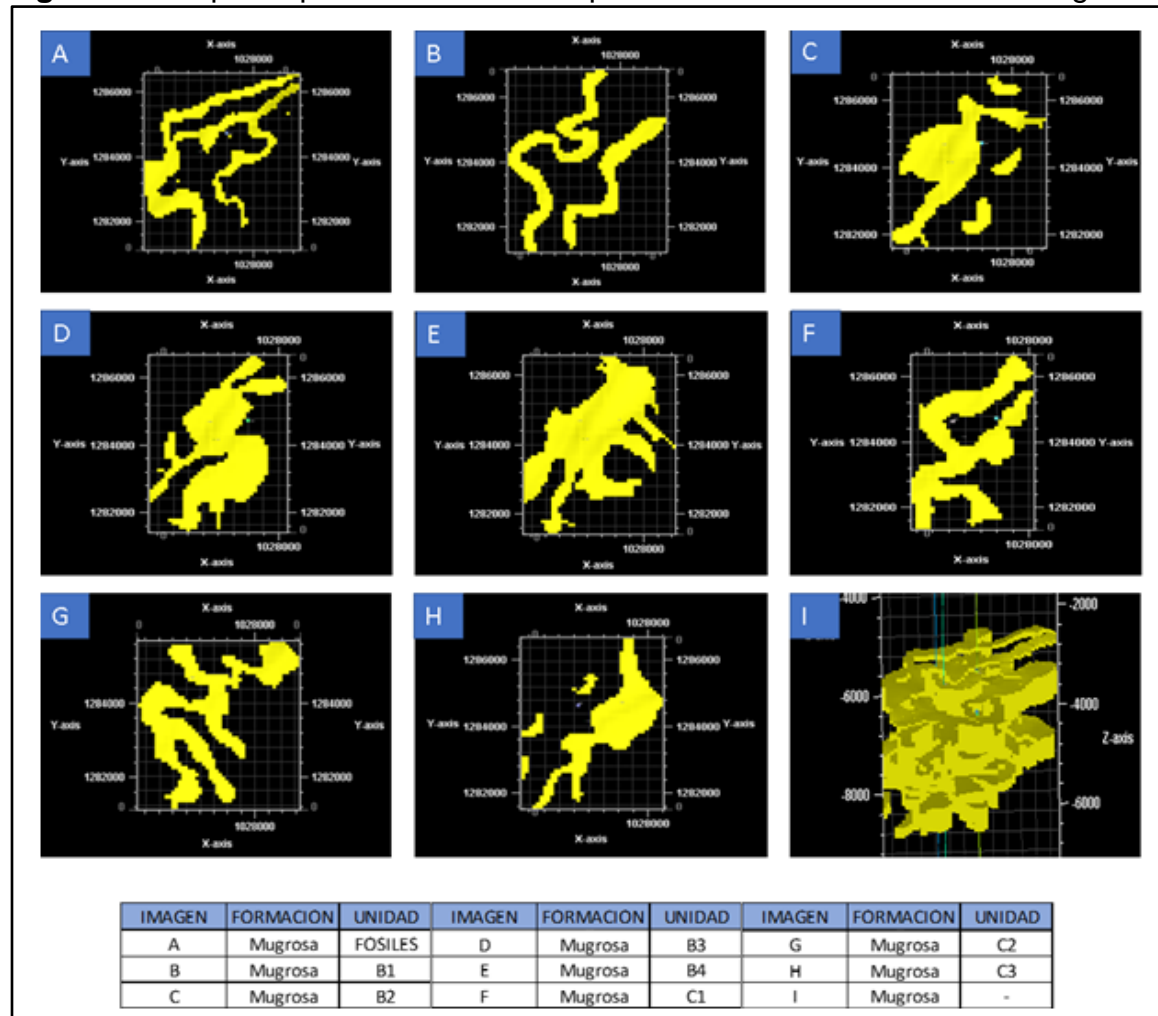
Tabla 22. Facies de la Formación Mugrosa.

Formación	Unidad	Facies de Canal	Orientación	Ancho Máximo	Ancho Mínimo	Media
Mugrosa	C3	Arenas De Canal - Abanico De Desborde	S-N	589.81	117.46	353.64
Mugrosa	C2	Arenas De Canal - Abanico De Desborde	SW-NE	628.07	186.03	407.05
Mugrosa	C1	Arenas De Canal - Abanico De Desborde	SW-NE	881.32	229.57	555.44
Mugrosa	B4	Arenas De Canal - Llanura De Inundación	SW-NE	828.27	216.90	522.58
Mugrosa	B3	Arenas De Canal	SW-NE	858.31	215.33	536.82
Mugrosa	B2	Arenas De Canal	SW-NE	676.95	271.13	474.04
Mugrosa	B1	Arenas De Canal	SW-NE	505.34	200.65	352.99
Mugrosa	Fósiles	Arenas De Canal	SW-NE	720.17	91.48	405.83

Fuente: Elaboración propia

Al digitalizar los mapas adjuntos en el **Anexo D**, se indican los cuerpos de arena de la Formación Mugrosa como se muestra en la **Figura 30**, los cuales son mapas de probabilidad de facies.

Figura 30. Mapa de probabilidad de cuerpos de Arena de la Formación Mugrosa

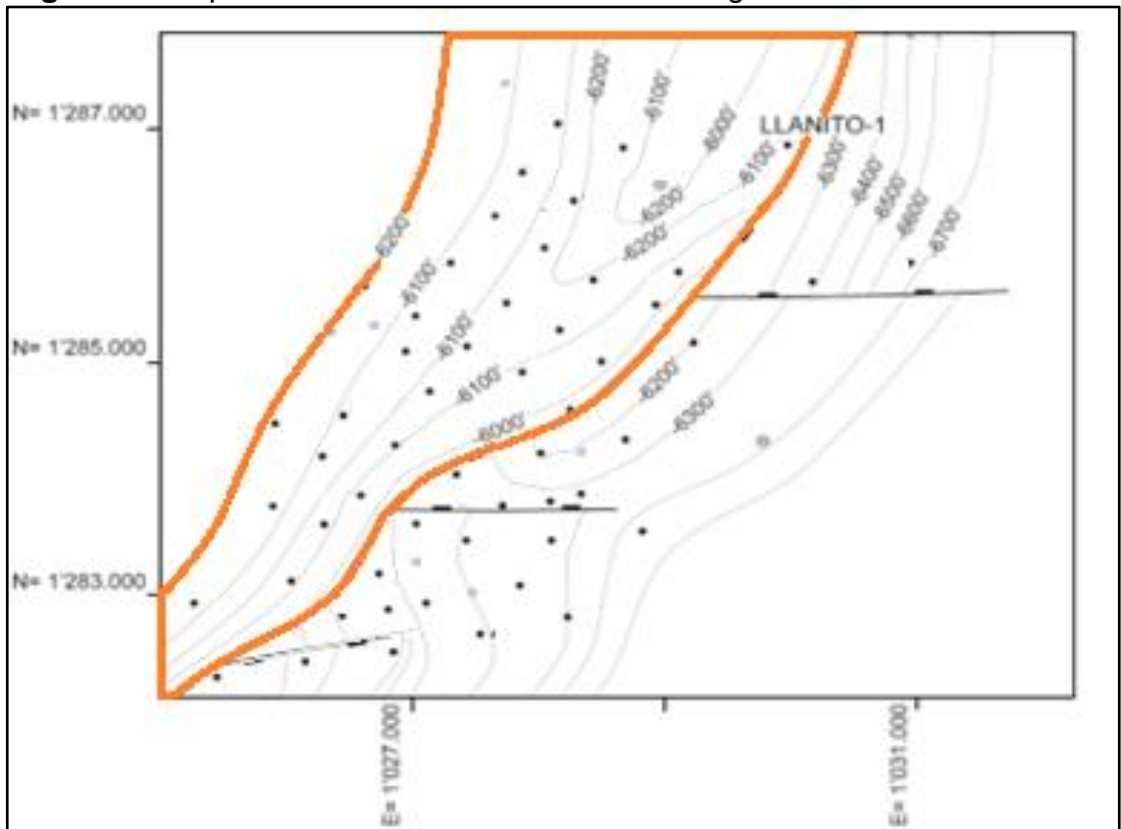


Fuente: Elaboración propia

3.4 MODELO ESTRUCTURAL

En esta sección se muestran las profundidades de los topes formacionales. Por lo cual, adicional a los registros eléctricos, se incorporó el tope de la Zona C de la Formación Mugrosa en la zona de interés, que se muestra en la **Figura 31**, modificado por la Agencia Nacional de Hidrocarburos en el 2011. En el mapa se muestra delimitada la zona de interés, la cual muestra un leve plegamiento de tipo anticlinal. Adicionalmente, se muestran fallas que dividen los bloques del Campo Llanito. Sin embargo, solo se va a trabajar con el bloque indicado.

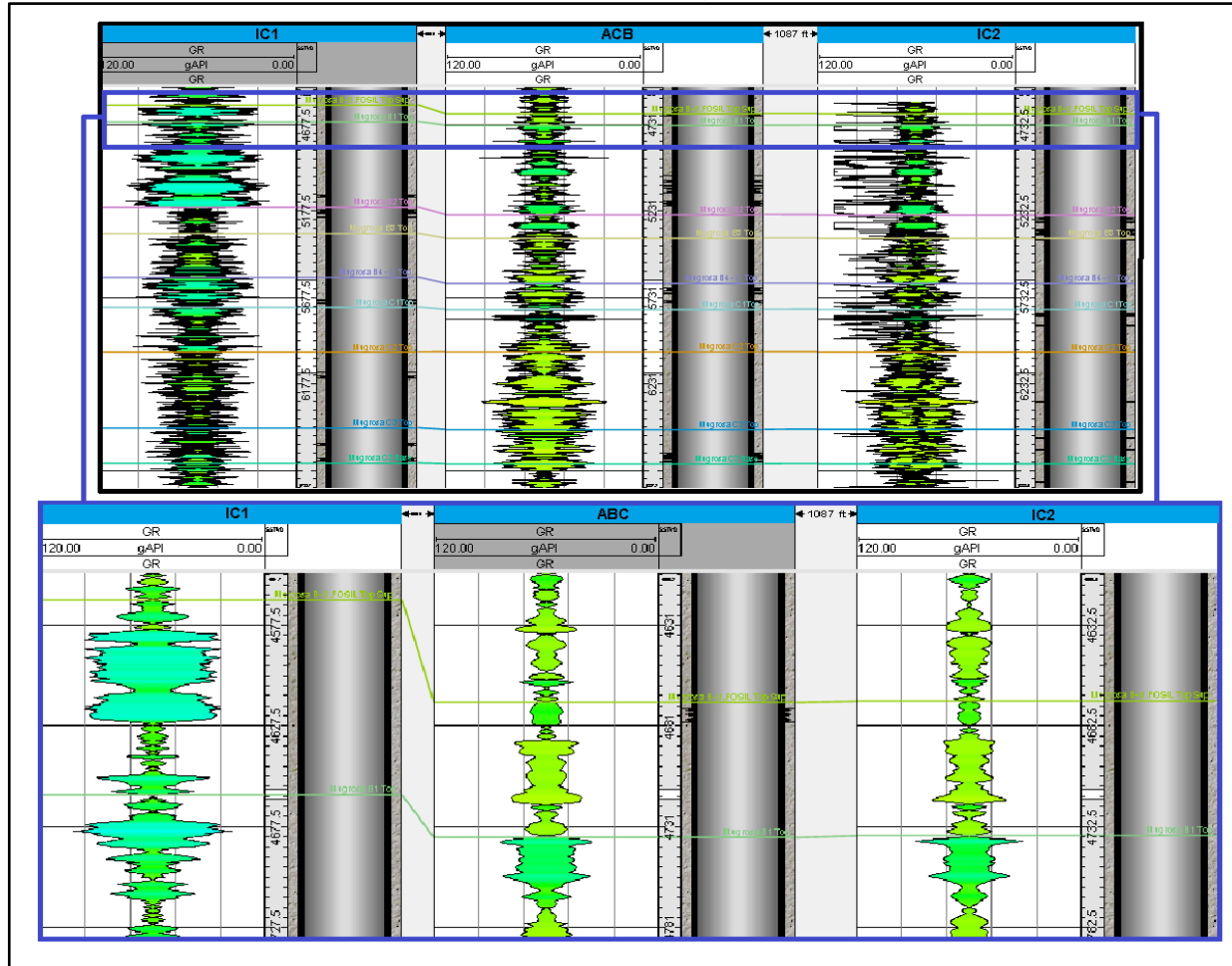
Figura 31. Tope de la Zona C de la Formación Mugrosa



Fuente: AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH). Petroleum Geology of Colombia: Middle Magdalena Basin. Colombia. Vol 11, p. 164. Modificado por los autores.

Con base en información de cañoneo y de pozos, el registro Gamma Ray y la columna estratigráfica de la Formación Mugrosa se utilizan para ajustar los topes formacionales, relacionando el comportamiento de las curvas del registro Gamma Ray en los tres pozos, ya que puede ser utilizado para visualizar los cuerpos de arenas y de arcillas, como se muestra en la **Figura 32**.

Figura 32. Ajuste de Topes de la Formación Mugrosa



Fuente: Elaboración propia

De igual manera en la **Tabla 23** se muestran las profundidades de los topes en cada zona por pozo.

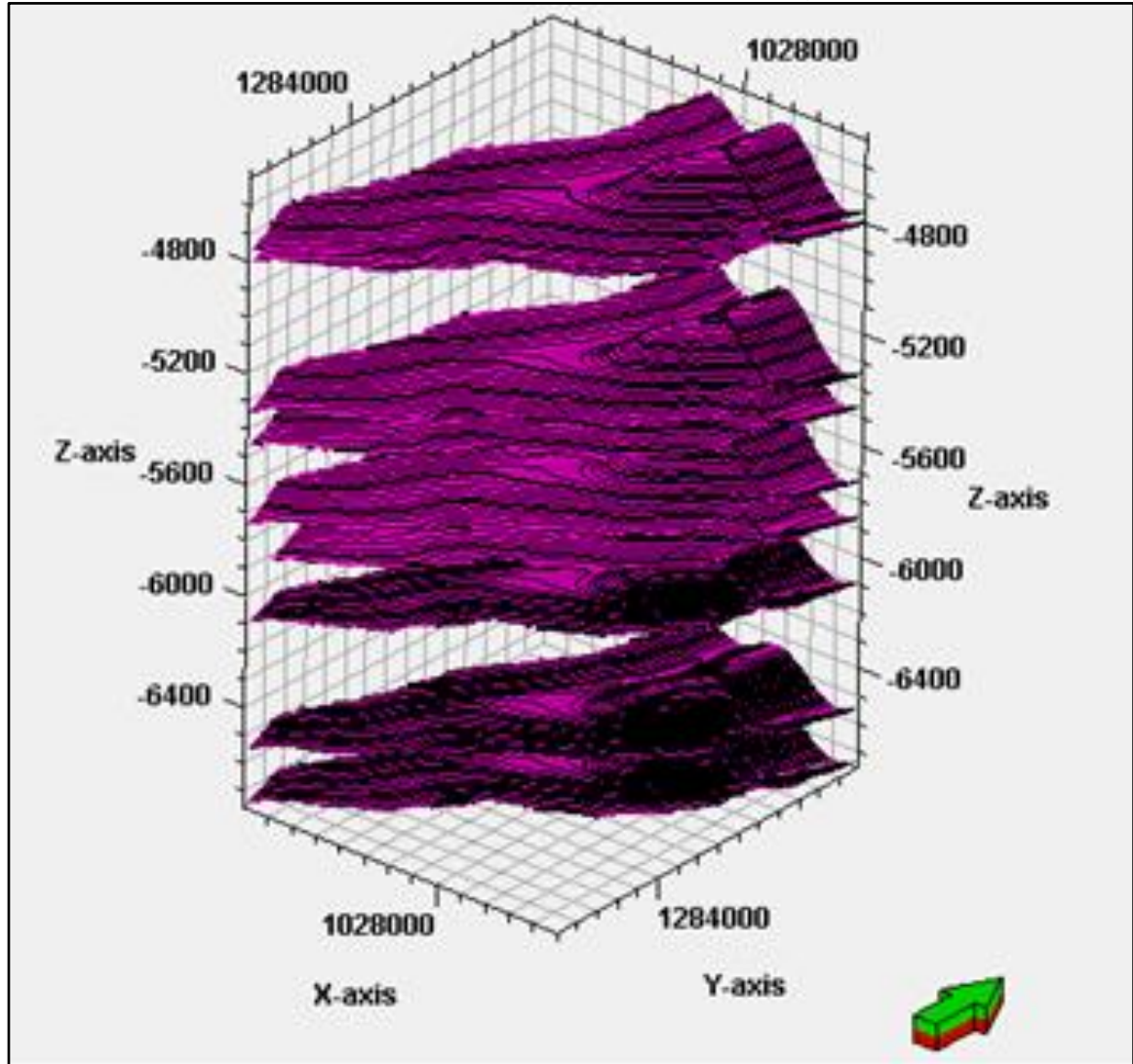
Tabla 23. Topes de los Pozos de la Formación Mugrosa

Well identifier	Surface	X	Y	Z	MD
ABC	Mugrosa B-U.FOSI	1026268.10	1284167.50	-4669.30	4938.30
	Mugrosa B1 Top	1026268.10	1284167.50	-4736.21	5005.21
	Mugrosa B2 Top	1026268.10	1284167.50	-5252.51	5521.51
	Mugrosa B3 Top	1026268.10	1284167.50	-5388.43	5657.43
	Mugrosa B4 - C To	1026268.10	1284167.50	-5649.84	5918.84
	Mugrosa C1Top	1026268.10	1284167.50	-5800.67	6069.67
	Mugrosa C2 Top	1026268.10	1284167.50	-6045.86	6314.86
	Mugrosa C3 Top	1026268.10	1284167.50	-6494.90	6763.90
	Mugrosa C3 Base	1026268.10	1284167.50	-6692.68	6961.68
IC1	Mugrosa B-U.FOSI	1026064.24	1284688.58	-4565.11	4887.61
	Mugrosa B1 Top	1026064.24	1284688.58	-4661.65	4984.15
	Mugrosa B2 Top	1026064.24	1284688.58	-5155.48	5477.98
	Mugrosa B3 Top	1026064.24	1284688.58	-5308.41	5630.91
	Mugrosa B4 - C To	1026064.24	1284688.58	-5561.15	5883.65
	Mugrosa C1Top	1026064.24	1284688.58	-5734.44	6056.94
	Mugrosa C2 Top	1026064.24	1284688.58	-5993.21	6315.71
	Mugrosa C3 Top	1026064.24	1284688.58	-6431.60	6754.10
	Mugrosa C3 Base	1026064.24	1284688.58	-6634.95	6957.45
IC2	Mugrosa B-U.FOSI	1027206.90	1284714.29	-4670.11	4937.65
	Mugrosa B1 Top	1027206.90	1284714.29	-4736.77	5004.31
	Mugrosa B2 Top	1027206.90	1284714.29	-5254.91	5522.45
	Mugrosa B3 Top	1027206.90	1284714.29	-5389.89	5657.43
	Mugrosa B4 - C To	1027206.90	1284714.29	-5650.86	5918.40
	Mugrosa C1Top	1027206.90	1284714.29	-5801.48	6069.02
	Mugrosa C2 Top	1027206.90	1284714.29	-6047.77	6315.31
	Mugrosa C3 Top	1027206.90	1284714.29	-6494.57	6762.11
	Mugrosa C3 Base	1027206.90	1284714.29	-6693.25	6960.79

Fuente: Elaboración propia

Con el mapa estructural de la Formación Mugrosa en la Zona C y los topes ajustados, se asume que la formación tiene un comportamiento semejante en todas sus zonas, por lo cual se replica el mapa de contornos para cada tope de la formación, así se podrá tener en cuenta la estructura para todo el modelo, como se muestra en la **Figura 33**.

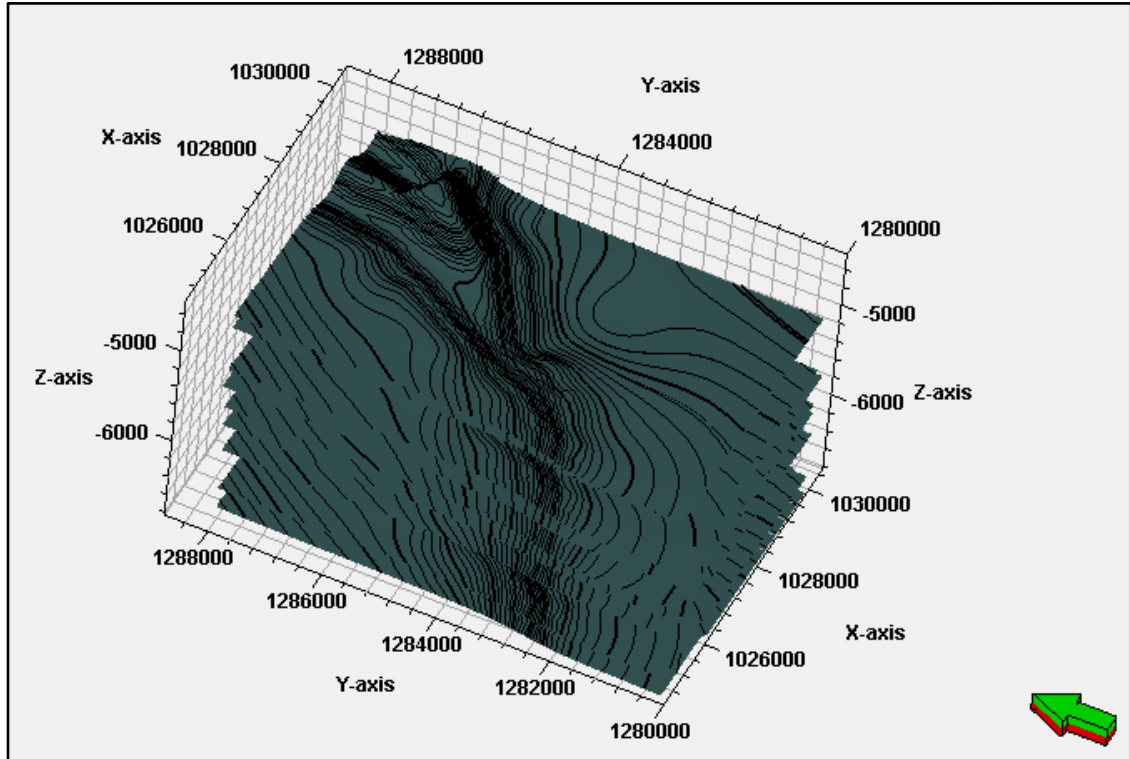
Figura 33. Superficies Estructurales de la Formación Mugrosa



Fuente: Elaboración propia

Con el fin de generar un modelo con una estructura geométrica definida, se utiliza un método de estimación espacial para expandir las superficies a un rectángulo más grande, para poder generar el poblamiento de facies con los mapas representados en el **Anexo D**. Para lograr esta expansión espacial teniendo en cuenta los pliegues originales, se utiliza el método de extrapolación espacial, el cual se basa en extender la superficie hasta el límite indicado. Al aplicar este método en las superficies, se logra obtener una superficie resultante, la cual se representa en la **Figura 34**.

Figura 34. Superficies Estructurales Generadas de la Formación Mugrosa



Fuente: Elaboración propia

3.5 MODELO ESTRATIGRÁFICO

Con los topes de formación se generan dos zonas para las Formaciones Mugrosa B y Mugrosa C. Así mismo, se generan las subzonas correspondientes a cada zona. Inicialmente, solo se asignan estas zonas con sus respectivas profundidades.

Adicionalmente, se asignaron capas a cada zona dependiendo el espesor de la zona con el fin de garantizar la mejor resolución de la evaluación petrofísica. En la **Figura 35** se muestra las zonas y las capas por zona, donde se muestra que todas las capas tienen el mismo espesor.

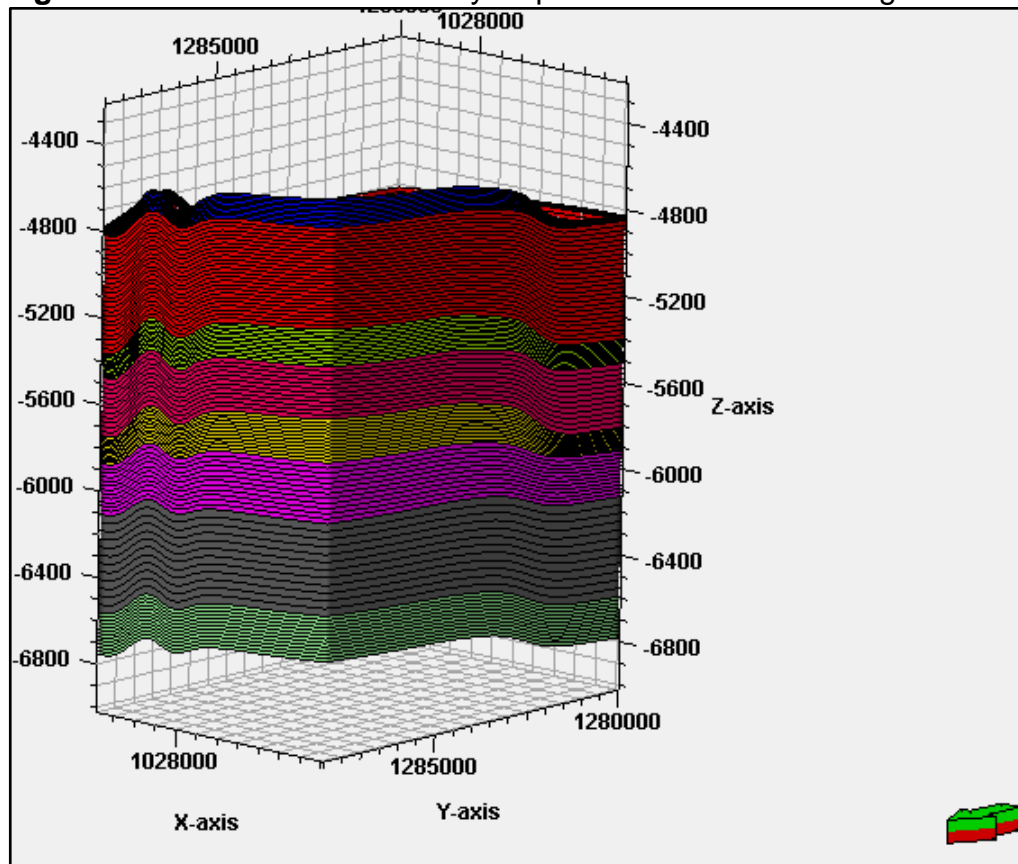
Figura 35. Zonas y Capas de la Formación Mugrosa

	Name	Color	Calculate	Zone division	
	Mugrosa		<input checked="" type="checkbox"/> Yes	Proportional	Number of layers: 10
	Mugrosa		<input checked="" type="checkbox"/> Yes	Proportional	Number of layers: 25
	Mugrosa		<input checked="" type="checkbox"/> Yes	Proportional	Number of layers: 12
	Mugrosa		<input checked="" type="checkbox"/> Yes	Proportional	Number of layers: 12
	Mugrosa		<input checked="" type="checkbox"/> Yes	Proportional	Number of layers: 12
	Mugrosa		<input checked="" type="checkbox"/> Yes	Proportional	Number of layers: 12
	Mugrosa		<input checked="" type="checkbox"/> Yes	Proportional	Number of layers: 12
	Mugrosa		<input checked="" type="checkbox"/> Yes	Proportional	Number of layers: 12

Fuente: Elaboración propia

La representación del modelo 3D donde se muestran las zonas, se refleja en la **Figura 36.**

Figura 36. Modelo 3D de Zonas y Capas de la Formación Mugrosa



Fuente: Elaboración propia

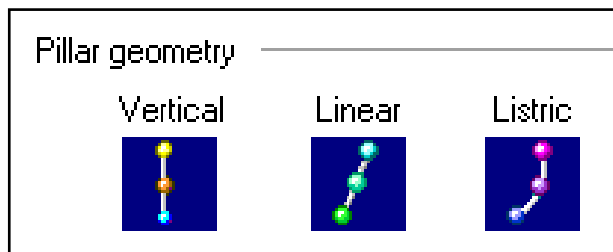
3.6 MODELAMIENTO 3D

En esta sección se definen las propiedades de todo el yacimiento por medio de la información establecida en el modelo, por lo cual se utilizan dos modelamientos principales que utilizan métodos diferentes para la estimación de variables en el espacio, en este caso en la estructura establecida para el yacimiento. El primero es el modelamiento que se realiza para las facies y el segundo para las propiedades petrofísicas.

3.6.1. Pillar Gridding. Este procedimiento se basa en generar el esqueleto o la estructura del modelo, el cual genera pilares que conectan la esquina de cada celda con una estructura tope, media y base. Para modelar la heterogeneidad del yacimiento, se genera un modelo de resolución geológica para poder asegurar que las propiedades estáticas del yacimiento se representen lo mejor posible. Se asigna una resolución de 100 metros en eje X y Y.

De igual manera se asignan las geometrías de los pilares, los cuales determinan la tendencia y la dirección que puede tener el borde de cada celda. Para este modelo se asignan geometrías lineales, verticales y lítricas, como se muestra en la **Figura 37**.

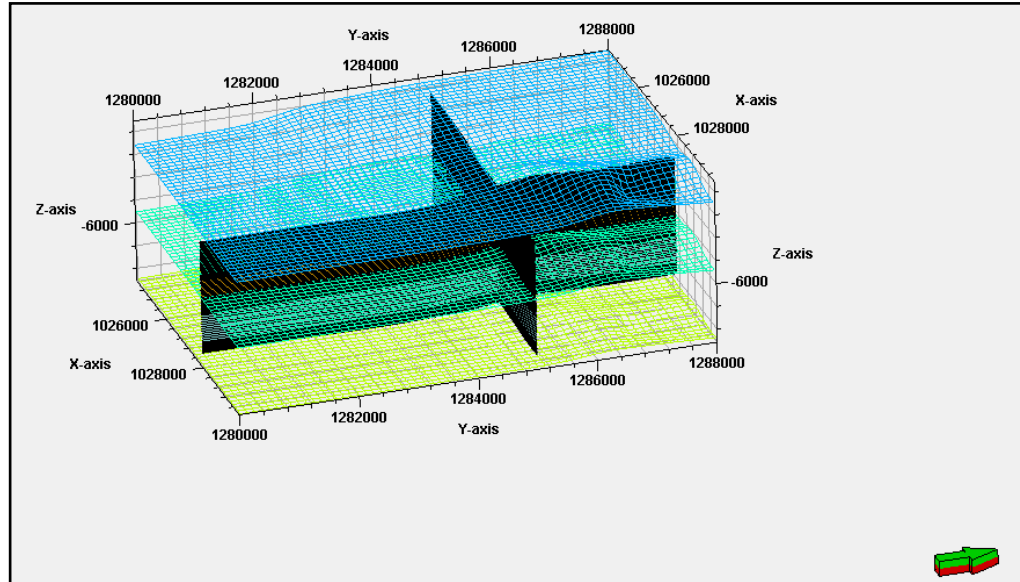
Figura 37. Geometría de los Pilares del Modelo 3D



Fuente: Elaboración propia

Como resultado se tiene la estructura que se muestra en la **Figura 38**.

Figura 38. Estructura Geométrica del modelo 3D



Fuente: Elaboración propia

3.6.2. Escalamiento de Registros. En este proceso se le asigna un valor a cada celda que contenga un registro de pozo de las propiedades a trabajar para que sea posible utilizar esta información en el poblamiento de malla.

Los valores de los registros se promedian teniendo en cuenta la característica de los datos de cada propiedad. El método y las opciones de ajuste para promediar los valores de los registros de las facies son representados en la **Tabla. 24.**

Tabla 24. Método para Promediar los Valores de los Registros de Facies.

Método de promedio	Descripción	Ajuste de Registro	Descripción	Método de Celdas Atravesadas	Descripción
Mayoría De	Selección del valor más representativo o repetido para cada celda	Como Líneas	Para el cálculo del promedio, tiene en cuenta el valor fuera de la celda, si el punto medio de los valores dentro de la celda coincide con el valor fuera de la celda	Celda Vecina	En caso de tener dos o más celdas en la misma capa, su valor será promediado en conjunto

Fuente: Elaboración propia

Finalmente, para la porosidad total, porosidad efectiva y volumen de arcilla se utiliza como base el registro de facies y el método para promediar los valores de los registros, junto a sus opciones de ajuste, que se representan en la **Tabla 25.**

Tabla 25. Método para Promediar los Valores de los Registros de Propiedades Petrofísicas.

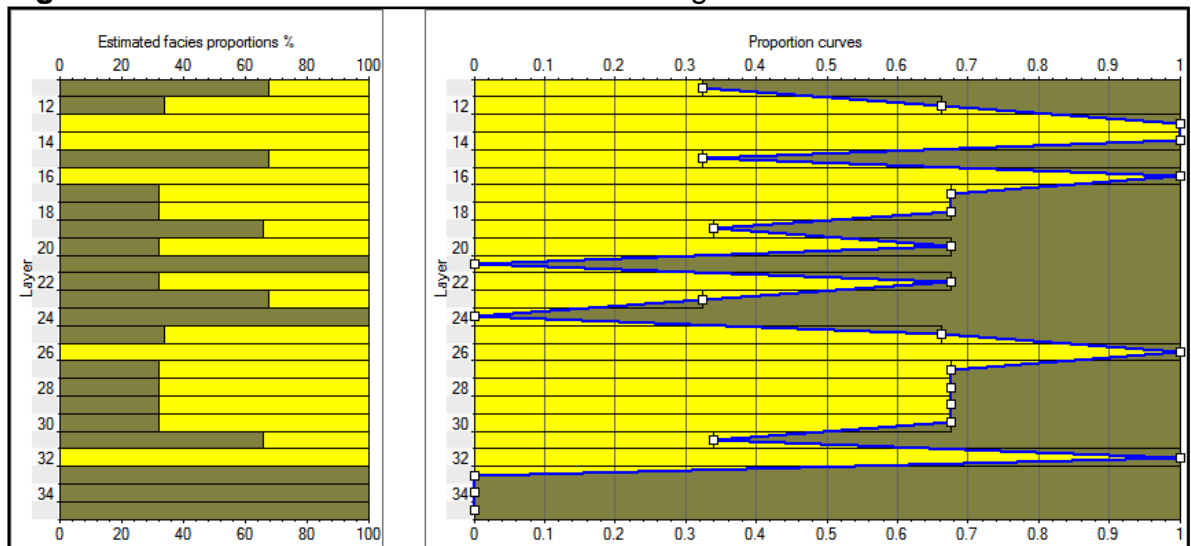
Método de promedio	Descripción	Ajuste de Registro	Descripción	Método de Celdas Atravesadas	Descripción
Aritmético	Promedio obtenido de la suma de todos los datos de la celda, dividido entre el número de datos sumados en la misma celda	Como Líneas	Para el cálculo del promedio, tiene en cuenta el valor fuera de la celda, si el punto medio de los valores dentro de la celda coincide con el valor fuera de la celda	Celda Vecina	En caso de tener dos o más celdas en la misma capa, su valor será promediado en conjunto

Fuente: Elaboración propia

3.6.3. Análisis de datos. Este proceso se realiza con el fin de validar los datos de entrada al modelo, por lo cual, se ajustan los datos con procedimientos estadísticos utilizando como herramientas de análisis tablas de frecuencia, histogramas y los variogramas.

3.6.3.1 Tabla de frecuencias. Hay que tener en cuenta que esta herramienta se utiliza únicamente para las facies, en el cual se determina la proporción de las facies en el eje Z por medio de la tabla de frecuencias, como se muestra en la **Figura 39**, para la Zona Mugrosa B1.

Figura 39. Distribución de Facies de la Zona Mugrosa B1



Fuente: Elaboración propia

Con esta información, el sistema genera promedios del grosor del canal, los cuales se representan en la **Tabla 26**.

Tabla 26. Grosor de Canal por Zona

Formación	Unidad	Grosor Mínimo	Grosor Máximo	Media
Mugrosa	C3	197.8	203.4	200
Mugrosa	C2	438.4	449	445
Mugrosa	C1	17.3	246.3	150
Mugrosa	B4	23.1	150.8	67.8
Mugrosa	B3	252.7	261.4	258
Mugrosa	B2	135	152.9	141
Mugrosa	B1	98.8	518.1	255
Mugrosa	Fósiles	19.3	66.9	46

Fuente: Elaboración propia

3.6.3.2 Histogramas. Para las propiedades petrofísicas se validan los datos a ingresar en el modelo por medio de los histogramas. Inicialmente, para las propiedades petrofísicas de porosidad total, porosidad efectiva y volumen de arcilla, se realiza un ajuste a los datos por medio de los procedimientos de truncamiento, estandarización y normalización. Este procedimiento se realiza para cada zona de arena del modelo.

El primer procedimiento es el truncamiento de los datos, donde se asigna un valor mínimo y máximo al conjunto de datos que representan la propiedad petrofísica. En el caso del volumen de arcilla se asigna un mínimo de 0% y un máximo de 27.9262%, como se muestra en la **Figura 40**.

Figura 40. Proceso de Truncamiento de Volumen de Arcilla para la Zona Mugrosa C3

Fuente: Elaboración propia

El segundo procedimiento es el de estandarización por medio de la **Ecuación 57**.

Ecuación 57. Estandarización

$$Z = \frac{X - (media)}{\sigma}$$

Fuente: MEYER, Paul L., Probabilidad y Aplicaciones Estadísticas, Washington State University, Segunda Edición, 1970, p. 191.

Donde:

Z: Variable Estandarizada

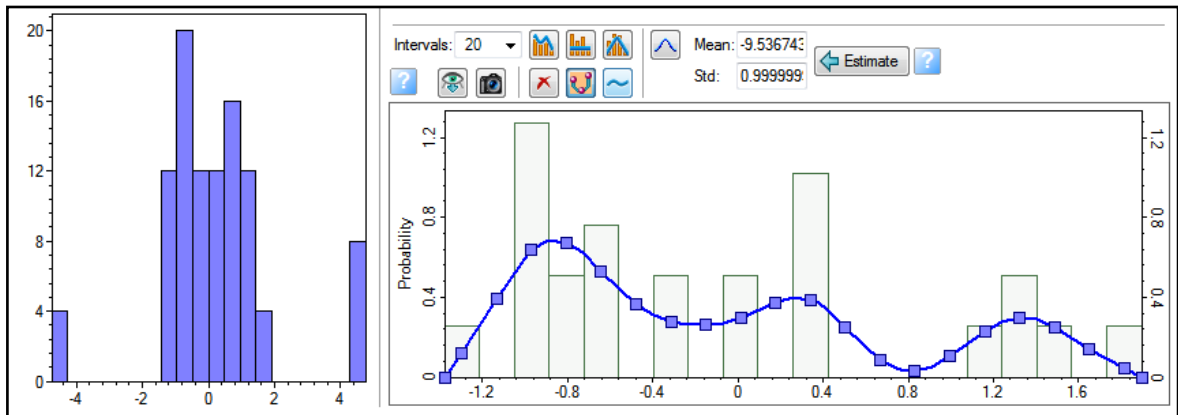
X: Variable

σ : Desviación Estándar

Esta ecuación permite estandarizar el conjunto de valores para poder tener un valor de probabilidad independiente de la cantidad de datos o sus valores máximos y mínimos, por lo cual su media es igual a 0 y su desviación estándar es igual a 1.

Por último, se normalizan de los datos. Los datos estandarizados pueden tener un comportamiento diferente a una distribución normal, por lo cual, estos se convierten a una distribución normal, como se muestra en la **Figura 41**.

Figura 41. Proceso de Normalización del Volumen de Arcilla en la Zona Mugrosa Unidad Fósil.



Fuente: Elaboración propia

3.6.3.3 Variogramas. Esta herramienta se utiliza para todas las propiedades petrofísicas y permite conocer el comportamiento espacial de una variable, ya que una variable regionalizada brinda información de los valores vecinos a esta. Para generar un variograma teórico se utiliza la **Ecuación 58**, la cual es un modelo matemático que representa el comportamiento de un conjunto de variables aleatorias relacionadas entre sí.

Ecuación 58. Estimador de Variograma teórico

$$\hat{\gamma}(\mathbf{h}) = \frac{1}{2|N(\mathbf{h})|} \sum_{N(\mathbf{h})} [z(\mathbf{x}_\alpha) - z(\mathbf{x}_\beta)]^2$$

Fuente: EMERY, Xavier, Geoestadística, Universidad de Chile, Primera Edición, 2013, p. 29.

Donde:

$\hat{\gamma}(\mathbf{h})$: Estimador de Variograma

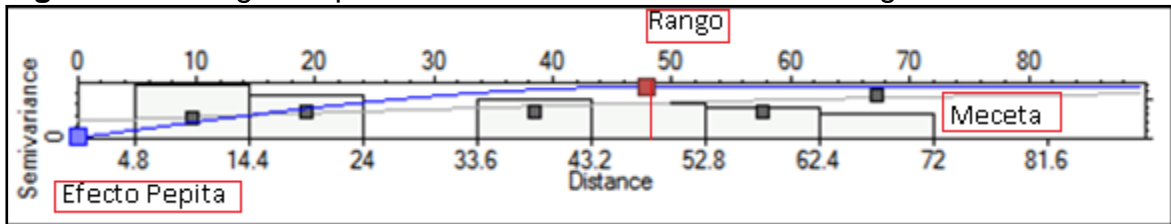
$|N(\mathbf{h})|$: Numero de pares contenidos en un conjunto de datos de una variable

$z(x\alpha)$: Valor de la variable a una distancia h
 $z(x\beta)$: Valor de la variable en una distancia 0

Al ver gráficamente los resultados de la ecuación, se pueden reflejar tres características principales. La primera es la distancia horizontal máxima en la que los valores de una variable se correlacionan, la cual es denominada como rango. La segunda es que después de esa distancia, la variable se considera independiente y es la zona del variograma que se denomina maseta. Por último, se refleja si hay discontinuidad en la distribución espacial con datos medios, es decir, que no se pueda confirmar una continuidad con los datos no tan cercanos, este es el efecto pepita y se evidencia cuando el variograma no comienza desde el origen.

Como ejemplo se muestra el variograma ajustado de la porosidad total para la Zona Mugrosa B reflejado en la **Figura 42**, donde se evidencia el rango a 48 metros, la zona de maseta a partir del rango y que no se cuenta con el efecto pepita.

Figura 42. Variograma para la Porosidad Total de la Zona Mugrosa B4



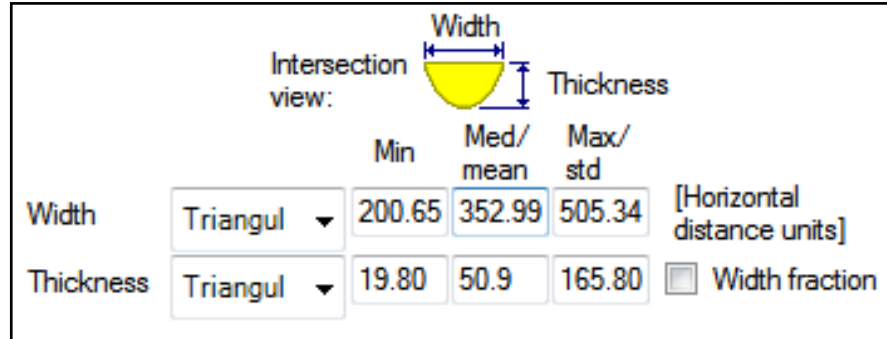
Fuente: Elaboración propia

3.6.4 Modelamiento de Facies. El método principal para el modelamiento de facies es el modelamiento estocástico, el cual determinará las facies de todo el modelo con ayuda de los parámetros determinados para cada zona. Se tiene en cuenta que el modelamiento estocástico es un conjunto de iteraciones obtenidas de las distribuciones probables desarrolladas durante el proceso de análisis geoestadístico de los datos, donde su distribución es definida por proximidad y cantidad de los datos del dato fuente.¹⁰

Al definir los parámetros adicionales de modelamiento, se tiene en cuenta las características de cada zona y la distribución vertical de las facies, por lo cual se hace un modelamiento diferente y único para cada zona. El primer paso es indicar cuantos canales tiene el modelo, lo cual es determinado por los mapas de probabilidad, representados en la Figura 42. De igual manera se indica el espesor, grosor y orientación del canal, descrito en la ...**Tabla 26...** y en la ...**Tabla 22...** respectivamente, como se muestra en la **Figura 43**.

¹⁰ FANCHI, Jhon R., Principles of Applied Reservoir Simulation. Tercera edición. 2006. p. 290

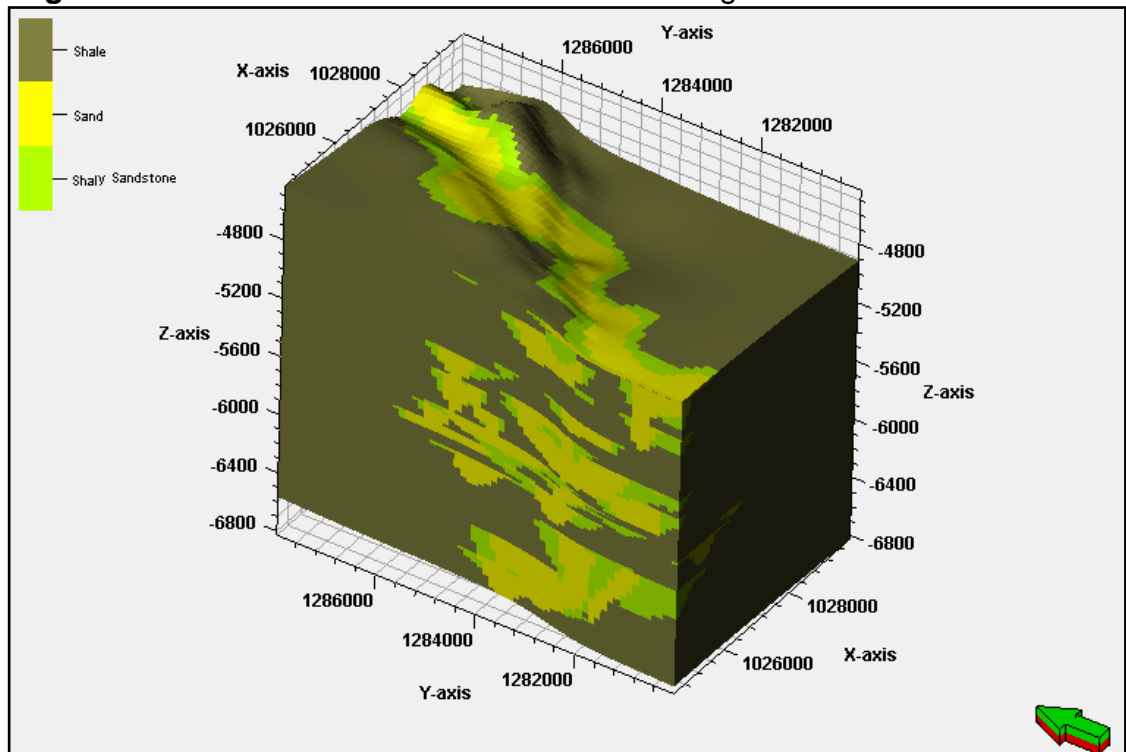
Figura 43. Ajuste de Ancho y Grosor para la Zona Mugrosa B1



Fuente: Elaboración propia

Finalmente, se asigna la tendencia de los canales de arena reflejados en los mapas de probabilidad de facies de la ...**Figura 30**.... Al modelar todas las zonas, el modelo completo de las facies se muestra en la **Figura 44**.

Figura 44. Modelo de Facies de la Formación Mugrosa



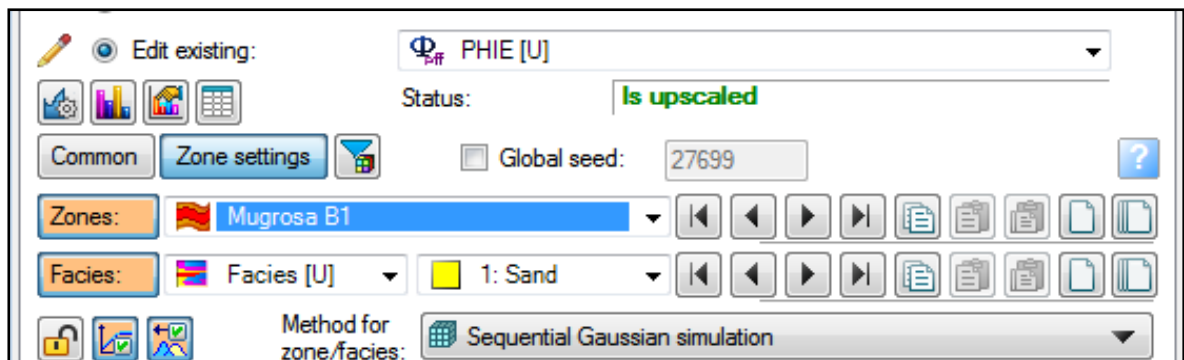
Fuente: Elaboración propia

3.6.5 Modelamiento de Propiedades Petrofísicas. Este procedimiento se utiliza para la porosidad total, porosidad efectiva y el volumen de arcilla y se utiliza la Simulación Gaussiana Secuencial. En este método, el algoritmo secuencial ocurre cuando se simula un valor a una distancia determinada y por consiguiente se

adiciona ese valor obtenido a los parámetros de simulación del siguiente valor a determinar a una distancia diferente, repitiendo el procedimiento sucesivamente.

Dentro de los ajustes adicionales, se tienen en cuenta los histogramas y variogramas generados anteriormente, así como las facies, ya que cada litología tiene un rango de valores determinados para cada propiedad, como se muestra en la **Figura 45**. En el caso de la arcilla se le asignó un rango de porosidad de 0 a 0.05%

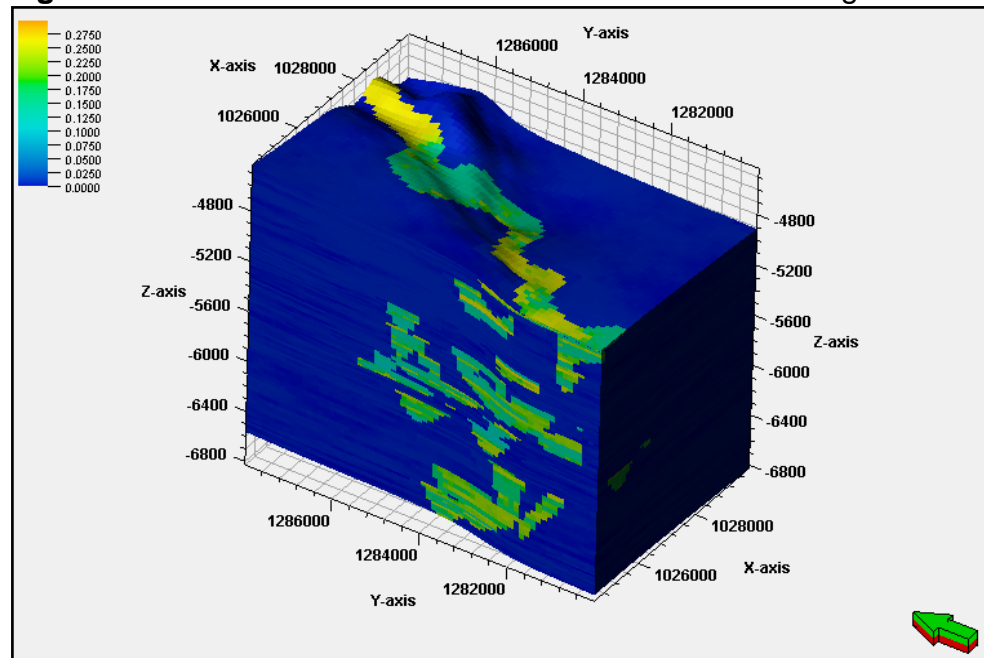
Figura 45. Ajuste de Modelamiento de la Porosidad Efectiva para la Zona Mugrosa B1



Fuente: Elaboración propia

Al modelar todas las zonas, el modelo completo de la porosidad total se muestra en la **Figura 46**.

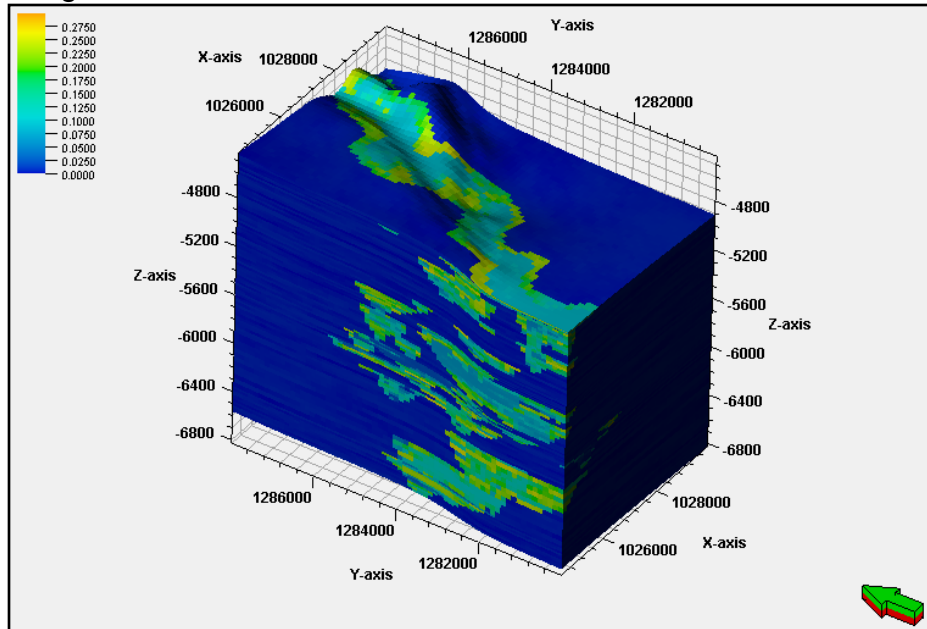
Figura 46. Modelo de Porosidad Total de la Formación Mugrosa



Fuente: Elaboración propia

Así mismo, el modelo completo de la porosidad efectiva se muestra en la **Figura 47**.

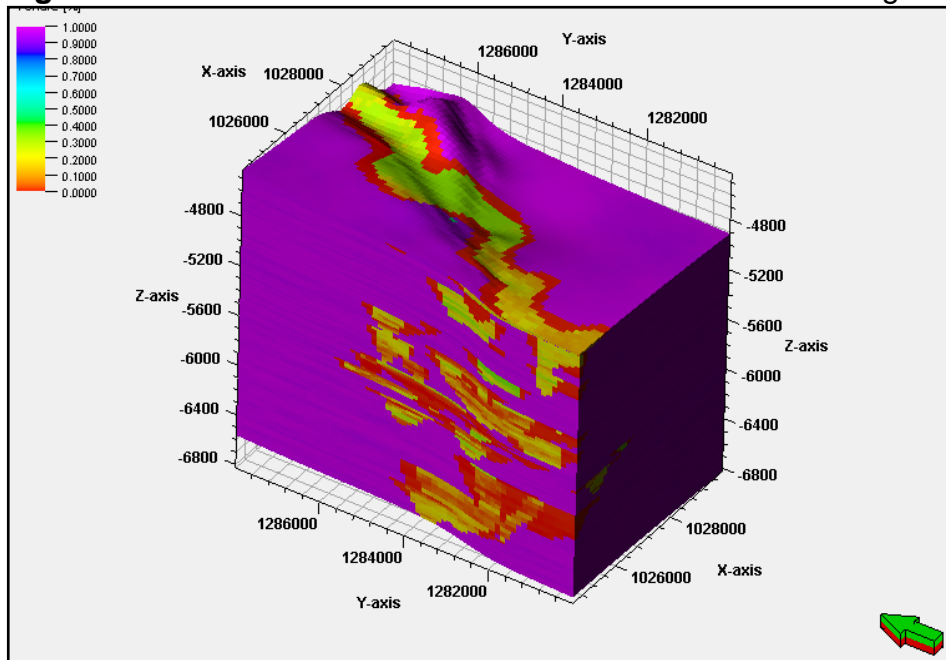
Figura 47. Modelo de Porosidad Efectiva de la Formación Mugrosa



Fuente: Elaboración propia

Finalmente, el modelo completo del volumen de arcilla se muestra en la **Figura 48**.

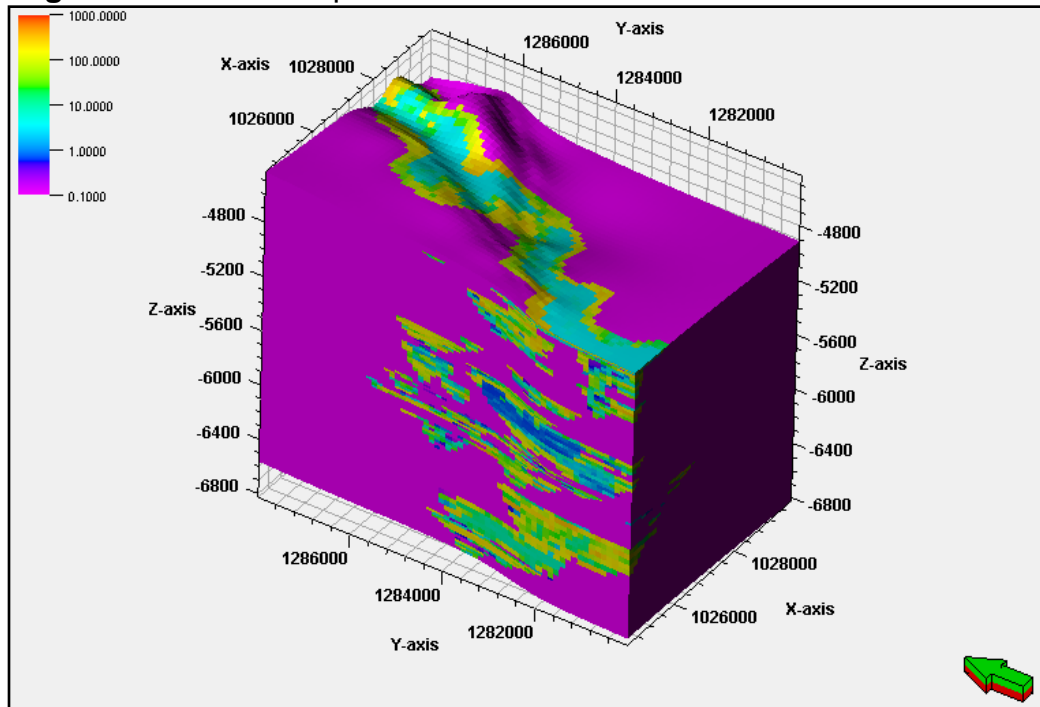
Figura 48. Modelo de Volumen de Arcilla de la Formación Mugrosa



Fuente: Elaboración propia

3.6.6 Modelo de Permeabilidad. Para modelar la permeabilidad en el modelo, se tiene en cuenta que la saturación irreducible de agua es de 0.26 y el modelo de Timur, el cual se representa en la ...**Ecuación 56**.... El modelo de permeabilidad generado se muestra en la **Figura 49**.

Figura 49. Modelo de permeabilidad



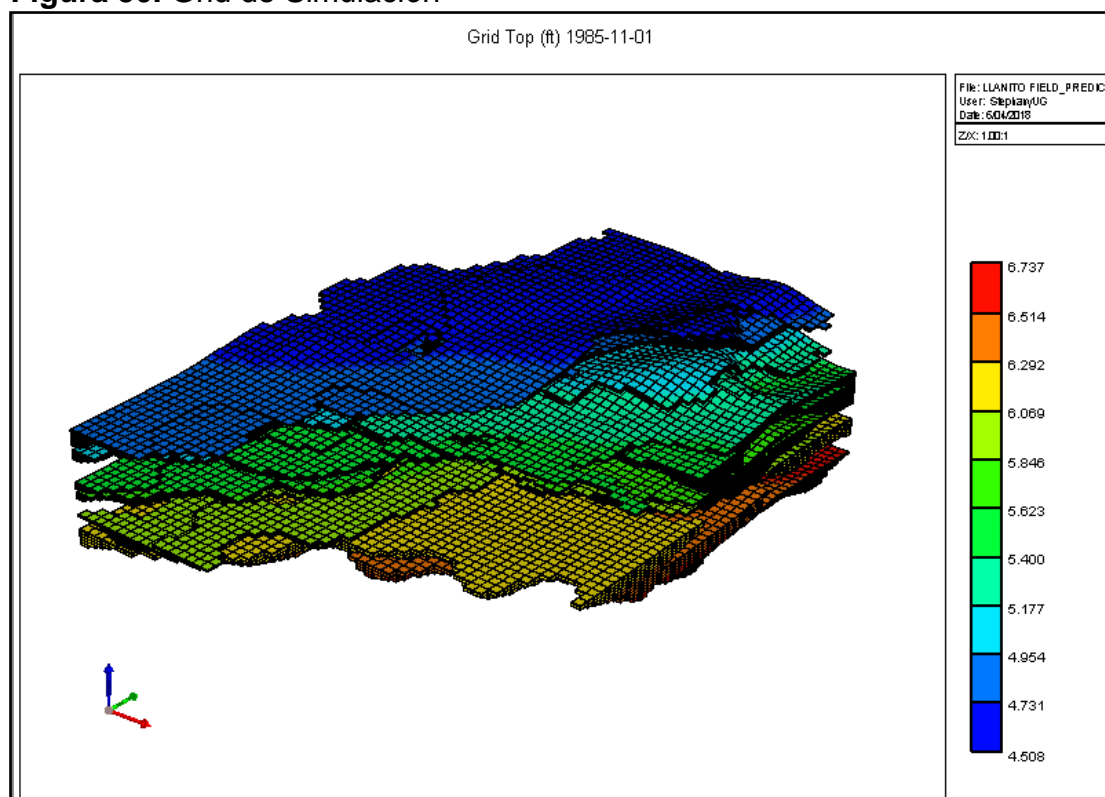
Fuente: Elaboración propia

4. MODELO DINÁMICO

En este capítulo se muestra el desarrollo y características del modelo dinámico del Campo Llanito a partir del modelo estático generado, el cual describe el comportamiento del fluido. Para esta sección se correlacionan pruebas PVT del Pozo Llanito 107 y los sets de permeabilidad relativa del Pozo Llanito 108, los cuales son pozos ubicados en el mismo bloque y permiten determinar el comportamiento del fluido en el yacimiento.

El grid de simulación del proyecto se representa en la **Figura 50**, y está conformado por 301312 celdas, las cuales se distribuyen espacialmente de esta forma: 44 celdas en dirección X, 64 celdas en dirección Y, y 107 celdas en dirección Z.

Figura 50. Grid de Simulación



Fuente: CMG Ltd. Simulador – Builder. Version 2017.

Adicionalmente se menciona que se tendrán dos modelos que se modelarán por medio de la suite CMG. El primer modelo tipo Black Oil, el cual asume que sólo se tienen tres fluidos con características determinadas en el yacimiento y que es modelado por el simulador IMEX. El segundo modelo es composicional, por lo cual se tiene en cuenta la composición del crudo y es modelado por el simulador GEM.

4.1 DESCRIPCIÓN DE LOS SIMULADORES Y HERRAMIENTAS DE LA SUITE CMG

La suite CMG cuenta con simuladores enfocados a generar predicciones de diferentes métodos de recobro y del comportamiento del yacimiento. Así como también cuenta con herramientas para determinar el comportamiento de fluido por medio de ecuaciones de estado. Para este trabajo se utilizan dos simuladores y una herramienta adicional.

4.1.1 Simulador IMEX. Es un simulador tipo Black Oil el cual permite procesos pseudomiscibles y modelamiento de yacimientos de doble porosidad y múltiples zonas PVT. Por lo cual es ideal para simular procesos de recobro primario, recobro secundario o terciario por medio de inyección de agua, polímeros y solventes.

4.1.2 Simulador GEM. Es un simulador composicional, el cual tiene como fin principal el modelamiento del comportamiento composicional del fluido mediante el proceso de recobro y cambios de temperatura y presión.

4.1.3 Programa WINPROP. Herramienta que permite determinar propiedades y su equilibrio de multifases por medio de ecuaciones de estado. Para este proyecto se utiliza para cargar el comportamiento PVT del fluido al simulador GEM. Sin embargo, esta herramienta también permite simular miscibilidad a primer o múltiples contactos, generación de diagramas de fases, entre otros.

4.1.4 Herramienta Builder. Esta herramienta permite el ingreso de la información para poder generar la simulación. Es una interfaz que permite ingresar información de malla, propiedades roca fluido, comportamiento PVT, información de producción, entre otras.

4.2 MODELO DINÁMICO DEL CAMPO LLANITO

La información se ingresa por secciones por medio de la herramienta Builder, la cual es diferente para cada simulador. En el caso de IMEX y GEM, la diferencia se basa en el comportamiento PVT del fluido.

4.2.1 Array Properties - Modelo de propiedades de yacimiento. Este módulo es el que permite configurar el grid de simulación, teniendo en cuenta las características de la roca, como las propiedades petrofísicas, como son la porosidad, la permeabilidad, saturación de fluidos, etc. Al importar el modelo estático, se procede a definir las propiedades que se muestran en la Tabla 27.

Tabla 27. Propiedades de Fluido para el Campo Llanito

Zona / Propiedad	Mugrosa B	Mugrosa C
Presión de Burbuja (Ipc)	2175	2240
Saturación de AGUA Irreducible	0.26	0.26
Saturación de Petróleo Residual	0.24	0.24
Datum (ft)	5200	6200
Presión @ Datum (Ipc)	2370	2780
Contacto Agua – Petróleo (ft)	5630	6550

Fuente: Elaboración propia

Según el estudio llamado “Factibilidad Experimental de la Inyección de Agua en las Arenas de Mugrosa del Campo Lisama”, el cual fue publicado en la revista “El reventón energético”, se confirma que la arcilla referente a la Formación Mugrosa tiene un contenido casi equitativo de illita y kaolinita. Por consiguiente, se utiliza la correlación de permeabilidad vertical generada de estudios de permeabilidad vertical con respecto a la fracción de arcilla en muestras de núcleo de la Formación TAGI en Argelia. La correlación se representa en la **Ecuación 59**.

Ecuación 59. Permeabilidad Vertical

$$K_v = 0.598 * K_h^{0.9707}$$

Fuente: TIAB, Djebbar; *et all*, Petrophysics, 2004, p. 153

Donde:

Kv: Permeabilidad Vertical

Kh: Permeabilidad Horizontal

Para modelar los acuíferos activos del Campo Llanito, se utilizó el método de Fetkovitch, el cual permite determinar la intrusión de agua a partir de la relación del radio del acuífero con el radio del yacimiento, con la premisa de que la relación de caudal de agua intruída y la caída de presión, sea constante. Para este proyecto se considera un acuífero finito con presión constante.

De igual manera, la relación espacial entre el acuífero y el yacimiento se estimó en un valor inicial de 13. La **Ecuación 60** representa el modelo de intrusión de agua del autor en mención.

Ecuación 60. Intrusión de Agua por el Método de Fetkovitch

$$W_i: \frac{\pi}{6.615} * (r_{ac}^2 - r_y^2) h \phi$$
$$W_{ei}: c_t W_i P_i * \left(\frac{\theta}{360} \right)$$

$$J: \left(\frac{\theta}{360} \right) \left(\frac{0.007081kh}{\mu_w \left(\ln \left(\frac{r_{ac}}{r_y} \right) - \frac{3}{4} \right)} \right)$$

Fuente: ESCOBAR, Freddy H, Fundamentos De Ingeniería De Yacimientos, Edición Preliminar, 2004, p. 150.

Donde:

Ct: Compresibilidad Total

rac: Radio del Acuífero

ry: Radio del Yacimiento

h: Espesor del Estrato

k: Permeabilidad

Φ: Porosidad

Pi: Presión inicial

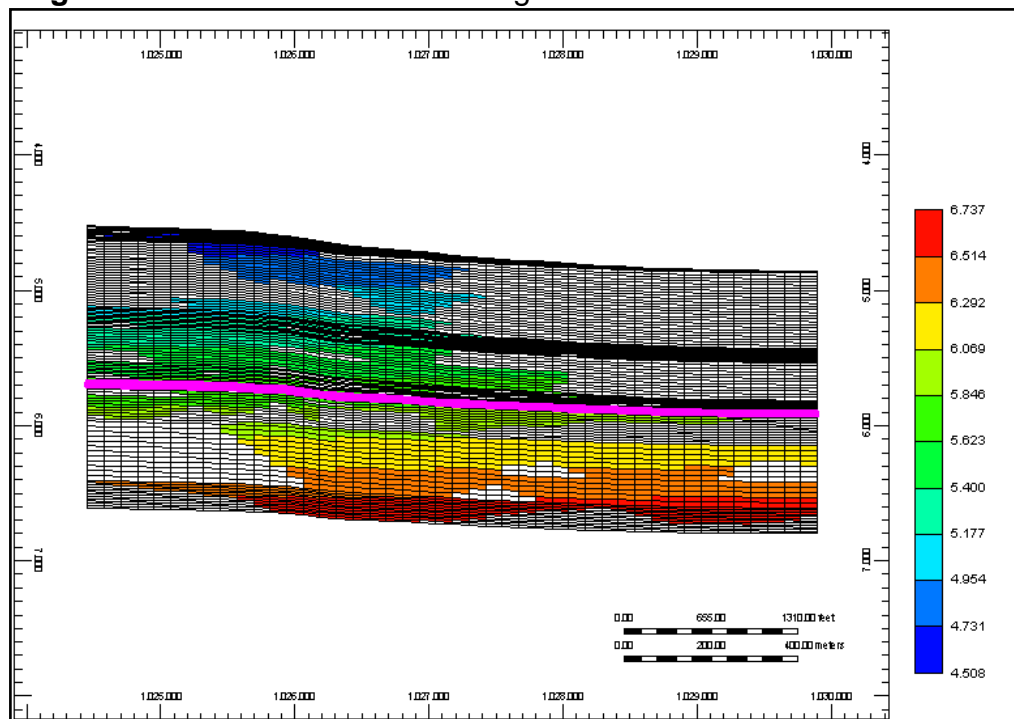
Wi: Volumen Inicial de Agua en el Acuífero

Wei: Volumen de intrusión de agua máximo

J: Índice de productividad del Acuífero.

Como resultado, se representa, en la **Figura 51**, la posición del acuífero para la Zona Mugrosa B en el eje X-Z con la franja rosada.

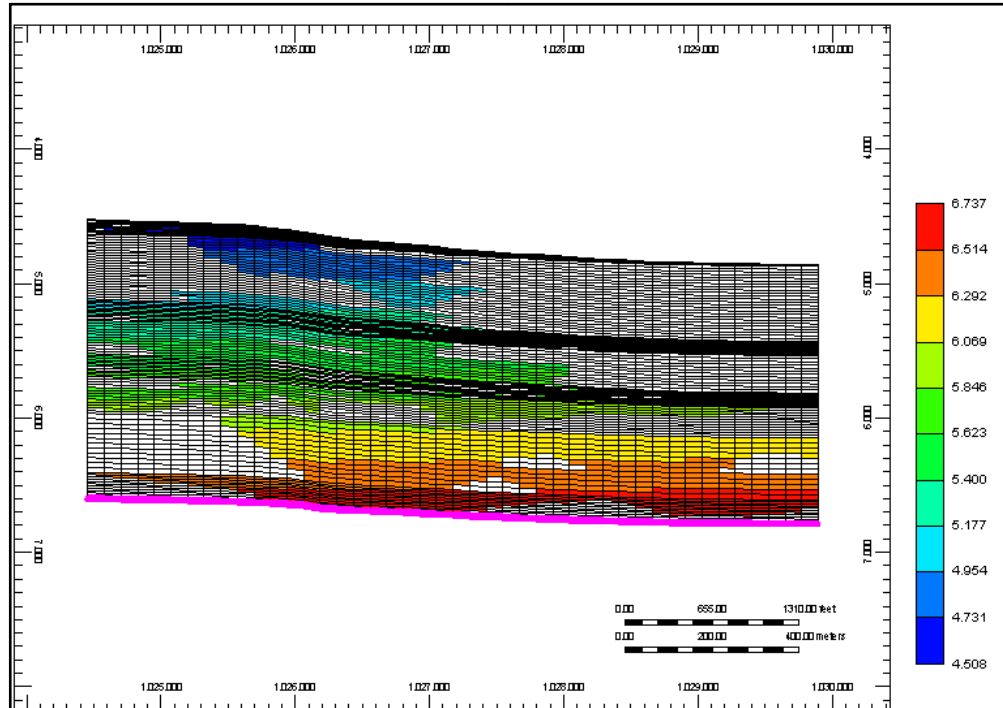
Figura 51. Acuífero en la Zona Mugrosa B



Fuente: CMG Ltd. Simulador – Builder. Version 2017.

Adicionalmente, se muestra el acuífero de la Zona Mugrosa C en la **Figura 52** con la franja rosada.

Figura 52. Acuífero en la Zona Mugrosa C



Fuente: CMG Ltd. Simulador – Builder. Version 2017.

Finalmente se tiene en cuenta la Compresibilidad de formación la cual es $6.624E-6$ 1/LPCA a una presión de 2359 LPCA¹¹.

4.2.2 Rock Fluid - Relación Roca Fluido. En esta sección se relacionan las características de la roca con las diferentes propiedades de los fluidos presentes en el yacimiento. Con respecto a la permeabilidad relativa, se correlacionan las curvas de permeabilidad del Pozo Llanito 108. El set de curvas de permeabilidad relativa se muestra en la **Tabla 28**.

¹¹ RAMOS. Jorge L, Hoja de calculo

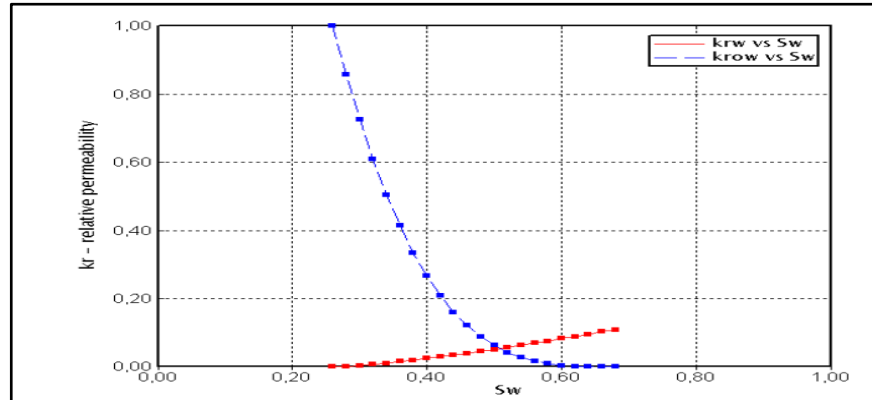
Tabla 28. Permeabilidad Relativa del Pozo Llanito 108.

SW	KRW	KRO
0.26	0	1
0.28	0.002	0.85943
0.3	0.004	0.72688
0.32	0.008	0.60916
0.34	0.011	0.50532
0.36	0.016	0.4144
0.38	0.02	0.33546
0.4	0.025	0.26757
0.42	0.03	0.20982
0.44	0.035	0.16131
0.46	0.04	0.12116
0.48	0.046	0.08851
0.5	0.051	0.06251
0.52	0.057	0.04233
0.54	0.063	0.02717
0.56	0.07	0.01625
0.58	0.076	0.00882
0.6	0.083	0.00415
0.62	0.089	0.00155
0.64	0.096	0.00037
0.66	0.103	0.00003
0.68	0.109	0

Fuente: ACOSTA P. Andrea, Simulación conceptual del proceso Huff and Puff de CO₂ para un sector en el Campo Llanito, Tesis de Ingeniería de Petróleos Bogotá: Universidad de América, 2009, p. 163-164; Modificado por los autores.

La permeabilidad relativa del Pozo Llanito 108 se representa con la **Gráfica 13**.

Gráfica 13 Curva de Permeabilidad Relativa del Pozo Llanito 108



Fuente: Acosta P. Andrea, Simulación conceptual del proceso Huff and Puff de CO₂ para un sector en el Campo Llanito, Tesis de Ingeniería de Petróleos Bogotá: Universidad de América, 2009, p. 163-164.

Para el presente modelo, se utilizan las fórmulas generales de la permeabilidad relativa para correlacionar el modelo de la Gráfica 13 con la saturación de agua irreducible de 0.26 y la saturación residual de petróleo de 0.24. La **Ecuación 61** representa la permeabilidad relativa del agua.

Ecuación 61. Permeabilidad Relativa del Agua

$$K_{rw} = K_{rw_{iro}} * \left[\frac{(S_w - S_{w_{crit}})}{(1 - S_{w_{crit}} - S_{o_{irw}})} \right]^{N_w}$$

Fuente: CMG Ltd. Simulador – Builder. Versión 2017.

Donde:

- Krw: Permeabilidad relativa del agua
- Krwiro: Permeabilidad relativa del agua a la saturación irreducible de crudo
- Sw: Saturación de agua
- Swcrit: Saturación crítica de agua
- Soirw: Saturación irreducible de crudo para la tabla petróleo - agua
- Nw. Exponente para calcular la Krw a partir de la Krwiro

De igual manera, la **Ecuación 62** representa la permeabilidad relativa del petróleo.

Ecuación 62. Permeabilidad Relativa del Petróleo

$$K_{ro} = K_{ro_{cw}} * \left[\frac{(S_o - S_{orw})}{(1 - S_{w_{con}} - S_{orw})} \right]^{N_{ow}}$$

Fuente: CMG Ltd. Simulador – Builder. Version 2017.

Dónde:

Krow: Permeabilidad relativa del petróleo

Krocw: Permeabilidad relativa del petróleo a la saturación connata de agua

So: Saturación de petróleo

Sorw: Saturación residual de petróleo para la tabla petróleo – agua

Swcon: Saturación connata de agua

Now: Exponente para calcular la Krow a partir de la Krocw

Con las fórmulas se generaron las curvas de permeabilidad relativa y como resultado se tiene el set de permeabilidad relativa para la Formación Mugrosa en el Campo Llanito, como se muestra en la **Figura 53**.

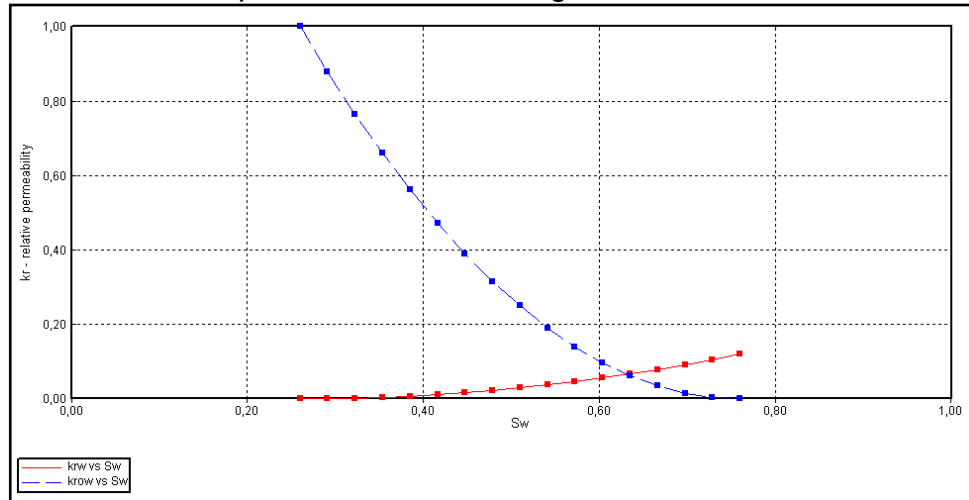
Figura 53. Set de Curvas de Permeabilidad Relativa para la Formación Mugrosa.

Sw	krw	krow
0.26	0	1
0.29125	7.32422e-006	0.878906
0.3225	8.28641e-005	0.765625
0.35375	0.00034252	0.660156
0.385	0.0009375	0.5625
0.41625	0.00204718	0.472656
0.4475	0.00387517	0.390625
0.47875	0.00664668	0.316406
0.51	0.0106066	0.25
0.54125	0.0160181	0.191406
0.5725	0.0231612	0.140625
0.60375	0.0323322	0.0976563
0.635	0.0438425	0.0625
0.66625	0.058018	0.0351563
0.6975	0.0751985	0.015625
0.72875	0.0957372	0.00390625
0.76	0.12	0
1	1	0

Fuente: CMG Ltd. Simulador – Builder. Version 2017.

En la **Gráfica 14** se muestran las curvas de permeabilidad relativa.

Gráfica 14 Curvas de Permeabilidad Relativa con un Exponente de Curvatura de 2 para la Formación Mugrosa.



Fuente: CMG Ltd. Simulador – Builder. Version 2017.

4.2.3 Components - Componentes. En esta sección se describen las características del fluido y su comportamiento a medida que la presión cambia. Se correlaciona en el análisis PVT convencional del Pozo Llanito 127 de la zona Mugrosa B que está ubicado en el mismo bloque, con el fin de representar el comportamiento PVT a condiciones de yacimiento del modelo generado. Para este modelo se realizó el modelamiento para el comportamiento tipo Black Oil y para el modelo composicional.

Con la información general de Campo Llanito, se evidencia que las características de la Zona Mugrosa B Y Mugrosa C son similares, por lo cual, se realizan correlaciones para determinar el comportamiento PVT de la Zona Mugrosa C a partir del PVT de la Zona Mugrosa B. En la **Tabla 29** se muestra las presiones promedio del Campo Llanito para las Zonas Mugrosa B y Mugrosa C.

Tabla 29. Presiones Promedio del Campo Llanito

PARÁMETROS	ZONA B	ZONA C
PROFUNDIDAD (FT)	5200	6200
PRESIÓN ORIGINAL (PSI)	2370	2780
PRESIÓN ACTUAL (PSI)	1300	1200

Fuente: RIVERA. Juan E, Evaluación de la Inyección de Gas de Combustión de la Refinería de Barrancabermeja como Método de Recobro en el Campo Llanito, Tesis de Ingeniería de Petróleos Bucaramanga: Universidad de Industrial de Santander, 2010, p. 78. Modificado por los Autores.

Adicionalmente en la **Tabla 30** se muestran las características promedio del Campo Llanito para las Zonas Mugrosa B y Mugrosa C.

Tabla 30. Características de Fluido del Campo Llanito

PROPIEDAD	UNIDAD	ZONA B	ZONA C
GRAVEDAD API	° API	20	22
VISCOSIDAD	c P	19.4	12.1
FACTOR VOLUMETRICO	RB/STB	1.094	1.105
FACTOR VOLUMETRICO A Pb	RB/STB	1.094	1.09
GOR	SCF/STB	500	400
PRESIÓN DE BURBUJA	PSI	2175	2240

Fuente: RIVERA. Juan E, Evaluación de la Inyección de Gas de Combustión de la Refinería de Barrancabermeja como Método de Recobro en el Campo Llanito, Tesis de Ingeniería de Petróleos Bucaramanga: Universidad de Industrial de Santander, 2010, p. 77; Modificado por los Autores.

En el Pozo Llanito 127 se tomó una muestra de núcleo en la Zona Mugrosa B y se le realizó una prueba de liberación diferencial, la cual fue validada. En la **Tabla 31** se muestran las características de la muestra.

Tabla 31. Características de la Muestra del Pozo Llanito 127.

MUESTREO	
PROFUNDIDAD FT	6761
PRESION PSI	2350
TEMPERATURA ° F	144.5
PRESION ABERTURA PSI	5200
PRESION TRANSFERENCIA	5500
TEMPERATURA DE TRANSFERENCIA ° F	100

Fuente: RIVERA. Juan E, Evaluación de la Inyección de Gas de Combustión de la Refinería de Barrancabermeja como Método de Recobro en el Campo Llanito, Tesis de Ingeniería de Petróleos Bucaramanga: Universidad de Industrial de Santander, 2010, p. 80; Modificado por los Autores.

En la **Tabla 32** se muestra los resultados de las propiedades del petróleo de la prueba de liberación diferencial realizada a 144.5°F.

Tabla 32. Propiedades del Petróleo resultantes de la Prueba de Liberación Diferencial del Pozo Llanito 127.

PRESIÓN (PSIA)	DENSIDAD PETRÓLEO (g/cc)	FVF PETROLEO BOD	FVF TOTAL (BY/BF)	RGA SOLUCIÓN RSD
2175	0.85	1.159	1.159	268.74
2009	0.8521	1.1501	1.1788	247.42
1509	0.8604	1.1303	1.2312	191.61
1009	0.8692	1.1105	1.2615	136.95
509	0.879	1.0887	1.4336	76.22
108	0.8878	0.0697	2.3286	30.76
9	0.8898	0.0652	3.7093	8.11

Fuente: RIVERA. Juan E, Evaluación de la Inyección de Gas de Combustión de la Refinería de Barrancabermeja como Método de Recobro en el Campo Llanito, Tesis de Ingeniería de Petróleos Bucaramanga: Universidad de Industrial de Santander, 2010, p. 84; Modificado por los Autores.

De igual manera, en la **Tabla 33** se muestra los resultados de las propiedades del gas de la prueba de liberación diferencial realizada a 144.5°F., donde se muestra la presión de burbuja de 2175 LPCA a 144.5°F.

Tabla 33. Propiedades del Gas resultantes de la Prueba de Liberación Diferencial del Pozo Llanito 127.

PRESIÓN PSIA	FACTOR Z	VISCOSIDAD GAS CP	GE GAS	GE GAS ACUMULADO	FVF GAS (PCY/PCN)	FAC DE EXP GAS (PCN/PCY)
2175						
2009	0.882	0.01406	0.6153	0.6153	0.0076	132.3301
1509	0.8933	0.01282	0.6096	0.6112	0.0101	98.5844
1009	0.9132	0.01182	0.6105	0.6109	0.0155	64.4609
509	0.9358	0.01105	0.6217	0.6144	0.0319	31.3656
108	0.975	0.01062	0.7288	0.6391	0.1555	6.4322
9	0.9805	0.01054	1.086	0.6831	1.8354	0.5448

Fuente: RIVERA. Juan E, Evaluación de la Inyección de Gas de Combustión de la Refinería de Barrancabermeja como Método de Recobro en el Campo Llanito, Tesis de Ingeniería de Petróleos Bucaramanga: Universidad de Industrial de Santander, 2010, p. 84; Modificado por los Autores.

Finalmente, se realizó una prueba de viscosidad y densidad a un rango de 5011 a 108 LPCA por medio de un Viscosímetro Electromagnético Cambridge y un Densímetro Aton a 144.5°F, donde se tiene en cuenta el punto de burbuja determinado anteriormente. Los resultados de esta prueba se muestran en la **Tabla 34**.

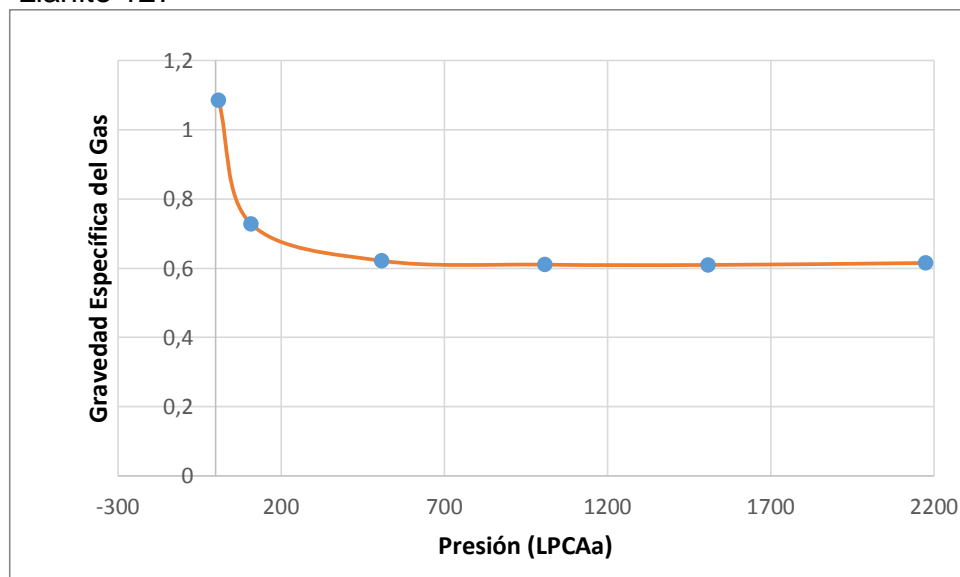
Tabla 34. Viscosidad y Densidad para el Pozo Llanito 127.

PRESIÓN PSIA	DENSIDAD PETRÓLEO G/CC	VISCOSIDAD PETRÓLEO CP
5011	0.8603	13.54
4510	0.8584	12.826
4010	0.8565	12.314
3510	0.8539	11.651
3010	0.8519	10.959
2513	0.8496	10.486
2311	0.8488	10.347
2175	0.85	10.16
2009	0.8521	10.196
1509	0.8604	11.693
1009	0.8692	13.396
509	0.879	15.191
108	0.8878	16.959

Fuente: RIVERA. Juan E, Evaluación de la Inyección de Gas de Combustión de la Refinería de Barrancabermeja como Método de Recobro en el Campo Llanito, Tesis de Ingeniería de Petróleos Bucaramanga: Universidad de Industrial de Santander, 2010, p. 87; Modificado por los Autores.

En la **Gráfica 15** se representa gráficamente la gravedad específica del gas a temperatura constante.

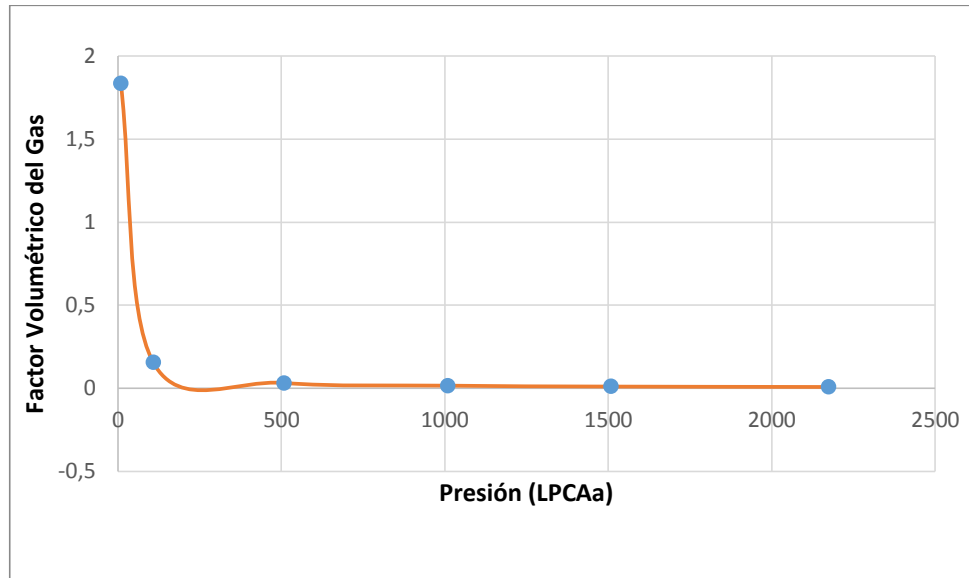
Gráfica 15 Gravedad Especifica del Gas Vs Presión del Pozo Llanito 127



Fuente: Elaboración propia

En la **Gráfica 16**, se representa el factor volumétrico del gas a temperatura constante.

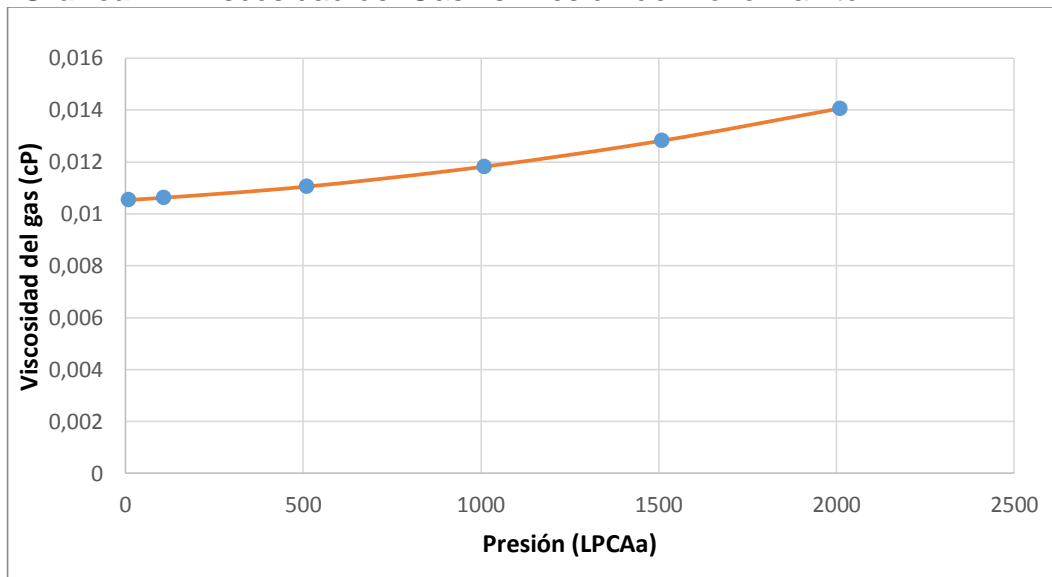
Gráfica 16 Factor Volumétrico del Gas Vs Presión del Pozo Llanito 127



Fuente: Elaboración propia

En la **Gráfica 17**, se representa la viscosidad del gas a temperatura constante.

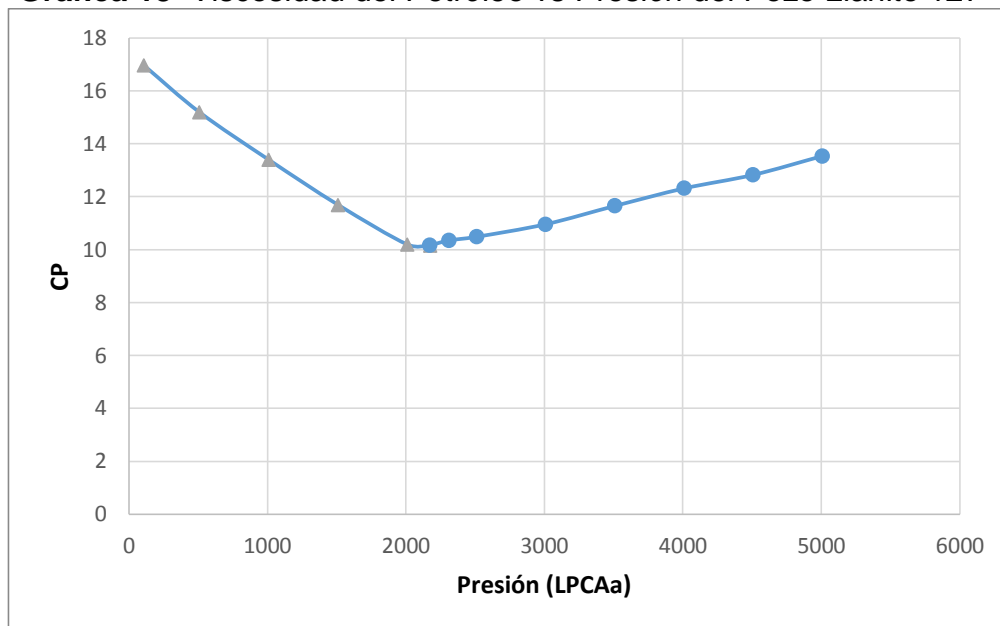
Gráfica 17 Viscosidad del Gas vs Presión del Pozo Llanito 127



Fuente: Elaboración propia

En la **Gráfica 18**, se representa la viscosidad del petróleo a temperatura constante.

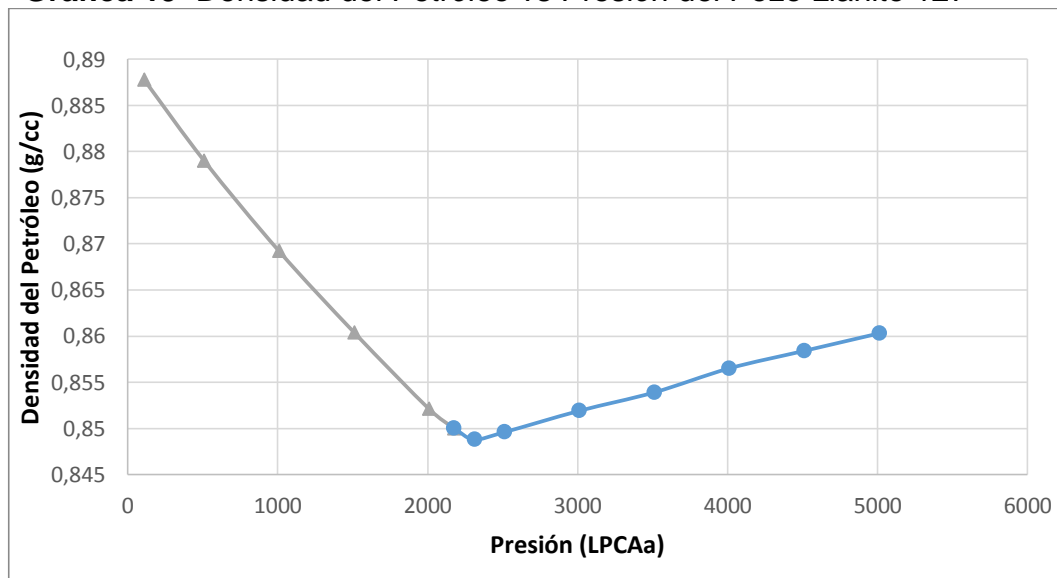
Gráfica 18 Viscosidad del Petróleo vs Presión del Pozo Llanito 127



Fuente: Elaboración propia

Finalmente, en la **Gráfica 19**, se representa la densidad del crudo a temperatura constante.

Gráfica 19 Densidad del Petróleo vs Presión del Pozo Llanito 127



Fuente: Elaboración propia

4.2.3.1 IMEX. Para el modelo de tipo Black Oil se tienen en cuenta la sección de correlaciones en el Capítulo 2. Para la Zona Mugrosa B se genera el comportamiento PVT de la zona saturada y la subsaturada con las pruebas del Pozo

Llanito 127. Adicionalmente, se genera el comportamiento PVT de la Zona Mugrosa C por medio de correlaciones y el PVT de la Zona Mugrosa B.

▲ **Zona Mugrosa B.** Como resultado de la generación del PVT en la **Tabla 35** se representa el PVT de la zona por debajo del punto de burbuja, a una temperatura de 144.5°F.

Tabla 35. PVT Mugrosa B debajo del punto de burbuja

Presión (Ipca)	Rs (cf/bbl)	Bo (B/STB)	Z	μo (cP)	μg (cP)
14.7	4.54735	1.05093	0.99803	17.5689	0.012117
95.9172	10.2311	1.053	0.98719	17.2434	0.012167
177.134	16.8225	1.0554	0.97642	16.8853	0.012238
258.352	23.9928	1.05803	0.96573	16.5176	0.012324
339.569	31.6015	1.06084	0.95514	16.1505	0.012423
420.786	39.5677	1.0638	0.94468	15.7894	0.012533
502.003	47.8379	1.06689	0.93436	15.4376	0.012655
583.221	56.374	1.07009	0.9242	15.0971	0.012788
664.438	65.1472	1.07341	0.91423	14.7689	0.012933
745.655	74.135	1.07682	0.90449	14.4537	0.013089
826.872	83.3191	1.08033	0.89499	14.1516	0.013256
908.09	92.6844	1.08393	0.88577	13.8625	0.013436
989.307	102.218	1.08761	0.87686	13.5863	0.013627
1070.52	111.91	1.09138	0.86829	13.3227	0.013829
1151.74	121.75	1.09522	0.86011	13.071	0.014044
1232.96	131.73	1.09914	0.85235	12.8311	0.014271
1314.18	141.843	1.10313	0.84503	12.6022	0.014511
1395.39	152.082	1.10719	0.8382	12.384	0.014762
1476.61	162.442	1.11132	0.83188	12.1758	0.015025
1557.83	172.917	1.11552	0.82609	11.9773	0.015299
1639.04	183.503	1.11978	0.82087	11.7879	0.015584
1720.26	194.195	1.12411	0.81623	11.6072	0.01588
1801.48	204.99	1.1285	0.81218	11.4347	0.016186
1882.7	215.884	1.13295	0.80873	11.27	0.016502
1963.91	226.873	1.13745	0.80587	11.1127	0.016826
2045.13	237.954	1.14202	0.80361	10.9623	0.017158
2126.35	242.2	1.14378	0.80194	10.9068	0.017497

Fuente: Elaboración propia

De igual manera, en la **Tabla 36** se representa el PVT de la zona subsaturada a una temperatura de 144.5°F.

Tabla 36. PVT Mugrosa B por encima del punto de burbuja

Presión (Ipca)	Bo (B/STB)	μo (cP)
2126.35	1.14378	10.9068
2207.57	1.14342	10.9196
2288.78	1.14256	10.9514
2370	1.14177	10.9833

Fuente: Elaboración propia

Finalmente, en la **Figura 54** se muestran las características principales de los fluidos.

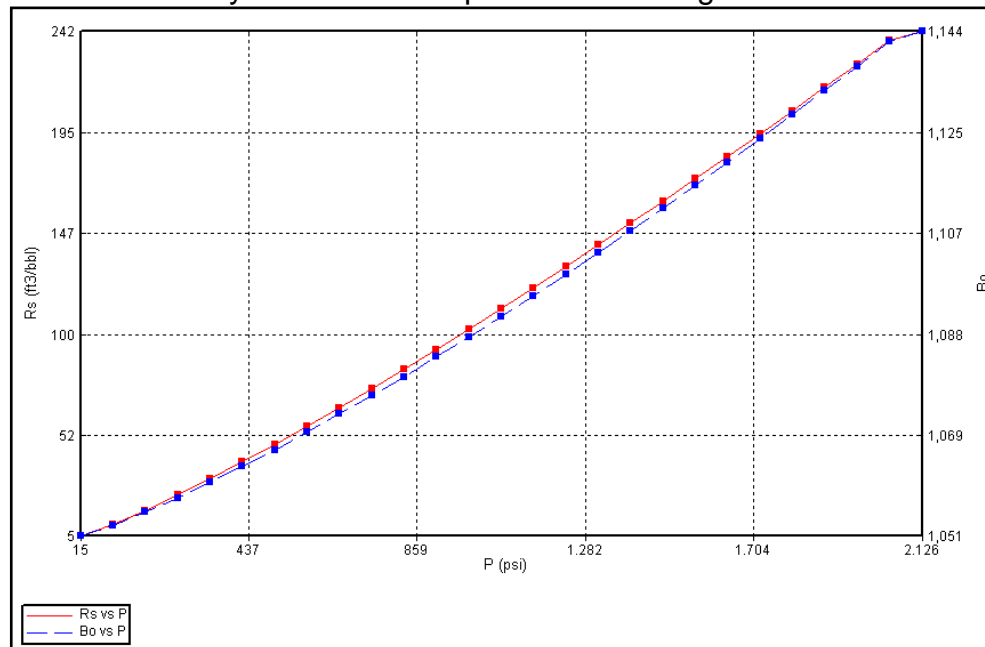
Figura 54. Características de Fluido para la Zona Mugrosa B

Description	Option	Value
Reservoir temperature (TRES)		144.5 F
DENSITIES		
Oil density (DENSITY OIL)	Stock tank oil density	57.4526 lb/ft ³
Gas density/gravity (DENSITY/GRAVITY GAS)	Gas gravity (Air=1)	0.7079
Water phase density (DENSITY WATER)		62.9787 lb/ft ³
Undersaturated Co (CO)		
Vo pressure dependence (CVD)		
Water properties		
Formation Volume Factor (BWI)		1.01091
Compressibility (CW)		2.95826e-006 1/psi
Reference pressure for FVF (REFPW)		2350 psi
Viscosity (VWI)		0.512656 cp

Fuente: CMG Ltd. Simulador – Builder. Version 2017.

La herramienta Builder Gráfica el Rs y el factor volumétrico del petróleo con respecto a la presión, como se representa en la **Gráfica 20**

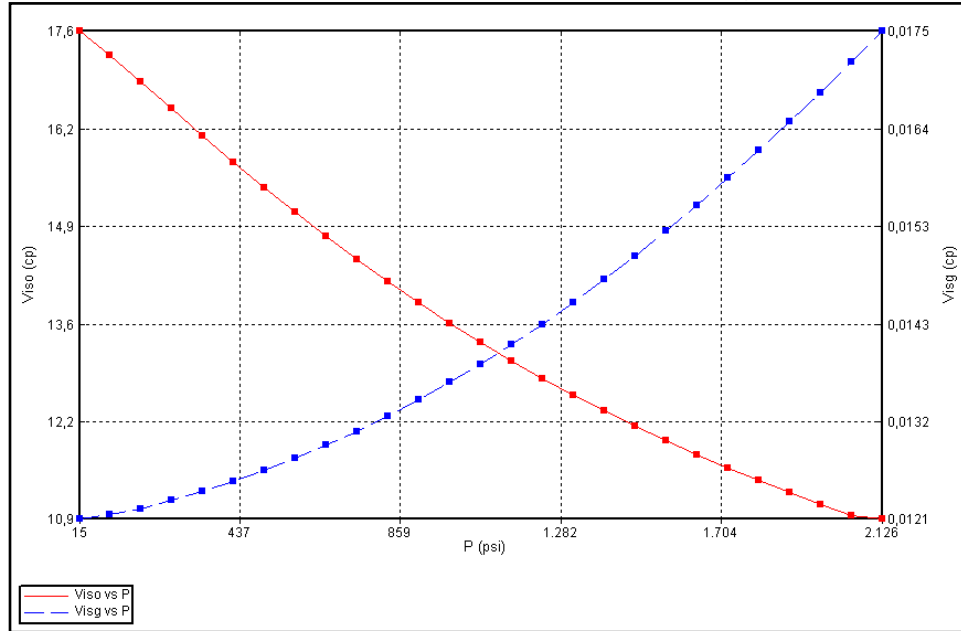
Gráfica 20 Rs y Bo Vs Presión para la Zona Mugrosa B



Fuente: CMG Ltd. Simulador – Builder. Version 2017.

Adicionalmente, esta herramienta Gráfica la viscosidad del gas y del petróleo con respecto a la presión, como se muestra en la **Gráfica 21**.

Gráfica 21 Viscosidad Vs Presión para la Zona Mugrosa B



Fuente: CMG Ltd. Simulador – Builder. Version 2017.

▲ **Zona Mugrosa C.** De la misma manera, para esta zona, se muestran los resultados de la generación del PVT. Inicialmente, en la **Tabla 37** se representa el PVT de la zona saturada a una temperatura de 154.98°F.

Tabla 37. PVT Mugrosa C debajo del punto de burbuja

Presión (Ipca)	RS (cf/bbl)	Bo (B/STB)	Z	μ_o (cP)	μ_g (cP)
14.7	0	1.04333	0.99814	16.3222	0.012326
42.6323	1.30121	1.04407	0.99461	16.2088	0.012339
70.5646	3.42921	1.04488	0.99108	16.0262	0.012356
98.497	5.68956	1.04574	0.98757	15.8358	0.012376
126.429	8.0575	1.04665	0.98406	15.6404	0.012398
154.362	10.5168	1.04759	0.98057	15.4415	0.012422
182.294	13.0559	1.04857	0.97708	15.2406	0.012447
210.226	15.666	1.04957	0.97361	15.0384	0.012474
238.159	18.3404	1.0506	0.97015	14.8359	0.012503
266.091	21.0736	1.05166	0.9667	14.6334	0.012534
294.023	23.8609	1.05274	0.96327	14.4316	0.012565
321.956	26.6988	1.05384	0.95985	14.2308	0.012599
349.888	29.5837	1.05496	0.95645	14.0314	0.012633
377.82	32.513	1.0561	0.95306	13.8335	0.012669
405.753	35.4842	1.05726	0.94969	13.6375	0.012706
433.685	38.4951	1.05843	0.94633	13.4434	0.012745
461.617	41.5437	1.05963	0.943	13.2515	0.012784
489.549	44.6284	1.06084	0.93968	13.0619	0.012825
517.482	47.7476	1.06206	0.93638	12.8747	0.012868
545.414	50.8998	1.06331	0.9331	12.6899	0.012911

Tabla 37. (Continuación)

Presión (lpca)	RS (cf/bbl)	Bo (B/STB)	Z	μo (cP)	μg (cP)
573.346	54.0837	1.06456	0.92985	12.5076	0.012956
601.279	57.2982	1.06584	0.92662	12.3279	0.013002
629.211	60.5422	1.06712	0.92341	12.1508	0.013049
657.143	63.8147	1.06842	0.92023	11.9764	0.013098
685.076	67.1148	1.06974	0.91707	11.8046	0.013148
713.008	70.4415	1.07106	0.91394	11.6355	0.013199
740.94	73.7941	1.0724	0.91083	11.469	0.013251
768.873	77.1718	1.07376	0.90776	11.3052	0.013305
796.805	80.5739	1.07512	0.90471	11.1441	0.01336
824.737	83.9998	1.0765	0.9017	10.9856	0.013416
852.67	87.4488	1.07789	0.89872	10.8297	0.013474
880.602	90.9204	1.07929	0.89577	10.6764	0.013532
908.534	94.4139	1.0807	0.89286	10.5257	0.013592
936.467	97.9289	1.08213	0.88998	10.3775	0.013654
964.399	101.465	1.08356	0.88714	10.2319	0.013716
992.331	105.021	1.08501	0.88434	10.0887	0.01378
1020.26	108.598	1.08647	0.88157	9.94803	0.013845
1048.2	112.194	1.08794	0.87885	9.80975	0.013912
1076.13	115.809	1.08941	0.87617	9.67386	0.01398
1104.06	119.444	1.0909	0.87353	9.54032	0.014049
1131.99	123.096	1.0924	0.87094	9.40909	0.014119
1159.93	126.767	1.09391	0.86839	9.28013	0.014191
1187.86	130.456	1.09544	0.86589	9.15341	0.014264
1215.79	134.161	1.09697	0.86343	9.02889	0.014338
1243.72	137.885	1.09851	0.86103	8.90654	0.014414
1271.65	141.624	1.10006	0.85867	8.78631	0.014491
1299.59	145.381	1.10162	0.85637	8.66816	0.014569
1327.52	149.153	1.10319	0.85412	8.55206	0.014649
1355.45	152.942	1.10476	0.85192	8.43798	0.01473
1383.38	156.746	1.10635	0.84978	8.32587	0.014812
1411.32	160.566	1.10795	0.84769	8.21569	0.014895
1439.25	164.401	1.10956	0.84566	8.10742	0.01498
1467.18	168.251	1.11117	0.84368	8.00101	0.015066
1495.11	172.116	1.1128	0.84176	7.89643	0.015153
1523.05	175.996	1.11443	0.83991	7.79364	0.015241
1550.98	179.89	1.11607	0.83811	7.69261	0.015331
1578.91	183.798	1.11772	0.83637	7.59331	0.015422
1606.84	187.719	1.11939	0.8347	7.4957	0.015514
1634.77	191.655	1.12105	0.83308	7.39974	0.015607
1662.71	195.604	1.12273	0.83153	7.30541	0.015701
1690.64	199.567	1.12442	0.83004	7.21268	0.015797
1718.57	203.543	1.12611	0.82862	7.1215	0.015893
1746.5	207.532	1.12781	0.82726	7.03186	0.015991
1774.44	211.534	1.12952	0.82596	6.94373	0.016089
1802.37	215.549	1.13124	0.82473	6.85706	0.016189
1830.3	219.576	1.13297	0.82356	6.77183	0.01629
1858.23	223.615	1.13471	0.82245	6.68802	0.016392
1886.17	227.667	1.13645	0.82141	6.6056	0.016494
1914.1	231.731	1.1382	0.82044	6.52453	0.016598

Tabla 37. (Continuación)

Presión (lpca)	RS (cf/bbl)	Bo (B/STB)	Z	μ_o (cP)	μ_g (cP)
1942.03	235.807	1.13996	0.81953	6.4448	0.016703
1969.96	239.895	1.14173	0.81868	6.36637	0.016808
1997.89	243.995	1.1435	0.8179	6.28922	0.016915
2025.83	248.106	1.14529	0.81718	6.21333	0.017022
2053.76	252.229	1.14708	0.81653	6.13867	0.01713
2081.69	256.363	1.14887	0.81594	6.06522	0.017239
2109.62	260.509	1.15068	0.81541	5.99295	0.017349
2137.56	264.665	1.15249	0.81495	5.92184	0.017459
2165.49	268.833	1.15431	0.81455	5.85187	0.01757
2193.42	273.011	1.15614	0.81421	5.78301	0.017682
2221.35	277.2	1.15798	0.81393	5.71525	0.017794
2249.29	280	1.15911	0.81371	5.67517	0.017907

Fuente: Elaboración propia

Así mismo, se representa el PVT de la zona subsaturada a una temperatura de 144.5°F y una presión variable, en la **Tabla 38**.

Tabla 38. PVT Mugrosa C por encima del punto de burbuja

PRESURE (lpca)	Bo (B/STB)	μ_o (cP)
2249.29	1.15911	5.67517
2277.22	1.15881	5.68874
2305.15	1.15853	5.70231
2333.08	1.15825	5.71588
2361.02	1.15798	5.72946
2388.95	1.15771	5.74303
2416.88	1.15745	5.7566
2444.81	1.15719	5.77018
2472.74	1.15695	5.78375
2500.68	1.1567	5.79732
2528.61	1.15647	5.81089
2556.54	1.15623	5.82447
2584.47	1.15601	5.83804
2612.41	1.15578	5.85161
2640.34	1.15557	5.86519
2668.27	1.15535	5.87876
2696.2	1.15514	5.89233
2724.14	1.15494	5.9059
2752.07	1.15474	5.91948
2780	1.15454	5.93305

Fuente: Elaboración propia

En la **Figura 55** se muestran las características principales de los fluidos.

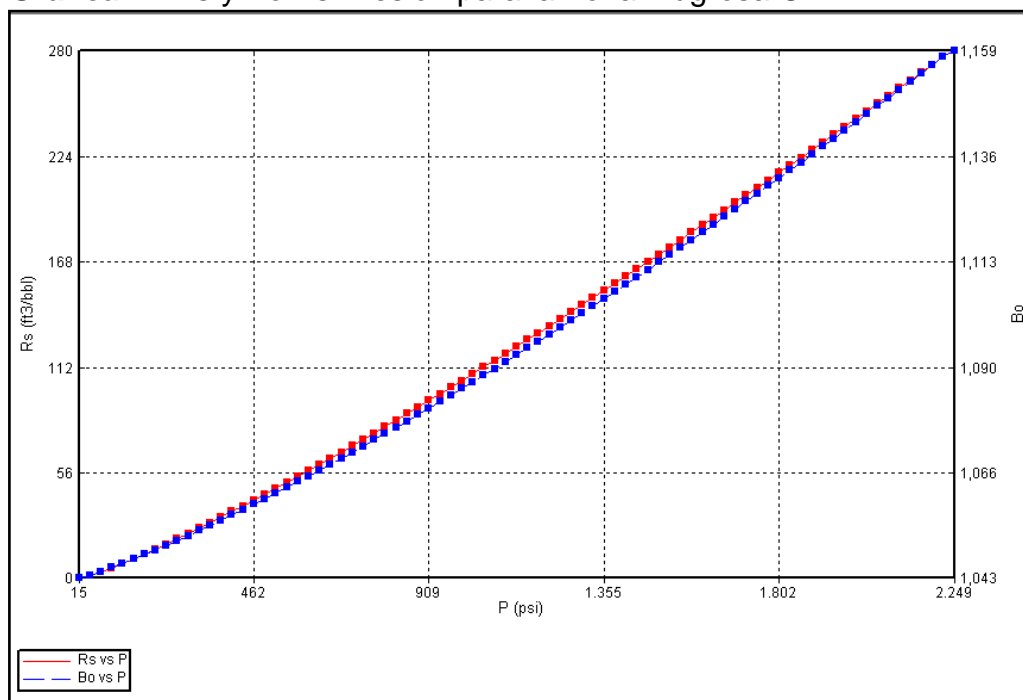
Figura 55. Características de Fluido para la Zona Mugrosa C

Description	Option	Value
Reservoir temperature (TRES)		154.98 F
DENSITIES		
Oil density (DENSITY OIL)	Stock tank oil density	57.49 lb/ft3
Gas density/gravity (DENSIT...)	Gas gravity (Air=1)	0.7079
Water phase density (DENS...)		62.845 lb/ft3
Undersaturated Co (CO)		
Vo pressure dependence (CVO)		
Water properties		
Formation Volume Factor (BwI)		1.01306
Compressibility (Cw)		2.94159e-006 1/psi
Reference pressure for FVF (...)		2780 psi
Viscosity (VwI)		0.467575 cp

Fuente: CMG Ltd. Simulador – Builder. Version 2017.

En la **Gráfica 22** se representa la gráfica el Rs y el factor volumétrico del petróleo con respecto a la presión.

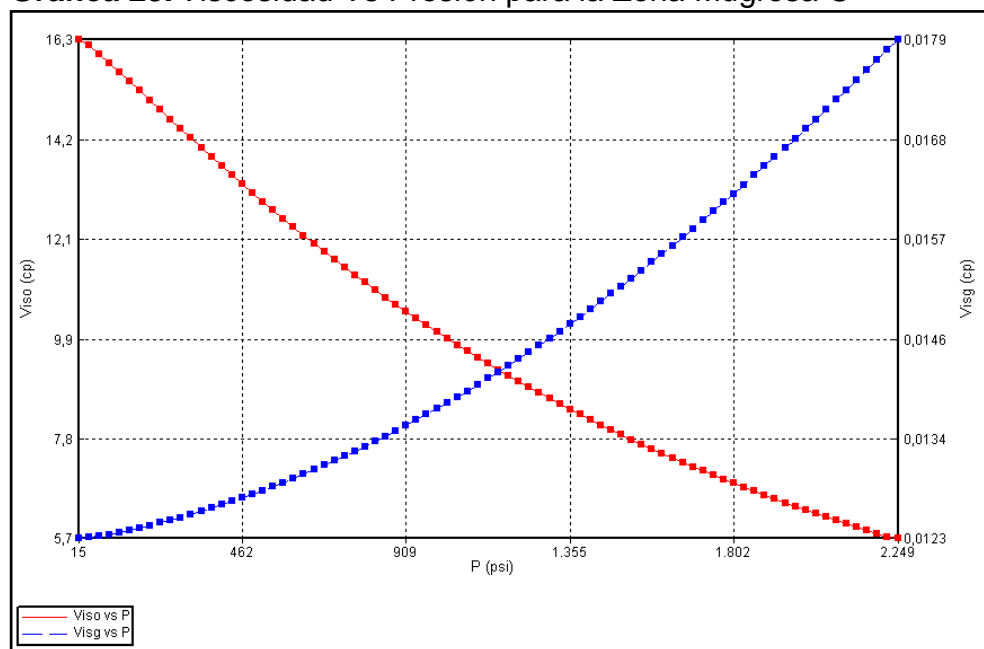
Gráfica 22 Rs y Bo Vs Presión para la Zona Mugrosa C



Fuente: CMG Ltd. Simulador – Builder. Version 2017.

Adicionalmente, se muestra la gráfica la viscosidad del gas y del petróleo con respecto a la presión, representada en la **Gráfica 23**.

Gráfica 23. Viscosidad Vs Presión para la Zona Mugrosa C



Fuente: CMG Ltd. Simulador – Builder. Version 2017.

4.2.3.2. GEM. Para el modelamiento composicional del comportamiento PVT se tiene en cuenta la cromatografía y los resultados de las pruebas PVT de la Zona Mugrosa B en el Campo Llanito, ya descritos en la ...**Tabla 35...** y ...**Tabla 36....** En la **Tabla 39**, se muestra la composición del crudo y sus características principales.

Tabla 39. Cromatografía de la Zona Mugrosa B

PM fluido(lb/lb-mol)		194.51			
Densidad Crudo Residual (60°F)		0.917			
API		22.65			
Composición del Fluido					
Componente	Gas Mol %	Líquido Wt%	Wt%	Mol%	MW g/mol
Nitrógeno	2.0082	0	0.1287	0.8937	28.01
Dióxido de Carbono	0.158	0	0.0159	0.0703	44.01
Metano	83.6869	0	3.0712	37.2433	16.04
Etano	6.3933	0	0.4398	2.8452	30.07
Propano	3.1142	0.0143	0.3278	1.446	44.1
Isobutano	1.4725	0.0291	0.2235	0.7481	58.12
Normal Butano	1.1188	0.0323	0.1796	0.6009	58.12
Isopentano	1.7695	0.0894	0.2122	0.5722	72.15
Normal Pentano	0.3867	0.0661	0.1268	0.3419	72.15

Tabla 39. (Continuación)

Componente	Gas Mol %	Líquido Wt%	Wt%	Mol%	MW g/mol
Hexano	0.5086	0.2625	0.3479	1.8057	84
Heptano	0.2327	0.7533	0.7691	1.5583	96
Octano	0.0979	1.0801	1.0534	1.915	107
Nonanos	0.0229	1.3496	1.2926	2.078	121
Decanos	0.0029	1.3805	1.3166	1.9112	134
Undecano	0.0004	1.5869	1.5126	2.0015	147
Dodecano	0.0003	1.5813	1.5072	1.821	161
Tridecano	0.0001	0.9213	1.8312	2.0354	175
Tetradecano	0	2.0559	1.9595	2.006	190
Pentadecanos	0	2.1397	2.0393	1.9256	206
Hexadecano	0	2.1113	2.0123	1.7631	222
Heptadecanos	0	2.2211	2.1169	1.7374	237
Octadecanos	0	2.5021	2.3847	1.8481	251
Nonadecanos	0	2.6819	2.5561	1.8905	263
Eicosanos	0	2.5787	2.4577	1.7384	275
Henicosanos	0	2.4399	2.3255	1.5544	291
Docosanos	0	2.4851	2.3685	1.5105	305
Tricosanos	0	2.4619	2.3464	1.4353	318
Tetracosanos	0	2.3918	2.2796	1.3396	331
Pentacosanos	0	2.2878	2.1805	1.2294	345
Hexacosanos	0	1.7725	1.6894	0.9453	359
Heptacosanos	0	2.3617	2.2509	1.1707	374
Octacosanos	0	2.0598	1.9632	0.9842	388
Nonacosanos	0	2.1666	2.065	0.9992	402
Triacotanos Plus	0	53.0991	50.6085	16.9724	580
Benceno	0.0141	0.0213	0.0228	0.0568	78.1
Tolueno	0.0121	0.0149	0.0168	0.0353	92.2

Fuente: Elaboración Propia; RIVERA. Juan E, Evaluación de la Inyección de Gas de Combustión de la Refinería de Barrancabermeja como Método de Recobro en el Campo Llanito, Tesis de Ingeniería de Petróleos Bucaramanga: Universidad de Industrial de Santander, 2010, p. 80.

La cromatografía para la Zona Mugrosa C se representa en la **Tabla 40**.

Tabla 40. Cromatografía de la Zona Mugrosa C

Componente	Porcentaje Molar
N ₂	0.19192
CO ₂	0.57575
H ₂ S	0.019192
C ₁	23.0299
C ₂	4.37053
C ₃	5.10779
C ₄	3.90964
C ₅	3.58223
C ₆	3.85166
C ₇	3.64739
C ₈	3.47466
C ₉	3.32262
C ₁₀	3.18499
C ₁₁ -C ₁₃	8.3995
C ₁₄ -C ₂₅	17.7136
C ₂₅ -C ₅₀	12.3617
C ₅₀₊	3.25688

Fuente: Elaboración propia

Finalmente, se considera el efecto de hinchamiento en el petróleo a causa de la inyección de dióxido de carbono. Este efecto se modela por medio de la herramienta Builder, ya que cuenta con la opción de predecir propiedades físicas de una mezcla del CO₂ y el petróleo¹², considerando la presión y temperatura del yacimiento, presión de burbuja y viscosidad, densidad y gravedad específica del petróleo.

Como resultado, se muestra el efecto de hinchamiento del CO₂ en el petróleo para la Zona Mugrosa B, en la **Tabla 41**.

Tabla 41. Efecto de Hinchamiento en presencia de Dióxido de Carbono (CO₂) en la Zona Mugrosa B

Contenido de Gas Fracción	Presión de Saturación lpc	Factor de Hinchamiento Fracción	Viscosidad cP	Densidad lb/ft ³	Solubilidad del CO ₂ ft ³ /bbl
0	2175	1	10.9068	57.45	0
0.0401	2227.6	1.0063	9.67458	57.49	51.04
0.08	2280.3	1.0234	8.57755	57.53	106.2
0.1099	2332.9	1.0407	7.82767	57.55	150.86
0.1339	2385.5	1.0557	7.26701	57.58	188.91
0.1675	2438.2	1.0771	6.54815	57.6	245.85

¹² Emera, M. K., *et al.* A Genetic Algorithm-Based Model to Predict CO-oil Physical Properties for Dead and Live Oil. Calgary. Petroleum Society of Canada. 2008, p. 52-61.

Tabla 41. (Continuación)

Contenido de Gas Fracción	Presión de Saturación lpca	Factor de Hinchamiento Fracción	Viscosidad cP	Densidad lb/ft3	Solubilidad del CO ₂ ft3/bbl
0.2028	2490.8	1.1001	5.86467	57.63	310.86
0.2372	2543.4	1.125	5.26281	57.65	379.96
0.2698	2596.1	1.1532	4.7451	57.67	451.44
0.3003	2648.7	1.1848	4.30206	57.69	524.53
0.3289	2701.3	1.218	3.92213	57.71	598.83
0.3556	2753.9	1.251	3.59464	57.73	674.17
0.3805	2806.6	1.2834	3.31061	57.75	750.49
0.4038	2859.2	1.3172	3.06265	57.77	827.77
0.4258	2911.8	1.3574	2.8448	57.79	906.04
0.4464	2964.5	1.4103	2.65224	57.81	985.35
0.4659	3017.1	1.4825	2.48105	57.83	1065.76
0.4843	3069.7	1.5783	2.32804	57.84	1147.33
0.5017	3122.4	1.6979	2.19061	57.86	1230.14
0.5182	3175	1.8348	2.0666	57.88	1314.27

Fuente: Elaboración propia; CMG Ltd. Simulador – Builder. Version 2017.

Adicionalmente, se muestra el efecto de hinchamiento del CO₂ en el petróleo para la Zona Mugrosa C, en la **Tabla 42**.

Tabla 42. Efecto de Hinchamiento en presencia de Dióxido de Carbono (CO₂) en la Zona Mugrosa C

Contenido de Gas Fracción	Presión de Saturación lpca	Factor de Hinchamiento Fracción	Viscosidad cP	Densidad lb/ft3	Solubilidad del CO ₂ ft3/bbl
0	2240	1	5.67517	57.49	0
0.0344	2289.2	1.0047	5.18724	57.53	43.58
0.0689	2338.4	1.0178	4.7364	57.56	90.45
0.1034	2387.6	1.0368	4.32042	57.58	140.99
0.1187	2436.8	1.0461	4.14382	57.6	164.59
0.1442	2486.1	1.0622	3.86641	57.63	205.87
0.174	2535.3	1.0813	3.56375	57.65	257.43
0.2045	2584.5	1.1013	3.27656	57.67	314.16
0.2343	2633.7	1.1227	3.01666	57.69	373.84
0.2627	2682.9	1.1466	2.78557	57.71	435.36
0.2896	2732.1	1.1731	2.5812	57.72	498.16
0.315	2781.3	1.2015	2.40046	57.74	561.95
0.339	2830.5	1.2303	2.2402	57.76	626.56
0.3615	2879.7	1.2586	2.09757	57.78	691.93

Tabla 42. (Continuación)

Contenido de Gas Fracción	Presión de Saturación lpca	Factor de Hinchamiento Fracción	Viscosidad cP	Densidad lb/ft3	Solubilidad del CO ₂ ft3/bbl
0.3828	2928.9	1.2865	1.9701	57.8	758.01
0.403	2978.2	1.3159	1.85567	57.81	824.82
0.4221	3027.4	1.3497	1.7525	57.83	892.36
0.4401	3076.6	1.3921	1.65909	57.85	960.67
0.4573	3125.8	1.4476	1.5742	57.86	1029.79
0.4737	3175	1.5196	1.49675	57.88	1099.75

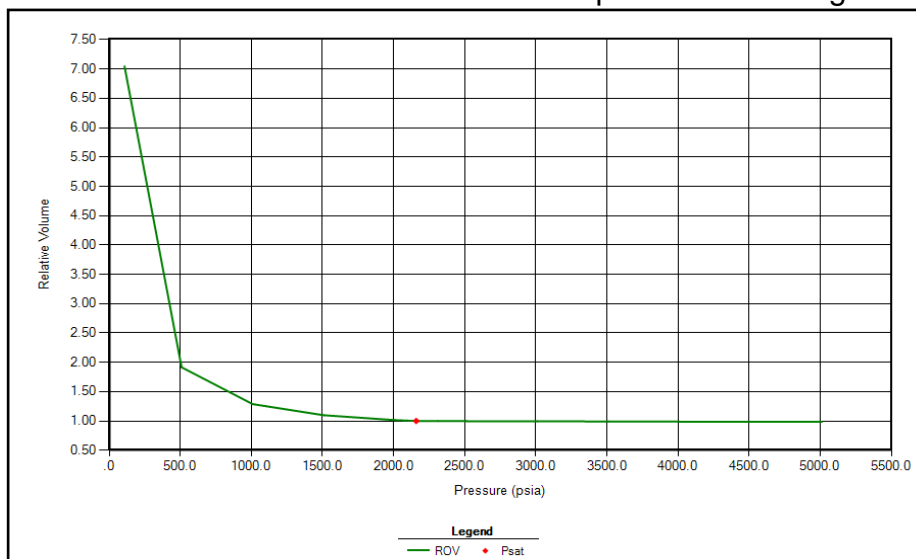
Fuente: Elaboración propia; CMG Ltd. Simulador – Builder. Version 2017.

La cromatografía, el efecto de hinchamiento y las pruebas PVT se ingresan en la Herramienta WINPROP del Suite CMG, el cual cuenta con parámetros de interpolación que permiten calibrar el PVT resultante.

Como resultado, el programa ajusta un valor de gravedad API de 24.37 y se muestran las gráficas del PVT composicional de Mugrosa B, el cual está representado por los datos experimentales, el ajuste inicial y el ajuste final.

En la **Gráfica 24** se representa la presión de burbuja en 2159 lpca al tener un valor de volumen total relativo (ROV) de 1, el cual indica que el volumen de fluido total es el mismo a determinada condición de presión que el volumen del mismo a condiciones de saturación.

Gráfica 24 Volumen Relativo Vs Presión para la Zona Mugrosa B

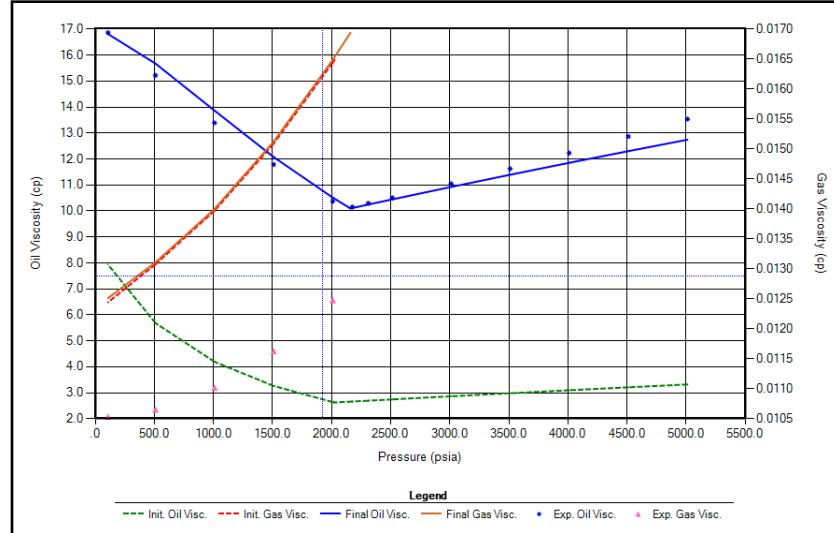


Fuente: CMG Ltd. Simulador – WINPROP. Version 2017.

De igual manera, en la **Gráfica 25** se muestran los valores de viscosidad del petróleo y del gas, donde se puede verificar que la viscosidad del gas disminuye de

0.01251 cP hasta 0.0169cP a medida que la presión declina. De manera inversamente proporcional, la viscosidad del petróleo aumenta 6.71cP cuando la presión disminuye después de llegar a la presión de burbuja.

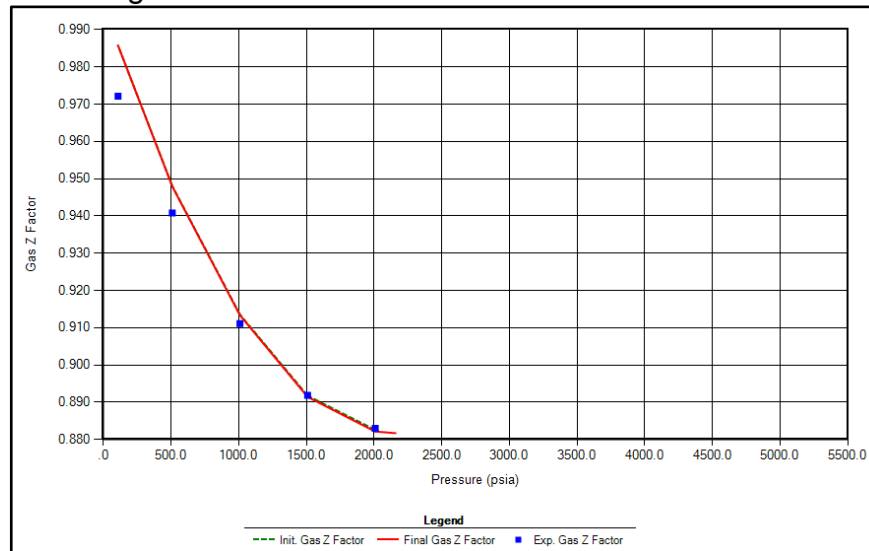
Gráfica 25 Viscosidad vs Presión para la Zona Mugrosa B



Fuente: CMG Ltd. Simulador – WINPROP. Version 2017.

Además, en la **Gráfica 26** se representa el Factor de Compresibilidad Z del gas, donde el factor de compresibilidad disminuye hasta un valor de 0.8817 cuando la presión aumenta hasta la presión de burbuja.

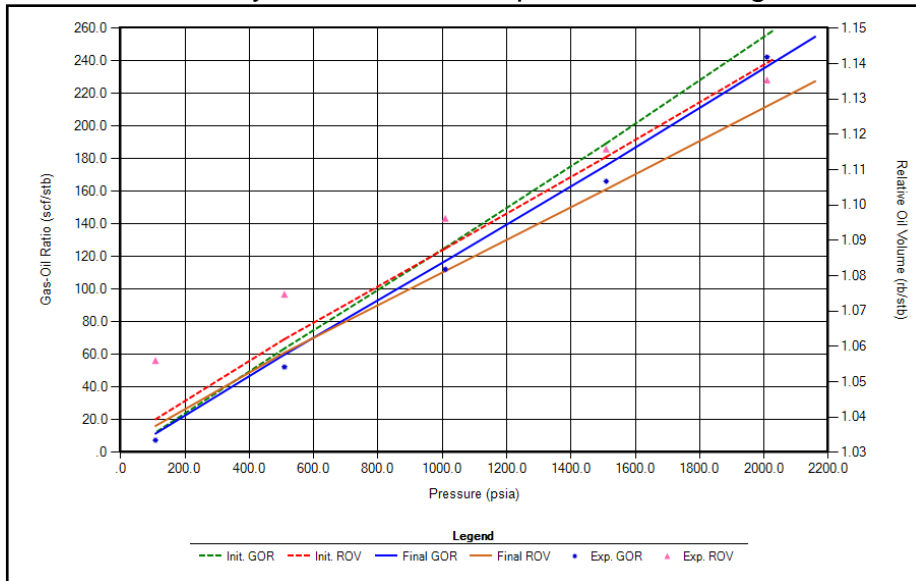
Gráfica 26 Factor de Compresibilidad Z vs Presión para la Zona Mugrosa B



Fuente: CMG Ltd. Simulador – WINPROP. Version 2017.

Así también, en la **Gráfica 27** se representa el Rs y el GOR, donde la relación gas-petróleo es de 254.96 PCN/BN a la presión de burbuja y disminuye en una proporción 2.44 PCN/BN por 1 lpca.

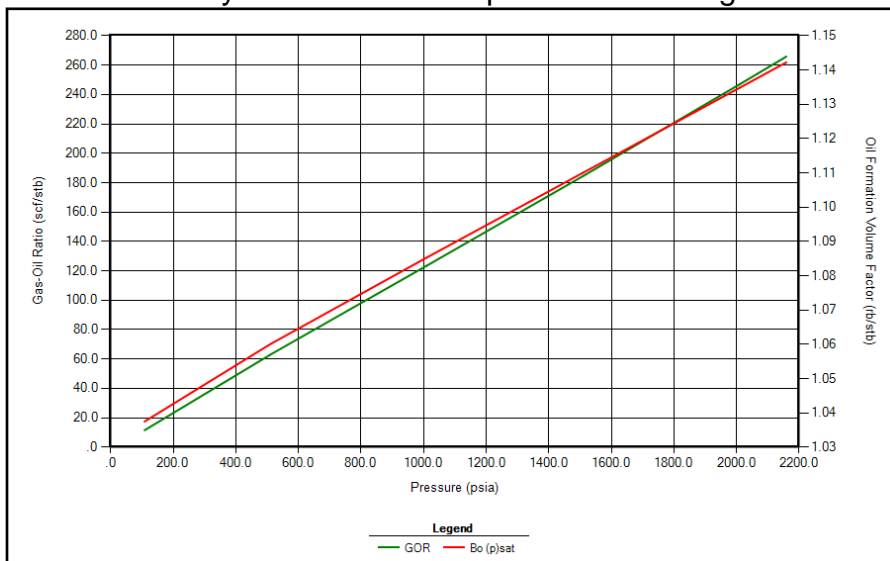
Gráfica 27 ROV y GOR vs Presión para la Zona Mugrosa B



Fuente: CMG Ltd. Simulador – WINPROP. Version 2017.

Igualmente, en la **Gráfica 28** se representa el GOR y el factor volumétrico del aceite, donde se muestra una disminución del factor volumétrico del petróleo de 0.01 BY/BN cuando la presión disminuye 200 lpca a causa de la liberación del gas en solución.

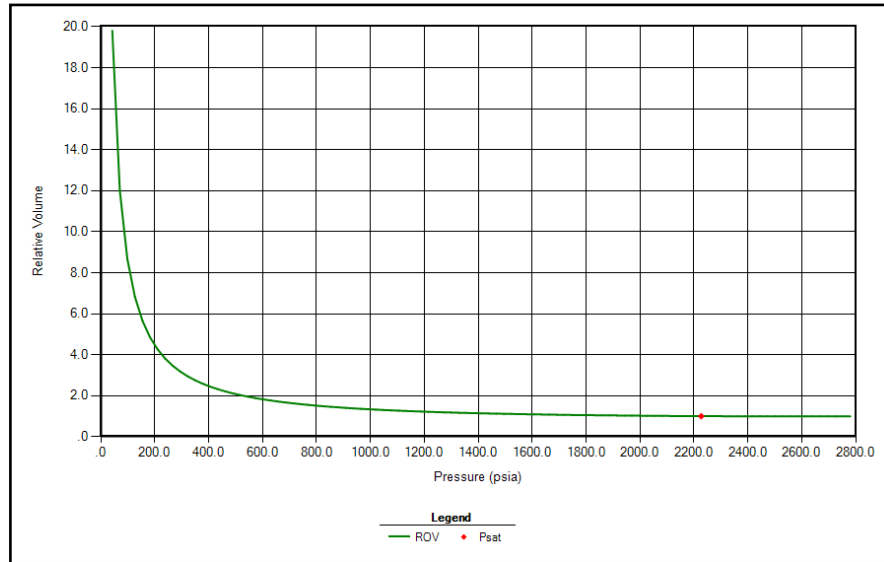
Gráfica 28 Bo y GOR vs Presión para la Zona Mugrosa B



Fuente: CMG Ltd. Simulador – WINPROP. Version 2017.

Para la zona Mugrosa C, se ingresó el PVT generado con las correlaciones, el efecto de hinchamiento del CO₂ mencionada en la ...**Tabla 42...**, la cromatografía de la zona. Como resultado, el ajuste de la gravedad API es de 21.3. En la **Gráfica 29.** se representa la presión de burbuja de 2226.9 lpc a tener un valor de volumen total relativo (ROV) de 1.

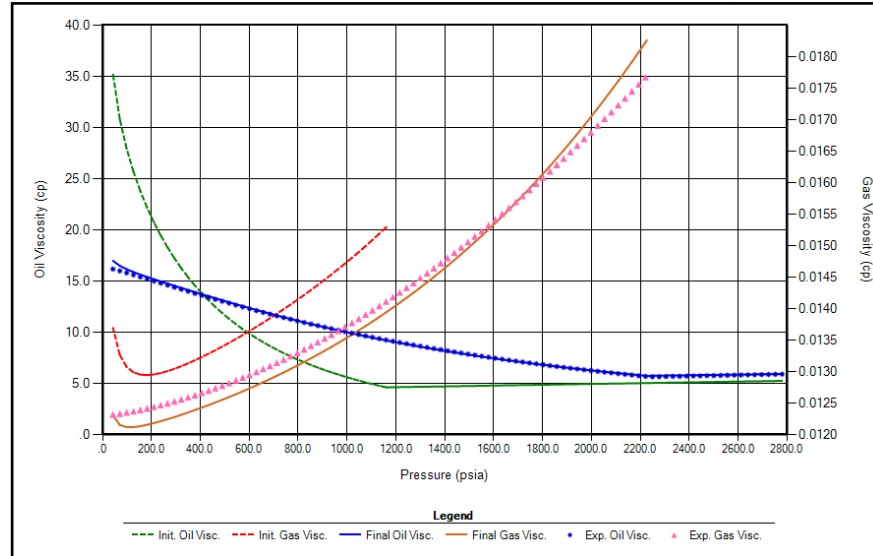
Gráfica 29. Volumen Relativo vs Presión para la Zona Mugrosa C



Fuente: CMG Ltd. Simulador – WINPROP. Version 2017.

De igual manera, en la **Gráfica 30** se muestran los valores de viscosidad del aceite y del gas, donde se puede verificar la disminución de presión es proporcional a la viscosidad del gas, la cual disminuye 0.001 cP por cada 200 lpc. De manera inversa, la viscosidad del petróleo aumenta 10.6 cP cuando la presión disminuye después de llegar a la presión de burbuja.

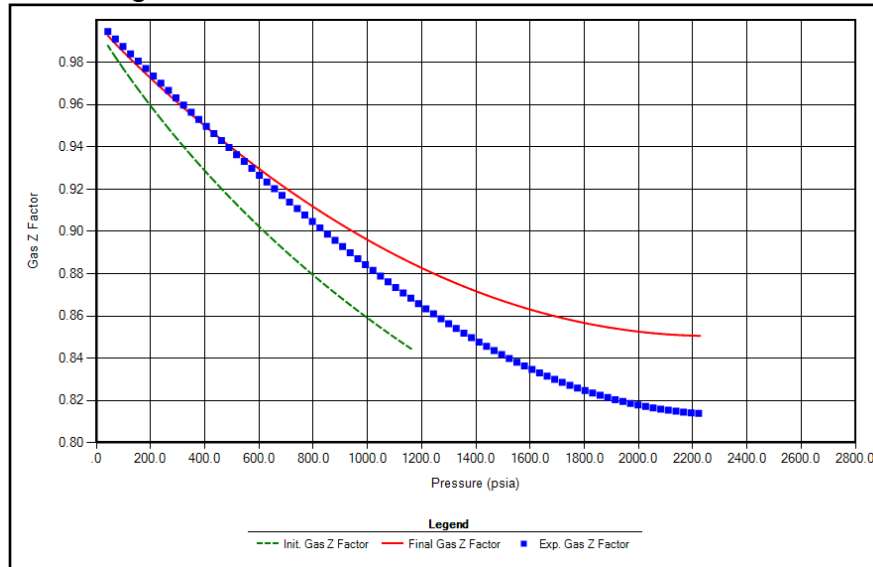
Gráfica 30 Viscosidad vs Presión para la Zona Mugrosa C



Fuente: CMG Ltd. Simulador – WINPROP. Version 2017.

Además, en la **Gráfica 31** se representa el Factor de Compresibilidad Z del gas, en el cual, el factor de compresibilidad aumenta desde 0.85 hasta 0.974 cuando la presión disminuye a 200 lpc.

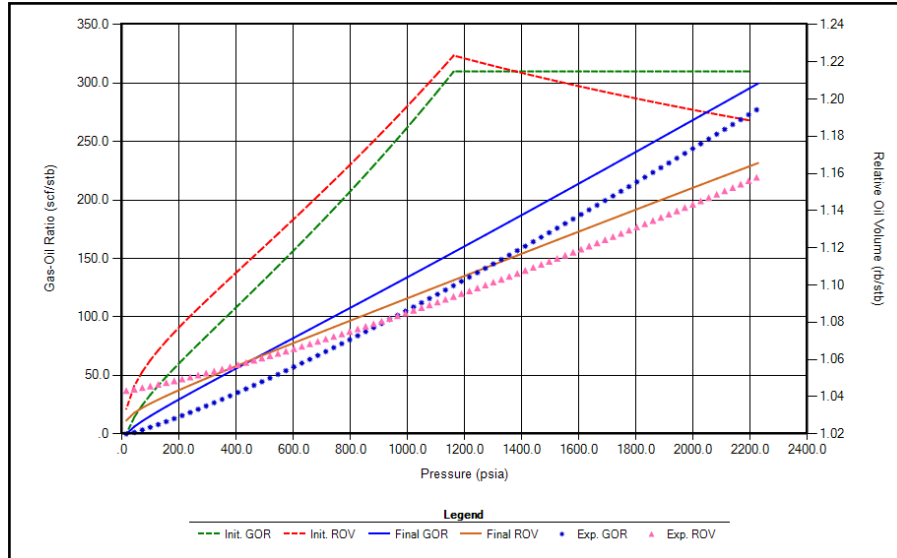
Gráfica 31 Factor de Compresibilidad Z vs Presión para la Zona Mugrosa C



Fuente: CMG Ltd. Simulador – WINPROP. Version 2017.

Así también, en la **Gráfica 32** se representa el ROV y el GOR, donde la relación gas-petróleo es de 299.77 PCN/BN a la presión de burbuja y disminuye 162.72 PCN/BN cuando la presión disminuye a 1200 lpc.

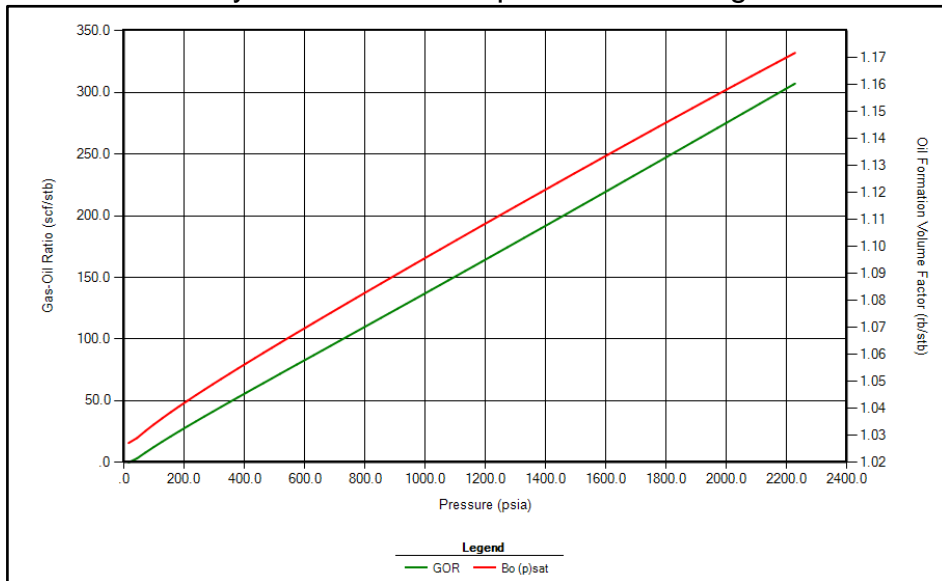
Gráfica 32 ROV y GOR vs Presión para la Zona Mugrosa C



Fuente: CMG Ltd. Simulador – WINPROP. Version 2017.

Igualmente, en la **Gráfica 33** se representa el GOR y el factor volumétrico del aceite, en el cual, se refleja una disminución del factor volumétrico del petróleo de 0.0117 BY/BN cuando la presión disminuye 200 lpc a causa de la liberación del gas en solución.

Gráfica 33 Bo y GOR vs Presión para la Zona Mugrosa C



Fuente: CMG Ltd. Simulador – WINPROP. Version 2017.

4.2.4 Condiciones Iniciales – Initial Conditions. En esta sección se mencionan las profundidades, profundidades de contactos agua-petróleo y presiones de referencia para cada zona, como se muestra en la **Tabla 43**. Donde en el Simulador GEM, también es necesario agregar la composición del fluido de yacimiento.

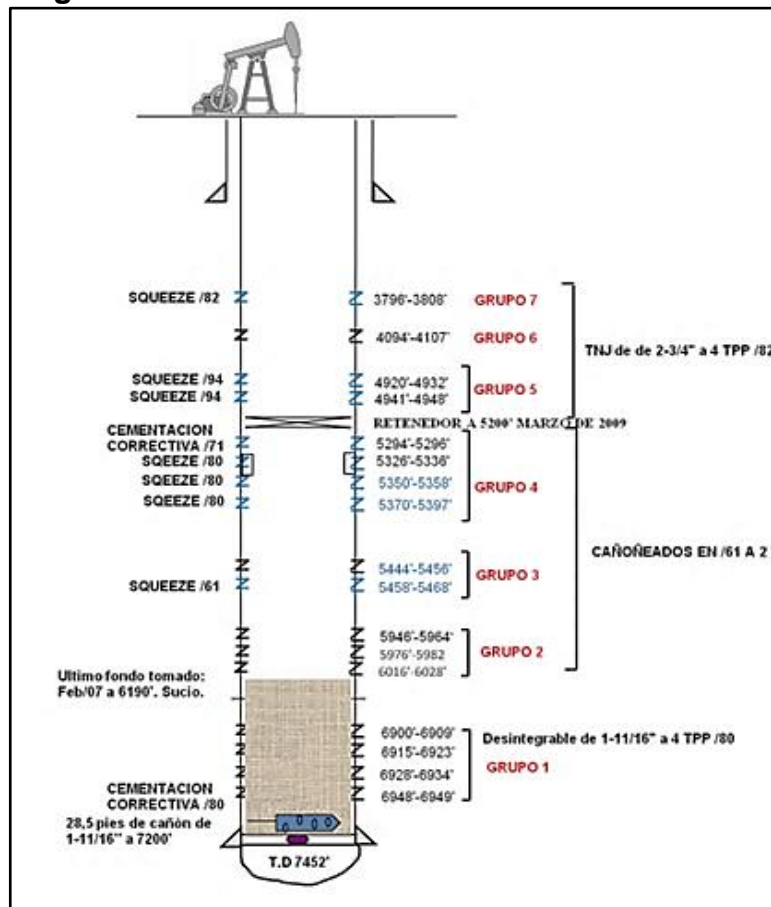
Tabla 43. Condiciones Iniciales del Campo Llanito

Zona / Propiedad	Mugrosa B	Mugrosa C
Presión Inicial (lpc)	2370	2780
Profundidad @ Datum (ft)	5200	6200
WOC (ft)	5630	6550
Presión de Burbuja (lpc)	2175	2240

Fuente: Elaboración propia

4.2.5 Pozos y Recurrentes – Wells and Recurrent. En esta sección se asignan los pozos y sus perforados. En la **Figura 56** se representa en estado mecánico del Pozo ABC.

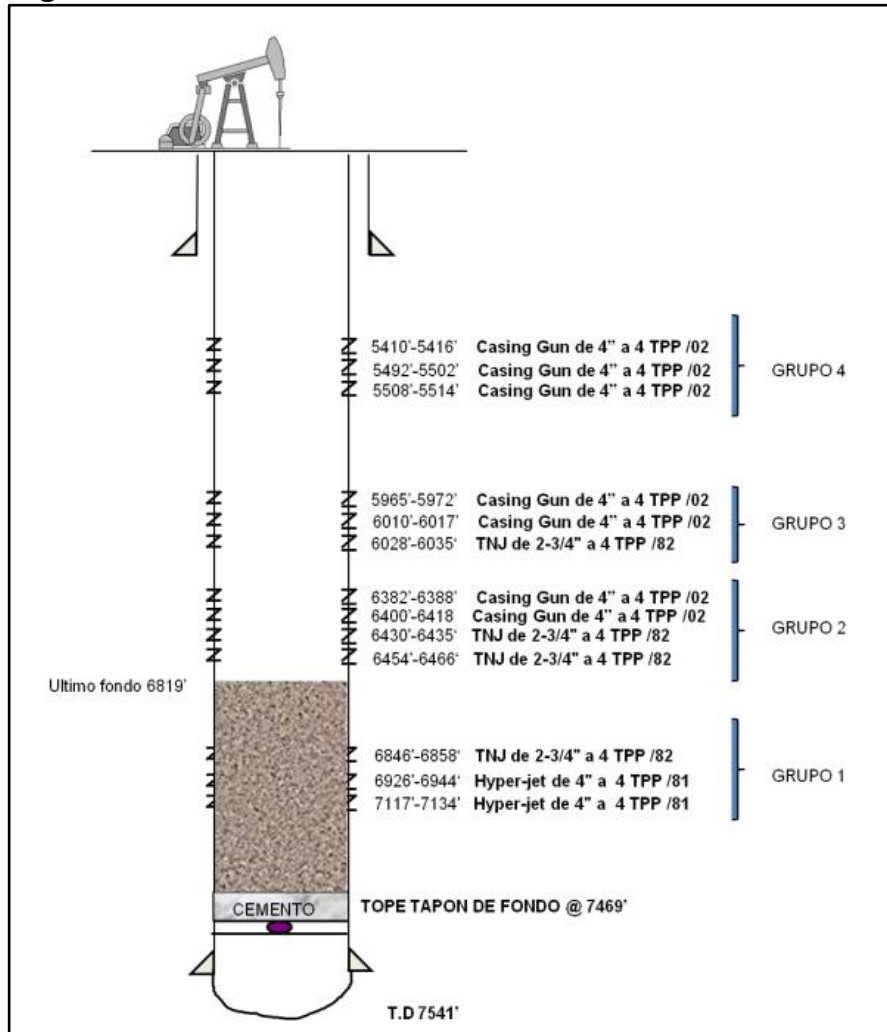
Figura 56. Estado Mecánico del Pozo ABC.



Fuente: BAUTISTA C. Fausto L., *et al.* Evaluación de la Producción del Campo Llanito utilizando el Método de Análisis Nodal., Tesis de Ingeniería de Petróleos Bucaramanga: Universidad de Industrial de Santander, 2012, p. 255.

En la **Figura 57** se refleja el estado mecánico del Pozo IC1.

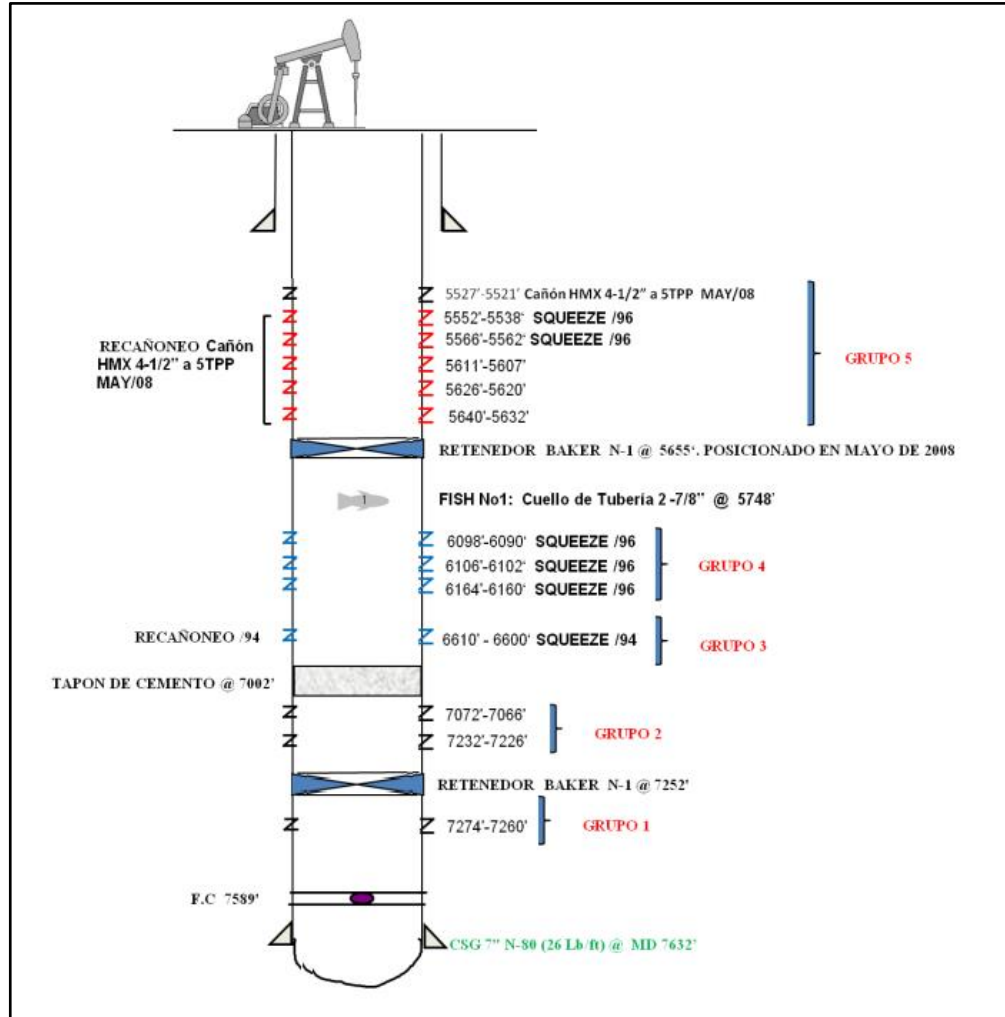
Figura 57. Estado Mecánico del Pozo IC1.



Fuente: BAUTISTA C. Fausto L., *et al.* Evaluación de la Producción del Campo Llanito utilizando el Método de Análisis Nodal., Tesis de Ingeniería de Petróleos Bucaramanga: Universidad de Industrial de Santander, 2012, p. 255.

Finalmente, en la **Figura 58** se muestra el estado mecánico del Pozo IC2.

Figura 58. Estado Mecánico del Pozo IC2.



Fuente: BAUTISTA C. Fausto L., *et al.* Evaluación de la Producción del Campo Llanito utilizando el Método de Análisis Nodal., Tesis de Ingeniería de Petróleos Bucaramanga: Universidad de Industrial de Santander, 2012, p. 255.

Adicionalmente, se asignan las coordenadas de los pozos, La fecha Inicial de producción y el daño, que para el Pozo ABC fue un promedio de los valores del Pozo IC1 y del Pozo IC2. Esta información se resume en la **Tabla 44**.

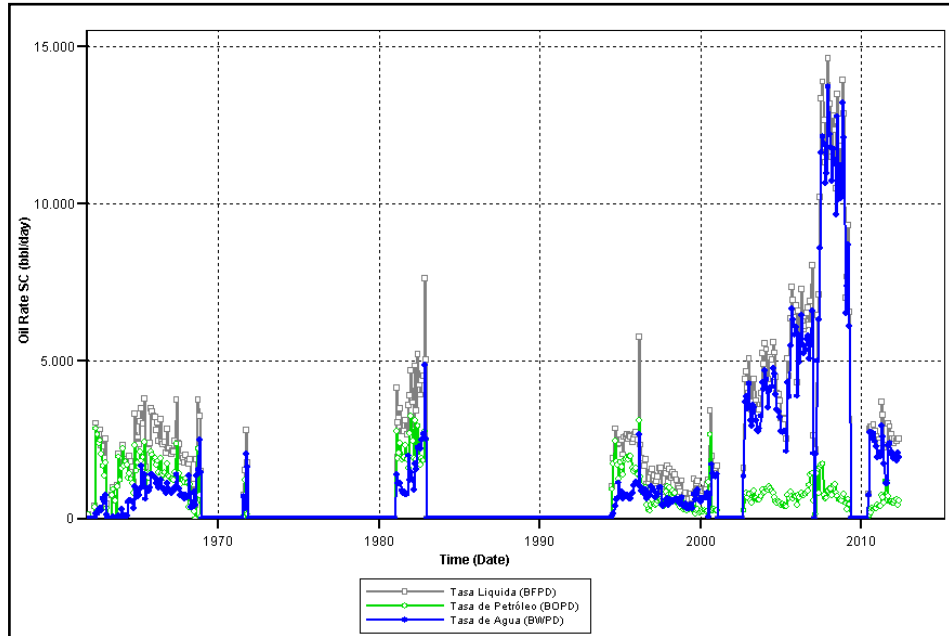
Tabla 44. Características de Pozo

Pozo / Propiedad	ABC	IC1	IC2
Daño	-2.67	-3.75	-1.64
Coordenada X	1026268.1	1026064.24	1027206.9
Coordenada Y	1284167.5	1284688.58	1284714.29
Fecha de Producción	1-nov-61	3-nov-81	1-nov-85

Fuente: Elaboración propia

Finalmente, se agregan la producción de cada pozo, por lo cual en la **Gráfica 34** se muestra la historia de producción del Pozo ABC.

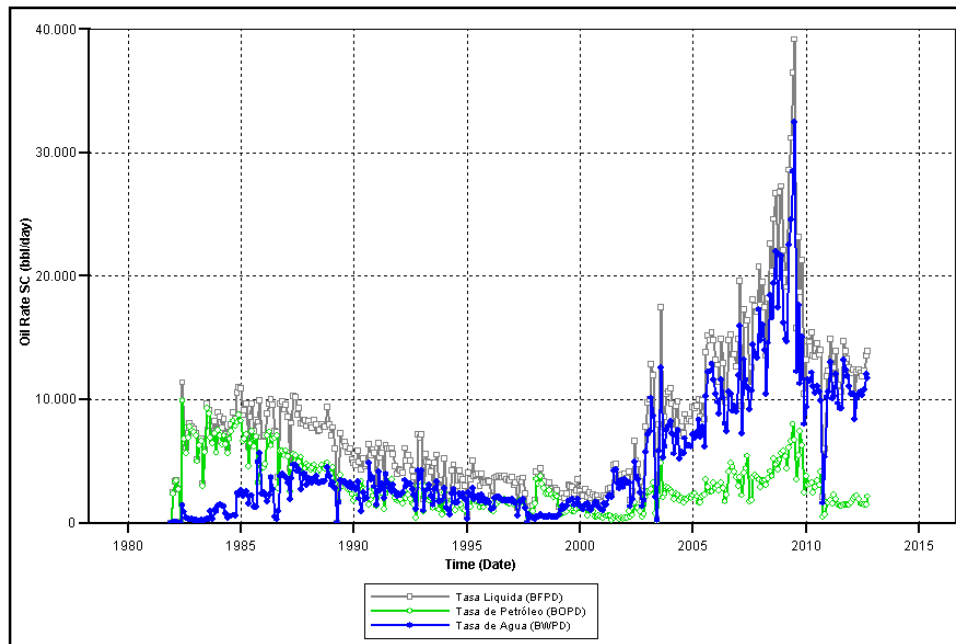
Gráfica 34 Historia de Producción del Pozo ABC



Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017.

Así mismo, en la **Gráfica 35** se muestra el historial de producción del Pozo IC1.

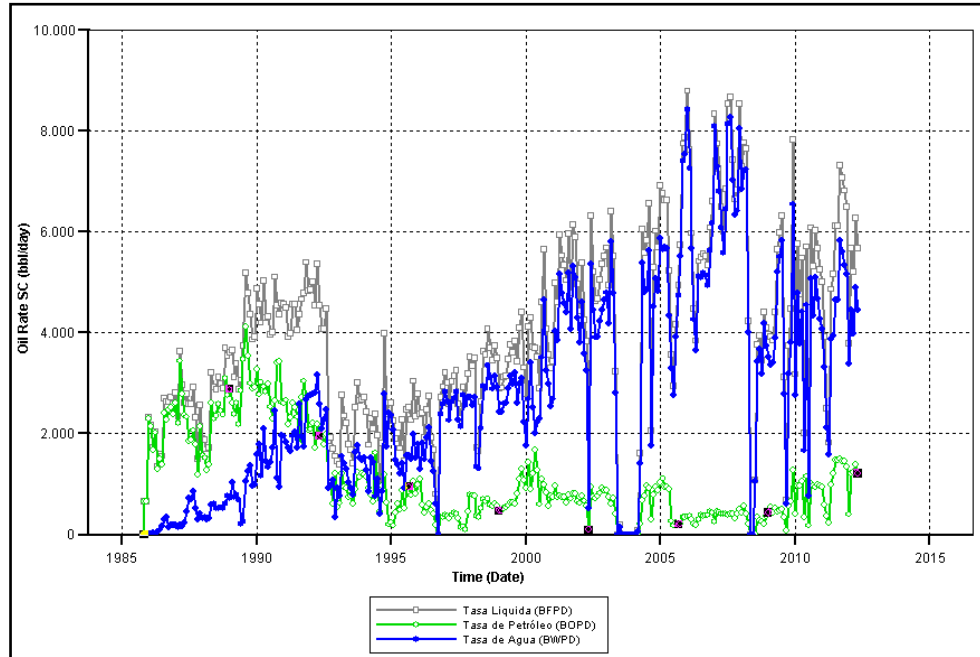
Gráfica 35 Historia de Producción del Pozo IC1



Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017.

De igual manera, en la **Gráfica 36** se muestra el historial de producción del Pozo IC2.

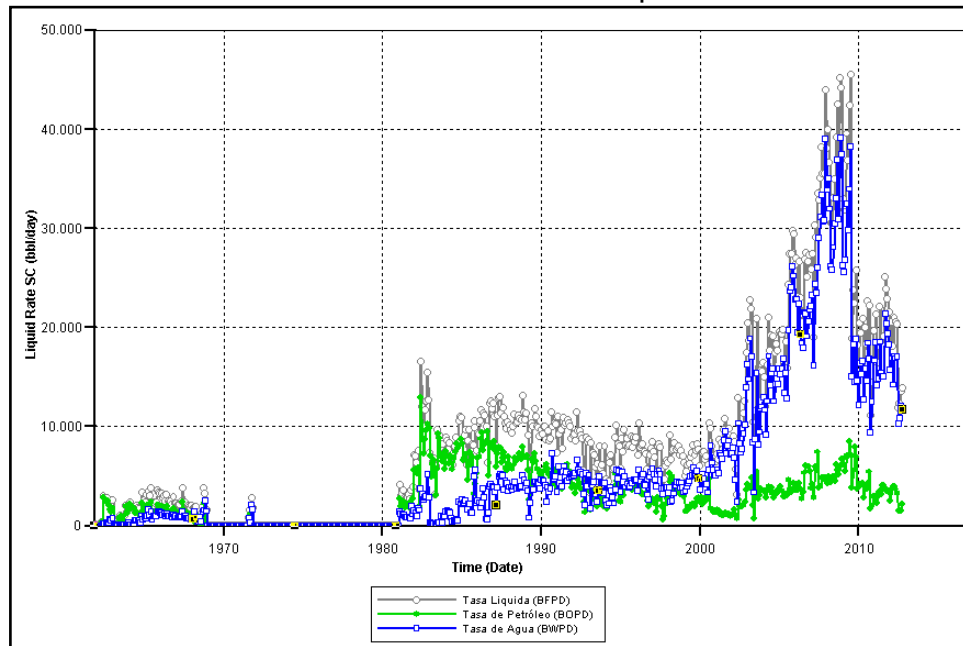
Gráfica 36 Historia de Producción del Pozo IC2



Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017.

Finalmente, en la **Gráfica 37** se muestra el historial de producción del Campo.

Gráfica 37 Historia de Producción del Campo Llanito



Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017.

5. COTEJO HISTÓRICO Y SELECCIÓN DE PATRÓN DE INYECCIÓN

Es necesario que el modelo genere una representación de los datos históricos del campo, para obtener resultados confiables de las predicciones. Para este proyecto se realizan sensibilidades para lograr el mejor ajuste en la reproducción de producciones de las tasas de petróleo, agua y líquida. Adicionalmente, se realiza una sensibilidad para determinar el mejor patrón de inyección y el volumen de fluido a inyectar. Esta sensibilidad se realiza por medio del modelo de inyección de agua.

5.1 COTEJO HISTÓRICO

Estas sensibilidades están basadas en los acuíferos, los contactos agua-petróleo, los exponentes de curvatura de las permeabilidades relativas, permeabilidad relativa del agua y la relación de permeabilidad vertical y horizontal (k_v/k_h).

5.1.1 Sensibilidad con y sin acuífero. En este caso se verifica el efecto del acuífero en la producción de petróleo del yacimiento, donde se evidencia que el acuífero es la principal energía del yacimiento, ya que este mantiene la presión. En el **Anexo E** se refleja que sin el acuífero la presión comienza a disminuir en diciembre de 1980 y en enero de 2000 la presión de 217 lpc, donde el campo llega a la presión de abandono.

5.1.2 Relación del radio del acuífero con el radio del yacimiento. Esta relación menciona qué tan grande es radio del acuífero con respecto al radio del yacimiento. En la **Tabla 45** se muestran las relaciones r_D para cada caso.

Tabla 45 Valores para la Sensibilidad Relación r_D

Propiedad /Caso	Caso 1	Caso 2	Base	Caso 3	Caso 4
r_D	4	8	13	26	35

Fuente: Elaboración propia

Donde, en el **Anexo F** se refleja que con una relación r_D mayor, la producción de petróleo aumenta, por lo cual hay una diferencia de 2.4 millones de barriles para enero de 2018. De igual manera, a una mayor relación r_D la presión se mantiene y su declinación es más prolongada. Sin embargo, no logra reproducir la producción acumulada de petróleo real del yacimiento, la cual es mayor.

5.1.3 Relación K_v/K_h . Esta relación hace referencia a la magnitud de la permeabilidad vertical con respecto a permeabilidad horizontal, donde esta relación no puede ser mayor a 1 ($K_v > K_h$).

Por lo cual esta sensibilidad propone afectar la relación Kv/Kh actual por medio de un factor denominado la_Fix , el cual afecta en un porcentaje determinado la permeabilidad vertical. En la **Tabla 46** se muestran los factores la_Fix utilizados, y los porcentajes que afectan a la permeabilidad vertical.

Tabla 46 Valores para la Sensibilidad Factor la_Fix

Caso	la_Fix	%
1	0.25	-75%
2	0.5	-50%
3	0.75	-25%
Base	1	0%
4	1.25	25%
5	1.5	50%
6	1.75	75%

Fuente: Elaboración propia

En el **Anexo G** se refleja que una relación Kv/Kh 75% menor, afecta la tasa de producción de petróleo del Pozo IC1 al incrementarla aproximadamente a la producción real. Adicionalmente, la producción acumulada del Pozo ABC aumenta en 3.11 millones de barriles, y en el Pozo IC2 no se logra alcanzar la producción real de petróleo.

5.1.4 Permeabilidad de Agua K_{rw} . Esta sensibilidad se basa en afectar la permeabilidad del agua a la saturación de agua máxima, lo cual afecta la curva de permeabilidad relativa del agua. En la **Tabla 47** se muestran las permeabilidades relativas del agua utilizadas para este caso.

Tabla 47 Valores para la Sensibilidad de Permeabilidad relativa

Caso	K_{RW}	%
1	0.03	-75%
2	0.06	-50%
3	0.09	-25%
Base	0.12	0%
4	0.15	25%
5	0.18	50%
6	0.21	75%

Fuente: Elaboración propia

Donde, en el **Anexo H** se refleja que el único pozo afectado fue el Pozo ABC. En este pozo se disminuye la producción de petróleo, pero se aleja de la producción real en Julio de 1994, donde comienza a producir de 200 a 400 barriles por día

menos que la producción real. Finalmente, la presión aumenta en un promedio de 19 a 24 LPCA.

5.1.5 Exponente de Saturación del Aceite (NO). Esta sensibilidad determina si el exponente de saturación del aceite afecta la producción de petróleo o de agua. En la **Tabla 48** se muestran los exponentes de saturación del aceite utilizados para este caso.

Tabla 48 Valores para la Sensibilidad de Exponente de Saturación de Aceite

Caso	NO	%
1	0.5	-75%
2	1	-50%
3	1.5	-25%
Base	2	0%
4	2.5	25%
5	3	50%
6	3.5	75%

Fuente: Elaboración propia

En el **Anexo I** se verifica que, a mayor exponente de saturación de petróleo, la producción del mismo es mayor, sin embargo, para los Pozos IC1 e IC2, la producción sigue siendo muy baja. A su vez, en el Pozo ABC, la producción de petróleo, anterior a agosto de 2000, es aproximadamente 20 a 26 % más alta que la producción verdadera. Finalmente, se evidencia una disminución de 120 LPCA para enero de 2018, con el exponente de saturación del aceite de 6.

5.1.6 Exponente de Saturación del Agua (Nw). Esta sensibilidad consiste en verificar si el exponente de saturación del agua afecta la producción del yacimiento. En la **Tabla 49** se muestran los exponentes de saturación del agua utilizados para este caso.

Tabla 49 Valores para la Sensibilidad de Exponente de Saturación de agua

Caso	NW	%
1	0.5	-75%
2	1	-50%
3	1.5	-25%
Base	2	0%
4	2.5	25%
5	3	50%
6	3.5	75%

Fuente: Elaboración propia

En el **Anexo J** se muestra que en el Pozo ABC se tiene un ajuste en la producción de petróleo con excepción del periodo junio de 1994 a junio de 2006. Sin embargo, globalmente, ni la producción acumulada ni la presión del cambio se afectó, y que el exponente de agua no tuvo ningún efecto en el comportamiento del yacimiento.

5.1.7 Profundidad del Acuífero en la Zona Mugrosa B. Esta sensibilidad se modificaron las profundidades del acuífero para la Zona Mugrosa B. En la **Tabla 50** se muestran las profundidades del acuífero modeladas en este caso.

Tabla 50 Valores para la Sensibilidad de Profundidades de Acuífero en Mugrosa B

Zona	Caso 1	Caso 2	Base	Caso 3	Caso 4
WOC_B	5670	5720	5770	5820	5870
WOC_C	6525	6525	6525	6525	6525

Fuente: Elaboración propia

En el **Anexo K** se muestra que la producción de petróleo para los Pozos ABC y IC2 logran aproximarse más a la producción real. De igual manera, la producción de agua del Pozo ABC disminuye. Por lo contrario, el Pozo IC1 no se afectó, y al ser el pozo que mayor producción tiene, da como resultado que la producción acumulada no se vea afectada.

5.1.8 Profundidad del Acuífero en la Zona Mugrosa C. En esta sensibilidad se modificaron las profundidades del acuífero para la Zona Mugrosa C. En la **Tabla 51** se muestran las profundidades del acuífero modeladas en este caso.

Tabla 51 Valores para la Sensibilidad de Profundidades de Acuífero en Mugrosa C

Zona	Caso 1	Caso 2	Base	Caso 3	Caso 4
WOC_B	5770	5770	5770	5770	5770
WOC_C	6425	6475	6525	6575	6625

Fuente: Elaboración propia

En el **Anexo L** se destaca la producción de la Zona Mugrosa C. En esta sensibilidad se muestra que al aumentar la profundidad del acuífero y asignarle un menor tamaño, se refleja una mayor producción de petróleo en el yacimiento. En consecuencia, los Pozos IC1 e IC2 tienen una producción más alta y cercana a la producción real del yacimiento. Por otro lado, la presión disminuye en una mayor proporción con una diferencia de 40 LPCA en enero de 1990 y de 84 LPCA en enero de 2018.

5.1.9 Profundidad del Acuífero en la Zona Mugrosa B y C, Relación Kv/Kh y Exponente de Saturación del Agua (NW). Con el análisis de los resultados de las sensibilidades mencionadas, se generan seis (6) casos con modificaciones

específicas con el fin de lograr el ajuste de la historia de producción. En la **Tabla 52** se detalla cada caso generado.

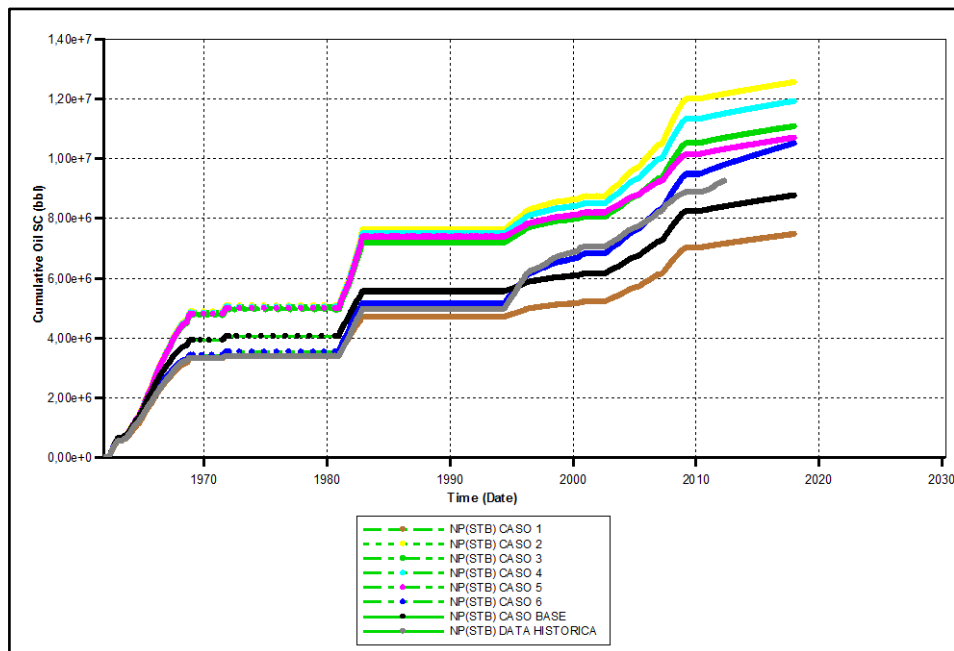
Tabla 52 Valores para la Sensibilidad de Relación Kv/Kh, Exponente de Saturación del Agua “NW” y Profundidades de Acuífero

Zona	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5	Caso 6
WOC_B	5720	5770	5770	5770	5770	5770
WOC_C	6625	6682	6682	6682	6682	6682
Modificaciones Especificas						
Variable	la_FIX	la_FIX	la_FIX	la_FIX	NW	NW
Valor	1	0.25	1	0.5	0.5	3.5

Fuente: Elaboración propia

Como resultado de esta sensibilidad, en la **Gráfica 38** se muestra la producción acumulada de petróleo del Pozo ABC, donde se refleja que el Caso 6 representa la producción hasta el año 2007 y del año 2007 hasta el 2012 se produce 5.6% adicional al caso histórico.

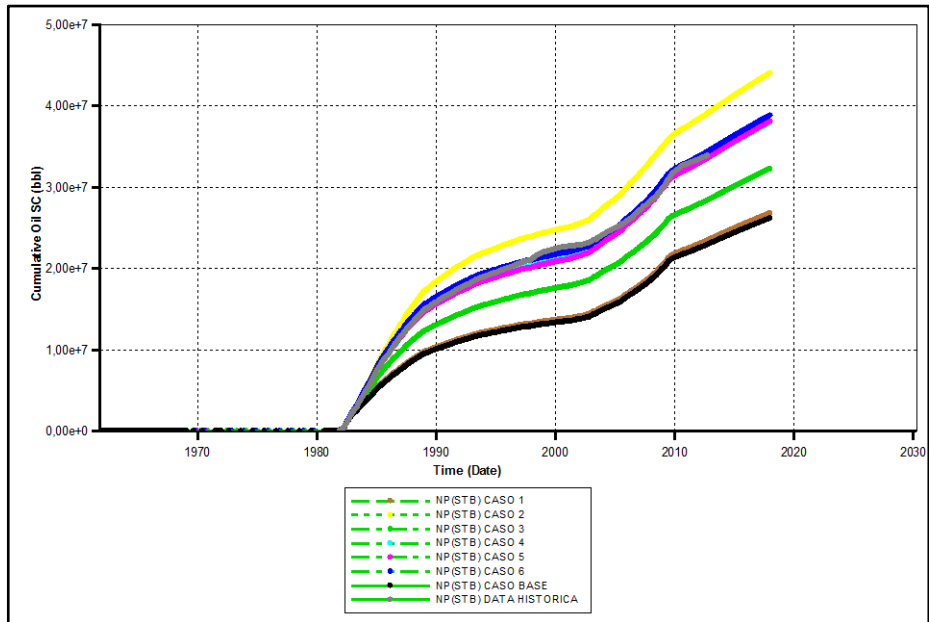
Gráfica 38 Producción Acumulada Para el Pozo ABC



Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017.

En la **Gráfica 39** se muestra la producción acumulada de petróleo del Pozo IC1, donde se refleja que el Caso 6 representa la producción, aunque desde el año 1998 hasta el 2003 se tiene una producción de 3.3% adicional con respecto al caso histórico. Finalmente, se representa que el Caso 5 tiene una producción 8.1% aproximadamente menor, desde el año 1994 hasta 2006.

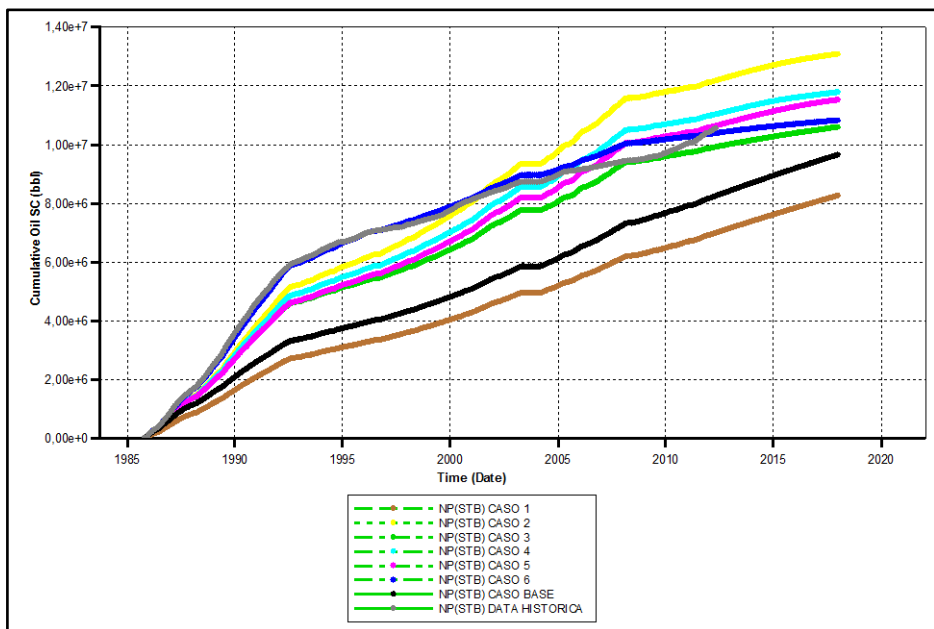
Gráfica 39 Producción Acumulada Para el Pozo IC1



Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017.

En la **Gráfica 40** se muestra la producción acumulada del Pozo IC2, donde se refleja que el Caso 6 representa la producción del periodo de 1985 a 2001 y de los años 2001 al 2011 se evidencia una disminución de la producción acumulada, aunque para el año 2012 la producción acumulada llega a ser 2.41% mayor con respecto al caso histórico, con 10.61 millones de barriles de petróleo.

Gráfica 40 Producción Acumulada Para el Pozo IC2

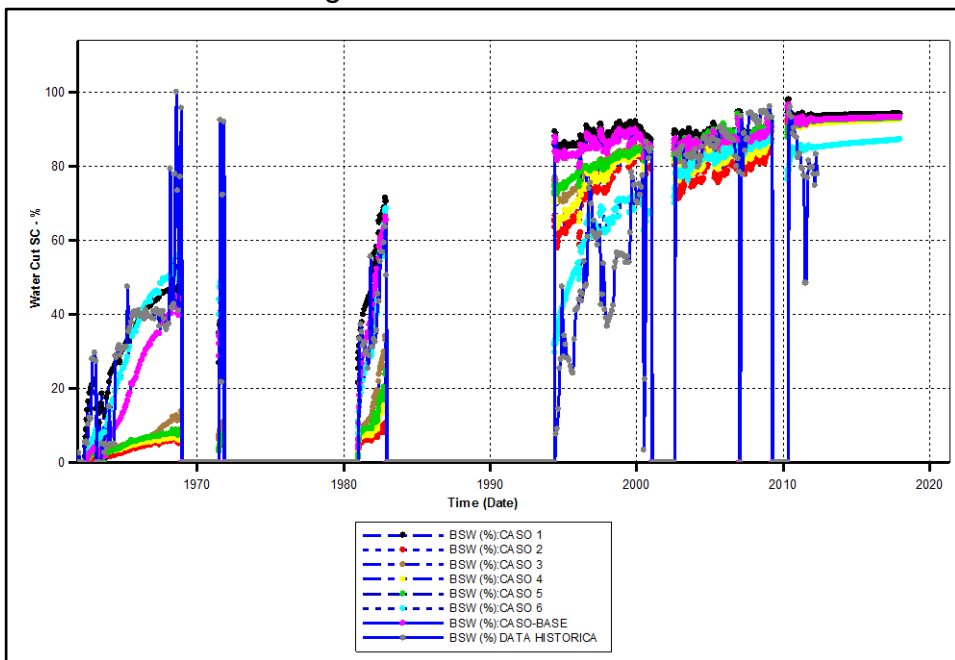


Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017.

Finalmente, para la producción acumulada de petróleo, se releja que el Caso 1 produce 33.34% aproximadamente menos que el caso histórico, lo cual indica que la profundidad del acuífero afecta la producción del pozo negativamente. Adicionalmente, el Caso 2 produce 18.8% de barriles de petróleo adicionales al caso histórico debido al efecto del factor la_Fix en la permeabilidad vertical, como se reflejó en la sensibilidad de la Relación Kv/Kh.

En la **Gráfica 41** se muestra el corte de agua del Pozo ABC, donde el Caso 6 refleja la historia promedio del corte de agua de los años 1961 hasta 2001, después de esta fecha hasta el año 2012, el caso histórico refleja una producción de agua mayor en 4.88% al Caso 6.

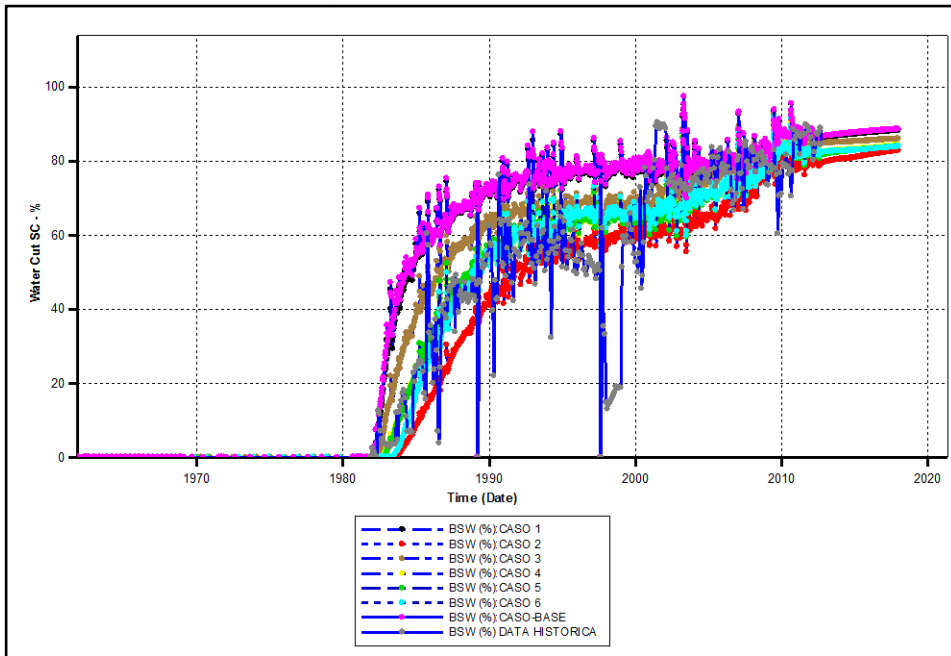
Gráfica 41 Corte de Agua Para el Pozo ABC



Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017.

En la **Gráfica 42** se muestra el corte de agua del Pozo IC1, donde el Caso 6 representa el corte de agua del año 1982 hasta 1995 y del 2001 al 2012 con una diferencia de 3% aproximadamente, pero desde el año 1995 hasta el 2001, este caso muestra un corte de agua mayor en 14.93% en promedio. Adicionalmente, se evidencia que el Caso 5 tienen un comportamiento similar al Caso 6 con una diferencia de máxima de 1.4%, y que los demás casos no reasentan el caso histórico.

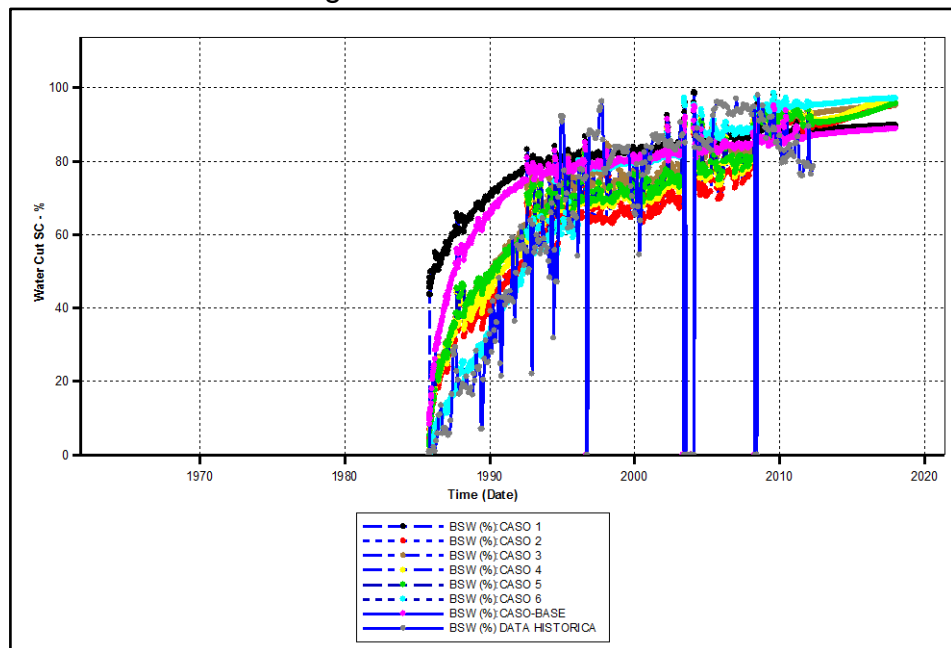
Gráfica 42 Corte de Agua Para el Pozo IC1



Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017.

En la **Gráfica 43** se muestra el corte de agua del Pozo IC2, donde el Caso 6 representa el corte de agua del caso histórico en un 98.7% a diferencia de los demás casos donde se refleja un corte de agua mayor antes del año 1995.

Gráfica 43 Corte de Agua Para el Pozo IC2

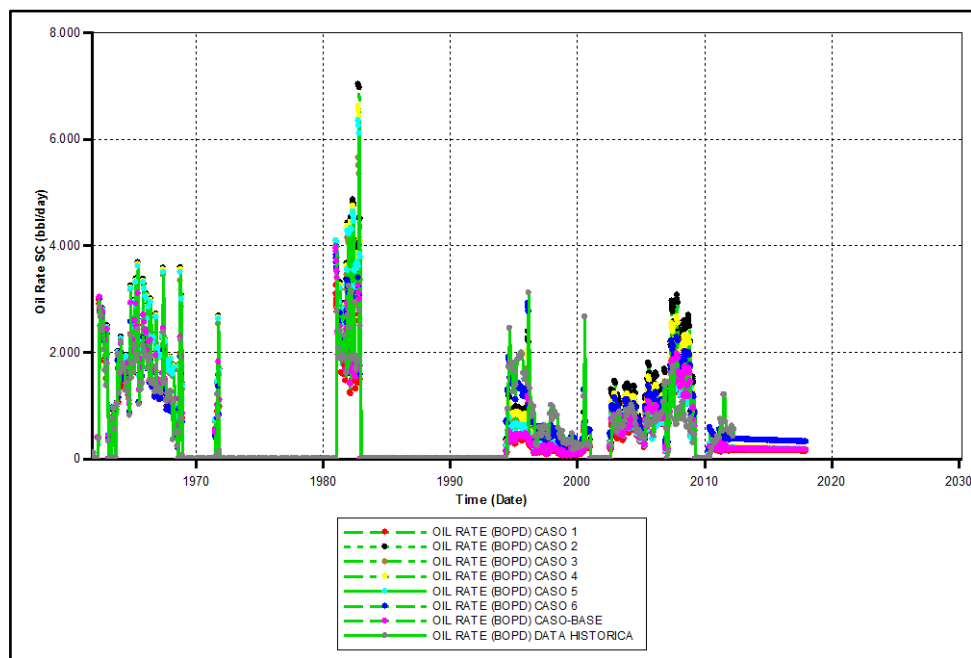


Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017.

Se difiere que, para la producción de agua, el Caso 6 reproduce la producción de agua con una diferencia de máximo 3.49%. Adicionalmente, el Caso 2 representa una producción de agua menor en todos los pozos con respecto al caso histórico en un rango de un 10% a 20%, debido al cambio en la Relación Kv/Kh. Finalmente, en los demás casos, la producción de agua es mayor debido a que la profundidad de los acuíferos es menor y se produce más agua.

En la **Gráfica 44** se muestra la tasa de petróleo en barriles por día del Pozo ABC, donde el Caso 6 representa la tasa de petróleo, sin embargo, en el año 2007 hasta el año 2009, la producción de este caso es mayor en 1146.76 barriles en promedio por día.

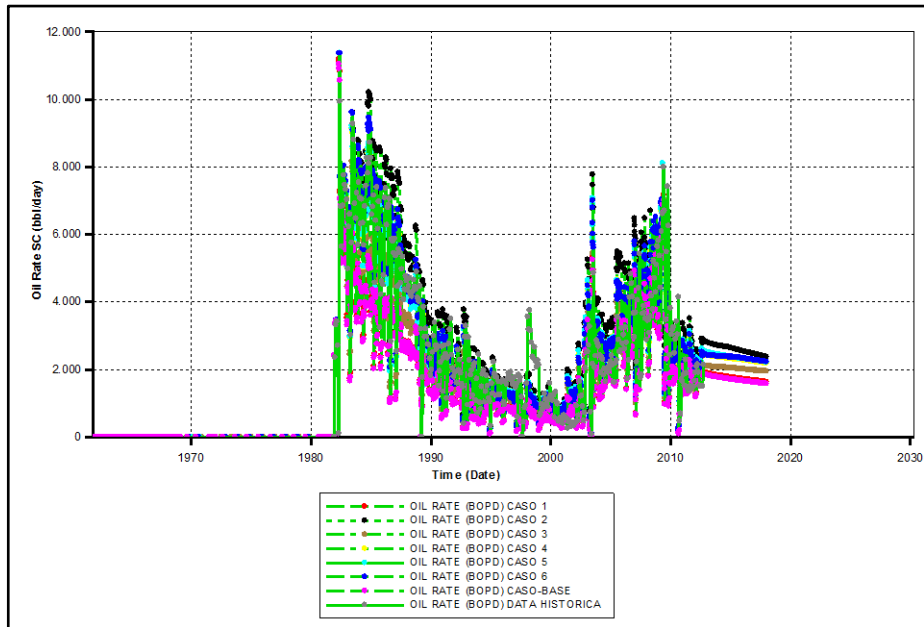
Gráfica 44 Tasa de Petróleo Para el Pozo ABC



Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017.

En la **Gráfica 45** se muestra la tasa de petróleo en barriles por día del Pozo IC1, donde el Caso 6 representa la tasa de petróleo con una diferencia máxima de 640 BPD y mínimo de 76.26 BPD.

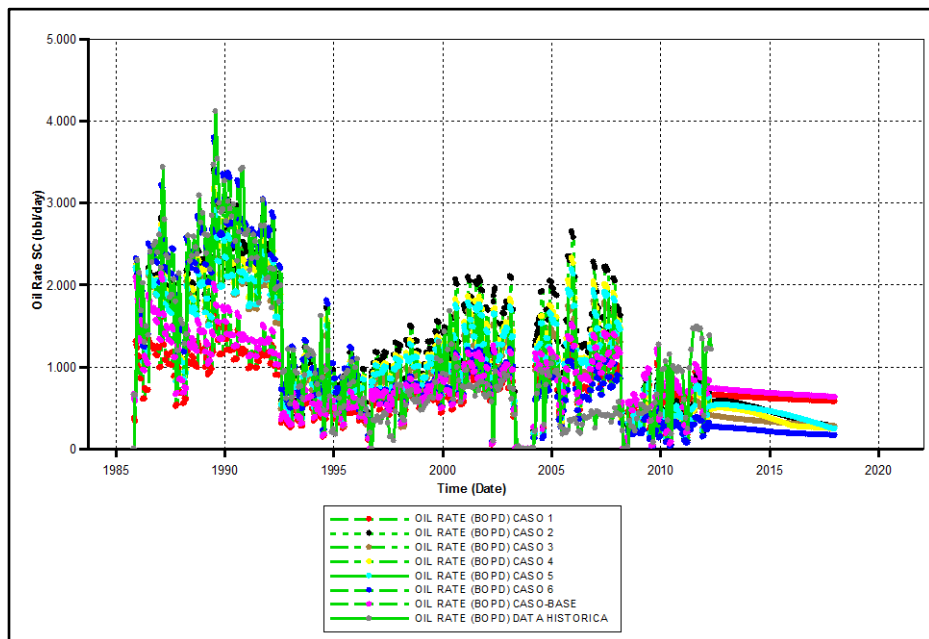
Gráfica 45 Tasa de Petróleo Para el Pozo IC1



Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017.

En la **Gráfica 46** se muestra la tasa de petróleo en barriles por día del Pozo IC2, donde el Caso 6 representa la tasa de petróleo con excepción del periodo 2005 – 2008, en donde se produce 361 BPD adicionales promedio al caso histórico. Adicionalmente, del año 2008 al 2012, se produce 704.8 BPD menos en promedio al caso histórico.

Gráfica 46 Tasa de Petróleo Para el Pozo IC2

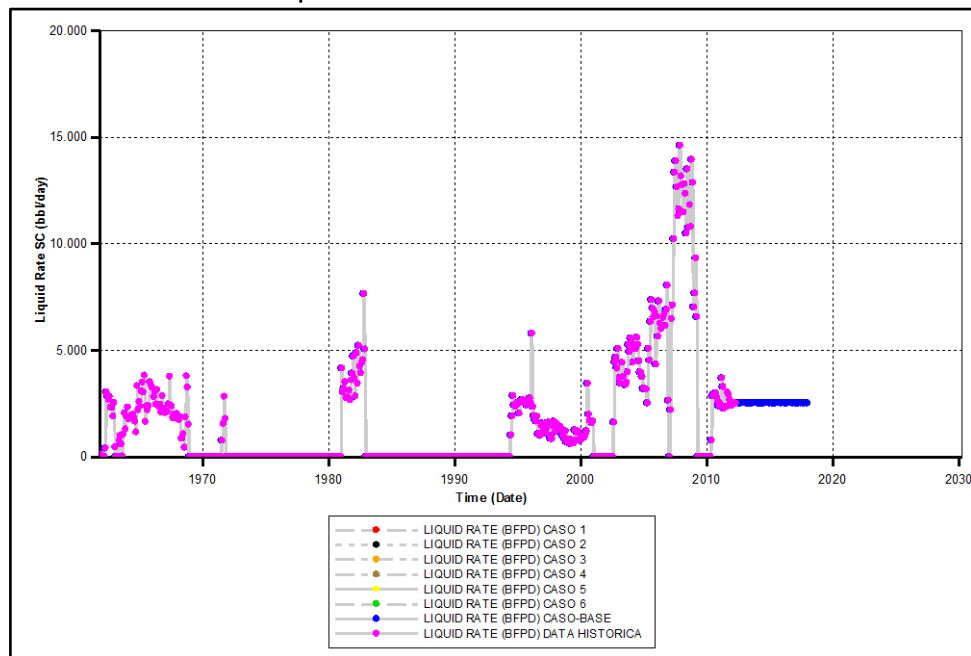


Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017.

Por lo cual, para la tasa de producción de petróleo, se muestra que el mejor cotejo es representado por el Caso 6, en donde las únicas fechas en donde existe una diferencia con respecto al caso histórico, fueron explicados en la sección anterior. Adicionalmente, se refleja que la producción de petróleo del Caso 1 es menor a comparación de los demás casos. Este resultado se debe a que el acuífero de la Zona Mugrosa C para este caso es el más somero con una diferencia de 57 ft de profundidad con respecto al Caso 6.

En la **Gráfica 47** se muestra la tasa líquida en barriles por día del Pozo IC2, donde se refleja que la tasa de líquida se representa en un 100% por todos los casos con respecto al caso histórico.

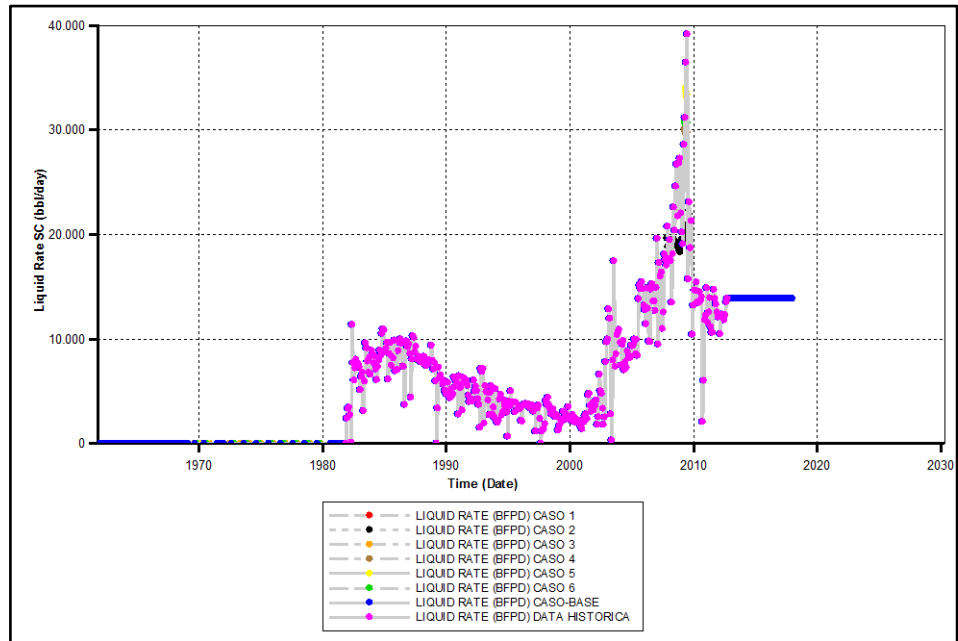
Gráfica 47 Tasa Líquida Para el Pozo ABC



Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017.

En la **Gráfica 48** se muestra la tasa de líquida del Pozo IC1, donde se representa en un 100% por el Caso 1 y el Caso 3 con respecto al caso histórico, lo cual se debe a que no hubo ningún cambio en la Relación Kv/Kh con respecto al caso base. En el Caso 2 se refleja una disminución del 30.92% aproximadamente en la tasa líquida en los años 2008 a 2009. Seguido por el Caso 4, el cual tiene una disminución del 23.27% aproximadamente en la tasa líquida en el año 2009, debido a la disminución de la Relación Kv/Kh. En contraste, el Caso 5 y el Caso 6 se refleja una disminución en la tasa líquida aproximadamente del 2.16 y 10.16% respectivamente en el año 2009, con respecto al caso histórico.

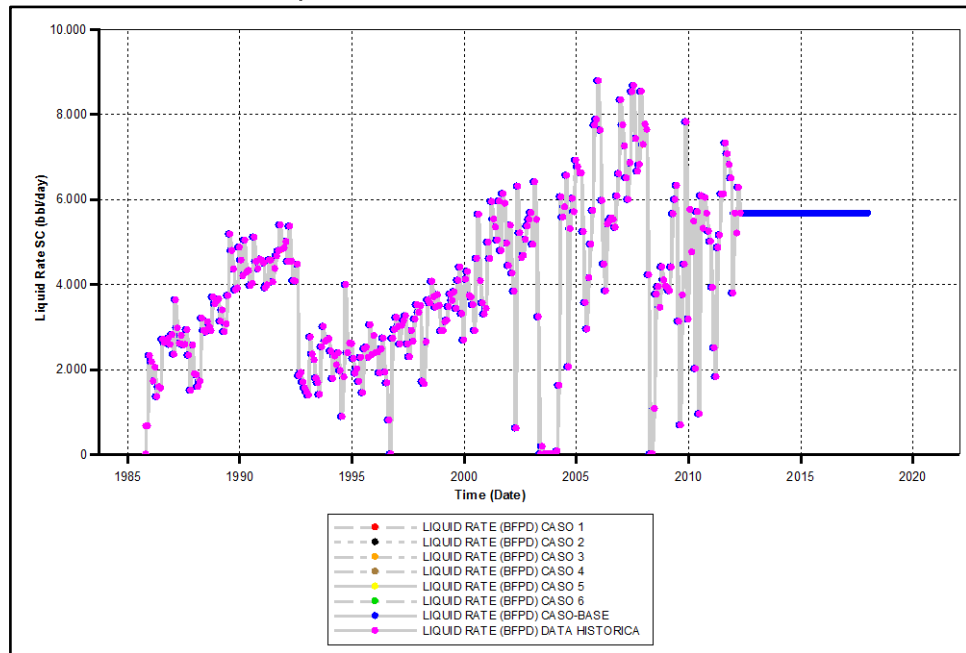
Gráfica 48 Tasa Líquida Para el Pozo IC1



Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017.

En la **Gráfica 49** se muestra la tasa líquida en barriles por día del Pozo IC2, donde se evidencia que la tasa de liquida se representa en su totalidad por todos los casos.

Gráfica 49 Tasa Líquida Para el Pozo IC2

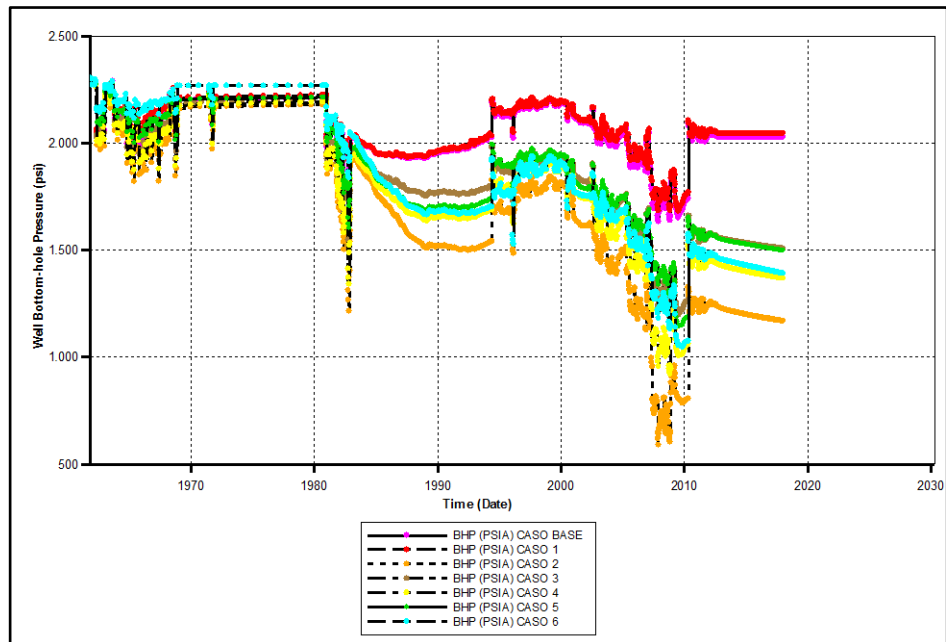


Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017.

Con respecto a la tasa de producción de líquida, se pudo observar que en todas las sensibilidades se mantuvo el cotejo, con excepción de periodo 2088-2009 para el Pozo IC1, por lo cual se concluye que las propiedades de porosidad, permeabilidad y daño en la cara de pozo están generando la energía de yacimiento necesaria la producción de los fluidos.

En la **Gráfica 50** se muestra la presión de fondo del Pozo ABC, donde se refleja que, en el año 2011, el Caso 1 mantiene la presión más alta que el Caso 3, con una diferencia de 451.73 lpc. De igual manera, la presión se mantiene con valores más altos para el Caso 4 a comparación del Caso 2, con una diferencia de 193.58 lpc. Finalmente, la presión para el Caso 5 es mayor en 94.94 lpc con respecto al Caso 6 para el año 2011.

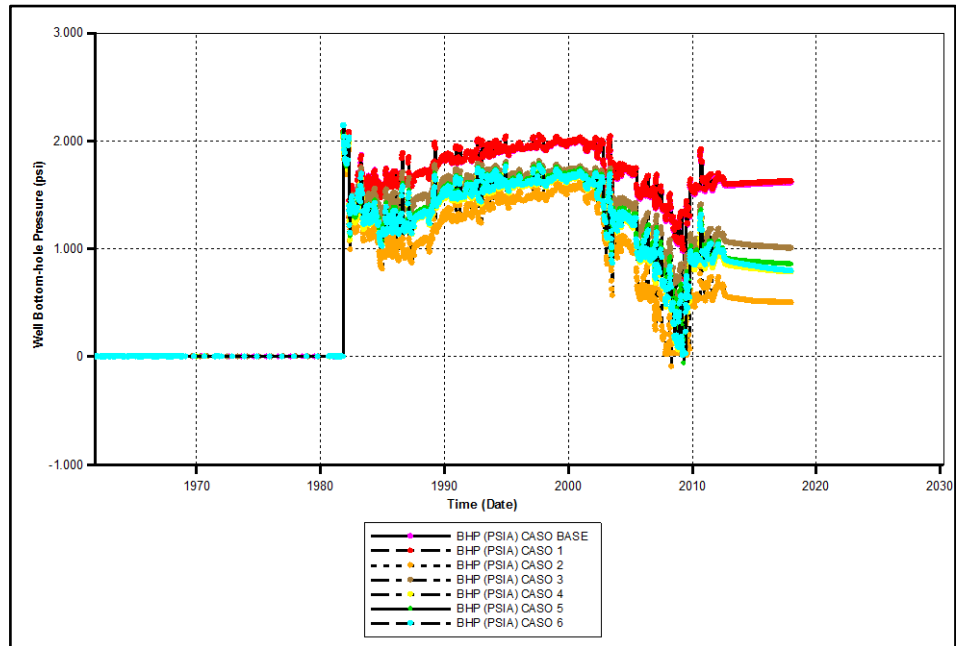
Gráfica 50 Presión de Fondo Para el Pozo ABC



Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017.

En la **Gráfica 51** se muestra la presión de fondo del Pozo IC1, donde se evidencia que para el año 2011 en el Caso 1, se tiene una presión de 1634.42 lpc a comparación del Caso 3, la cual tiene una presión de 1110.22 lpc. Así mismo, la presión es más alta para el Caso 4 a comparación del Caso 2, con una diferencia de 300.59 lpc. Por último, la presión para el Caso 5 es muy similar al Caso 6. Sin embargo, el Caso 5 tiene una presión de 42.08 lpc mayor con respecto al Caso6, para el año 2011.

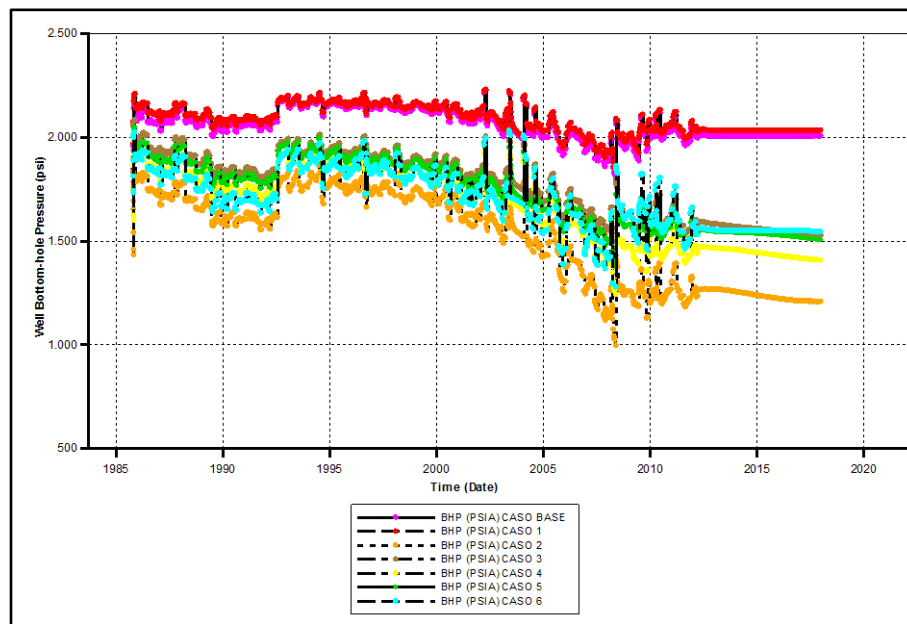
Gráfica 51 Presión de Fondo Para el Pozo IC1



Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017.

En la **Gráfica 52** se muestra la presión de fondo del Pozo IC2, donde se evidencia que, en el año 2011, la presión es más alta para el para el Caso 4 a comparación del Caso 2, con una diferencia de 202.35 lpc. Igualmente, el Caso 1 tiene una presión más alta que el Caso 3, con una diferencia de 446.48lpc. Finalmente, la presión para el Caso 5 es igual al Caso 6 para el año 2011.

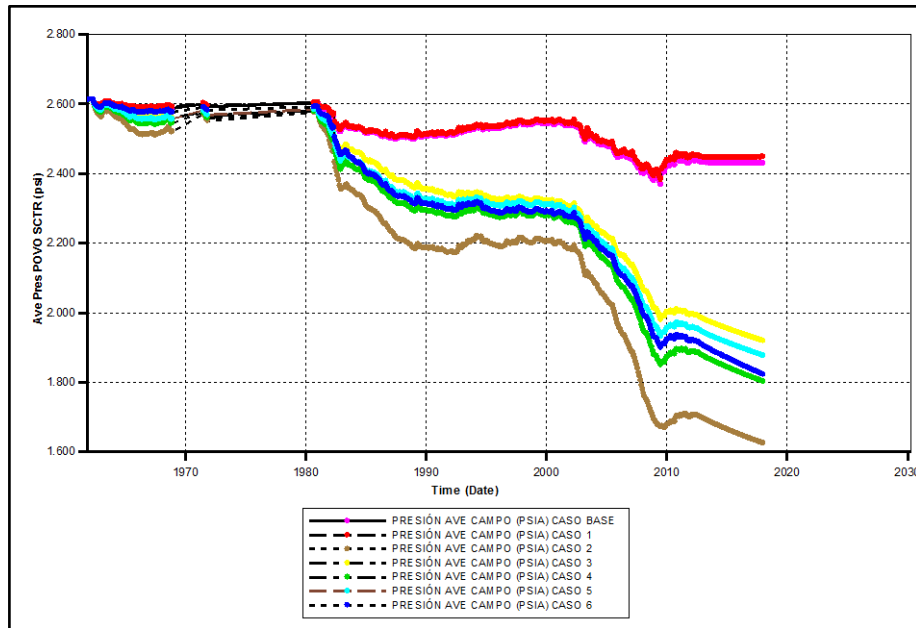
Gráfica 52 Presión de Fondo Para el Pozo IC2



Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017.

En la **Gráfica 53** se muestra la Presión Promedio del Yacimiento, donde el Caso 2 refleja una declinación mayor de la presión del yacimiento, en comparación al Caso 1 que es el caso que tiene un historial alto presión. Los demás casos mantienen la presión por encima de 1800 lpc.

Gráfica 53 Presión Promedio del Yacimiento

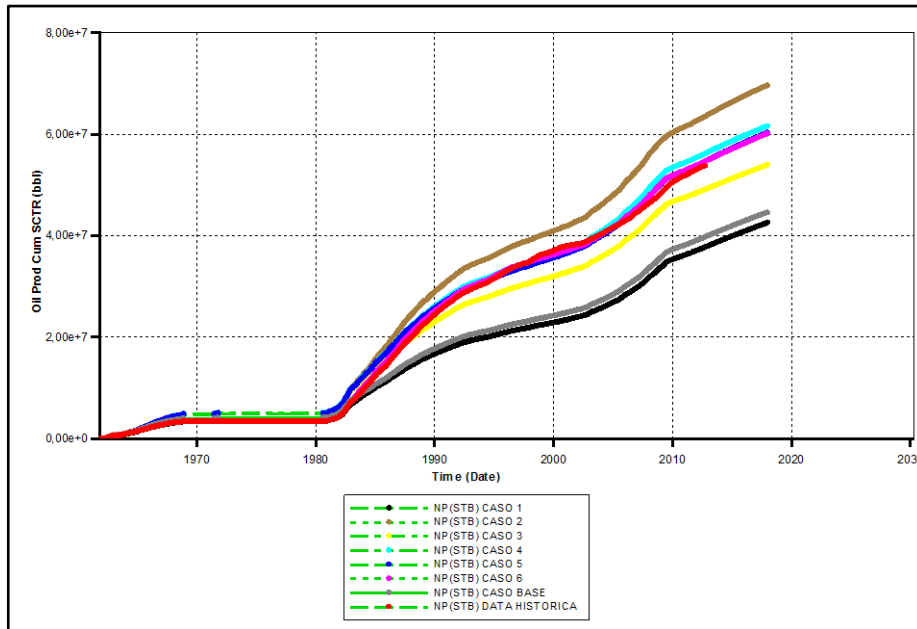


Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017.

Para la presión de fondo se concluye que a menor cambio en la Relación Kv/Kh la presión es más alta, ya que la permeabilidad vertical no disminuye en la misma proporción en el Caso 4 como en el Caso 2. Así mismo, la presión es directamente proporcional al tamaño del acuífero, ya que el acuífero realiza un empuje hidráulico con más fuerza al ocupar más espacio y este se refleja en la presión, como por ejemplo, el Caso 1 mantiene la presión por encima de los 2370 lpc a comparación del Caso 3, en el cual la presión declina hasta 1920 lpc. Para culminar esta sección, la presión para el Caso 5 es levemente mayor al Caso 6, debido a que, a mayor exponente de agua, se permite mayor movilidad del agua, y permite su producción, el cual genera un efecto negativo en la presión producto de una disminución en la energía del empuje del acuífero.

Finalmente, en la **Gráfica 54** se muestra la producción acumulada del yacimiento, donde el Caso 6 representa la producción del yacimiento desde 1961 hasta el 2012 con una diferencia de 770 mil barriles de petróleo acumulado y aunque el Caso 5 tenga una representación gráfica aproximada al caso histórico, este tiene una diferencia de 10.320 miles de barriles acumulados adicionales con respecto al caso histórico.

Gráfica 54 Producción Acumulada de Petróleo del Yacimiento



Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017.

Como resultado, se muestra que el Caso 6 es el que mejor representa la historia de producción real del yacimiento, como se muestra en la **Tabla 53**. Este caso se caracteriza por tener los acuíferos de las dos zonas lo más profundo posible. También, el Pozo IC1 se caracteriza por ser el pozo con mayor producción acumulada de petróleo, el cual aporta un total de 38.75 millones de barriles.

Tabla 53. Producción Acumulada de Petróleo del Yacimiento para el Cotejo Histórico para el año 2012

Casos / Fluido	Np (millones stb)	Casos / Fluido	Np (millones stb)
Caso Base	39.579	Caso 3	48.872
Caso Histórico	53.699	Caso 4	56.375
Caso 1	38.752	Caso 5	54.866
Caso 2	63.430	Caso 6	54.464

Fuente: Elaboración propia

5.2 SELECCIÓN DEL PATRÓN Y TASA DE INYECCIÓN

Para esta sección se determina el patrón de inyección por medio de la inyección de agua, donde se tiene en cuenta la presión de inyección y el esquema con el recobro más alto.

5.2.1 Presión de inyección. Es necesario que la presión de inyección no supere la presión de fractura de la roca, la cual está directamente relacionada al gradiente de fractura. Esta presión “es la fuerza por unidad de área necesaria para vencer la presión de poro y la resistencia de la formación (esfuerzo matricial mínimo); esta resistencia depende de la solidez o cohesión de la roca y de los esfuerzos de compresión a los que esté sometida”¹³.

Es necesario definir la presión de sobrecarga. Esta es la presión ejercida por las formaciones sobrepuestas al yacimiento y está definida por la siguiente ecuación:

Ecuación 63. Presión de Sobrecarga

$$G_s: 0.433 * [(\emptyset - 1)\rho_{ma} + (\emptyset * \rho_f)]$$

Fuente: PÉREZ C., Miguel, Apuntes y Ejercicios De Ingeniería de Perforación, tesis de grado, México D.F., 2013, p.12

Donde:

G_s: Gradiente de Sobrecarga (lpca/ft)

P_{ma}: Densidad de la matriz (g/cc)

ρ_f: Densidad del fluido de formación (g/cc)

∅: Porosidad de formación (Fracción)

Para la formación sobrepuesta al yacimiento, se realiza un supuesto y se considera un promedio de porosidad de 1.42% y la densidad del fluido del agua (1 g/cc), basado en el estudio realizado por la ANH titulado “Integración y Geología de la digitalización y Análisis de Núcleos”¹⁴. Adicionalmente, se considera un promedio la densidad del cuarzo, dolomita y calcita, como densidad de matriz, dando como resultado 2.724 g/cc. Finalmente, el gradiente de sobrecarga es de 1.1048 lpca/ft.

Con el fin de tener una presión de fractura precisa, se usa el Método de Monte Carlo, el cual se basa en resolver una ecuación repetidas veces, con una o más variables aleatorias, con el fin de generar un histograma que permita determinar el valor más probable de la ecuación, de modo que, para la presión de yacimiento se asigna una desviación estándar de 250 lpca y para la relación de Poisson se asigna una desviación estándar de 0.05 y una media de 0.25.

¹³ TREJO, Maria, Aplicación de la Geomecánica en la estabilidad del agujero de un pozo de la región sur, tesis de grado, México D.F., 2009, p.15

¹⁴ ANH. Integración y Geología de la digitalización y Análisis de Núcleos. Colombia. 2012, p. 151.

A continuación, se presentan tres (3) correlaciones para determinar la presión de fractura. La primera correlación es la de Hubbert y Willis, el cual determina que el esfuerzo horizontal es un tercio al esfuerzo vertical y relaciona la presión de formación con la relación entre los esfuerzos horizontales y verticales de formación, como se refleja en la **Ecuación 64**.

Ecuación 64 Presión de Fractura Propuesto por Hubbert y Willis

$$P_f: (H * G_f): P_y + \frac{((G_s * H) - P_y)}{3}$$

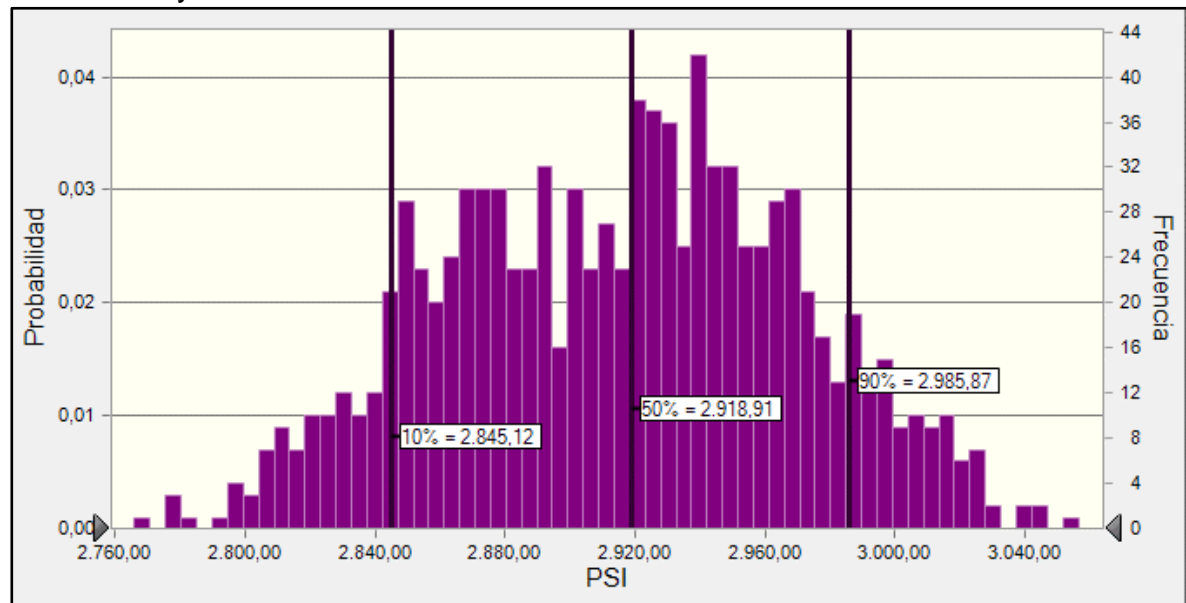
Fuente: PÉREZ C., Miguel, Apuntes y Ejercicios De Ingeniería de Perforación, tesis de grado, México D.F., 2013, p.12

Donde:

- G_f: Gradiente de Fractura (lpca/ft)
- P_f: Presión de Fractura (lpca)
- P_y: Presión de Yacimiento (lpca)
- H: Profundidad del Yacimiento (ft)

Considerando los supuestos mencionados para el Método de Monte Carlo, en la **Gráfica 55** se muestra los resultados para la correlación de presión de fractura para la Zona Mugrosa B.

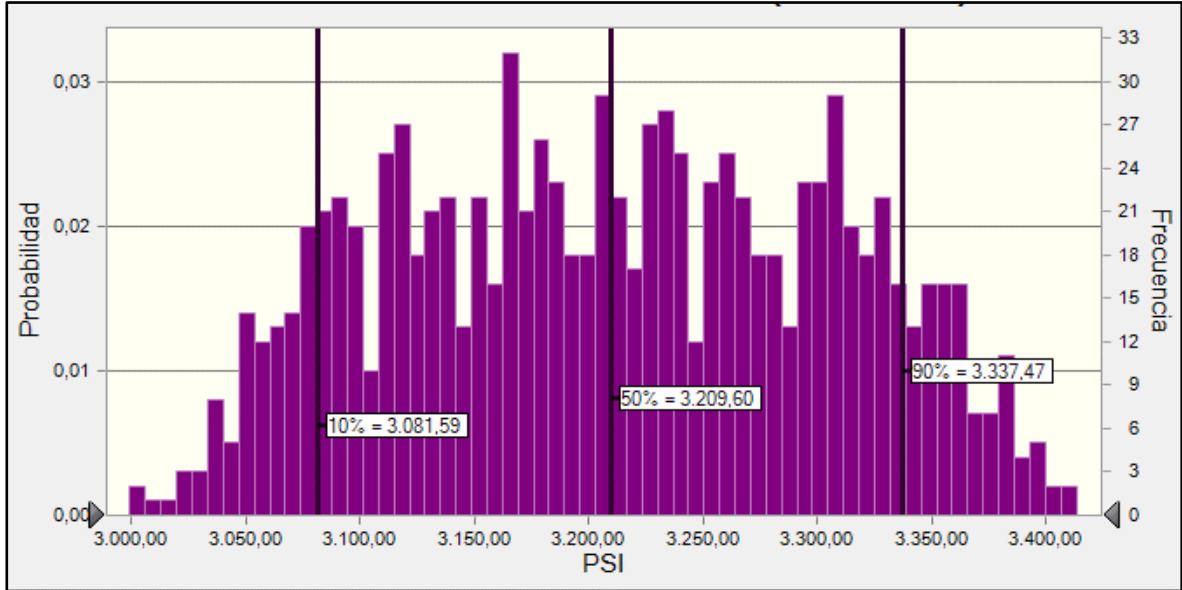
Gráfica 55. Presión de fractura para la Zona Mugrosa B por medio de la correlación de Hubbert y Willis



Fuente: Elaboración propia

De igual modo, en la **Gráfica 56** se muestra los resultados para la correlación de presión de fractura para la Zona Mugrosa C.

Gráfica 56. Presión de fractura para la Zona Mugrosa B por medio de la correlación de Hubbert y Willis



Fuente: Elaboración propia

Donde en las gráficas anteriores, se determina la presión de fractura por medio del percentil 50, el cual determina el valor más probable.

La segunda correlación es la de Matthews y Kelly, el cual es una modificación de la correlación de Hubbert y Willis que considera la relación de la deformación lateral con respecto a la deformación axial, la cual es representada por la Constante de Poisson. Esta correlación se muestra en la siguiente ecuación:

Ecuación 65 Presión de Fractura Propuesto por Matthews y Kelly

$$P_f: \frac{\nu}{1 - \nu} ((G_s * H) - P_y)$$

Fuente: Tiaab, Djeebar, et al. Petrophysics, segunda edición, 2004, p. 622.

Donde:

ν : Relación de Poisson

G_s : Gradiente de Sobrecarga (lpca/ft)

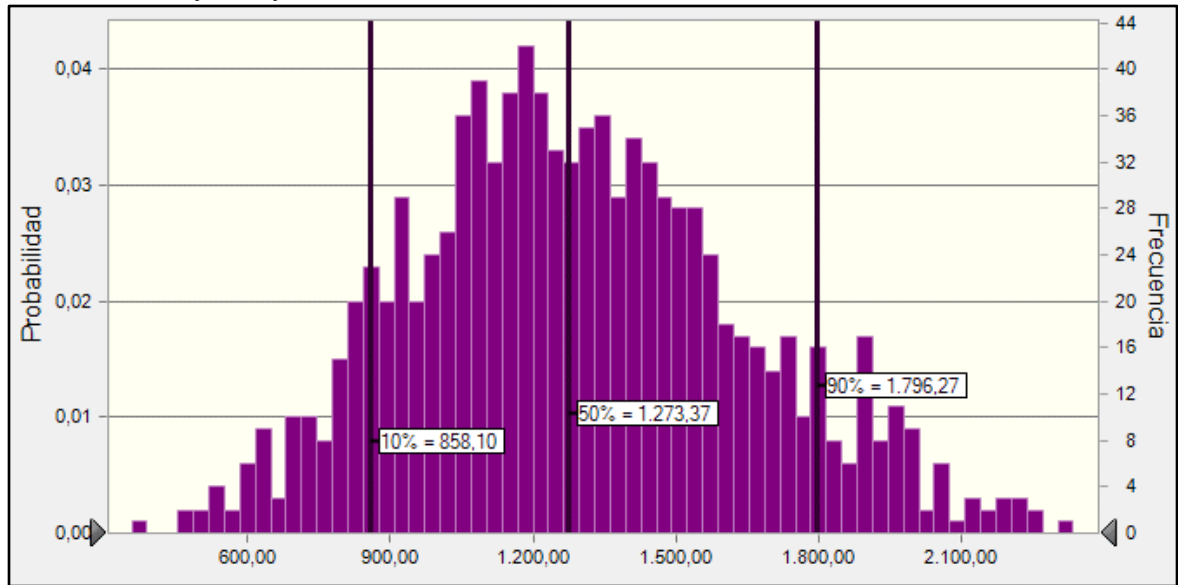
P_f : Presión de Fractura (lpca)

P_y : Presión de Yacimiento (lpca)

H: Profundidad del Yacimiento (ft)

Teniendo en cuenta los supuestos mencionados para el Método de Monte Carlo, en la **Gráfica 57** se muestra los resultados para la correlación de presión de fractura para la Zona Mugrosa B.

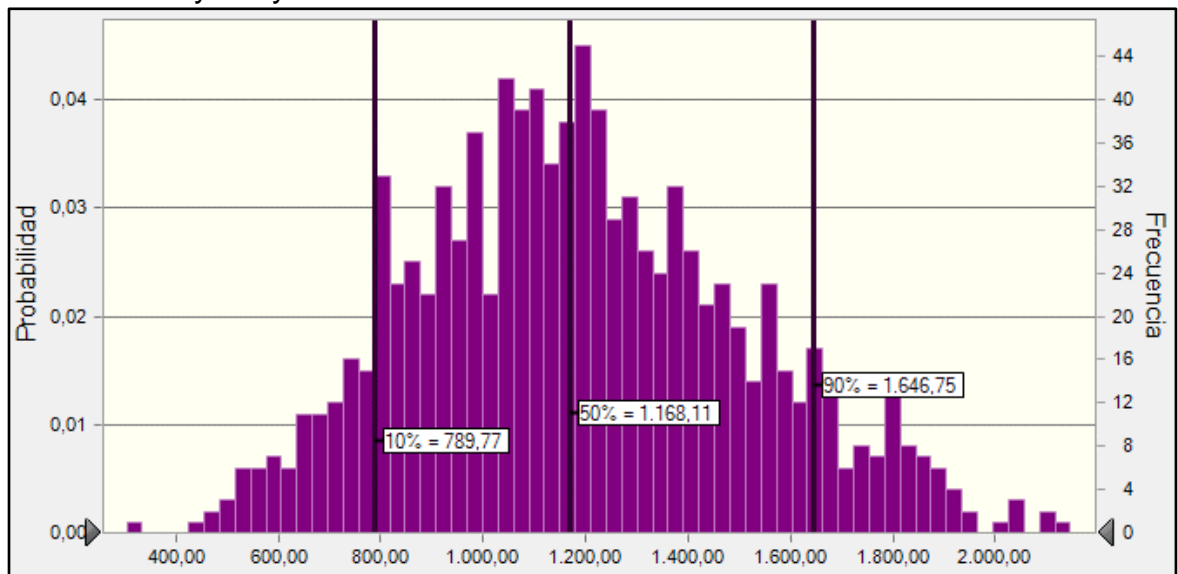
Gráfica 57. Presión de fractura para la Zona Mugrosa B por medio de la correlación de Matthews y Kelly



Fuente: Elaboración propia

De igual modo, en la **Gráfica 58** se muestra los resultados para la correlación de presión de fractura para la Zona Mugrosa C.

Gráfica 58. Presión de fractura para la Zona Mugrosa C por medio de la correlación de Matthews y Kelly



Fuente: Elaboración propia

Donde en la ...**Gráfica 57...** y la ... **Gráfica 58...**, se determina la presión de fractura por medio del percentil 50.

La tercera correlación es la de Eaton, que incluye el efecto de profundidad en la Constante de Poisson, por lo cual proponer que esta incrementa con la profundidad, así mismo, se considera que el gradiente de esfuerzo vertical aumenta de 0.85 hasta 1 lpc/ft. Esta correlación se muestra en la siguiente ecuación:

Ecuación 66 Presión de Fractura Propuesto por Eaton

$$P_f: P_y * \left[\left(\frac{\nu}{1 - \nu} \right) * ((G_s * H) - P_y) \right]$$

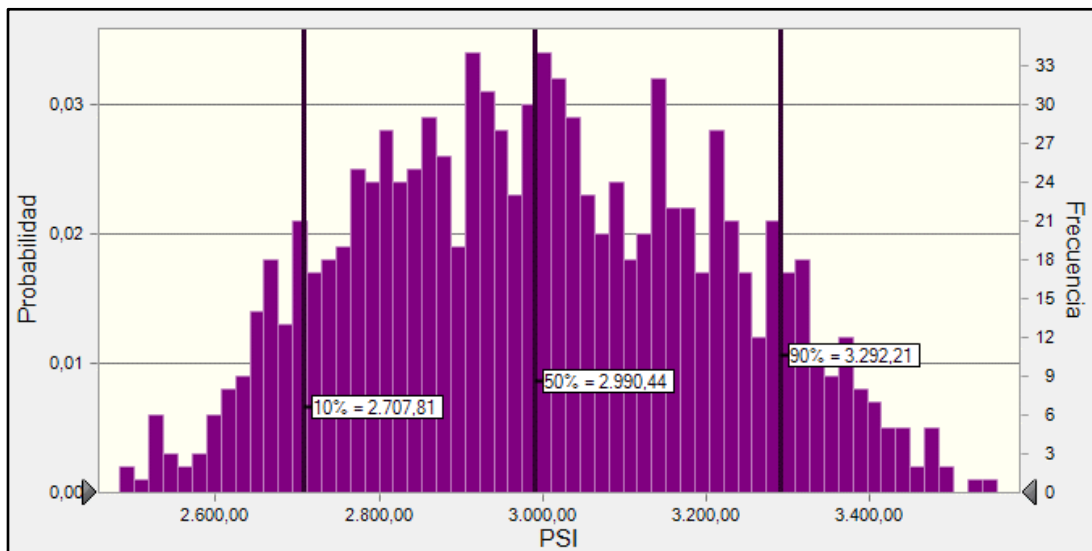
Fuente: ZOBACK, D Mark, Reservoir Geomechanics, Primera Edición, 2007, p. 281

Donde:

- ν : Relación de Poisson
- G_s : Gradiente de Sobrecarga (lpc/ft)
- P_f : Presión de Fractura (lpc)
- P_y : Presión de Yacimiento (lpc)
- H : Profundidad del Yacimiento (ft)

Relacionando los supuestos mencionados para el Método de Monte Carlo, en la **Gráfica 59** se muestra los resultados para la correlación de presión de fractura para la Zona Mugrosa B.

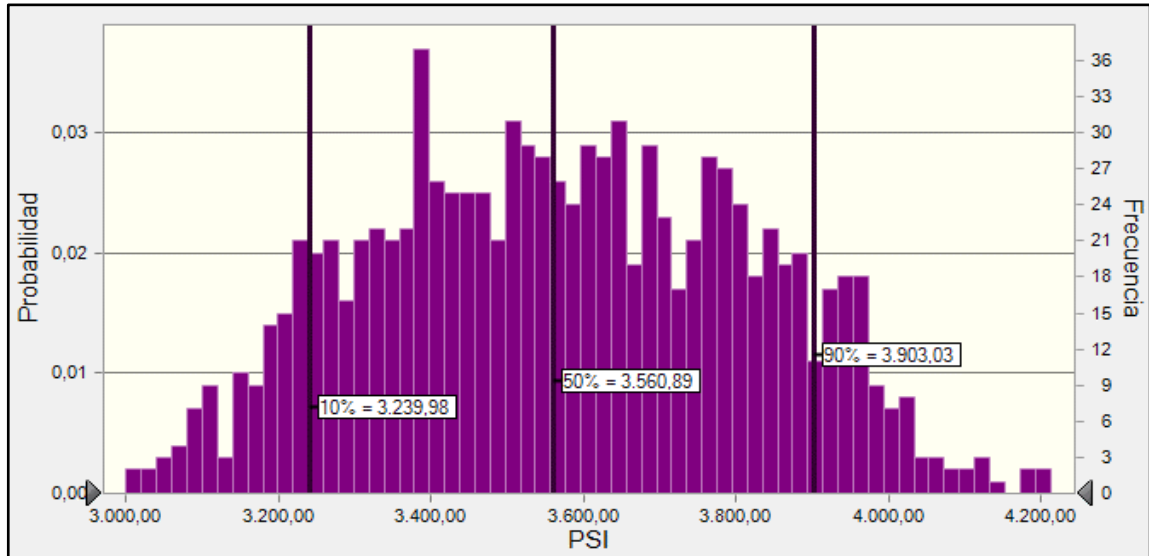
Gráfica 59. Presión de fractura para la Zona Mugrosa B por medio de la correlación de Eaton



Fuente: Elaboración propia

De igual modo, en la **Gráfica 60** se muestra los resultados para la correlación de presión de fractura para la Zona Mugrosa C.

Gráfica 60. Presión de fractura para la Zona Mugrosa C por medio de la correlación de Eaton



Fuente: Elaboración propia

Donde en la ...**Gráfica 59**... y la ...**Gráfica 60**..., se determina la presión de fractura por medio del percentil 50.

En la **Tabla 54**, se muestran los resultados de la iteración por medio de Método de Monte Carlo, donde se concluye que la correlación a usar para determinar la presión de fractura es la de Eaton por su consideración del efecto de la profundidad.

Tabla 54 Presión de Fractura

Método	H&W	M&K	Eaton
Mugrosa B			
Media (lpc)	2914.78	1304.44	2995.12
Desviación estándar	54.13	367.86	217.71
Error estándar medio (%)	1.71	11.63	6.88
Máximo (lpc)	3056.22	2744.32	3555.13
Mínimo (lpc)	2766.08	357.38	2483.74
Mugrosa C			
Media (lpc)	3210.38	1196.29	3569.42
Desviación estándar	94.86	339.37	247.1
Error estándar medio (%)	3	10.73	7.81
Máximo (lpc)	3413.31	2677.37	4212.23
Mínimo (lpc)	2999.39	304.3	3000.17

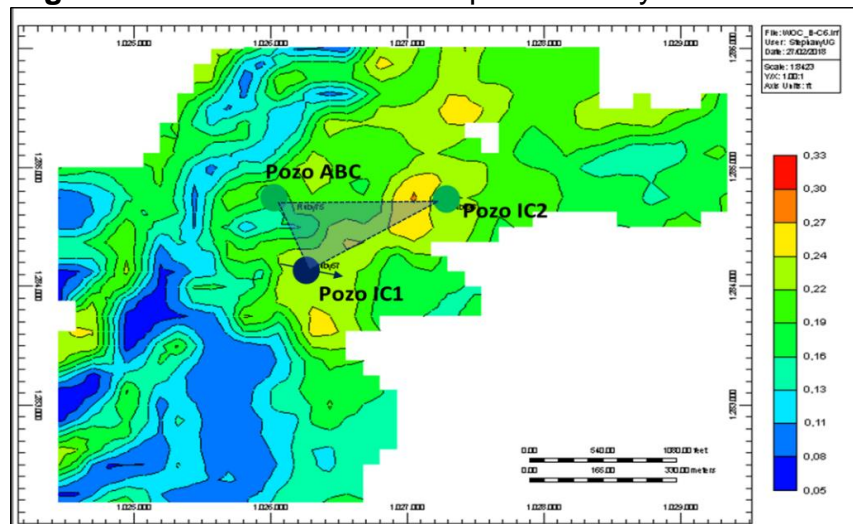
Fuente: Elaboración propia

Para la presión de inyección se utiliza el factor de seguridad del 10% con respecto a la presión de fractura, con el fin de evitar fracturar la formación al sobrepasar la presión límite para fracturar la formación, dando como resultado una presión de inyección de 2695.608 lpca.

5.2.2 Patrón de inyección. Para la selección del patrón de inyección, se realiza una sensibilidad donde se cuenta con tres (3) escenarios de inyección y una tasa de inyección equivalente a la tasa líquida producido promedio.

El primer escenario de patrón de inyección se caracteriza por inyectar en el Pozo IC1 y producir en los Pozos ABC e IC2, como se muestra en la **Figura 59**.

Figura 59. Primer escenario de patrón de inyección



Fuente: CMG Ltd. Simulador – Builder. Version 2017.

En la **Tabla 55** se muestra la tasa de agua a inyectar, la cual es el 95% de la tasa líquida producida en los Pozos ABC e IC2.

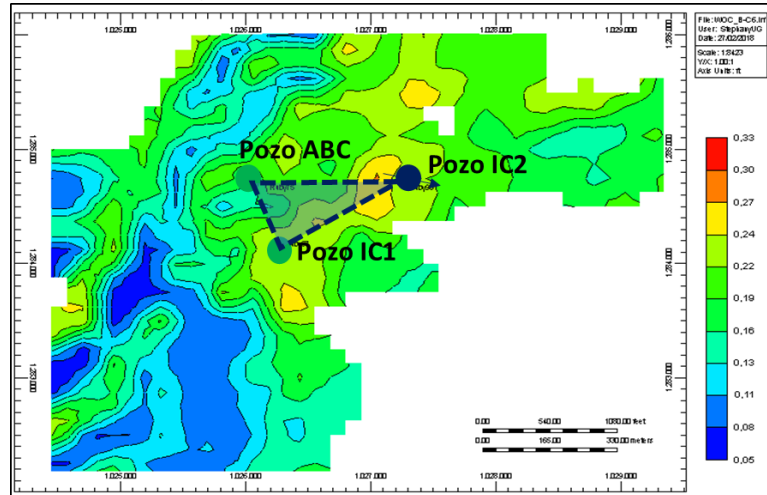
Tabla 55 Tasa de Inyección para el Escenario 1

Pozo Productor	Tasa Líquida (bbl)	Participación %	Patrón-Tasa Líquida (bbl)
IC1	2523	0%	0
ABC	13862	100%	13862
IC2	5670	100%	5670
Total, Patrón-Tasa Líquida (bbl)			19532
VRR			95%
Total, Inyección (bbl)			18555.4

Fuente: Elaboración propia

El segundo escenario de patrón de inyección se caracteriza por inyectar en el Pozo IC2 y producir en los Pozos ABC e IC1, como se muestra en la **Figura 60**.

Figura 60. Segundo escenario de patrón de inyección



Fuente: CMG Ltd. Simulador – Builder. Version 2017.

En la **Tabla 56** se muestra la tasa de agua a inyectar, la cual es el 95% de la tasa líquida producida en los Pozos ABC e IC1.

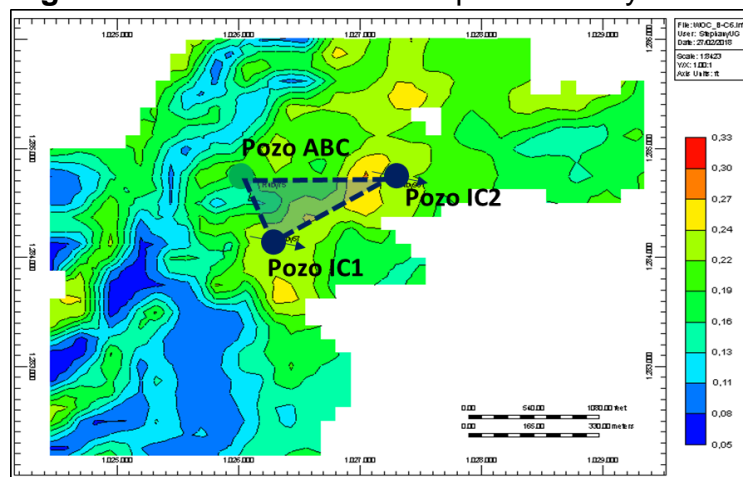
Tabla 56 Tasa de Inyección para el Escenario 2

Pozo productor	Tasa líquida (bbl)	Participación %	Patrón-Tasa Líquida (bbl)
IC1	2523	100%	2523
ABC	13862	100%	13862
IC2	5670	0%	0
Total, Patrón-Tasa Líquida (bbl)			16385
VRR			95%
Total, Inyección (bbl)			15565.75

Fuente: Elaboración propia

El tercer escenario de patrón de inyección se caracteriza por producir en los Pozos ABC e inyectar en el Pozo IC1 e IC2, como se muestra en la **Figura 61**.

Figura 61 Tercer escenario de patrón de inyección



Fuente: CMG Ltd. Simulador – Builder. Version 2017.

En la **Tabla 57** se muestra la tasa de agua a inyectar, la cual es el 95% de la tasa líquida producida del Pozo ABC.

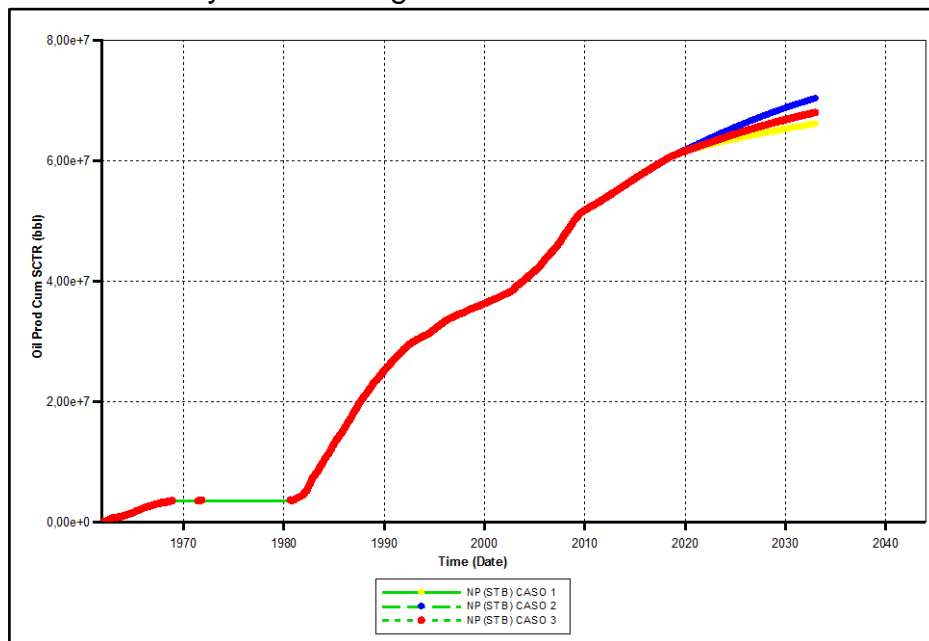
Tabla 57 Tasa de Inyección para el Escenario 3

Pozo Productor	Tasa Líquida (bbl)	Participación %	Patrón-Tasa Líquida (bbl)
IC1	2523	0%	0
ABC	13862	100%	13862
IC2	5670	0%	0
Total, Patrón-Tasa líquida (bbl)			13862
VRR			95%
Total, Inyección (bbl)			13168.9

Fuente: Elaboración propia

Como resultado de la inyección, en la **Gráfica 61** se refleja que en el Caso 2, el petróleo acumulado producido es más alto con un promedio de 422 mil barriles adicionales que el primer escenario.

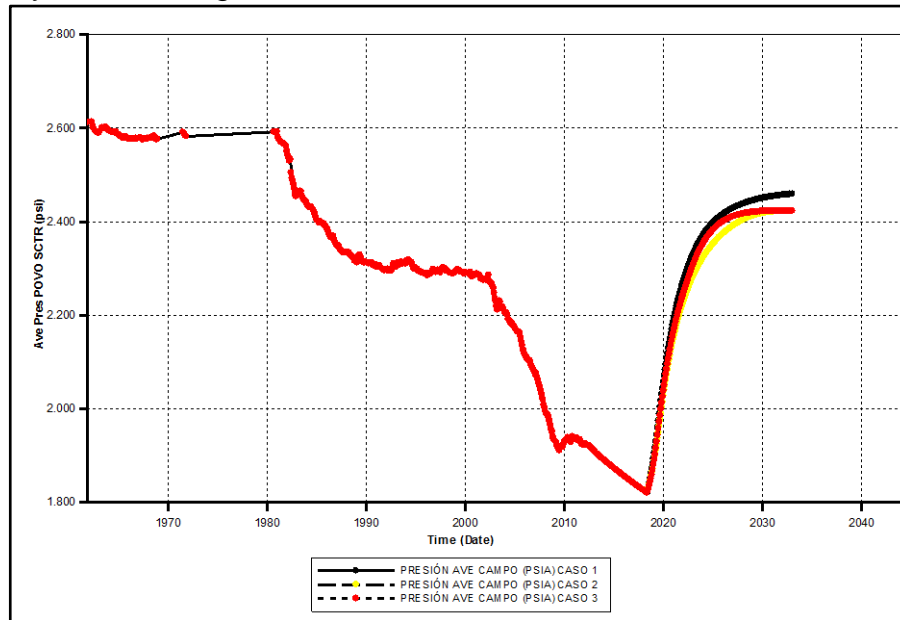
Gráfica 61 Producción de Petróleo Acumulado para los tres Patrones de Inyección de Agua.



Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017.

Adicionalmente, en la **Gráfica 62** se muestra que en el Caso 1, se mantiene mejor la presión del campo, pero la diferencia es solo de 35 lpc, por lo cual el patrón de inyección seleccionado es el Caso 2.

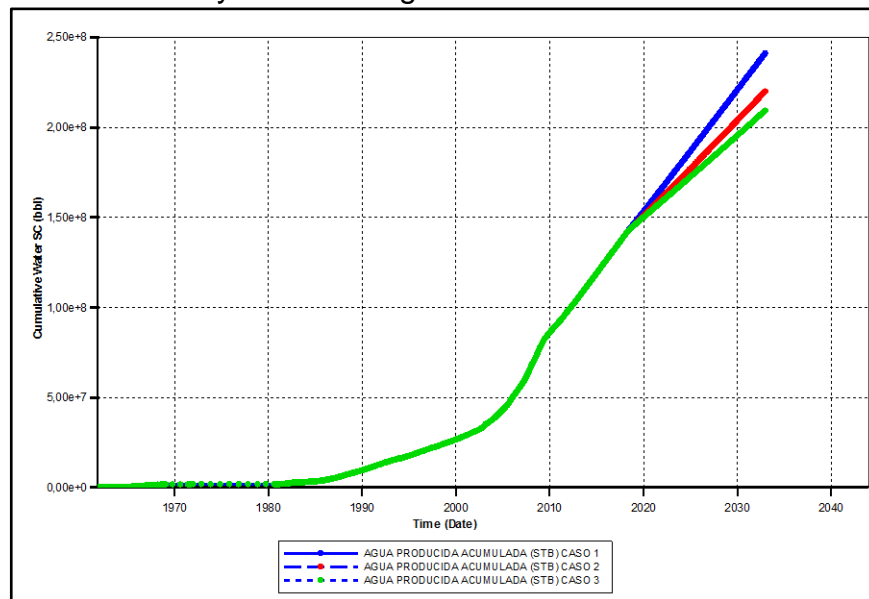
Gráfica 62 Presión de Yacimiento para los tres Patrones de Inyección de Agua.



Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017.

Para concluir, en la **Gráfica 63** se muestra que el Caso 1 es el que más produce agua con un total de 24 millones 200 barriles acumulados producidos adicionales al Caso 2, para enero del 2033. Por lo cual se evidencia que se está produciendo el agua inyectada sin efectos significativos en la producción de petróleo.

Gráfica 63 Producción de Agua Acumulada para los tres (3) Patrones de Inyección de Agua.



Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017.

5.2.3 Tasa de inyección. Con la selección del patrón, se procede a realizar cuatro (4) sensibilidades en porcentajes de incremento en los caudales y en la relación de la tasa de inyección – producción, con el fin de seleccionar la tasa de inyección.

En la **Ecuación 67** se muestra como determinar la relación de la tasa de inyección – producción (VRR), la cual se determina por medio de la tasa líquida promedio producida.

Ecuación 67 Relación Tasa de Inyección - Producción

$$VRR = \frac{\text{Volumenes de Líquido Inyectado}}{\text{Volumenes de Líquido Producidos}}$$

$$\text{Volumen de Líquido Inyectado} = VRR * \text{Volumen de Líquido Producido}$$

Fuente: BAKER, Richard. Reservoir management for waterfloods – Part II, Volume 37, No. 1, 1998, p. 15.

En la **Tabla 58** se muestra las sensibilidades del VRR con su respectivo caudal de inyección.

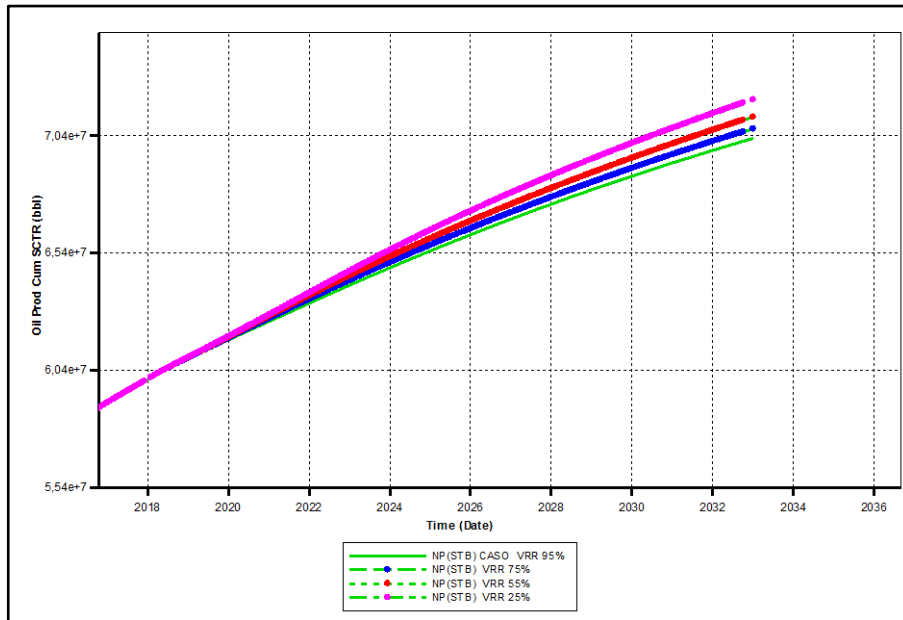
Tabla 58 VRR

Total, Patrón-Tasa Líquida (bbl)	VRR	Total, Inyección (bbl)
16385	95%	15565.75
16385	75%	12288.75
16385	55%	9011.75
16385	25%	4096.25

Fuente: Elaboración propia

Como resultado, en la **Gráfica 64** se muestra el escenario con mayor recobro es con la relación de la tasa de inyección – producción del 25%, aunque la diferencia de un millón 800 mil de barriles con respecto al caso de VRR del 95%

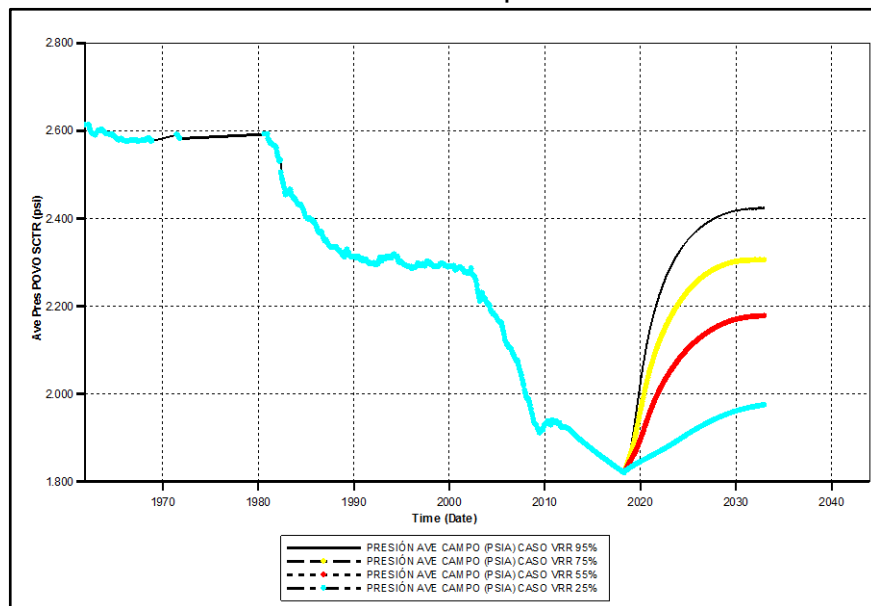
Gráfica 64 Producción de Petróleo Acumulado para VRR del 95% al 25%



Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017.

Adicionalmente, se muestra en la **Gráfica 65** que el caso de VRR del 25%, aumenta la presión del yacimiento aportando energía al yacimiento, aunque no de la misma manera que los demás casos. Sin embargo, por se selecciona este caso ya que tiene el recobro más alto y de igual manera aporta energía al yacimiento.

Gráfica 65 Presión de Yacimiento para VRR del 95% al 25%



Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017.

Por lo cual, se escogió del VRR del 25 % ya que él es caso que genera un mayor recobro, como lo muestra la **Tabla 59**.

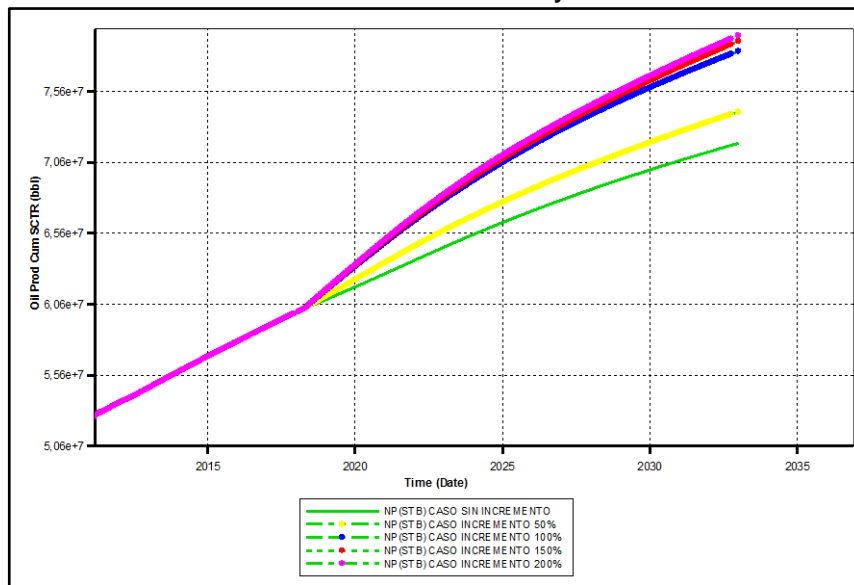
Tabla 59. Producción de Petróleo Acumulado para VRR del 95% al 25%

Casos / VRR (%)	Np (millones stb)	Casos / VRR (%)	Np (millones stb)
95	70.320	75	71.296
55	70.726	25	71.972

Fuente: Elaboración propia

Finalmente, con el caso anterior se evalúa la inyección con un incremento del 50, 100, 150 y 200 por ciento del caudal de inyección. En el cual, en la **Gráfica 66** se refleja que entre el caso sin incremento en el caudal de inyección y el caso con incremento del 200% en el caudal de inyección se tiene una diferencia de 7 millones 700 mil barriles de petróleo producido acumulado aproximadamente.

Gráfica 66 Producción de Petróleo Acumulado para VRR del 25% con Incremento de Tasa de Inyección hasta el 200%



Fuente: CMG Ltd. Simulador – Builder. Version 2017.

Por lo cual, se escogió con el incremento de 200% ya que él es caso que genera un mayor recobro, como lo muestra la **Tabla 60**

Tabla 60. Producción de Petróleo Acumulado para VRR del 25% con Incremento de Tasa de Inyección hasta el 200%

Casos / Incremental (%)	Np (millones stb)	Casos / Incremental (%)	Np (millones stb)
50	74.164	150	79.152
100	78.444	200	79.539

Fuente: Elaboración propia

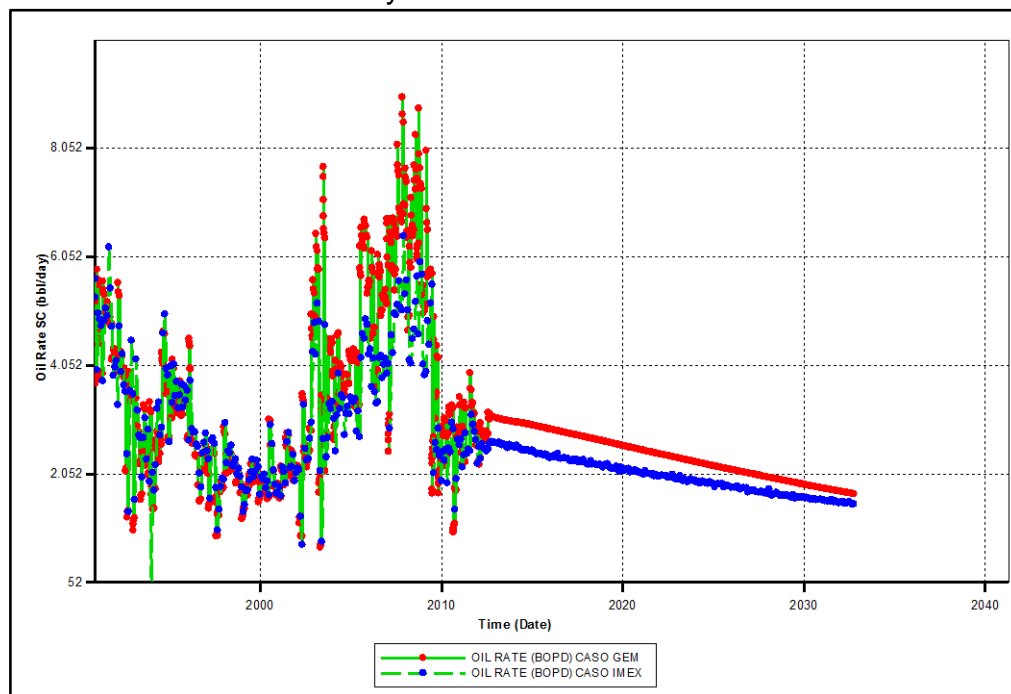
6. ANÁLISIS DE ESCENARIOS DE SIMULACIÓN POR FLUJO NATURAL, INYECCION DE AGUA E INYECCION DE DIÓXIDO DE CARBONO

En esa sección se describirán los escenarios de simulación y sus resultados, en los cuales se evaluará la viabilidad técnica de la inyección de dióxido de carbono (CO₂). Estos escenarios se caracterizan por realizar la predicción en 15 años.

6.1 PREDICCIÓN POR FLUJO NATURAL DEL MODELO IMEX Y GEM

Este escenario se caracteriza por la producción de flujo natural. Se refleja en la **Gráfica 67** que la tasa de producción de petróleo baja un 57% para el Modelo GEM y 52 % para el Modelo IMEX del año 2018 al año 2033, el cual el Modelo GEM tiene una diferencia de producción de 200 barriles al día adicionales al Modelo IMEX, ya que este mantiene el gas en solución al considerar el efecto de la presión, por el contrario, el Simulador IMEX no considera ningún cambio composicional.

Gráfica 67 Tasa de Petróleo para el Escenario de Predicción por Flujo Natural del Modelo IMEX y GEM

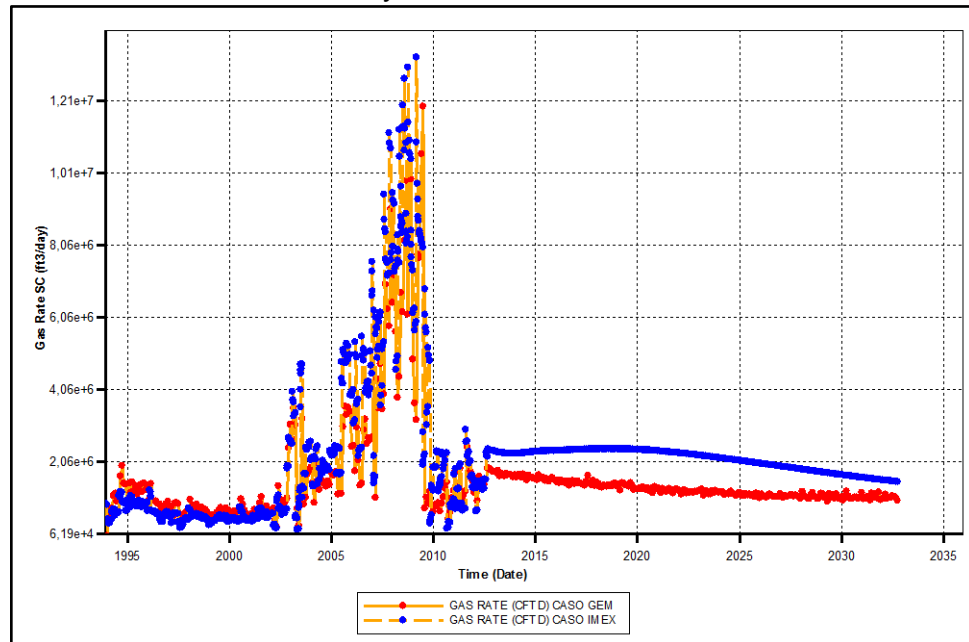


Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017.

Por otra parte, en la **Gráfica 68** se muestra que la producción de gas es más alta para el Modelo IMEX con una diferencia de gas producido de 524 mil pies cúbicos

al día, con respecto al Modelo GEM, debido a que el modelo IMEX mantiene la misma cantidad de fluido durante todo el periodo de predicción, sin embargo, el modelo GEM refleja que, a las condiciones de presión del modelo, el gas liberado es menor.

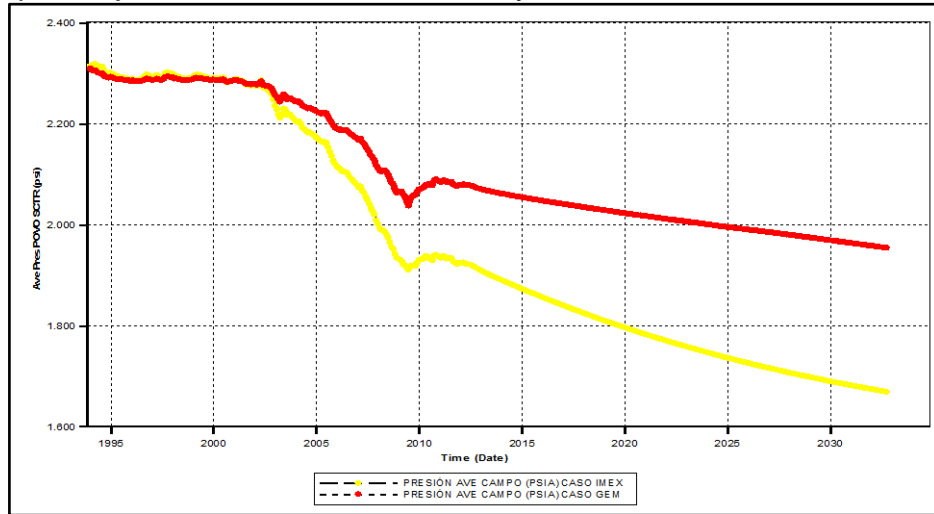
Gráfica 68 Tasa de gas para el Escenario de Predicción por Flujo Natural del Modelo IMEX y GEM



Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017.

Adicionalmente, se refleja en la **Gráfica 69** que la presión en el caso IMEX decrece en mayor proporción que en el caso GEM con una diferencia de 258.8 lpcA para el año 2033. Por lo cual, se concluye que el caso GEM mantiene la presión ya que se libera menos gas y genera un empuje mayor por gas en solución, a comparación del modelo IMEX. Como resultado, se genera más producción de petróleo en el modelo GEM.

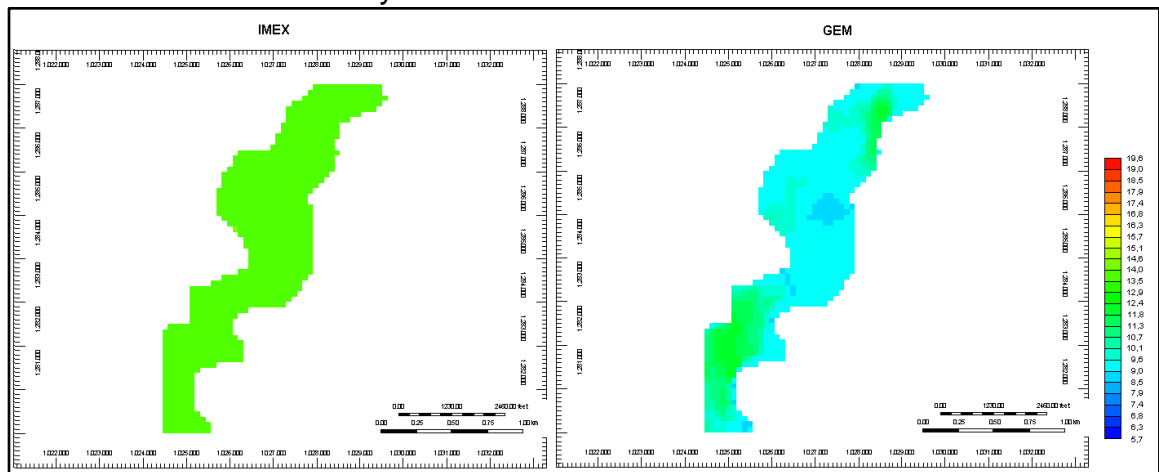
Gráfica 69 Presión de Yacimiento para el Escenario de Predicción por Flujo Natural del Modelo IMEX y GEM



Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017.

Por otra parte, se muestra el perfil de viscosidad en la **Gráfica 70** en un plano X – Y a una profundidad promedio de 4680 ft. El Modelo IMEX se caracteriza por que las propiedades del petróleo se mantienen constantes, en cambio, en el Modelo GEM, las propiedades del petróleo dependen de la interacción de los fluidos del yacimiento a determinada presión y la temperatura. Como resultado, el perfil de viscosidad del Modelo GEM es 69.01% menor al Modelo IMEX, debido al gas en solución que tiene el petróleo.

Gráfica 70 Perfiles de Viscosidad para el Escenario de Predicción por Flujo Natural del Modelo IMEX y GEM

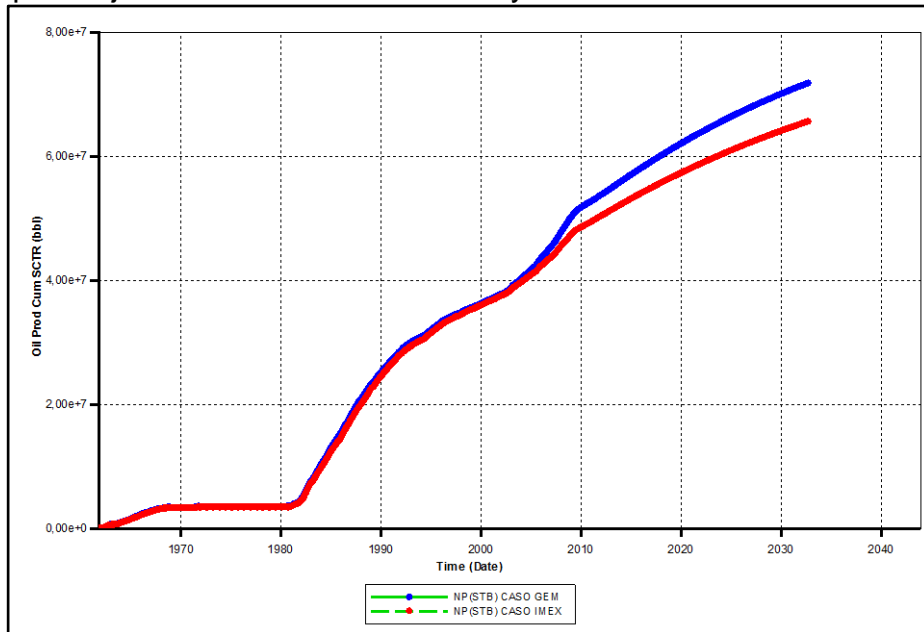


Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results 3D. Version 2017.

En la **Gráfica 71** se muestra que el Modelo GEM produce 6.223 millones de barriles acumulados adicionales que el Modelo IMEX, ya que el modelo GEM modela la

movilidad con respecto a las características de fluido, como lo es la viscosidad a presión y temperatura de yacimiento.

Gráfica 71 Petróleo Producido para el Escenario de Predicción por Flujo Natural del Modelo IMEX y GEM



Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017.

Finalmente, se muestra en la **Tabla 61** la producción acumulado de petróleo de los dos escenarios.

Tabla 61. Petróleo Producido para el Escenario de Predicción por Flujo Natural del Modelo IMEX y GEM

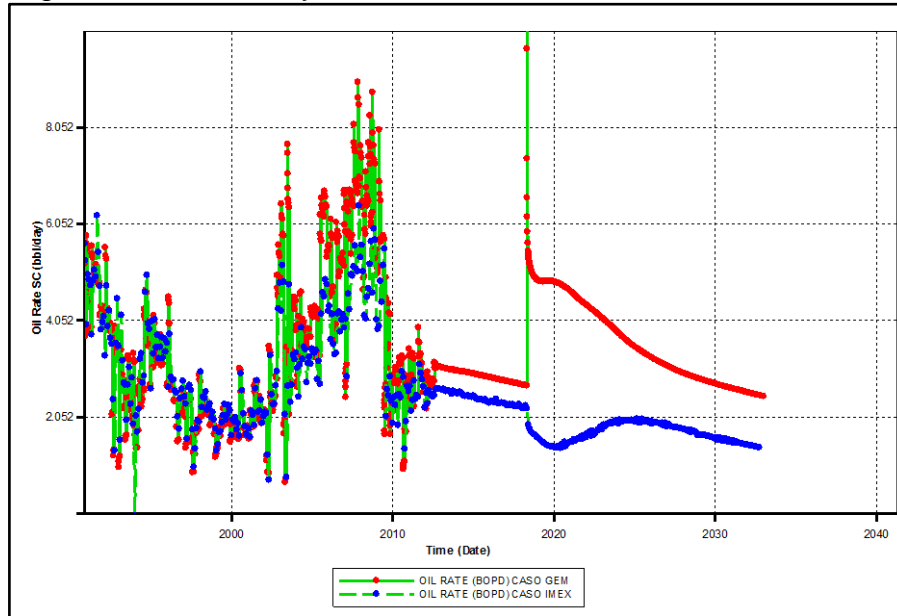
Caso	Np (Millones STB)	Caso	Np (Millones STB)
IMEX	65.560	GEM	71.723

Fuente: Elaboración propia

6.2 INYECCIÓN DE AGUA MODELO IMEX Y GEM

Este escenario se caracteriza por la inyección de agua continua, en el cual, el Modelo IMEX solo refleja el empuje que realiza el agua sobre el fluido de yacimiento, entendiendo así que solo ese representa el efecto mecánico de la inyección. Por otra parte, el Modelo GEM considera el cambio composicional inyectar el agua, ya que las condiciones de presión de yacimiento cambian y se tiene una liberación de gas menor. En la **Gráfica 72** se muestra que, para enero de 2033, el Modelo GEM genera 1055 barriles de petróleo producidos al día, adicionales que el IMEX.

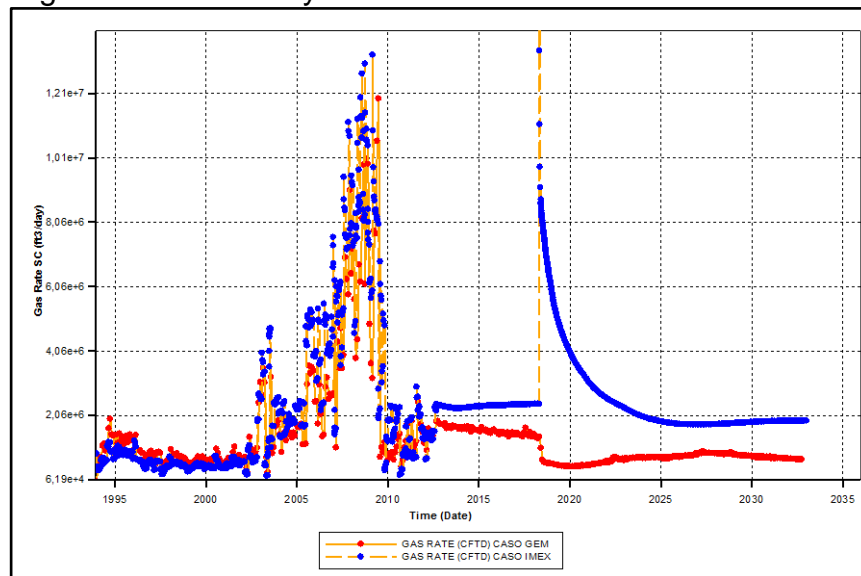
Gráfica 72 Tasa de Petróleo para el Escenario de Inyección de agua Modelo IMEX y GEM



Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 201

De igual manera, en la **Gráfica 73** se muestra que la producción de gas del Modelo IMEX es mayor al Modelo GEM, la cual se puede cuantificar para en enero de 2033 en 1.2007 ft³ al día.

Gráfica 73 Tasa de Gas para el Escenario de Inyección de agua Modelo IMEX y GEM



Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017.

Adicionalmente, se muestra en la **Gráfica 74** que el Modelo GEM mantiene e incrementa la presión del yacimiento, la cual es más alta que la presión de burbuja, con un valor de 2329.6 lpc para el año 2033. Por el contrario, el Modelo IMEX no mantiene la presión en la misma magnitud.

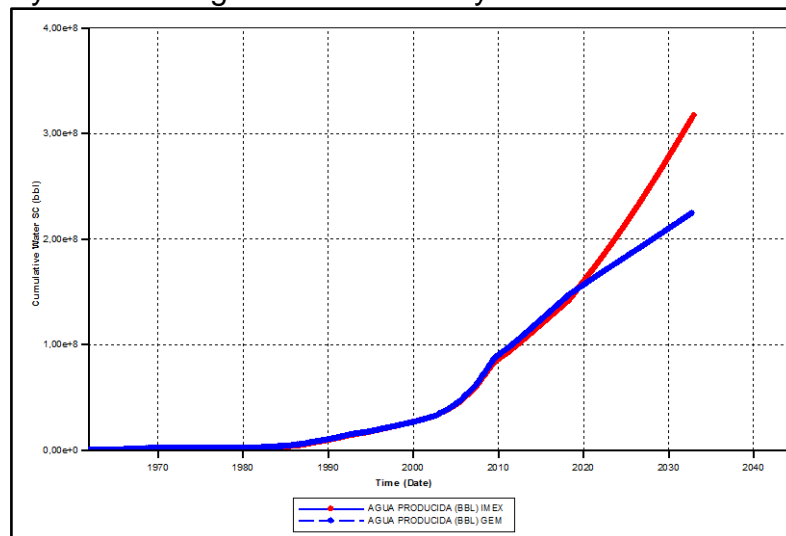
Gráfica 74 Presión de Yacimiento para el Escenario de Inyección de agua Modelo IMEX y GEM



Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017.

En consecuencia, de lo anterior, se muestra que la producción de agua en el Modelo GEM es menor, ya que no libera gas y permite que el efecto de pistón sea más eficiente y genere un mayor recobro.

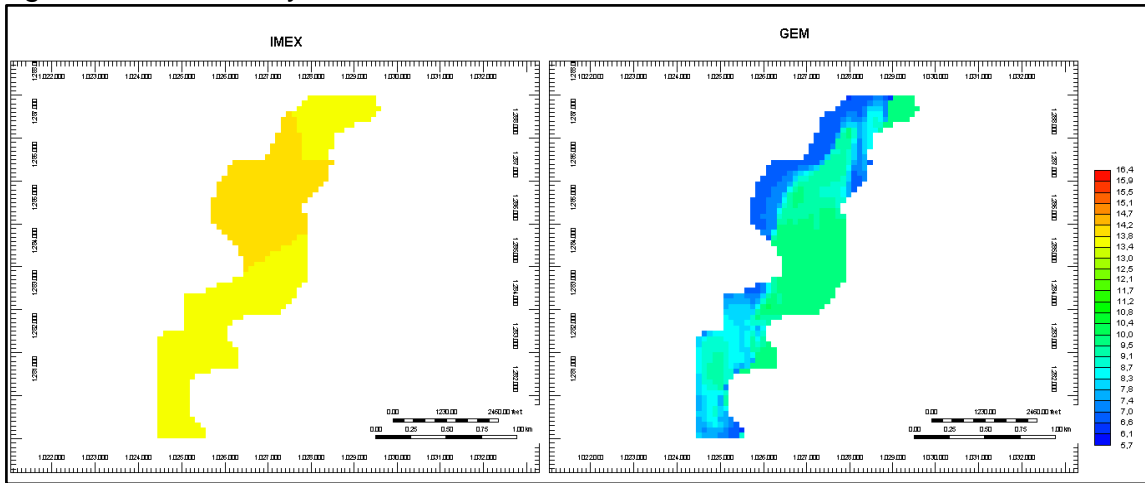
Gráfica 75 Producción de Agua para el Escenario de Inyección de agua Modelo IMEX y GEM



Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017.

Por otra parte, se muestra en la **Gráfica 76** se muestra el perfil de viscosidad en un plano X – Y a una profundidad promedio de 4680 ft, donde se refleja que en el modelo IMEX mantiene un perfil muy similar al escenario de simulación de producción de flujo natural. En cambio, en el Modelo GEM se afectó por la inyección de agua, donde la viscosidad disminuyo con 1 cP en promedio de diferencia en las zonas centrales del yacimiento, con respecto al caso de simulación de producción de flujo natural.

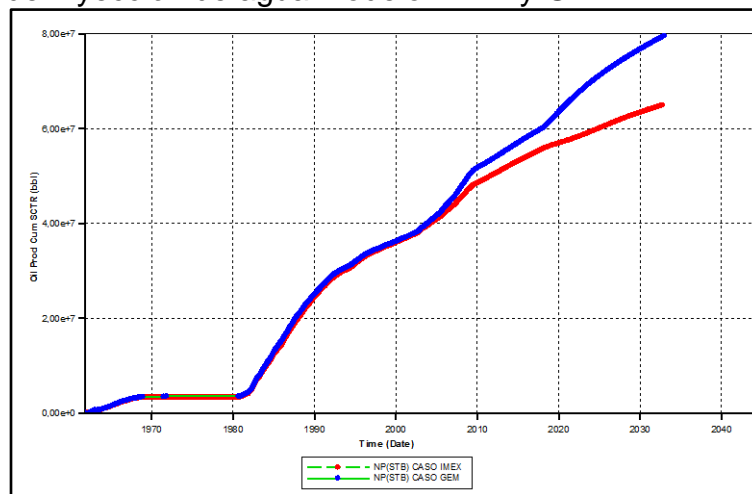
Gráfica 76 Perfiles de Viscosidad del Petróleo para el Escenario de Inyección de agua Modelo IMEX y GEM



Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results 3D. Version 2017.

En la **Gráfica 77** se muestra que el Modelo GEM produce 14.634 millones de barriles acumulados adicionales que el Modelo IMEX, debido a que no se libera gas en el modelo GEM.

Gráfica 77 Producción de Petróleo para el Escenario de Inyección de agua Modelo IMEX y GEM



Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017.

Finalmente, se muestra en la **Tabla 62** la producción acumulada de petróleo de los dos escenarios.

Tabla 62. Producción de Petróleo para el Escenario de Inyección de agua Modelo IMEX y GEM

Caso	Np (Millones stb)	Caso	Np (Millones stb)
IMEX	74.900	GEM	79.534

Fuente: Elaboración propia

6.3 INYECCIÓN DE DIÓXIDO DE CARBONO (CO₂) VS INYECCIÓN DE AGUA EN MODELO GEM

Para este escenario de simulación se inyecta dióxido de carbono en estado gaseoso equivalente de la tasa de agua inyectada. En la **Ecuación 68** se muestra el factor volumétrico del gas, con el cual se determina el equivalente de barriles en pies cúbicos.

Ecuación 68. Factor Volumétrico del Gas.

$$B_g: 0.00503 \frac{zT}{p} : \frac{BY}{PCN}$$

$$PCN: \frac{BY * p}{0.00503 * zT}$$

Fuente: BANZER, Carlos. Correlaciones numéricas PVT, p. 29.

Donde:

B_g: Factor Volumétrico del Gas (BY/PCN)

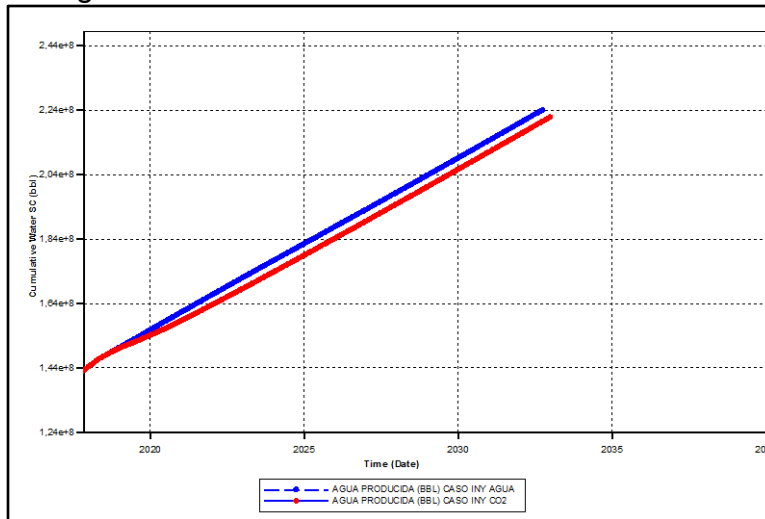
z: Factor de Compresibilidad del Gas (Fracción)

T: Temperatura (°R)

P: Presión (lpca)

Con la ecuación anterior, se determina que el agua inyectada es de 12288.75 barriles y su equivalente es de 25.904 millones de pies cúbicos de Dióxido de Carbono (CO₂) por día. En la **Gráfica 78** se muestra que la producción de agua en los dos escenarios es similar y solo cuenta con una diferencia de 2.192 millones de barriles durante 15 años.

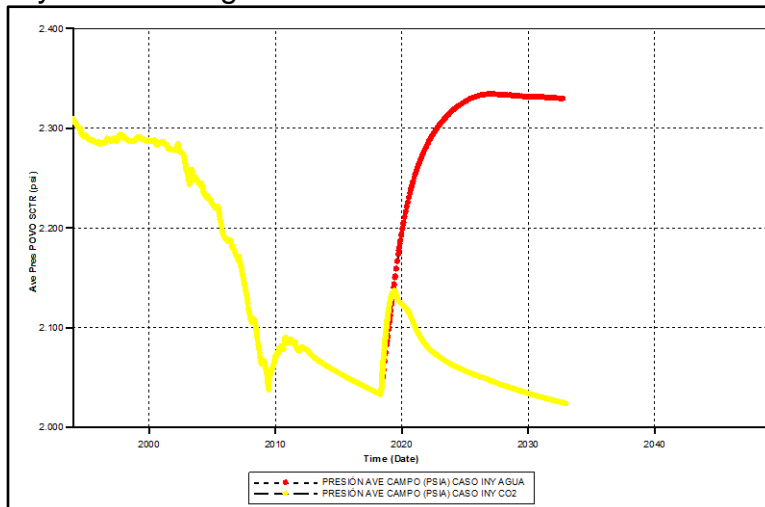
Gráfica 78 Producción de Agua para el Escenario de Inyección de Dióxido de Carbono (CO₂) VS Inyección de Agua en Modelo GEM



Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017.

De igual manera, se muestra en la **Gráfica 79** que la presión en el escenario de la inyección de dióxido de carbono baja ya que el fluido de inyección se mezcla con el crudo y mejora la movilidad del mismo. Sin embargo, este escenario mantiene la presión del yacimiento por encima de los 2000 lpc. Por lo contrario, la presión en el escenario de inyección de agua aumenta y se mantiene después del 2027.

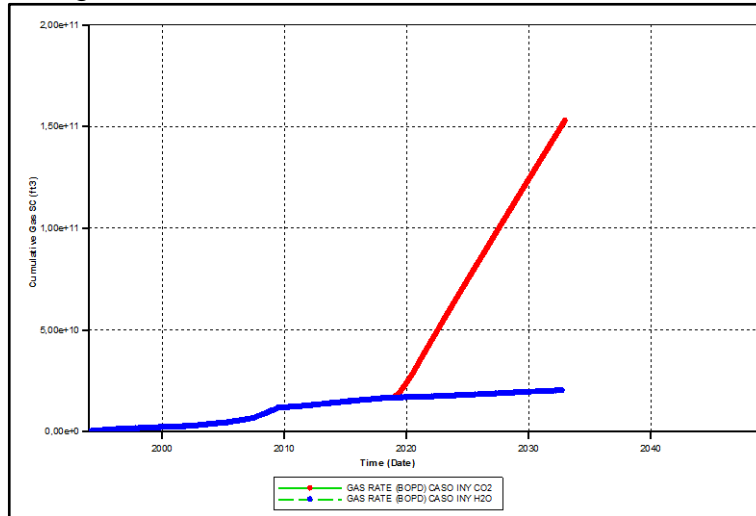
Gráfica 79 Presión del Yacimiento para el Escenario de Inyección de Dióxido de Carbono (CO₂) VS Inyección de Agua en Modelo GEM



Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017.

También se evidencia en la **Gráfica 80** que la producción de gas aumenta en el caso de inyección de dióxido de carbono como resultados de la liberación del gas al bajar la presión y por la producción del dióxido de carbono que no se mezcló con el petróleo.

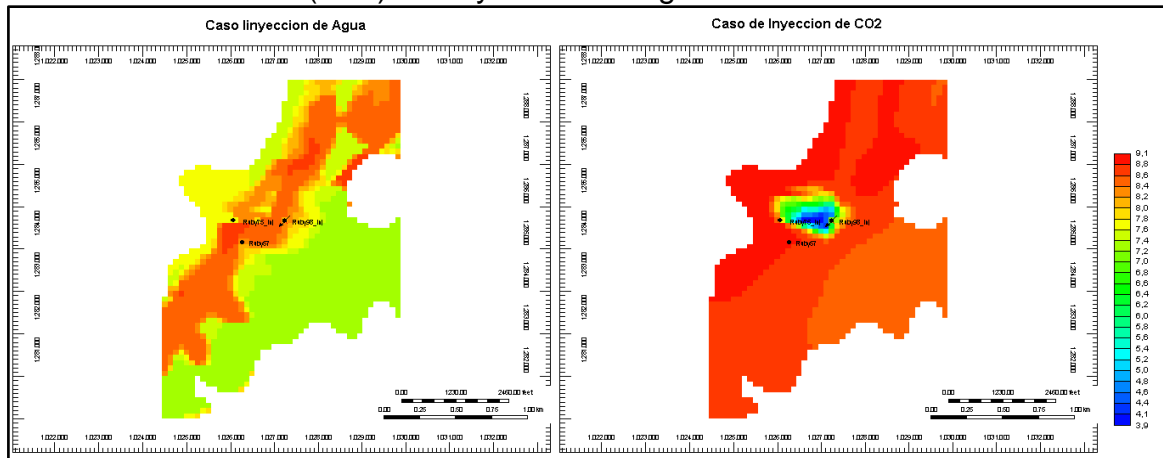
Gráfica 80 Producción de Gas para el Escenario de Inyección de Dióxido de Carbono (CO₂) VS Inyección de Agua en Modelo GEM



Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017

En la **Gráfica 81** se muestra los perfiles de viscosidad a una profundidad promedio de 6083 ft en un plano X - Y, donde se ven tanto los efectos de la presión en el modelo de inyección de agua y en el escenario de inyección de dióxido de carbono, donde se ve el efecto del fluido inyectado con la disminución de la viscosidad en el área afectada.

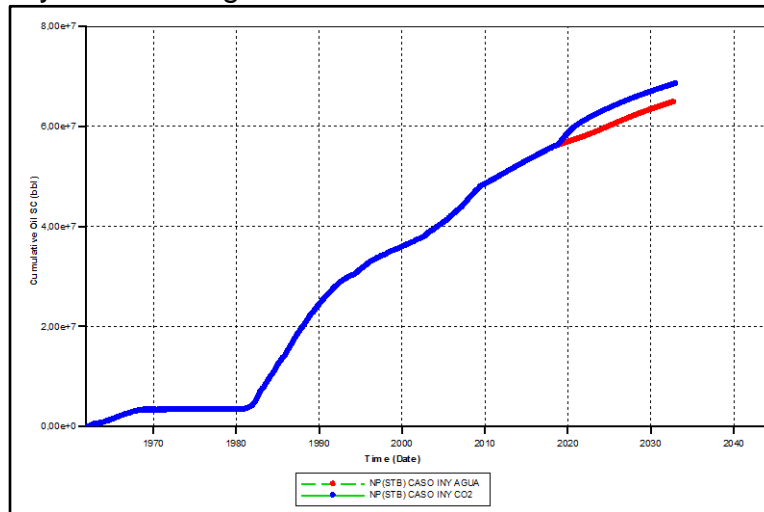
Gráfica 81 Perfiles de Viscosidad del Petróleo para el Escenario de Inyección de Dióxido de Carbono (CO₂) VS Inyección de Agua en Modelo GEM



Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017.

Para terminar, en la **Gráfica 82** se muestra la producción acumulada de petróleo, la cual es mayor en un 5% en el escenario de inyección de dióxido de carbono para el año 2033, ya que el dióxido de carbono mejora la movilidad del petróleo, aunque la inyección de agua tenga un mejor el barrido de petróleo.

Gráfica 82 Producción de Petróleo para el Escenario de Inyección de Dióxido de Carbono (CO₂) VS Inyección de Agua en Modelo GEM



Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017.

Finalmente, se muestra en la **Tabla 63** la producción acumulado de petróleo de los dos escenarios.

Tabla 63. Producción de Petróleo para el Escenario de Inyección de Dióxido de Carbono (CO₂) VS Inyección de Agua en Modelo GEM

Caso	Np (Millones stb)	Caso	Np (Millones stb)
Agua	64.90	CO ₂	68.590

Fuente: Elaboración propia

6.4 SENSIBILIDADES DEL MODELO DE INYECCIÓN DE DIÓXIDO DE CARBONO (CO₂) MODELO GEM

Para esta sección se analizan sensibilidades de presión y concentración durante la inyección de dióxido de carbono.

6.4.1 Sensibilidad de presión. La sensibilidad de presión se realizó a base de la presión de inyección y la presión mínima de miscibilidad. En la cual la presión mínima de miscibilidad para la inyección de dióxido de carbono depende de la temperatura del yacimiento, como se muestra en la siguiente ecuación:

Ecuación 69. Presión Mínima de Miscibilidad.

$$\text{PMM: } 1071.82893 * 10^{\left(2.772 - \frac{1519}{T_0 + 460}\right)}$$

Fuente: MARÍN G, Jesús E. Metodología Para Estimar Presión Mínima De Miscibilidad Mediante una Ecuación de Estado. Tesis de Ingeniería Química Venezuela: Universidad Metropolitana, 2002, p.36

Donde:

T₀: Temperatura de Yacimiento (°R)

PMM: Presión Mínima de Miscibilidad (lpc).

Como resultado, se determina una presión de 1527.84 lpc, pero se le agrega un 10% para asegurar la presión no sea menor a la necesario para un proceso miscible. En la **Tabla 64** se muestran las tres presiones determinadas para la inyección.

Tabla 64. Presión de Inyección para el Escenario de Inyección de Dióxido de Carbono (CO₂) Modelo GEM

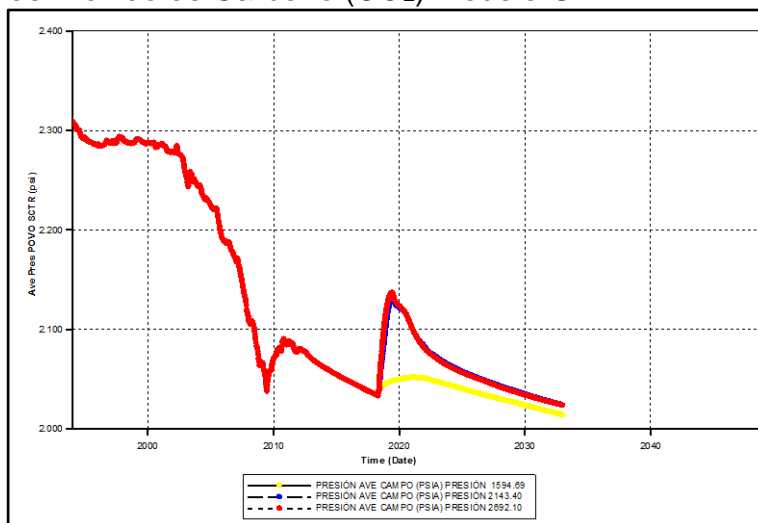
Presión de Inyección (lpca)		
Caso 1	Presión Mínima de Miscibilidad	1594.687
Caso 2	Presión Intermedia	2143.397
Caso 3	Presión de Inyección	2692.107

Fuente: Elaboración propia

Comparando los casos de simulación con las tres presiones propuestas, se obtiene como resultado en la **Gráfica 83**, el efecto de la presión en el campo, donde se puede confirmar que para el año 2033 la presión declina hasta 2013 lpc, con una diferencia de 10 lpca entre el Caso 1 y los Casos 2 y 3, donde se puede concluir que para el final del periodo de inyección, la presión se mantiene debido a que el dióxido de carbono al mezclarse con el petróleo y propagar su alcance a un área mayor alrededor del pozo inyector, su efecto de empuje es menor al llegar a los pozos productores.

Sin embargo, en el año 2019 que los Casos 1 y 2 la presión de 2135,49 lpc y el Caso 3 llega a una presión máxima de 2047,05 lpc, donde a mayor presión se tiene un mayor efecto de empuje y una mayor miscibilidad con el petróleo, obteniendo como resultado, mayor movilidad del petróleo.

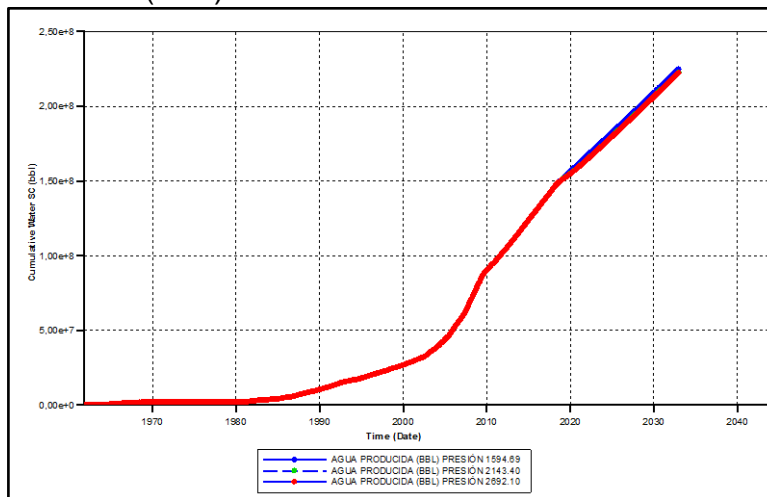
Gráfica 83 Presión de Yacimiento para la Sensibilidad de Presión en el Escenario de Inyección de Dióxido de Carbono (CO₂) Modelo GEM



Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017.

Por otra parte, la producción de agua no se ve afectada a los cambios de la presión de inyección como se muestra en la **Gráfica 84**, por lo cual se concluye que el agua no es miscible con el dióxido de carbono y que no afecta la movilidad del agua.

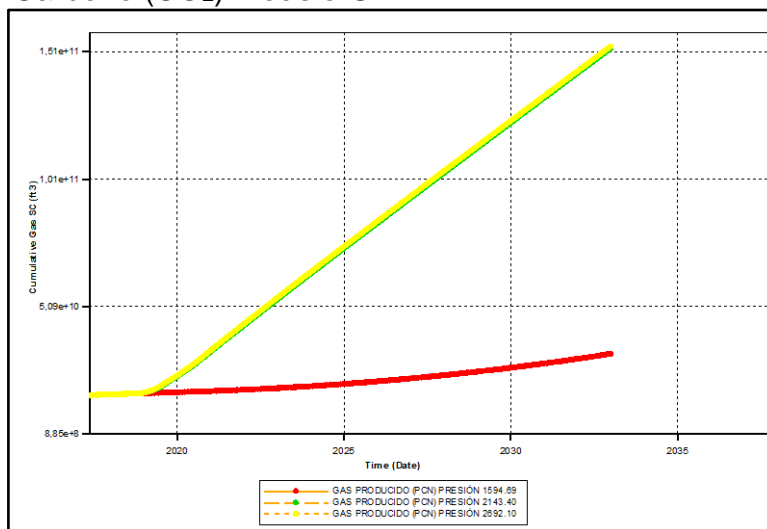
Gráfica 84 Producción de Agua para la Sensibilidad de Presión en el Escenario de Inyección de Dióxido de Carbono (CO₂) Modelo GEM



Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017.

Sin embargo, en la **Gráfica 85** se ve reflejado que el Caso 1 aumenta su producción de gas, pero no en la misma proporción que los demás casos. Así mismo, en el Caso 2 y el Caso 3 produce aproximadamente 729 millones de pies cúbicos acumulados adicionales.

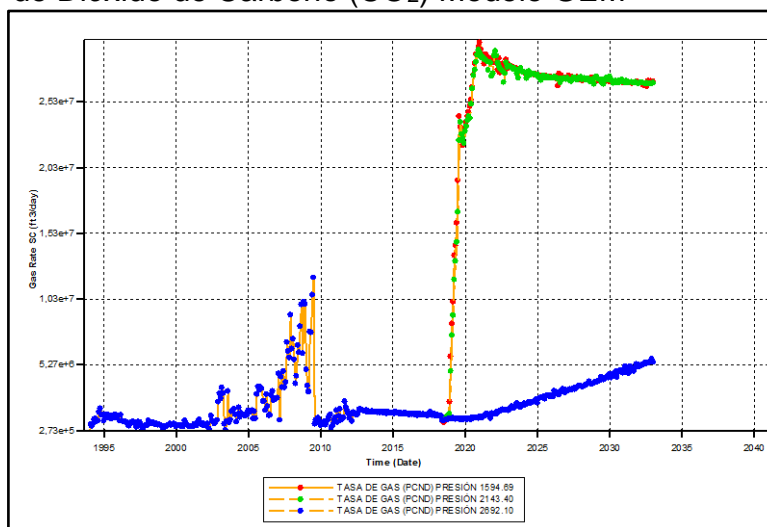
Gráfica 85 Producción de Gas para la Sensibilidad de Presión en el Escenario de Inyección de Dióxido de Carbono (CO₂) Modelo GEM



Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017.

Lo anterior, se puede evidenciar en la tasa de producción de gas por día, como lo muestra la **Gráfica 86**, donde a mayor presión mayor presión se tiene mayor producción de gas ya que se libera el gas en solución por la disminución de la presión y se produce el gas que no se alcanza a mezclar con el petróleo.

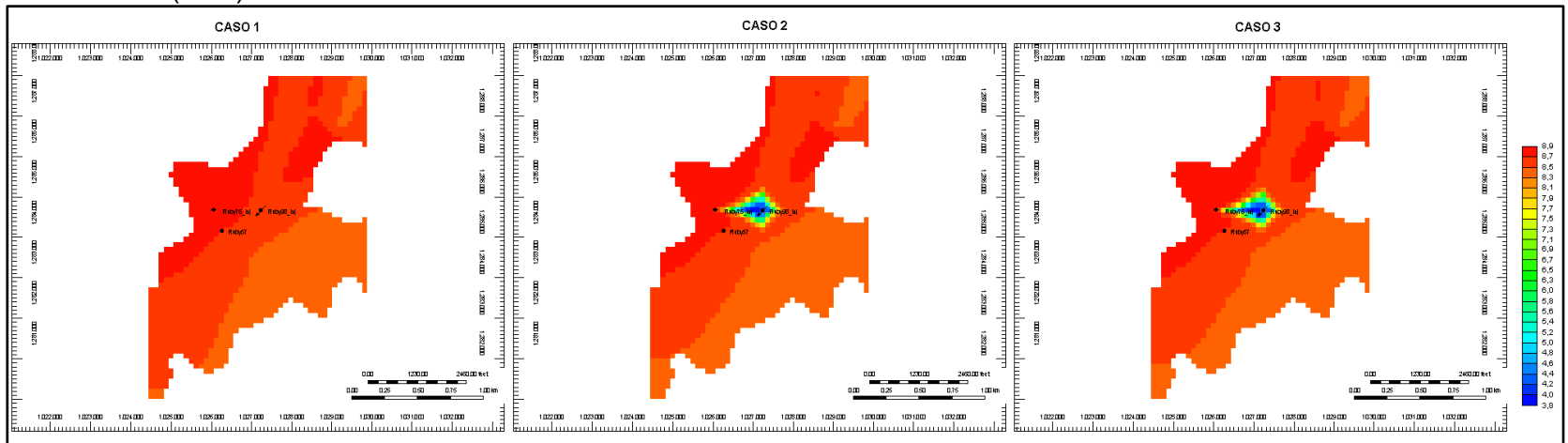
Gráfica 86 Tasa de Producción de Gas para la Sensibilidad de Presión en el Escenario de Inyección de Dióxido de Carbono (CO₂) Modelo GEM



Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017.

En la **Gráfica 87** se muestra los perfiles de viscosidad a una profundidad promedio de 6083 ft en un plano X - Y, donde se ve el impacto de la inyección a medida que la presión aumenta, donde se refleja que la viscosidad es inversamente proporcional a la presión y se genera una mayor miscibilidad del dióxido de carbono con el petróleo. Para el Caso 2 y el Caso 3 se tiene una viscosidad mínima de 7.9 cP y 7.5 cP respectivamente.

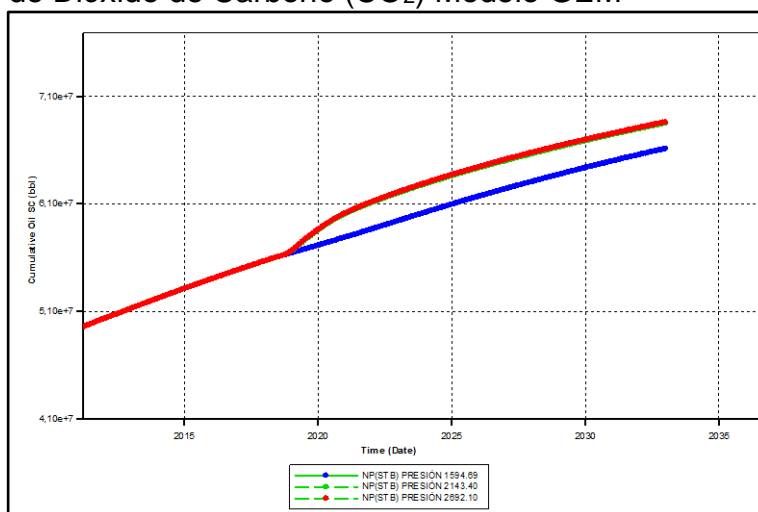
Gráfica 87 Perfiles de Viscosidad de Petróleo para la Sensibilidad de Presión en el Escenario de Inyección de Dióxido de Carbono (CO₂) Modelo GEM



Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results 3D. Version 2017.

Finalmente, se refleja en la **Gráfica 88** la producción neta de petróleo, en la cual, para el Caso 3 es de 2.593 millones de barriles acumulados adicionales al Caso 1. Esto se refleja en la tasa de petróleo con una diferencia de 58 a 60 barriles adicionales por día, debido a que el efecto de miscibilidad del dióxido de carbono con el petróleo permite una mayor movilidad del mismo.

Gráfica 88 Producción de Petróleo para la Sensibilidad de Presión en el Escenario de Inyección de Dióxido de Carbono (CO₂) Modelo GEM



Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017.

Por lo anterior, se selecciona el escenario con la presión de inyección de 1594.687 lpc, la cual es la más alta y genera el mayor recobro de petróleo para el año 2033 como se muestra en la **Tabla 65**.

Tabla 65. Producción de Petróleo Acumulado para la Sensibilidad de Presión en el Escenario de Inyección de Dióxido de Carbono (CO₂) Modelo GEM

Casos	Presión	Np (Millones stb)
Caso 1	1594.687	66.109
Caso 2	2143.397	68.484
Caso 3	2692.107	68.590

Fuente: Elaboración propia

6.4.2 Sensibilidad de concentración. Para esta sensibilidad se va a considerar 3 concentraciones de dióxido de carbono, donde el fluido restante seleccionado es el metano. Las concentraciones se describen en la siguiente tabla:

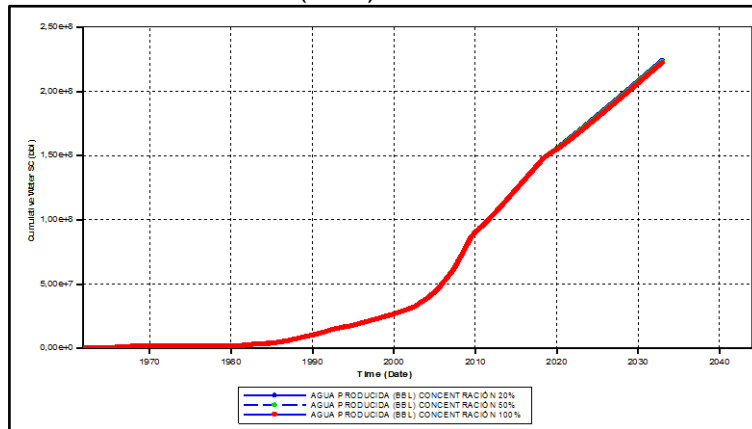
Tabla 66. Concentración de Fluido a Inyectar para el Escenario de Inyección de Dióxido de Carbono (CO₂) Modelo GEM

Casos / Fluido	CO ₂ (%)	Metano (%)
Caso 1	20	80
Caso 2	50	50
Caso 3	100	0

Fuente: Elaboración propia

En la **Gráfica 89** se evidencia que la producción de agua para los tres casos es similar durante el tiempo que se realiza la inyección de gas y se concluye que la concentración de dióxido de carbono no afecta la producción de agua. El Caso 1 la producción de agua es mayor en 0.73% al Caso 3 con 1.63 millones de barriles de agua acumulada para el año 2033. Así mismo, el Caso 2 produce 835 barriles de agua acumulados adicionales que el Caso 3.

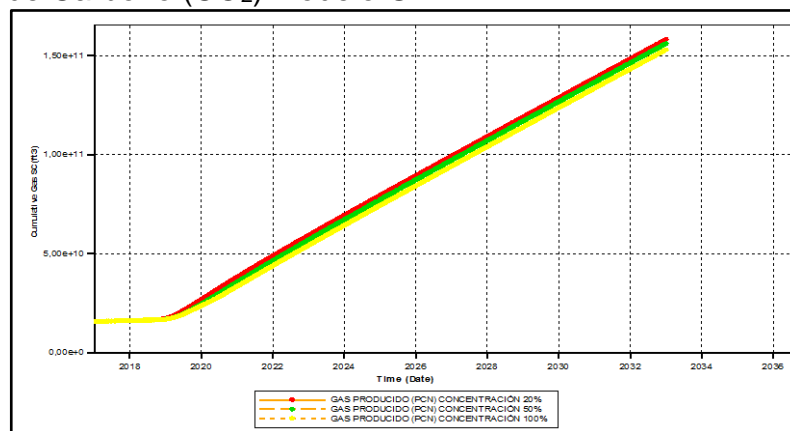
Gráfica 89 Producción de Agua para la Sensibilidad de Concentración en el Escenario de Inyección de Dióxido de Carbono (CO₂) Modelo GEM



Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017.

Adicionalmente, en la **Gráfica 90** se evidencia que la tasa de gas se diferencia de 5167 millones de pies cúbicos acumulados del Caso 3 al Caso 1 en el año 2033, ya que el Caso 1 genera un efecto de empuje débil y no es miscible con el petróleo, por lo cual, se produce con el gas del yacimiento.

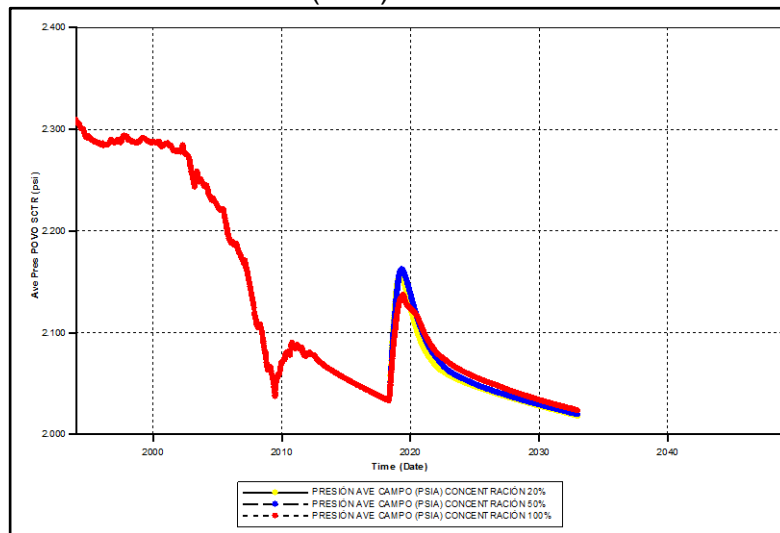
Gráfica 90 Producción de Gas para la Sensibilidad de Concentración en el Escenario de Inyección de Dióxido de Carbono (CO₂) Modelo GEM



Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017.

Al verificar el perfil de presión, se refleja en la **Gráfica 91** que del 2018 al 2020, la presión del Caso 3 es 24.67 lpc menor al Caso 1, ya que se genera una mayor miscibilidad en el Caso 3 y promueve la movilidad del petróleo, por el contrario, el Caso 1 genera mayor presión al aumentar la cantidad de gas libre en el yacimiento. Sin embargo, se mantienen la presión del yacimiento en una presión promedio de 2023 lpc para el año 2033.

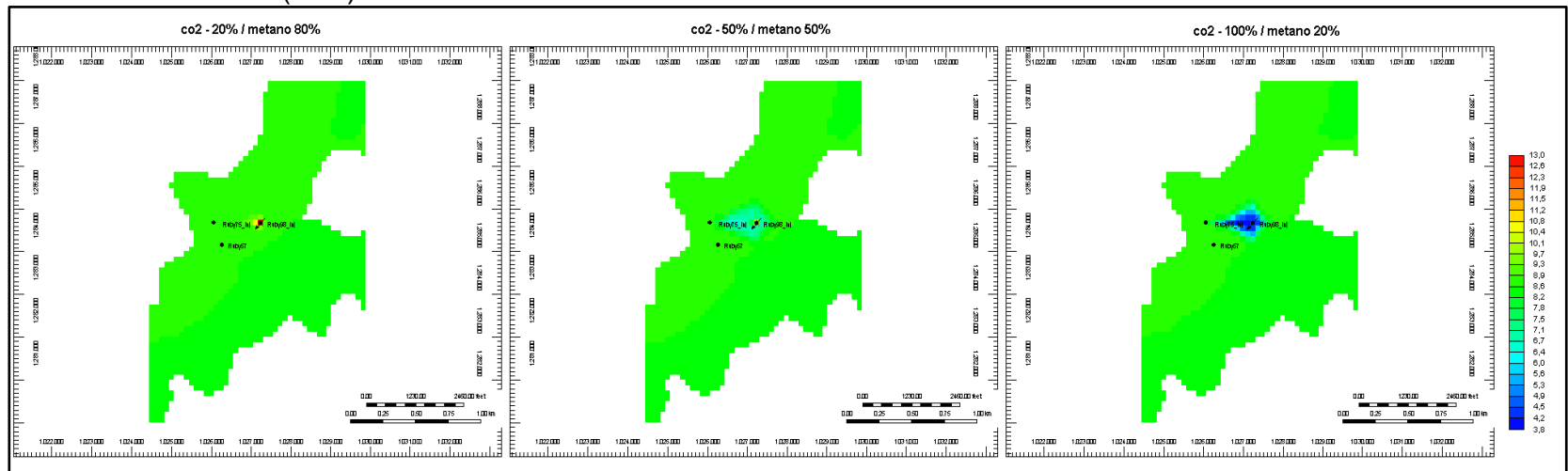
Gráfica 91 Presión de Yacimiento para la Sensibilidad de Concentración en el Escenario de Inyección de Dióxido de Carbono (CO₂) Modelo GEM



Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017.

En la **Gráfica 92** se muestran los perfiles de viscosidad a una profundidad promedio de 6083 ft en un plano X – Y, donde el fluido de inyección afecta la miscibilidad de los fluidos en el yacimiento. En el Caso 1, en el área del pozo inyector se refleja una viscosidad hasta 13 cP, por el contrario, en el Caso 3 se refleja la disminución de la viscosidad del petróleo a medida que el fluido de inyección se propaga.

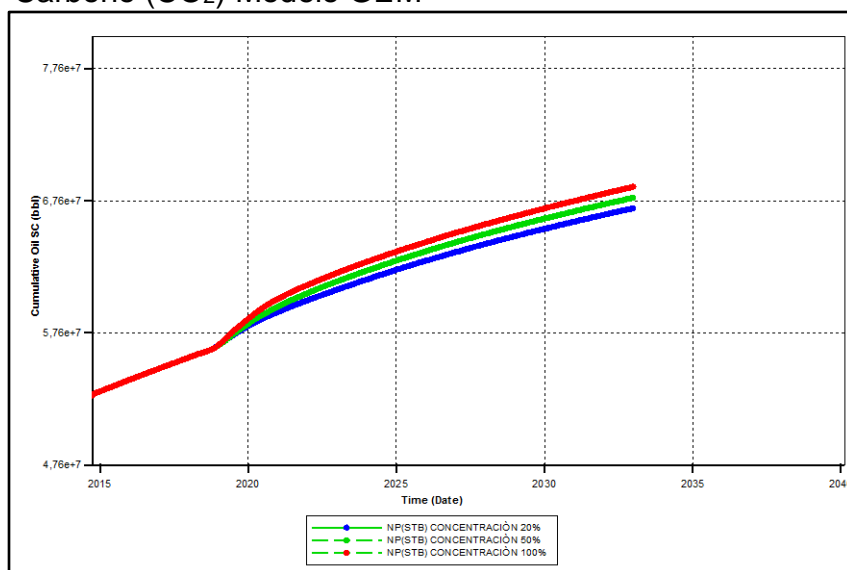
Gráfica 92 Perfil de Viscosidad del Petróleo para la Sensibilidad de Concentración en el Escenario de Inyección de Dióxido de Carbono (CO₂) Modelo GEM



Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017.

Finalmente, en la **Gráfica 93** se muestra que el Caso 3 produce 1.629 millones de barriles de petróleo acumulados adicionales al Caso 1, ya que al ser un proceso miscible mejora la movilidad del petróleo y un mayor recobro. Por el contrario, si el proceso no es miscible, el gas de inyección no genera un empuje eficiente y se produce el mismo gas de inyección.

Gráfica 93 Producción de Petróleo para la Sensibilidad de Concentración en el Escenario de Inyección de Dióxido de Carbono (CO₂) Modelo GEM



Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017.

Por lo cual, se selecciona el escenario con el fluido de inyección con la concentración de 100% de dióxido de carbono, la cual genera una mayor miscibilidad y un mayor recobro de petróleo para el año 2033 como se muestra en la **Tabla 67**.

Tabla 67. Producción de Petróleo para la Sensibilidad de Concentración en el Escenario de Inyección de Dióxido de Carbono (CO₂) Modelo GEM

Producción de Petróleo Acumulado Para El Año 2033			
Casos / Fluido	CO ₂ (%)	Metano (%)	Np (Millones STB)
Caso 1	20	80	66.961
Caso 2	50	50	67.712
Caso 3	100	0	68.590

Fuente: Elaboración propia

7. ANÁLISIS DE ESCENARIOS DE SIMULACIÓN DE LA INYECCIÓN DE DIÓXIDO DE CARBONO CON EL EFECTO DE LAS CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA

Para modelar el efecto del cambio en las curvas de permeabilidad relativa dependiendo de la concentración del dióxido de carbono, se tiene en cuenta dos investigaciones. Estos estudios toman en cuenta la variación de la IFT (tensión interfacial) con respecto a la concentración de CO₂, y la variación de las permeabilidades relativas con respecto a la concentración de CO₂.

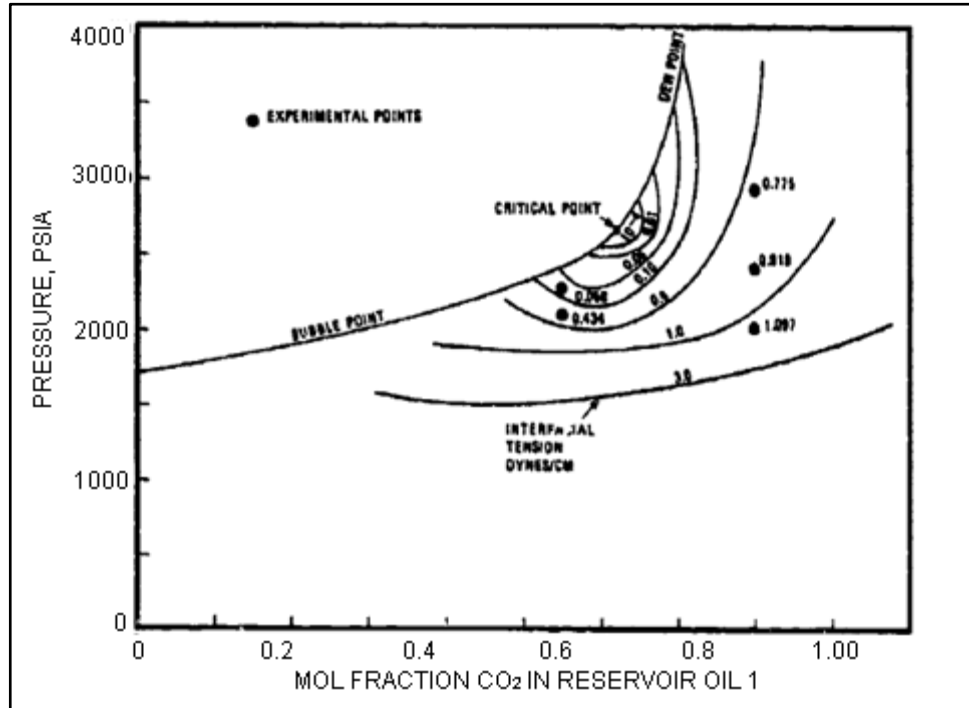
El primer estudio, titulado “Phase-Behavior Properties of CO₂-Reservoir Oil Systems”¹⁵, presenta la información del comportamiento de dos sistemas petrolíferos a temperatura y presión de yacimiento. Tiene en cuenta sus análisis a partir de diagramas composicionales, determinando puntos de burbuja, de rocío, y puntos críticos; además de diagramas composicionales de equilibrio líquido-vapor, y compara densidades de dichos estados a partir de cálculos basados en la ecuación de estado de Redlich-Kwong.

Toda esta información es usada en la predicción del comportamiento de los fluidos relacionada con el flujo de CO₂ en un simulador composicional (como es el caso de GEM). El simulador calcula la composición de las fases líquida y vapor, densidades, viscosidad, y la tensión interfacial para describir el comportamiento de la fase inyectada, a medida que avanza a través del yacimiento. Las predicciones del simulador son usadas para evaluar proyectos y diseñar operaciones lo más eficientes posibles. Como ya se mencionó, se utilizó a Redlich-Kwong para el cálculo de densidades, a Lorenz-Bray-Clark para la correlación de viscosidades, y a Weinaug-Katz para el estudio de la tensión interfacial.

En la **Gráfica 94** se observa la tensión interfacial calculada vs la presión y concentración de CO₂, para el primer sistema de crudos. La IFT fue medida para ambos sistemas de crudo a altas presiones interfaciales, luego de transferir por separado la fase líquida y de vapor a través de una celda. Los valores de la IFT se aproximan a cero a medida que la composición y la presión se acercan a las condiciones críticas (60% mol CO₂, P_c = 2570 lpca).

¹⁵ Simon, R., et al., Phase-Behavior Properties of CO₂-Reservoir Oil Systems, SPE 6387-PA, 1978, Texas..

Gráfica 94 Tensión Interfacial Vs Concentración de CO₂ y Presión de Yacimiento



Fuente: Simon, R., et al., Phase-Behavior Properties of CO₂-Reservoir Oil Systems, SPE 6387-PA, 1978, Texas, p. 26.

Teniendo en cuenta lo anterior, para la presión de yacimiento se determinó la IFT para cada valor de concentración de dióxido de carbono, con el cual se va a determinar los parámetros de interpolación y se va a relacionar la tensión interfacial con las curvas de permeabilidad relativa.

De la **Gráfica 94**, se determinan los valores de IFT correspondientes a la concentración de dióxido de carbono que está asociada a la presión de yacimiento. Los resultados se muestran en la siguiente tabla:

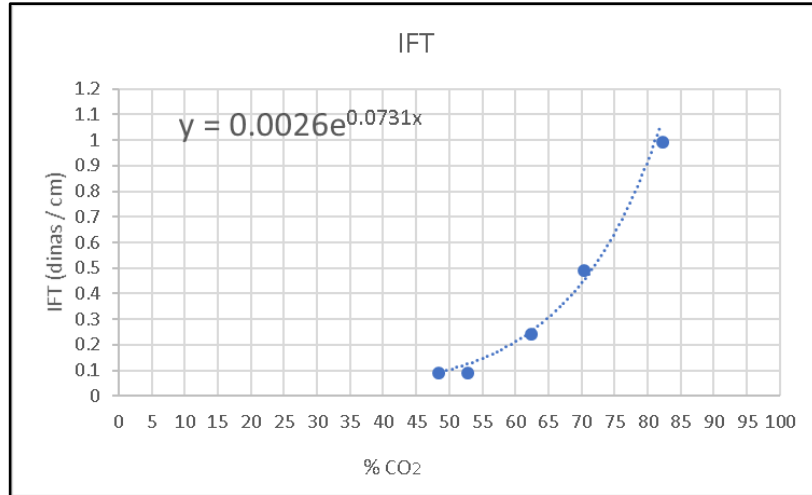
Tabla 68. IFT Vs Concentración de Dióxido de Carbono

IFT (dinas/cm)	CO ₂ (%)
1	82
0.5	70
0.25	62
0.1	52.5
0.1	48

Fuente: Elaboración propia

Con la **Tabla 62** se graficaron los puntos y se genera una ecuación que permite determinar una IFT para cada concentración, como se muestra en la siguiente gráfica:

Gráfica 95 IFT Vs Concentración de Dióxido de Carbono



Fuente: Elaboración propia

Con la ecuación de la **Gráfica 95**, se determina la tensión interfacial para 7 concentraciones diferentes de CO₂ para tener un amplio rango de IFT vs concentración de dióxido de carbono y modelar el efecto con mayor precisión, como se muestra en la **Tabla 69**.

Tabla 69. IFT Vs Concentración de Dióxido de Carbono Para el Campo Llanito

Concentración (%)	IFT (dinas/cm)
90	1.62679128
75	0.54341039
50	0.0873886
25	0.01405341
0	0.00226

Fuente: Elaboración propia

Continuando, se determina el parámetro de interpolación DTRAP, por lo cual se utiliza la siguiente ecuación:

Ecuación 70. Parámetro de Interpolación DTRAP

$$D_{trap} = \log N_{cap}$$

Fuente: Computer Modeling Group Technologies. Help. Version 2017.

Donde:

Dtrap: Parámetro de interpolación

Ncap: Numero Capilar

Adicionalmente, el número capilar se determina por la siguiente ecuación:

Ecuación 71. Numero Capilar

$$N_{CAP} = \frac{v \mu}{\sigma \cos \theta}$$

Fuente: SHENG, James. Transport of chemicals and fractional flow curve analysis. Modern chemical enhanced oil recovery. Theory and practice. United States of America. 2010. P-311.

Dónde:

μ : viscosidad de la solución agua-surfactante (cP)

σ : Tensión interfacial (dinas/cm)

θ : Angulo de contacto

v : Velocidad de Desplazamiento (ft/día)

Para la velocidad de desplazamiento se utiliza la **Ecuación 72**, la cual depende de la distancia entre los pozos productores y los inyectoros.

Ecuación 72. Velocidad de Desplazamiento

$$V_{desp} = \frac{X_{iny - prod}}{t_r}$$

Fuente: ALMANZA C, Carlos A, et al. Evaluación de la Viabilidad Técnica de la Inyección de Vapor Modificada con Álcali/Surfactante/Polímero como Método de Recobro Mejorado para Crudos Pesados Mediante Simulación Numérica. Tesis de Ingeniería de Petróleos. Colombia: Universidad de América, 2014, p.159

Donde:

V_{desp} : Velocidad de desplazamiento promedio de los fluidos del yacimiento (ft/día)

$X_{iny- prod}$: Distancia entre pozos productores e inyectoros (ft)

t_r : Tiempo de ruptura (días)

Finalmente, el tiempo de ruptura se calcula por medio de la siguiente ecuación:

Ecuación 73. Tiempo de Ruptura

$$tr: \frac{\left(\frac{(\pi \cdot (X_{iny} - prod)^2) \cdot h \cdot \phi}{5.615} \right)}{Q_{inj}}$$

Fuente: ALMANZA C, Carlos A, et al. Evaluación de la Viabilidad Técnica de la Inyección de Vapor Modificada con Álcali/Surfactante/Polímero como Método de Recobro Mejorado para Crudos Pesados Mediante Simulación Numérica. Tesis de Ingeniería de Petróleos. Colombia: Universidad de América, 2014, p.159

Donde:

H: Espesor (ft)

ϕ : Porosidad (Fracción)

Como resultado, en la **Tabla 70** se muestra el número capilar y el parámetro de interpolación DTRAP para cada concentración, donde se refleja que la IFT es directamente proporción a la concentración de dióxido de carbono e indirectamente proporcional al número capilar.

Tabla 70. Parámetro de Interpolación DTRAP Para el Campo Llanito

Concentración CO ₂ (%)	IFT (dinas/cm)	Ncap	DTRAP
90	1.62679128	0.00322898	-2.4909342
75	0.54341039	0.00966651	-2.0147303
50	0.0873886	0.06010947	-1.22105713
25	0.01405341	0.37377998	-0.42738397
0	0.00226	2.32428404	0.3662892

Fuente: Elaboración propia

En el segundo estudio, titulado “Investigation of Relative Permeability Characteristics for CO₂ Displacing Water and Remaining Oil”¹⁶, se menciona que el método de flujo miscible de CO₂ ha sido un éxito para el recobro mejorado de hidrocarburos, incluso en reservorios calcáreos como siliciclásticos. El CO₂ es miscible con el crudo remanente que queda luego del flujo e inyección de agua. Durante el proceso de inyección de CO₂ existen dos fases en la formación, una fase de agua y una fase miscible (CO₂ disuelto en el crudo). Para describir y modelar apropiadamente las características de flujo y el comportamiento de las fases; las

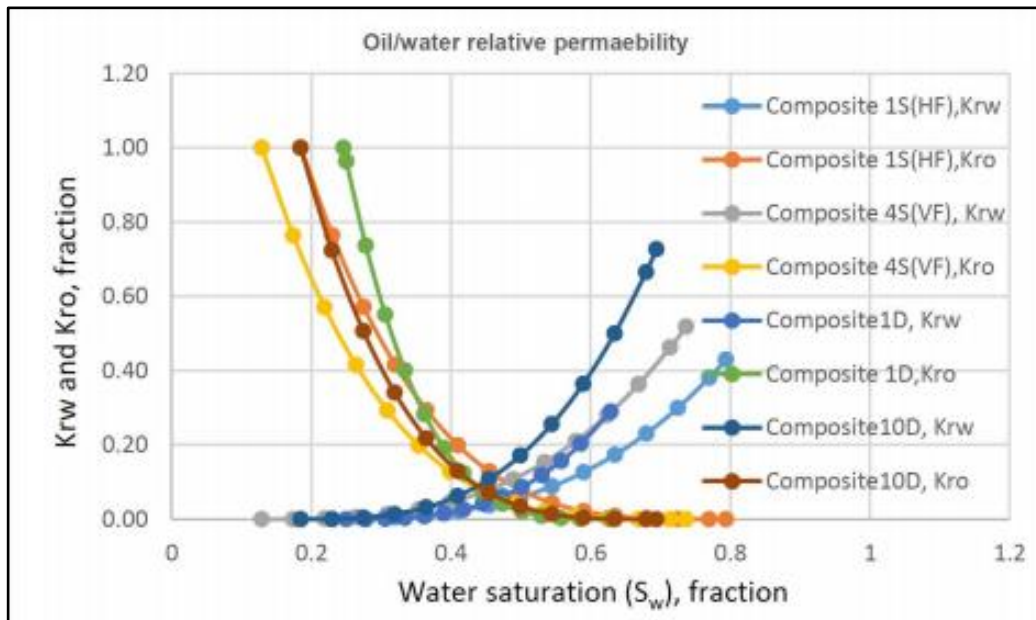
¹⁶ Zhou, X., et al., Investigation of Relative Permeability Characteristics for CO₂ Displacing Water and Remaining Oil, SPE-183782-MS, 2017, Manama, Kingdom of Bahrain.

curvas de permeabilidad relativa del agua y de la fase miscible son necesarias en la simulación numérica. En este estudio se propone un método modificado del modelo de Corey para describir la permeabilidad relativa del agua y de la fase miscible usando valores de “End Point” de flujo de ambas fases.

Para obtener los valores de “End Point” para el flujo de agua y del CO₂ se experimentó con cuatro núcleos de rocas carbonatadas saturadas de hidrocarburo, a condiciones de yacimiento. En donde, el modelo modificado de Corey (propósito del estudio) fue usado para describir el comportamiento del flujo del CO₂ y calcular la permeabilidad relativa del agua y la fase miscible. El efecto de los exponentes de Corey (N_w y N_m) fueron evaluados en las características de la permeabilidad relativa en los núcleos durante el flujo miscible de CO₂.

La **Gráfica 96** muestra una curva típica de permeabilidad relativa para los 4 experimentos a diferentes concentraciones de dióxido de carbono, donde se refleja que la curvatura de la curva de permeabilidad relativa del agua es mayor a medida que la concentración de dióxido de carbono incrementa, mientras que se tiene el efecto contrario para las curvas de permeabilidad relativa del aceite. Sin embargo, el valor de saturación de agua irreducible y de saturación de petróleo residual es menor a mayor concentración de dióxido de carbono.

Gráfica 96 Permeabilidad Relativa de Cuatro (4) Experimentos a Diferentes Concentraciones de CO₂



Fuente: Zhou, X., et al., Investigation of Relative Permeability Characteristics for CO₂ Displacing Water and Remaining Oil, SPE-183782-MS, 2017, Manama, Kingdom of Bahrain, p. 14.

En el cual, en la **Tabla 71** se muestra la concentración de dióxido de carbono para cada experimento.

Tabla 71. Concentración de CO₂ para Cuatro (4) Muestras de Núcleos

Experimentos	Concentración (%)
Composite - 4S - VF	74.15
Composite - 1D - HF	71.90
Composite - 1S - HF	62.02
Composite - 10D - HF	55.67

Fuente: Elaboración propia

Con la información de la gráfica anterior, se interpolaron los resultados para cada concentración de dióxido de carbono a los mismos valores del estudio anterior, para relacionar cada tabla de permeabilidad relativa con el valor de interpolación Dtrap y tensión interfacial. En la **Tabla 72** se muestran las curvas de permeabilidad relativa resultantes.

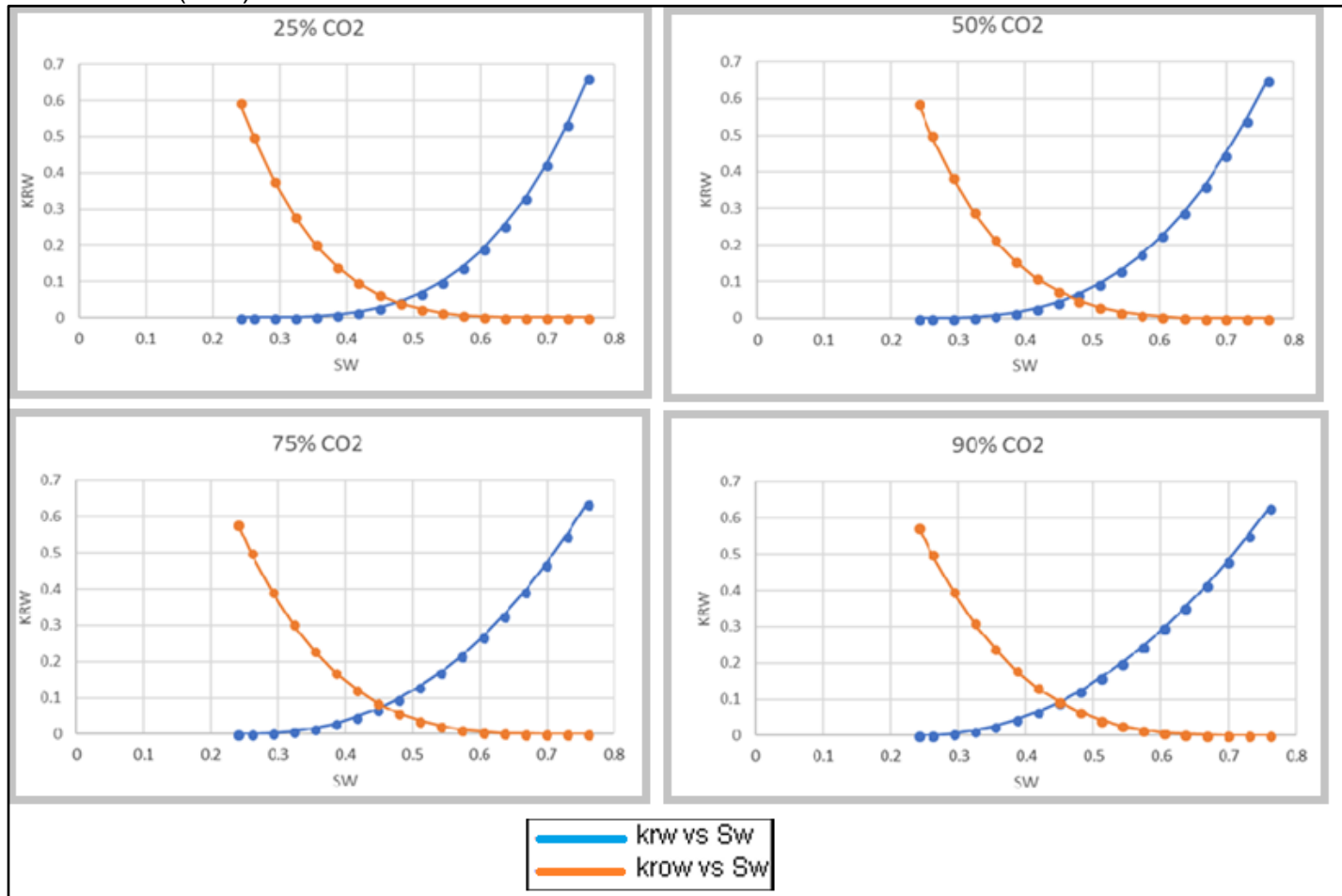
Tabla 72. Permeabilidad Relativa para el Campo Llanito a Diferentes Concentraciones de Dióxido de Carbono (CO₂)

% CO ₂	25		% CO ₂	50		% CO ₂	75		% CO ₂	90	
Nw/No	3.4948	4.3838	Nw/No	2.9573	4.0638	Nw/No	2.4198	3.7438	Nw/No	2.0973	3.5518
Sw	Krw	Kro	Sw	Krw	Kro	Sw	Krw	Kro	Sw	Krw	Kro
0.24000	0.00000	0.59459	0.24000	0.00000	0.58717	0.24000	0.00000	0.57985	0.24000	0.00000	0.57550
0.26000	0.00001	0.50066	0.26000	0.00004	0.50066	0.26000	0.00024	0.50066	0.26000	0.00068	0.50066
0.29125	0.00020	0.37729	0.29125	0.00069	0.38516	0.29125	0.00233	0.39320	0.29125	0.00487	0.39810
0.32250	0.00106	0.27882	0.32250	0.00280	0.29099	0.32250	0.00739	0.30369	0.32250	0.01321	0.31158
0.35338	0.00323	0.20230	0.35338	0.00718	0.21613	0.35338	0.01594	0.23091	0.35338	0.02572	0.24026
0.38500	0.00764	0.14185	0.38500	0.01486	0.15553	0.38500	0.02891	0.17053	0.38500	0.04309	0.18021
0.41625	0.01511	0.09687	0.41625	0.02647	0.10921	0.41625	0.04636	0.12312	0.41625	0.06489	0.13230
0.44750	0.02673	0.06379	0.44750	0.04289	0.07414	0.44750	0.06881	0.08617	0.44750	0.09138	0.09431
0.47875	0.04365	0.04019	0.47875	0.06494	0.04832	0.47875	0.09663	0.05808	0.47875	0.12264	0.06487
0.51000	0.06709	0.02398	0.51000	0.09344	0.02994	0.51000	0.13013	0.03737	0.51000	0.15873	0.04269
0.54125	0.09838	0.01336	0.54125	0.12918	0.01740	0.54125	0.16961	0.02267	0.54125	0.19972	0.02657
0.57250	0.13890	0.00679	0.57250	0.17296	0.00930	0.57250	0.21537	0.01273	0.57250	0.24565	0.01537
0.60375	0.19013	0.00306	0.60375	0.22559	0.00443	0.60375	0.26766	0.00643	0.60375	0.29658	0.00804
0.63500	0.25360	0.00115	0.63500	0.28785	0.00179	0.63500	0.32673	0.00279	0.63500	0.35254	0.00364
0.66625	0.33091	0.00033	0.66625	0.36054	0.00056	0.66625	0.39283	0.00095	0.66625	0.41358	0.00131
0.69750	0.42373	0.00006	0.69750	0.44445	0.00011	0.69750	0.46619	0.00021	0.69750	0.47974	0.00031
0.72875	0.53380	0.00000	0.72875	0.54037	0.00001	0.72875	0.54702	0.00002	0.72875	0.55105	0.00003
0.76000	0.66289	0.00000	0.76000	0.64907	0.00000	0.76000	0.63553	0.00000	0.76000	0.62754	0.00000

Fuente: Elaboración propia

Adicionalmente, en la **Gráfica 97** se representa gráficamente las curvas de permeabilidad relativa, donde se evidencia que la curvatura de las curvas es menor a medida que la concentración de dióxido de carbono es mayor.

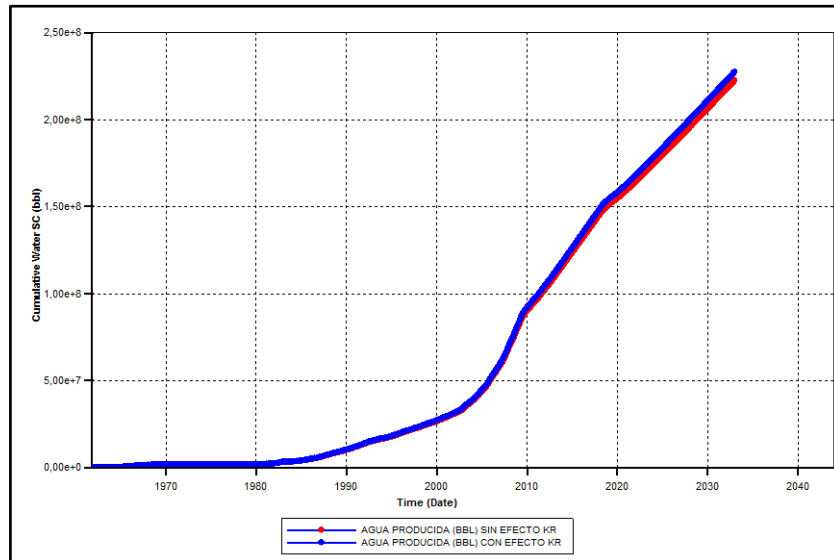
Gráfica 97 Permeabilidad Relativa para el Campo Llanito a Diferentes Concentraciones de Dióxido de Carbono (CO₂)



Fuente: Elaboración propia

Como resultado de la simulación de la inyección de dióxido de carbono con y sin el efecto de las curvas de permeabilidad relativa, se muestra en la **Gráfica 98** que en el modelo que considera el efecto, incrementa la producción del agua en 2.25%, debido a que la curvatura de la curva de permeabilidad relativa del agua es menor, como se muestra en la ...**Gráfica 97**..., al comparar la curvatura de las curvas con 25% de CO₂ y con 90% de CO₂. Como resultado, se genera una mayor movilidad del agua.

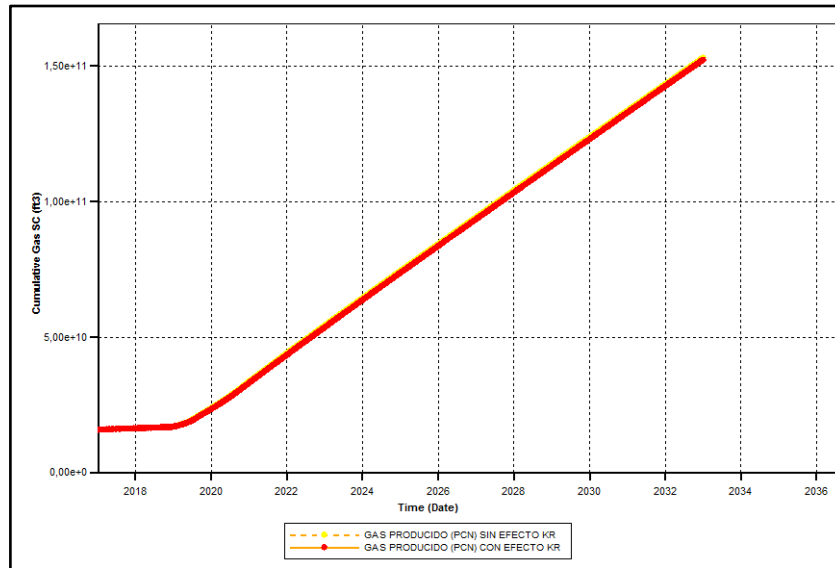
Gráfica 98. Producción de Agua para la Sensibilidad de Kr en el Escenario de Inyección de Dióxido de Carbono (CO₂) Modelo GEM



Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017.

En la **Gráfica 99** se muestra que la producción de gas es la misma con y sin el efecto de las curvas de permeabilidad relativa, durante la inyección de dióxido de carbono.

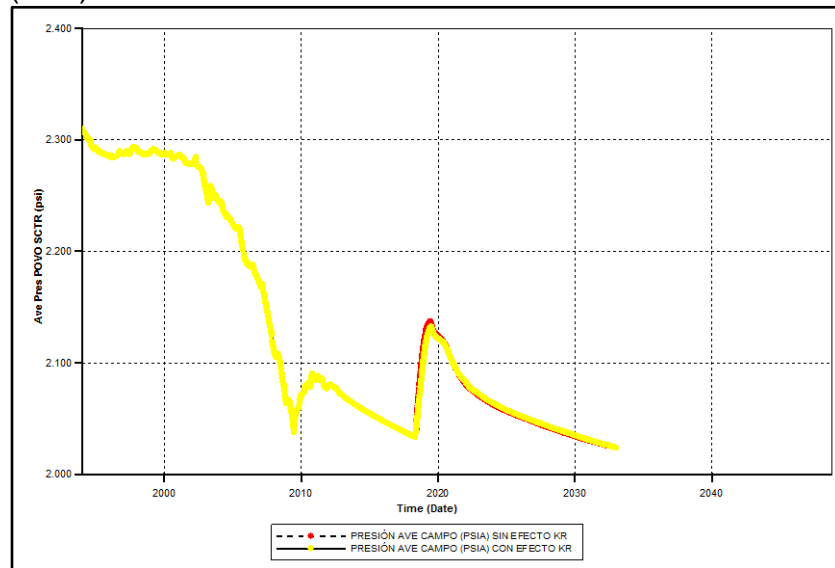
Gráfica 99. Producción de Gas para la Sensibilidad de Kr en el Escenario de Inyección de Dióxido de Carbono (CO₂) Modelo GEM



Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017.

De igual manera, en la **Gráfica 100** se muestra que la presión en el yacimiento no cambia. Aunque no se tenga un cambio, esta presión es prolonga la vida útil del yacimiento.

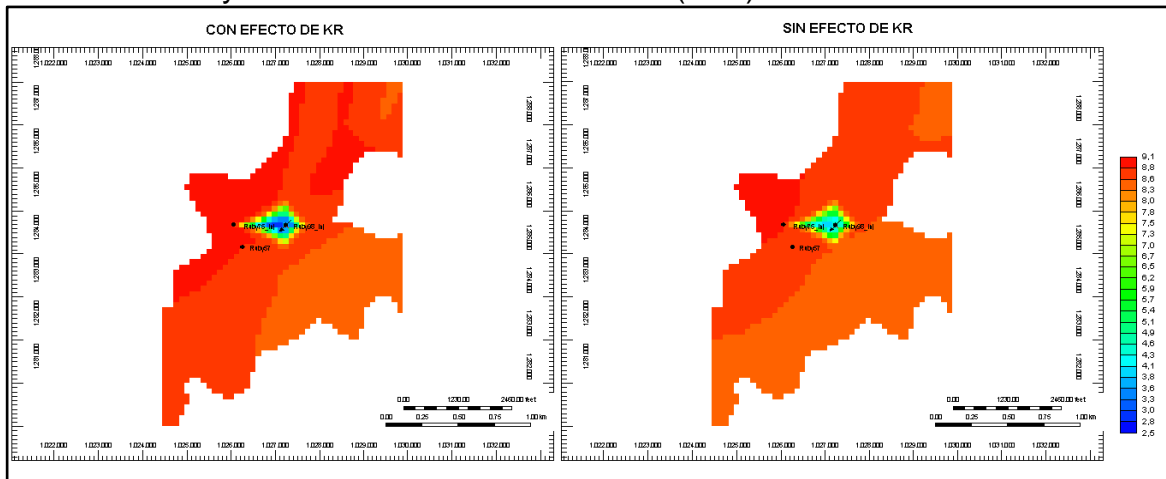
Gráfica 100 Presión de Yacimiento para la Sensibilidad de Kr en el Escenario de Inyección de Dióxido de Carbono (CO₂) Modelo GEM



Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017.

En la **Gráfica 101** se ve que la viscosidad es menor en el caso con el efecto de las curvas de permeabilidad relativa, la cual tiene una diferencia de 1.56 cP (43.33%) aproximadamente en las áreas centrales al pozo de inyección. Este efecto, es resultado de una mayor mojabilidad al agua, la cual permite que más cantidad de petróleo tenga contacto con el dióxido de carbono.

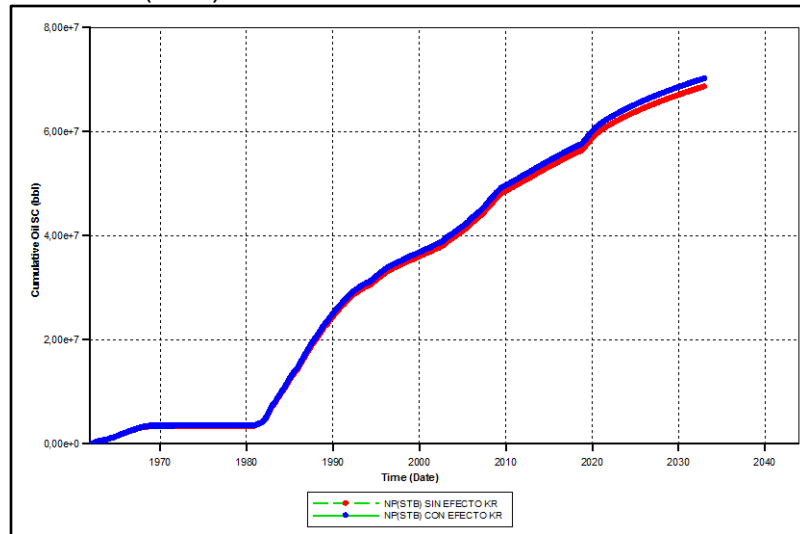
Gráfica 101. Perfiles de Viscosidad de Petróleo para la Sensibilidad de Kr en el Escenario de Inyección de Dióxido de Carbono (CO₂) Modelo GEM



Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results 3D. Version 2017.

Finalmente, en la **Gráfica 102** se muestra la producción de petróleo, en la cual el caso que considera el efecto en las curvas de permeabilidad relativa cuenta con 1.5456 millones de barriles acumulados adicionales, debido a que la curvatura de las curvas de permeabilidad relativa del petróleo es menor, como se muestra en la **...Gráfica 97...**, al comparar la curvatura de las curvas con 25% de CO₂ y con 90% de CO₂. Por lo cual, se genera como resultado una mayor movilidad para el petróleo. Adicionalmente, al tener una intersección entre las curvas más alta e inclinado hacia la derecha, como se muestra en la **...Gráfica 97...**, se obtiene como resultado una mayor mojabilidad al agua, teniendo en cuenta que el actual modelo es un sistema de mojabilidad mixta.

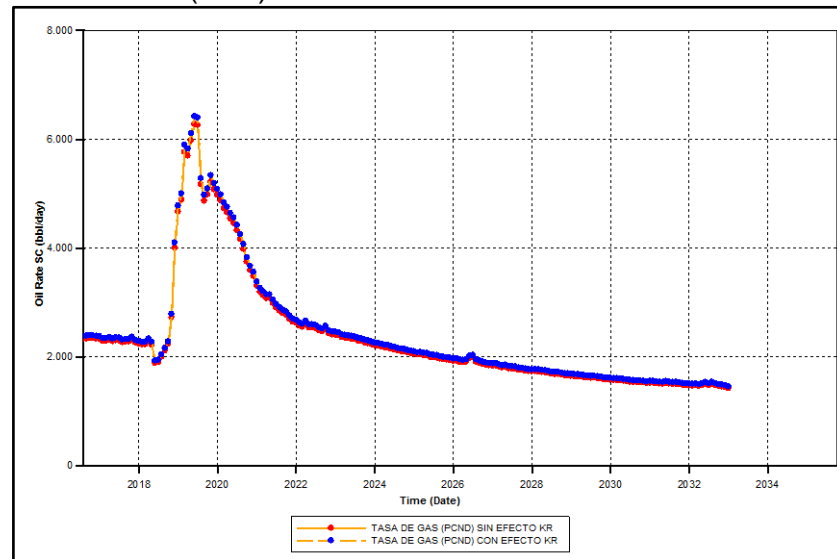
Gráfica 102 Producción de Petróleo para la Sensibilidad de Kr en el Escenario de Inyección de Dióxido de Carbono (CO₂) Modelo GEM



Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017.

De igual manera, el incremento de la producción de petróleo neta se refleja en la **Gráfica 103** con una tasa de producción de petróleo de 36.86 barriles adicionales por día aproximadamente.

Gráfica 103 Tasa de Producción de Petróleo para la Sensibilidad de Kr en el Escenario de Inyección de Dióxido de Carbono (CO₂) Modelo GEM



Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017.

Por lo cual, se evidencia que considerar el efecto de las curvas de permeabilidad relativa es un parámetro importante en la simulación de procesos miscibles, ya que

se acerca más a la realidad de lo que sucede en la inyección y en este caso, favorece la predicción del recobro de petróleo, la cual es mayor en un 2.25% a comparación del escenario que no tiene en cuenta el efecto en las curvas de permeabilidad relativa, como se muestra en la **Tabla 73**.

Tabla 73. Tasa de Producción de Petróleo para la Sensibilidad de K_r en el Escenario de Inyección de Dióxido de Carbono (CO_2) Modelo GEM

Producción de Petróleo Acumulado para el Año 2033	
Casos / Fluido	N_p (Millones stb)
Con Efecto en las Curvas de Permeabilidad Relativa	70.136
Con Efecto en las Curvas de Permeabilidad Relativa	68.590

Fuente: Elaboración propia

8. EVALUACIÓN FINANCIERA

Se evidencia en el Pozo ABC del Campo Llanito en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, que la producción de petróleo ha sufrido un decremento debido al cambio de las propiedades del yacimiento por los cambios de presión y temperatura, como la mojabilidad de la roca con preferencia al aceite y la permeabilidad.

Esto ha causado un incremento en la producción de agua causando costos adicionales y baja rentabilidad, por lo cual se genera la necesidad de evaluar un método de inyección de Dióxido de Carbono, la cual consiste en inyectar el fluido en forma gaseosa a alta presión con el fin de generar un proceso miscibilidad con el crudo, que permita reconstruir la presión del yacimiento, mejorar las propiedades del fluido y afectar positivamente la interacción roca fluido. Por lo cual se considera el costo de acondicionamiento de un pozo existente y la evaluación del mejor escenario en el proceso de inyección, se realizaron sensibilidades por presión y concentración del fluido inyectado.

La evaluación financiera se realizará desde el punto de vista de una operadora con un escenario realista y uno optimista frente a la predicción del costo del barril. Adicionalmente, una prospección a 15 años con periodos anuales, utilizando una tasa de interés de oportunidad (TIO) del 10.1% anual, la cual es un promedio de lo establecido por las empresas Ecopetrol, CEPSA, Pacific E&P y Halliburton, publicado en el primer semestre de 2017. Adicionalmente, se utiliza la unidad monetaria de valor constante dólar estadounidense (USD) y con el indicador financiero Valor Presente Neto (VPN)

8.1 ANÁLISIS DE COSTO DE INVERSIÓN (CAPEX)

El CAPEX corresponde a las inversiones de capital que se usan para adquirir o mejorar los activos productivos, como lo son la maquinaria, equipos, etc. Esto con el fin de aumentar la capacidad productiva de la empresa. Para el análisis de los costos de inversión de Inyección de Dióxido de Carbono, se tiene en cuenta los costos relacionados de acondicionamiento del Pozos IC2 y las facilidades de inyección en los mismos. En la **Tabla 74** se muestran los costos de acondicionamiento del pozo.

Tabla 74. Costos de Acondicionamiento

Descripción	Costo (USD)
Equipo de Workover	166,490.59
Servicio De Slick Line	7,128.10
Servicio de Registros Eléctricos	41,649.76
Servicio de Pruebas de Inyección	127,391.81
Servicio de Estimulación	120,190.00
Servicio Profesional de Supervisión	10,039.91
Herramienta Y.Tool - Tubería	77,368.21
Equipo de Subsuelo (Ancla, Motor, Sensor, Seating Niple y Bomba de Subsuelo)	110,449.85
Cabezal	32,130.00
Otros Costos (Alq Empaques, Running, Htas de Pesca)	72,490.81
TOTAL	765,329.04

Fuente: ECOPEPETROL S.A.

A continuación, se muestran los costos relacionados a las facilidades de inyección por pozo, lo cual se refiere a los equipos necesarios para la inyección de Dióxido de Carbono.

Tabla 75. Costos de Facilidades de Inyección

Descripción	Costo (USD)
Silo de Almacenamiento	90,000
Unidad de Preparación	160,000
Tanque de Maduración	190,000
Bomba de Transferencia	120,000
Bomba de Inyección	600,000
Línea de Transferencia	340,000
TOTAL	1,500,000

Fuente: ECOPEPETROL S.A.

Teniendo en cuenta que los costos son relacionados por pozos, el total de los costos de inversión por pozo se muestran en la **Tabla 76**.

Tabla 76. Costos de Inversión por Pozo

Descripción	Costo (USD)
Costos de acondicionamiento por pozo	765,329
Costos de facilidades de inyección por pozo	1,500,000
TOTAL	2,265,329

Fuente: Elaboración propia

Se muestra en la **Tabla 77** los pozos necesarios para la campaña de acoplamiento de pozos de inyección.

Tabla 77. Numero de Pozos para la Campaña de Acoplamiento

Periodo	Numero de Pozos
0	1

Fuente: Elaboración propia

Finalmente, los costos de inversión se muestran en la **Tabla 78**.

Tabla 78. Costo Total de Inversión

Periodo	Costo por Pozo	Numero de Pozos	Costo (USD)
0	2,265,329	1	2,265,329

Fuente: Elaboración propia

8.2 ANÁLISIS DE COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX)

El OPEX corresponde a los costos relacionados con el funcionamiento y operación, como lo son los costos de mantenimiento, combustibles, Dióxido de Carbono y otros. Para la proyección de costos de este proyecto, se tomará como referencia el Lifting Cost de USD 15 por barril de crudo. Adicionalmente, se estimará los costos para el mantenimiento de las facilidades de producción.

Para la proyección de la producción se tomarán como referencia años de 365 días. En la **Tabla 79** se muestra la producción

Tabla 79. Producción Campo Llanito

Periodo Año	Producción de Petróleo Base bbl/día	Producción de Petróleo Estimada bbl/día	Producción Incremental bbl/día	Producción Incremental bb/año
1	2219	2,601	382	139,430
2	2160	5,548	3,388	1,236,620
3	2101	4,246	2,145	782,925
4	2041	2,960	919	335,435
5	1996	2,560	564	205,860
6	1937	2,353	416	151,840
7	1888	2,174	286	104,390
8	1833	2,030	197	71,905
9	1780	1,942	162	59,130
10	1716	1,819	103	37,595
11	1673	1,728	55	20,075
12	1623	1,648	25	9,125
13	1577	1,577	0	0
14	1534	1,534	0	0
15	1491	1,501	10	3,650

Fuente: Elaboración propia, CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017

A continuación, se muestra en la **Tabla 80**, el costo de producción asociado a la producción incremental.

Tabla 80. Costos de Producción

Periodo Año	Producción Incremental bbi	Lifting Cost (*) USD	USD
1	139,430	15	2,091,450
2	1,236,620	15	18,549,300
3	782,925	15	11,743,875
4	335,435	15	5,031,525
5	205,860	15	3,087,900
6	151,840	15	2,277,600
7	104,390	15	1,565,850
8	71,905	15	1,078,575
9	59,130	15	886,950
10	37,595	15	563,925
11	20,075	15	301,125
12	9,125	15	136,875
13	0	15	0
14	0	15	0
15	3,650	15	54,750

*Fuente: ECOPETROL S.A.

La compañía considera que, para la proyección de costos, el costo de mantenimiento se estima en USD 130.000 por periodo, adicionalmente el costo del Dióxido de Carbono por periodo, a una tasa de inyección de 25.94 millones de pies cúbicos por día, lo que es equivalente a 490,688.5 toneladas al año; y con una pureza de 99.9%, se muestra en la **Tabla 81**. Ese costo incluye la importación del fluido y el transporte hasta campo.

Tabla 81. Costo de Dióxido de Carbono

Costo por Tonelada de CO ₂ (USD)*	Toneladas de CO ₂ Inyectado por Año	Costo (USD)
13.15	590,689	6,452,554

*Fuente: Sendeco2, 29 noviembre de 2017

Por lo cual, en la **Tabla 82** se muestran los costos por periodo de la operación.

Tabla 82. Costos de Operación

Periodo Año	Costos de Producción USD	Mantenimiento (*) USD	Dióxido de Carbono USD	USD
1	2,091,450	130,000	6,452,554	8,674,004
2	18,549,300	130,000	6,452,554	25,131,854
3	11,743,875	130,000	6,452,554	18,326,429
4	5,031,525	130,000	6,452,554	11,614,079
5	3,087,900	130,000	6,452,554	9,670,454
6	2,277,600	130,000	6,452,554	8,860,154
7	1,565,850	130,000	6,452,554	8,148,404
8	1,078,575	130,000	6,452,554	7,661,129
9	886,950	130,000	6,452,554	7,469,504
10	563,925	130,000	6,452,554	7,146,479
11	301,125	130,000	6,452,554	6,883,679
12	136,875	130,000	6,452,554	6,719,429
13	0	130,000	6,452,554	6,582,554
14	0	130,000	6,452,554	6,582,554
15	54,750	130,000	6,452,554	6,637,304

*Fuente: ECOPETROL S.A.

8.3 ANÁLISIS DE INGRESOS

Para este proyecto, se consideran los ingresos como el dinero recibido por la venta del crudo, por lo cual el valor de los ingresos se estima teniendo en cuenta las regalías, la producción proyectada para los próximos 15 años y el precio de referencia del crudo.

Las regalías son la contraprestación económica que se paga al estado por la explotación de recursos naturales no renovables. Según la Agencia Nacional de Hidrocarburos ANH, este campo cuenta con el contrato de Concesión de Mares, por lo cual las regalías corresponden al 20% de la producción. En la **Tabla 83** se muestra la producción neta.

Tabla 83. Producción Neta

Periodo	Producción Incremental bbl	Regalías bbl	Producción Neta bbl
1	139,430	27,886	111,544
2	1,236,620	247,324	989,296
3	782,925	156,585	626,340
4	335,435	67,087	268,348
5	205,860	41,172	164,688
6	151,840	30,368	121,472
7	104,390	20,878	83,512
8	71,905	14,381	57,524
9	59,130	11,826	47,304
10	37,595	7,519	30,076
11	20,075	4,015	16,060
12	9,125	1,825	7,300
13	0	0	0
14	0	0	0
15	3,650	730	2,920

Fuente: Elaboración propia

Continuando con el precio de venta, se tienen en cuenta las proyecciones publicadas por el Departamento de Energía y Cambio Climático del Reino Unido (DECC). Ellos realizan unas proyecciones del precio de venta del crudo marcador Brent y reportan valores bajos, medios y altos. Para este proyecto se utilizarán los valores medios ya que estos representan la actualidad en el año 2016 y 2017 y los valores altos para evaluar el caso optimista. Estos valores se muestran en la **Tabla 84**.

Tabla 84. Precio del Barril de Petróleo Referencia Brent

Año	Bajo USD	Medio USD	Alto USD
2018	32	53	68
2019	34	55	73
2020	36	57	77
2021	38	59	81
2022	40	62	86
2023	42	64	90
2024	44	66	94
2025	45	69	98
2026	47	71	103

Tabla 78. (Continuación)

AÑO	BAJO USD	MEDIO USD	ALTO USD
2027	49	73	107
2028	51	75	111
2029	53	78	116
2030	55	80	120
2031	55	80	120
2032	55	80	120
2033	55	80	120

*Fuente: DEPARTAMENTO DE ENERGÍA Y CAMBIO CLIMÁTICO DEL REINO UNIDO (DECC), BEIS 2017 Fossil Fuel Price Assumtions, 2017, p. 5

Tenido en cuenta que el crudo producido no tiene la misma calidad del crudo Brent, se realiza un ajuste por el API del crudo y se genera un castigo del 35%, por lo cual se descuentan USD\$15.75 al precio de venta y USD\$3.45 del costo del transporte por barril.

8.3.1 Caso Realista. En este caso, el valor del barril será el valor medio de las proyecciones mencionadas anteriormente. Se muestra en la **Tabla 85** el precio de venta.

Tabla 85. Precio de Venta del Escenario Realista

Año	Precio Crudo USD	Castigo (*) USD	Valor Final USD
2018	53	19.2	33.8
2019	55	19.2	35.8
2020	57	19.2	37.8
2021	59	19.2	39.8
2022	62	19.2	42.8
2023	64	19.2	44.8
2024	66	19.2	46.8
2025	69	19.2	49.8
2026	71	19.2	51.8
2027	73	19.2	53.8
2028	75	19.2	55.8
2029	78	19.2	58.8
2030	80	19.2	60.8
2031	80	19.2	60.8
2032	80	19.2	60.8
2033	80	19.2	60.8

*Fuente: ECOPETROL S.A.

Por último, se muestran los ingresos totales en la **Tabla 86**.

Tabla 86. Ingresos Totales del Escenario Realista

Periodo	Precio de Venta USD/bbl	Producción Neta bbl	USD
1	34	111,544	3,770,187
2	36	989,296	35,416,797
3	38	626,340	23,675,652
4	40	268,348	10,680,250
5	43	164,688	7,048,646
6	45	121,472	5,441,946
7	47	83,512	3,908,362
8	50	57,524	2,864,695
9	52	47,304	2,450,347
10	54	30,076	1,618,089
11	56	16,060	896,148
12	59	7,300	429,240
13	61	0	0
14	61	0	0
15	61	2,920	177,536

Fuente: Elaboración propia

8.3.2 Caso Optimista. En este caso el valor del barril será el valor alto de las proyecciones mencionadas anteriormente. Se muestra en la **Tabla 87** el precio de venta.

Tabla 87. Precio de Venta del Escenario Optimista

Año	Precio Crudo USD	Castigo (*) USD	Valor Final USD
2018	53	19.2	33.8
2019	73	19.2	53.8
2020	77	19.2	57.8
2021	81	19.2	61.8
2022	86	19.2	66.8
2023	90	19.2	70.8
2024	94	19.2	74.8
2025	98	19.2	78.8
2026	103	19.2	83.8
2027	107	19.2	87.8
2028	111	19.2	91.8
2029	116	19.2	96.8
2030	120	19.2	100.8
2031	120	19.2	100.8
2032	120	19.2	100.8
2033	120	19.2	100.8

*Fuente: ECOPETROL S.A.

Por último, se muestran los ingresos totales en la **Tabla 88**

Tabla 88. Ingresos Totales del Escenario Optimista

Periodo	Precio De Venta USD/bbl	Producción Neta bbl	USD
1	34	111,544	3,770,187
2	54	989,296	53,224,125
3	58	626,340	36,202,452
4	62	268,348	16,583,906
5	67	164,688	11,001,158
6	71	121,472	8,600,218
7	75	83,512	6,246,698
8	79	57,524	4,532,891
9	84	47,304	3,964,075
10	88	30,076	2,640,673
11	92	16,060	1,474,308
12	97	7,300	706,640
13	101	0	0
14	101	0	0
15	101	2,920	294,336

Fuente: Elaboración propia

8.4 EVALUACIÓN FINANCIERA

En esta sección se pretende establecer la viabilidad financiera de la inyección de Dióxido de Carbono (CO₂) en el Campo Llanito utilizando el indicador financiero Valor Presente Neto (VPN).

8.4.1 Valor Presente Neto (VPN)

El Valor Presente Neto es un método que se utiliza para evaluar proyectos y lograr determinar la viabilidad del mismo, en términos de rentabilidad y ganancia. El resultado puede ser positivo, negativo o ser cero. Teniendo en cuenta que un valor positivo significa una ganancia positiva, un valor negativo significa una pérdida y un valor de cero indica que no se proyectan ganancias o pérdidas. La ecuación que permite determinar el Valor Presente neto es la **Ecuación 74**.

Ecuación 74. Valor Presente Neto

$$VPN(i) = \sum F_n (1 + i)^{-n} = 0$$

Fuente: BACA CURREA, Guillermo. Ingeniería Económica, Bogotá, p. 197.

Donde:

VPN: Valor Presente Neto

F_n: Flujo de Efectivo

N: Periodo de tiempo

I: Interés o Tasa interna de interés de oportunidad.

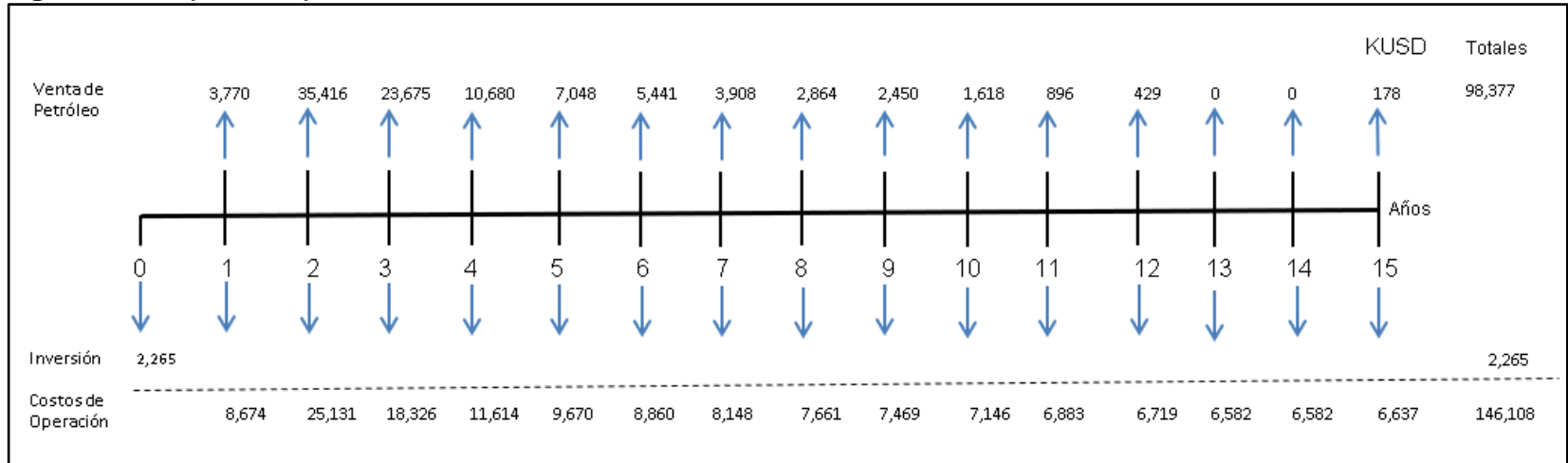
Si el valor presente neto (VPN) es mayor a 0, el proyecto es atractivo para el inversionista ya que le genera una ganancia extraordinaria adicional a la tasa de interés de oportunidad (TIO). Por el contrario, si el valor presente neto (VPN) es menor a 0, el proyecto no cumple con las expectativas del inversionista. Finalmente, si el valor presente neto (VPN) es igual a 0, el proyecto será indiferente financieramente para el inversionista.

La tasa de interés de oportunidad (TIO) es la tasa de interés mínima de ganancia que acepta un inversionista al invertir en un proyecto. Para este proyecto, se utilizará una tasa de interés de oportunidad (TIO) de 10.1% anual efectivo anual, valor que es un promedio de la TIO publicadas en trabajos de grado en el primer semestre de 2017 por las empresas Ecopetrol, CEPSA, Pacific E&P y Halliburton. Esta se aplicará para el cálculo del Valor Presente Neto (VPN).

8.4.2 Flujo de Caja. El flujo de caja es la representación gráfica los flujos de entrada y salida de dinero (Ingresos y egresos) en un proyecto. Las siguientes gráficas representan los ingresos por concepto de venta de petróleo y los egresos por concepto de inversión en perforación de pozos y facilidades de inyección; y costos de operación como mantenimiento y fluido de inyección.

8.4.2.1 Caso realista. En la **Figuras 62** se muestra el flujo de caja donde refleja el costo de inversión y operación y los ingresos por la venta del crudo.

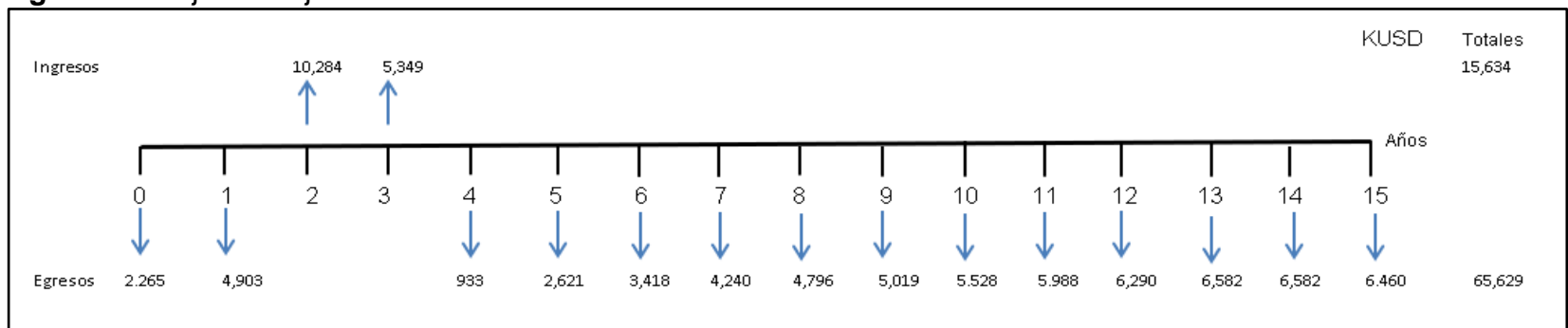
Figura 62. Flujo de Caja del Escenario Realista



Fuente: Elaboración propia

En la **Figura 63** se muestra el flujo de caja neto.

Figura 63. Flujo de Caja Neto del Escenario Realista



Fuente: Elaboración propia

Finalmente, en la **Ecuación 75** se refleja el Valor presente Neto para este escenario.

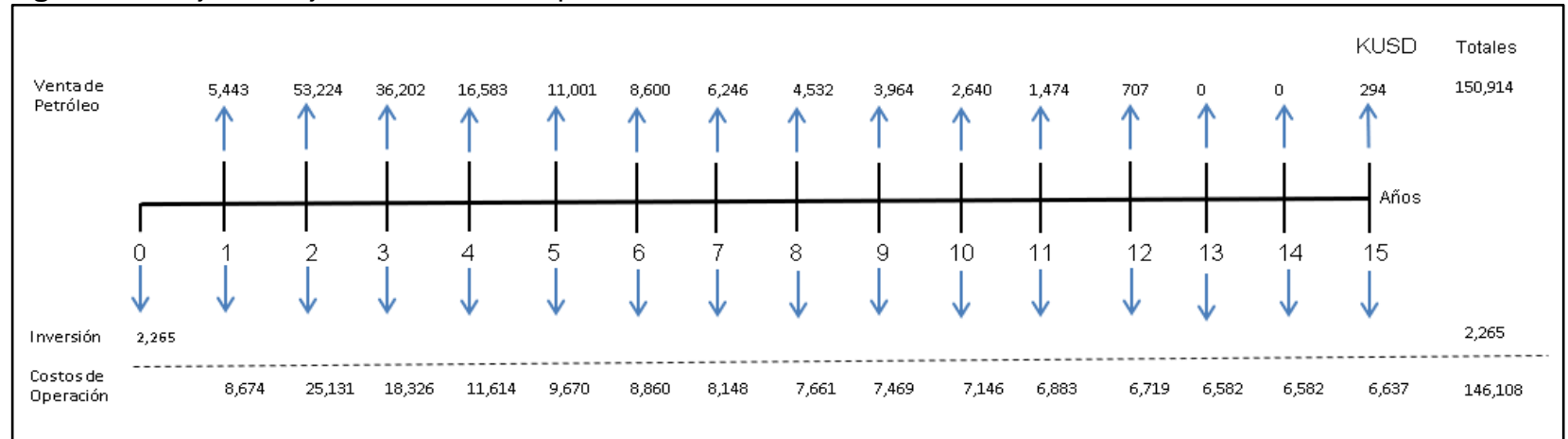
Ecuación 75. Valor Presente Neto del Escenario Realista

$$\begin{aligned}
 \text{VPN}(0.101) = & -2,265,329 + \frac{-4,903,817}{(1+0.101)^1} + \frac{10,284,943}{(1+0.101)^2} + \frac{5,349,223}{(1+0.101)^3} + \frac{-933,829}{(1+0.101)^4} + \frac{-2,621,808}{(1+0.101)^5} + \frac{-3,418,208}{(1+0.101)^6} + \frac{-4,240,042}{(1+0.101)^7} + \\
 & \frac{-4,796,434}{(1+0.101)^8} + \frac{-5,019,157}{(1+0.101)^9} + \frac{-5,528,390}{(1+0.101)^{10}} + \frac{-5,987,531}{(1+0.101)^{11}} + \frac{-6,290,189}{(1+0.101)^{12}} + \frac{-6,582,554}{(1+0.101)^{13}} + \frac{-6,582,554}{(1+0.101)^{14}} + \frac{-6,459,768}{(1+0.101)^{15}} \\
 \text{VPN}(0.101) = & -16,190,171
 \end{aligned}$$

Fuente: Elaboración propia

8.4.2.2 Caso Optimista: En la **Figura 64** se muestra el flujo de caja donde refleja el costo de inversión y operación y los ingresos por la venta del crudo.

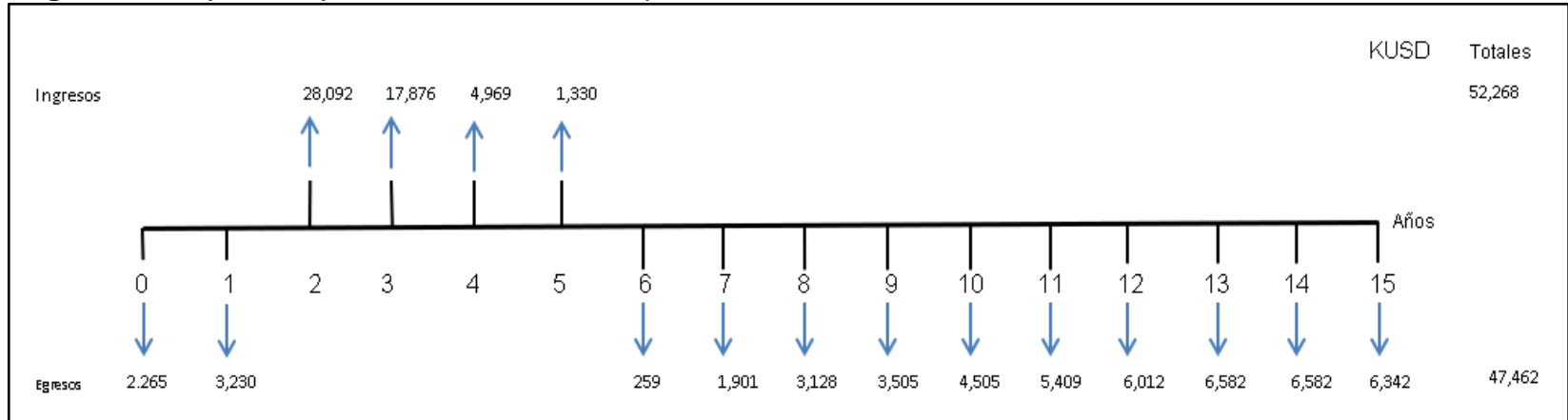
Figura 64. Flujo de Caja del Escenario Optimista



Fuente: Elaboración propia

En la **Figura 65** se muestra el flujo de caja neto.

Figura 65. Flujo de Caja Neto del Escenario Optimista



Fuente: Elaboración propia

Finalmente, en la **Ecuación 76** se refleja el Valor presente Neto para este escenario.

Ecuación 76. Valor Presente Neto del Escenario Optimista

$$\begin{aligned}
 \text{VPN}(0.101) = & -2,265,329 + \frac{-3,230,657}{(1+0.101)^1} + \frac{28,092,271}{(1+0.101)^2} + \frac{17,876,023}{(1+0.101)^3} + \frac{4,969,827}{(1+0.101)^4} + \frac{1,330,704}{(1+0.101)^5} + \frac{-259,936}{(1+0.101)^6} + \frac{-1,901,706}{(1+0.101)^7} + \\
 & \frac{-3,128,238}{(1+0.101)^8} + \frac{-3,505,429}{(1+0.101)^9} + \frac{-4,505,806}{(1+0.101)^{10}} + \frac{-5,409,371}{(1+0.101)^{11}} + \frac{-6,012,789}{(1+0.101)^{12}} + \frac{-6,582,554}{(1+0.101)^{13}} + \frac{-6,582,554}{(1+0.101)^{14}} + \frac{-6,342,968}{(1+0.101)^{15}} \\
 \text{VPN}(0.101) = & 20,947,298
 \end{aligned}$$

Fuente: Elaboración propia

8.5 CONCLUSIONES FINANCIERAS

Desde el punto de vista financiero y para el escenario normal, que hace referencia a la predicción de los precios más realistas del petróleo, el proyecto no es atractivo para el inversionista, ya que el proyecto no genera una ganancia extraordinaria adicional a la tasa de interés de oportunidad (TIO), por el contrario, genera unas pérdidas equivalentes a hoy en USD\$16.190.171.

Sin embargo, en el caso optimista, que hace referencia a la predicción de los precios más optimistas del petróleo, el proyecto es atractivo para el inversionista, ya que el proyecto genera una ganancia extraordinaria adicional a la Tasa de Interés de Oportunidad (TIO), equivalentes a hoy en USD\$20.947.298.

9. CONCLUSIONES

- Por medio del Método de Modelamiento Estocástico se determinó la distribución de facies del modelo estático generado para el Campo Llanito, en el cual se respetaron los mapas de facies de la zona, espesor, distribución vertical y orientación de los canales de arena.
- Se determinó por medio del Cotejo Histórico que el perfil de permeabilidad aporta la energía de flujo necesaria para reproducir la tasa líquida del yacimiento en un 100%, ya que se observó en las sensibilidades del Capítulo 5 que siempre se mantuvo igual la tasa de líquidos (agua y petróleo) simulada con respecto a la producción real del yacimiento.
- A partir de la Herramienta WINPROP del Suite CMG, se representó adecuadamente el comportamiento del fluido para la Zona Mugrosa B y Mugrosa C del Campo Llanito, al relacionar las Pruebas PVT, Cromatografía e información de hinchamiento del dióxido de carbono a condiciones de yacimiento.
- Con el análisis de la sensibilidad del acuífero en el proceso del cotejo histórico, se verificó que la energía necesaria para la producción de fluidos en el yacimiento proviene del acuífero. Puesto que, en la sensibilidad sin acuífero, la presión en mayo de 1996 es menor a 237 lpc, la cual es la presión de abandono.
- Con el análisis de la sensibilidad de la profundidad del acuífero en el proceso del cotejo histórico, se determinó que las profundidades de los acuíferos son de 5666 y 6667 pies para Mugrosa B y C respectivamente.
- Por medio del Método de Montecarlo se determinó la presión máxima de inyección del Campo Llanito 2696.60 LPCA, la cual fue calculada a partir de la ecuación de Eaton. Valor con el cual se evitará generar fracturas en la formación en el momento de la inyección.
- En los escenarios de patrón de inyección, se estableció que al inyectar en el Pozo IC2 se genera una producción neta de petróleo de 422 mil barriles adicionales al escenario en el cual se inyecta en el Pozo IC1. Así mismo, se estableció que la relación Tasa de Inyección – Producción (VRR) del 25% con un incremento del 200% en el caudal de inyección, es la tasa que aumenta el recobro en un 10.51%, evitando que se produzca el efecto de ciclar el agua inyectada.

- Teniendo en cuenta los resultados de los Modelos IMEX y GEM, se evidenció que el Modelo GEM tiene en cuenta los efectos del gas y del comportamiento de los fluidos en el yacimiento, lo cuales se cuantificaron para el año 2033 en un incremento de presión del 17.11% y 39.59% y un incremento en el petróleo producido del 9.42% y 21.26% para la predicción en el escenario de producción por flujo natural e inyección de agua respectivamente.
- Al analizar la comparación entre la inyección de agua y de dióxido de carbono para el Modelo GEM, se verificó que el gas producido aumentó un 660% y el petróleo producido aumento en 5.68% en el modelo de inyección de dióxido de carbono.
- En el escenario de inyección de dióxido de carbono del Modelo GEM, se evidenció un decremento en la viscosidad del petróleo de 4.9 cP y 8.8 cP para las sensibilidades de presión y concentración de dióxido de carbono respectivamente. Adicionalmente, se evidencia que en el caso 1 de la sensibilidad de concentración de dióxido de carbono, la viscosidad incrementó 3.1 cP, lo cual evidenció que el metano no era miscible con el petróleo de yacimiento en las condiciones de inyección.
- Se evidenció con la información de los estudios del efecto en las curvas de permeabilidad relativa durante el proceso de inyección de dióxido de carbono, que al tener en cuenta este efecto en un sistema petrolífero de mojabilidad neutra, la mojabilidad cambia con preferencia al agua.
- En el escenario de inyección de dióxido de carbono que considera el efecto en las curvas de permeabilidad relativa se evidencia un incremento en el factor de recobro de 2.25% y una disminución en la viscosidad del 43.33%. Por lo cual, la inyección de dióxido de carbono teniendo en cuenta este efecto favorece a la predicción de la producción de petróleo del proyecto en 1.55 millones de barriles acumulados.
- Se evidenció el efecto de la tensión interfacial en el exponente de saturación en las curvas de permeabilidad relativa, la cual tiene como resultado el aumento de la producción de agua en un 2.14%.
- El modelo con el efecto de las curvas de permeabilidad relativa incrementa la producción del petróleo en 2.25%, debido a que la curvatura de la curva de permeabilidad relativa del petróleo es menor.

- En el escenario de inyección de dióxido de carbono con y sin el efecto de las curvas de permeabilidad relativa, se evidenció que el cambio de la mojabilidad y movilidad de los fluidos no afectó el perfil de presión.
- Se concluyó que la producción de gas fue constante en los escenarios de inyección de dióxido de carbono con y sin el efecto de las curvas de permeabilidad relativa, ya que las condiciones de presión se mantuvieron iguales y porque el efecto en la mojabilidad y movilidad del petróleo y del agua no afectaron a la tasa de producción del gas.
- Para el escenario de inyección de CO₂ incluyendo la sensibilidad de la inyección en las curvas de permeabilidad relativa, desde el punto de vista financiero y para el escenario normal, que hace referencia a la predicción de los precios más realistas del petróleo, el proyecto no es atractivo para el inversionista, ya que el proyecto no genera una ganancia extraordinaria adicional a la tasa de interés de oportunidad (TIO), por el contrario, genera unas pérdidas equivalentes a hoy en USD\$16.190.171.
- Sin embargo, para el escenario de inyección de CO₂ incluyendo la sensibilidad de la inyección en las curvas de permeabilidad relativa, desde en el caso optimista, que hace referencia a la predicción de los precios más optimistas del petróleo, el proyecto es atractivo para el inversionista, ya que el proyecto genera una ganancia extraordinaria adicional a la Tasa de Interés de Oportunidad (TIO), equivalentes a hoy en USD\$20.947.298.

10. RECOMENDACIONES

- Se recomienda agregar el modelo estático teniendo en cuenta todos los pozos del bloque junto con los sets de registros eléctricos correspondientes a cada pozo. Adicionalmente, implementar sísmica con el fin de tener una representación completa del yacimiento.
- Se recomienda realizar el cotejo histórico con historia de presión.
- Se recomienda realizar un estudio basado en las pruebas de laboratorio de la variación en la IFT y en las curvas de permeabilidad relativa durante la inyección de dióxido de carbono en núcleos de la Formación Mugrosa.
- Se recomienda implementar las pruebas PVT para cada zona incluyendo las pruebas de hinchamiento de dióxido de carbono para el crudo del Campo Llanito.
- Se recomienda tener en cuenta el efecto de las curvas de permeabilidad relativa del gas durante la inyección de dióxido de carbono.
- Se recomienda analizar la composición del gas y el petróleo producido durante el proceso de inyección de dióxido de carbono, para verificar la eficiencia de la inyección.
- Se recomienda hacer el mismo análisis realizado en este proyecto con un patrón de inyección que tenga en cuenta todos los pozos del bloque, con el fin de obtener mayor cobertura en los pozos productores y se evidencie el efecto de la en las curvas de permeabilidad relativa durante la inyección de dióxido de carbono en el Campo Llanito.

BIBLIOGRAFÍA

- ABRAMS, A.** The Influence of Fluid Viscosity, Interfacial Tension, and Flow Velocity on Residual Oil Saturation Left by Waterflood. SPEJ. 1975.
- ACOSTA P. Andrea,** Simulación conceptual del proceso Huff and Puff de CO₂ para un sector en el Campo Llanito, Tesis de Ingeniería de Petróleos Bogotá: Universidad de América, 2009.
- AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH).** Cuenca del Valle Medio del Magdalena: Integración geológica de la digitalización y análisis de núcleos, Colombia, 2012.
- AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH).** Petroleum Geology of Colombia: Middle Magdalena Basin. Colombia. Vol 11, Colombia, 2011.
- AHMED. Tarek,** Reservoir Engineering Handbook, tercera edición, USA, 2006.
- ALMANZA C, Carlos A,** et al. Evaluación de la Viabilidad Técnica de la Inyección de Vapor Modificada con Álcali/Surfactante/Polímero como Método de Recobro Mejorado para Crudos Pesados Mediante Simulación Numérica. Tesis de Ingeniería de Petróleos. Colombia: Universidad de América, 2014.
- ASQUITH. George,** Basic Well Log Analysis for Geologists, Primera Edición, USA, 1982.
- BACA CURREA,** Guillermo. Ingeniería Económica. 8ed. Colombia: 2007.
- BAKER, Richard.** Reservoir management for waterfloods – Part II, Volume 37, No. 1, 1998, p. 15.
- BÁNZER. Carlos,** Correlaciones Numéricas PVT, Edición Preliminar, Venezuela, 1996.
- BERMEO A. Pablo.,** Optimización de Fluidos de Trabajo para la Simulación de Yacimientos en Procesos de Recuperación Mejorada, Aplicados a un Campo de Petróleo Negro, Tesis de Ingeniería de Petróleos Quito: Universidad Central de Ecuador, 2014.
- BAUTISTA C. Fausto L., et al.** Evaluación de la Producción del Campo Llanito utilizando el Método de Análisis Nodal., Tesis de Ingeniería de Petróleos Bucaramanga: Universidad de Industrial de Santander, 2012.
- CMG Ltda,** WIMPROP User Guide, Versión 2017, Canadá, 2017.

CHAJID. Edgar. et al, Principios de Interpretación de Registros de Pozo, Primera edición, Colombia, 1998.

COLEGIAL, Juan Diego, et al, Análisis Estratigráfico para las Arenas de la Formación Mugrosa en Área Piloto del Campo Llanito, Boletín de Geología, Universidad Industrial de Santander, 2010.

Computer Modeling Group Technologies CMG. Help. Version, Canada, 2017.

DANESH. Ali, PVT and Phase Behavior of Petroleum Reservoirs Fluids, Primera edición, Escocia, 1998.

ESCOBAR, Freddy H, Fundamentos de Ingeniería De Yacimientos, Edición Preliminar, 2004.

EMERY, Xavier, Geoestadística, Universidad de Chile, Primera Edición, 2013.

FURNIVAL. Steve, PVT Analysis for Compositional Simulation, Primera edición, Oxford, 2000.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS. Norma Técnica Colombiana 1486, Presentación de tesis, trabajos de grado y otros trabajos de investigación, Actualización 2008. 23 p

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

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

MARÍN G., Jesús E., Metodología para estimar Presión Mínima de Miscibilidad Mediante una Ecuación de Estado, Tesis de Ingeniería Química Caracas: Universidad Metropolitana, 2002.

MEYER, Paul L., Probabilidad y Aplicaciones Estadísticas, Washington State University, Segunda Edición, 1970, p. 191.

PÉREZ C., Miguel, Apuntes y Ejercicios De Ingeniería de Perforación, tesis de grado, México D.F. 2012.

RIVERA. Juan E., Evaluación de la Inyección de Gas de Combustión de la Refinería de Barrancabermeja como Método de Recobro en el Campo Llanito, Tesis de Ingeniería de Petróleos Bucaramanga: Universidad de Industrial de Santander, 2010.

RODRÍGUEZ M., Danissa, Evaluación Económica del Piloto de Inyección Cíclica de CO₂ Campo de Llanito de la Gerencia Regional del Magdalena Medio (Ecopetrol

S.A.), Tesis de Ingeniería de Petróleos Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 2009.

SENERGY Ltda, Interactive Petrophysics User Manual, Versión 3.5, 2008.

SHENG, James. Transport of chemicals and fractional flow curve analysis. Modern chemical enhanced oil recovery. Theory and practice. United States of America. 2010.

Simon, R., et al., Phase-Behavior Properties of CO₂-Reservoir Oil Systems, SPE 6387-PA, 1978, Texas.

TABER, J.J. et al. EOR Screening Criteria Revisited – Part 2: Applications and Impact of Oil Prices. New Mexico Petroleum Recovery Research Center. 1997, (Paper SPE 39234).

TAREK, Ahmed. Reservoir engineering handbook. Houston, Texas: 2000.

TIAB, Djebbar y DONALDSON, Erle. Petrophysics. 2 edición. USA: 2004.

ZOBACK, D Mark, Reservoir Geomechanics, Primera Edición, 2007.

Zhou, X., et al., Investigation of Relative Permeability Characteristics for CO₂ Displacing Water and Remaining Oil, Manama, Kingdom of Bahrain, 2017 (SPE-183782-MS).

ANEXOS

ANEXO A
SOLUCIÓN DE LA ECUACIÓN CÚBICA

Ecuación generalizada para el factor de compresibilidad (Z)

$$Z^3 + aZ^2 + bZ + c = 0$$

Donde:

$$Q: \frac{(3b-a^2)}{9} ; \quad J: \frac{(9ab-27c^2-2a^3)}{54} ; \quad D: Q^3 + J^2$$

Si $D < 0$, entonces

$$Z_1: 2\sqrt{-Q} \cos\left(\frac{\theta}{3}\right) - \frac{a}{3}$$

$$Z_2: 2\sqrt{-Q} \cos\left(\frac{\theta}{3} + 120^\circ\right) - \frac{a}{3}$$

$$Z_3: 2\sqrt{-Q} \cos\left(\frac{\theta}{3} + 240^\circ\right) - \frac{a}{3}$$

Donde:

$$\theta: \cos^{-1}\left(\frac{J}{\sqrt{-Q^3}}\right)$$

Si $D > 0$, entonces

$$Z_1: (J + \sqrt{D})^{1/3} + (J - \sqrt{D})^{1/3} - \frac{a}{3}$$

Si $D = 0$, entonces

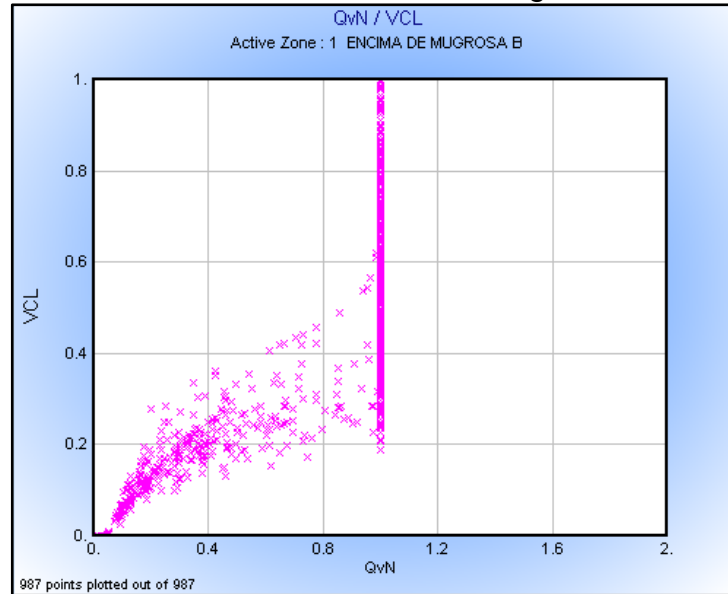
$$Z_1: 2J^{1/3} - \frac{a}{3}$$

$$Z_2: -J^{1/3} - \frac{a}{3}$$

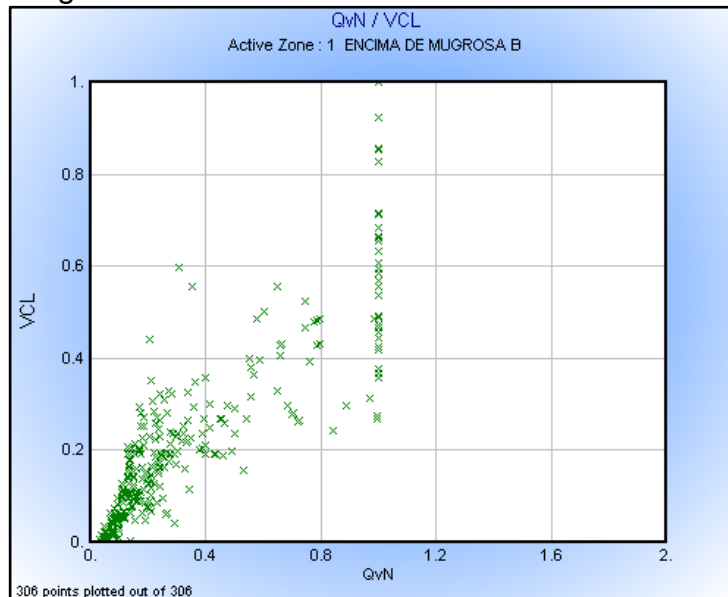
ANEXO B

CAPACIDAD DE INTERCAMBIO CATIÓNICO PARA EL POZO IC1

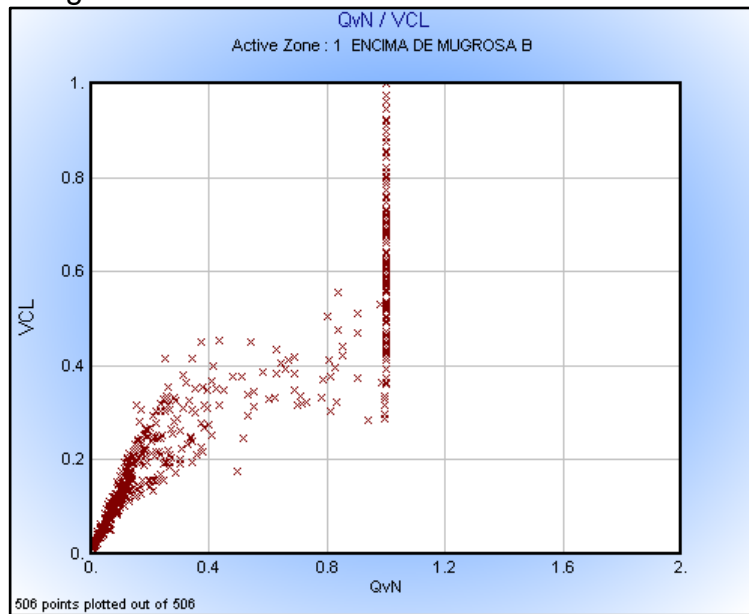
Anexo B1. Volumen de Arcilla vs Capacidad de Intercambio catiónico en la Zona Mugrosa B1



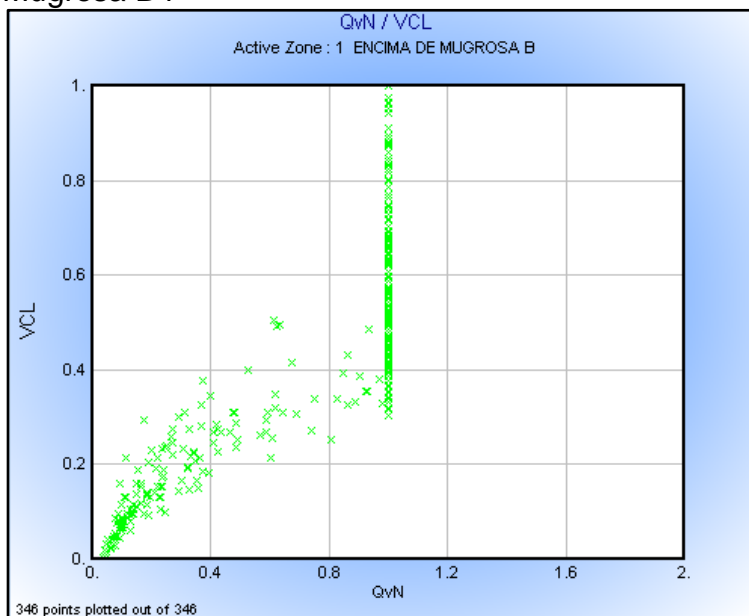
Anexo B2. Volumen de Arcilla vs Capacidad de Intercambio catiónico para el Pozo IC1 en la Zona Mugrosa B2



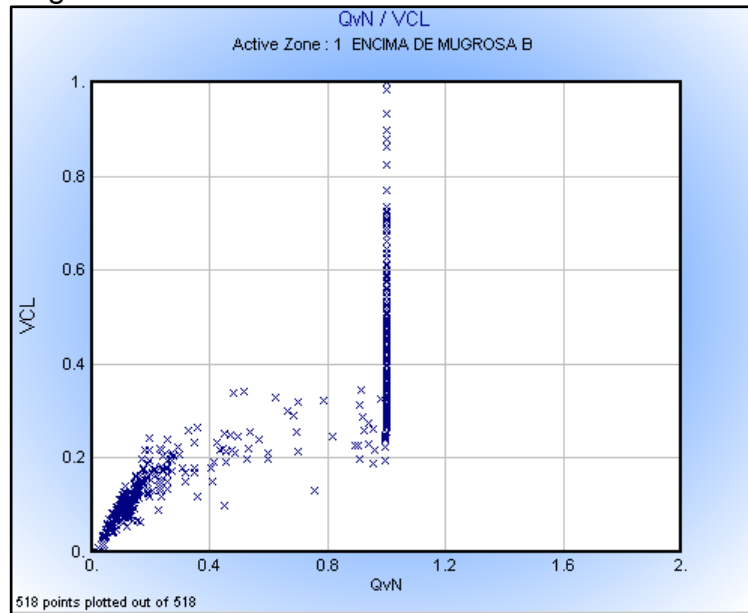
Anexo B3. Volumen de Arcilla vs Capacidad de Intercambio catiónico para el Pozo IC1 en la Zona Mugrosa B3



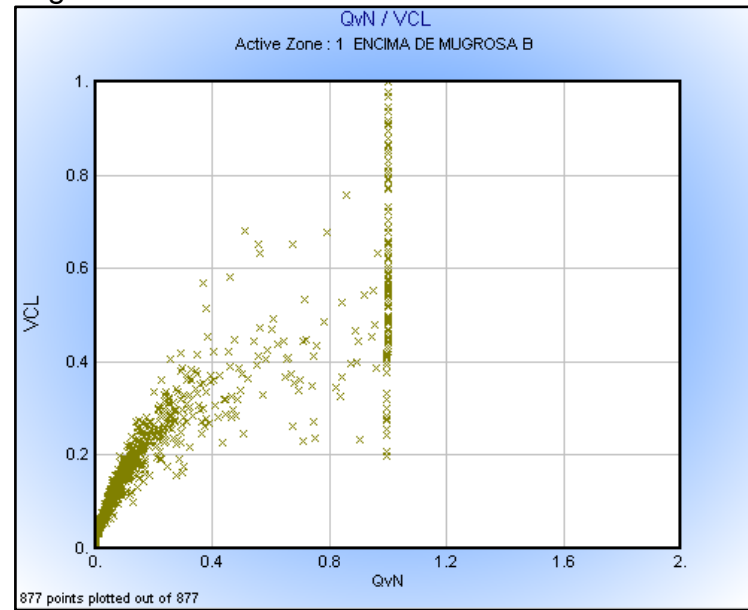
Anexo B4. Volumen de Arcilla vs Capacidad de Intercambio catiónico para el Pozo IC1 en la Zona Mugrosa B4



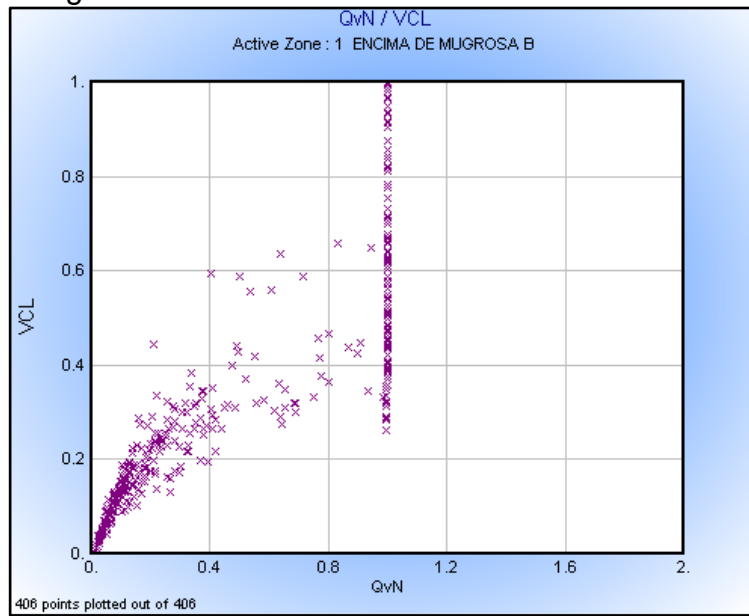
Anexo B5. Volumen de Arcilla vs Capacidad de Intercambio catiónico para el Pozo IC1 en la Zona Mugrosa C1



Anexo B6. Volumen de Arcilla vs Capacidad de Intercambio catiónico para el Pozo IC1 en la Zona Mugrosa C2



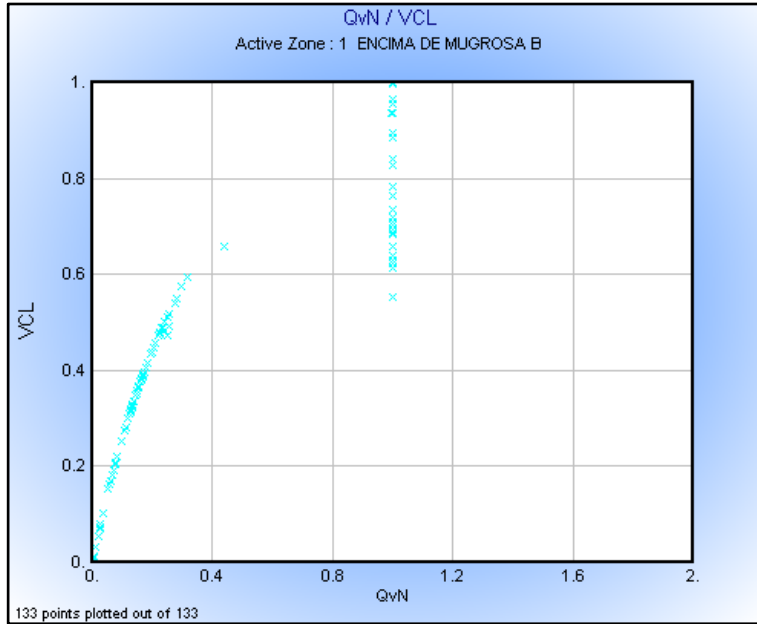
Anexo B7. Volumen de Arcilla vs Capacidad de Intercambio catiónico para el Pozo IC1 en la Zona Mugrosa C3



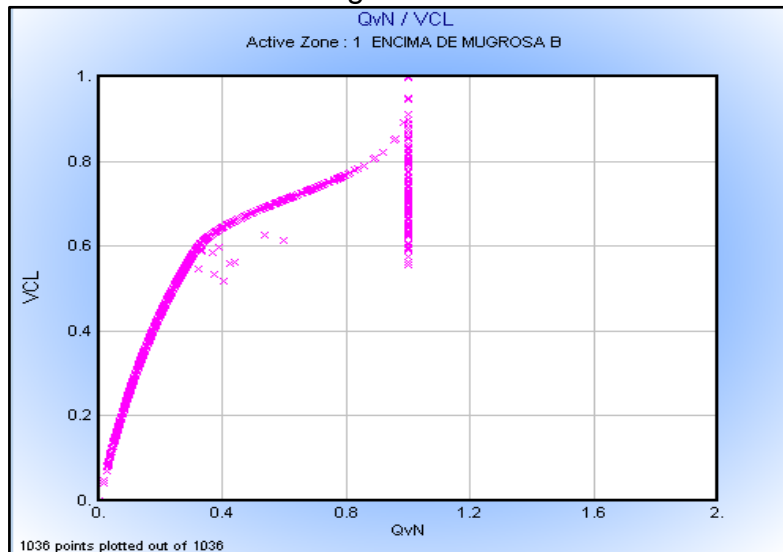
ANEXO C

CAPACIDAD DE INTERCAMBIO CATIÓNICO PARA EL POZO IC2

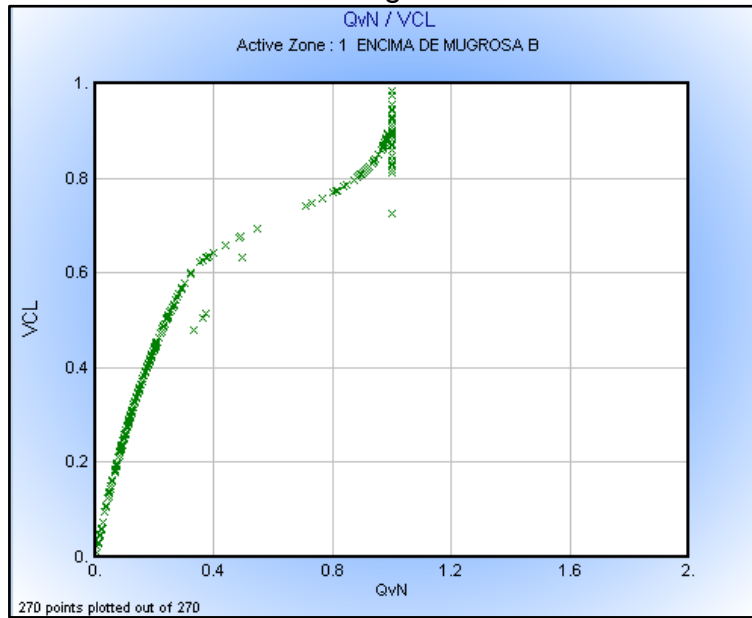
Anexo C1. Capacidad de Intercambio catiónico para el Pozo IC2 en la Zona Mugrosa Unidad Fósiles



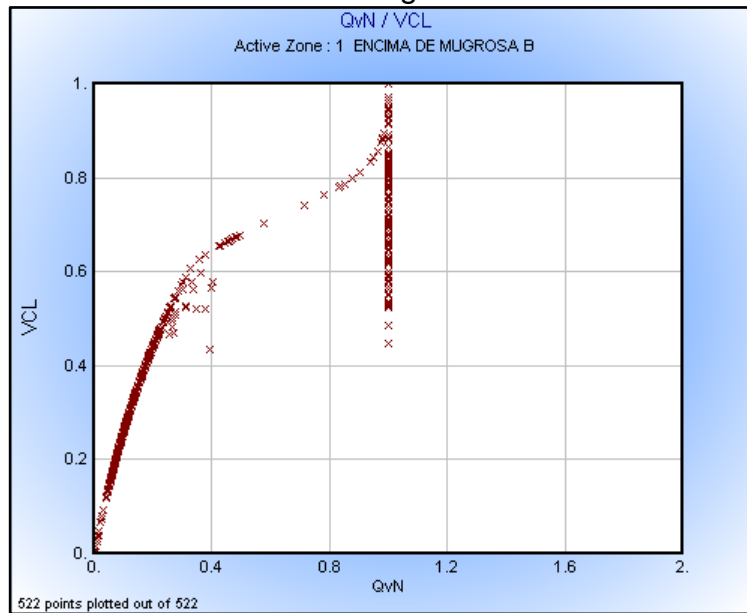
Anexo C2. Capacidad de Intercambio catiónico para el Pozo IC2 en la Zona Mugrosa B1



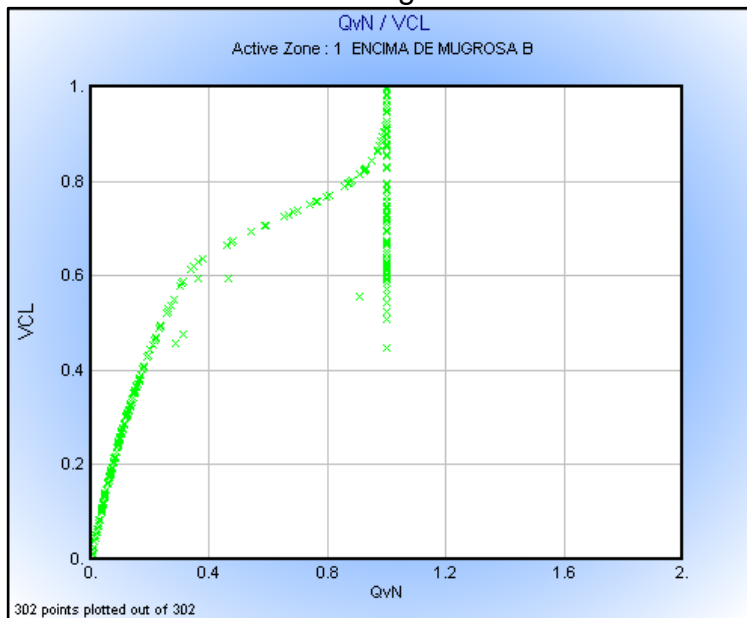
Anexo C3. Capacidad de Intercambio catiónico para el Pozo IC2 en la Zona Mugrosa B2



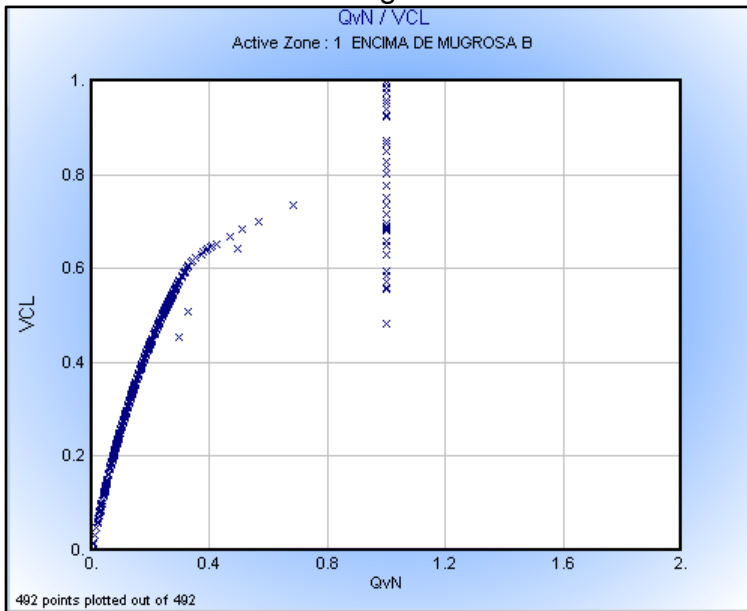
Anexo C4. Capacidad de Intercambio catiónico para el Pozo IC2 en la Zona Mugrosa B3



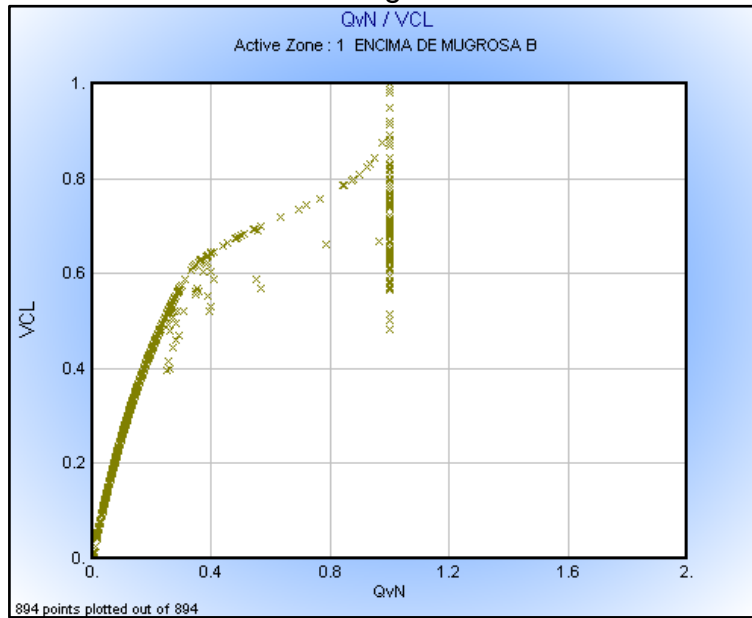
Anexo C5. Capacidad de Intercambio catiónico para el Pozo IC2 en la Zona Mugrosa B4



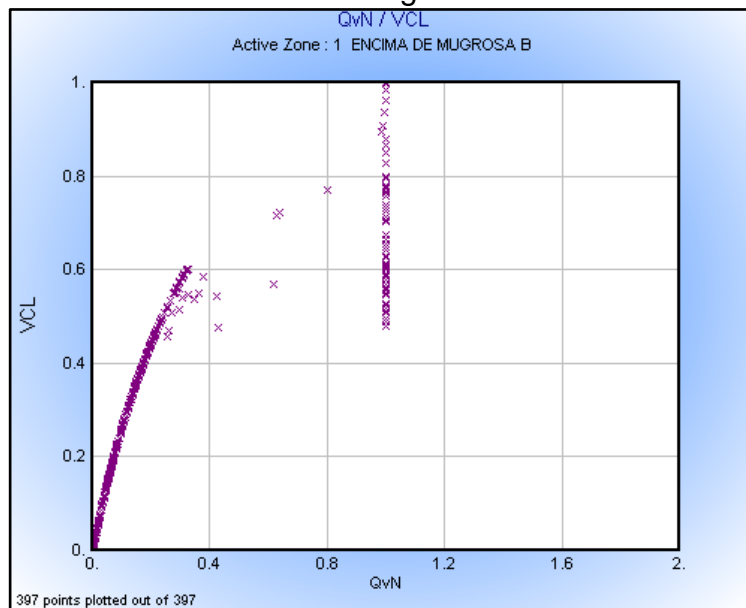
Anexo C6. Capacidad de Intercambio catiónico para el Pozo IC2 en la Zona Mugrosa C1



Anexo C7. Capacidad de Intercambio catiónico para el Pozo IC2 en la Zona Mugrosa C2



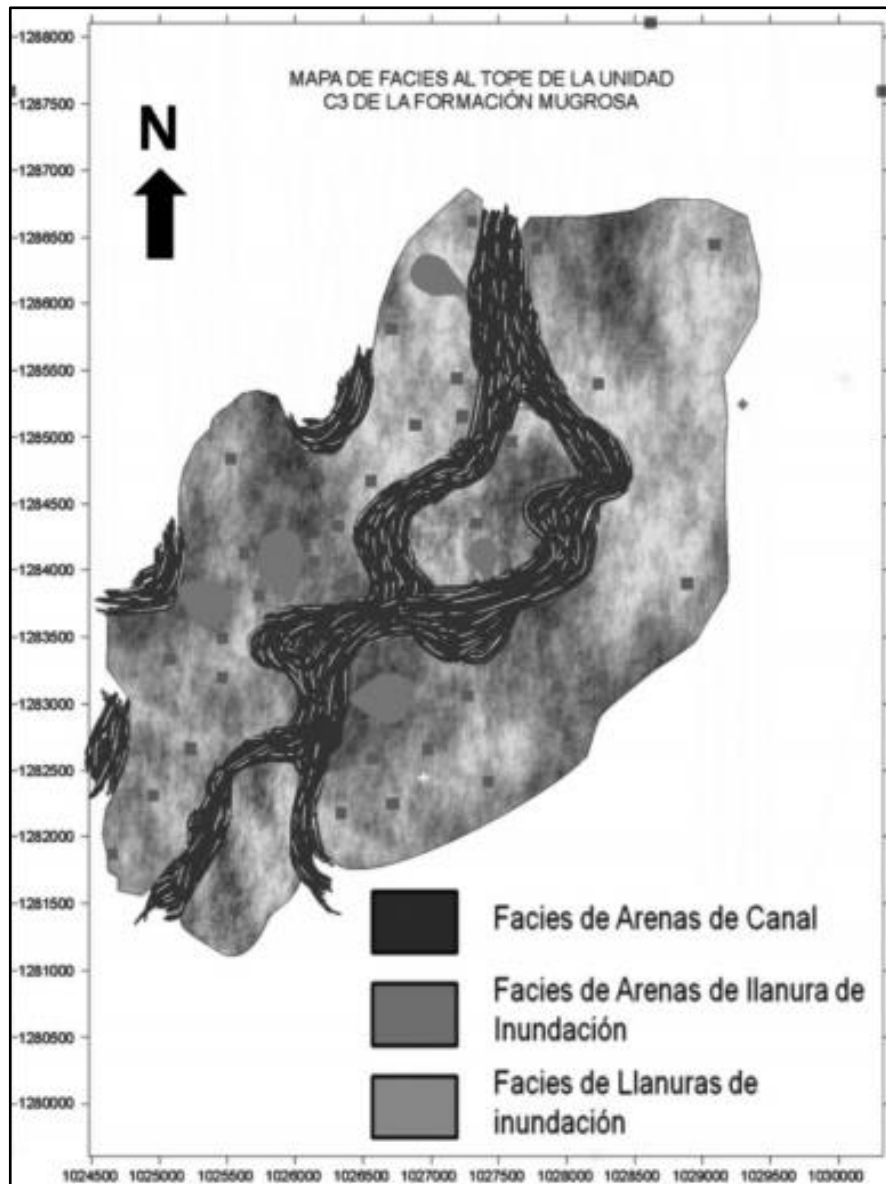
Anexo C8. Capacidad de Intercambio catiónico para el Pozo IC2 en la Zona Mugrosa C3



ANEXO D

MAPA DE FACIES DE LA FORMACIÓN MUGROSA PARA EL CAMPO LLANITO

Anexo D1. Mapa de facies al tope de la Unidad C3 de la Formación Mugrosa



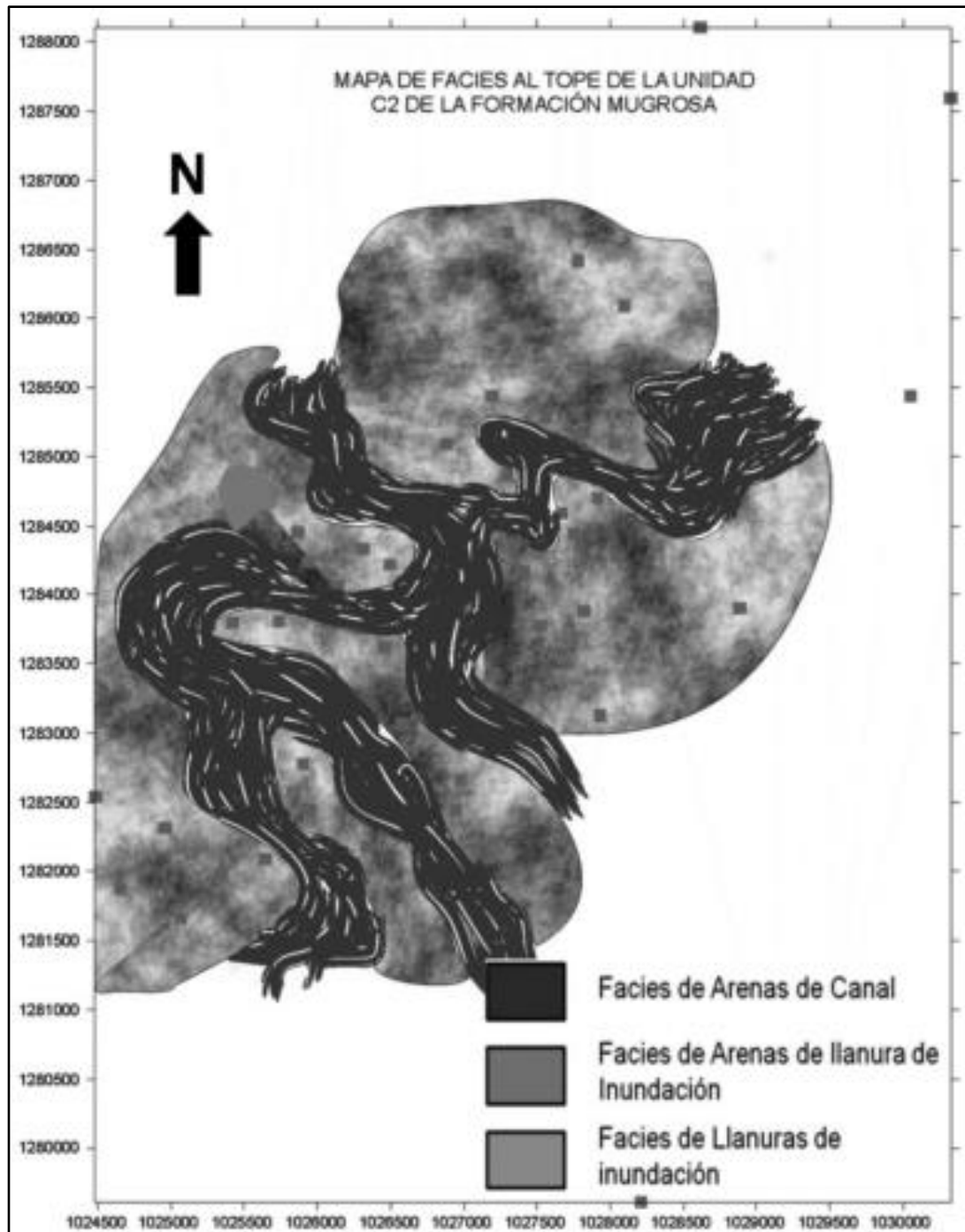
Fuente: COLEGIAL, Juan Diego, *et al*, Análisis Estratigráfico para las Arenas de la Formación Mugrosa en Área Piloto del Campo Llanito, Boletín de Geología, Universidad Industrial de Santander, 2010.

Anexo D2. Mapa de facies al tope de la Unidad C3 de la Formación Mugrosa



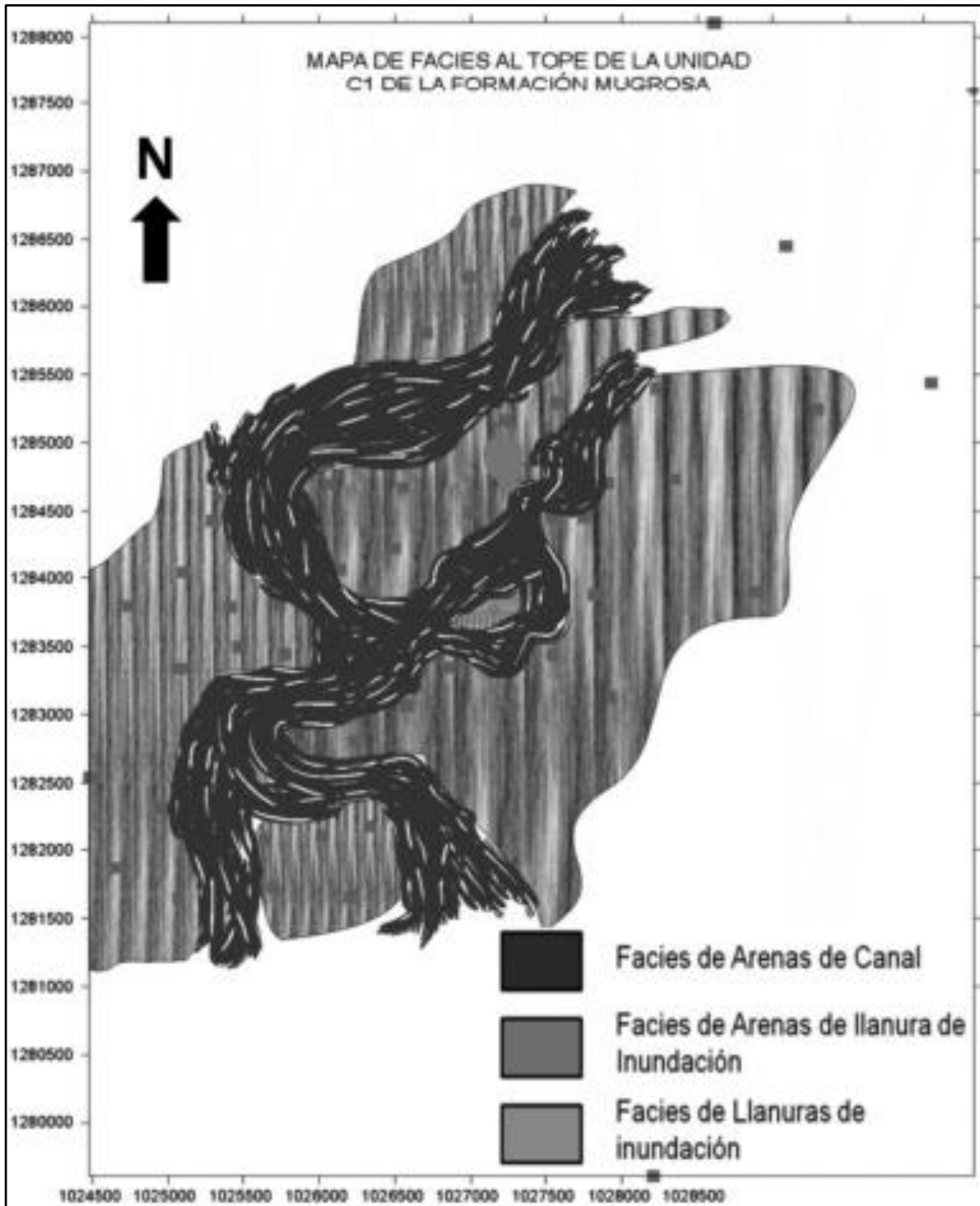
Fuente: COLEGIAL, Juan Diego, *et al*, Análisis Estratigráfico para las Arenas de la Formación Mugrosa en Área Piloto del Campo Llanito, Boletín de Geología, Universidad Industrial de Santander, 2010.

Anexo D3. Mapa de facies al tope de la Unidad C2 de la Formación Mugrosa



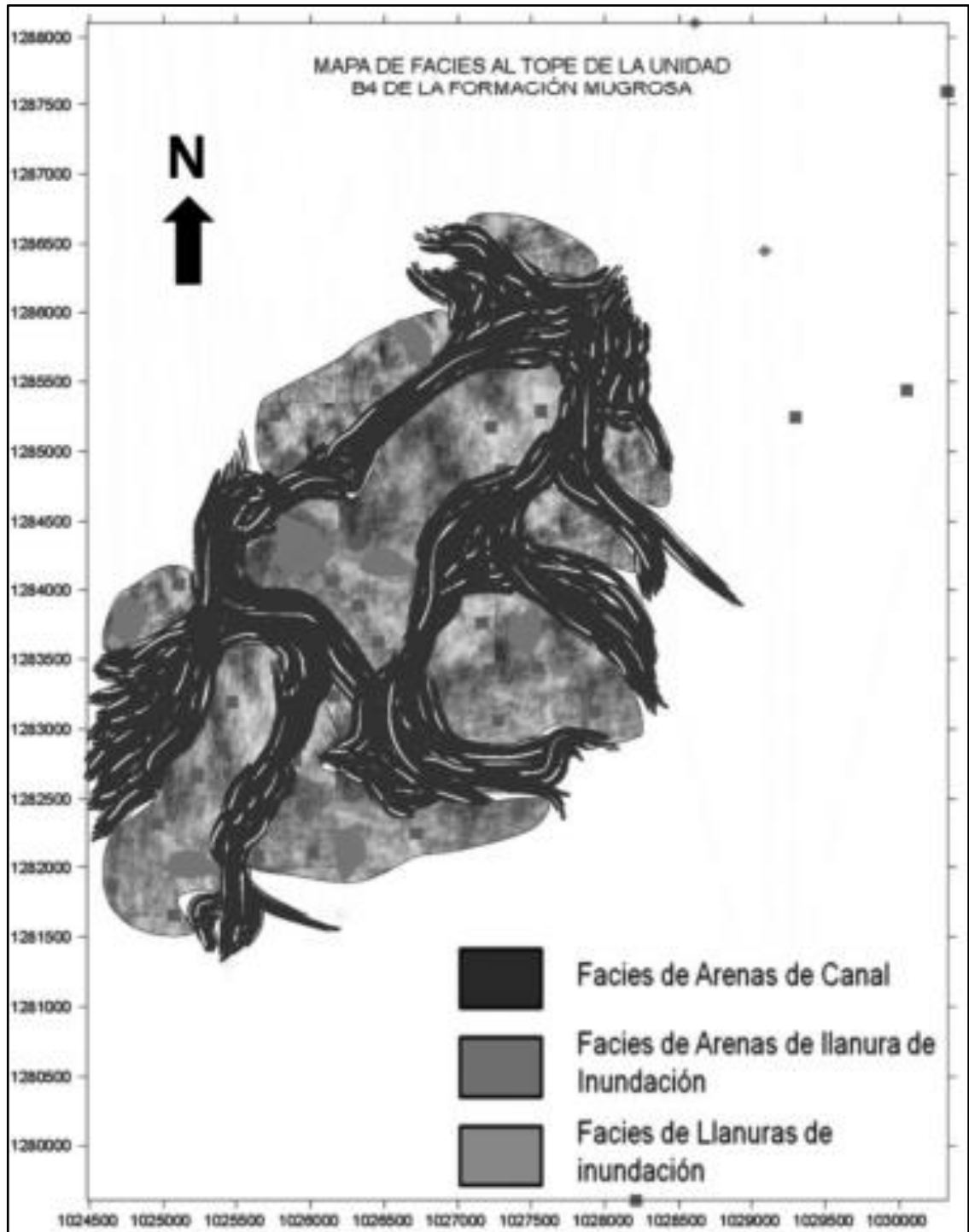
Fuente: COLEGIAL, Juan Diego, *et al*, Análisis Estratigráfico para las Arenas de la Formación Mugrosa en Área Piloto del Campo Llanito, Boletín de Geología, Universidad Industrial de Santander, 2010.

Anexo D4. Mapa de facies al tope de la Unidad C1 de la Formación Mugrosa



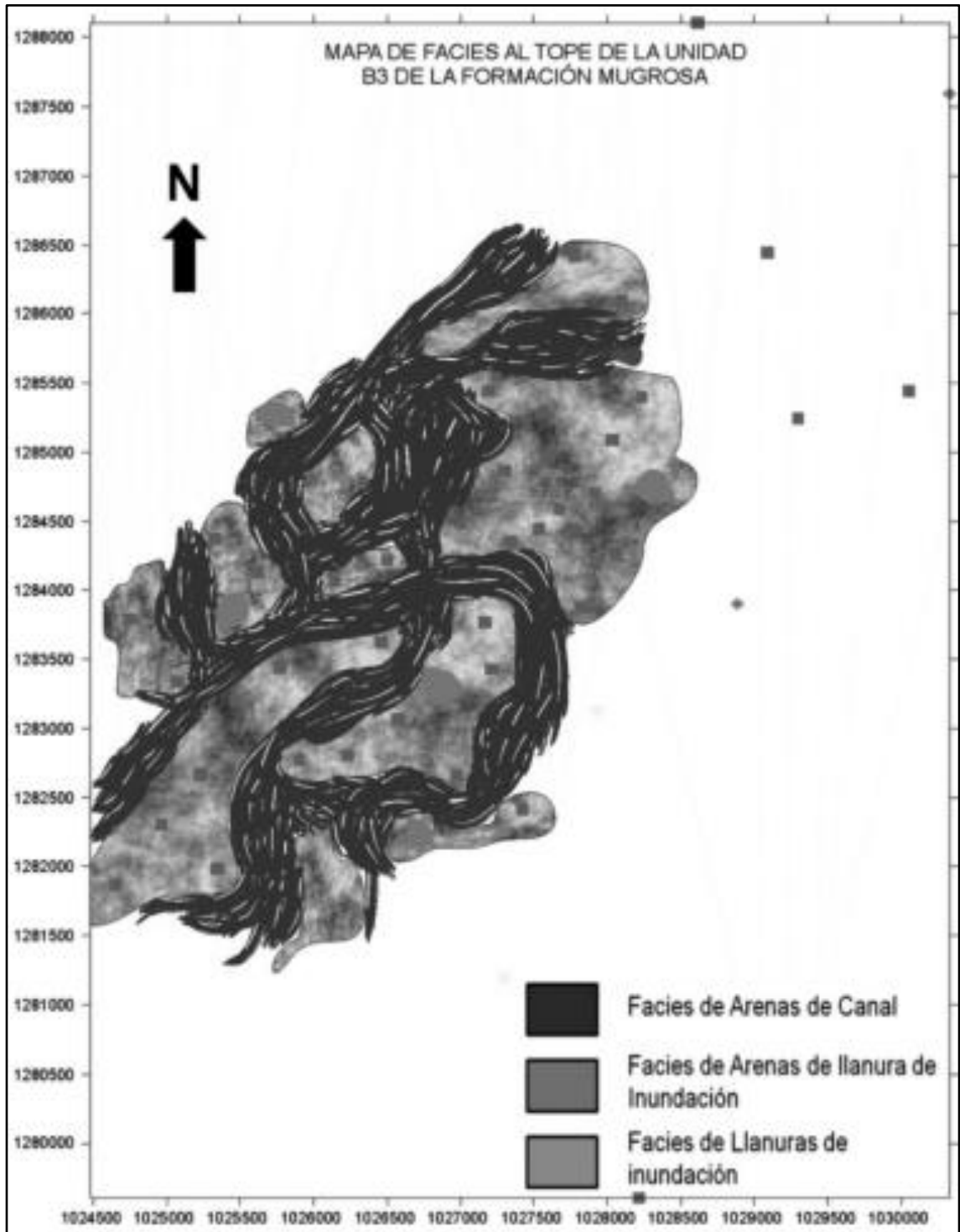
Fuente: COLEGIAL, Juan Diego, *et al*, Análisis Estratigráfico para las Arenas de la Formación Mugrosa en Área Piloto del Campo Llanito, Boletín de Geología, Universidad Industrial de Santander, 2010.

Anexo D5. Mapa de facies al tope de la Unidad B4 de la Formación Mugrosa



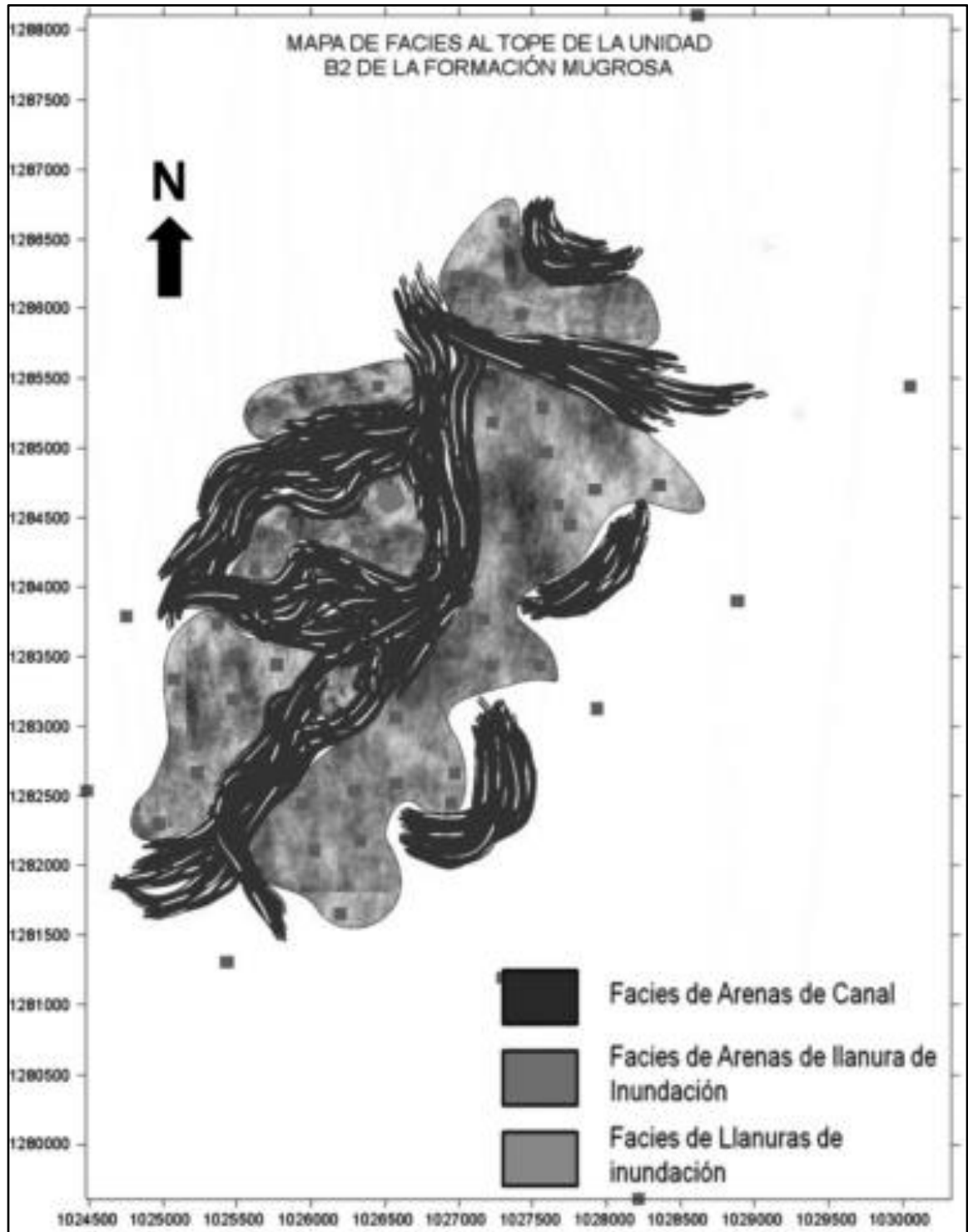
Fuente: COLEGIAL, Juan Diego, *et al*, Análisis Estratigráfico para las Arenas de la Formación Mugrosa en Área Piloto del Campo Llanito, Boletín de Geología, Universidad Industrial de Santander, 2010

Anexo D6. Mapa de facies al tope de la Unidad B3 de la Formación Mugrosa



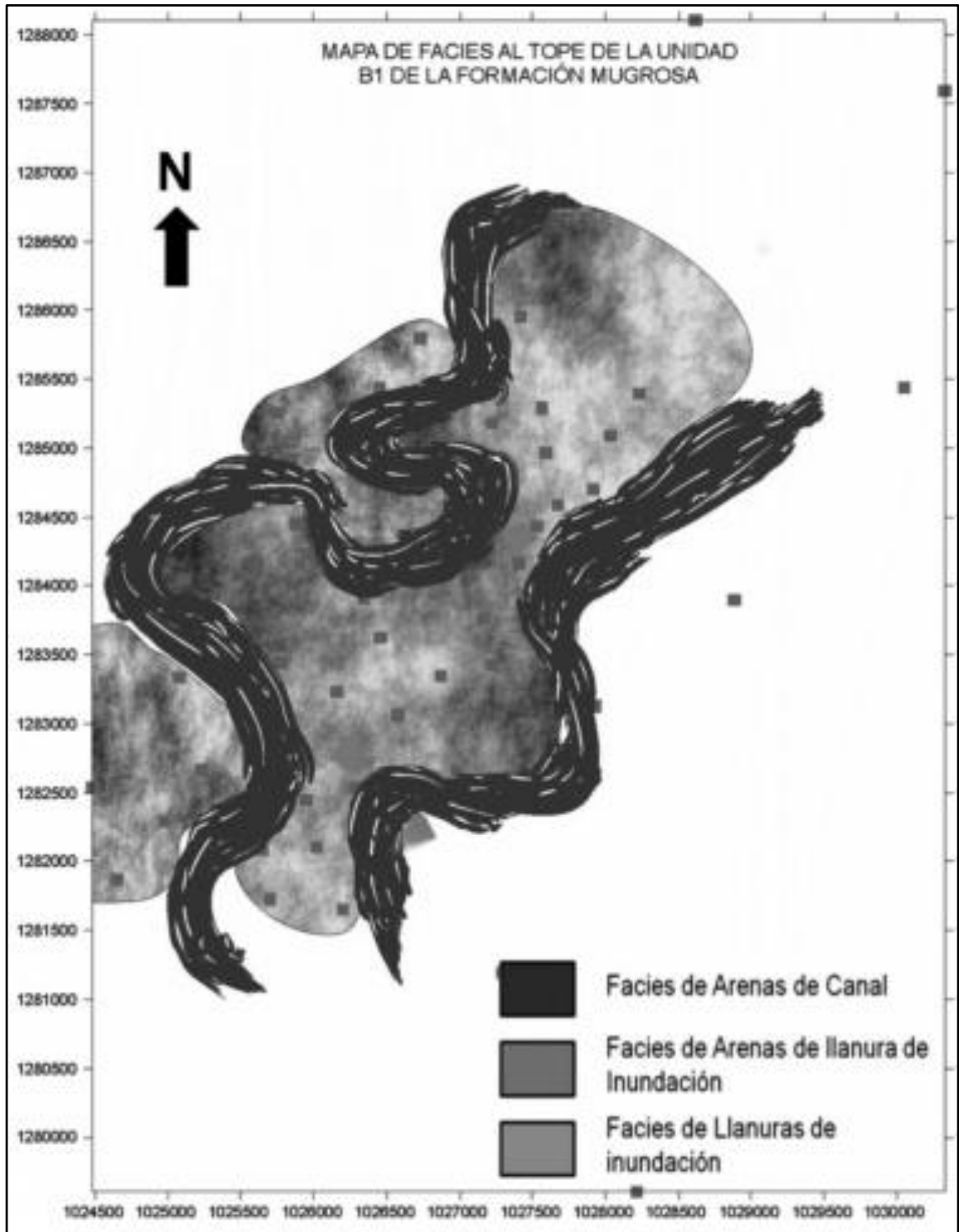
Fuente: COLEGIAL, Juan Diego, *et al*, Análisis Estratigráfico para las Arenas de la Formación Mugrosa en Área Piloto del Campo Llanito, Boletín de Geología, Universidad Industrial de Santander, 2010.

Anexo D7. Mapa de facies al tope de la Unidad B2 de la Formación Mugrosa



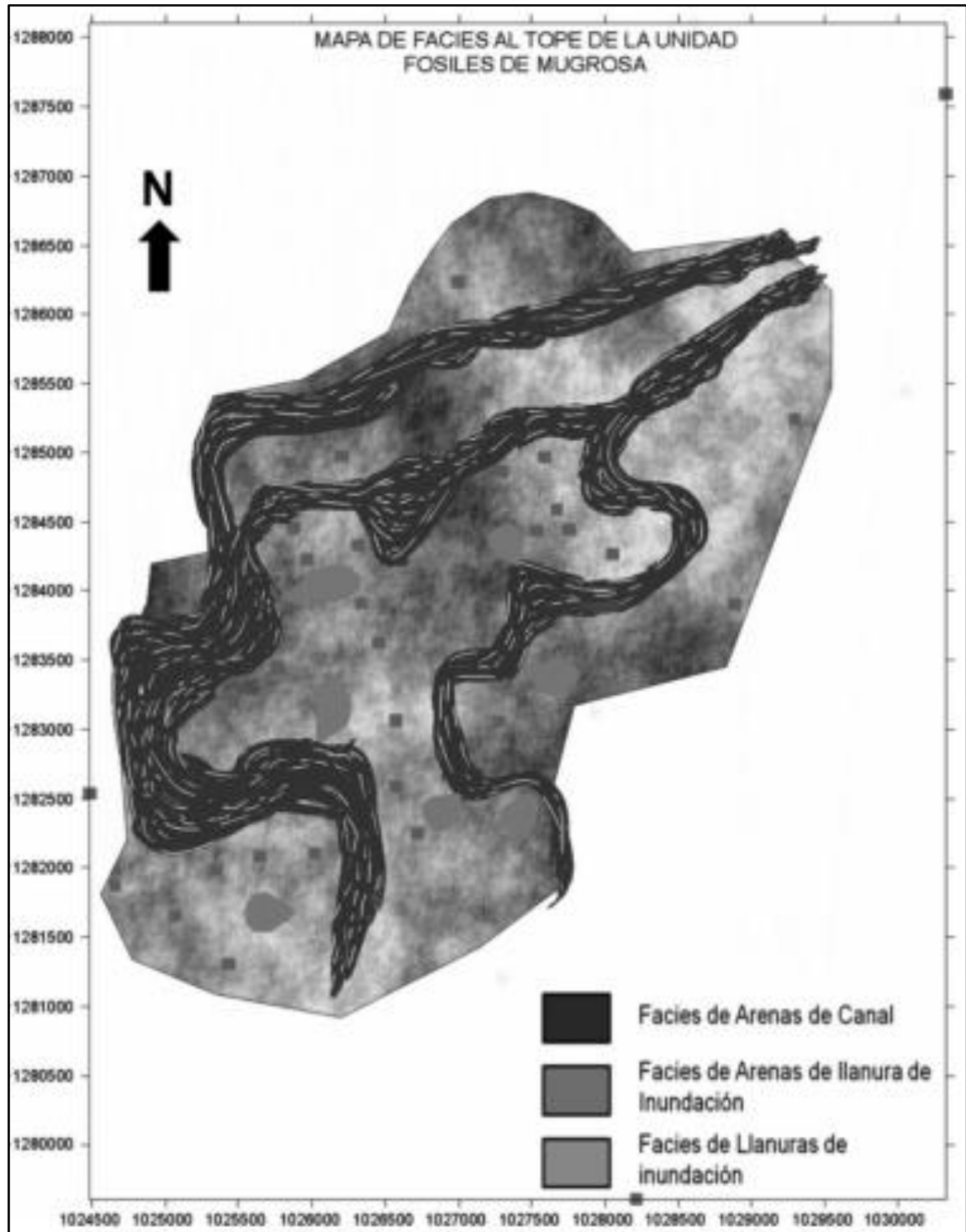
Fuente: COLEGIAL, Juan Diego, *et al*, Análisis Estratigráfico para las Arenas de la Formación Mugrosa en Área Piloto del Campo Llanito, Boletín de Geología, Universidad Industrial de Santander, 2010.

Anexo D8. Mapa de facies al tope de la Unidad B3 de la Formación Mugrosa



Fuente: COLEGIAL, Juan Diego, *et al*, Análisis Estratigráfico para las Arenas de la Formación Mugrosa en Área Piloto del Campo Llanito, Boletín de Geología, Universidad Industrial de Santander, 2010.

Anexo D9. Mapa de facies al tope de la Unidad B2 de la Formación Mugrosa

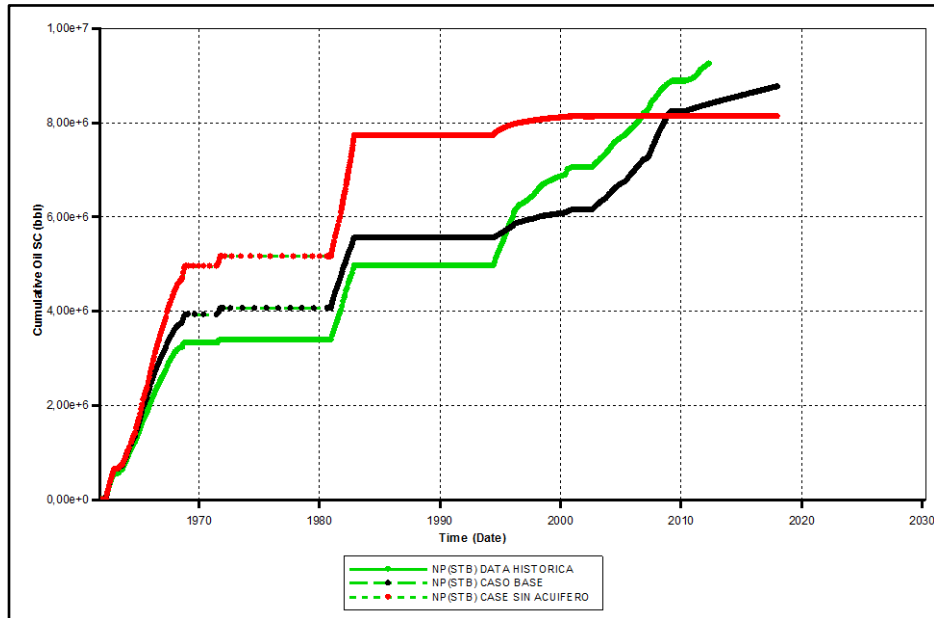


Fuente: COLEGIAL, Juan Diego, *et al.*, Análisis Estratigráfico para las Arenas de la Formación Mugrosa en Área Piloto del Campo Llanito, Boletín de Geología, Universidad Industrial de Santander, 2010.

ANEXO E

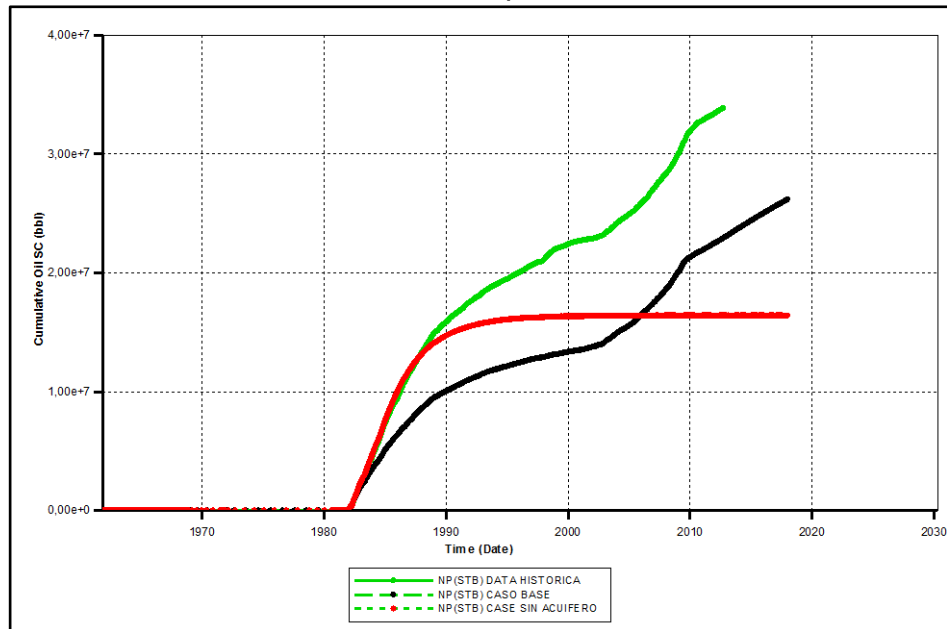
RESULTADO DE LA SENSIBILIDAD DEL ACUIFERO PARA EL CAMPO LLANITO

Anexo E1. Producción Acumulada Para el Pozo ABC



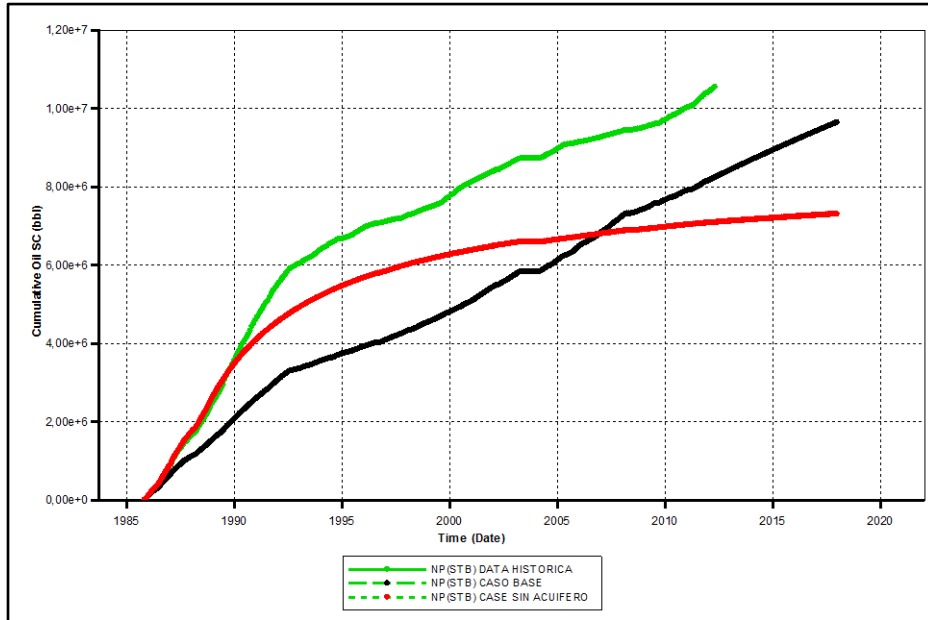
Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017.

Anexo E2. Producción Acumulada para el Pozo IC1



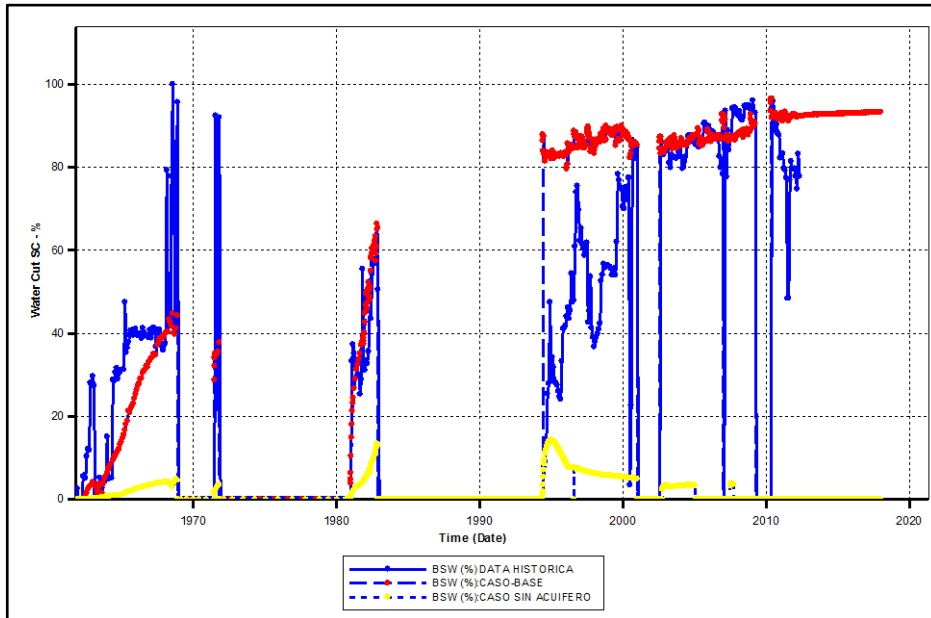
Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017.

Anexo E3. Producción Acumulada para el Pozo IC2



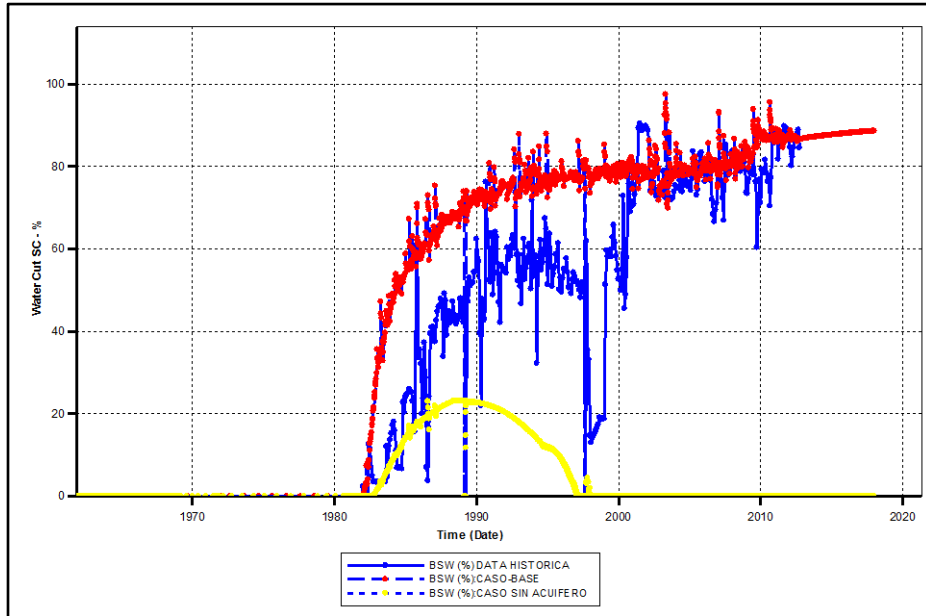
Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017.

Anexo E4. Corte de Agua para el Pozo ABC



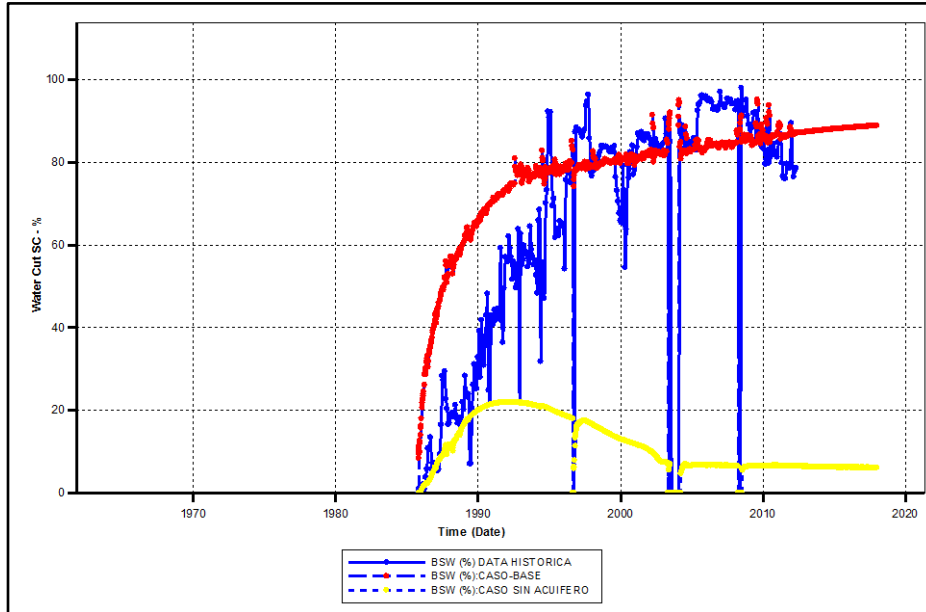
Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017.

Anexo E5. Corte de Agua para el Pozo IC1



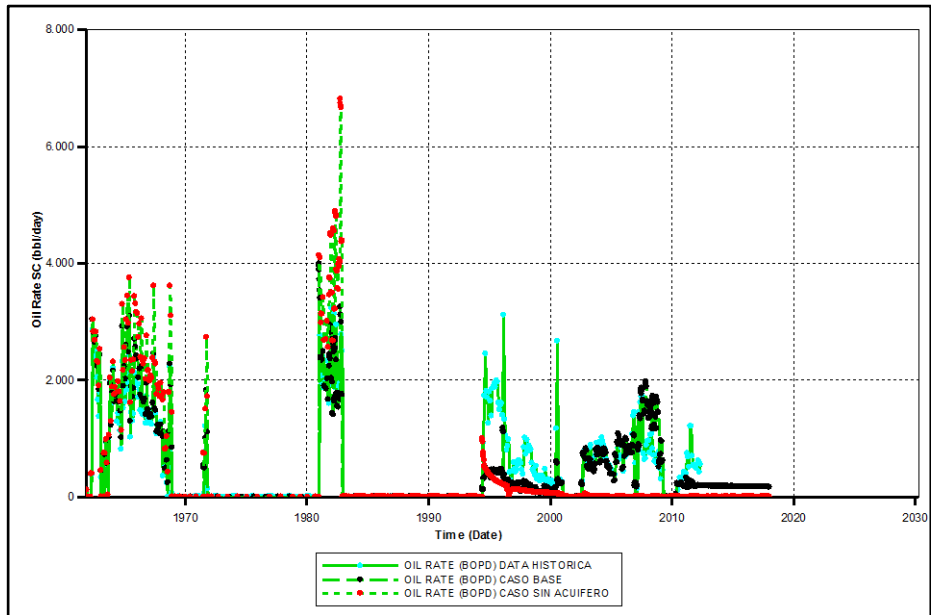
Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017.

Anexo E6. Corte de Agua para el Pozo IC2



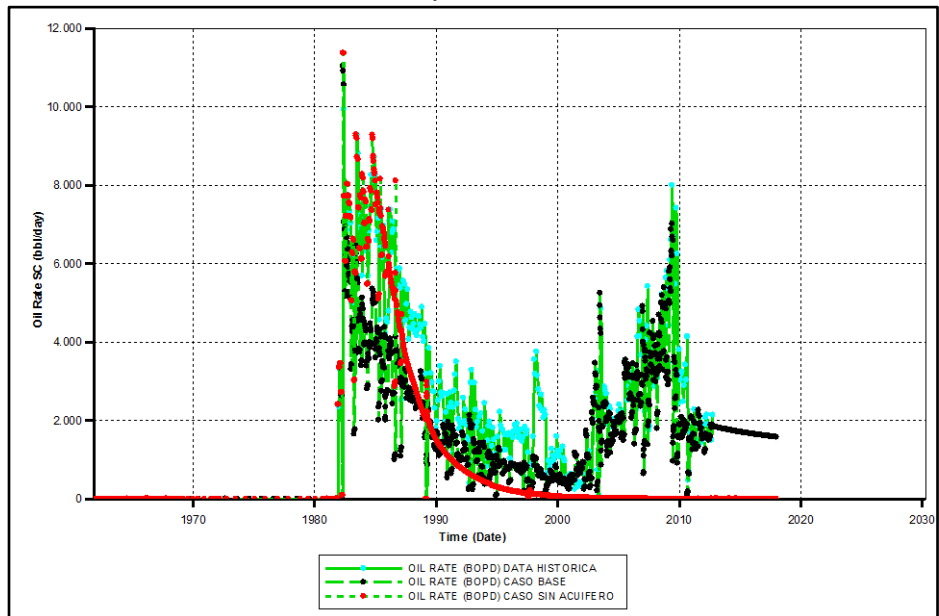
Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017.

Anexo E7. Tasa de Petróleo para el Pozo ABC



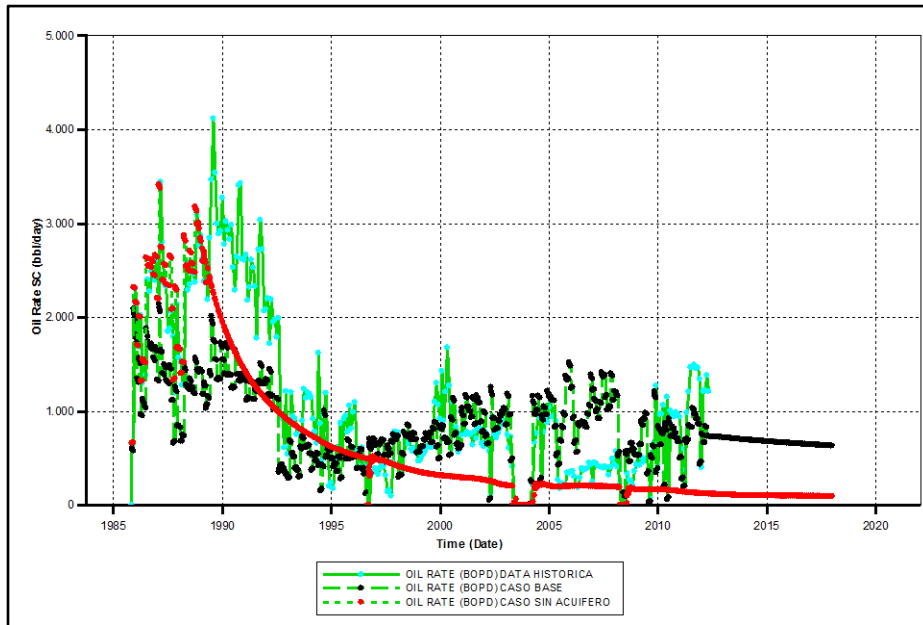
Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017.

Anexo E8. Tasa de Petróleo para el Pozo IC1



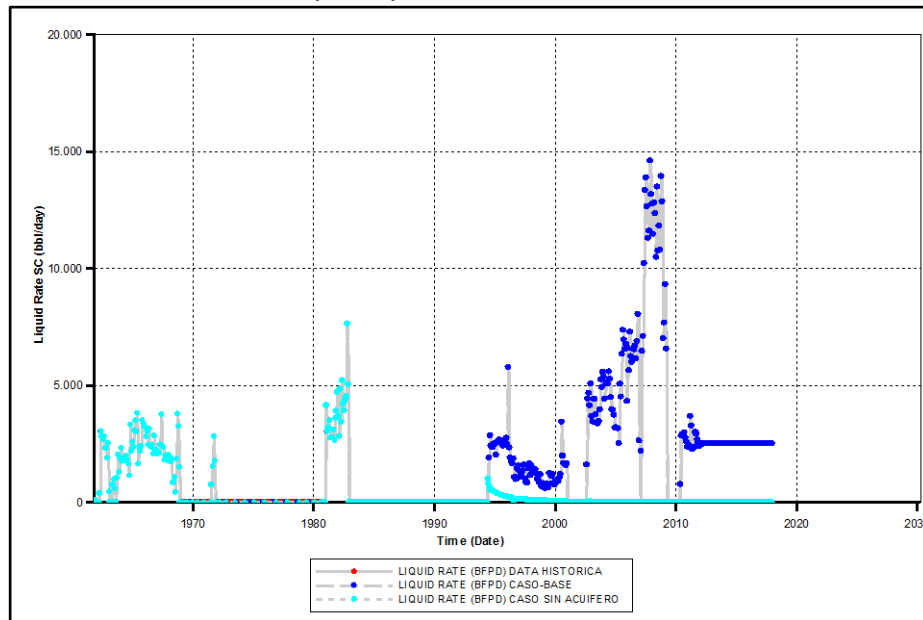
Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017.

Anexo E9. Tasa de Petróleo para el Pozo IC2



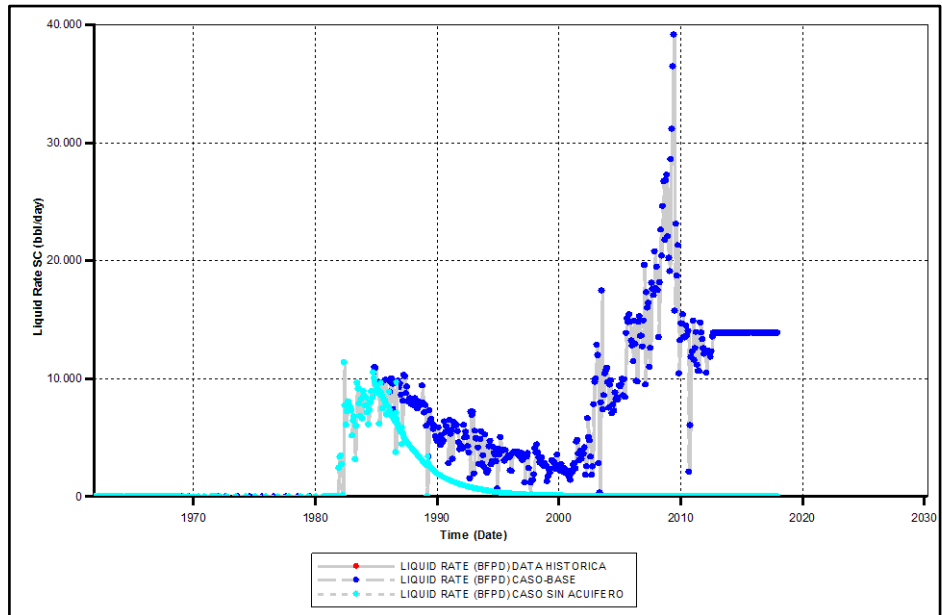
Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017.

Anexo E10. Tasa Líquida para el Pozo ABC



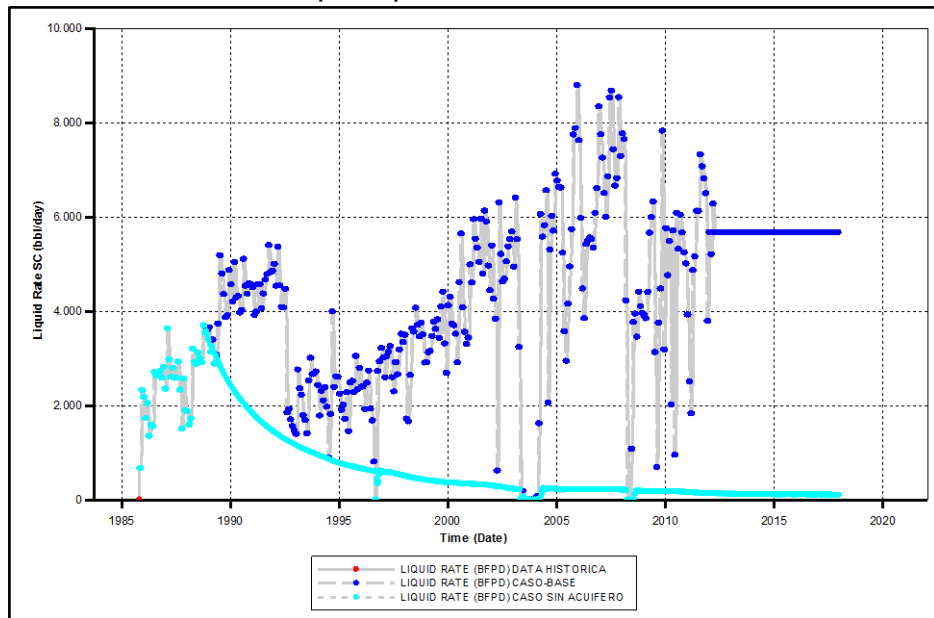
Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017.

Anexo E11. Tasa Líquida para el Pozo IC1



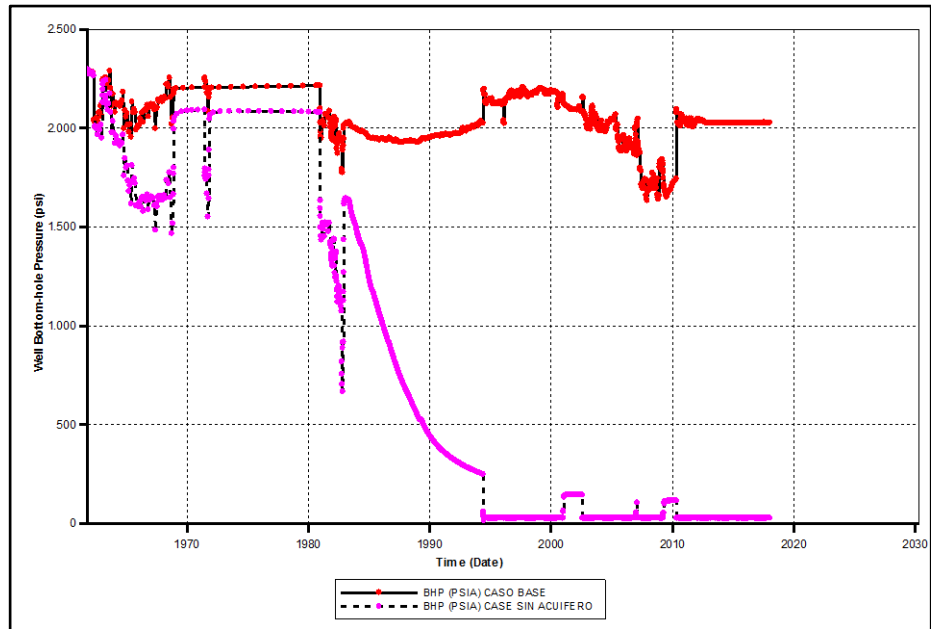
Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017.

Anexo E12. Tasa Líquida para el Pozo IC2



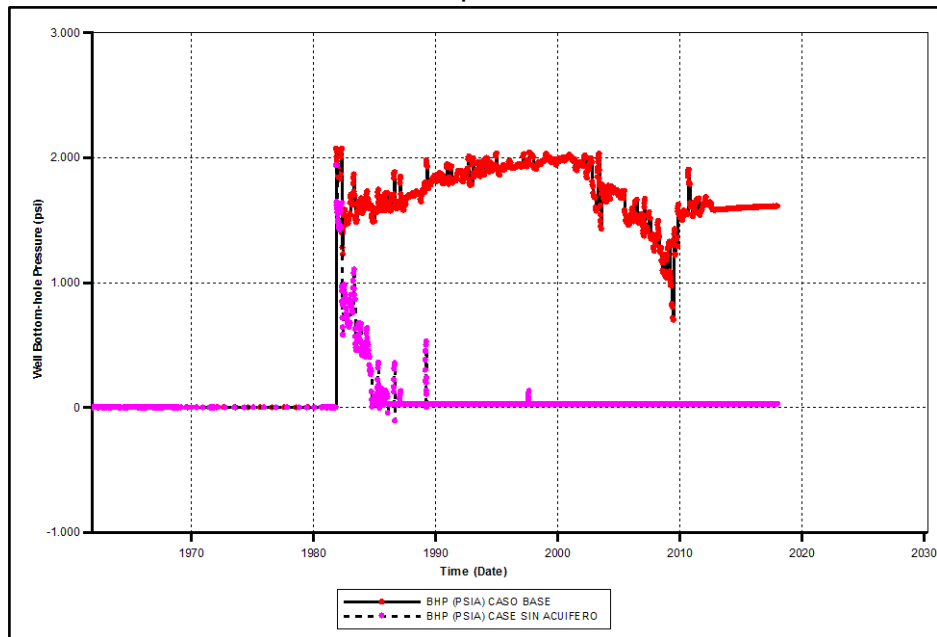
Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017.

Anexo E13. Presión de Fondo para el Pozo ABC



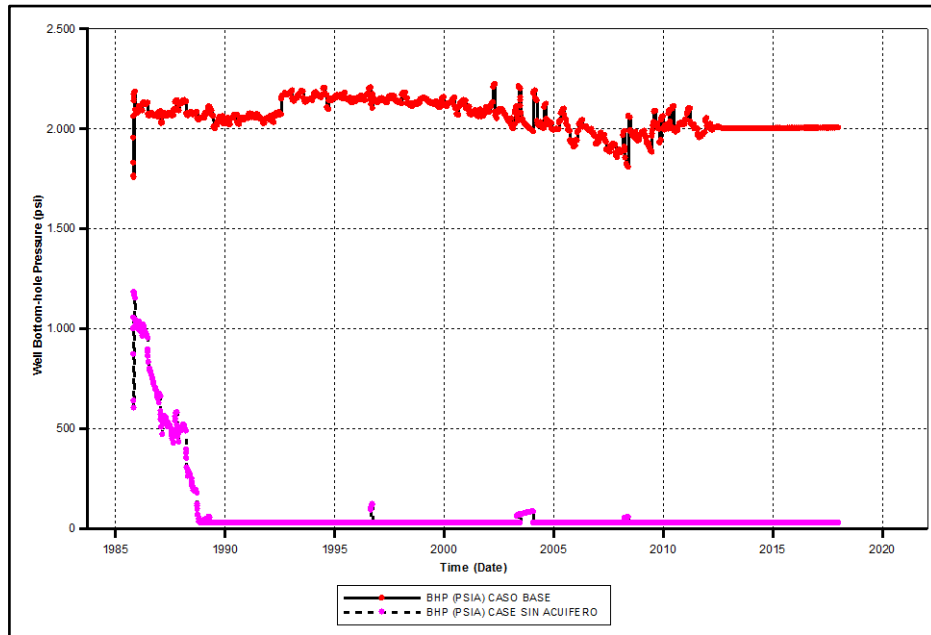
Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017.

Anexo E14. Presión de Fondo para el Pozo IC1



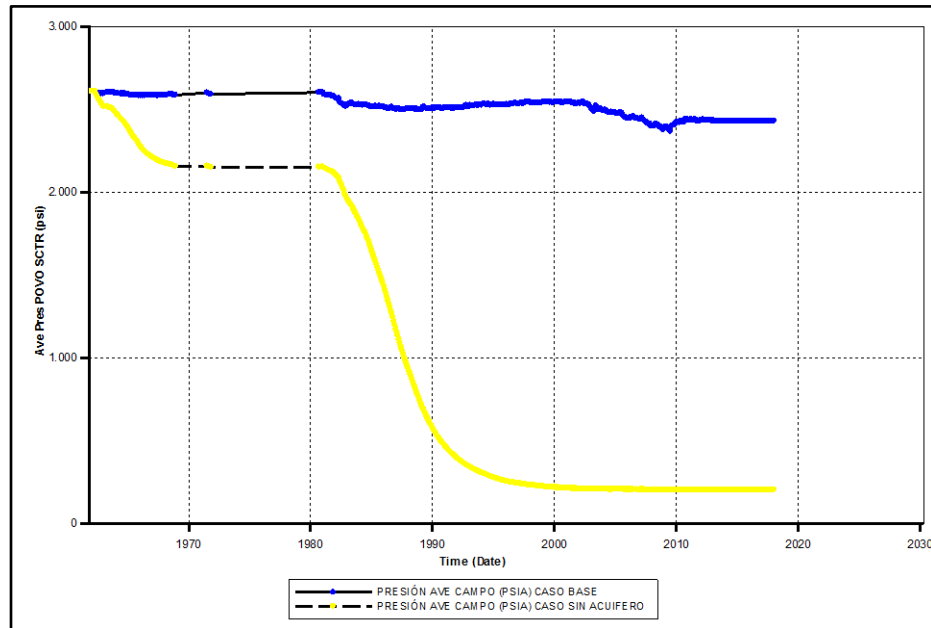
Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017.

Anexo E15. Presión de Fondo para el Pozo IC2



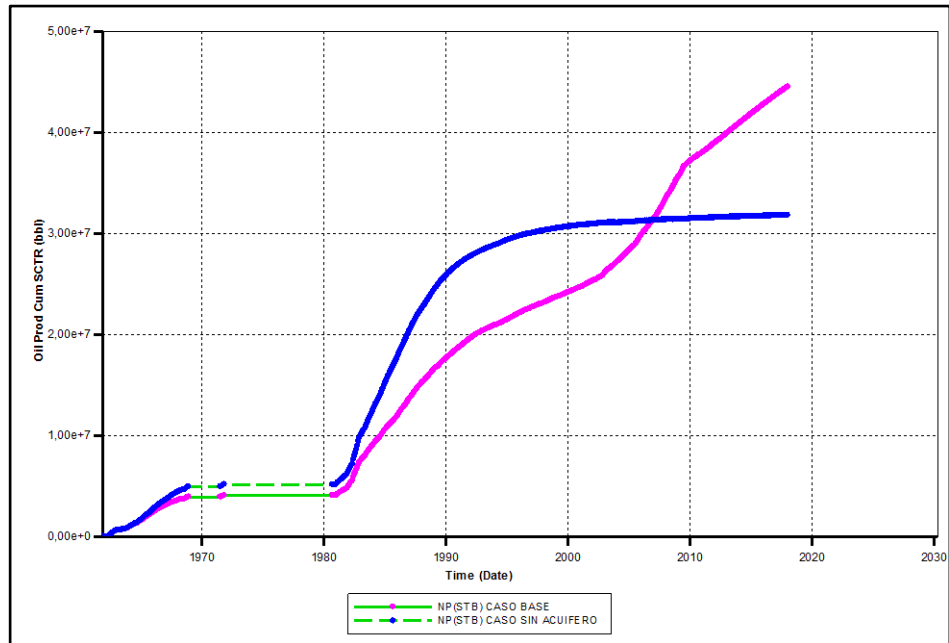
Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017.

Anexo E16. Presión Promedio del Yacimiento



Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017.

Anexo E17. Producción Acumulada del Yacimiento

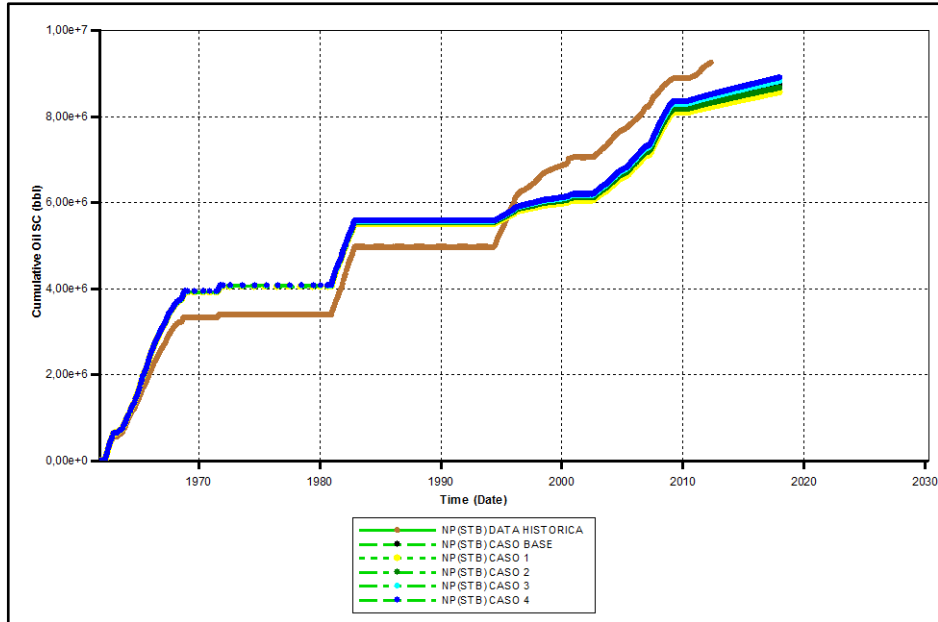


Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017

ANEXO F

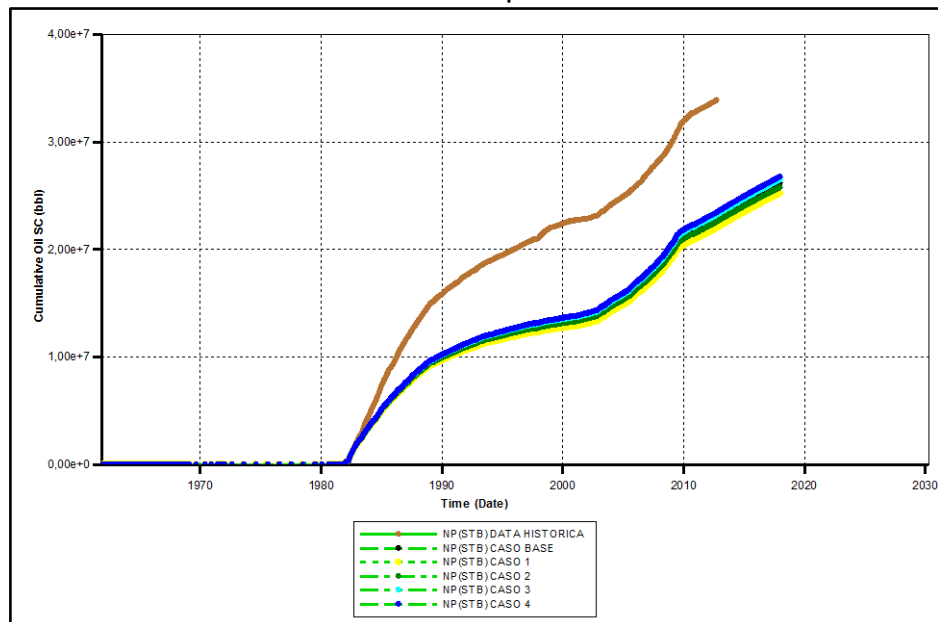
RESULTADO DE LA SENSIBILIDAD DE LA RELACIÓN rD PARA EL CAMPO LLANITO

Anexo F1. Producción Acumulada para el Pozo ABC



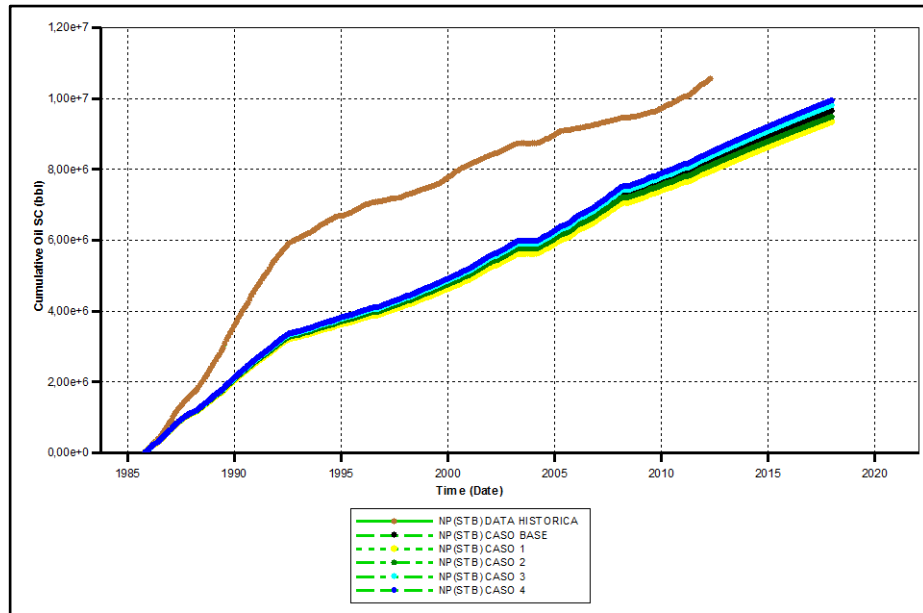
Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017

Anexo F2. Producción Acumulada para el Pozo IC1



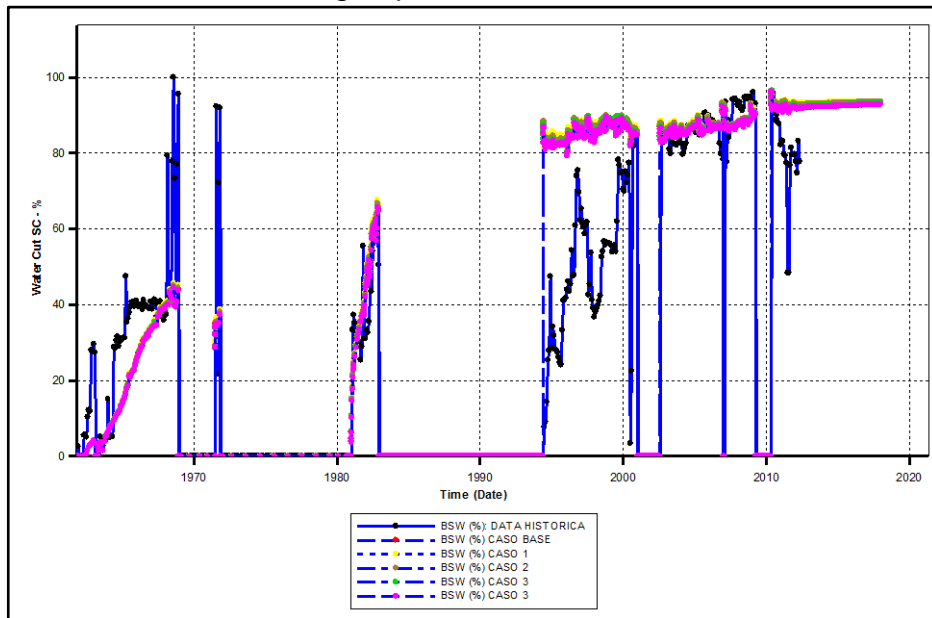
Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017

Anexo F3. Producción Acumulada para el Pozo IC2



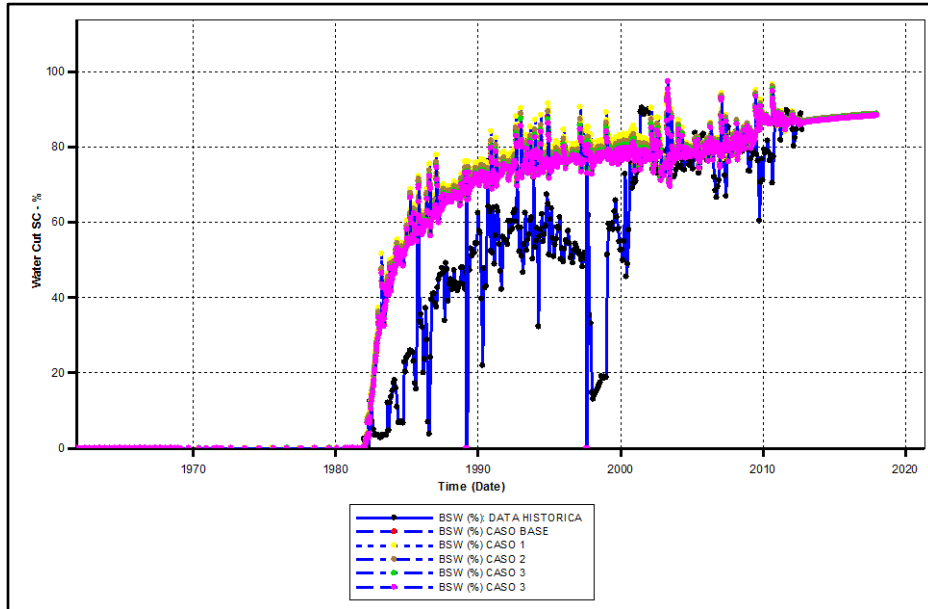
Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017

Anexo F4. Corte de Agua para el Pozo ABC



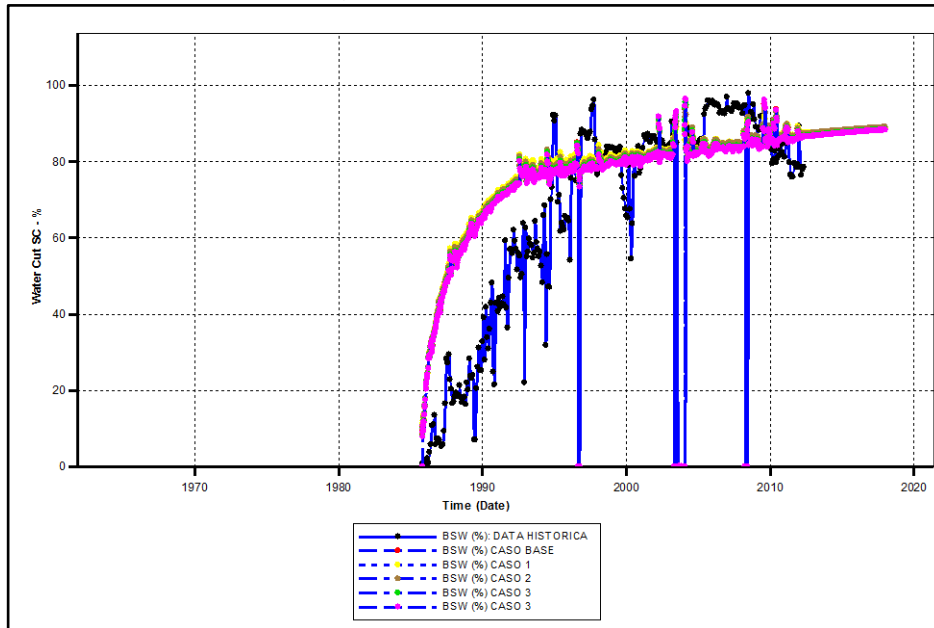
Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017

Anexo F5. Corte de Agua para el Pozo IC1



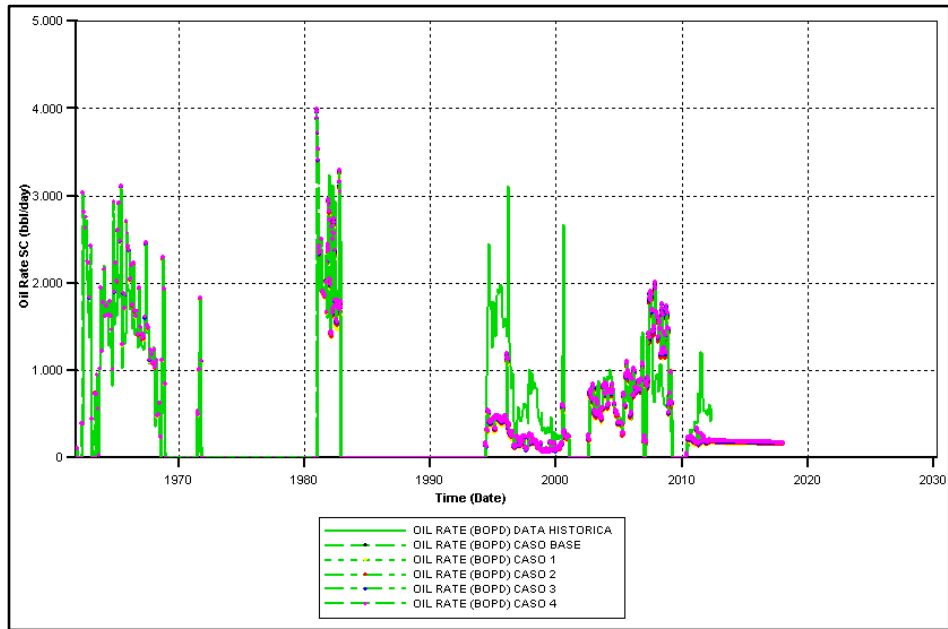
Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017

Anexo F6. Corte de Agua para el Pozo IC2



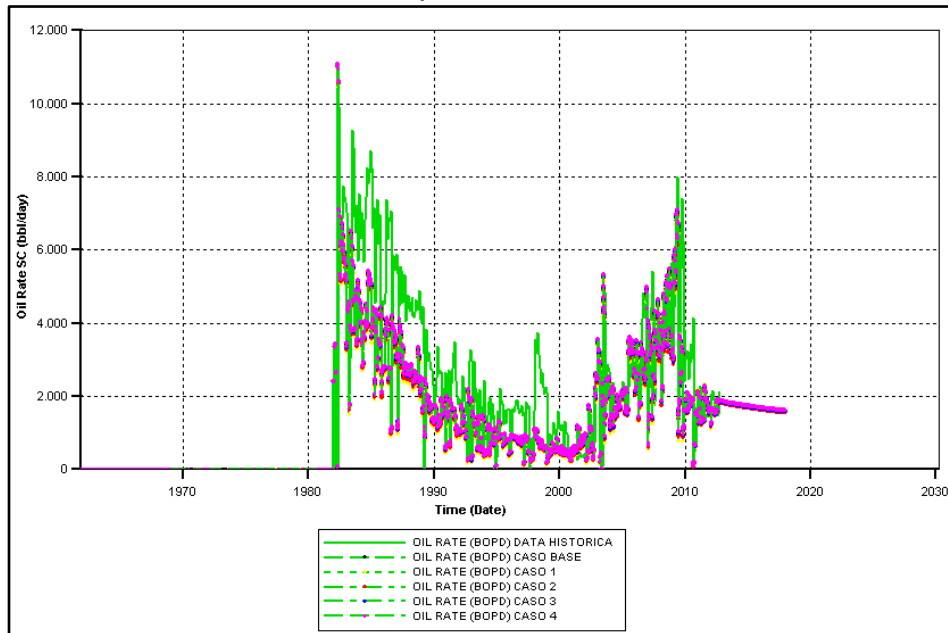
Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017

Anexo F7. Tasa de Petróleo para el Pozo ABC



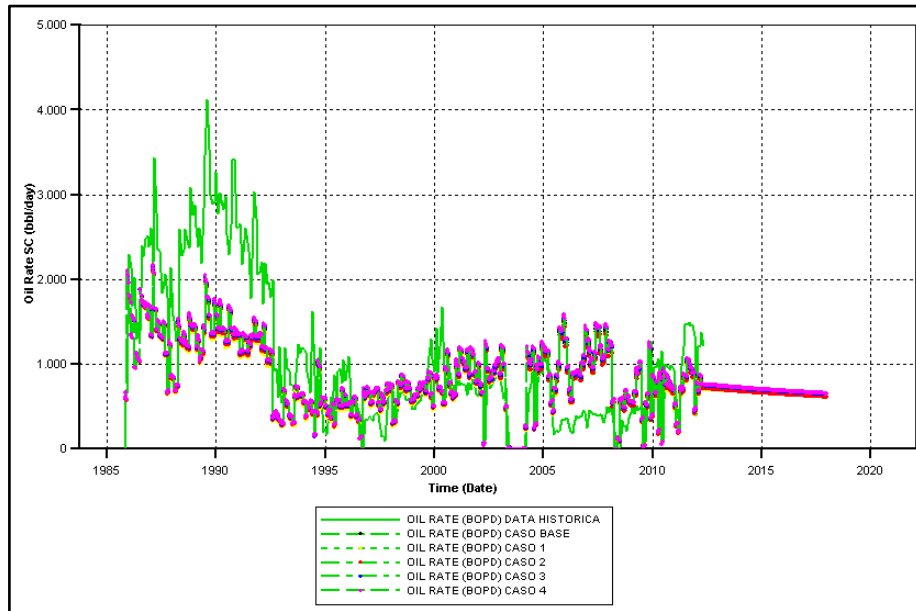
Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017

Anexo F8. Tasa de Petróleo para el Pozo IC1



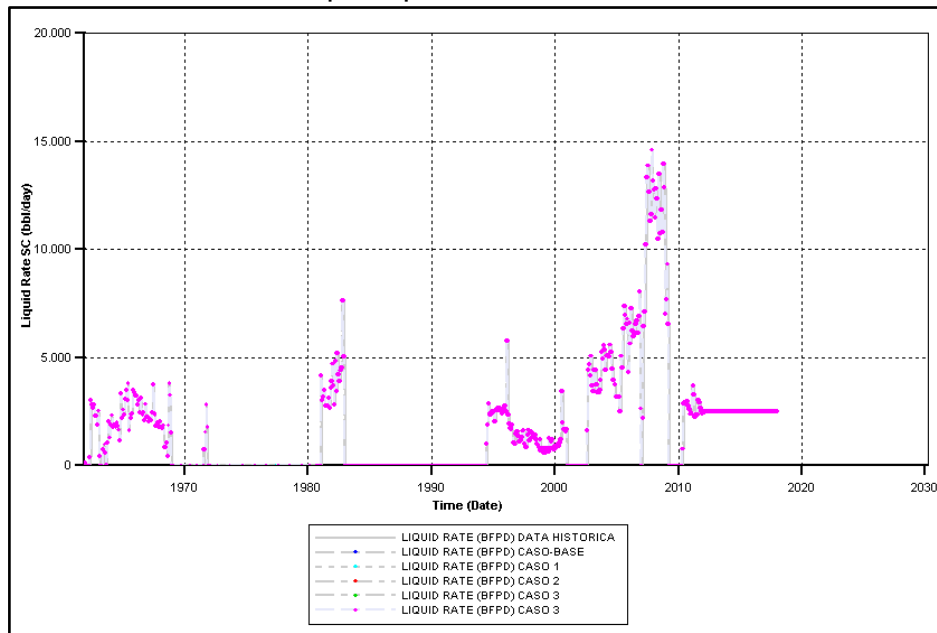
Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017

Anexo F9. Tasa de Petróleo para el Pozo IC2



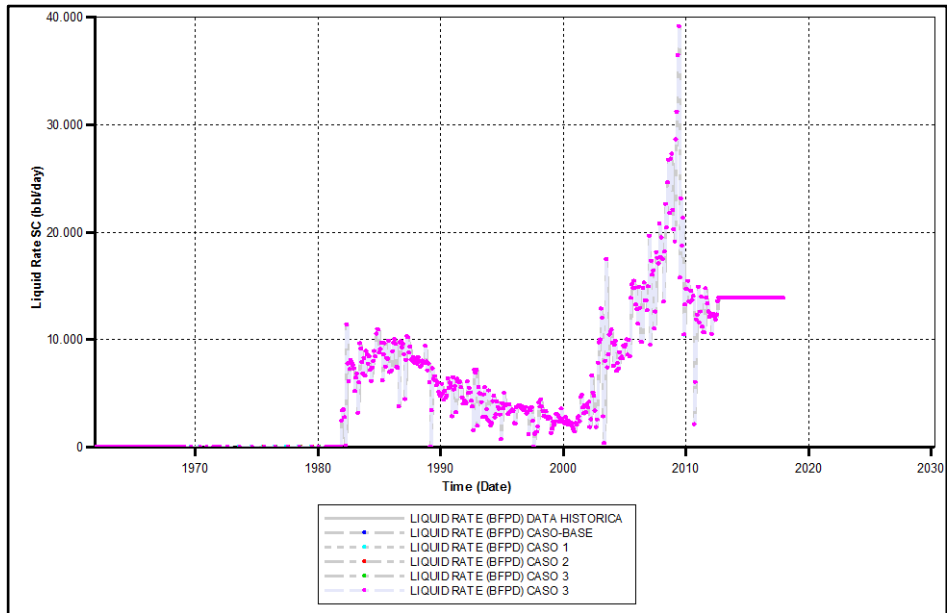
Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017

Anexo F10. Tasa Líquida para el Pozo ABC



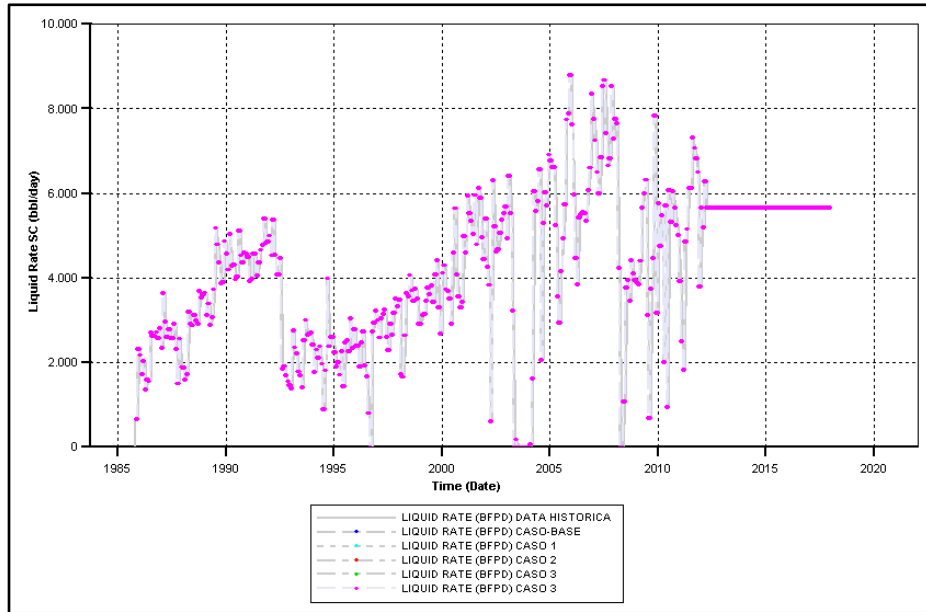
Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017

Anexo F11. Tasa Líquida para el Pozo IC1



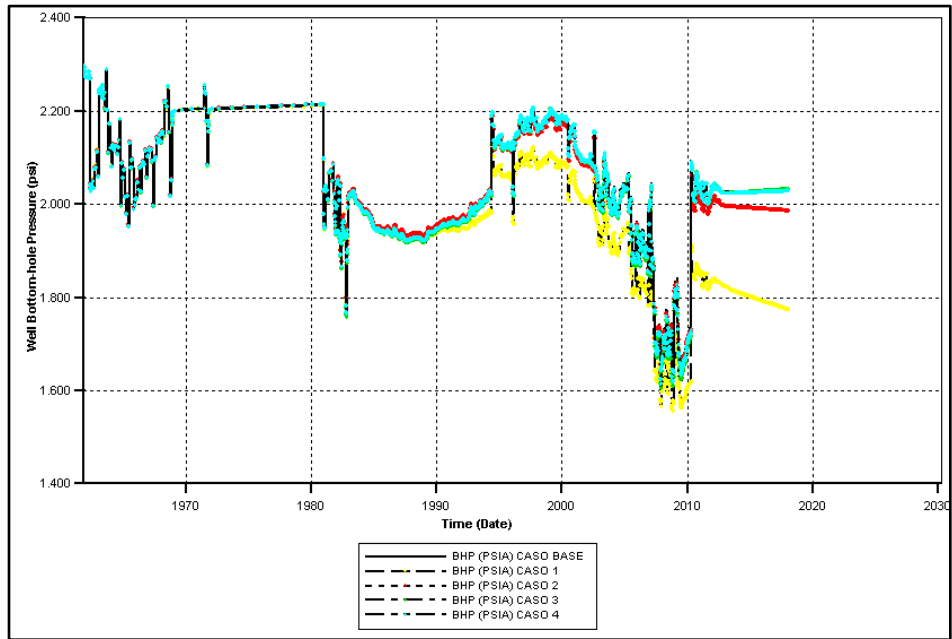
Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017

Anexo F12. Tasa Líquida para el Pozo IC2



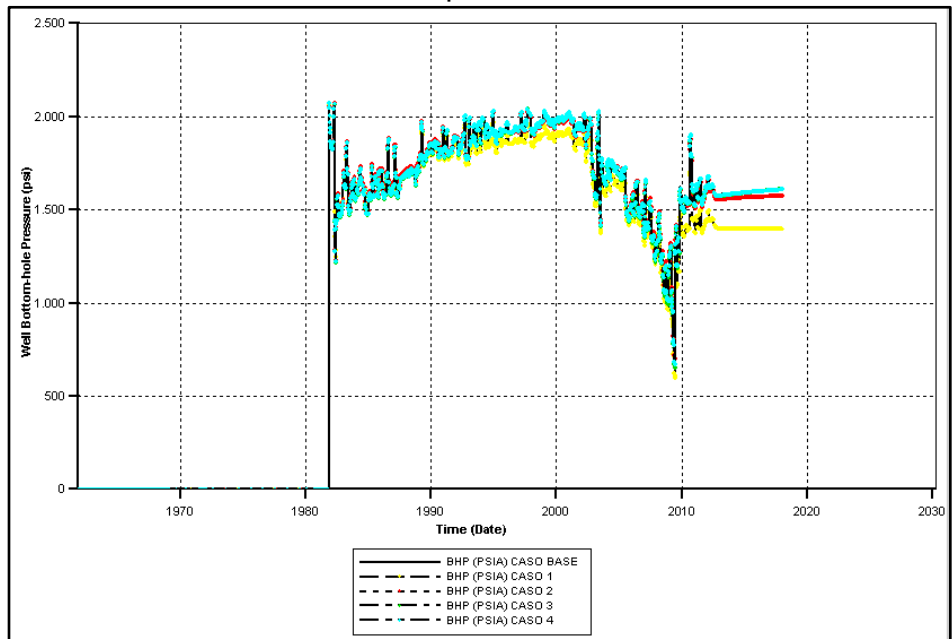
Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017

Anexo F13. Presión de Fondo para el Pozo ABC



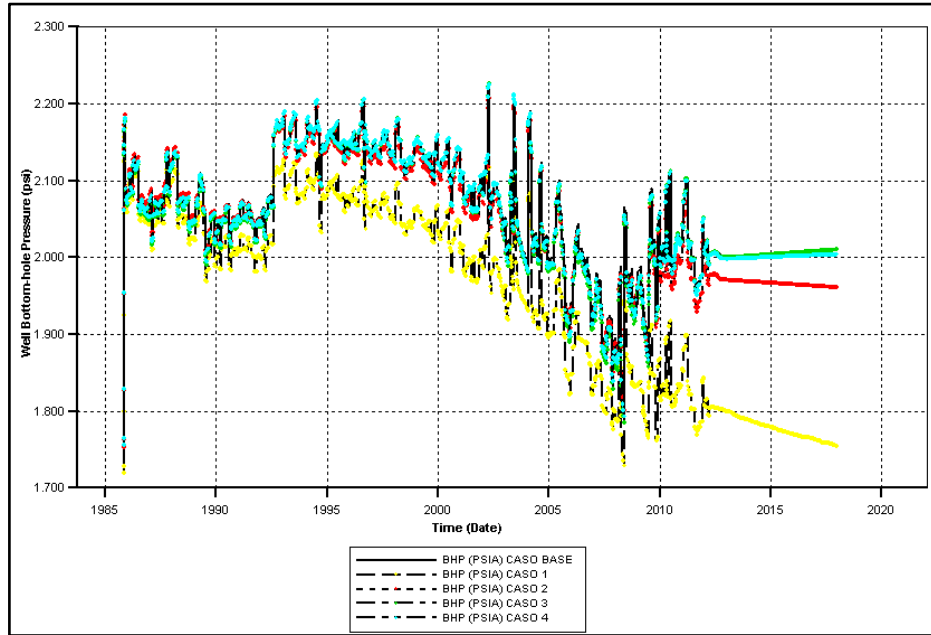
Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017

Anexo F14. Presión de Fondo para el Pozo IC1



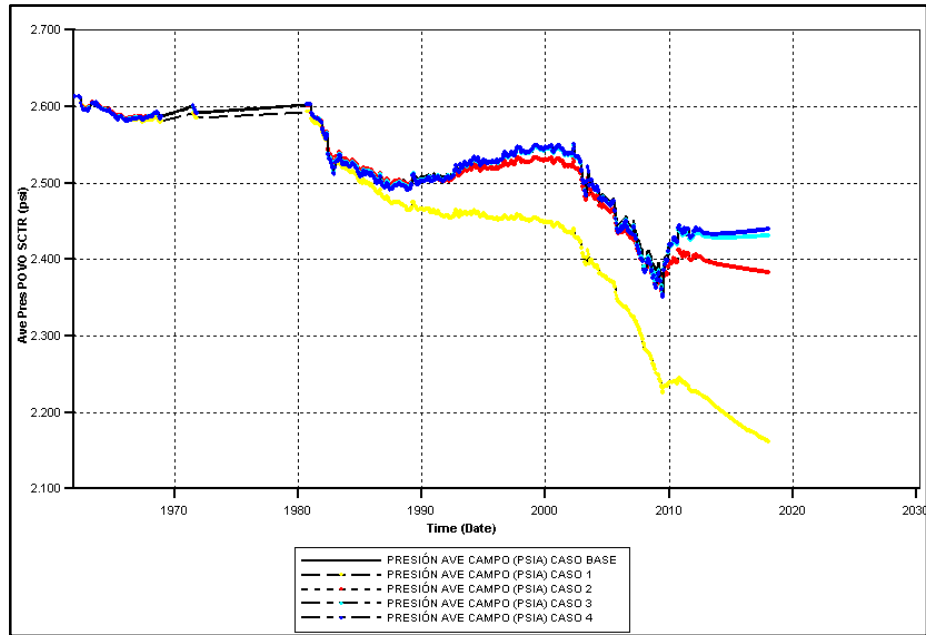
Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017

Anexo F15. Presión de Fondo para el Pozo IC2



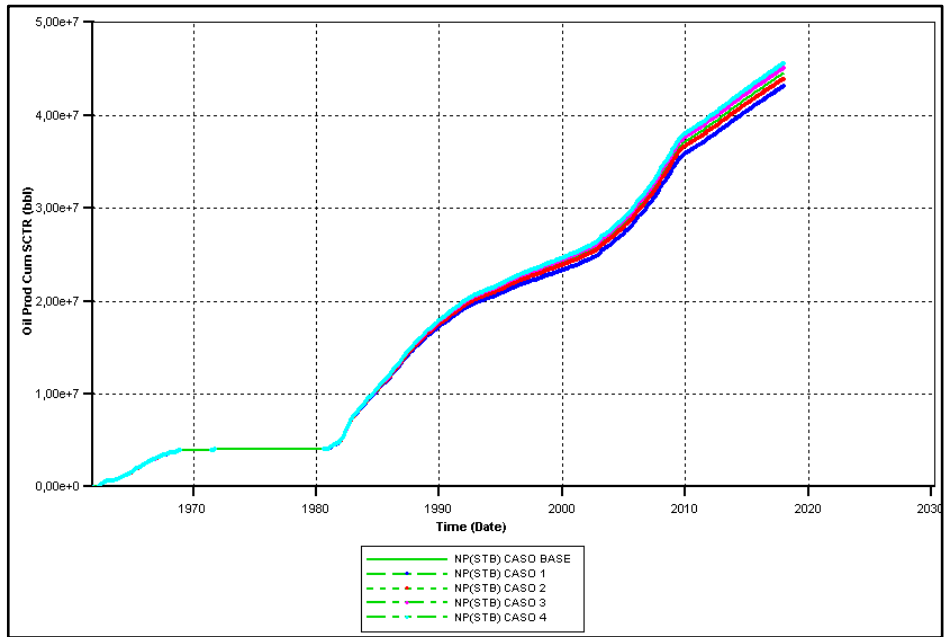
Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017

Anexo F16. Presión Promedio del Yacimiento



Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017

Anexo F17. Producción Acumulada del Yacimiento

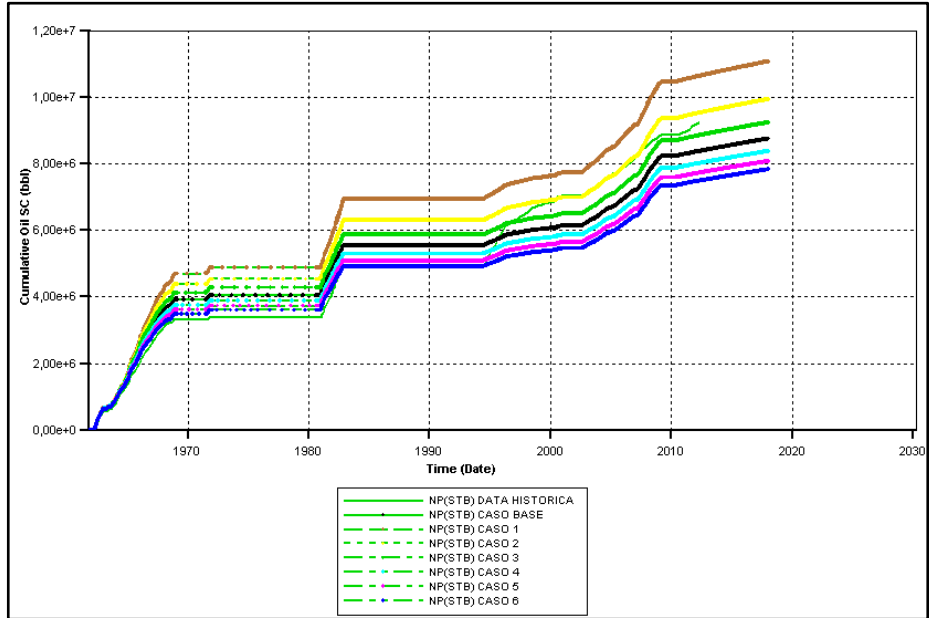


Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017

ANEXO G

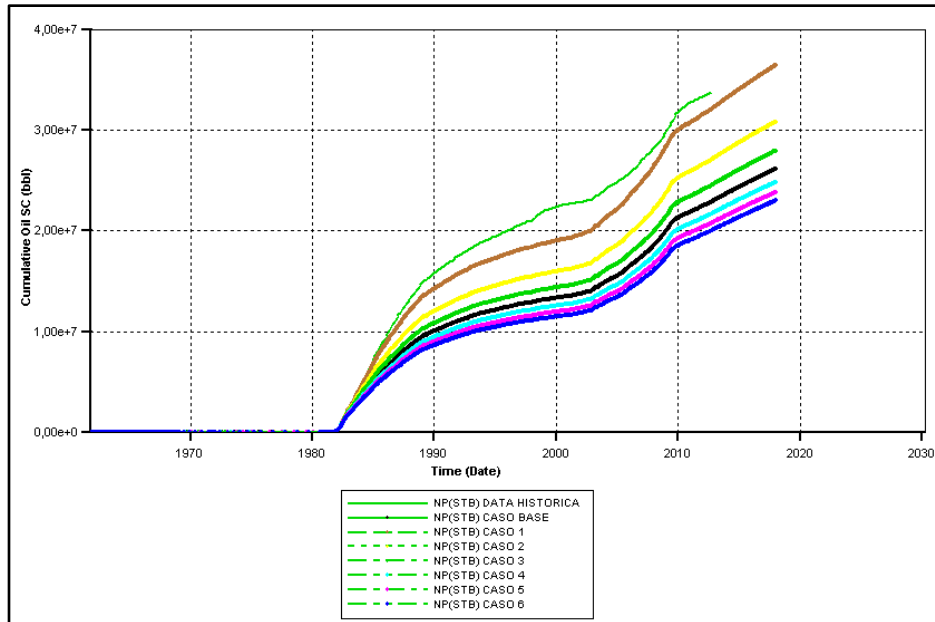
RESULTADO DE LA SENSIBILIDAD DE LA RELACIÓN Kv/Kh PARA EL CAMPO LLANITO

Anexo G1. Producción Acumulada Para el Pozo ABC



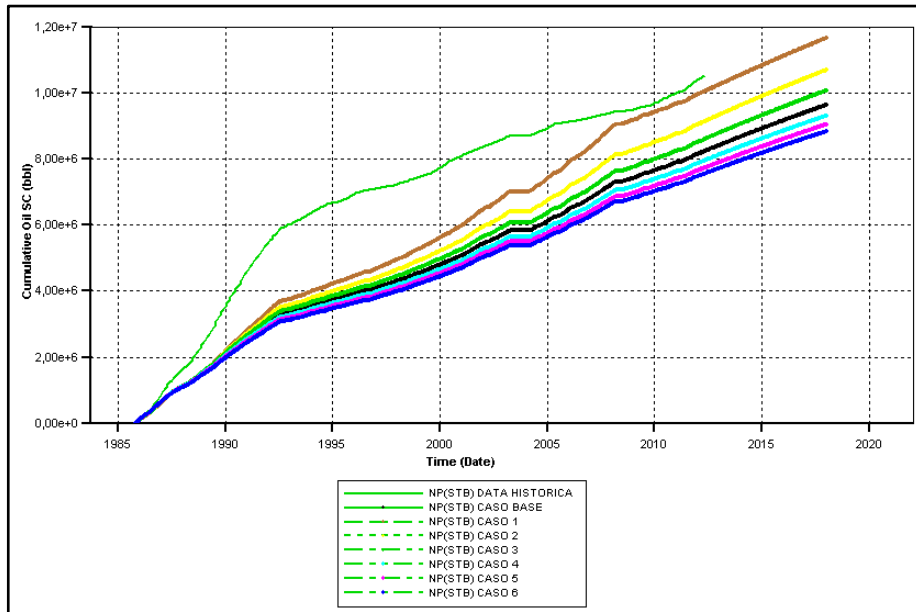
Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017

Anexo G2. Producción Acumulada para el Pozo IC1



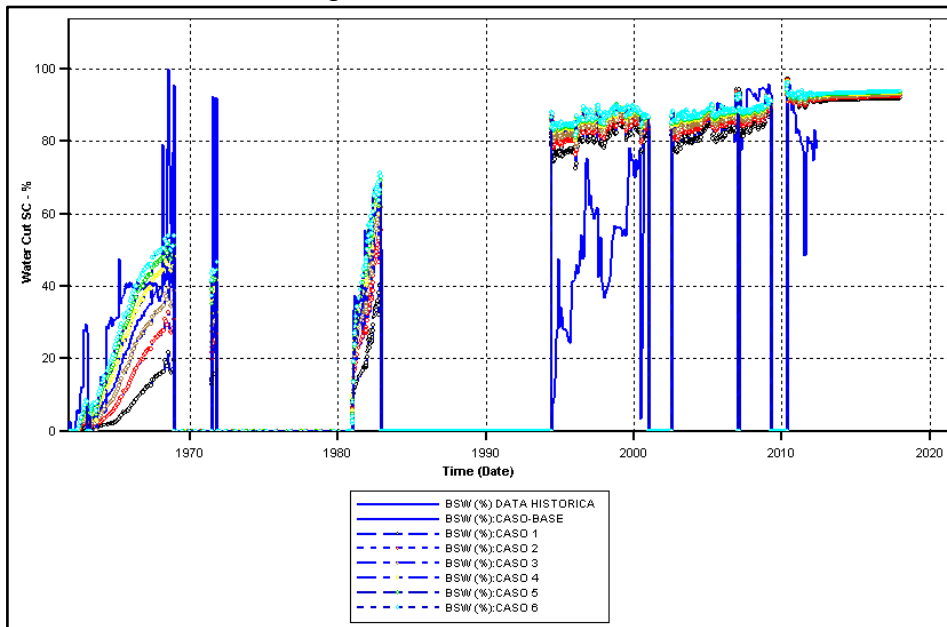
Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017

Anexo G3. Producción Acumulada Para el Pozo IC2



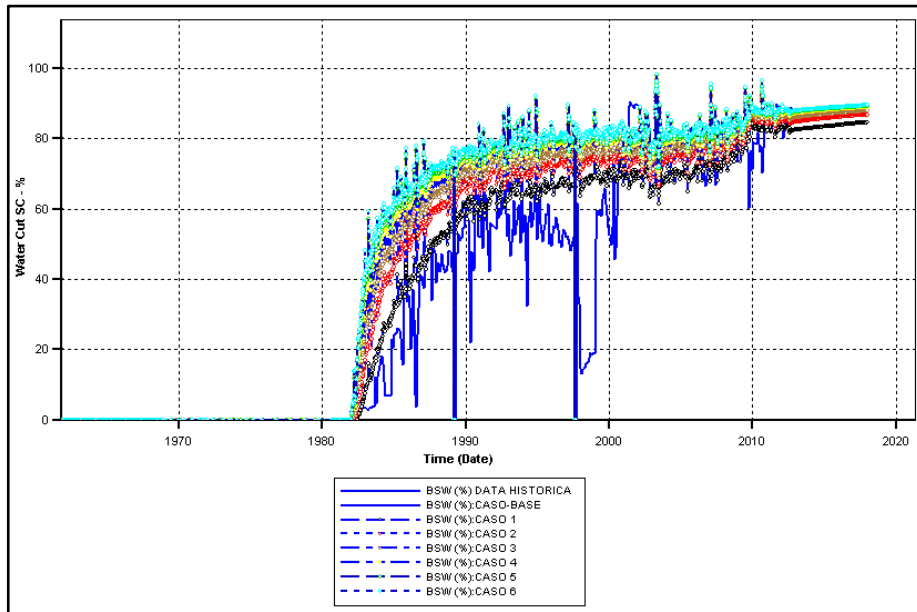
Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017

Anexo G4. Corte de Agua Para el Pozo ABC



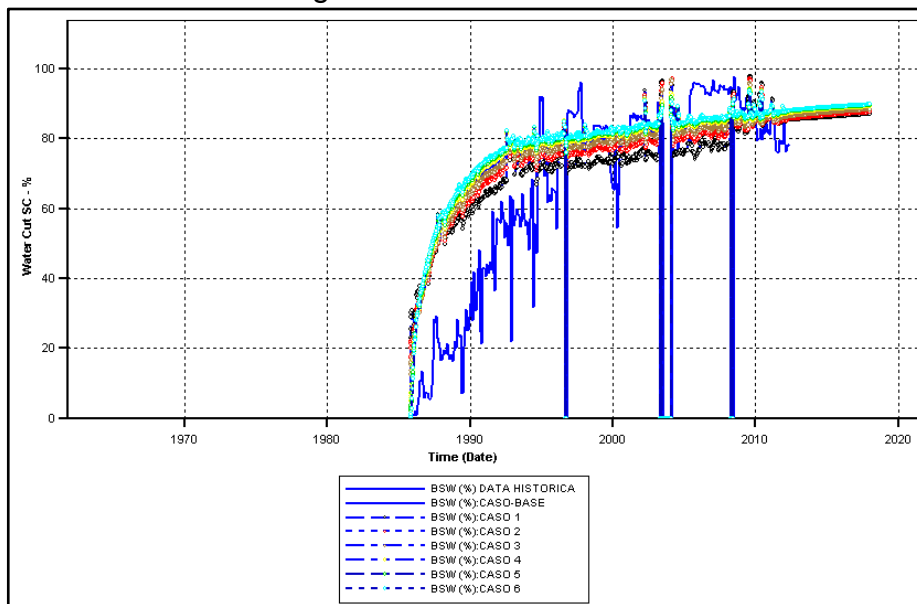
Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017

Anexo G5. Corte de Agua para el Pozo IC1



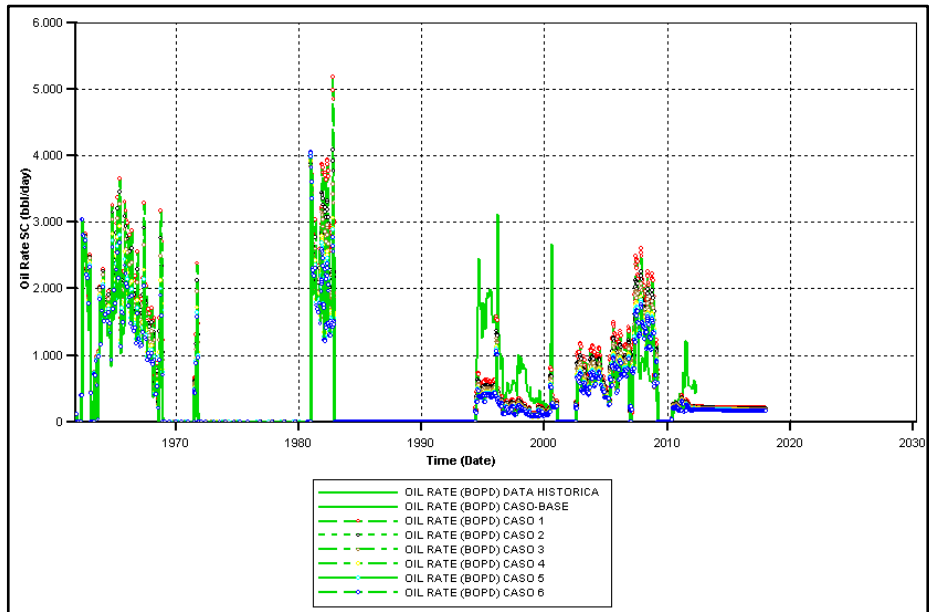
Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017

Anexo G6. Corte de Agua Para el Pozo IC2



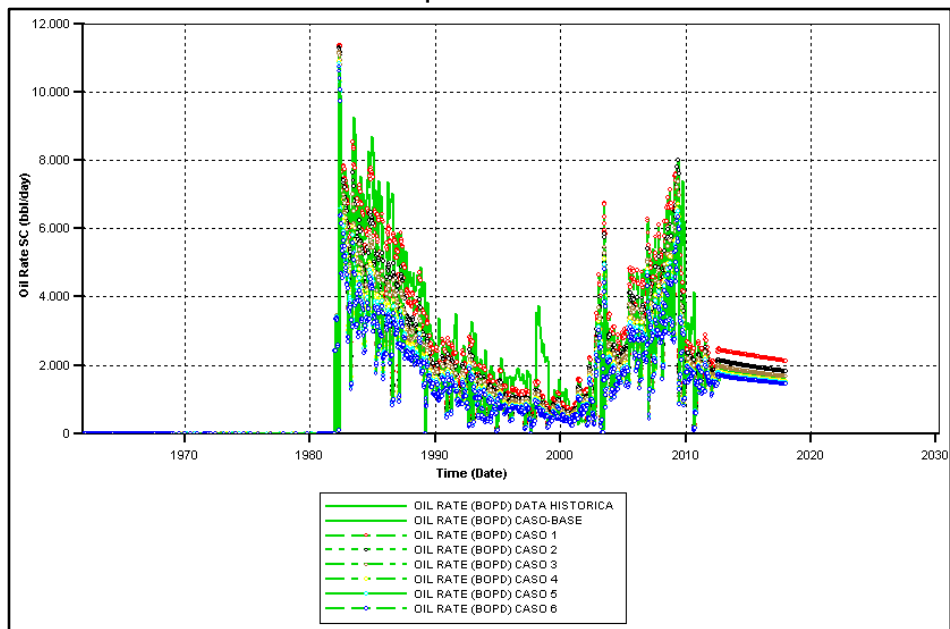
Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017

Anexo G7. Tasa de Petróleo para el Pozo ABC



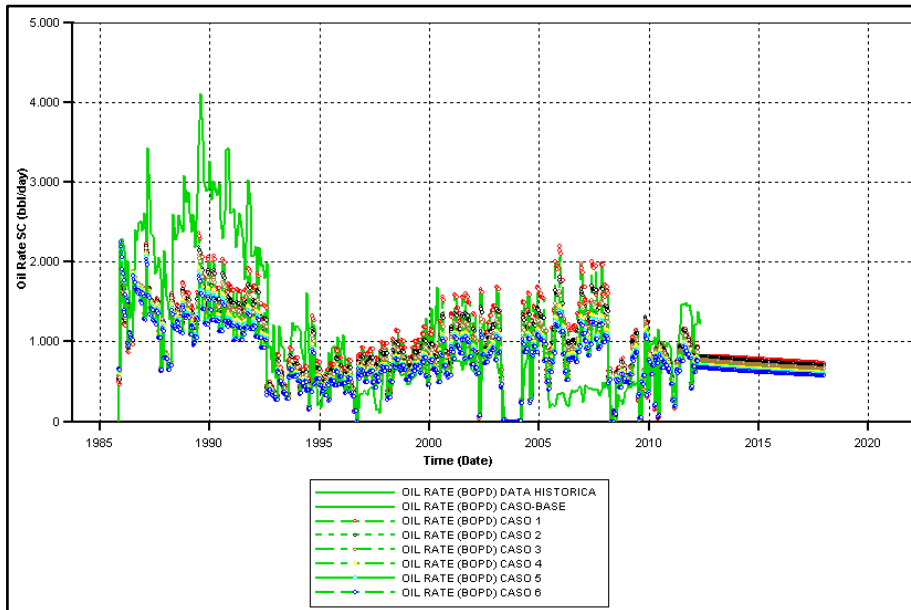
Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017

Anexo G8. Tasa de Petróleo para el Pozo IC1



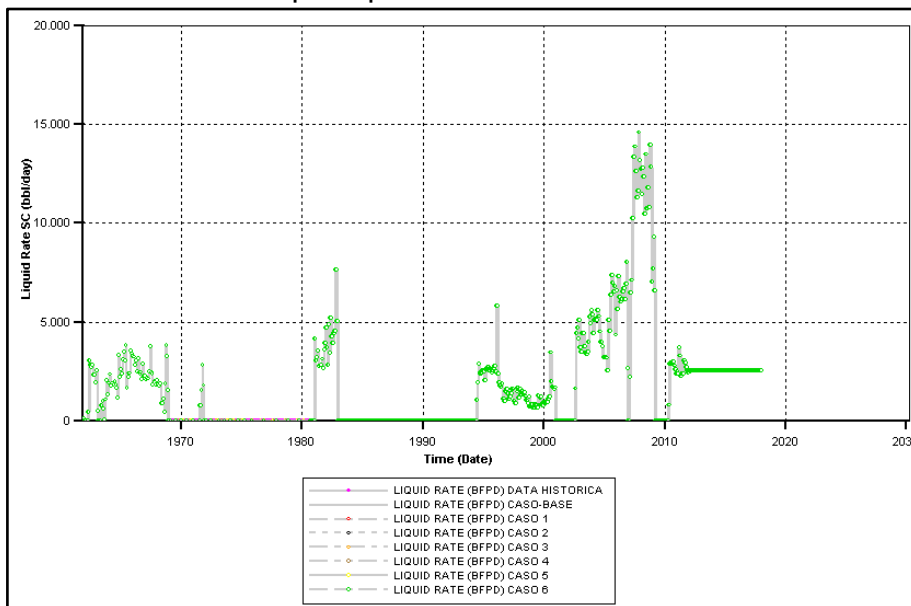
Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017

Anexo G9. Tasa de Petróleo para el Pozo IC2



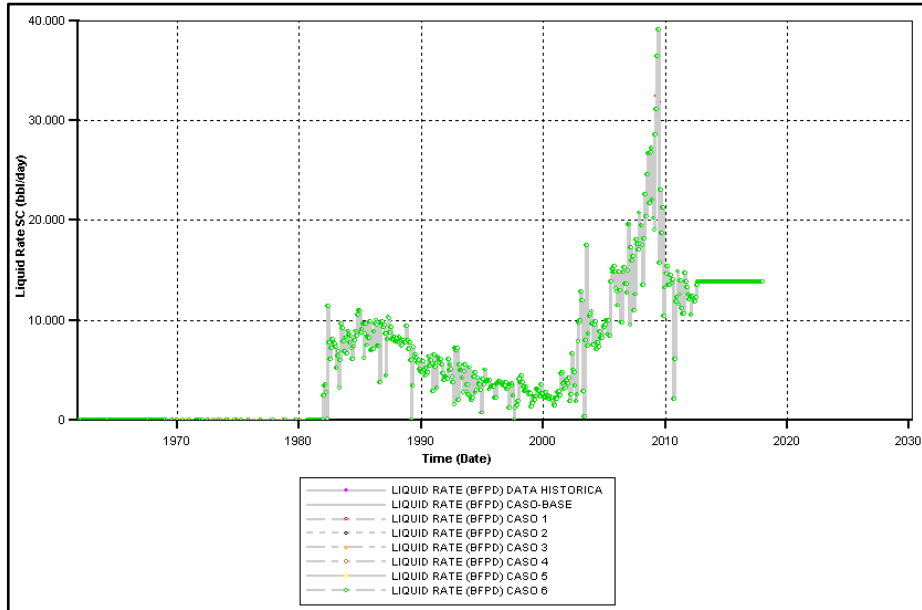
Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017

Anexo G10. Tasa Líquida para el Pozo ABC



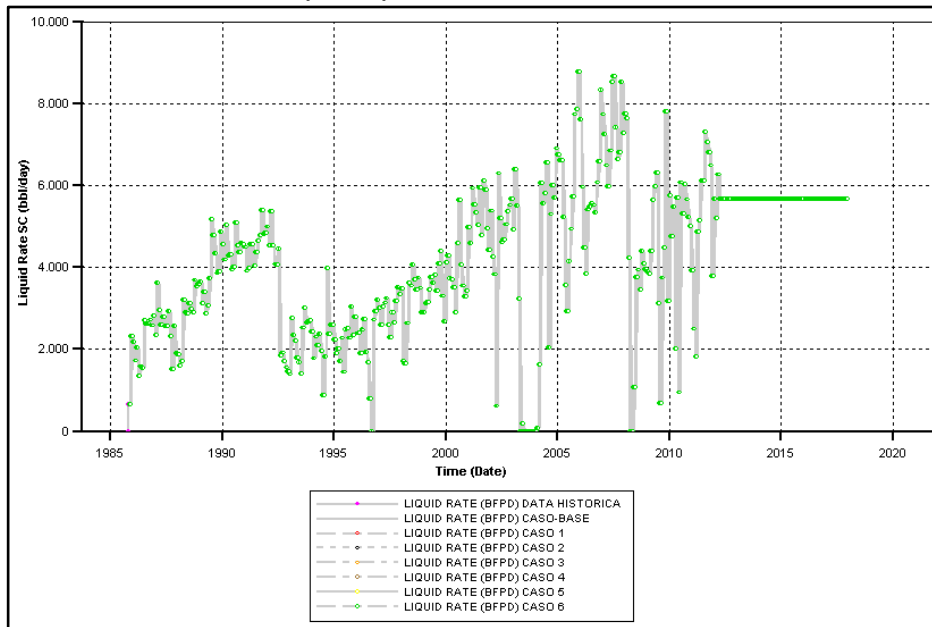
Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017

Anexo G11. Tasa Líquida para el Pozo IC1



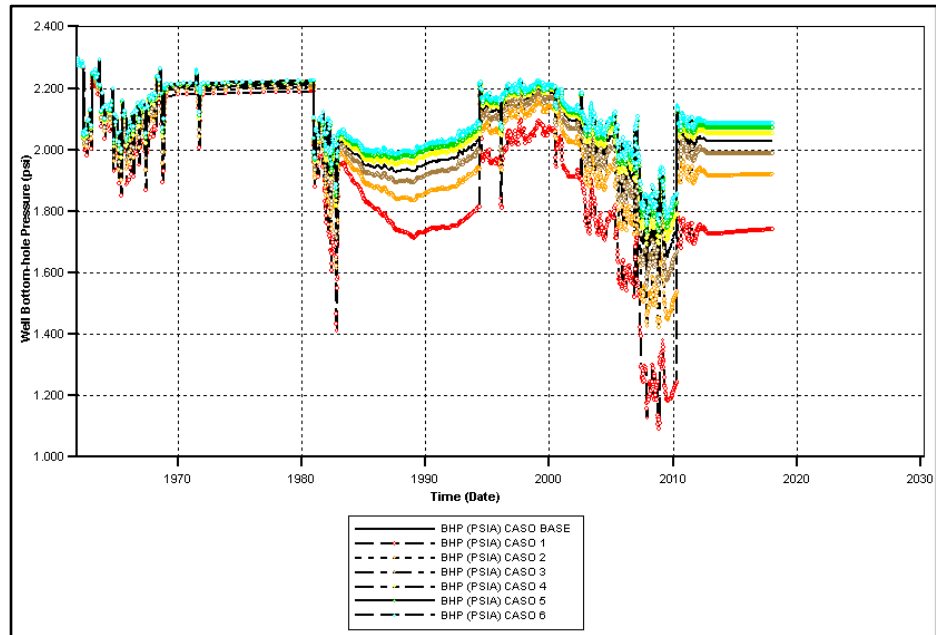
Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017

Anexo G12. Tasa Líquida para el Pozo IC2



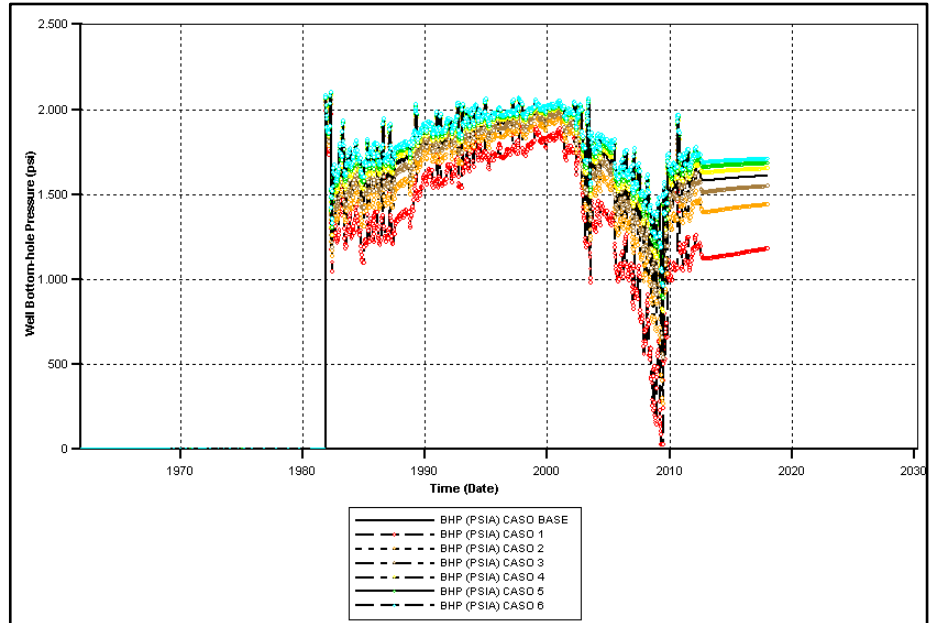
Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017

Anexo G13. Presión de Fondo para el Pozo ABC



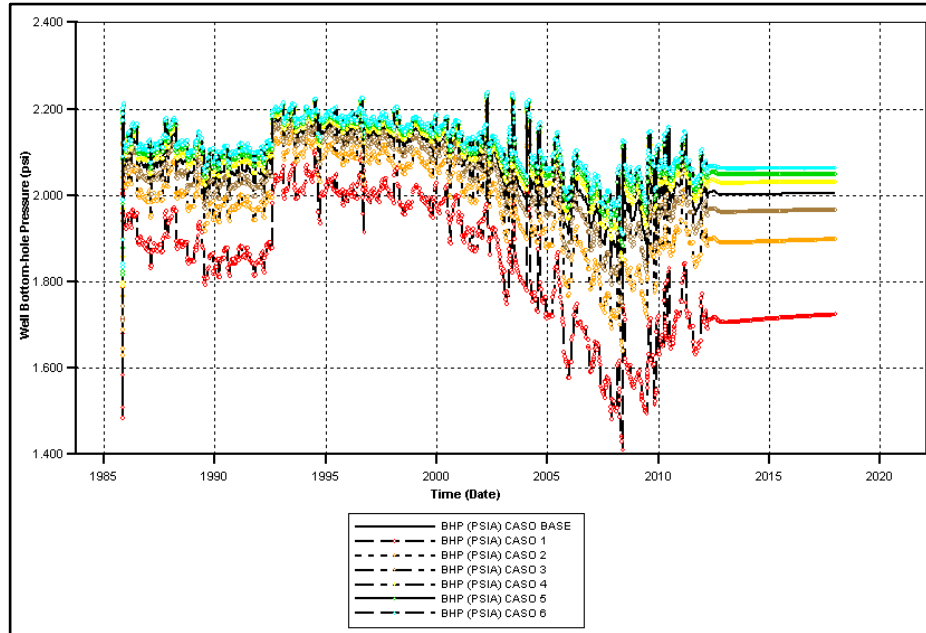
Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017

Anexo G14. Presión de Fondo para el Pozo IC1



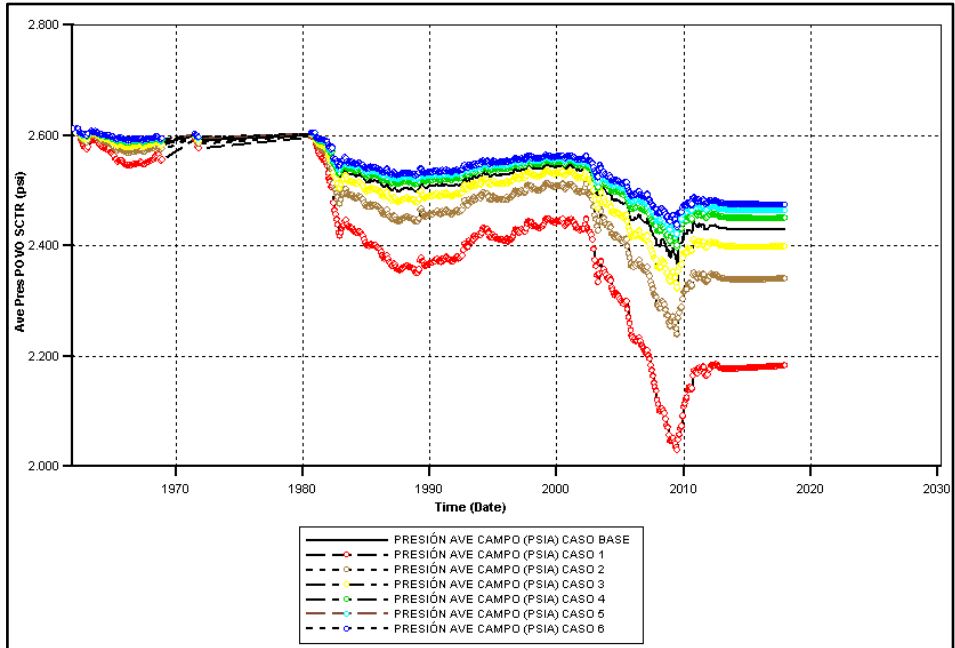
Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017

Anexo G15. Presión de Fondo para el Pozo IC2



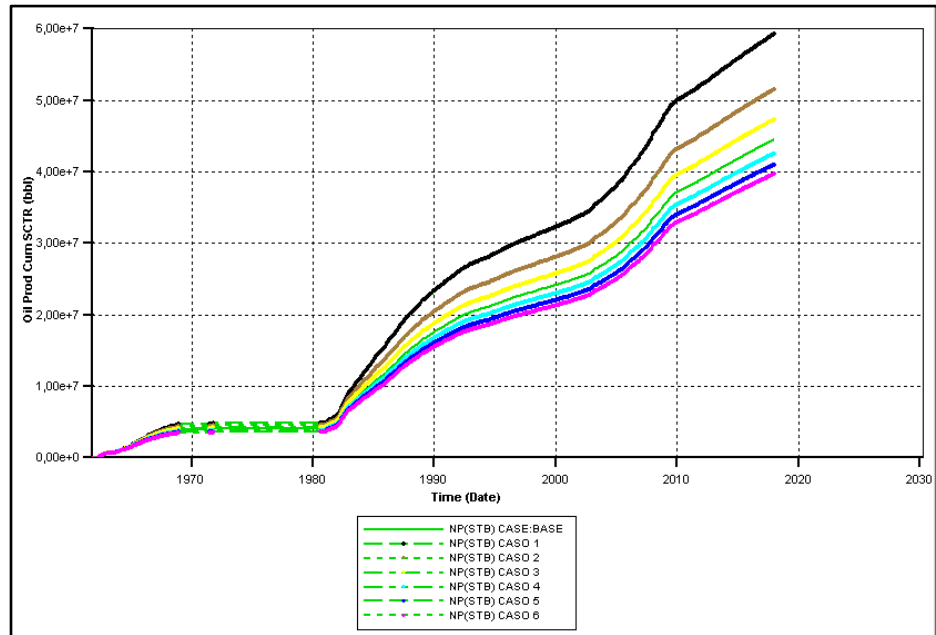
Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017

Anexo G16. Presión Promedio del Yacimiento



Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017

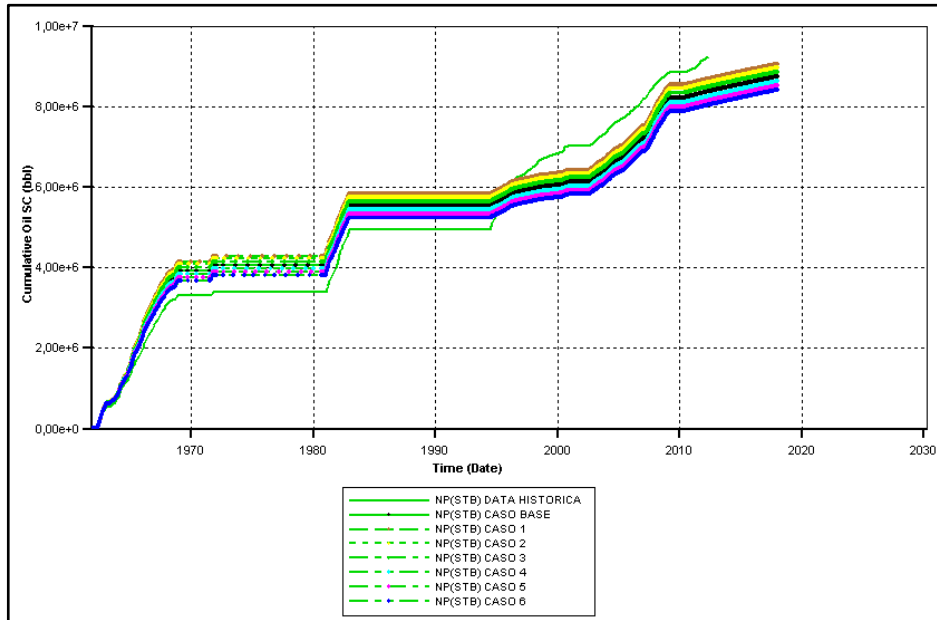
Anexo G17. Producción Acumulada del Yacimiento



Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017

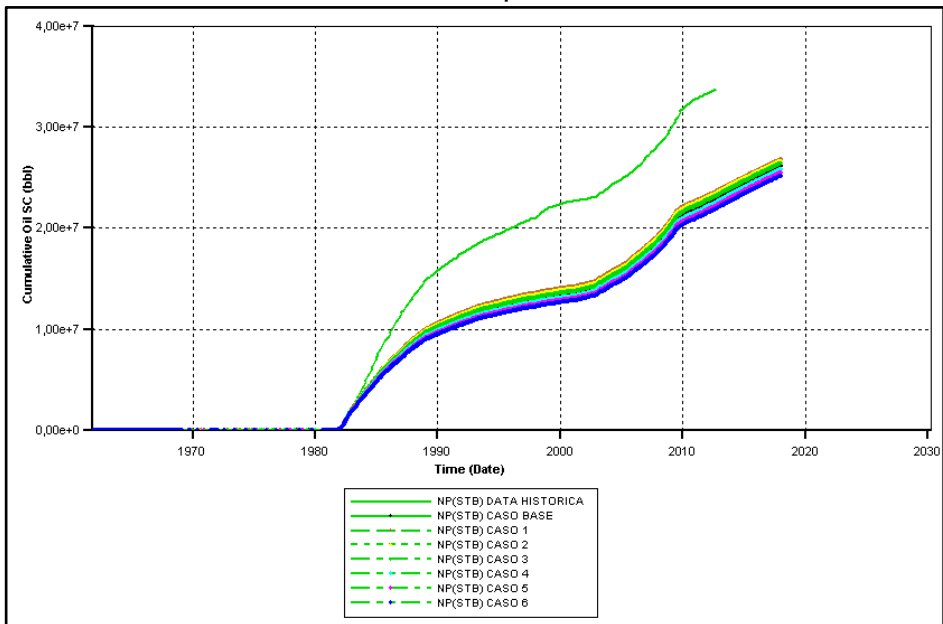
ANEXO H RESULTADO DE LA SENSIBILIDAD DE LA PERMEABILIDAD DE AGUA PARA EL CAMPO LLANITO

Anexo H1. Producción Acumulada para el Pozo ABC



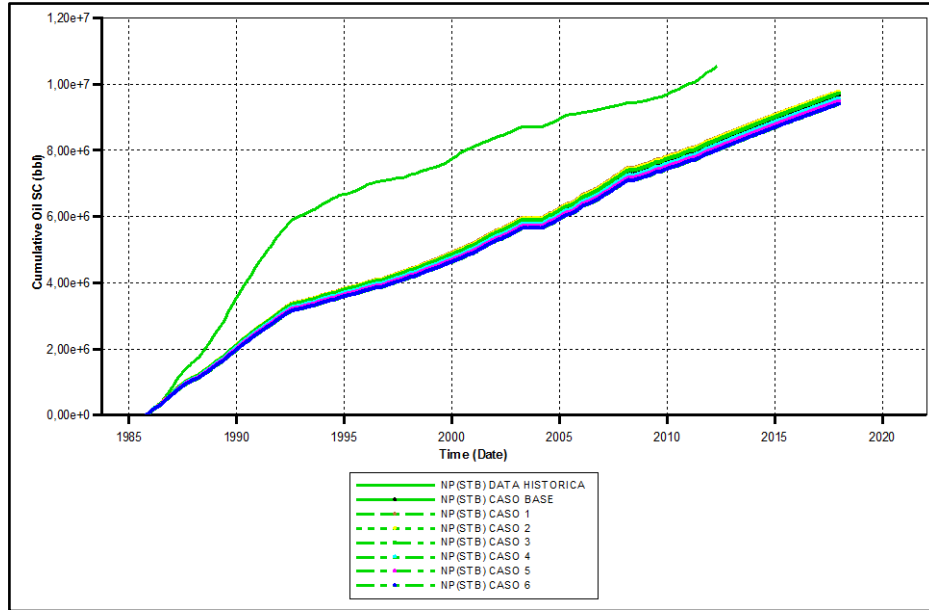
Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017

Anexo H2. Producción Acumulada para el Pozo IC1



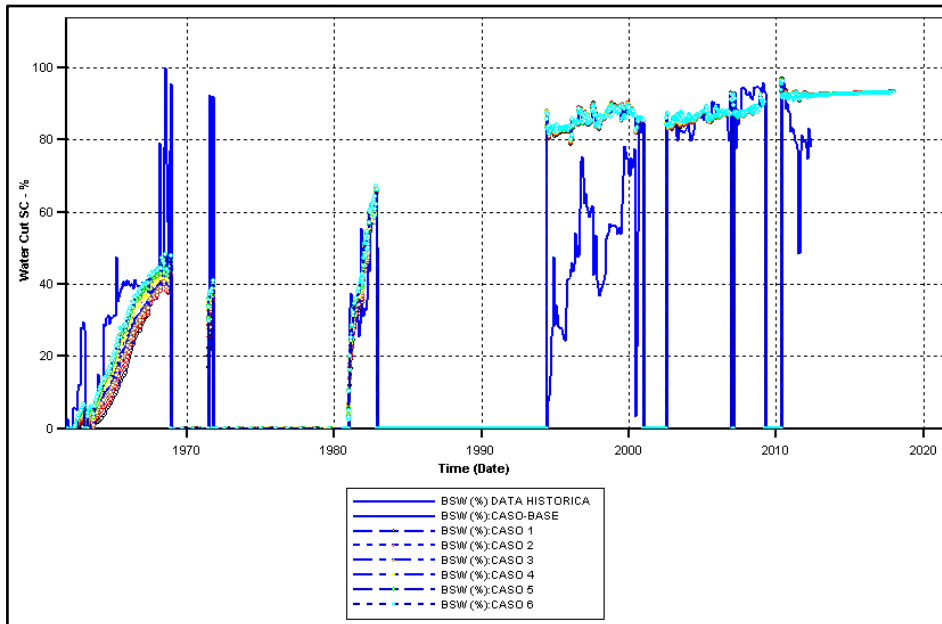
Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017

Anexo H3. Producción Acumulada para el Pozo IC2



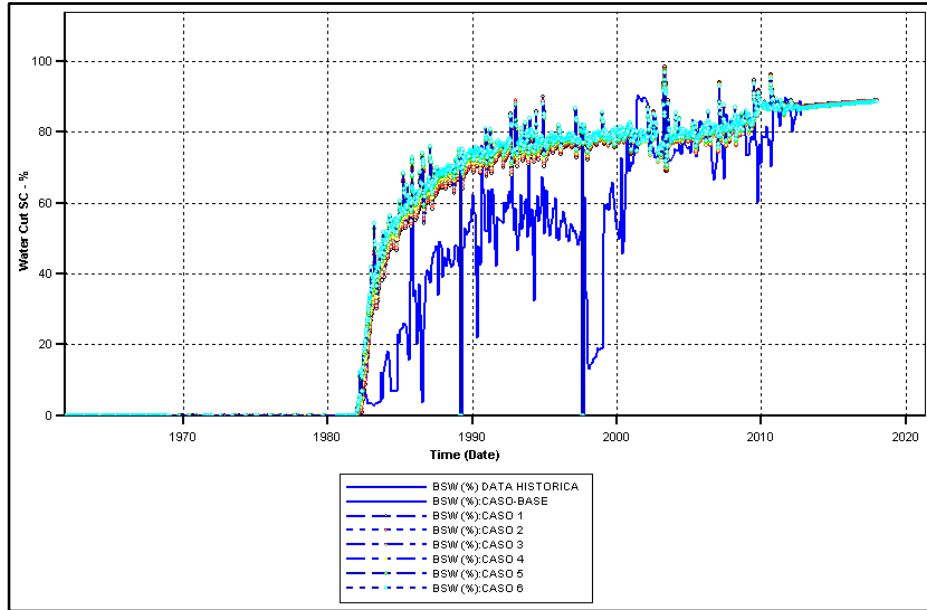
Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017

Anexo H4. Corte de Agua para el Pozo ABC



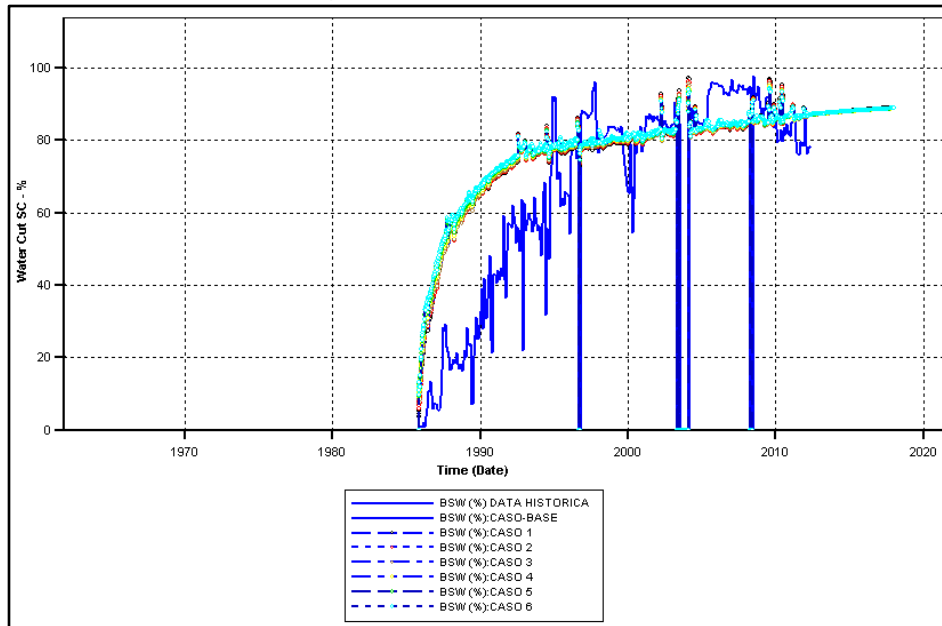
Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017

Anexo H5. Corte de Agua para el Pozo IC1



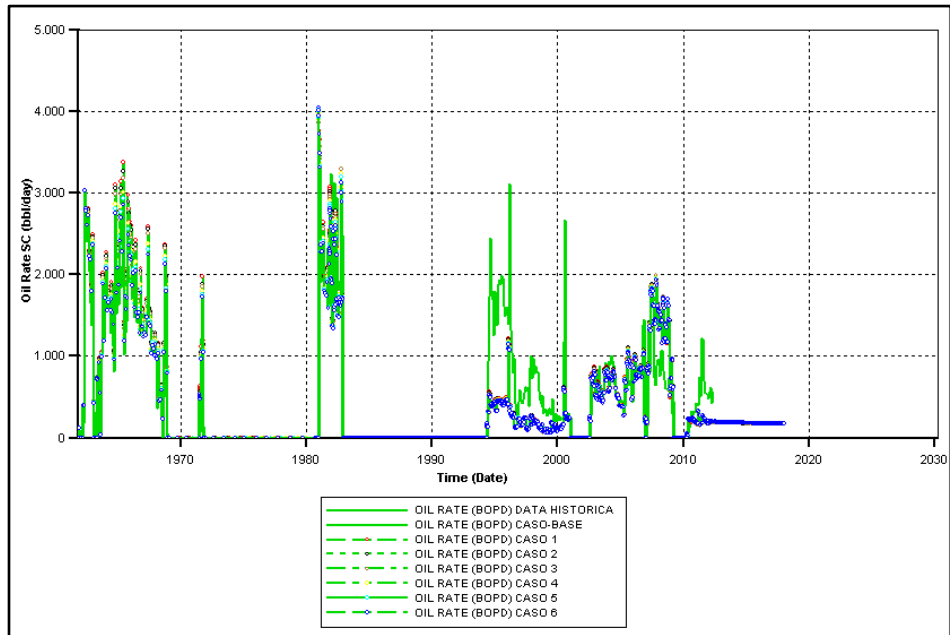
Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017

Anexo H6. Corte de Agua para el Pozo IC2



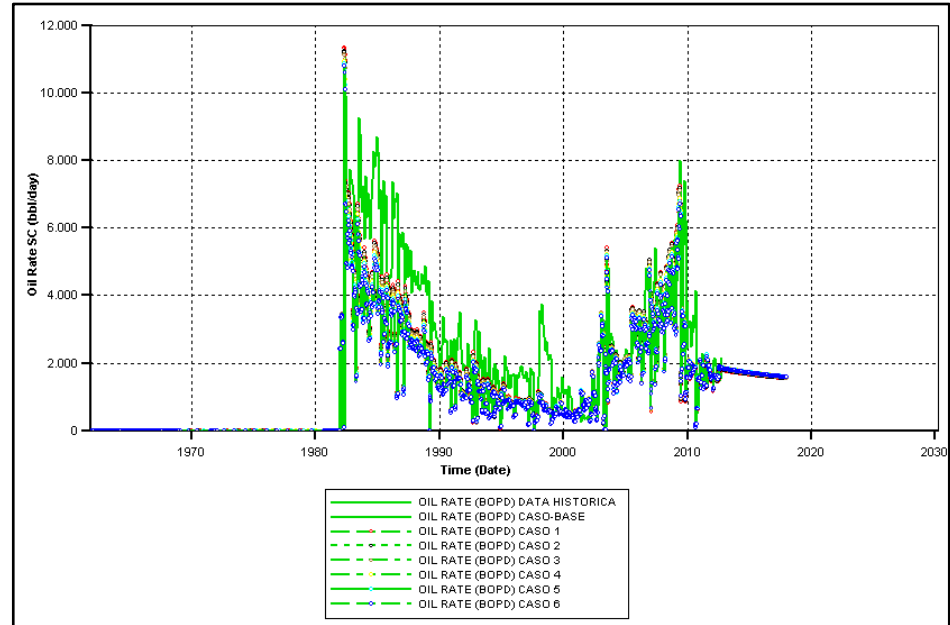
Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017

Anexo H7. Tasa de Petróleo para el Pozo ABC



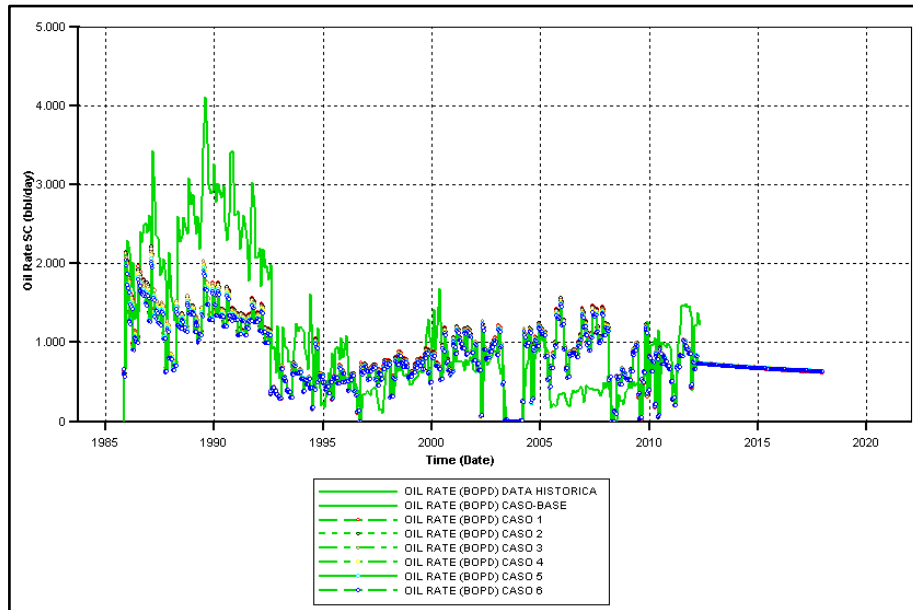
Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017

Anexo H8. Tasa de Petróleo para el Pozo IC1



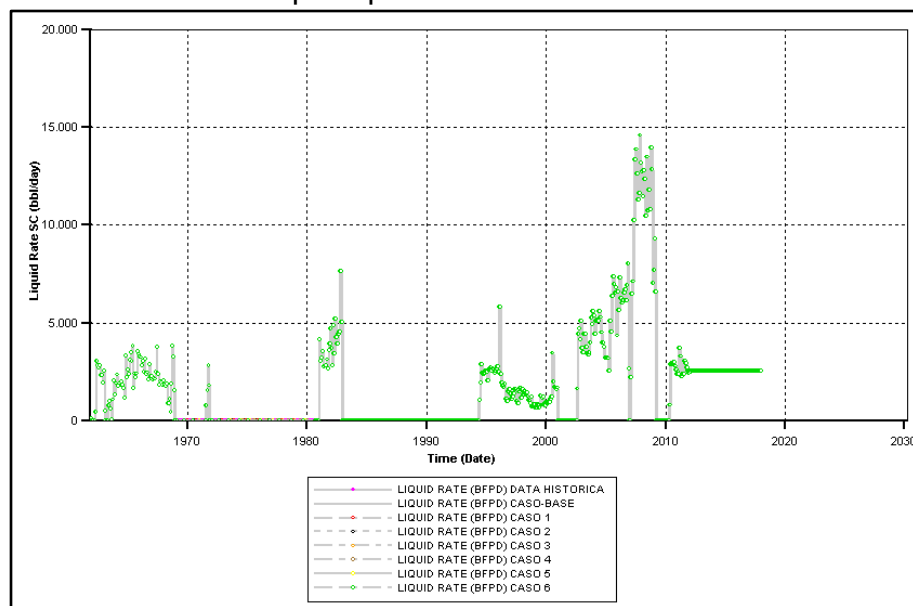
Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017

Anexo H9. Tasa de Petróleo para el Pozo IC2



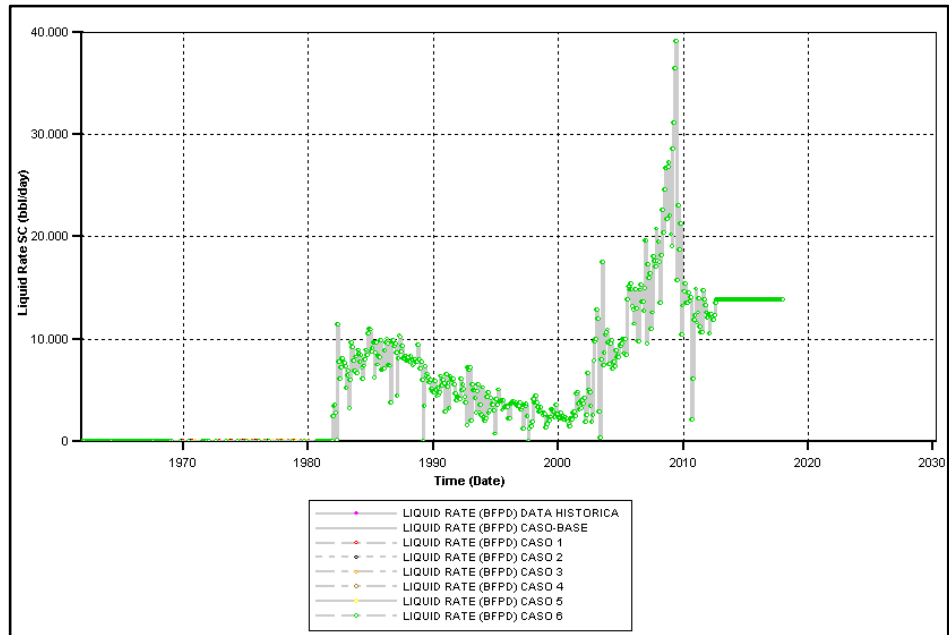
Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017

Anexo H10. Tasa Líquida para el Pozo ABC



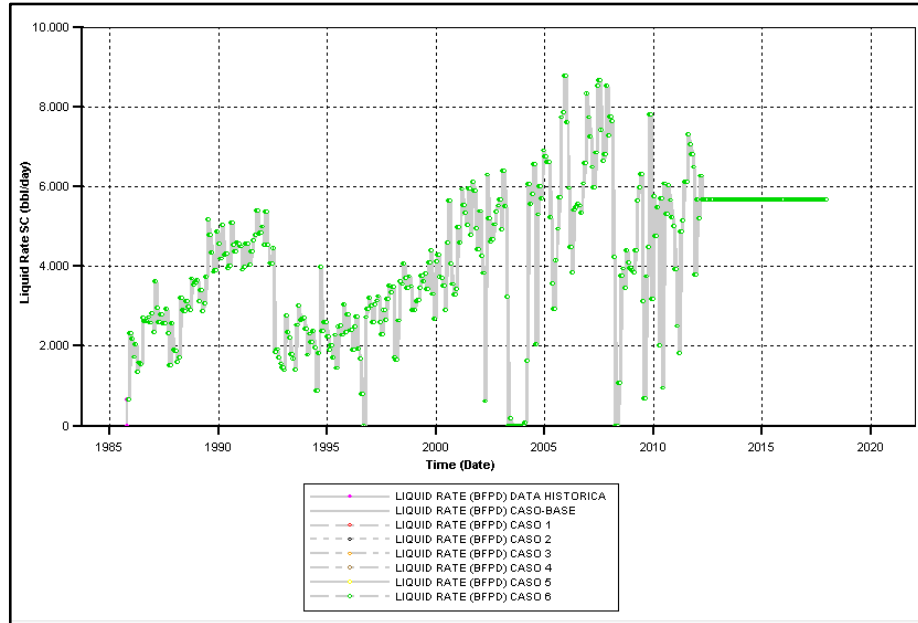
Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017

Anexo H11. Tasa Líquida para el Pozo IC1



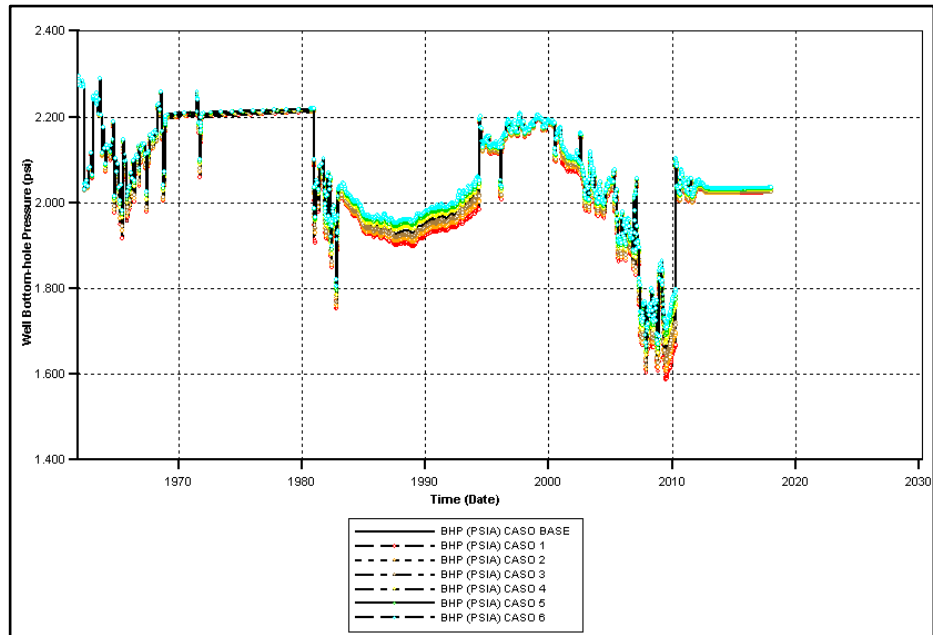
Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017

Anexo H12. Tasa Líquida para el Pozo IC2



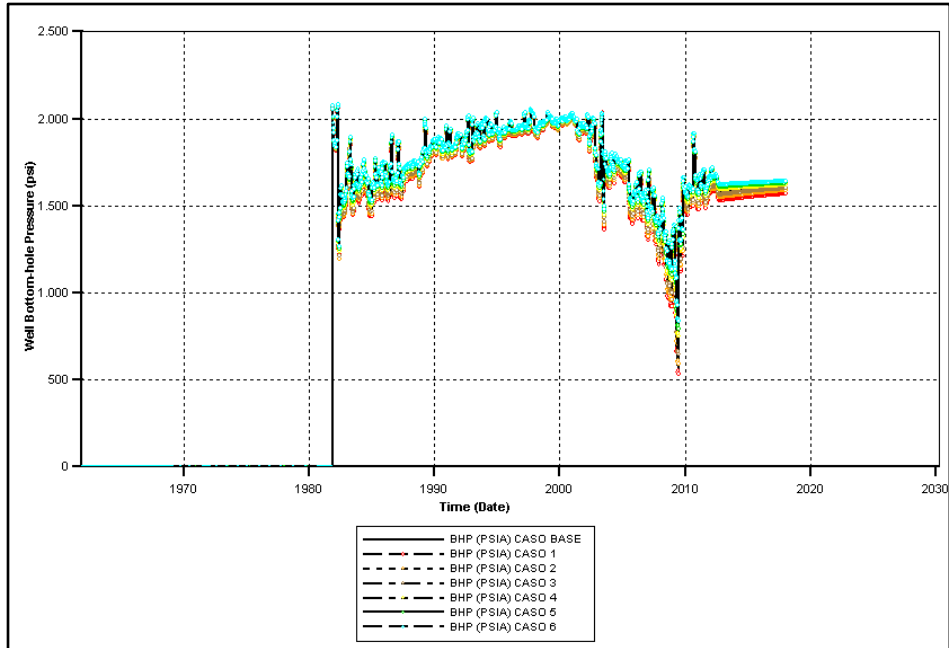
Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017

Anexo H13. Presión de Fondo para el Pozo ABC



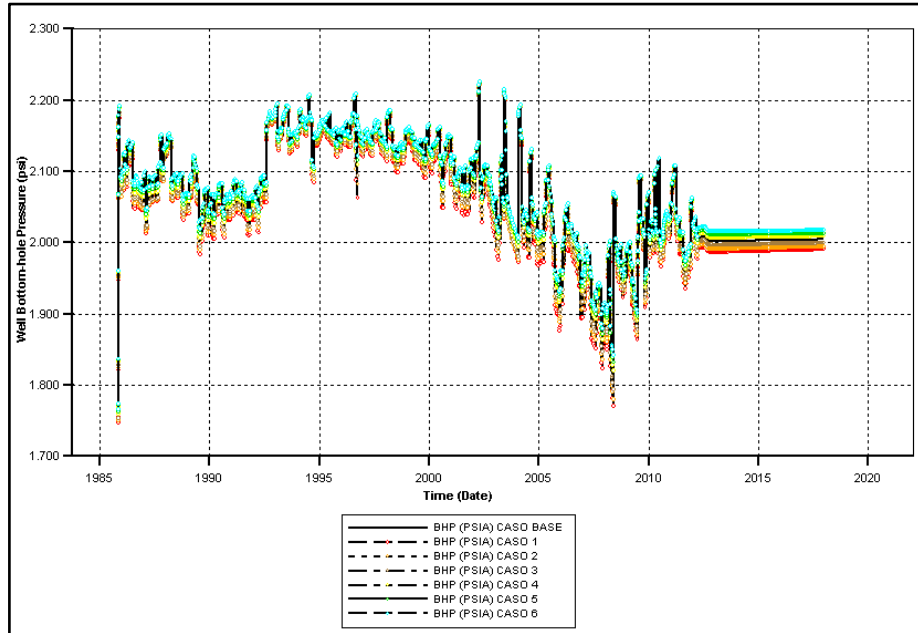
Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017

Anexo H14. Presión de Fondo para el Pozo IC1



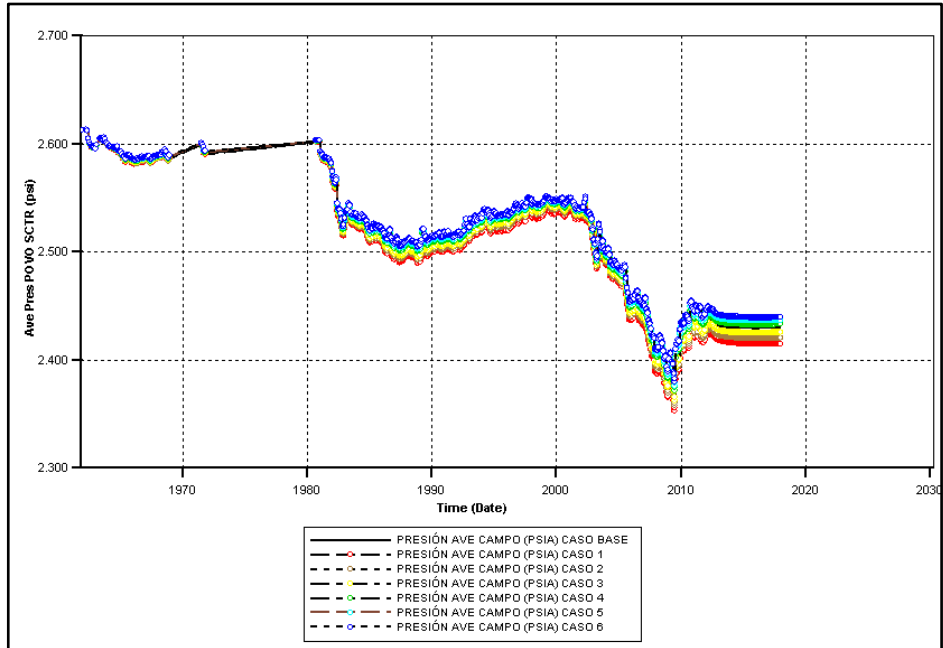
Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017

Anexo H15. Presión de Fondo para el Pozo IC2



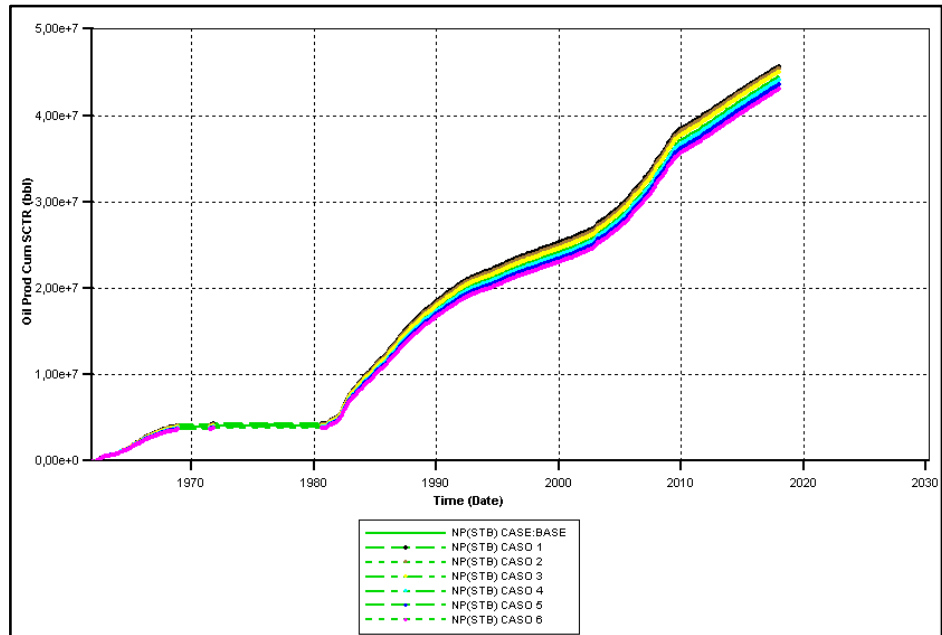
Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017

Anexo H16. Presión Promedio del Yacimiento



Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017

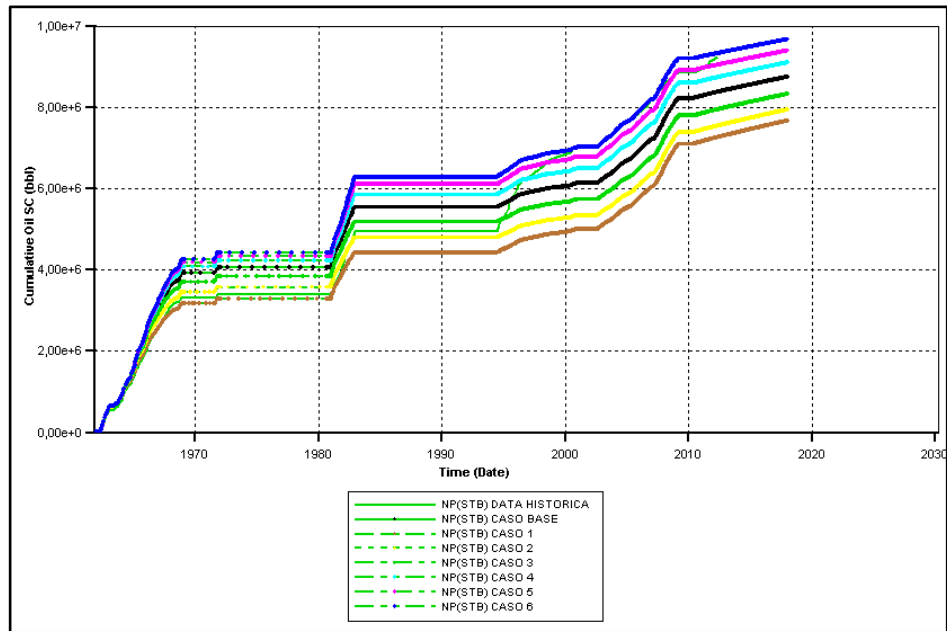
Anexo H17. Producción Acumulada del Yacimiento



Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017

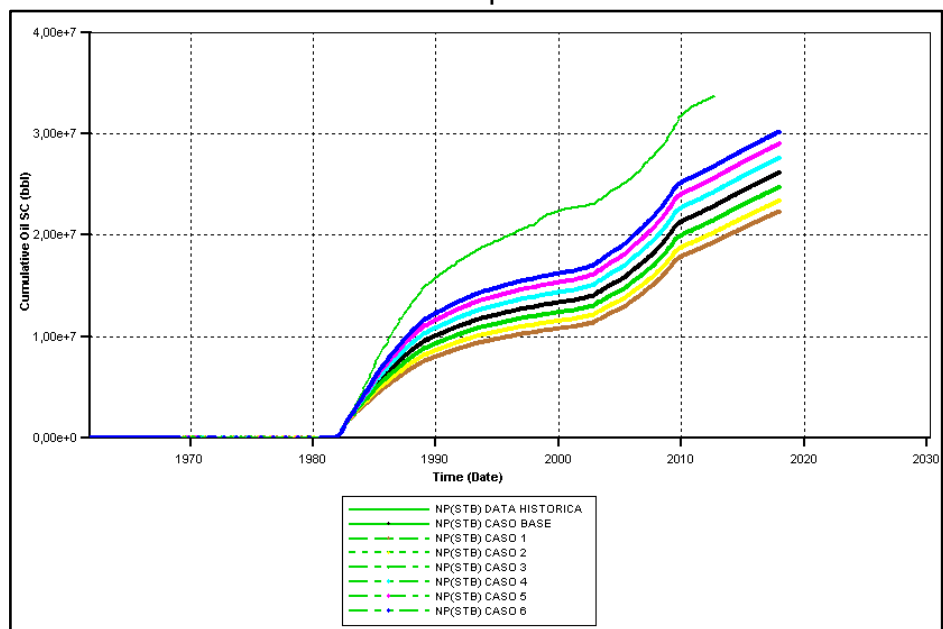
ANEXO I RESULTADO DE LA SENSIBILIDAD DEL EXPONENTE DE SATURACIÓN DEL ACEITE PARA EL CAMPO LLANITO

Anexo I1. Producción Acumulada Para el Pozo ABC



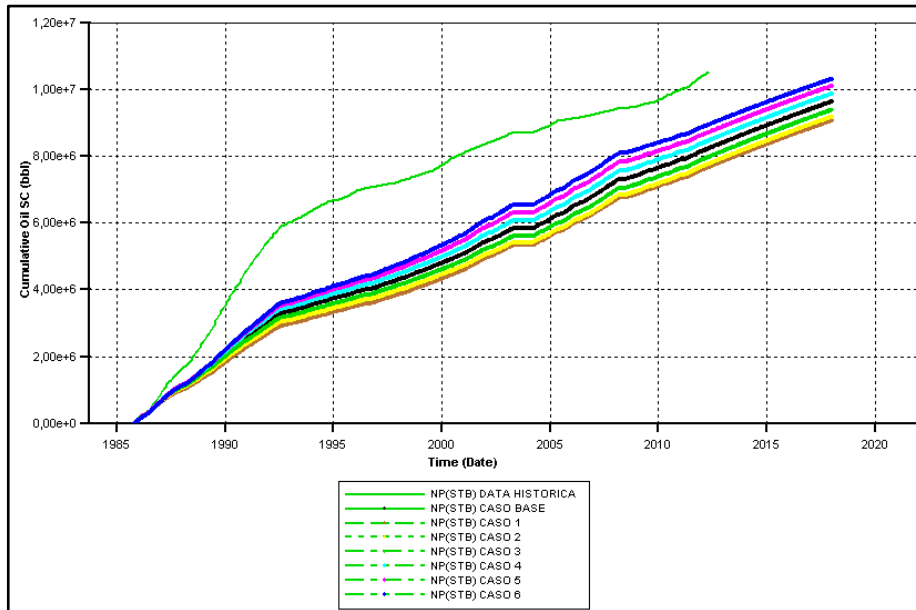
Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017

Anexo I2. Producción Acumulada para el Pozo IC1



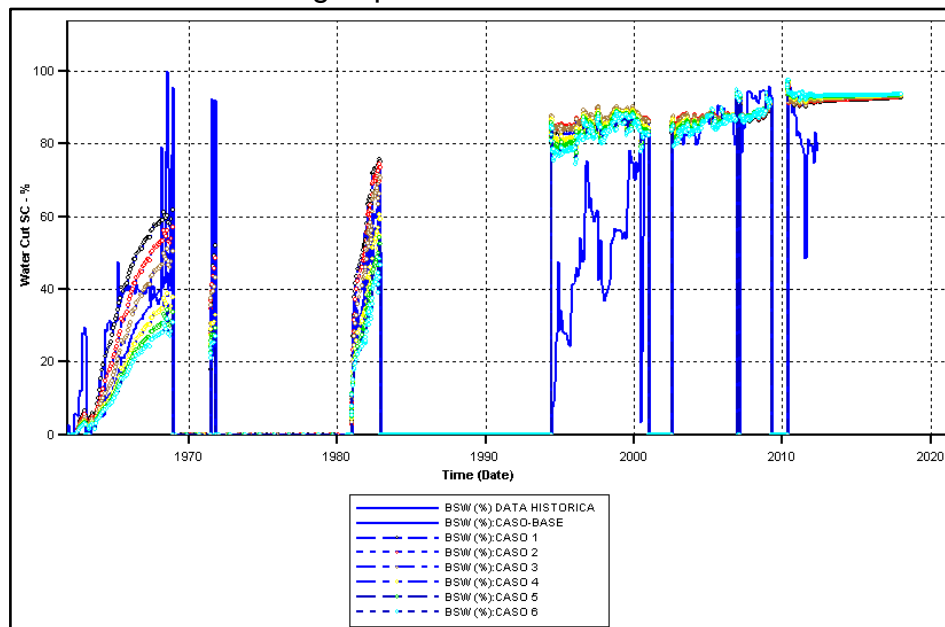
Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017

Anexo I3. Producción Acumulada para el Pozo IC2



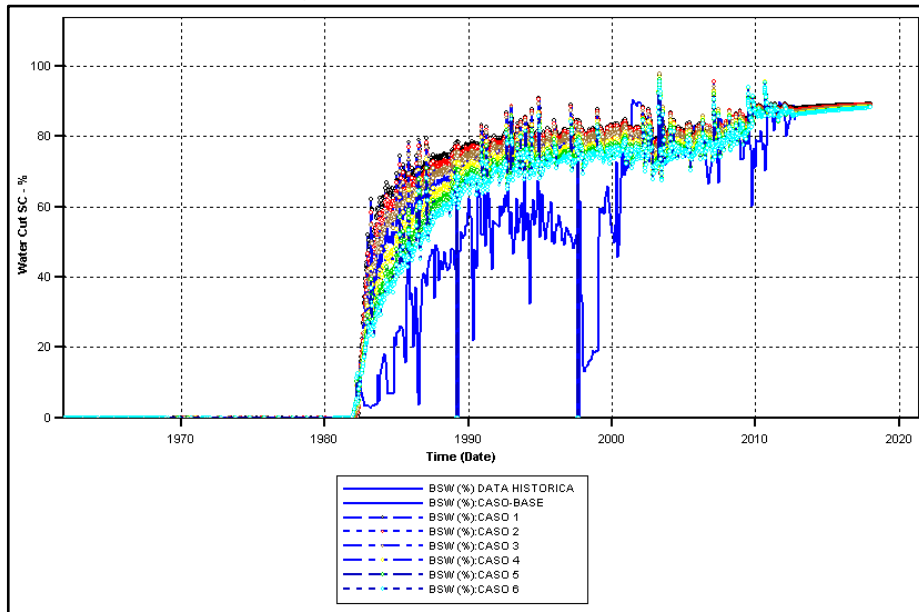
Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017

Anexo I4. Corte de Agua para el Pozo ABC



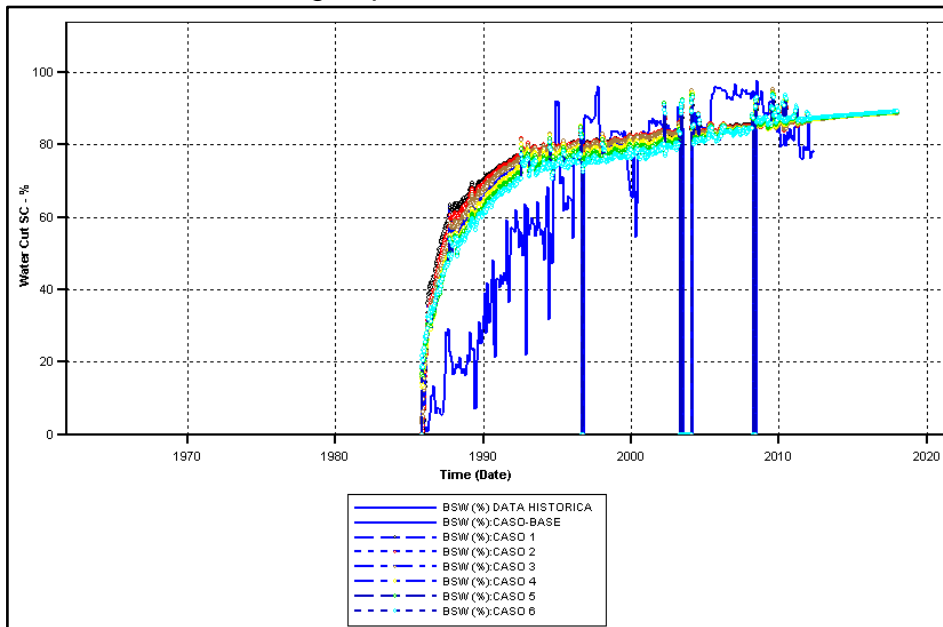
Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017

Anexo I5. Corte de Agua para el Pozo IC1



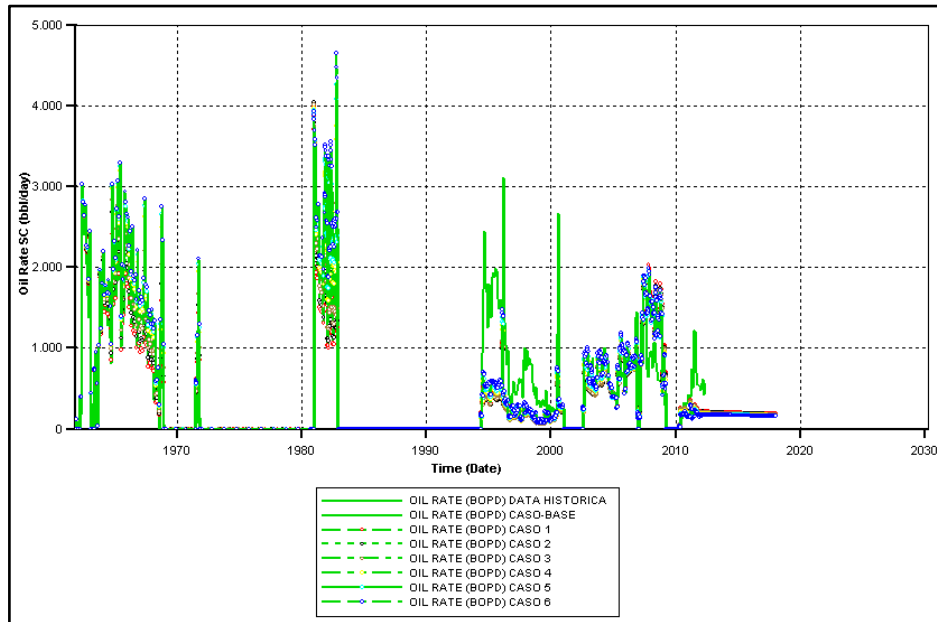
Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017

Anexo I6. Corte de Agua para el Pozo IC2



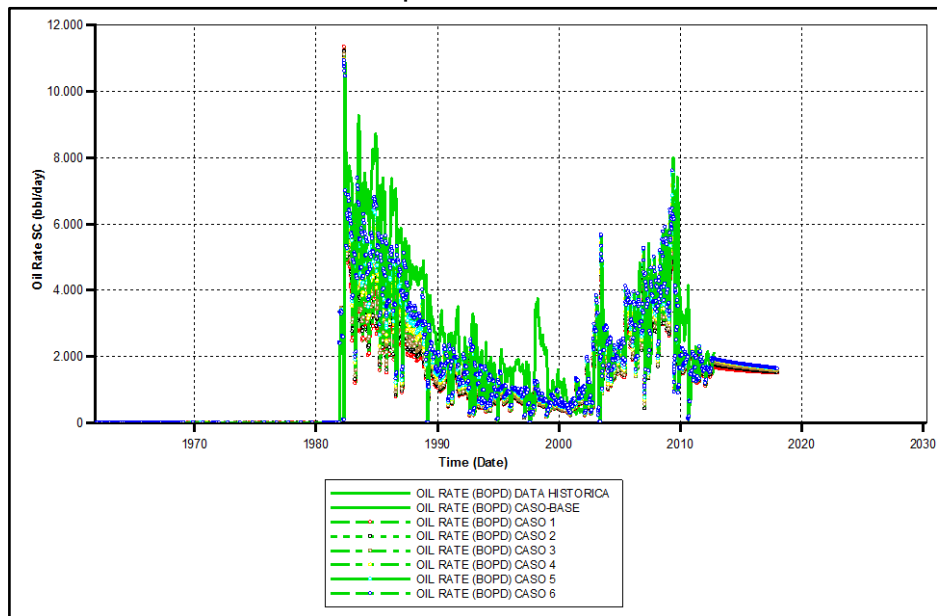
Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017

Anexo I7. Tasa de Petróleo para el Pozo ABC



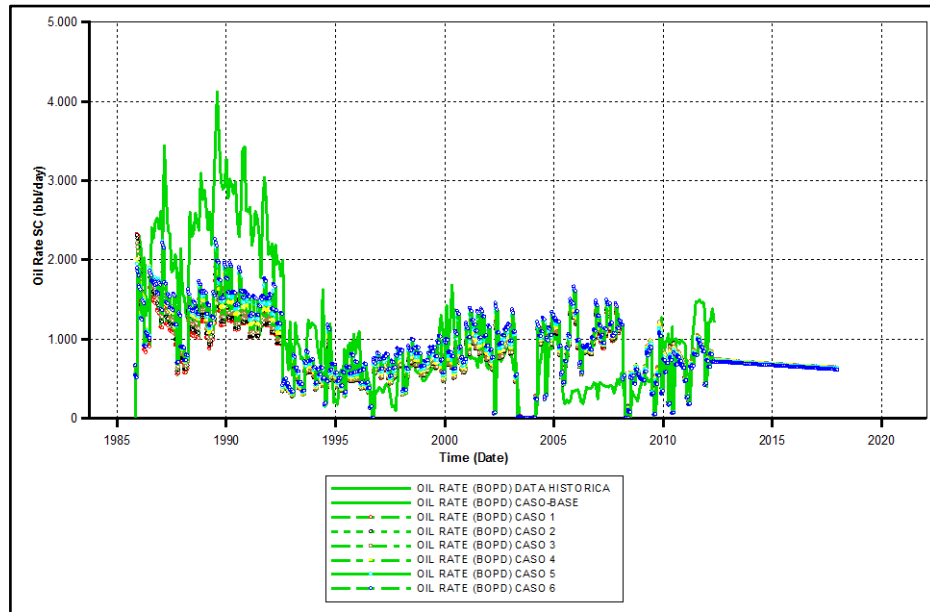
Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017

Anexo I8. Tasa de Petróleo para el Pozo IC1



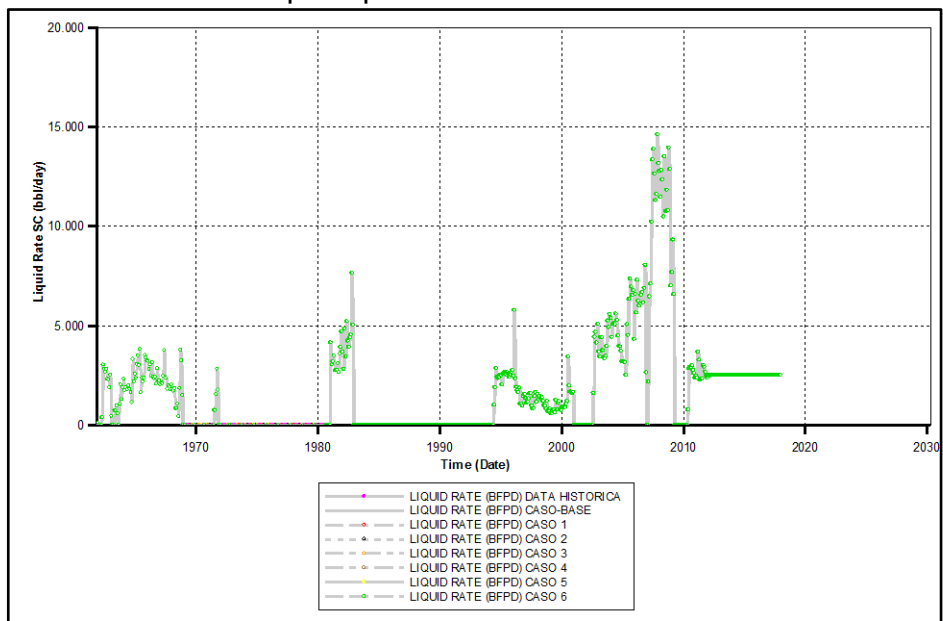
Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017

Anexo I9. Tasa de Petróleo para el Pozo IC2



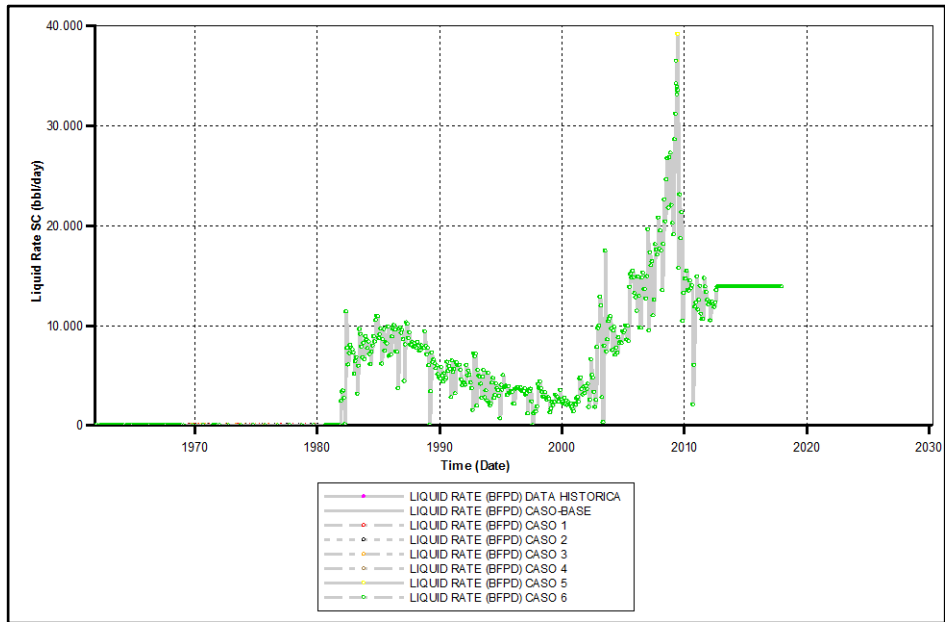
Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017

Anexo I10. Tasa Líquida para el Pozo ABC



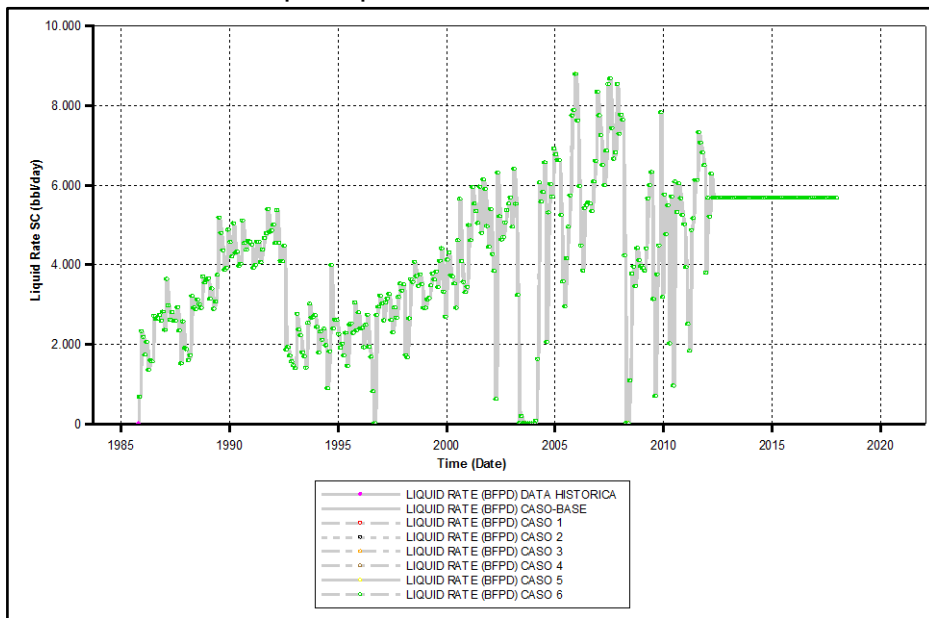
Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017

Anexo I11. Tasa Líquida para el Pozo IC1



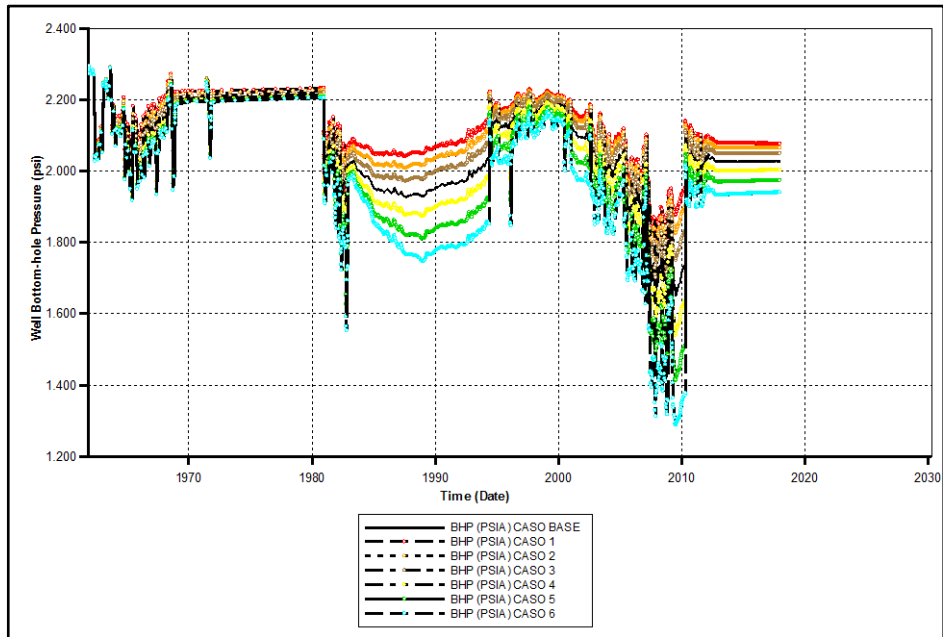
Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017

Anexo I12. Tasa Líquida para el Pozo IC2



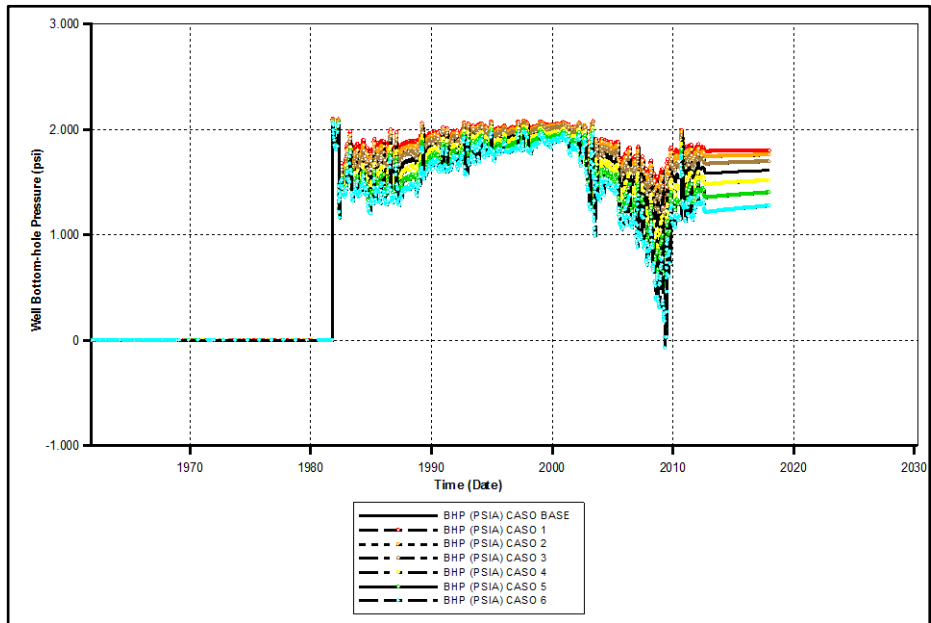
Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017

Anexo I13. Presión de Fondo para el Pozo ABC



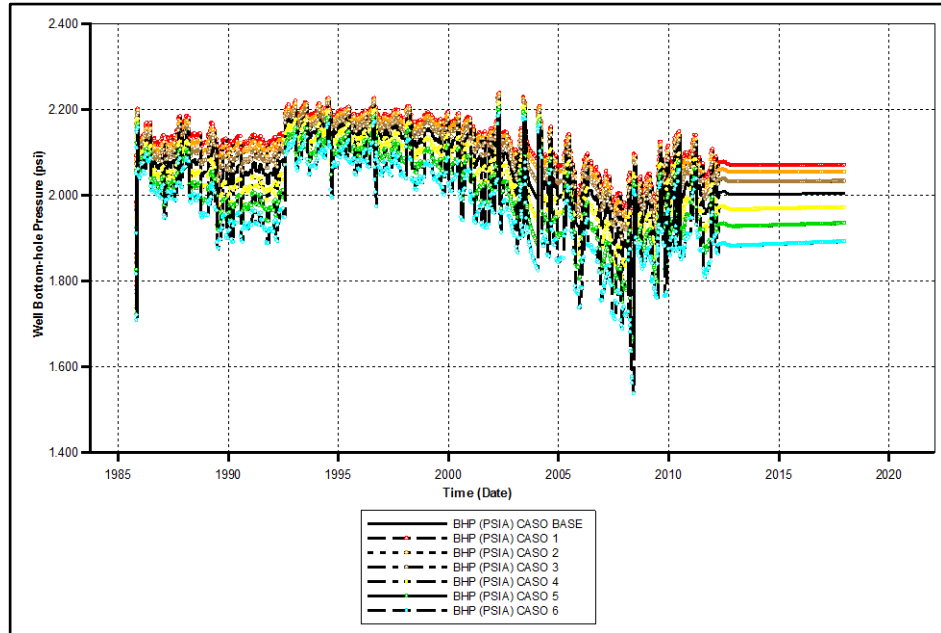
Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017

Anexo I14. Presión de Fondo para el Pozo IC1



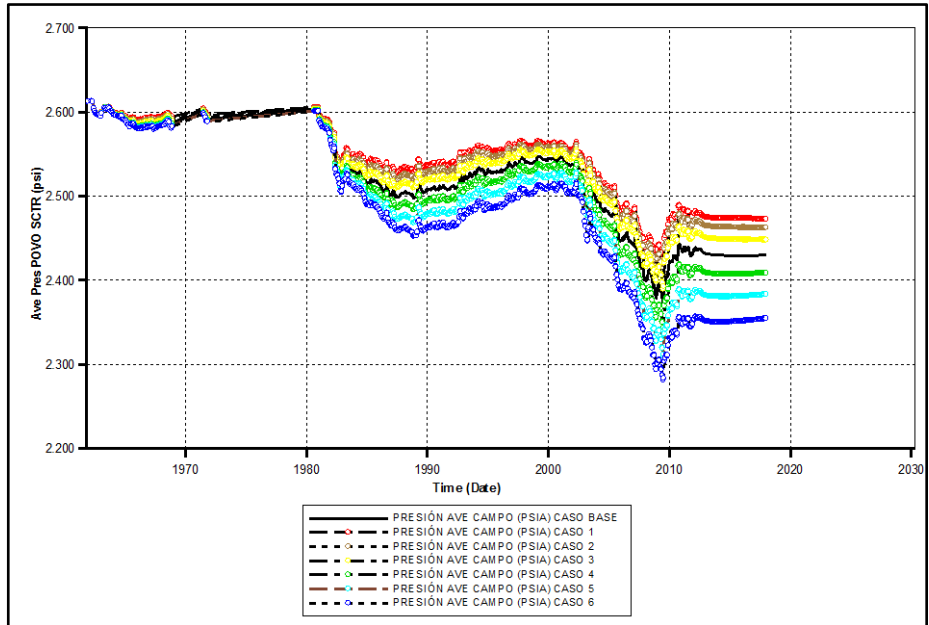
Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017

Anexo I15. Presión de Fondo para el Pozo IC2



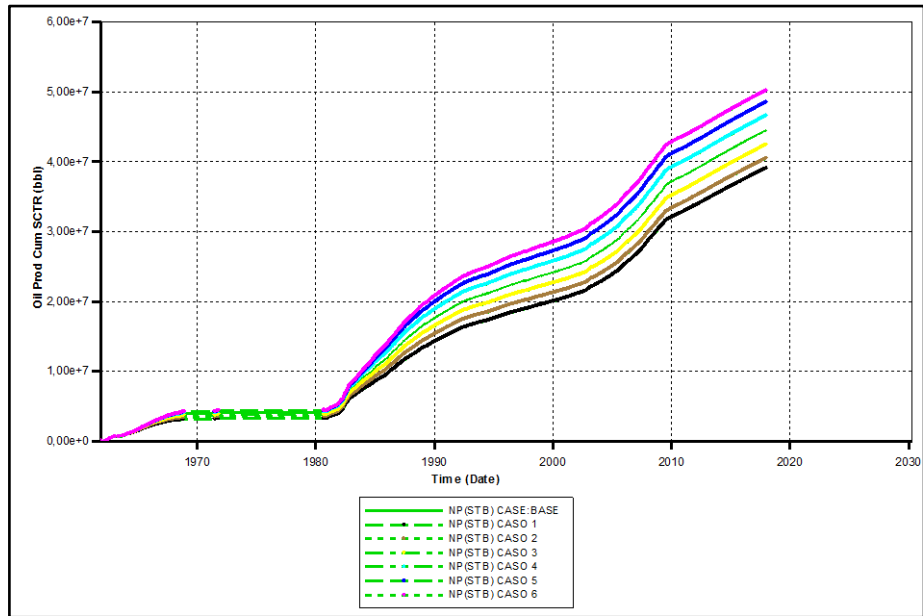
Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017

Anexo I16. Presión Promedio del Yacimiento



Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017

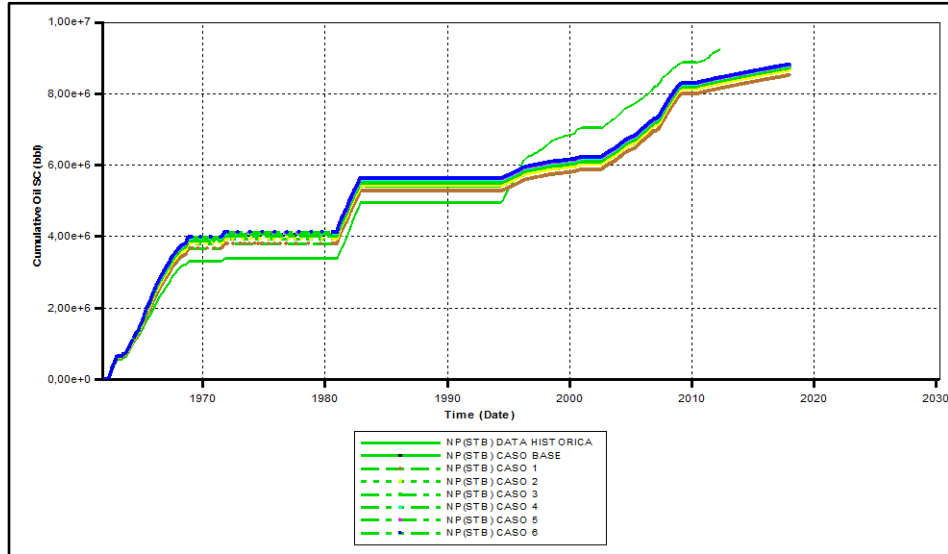
Anexo I17. Producción Acumulada del Yacimiento



Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017

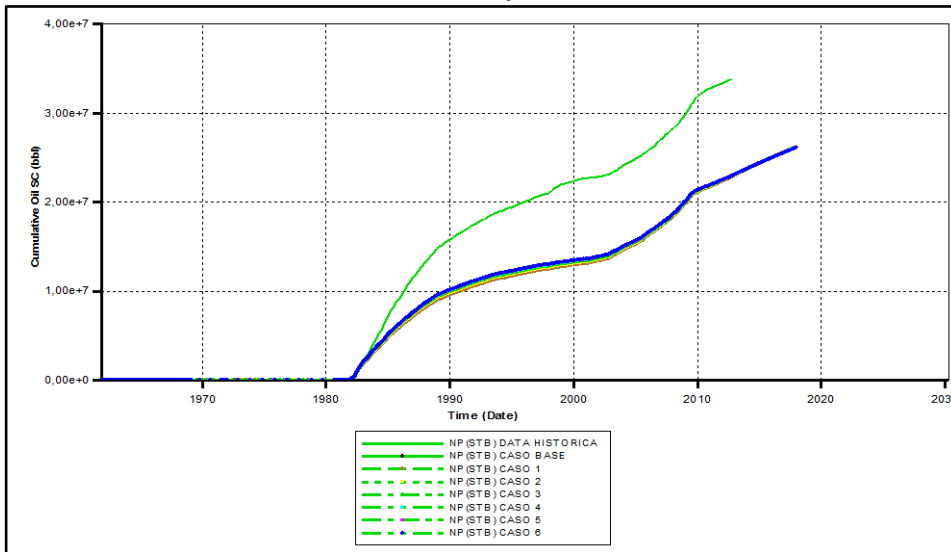
ANEXO J RESULTADO DE LA SENSIBILIDAD DEL EXPONENTE DE SATURACIÓN DEL AGUA PARA EL CAMPO LLANITO

Anexo J1. Producción Acumulada para el Pozo ABC



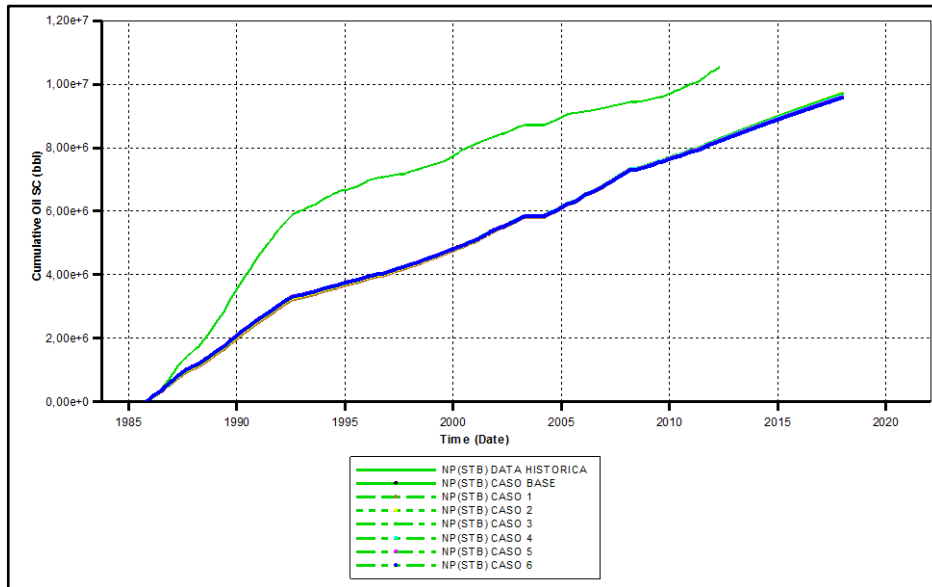
Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017

Anexo J2. Producción Acumulada para el Pozo IC1



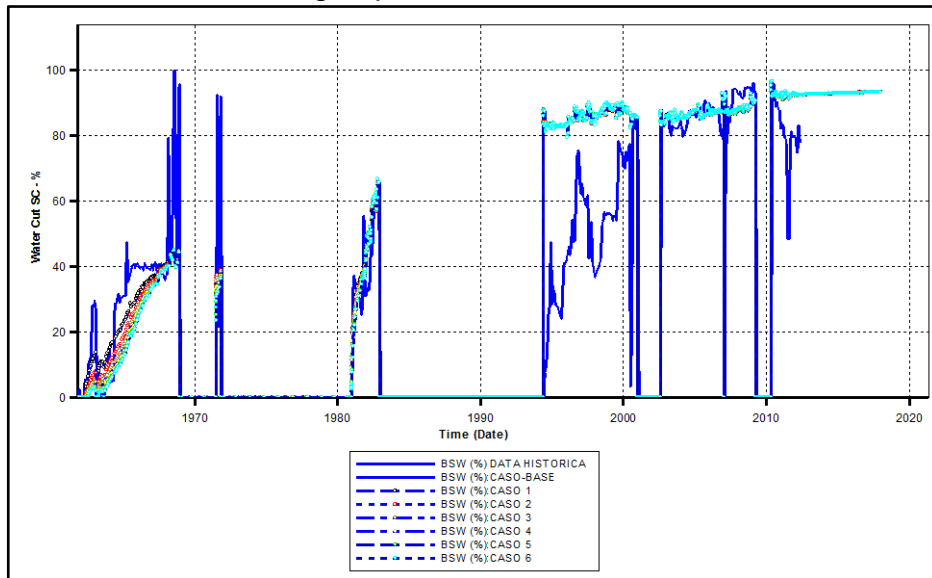
Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017

Anexo J3. Producción Acumulada Para el Pozo IC2



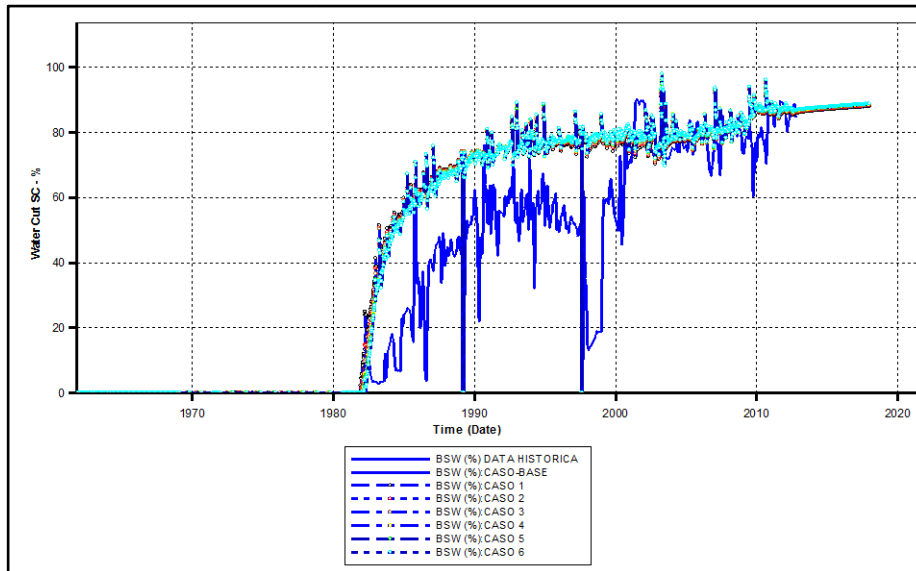
Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017

Anexo J4. Corte de Agua para el Pozo ABC



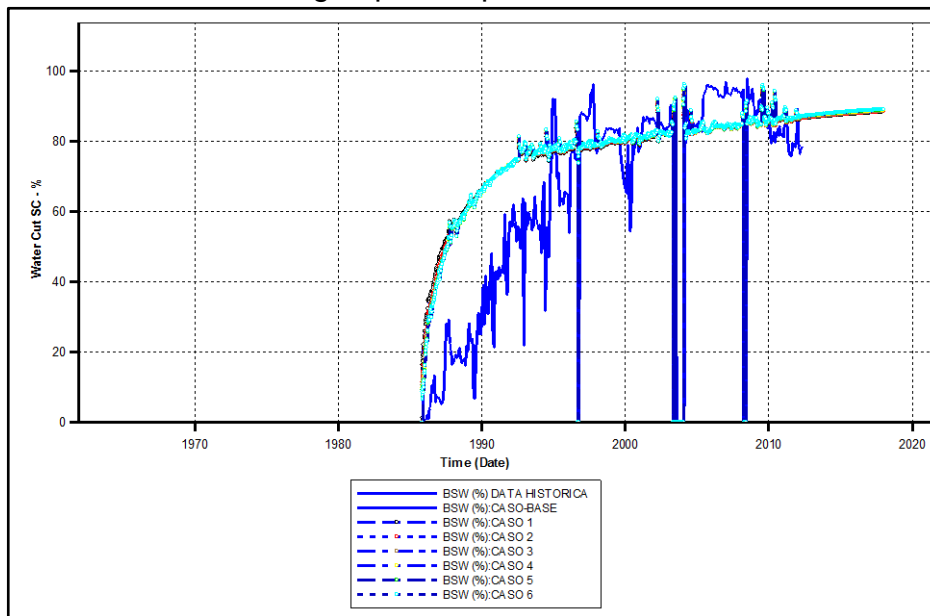
Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017

Anexo J5. Corte de Agua para el Pozo IC1



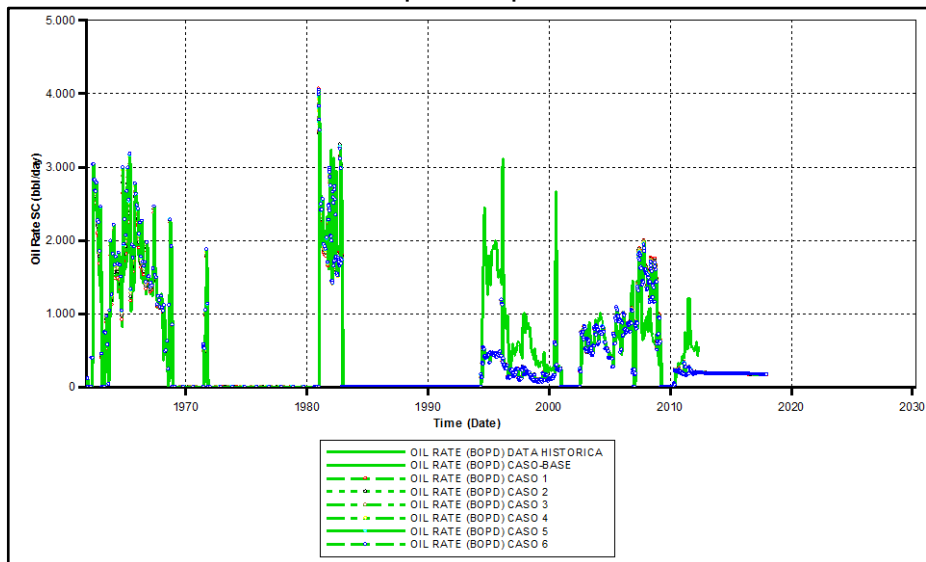
Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017

Anexo J6. Corte de Agua para el pozo IC2



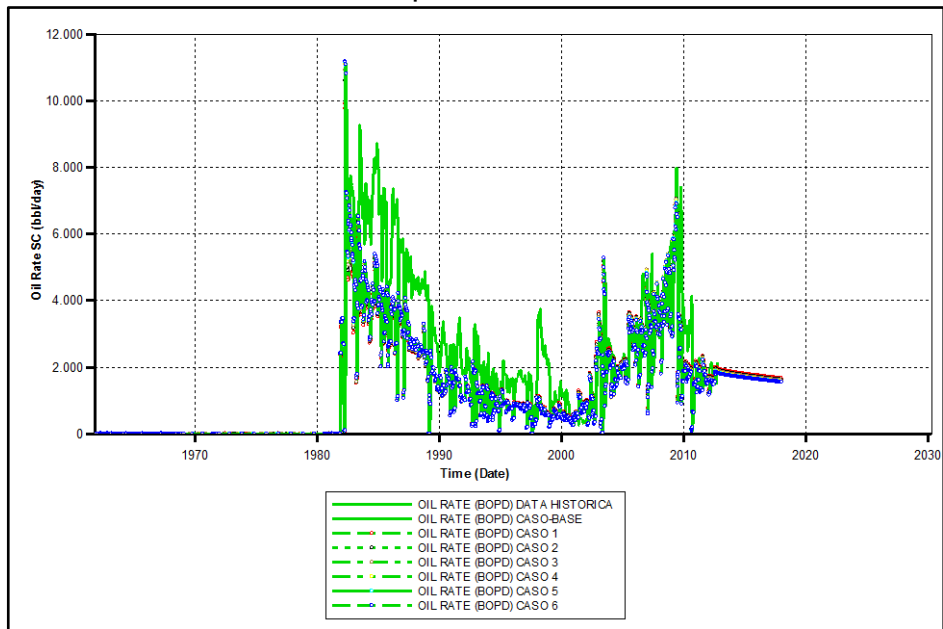
Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017

Anexo J7. Tasa de Petróleo para el pozo ABC



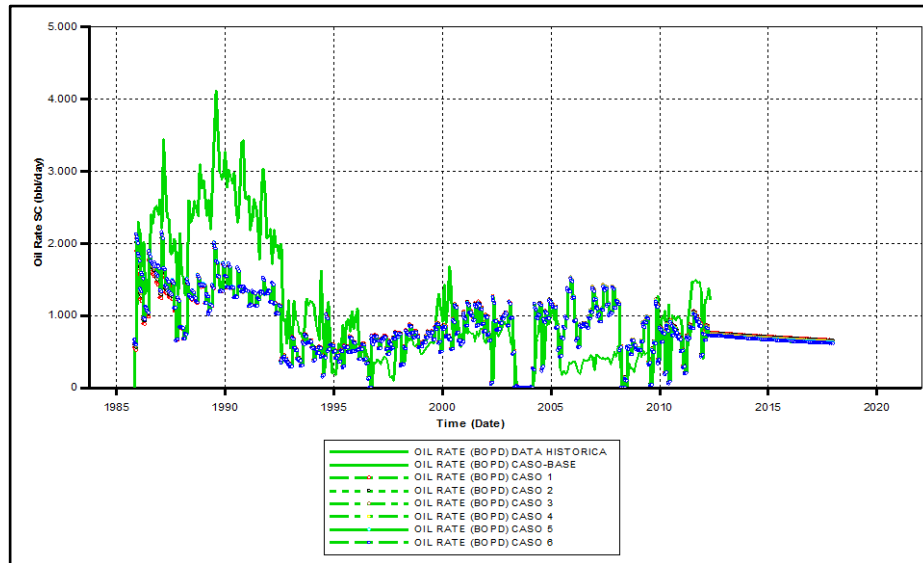
Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017

Anexo J8. Tasa de Petróleo para el Pozo IC1



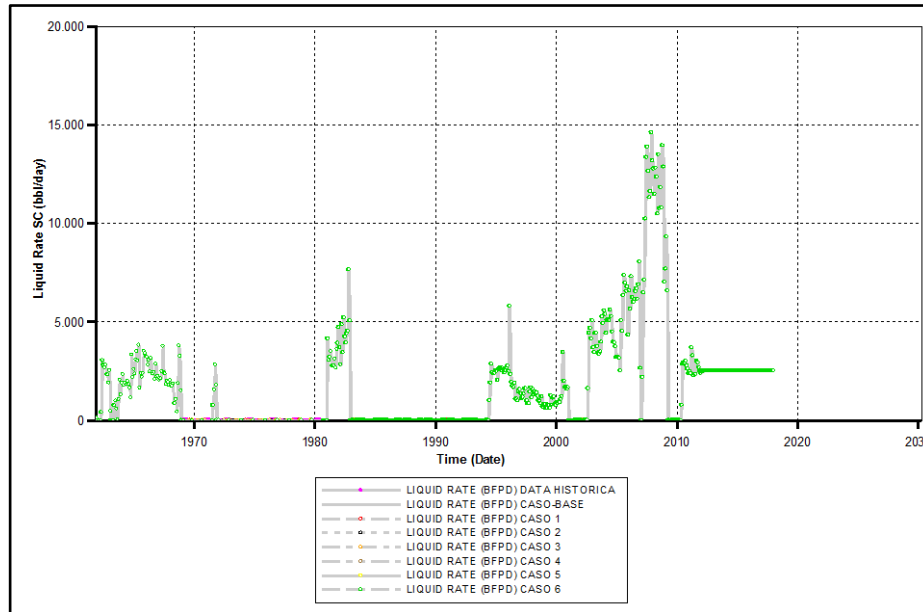
Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017

Anexo J9. Tasa de Petróleo para el Pozo IC2



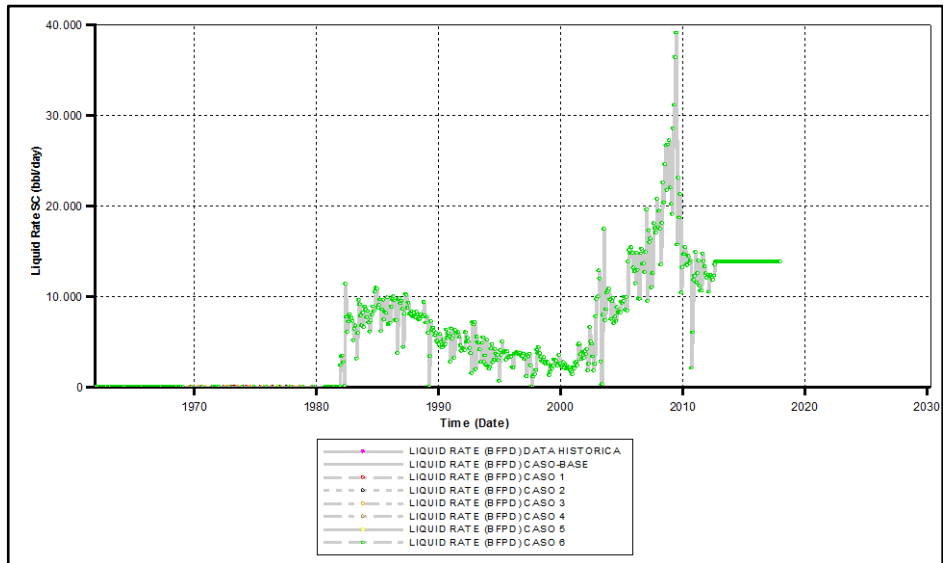
Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017

Anexo J10. Tasa Líquida para el Pozo ABC



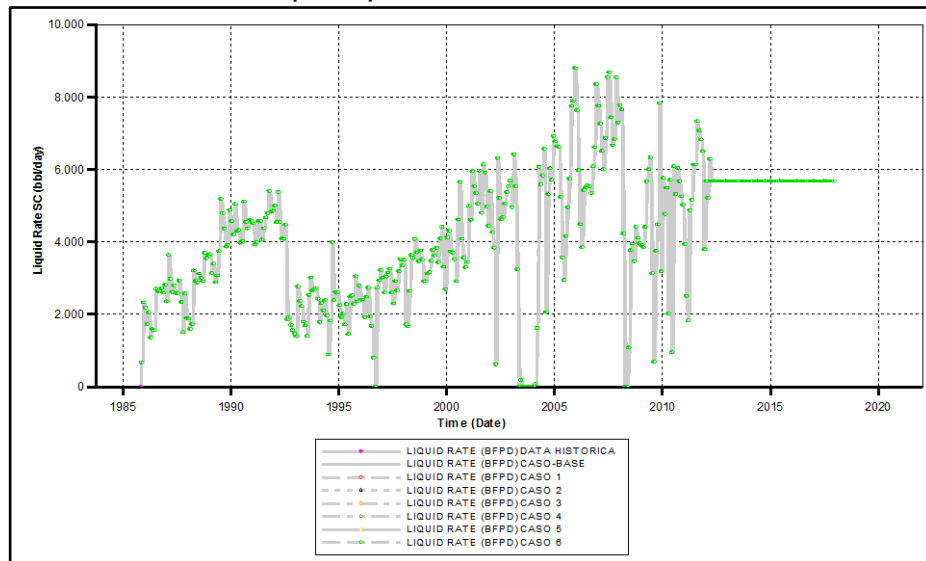
Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017

Anexo J11. Tasa Líquida para el Pozo IC1



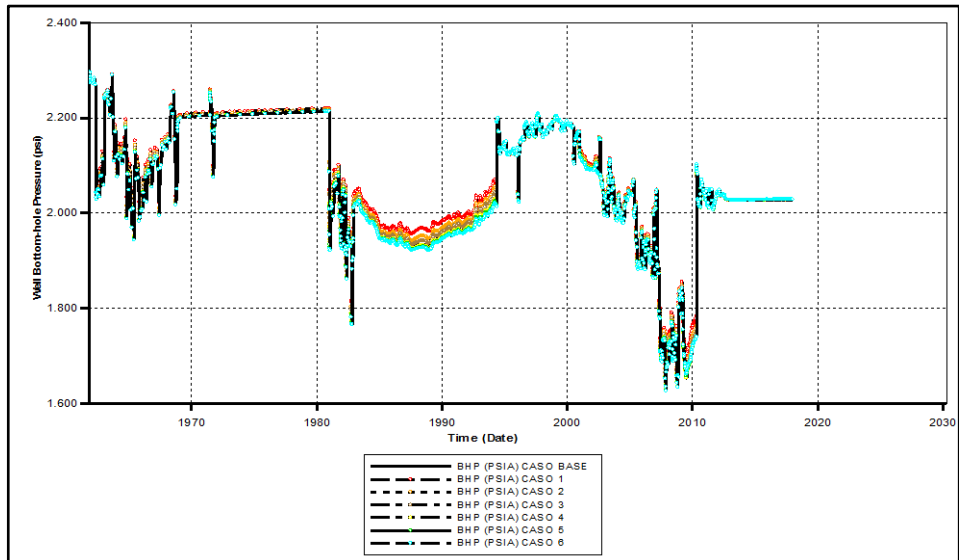
Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017

Anexo J12. Tasa Líquida para el Pozo IC2



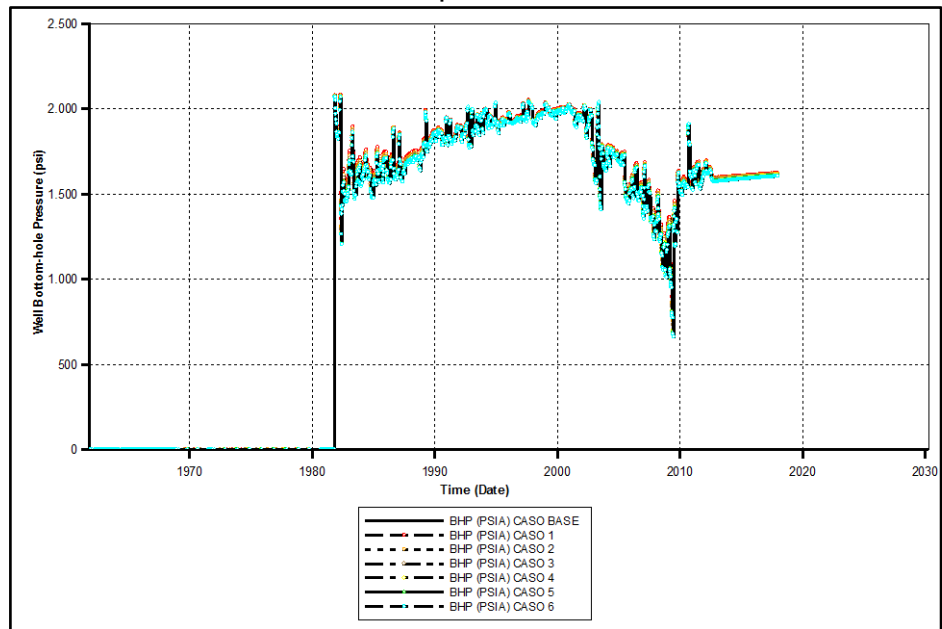
Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017

Anexo J13. Presión de Fondo para el Pozo ABC



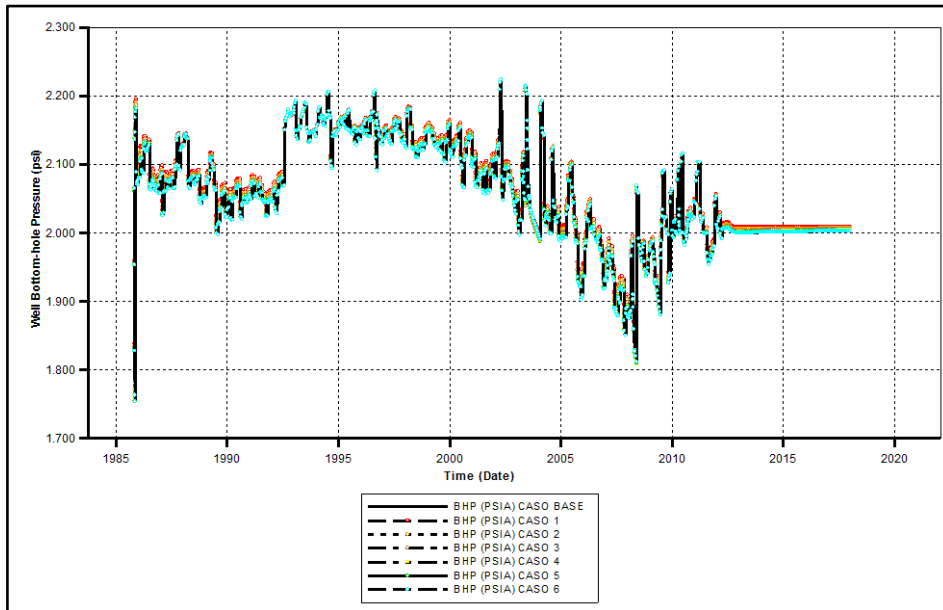
Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017

Anexo J14. Presión de Fondo para el Pozo IC1



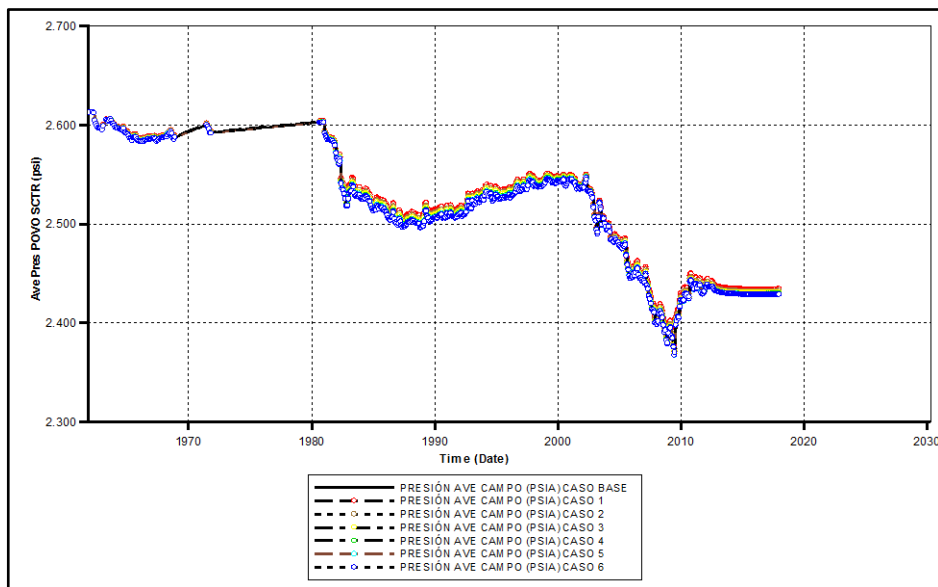
Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017

Anexo J15. Presión de Fondo para el Pozo IC2



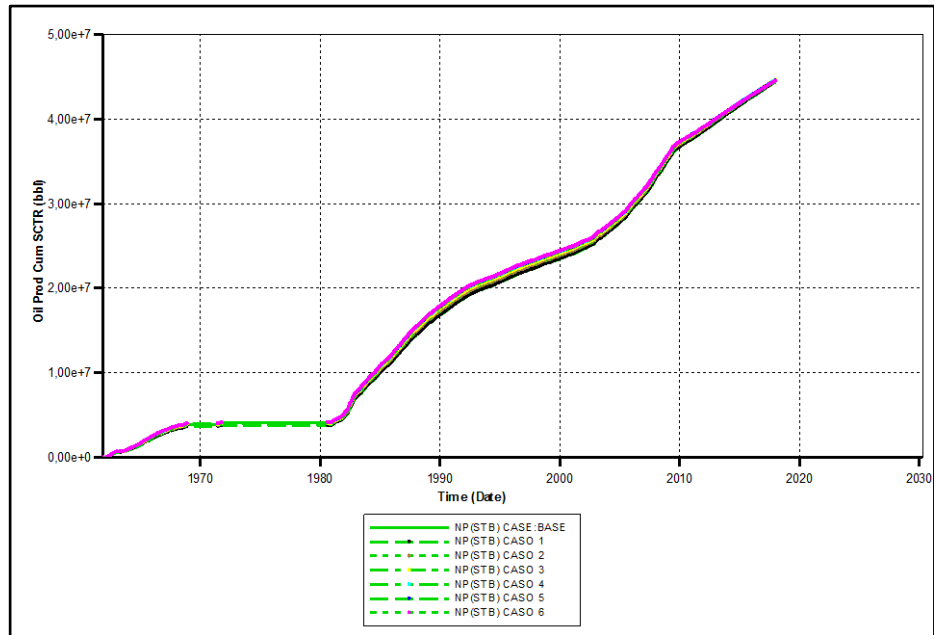
Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017

Anexo J16. Presión Promedio del Yacimiento



Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017

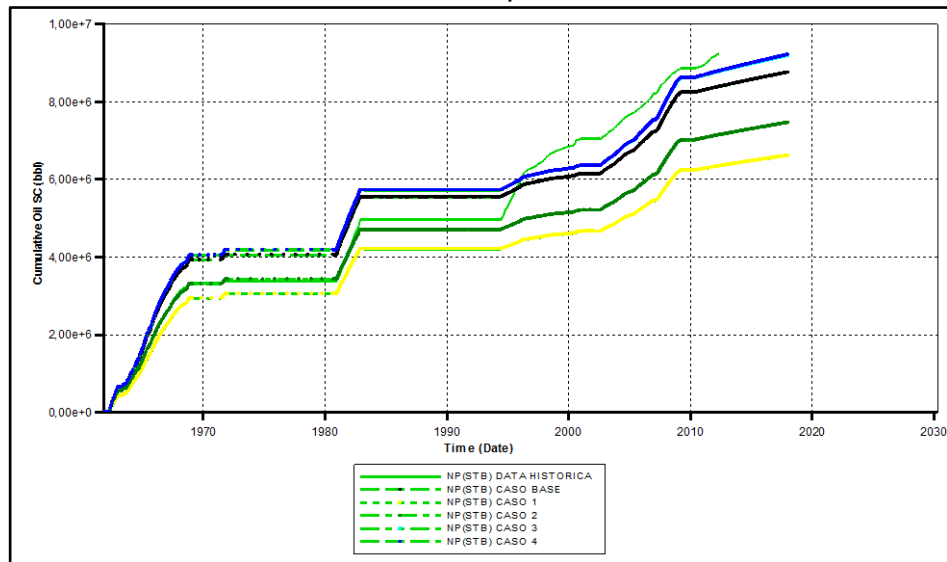
Anexo J17. Producción Acumulada del Yacimiento



Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017

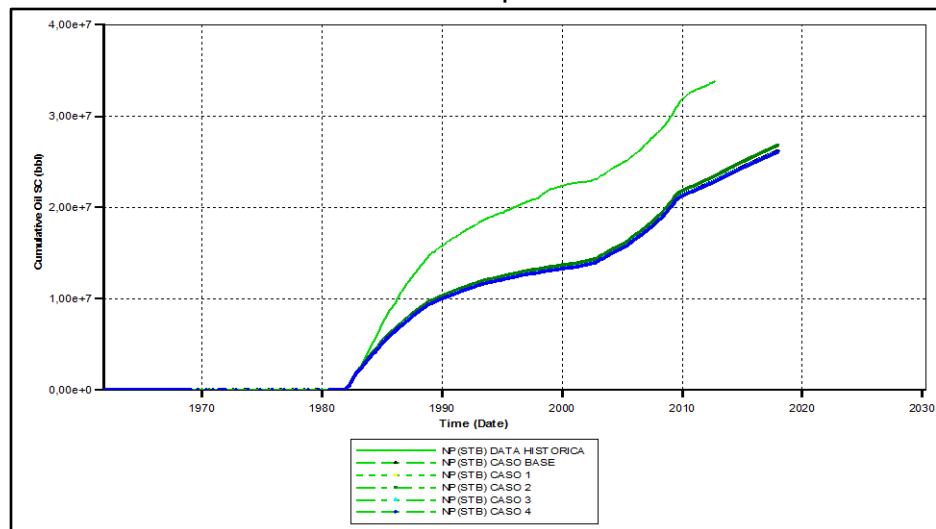
ANEXO K RESULTADO DE LA SENSIBILIDAD DE LA PROFUNDIDAD DEL ACUÍFERO EN LA ZONA MUGROSA B PARA EL CAMPO LLANITO

Anexo K1. Producción Acumulada para el Pozo ABC



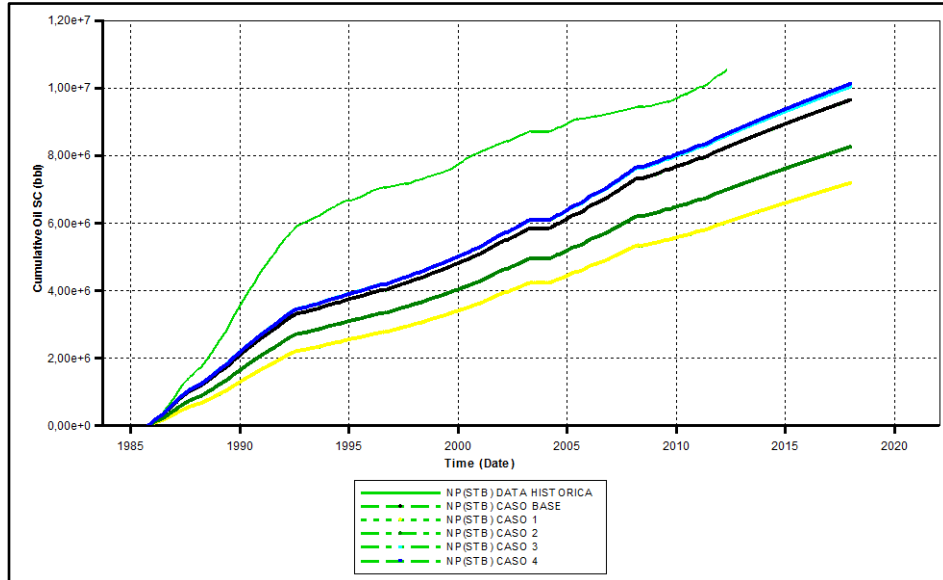
Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017

Anexo K2. Producción Acumulada para el Pozo IC1



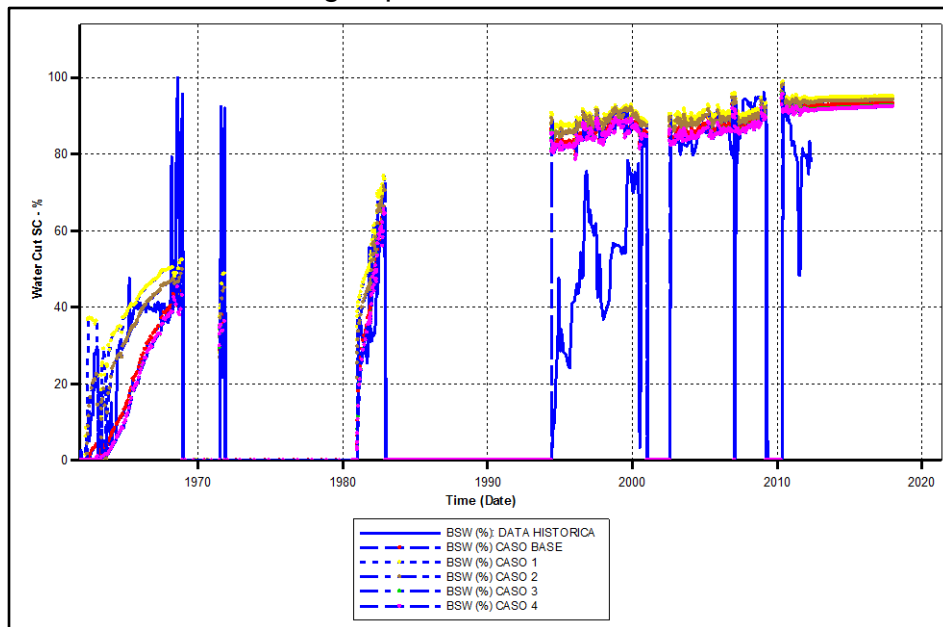
Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017

Anexo K3. Producción Acumulada para el Pozo IC2



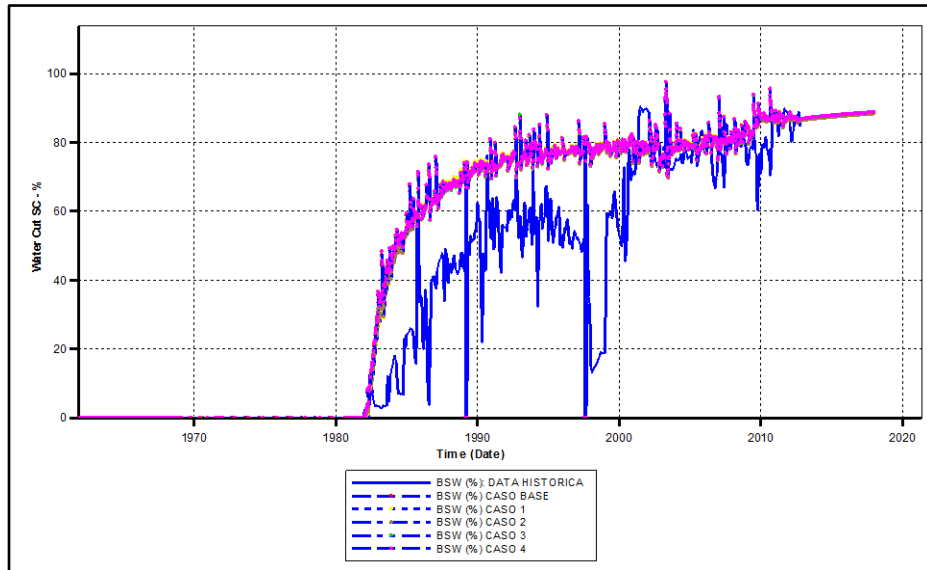
Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017

Anexo K4. Corte de Agua para el Pozo ABC



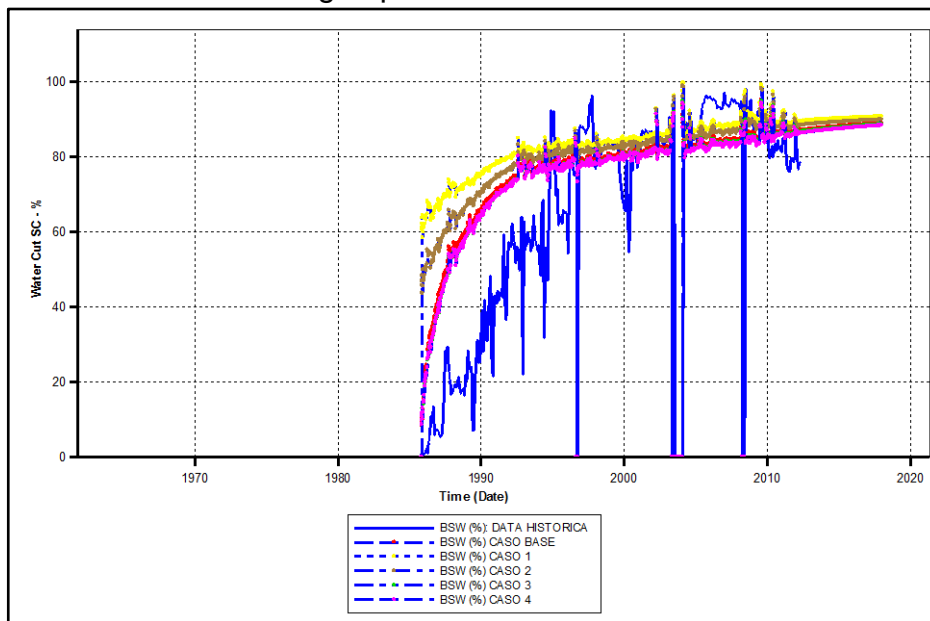
Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017

Anexo K5. Corte de Agua para el Pozo IC1



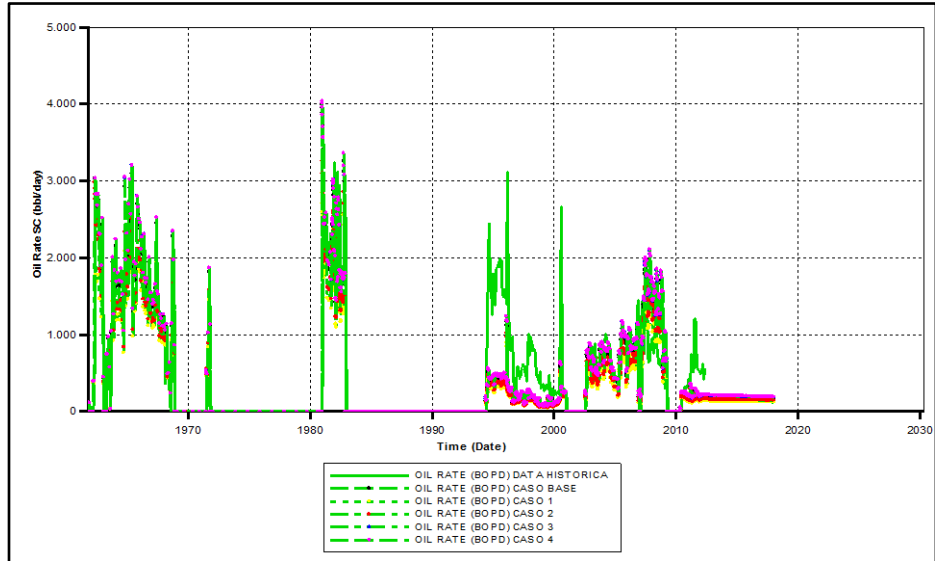
Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017

Anexo K6. Corte de Agua para el Pozo IC2



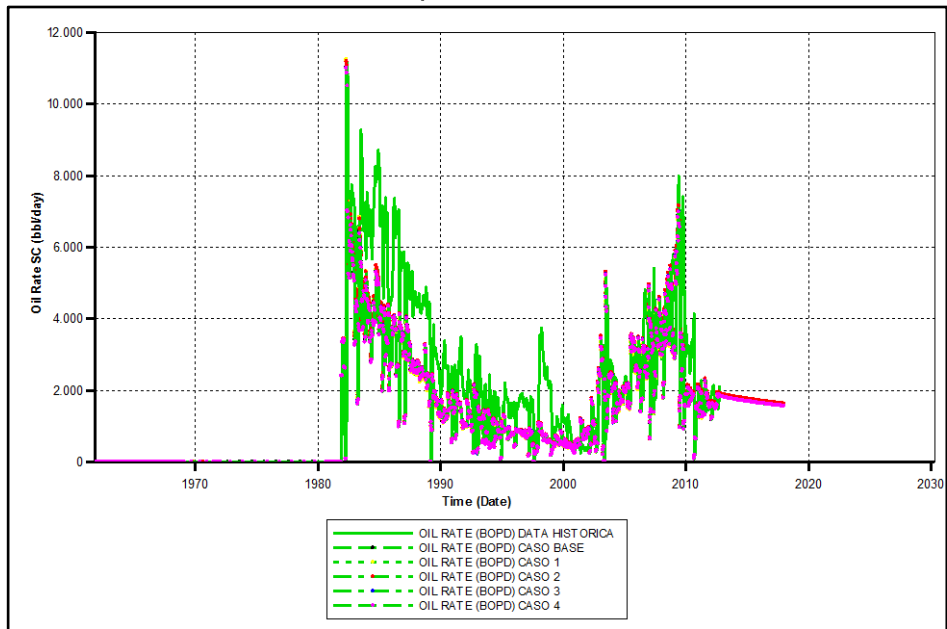
Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017

Anexo K7. Tasa de Petróleo para el Pozo ABC



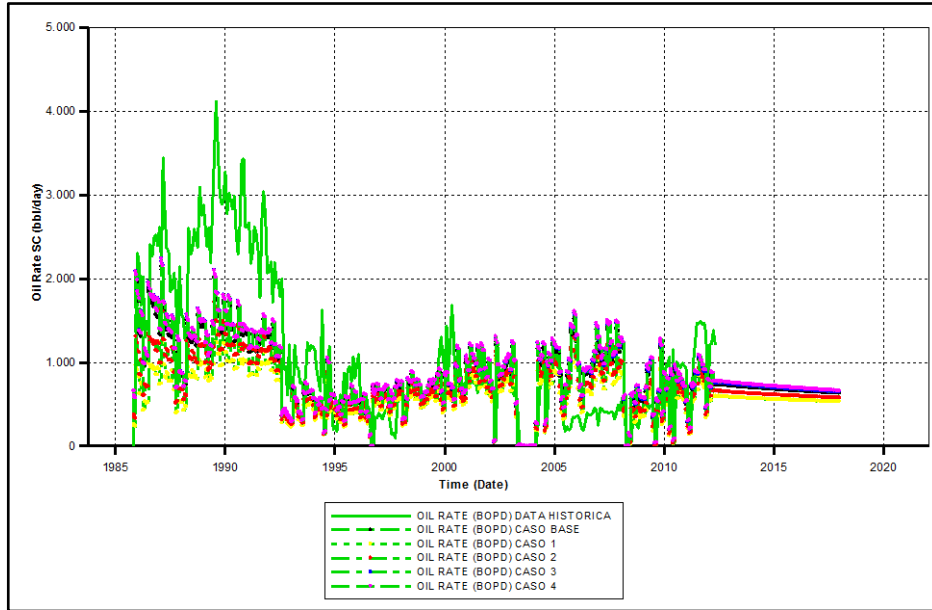
Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017

Anexo K8. Tasa de Petróleo para el Pozo IC1



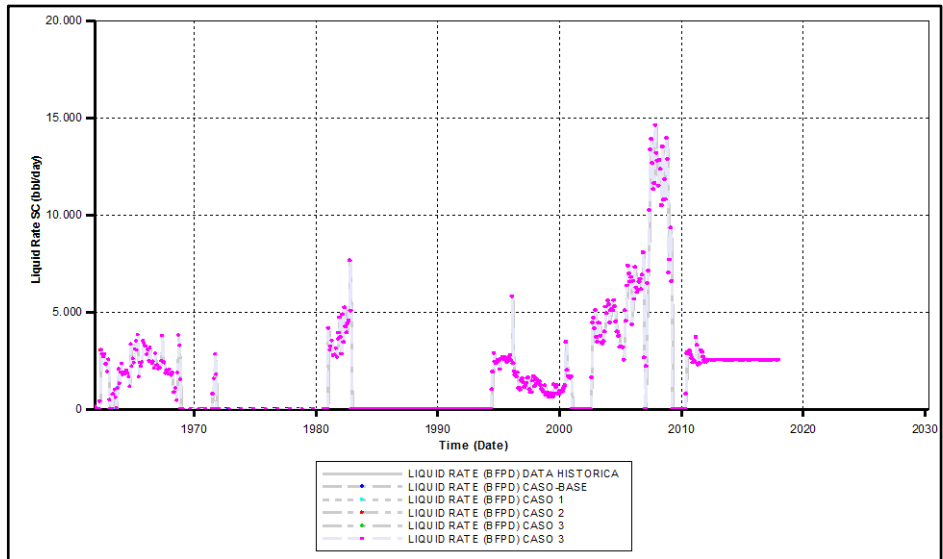
Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017

Anexo K9. Tasa de Petróleo para el Pozo IC2



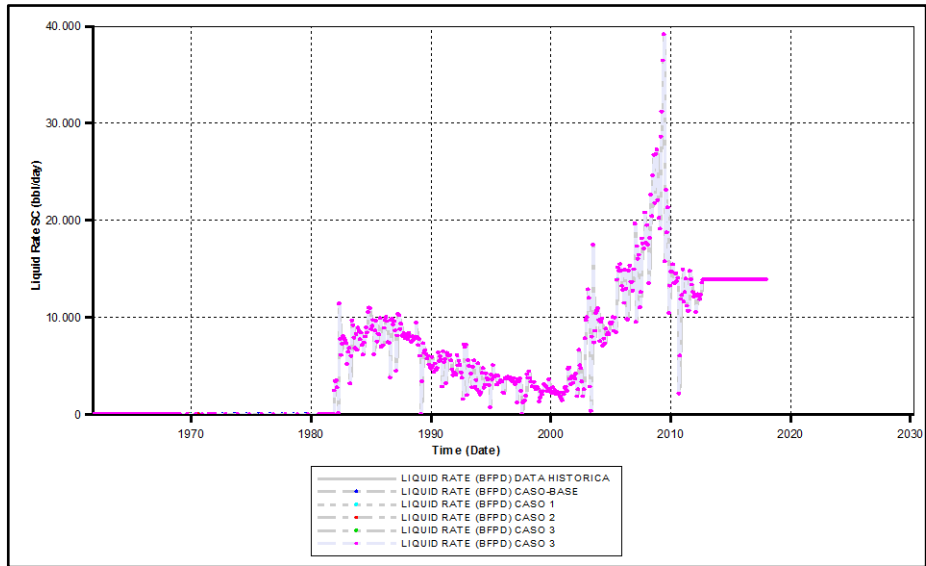
Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017

Anexo K10. Tasa Líquida para el Pozo ABC



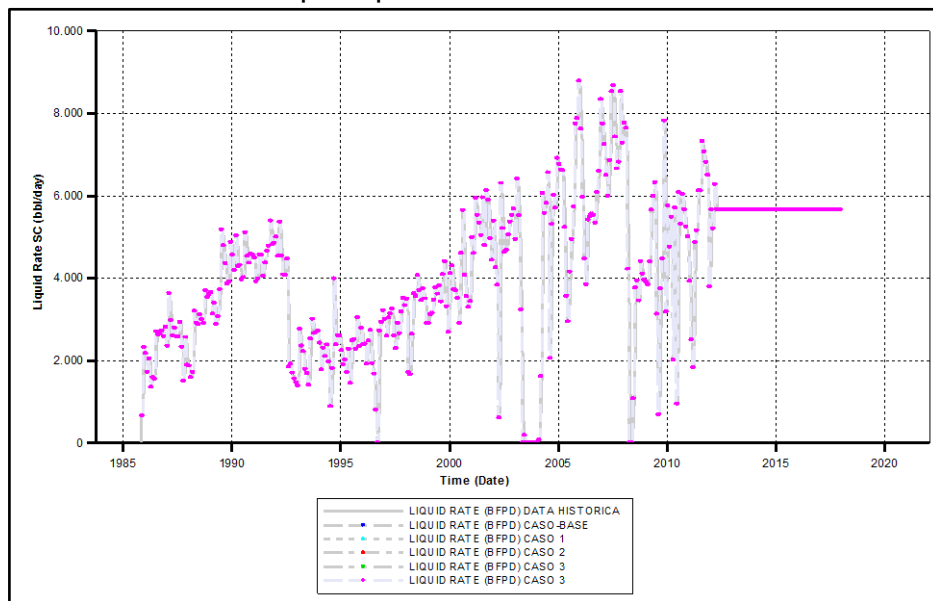
Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017

Anexo K11. Tasa Líquida para el Pozo IC1



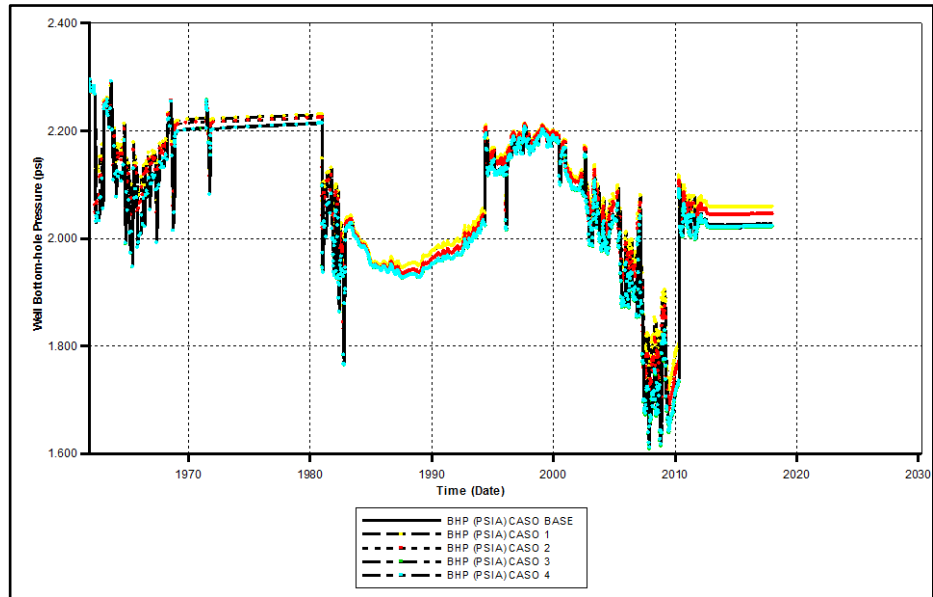
Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017

Anexo K12. Tasa Líquida para el Pozo IC2



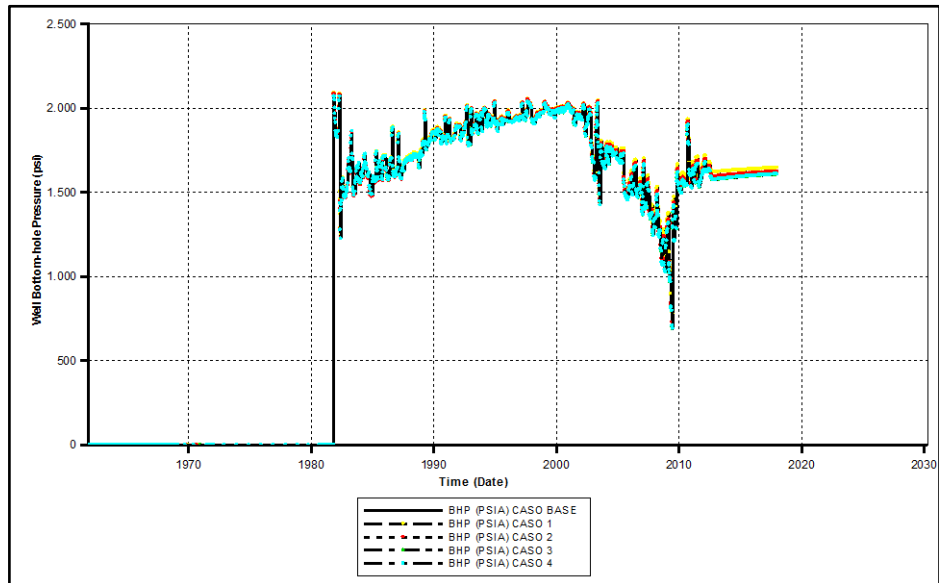
Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017

Anexo K13. Presión de Fondo para el Pozo ABC



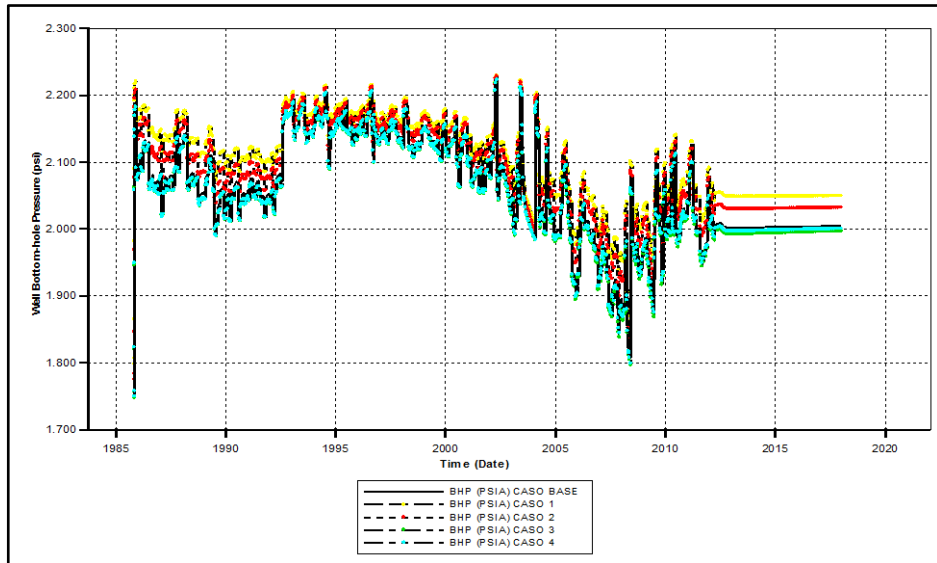
Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017

Anexo K14. Presión de Fondo Para el Pozo IC1



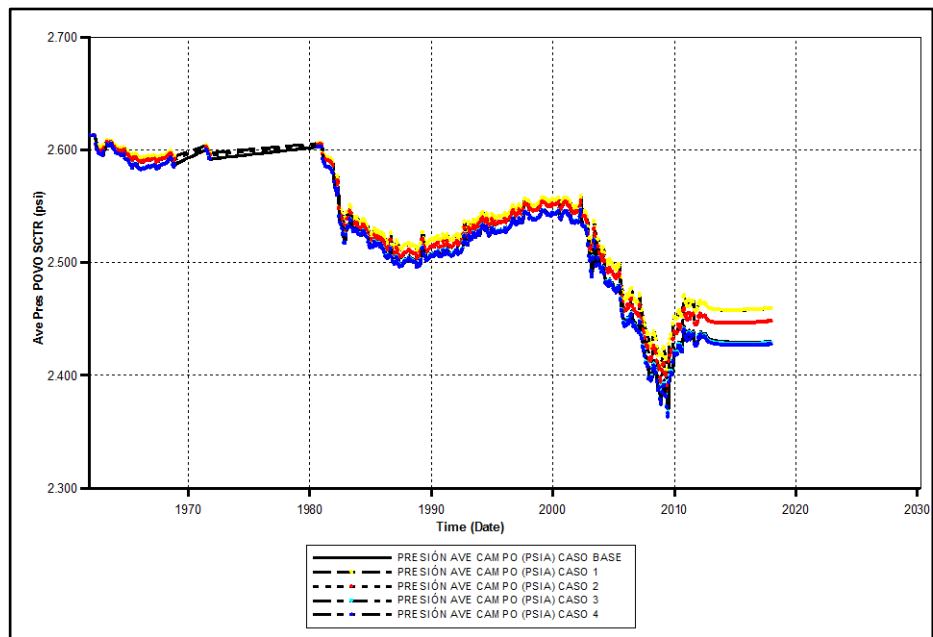
Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017

Anexo K15. Presión de Fondo para el Pozo IC2



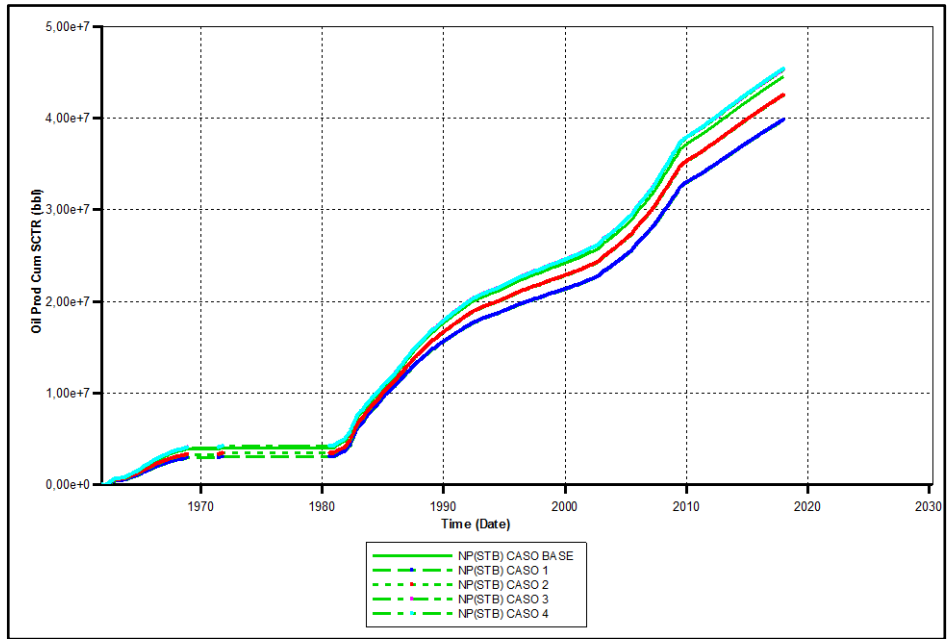
Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017

Anexo K16. Presión Promedio del Yacimiento



Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017

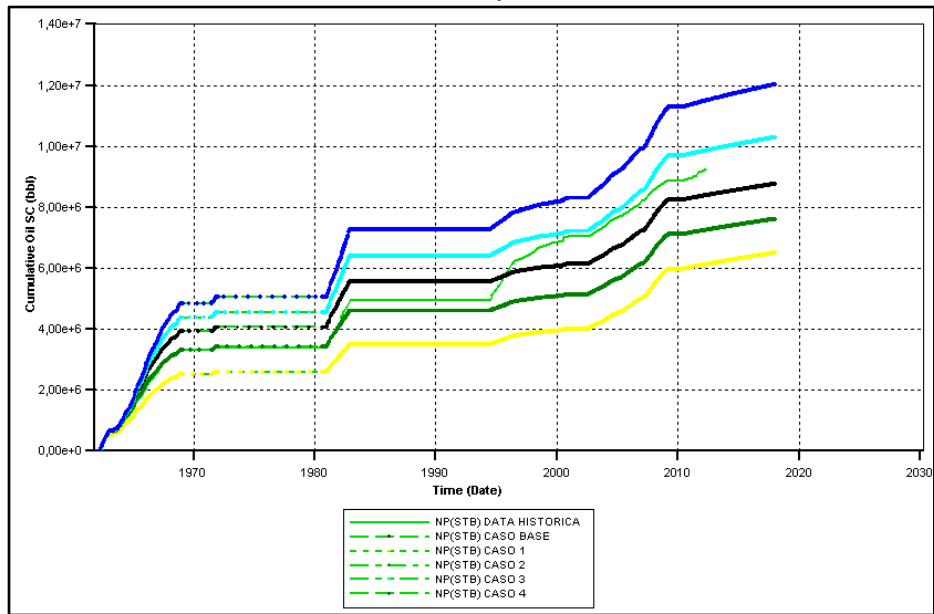
Anexo K17. Producción Acumulada del Yacimiento



Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017

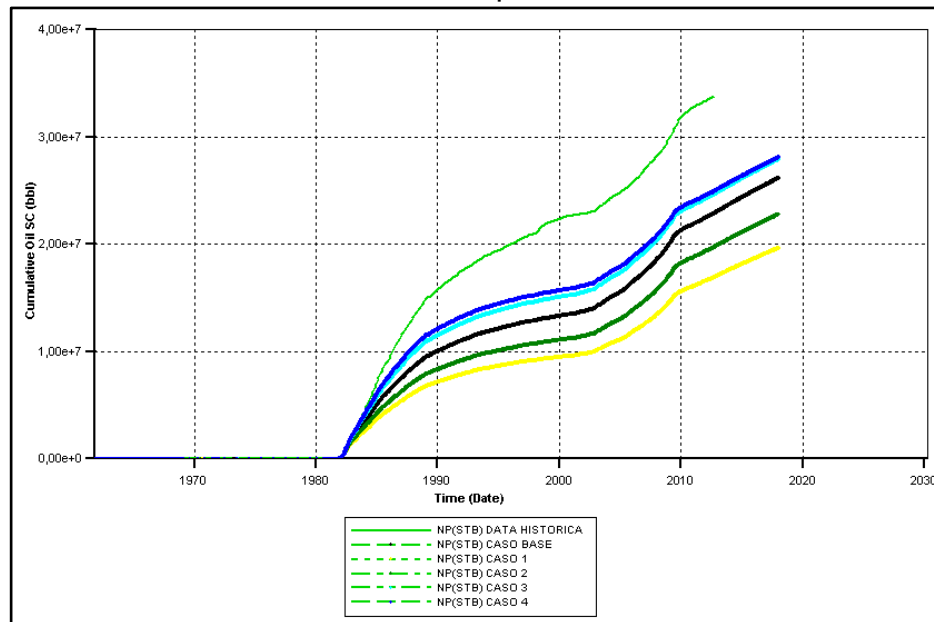
ANEXO L RESULTADO DE LA SENSIBILIDAD DE LA PROFUNDIDAD DEL ACUÍFERO EN LA ZONA MUGROSA C PARA EL CAMPO LLANITO

Anexo L1. Producción Acumulada para el Pozo ABC



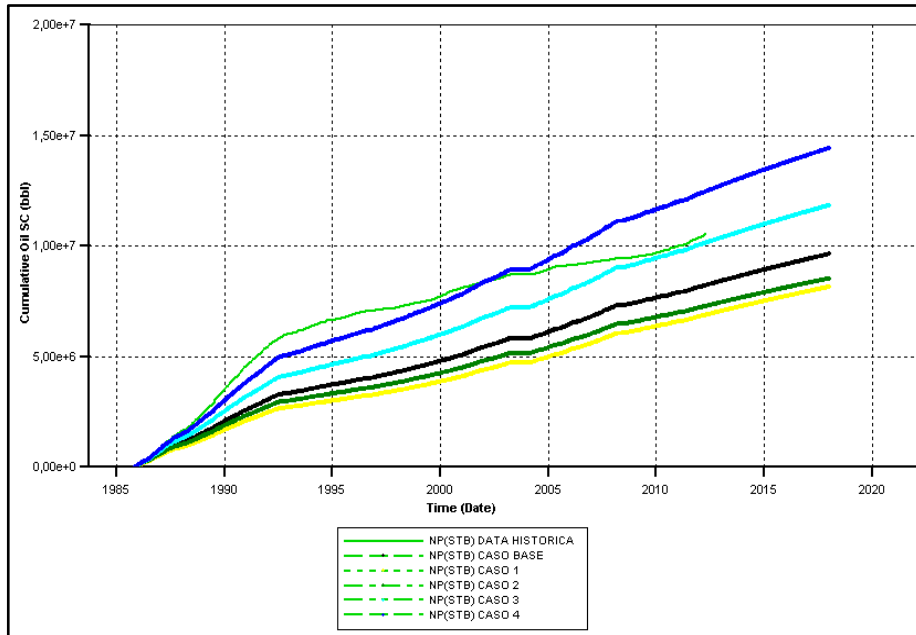
Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017

Anexo L2. Producción Acumulada para el Pozo IC1



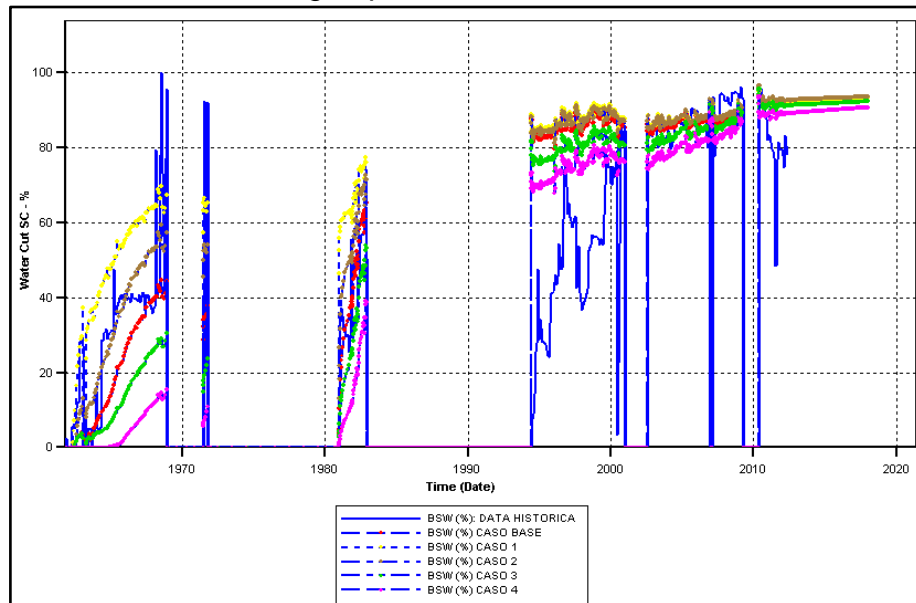
Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017

Anexo L3. Producción Acumulada para el Pozo IC2



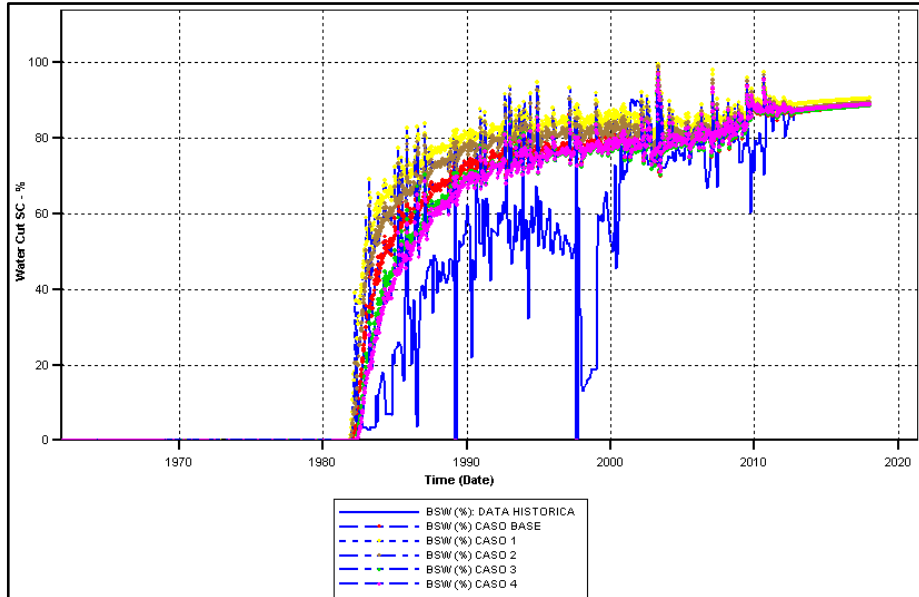
Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017

Anexo L4. Corte de Agua para el Pozo ABC



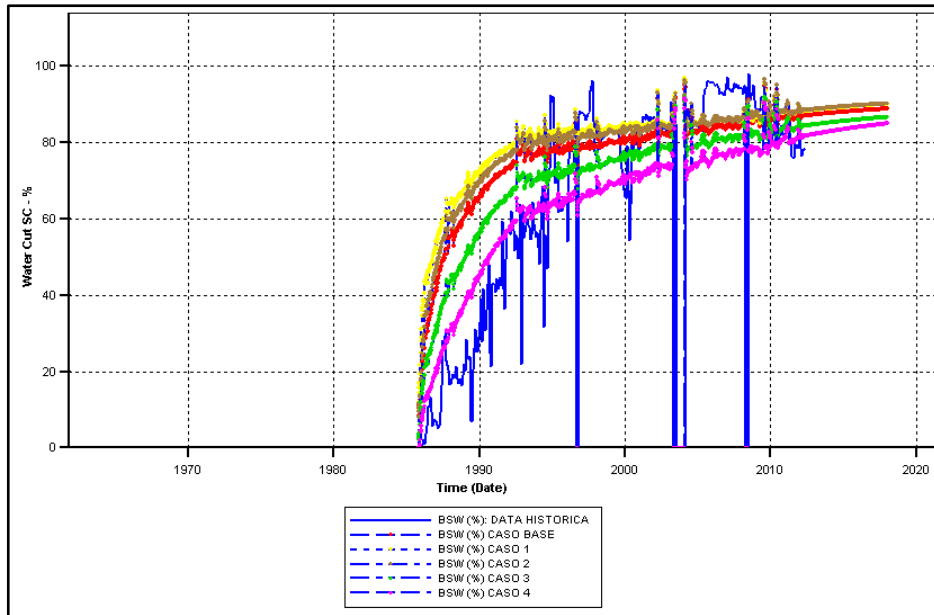
Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017

Anexo L5. Corte de Agua para el Pozo IC1



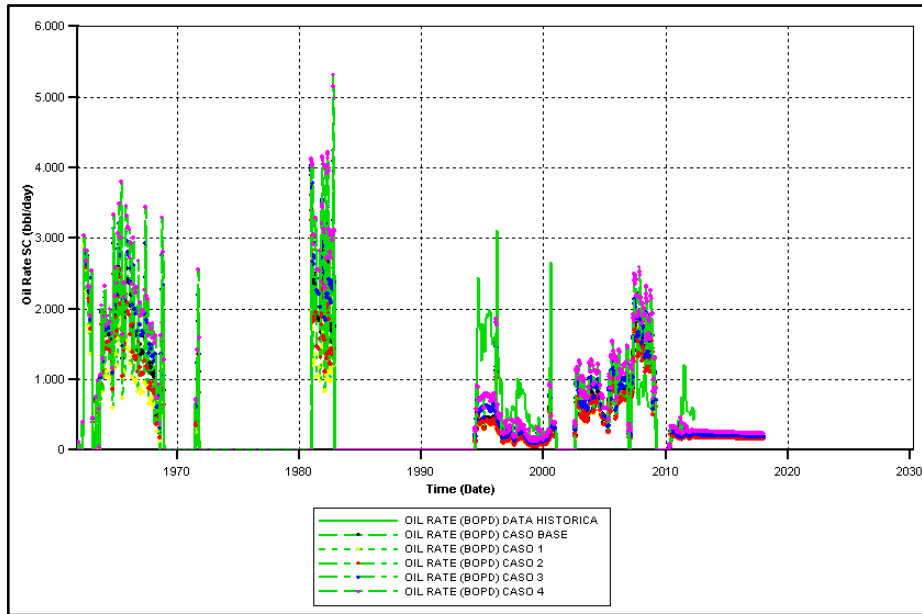
Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017

Anexo L6. Corte de Agua para el Pozo IC2



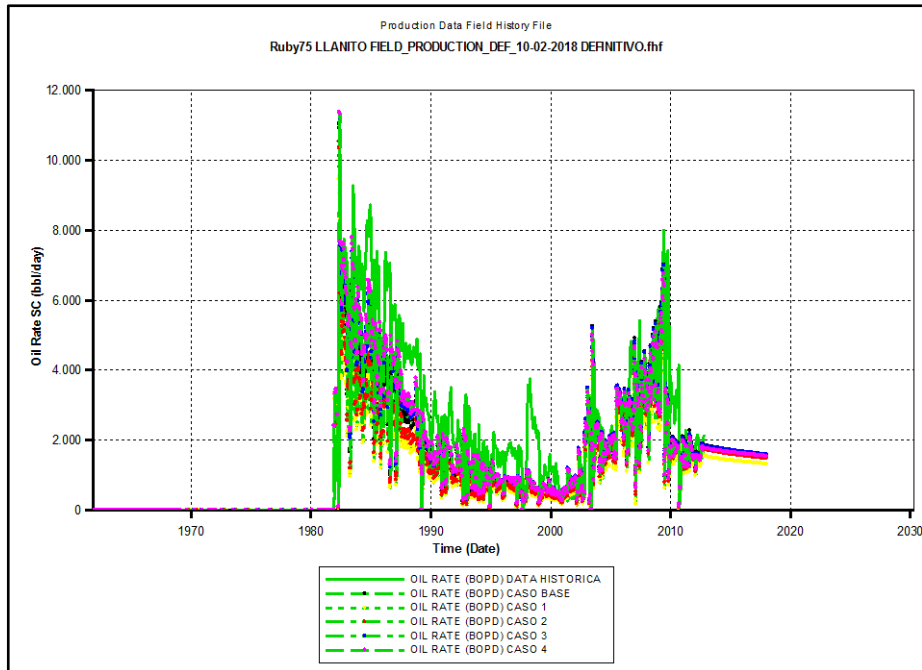
Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017

Anexo L7. Tasa de Petróleo para el Pozo ABC



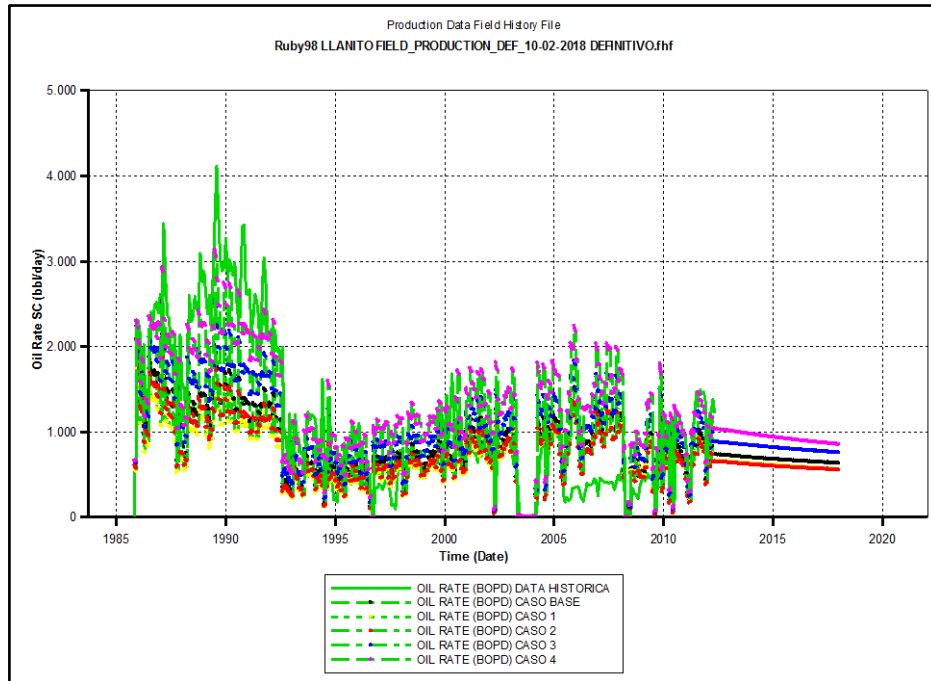
Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017

Anexo L8. Tasa de Petróleo para el Pozo IC1



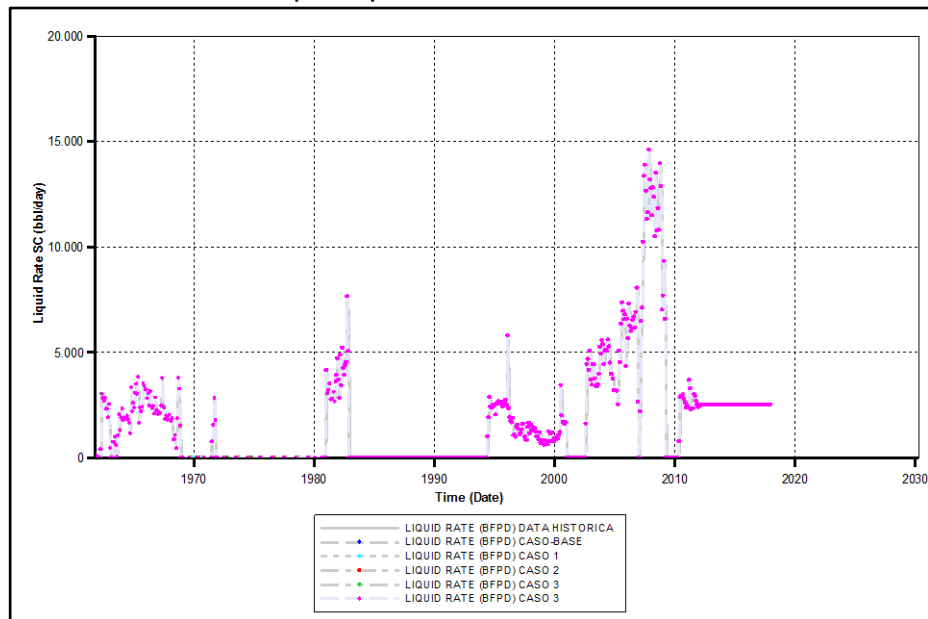
Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017

Anexo L9. Tasa de Petróleo para el Pozo IC2



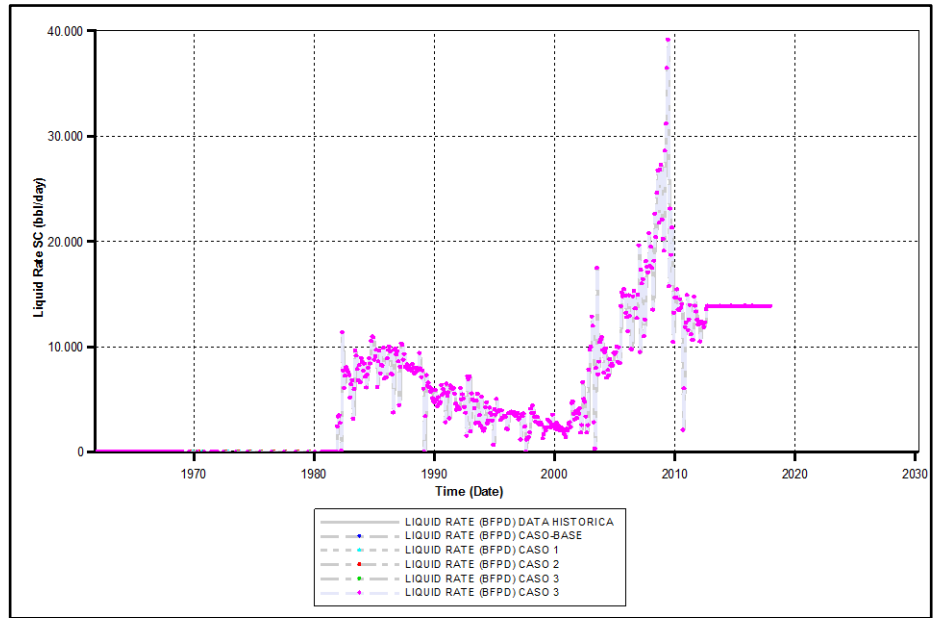
Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017

Anexo L10. Tasa Líquida para el Pozo ABC



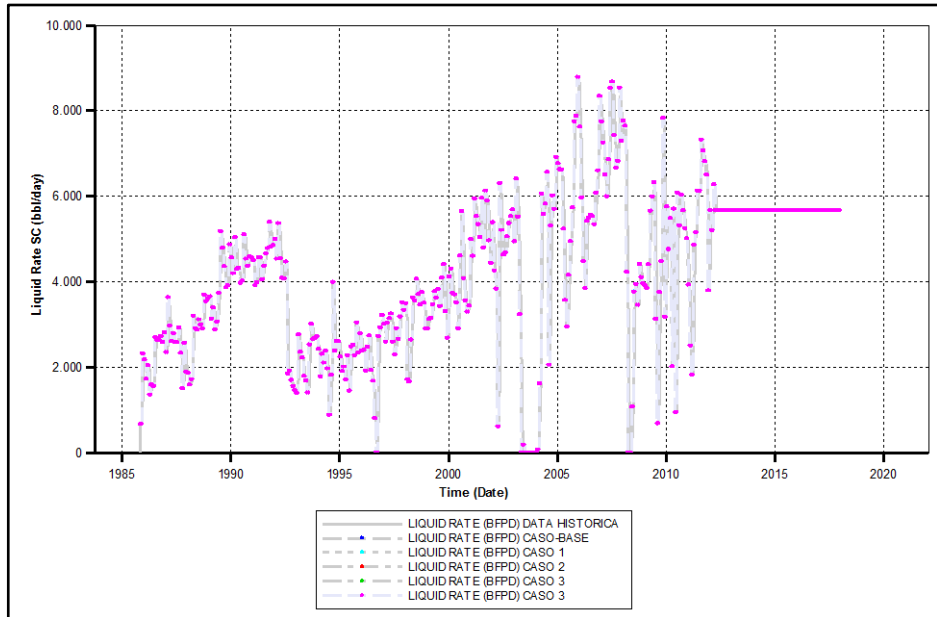
Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017

Anexo L11. Tasa Líquida para el Pozo IC1



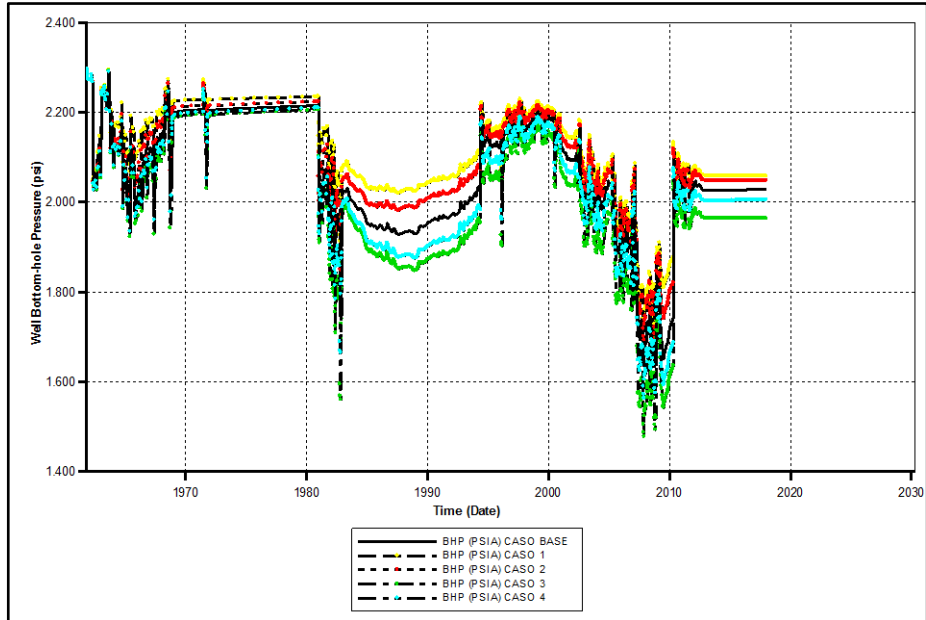
Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017

Anexo L12. Tasa Líquida para el Pozo IC2



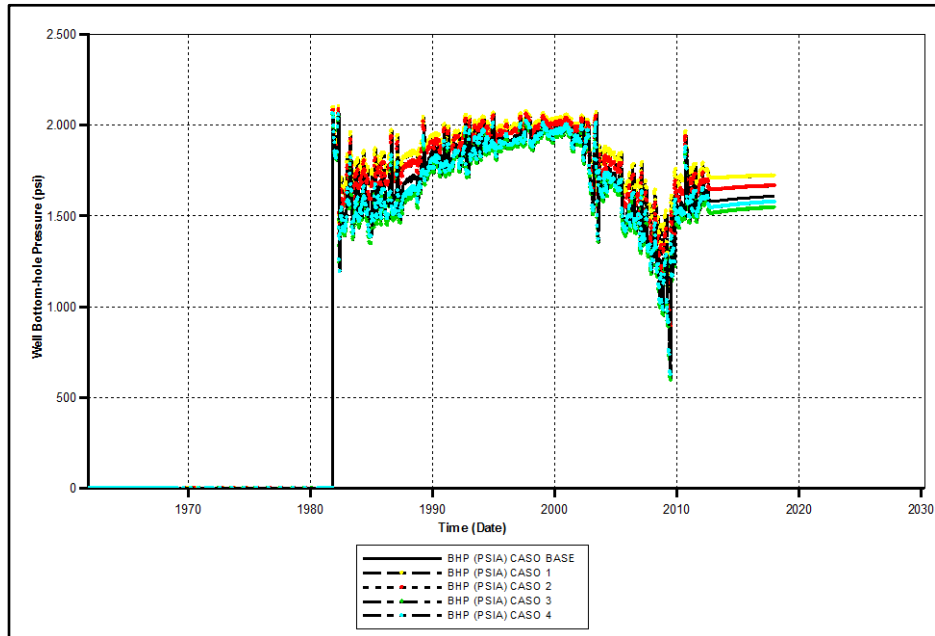
Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017

Anexo L13. Presión de Fondo para el Pozo ABC



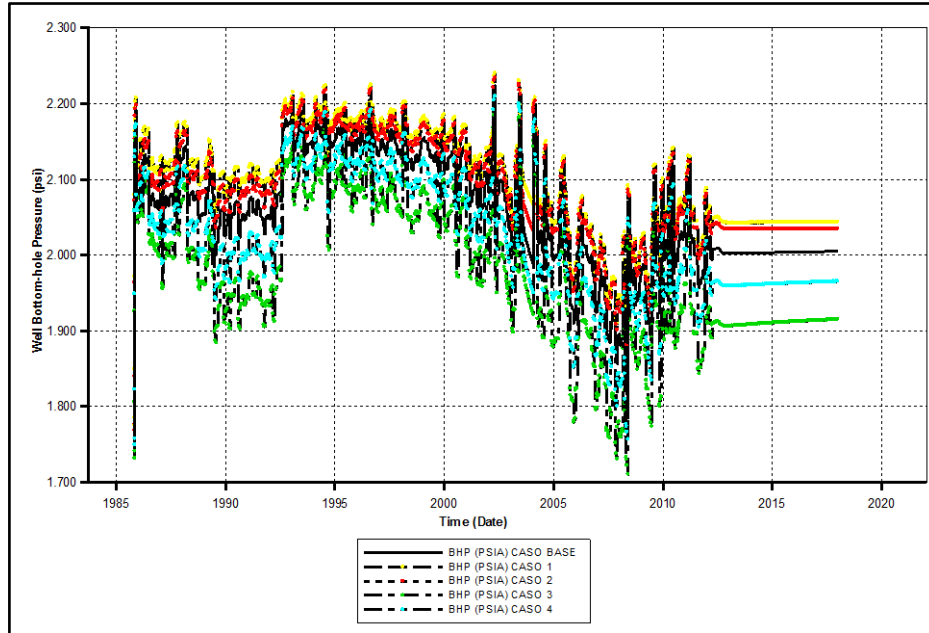
Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017

Anexo L14. Presión de Fondo para el Pozo IC1



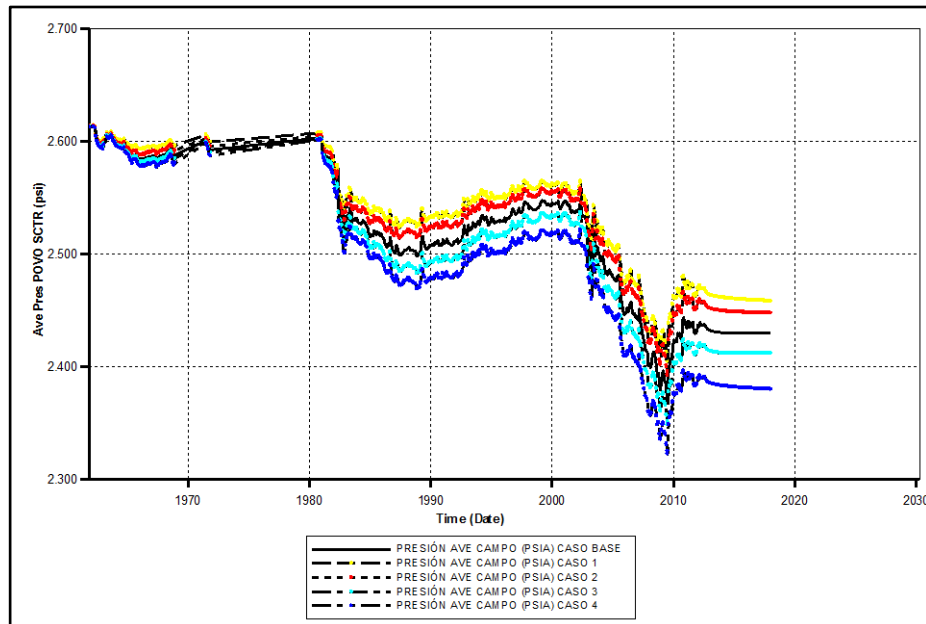
Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017

Anexo L15. Presión de Fondo para el Pozo IC2



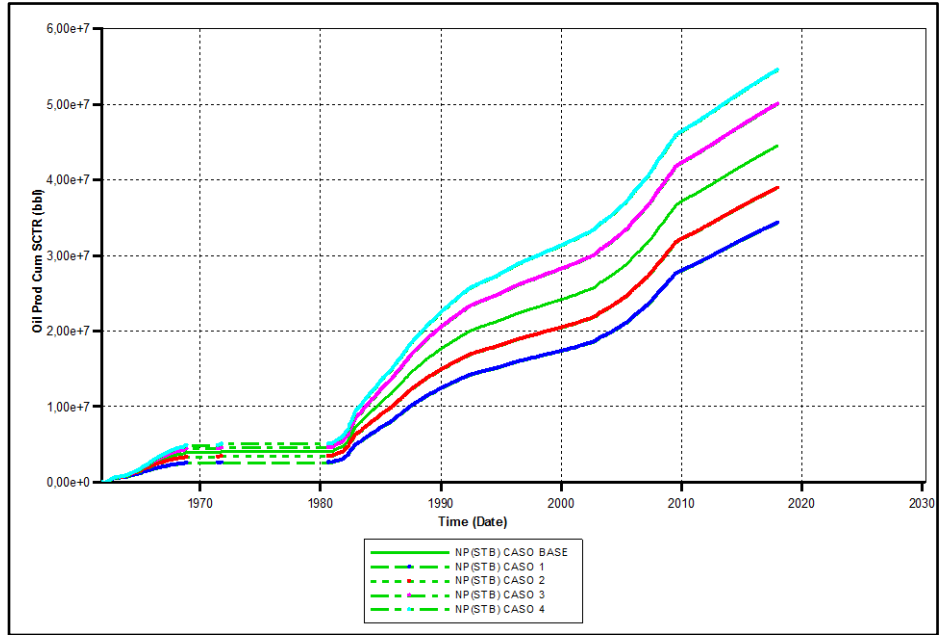
Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017

Anexo L16. Presión Promedio del Yacimiento



Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017

Anexo L17. Producción Acumulada del Yacimiento



Fuente: CMG Ltd. Simulador – Results. Version 2017