

**EVALUACIÓN DE LA EVOLUCIÓN DEL DAÑO DE FORMACIÓN EN POZOS
REPRESENTATIVOS DEL CAMPO CASTILLA EN EL PERIODO DE TIEMPO
DEL AÑO 2014 AL AÑO 2018**

**LAURA DÍAZ CALVO
DANNA ALEJANDRA DURÁN MONCADA**

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

**EVALUACIÓN DE LA EVOLUCIÓN DEL DAÑO DE FORMACIÓN EN POZOS
REPRESENTATIVOS DEL CAMPO CASTILLA EN EL PERIODO DE TIEMPO
DEL AÑO 2014 AL AÑO 2018**

**LAURA DÍAZ CALVO
DANNA ALEJANDRA DURÁN MONCADA**

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

**Director
RICHARD DISNEY ZABALA ROMERO
Ingeniero de Petróleos**

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

2019

NOTA DE ACEPTACIÓN

Luis Ángel Bernal

Yuly Paola Peña

Bogotá, D.C., Julio de 2019.

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente Institucional y Rector del Claustro

Dr. MARIO POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos

Dr. LUÍS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrectoría Académica y de Posgrados

Dra. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS

Decano de la Facultad de Ingeniería

Ing. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI

Director del programa de Ingeniería de Petróleos

Ing. JUAN CARLOS RODRÍGUEZ ESPARZA

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

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a Dios por darme paciencia y sabiduría para culminar mis estudios y este trabajo de grado, a mi mamá por proporcionarme todo el amor, apoyarme, aconsejarme y tranquilizarme en cada momento que lo he necesitado, a mi hermana por hacerme reír y ayudarme a buscar soluciones en los momentos en que pensaba que no había como salir del problema, a mi papa por creer en mí y darme ánimos para ser finalmente una ingeniera, a mi abuelito que en estos últimos momentos me hace una falta inmensa, a Juanma por ser mi motivación cada día, y a toda mi familia por siempre confiar y creer en mí.

A los Ingenieros de ECOPETROL Richard Disney Zabala Romero y Jorge Eduardo Duarte, quienes desde el primer momento depositaron su confianza y se tomaron el tiempo para proporcionar sus conocimientos para la culminación satisfactoria de este trabajo de grado.

LAURA DÍAZ CALVO

AGRADECIMIENTOS

A Dios, por la bendición de despertar cada día, por guiarme en este camino y darme la fuerza para afrontar cada batalla. Por ser el apoyo en los momentos más difíciles durante todo el proceso y la inspiración para culminar de manera exitosa el proyecto.

Dedico este trabajo a mis padres por su amor, trabajo y sacrificio, gracias a ustedes por creer en mí y siempre estar para brindarme las palabras correctas; por ustedes he logrado llegar hasta acá y ser quien soy hoy. A mi hermano por acompañarme durante el proceso y darme su apoyo moral.

Agradezco a cada persona que supo ser luz durante los días de tormenta y me brindó una mano.

Al director de tesis Richard Zabala quien con su dirección, conocimiento, enseñanza y colaboración permitió el desarrollo de este trabajo. Además, a todo el grupo de Ecopetrol, dispuestos a colaborar en cada etapa.

Por último, agradezco a la Universidad de América, directivos y profesores que fueron una pieza clave durante la formación profesional y personal.

Danna Alejandra Durán Moncada

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	25
1. GENERALIDADES DEL CAMPO CASTILLA	27
1.1 HISTORIA DE CAMPO CASTILLA	27
1.2 LOCALIZACIÓN	27
1.3 MARCO GEOLOGICO	29
1.3.1 Columna estratigráfica.	29
1.3.2 Estratigrafía.	30
1.3.3 Geología estructural.	33
1.3.4 Geología del petróleo.	34
1.4 HISTORIA DE PRODUCCION DEL CAMPO	35
1.4.1 Método de producción.	37
1.4.2 Número de pozos.	38
1.4.3 Características del yacimiento.	38
2. SELECCIÓN DE LOS POZOS A ESTUDIAR	40
2.1 CRITERIOS DE SELECCIÓN	40
2.1.1 Daño de formación.	41
2.1.2 Índices de heterogeneidad.	41
2.1.3 Metodología de heterogeneidad.	43
2.2 ANALISIS DE LOS GRÁFICOS REALIZADO POR CADA ÁREA	45
2.2.1 Petróleo acumulado vs daño de formación.	45
2.2.2 Petróleo acumulado vs capacidad de flujo.	49
2.2.3 Petróleo acumulado vs tiempo de producción.	53
2.2.4 Producción actual de agua vs producción actual de petróleo.	56
2.2.5 Daño de formación vs Capacidad de flujo.	60
2.3 ANALISIS DE LOS RESULTADOS DE LOS GRÁFICOS REALIZADOS POR CADA ÁREA	63
2.3.1 Análisis Área A.	63
2.3.2 Análisis Área B.	65
2.3.3 Análisis Área C.	66
2.3.4 Análisis Área D.	69
2.3.5 Análisis Área E.	70
2.3.6 Interpretación general.	74
3. PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACIÓN DE LAS FUENTES DE DAÑO POR CADA POZO DE ESTUDIO	75
3.1 FUNDAMENTOS TEÓRICOS DEL DAÑO DE FORMACIÓN	75
3.1.1 Fuentes de daño de formación.	75
3.1.2 Origen de daño de formación.	79
3.1.3 Ley de Darcy.	80
3.1.4 Factor de daño.	83

3.2 REVEAL	84
3.2.1 Datos generales de la simulación.	85
3.2.2 Información del yacimiento.	85
3.2.3 Descripción general.	87
3.2.4 Permeabilidades relativas.	92
3.2.5 Propiedades del acuífero.	92
3.2.6 Concentración de las escamas orgánicas.	92
3.2.7 Solidos.	93
3.2.8 Datos de referencia.	93
3.2.9 Producción del pozo.	94
3.2.10 Resultados proyectados por Reveal.	95
3.3 PROSPER	96
3.3.1 Información básica para el simulador.	96
3.3.2 Información del equipo.	97
3.3.3 Información de entrada para el cálculo de la IPR.	98
3.4 FUENTE PRINCIPAL DEL DAÑO	105
3.4.1 Determinación de la caída de presión teórica debido al daño.	105
3.4.2 Caída de presión por cada tipo de daño.	107
4. EVOLUCIÓN DEL DAÑO	110
4.1 ESCAMAS MINERALES	110
4.1.1 Estudio daño de formación actual.	110
4.1.2 Estudio daño de formación 2014.	116
4.1.3 Comparación de la evolución del daño entre el estudio del 2014 y 2018.	120
4.2 FINOS Y ARCILLAS	121
4.2.1 Estudio daño de formación actual.	121
4.2.2 Estudio daño de formación 2014.	124
4.2.3 Comparación de la evolución del daño entre el estudio del 2014 y 2018.	125
4.3 ESCAMAS ORGÁNICAS	125
4.3.1 Estudio daño de formación actual.	126
4.3.2 Estudio daño de formación 2014.	129
4.3.3 Comparación de la evolución del daño entre el estudio del 2014 y 2018.	129
4.4 EMULSIONES	130
4.4.1 Estudio daño de formación actual.	130
4.4.2 Estudio daño de formación 2014.	131
4.4.3 Comparación de la evolución del daño entre el estudio del 2014 y 2018.	131
4.5 PERMEABILIDADES RELATIVAS	131
4.6 DAÑO INDUCIDO	132
4.6.1 Estudio daño de formación actual.	132
4.6.2 Estudio daño de formación 2014.	133
4.6.3 Comparación de la evolución del daño entre el estudio del 2014 y 2018.	133
4.7 DISTRIBUCIÓN DEL DAÑO DE FORMACIÓN	133
4.7.1 Distribución del daño para los pozos del estudio 2018.	134
4.7.2 Distribución del daño para los pozos del estudio 2014.	137
4.7.3 Distribución del daño para la Formación K1 del estudio 2018.	140

4.7.4 Distribución del daño para la Formación K1 del estudio 2014.	142
4.8 COMPARACIÓN DE LA EVOLUCIÓN DEL DAÑO DE FORMACIÓN K1 DE LOS ESTUDIOS 2014 Y 2018	143
5. TRATAMIENTOS PARA LA REMOCIÓN DEL DAÑO	146
5.1 ESTIMULACIÓN Y TRATAMIENTOS REMEDIALES	146
5.1.1 Reducción del daño matricial.	146
5.1.2 Tratamiento por fractura.	150
5.2 DISEÑO DE TRATAMIENTO	150
5.2.1 Diseño de tratamiento de remoción matricial.	150
5.2.2 Diseño de tratamiento por fractura.	151
5.3 ESTUDIO INCREMENTAL DE PRODUCCIÓN SEGÚN EL TRATAMIENTO	152
5.3.1 Pozo 1–A.	153
5.3.2 Pozo 1–B.	154
5.3.3 Pozo 4–C.	155
5.3.4 Pozo 3–D.	156
5.3.5 Pozo 16–E.	157
6. EVALUACIÓN FINANCIERA	159
6.1 ANÁLISIS DE COSTOS DE INVERSIÓN (CAPEX)	159
6.2 ANÁLISIS DE COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX)	160
6.3 ANÁLISIS DE INGRESOS	166
6.4 EVALUACIÓN FINANCIERA	169
6.4.1 Indicadores financieros.	169
6.4.2 Flujo de efectivo.	170
6.5 CONCLUSIÓN DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA	181
7. CONCLUSIONES	183
8. RECOMENDACIONES	185
BIBLIOGRAFÍA	186

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Propiedades petrofísicas del yacimiento.	39
Tabla 2. Pozos preseleccionados por área.	40
Tabla 3. Daño de formación promedio por área.	41
Tabla 4. Promedio de parámetros área A.	42
Tabla 5. Promedio de parámetros área B.	42
Tabla 6. Promedio de parámetros área C.	42
Tabla 7. Promedio de parámetros área D.	42
Tabla 8. Promedio de parámetros área E.	43
Tabla 9. Índices de heterogeneidad para Pozo 1-A del área A.	43
Tabla 10. Resultados del análisis del área A.	63
Tabla 11. Resultados del análisis del área B.	65
Tabla 12. Resultados del análisis del área C.	66
Tabla 13. Resultados del análisis del área D.	69
Tabla 14. Resultados del análisis del área E.	70
Tabla 15. Malla Pozo 3-D.	87
Tabla 16. Tabla de solubilidad para asfáltenos.	93
Tabla 17. Tabla de solubilidad para ceras.	93
Tabla 18. Variación producción de petróleo vs caída de presión de fondo fluyente con daño inducido.	101
Tabla 19. Variación producción de petróleo vs presión de fondo fluyente con daño actual.	103
Tabla 20. Variación producción de petróleo vs caída de presión sin daño.	104
Tabla 21. Daño inducido y actual de cada pozo.	104
Tabla 22. Presión de fondo fluyente por pozo.	107
Tabla 23. Proporción según la fuente de daño	109
Tabla 24. Concentración de iones presentes en las áreas del Campo Castilla.	111
Tabla 25. Concentración de iones presentes en los pozos del Campo Castilla año 2014.	117
Tabla 26. Composición y área superficial de arcillas y finos más comunes.	121
Tabla 27. Porcentaje de daño por emulsión pozos actuales.	131
Tabla 28. Porcentaje de daño por emulsión pozos actuales.	131
Tabla 29. Porcentaje de daño inducido para los pozos de estudio.	133
Tabla 30. Porcentaje de daño inducido para los pozos de estudio.	133
Tabla 31. Porcentaje de daño para las áreas de estudio 2018.	143
Tabla 32. Porcentaje de daño para las áreas de estudio.	144
Tabla 33. Diseño tratamiento matricial tipo.	151
Tabla 34. Estudio probabilístico tratamiento matricial tipo.	151
Tabla 35. Diseño tratamiento por fractura tipo.	152
Tabla 36. Estudio probabilístico tratamiento por fractura tipo.	152

Tabla 37. Información producción de petróleo Pozo 1-A.	154
Tabla 38. Información producción de petróleo Pozo 1-B.	155
Tabla 39. Información producción de petróleo Pozo 4-C.	156
Tabla 40. Información producción de petróleo Pozo 3-D.	157
Tabla 41. Información producción de petróleo Pozo 16-E.	158
Tabla 42. Costos de inversión tratamiento matricial.	160
Tabla 43. Costos de inversión tratamiento de fractura.	160
Tabla 44. Costos de mantenimiento por pozo.	160
Tabla 45. Costos de levantamiento por barril según la zona.	161
Tabla 46. Producción incremental acumulada utilizando tratamiento matricial.	163
Tabla 47. Producción incremental acumulada utilizando tratamiento por fractura.	164
Tabla 48. Costo de levantamiento de un barril según su tratamiento.	165
Tabla 49. Ingresos netos por pozo con tratamiento matricial.	167
Tabla 50. Ingresos netos por pozo con tratamiento por fractura.	168
Tabla 51. Resultados relación beneficio costo por pozo.	181
Tabla 52. Resultados Reveal Pozo 1-A.	195
Tabla 53. Resultados Reveal Pozo 1-B.	195
Tabla 54. Resultados Reveal Pozo 4-C.	197
Tabla 55. Resultados Reveal Pozo 3-D.	197
Tabla 56. Resultados Reveal Pozo 16-E.	198
Tabla 57. Variación producción de petróleo vs caída de presión con daño inducido Pozo 1-A.	199
Tabla 58. Variación producción de petróleo vs caída de presión con daño inducido Pozo 1-B.	200
Tabla 59. Variación producción de petróleo vs caída de presión con daño inducido Pozo 4-C.	201
Tabla 60. Variación producción de petróleo vs caída de presión con daño inducido Pozo 3-D.	202
Tabla 61. Variación producción de petróleo vs caída de presión con daño inducido Pozo 16-E.	203
Tabla 62. Variación producción de petróleo vs presión de fondo fluyente con daño actual Pozo 1-A.	204
Tabla 63. Variación producción de petróleo vs presión de fondo fluyente con daño actual Pozo 1-B.	205
Tabla 64. Variación producción de petróleo vs presión de fondo fluyente con daño actual Pozo 4-C.	206
Tabla 65. Variación producción de petróleo vs presión de fondo fluyente con daño actual Pozo 3-D.	207
Tabla 66. Variación producción de petróleo vs presión de fondo fluyente con daño actual Pozo 16-E.	208

Tabla 67. Variación producción de petróleo vs presión de fondo fluyente con daño actual igual a cero Pozo 1-A.	209
Tabla 68. Variación producción de petróleo vs presión de fondo fluyente con daño actual igual a cero Pozo 1-B.	210
Tabla 69. Variación producción de petróleo vs presión de fondo fluyente con daño actual igual a cero pozo 4-C.	211
Tabla 70. Variación producción de petróleo vs presión de fondo fluyente con daño actual igual a cero Pozo 3-D.	212
Tabla 71. Variación producción de petróleo vs presión de fondo fluyente con daño actual igual a cero Pozo 16-E.	213
Tabla 72. Variación de la viscosidad respecto al aumento del corte de agua, Pozo 1-A.	214
Tabla 73. Variación de la viscosidad respecto al aumento del corte de agua, Pozo 1-B.	214
Tabla 74. Variación de la viscosidad respecto al aumento del corte de agua, Pozo 4-C.	216
Tabla 75. Variación de la viscosidad respecto al aumento del corte de agua, Pozo 3-D.	216
Tabla 76. Variación de la viscosidad respecto al aumento del corte de agua, Pozo 16-E.	217

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Localización del Campo Castilla	28
Figura 2. Columna estratigráfica generalizada del Campo Castilla.	29
Figura 3. Sección Transversal Esquemática Cuenca Llanos Orientales.	34
Figura 4. Producción acumulada de petróleo y agua de Campo Castilla.	38
Figura 5. Emulsión inversa y directa.	77
Figura 6. Afectación de las zonas según la procedencia daño.	79
Figura 7. Malla con modelo Cartesiano.	86
Figura 8. Aprobación de las fases completadas en Reveal.	94
Figura 9. Resultados proyectados por Reveal.	95
Figura 10. Survey.	97
Figura 11. Equipo de fondo.	98
Figura 12. Gradiente geotérmico (Prosper).	98
Figura 13. Arreglo del pozo.	99
Figura 14. Información de entrada para el cálculo de la IPR.	99
Figura 15. Curva IPR para producción inicial Pozo 3-D.	100
Figura 16. Sensibilidad del daño inicial del Pozo 3-D.	100
Figura 17. Curva IPR para producción actual Pozo 3-D.	102
Figura 18. Sensibilidad del daño actual del Pozo 3-D.	102
Figura 19. Comportamiento caída de presión ideal y versus caída de presión real.	106
Figura 20. Patrones composicionales del agua de formación.	112
Figura 21. Tasa de incrustación para área A.	113
Figura 22. Tasa de incrustación para área B.	113
Figura 23. Tasa de incrustación para área C.	114
Figura 24. Tasa de incrustación para área E.	114
Figura 25. Patrones composicionales del agua de formación.	117
Figura 26. Tasa de incrustación para Pozo 14-5.	118
Figura 27. Tasa de incrustación para Pozo 14-6.	119
Figura 28. Tasa de incrustación para Pozo 14-7.	119
Figura 29. Análisis de Escamas Minerales Pozos de Estudio 2014.	120
Figura 30. Distribución de la fracción arcillosa en la Formación K1.	122
Figura 31. Producción de líquidos totales vs tasa de producción crítica Pozo 14-1 y Pozo 14-2.	124
Figura 32. Producción de líquidos totales vs tasa de producción crítica Pozo14-3, Pozo 14-4 y Pozo 14-5.	125
Figura 33. Análisis SARA Formación K1 e Índice Coloidal.	127
Figura 34. Análisis de escamas orgánicas Pozos de Estudio 2014.	129
Figura 35. Distribución de daño de formación para el Pozo14-1.	137
Figura 36. Distribución de daño de formación para el Pozo14-2.	138

Figura 37. Distribución de daño de formación para el Pozo14-3.	138
Figura 38. Distribución de daño de formación para el Pozo14-4.	139
Figura 39. Distribución de daño de formación para el Pozo14-5.	139
Figura 40. Distribución de daño promedio para la Formación K1 del área A-B.	142
Figura 41. Distribución de daño promedio para la Formación K1 del área C-D-E.	142
Figura 42. Escenarios de producción Pozo 1-A.	153
Figura 43. Escenarios de producción Pozo 1-B.	154
Figura 44. Escenarios de producción Pozo 4-C.	155
Figura 45. Escenarios de producción Pozo 3-D.	156
Figura 46. Escenarios de producción Pozo 16-E.	157
Figura 47. Resultados PVT Pozo 1-A.	190
Figura 48. Resultados PVT Pozo 1-B.	191
Figura 49. Resultados PVT Pozo 4-C	192
Figura 50. Resultados PVT Pozo 3-D	193
Figura 51. Resultados PVT Pozo 16-E.	194

LISTA DE GRÁFICAS

	pág.
Gráfica 1. HI de petróleo acumulado vs HI de daño de formación en el área A para Pozo 1-A.	44
Gráfica 2. HI de petróleo acumulado vs HI de daño de formación en el área A.	47
Gráfica 3. HI de petróleo acumulado vs HI de daño de formación en el área B.	47
Gráfica 4. HI de petróleo acumulado vs HI de daño de formación en el área C.	48
Gráfica 5. HI de petróleo acumulado vs HI de daño de formación en el área D.	48
Gráfica 6. HI de petróleo acumulado vs HI de daño de formación en el área E.	49
Gráfica 7. HI de petróleo acumulado vs HI de la capacidad de flujo del área A.	50
Gráfica 8. HI de petróleo acumulado vs HI de la capacidad de flujo del área B.	51
Gráfica 9. HI de petróleo acumulado vs HI de la capacidad de flujo del área C.	51
Gráfica 10. HI de petróleo acumulado vs HI de la capacidad de flujo del área D.	52
Gráfica 11. HI de petróleo acumulado vs HI de la capacidad de flujo del área E.	52
Gráfica 12. HI de petróleo acumulado vs HI de tiempo de producción del área A.	54
Gráfica 13. HI de petróleo acumulado vs HI de tiempo de producción del área B.	54
Gráfica 14. HI de petróleo acumulado vs HI de tiempo de producción del área C.	55
Gráfica 15. HI de petróleo acumulado vs HI de tiempo de producción del área D.	55
Gráfica 16. HI de petróleo acumulado vs HI de tiempo de producción del área E.	56
Gráfica 17. HI de producción actual de agua vs HI de producción actual de petróleo del área A.	57
Gráfica 18. HI de producción actual de agua vs HI de producción actual de petróleo del área B.	58
Gráfica 19. HI de producción actual de agua vs HI de producción actual de petróleo del área C.	58
Gráfica 20. HI de producción actual de agua vs HI de producción actual de petróleo del área D.	59
Gráfica 21. HI de producción actual de agua vs HI de producción actual de petróleo del área E.	59
Gráfica 22. HI de daño de formación vs HI de capacidad de flujo en la área A.	61
Gráfica 23. HI de daño de formación vs HI de capacidad de flujo en la área B.	61
Gráfica 24. HI de daño de formación vs HI de capacidad de flujo en la área C.	62
Gráfica 25. HI de daño de formación vs HI de capacidad de flujo en la área D.	62
Gráfica 26. HI de daño de formación vs HI de capacidad de flujo en la área E.	63
Gráfica 27. Factor volumétrico del Petróleo por pozo.	88
Gráfica 28. Viscosidad del petróleo por pozo.	89

Gráfica 29. Densidad del petróleo por pozo.	89
Gráfica 30. Factor volumétrico del agua por pozo.	90
Gráfica 31. Viscosidad del agua por pozo.	90
Gráfica 32. Densidad del agua por pozo.	91
Gráfica 33. Factor volumétrico del gas por pozo.	91
Gráfica 34. Viscosidad del gas por pozo.	92
Gráfica 35. Análisis de Escamas Minerales Pozos de Estudio 2018.	116
Gráfica 36. Producción de líquidos totales vs tasa de producción crítica Pozo 1-A y Pozo 4-C.	123
Gráfica 37. Producción de líquidos totales vs tasa de producción crítica Pozo 1-B, Pozo 3-D y Pozo 16-E.	123
Gráfica 38. Análisis de escamas orgánicas Pozos de Estudio 2018.	128
Gráfica 39. Distribución de daño de formación para el Pozo 1-A.	134
Gráfica 40. Distribución de daño de formación para el Pozo 1-B.	135
Gráfica 41. Distribución de daño de formación para el Pozo 4-C.	135
Gráfica 42. Distribución de daño de formación para el Pozo 3-D.	136
Gráfica 43. Distribución de daño de formación para el Pozo 16-E.	136
Gráfica 44. Distribución de daño promedio para la Formación K1.	140
Gráfica 45. Distribución de daño promedio para la Formación K1 del área A-B.	141
Gráfica 46. Distribución de daño promedio para la Formación K1 del área C-D-E.	141
Gráfica 47. Declinación de la producción incremental por tratamiento matricial.	162
Gráfica 48. Declinación de la producción incremental por tratamiento por fractura.	162
Gráfica 49. Flujo de caja Pozo 1-A con tratamiento matricial.	171
Gráfica 50. Flujo de caja Pozo 1-A con tratamiento por fractura.	172
Gráfica 51. Flujo de caja Pozo 1-B con tratamiento matricial.	173
Gráfica 52. Flujo de caja Pozo 1-B con tratamiento por fractura.	174
Gráfica 53. Flujo de caja Pozo 4-C con tratamiento matricial.	175
Gráfica 54. Flujo de caja Pozo 4-C con tratamiento por fractura.	176
Gráfica 55. Flujo de caja Pozo 3-D con tratamiento matricial.	177
Gráfica 56. Flujo de caja Pozo 3-D con tratamiento por fractura.	178
Gráfica 57. Flujo de caja Pozo 16-E con tratamiento matricial.	179
Gráfica 58. Flujo de caja Pozo 16-E con tratamiento por fractura.	180

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Difusividad.	41
Ecuación 2. Índice de heterogeneidad.	43
Ecuación 3. Ecuación de Darcy.	81
Ecuación 4. Flujo Estable.	81
Ecuación 5 Flujo pseudo-estable.	82
Ecuación 6. Caída de presión por la presencia del daño de formación.	83
Ecuación 7. Caída de presión por la presencia del daño de formación (Darcy).	84
Ecuación 8. Área de drenaje a partir de la malla.	87
Ecuación 9. Gradiente Geotérmico.	94
Ecuación 10. Presión fondo fluyente.	105
Ecuación 11. Índice Coloidal.	126
Ecuación 12. Conversión de la tasa de interés de oportunidad para diferente tiempo.	169
Ecuación 13. Conversión de la tasa de interés de oportunidad para diferente tiempo.	170

LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo A. Resultados pvt por pozo.	190
Anexo B. Resultados arrojados por reveal.	195
Anexo C. Variación producción de petróleo versus la presión de fondo fluyente con daño inicial.	199
Anexo D. Variación producción de petróleo versus la presión de fondo fluyente con daño actual.	204
Anexo E. Variación producción de petróleo versus la presión de fondo fluyente con daño actual igual a 0.	209
Anexo F. Variación de la viscosidad respecto al aumento del corte de agua.	214

ABREVIATURAS

°	Grados
%	Porcentaje
\$	Signo peso
°F	Unidad de temperatura grados Fahrenheit
°API	Medida de densidad del American Petroleum Institute
Av.	Avenida
B/C	Relación beneficio costo
Bbl	Barriles
BFPD	Barriles de fluido por día
BOPD	Barriles de petróleo por día
BWPD	Barriles de agua por día
cP	CentiPoise
ft	Pie (feet)
HCO ₃	Carbonato
HI	Índice de Heterogeneidad
Hrs.	Horas
in	Pulgadas (inches)
IPR	Índice de productividad
KBOPD	Miles de barriles de petróleo por día
KCl	Cloruro de Potasio
KH	Capacidad de flujo. Relación permeabilidad espesor.
Km	Kilómetros
m ² /g	Área superficial específica
mD	MiliDarcys
MD	Profundidad Medida (Measure depth)
mg HC/g TOC	Relación Miligramos de hidrocarburos respecto a gramos totales de carbón.
mg/Lt	Miligramos por litros
mm	Milímetros
NP	Petróleo total producido
pH	Unidades de medida del coeficiente de acidez o basicidad.
PIP	Presión en la bomba.
ppg	Libras por galón (pounds per galón)
ppm	Partes por millón.
Psi	Libras por pulgada cuadrada (pound per square inch)
Psia	Libras por pulgada cuadrada absoluta (pound per square inch)
Psig	Libras por pulgada cuadrada manométrica (pound per square inch)
PVT	Prueba de presión volumen y temperatura.
Q _o	Caudal de petróleo.
Q _w	Caudal de agua.

Rbs/stb	Relación Barrilas en reservorio / Barriles en superficie
S	Daño
SARA	Saturados, aromáticos, resinas y asfáltenos
SO4	Sulfato
Stb	Barriles en superficie
TIO	Tasa de interés de oportunidad
Ton	Toneladas
TVD	Profundidad Verdadera Medida (Truth Vertical Depht)
Tyto	Temperatura de yacimiento
USD	Dólares americanos
VLP	Capacidad de transporte
VPN	Valor presente neto

GLOSARIO

ACUIFERO: acumulación de rocas porosas y permeables que permiten el almacenamiento de grandes cantidades de agua.

ARENISCA: es una roca sedimentaria de tipo detrítico, que contiene clastos de tamaño arena, cuyo tamaño varía entre 0,063 mm y 2 mm.

BLACK OIL: terminología en inglés para petróleo negro, que hace referencia al petróleo pesado con gravedad API menor a 22.3°.

CAMPO: zona que abarca una superficie terrestre y en cuyo subsuelo se encuentran almacenados hidrocarburos.

CARACTERIZACIÓN: describir las características generales de un parámetro o una variable, para permitir su comparación con otros.

CONCENTRACIÓN: acumulación o almacenamiento continuo en la cantidad de un parámetro, el cual puede ser cuantificado.

CORRELACIÓN: es la existencia de proporcionalidad o dependencia entre dos variables.

COLUMNA GEOLÓGICA: es una representación gráfica de la estratificación o deposición de las rocas sobre la tierra, también se le conoce como Escala Geológica o Columna Estratigráfica.

CUENCA SEDIMENTARIA: región deprimida sobre la corteza terrestre, originada por la actividad tectónica de las placas de la tierra y en cuyo lugar se depositan sedimentos.

DAÑO: cambio en las propiedades petrofísicas originales de la formación generadas por la perforación y explotación de los pozos.

DENSIDAD: relación que existe entre la masa de un cuerpo y su volumen.

DENSIDAD DE LODO: propiedad del lodo de perforación usada para mantener la presión hidrostática dentro del pozo e igualar la presión contenida en la formación.

ESTIMULACIÓN: operaciones de tratamiento realizados para restaurar o mejorar la productividad de un pozo que ha disminuido por la presencia de daños de formación.

ESTRATIGRAFÍA: es el estudio, interpretación, identificación, descripción tanto vertical como horizontal de las rocas depositadas en la superficie terrestre.

FORMACIÓN: conjunto de roca o mineral que se han depositado en un lugar durante el mismo periodo geológico.

FRACTURAMIENTO: tratamiento de estimulación utilizado para remover los daños presentes en la región cercana a la cara de los pozos, generando así una mejora en sus propiedades.

EVOLUCIÓN: cambio favorable o desfavorable en las características de una propiedad o variable en el tiempo.

GRAVEDAD API: medida internacional definida por el Instituto Americano del Petróleo (API por sus siglas en ingles), que establece una relación entre la gravedad específica del crudo en comparación con la del agua.

GRAVEDAD ESPECÍFICA: relación entre la densidad de una sustancia con la densidad del agua a condiciones estándar.

MATRIZ: composición de material fino de la roca, que está conformado por minerales o fragmentos de otras rocas y que se cristalizan posterior al depósito del grano.

PERMEABILIDAD: propiedad de la roca de permitir el flujo de fluidos.

POROSIDAD: es el espacio vacío en la roca o el volumen poroso, en el cual se pueden almacenar fluidos (agua, petróleo, gas).

PRESIÓN DE YACIMIENTO: presión inicial y/o actual contenida en los poros de la formación, la cual disminuye una vez los fluidos almacenados empiezan a migrar hacia el pozo.

PRODUCTIVIDAD: capacidad de un yacimiento de producir fluidos, asociados a una caída de presión entre la formación y los nodos del sistema.

REMOCIÓN: uso de tratamientos mecánicos o químicos para remover y/o disminuir los diferentes tipos de daños presentes en la formación.

RESUMEN

TITULO: EVALUACIÓN DE LA EVOLUCIÓN DEL DAÑO DE FORMACIÓN EN POZOS REPRESENTATIVOS DEL CAMPO CASTILLA EN EL PERIODO DE TIEMPO DEL AÑO 2014 AL AÑO 2018.

DESCRIPCIÓN

El presente trabajo tuvo como objetivo principal evaluar la evolución del daño de la Formación K1 para Campo Castilla estudiando cinco (5) pozos representativos de acuerdo a las cinco (5) áreas del Campo y comparar los resultados con los resultados de un estudio previo realizado en el 2014.

Para el desarrollo del trabajo se utilizó el Software Reveal, mediante el cual se realizó la aproximación del comportamiento del yacimiento, además del impacto de la producción en su rendimiento, con esta información se determinó la proporción en la que los diferentes tipos de daño de formación afectaban la productividad del pozo. Además, se realizó el análisis nodal por medio del Software Prosper, que permitió determinar el daño de formación inicial, el daño de formación actual, la caída de presión por la presencia de daño y establecer las curvas de IPR para cada pozo simulando el incremental de producción con la remoción del daño.

La determinación del principal tipo de daño de formación es la base para los procesos de remoción de daño, ya que, para que el trabajo sea efectivo y eficiente debe atacarse el daño que se presente en mayor proporción. La simulación de la remoción del daño permitió establecer un beneficio económico una vez realizada dicha actividad.

Los resultados hallados en esta evaluación, establecieron que los dos tipos de daño de formación más significativos en la Formación K1 son: el daño inducido y el daño por depósitos de escamas orgánicas. Basado en una comparación entre el estudio actual y el anterior, se concluyó que no existe una variación en el tiempo de los principales tipos de daño, puesto que, se obtuvieron los mismos resultados en ambos estudios pero que se presentó una evolución en la proporción de estos daños.

La evaluación financiera dio como resultado la viabilidad de la implementación del tratamiento por fracturas para la remoción del daño de formación, ya que, generará en comparación con los otros tratamientos, un mayor incremento en la recuperación de petróleo respecto a la producción actual y mayores beneficios económicos.

PALABRAS CLAVE

- Daño de formación
- Remoción
- Campo Castilla
- Evolución

INTRODUCCIÓN

Un yacimiento de petróleo que no ha sido explotado conserva sus propiedades de permeabilidad y porosidad originales. La perforación de los pozos provoca una perturbación en dichas propiedades y su posterior explotación aumenta la variación de estas; por esta razón es importante realizar buenas prácticas en las operaciones de perforación y producción para evitar al máximo la disminución de las propiedades ya mencionadas.

Campo Castilla es un campo productor de petróleo en Colombia con una producción actual de aproximadamente 1.15KBOPD, donde el 65% del aporte neto de la producción del Campo proviene de la arena productora K1. Los pozos productores de esta formación han mostrado una disminución en la producción de hidrocarburos.

El daño de formación es un factor que afecta directamente la producción, puesto que, reduce la permeabilidad en la cara del pozo impidiendo un flujo de fluidos de manera óptima y requiriendo un mayor diferencial de presión para mantener la producción deseada; la solución a estos problemas está en la remoción eficiente y efectiva del daño por medio de un tratamiento adecuado. En ocasiones el daño tiende a cambiar en el tiempo y como consecuencia se presenta un daño diferente al ya establecido, por lo cual se requeriría la modificación del tratamiento utilizado previamente.

Por lo mencionado anteriormente, es importante realizar un análisis del daño presente en la Formación K1, que perjudica la adecuada explotación del hidrocarburo. Campo Castilla cuenta con un estudio realizado para el año 2014 donde se estableció el daño principal para el Campo, por lo que se requiere establecer una comparativa entre ese estudio y el actual, con el fin de determinar cuál es la evolución del daño, si presenta una variación en el tipo de daño y evaluar el tratamiento adecuado para su remoción, a fin de establecer una aproximación del incremental de producción de petróleo con su remoción.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Evaluar la evolución del daño de formación en pozos representativos del Campo Castilla en el periodo de tiempo del año 2014 al año 2018.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Describir las generalidades y geología del Campo Castilla.
2. Describir las características y criterios de selección de los pozos representativos de cada área del Campo Castilla de acuerdo a la formación productora.
3. Realizar el estudio de daño para cada pozo seleccionado del área de acuerdo a la formación productora mediante el uso de softwares.
4. Evaluar la evolución del daño en el tiempo para cada formación productora a partir de la información de los pozos seleccionados.
5. Diseñar mediante los datos obtenidos un tratamiento para la remoción del daño por medio de la simulación.
6. Evaluar financieramente el beneficio del uso de un tratamiento para el daño presente respecto a los costos de operación para Campo Castilla mediante el indicador Beneficio - Costo

1. GENERALIDADES DEL CAMPO CASTILLA

En este capítulo se expondrá la descripción de las generalidades correspondientes al Campo Castilla, enfatizándose en su reseña histórica, su ubicación, su estratigrafía y su historia de producción.

1.1 HISTORIA DE CAMPO CASTILLA

La compañía multinacional Chevron descubrió en Colombia en el año 1969 el Campo Castilla ubicado en el departamento del Meta en el municipio de Castilla La Nueva bajo la concesión de Cubarral. El pozo Castilla 1 fue el pozo descubridor con una profundidad de 7,347 pies y probó crudo pesado de la Formación Mirador, Guadalupe y Une.¹

Chevron firmó contrato de explotación y producción en asociación con la estatal petrolera Ecopetrol el 1 de Julio de 1973. Operó el campo durante 27 años contando con 6 años de exploración y 21 años de explotación; el contrato tenía vigencia hasta enero del 2000 pero se otorgó una extensión hasta el 31 de Julio del 2000 donde Ecopetrol se convirtió en el operador directo del Campo.²

Campo Castilla tiene una estructura geológica de anticlinal asimétrico, fallado en el flanco oriental además de contener fallas normales e inversas y cuenta con un mecanismo de producción de acuífero activo.

1.2 LOCALIZACIÓN

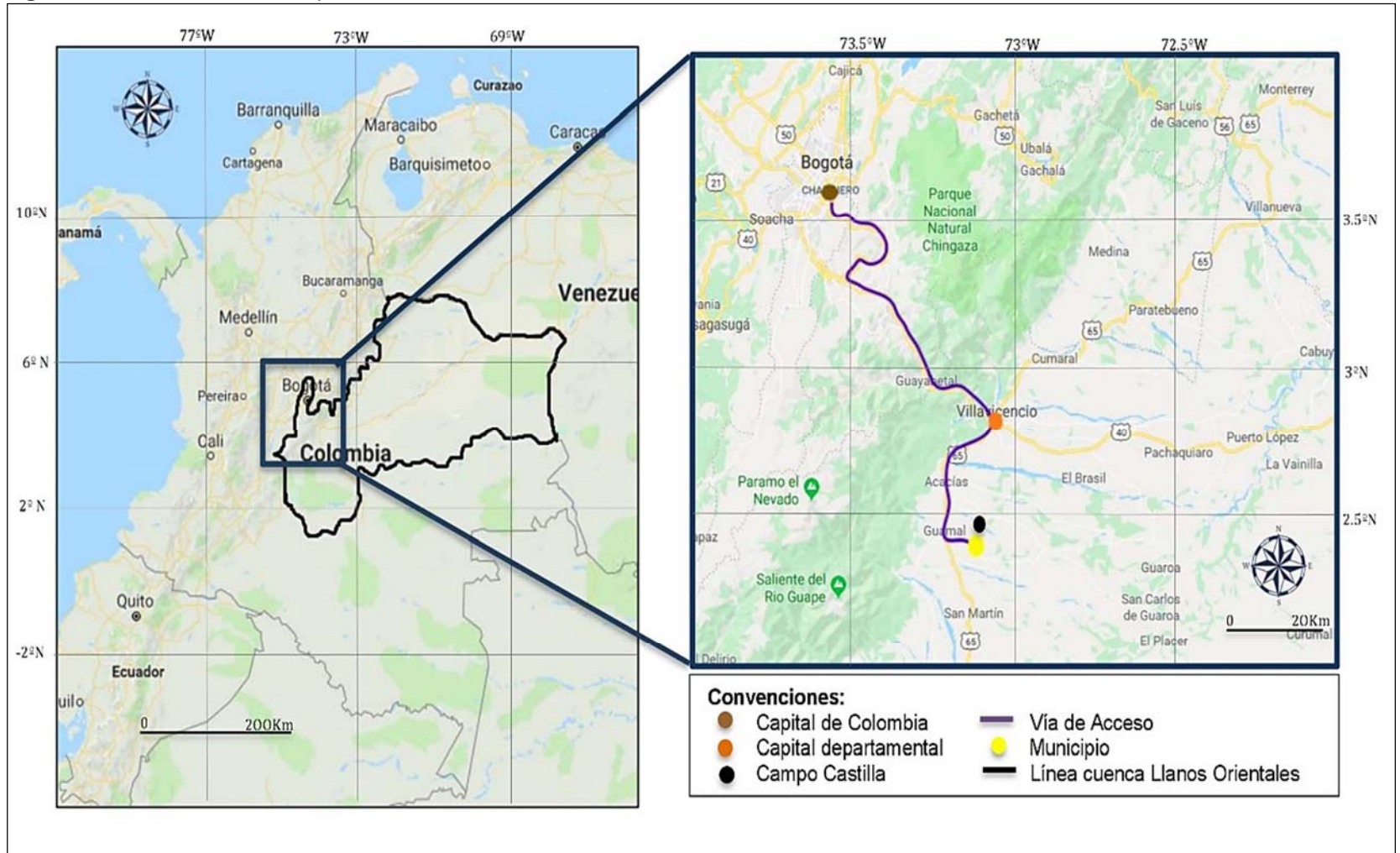
Campo Castilla se localiza en Colombia en el departamento del Meta en el Municipio de Castilla La Nueva a 30 kilómetros de Villavicencio en la Cuenca de los Llanos Orientales con una extensión de 225,603 km². En la **Figura 1** se observa lo descrito anteriormente.

La ruta adecuada para llegar al Municipio de Castilla La Nueva desde la ciudad de Bogotá se describe a continuación, debe salir de Bogotá por la Av. Boyacá en dirección sur hasta la Carretera 40 que se convierte en la Vía Bogotá-Villavicencio y mantener en esa dirección durante aproximadamente 2 hrs, posterior a esto se debe tomar la rampa en dirección a Acacias e incorporarse a la Av. 40 Vía Villavicencio-Acacias Carretera 65, para después incorporarse a la Carrera 23 y continuar por la Vía Acacias –Guamal, llegará al Municipio de Guamal donde debe tomar la Vía Guamal-Castilla La Nueva y en aproximadamente 20 minutos llegará al Municipio de Castilla La Nueva donde se encuentra el ubicado Campo Castilla.

¹ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Cuenca de Llanos Orientales, Estudio integrado crudos pesados. [En Línea]. Disponible en: < <http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Campos.pdf> >. [Citado el 25 de marzo de 2019]

² Ibíd., p. 2.

Figura 1. Localización del Campo Castilla



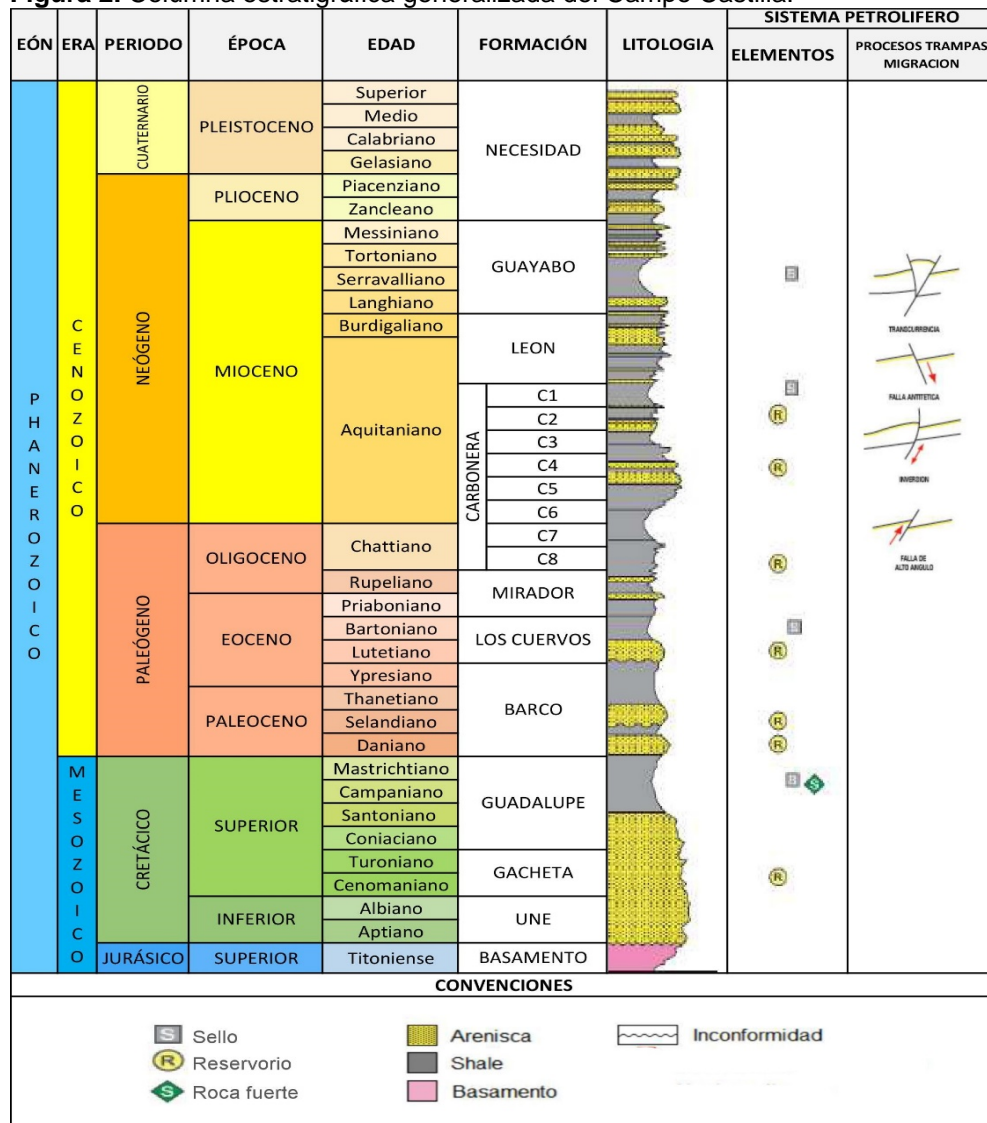
Fuente: elaboración propia, basado en. GOOGLE MAPS.

1.3 MARCO GEOLOGICO

A continuación, se realizará una breve descripción de las formaciones presentes en Campo Castilla.

1.3.1 Columna estratigráfica. La columna estratigráfica que corresponde a Campo Castilla es la columna de la Cuenca Llanos Orientales. Se mostrará en la **Figura 2** los fenómenos de depósito y la secuencia geológica de las formaciones de acuerdo al orden cronológico. La Formación K1 que se estudió hace referencia a la Formación Guadalupe del periodo Cretácico.

Figura 2. Columna estratigráfica generalizada del Campo Castilla.



Fuente: elaboración propia, basado en. AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS, Integración geológica de la digitalización y análisis de núcleos, Cuenca de los Llanos Orientales, 2012, p.46.

1.3.2 Estratigrafía. La Cuenca de Los Llanos Orientales cuenta con rocas predominantemente silicoclasticas que descansan sobre rocas del escudo de la Guayan. La secuencia estratigráfica sedimentaria cuentan con edades que van desde el Paleozoica Inferior hasta el reciente, donde llegan a tener su mayor espesor que va de 15,000 a 2,000 pies cerca al frente Piedemonte plegado y deformado de la cordillera Oriental.³

Las rocas de la edad Cretácica y Terciaria contienen hidrocarburos económicamente importantes, los sedimentos forman cuñas que se separan por superficies de erosión, hacia el occidente aumentan de espesor y se depositaron sobre superficies peneplanizadas del Paleozoico.⁴

A continuación, se hace una descripción de las formaciones involucradas en la Cuenca Llanos Orientales.

1.3.2.1 Basamento. Estudios radiométricos determinan que pertenece al súper eón Precámbrico, la edad equivale a 1,500 millones de años en Mitú, 1400 millones en Puerto Carreño y 1,205 millones en Mapiripán. Este aflora bordeando el extremo Oriental y Sur de la Cuenca de Los Llanos, suprayacendo las rocas ígneas y metamórficas de alto grado. Se encuentra a lo largo de los ríos Orinoco, Guaviare y la Serranía de La Macarena.⁵

1.3.2.2 Formación Une. Cuenta con un espesor promedio de 100 metros y en las áreas de Arauca y Meta están las secciones más gruesas donde tienen hasta 360 metros. Está conformada por capas de areniscas cuarzosas intercaladas con limolitas carbonáceas, tiene capas delgadas de shales que aumentan hacia la parte más profunda de la Cuenca. La base de la formación pertenece a la era del Mesozoico de la edad del Cenomaniense haciéndose más antigua hacia el oeste. El ambiente sedimentario es marino somero a estuarino, pero hacia la base de la formación pueden darse depósitos fluviales.⁶

1.3.2.3 Formación Gacheta. Tiene un espesor promedio de 90 metros hasta 180 metros, que abarca litológicamente una intercalación de lodolitas con areniscas glauconíticas delgadas, los shales son ricos en materia orgánica, calcáreos y fosfáticos. Las areniscas de incrementan hacia el este y el norte.⁷

³ AGENCIA NACIONAL DE HIDRICARBUROS. Área de crudos pesados. [En línea]. Disponible en: <http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Informe_de_Prospectividad.pdf> [Citado el 25 de marzo de 2019]

⁴ Ibid, p. 29.

⁵ Ibid, p. 30.

⁶ Ibid, p. 31.

⁷ Ibid, p. 31.

1.3.2.4 Formación Guadalupe. La edad de la formación oscila en el intervalo desde el Santoniano hasta el Campaniano, esta depende de la localización del pozo. Está compuesta por areniscas masivas con tamaño de grano conglomerático a arena fina que dominan en la parte norte y oeste de la Cuenca de Los Llanos, tiene intercalaciones delgadas con lodolitas grises a grises oscuras y silomlitas silíceas pardo claro.⁸

1.3.2.5 Formación Barco y Los Cuervos. Esta presente únicamente en el borde occidental de la Cuenca en Casanare. Los depósitos continentales son areniscas masivas, pobremente clasificadas en la base; suprayacidas por lutitas de color gris y gris verdoso, con intercalaciones locales de algunas capas delgadas de carbón y delgadas intercalaciones de areniscas en la Formación Los Cuervos. La Formación Barco en la zona de Arauca consta de areniscas cuarzosas masivas de grano fino a grueso, con intercalaciones delgadas de lutitas. En la Formación Los Cuervos se cuenta con una secuencia sedimentario de lutitas intercaladas con areniscas de color parduzco, de grano muy fino a medio. Los espesores de estas formaciones aumentan hacia el Occidente, y superan los 1,000 pies en los primeros corrimientos de la cordillera.⁹

1.3.2.6 Formación Mirador. Antes del depósito de la Cuenca se tuvo un periodo de erosión de aproximadamente 15 a 20 millones de años. El depósito inicio durante el Eoceno tardío. Está compuesto litológicamente por areniscas masivas con intercalaciones de lodolitas. Las areniscas son cuarzosas, a veces feldespáticas, localmente con fragmentos de madera, y ocasionalmente glauconíticas. El ambiente sedimentario es de aspecto fluvial, en sitios como Caño Limón, Cusiana, Meta se dan ambientes deltáicos o rellenos estuarinos con lodolitas biotubadas y en la base de la de la formación hay indicaciones de raíces. El Mirador ha tenido manifestaciones importantes de petróleo pesado en los campos de Campo Rico, Guatiquía, Castilla, Entrerios, Chichimene, La Gloria, La Gloria Norte, Santiago, La Libertad, Suria, Pompeya, Tanane, Gaván, Camoa y EsteroPaloblanco.¹⁰

1.3.2.7 Formación Carbonera. Está compuesta por ciclos que comienzan con una lodolita y termina con una alternancia de areniscas y lodolitas. Las unidades impares contienen las arenas -C7, C5, C3 y C1- y las unidades pares contienen lodolitas. Los niveles arenosos se caracterizan por ser reservorios en la parte central y oriental de la Cuenca de Los Llanos. Las areniscas de la Formación Carbonera aumentan su contenido hacia el oeste, donde las unidades arcillosas disminuyen. Tiene un espesor promedio de 762 metros, con un rango de unos 61 metros en el este, hasta unos 1,220 metros cerca al frente de montaña.¹¹

⁸ *Ibíd.*, p. 31.

⁹ AGENCIA NACIONAL DE HIDRICARBUROS. . Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. [En línea]. Disponible en: < <http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Tesis/5.%20Informe%20Final%20Llanos.pdf>> [Citado el 25 de marzo de 2019]

¹⁰ AGENCIA NACIONAL DE HIDRICARBUROS. Área de crudos pesados. Op. Cit p. 32.

¹¹ *Ibid.*, p. 32.

- **Unidad C8:** La continuación de la Formación Mirador indica un periodo de transgresión cuya continuidad es la unidad C8, de carácter marino. Presenta un espesor variable desde 15 metros en el borde oriental de la Cuenca hasta más de 122 metros a lo largo del frente de montaña.¹²
- **Unidad C7:** el ambiente sedimentario de la unidad es marino somero, deltaico y continental compuesto de areniscas de color crema a parduzco, que tienen un tamaño de grano fino a medio en ocasiones conglomeráticos que se encuentran separados por niveles de arcillolitas de color gris a verduzco. Cuentan con un espesor de 75 a 85 metros de espesor en la parte central de la Cuenca.¹³
- **Unidad C6:** El espesor de la unidad se reduce rápidamente hacia el Este teniendo un promedio de 30 a 45 metros. El máximo espesor de esta unidad arcillosa cuenta con 180 metros en el sector de Cumaral-1.¹⁴
- **Unidad C5:** El espesor de la unidad varía entre 15 a 90 metros, compuesta por niveles de arcillolita y de arenisca, poco consolidada de tamaño de grano medio a grueso, a veces ligeramente calcáreas con glauconita. En el sector de Apiay es difícil diferenciarla y estaría incluida en la Conjunto de C2.¹⁵
- **Unidad C4:** Está compuesta por capas de areniscas, limolitas y lutitas con un espesor que oscila entre 45 y 90 metros, en el Piedemonte Llanero se da un espesor superior a 210 metros entre Vanguardia-1, al suroeste y Tauramena -1, al noreste. El máximo espesor registrado se encuentra en el pozo Guacavía-1 con 320 metros.¹⁶
- **Unidad C3:** Está compuesta por areniscas de grano fino a grueso alternadas con limolitas y arcillolitas de color gris verdoso, a veces con niveles carbonosos e la secuencia cerca a la parte central de la Cuenca. Cuenta con un espesor promedio de 45 metros en la parte centro norte de la Cuenca y aumenta hacia el suroeste alcanzando más de 200 metros en el frente de la montaña.¹⁷
- **Unidad C2:** Se comporta como sello y es el mejor desarrollado después de la Formación León. Tiene un espesor de 30 a 60 metros en la parte media de la Cuenca que aumenta hacia el borde suroccidental y está compuesta por lutitas

¹² AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. Op. Cit. p. 51.

¹³ Ibid, p. 51.

¹⁴ Ibid, p. 51.

¹⁵ Ibid, p. 51.

¹⁶ Ibid, p. 51.

¹⁷ Ibid, p. 51.

grises y algunas limolitas. El porcentaje de arena aumenta en los límites norte y noreste de la Cuenca relacionando este sector con un ambiente deltaico.¹⁸

- **Unidad C1:** Contiene una alternancia de cuerpos arenosos, separados por delgadas limolitas y lutitas. Es la última secuencia arenosa de la Formación Carbonera. Su espesor aumenta hacia el occidente y alcanza más de 600 metros del piedemonte, en el sector de Guacavía-1 y Cumaral-1.¹⁹

1.3.2.8 Formación León. Es el sello más joven de la Cuenca, el ambiente sedimentario de depósito corresponde a lagos, lagunas costeras, bahías o estuarios, cuenta con un espesor promedio de 305 metros que aumenta hacia el occidente donde alcanza más de 600 metros. Contiene arcillolitas y lodolitas con delgadas intercalaciones de areniscas que se hacen presentes hacia el tope y occidente de la unidad cerca de la Cordillera Oriental.²⁰

1.3.2.9 Formación Guayabo. Tiene un espesor de cuatro (4) kilómetros en el piedemonte de la cordillera, está constituido por arcillolitas de colores grises a pardo rojizos, y areniscas mal seleccionadas de grano fino a muy grueso, a veces con niveles de conglomerados, hacia el norte presentan niveles carbonosos. El ambiente sedimentario hacia la base presenta influencia marina y hacia el tope es fluvial marino a continental. En la parte central de la Cuenca, está representada por una sección de 2,000 a 8,000 pies, de arcillolitas varicoloreadas y areniscas masivas de grano grueso. En el área de Meta esta formación tiene mayor dominio continental. Regionalmente se adelgaza hacia el sur de la Cuenca.²¹

1.3.2.10 Formación Necesidad. Según J. de Porta esta formación con distintas intercalaciones de arcillas entre las que se encuentran unas de color rojo y otras azuladas, estas son alternadas con areniscas de grano grueso que pueden pasar a ser conglomerados. Esta formación cuenta con una serie de minerales pesados tales como la base de ilmenita, rutilo, zircón y la turmalina. Provisionalmente su edad ha sido considerada Plioceno o Pleistoceno.²²

1.3.3 Geología estructural. La Cuenca de los Llanos orientales se localiza al oriente del país, su configuración estructural se da por los diversos episodios generados desde el paleozoico hasta la actualidad, representando así una discordancia la cual genera una anticlinal asimétrico elongado con pendiente hacia el noreste, cuenta con aproximadamente 10 kilómetros de largo y 4 de ancho²³.

¹⁸ Ibid, p. 52.

¹⁹ Ibid, p. 52.

²⁰ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Área de crudos pesados. Op. Cit p. 32.

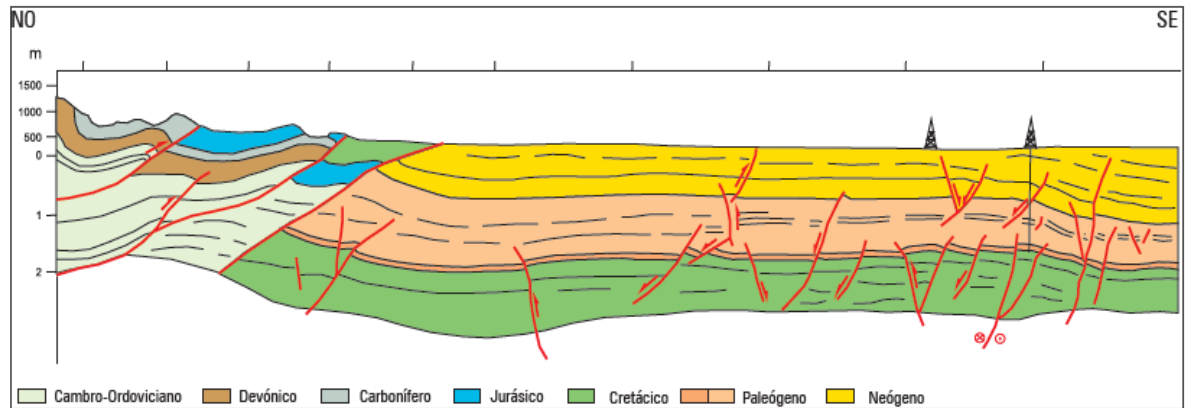
²¹ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. Op. Cit. p. 52.

²² J de Porta. AMÉRIQUE LATINE. Vol. 5. Centre national de la recherche scientifique. 1974. p. 380.

²³ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Área de crudos pesados. Op. Cit p. 33.

Se encuentra fallado en el flanco oriental, con distintas fallas internas normales e inversas, estas no poseen un comportamiento sellante ya que el contacto agua petróleo no evidencia cambios significativos a cada lado de la falla²⁴.

Figura 3. Sección Transversal Esquemática Cuenca Llanos Orientales.



Fuente: elaboración propia, basado en. AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Llanos Orientales Open Round Colombia. 2010.

1.3.4 Geología del petróleo. A continuación, se hará una descripción de los principales componentes con los que debe contar un sistema petrolífero

1.3.4.1 Roca Generadora. Se considera como Roca generadora la Formación Gacheta y formaciones terciarias como Los Cuervos, Mirador y Carbonera (C8) provenientes del Cretácico; la Formación Gacheta contiene en su mayoría lutitas, calizas de grano fino intercaladas con margas con un variable aporte de material terrestre, esta fue depositada bajo condiciones anóxicas (ausencia de oxígeno en el agua) durante una trasgresión marina sobre una amplia plataforma, posee un espesor de rango promedio de 230 a 600 metros.

La materia orgánica contenida en la roca generadora es principalmente no estructurada del tipo amorfo con partículas menores de vitrinita, el índice de hidrogeno de las muestras inmaduras tiene un máximo de 200 mg HC/g TOC (Total Organic Carbon) evidenciando así que esta roca proveniente de la Formación Gacheta es generadora de aceite, las formaciones terciarias contienen lutitas ricas en materia orgánica con un buen grado de maduración termal²⁵.

²⁴ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS Cuenca de Llanos Orientales, Estudio integrado crudos pesados. Op. Cit p. 2.

²⁵ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Área de crudos pesados. Op. Cit. p. 34

1.3.4.2 Migración. Según la Agencia Nacional de Hidrocarburos se identificaron como puntos de migración dos momentos, el primero durante el Eoceno tardío – Oligoceno y el segundo comenzó en el Mioceno y continua en la actualidad²⁶.

1.3.4.3 Roca Reservorio. La Agencia Nacional de Hidrocarburos afirma que estas rocas vienen de una edad promedio del Cretáceo Medio hasta el Mioceno tardío, las unidades de arenas que incluyen las formaciones Une, Gachetá, Mirador y los miembros de la Formación Carbonera tales como: C7, C5, C3 y C1; estas son las rocas reservorios pertenecientes al campo.

Las formaciones con mayor cantidad de hidrocarburos pesados son las pertenecientes a Une y al miembro C7 de la Formación Carbonera, con un 57% y 24.5% respectivamente de las reservas de petróleo conocidas. Las Formaciones Mirador, Gachetá y Guadalupe contienen el 11%, el 4% y el 3% respectivamente²⁷.

1.3.4.4 Roca sello. La Agencia Nacional de Hidrocarburos asegura que la Formación León, la cual cuenta con una sección de arcillolitas se considera el sello original para el sistema petrolífero Gachetá; las unidades C2, C4, C6 y C8 de la Formación Carbonera son reconocidas como sellos locales; en la sección cretácica, la unidad de shale de la Formación Gacheta son sellos intraformacionales pero además es un sello efectivo para el sistema petrolero Gacheta-Une, la cual incluye aproximadamente el 57% de las reservas de hidrocarburos²⁸.

1.3.4.5 Trampa. Basados en el estudio realizado por parte de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, el entrapamiento presente en la unidad de estudio es de tipo estructural y se encuentra ubicado hacia la parte oeste del Piedemonte Llanero; Hasta el momento, la exploración se ha concentrado en las fallas normales antitéticas. Sin embargo, los anticlinales asociados a fallas inversas y estructuras de bajo relieve, así como las trampas estratigráficas, pueden representar un importante objetivo exploratorio²⁹.

1.4 HISTORIA DE PRODUCCION DEL CAMPO

Campo Castilla es un Campo maduro que fue descubierto hace 44 años por la compañía Chevron, quien fue la primera empresa encargada de iniciar la producción del Campo por medio del contrato de explotación y producción con la empresa estatal Ecopetrol S.A.

²⁶ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Llanos Orientales, Open Round Colombia 2010. [En línea]. Disponible en: <[http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Llanos%20\(pdf\)-Ronda%20Colombia%202010.pdf](http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Llanos%20(pdf)-Ronda%20Colombia%202010.pdf)> [Citado 23 de marzo de 2019]

²⁷ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Área de crudos pesados. Op. Cit. p. 34.

²⁸ Ibid, p. 35.

²⁹ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Llanos Orientales, Open Round Colombia 2010. Op. Cit.

En el año 2000 el contrato tuvo vencimiento y la empresa estatal Ecopetrol S.A. se convirtió en el único operador del Campo. La nueva era de producción comenzó con el análisis del potencial del campo, esto se logró en compañía de un grupo que se destinó para su estudio, conformado por las vicepresidencias de Exploración y Producción, Transporte y Refinación, y el Instituto Colombiano de Petróleo. Este grupo diseñó una estrategia de explotación dirigida a la perforación de nuevos pozos, una mejora operacional de los pozos existentes, la adecuación y ampliación de las plantas de tratamiento, se tenía planeado la perforación de 35 pozos para 14 años a fin de aumentar el factor de recobro del 4% al 12%.³⁰

Para el año 2003 Ecopetrol S.A. anuncio un proyecto para aumentar la producción del campo un 50%, decisión que se tomó con base en los resultados obtenidos de unos estudios dentro del campo, queriendo llegar a una producción de 40,000 barriles por día.³¹

A causa del incremento de crudo en los campos del departamento del Meta, en el año 2009 Ecopetrol desarrollo una estrategia para ampliar la infraestructura de tratamiento de crudo en la zona, a fin de aumentar la producción; lo cual se lograría con la perforación de más pozos, además de cambiar los sistemas de levantamiento por extracción con bombas electro-sumergibles en lugar de bombo mecánico.³² Para el siguiente año la petrolera logro alcanzar una producción record en el Campo de 100,043 barriles diarios.

Hasta el año 2014 la producción del Campo oscilaba por los 100,000 barriles de petróleo diario, a raíz de la estrategia de transformación de Ecopetrol enfocada en producir barriles limpios y eficientes, el desarrollo del Campo se enfocó en la optimización de costos y mejora de rendimientos operativos, también se generaron inversiones incrementales, que lograron mayores márgenes de productividad llegando a un nuevo record de producción de 125,699 barriles de petróleo por día.³³

³⁰ ECOPETROL. Castilla recargado. [En Línea]. Disponible en: <http://www.ecopetrol.com.co/especiales/carta_petrolera/empresa.htm> [citado 28 de abril de 2019]

³¹ EL TIEMPO. "CASTILLA SUBIRA LA PRODUCCIÓN". 2003. [En línea]. Disponible en: <<https://www.eltiempo.com/archivo/documento/MAM-1000565>> [Citado el 28 de abril del 2019]

³² EL TIEMPO. "ECOETROL AMPLIARÁ SU INFRAESTRUCTURA PARA TRATAMIENTO DE CRUDO EN EL META". 2009. [En línea]. Disponible en: <<https://www.eltiempo.com/archivo/documento/CMS-5630086>> [Citado el 28 de abril del 2019]

³³ ECOPETROL. Campo de producción Castilla alcanzó nuevo récord de producción. [En Línea]. Disponible en: <<https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/nuestra-empresa/sala-de-prensa/boletines-de-prensa/Boletines%202015/Boletines%202015/campo-produccion-Castilla-alcanzo-nuevo-record-produccion>> [citado 28 de abril de 2019]> [Citado el 28 de abril del 2019]

A fin de aumentar las reservas probadas de petróleo Ecopetrol implemento en el año 2018 proyectos de recobro secundario por medio de inyección de agua en el Campo; para el 2019 Campo Castilla sigue siendo uno de los activos más importantes para la compañía pero después del incremental de producción del año 2014 el Campo ha disminuido su producción diaria y hoy en día cuenta con un aproximado 119,794 barriles de petróleo por día.³⁴

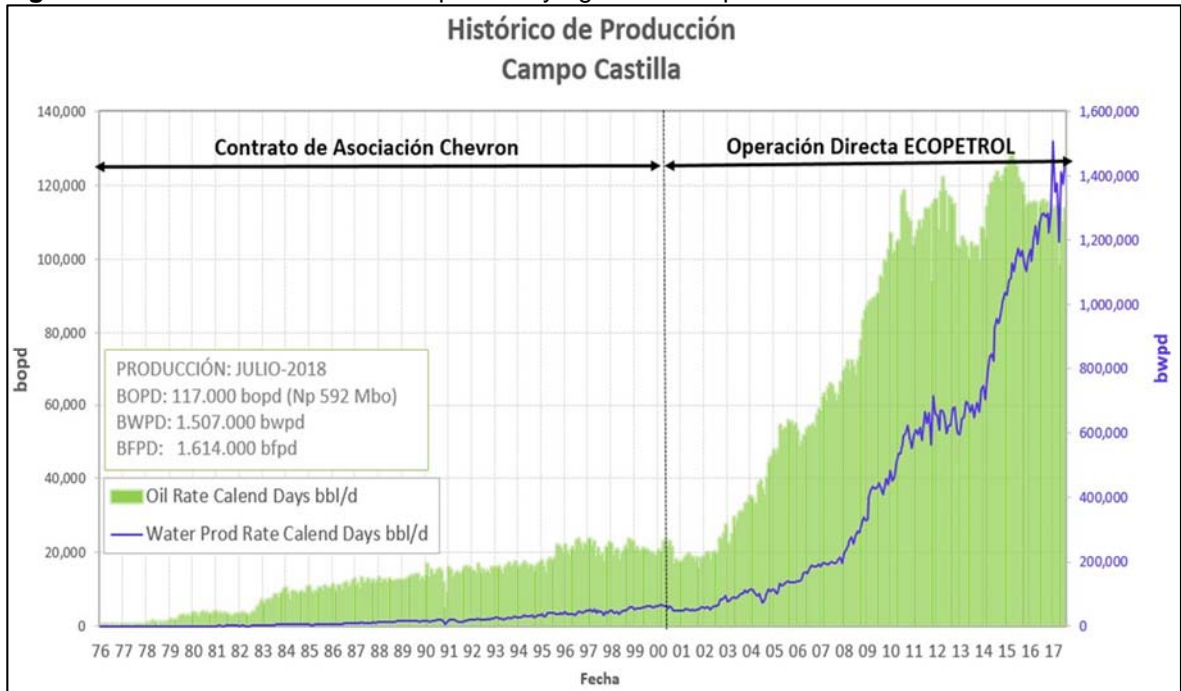
1.4.1 Método de producción. Campo Castilla es uno de los activos de Ecopetrol con mayor importancia a nivel nacional debido a su alta tasa de producción diaria de 116,439³⁵ barriles promedio por día que reporta la ANH en la fiscalización de Agosto de 2018, este campo cuenta con un tiempo de producción de más de 40 años desde 1973 cuando Chevron perforo el primer pozo Castilla-1.

El petróleo que se produce en el campo tiene una gravedad específica promedio de 12 °API y cuyo mecanismo primario se determinó como empuje por agua que debido a las características de la región y geología de la zona está respaldado por acuífero activo parcial. El acuífero no aporta la energía suficiente para la producción autónoma de los pozos motivo por el que cuentan con un sistema de levantamiento artificial de bombeo electro sumergible, que permite la producción óptima de fluidos con alto contenido de agua como en el caso de Campo Castilla. Ecopetrol está en un proceso de aumentar el factor de recobro con inyección de agua como mecanismo secundario de producción.

³⁴ EL TIEMPO. "REGIONAL ORINOQUIA DE ECOPEPETROL ALCANZÓ RÉCORD DE PRODUCCIÓN DE CRUDO Y GAS". 2019. [En línea]. Disponible en: < <https://www.eltiempo.com/archivo/documento/MAM-1000565>> [Citado el 28 de abril del 2019]

³⁵ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Producción Mensual de Petróleo. [En línea]. Disponible en: < <http://www.anh.gov.co/Operaciones-Regalias-y-Participaciones/Sistema-Integrado-de-Operaciones/Paginas/Estadisticas-de-Produccion.aspx> > [Citado 25 de marzo de 2019]

Figura 4. Producción acumulada de petróleo y agua de Campo Castilla.



Fuente: ASOCIACIÓN COLOMBIANA DE INGENIEROS DE PETRÓLEOS, Visión Técnica de Ecopetrol en Campos de Crudo Pesado, 2018, p.13.

1.4.2 Número de pozos. Desde la perforación del primer pozo en el campo se han perforado más de 500 pozos productores, cerca de 20 pozos disposal y aproximadamente 10 pozos inyectores para el recobro de la Formación K1.³⁶

1.4.3 Características del yacimiento. En la Tabla 1 se pueden apreciar las propiedades del yacimiento que compone Campo Castilla según la formación a la que corresponda. Entre estas está el petróleo original de la formación, porosidad, espesor neto que corresponde al productor, la saturación de agua inicial, entre otros.

³⁶ ASOCIACIÓN COLOMBIANA DE INGENIEROS DE PETRÓLEOS Visión Técnica de Ecopetrol en Campos de Crudo Pesado. [En línea]. Disponible en: < https://acipet.com/wp-content/uploads/2018/09/JOSE-DARIO-PARRA-.Crudos-Pesados_Visi%C3%B3n-ECOPETROL-VF.pdf > [Citado 25 de marzo de 2019]

Tabla 1. Propiedades petrofísicas del yacimiento.

		Formación		
Formación	Propiedades petrofísicas	K2	K1 INF	T2
		OOIP	3,832	1,683
	Porosidad (%)	17-20	19-22	15-20
	Espesor neto (ft)	200-350	70-100	50
	Saturación agua inicial (%)	10-15	10-15	30
	Permeabilidad (md)	1,500-4,000	200-1,000	500-1,200
	Temperatura (°f)	190	185	180
Propiedades de fluidos	Gravedad °api	12,4	12,4	9
	Viscosidad (cp)@Tyto	140	140	450
	Presión de burbuja (psi)	130	130	130
	Bo (rbs/stb)	1,03	1,03	1,03
	Presión inicial	2,830	2,830	
	Presión actual	2,400	1,800	
	Mecanismo de producción	Empuje de agua		

Fuente: elaboración propia, basado en. ASOCIACIÓN COLOMBIANA DE INGENIEROS DE PETRÓLEOS, Visión Técnica de Ecopetrol en Campos de Crudo Pesado, 2018, p.14.

2. SELECCIÓN DE LOS POZOS A ESTUDIAR

En este capítulo se describirá y analizará los resultados de los parámetros que se deben tener en cuenta para la selección de los pozos de estudio de la unidad K1 inferior correspondiente a Campo Castilla. El equipo de ingenieros de Ecopetrol encargados del Campo Castilla determinó que para el estudio se seleccionaría una muestra representativa de cinco (5) pozos, un pozo por área de estudio.

2.1 CRITERIOS DE SELECCIÓN

En primera instancia para el estudio correspondiente se solicitó al grupo de ingenieros de yacimientos encargados de Campo Castilla una lista de pozos productores de la unidad K1 inferior, que se encontraran en estado de incertidumbre, para esto se tuvieron en cuenta ciertos parámetros, el primer parámetro que se consideró fue la baja productividad de los pozos, que por correlación de pozos cercanos productores se esperaba una alta producción de fluidos; posterior a esto, se realiza una preselección de los pozos por medio de unas pautas ya estipuladas, estos pozos debían contar con una desviación menor a 80° para así facilitar su simulación, además de que no fuesen pozos productores de dos unidades; en la **Tabla 2** se muestra la cantidad de pozos que serán motivo de estudio, estos se encuentran relacionados con cada una de las áreas de Campo Castilla.

Tabla 2. Pozos preseleccionados por área.

Área	Numero de pozos
Área A	4
Área B	4
Área C	8
Área D	3
Área E	18

Fuente: elaboración propia, basado en. ECOPETROL.

Para la selección de los pozos se hizo mediante una metodología desarrollada por Ecopetrol donde se utilizó un libro de cálculo en Excel que contaba con los parámetros necesarios para realizar una selección del pozo más prospectivo de cada área por medio de un ranqueo de acuerdo a propiedades de la unidad K1 inferior, e información de los pozos preseleccionados.

En un principio se debe tener la información del yacimiento como permeabilidad, viscosidad del fluido a la profundidad de los puntos medios de perforados, temperatura, presión de yacimiento; en segunda instancia la información de los pozos como la historia de producción, el radio de perforación, la última prueba de producción, espesor neto de perforados, la elevación de la mesa, presión y profundidad de la bomba.

Para la validación de este estudio, parámetros como la presión de yacimientos y sus propiedades PVT, deben estar correlacionadas a la profundidad del punto medio perforado de cada uno de los pozos.

2.1.1 Daño de formación. En la determinación del daño de formación se utilizó la Ecuación 1 para un sistema de flujo radial en un estado pseudoestable, en el que la presión no depende del tiempo, ya que, llegó al límite de reservorio, además de los parámetros ya mencionados se necesita la presión de fondo fluyente de los pozos la cual se determina mediante la PIP de cada pozo junto con su presión hidrostática.

Ecuación 1. Difusividad.

$$Q_o = \frac{0.00708k_o h(\bar{p}_r - p_{wf})}{\mu_o B_o \left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75 + s \right]}$$

Fuente: DONALDSON, Erle. *Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid transport properties.* 3 ed. Waltham.: Elsevier, 2012. 376p. ISBN 978-0-12-383848-3.

Dónde:

- Q_o Tasa de flujo del aceite, BOPD.
- $K_o h$ Capacidad de flujo al aceite, mD*ft.
- \bar{p}_r Presión promedio de yacimiento, psi.
- p_{wf} Presión de fondo fluyente, psi.
- μ_o Viscosidad al aceite, cP.
- B_o Factor volumétrico de formación para la fase petróleo, Bbl/STB.
- r_e Radio de drenaje, ft.
- r_w Radio del pozo, ft.
- s Daño de formación, adimensional.

A continuación, en la **Tabla 3** se mostrará el daño de formación promedio por cada área analizada.

Tabla 3. Daño de formación promedio por área.

Área	Daño de formación promedio
Área A	12.63
Área B	18.32
Área C	29.73
Área D	23.54
Área E	18.92

Fuente: elaboración propia, basado en. ECOPETROL.

2.1.2 Índices de heterogeneidad. Este método es usado para determinar la dispersión de los datos a estudiar, para ello es necesario tomar como referencia un promedio de cada uno de los parámetros según su área, el cual permitirá visualizar la heterogeneidad que se presenta en cada una y así facilitar la selección del pozo a estudiar.

A continuación, en la **Tabla 4** se mostrará un promedio de cada parámetro para el área A, en la **Tabla 5** se mostrará un promedio de cada parámetro para el área B, en la **Tabla 6** se mostrará un promedio de cada parámetro para el área C, en la **Tabla 7** se mostrará un promedio de cada parámetro para el área D y en la **Tabla 8** se mostrará un promedio de cada parámetro para el área E.

Tabla 4. Promedio de parámetros área A.

Parámetro	Promedio
Petróleo producido acumulado (Bbl)	14,184
Daño de formación	12.63
Capacidad de flujo(mD*ft)	88,139
Tiempo Producción (años)	3.3
Producción actual de agua (BWPD)	211
Producción actual de petróleo (BOPD)	194

Fuente: elaboración propia, basado en. ECOPETROL.

Tabla 5. Promedio de parámetros área B.

Parámetro	Promedio
Petróleo producido acumulado (Bbl)	9,919
Daño de formación	18.32
Capacidad de flujo(mD*ft)	82,892
Tiempo Producción (años)	1.6
Producción actual de agua (BWPD)	140
Producción actual de petróleo (BOPD)	114

Fuente: elaboración propia, basado en. ECOPETROL.

Tabla 6. Promedio de parámetros área C.

Parámetro	Promedio
Petróleo producido acumulado (Bbl)	10,340
Daño de formación	29.73
Capacidad de flujo(mD*ft)	11,6194
Tiempo Producción (años)	3.3
Producción actual de agua (BWPD)	3,955
Producción actual de petróleo (BOPD)	181.5

Fuente: elaboración propia, basado en. ECOPETROL.

Tabla 7. Promedio de parámetros área D.

Parámetro	Promedio
Petróleo producido acumulado (Bbl)	14,367
Daño de formación	23.54
Capacidad de flujo(mD*ft)	132,455
Tiempo Producción (años)	3.4
Producción actual de agua (BWPD)	1,167
Producción actual de petróleo (BOPD)	194.1

Fuente: elaboración propia, basado en. ECOPETROL.

Tabla 8. Promedio de parámetros área E.

Parámetro	Promedio
Petróleo producido acumulado (Bbl)	7,907
Daño de formación	18.92
Capacidad de flujo(mD*ft)	121,367
Tiempo Producción (años)	1.9
Producción actual de agua (BWPD)	420
Producción actual de petróleo (BOPD)	267

Fuente: elaboración propia, basado en. ECOPETROL.

Con la información promedio de cada uno de los parámetros por área, se puede determinar el índice de heterogeneidad de cada pozo, esto es una metodología que utilizan los ingenieros de yacimientos de Ecopetrol mediante la **Ecuación 2**. Así se tendrá conocimiento si el valor que tiene el pozo para cada parámetro se encuentra por encima o por debajo de la media, este será de gran ayuda, ya que, permitirá graficar cada uno de los pozos y seleccionar el más viable para su respectivo estudio.

Ecuación 2. Índice de heterogeneidad.

$$HI = \left(\frac{\text{Valor actual}}{\text{Valor promedio}} \right) - 1$$

Fuente: Ecuación suministrada por Ecopetrol.

El método de heterogeneidad que se usa relaciona el valor del parámetro en el pozo y el valor promedio del parámetro para todos los pozos.

2.1.3 Metodología de heterogeneidad. De acuerdo a la metodología de heterogeneidad para la selección de los pozos se explica el procedimiento para uno de los pozos de análisis, este procedimiento se realizó para cada pozo de acuerdo al área a la que pertenece.

Para el Pozo 1-A se obtuvo la información correspondiente al parámetro y el promedio de dicho parámetro en el área de estudio, de acuerdo a la ecuación 2 se determinaron los índices de heterogeneidad con respecto al valor del parámetro entre el valor promedio de dicho parámetro.

Tabla 9. Índices de heterogeneidad para Pozo 1-A del área A.

Parámetro	Pozo 1-A	Promedio área A
Petróleo producido acumulado (NP)	202,687	14,184
HI NP	0.626	
Daño de formación (S)	57.900	12.630
HI S	3.584	
Petróleo producido acumulado (NP)	202,687	14,184

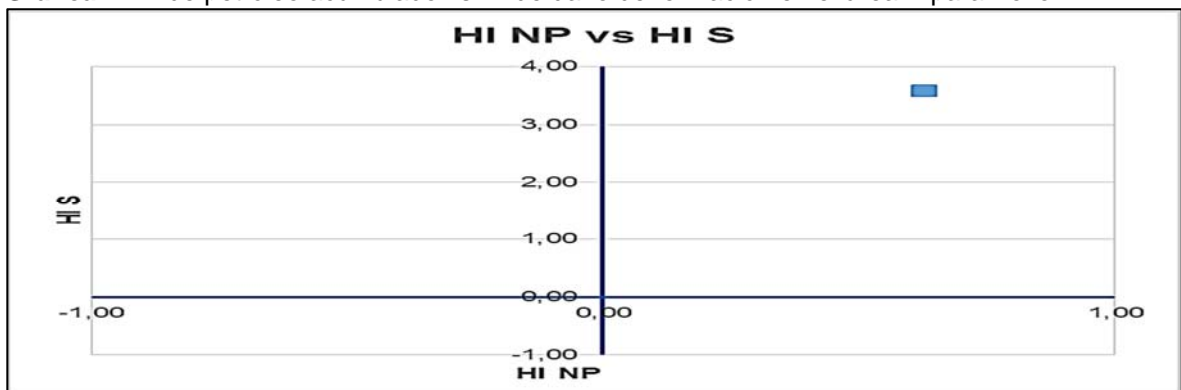
Tabla 9. (Continuación)

Parámetro	Pozo 1-A	Promedio área A
HI NP	0.626	
Capacidad de flujo (KH)	233,225	88,139
HI KH	1.646	
Petróleo producido acumulado (NP)	202,687	14,184
HI NP	0.626	
Tiempo Producción (T)	2.4	3.3
HI T	-0.273	
Producción actual de petróleo (Qo)	263	194
HI Qo	0.357	
Producción actual de agua (Qw)	142	211
HI Qw	-0.328	
Daño de formación (S)	57,90	12,63
HI S	3,584	
Capacidad de flujo (KH)	233,225	88,139
HI KH	1,646	

Fuente: elaboración propia, basado en. ECOPELROL.

Posterior a la obtención de los índices de heterogeneidad, estos se convierten en coordenadas cartesianas que se graficaron de acuerdo a la relación necesaria para el estudio como se observa a continuación en una de las gráficas.

Gráfica 1. HI de petróleo acumulado vs HI de daño de formación en el área A para Pozo 1-A.



Fuente: elaboración propia.

Un plano cartesiano se divide en cuatro (4) cuadrantes que se enumeran en el sentido contrario a las manecillas del reloj empezando por el cuadrante superior derecho. Siendo el cuadrante de la derecha superior el número uno (1), el cuadrante izquierdo superior el número dos (2), el cuadrante inferior izquierdo número tres (3) y por último el cuadrante inferior derecho el número cuatro (4).

El pozo se encuentra en el cuadrante número uno (1) del plano cartesiano.

2.2 ANALISIS DE LOS GRÁFICOS REALIZADO POR CADA ÁREA

Después de determinar el promedio y su posterior índice de heterogeneidad de cada uno de los pozos respecto a los parámetros, se procede a realizar cinco gráficos los cuales ayudarán a entender la situación en la que se encuentra cada pozo.

El proceso de selección del pozo a estudiar por área dependerá de los resultados de cada uno de los gráficos a realizar, en el **Cuadro 1** se realizará una explicación de los valores porcentuales asignados a cada uno de los gráficos con respecto al 100%, esto con el fin de encontrar el pozo con el perfil más adecuado para el estudio de daño de formación.

Cuadro 1. Valor porcentual de cada gráfico.

Gráfico	Comentario
Petróleo acumulado vs daño de formación.	Este gráfico representa un valor del 30% con respecto al total, esto debido a que expone si el comportamiento de cada uno de los pozos ha sido superior o inferior con relación a la producción acumulada y el daño de formación, ambos parámetros evaluados con respecto a la media de la zona.
Petróleo acumulado vs capacidad de flujo	Este gráfico representa un valor del 30% con respecto al total debido a que evidencia que tan buena esta la capacidad de flujo del pozo con respecto a la media del área.
Petróleo acumulado vs tiempo de producción en años	Este gráfico representa un valor del 10% con respecto al total debido a que representa la vida productiva del pozo con respecto a la media del área de estudio.
Producción actual de agua vs producción actual de petróleo	Este gráfico representa un valor del 10% con respecto al total debido a que representa la tasa de producción del pozo con respecto a la media del área de estudio.
Daño de formación vs capacidad de flujo	Este gráfico representa un valor del 20% con respecto al total debido a que muestra que tan afectada esta la capacidad de flujo del pozo esto debido al daño de formación.

Fuente: elaboración propia.

Por último, es importante resaltar que el análisis de estos gráficos no varía con respecto a las áreas.

2.2.1 Petróleo acumulado vs daño de formación. Para las primeras 5 gráficas se observa el índice de heterogeneidad del petróleo acumulado con respecto al índice de heterogeneidad del daño de formación para cada una de las áreas de estudio, este representa el 30% con respecto al total de los gráficos a evaluar.

Se puede evidenciar que la norma correspondiente al daño de formación está ubicada en el eje “x”, siendo así que si el valor del daño del pozo es mayor a la media, este se ubicará en el cuadrante 1 o cuadrante 2, y si este es menor será ubicado en el cuadrante 3 o cuadrante 4; la norma del petróleo neto producido se encuentra en el eje “y” y se interpretará de la misma manera, si el valor del petróleo neto producido se encuentra mayor al valor de la media este se ubicará en el cuadrante 1 o cuadrante 4 y si es menor al valor de la media, este será ubicado en el cuadrante 2 o cuadrante 3.

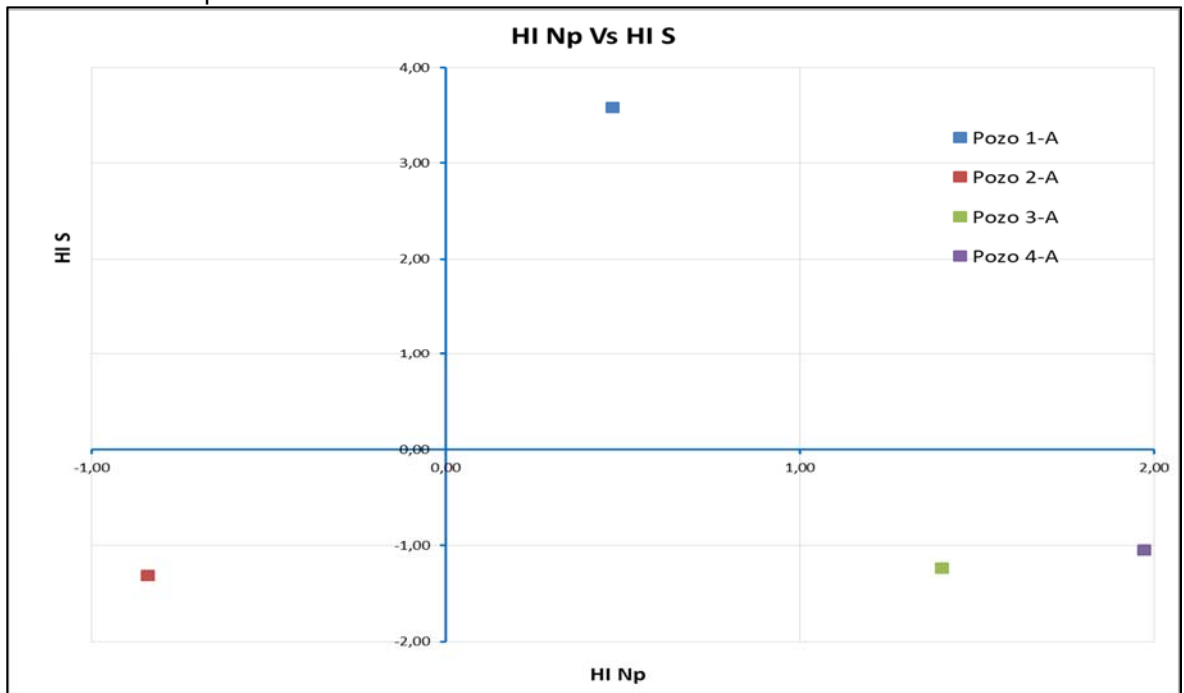
A continuación, en el **Cuadro 2**, se explicará el valor de importancia independiente para cada uno de los cuadrantes a estudiar.

Cuadro 2. Valor porcentual de los cuadrantes del gráfico Petróleo acumulado vs daño de formación.

Cuadrante	Comentario
Cuadrante 1	Con respecto al 30% que equivale la gráfica, este cuadrante tiene un valor del 50%, ya que muestra que el pozo cuenta con un daño de formación mayor a la media pero este posee una producción acumulada alta, lo que significaría que no representa mayor preocupación aun cuando se tiene un daño de formación existente, esto debido a su buena producción.
Cuadrante 2	Con respecto al 30% que equivale la gráfica, este cuadrante tiene un valor del 100%, esto debido a que muestra una alta viabilidad de estudio ya que se evidencia un alto nivel de daño de formación con respecto a la media, acompañado de una baja productividad acumulada, esto indica que los pozos que se encuentren en este cuadrante pueden presentar un alto potencial, pero debido al daño que poseen no se ha tenido una respuesta positiva el pozo.
Cuadrante 3	Con respecto al 30% que equivale la gráfica, este cuadrante tiene un valor del 0%, ya que los pozos que se encuentran ubicados en este cuadrante poseen un daño de formación menor a la media.
Cuadrante 4	Con respecto al 30% que equivale la gráfica, este cuadrante tiene un valor del 0%, ya que los pozos que se encuentran ubicados en este cuadrante poseen un daño de formación menor a la media.

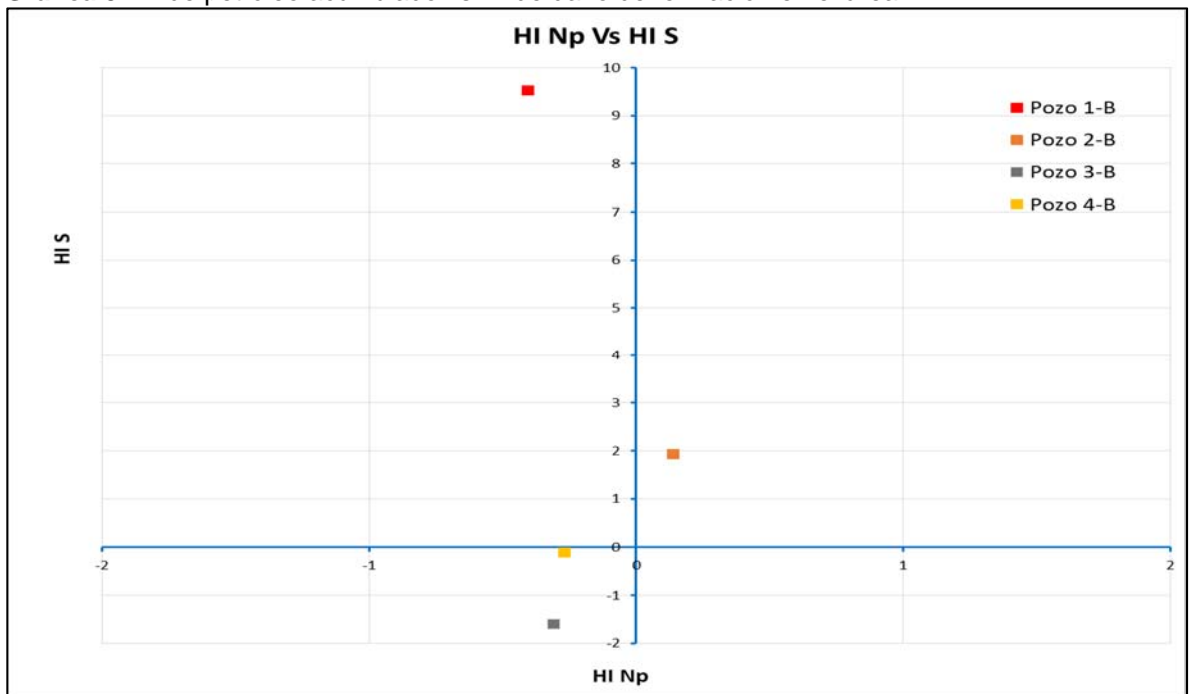
Fuente: elaboración propia.

Gráfica 2. HI de petróleo acumulado vs HI de daño de formación en el área A.



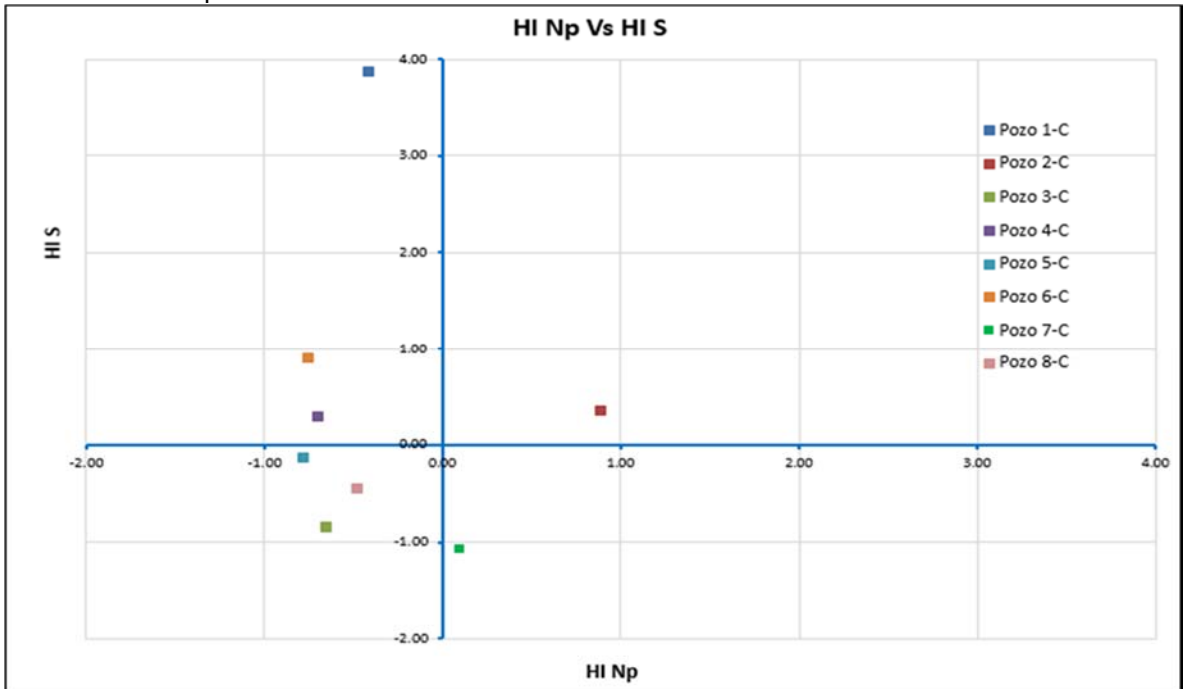
Fuente: elaboración propia.

Gráfica 3. HI de petróleo acumulado vs HI de daño de formación en el área B.



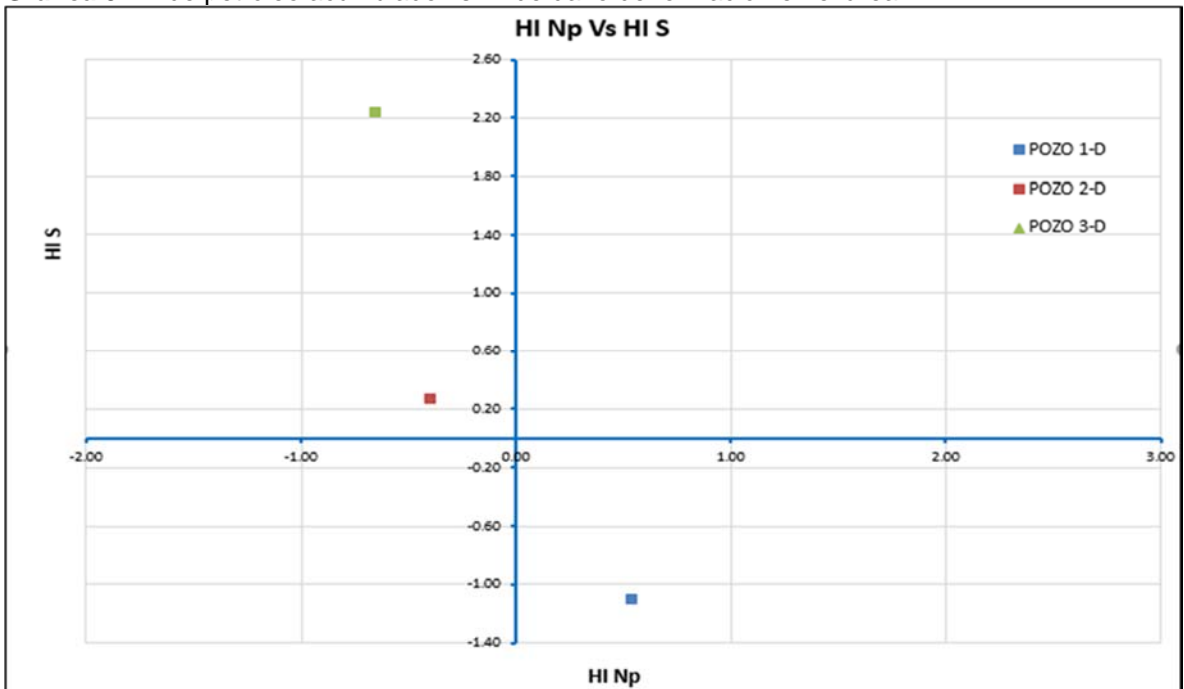
Fuente: elaboración propia.

Gráfica 4. HI de petróleo acumulado vs HI de daño de formación en el área C.



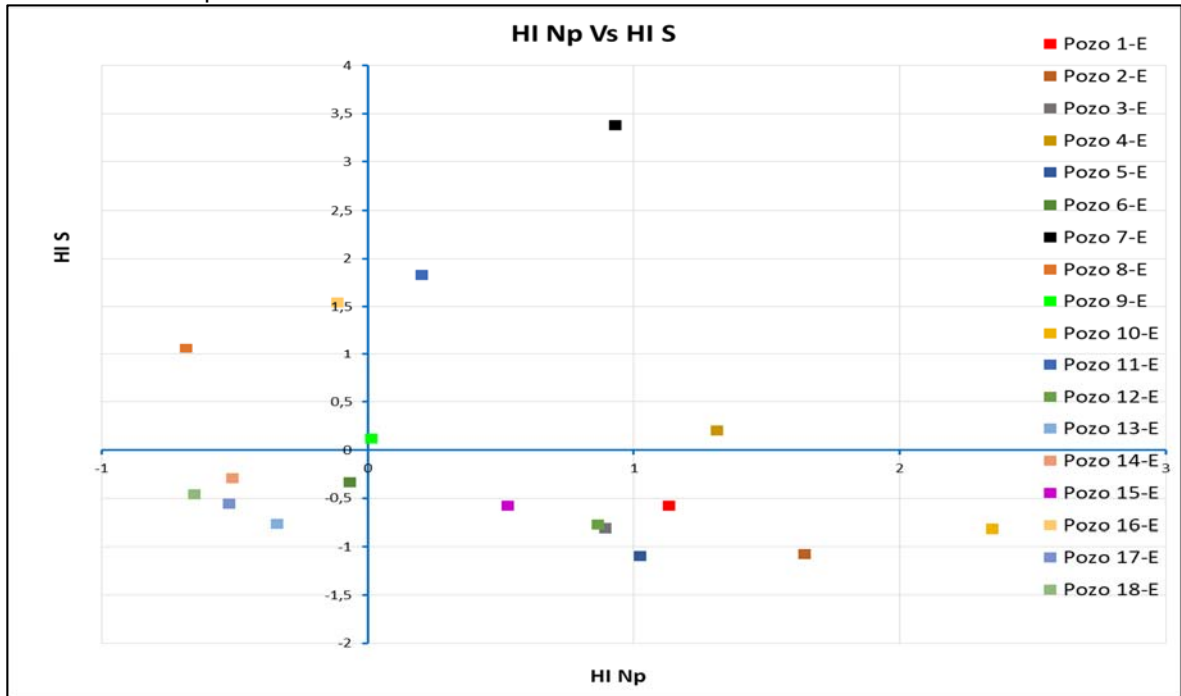
Fuente: elaboración propia.

Gráfica 5. HI de petróleo acumulado vs HI de daño de formación en el área D.



Fuente: elaboración propia.

Gráfica 6. HI de petróleo acumulado vs HI de daño de formación en el área E.



Fuente: elaboración propia.

2.2.2 Petróleo acumulado vs capacidad de flujo. En las siguientes gráficas se observa el índice de heterogeneidad del petróleo acumulado con respecto la capacidad de flujo para cada una de las áreas de estudio, este representa el 30% con respecto al total de los gráficos a evaluar.

Se puede evidenciar que la norma correspondiente a la capacidad de flujo se encuentra en el eje “x” siendo así que si el valor de capacidad de flujo es mayor al de la media este se ubicará en el cuadrante 1 o cuadrante 2 y si el valor representado es menor al valor de la media este será ubicado en el cuadrante 3 o cuadrante 4; la norma correspondiente al petróleo acumulado se encuentra en el eje “y”, este se interpretará de la misma manera que en el gráfico anterior.

A continuación, en el **Cuadro 3**, se explicará el valor de importancia independiente para cada uno de los cuadrantes a estudiar.

Cuadro 3. Valor porcentual de los cuadrantes del gráfico Petróleo acumulado vs capacidad de flujo.

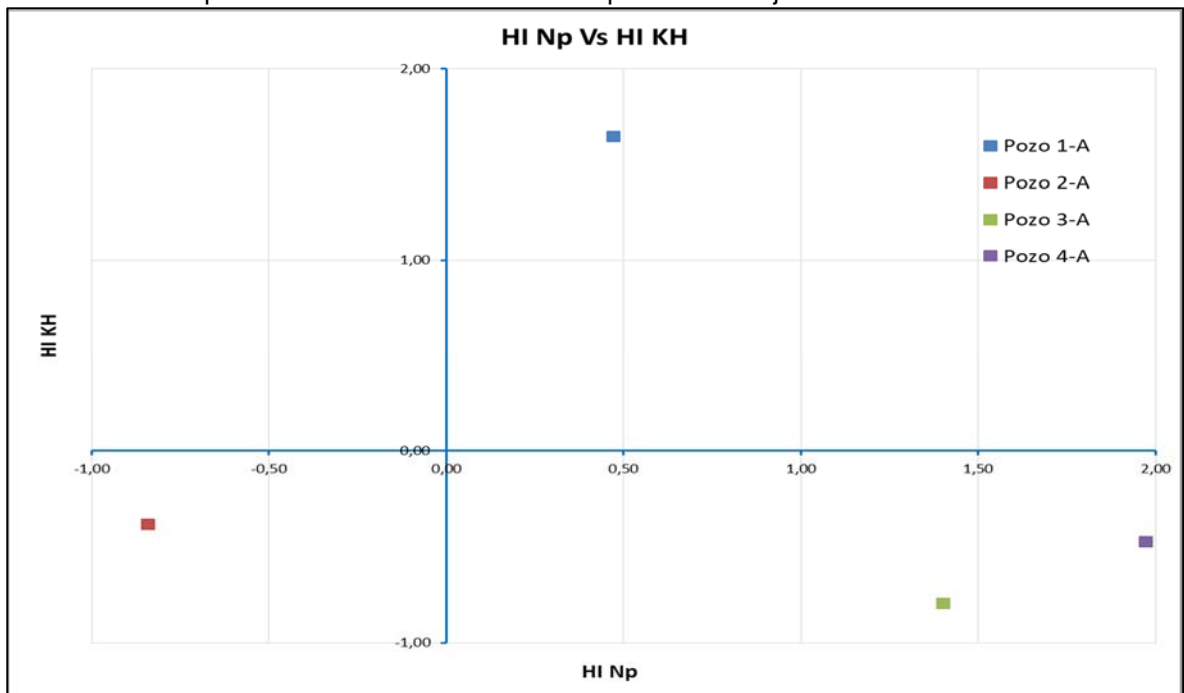
Cuadrante	Comentario
Cuadrante 1	Con respecto al 30% que equivale la gráfica, este cuadrante tiene un valor del 0%, ya que ocurre lo que naturalmente se esperara, que con una alta capacidad de flujo se presente una buena producción acumulada de petróleo

Cuadro 3. (Continuación)

Cuadrante	Comentario
Cuadrante 2	Con respecto al 30% que equivale la gráfica, este cuadrante tiene un valor del 100%, ya que este representa a los pozos que tienen una alta capacidad de flujo con respecto a la media y una baja producción de petróleo, así se puede inferir que los pozos presentes en la zona tienen un daño que evita el flujo de fluidos y por consiguiente genera una producción pobre.
Cuadrante 3	Con respecto al 30% que equivale la gráfica, este cuadrante tiene un valor del 0%, ya que los pozos que tienen una baja capacidad de flujo normalmente tenderían a tener una baja producción de petróleo acumulada, esta baja capacidad de flujo no viene relacionada con el daño de formación ya que esto ya es propio de la roca.
Cuadrante 4	Con respecto al 30% que equivale la gráfica, este cuadrante tiene un valor del 0%, ya que los pozos están produciendo de manera correcta a pesar de que cuentan con una baja capacidad de flujo

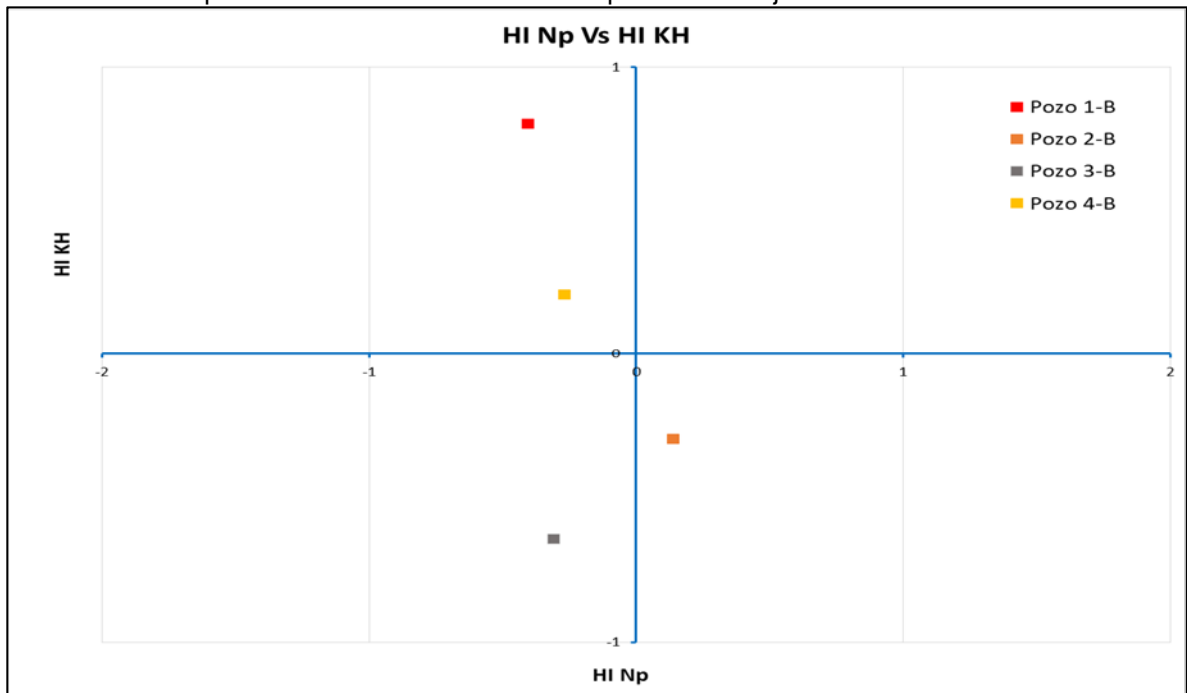
Fuente: elaboración propia.

Gráfica 7. HI de petróleo acumulado vs HI de la capacidad de flujo del área A.



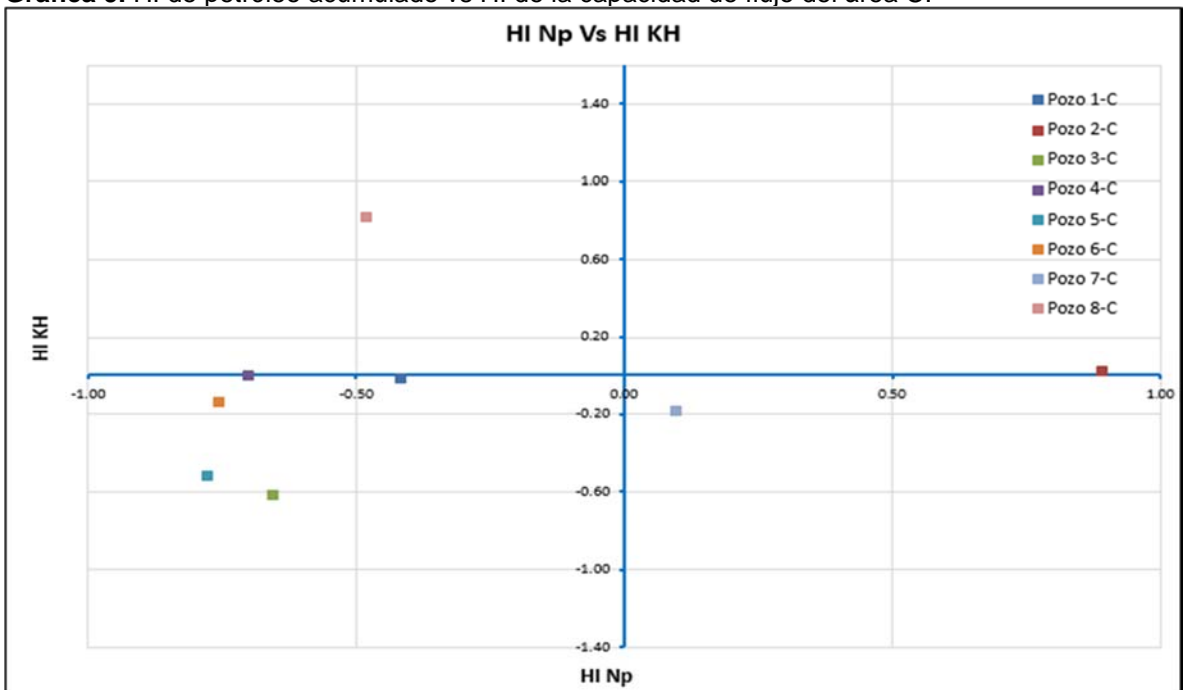
Fuente: elaboración propia.

Gráfica 8. HI de petróleo acumulado vs HI de la capacidad de flujo del área B.



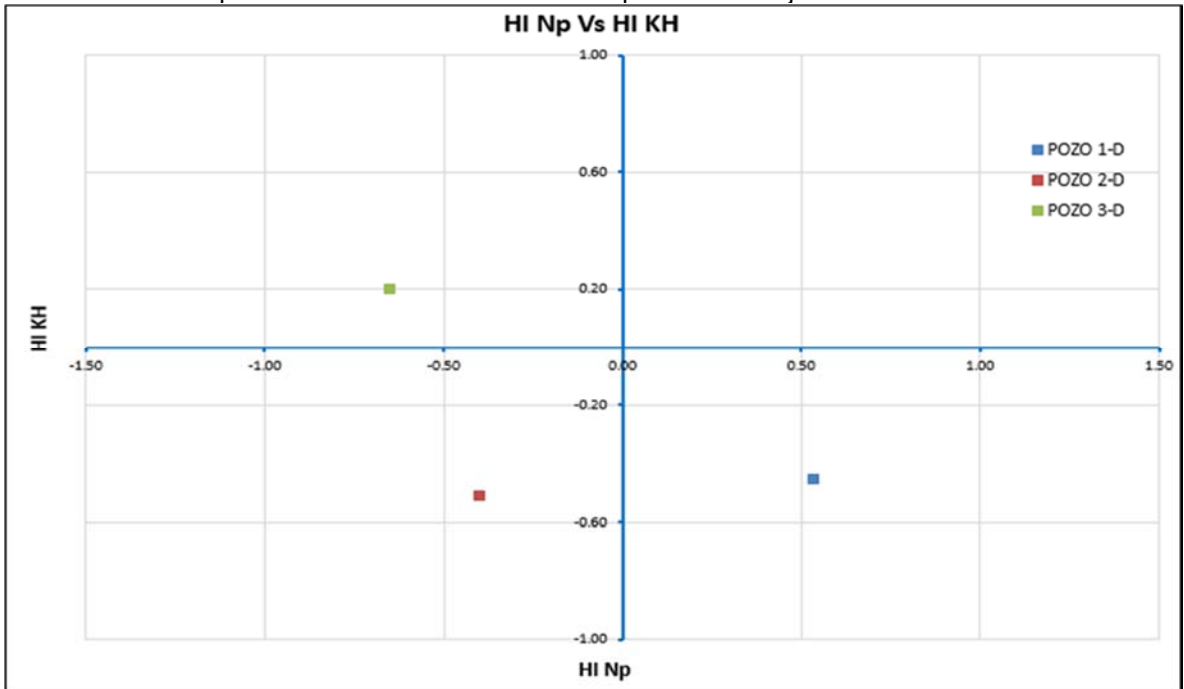
Fuente: elaboración propia.

Gráfica 9. HI de petróleo acumulado vs HI de la capacidad de flujo del área C.



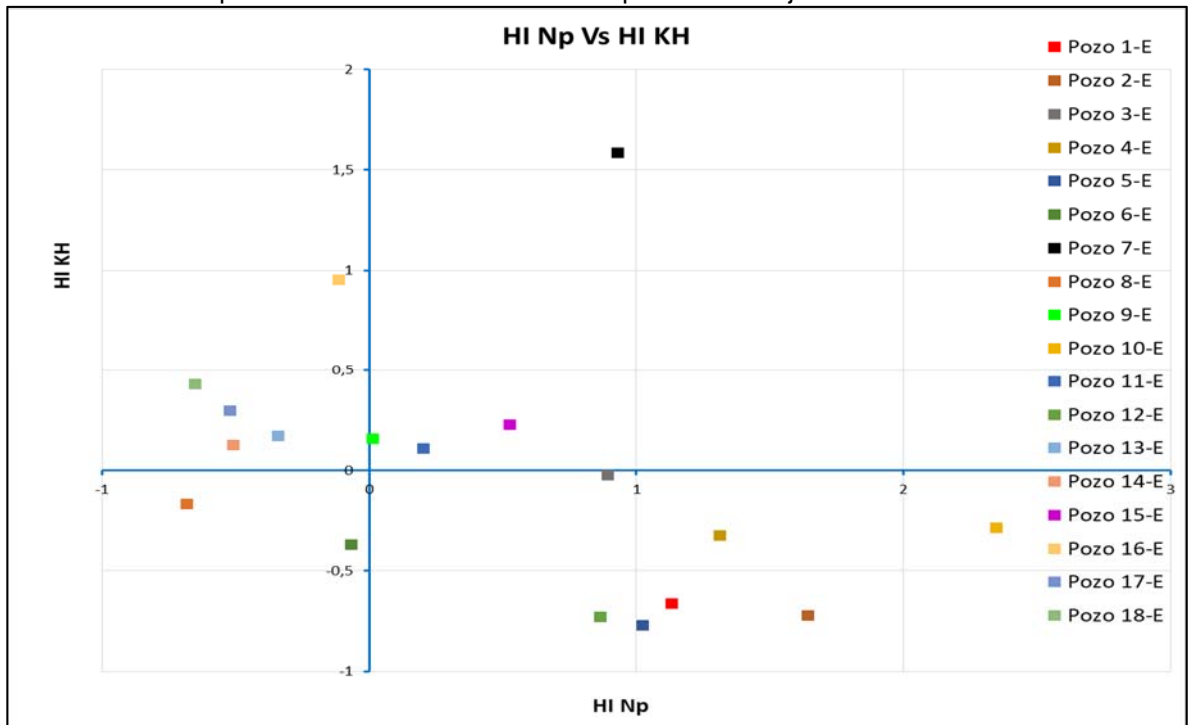
Fuente: elaboración propia.

Gráfica 10. HI de petróleo acumulado vs HI de la capacidad de flujo del área D.



Fuente: elaboración propia.

Gráfica 11. HI de petróleo acumulado vs HI de la capacidad de flujo del área E.



Fuente: elaboración propia.

2.2.3 Petróleo acumulado vs tiempo de producción. En los siguientes gráficos se observa el índice de heterogeneidad del petróleo acumulado con respecto al tiempo de producción total para cada una de las áreas de estudio, este representa el 10% con respecto al total de los gráficos a evaluar.

Se puede evidenciar que la norma correspondiente al tiempo de producción total se encuentra en el eje “x” siendo así que, si el pozo se encuentra produciendo por un mayor tiempo que la media, esta se ubicará en el cuadrante 1 o 2, de lo contrario se ubicará en el cuadrante 3 o 4; la norma del petróleo acumulado se encuentra en el eje “y”, este tendrá el mismo análisis a las gráficas anteriores.

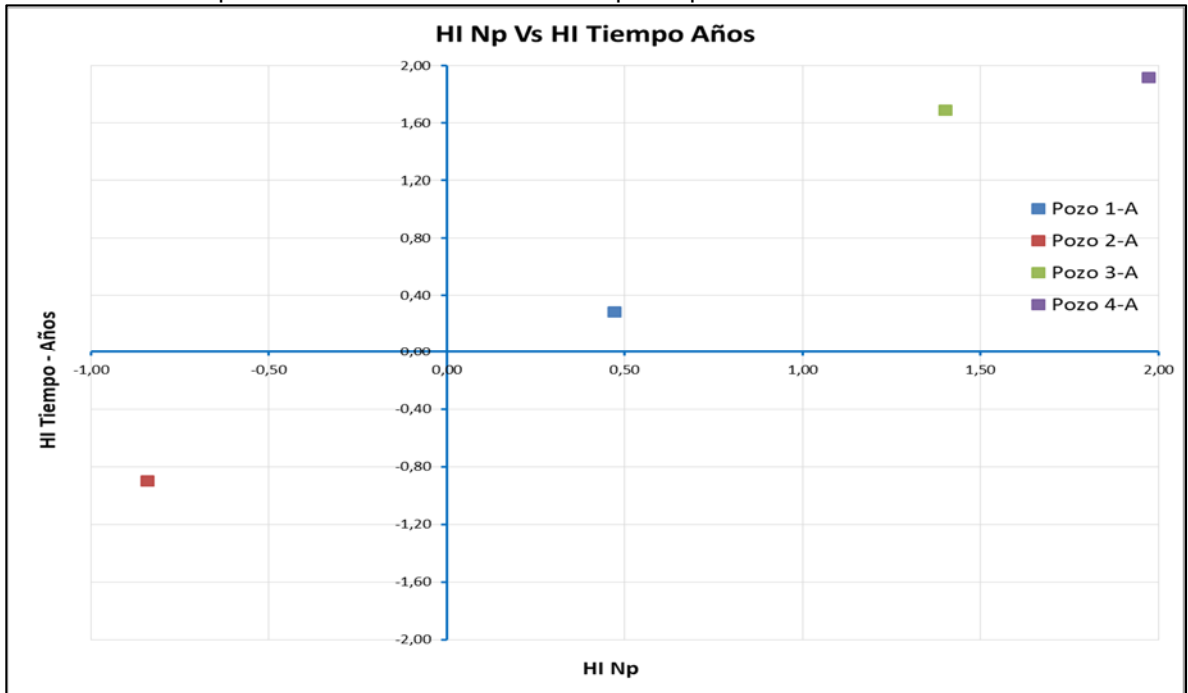
A continuación, en el **Cuadro 4**, se explicará el valor de importancia independiente para cada uno de los cuadrantes a estudiar.

Cuadro 4. Valor porcentual de los cuadrantes del gráfico Petróleo acumulado vs tiempo de producción.

Cuadrante	Comentario
Cuadrante 1	Con respecto al 10% que equivale la gráfica, este cuadrante tiene un valor del 0%, ya que el pozo ha presentado lo esperado, lo cual es obtener una producción acumulada de petróleo alta, en un largo tiempo de producción con respecto a la media.
Cuadrante 2	Con respecto al 10% que equivale la gráfica, este cuadrante tiene un valor del 100%, ya que presenta una alta viabilidad para el estudio, debido a que muestra un pozo el cual posee un tiempo de producción mayor a la media, pero este no ha tenido una producción acumulada significativa
Cuadrante 3	Con respecto al 10% que equivale la gráfica, este cuadrante tiene un valor del 50%, ya que los pozos ubicados en esta región han tenido una baja productividad en un tiempo menor a la media, representando así un posible daño de formación.
Cuadrante 4	Con respecto al 10% que equivale la gráfica, este cuadrante tiene un valor del 0%, ya que el pozo presenta una producción acumulada de petróleo alta, con un bajo tiempo de producción con respecto a la media, esta es una respuesta muy favorable del pozo.

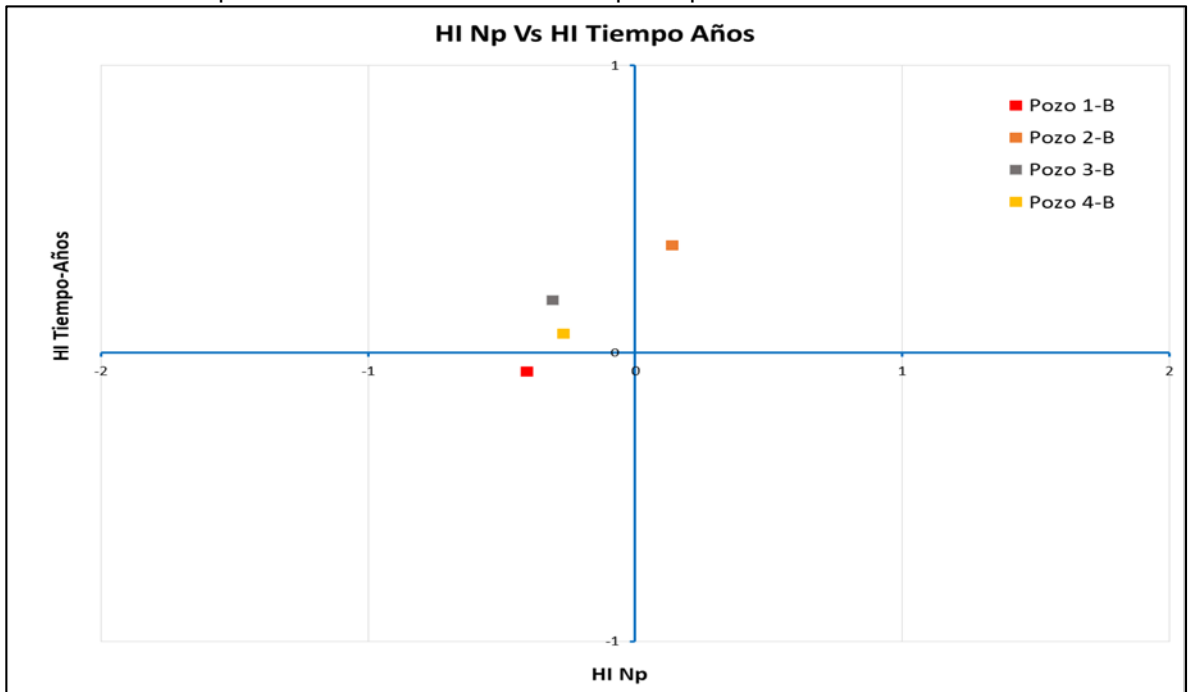
Fuente: elaboración propia.

Gráfica 12. HI de petróleo acumulado vs HI de tiempo de producción del área A.



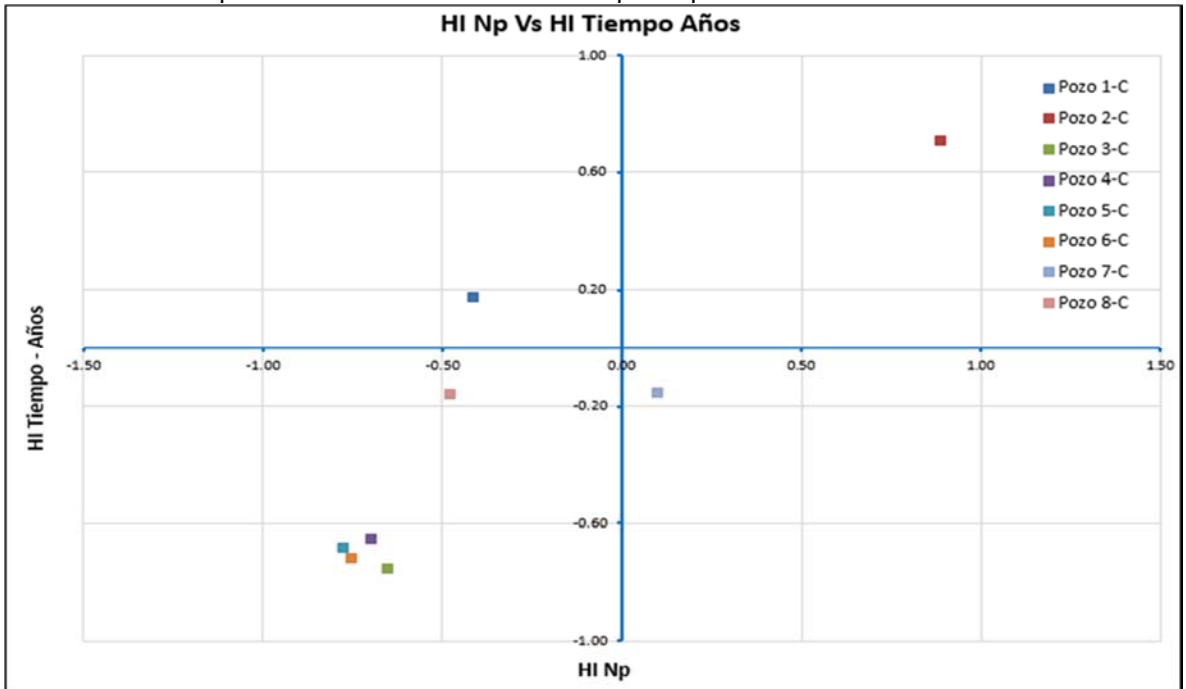
Fuente: elaboración propia.

Gráfica 13. HI de petróleo acumulado vs HI de tiempo de producción del área B.



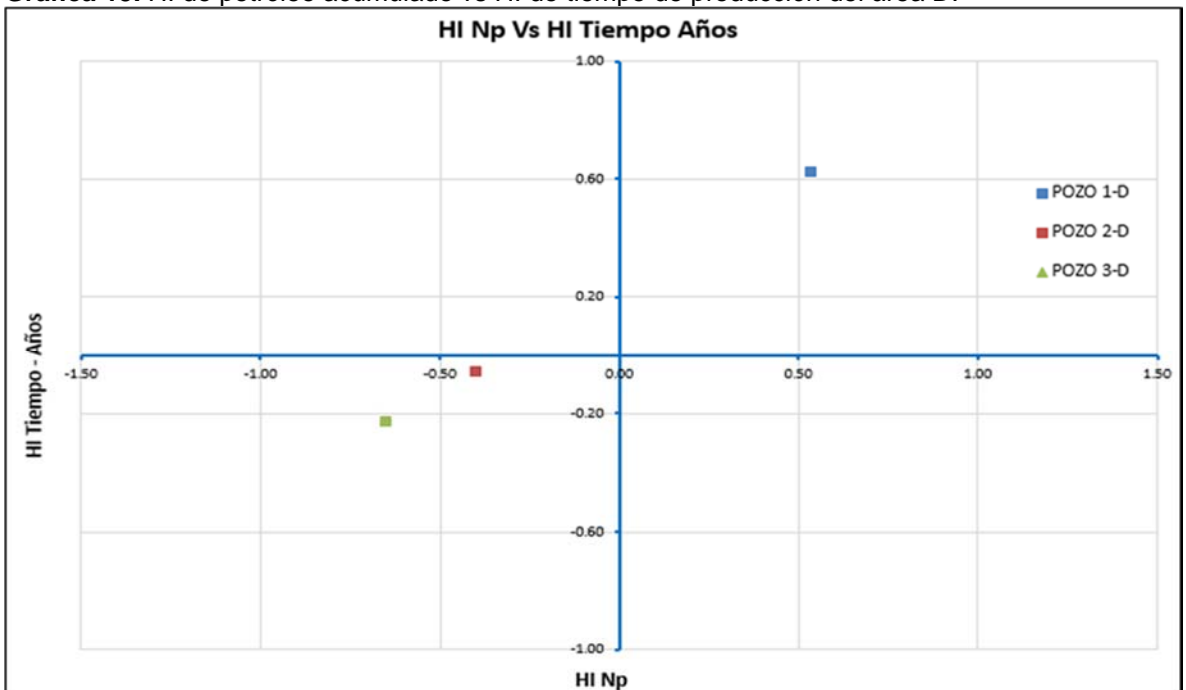
Fuente: elaboración propia.

Gráfica 14. HI de petróleo acumulado vs HI de tiempo de producción del área C.



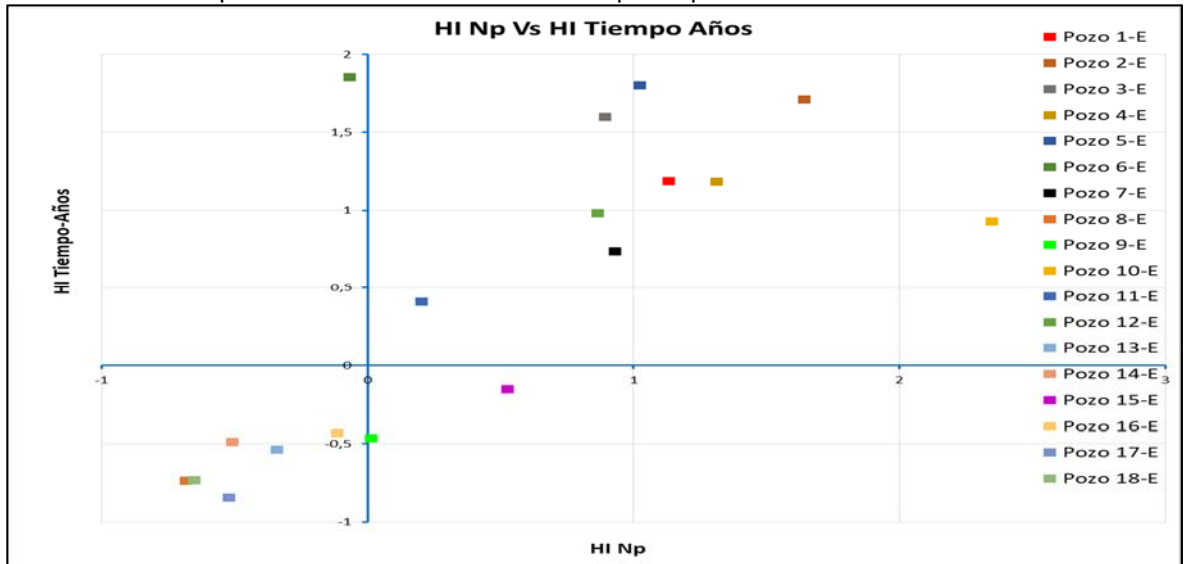
Fuente: elaboración propia.

Gráfica 15. HI de petróleo acumulado vs HI de tiempo de producción del área D.



Fuente: elaboración propia.

Gráfica 16. HI de petróleo acumulado vs HI de tiempo de producción del área E.



Fuente: elaboración propia.

2.2.4 Producción actual de agua vs producción actual de petróleo. En los siguientes gráficos se observa el índice de heterogeneidad de la producción actual de agua con respecto a la producción actual de petróleo para cada una de las áreas de estudio, este representa el 10% con respecto al total de los gráficos a evaluar.

Se puede evidenciar que la norma correspondiente a la producción actual de agua se encuentra en el eje “x” siendo así que, si el pozo produce más agua que la media se ubicará en el cuadrante 1 o 2, de lo contrario se ubicará en el cuadrante 3 o 4; la norma de producción de petróleo actual se encuentra en el eje “y”, este tendrá el mismo análisis a las gráficas anteriores.

A continuación, en el **Cuadro 5**, se explicará el valor de importancia independiente para cada uno de los cuadrantes a estudiar.

Cuadro 5. Valor porcentual de los cuadrantes del gráfico Producción actual de agua vs producción actual de petróleo.

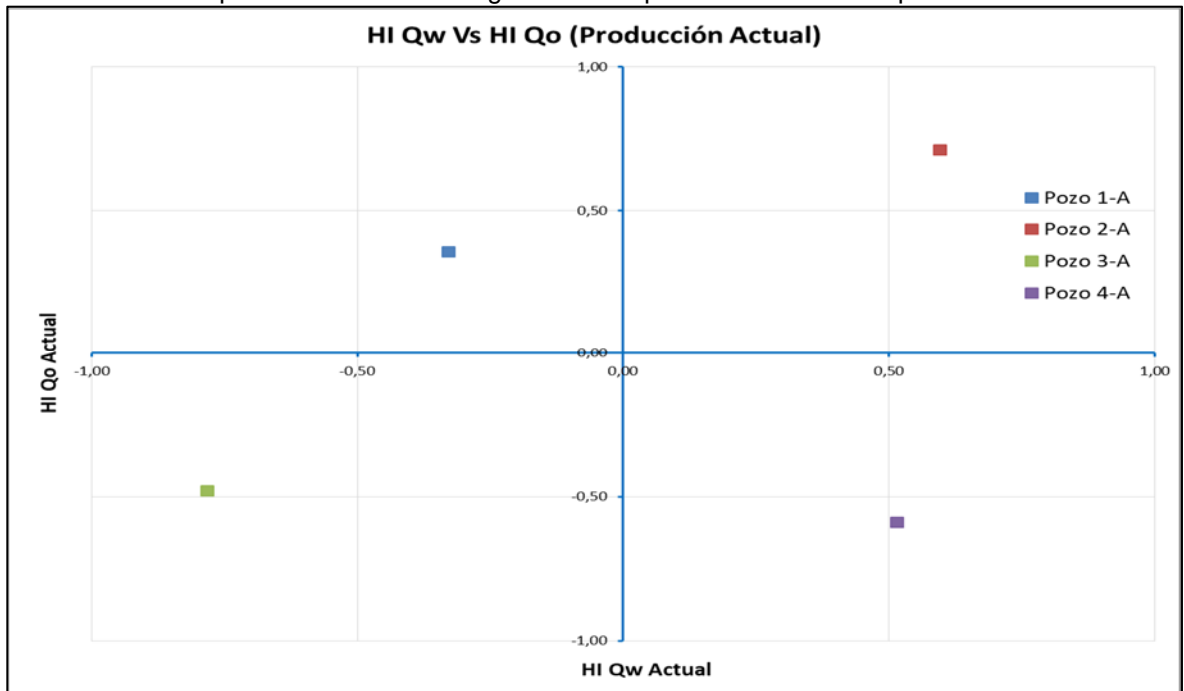
Cuadrante	Comentario
Cuadrante 1	Con respecto al 10% que equivale la gráfica, este cuadrante tiene un valor del 0%, ya que muestra una buena tasa de flujo de fluido con respecto a la media.
Cuadrante 2	Con respecto al 10% que equivale la gráfica, este cuadrante tiene un valor del 50%, evidencia un pozo que presenta una alta producción de petróleo junto a una baja tasa de flujo de agua, en este campo eso no es normal debido a que el mecanismo original de producción es por acuífero activo, así que la producción de agua debería ser mayor a la del petróleo.

Cuadro 5. (Continuación)

Cuadrante	Comentario
Cuadrante 3	Con respecto al 10% que equivale la gráfica, este cuadrante tiene un valor del 100% ya que se evidencia como el pozo presenta una baja tasa de flujo con respecto a la media, evidenciando así un posible problema debido a un daño de formación.
Cuadrante 4	Con respecto al 10% que equivale la gráfica, este cuadrante tiene un valor del 0%, ya que muestra una alta tasa de flujo de agua, esto es lo esperado en el campo debido a su mecanismo de producción, esto sin importar si la tasa de flujo de aceite es alta o baja.

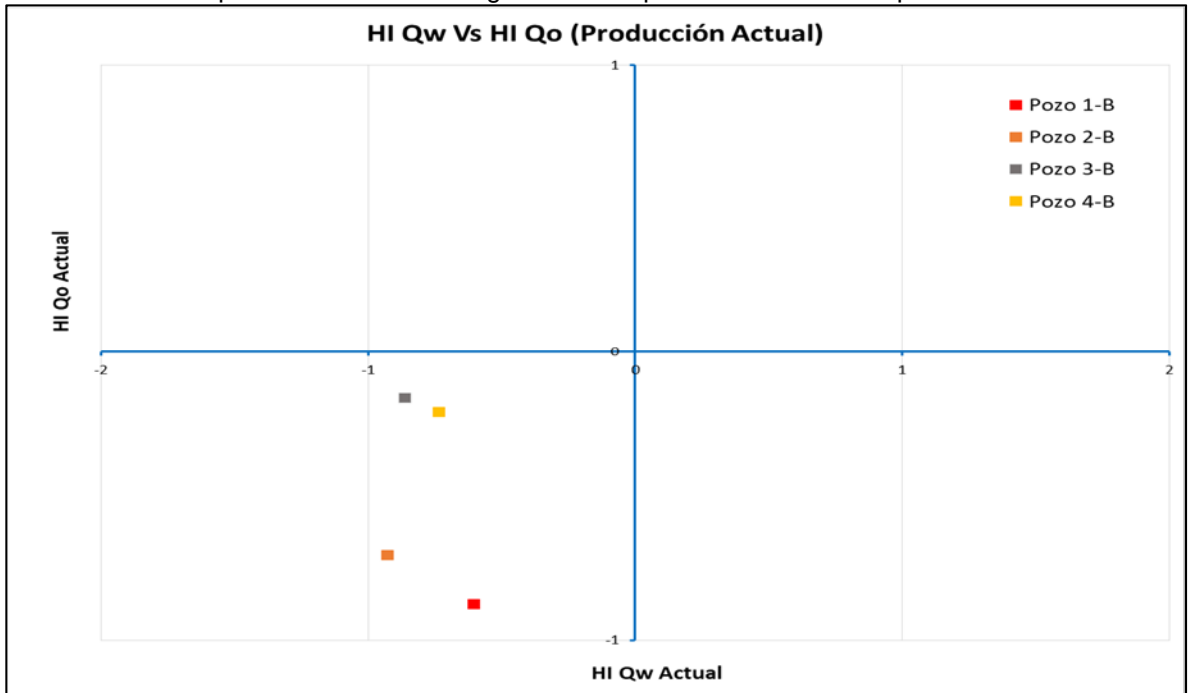
Fuente: elaboración propia.

Gráfica 17. HI de producción actual de agua vs HI de producción actual de petróleo del área A.



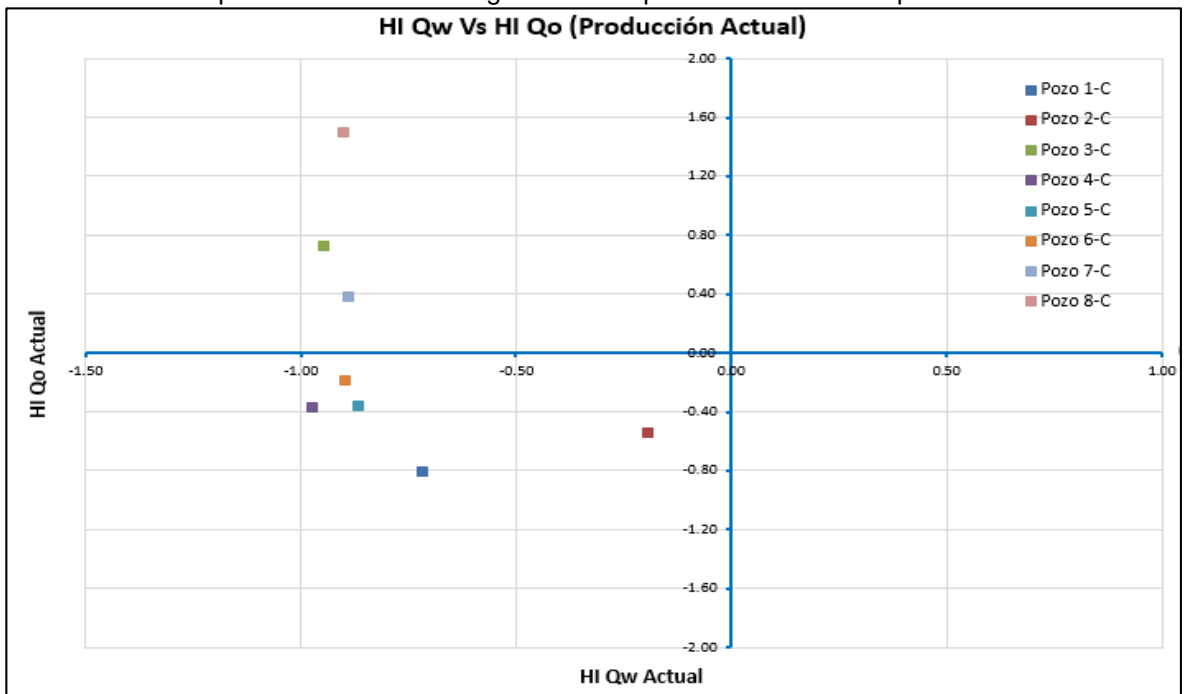
Fuente: elaboración propia.

Gráfica 18. HI de producción actual de agua vs HI de producción actual de petróleo del área B.



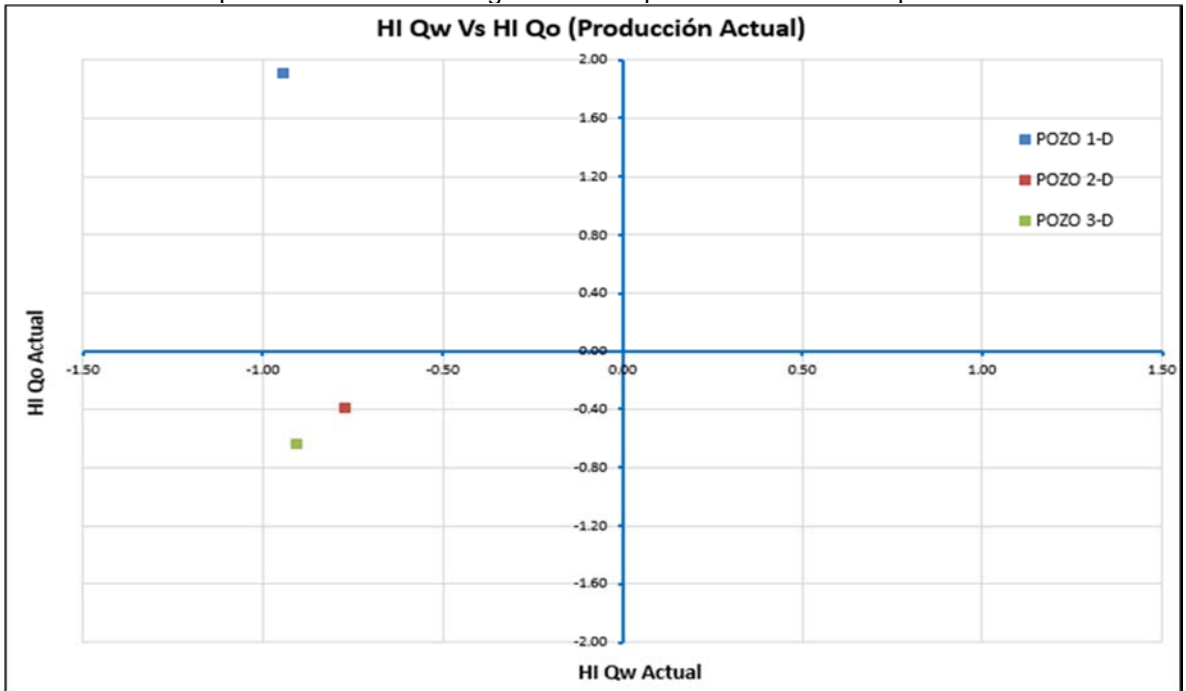
Fuente: elaboración propia.

Gráfica 19. HI de producción actual de agua vs HI de producción actual de petróleo del área C.



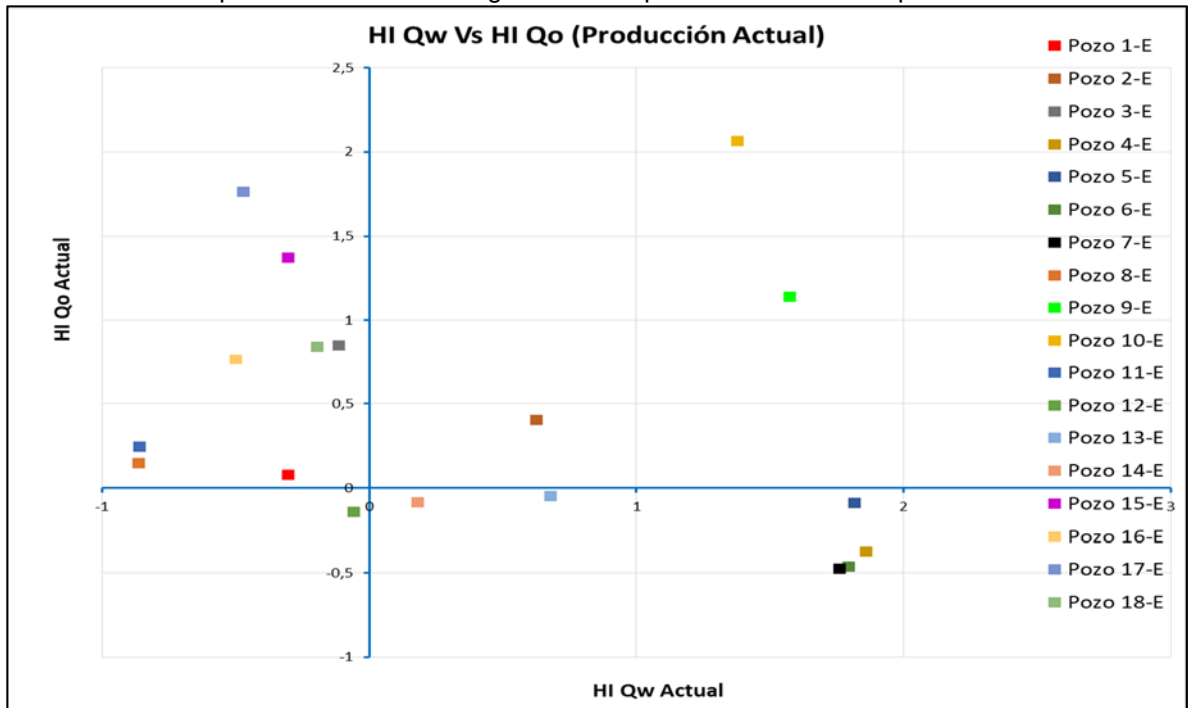
Fuente: elaboración propia.

Gráfica 20. HI de producción actual de agua vs HI de producción actual de petróleo del área D.



Fuente: elaboración propia.

Gráfica 21. HI de producción actual de agua vs HI de producción actual de petróleo del área E.



Fuente: elaboración propia.

2.2.5 Daño de formación vs Capacidad de flujo. Por último, se encuentran los índices de heterogeneidad para daño de formación respecto a la capacidad de flujo para cada una de las áreas de estudio, este representa el 20% con respecto al total de los gráficos a evaluar.

Se puede evidenciar que la norma correspondiente al daño de formación se encuentra en el eje “x” siendo así que, si el pozo cuenta con un daño de formación mayor que la media se ubicará en el cuadrante 1 o 2, de lo contrario se ubicará en el cuadrante 3 o 4; la norma de capacidad de flujo se encuentra en el eje “y”, este tendrá el mismo análisis a las gráficas anteriores.

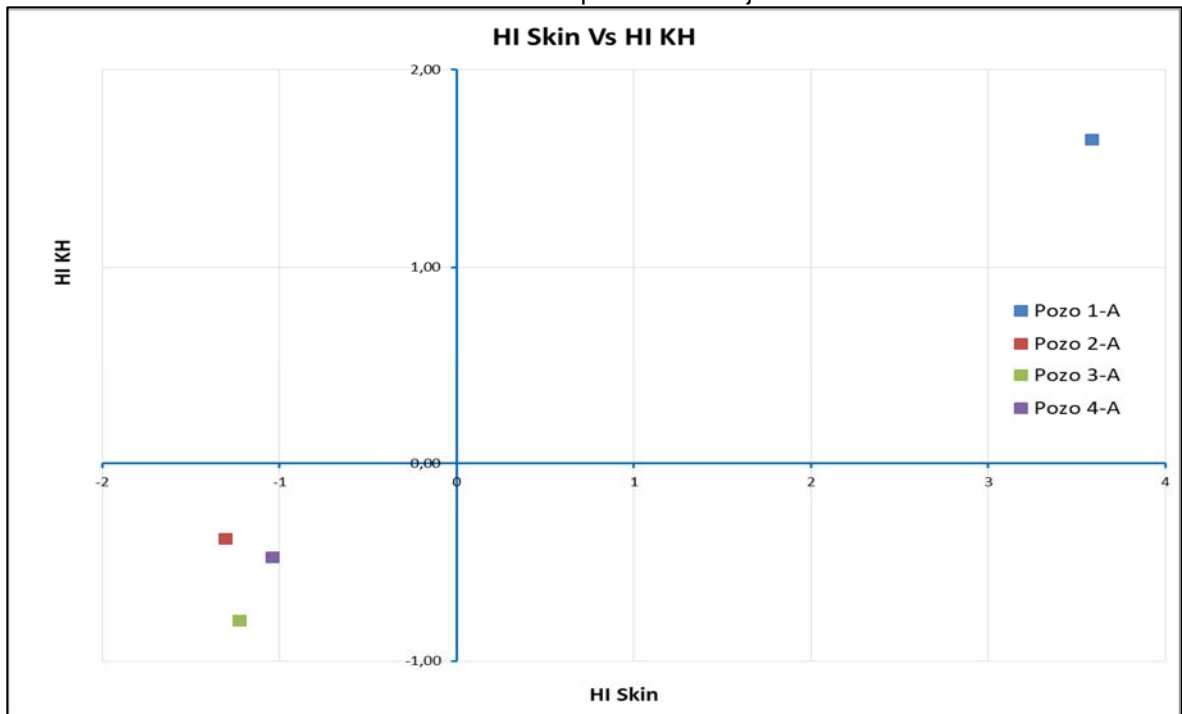
A continuación, en el **Cuadro 6**, se explicará el valor de importancia independiente para cada uno de los cuadrantes a estudiar.

Cuadro 6. Valor porcentual de los cuadrantes del gráfico Daño de formación vs capacidad de flujo.

Cuadrante	Comentario
Cuadrante 1	Con respecto al 20% que equivale la gráfica, este cuadrante tiene un valor del 100%, ya que, son pozos que cuentan con una capacidad de flujo alta pero además un daño de formación alto, motivo por el cual deberán ser estudiados.
Cuadrante 2	Con respecto al 20% que equivale la gráfica, este cuadrante tiene un valor del 0%, ya que el valor de daño de formación se encuentra por debajo de la media.
Cuadrante 3	Con respecto al 20% que equivale la gráfica, este cuadrante tiene un valor del 0%, ya que el valor de daño de formación se encuentra por debajo de la media.
Cuadrante 4	Con respecto al 20% que equivale la gráfica, este cuadrante tiene un valor del 50%, ya que se evidencia un pozo que cuenta con una capacidad de flujo baja pero con un daño de formación alto, cabe resaltar que la capacidad de flujo no se puede modificar pero si se puede reducir el daño de formación existente en el pozo.

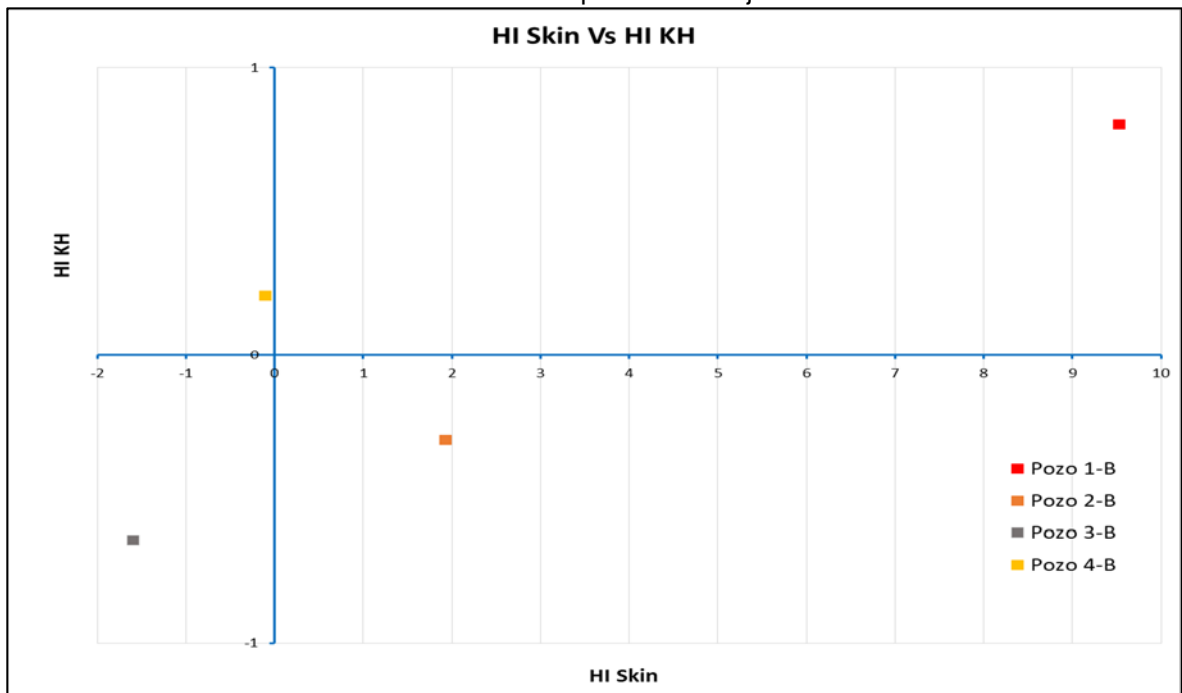
Fuente: elaboración propia.

Gráfica 22. HI de daño de formación vs HI de capacidad de flujo en la área A.



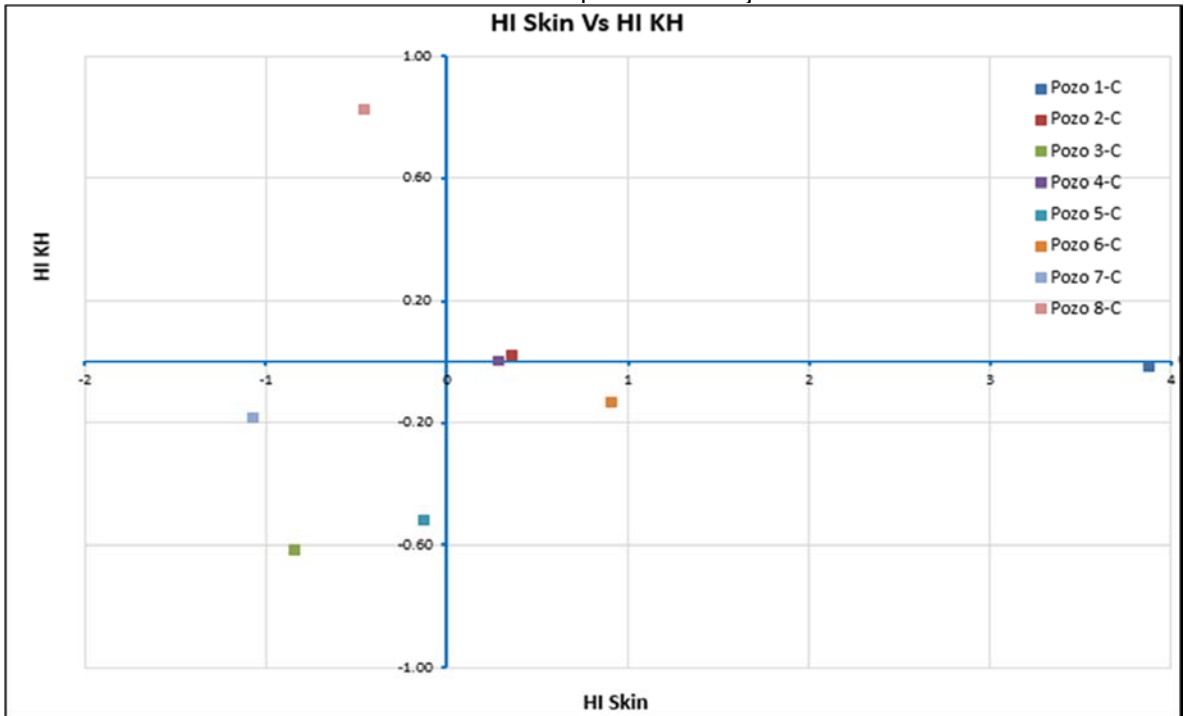
Fuente: elaboración propia.

Gráfica 23. HI de daño de formación vs HI de capacidad de flujo en la área B.



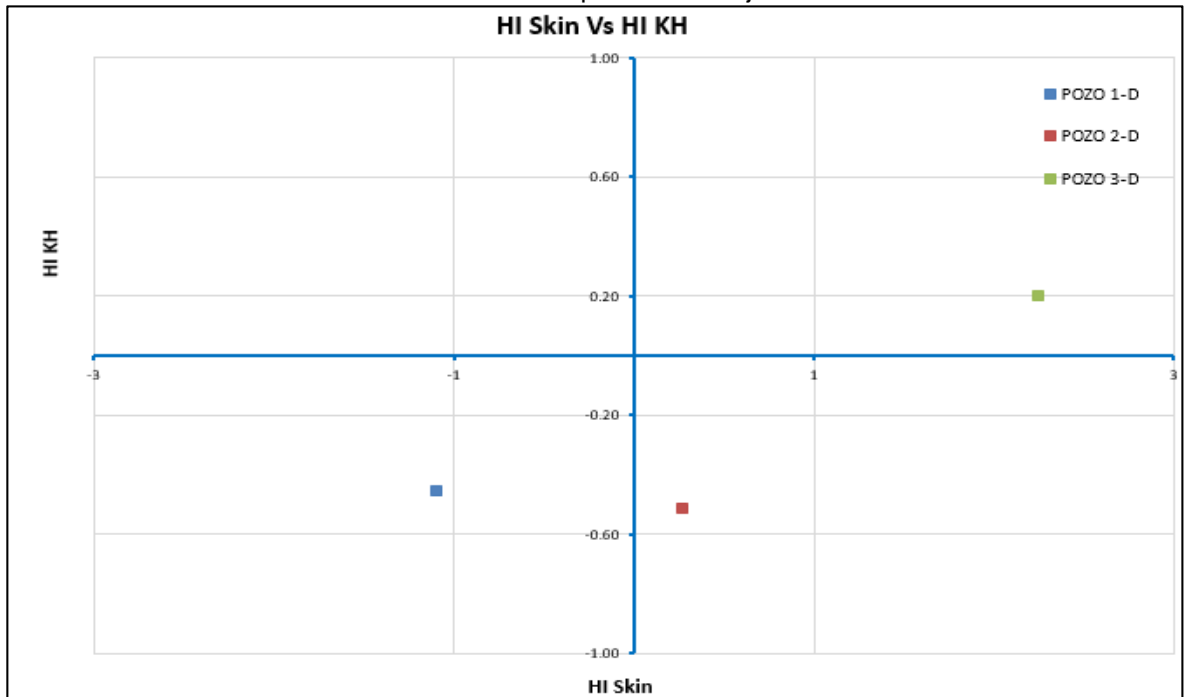
Fuente: elaboración propia.

Gráfica 24. HI de daño de formación vs HI de capacidad de flujo en la área C.



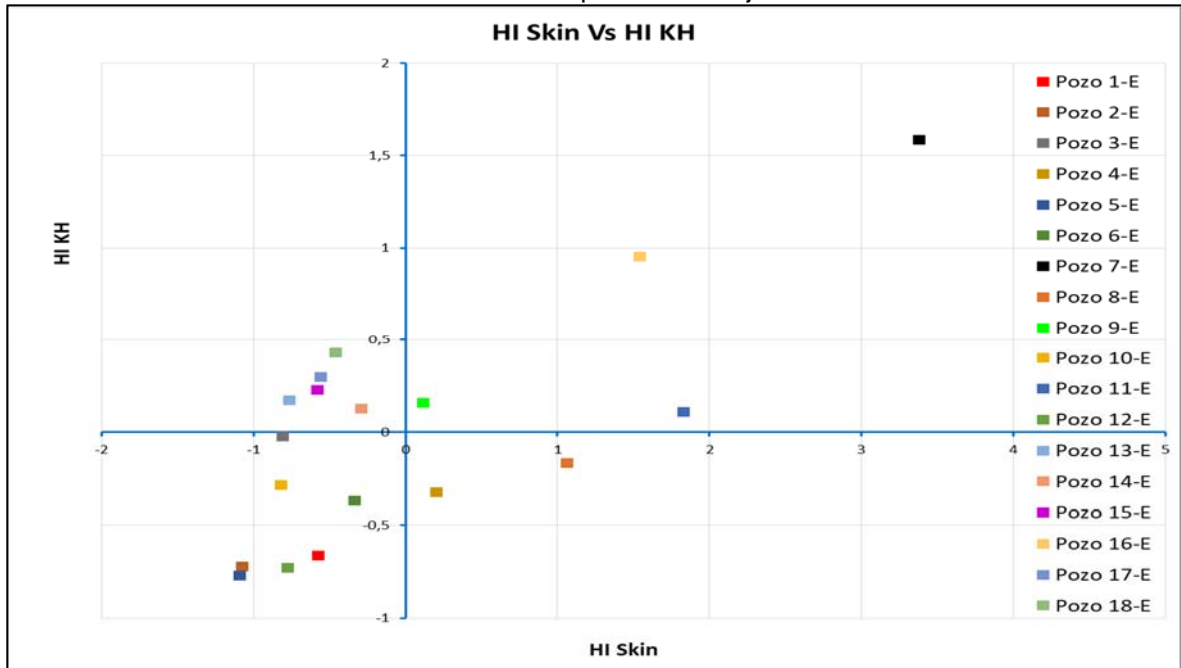
Fuente: elaboración propia.

Gráfica 25. HI de daño de formación vs HI de capacidad de flujo en la área D.



Fuente: elaboración propia.

Gráfica 26. HI de daño de formación vs HI de capacidad de flujo en la área E.



Fuente: elaboración propia.

2.3 ANALISIS DE LOS RESULTADOS DE LOS GRÁFICOS REALIZADOS POR CADA ÁREA

A continuación, se realizará el análisis para la selección del pozo a estudiar, esto se podrá concluir mediante cinco gráficos de cada área los cuales serán seleccionados para el respectivo estudio de daño.

2.3.1 Análisis Área A. Se realizará el análisis de las 5 graficas correspondientes del área A para determinar cuál pozo será el de mayor interés por su puntuación respecto a los demás.

A continuación, en la **Tabla 10** se mostrará los resultados para cada uno de los pozos a estudiar, para su posterior selección y análisis.

Tabla 10. Resultados del análisis del área A.

Pozo	Gráfico	Puntuación
POZO 1-A	HI Np Vs HI S	15 Puntos
	HI Np Vs HI KH	0 Puntos
	HI Np Vs HI Tiempo (años)	0 Puntos
	HI Qw Vs HI Qo (produc. Act)	5 Puntos
	HI S vs HI KH	20 Puntos
	TOTAL	40 Puntos

Tabla 10. (Continuación)

Pozo	Gráfico	Puntuación
POZO 2-A	HI Np Vs HI S	0 Puntos
	HI Np Vs HI KH	0 Puntos
	HI Np Vs HI Tiempo (años)	5 Puntos
	HI Qw Vs HI Qo (produc. Act)	0 Puntos
	HI S vs HI KH	0 Puntos
	TOTAL	5 Puntos
POZO 3-A	HI Np Vs HI S	0 Puntos
	HI Np Vs HI KH	0 Puntos
	HI Np Vs HI Tiempo (años)	0 Puntos
	HI Qw Vs HI Qo (produc. Act)	10 Puntos
	HI S vs HI KH	0 Puntos
	TOTAL	10 Puntos
POZO 4-A	HI Np Vs HI S	0 Puntos
	HI Np Vs HI KH	0 Puntos
	HI Np Vs HI Tiempo (años)	0 Puntos
	HI Qw Vs HI Qo (produc. Act)	0 Puntos
	HI S vs HI KH	0 Puntos
	TOTAL	0 Puntos

Fuente: elaboración propia, basado en. ECOPETROL.

La primera relación que se tuvo en cuenta fue petróleo acumulado respecto al daño de formación de acuerdo a los valores que se les otorgo a cada cuadrante el pozo que mayor puntuación fue el Pozo 1-A con 15 puntos de los 30 puntos. **Gráfica 2 HI de petróleo acumulado vs HI de daño de formación en el área A.**

En segunda instancia se evaluó el petróleo acumulado respecto a la capacidad de flujo y ningún pozo se encontró dentro del área de interés por lo que el valor para todos los pozos fue de 0 puntos. **Gráfica 7 HI de petróleo acumulado vs HI de la capacidad de flujo en el área A.**

La tercera grafica relacionaba el petróleo producido respecto al tiempo total de producción y únicamente el Pozo 2-A se encontraba dentro de un cuadrante de interés y obtuvo una puntuación de 5 de los 10 puntos. **Gráfica 12 HI de petróleo acumulado vs HI del tiempo de producción en el área A.**

Siguiente relación a evaluar es la de producción de agua actual respecto a la producción de petróleo actual y en esta el Pozo 3-A obtuvo una puntuación de 10 respecto a los 10 puntos que representa la gráfica y el Pozo 1-A obtuvo 5 puntos. Los otros pozos no se encontraban dentro de los cuadrantes de interés por lo que obtuvieron 0 puntos. **Gráfica 17 HI de producción actual de agua vs HI de producción actual de petróleo en el área A.**

Por ultimo en el daño de formación respecto a la capacidad de flujo el Pozo 1-A obtuvo una puntuación de 20 de los 20 puntos y los demás pozos de 0 puntos. **Gráfica 22 HI de daño de formación vs HI de capacidad de flujo en el área A.**

De acuerdo a los valores que se le otorgaron a cada gráfica y sus respectivos cuadrantes para el área A el pozo seleccionado es el Pozo 1-A, ya que, obtuvo una puntuación de 40 sobre 100 puntos.

2.3.2 Análisis Área B. Se realizará el análisis de las 5 graficas correspondientes del área B para determinar cuál pozo será el de mayor interés por su puntuación respecto a los demás.

A continuación, en la **Tabla 11** se mostrará los resultados para cada uno de los pozos a estudiar, para su posterior selección y análisis.

Tabla 11. Resultados del análisis del área B.

Pozo	Gráfico	Puntuación
POZO 1-B	HI Np Vs HI S	30 Puntos
	HI Np Vs HI KH	0 Puntos
	HI Np Vs HI Tiempo (años)	30 Puntos
	HI Qw Vs HI Qo (produc. Act)	10 Puntos
	HI S vs HI KH	20 Puntos
	TOTAL	95 Puntos
POZO 2-B	HI Np Vs HI S	15 Puntos
	HI Np Vs HI KH	0 Puntos
	HI Np Vs HI Tiempo (años)	0 Puntos
	HI Qw Vs HI Qo (produc. Act)	10 Puntos
	HI S vs HI KH	10 Puntos
	TOTAL	35 Puntos
POZO 3-B	HI Np Vs HI S	0 Puntos
	HI Np Vs HI KH	0 Puntos
	HI Np Vs HI Tiempo (años)	10 Puntos
	HI Qw Vs HI Qo (produc. Act)	10 Puntos
	HI S vs HI KH	0 Puntos
	TOTAL	20 Puntos
POZO 4-B	HI Np Vs HI S	0 Puntos
	HI Np Vs HI KH	30 Puntos
	HI Np Vs HI Tiempo (años)	10 Puntos
	HI Qw Vs HI Qo (produc. Act)	10 Puntos
	HI S vs HI KH	0 Puntos
	TOTAL	50 Puntos

Fuente: elaboración propia, basado en. ECOPETROL.

Para la siguiente área se hizo el mismo análisis por gráficas. En la primera relación que se tuvo en cuenta fue petróleo acumulado respecto al daño de formación para esta zona y de acuerdo a los valores que se les otorgo a cada cuadrante el pozo el Pozo 1-B fue el obtuvo 30 puntos y el Pozo 2-B obtuvo 15 puntos de 30 puntos. **Gráfica 3 HI de petróleo acumulado vs HI de daño de formación en el área B.**

La siguiente grafica evaluó el petróleo acumulado respecto a la capacidad de flujo, para el Pozo 1-B y Pozo 4-B obtuvieron los 30 que le correspondía a esta gráfica. **Gráfica 8 HI de petróleo acumulado vs HI de la capacidad de flujo en el área B.**

Siguiendo la cronología de las gráficas con respecto a su área la tercera es la de petróleo producido respecto al tiempo total de producción los pozos 3-B y 4-B se les otorgo un valor de 10 puntos y el Pozo 1-B un valor de 5 puntos de los 10 puntos de la gráfica. **Gráfica 13 HI de petróleo acumulado vs HI del tiempo de producción en el área B.**

Para la gráfica de producción de agua actual respecto a la producción de petróleo actual todos los pozos se encontraban en el mismo cuadrante por lo que se le dio un valor de 10 puntos a cada uno respecto a los 10 del valor de la gráfica. **Gráfica 18 HI de producción actual de agua vs HI de producción actual de petróleo en el área B.**

En la última grafica correspondiente al área B del daño de formación respecto a la capacidad de flujo el Pozo 1-B obtuvo una puntuación de 20 de 20 puntos y el Pozo 2-B una puntuación de 10 puntos, los demás pozos de 0 puntos. **Gráfica 23 HI de daño de formación vs HI de capacidad de flujo en el área B.**

El pozo seleccionado para el área B es el Pozo 1-B, ya que, obtuvo una puntuación final de 95 puntos de 100 de acuerdo a los valores que se le otorgaron a cada gráfica y sus respectivos cuadrantes.

2.3.3 Análisis Área C. Se realizará el análisis de las 5 graficas correspondientes del área C para determinar cuál pozo será el de mayor interés por su puntuación respecto a los demás; a continuación, en la **Tabla 12** se mostrará los resultados para cada uno de los pozos a estudiar, para su posterior selección y análisis.

Tabla 12. Resultados del análisis del área C.

Pozo	Gráfico	Puntuación
POZO 1-C	HI Np Vs HI S	30 Puntos
	HI Np Vs HI KH	0 Puntos
	HI Np Vs HI Tiempo (años)	10 Puntos
	HI Qw Vs HI Qo (produc. Act)	10 Puntos
	HI S vs HI KH	10 Puntos
	TOTAL	60 Puntos

Tabla 12. (Continuación).

Pozo	Gráfico	Puntuación
POZO 2-C	HI Np Vs HI S	15 Puntos
	HI Np Vs HI KH	0 Puntos
	HI Np Vs HI Tiempo (años)	0 Puntos
	HI Qw Vs HI Qo (produc. Act)	10 Puntos
	HI S vs HI KH	20 Puntos
	TOTAL	45 Puntos
POZO 3-C	HI Np Vs HI S	0 Puntos
	HI Np Vs HI KH	0 Puntos
	HI Np Vs HI Tiempo (años)	5 Puntos
	HI Qw Vs HI Qo (produc. Act)	5 Puntos
	HI S vs HI KH	0 Puntos
	TOTAL	10 Puntos
POZO 4-C	HI Np Vs HI S	30 Puntos
	HI Np Vs HI KH	30 Puntos
	HI Np Vs HI Tiempo (años)	5 Puntos
	HI Qw Vs HI Qo (produc. Act)	10 Puntos
	HI S vs HI KH	20 Puntos
	TOTAL	95 Puntos
POZO 5-C	HI Np Vs HI S	0 Puntos
	HI Np Vs HI KH	0 Puntos
	HI Np Vs HI Tiempo (años)	5 Puntos
	HI Qw Vs HI Qo (produc. Act)	10 Puntos
	HI S vs HI KH	0 Puntos
	TOTAL	15 Puntos
POZO 6-C	HI Np Vs HI S	30 Puntos
	HI Np Vs HI KH	0 Puntos
	HI Np Vs HI Tiempo (años)	5 Puntos
	HI Qw Vs HI Qo (produc. Act)	10 Puntos
	HI S vs HI KH	10 Puntos
	TOTAL	55 Puntos
POZO 7-C	HI Np Vs HI S	0 Puntos
	HI Np Vs HI KH	0 Puntos
	HI Np Vs HI Tiempo (años)	0 Puntos
	HI Qw Vs HI Qo (produc. Act)	5 Puntos
	HI S vs HI KH	0 Puntos
	TOTAL	5 Puntos

Tabla 12. (Continuación)

Pozo	Gráfico	Puntuación
POZO 8-C	HI Np Vs HI S	0 Puntos
	HI Np Vs HI KH	30 Puntos
	HI Np Vs HI Tiempo (años)	5 Puntos
	HI Qw Vs HI Qo (produc. Act)	5 Puntos
	HI S vs HI KH	0 Puntos
	TOTAL	40 Puntos

Fuente: elaboración propia, basado en. ECOPETROL.

La primera relación que se analizó en el área fue la de petróleo acumulado respecto al daño de formación, los pozos 1-C, 4-C y 6-C se encontraban dentro del cuadrante de mayor interés por lo que se les dio un valor de 30 puntos a cada uno. El Pozo 2-C fue el único que obtuvo 15 puntos por encontrarse en el cuadrante de 50% de interés. Los demás pozos no tuvieron puntuación de la gráfica. **Gráfica 4 HI de petróleo acumulado vs HI de daño de formación en el área C.**

Para la gráfica de petróleo acumulado respecto a la capacidad de flujo, se encuentra en la zona de interés es el Pozo 4-C y el Pozo 8-C, motivo por el que le corresponde una puntuación de 30 puntos; los demás pozos no se encuentran en zona de interés y no obtuvieron puntuación. **Gráfica 9 HI de petróleo acumulado vs HI de la capacidad de flujo en el área C.**

En la tercera gráfica se analizó la relación entre el petróleo producido respecto al tiempo total de producción y únicamente el Pozo 1-C se encontró en el cuadrante de mayor interés dándole así un valor de 10 puntos que corresponden a la gráfica y los pozos 3-C, 4-C, 5-C, 6-C y 8-C obtuvieron una puntuación de 5 puntos. Los pozos restantes no se encontraron en cuadrantes con valor. **Gráfica 14 HI de petróleo acumulado vs HI del tiempo de producción en el área C.**

La gráfica a continuación corresponde a la relación entre la producción actual de agua respecto a la producción actual de petróleo, los pozos 1-C, 2-C, 4-C, 5-C y 6-C se encuentran en el cuadrante de interés de mayor valor por lo que se le otorga a cada pozo 10 puntos y los pozos 3-C, 7-C y 8-C están en el cuadrante que tiene el 50% del valor de la gráfica esos pozos tendrán 5 puntos. **Gráfica 19 HI de producción actual de agua vs HI de producción actual de petróleo en área C.**

Para la última grafica de daño de formación respecto a la capacidad de flujo los pozos que se encuentra en el cuadrante de interés son los Pozos 2-C y 4-C por lo que tendrá un valor de 20 puntos, los pozos del cuadrante 4 que corresponden al valor del 50% son los pozos 1-C y 6-C, se le darán 10 puntos a cada uno. Los demás pozos no tendrán valor para la gráfica. **Gráfica 24 HI de daño de formación vs HI de capacidad de flujo en el área C.**

El pozo seleccionado para el área C es el Pozo 4-C, ya que, obtuvo una puntuación final de 95 puntos de 100 de acuerdo a los valores que se le otorgaron a cada gráfica y sus respectivos cuadrantes.

2.3.4 Análisis Área D. Se realizará el análisis de las 5 graficas correspondientes del área D para determinar cuál pozo será el de mayor interés por su puntuación respecto a los demás.

A continuación, en la **Tabla 13** se mostrará los resultados para cada uno de los pozos a estudiar, para su posterior selección y análisis.

Tabla 13. Resultados del análisis del área D.

Pozo	Gráfico	Puntuación
POZO 1-D	HI Np Vs HI S	0 Puntos
	HI Np Vs HI KH	0 Puntos
	HI Np Vs HI Tiempo (años)	0 Puntos
	HI Qw Vs HI Qo (produc. Act)	5 Puntos
	HI S vs HI KH	0 Puntos
	TOTAL	5 Puntos
POZO 2-D	HI Np Vs HI S	30 Puntos
	HI Np Vs HI KH	0 Puntos
	HI Np Vs HI Tiempo (años)	5 Puntos
	HI Qw Vs HI Qo (produc. Act)	10 Puntos
	HI S vs HI KH	10 Puntos
	TOTAL	55 Puntos
POZO 3-D	HI Np Vs HI S	30 Puntos
	HI Np Vs HI KH	30 Puntos
	HI Np Vs HI Tiempo (años)	5 Puntos
	HI Qw Vs HI Qo (produc. Act)	10 Puntos
	HI S vs HI KH	20 Puntos
	TOTAL	90 Puntos

Fuente: elaboración propia, basado en. ECOPETROL.

Para la gráfica de petróleo acumulado respecto al daño de formación, los pozos 2-D y 3-D que se encontraban en el cuadrante de mayor interés se les adjudico un valor de 30 puntos a cada uno. El Pozo 1-D se ubicó en un cuadrante sin valor para la gráfica por lo que obtuvo 0 puntos. **Gráfica 5 HI de petróleo acumulado vs HI de daño de formación en el área D.**

En la siguiente gráfica de petróleo acumulado respecto a la capacidad el pozo 3-D se encuentra en el segundo cuadrante el cual representa un total de 30 puntos, por el contrario, los pozos 1-D y 2-D no se encontraron dentro de ningún cuadrante de interés. **Gráfica 10 HI de petróleo acumulado vs HI de la capacidad de flujo en el área D.**

La tercera gráfica que refiere a la relación entre el petróleo producido respecto al tiempo total de producción los pozos 2-D y 3-D se encontraron en el cuadrante de interés que tiene un valor del 50%, debido a esto se les dio un valor de 5 puntos a cada pozo de los 10 puntos de la gráfica. **Gráfica 15 HI de petróleo acumulado vs HI del tiempo de producción en el área D.**

El análisis de la siguiente grafica se basa en la necesidad de que los pozos se encuentren produciendo bajas tazas de agua, pero alta tasa de petróleo, la gráfica producción de agua actual respecto a la producción de petróleo actual indica que los pozos 2-D y 3-D están en el cuadrante de mayor valor y tendrán 10 puntos mientras que el pozo 1-D tendrá únicamente 5 puntos. **Gráfica 20 HI de producción actual de agua vs HI de producción actual de petróleo en el área D.**

Para la última grafica del área se relacionó el daño de formación con la capacidad de flujo, en este caso el pozo 3-D es aquel que tendrá 20 puntos y el 2-D contará con 10 puntos. El Pozo 1-D no acumulará puntos. **Gráfica 25 HI de daño de formación vs HI de capacidad de flujo en el área D.**

El pozo seleccionado para el área D es el Pozo 3-D, ya que, obtuvo una puntuación final de 95 puntos de 100 de acuerdo a los valores que se le otorgaron a cada gráfica y sus respectivos cuadrantes.

2.3.5 Análisis Área E. Se realizará el análisis de las 5 graficas correspondientes del área E para determinar cuál pozo será el de mayor interés por su puntuación respecto a los demás.

A continuación, en la **Tabla 14** se mostrará los resultados para cada uno de los pozos a estudiar, para su posterior selección y análisis.

Tabla 14. Resultados del análisis del área E.

Pozo	Gráfico	Puntuación
POZO 1-E	HI Np Vs HI S	0 Puntos
	HI Np Vs HI KH	0 Puntos
	HI Np Vs HI Tiempo (años)	0 Puntos
	HI Qw Vs HI Qo (produc. Act)	5 Puntos
	HI S vs HI KH	0 Puntos
	TOTAL	5 Puntos
POZO 2-E	HI Np Vs HI S	0 Puntos
	HI Np Vs HI KH	0 Puntos
	HI Np Vs HI Tiempo (años)	0 Puntos
	HI Qw Vs HI Qo (produc. Act)	5 Puntos
	HI S vs HI KH	0 Puntos
	TOTAL	5 Puntos

Tabla 14. (Continuación)

Pozo	Gráfico	Puntuación
POZO 3-E	HI Np Vs HI S	0 Puntos
	HI Np Vs HI KH	0 Puntos
	HI Np Vs HI Tiempo (años)	0 Puntos
	HI Qw Vs HI Qo (produc. Act)	5 Puntos
	HI S vs HI KH	0 Puntos
	TOTAL	5 Puntos
POZO 4-E	HI Np Vs HI S	0 Puntos
	HI Np Vs HI KH	0 Puntos
	HI Np Vs HI Tiempo (años)	0 Puntos
	HI Qw Vs HI Qo (produc. Act)	0 Puntos
	HI S vs HI KH	10 Puntos
	TOTAL	10 Puntos
POZO 5-E	HI Np Vs HI S	0 Puntos
	HI Np Vs HI KH	0 Puntos
	HI Np Vs HI Tiempo (años)	0 Puntos
	HI Qw Vs HI Qo (produc. Act)	0 Puntos
	HI S vs HI KH	0 Puntos
	TOTAL	0 Puntos
POZO 6-E	HI Np Vs HI S	0 Puntos
	HI Np Vs HI KH	0 Puntos
	HI Np Vs HI Tiempo (años)	0 Puntos
	HI Qw Vs HI Qo (produc. Act)	0 Puntos
	HI S vs HI KH	0 Puntos
	TOTAL	0 Puntos
POZO 7-E	HI Np Vs HI S	15 Puntos
	HI Np Vs HI KH	0 Puntos
	HI Np Vs HI Tiempo (años)	0 Puntos
	HI Qw Vs HI Qo (produc. Act)	0 Puntos
	HI S vs HI KH	20 Puntos
	TOTAL	35 Puntos
POZO 8-E	HI Np Vs HI S	30 Puntos
	HI Np Vs HI KH	0 Puntos
	HI Np Vs HI Tiempo (años)	5 Puntos
	HI Qw Vs HI Qo (produc. Act)	0 Puntos
	HI S vs HI KH	10 Puntos
	TOTAL	45 Puntos
POZO 9-E	HI Np Vs HI S	15 Puntos
	HI Np Vs HI KH	0 Puntos
	HI Np Vs HI Tiempo (años)	0 Puntos
	HI Qw Vs HI Qo (produc. Act)	0 Puntos
	HI S vs HI KH	20 Puntos
	TOTAL	35 Puntos

Tabla 14. (Continuación)

Pozo	Gráfico	Puntuación
POZO 10-E	HI Np Vs HI S	15 Puntos
	HI Np Vs HI KH	0 Puntos
	HI Np Vs HI Tiempo (años)	0 Puntos
	HI Qw Vs HI Qo (produc. Act)	0 Puntos
	HI S vs HI KH	0 Puntos
	TOTAL	15 Puntos
POZO 11-E	HI Np Vs HI S	15 Puntos
	HI Np Vs HI KH	0 Puntos
	HI Np Vs HI Tiempo (años)	0 Puntos
	HI Qw Vs HI Qo (produc. Act)	5 Puntos
	HI S vs HI KH	20 Puntos
	TOTAL	40 Puntos
POZO 12-E	HI Np Vs HI S	0 Puntos
	HI Np Vs HI KH	0 Puntos
	HI Np Vs HI Tiempo (años)	0 Puntos
	HI Qw Vs HI Qo (produc. Act)	10 Puntos
	HI S vs HI KH	0 Puntos
	TOTAL	10 Puntos
POZO 13-E	HI Np Vs HI S	0 Puntos
	HI Np Vs HI KH	30 Puntos
	HI Np Vs HI Tiempo (años)	5 Puntos
	HI Qw Vs HI Qo (produc. Act)	0 Puntos
	HI S vs HI KH	0 Puntos
	TOTAL	35 Puntos
POZO 14-E	HI Np Vs HI S	0 Puntos
	HI Np Vs HI KH	30 Puntos
	HI Np Vs HI Tiempo (años)	5 Puntos
	HI Qw Vs HI Qo (produc. Act)	0 Puntos
	HI S vs HI KH	0 Puntos
	TOTAL	35 Puntos
POZO 15-E	HI Np Vs HI S	0 Puntos
	HI Np Vs HI KH	0 Puntos
	HI Np Vs HI Tiempo (años)	0 Puntos
	HI Qw Vs HI Qo (produc. Act)	5 Puntos
	HI S vs HI KH	0 Puntos
	TOTAL	5 Puntos
POZO 16-E	HI Np Vs HI S	30 Puntos
	HI Np Vs HI KH	30 Puntos
	HI Np Vs HI Tiempo (años)	5 Puntos
	HI Qw Vs HI Qo (produc. Act)	5 Puntos
	HI S vs HI KH	20 Puntos
	TOTAL	90 Puntos

Tabla 14. (Continuación)

Pozo	Gráfico	Puntuación
POZO 17-E	HI Np Vs HI S	0 Puntos
	HI Np Vs HI KH	30 Puntos
	HI Np Vs HI Tiempo (años)	5 Puntos
	HI Qw Vs HI Qo (produc. Act)	5 Puntos
	HI S vs HI KH	0 Puntos
	TOTAL	40 Puntos
POZO 18-E	HI Np Vs HI S	0 Puntos
	HI Np Vs HI KH	30 Puntos
	HI Np Vs HI Tiempo (años)	5 Puntos
	HI Qw Vs HI Qo (produc. Act)	5 Puntos
	HI S vs HI KH	0 Puntos
	TOTAL	40 Puntos

Fuente: elaboración propia, basado en. ECOPETROL.

En la primera grafica del área E podemos observar que el Pozo 16-E y el Pozo 8-E se encuentran en el área de mayor interés por lo que se les dará un puntaje de 30 puntos respecto a 30 puntos que equivale la gráfica. El Pozo 7-E, 9-E, 10-E y 11-E se encuentra en el cuadrante 1 por lo que su puntuación es de 15 puntos. Los restantes se encuentran en cuadrantes que no presentan interés para el estudio y tienen una puntuación de 0. **Gráfica 6 HI de petróleo acumulado vs HI de daño de formación en el área E.**

En la gráfica de petróleo acumulado respecto a la capacidad de flujo los pozos 13-E, 14-E, 16-E, 17-E y 18-E se encuentran en el cuadrante de interés que es el 2 y se les da una puntuación de 30 puntos a cada uno de 30 que corresponde a la gráfica. Para los pozos restantes la puntuación sea de 0 debido a que no están en cuadrantes con valor. **Gráfica 11 HI de petróleo acumulado vs HI de la capacidad de flujo en el área E.**

La tercera gráfica corresponde al petróleo producido respecto al tiempo total de producción donde los pozos 8-E, 13-E, 14-E, 16-E, 17-E y 18-E se encuentran en el cuadrante 3 y adquieren 5 puntos cada uno. Los pozos restantes no obtienen puntuación por encontrarse en cuadrantes sin interés. La grafica tiene un valor de 10 puntos. **Gráfica 16 HI de petróleo acumulado vs HI del tiempo de producción en el área E.**

Para la gráfica de producción de agua actual respecto a la producción de petróleo actual el Pozo 12-E obtuvo una puntuación de 10 respecto a 10 del valor de la gráfica y los pozos 1-E, 2-E, 3-E, 11-E, 15-E, 16-E, 17-E Y 18-E adquirieron 5 puntos cada uno. Los demás pozos no tuvieron puntos, ya que, no estaban en cuadrantes de interés. **Gráfica 21 HI de producción actual de agua vs HI de producción actual de petróleo en el área E.**

Por último, la gráfica de daño de formación respecto a la capacidad de flujo los pozos 7-E, 9-E, 11-E y 16-E se encuentran en el cuadrante de mayor interés por lo que se le adjudicó una puntuación de 20; los pozos 4-E y 8-E se encuentran en el cuadrante con valor del 50% respecto a los 20 puntos por lo que cada uno obtuvo 10 puntos, los demás pozos fueron de 0 puntos. **Gráfica 26 HI de daño de formación vs HI de capacidad de flujo en el área E.**

El pozo seleccionado para el área E es el Pozo 16-E, ya que, obtuvo una puntuación final de 90 puntos de 100 de acuerdo a los valores que se le otorgaron a cada gráfica y sus respectivos cuadrantes.

2.3.6 Interpretación general. De los análisis realizados para las áreas de Campo Castilla se seleccionaron los siguientes pozos para el estudio integrado de la Formación K1 inferior, ya que, presentaron la mayor puntuación dentro de su área; Pozo 1-A, Pozo 1-B, Pozo 4-C, Pozo 3-D y Pozo 16-E.

3. PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACIÓN DE LAS FUENTES DE DAÑO POR CADA POZO DE ESTUDIO

En este capítulo se describirá primero los fundamentos teóricos sobre el daño de formación siguiente a esto se expondrá el proceso realizado para obtener en primera medida el ajuste de la caída de presión de cada uno de los pozos mediante un modelo sencillo, donde permitirá conocer la cantidad de sólidos depositados acumulados por medio del simulador REVEAL; siguiente a esto se realizará un análisis nodal, el cual indicará cual es el daño de formación que se obtiene en cada uno de los pozos, esto se realizará para tres casos, el primero será al inicio de la vida productiva del pozo, seguido a esto se hará el análisis en la actualidad y por último se determinará como sería el comportamiento ideal de la producción del pozo en la actualidad si este no presentara daño en la formación, este último análisis se llevará a cabo por medio del simulador PROSPER.

Con la ayuda de la Información recopilada por los dos simuladores anteriormente mencionados, y una hoja de Excel macro desarrollada gracias a la experiencia de los ingenieros de Ecopetrol, se determinará la fuente que desencadenó el daño de formación existente

3.1 FUNDAMENTOS TEÓRICOS DEL DAÑO DE FORMACIÓN

Se considera daño de formación a cualquier obstrucción presente en el pozo la cual este impidiendo o restringiendo el flujo de los fluidos desde el yacimiento hasta la superficie.

3.1.1 Fuentes de daño de formación. Las fuentes pueden ser de procedencia natural o inducido.

El daño de formación que es generado de forma natural es aquel que ocurre como resultado de la producción de los fluidos del pozo, y el daño de formación inducido ocurre por las diversas operaciones externas que son realizadas en el pozo.

3.1.1.1 Daño de formación por factores naturales. A continuación, según Economides³⁷, se describirán los diferentes casos por los que se puede generar el daño de formación por fuentes naturales:

- **Migración de finos:** como lo asegura Economides³⁸, la migración de finos se da como resultado de la migración de partículas provenientes de la roca reservorio en donde se pueden transportar desde sedimentos hasta las arcillas como la kaolinita, clorita, illita, smectita y cuarzo, la kaolinita es la arcilla que más

³⁷ ECONOMIDES, Michael y NOTE, Kenneth. Reservoir Simulation. 3 ed. Sugar Land, Texas. Elsa Kaptian-White, 2000. p. 14-3.

³⁸ Ibid., p. 14-3.1

comúnmente se presenta en la migración de finos, el área de superficie indica el área que está expuesta a los fluidos del yacimiento, esta es importante ya que la reactividad de cada partícula va en relación con el área de contacto que está expuesta a los fluidos.

Como lo indica Economides³⁹, al momento en que ocurre la producción de los fluidos, estas partículas viajan a través de la formación generando taponamientos en las gargantas del poro en la región cercana del pozo, reduciendo así el índice de productividad del mismo.

- **Escamas orgánicas:** según Economides⁴⁰, la presencia de las escamas se da por la incompatibilidad con el agua de formación provocando así un desequilibrio en el agua de producción, para que no se presente un desequilibrio el agua de la formación debe contener un ion que este sobresaturado para que en el momento en que caiga la presión el dióxido de carbono sea capaz de realizar la desgasificación; los depósitos de las escamas orgánicas se ven altamente influenciadas por la caída de la presión, temperatura, viscosidad, o cualquier elemento que altere el equilibrio del agua, estas escamas se pueden presentar en la formación, los puntos perforados o en la tubería, las escamas orgánicas más comunes y que mayor problema ocasionan son el carbonato de calcio, sulfato de bario y el sulfato de calcio.
- **Depósitos orgánicos:** como lo afirma Economides⁴¹, los depósitos orgánicos se manifiestan en yacimientos que producen hidrocarburos pesados, se pueden presentar parafinas los cuales son cadenas compuestas por átomos de hidrogeno y carbón o pueden precipitar asfáltenos las cuales son cadenas compuestas por aromáticos y anillos de nafta , las parafinas se rigen por el cambio de temperatura, es decir, estas se podrán observar a lo largo de la tubería pero principalmente se ven formados en la tubería cerca de la superficie, la temperatura a la cual aparece el primer cristal de parafina se le denomina punto de nube, la presencia de los asfáltenos se rige por el cambio de presión, la presión a la cual aparece el primer depósito de asfáltenos se le presión onset, los asfáltenos se puede observar en tres diferentes formas, la primera es en forma de una sustancia dura como el carbón, la segunda se observará como un lodo ennegrecido o una emulsión que se presenta como una película rígida y la tercera se observa en combinación con las parafinas, los asfáltenos se reflejarán en la zona cercana del pozo ya que ese es el punto en donde se evidencia el cambio más brusco de presión.
- **Cambio en la permeabilidad relativa:** como lo manifiesta Economides⁴², se pueden generar taponamientos en la formación debido a un cambio de

³⁹ Ibid., p. 14-3.1

⁴⁰ Ibid., p. 14-3.3

⁴¹ Ibid., p. 14-3.4

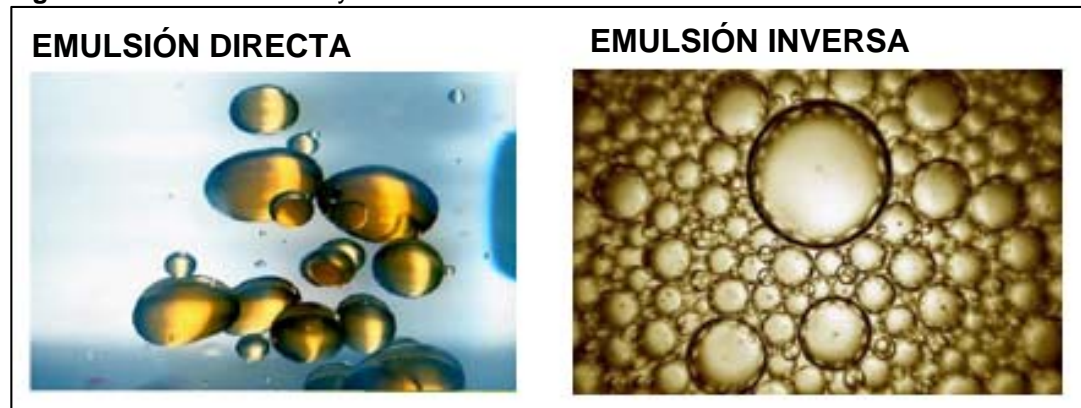
⁴² Ibid., p. 14-3.8

humectabilidad en la misma, este efecto puede reducir hasta un 90% de la efectividad de la permeabilidad original de la roca, impidiendo así el flujo efectivo de los fluidos a través de los poros. Este daño se genera por la filtración de lodos de emulsión inversa o por la presencia de precipitados de asfáltenos en el medio poroso generando así un bloqueo de las fases que afecta la movilidad del crudo a través del yacimiento, adicional, esto se encuentra asociado a las caídas de presión dadas por la operación en curso, tal como la perforación o la fase de completamiento.

- **Emulsiones:** Según Economides⁴³, este fenómeno se presenta por la combinación de dos o más fluidos inmiscibles, se pueden presentar dos tipos de emulsiones la primera, es la emulsión directa donde la fase continua es el agua y la fase dispersa es el aceite, por otro lado, se puede dar la emulsión inversa que se presenta cuando la fase continua es el aceite y la fase dispersa es el agua (ver **Figura 5**).

La formación de las emulsiones se da principalmente por la presencia de una fuente de energía que genera la mezcla entre las dos fases inmiscibles. La mayoría de las emulsiones se rompen cuando la fuente de energía es eliminada o se logran separar por diferencias de densidades. Cuando no se logra que la emulsión se rompa es porque existe una fuerza que actúa para mantener los fluidos emulsificados esto se da por la activación de los surfactantes naturales, esta se da por dos razones, la primera es por la filtración del fluido de perforación o por la oxidación del crudo almacenado. Cuando la emulsión posee una viscosidad alta, esta ocupa el espacio poroso cercano a la zona del pozo impidiendo el flujo normal de los fluidos.

Figura 5. Emulsión inversa y directa.



Fuente: elaboración propia, basado en. ECOPETROL, Curso básico daño de formación.

⁴³ Ibid., p. 14-3.6

3.1.1.2 Daño de formación por factores externos. A continuación, se describirán según Economides⁴⁴ los diferentes casos por los que se puede generar el daño de formación por origen inducido

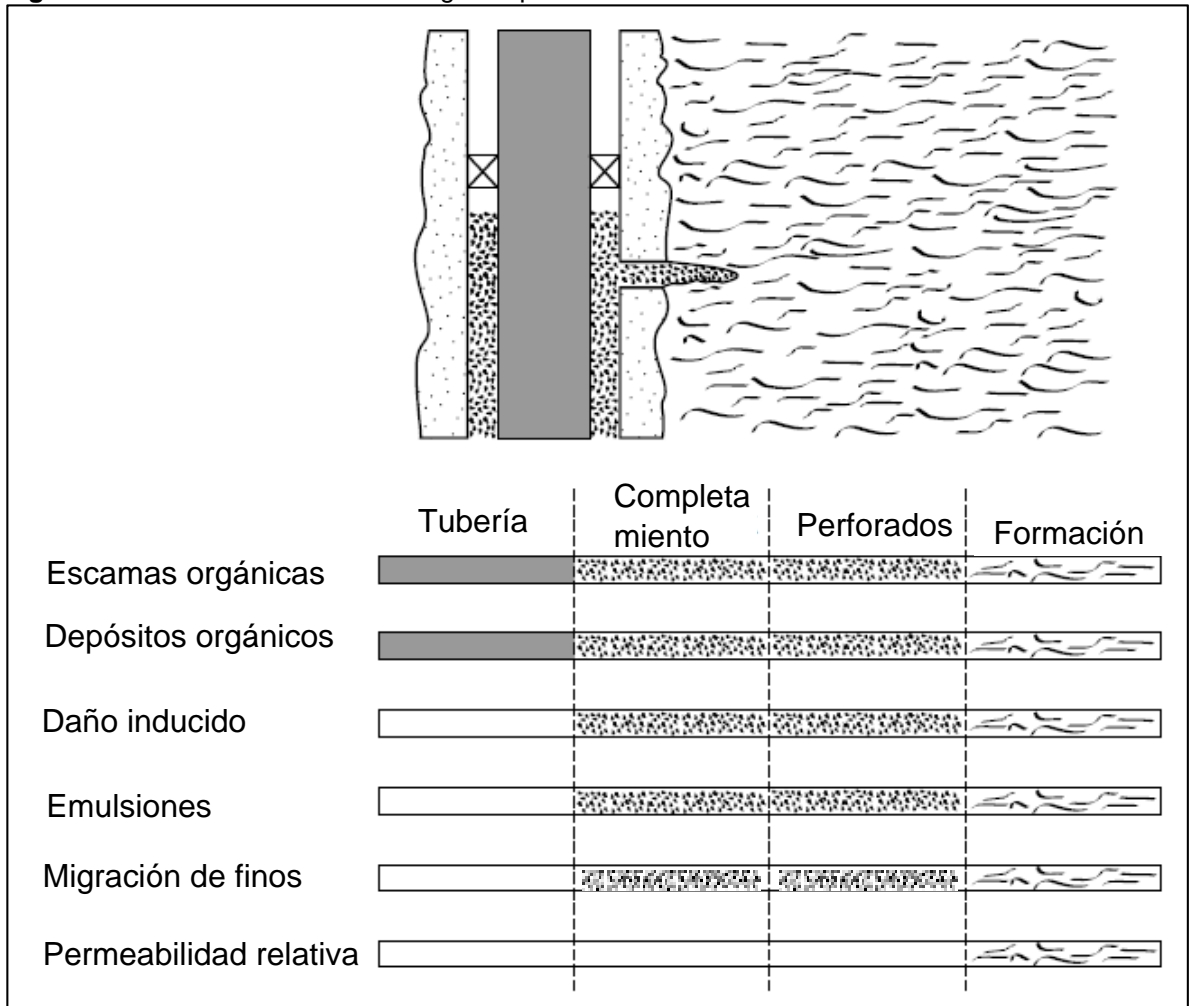
- **Daño inducido:** como lo asegura Economides⁴⁵, esta se da como resultado de las operaciones realizadas en el pozo como la perforación, cañoneo, completamiento y operaciones workover, lo cual genera que ingresen partículas extrañas a la formación impidiendo así un flujo normal, el daño generado por la inyección de fluidos se ve evidenciado en las gargantas de poro de la región cercana del pozo ya que están van siendo obstruidas y a su vez genera que la permeabilidad de la formación disminuya, este tipo de daño se puede cuantificar por el método de determinación del “Skin” en donde se podrá conocer como las operaciones iniciales de la vida del pozo afectan la productividad del mismo, esto se determina mediante el uso de una herramienta que permita realizar un análisis nodal, para ello se necesita la presión inicial y la productividad del pozo.

En la **Figura 6** se podrá observar como cada factor de daño afecta el pozo.

⁴⁴ Ibid., p. 14-3

⁴⁵ Ibid., p. 14-3.7

Figura 6. Afectación de las zonas según la procedencia daño.



Fuente: elaboración propia, basado en. ECONOMIDES, MICHAEL y NOLTE, KENNETH. Reservoir stimulation, Houston, Texas. Schlumberger Educational services, 1987 3 Edition. p. 14-1.

3.1.2 Origen de daño de formación. A continuación, se describirán las diferentes operaciones que originan el daño de formación.

- **Perforación:** Según González⁴⁶, desde el momento en que se ingresa la sarta de perforación a la formación se está alterando la misma ya que se está ingresando un elemento extraño, generando incompatibilidades tanto por el material de las herramientas como por los fluidos utilizados, esta fase es crítica ya que al entrar a la zona de interés se genera un efecto negativo en la productividad del pozo resultante de la interacción entre los minerales que posee la roca y el fluido que se está filtrando a la misma, este fluido posee componentes como materiales

⁴⁶ GONZALEZ, Juan Manuel. Daño a La Formación En Pozos Petroleros. México D.F: Universidad Nacional Autónoma de México, 2014. p. 11

arcillosos, agentes densificantes y aditivos químicos, los cuales son potencialmente dañinos para la formación.

- **Cementación.** Como lo asegura González⁴⁷, en esta operación al bajar la tubería de revestimiento se puede causar una gran presión diferencial en las zonas productoras, aumentando así la posibilidad de la pérdida de fluido en la formación, adicional, los fluidos utilizados para la cementación pueden generar taponamientos debido a la depositación de sólidos de la misma, los fluidos utilizados en la cementación que tengan un pH alto pueden generar la precipitación de sales.
- **Estimulación.** Según González⁴⁸, al realizar procesos de estimulación se deben diseñar con especial cuidado, esto con el fin de evitar una incompatibilidad de los fluidos de la formación o una posible mala limpieza dejando residuos en la misma, ya que estos pueden generar un cambio de humectabilidad de la roca, emulsiones o precipitaciones no deseadas.
- **Producción.** Como lo afirma González⁴⁹, los intervalos cañoneados son propensos a ser taponados por diferentes sólidos los cuales son arrastrados por el flujo de los fluidos al pozo o incluso se puede llegar a afectar la permeabilidad de esa zona. Durante la etapa productiva se puede generar inestabilidad de los fluidos producidos debido a la presencia de escamas orgánicas o inorgánicas.
- **Inyección de agua.** Como lo asegura González⁵⁰, esta afectación sucede cuando el agua inyectada no es tratada adecuadamente para lograr una compatibilidad con el agua de formación, e incluso pueden llegar a transportar sólidos los cuales generarán una obstrucción en las gargantas porales.

3.1.3 Ley de Darcy. Como lo confirma Martín⁵¹, Henry Darcy propuso una ecuación la cual relacionaba la velocidad del fluido aparente con las caídas de presión a través del medio poroso de la arena, esta ecuación aplica para flujos horizontales así el la haya realizado para flujos verticales e inclinados, es por esto que la industria petrolera se fundamenta en esta ley, ya que el comportamiento de los yacimientos se presenta de la misma manera en que Henry Darcy modeló su ecuación.

La restricción que posee esta ley es que el fluido utilizado en el experimento fue agua, y en la industria se requiere el estudio para aceite, adicional el considero que

⁴⁷ *Ibíd.*, p. 12

⁴⁸ *Ibíd.*, p. 13

⁴⁹ *Ibíd.*, p. 13

⁵⁰ *Ibíd.*, p. 13

⁵¹ MARTÍN, Orlando. Análisis nodal y explotación de petróleo. p 53. [En línea]. Disponible en <https://www.academia.edu/27417121/Libro_de_Petroleo_An%C3%A1lisis_Nodal_Gustavo> [Citado el 03 de Junio de 2019].

lo poros de la arena tenían el área constante, por lo tanto, la ecuación no calcula los cambios de velocidad según su posición, ver **Ecuación 3**.

Ecuación 3. Ecuación de Darcy.

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

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

Dónde:

- K Permeabilidad de la zona, mD
- ΔP Caída de presión, psig
- μ Viscosidad del fluido, cP
- L Longitud de flujo, ft

3.1.3.1 Ecuaciones de flujo (Darcy). Desarrollando la ecuación de Darcy para un flujo radial se puede obtener tres resultados de flujo diferentes

- **Flujo estable.** Según Naranjo⁵², este flujo se presenta en un periodo pseudoestable el cual se da cuando se genera una perturbación en la presión del yacimiento, y esta perturbación llega a afectar a cada uno de los puntos del límite exterior del radio del yacimiento, además se considera que este posee en su límite exterior una fuente de energía que lo está alimentando, el comportamiento del flujo estable considera que la tasa de flujo y la presión no varían con el tiempo, es decir se mantienen constante (ver **Ecuación 4**).

Ecuación 4. Flujo Estable.

$$q_o = \frac{7.08 * 10^{-3} * k_o * h * (P_{ws} - P_{wfs})}{\mu_{op} * \beta_{op} * \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) + S \right]}$$

Fuente: MARTIN, ORLANDO. Flujo natural- Análisis nodal. p5.

Dónde:

- q_o Tasa de flujo, BOPD
- μ_{op} Viscosidad, cP
- K_o Permeabilidad de la formación, mD
- h Espesor, ft
- r_w Radio del pozo, ft
- r_e Radio de drenaje, ft
- P_{ws} Presión promedio del yacimiento, psig

⁵² NARANJO, Abel. Evaluación de yacimientos de hidrocarburos. Medellin. Universidad Nacional de Colombia, 2009. p. 4. ISBN 978-958-728-048-7

- P_{wfs} Presión fondo fluvente, psig
- β_{op} Factor Volumétrico, RB/STB

- **Flujo pseudo- estable.** Según Naranjo⁵³, este flujo se presenta en un periodo pseudoestable el cual se da cuando se genera una perturbación en la presión del yacimiento, y esta perturbación llega a afectar a cada uno de los puntos del límite exterior del radio del yacimiento o también se puede presentar en un periodo transiente el cual se da cuando la perturbación generada no llega al límite exterior del yacimiento, el comportamiento del flujo pseudo-estable considera que la tasa de flujo se mantiene constante en el pozo pero esta junto con la presión varia a través del yacimiento (ver **Ecuación 5**).

Ecuación 5 Flujo pseudo-estable.

$$q_o = \frac{7.08 * 10^{-3} * k_o * h * (P_{ws} - P_{wfs})}{\mu_{op} * \beta_{op} * [Ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - \frac{3}{4} + S]}$$

Fuente: MARTIN, ORLANDO. Flujo natural- Análisis nodal. p5.

Dónde:

- q_o Tasa de flujo, BOPD
- μ_{op} Viscosidad, cp
- K_o Permeabilidad de la formación, mD
- h Espesor, pies
- r_w Radio del pozo, ft
- r_e Radio de drenaje, ft
- P_{ws} Presión promedio del yacimiento, psig
- P_{wfs} Presión fondo fluvente, psig
- β_{op} Factor Volumétrico, RB/STB

- **Flujo Inestable.** Según Naranjo⁵⁴, este flujo se presenta en un periodo pseudoestable el cual se da cuando se genera una perturbación en la presión del yacimiento, y esta perturbación llega a afectar a cada uno de los puntos del límite exterior del radio del yacimiento o también se puede presentar en un periodo transiente el cual se da cuando la perturbación generada no llega al límite exterior del yacimiento, el comportamiento del flujo inestable se da cuando la tasa de flujo en cualquier punto del yacimiento varia con el tiempo y la presión en se mantiene constante.

⁵³ Ibid., p. 15

⁵⁴ Ibid., p. 5

3.1.4 Factor de daño. Según Tarek⁵⁵, este factor comúnmente denominado factor Skin representa una caída de presión referida como ΔP_{skin} , esta caída de presión se da debido a la presencia de una obstrucción la cual genera una reducción de la permeabilidad de la región cercana del pozo y a su vez impide el flujo efectivo de los fluidos en las zonas cercanas a la cara del pozo.

Primero se debe determinar el valor del Daño de formación por medio de una relación de permeabilidades la cual se evidencia en la **Ecuación 6**.

Ecuación 6. Caída de presión por la presencia del daño de formación.

$$S = \left[\frac{K}{K_{skin}} - 1 \right] * \ln * \left(\frac{r_{skin}}{r_w} \right)$$

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

Dónde:

- K_{skin} permeabilidad de la zona dañada, mD
- r_{skin} Radio de la zona dañada, in
- K Permeabilidad sin daño, mD
- r_w Radio del pozo sin daño, in

Como resultado de esta ecuación, Tarek⁵⁶ determina que se pueden obtener tres casos:

- **Factor de daño mayor a cero**, indica que la zona cercana al pozo se encuentra dañado, eso debido a que la permeabilidad de la zona dañada es menor a la permeabilidad de la formación, al momento en que la permeabilidad de la zona dañada vaya disminuyendo el factor de daño irá aumentando.
- **Factor de daño menor a cero**, indica que la zona cercana al pozo se encuentra estimulada, eso debido a que la permeabilidad de la zona dañada es mayor a la permeabilidad de la formación, dado por un flujo lineal.
- **Factor de daño igual a 0**, indica que no existe una alteración de permeabilidad en la zona dañada, este es un caso ideal el cual se quiere llegar en cada uno de los pozos, ya que indica que ninguna operación ha afectado el rendimiento del pozo.

Para determinar la caída de presión debido al daño se tiene como referencia la **Ecuación 7** la cual se expresa de la siguiente forma:

⁵⁵ AHMED, Tarek H. Reservoir Engineering Handbook. 3 ed. Amsterdam: Gulf Professional Publishing, 2006. p. 431

⁵⁶ Ibid., p. 434

Ecuación 7. Caída de presión por la presencia del daño de formación (Darcy).

$$\Delta P_{skin} = 141.2 * \left[\frac{Q_o * B_o * \mu_o}{K * h} \right] * S$$

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

Dónde:

- ΔP_{skin} Caída de presión por presencia de daño, psig
- μ_o Viscosidad del petróleo, cP
- K Permeabilidad, mD
- Q_o Tasa de flujo de petróleo, BOPD
- B_o Factor volumétrico del petróleo, RB/STB.
- S Daño de formación, adimensional.

Como resultado de esta ecuación Tarek⁵⁷ determina que se pueden obtener tres casos:

- **Caída de presión por la presencia de daño es mayor a cero**, indica la existencia de una obstrucción que está generando una caída de presión adicional a la ideal según su producción original, esto debido a que la permeabilidad de la zona dañada es menor a la permeabilidad de la formación.
- **Caída de presión por la presencia de daño es menor a cero**, indica la no existencia de obstrucción del flujo, por el contrario, muestra una estimulación del pozo debido a que la permeabilidad de la zona dañada es mayor a la permeabilidad de la formación.
- **Caída de presión por la presencia de daño es igual a cero**, indica que no existen cambios en la región cercana del pozo, esto debido a la no existencia de obstrucciones de flujo, esto se relaciona con que la permeabilidad de la zona dañada es igual a la permeabilidad de la formación

3.2 REVEAL

Software de la compañía Petroleum Experts; este simulador está especializado en el área de yacimientos el cual, por medio de la producción histórica del pozo es capaz de realizar una aproximación del comportamiento del yacimiento hasta la actualidad, además, posee la ventaja de poder realizar estudios que incluyan fracturación térmica, química de producción, transporte de sólidos, entre otros, ya que este tiene la capacidad de comprender el impacto de la producción en el rendimiento del yacimiento.⁵⁸

⁵⁷ Ibid., p. 432

⁵⁸ PETROLEUM EXPERTS. Reveal. [En línea]. Disponible en: < <http://www.petex.com/products/ipm-suite/reveal/> > [Citado el 20 de Abril de 2019]

Para iniciar el diseño y obtener resultados con la mayor proximidad a la realidad se debe tener conocimiento de información tales como las condiciones del yacimiento, la fisicoquímica del agua, presencia precipitados, petrofísica, configuración del pozo, conocimiento del fluido producido, prueba PVT validada y la presión actual e inicial, entre otros.

En este caso se mostrará el proceso de estudio para el pozo 3-D, este procedimiento fue realizado de igual manera para los otros 4 pozos seleccionados previamente.

3.2.1 Datos generales de la simulación. En esta primera sección se indica el modelo en el yacimiento que estará presente que en este caso es un modelo tipo Black Oil, junto con sus parámetros iniciales los cuales serán descritos a continuación.

Previo a la selección del modelo se indicará que el pozo a estudiar no cuenta con fracturas, ya que lo indicado es estudiar el daño de formación que posee sin ningún tipo de estimulación presente.

Inicialmente se va a considerar que el pozo no cuenta con un mecanismo de acuífero activo, si al final el modelo no muestra resultados aptos de que el pozo soporte la presión sin un acuífero activo, este será incluido

Para la selección de modelo a estudiar se puede optar por diferentes opciones en el que se debe tener especial cuidado ya que algunos parámetros son exclusivos entre ellos mismos, a continuación y por criterio de los ingenieros que apoyan este trabajo de grado se seleccionarán las opciones "Solids" y "Water Chemistry", ya que la química del agua mostrará el modelo de precipitación en la fase acuosa el cual incluye la adsorción y la reducción de las permeabilidades, y los sólidos evidenciará el comportamiento de los asfáltenos y ceras.

Se debe ingresar la fecha de inicio de vida del pozo desde la que se va a realizar la simulación, se debe tener en cuenta que este se encuentra en formato día/mes/año, adicional se ingresa la temperatura a una profundidad de referencia la cual para todo el estudio se manejará en el punto medio perforado.

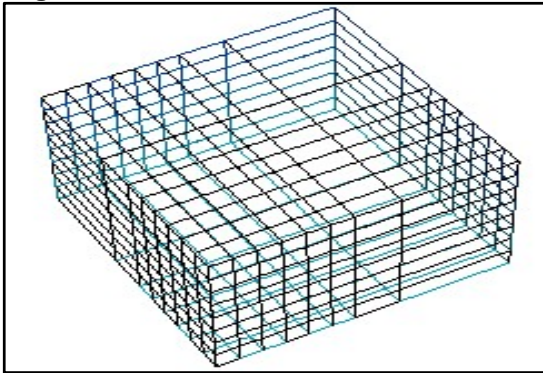
Por último, se seleccionarán los componentes que serán incluidos en el estudio, esto se debe a la manifestación de los diferentes cationes y aniones presentes en el agua de formación, además se tomará en cuenta los asfáltenos y ceras, las cuales fueron habilitadas en el momento de la selección del modelo.

3.2.2 Información del yacimiento. Esta sección permite describir de manera detallada la estructura que va a tener el modelo de yacimiento, se tendrán en cuenta parámetros como la petrofísica y adicional se contará con el arreglo geométrico que

tendrá el mismo en donde se indicará el tipo de malla y posicionamiento del pozo dentro del yacimiento

3.2.2.1 Sistema de coordenadas de cuadrícula. Se seleccionará el sistema de coordenadas de la cuadrícula, el cual para los pozos de estudio se determina como un modelo cartesiano, se seleccionó esta debido a su simplicidad en el momento de su construcción y porque esta plasma una cuadrícula general con un espaciado constante entre las celdas como se muestra en la **Figura 7**.

Figura 7. Malla con modelo Cartesiano.



Fuente: elaboración propia, basado en. ECOPETROL, Reveal,

3.2.2.2 Dimensiones de la malla. Se ingresa el número máximo de celdas que va a tener la malla en sus diferentes direcciones, siendo “x” el ancho de la malla, “y” lo largo de la malla y “z” corresponderá al número de capas que tendrá la misma, se deben considerar las capas activas e inactivas, es decir aquellas capas que encuentran en estado de producción serán las activas y las que no corresponderán a las capas inactivas.

Para definir la ubicación del pozo, las celdas deberán contar con un refinamiento en el que el pozo se encuentre en el medio y que su celda propia no sea muy extensa, es decir, que comparado con el resto de bloques esta sea la de menor dimensión, además, se debe considerar que para tener la certeza de tener una malla bien estructurada se debe contar con la condición de que la suma del producto de cada uno de los bloques con su respectiva dimensión deberá arrojar el área total de drenaje, a continuación en la **Tabla 15** se mostrará la malla que se utilizará en las celdas “x” y “y”, y adicional se comprobó mediante la **Ecuación 8** el resultado del área de drenaje total en función de acres donde arroja un resultado de 20.241 Acres.

Tabla 15. Malla Pozo 3-D.

Desde	Hasta	Numero de celdas	Longitud de la celda (ft)
1	7	7	30
8	13	6	25
14	19	6	20
20	24	5	10
25	27	3	5
28	32	5	10
33	38	6	20
39	44	6	25
45	51	7	30

Fuente: elaboración propia, basado en. ECOPETROL.

Ecuación 8. Área de drenaje a partir de la malla.

$$A_D = \sum N_C * L_C * \frac{\pi}{43560}$$

Fuente: Ecuación suministrada por Ecopetrol.

Dónde:

- A_D Área de drenaje, Acres
- N_C Número de celdas, adimensional
- L_C Longitud de la celda, ft

Para las celdas en la dirección “z” se debe introducir el número total de capas con la que la malla va a contar junto con su respectivo espesor, además se le especifica al simulador que las propiedades de estas no van a variar a lo largo de la malla

Se indicará la profundidad del tope de la primera capa a profundidad medida, con esta Información y con el espesor que se le indico a cada capa en el punto anterior, el simulador podrá determinar a qué profundidad se encuentra cada uno de los topos perforados.

3.2.2.3 Porosidad y permeabilidad del yacimiento. En esta sección y con ayuda de la petrofísica entregada y validada por parte del equipo de Ecopetrol, se le asigna a cada capa su respectivo valor de porosidad en unidades de fracción y su permeabilidad en unidades de miliDarcy, adicional a esto se debe tener en cuenta que las capas inactivas por ningún motivo deben tener propiedades, es decir, estas tendrán un valor de 0 en la porosidad y 0.0001 miliDarcy en la permeabilidad, esto se hace con el fin de que estas zonas no sean capaces de representar aportes en la producción al momento de realizar la simulación.

3.2.3 Descripción general. Se debe incluir Información relacionada a las características de la roca, como la densidad de grano, la sobrecarga que soporta la misma, la compresibilidad de la roca que será descrita a un punto de referencia, su

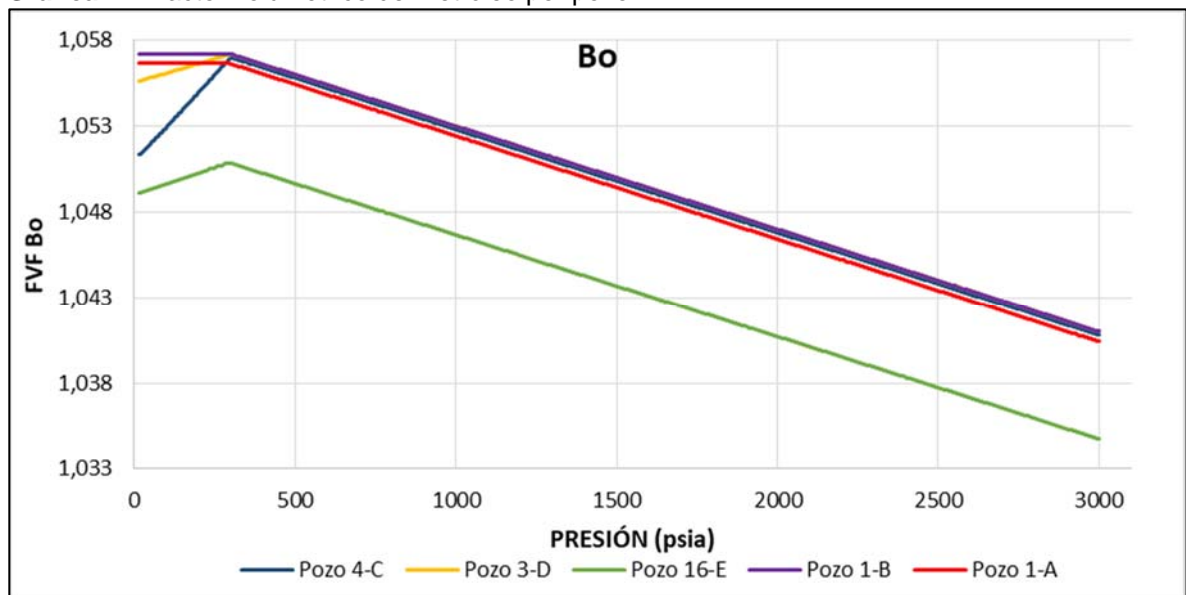
capacidad y conductividad térmica; adicional, se contará con las propiedades del yacimiento y los fluidos, el cual se describe por medio de la Información PVT.

3.2.3.1 Propiedades del hidrocarburo de yacimiento. En esta fase se ingresarán los datos requeridos por el simulador para el posterior cálculo del PVT, como: la relación gas petróleo, la gravedad del petróleo, gravedad del gas, gravedad del agua y por último los posibles contaminantes los cuales son el ácido sulfhídrico, el dióxido de carbono y el nitrógeno gaseoso y cada uno de ellos será expresado en porcentaje, para este cálculo se debe seleccionar el tipo de correlación que se desee usar lo cual fue suministrado por parte del equipo de Ecopetrol optando así por Lasater para el cálculo del punto de burbuja, el gas en solución y el factor volumétrico del petróleo y para la viscosidad del petróleo se seleccionó a Beal et al; es necesario aclarar que para cada una de las zonas los datos serán diferentes debido a que en este Campo su variación no se da respecto a la presión si no a su profundidad y a su ubicación en el Campo.

En el **Anexo A** se podrán observar los resultados de los cálculos del PVT por cada pozo de estudio, en este se mostrará Información como la variación de la presión con respecto a el factor volumétrico de las tres fases, viscosidad de las tres fases y, por último, la densidad del agua y aceite, es importante tener conocimiento que el punto de la presión de burbuja manejado es de 300 psig para todas las áreas.

A continuación, en la **Gráfica 27** se podrá observar el resultado del factor volumétrico del petróleo para cada una de los pozos de estudio.

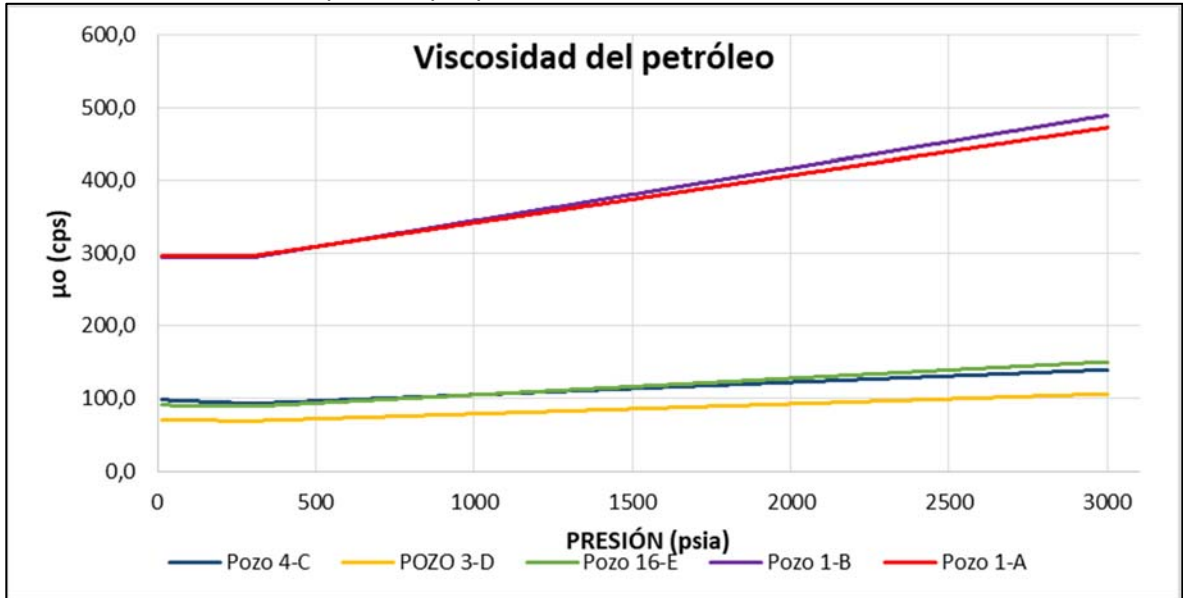
Gráfica 27. Factor volumétrico del Petróleo por pozo.



Fuente: elaboración propia.

En la **Gráfica 28** se mostrará el resultado de la variación de la viscosidad del petróleo para cada uno de los pozos de estudio.

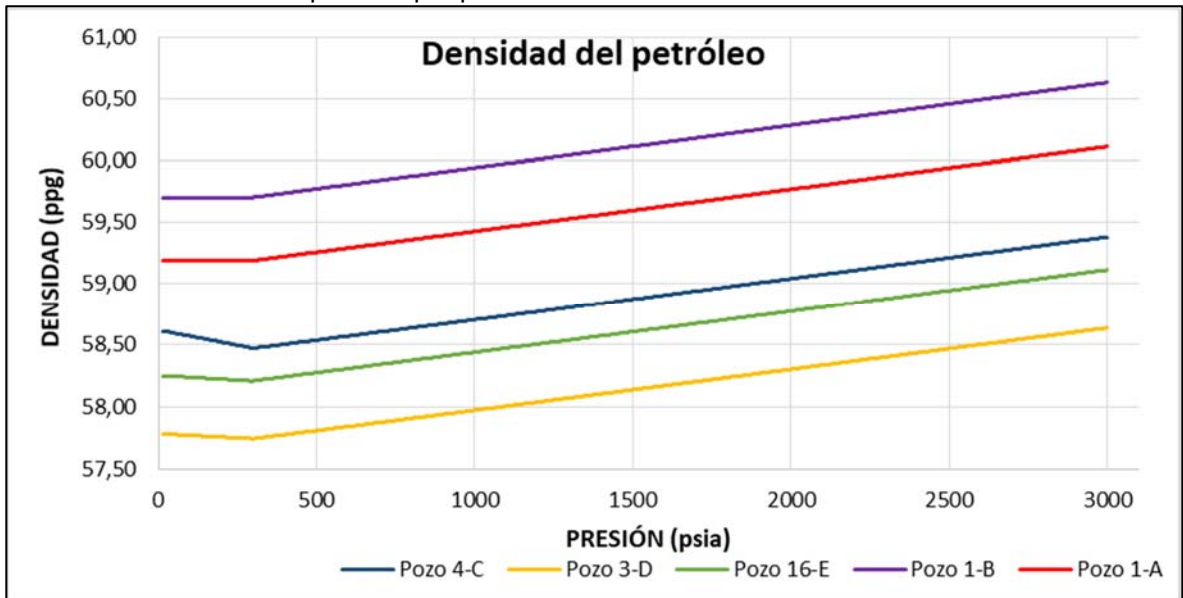
Gráfica 28. Viscosidad del petróleo por pozo.



Fuente: elaboración propia.

En la **Gráfica 29** se puede observar la variación de la densidad del petróleo en cada uno de los pozos de estudio.

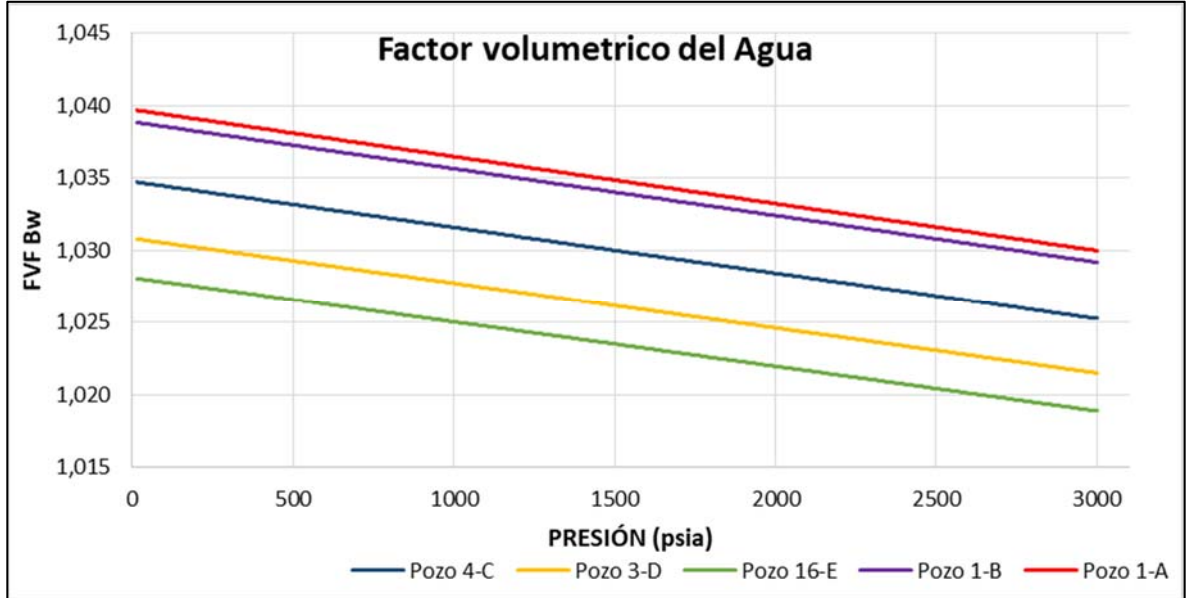
Gráfica 29. Densidad del petróleo por pozo.



Fuente: elaboración propia.

En la **Gráfica 30** se observará la variación del factor volumétrico del agua con respecto a la presión.

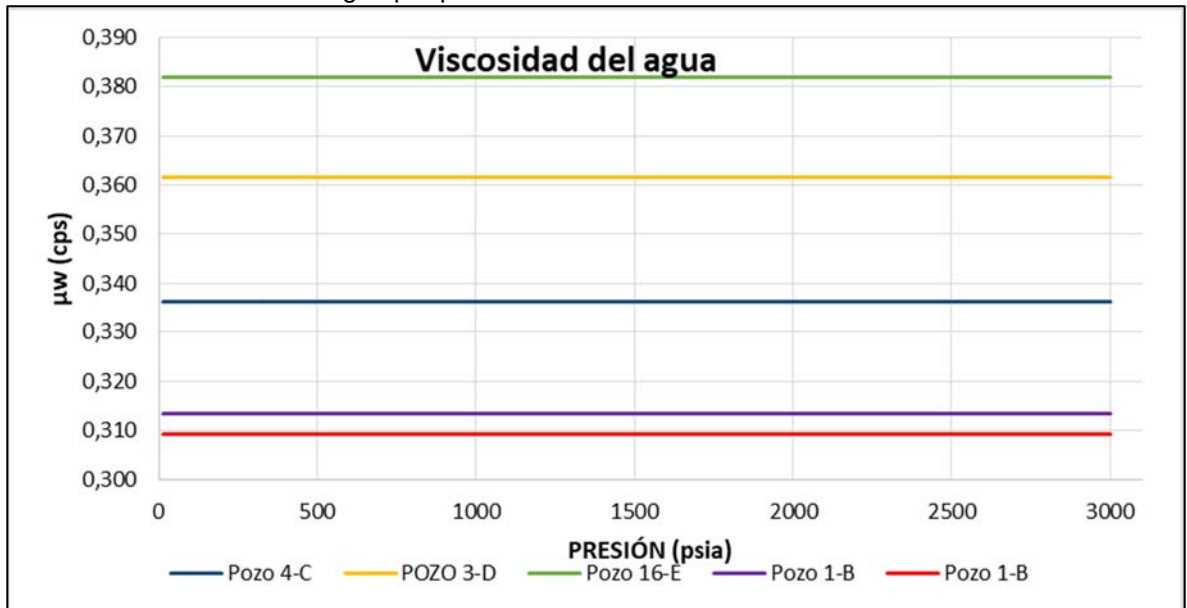
Gráfica 30. Factor volumétrico del agua por pozo.



Fuente: elaboración propia.

A continuación, en la **Gráfica 31** se mostrará el resultado de la variación de la viscosidad del agua para cada una de los pozos de estudio.

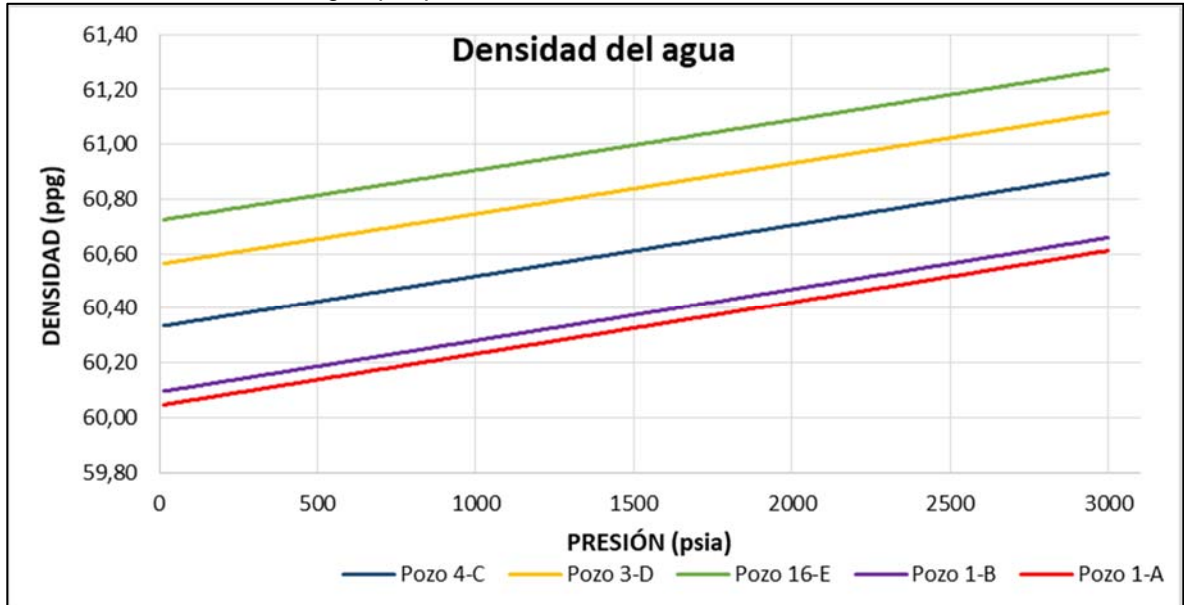
Gráfica 31. Viscosidad del agua por pozo.



Fuente: elaboración propia.

En la **Gráfica 32** se puede observar la variación de la densidad del agua en cada uno de los pozos de estudio.

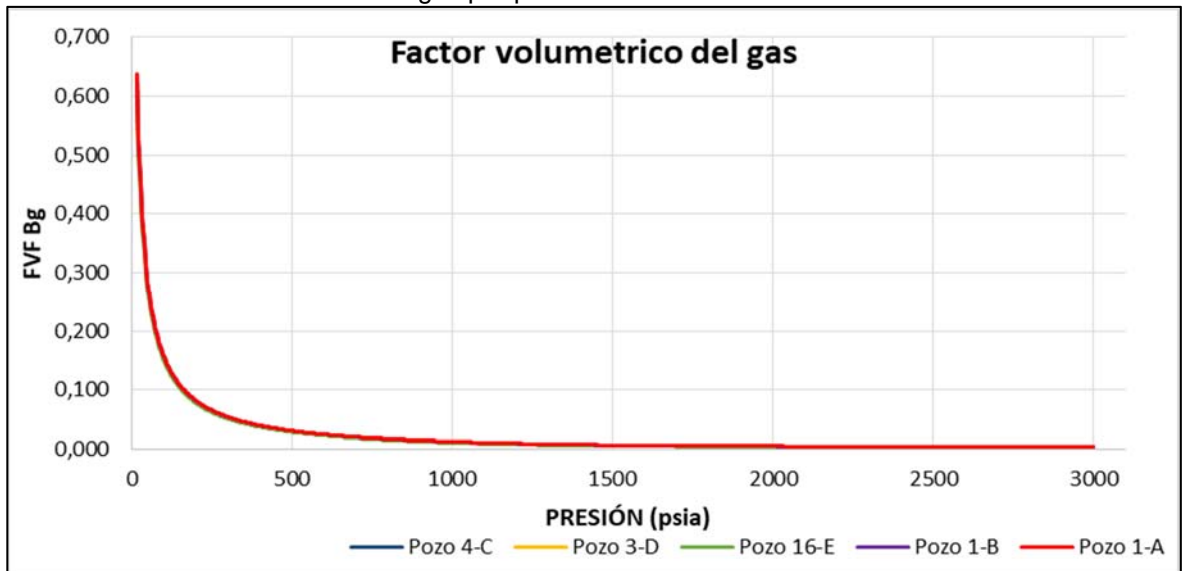
Gráfica 32. Densidad del agua por pozo.



Fuente: elaboración propia.

En la **Gráfica 33** se observará la variación del factor volumétrico del gas con respecto la presión, en estas se podrá visualizar que no existe cambio entre los diferentes pozos debido a la baja producción de gas que se tiene ya que se posee un fluido tipo Black Oil.

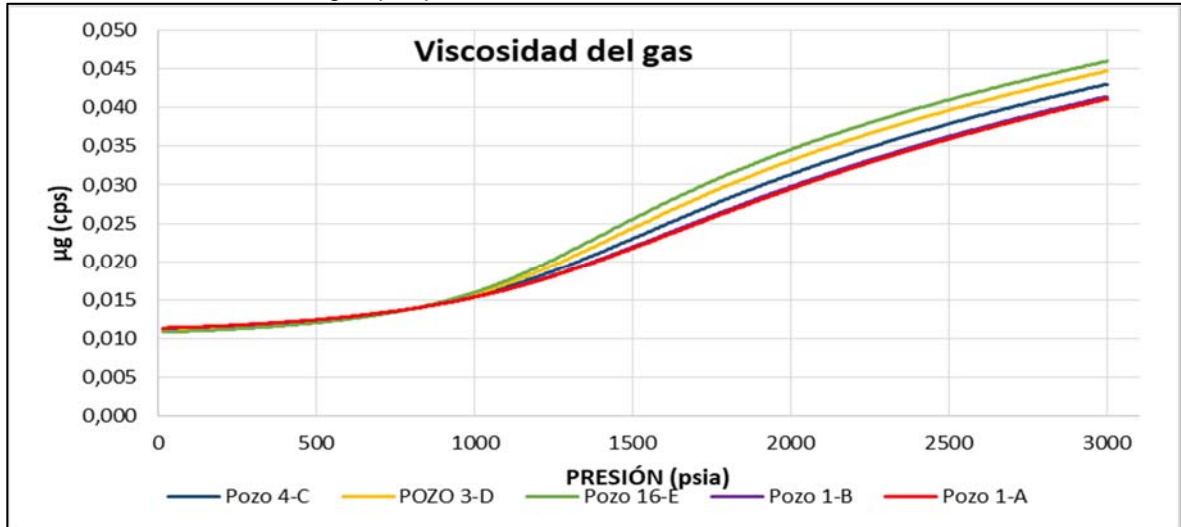
Gráfica 33. Factor volumétrico del gas por pozo.



Fuente: elaboración propia.

A continuación, en la **Gráfica 34** se mostrará el resultado de la variación de la viscosidad del gas para cada una de los pozos de estudio.

Gráfica 34. Viscosidad del gas por pozo.



Fuente: elaboración propia.

3.2.4 Permeabilidades relativas. Estas se encuentran relacionadas con las saturaciones de los fluidos, ya que con ayuda de esa Información se puede determinar la fase mojante de la roca; Cada uno de los datos ingresados en esta sección se pondrán en unidades de fracción, la primera es la saturación de agua crítica, la cual evidencia cual es la saturación mínima de agua que se debe contar para que exista el movimiento de dicha fase dentro del yacimiento, adicional, se ingresa la saturación crítica de la fase petróleo y la del gas, las cuales se rigen bajo el mismo criterio previamente mencionado.

3.2.5 Propiedades del acuífero. Como se había mencionado, esta sección únicamente se utiliza si el yacimiento no soporta por si solo la presión, es decir si la caída es tan abrupta que la presión actual es mucho más baja de lo real, para eso se deber completar la información del acuífero como:

- **Área de conexión.** Indica de que perfil el acuífero tiene contacto con el yacimiento.
- **Geometría.** Se indican datos sobre las dimensiones del acuífero, es decir su espesor, el radio interior que posee el mismo, esto medido en pies y por ultimo su ángulo de contacto

3.2.6 Concentración de las escamas orgánicas. En esta fase se indicará cual fue el valor máximo de precipitados para el pozo, que particularmente para el Campo Castilla, cuenta actualmente con precipitaciones de siderita y calcita, estas se pondrán en unidades de libra por pie cubico, adicional se ingresaran los datos de

los cationes y aniones presentes en el agua con el fin de que el simulador realice el cálculo del efecto que tienen estos en el pozo.

3.2.7 Sólidos. Es importante mencionar que toda la información suministrada en esta sección es entregada por el personal de Ecopetrol y esta será la única que no va a variar por zona; esta parte tiene como propósito analizar el efecto que tienen los Asfáltenos y ceras con el pozo, para ello se ingresarán datos como la densidad floculada, el diámetro máximo floculado, diámetro del grano, adicional se debe realizar la tabla de solubilidad en la que se indica como varia la concentración de asfáltenos con respecto a la presión, en este caso la precipitación de asfáltenos se observará principalmente en la región cercana del pozo, ya que ahí es donde se encontrará el cambio brusco de la presión (ver **Tabla 16**) y para las ceras se debe realizar la tabla de solubilidad en la que se indica como varia la concentración de las ceras con respecto a la temperatura para este caso la principal depositación será observada a lo largo de la tubería ya que la variación es respecto a la temperatura (ver **Tabla 17**).

Tabla 16. Tabla de solubilidad para asfáltenos.

Concentración de asfáltenos	Presión (psig)
9794	25
9796	105
9802	205
9808	305
9808	405
9813	415
9819	505
9824	605
9828	705
9842	785

Fuente: elaboración propia, basado en. ECOPETROL.

Tabla 17. Tabla de solubilidad para ceras.

Concentración de ceras	Temperatura (°f)
200	90
2000	185

Fuente: elaboración propia, basado en. ECOPETROL.

3.2.8 Datos de referencia. Se le indicará al simulador el punto de referencia, que para este estudio se definió como el punto medio perforado, esto se hace con el fin de que en el momento que este empiece el proceso matemático, la Información que arroje el simulador sea en función de la profundidad seleccionada.

Adicional a esto se debe indicar la temperatura de referencia junto con su gradiente geotérmico lo cual se calcula mediante la **Ecuación 9**.

Ecuación 9. Gradiente Geotérmico.

$$T_{res} = T_S + \frac{(Thermal\ Gradient) * D}{100^{\circ}F}$$

Fuente: SATTER, Abdus. IQBAL, Ghulam. BUCHWALTER, James. Practical Enhanced Reservoir Engineering: Assisted with Simulation Software.: Fundamentals of Reservoir Fluid Properties, Phase Behavior, and applications. Oklahoma.: PennWell Corporation, 2007. 106p. ISBN 1-59370-056-3.

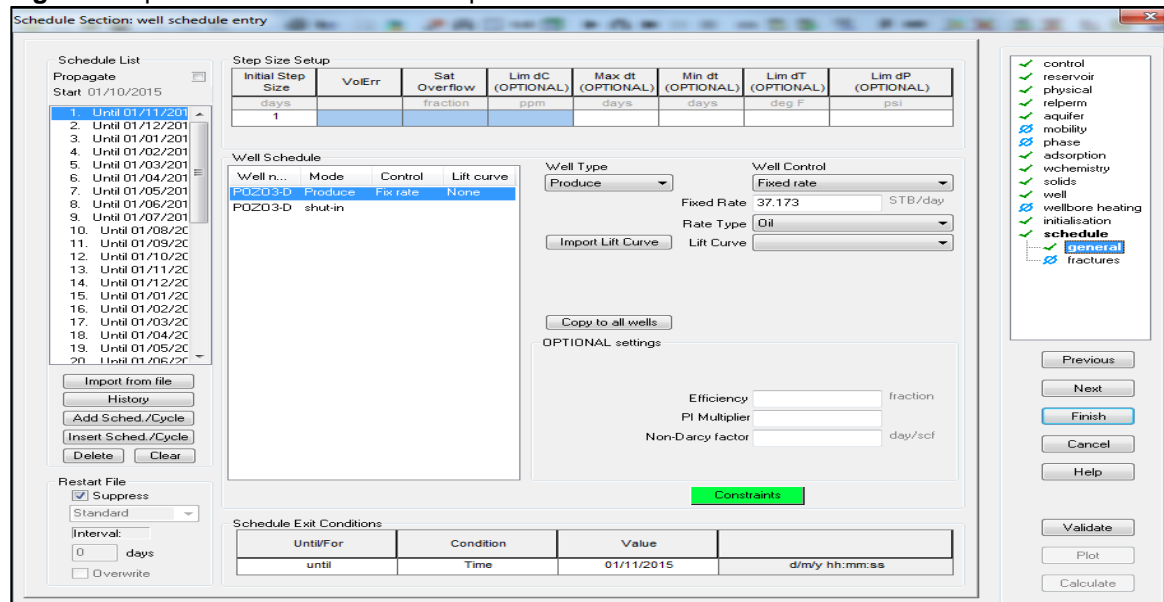
Dónde:

- T_{res} Temperatura de reservorio, °F.
- T_S Temperatura de superficie, °F.
- D Profundidad de referencia, ft.

3.2.9 Producción del pozo. En esta sección se ingresará la historia de la producción de fluidos (agua, gas y petróleo) a lo largo de la vida del pozo, esta se hará de manera mensual y en unidades de Barriles de petróleo por día, barriles de agua por día, y barriles de gas por día respectivamente, esto con el fin de que el simulador pueda determinar el comportamiento de la presión considerando su producción.

Lo anterior fue el último dato necesario para completar la información requerida por REVEAL, se sabe que toda la Información fue validada y aceptada por el simulador ya que esta muestra un chulo verde en forma de aprobación y así poder realizar la simulación (ver **Figura 8**).

Figura 8. Aprobación de las fases completadas en Reveal.



Fuente: elaboración propia, basado en. ECOPETROL, Reveal.

3.2.10 Resultados proyectados por Reveal. Como resultado de la simulación se va a obtener el comportamiento de la presión de yacimiento a lo largo de su vida productiva, es importante tener en cuenta que se considera que la simulación está aprobada cuando el último dato de presión corresponde al dato real que se tiene actualmente, adicional va a mostrar una caída de presión referente a la presión de fondo fluyente la cual permite visualizar como debería observarse esta en un comportamiento ideal donde no exista la presencia de daño, adicional arrojará la producción en unidades de barriles por día del agua y petróleo, esta deberá ser la misma que fue ingresada en el último paso para iniciar la simulación.

Al haber ingresado un modelo que se regía por la química del agua y los sólidos obtendremos resultados del acumulado de los asfáltenos y ceras en unidades de libra masa, los cuales, más adelante ayudarán a determinar en qué proporción las escamas orgánicas generan daño de formación en cada uno de los pozos de estudio, en la **Figura 9** se visualizará como REVEAL arroja los resultados de la simulación.

Figura 9. Resultados proyectados por Reveal.

Date	PWF (Well Ref Depth)	Drainage Reg Pres (Res Ref Depth)	Liquid Produced	Water Produced	Oil Produced	Mass Prod Curr Asphaltene	Mass Prod Curr Wax
date	psia	psia	STB/day	STB/day	STB/day	lbm	lbm
02/10/2015	2102.23	2141.87	37.2671	0.0941139	37.173	125.22	25.4721
04/10/2015	2099.43	2139.28	37.3826	0.209617	37.173	375.659	76.4162
08/10/2015	2096.01	2135.88	37.639	0.466014	37.173	876.538	178.304
16/10/2015	2090.8	2130.7	38.2511	1.07789	37.1732	1878.3	382.079
01/11/2015	2083.38	2123.34	39.7501	2.57706	37.173	3881.82	789.633
17/11/2015	1849.51	2013.41	350.06	59.2493	290.811	19555.7	3977.94
01/12/2015	1787.83	1951.7	406.289	115.479	290.81	33270.2	6767.69
01/01/2016	1882.53	1964.96	236.612	116.265	120.347	45866.3	9330.12
01/02/2016	1875.49	1956.61	270.062	154.337	115.725	57948.7	11788.2
01/03/2016	1861.95	1943.47	305.481	190.293	115.188	69192.2	14075.7
01/04/2016	1874.96	1946.73	292.766	197.767	94.9998	79159.9	16103.7
01/05/2016	1880.58	1948.48	295.026	208.65	86.377	87947.7	17891.8
01/06/2016	1838.17	1918.92	381.821	271.209	110.612	99366.6	20215
01/07/2016	1810.83	1894.52	432.014	315.95	116.064	111028	22587.6
01/08/2016	1783.9	1869.67	482.131	362.823	119.308	123455	25115.8
01/09/2016	1772.09	1854.5	503.958	392.574	111.385	135077	27480.3
01/10/2016	1740.36	1828.08	569.651	448.501	121.149	147311	29969.3
01/11/2016	1722.82	1808.82	602.151	485.661	116.49	159471	32443.5
01/12/2016	1684.42	1776.8	681.405	552.99	128.415	172445	35082.9
01/01/2017	1653.59	1747.15	739.379	609.725	129.654	185982	37836.9
01/02/2017	1606.01	1706	835.094	693.44	141.654	200772	40845.8
01/03/2017	1580.66	1678.93	879.099	742.218	136.881	213681	43472.1
01/04/2017	1569.58	1662.61	896.949	772.176	124.773	226710	46122.8
01/05/2017	1546.79	1640.84	947.461	821.626	125.835	239426	48709.8
01/06/2017	1487.98	1592.52	1075.43	928.934	146.497	254723	51821.8

Fuente: elaboración propia, basado en. ECOPETROL, Reveal.

En el **Anexo B** se podrán observar los resultados arrojados por Reveal en cada pozo de estudio.

3.3 PROSPER

Software vinculado a la firma Petroleum Experts, este simulador está especializado en la construcción del análisis nodal, el cual es un método que evalúa el desempeño de los pozos y permite conocer los fenómenos físicos que ocurren dentro de la tubería y el pozo, esto se logra mediante la simulación del comportamiento de un yacimiento en estado estacionario.

El análisis nodal tiene como objetivo analizar los problemas en los pozos de petróleo y gas que aporten producción mediante cualquier tipo de flujo ya sea natural o por medio de sistemas de levantamiento artificial.

La IPR (inflow performance relationship) es la relación entre la presión de fondo fluyente de un pozo y su tasa de producción, el cual se representa a través de una gráfica.

Teniendo en cuenta el propósito de este estudio, se van a realizar tres modelos que darán como referencia tres puntos importantes en el estudio, el primero es la simulación del análisis nodal en el momento en el que el pozo inicia su vida productiva, esta dará como resultado el daño inducido que sufrió el pozo en el momento de ser perforado, la segunda simulación arrojará el daño actual que posee el pozo de estudio, y por último se hará una simulación actual asumiendo que no existe ningún daño de formación presente; estos dos últimos estudios ayudarán a determinar cuál es la presión de fondo fluyente ideal según la producción que se tiene actualmente para que no exista un daño de formación.

Es importante señalar que no se va a realizar el cálculo para la creación de la curva VLP ya que no se tiene como fin optimizar la producción, únicamente se va a realizar la construcción de la curva IPR la cual ayudará a identificar el daño de formación que posee el pozo de estudio en el momento del análisis.

Para iniciar el diseño y obtener resultados con la mayor proximidad a la realidad se debe tener conocimiento de información tales como las condiciones del yacimiento, tubería mojada, la cual es aquella tubería con la que el fluido tiene contacto, petrofísica, configuración del pozo, conocimiento del fluido producido, la presión del yacimiento y presión de fondo fluyente, las cuales deben estar a la fecha a la cual se quiere realizar el estudio, prueba PVT validada, entre otros parámetros.

En este caso se mostrará el proceso de estudio para el Pozo 3-D, este procedimiento fue realizado de igual manera para los otros 4 pozos seleccionados previamente.

3.3.1 Información básica para el simulador. Para realizar el análisis nodal el simulador requiere Información general como el tipo de fluido que se va a producir, que en esta ocasión será el tipo Black Oil, este se seleccionó debido a que se tiene

un crudo pesado con un bajo nivel de producción de gas, adicional se debe mencionar si existe la presencia de emulsiones o hidratos.

En segunda medida se debe indicar por donde fluye el fluido que se va a producir, teniendo tres opciones, la primera será la tubería de producción, la siguiente es producir por el anular y por último que fluya por ambos medios, en este caso el fluido se está produciendo a través de la tubería de producción.

La Información PVT del pozo será la misma que se indicó en el simulador Reveal.

3.3.2 Información del equipo. En esta sección se realizará la descripción de la configuración del pozo, en el que se tiene en cuenta parámetros como el equipo de fondo, la desviación y trayectoria del pozo y, por último, el gradiente geotérmico.

Para la desviación y trayectoria del pozo se va a hacer uso del survey el cual es un registro de inclinación, este debe ser subido en el software tanto en profundidad medida (MD) como en profundidad vertical medida (TVD); para efectos prácticos el simulador filtrará la Información del registro a únicamente 20 puntos (ver **Figura 10**), así se podrá realizar el estudio del nodo de una manera efectiva, ya que se van a tener en cuenta factores como la fricción que ocurre en la formación con la tubería debido al roce existente entre estos como resultado de la desviación en su trayectoria.

Figura 10. Survey.

MD <-> TVD				
		Calculate		
Input Data				
Point	Measured Depth (feet)	True Vertical Depth (feet)	Cumulative Displacement (feet)	Angle (degrees)
1	0	0	0	0
2	434	433.9	9.31612	1.22999
3	526	525.9	9.31612	0
4	3569	3567	116.833	2.02482
5	3853	3848.7	152.903	7.29686
6	4137	4126.9	210.007	11.5994
7	4326	4308.4	262.72	16.1951
8	4706	4664.6	395.089	20.3858
9	5082	5004.7	555.427	25.2411
10	5465	5336.6	746.558	29.9364
11	5751	5571.9	909.131	34.6412
12	6036	5791.9	1090.31	39.4725
13	6319	5997.6	1284.67	43.3766
14	6507	6123.7	1424.11	47.8754
15	6698	6239.3	1576.15	52.7542
16	6983	6391.4	1817.17	57.7453
17	7588	6677.9	2350.03	61.7347
18	7776	6741.7	2526.88	70.162
19	8061	6833.1	2796.82	71.2946
20	8132	6854.6	2864.49	72.3731

Fuente: elaboración propia, basado en. ECOPETROL, Prosper.

La Información del equipo de fondo solicitada por el simulador hace referencia a los datos de tubería y equipo de fondo que por estado mecánico estén en contacto con el fluido, entre las posibles opciones se encuentran la tubería de producción, casing y liner, adicional se debe ingresar el diámetro interno que este posea en pulgadas y la profundidad medida (MD) a la que llega cada una de las partes que está en contacto con el fluido, es importante mencionar que la última profundidad debe ser al punto de referencia, lo anterior se puede observar en la **Figura 11**.

Figura 11. Equipo de fondo.

Point	Label	Type	Measured Depth (feet)	Tubing Inside Diameter (inches)	Tubing Inside Roughness (inches)	Tubing Outside Diameter (inches)	Tubing Outside Roughness (inches)	Casing Inside Diameter (inches)	Casing Inside Roughness (inches)	Rate Multiplier
1		Xmas Tree	0							
2	TUBING 4.5	Tubing	6196.12	3.958	0.0006					1
3	Casing 9 5/8	Casing	7085					8.681	0.0006	1
4	Liner	Casing	7710					6.184	0.0006	1

Fuente: elaboración propia, basado en. ECOPELROL, Prosper.

Para el gradiente geotérmico, únicamente se debe introducir la temperatura a superficie y la temperatura a profundidad del punto de referencia, se debe tener especial cuidado ya que el punto de referencia debe ser igual a la profundidad total de la tubería mojada, el cálculo del gradiente geotérmico lo realizará automáticamente el software, lo anterior se puede observar en la **Figura 12**.

Figura 12. Gradiente geotérmico (Prosper).

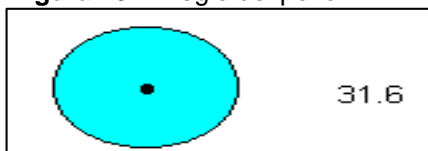
Point	Formation TVD (feet)	Formation Measured Depth (feet)	Formation Temperature (deg F)
1	0	0	90
2	6719.3	7710	184.91

Fuente: elaboración propia, basado en. ECOPELROL, Prosper.

3.3.3 Información de entrada para el cálculo de la IPR. Se debe introducir la Información detallada de cada una de las capas, en las que se ingresaron datos como: su profundidad medida y profundidad vertical verdadera la cual para la profundidad medida se puede determinar a partir del punto medio perforado el cual se visualiza en el estado mecánico y para el segundo caso con ayuda del survey se determina cuál es su profundidad vertical verdadera, radio del pozo el cual se conoció por el estado mecánico, datos PVT en el que se hace uso de la misma información ingresada al simulador Reveal, datos de petrofísica el cual fue

suministrada y previamente validada por el equipo de Ecopetrol, área de drenaje la cual fue entregada por el personal de yacimientos y adicional a eso se pidió que especificarán que modelo iba a ser utilizado para la geometría del pozo, para lo que se determinó un modelo circular centrado al cual le corresponde a un valor de 31.6 (ver **Figura 13**), por último, para el análisis nodal inicial se asumirá un daño 0 para después realizar una sensibilidad y así poder determinar cuál es el daño real en el momento de estudio, toda la Información anteriormente descrita se podrá visualizar en la **Figura 14**.

Figura 13. Arreglo del pozo.



Fuente: elaboración propia, basado en. ECOPETROL, Prosper.

Figura 14. Información de entrada para el cálculo de la IPR.

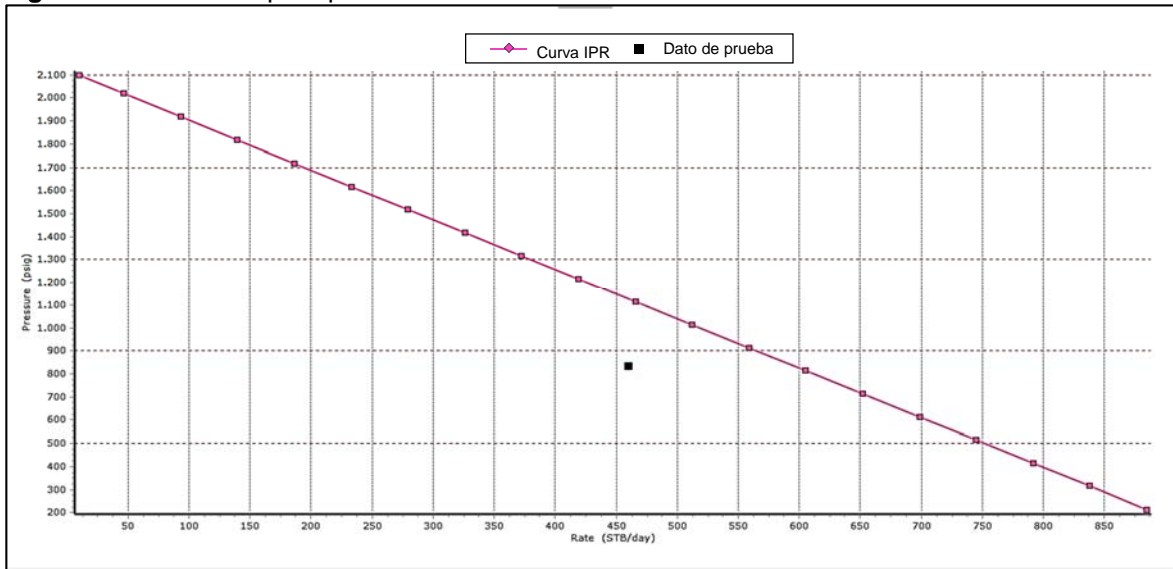
Layer	Layer Type	Layer IPR Model	Layer Skin Model	Layer Gravel Pack	Measured Depth (feet)	True Vertical Depth (feet)	Layer Pressure (psig)	Layer Flowing Radius (feet)	Layer Roughness (inches)	Layer PVT Data	Layer Model Data	Layer Skin Data	Gravel Pack Data	Rel Perm Data
TOP					7558	6665								
1	Perforated	Darcy	By Hand		7577	6673	2596.84	0.354	0.0006	PVT	Model	Skin		
2	Blank				7591	6679		0.354	0.0006					
3	Perforated	Darcy	By Hand		7664	6705	2566.44	0.354	0.0006	PVT	Model	Skin		
4	Blank				7675	6709		0.354	0.0006					
5	Perforated	Darcy	By Hand		7725	6725	2577.14	0.354	0.0006	PVT	Model	Skin		
6	Blank				7733	6728		0.354	0.0006					
7	Perforated	Darcy	By Hand		7784	6744	2585.3	0.354	0.0006	PVT	Model	Skin		
8	Blank				7798	6749		0.354	0.0006					
9	Perforated	Darcy	By Hand		7862	6770	2595.22	0.354	0.0006	PVT	Model	Skin		

Fuente: elaboración propia, basado en. ECOPETROL, Prosper.

Al tener la Información diligenciada se procede al cálculo automático por el simulador el cual lo maneja por medio del modelo Darcy, este arroja la curva de IPR y el punto en el que se encuentra actualmente produciendo el pozo, en este se pueden presentar tres opciones, la primera es que el punto de prueba del pozo se encuentre al lado izquierdo de la curva IPR, indicando así que el pozo tiene un daño mayor al asignado, esto debido a que con respecto a la producción que tiene su presión de fondo fluyente debería ser mayor, mostrando así una restricción de flujo, la segunda opción es que el punto del pozo se encuentre al lado derecho de la curva, mostrando que el daño que se encuentra es menor al asignado en el cálculo, el último caso es cuando el punto se encuentra sobre la curva esta muestra que ya logró determinar el valor del daño en el pozo.

A continuación, se mostrará el resultado del análisis nodal inicial arrojado por el simulador correspondiente al Pozo 3-D, permitiendo visualizar la curva IPR la cual evidencia que a la presión de fondo fluyente en ese punto de dato de prueba la producción no alcanza a ser la óptima debido a una posible restricción de flujo (ver **Figura 15**).

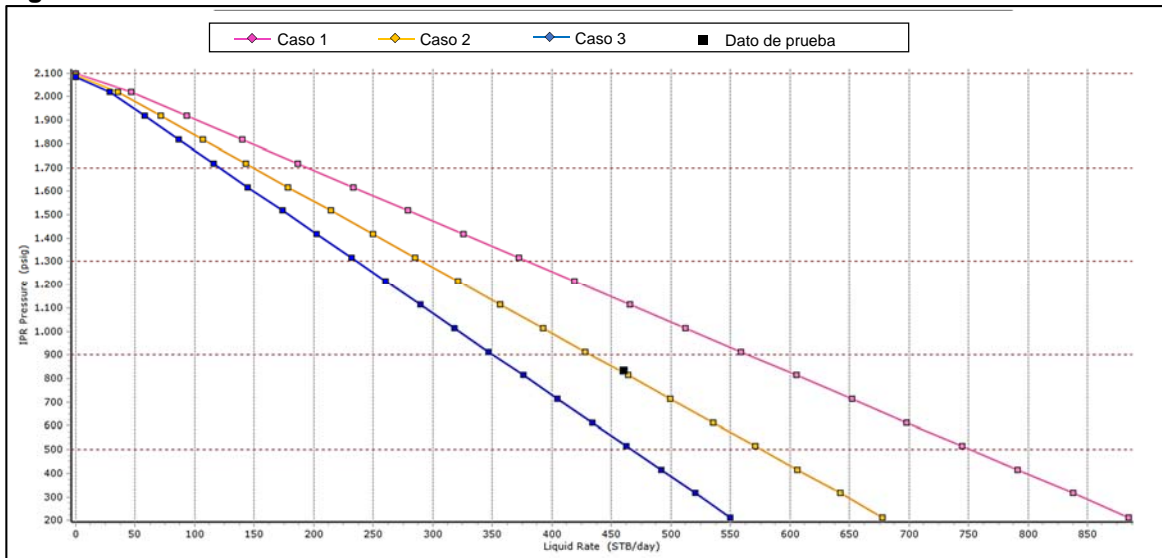
Figura 15. Curva IPR para producción inicial Pozo 3-D.



Fuente: elaboración propia, basado en. ECOPETROL, Prosper.

Dado que el pozo tiene un daño se debe realizar una sensibilización de datos en el que se logre determinar cuál es la magnitud de este, a continuación, se muestra la sensibilidad realizada a diferentes casos, el primer caso se realizó una sensibilidad a daño 0, el segundo caso se realizó una sensibilidad de daño de dos y el caso número tres se realizó una sensibilidad un daño de cuatro, como resultado de las sensibilidades se podrá observar que el pozo tiene un daño de 2, (ver **Figura 16**).

Figura 16. Sensibilidad del daño inicial del Pozo 3-D.



Fuente: elaboración propia, basado en. ECOPETROL, Prosper.

Al ya obtener el daño se puede exportar una tabla de datos la cual muestra el comportamiento de la variación de la producción de petróleo con respecto a la presión de fondo fluyente, para el caso de referencia ver **Tabla 18**.

Tabla 18. Variación producción de petróleo vs caída de presión de fondo fluyente con daño inducido.

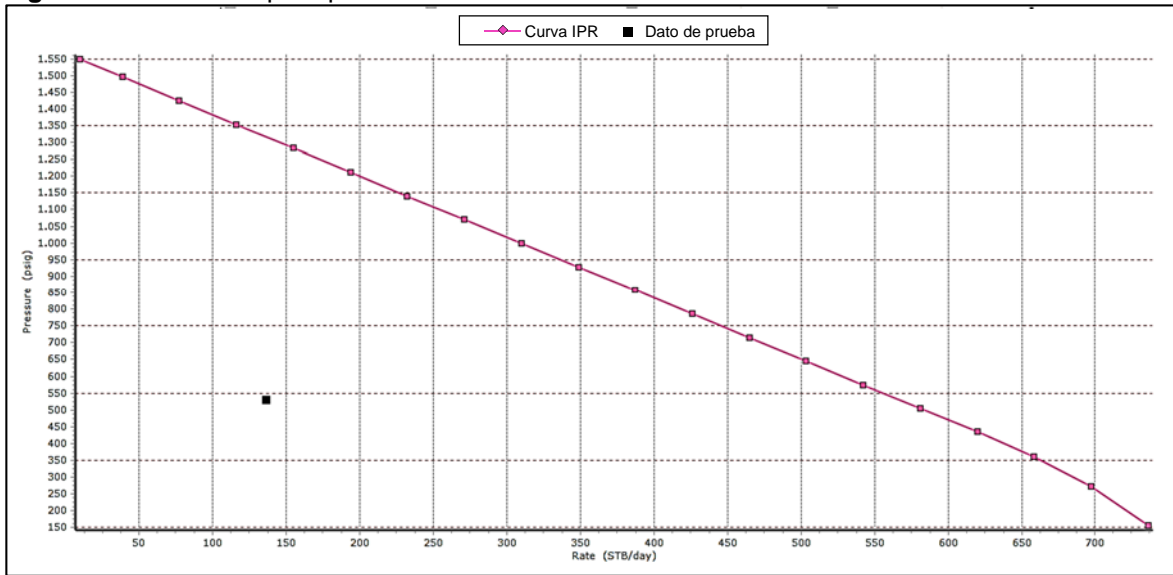
Condiciones iniciales	
Daño de formación : 2	
Tasa de petróleo: 392 bopd	
Qo (BOPD)	IPR (psi)
8.52	2092.59
30.40	2020.20
60.79	1919.65
91.18	1819.08
121.57	1718.52
151.97	1617.96
182.36	1517.40
212.75	1416.85
243.14	1316.30
273.54	1215.76
303.93	1115.23
334.33	1014.70
364.72	914.19
395.11	813.70
425.50	713.97
455.90	614.02
486.29	514.34
516.69	415.05
547.05	316.48
577.44	212.34

Fuente: elaboración propia, basado en. ECOPETROL, Prosper.

En el **Anexo C**, se podrá observar en una tabla el comportamiento de la producción de petróleo con respecto a la presión con su respectivo daño inducido para cada uno de los pozos.

El segundo caso de estudio se estudiará el comportamiento de la producción de petróleo con respecto a la presión de fondo fluyente al daño actual del pozo, para ello, así como en el primer caso se realizará un análisis nodal, la información que varía será: corte de agua, presión actual que posee el yacimiento, la presión de fondo fluyente, la tasa de líquido producido; como resultado se obtuvo la curva IPR actual (ver **Figura 17**) en la que evidencia de igual manera la presencia de un daño.

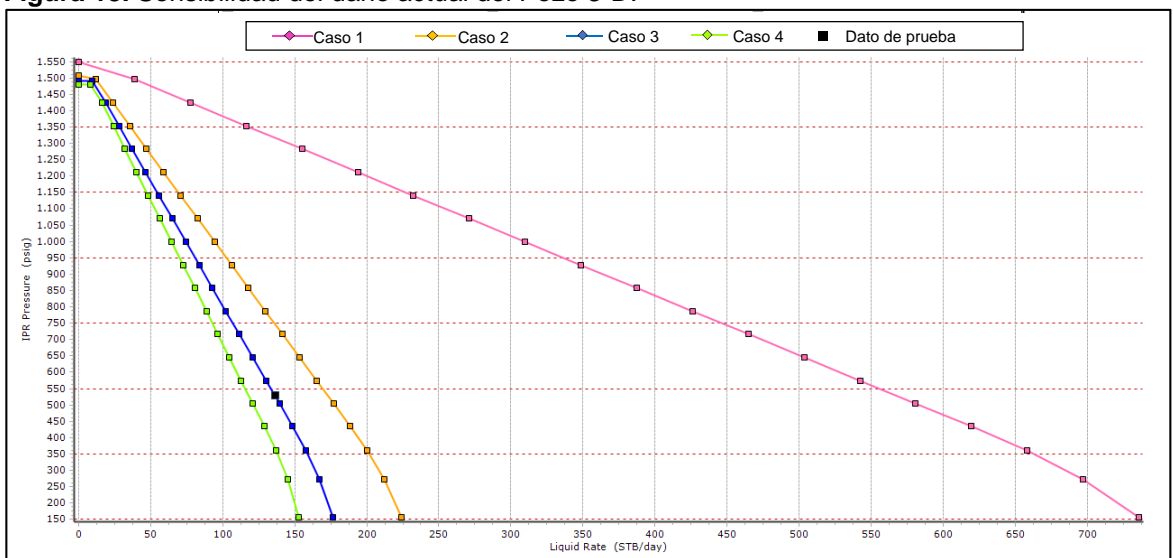
Figura 17. Curva IPR para producción actual Pozo 3-D.



Fuente: elaboración propia, basado en. ECOPETROL, Prosper.

Dado que el pozo tiene un daño se debe realizar una sensibilización de datos en el que se logre determinar cuál es la magnitud de este, a continuación, se muestra la sensibilidad realizada a diferentes casos, el primer caso se realizó una sensibilidad a daño 0, el segundo caso se realizó una sensibilidad a un daño de 15 en el caso número tres se realizó una sensibilidad a daño de 20.8 y en el último se realizó una sensibilidad a daño 25, como resultado de las sensibilidades se podrá observar que el pozo tiene un daño de 20.8, esto se podrá observar en la **Figura 18**.

Figura 18. Sensibilidad del daño actual del Pozo 3-D.



Fuente: elaboración propia, basado en. ECOPETROL, Prosper.

Al ya obtener el daño actual se puede exportar una tabla de datos la cual muestra el comportamiento de la variación de la producción de petróleo con respecto a la presión de fondo fluyente, para el caso de referencia ver **Tabla 19**.

Tabla 19. Variación producción de petróleo vs presión de fondo fluyente con daño actual.

Condiciones actuales	
Daño de formación: 20.8	
Tasa de petróleo: 125 bopd	
Qo (BOPD)	IPR (psig)
9.13	1490.72
9.13	1490.72
16.97	1425.12
25.45	1354.09
33.93	1283.05
42.41	1212.03
50.89	1141.01
59.38	1070.00
67.86	999.00
76.34	928.00
84.82	856.99
93.31	786.12
101.79	715.83
110.27	645.22
118.75	574.74
127.24	504.39
135.73	434.20
144.23	360.01
152.71	272.41
161.20	156.04

Fuente: elaboración propia, basado en. ECOPETROL, Prosper.

En el **Anexo D**, se podrá observar en una tabla el comportamiento de la producción de petróleo con respecto a la presión de fondo fluyente, y su respectivo daño actual para cada uno de los pozos.

A continuación, en la **Tabla 20**, se mostrará cual sería el comportamiento ideal de la producción actual con respecto a la presión de fondo fluyente si este no tuviera presencia de daño.

Tabla 20. Variación producción de petróleo vs caída de presión sin daño.

Condiciones actuales	
Daño de formación: 0	
Tasa de petróleo: 125 bopd	
Qo (BOPD)	IPR (psig)
9.13	1548.85
35.37	1496.15
70.74	1425.12
106.12	1354.09
141.49	1283.06
176.86	1212.05
212.23	1141.02
247.60	1070.01
282.97	999.00
318.35	928.00
353.72	857.01
389.09	786.12
424.46	715.83
459.84	645.23
495.20	574.74
530.53	504.49
565.91	434.37
601.31	360.30
636.71	272.73
672.08	156.67

Fuente: elaboración propia, basado en. ECOPEPETROL, Prosper.

En el **Anexo E**, se podrá observar en una tabla el comportamiento de la producción de petróleo con respecto a la presión, despreciando el daño para cada uno de los pozos

A continuación, en la **Tabla 21**, se mostrarán los resultados arrojados por el simulador Prosper, correspondientes al daño inducido y daño actual por cada pozo.

Tabla 21. Daño inducido y actual de cada pozo.

	Pozo 1-A	Pozo 1-B	Pozo 4-C	Pozo 3-D	Pozo 16-E
Daño inducido	3.8	17.5	26	2	8
Daño actual	6	22	29.5	20.8	10.8

Fuente: elaboración propia, basado en. ECOPEPETROL.

3.4 FUENTE PRINCIPAL DEL DAÑO

A continuación, se determinará por medio de una hoja de Excel macro desarrollada bajo la experiencia de los ingenieros de Ecopetrol, la fuente principal de daño; para el funcionamiento de la herramienta, se necesitará ingresar en ella los datos arrojados por los simuladores como el daño inducido y actual y la pérdida de presión teórica que se está teniendo actualmente como consecuencia del daño.

3.4.1 Determinación de la caída de presión teórica debido al daño. Se debe calcular la presión de fondo fluyente a condición actual con daño y otra despreciando el daño, esto es importante determinarlo debido a que nos permitirá conocer cuál ha sido la pérdida de presión teórica.

Es importante determinar la caída de presión que está siendo afectada en el pozo, ya que esta influye en la capacidad que tiene el pozo para entregar sus fluidos a superficie, es decir entre mayor sea la caída de presión teórica que tenga el pozo, da a entender la existencia de un daño a gran escala debido a la presencia de una restricción en la región cercana del pozo que está ocasionando que el funcionamiento del yacimiento no sea el más óptimo, este cálculo de presión de fondo fluyente va ligado a la producción que se tiene actualmente en el pozo.

Los cálculos de presión de fondo fluyente se realizarán con la **Ecuación 10**.

Ecuación 10. Presión fondo fluyente.

$$P_{wf} = \frac{(P_2 - P_1)}{(Q_{O_2} - Q_{O_1})} * (Q_{O_a} - Q_{O_1}) + P_1$$

Fuente: Ecuación suministrada por Ecopetrol.

Dónde:

- P_{wf} Presión de fondo fluyente, psig.
- P_1 Presión, donde, $P_2 < P_1$, psig.
- P_2 Presión, donde, $P_2 < P_1$, psig.
- Q_{O_1} Tasa de flujo de petróleo, BOPD.
- Q_{O_2} Tasa de flujo de petróleo, BOPD.
- Q_{O_a} Tasa de flujo de petróleo actual, BOPD.

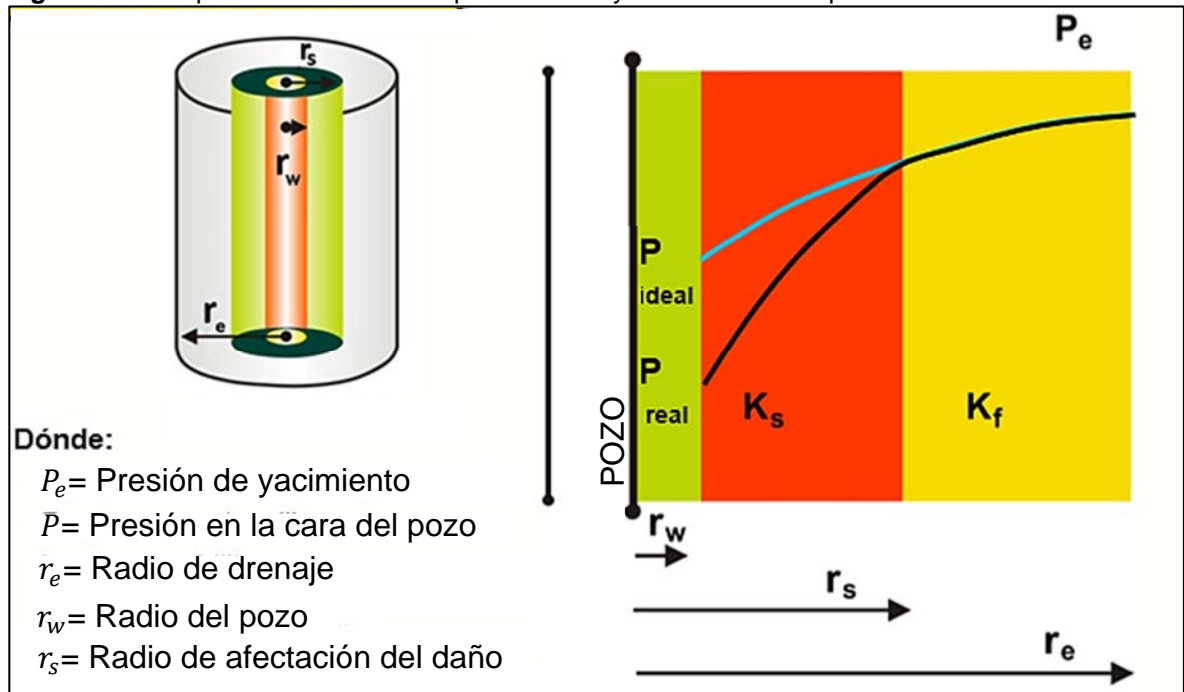
Para determinar esta presión de fondo fluyente, es importante tener en cuenta las siguientes consideraciones:

- La presión 2 debe ser mayor a la presión 1.
- La tasa de flujo de petróleo 2 debe ser mayor a la tasa de flujo de petróleo 1.

- Para determinar la presión de fondo fluente actual sin daño se debe realizar el mismo cálculo a la misma presión, es decir variaran únicamente los datos de tasa de flujo, los cuales se tienen en la tabla.

En la **Figura 19** se podrá observar gráficamente el comportamiento de cómo debería ser la caída de presión ideal desde el yacimiento hasta la región cercana del pozo teniendo esta un comportamiento casi lineal con una pendiente no tan pronunciada, adicional se ve otra curva la cual indica el comportamiento de la presión real, esta tiene una curva con mayor declinación en la que se observa que cae abruptamente la presión debido a una posible obstrucción en la región cercana del pozo la cual impide el flujo efectivo de los fluidos, es decir en el radio que posee afectación por el daño. El diferencial de presión que se tiene entre la presión ideal que llega a el radio del pozo y la presión de fondo fluente real indica el daño de formación en el pozo.

Figura 19. Comportamiento caída de presión ideal y versus caída de presión real.



Fuente: elaboración propia, basado en. ECOPETROL, Curso básico daño de formación.

En la **Tabla 22** se mostrará los resultados de la presión de fondo fluente con el daño actual y considerando que no se tiene daño, esto se hará para cada uno de los pozos de estudio con el fin de determinar la caída de presión que se está teniendo por la presencia de una obstrucción que genera a su vez un daño.

Tabla 22. Presión de fondo fluyente por pozo.

	Pozo 1-A	Pozo 1-B	Pozo 4-C	Pozo 3-D	Pozo 16-E
Presión Fondo Fluyente Sin Daño (psig)	1,135.2	1,987.7	1,603.2	1,317.0	1,391.5
Presión Fondo Fluyente Con Daño (psig)	714	1,305.7	493.5	526.4	661
Perdida de Presión teórica (psig)	421.2	682	1,109.7	790.6	730.5

Fuente: elaboración propia, basado en. ECOPETROL.

3.4.2 Caída de presión por cada tipo de daño. Para detectar la fuente del daño, Ecopetrol suministro una hoja de Excel macro desarrollada bajo la experiencia de los ingenieros, la cual permite detectar el nivel de afectación del pozo causado por el daño inducido, las emulsiones, escamas minerales, escamas orgánicas, presencia de finos y humectabilidad, para el funcionamiento de esta herramienta, se insertarán los datos obtenidos por los simuladores Reveal y Prosper.

Es importante considerar que esta hoja determinará la causal de la fuente principal del daño actual, para ello tomará en cuenta toda su vida productiva, el daño inducido, daño actual, caída de presión teórica para mostrar así el resultado de afectación por cada parámetro en función de caída de presión y proporción del daño con respecto el total.

A continuación, se mencionarán que datos arrojados por los simuladores fueron necesarios para que la hoja calculará el nivel de afectación por cada parámetro.

- **Emulsión.** Para determinar el daño por emulsión la herramienta pide información sobre: el porcentaje de emulsión en el pozo y corte de agua el cual fue entregado por el personal de Ecopetrol. Adicional solicita los datos PVT del pozo como el factor volumétrico del petróleo, viscosidad del petróleo y el agua, estos fueron extraídos del simulador Reveal. Por ultimo requiere información del pozo como el espesor que se encuentra en producción y el radio del pozo.
- **Escamas minerales.** Para determinar el daño por escamas minerales la herramienta pide información sobre: tasa de producción de agua, el corte de agua que se tiene en el pozo, comportamiento de los minerales (calcita y siderita) con respecto a la variación de presión, todos los parámetros mencionados anteriormente fueron suministrado por Ecopetrol, adicional a esto, la herramienta pido información sobre datos PVT del pozo como el factor volumétrico del petróleo, viscosidad del petróleo y el agua, y el comportamiento que tiene la presión de yacimiento a lo largo de su vida productiva, estos datos fueron extraídos del simulador Reveal.

En este caso la herramienta toma en cuenta la cantidad en masa acumulada de los precipitados convirtiendo así ese resultado en función de la caída de presión que representa con respecto a la caída de presión total.

- **Daño por escamas orgánicas.** Para determinar el daño por escamas orgánicas la herramienta pide información sobre los datos PVT del pozo, masa producida acumulada de los orgánicos como lo son los asfáltenos y ceras y por último el comportamiento de la presión de yacimiento a lo largo de su vida productiva, estos datos fueron extraídos de la herramienta Reveal. Adicional solicita información de la producción del pozo, y corte de agua, lo cual fue suministrado por el personal de Ecopetrol.
- **Finos.** Para determinar el daño por presencia de finos, la herramienta pide información sobre los datos PVT del pozo, comportamiento de la presión de yacimientos a lo largo de su producción, esta información fue extraída del simulador Reveal; adicional, toma en cuenta la producción de agua, corte de agua y la cantidad en masa acumulada de los finos como lo son: la ilita, caolinita, cuarzo esméctica y clorita, la cual se rige por la tasa crítica de producción, si la producción de fluidos es mayor a la tasa crítica esta transportará los finos, de lo contrario no, esta información fue suministrada por el personal de Ecopetrol.
- **Permeabilidad relativa.** Considera que la caída de presión debido a las permeabilidades relativas en Campo Castilla representa un 30% del total de las escamas orgánicas.
- **Daño inducido.** Para determinar la caída de presión por el daño inducido, realiza una relación con respecto a la caída de presión con el daño actual para así sacar qué proporción viene por el daño inicial el cual fue determinado por medio de la simulación con la herramienta Prosper.

A continuación, en la **Tabla 23**, se evidencia el resultado de la herramienta en dos valores, el primero será en función de la caída de presión que representa cada factor y el segundo será en función del daño de formación que representa cada uno en función del daño total; de dicha tabla se puede concluir que:

- La principal fuente de daño del pozo 1-A es por daño inducido.
- La principal fuente de daño del pozo 1-B es por daño inducido.
- La principal fuente de daño del pozo 4-C es por daño inducido.
- La principal fuente de daño del pozo 3-D es por escamas orgánicas.
- La principal fuente de daño del pozo 16-E es por daño inducido.

Tabla 23. Proporción según la fuente de daño

	Pozo 1-A		Pozo 1-B		Pozo 4-C		Pozo 3-D		Pozo 16-E	
	Psig	Skin	Psig	Skin	Psig	Skin	Psig	Skin	Psig	Skin
Emulsión	121.0	1.7	23.6	0.76	62.4	1.7	10.8	0.3	13.9	0.2
Escamas minerales	0.3	0.0	15.3	0.49	6.9	0.2	0.6	0	2.7	0
Escamas Orgánicas	25.5	0.4	77.3	2.49	48	1.3	540.9	14.2	132.9	2.0
Finos	0.0	0.0	0.0	0.00	0	0	0	0	0	0
Permeabilidad relativa	7.6	0.1	23.2	0.75	14.4	0.4	162.3	4.3	39.9	0.6
Daño inducido	266.8	3.8	542.5	17.50	978.1	26	76	2.0	541.1	8.0
Total	421.2	6.0	682	22	1,109.7	29.5	790.6	20.8	730.5	10.8

Fuente: elaboración propia, basado en. ECOPEPETROL.

4. EVOLUCIÓN DEL DAÑO

En este capítulo se realizará una comparación cuantitativa de los resultados obtenidos en el estudio de daño de formación actual y el estudio de daño de formación realizado en el 2014 para la Formación K1 de Campo Castilla, a fin de determinar la evolución del daño en los últimos años y la variación respecto al primer estudio. Para realizar la comparación del daño se tuvieron en cuenta los diferentes mecanismos de daño ya obtenidos del primer estudio realizado y se discriminaron para realizar la comparación por tipo de daño.

El estudio realizado en el año 2014 cuenta con el análisis de cinco (5) pozos, el Pozo 14-1 y Pozo 14-3 pertenecen al Área D, el Pozo 14-2 corresponde al Área E, los pozos 14-4 y 14-5 son de las áreas A y B respectivamente. El estudio actual se realizó sobre cinco (5) pozos diferentes como se mencionó anteriormente los pozos 1-A, 1-B, 4-C, 3-D y 16-E son pertenecientes a las áreas A, B, C, D y E correspondientemente.

A continuación, se describen los tipos de daño presentes en la Formación K1 y el resultado final de la cuantificación del daño por pozo.

4.1 ESCAMAS MINERALES

Las escamas minerales se encuentran solubles en agua y se presentan por cambios abruptos en las condiciones que alteran el equilibrio del agua de formación que se produce o como resultado de la mezcla de aguas incompatibles. La caída de presión es uno de los factores que más afectan el equilibrio del agua, ya que, al disminuir la presión el agua se puede sobresaturar con algún ion presente y causar precipitados.⁵⁹

A continuación, se mostrarán los resultados que se obtuvieron de la precipitación de escamas para el estudio actual de daño de formación y el estudio de daño de formación del 2014.

4.1.1 Estudio daño de formación actual. Para determinar la cantidad de escamas precipitadas en la Formación K1 de Campo Castilla, primero se realizó un patrón composicional del agua de formación para cada área; el área D no contaba con análisis físico químico del agua de formación y se asumió el análisis del área E por su continuidad en el Campo Castilla. Posterior a esto se realizó un análisis con la predicción de la tendencia incrustante de los componentes presentes y posibles precipitaciones para después analizar pozo a pozo si existe daño generado por escamas minerales.

⁵⁹ECONOMIDES, Michael y NOTE, Kenneth. Op. Cit., p. 14-6.

4.1.1.1 Patrones composicionales del agua de formación. Los patrones composicionales consisten en mostrar gráficamente los iones presentes en el agua de formación de acuerdo a análisis fisicoquímicos que se obtienen del laboratorio. Para las áreas de Campo Castilla se tiene la **Tabla 24** con la concentración de iones otorgada por Ecopetrol para el análisis de las zonas.

Tabla 24. Concentración de iones presentes en las áreas del Campo Castilla.

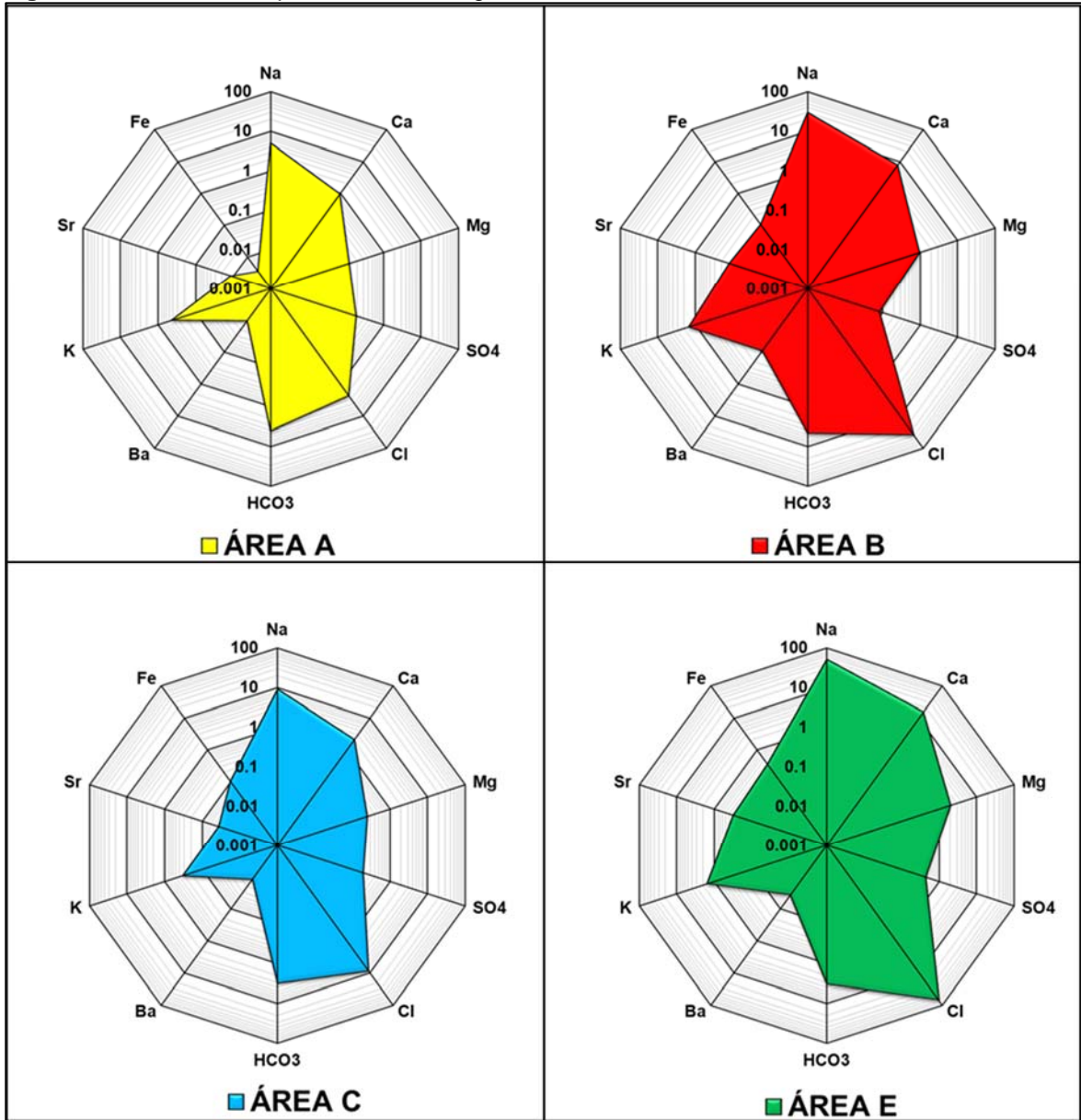
Ion presente	Concentración ppm			
	ÁREA A	ÁREA B	ÁREA C	ÁREA E
Na	114.0	676.0	206.3	1145.0
Ca	19.9	154.0	40.7	292.0
Mg	1.5	11.9	3.0	24.8
SO4	9.0	4.0	9.0	20.9
Cl	82.0	1349.0	297.0	2398.0
HCO3	244.0	285.0	187.0	203.0
Ba	0.7	6.2	0.8	2.5
K	16.7	57.5	12.8	59.4
Sr	0.5	5.4	1.6	13.7
Fe	0.1	3.0	3.0	10.0

Fuente: elaboración propia, basado en. ECOPETROL.

De acuerdo con los datos otorgados se graficó la información usando la gráfica radar que permite visualizar la concentración de cada ion y cómo se comporta por área, en la **Figura 20** se muestran los patrones composicionales del agua de formación.

Las áreas B y E presentan un patrón Sodio – Cloruro típico de agua de formación mientras que las áreas A y C no presentan patrones conocidos. Las áreas muestran una baja saturación de Bario e Hierro mientras que presentan una considerable saturación de Calcio y Carbonatos, por lo que se esperaría depósitos minerales de este tipo.

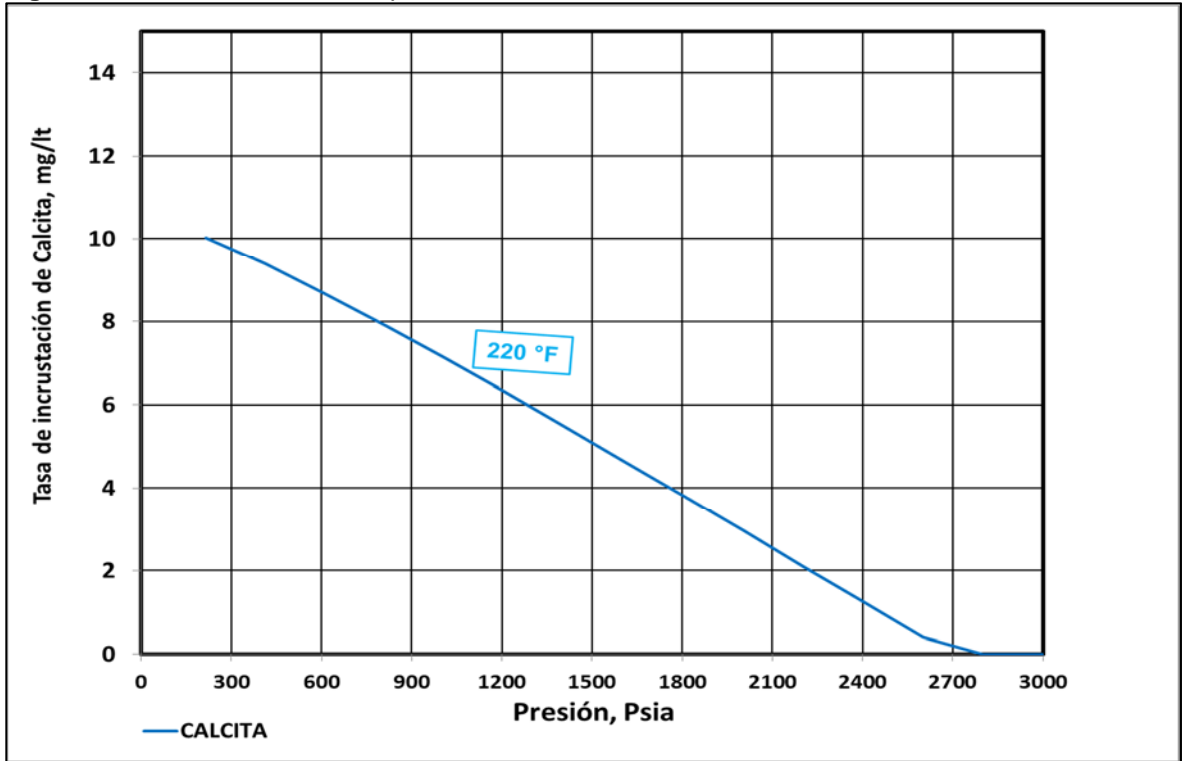
Figura 20. Patrones composicionales del agua de formación.



Fuente: elaboración propia, basado en. ECOPETROL, Análisis de aguas.

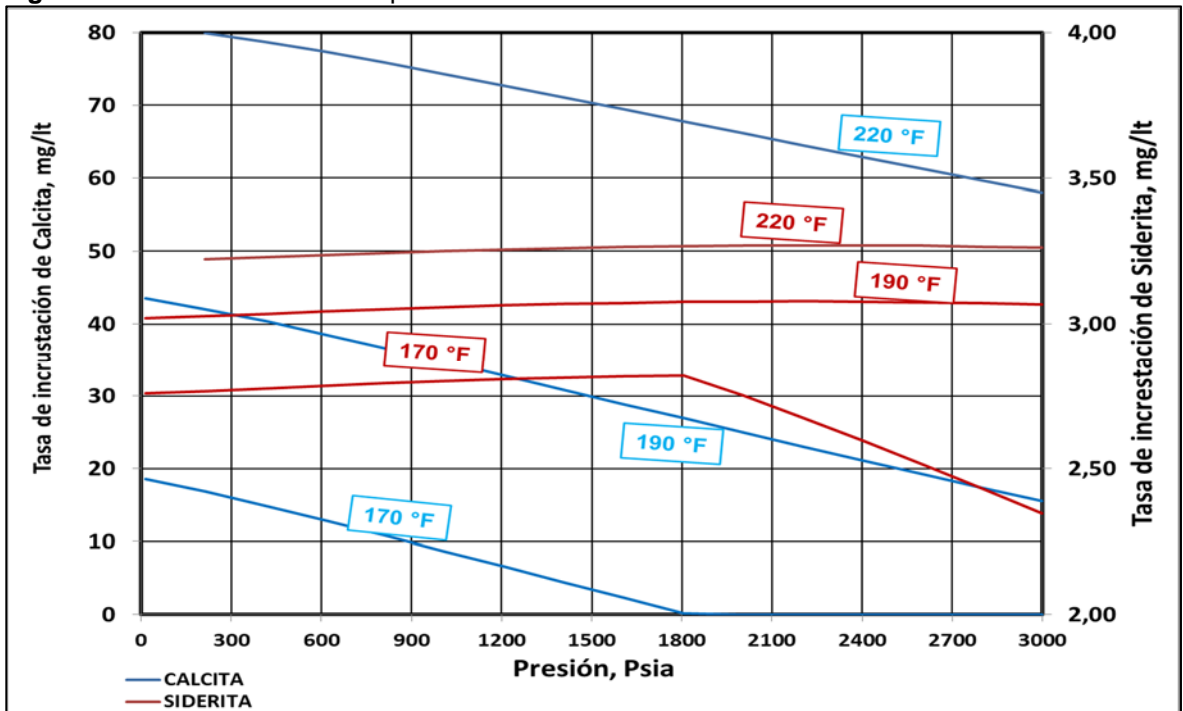
4.1.1.2 Predicción de la tendencia incrustante de depósitos minerales. La gerencia de yacimientos encargada del Campo Castilla otorgo la información de la predicción de la tendencia incrustante de los depósitos minerales, como se muestra en las **Figuras 21, 22, 23 y 24**, para las temperaturas de 170°F, 190°F y 220°F, y el rango de presión de 14.7 psia a 3,000 psia, esta relación representa la tasa de depósito de los minerales a una condición específica de temperatura y presión.

Figura 21. Tasa de incrustación para área A.



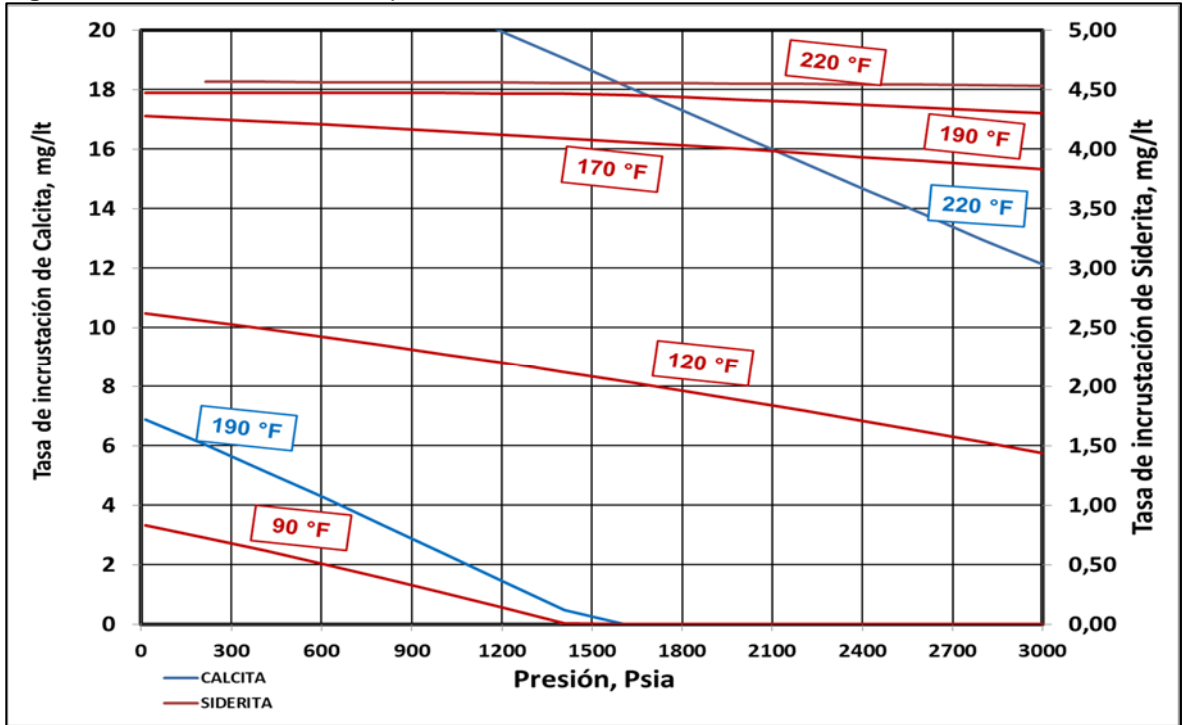
Fuente: ECOPEPETROL, Análisis de aguas.

Figura 22. Tasa de incrustación para área B.



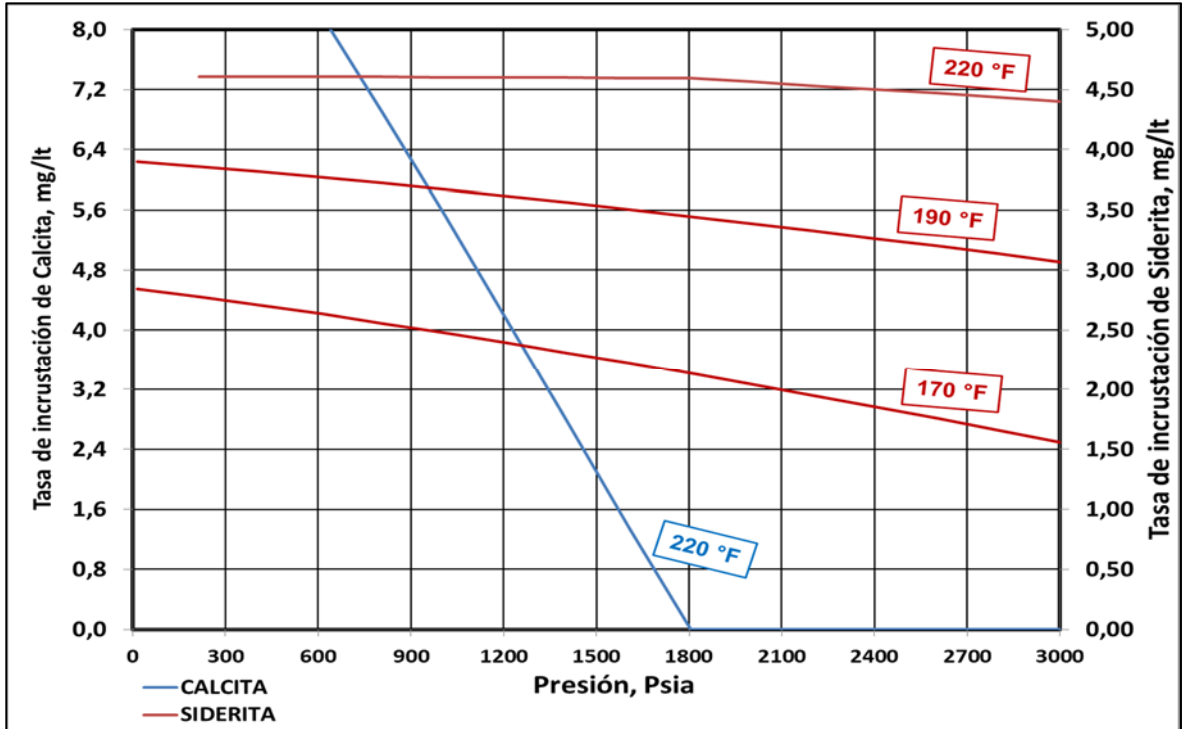
Fuente: ECOPEPETROL, Análisis de aguas.

Figura 23. Tasa de incrustación para área C.



Fuente: ECOPETROL, Análisis de aguas.

Figura 24. Tasa de incrustación para área E.



Fuente: ECOPETROL, Análisis de aguas.

Para las diferentes áreas de la Formación K1 se observan los depósitos de los minerales Calcita y Siderita a diferentes temperaturas y en el rango de presiones consideradas que van desde yacimiento hasta superficie. En el Área A únicamente se presenta depósito de Calcita a una temperatura de 220°F.

4.1.1.3 Análisis de Escamas Minerales. De acuerdo a la información de incrustación de minerales para las diferentes temperaturas y presiones se estableció una estimación de las escamas depositadas para los pozos representativos de cada área.

La **Gráficas 35** muestra la estimación del radio de penetración de las escamas depositadas en los pozos correspondiente durante su vida productiva. El radio de penetración hace referencia al radio desde el centro del pozo hasta el borde externo del daño, por lo que si este supera el radio original del pozo se considera que existe invasión en la cara de la formación.

Para determinar el radio de penetración se empleó una hoja de Excel macro brindada por los ingenieros de Ecopetrol, la cual tiene en cuenta la tendencia incrustante de las escamas minerales, la producción acumulada de agua, la variación de la presión en el tiempo, la densidad de la escama que se está analizando, la permeabilidad y porosidad, entre otros.

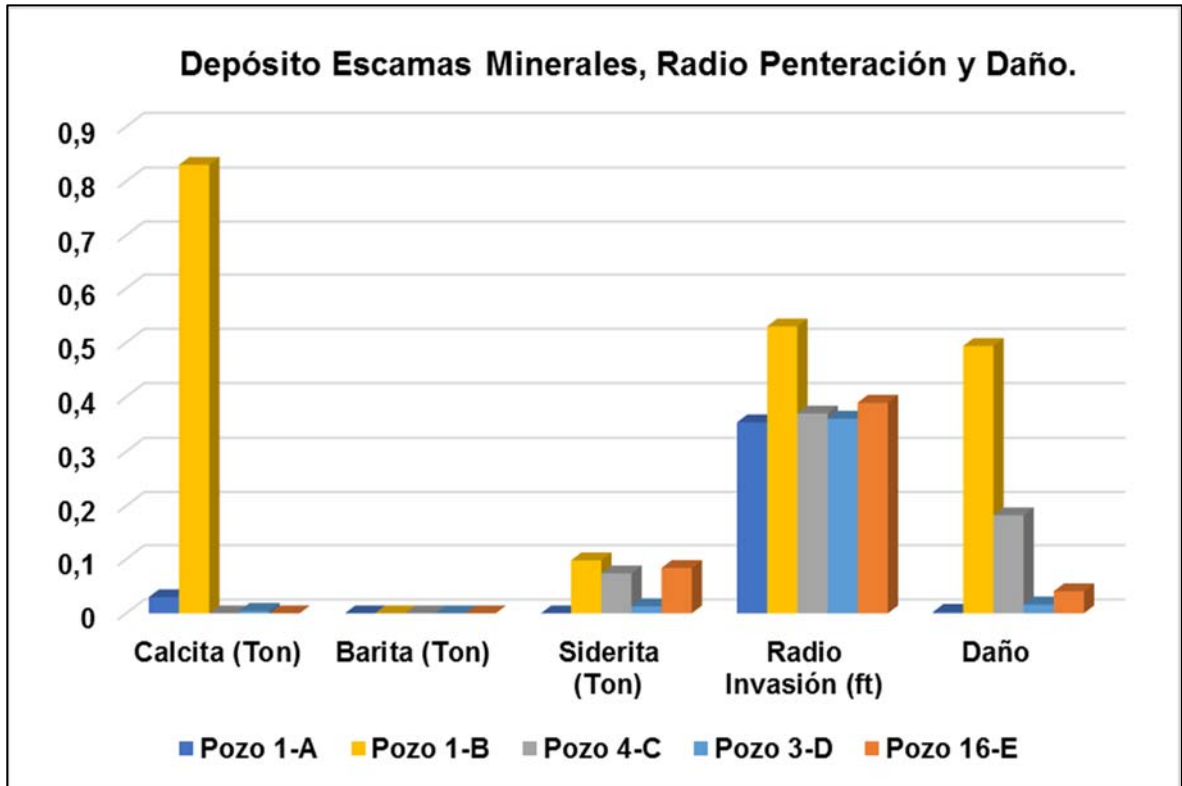
El Pozo 1-B es el que presenta un mayor valor de daño respecto a los otros pozos de estudio con depósitos de Calcita y Siderita; su radio de invasión supera el radio del pozo, lo que indica invasión en la cara productora de la formación y tiene un depósito de 0.8 toneladas de Calcita.

Para el Pozo 4-C se determinó presencia de Siderita que corresponde al depósito de 0.07 toneladas y un radio de penetración de 0.37 ft, ya que, el pozo cuenta con un radio de perforación de 0.354 ft, no se considera un radio de invasión significativo, por eso el daño asociado a la penetración es de 0.18 del daño total.

Los pozos 1-A, 3-D y 16-E presentan un depósito de minerales bajos, su radio de penetración oscila entre 0.35 ft y 0.39 ft, además el daño para cada pozo es de 0.004, 0.0163 y 0.0406 del daño total respectivamente.

Los cálculos determinaron para la Formación K1 el mineral que no precipita es Barita y además que el daño atribuido a este factor es mínimo respecto al daño total de cada pozo.

Gráfica 35. Análisis de Escamas Minerales Pozos de Estudio 2018.



Fuente: elaboración propia.

4.1.2 Estudio daño de formación 2014. En el estudio de daño de formación realizado por Ecopetrol en el año 2014 donde realizaron el procedimiento anterior, se obtuvo como resultado que la principal escama presente era Siderita. Esta presentaba un radio de penetración en el sistema de 0.37 ft, 0.36 ft, 0.37 ft, 0.36 ft y 0.40 ft para los pozos Pozo 14-1, Pozo 14-2, Pozo 14-3, Pozo 14-4 y Pozo 14-5 respectivamente. Consideraron que el daño asociado a Escamas Mineral no era predominante para la Formación K1 debido a que era muy cercano a cero.⁶⁰

El estudio realizado se muestra a continuación.

4.1.2.1 Patrones composicionales del agua de formación. La información relacionada a la concentración de iones para el estudio de Campo Castilla en el año 2014 se tomó de los pozos 14-5, 14-6 y 14-7 como se muestra en la **Tabla 25**.

⁶⁰ ECOPETROL. Estudio daño de Formación K1, Campo Castilla. 2014.

Tabla 25. Concentración de iones presentes en los pozos del Campo Castilla año 2014.

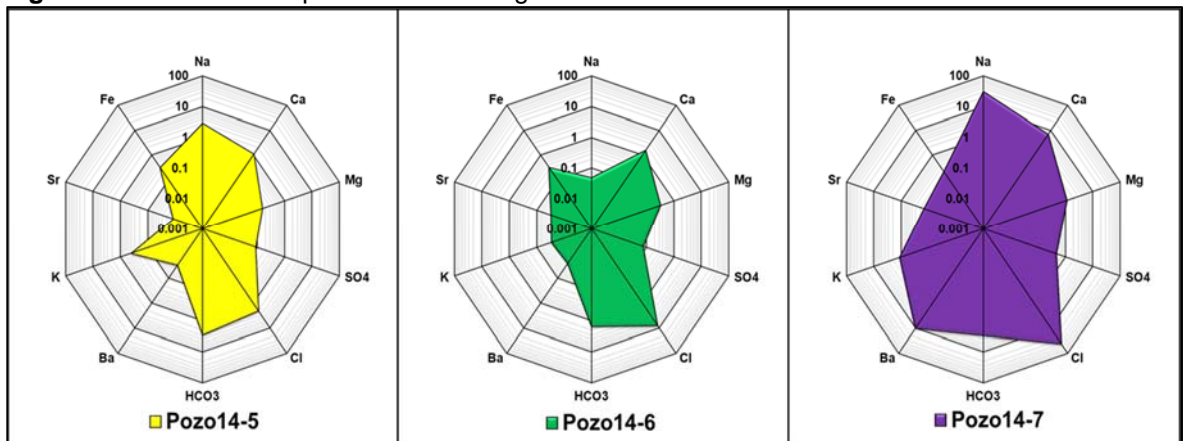
Ion presente	Concentración ppm		
	Pozo 14-5	Pozo 14-6	Pozo 14-7
Na	66.3	1.1	690.0
Ca	22.1	31.6	135.5
Mg	1.9	4.0	13.9
SO4	4.1	3.6	22.0
Cl	72.0	271.0	1468.0
HCO3	175.0	92.0	183.0
Ba	2.0	1.7	690.0
K	15.3	1.1	44.3
Sr	0.5	1.3	6.5
Fe	9.0	9.0	6.0

Fuente: elaboración propia, basado en. ECOPEPETROL, Estudio daño de formación 2014.

La **Figura 25** muestra los patrones composicionales del agua de formación de los pozos 14-5, 14-6 y 14-7.

El agua presente en el Pozo 14-7 es un patrón Sodio - Cloruro típico de agua de formación, a diferencia del agua de los pozos 14-5 y 14-6 que no tienen un patrón específico y muestran una alta disolución típico de aguas dulces o meteóricas, por otra parte, se nota una saturación considerable de iones Calcio, Carbonatos y Bario en el agua del Pozo 14-7, por lo que se consideró la probabilidad que se presentaran depósitos de escamas minerales.

Figura 25. Patrones composicionales del agua de formación.



Fuente: elaboración propia, basado en. ECOPEPETROL, Estudio de daño de formación 2014.

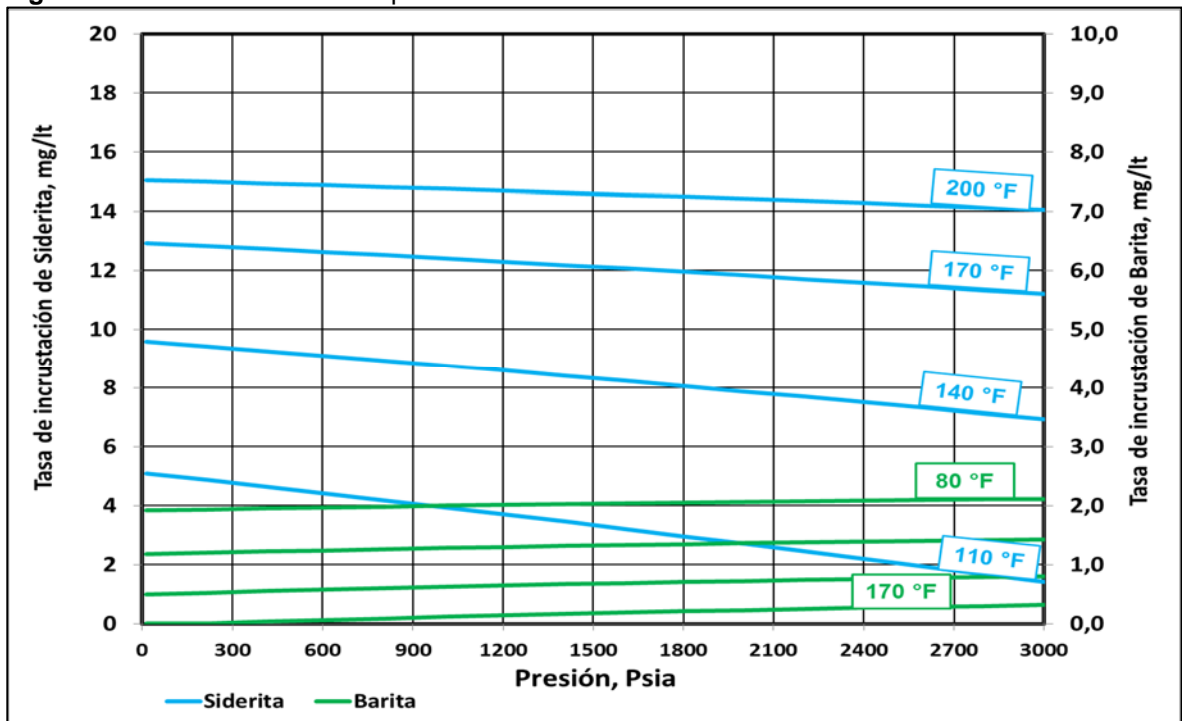
4.1.2.2 Predicción de la tendencia incrustante de depósitos minerales. En el estudio del año 2014 se obtuvo la predicción de los depósitos de escamas minerales para rangos de temperatura entre 80°F y 200°F y rangos de presión entre 14.7 psia y 3000 psia.

Las **Figuras 26, 27 y 28** muestran la tendencia incrustante de escamas minerales detectadas en el rango de presión y temperatura previamente definidas.

Se determinó que la Siderita (FeCO_3) constituía la escama que en cualquier punto del sistema podía alcanzar condición de sobresaturación en los pozos perforados en la Formación K1, pero las tasas de depósito son tan bajas que se consideró que no causaba algún daño significativo.⁶¹

La tasa de formación de escamas minerales para la Siderita a cualquier condición de presión y temperatura para todos los pozos de la Formación K1 está en un rango de 2 a 50 mg/lit a condiciones de yacimiento, sarta de producción y superficie, la incrustación depende de la temperatura y los resultados mostraron que un aumento de la temperatura significaría un aumento en los depósitos.

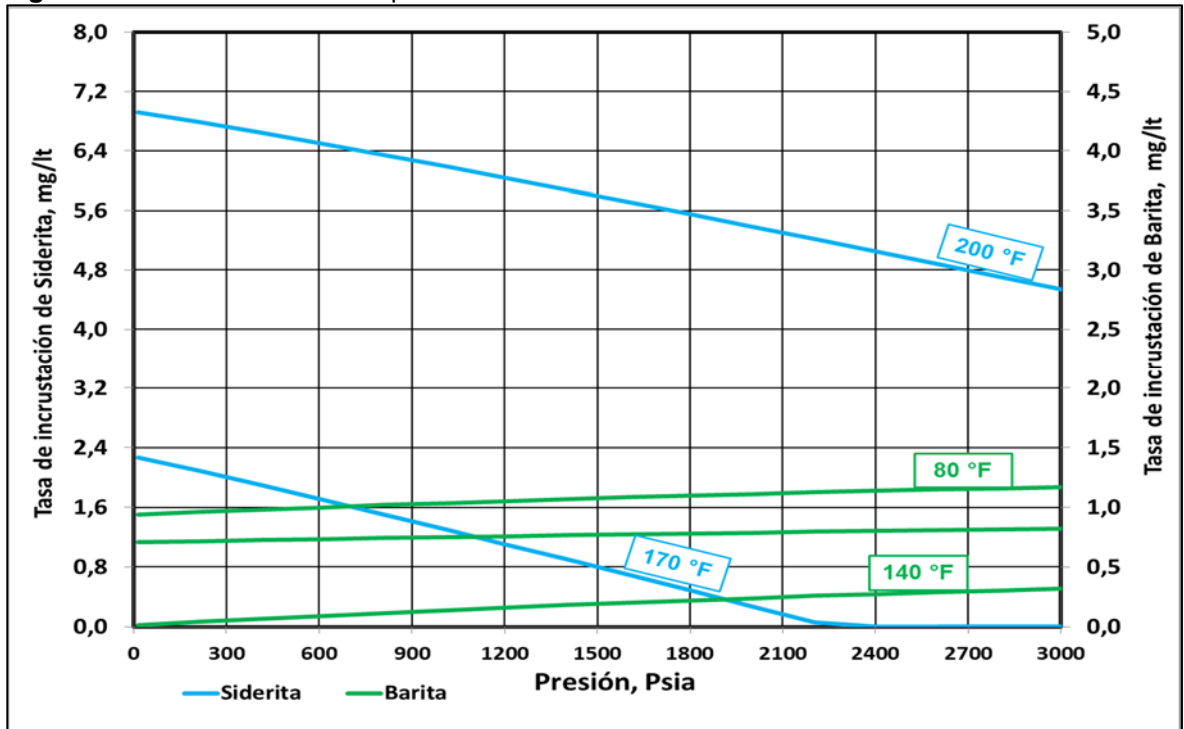
Figura 26. Tasa de incrustación para Pozo 14-5.



Fuente: ECOPEPETROL, Estudio de daño de formación 2014.

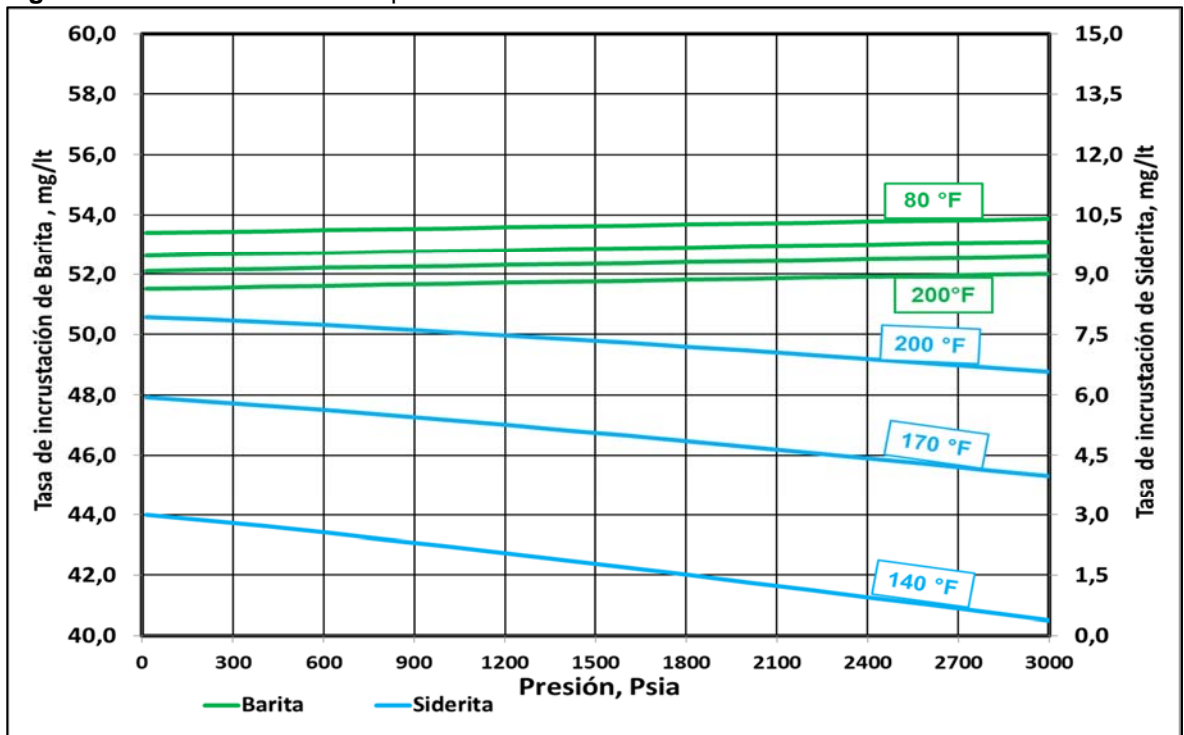
⁶¹ Ibíd.

Figura 27. Tasa de incrustación para Pozo 14-6.



Fuente: ECOPETROL, Estudio de daño de formación 2014.

Figura 28. Tasa de incrustación para Pozo 14-7.

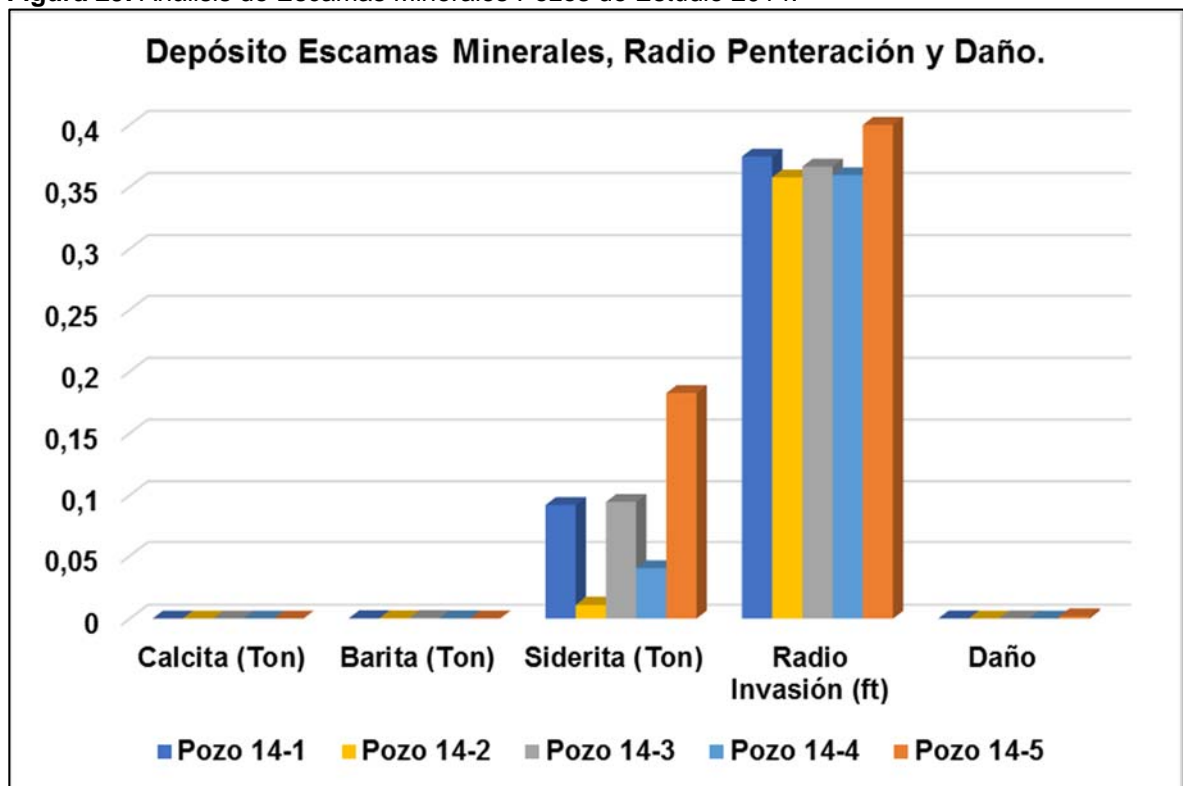


Fuente: ECOPETROL, Estudio de daño de formación 2014.

4.1.2.3 Análisis de Escamas Minerales. Se realizó el análisis correspondiente para los pozos estudiados en el 2014 y los resultados se observan en la **Figura 29**, esta muestra una estimación de las escamas depositadas a lo largo de la vida productiva de los pozos Pozo 14-1, Pozo 14-2, Pozo 14-3, Pozo 14-4 y Pozo 14-5 de la Formación K1, su radio de invasión y el valor de daño atribuido a este tipo de depósitos.

Se determinó que la principal escama presente en la Formación K1 era la Siderita, donde presentan un radio de penetración en el sistema de 0.37 ft, 0.36 ft, 0.37 ft, 0.36 ft y 0.40 ft para los pozos Pozo 14-1, Pozo 14-2, Pozo 14-3, Pozo 14-4 y Pozo 14-5 respectivamente. Se evidencio que el daño asociado a Escamas Mineral para los pozos era aproximadamente cero, lo que significa que este tipo de daño no es predominante.⁶²

Figura 29. Análisis de Escamas Minerales Pozos de Estudio 2014.



Fuente: ECOPETROL, Estudio de daño de formación 2014.

4.1.3 Comparación de la evolución del daño entre el estudio del 2014 y 2018. Los resultados de los dos estudios determinaron que la escama mineral con mayor tendencia a precipitar es la Siderita, pero que en ambos casos el daño y el radio de penetración son lo suficientemente bajos, por lo cual, se puede considerar

⁶² Ibíd.

despreciable este tipo de daño y no se considera un parámetro determinante que afecte la producción de petróleo.

Los resultados de invasión, daño y depósito asociado a este factor no muestran una variación significativa, por el contrario, en el estudio actual (2018) el daño se mantiene dentro de lo ya determinado en el estudio anterior (2014).

4.2 FINOS Y ARCILLAS

Este daño de formación es ocasionado por la migración de partículas que viajan hasta la cara del pozo y se depositan en las gargantas del poro causando una disminución en la productividad. A las partículas provenientes del yacimiento se les conoce como finos y estos pueden ser de diferentes naturalezas, por ejemplo, las arcillas o los silicatos.⁶³

En la **Tabla 26** se listan los elementos presentes en la composición de arcillas y finos recurrentes en las rocas, además del área superficial de estas que son un indicador directamente proporcional para determinar la velocidad de reacción cuando entran en contacto con un fluido reactivo, entre más área superficial más reactivo es la partícula.

Tabla 26. Composición y área superficial de arcillas y finos más comunes.

Partícula mineralógica	Composición	Área Superficial mm ² /g
Cuarzo	Si y O	0.000015
Caolinita	Al, Si, O y H	22
Clorita	Mg, Fe, Al, Si, O y H	60
Illita	K, Al, Si, O y H	113
Esméctica	Na, Mg, Ca, Al, Si, O y H	82

Fuente: elaboración propia, basado en. ECONOMIDES, Michael y NOTE, Kenneth. Reservoir Simulation. 3 ed. Sugar Land, Texas. Elsa Kaptian-White, 2000. p. 14-4.

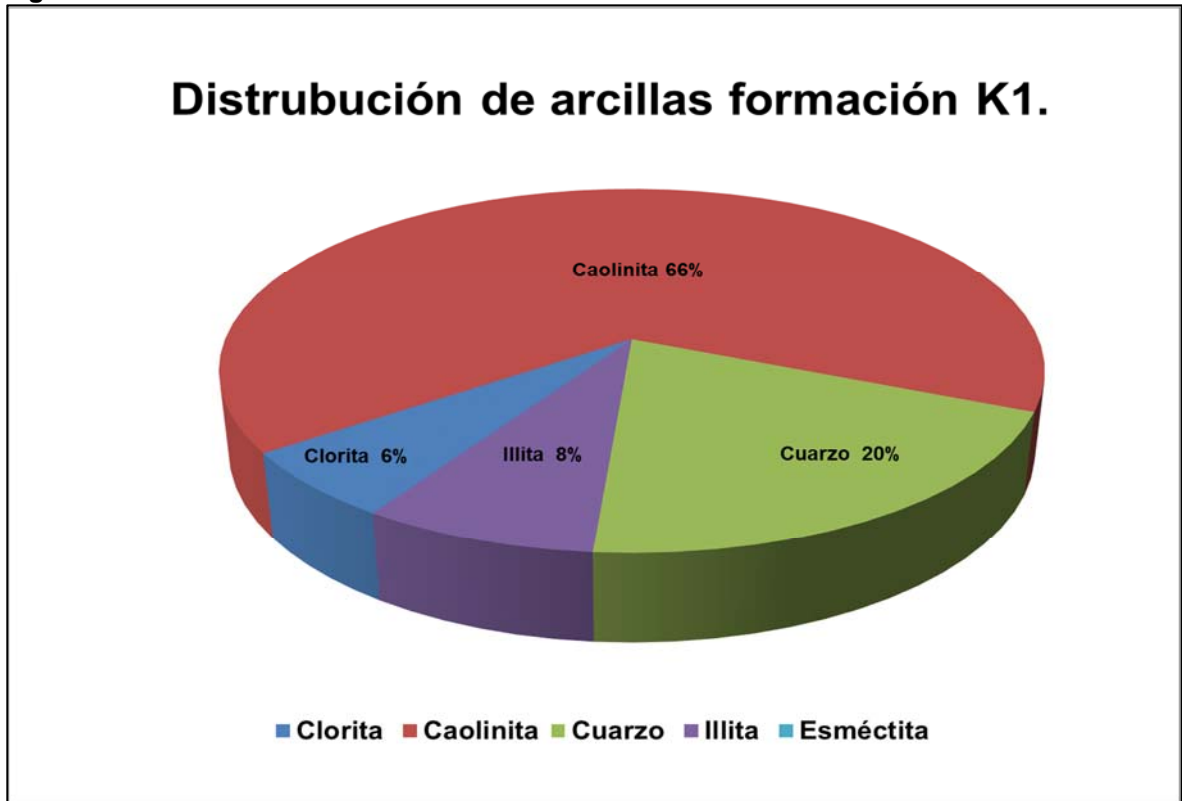
Las arcillas se dividen en detríticas y autigénicas, las primeras se presentan durante la formación de la roca y están en mezcla con otros componentes y debido a esto su exposición directa a fluidos reactivos es menor que las segundas. Estas últimas son formadas por interacciones roca-fluido y se encuentran en el espacio poroso por lo que están en mayor contacto con fluidos reactivos y tienen alto potencial para generar daño de formación.⁶⁴

4.2.1 Estudio daño de formación actual. De acuerdo a estudios realizados en el Campo Castilla, Ecopetrol determinó un porcentaje de mineralogía promedio para la fracción de arcilla presente en la Formación K1 como se muestra en la **Figura 30**.

⁶³ ECONOMIDES, Michael y NOTE, Kenneth. Op. Cit., p. 14-4.

⁶⁴ *Ibíd.*, p. 14-5.

Figura 30. Distribución de la fracción arcillosa en la Formación K1.



Fuente: ECOPETROL, Estudio de daño de formación 2014.

Teniendo en cuenta los porcentajes de concentración presentes en la Formación K1, los finos de mayor proporción como lo son Caolinita y Cuarzo pueden desestabilizarse y migrar generando problemas de taponamiento, lo que significaría daño de formación.

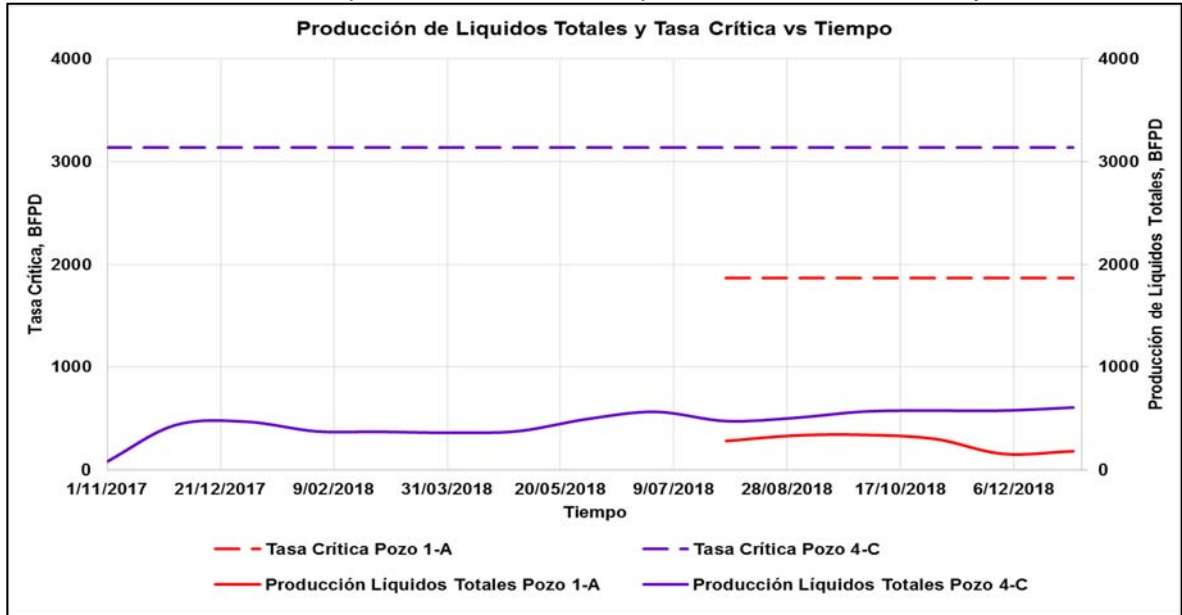
4.2.1.1 Análisis de Tasa Crítica. Para determinar la migración de finos se debe establecer la tasa crítica de producción de cada pozo, esta es la máxima tasa de operación por debajo de la cual la producción de sólidos junto con el fluido es uniforme, por encima de esta tasa la migración de arena y finos aumenta significativamente provocando daño de formación por taponamiento de poro en la cara del pozo, además de posibles colapsos en la tubería de revestimiento y posible deterioro de los equipos de superficie.⁶⁵

Para los pozos de estudio el grupo de yacimientos de Ecopetrol entregó la tasa crítica de cada pozo, con la cual se realizó una comparación entre esta tasa y la producción del pozo para determinar si durante su vida productiva sobrepasó el

⁶⁵ SCHLUMBERGER. Glossary, Tasa crítica. [En línea]. Disponible en: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/c/critical_flow_rate.aspx> [Citado 13 de mayo de 2019]

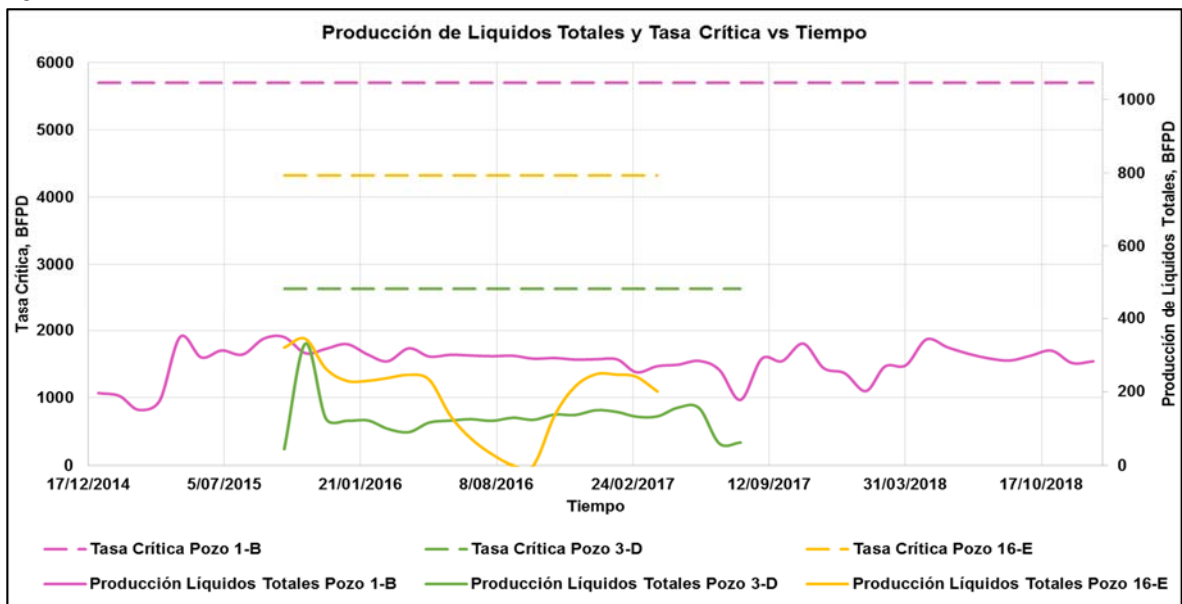
límite de producción provocando la migración de finos y arenas. Las **Gráficas 36 y 37**, muestran la producción del pozo y su tasa máxima.

Gráfica 36. Producción de líquidos totales vs tasa de producción crítica Pozo 1-A y Pozo 4-C.



Fuente: elaboración propia, basado en. ECOPETROL.

Gráfica 37. Producción de líquidos totales vs tasa de producción crítica Pozo 1-B, Pozo 3-D y Pozo 16-E.



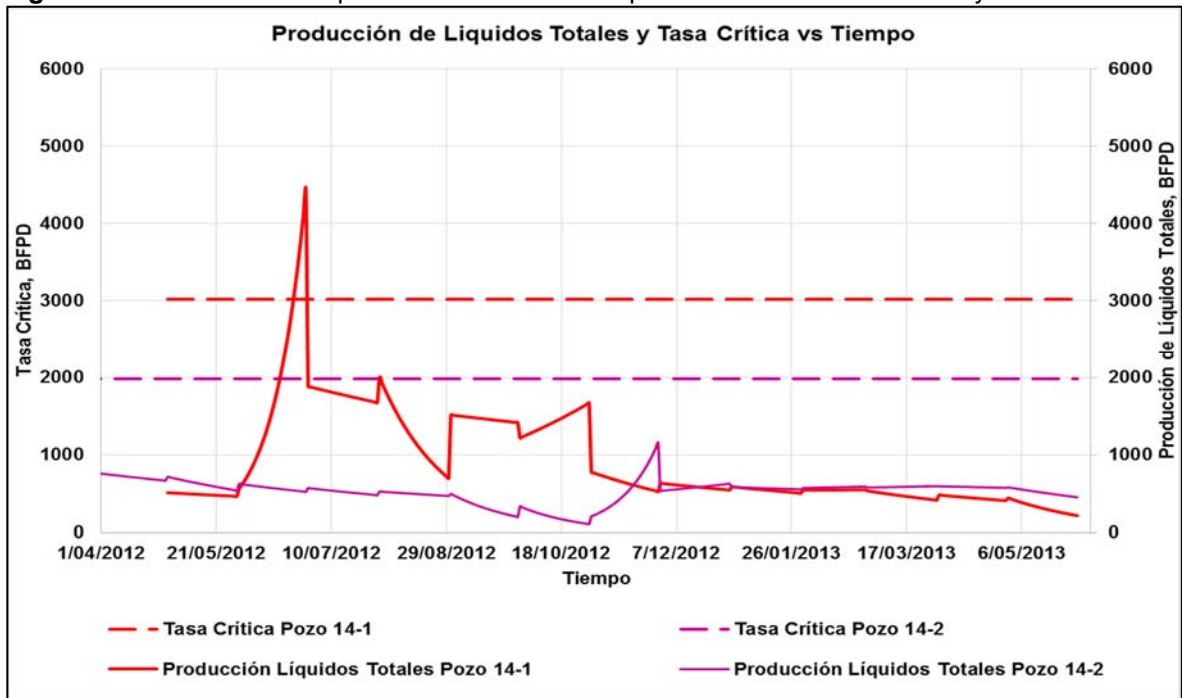
Fuente: elaboración propia, basado en. ECOPETROL.

La producción de los pozos para el estudio del 2018 muestra que durante su vida productiva han producido por debajo de la tasa crítica, por lo que se concluye que el daño de formación por migración de finos es nulo.

4.2.2 Estudio daño de formación 2014. Para los pozos analizados en el primer estudio se encontró que únicamente el Pozo 14-1 presentó producción por encima de la tasa crítica en un periodo corto de tiempo, los demás pozos produjeron por debajo de la tasa, en conclusión, la migración de finos no representa un daño de formación significativo.⁶⁶

En las **Figuras 31 y 32**, se muestra la representación gráfica de la producción de líquidos y la tasa crítica de los pozos del estudio del 2014.

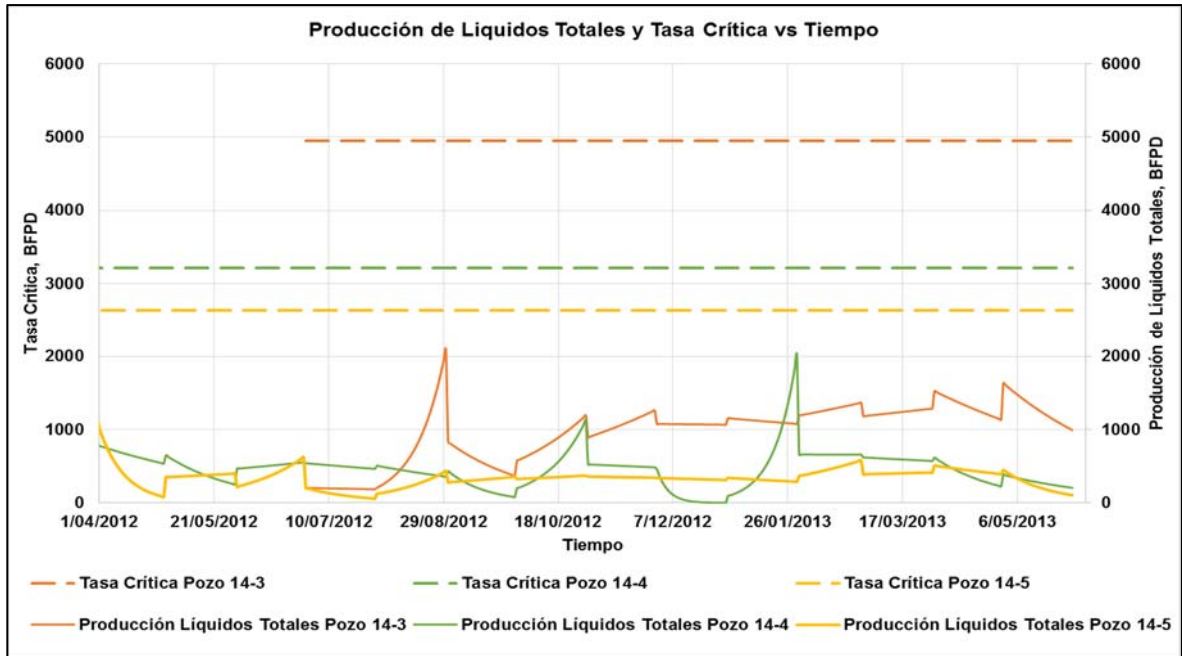
Figura 31. Producción de líquidos totales vs tasa de producción crítica Pozo 14-1 y Pozo 14-2.



Fuente: ECOPETROL, Estudio de daño de formación 2014.

⁶⁶ ECOPETROL. Estudio daño de Formación K1, Campo Castilla. Op. Cit.

Figura 32. Producción de líquidos totales vs tasa de producción crítica Pozo14-3, Pozo 14-4 y Pozo 14-5.



Fuente: ECOPEL, Estudio de daño de formación 2014.

4.2.3 Comparación de la evolución del daño entre el estudio del 2014 y 2018.

Los pozos estudiados en el año 2014 y 2018 mostraron que las tasas de producción en la mayoría de los pozos no sobrepasaron la tasa crítica, el daño de formación por migración de finos para la Formación K1 no representa un valor significativo del daño total. Las tasas críticas están muy por encima de los valores de producción, por lo que no se espera que este tipo de daño se presente en la zona.

4.3 ESCAMAS ORGÁNICAS

Las escamas orgánicas son hidrocarburos pesados que precipitan cuando la presión o la temperatura disminuyen, un ejemplo de estas son las parafinas y asfaltenos.

Las parafinas, son los hidrocarburos más simples compuestos únicamente por carbono e hidrogeno, además presentan un mínimo de 16 carbonos en la cadena principal hasta llegar a 60 carbonos. El punto de cristalización se le conoce como temperatura de nube y se da por la disminución de temperatura; por otra parte entre mayor sea el número de carbonos presentes en la cadena proporcionalmente aumenta el punto de fusión y su dureza.⁶⁷

La presencia de esta escama orgánica se encuentra principalmente en la tubería somera, ya que, en este punto es donde la temperatura y la presión tienen mayor

⁶⁷ ECONOMIDES, Michael y NOTE, Kenneth. Op. Cit., p. 14-7.

caída, otro punto en el que se encuentran es en la cara de formación después de la perforación del pozo en la formación o en los perforados por el diferencial de presión abrupto que se da.⁶⁸

Los asfáltenos, están formados por la condensación de aromáticos y anillos nafténicos con altos pesos moleculares. Se caracterizan por la composición de nitrógeno, oxígeno y azufre presentes en la cadena y son definidas como la parte orgánica insoluble en solventes. Se forma por disminución drástica en la presión, ácidos presentes, presencia de dióxido de carbono soluble que disminuye los valores de pH, mezcla con hidrocarburos no compatibles, reacción de metales cargados, entre otros.⁶⁹

El daño generado por asfáltenos se debe al cambio de humectabilidad de la roca, esta se vuelve mojada por aceite disminuyendo la permeabilidad relativa al aceite, por otra parte, bajo algunas condiciones, los asfáltenos son propensos al desarrollo de emulsiones en el agua de producción. Además de generar precipitados sólidos que disminuyen la zona de flujo de petróleo reduciendo la producción del mismo.⁷⁰

4.3.1 Estudio daño de formación actual. Para determinar si la formación presenta daño por escamas orgánicas, primero se determinó el índice coloidal de la formación.

El índice coloidal se define como la relación entre las composiciones en fracciones que inducen la precipitación de asfáltenos respecto a las fracciones que los estabilizan como se muestra en la **Ecuación 11**. Si el índice está por debajo de 0.7 se considera una formación estable y si está por encima de 0.9 se considera inestable⁷¹. Con un análisis de saturados, aromáticos, resinas y asfáltenos, conocido como análisis SARA se puede determinar el valor de este índice, los porcentajes de cada uno de los componentes se observa en la **Figura 33**, además del valor del índice coloidal.

Ecuación 11. Índice Coloidal.

$$CI = \frac{(\%Saturados + \%Asfaltenos)}{(\%Aromaticos + \%Resinas)}$$

Fuente: YEN, Andrew y YIN, Y. Ralph. Evaluating Asphaltene Inhibitors: Laboratory Test and Filed Studies. Houston, Texas.: Schlumberger, 2001. p. 1. SPE 65376.

Dónde:

- **CI** Índice Coloidal

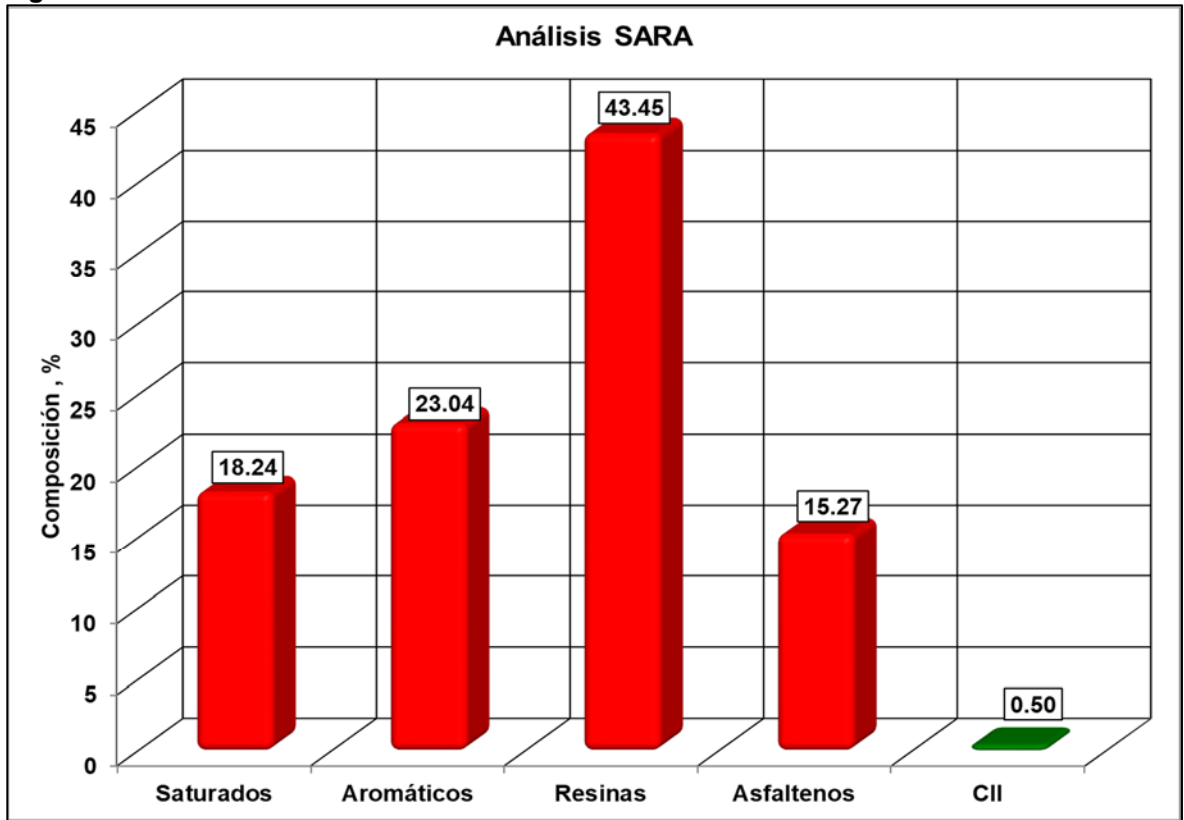
⁶⁸ Ibid., p. 14-7.

⁶⁹ Ibid., p. 14-8.

⁷⁰ Ibid., p. 14-8.

⁷¹ YEN, Andrew y YIN, Y. Ralph. Evaluating Asphaltene Inhibitors: Laboratory Test and Filed Studies. Houston, Texas. Schlumberger, 2001. p. 1. SPE 65376.

Figura 33. Análisis SARA Formación K1 e Índice Coloidal.

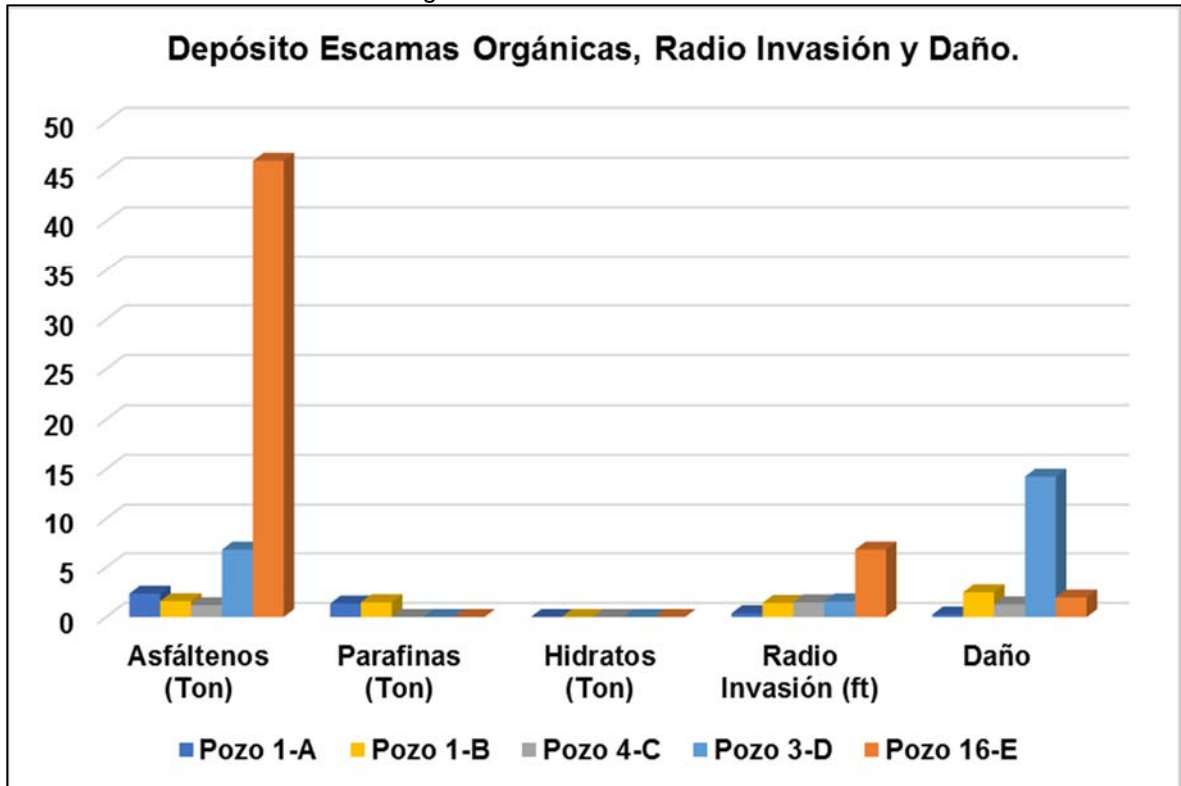


Fuente: elaboración propia, basado en. ECOPETROL.

El índice coloidal para la Formación K1 es de 0.5, se encuentra por debajo de 0.7 que es el máximo para considerarla una formación estable.

Una vez realizada la determinación del índice coloidal y de acuerdo con el cambio de la concentración de asfaltenos y ceras respecto a la presión se pudo determinar la acumulación de las escamas orgánicas para cada pozo, el daño asociado y el radio de penetración como se muestra en la **Gráfica 38**.

Gráfica 38. Análisis de escamas orgánicas Pozos de Estudio 2018.



Fuente: elaboración propia, basado en. ECOPETROL.

El Pozo 16-E presente el mayor valor de depósito de asfáltenos de todo el grupo de estudio. Con 46 toneladas de precipitación, un radio de invasión de 6.8 ft y un daño asociado de 2 que corresponde al 18% del daño total del pozo.

En el Pozo 3-D únicamente se obtuvo depósitos por asfáltenos de 6.8 toneladas que corresponden a un radio de invasión de 1.6 ft. El daño para este pozo es 14.2, que es el 68% del daño total del pozo, en este caso este tipo de daño es predominante y la causa directa de la disminución en la tasa de producción de petróleo.

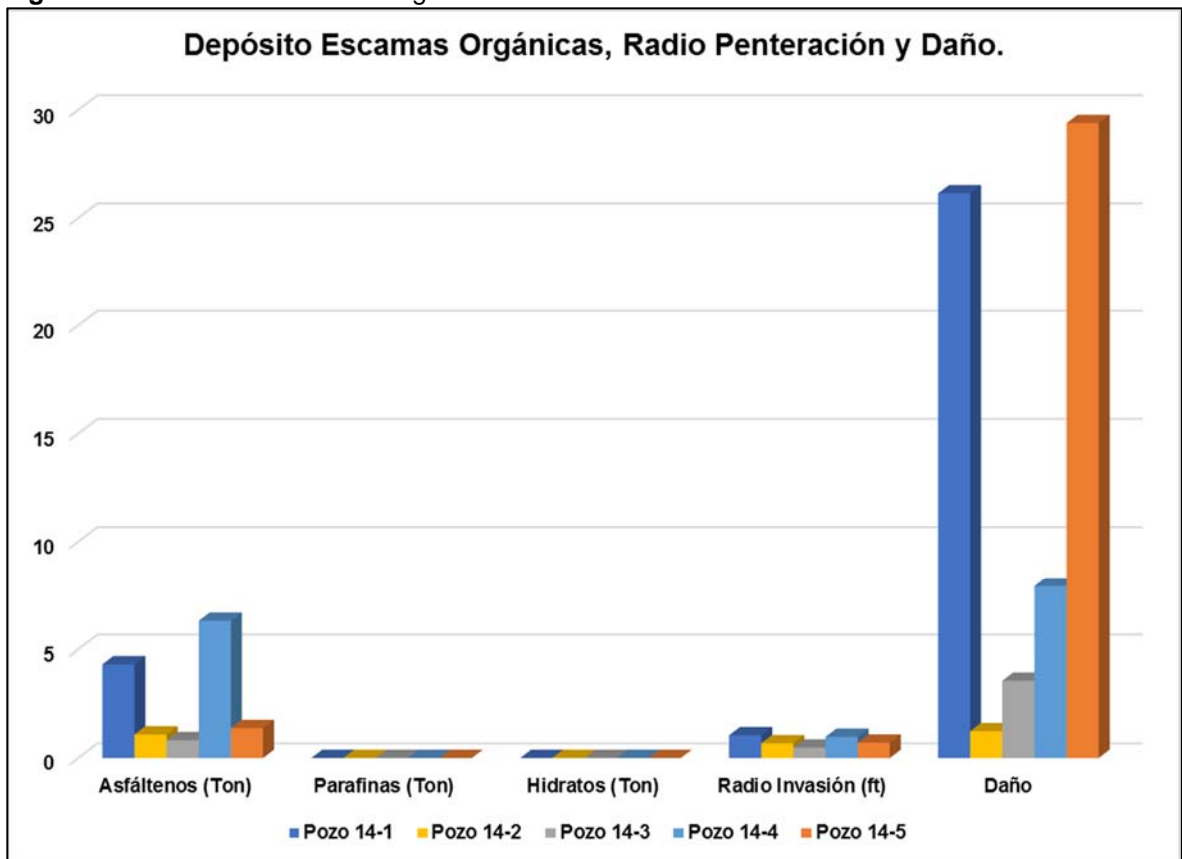
Los pozos 1-A y 1-B mostraron presencia de parafinas y asfáltenos con depósitos de 1.4 toneladas y 1.5 toneladas de parafinas y 2.4 toneladas y 1.6 toneladas de asfáltenos respectivamente. El daño para el Pozo 1-A es de 0.4 que corresponde al 6% del daño total y para el Pozo 1-B el daño es de 2.49, un 11% del daño total del pozo.

Este tipo de daño afecta la humectabilidad de la roca por lo que se esperaría una disminución en la permeabilidad relativa al petróleo, causando así un aumento en la producción de agua. Por otra parte, las escamas orgánicas que se incrustan ocasionan obstrucción del poro disminuyendo el caudal de producción de petróleo.

4.3.2 Estudio daño de formación 2014. En el primer estudio realizado en el Campo Castilla se determinó que el daño de formación por escamas orgánicas para la Formación K1 presentó un radio de invasión de 0.48ft a 1.05 ft, además de un daño que varía entre 1.24 y 29.4. Para este estudio se determinó que el daño de formación por escamas orgánicas tenía una importancia significativa en el daño total.⁷²

Los resultados del daño para los pozos de estudio Pozo14-1, Pozo 14-2, Pozo 14-3, Pozo 14-4 y Pozo 14-5 se muestran en la **Figura 34**.

Figura 34. Análisis de escamas orgánicas Pozos de Estudio 2014.



Fuente: ECOPETROL, Estudio de daño de formación 2014.

4.3.3 Comparación de la evolución del daño entre el estudio del 2014 y 2018.

De acuerdo a los resultados obtenidos en el estudio del 2018 con respecto a los resultados del 2014 se tiene una variación en la presencia de la parafina, para el estudio actual (2018) dos (2) pozos mostraron depósitos de esta escama orgánica y se le asocio un daño por estar presente en el pozo; a diferencia del estudio anterior (2014) donde no se encontró presencia de parafinas.

⁷² ECOPETROL. Estudio daño de Formación K1, Campo Castilla. Op. Cit.

Con respecto a los asfáltenos en los dos estudios los pozos manifestaron presencia de esta escama orgánica, el máximo daño asociado a esta escama para el 2014 es de 29 mayor que para el estudio del 2018 donde su máximo es de 14.

Este tipo de daño se encontró presente en ambos estudios, con altos valores de daño y porcentualmente significativos dentro del daño total, se deben realizar procedimientos preventivos para evitar el desarrollo del daño, ya que, la Formación K1 es tiende a presentar este tipo de daño.

4.4 EMULSIONES

Las emulsiones son la combinación de dos o más fluidos inmiscibles que no se dispersan molecularmente uno en el otro. Están compuestas por una fase externa conocida como la fase continua y una fase interna llamada dispersa en formas de gotas.⁷³

Este fenómeno se da en los campos por la presencia de un aumento en la energía de las moléculas y normalmente cuando la energía se retira las emulsiones se rompen, estas se conocen como emulsiones inestables. El mecanismo de separación se da primero por coalescencia donde las gotas se acercan para hacer gotas más grandes y después se sedimentan por la diferencia de densidades generando una capa de la fase separada de la otra.⁷⁴

Existen otra clase de emulsiones que son las estables, donde para separarlas se necesita la presencia de un agente rompedor de emulsiones, este consiste en un químico especial que afecta la tensión superficial y rompe la emulsión.⁷⁵

El daño asociado a las emulsiones se ve reflejado por la presencia de la emulsión en el fondo del pozo que provoca un taponamiento en la cara superficial de pozo, disminuyendo la propiedad del fluido a fluir impidiendo el correcto flujo de petróleo, esto debido a que la emulsión tiene una viscosidad alta.⁷⁶

Las emulsiones directas donde el agua actúa como fase dispersa y petróleo como fase continua tienden a tener una mayor viscosidad, una vez el corte de agua en el pozo aumente la viscosidad disminuye, ya que, la fase continua será el agua y la fase dispersa será el aceite.

4.4.1 Estudio daño de formación actual. Para la determinación del porcentaje de daño por emulsiones presente en cada pozo se realizó un análisis entre el aumento de corte de agua y el cambio de la viscosidad de la emulsión (Ver **Anexo F**). A

⁷³ ECONOMIDES, Michael y NOTE, Kenneth. Op. Cit., p. 14-9.

⁷⁴ Ibid., p. 14-9.

⁷⁵ Ibid., p. 14-9.

⁷⁶ Ibid., p. 14-9.

continuación, se ve el resultado del porcentaje de daño presente en cada pozo, **Tabla 27**.

Tabla 27. Porcentaje de daño por emulsión pozos actuales.

	Pozo 1-A	Pozo 1-B	Pozo 4-C	Pozo 3-D	Pozo 16-E
Daño por Emulsión (%)	31.19	3.47	6	1.37	1.9

Fuente: elaboración propia, basado en. ECOPETROL.

El daño por emulsiones afecto en mayor proporción al Pozo 1-A, donde el 31% de su daño total es ocasionado por esto. Los otros pozos mostraron un porcentaje de daño menor, por esto para la Formación K1 no se considera que este tipo afecte de manera significativa la producción de los pozos.

4.4.2 Estudio daño de formación 2014. Del estudio previo para el daño de formación se tiene la información sobre el porcentaje de daño para los pozos como se observa en la **Tabla 28**.

Tabla 28. Porcentaje de daño por emulsión pozos actuales.

	Pozo 14-1	Pozo 14-2	Pozo 14-3	Pozo 14-4	Pozo 14-5
Daño por Emulsión (%)	13.3	6.8	85	0	0

Fuente: elaboración propia, basado en. ECOPETROL.

El porcentaje de daño de formación por emulsiones en el estudio del 2014 mostro que uno de los pozos presento un porcentaje de daño de 85%; de acuerdo al estudio actual y los resultados de los 10 pozos únicamente el Pozo 14-3 mostro un porcentaje de daño alto respecto a los demás, este es el único pozo en el que el daño por emulsiones tiene el mayor efecto sobre el daño total del pozo. Los nueve (9) pozos restantes no presentaron un daño significativo por emulsiones por lo que no se le considera un tipo de daño representativo para la Formación K1.

4.4.3 Comparación de la evolución del daño entre el estudio del 2014 y 2018.

De acuerdo a los resultados de los estudios realizados la Formación K1 presenta daño por emulsiones, pero en una proporción baja. No se considera que este tipo de daño sea relevante dentro de los tipos de daño.

4.5 PERMEABILIDADES RELATIVAS

El taponamiento de una formación puede causar cambios en la permeabilidad relativa del fluido provocando una disminución en la permeabilidad efectiva de este entre un 80% y 90%. La humectabilidad y permeabilidad relativa están determinadas

por el recubrimiento de la roca por un fluido preferencial y en la cantidad de la fase de flujo, respectivamente.⁷⁷

La presencia de depósito de escamas orgánicas ocasiona el cambio de permeabilidades efectivas, por esto los ingenieros de Ecopetrol determinaron que el daño por el cambio de permeabilidades relativas resultaba de un 30% de la caída de presión ocasionada por escamas orgánicas, obteniendo así una relación para determinar el daño asociado a este agente (Ver **Tabla 24. Cap, 3 p. 109**).

4.6 DAÑO INDUCIDO

Además de la migración natural de partículas que se da por la producción del pozo se presenta un daño asociado a la filtración de partículas externas debido a operaciones realizadas en el pozo, tales como: perforación, completamiento, trabajos de acondicionamiento, recobro secundario o terciario, entre otros.⁷⁸

Durante las operaciones de perforación se utilizan fluidos con material particulado que potencialmente pueden causar daño como lo son las arcillas, además de agentes densificadores y materiales de control de pérdida incluyendo polímeros. Los trabajos de acondicionamiento también pueden contener sólidos, polímeros y bacterias. En procesos de estimulación como lo es la acidificación también se puede tener la precipitación de productos secundarios de la reacción química que se da.⁷⁹

Los problemas que se pueden esperar con la presencia de este daño son el taponamiento del poro o taponamiento de los cañoneos y pérdidas de fluido en la formación con alto contenido de sólidos y reducción del potencial de producción del pozo.⁸⁰

Para la determinación de este daño se realizó un análisis nodal en el simulador Prosper obteniendo resultados de daño inicial y actual, con este se pudo cuantificar el daño inducido.

4.6.1 Estudio daño de formación actual. De acuerdo al análisis nodal que se realizó por medio del simulador Prosper se obtuvieron los resultados observados en la **Tabla 22 y 23** (Ver. **Cap, 3 p. 104 y 106**) para los pozos de estudio del presente año. Se obtuvo el porcentaje presente de daño para cada pozo de estudio como se ve en la **Tabla 29**.

⁷⁷ Ibid., p. 14-10.

⁷⁸ Ibid., p. 14-9.

⁷⁹ Ibid., p. 14-9.

⁸⁰ Ibid., p. 14-9.

Tabla 29. Porcentaje de daño inducido para los pozos de estudio.

	Pozo 1-A	Pozo 1-B	Pozo 4-C	Pozo 3-D	Pozo 16-E
Daño Inducido (%)	63.33	79.55	88.14	14.75	74.07

Fuente: elaboración propia, basado en. ECOPETROL.

Los pozos 1-A, 1-B, 4-C y 16-E presentaron porcentajes de daño inducido superiores al 50% del daño total, esto significa que es el tipo de daño predominante en los pozos ya mencionados.

Para la Formación K1 el daño que más afecta la producción de petróleo es el daño inducido, por lo que se deben tomar acciones correctivas para evitar el daño.

4.6.2 Estudio daño de formación 2014. Los resultados obtenidos del daño inducido en la Formación K1 para cada pozo del estudio realizado en el 2014 se ven en la **Tabla 30**.

Tabla 30. Porcentaje de daño inducido para los pozos de estudio.

	Pozo 14-1	Pozo 14-2	Pozo 14-3	Pozo 14-4	Pozo 14-5
Daño Inducido (%)	4.8	65.5	10.4	56.5	23.6

Fuente: elaboración propia, basado en. ECOPETROL, Estudio de daño de formación 2014.

Los resultados de este estudio mostraron que el daño inducido se presentó en mayor proporción en dos (2) pozos, por encima del 50%. Para los demás pozos el daño se encuentra dentro de una proporción menor. En este caso la Formación K1 no mostro un indicio específico en el daño inducido que sea el causante de la disminución de la producción en el Campo.

4.6.3 Comparación de la evolución del daño entre el estudio del 2014 y 2018.

En el análisis del daño de formación de tipo inducido se determinó que en ambos estudios se cuenta con un porcentaje de daño significativo, pero que para el estudio del 2014 no es el daño predominante de toda la Formación K1 y por el contrario si lo es para el estudio del 2018.

En el estudio del 2018 el daño de formación inducido es el causante directo de la disminución de la tasa de producción de petróleo.

4.7 DISTRIBUCIÓN DEL DAÑO DE FORMACIÓN

De acuerdo al estudio realizado para la Formación K1 se determinó un porcentaje proporcional para cada tipo de daño de acuerdo a la caída de presión que este generaba respecto a los otros y se representó en un gráfico de torta.

4.7.1 Distribución del daño para los pozos del estudio 2018. En las **Gráficas 44, 45, 46, 47 y 48** se muestran la distribución del porcentaje del tipo de daño asociado a cada pozo de estudio.

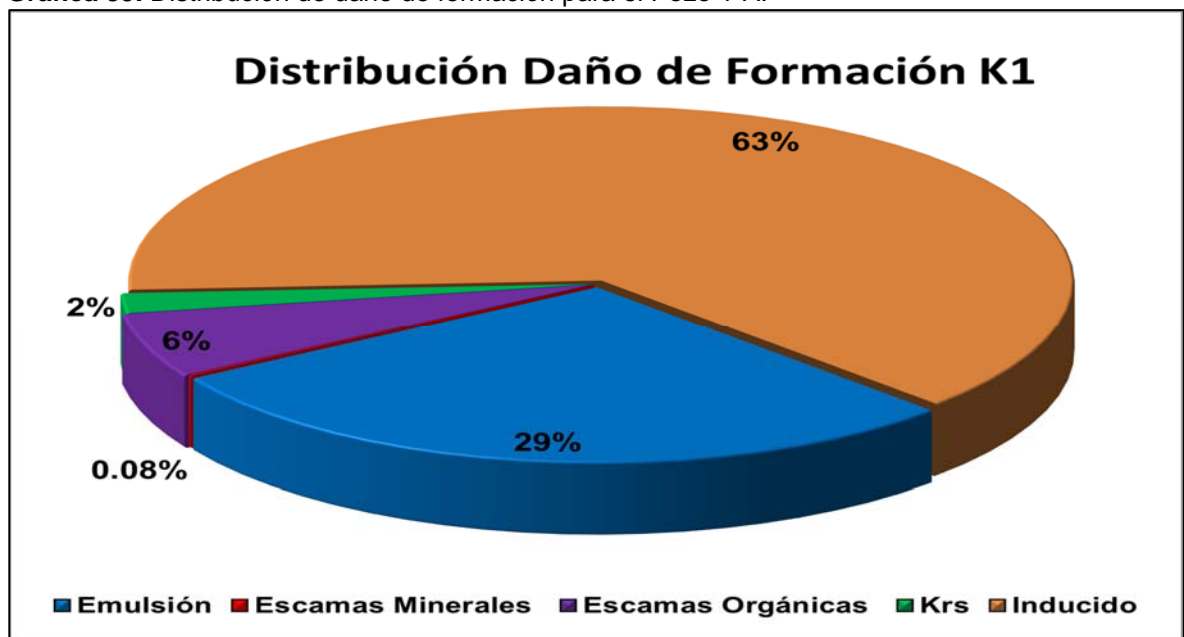
Para los pozos 1-A, 1.B, 4-C, 16-E el daño predominante es el daño inducido, que como se observan en las diferentes tortas está por encima del 50%, lo que significa que del daño total este tipo de daño es la causa principal del daño en el pozo.

En el Pozo 3-D el daño predominante es el de escamas orgánicas, aunque en todos los pozos está presente en este se encuentra por encima del 50% y es el causante principal de la disminución en la producción del pozo.

Para el caso de emulsiones, los pozos muestran un porcentaje que afecta la producción y contribuye a la presencia de daño de todos los pozos de la Formación K1, por lo que, aunque no sea el daño principal del campo se debe tener en cuenta para realizar las actividades adecuadas y mitigarlo en su mayoría.

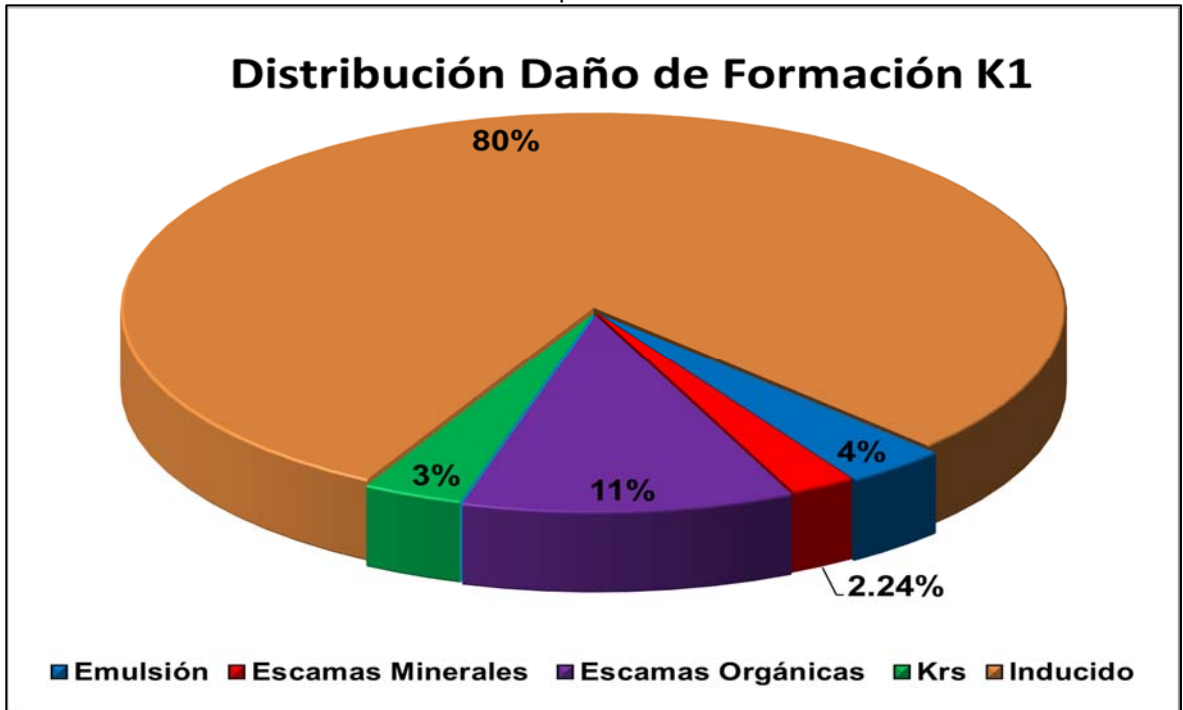
Por último, el tipo de daño que también se encuentra en la formación es el de escamas minerales pero que para los pozos de estudio el porcentaje de daño es mínimo y no afecta significativamente la producción de los pozos.

Gráfica 39. Distribución de daño de formación para el Pozo 1-A.



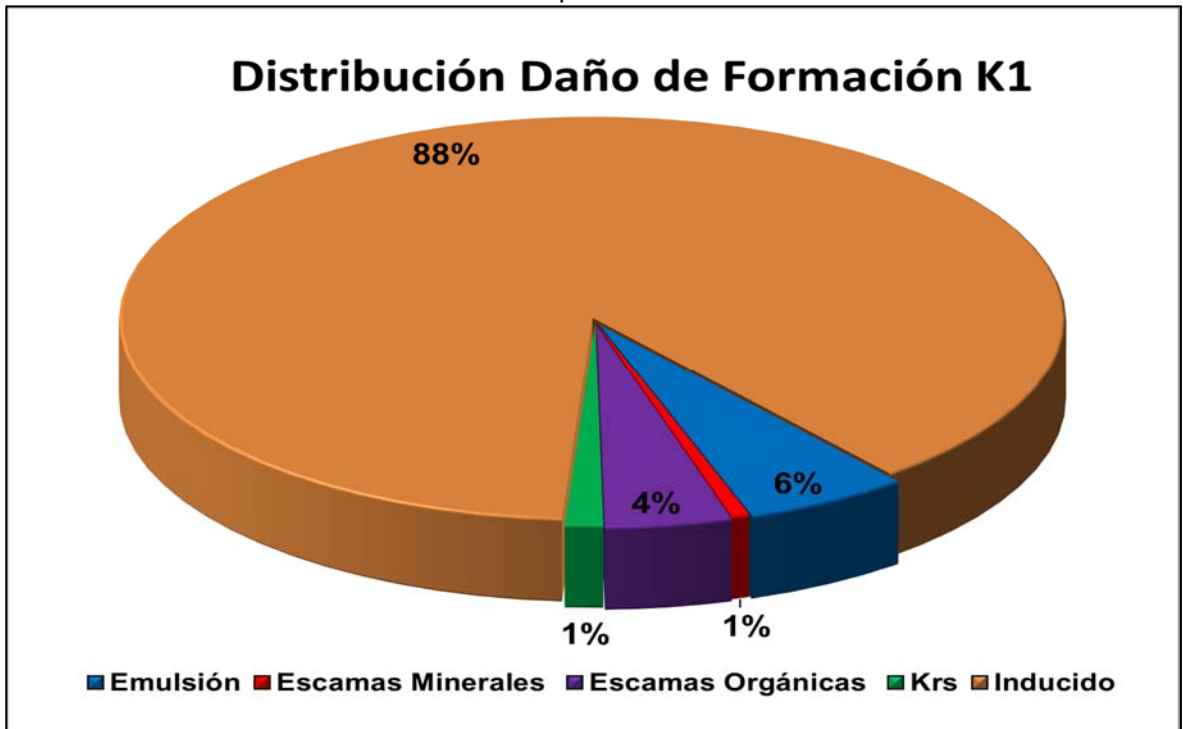
Fuente: elaboración propia, basado en. ECOPETROL.

Gráfica 40. Distribución de daño de formación para el Pozo 1-B.



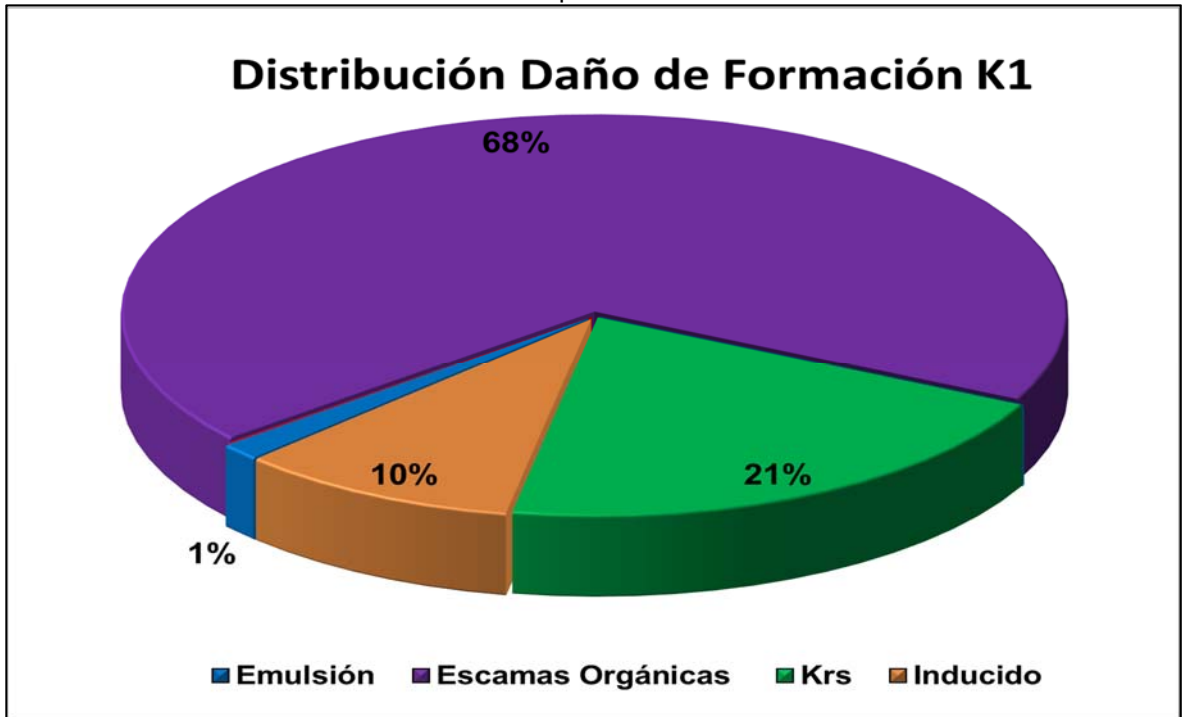
Fuente: elaboración propia, basado en. ECOPETROL.

Gráfica 41. Distribución de daño de formación para el Pozo 4-C.



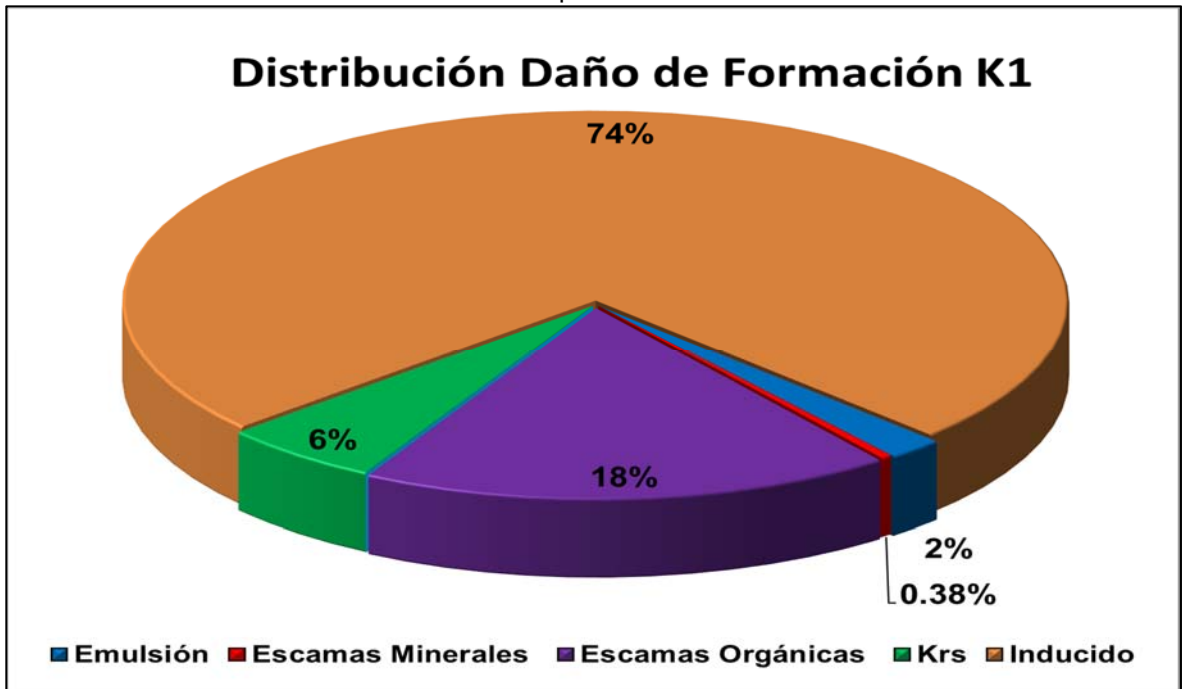
Fuente: elaboración propia, basado en. ECOPETROL.

Gráfica 42. Distribución de daño de formación para el Pozo 3-D.



Fuente: elaboración propia, basado en. ECOPETROL.

Gráfica 43. Distribución de daño de formación para el Pozo 16-E.

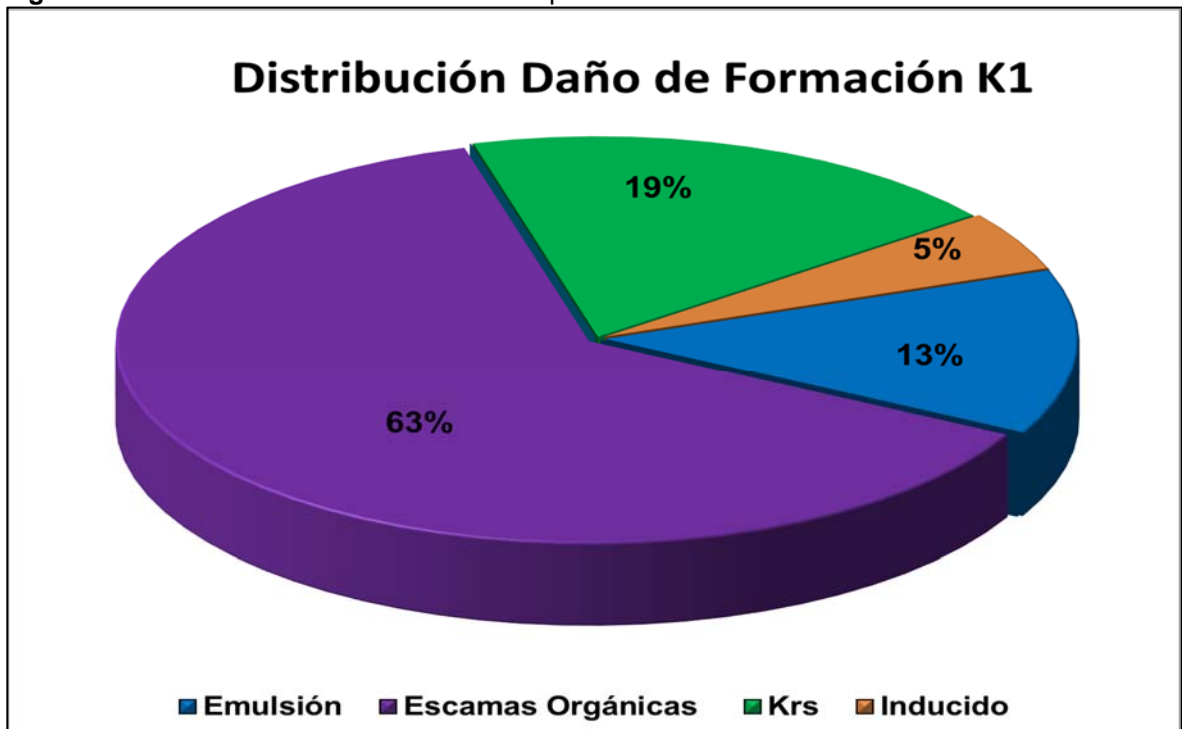


Fuente: elaboración propia, basado en. ECOPETROL.

4.7.2 Distribución del daño para los pozos del estudio 2014. En las **Figuras 35, 36, 37, 38 y 39**, se muestran los resultados de la distribución del porcentaje del daño asociado a cada pozo del estudio. Los pozos 14-1, 14-2 y 14-3 pertenecen al Área C-D-E del campo y los pozos 14-4 y 14-5 son del Área A-B, de acuerdo a esto se muestra un promedio de daño por Áreas.

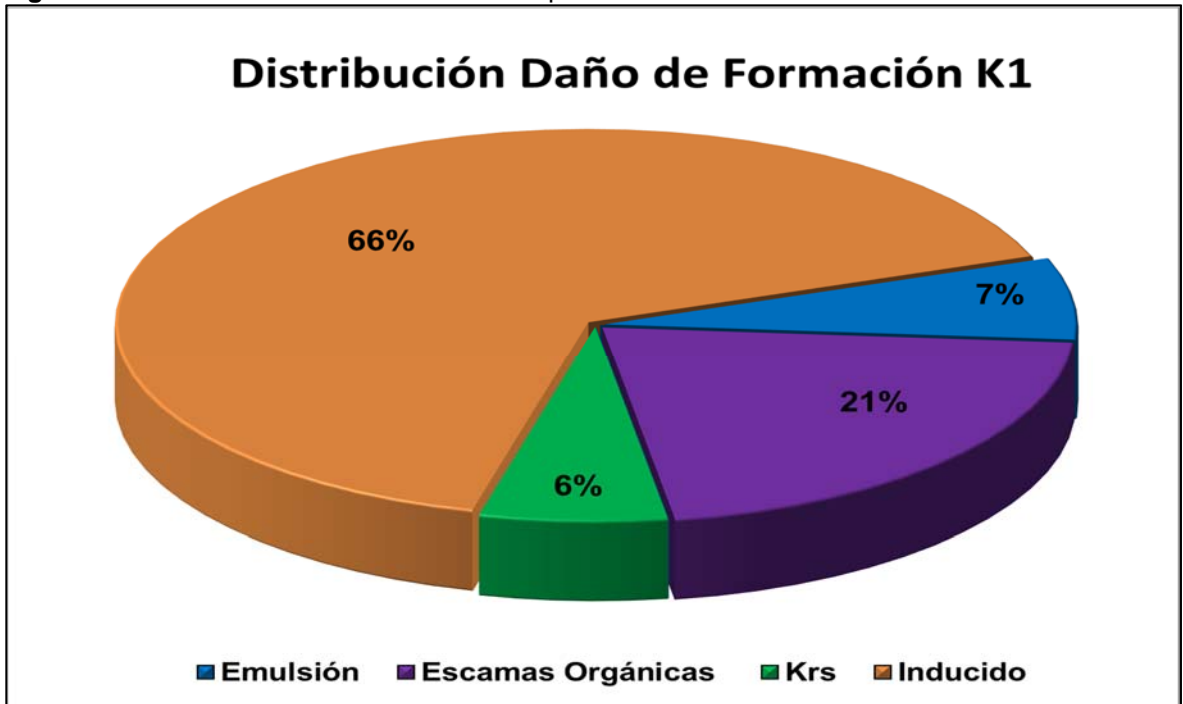
De acuerdo a los resultados del estudio del 2014 no se observa un tipo de daño que prevalezca sobre los demás, cada pozo muestra un tipo de daño predominante diferente. Para los pozos 14-1 y 14-5 el daño que afecta en mayor proporción la tasa de producción de petróleo es el daño por escamas orgánicas, mientras que para los pozos 14-2 y 14-4 el daño predominante es de tipo inducido. Para este estudio solo uno de los pozos resulto estar dañado en mayor proporción por efecto de emulsiones, en este caso es el Pozo 14-3.

Figura 35. Distribución de daño de formación para el Pozo14-1.



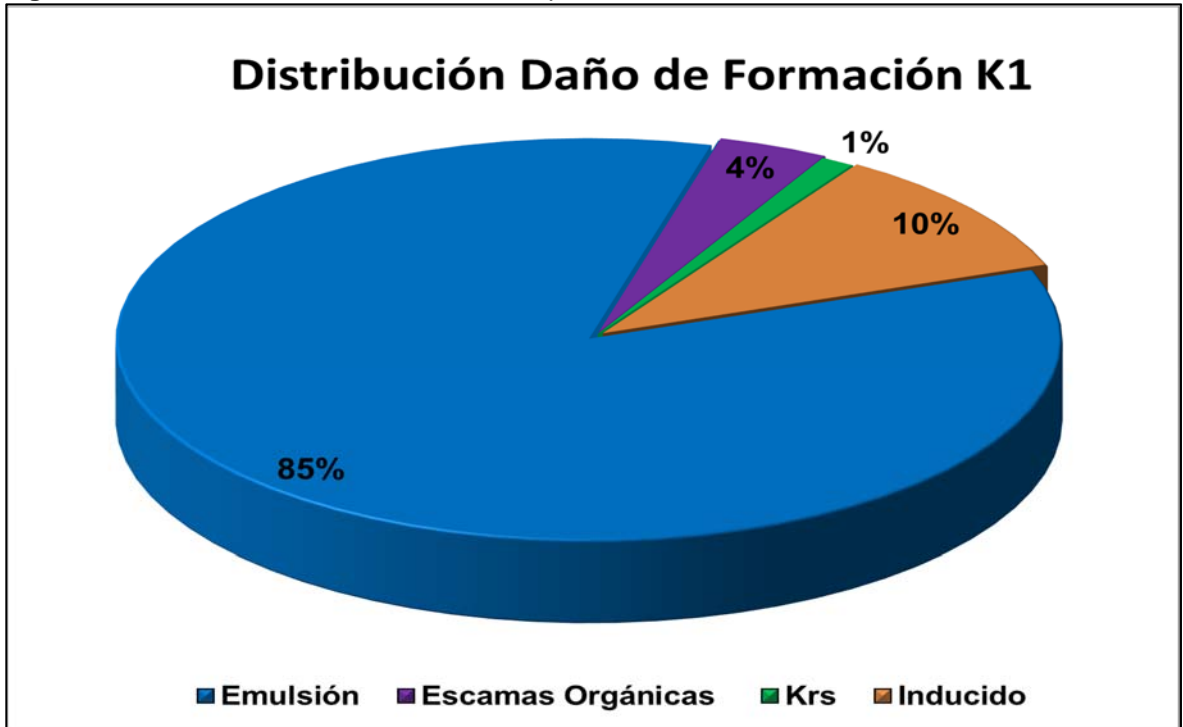
Fuente: ECOPETROL, Estudio de daño de formación 2014.

Figura 36. Distribución de daño de formación para el Pozo14-2.



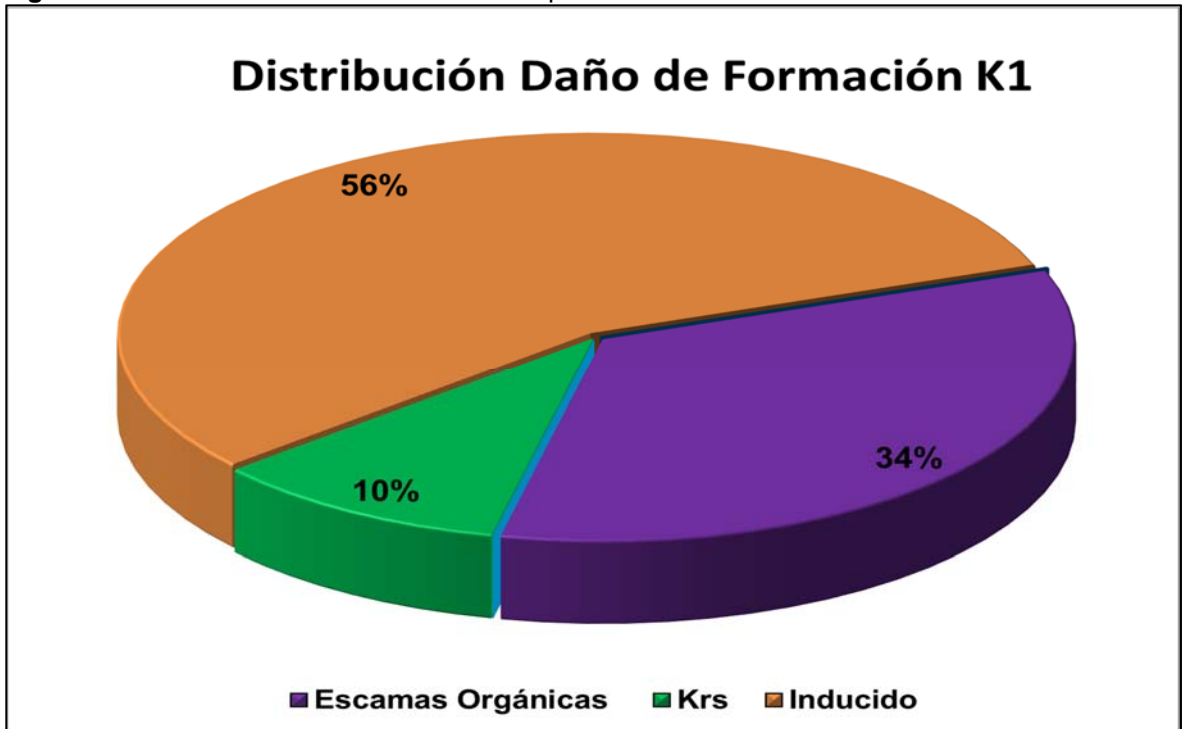
Fuente: ECOPETROL, Estudio de daño de formación 2014.

Figura 37. Distribución de daño de formación para el Pozo14-3.



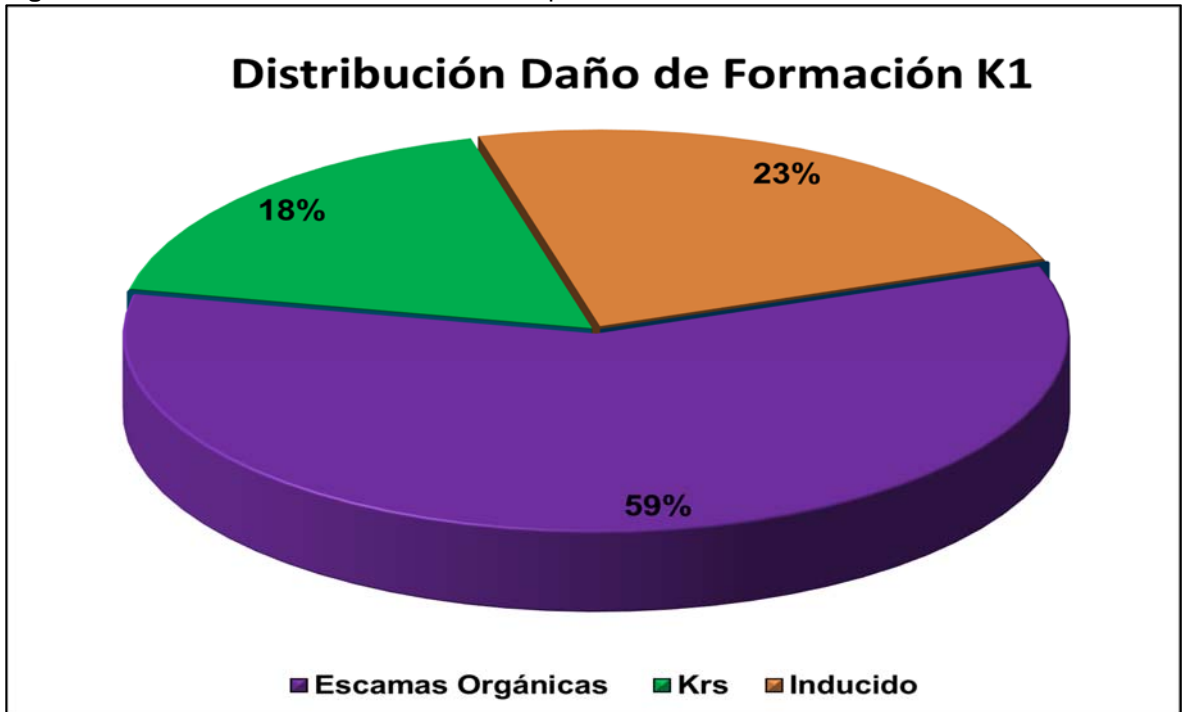
Fuente: ECOPETROL, Estudio de daño de formación 2014.

Figura 38. Distribución de daño de formación para el Pozo14-4.



Fuente: ECOPETROL, Estudio de daño de formación 2014.

Figura 39. Distribución de daño de formación para el Pozo14-5.

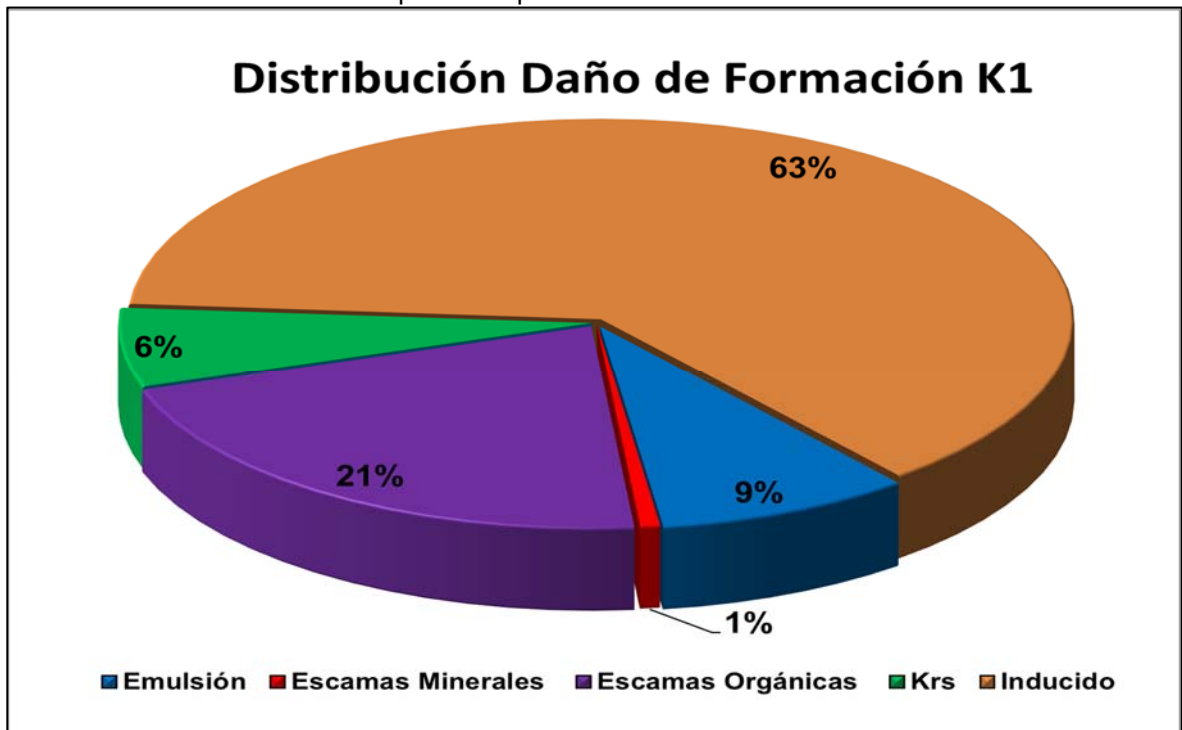


Fuente: ECOPETROL, Estudio de daño de formación 2014.

4.7.3 Distribución del daño para la Formación K1 del estudio 2018. Para el presente estudio se determinó que el parámetro que ocasiona el daño de formación principal es el daño inducido para las Áreas A, B, C y E. En el área D se encontró que la primera fuente de daño eran depósitos de escamas minerales.

Se realizó un promedio con los porcentajes de daño obtenidos por área y se determinó un daño de formación general para la Formación K1 como se muestra en la **Gráfica 44**.

Gráfica 44. Distribución de daño promedio para la Formación K1.



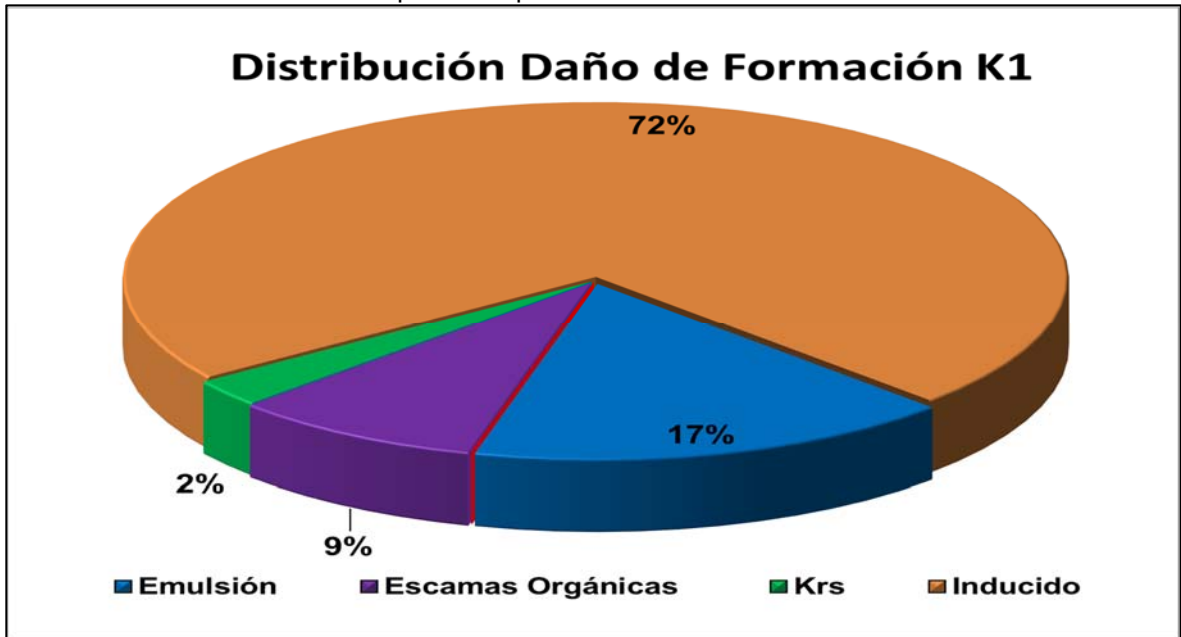
Fuente: elaboración propia, basado en. ECOPETROL.

Con el promedio de daño total para la Formación K1 el tipo de daño predominante es de tipo inducido, que por los resultados por los pozos individuales se había determinado ya este.

Se le atribuye a este tipo de daño el mayor porcentaje sobre el daño total de los pozos y la principal causa de la disminución de la producción de los pozos.

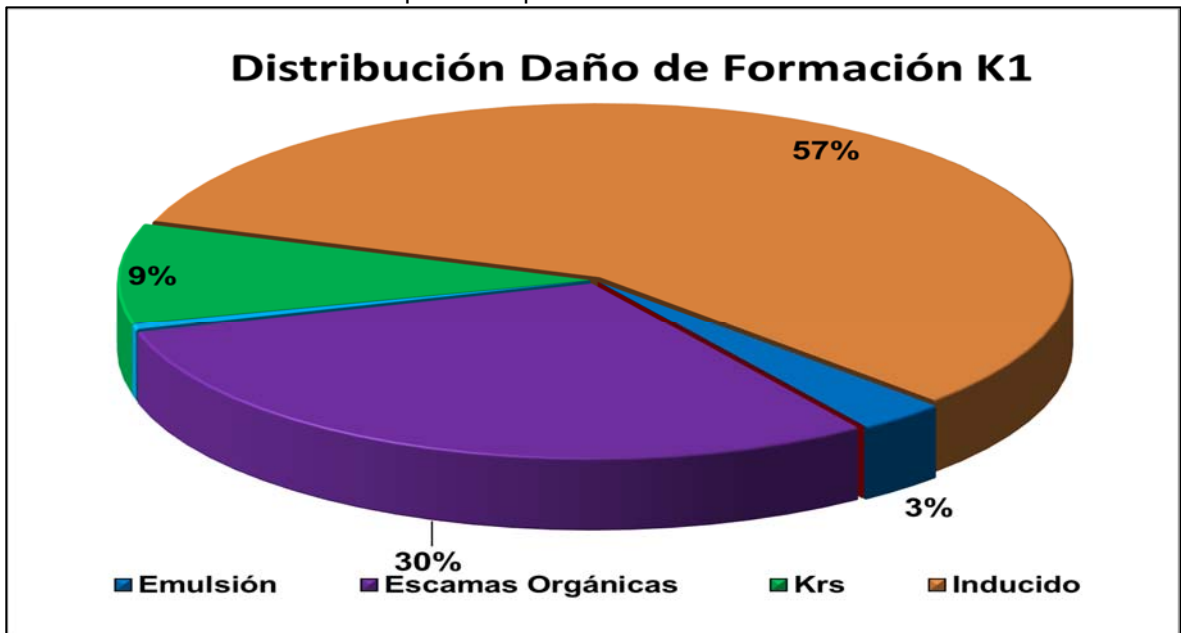
Para realizar una comparación apropiada del estudio de formación realizado en el 2014 y el estudio actual (2018) se dividieron los resultados de acuerdo a la distribución de las áreas que se estudiaron en el 2014, como se ve en las **Gráficas 45 y 46**.

Gráfica 45. Distribución de daño promedio para la Formación K1 del área A-B.



Fuente: elaboración propia, basado en. ECOPETROL.

Gráfica 46. Distribución de daño promedio para la Formación K1 del área C-D-E.

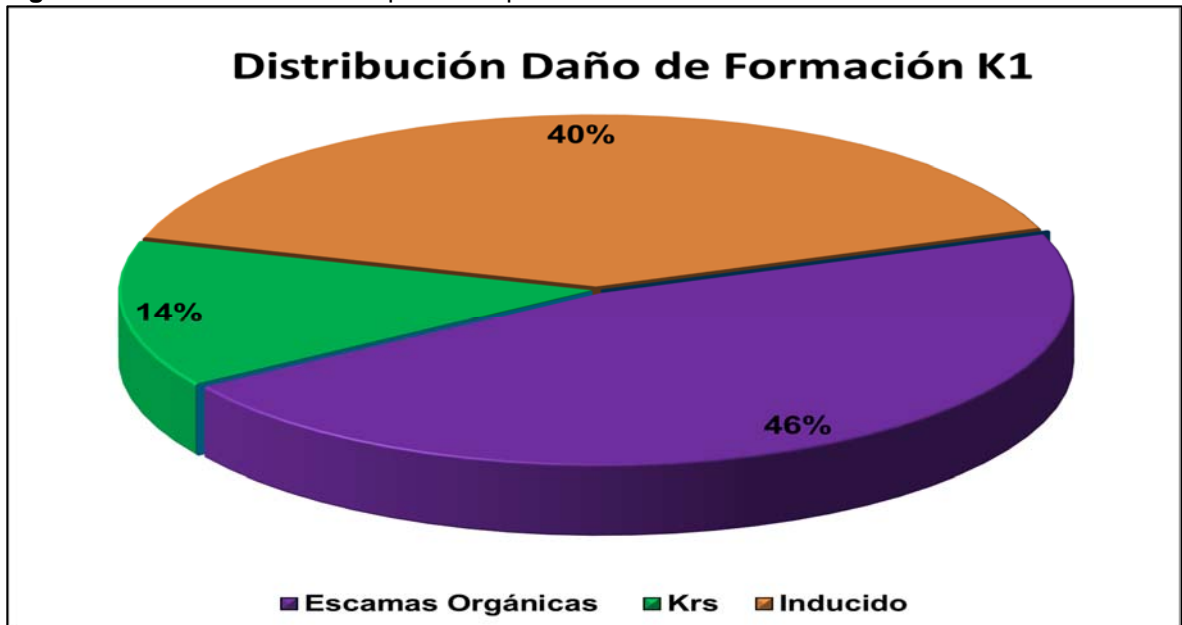


Fuente: elaboración propia, basado en. ECOPETROL.

De acuerdo a los resultados obtenidos con la distribución del daño de formación por áreas se observó que para las áreas A-B el tipo de daño principal es el daño inducido con el 72% del daño, así como para las áreas C-D-E con un 57% del daño inducido.

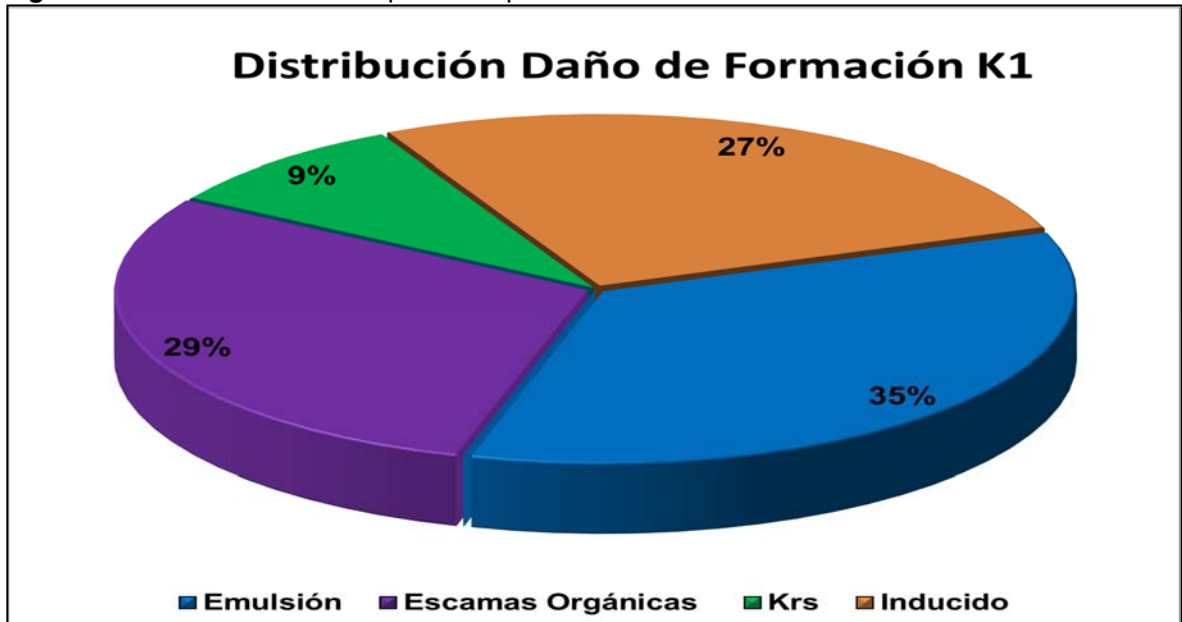
4.7.4 Distribución del daño para la Formación K1 del estudio 2014. Con respecto al daño de cada pozo se obtuvo una distribución final del daño para la Formación K1 que se dividió en dos, uno para el Área A-B y otro para el Área C-D-E como se muestra en las Figuras 40 y 41 respectivamente.

Figura 40. Distribución de daño promedio para la Formación K1 del área A-B.



Fuente: ECOPEPETROL, Estudio de daño de formación 2014.

Figura 41. Distribución de daño promedio para la Formación K1 del área C-D-E.



Fuente: ECOPEPETROL, Estudio de daño de formación 2014.

Para el Área A-B el daño por escamas orgánicas es la principal fuente de daño y se determinó que era el que más afectaba la productividad de los pozos, seguido de daño inducido y por último permeabilidades relativas.

Se observa que para el Área C-D-E los daños predominantes son emulsiones, escamas orgánicas, inducido y permeabilidades relativas siendo el daño por emulsión la fuente principal de daño y el que afecta en mayor medida la productividad de los pozos.

4.8 COMPARACIÓN DE LA EVOLUCIÓN DEL DAÑO DE FORMACIÓN K1 DE LOS ESTUDIOS 2014 Y 2018

Con la distribución promedio del daño de formación para los dos estudios se realiza una comparación respecto a los diferentes cambios que han tenido las áreas del Campo Castilla y la Formación K1 en el periodo de tiempo 2014 a 2018.

En la **Tabla 31** se observa la distribución del daño de acuerdo a su fuente para las áreas de Campo Castilla.

Tabla 31. Porcentaje de daño para las áreas de estudio 2018.

Daño	Área A	Área B	Área C	Área D	Área E
Escamas Minerales	0%	2.24%	0%	0%	0%
Finos y Arcillas	0%	0%	1%	0%	0.38%
Escamas Orgánicas	6%	11%	4%	68%	18%
Emulsiones	29%	4%	6%	1%	2%
Permeabilidades Relativas	2%	3%	1%	21%	6%
Inducido	63%	80%	88%	10%	74%

Fuente: elaboración propia, basado en. ECOPEPETROL.

En los resultados de los daños de formación determinaron que el daño con mayor impacto es el daño inducido, ya que, en cuatro (4) de los cinco (5) pozos el valor está por encima del 50%. Lo que quiere decir que más del 50% del daño en el pozo se debe a este tipo.

Para la comparación de los tipos de daño presentes en la Formación K1 se hizo una tabla comparativa del total del daño para el estudio actual y el estudio de 2014.

En la **Tabla 32** se observa la comparativa entre el estudio de daño actual 2018, el estudio actual dividido por áreas y el estudio realizado en el 2014.

Tabla 32. Porcentaje de daño para las áreas de estudio.

Daño	Estudio 2018	Estudio 2018 A,B	Estudio 2018 C,D,E	Estudio 2014 A,B	Estudio 2014 C,D,E
Escamas Minerales	1%	0%	0%	0%	0%
Finos y Arcillas	0%	0%	0%	0%	0%
Escamas Orgánicas	21%	9%	30%	46%	29%
Emulsiones	9%	17%	3%	0%	35%
Permeabilidades Relativas	6%	3%	9%	14%	9%
Inducido	63%	72%	57%	40%	27%

Fuente: elaboración propia, basado en. ECOPETROL.

De acuerdo a los resultados obtenidos en ambos estudios los tipos de daños de mayor importancia en la Formación K1 se mantiene, pero varían en su proporción. Para el estudio actual el daño principal es el daño inducido con 63%, donde para el área A-B el daño es el 72% del daño total y para el área C-D-E cuenta con el 57% mientras que para el estudio anterior tiene un valor de 40% para las áreas A-B y 27% para las áreas C-D-E, lo que representa un aumento del 32% y 30% respecto al estudio anterior.

Para determinar el daño inducido se tuvieron en cuenta los parámetros iniciales y finales de la producción, los pozos mostraron altos valores de daño para este agente y el estudio determinó que era el daño principal, la causa asociada a la presencia de este daño son las operaciones iniciales que se realizan en el pozo, tales como perforación y completamiento; estas operaciones causan invasión de fluidos con material particulado a la formación provocando el taponamiento de la garganta de poro ocasionado un baja productividad del pozo con respecto a la que se esperaba.

El tipo de daño que se presentó en gran proporción en el estudio realizado en el 2014 es escamas orgánicas, donde presenta un valor del 46% para las áreas A-B y 29% para las áreas C-D-E del total del daño y en el estudio actual (2018) tiene un valor del 21% del daño promedio total en la Formación K1, donde para las áreas A-B cuenta con 9% del daño y las áreas C-D-E 30%; está presente en ambos estudios, pero tuvo una disminución en el tiempo de 37% y un aumento de 1% respectivamente a la distribución de las áreas con respecto al estudio actual.

Por último, el daño por presencia de emulsión tuvo una variación en el tiempo de acuerdo a la división de áreas. Para las áreas A-B los pozos del estudio actual muestran presencia de emulsiones con un 17% del daño total de la Formación K1 para la zona; a diferencia del estudio del 2014 donde esta zona no presentaba este tipo de daño. Las áreas C-D-E presentaron una disminución significativa, para el estudio del 2014 contaba con 35% del daño total, y se consideraba el daño

representativo de la zona; actualmente cuenta con 3% del daño total para dichas áreas, presento una reducción en el porcentaje total del 32%.

5. TRATAMIENTOS PARA LA REMOCIÓN DEL DAÑO

En este capítulo se plantearán las posibles soluciones que pueden ser empleadas cuando existe y se conoce la fuente principal del daño, en este se hablarán sobre los cuidados que se deben tener cuando se realiza esta práctica con el fin de evitar una obstrucción perjudicial para el pozo generando así un aumento del daño, seguido a esto se expondrá un diseño tipo utilizado en Campo Castilla para el tratamiento matricial y otro diseño tipo empleado en el Campo Castilla para el tratamiento por fractura, esta información fue suministrada por Ecopetrol, estos diseños son resultado de un estudio probabilístico realizado en el Campo gracias a la gran cantidad de veces que se ha realizado esta operación, para el primer caso se tiene que los resultados que más probabilidad tienden a evidenciar los pozos es una remoción del daño del 50% y en el segundo el resultado que se espera que dé gracias al estudio probabilístico es de un resultado de estimulación equivalente a un skin de menos dos (-2).

Para determinar cuál de los dos tratamientos es el más viable para realizar en cada uno de los pozos, se realizarán dos simulaciones por pozo en donde en el primer caso se evidenciará el resultado obtenido de la producción incremental mediante el uso del diseño tipo de tratamiento matricial, el segundo caso se evidenciará el resultado obtenido de la producción incremental mediante el uso del diseño tipo de tratamiento por fractura, se realiza la simulación para estos dos casos en particular debido a que son los tratamientos de estimulación que se realizan con mayor frecuencia en el Campo, para esto, se asumirán condiciones ideales y las esperadas donde no aumentará el corte de agua ni tampoco aumentará la presión de fondo fluyente.

5.1 ESTIMULACIÓN Y TRATAMIENTOS REMEDIALES

A continuación, se mencionarán los diferentes tratamientos para solucionar el daño de formación que está presente en el pozo y el cuidado que se debe tener al realizar el procedimiento, se debe tener en cuenta que hay dos tipos de soluciones, la primera es reduciendo el daño matricial y la segunda se refiere cuando se decide realizar una fractura, la decisión de cual tratamiento usar va de la mano con la evaluación financiera.

5.1.1 Reducción del daño matricial. Este tratamiento es utilizado principalmente cuando existe la presencia de daños ocasionados por la precipitación de finos, orgánicos y presencia de emulsiones, la ventaja de utilizar este método es su bajo costo con respecto a un trabajo de fractura, debido a que en esta operación no es necesario el uso de una cuadrilla grande y tampoco necesitan gran desplazamiento de equipos para realizarlo.

A continuación, se hará una descripción de los tipos de tratamiento para la reducción del daño matricial y sus cuidados operacionales.

5.1.1.1 Limpieza del pozo. Según Economides y Nolte⁸¹, se define esta técnica como una opción para remover los diferentes depósitos y corrosiones que están alrededor de la tubería; este procedimiento debe ser realizado con especial cuidado ya que, al iniciar con la eliminación de los materiales extraños, estos pueden llegar a invadir la zona de interés debido a la existencia de una posible suspensión forzada que alcance al medio poroso, generando así un taponamiento, esto ocurre cuando los depósitos son solubles en el fluido de limpieza utilizado ya que impiden la formación de la retorta impermeable.

5.1.1.2 Tratamientos con ácido. Según Economides y Nolte ⁸², al hacer uso de esta técnica se debe realizar un diseño apropiado en el cual se tenga en cuenta información importante para evitar el incremento del daño, se debe considerar:

- Evitar el ingreso de tuberías que tengan presencia de materiales dañinos para la formación ya que estas dos estarán en contacto.
- Controlar la posible creación de bloques de emulsiones por el uso de inhibidores de corrosión.
- Controlar la inyección de grandes volúmenes de ácido ya que estos pueden ocasionar la depositación de asfáltenos y parafinas.
- Se puede dar una disminución de la producción si no se controla la cantidad de ácidos ingresados ya que pueden ocasionar una disolución de los materiales de cementación generando así una desconsolidación de la roca de formación.
- En caso de que los minerales de la formación reaccionen con los ácidos inyectados, se generará una precipitación de esos subproductos formados dando así una disminución de la producción.
- Se puede deteriorar la permeabilidad si en el tratamiento quedan polímeros que se degradan térmicamente o residuos de inhibidores de la corrosión.

A continuación, en el **Cuadro 7**, se observará un listado que muestra como reconocer la fuente de daño y así mismo su posible solución.

⁸¹ ECONOMIDES, Michael J. y NOLTE, Kenneth G. Reservoir stimulation. 3 ed. New York: Chichester, Schlumberger, 1999. 14-23p. ISBN 9780471491927541.

⁸² Ibid, p. 14-23

Cuadro 7. Variación producción de petróleo vs caída de presión sin daño.

Tipo de daño	Como detectarlo	Solución
Daño de las partículas por operaciones de perforación y completamiento	<p>Se observará el efecto del daño en la prueba build-up.</p> <p>Se evidenciará la presencia de emulsiones en pozos productores de aceite.</p> <p>Mal estado del lodo antes de la cementación.</p> <p>Es común en pozos horizontales y completados de forma hueco abierto.</p>	<p>Se puede realizar un trabajo de acidificación matricial utilizando ácido clorhídrico o una combinación del ácido clorhídrico junto con el ácido fluorhídrico.</p> <p>Se puede realizar la limpieza con espumantes o mediante la técnica jetting</p>
Migración de finos.	<p>Se evidencia en finos como la caolinita, illita fibrosa o algunos feldespatos.</p> <p>Los cambios de salmuero pueden desencadenar el movimiento de finos.</p> <p>Cambios repentinos en la rata de flujo y la presencia de finos en los fluidos producidos.</p> <p>Los resultados de las pruebas de flujo son variables.</p>	<p>Prevención del control de arcilla.</p> <p>Utilización de un ácido retardado para la eliminación de finos</p> <p>En caso extremo, puede requerir un tratamiento de fractura para extender el drenaje.</p>
Problemas de humectabilidad.	<p>Es común que ocurran seguido de un trabajo de acidificación, en donde el inhibidor de corrosión no fue mezclado con el ácido antes de ser inyectado.</p> <p>Es común la presencia de emulsiones y las reducciones del flujo</p> <p>Los intentos de revertir de forma natural la humectabilidad tienen corta duración.</p>	<p>Tratar con lavado de solventes.</p>

Cuadro 7. (Continuación)

Tipo de daño	Como detectarlo	Solución
Asfáltenos	<p>Negro, aparecen como escamas de suaves a duras, bolas de tamaño de mármol y acumulación pegajosa.</p> <p>La precipitación desencadena la desestabilización de las resinas causado por el contacto con un ácido.</p> <p>Los asfáltenos se ablandan a medida que incrementa la temperatura, pero estas nunca se llegan a derretir</p>	<p>Se trata con solventes aromáticos como el tolueno o el xileno.</p> <p>Algunos surfactantes son buenos para la dispersión de las masas asfálticas.</p>
Emulsiones	<p>Emulsiones inestables que se rompen en estado de reposo.</p> <p>Creadas en puntos de la tubería en donde cae la presión</p>	<p>No se sugiere realizar un tratamiento en el fondo del pozo</p> <p>Tratar en superficie si el rediseño de las tuberías no es práctico.</p>
Escamas de carbonato de calcio.	<p>Se forma en cualquier momento que haya una caída de presión, ya sea en la formación o tubulares.</p> <p>Tienen la capacidad de formarse rápidamente y así mismo limitar la producción, especialmente cuando se utiliza un completamiento por empaquetamiento de grava o cerca de los intervalos de producción.</p> <p>Son comunes en pozos tempranos en donde la caída de presión se da abruptamente</p>	<p>El ácido clorhídrico sirve para prevenir e inhibir las escamas.</p> <p>Algunos trabajos con ácido clorhídrico pueden desencadenar mayor cantidad de escamas de carbonato de calcio.</p>

Fuente: elaboración propia, basado en. ECONOMIDES, Michael J. y NOLTE, Kenneth G. Reservoir stimulation: Formation damage: Origin, diagnosis and treatment strategy. 3 Ed. New York: Chichester, Schlumberger, 1999. 14-19p. ISBN 9780471491927541.

5.1.2 Tratamiento por fractura. Este método es utilizado cuando se quiere que el flujo de los fluidos sea de manera lineal hacia el pozo, este procedimiento es uno de los más complejos debido a las altas tasas utilizadas y la gran cantidad de equipos necesitados.

Según Economides y Nolte⁸³, si el tratamiento no se realiza de manera correcta puede crear a su vez un daño el cual puede ser dentro de su propia fractura o en la cara de la fractura, es decir, en el reservorio.

Como lo afirma Economides y Nolte⁸⁴, ocurre un daño dentro de la misma fractura cuando se presenta una rotura incompleta del polímero del fluido de fracturamiento, y cuando el daño sucede en la cara de la fractura es debido a que ocurrió una fuga excesiva, para saber la magnitud del daño se debe tener en cuenta la permeabilidad que se tenía, es decir, si la permeabilidad era baja el daño ocasionado no se considera grave, pero si al contrario esta era alta, se dice que fue un daño importante. Es importante tener cuidado con la selección de los fluidos que se van a utilizar para el fracturamiento, así como la concentración de los polímeros, los rompedores, y el uso de los geles de base polímero en combinación con agentes ineficientes para evitar la pérdida de fluido, ya que el uso indebido de estos, ocasionan un daño casi irremediable para hacer uso de tratamientos matriciales, es por eso que se ha planteado una manera de solucionar ese problema mediante el uso de fluidos sin polímeros a base de tenso activos.

5.2 DISEÑO DE TRATAMIENTO

A continuación, se presentará el diseño para cada tratamiento teniendo en cuenta los resultados probabilísticos en el Campo Castilla.

5.2.1 Diseño de tratamiento de remoción matricial. Por sugerencia del director de este proyecto se mostrará el tratamiento tipo empleado para los pozos del Campo Castilla.

Este tratamiento es realizado en un orden de etapas las cuales se mostrarán a continuación en la **Tabla 33**, es importante tener en cuenta que el volumen de cada tipo de fluido dependerá del espesor de perforados a tratar.

⁸³ Ibid, p. 14-23

⁸⁴ Ibid., p. 14-24

Tabla 33. Diseño tratamiento matricial tipo.

Etapas	Fluido
1	Fluido de completamiento
2	Salmuera sustituto KCl
3	Preflujo Nano
4	Nanofluido
5	Salmuera sustituto KCl
6	Remojo y remoción
7	Salmuera sustituto KCl
8	Tratamiento Orgánico
9	Ácido Fórmico
10	Salmuera espumada
11	Acido Fórmico
12	Salmuera sustituto KCl

Fuente: elaboración propia, basado en. ECOPETROL.

El resultado que se espera al emplear este tratamiento tipo se determina por medio de un estudio probabilístico, este estudio Ecopetrol lo logró concluir gracias a la amplia trayectoria que llevan desarrollando la práctica de tratamientos matriciales en el Campo Castilla. En la **Tabla 34**, se podrá observar la probabilidad existente para 3 escenarios, el primero será referente a que probabilidad tiene que este tratamiento logre la remoción del 70% del daño total, el segundo caso será para la remoción del 50% del daño total y por último la remoción del 30% del daño total.

Tabla 34. Estudio probabilístico tratamiento matricial tipo.

Remoción del daño con respecto el total (%)	Probabilidad de ocurrencia (%)
70	10
50	50
30	90

Fuente: elaboración propia, basado en. ECOPETROL.

Según la tabla, el escenario que más probabilidad tiene para presentarse es de la remoción del 30% del daño total, y el que menos tiene probabilidad de mostrar es de la remoción del 90% Para efectos prácticos donde se espera un resultado optimista, pero a su vez acertado, se asumirá y se simulará que la remoción del daño al emplear este tratamiento tipo será del 50% con respecto al total del daño.

5.2.2 Diseño de tratamiento por fractura. Por sugerencia del director de este proyecto se mostrará el tratamiento por fractura tipo que utiliza Ecopetrol para los pozos del Campo Castilla.

A continuación, se mostrará la secuencia para el tratamiento en forma de etapas, el número de etapas dependerá del espesor a tratar, es decir siempre existirá la presencia de la etapa 1 y 3, pero la etapa 2 se repetirá dependiendo de la dimensión

de la fractura que se desee hacer, el volumen utilizado en cada etapa dependerá del espesor a tratar (**ver Tabla 35**).

Tabla 35. Diseño tratamiento por fractura tipo.

Etapas	Fluido	Tipo de propante
1	Fluido de fractura @ 30ppg	Material soporte mineral malla 40/120
2	Fluido de fractura @ 30ppg	Material soporte cerámico malla 20/40
3 (Enjuague)	Gel Lineal @ 25 ppg	

Fuente: elaboración propia, basado en. ECOPETROL.

El resultado que se espera al emplear este tratamiento tipo se determina por medio de un estudio probabilístico, este estudio Ecopetrol lo logró concluir gracias a la amplia trayectoria que llevan desarrollando la práctica de tratamientos por fractura en el Campo Castilla. En la **Tabla 36**, se podrá observar la probabilidad existente para 3 escenarios, el primero será referente a que probabilidad tiene que este tratamiento logre una estimulación equivalente a menos cuatro (-4), el segundo caso será para una estimulación de menos dos (-2) y por último la probabilidad de que el tratamiento logre una estimulación equivalente a un skin de menos uno (-1).

Tabla 36. Estudio probabilístico tratamiento por fractura tipo.

Estimulación generada por el tratamiento	Probabilidad de ocurrencia (%)
-4	10
-2	50
-1	90

Fuente: elaboración propia, basado en. ECOPETROL.

Según la tabla, el escenario que más probabilidad tiene para presentarse al usar el tratamiento por fractura tipo es de la estimulación de menos uno, y el que menos tiene probabilidad de mostrar es la estimulación de menos cuatro. Para efectos prácticos donde se espera un resultado optimista, pero a su vez acertado, se asumirá y se simulará que la estimulación lograda al emplear este tratamiento logra un resultado de menos dos (-2).

5.3 ESTUDIO INCREMENTAL DE PRODUCCIÓN SEGÚN EL TRATAMIENTO

Para la selección del tratamiento a usar se tendrá en consideración el análisis financiero, ya que sin este no se podrá decir cuál es el más apto para la reparación del daño; es decir en esta sección se expondrá el resultado de las dos posibles soluciones y en el siguiente capítulo se dará respuesta a cuál se seleccionó.

Según los diseños seleccionados anteriormente, se va a realizar una simulación para cada pozo en Prosper, donde se observará el incremento de la tasa de líquido

en el momento en que se realice el tratamiento, es decir, en cada gráfico se observará en conjunto la tasa líquida que tiene el pozo sin tratamiento, la tasa líquida removiendo el 50% del daño por tratamiento matricial y por último la tasa líquida como resultado de una fractura que muestra una estimulación de menos dos (-2).

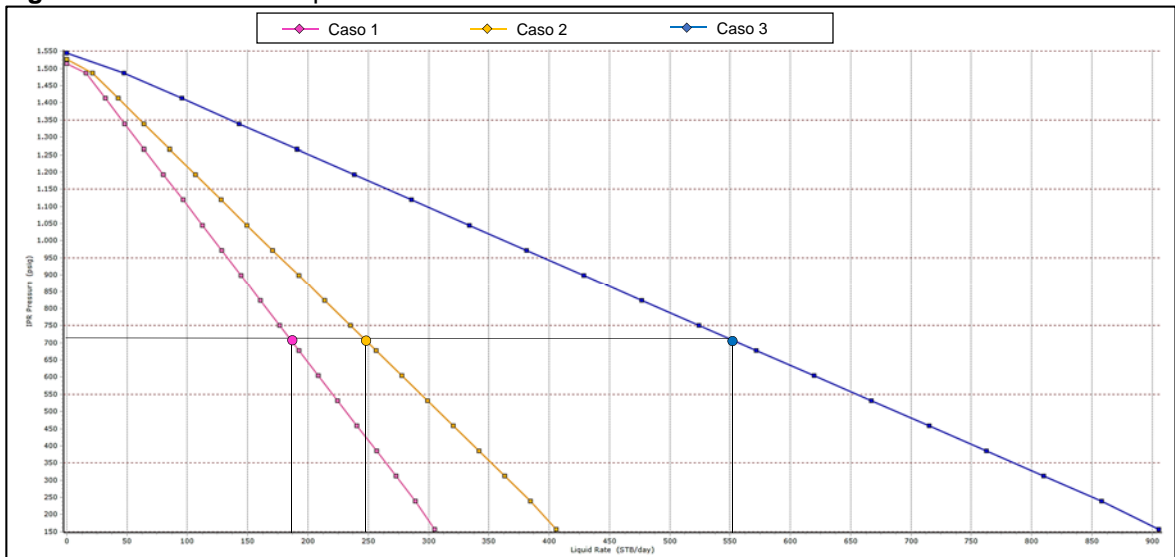
Adicional, se determinará el incremental de producción de petróleo según el tratamiento, esto se realizará teniendo en cuenta el corte de agua al momento del estudio.

Para efectos prácticos se asumirá un escenario optimista, el cual será el ideal y el más conservador, teniendo como resultado que al momento de realizar los tratamientos no aumente el porcentaje de agua, ni varíe la presión de fondo fluyente.

5.3.1 Pozo 1–A. A continuación, se mostrará gráficamente a través de la **Figura 42** el incremento de la producción de fluido del pozo 1-A evaluado a la presión de fondo fluyente actual con daño de 714 psig, a medida que se hace uso de los tratamientos.

En el caso 1 se tendrá la producción del pozo sin ningún tratamiento, en el caso 2 se podrá observar el comportamiento de la producción de líquido del pozo removiendo el 50% del daño total mediante el tratamiento matricial y en el caso 3 se podrá observar el comportamiento del incremento de la producción del pozo realizando un tratamiento de fractura la cual genera que el pozo muestre una estimulación equivalente a un skin de menos dos (-2).

Figura 42. Escenarios de producción Pozo 1-A.



Fuente: elaboración propia, basado en. ECOPETROL, Prosper.

En la **Tabla 37** se observa la tasa de fluido resultante de la simulación para cada uno de los casos, se tendrá en consideración el corte de agua que en este caso es de 49.81% para determinar la tasa de petróleo que se produce en cada uno.

Tabla 37. Información producción de petróleo Pozo 1-A.

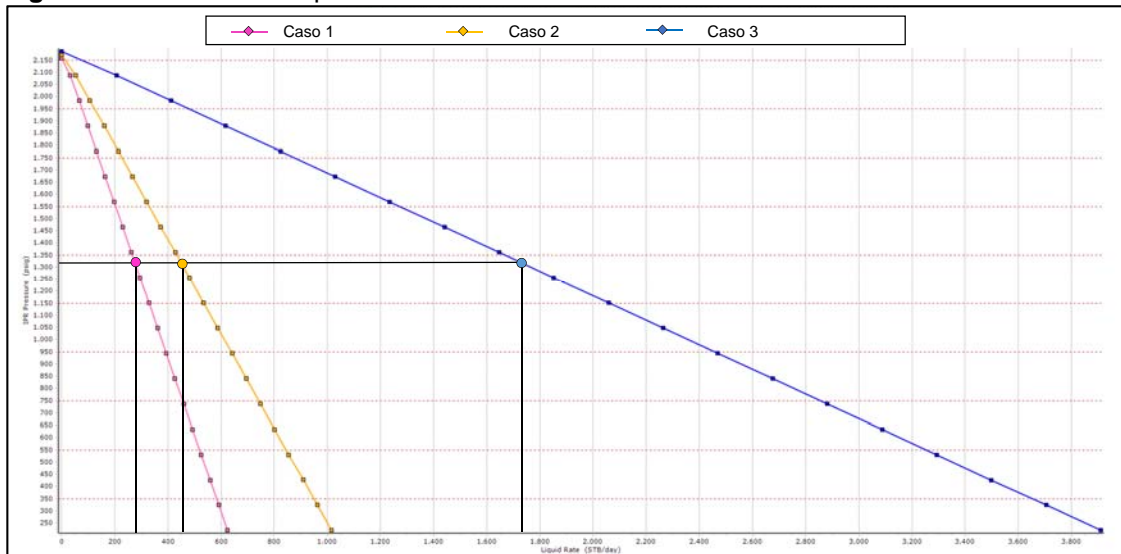
	Sin tratamiento	Tratamiento matricial	Tratamiento por fractura
Tasa de fluido total (BPD)	185.96	242.4	556.6
BSW (%)	49.81	49.81	49.81
Tasa de petróleo (BOPD)	92.62	121.66	279.36
Incremental de producción de petróleo (BOPD)	-	29.04	186.74

Fuente: elaboración propia, basado en. ECOPETROL, Prosper.

5.3.2 Pozo 1-B. A continuación, se mostrará gráficamente a través de la **Figura 43** el incremento de la producción de fluido del pozo 1-B evaluado a la presión de fondo fluyente actual de 1,305.7 psig, a medida que se hace uso de los tratamientos.

En el caso 1 se tendrá la producción del pozo sin ningún tratamiento, en el caso 2 se podrá observar el comportamiento de la producción de líquido del pozo removiendo el 50% del daño total mediante el tratamiento matricial y en el caso 3 se podrá observar el comportamiento del incremento de la producción del pozo realizando un tratamiento de fractura la cual genera que el pozo muestre una estimulación equivalente a un skin de menos dos (-2).

Figura 43. Escenarios de producción Pozo 1-B.



Fuente: elaboración propia, basado en. ECOPETROL, Prosper.

En la **Tabla 38** se observa la tasa de fluido resultante de la simulación para cada uno de los casos, se tendrá en consideración el corte de agua que en este caso es de 90% para determinar la tasa de petróleo que se produce en cada uno.

Tabla 38. Información producción de petróleo Pozo 1-B.

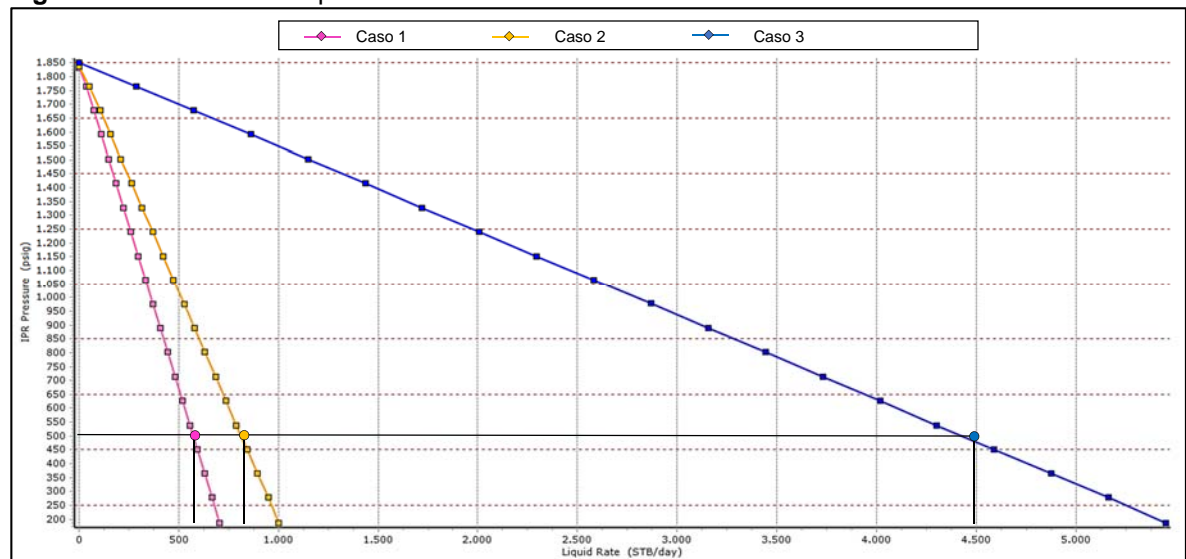
	Sin tratamiento	Tratamiento matricial	Tratamiento por fractura
Tasa de fluido total (BPD)	278	458	1,738
BSW (%)	90	90	90
Tasa de petróleo (BOPD)	27.8	45.8	173.8
Incremental de producción de petróleo (BOPD)	-	18	146

Fuente: elaboración propia, basado en. ECOPETROL, Prosper.

5.3.3 Pozo 4–C. A continuación, se mostrará gráficamente a través de la **Figura 44** el incremento de la producción de fluido del pozo evaluado a la presión de fondo fluyente actual con daño de 493.5 psig según el uso del respectivo tratamiento.

En el caso 1 se tendrá la producción del pozo sin ningún tratamiento, en el caso 2 se podrá observar el comportamiento de la producción de líquido del pozo removiendo el 50% del daño total mediante el tratamiento matricial y en el caso 3 se podrá observar el comportamiento del incremento de la producción del pozo realizando un tratamiento de fractura la cual genera que el pozo muestre una estimulación equivalente a un skin de menos dos (-2).

Figura 44. Escenarios de producción Pozo 4-C.



Fuente: elaboración propia, basado en. ECOPETROL, Prosper.

En la **Tabla 39** se observa la tasa de fluido resultante de la simulación para cada uno de los casos, se tendrá en consideración el corte de agua que en este caso es de 72.37% para determinar la tasa de petróleo que se produce en cada uno.

Tabla 39. Información producción de petróleo Pozo 4-C.

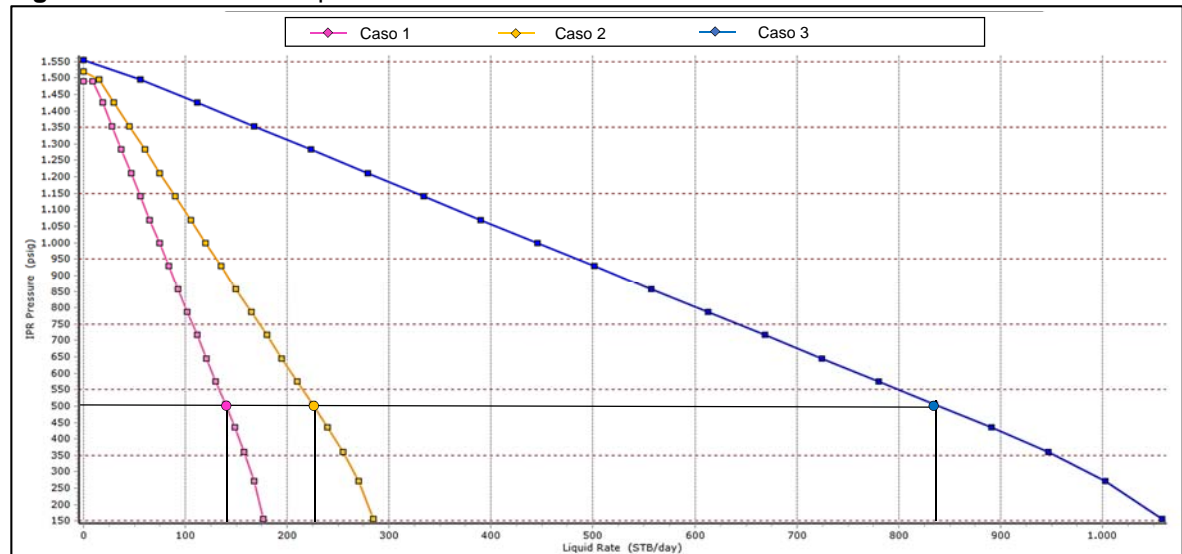
	Sin tratamiento	Tratamiento matricial	Tratamiento por fractura
Tasa de fluido total (BFPD)	574	817.76	4,453.5
BSW (%)	72.37	72.37	72.37
Tasa de petróleo (BOPD)	158.56	225.36	1,230.5
Incremental de producción de petróleo (BOPD)	-	66.8	1,071.94

Fuente: elaboración propia, basado en. ECOPETROL, Prosper.

5.3.4 Pozo 3–D. A continuación, se mostrará gráficamente a través de la **Figura 45** el incremento de la producción de fluido del pozo evaluado a la presión de fondo fluyente actual con daño de 526.4 psig según el uso del respectivo tratamiento.

En el caso 1 se tendrá la producción del pozo sin ningún tratamiento, en el caso 2 se podrá observar el comportamiento de la producción de líquido del pozo removiendo el 50% del daño total mediante el tratamiento matricial y en el caso 3 se podrá observar el comportamiento del incremento de la producción del pozo realizando un tratamiento de fractura la cual genera que el pozo muestre una estimulación equivalente a un skin de menos dos (-2).

Figura 45. Escenarios de producción Pozo 3-D.



Fuente: elaboración propia, basado en. ECOPETROL, Prosper.

En la **Tabla 40** se observa la tasa de fluido resultante de la simulación para cada uno de los casos, se tendrá en consideración el corte de agua que en este caso es de 8.7% para determinar la tasa de petróleo que se produce en cada uno.

Tabla 40. Información producción de petróleo Pozo 3-D.

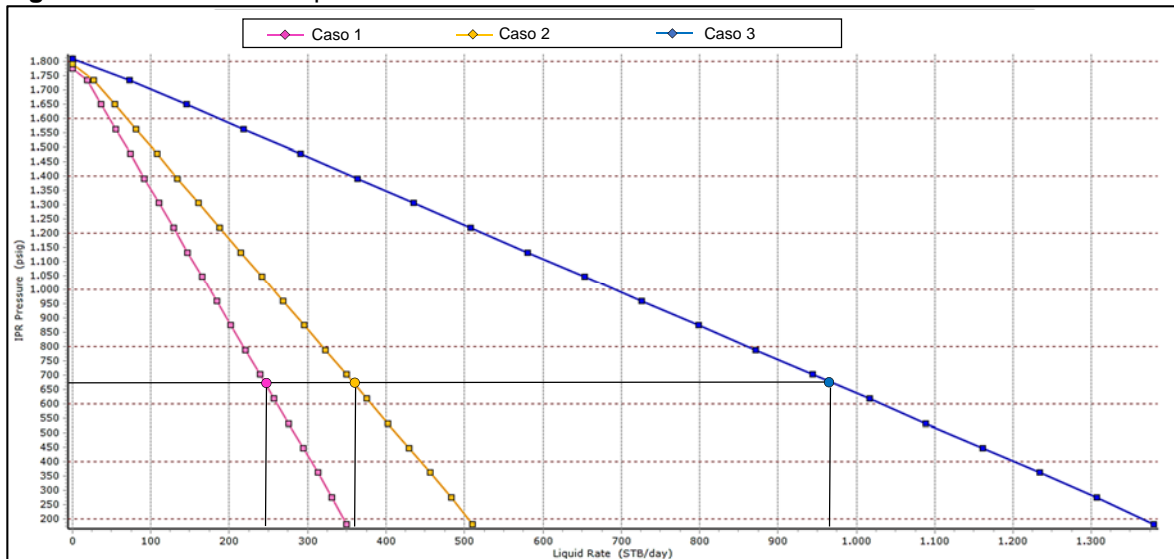
	Sin tratamiento	Tratamiento matricial	Tratamiento por fractura
Tasa de fluido total (BFPD)	139.32	224.76	835.78
BSW (%)	8.7	8.7	8.7
Tasa de petróleo (BOPD)	127.2	205.21	763.07
Incremental de producción de petróleo (BOPD)	-	78.01	635.87

Fuente: elaboración propia, basado en. ECOPETROL, Prosper.

5.3.5 Pozo 16–E. A continuación, se mostrará gráficamente a través de la **Figura 46** el incremento de la producción de fluido del pozo evaluado a la presión de fondo fluyente actual con daño de 661 psig según el uso del respectivo tratamiento

En el caso 1 se tendrá la producción del pozo sin ningún tratamiento, en el caso 2 se podrá observar el comportamiento de la producción de líquido del pozo removiendo el 50% del daño total mediante el tratamiento matricial y en el caso 3 se podrá observar el comportamiento del incremento de la producción del pozo realizando un tratamiento de fractura la cual genera que el pozo muestre una estimulación equivalente a un skin de menos dos (-2).

Figura 46. Escenarios de producción Pozo 16-E.



Fuente: elaboración propia, basado en. ECOPETROL, Prosper.

En la **Tabla 41** se observa la tasa de fluido resultante de la simulación para cada uno de los casos, se tendrá en consideración el corte de agua que en este caso es de 30.08% para determinar la tasa de petróleo que se produce en cada uno.

Tabla 41. Información producción de petróleo Pozo 16-E.

	Sin tratamiento	Tratamiento matricial	Tratamiento por fractura
Tasa de fluido total (BFPD)	247.8	362	979.9
BSW (%)	30.08	30.08	30.08
Tasa de petróleo (BOPD)	169.07	253.11	685.15
Incremental de producción de petróleo (BOPD)	-	84.04	516.076

Fuente: elaboración propia, basado en. ECOPETROL, Prosper.

6. EVALUACIÓN FINANCIERA

Según los resultados expuestos en el capítulo anterior, se realizará un análisis financiero en cada uno de los pozos de estudio en los que se tendrá en cuenta el comportamiento de la producción incremental de petróleo en dos escenarios, el primero será empleando el tratamiento matricial para la remoción del daño y la segunda será mediante el tratamiento por fractura.

Es importante realizar un estudio financiero, ya que se debe tener un balance entre el costo operacional que tendrá cada tratamiento junto con el aumento de producción que este representará, esto con el fin de poder seleccionar la operación más viable para la empresa con respecto a su utilidad lo cual representa la ganancia que obtendrá el proyecto y la rentabilidad lo cual mostrará un incremento en el patrimonio.

Para la evaluación financiera de este proyecto se tendrá conocimiento de los siguientes parámetros:

- Tasa de declinación de la producción del Campo, la cual corresponde a un 2.37% mensual.
- Tasa interna de oportunidad del proyecto, la cual corresponde para Ecopetrol un porcentaje del 10% anual.
- Unidad monetaria de valor constante la cual para el proyecto será el dólar estadounidense
- Tiempo de evaluación del proyecto, se tomará el equivalente de 4 semestres.
- Para la selección del tratamiento que represente mayor viabilidad para el proyecto se hará uso del indicador Beneficio Costo (B/C) y el valor presente neto (VPN)

6.1 ANÁLISIS DE COSTOS DE INVERSIÓN (CAPEX)

El CAPEX en este caso de estudio se tomará como la inversión que debe realizar la empresa una única vez en el periodo 0 con el fin de generar beneficios; en este se incluirán costos provenientes de los equipos que deben ser utilizados para el servicio, la movilización que influye al llevar el equipo hasta el punto de acoplo, y finalmente los químicos a utilizar.

Para este proyecto se tendrán dos modelos de inversión, el primero será referente a los costos incluidos para la remoción del daño de formación por medio del tratamiento matricial (ver **Tabla 42**) y el segundo hará referencia a los costos para realizar la remoción del daño por medio del tratamiento por fractura (ver **Tabla 43**).

Tabla 42. Costos de inversión tratamiento matricial.

Descripción	Tarifa unitaria (USD)	Cantidad	Subtotal (USD)
Servicio Coiled Tubing	\$85,127.50	1	\$85,127.50
Nitrógeno	\$17,507.50	1	\$17,507.50
Movilización	\$10,000.00	1	\$10,000.00
Química	\$252,161.25	1	\$252,161.25
TOTAL			\$364,796.25

Fuente: elaboración propia, basado en. ECOPETROL.

Tabla 43. Costos de inversión tratamiento de fractura.

Descripción	Tarifa unitaria (USD)	Cantidad	Subtotal (USD)
Servicio fracturamiento hidráulico	\$350,000.00	1	\$350,000.00
Sistema de levantamiento artificial.	\$300,00.00	1	\$300,00.00
Equipo de Workover	\$350,000.00	1	\$350,000.00
TOTAL			\$1'000,000.00

Fuente: elaboración propia, basado en. ECOPETROL.

6.2 ANÁLISIS DE COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX)

El costo de operación representa el dinero que la empresa debe gastar para los diferentes procedimientos que se deben realizar en el pozo, tales como el mantenimiento para lograr un funcionamiento óptimo del mismo y los costos requeridos para la extracción de un barril.

El costo de mantenimiento por pozo variará según su zona, a continuación, en la **Tabla 44** se describirá el listado de precios de mantenimiento avaluado semestralmente para cada pozo, es importante tener en cuenta que este valor no variará con respecto al tratamiento que se seleccione.

Tabla 44. Costos de mantenimiento por pozo.

Periodo semestral	Pozo 1- a	Pozo 1- b	Pozo 4- c	Pozo 3-d	Pozo 16-e
1	\$22,272	\$25,322	\$22,272	\$26,208	\$26,208
2	\$22,272	\$25,322	\$22,272	\$26,208	\$26,208
3	\$22,272	\$25,322	\$22,272	\$26,208	\$26,208
4	\$22,272	\$25,322	\$22,272	\$26,208	\$26,208

Fuente: elaboración propia, basado en. ECOPETROL.

Para definir el costo de levantamiento se consideran datos como el transporte, mejoramiento de la calidad del crudo y la extracción de fondo a superficie, estos costos variarán según el periodo semestral y la zona (ver **Tabla 45**).

Tabla 45. Costos de levantamiento por barril según la zona.

Periodo Semestral	Parámetros	Zona A, C	Zona B, D, E
1	Transporte (USD/bbl)	\$10.4	\$10.4
	Calidad (USD/bbl)	\$12.4	\$11.3
	Extracción (USD/bbl)	\$0.1	\$0.1
	Total (USD/bbl)	\$22.9	\$21.8
2	Transporte (USD/bbl)	\$10.4	\$10.4
	Calidad (USD/bbl)	\$12.4	\$11.3
	Extracción (USD/bbl)	\$0.1	\$0.1
	Total (USD/bbl)	\$22.9	\$21.8
3	Transporte (USD/bbl)	\$10.4	\$10.4
	Calidad (USD/bbl)	\$14.5	\$13.1
	Extracción (USD/bbl)	\$0.1	\$0.1
	Total (USD/bbl)	\$25.0	\$23.6
4	Transporte (USD/bbl)	\$10.4	\$10.4
	Calidad (USD/bbl)	\$14.5	\$13.1
	Extracción (USD/bbl)	\$0.1	\$0.1
	Total (USD/bbl)	\$25.0	\$23.6

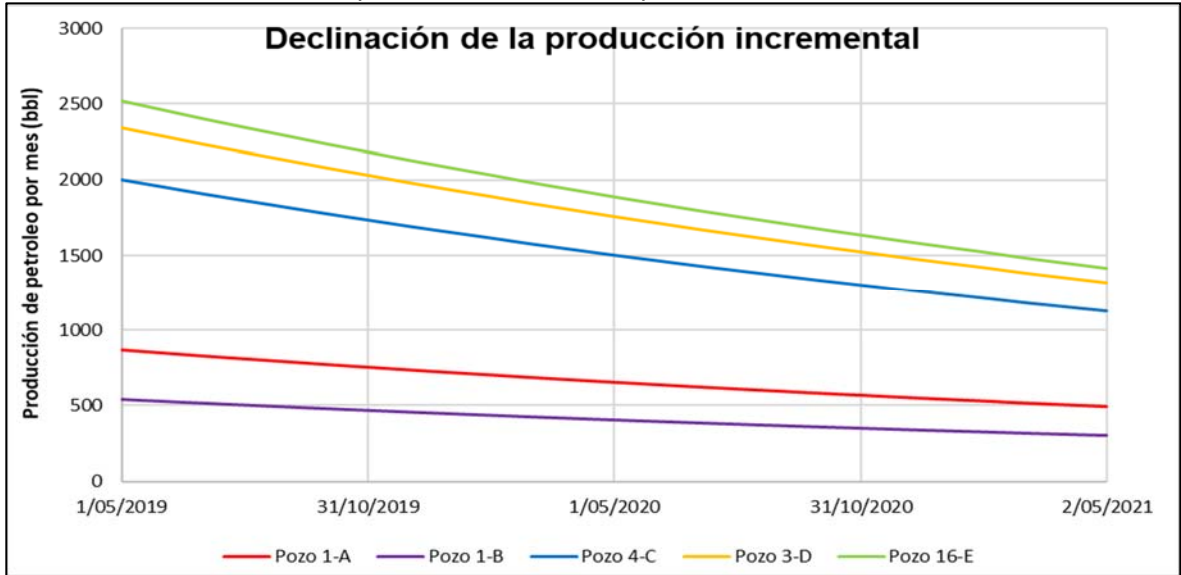
Fuente: elaboración propia, basado en. ECOPETROL.

Para conocer el costo total de la extracción, se tomarán en cuenta los resultados obtenidos en el capítulo anterior, donde se muestra el aumento de la producción esperada al momento de realizar el tratamiento con respecto a la producción con un daño en el pozo.

Con el incremento que se tiene se podrá conocer el comportamiento de la producción a lo largo de su vida productiva, para esto, se toma en cuenta el porcentaje de declinación el cual tiene un valor del 2.3% mensual.

En el **Gráfico 47** se mostrará el comportamiento de la producción incremental resultante de la remoción del daño por tratamiento matricial para cada uno de los pozos de estudio.

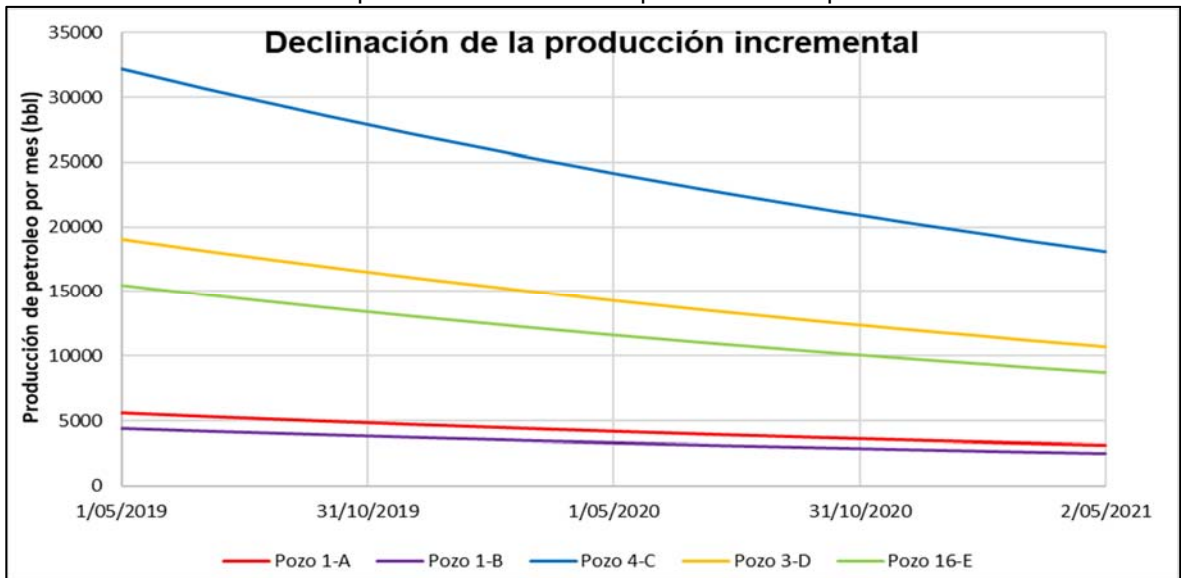
Gráfica 47. Declinación de la producción incremental por tratamiento matricial.



Fuente: elaboración propia.

En el **Gráfico 48** se mostrará la declinación de la producción removiendo el daño por tratamiento por fractura para cada uno de los pozos de estudio.

Gráfica 48. Declinación de la producción incremental por tratamiento por fractura.



Fuente: elaboración propia.

Con la ayuda de los gráficos se construirá la **Tabla 46** donde se mostrará la producción incremental acumulada de petróleo por cada periodo semestral utilizando el tratamiento matricial y la **Tabla 47** donde se mostrará la producción incremental acumulada de petróleo por periodo semestral utilizando el tratamiento por fractura.

Tabla 46. Producción incremental acumulada utilizando tratamiento matricial.

Fecha	Producción de aceite (Bbl)				
	Pozo 1-A	Pozo 1-B	Pozo 4-C	Pozo 3-D	Pozo 16-E
1/05/2019	871	540	2,004	2,340	2,521
1/06/2019	851	527	1,957	2,285	2,461
1/07/2019	830	515	1,910	2,231	2,403
1/08/2019	811	503	1,865	2,178	2,346
1/09/2019	792	491	1,821	2,126	2,291
1/10/2019	773	479	1,778	2,076	2,236
Acumulado Semestre 1	4,927	3,054	11,334	13,236	14,259
1/11/2019	754	468	1,735	2,027	2,183
1/12/2019	737	457	1,694	1,979	2,132
1/01/2020	719	446	1,654	1,932	2,081
1/02/2020	702	435	1,615	1,886	2,032
1/03/2020	685	425	1,577	1,841	1,984
1/04/2020	669	415	1,539	1,798	1,937
Acumulado Semestre 2	4,267	2,645	9,815	11,462	12,348
1/05/2020	653	405	1,503	1,755	1,891
1/06/2020	638	395	1,467	1,713	1,846
1/07/2020	623	386	1,432	1,673	1,802
1/08/2020	608	377	1,398	1,633	1,759
1/09/2020	594	368	1,365	1,594	1,718
1/10/2020	580	359	1,333	1,557	1,677
Acumulado Semestre 3	3,695	2,290	8,499	9,925	10,693
1/11/2020	566	351	1,301	1,520	1,637
1/12/2020	552	342	1,271	1,484	1,598
1/01/2021	539	334	1,240	1,449	1,561
1/02/2021	526	326	1,211	1,414	1,524
1/03/2021	514	319	1,182	1,381	1,487
1/04/2021	502	311	1,154	1,348	1,452
Acumulado Semestre 4	3,200	1,983	7,360	8,595	9,259

Fuente: elaboración propia.

Tabla 47. Producción incremental acumulada utilizando tratamiento por fractura.

Fecha	Producción de aceite (bbl)				
	Pozo 1-A	Pozo 1-B	Pozo 4-C	Pozo 3-D	Pozo 16-E
1/05/2019	5,602	4,380	32,158	19,076	15,503
1/06/2019	5,469	4,276	31,396	18,624	15,135
1/07/2019	5,340	4,175	30,652	18,183	14,777
1/08/2019	5,213	4,076	29,926	17,752	14,426
1/09/2019	5,090	3,979	29,216	17,331	14,085
1/10/2019	4,969	3,885	28,524	16,920	13,751
Acumulado Semestre 1	31,683	24,771	181,872	107,886	87,677
1/11/2019	4,851	3,793	27,848	16,519	13,425
1/12/2019	4,736	3,703	27,188	16,128	13,107
1/01/2020	4,624	3,615	26,543	15,745	12,796
1/02/2020	4,514	3,530	25,914	15,372	12,493
1/03/2020	4,407	3,446	25,300	15,008	12,197
1/04/2020	4,303	3,364	24,701	14,652	11,908
Acumulado Semestre 2	27,437	21,451	157,494	93,425	75,925
1/05/2020	4,201	3,285	24,115	14,305	11,625
1/06/2020	4,101	3,207	23,544	13,966	11,350
1/07/2020	4,004	3,131	22,986	13,635	11,081
1/08/2020	3,909	3,056	22,441	13,312	10,818
1/09/2020	3,817	2,984	21,909	12,996	10,562
1/10/2020	3,726	2,913	21,390	12,688	10,312
Acumulado Semestre 3	23,759	18,576	136,384	80,903	65,748
1/11/2020	3,638	2,844	20,883	12,388	10,067
1/12/2020	3,552	2,777	20,388	12,094	9,829
1/01/2021	3,468	2,711	19,905	11,807	9,596
1/02/2021	3,385	2,647	19,433	11,528	9,368
1/03/2021	3,305	2,584	18,972	11,254	9,146
1/04/2021	3,227	2,523	18,523	10,988	8,929
Acumulado Semestre 4	20,575	16,086	118,104	70,059	56,935

Fuente: elaboración propia.

Con los resultados arrojados en las tablas anteriores se puede observar el incremento de la producción acumulada por periodo semestral, con dicha información y multiplicándolo por el costo de levantamiento por pozo, se determinará el costo de levantamiento por cada periodo semestral. (Ver **Tabla 48**).

Tabla 48. Costo de levantamiento de un barril según su tratamiento.

Pozo	Periodo Semestral	Tratamiento matricial			Tratamiento por fractura		
		Incremental de producción (bbl)	Lifting cost (USD/BBL)	Costo total (USD)	Incremental producción (bbl)	Lifting cost (USD/BBL)	Costo total (USD)
Pozo 1-A	1	4,927	\$22.9	\$112,828.3	31,683	\$22.9	\$725,540.7
	2	4,267	\$22.9	\$97,714.3	27,437	\$22.9	\$628,307.3
	3	3,695	\$25.0	\$92,375	23,759	\$25.0	\$593,975
	4	3,200	\$25.0	\$80,000	20,575	\$25.0	\$514,375
Pozo 1-B	1	3,054	\$21.8	\$66,577.2	24,771	\$21.8	\$540,007.8
	2	2,645	\$21.8	\$57,661	21,451	\$21.8	\$467,631.8
	3	2,290	\$23.6	\$54,044	18,576	\$23.6	\$438,393.6
	4	1,983	\$23.6	\$46,798.8	16,086	\$23.6	\$379,629.6
Pozo 4-C	1	11,334	\$22.9	\$259,548.6	181,872	\$22.9	\$4'164,868.8
	2	9,815	\$22.9	\$224,763.5	157,494	\$22.9	\$3'606,612.6
	3	8,499	\$25.0	\$212,475	136,384	\$25.0	\$3'409,600
	4	7,360	\$25.0	\$184,000	118,104	\$25.0	\$2'952,600
Pozo 3-D	1	13,236	\$21.8	\$288,544.8	107,886	\$21.8	\$2'351,914.8
	2	11,462	\$21.8	\$249,871.6	93,425	\$21.8	\$2'036,665
	3	9,925	\$23.6	\$234,230	80,903	\$23.6	\$1'909,310.8
	4	8,595	\$23.6	\$202,842	70,059	\$23.6	\$1'653,392.4
Pozo 16-E	1	14,259	\$21.8	\$310,846.2	87,677	\$21.8	\$1'911,358.6
	2	12,348	\$21.8	\$269,186.4	75,925	\$21.8	\$1'655,165
	3	10,693	\$23.6	\$252,354.8	65,748	\$23.6	\$1'551,652.8
	4	9,259	\$23.6	\$218,512.4	56,935	\$23.6	\$1'343,666

Fuente: elaboración propia.

6.3 ANÁLISIS DE INGRESOS

A continuación, se determinará la entrada económica neta que va a obtener la compañía, para ello se considerarán dos factores importantes, el primero, será el precio de venta por barril el cual le corresponde un total de USD 55, el segundo factor que se debe tener en cuenta es que el subsuelo y los recursos no renovables le pertenecen al estado, y conforme al artículo 360, se deberá cumplir con una contraprestación económica que va ser en forma de regalías⁸⁵.

Existen dos tipos de regalías, las primeras serán de forma directa, las cuales benefician al municipio donde se están realizando las actividades de explotación, y las regalías indirectas son recursos no asignados directamente a los municipios, esto se distribuye con ayuda de la entidad del fondo nacional del ahorro⁸⁶.

La participación de las regalías va distribuida entre diferentes entidades, las cuales son: Departamentos, Municipios, resguardos indígenas y por ultimo las Gobernaciones.

Según lo estipulado por la ley 756 del 2002⁸⁷, cuando existan Contratos firmados por Ecopetrol los cuales tengan como objetivo aumentar las reservas de un Campo ya existente por medio de nuevas inversiones que van dirigidas para la aplicación del usos de nuevas tecnologías como los son el recobro mejorado, se deberá descontar un total del 8% para el cumplimiento de las regalías.

A continuación, en la **Tabla 49** se mostrará el ingreso neto que generará el uso del tratamiento matricial en cada uno de los pozos en periodos semestrales, para esto se tendrá en cuenta el descuento debido a la entrega de las regalías al país.

En la **Tabla 50** se mostrará el ingreso neto que generará el uso del tratamiento por fractura en cada uno de los pozos en periodos semestrales, para esto se tendrá en cuenta el descuento debido a la entrega de las regalías al país

⁸⁵ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Las regalías en el sector de los hidrocarburos. [En Línea]. Disponible en: <<http://www.anh.gov.co/Operaciones-Regalias-y-Participaciones/Regalias/Documents/regaliasSector.pdf>> [Citado el 9 de mayo de 2019]

⁸⁶ Ibid, p.9

⁸⁷ Ibid, p.10

Tabla 49. Ingresos netos por pozo con tratamiento matricial.

Periodo		Pozo 1- A	Pozo 1- B	Pozo 4- C	Pozo 3- D	Pozo 16- E
1	Producción incremental (Bbl)	4,927	3,054	11,334	13,236	14,259
	Precio de venta (USD/Bbl)	\$55	\$55	\$55	\$55	\$55
	Ingresos parciales (USD)	\$270,985	\$167,970	\$623,370	\$727,980	\$784,245
	Regalías (8%)	\$21,678.8	\$13,437.6	\$49,869.6	\$58,238.4	\$62,739.6
	Ingresos netos (USD)	\$249,306.2	\$154,532.4	\$573,500.4	\$669,741.6	\$721,505.4
2	Producción incremental (Bbl)	4,267	2,645	9,815	11,462	12,348
	Precio de venta (USD/Bbl)	\$55	\$55	\$55	\$55	\$55
	Ingresos parciales (USD)	\$234,685	\$145,475	\$539,825	\$630,410	\$679,140
	Regalías (8%)	\$18,774.8	\$11,638	\$43,186	\$50,432.8	\$54,331.2
	Ingresos netos (USD)	\$215,910.2	\$133,836	\$496,639	\$579,977.2	\$624,808.8
3	Producción incremental (Bbl)	3,695	2,290	8,499	9,925	10,693
	Precio de venta (USD/Bbl)	\$55	\$55	\$55	\$55	\$55
	Ingresos parciales (USD)	\$203,225	\$125,950	\$467,445	\$545,875	\$588,115
	Regalías (8%)	\$8,258	\$10,076	\$37,395.6	\$43,670	\$47,049.2
	Ingresos netos (USD)	\$286,967	\$115,874	\$430,049.4	\$502,205	\$541,065.8
4	Producción incremental (Bbl)	3,200	1,983	7,360	8,595	9,259
	Precio de venta (USD/Bbl)	\$55	\$55	\$55	\$55	\$55
	Ingresos parciales (USD)	\$176,000	\$109,065	\$404,800	\$472,725	\$509,245
	Regalías (8%)	\$14,080	\$8,725.2	\$32,384	\$37,818	\$40,739.6
	Ingresos netos (USD)	\$161,920	\$100,339.8	\$372,416	\$434,907	\$468,505.4

Fuente: elaboración propia.

Tabla 50. Ingresos netos por pozo con tratamiento por fractura.

Periodo		Pozo 1- A	Pozo 1- B	Pozo 4- C	Pozo 3- D	Pozo 16- E
1	Producción incremental (Bbl)	31,683	24,771	181,872	107,886	87,677
	Precio de venta (USD/Bbl)	\$55	\$55	\$55	\$55	\$55
	Ingresos parciales (USD)	\$1'743,565	\$1'362,405	\$10'002,960	\$5'933,730	\$4'822,235
	Regalías (8%)	\$139,485.2	\$108,992.4	\$800,236.8	\$474,698.4	\$385,778.8
	Ingresos netos (USD)	\$1'604,079.8	\$1,253,412.6	\$9'202,723.2	\$5'459,031.6	\$4'436,456
2	Producción incremental (Bbl)	27,437	21,451	157,494	93,425	75,925
	Precio de venta (USD/Bbl)	\$55	\$55	\$55	\$55	\$55
	Ingresos parciales (USD)	\$1'509,035	\$1'179,805	\$8'662,170	\$5'138,375	\$4'175,875
	Regalías (8%)	\$120,722.8	\$94,384.4	\$692,973.6	\$411,070	\$334,070
	Ingresos netos (USD)	\$1'308,312.2	\$1'085,420.6	\$7'969,196.4	\$4'727,305	\$3'841,805
3	Producción incremental (Bbl)	23,759	18,576	136,384	80,903	65,748
	Precio de venta (USD/Bbl)	\$55	\$55	\$55	\$55	\$55
	Ingresos parciales (USD)	\$1'306,745	\$1'021,680	\$7'501,120	\$4'449,665	\$3'616,140
	Regalías (8%)	\$104,539.6	\$81,734.4	\$600,089.6	\$355,973.2	\$289,291.2
	Ingresos netos (USD)	\$1'202,205.4	\$939,945.6	\$6'901,030.4	\$4'093,691.8	\$3'326,848
4	Producción incremental (Bbl)	20,575	16,086	118,104	70,059	56,935
	Precio de venta (USD/Bbl)	\$55	\$55	\$55	\$55	\$55
	Ingresos parciales (USD)	\$1'131,625	\$884,730	\$6'495,720	\$3'853,245	\$3'131,425
	Regalías (8%)	\$90,530	\$70,778.4	\$519,657.6	\$308,259.6	\$250,514
	Ingresos netos (USD)	\$1'041,095	\$813,951.6	\$5'976,062.4	\$3'544,985.4	\$2'880,911

Fuente: elaboración propia.

6.4 EVALUACIÓN FINANCIERA

Para realizar la evaluación financiera y tomar la decisión de que tratamiento es el más viable económicamente se tomarán en cuenta tres indicadores importantes.

6.4.1 Indicadores financieros. A continuación, serán descritos los diferentes indicadores que serán utilizados en este trabajo de grado.

6.4.1.1 Tasa de interés de oportunidad (TIO). Según Baca⁸⁸, la tasa de interés de oportunidad corresponde a la tasa de interés más alta que un inversionista sacrifica con el objeto de realizar un proyecto. En la empresa soporte de este trabajo tienen un manejo de la tasa de interés de oportunidad del 10% anual, ya que el estudio financiero se va a realizar en periodos semestrales, esta tasa debe ser convertida por medio de la **Ecuación 12**.

Ecuación 12. Conversión de la tasa de interés de oportunidad para diferente tiempo.

$$(1 + TIO_n)^n = (1 + TIO_A)$$

Fuente: elaboración propia, basado en. BACA, Guillermo, Ingeniería económica. 8va Edición. Bogotá D.C.: Fondo Educativo Panamericano, 2005. 197P. ISBN 958948932.

Dónde:

- TIO_n Tasa de interés de oportunidad convertido a un periodo, fracción
- TIO_A Tasa de interés de oportunidad anual, fracción
- n Número de periodos, adim

A continuación, se determinará el valor de la tasa de interés de oportunidad para un periodo semestral

$$(1 + TIO_n)^2 = (1 + 0.1)$$

$$TIO = 4.88\%$$

Para el estudio se manejará una tasa de interés de oportunidad del 4.88% semestral.

6.4.1.2 Beneficio costo (B/C). Según Baca⁸⁹, la función de este indicador es dividir los beneficios netos sobre los ingresos netos todo indicado a un valor presente, donde, en este caso, la tasa de interés es suministrada por el inversionista es decir Ecopetrol, si el caso fuera un proyecto de inversión social, la tasa de interés sería entregada por la entidad Estatal, con este indicador se obtendrá el beneficio por

⁸⁸ BACA, Guillermo, Ingeniería económica. 8va Edición. Bogotá D.C.: Fondo Educativo Panamericano, 2005. p. 197

⁸⁹ Ibid. p. 263

cada peso entregado al proyecto, para llevar a cabo la función de este indicador se debe usar la **Ecuación 13**.

Ecuación 13. Conversión de la tasa de interés de oportunidad para diferente tiempo.

$$\frac{B}{C}(i) = \frac{\sum_{i=0}^n \frac{B_i}{(1+i)^n}}{\sum_{i=0}^n \frac{C_i}{(1+i)^n}}$$

Fuente: elaboración propia, basado en. BACA, Guillermo, Ingeniería económica. 8va Edición. Bogotá D.C.: Fondo Educativo Panamericano, 2005. 263P. ISBN 958948932.

Dónde:

- B Beneficio en valor presente neto
- B_i Beneficio de producción
- C Costo en valor presente neto
- C_i Costo de producción
- i Tasa de interés de oportunidad

Al solucionar dicha ecuación se pueden presentar tres escenarios distintos los cuales se describirán a continuación.

- Si la relación beneficio costo da un valor menor a 1 indica que los ingresos del proyecto son menores que los costos, por lo tanto, no se aconseja realizar el proyecto.
- Si la relación beneficio costo da un valor igual a 1, indica que los ingresos serán iguales a los egresos evaluado al valor presente, lo único que se ganaría sería la tasa del inversionista, por lo tanto, el realizar el proyecto no afectaría ni aportaría beneficios, es decir, la realización del proyecto le sería indiferente a la empresa.
- Si la relación beneficio costo da un valor mayor a 1, indica que los ingresos son mayores a los costos, por lo tanto, se recomienda realizar el proyecto.

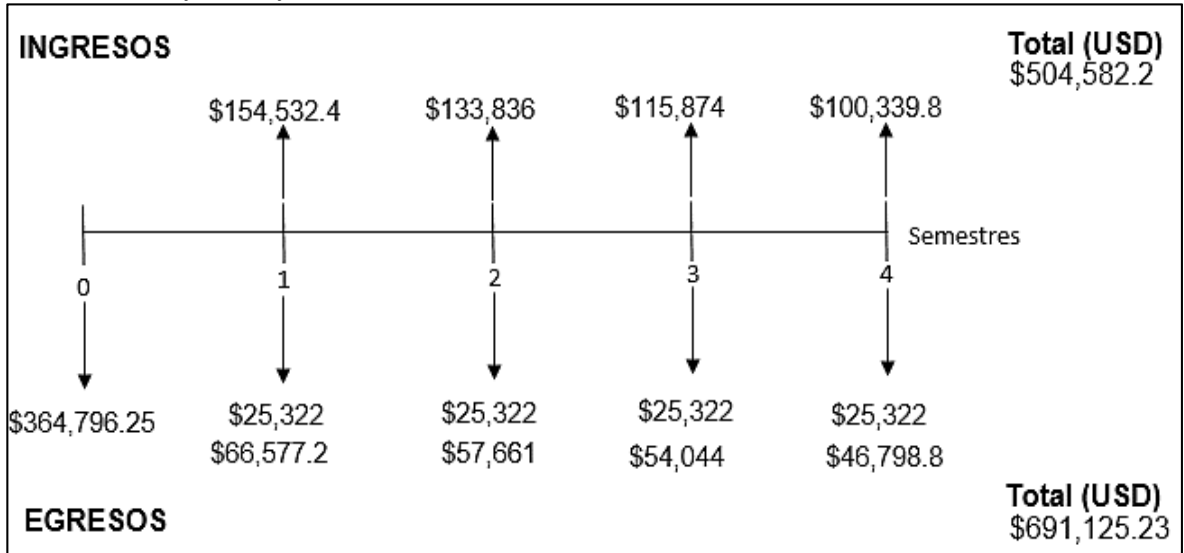
6.4.2 Flujo de efectivo. A continuación, se realizará el respectivo diagrama de flujo de caja para cada pozo según el tratamiento a utilizar, con esto se hará uso del indicador económico beneficio costo, donde más adelante se determinará cuál de los dos tratamientos es más viable según el pozo.

6.4.2.1 Pozo 1-A. A continuación, se va a realizar el respectivo diagrama del flujo de caja para cada tratamiento junto con su cálculo según el indicador beneficio costo el cual se realiza por medio de la **Ecuación 13**.

TRATAMIENTO MATRICIAL

A continuación, en el **Gráfico 51**, se podrá observar el flujo de caja para el pozo 1-B con el uso del tratamiento matricial.

Gráfica 51. Flujo de caja Pozo 1-B con tratamiento matricial.



Fuente: elaboración propia.

BENEFICIOS

$$B = 0 + \frac{154,532.4}{(1 + 0.0488)^1} + \frac{133,836}{(1 + 0.0488)^2} + \frac{115,874}{(1 + 0.0488)^3} + \frac{100,339.8}{(1 + 0.0488)^4}$$

$$B = 452,381.8$$

COSTOS

$$C = 364,796.25 + \frac{(66,577.2 + 25,322)}{(1 + 0.0488)^1} + \frac{(57,661 + 25,322)}{(1 + 0.0488)^2} + \frac{(54,044 + 25,322)}{(1 + 0.0488)^3} + \frac{(46,798.8 + 25,322)}{(1 + 0.0488)^4}$$

$$C = 656,260.7$$

RELACIÓN BENEFICIO COSTO

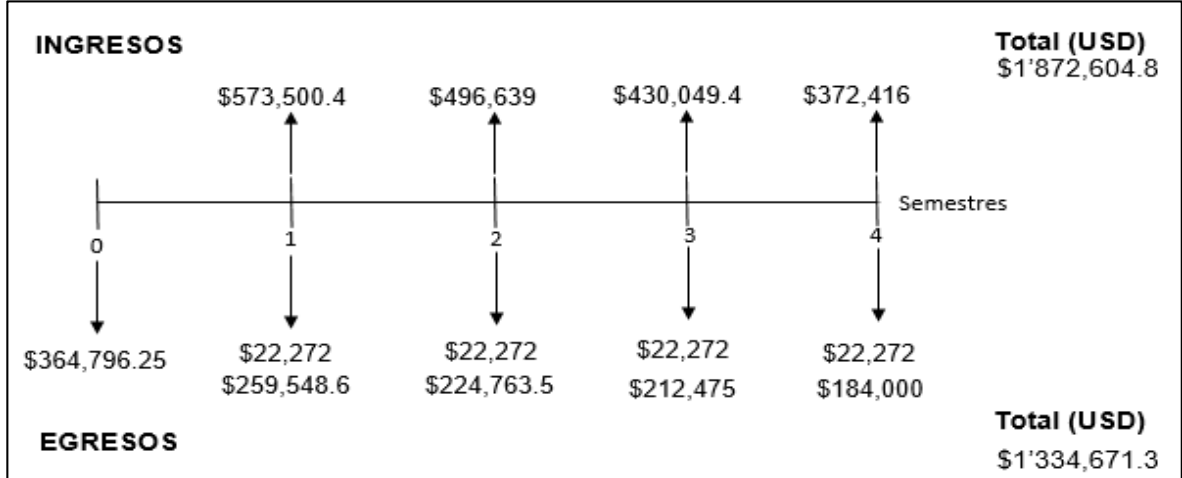
$$\frac{B}{C} = \frac{452,381.8}{656,260.7}$$

$$\frac{B}{C} = 0.689$$

TRATAMIENTO MATRICIAL

A continuación, en el **Gráfico 53**, se podrá observar el flujo de caja para el pozo 4-C con el uso del tratamiento matricial.

Gráfica 53. Flujo de caja Pozo 4-C con tratamiento matricial.



Fuente: elaboración propia.

BENEFICIOS

$$B = 0 + \frac{573,500.4}{(1 + 0.0488)^1} + \frac{496,639}{(1 + 0.0488)^2} + \frac{430,049.4}{(1 + 0.0488)^3} + \frac{372,416}{(1 + 0.0488)^4}$$

$$B = 1'678,875.06$$

COSTOS

$$C = 364,796.25 + \frac{(259,548.6 + 22,272)}{(1 + 0.0488)^1} + \frac{(224,763.5 + 22,272)}{(1 + 0.0488)^2} + \frac{(212,475 + 22,272)}{(1 + 0.0488)^3} + \frac{(184,000 + 22,272)}{(1 + 0.0488)^4}$$

$$C = 1'232,044.05$$

RELACIÓN BENEFICIO COSTO

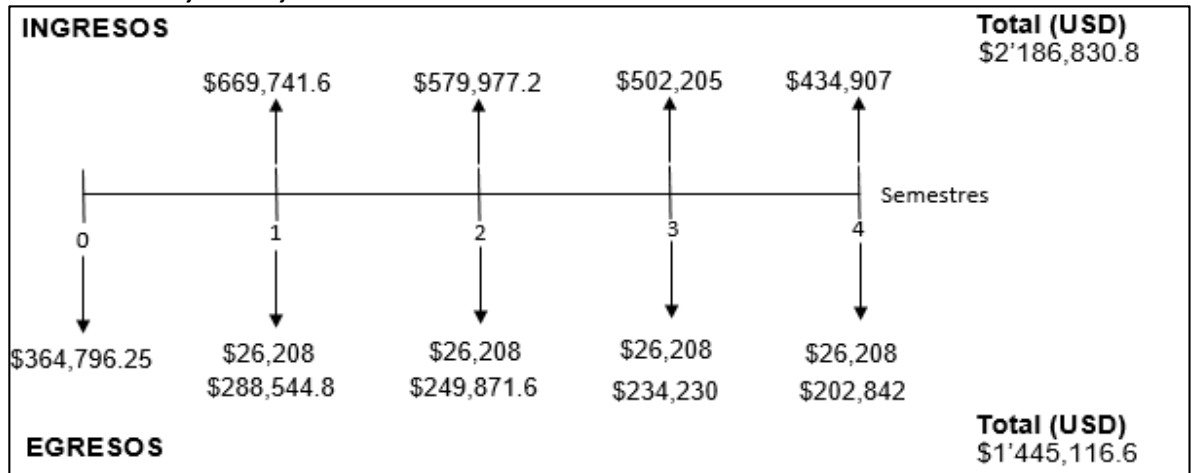
$$\frac{B}{C} = \frac{1'678,875.06}{1'232,044.05}$$

$$\frac{B}{C} = 1.363$$

TRATAMIENTO MATRICIAL

A continuación, en el **Gráfico 55**, se podrá observar el flujo de caja para el pozo 3-D con el uso del tratamiento matricial.

Gráfica 55. Flujo de caja Pozo 3-D con tratamiento matricial.



Fuente: elaboración propia.

BENEFICIOS

$$B = 0 + \frac{669,741.6}{(1 + 0.0488)^1} + \frac{579,977.2}{(1 + 0.0488)^2} + \frac{502,205}{(1 + 0.0488)^3} + \frac{434,907}{(1 + 0.0488)^4}$$

$$B = 1'960,593.61$$

COSTOS

$$C = 364,796.25 + \frac{(288,544.8 + 26,208)}{(1 + 0.0488)^1} + \frac{(249,871.6 + 26,208)}{(1 + 0.0488)^2} + \frac{(234,230 + 26,208)}{(1 + 0.0488)^3} + \frac{(202,842 + 26,208)}{(1 + 0.0488)^4}$$

$$C = 1'330,942.65$$

RELACIÓN BENEFICIO COSTO

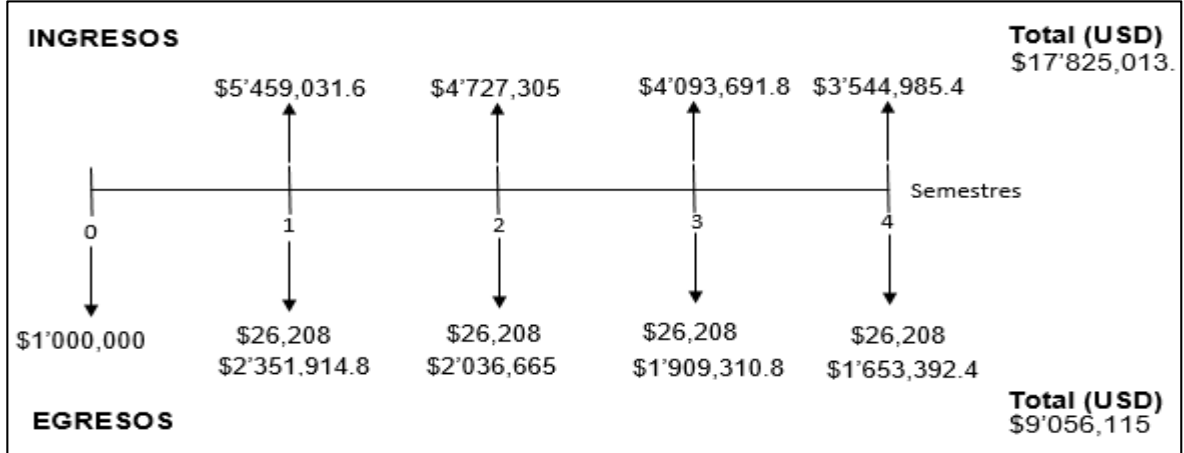
$$\frac{B}{C} = \frac{1'960,593.61}{1'330,942.65}$$

$$\frac{B}{C} = 1.473$$

TRATAMIENTO POR FRACTURA

A continuación, en el **Gráfico 56**, se podrá observar el flujo de caja para el pozo 3-D con el uso del tratamiento por fractura.

Gráfica 56. Flujo de caja Pozo 3-D con tratamiento por fractura.



Fuente: elaboración propia.

BENEFICIOS

$$B = 0 + \frac{5'459,031.6}{(1 + 0.0488)^1} + \frac{4'727,305}{(1 + 0.0488)^2} + \frac{4'093,691.8}{(1 + 0.0488)^3} + \frac{3'544,985.4}{(1 + 0.0488)^4}$$

$$B = 15'980,924.8$$

COSTOS

$$C = 1'000,000 + \frac{(2'351,914.8 + 26,208)}{(1 + 0.0488)^1} + \frac{(2'036,665 + 26,208)}{(1 + 0.0488)^2} + \frac{(1'909,310.8 + 26,208)}{(1 + 0.0488)^3} + \frac{(1'653,392.4 + 26,208)}{(1 + 0.0488)^4}$$

$$C = 7'299,600.61$$

RELACIÓN BENEFICIO COSTO

$$\frac{B}{C} = \frac{15'980,924.8}{7'299,600.61}$$

$$\frac{B}{C} = 2.189$$

6.4.2.3 Pozo 16-E. A continuación, se va a realizar el respectivo diagrama del flujo de caja para cada tratamiento junto con su cálculo según el indicador beneficio costo el cual se realiza por medio de la **Ecuación 13**.

6.5 CONCLUSIÓN DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA

En la **Tabla 51** se podrá observar los resultados del indicador beneficio costo según el tratamiento a usar.

Tabla 51. Resultados relación beneficio costo por pozo.

	Tratamiento matricial	Tratamiento por fractura
Pozo 1-A	0.9266	1.41
Pozo 1-B	0.689	1.347
Pozo 4-C	1.363	1.963
Pozo 3-D	1.473	2.189
Pozo 16-E	1.51	1.889

Fuente: elaboración propia.

Para el pozo 1-A se observa que no es viable la implementación del tratamiento matricial debido a que la relación beneficio costo es menor a 1 (0.9266) pero la implementación del tratamiento por fractura si es viable ya que presenta una relación de 1.41.

Para el pozo 1-B se observa que no es viable la implementación del tratamiento matricial debido a que la relación beneficio costo es menor a 1 (0.689) pero la implementación del tratamiento por fractura si es viable ya que presenta una relación de 1.347.

Para el pozo 4-C se determina que posee mayor viabilidad financiera la implementación del tratamiento por fractura, esto se logró determinar gracias al uso del indicador financiero relación beneficio costo, en donde muestra una relación de 1.963 para el tratamiento por fractura y para el tratamiento matricial una relación del 1.363.

Para el pozo 3-D se determina que posee mayor viabilidad financiera la implementación del tratamiento por fractura, esto se logró determinar gracias al uso del indicador financiero relación beneficio costo, en donde muestra una relación de 2.189 para el tratamiento por fractura y para el tratamiento matricial una relación del 1.473.

Para el pozo 16-E se determina que posee mayor viabilidad financiera la implementación del tratamiento por fractura, esto se logró determinar gracias al uso del indicador financiero relación beneficio costo, en donde muestra una relación de 1.889 para el tratamiento por fractura y para el tratamiento matricial una relación del 1.51

Desde el punto de vista financiero y teniendo en cuenta la comparación de los dos escenarios evaluados por pozo, se evidencia que la opción más viable para la

empresa Ecopetrol es el desarrollo del tratamiento por fractura para cada uno de los pozos de estudio.

7. CONCLUSIONES

- El parámetro que mayor impacto tiene para la selección de pozos representativos de cada área en el Campo Castilla, es la productividad del pozo, ya que, permite asumir que con la variación de este parámetro existe una disminución de la capacidad de flujo por la presencia de una obstrucción en la cara del pozo.
- La presión de fondo fluyente es la variable que relaciona la presencia de daño de formación con respecto a la productividad, esto debido a que entre mayor sea el diferencial de presión y menor sea la producción del pozo, indicará un valor de daño superior.
- El daño inducido se determinó como el daño de formación principal para la Formación K1, cuatro (4) de los cinco (5) pozos de estudio arrojaron este resultado con un 63% del daño total.
- El daño de formación por depósito de escamas orgánicas se presenta en todos los pozos de estudio con un 21% del daño total, este daño genera un cambio en la humectabilidad de la roca provocando un aumento en la producción de agua y una disminución en la producción de petróleo.
- En comparación con el estudio anterior se observó que los tipos de daño relevantes para la Formación K1 son los mismos, pero tienen una variación en la proporción, dicho esto para el estudio actual (2018) el daño principal es el daño inducido que para las áreas A-B corresponde al 72% del daño total y las áreas C-D-E el 57% del daño y para el estudio anterior (2014) el daño principal es escamas orgánicas con el 46% y emulsiones con el 35% del daño total para las áreas A-B y C-D-E respectivamente.
- La evolución de los tipos de daño se ve reflejada en su proporcionalidad de distribución total, el daño inducido tiene un aumento en 32% del área A-B y 30% del área C-D-E con respecto al estudio del 2014 y una disminución en el porcentaje de depósitos por escamas orgánicas de 37% y un aumento del 1% para las áreas respectivamente en el estudio del 2014.
- El daño por emulsiones se vio reflejado en algunos de los pozos, de acuerdo a esto para el promedio de las áreas se determinó una variación en el tiempo. Para las áreas A-B los pozos del estudio actual (2018) cuentan con un 17% del daño total de la Formación K1 y para las áreas C-D-E 3% del daño; respecto al estudio 2014 las áreas A-B no presentaba este tipo de daño y las áreas C-D-E contaba con 35% del daño total donde era el daño principal. Para dichas áreas, presento una reducción en el porcentaje total del 32%.
- Debido al estudio probabilístico de Ecopetrol respecto a la remoción del daño por tratamiento, se estableció que el tratamiento por fracturas genera una estimulación

equivalente a menos dos (-2) y el tratamiento matricial reduce el daño en un 50% con respecto al total.

- Para el 100% de los pozos de estudio, el tratamiento con mayor viabilidad financiera con el fin de tener un mayor beneficio económico es el tratamiento por fracturas, ya que, la relación beneficio costo para todos es mayor que la del tratamiento matricial en la que solo es efectiva en el 60% de los pozos de estudio.

8.RECOMENDACIONES

- Para la preselección de los pozos de estudio se aconseja no tener en cuenta el corte de agua, si no, únicamente la disminución en la producción de fluidos de los pozos, puesto que, se observó que los pozos mantenían el mismo nivel de fluido, pero con una disminución en la producción de petróleo, que en términos generales no permitían una adecuada determinación del daño.
- Se recomienda realizar un estudio para la Formación K2, con el fin de tener el estudio completo para el Campo y así determinar qué actividades son las que provocan el daño y poder mitigarlas de manera adecuada.
- Realizar la evaluación de la efectividad del tratamiento a condiciones reales para tener una evaluación clara de los resultados obtenidos, ya que, en el presente se asume que el corte de agua no varía y la presión de fondo fluyente se mantiene constante después de la remoción del daño.
- Se recomienda el uso de simuladores numéricos para lograr una mejor aproximación de la caída de presión para los pozos de Campo Castilla.

BIBLIOGRAFÍA

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Cuenca de Llanos Orientales, Estudio integrado crudos pesados. [En Línea]. Disponible en: <<http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Campos.pdf>>. [Citado el 25 de marzo de 2019]

_____. Área de crudos pesados. [En línea]. Disponible en: <http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Informe_de_Propectividad.pdf> [Citado el 25 de marzo de 2019]

_____. Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. [En línea]. Disponible en: <<http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Tesis/5.%20Informe%20Final%20Llanos.pdf>> [Citado el 25 de marzo de 2019]

_____. Llanos Orientales, Open Round Colombia 2010. [En línea]. Disponible en: <[http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Llanos%20\(pdf\)-Ronda%20Colombia%202010.pdf](http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Llanos%20(pdf)-Ronda%20Colombia%202010.pdf)> [Citado 23 de marzo de 2019]

_____. Producción Mensual de Petróleo. [En línea]. Disponible en: <<http://www.anh.gov.co/Operaciones-Regalias-y-Participaciones/Sistema-Integrado-de-Operaciones/Paginas/Estadisticas-de-Produccion.aspx>> [Citado 25 de marzo de 2019]

_____. Las regalías en el sector de los hidrocarburos. [En Línea]. Disponible en: <<http://www.anh.gov.co/Operaciones-Regalias-y-Participaciones/Regalias/Documents/regaliasSector.pdf>> [Citado el 9 de mayo de 2019]

_____. Sistema información de regalías. [En Línea]. Disponible en: <http://www.anh.gov.co/Contratacion/Documents/Sistemas_Informacion_Regalias.pdf> [Citado el 10 de mayo de 2019]

ASOCIACIÓN COLOMBIANA DE INGENIEROS DE PETRÓLEOS. Visión Técnica de Ecopetrol en Campos de Crudo Pesado. [En línea]. Disponible en: <https://acipet.com/wp-content/uploads/2018/09/JOSE-DARIO-PARRA-.Crudos-Pesados_Visi%C3%B3n-ECOPETROL-VF.pdf> [Citado 25 de marzo de 2019]

AHMED, Tarek H. Reservoir Engineering Handbook. 3 ed. Amsterdam: Gulf Professional Publishing, 2006.

BACA, Guillermo, Ingeniería económica. 8va Edición. Bogotá D.C.: Fondo Educativo Panamericano, 2005.

ECONOMIDES, Michael J. y NOLTE, Kenneth G. Reservoir stimulation. 3 ed. New York: Chichester, Schlumberger, 1999. ISBN 9780471491927541.

ECOPETROL. Castilla recargado. [En Línea]. Disponible en: <http://www.ecopetrol.com.co/especiales/carta_petrolera/empresa.htm> [Citado 28 de abril de 2019]

_____. Campo de producción Castilla alcanzó nuevo récord de producción. [En Línea]. Disponible en: <<https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/nuestra-empresa/sala-de-prensa/boletines-de-prensa/Boletines%202015/Boletines%202015/campo-produccion-Castilla-alcanzo-nuevo-record-produccion>> [citado 28 de abril de 2019]> [Citado el 28 de abril del 2019]

_____. Estudio daño de Formación K1, Campo Castilla. 2014.

EL TIEMPO. “Castilla subirá la producción”. 2003. [En línea]. Disponible en: < <https://www.eltiempo.com/archivo/documento/MAM-1000565>> [Citado el 28 de abril del 2019]

_____. “Ecopetrol ampliara su infraestructura para tratamiento de crudo en el Meta”. 2009. [En línea]. Disponible en: <<https://www.eltiempo.com/archivo/documento/CMS-5630086>> [Citado el 28 de abril del 2019]

_____. “Regional Orinoquia de Ecopetrol alcanzo record de producción de crudo y gas”. 2019. [En línea]. Disponible en: < <https://www.eltiempo.com/archivo/documento/MAM-1000565>> [Citado el 28 de abril del 2019]

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Compendio de normas para trabajos escritos. NTC-1486-6166. Bogotá D.C.: El instituto, 2018. ISBN9789585673 153p.

GONZALEZ, Juan Manuel. Daño a La Formación En Pozos Petroleros. México D.F: Universidad Nacional Autónoma de México, 2014.

J de Porta. AMÉRIQUE LATINE. Vol. 5. Centre national de la recherche scientifique. 1974.

MARTÍN, Orlando. Análisis nodal y explotación de petróleo. [En línea]. Disponible en:

<https://www.academia.edu/27417121/Libro_de_Petroleo_An%C3%A1lisis_Nodal_Gustavo> [Citado el 03 de Junio de 2019].

NARANJO, Abel. Evaluación de yacimientos de hidrocarburos. Medellin. Universidad Nacional de Colombia, 2009. ISBN 978-958-728-048-7

PETROLEUM EXPERTS. Reveal. [En línea]. Disponible en: <<http://www.petex.com/products/ipm-suite/reveal/>> [Citado el 20 de Abril de 2019]

SCHLUMBERGER. Glossary, Tasa crítica. [En línea]. Disponible en: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/c/critical_flow_rate.aspx> [Citado 13 de mayo de 2019]

YEN, Andrew y YIN, Y. Ralph. Evaluating Asphaltene Inhibitors: Laboratory Test and Field Studies. Houston, Texas. Schlumberger, 2001. SPE 65376.

ANEXOS

ANEXO A.

RESULTADOS PVT POR POZO

Figura 47. Resultados PVT Pozo 1-A.

Pressure (psig)	Oil FVF (RB/STB)	Oil Viscosity (centipoise)	Gas FVF (ft3/scf)	Gas Viscosity (centipoise)	Oil Density (lb/ft3)	Water FVF (RB/STB)	Water Viscosity (centipoise)	Water Density (lb/ft3)
14,7	1,05666	296,4	0,636425	0,0113308	59,1892	1,03969	0,30915	60,0469
68,4354	1,05666	296,4	0,221511	0,0113874	59,1892	1,03951	0,30915	60,057
128,141	1,05666	296,4	0,126601	0,011471	59,1892	1,03932	0,30915	60,0682
187,847	1,05666	296,4	0,0876211	0,0115726	59,1892	1,03913	0,30915	60,0794
247,553	1,05666	296,4	0,0663704	0,0116912	59,1892	1,03893	0,30915	60,0906
289,348	1,05666	296,4	0,0564505	0,0117844	59,1892	1,0388	0,30915	60,0985
295,318	1,05666	296,4	0,055251	0,0117984	59,1892	1,03878	0,30915	60,0996
301,289	1,05663	296,787	0,0540966	0,0118126	59,1912	1,03876	0,30915	60,1007
307,259	1,05659	297,175	0,052985	0,011827	59,1932	1,03874	0,30915	60,1018
366,965	1,05623	301,054	0,0437734	0,0119807	59,2133	1,03854	0,30915	60,113
426,671	1,05587	304,932	0,0370419	0,0121535	59,2334	1,03835	0,30915	60,1243
486,377	1,05551	308,811	0,031904	0,0123472	59,2536	1,03816	0,30915	60,1355
546,083	1,05516	312,689	0,0278513	0,0125639	59,2737	1,03796	0,30915	60,1467
605,789	1,0548	316,567	0,024571	0,0128062	59,2939	1,03777	0,30915	60,158
665,495	1,05444	320,446	0,021861	0,0130771	59,314	1,03757	0,30915	60,1692
725,201	1,05408	324,324	0,0195844	0,0133802	59,3342	1,03738	0,30915	60,1805
784,907	1,05372	328,203	0,0176461	0,0137197	59,3544	1,03719	0,30915	60,1917
844,613	1,05336	332,081	0,015978	0,0140999	59,3746	1,03699	0,30915	60,203
904,319	1,053	335,959	0,0145306	0,0145259	59,3948	1,0368	0,30915	60,2143
964,025	1,05265	339,838	0,0132671	0,0150023	59,4151	1,0366	0,30915	60,2255
1023,73	1,05229	343,716	0,0121601	0,0155338	59,4353	1,03641	0,30915	60,2368
1083,44	1,05193	347,595	0,0111886	0,0161237	59,4556	1,03622	0,30915	60,2481
1143,14	1,05157	351,473	0,0103364	0,0167737	59,4758	1,03602	0,30915	60,2594
1202,85	1,05121	355,351	0,00959012	0,0174833	59,4961	1,03583	0,30915	60,2706
1262,56	1,05085	359,23	0,00893823	0,0182494	59,5164	1,03563	0,30915	60,2819
1322,26	1,05049	363,108	0,00837027	0,0190664	59,5368	1,03544	0,30915	60,2932
1381,97	1,05014	366,987	0,0078764	0,0199268	59,5571	1,03525	0,30915	60,3045
1441,67	1,04978	370,865	0,00744736	0,020822	59,5774	1,03505	0,30915	60,3158
1501,38	1,04942	374,743	0,00707455	0,0217431	59,5978	1,03486	0,30915	60,3271
1561,09	1,04906	378,622	0,00675016	0,0226812	59,6182	1,03466	0,30915	60,3384
1620,79	1,0487	382,5	0,00646727	0,0236282	59,6386	1,03447	0,30915	60,3498
1680,5	1,04834	386,379	0,00621984	0,0245769	59,659	1,03428	0,30915	60,3611
1740,2	1,04798	390,257	0,00600267	0,0255208	59,6794	1,03408	0,30915	60,3724
1799,91	1,04762	394,135	0,00581135	0,0264549	59,6998	1,03389	0,30915	60,3837
1859,62	1,04727	398,014	0,00564209	0,0273748	59,7203	1,03369	0,30915	60,3951
1919,32	1,04691	401,892	0,00549173	0,0282775	59,7407	1,0335	0,30915	60,4064
1979,03	1,04655	405,771	0,00535756	0,0291605	59,7612	1,03331	0,30915	60,4177
2038,73	1,04619	409,649	0,00523732	0,0300223	59,7817	1,03311	0,30915	60,4291
2098,44	1,04583	413,527	0,00512907	0,0308621	59,8022	1,03292	0,30915	60,4404
2158,15	1,04547	417,406	0,0050312	0,0316795	59,8227	1,03272	0,30915	60,4518
2217,85	1,04511	421,284	0,00494234	0,0324746	59,8432	1,03253	0,30915	60,4631
2277,56	1,04476	425,163	0,00486131	0,0332475	59,8638	1,03234	0,30915	60,4745
2337,26	1,0444	429,041	0,00478714	0,033999	59,8843	1,03214	0,30915	60,4859
2396,97	1,04404	432,92	0,00471898	0,0347298	59,9049	1,03195	0,30915	60,4972
2456,68	1,04368	436,798	0,00465612	0,0354405	59,9255	1,03175	0,30915	60,5086
2516,38	1,04332	440,676	0,00459794	0,0361321	59,9461	1,03156	0,30915	60,52
2576,09	1,04296	444,555	0,00454392	0,0368054	59,9667	1,03137	0,30915	60,5314
2635,79	1,0426	448,433	0,0044936	0,0374613	59,9873	1,03117	0,30915	60,5428
2695,5	1,04225	452,312	0,0044466	0,0381006	60,0079	1,03098	0,30915	60,5541
2755,21	1,04189	456,19	0,00440257	0,0387243	60,0286	1,03078	0,30915	60,5655
2814,91	1,04153	460,068	0,00436122	0,039333	60,0493	1,03059	0,30915	60,5769
2874,62	1,04117	463,947	0,00432229	0,0399275	60,07	1,0304	0,30915	60,5883
2934,32	1,04081	467,825	0,00428556	0,0405086	60,0907	1,0302	0,30915	60,5998
2994,03	1,04045	471,704	0,00425082	0,0410769	60,1114	1,03001	0,30915	60,6112
3000	1,04042	472,091	0,00424745	0,0411331	60,1134	1,02999	0,30915	60,6123

Fuente: elaboración propia, basado en. ECOPETROL, Reveal.

Figura 48. Resultados PVT Pozo 1-B.

Pressure (psig)	Oil FVF (RB/STB)	Oil Viscosity (centipoise)	Gas FVF (ft3/scf)	Gas Viscosity (centipoise)	Oil Density (lb/ft3)	Water FVF (RB/STB)	Water Viscosity (centipoise)	Water Density (lb/ft3)
14,7	1,0572	294,962	0,634464	0,0112948	59,7044	1,03884	0,313443	60,0958
68,4354	1,0572	294,962	0,220794	0,0113517	59,7044	1,03867	0,313443	60,1059
128,141	1,0572	294,961	0,126168	0,0114358	59,7044	1,03847	0,313443	60,1171
187,847	1,0572	294,961	0,0873034	0,011538	59,7044	1,03828	0,313443	60,1283
247,553	1,0572	294,96	0,0661149	0,0116574	59,7044	1,03809	0,313443	60,1394
289,348	1,0572	294,96	0,0562236	0,0117513	59,7044	1,03795	0,313443	60,1473
295,318	1,0572	294,96	0,0550276	0,0117654	59,7044	1,03793	0,313443	60,1484
301,289	1,05719	295,053	0,0538766	0,0117797	59,7048	1,03791	0,313443	60,1495
307,259	1,05716	295,482	0,0527681	0,0117942	59,7068	1,03789	0,313443	60,1506
366,965	1,0568	299,775	0,0435824	0,011949	59,7271	1,0377	0,313443	60,1618
426,671	1,05644	304,068	0,0368693	0,0121233	59,7473	1,03751	0,313443	60,173
486,377	1,05608	308,36	0,0317449	0,0123188	59,7676	1,03731	0,313443	60,1842
546,083	1,05572	312,653	0,0277023	0,0125378	59,7879	1,03712	0,313443	60,1955
605,789	1,05536	316,946	0,0244298	0,0127828	59,8081	1,03693	0,313443	60,2067
665,495	1,05501	321,239	0,0217257	0,0130572	59,8285	1,03674	0,313443	60,2179
725,201	1,05465	325,532	0,0194537	0,0133647	59,8488	1,03654	0,313443	60,2291
784,907	1,05429	329,825	0,017519	0,0137095	59,8691	1,03635	0,313443	60,2403
844,613	1,05393	334,118	0,0158539	0,0140965	59,8895	1,03616	0,313443	60,2516
904,319	1,05357	338,41	0,0144089	0,0145309	59,9098	1,03596	0,313443	60,2628
964,025	1,05322	342,703	0,0131476	0,0150177	59,9302	1,03577	0,313443	60,274
1023,73	1,05286	346,996	0,012043	0,0155616	59,9506	1,03558	0,313443	60,2853
1083,44	1,0525	351,289	0,0110742	0,0161663	59,971	1,03538	0,313443	60,2965
1143,14	1,05214	355,582	0,0102252	0,0168334	59,9914	1,03519	0,313443	60,3078
1202,85	1,05178	359,875	0,0094827	0,0175621	60,0119	1,035	0,313443	60,319
1262,56	1,05142	364,168	0,00883525	0,0183488	60,0323	1,0348	0,313443	60,3303
1322,26	1,05107	368,461	0,00827224	0,0191874	60,0528	1,03461	0,313443	60,3416
1381,97	1,05071	372,753	0,00778368	0,0200698	60,0732	1,03442	0,313443	60,3528
1441,67	1,05035	377,046	0,00736011	0,0209867	60,0937	1,03422	0,313443	60,3641
1501,38	1,04999	381,339	0,00699276	0,0219285	60,1142	1,03403	0,313443	60,3754
1561,09	1,04963	385,632	0,0066737	0,0228862	60,1347	1,03384	0,313443	60,3867
1620,79	1,04927	389,925	0,0063959	0,0238512	60,1553	1,03364	0,313443	60,3979
1680,5	1,04892	394,218	0,00615328	0,0248159	60,1758	1,03345	0,313443	60,4092
1740,2	1,04856	398,511	0,00594061	0,0257741	60,1964	1,03326	0,313443	60,4205
1799,91	1,0482	402,803	0,00575346	0,0267205	60,2169	1,03306	0,313443	60,4318
1859,62	1,04784	407,096	0,00558805	0,0276509	60,2375	1,03287	0,313443	60,4431
1919,32	1,04748	411,389	0,00544122	0,0285623	60,2581	1,03268	0,313443	60,4544
1979,03	1,04713	415,682	0,00531028	0,0294525	60,2787	1,03249	0,313443	60,4657
2038,73	1,04677	419,975	0,00519298	0,0303201	60,2994	1,03229	0,313443	60,4771
2098,44	1,04641	424,268	0,00508742	0,0311645	60,32	1,0321	0,313443	60,4884
2158,15	1,04605	428,561	0,004992	0,0319854	60,3407	1,03191	0,313443	60,4997
2217,85	1,04569	432,853	0,00490536	0,0327831	60,3613	1,03171	0,313443	60,511
2277,56	1,04533	437,146	0,00482636	0,033558	60,382	1,03152	0,313443	60,5224
2337,26	1,04498	441,439	0,00475403	0,0343108	60,4027	1,03133	0,313443	60,5337
2396,97	1,04462	445,732	0,00468755	0,0350424	60,4234	1,03113	0,313443	60,545
2456,68	1,04426	450,025	0,00462622	0,0357536	60,4442	1,03094	0,313443	60,5564
2516,38	1,0439	454,318	0,00456945	0,0364453	60,4649	1,03075	0,313443	60,5677
2576,09	1,04354	458,611	0,00451672	0,0371185	60,4857	1,03055	0,313443	60,5791
2635,79	1,04319	462,903	0,00446759	0,0377741	60,5064	1,03036	0,313443	60,5904
2695,5	1,04283	467,196	0,00442167	0,038413	60,5272	1,03017	0,313443	60,6018
2755,21	1,04247	471,489	0,00437865	0,039036	60,548	1,02997	0,313443	60,6132
2814,91	1,04211	475,782	0,00433823	0,039644	60,5688	1,02978	0,313443	60,6245
2874,62	1,04175	480,075	0,00430016	0,0402378	60,5897	1,02959	0,313443	60,6359
2934,32	1,04139	484,368	0,00426423	0,0408181	60,6105	1,02939	0,313443	60,6473
2994,03	1,04104	488,661	0,00423023	0,0413856	60,6314	1,0292	0,313443	60,6587
3000	1,041	489,09	0,00422693	0,0414416	60,6335	1,02918	0,313443	60,6598

Fuente: elaboración propia, basado en., Reveal.

Figura 49. Resultados PVT Pozo 4-C

Pressure	Oil FVF	Oil Viscosity	Gas FVF	Gas Viscosity	Oil Density	Water FVF	Water Viscosity	Water Density
(psig)	(RB/STB)	(centipoise)	(ft3/scf)	(centipoise)	(lb/ft3)	(RB/STB)	(centipoise)	(lb/ft3)
14.7	1.05133	97.3009	0.624658	0.0111143	58.6105	1.03472	0.336285	60.3352
74.406	1.05242	96.2921	0.202266	0.0111808	58.584	1.03453	0.336285	60.3462
134.112	1.05361	95.213	0.118786	0.0112695	58.5549	1.03434	0.336285	60.3572
193.818	1.05482	94.1479	0.0830842	0.0113768	58.5253	1.03415	0.336285	60.3683
253.524	1.05604	93.1016	0.063253	0.0115021	58.4954	1.03396	0.336285	60.3794
301.289	1.05699	92.3249	0.0527689	0.0116154	58.4725	1.03381	0.336285	60.3882
313.23	1.05692	92.5307	0.050623	0.0116457	58.4765	1.03377	0.336285	60.3904
372.936	1.05656	93.5594	0.0418663	0.0118087	58.4963	1.03358	0.336285	60.4015
432.642	1.0562	94.5881	0.0354317	0.0119929	58.5161	1.03339	0.336285	60.4125
492.348	1.05585	95.6167	0.0304987	0.0122005	58.536	1.03321	0.336285	60.4236
552.054	1.05549	96.6454	0.0265931	0.0124342	58.5558	1.03302	0.336285	60.4347
611.76	1.05513	97.6741	0.0234216	0.0126974	58.5757	1.03283	0.336285	60.4458
671.466	1.05477	98.7028	0.0207936	0.0129944	58.5956	1.03264	0.336285	60.4569
731.172	1.05441	99.7315	0.0185801	0.01333	58.6155	1.03245	0.336285	60.4679
790.878	1.05405	100.76	0.0166912	0.01371	58.6354	1.03226	0.336285	60.479
850.584	1.0537	101.789	0.0150627	0.0141408	58.6554	1.03207	0.336285	60.4901
910.29	1.05334	102.818	0.0136484	0.0146294	58.6753	1.03188	0.336285	60.5012
969.996	1.05298	103.846	0.0124144	0.0151826	58.6953	1.03169	0.336285	60.5123
1029.7	1.05262	104.875	0.0113358	0.0158067	58.7153	1.0315	0.336285	60.5234
1089.41	1.05226	105.904	0.0103938	0.0165055	58.7353	1.03131	0.336285	60.5346
1149.11	1.05191	106.932	0.00957371	0.0172799	58.7553	1.03112	0.336285	60.5457
1208.82	1.05155	107.961	0.00886298	0.0181266	58.7753	1.03093	0.336285	60.5568
1268.53	1.05119	108.99	0.00824985	0.0190383	58.7953	1.03074	0.336285	60.5679
1328.23	1.05083	110.018	0.00772293	0.0200047	58.8153	1.03055	0.336285	60.579
1387.94	1.05047	111.047	0.00727106	0.0210132	58.8354	1.03037	0.336285	60.5902
1447.64	1.05011	112.076	0.00688371	0.022051	58.8555	1.03018	0.336285	60.6013
1507.35	1.04976	113.104	0.00655125	0.0231055	58.8756	1.02999	0.336285	60.6125
1567.06	1.0494	114.133	0.00626518	0.0241655	58.8957	1.0298	0.336285	60.6236
1626.76	1.04904	115.162	0.00601816	0.0252211	58.9158	1.02961	0.336285	60.6347
1686.47	1.04868	116.19	0.00580396	0.0262642	58.9359	1.02942	0.336285	60.6459
1746.17	1.04832	117.219	0.00561735	0.0272885	58.956	1.02923	0.336285	60.6571
1805.88	1.04796	118.248	0.00545394	0.0282893	58.9762	1.02904	0.336285	60.6682
1865.59	1.04761	119.276	0.00531008	0.0292635	58.9964	1.02885	0.336285	60.6794
1925.29	1.04725	120.305	0.00518274	0.0302091	59.0165	1.02866	0.336285	60.6906
1985	1.04689	121.334	0.00506939	0.0311253	59.0367	1.02847	0.336285	60.7017
2044.7	1.04653	122.362	0.00496795	0.032012	59.0569	1.02828	0.336285	60.7129
2104.41	1.04617	123.391	0.00487668	0.0328698	59.0772	1.02809	0.336285	60.7241
2164.12	1.04582	124.42	0.00479414	0.0336994	59.0974	1.0279	0.336285	60.7353
2223.82	1.04546	125.449	0.00471912	0.0345019	59.1177	1.02771	0.336285	60.7465
2283.53	1.0451	126.477	0.00465063	0.0352787	59.1379	1.02752	0.336285	60.7577
2343.23	1.04474	127.506	0.00458781	0.0360311	59.1582	1.02734	0.336285	60.7689
2402.94	1.04438	128.535	0.00452996	0.0367603	59.1785	1.02715	0.336285	60.7801
2462.65	1.04402	129.563	0.00447647	0.0374677	59.1988	1.02696	0.336285	60.7913
2522.35	1.04367	130.592	0.00442685	0.0381547	59.2191	1.02677	0.336285	60.8025
2582.06	1.04331	131.621	0.00438064	0.0388223	59.2394	1.02658	0.336285	60.8137
2641.76	1.04295	132.649	0.00433749	0.0394717	59.2598	1.02639	0.336285	60.8249
2701.47	1.04259	133.678	0.00429707	0.0401041	59.2802	1.0262	0.336285	60.8361
2761.18	1.04223	134.707	0.0042591	0.0407203	59.3005	1.02601	0.336285	60.8474
2820.88	1.04187	135.735	0.00422334	0.0413214	59.3209	1.02582	0.336285	60.8586
2880.59	1.04152	136.764	0.00418959	0.0419082	59.3413	1.02563	0.336285	60.8698
2940.29	1.04116	137.793	0.00415765	0.0424815	59.3617	1.02544	0.336285	60.8811
3000	1.0408	138.821	0.00412737	0.043042	59.3822	1.02525	0.336285	60.8923

Fuente: elaboración propia, basado en. ECOPETROL, Reveal.

Figura 50. Resultados PVT Pozo 3-D

Pressure	Oil FVF	Oil Viscosity	Gas FVF	Gas Viscosity	Oil Density	Water FVF	Water Viscosity	Water Density
(psig)	(RB/STB)	(centipoise)	(ft3/scf)	(centipoise)	(lb/ft3)	(RB/STB)	(centipoise)	(lb/ft3)
14.7	1.05563	69.5304	0.614843	0.0109334	57.7769	1.03079	0.361667	60.565
74.406	1.05594	69.3142	0.198896	0.011002	57.7697	1.03061	0.361667	60.576
134.112	1.05627	69.0809	0.116683	0.0110936	57.7618	1.03042	0.361667	60.5869
193.818	1.0566	68.8461	0.0815177	0.0112045	57.7539	1.03023	0.361667	60.5978
253.524	1.05694	68.6111	0.0619802	0.0113342	57.7459	1.03005	0.361667	60.6088
301.289	1.05719	68.4465	0.0516483	0.0114519	57.7401	1.0299	0.361667	60.6175
313.23	1.05712	68.6106	0.0495332	0.0114833	57.744	1.02986	0.361667	60.6197
372.936	1.05676	69.4316	0.0408995	0.0116533	57.7636	1.02968	0.361667	60.6307
432.642	1.0564	70.2525	0.0345515	0.0118462	57.7831	1.02949	0.361667	60.6416
492.348	1.05605	71.0734	0.0296814	0.0120648	57.8027	1.02931	0.361667	60.6526
552.054	1.05569	71.8943	0.025822	0.0123124	57.8224	1.02912	0.361667	60.6635
611.76	1.05533	72.7152	0.0226846	0.0125935	57.842	1.02893	0.361667	60.6745
671.466	1.05497	73.5361	0.0200815	0.0129134	57.8616	1.02875	0.361667	60.6854
731.172	1.05461	74.357	0.0178861	0.0132786	57.8813	1.02856	0.361667	60.6964
790.878	1.05425	75.1779	0.0160101	0.0136968	57.901	1.02838	0.361667	60.7074
850.584	1.0539	75.9988	0.0143913	0.0141769	57.9206	1.02819	0.361667	60.7184
910.29	1.05354	76.8197	0.0129851	0.0147285	57.9403	1.028	0.361667	60.7293
969.996	1.05318	77.6406	0.0117598	0.0153612	57.96	1.02782	0.361667	60.7403
1029.7	1.05282	78.4615	0.0106924	0.0160829	57.9798	1.02763	0.361667	60.7513
1089.41	1.05246	79.2824	0.00976635	0.016898	57.9995	1.02745	0.361667	60.7623
1149.11	1.05211	80.1033	0.00896791	0.017805	58.0192	1.02726	0.361667	60.7733
1208.82	1.05175	80.9242	0.00828453	0.0187964	58.039	1.02707	0.361667	60.7843
1268.53	1.05139	81.7451	0.00770339	0.0198588	58.0588	1.02689	0.361667	60.7953
1328.23	1.05103	82.5661	0.00721132	0.0209753	58.0786	1.0267	0.361667	60.8063
1387.94	1.05067	83.387	0.00679538	0.0221278	58.0984	1.02652	0.361667	60.8173
1447.64	1.05031	84.2079	0.00644357	0.0232988	58.1182	1.02633	0.361667	60.8283
1507.35	1.04996	85.0288	0.00614523	0.0244725	58.138	1.02614	0.361667	60.8394
1567.06	1.0496	85.8497	0.00589124	0.0256357	58.1579	1.02596	0.361667	60.8504
1626.76	1.04924	86.6706	0.00567394	0.0267778	58.1777	1.02577	0.361667	60.8614
1686.47	1.04888	87.4915	0.00548696	0.0278912	58.1976	1.02559	0.361667	60.8725
1746.17	1.04852	88.3124	0.00532505	0.0289707	58.2175	1.0254	0.361667	60.8835
1805.88	1.04816	89.1333	0.00518391	0.0300135	58.2374	1.02522	0.361667	60.8945
1865.59	1.04781	89.9542	0.00506005	0.0310184	58.2573	1.02503	0.361667	60.9056
1925.29	1.04745	90.7751	0.0049506	0.0319854	58.2772	1.02484	0.361667	60.9166
1985	1.04709	91.596	0.00485325	0.0329154	58.2971	1.02466	0.361667	60.9277
2044.7	1.04673	92.4169	0.0047661	0.0338101	58.3171	1.02447	0.361667	60.9387
2104.41	1.04637	93.2378	0.0046876	0.0346711	58.3371	1.02429	0.361667	60.9498
2164.12	1.04602	94.0587	0.00461651	0.0355004	58.357	1.0241	0.361667	60.9609
2223.82	1.04566	94.8796	0.00455176	0.0363001	58.377	1.02391	0.361667	60.9719
2283.53	1.0453	95.7006	0.0044925	0.037072	58.397	1.02373	0.361667	60.983
2343.23	1.04494	96.5215	0.00443802	0.0378181	58.4171	1.02354	0.361667	60.9941
2402.94	1.04458	97.3424	0.00438771	0.03854	58.4371	1.02336	0.361667	61.0052
2462.65	1.04422	98.1633	0.00434107	0.0392395	58.4571	1.02317	0.361667	61.0163
2522.35	1.04387	98.9842	0.00429767	0.039918	58.4772	1.02298	0.361667	61.0273
2582.06	1.04351	99.8051	0.00425716	0.040577	58.4973	1.0228	0.361667	61.0384
2641.76	1.04315	100.626	0.00421921	0.0412177	58.5174	1.02261	0.361667	61.0495
2701.47	1.04279	101.447	0.00418357	0.0418413	58.5375	1.02243	0.361667	61.0606
2761.18	1.04243	102.268	0.00415001	0.0424488	58.5576	1.02224	0.361667	61.0717
2820.88	1.04207	103.089	0.00411832	0.0430414	58.5777	1.02205	0.361667	61.0828
2880.59	1.04172	103.91	0.00408832	0.0436198	58.5979	1.02187	0.361667	61.094
2940.29	1.04136	104.731	0.00405988	0.0441849	58.618	1.02168	0.361667	61.1051
3000	1.041	105.551	0.00403285	0.0447376	58.6382	1.0215	0.361667	61.1162

Fuente: elaboración propia, basado en. ECOPETROL, Reveal.

Figura 51. Resultados PVT Pozo 16-E.

Pressure	Oil FVF	Oil Viscosity	Gas FVF	Gas Viscosity	Oil Density	Water FVF	Water Viscosity	Water Density
(psig)	(RB/STB)	(centipoise)	(ft3/scf)	(centipoise)	(lb/ft3)	(RB/STB)	(centipoise)	(lb/ft3)
14.7	1.04913	90.1539	0.607721	0.0108019	58.2489	1.02807	0.381875	60.7256
74.406	1.04948	89.7846	0.196446	0.0108723	58.2406	1.02788	0.381875	60.7364
134.112	1.04985	89.3891	0.115151	0.010966	58.2316	1.0277	0.381875	60.7473
193.818	1.05023	88.9918	0.0803746	0.0110796	58.2225	1.02752	0.381875	60.7581
253.524	1.05061	88.5947	0.0610493	0.0112128	58.2133	1.02733	0.381875	60.769
301.289	1.05084	88.4537	0.0508271	0.0113338	58.2089	1.02719	0.381875	60.7777
313.23	1.05077	88.7249	0.0487341	0.0113662	58.2128	1.02715	0.381875	60.7799
372.936	1.05041	90.0808	0.0401886	0.0115417	58.2326	1.02697	0.381875	60.7907
432.642	1.05006	91.4367	0.0339023	0.0117415	58.2523	1.02678	0.381875	60.8016
492.348	1.0497	92.7926	0.0290764	0.0119689	58.2721	1.0266	0.381875	60.8125
552.054	1.04934	94.1485	0.0252489	0.012228	58.2918	1.02641	0.381875	60.8234
611.76	1.04899	95.5044	0.0221343	0.0125239	58.3116	1.02623	0.381875	60.8343
671.466	1.04863	96.8603	0.0195472	0.0128632	58.3314	1.02605	0.381875	60.8452
731.172	1.04827	98.2162	0.0173624	0.0132539	58.3512	1.02586	0.381875	60.8561
790.878	1.04792	99.5721	0.0154933	0.0137058	58.3711	1.02568	0.381875	60.8669
850.584	1.04756	100.928	0.0138789	0.0142302	58.3909	1.0255	0.381875	60.8779
910.29	1.04721	102.284	0.0124764	0.0148397	58.4108	1.02531	0.381875	60.8888
969.996	1.04685	103.64	0.011256	0.0155466	58.4306	1.02513	0.381875	60.8997
1029.7	1.04649	104.996	0.0101972	0.0163605	58.4505	1.02495	0.381875	60.9106
1089.41	1.04614	106.352	0.0092848	0.0172851	58.4704	1.02476	0.381875	60.9215
1149.11	1.04578	107.708	0.0085061	0.0183156	58.4903	1.02458	0.381875	60.9324
1208.82	1.04543	109.063	0.00784784	0.0194383	58.5103	1.02439	0.381875	60.9433
1268.53	1.04507	110.419	0.00729553	0.0206332	58.5302	1.02421	0.381875	60.9543
1328.23	1.04471	111.775	0.00683402	0.0218768	58.5501	1.02403	0.381875	60.9652
1387.94	1.04436	113.131	0.00644869	0.0231457	58.5701	1.02384	0.381875	60.9761
1447.64	1.044	114.487	0.00612636	0.0244189	58.5901	1.02366	0.381875	60.9871
1507.35	1.04365	115.843	0.00585567	0.0256784	58.6101	1.02348	0.381875	60.998
1567.06	1.04329	117.199	0.00562711	0.0269105	58.6301	1.02329	0.381875	61.009
1626.76	1.04293	118.555	0.00543286	0.0281056	58.6501	1.02311	0.381875	61.0199
1686.47	1.04258	119.911	0.00526654	0.0292577	58.6701	1.02292	0.381875	61.0309
1746.17	1.04222	121.267	0.00512302	0.030364	58.6902	1.02274	0.381875	61.0419
1805.88	1.04187	122.622	0.00499816	0.0314238	58.7102	1.02256	0.381875	61.0528
1865.59	1.04151	123.978	0.00488866	0.0324381	58.7303	1.02237	0.381875	61.0638
1925.29	1.04115	125.334	0.00479188	0.0334087	58.7504	1.02219	0.381875	61.0748
1985	1.0408	126.69	0.00470571	0.0343382	58.7705	1.02201	0.381875	61.0857
2044.7	1.04044	128.046	0.00462844	0.0352292	58.7906	1.02182	0.381875	61.0967
2104.41	1.04008	129.402	0.00455871	0.0360844	58.8107	1.02164	0.381875	61.1077
2164.12	1.03973	130.758	0.0044954	0.0369065	58.8309	1.02146	0.381875	61.1187
2223.82	1.03937	132.114	0.00443761	0.0376979	58.851	1.02127	0.381875	61.1297
2283.53	1.03902	133.47	0.00438458	0.0384609	58.8712	1.02109	0.381875	61.1407
2343.23	1.03866	134.826	0.00433569	0.0391978	58.8914	1.0209	0.381875	61.1517
2402.94	1.0383	136.181	0.00429044	0.0399105	58.9116	1.02072	0.381875	61.1627
2462.65	1.03795	137.537	0.00424838	0.0406007	58.9318	1.02054	0.381875	61.1737
2522.35	1.03759	138.893	0.00420914	0.0412701	58.952	1.02035	0.381875	61.1847
2582.06	1.03724	140.249	0.00417242	0.0419201	58.9723	1.02017	0.381875	61.1957
2641.76	1.03688	141.605	0.00413795	0.0425521	58.9925	1.01999	0.381875	61.2067
2701.47	1.03652	142.961	0.0041055	0.0431673	59.0128	1.0198	0.381875	61.2178
2761.18	1.03617	144.317	0.00407488	0.0437667	59.033	1.01962	0.381875	61.2288
2820.88	1.03581	145.673	0.0040459	0.0443515	59.0533	1.01943	0.381875	61.2398
2880.59	1.03546	147.029	0.00401842	0.0449224	59.0737	1.01925	0.381875	61.2509
2940.29	1.0351	148.385	0.00399231	0.0454804	59.094	1.01907	0.381875	61.2619
3000	1.03474	149.74	0.00396745	0.0460261	59.1143	1.01888	0.381875	61.2729

Fuente: elaboración propia, basado en. ECOPETROL, Reveal.

ANEXO B.

RESULTADOS ARROJADOS POR REVEAL

Tabla 52. Resultados Reveal Pozo 1-A.

Fecha	Pwf	Presión Yacimiento	Masa producida acumulada de asfáltenos	Masa producida acumulada de ceras
(d/m/a)	(psig)	(psig)	(lbm)	(lbm)
1/08/2018	1417.60	1634.91	495.45	45.83
1/09/2018	1272.04	1510.76	23,717.40	2,193.86
1/10/2018	1345.60	1524.70	42,752.20	3,954.58
1/11/2018	1280.21	1493.47	56,547.30	5,230.64
1/12/2018	1349.02	1514.43	67,225.80	6,218.41
1/01/2019	1366.35	1518.62	67,537.60	6,247.23

Fuente: elaboración propia, basado en. ECOPETROL, Reveal.

Tabla 53. Resultados Reveal Pozo 1-B.

Fecha	Pwf	Presión Yacimiento	Masa producida acumulada de asfáltenos	Masa producida acumulada de ceras
(d/m/a)	(psig)	(psig)	(lbm)	(lbm)
1/01/2015	2,771.99	2,808.43	278.675	56.71
1/02/2015	2,726.48	2,773.84	14,322.9	2,914.71
1/03/2015	2,718.8	2,755.53	27,116.6	5,518.23
1/04/2015	2,656.19	2,720.09	41,432.5	8,431.52
1/05/2015	2,490.53	2,649.47	59,788.9	12,167
1/06/2015	2,459.23	2,593.39	93,532.3	19,033.8
1/07/2015	2,361.92	2,505.64	140,536	28,599.1
1/08/2015	2,308.55	2,450.37	172,390	35,081.4
1/09/2015	2,214.73	2,378.51	207,709	42,268.9
1/10/2015	2,143.49	2,311.06	244,638	49,783.9
1/11/2015	2,116.48	2,265.41	275,882	56,142.1
1/12/2015	2,046.02	2,203.6	309,680	63,019.9
1/01/2016	1,979.81	2,141.91	344,017	70,007.5
1/02/2016	1,944.57	2,096.18	373,513	76,009.9
1/03/2016	1,905.94	2,050.31	402,991	82,008.7
1/04/2016	1,837.04	1,992.91	433,608	88,239.3
1/05/2016	1,793.49	1,944.11	463,626	943,48
1/06/2016	1,732.66	1,889.56	493,616	100,451
1/07/2016	1,687.08	1,840.18	523,311	106,494
1/08/2016	1,635.8	1,789.37	552,681	112,471

Tabla 53. (Continuación).

Fecha	Pwf	Presión Yacimiento	Masa producida acumulada de asfáltenos	Masa producida acumulada de ceras
(d/m/a)	(psig)	(psig)	(lbm)	(lbm)
1/09/2016	1,654.6	1,773.74	573,371	116,681
1/10/2016	1,664.24	1,762.65	589,892	120,043
1/11/2016	1,654.84	1,747.85	604,521	123,020
1/12/2016	1,646.46	1,734.49	618,342	125,833
1/01/2017	1,620.11	1,713.36	633,136	128,843
1/02/2017	1,609.05	1,699.13	645,717	131,404
1/03/2017	1,616.83	1,694.32	656,731	133,645
1/04/2017	1,599.56	1,680.47	668,016	135,941
1/05/2017	1,588.33	1,668.29	679,354	138,249
1/06/2017	1,571.05	1,653.47	690,744	140,567
1/07/2017	1,588.47	1,656.09	699,166	142,280
1/08/2017	1,707.45	1,750.82	700,555	142,563
1/09/2017	1,638.76	1,707.66	708,128	144,104
1/10/2017	1,640.36	1,695.83	717,604	146,032
1/11/2017	1,636.36	1,691.43	723,130	147,157
1/12/2017	1,906.54	1,939.47	726,730	147,890
1/01/2018	1,966.74	1,997.33	727,546	148,056
1/02/2018	1,988.38	2,023.23	732,622	149,089
1/03/2018	1,863.04	1,907.47	736,559	149,890
1/04/2018	1,841.48	1,883.61	740,272	150,646
1/05/2018	1,782.06	1,829.01	744,671	151,541
1/06/2018	1,789.51	1,831.8	748,333	152,286
1/07/2018	1,894.88	1,929.54	751,474	152,925
1/08/2018	1,858.77	1,898.07	754,797	153,601
1/09/2018	1,904.84	1,939.73	757,666	154,185
1/10/2018	1,902.75	1,938.43	760,584	154,779
1/11/2018	1,825.04	1,867.43	764,000	155,474
1/12/2018	1,829.44	1,868.11	767,131	156,111
1/01/2019	1,842.45	1,872.21	767,155	156,116

Fuente: elaboración propia, basado en. ECOPETROL, Reveal.

Tabla 54. Resultados Reveal Pozo 4-C.

Fecha	Pwf	Presión Yacimiento	Masa producida acumulada de asfáltenos	Masa producida acumulada de ceras
(d/m/a)	(psig)	(psig)	(lbm)	(lbm)
1/11/2017	2,005.08	2,022.78	173.95	35.3975
1/12/2017	1,873.35	1,971.73	20,498	4,171.35
1/01/2018	1,875.7	1,958.79	59,775.1	12,164.2
1/02/2018	1,892.86	1,960.62	78,110.7	15,895.5
1/03/2018	1,867.7	1,947.26	102,006	20,758.2
1/04/2018	1,853.43	1,936.77	126,255	25,693
1/05/2018	1,852.66	1,931.14	149,833	30,491.1
1/06/2018	1,830.14	1,917.9	175,413	35,696.6
1/07/2018	1,810.81	1,904.72	203,749	41,462.9
1/08/2018	1,841.41	1,910.5	224,472	45,680.1
1/09/2018	1,833.64	1,904.09	244,936	49,844.5
1/10/2018	1,829.63	1,898.34	265,553	54,040.1
1/11/2018	1,821.46	1,891.21	285,813	58,162.9
1/12/2018	1,837.06	1,893	302,518	61,562.4
1/01/2019	1,814.51	1,888.38	303,238	61,708.9

Fuente: elaboración propia, basado en. ECOPETROL, Reveal.

Tabla 55. Resultados Reveal Pozo 3-D.

Fecha	Pwf	Presión Yacimiento	Masa producida acumulada de asfáltenos	Masa producida acumulada de ceras
(d/m/a)	(psig)	(psig)	(lbm)	(lbm)
1/10/2015	2,039.84	2,134.51	125.22	25.4721
1/11/2015	1,230.22	1,823.37	19,555.6	3,977.96
1/12/2015	1,454.27	1,734.09	43,631	8,875.33
1/01/2016	1,412.39	1,689.8	57,922.4	11,782.6
1/02/2016	1,375.98	1,657.64	69,175	14,071.7
1/03/2016	1,413.08	1,658.84	79,095.4	16,089.9
1/04/2016	1,434.76	1,664.92	87,850	17,871
1/05/2016	1,324.6	1,611.22	99,352.4	20,211
1/06/2016	1,273.42	1,576.09	111,064	22,593.6
1/07/2016	1,224.9	1,540.14	123,517	25,127
1/08/2016	1,217.91	1,522.71	135,147	27,493.2
1/09/2016	1,154.64	1,485.03	147,390	29,983.8
1/10/2016	1,135.41	1,462.57	159,554	32,458.6
1/11/2016	1,059.29	1,417.59	172,531	35,098.7

Tabla 55. (Continuación).

Fecha	Pwf	Presión Yacimiento	Masa producida acumulada de asfáltenos	Masa producida acumulada de ceras
(d/m/a)	(psig)	(psig)	(lbm)	(lbm)
1/12/2016	1,010.36	1,379.06	186,070	37,853.2
1/01/2017	919.312	1,321.4	200,862	40,862.6
1/02/2017	886.847	1,287.79	213,773	43,489.2
1/03/2017	888.608	1,272.76	226,802	46,140
1/04/2017	854.496	1,247.92	239,519	48,727.2
1/05/2017	736.5	1,181.44	254,817	51,839.5
1/06/2017	685.472	1,136.83	269,413	54,809.1
1/07/2017	1,237.09	1,413.7	270,322	54,993.9
1/08/2017	1,373.6	1,591.73	275,946	56,138.4

Fuente: elaboración propia, basado en. ECOPETROL, Reveal.

Tabla 56. Resultados Reveal Pozo 16-E.

Fecha	Pwf	Presión Yacimiento	Masa producida acumulada de asfáltenos	Masa producida acumulada de ceras
(d/m/a)	(psig)	(psig)	(lbm)	(lbm)
1/10/2015	1809.16	2,096.08	733.691	139.343
1/11/2015	1614.56	1,945.27	4,4517.7	8,454.11
1/12/2015	1764.02	1,988.03	63,503.7	12,059.6
1/01/2016	1770.58	1,983.97	78,876.3	14,979
1/02/2016	1751.49	1,969.79	93,447.4	17,746.2
1/03/2016	1706.52	1,944.17	110,314	20,949.4
1/04/2016	1653.98	1,914.64	128,140	24,334.6
1/05/2016	1651.53	1,904.21	145,704	27,670.4
1/06/2016	1805.15	1,958.9	155,354	29,504.3
1/07/2016	1915.67	2,002.07	160,432	30,470.4
1/08/2016	2025.15	2,057.21	161,065	30,591.1
1/09/2016	2074.58	2,077.83	162,955	30,950.7
1/10/2016	2082.39	2,075.99	162,955	30,950.7
1/11/2016	1859.28	1,985.66	164,531	31,250.6
1/12/2016	1679.58	1,905.87	176,570	33,539
1/01/2017	1605.18	1,863.62	200,685	38,119.3
1/02/2017	1577.96	1,844.21	217,055	41,228.2
1/03/2017	1555.97	1,826.35	234,625	44,565.2
1/04/2017	1604.08	1,838.62	248,822	47,262.2

Fuente: elaboración propia, basado en. ECOPETROL, Reveal.

ANEXO C.

VARIACIÓN PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO VERSUS LA PRESIÓN DE FONDO FLUYENTE CON DAÑO INICIAL

Tabla 57. Variación producción de petróleo vs caída de presión con daño inducido Pozo 1-A.

Condiciones iniciales	
Daño de formación : 3.8	
Tasa de petróleo: 148.3 bopd	
Qo (BOPD)	IPR (psig)
5.136	1625.95
10.58	1585.49
21.16	1506.84
31.74	1428.20
42.32	1349.57
52.90	1270.94
63.48	1192.29
74.06	1113.63
84.64	1034.96
95.22	956.31
105.80	877.72
116.38	799.21
126.96	720.76
137.54	642.36
148.12	564.06
158.70	485.89
169.28	407.90
179.86	330.17
190.44	252.71

Fuente: elaboración propia, basado en. ECOPETROL, Prosper.

Tabla 58. Variación producción de petróleo vs caída de presión con daño inducido Pozo 1-B.

Condiciones iniciales	
Daño de formación : 17.5	
Tasa de petróleo: 310.4 bopd	
Qo (BOPD)	IPR (psig)
7.871	2409.23
32.98	2320.77
65.97	2204.58
98.95	2088.41
131.94	1972.24
164.93	1856.10
197.91	1739.98
230.89	1623.89
263.88	1507.84
296.86	1391.85
329.85	1275.95
362.83	1160.13
395.82	1044.45
428.80	928.93
461.78	813.60
494.74	698.59
527.72	583.87
560.70	469.66
593.68	356.33

Fuente: elaboración propia, basado en. ECOPETROL, Prosper.

Tabla 59. Variación producción de petróleo vs caída de presión con daño inducido Pozo 4-C.

Condiciones iniciales	
Daño de formación : 26	
Tasa de petróleo: 281 bopd	
Qo (BOPD)	IPR (psig)
6.43	1973.38
27.77	1900.84
55.54	1806.44
83.30	1712.04
111.07	1617.64
138.84	1523.24
166.61	1428.84
194.38	1334.45
222.15	1240.06
249.92	1145.68
277.68	1051.30
305.45	956.93
333.22	862.65
360.99	768.41
388.76	674.26
416.53	580.21
444.30	486.31
472.03	392.71
499.81	299.40
527.57	199.88

Fuente: elaboración propia, basado en. ECOPELROL, Prosper.

Tabla 60. Variación producción de petróleo vs caída de presión con daño inducido Pozo 3-D.

Condiciones iniciales	
Daño de formación : 2	
Tasa de petróleo: 392 bopd	
Qo (BOPD)	IPR (psig)
8.52	2,092.59
30.40	2,020.20
60.79	1,919.65
91.18	1,819.08
121.57	1,718.52
151.97	1,617.96
182.36	1,517.40
212.75	1,416.85
243.14	1,316.30
273.54	1,215.76
303.93	1,115.23
334.33	1,014.70
364.72	914.19
395.11	813.70
425.50	713.97
455.90	614.02
486.29	514.34
516.69	415.05
547.05	316.48
577.44	212.34

Fuente: elaboración propia, basado en. ECOPELROL, Prosper.

Tabla 61. Variación producción de petróleo vs caída de presión con daño inducido Pozo 16-E.

Condiciones iniciales	
Daño de formación : 8	
Tasa de petróleo: 218 bopd	
Qo (BOPD)	IPR (psig)
6.78	2113.00
16.68	2052.41
33.37	1950.31
50.05	1848.21
66.73	1746.11
83.41	1644.01
100.10	1541.91
116.75	1439.99
133.43	1337.92
150.10	1235.85
166.78	1133.79
183.46	1031.74
200.14	929.69
216.82	827.64
233.49	725.96
250.17	624.20
266.85	522.62
283.53	421.25
300.19	320.35
316.88	215.77

Fuente: elaboración propia, basado en. ECOPELROL, Prosper.

ANEXO D.

VARIACIÓN PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO VERSUS LA PRESIÓN DE FONDO FLUYENTE CON DAÑO ACTUAL

Tabla 62. Variación producción de petróleo vs presión de fondo fluyente con daño actual Pozo 1-A.

Condiciones actuales	
Daño de formación: 6	
Tasa de petróleo: 92.6 bopd	
Qo (BOPD)	IPR (psig)
5.02	1514.65
8.06	1486.88
16.12	1413.24
24.18	1339.61
32.24	1265.98
40.28	1192.41
48.34	1118.77
56.40	1045.13
64.46	971.49
72.51	897.89
80.57	824.38
88.62	750.92
96.68	677.50
104.74	604.14
112.79	530.90
120.85	457.76
128.91	384.80
136.97	312.10
145.02	239.17
153.08	156.66

Fuente: elaboración propia, basado en. ECOPETROL, Prosper.

Tabla 63. Variación producción de petróleo vs presión de fondo fluyente con daño actual Pozo 1-B.

Condiciones actuales	
Daño de formación: 22	
Tasa de petróleo: 27.8 bopd	
Qo (BOPD)	IPR (psig)
1.01	2159.4
3.29	2087.12
6.57	1983.23
9.86	1879.35
13.15	1775.47
16.44	1671.59
19.72	1567.72
23.01	1463.85
26.30	1359.99
29.58	1256.14
32.87	1152.31
36.16	1048.50
39.44	944.69
42.73	840.91
46.02	737.16
49.30	633.46
52.59	529.83
55.88	426.31
59.16	323.07
62.45	220.17

Fuente: elaboración propia, basado en. ECOPETROL, Prosper.

Tabla 64. Variación producción de petróleo vs presión de fondo fluyente con daño actual Pozo 4-C.

Condiciones actuales	
Daño de formación: 29.5	
Tasa de petróleo: 158.8 bopd	
Qo (BOPD)	IPR (psig)
3.49	1830.36
12.93	1766.36
25.86	1678.67
38.78	1590.99
51.71	1503.30
64.64	1415.61
77.57	1327.93
90.49	1240.25
103.42	1152.57
116.35	1064.90
129.28	977.23
142.21	889.56
155.13	801.98
168.06	714.40
180.99	626.88
193.92	539.41
206.84	452.05
219.77	364.82
232.69	277.89
245.62	185.85

Fuente: elaboración propia, basado en. ECOPETROL, Prosper.

Tabla 65. Variación producción de petróleo vs presión de fondo fluyente con daño actual Pozo 3-D.

Condiciones actuales	
Daño de formación: 20.8	
Tasa de petróleo: 125 bopd	
Qo (BOPD)	IPR (psig)
9.13	1490.72
9.13	1490.72
16.97	1425.12
25.45	1354.09
33.93	1283.05
42.41	1212.03
50.89	1141.01
59.38	1070.00
67.86	999.00
76.34	928.00
84.82	856.99
93.31	786.12
101.79	715.83
110.27	645.22
118.75	574.74
127.24	504.39
135.73	434.20
144.23	360.01
152.71	272.41
161.20	156.04

Fuente: elaboración propia, basado en. ECOPETROL, Prosper.

Tabla 66. Variación producción de petróleo vs presión de fondo fluyente con daño actual Pozo 16-E.

Condiciones actuales	
Daño de formación: 10.8	
Tasa de petróleo: 173.6 bopd	
Qo (BOPD)	IPR (psig)
6.99	1774.37
12.86	1735.12
25.72	1649.11
38.58	1563.10
51.44	1477.10
64.30	1391.09
77.16	1305.09
90.02	1219.08
102.88	1133.09
115.74	1047.09
128.56	961.31
141.42	875.34
154.28	789.45
167.13	703.83
179.99	618.14
192.84	532.56
205.70	447.15
218.56	361.95
231.41	277.16
244.27	182.32

Fuente: elaboración propia, basado en. ECOPETROL, Prosper.

ANEXO E.

VARIACIÓN PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO VERSUS LA PRESIÓN DE FONDO FLUYENTE CON DAÑO ACTUAL IGUAL A 0

Tabla 67. Variación producción de petróleo vs presión de fondo fluyente con daño actual igual a cero Pozo 1-A.

Condiciones actuales	
Daño de formación: 0	
Tasa de petróleo: 92.6 bopd	
Qo (BOPD)	IPR (psig)
5.021	1537.46
16.03	1486.88
32.06	1413.26
48.10	1339.65
64.13	1266.04
80.16	1192.41
96.19	1118.78
112.22	1045.14
128.25	971.49
144.28	897.89
160.31	824.39
176.34	750.92
192.37	677.50
208.41	604.15
224.44	530.89
240.47	457.76
256.50	384.80
272.54	312.11
288.56	239.17
318.08	85.30

Fuente: elaboración propia, basado en. ECOPETROL, Prosper.

Tabla 68. Variación producción de petróleo vs presión de fondo fluyente con daño actual igual a cero Pozo 1-B.

Condiciones actuales	
Daño de formación: 0	
Tasa de petróleo: 27.8 bopd	
Qo (BOPD)	IPR (psig)
1.001	2183.74
14.31	2087.12
28.62	1983.24
42.93	1879.35
57.23	1775.49
71.54	1671.62
85.85	1567.75
100.16	1463.89
114.47	1360.04
128.78	1256.20
143.09	1152.37
157.40	1048.55
171.70	944.76
186.01	840.99
200.32	737.25
214.63	633.55
228.94	529.92
243.25	426.40
257.56	323.07
271.86	220.18

Fuente: elaboración propia, basado en. ECOPETROL, Prosper.

Tabla 69. Variación producción de petróleo vs presión de fondo fluyente con daño actual igual a cero pozo 4-C.

Condiciones actuales	
Daño de formación: 0	
Tasa de petróleo: 158.8 bopd	
Qo (BOPD)	IPR (psig)
3.49	1849.68
70.13	1766.36
140.26	1678.67
210.38	1590.99
280.51	1503.30
350.62	1415.64
420.74	1327.96
490.86	1240.29
560.99	1152.61
631.11	1064.94
701.23	977.27
771.36	889.62
841.48	802.04
911.60	714.46
981.73	626.94
1051.85	539.48
1121.97	452.11
1192.10	364.90
1262.21	277.92
1332.35	185.90

Fuente: elaboración propia, basado en. ECOPETROL, Prosper.

Tabla 70. Variación producción de petróleo vs presión de fondo fluyente con daño actual igual a cero Pozo 3-D.

Condiciones actuales	
Daño de formación: 0	
Tasa de petróleo: 125 bopd	
Qo (BOPD)	IPR (psig)
9.13	1548.85
35.37	1496.15
70.74	1425.12
106.12	1354.09
141.49	1283.06
176.86	1212.05
212.23	1141.02
247.60	1070.01
282.97	999.00
318.35	928.00
353.72	857.01
389.09	786.12
424.46	715.83
459.84	645.23
495.20	574.74
530.53	504.49
565.91	434.37
601.31	360.30
636.71	272.73
672.08	156.67

Fuente: elaboración propia, basado en. ECOPETROL, Prosper.

Tabla 71. Variación producción de petróleo vs presión de fondo fluyente con daño actual igual a cero Pozo 16-E.

Condiciones actuales	
Daño de formación: 0	
Tasa de petróleo: 173.6 bopd	
Qo (BOPD)	IPR (psig)
6.99	1803.84
34.76	1735.13
69.50	1649.15
104.25	1563.17
138.99	1477.18
173.74	1391.19
208.49	1305.22
243.24	1219.23
277.99	1133.25
312.74	1047.27
347.48	961.30
382.23	875.34
416.98	789.44
451.73	703.84
486.48	618.14
521.23	532.57
555.98	447.15
590.69	362.04
625.46	277.16
660.22	182.31

Fuente: elaboración propia, basado en. ECOPETROL, Prosper.

ANEXO E.

VARIACIÓN DE LA VISCOSIDAD RESPECTO AL AUMENTO DEL CORTE DE AGUA

Tabla 72. Variación de la viscosidad respecto al aumento del corte de agua, Pozo 1-A.

Fecha	Corte de Agua							Viscosidad Emulsión (cP)
	Actual	0.25	0.5	0.65	0.8	0.9	0.95	
01/08/2018	399.486	7.313	11.536	2.067	1.058	0.698	0.562	
01/09/2018	395.376	7.310	11.532	2.067	1.058	0.698	0.562	
01/10/2018	1.364	7.298	11.513	2.066	1.058	0.697	0.562	
01/11/2018	394.954	7.292	11.503	2.066	1.058	0.697	0.562	
01/12/2018	384.777	7.288	11.497	2.066	1.058	0.697	0.562	
01/01/2019	392.366	7.284	11.492	2.066	1.058	0.697	0.562	

Fuente: elaboración propia, basado en. ECOPETROL, Macro Excel.

Tabla 73. Variación de la viscosidad respecto al aumento del corte de agua, Pozo 1-B.

Fecha	Corte de Agua							Viscosidad Emulsión (cP)
	Actual	0.25	0.5	0.65	0.8	0.9	0.95	
01/01/2015	505.312	482.405	496.363	1.585	0.779	0.503	0.402	
01/02/2015	490.299	479.879	493.764	1.585	0.779	0.503	0.402	
01/03/2015	490.370	478.542	492.389	1.585	0.779	0.503	0.402	
01/04/2015	474.657	475.955	489.727	1.585	0.779	0.503	0.402	
01/05/2015	464.535	470.799	484.422	1.585	0.779	0.503	0.402	
01/06/2015	460.538	466.705	480.209	1.585	0.779	0.503	0.402	
01/07/2015	454.301	460.298	473.618	1.585	0.779	0.503	0.402	
01/08/2015	450.060	456.263	469.466	1.585	0.779	0.503	0.402	
01/09/2015	444.858	451.017	464.068	1.585	0.779	0.503	0.402	
01/10/2015	440.002	446.093	459.002	1.585	0.779	0.503	0.402	
01/11/2015	436.721	442.761	455.573	1.585	0.779	0.503	0.402	
01/12/2015	432.131	438.249	450.930	1.585	0.779	0.503	0.402	
01/01/2016	428.140	433.745	446.297	1.585	0.779	0.503	0.402	
01/02/2016	424.728	430.407	442.862	1.585	0.779	0.503	0.402	
01/03/2016	421.550	427.059	439.417	1.585	0.779	0.503	0.402	
01/04/2016	418.332	422.869	435.106	1.585	0.779	0.503	0.402	
01/05/2016	414.369	419.307	431.441	1.585	0.779	0.503	0.402	
01/06/2016	410.124	415.325	427.344	1.585	0.779	0.503	0.402	
01/07/2016	407.245	411.721	423.636	1.585	0.779	0.503	0.402	

Fuente: elaboración propia, basado en. ECOPETROL, Macro Excel.

Tabla 73. (Continuación)

Fecha	Corte de Agua							Viscosidad Emisión (cP)
	Actual	0.25	0.5	0.65	0.8	0.9	0.95	
01/08/2016	403.710	408.012	419.820	1.585	0.779	0.503	0.402	
01/09/2016	409.874	406.871	418.646	1.585	0.779	0.503	0.402	
01/10/2016	415.896	406.062	417.813	1.585	0.779	0.503	0.402	
01/11/2016	417.994	404.981	416.701	1.585	0.779	0.503	0.402	
01/12/2016	419.861	404.006	415.698	1.585	0.779	0.503	0.402	
01/01/2017	415.819	402.464	414.111	1.585	0.779	0.503	0.402	
01/02/2017	416.860	401.425	413.043	1.585	0.779	0.503	0.402	
01/03/2017	420.734	401.074	412.681	1.585	0.779	0.503	0.402	
01/04/2017	420.260	400.063	411.641	1.585	0.779	0.503	0.402	
01/05/2017	420.918	399.174	410.727	1.585	0.779	0.503	0.402	
01/06/2017	419.773	398.093	409.614	1.585	0.779	0.503	0.402	
01/07/2017	1.259	398.284	409.810	1.585	0.779	0.503	0.402	
01/08/2017	1.056	405.198	416.925	1.585	0.779	0.503	0.402	
01/09/2017	1.026	402.048	413.683	1.585	0.779	0.503	0.402	
01/10/2017	0.752	401.184	412.795	1.585	0.779	0.503	0.402	
01/11/2017	0.659	400.863	412.464	1.585	0.779	0.503	0.402	
01/12/2017	0.539	418.968	431.093	1.585	0.779	0.503	0.402	
01/01/2018	0.526	423.192	435.438	1.585	0.779	0.503	0.402	
01/02/2018	0.617	425.082	437.383	1.585	0.779	0.503	0.402	
01/03/2018	0.614	416.632	428.689	1.585	0.779	0.503	0.402	
01/04/2018	0.585	414.891	426.897	1.585	0.779	0.503	0.402	
01/05/2018	0.556	410.905	422.797	1.585	0.779	0.503	0.402	
01/06/2018	0.530	411.109	423.006	1.585	0.779	0.503	0.402	
01/07/2018	0.490	418.243	430.347	1.585	0.779	0.503	0.402	
01/08/2018	0.523	415.946	427.983	1.585	0.779	0.503	0.402	
01/09/2018	0.496	418.987	431.112	1.585	0.779	0.503	0.402	
01/10/2018	0.489	418.892	431.014	1.585	0.779	0.503	0.402	
01/11/2018	0.528	413.710	425.682	1.585	0.779	0.503	0.402	
01/12/2018	0.512	413.759	425.733	1.585	0.779	0.503	0.402	
01/01/2019	0.498	414.059	426.041	1.585	0.779	0.503	0.402	

Fuente: elaboración propia, basado en. ECOPETROL, Macro Excel.

Tabla 74. Variación de la viscosidad respecto al aumento del corte de agua, Pozo 4-C.

Fecha	Corte de Agua							Viscosidad Emulsión (cP)
	Actual	0.25	0.5	0.65	0.8	0.9	0.95	
01/11/2017	124.617	135.416	139.344	1.697	0.835	0.539	0.431	
01/12/2017	123.673	130.662	134.452	1.697	0.835	0.539	0.431	
01/01/2018	125.749	129.417	133.171	1.697	0.835	0.539	0.431	
01/02/2018	125.592	129.445	133.201	1.697	0.835	0.539	0.431	
01/03/2018	123.692	128.061	131.776	1.697	0.835	0.539	0.431	
01/04/2018	122.882	126.943	130.626	1.697	0.835	0.539	0.431	
01/05/2018	123.637	126.247	129.910	1.697	0.835	0.539	0.431	
01/06/2018	124.983	124.878	128.502	1.697	0.835	0.539	0.431	
01/07/2018	125.382	123.511	127.095	1.697	0.835	0.539	0.431	
01/08/2018	127.129	123.779	127.370	1.697	0.835	0.539	0.431	
01/09/2018	127.613	123.013	126.582	1.697	0.835	0.539	0.431	
01/10/2018	1.649	122.317	125.866	1.697	0.835	0.539	0.431	
01/11/2018	1.659	121.519	125.046	1.697	0.835	0.539	0.431	
01/12/2018	1.181	121.478	125.003	1.697	0.835	0.539	0.431	
01/01/2019	1.689	121.046	124.559	1.697	0.835	0.539	0.431	

Fuente: elaboración propia, basado en. ECOPETROL, Macro Excel.

Tabla 75. Variación de la viscosidad respecto al aumento del corte de agua, Pozo 3-D.

Fecha	Corte de Agua							Viscosidad Emulsión (cP)
	Actual	0.25	0.5	0.65	0.8	0.9	0.95	
01/10/2015	94.140	100.844	103.773	1.823	0.898	0.580	0.463	
01/11/2015	89.706	95.746	98.528	1.823	0.897	0.580	0.463	
01/12/2015	88.168	94.353	97.095	1.823	0.897	0.580	0.463	
01/01/2016	87.514	93.655	96.377	1.823	0.897	0.580	0.463	
01/02/2016	87.125	93.214	95.923	1.823	0.897	0.580	0.463	
01/03/2016	87.082	93.361	96.074	1.823	0.897	0.580	0.463	
01/04/2016	87.161	93.634	96.355	1.823	0.897	0.580	0.463	
01/05/2016	86.467	92.617	95.309	1.823	0.897	0.580	0.463	
01/06/2016	85.974	91.968	94.641	1.823	0.897	0.580	0.463	
01/07/2016	85.501	91.391	94.047	1.823	0.897	0.580	0.463	
01/08/2016	85.396	91.121	93.770	1.823	0.897	0.580	0.463	
01/09/2016	84.818	90.503	93.134	1.823	0.897	0.580	0.463	
01/10/2016	84.495	90.120	92.739	1.823	0.897	0.580	0.463	
01/11/2016	83.933	89.355	91.953	1.822	0.897	0.580	0.463	
01/12/2016	83.339	88.678	91.256	1.822	0.897	0.580	0.463	
01/01/2017	82.573	87.674	90.223	1.822	0.897	0.580	0.463	

Fuente: elaboración propia, basado en. ECOPETROL, Macro Excel.

Tabla 75. (Continuación)

Fecha	Corte de Agua							Viscosidad Emulsión (Cp)
	Actual	0.25	0.5	0.65	0.8	0.9	0.95	
01/02/2017	82.129	87.070	89.601	1.822	0.897	0.580	0.463	
01/03/2017	81.928	86.772	89.294	1.822	0.897	0.580	0.463	
01/04/2017	81.585	86.304	88.813	1.822	0.897	0.580	0.463	
01/05/2017	80.738	85.111	87.586	1.822	0.897	0.580	0.463	
01/06/2017	80.174	84.267	86.717	1.822	0.897	0.580	0.463	
01/07/2017	83.924	88.005	90.563	1.822	0.897	0.580	0.463	
01/08/2017	86.379	91.899	94.570	1.823	0.897	0.580	0.463	

Fuente: elaboración propia, basado en. ECOPETROL, Macro Excel.

Tabla 76. Variación de la viscosidad respecto al aumento del corte de agua, Pozo 16-E.

Fecha	Corte de Agua							Viscosidad Emulsión (Cp)
	Actual	0.25	0.5	0.65	0.8	0.9	0.95	
01/10/2015	131.902	138.641	142.664	1.927	0.948	0.613	0.489	
01/11/2015	128.160	134.786	138.698	1.927	0.948	0.613	0.489	
01/12/2015	130.550	135.671	139.609	1.927	0.948	0.613	0.489	
01/01/2016	129.794	135.461	139.392	1.927	0.948	0.613	0.489	
01/02/2016	129.368	135.007	138.925	1.927	0.948	0.613	0.489	
01/03/2016	128.374	134.249	138.145	1.927	0.948	0.613	0.489	
01/04/2016	127.274	133.377	137.248	1.927	0.948	0.613	0.489	
01/05/2016	126.960	132.992	136.851	1.927	0.948	0.613	0.489	
01/06/2016	128.370	134.328	138.226	1.927	0.948	0.613	0.489	
01/07/2016	129.865	135.562	139.496	1.927	0.948	0.613	0.489	
01/08/2016	132.487	137.339	141.325	1.927	0.948	0.613	0.489	
01/09/2016	128.779	135.952	135.952	1.927	0.948	0.613	0.489	
01/10/2016	128.737	135.927	135.927	1.927	0.948	0.613	0.489	
01/11/2016	131.460	135.497	139.429	1.927	0.948	0.613	0.489	
01/12/2016	127.572	132.978	136.837	1.927	0.948	0.613	0.489	
01/01/2017	126.690	131.686	135.508	1.927	0.948	0.612	0.489	
01/02/2017	126.036	131.038	134.842	1.927	0.948	0.612	0.489	
01/03/2017	125.423	130.423	134.208	1.927	0.948	0.612	0.489	
01/04/2017	125.694	130.626	134.418	1.927	0.948	0.612	0.489	

Fuente: elaboración propia, basado en. ECOPETROL, Macro Excel.