

**EVALUACIÓN DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICO-FINANCIERA DEL PLAN DE
DESARROLLO DE UN CAMPO EN LA CUENCA DE LOS LLANOS
ORIENTALES MEDIANTE LA CREACIÓN DE UN MODELO DE
SIMULACIÓN DE YACIMIENTO**

**DANIEL ALFONSO ARANGUREN CANAL
LAURA XIMENA SALGUERO VALDERRAMA**

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

**EVALUACIÓN DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICO-FINANCIERA DEL PLAN DE
DESARROLLO DE UN CAMPO EN LA CUENCA DE LOS LLANOS
ORIENTALES MEDIANTE LA CREACIÓN DE UN MODELO DE
SIMULACIÓN DE YACIMIENTO**

**DANIEL ALFONSO ARANGUREN CANAL
LAURA XIMENA SALGUERO VALDERRAMA**

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

**Director
SAMUEL VALOVIS RUIZ
Ingeniero de Petróleos**

**Orientador
YATNIELAH ISBEL PIRELA ROPERO
Ingeniera de Petróleos**

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

NOTA DE ACEPTACIÓN

Ing. Yatnielah Isbel Pirela Ropero
Presidente del Jurado

Ing. Adriangela Chiquinquirá Romero Sánchez
Jurado 1

Ing. Iván Eduardo Peñaloza Cristancho
Jurado 2

Bogotá D.C., Febrero de 2019

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. JAIME POSADA DÍAZ

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrectora Académica y de Posgrados

Dra. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS

Decano de la Facultad de Ingenierías

Dr. JULIO CÉSAR FUENTES ARISMENDI

Director del Programa de Ingeniería de Petróleos (E)

Dr. JULIO CÉSAR FUENTES ARISMENDI

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

A mi madre Olga Esperanza, por ser mi gran motor y ejemplo a seguir.

A mi padre Omar Alfonso, por sus sabios consejos y enseñanzas.

A mi hermano Omar Andrés, por su apoyo y lealtad incondicional.

A mi gran amiga y compañera de este trabajo Laura, por su gran aprecio y confianza.

A Rocky, por su grata y valiosa compañía.

Daniel.

*“...Og ég fæ blóðnasir
En ég stend alltaf upp”.*

Hoppípolla – Sigur Rós

*A mi madre Esperanza Valderrama, sin ella no
habría llegado a ser la persona que soy hoy en
día.*

*A Tomás, por su compañía incondicional.
A Daniel, por su amistad y compromiso.*

Laura.

AGRADECIMIENTOS

A nuestras familias, por todo el apoyo brindado para salir adelante.

A ECOPETROL S.A., por darnos la magnífica oportunidad de desarrollar este trabajo de grado con ellos.

Al ingeniero Samuel Valovis, por asumir la dirección de este trabajo, y por tener la mejor disposición de guiarnos siempre en lo que necesitáramos.

A la ingeniera Yatnielah Pirela, por su gran colaboración, disposición, empeño y paciencia como orientadora técnica de este trabajo de grado.

A la ingeniera geóloga Rosa Amelia Parra, por su orientación en la corrección y elaboración del capítulo geológico.

Al economista Vicente Emilio Cálad, por su orientación en la corrección y elaboración del capítulo financiero.

A los ingenieros Adriangela Romero e Iván Peñaloza, por su apoyo y orientación inicial en el desarrollo de este trabajo.

A todo el Equipo de Yacimientos de ECOPETROL S.A., por suministrarnos toda la asesoría e información necesaria para lograr cumplir los objetivos propuestos.

A todas las personas que, de alguna u otra manera, contribuyeron a la realización de este trabajo.

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	pág. 31
OBJETIVOS	32
1. GENERALIDADES DEL CAMPO M	33
1.1 HISTORIA DEL CAMPO M	33
1.2 LOCALIZACIÓN	35
1.3 MARCO GEOLÓGICO	37
1.3.1 Columna Estratigráfica	37
1.3.2 Estratigrafía	38
1.3.2.1 Formación Une	38
1.3.2.2 Formación Gachetá	38
1.3.2.3 Formación Guadalupe	38
1.3.2.4 Formación Barco	39
1.3.2.5 Formación Los Cuervos	39
1.3.2.6 Formación Mirador	39
1.3.2.7 Formación Carbonera	39
1.3.2.8 Formación León	41
1.3.2.9 Formación Guayabo	41
1.3.2.10 Formación Necesidad	41
1.3.3 Geología Estructural	42
1.3.4 Geología del Petróleo	43
1.3.4.1 Roca Generadora	43
1.3.4.2 Roca Reservorio	44
1.3.4.3 Sello	44
1.3.4.4 Migración	44
1.3.4.5 Trampa	44
1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN	45
1.4.1 Métodos de Producción	45
1.4.2 Tiempo de Producción	45
1.4.3 Número de Pozos	47
1.4.4 Características del yacimiento	48
1.4.5 Producción Acumulada	49
2. ASPECTOS TEÓRICOS	51
2.1 DESARROLLO DE UN CAMPO PETROLÍFERO	51
2.1.1 Vida de un Campo	51
2.1.2 Etapas del Desarrollo de un Campo	51
2.1.3 Estado del Campo M	53
2.2 SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS	54
2.2.1 Etapas de Simulación	55
2.2.2 Tipos de Modelos	56
2.2.2.1 Modelo Computacional	56
2.2.2.2 Modelo Matemático	58
2.2.2.3 Modelo Numérico	60

2.3 GENERALIDADES SOBRE UN MODELO ESTÁTICO	62
2.3.1 Características Geológicas	62
2.3.1.1 Características Estratigráficas y Geofísica de Pozos	62
2.3.1.2 Características Estructurales del Área	65
2.3.1.3 Modelamiento de Facie (Tipos de Roca)	70
2.3.2 Propiedades de la Roca	73
2.3.3 Modelo Petrofísico	76
2.4 GENERALIDADES SOBRE UN MODELO DINÁMICO	79
2.4.1 Metodología para la elaboración de Modelo Dinámico	79
2.4.2 Etapas para elaborar un Modelo Dinámico	80
2.4.2.1 Análisis del comportamiento histórico del yacimiento	80
2.4.2.2 Análisis del comportamiento de la producción	80
2.4.2.3 Propiedades termodinámicas del petróleo-gas y agua	81
2.4.2.4 Modelo de interacción roca-fluido	81
2.4.2.5 Modelo de Permeabilidad Relativa	81
2.4.2.6 Modelo de Curvas de Presión Capilar	82
2.4.3 Propiedades de los fluidos del Yacimiento	83
3. MONTAJE DEL MODELO ESTÁTICO	86
3.1 INTERPRETACIÓN INICIAL DE DATOS SÍSMICOS Y DE POZO	86
3.1.1 Carga de información de pozo	86
3.1.2 Carga de datos sísmicos	87
3.1.3 Interpretación de registros de pozo	89
3.1.4 Amarre sísmica-pozo	91
3.1.5 Interpretación sísmica inicial	93
3.2 MODELAMIENTO DE CARACTERÍSTICAS ESTRUCTURALES	96
3.2.1 Mapa Estructural	96
3.2.2 Análisis del Contacto Agua-Aceite (OWC)	97
3.3 MODELAMIENTO DE CARACTERÍSTICAS PETROFÍSICAS	98
3.3.1 Control de Calidad y Edición de Curvas	99
3.3.2 Modelo de Tipo de Roca	99
3.3.3 Modelos de Propiedades Petrofísicas	100
3.3.3.1 Modelo de Arcillosidad	101
3.3.3.2 Modelo de Porosidad Total	105
3.3.3.3 Modelo de Permeabilidad	106
3.3.3.4 Modelo de Distribución de la Saturación de Agua	107
3.4 GRID O MALLA DEL MODELO ESTÁTICO	108
3.5 POBLAMIENTO DE PROPIDADES	109
3.5.1 Control de la calidad de la información	109
3.5.2 Upscaling de Registros	110
3.5.3 Análisis Geoestadísticos	110
3.5.4 Modelo de Saturación de Agua	111
3.6 MAPAS PROMEDIO DEL YACIMIENTO Y CÁLCULO VOLUMÉTRICO	113
4. MONTAJE DEL MODELO DINÁMICO Y COTEJO HISTÓRICO	117
4.1 BALANCE DE MATERIA	117
4.2 MODELO DE SIMULACIÓN	124

4.2.1 Características del modelo de simulación	124
4.2.2 Información de Propiedades Dinámicas	125
4.2.2.1 Curvas de Permeabilidades Relativas	125
4.2.2.2 Curva de Flujo Fraccional	127
4.2.3 Modelo de Fluidos	130
4.2.3.1 Tabla P.V.T.	130
4.2.3.2 Caracterización de Fluidos	131
4.2.3.3 Mapas de °API y Temperatura	133
4.2.4 Datos de Presión Estática	135
4.2.4.1 Presión de Restauración (PBU) en el pozo M-1	135
4.2.4.2 Reinterpretación PBU Pozo F-1-ST3	138
4.2.4.3 Comparación de los MDT _s para los Pozos M-1 y C-1	141
4.2.4.4 Estimación de la presión estática por cierre del campo en 2016	142
4.2.5 Análisis de Presiones	144
4.2.6 Temperatura del Yacimiento	147
4.2.7 Completamientos e Historia de Presión y Producción	147
4.2.8 Diagnóstico del Campo: Mecanismo De Producción y Factor de Recobro	149
4.2.9 Corrida de Equilibrio	150
4.2.10 Corrida de Inicialización	152
5. SIMULACIÓN NUMÉRICA DEL PLAN DE DESARROLLO Y SU OPTIMIZACIÓN	155
5.1 PROPUESTA DEL CASO DE ESTUDIO DE SIMULACIÓN	155
5.2 EVALUACIÓN DEL DESEMPEÑO DE POZOS HORIZONTALES	156
5.3 GEOMETRÍA Y TIPOS DE POZO INCORPORADOS	157
5.3.1 Plan de Desarrollo Previsto (Clúster Desviados)	157
5.3.2 Plan de Desarrollo Optimizado	158
5.4 UBICACIÓN DE LOS CLÚSTERES A PERFORAR	159
5.5 IMPACTO DE LA POSICIÓN RELATIVA DEL CONTACTO AGUA-ACEITE (OWC) VS. ROCA SELLO EN LA PRODUCTIVIDAD DE LOS POZOS	160
5.6 SENSIBILIDADES DE CONFIGURACIONES DE SELLOS	164
5.6.1 Para el Clúster Previsto (Clúster Desviados)	164
5.6.2 Para el Clúster Optimizado	164
5.7 EVALUACIÓN DE LA PRODUCCIÓN	168
5.7.1 Clúster Previsto (Desviados) Con Sellos	168
5.7.2 Clúster Previsto (Desviados) Sin Sellos	169
5.7.3 Clúster Optimizado Con Sellos	171
5.7.4 Clúster Optimizado Sin Sellos	172
5.8 PREDICCIÓN AL AÑO 2032	173
5.8.1 Tasa de Producción hasta el año 2032	173
5.8.2 Producción Acumulada hasta el año 2032	174
5.8.3 Número de pozos a perforar en el Campo M	175
6. EVALUACIÓN FINANCIERA	177
6.1 INFORMACIÓN DE PRODUCCIÓN	177

6.1.1 Información de producción para el Plan de Desarrollo previsto por la compañía	177
6.1.2 Información de producción para el Plan de Desarrollo optimizado	178
6.2 DETERMINACIÓN DE INGRESOS BRUTOS	179
6.2.1 Predicción futura del precio del barril WTI	179
6.2.2 Ingresos brutos para el Plan de Desarrollo previsto por la compañía	181
6.2.3 Ingresos brutos para el Plan de Desarrollo optimizado	181
6.3 CAPEX	184
6.3.1 CAPEX para el Plan de Desarrollo previsto por la compañía	184
6.3.2 CAPEX para el Plan de Desarrollo optimizado	184
6.4 OPEX	185
6.4.1 OPEX para el Plan de Desarrollo previsto por la compañía	185
6.4.2 OPEX para el Plan de Desarrollo optimizado	186
6.5 FLUJOS DE CAJA	187
6.5.1 Flujos de caja para el Plan de Desarrollo previsto por la compañía	187
6.5.1.1 Flujo de caja con incertidumbre geológica (sin sellos)	187
6.5.1.2 Flujo de caja sin incertidumbre geológica (con sellos)	187
6.5.2 Flujos de caja para el Plan de Desarrollo optimizado	187
6.5.2.1 Flujo de caja con incertidumbre geológica (sin sellos)	187
6.5.2.2 Flujo de caja sin incertidumbre geológica (con sellos)	187
6.6 CÁLCULO DEL VALOR PRESENTE NETO (VPN)	190
6.6.1 VPN para el Plan de Desarrollo previsto por la compañía	191
6.6.1.1 VPN con incertidumbre geológica (sin sellos)	191
6.6.1.2 VPN sin incertidumbre geológica (con sellos)	191
6.6.2 VPN para el Plan de Desarrollo optimizado	191
6.6.2.1 VPN con incertidumbre geológica (sin sellos)	191
6.6.2.2 VPN sin incertidumbre geológica (con sellos)	191
6.7 ANÁLISIS DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA	193
7. CONCLUSIONES	194
8. RECOMENDACIONES	196
BIBLIOGRAFÍA	197
ANEXOS	202

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Bloque A, Campos M y MN y Tipos de pozos perforados, Cuenca de los Llanos Orientales.	34
Figura 2. Mapa de Localización del Campo M, Cuenca de los Llanos Orientales, Colombia.	36
Figura 3. Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca de los Llanos Orientales.	37
Figura 4. Esquema generalizado Oeste-Este de la Cuenca de los Llanos Orientales (Cuenca Foreland o Antepaís).	42
Figura 5. Mapa de Provincias Estructurales de la Cuenca de los Llanos Orientales.	43
Figura 6. Gráfico de Producción de Aceite, Agua, y BSW en el Campo M desde el año 2011 hasta el año 2017.	46
Figura 7. Gráfico de Producción Acumulada de Aceite y Número de Pozos Productores de Aceite desde el año 2011 hasta el año 2017.	50
Figura 8. Etapas en la vida de un campo petrolífero.	52
Figura 9. Etapas en la elaboración de un modelo de simulación.	55
Figura 10. Diferencia Finita Hacia Adelante.	61
Figura 11. Diferencia Finita Centrada.	61
Figura 12. Diferencia Finita Hacia Atrás.	61
Figura 13. Correlación Estratigráfica para pozos a partir de Registros Eléctricos donde se identifican distintas Formaciones Estratigráficas, de acuerdo a los picks establecidos.	63
Figura 14. Ley de Snell. Rayos reflejado y refractado en la interfase n_1 - n_2 .	65
Figura 15. Esquema del proceso de generación de un sismograma sintético.	65
Figura 16. Planos de falla atravesando una superficie estratigráfica de interés.	66
Figura 17. Modelo Estructural de un sistema de cabalgamiento hipotético que muestra ocho (8) horizontes y 90 fallas.	66
Figura 18. Horizonte estratigráfico interpretado sobre una imagen sísmica.	67
Figura 19. Horizonte estratigráfico y fallas interpretadas sobre una imagen sísmica.	67
Figura 20. Polígono de falla.	68
Figura 21. Imagen de la falla normal usando pilares.	69
Figura 22. Pilares clave con sus puntos señalados.	69
Figura 23. Malla Convencional.	70
Figura 24. Asociación de Facies y Estratigrafía de Secuencias para una serie de pozos alineados en dirección N-S en un yacimiento en el Mar de Timor.	72
Figura 25. Modelo Petrofísico elaborado en el pre-procesador Petrel para un yacimiento hipotético a partir de Registros Eléctricos.	77
Figura 26. Proceso de Upscaling de permeabilidad en una malla.	78

Figura 27. Modelo Estático y Modelo Dinámico empleados en conjunto para generar un cotejo acorde a la historia del yacimiento.	80
Figura 28. Comportamiento histórico de la producción de fluidos para el campo objeto de estudio, desde el año 2011, hasta el año 2015.	81
Figura 29. Modelo de Permeabilidades Relativas para un sistema Aceite-Agua (izquierda) y para un sistema Aceite-Gas (derecha).	82
Figura 30. Curvas de Presión Capilar para un sistema mojado por aceite (izquierda) y para un sistema mojado por agua (derecha).	83
Figura 31. Distribución de pozos existentes en el Campo M.	86
Figura 32. Mapa base con la localización de líneas sísmicas y pozos usados para amarre sísmica-pozo.	87
Figura 33. Configuración de coordenadas en Petrel 2016.	88
Figura 34. Configuración de coordenadas en Petrel 2016.	88
Figura 35. Correlación estratigráfica entre los pozos C-3X, F-2 y E-1.	90
Figura 36. Diagrama de toma de un registro VSP en un pozo.	91
Figura 37. Sismograma sintético para el pozo P-1 según VSP.	93
Figura 38. Sección sísmica Inline del pozo C8-2.	95
Figura 39. Línea sísmica atravesando la zona de interés.	95
Figura 40. Mapa estructural de la sección de interés: Arenas Basales (Campo M).	97
Figura 41. OWC. Distribución, Angulo de Buzamiento y perfil de OWC.	98
Figura 42. Representación de las unidades en Núcleo (Core) y Registro.	100
Figura 43. Tipos de arcilla según su distribución espacial dentro de la roca.	101
Figura 44. Análisis composicional SEM y DRX. Pozo E-1.	102
Figura 45. Imágenes SEM de los cuatro minerales arcillosos más comunes en rocas reservorio: Caolinita, Clorita, Illita y Esmeclita.	103
Figura 46. Comparación Modelo de Arcillosidad Core (Núcleo) vs. Log (Registro) del pozo CSE-10X.	104
Figura 47. Distribución de Densidad de Grano y Distribución de medidas de porosidad a partir de Registros Density y Neutrón.	106
Figura 48. Comparación Modelo de Porosidad Core (Núcleo) vs. Log (Registro) para los Pozos Corazonados en la Zona 1 del yacimiento Arenas Basales.	106
Figura 49. Ajuste entre el Registro de Permeabilidad Modelado con la Ecuación 19 y los valores leídos en un núcleo del pozo E-1.	107
Figura 50. Gráfico Phi vs. K para los seis (6) tipos de roca definidos en el yacimiento.	109
Figura 51. Histogramas de Propiedades en Registros Eléctricos, Upscaling, y Modelo.	110
Figura 52. Variograma y dirección de mayor continuidad: Zona 1.	111
Figura 53. Variograma y dirección de mayor continuidad: Zona 2.	111
Figura 54. Perfil de S_w para el Pozo F-1 por el Método de Función J y Modelo de Archie.	113
Figura 55. Mapas promedio para la Zona 1.	114
Figura 56. Mapas promedio para la Zona 2.	114

Figura 57. Cálculo Volumétrico: Geoestadística de Porosidad, Saturación de Petróleo (S_o), y OOIP.	115
Figura 58. Visualización 3D del tipo de roca para el Modelo Estático base.	116
Figura 59. Ajuste de los gráficos de Presión vs. N_p . Método Havlena-Odeh.	121
Figura 60. Curva de Havlena-Odeh.	122
Figura 61. Gráfico de energía del yacimiento del Campo M.	124
Figura 62. Curvas de Permeabilidades Relativas agrupadas por tipo de roca.	127
Figura 63. Gráfico de RF vs. X. Método de Macary y Al Hamid.	129
Figura 64. Curvas de Flujo Fraccional obtenidas por el Método de Macary y Al Hamid.	130
Figura 65. Correlación °API y Viscosidad del crudo vivo a T_{yac} .	131
Figura 66. Relación entre Presión y Viscosidad del crudo muerto a T_{yac} .	132
Figura 67. Relación entre Temperatura y Viscosidad del crudo.	132
Figura 68. Variaciones en la Viscosidad al aumentar la Temperatura para cuatro muestras tomadas en el Campo M.	133
Figura 69. Mapa de °API.	134
Figura 70. Mapa de Temperatura (°F).	134
Figura 71. Estado mecánico del Pozo M-1.	136
Figura 72. Ajuste de la estabilización de presión en el Gráfico Log-Log para el Pozo M-1.	137
Figura 73. Estado mecánico del Pozo F-1-ST3.	138
Figura 74. Prueba de producción del Pozo F-1-ST3.	138
Figura 75. Datos y modelos empleados para el análisis PBU del Pozo F-1-ST3.	139
Figura 76. Ajuste de la estabilización de presión en el Gráfico Log-Log para el Pozo F-1-ST3.	140
Figura 77. Separación entre los pozos M-1 y C-1.	141
Figura 78. Gradiente de presión por MDT en pozos M-1 (derecha) y C-1 (izquierda).	141
Figura 79. Ubicación del contacto agua-petróleo (OWC) a partir de datos MDT y de registros eléctricos en los pozos M-1 (derecha) y C-1 (izquierda).	142
Figura 80. Restitución de presión en tres pozos del Campo M, luego del cierre del campo en 2016.	143
Figura 81. Datos petrofísicos, presión y producción para tres pozos antes del cierre del campo en 2016.	143
Figura 82. Información de Presión vs. Profundidad tomada mediante MDT_s para pozos del Campo M.	145
Figura 83. Datos de presiones estáticas para el Campo M vs. tiempo @ 2310' (TVD_{ss}).	146
Figura 84. Variación del Gradiente de Temperatura a profundidad en el Campo M.	147
Figura 85. Producción diaria y número de pozos activos en el Campo M	148

Figura 86. Producción acumulada y relación agua-petróleo en el Campo M.	148
Figura 87. Mapa de Burbuja mostrando la producción acumulada normalizada por el tiempo de producción.	149
Figura 88. Estimación del Factor de Recobro en el Campo M, considerando una eficiencia de barrido del 37%, y una relación μ_o/μ_w de 200.	150
Figura 89. Sección vertical del modelo dinámico mostrando la distribución de agua a dos tiempos diferentes en la corrida de equilibrio.	151
Figura 90. Presión y OOIP para la corrida de equilibrio.	151
Figura 91. Producción de aceite y agua en la corrida de inicialización.	153
Figura 92. Distribución de S_w en el sector donde se encuentran los clúster F-1 y F-2.	154
Figura 93. Producción de aceite acumulada al 2032 para un escenario con pozos horizontales largos (800 ft) y pozos horizontales cortos (500 ft) en el Clúster C-8, Campo M.	157
Figura 94. Geometría del clúster en el Plan de Desarrollo del Campo M previsto por ECOPETROL S.A.	158
Figura 95. Geometría del clúster en el Plan de Desarrollo del Campo M optimizado.	159
Figura 96. Ubicación de los clústeres a perforar en el Campo M. En el círculo rojo, se señala la ubicación de un clúster existente, el C-8.	160
Figura 97. Sección transversal con saturaciones de aceite y agua, Campo M.	161
Figura 98. Malla que representa mayor cantidad de arenas retardantes de la entrada de agua (con roca sello).	162
Figura 99. Malla que representa menor cantidad de arenas retardadoras de la entrada de agua (sin roca sello).	163
Figura 100. Clúster o arreglo de pozos del Plan de Desarrollo previsto montado sobre la malla.	165
Figura 101. Clúster o arreglo de pozos del Plan de Desarrollo optimizado montado sobre la malla.	166
Figura 102. Clúster optimizado en el modelo de simulación 3D. Integración de pozos verticales, desviados y horizontales.	167
Figura 103. Producción acumulada de petróleo para el esquema de clúster previsto con sellos.	168
Figura 104. Producción acumulada de agua para el esquema de clúster previsto con sellos.	169
Figura 105. Producción acumulada de aceite para el esquema de clúster previsto sin sellos.	170
Figura 106. Producción acumulada de agua para el esquema de clúster previsto sin sellos.	170
Figura 107. Producción acumulada de petróleo para el esquema de clúster optimizado con sellos.	171
Figura 108. Producción acumulada de agua para el esquema de clúster optimizado con sellos.	172
Figura 109. Producción acumulada de petróleo (arriba) y agua (abajo) para el esquema de clúster optimizado, sin sellos, y con sellos.	173

Figura 110. Perfil de producción por clúster hasta el año 2032.	174
Figura 111. Producción acumulada de aceite hasta el año 2032.	175
Figura 112. Pozos a perforar según el Plan de Desarrollo del Campo M.	176
Figura 113. Producción acumulada de aceite hasta el año 2032. Campo M.	177
Figura 114. Predicción del valor real del barril WTI entre los años 2019 y 2032.	180

LISTA DE CUADROS

	pág.
Cuadro 1. Tipo de programas computacionales usados en una Simulación de Yacimientos.	56
Cuadro 2. Tipo de modelos computacionales de flujo de fluidos.	57
Cuadro 3. Asunciones usadas para el uso de la Ecuación de Difusividad.	58
Cuadro 4. Métodos de Diferencias Finitas empleados para resolver la Ecuación de Difusividad.	61
Cuadro 5. Propiedades de la Roca a incluir en un Modelo Estático.	73
Cuadro 6. Propiedades Petrofísicas y Registros Eléctricos empleados para determinarlas.	77
Cuadro 7. Propiedades de los Fluidos del Yacimiento.	83
Cuadro 8. Toma de decisiones en un proyecto según el valor del VPN.	190

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Estado de los pozos perforados en el Campo M, incluyendo los 15 pozos productores.	48
Tabla 2. Propiedades de la roca y fluidos (aceite) para el Campo M.	49
Tabla 3. Características del modelo de simulación.	124
Tabla 4. Ajuste de datos de Permeabilidades Relativas a partir de pruebas sobre núcleos para litologías propuestas en el Capítulo 3.	126
Tabla 5. Tabla P.V.T. utilizada para la inicialización del modelo.	131
Tabla 6. Tipos y cantidades de pozos que conforman cada clúster en el Plan de Desarrollo del Campo M previsto por ECOPETROL S.A.	158
Tabla 7. Tipos y cantidades de pozos que conforman cada clúster en el Plan de Desarrollo del Campo M optimizado.	159
Tabla 8. Información de producción de aceite para el Plan de Desarrollo previsto por ECOPETROL S.A., según curvas de Producción Acumulada.	178
Tabla 9. Información de producción de aceite para el Plan de Desarrollo previsto optimizado, según curvas de Producción Acumulada.	179
Tabla 10. Predicción anual del valor real del barril WTI entre los años 2019 y 2032.	181
Tabla 11. Cálculo de Ingresos Brutos Anuales para los dos esquemas del Plan de Desarrollo previsto por ECOPETROL S.A.	183
Tabla 12. Cálculo de Ingresos Brutos Anuales para los dos esquemas del Plan de Desarrollo optimizado.	183
Tabla 13. CAPEX para cada tipo de pozo a perforar.	184
Tabla 14. CAPEX para el Plan de Desarrollo previsto por ECOPETROL S.A.	184
Tabla 15. CAPEX para el Plan de Desarrollo optimizado.	185
Tabla 16. OPEX para cada tipo de pozo a perforar.	185
Tabla 17. OPEX para el Plan de Desarrollo previsto por ECOPETROL S.A.	186
Tabla 18. OPEX para el Plan de Desarrollo optimizado.	186
Tabla 19. Flujo de caja para el Plan de Desarrollo previsto por ECOPETROL S.A. sin presencia de sellos.	188
Tabla 20. Flujo de caja para el Plan de Desarrollo previsto por ECOPETROL S.A. con presencia de sellos.	188
Tabla 21. Flujo de caja para el Plan de Desarrollo optimizado, sin presencia de sellos.	189
Tabla 22. Flujo de caja para el Plan de Desarrollo optimizado, con presencia de sellos.	189

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Balance de Materia: Masa acumulada en un sistema.	58
Ecuación 2. Ley de Darcy generalizada, de forma vectorial.	59
Ecuación 3. Ecuación de Difusividad en Tres Dimensiones para la Fase Aceite (Modelo Black Oil).	59
Ecuación 4. Ecuación de Difusividad en Tres Dimensiones para la Fase Agua (Modelo Black Oil).	60
Ecuación 5. Diferencia Finita Hacia Adelante.	61
Ecuación 6. Diferencia Finita Centrada.	61
Ecuación 7. Diferencia Finita Hacia Atrás.	61
Ecuación 8. Cálculo de Coeficientes de Reflexión.	64
Ecuación 9. Porosidad Absoluta.	73
Ecuación 10. Porosidad Efectiva.	73
Ecuación 11. Permeabilidad Efectiva a un fluido.	74
Ecuación 12. Saturación de fluido.	74
Ecuación 13. Suma Total de Saturaciones.	74
Ecuación 14. Relación del ángulo de contacto con las energías de superficie.	75
Ecuación 15. Presión Capilar para un sistema aceite-agua.	75
Ecuación 16. Correlación de Hall para calcular la Compresibilidad de la Formación.	76
Ecuación 17. Gravedad API del petróleo.	84
Ecuación 18. Índice de Gamma Ray, a partir del Registro Gamma Ray.	103
Ecuación 19. Porosidad a partir del Registro Density.	105
Ecuación 20. Regresión para encontrar el valor de la Permeabilidad a partir de registros eléctricos.	107
Ecuación 21. Modelo de Saturación de Agua de Archie	108
Ecuación 22. Función J de Leverett en función de la Saturación de Agua (Archie).	112
Ecuación 23. Función J de Leverett en función de la Presión Capilar, Tensión Superficial, Permeabilidad y Porosidad.	112
Ecuación 24. Balance de Materia.	117
Ecuación 25. Método de Havlena-Odeh para Balance de Materiales.	118
Ecuación 26. Método de Havlena-Odeh para Balance de Materiales, a condiciones de yacimiento.	119
Ecuación 27. Coeficiente de Expansión Total.	119
Ecuación 28. Relación F/E _t . Método Havlena-Odeh.	120
Ecuación 29. Contribuciones fraccionales de energía de cada mecanismo de producción.	122
Ecuación 30. Contribuciones fraccionales de energía en el yacimiento del Campo M.	123
Ecuación 31. Permeabilidad Relativa al Aceite. Método de Corey.	125
Ecuación 32. Permeabilidad Relativa al Agua. Método de Corey	125
Ecuación 33. Término S _w *. Método de Corey.	125
Ecuación 34. Cálculo de RF. Método de Macary y Al Hamid.	128
Ecuación 35. Cálculo de X. Método de Macary y Al Hamid.	128

Ecuación 36. Cálculo de a. Método de Macary y Al Hamid.	128
Ecuación 37. Cálculo de b. Método de Macary y Al Hamid.	128
Ecuación 38. Cálculo de K_{ro}/K_{rw} . Método de Macary y Al Hamid.	128
Ecuación 39. Cálculo de F_w . Método de Macary y Al Hamid.	128
Ecuación 40. Cálculo del Valor Presente Neto.	190
Ecuación 41. Cálculo del Valor Presente Neto para el Plan de Desarrollo previsto por ECOPETROL S.A. sin sellos.	192
Ecuación 42. Cálculo del Valor Presente Neto para el Plan de Desarrollo previsto por ECOPETROL S.A. con sellos.	192
Ecuación 43. Cálculo del Valor Presente Neto para el Plan de Desarrollo optimizado sin sellos.	192
Ecuación 44. Cálculo del Valor Presente Neto para el Plan de Desarrollo optimizado con sellos.	192

ABREVIATURAS

%	Porcentaje
°API	Gravedad API
°C	Grados Celsius
°F	Grados Fahrenheit
°R	Grados Rankine
Ø_e	Porosidad efectiva
ALS	Sistema de levantamiento artificial
Atm	Atmósfera
Bbl	Barriles
BN	Barriles normales
BY	Barriles de yacimiento
BPD	Barriles por día
BOPD	Barriles de aceite por día
BWPD	Barriles de agua por día
BSW	Sedimento básico y agua
CAPEX	Capital expenditure
cm	Centímetro
cm³	Centímetro cúbico
cp	Centipoise
DRX	Difracción de rayos x
EBM	Ecuación de Balance de Materiales
Ft	Pie
ft³	Pie cúbico
GR	Registro rayos gamma
H	Pozo horizontal
IP	Índice de productividad
K	Permeabilidad
Km	Kilómetros
Km²	Kilómetros cuadrados
k_{ro}	Permeabilidad relativa al aceite
k_{rw}	Permeabilidad relativa al agua
lb	Libra
lb-mol	Libra-mol
LWD	Logging while drilling
m	Metro
min	Minuto
M	Miles
m.a.	Millones de años
MD	Profundidad medida
MDT	Herramienta de toma de muestra de fluido
MM	Millones
mD	Milidarcys
OOIP	Aceite original en sitio
OPEX	Operating expense
OWC	Contacto agua-aceite

P	Presión
p.e.	Por ejemplo
Pb	Presión de burbuja
PBU	Pressure build-up
PC	Pie cúbico
PCN	Pies cúbicos normales
PCY	Pies cúbicos en el yacimiento
PD	Plan de desarrollo
PEF	Registro de absorción fotoeléctrica
P_{est}	Presión estática
ppm	Parte por millón
psia	Libra por pulgada cuadrada absoluta
psi	Libra por pulgada cuadrada
P_{yac}	Presión de yacimiento
RPG	Relación gas-petróleo
s	Segundos
S_{aceite}	Saturación de aceite
S_{agua}	Saturación de agua
S_{gas}	Saturación de gas
S_{or}	Saturación de aceite residual
S_{wc}	Saturación de agua connata
SCF	Pies cúbicos estándar
SEM	Microscopio electrónico de barrido
SP	Registro potencial espontáneo
ST	Pozo estratigráfico
STB	Barriles estándar
TOC	Carbono orgánico total
TVD_{ss}	Profundidad vertical verdadera bajo nivel del mar
T_{yac}	Temperatura de yacimiento
USD	Dólar estadounidense
V_{shale}	Volumen de arcilla
V_{lime}	Volumen de limo
VPN	Valor presente neto
VSP	Velocidad sísmica del pozo
WOR	Relación agua-aceite producido
WTI	West Texas Intermediate

GLOSARIO

AMBIENTES SEDIMENTARIOS: son ambientes en los cuales se depositan los sedimentos, tales como abanicos aluviales, barreras de coral, deltas, dunas, estuarios, lechos de lagos, lechos de ríos, llanuras abisales, pantanos, plataformas continentales, playas barrera, entre otros.

ANTEFOSA: es una cuenca adyacente a un cratón la cual está llena de una acumulación espesa de sedimentos derivados de un cinturón orogénico durante el levantamiento del mismo.

ANTEPAÍS (FORELAND): es un área estable en el límite de un cinturón orogénico. Usualmente, se encuentra en el margen de un cratón, y está subyacente por la corteza continental.

APPRAISAL WELL (POZO DE DELIMITACIÓN): es un pozo perforado a un lado del Pozo de Descubrimiento (Discovery Well) con el fin de conocer el tamaño areal de un yacimiento, para así saber si el campo es lo suficientemente grande como para justificar económicamente su desarrollo.

BASAMENTO: en Geología del Petróleo, es aquella porción de la corteza que está por debajo de rocas de interés económico (estratos prospectivos). Otra definición posible es la de rocas metamórficas y/o ígneas plutónicas (usualmente Precámbricas) cubiertas por capas sedimentarias.

BLOQUE: es un cuadrante delimitado en longitud y latitud el cual es asignado por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (en representación del Estado Colombiano) en rondas a compañías operadoras para que puedan llegar a cabo actividades de exploración y producción (E&P) de Hidrocarburos en este.

BSW: sedimento básico y agua. Es un porcentaje de volumen en un flujo de producción que incluye agua libre, emulsión y sedimento.

BULBO PERIFÉRICO: es un área que presenta incremento en elevación como resultado de una flexura litosférica.

BUZAMIENTO: es el ángulo de inclinación de una característica planar medida desde un plano horizontal de referencia.

CABALGAMIENTO: es una falla inversa de bajo ángulo (generalmente, menor a 45°) en la cual el bloque colgante se coloca sobre el bloque de piso. Sucesiones de varios cabalgamientos forman estructuras conocidas como abanicos imbricados y duplexes.

CAMPO: hace alusión al área superficial terrestre existente sobre una acumulación a profundidad de hidrocarburos.

CAMPO “GREENFIELD”: es un desarrollo de un campo nuevo, del cual se extraerá aceite y/o gas.

CELDA: es una unidad de volumen discreta basada en un cuerpo geométrico conocido (cilindro, cubo, paralelepípedo, etc). Su función es aproximar y representar el volumen de roca de un yacimiento. En conjunto, varias celdas conforman un grid o una malla.

CIERRE ESTRATIGRÁFICO: es el cierre o limitación de un yacimiento producido por variaciones estratigráficas en las rocas adyacentes tales como cambios de facies, apinchamientos, trunque erosivo, dinámica de los fluidos, o diferencias en la diagénesis de los sedimentos.

CLASIFICACIÓN DE F. H. LAHEE: es un sistema de clasificación de pozos ampliamente aceptado en la industria y propuesto en 1944 para categorizarlos en función del grado de riesgo asumido por una compañía operadora a la hora de perforar.

COLUMNA ESTRATIGRÁFICA: es un diagrama que permite representar, de manera vertical ascendente, secuencias de unidades de roca presentes en una locación dada.

COTEJO HISTÓRICO: es un proceso que consiste en la construcción y ajuste de uno o un conjunto de varios modelos numéricos de simulación (a partir de datos de producción existentes) hasta que permita(n) reproducir el comportamiento pasado de un yacimiento. Se hace con el fin de facilitar la simulación del comportamiento futuro del yacimiento.

CRATÓN: es un área de la corteza de la Tierra caracterizada por ser la parte invariante de un continente, la cual no ha sido afectada por actividad orogénica en aproximadamente 1000 m.a.

CUÑA OROGÉNICA: consiste en un cinturón fallas de cabalgamiento y de pliegues formados por la aplicación de esfuerzos compresivos durante un proceso de levantamiento de cordilleras (orogenia).

DEPÓSITO CONTINENTAL MOLÁSICO: es un depósito continental que posee unas partículas cuyo origen se debe a la erosión de un cinturón montañoso después de la etapa final de levantamiento en una orogenia. Cabe resaltar que gran parte de dicha molasa es sin-tectónica, es decir, se forma mientras aún se da levantamiento y deformación de los mantos de corrimiento (nappes).

DEPÓSITO FLUVIOLACUSTRE: es un depósito formado por acumulación de sedimentos en el lecho de un cuerpo de agua continental, ya sea un lago, o un río.

DIAGÉNESIS: son todos los cambios que ocurren en un sedimento a bajas presiones y temperaturas después de su depositación. Incluye los procesos de

compactación, disolución, cementación, reemplazamiento y recristalización mediante los cuales un sedimento se convierte en roca sedimentaria.

DISCORDANCIA: ausencia de paralelismo entre los planos de depositación de una unidad rocosa y entre otros de unidades adyacentes.

DUPLEX: en Geología Estructural, son una serie de bloques, cada uno limitado por dos fallas inversas, en ambientes compresivos.

ENTRAMPAMIENTO: es un proceso mediante el cual, luego de ocurrir la migración desde la roca generadora, los hidrocarburos quedan atrapados y se comienzan a acumular en una roca almacén. Para ello, se requieren unas estructuras conocidas como trampas, las cuales pueden ser estratigráficas, estructurales, o mixtas.

FACIE: es el conjunto de características (faunísticas, litológicas o sedimentológicas) que reflejan las condiciones ambientales específicas bajo las cuales se formó o depositó una roca.

FALLA: es una fractura en las rocas a lo largo de la cual se ha presentado un movimiento. Puede actuar como límite de no flujo en un yacimiento, permitiendo el entrapamiento de los hidrocarburos.

FALLA ANTITÉTICA: es una falla que, vista en una sección vertical, presenta un plano de falla opuesto al de una falla mayor de la cual se origina.

FALLA NORMAL: es una falla de alto ángulo (más de 50°) donde el bloque colgante se desplaza hacia abajo con relación al bloque de piso.

FORMACIÓN: es la unidad rocosa básica en litoestratigrafía. Es una unidad de roca con continuidad lateral que posee un conjunto de características que permiten reconocerla y distinguirla de otras. Pueden subdividirse en miembros. Varias formaciones pueden conformar un grupo.

FRENTE OROGÉNICO: es la parte del techo de cuña que limita con la antifosa. Es el límite más distal de la cuña orogénica, en un sistema de cuenca antepaís.

FRENTE TOPOGRÁFICO: es la parte del techo de cuña que limita con el orógeno. A su vez, es el límite entre el sistema de cuenca antepaís con el orógeno.

GRID (MALLA): es un arreglo espacial tridimensional que permite aproximar, de manera numérica, el volumen de un yacimiento, con el fin de reproducir estructuras y modelar propiedades presentes en su interior.

INCONFORMIDAD: es una superficie de contacto entre dos grupos de estratos no conformantes, la cual representa un hiato en el registro geológico debido a la combinación del cese de sedimentación y de erosión.

KERÓGENO: es una sustancia bituminosa sólida formada a partir de materia orgánica fósil en shales. Esta puede formar aceite mediante un proceso de destilación destructiva.

MODELO ESTÁTICO: es un modelo empleado en Simulación Numérica de Yacimientos, el cual funciona como una base de trabajo que integra información geológica, geofísica y petrofísica para cuantificar volúmenes de los fluidos presentes en un yacimiento.

MODELO DINÁMICO: es un modelo empleado en Simulación Numérica de Yacimientos para analizar el comportamiento productivo del reservorio, con sus límites físicos y mecanismos de producción principales, a partir de la integración de la información geológica con el modelo de fluido que permite estimar los volúmenes originales en sitio. Dicho modelo permite simular el flujo de fluidos y la caída de presión a lo largo del yacimiento.

MONOCLINAL: es una flexura de un solo flanco en cualquiera de los dos lados de una secuencia de rocas en la cual los estratos son horizontales o buzan uniformemente a ángulos muy bajos.

NET PAY: es un espesor de un intervalo rocoso en el cual la porosidad y permeabilidad de las rocas son lo suficientemente buenas como para permitir la producción de aceite y/o gas.

PALEOBIODEGRADACIÓN: proceso mediante el cual la materia orgánica se descompuso en el pasado, por acción de bacterias u otros agentes biológicos.

PALEOCOCINA: es aquella roca generadora que alcanzó unas condiciones apropiadas de presión y temperatura para generar hidrocarburos líquidos en el pasado.

PALEOVALLE: hace alusión a un valle que existió en la antigüedad.

PAROXISMO: se refiere al periodo donde se presenta mayor intensidad en la actividad sísmica, en un levantamiento orogénico, entre otros.

PLAN DE DESARROLLO: es una de las etapas del ciclo de vida de un campo, en la cual se busca establecer el número de pozos a perforar en un campo, evaluar las técnicas a implementar para explotarlo, determinar el tipo y costo de las instalaciones para almacenar y tratar los fluidos a extraer, y finalmente establecer mecanismos de separación y tratamiento de fluidos a extraer.

POBLAMIENTO: consiste en asignar propiedades (como distribución de facies, permeabilidad, porosidad, saturaciones de fluidos, etc.) a cada una de las celdas que hacen parte del grid o malla de un modelo estático.

PREDICCIÓN: proceso que consiste en configurar el modelo de simulación, luego de haber realizado el Cotejo Histórico, para evaluar distintas estrategias de explotación que se desean ser evaluadas en el campo de interés.

PROGRADACIÓN: crecimiento o evolución hacia el exterior de un depósito sedimentario. Por ejemplo, el avance hacia el mar de un delta o una línea de costa, o el avance de un abanico aluvial.

REFRESHING: hace alusión a una segunda generación de aceite (o a un segundo pulso de aceite) en un sistema petrolífero, siempre y cuando existan las condiciones requeridas para su formación.

RESERVA: es una cantidad volumétrica de petróleo que va a ser recuperada con fines comerciales desde una acumulación en un sistema petrolífero localizado a profundidad en el subsuelo.

SALTO DE FALLA: es la distancia vertical de desplazamiento luego que ha ocurrido movimiento relativo entre dos bloques de roca separados por un plano de falla.

SHALE: roca sedimentaria, de grano fino, físil, compuesta de sedimentos tamaño limo y arcilla (según escala de Udden-Wentworth).

SILICICLÁSTICO: hace alusión a un sedimento que comprende partículas compuestas de minerales y fragmentos de rocas silicatados, como arenitas, conglomerados y lodolitas.

SINCRONISMO: en un contexto de geología del petróleo, hace alusión a la simultaneidad de eventos y ordenamiento de procesos en un instante o intervalo de tiempo geológico que permiten la formación de un sistema petrolífero.

SISTEMA PETROLÍFERO: conjunto de elementos geológicos y procesos necesarios para generar y almacenar los hidrocarburos. Como elementos, incluye una roca generadora madura, un camino de migración, una roca almacén, una trampa, y una roca sello. Como procesos, incluye principalmente la generación, migración y acumulación.

TECHO DE CUÑA: es la masa de sedimento que se acumula sobre la parte frontal de la cuña orogénica. Está delimitada por el frente orogénico y el frente topográfico.

UPSCALING: consiste en asignar propiedades a cada una de las celdas que hacen parte del grid o malla de un modelo estático, pero considerando dicha asignación en celdas a escala "gruesa" a partir de celdas a escala más "fina". Así, se reduce el tiempo de análisis de incertidumbres en un CPU.

YACIMIENTO: es una roca porosa y permeable en la cual se acumulan aceite, agua y gas. Usualmente, se trata de arenitas, calizas o dolomitas.

ZONA TRIANGULAR: es un área triangular limitada por fallas inversas, la cual se ha formado debido al truncamiento de una superficie de cabalgamiento antigua por una de retrocabalgamiento más reciente.

RESUMEN

El presente trabajo de grado describe la caracterización de un yacimiento de un campo en la Cuenca de los Llanos Orientales, mediante la creación de un modelo dinámico de simulación numérica.

Para este fin, se debió iniciar la construcción de un modelo estático, el cual permitiera modelar la trampa mixta que generó el yacimiento, y que consiste en el pinchamiento lateral de la unidad reservorio contra el basamento que se levanta en el lugar debido a los esfuerzos tectónicos que definen la estructura monoclinal del área donde se encuentra el campo. La presencia de fallas no es relevante, por tanto, el cierre del yacimiento está determinado por la presencia del basamento y el contacto agua petróleo. El poblamiento del modelo se realizó para cada tipo de roca a partir de una caracterización litológica y petrofísica basada en las variaciones composicionales y texturales que controlan la porosidad y permeabilidad de la roca.

Mediante el modelo de simulación numérica, se recrearon las características del flujo de fluidos y su interacción con la roca dentro del yacimiento. A partir de esta herramienta fue posible evaluar, mediante el comportamiento de producción, el esquema o arquitectura de pozo propuesto en el plan de desarrollo del campo, y luego compararlo con un esquema optimizado. De esta forma, luego de la evaluación financiera, fue posible elegir la arquitectura que mejor se adapta a las características del yacimiento.

Palabras Clave: Cuenca Llanos Orientales, Simulación Yacimiento, Modelo Dinámico, Modelo Estático, Plan Desarrollo, Arquitectura Pozos.

INTRODUCCIÓN

La simulación de yacimientos permite predecir cómo se comporta un yacimiento antes, durante y después de haber sido perforado. Para esto, es necesario suministrar al simulador información suficiente para que, mediante las ecuaciones de difusividad que conforman el modelo matemático, pueda representar el comportamiento del yacimiento y, posteriormente, se encargue de solucionar numéricamente las distintas ecuaciones del modelo matemático, al igual que hacer predicciones sobre variables y escenarios diferentes al estado actual del yacimiento.

Lo anterior resulta de gran importancia porque, gracias a esta herramienta de simulación, es posible tomar decisiones operacionales sobre un yacimiento con menor incertidumbre, teniendo una idea sobre el comportamiento de las diferentes variables del yacimiento luego de realizar un proceso específico. En el caso de este trabajo de grado, se presenta una arquitectura de pozos óptima para el desarrollo de un campo nuevo. Por tanto, la simulación debe proveer información sobre cuál arquitectura y qué tipo de pozos generan un mejor rendimiento económico bajo los diferentes escenarios de variación litológica posible, debido a la incertidumbre geológica asociada a los campos nuevos.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Evaluar la factibilidad técnico – financiera del Plan de Desarrollo de un Campo en la Cuenca de los Llanos Orientales mediante la creación de un modelo de Simulación de Yacimiento.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Describir las generalidades y geología de un Campo en la Cuenca de los Llanos Orientales.
2. Actualizar el modelo estático existente para la Formación Carbonera, mediante el uso del software Petrel.
3. Realizar el Cotejo Histórico en el simulador de Yacimientos Computer Modelling Group (CMG) mediante la información de producción suministrada.
4. Simular el Plan de Desarrollo propuesto por la compañía en el simulador de yacimientos CMG.
5. Optimizar el Plan de Desarrollo existente teniendo en cuenta los resultados de la simulación.
6. Analizar la viabilidad financiera de la optimización del Plan de Desarrollo propuesto mediante el indicador financiero Valor Presente Neto (VPN).

1. GENERALIDADES DEL CAMPO M

En este capítulo se recopila información básica de la historia, localización, marco geológico e historia de producción del campo de interés el cual, por razones de confidencialidad, se denominará Campo M, localizado dentro del Bloque exploratorio A, en la Cuenca de los Llanos Orientales.

1.1 HISTORIA DEL CAMPO

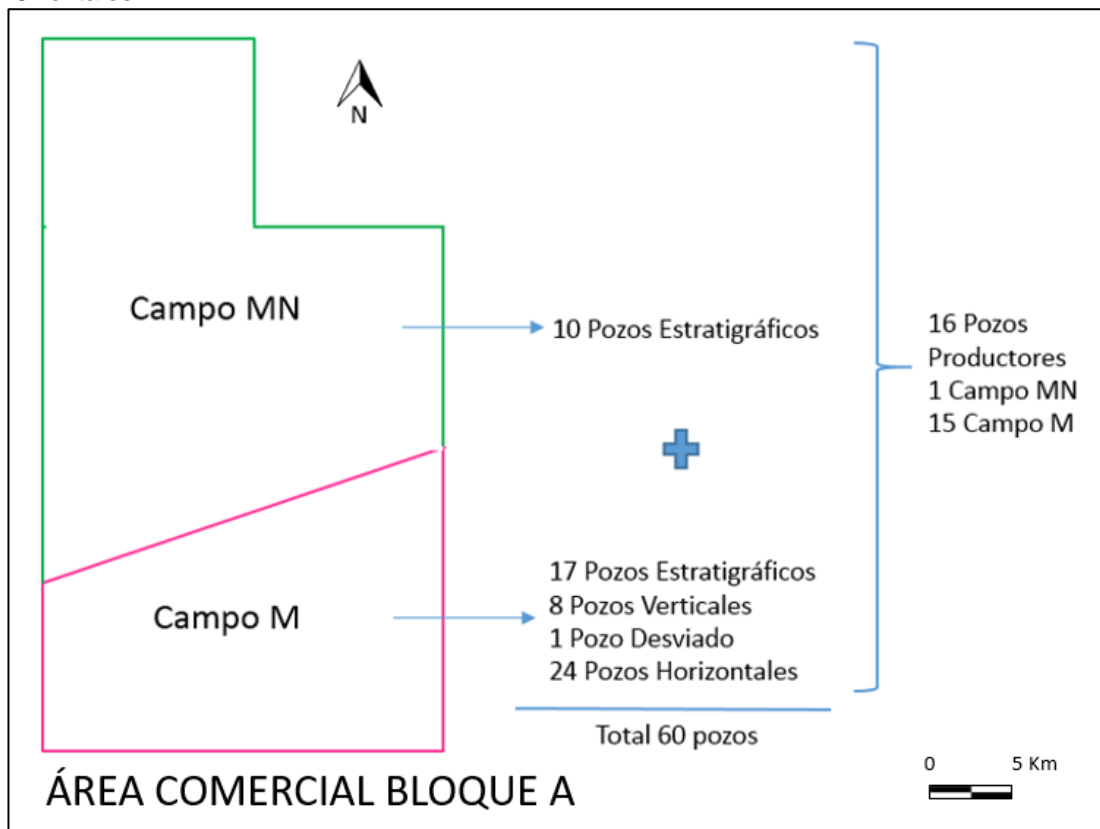
En el año 2005 se inició la exploración del área donde se encuentra el Campo M por parte de ECOPETROL S.A. Entre los años 2005 y 2010, se llevaron estudios de prospección sísmica y perforación de pozos estratigráficos para obtener núcleos y tomar registros eléctricos. Con el fin de establecer tendencias regionales de depositación, se realizó interpretación sísmica 2D; mientras que, para establecer cambios litológicos locales, se interpretaron registros eléctricos. Estos estudios permitieron elaborar mapas de arena neta petrolífera, a partir de los cuales se definió que la distribución de hidrocarburos estaba controlada por la tendencia de depositación de las arenas, la cual es mayor al SW del área de estudio.

A finales del año 2010, se encontró en el campo una estructura prospectiva, razón por la cual se decidió la perforación de tres pozos para comprobar la acumulación de hidrocarburos; estos fueron los pozos verticales descubridores M-1, F-2 y P-1. Estos pozos fueron perforados hasta una profundidad promedio de 2900 ft, hasta la Formación Carbonera, Unidad C7, donde se encontró un crudo entre 13.8 - 16.3° API, y aproximadamente 200 BOPD de producción en el pozo M-1 (tasa determinada como resultado de pruebas extensas de producción). Con base en sus resultados, se intensificó la campaña exploratoria en el área, mediante la perforación de 60 pozos nuevos.

Para el año 2013, se declaró comercialidad en el Bloque A, quedando este dividido entre los Campos M y MN. Los 60 pozos perforados quedaron distribuidos para cada campo así: *Campo M*: 17 pozos estratigráficos, ocho pozos verticales, un pozo desviado, y 24 pozos horizontales. *Campo MN*: 10 pozos estratigráficos.

En total, de los 60 pozos perforados, 16 fueron productores comerciales, y un pozo se convirtió a inyector. Los pozos perforados se resumen en la Figura 1. Cabe resaltar que, debido a la baja productividad del Campo MN, el bloque de exploración (Bloque A) es explotado sólo en el Campo M.

Figura 1. Bloque A, Campos M y MN y Tipos de pozos perforados, Cuenca de los Llanos Orientales.



Fuente: Elaboración propia basada en: ECOPETROL S. A. Informe Anual 2018.

En el segundo semestre del año 2014, inició la caída drástica del precio internacional del petróleo, y con esto se generó un escenario desfavorable para el desarrollo de los campos de crudos pesados cuyos costos de extracción, tratamiento y evacuación, son elevados respecto a los crudos medianos y livianos. Este escenario de precios afectó al Campo M, quedando suspendido a principios del año 2016, durante un periodo de seis meses.

El Bloque A fue reactivado el 10 de septiembre del 2016¹. Cuando el precio del hidrocarburo superó los 40 dólares, el equipo a cargo de la explotación del Campo M decidió diseñar un plan de desarrollo para determinar el número de pozos y el tipo de pozo que permitiera un mayor factor de recobro del yacimiento. Estas dos características se evaluarán técnica y financieramente durante la elaboración de este trabajo de grado, mediante el desarrollo de diferentes herramientas que permiten hacer dicha evaluación.

Actualmente (2018), se desarrolla una operación de producción temprana de los pozos existentes, mientras se realiza el proyecto de desarrollo del área de explotación².

¹ ECOPETROL S.A. Informe anual, Mayo 2018: Bogotá, Colombia. p. 15.

² ECOPETROL S.A. Informe anual, Mayo 2018: Bogotá, Colombia. p. 10.

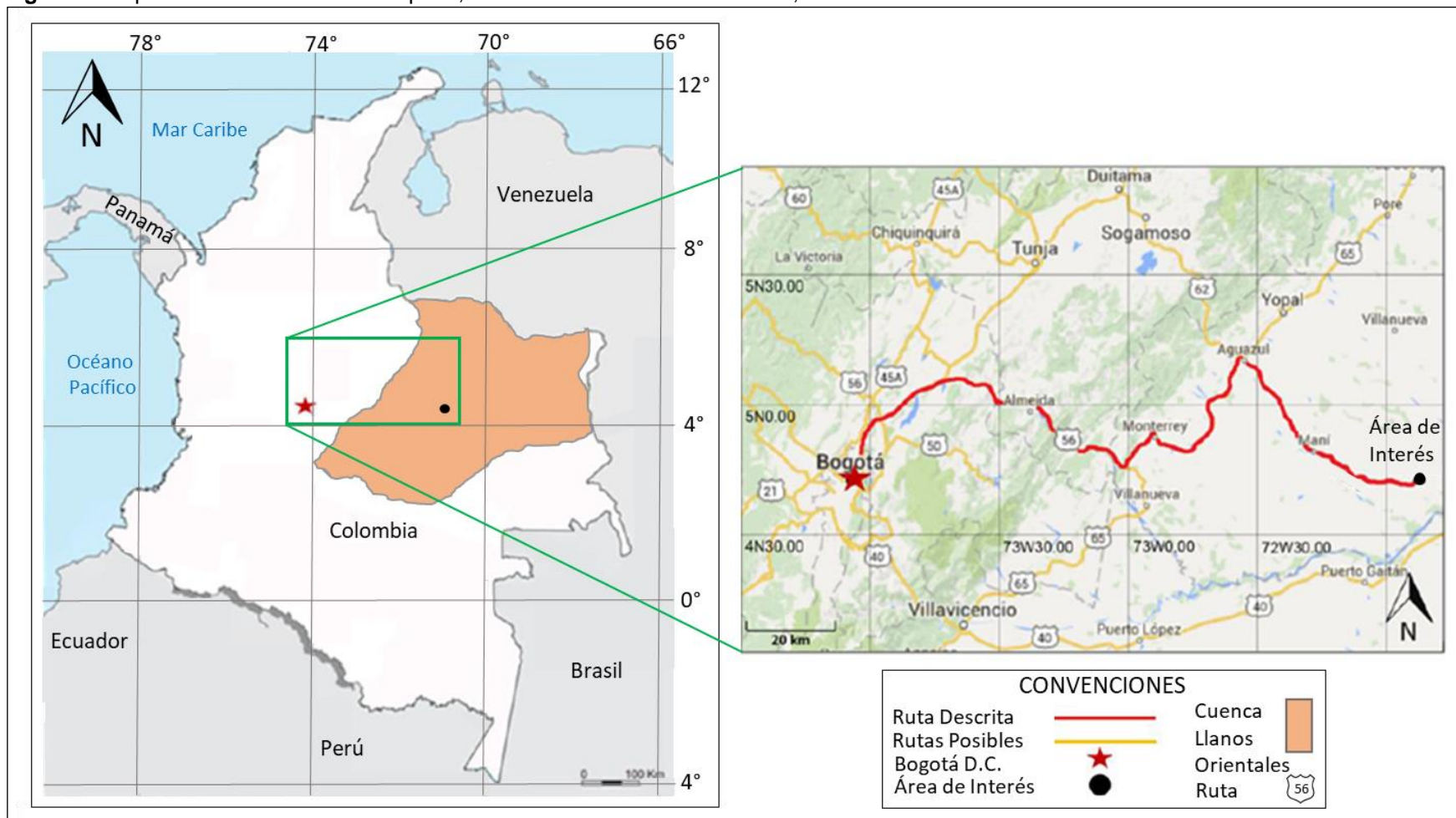
1.2 LOCALIZACIÓN

El Campo M se encuentra localizado al Sureste de Bogotá, en la Cuenca de los Llanos Orientales, en el departamento del Meta. La distancia es de aproximadamente 194.5 Km desde Bogotá.

La Figura 2 muestra la ubicación de la Cuenca de los Llanos Orientales dentro del mapa de Colombia. Como punto de referencia, se ubica Bogotá, la capital del país.

Para acceder al Campo M, partiendo de Bogotá, es necesario salir por la Autopista Norte hasta la Represa del Sisga, donde se toma la Ruta 56 hacia el Este. Dicha ruta pasa por la población de Almeida. Posteriormente, se toma la Ruta 65 en el Cruce de Aguaclara, la cual pasa por los municipios de Monterrey y Aguazul. Desde Aguazul, se sale por la Calle Tercera hacia el Sureste, hasta llegar al municipio de Maní. Desde Maní, se sale por la Carrera Octava hacia el Sureste, llegando hasta el área de interés.

Figura 2. Mapa de Localización del Campo M, Cuenca de los Llanos Orientales, Colombia.



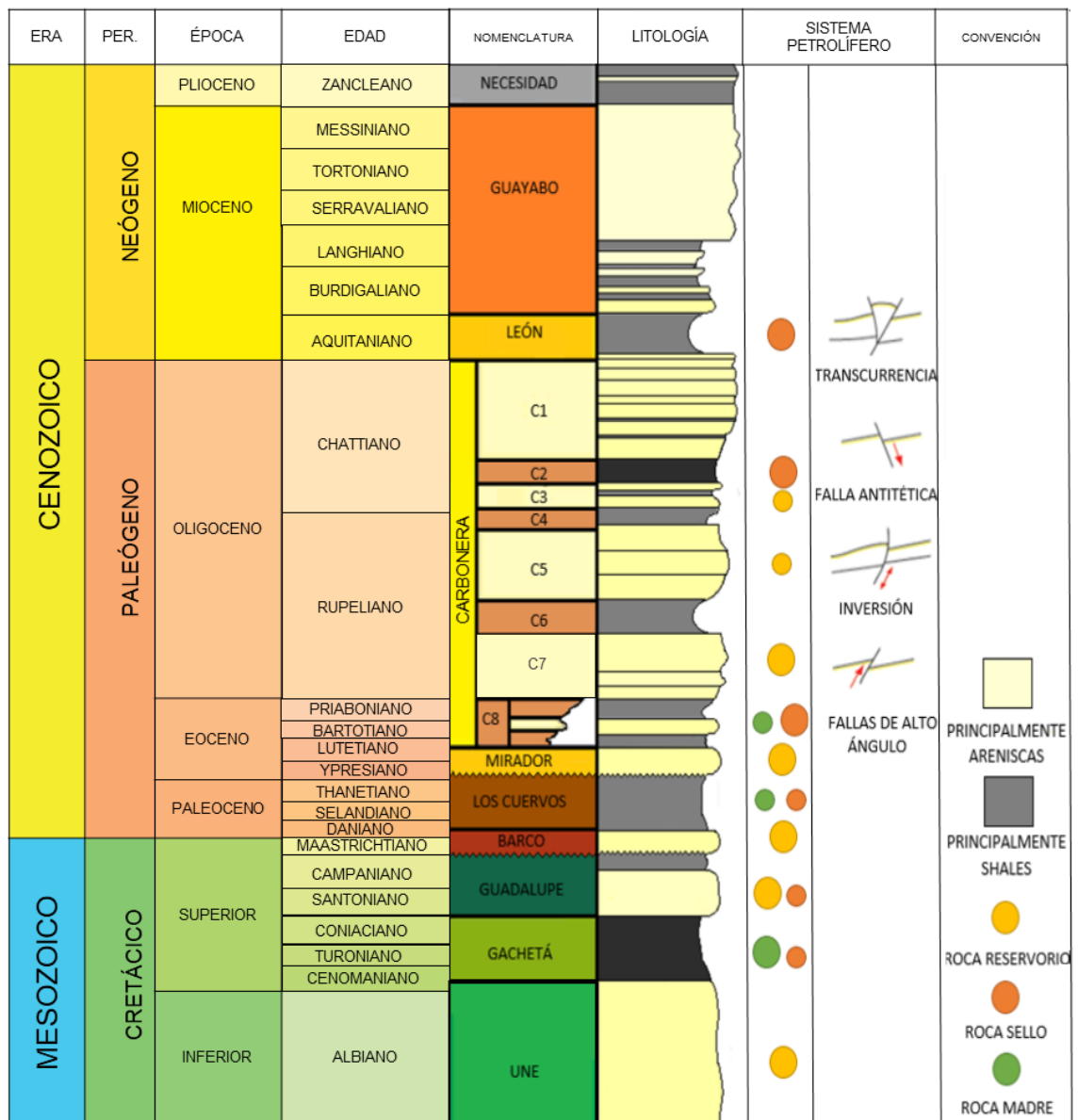
Fuente. Elaboración propia basada en: Agencia Nacional de Hidrocarburos. Colombian Sedimentary Basins. Bogotá – Colombia: 2007.p. 70.

1.3 MARCO GEOLÓGICO

A continuación, se describe la estratigrafía, geología estructural y geología del petróleo asociada al Campo M.

1.3.1 Columna Estratigráfica. La Figura 3 presenta la columna estratigráfica generalizada de la Cuenca de los Llanos Orientales, en la cual se pueden observar las formaciones presentes con rocas que van desde el Cretácico hasta el Neógeno.

Figura 3. Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca de los Llanos Orientales.



Fuente. Elaboración propia basada en: Agencia Nacional de Hidrocarburos. Informe Final Llanos. Colombia. 2012. p. 46.

1.3.2 Estratigrafía. En esta sección, se describen las formaciones presentes en la Cuenca de los Llanos Orientales desde la más antigua a la más reciente, haciendo énfasis en aquellos aspectos relevantes de acuerdo a la información suministrada por los pozos del Campo M.

1.3.2.1 Formación Une. Edad Cretácica (Albiano – Cenomaniano Inferior). Según Hubach (1931)³, está compuesta por cuerpos masivos continuos de areniscas cuarzosas de grano fino a medio, de color blanco a gris con intercalaciones de lutitas y limolitas carbonosas. El espesor varía desde 50 pies al Noroeste hasta 650 pies en el piedemonte llanero. Fue depositada en un ambiente marino de plataforma y fluvial. Está en contacto concordante con la secuencia Paleozoica que la infrayace y con la Formación Gachetá que la suprayace. En el campo de estudio, la Formación Une se encuentra a 7020 pies de profundidad, aproximadamente.

1.3.2.2 Formación Gachetá. Edad Cretácica (Coniaciano Superior). Según Bürgl (1957)⁴, es una sucesión de arcillolitas y lutitas finas de color gris oscuro a negro intercaladas con areniscas cuarzosas de grano fino a medio. Esta formación se acuña hacia el Este y Sureste de la cuenca. Los mayores valores registrados de espesor se encuentran alrededor de 600 pies; en la parte central el espesor varía de 150 a 300 pies. Fue depositada en un ambiente marino. Está en contacto concordante con la Formación Guadalupe que la suprayace y con la Formación Une que la infrayace. En el campo de estudio, dicha formación se encuentra a 6980 pies de profundidad, aproximadamente.

1.3.2.3 Formación Guadalupe. Edad Cretácica (Santoniano o Coniaciano Superior – Maastrichtiano Inferior). Según Hettner (1892)⁵, se compone de areniscas masivas de grano medio a muy fino con intercalaciones delgadas de lutitas. El espesor puede ser superior a 600 pies en la parte Oeste de la cuenca, mientras que hacia el sureste tiende a desaparecer. La depositación de esta formación se dio en un medio de sedimentación marino–continental de alta energía. La Formación Guadalupe está en contacto discordante con la Formación Barco que la suprayace y concordante con la Formación Gachetá que la infrayace. En el campo de estudio, la Formación Guadalupe es discordante, tiende a disminuir de espesor, y se encuentra aproximadamente a 6700 pies de profundidad.

³ HUBACH (E.), 1931 citado por Julivert, M. Colombia. Léxico Estratigráfico Internacional. Volumen V. Fascículo 4 a. 1968. p. 460

⁴ BÜRGL (H.), 1957 citado por Julivert, M. Colombia. Léxico Estratigráfico Internacional. Volumen V. Fascículo 4 a. 1968. p. 273

⁵ HETTNER (A.), 1892 citado por Julivert, M. Colombia. Léxico Estratigráfico Internacional. Volumen V. Fascículo 4 a. 1968. p. 266

1.3.2.4 Formación Barco. Edad Cretácica a Paleógena (Maastrichtiano-Paleoceno Inferior). Según Notestein (1944)⁶, en el sector de Casanare, está compuesta por areniscas masivas con intercalaciones de lutitas gris a gris verdoso. En cuanto al espesor, puede superar los 1000 pies hacia el piedemonte llanero y es discordante en algunas zonas de la cuenca. Estas areniscas fueron depositadas en un ambiente litoral, aunque también se encuentran depósitos aluviales y de estuario. Dicha secuencia está en contacto discordante con la Formación Guadalupe que la infrayace debido a un hiato erosivo, y en contacto concordante con la Formación Los Cuervos que la suprayace. Esta formación se encuentra ausente en el área del campo de estudio.

1.3.2.5 Formación Los Cuervos. Edad Paleógena (Paleoceno Superior – Eoceno Inferior). Según Notestein (1944)⁷, está compuesta por litoarenitas. En el piedemonte llanero, puede alcanzar los 500 pies de espesor. Fue depositada en ambiente de llanura costera supramareal. La Formación Los Cuervos está en contacto concordante con la Formación Barco que la infrayace, y en contacto discordante con la Formación Mirador que la suprayace debido a un hiato depositacional. Esta formación se encuentra ausente en el área del campo de estudio.

1.3.2.6 Formación Mirador. Edad Paleógena (Eoceno Inferior – Eoceno Medio). Según Garner (1926)⁸, esta formación incluye cuerpos masivos de arena con intercalaciones de arcillas finas; es un conjunto de areniscas con granulometría decreciente de base a tope, compuesta en su mayoría por cuarzo. Puede alcanzar espesores de 950 pies en la parte Oeste de la cuenca, y se acuña hacia la parte Este de la misma. Dicha formación se depositó en un ambiente fluvial. Está en contacto concordante con la Formación Carbonera - C8 que la suprayace, y en contacto discordante con la Formación Los Cuervos que la infrayace. Esta formación se encuentra ausente en el área del campo de estudio.

1.3.2.7 Formación Carbonera. Edad Paleógena (Eoceno Medio – Oligoceno). Según Notestein (1944)⁹, predomina la depositación de arcillolitas con intercalaciones de arena y lodolita; las arcillolitas son grises a grises verdosas con algunas intercalaciones de carbones, irregularmente estratificadas. Esta formación tiene amplios espesores en el Oeste de la cuenca, presentando un acuñamiento en dirección Este. El medio de sedimentación es principalmente continental.

⁶ NOTESTEIN (F.B.) et al., 1944 citado por De Porta, J. Colombia. Léxico Estratigráfico Internacional. Volumen V. Fascículo 4 a. 1968. p. 81

⁷ Ibid., p. 333

⁸ GARNER (A.H.), 1926 citado por De Porta, J. Colombia. Léxico Estratigráfico Internacional. Volumen V. Fascículo 4 a. 1968. p. 366

⁹ NOTESTEIN. Op. Cit., p. 112

De acuerdo con Cooper *et al.* (1995)¹⁰, esta formación es el resultado de cuatro ciclos sedimentarios, iniciando con un paquete arcilloso a la base. Está dividida en ocho unidades operacionales, siendo las unidades pares (C2-C4-C6-C8) niveles arcillosos transgresivos y las unidades impares niveles arenosos regresivos (C3-C5-C7). Dichas unidades están en contacto concordante a través de toda la cuenca. A continuación, se definen las unidades que componen la Formación Carbonera:

Unidad C8: Se caracteriza por una secuencia de lutitas gris a verde oscuro, limolitas y arcillolitas gris claro. Presenta un espesor variable desde 50 pies al Este hasta 400 pies en el piedemonte llanero.

Unidad C7: Es el principal objetivo de estudio. Este nivel corresponde al paquete arenoso localizado al tope del primer ciclo sedimentario. Las areniscas cuarzosas que componen este reservorio son de color café, de grano fino a medio, a veces conglomeráticas, y están separadas por niveles de arcilla gris a verde. En la parte central, se pueden tener espesores de 250 a 280 pies. Fue depositada en un ambiente deltaico dominado por ríos. Se encontró a 6440 pies de profundidad, aproximadamente. Al ser la unidad de interés, se subdivide principalmente en dos zonas: Zona 1 y Zona 2. La porosidad en la Formación Carbonera C7 disminuye de Este a Oeste, especialmente por efectos de cementación y compactación, ligados a eventos sedimentarios.

Unidad C6: Es una secuencia homogénea de lutitas verde grisáceo en la base con algunas trazas de areniscas cuarzosas. El espesor va desde los 600 pies en el Oeste de la cuenca hasta 100 pies, ya que su espesor disminuye hacia el Este.

Unidad C5: Tiene intercalaciones de areniscas de tamaño medio poco consolidadas con arcillolitas y considerables paquetes de limolitas. El espesor varía desde 50 hasta 300 pies en dirección hacia la Cordillera Oriental.

Unidad C4: Está compuesta por intercalaciones de lutitas, limolitas y areniscas en menor medida. Comprende espesores de 700 pies hasta 150 pies en el centro de la cuenca.

Unidad C3: Se caracteriza por importantes paquetes de areniscas cuarzosas de grano fino a medio intercalados con arcillolitas de color gris claro; en la parte central de la cuenca se pueden presentar niveles carbonosos. Tiene un espesor promedio de 150 pies que aumenta hacia la parte Suroeste de la cuenca.

Unidad C2: Se encuentra compuesta principalmente por lutitas grises a verde claro, arcillolitas grisáceas, areniscas y esporádicos niveles de limolitas. Cuenta con un espesor promedio de 150 pies en la parte central de la cuenca.

¹⁰ COOPER (M.A.) *et al.*, 1995. Basin development and tectonic history of the Llanos Basin, Eastern Cordillera, and Middle Magdalena Valley, Colombia. AAPG Bulletin, V. 79, No. 10 (October 1995), p. 1421–1443.

Unidad C1: Esta unidad es de carácter arenoso con algunas secciones de limolitas y lutitas. En la parte del piedemonte llanero puede alcanzar 2000 pies de espesor.

1.3.2.8 Formación León. Edad Neógena (Oligoceno Superior – Mioceno). Según Notestein (1944)¹¹, la composición es de shales grises a pardos con arcillas limosas, pero hacia la parte Oeste se hace más arenosa. En algunos sectores de la cuenca alcanza 2000 pies de espesor. Esta formación se depositó en un ambiente transicional a marino. La Formación León está en contacto concordante con la Formación Guayabo que la suprayace y con la Formación Carbonera – C1 que la infrayace.

1.3.2.9 Formación Guayabo. Edad Neógena (Mioceno). Según Notestein (1944)¹², está compuesta por arcillolitas, lutitas pardas y grises con intercalaciones de arenas; en la parte central está compuesta por arcillolitas y areniscas de grano grueso. Es una secuencia con un espesor promedio de 4000 pies hacia la parte Oeste; en el piedemonte llanero tiene el mayor espesor, mientras que se adelgaza hacia el Sur de la cuenca. Fue depositada en un ambiente continental consistente de depósitos molásicos de conos aluviales y depositación fluvial. Esta formación está en contacto concordante con la Formación Necesidad que la suprayace y con la Formación León que la infrayace.

1.3.2.10 Formación Necesidad. Edad Neógena (Plioceno). Según Olsson (1956)¹³, es la formación más reciente presente en la Cuenca de los Llanos Orientales. Corresponde a arcillolitas con intercalaciones de areniscas finas provenientes de la Cordillera Oriental. Tiene un espesor promedio de 700 pies, y fue depositada en un ambiente fluvial. Está en contacto concordante con la Formación Guayabo que la infrayace.

¹¹ NOTESTEIN (F.B.) et al., 1944 citado por De Porta, J. Colombia. Léxico Estratigráfico Internacional. Volumen V. Fascículo 4 a. 1968. p. 324

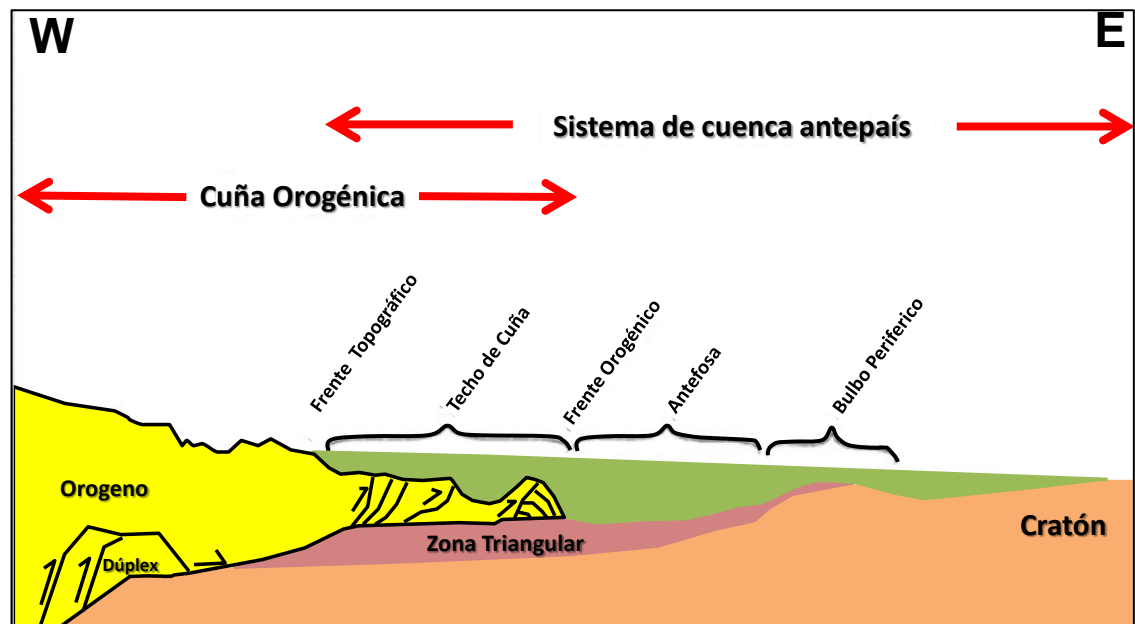
¹² *Ibid.*, p. 259

¹³ OLSSON, (A.) 1956 citado por De Porta, J. Colombia. Léxico Estratigráfico Internacional. Volumen V. Fascículo 4 a. 1968. p. 345

1.3.3 Geología Estructural. La estructura del Campo M está constituida por un amplio monoclinas orientado regionalmente en una dirección N50°E. La estructura presenta un buzamiento de 0.1° a 1.2° en dirección Noroeste. La dirección del sistema de fallas es predominantemente N40-50°¹⁴, representando la dirección de depósito de la cuenca foreland (antepaís), y la dirección de los esfuerzos compresivos asociados al levantamiento de la Cordillera Oriental durante el Neógeno, a su vez asociados a la formación de esta cuenca¹⁵. Aún así, existen algunas fallas y pliegues menores relacionados a otros eventos tectónicos ocurridos durante todo el Cenozoico.

La Figura 4, muestra un esquema generalizado de la Cuenca de los Llanos Orientales orientado en dirección Oeste-Este, donde el orógeno corresponde a la Cordillera Oriental; el Frente Topográfico, Techo de Cuña y Frente Orogénico corresponden al piedemonte llanero, y el Cratón corresponde al Cratón de la Guyana. El Campo M está ubicado en la región de Antefosa.

Figura 4. Esquema generalizado Oeste-Este de la Cuenca de los Llanos Orientales (Cuenca Foreland o Antepaís).



Fuente: ECOPETROL S.A. Esquema de una Cuenca de Antepaís. 2018. Modificado de Jiménez (2010) y referido de DeCelles y Gilles (1996).

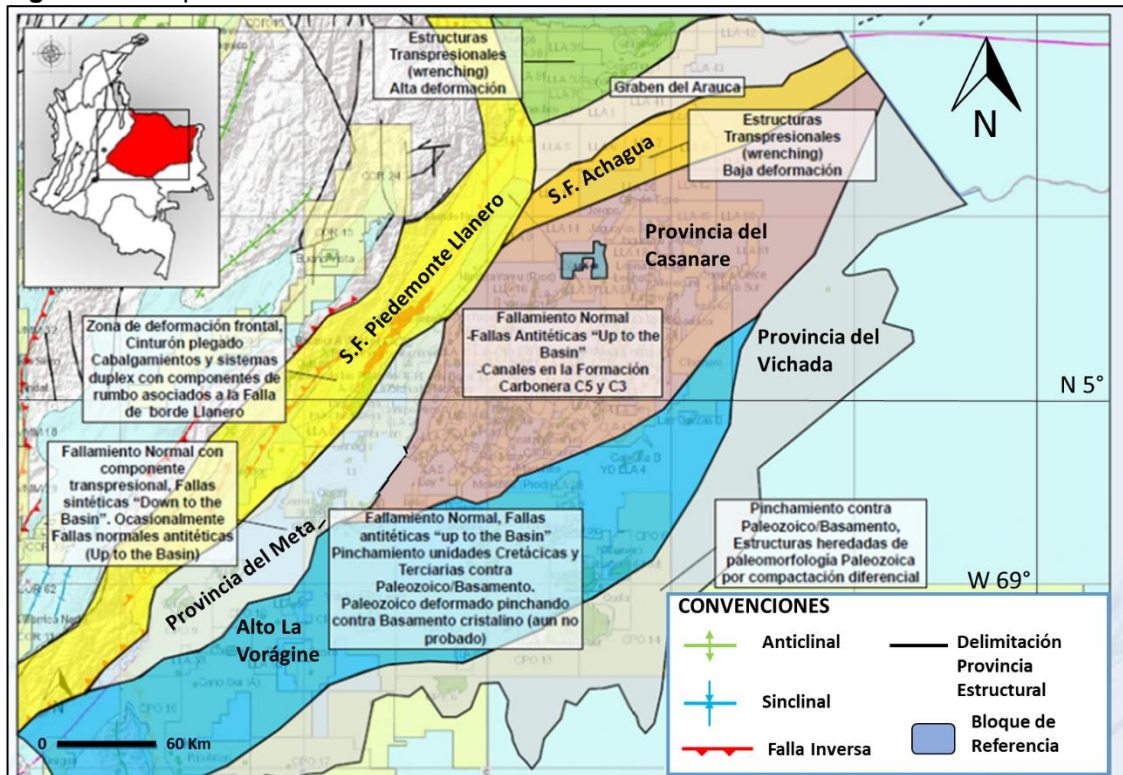
La Figura 5, muestra un mapa de la Cuenca de los Llanos Orientales dividida en provincias estructurales, dentro de las cuales destacan el Sistema de Fallas del Piedemonte Llanero, la Provincia del Meta, la Provincia del Casanare, la Provincia del Vichada, el Sistema de Fallas de Achagua, y el Graben de Arauca. El Campo M se encuentra localizado en la Provincia del Casanare. En la Figura 5, se muestra un bloque de referencia al interior de la Provincia del Casanare, localizado muy cerca al Bloque A.

¹⁴ ECOPETROL S.A. Informe anual, Mayo, 2018: Bogotá, Colombia. p. 35

¹⁵ CABALLERO, (V.) et al 2010. Colombia. Boletín de Geología. p. 45

Es común la presencia de fallas normales, como fallas antitéticas, al igual que de canales de borde en la Formación Carbonera, Unidades C5 y C3.

Figura 5. Mapa de Provincias Estructurales de la Cuenca de los Llanos Orientales.



Fuente: Elaboración propia basada en: ECOPEPETROL S.A. Mapa de Provincias Estructurales de la Cuenca de los Llanos Orientales. 2018.

En el área de estudio correspondiente al Campo M, los saltos de fallas son pequeños, tanto así que en ambos bloques de las fallas (a lado y lado de cada falla) se encuentran hidrocarburos. Los saltos de falla aumentan o disminuyen el espesor de arenas petrolíferas, "Net Pay", pero no se consideran cierre de yacimiento.

Además, las zonas de interés dentro de la Unidad C7 de la Formación Carbonera presentan un leve plegamiento que se asocia con fenómenos de compactación diferencial de la roca y no a la presencia de plegamiento por tectónica regional, lo que hace que el sistema sea aún más complejo de entender.

Adicional a ello, el yacimiento presenta un cierre estratigráfico e hidrodinámico hacia el Sur del campo y uno estructural hacia el Norte.

1.3.4 Geología del Petróleo. En esta sección, se realiza una descripción de los principales aspectos relacionados con el sistema petrolífero del Campo M.

1.3.4.1 Roca Generadora. El área del piedemonte llanero se constituye en el principal sitio de generación de hidrocarburos de la cuenca. Los análisis geoquímicos del aceite de los campos adyacentes al Campo M indican que la roca generadora de estos hidrocarburos son las lutitas marino-continentales de

la Formación Gachetá, que datan del Turoniano-Coniaciano, y se encuentran debajo de la Cordillera Oriental. Estas rocas poseen un kerógeno tipo II y III, una temperatura de generación de 80°C, rangos de TOC entre 1 y 3% y un espesor efectivo de 164 a 328 pies¹⁶.

1.3.4.2 Roca Reservorio. Las rocas reservorio del Campo M son las areniscas basales de la Formación Carbonera, Unidad C7, que se depositaron discordantemente sobre las rocas del Paleozoico. La zona petrolífera de estas arenas se divide operacionalmente en dos sub-unidades: La subunidad productora principal en el área es la Zona 1, la cual presenta una porosidad entre 27% y 30%, una permeabilidad entre 900 mD y 5000 mD, y un crudo pesado entre 13.8° y 16.3° API en la mayoría de pozos perforados en el área. En la Zona 2, generalmente se encuentra el contacto agua-petróleo (OWC), y no es una unidad de interés comercial aún cuando se han identificado acumulaciones de petróleo.

La identificación de estas zonas en el Campo M, mediante registros eléctricos, se mostrará en la sección de interpretación de registros de pozo en el Capítulo 3.

1.3.4.3 Sello. El sello regional es la Formación León y otros shales menores y continuos de la Formación Carbonera que dividen el yacimiento en unidades hidráulicas independientes.

1.3.4.4 Migración. El crudo presente en el área de interés presenta dos fases de migración y es el resultado de dos tipos de hidrocarburos provenientes de dos pulsos diferentes: Un primer pulso paleobiodegradado proveniente de rocas marinas Cretácicas de la Formación Chipaque, localizadas a lo largo del eje de la Cordillera Oriental (paleococinas), e iniciaron la expulsión de hidrocarburos desde hace 32 m.a hasta hace unos 15 m.a., edad en la que se inicia su enfriamiento debido al paroxismo andino¹⁷.

El segundo pulso o refreshing es mucho más reciente (últimos 10 m.a.). Es un crudo mucho más liviano y actualmente puede estar en una etapa de biodegradación si se encuentra localizado por debajo de los 80°C (zona de vida para las bacterias). Este crudo proviene de cocinas actuales localizadas principalmente en los piedemontes de la Cordillera Oriental, las cuales son rocas generadoras de una facies más siliciclástica de la Formación Chipaque (Formación Gacheta) o de rocas Cenozoicas (Formación Los Cuervos).

1.3.4.5 Trampa. El hidrocarburo entrampado en el área de interés migró lateral y verticalmente buscando zonas de menor presión siguiendo el buzamiento regional hasta alcanzar zonas favorables para el entrampamiento estructural y estratigráfico de hidrocarburos

¹⁶ ANH Información Geológica y Geofísica – Estudios integrados Ronda Colombia 2010 pg. 2

¹⁷ ANH Información Geológica y Geofísica – Estudios integrados Ronda Colombia 2012 pg. 2

En el Campo M, el yacimiento presenta un cierre estratigráfico e hidrodinámico hacia el Sur y uno estructural hacia el Norte.

1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO M

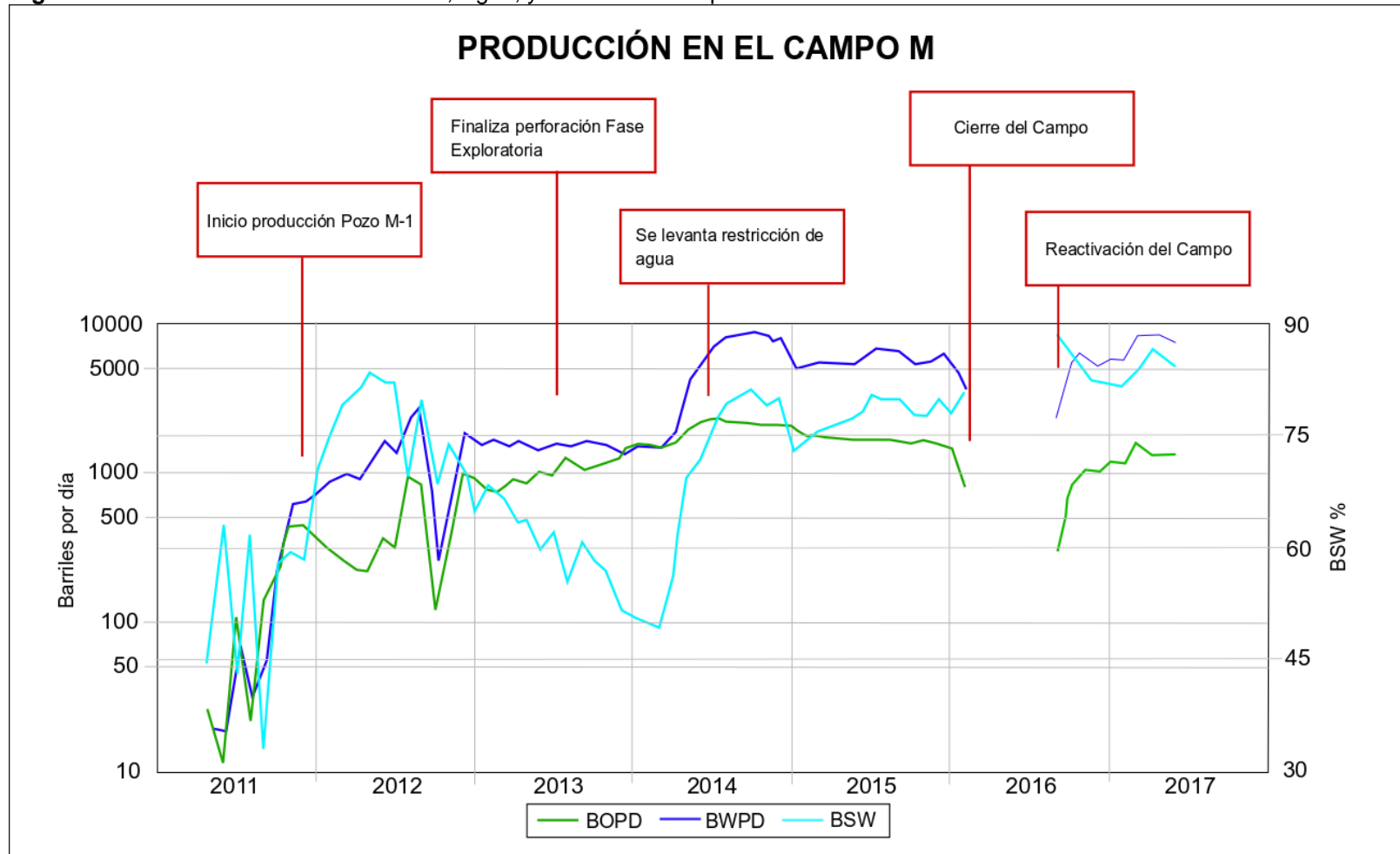
En este apartado, se presentan aspectos relacionados con la producción del Campo M, tales como Métodos de Producción del campo, el Tiempo de Producción, el Número de Pozos presentes, las principales Características del Yacimiento, y la Producción Acumulada al 2017.

1.4.1 Métodos de Producción. El Campo M, al igual que otros campos ubicados en la Cuenca de los Llanos Orientales, cuenta con la presencia de acuíferos activos que proporcionan soporte de presión y que, a su vez, permiten un buen drenaje del yacimiento.

Teniendo en cuenta que el Campo M cuenta con crudo pesado (13.8°-16.3° API), la determinación del factor de recobro considera cálculos de la relación de viscosidades crudo-agua, del corte de agua, y de la eficiencia de barrido. Así, los factores de recobro se estiman entre el 11% y el 18%.

1.4.2 Tiempo de Producción. Desde el inicio de la producción del Campo M en el año 2011, se han tenido siete (7) años de producción. Sin embargo, hubo una interrupción en la producción durante seis (6) meses en el año 2016, la cual duró entre febrero y agosto de dicho año. La Figura 6 muestra el tiempo de producción del Campo M, desde el mes de abril del año 2011, hasta el mes de mayo del año 2017. Los recuadros superiores indican cinco (5) eventos importantes durante la producción del campo: el inicio de la producción del Pozo M-1 (noviembre de 2011), la finalización de perforación de pozos exploratorios (julio de 2013), el levantamiento de la restricción de agua (junio de 2014), el cierre del campo por la caída del precio del petróleo (febrero de 2016), y la reactivación del campo (septiembre de 2016).

Figura 6. Gráfico de Producción de Aceite, Agua, y BSW en el Campo M desde el año 2011 hasta el año 2017.



Fuente: Elaboración propia basada en: ECOPETROL S.A. Informe anual 2018.

La producción de agua en BWPD (color azul rey) siempre ha sido mayor que la producción de aceite en BOPD (color verde), exceptuando el primer mes de producción en el año 2011. En el caso de la curva del BSW (azul aguamarina), tiende a aumentar cuando aumenta la producción de agua, y a disminuir cuando disminuye dicha producción.

Como valores máximos, se tiene una producción de aceite de 2500 BOPD para junio de 2014, una producción de agua de 10000 BWPD para septiembre de 2014, y un BSW del 89% para septiembre de 2016 (valores aproximados según figura).

Entre los años 2011 y 2012, la producción mantuvo una tendencia generalizada a aumentar, salvo una disminución abrupta en el mes de septiembre de 2012. El BSW presentó un incremento considerable a comienzos de 2012. A partir del 2013, la producción se mantuvo estable sin presentar mayor variación, sin embargo, el BSW presentó una notoria disminución hacia finales de ese año e inicios del 2014. Ya en 2014, se tuvo un incremento abrupto en la producción de agua, mientras que la producción de aceite apenas presentó un ligero incremento; a finales del año, el BSW presentó un incremento abrupto, acorde al incremento en la producción de agua. Durante 2015, la producción se mantuvo estable tanto para el aceite como para el agua; el BSW también se mantuvo estable, salvo ligeras variaciones en la segunda mitad del año.

En el año 2016, no hubo producción durante seis meses, hecho representado por la ausencia de las curvas entre febrero y septiembre de ese año. Desde la reactivación del campo, hasta mediados del año 2017, la tendencia generalizada en la producción fue de aumentar (aumento en un 500% de BOPD). El BSW presentó sus valores más altos en esta última etapa de producción (89% en septiembre de 2016).

Desde 2017 hasta la fecha (2018), no se presentan datos de producción en el gráfico.

1.4.3 Número de Pozos. En el Campo M se han perforado un total de 50 pozos distribuidos de la siguiente forma: 24 pozos horizontales, 17 pozos estratigráficos, ocho (8) pozos verticales y un (1) pozo desviado; de estos, 15 son productores. La Tabla 1, muestra el estado de 20 pozos perforados en el Campo M, incluyendo los 15 pozos productores, más otros cinco (5) pozos que no son productores.

Tabla 1. Estado de los pozos perforados en el Campo M, incluyendo los 15 pozos productores.

POZOS	ESTADO
Verticales	
Mi-1	Productor activo
Mi-2	Productor no comercial. Convertido a inyector de agua (disposal)
F-1	Productor no comercial. Abandonado para perforar F-1ST3
F-2	Productor activo
P-1	Productor no comercial. Temporalmente suspendido
Desviados	
C8-ST	Productor. Abandonado por alto BSW para perforar CS8-ST4
E-1	100% BSW
Horizontales	
C1-H	Productor inactivo
C2-H	Productor inactivo
C8-ST4	Productor inactivo
Mi-1H	Productor activo
Mi-2H	Productor activo
F1-H-ST	Productor activo
F2-H-ST	Productor activo
F1-ST3	Productor activo
E2-ST	Productor inactivo
E1-ST2	Productor inactivo
E1-H	Productor inactivo
F2-H-ST2	Productor activo
F2-H-ST1	Productor activo

Fuente: Elaboración propia basada en: ECOPETROL S.A. Estado de los pozos perforados en el Campo M. 2018.

En conclusión, se tiene un total de nueve (9) pozos productores activos, seis (6) pozos productores inactivos, y cinco (5) pozos no productores.

Para ver el listado de pozos completo, remitirse al Anexo A.

1.4.4 Características del yacimiento. A continuación, la Tabla 2 recopila algunas de las principales características petrofísicas de la roca (porosidad, permeabilidad, espesor y presencia de sellos) y de los fluidos (gravedad API y viscosidad del aceite).

Tabla 2. Propiedades de la roca y fluidos (aceite) para el Campo M.

PROPIEDAD	RANGO DE VALORES
DE LA ROCA	
POROSIDAD	27% - 30%
PERMEABILIDAD	900 mD - 5000 mD
ESPESOR	5 - 15 pies
SELLOS	Presencia heterogénea de sellos en el Campo M
DE LOS FLUIDOS	
GRAVEDAD API	13.8° - 16.3° (Crudo pesado)
VISCOSIDAD DEL ACEITE	100 cp - 300 cp.

Fuente: Elaboración propia basada en: ECOPETROL S.A. Propiedades de la roca y los fluidos en el Campo M. 2018.

1.4.5 Producción Acumulada. La producción acumulada de aceite y el número de pozos productores de aceite en el Campo M se muestran en la Figura 7.

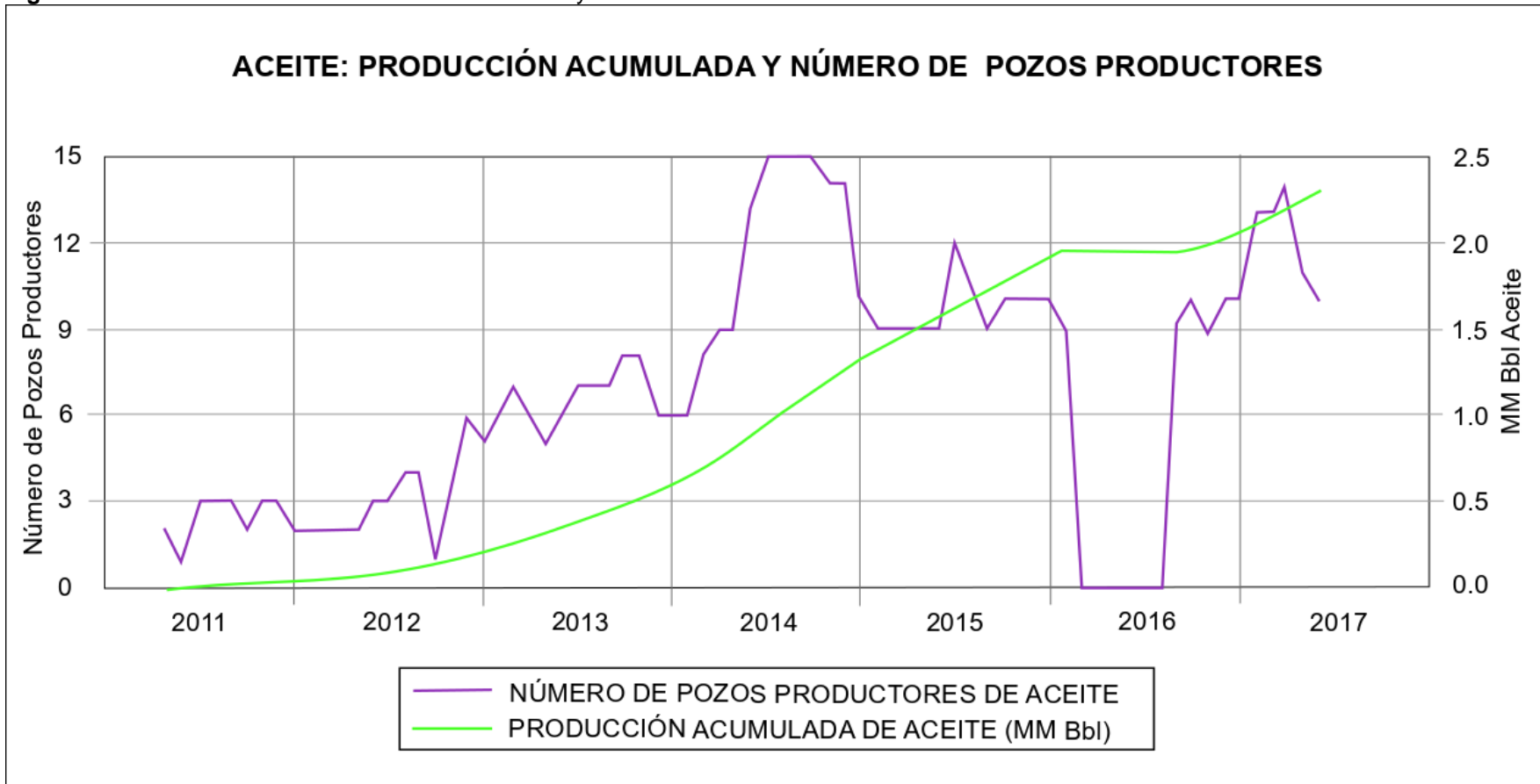
Como se puede apreciar, desde el inicio de la producción (abril de 2011) hasta el cierre del campo (febrero de 2016), se produjeron dos millones (2'000.000) de barriles de aceite. Este valor se mantuvo hasta el mes de septiembre de 2016, cuando se reanudó la producción del campo. A mediados del año 2017, se alcanzó la producción acumulada de aproximadamente dos millones cuatrocientos mil (2'400.000) barriles de aceite.

La Figura 7 permite ver, además, cómo los períodos de mayor crecimiento en la producción acumulada de aceite ocurrieron cuando estuvieron activos la mayor cantidad de pozos productores. Estos periodos son: entre junio y septiembre del año 2014, con el máximo histórico de 15 pozos produciendo; entre octubre y noviembre del año 2014, con 14 pozos produciendo; y durante el mes de marzo de 2017, de nuevo con 14 pozos produciendo.

El periodo de estancamiento en la producción acumulada de aceite entre febrero y agosto de 2016 se debe a que ningún pozo productor se encontraba activo en ese momento.

Desde el año 2017 hasta la fecha (2018), no se muestra ningún dato de producción acumulada en el gráfico, debido a que la compañía no suministró dicha información.

Figura 7. Gráfico de Producción Acumulada de Aceite y Número de Pozos Productores de Aceite desde el año 2011 hasta el año 2017.



Fuente: Elaboración propia basada en: ECOPETROL S.A. Informe anual 2018.

2. ASPECTOS TEÓRICOS

Este capítulo describe los conceptos generales que permiten comprender las herramientas usadas para el desarrollo de este trabajo de grado.

El marco teórico describe los procesos y etapas asociados al desarrollo de un campo petrolífero, algunas generalidades sobre las herramientas que permiten crear modelos del yacimiento, y finalmente una descripción de la creación de los modelos estático y dinámico.

2.1 DESARROLLO DE UN CAMPO PETROLÍFERO

El presente trabajo de grado está centrado en la etapa de evaluación y el cumplimiento del objetivo 1 de la etapa de desarrollo para el campo M, la creación de un modelo estático y dinámico hacen parte de las herramientas necesarias para cumplir con la evaluación de estas fases, a continuación se ubican y describen estas fases dentro de la vida de un campo petrolífero.

2.1.1 Vida de un Campo. De forma general, la vida de un campo petrolífero consta de dos grandes pasos: la exploración, con una duración aproximada entre 5 y 10 años, y la producción, con una duración aproximada entre 15 y 30 años.

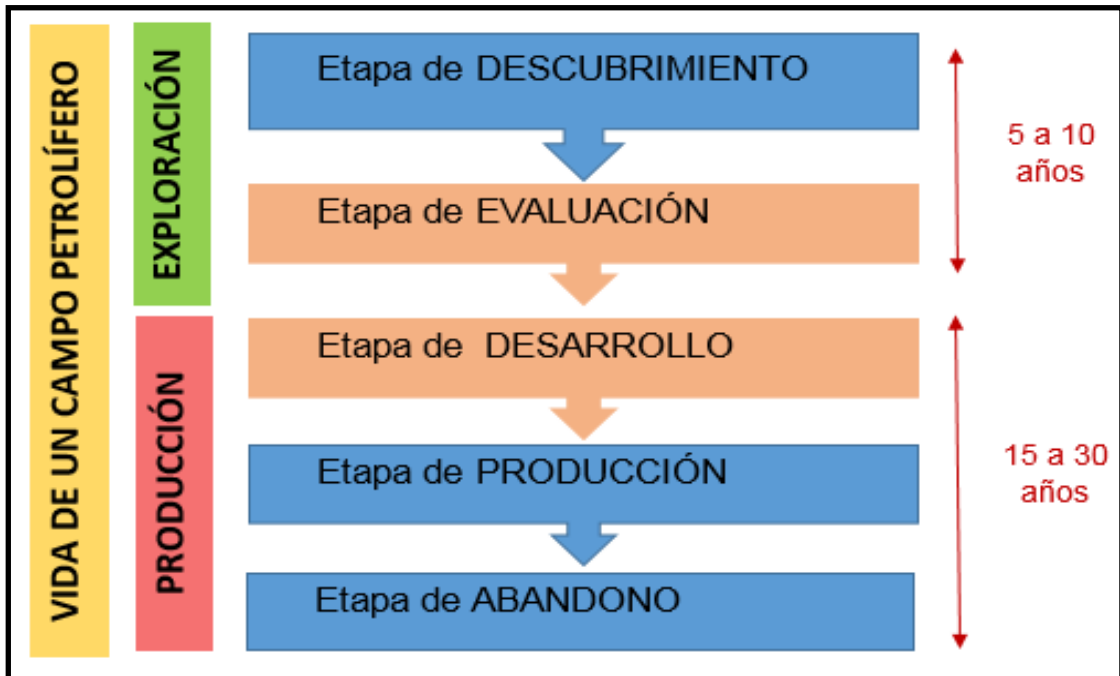
La temporalidad de estos dos pasos es variable debido a que muchas veces los tiempos están sujetos a condiciones externas al desarrollo técnico interno del campo como la demora en trámites asociados a los permisos y licencias solicitados por las autoridades nacionales competentes. Además, los tiempos de exploración y producción pueden variar según el tipo de contrato realizado, las características del Campo (offshore, convencional, no convencional), el tipo de área en el mapa de tierras (evaluación técnica, explotación, exploración...), entre otras características normativas especificadas en el momento de la celebración del contrato.

2.1.2 Etapas del Desarrollo de un Campo. Independientemente de las diferencias entre las características de cada campo y contrato, la mayoría de veces la vida de un campo petrolífero contiene las etapas que se muestran en la Figura 8, las cuales se describen a continuación:

Para comenzar, se tiene una Etapa de Descubrimiento; en ella, se utilizan diferentes técnicas de exploración para encontrar una estructura prospectiva. Allí, se adelantan diferentes estudios geofísicos (gravimetría, magnetometría, sísmica) con el objetivo de disminuir la extensión del área de interés a sectores que demuestren mejores características geológicas (sincronismo del sistema petrolífero). Esto se consigue, por lo general, realizando un análisis de cuencas e identificando anomalías y estructuras usando diferentes atributos y procesamiento de la sísmica existente en el área. De esta forma, al finalizar este proceso, se habrá elegido un área con alta probabilidad de presencia de hidrocarburos (P90), y se procede a perforar un pozo con la finalidad de probar

la presencia o no de crudo. Si los resultados de este pozo exploratorio (A3, según la Clasificación de F.H. Lahee) son positivos, se anuncia el descubrimiento.

Figura 8. Etapas en la vida de un campo petrolífero.



Fuente: Elaboración propia basada en: IFP SCHOOL. Main steps for an oil and gas development project. 2018. Disponible en línea: http://www.ifpschool.com/upload/docs/application/pdf/2015-02/3_main_steps_oil_gas_field_development.pdf.

Ahora bien, finalizada la Etapa de Descubrimiento, comienza la Etapa de Evaluación, en la cual se estudian de forma más concisa los descubrimientos realizados en la fase de exploración, con el fin de evaluar su potencial y determinar el tamaño, forma y la liquidez de la reserva. Esto se consigue perforando pozos delimitadores o appraisal. Si los resultados de esta fase son positivos, se declara comercialidad en el área.

En este punto, la empresa debe decidir si quiere vender el descubrimiento o seguir evaluándolo para:

1. Hallar un estimado de reservas iniciales (OOIP), es decir, cantidad inicial de fluidos en el yacimiento (aceite, agua, gas).
2. Simular el comportamiento de flujo de dichos fluidos en el yacimiento mediante la generación de un Modelo Dinámico del Yacimiento. A partir de este y los datos asociados, se realiza un estudio de viabilidad que incluye el esquema de perforación de pozos “infill” para el desarrollo del campo.

A continuación, se tiene una Etapa de Desarrollo. Es allí cuando se formaliza e implementa el Plan de Desarrollo (PD), cuyo objetivo es:

1. Determinar el número de pozos a perforar para alcanzar los objetivos de producción del yacimiento.
2. Determinar las técnicas de recobro o levantamiento artificial a emplear para desplazar los fluidos al interior del yacimiento y así poder extraerlos.
3. Establecer el costo y el tipo de instalaciones para llevar a cabo la perforación y producción del campo.
4. Determinar los sistemas de separación por los cuales deben pasar los fluidos extraídos (facilidades de superficie).
5. Determinar cuáles son los sistemas de tratamiento de fluidos requeridos según la normativa ambiental vigente.

Luego, concluida la Etapa de Desarrollo, comienza la Etapa de Producción con las primeras cantidades comercializables de hidrocarburos (primer aceite) que fluye en la entrada del pozo. Este momento marca un punto de inflexión en términos de flujo del proyecto. De aquí en adelante, se genera el dinero que pagará por las inversiones pasadas y por aquellas que mueven los nuevos proyectos. La producción dependerá, en gran medida, del perfil de producción proyectada.

Normalmente, la fase de producción tiene tres fases distintas:

- Fase de construcción con el inicio de los primeros pozos de producción.
- La fase estable, donde incluso algunos nuevos pozos se inician, los más antiguos comienzan a disminuir.
- Fase de declive, por lo general la etapa más larga, durante la cual todos los pozos entran en declive de producción.

Finalmente, la Etapa de Abandono inicia cuando la producción del yacimiento ya no es suficiente para cubrir los costos.

En esta etapa, se debe planificar cómo abandonar el pozo generando un mínimo impacto sobre el medio ambiente sin grandes costos.

2.1.3 Estado del Campo M. El campo de interés, denominado Campo M, está clasificado como un Campo Greenfield, ya que es un campo nuevo que terminó la etapa de exploración con resultados positivos para la presencia de cantidades económicas de hidrocarburos, ha iniciado recientemente su vida productiva con la perforación de pocos pozos (16), y tiene pendiente todo el desarrollo de recobro primario con pozos "infill" y el desarrollo a largo plazo de recobro secundario y terciario cuando el campo sea maduro, con una declinación de presión y producción demasiado alta.

Por el momento se presume, para dicho campo, que las reservas iniciales son lo suficientemente rentables para continuar con la Etapa de Evaluación. Además, debido a la cercanía de este campo a otros campos grandes con características de fluidos similares, se considera factible utilizar gran parte de las facilidades e infraestructura vecina, lo cual facilita adelantar un Plan de Desarrollo provisional mientras se adelantan los estudios destinados a aumentar el conocimiento de las características específicas del yacimiento (modelo estático y dinámico).

Una vez que el modelo dinámico esté listo, se evaluará el esquema de perforación propuesto en el Plan de Desarrollo provisional contra otro esquema de perforación definido a partir de la nueva información de campo adquirida a partir de los modelos realizados. En este orden de ideas, para dar continuación a la Etapa de Evaluación del Campo M, debe generarse un Modelo de Simulación del Yacimiento de interés. El primer input necesario para este fin es un marco de referencia (framework) estructural que modele las características estructurales y petrofísicas del medio poroso por el que se van a movilizar los fluidos, es decir, un modelo estático del yacimiento.

Para el caso del área de interés, el Modelo Estático del Yacimiento se encuentra incompleto, razón por la cual debe ser complementado antes de proceder con la simulación.

A continuación, se describen algunas generalidades teóricas sobre la simulación de yacimientos, el funcionamiento interno del simulador, sus bases numéricas y los preceptos que permiten generar un modelo dinámico mediante la resolución de un modelo numérico representativo del yacimiento. Finalmente, se hará una descripción general de los pasos e información necesaria para generar el modelo estático, input del modelo dinámico.

2.2 SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS

La Simulación de Yacimientos permite predecir el comportamiento de un reservorio, bajo diferentes esquemas de explotación, a partir de principios computacionales, físicos, geológicos, ingenieriles y matemáticos.

Históricamente, el término “simulación” se popularizó en los años 60 del siglo XX, haciendo alusión a métodos de predicción del comportamiento de yacimientos implementados en computadores, los cuales permiten obtener soluciones a ecuaciones mediante métodos de diferencias finitas, permitiendo éstas describir el flujo de varias fases a través de un medio poroso (roca reservorio). En ese entonces, la predicción del comportamiento se basaba en el estudio del agotamiento natural del yacimiento, al igual que del mantenimiento de su presión.

A partir de los años 70 del siglo XX, ya no sólo se estudiaron el agotamiento natural y el mantenimiento de presión, sino también se incluyeron en los simuladores mecanismos de recobro como combustión in-situ, inyección de fluidos miscibles, inyección de productos químicos, e inyección de vapor.

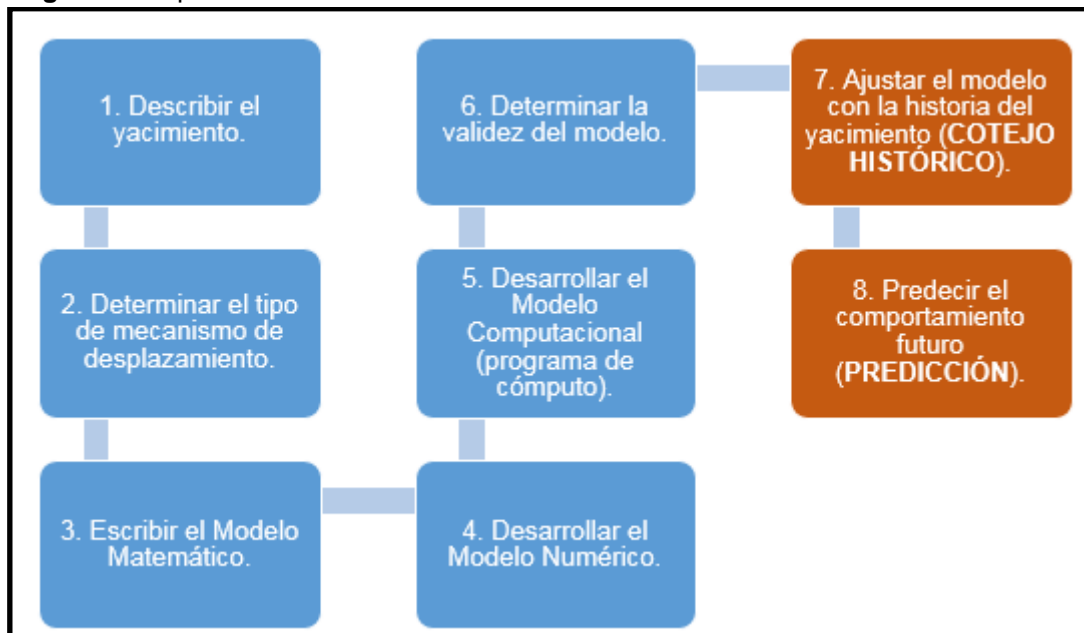
En la actualidad (2018), los avances tecnológicos que se han venido dando, de la mano del crecimiento de la industria petrolera global, han permitido integrar una infinidad de herramientas computacionales de utilidad en la etapa de evaluación de un yacimiento, para así lograr predecir, bajo cualquier esquema de explotación, cómo se comportará un yacimiento.

2.2.1 Etapas de Simulación. Las etapas a desarrollar en la elaboración de un modelo de simulación de yacimiento son:

- A. Etapas previas y de preparación de modelos
- B. Simulación

El siguiente esquema muestra el orden en el cual deben ser desarrolladas dichas etapas:

Figura 9. Etapas en la elaboración de un modelo de simulación.



Fuente: Elaboración propia basada en: ESCOBAR, Freddy. SEPÚLVEDA, Jairo. Simulación de Yacimientos: Principios, Conceptos y Construcción de Mallas. Colombia. 2005. p. 14-15; IFP SCHOOL. Main steps for an oil and gas development project. 2008. Disponible en línea: http://www.ifp-school.com/upload/docs/application/pdf/2015-02/3_main_steps_oil_gas_field_development.pdf.

En color azul, se muestran las etapas previas y de preparación de modelos. En color ocre, se muestran las etapas de la simulación como tal. Los modelos de las etapas previas y de preparación, serán descritos en el siguiente numeral.

Respecto a la simulación, el Cotejo Histórico implica llevar a cabo la adquisición, generación y verificación de información para establecer una corrida base y unas sensibilidades que permitan ajustar el modelo de simulación con la historia de producción del yacimiento. De esta forma, al realizar el match o cotejo, se valida que el modelo generado es capaz de reproducir el comportamiento de

producción del yacimiento. En cuanto a la Predicción, consiste en llevar dicho modelo de simulación, una vez realizado el Cotejo Histórico, a una configuración que permita evaluar los distintos esquemas de explotación que se quieran evaluar en el campo y a predecir el comportamiento de presión y producción bajo los diferentes esquemas evaluados. Así, el modelo de simulación permite evaluar y elegir entre las diferentes opciones existentes para el desarrollo del Campo. Además, en esta última etapa también se puede usar el simulador como una herramienta de monitoreo del yacimiento, sobre todo cuando se implementan métodos de recobro mejorado, como la inyección de fluidos; del tal forma que el simulador permite cuantificar volúmenes barridos e identificar el movimiento del frente de inyección dentro del yacimiento.

2.2.2 Tipos de Modelos. En la Simulación de Yacimientos, es necesario considerar tres tipos de modelos básicos. Estos son:

2.2.2.1 Modelo Computacional. Consiste de un programa computacional (Software) o conjunto de programas computacionales cuyo fin es dar solución a las ecuaciones que componen el Modelo Numérico.

Dentro de los modelos computacionales, se pueden considerar los siguientes tipos de programas:

Cuadro 1. Tipo de programas computacionales usados durante una Simulación de Yacimientos.

TIPO DE PROGRAMA	DEFINICIÓN	EJEMPLOS
Pre-Procesador	Es un programa empleado, principalmente, para generar información pertinente y/o adecuar un caso de simulación. (Importancia en la generación de datos PVT y en el montaje del Modelo Estático del Yacimiento, por ejemplo).	-CMG Builder -Kappa PVT -Microsoft Excel -IHS Kingdom -Pansystem -Petrel -RE-Studio -RExcel -Roxar Tempest VIEW
Procesador	Es un programa empleado para procesar la información del reservorio y así, mediante iteraciones, predecir el comportamiento del mismo. (Importancia en la realización del Cotejo Histórico y montaje del Modelo Dinámico del Yacimiento, por ejemplo).	-CMG IMEX (Aceite Negro) -CMG GEM (Composicional) -Schlumberger ECLIPSE

Cuadro 1 (Continuación).

TIPO DE PROGRAMA	DEFINICIÓN	EJEMPLOS
Post-Procesador	Es un programa empleado para analizar e interpretar la información obtenida por un programa procesador. (Importancia en la obtención de gráficos 2D, 3D, y tablas de resultados, por ejemplo).	-CMG Results 3D -CMG Results Graph -CMG Results Report -Microsoft Excel -ORACLE Crystal Ball -RE-Studio -Roxar Tempest VIEW

Fuente: Elaboración propia basada en: PETROMEHRAS. Pre and Post Processing Software. 2018. Disponible en línea: <https://www.petromehras.com/petroleum-softwaredirectory/reservoir-simulation-software/pre-post-processing-software>.

Dentro de los programas procesadores, existen dos tipos de modelos computacionales de flujo de fluidos posibles:

Cuadro 2. Tipo de modelos computacionales de flujo de fluidos.

MODELO TIPO ACEITE NEGRO (BLACK OIL)	MODELO TIPO COMPOSICIONAL
<p>Este modelo considera la existencia de sólo tres fases en el yacimiento: Aceite, Agua y Gas. Este modelo es aplicable cuando:</p> <ul style="list-style-type: none"> - No se considera la presencia de aceite volátil. - No se considera cambio de masa en el proceso. - El proceso de recuperación se encuentra lejos del punto crítico. - El proceso de recuperación se encuentra lejos de la región de condensación retrógrada. - Los fluidos a inyectar en un recobro secundario están compuestos por los mismos componentes que los fluidos del yacimiento. - La Relación Gas Disuelto-Petróleo es menor a 1200 pies cúbicos estándar por barriles normales (SCF/BN). - La Gravedad API es menor a 42. 	<p>Este modelo considera la coexistencia de líquidos y gas, o de petróleo y gas que poseen los mismos componentes, pero en diferentes proporciones. Este modelo es aplicable cuando:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Se consideran cambios de masa (la masa que pierde el petróleo la puede recibir el gas). - Se presentan precipitaciones continuas de líquidos, o revaporizaciones continuas en el yacimiento. - Se trate de yacimientos de aceite volátil, yacimientos de condensado con condensación retrógrada, y yacimientos de gas con condensación retrógrada.

Fuente: Elaboración propia basada en: ESCOBAR, Freddy. SEPÚLVEDA, Jairo. Simulación de Yacimientos: Principios, Conceptos y Construcción de Mallas. Colombia. 2005. p. 33,36; RAMOS, Jorge. Apuntes de Clase: Simulación de Yacimientos. Clase #1: Introducción a la Simulación Numérica de Yacimientos. Universidad de América. Febrero de 2017.

Debido a las características del crudo pesado (13-16°API) que se encuentra en el área de interés, se usará el Modelo Black Oil para la simulación de yacimiento

correspondiente a este trabajo. A continuación, se hablará respecto al modelo matemático empleado para describir el yacimiento (sistema físico).

2.2.2.2 Modelo Matemático. En general, consiste de un conjunto de ecuaciones diferenciales parciales y no lineales que permiten describir el estado del yacimiento mediante el planteamiento de asunciones pertinentes.

El modelo matemático empleado para representar el yacimiento es la Ecuación de Difusividad, la cual permite describir el flujo de fluidos dentro de un medio poroso y permeable. Esta ecuación presenta las asunciones presentadas en el Cuadro 3, para un modelo computacional tipo Aceite Negro (Black Oil):

Cuadro 3. Asunciones usadas para el uso de la Ecuación de Difusividad.

ASUNCIONES DE LA ECUACIÓN DE DIFUSIVIDAD PARA UN MODELO DE FLUJO DE FLUIDOS TIPO ACEITE NEGRO (BLACK OIL)
<ul style="list-style-type: none"> a. Considera un sistema ortogonal cartesiano tridimensional. b. Considera la existencia de tres fases móviles: Aceite, Agua y Gas. c. Se considera el yacimiento como homogéneo, pero anisotrópico (es decir, $\Phi = \text{constante}$, pero $k_x \neq k_y \neq k_z$). d. Se trata de un proceso isotérmico (T° es constante). e. El yacimiento se encuentra a unas condiciones (P_{yac}, T_{yac}). f. El yacimiento no posee buzamiento. g. El volumen del yacimiento es un cuerpo rígido sin deformación. h. Las propiedades petrofísicas son estáticas, es decir, constantes en el tiempo. i. El flujo de fluidos es ascendente.

Fuente: Elaboración propia basada en: ISLAM. M, MOUSSAVIZADEGAN, S. H., MUSTAFIZ, S., ABOU-KASSEM, J.H. Advanced Petroleum Reservoir Simulation. Estados Unidos, 2010. p. 116-118; PEACEMAN, Donald. Fundamentals of Numerical Reservoir Simulation. Holanda, 1977. p. 27-32; RAMOS, Jorge. Apuntes de Clase: Simulación de Yacimientos. Clase #5: Demostración de la Ecuación de Difusividad para Tres Fases y Tres Dimensiones. Universidad de América. Marzo de 2017.

Ya habiendo conocido las asunciones de la Ecuación de Difusividad, es necesario saber que ésta depende de dos principios fundamentales:

- Balance de Materia (Ley de Conservación de la Masa): Al hacer un balance de materia de un cuerpo, se considera que la resta de la masa entrante y la masa saliente en un sistema es igual a la masa acumulada en el tiempo (Ecuación 1). Es decir:

Ecuación 1. Balance de Materia: Masa acumulada en un sistema.

$$Masa_{Acumulada} = Masa_{Entrante} - Masa_{Saliente}$$

Fuente: Elaboración propia basada en: NARANJO, Abel. Evaluación de Yacimientos de Hidrocarburos. Universidad Nacional de Colombia, Sede Medellín, 2009. p. 9; ISLAM. M., MOUSSAVIZADEGAN, S.H., MUSTAFIZ, S., ABOU-KASSEM, J.H.. Advanced Petroleum Reservoir Simulation. Estados Unidos, 2010. p. 123.

La Ecuación 1 es la base para encontrar la ecuación de acumulación de masa para un fluido en particular en un sistema (aceite, agua o gas). Esto es de gran importancia cuando se quiere determinar la cantidad de aceite original (OOIP) que se encuentra en el yacimiento.

- Ley de Darcy: Es una ley formulada por Henry Darcy en 1856 que permite describir el paso de los fluidos a través de un medio poroso.

De forma general, para un fluido incompresible con flujo lineal horizontal moviéndose a través de un núcleo de longitud L y área transversal A, dicha ley viene dada por la Ecuación 2:

Ecuación 2. Ley de Darcy generalizada, de forma vectorial.

$$\vec{v} = - \frac{k}{\mu} \frac{dp}{dl}$$

Fuente: AHMED, T. Reservoir Engineering Handbook. Estados Unidos, 2010. p. 228.

Donde las variables corresponden a:

\vec{v} : Velocidad de flujo del fluido, cm/s.

k: Constante de proporcionalidad o permeabilidad, Darcy.

μ : Viscosidad absoluta del fluido, cp.

dp/dl : Gradiente de caída de presión vs. longitud, atm/cm.

Ahora bien, ya conociendo los dos principios que rigen la obtención de la Ecuación de Difusividad para un modelo de fluidos tipo Black Oil, se establece que esta viene dada, en tres dimensiones, y para cada una de las fases (aceite y agua), como se muestra en las Ecuaciones 3 y 4. Dado que el yacimiento correspondiente al Campo M no cuenta con capa de gas, sólo se muestra la ecuación de difusividad para el flujo de aceite y de agua.

- Para la Fase Aceite: La Ecuación de Difusividad para la Fase Aceite viene dada por la Ecuación 3.

Ecuación 3. Ecuación de Difusividad en Tres Dimensiones para la Fase Aceite (Modelo Black Oil).

$$\frac{\delta}{\delta x} \left(k_{ox} \frac{\delta P_o}{\delta x} \right) + \frac{\delta}{\delta y} \left(k_{oy} \frac{\delta P_o}{\delta y} \right) + \frac{\delta}{\delta z} \left(k_{oz} \frac{\delta}{\delta z} (P_o - \rho_o \Delta z g) \right) = -\Phi \frac{\mu_o}{\rho_o} \frac{\delta}{\delta t} (\rho_o s_o)$$

Fuente: Elaboración propia basada en: ISLAM, M.. MOUSSAVIZADEGAN, S.H.. MUSTAFIZ, S.. ABOU-KASSEM, J.H.. Advanced Petroleum Reservoir Simulation. Estados Unidos, 2010. p. 123.

Donde las variables corresponden a:

x, y, z : Dimensiones x, y, z de un sistema ortogonal cartesiano en tres dimensiones.

k_o : Permeabilidad del medio al aceite, mD.

P_o : Presión del aceite, psi.
 ρ_o : Densidad del aceite, lb/ft³.
 Δ_z : Diferencia de elevación, ft.
 g : Constante gravitacional, 32.17 ft/s².
 Φ : Porosidad del medio poroso, adimensional.
 μ_o : Viscosidad absoluta del aceite, cp.
 s_o : Saturación de aceite en el medio poroso, adimensional.

- Para la Fase Agua: La Ecuación de Difusividad para la Fase Agua viene dada por la Ecuación 4.

Ecuación 4. Ecuación de Difusividad en Tres Dimensiones para la Fase Agua (Modelo Black Oil).

$$\frac{\delta}{\delta x} \left(k_{wx} \frac{\delta P_w}{\delta x} \right) + \frac{\delta}{\delta y} \left(k_{wy} \frac{\delta P_w}{\delta y} \right) + \frac{\delta}{\delta z} \left(k_{wz} \frac{\delta}{\delta z} (P_w - \rho_w \Delta z g) \right) = -\Phi \frac{\mu_w}{\rho_w} \frac{\delta}{\delta t} (\rho_w s_w)$$

Fuente: Elaboración propia basada en: ISLAM. M.. MOUSSAVIZADEGAN, S.H.. MUSTAFIZ, S.. ABOU-KASSEM, J.H.. Advanced Petroleum Reservoir Simulation. Estados Unidos, 2010. p. 123.

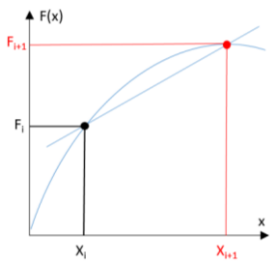
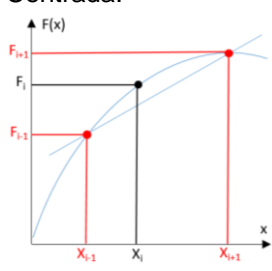
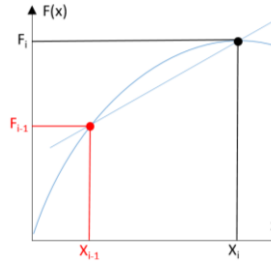
Donde las variables corresponden a:

x, y, z : Dimensiones x, y, z de un sistema ortogonal cartesiano en tres dimensiones.
 k_w : Permeabilidad del medio al agua, mD.
 P_w : Presión del agua, psi.
 ρ_w : Densidad del agua, lb/ft³.
 Δ_z : Diferencia de elevación, ft.
 g : Constante gravitacional, 32.17 ft/s².
 Φ : Porosidad del medio poroso, adimensional.
 μ_w : Viscosidad absoluta del agua, cp.
 s_w : Saturación de agua en el medio poroso, adimensional.

2.2.2.3 Modelo Numérico. En general, consiste de un conjunto de métodos numéricos que permiten dar soluciones aproximadas a las ecuaciones diferenciales complejas que conforman el Modelo Matemático (ecuaciones de difusividad), las cuales no pueden ser resueltas fácilmente por métodos analíticos.

Para dar solución a las ecuaciones diferenciales especificadas en el Modelo Matemático, los Simuladores de Yacimientos emplean los Métodos de Diferencias Finitas, los cuales permiten hallar el valor de una derivada aproximando la misma mediante el cálculo de rectas secantes. En este caso en particular, se puede identificar que la Ecuación de Difusividad corresponde a una ecuación diferencial parabólica de segundo orden. Para encontrar su solución, se emplean los siguientes Métodos de Diferencias Finitas:

Cuadro 4. Métodos de Diferencias Finitas empleados para resolver la Ecuación de Difusividad.

MÉTODO NUMÉRICO	Diferencia Finita Hacia Adelante	Diferencia Finita Centrada	Diferencia Finita Hacia Atrás
DEFINICIÓN	Aproximación del valor de una derivada mediante el cálculo de una pendiente de la recta formada entre el punto de interés y un punto delante de este.	Aproximación del valor de una derivada mediante el cálculo de una pendiente de la recta formada un punto antes y un punto después del punto de interés.	Aproximación del valor de una derivada mediante el cálculo de una pendiente de la recta formada entre el punto de interés y un punto detrás de este.
ECUACIÓN	La ecuación para este método viene dada por: Ecuación 5. Dif. Finita Hacia Adelante. $f'_i + = \frac{f_{i+1} - f_i}{x_{i+1} - x_i}$	La ecuación para este método viene dada por: Ecuación 6. Dif. Finita Centrada. $f'_i c = \frac{f_{i+1} - f_{i-1}}{x_{i+1} - x_{i-1}}$	La ecuación para este método viene dada por: Ecuación 7. Dif. Finita Hacia Atrás. $f'_i - = \frac{f_i - f_{i-1}}{x_i - x_{i-1}}$
GRÁFICO	Figura 10. Dif. Finita Hacia Adelante. 	Figura 11. Dif. Finita Centrada. 	Figura 12. Dif. Finita Hacia Atrás. 

Fuente: Elaboración propia basada en: CHAPRA, Steven. CANALE, Raymond. Métodos Numéricos Para Ingenieros. Estados Unidos, 2007. p. 887-903

Ahora bien, además de tener estos tres tipos de modelos en un yacimiento (Computacional, Matemático y Numérico), también se tienen unos frameworks o marcos de referencia bajo los cuales se lleva a cabo todo proceso de Simulación de Yacimientos. Estos dos marcos de referencia son el Modelo Estático, que representa las propiedades de la roca que conforman el yacimiento y por donde se mueve el fluido, y el Modelo Dinámico, que describe la interacción entre las diferentes fases de fluido presentes en el yacimiento, la variaciones de las propiedades del fluido a las diferentes condiciones de presión y temperatura del yacimiento, y la interacción de los fluidos con la roca.

A continuación se describen algunas generalidades sobre la construcción de estos dos modelos.

2.3 GENERALIDADES SOBRE UN MODELO ESTÁTICO

El Modelo Estático del Yacimiento es aquel marco de referencia que permite evaluar las características y los diferentes parámetros que afectan el flujo de los fluidos en el yacimiento. Los factores más influyentes están relacionados con la geología y las propiedades petrofísicas de la roca. Luego de haber recolectado y agrupado la información referente a esos dos factores, se procede a construir el grid o la malla 3D que define la estructura geométrica del yacimiento y sus límites.

A continuación, se describirán las Características Geológicas a considerar, las Propiedades de la Roca, y el Modelo Petrofísico.

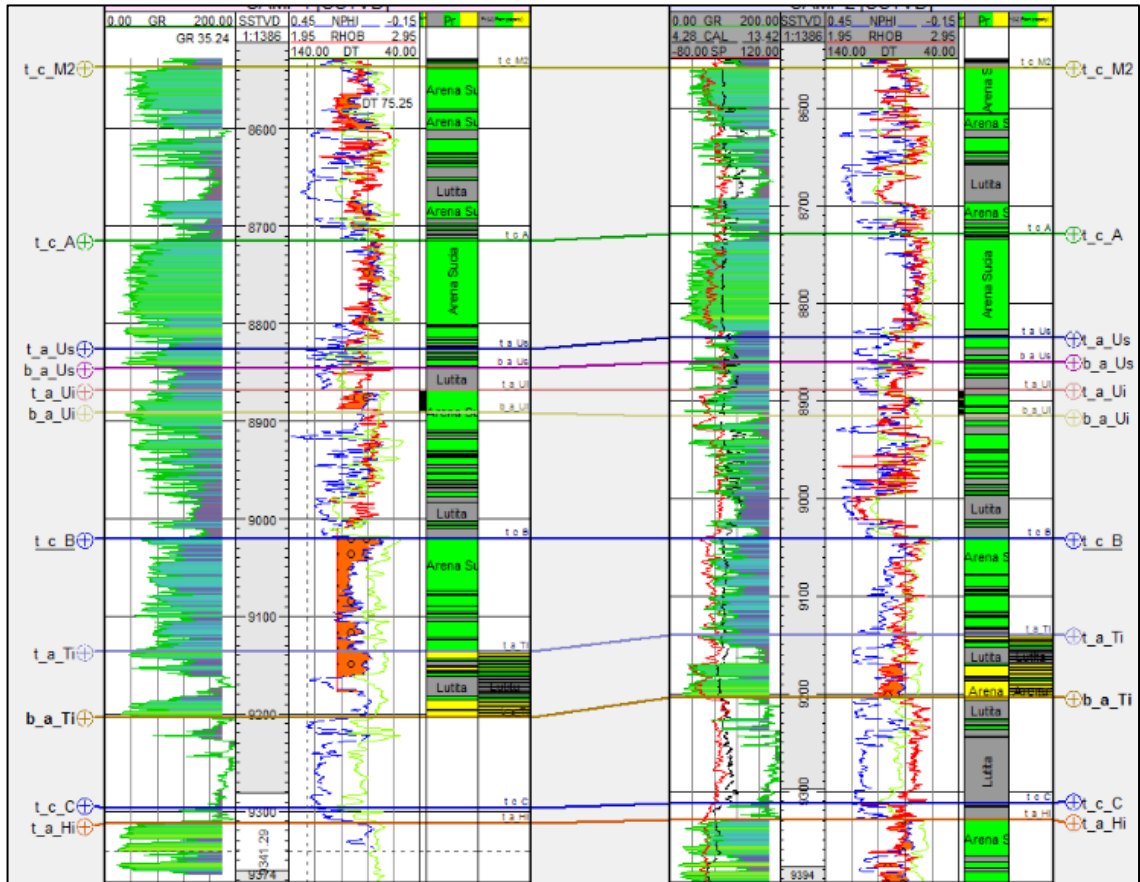
2.3.1 Características Geológicas. En esta sección, se enuncia cómo deben describirse las Características Estratigráficas y Geofísica de Pozos, las Características Estructurales y los Modelos de Facies en la elaboración del Modelo Estático.

2.3.1.1 Características Estratigráficas y Geofísica de Pozos. Para iniciar la construcción de un modelo estático, se deben tener los pozos a utilizar y sus respectivas curvas de los registros eléctricos disponibles, cargados en el software para cada pozo.

A partir del análisis integral de los registros GR, SP, Resistivos, Sónico, Neutrón, Density y de las curvas generadas por el petrofísico (V_{shale} , V_{lime} , ϕ_e), se interpreta la litología presente en el pozo y se asocia a una Formación Estratigráfica existente en el área de interés, usando la información disponible sobre las características sedimentológicas y texturales conocidas para cada formación en la cuenca respectiva. De esta forma, se define su espesor y se marca un “pick” al tope de la unidad indicando su inicio en el pozo. Después de tener identificada la formación en cada pozo, se debe correlacionar cada “pick” lateralmente con su “pick” respectivo en los pozos circundantes.

La Figura 13 muestra dos (2) pozos cargados en Petrel. La primera pista muestra el registro de GR, la segunda pista muestra el registro de Neutrón y Density, y la tercera pista muestra la litología interpretada a partir de la respuesta de los registros eléctricos. Las líneas horizontales que atraviesan los pozos son los horizontes interpretados para las diferentes zonas del pozo. Estos horizontes deben ser correlacionados en todos los pozos del campo.

Figura 13. Correlación Estratigráfica para pozos a partir de Registros Eléctricos donde se identifican distintas Formaciones Estratigráficas, de acuerdo a los picks establecidos.



Fuente: KASTILLO, G. RAURA, L. Adquisición e Interpretación Sísmica 3D en Campo Llumpak del Oriente Ecuatoriano. Universidad Central de Ecuador. 2013. p. 1-220.

La mayoría de las veces, los pozos se encuentran muy separados entre sí y la extrapolación del pick en áreas sin pozos suele ser compleja e imprecisa. Por tanto, se debe usar la información sísmica del área para identificar y continuar estas formaciones estratigráficas a lo largo de varios kilómetros, siguiendo los reflectores sísmicos generados por el cambio de impedancia asociado a la variación de propiedades en la roca al pasar de una formación a otra.

Después de haber identificado las formaciones en todas las líneas sísmicas, se ajusta o “amarra” este horizonte sísmico al pick o tope respectivo en los diferentes pozos. Debido a que en un pozo la ubicación en profundidad de una formación ha sido confirmada por el análisis de ripios durante la perforación, los horizontes sísmicos interpretados para el tope de cada formación deben amarrarse a la información del pick en el pozo y no viceversa.

Este amarre sísmica - pozo se debe realizar a través de la generación de un sismograma sintético que permite comparar los horizontes interpretados en los programas sísmicos con las unidades estratigráficas observadas en el pozo. El proceso de amarre sísmica - pozo inicia con la multiplicación del registro eléctrico sónico corregido (V_p) con el registro de densidad (ρ), generando lo que

se conoce como Impedancia Acústica (o Z, donde $Z = V_p * \rho$). La relación de este valor de Impedancia Acústica entre dos capas adyacentes con propiedades físicas diferentes permite calcular el Coeficiente de Reflexión, el cual se calcula a partir de la Ecuación 8.

Ecuación 8. Cálculo de Coeficientes de Reflexión.

$$R = (\rho_2 V_2 - \rho_1 V_1) / (\rho_2 V_2 + \rho_1 V_1)$$

Fuente: WEST VIRGINIA UNIVERSITY. Geophysics: Seismic Reflection Data. 2018. p.4.
Disponibile en línea: http://pages.geo.wvu.edu/~jtoro/Petroleum/20_Seismic%20reflection.pdf

Donde:

R = coeficiente de reflexión, cuyos valores varían entre -1 y +1.

ρ_1 = densidad del medio 1.

ρ_2 = densidad del medio 2.

V_1 = velocidad del medio 1.

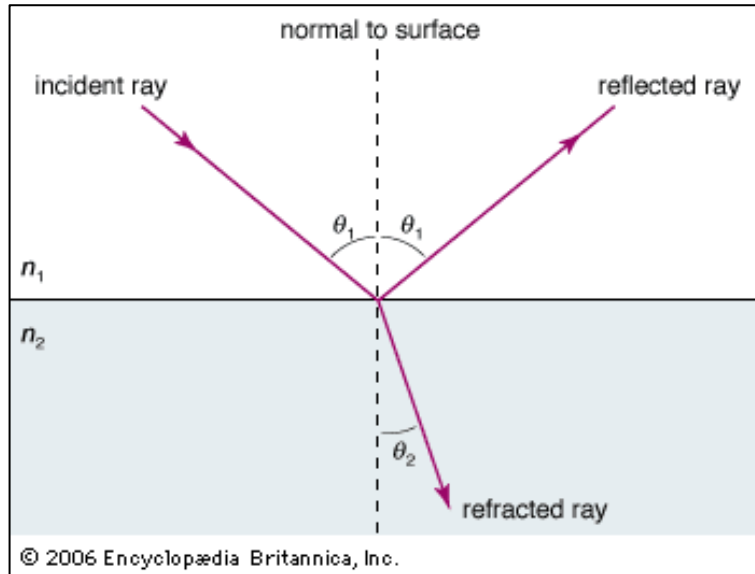
V_2 = velocidad del medio 2.

Este valor relaciona la cantidad de energía de la onda sísmica (acústica) que se refleja (reflectividad) cuando la onda pasa de una litología a otra con propiedades de densidad y de velocidad de propagación de onda diferentes.

La Ley de Snell describe los cambios producidos en la dirección de un frente de onda a medida que se propaga en medios de velocidades diferentes. Así, la Figura 14 muestra cómo, al pasar de un medio 1 (n_1) a un medio 2 (n_2), la onda cambia la dirección en la que venía propagándose (θ). Este evento genera que una parte de la energía de la onda se refleje en la superficie de discontinuidad entre n_1 y n_2 , y la otra se siga propagando en profundidad.

Finalmente, a estos coeficientes de reflexión se les realiza una operación matemática conocida como Convolución, que va a simular el filtro de energía sísmica que le ocurre a una onda cuando viaja en el subsuelo a través de capas de roca de diferentes características. De esta forma, el sismograma sintético obtenido es comparable con el registro sísmico tomado en la operación sísmica convencional, permitiendo ahora sí amarrar la información de topes interpretada en los pozos con la información de topes (horizontes sísmicos) interpretados en la información sísmica 2D.

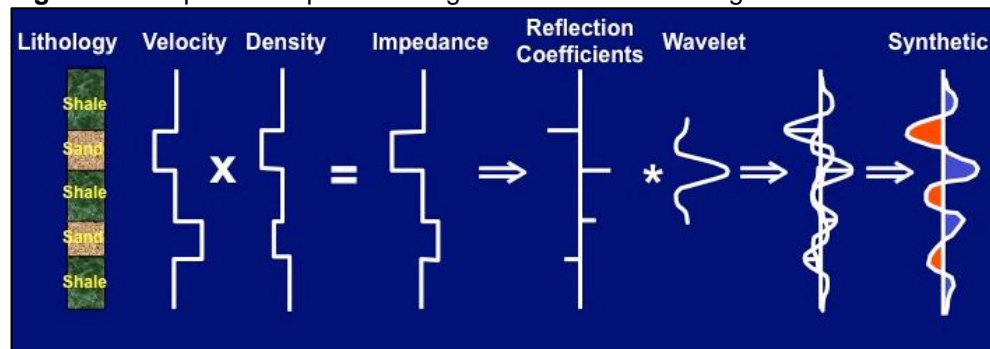
Figura 14. Ley de Snell. Rayos reflejado y refractado en la interfase n_1-n_2 .



Fuente: BRITANNICA KIDS. Snell's Law. 2018. Disponible en línea: <https://kids.britannica.com/students/assembly/view/91336>

La Figura 15 muestra todo el proceso de generación de un sismograma sintético, resumiendo todos los pasos descritos con anterioridad.

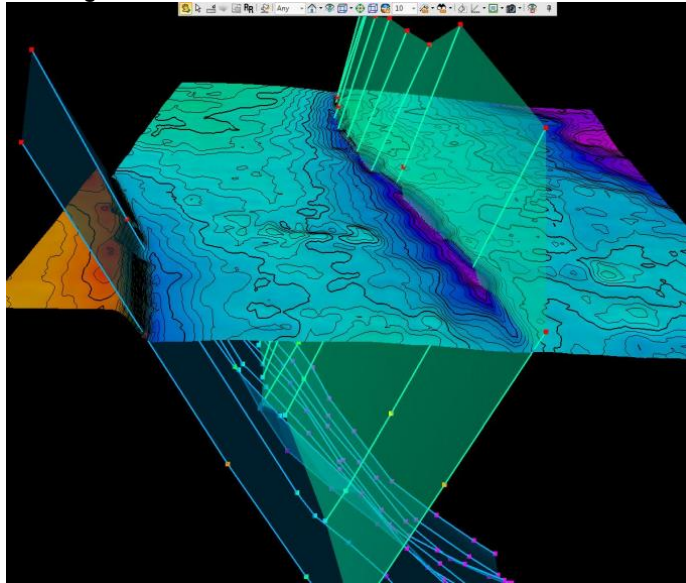
Figura 15. Esquema del proceso de generación de un sismograma sintético.



Fuente: GEOCAFE. Amarre pozo-sísmica. 2018. Disponible en línea: http://geocafem x.blogspot.com/2015/11/amarre-pozo-sismica_9.html

2.3.1.2 Características Estructurales del Área. Para tener una buena caracterización estructural, los pliegues y las fallas deben estar expresadas arealmente y en profundidad siguiendo su presencia a lo largo de los mapas estructurales al tope de cada superficie estratigráfica identificada o de las superficies de interés en el modelo. La Figura 16 muestra lo anteriormente descrito.

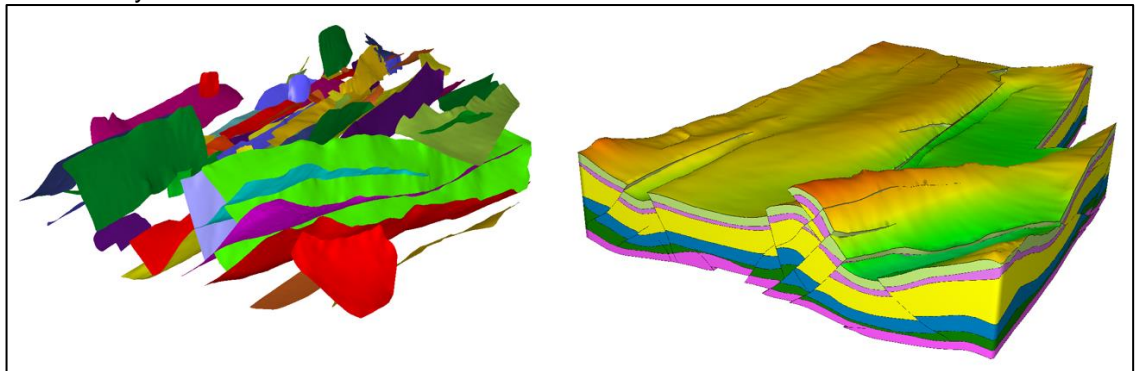
Figura 16. Planos de falla atravesando una superficie estratigráfica de interés.



Fuente: Petrel 2016. Planos de falla atravesando una superficie estratigráfica de interés.

A continuación, la Figura 17 muestra un modelo estructural hipotético elaborado antes de montar las propiedades de la roca. A la izquierda se observan las superficies de falla y a la derecha se muestra el modelo estructural con los horizontes moldeados por las superficies de falla.

Figura 17. Modelo Estructural de un sistema de cabalgamiento hipotético que muestra ocho (8) horizontes y 90 fallas.



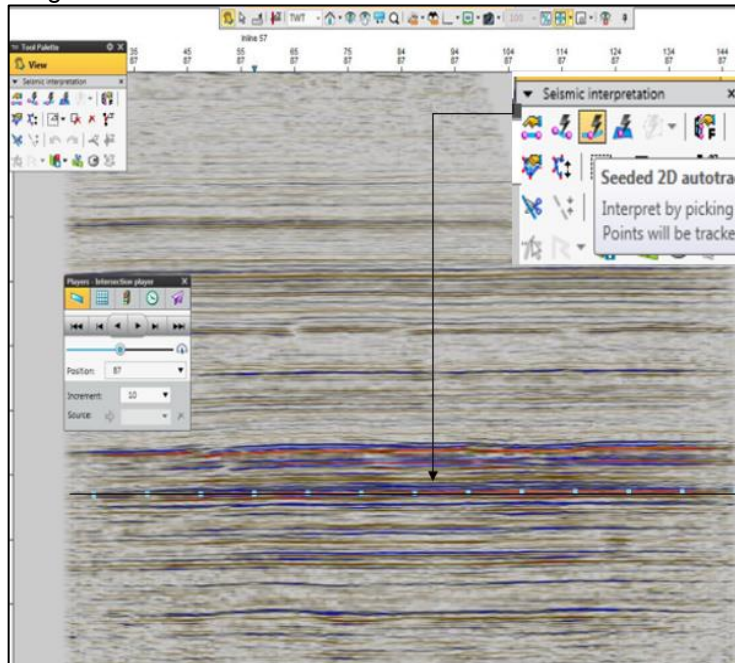
Fuente: GRIDWORLD. Structural Modeling. 2018. Disponible en línea: <http://www.gridworld.com/software.aspx?id=2>.

Las superficies de interés que conforman el modelo normalmente son formaciones o subunidades geológicas en las que se encuentra el yacimiento o que ayudan a modelarlo o describirlo de alguna manera. Estas unidades y estructuras se interpretan a través de información de pozo, de campos adyacentes y con información de líneas sísmicas.

La Figura 18 muestra los horizontes estratigráficos, y la Figura 19 muestra las líneas de fallas (azul y verde) interpretadas sobre una línea sísmica. Para corroborar la validez de la información interpretada, esta se compara con la

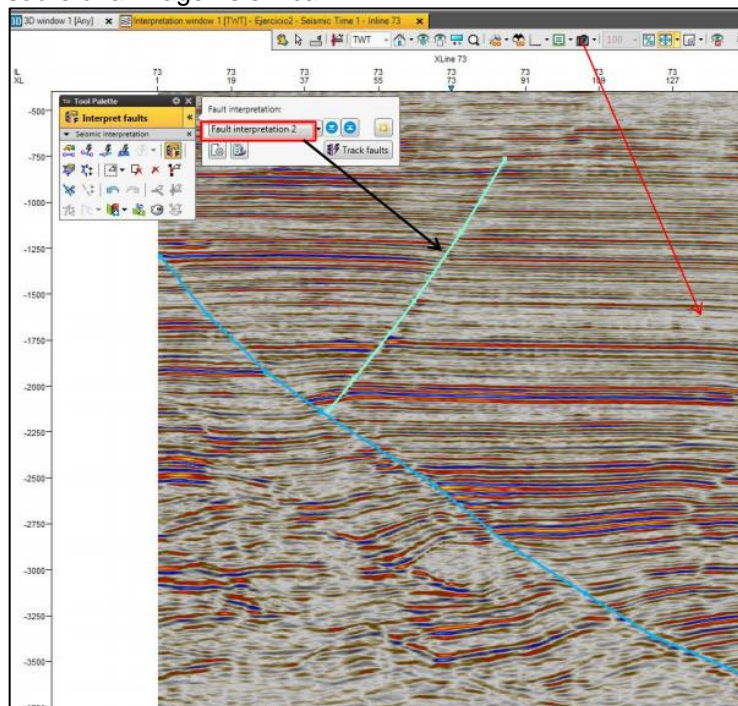
información de pick o topes tomada en pozo y las fallas identificadas, mediante el proceso de amarre sísmica a pozo. Esta es la información de entrada para la creación de un modelo estructural.

Figura 18. Horizonte estratigráfico interpretado sobre una imagen sísmica.



Fuente: Petrel 2016. Imagen sísmica.

Figura 19. Horizonte estratigráfico y fallas interpretadas sobre una imagen sísmica.

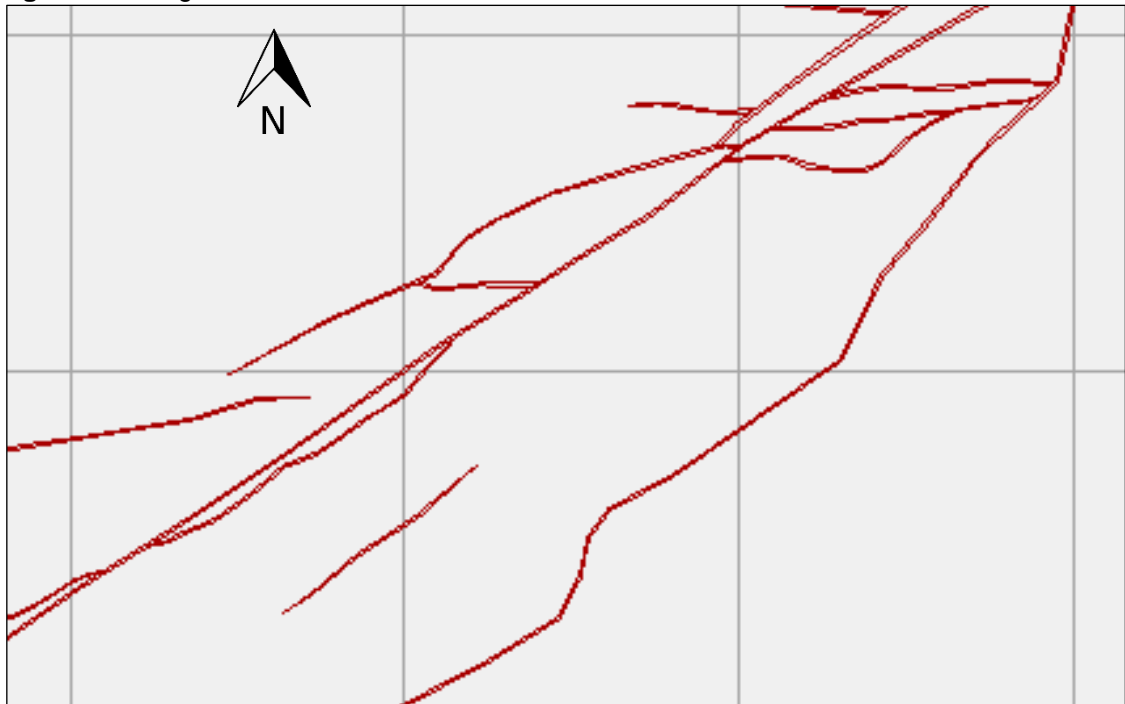


Fuente: Petrel 2016. Imagen sísmica.

El modelo estático del trabajo de grado se realizó en Petrel, modelando las fallas para definir los límites y la forma de los horizontes donde se encuentra el yacimiento. Debido al entrapamiento estratigráfico del yacimiento, las fallas no representan un componente importante en el modelo a realizar.

El modelamiento de fallas es el proceso en el cual la falla, inicialmente interpretada como una línea o polígono (Figura 20), se convierte en una superficie, como se muestra en la Figura 16 y la Figura 17. El propósito de este paso es definir la forma de cada falla que se muestra en el modelo. Esto se hace por la generación de “Key Pillars” en el software Petrel.

Figura 20. Polígono de falla.



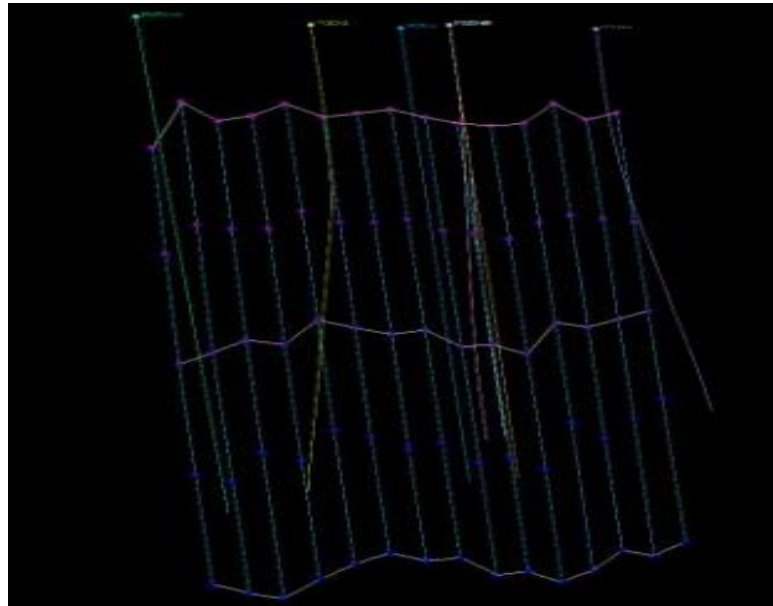
Fuente: DSG. Polígono de falla. 2018.

La Figura 21 muestra una superficie de falla. Petrel la describe como una falla vertical debido a que consta de varios puntos que están señalados, y estos siempre van a ser verticales y estar unidos entre sí por líneas verticales llamados pilares, encargados de dar proyección y estructura a la superficie de falla.

Ahora bien, en Petrel una falla se define por un conjunto de pilares claves, “Key Pillar”. Cada pilar clave consiste en un conjunto de puntos señalados (Figura 28). Un pilar clave puede tener dos (2), tres (3), o cinco (5) puntos señalados, y una falla puede consistir en pilares clave con un número variable de puntos señalados.

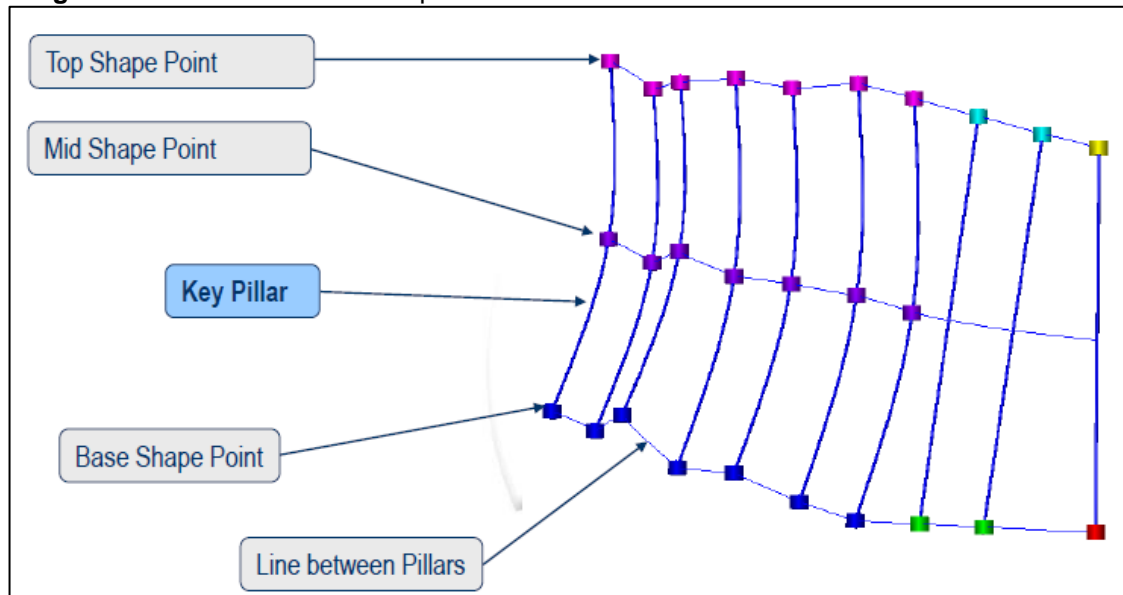
Cada punto señalado se puede editar en 3D y funciona como un nodo que permite darle movilidad y forma al pilar clave para ajustarlo a la forma real de la falla. La Figura 22 muestra unos pilares clave, “Key Pillar”, con sus puntos señalados.

Figura 21. Imagen de la falla normal usando pilares.



Fuente: JAIMES, L. Generación de un modelo estático para el miembro C7 de la Formación Carbonera en un campo de los Llanos Orientales-Colombia. 2016. p 50.

Figura 22. Pilares clave con sus puntos señalados.



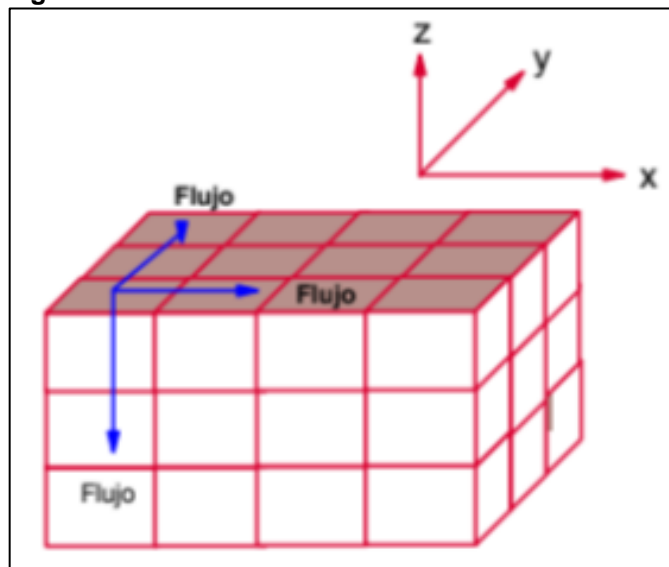
Fuente: SCHLUMBERGER. Petrel Workflow Tools. 2018. Disponible en línea: http://www.car.ec.com.pe/biblioteca/biblio/6/26/6.%20C06_Fault_modeling_2004.pdf

Teniendo el modelo de fallas listo, se procede a generar el grid o malla para poder asignar a cada celda de la malla una propiedad petrofísica. Esto se realiza mediante el proceso de “Pillar Gridding”. Esta herramienta es propia del software Petrel, y permite usar el modelo de falla como una base para generar una malla o grid 3D. La malla está definida por filas, columnas y pilares posicionados en los ejes X, Y, y Z (tres dimensiones).

El proceso de modelamiento de la malla 3D comienza con un conjunto de filas y columnas espaciadas uniformemente. En este punto, los pilares son líneas verticales que pasan a través de cada intersección de fila-columna. Los pilares clave previamente definidos guían al reposicionamiento de estos pilares iniciales, para así crear la malla 3D final.

En esta malla, a cada celda se le aplica el registro discreto creado en el modelamiento de facie, quedando con una litología asignada. La Figura 23 muestra un modelo de malla convencional empleado para simular flujo de fluidos en tres dimensiones.

Figura 23. Malla Convencional.



Fuente: ESCOBAR, Freddy. SEPÚLVEDA, Jairo. Simulación de Yacimientos: Principios, Conceptos y Construcción de Mallas. Colombia. 2005. p. 42.

Teniendo el modelo estructural compartimentalizado en celdas, se procede a calcular las características litológicas y petrofísicas del yacimiento para poder asignar esas variables a cada celda del modelo.

2.3.1.3 Modelamiento de Facie (Tipos de Roca). Dentro de las distintas Formaciones Estratigráficas identificadas anteriormente, existe una variación litológica lateral asociada a las distintas posiciones de los pozos dentro de la misma cuenca, lo cual genera que para una misma formación puedan haber zonas lateralmente correlacionadas donde haya arenisca y otras donde haya lodolita, teniendo así una dificultad para agrupar las zonas que son reservorio y las zonas que son sello. Por tanto, se prefiere usar la clasificación por facie o por tipo de roca, basada en la determinación del ambiente sedimentario donde se depositó una roca.

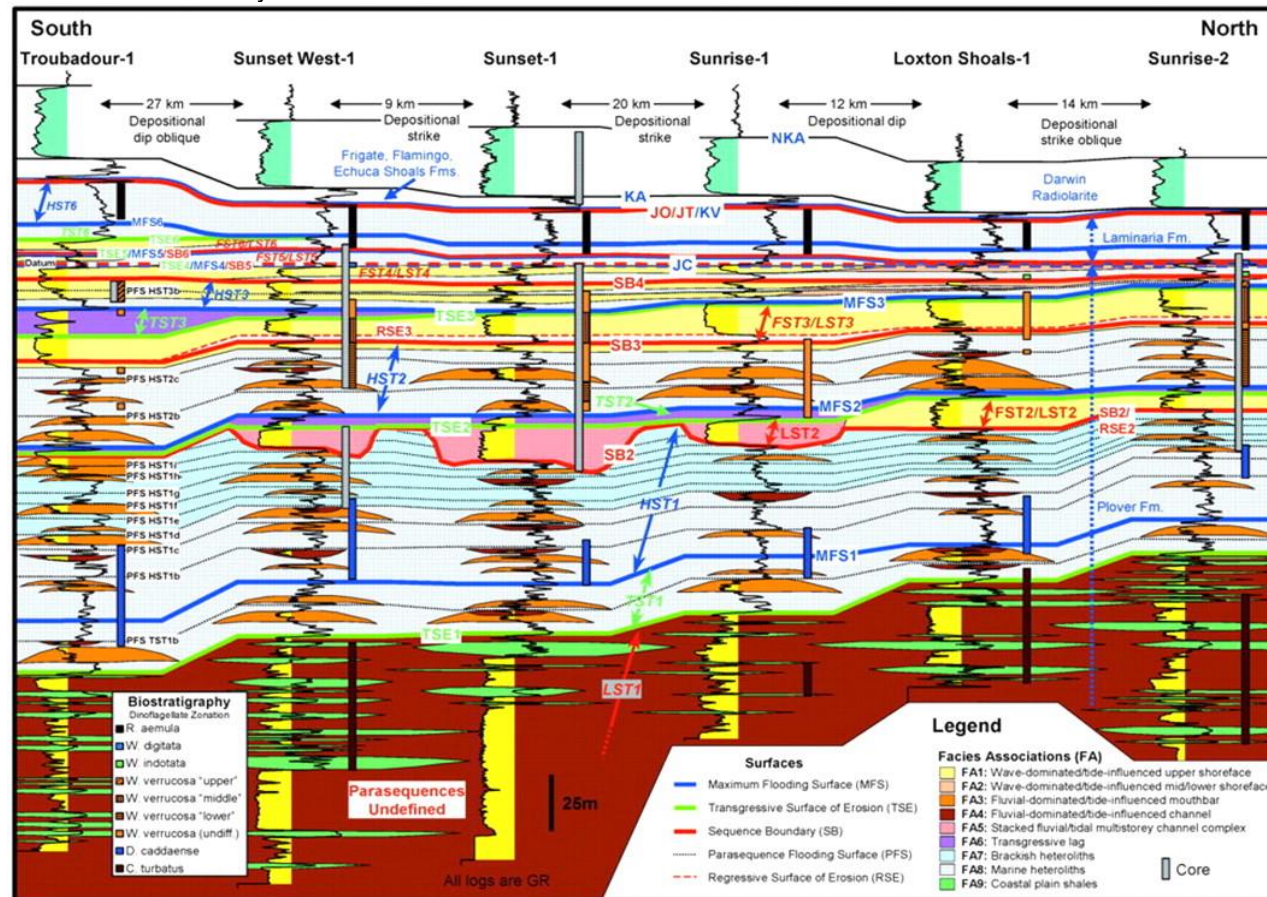
Este ambiente sedimentario va a determinar las características texturales y composicionales de la roca, lo que a su vez impacta las propiedades de porosidad y permeabilidad. Por ello, es fundamental determinar los tipos de facie

o tipos de roca existentes en el yacimiento para identificar las zonas reservorio, las zonas sello y las zonas transicionales.

Al terminar este proceso de caracterización de las diferentes litologías presentes, debe generarse un registro discreto que asigna un valor (0, 1, 2,...) para cada facie (tipo de roca) interpretada. A partir de esta discretización, se determina la litología y se eligen los rangos en que cada propiedad petrofísica puede variar según el ambiente sedimentario en el que fue depositada.

Es importante resaltar que el éxito de esta fase del modelo depende de qué tanto conocimiento geológico se tenga del área de interés: ya que el estilo estructural y la evolución de los ambientes de sedimentación y de la cuenca determinan la forma y características con las que se presentan las formaciones en los registros y en la información sísmica, comprender los procesos por los que ha pasado la zona de interés facilita la correcta identificación e interpretación de la información disponible. La Figura 24 muestra una asociación de facies y estratigrafía de secuencias para unos pozos en el Mar de Timor.

Figura 24. Asociación de Facies y Estratigrafía de Secuencias para una serie de pozos alineados en dirección N-S en un yacimiento en el Mar de Timor.



Fuente: AINSWORTH, Bruce. Sequence stratigraphic-based analysis of reservoir connectivity: influence of sealing faults – a case study from a marginal marine depositional setting. 2006. Disponible en línea: <http://pg.lyellcollection.org/content/12/2/127.figures-only>.

2.3.2 Propiedades de la Roca. Normalmente, un modelo estático básico modela las propiedades Porosidad Efectiva y Permeabilidad (ϕ_e y k), ya que son estas dos propiedades las que controlan de forma predominante el flujo de fluidos en el yacimiento. Sin embargo, también deben ser evaluadas otras propiedades tales como Saturación, Humectabilidad, Presión Capilar y Compresibilidad de la roca. Estas propiedades se definen en el Cuadro 5.

Cuadro 5. Propiedades de la Roca a incluir en un Modelo Estático.

PROPIEDADES DE LA ROCA	
PROPIEDAD	DEFINICIÓN
Porosidad	<p>Es la medida de los espacios dentro de la roca, que tienen capacidad para almacenar fluidos. Puede ser afectada por efectos de compactación por presión.</p> <p>Esta propiedad se determina mediante registros eléctricos. Generalmente el registro densidad es corrido conjuntamente con el registro neutrón y, en algunas ocasiones, con el sónico.</p> <p>Para calcular la porosidad absoluta, se emplea la Ecuación 9.</p> <p>Ecuación 9. Porosidad Absoluta.</p> $\phi = \frac{\text{Volumen poroso total}}{\text{Volumen total}}$ <p>Para calcular la porosidad efectiva, se emplea la Ecuación 10.</p> <p>Ecuación 10. Porosidad Efectiva.</p> $\phi_e = \frac{\text{Volumen poroso interconectado}}{\text{Volumen total}}$ <p>En general, se dice que una porosidad es mala por debajo del 10%, moderada entre 10-20%, y buena sobre 20%.</p>

Cuadro 5 (Continuación).

PROPIEDADES DE LA ROCA	
PROPIEDAD	DEFINICIÓN
Permeabilidad	<p>Es la capacidad de la roca para para permitir el flujo de fluidos a través de los poros interconectados. Matemáticamente, se expresa mediante la Ley de Darcy. Para ver la expresión de permeabilidad planteada por Darcy, remitirse a la Ecuación 2.</p> <p>Si un fluido satura la roca 100% se mide permeabilidad absoluta, y se denota simplemente por k.</p> <p>En cambio, en presencia de varios fluidos en la roca, se mide la permeabilidad efectiva a cada fluido, la cual se denota por k_n, donde n hace alusión a la fase (aceite, agua, gas).</p> <p>Para reportar los datos, se calcula la permeabilidad relativa a cada fluido, empleando la Ecuación 11.</p> <p>Ecuación 11. Permeabilidad Relativa a un fluido.</p> $k_{rn} = \frac{\text{Permeabilidad efectiva a un fluido } (k_n)}{\text{Permeabilidad a una saturación del 100\% } (k)}$
Saturación	<p>Es el porcentaje de volumen poroso que es ocupado por un fluido determinado. Se calcula mediante la Ecuación 12.</p> <p>Ecuación 12. Saturación de fluido.</p> $\text{Saturación de Fluido} = \frac{\text{Volumen total de fluido}}{\text{Volumen poroso}}$ <p>La suma de las saturaciones de todas las fases presentes siempre debe ser igual a 1 (Ecuación 13), es decir:</p> <p>Ecuación 13. Suma Total de Saturaciones.</p> $S_{aceite} + S_{agua} + S_{gas} = 1.0$

Cuadro 5 (Continuación).

PROPIEDADES DE LA ROCA	
PROPIEDAD	DEFINICIÓN
Humectabilidad	<p>Es la tendencia de la roca a dejarse mojar preferencialmente por un fluido en presencia de otro fluido inmisible, y se determina mediante el ángulo de contacto θ. Para calcular dicho ángulo, se considera la Ecuación 14.</p> <p>Ecuación 14. Relación del ángulo de contacto con las energías de superficie.</p> $\theta = \cos^{-1} \left(\frac{\sigma_{os} - \sigma_{ws}}{\sigma_{ow}} \right)$ <p>Donde las variables corresponden a:</p> <p>θ: Ángulo de contacto entre fases aceite y agua, grados. σ_{os}: Energía interfacial entre aceite y el sólido, dina/cm. σ_{ws}: Energía interfacial entre agua y el sólido, dina/cm. σ_{ow}: Tensión interfacial entre aceite y agua, dina/cm.</p> <p>En general, se dice que, Si $\theta < 90^\circ$, la roca está mojada por agua; y si $\theta > 90^\circ$, la roca está mojada por aceite.</p> <p>Además, esta propiedad es importante ya que influencia la saturación y las permeabilidades relativas.</p>
Presión Capilar	<p>Es la diferencia de presión que se produce entre dos fases inmiscibles en las gargantas porales. Esta representa el efecto combinado de la tensión superficial e interfacial de los fluidos con la roca y la geometría de los poros.</p> <p>Para calcularla en un sistema aceite-agua, se emplea la Ecuación 15.</p> <p>Ecuación 15. Presión Capilar para un sistema aceite-agua.</p> $P_c = \frac{2\sigma_{ow}(\cos \theta)}{r}$ <p>Donde las variables corresponden a:</p> <p>P_c: Presión capilar, dina/cm². θ: Ángulo de contacto entre fases aceite y agua, grados. r: Radio del capilar, cm. σ_{ow}: Tensión interfacial entre aceite y agua, dina/cm.</p>

Cuadro 5 (Continuación).

PROPIEDADES DE LA ROCA	
PROPIEDAD	DEFINICIÓN
Compresibilidad	<p>Es el cambio de volumen por unidad de volumen inicial causado por una variación de presión. Su valor depende de la composición de la roca y los procesos de sedimentación asociados.</p> <p>Para calcular la Compresibilidad de la Formación, se emplea la Ecuación 16.</p> <p>Ecuación 16. Correlación de Hall para calcular la Compresibilidad de la Formación.</p> $c_f = \frac{1.782}{\phi^{0.438}} * 10^{-6}$ <p>Donde las variables corresponden a:</p> <p>c_f: Compresibilidad de la formación, psi^{-1}. ϕ: Porosidad, fracción.</p>

Fuente: Elaboración propia a partir de: PARÍS, Magdalena. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Venezuela, 2009. p. 221-298; HALL, Howard. Compressibility of Reservoir Rocks. Estados Unidos, 1953. p. 309-311.

Para que las propiedades anteriores puedan ser modeladas, deben definirse ciertas características principales en el Modelo Estático.

2.3.3 Modelo Petrofísico. La clave para obtener un modelo realista del yacimiento es integrar la información geológica con las propiedades petrofísicas como son la porosidad, la permeabilidad y la saturación. Según Archie (1950)¹⁸, todas estas propiedades están directamente relacionadas con la distribución del tamaño de los poros, que a su vez están ligadas con la historia estructural, diagenética y deposicional de los reservorios.

La caracterización petrofísica se realiza mediante la integración de datos que se obtienen de núcleos, registros geofísicos de pozos y pruebas de presión. Una correcta correlación de esta información aporta datos para determinar propiedades físicas del medio poroso como son: la porosidad, la permeabilidad absoluta, la compresibilidad, así como también aspectos relacionados con la textura de la roca.

¹⁸ ARCHIE (G.E.), 1950. Introduction to Petrophysics of Reservoir Rocks. AAPG Bulletin, V. 34, No. 5 (May 1950), p. 943-961.

Los registros eléctricos tomados en el campo de estudio son la fuente de información para determinar los parámetros petrofísicos del modelo. Los pozos del Campo M cuentan con un set de registros básicos compuesto por: Gamma Ray (GR), Potencial Espontáneo (SP), Caliper, Registro Resistivos (Array Induction), Density, Neutrón; adicionalmente, algunos de estos pozos cuentan con análisis especiales de núcleo y registros de velocidad: Sónico, VSP, Checkshot. Como se verá en los capítulos posteriores, esta información adicional permitirá ajustar los modelos petrofísicos y realizar el amarre sísmica a pozo.

A continuación, en el Cuadro 6, se listarán algunas propiedades fundamentales en el análisis petrofísico y el registro eléctrico que se puede emplear para hallar cada una de ellas.

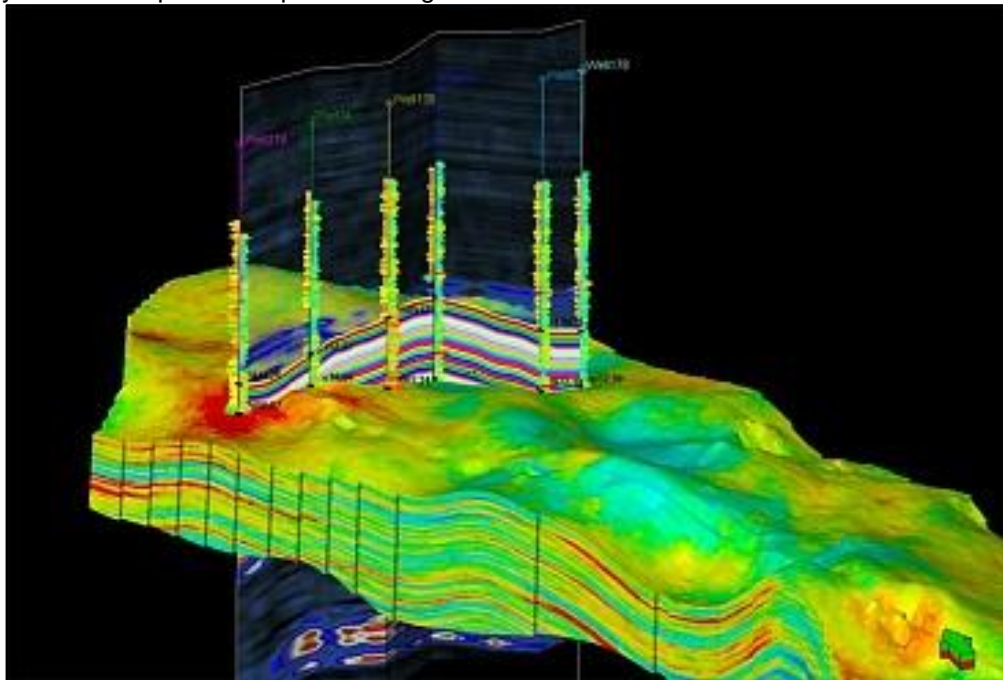
Cuadro 6. Propiedades Petrofísicas y Registros Eléctricos empleados para determinarlas.

PROPIEDAD	REGISTRO ELÉCTRICO
Volumen de Arcilla	Potencial Espontáneo, Gamma Ray
Porosidad	Neutrón, Sónico
Resistividad	Resistividad (Someros, Intermedios, Profundos)

Fuente: MANRIQUE, Jesús. KAIRUZ, Edgar. Principios de Interpretación de Registros de Pozo. Manizales, 1998. p. 27-38, 53-68, 71-87.

En la Figura 25, se muestra un montaje en Petrel de un modelo petrofísico elaborado a partir de registros eléctricos.

Figura 25. Modelo Petrofísico elaborado en el pre-procesador Petrel para un yacimiento hipotético a partir de Registros Eléctricos.



Fuente: SCHLUMBERGER. Petrophysical Modelling. 2018. Disponible en línea: http://sis.slb.ru/products/petrel/petrel_geology_and_modeling/Petrophysical_Modeling/

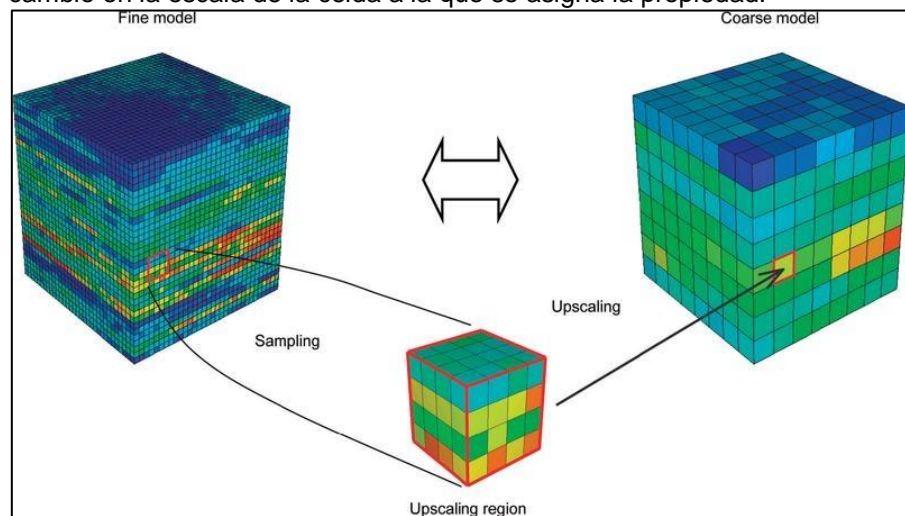
A continuación, el petrofísico, a partir de información de registros especiales y de análisis de núcleos, genera una curva de gran detalle (p.e. 0.5 ft) para cada propiedad de la roca que se necesite. Usualmente, genera dos (2) curvas básicas (ϕ_e , k). El valor de cada curva debe ser sometido a un proceso de “Upscaling” mediante el cual se cambia de la escala del registro a la escala o tamaño de la celda que por lo general es más grande (p.e. 2 ft), de esta forma el grid o malla se va llenado de la información petrofísica de la roca que conforma el yacimiento.

Lo anterior se consigue usando una función de probabilidad, normalmente geométrica, que varía entre los rangos definidos para cada facie. De esta forma, cada celda sobre el pozo tiene un valor de (ϕ_e , k), una facie, y las demás propiedades que se deseen incluir en el modelo.

La Figura 26 permite visualizar el proceso de “Upscaling” de una propiedad petrofísica, tomando datos de varias celdas pequeñas, y llevándolos a una celda más grande.

En el caso de la saturación de agua, esta debe modelarse siguiendo los anteriores pasos, pero la función que controla el poblamiento del grid no es una función geométrica, sino una función que depende de la permeabilidad y la distancia del punto de interés al contacto agua-petróleo.

Figura 26. Proceso de Upscaling de permeabilidad en una malla. Nótese el cambio en la escala de la celda a la que se asigna la propiedad.



Fuente: EXPLORATION AND PRODUCTION GEOLOGY. How To Upscale Permeability. 2018. Disponible en línea: <http://www.epgeology.com/static-modeling-f39/how-upscale-permeability-t6045.html>

Ahora bien, para las celdas entre los pozos que no tienen un registro de propiedades generado, se deben extrapolar las propiedades usando nuevamente funciones de probabilidad y de varianza que se ajusten a las características conocidas del yacimiento. Este proceso se conoce como Poblamiento, y es el que permite asignar propiedades a las celdas que no tienen valores conocidos directamente mediante las pruebas o registros de pozo.

Una vez se tiene construido el Modelo Estático siguiendo los pasos anteriores, se procede a construir el Modelo Dinámico, cuyas generalidades serán descritas a continuación.

2.4 GENERALIDADES SOBRE UN MODELO DINÁMICO

El propósito fundamental de un Modelo Dinámico es representar la interacción de la roca y los fluidos del yacimiento, al igual que reproducir las características o condiciones de presión, producción e inyección del yacimiento. Además, permite el desarrollo de metodologías para comprender de una manera integral el desplazamiento de los fluidos en el sistema poroso, con la finalidad de estimar volúmenes de fluidos en sitio y reservas recuperables, analizar el comportamiento de presión, producción e inyección, y predecir el comportamiento futuro del yacimiento; todo esto en sinergia con el Modelo Estático.

En esta fase del estudio integrado de yacimientos, se definen las propiedades de los fluidos y su distribución inicial en el yacimiento.

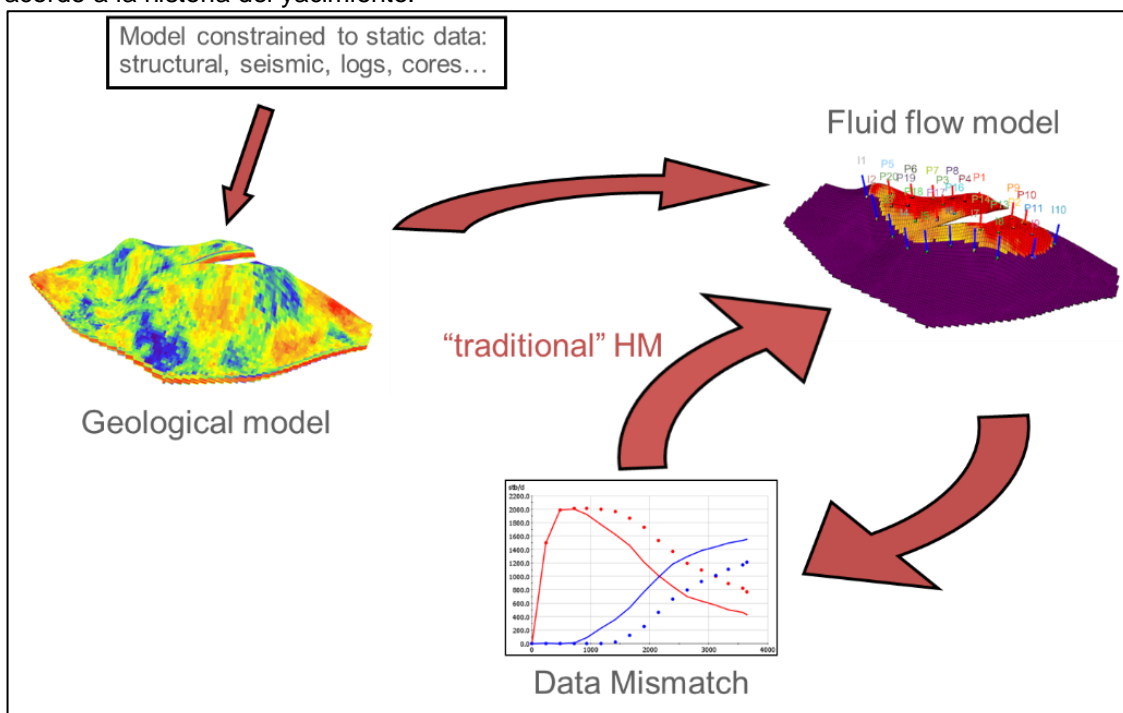
Específicamente, este modelo encierra el análisis de propiedades físico-químicas de los fluidos, la determinación de las propiedades P.V.T, el análisis de las permeabilidades relativas, las presiones capilares y la determinación de los contactos iniciales de fluidos para acotar el modelo a las características reales de yacimiento.

2.4.1 Metodología para la elaboración del Modelo Dinámico. La elaboración del Modelo Dinámico se inicia durante la etapa de evaluación de un campo petrolero. En esta, se realiza la caracterización física y energética del yacimiento, fundamentándose en la aplicación de ingeniería convencional de yacimientos, la cual permitirá realizar el análisis de los datos históricos de producción y presión del yacimiento, análisis de fluidos y de núcleos disponibles, para el desarrollo de cada módulo dentro del simulador:

La Simulación Numérica del Yacimiento se genera mediante la construcción de un modelo numérico a partir de la integración del modelo estático y el análisis de las propiedades dinámicas introducidas al modelo dinámico. Este proceso inicia con la recolección y análisis de los datos referentes al medio poroso, continúa con la construcción del modelo de simulación numérica cotejado, y culmina con la evaluación de diferentes escenarios de producción.

La Figura 27 permite ilustrar cómo se parte del Modelo Estático para, en conjunto con el Modelo Dinámico, generar un cotejo que permita luego evaluar distintas posibilidades de producción en un yacimiento.

Figura 27. Modelo Estático y Modelo Dinámico empleados en conjunto para generar un cotejo acorde a la historia del yacimiento.



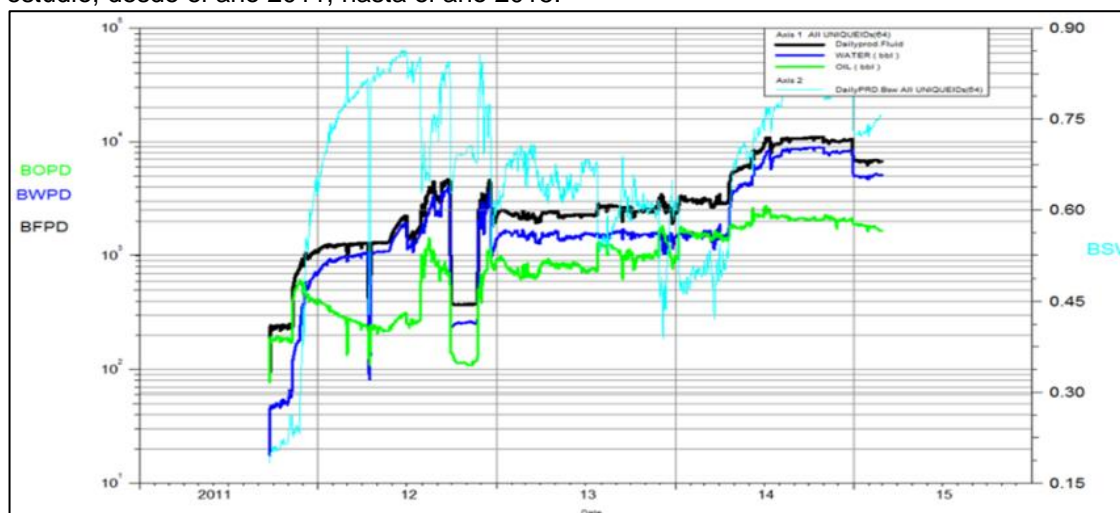
Fuente: STREAMSIM TECHNOLOGIES. History Matching. 2018. Disponible en línea: <https://www.streamsim.com/technology/history-matching>

2.4.2 Etapas para elaborar un plan de Modelado Dinámico. La formulación de un modelo dinámico comprende las siguientes etapas:

2.4.2.1 Análisis del comportamiento histórico del yacimiento. Los datos de presión a evaluar deben incluir la producción generada por métodos de recuperación primaria, secundaria, terciaria y mejorada. El Campo M no cuenta con programas de recuperación secundaria ni terciaria. Por tanto, sólo se evaluará la producción por recuperación primaria. Es importante recordar que el análisis del comportamiento de presión se debe hacer a nivel de pozo y yacimiento.

2.4.2.2 Análisis del comportamiento de la producción. Comprende la evaluación de las tasas de acumulación de producción, RPG, corte de agua, características de los fluidos producidos y evaluación del comportamiento de producción a nivel del pozo: curva de IP, análisis nodal, métodos de producción (elección método ALS).

Figura 28. Comportamiento histórico de la producción de fluidos para el campo objeto de estudio, desde el año 2011, hasta el año 2015.



Fuente: ECOPETROL S.A. Historial de Producción Campo M. 2018.

2.4.2.3 Propiedades termodinámicas del petróleo-gas y agua. Debe incluir información de prueba de laboratorio, validación de dicha información, identificación del tipo de crudo, elaboración de diagrama de fases y utilización de correlaciones.

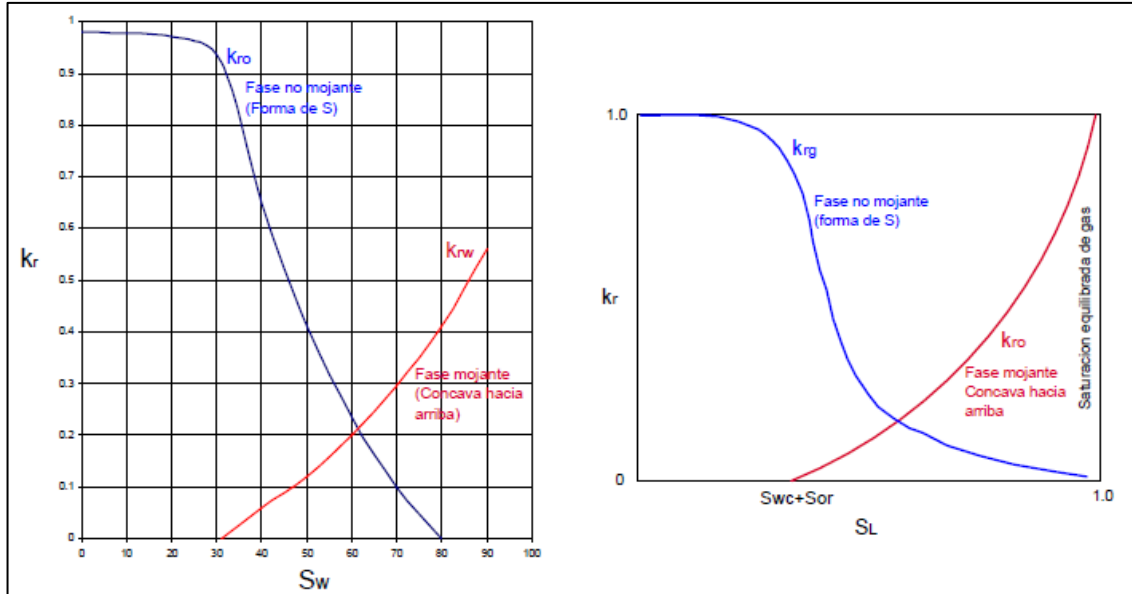
2.4.2.4 Modelo de Interacción Roca-Fluido. Este modelo incluye la información de porosidad, permeabilidad y saturación, pruebas especiales (permeabilidad relativa, presión capilar, mojabilidad e interpretación de la curvas de la permeabilidad relativa), imbibición y drenaje. Además, se apoya en la utilización de correlaciones y gráficos de proporción de los tipos de rocas presentes en los análisis de presión capilar, así como las movilidades de los diferentes fluidos en función de la saturación del sistema. Esto permitirá identificar qué tipo de roca presenta mayor cantidad de análisis; la misma debe ser reflejada a través de las características de las curvas de presión capilar y permeabilidad relativa que constituyan el Modelo de Interacción Roca-Fluido que desee generarse, pues esta propiedad define la forma que adoptan las curvas de distribución de fluidos en el medio poroso.

Se debe tener en cuenta que los tipos de rocas que se definan en el modelo de interacción roca-fluido deben presentar rangos de valores de porosidad que permitan validar los datos experimentales a ser utilizados en los simuladores de yacimiento.

2.4.2.5 Modelo de Permeabilidad Relativa. Este modelo se establece una vez corroborada la validez de las curvas de Permeabilidad Relativa Agua-Petróleo y Gas-Petróleo. Esta información servirá de insumo para la planificación de próximos análisis de núcleos a ejecutar para la posterior actualización del modelo de interacción roca-fluido que se está construyendo, incluyendo mojabilidad y permeabilidad relativa. La Figura 29 muestra un ejemplo de Modelo de

Permeabilidad Relativa para un sistema Aceite-Agua y para un sistema Aceite-Gas.

Figura 29. Modelo de Permeabilidades Relativas para un sistema Aceite-Agua (izquierda) y para un sistema Aceite-Gas (derecha).



Fuente: ESCOBAR, Freddy. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Colombia. 2008. p. 81.

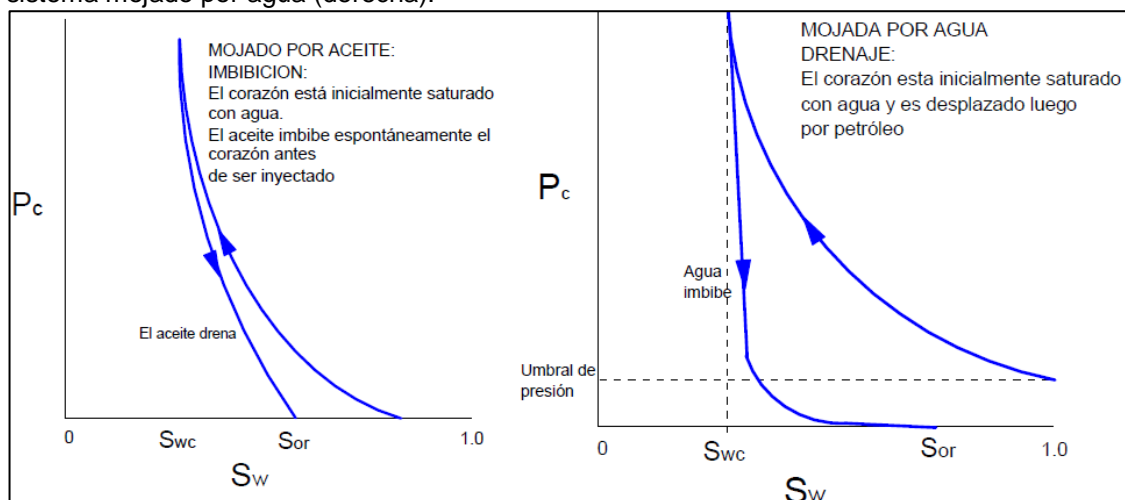
2.4.2.6 Modelo de Curvas de Presión Capilar: Una vez corroborada la validez de las curvas de presión capilar Agua–Petróleo y Gas–Petróleo reportadas del laboratorio, se procede a ajustar y suavizar la dispersión natural de las medidas de laboratorio, al igual que los tipos de rocas del modelo petrofísico del yacimiento.

Los datos medidos en el laboratorio deben ser refinados usando el Método de Stile (Función Corey), con la finalidad de suavizar la dispersión natural y el comportamiento anómalo que originan las mediciones experimentales.

La forma que adopta la Curva de Presión Capilar depende de la fase mojante en el sistema bifásico.

Así, la Figura 30 muestra las Curvas de Presión Capilar tanto para un sistema mojado por aceite como para un sistema mojado por agua.

Figura 30. Curvas de Presión Capilar para un sistema mojado por aceite (izquierda) y para un sistema mojado por agua (derecha).



Fuente: ESCOBAR, Freddy. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Colombia. 2008. p. 121-122.

2.4.3 Propiedades de los Fluidos del Yacimiento. Las propiedades de los fluidos del yacimiento principales que deben ser ingresadas en el modelo dinámico son definidas en el Cuadro 7.

Cuadro 7. Propiedades de los Fluidos del Yacimiento.

PROPIEDAD	DEFINICIÓN
Presión de burbuja.	Es la presión a la cual la primera burbuja de gas comienza a liberarse del petróleo. Está determinada en función de la temperatura, la gravedad específica del gas, la gravedad API del petróleo y la solubilidad del gas en el crudo.
Relación gas disuelto-aceite.	Es el volumen de gas que, a determinadas condiciones de presión y temperatura, se encuentra disuelto en un volumen de crudo en condiciones normales. Cuando la presión es mayor o igual a la presión de burbuja en el yacimiento, se obtiene un R_s en el punto de burbuja R_{sb} , que se mantiene constante con el incremento de la presión.

Fuente: Elaboración propia basada en: PARÍS, Magdalena. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Venezuela, 2009. p. 77-175; ASTM. Manual on Hydrocarbon Analysis. Estados Unidos, 1998. p.109.

Cuadro 7 (Continuación).

PROPIEDAD	DEFINICIÓN
Gravedad API del petróleo.	<p>Es una medida empleada en la industria petrolera para referirse a la densidad del petróleo o cualquiera de sus derivados. Esta oscila, entre los 47°API para los petróleos livianos y 10°API para los petróleos pesados. Para calcularla, se emplea la Ecuación 17:</p> <p>Ecuación 17. Gravedad API del petróleo.</p> $\gamma_{API} = \frac{141.5}{\gamma_O} - 131.5 = \frac{141.5}{\rho_O/\rho_w} - 131.5$ <p>Donde las variables corresponden a:</p> <p>γ_{API}: Gravedad API del petróleo, °API. γ_O: Gravedad específica del petróleo, adimensional (agua=1). ρ_O: Densidad del petróleo a 60°F, lb/ft³. ρ_w: Densidad del agua a 60°F, usualmente 62.4 lb/ft³.</p>
Factor volumétrico del petróleo.	<p>Se define como la variación de volumen que presenta el aceite desde el yacimiento hasta la superficie por efectos de presión.</p> <p>Es importante en la simulación de yacimientos ya que es un parámetro que influencia el cálculo del volumen de petróleo que puede ser recuperado del reservorio.</p>
Viscosidad del petróleo.	<p>Es la resistencia interna que ejerce el petróleo para moverse. Posee una fuerte dependencia de la temperatura, la presión, la gravedad del petróleo, la gravedad del gas, y la solubilidad del gas.</p> <p>Esta propiedad presenta la mayor dificultad para ser obtenida mediante correlaciones, ya que depende de los datos del crudo que se tengan disponibles con precisión.</p>
Relación gas disuelto-agua de formación.	<p>Es el volumen de gas que, a determinadas condiciones de presión y temperatura, se encuentra disuelto en un volumen de agua de formación en condiciones normales.</p>

Cuadro 7 (Continuación).

PROPIEDAD	DEFINICIÓN
Factor volumétrico del agua.	Es el cambio en volumen del agua de formación cuando se lleva de condiciones de yacimiento a condiciones normales. En forma similar al aceite, el factor volumétrico del agua depende de la presión y la temperatura, adicional a esto la salinidad del agua es otro factor influyente ya que un aumento de esta genera una disminución de la solubilidad del gas en el agua.
Viscosidad del agua.	Es la resistencia al flujo que ejerce el agua de formación. Esta propiedad se ve influenciada por la temperatura, la presión y los sólidos disueltos en el agua. Teniendo en cuenta ello, tiene una relación directa con la presión y la salinidad e inversa con la temperatura.

Fuente: Elaboración propia basada en: PARÍS, Magdalena. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Venezuela, 2009. p. 77-175; ASTM. Manual on Hydrocarbon Analysis. Estados Unidos, 1998. p.109.

Ahora bien, teniendo en cuenta que no siempre se puede tomar la medición de alguna de las propiedades de los fluidos, o que simplemente no se dispone de dicha información, algunas veces es necesario acudir al cálculo de propiedades a partir de otras conocidas para generar la información con la que se va a trabajar en el montaje del Modelo Dinámico. En dicho caso, se emplean las Correlaciones P.V.T. Sin embargo, tales correlaciones no aplican en la elaboración de este trabajo de grado, dado que las propiedades a montar en el modelo dinámico fueron suministradas directamente por ECOPETROL S.A., compañía donde las determinaron mediante pruebas de laboratorio.

3. MONTAJE DEL MODELO ESTÁTICO

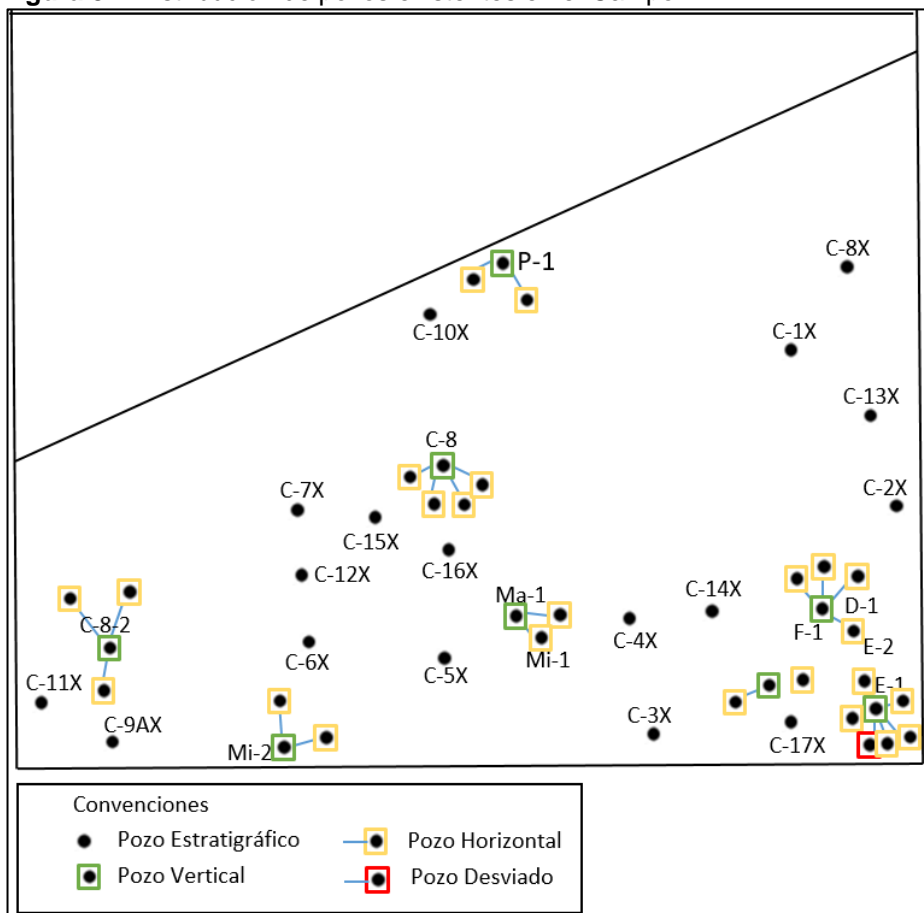
En este capítulo, se describe el proceso de generación del Modelo Estático del área de interés, comenzando con la carga de la información sísmica y de pozo disponible, a partir de eso se genera la interpretación de los horizontes sísmicos, la determinación de características geológicas (estructuras, estratigrafía) y finalmente la determinación de propiedades de la roca para la zona de interés.

3.1 INTERPRETACIÓN INICIAL DE DATOS SÍSMICOS Y DE POZO

Inicialmente se cargaron al software los datos existentes de información de pozo e información sísmica disponible.

3.1.1 Carga de Información de Pozo. En cuanto a la información de pozos, el set básico de información se compone de registros litológicos como el Gamma Ray, Gamma Ray Espectral, Potencial Espontáneo (SP); Registros de porosidad: Densidad, Neutrón, Sónico y Registros de Resistividad (Array Induction). La Figura 31 muestra la distribución de los pozos existentes en el Campo M. Para la construcción del modelo estático, se usó la información disponible de 25 pozos (17 estratigráficos y 8 verticales) que contaban con los registros eléctricos básicos.

Figura 31. Distribución de pozos existentes en el Campo M.



Fuente: ECOPETROL S.A. Distribución de pozos en el Campo M.

Para facilitar la carga de datos, se clasificó la información de topes en dos grupos: El primero abarca la información de los pozos en profundidades medidas (MD), la cual fue cargada directamente, mientras que la segunda consta de los pozos de profundidad vertical verdadera bajo el nivel del mar (TVDss), para los cuales fue necesario realizar el cálculo de la profundidad teniendo en cuenta el valor de la mesa rotaria para cada pozo.

De forma simultánea, también se realizó la carga de la información sísmica que se describe a continuación.

3.1.2 Carga de datos sísmicos. El área de interés cuenta con cuatro (4) programas sísmicos 2D que cubren un área de 510 Km², distribuidos en 27 líneas sísmicas que se muestran en color azul en la Figura 32. De estas líneas, 12 se encuentran en el Campo M. En esta misma figura, se resaltan los cinco (5) pozos que cuentan con información para realizar el amarre sísmica a pozo.

Figura 32. Mapa base con la localización de líneas sísmicas y pozos usados para amarre sísmica-pozo.



Fuente: ECOPETROL S.A. Mapa de pozos en Petrel 2016.

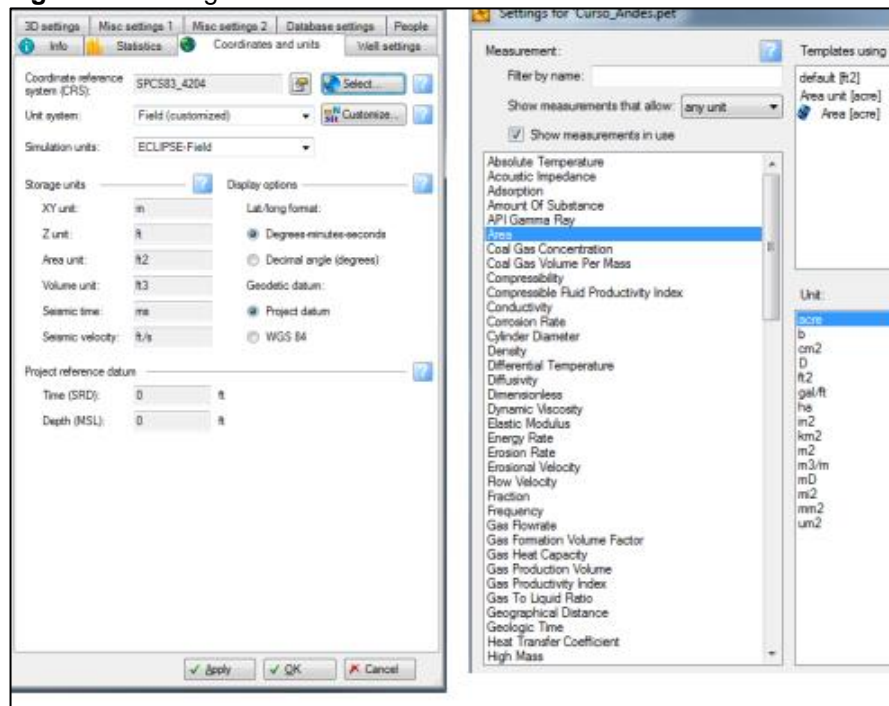
Al igual que los datos de registros eléctricos, la información sísmica se cargó en el software Petrel 2016, para el cual se definió el sistema de coordenadas como “Colombia Magna Sirgas Systems, Colombia Bogotá Zone”. Estas coordenadas se usan oficialmente en Colombia para la ubicación sistemática de mapas. Allí, los valores X-Y correspondientes a coordenadas se dan en metros (m), y la profundidad en pies (ft). A continuación, la Figura 33 y la Figura 34 muestran la configuración de coordenadas realizada en el software.

Figura 33. Configuración de coordenadas en Petrel 2016.



Fuente: Petrel 2016. Configuración de coordenadas.

Figura 34. Configuración de coordenadas en Petrel 2016.



Fuente: Petrel 2016. Configuración de coordenadas.

La información sísmica es relevante porque permite realizar una primera interpretación de las superficies estratigráficas (horizontes sísmicos) e identificar la tendencia estructural general del área.

Al concluir con la carga de información al software, se procede a realizar la interpretación de la información cargada.

3.1.3 Interpretación de registros de pozo. A partir de la interpretación de las tendencias generales de los registros de pozo (especialmente el GR y SP), los rípos de perforación e información estratigráfica de la zona y de campos adyacentes, se definieron los topes de las principales formaciones y unidades de la zona: el Paleozoico y la subdivisión de área de interés, Arenas Basales de la Formación Carbonera C7.

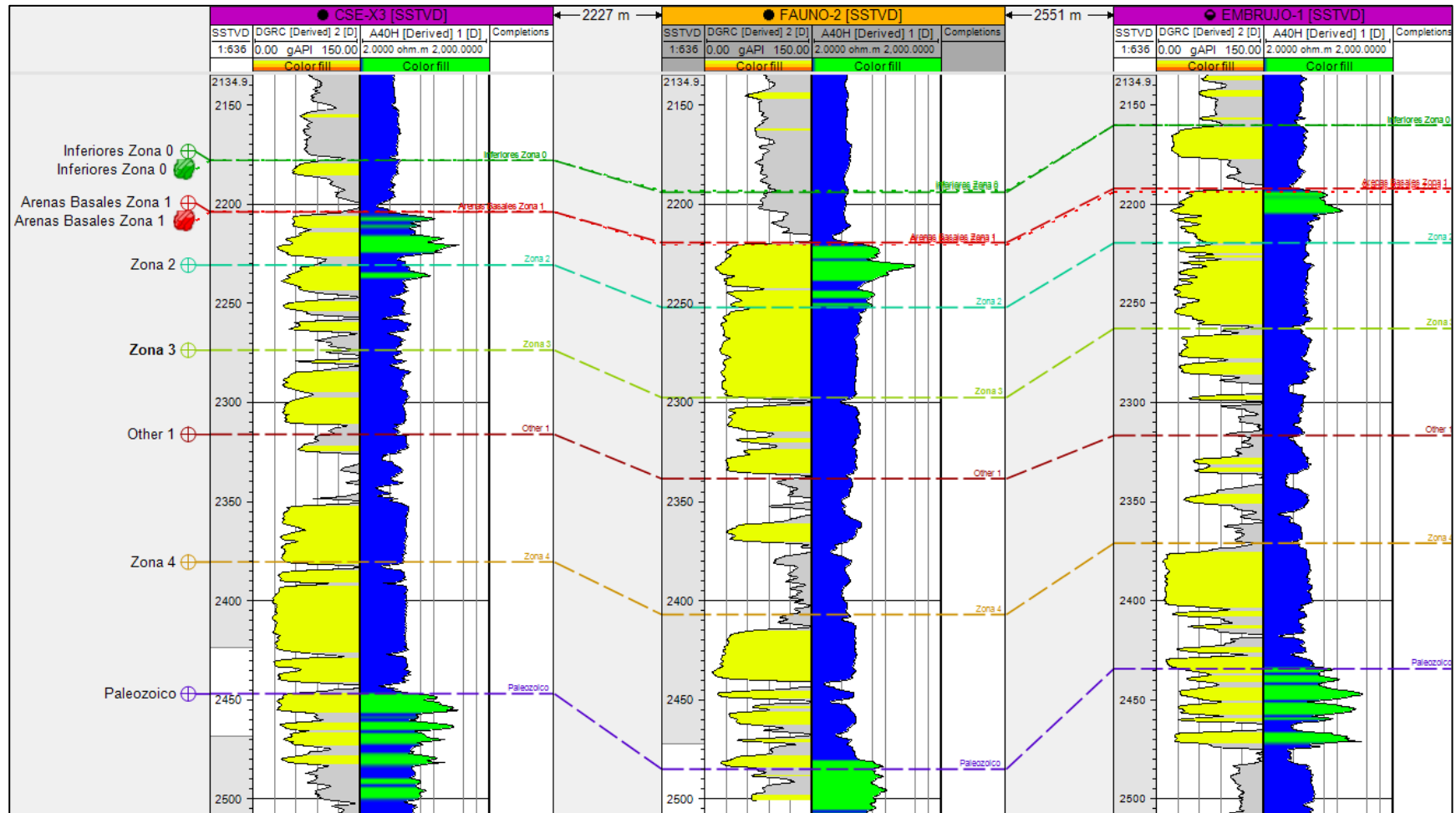
La nomenclatura usada para la subdivisión de Arenas Basales es: Zona 1, Zona 2, Zona 3 y Zona 4. Esta división se observa en la Figura 35, donde se muestra una correlación estratigráfica entre los pozos C-3X, F-2 y E-1.

En la correlación, es posible observar cómo a partir de los registros eléctricos fue posible identificar y correlacionar las tendencias de respuesta de las diferentes unidades.

Los tres pozos en la figura están compuestos de tres (3) pistas. En la primera pista, se ubica el registro de profundidad en TVD_{ss}; en la segunda pista, se encuentra el registro Gamma Ray (GR), donde el relleno de la curva con los colores amarillos representa a las arenitas (valores bajos de GR), y el relleno de la curva con los colores grises representa a los shales (valores altos de GR); la tercera pista muestra el registro resistivo (Array Induction), donde el color azul muestra zonas de resistividades bajas e intermedias, mientras que el color verde muestra zonas con alta resistividad (asociada a la presencia de hidrocarburos), delimitando así el área de interés a la zona superior de las Arenas Basales, Zona 1.

Para las arenitas del Paleozoico, el registro resistivo muestra que la resistividad aumenta drásticamente. Para la subdivisión de Arenas Basales en diferentes zonas, es posible identificar que las zonas pares (Zona 2, Zona 4) muestran un incremento en la cantidad de shale, representado por lecturas relativamente altas del registro GR (zonas sello), mientras que las zonas impares muestran la presencia de una arenita relativamente limpia y masiva. Valores relativamente bajos de GR (zonas permeables) para la Zona 3 en el registro resistivo permiten inferir que, aparentemente, no hay saturación de hidrocarburos, a diferencia de la zona de interés, Zona 1, la cual muestra en verde altos valores de resistividad.

Figura 35. Correlación estratigráfica entre los pozos C-3X, F-2 y E-1.



Fuente: ECOPETROL S.A. Correlación estratigráfica entre los pozos C-3X, F-2 y E-1.

Las zonas sello representan barreras de flujo vertical, las cuales generan que las zonas impares sean unidades hidráulicas independientes. La producción de la zona de interés Arenas Basales superiores (Zona 1) está determinada por la presencia lateral y vertical de estos sellos, ya que van a impedir el ingreso del agua del acuífero al yacimiento. Aún así, es importante resaltar que, tanto la zona reservorio, como los sellos, tienen una alta variación estratigráfica lateral y vertical.

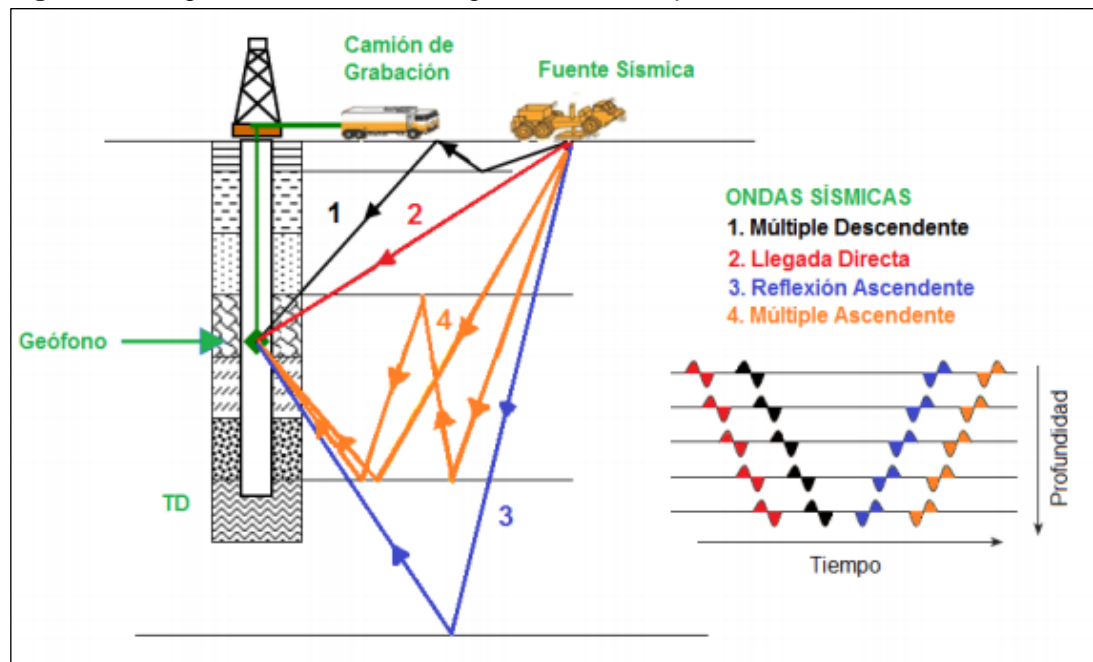
Esta correlación se realizó para los 25 pozos que conforman el Campo M. En cada uno de los pozos se identificaron los picks de las diferentes zonas estratigráficas de interés.

Para poder llevar esta información de topes interpretada en los pozos a toda el área del Campo M cubierta por la sísmica realizada, es necesario realizar el amarre sísmica - pozo que se describe a continuación.

3.1.4 Amarre Sísmica - Pozo. El amarre o comparación entre sísmica y pozo de los horizontes interpretados se realizó con los pozos C-8-2, M-1, F-1, E-1 y P-1, utilizando información de los registros Sónico, Checkshot y el Perfil de Velocidad Sísmica del Pozo (VSP), que permiten medir el tiempo de viaje de un pulso u onda sísmica generado desde la superficie hasta una profundidad conocida en el pozo, Figura 36.

A partir de estos datos, es posible corregir los tiempos de viaje o propagación de la onda sísmica (onda P, medida con el registro sónico), con las velocidades de la onda sísmica tomadas por el VSP y el Checkshot para cada formación geológica.

Figura 36. Diagrama de toma de un registro VSP en un pozo.



Fuente: ECOPEPETROL S.A. Perfil Sísmico Vertical (VSP). 2018.

La Figura 37 muestra el sismograma sintético generado a partir de la información VSP del pozo F-1 y su ajuste con líneas sísmicas asociadas al pozo. En dicha Figura 37 es clara la forma en que la alta reflectividad hace posible identificar los horizontes del Paleozoico, la Unidad C1 y la Formación León. Estos dos marcadores son fácilmente identificables en toda esta región de los Llanos Orientales. Por otro lado, el horizonte de Arenas Basales, fácilmente identificado con los registros de pozo, requiere mayor destreza del intérprete para su identificación: dado que su reflectividad es difusa, necesita una laboriosa dedicación a la interpretación. Para estos efectos, el amarre con la información sísmica de campos adyacentes es muy útil. Las subdivisiones de arenas basales no son posibles de identificar en la sísmica debido a que esta es de mucha mayor escala que los registros de pozo.

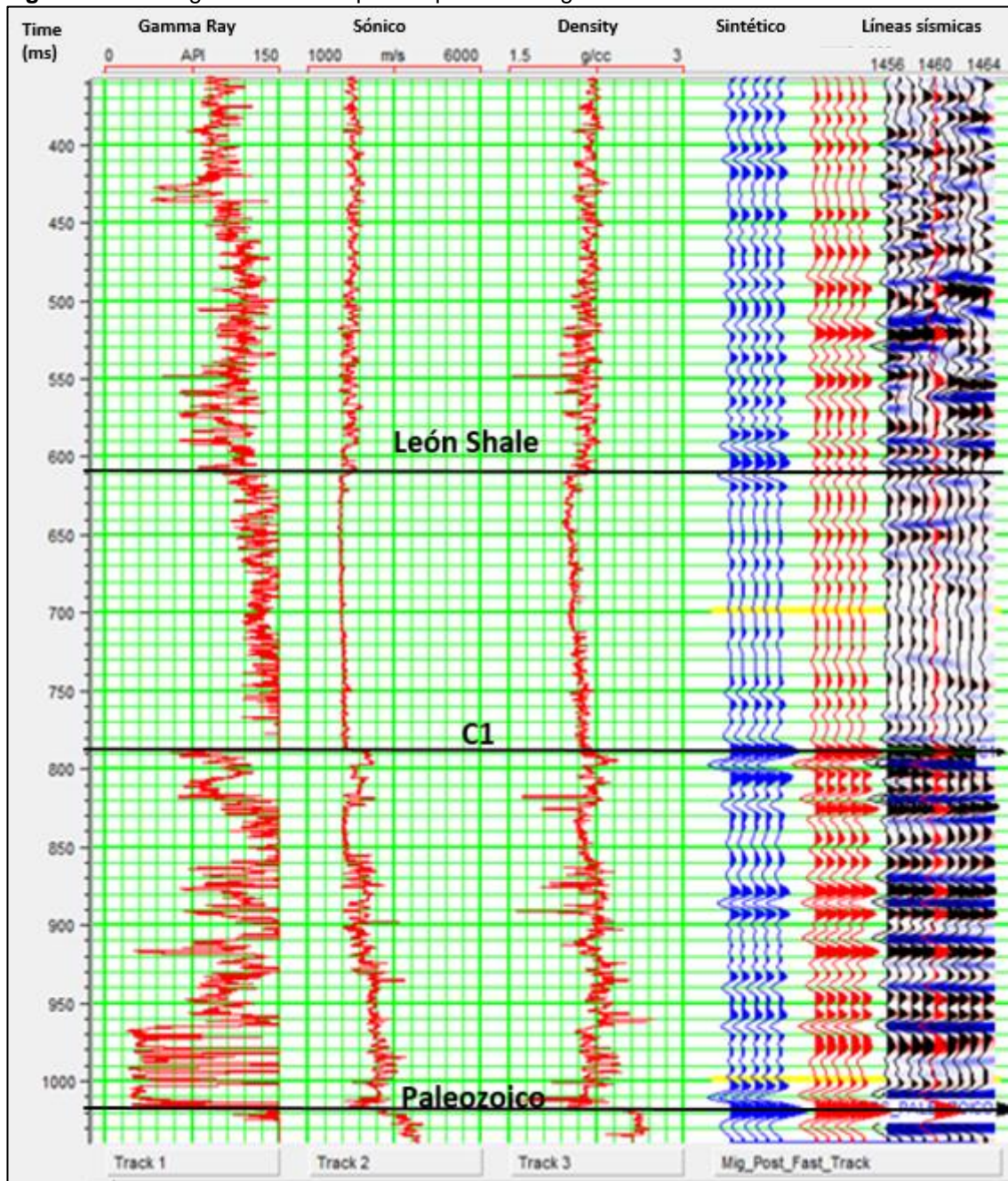
Según Glover (2000)¹⁹, cada reflector de una línea sísmica representa aproximadamente 30 ft, mientras que los registros eléctricos permiten identificar capas de roca de hasta 3 ft de espesor.

Teniendo el sismograma sintético, es posible comparar la interpretación de los topes de las formaciones de los pozos con la interpretación de los horizontes sísmicos para las formaciones de interés, y de esta forma ajustar mejor la ubicación de las diferentes formaciones en las líneas sísmicas.

La Figura 37 muestra al lado derecho de la tercera pista el sismograma sintético generado. Allí, se observa buena correlación entre las líneas sísmicas del extremo derecho, lo cual garantiza que se realizará un adecuado proceso de amarre sísmico a pozo.

¹⁹ GLOVER (P. W. J.), 2000. Petrophysics. MSc. Petroleum Geology Course Notes. University of Aberdeen. p. 177-178.

Figura 37. Sismograma sintético para el pozo F-1 según VSP.



Fuente: ECOPETROL S.A. Sismograma sintético para el pozo F-1. 2018.

3.1.5 Interpretación sísmica inicial. La interpretación sísmica comenzó en la línea 2D C1 (Figura 38) que pasa sobre el pozo C8-2. Como esta línea está amarrada con el pozo, es posible ubicar directamente los picks o topes de las formaciones sobre la línea sísmica, lo cual permite corroborar la interpretación con los topes de las formaciones interpretadas con los registros eléctricos.

La Figura 38 muestra la interpretación de la línea sísmica dentro del Campo M y su buena correlación con otra línea sísmica de un campo adyacente. Los horizontes identificados fueron: el Paleozoico en color cian, los niveles arenosos

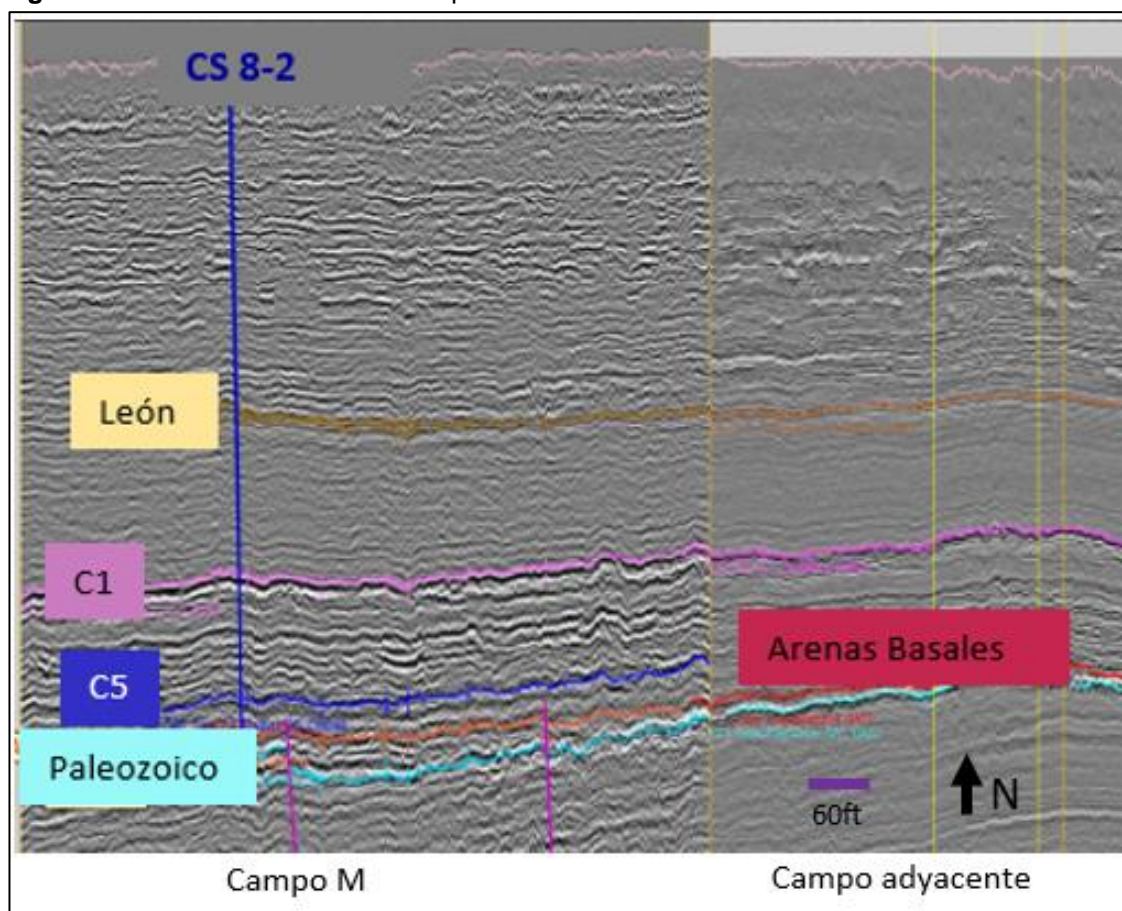
de la Formación Carbonera C1 en morado, C5 en azul, las Arenas Basales de C7 en rojo, y la Formación León en amarillo. Estos horizontes se identificaron a partir de las características de reflectividad sísmica de cada horizonte. Por ejemplo, el tope de la Formación León está caracterizado en esta zona por tener una respuesta sísmica homogénea y de baja reflectividad debida a la presencia de una gran capa continua y masiva de shale; el basamento Paleozoico tiene una respuesta similar al estar compuesto por un alto contenido de rocas cristalinas sin geometría estratificada, lo cual genera una respuesta sísmica suave y homogénea; en contraste, se observa que entre la Formación León y el basamento Paleozoico se encuentra la Formación Carbonera, cuya geometría de depositación estratificada es muy evidente y, al intercalar capas de shales y de arenitas, genera altos contrastes de impedancia acústica y alta reflectividad para las capas de arenita (C impares).

La Figura 39 muestra una línea sísmica atravesando de NW a SE la zona de interés para observar que la tendencia estructural de la zona es a pinchar las formaciones sedimentarias contra el basamento Paleozoico, formando la trampa estratigráfica que predomina en el campo. Además, se observan fallas normales menores que son despreciables a la hora de tomar decisiones en la ejecución del plan de desarrollo.

De acuerdo a la interpretación estructural generada, se evidencia que existe un monoclinal que buza hacia el Norte principalmente, cuyo ángulo buzamiento es bajo (aproximadamente $1 - 2^\circ$), al igual que expresiones estructurales como fallas, domos, pliegues, y fracturas, las cuales son de poca ocurrencia en el área.

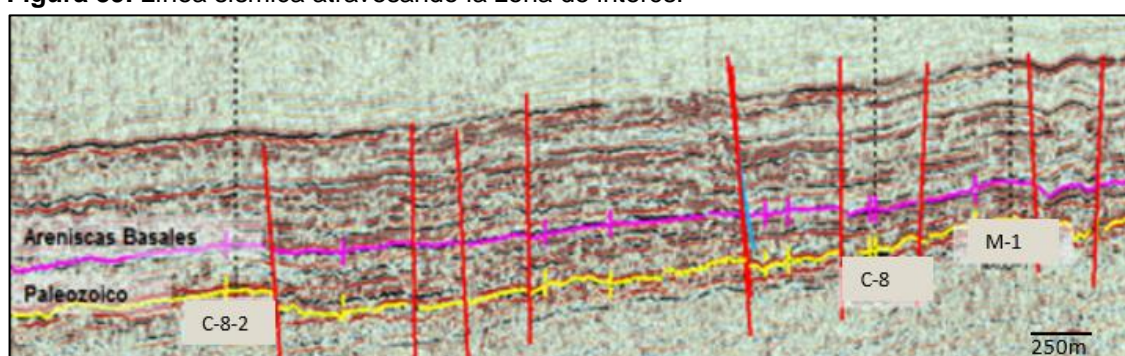
Al final de este proceso, se tienen distribuidas en profundidad por todo el campo las diferentes formaciones de interés en el área: Paleozoico y Arenas Basales, lo cual permite crear mapas de tiempo (velocidad de onda sísmica) y de profundidad para cada una de estas superficies.

Figura 38. Sección sísmica Inline del pozo C8-2.



Fuente: ECOPETROL S.A. Sección Inline C1 en Petrel 2016.

Figura 39. Línea sísmica atravesando la zona de interés.



Fuente: ECOPETROL S.A. Línea sísmica orientada NW-SE en Petrel 2016.

3.2 MODELAMIENTO DE CARACTERÍSTICAS ESTRUCTURALES

A continuación, se describe cómo se elaboró el Mapa Estructural del Campo M, y también se hace un análisis del Contacto Agua - Aceite (OWC).

3.2.1 Mapa Estructural. En este apartado, se muestra el mapa en profundidad generado a partir de aplicar el modelo de velocidad desarrollado al mapa de tiempo sísmico.

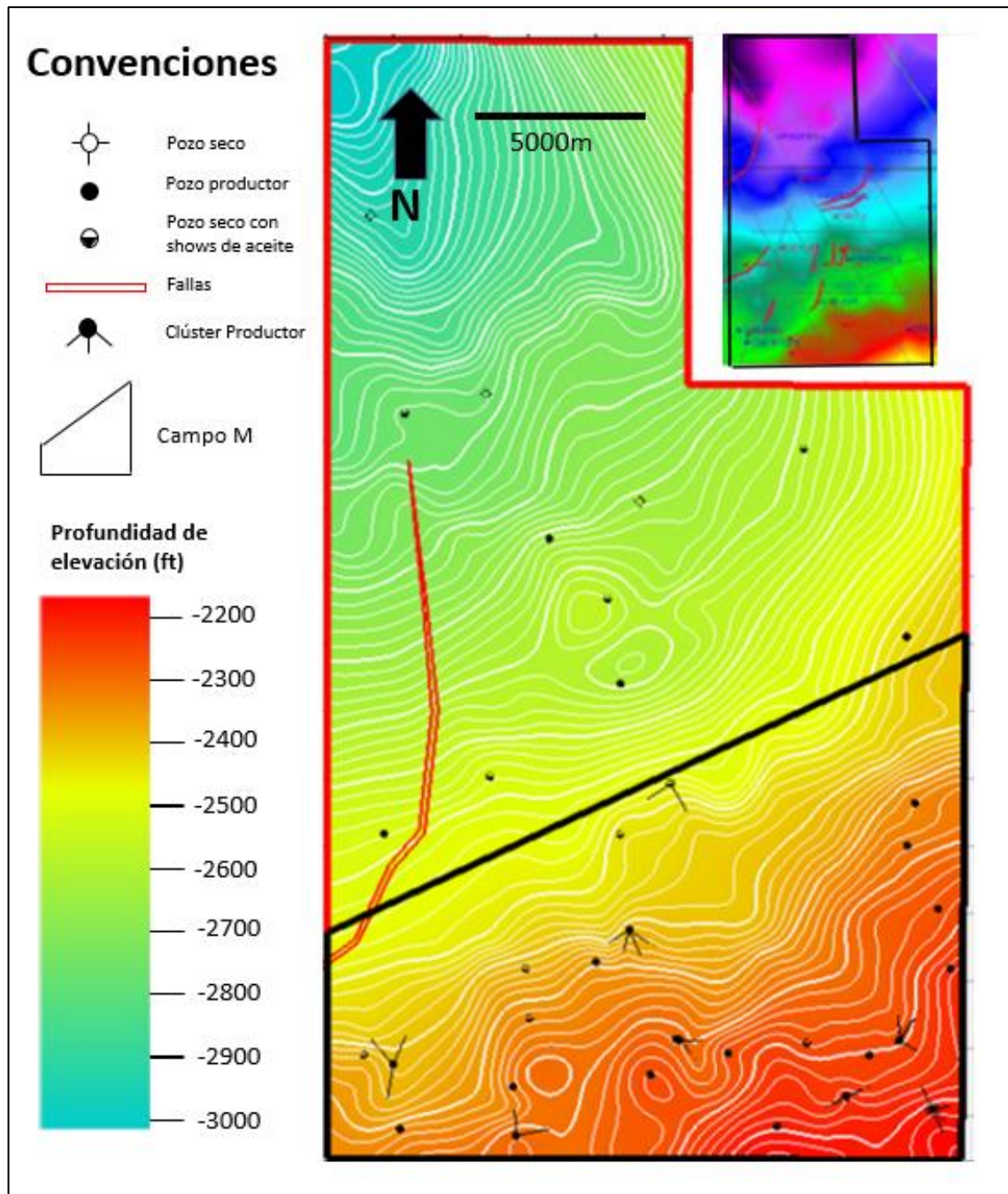
El mapa corresponde a la Figura 40. Allí, en la esquina superior derecha, se muestra el mapa de tiempo sísmico, donde los tiempos de viaje más altos se muestran en tonos de morado y tiempos de viaje más cortos en colores amarillo y rojo para las zonas estructuralmente más someras.

El modelo de velocidades es una función que permita convertir los tiempos de viaje de la sísmica a profundidad. Esto es necesario porque las líneas sísmicas reflejan una medida de tiempo de viaje, razón por la cual se debe aplicar este modelo para poder convertir estos tiempos a profundidad. Para crear esta función, es necesario integrar la información de los tiempos de viaje y velocidades de onda sísmica para cada uno de los pozos de amarre obtenida en la sección anterior.

Al aplicar este modelo de velocidad a los mapas de tiempo generados de la sísmica, se construye un mapa estructural.

Teniendo en cuenta lo descrito con anterioridad, la Figura 40 muestra el mapa estructural de la formación de interés: Arenas Basales. Dicho mapa muestra la profundidad de cada punto. La variación en profundidad es mostrada con la tabla de colores de la imagen. Además, se observa una buena correlación entre el mapa de tiempo y el mapa de profundidad ya que, lo que en el mapa de tiempo de viaje sísmico se identificó como zonas de mayor tiempo de viaje, en el mapa estructural se definió como zonas más profundas. Adicional a ello, lo que tenía tiempos de viaje menores se interpretó como zonas estructuralmente más someras, congruente con el modelo monoclinial con orientación NE-SW propuesto.

Figura 40. Mapa estructural de la sección de interés: Arenas Basales (Campo M).



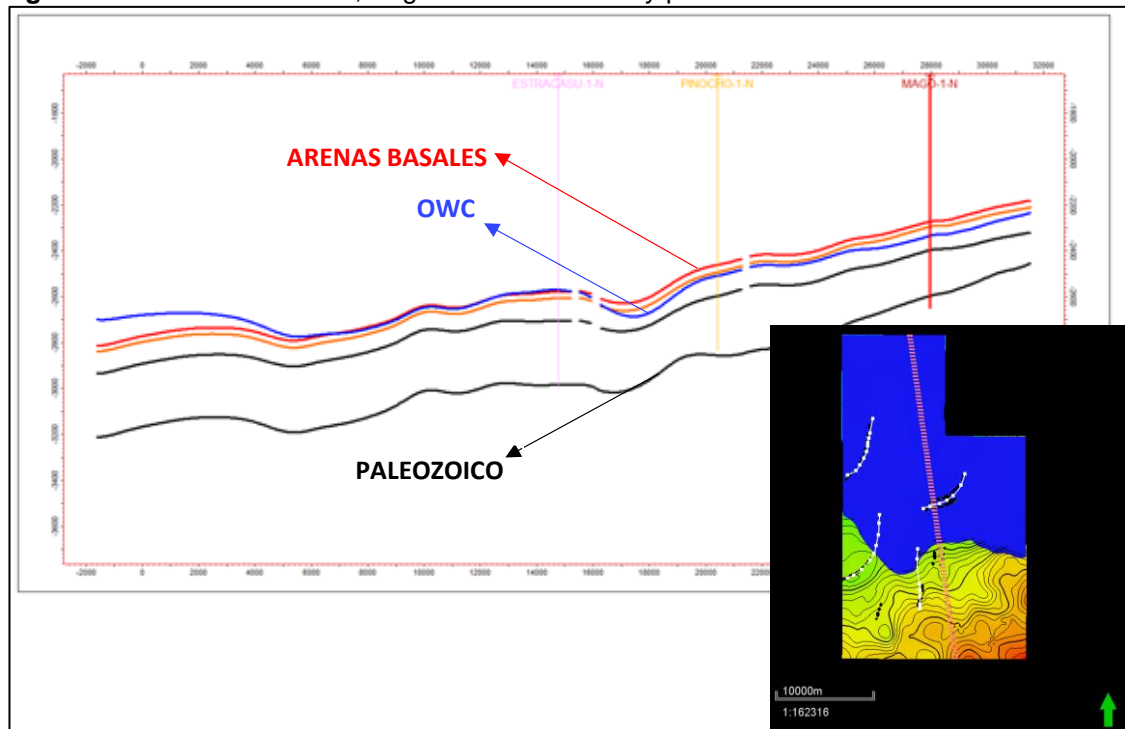
Fuente: ECOPETROL S.A. Mapa estructural en Petrel 2016. Modificado por los autores.

Para terminar con la caracterización estructural del área, se define la ubicación del contacto agua – aceite (OWC).

3.2.2 Análisis del Contacto Agua – Aceite (OWC). El Contacto Agua – Aceite en el campo se ha caracterizado como inclinado, ya que este va cambiando de altura siguiendo la distribución estructural y estratigráfica.

En la Figura 41, se muestra cómo el contacto se presenta en la parte superior de la unidad Arenas Basales. Allí, se muestra la distribución y buzamiento del OWC a través del campo. Se aprecia también un corte en dirección transversal al campo (NW-SE), indicando su inclinación en el yacimiento. De manera general, el buzamiento del OWC es acorde al relieve estructural de la superficie Arenas Basales (yacimiento principal del campo), el cual en promedio tiene una inclinación de 1°. Este contacto genera el cierre del yacimiento hacia el Norte del campo.

Figura 41. OWC. Distribución, Ángulo de Buzamiento y perfil de OWC.



Fuente: ECOPEPETROL S.A. OWC en Petrel 2016.

Teniendo la tendencia estructural definida en el campo, se procede a caracterizar las propiedades petrofísicas del campo.

3.3 MODELAMIENTO DE CARACTERÍSTICAS PETROFÍSICAS

El modelo petrofísico aplicado está diseñado teniendo en cuenta los 25 pozos que cuentan todo el set de registros básicos.

A continuación se describe la metodología aplicada, las ediciones y el control de calidad aplicados a los registros antes de la interpretación. Inicialmente, se partió de la identificación del tipo de información adquirida para los pozos del Campo de interés, Campo M, encontrando que la mayor parte de los pozos verticales tiene una corrida básica de registro Caliper, Potencial Espontáneo (SP), Gamma Ray, Resistividad (Array Induction), Densidad, Neutrón y PEF. Algunos pozos cuentan con registros sísmicos y registros especiales, como Resonancias magnéticas, Imágenes, Dieléctricos, VSP o CheckShot y MDT.

3.3.1 Control De Calidad y Edición De Curvas. La edición de registros es el primer paso para la interpretación petrofísica y es un proceso fundamental para evitar inconsistencias en los modelos matemáticos y/o estadísticos que se deriven de ellos. En este caso, se revisaron los registros Density, Neutrón y resistivos en la zona de interés para garantizar que no existieran datos anómalos.

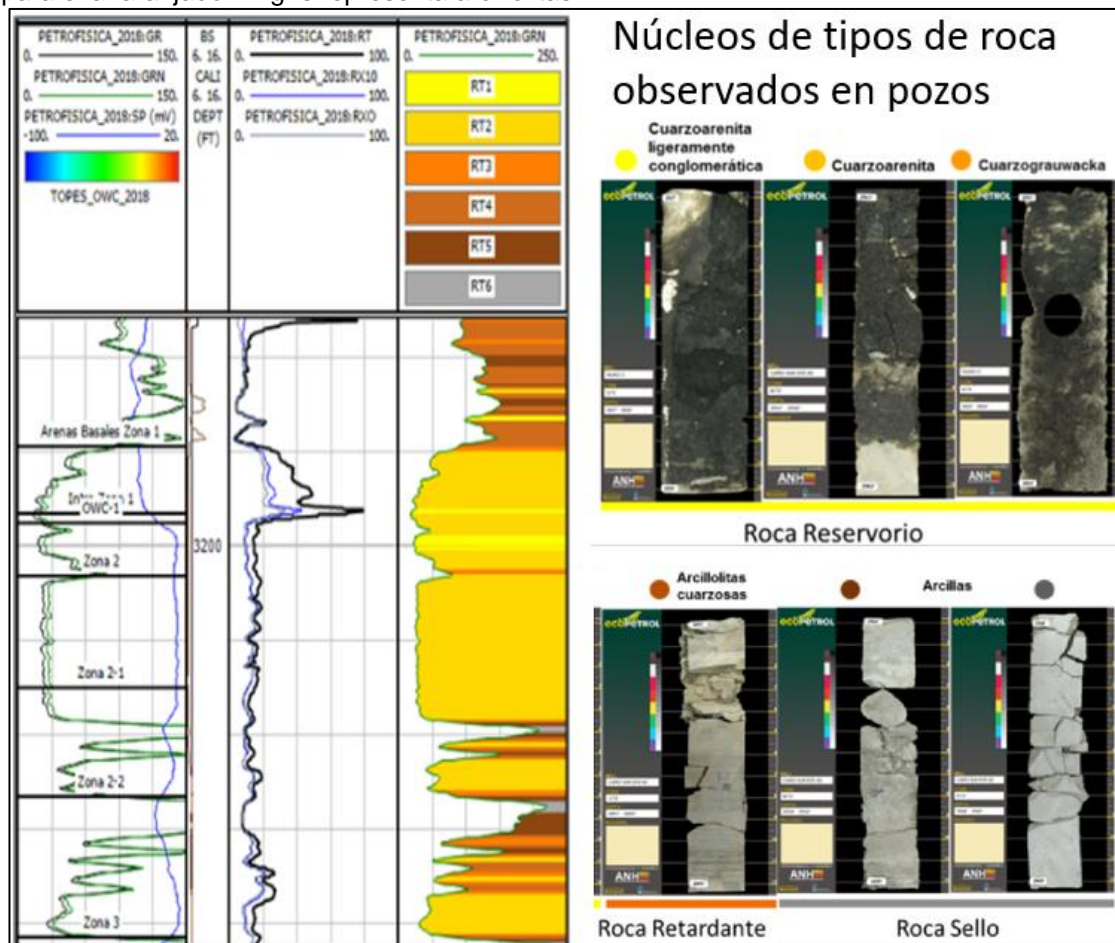
Las lecturas anómalas en zonas de alta rugosidad o por malos estados del hueco fueron convertidas a datos nulos o editadas, debido a que el instrumento que tomó estos registros viajó pegado a la pared del hueco y, en zonas donde éste no se encontró en buenas condiciones, la lectura tomada fue incorrecta. Por lo tanto, fue necesario descartar este tipo de datos.

3.3.2 Modelo de Tipo de Roca. Basado en la descripción sedimentológica existente en informes previos, se definieron seis (6) tipos de rocas observadas en los pozos corazonados, los cuales se agruparon con base a calidad de roca en: Roca Reservorio, Roca Retardante y Roca Sello. En la Figura 42, se muestra la clasificación establecida tanto en núcleo como en registros.

La primera columna a la izquierda de la imagen muestra en verde el registro Gamma Ray normalizado que permite diferenciar las zonas permeables y no permeables del registro determinando las distintas zonas de las Arenas Basales identificadas en la sección de interpretación de registros de pozo; en la misma pista se observa, en azul, el registro SP que muestra la posición donde se encuentra el contacto agua aceite (OWC). Esta zona está marcada por el fuerte cambio en la tendencia del registro, debido al contraste en la salinidad del crudo respecto al agua.

Finalmente, la tercera pista muestra un registro que se calculó en todos los pozos y que, para cada profundidad, asigna un tipo de roca (reservorio, retardante y sello). Esta clasificación depende de la calidad de la roca, medida según la cantidad de shale que tenga asociado y el tipo de grano que se presenta en la matriz. Por ejemplo, la roca retardante es un intermedio entre la roca reservorio (baja cantidad de shale y buenas características de porosidad y permeabilidad) y la roca sello que es absolutamente impermeable. La roca retardante es una arcillolita con alto contenido de arena que, aunque no impide totalmente el paso de fluidos a través de ella, si retarda su paso (de ahí su nombre).

Figura 42. Representación de las unidades en Núcleo (Core) y Registro. La convención de color amarillo, anaranjado y gris, muestra la calidad de roca, siendo más alta para el color amarillo que para el anaranjado. El gris representa arcillolitas.



Fuente: ECOPETROL S.A. Representación de las Unidades en Core (Núcleo) y Registro. 2018.

Esta clasificación según el tipo de roca resulta de gran importancia porque, a partir del registro de tipo de roca creado, se asignó el valor de las propiedades petrofísicas a las celdas en el modelo estático.

En total, se definieron seis (6) tipos de roca, los cuales son: 1. Cuarzoarenita Ligeramente Conglomerática; 2. Cuarzoarenita; 3. Cuarzograuwacka; 4. Arcillolitas Cuarzosas; 5. Arcillolita-1; y 6. Arcillolita-2. Las Arcillolitas 1 y 2 se diferencian entre sí por el contenido de shale.

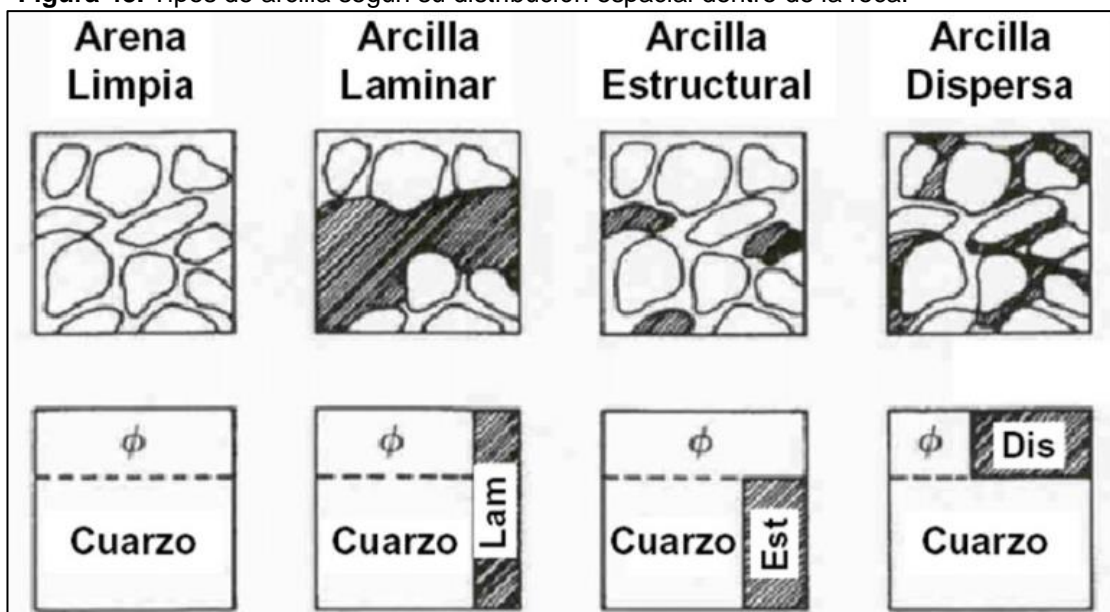
A continuación, se presentan los modelos utilizados para determinar las propiedades de arcillosidad, porosidad total, permeabilidad y saturación de agua, asignadas a las celdas del modelo según el tipo de roca.

3.3.3 Modelos de las propiedades petrofísicas. En este apartado, se definen los modelos de Arcillosidad, Porosidad Total, Permeabilidad y Distribución de Saturación de Agua.

3.3.3.1 Modelo de Arcillosidad. El registro de Gamma Ray permite una cuantificación relativa de qué cantidad de arcilla se encuentra en las rocas de interés, pero si se desea obtener información sobre el tipo de arcilla y su distribución dentro de la roca, es necesario realizar análisis de laboratorio a partir de núcleos de pozo.

Esta información es importante para determinar la forma en que las arcillas afectan la porosidad de la roca, Figura 43, y para identificar incompatibilidades químicas entre los fluidos inyectados al pozo, es decir, para evitar que estos interactúen con las arcillas y generen desestabilización del pozo por derrumbes debidos a hinchamiento de arcillas, o algún otro problema de inestabilidad química que pueda generar variaciones negativas en las características de porosidad y permeabilidad del yacimiento.

Figura 43. Tipos de arcilla según su distribución espacial dentro de la roca.

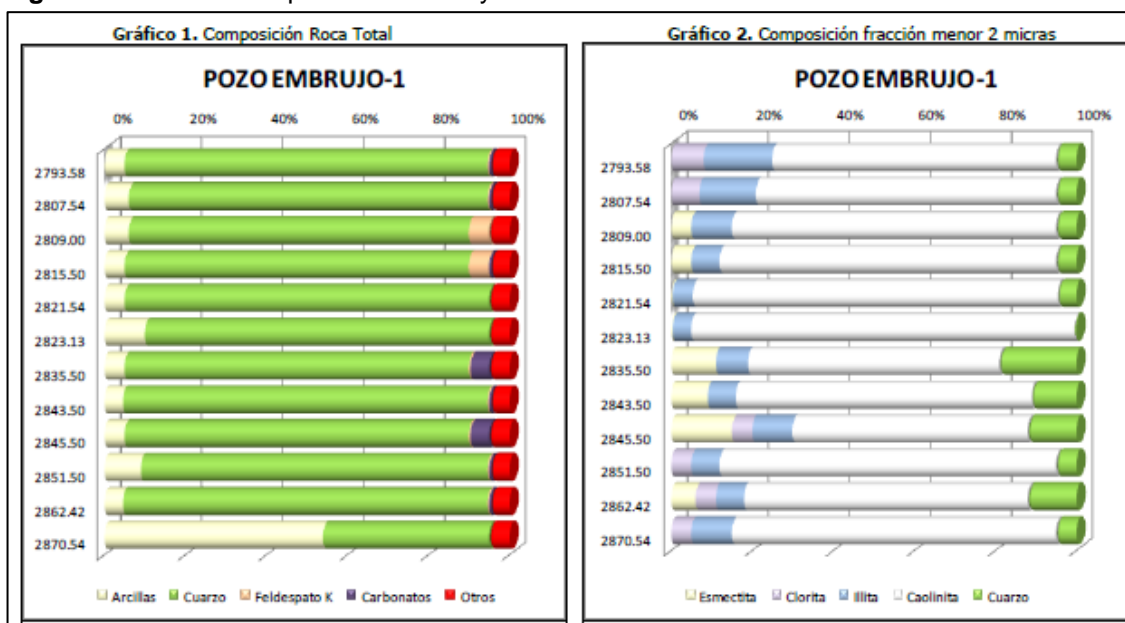


Fuente: RANGEL, J. Interpretación integrada de registros de pozo. Universidad Nacional Experimental Politécnica de la Fuerza Armada. 2018. Disponible en línea: <https://slideplayer.es/slide/3175451/>

A los pozos que cuentan con núcleo, se les realizó un análisis composicional de Microscopio Electrónico de Barrido (SEM) y una Difracción de Rayos X (DRX), que muestra la proporción de los principales componentes de la roca (arcilla, cuarzo, feldespato alcalino, carbonatos, entre otros).

En el caso del pozo E-1 se observa que, para la zona de interés (Zona 1), la mayor parte de la roca está formada por cuarzo (cerca de 90%), luego arcilla (que se encuentra en un porcentaje menor al 10%), y otros componentes (cerca de un 5%) para todas las rocas. En sólo dos partes, se encuentra carbonato.

Figura 44. Análisis composicional SEM y DRX. Pozo E-1.

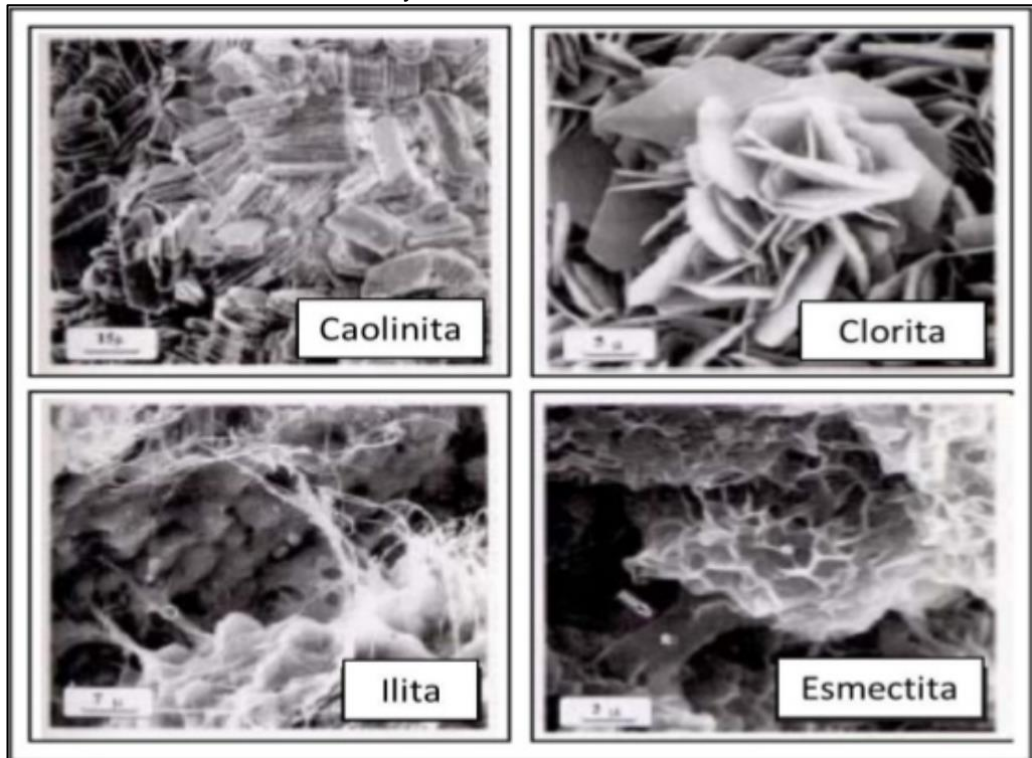


Fuente: ECOPEPETROL S.A. Análisis composicional SEM y DRX. Pozo E-1. 2018.

Como muestra la Figura 44, los contenidos de arcilla provenientes de los análisis de SEM y DRX para las rocas Tipo 1 y 2 son menores al 10%. La arcilla se encuentra como material disperso que taponar poros y gargantas.

La Figura 45 muestra los cuatro tipos de minerales arcillosos más usuales. Con una distribución del tamaño de grano menor a dos (2) micras (tamaño arcilla), se determinó que el tipo de arcilla predominante es Caolinita, el cual se presenta en láminas aglomeradas por un mineral arcilloso con composición similar a Illita. En menor proporción, se presenta la arcilla del tipo Esmeclita, y el Feldespato de Potasio se encuentra cubriendo los granos y creando puentes entre ellos.

Figura 45. Imágenes SEM de los cuatro minerales arcillosos más comunes en rocas reservorio: Caolinita, Clorita, Illita y Esmectita.



FUENTE: SYNGAEVSKY, P. Formation Evaluation of the Siphonina Davisi Section at Matagorda Island Field. Offshore Texas, Gulf of Mexico: 622/623 and 519 blocks. Louisiana State University. 2000.

Ahora bien, a partir de los registros de eléctricos se aplicó un modelo de arcillosidad que permite hallar la cantidad de V_{shale} a lo largo de todo el pozo y en los pozos que cuentan con este registro (todos los pozos).

El modelo final de arcillosidad, se estableció con la función lineal de GR que mide el contenido de arcilla en la roca a partir de la lectura del Gamma Ray y la determinación de un valor mínimo y máximo de arcilla en el registro. La Ecuación 18 muestra dicha función.

Ecuación 18. Índice de Gamma Ray, a partir del Registro Gamma Ray.

$$V_{sh} = I_{GR}$$

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

Fuente: GLOVER, P. W. J. Petrophysics. MSc. Petroleum Geology Course Notes. University of Aberdeen. 2000. p. 107.

Donde:

V_{sh} = Fracción de volumen de shale.

I_{GR} = Índice de Gamma Ray.

GR_{Log} = Lectura de GR del registro.

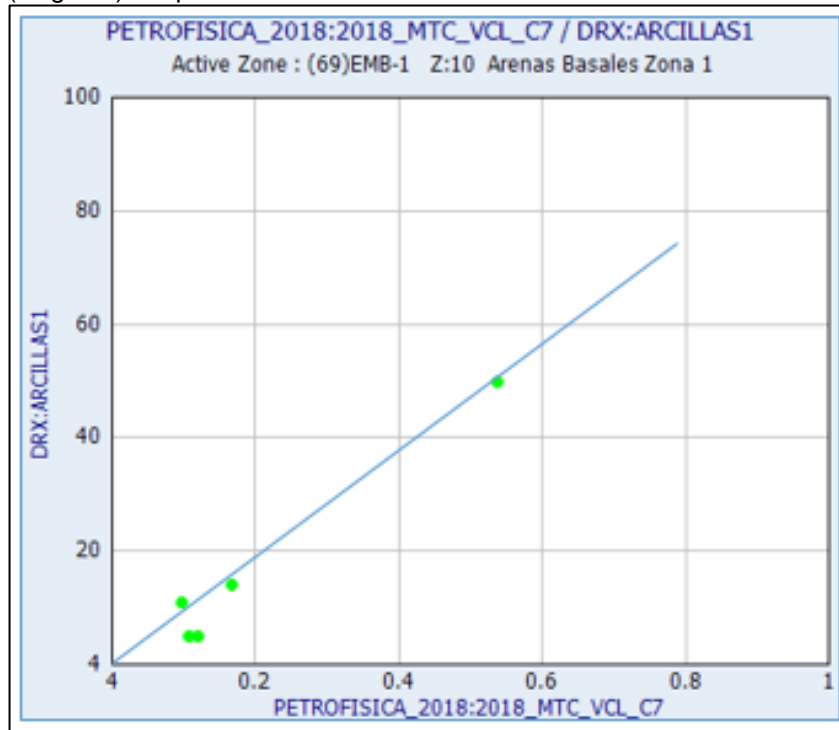
GR_{min} = Valor de gamma ray para arenas limpias (usualmente el valor mínimo).

GR_{max} = Valor de GR para shales (usualmente valor máximo).

En el gráfico de la Figura 46, se muestra la medición de contenido de arcilla a partir de los análisis de núcleo con DRX en el eje Y, y se muestra la medición del contenido de arcilla con el modelo lineal de Gamma Ray en el eje X. Se observa la buena correlación entre ambas medidas, mostrando que las medidas de contenido de arcilla realizadas con el Gamma Ray son similares a las que se midieron en laboratorio en el núcleo mediante el DRX.

Así, se descarta el uso de otras ecuaciones usadas para el cálculo de V_{shale} (tales como la ecuaciones propuestas por Laronov, Steiber y Clavier), cuyo uso se sugiere en zonas donde el V_{shale} no tenga una respuesta lineal.

Figura 46. Comparación Modelo de Arcillosidad Core (Núcleo) vs. Log (Registro) del pozo CSE-10X.



Fuente: ECOPETROL S.A. Comparación entre Arcillosidad Core vs. DRX. Pozo CSE-10X. 2018.

Este proceso se repitió para los pozos CSE-2X, CSE-7X, y CSE-10X, que también contaban con análisis SEM-XRD, para revisar el ajuste del modelo de arcillosidad.

Ahora bien, la corrección por arcillosidad se realiza cuando se quiere obtener la porosidad efectiva. Teniendo en cuenta que el modelo petrofísico calculado para este proyecto tiene en cuenta la porosidad total para realizar las diferentes simulaciones, no se hizo corrección por arcillosidad. Esto debido a que la porosidad efectiva en el campo está definida por el comportamiento y los caudales de flujo microscópico entre los poros de la roca, más no por la presencia de arcilla en el medio poroso.

3.3.3.2 Modelo de Porosidad Total. El modelo de porosidad se calculó a partir del registro Density. La densidad de matriz utilizada fue de 2.65 g/cm³. La ecuación usada para el cálculo de densidad a partir de dicho registro es la Ecuación 19.

Ecuación 19. Porosidad a partir del Registro Density.

$$\varphi = \frac{\rho_{ma} - RHOB}{\rho_{ma} - \rho_f}$$

Fuente: GLOVER, P. W. J. Petrophysics. MSc. Petroleum Geology Course Notes. University of Aberdeen. 2000. p. 133.

Donde:

ρ_{ma} = Densidad de la matriz (2.65 g/cm³).

ρ_f = Densidad del fluido (1 g/cm³).

RHOB = Los valores que están en el registro.

φ = es el valor de porosidad (fracción).

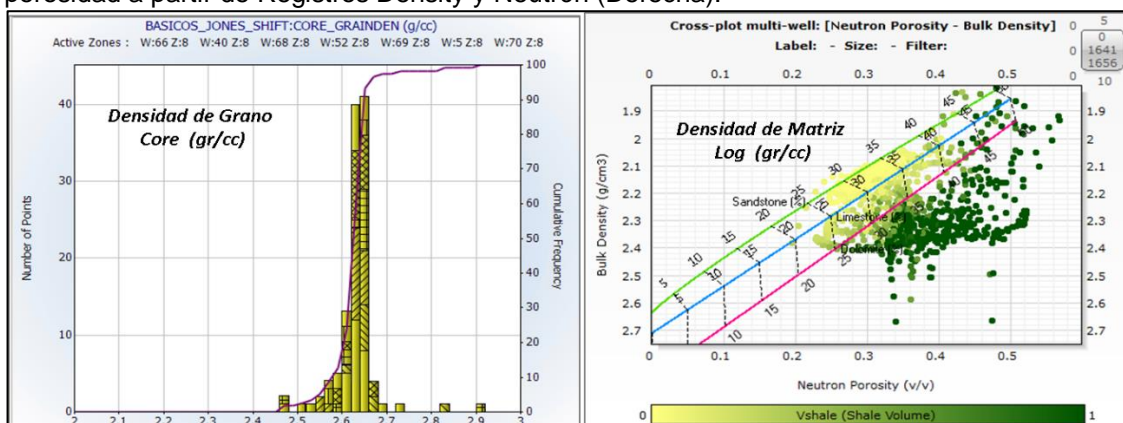
El histograma de la Figura 47 muestra los valores de densidad arrojados a partir de los análisis de núcleo en el eje X, el número de veces que se repitió una medida de densidad en el eje Y lateral izquierdo, y el porcentaje de frecuencia acumulada en el eje Y lateral derecho. A partir de estos valores, se observa que la densidad de grano predominante es 2.65 g/cm³, correspondiente con la densidad del cuarzo, principal componente de la arenita, lo que da validez al valor de matriz elegido para el cálculo de porosidad.

El Crossplot muestra la distribución de las medidas de porosidad a partir del registro Density y Neutrón dentro de zonas litológicas: línea guía verde (arenita), azul (caliza) y fucsia (dolomita).

Se observa que los valores bajos de V_{shale} (amarillo) se clasifican como arenitas, y los valores intermedios y altos se distribuyen entre lodolitas y calizas, dependiendo de su variación de porosidad.

Este diagrama sirve para determinar que tan bien están determinadas las características de porosidad y V_{shale} para las diferentes litologías interpretadas con registros eléctricos. En este caso, como los puntos de muestra del registro cayeron en las mismas zonas litológicas que las que se tenían interpretadas, se concluye que las características de V_{shale} y porosidad están bien asignadas.

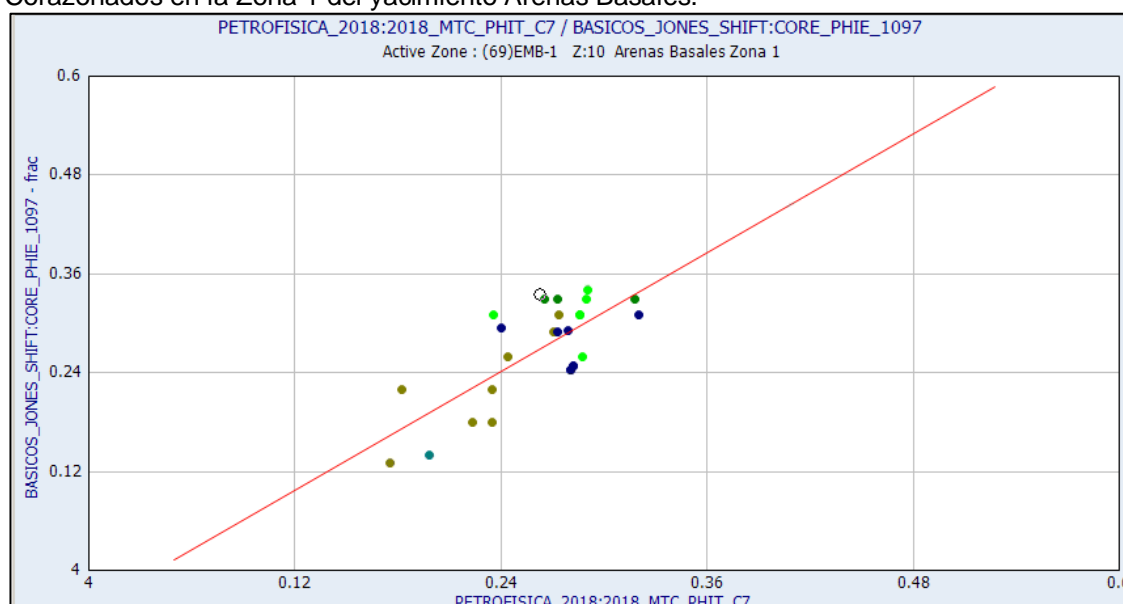
Figura 47. Distribución de Densidad de Grano (Izquierda) y Distribución de medidas de porosidad a partir de Registros Density y Neutrón (Derecha).



Fuente: ECOPETROL S.A. Distribución de Densidad de Grano y Distribución de Medidas de Porosidad. 2018.

En la Figura 48, se muestra el ajuste alcanzado en los pozos corazonados. Como ejemplo, se muestra el intervalo prospectivo correspondiente a la zona Arenas Basales (Zona 1). Aunque hay dispersión en los datos, hay una buena correlación entre los valores de porosidad medidos en núcleo (eje Y) y el modelo de porosidad determinado con registros (eje X).

Figura 48. Comparación Modelo de Porosidad Core (Núcleo) vs. Log (Registro) para los Pozos Corazonados en la Zona 1 del yacimiento Arenas Basales.



Fuente: ECOPETROL S.A. Comparación entre Porosidad Core vs. Log. Pozos Corazonados en la Zona 1 de Arenas Basales. 2018.

3.3.3.3 Modelo de Permeabilidad. Ya que no existe ningún registro que sea capaz de medir directamente la permeabilidad de la roca, fue necesario hallar el valor de esta propiedad a partir de otros registros. Por lo tanto, el modelo de permeabilidad es el producto de una regresión lineal entre la porosidad efectiva y el Gamma Ray. Esta regresión busca hallar una ecuación que permita obtener valores de permeabilidad a partir de otros registros.

La Ecuación 20 corresponde a dicha regresión.

Ecuación 20. Regresión para encontrar el valor de la Permeabilidad a partir de registros eléctricos.

$$K_{model} = 10^{1.5031 + 8.54 PHI - 0.01646 GR}$$

Fuente: ECOPETROL S.A. Regresión para encontrar el valor de la Permeabilidad. 2018.

Donde:

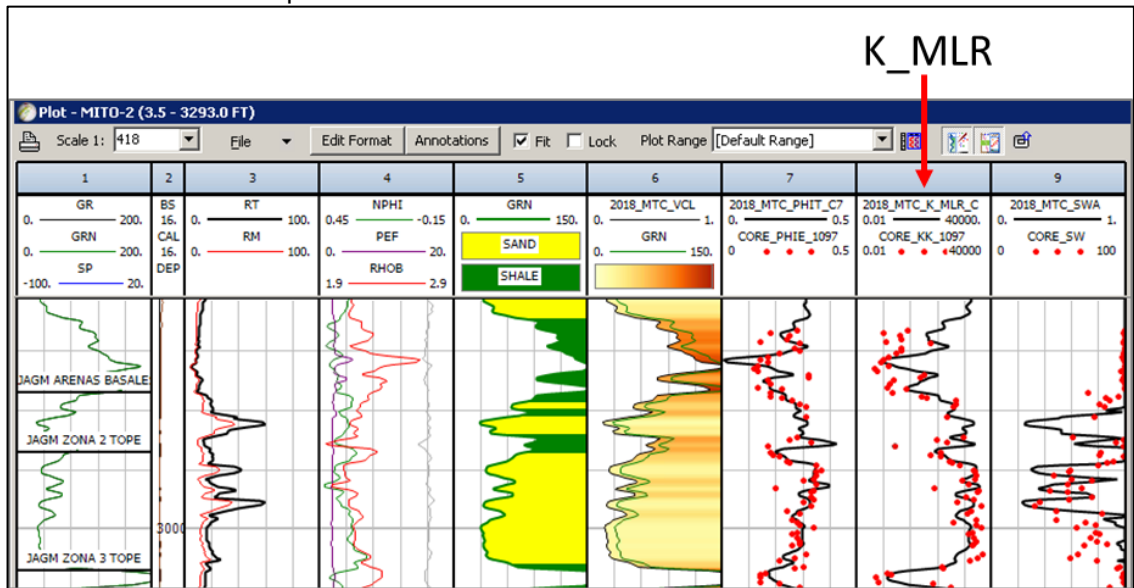
PHI = Porosidad efectiva

GR = Gamma Ray

K_{model} = Permeabilidad modelada

En la Figura 49, se presenta el ajuste entre el registro de permeabilidad creado a partir de la ecuación anterior y los valores de permeabilidad leídos en el pozo corazonado E-1.

Figura 49. Ajuste entre el Registro de Permeabilidad Modelado con la Ecuación 19 y los valores leídos en un núcleo del pozo E-1.



Fuente: ECOPETROL S.A. Comparación entre Permeabilidad Core vs. Log. 2018.

Como ejemplo en la figura anterior, se muestra el intervalo prospectivo correspondiente a las Arenas Basales (Zona 1). Para la línea de tendencia en esta área, se obtuvo un $R^2=0.70$, lo cual muestra que, aunque el ajuste entre los valores de la ecuación y los de núcleo no es perfecto ($R^2=1$), el margen de error es aceptable.

3.3.3.4 Modelo de Distribución de la Saturación de Agua. El contacto OWC, en el campo de interés, se ha definido como un contacto estratigráfico. Debido a ello, definir una distribución de saturación de agua dentro del yacimiento resulta más complejo que en los casos donde existe un contacto uniforme lineal.

Como primer enfoque, se usó el modelo petrofísico de Archie como referencia para ajustar el modelo de saturación de agua en el área de interés.

El modelo de saturación de agua de Archie se basa en el contraste de resistividades entre fluidos generadas debido a las diferencias entre la conductividad del agua y el hidrocarburo, la relación entre resistividades, y la porosidad de la roca. Este modelo permite hallar una saturación de agua en la roca, tal cual lo muestra la Ecuación 21.

Ecuación 21. Modelo de Saturación de Agua de Archie

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

Fuente: ARCHIE, G.E. The Electrical Resistivity Log as an Aid in Determining Some Reservoir Characteristics. Transactions of the AIME, 146(01). 1942. p. 57.

Donde:

S_w = Saturación de agua.

n = Constante.

a = Factor de tortuosidad.

φ = Porosidad.

m = Exponente de porosidad.

R_w = Resistividad del agua de formación.

R_t = Resistividad de la formación.

Los valores de resistividad se hallaron a partir de los registros resistivos del pozo; la porosidad utilizada fue la hallada con el modelo de porosidad anteriormente expuesto; los coeficientes m , n y a son parámetros establecidos empíricamente según las características de la roca. A partir de esta información de registros, fue posible generar una curva de saturación de agua para todo el pozo.

Ahora bien, teniendo las principales propiedades petrofísicas de interés, se procedió a generar el grid o malla del modelo estático.

3.4 GRID O MALLA DEL MODELO ESTÁTICO

En el modelo geo-estadístico, sólo se incluyeron la zona productora (Zona 1) y la Zona 2, donde generalmente se encuentra el contacto agua-aceite (OWC) (zonas de mayor importancia para la simulación). El sello entre las Zonas 1 y 2 también se modeló como una zona independiente, para tener mayor control al momento de realizar el ajuste histórico en el modelo dinámico del yacimiento.

El modelo se construyó sobre la región del campo que, hasta el momento, se ha interpretado con saturación de petróleo, es decir, al Sur del Campo M. El modelo cubre un área de 82,000 acres y tiene como límite al Norte el pozo P-1.

El tamaño de las celdas es de 100 m en el plano horizontal y variable en dirección vertical como sigue: 15 capas para la Zona 1, con un espesor promedio de 1.5

ft, dos (2) capas para el sello con un espesor de 1 ft, y 11 capas para la Zona 2 de espesor creciente de tope a base.

Ahora, teniendo una malla que represente geoméricamente el área de interés, se procede a poblar la malla con todas las propiedades petrofísicas encontradas en el yacimiento.

3.5 POBLAMIENTO DE PROPIEDADES.

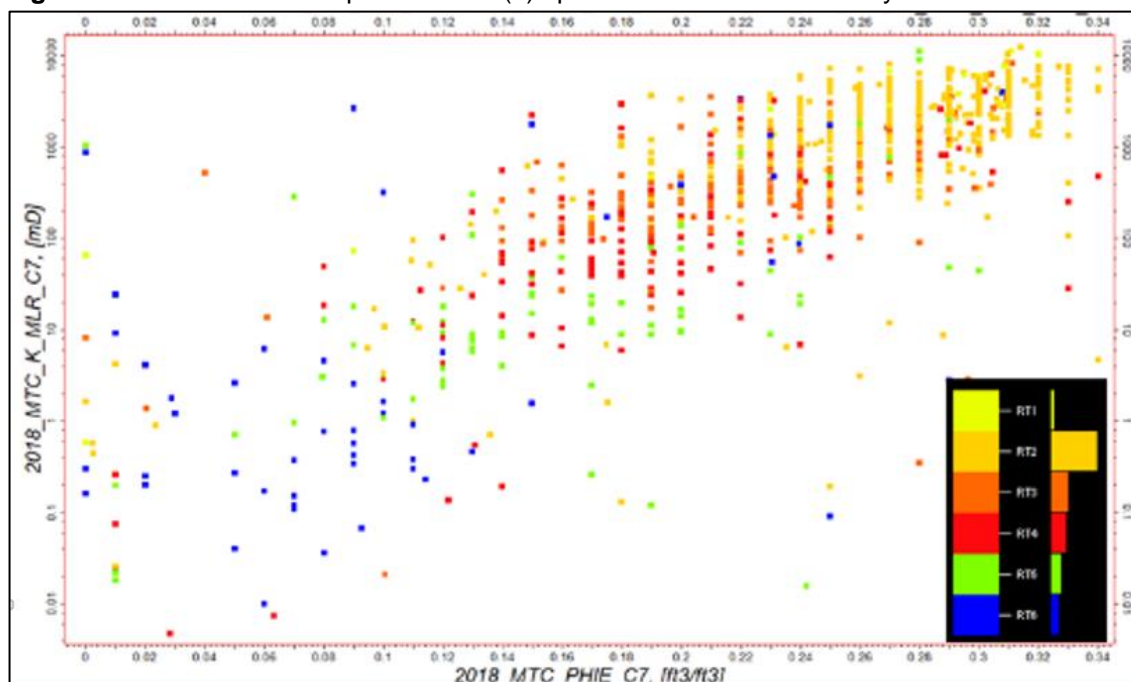
Para realizar el poblamiento de propiedades, se realizaron los siguientes pasos:

3.5.1 Control de calidad de la información. Se realizó un gráfico de porosidad contra permeabilidad, según los seis (6) tipos de roca identificados.

La Figura 50 muestra, en el eje X, los valores de porosidad efectiva de la roca, y en el eje Y, los valores de permeabilidad.

La barra de colores muestra el color definido para cada tipo de roca. Los valores en amarillo muestran la roca reservorio, por lo cual deben tener los valores más altos de permeabilidad y porosidad, tal como lo muestra el gráfico. Por el contrario, los colores azul y verde representan los tipos de roca definidos como sello, y como es de esperarse, muestran valores bajos de porosidad y permeabilidad. En el intermedio, se encuentran los tipos de roca retardantes, con propiedades intermedias. También, se debe determinar un rango de variación de las propiedades de porosidad y permeabilidad según el tipo de roca. Esto será importante en el siguiente paso del poblamiento de propiedades.

Figura 50. Gráfico Phi vs. K para los seis (6) tipos de roca definidos en el yacimiento.

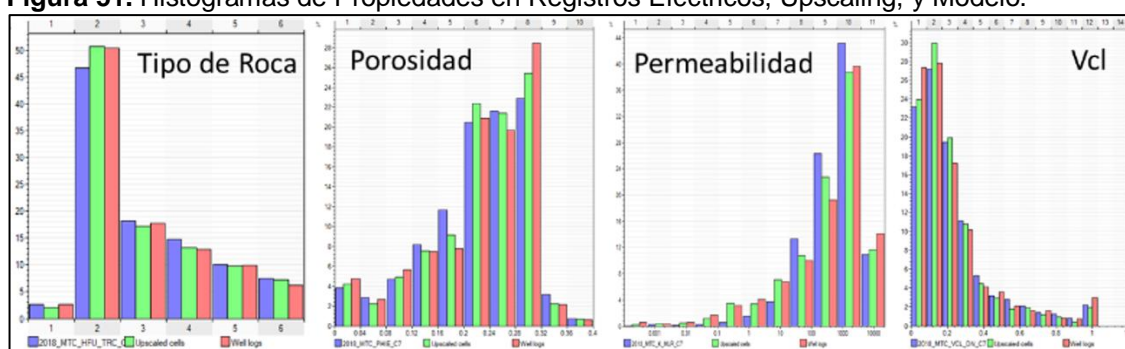


Fuente: ECOPETROL S.A. Gráfico Phi vs. K para los seis tipos de roca definidos. 2018.

3.5.2 Upscaling de Registros. En el proceso de asignación de valores a las celdas de la malla 3D que son atravesadas por los registros de pozos, es necesario calcular un promedio de las propiedades del registro y asignarse este valor de promedio a una sola celda del modelo. Esto se debe a que la celda del modelo contiene varias medidas puntuales del registro. Para dar mayor precisión al modelo, se inició asignando la propiedad tipo de roca a cada celda y, posteriormente se determinaron rangos de variación para cada propiedad, dependiendo del tipo de roca determinado.

La Figura 51 muestra el histograma de cada propiedad (tipo de roca, porosidad, permeabilidad, V_{clay} o V_{shale}). En rojo, se muestra el histograma de los registros eléctricos; en verde, el Upscaling; y en morado, el modelo.

Figura 51. Histogramas de Propiedades en Registros Eléctricos, Upscaling, y Modelo.



Fuente: ECOPEPETROL S.A. Histogramas de Propiedades asignadas por celda. 2018.

3.5.3 Análisis Geoestadísticos. Hasta el momento, la malla cuenta con la asignación de propiedades en las áreas donde se encontraba un pozo, pero como es necesario extender estos valores a las áreas de la malla que no tienen pozo para cubrir la totalidad del área, se debe realizar un análisis estadístico que determine la dirección de variación de las propiedades, para poder luego distribuirlas adecuadamente en el modelo.

Con este objetivo, se realizó un variograma de cada propiedad. El variograma es una herramienta que permite analizar el comportamiento espacial de una variable sobre un área definida, obteniendo como resultado un variograma experimental que refleja la distancia máxima y la forma en que un punto tiene influencia sobre otro punto a diferentes distancias. Las Figuras 52 y 53 muestran variogramas y direcciones de mayor continuidad para las Zonas 1 y 2.

Figura 52. Variograma y dirección de mayor continuidad: Zona 1.



Fuente: ECOPEPETROL S.A. Variograma y dirección de mayor continuidad en Petrel. 2018.

Figura 53. Variograma y dirección de mayor continuidad: Zona 2.



Fuente: ECOPEPETROL S.A. Variograma y dirección de mayor continuidad en Petrel. 2018.

A partir de la dirección definida en los variogramas, se realizó el poblamiento de propiedades en toda la malla.

3.5.4 Modelo de Saturación de Agua. Con el procedimiento descrito anteriormente, se hizo la distribución de tipo de roca, porosidad, permeabilidad y contenido de arcilla ($V_{\text{shale/clay}}$). Por otro lado, la distribución de la saturación de agua (S_w) se obtuvo de la inicialización del modelo de simulación.

Aunque el modelo de Archie para el cálculo de saturación de agua es ampliamente difundido y puede ser muy preciso, no considera el efecto de la presión capilar de la roca. Por esta razón, es necesario usar funciones que permitan introducir estos efectos a los cálculos de saturación de agua. Para este fin, se usó la Función J de Leverett que permite tener en cuenta características y variaciones específicas de propiedades de la roca tales como la presión capilar, la tensión superficial y el ángulo de contacto.

Inicialmente, se halló una Función J en función de propiedades petrofísicas ya conocidas (Ecuación 23). Seguido a ello, se escaló el registro de saturación de agua por Archie a las celdas del modelo estático. A continuación, se igualaron

los valores de la Función J a una expresión (Ecuación 22) que incluye a la saturación de agua obtenida por la Ecuación de Archie.

Los parámetros a y b se hallaron mediante un proceso de ensayo y error para cada tipo de roca; este proceso permitió hallar un rango aceptable de la variación de esos parámetros para lograr un buen ajuste a la tendencia del registro escalado.

Finalmente, se generaron los nuevos valores de Sw, con los valores de los parámetros a y b.

El cálculo de la función en función de la saturación de agua con el modelo de Archie, es el que se muestra en la Ecuación 22:

Ecuación 22. Función J de Leverett en función de la Saturación de Agua (Archie).

$$J(S_w) = a * e^{b*S_w}$$

Fuente: LEVERETT, M. C. Capillary Behaviour in Porous Solids. AIME 142.1941. p. 152-169.

La Ecuación 23 muestra la Función J de Leverett en función de la Presión Capilar, Tensión Superficial, Permeabilidad del medio y Porosidad del medio.

Ecuación 23. Función J de Leverett en función de la Presión Capilar, Tensión Superficial, Permeabilidad y Porosidad.

$$J(S_w) = \frac{P_c}{\sigma} \left(\frac{K}{\Phi} \right)^{1/2}$$

Fuente: LEVERETT, M. C. Capillary Behaviour in Porous Solids. AIME 142.1941. p. 152-169

Donde:

Pc = Presión Capilar, psi.

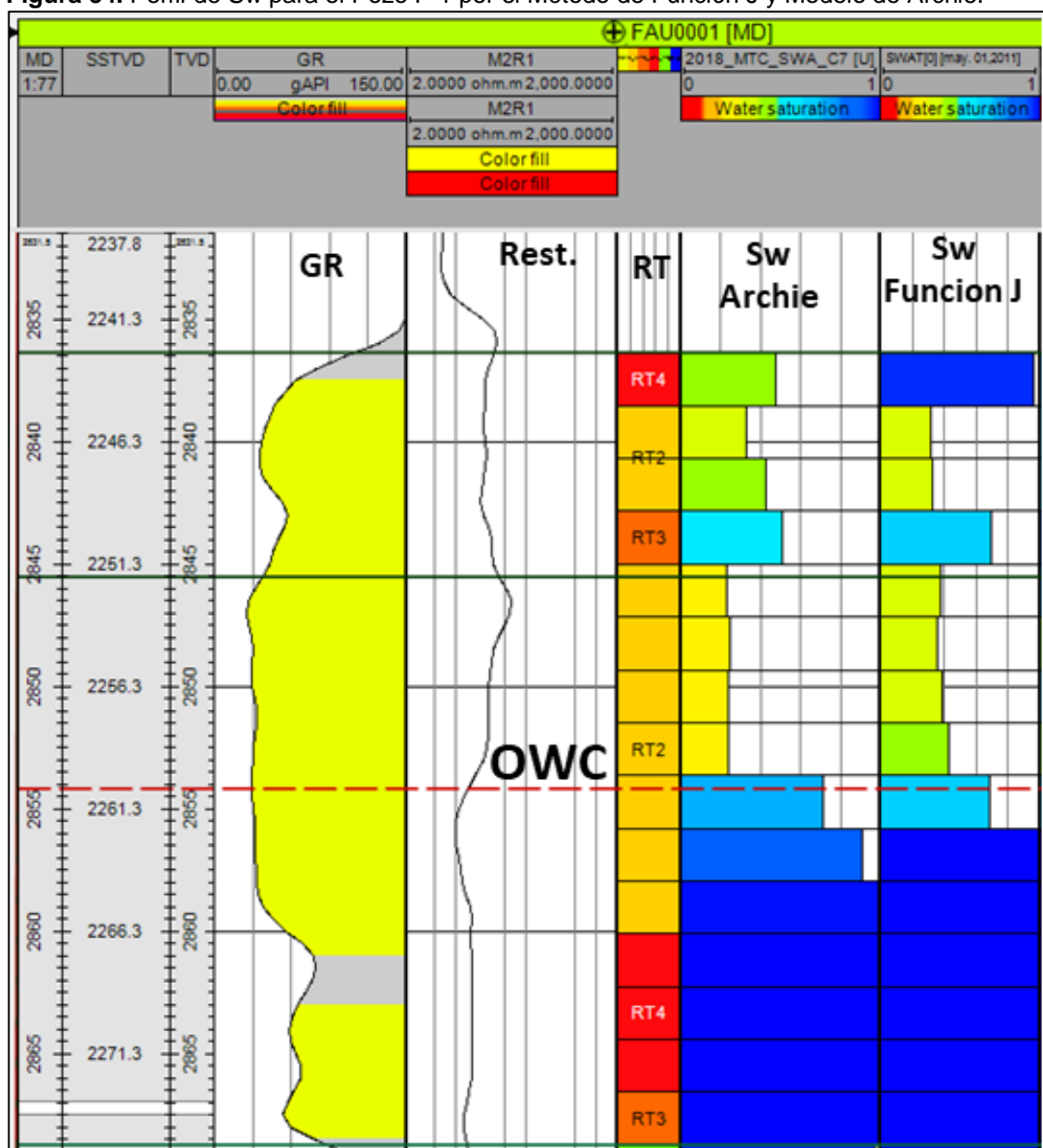
σ = Tensión Superficial, dina/cm.

K = Permeabilidad. mD.

Φ = Porosidad, fracción.

La saturación de agua, para un mismo tipo de roca, depende tanto de la distancia al contacto agua-petróleo, como de las propiedades petrofísicas de cada celda, lo cual es más representativo del fenómeno de capilaridad en el medio poroso. La Figura 54 es un ejemplo de la generación del perfil de Sw por el método de Función J y su comparativo con el modelo de Archie.

Figura 54. Perfil de Sw para el Pozo F-1 por el Método de Función J y Modelo de Archie.

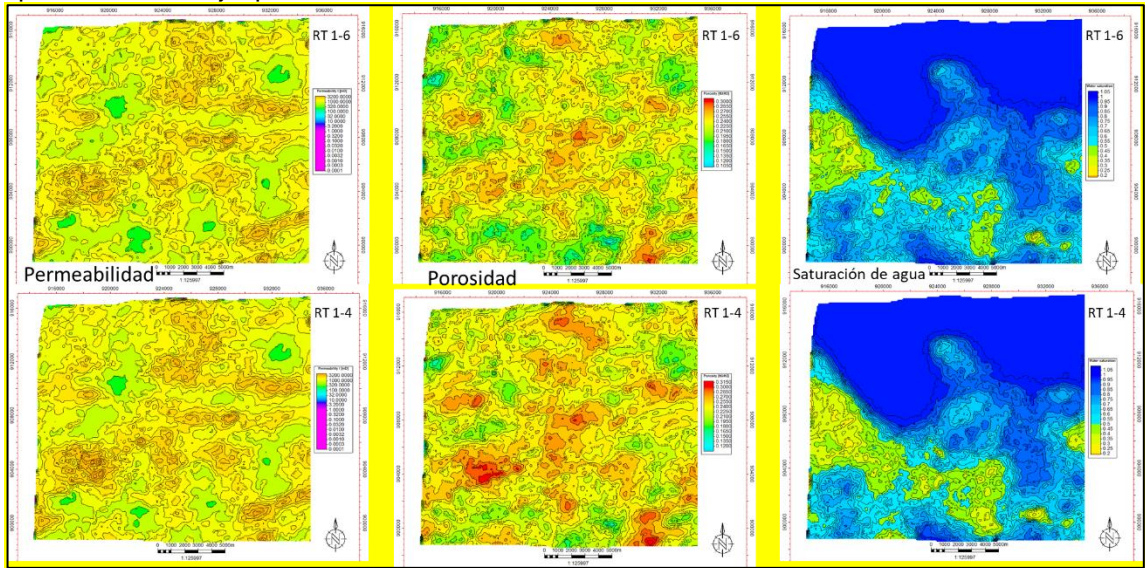


Fuente: ECOPETROL S.A. Perfil de Sw por Método de Función J y Modelo de Archie para Pozo F-1. 2018.

3.6 MAPAS PROMEDIO DEL YACIMIENTO Y CÁLCULO VOLUMÉTRICO.

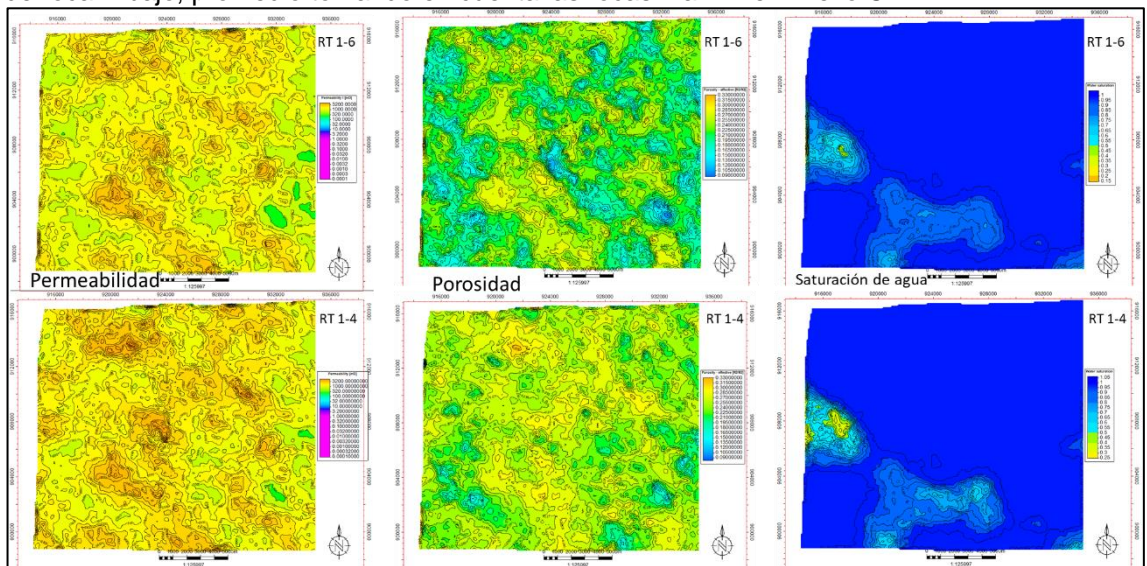
Una vez generado el modelo geológico base con todas las propiedades, se hicieron los mapas promedio del yacimiento y el cálculo volumétrico. Con los mapas, se verificaron las tendencias de mayor continuidad, y se compararon con el modelo sedimentológico. El volumen determinístico calculado para el modelo base fue de 1×10^9 STB. Abajo, se presentan los mapas promedio de porosidad, permeabilidad y saturación de agua para las Zonas 1 y 2 (Figuras 55 y 56).

Figura 55. Mapas promedio para la Zona 1. Arriba, promedio tomando en cuenta todos los tipos de roca. Abajo, promedio tomando en cuenta las rocas 1 a 4. Ver Anexo B.



Fuente: ECOPEPETROL S.A. Mapas promedio para la Zona 1 en Petrel 2016. 2018.

Figura 56. Mapas promedio para la Zona 2. Arriba, promedio tomando en cuenta todos los tipos de roca. Abajo, promedio tomando en cuenta las rocas 1 a 4. Ver Anexo C.



Fuente: ECOPEPETROL S.A. Mapas promedio para la Zona 2 en Petrel 2016. 2018.

Las propiedades utilizadas en el modelo son los promedios aritméticos dados de las curvas de las propiedades: Porosidad, Saturación de Agua, Net/Gross y Factor Volumétrico (B_o). Estos promedios aritméticos corresponden al P50 (Percentil 50), ya que las distribuciones de estas propiedades son normales.

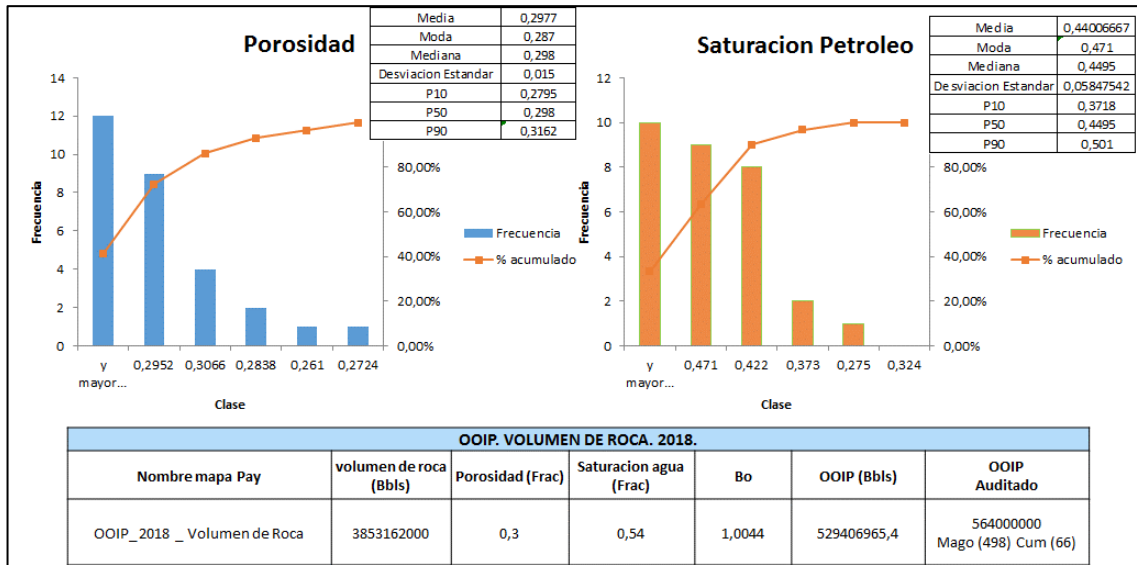
A manera de resumen, se indican los valores promedio de las propiedades para realizar el cálculo volumétrico:

- Volumen de Roca 1013990000 Bbl
- Porosidad 0.3 (fracción)

- Saturación de Agua 0.46 (fracción)
- Saturación de Aceite 0.54 (fracción)
- Net to Gross 0.38 (fracción)
- Bo 1.0044 BY/BN
- OOIP 529´406.965 Bbl

La Figura 57, a continuación, resume la geoestadística definida para las dos propiedades más importantes del modelo: Porosidad, y Saturación de Petróleo. Además, incluye la estimación del OOIP.

Figura 57. Cálculo Volumétrico: Geoestadística de Porosidad, Saturación de Petróleo (So), y OOIP.



Fuente: ECOPETROL S.A. Cálculo Volumétrico y Geoestadística en Petrel 2016. 2018.

Finalmente el modelo estático obtenido es el que se muestra a continuación, en la Figura 58. En ella, se muestra la distribución de la propiedad de tipo de roca y los diferentes pozos que atraviesan el modelo.

4. MONTAJE DEL MODELO DINÁMICO Y COTEJO HISTÓRICO

En este capítulo, se describe la construcción del modelo dinámico del yacimiento y los procedimientos y cálculos necesarios para su construcción. El objetivo de este proceso es adquirir un mejor conocimiento de las características del yacimiento, de tal manera que se puedan estimar las reservas recuperables y definir el mejor esquema de explotación que permita recuperar la mayor cantidad de hidrocarburos a un bajo costo y predecir el comportamiento futuro del yacimiento.

4.1 BALANCE DE MATERIA

La ecuación de balance de materia se empleó con el objetivo de obtener una primera idea las características del yacimiento y así, en la posterior simulación numérica del yacimiento, obtener resultados más precisos.

La información obtenida mediante este proceso es la siguiente:

1. OOIP existente en el yacimiento.
2. Tipo de energía por la cual se produce el yacimiento.
3. Modelo de acuífero presente que mejor ajuste.

A continuación, se describen algunas generalidades sobre la ecuación de balance de materia y las ecuaciones y métodos usados para su resolución.

La ecuación de balance de materia es un modelo matemático que se basa en un concepto físico fundamental: la ley de conservación de la materia, la cual establece que la masa de un sistema cerrado permanece siempre constante. La masa que entra en un sistema (yacimiento) debe salir del sistema o acumularse dentro de él, siguiendo la Ecuación 24.

Ecuación 24. Balance de Materia.

$$Volumen\ Inicial = Volumen\ Extraído + Volumen\ Acumulado$$

Fuente: Elaboración propia a partir de: ISLAM. M., MOUSSAVIZADEGAN, S.H., MUSTAFIZ, S., ABOU-KASSEM, J.H.. Advanced Petroleum Reservoir Simulation. Estados Unidos, 2010. p. 123.

El tipo de balance usado en este trabajo es un balance volumétrico. Este define que el volumen de un reservorio es constante, y la producción acumulada que se ha extraído del yacimiento deber ser igual a la expansión de fluidos en el yacimiento debido de la caída de presión generada por la producción de fluidos. Este tipo de balance volumétrico es aplicable a yacimientos de gas o de petróleos pesados (Black Oil) como en este caso, ya que estas condiciones permiten suponer que los fluidos encontrados en el yacimiento no van a cambiar de fase ni de composición o proporción con los cambios de presión generados por la producción del yacimiento. Por tanto, la masa de cada una de las fases de los fluidos presentes se va a mantener constante, y cualquier variación en su

volumen se va a deber a la expansión del fluido por el efecto de la disminución de la presión del yacimiento.

Los datos de entrada para este balance fueron las producciones acumuladas mensualmente, las tendencias de los datos de presión, y los juegos de curvas de permeabilidades relativas tomadas del pozo C-2X (que cuenta con análisis de núcleo en laboratorio). Las variables de mayor incertidumbre son los parámetros del acuífero: la relación radio del acuífero – radio del yacimiento, ángulo de influencia, espesor, permeabilidad y compresibilidad.

Para realizar el balance de materia, se usó el software MBAL, el cual permite generar un balance entre la producción acumulada y el vaciamiento de los fluidos originales en el yacimiento. El método usado para resolver este balance de material es el Método Havlena y Odeh, que consiste en llevar la Ecuación de Balance de Materiales (EBM) a la ecuación de una línea recta. Para el caso de un yacimiento con empuje hidráulico, la ecuación de EBM, Ecuación 24, se representa como lo muestra la Ecuación 25.

Ecuación 25. Método de Havlena-Odeh para Balance de Materiales.

$$F = N * E_t + W_e$$

Fuente: HAVLENA, D. ODEH, A. S. The Material Balance Equation of a Straight Line. Journal of Petroleum Technology, 15(08), 1963. p. 896-900.

Donde

F = Salidas, fluidos producidos del yacimiento, Bbl.

N = Reservas totales de aceite en el yacimiento (OOIP), BN.

E_t = Coeficiente de expansión por unidad de aceite, gas disuelto, gas libre, agua connata y agua de poro, adimensional.

W_e : Agua del acuífero acumulado en el yacimiento, BY.

La anterior ecuación expresa que, para un yacimiento con acuífero activo, las salidas de fluido van a estar compensadas por la expansión del hidrocarburo existente en el yacimiento ($N * E_t$), y la intrusión de agua proveniente del acuífero activo que se acumula en el yacimiento.

La Ecuación 25 involucra variables que, hasta el momento, son desconocidas, y que son uno de los objetivos de desarrollar el balance de materia (N, W_e). Por lo tanto, es necesario expresar esa ecuación en términos de información conocida.

La Ecuación 26 expresa F en función de datos de producción de aceite (verde), agua (azul) y gas (rojo), corregida a las condiciones de yacimiento.

Ecuación 26. Método de Havlena-Odeh para Balance de Materiales, a condiciones de yacimiento.

$$F = N_p * (B_o - B_g * R_s) + B_g * (G_p - G_i) + (W_p - W_i) * B_w$$

Fuente: HAVLENA, D. ODEH, A. S. The Material Balance Equation of a Straight Line. Journal of Petroleum Technology, 15(08), 1963. p. 896-900.

Donde:

N_p , W_p , G_p = Petróleo, agua y gas producido acumulado a un tiempo dado, BN; BN; PCY.

B_o , B_g , B_w = Factor volumétrico del petróleo, factor volumétrico del gas, factor volumétrico del agua, BY/BN.

R_s = Solubilidad del gas, PCN/BN.

G_i , W_i = Gas inicial presente en el yacimiento; agua inicial presente en el yacimiento, PCY; Bbl.

La Ecuación 26 está expresando las salidas en función de los fluidos que están acumulados en el yacimiento. A partir de la información de producción, los factores volumétricos permiten llevar los volúmenes a condiciones de reservorio.

Como se mostró en la Ecuación 25, el término E_t (coeficiente de expansión total) representa la expansión que sufren todos los fluidos y la roca en el yacimiento. Su cálculo puede ser expresado como muestra la Ecuación 27.

Ecuación 27. Coeficiente de Expansión Total.

$$E_t = (B_o - B_{oi}) + (R_{si} - R_s)B_g + mB_{oi} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) + (1 + m)B_{oi} \left[\frac{S_{wc}c_w c_f}{1 - S_{wc}} \right] (P_i - P)$$

Fuente: HAVLENA, D. ODEH, A. S. The Material Balance Equation of a Straight Line. Journal of Petroleum Technology, 15(08), 1963. p. 896-900.

Donde:

R_s = Relación gas-petróleo PCN/BN

B_o = Factor volumétrico de formación del petróleo Bbl/BN

B_g = Factor volumétrico de formación del gas, Bbl/PCN

c_f , c_w = Compresibilidad del volumen poroso, Compresibilidad del agua. psi^{-1} .

S_{wc} = Saturación de agua connata, fracción

P = Presión estática del yacimiento, psia

i = Inicial

m = Tamaño inicial de la capa de gas o volumen inicial de la capa de gas/volumen de la zona de petróleo (N)

Como la Ecuación 26 y la Ecuación 27 comparten variables en común, es posible dividir la Ecuación 26 entre la 27, y así simplificar el número de términos que intervienen en la ecuación. El resultado de esta operación es el que se muestra a continuación, en la Ecuación 28.

Ecuación 28. Relación F/E_t. Método Havlena-Odeh.

$$\frac{F}{E_t} = N + \frac{W_e}{E_t}$$

Fuente: HAVLENA, D. ODEH, A. S. The Material Balance Equation of a Straight Line. Journal of Petroleum Technology, 15(08), 1963. p. 896-900.

Donde:

F = Salidas

E_t = Coeficiente de expansión total

W_e = Intrusión de agua

N = Reservas totales de aceite en el yacimiento (OOIP), BN.

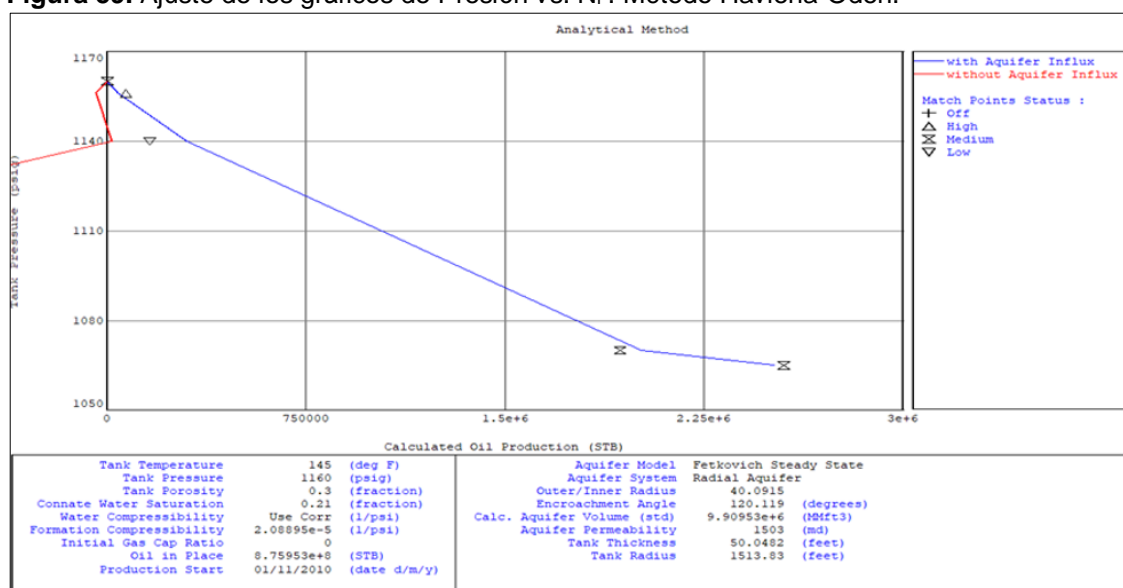
La Ecuación 28 muestra que, al graficar $\frac{F}{E_t}$ vs $\frac{W_e}{E_t}$, se va a tener una línea recta cuya pendiente va a ser N (que representa el OOIP del yacimiento), el cual es uno de los datos más importantes a obtener de la ecuación de balance de materia.

Para poder realizar esta gráfica, es necesario elegir adecuadamente un modelo de acuífero activo. Como normalmente del acuífero se conoce muy poca información sobre sus dimensiones y propiedades físicas, la obtención de la función que describe el comportamiento del acuífero es generalmente un proceso de ensayo y error.

En este caso, se buscó un modelo de acuífero activo cuya intrusión de agua se ajustara adecuadamente a la información de producción existente. Para esto, fue necesario realizar un gráfico el cual, mediante la variación del modelo de agua, permitió encontrar un buen ajuste entre la información de producción (N_p) y la presión medida en el tanque.

Después de considerar varios modelos de acuíferos, el mejor ajuste se generó con los parámetros mostrados en la Figura 59.

Figura 59. Ajuste de los gráficos de Presión vs. NP. Método Havlena-Odeh.



Fuente: ECOPETROL S.A. Ajuste de los gráficos de Presión vs. NP. Método Havlena-Odeh en MBAL. 2018.

En la Figura 59, se muestra el mejor ajuste logrado entre la producción de aceite y la presión del tanque. Las características del acuífero que permitieron ese ajuste son:

Modelo del Acuífero: “Fetkovich estado estable”

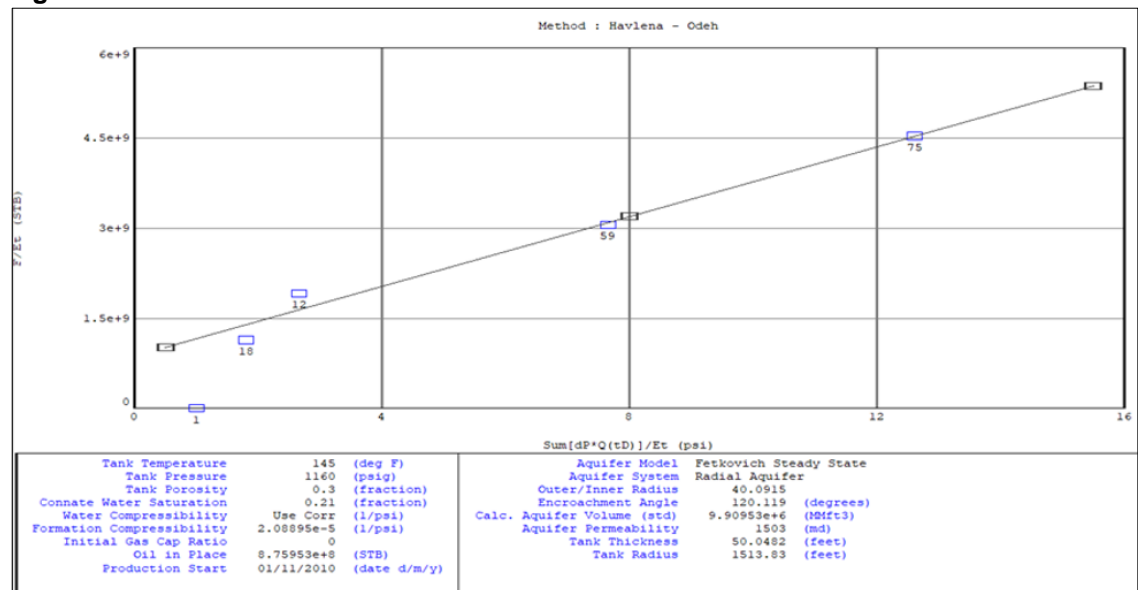
Este modelo implica un acuífero finito donde la intrusión de agua está directamente relacionada con la caída de presión del acuífero. El estado estable determina que en el extremo del acuífero está entrando agua a una tasa igual a la que está saliendo y, por tanto, la presión se mantendrá constante.

Sistema de acuífero: “Acuífero Radial”

Este tipo de flujo implica un flujo de agua en igual proporción y en todas las direcciones desde el acuífero hacia el pozo.

A partir de estos datos, se calculó el influjo de agua (W_e). y se graficó la Ecuación 28 con los valores calculados para el yacimiento. El resultado es mostrado en la Figura 60, donde la tendencia lineal de la curva Havlena – Odeh muestra que los parámetros de E_t , W_e y F son correctos y representativos del yacimiento.

Figura 60. Curva de Havlena-Odeh.



Fuente: ECOPEPETROL S.A. Curva de Havlena-Odeh en MBAL. 2018.

En conclusión, los con los datos existentes de presión, se logró un buen ajuste tanto en el gráfico de Presión vs. N_p , como para los gráficos de análisis Havlena – Odeh, F/E_t vs. W_e/E_t y FW_e vs. E_t . Estos resultados indican que el volumen original de petróleo es 875 MMSTB.

Debido a que el Campo M se encuentra en la fase de producción primaria, en el yacimiento actúan simultáneamente distintos mecanismos de producción (empujes múltiples), contribuyendo individualmente a la producción del yacimiento, es decir, aportan la energía natural total para producir los hidrocarburos del yacimiento.

Conocer el porcentaje de contribución de energía de cada mecanismo de producción es de vital importancia para planificar efectivamente la estrategia de explotación del yacimiento. Es por esto que, mediante la Ecuación 29, se expresan los diferentes mecanismos que, de forma acumulada, contribuyen individualmente a la producción del yacimiento (Distintas contribuciones fraccionales).

Ecuación 29. Contribuciones fraccionales de energía de cada mecanismo de producción.

$$I_o + I_g + I_{fw} + I_w = 1$$

Fuente: PARÍS, Magdalena. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Venezuela, 2009. p. 466.

Donde:

I_o = Índice de producción por expansión del petróleo y gas disuelto. Representa el porcentaje de petróleo que se recupera por la expansión del petróleo y el gas en solución

I_g = Índice de producción por expansión del gas de la capa de gas. Representa el porcentaje de petróleo que se recupera por la expansión del gas libre de la capa de gas

I_{fw} = Índice de producción por expansión del agua connata y reducción del volumen poroso. Representa el porcentaje de petróleo que se recupera por la expansión del agua connata y la reducción del volumen poroso.

I_w = Índice de producción por expansión hidráulica (empuje por agua) Representa el porcentaje de petróleo que se recupera por la expansión hidrostática.

Para el yacimiento del Campo M, se sabe que no existe capa de gas. Por tanto, la ecuación para el yacimiento queda reducida a la Ecuación 30.

Ecuación 30. Contribuciones fraccionales de energía en el yacimiento del Campo M.

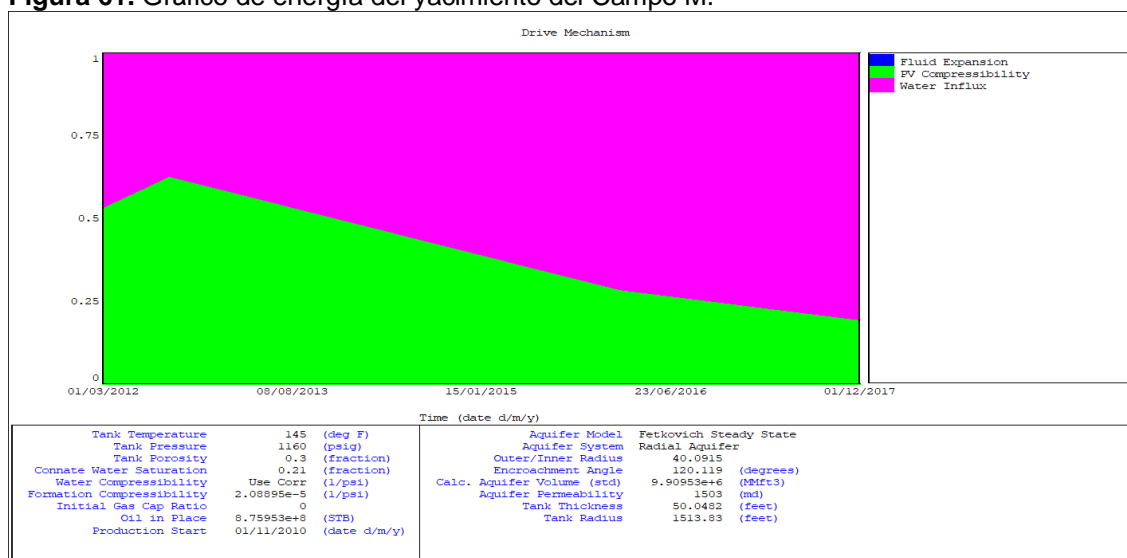
$$I_o + I_{fw} + I_w = 1$$

Fuente: PARÍS, Magdalena. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Venezuela, 2009. p. 466.

La Figura 61 es el gráfico de energía del yacimiento. Este muestra una representación visual de la Ecuación 29.

En el eje X, se muestra el tiempo, y en el eje Y, el aporte (de 0 a 1) de cada tipo de empuje. Se observa que, inicialmente, los mecanismos de producción más importantes fueron la expansión de la roca y agua connata (I_{fw}), en color verde, y el influjo de agua (I_w), en color fucsia; mientras que la expansión por petróleo y gas en solución (I_o) es tan pequeña que ni siquiera se observa en el gráfico. Esto se explica porque el crudo, al ser pesado, contiene muy poco gas en solución, y por tanto, se expande muy poco. A partir de 2013, el índice I_{fw} pierde importancia paulatinamente, mientras que el influjo de agua (I_w), gana relevancia.

Figura 61. Gráfico de energía del yacimiento del Campo M.



Fuente: ECOPETROL S.A. Gráfico de energía del yacimiento en MBAL. 2018.

Teniendo los resultados deseados con el balance de materia, se procede a realizar el modelamiento dinámico del yacimiento.

4.2 MODELO DE SIMULACIÓN

En esta sección, se describirán los cálculos y procedimientos necesarios para llevar a cabo la simulación numérica del yacimiento en el Campo M.

Inicialmente, los datos estáticos de entrada necesarios para generar el modelo de simulación fueron: las propiedades petrofísicas, el modelo estático del yacimiento, y la superficie que describe la ubicación del contacto agua-petróleo. Adicionalmente, se debieron incluir los datos de fluidos, permeabilidades relativas, y datos de presión y producción de los pozos.

4.2.1 Características del modelo de simulación. Las características del modelo de simulación se muestran en la Tabla 3.

Tabla 3. Características del modelo de simulación.

CARACTERÍSTICA	VALOR
Celdas	190 en X (de 100 m) 176 en Y (100 m)
Capas	28, de entre 1 y 15 ft de espesor
Celdas Activas	915056
Modelo de Fluido	Black Oil (Petróleo, Gas en Solución y Agua)
Acuífero	Analítico de Fetkovich
Pozos Productores	30
Periodo Histórico	2011 - 2018
Tiempo de Simulación	15 – 25 min
Procesadores	Ocho (8)

Fuente: ECOPETROL S.A. Características del modelo de simulación. 2018.

4.2.2 Información de Propiedades Dinámicas. Con el fin de representar las propiedades del fluido en el yacimiento, fue necesario incluir en el modelo la siguiente información:

4.2.2.1 Curvas de Permeabilidades Relativas. El Campo M cuenta con dos (2) pozos (C-X2 y M-2) a los que se les tomo un núcleo. A partir de estos núcleos, se realizaron análisis especiales de laboratorio. En total, se llevaron a cabo 16 experimentos de permeabilidades relativas.

En base a la clasificación del tipo de roca determinado por petrofísica, se agruparon los juegos de curvas de permeabilidades relativas. A continuación, se presentan los valores utilizados en el laboratorio (Tabla 4) para ajustar las curvas con el Método de Corey (Ecuación 31, Ecuación 32 y Ecuación 33).

Ecuación 31. Permeabilidad Relativa al Aceite. Método de Corey.

$$K_{ro} = K_{ro}(S_{wi})(1 - S_w^*)^{n_o}$$

Fuente: COREY, A.T. The Interaction Between Gas and Oil Relative Permeabilities. Prod. Monthly. 1954. p. 38-41.

Ecuación 32. Permeabilidad Relativa al Agua. Método de Corey.

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

Fuente: COREY, A.T. The Interaction Between Gas and Oil Relative Permeabilities. Prod. Monthly. 1954. p. 38-41.

Ecuación 33. Término S_w^* . Método de Corey.

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

Fuente: COREY, A.T. The Interaction Between Gas and Oil Relative Permeabilities. Prod. Monthly. 1954. p. 38-41.

Para las Ecuaciones 31, 32 y 33, las variables corresponden a:

K_{ro} = Permeabilidad relativa al aceite, fracción.

K_{rw} = Permeabilidad relativa al agua, fracción.

n_o = Exponente de Corey para el aceite, adim.

n_w = Exponente de Corey para el agua, adim.

S_w = Saturación de agua, fracción.

S_{wi} = Saturación de agua inicial, fracción.

S_{or} = Saturación de aceite residual, fracción.

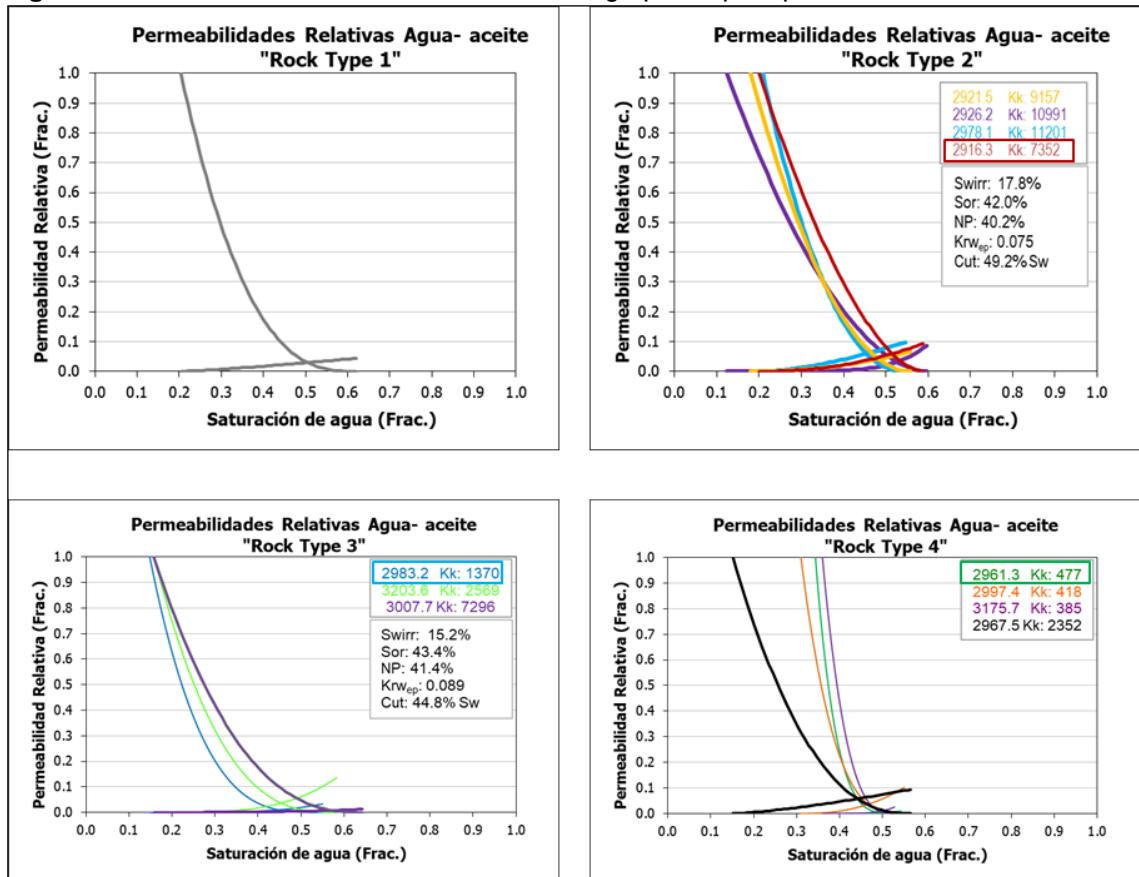
Tabla 4. Ajuste de datos de Permeabilidades Relativas a partir de pruebas sobre núcleos para litologías propuestas en el Capítulo 3.

Rock Type	Depth, ft	Swicr	Swirr	Sor	Krwe	Kroe	Nw	No	Swcr/Swirr
1	2944.5	0.2089	0.19	0.34609023	0.1593	1	3.69	2.72	1.100
2	2986.7	0.1560	0.15595681	0.34901702	0.012923	1	1.4	2.74	1.000
2	2921.5	0.1790	0.17896205	0.44157366	0.0672832	1	2.16	1.96	1.000
2	2926.2	0.2195	0.12302558	0.40422692	0.087	1	6.19	1.81	1.784
2	2978.1	0.2080	0.20797546	0.45460123	0.09772	1	1.57	2.16	1.000
2	2916.3	0.2000	0.2	0.41235615	0.0936759	1	2.19	1.68	1.000
3	2983.2	0.1890	0.14800305	0.4500636	0.0333	1	4.05	3.37	1.277
3	3203.6	0.1753	0.15797341	0.4171977	0.1358	1	3.64	2.79	1.110
3	3007.7	0.1877	0.1579809	0.35770805	0.0126683	1	3.11	3.09	1.188
3	2984.4	0.2000	0.2	0.44391691	0.121835	1	1.5	2.56	1.000
3	3090.5	0.1160	0.11598203	0.36412067	0.0985942	1	1.7	1.84	1.000
3	2944.0	0.2089	0.19	0.34609023	0.1593	1	3.69	2.72	1.100
4	2961.3	0.3803	0.34371381	0.45682666	0.0098	1	4.59	4.25	1.107
4	2997.4	0.3198	0.31001461	0.44895309	0.1023	1	2.42	3.18	1.032
4	3175.7	0.3874	0.36001612	0.47209724	0.02531	1	4.91	3.3	1.076
4	2967.5	0.1595	0.15101587	0.43454968	0.0938353	1	1.38	2.36	1.056

Fuente: ECOPETROL S.A. Ajuste de datos de Permeabilidades Relativas. 2018.

Además, se agruparon de los juegos de curvas de permeabilidades relativas de acuerdo a la clasificación del tipo de roca desarrollada por petrofísica en el Capítulo 3 (Roca 1, Roca 2, Roca 3, Roca 4). Figura 62.

Figura 62. Curvas de Permeabilidades Relativas agrupadas por tipo de roca.



Fuente: ECOPETROL S.A. Curvas de Permeabilidades Relativas. 2018.

4.2.2.2 Curva de Flujo Fraccional. Se generó la curva de flujo fraccional derivada de datos de producción, siguiendo el procedimiento presentado por Macary y Al Hamid (SPE-56830)¹⁹. Con esta información, se asignó el juego de permeabilidades relativas para el tipo de Roca 2, la cual es la de mayor proporción en el modelo.

A continuación, se mencionan los pasos principales para generar la curva histórica de flujo fraccional y los resultados obtenidos:

Datos de entrada:

- BSW y N_p histórico
- Estimado de OOIP
- Estimado de S_w inicial

Nota: Para este trabajo, se asumió un OOIP de 32 millones de Bbl asociado al área de drenaje de los clústeres con mayor producción del campo. La saturación de agua inicial promedio fue de 55%.

¹⁹ MACARY (S.) et al., 1999. Creation of the Fractional Flow Curve from Purely Production Data. SPE-56830. p. 1-6.

Procedimiento según Macary y Al Hamid:

1. Graficar RF vs. X, donde RF se calcula según la Ecuación 34, y X se calcula según la Ecuación 35.

Ecuación 34. Cálculo de RF. Método de Macary y Al Hamid.

$$RF = \frac{N_p}{N}$$

Fuente: MACARY, S. AL HAMID, W. Creation of the Fractional Flow Curve from Purely Production Data. SPE-56830. 1999. p. 1-6.

Ecuación 35. Cálculo de X. Método de Macary y Al Hamid.

$$X = \ln\left(\frac{1}{F_w} - 1\right) - \frac{1}{F_w}$$

Fuente: MACARY, S. AL HAMID, W. Creation of the Fractional Flow Curve from Purely Production Data. SPE-56830. 1999. p. 1-6.

2. Del gráfico, obtener los valores de m y n (ver paper).
3. Calcular a y b, donde a viene dado por la Ecuación 36, y b viene dado por la Ecuación 37.

Ecuación 36. Cálculo de a. Método de Macary y Al Hamid.

$$a = \frac{\mu_o}{\mu_w} * e^{-b(n(1-S_{wi}) + S_{wi})}$$

Fuente: MACARY, S. AL HAMID, W. Creation of the Fractional Flow Curve from Purely Production Data. SPE-56830. 1999. p. 1-6.

Ecuación 37. Cálculo de b. Método de Macary y Al Hamid.

$$b = \frac{1}{m(1-S_{wi})}$$

Fuente: MACARY, S. AL HAMID, W. Creation of the Fractional Flow Curve from Purely Production Data. SPE-56830. 1999. p. 1-6.

4. Calcular K_{ro}/K_{rw} , según Ecuación 38.

Ecuación 38. Cálculo de K_{ro}/K_{rw} . Método de Macary y Al Hamid.

$$\frac{K_{ro}}{K_{rw}} = a * e^{b * S_w}$$

Fuente: MACARY, S. AL HAMID, W. Creation of the Fractional Flow Curve from Purely Production Data. SPE-56830. 1999. p. 1-6.

5. Calcular F_w , según Ecuación 39.

Ecuación 39. Cálculo de F_w . Método de Macary y Al Hamid.

$$F_w = 1 + \left(\frac{K_{ro}}{K_{rw}}\right) \left(\frac{\mu_o}{\mu_w}\right)$$

Fuente: MACARY, S. AL HAMID, W. Creation of the Fractional Flow Curve from Purely Production Data. SPE-56830. 1999. p. 1-6.

Para las Ecuaciones 34, 35, 36, 37, 38 y 39, las variables corresponden a:

F_w = Flujo fraccional, fracción.

K_{ro} = Permeabilidad relativa al aceite, fracción.

K_{rw} = Permeabilidad relativa al agua, fracción.

μ_o = Viscosidad del aceite, cp.

μ_w = Viscosidad del agua, cp.

N = OOIP, Bbl.

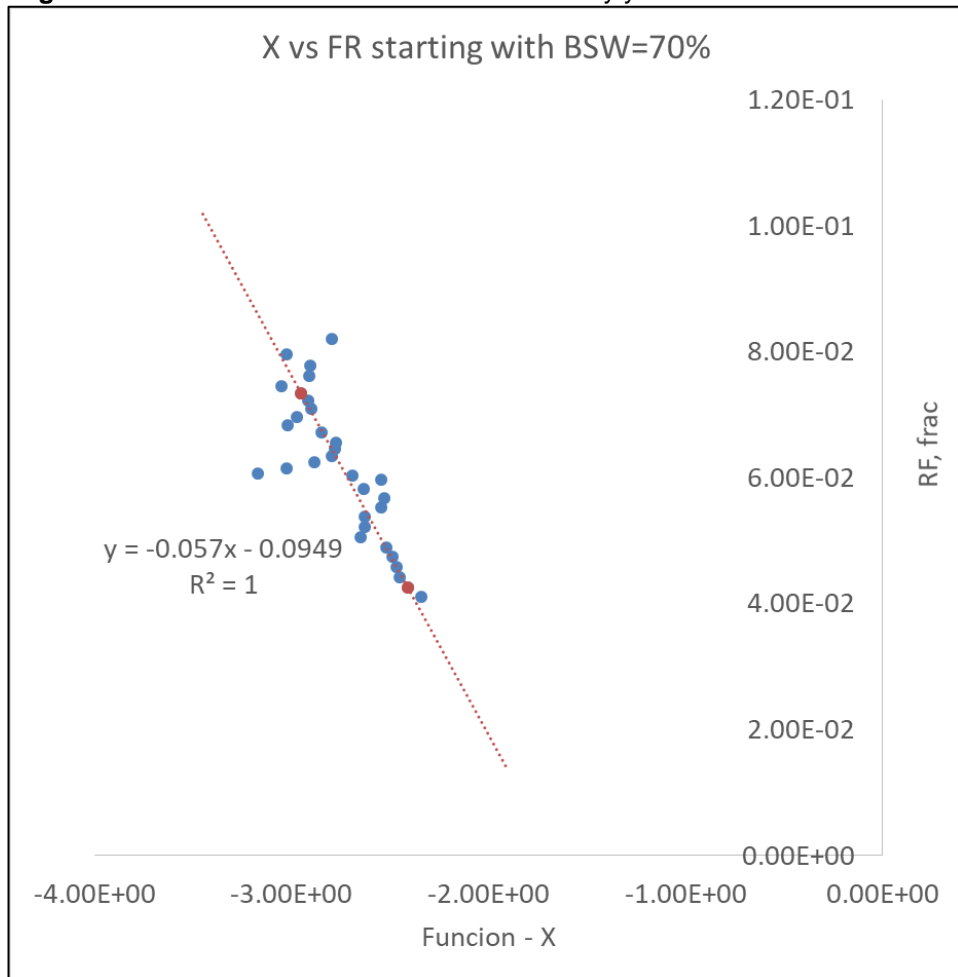
N_p = Aceite producido, Bbl.

S_w = Saturación de agua, fracción.

S_{wi} = Saturación de agua inicial, fracción.

La Figura 63 muestra el gráfico obtenido de RF vs. X, siguiendo el Método de Macary y Al Hamid.

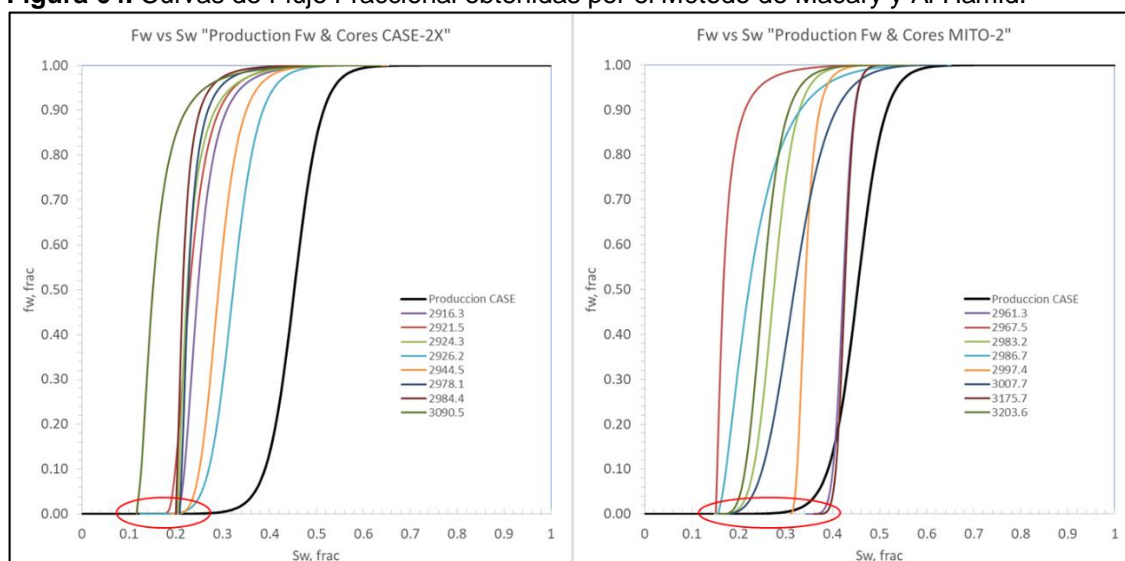
Figura 63. Gráfico de RF vs. X. Método de Macary y Al Hamid.



Fuente: ECOPETROL S.A. Gráfico RF vs. X. 2018.

Abajo, en la Figura 64, se presentan las curvas de flujo fraccional generadas a partir de los datos de permeabilidades relativas para ambos núcleos (Pozos C-2X y M-2), junto con la curva generada a través de producción.

Figura 64. Curvas de Flujo Fraccional obtenidas por el Método de Macary y Al Hamid.



Fuente: ECOPETROL S.A. Curvas de Flujo Fraccional. 2018.

En general, se observa que la saturación de agua crítica es menor en los núcleos en comparación al cálculo generado a partir de la producción. Las muestras de C-2X con curvatura similar al comportamiento histórico son: 2926.2 y 2944.5. Las muestras de M-2 con curvatura similar al comportamiento histórico son 3007.7 y 2986.7. Las tablas de permeabilidades relativas de estas muestras fueron usadas como punto de partida para la simulación numérica.

4.2.3 Modelo de Fluidos. El petróleo del Campo M se ha caracterizado como un crudo negro con muy poco gas en solución, el cual tiene una gravedad API entre 12° a 14° y una viscosidad a condiciones de yacimiento entre 150 y 250 cP. El modelo matemático desarrollado permite una buena reproducción de las propiedades, en particular, de la viscosidad del petróleo para el Campo M.

4.2.3.1 Tabla P.V.T. Utilizando las ecuaciones y datos para el campo, se generó la tabla PVT para el simulador, Tabla 5. La presión de burbuja determinada es relativamente baja $P_b = 120$ psi, al igual que la relación gas-petróleo, $R_s = 7 - 14$ SCF/STB.

Los datos anteriores están soportados por el modelamiento estático del yacimiento, y por el monitoreo de las propiedades de presión, temperatura y viscosidad que se realiza en campo, por lo cual esta información permite validar el PVT.

Tabla 5. Tabla P.V.T. utilizada para la inicialización del modelo.

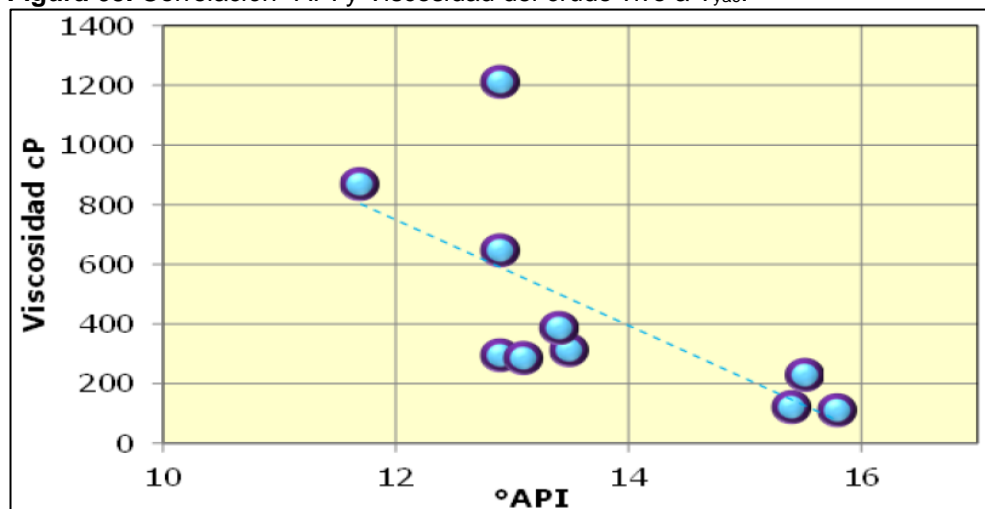
Pressure	Bo (rb/stb)	Oil Viscosity
psi	RB/STB	cP
117.21	1.02251	152.62
205.77	1.02136	156.35
294.34	1.02021	160.08
382.91	1.01906	163.81
471.48	1.01791	167.54
560.05	1.01676	171.27
648.61	1.01560	175.00
737.18	1.01445	178.73
914.32	1.01215	186.19
1091.46	1.00985	193.65
1357.16	1.00639	204.85
1800.00	1.00064	223.50

Fuente: ECOPEPETROL S.A. Tabla P.V.T. 2018.

4.2.3.2 Caracterización de fluidos. Según los análisis P.V.T. obtenidos en el primer trimestre de 2015, la viscosidad del aceite en las arenas cercanas al tope de Arenas Basales varía entre 110 y 340 cP; en algunos pozos se desarrolla una arena más profunda con datos de viscosidad entre 229 y 868 cP. La gravedad API varía entre 11° y 15° API; la relación gas aceite (GOR) varía en valores entre 9 y 19 SCF/STB.

Una de las variables que controlan la viscosidad a condiciones de yacimiento es la gravedad API; en la Figura 65 se ilustra la estrecha correlación entre las mismas.

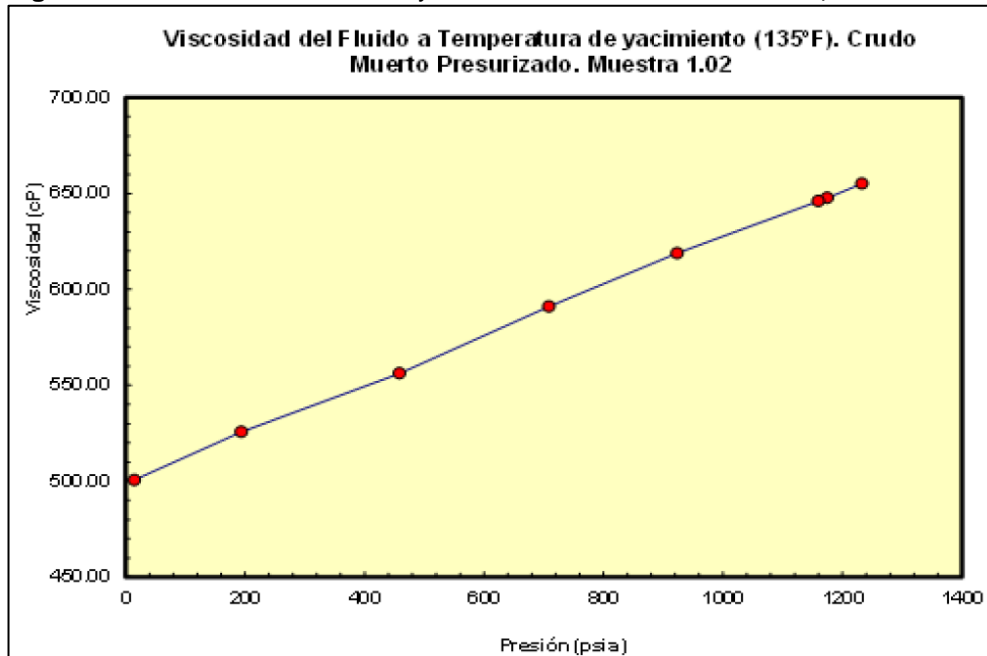
Figura 65. Correlación °API y Viscosidad del crudo vivo a T_{yac} .



Fuente: ECOPEPETROL S.A. Viscosidad vs. °API en el Bloque A. 2018.

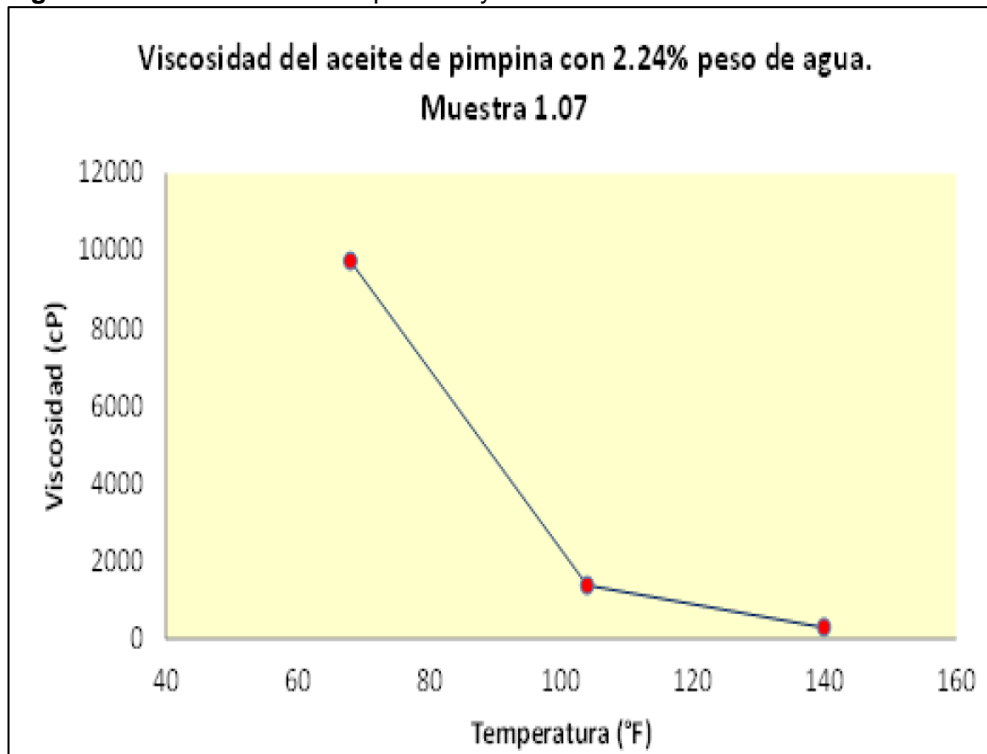
A continuación, las Figuras 66 y 67 muestran la relación entre la viscosidad del aceite y la presión y temperatura, respectivamente. Al aumentar la presión, aumenta la viscosidad. Al aumentar la temperatura, disminuye la viscosidad.

Figura 66. Relación entre Presión y Viscosidad del crudo muerto a T_{yac} .



Fuente: ECOPETROL S.A. Viscosidad vs. Presión en el Campo M. 2018.

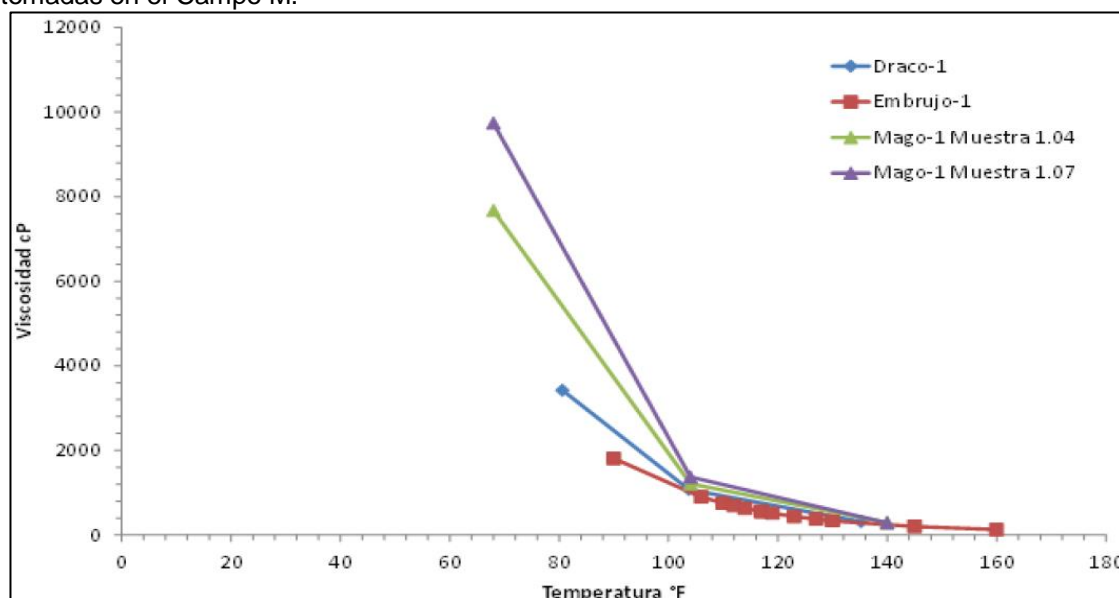
Figura 67. Relación entre Temperatura y Viscosidad del crudo.



Fuente: ECOPETROL S.A. Viscosidad vs. Temperatura en el Campo M. 2018.

La Figura 68 muestra variaciones en el comportamiento de la viscosidad al aumentar la temperatura para cuatro (4) muestras: una (1) tomada en el pozo D-1, una (1) tomada en el pozo E-1, y dos (2) tomadas en el pozo M-1.

Figura 68. Variaciones en la Viscosidad al aumentar la Temperatura para cuatro muestras tomadas en el Campo M.

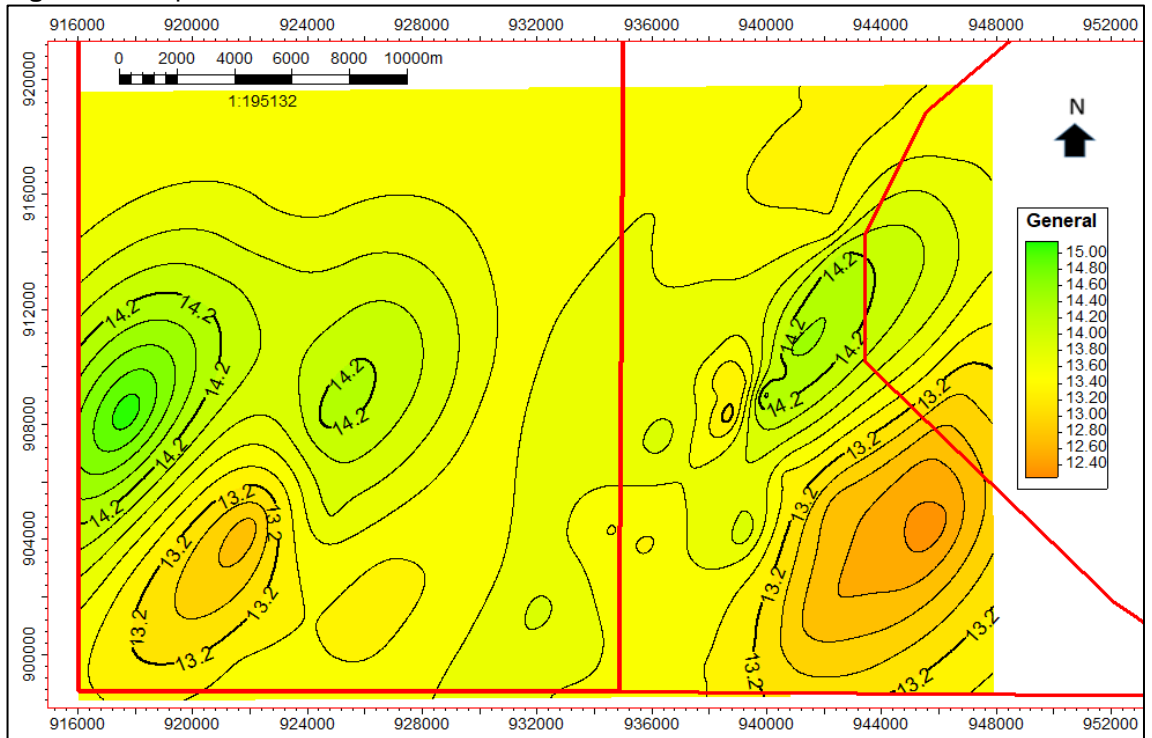


Fuente: ECOPETROL S.A. Viscosidad vs. Temperatura para cuatro muestras tomadas en el Campo M. 2018.

4.2.3.3 Mapas de °API y Temperatura. A partir de 14 valores de gravedad API y temperatura tomados en las muestras de fluidos de diferentes pozos, se generó un mapa de gravedad API y un mapa de temperatura.

La metodología utilizada para crear estos mapas consistió en cargar los datos generados en Petrel para generar un mapa de la propiedad utilizando geoestadística, es decir, se generaron variogramas experimentales para determinar las direcciones de mayor y menor continuidad espacial de la propiedad. Luego, se ajustó un modelo matemático que representara los datos experimentales. Finalmente, se generó el mapa de API guiado por los datos medidos y el modelo de variograma. Abajo, en la Figura 69, se muestra el mapa de °API generado para el campo de interés y el campo adyacente. En el mapa se observa que la gravedad API varía entre 12 y 14.

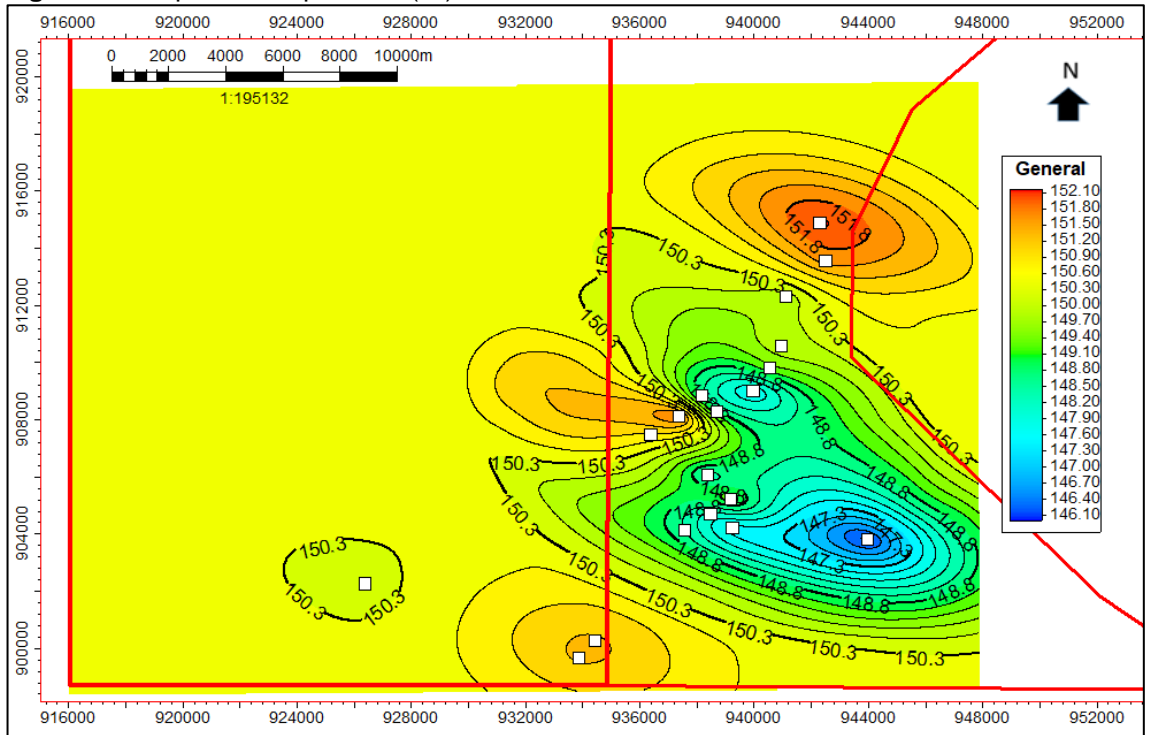
Figura 69. Mapa de °API.



Fuente: ECOPETROL S.A. Mapa de °API. 2018.

La Figura 70 muestra el mapa de temperatura para el Campo M y el campo adyacente.

Figura 70. Mapa de Temperatura (°F).



Fuente: ECOPETROL S.A. Mapa de Temperatura (°F). 2018.

4.2.4 Datos de presión estática. Para el Campo M, a junio 2018 se cuenta con ocho (8) datos de presión de fondo provenientes de registros MDT, y dos (2) datos obtenidos de la interpretación de PBUs, de los cuales fue posible obtener valores confiables de presión estática.

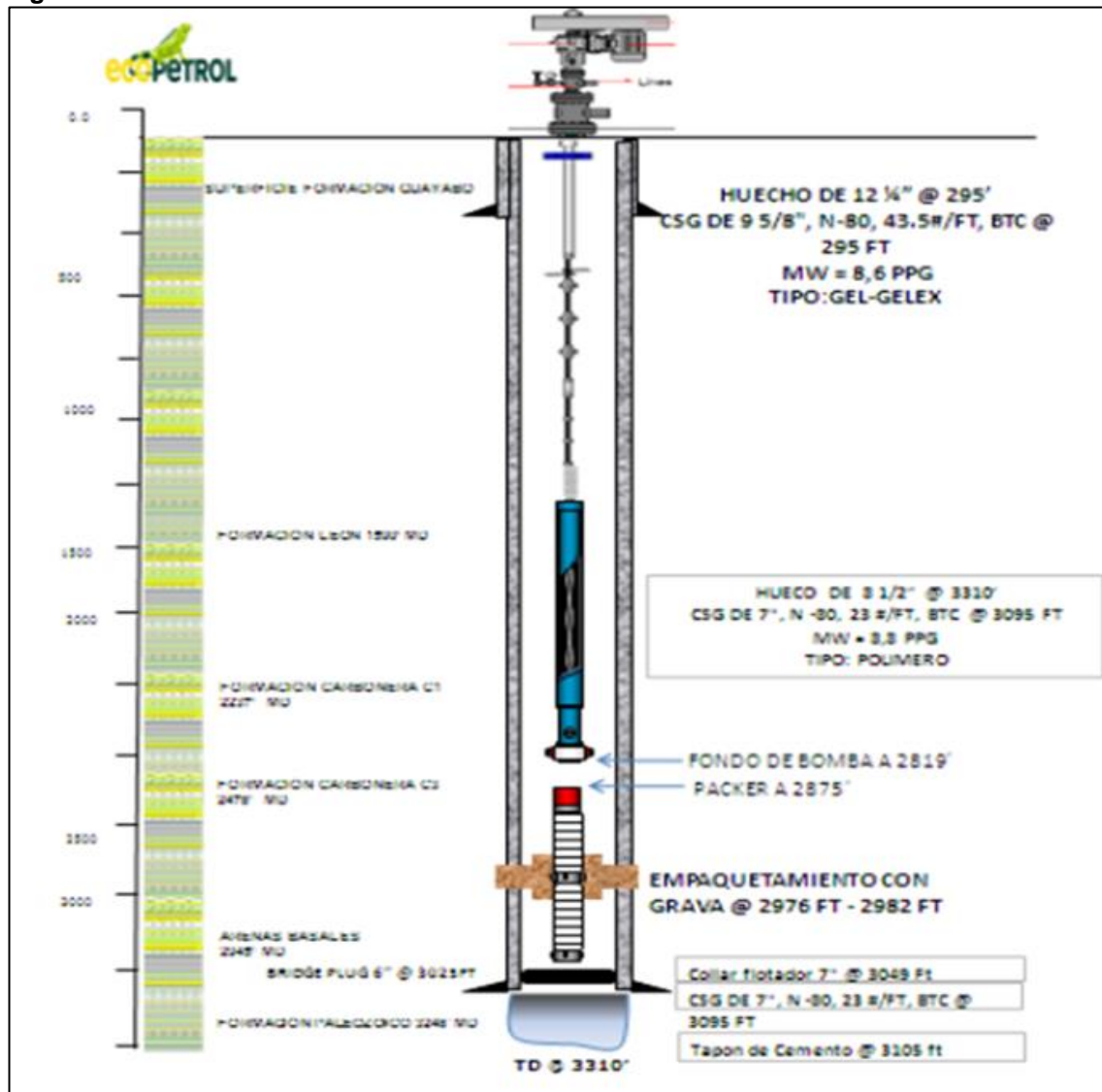
Estos valores de presiones estáticas fueron tomados, en su mayoría, entre los años 2010 y 2012. Adicionalmente, se cuenta con registros de presión de los sensores de las bombas (tres pozos) cuando en campo se cerró por precios bajos en febrero de 2016. A pesar que no fue posible interpretar estos datos con el software de presiones por la poca frecuencia de medición, se utilizó el pozo con mayor estabilización de presión (M-1-1HST1) para estimar una presión estática a febrero de 2016.

El valor de presión más reciente que se tiene es un MDT tomado en el pozo C-1, el cual se midió en diciembre de 2017. A continuación, se presentan los análisis y resultados más relevantes de la información de presiones.

4.2.4.1 Presión de Restauración (PBU) en el Pozo M-1. Este pozo inició producción en junio de 2011 y fue cerrado por unas 60 horas en febrero de 2012 para hacer la prueba PBU. El modelo seleccionado fue radial homogéneo con límite de presión constante.

La presión promedio determinada para este pozo fue de 1156 psi, a una profundidad de 2310 pies (TVDss), para febrero de 2012. Abajo, se muestra el estado mecánico del pozo en la Figura 71.

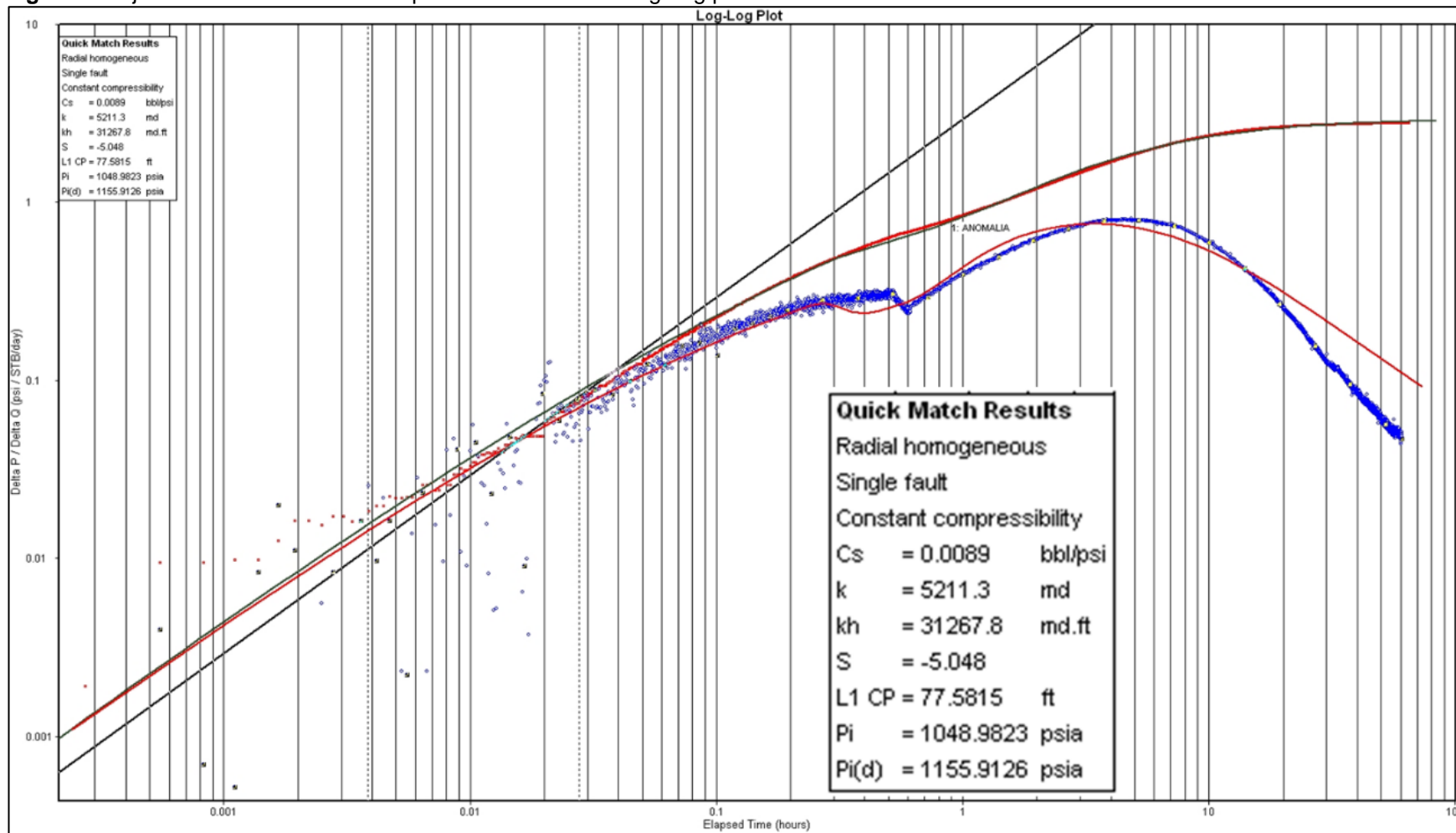
Figura 71. Estado mecánico del Pozo M-1.



Fuente: ECO PETROL S.A. Estado mecánico del Pozo M-1. 2018.

En la Figura 72, se muestra el gráfico log-log que muestra el ajuste de estabilización de presión alcanzado para el Pozo M-1 y los parámetros obtenidos durante la prueba. Para ello, se empleó el software PanSystem. Allí, se asumió un modelo radial homogéneo con límite de presión constante.

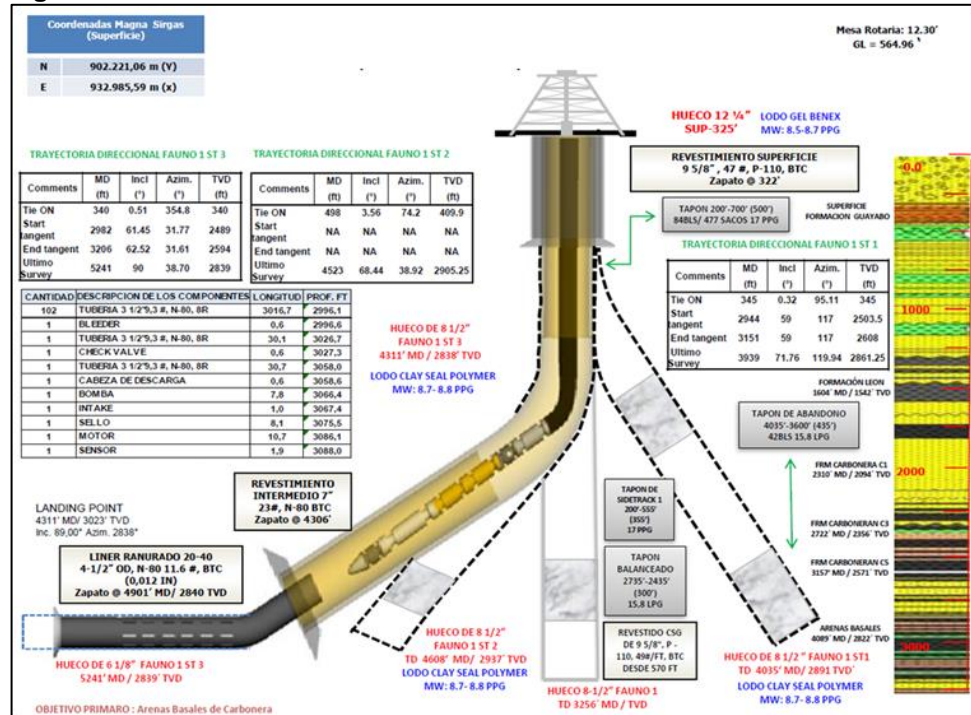
Figura 72. Ajuste de la estabilización de presión en el Gráfico Log-Log para el Pozo M-1.



Fuente: ECOPEPETROL S.A. Ajuste de la estabilización de presión en el Gráfico Log-Log para el Pozo M-1. 2018.

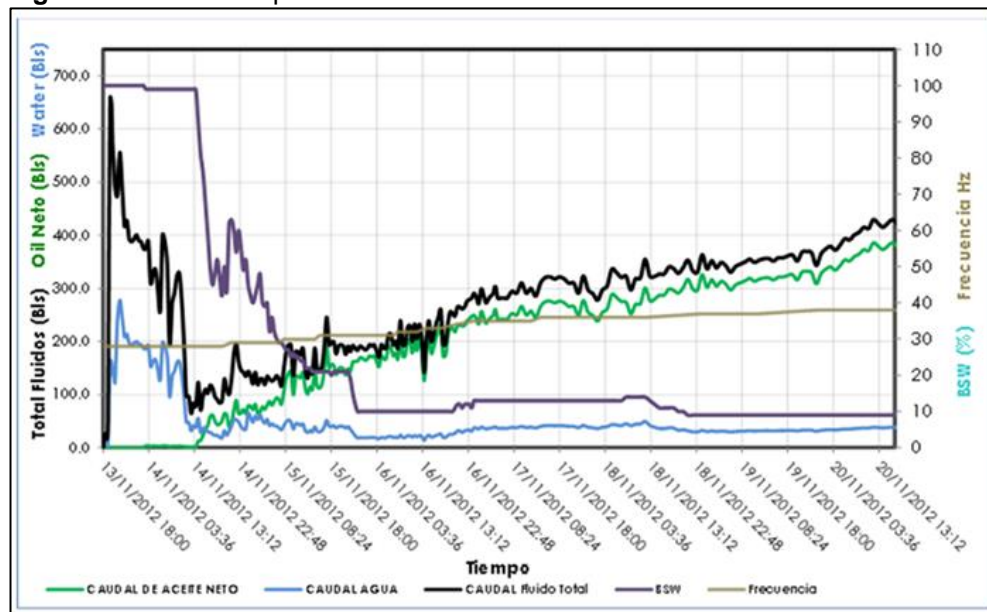
4.2.4.2 Reinterpretación PBU Pozo F-1-ST3. El pozo F-1-ST3 es un pozo horizontal perforado en octubre de 2012. Entre el 14 y 20 de noviembre de 2012, se probó a producción y luego se cerró por 13 horas para correr un PBU. Abajo, en la Figura 73, se muestra el estado mecánico del pozo. Los perfiles de producción previos al cierre para hacer la prueba se muestran en la Figura 74.

Figura 73. Estado mecánico del Pozo F-1-ST3.



Fuente: ECOPETROL S.A. Estado mecánico del Pozo F-1-ST3. 2018.

Figura 74. Prueba de producción del Pozo F-1-ST3.

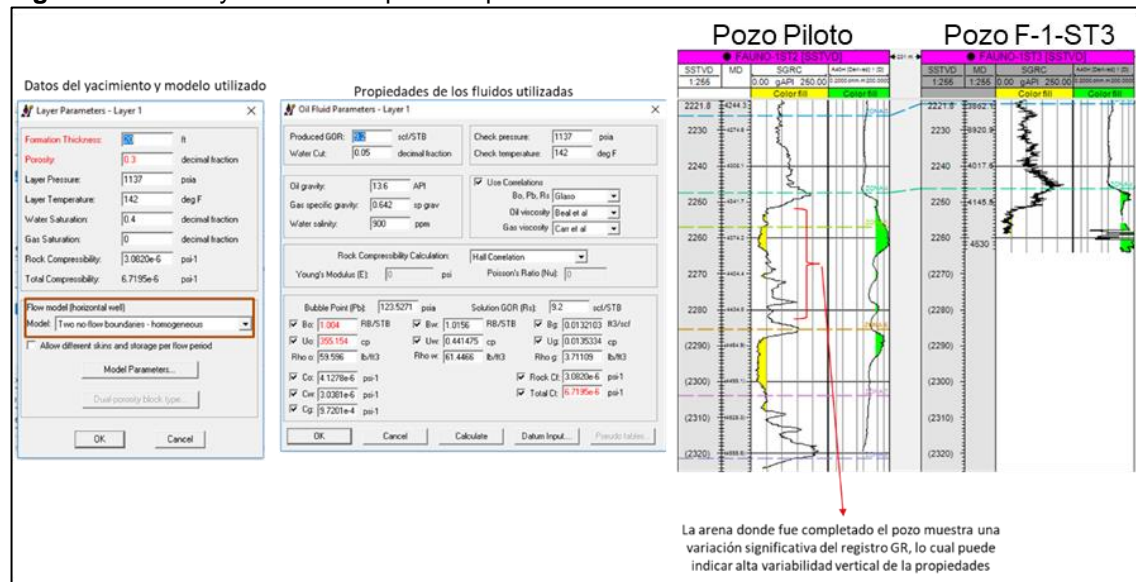


Fuente: ECOPETROL S.A. Prueba de producción del Pozo F-1-ST3. 2018.

El reporte presenta un análisis para el pozo F-1. De forma equivocada se utilizaron los datos del PBU del pozo horizontal F-1-ST3 para hacer un análisis PBU para el pozo vertical F-1. Por lo tanto, se reinterpretó la prueba considerando un pozo horizontal y las condiciones del pozo Fauno-1-ST3, utilizando el pozo piloto F-1-ST2 para obtener los parámetros de yacimiento (espesor, S_w , Φ).

La nueva interpretación consideró un modelo de pozo horizontal con dos (2) barreras de flujo (4' y 16' de la sección horizontal). La permeabilidad horizontal estimada es relativamente alta (14 D) con respecto a valores promedio del campo. La presión determinada fue de 1102 psi @ Datum = 2310' TVDSS. La longitud efectiva al flujo determinada fue de 969'. Este valor es prácticamente el doble de la longitud del liner ranurado. Sin embargo, el pozo tiene adicionalmente 120' de liner liso. A continuación, en la Figura 75, se presentan los datos y modelos utilizados así como el ajuste conseguido.

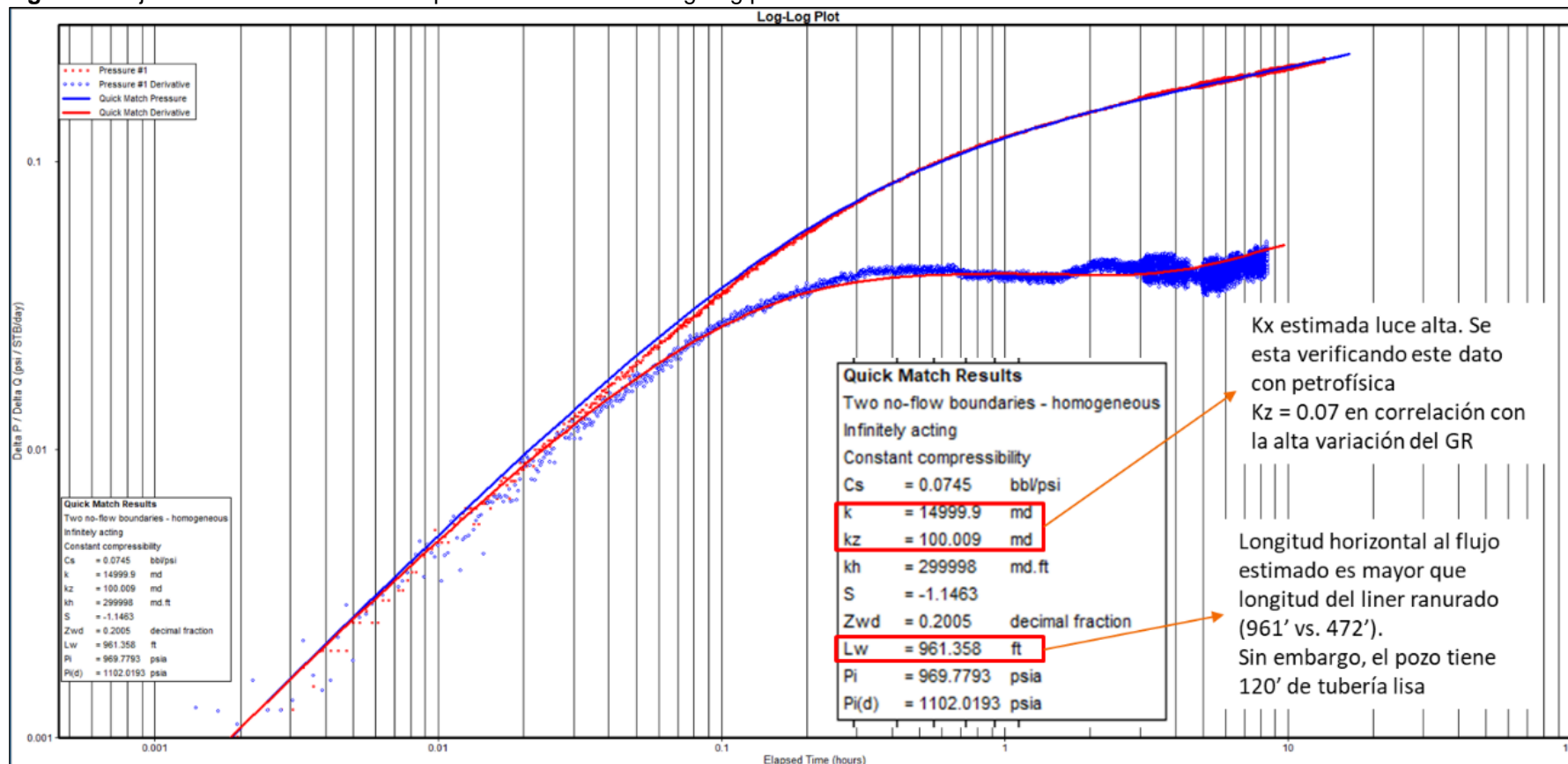
Figura 75. Datos y modelos empleados para el análisis PBU del Pozo F-1-ST3.



Fuente: ECOPETROL S.A. Datos y modelos empleados para el análisis PBU del Pozo F-1-ST3. 2018.

La Figura 76 muestra el gráfico log-log ajuste de la estabilización de la presión para el Pozo F-1-ST3 y los parámetros obtenidos durante la prueba. Para ello, se empleó el software PanSystem.

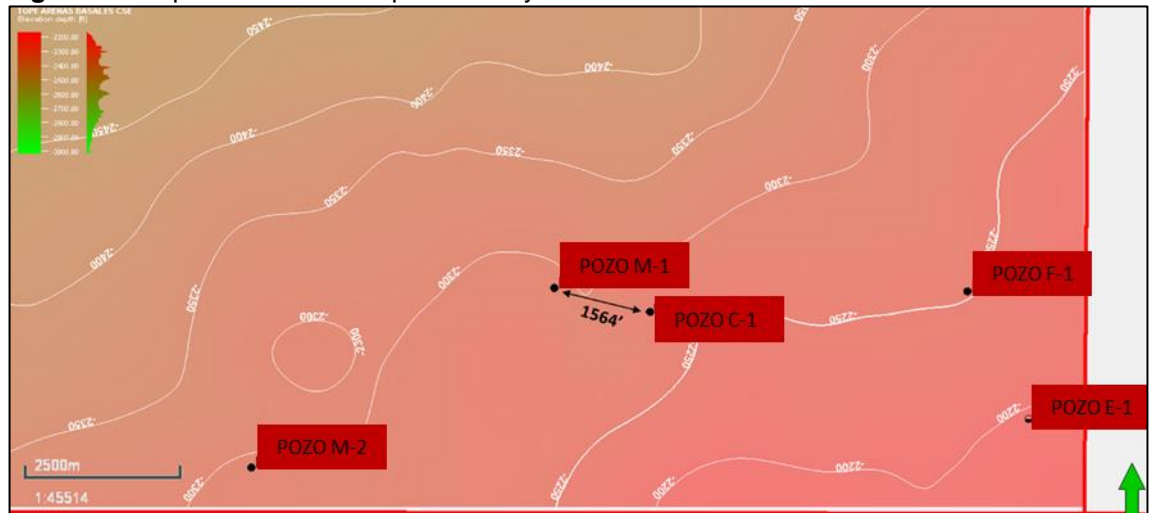
Figura 76. Ajuste de la estabilización de presión en el Gráfico Log-Log para el Pozo F-1-ST3.



Fuente: ECOPEL S.A. Ajuste de la estabilización de presión en el Gráfico Log-Log para el Pozo F-1-ST3. 2018.

4.2.4.3 Comparación de los MDTs para los Pozos M-1 y C-1. Estos dos (2) pozos verticales se encuentra en la parte sur-central del campo, y entre ellos existe una separación de unos 1564', tal como se observa en la Figura 77. El MDT del M-1 fue registrado en octubre de 2010, mientras que el del pozo C-1 fue en diciembre de 2017, es decir, aproximadamente siete (7) años más tarde.

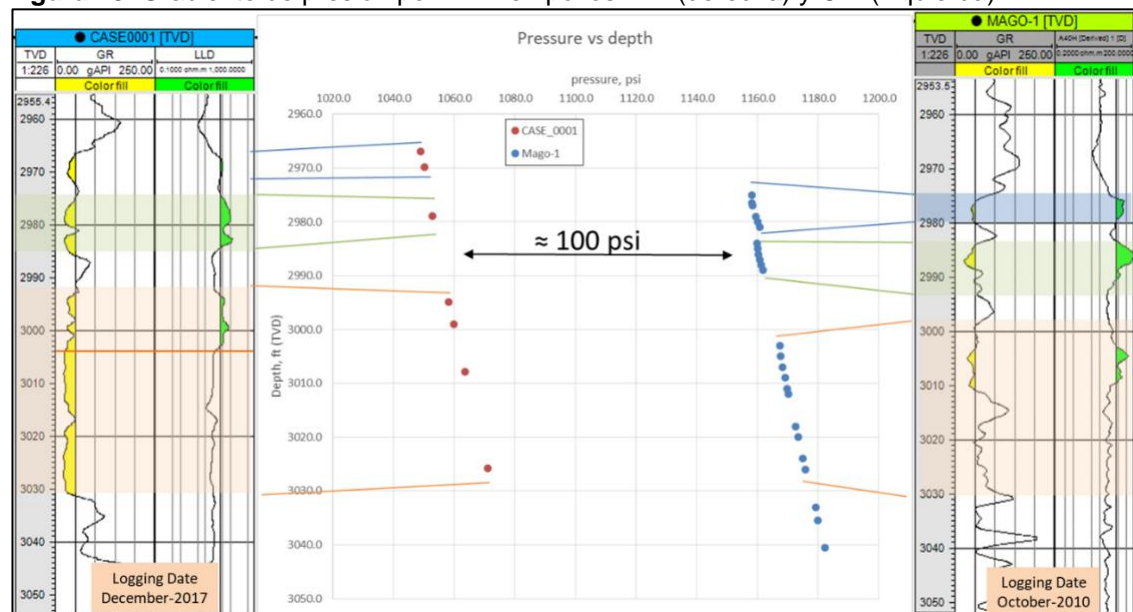
Figura 77. Separación entre los pozos M-1 y C-1.



Fuente: ECOPEPETROL S.A. Separación entre los pozos M-1 y C-1. 2018.

Al graficar los gradientes de presión en función de la profundidad de ambos pozos, se observa un salto de 100 psi, siendo menores las presiones registradas por C-1. Esta diferencia en presión se atribuye a la extracción, en esos 7 años, no solo del Campo M, sino también del campo vecino. La Figura 78 muestra los gradientes de presión vs. profundidad de ambos pozos. Para verla en detalle, consultar Anexo D.

Figura 78. Gradiente de presión por MDT en pozos M-1 (derecha) y C-1 (izquierda).

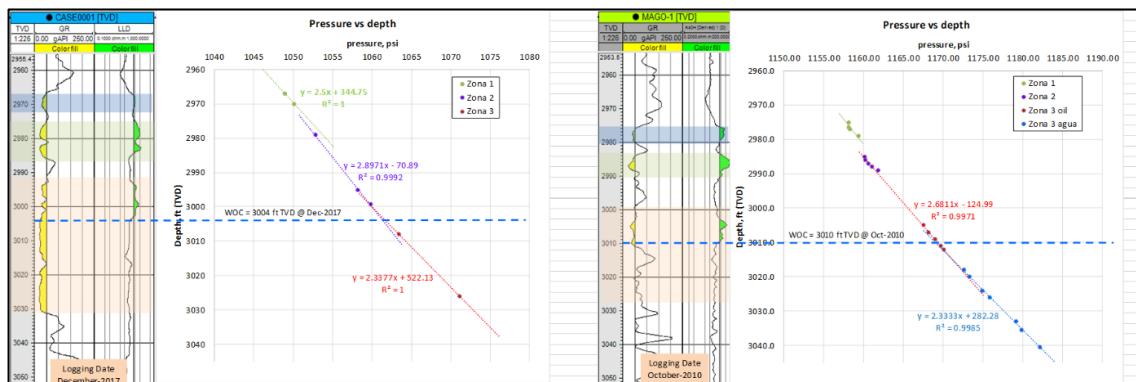


Fuente: ECOPEPETROL S.A. Gradiente de presión en pozos M-1 y C-1. 2018.

A pesar la reducción de presión del pozo C-1 con respecto al pozo M-1, se identificó un contacto agua-petróleo muy similar en ambos pozos, tanto en los datos de gradiente de presión, como en los de registros petrofísicos. Esto indica que, si ha existido migración de fluidos del Campo M al campo vecino, el impacto en el petróleo no ha sido significativo, al menos en el sector del pozo C-1.

La Figura 79 muestra la ubicación del contacto agua-petróleo para los pozos M-1 y C-1, a partir de los datos de gradiente de presión y de registros eléctricos. Para verla en detalle, consultar los Anexos E y F.

Figura 79. Ubicación del contacto agua-petróleo (OWC) a partir de datos MDT y de registros eléctricos en los pozos M-1 (derecha) y C-1 (izquierda).

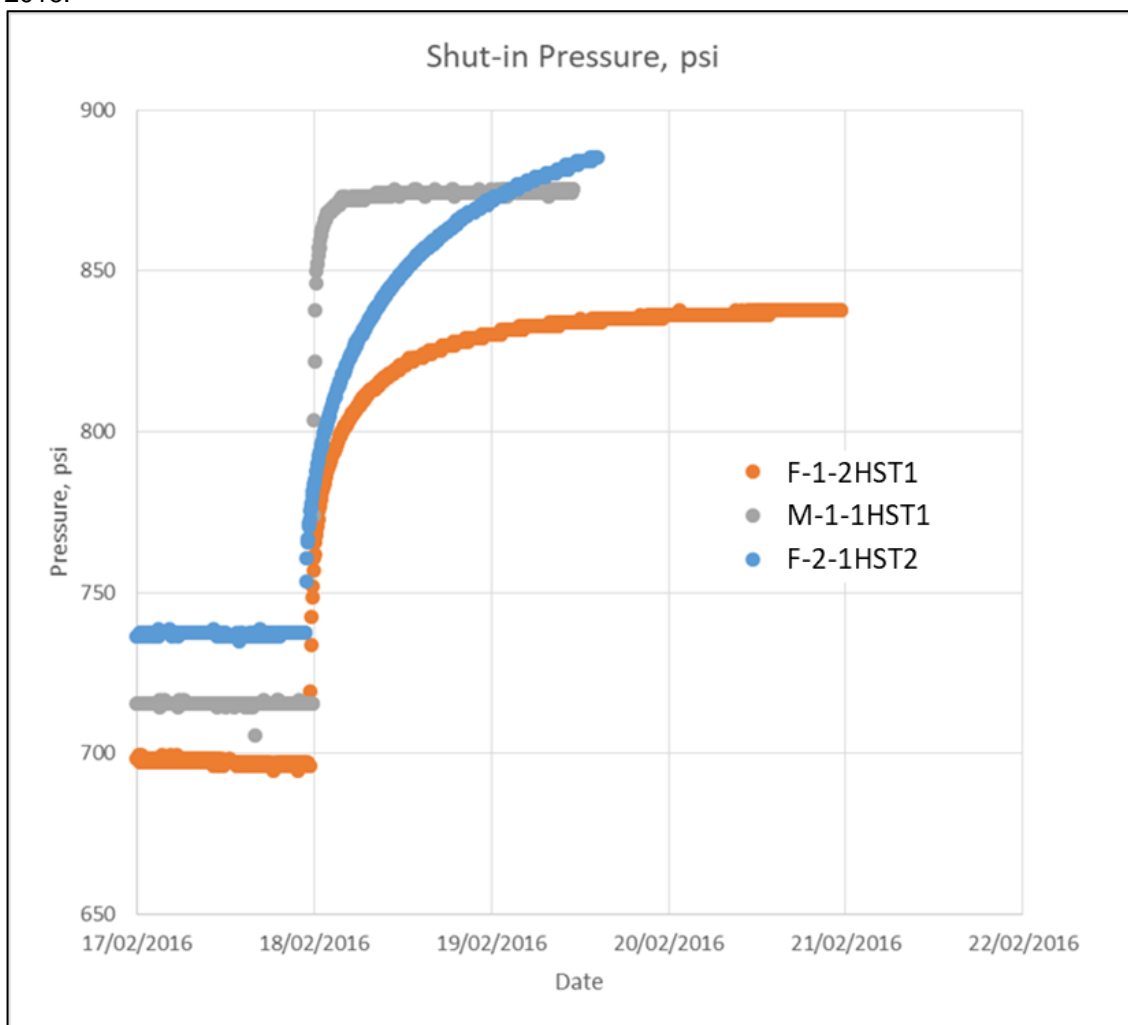


Fuente: ECOPEPETROL S.A. OWC a partir de MDT y registros eléctricos en los pozos M-1 y C-1. 2018.

4.2.4.4 Estimación de la presión estática por cierre del campo en 2016. En febrero de 2016, el Campo M fue cerrado debido a que no era económico producirlo bajo los escenarios de precios bajos de la época. Por lo tanto, se aprovechó el cierre para dejar energizados los sensores de presión en el fondo de los pozos F-1-2HST1, F-2-1HST2 y M-1-1HST1.

La Figura 80 presenta la restitución de presión en tres (3) pozos horizontales cuando se cerró el campo en febrero de 2016. Se grabaron presiones durante dos (2) a tres (3) días luego de cierre. El pozo M-1-1HST1 logró una estabilización a pocas horas del cierre, mientras que los otros dos pozos no lograron estabilizarse durante el tiempo en el que se midieron presiones. La permeabilidad en los tres pozos es muy similar, por lo que la diferencia en restitución de presión no se atribuye a las características petrofísicas. Por lo tanto, se consideró como dato de presión estática a febrero 2016 el valor estabilizado del pozo M-1-1HST1 ($P_{est} = 1069 \text{ psi @ } 2310' \text{ TVDss}$).

Figura 80. Restitución de presión en tres pozos del Campo M, luego del cierre del campo en 2016.



Fuente: ECOPETROL S.A. Restitución de presión en tres pozos del Campo M, luego del cierre del campo en 2016. 2018.

La Figura 81 muestra datos petrofísicos, de presión y de producción de los pozos F-1-2HST1, F-2-1HST2 y M-1-1HST1 antes del cierre del campo en 2016.

Figura 81. Datos petrofísicos, presión y producción para tres pozos antes del cierre del campo en 2016.

Well	Last Pressure, psi	PIP depth, ft (MD)	PIP depth, ft (TVDSS)	Datum, ft (TVDSS)	BSW @ feb-2016	Np @ feb-2016	Pressure gradient, psi/ft	Pressure @ datum, psi	Petrophysical Properties	
									K, mD	Sw, frac
MITO-1-1HST1	875.5	2750	1860	2310	0.94	50,300	0.43	1069	3911	45
Fauno-1-2HST1	837.6	2847	1867	2310	0.7	363,487	0.41	1019.2	4432.6	30
Fauno-2-1HST2	885.2	2784	1959	2310	0.73	370,702	0.41	1029.1	4524.3	28

Fuente: ECOPETROL S.A. Datos petrofísicos, presión y producción para tres pozos antes del cierre del campo en 2016. 2018.

La revisión de los registros y trayectoria de M-1-1HST1 indican que el pozo interceptó la Zona 1 y la Zona 2. La Zona 2 presenta el contacto agua - petróleo, por lo tanto se atribuye la rápida restitución de presión a la conexión directa con

el acuífero. Dicho pozo es el de menor producción de petróleo y mayor corte de agua de los tres analizados. Se recomienda evaluar la posibilidad de realizar un Work Over (e.g. Side-track) para re-completar el pozo sólo en la unidad superior (Zona 1).

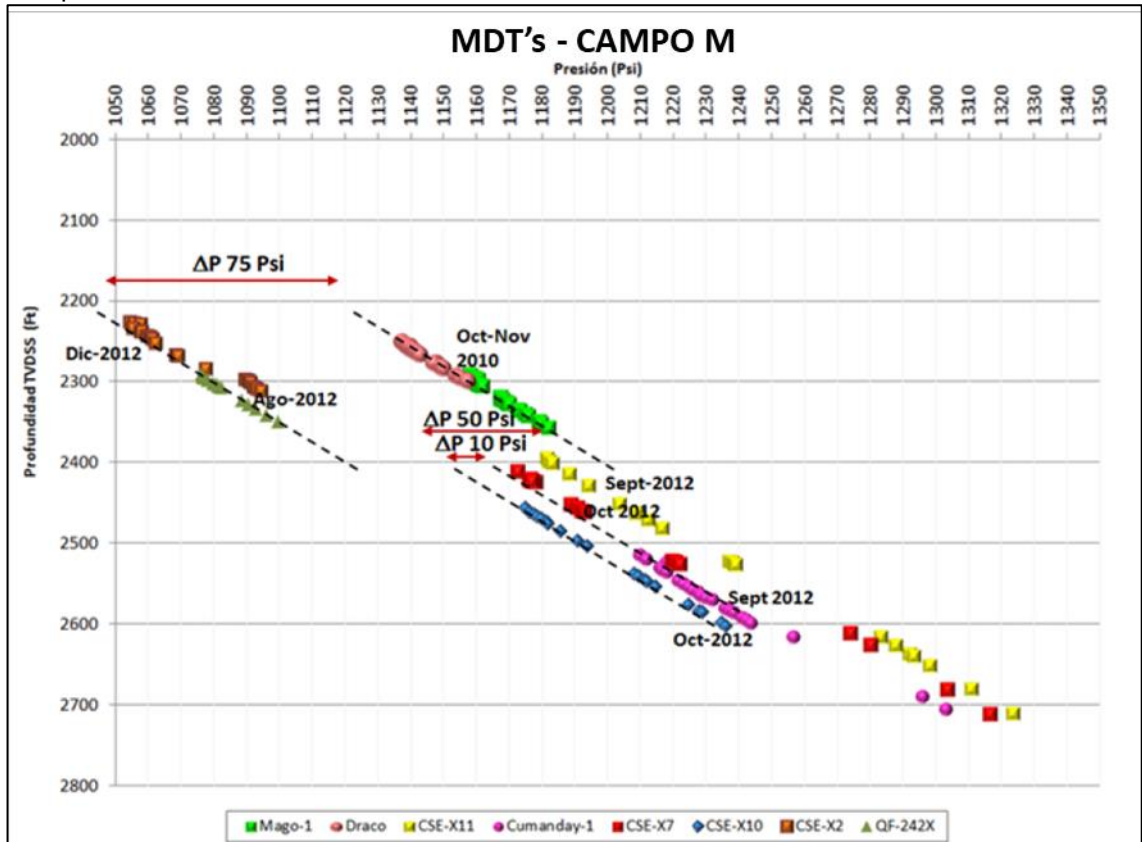
4.2.5 Análisis de Presiones. Según la información adquirida de presiones en fondo, se observa una presión inicial de yacimiento que varía entre 1125 y 1200 psi, como se ilustra en la Figura 80.

La Figura 82 muestra el perfil de presión con profundidad obtenido de los ocho (8) pozos con datos de MDT. Cabe destacar que el pozo stratigráfico C-X2, el cual fue perforado en noviembre de 2012, también muestra un desfase significativo y similar al del pozo C-1. Se presume que este comportamiento se debe a la proximidad de este pozo al campo adyacente. Cabe mencionar que dicho cluster ya había extraído casi 8 millones de barriles de fluidos el momento que se tomó el MDT del C-X2.

De la información de presión disponible en el Campo M, se observaron dos tendencias, lo cual indica que existen unidades hidráulicas independientes. La primera corresponde a la arena 1 (2975-2981 ft) y la segunda a las arenas 2 (2984-2989 ft) y 3 (3002-3010 ft). En estas arenas, se observa un gradiente diferente a 0.43 psi/ft, lo cual es indicativo de que se tiene presencia de hidrocarburos. Sin embargo, con el análisis de presión no se puede definir la saturación de petróleo. En el intervalo 3010-3070 ft, se determinó un gradiente de 0.43 psi/ft que corresponde a una zona de agua.

Mediante el análisis de los puntos de presión, se definió un contacto agua-aceite a 3015 ft, el cual es confirmado por el análisis del gradiente de temperatura, debido al cambio de gradiente una vez entra en la zona de agua. En la Figura 84, más adelante, se presenta el gradiente de temperatura.

Figura 82. Información de Presión vs. Profundidad tomada mediante MDTs para pozos del Campo M.

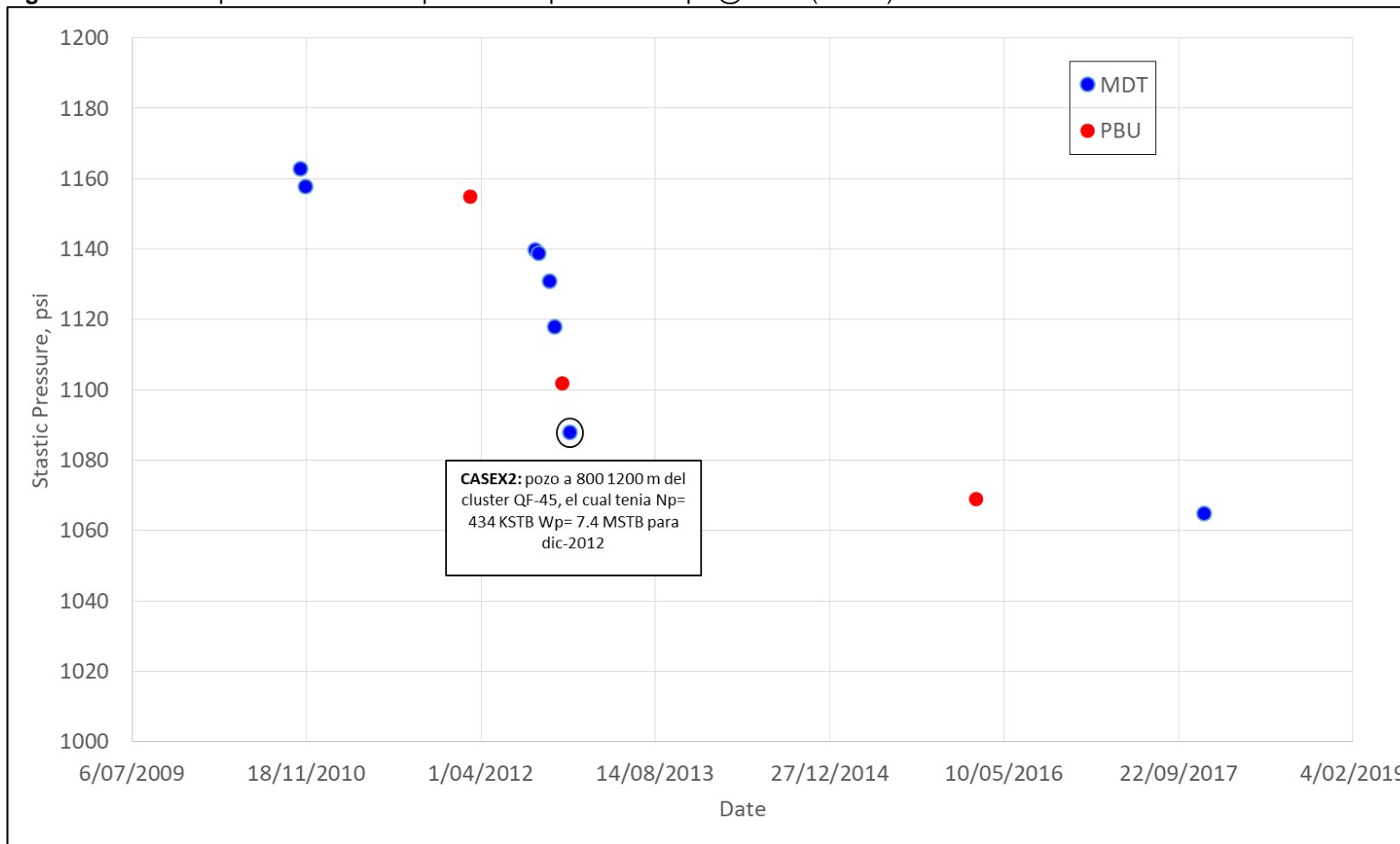


Fuente: ECOPETROL S.A. Presiones vs. Profundidades en el Campo M. 2018.

Con el objetivo de ajustar los modelos de balance de materia y simulación, se llevaron los datos de presión de MDTs y PBUs a la misma profundidad de referencia. En este caso, se usó 2310 pies (TVD_{ss}), la cual fue la profundidad reportada para el PBU del M-1, y que corresponde al punto medio de la arena productora en ese sector (Zonas 1 y 2).

La Figura 83 muestra los datos de presiones estáticas del yacimiento vs. tiempo a la profundidad del datum, 2310'.

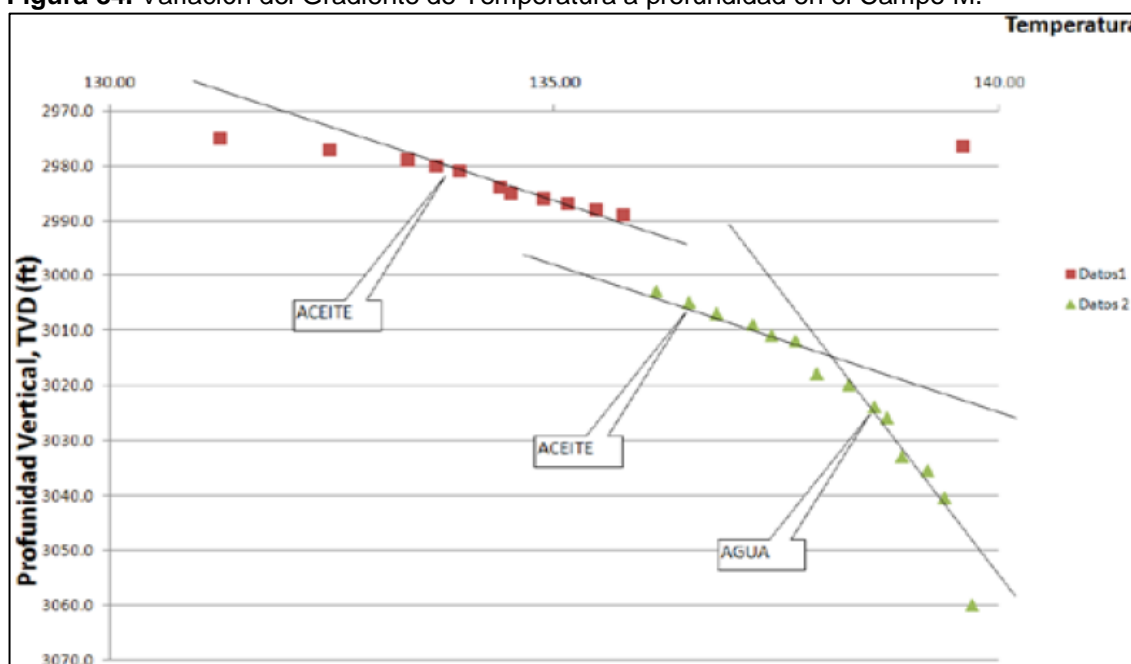
Figura 83. Datos de presiones estáticas para el Campo M vs. tiempo @ 2310' (TVDss).



Fuente: ECOPETROL S.A. Datos de presiones estáticas para el Campo M vs. tiempo @ 2310' (TVDss). 2018.

4.2.6 Temperatura del Yacimiento. Tomando la recomendación del grupo de caracterización de fluidos, se usó como dato confiable de temperatura los reportados en las pruebas de restauración de presión o lectura de los sensores durante el cierre del campo. Para el Campo M, sólo se tienen tres (3) datos representativos (M-1, E-1-1H y E2-ST) dado que, en el resto de los pozos, medidas reportaron valores constantes de temperatura durante todo el periodo de cierre. El rango de temperatura fue entre 150 y 151 °F al tope de Arenas Basales, cuyo promedio es de 2224 pies TVDss. La Figura 84 muestra la variación del gradiente de temperatura a profundidad.

Figura 84. Variación del Gradiente de Temperatura a profundidad en el Campo M.

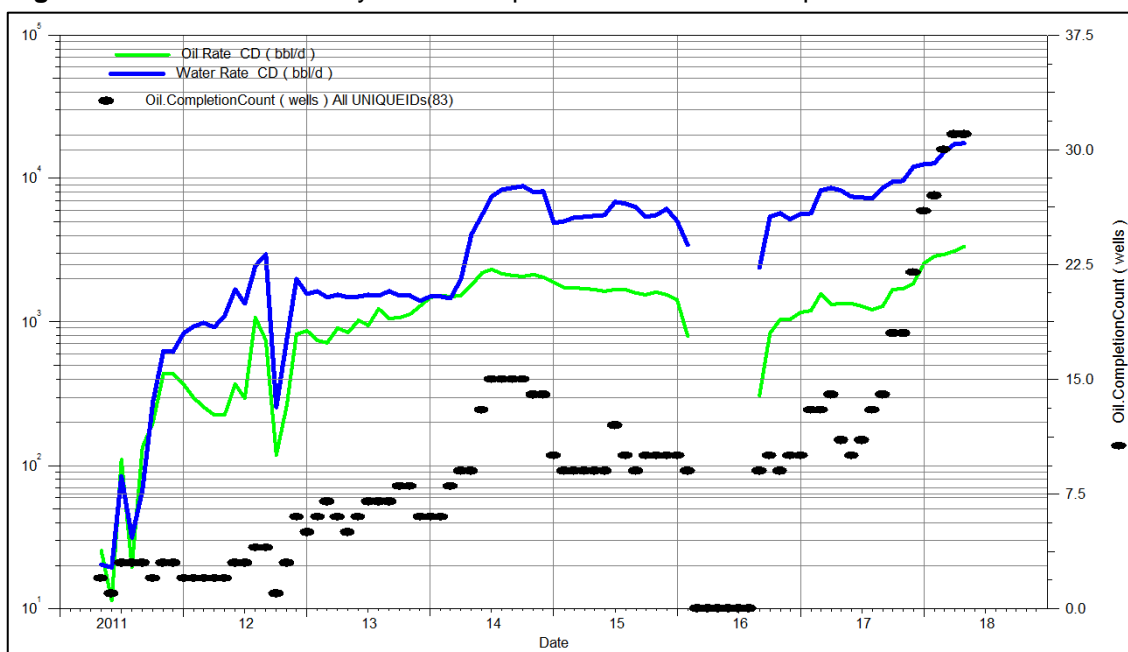


Fuente: ECOPETROL S.A. Variación del Gradiente de Temperatura a profundidad en el Campo M. 2018.

4.2.7 Completamientos e Historia de Presión y Producción. Los datos de presión y producción fueron importados desde la base de datos OFM. Para la producción, se exportaron promedios mensuales, mientras que las medidas de presión de fondo son diarias. El campo inició producción a mediados de 2011 con la entrada de los pozos M-1 y F-1. A partir de ese momento, se incorporaron pozos y producción paulatinamente hasta finales de 2014, cuando los precios bajos del crudo detuvieron el desarrollo del campo. En 2014, la producción de petróleo superó los 2000 BPD, asociados a 8700 BPD de agua, y donde se llegaron a tener 15 pozos productores activos. Para febrero de 2016, se cerró el campo por unos seis (6) meses, hasta que nuevamente los precios del crudo permitieron continuar con el desarrollo. Desde agosto de 2016, ha habido un incremento más acelerado del número de pozos y la producción. A mayo de 2018, el campo produjo un promedio de 3300 BPD de crudo y 17800 BPD de agua, empleando para ello 31 pozos. En los casi siete (7) años de producción del campo, se han extraído unos tres (3) millones de barriles de petróleo y 11.5 millones de barriles de agua, lo que representa una relación agua-petróleo

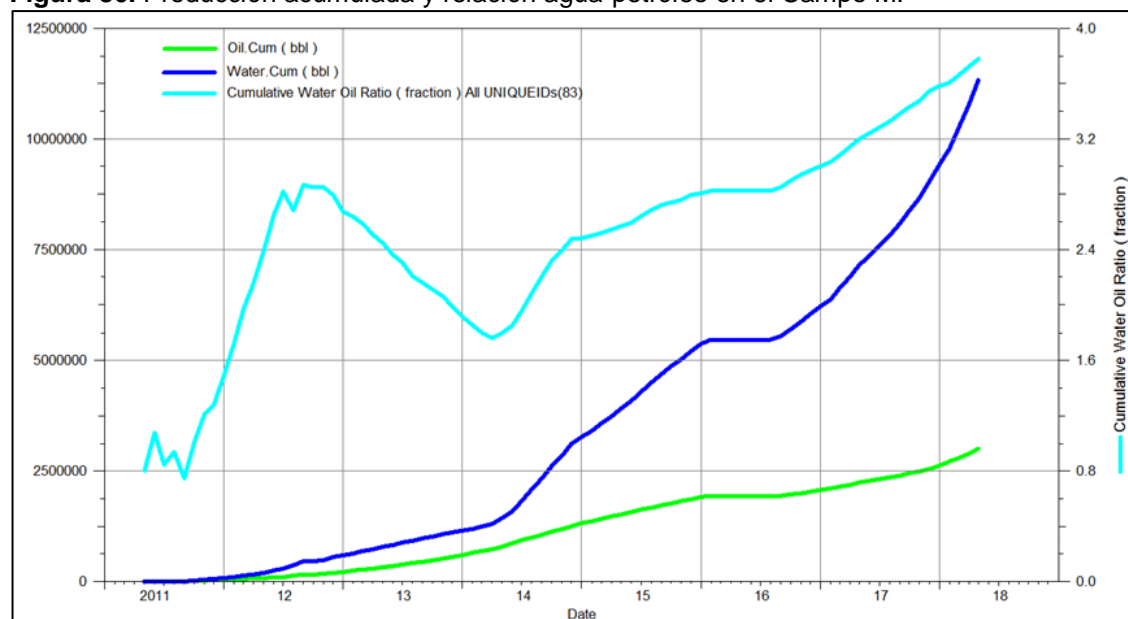
acumulada de 4. A continuación se presentan los gráficos de producción diaria (Figura 85) y acumulada (Figura 86) para el Campo M.

Figura 85. Producción diaria y número de pozos activos en el Campo M.



Fuente: ECOPETROL S.A. Producción diaria y número de pozos activos en el Campo M. 2018.

Figura 86. Producción acumulada y relación agua-petróleo en el Campo M.

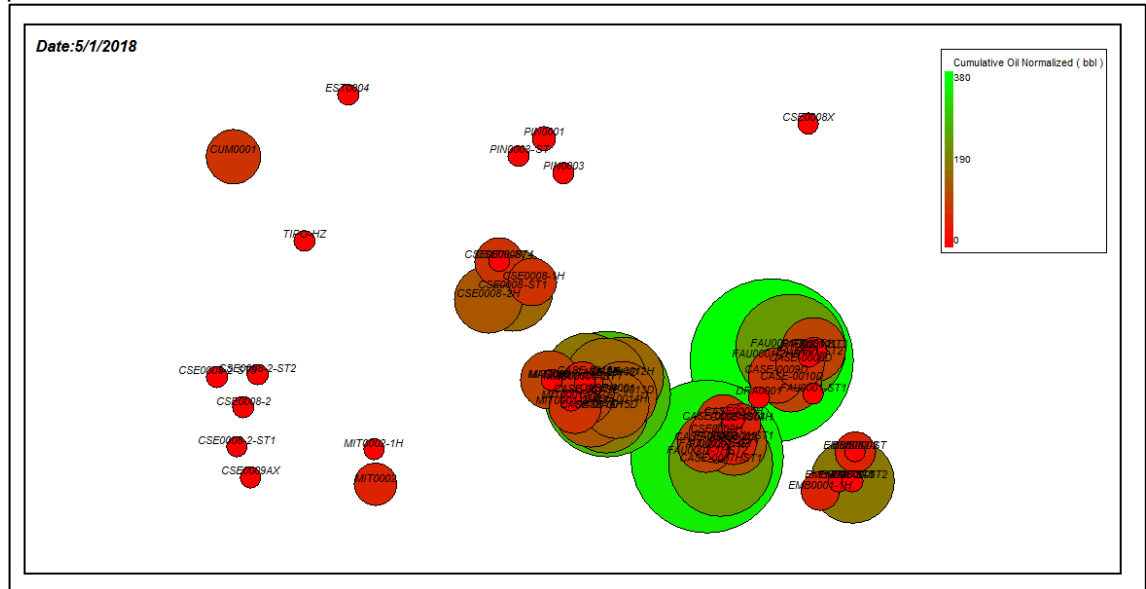


Fuente: ECOPETROL S.A. Producción acumulada y relación agua-petróleo en el Campo M. 2018.

El mapa de burbuja de la Figura 87 muestra que, a mayo de 2018, los pozos con mejor rendimiento (mayor acumulado de petróleo por tiempo producido) se encuentran al sureste del campo (Clúster F-1 y F-2), seguido por los pozos del Clúster C-4 (al noroeste de F-2). Por otro lado, los pozos con menor rendimiento

se encuentran en la parte suroeste y central del campo (Clústeres C-8, C-8-2 y Mi-2), así como en la parte más sureste de campo (Clúster E).

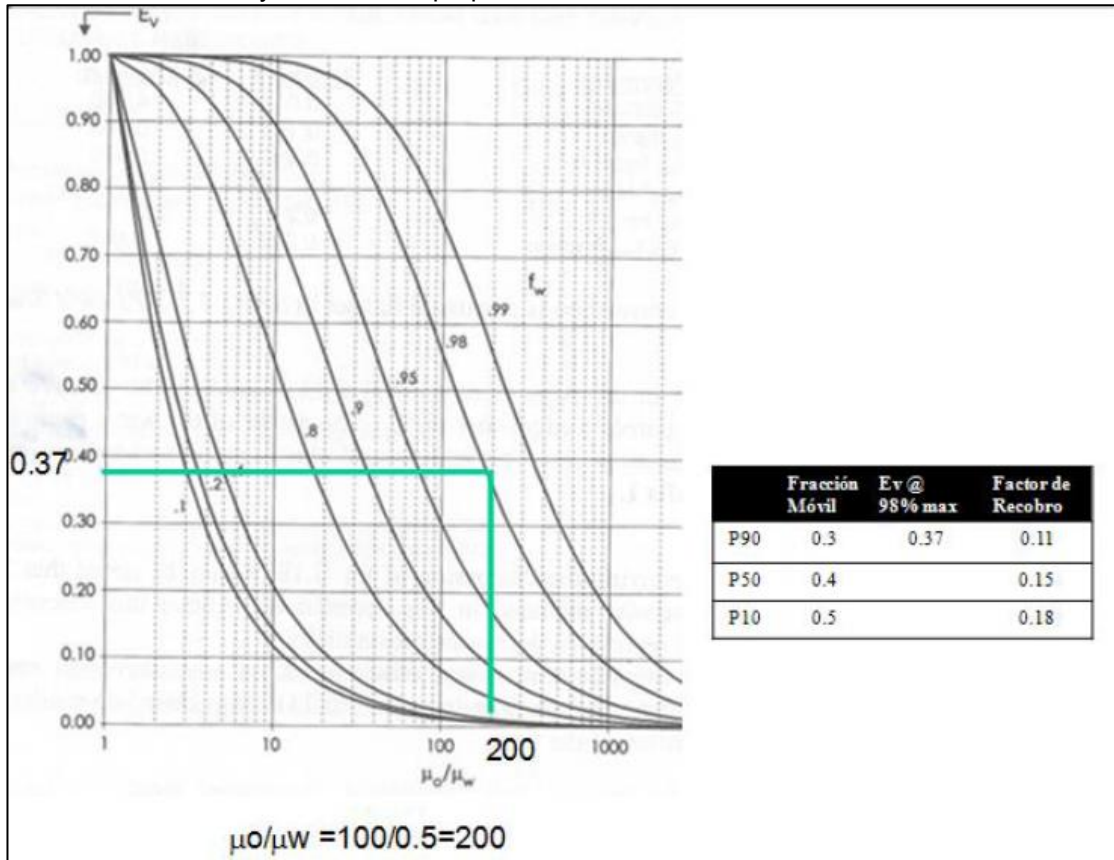
Figura 87. Mapa de Burbuja mostrando la producción acumulada normalizada por el tiempo de producción.



Fuente: ECOPETROL S.A. Mapa de Burbuja mostrando la producción acumulada normalizada por el tiempo de producción. 2018.

4.2.8 Diagnóstico del Campo: Mecanismo de Producción y Factor de Recobro. El Campo M, al igual que muchos de los campos ubicados en la Cuenca de los Llanos Orientales, cuenta con la presencia de acuíferos activos que proporcionan soporte de presión y que, a su vez, permiten que el yacimiento presente buen drenaje. Sin embargo, el crudo del Campo M es pesado, por lo que, para la determinación del factor de recobro, se tuvo en cuenta la relación de viscosidades crudo - agua, el corte de agua y la eficiencia de barrido. Usando este método, los factores de recobro se estiman entre 11 y 18%. La Figura 88 presenta esta metodología y los resultados.

Figura 88. Estimación del Factor de Recobro en el Campo M, considerando una eficiencia de barrido del 37%, y una relación μ_o/μ_w de 200.



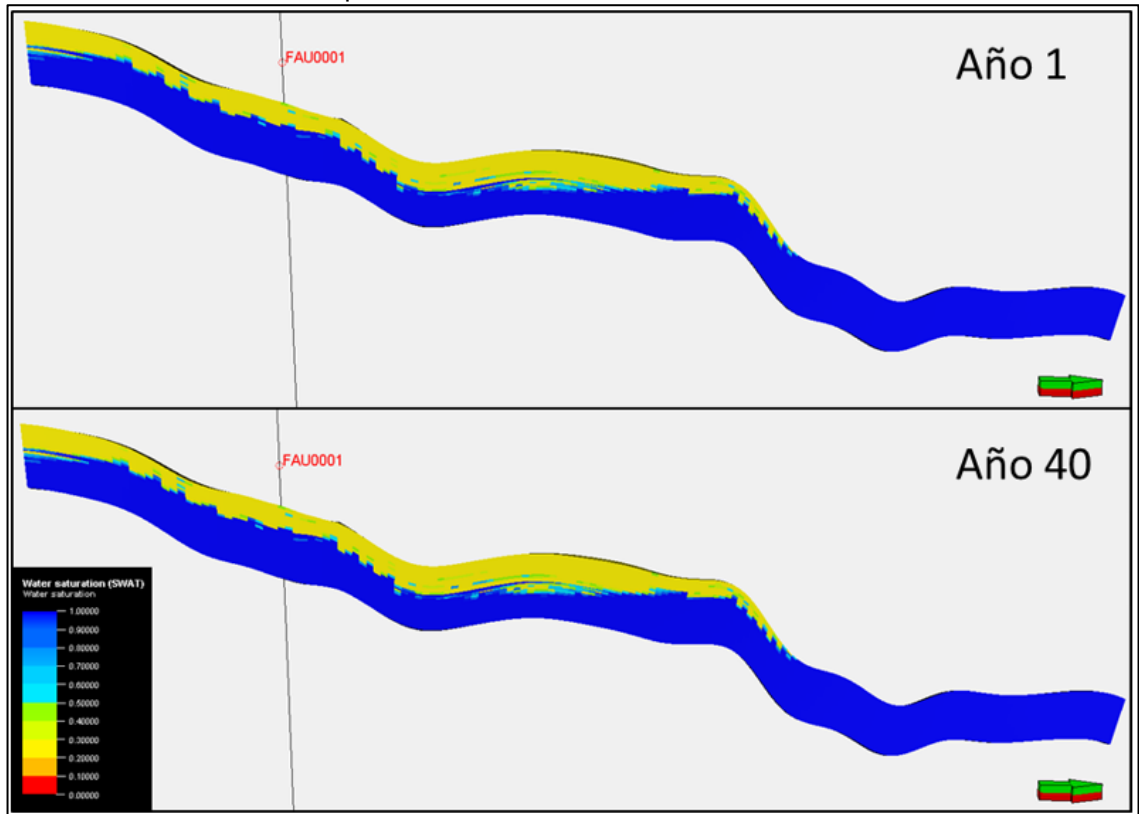
Fuente: ECOPETROL S.A. Estimación del Factor de Recobro en el Campo M. 2018.

4.2.9 Corrida de Equilibrio. Inicialmente, se corrió el modelo sin historia de producción por 40 años, para verificar la estabilidad de los fluidos (dado que el modelo presenta un contacto ligeramente inclinado que pudo presentar movimiento de las fases por diferencia en las densidades). Sin embargo, para el caso de crudo pesado y viscoso (caso del Campo M), se espera que dicho efecto sea mínimo.

Adicionalmente, con esta corrida se determinó el OOIP y se observó la estabilidad en parámetros dinámicos como la presión.

Luego de 40 años sin producción, no se observaron cambios significativos de saturación ni tampoco variaciones de presiones. El volumen de petróleo obtenido de la corrida equilibrio fue de 1063 MMSTB. Este valor puede cambiar significativamente durante el ajuste histórico probabilístico de la siguiente etapa, dado el grado de incertidumbre del modelo. La Figura 89 muestra la distribución de la saturación del agua a dos tiempos diferentes, año 1 y año 40, en la corrida de equilibrio.

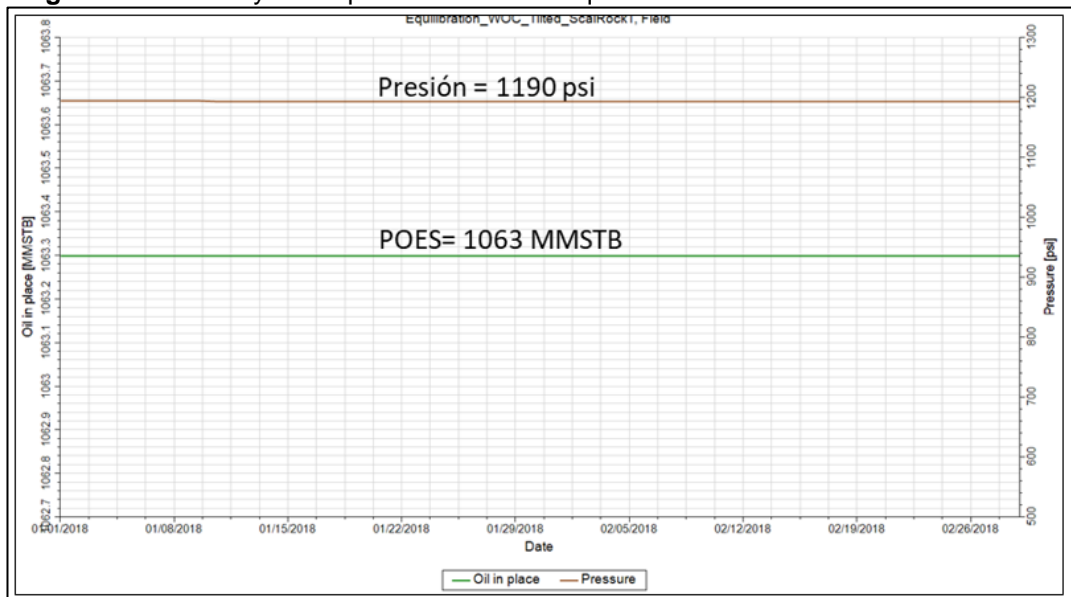
Figura 89. Sección vertical del modelo dinámico mostrando la distribución de agua a dos tiempos diferentes en la corrida de equilibrio.



Fuente: ECOPEPETROL S.A. Distribución de S_w a distintos tiempos en CMG para el yacimiento del Campo M. 2018.

La Figura 90 muestra la Presión y el OOIP de petróleo obtenidos a partir de la corrida de equilibrio. La presión presentó un valor de 1190 psi, y el OOIP presentó un valor de 1063 MMSTB.

Figura 90. Presión y OOIP para la corrida de equilibrio.



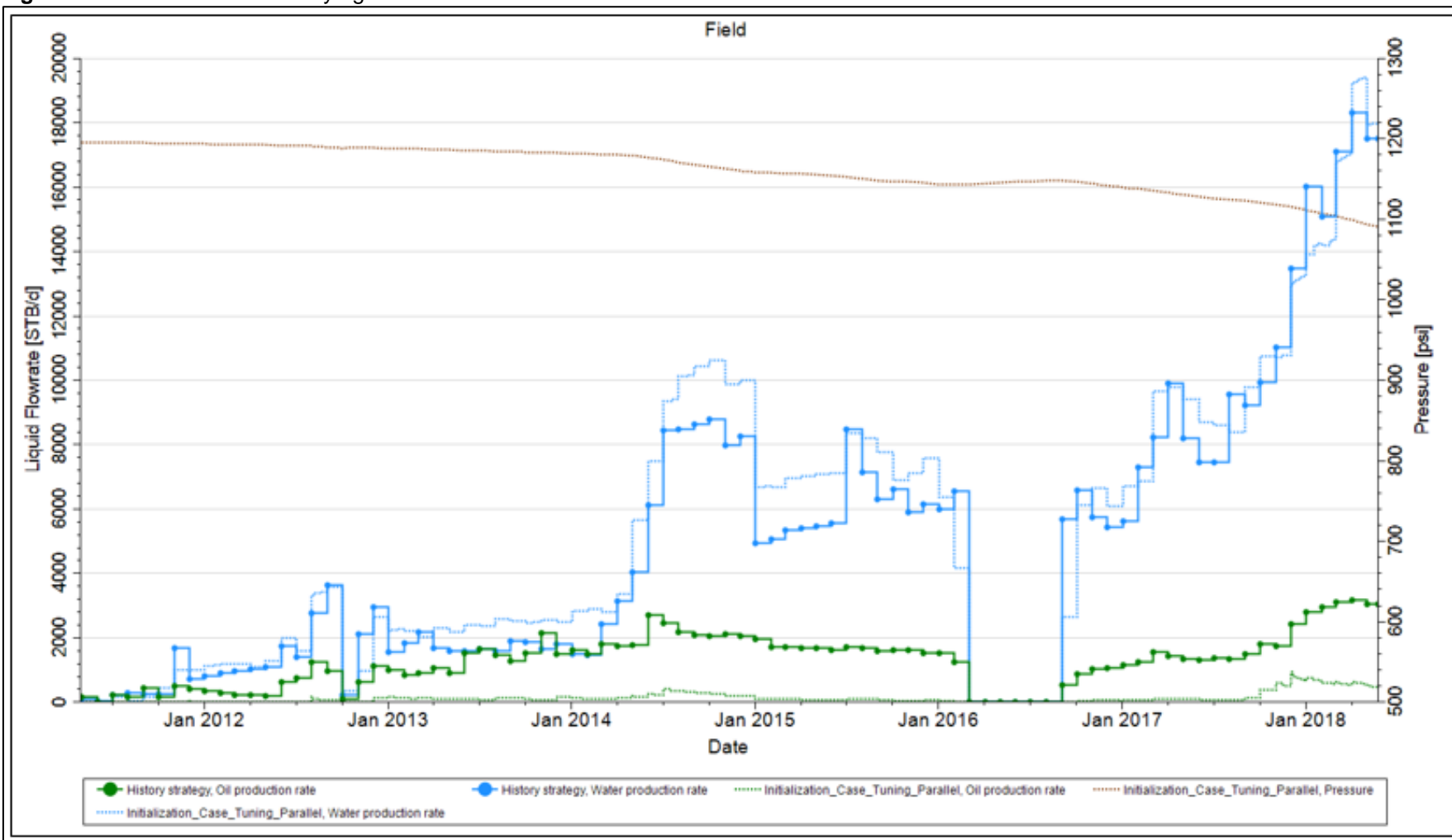
Fuente: ECOPEPETROL S.A. Presión y OOIP para la corrida de equilibrio en CMG. 2018.

4.2.10 Corrida de Inicialización. En este punto, se incluyeron los completamientos y datos históricos de presión y producción de los pozos. Se usó como control la tasa de líquido, de tal manera que el simulador calculara la proporción de crudo y agua partiendo de la distribución de saturaciones y curvas de permeabilidades relativas. Se incluyó un acuífero analítico (Fetkovich) con un volumen 10 veces mayor al del petróleo, aproximadamente.

Como resultado de la Corrida de Inicialización, se obtuvo la Figura 91, la cual muestra en línea continua, los valores históricos de producción de aceite y agua, y en línea punteada, la producción de aceite y agua del caso de inicialización. En línea punteada anaranjada, se observa la declinación de presión en el caso de inicialización.

En general, la corrida de inicialización muestra que el agua es la fase con mayor preferencia a ser producida, por lo que existe una diferencia significativa entre la tasa de petróleo histórica y la simulación. La presión muestra una declinación de unos 100 psi en los siete (7) años de historia.

Figura 91. Producción de aceite y agua en la corrida de inicialización.



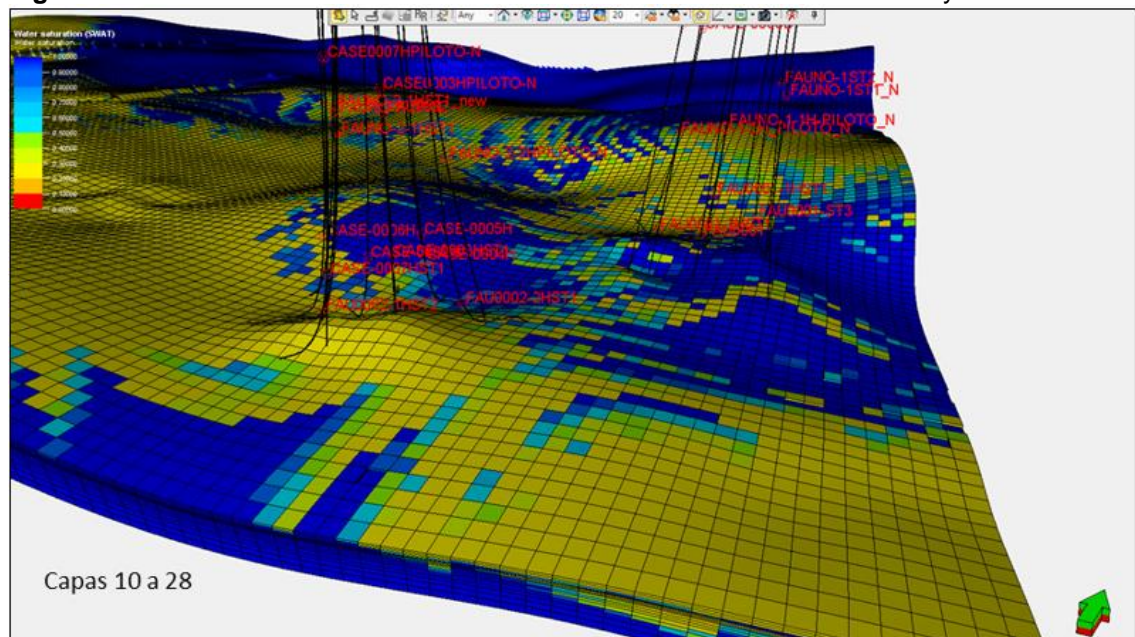
Fuente: ECOPETROL S.A. Producción de aceite y agua en la corrida de inicialización en CMG. 2018.

Analizando los resultados de producción y distribuciones 3D de las propiedades dinámicas, se hicieron las siguientes observaciones:

- El contacto agua – petróleo (OWC) en el sector del clúster F-1 se ubicó en la Zona 1 (unidad superior) como punto de partida en la definición de los contactos, a pesar que en algunos pozos se identificaron resistividades considerables en la Zona 2. Cabe destacar que los pozos de este clúster son los de mayor producción del campo. Sin embargo, en esta corrida, los pozos iniciaron con alto BSW (90%), por el hecho que el contacto está en la Zona 1. Por lo tanto, este ejercicio indica que es poco probable que el contacto inicial esté en la Zona 1. En las siguientes corridas, se ubicó en contacto en la unidad inferior (Zona 2).
- Se observa que, al Sur del modelo, la estructura tiende a bajar cerca del clúster F-2, por lo que esa región queda en gran parte invadida por agua en la Zona 1. Es importante mencionar que, en ese sector, la superficie de Arenas Basales está principalmente guiada por la sísmica 2D, la cual tiene cierta incertidumbre por la escasa información.

Finalmente, la Figura 92 muestra la distribución de la saturación de agua en el sector donde se encuentran los clúster F-1 y F-2. Ver con mayor claridad en el Anexo G.

Figura 92. Distribución de S_w en el sector donde se encuentran los clúster F-1 y F-2.



Fuente: ECOPETROL S.A. Distribución de S_w en el Campo M, en CMG. 2018.

5. SIMULACIÓN NUMÉRICA DEL PLAN DE DESARROLLO Y SU OPTIMIZACIÓN

En este capítulo se propone un caso de estudio de simulación numérica de yacimientos, y se describen los resultados de dicha simulación efectuada, tanto para el Plan de Desarrollo previsto por ECOPETROL S.A., como para su optimización. Cabe resaltar que la evaluación técnica de dicho Plan de Desarrollo se limita al establecimiento de tipos de pozos, su cantidad, arreglo por clúster y ubicación espacial en la malla de simulación.

5.1 PROPUESTA DEL CASO DE ESTUDIO DE SIMULACIÓN

Para el desarrollo del Campo M, se ha definido un escenario básico que considera la perforación de 30 clústeres.

Teniendo en cuenta el bajo espesor del yacimiento (5 -15 ft), se propone integrar al esquema del Plan de Desarrollo previsto por ECOPETROL S.A., pozos horizontales que permitan geonavegar la roca reservorio y aumentar el área de contacto entre el yacimiento y el pozo, generando un aumento en la cantidad de fluidos producidos.

Aunque la idea de los pozos horizontales bajo la anterior premisa funciona, es necesario determinar cuantitativamente cómo es el comportamiento de los pozos horizontales en el área, al igual que cuáles son las características de longitud del pozo que mejor optimizan la producción.

Por lo tanto, es necesario emular el comportamiento de un pozo horizontal bajo diversos esquemas sedimentarios (presencia de roca sello o no) presentados en el área de interés, con el fin de comprender el fenómeno de conificación de agua y el impacto de la longitud navegada en la producción acumulada de hidrocarburos. Con base a estos resultados, se propone incluir o no pozos horizontales en el esquema de perforación optimizado.

Además, también es necesario predecir el comportamiento de producción de los pozos verticales y desviados, para así poder evaluar el Plan de Desarrollo existente, comprender cuáles tipos de pozo se adaptan mejor al desarrollo del Campo M, y lograr implementarlos gradualmente en las campañas de perforación futuras programadas.

Para lograr los anteriores objetivos, se creó un modelo sectorial de simulación numérica que permite predecir el comportamiento de producción para diferentes esquemas y tipos de pozo bajo condiciones geológicas variables (presencia o ausencia de zonas de baja permeabilidad, rocas sello) hasta el año 2032. Con base a estos análisis de producción, elegir la mejor configuración de pozo entre el plan de desarrollo propuesto y el optimizado que incluye pozos horizontales.

Para incluir los pozos horizontales en la propuesta optimizada, se debe conocer cuál es el efecto de la longitud del pozo en la producción de fluidos, y así determinar la longitud ideal de los pozos horizontales en el área.

5.2 EVALUACIÓN DEL DESEMPEÑO DE POZOS HORIZONTALES

A fin de evaluar el impacto de la longitud navegada y completada en los pozos horizontales, se analizó y modeló el comportamiento de los pozos horizontales pertenecientes al Clúster C-8 del Campo M, ubicados en el área central del modelo sectorial. Para el análisis de producción, se determinaron dos longitudes: una larga (800 ft), y otra corta (500 ft). Estos valores son los que normalmente se han usado en pozos horizontales de campos adyacentes.

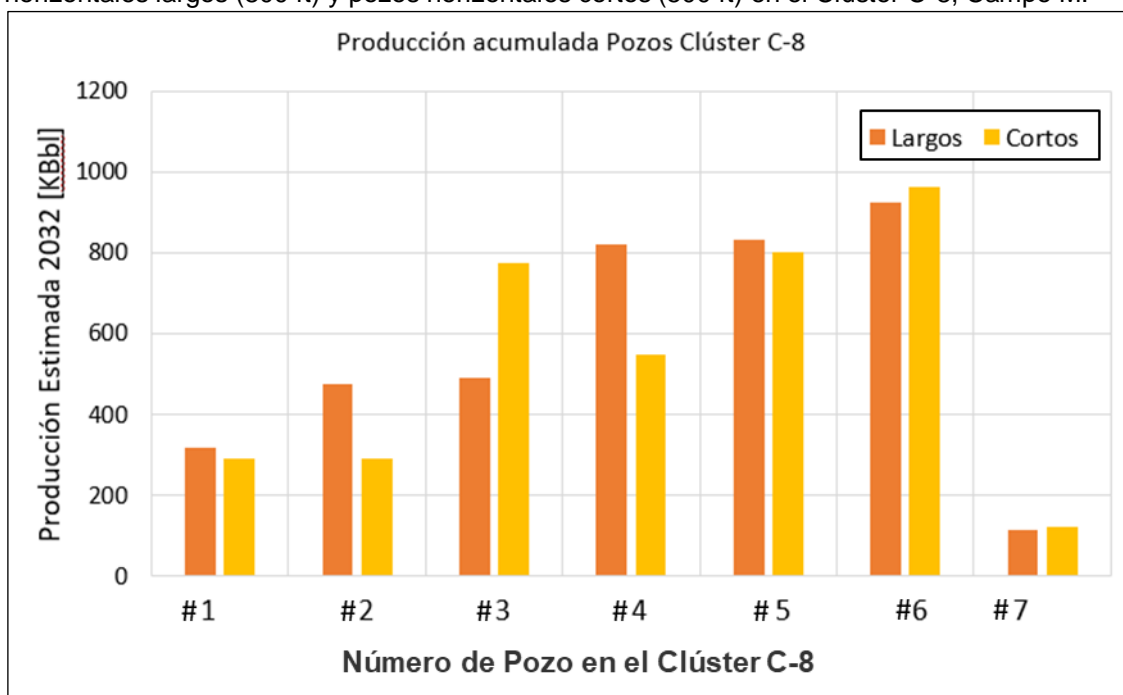
Como puede confirmarse en la gráfica de producción de la Figura 93, los pozos que en su navegación horizontal son cortos (500 ft), aportan una producción esencialmente equivalente a la de los pozos largos. Esto es debido a que la productividad de la parte final del pozo horizontal no es significativamente más alta que la de un pozo corto en términos de producción de aceite.

En segunda instancia, se debe considerar el riesgo relativamente más alto que existe en pozos horizontales largos de geonavegar por fuera de la zona de aceite, y perforar de esta manera la capa subyacente de menor permeabilidad (sello) que retrasa la entrada de agua al pozo.

De esta forma, para los pozos horizontales, se prefiere mantener la configuración corta de 500 ft.

Ahora bien, la variable geológica que más impacta la producción de aceite es la presencia de un sello debajo de la formación productora, ya que este puede retrasar la entrada de agua al acuífero y, así, mantener la producción de aceite en un buen nivel. Por lo tanto, es necesario modelar escenarios que tengan en cuenta esta variable a la hora de evaluar los diferentes esquemas de pozos en el campo aislado. Esto se hará en el numeral 5.5.

Figura 93. Producción de aceite acumulada por cada pozo al 2032 para un escenario con pozos horizontales largos (800 ft) y pozos horizontales cortos (500 ft) en el Clúster C-8, Campo M.



Fuente: ECOPETROL S.A. Producción acumulada en la evaluación de pozos horizontales del Clúster C-8. 2018.

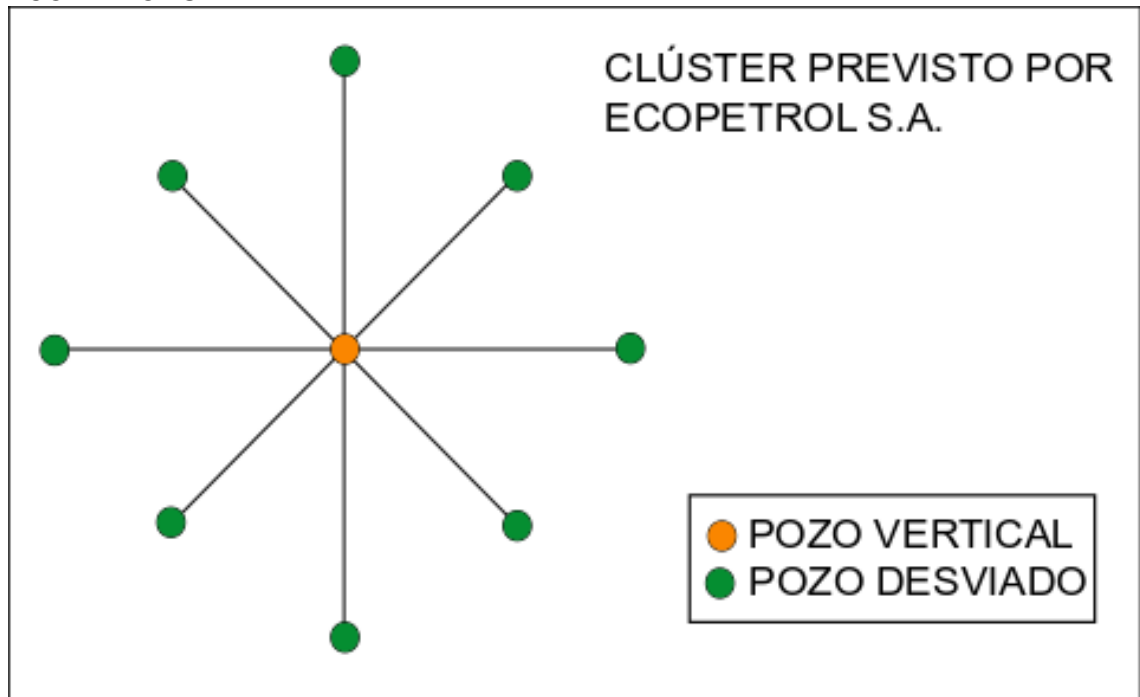
Ya sabiendo esto, es necesario conocer cuáles son las geometrías y los tipos de pozos previstos en el Plan de Desarrollo del Campo M por parte de ECOPETROL S.A., y proponer geometrías y tipos de pozos en el Plan de Desarrollo optimizado.

5.3 GEOMETRÍA Y TIPOS DE POZO INCORPORADOS

En este apartado, se describen la geometría y los tipos de pozo incorporados al grid o malla de simulación para cada uno de los Planes de Desarrollo, el previsto por ECOPETROL S.A., y el optimizado por los autores.

5.3.1 Plan de Desarrollo Previsto (Clúster Desviados). Este Plan de Desarrollo considera la perforación de 30 clústeres, cada uno conformado en su arquitectura por un (1) pozo vertical y ocho (8) pozos desviados. La Figura 94 muestra su arreglo geométrico, y la Tabla 6 muestra dichos tipos de pozo.

Figura 94. Geometría del clúster en el Plan de Desarrollo del Campo M previsto por ECOPEPETROL S.A.



Fuente: Elaboración propia. Inkscape.

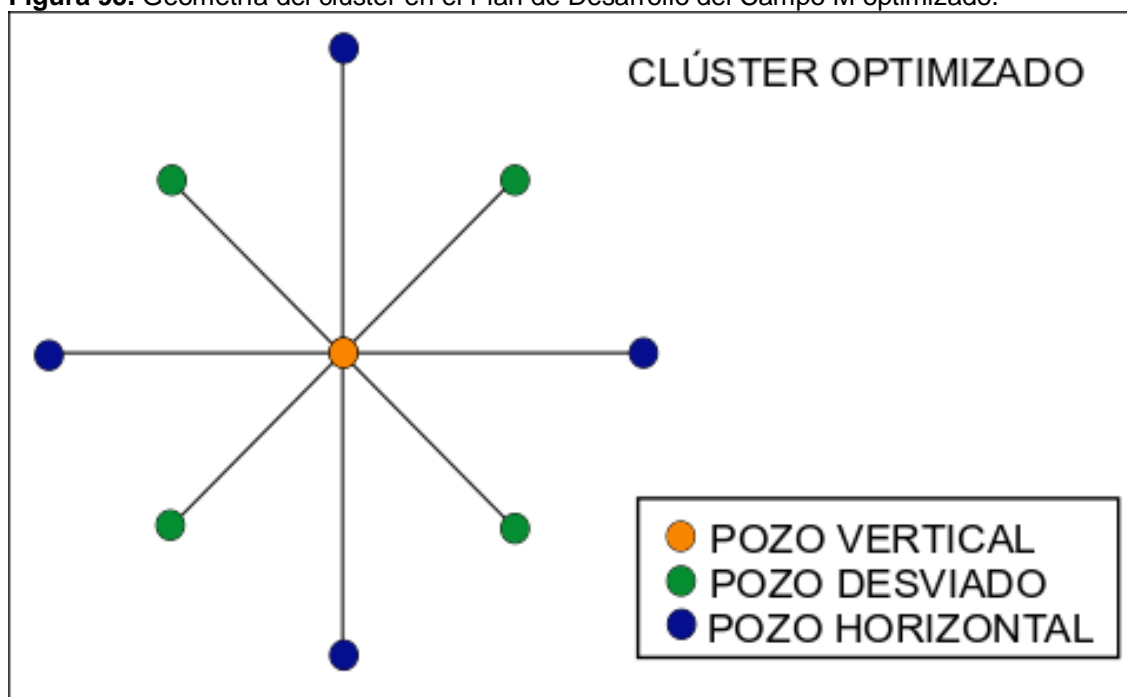
Tabla 6. Tipos y cantidades de pozos que conforman cada clúster en el Plan de Desarrollo del Campo M previsto por ECOPEPETROL S.A.

CLÚSTER EN EL PLAN DE DESARROLLO PREVISTO (CLÚSTER DESVIADOS)	
Tipo de Pozo	Cantidad
Vertical	1
Desviado (hasta 60°)	8
Horizontal Corto (500 ft)	0

Fuente: ECOPEPETROL S.A. Tipos y cantidades de pozos por clúster. 2018.

5.3.2 Plan de Desarrollo Optimizado. Para este Plan de Desarrollo, se propone la perforación de 30 clústeres, cada uno conformado en su arquitectura por un (1) pozo vertical, cuatro (4) pozos desviados, y cuatro (4) pozos horizontales cortos. La Figura 95 muestra su arreglo geométrico, y la Tabla 7 muestra dichos tipos de pozo.

Figura 95. Geometría del clúster en el Plan de Desarrollo del Campo M optimizado.



Fuente: Elaboración propia. Inkscape.

Tabla 7. Tipos y cantidades de pozos que conforman cada clúster en el Plan de Desarrollo del Campo M optimizado.

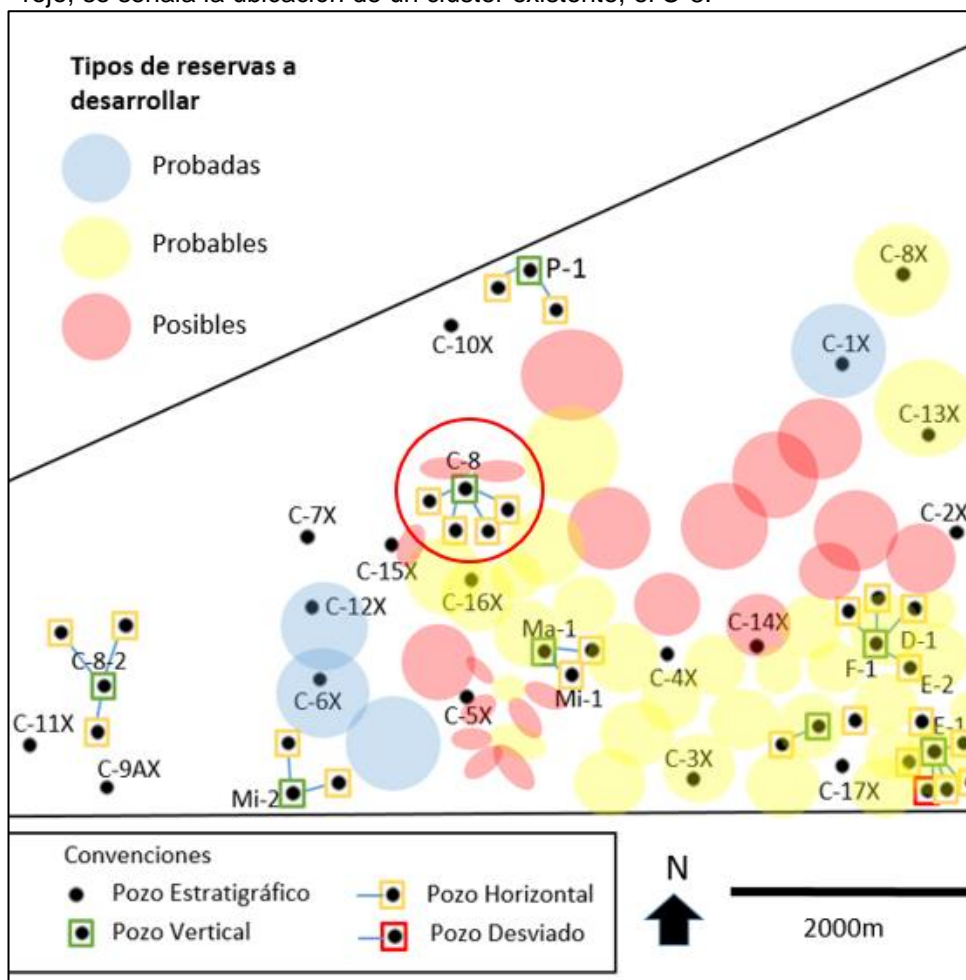
CLÚSTER EN EL PLAN DE DESARROLLO OPTIMIZADO	
Tipo de Pozo	Cantidad
Vertical	1
Desviado (hasta 60°)	4
Horizontal Corto (500 ft)	4

Fuente: Elaboración propia.

5.4 UBICACIÓN DE LOS CLÚSTERES A PERFORAR

A continuación, en la Figura 96, se presenta el mapa con la localización de los pozos existentes y las áreas donde se van a ubicar los clústeres a perforar. Estas áreas se relacionan con el tipo de reservas a desarrollar espacialmente: reservas probadas, reservas probables y reservas posibles en el Campo M. Cabe aclarar que la ubicación de los 30 clústeres en los Planes de Desarrollo previsto y optimizado es la misma. Además, se dio prioridad en la ubicación a áreas con reservas probadas y probables.

Figura 96. Ubicación de los clústeres a perforar en el Campo M. En el círculo rojo, se señala la ubicación de un clúster existente, el C-8.



Fuente: ECOPETROL S.A. Ubicación nuevos clústeres a perforar. 2018.

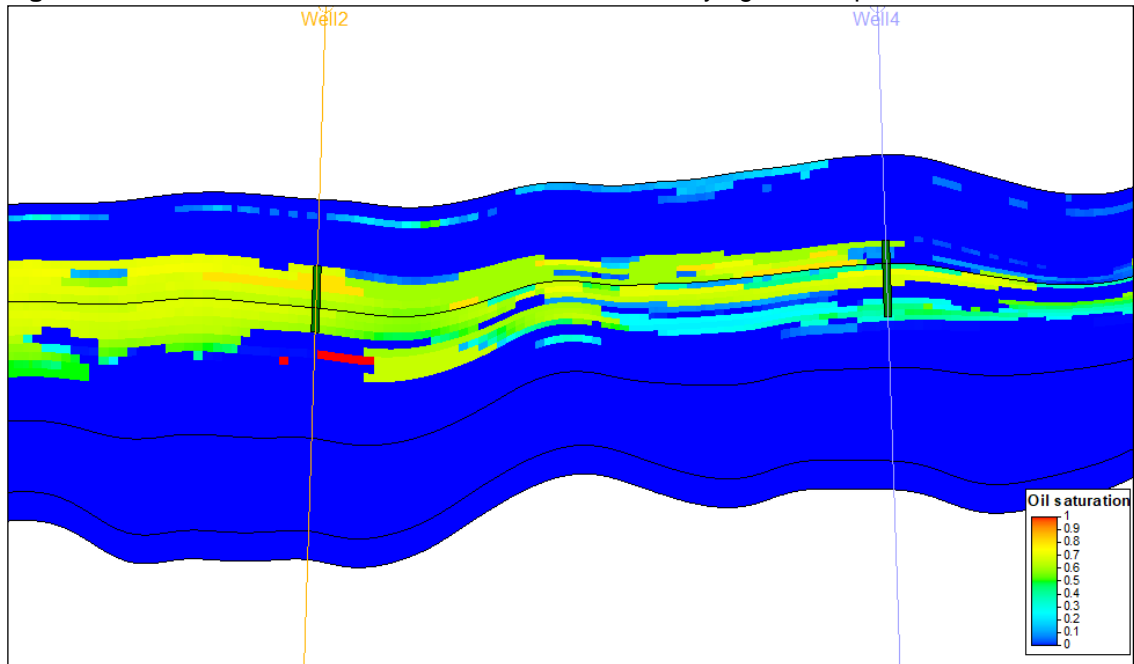
5.5 IMPACTO DE LA POSICIÓN RELATIVA DEL CONTACTO AGUA-ACEITE (OWC) VS. ROCA SELLO EN LA PRODUCTIVIDAD DE LOS POZOS

Ya conociendo la geometría, tipo de pozos y ubicación de los clústeres, es necesario entrar a estudiar el impacto de la posición relativa del contacto agua-aceite (OWC) versus las rocas sello en la productividad de los pozos.

Con el fin de modelar dinámicamente los diferentes comportamientos del Campo M, se procedió a usar el modelo de simulación numérica para evaluar las diferentes alternativas en las arquitecturas de pozo para el área, teniendo en cuenta la presencia de sellos. El modelo usado representa estocásticamente la ausencia/presencia de barreras verticales (sellos) que impiden o retardan la entrada del agua desde el acuífero hacia los diferentes pozos.

La Figura 97 muestra un corte transversal del modelo de simulación con la saturación de aceite, así como un par de pozos presentes.

Figura 97. Sección transversal con saturaciones de aceite y agua, Campo M.



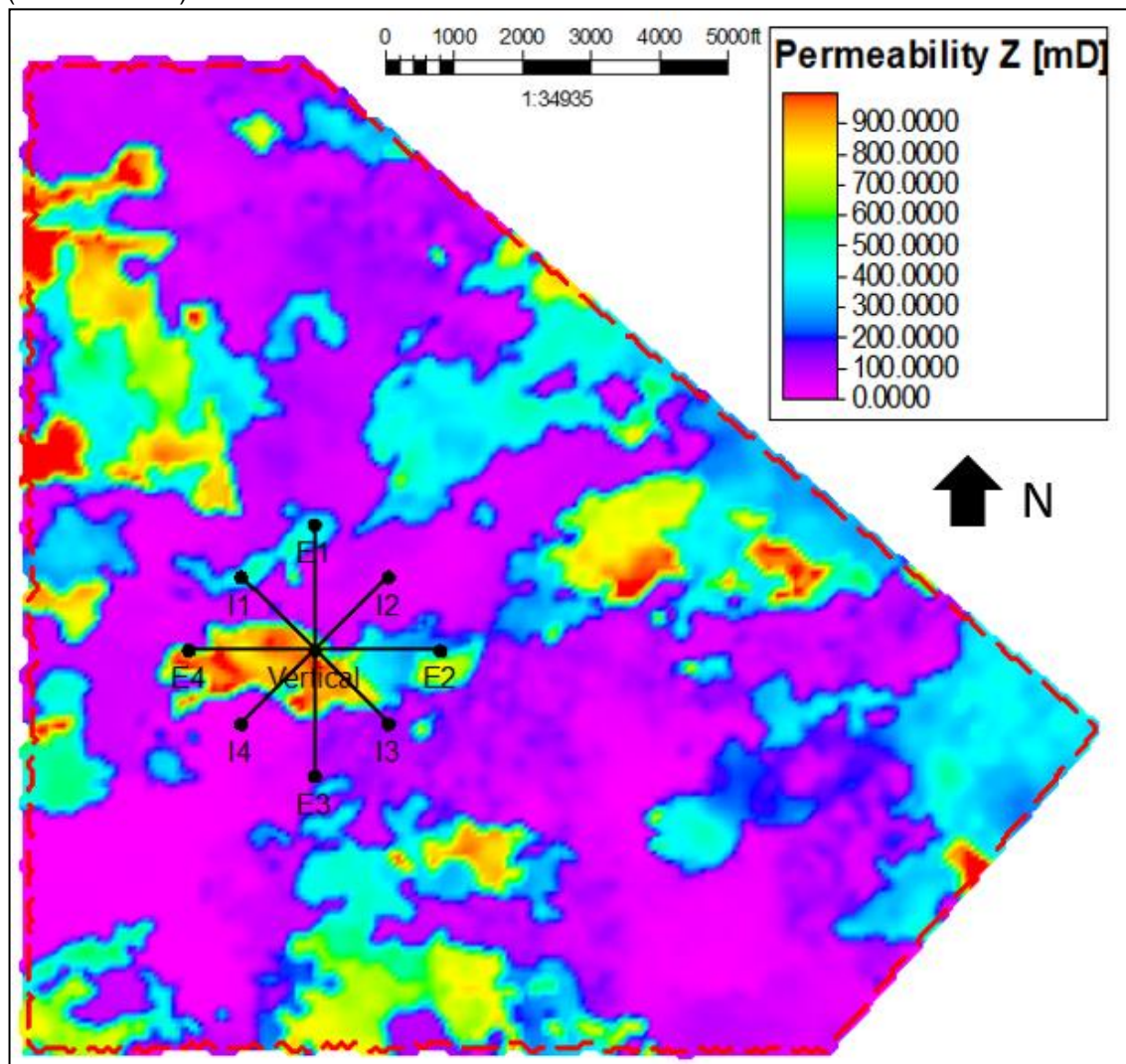
Fuente: ECOPEPETROL S.A. Sección transversal con saturaciones de aceite y agua, Campo M, en CMG. 2018.

Las barreras al flujo vertical pueden ser observadas en la Figura 98 y Figura 99, en las cuales, mediante mapas de permeabilidad vertical, es posible representar la presencia de sellos en el área.

Los colores morados representan zonas de baja permeabilidad, lo cual indica que el clúster de pozos representado estaría protegido del contacto directo con el acuífero de fondo por este tipo de rocas de baja permeabilidad (rocas tipo 6, según la clasificación petrofísica).

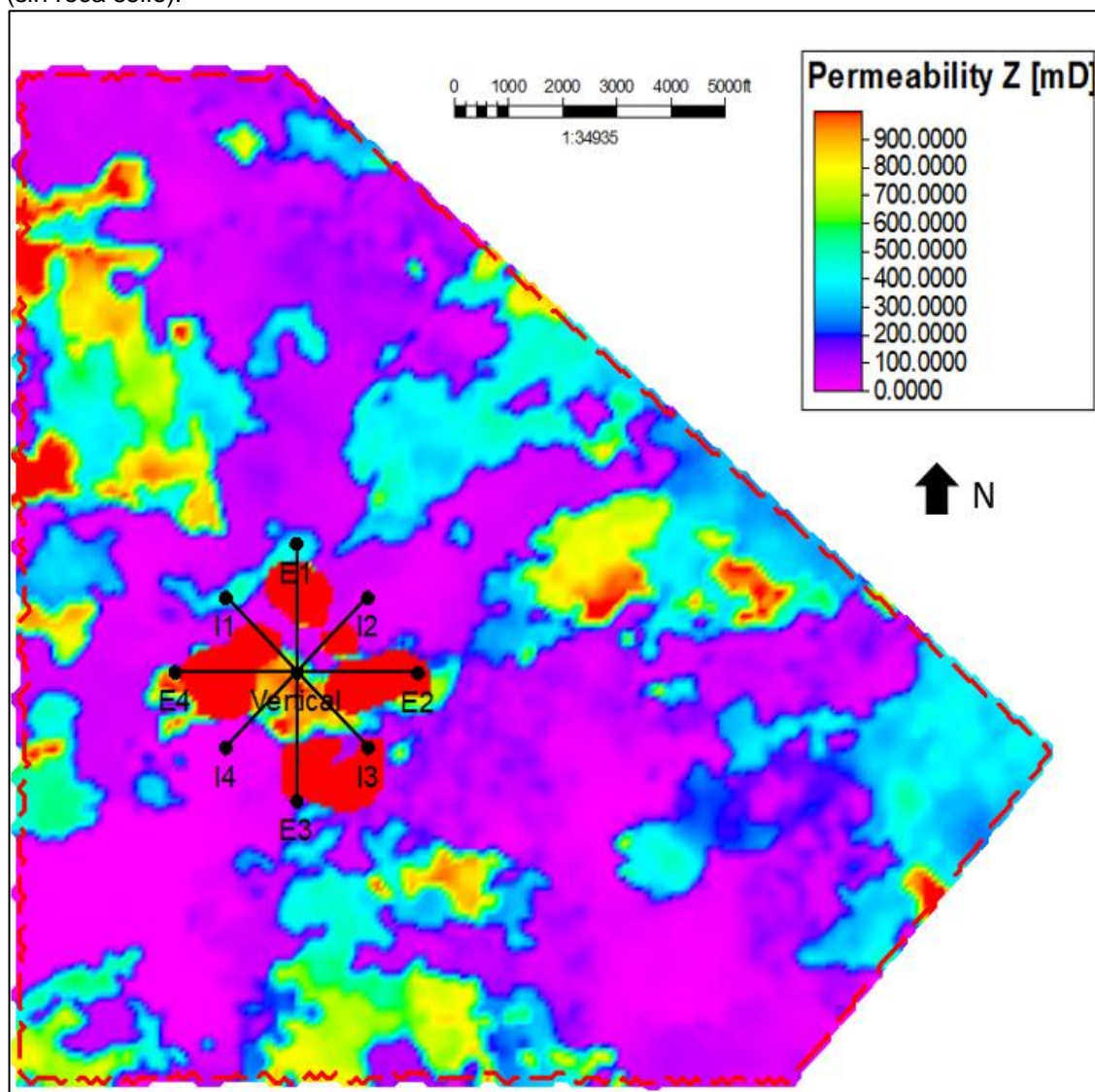
En el caso de la Figura 82, se muestra un mapa de permeabilidad con zonas de alta conductividad vertical, lo cual permitirá, eventualmente, el flujo de agua entre el pozo y el acuífero de fondo. Allí, además, las zonas de color rojo muestran las áreas donde se eliminaron parcialmente las rocas de baja permeabilidad que tenían un efecto retardante a la llegada del agua a los pozos del clúster.

Figura 98. Malla que representa mayor cantidad de arenas retardantes de la entrada de agua (con roca sello).



Fuente: ECOPETROL S.A. Malla que representa mayor cantidad de arenas retardantes de la entrada de agua (con roca sello), en CMG. 2018.

Figura 99. Malla que representa menor cantidad de arenas retardadoras de la entrada de agua (sin roca sello).



Fuente: ECOPETROL S.A. Malla que representa menor cantidad de arenas retardadoras de la entrada de agua (sin roca sello), en CMG. 2018.

5.6 SENSIBILIDADES DE CONFIGURACIONES DE SELLOS

Ya conociendo el impacto de la presencia de sellos en el yacimiento, se procedió a hacer sensibilidades de configuraciones de sellos.

5.6.1 Para el Clúster Previsto (Clúster Desviados). Para esta arquitectura, se realizaron sensibilidades considerando las configuraciones 1) con sello, y 2) sin sello. Así, cada clúster en el Plan de Desarrollo previsto se compone de un (1) pozo vertical y ocho (8) pozos desviados, espaciados 400 m entre sí. Para hacer la predicción de la producción al año 2032, se consideraron ambas configuraciones.

La Figura 100 muestra un clúster del Plan de Desarrollo previsto montado sobre la malla.

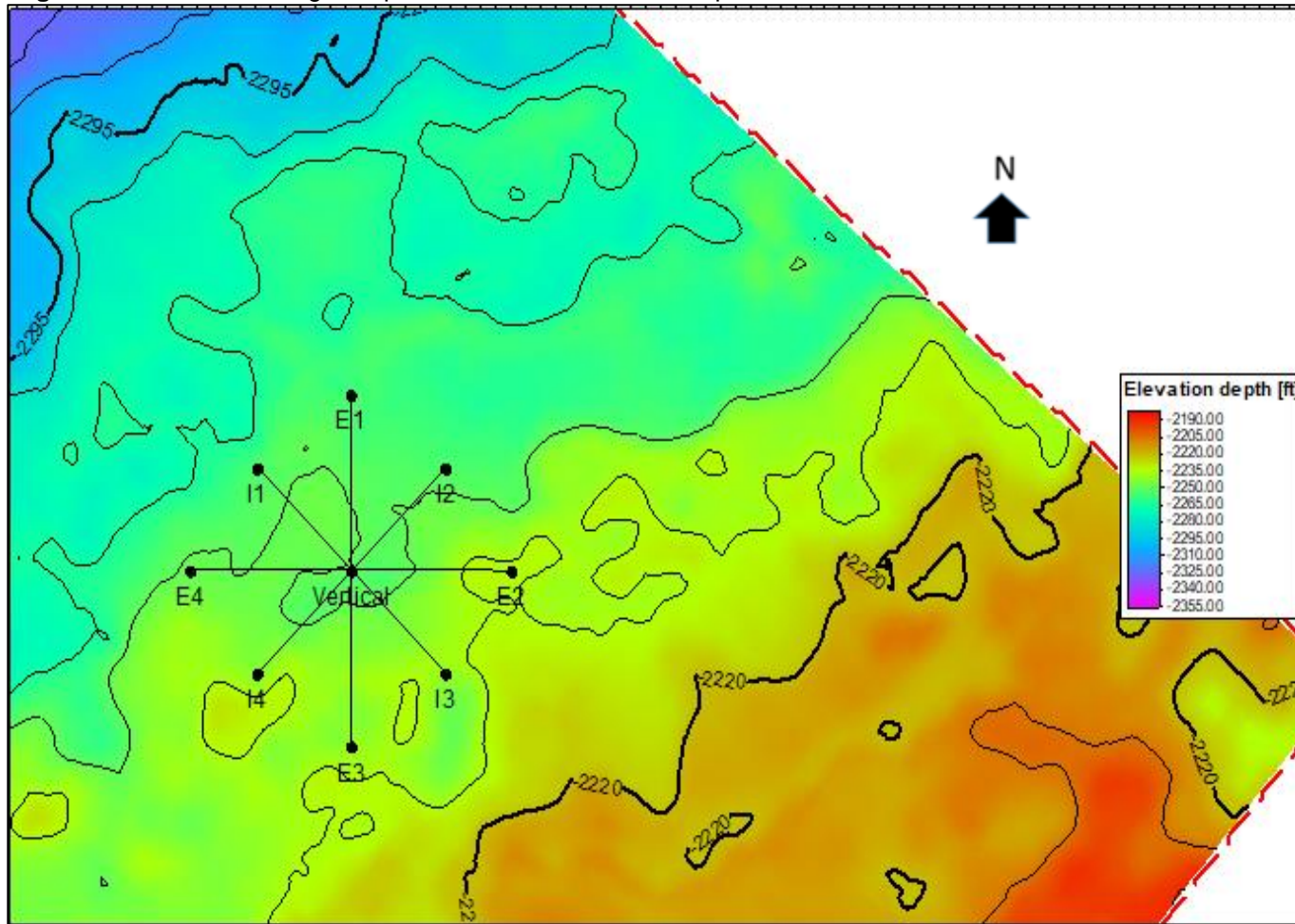
5.6.2 Para el Clúster Optimizado. Para esta arquitectura, se realizaron sensibilidades considerando las configuraciones 1) con sello, y 2) sin sello. Así, cada clúster en el Plan de Desarrollo optimizado se compone de un (1) pozo vertical, cuatro (4) pozos desviados, y cuatro (4) pozos horizontales cortos de 500 ft de longitud, pozos espaciados 400 m entre sí. Para hacer la predicción de la producción al año 2032, se consideraron ambas configuraciones.

La Figura 101, muestra un clúster del Plan de Desarrollo optimizado montado sobre la malla. La Figura 102, muestra dicho clúster en el modelo 3D de simulación.

Es importante aclarar en este punto que el azimut escogido para la navegación de los pozos horizontales no tiene en cuenta detalles del modelo sedimentológico como la orientación de posibles canales y demás. En primera instancia, el alcance del presente estudio consiste en dimensionar el impacto de la variación en la sedimentología vertical y no horizontal. Por otro lado, diferentes evidencias muestran poca correlación entre la orientación del pozo horizontal y su productividad para el Campo M.

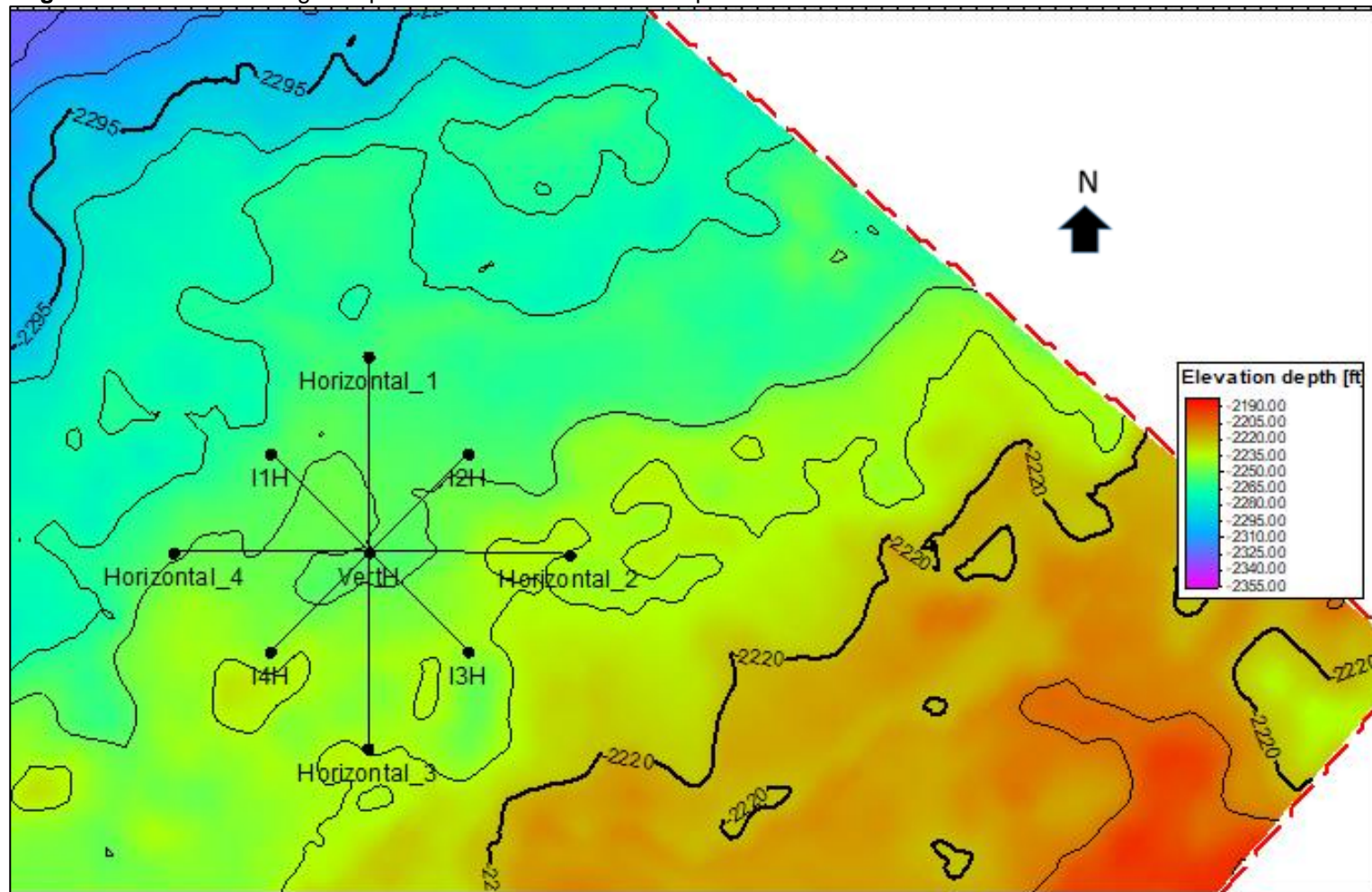
Ahora bien, teniendo la malla definida con los escenarios de presencia o ausencia de la roca sello y los dos esquemas de pozos definidos (previsto y optimizado), se procedió a realizar la predicción de producción para los cuatro (4) escenarios posibles: esquema previsto con sello, esquema previsto sin sello, esquema optimizado con sello, y esquema optimizado sin sello. Los resultados se presentan en la sección 5.7.

Figura 100. Clúster o arreglo de pozos del Plan de Desarrollo previsto montado sobre la malla.



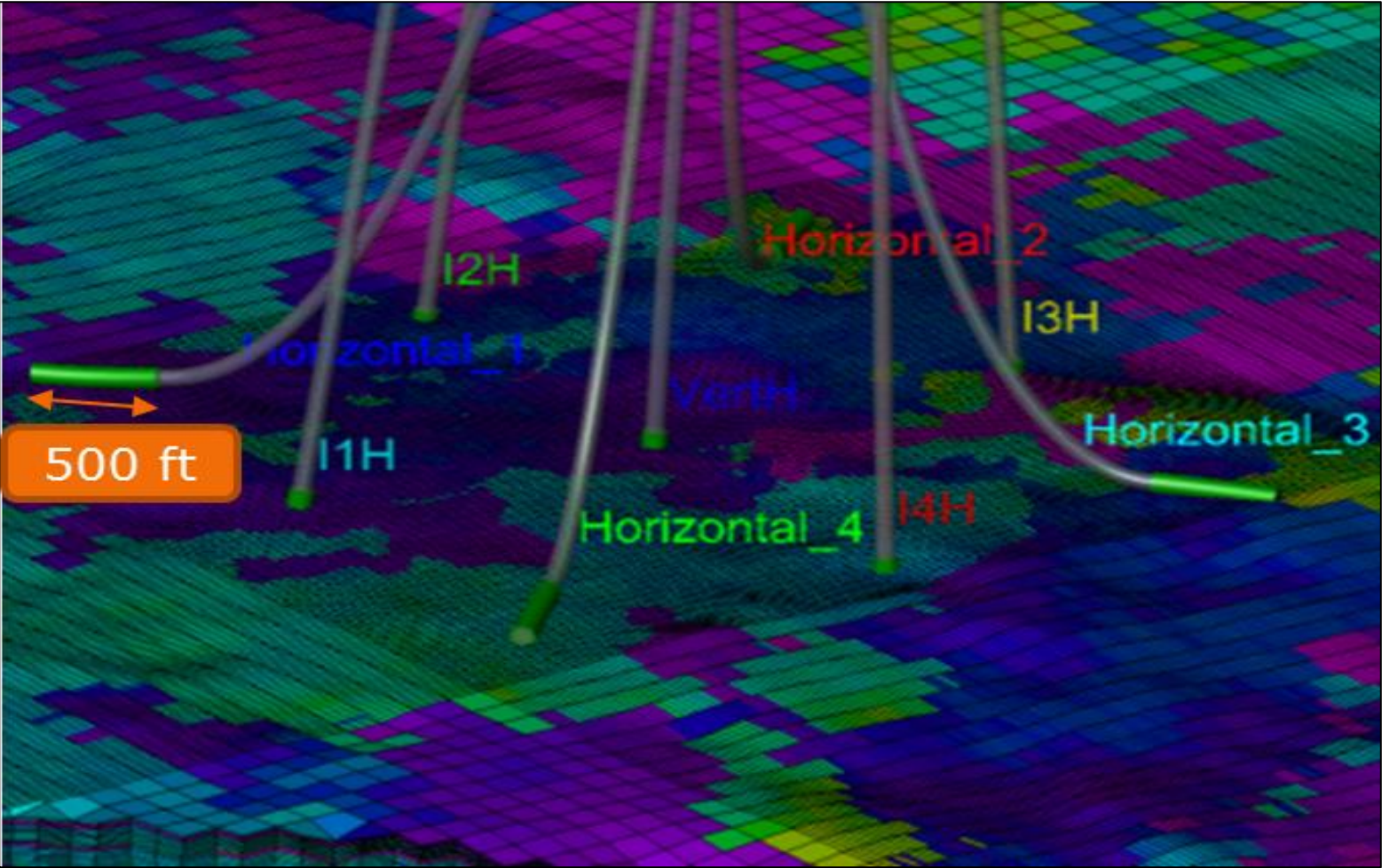
Fuente: ECOPETROL S.A. Clúster del Plan de Desarrollo previsto montado sobre la malla en CMG. 2018.

Figura 101. Clúster o arreglo de pozos del Plan de Desarrollo optimizado montado sobre la malla.



Fuente: ECOPETROL S.A. Clúster del Plan de Desarrollo previsto montado sobre la malla en CMG. 2018.

Figura 102. Clúster optimizado en el modelo de simulación 3D. Integración de pozos verticales, desviados y horizontales.



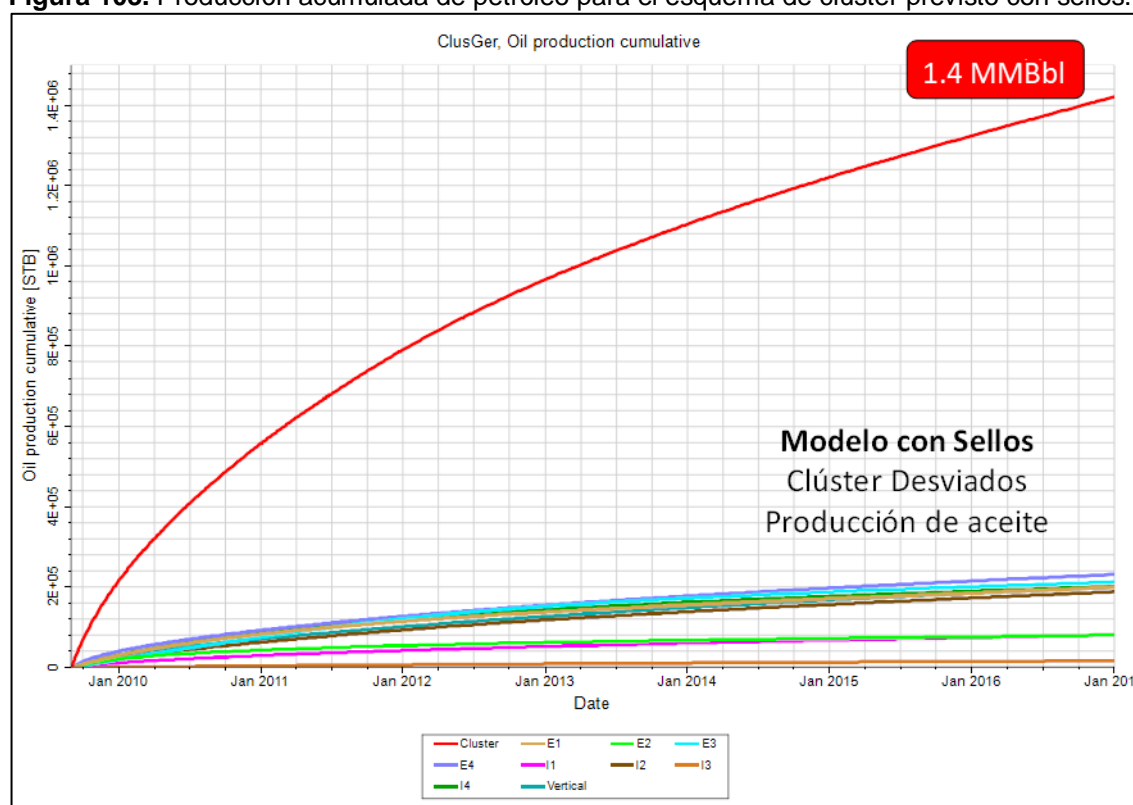
Fuente: ECOPETROL S.A. Clúster optimizado en el modelo de simulación 3D, en CMG. 2018.

5.7 EVALUACIÓN DE LA PRODUCCIÓN

Para dimensionar el potencial de producción de hidrocarburos de cada una de las configuraciones, se operaron los pozos en el modelo numérico con una restricción de tasa máxima de producción de líquidos a 1200 barriles por día (BPD), valor determinado por la capacidad de manejo de fluidos de las facilidades de producción.

5.7.1 Clúster Previsto (Desviados) Con Sellos. Para la configuración de clúster prevista por ECOPETROL S.A., considerando la presencia de rocas sello, la producción acumulada de petróleo, a enero de 2017, corresponde a 1.400.000 Bbl. Se obtuvo un promedio de producción acumulada por pozo de 150.000 Bbl. Esto se muestra en la Figura 103.

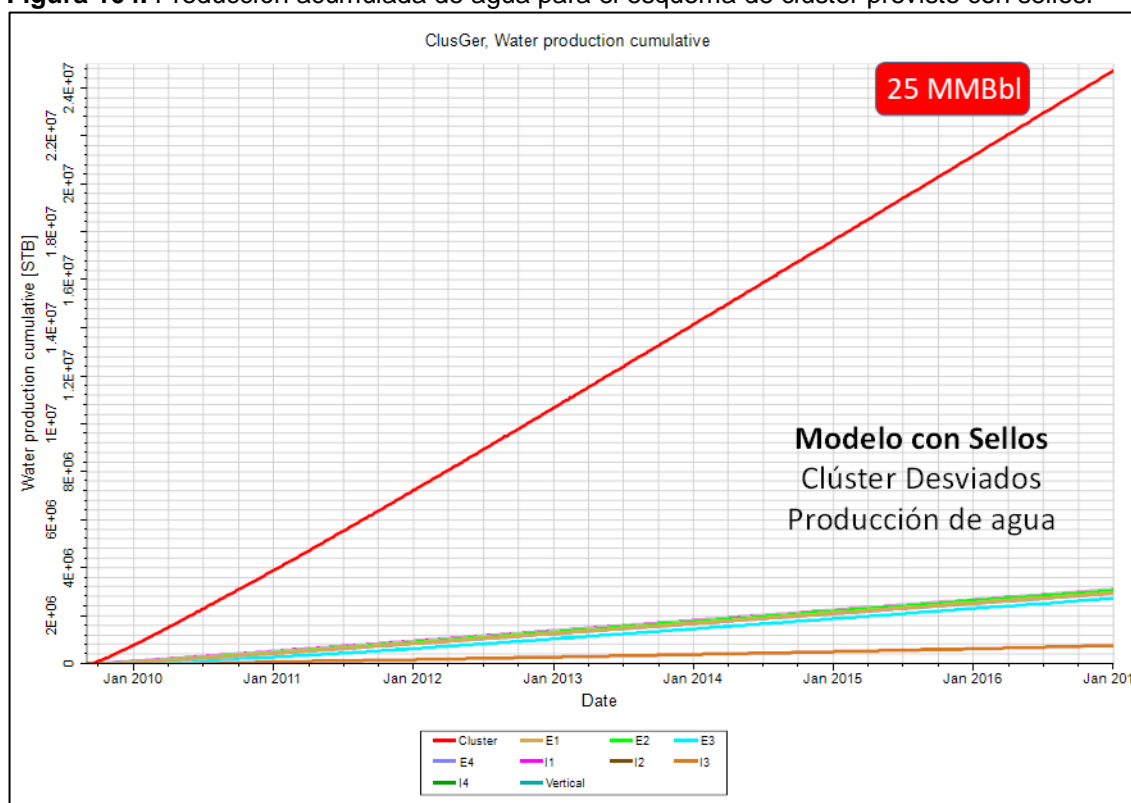
Figura 103. Producción acumulada de petróleo para el esquema de clúster previsto con sellos.



Fuente: Elaboración propia basada en: ECOPETROL S.A. Producción acumulada de petróleo para el esquema de clúster previsto con sellos. CMG. 2018.

Por otra parte, la producción acumulada de agua, a enero de 2017, fue de 25.000.000 Bbl, lo cual implica un promedio por pozo de 2.780.000 Bbl. En promedio, bajo esta configuración, se obtuvo un WOR acumulado de aproximadamente 18 Bbl/Bbl. Esto se muestra en la Figura 104.

Figura 104. Producción acumulada de agua para el esquema de clúster previsto con sellos.



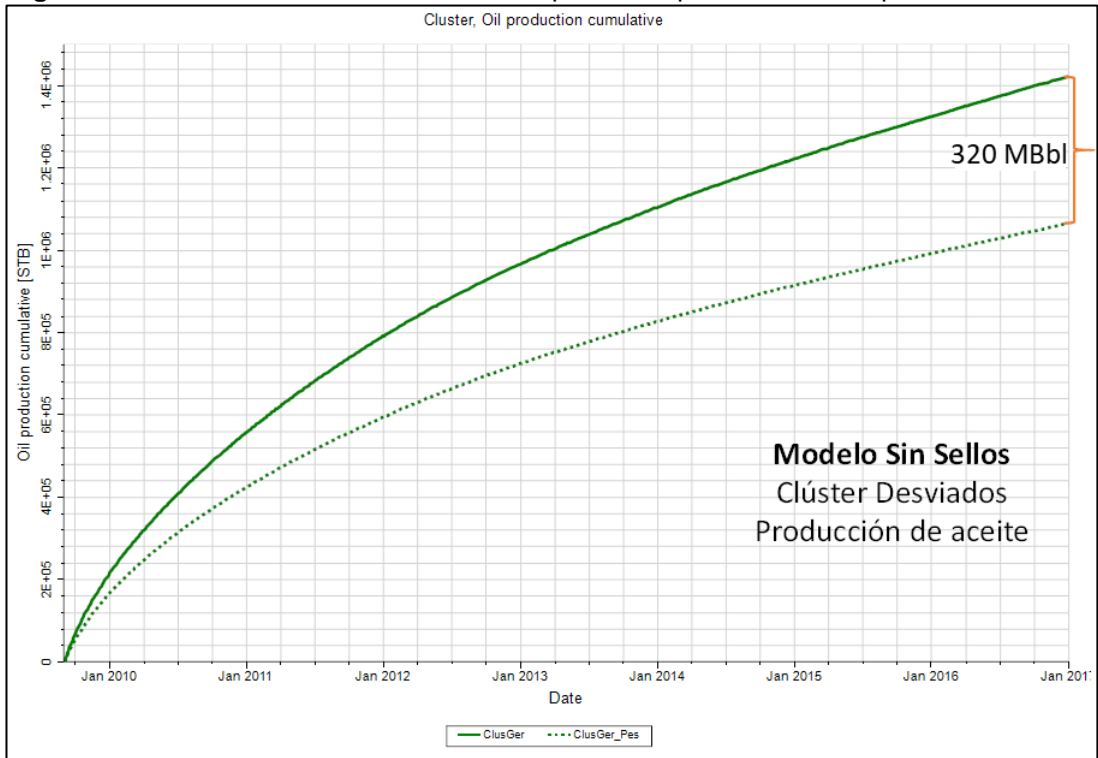
Fuente: Elaboración propia basada en: ECOPETROL S.A. Producción acumulada de agua para el esquema de clúster previsto con sellos. CMG. 2018.

5.7.2 Clúster Previsto (Desviados) Sin Sellos. Para la configuración de clúster prevista por ECOPETROL S.A., considerando la ausencia de rocas sello, la producción acumulada de petróleo (curva punteada en la Figura 105), a enero de 2017, corresponde a 1.080.000 Bbl. Se obtuvo un promedio de producción acumulada por pozo de 120.000 Bbl. Esto se muestra en la Figura 105.

Adicional a ello, la producción acumulada de agua (curva punteada en la Figura 106), a enero de 2017, fue de aproximadamente 26.000.000 Bbl, lo cual implica un promedio por pozo de 2.888.889 Bbl. En promedio, bajo esta configuración, se obtuvo un WOR acumulado de aproximadamente 24.07 Bbl/Bbl. Esto se muestra en la Figura 106.

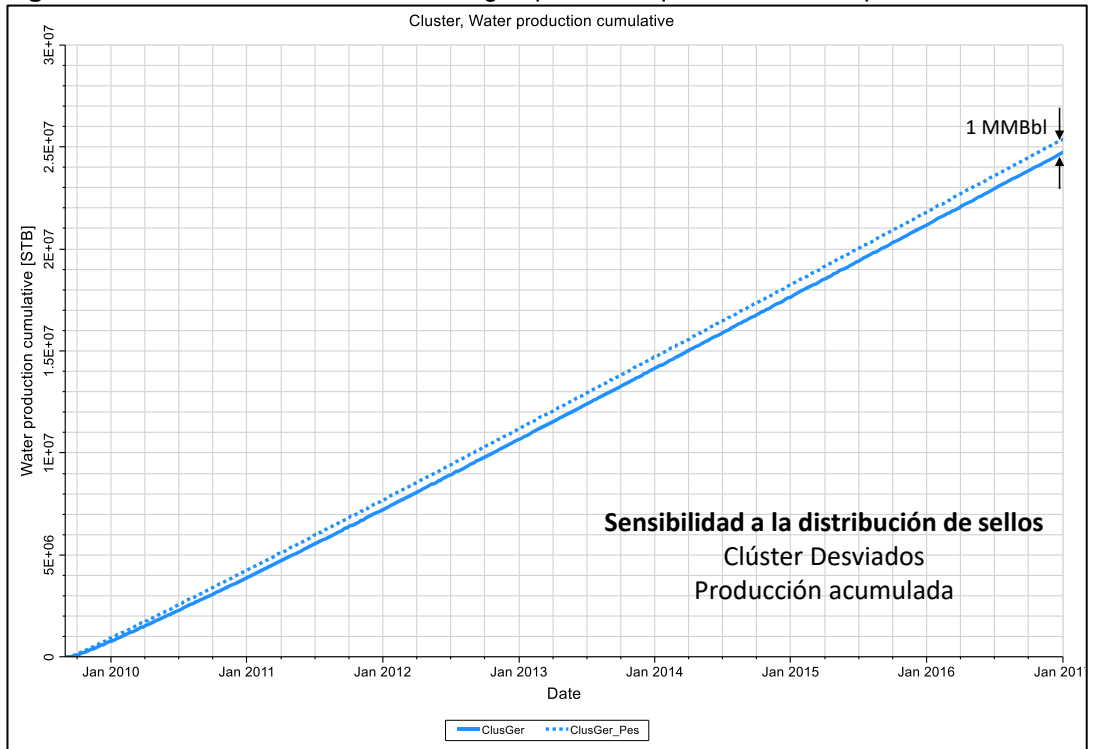
Comparando con el esquema de clúster previsto con rocas sello (5.7.1), se tiene una diferencia de 320.000 Bbl de petróleo menos para la totalidad del clúster, y una producción adicional de 1.000.000 Bbl de agua, en el transcurso de los años de evaluación. Lo anterior significa que en aquellas zonas en las cuales no se tienen zonas de baja permeabilidad vertical, y el clúster de pozos se encuentre directamente expuesto al OWC, se podría producir un 22.9% menos de aceite que en zonas donde los pozos se encuentren protegidos por sellos. De igual forma, podría esperarse una producción de agua adicional en un 3.85 %.

Figura 105. Producción acumulada de aceite para el esquema de clúster previsto sin sellos.



Fuente: Elaboración propia basada en: ECOPETROL S.A. Producción acumulada de aceite para el esquema de clúster previsto sin sellos. CMG. 2018.

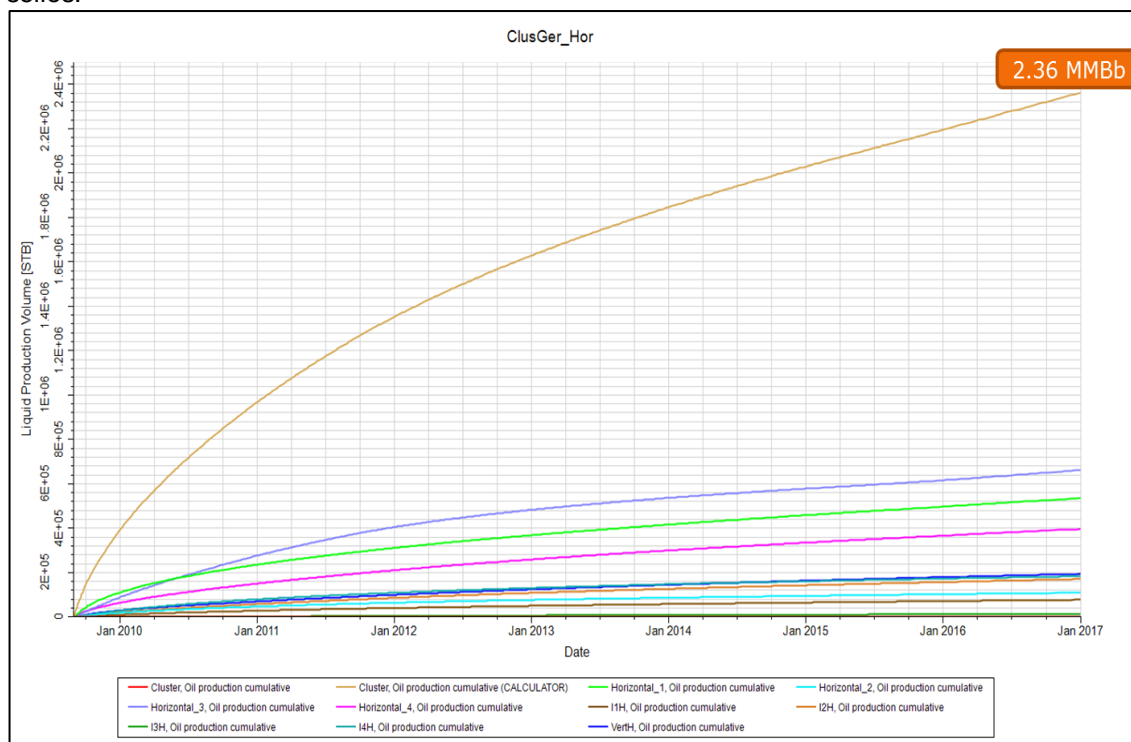
Figura 106. Producción acumulada de agua para el esquema de clúster previsto sin sellos.



Fuente: Elaboración propia basada en: ECOPETROL S.A. Producción acumulada de agua para el esquema de clúster previsto sin sellos. CMG. 2018.

5.7.3 Clúster Optimizado Con Sellos. Para la configuración de clúster optimizado, considerando presencia de rocas sello, la producción acumulada de petróleo, a enero de 2017, corresponde a 2.360.000 Bbl. Se obtuvo un promedio de producción acumulada por pozo de 262.222 Bbl. Esto se muestra en la Figura 107.

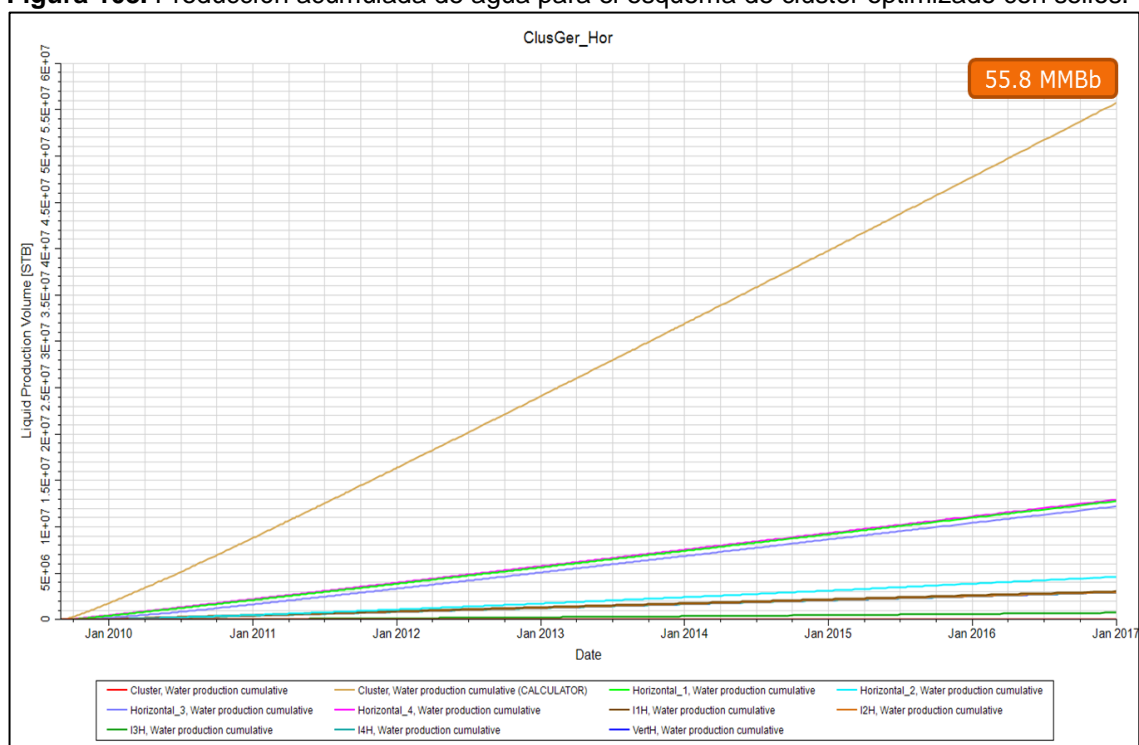
Figura 107. Producción acumulada de petróleo para el esquema de clúster optimizado con sellos.



Fuente: Elaboración propia basada en: ECOPETROL S.A. Producción acumulada de petróleo para el esquema de clúster optimizado con sellos. CMG. 2018.

Por otra parte, la producción acumulada de agua, a enero de 2017, fue de 55.800.000 Bbl, lo cual implica un promedio por pozo de 6.200.000 Bbl. En promedio, bajo esta configuración, se obtuvo un WOR acumulado de aproximadamente 23.6 Bbl/Bbl. Esto se muestra en la Figura 108.

Figura 108. Producción acumulada de agua para el esquema de clúster optimizado con sellos.



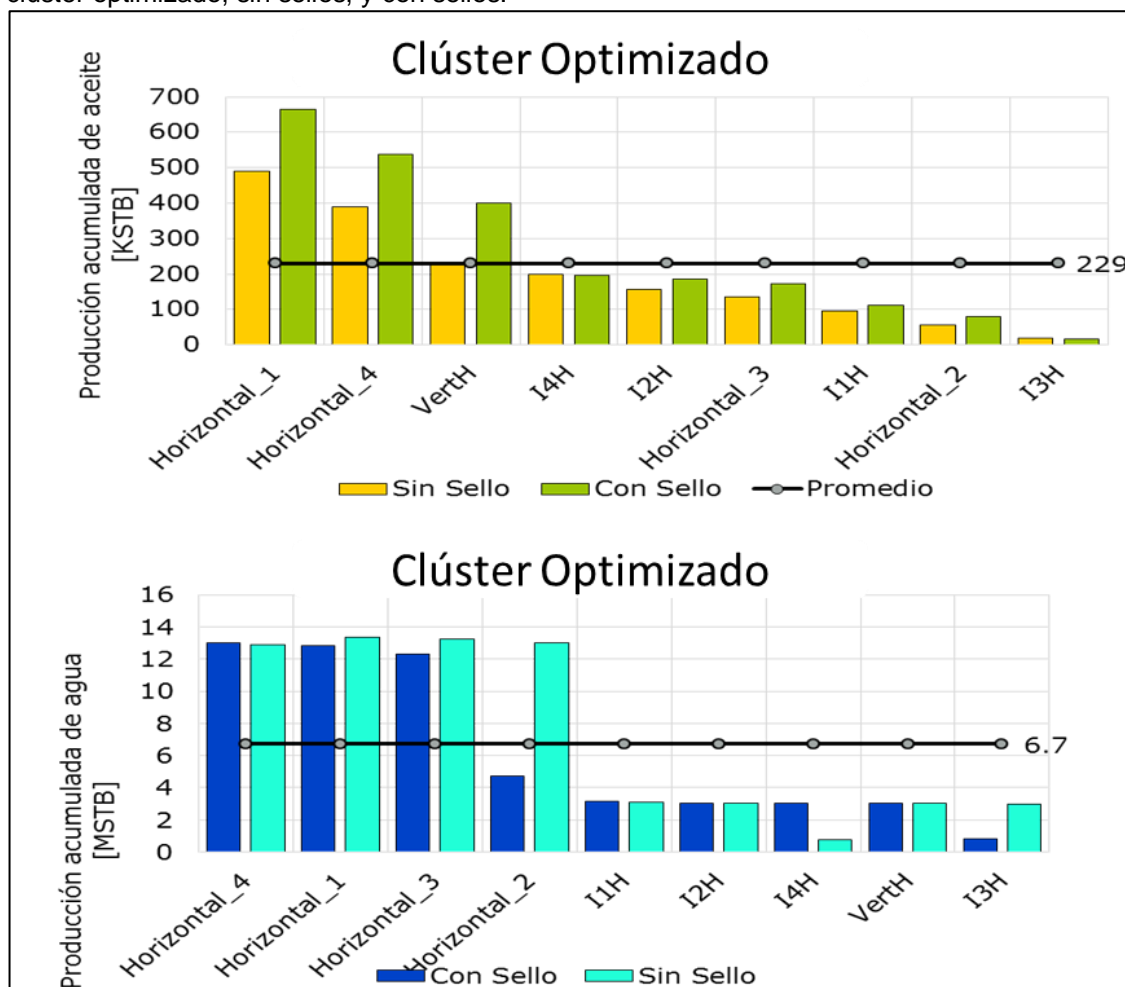
Fuente: Elaboración propia basada en: ECOPETROL S.A. Producción acumulada de agua para el esquema de clúster optimizado con sellos. CMG. 2018.

5.7.4 Clúster Optimizado Sin Sellos. Para la configuración de clúster optimizada, considerando la ausencia de rocas sello, la producción acumulada de petróleo, a enero de 2017, corresponde a 1.780.000 Bbl. Se obtuvo un promedio de producción acumulada por pozo de 197.778 Bbl. Esto se muestra en la Figura 92.

Adicional a ello, la producción acumulada de agua, a enero de 2017, fue de aproximadamente 65.800.000 Bbl, lo cual implica un promedio por pozo de 7.311.111 Bbl. En promedio, bajo esta configuración, se obtuvo un WOR acumulado de aproximadamente 36.97 Bbl/Bbl. Esto se muestra en la Figura 109.

Comparando con el esquema de clúster optimizado con rocas sello (5.7.3), se tiene una diferencia de 580.000 Bbl de petróleo menos para la totalidad del clúster, y una producción adicional de 10.000.000 Bbl de agua, en el transcurso de los años de evaluación. Lo anterior significa que en aquellas zonas en las cuales no se tienen zonas de baja permeabilidad vertical, y el clúster de pozos se encuentre directamente expuesto al OWC, se podría producir un 24.6% menos de aceite que en zonas donde los pozos se encuentren protegidos por sellos. De igual forma, podría esperarse una producción de agua adicional en un 15.2 %.

Figura 109. Producción acumulada de petróleo (arriba) y agua (abajo) para el esquema de clúster optimizado, sin sellos, y con sellos.



Fuente: Elaboración propia basada en: ECOPETROL S.A. Producción acumulada de petróleo y agua para el esquema de clúster optimizado, sin sellos, y con sellos. 2018.

5.8 PREDICCIÓN DE LA PRODUCCIÓN AL AÑO 2032

Para cada uno de los cuatro esquemas de explotación, se vio el comportamiento de la producción hasta el año 2032, según el modelo de simulación numérica montado para cada caso.

5.8.1 Tasa de Producción hasta el año 2032. La Figura 110 muestra la tasa de producción entre los años 2017 y 2032, para cada uno de los cuatro esquemas planteados.

En color verde, se muestra la producción diaria de petróleo (BOPD) para el clúster previsto por ECOPETROL S.A. (desviados) sin la consideración de sellos en el modelo. Se prevé que este esquema alcance su máxima producción a mediados del año 2019, con 32.000 BOPD. Además, la tasa de producción disminuiría hasta llegar a cero, aproximadamente, en el año 2028.

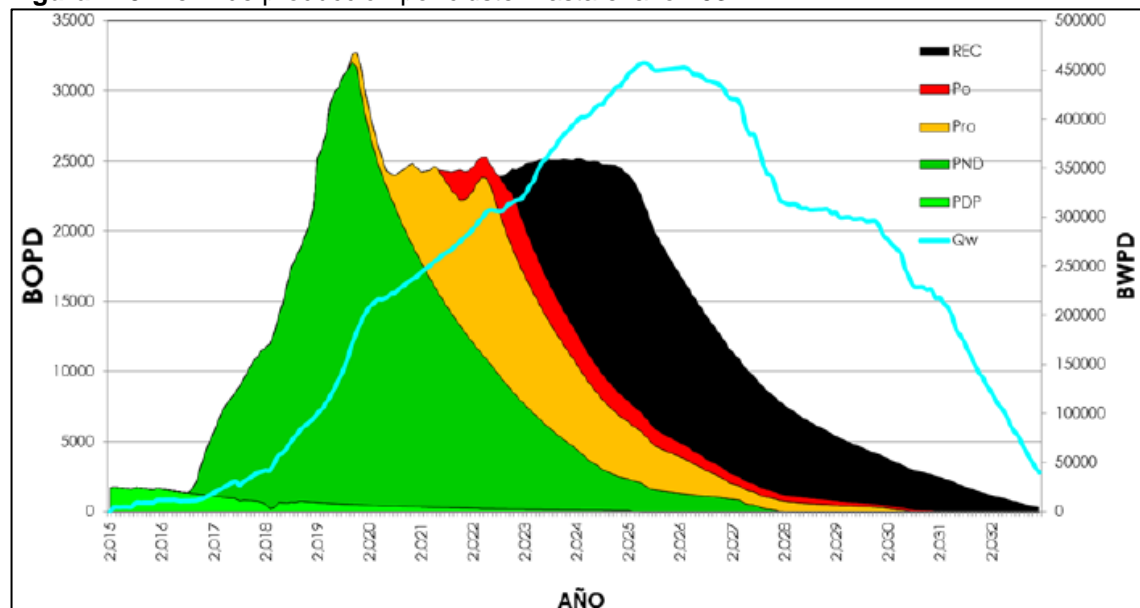
En color amarillo, se muestra la producción diaria de petróleo (BOPD) para el clúster previsto por ECOPETROL S.A. (desviados) con la consideración de sellos en el modelo. Se prevé que este esquema alcance su máxima producción en la segunda mitad del año 2019, con 33.000 BOPD. Además, la tasa de producción disminuiría hasta llegar a cero, aproximadamente, en el año 2030.

En color rojo, se muestra la producción diaria de petróleo (BOPD) para el clúster optimizado, sin la consideración de sellos en el modelo. Se prevé que este esquema alcance su máxima producción a mediados del año 2022, con 25.000 BOPD. Además, la tasa de producción disminuiría hasta llegar a cero, aproximadamente, en el año 2031.

En color negro, se muestra la producción diaria de petróleo (BOPD) para el clúster optimizado, con la consideración de sellos en el modelo. Se prevé que este esquema alcance su máxima producción entre los años 2023 y 2025, con aproximadamente 25.000 BOPD. Además, la tasa de producción disminuiría hasta llegar a cero, aproximadamente, a finales del año 2032.

Finalmente, en color azul, se muestra la producción diaria de agua (BWPD). Se prevé que se alcance su máxima producción en el año 2025, con aproximadamente 450.000 BWPD.

Figura 110. Perfil de producción por clúster hasta el año 2032.



Fuente: ECOPETROL S.A. Perfil de producción hasta el año 2032. 2018.

5.8.2 Producción Acumulada hasta el año 2032. La Figura 111 muestra la producción acumulada de petróleo entre los años 2017 y 2032, para cada uno de los cuatro esquemas planteados.

A partir de observaciones sobre la Figura 94, se aprecia:

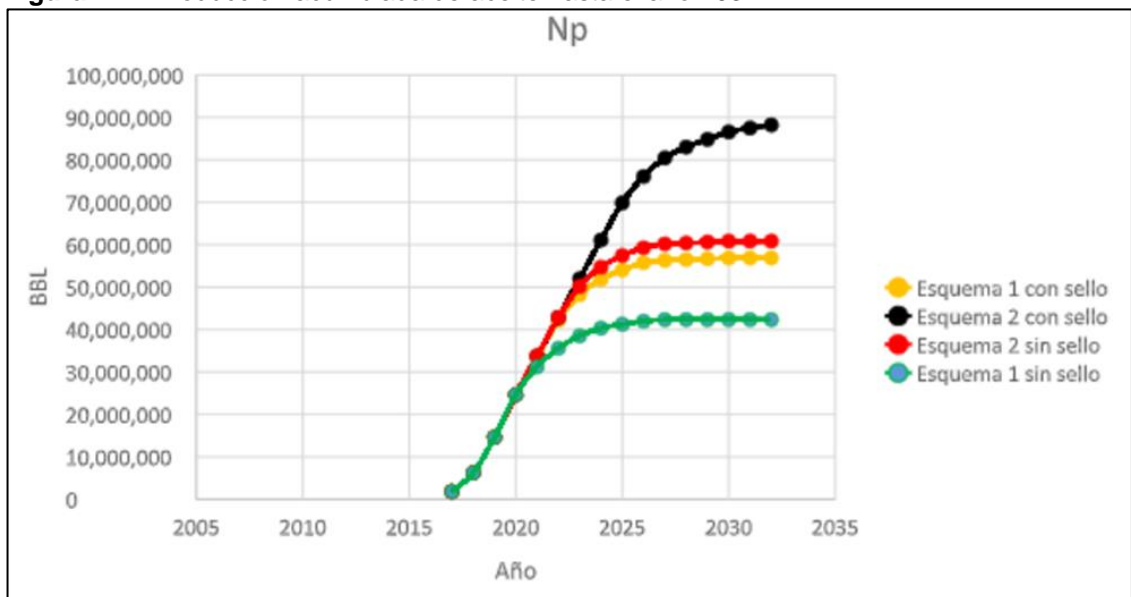
En color verde, la producción acumulada de petróleo para el clúster previsto por ECOPETROL S.A. (desviados) sin la consideración de sellos en el modelo. Se prevé que este esquema alcance una producción acumulada de aproximadamente 42.000.000 para el año 2026. La curva tiende a estabilizarse a partir de dicho año, dado que no se produciría más petróleo.

En color amarillo, la producción acumulada de petróleo para el clúster previsto por ECOPETROL S.A. (desviados) con la consideración de sellos en el modelo. Se prevé que este esquema alcance una producción acumulada de aproximadamente 57.000.000 para el año 2027. La curva tiende a estabilizarse a partir de dicho año, dado que no se produciría más petróleo.

En color rojo, la producción acumulada de petróleo para el clúster optimizado, sin la consideración de sellos en el modelo. Se prevé que este esquema alcance una producción acumulada de aproximadamente 61.000.000 para el año 2028. La curva tiende a estabilizarse a partir de dicho año, dado que no se produciría más petróleo.

En color negro, la producción acumulada de petróleo para el clúster optimizado, con la consideración de sellos en el modelo. Se prevé que este esquema alcance una producción acumulada de aproximadamente 89.000.000 para el año 2032.

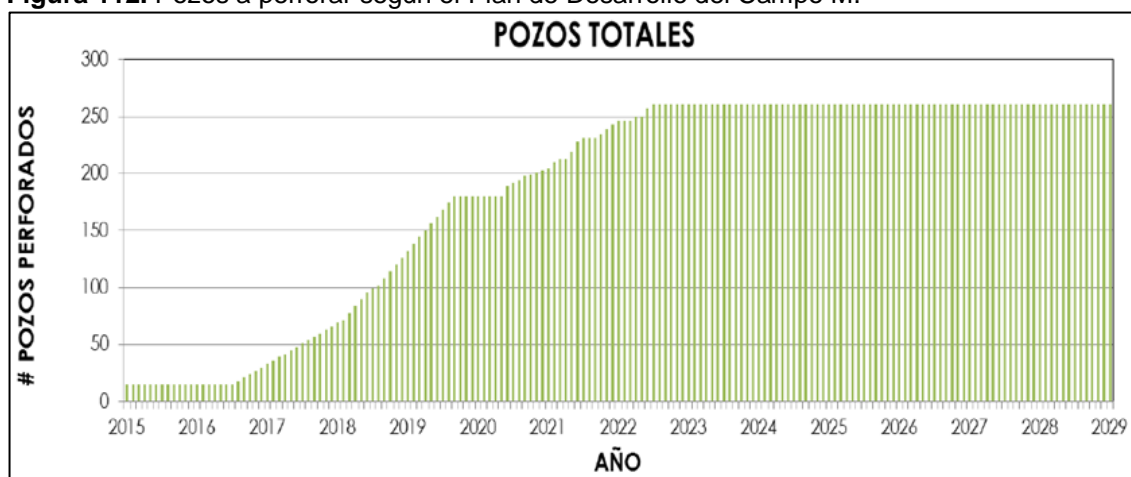
Figura 111. Producción acumulada de aceite hasta el año 2032.



Fuente. ECOPETROL S.A. Producción acumulada de aceite hasta el año 2032. 2018.

5.8.3 Número de pozos a perforar en el Campo M. La Figura 112 muestra la cantidad de pozos a perforar, hasta llegar al año 2032. Como se puede apreciar, la cantidad de pozos aumentará hasta llegar a 170 en el año 2019. Desde mediados del año 2020, hasta llegar al año 2022, se prevé completar la perforación de los 270 pozos que componen los 30 clústeres del Plan de Desarrollo.

Figura 112. Pozos a perforar según el Plan de Desarrollo del Campo M.



Fuente. ECOPETROL S.A. Pozos a perforar según el Plan de Desarrollo del Campo M. 2018.

6. EVALUACIÓN FINANCIERA

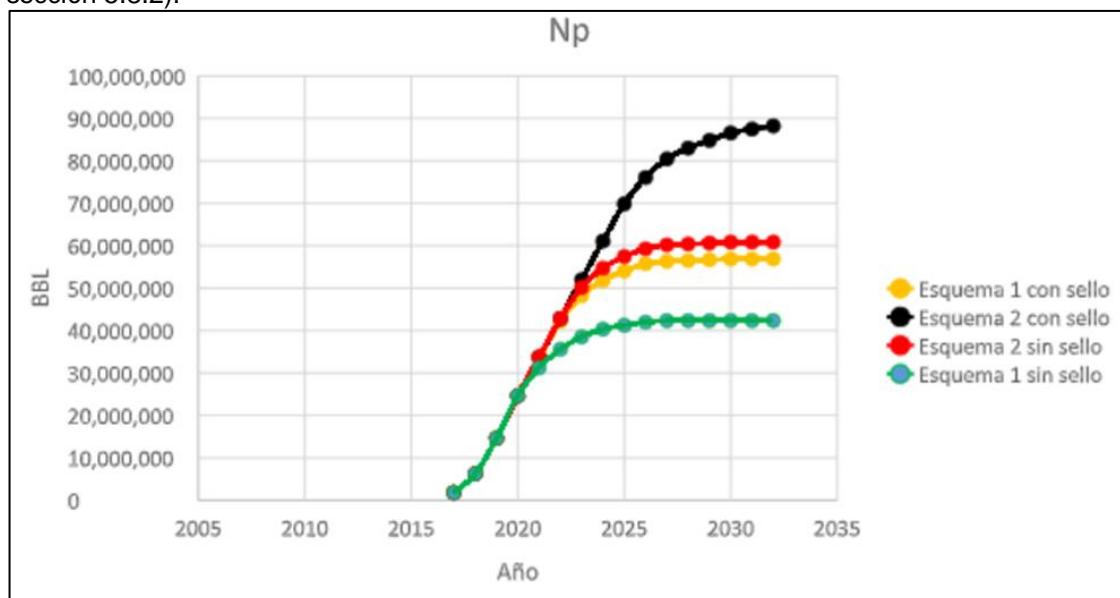
En este capítulo se realiza la evaluación financiera para definir cuál es el mejor Plan de Desarrollo propuesto para Campo M. A continuación, para cada uno de los esquemas de perforación de pozos, se determinan la producción anual de barriles prevista a partir de la simulación, los ingresos brutos, los gastos de capital (CAPEX), los gastos operativos (OPEX), los flujos de caja, y el valor del Valor Presente Neto (VPN). Finalmente, se enuncian resultados de la evaluación financiera.

6.1 INFORMACIÓN DE PRODUCCIÓN

A continuación, se resume la información de producción estimada de los Planes de Desarrollo, tanto el previsto por ECOPETROL S.A., como el optimizado por los autores, para un periodo de tiempo de 13 años, desde el 2019, hasta el 2032. Esta información se obtuvo como resultado de las corridas en el simulador.

La Figura 113 muestra las curvas de producción acumulada hasta el año 2032, a partir de las cuales se obtuvo la producción anual bajo cada esquema evaluado en el modelo de simulación. En ella, el Esquema 1 hace alusión al Plan de Desarrollo previsto por ECOPETROL S.A., mientras que el Esquema 2 hace alusión al Plan de Desarrollo optimizado por los autores.

Figura 113. Producción acumulada de aceite hasta el año 2032. Campo M. (Ver descripción en sección 5.8.2).



Fuente. ECOPETROL S.A. Producción acumulada de aceite hasta el año 2032. Campo M. 2018.

6.1.1 Información de producción para el Plan de Desarrollo previsto por la compañía. Teniendo en cuenta que el Plan de Desarrollo previsto por ECOPETROL S.A. considera dos casos dependiendo de si hay o no incertidumbre geológica (si se consideran sellos o no), se tienen los valores de producción mostrados en la Tabla 8.

Tabla 8. Información de producción de aceite para el Plan de Desarrollo previsto por ECOPETROL S.A., según curvas de Producción Acumulada.

PLAN DE DESARROLLO PREVISTO				
SIN SELLOS (CON INCERTIDUMBRE GEOLÓGICA)		CON SELLOS (SIN INCERTIDUMBRE GEOLÓGICA)		
AÑO	PRODUCCIÓN ACUMULADA (Bbl)	PRODUCCIÓN ANUAL (Bbl)	PRODUCCIÓN ACUMULADA (Bbl)	PRODUCCIÓN ANUAL (Bbl)
2018	7000000	-	7000000	-
2019	15000000	8000000	15000000	8000000
2020	25000000	10000000	25000000	10000000
2021	31000000	6000000	34000000	9000000
2022	37000000	6000000	42000000	8000000
2023	39000000	2000000	49000000	7000000
2024	40000000	1000000	51000000	2000000
2025	41000000	1000000	53000000	2000000
2026	42000000	1000000	55000000	2000000
2027	42000000	0	57000000	2000000
2028	42000000	0	57000000	0
2029	42000000	0	57000000	0
2030	42000000	0	57000000	0
2031	42000000	0	57000000	0
2032	42000000	0	57000000	0

Fuente. ECOPETROL S.A. Información de producción de aceite para el Plan de Desarrollo previsto por ECOPETROL S.A. 2018.

Teniendo en cuenta que el año 0 en la evaluación financiera corresponde al 2019, no se muestra en la tabla ningún valor de la producción anual del año 2018. Sin embargo, es necesario mostrar la producción acumulada prevista para el 2018 con el fin de poder calcular la producción anual en el 2019.

6.1.2 Información de producción para el Plan de Desarrollo optimizado.

Teniendo en cuenta que el Plan de Desarrollo optimizado por los autores considera dos casos dependiendo de si hay o no incertidumbre geológica (si se consideran sellos o no), se tienen los valores de producción mostrados en la Tabla 9.

Tabla 9. Información de producción de aceite para el Plan de Desarrollo previsto optimizado, según curvas de Producción Acumulada.

PLAN DE DESARROLLO OPTIMIZADO				
SIN SELLOS (CON INCERTIDUMBRE GEOLÓGICA)		SIN SELLOS (CON INCERTIDUMBRE GEOLÓGICA)		
AÑO	PRODUCCIÓN ACUMULADA (Bbl)	PRODUCCIÓN ANUAL (Bbl)	PRODUCCIÓN ACUMULADA (Bbl)	PRODUCCIÓN ANUAL (Bbl)
2018	7000000	0	7000000	0
2019	15000000	8000000	15000000	8000000
2020	25000000	10000000	25000000	10000000
2021	34000000	9000000	34000000	9000000
2022	42000000	8000000	42000000	8000000
2023	50000000	8000000	52000000	10000000
2024	54000000	4000000	61000000	9000000
2025	58000000	4000000	70000000	9000000
2026	59000000	1000000	77000000	7000000
2027	60000000	1000000	81000000	4000000
2028	61000000	1000000	83000000	2000000
2029	61000000	0	85000000	2000000
2030	61000000	0	87000000	2000000
2031	61000000	0	88000000	1000000
2032	61000000	0	89000000	1000000

Fuente. ECOPETROL S.A. Información de producción de aceite para el Plan de Desarrollo previsto optimizado. 2018.

Teniendo en cuenta que el año 0 en la evaluación financiera corresponde al 2019, no se muestra en la tabla ningún valor de la producción anual del año 2018. Sin embargo, es necesario mostrar la producción acumulada prevista para el 2018 con el fin de poder calcular la producción anual en el 2019.

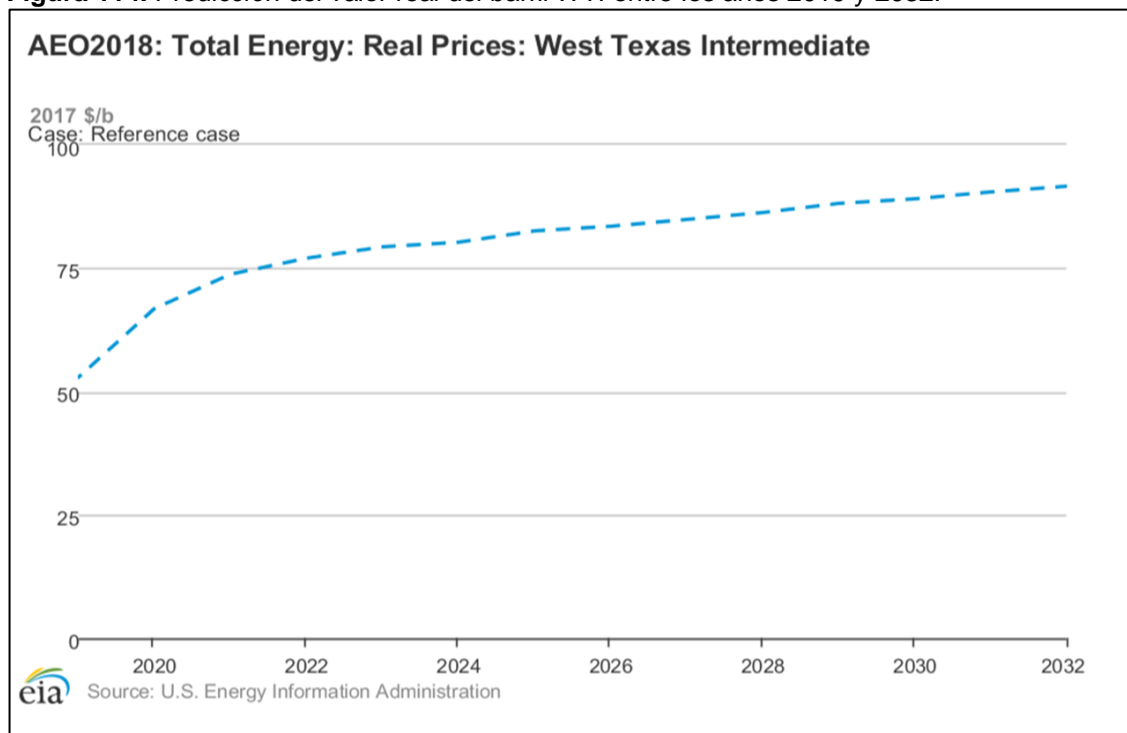
6.2 DETERMINACIÓN DE INGRESOS BRUTOS

En este apartado, se determinan los ingresos brutos anuales para los Planes de Desarrollo, tanto el previsto por ECOPETROL S.A., como el optimizado por los autores, para un periodo de tiempo de 13 años, desde el 2019, hasta el 2032. Antes de determinarlos, es necesario saber cómo se comportará el precio del barril WTI en ese periodo de tiempo.

6.2.1 Predicción futura del precio del barril WTI. Para poder calcular los ingresos brutos anuales, es necesario multiplicar la producción anual en barriles mostrada en el numeral 6.1 para ambos esquemas por el precio estimado del barril WTI para cada año.

Como referencia, se tomaron las predicciones del U.S. Energy Information Administration para los años de interés, considerando precios reales del barril WTI. La Figura 114 muestra la curva de predicción. Además, la Tabla 10 muestra los precios reales predichos por esta fuente.

Figura 114. Predicción del valor real del barril WTI entre los años 2019 y 2032.



Fuente. U. S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. Annual Energy Outlook 2018. Disponible en línea: <https://www.eia.gov/outlooks/aeo/data/browser/#/?id=1-AEO2018®ion=0-0&cases=ref2018&start=2019&end=2032&f=A&linechart=ref2018-d121317a.42-1-AEO2018&map=&ctype=linechart&sid=~ref2018-d121317a.42-1-AEO2018&sourcekey=0>

Tabla 10. Predicción anual del valor real del barril WTI entre los años 2019 y 2032.

AÑO	PRECIO ESTIMADO: BARRIL WTI (USD)	AÑO	PRECIO ESTIMADO: BARRIL WTI (USD)
2019	\$52.82	2026	\$83.45
2020	\$66.93	2027	\$84.99
2021	\$73.74	2028	\$86.32
2022	\$76.93	2029	\$88.14
2023	\$79.33	2030	\$89.16
2024	\$80.34	2031	\$90.49
2025	\$82.50	2032	\$91.63

Fuente. U. S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. Annual Energy Outlook 2018. Disponible en línea: <https://www.eia.gov/outlooks/aeo/data/browser/#/?id=1-AEO2018®ion=0-0&cases=ref2018&start=2019&end=2032&f=A&linechart=ref2018-d121317a.42-1-AEO2018&map=&ctype=linechart&sid=~ref2018-d121317a.42-1-AEO2018&sourcekey=0>

6.2.2 Ingresos brutos para el Plan de Desarrollo previsto por la compañía.

Para determinar los ingresos brutos anuales en el Plan de Desarrollo previsto por ECOPEL S.A., tanto con incertidumbre geológica como sin ella, es necesario multiplicar la producción anual mostrada en el numeral 6.1.1 por los precios reales del barril de petróleo WTI previstos por la EIA, mostrados en el numeral 6.2.1.

La Tabla 11 muestra el valor de los ingresos brutos anuales para los dos casos del Plan de Desarrollo previsto por la compañía.

Como se puede apreciar, para el modelo que considera la incertidumbre geológica (sin presencia de sellos) se tienen ingresos brutos anuales hasta el año 2026, siendo el mayor ingreso aquel correspondiente al año 2020 (\$669.300.000 USD).

Por otra parte, para el modelo que no considera la incertidumbre geológica (con presencia de sellos) se tienen ingresos brutos anuales hasta el año 2027, siendo el mayor ingreso aquel correspondiente al año 2020 (\$669.300.000 USD).

6.2.3 Ingresos brutos para el Plan de Desarrollo optimizado.

Para determinar los ingresos brutos anuales en el Plan de Desarrollo optimizado por los autores, tanto con incertidumbre geológica como sin ella, es necesario multiplicar la producción anual mostrada en el numeral 6.1.2 por los precios reales del barril de petróleo WTI previstos por la EIA, mostrados en el numeral 6.2.1.

La Tabla 12 muestra el valor de los ingresos brutos anuales para los dos casos del Plan de Desarrollo optimizado por los autores.

Como se puede apreciar, para el modelo que considera la incertidumbre geológica (sin presencia de sellos) se tienen ingresos brutos anuales hasta el año 2028, siendo el mayor ingreso aquel correspondiente al año 2020 (\$669.300.000 USD).

Por otra parte, para el modelo que no considera la incertidumbre geológica (con presencia de sellos) se tienen ingresos brutos anuales hasta el año 2032, siendo el mayor ingreso aquel correspondiente al año 2023 (\$793.300.000 USD).

Tabla 11. Cálculo de Ingresos Brutos Anuales para los dos esquemas del Plan de Desarrollo previsto por ECOPETROL S.A.

AÑO	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	
US EIA (2017 \$/Bbl WTI)	\$52.82	\$66.93	\$73.74	\$76.93	\$79.33	\$80.34	\$82.50	\$83.45	\$84.99	\$86.32	\$88.14	\$89.16	\$90.49	\$91.63	
PLAN DE DESARROLLO PREVISTO	SIN SELLOS														
	Producción (Bbl/Año)	8000000	10000000	6000000	6000000	2000000	1000000	1000000	1000000	0	0	0	0	0	0
	Ingresos Brutos Anuales	\$422,560,000	\$669,300,000	\$442,440,000	\$461,580,000	\$158,660,000	\$80,340,000	\$82,500,000	\$83,450,000	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
	CON SELLOS														
Producción (Bbl/Año)	8000000	10000000	9000000	8000000	7000000	2000000	2000000	2000000	2000000	0	0	0	0	0	
Ingresos Brutos Anuales	\$422,560,000	\$669,300,000	\$663,660,000	\$615,440,000	\$555,310,000	\$160,680,000	\$165,000,000	\$166,900,000	\$169,980,000	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 12. Cálculo de Ingresos Brutos Anuales para los dos esquemas del Plan de Desarrollo optimizado.

AÑO	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	
US EIA (2017 \$/Bbl WTI)	\$52.82	\$66.93	\$73.74	\$76.93	\$79.33	\$80.34	\$82.50	\$83.45	\$84.99	\$86.32	\$88.14	\$89.16	\$90.49	\$91.63	
PLAN DE DESARROLLO OPTIMIZADO	SIN SELLOS														
	Producción (Bbl/Año)	8000000	10000000	9000000	8000000	8000000	4000000	4000000	1000000	1000000	1000000	0	0	0	0
	Ingresos Brutos Anuales	\$422,560,000	\$669,300,000	\$663,660,000	\$615,440,000	\$634,640,000	\$321,360,000	\$330,000,000	\$83,450,000	\$84,990,000	\$86,320,000	\$0	\$0	\$0	\$0
	CON SELLOS														
Producción (Bbl/Año)	8000000	10000000	9000000	8000000	10000000	9000000	9000000	7000000	4000000	2000000	2000000	2000000	1000000	1000000	
Ingresos Brutos Anuales	\$422,560,000	\$669,300,000	\$663,660,000	\$615,440,000	\$793,300,000	\$723,060,000	\$742,500,000	\$584,150,000	\$339,960,000	\$172,640,000	\$176,280,000	\$178,320,000	\$90,490,000	\$91,630,000	

Fuente: Elaboración propia.

6.3 CAPEX

A continuación, se calculan los gastos de capital (CAPEX) para los Planes de Desarrollo, tanto el previsto por ECOPETROL S.A., como el optimizado por los autores.

Según la información suministrada por la compañía, los gastos de capital deben ser calculados teniendo en cuenta la siguiente tabla, Tabla 13, donde se especifican los valores para cada tipo de geometría de pozo a perforar.

Tabla 13. CAPEX para cada tipo de pozo a perforar.

TIPO DE POZO	CAPEX PERFORACIÓN DE UN POZO (USD)	CAPEX COMPLETAMIENTO DE UN	CAPEX TOTAL PARA UN POZO (USD)
VERTICAL	\$25,945,000	\$21,297,000	\$47,242,000
DESVIADO (HASTA 60°)	\$2,248,000	\$1,633,000	\$3,881,000
HORIZONTAL CORTO	\$12,385,000	\$3,102,000	\$15,487,000

Fuente: ECOPETROL S.A. CAPEX para cada tipo de pozo a perforar. 2018.

6.3.1 CAPEX para el Plan de Desarrollo previsto por la compañía. El CAPEX debe ser calculado considerando los pozos que componen un clúster en el modelo previsto por ECOPETROL S.A., consistente de un (1) pozo vertical y ocho (8) pozos desviados (hasta 60°). Como en total se planean perforar 30 clústeres, el valor para un clúster individual debe ser multiplicado por 30. La Tabla 14 muestra los tipos de pozos que componen un clúster previsto en el Plan de Desarrollo de la compañía, al igual que el CAPEX total para un clúster individual y para 30 clústeres.

Tabla 14. CAPEX para el Plan de Desarrollo previsto por ECOPETROL S.A.

CLÚSTER PLANEADO POR ECOPETROL	
POZOS VERTICALES	1
POZOS DESVIADOS (HASTA 60°)	8
POZOS HOR. CORTOS	0
CAPEX PERFORACIÓN + COMPLETAMIENTO DE POZOS (USD)	
VERTICAL	\$47,242,000
DESVIADO (HASTA 60°)	\$31,048,000
HORIZONTAL CORTO	\$0
TOTAL POR CLÚSTER	\$78,290,000
TOTAL 30 CLÚSTERES EN EL CAMPO M	\$2,348,700,000

Fuente: Elaboración propia.

6.3.2 CAPEX para el Plan de Desarrollo optimizado. El CAPEX debe ser calculado considerando los pozos que componen un clúster en el modelo optimizado por los autores, consistente de un (1) pozo vertical, cuatro (4) pozos desviados (hasta 60°), y cuatro (4) pozos horizontales cortos. Como en total se planean perforar 30 clústeres, el valor para un clúster individual debe ser

multiplicado por 30. La Tabla 15 muestra los tipos de pozos que componen un clúster previsto en el Plan de Desarrollo optimizado, al igual que el CAPEX total para un clúster individual y para 30 clústeres.

Tabla 15. CAPEX para el Plan de Desarrollo optimizado.

CLÚSTER OPTIMIZADO	
POZOS VERTICALES	1
POZOS DESVIADOS (HASTA 60°)	4
POZOS HOR. CORTOS	4
CAPEX PERFORACIÓN + COMPLETAMIENTO DE POZOS (USD)	
VERTICAL	\$47,242,000
DESVIADO (HASTA 60°)	\$15,524,000
HORIZONTAL CORTO	\$61,948,000
TOTAL POR CLÚSTER	\$124,714,000
TOTAL 30 CLÚSTERES EN EL CAMPO M	\$3,741,420,000

Fuente. Elaboración propia.

6.4 OPEX

En este apartado, se calculan los gastos operativos (OPEX) para los Planes de Desarrollo, tanto el previsto por ECOPETROL S.A., como el optimizado por los autores.

Según la información suministrada por la compañía, los gastos operativos deben ser calculados teniendo en cuenta la siguiente tabla, Tabla 16, donde se especifican los valores para cada tipo de geometría de pozo a perforar.

Tabla 16. OPEX para cada tipo de pozo a perforar.

TIPO DE POZO	OPEX PERFORACIÓN DE UN POZO (USD)	OPEX COMPLETAMIENTO DE UN POZO (USD)	OPEX TOTAL PARA UN POZO (USD)
VERTICAL	\$618,000	\$507,000	\$1,125,000
DESVIADO (HASTA 60°)	\$749,000	\$544,000	\$1,293,000
HORIZONTAL CORTO	\$953,000	\$239,000	\$1,192,000

Fuente: ECOPETROL S.A. OPEX para cada tipo de pozo a perforar. 2018.

6.4.1 OPEX para el Plan de Desarrollo previsto por la compañía. El OPEX debe ser calculado considerando los pozos que componen un clúster en el modelo previsto por ECOPETROL S.A., consistente de un (1) pozo vertical y ocho (8) pozos desviados (hasta 60°). Como en total se planean perforar 30 clústeres, el valor para un clúster individual debe ser multiplicado por 30. La Tabla 17 muestra los tipos de pozos que componen un clúster previsto en el Plan de Desarrollo de la compañía, al igual que el OPEX total para un clúster individual y para 30 clústeres.

Tabla 17. OPEX para el Plan de Desarrollo previsto por ECOPEPETROL S.A.

CLÚSTER PLANEADO POR ECOPEPETROL	
POZOS VERTICALES	1
POZOS DESVIADOS (HASTA 60°)	8
POZOS HOR. CORTOS	0
OPEX PERFORACIÓN + COMPLETAMIENTO DE POZOS (USD)	
VERTICAL	\$1,125,000
DESVIADO (HASTA 60°)	\$10,344,000
HORIZONTAL CORTO	\$0
TOTAL POR CLÚSTER	\$11,469,000
TOTAL 30 CLÚSTERES EN EL CAMPO M	\$344,070,000

Fuente. Elaboración propia.

6.4.2 OPEX para el Plan de Desarrollo optimizado. El OPEX debe ser calculado considerando los pozos que componen un clúster en el modelo optimizado por los autores, consistente de un (1) pozo vertical, cuatro (4) pozos desviados (hasta 60°), y cuatro (4) pozos horizontales cortos. Como en total se planean perforar 30 clústeres, el valor para un clúster individual debe ser multiplicado por 30. La Tabla 18 muestra los tipos de pozos que componen un clúster previsto en el Plan de Desarrollo optimizado, al igual que el OPEX total para un clúster individual y para 30 clústeres.

Tabla 18. OPEX para el Plan de Desarrollo optimizado.

CLÚSTER OPTIMIZADO	
POZOS VERTICALES	1
POZOS DESVIADOS (HASTA 60°)	4
POZOS HOR. CORTOS	4
OPEX PERFORACIÓN + COMPLETAMIENTO DE POZOS (USD)	
VERTICAL	\$1,125,000
DESVIADO (HASTA 60°)	\$5,172,000
HORIZONTAL CORTO	\$4,768,000
TOTAL POR CLÚSTER	\$11,065,000
TOTAL 30 CLÚSTERES EN EL CAMPO M	\$331,950,000

Fuente. Elaboración propia.

6.5 FLUJOS DE CAJA

A continuación, se muestran los flujos de caja para los Planes de Desarrollo, tanto el previsto por ECOPETROL S.A., como el optimizado por los autores.

6.5.1 Flujos de caja para el Plan de Desarrollo previsto por la compañía. En este caso, se plantearon dos flujos de caja, dependiendo de la consideración o no consideración de la incertidumbre geológica en el modelo de simulación.

6.5.1.1 Flujo de caja con incertidumbre geológica (sin sellos). Este flujo de caja considera una inversión de la totalidad del CAPEX (\$2.348.700.000 USD) en el año cero (2019). Sin embargo, dado que el Campo M produciría hasta el año 2026 bajo este modelo, el OPEX se repartió en partes iguales entre los años 2019 y 2026 (\$43.008.750 USD anuales). La Tabla 19 muestra el flujo de caja descrito con anterioridad.

6.5.1.2 Flujo de caja sin incertidumbre geológica (con sellos). Este flujo de caja considera una inversión de la totalidad del CAPEX (\$2.348.700.000 USD) en el año cero (2019). Sin embargo, dado que el Campo M produciría hasta el año 2027 bajo este modelo, el OPEX se repartió en partes iguales entre los años 2019 y 2027 (\$38.230.000 USD anuales). La Tabla 20 muestra el flujo de caja descrito con anterioridad.

6.5.2 Flujos de caja para el Plan de Desarrollo optimizado. Al igual que en el caso anterior, se plantearon dos flujos de caja, dependiendo de la consideración o no consideración de la incertidumbre geológica en el modelo de simulación.

6.5.2.1 Flujo de caja con incertidumbre geológica (sin sellos). Este flujo de caja considera una inversión de la totalidad del CAPEX (\$3.741.420.000 USD) en el año cero (2019). Sin embargo, dado que el Campo M produciría hasta el año 2028 bajo este modelo, el OPEX se repartió en partes iguales entre los años 2019 y 2028 (\$33.195.000 USD anuales). La Tabla 21 muestra el flujo de caja descrito con anterioridad.

6.5.2.2 Flujo de caja sin incertidumbre geológica (con sellos). Este flujo de caja considera una inversión de la totalidad del CAPEX (\$3.741.420.000 USD) en el año cero (2019). Sin embargo, dado que el Campo M produciría hasta el año 2032 bajo este modelo, el OPEX se repartió en partes iguales entre los años 2019 y 2032 (\$23.710.714 USD anuales). La Tabla 22 muestra el flujo de caja descrito con anterioridad.

Tabla 19. Flujo de caja para el Plan de Desarrollo previsto por ECOPETROL S.A. sin presencia de sellos.

PLAN DE DESARROLLO PREVISTO: SIN SELLOS														
AÑO	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
INGRESOS BRUTOS	\$422,560,000	\$669,300,000	\$442,440,000	\$461,580,000	\$158,660,000	\$80,340,000	\$82,500,000	\$83,450,000	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
COSTOS														
INVERSIÓN (CAPEX)	-\$2,348,700,000													
OPERATIVOS (OPEX)	-\$43,008,750	-\$43,008,750	-\$43,008,750	-\$43,008,750	-\$43,008,750	-\$43,008,750	-\$43,008,750	-\$43,008,750						
INGRESOS NETOS	-\$1,969,148,750	\$626,291,250	\$399,431,250	\$418,571,250	\$115,651,250	\$37,331,250	\$39,491,250	\$40,441,250	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0

Fuente. Elaboración propia.

Tabla 20. Flujo de caja para el Plan de Desarrollo previsto por ECOPETROL S.A. con presencia de sellos.

PLAN DE DESARROLLO PREVISTO: CON SELLOS														
AÑO	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
INGRESOS BRUTOS	\$422,560,000	\$669,300,000	\$663,660,000	\$615,440,000	\$555,310,000	\$160,680,000	\$165,000,000	\$166,900,000	\$169,980,000	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
COSTOS														
INVERSIÓN (CAPEX)	-\$2,348,700,000													
OPERATIVOS (OPEX)	-\$38,230,000	-\$38,230,000	-\$38,230,000	-\$38,230,000	-\$38,230,000	-\$38,230,000	-\$38,230,000	-\$38,230,000	-\$38,230,000					
INGRESOS NETOS	-\$1,964,370,000	\$631,070,000	\$625,430,000	\$577,210,000	\$517,080,000	\$122,450,000	\$126,770,000	\$128,670,000	\$131,750,000	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0

Fuente. Elaboración propia.

Tabla 21. Flujo de caja para el Plan de Desarrollo optimizado, sin presencia de sellos.

PLAN DE DESARROLLO OPTIMIZADO: SIN SELLOS														
AÑO	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
INGRESOS BRUTOS	\$422,560,000	\$669,300,000	\$663,660,000	\$615,440,000	\$634,640,000	\$321,360,000	\$330,000,000	\$83,450,000	\$84,990,000	\$86,320,000	\$0	\$0	\$0	\$0
COSTOS														
INVERSIÓN (CAPEX)	-\$3,741,420,000													
OPERATIVOS (OPEX)	-\$33,195,000	-\$33,195,000	-\$33,195,000	-\$33,195,000	-\$33,195,000	-\$33,195,000	-\$33,195,000	-\$33,195,000	-\$33,195,000	-\$33,195,000				
INGRESOS NETOS	-\$3,352,055,000	\$636,105,000	\$630,465,000	\$582,245,000	\$601,445,000	\$288,165,000	\$296,805,000	\$50,255,000	\$51,795,000	\$53,125,000	\$0	\$0	\$0	\$0

Fuente. Elaboración propia.

Tabla 22. Flujo de caja para el Plan de Desarrollo optimizado, con presencia de sellos.

PLAN DE DESARROLLO OPTIMIZADO: CON SELLOS														
AÑO	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
INGRESOS BRUTOS	\$422,560,000	\$669,300,000	\$663,660,000	\$615,440,000	\$793,300,000	\$723,060,000	\$742,500,000	\$584,150,000	\$339,960,000	\$172,640,000	\$176,280,000	\$178,320,000	\$90,490,000	\$91,630,000
COSTOS														
INVERSIÓN (CAPEX)	-\$3,741,420,000													
OPERATIVOS (OPEX)	-\$23,710,714	-\$23,710,714	-\$23,710,714	-\$23,710,714	-\$23,710,714	-\$23,710,714	-\$23,710,714	-\$23,710,714	-\$23,710,714	-\$23,710,714	-\$23,710,714	-\$23,710,714	-\$23,710,714	-\$23,710,714
INGRESOS NETOS	-\$3,342,570,714	\$645,589,286	\$639,949,286	\$591,729,286	\$769,589,286	\$699,349,286	\$718,789,286	\$560,439,286	\$316,249,286	\$148,929,286	\$152,569,286	\$154,609,286	\$66,779,286	\$67,919,286

Fuente. Elaboración propia.

6.6 CÁLCULO DEL VALOR PRESENTE NETO (VPN)

El Valor Presente Neto (VPN) es un indicador de “bondad económica”, es decir, es el cálculo en pesos de hoy ($t=0$) obtenido cuando se suman todos los flujos positivos y negativos asociados a un proyecto (Villarreal, 2013)²⁰. Este se calcula a partir de la Ecuación 40.

Ecuación 40. Cálculo del Valor Presente Neto.

$$VPN = -I_0 + \sum_{n=1}^t \frac{FC_t}{(1+i)^t}$$

Fuente. VILLARREAL, J. Ingeniería Económica. Pearson. Primera Edición, 2013. p. 80.

Donde:

I_0 = Inversión inicial (Flujo de caja en el año 0)

i = Tasa de Interés de Oportunidad

FC_t = Flujo de caja en el tiempo t

t = Tiempo

Para saber si un proyecto debe realizarse o no, es necesario mirar el Cuadro 8.

Cuadro 8. Toma de decisiones en un proyecto según el valor del VPN.

¿CÓMO ES EL VPN?	CONVENIENCIA	JUSTIFICACIÓN
VPN > 0	Proyecto Conveniente	En pesos de hoy, los flujos positivos del proyecto son mayores que los flujos negativos que implica.
VPN = 0	Proyecto Indiferente	En pesos de hoy, el peso de los flujos positivos y negativos del proyecto es similar.
VPN < 0	Proyecto No Conveniente	En pesos de hoy, los flujos negativos del proyecto son mayores que los flujos positivos que promete.

Fuente. VILLARREAL, J. Ingeniería Económica. Pearson. Primera Edición, 2013. p.83

Cabe mencionar que ECOPETROL S.A. trabaja siempre con una Tasa de Interés de Oportunidad del 11% equivalente anual. Por eso, se emplea dicho valor en esta evaluación financiera.

²⁰ VILLARREAL, J. Ingeniería Económica. Pearson. Primera Edición, 2013. p. 79

6.6.1 Valor Presente Neto para el Plan de Desarrollo previsto por la compañía. Es necesario calcular el VPN para cada uno de los dos modelos que incluye el Plan de Desarrollo previsto por ECOPETROL S.A., con incertidumbre geológica, y sin ella.

6.6.1.1 VPN con incertidumbre geológica (sin sellos). En la Ecuación 41, se muestra el cálculo del VPN para el Plan de Desarrollo previsto por la compañía, que incluye incertidumbre geológica (VPN_1). Este modelo, por presentar la menor cantidad de años de producción, representa la base de comparación, ya que todos los flujos de caja y sus respectivos VPN deben ser comparados en el mismo periodo de tiempo.

6.6.1.2 VPN sin incertidumbre geológica (con sellos). En la Ecuación 42, se muestra el cálculo del VPN para el Plan de Desarrollo previsto por la compañía, sin incluir incertidumbre geológica (VPN_2). Este modelo debió considerar el cálculo del VPN normal hasta el 2026. El VPN del flujo de caja correspondiente al año 2027 debió ser adicionado al cálculo del VPN entre 2019 y 2026, ya que todos los flujos de caja y sus respectivos VPN deben ser comparados en el mismo periodo de tiempo.

6.6.2 Valor Presente Neto para el Plan de Desarrollo optimizado. Es necesario calcular el VPN para cada uno de los dos modelos que incluye el Plan de Desarrollo optimizado por los autores, con incertidumbre geológica, y sin ella.

6.6.2.1 VPN con incertidumbre geológica (sin sellos). En la Ecuación 43, se muestra el cálculo del VPN para el Plan de Desarrollo optimizado por los autores, incluyendo la incertidumbre geológica (VPN_3). Este modelo debió considerar el cálculo del VPN normal hasta el 2026. El VPN del flujo de caja correspondiente a los años 2027 y 2018 debió ser adicionado al cálculo del VPN entre 2019 y 2026, ya que todos los flujos de caja y sus respectivos VPN deben ser comparados en el mismo periodo de tiempo.

6.6.2.2 VPN sin incertidumbre geológica (con sellos). En la Ecuación 44, se muestra el cálculo del VPN para el Plan de Desarrollo optimizado por los autores, sin incluir la incertidumbre geológica (VPN_4). Este modelo debió considerar el cálculo del VPN normal hasta el 2026. El VPN del flujo de caja correspondiente a los años 2027, 2028, 2029, 2030, 2031 y 2032 debió ser adicionado al cálculo del VPN entre 2019 y 2026, ya que todos los flujos de caja y sus respectivos VPN deben ser comparados en el mismo periodo de tiempo.

Ecuación 41. Cálculo del Valor Presente Neto para el Plan de Desarrollo previsto por ECOPETROL S.A. sin sellos.

$$VPN_1 = -1969148750 + \frac{626291250}{1.11^1} + \frac{399431250}{1.11^2} + \frac{418571250}{1.11^3} + \frac{115651250}{1.11^4} + \frac{37331250}{1.11^5} + \frac{39491250}{1.11^6} + \frac{40441250}{1.11^7} = -635749501.56$$

Fuente. Autoría propia.

Ecuación 42. Cálculo del Valor Presente Neto para el Plan de Desarrollo previsto por ECOPETROL S.A. con sellos.

$$VPN_2 = -1964370000 + \frac{631070000}{1.11^1} + \frac{625430000}{1.11^2} + \frac{577210000}{1.11^3} + \frac{517080000}{1.11^4} + \frac{122450000}{1.11^5} + \frac{126770000}{1.11^6} + \frac{128670000}{1.11^7} + \frac{131750000}{1.11^1} = 195555354.60$$

Fuente. Autoría propia.

Ecuación 43. Cálculo del Valor Presente Neto para el Plan de Desarrollo optimizado sin sellos.

$$VPN_3 = -3352055000 + \frac{636105000}{1.11^1} + \frac{630465000}{1.11^2} + \frac{582245000}{1.11^3} + \frac{601445000}{1.11^4} + \frac{288165000}{1.11^5} + \frac{296805000}{1.11^6} + \frac{50255000}{1.11^7} + \frac{51795000}{1.11^1} + \frac{53125000}{1.11^2} = -1001683595.83$$

Fuente. Autoría propia.

Ecuación 44. Cálculo del Valor Presente Neto para el Plan de Desarrollo optimizado con sellos.

$$VPN_4 = -3342570714 + \frac{645589286}{1.11^1} + \frac{639949286}{1.11^2} + \frac{591729286}{1.11^3} + \frac{769589286}{1.11^4} + \frac{699349286}{1.11^5} + \frac{718789286}{1.11^6} + \frac{560439286}{1.11^7} + \frac{316249286}{1.11^1} + \frac{148929286}{1.11^2} + \frac{152569286}{1.11^3} + \frac{154609286}{1.11^4} + \frac{66779286}{1.11^5} + \frac{67919286}{1.11^6} = 462451835.04$$

Fuente. Autoría propia.

6.7 ANÁLISIS DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA

Entre todos los esquemas de perforación estudiados, aquel que debe ser implementado, por presentar un mayor VPN, es aquel optimizado por los autores, sin considerar incertidumbre geológica (con presencia de rocas sello). Este modelo corresponde a $VPN_4 = \$462.451.835,04$ USD.

Entre los dos esquemas de perforación del Plan de Desarrollo previsto por ECOPETROL S.A., es más conveniente implementar aquel modelo que no considera incertidumbre geológica (con presencia de rocas sello), es decir, aquel con $VPN_2 = \$195.555.354,60$ USD.

Entre los dos esquemas de perforación del Plan de Desarrollo optimizado por los autores, es más conveniente implementar aquel modelo que no considera incertidumbre geológica (con presencia de rocas sello), es decir, aquel con $VPN_4 = \$462.451.835,04$ USD.

Los dos esquemas de perforación que consideran incertidumbre geológica (sin presencia de rocas sello), tanto para el Plan de Desarrollo previsto en ECOPETROL S.A., como para el Plan de Desarrollo optimizado por los autores, deben ser descartados, dado que su VPN es negativo.

Entre todos los esquemas de perforación simulados, aquel que debe ser descartado de implementación, por presentar el menor VPN, es aquel optimizado por los autores, considerando incertidumbre geológica (con presencia de rocas sello). Ese modelo corresponde a $VPN_3 = \$1.001.683.595,83$ USD.

7. CONCLUSIONES

- El yacimiento posee un porcentaje de arcilla del 10%, una porosidad efectiva del 30%, una saturación de aceite del 54%, una saturación de agua del 46%, y una relación net/gross del 38%.
- Se estimó un volumen de Aceite Original en Sitio (OOIP) de 529.406.965 Bbl para la Formación Carbonera, Unidad C7.
- La simulación numérica del yacimiento se realizó considerando un Modelo Black Oil, con aporte de energía principalmente de un acuífero radial bajo Modelo Analítico de Fetkovich, una presión de burbuja de 120 psi, y un factor de recobro estimado entre el 11% y 18%. La presión cayó 100 psi en los siete años de historia de producción.
- Se evaluó el Plan de Desarrollo previsto por ECOPETROL S.A. considerando la perforación de 30 clústeres al año 2032, cada uno contemplando la perforación de un (1) pozo vertical y ocho (8) pozos desviados. Se optimizó dicho Plan de Desarrollo considerando la perforación de 30 clústeres al año 2032, cada uno contemplando la perforación de un (1) pozo vertical, cuatro (4) pozos desviados, y cuatro (4) pozos horizontales cortos (500 ft de geonavegación). La sensibilidad en cada caso de simulación fue la ausencia o presencia de rocas sello, que dan soporte de presión a la producción.
- Es necesario contar con una arquitectura de pozos que permita integrar pozos verticales y desviados con pozos horizontales, ya que estos últimos son los que generan una mayor producción de aceite, mientras los dos primeros se encargaran de dar información sobre el yacimiento, la ubicación, presencia del sello y las características estratigráficas y geológicas de la zona, pero no aportarán los valores de producción que aportan los dos esquemas de clúster optimizado (sección 5.8.2, Figura 94).
- Es importante asegurar que la longitud de cada pozo horizontal no exceda la continuidad de las rocas retardantes (sellos), para evitar que el agua se conifique en el pozo.
- En el caso de que el contacto agua aceite este por encima del sello, se determinó, a través de simulación numérica, que es mejor producir la zona solo con pozos desviados o verticales, debido a que éstos son relativamente menos sensibles al impacto en la producción de agua (se presenta mayor producción de agua en los esquemas de clúster optimizado, con y sin sello, tal como se aprecia en las secciones 5.7.3 y 5.7.4, Figuras 91 y 92).
- Desde un punto de vista técnico, el esquema de perforación que prevé mayor producción de aceite al año 2032 es el Plan de Desarrollo optimizado considerando rocas sello, con una producción acumulada de 89.000.000 Bbl.

- Desde un punto de vista financiero, el esquema de perforación más conveniente a implementar es el del Plan de Desarrollo optimizado considerando rocas sello, con un $VPN_4 = \$462.451.835,04$ USD, siendo el mayor VPN obtenido entre los cuatro esquemas evaluados.

8. RECOMENDACIONES

- Considerar el desarrollo del Campo M por módulos, con el fin de esperar el resultado de cada campaña de perforación antes de iniciar el siguiente módulo.
- Plantear distintas cantidades y geometrías de pozos por clúster al realizar la optimización del Plan de Desarrollo, para estudiar posibles crecimientos en la estimación de la producción acumulada.
- Variar la cantidad de clústeres a perforar en la optimización del Plan de Desarrollo del Campo M, para contrastar cambios en la predicción de la producción del Campo M.
- Estudiar la variación lateral u horizontal en las condiciones sedimentológicas de depositación antes de llevar a cabo la simulación, para establecer su impacto en la producción del Campo M.
- Realizar mapas de viscosidades que permitan identificar posibles variaciones de esta propiedad en el área del Campo M y cruzar los datos de producción con éstos mapas, de tal modo que permitan entender la movilidad del fluido y su relación con la producción de los pozos.
- Validar los modelos petrofísico y de curvas de permeabilidad relativa llevando a cabo pruebas de laboratorio.

BIBLIOGRAFÍA

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Colombian Sedimentary Basins. Bogotá – Colombia: 2007.p. 70.

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Información Geológica y Geofísica – Estudios integrados Ronda Colombia 2010, p. 2.

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Información Geológica y Geofísica – Estudios integrados Ronda Colombia 2010, p. 2.

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Informe Final Llanos. Colombia. 2012. p. 46.

AHMED, T. Reservoir Engineering Handbook. Estados Unidos, 2010. p. 228.

AINSWORTH, Bruce. Sequence stratigraphic-based analysis of reservoir connectivity: influence of sealing faults – a case study from a marginal marine depositional setting. 2006. [En Línea]. Disponible en: <http://pg.lyellcollection.org/content/12/2/127.figures-only>.

ALLABY, M. Oxford Dictionary of Earth Sciences. Oxford University Press. Tercera Edición. 2008.

ARCHIE, G.E. Introduction to Petrophysics of Reservoir Rocks. AAPG Bulletin, V. 34, No. 5 (May 1950), p. 943–961.

ARCHIE, G.E. The Electrical Resistivity Log as an Aid in Determining Some Reservoir Characteristics. Transactions of the AIME, 146(01). 1942. p. 57.

ASTM. Manual on Hydrocarbon Analysis. Estados Unidos, 1998. p.109

BRITANNICA KIDS. Snell's Law. [En Línea]. Disponible en: <https://kids.britannica.com/students/assembly/view/91336>

BÜRGL, H. Bioestratigrafía de la Sabana de Bogotá y sus alrededores. Bogotá. Instituto Geológico Nacional, vol. 5, nº 2. 1957. p. 113-185.

CABALLERO, V. PARRA, M. MORA, A. Levantamiento de la Cordillera Oriental de Colombia durante el Eoceno Tardío – Oligoceno Temprano: proveniencia sedimentaria en el Sinclinal de Nuevo Mundo, Cuenca Valle Medio del Magdalena. Colombia. Boletín de Geología. Vol. 32. 2010.

CHAPRA, Steven. CANALE, Raymond. Métodos Numéricos Para Ingenieros. Estados Unidos, 2007. p. 887-903.

COOPER, M. A., *et al.* Basin development and tectonic history of the Llanos Basin, Eastern Cordillera, and Middle Magdalena Valley, Colombia. AAPG Bulletin, V. 79, No. 10. October 1995, p. 1421–1443.

COREY, A.T. The Interaction Between Gas and Oil Relative Permeabilities. Prod. Monthly. 1954. p. 38-41.

DECELLES, P. GILES, K. Foreland basin systems. Basin Research, vol. 8. 1996. p. 105-123.

ECOPETROL S.A. Informe anual, Mayo 2018. Bogotá, Colombia. p. 10.

ESCOBAR, Freddy. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Colombia. 2008. p. 81, 121-122.

ESCOBAR, Freddy. SEPÚLVEDA, Jairo. Simulación de Yacimientos: Principios, Conceptos y Construcción de Mallas. Colombia. 2005. p. 14-15, 42.

EXPLORATION AND PRODUCTION GEOLOGY. How To Upscale Permeability. [En Línea]. Disponible en: <http://www.epgeology.com/static-modeling-f39/how-upscale-permeability-t6045.html>

GARNER, A. H. Suggested Nomenclature and Correlation of the Geological Formations in Venezuela. Petrol. Develop. Technol. in 1925. New York. Amer. Ins. Min. Met. Eng. 1926. p. 677-684.

GEOCAFE. Amarre pozo-sísmica. [En Línea]. Disponible en: http://geocafemx.blogspot.com/2015/11/amarre-pozo-sismica_9.html

GLOVER, P. W. J. Petrophysics. MSc. Petroleum Geology Course Notes. University of Aberdeen. 2000. p. 107, 133, 177-178

GRIDWORLD. Structural Modeling. [En Línea]. Disponible en: <http://www.gridworld.com/software.aspx?id=2>.

HALL, Howard. Compressibility of Reservoir Rocks. Estados Unidos, 1953. p. 309-311.

HAVLENA, D. ODEH, A. S. The Material Balance Equation of a Straight Line. Journal of Petroleum Technology, 15(08), 1963. p. 896-900.

HETTNER, A. Die Kordillère von Bogotá. Peterm. Nitt., Erg.-Bd. 22, Heft n° 104, 131. 1892. p. 9 .

HUBACH, E. Geología Petrolífera del Dpto de Norte de Santander. Bogotá. Serv. Geol. Nal., informe n° 176 (inérito). 1931. parte A, pp. 1-218; parte B, pp. 219-416; parte C (láminas), 26 lám.

HUBACH, E. Exploración de la región de Apulo-San Antonio-Viotá. Bogotá. Bol. Min. Petr., t. 4, nº 25-27. 1931. pp. 41-60, 1 lám.

INSTITUT FRANÇAIS DU PÉTROLE. Main steps for an oil and gas development Project. [En Línea]. Disponible en: http://www.ifp-school.com/upload/docs/application/pdf/2015-02/3_main_steps_oil_gas_field_development.pdf.

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

INTERNATIONAL COMMISSION ON STRATIGRAPHY. International Chronostratigraphic Chart. V2018/07.

ISLAM, M.. MOUSSAVIZADEGAN, S.H.. MUSTAFIZ, S.. ABOU-KASSEM, J.H.. Advanced Petroleum Reservoir Simulation. Estados Unidos, 2010. p. 116-118, 123.

JAIMES, L. Generación de un modelo estático para el miembro C7 de la Formación Carbonera en un campo de los Llanos Orientales - Colombia. UPTC. 2016.

JULIVERT, M., BARRERO, D., BOTERO, G., DUQUE-CARO H. *et al.* Léxico Estratigráfico Internacional, Volumen V - América Latina. Colombia. Centro Nacional de la Investigación Científica. 1968. fascículo 4^a: Precámbrico, Paleozoico, Mesozoico e Intrusiones de edad Mesozoico – Terciaria.

KASTILLO, G. RAURA, L. Adquisición e Interpretación Sísmica 3D en Campo Llumpak del Oriente Ecuatoriano. Universidad Central de Ecuador. 2013. p. 1-220.

LEVERETT, M. C. Capillary Behaviour in Porous Solids. AIME 142. 1941. p. 152-169.

MACARY, S. AL HAMID, W. Creation of the Fractional Flow Curve from Purely Production Data. SPE-56830. 1999. p. 1-6.

MANRIQUE, Jesús. KAIRUZ, Edgar. Principios de Interpretación de Registros de Pozo. Manizales, 1998. p. 27-38, 53-68, 71-87.

NARANJO, Abel. Evaluación de Yacimientos de Hidrocarburos. Universidad Nacional de Colombia, Sede Medellín, 2009. p. 9.

NOTESTEIN, F.B., HUBMAN, C.W., BOWLER, J.W. Geology of the Barco Concession, Republic of Colombia, South America. Geological Society of America, Bulletin, 55 (9). 1944. p. 1165-1216.

OLSSON, A. A., *et al.* Handbook of South American Geology. New York. Geological Society of America Memory, Mem. 65. 1956. p. 293-326.

PARÍS, Magdalena. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Venezuela, 2009. p. 77-175, 221-298, 466.

PEACEMAN, Donald. Fundamentals of Numerical Reservoir Simulation. Holanda, 1977. p. 27-32.

PETROMEHRAS. Pre and Post Processing Software. [En Línea]. Disponible en: <https://www.petromehras.com/petroleum-software-directory/reservoir-simulation-software/pre-post-processing-software>.

RAMOS, Jorge. Apuntes de Clase: Simulación de Yacimientos. Clase #1: Introducción a la Simulación Numérica de Yacimientos. Universidad de América. Febrero de 2017.

RAMOS, Jorge. Apuntes de Clase: Simulación de Yacimientos. Clase #5: Demostración de la Ecuación de Difusividad para Tres Fases y Tres Dimensiones. Universidad de América. Marzo de 2017.

RANGEL, J. Interpretación integrada de registros de pozo. Universidad Nacional Experimental Politécnica de la Fuerza Armada. [En Línea]. Disponible en: <https://slideplayer.es/slide/3175451/>

SCHLUMBERGER. Petrel Workflow Tools. [En Línea]. Disponible en: http://www.carec.com.pe/biblioteca/biblio/6/26/6.%20C06_Fault_modeling_2004.pdf

SCHLUMBERGER. Petrophysical Modelling. [En Línea]. Disponible en: http://sis.slb.ru/products/petrel/petrel_geology_and_modeling/Petrophysical_Modeling/

STREAMSIM TECHNOLOGIES. History Matching. [En Línea]. Disponible en: <https://www.streamsim.com/technology/history-matching>

SYNGAEVSKY, P. Formation Evaluation of the Siphonina Davisi Section at Matagorda Island Field. Offshore Texas, Gulf of Mexico: 622/623 and 519 blocks. Louisiana State University. 2000.

UNITED STATES (U. S.) ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. Annual Energy Outlook 2018. [En Línea]. Disponible en: <https://www.eia.gov/outlooks/aeo/data/browser/#/?id=1-AEO2018®ion=0-0&cases=ref2018&start=2019&end=2032&f=A&linechart=ref2018-d121317a.42-1-AEO2018&map=&ctype=linechart&sid=~ref2018-d121317a.42-1-AEO2018&sourcekey=0>

VILLARREAL, J. Ingeniería Económica. Pearson. Primera Edición, 2013. p. 80, 83.

WEST VIRGINIA UNIVERSITY. Geophysics: Seismic Reflection Data. p.4. [En Línea]. Disponible en: http://pages.geo.wvu.edu/~jtoro/Petroleum/20_Seismic%20reflection.pdf

ANEXOS

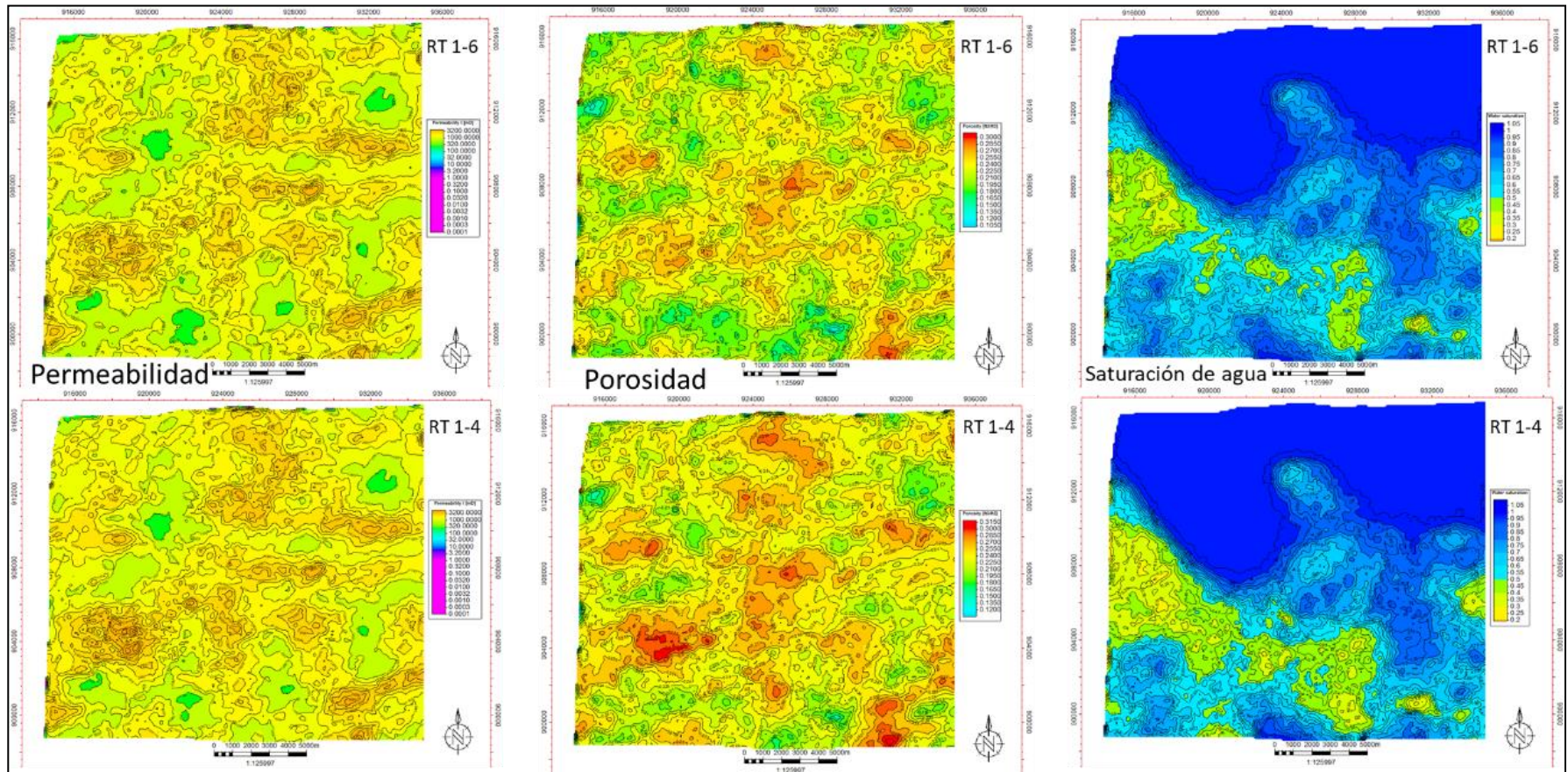
ANEXO A.
LISTADO DE POZOS EN EL CAMPO M

POZO	FECHA	TOPE INTERVALO (PIES, MD)	BASE INTERVALO (PIES, MD)
E1-ST2	1/01/2012	4096.8	4909.1
E1-1H	1/01/2013	3940	4144
		4435	4802
		4997	5121
E2-ST	1/01/2013	3964	4049
		4214	4670
F1-1HST1	1/01/2013	4023	4520
F1	1/01/2011	2839	2848
F1-2HST1	1/01/2013	4592	5348
F1-ST3	1/01/2012	4320	4800
		4880	5000
CS-10D	1/01/2018	3534	3543
CASE-0009D	1/01/2018	3470	3480
CASE-0008D	1/01/2018	3578	3590
FAU0002	1/01/2012	2827	2839
F2-1HST2	1/01/2013	3903	4960
F2-2HST1	1/01/2013	3640	3878
		3915	4139
		4177	4545
		4582	4773
C-2H	1/01/2017	3700	3940
		3980	4100
C-3HST1	1/01/2017	3681.49	3956.37
		3993.97	4228.25
C-04H	1/01/2017	3559.14	3838.96
		3878.18	4000
C-5H	1/01/2017	4155.35	4234.16
		4275.25	4535
		4573.28	4651.68
C-6H	1/01/2017	4040	4240
		4320	4440
C-7HST1	1/01/2017	3810.29	4048.76
		4070	4109.82
		4130.68	4248.89
M-1	1/01/2011	2976	2982
C-1	1/01/2017	2969	2980
C11-D	1/01/2017	3396	3405
C-5D	1/01/2017	3475	3493
C-13D	1/01/2017	3387	3399

POZO	FECHA	TOPE INTERVALO (PIES, MD)	BASE INTERVALO (PIES, MD)
C-14H	1/01/2018	3708.44	3789.59
		3870	3951.01
		3991.7	4190
		4206	4280
C-12H	1/01/2018	4007.43	4130
		4220.39	4586.17
C-16H	1/01/2018	3800	3924
		3964	4314
C-17H	1/01/2018	3754.36	4110.15
C-18H	1/01/2018	4190	4310
		4360.54	4605.75
M-1-1HST1	1/01/2013	4040	4211
M-1-2HST1	1/01/2013	4032	4704
		4816	5191
M-2	1/01/2013	2962	2968
C8-1H	1/01/2012	4590	5260
C8-2H	1/01/2012	4394	4807
		4892	5055
		5134	5212
		5290	5503
C8-ST1	1/01/2011	4348	4362
C8-ST4	1/01/2013	4583	5063
		5136	5344
P-1	1/01/2011	3161	3165

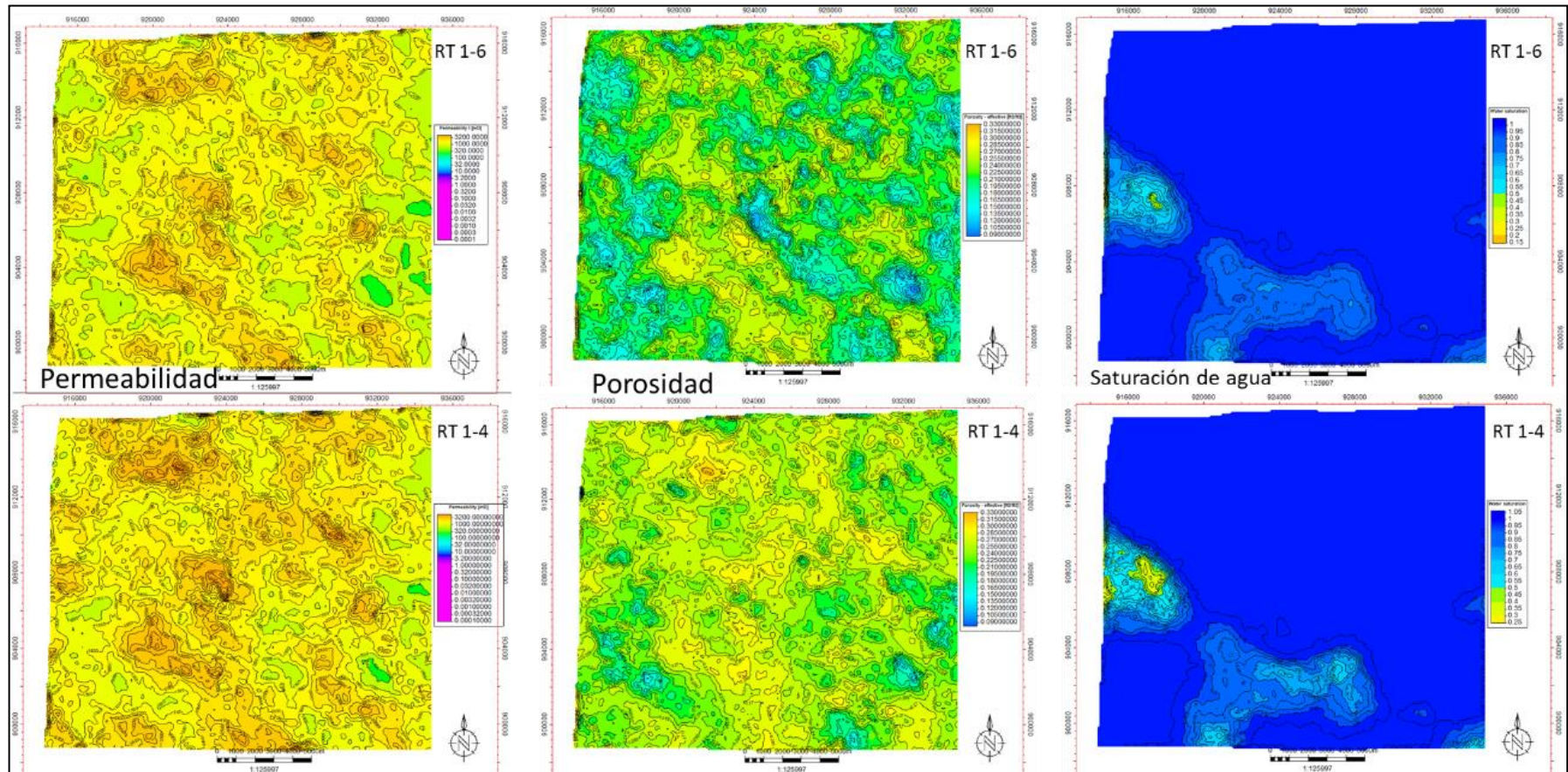
Fuente. ECOPETROL S.A. Listado de pozos en el Campo M. 2018.

ANEXO B. MAPAS PROMEDIO PARA LA ZONA 1



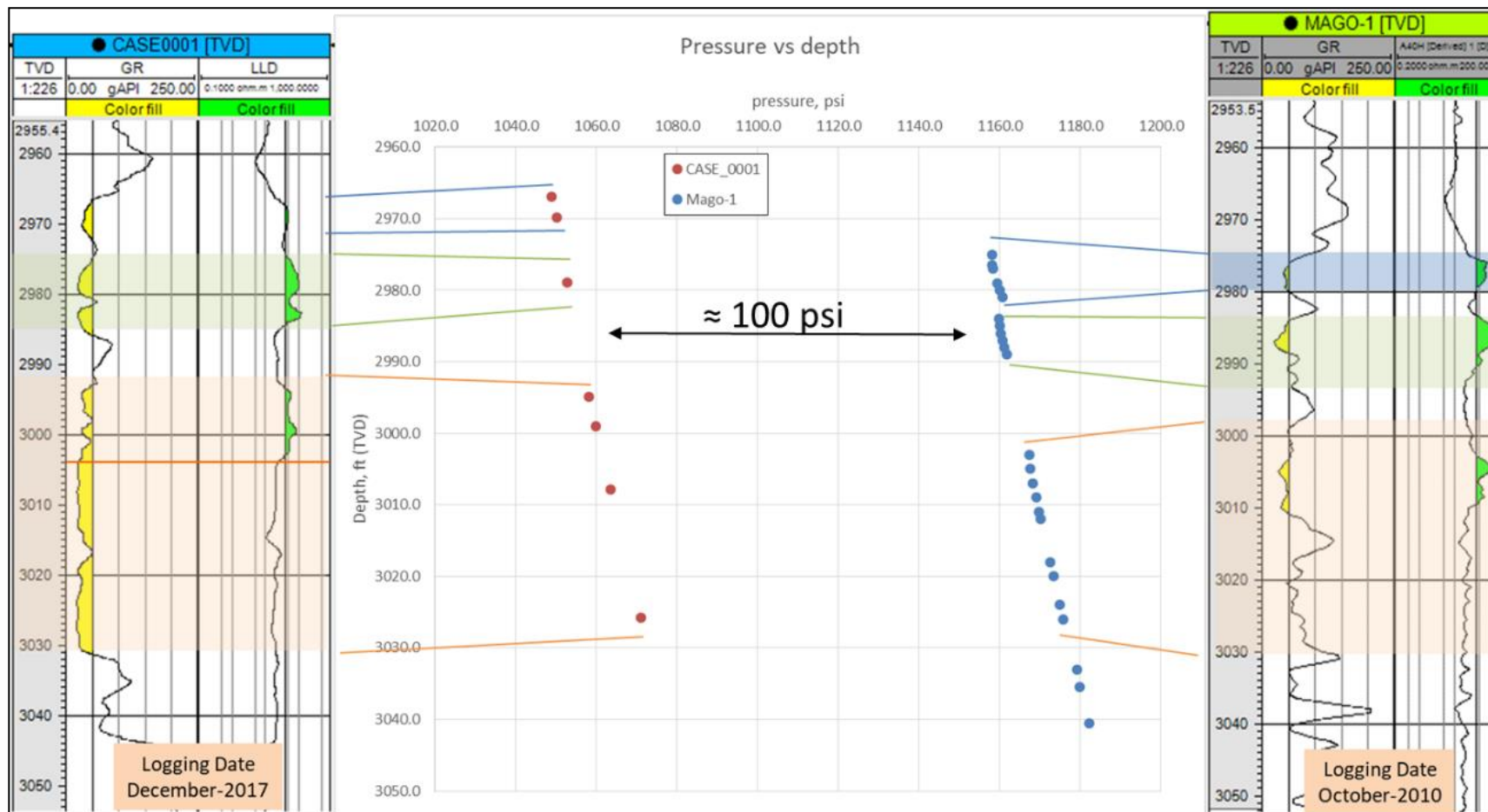
Fuente: ECOPETROL S.A. Mapas promedio para la Zona 1 en Petrel 2016. 2018

ANEXO C. MAPAS PROMEDIO PARA LA ZONA 2



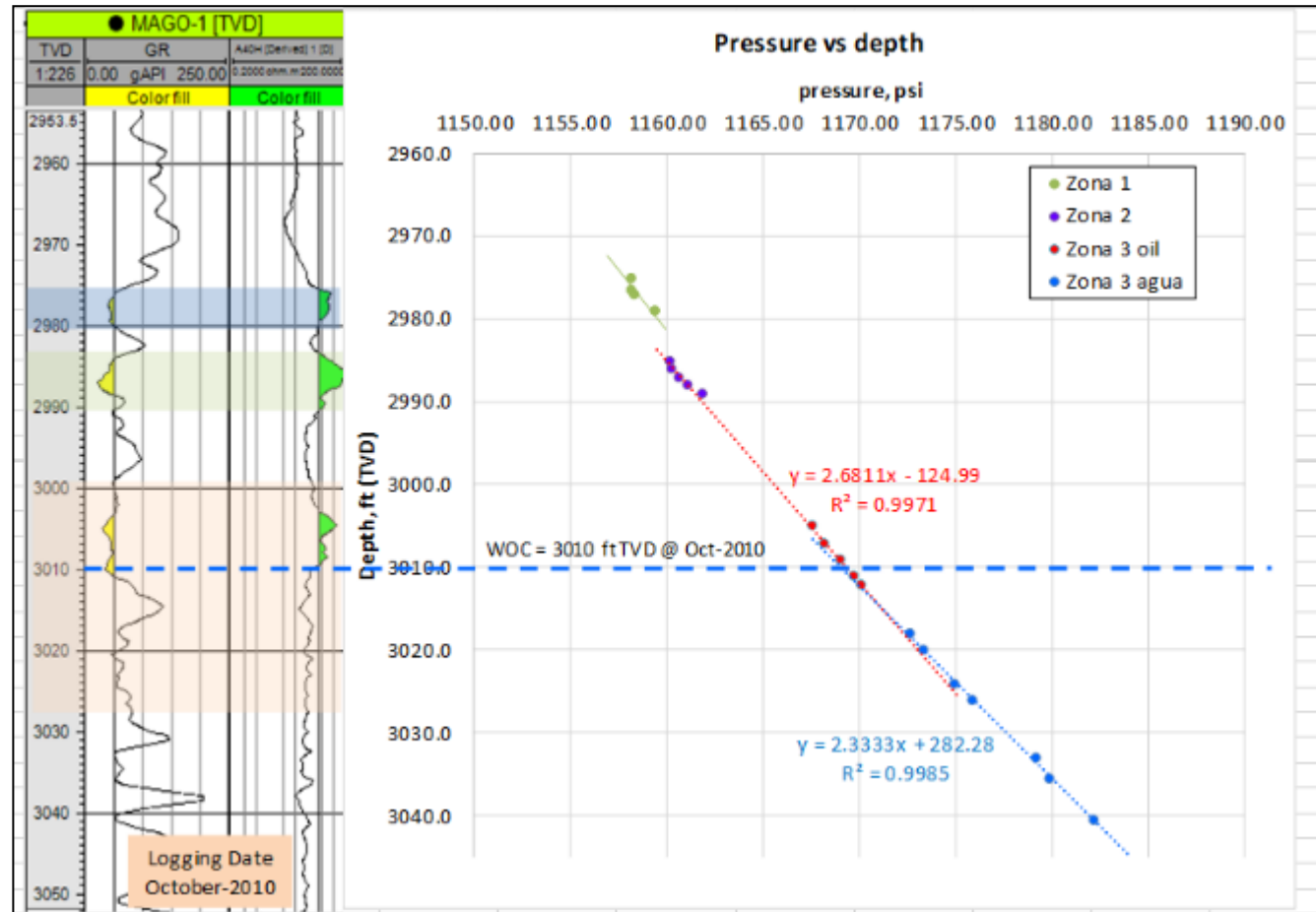
Fuente: ECOPETROL S.A. Mapas promedio para la Zona 2 en Petrel 2016. 2018.

**ANEXO D.
GRADIENTE DE PRESIÓN A PARTIR DE DATOS MDT EN LOS POZOS M-1 (Derecha) Y C-1 (Izquierda)**



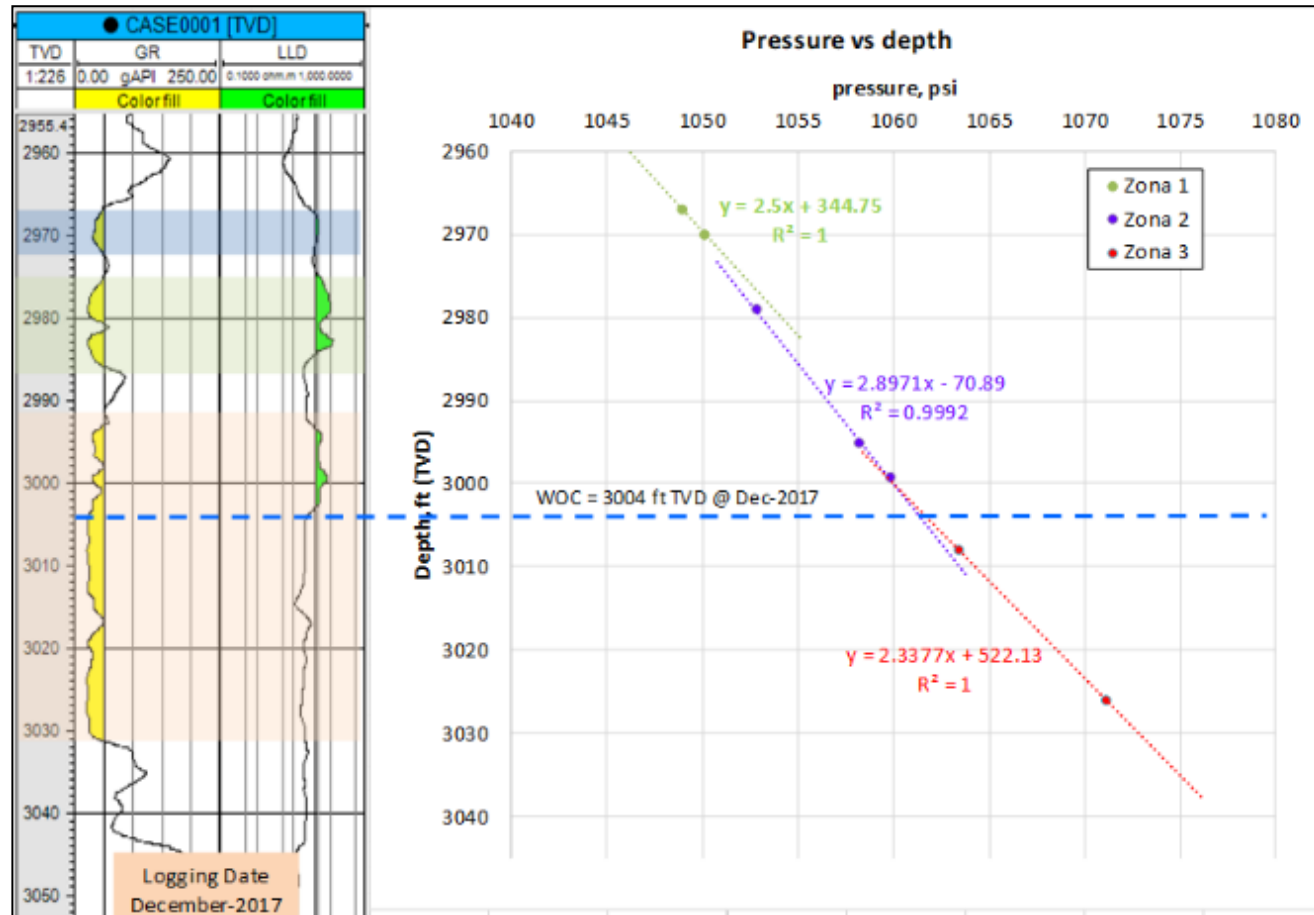
Fuente: ECOPETROL S.A. Gradientes de Presión a partir de MDT en los pozos M-1 y C-1. 2018.

**ANEXO E.
UBICACIÓN DEL OWC A PARTIR DE DATOS MDT Y DE REGISTROS ELÉCTRICOS EN EL POZO M-1**



Fuente: ECOPETROL S.A. OWC en el Pozo M-1 a partir de datos MDT y de registros eléctricos. 2018.

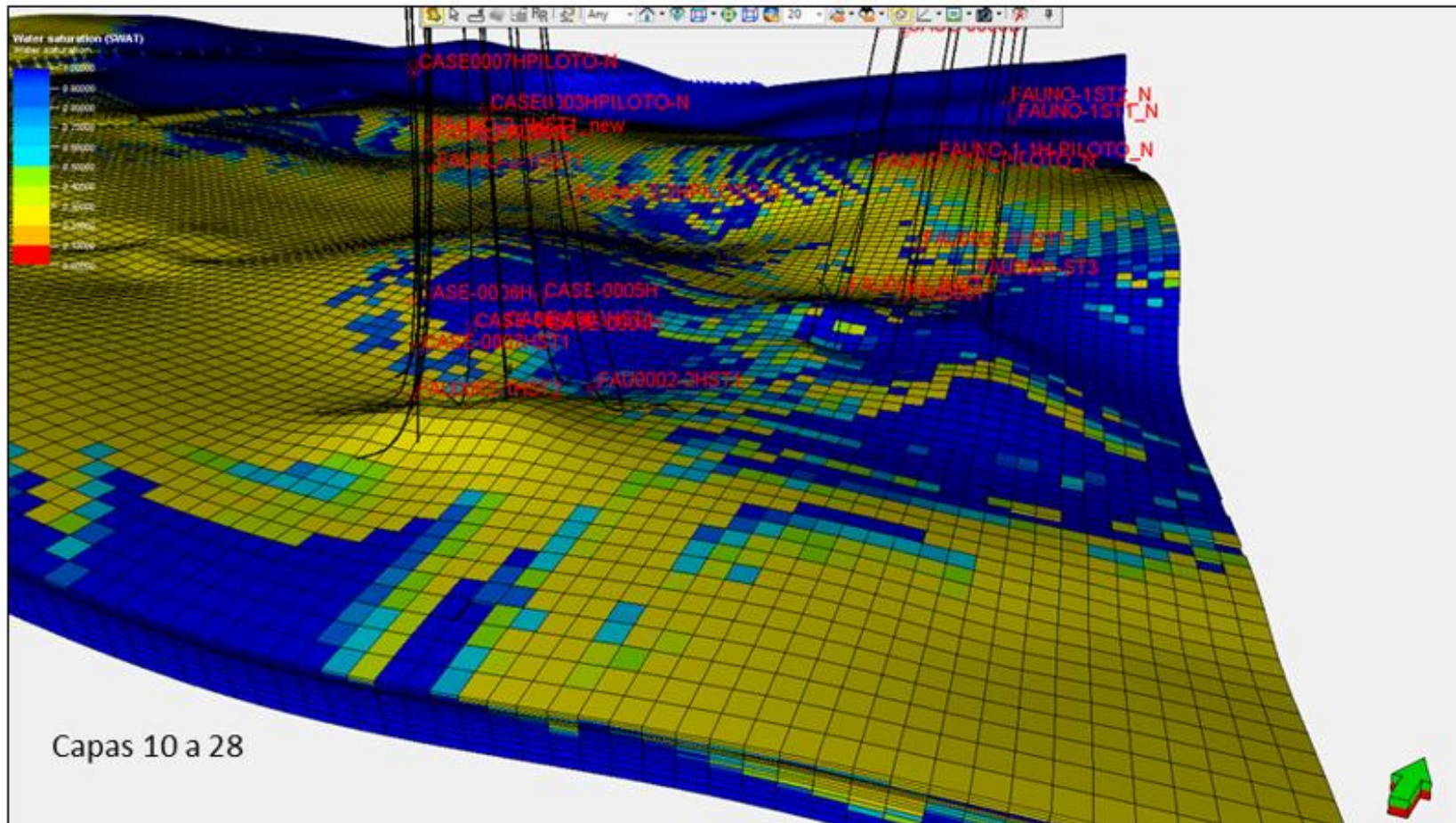
**ANEXO F.
UBICACIÓN DEL OWC A PARTIR DE DATOS MDT Y DE REGISTROS ELÉCTRICOS EN EL POZO C-1**



Fuente: ECOPETROL S.A. OWC en el Pozo C-1 a partir de datos MDT y de registros eléctricos. 2018.

ANEXO G.

DISTRIBUCIÓN DE SATURACIÓN DE AGUA EN EL SECTOR DONDE SE ENCUENTRAN LOS CLÚSTERES F-1 Y F-2



Fuente: ECOPEPETROL S.A. Distribución de S_w en el sector donde se encuentran los clústeres F-1 y F-2. 2018.