

**EVALUACIÓN TÉCNICO-FINANCIERA DEL IMPACTO DE LA REMOCIÓN DE
DAÑO DE FORMACIÓN EN POZOS PRODUCTORES DE DOS CAMPOS DE LA
FORMACIÓN CABALLOS EN LA CUENCA DEL PUTUMAYO**

**JULIÁN JOSÉ RAMIREZ CHACÓN
SANTIAGO JOSÉ REYES PIRAJÓN**

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

**EVALUACIÓN TÉCNICO-FINANCIERA DEL IMPACTO DE LA REMOCIÓN DE
DAÑO DE FORMACIÓN EN POZOS PRODUCTORES DE DOS CAMPOS DE LA
FORMACIÓN CABALLOS EN LA CUENCA DEL PUTUMAYO.**

**JULIÁN JOSÉ RAMIREZ CHACON
SANTIAGO JOSÉ REYES PIRAJÓN**

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

**Director
Jorge Italo Bahamón Pedrosa
Ingeniero de Petróleos**

**Codirector
Leonardo Toro Agudelo,
Ingeniero de Petróleos**

**Orientador
Alex Cuadrado,
Ingeniero de Petróleos**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERIA
INGENIERIA DE PETRÓLEOS
BOGOTA D.C.
2019**

NOTA DE ACEPTACIÓN

ING. ALEX CUADRADO

ING. JORGE LUIS RAMOS

ING. CLAUDIA RUBIO

Bogotá, febrero del 2019

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro:

Dr. JAIME POSADA DÍAZ.

Vice rector de Desarrollo y Recursos Humanos:

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA.

Vice rectora Académica y de Posgrados:

Dra. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS.

Decano Facultad de Ingenierías:

Dr. JULIO CÉSAR FUENTES ARISMENDI.

Director (e) Programa Ingeniería de Petróleos:

Dr. JULIO CÉSAR FUENTES ARISMENDI.

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

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a Dios por darme la mano en los momentos difíciles y darme una luz para iluminar mi camino. A mi mami Marleny Chacón por brindarme todo su amor, apoyo y confianza, por ser una persona en la que podría confiar cualquier cosa y principalmente por enseñarme a ser una persona que puede alcanzar cualquier ideal. A mi papa José Ramirez quien me enseñó a ser primero persona antes que cualquier cosa y desde el cielo me llena de sabiduría para dar cada paso en mi vida (lo logre papa). A mi hermana Camila por su compañía. A mi tía María quien ha sido fundamental durante todos mis años de vida brindándome amor y compañía. A mi familia. A mis amigos Julian y Santiago por su motivación durante toda la carrera y a todas las personas que hicieron parte de alguna forma durante estos años de universidad.

A los ingenieros de ECOPETROL S.A. Jorge Italo Bahamón y Leonardo Toro quienes dedicaron su tiempo y paciencia para la realización exitosa del trabajo de grado.

Al Orientador del trabajo de grado Alex Cuadrado quien con su guía nos llevó a la realización exitosa de este proyecto.

JULIAN JOSE RAMIREZ CHACON

AGRADECIMIENTOS

Deseo expresar mis agradecimientos a:

Mi familia por brindarme la oportunidad de estudiar una carrera profesional; a mi madre Claudia Pirajón por brindarme su apoyo incondicional en los momentos más difíciles de mi vida, a mi Padre Darío Reyes que siempre me motivo para seguir adelante a pesar de las adversidades, a mi hermano Juan Vicente quien me ha apoyado cuando más lo he necesitado, a mi hija Luciana quien ha sido el motor de mi vida desde que llego a este mundo y a mi novia Luisa quien me ha brindado su cariño desde que nos conocemos. Finalmente a mis Abuelos Carlos e Inés quienes siempre creyeron en mí.

A los ingenieros de ECOPETROL S.A. Jorge Italo Bahamón y Leonardo Toro quienes dedicaron su tiempo y paciencia para la realización exitosa del trabajo de grado.

Al Orientador del trabajo de grado Alex Cuadrado quien con su guía nos llevó a la realización exitosa de este proyecto.

Finalmente a Dios quien me dio la vida y la familia que tengo y a la Universidad de América.

SANTIAGO JOSE REYES PIRAJON

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	28
OBJETIVOS	29
1. GENERALIDADES DE LOS CAMPOS A Y L	30
1.1 HISTORIA DEL CAMPO A	30
1.2 HISTORIA DEL CAMPO L	30
1.3 LOCALIZACION DEL CAMPO A Y DEL CAMPO L	31
1.4 MARCO GEOLOGICO	31
1.4.1 Columna estratigráfica	31
1.4.2 Estratigrafía	31
1.4.3 Geología Estructural	35
1.4.4 Geología del Petróleo	37
1.5 HISTORIA DE PRODUCCIÓN CAMPO A	38
1.5.1 Método de Producción en el Campo A	38
1.5.2 Tiempo de producción del Campo A	38
1.5.3 Número de Pozos del Campo A	38
1.5.4 Gráfica de Producción Acumulada de Campo A	38
1.5.5 Características del Yacimiento	38
1.6 HISTORIA DE PRODUCCIÓN CAMPO L	39
1.6.1 Método de Producción en el Campo L	40
1.6.2 Tiempo de producción Campo L	40
1.6.3 Numero de Pozos del Campo L	40
1.6.4 Grafica de producción acumulada de Campo L	40
1.6.5 Características del Yacimiento	41
2. ASPECTOS CONCEPTUALES DE LOS TIPOS DE DAÑO DE FORMACION	42
2.1 CONCEPTOS BÁSICOS DE DAÑO DE FORMACION	42
2.1.1 Daño	42
2.1.2 Daño de formación (S)	42
2.1.3 Factor skin (S)	43
2.2 TIPOS DE DAÑO DE FORMACION	44
2.2.1 Daño de formación de origen natural	44

2.2.2 Daño de formación de origen inducido	52
2.3 CONCEPTOS BASICOS DE ESTIMULACION	54
2.3.1 Estimulación de pozo	54
2.3.2 Estimulación matricial reactiva	55
2.3.3 Estimulación matricial no reactiva	55
2.4 CONCEPTOS BASICOS DE PRODUCTIVIDAD DE POZOS	56
2.4.1 Ley de Darcy	56
2.4.2 Clasificación de regímenes de flujo en medios porosos	56
2.5 IPR, IP, FLUJO MONOFASICO Y VOGEL	59
2.5.1 Inflow Performance Relationship (IPR)	59
2.5.2 Flujo de una sola fase	60
2.5.3 Índice de productividad (IP)	60
2.5.4 Flujo bifasico	61
2.5.4 IPR de Vogel	61
3. ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN SUMINISTRADA DEL ESTUDIO DEL DAÑO DE FORMACIÓN PARA LA DEFINICIÓN DE LA ESTIMULACIÓN TIPO ASOCIADA A LOS POZOS PRODUCTORES DE LOS DOS CAMPOS	63
3.1 IDENTIFICACIÓN DE FUENTES DE DAÑO DE FORMACIÓN CAMPO A	63
3.1.1 Análisis de Escamas Minerales	63
3.1.2 Finos y Arcillas	65
3.1.3 Escamas Orgánicas	67
3.1.4 Emulsiones	72
3.1.5 Curvas Permeabilidad Relativa	73
3.1.6 Daño Inducido	74
3.1.7 Simulación de Daño de Formación	75
3.2 IDENTIFICACIÓN DE LAS FUENTES DE DAÑO DE FORMACIÓN EN EL CAMPO L	77
3.2.1 Análisis Escamas Minerales	77
3.2.2 Finos y Arcillas	79
3.2.3 Escamas Orgánicas	81
3.2.4 Emulsiones	85
3.2.5 Curvas de Permeabilidad Relativa	85
3.2.6 Daño Inducido	86

3.2.7 Simulación de Daño de Formación	88
3.3 EVALUACIÓN DEL DAÑO DE FORMACIÓN	89
3.3.1 Prevención y control del Daño	93
3.3.2 Control de daños por acidificación matricial	93
3.3.3 Control de daño por fracturamiento hidráulico	94
3.3.4 Control de escamas	95
3.3.5 Control de precipitaciones orgánicas	96
3.3.6 Control de la alteración de la humectabilidad	96
3.4 ESTIMULACIÓN Y TRATAMIENTOS REMEDIALES	96
3.4.1 Limpieza del pozo	97
3.4.2 Tratamientos Ácidos	97
3.4.3 Tratamientos de Fracturas	98
3.4.4 Recuperación deficiente de la carga del fluido	98
4. ANALISIS DE LA PRODUCTIVIDAD DE POZOS DE ESTUDIO	105
4.1 POZO A-2	105
4.1.1 IPR daño igual a cero ($s=0$)	105
4.1.2 IPR daño actual ($S=46$)	107
4.1.3 IPR sin daño por escamas minerales	108
4.1.4 IPR sin daño por migración de finos	110
4.1.5 IPR sin daño por escamas minerales y migración de finos	112
4.2 POZO A-4	114
4.2.1 IPR sin daño de formación	114
4.2.2 IPR daño actual ($S=25$)	115
4.2.3 IPR sin daño por escamas minerales	117
4.2.4 IPR sin daño de origen inducido	119
4.2.5 IPR sin daño por escamas minerales y origen inducido	120
4.3 POZO A-5	122
4.3.1 IPR sin daño de formación	122
4.3.2 IPR daño actual ($s=45$)	124
4.3.3 IPR sin daño por escamas minerales	125
4.3.4 IPR sin daño por escamas orgánicas	127
4.3.5 IPR sin daño por escamas minerales y orgánicas	128

4.4 POZO A-6	130
4.4.1 IPR sin daño de formación	130
4.4.2 IPR daño actual (s=48)	131
4.4.3 IPR sin daño de origen inducido	133
4.4.4 IPR sin daño por escamas minerales	134
4.4.5 IPR sin daño por escamas organicas	136
4.4.6 IPR sin daño por escamas organicas, minerales y inducido	137
4.5 POZO A-11	139
4.5.1 IPR sin daño (s=0)	139
4.5.2 IPR daño actual (s=47)	141
4.5.3 IPR sin daño de origen inducido	142
4.5.4 IPR sin daño por escamas minerales	144
4.5.5 IPR sin daño por escamas minerales y de origen inducido	145
4.6 POZO L-1	147
4.7.1 IPR sin daño (s=0)	147
4.7.2 IPR daño actual (s=31)	149
4.7.3 IPR sin daño por migración de finos	150
4.7.4 IPR sin daño por origen inducido	152
4.7.5 IPR sin daño por escamas minerales	153
4.7.6 IPR sin daño por finos, inducido y escamas minerales	155
4.7 POZO L-2A	156
4.7.1 IPR sin daño (s=0)	157
4.7.2 IPR daño actual (s=82)	158
4.7.3 IPR sin daño por migracion de finos	160
4.7.4 IPR sin daño por escamas minerales	161
4.7.5 IPR sin daño por migración de finos y escamas minerales	163
4.8 POZO L-9D	164
4.8.1 IPR sin daño de formacion (s=0)	165
4.8.2 IPR daño actual (s=47)	166
4.8.3 IPR sin daño por migración de finos	168
4.8.4 IPR sin daño por escamas minerales	169
4.8.5 IPR sin daño por migración de finos y escamas minerales	171
4.8.6 Modelo curva de declinación de los pozos de los campos	172

4.9 DESCRIPCIÓN DE LA ELABORACIÓN DE LA MACRO EN EXCEL PARA EL ANÁLISIS GRAFICO DE LAS CURVAS IPR DE LA REMOCIÓN TEÓRICA DEL DAÑO DE FORMACIÓN PARA CUALQUIER POZO	174
5. ANÁLISIS FINANCIERO DEL IMPACTO DE LA REMOCION DEL DAÑO DE FORMACIÓN	180
5.1. ANÁLISIS DE COSTOS DE INVERSIÓN (CAPEX)	181
5.2. ANÁLISIS DE COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX)	182
5.3. ANÁLISIS DE INGRESOS	184
5.4. EVALUACIÓN FINANCIERA	186
5.4.1 Tasa de interés de oportunidad (TIO)	186
5.4.2 Valor Presente Neto (VPN)	186
5.4.3 Relación Beneficio/Costo (B/C)	187
5.5 CONCLUSION FINANCIERA	192
6. CONCLUSIONES	193
7. RECOMENDACIONES	195
BIBLIOGRAFIA	196
ANEXOS	198

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Características del Yacimiento del Campo A.	39
Tabla 2. Características del Yacimiento del Campo L.	41
Tabla 3. Principales componente de las partículas finas.	45
Tabla 4. Análisis de Escamas minerales en los pozos estudio del Campo A.	64
Tabla 5. Análisis de finos de los pozos objeto del estudio .	67
Tabla 6. Análisis de Escamas Orgánicas para los pozos objeto de estudio.	71
Tabla 7. Valores de Daño iniciales y actuales para los pozos de estudio.	75
Tabla 8. Distribución por Fuentes de Daño para los pozos objeto de estudio.	76
Tabla 9. Análisis de Escamas Minerales de los pozos de estudio.	78
Tabla 10. Análisis de Finos de los pozos de estudio.	80
Tabla 11. Análisis de Escamas Orgánicas para los pozos objeto de estudio.	84
Tabla 12. Valores de Daño iniciales y actuales para los pozos de estudio	87
Tabla 13. Distribución por fuentes de daño para los pozos estudio	89
Tabla 14. Daño durante la producción.	99
Tabla 15. Datos Pozo A-2.	105
Tabla 16. Datos Pozo A-4.	114
Tabla 17. Datos Pozo A-5.	122
Tabla 18. Datos Pozo A-6.	130
Tabla 19. Datos Pozo A-11.	139
Tabla 20. Datos Pozo L-1.	147
Tabla 21. Datos Pozo L-2A.	156
Tabla 22. Datos Pozo L-9D.	164
Tabla 23. Empresa X	181
Tabla 24. Empresa Y	182
Tabla 25. Empresa Z	182
Tabla 26. Costos de mantenimiento para las empresas.	183
Tabla 27. Costos de levantamiento	183
Tabla 28. Producción incremental ideal Campo A.	184
Tabla 29. Producción incremental ideal Campo L.	184
Tabla 30. Costos de producción	184
Tabla 31. Precio de venta barril de petróleo.	185
Tabla 32. Producción neta.	185

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Localización del Campo A y Campo L.	33
Figura 2. Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca del Putumayo	36
Figura 3. Representación gráfica de la zona dañada en el yacimiento.	42
Figura 4. Representación positiva y negativa del efecto skin.	44
Figura 5 Efecto del CO ₂ en la precipitación de carbonato de calcio (CaCO ₃).	47
Figura 6. Nucleación y crecimiento de las escamas	48
Figura 7. Fenómeno de Depositación en Yacimiento y Tubería de Producción.	50
Figura 8. Tipos de emulsión.	51
Figura 9. Esquema de un yacimiento con presión constante.	57
Figura 10 Esquema de un yacimiento con límites de no flujo.	58
Figura 11. Modelo curva IPR.	59
Figura 12. Comparación Curvas IPR Vogel y Darcy	62
Figura 13. Análisis de escamas Minerales A-5.	64
Figura 14. Composición de la Roca en la Formación Caballos.	65
Figura 15. Producción de Líquidos vs Tasa Crítica Pozo A-5	66
Figura 16. Envoltente de Asfáltenos Formación Caballos Campo A.	68
Figura 17. Análisis de asfáltenos con el método CII en el Campo A.	69
Figura 18. Análisis de asfáltenos con el método Stankewics Plot Campo A.	70
Figura 19. Análisis de Emulsiones Pozo A-2.	72
Figura 20. Análisis nodal Pozo A-5 Condiciones actuales de Producción.	74
Figura 21. Distribución Fuentes de Daño Pozo A-5.	76
Figura 22. Distribución Fuentes de Daño Área Sur.	77
Figura 23. Composición de la Roca en la formación Caballos.	79
Figura 24. Envoltente de Asfáltenos Formación Caballos Campo L.	82
Figura 25. Análisis de estabilidad de asfáltenos método CII campo L.	82
Figura 26. Análisis de asfáltenos método Stankewics Plot Campo L.	83
Figura 27. Análisis de Emulsiones pozo Loro-9d	85
Figura 28. Análisis Nodal Pozo L-9D a condiciones actuales de producción	87
Figura 29. Distribución fuentes de Daño Pozo L-9d	88
Figura 30. Distribución Fuentes de Daño Campo L	90
Figura 31. Esquema del Daño de formación.	90
Figura 32. Creación de casillas de verificación en Excel.	175
Figura 33. Gráfica curvas IPR en macro removiendo un mecanismo de daño de formación.	176
Figura 34. Gráfica curvas IPR en la Macro de Excel al remover dos mecanismos.	176
Figura 35. Grafica curvas IPR en la Macro de Excel al remover tres mecanismos.	177
Figura 36. Grafica curvas IPR en la Macro de Excel al remover cuatro mecanismos.	177
Figura 37. Grafica curvas IPR en la Macro de Excel al remover cinco mecanismos.	178

Figura 38. Grafica curvas IPR en la Macro de Excel al remover todos los mecanismos.	178
Figura 39. Flujo de caja empresa X.	188
Figura 40. Flujo de caja Empresa Y.	189
Figura 41 Flujo de caja Empresa Z.	190
Figura 42. Producción de líquidos totales vs tasa crítica pozo A-2.	199
Figura 43. Producción de líquidos totales vs tasa crítica pozo A-4.	199
Figura 44. Producción de líquidos totales vs tasa crítica pozo A-5.	200
Figura 45. Producción de líquidos totales vs tasa crítica pozo A-6.	200
Figura 46. Producción de líquidos totales vs tasa crítica pozo A-11.	201
Figura 47. Producción de líquidos totales vs tasa crítica pozo L-1.	201
Figura 48. Producción de líquidos totales vs tasa crítica pozo L-2A.	202
Figura 49. Producción de líquidos totales vs tasa crítica pozo L-9D.	202
Figura 50. Análisis de finos A-2.	203
Figura 51. Análisis de finos A-4.	203
Figura 52. Análisis de finos A-5.	204
Figura 53. Análisis de finos A-6.	204
Figura 54. Análisis de finos A-11.	205
Figura 55. Análisis de finos L-1.	205
Figura 56. Análisis de finos L-2a.	206
Figura 57. Análisis de finos L-9d.	206
Figura 58. Análisis de Escamas Orgánicas A-2.	207
Figura 59. Análisis de Escamas Orgánicas A-5.	207
Figura 60. Análisis de Escamas Orgánicas A-5.	208
Figura 61. Análisis de Escamas Orgánicas A-6.	208
Figura 62. Análisis de Escamas Orgánicas A-11.	209
Figura 63. Análisis de Escamas Orgánicas L-1.	209
Figura 64. Análisis de Escamas Orgánicas L-2a.	210
Figura 65. Análisis de Escamas Orgánicas L-9d.	210
Figura 66. Análisis de Escamas Minerales A-2.	211
Figura 67. Análisis de Escamas Minerales A-4.	211
Figura 68. Análisis de Escamas Minerales A-5.	212
Figura 69. Análisis de Escamas Minerales A-6.	212
Figura 70. Análisis de Escamas Minerales A-11.	213
Figura 71. Análisis de Escamas Minerales L-1.	213
Figura 72. Análisis de Escamas Minerales L-2a.	214
Figura 73. Análisis de Escamas Minerales L-9d.	214
Figura 74. Distribución fuentes de daño pozo A-2.	215
Figura 75. Distribución fuentes de daño pozo A-4.	215
Figura 76. Distribución fuentes de daño pozo A-5.	216
Figura 77. Distribución fuentes de daño pozo A-6.	216
Figura 78. Distribución fuentes de daño pozo A-11.	217
Figura 79. Distribución fuentes de daño pozo L-1	217
Figura 80. Distribución fuentes de daño pozo L-2A.	218
Figura 81. Distribución fuentes de daño pozo L-9D.	218

LISTA DE GRÁFICAS

	pág.
Gráfica 1. Producción acumulada del Campo A.	39
Gráfica 2. Producción acumulada del Campo L	41
Gráfica 3. Análisis de Finos pozo A-5	67
Gráfica 4. Análisis de Escamas Orgánicas A-5.	71
Gráfica 5. Curvas de Permeabilidad Relativa de la Formación Caballos.	73
Gráfica 6 Análisis de Escamas Minerales L-9D	78
Gráfica 7. Producción de Líquidos Totales vs Tasa Crítica Loro-2a	80
Gráfica 8 Análisis de Finos Loro-9D	81
Gráfica 9 Análisis de Escamas Orgánicas L-2a	84
Gráfica 10 Curva de Permeabilidad Relativa Formación Caballos.	86
Gráfica 11. Curva Prosper IPR Pozo A-2 Sin Daño de Formación	106
Gráfica 12. Curva IPR Pozo A-2 Sin Daño de Formación	106
Gráfica 13. Curva Prosper IPR Pozo A-2 Daño de Formación Actual.	107
Gráfica 14. Curva IPR Pozo A-2 Daño de Formación Actual.	108
Gráfica 15. Curva Prosper IPR Pozo A-2 Sin Escamas Minerales.	109
Gráfica 16. Curva IPR Pozo A-2 Sin Escamas Minerales.	110
Gráfica 17. Curva Prosper IPR Pozo A-2 Sin Finos.	111
Gráfica 18. Curva IPR Pozo A-2 Sin Finos.	111
Gráfica 19. Curva Prosper IPR Pozo A-2 Sin Escamas Minerales y Finos.	113
Gráfica 20. Curva IPR Pozo A-2 Sin Escamas Minerales y Finos.	113
Gráfica 21. Curva Prosper IPR Pozo A-4 Sin Daño de Formación.	114
Gráfica 22. Curva IPR Pozo A-4 Sin Daño de Formación.	115
Gráfica 23. Curva Prosper IPR Pozo A-4 Daño de Formación Actual.	116
Gráfica 24. Curva IPR Pozo A-4 Daño de Formación Actual.	116
Gráfica 25. Curva Prosper IPR Pozo A-4 Sin Escamas Minerales.	118
Gráfica 26. Curva IPR Pozo A-4 Sin Escamas Minerales.	118
Gráfica 27. Curva Prosper IPR Pozo A-4 Sin Daño Inducido.	119
Gráfica 28. Curva IPR Pozo A-4 Sin Daño Inducido.	120
Gráfica 29. Curva Prosper IPR Pozo A-4 Sin Escamas Minerales y Daño Inducido.	121
Gráfica 30. Curva IPR Pozo A-4 Sin Escamas Minerales y Daño Inducido.	122
Gráfica 31. Curva Prosper IPR Pozo A-5 Sin Daño de Formación.	123
Gráfica 32. Curva IPR Pozo A-5 Sin Daño de Formación.	123
Gráfica 33. Curva Prosper IPR Pozo A-5 Daño Actual de Formación.	124
Gráfica 34. Curva IPR Pozo A-5 Daño Actual de Formación.	125
Gráfica 35. Curva Prosper IPR Pozo A-5 Sin Escamas Minerales.	126
Gráfica 36. Curva IPR Pozo A-5 Sin Escamas Minerales.	126
Gráfica 37. Curva Prosper IPR Pozo A-5 Sin Escamas Orgánicas.	127
Gráfica 38. Curva IPR Pozo A-5 Sin Escamas Orgánicas.	128
Gráfica 39. Curva Prosper IPR Pozo A-5 Sin Escamas Orgánicas y Escamas Minerales.	129
Gráfica 40. Curva IPR Pozo A-5 Sin Escamas Orgánicas y Escamas Minerales	129

Gráfica 41. Curva Prosper IPR Pozo A-6 Sin Daño de Formación.	130
Gráfica 42. Curva IPR Pozo A-6 Sin Daño de Formación.	131
Gráfica 43. Curva Prosper IPR Pozo A-6 Daño Actual de Formación.	132
Gráfica 44. Curva IPR Pozo A-6 Daño Actual de Formación.	132
Gráfica 45 . Curva Prosper IPR Pozo A-6 Sin Daño Inducido.	133
Gráfica 46. Curva IPR Pozo A-6 Sin Daño Inducido.	134
Gráfica 47. Curva Prosper IPR Pozo A-6 Sin Escamas Minerales.	135
Gráfica 48. Curva IPR Pozo A-6 Sin Escamas Minerales.	135
Gráfica 49. Curva Prosper IPR Pozo A-6 Sin Escamas Orgánicas.	136
Gráfica 50. Curva IPR Pozo A-6 Sin Escamas Orgánicas.	137
Gráfica 51. Curva Prosper IPR Pozo A-6 Sin Escamas Minerales, Escamas Orgánicas y Daño Inducido.	138
Gráfica 52. Curva IPR Pozo A-6 Sin Escamas Minerales, Escamas Orgánicas y Daño Inducido.	139
Gráfica 53. Curva Prosper IPR Pozo A-11 Sin Daño de Formación.	140
Gráfica 54. Curva IPR Pozo A-11 Sin Daño de Formación.	140
Gráfica 55. Curva Prosper IPR Pozo A-11 Daño Actual de Formación.	141
Gráfica 56. Curva IPR Pozo A-11 Daño Actual de Formación.	142
Gráfica 57. Curva Prosper IPR Pozo A-11 Sin Daño Inducido.	143
Gráfica 58. Curva IPR Pozo A-11 Sin Daño Inducido.	143
Gráfica 59. Curva Prosper IPR Pozo A-11 Sin Escamas Minerales.	144
Gráfica 60. Curva IPR Pozo A-11 Sin Escamas Minerales.	145
Gráfica 61. Curva Prosper IPR Pozo A-11 Sin Escamas Minerales y Daño Inducido.	146
Gráfica 62. Curva IPR Pozo A-11 Sin Escamas Minerales y Daño Inducido.	146
Gráfica 63. Curva Prosper IPR Pozo L-1 Sin Daño de Formación.	148
Gráfica 64. Curva IPR Pozo L-1 Sin Daño de Formación.	148
Gráfica 65. Curva Prosper IPR Pozo L-1 Daño de Formación Actual.	149
Gráfica 66. Curva IPR Pozo L-1 Daño de Formación Actual.	150
Gráfica 67. Curva Prosper IPR Pozo L-1 Sin Finos.	151
Gráfica 68. Curva IPR Pozo L-1 Sin Finos.	151
Gráfica 69. Curva Prosper IPR Pozo L-1 Sin Daño Inducido.	152
Gráfica 70. Curva IPR Pozo L-1 Sin Daño Inducido.	153
Gráfica 71. Curva Prosper IPR Pozo L-1 Sin Escamas Minerales.	154
Gráfica 72. Curva IPR Pozo L-1 Sin Escamas Minerales.	154
Gráfica 73. Curva Prosper IPR Pozo L-1 Sin Escamas Minerales, Finos y Daño Inducido.	155
Gráfica 74. Curva IPR Pozo L-1 Sin Escamas Minerales, Finos y Daño Inducido.	156
Gráfica 75. Curva Prosper IPR Pozo L-2A Sin Daño de Formación.	157
Gráfica 76. Curva IPR Pozo L-2A Sin Daño de Formación.	158
Gráfica 77. Curva Prosper IPR Pozo L-2A Daño de Formación actual.	159
Gráfica 78. Curva IPR Pozo L-2A Daño de Formación actual.	159
Gráfica 79. Curva Prosper IPR Pozo L-2A Sin Finos.	160
Gráfica 80. Curva IPR Pozo L-2A Sin Finos.	161

Gráfica 81. Curva Prosper IPR Pozo L-2A Sin Escamas Minerales.	162
Gráfica 82. Curva IPR Pozo L-2A Sin Escamas Minerales.	162
Gráfica 83. Curva Prosper IPR Pozo L-2A Sin Escamas Minerales y Finos.	163
Gráfica 84. Curva IPR Pozo L-2A Sin Escamas Minerales y Finos.	164
Gráfica 85. Curva Prosper IPR Pozo L-9D Sin Daño de Formación.	165
Gráfica 86. Curva Prosper IPR Pozo L-9D Sin Daño de Formación.	166
Gráfica 87. Curva Prosper IPR Pozo L-9D Daño de Formación actual.	167
Gráfica 88. Curva IPR Pozo L-9D Daño de Formación actual.	167
Gráfica 89. Curva Prosper IPR Pozo L-9D Sin Finos.	168
Gráfica 90. Curva IPR Pozo L-9D Sin Finos.	169
Gráfica 91. Curva Prosper IPR Pozo L-9D Sin Escamas Minerales.	170
Gráfica 92. Curva IPR Pozo L-9D Sin Escamas Minerales.	170
Gráfica 93. Curva Prosper IPR Pozo L-9D Sin Escamas Minerales y Finos.	171
Gráfica 94. Curva IPR Pozo L-9D Sin Escamas Minerales y Finos.	172
Gráfica 95. Modelo Curva de declinación Pozo A-4.	173
Gráfica 96. Modelo curva de declinación Pozo L-1	173
Gráfica 97. Modelo Curva de declinación Pozo L-9D	219
Gráfica 98 Modelo Curva de declinación Pozo L-2A	219
Gráfica 99 Modelo Curva de declinación Pozo	220
Gráfica 100 Modelo Curva de declinación Pozo A-2	220
Gráfica 101 Modelo Curva de declinación Pozo A-5	221
Gráfica 102 Modelo Curva de declinación Pozo A-6	221

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Factor Skin	43
Ecuación 2. Ecuación de Darcy	56
Ecuación 3. Ley de Darcy para estado estacionario.	57
Ecuación 4. Ley de Darcy para estado pseudo-estacionario.	58
Ecuación 5. Flujo Transiente	59
Ecuación 6. Ley de Darcy para flujo radial.	60
Ecuación 7. Ecuación de Darcy para estas condiciones.	61
Ecuación 8. Ecuacion IP	61
Ecuación 9. Ecuación Vogel	62
Ecuación 10. Factor de Daño asociado	91
Ecuación 11. Ecuacion daño de formación Samaniego	91
Ecuación 12. Ecuación de declinación exponencial	172
Ecuación 13. Valor Presente Neto.	186
Ecuación 14. Relación B/C.	187
Ecuación 15. Flujo de caja.	188

LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo A. Tasa crítica en relación a la producción de líquido total.	199
Anexo B. Análisis de finos de los pozos de interés.	203
Anexo C. Análisis escamas orgánicas de los pozos de interés.	207
Anexo D. Análisis de escamas minerales de los pozos de interés.	211
Anexo E. Distribución de fuentes de daño por pozo.	215
Anexo F. Curvas de declinación pozos Campo A y Campo L.	219

LISTA DE ABREVIATURAS

%	Por ciento
°	Grados
°F	Grados Fahrenheit
amp.	Amperios
ANH	Agencia Nacional de Hidrocarburos
API	American Petroleum Institute
aprox.	Aproximadamente
BBL	Barriles
BFPD	Barriles de fluido por día
BOPD	Barriles de petróleo por día
BPD	Barriles por día
BWPD	Barriles de agua por día
cP	CentiPoises
d	Día
F	Fondo
Fm.	Formación
ft	Pies
ID	Diámetro interno
in	Pulgadas
IPR	Curva de producción
km²	Kilómetros cuadrados
Lb	Libras
m	Metros
Ma.	Millones de años
MD	Profundidad medida
md	Milidarcys
mm	Milímetros
No.	Número
OD	Diámetro externo
pH	Potencial del ion hidrógeno
PI	Índice de productividad
p.	Página (s)
psi	Unidad de presión (Lb/in ²)
PVT	Presión, Volumen, Temperatura
Re	Radio de drenaje
RG	Roca Generadora
RR	Roca Reservorio
RS	Roca Sello
Rw	Radio del Pozo
S	Skin
STB	Barriles en superficie (Stock Tank Barrel)
TOC	Contenido total de carbono
VPN	Valor Presente Neto

GLOSARIO

AMBIENTE DE DEPOSITACIÓN: área y condiciones físicas bajo las cuales se depositan los sedimentos, incluida la fuente de los sedimentos; los procesos de depositacionales tales como la depositación por acción del viento, el agua o el hielo; y la localización y el clima, tal como un desierto, un pantano o un río.

ANDESITA: roca ígnea volcánica normalmente de textura hipocristalina, generalmente de color gris claro a gris oscuro cuyo tamaño de grano es inferior a 1 milímetro por lo tanto se considera de grano fino. Está compuesta por minerales de feldespato y puede contener biotita, piroxeno o anfíboles. Usualmente no contiene cuarzo ni olivino.

ARCOSA: roca sedimentaria, también conocida como arenita feldespática, de textura clástica que presenta un color marrón rojizo. Su tamaño de grano varía entre 0.002 y 2 milímetros y está compuesta por cuarzo y feldespato.

ARENISCA: roca sedimentaria de textura detrítica, de color variable, que contiene clastos cuyo tamaño de grano varía entre 0,062 y 2 milímetros. Este tipo de roca está compuesta principalmente por cuarzo y se podrían encontrar pequeñas cantidades de feldespato y otros minerales.

BASAMENTO: roca ígnea o metamórfica deformada que se encuentra por debajo de los depósitos sedimentarios.

CAMPO: un campo petrolero está conformado por un yacimiento con las condiciones adecuadas para el entrapamiento de hidrocarburos, el cual está rodeado por una roca impermeable o sello.

CALIZA: es una roca sedimentaria de textura micrítica, de color blanco, negro, gris azulado y marrón. El tamaño de sus granos es menor a 0.01 milímetros y está compuesta mayoritariamente por carbonato de calcio (calcita) aunque también presenta trazas de magnesita y otros carbonatos.

CHERT: es una roca sedimentaria de textura no clástica, de color verde, amarillo y naranja. Es una roca de grano fino (microcristalina) cuyo tamaño varía entre 0.01 y 2 milímetros y está compuesta de cuarzo micro-cristalino o criptocristalino y calcedonia (SiO₂).

COLUMNA ESTRATIGRÁFICA: representación gráfica utilizada en la geología, para especificar y describir la ubicación de unidades de roca en un área específica. Las rocas más antiguas se encuentran en la parte inferior y las rocas más jóvenes en la parte superior

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

CONGLOMERADO: es una roca sedimentaria de tipo detrítica que posee una textura de grano que van de subredondos a subangula. El tamaño de sus granos es mayor a 2 milímetros y cohesionados por una matriz fina y está compuesta por clastos redondeados.

CUENCA: depresión de la corteza terrestre formada por la actividad tectónica de las placas y la subsidencia, en la que se acumulan sedimentos.

DELTÁ: Depósito de sedimentos (en forma triangular) formado en la desembocadura de un río, que vierte sus aguas a un lago o al mar. El material que constituye estos sedimentos es, en general, arenas de diversa granulometría, arcillas y limos, junto con una cierta cantidad de restos orgánicos. Normalmente sólo se desarrolla donde no existen mareas o corrientes capaces de removilizar y transportar los sedimentos con mayor capacidad de la línea de costa. Las formas de los deltas son modificadas subsiguientemente por los ríos, las mareas y el oleaje.

DACITICA: es una roca ígnea de grano fino que normalmente es de color claro. Se encuentra en flujos de lava, cúpulas de lava, diques, zanjas y escombros piroclásticos. Es un tipo de roca que se encuentra generalmente en la corteza continental por encima de las zonas de subducción, donde una placa oceánica relativamente joven se ha derretido por debajo.

DISCORDANCIA: es una relación geométrica entre capas de sedimentos que representa un cambio en las condiciones en que se produjo su proceso de deposición y divide los estratos más jóvenes de los más antiguos.

ESPESOR: medida del grueso de una capa o estrato de roca sedimentaria. El espesor de una capa suele variar a lo largo de su extensión.

ESTRATIGRAFÍA: ciencia que estudia las características litológicas de cada uno de los estratos de la tierra con el fin de explicar y conocer la historia y la edad geológica de estos.

FACIES: características generales de una unidad de roca, que reflejan su origen y la diferencian de otras unidades adyacentes. La fuente mineralógica y sedimentaria, el contenido fósil, las estructuras sedimentarias y la textura distinguen una facies de otra.

FALLA: Una interrupción o superficie laminar existente en una roca frágil a lo largo de la cual existe un desplazamiento observable. Dependiendo de la dirección relativa del desplazamiento entre las rocas, o bloques de fallas, a ambos lados de

la falla, su movimiento se describe como directo (o normal), inverso o de desplazamiento de rumbo

FALLA INVERSA: tipo de falla generada cuando el bloque elevado se desplaza en forma ascendente, a lo largo de una superficie de falla, respecto al bloque hundido.

FALLA NORMAL: tipo de falla generada cuando el bloque hundido es el superior y su superficie de falla buza hacia la posición del bloque hundido.

FORMACIÓN: unidad fundamental de la litoestratigrafía. Cuerpo de estratos o capas de un tipo predominante o una combinación de diversos tipos; las formaciones múltiples forman grupos, y las subdivisiones de las formaciones son los miembros.

GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO: parte de la geología encargada de estudiar los aspectos relacionados con la formación de yacimientos de hidrocarburo.

GEOLOGÍA ESTRUCTURAL: parte de la geología encargada de estudiar las estructuras geológicas que se encuentran en el subsuelo.

INFRAYACE: hace referencia a que está por debajo de algo específico, es decir que se ubica bajo una formación.

KERÓGENO: mezcla de compuestos químicos orgánicos que está presente en las rocas sedimentarias. es la materia precursora del petroero, contiene entre 80-90% de la materia orgánica (MO) alojado en la roca sedimentaria, dentro de ella se encuentra en menor cantidad el Bitumen que es soluble en solventes orgánicos. Se encuentran frecuentemente en las lutitas y pueden producir gases y líquidos a través del calentamiento. Es el componente orgánico de una lutita bituminosa.

LIMOLITA: es una roca sedimentaria de textura detrítica compuesta principalmente de partículas de tamaño limoso (para que se clasifique como tal, el diámetro de las partículas varía de 0,0039 mm a 0,0625 mm). Se forma donde el agua, el viento o el hielo depositan limo. Su composición es muy variada pero generalmente contienen óxido de hierro, calcita y feldespato.

LITOLOGÍA: parte de la geología encargada de estudiar el contenido mineral, la granulometría, la textura y el color de las rocas.

LUTITA: es una roca sedimentaria de color gris, blanco y verde. Su textura es pelítica y de grano fino (compuesta por granos de tamaño menor a 0,002 milímetros). Está constituida por partículas de arcilla y de limo. La lutita se distingue de otras rocas de lodo porque es fisible y laminada. "Laminada" significa que la roca está compuesta de muchas capas delgadas y "Fisible" significa que la roca se divide fácilmente en trozos finos a lo largo de las laminaciones.

MARCO GEOLÓGICO: es un resumen de la geología del lugar al que se está haciendo el estudio, en él se puede incluir la estratigrafía, las rocas presentes en el sistema y demás elementos geológicos que sirvan como preludeo a un estudio principal; puede ser de manera regional o de manera puntual dependiendo de la escala a la que se trabaje.

MARMOL: es una roca metamórfica de color blanco que posee una textura azucarada, su grano varía entre fino y grueso. Se compone principalmente del mineral calcita (CaCO_3) y generalmente contiene otros minerales, como minerales arcillosos, micas, cuarzo, pirita, óxidos de hierro y grafito.

METAMORFISMO: es el proceso por el cual las características de las rocas son alteradas o la roca es recristalizada. El metamorfismo de las nuevas rocas ígneas, sedimentarias, o metamórficas preexistentes puede llegar a producir nuevas rocas metamórficas. Dicha alteración se produce cuando las rocas responden a los cambios producidos en las temperaturas, las presiones y los fluidos, normalmente a lo largo de los bordes de las placas de la litosfera en colisión. Las presiones y temperaturas a las que se produce el metamorfismo son mayores que las de la diagénesis, pero aún no se ha establecido ningún límite claro entre ambas.

MIGRACIÓN: movimiento de los hidrocarburos desde la roca generadora hacia la roca reservorio de yacimiento.

PERMEABILIDAD: propiedad o capacidad de la roca para permitir el flujo de fluidos a través de su medio poroso.

PETRÓFISICA: es el estudio que determina de manera cuantitativa las propiedades físicas y químicas de las rocas tales como porosidad, permeabilidad, saturación, humectabilidad, mojabilidad, capilaridad, resistividad y su interacción con fluidos.

POROSIDAD: porcentaje de volumen de poros o espacio poroso, o el volumen de roca que puede contener fluidos.

POZO: Un pozo es un agujero, excavación o túnel vertical u horizontal que perfora la tierra hasta una profundidad suficiente para alcanzar lo que se busca, sea la reserva de agua subterránea de una capa freática o fluidos como el petróleo y el gas.

ROCA GENERADORA: es una roca rica en contenido de materia orgánica que, si recibe calor en grado suficiente, generará petróleo o gas. Las rocas generadoras típicas, normalmente lutitas o calizas, contienen aproximadamente un 1% de materia orgánica y al menos 0,5% de carbono orgánico total (COT); una roca generadora rica podría contener hasta 10% de materia orgánica.

ROCA RESERVORIO: es una roca sedimentaria que posee la capacidad de almacenar fluidos y permite su paso a través de ella por propiedades como la buena porosidad y permeabilidad. Los valores de porosidad varían entre 10% y 20% y de permeabilidad entre 50 y 600 milidarcys. Es la roca donde se alojan los hidrocarburos y en su mayoría son arenicas.

ROCA SELLO: roca impermeable que forma una barrera por todo el límite del yacimiento, con el fin de que los fluidos contenidos allí no migren hacia otro lugar. Generalmente una roca sello puede ser una lutita, anhidrita o sal.

SUPRAYACE: hace referencia a que está encima de algo específico, es decir que se ubica sobre una formación

TRAMPA ESTRUCTURAL: tipo de estructura geológica sellada capaz de retener hidrocarburos, tal como una falla o pliegue.

RESUMEN

TÍTULO: EVALUACIÓN TÉCNICO-FINANCIERA DEL IMPACTO DE LA REMOCIÓN DE DAÑO DE FORMACIÓN EN POZOS PRODUCTORES DE DOS CAMPOS DE LA FORMACIÓN CABALLOS EN LA CUENCA DEL PUTUMAYO.

DESCRIPCIÓN

El presente trabajo está basado en la evaluación técnica y financiera del impacto de la remoción teórica del daño de formación por lo cual se generó una Macro en Microsoft Excel el cual permita de manera gráfica, la fácil identificación de las curvas IPR previas y posteriores a la remoción de los tipos de daño de formación presentes en los pozos productores de los campos A y L en la cuenca del Putumayo. Esto debido a que actualmente los pozos han presentado una caída de la producción de petróleo debido a la reducción de la permeabilidad en la cara de la formación ocasionada por los tipos de daño encontrados en cada uno.

Una evaluación técnica y financiera del impacto que generaría la remoción de estos tipos de daño en los pozos productores será de gran ayuda para que la empresa ECOPETROL S.A. se encargue de tomar la decisión de realizar una operación de remediación la cual genere un incremento volumétrico en la producción de petróleo en estos pozos.

Los resultados hallados en esta evaluación técnica y financiera del proyecto, muestran que sí es viable realizar cualquier operación de remediación pues generara un incremento considerable sobre la recuperación de petróleo que se presenta actualmente ya que cubrirá los costos de estas operaciones y generará ganancias tan solo al primer semestre de haber realizado la operación. Por esta razón se hace importante este estudio pues sería un factor importante para la toma de la decisión.

PALABRAS CLAVE

- Pozos Productores
- Daño de Formación
- Remoción
- Formación Caballos
- Cuenca Putumayo

INTRODUCCIÓN

En la actualidad, la industria de los hidrocarburos se considera una de las más importantes a nivel mundial, y a su vez como cualquier otra industria, siempre está a la búsqueda de nuevo conocimiento el cual le permita mejorar en pro de las nuevas tecnologías asociadas al desarrollo de su actividad extractiva; especialmente en el incremento de recursos mediante la optimización de sus procesos.

El presente proyecto se desarrolla en los Campos A y L, los cuales han venido produciendo hidrocarburos de diferentes formaciones por más de 40 años. Estos campos se encuentran ubicados en la cuenca del Putumayo.

El problema a examinar de este proyecto aparece en los pozos productores de los campos, pues éstos presentan altos valores de daño de formación; el cual consiste en una reducción de la permeabilidad del yacimiento en la cara del pozo y por lo tanto presentan baja eficiencia de flujo de hidrocarburos a superficie. Debido a este problema, aparece la necesidad de analizar cómo una remediación a los tipos de daño de formación podría lograr incrementar la producción de petróleo y a su vez mejorar el índice de productividad de los pozos productores.

En el proyecto se evalúa la parte técnica y financiera del impacto que generaría la remoción de los diferentes tipos de daño que afectan a los pozos de estudio de los Campos A y L. Esto, con la intención de dar un criterio de escogencia para la compañía Ecopetrol S.A. que se encargará de realizar o no las estimulaciones que permitan generar un incremento volumétrico de la producción de petróleo. Para esto se creó una macro en Microsoft Excel la cual permite comparar las curvas de producción actuales versus una posible remediación teórica, la cual muestra de forma gráfica el aumento de la recuperación de petróleo a futuro.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Evaluar técnico-financieramente el impacto de la remoción del daño de formación en pozos productores de dos Campos de la Formación Caballos de la Cuenca del Putumayo.

OBJETIVOS ESPECIFICOS

1. Describir las generalidades y geología de los dos Campos de la Formación Caballos en la Cuenca del Putumayo.
2. Describir los aspectos conceptuales de los tipos de daño de formación.
3. Analizar la información obtenida del estudio del daño de formación para definir la estimulación tipo asociada a los pozos productores de los dos Campos.
4. Realizar la comparación de las curvas IPR previas y posteriores a la remoción del daño de formación de los dos Campos.
5. Elaborar una Macro que facilite la identificación del daño de formación de los Campos
6. Estudiar la viabilidad económica de la remoción del daño de formación en los pozos productores de los Campos mediante el indicador financiero VPN.

1. GENERALIDADES DE LOS CAMPOS A Y L

En el siguiente capítulo se describen las características más importantes del Campo A y del Campo L incluyendo antecedentes históricos del campo, ubicación geográfica, marco geológico e historia de producción basados en información proporcionada por la compañía Ecopetrol S.A.

1.1 HISTORIA DEL CAMPO A

La historia del Campo A, data del año 1965 cuando las compañías Texas Petroleum Company y Ecopetrol S.A firman un contrato de asociación para la exploración del bloque de área sur de la Cuenca del Putumayo sobre un área de 3100 Hectáreas siendo la operadora Texas Petroleum Company.

El 26 de abril de 1965, la compañía Texas Petroleum Company perfora el primer pozo exploratorio del campo llamado A-2, el cual alcanzó una profundidad de 10608 pies, encontrando hidrocarburos en la Formación Caballos. En el mismo año se perforaron los pozos A-3 con una profundidad de 10690 pies y A-4 que alcanzó 10697 pies encontrando hidrocarburos en la Formación Caballos.

En el año 1969 se declaró comercial el campo y en el año 1979 Ecopetrol S.A pasa a ser el operador. A octubre de 2018, el campo A se encuentra activo y produciendo, su área estimada es de 48 km² con una producción de 1696 BOPD y continúa bajo la operación de Ecopetrol S.A.

1.2 HISTORIA DEL CAMPO L

La historia del Campo L data del año 1967 cuando las compañías Texas Petroleum Company y Ecopetrol S.A firman un contrato de asociación para la exploración del bloque de área sur de la Cuenca del Putumayo sobre un área de 1800 Hectáreas siendo la operadora Texas Petroleum Company.

El 21 de Diciembre de 1967, la compañía Texas Petroleum Company perfora el primer pozo exploratorio L-1 el cual alcanzó una profundidad de 10756 pies encontrando hidrocarburos en la Formación Caballos. En el año 1968 se perforo el pozo L-2 hasta 6502 pies pero presento derrumbes en la Formación Rumiyaco y presenta una pega en la tubería a lo cual se realizó una desviación del hueco sin éxito dando como resultado el abandono del mismo.

En el año 1969 se declaró comercial el campo y en el año 1979 Ecopetrol S.A pasa a ser el operador. A octubre de 2018, el área estimada del Campo L es de 18

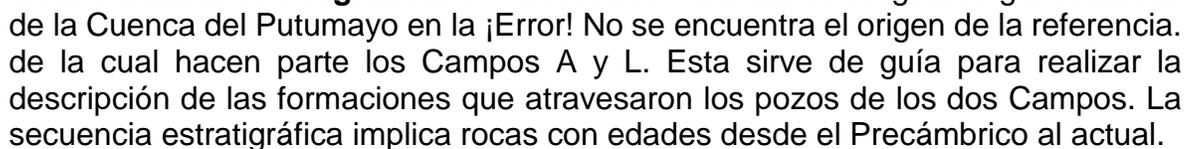
km² con una producción de 562 BOPD y continúa bajo la operación de Ecopetrol S.A.

1.3 LOCALIZACION DEL CAMPO A Y DEL CAMPO L

Los Campos A y L se localizan en Colombia en el área Sur de la Cuenca Caguán-Putumayo en el departamento del Putumayo. Limitan al Norte con el caserío La Dorada, al Oriente con el Rio Raya, al Sur con el Rio San Miguel y al Occidente con el Rio Guisia. Para llegar a los campos desde Bogotá se debe tomar un vuelo desde el Aeropuerto el Dorado hasta el aeródromo de Orito propiedad de Ecopetrol S.A en el departamento de Putumayo. Una vez en el municipio se debe utilizar transporte terrestre que tome la vía Orito-La Hormiga hacia el Oriente, 8.02 Kilómetros adelante se debe tomar el desvío hacia la carretera 45 que tiene como destino el municipio de La Hormiga que se encuentra a 37.6 kilómetros de este punto. Una vez se llega a La Hormiga se toma la carretera 45 al sur a 10.4 km se encuentra el municipio de San Miguel donde se encuentra el Campo A. Para llegar al Campo L desde Orito se debe tomar la vía Orito-La Hormiga hacia el oriente, 8.02 Kilómetros adelante se debe tomar el desvío hacia la carretera 45 que tiene como destino el municipio Valle del Guames que se encuentra a 36.1 kilómetros de este punto. En la **Figura 1** se muestra la localización del Campo A y L.

1.4 MARCO GEOLOGICO

A continuación, se realiza una descripción de la estratigrafía, geología estructural y geología del petróleo de los dos campos que son objeto de estudio.

1.4.1 Columna estratigráfica. Se muestra la columna estratigráfica generalizada de la Cuenca del Putumayo en la . de la cual hacen parte los Campos A y L. Esta sirve de guía para realizar la descripción de las formaciones que atravesaron los pozos de los dos Campos. La secuencia estratigráfica implica rocas con edades desde el Precámbrico al actual.

1.4.2 Estratigrafía. Se realiza a continuación la descripción de las formaciones geológicas que se encuentran presentes en la Cuenca del Putumayo, de la más antigua a la más reciente de acuerdo a Julivert¹.

¹ JULIVERT, M.; Léxico Estratigráfico. Colombie: Précambrien, Paléozoïque, Mésozoïque, Et Intrusions D'age Mésozoïque – Tertiaire. Volumen V ed. Paris: Centre National de la Recherche Scientifique, 1969.

1.4.2.1 Precámbrico. Esta unidad geológica se caracteriza por poseer rocas ígneas intrusivas de tipo granito perteneciente al Escudo Guayanés según Govea².

1.4.2.2 Formación Payandé. La unidad corresponde al Triásico-Jurásico. Presenta rocas calcáreas afectadas por metamorfismo, bancos de calizas que han sido transformados a mármoles de color blanco y rosado por metamorfismo. La parte inferior consta de una arcosa basal seguida de una potente masa de calizas con intercalaciones delgadas de chert negro y la parte superior está compuesta de arcosas, chert gris, cuarcitas y algunos bancos de calizas. Tiene un espesor promedio de 400 metros (1312 pies). Su ambiente de depositación asociado es continental-fluvial. Infrayace de manera discordante a la formación Saldaña y suprayace concordantemente al Basamento.

1.4.2.3 Formación Saldaña. La edad de la formación está comprendida en el Jurásico. Está constituida³ por rocas piroclásticas tales como tobas vítreas, líticas y de cristales, aglomerados, lavas de composición andesítica, dacítica, cuarzolítica, limolitas en el área Sur de la Cuenca y rocas hipoabisales. Tiene un espesor total aproximado de 151 metros (495 pies) y se depositó en un ambiente deltáico. Infrayace de manera discordante a la Formación Caballos y suprayace concordantemente a la Formación Payandé.

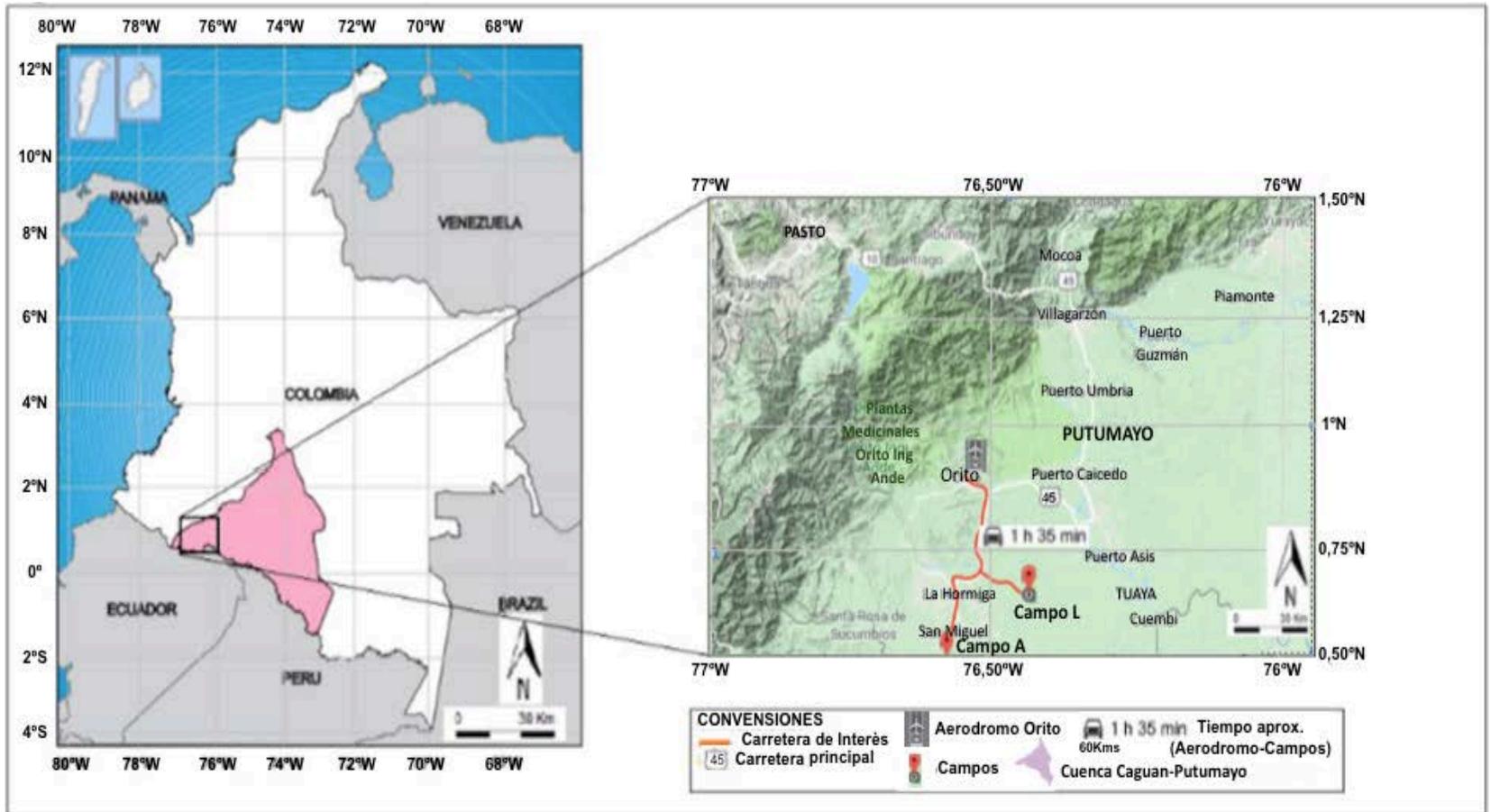
1.4.2.4 Formación Caballos. La edad de la formación está comprendida en el Cretácico Inferior. Litológicamente está constituida por intercalaciones de arenisca de grano fino a grueso con arcillolitas y limolitas, presenta intercalaciones de lodolitas grises. Su espesor varía entre 75 metros (246 pies) y 150 metros (492 pies) y representa la iniciación de un ciclo transgresivo cuyo ambiente de depositación es marino. La Formación Caballos Infrayace de manera concordante a la Formación Villeta y suprayace discordantemente con la Formación Saldaña.

1.4.2.5 Formación Villeta. La edad de la formación está comprendida en el Cretácico Superior. Presenta intercalaciones de potentes paquetes de shales localmente silíceas, limolitas que cambian facialmente a areniscas de grano fino a medio y calizas grises a negras arcillosas. Posee siete intervalos clasificados de acuerdo a sus características litológicas los cuales son de inferior a superior "C", "T", "B", "U", "A", "M2", "N" y el espesor de la formación varía entre 400 metros (1312 pies) y 500 metros (1640 pies).

² GOVEA, Carlos y AGUILERA, Hernando. Geología de la Cuenca del Putumayo. En: Boletín De Geología. vol. 14, no. 28, p. 1-71

³ Mora, A., Venegas, D., Vergara, L. Estratigrafía del Cretácico Superior y Terciario Inferior en el Sector Norte de la Cuenca del Putumayo, Departamento del Caquetá, Colombia. En: Geología Colombiana. vol. 23, no. 0,

Figura 1. Localización del Campo A y Campo L.



Fuente. ArcGIS para escritorio. Versión 10.3.0.4322: ESRI Inc. Disponible en ESRI Inc. Modificado por Los Autore

Posee siete intervalos clasificados de acuerdo a sus características litológicas los cuales son de inferior a superior "C", "T", "B", "U", "A", "M2", "N" y el espesor de la formación varía entre 400 metros (1312 pies) y 500 metros (1640 pies). Su ambiente de depositación es marino somero a profundo y de carácter regresivo regional. La Formación Villeta infrayace de manera discordante con la Formación Rumiyaco y suprayace de manera concordante con la Formación Caballos.

1.4.2.6 Formación Rumiyaco. La formación pertenece al Paleoceno y litológicamente presenta arcillolitas y limolitas arenosas rojas y grisáceas, posee delgadas capas de areniscas de grano fino según Govea⁴. El espesor de la formación es de aproximadamente 600 metros (1970 pies) y fue depositada en un ambiente transicional de marino a continental que marca el cambio de las condiciones marinas del Cretáceo a las continentales del Terciario. La Formación Rumiyaco infrayace de manera discordante a la Formación Pepino y suprayace de manera discordante a la Formación Villeta.

1.4.2.7 Formación Pepino. Su edad geológica está comprendida en el Eoceno Superior. Está compuesta por conglomerados de chert, arcillolitas y limolitas rojas, liditas y cuarzo. Su ambiente de depositación es continental-fluvial y su espesor es de 250 metros (820 pies). La Formación Pepino infrayace de manera discordante a la Formación Orteguaza y suprayace de manera concordante a la Formación Rumiyaco.

1.4.2.8 Formación Orteguaza. Esta formación corresponde al Oligoceno Inferior. Está conformada por lutitas con intercalaciones de arcillolitas, limolitas y areniscas finas. Su espesor varía entre 50 metros (164 pies) y 150 metros (490 pies) y su ambiente de depositación corresponde a continental fluvial. Infrayace de manera discordante a la Formación Orito-Belén y suprayace de manera concordante a la Formación Pepino.

1.4.2.9 Formación Orito-Belén. La edad de la formación corresponde al Mioceno. Está constituida por arcillolitas y limolitas intercaladas con areniscas de grano fino con capas carbonosas y presenta láminas de yeso. Su espesor es de aproximadamente 450 metros (1476 pies) y su ambiente de depositación es continental. La Formación Orito-Belén infrayace de manera discordante a la Formación Ospina y suprayace de manera concordante a la Formación Orteguaza.

⁴ GOVEA, Carlos y AGUILERA, Hernando. Geología de la Cuenca del Putumayo. En: Boletín De Geología. vol. 14, no. 28, p. 1-71

1.4.2.10 Formación Ospina. La edad de la Formación corresponde al Mioceno. Está conformada por arcillolitas intercaladas con areniscas arcillosas y conglomeráticas. El espesor de la formación es de aproximadamente 200 metros (656 pies) y su ambiente de depositación es continental fluvial. Infrayace de manera discordante a la Formación Caimán y suprayace de manera concordante a la Formación Orito-Belén.

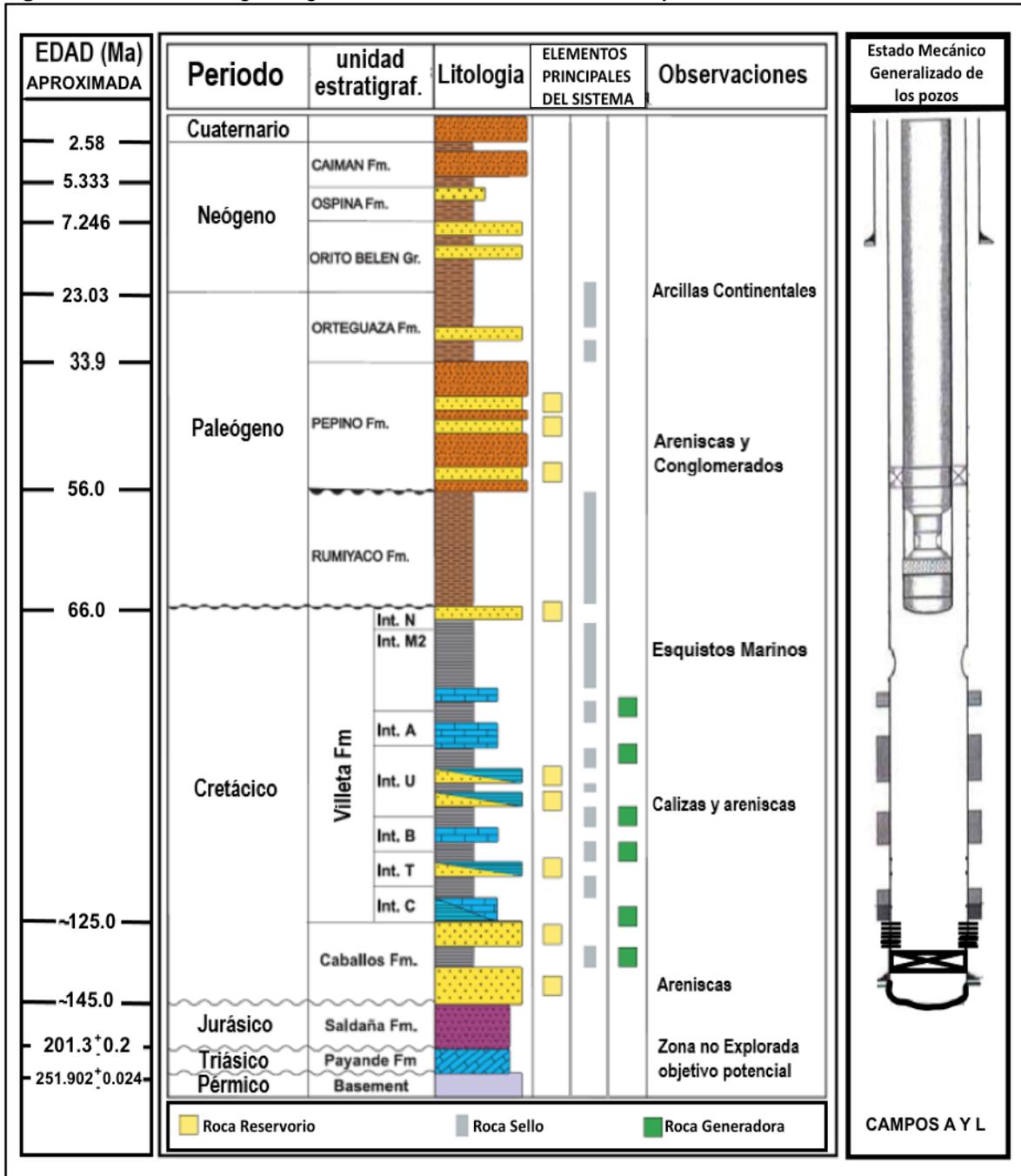
1.4.2.11 Formación Caimán. La edad de la Formación comprende entre el Plioceno y el Pleistoceno. Está conformada por areniscas, conglomerados con intercalaciones de arcillolitas. Posee un espesor de 490 metros (1608 pies) y su ambiente de depositación es aluvial. Suprayace de manera concordante a la Formación Ospina.

1.4.3 Geología Estructural. La Cuenca del Putumayo es de tipo "foreland" y posee dos estilos estructurales diferentes, el primero ubicado al oriente del sistema de fallas Orito, Loro y Hormiga y caracterizado por fallamiento de poco desplazamiento y baja deformación, de edad pre – Eocena, asociado a una inversión tectónica y dirección preferencial NNE-SSW; el otro, corresponde al sector occidental de la cuenca; el cual sufrió una tectónica más activa donde se produjeron fallamientos inversos, con varios pulsos y/o reactivaciones de fallas. Esta área fue afectada durante la Orogenia Andina y es aquí donde se encuentran el mayor número de campos. El área Sur está localizada en la Sub cuenca del Putumayo, en la parte Norte de la Cuenca de Oriente del Ecuador. Tiene una geometría alargada con dirección principal S-N. La cuenca limita al norte con la Serranía de La Macarena, al Este con el Alto de Chiribiquete, al sur con el límite político entre Colombia y Ecuador y al Oeste con el Piedemonte Oriental de la cordillera del mismo nombre. La cuenca es clasificada como una cuenca de antepaís, con una tectónica dominante de tipo compresivo con fallas de cabalgamiento que van desapareciendo o disminuyendo en intensidad hacia el este de la cuenca.

1.4.3.1 Estructura del Campo A. Corresponde a un anticlinal cuyo eje presenta una orientación Norte – Sur, de 6 Km. de largo y 2.5 km. de ancho, cortado parcialmente en su flanco Oriental por un sistema de fallas inversas las cuales constituye el límite Oriental del yacimiento. Este anticlinal es cortado por varias fallas normales e inversas de dirección Este-Oeste con saltos no mayores de 30 pies.

1.4.3.2 Estructura del Campo L. Corresponde a un anticlinal alargado cuyo eje presenta una orientación Norte-Sur, cortado al este por un sistemas de fallas inversas con saltos de hasta 500 pies. Internamente el anticlinal es cortado por fallas inversas y normales con saltos no mayores a 30 pies. El eje Norte Sur del anticlinal Loro tiene 7.5 Km, mientras que la longitud Este es en promedio de 1.5 Km.

Figura 2. Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca del Putumayo



Fuente. AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS, modificada por los Autores.

1.4.4 Geología del Petróleo. A continuación, se describen los principales parámetros relacionados con el sistema petrolífero de la Cuenca Caguan-Putumayo de la cual hacen parte los campos objeto de estudio, con base en la información publicada por la Agencia Nacional de Hidrocarburos⁵.

1.4.4.1 Roca Generadora. Se ha identificado que las rocas generadoras de Hidrocarburos de la Cuenca Caguan-Putumayo corresponden a las calizas de las Formaciones Caballos y Villeta. Según Montes⁶ Las calizas muestran unos valores altos de carbón orgánico, el cual fluctúa entre 1 – 14% y un potencial como roca generadora de hidrocarburos excelente, el cual fluctúa entre 100 – 800 mg Hc / gTOC. El kerógeno es principalmente tipo II, HC/g de carbón orgánico.

1.4.4.2 Roca Reservorio. Para los Campos A y L el reservorio corresponde a las areniscas cretácicas de la Formación Caballos, con porosidades variables entre 10% y 16%, permeabilidades promedio de 50 md y un espesor de 656 pies. Los reservorios secundarios son areniscas de la Formación Villeta y los conglomerados de la Formación Pepino.

1.4.4.3 Roca Sello. Según estudios realizados por la Agencia Nacional de Hidrocarburos, el sello de la Cuenca Caguan-Putumayo lo constituyen los shales y niveles calcáreos cretácicos de la Formación Villeta al igual que, las lutitas de las Formaciones Rumiyaco y Orteguzaza; es posible que hacia el piedemonte hayan fallas de cabalgamiento que pueden actuar como sellos al poner contacto las areniscas de la Formación Caballos con sedimentos más finos o rocas ígneo-metamórficas.

1.4.4.4 Trampa. Las principales trampas de la cuenca son generalmente de tipo estructural y son característicos para los yacimientos de las de las Formaciones Caballos y Pepino. Para el caso de los campos A y L, corresponden a anticlinales asimétricos limitados por fallas inversas o monoclinales con cierres estructurales favorables contra una falla. También en la Formación Villeta se presentan trampas estratigráficas dadas por cambios laterales de facies.

⁵ GARCIA,M., et al. Informe Ejecutivo Evaluación Del Potencial Hidrocarburífero De Las Cuencas Colombianas. Bogota D.C: 2009. p. 219

⁶ MONTES,L. Organic Geochemistry Atlas of Colombia. En: Earth Sciences Research Journal. p. 1-134

1.4.4.5 Migración. De acuerdo con información relacionada por estudios de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, la migración de Hidrocarburos se dio lateralmente desde zonas por fuera del límite actual de la cuenca, en la Cordillera Oriental presentando dos pulsos de migración que se presentaron desde las Formaciones Caballos y Villeta. El primero se presentó en un periodo entre el Oligoceno-Mioceno que llenaría trampas de pre-Oligoceno en el piedemonte; el segundo pulso se dio en el Mioceno tardío-Plioceno cuyo llenado es restringido a estructuras más recientes en el piedemonte durante el temprano en el sur de la Cuenca del Putumayo.

1.5 HISTORIA DE PRODUCCIÓN CAMPO A

La historia de producción data para el campo A del año 1969 cuando se declaró la comercialidad del Campo. La producción acumulada del campo a octubre de 2018 es de 40.387 MMbbls, de los cuales 37.3 MMbbls provienen de la Formación Caballos, 0.098 MMbbls de la Formación Pepino y 2.988 MMbbls de la Formación Villeta. Actualmente el Campo A tiene una producción de 1696 BOPD.

1.5.1 Método de Producción en el Campo A. Inicialmente el Campo A empezó a producir por flujo natural en el año 1969, cuando se declaró su comercialidad, hasta el año 1973 que se implementó como levantamiento artificial Gas Lift. En el año 1990 se cambió el método de levantamiento artificial a bombeo electro-sumergible y bombeo mecánico y hasta la fecha de hoy se mantienen. Actualmente los mecanismos de producción presentes en el Campo A son la expansión roca-fluido y acuífero activo y hoy en día los pozos del Campo A producen con los siguientes métodos de levantamiento artificial: A-2, A-3 y A-4 con bombeo mecánico y A-6, A-8, A-8A, A-10, A-12, SM-4 con bombeo electro-sumergible.

1.5.2 Tiempo de producción del Campo A. El tiempo de producción para el Campo A es de 49 años aproximadamente teniendo en cuenta que su comercialidad se declaró en 1969.

1.5.3 Número de Pozos del Campo A. Actualmente el Campo A cuenta con 21 pozos perforados, los cuales a octubre de 2018 están activos 8 pozos productores, 1 productor no comercial y 1 pozo seco, 11 pozos están inactivos.

1.5.4 Gráfica de Producción Acumulada de Campo A. La **Gráfica 1**. Reproduce el comportamiento de la producción acumulada de petróleo y agua desde el año que se declaró comercial hasta el año 2017.

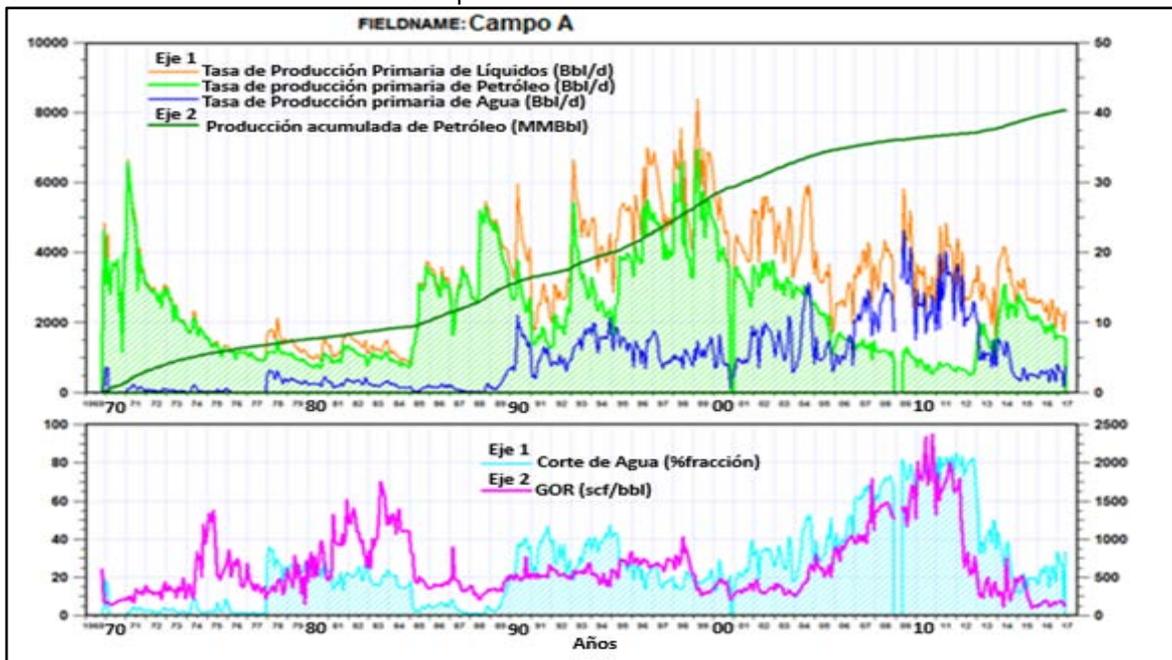
1.5.5 Características del Yacimiento. La **Tabla 1** resume la caracterización del yacimiento del Campo A.

Tabla 1. Características del Yacimiento del Campo A.

Campo A	
Espesor neto petrolífero (Pies)	72
Porosidad efectiva promedio (%)	12.4
Permeabilidad (mD)	340
Gravedad API (°API)	30.5
Temperatura yacimiento (°F)	235
Presión Inicial Yacimiento(psi)	4705
OOIP (MBPE)	320
Mecanismo de Producción	Expansión Roca-Fluido Acuífero
Formación Productora	Formación Caballos
Unidades litológicas	Cuarzoarenitas de grano fino

Fuente. Elaboración propia.

Gráfica 1. Producción acumulada del Campo A.



Fuente. ECOPEPETROL S.A , Informe Técnico.

1.6 HISTORIA DE PRODUCCIÓN CAMPO L

El Campo L fue descubierto por la compañía Texaco en el año 1967, comenzándose a desarrollar comercialmente en octubre de 1969 y actualmente el campo es operado por Ecopetrol S.A. La producción acumulada del campo a 2018 es de 18.724 MMbbls, de los cuales 17.854 MMbbls provienen de la Formación Caballos, y

0.869 MMbbls de la Formación Villeta. Actualmente el Campo L tiene una producción de 562 BOPD.

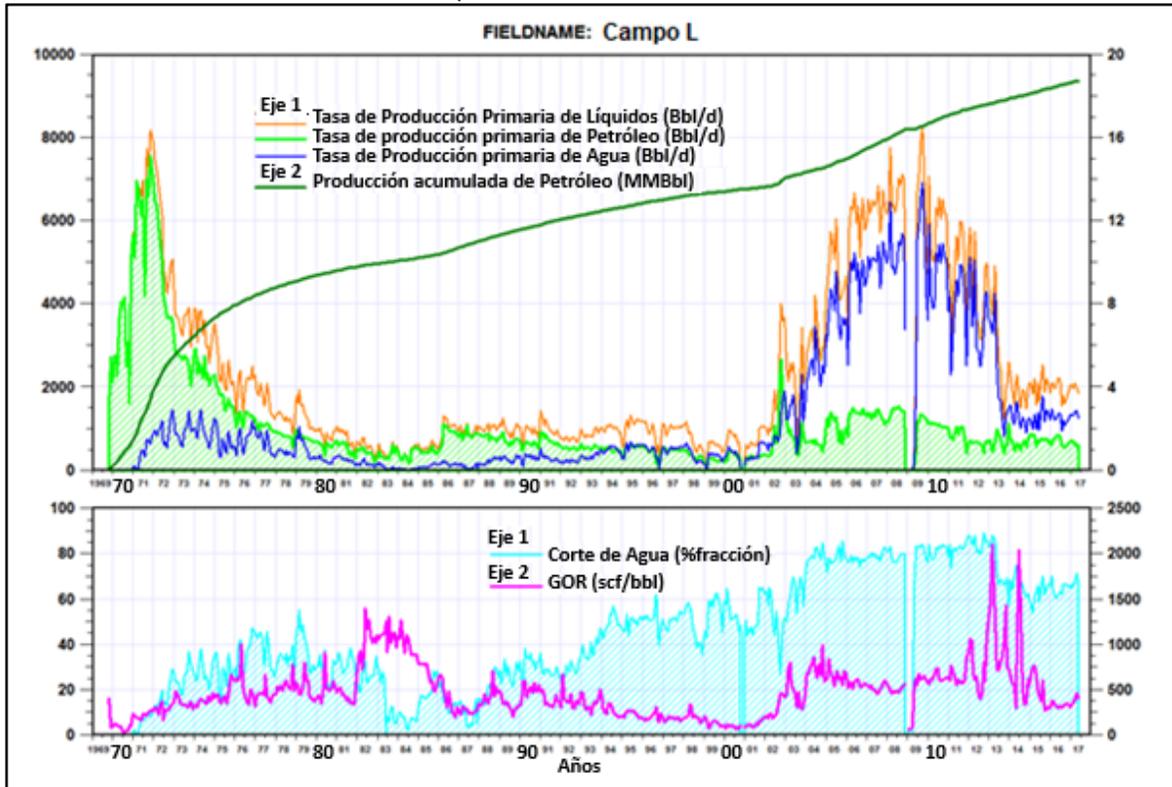
1.6.1 Método de Producción en el Campo L. El Campo L comenzó a producir por flujo natural hasta la década de los 70 que instaló en algunos pozos del campo Gas Lift como método de levantamiento artificial. En la década de los 80 se optó por hacer el cambio a todos los pozos de campo su método de levantamiento artificial adoptando bombeo mecánico y bombeo electro-sumergibles los cuales se mantienen al 2018. Los mecanismos de producción presentes en el Campo L son la expansión roca-fluido y acuífero activo. Los diferentes problemas generados por la composición mineralógica y de los fluidos del yacimiento hacen que ese sea sensible a agentes externos e incluso a los fluidos producidos por esta razón todos los pozos han requerido de un sistema de levantamiento artificial durante su vida productiva. Actualmente el Campo L produce con los siguientes métodos de levantamiento artificial: L-1, L-4, L-5A, L-7, L-8, L-9D, L-11, L-12D con bombeo mecánico y L-7A con bombeo electro-sumergible

1.6.2 Tiempo de producción Campo L. El tiempo de producción para el Campo A es de 49 años aproximadamente teniendo en cuenta que su comercialidad se declaró en 1969.

1.6.3 Numero de Pozos del Campo L. Actualmente el Campo L cuenta con 16 pozos perforados, los cuales a la fecha están activos 6 pozos productores, 3 pozos abandonados y 7 pozos Inactivos.

1.6.4 Grafica de producción acumulada de Campo L. La **Gráfica 2** reproduce el comportamiento de la producción acumulada de petróleo y agua desde el año que se declaró comercial hasta el año 2017.

Gráfica 2. Producción acumulada del Campo L



Fuente. ECOPEPETROL S.A , Informe Técnico.

1.6.5 Características del Yacimiento. La **Tabla 2** resume la caracterización del yacimiento del Campo L.

Tabla 2. Características del Yacimiento del Campo L.

Campo L	
Espesor neto petrolífero (Pies)	72
Porosidad efectiva promedio (%)	11
Permeabilidad (mD)	100
Gravedad API (°API)	30.5
Temperatura yacimiento (°F)	235
Presión Inicial Yacimiento(psi)	4705
OOIP (MBPE)	289
Mecanismo de Producción	Expansión Roca-Fluido Acuífero
Formación Productora	Formación Caballos
Unidades litológicas	Cuarzo arenitas de grano fino

Fuente. Elaboración propia.

2. ASPECTOS CONCEPTUALES DE LOS TIPOS DE DAÑO DE FORMACION

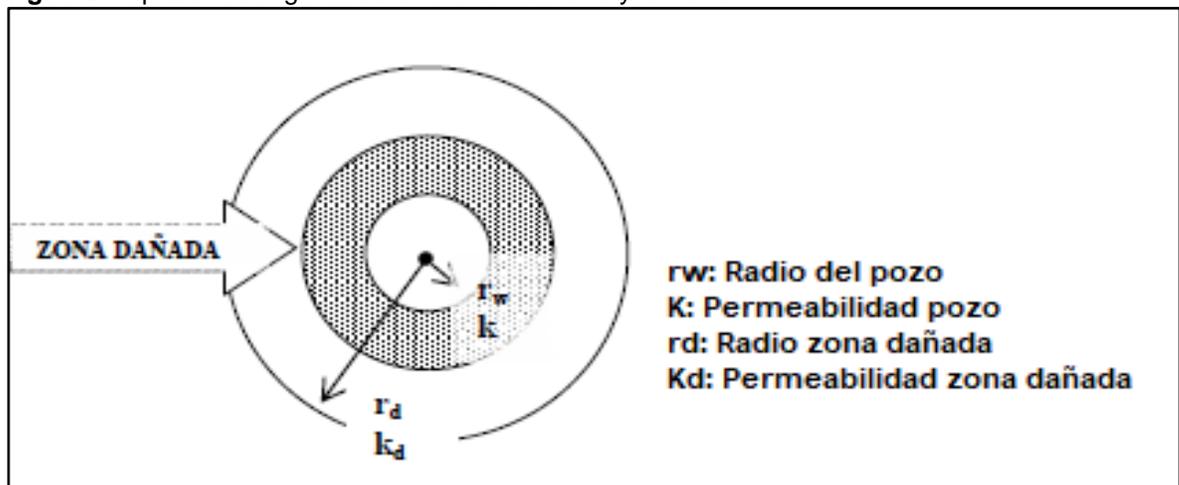
2.1 CONCEPTOS BÁSICOS DE DAÑO DE FORMACION

A continuación, se describen los conceptos de daño de formación y cada uno de los tipos de daño de formación que se van estudiar en el desarrollo del proyecto

2.1.1 Daño. Según el libro Reservoir Stimulation⁷ el concepto de daño puede ser aplicado a cualquier obstrucción en el flujo normal de fluidos provenientes del reservorio hacia la superficie que puede ser encontrado en el reservorio, las perforaciones, el sistema de levantamiento artificial o restricciones a lo largo de la trayectoria del fluido.

2.1.2 Daño de formación (S). Este concepto con el tiempo ha sido objeto de estudio por parte de varios autores para su identificación y caracterización en los reservorios y se ha convertido en un factor importante a la hora de la explotación de hidrocarburos. Generalmente se refiere a la restricción parcial o total del flujo de fluidos en las zonas aledañas a la cara del pozo, originando el efecto skin que es la reducción de la permeabilidad sobre la matriz de la roca tal como se muestra en la **Figura 3**; esta reducción afecta directamente la productividad del pozo generando pérdidas en la producción. El daño de formación puede ser de tipo natural, que se genera por la producción de fluidos del reservorio, o de tipo inducido, generado por operaciones que se realizan al pozo tales como perforación, Completamiento, Workover, estimulación o inyección. Se representa matemáticamente por un valor adimensional y se simboliza con la letra S que significa skin.

Figura 3. Representación gráfica de la zona dañada en el yacimiento.



Fuente: Halliburton Recopilación Técnica de Ingeniería de Yacimientos.

⁷ ECONOMIDES, Michael J. y NOLTE, Kenneth G. Reservoir Stimulation. Chichester, England; New York: Schlumberger, 1999. p. 14-1.

Un apropiado estudio y su respectivo análisis son las etapas iniciales para el diseño de la estimulación química y poder remediar lo mejor posible el daño de formación. En esta etapa se debe tener en cuenta los siguientes parámetros⁸:

- Análisis del historial del pozo, en este se deben evidenciar la posible interacción de fluidos de las operaciones con los fluidos del yacimiento durante la perforación del pozo, el completamiento del pozo y los workover que se le han realizado.
- Análisis de pruebas de presión tomadas al pozo.
- Análisis nodal realizado al pozo.
- Análisis económico en el cual se debe especificar las posibles ganancias de producción después del tratamiento.
- Estudio de las posibles reacciones químicas que podrían generarse en la formación al inyectar los fluidos diseñados para la estimulación.
- Análisis de Registros de producción.
- Revisar previas estimulaciones.

2.1.3 Factor skin (S). Este factor representa una caída de presión (ΔP_{skin}) ocasionada por la restricción del flujo normal de fluidos en las zonas aledañas al pozo. Es un valor adimensional y está definido por la **Ecuación 1**. Este factor tiene como posibles resultados 3 escenarios los cuales dependen de su signo⁹ y se representa en la **Figura 4**.

Ecuación 1. Factor Skin

$$S = \left(\frac{K * h}{141.2 * q_o * \mu_o * \beta_o} \right) \Delta P_{skin}$$

K: Permeabilidad
q_o: Caudal de petróleo
μ_o: Viscosidad de petróleo
β_o: Factor volumetrico del petróleo
ΔP_{skin}: Caída de presión

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

• **FACTOR SKIN POSITIVO, S>0**

La permeabilidad de la zona dañada (K_{Skin}) es menor que la permeabilidad de la formación (K). La magnitud del factor skin aumenta a medida que la permeabilidad de la zona dañada disminuye.

⁸ GONZALEZ, Juan M. Daños a La Formación En Pozos Petroleros. Mexico D.F: Universidad Nacional Autonoma de Mexico, 2014. p. 10

⁹ AHMED, Tarek H. Reservoir Engineering Handbook. 3 ed. Amsterdam: Gulf Professional Publishing, 2006. p. 434

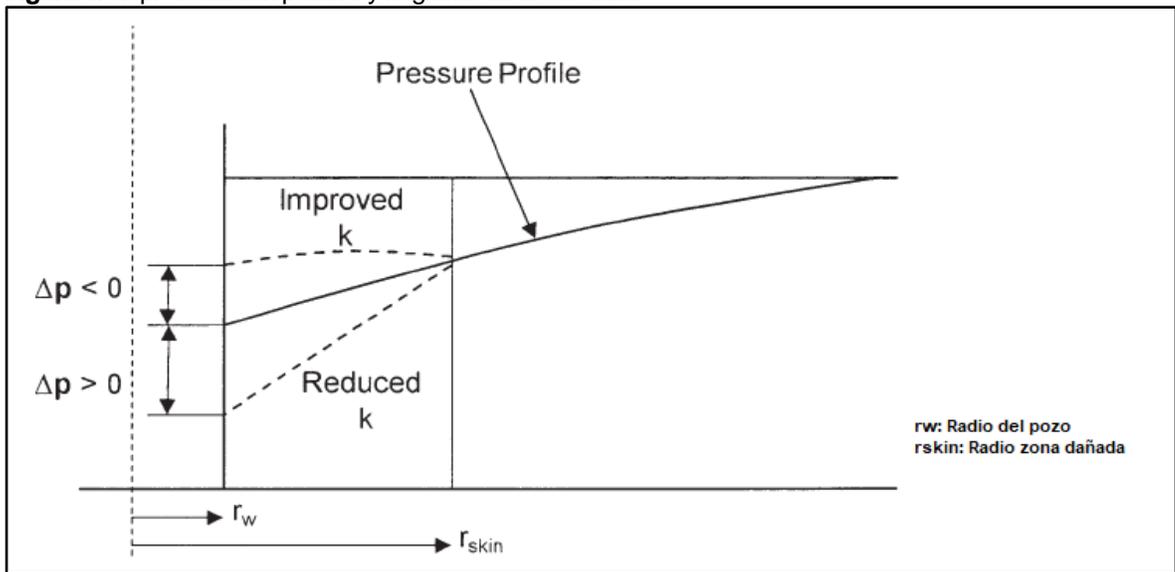
- **FACTOR SKIN NEGATIVO, $S < 0$**

La permeabilidad de la zona dañada (K_{Skin}) es mayor que la permeabilidad de la formación (K). Esto indica una mejora en la condición del pozo.

- **FACTOR SKIN IGUAL A CERO, $S = 0$**

La permeabilidad de la zona dañada (K_{Skin}) es igual que la permeabilidad de la formación (K). Esto indica que no hay cambio en la permeabilidad en la zona aledaña al pozo.

Figura 4. Representación positiva y negativa del efecto skin.



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

2.2 TIPOS DE DAÑO DE FORMACION

De acuerdo al libro Reservoir Stimulation¹⁰ los tipos de daños de formación se clasifican de acuerdo al origen que posee. Este puede ser de tipo natural o de tipo inducido; Es importante determinar qué origen tiene para hacer un adecuado diseño de la remediación de este.

2.2.1 Daño de formación de origen natural. Este tipo de daño es originado por la producción de fluidos del reservorio. En esta categoría se incluyen los siguientes daños de formación.

¹⁰ ECONOMIDES, Michael J. y NOLTE, Kenneth G. Reservoir Stimulation. Chichester, England ; New York: Schlumberger, 1999. p. 14-4.

2.2.1.1 Migración de partículas finas. Para definir este mecanismo de daño de formación se debe considerar que una partícula fina tiene un rango de tamaño entre 0.5 y 40 micras. Este daño se da por la migración de estas partículas a lo largo del medio poroso cercano al pozo ocasionando un taponamiento que reduce la permeabilidad de la formación en esta zona generando pérdida de productividad del pozo. Estos finos pueden ser introducidos tanto externamente como pueden estar ya presentes en la misma formación. Las profundidades de invasión de estas partículas dependen de su estructura y de su tamaño como también del tamaño de los poros de la formación, pero generalmente se localizan en una región cercana al pozo en un radio entre 3 y 5 pies siendo las formaciones altamente fracturadas las que tienen un radio de invasión mucho mayor. Cuando las partículas finas externas invaden la formación por lo general causan daño severo en la cara del pozo y no tienen un radio de invasión muy grande; los finos que están in-situ en el yacimiento son más comunes en formaciones no consolidadas y se generan a medida que se va depletando el reservorio debido a la producción. En las formaciones que se componen de rocas sedimentarias los finos presentes según Hill¹¹ incluyen arcillas (filosilicatos con un tamaño menor a 4 micrómetros) y limos (silicatos o aluminosilicatos con rangos de tamaño entre 4 y 64 micrómetros) siendo la Caolinita laminar la arcilla que más migra. En la **Tabla 3** se resume los principales componentes de los finos que causan este daño de formación.

Tabla 3. Principales componente de las partículas finas.

Partícula fina	Componente	Área superficial (m²/g)
Cuarzo	Si , O	0.000015
Caolinita	Al, Si,O,H	22
Clorita	Mg,Fe,Al,Si,O,H	60
Ilita	K,Al,Si,O,H	113
Montmorillonita (Esmectita)	Na,Mg,Ca,Al,Si,O,H	82

Fuente: ECONOMIDES, Michael J. y NOLTE, Kenneth G.: Reservoir Stimulation.Houston, Texas.: Schlumberger Educational Services, 1987 3ª Edition. p. 14-4

Las arcillas autigenicas que son el grupo de partículas caolinita, ilita y montmorillonita son las arcillas que más afectan al reservorio ya que están in-situ en el por lo tanto están en directo contacto con los fluidos y tienden a reaccionar a medida que se va produciendo. Todas ellas pueden generar problemas en el flujo teniendo un alto impacto en cuanto a pérdidas de productividad del pozo mediante el bloqueo de los canales porosos del reservorio

¹¹ Ibid. p. 14-4.

2.2.1.2 Hinchamiento de arcillas. La presencia de arcillas en los yacimientos son un factor importante para la determinación de qué tipo de daño de formación está afectando el reservorio y para entender este fenómeno es importante tener claro el origen y la estructura cristalina de estas. Las arcillas tienen dos orígenes: Detríticas y Autigenicas, las primeras hacen parte de los componentes de la roca en la matriz y generalmente no causan daño a las formaciones productoras de petróleo, las segundas están en las gargantas de poro de la formación y son muy reactivas cuando entran en contacto con varios fluidos a medida que se va produciendo. Como indica Economides¹² las arcillas pueden cambiar su volumen a medida que la salinidad de los fluidos que fluyen a través de ellas cambia. Las arcillas más comunes que presentan este tipo de daño son la esmectita y las arcillas que tienen una mezcla de esmectita, esta arcilla puede aumentar su volumen en un 600% reduciendo la permeabilidad de la formación debido a que las gargantas de poro reducen su tamaño creando una barrera para los fluidos del reservorio.

2.2.1.3 Escamas inorgánicas. También llamado precipitación inorgánica, como lo describe Nieto¹³ son químicos solubles en agua que se precipitan fuera de la solución debido al cambio de las condiciones fisicoquímicas del ambiente o a una mezcla incompatible de aguas generando películas que afectan de manera negativa el pozo. Esta precipitación es influenciada por cambios de presión, temperatura, de flujo, entre otros que afecten el equilibrio de la solución. Las escamas se forman cuando hay una caída de presión que permite al dióxido de carbono (CO_2) liberarse debido a que el agua presente en el yacimiento está sobresaturada con iones lo que genera una precipitación de un compuesto que puede depositarse en las gargantas de poro, acumulándose y eventualmente bloquea la trayectoria de flujo lo que reduce la permeabilidad. Este tipo de daño de formación puede generar daño no solo en el reservorio sino también en las instalaciones que hay en la superficie como en el interior del pozo. Las escamas más comunes en los yacimientos son: carbonato de calcio (CaCO_3), sulfato de bario (BaSO_4), sulfato de estroncio (SrSO_4), escamas de hierro, escamas de cloruro de sodio y escamas de sílice las cuales se describirán a continuación.

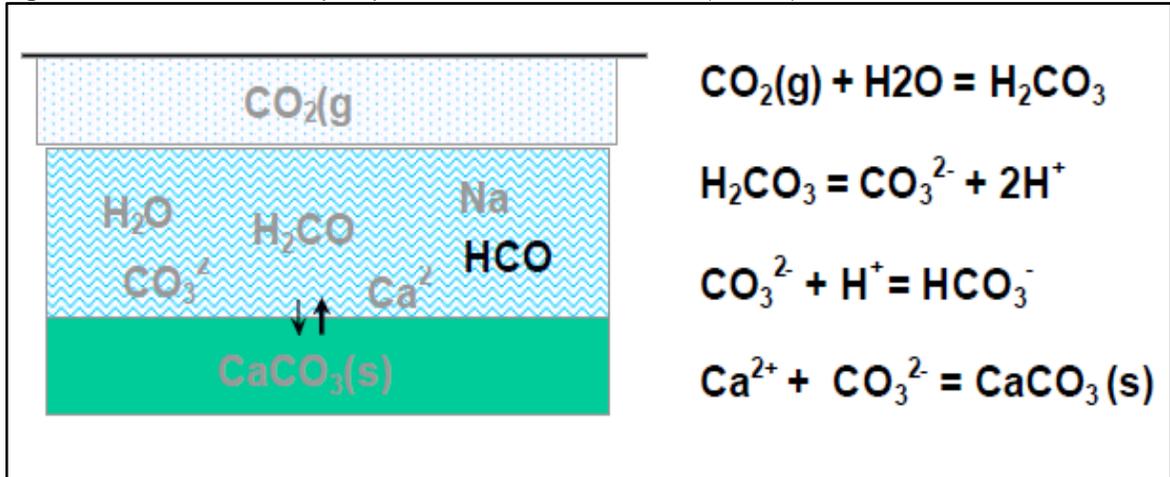
- **Carbonato de Calcio (CaCO_3):** Este tipo de escamas se forman cuando hay una disminución en la presión que afecta a las aguas ricas en iones Calcio y Bicarbonato. La liberación de CO_2 afecta la deposición de la solución ya que a medida que el dióxido de carbono se va formando, este se libera como se mencionó anteriormente y disminuye la concentración de iones H^+ aumentando los valores de pH lo que genera inestabilidad en las altas concentraciones de Calcio como se muestra en la **Figura 5**. Las escamas de carbonato de calcio se precipitan cuando el medio en el que se encuentran no tiene un pH menor a 3,

¹² Ibid., p. 14-6.

¹³ NIETO VELASQUEZ, Alex Fabian; FRANCO, Carlos Alberto y ROBAYO OJEDA, Wilson Orlando. Estudio De Diagnostico Y Tratamiento De Daño En La Formación Barco De Los Campos Operados Por BP Colombia. Bogotá, D.C.: Fundación Universidad de América, 2005.

la alcalinidad del agua genera inestabilidad en la concentración de los iones de calcio.

Figura 5 Efecto del CO₂ en la precipitación de carbonato de calcio (CaCO₃).

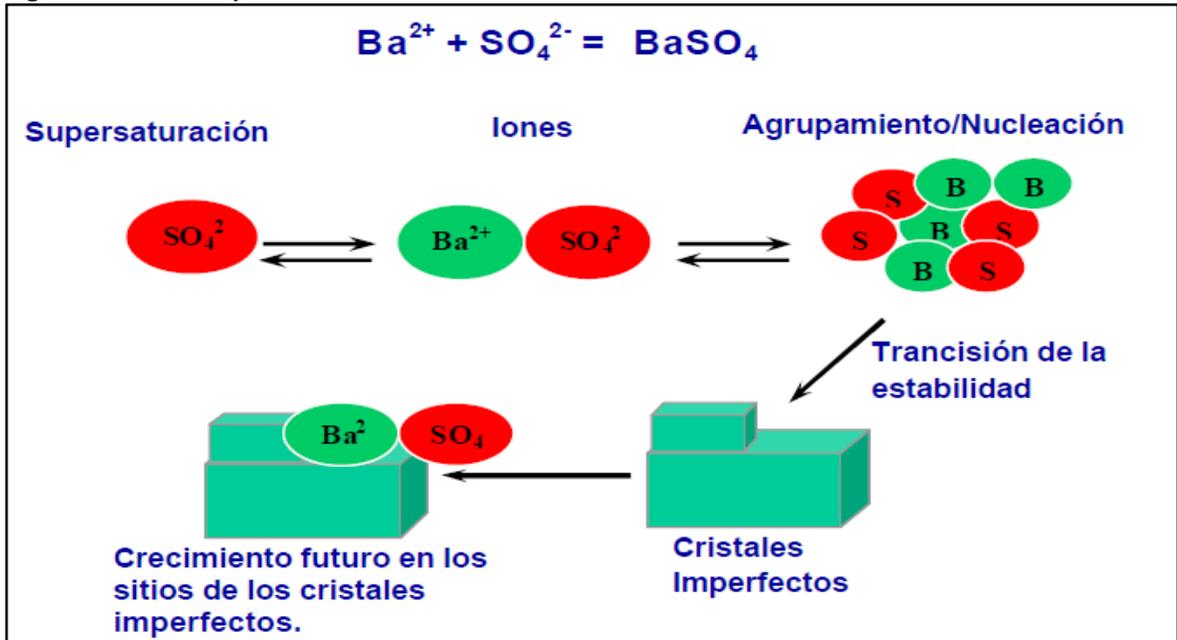


Fuente: Presentación: Basic Scale, Nalco.

- **Sulfato de Bario (BaSO₄):** Este tipo de escamas son una forma poco común de depósitos de sulfatos que causa graves problemas. La Barita no es soluble en ácidos inorgánicos ni en solventes por esta razón es muy difícil de remover cuando se presentan. Las caídas de presión aceleran su aparición y surge de la reacción de aguas incompatibles. Hay un tipo de escama de sulfato de bario que es radioactiva y su radioactividad resulta de una concentración de Uranio en la red cristalina de la escama mineral. Las escamas se precipitan porque hay una supersaturación de iones en la que por diferencias de valencia se produce una agrupación con iones de carga contraria, al estar unidos los iones buscarán una superficie irregular en la cual puedan ubicarse y empezar a crecer como lo indica Nieto¹⁴, este proceso se observa en la **Figura 6**.
- **Sulfato de estroncio (SrSO₄):** Es un mineral que normalmente sustituye el sulfato de bario, se puede asociar a escamas radioactivas y puede ser más soluble que el sulfato de bario en sistemas de remoción de químicos, sin embargo, es difícilmente soluble en ácidos.
- **Escamas de Hierro (FeCO₃):** Este tipo de escamas son extremadamente difícil de remover. Se suelen presentar en los pozos que presentan altos contenidos de hierro. Las escamas de sulfato de hierro reaccionan de acuerdo a su estructura y se han identificado siete (7) diferentes formas, de las cuales solamente dos son fácilmente solubles en ácido clorhídrico, las restantes son o muy poco solubles o insolubles en dicho ácido.

¹⁴ *Ibíd.*, p. 48.

Figura 6. Nucleación y crecimiento de las escamas



Fuente. NIETO. Alex Fabián, et al. Estudio diagnóstico y tratamiento de daño en la Formación Barco de los campos operados por BP en Colombia. 2005. p. 48.

- **Escamas de Cloruro:** Según Economides¹⁵ Las escamas de cloruros, como la precipitación de cloruro de sodio del agua de formación es causada por descensos en la temperatura o por evaporación del agua de formación, causas muy comunes por demás. No hay un método efectivo para prevenir la precipitación de sales y su limpieza ha sido limitada a la utilización de agua. La solubilidad de las sales en ácido está limitada a valores de (1/4 lbm/gal en 28% HCl), haciendo así que su uso no sea muy generalizado.

2.2.1.4 Depositación orgánica. También llamado precipitación orgánica son precipitaciones de parafinas y asfaltenos debido a su alto peso molecular cuando existe un cambio de temperatura o presión del yacimiento o la composición del petróleo cambia. Cuando se precipitan se localizan generalmente en las paredes de la tubería del pozo, alrededor del diámetro de este, en los intervalos perforados o en la formación. Cuando se realiza una inyección de fluidos al pozo generalmente son enviados con una temperatura menor lo que genera una reducción de la temperatura y propicia la precipitación de estos compuestos. El daño por depositación orgánica no solo puede causar obstrucción de los poros de la formación sino también puede alterar la humectabilidad de la roca, cuando esto ocurre esta tiende a humectarse más con el aceite por lo tanto reduce la Permeabilidad relativa del petróleo.

¹⁵ ECONOMIDES, Michael J. y NOLTE, Kenneth G. Reservoir Stimulation. Chichester, England ; New York: Schlumberger, 1999. p. 14-7

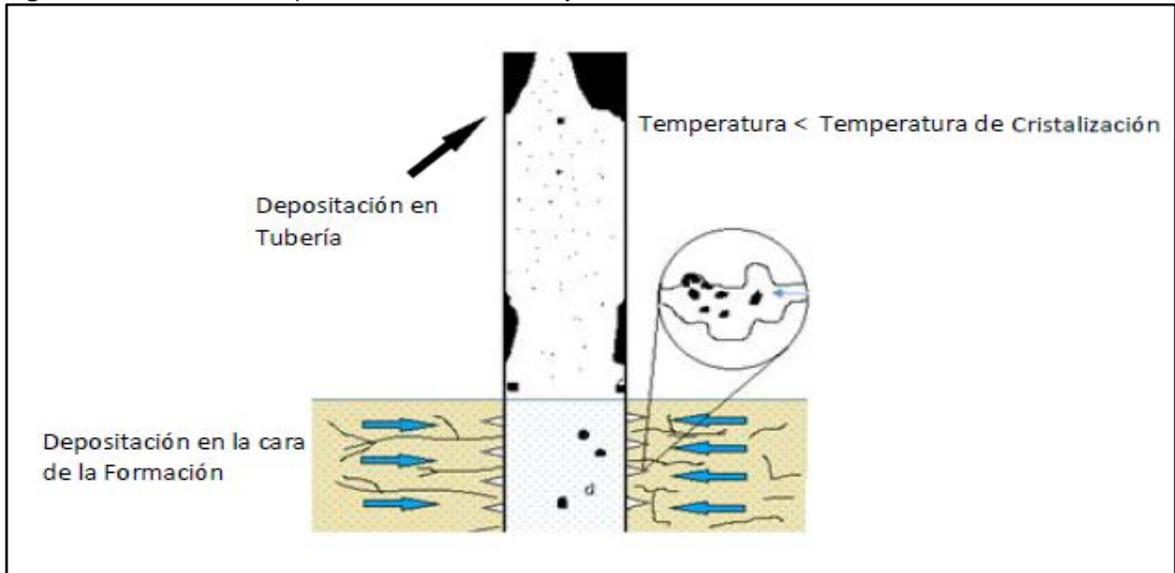
Uno de los problemas a tratar cuando ocurre la precipitación es la no solubilización de estos en el petróleo para esto se emplean solventes orgánicos que logren disolver una parte de ellos. Aunque los solventes aromáticos que se utilizan tiene una buena eficiencia se les puede adicionar pequeñas cantidades de alcohol para disolver cantidades significativas de asfáltenos debido a esto su tratamiento puede ser bastante costoso.

A continuación se hará una descripción de los dos tipos de depósitos orgánicos de acuerdo a Economides¹⁶:

- **Parafinas:** Son hidrocarburos que poseen una cadena recta o ramificada de 16 hasta 60 Carbonos por molécula y son más sencillos que los asfáltenos. Cuando posee una cadena recta larga o corta se les denomina parafinas normales, cuando presentan una cadena ramificada se les denomina parafinas microcristalinas siendo estas las que causan más problemas cuando se precipitan debido a que son más pesadas que las parafinas normales. Las parafinas se precipitan cuando se produce pérdida de temperatura, pérdida de presión o pérdida de componentes más livianos o de cadena de carbono más corta. Están presentes en reservorios que están depletados o que se le hayan realizado una recuperación secundaria con gas seco puesto que arrastran una gran cantidad de componentes livianos causando un ambiente propicio para que se depositen. En la **Figura 7** se ilustra el fenómeno de depositación de parafinas en yacimientos y tuberías de producción.
- **Asfáltenos:** Son condensados compuestos por anillos aromáticos y nafténicos de alto peso molecular; generalmente se encuentran en suspensión coloidal que está estabilizada por resinas presentes en el crudo que cuando se reducen forman partículas que quedan atrapadas en el medio poroso causando obstrucción en este. Se caracterizan por tener moléculas de nitrógenos, azufre y oxígeno y son definidos como la parte orgánica de los crudos y su estabilidad depende de la relación que existe entre la cantidad de resinas y la cantidad de asfáltenos. Los asfáltenos se precipitan debido a reducción de la presión, turbulencia, liberación de CO₂, liberación de gases del yacimiento, incompatibilidad de crudos debido a producción conjunta con otras zonas y superficies metálicas con cargas.

¹⁶ Ibid. p. 14-7.

Figura 7. Fenómeno de Deposición en Yacimiento y Tubería de Producción.



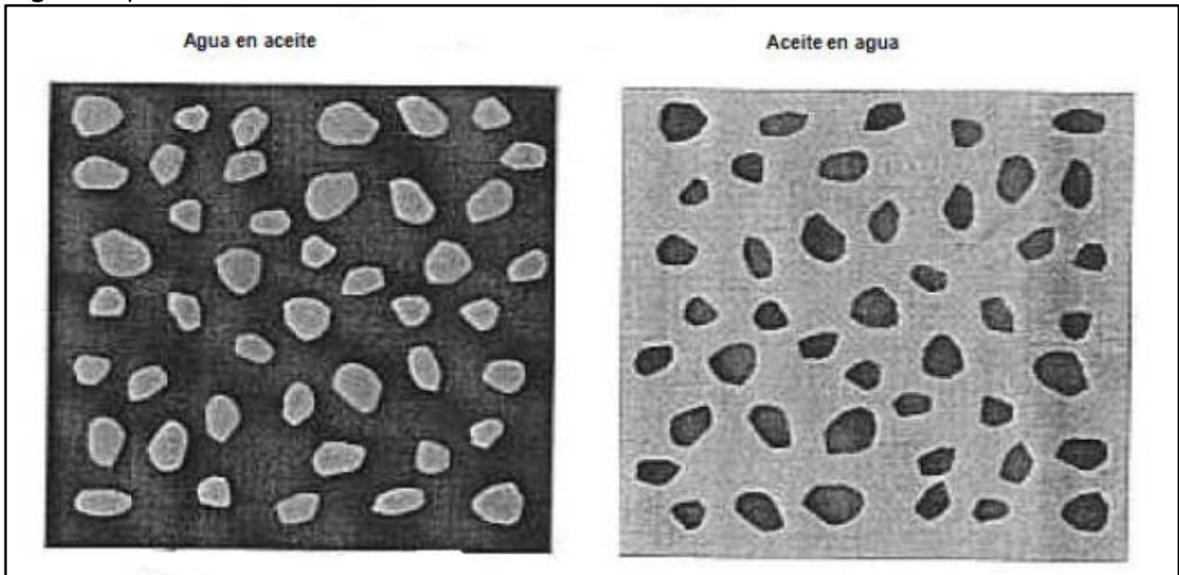
Fuente: PATIÑO MESA, Juan David. Un Modelo De Daño De Formación Por Precipitación De Componentes Parafínicos De Un Fluido De Yacimiento. 2015. p.

2.2.1.5 Emulsiones. Según González¹⁷ una emulsión es la mezcla de dos fluidos inmiscibles, compuesta por una fase continua y una fase dispersa. Cuando la emulsión posee una viscosidad alta ocupa el espacio poroso cercano a la zona aledaña del pozo bloqueando el flujo normal del fluido de la formación hacia el pozo en la **Figura 8** se muestra los tipos de emulsión. Para que una emulsión se forme en el yacimiento no solo depende de las propiedades del crudo sino también de factores externos a este ya que el agua y el petróleo in-situ rara vez forman emulsiones espontáneamente. La activación de los surfactantes naturales, uno de los factores externos, puede ocurrir en los crudos que han sido almacenados y han sufrido oxidación en la superficie igualmente el agua de yacimiento y el filtrado de fluidos de perforación que se han saturado de oxígenos en la superficie que al filtrarse a la formación provocan la oxidación del petróleo causando emulsiones en esta. La introducción de surfactantes con los filtrados de los fluidos de perforación, completamiento y/o workover son el mecanismo más probable de formación de emulsiones en el medio poroso teniendo consecuencias desastrosas para la producción. La presencia de partículas finas hacen que estas emulsiones sean más estables porque estas se localizan en la interface impidiendo la coalescencia de las gotas de la fase dispersa de la emulsión.

¹⁷ GONZALEZ, Juan Manuel. Daño a La Formación En Pozos Petroleros. México D.F: Universidad Nacional Autónoma de México, 2014. p. 114p. 20.

2.2.1.6 Bloqueo por agua. Según González¹⁸ es la reducción de la permeabilidad relativa del petróleo debido al incremento de la saturación de agua en el medio poroso aledaño al pozo reduciendo la permeabilidad de la formación. Esta puede ocurrir cuando se filtra a la formación agua proveniente de los fluidos perforación, completamiento, workover o por que la formación tiene comunicación con zonas productoras agua. Aunque este tipo de daño se elimina solo, en los yacimientos depletados la presión puede ser tan baja que la expulsión de agua puede ser lenta. Su identificación viene dado por el repentino incremento del porcentaje de agua en la producción

Figura 8. Tipos de emulsión.



Fuente: GONZALEZ, Juan Manuel. Daño a La Formación En Pozos Petroleros. México D.F: Universidad Nacional Autónoma de México, 2014. p. 114p 40.

2.2.1.7 Alteración de la mojabilidad. Ocurre cuando la permeabilidad relativa de la formación cambia y de esta manera puede reducir la permeabilidad efectiva de la formación en un 80-90% a un fluido particular. Este tipo de daño lo producen los filtrados de lodos de emulsión inversa, la precipitación de asfáltenos en el medio poroso como los surfactantes presentes en los fluidos de perforación y se da por dos razones que son el bloqueo de las fases que afectan la movilidad del crudo a través del yacimiento o por los componentes del crudo. Además está asociado a cada una de las caídas de presión que puedan generar las operaciones de perforación o completamiento realizadas a los pozos durante toda su vida productiva

¹⁸ *Ibíd.*, p. 23.

2.2.1.8 Daño de tipo mecánico. Durante las operaciones que se realizan al pozo se pueden introducir partículas en el medio poroso de la cara del pozo, causando el taponamiento de este e impidiendo el flujo normal.

2.2.2 Daño de formación de origen inducido. Este tipo de daño es resultado de las operaciones que se le realizan al pozo tales como operaciones de perforación, completamiento y de workover. Como estas actividades se involucran en la etapa inicial de la vida productiva del pozo, el daño de formación inducido se cuantifica al hallar el Factor de Skin (S) inicial del pozo mediante un análisis nodal con las condiciones iniciales de presión y producción. Este tipo de daño como es inducido, como primera medida, debe ser prevenido con la implementación de mejoras en las técnicas a la hora de realizar estas operaciones para que no tenga mayor afectación y genere grandes problemas.

2.2.2.1 Invasión de sólidos del lodo de perforación. Los sólidos del lodo que se utilizó para la perforación pueden depositarse y obturar progresivamente las gargantas porales de la cara del pozo reduciendo la permeabilidad de esta zona aunque tiene menos efecto en la productividad del pozo que otros tipos de daño. Depende fuertemente del tamaño de los poros de la formación y pruebas en laboratorio han demostrado que este daño es superficial por ende se limita a las primeras pulgadas de la zona cercana al pozo. Según Krueger¹⁹ este daño está influenciado por el tipo de lodo que se usa para perforar y se estima que el daño a la productividad del pozo puede variar entre 1-10% dependiendo de la profundidad de la invasión. El fluido que se utiliza debe ser diseñado para que los sólidos se unan a la superficie de la roca de formación en lugar de depositarse en los poros.

2.2.2.2 Invasión del filtrado del lodo de perforación. La capacidad de filtración del lodo de perforación depende de la capacidad del fluido de formar un “*mudcake*” o revoque en la cara del pozo que sea lo mayormente posible impermeable y controle las pérdidas de fluido de perforación por la invasión de este en la formación; cuando estas pérdidas son muy grandes la fase líquida del fluido de perforación, que contiene sustancias químicas que controlan ciertas propiedades del fluido, generan problemas como cambios de saturación de fluidos en la formación, cambios en la salinidad del yacimiento generando o que las fracciones de arcilla presentes se hinchen reduciendo la permeabilidad del reservorio causando disminución de productividad del pozo. Estudios realizados indicaron que el daño por filtrado podría controlarse de más efectiva con lodos a base de aceite, aunque es más costoso, o con lodos a base de agua que contengan iones divalentes como Ca y Mg.

¹⁹ KRUEGER, R. F. An Overview of Formation Damage and Well Productivity in Oilfield Operations: An Update. Long Beach, California: Society of Petroleum Engineers, 1988. p. 249781-555635848

También se ha demostrado que las rocas arcillosas son más estables cuando son expuestas a iones de Potasio y generan un menor daño al agua de yacimiento, pero cuando la sensibilidad del agua es muy crítica se aconseja lodos a base de aceite.

2.2.2.3 Daño causado por bacterias. Existen microorganismos que pueden sobrevivir a las condiciones de temperatura y presión de los ambientes donde se encuentra el petróleo, estas pueden ser ingresadas a la formación cuando se inyecta agua al yacimiento. Entre estas las bacterias anaeróbicas que pueden multiplicarse en el medio poroso cercano al pozo taponándolo los espacios porosos.

2.2.2.4 Daño causado por espaciadores y lavadores durante la cementación. Aunque la operación de remoción del lodo es necesaria cuando se va hacer la cementación del pozo, en algunas ocasiones se pueden dar perdidas de los espaciadores y lavadores para dicha operación. Generalmente la invasión de estas sustancias es mínima y es mucho menor que la invasión del lodo, un control ineficiente de esta invasión causando pérdidas totales de fluidos de prelavado generando problemas en la formación

2.2.2.5 Daño causado por la lechada de cemento. La lechada de cemento, como casi cualquier fluido que entra en contacto con la cara del pozo, logra invadir mínimamente la formación sin afectarla en gran medida. Sin embargo, hay cuatro eventos en los cuales la lechada de cemento se convierte en un serio problema causando disminución de la permeabilidad. Cuando el pH de la lechada es alto logra afectar las arcillas y es perjudicial para los minerales que las conforman, cuando el filtrado del cemento entra en contacto con salmueras que contienen altas concentraciones de calcio provocando la precipitación de carbonato de calcio, cuando se separan las partículas de cemento y las partículas del agua de la lechada puede generar una gran invasión de agua libre en la formación y por último la perdida de la lechada de cemento en las fracturas presentes de la formación.

2.2.2.6 Daño causado por los intervalos perforados. Estos son los puntos de entrada de fluido del yacimiento al pozo, en algunas ocasiones el cañoneo que se realiza no es de la mejor calidad provocando problemas en el flujo normal de los fluidos de la formación hacia el sistema de producción. De acuerdo a Krueger²⁰ cuando la anisotropía de la permeabilidad es muy significativa la densidad de disparo que se utiliza comúnmente son 4 tiros/pie y esto resulta en una reducción sustancial de la productividad del pozo y en formaciones fracturadas el daño de la productividad se ve influenciada al tipo de fracturas que esta contenga y la profundidad de tiro que se le realizó, estas perforaciones deben dispararse perpendicularmente al plano de la fractura para optimizar la productividad.

20 Ibid. p. 546.

2.2.2.7 Daño causado por el gravel pack. Los empaquetamientos de grava se utilizan como filtros para que la arena de la formación no genera restricciones al flujo. Con el tiempo estos se van deteriorando debido a las condiciones al que está expuesto por lo tanto afecta el rendimiento del pozo y por lo tanto la productividad de este. También el mal diseño de las ranuras del liner que facilitan la acumulación de granos de arena de la formación afecta considerablemente el grado de daño que genera este; este problema suele ser más notorio en pozos con intervalos de esquistos.

2.2.2.8 Daño causado por fluidos de completamiento y workover. Históricamente los trabajos de workover se han realizado con fluidos como la salmuera, mezclas de agua o aceites refinados y fluidos previamente utilizados en otras operaciones de reacondicionamiento, desafortunadamente la calidad de estos fluidos es variable y puede afectar la efectividad del tratamiento. Al igual que los fluidos que se utilizan durante la perforación estos fluidos generan daño a la formación, generalmente afectan de igual manera el yacimiento como lo hace el lodo de perforación afectando la permeabilidad de la zona por sólidos finos, por la invasión de fluido que afectan a las arcillas y a la formación, bloqueos por agua y emulsiones, entre otros. Por esta razón se debe procurar utilizar fluidos químicamente compatibles con la formación, fluidos que se les haga limpieza con filtros en la superficie. Para minimizar la pérdida de fluidos se debe mantener un pequeño diferencial de presión entre la columna hidrostática y la presión del yacimiento.

2.2.2.9 Daño causado por estimulación y tratamientos remediales. El objetivo de la estimulación de pozos es mejorar la productividad de estos después de diagnósticas con precisión el problema a corregir y hacer un buen diseño del tratamiento. Ciertas operaciones tales como limpieza del pozo, tratamientos de acidificación y fracturamiento de la formación pueden generar cambios en la permeabilidad de la formación, esto a su vez origina daño en la formación que si no son tratados afectan negativamente la productividad del pozo.

2.3 CONCEPTOS BASICOS DE ESTIMULACION

A continuación, se describen los conceptos básicos de estimulación para la remediación de daño de formación en yacimientos de petróleo.

2.3.1 Estimulación de pozo. Es el proceso mediante el cual se crea canales en la roca productora por los cuales los fluidos puedan fluir con mayor facilidad hacia el pozo o del pozo hacia la formación.

Sus principales objetivos son incrementar la producción en los pozos productores, incrementar la inyección de fluidos desde los pozos de inyección y para procesos de recobro mejorado²¹.

2.3.2 Estimulación matricial reactiva. Es la acidificación en la matriz de la roca mediante las siguientes técnicas.

2.3.2.1 Tratamientos de limpieza. Mediante esta técnica se elimina el obturamiento causado por el daño de la formación alrededor de los intervalos perforados como también en ellos. Con esta técnica se aumenta la productividad del pozo debido a que se reduce o se elimina el daño a la zona aledaña al pozo. Generalmente se debe aplicar a la terminación de todos los pozos inyectando ácido clorhídrico a la matriz de la roca.

2.3.2.2 Acidificación matricial en arenisca. El principal objetivo de esta estimulación es eliminar el daño de formación causado por la invasión de partículas sólidas, hinchamiento de arcillas e incrementar la permeabilidad en la zona aledaña del pozo. En esta técnica se utiliza la mezcla de ácido clorhídrico con ácido fluorhídrico que reacciona con el material silicio de las areniscas. Aunque su uso tiene un alto costo, en pozos que tenga una gran producción es justificable ya la incrementa.

2.3.2.3 Acidificación matricial el rocas calcáreas. Esta técnica se centra en la corrección del daño de formación e incrementar la permeabilidad de la formación. Se utiliza ácido clorhídrico a altas concentraciones para que penetre la formación, siempre y cuando la temperatura del yacimiento sea idónea para su implementación y propicie la inhibición del ácido. En pozos de alta productividad con gran daño de formación se logra un incremento significativo en su producción debido a la remoción de este.

2.3.3 Estimulación matricial no reactiva. En esta categoría se encuentran dos técnicas que son la estimulación matricial y la estimulación por fracturamiento. En la estimulación matricial no reactiva los fluidos que se utilizan no reaccionan químicamente con la matriz de la roca. Se utilizan soluciones de acuosas, alcoholes y solventes que corrigen daños de formación generados por bloqueos de agua, emulsiones, depositación orgánica, entre otras. Para su correcta implementación y generación de resultados exitosos se debe tener plena identificación del tipo de daño de formación.

²¹ GONZALEZ, Juan Manuel. Daño a La Formación En Pozos Petroleros. México D.F: Universidad Nacional Autónoma de México, 2014. p. 114

2.4 CONCEPTOS BASICOS DE PRODUCTIVIDAD DE POZOS

A continuación, se hará la descripción de los conceptos de ley de Darcy, Productivity Index (IP) e Inflow Performance Relationship (IPR).

2.4.1 Ley de Darcy. En 1856 el ingeniero Henry Darcy publicó su trabajo sobre el flujo de fluidos a través de material poroso; él estaba investigando el flujo de agua a través de filtros de arena para la purificación de agua. Darcy interpretó el resultado esencialmente en la **Ecuación 2**:

Ecuación 2. Ecuación de Darcy

$$q = kA \left[\frac{(h_1 - h_2)}{L} \right]$$

Fuente. SMITH, Charles R.;
FARRAR, R. Lance y
TRACY, G. W. Applied
Reservoir Engineering.
Volume 1 ed. Tulsa: OGCI
Publications, 1992.
9780930972165p. 7-3.

En la **Ecuación 2** A es el área de la sección transversal y h1 y h2 son alturas por encima del punto de referencia estándar del agua en los manómetros en la entrada y salida del sistema, respectivamente. L es la longitud del paquete de arena y K es una constante de proporcionalidad característica de los medios porosos.

El experimento de Darcy se limitó al flujo por gravedad bajo condiciones de estado estacionario de un solo fluido (agua), saturando en 100% el medio poroso. Una investigación posterior encontró que otros fluidos que fluyen en medios porosos también pueden ser modelados con la ecuación de Darcy siempre y cuando no reaccionen con el medio poroso, es decir, cualquier tipo de interacción que cambie el tamaño o la forma de los canales de flujo o cambie las fuerzas superficiales entre la roca y el fluido.

En la ingeniería de yacimientos, es necesario modificar la ecuación para reflejar las viscosidades del fluido, el ángulo de inclinación para el flujo y varias geometrías de flujo. Generalmente el régimen de flujo debe ser laminar, aunque esto no es un problema para la mayoría de los líquidos, ya que los caudales normalmente son demasiado pequeños para causar turbulencia.

2.4.2 Clasificación de regímenes de flujo en medios porosos. Existen tres tipos principales de regímenes de flujo que son: Estado estacionario, estado pseudoestacionario y flujo transitorio.

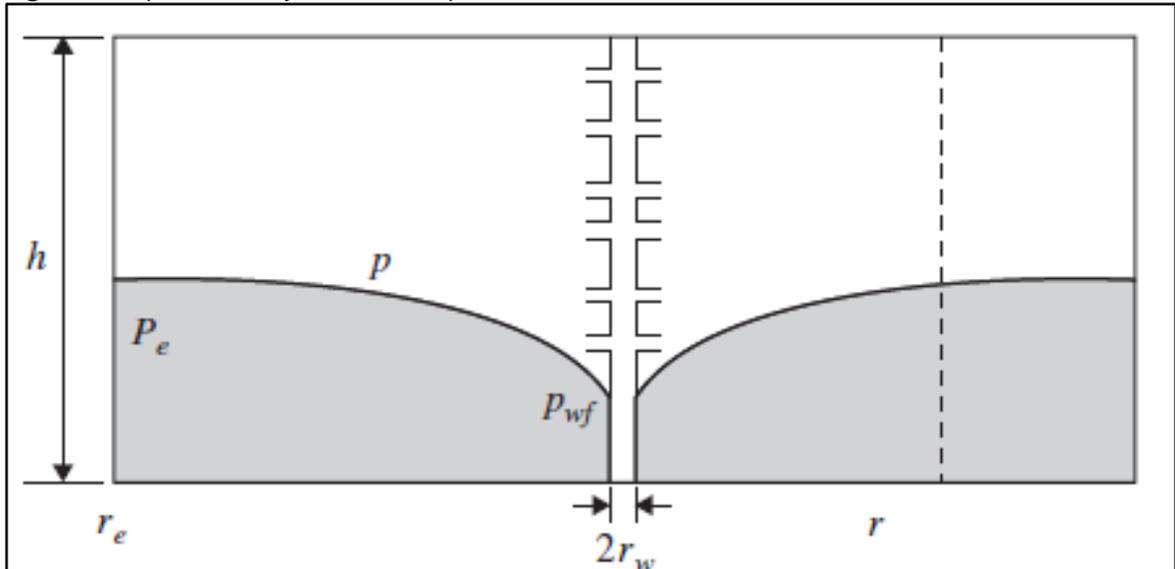
- **Flujo en estado estacionario.** Este régimen de flujo no hay cambio de densidad de los fluidos de yacimiento en cualquier posición dentro del yacimiento, por lo tanto, la presión se mantiene constante en el tiempo. En la **Figura 9** se representa esta condición de presión constante en el reservorio. Cuando se tiene un flujo monofásico en estado estacionario puede derivarse de la ley de Darcy la **Ecuación 3**:

Ecuación 3. Ley de Darcy para estado estacionario.

$$q = \frac{kh (P_e - P_{wf})}{141.2 B_o \mu_o \left(\ln \frac{r_e}{r_w} + S \right)}$$

Fuente. SMITH, Charles R.; FARRAR, R. Lance y TRACY, G. W. Applied Reservoir Engineering. Volume 1 ed. Tulsa: OGCI Publications, 1992. 9780930972165p. 7-3.

Figura 9. Esquema de un yacimiento con presión constante.



Fuente. GUO, Boyun; LIU, Xinghui y TAN, Xuehao. Chapter 3 - Reservoir Deliverability. Boston: Gulf Professional Publishing, 2017. p. 37-819780-1280937409

- **Flujo en estado pseudo-estacionario.** Este régimen se presenta cuando las condiciones del yacimiento son tales que la presión disminuye linealmente con el tiempo en cualquier punto del reservorio. Esta condición se da cuando el túnel de presión que se muestra en la se ha propagado a todos los límites en los que no hay flujo como fallas de sellado los límites de las áreas de drenaje de los

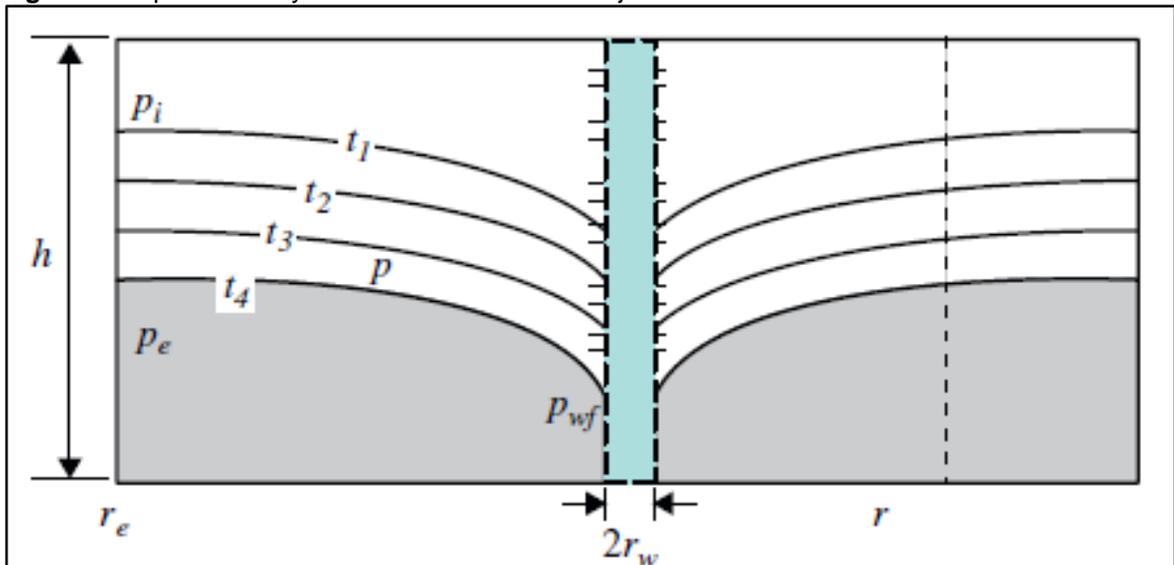
pozos tal como se puede apreciar en la **Figura 10**. Cuando se tiene un flujo monofásico en estado pseudo-estacionario se puede derivar de la ley de Darcy la siguiente expresión (**Ecuación 4**).

Ecuación 4. Ley de Darcy para estado pseudo-estacionario.

$$q = \frac{kh(P - P_{wf})}{141.2 B_o \mu_o \left(\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} + S \right)}$$

Fuente. SMITH, Charles R.; FARRAR, R. Lance y TRACY, G. W. Applied Reservoir Engineering. Volume 1 ed. Tulsa: OGCI Publications, 1992. 9780930972165p. 7-3.

Figura 10 Esquema de un yacimiento con límites de no flujo.



Fuente: GUO, Boyun; LIU, Xinghui y TAN, Xuehao. Chapter 3 - Reservoir Deliverability. Boston: Gulf Professional Publishing, 2017.

- **Flujo transiente.** se define como un régimen de flujo donde/cuando el radio de propagación de las ondas de presión del pozo no ha llegado a ningún límite del reservorio o yacimiento. Durante el flujo transiente, la presión en desarrollo es pequeña en relación con el tamaño del reservorio. Por lo tanto, el reservorio actúa como un reservorio infinitamente grande desde el punto de análisis de presión transitoria. Suponiendo que el flujo de petróleo sea de una sola fase en el yacimiento, varias soluciones analíticas se han desarrollado para describir el comportamiento de flujo transitorio. Están disponibles los libros de texto clásico como el de Dake (1978). Una solución de velocidad constante expresada por la **Ecuación 5** se utiliza con frecuencia en la ingeniería de producción:

Ecuación 5. Flujo Transiente

$$P_{wf} = P_i - \frac{162.6 * q * B_o * \mu_o}{k * h} * \left(\log t + \log \frac{k}{\phi * \mu_o * C_t * r_w^2} - 3.23 + 0.87S \right)$$

Fuente. OILPRODUCTION, 2008

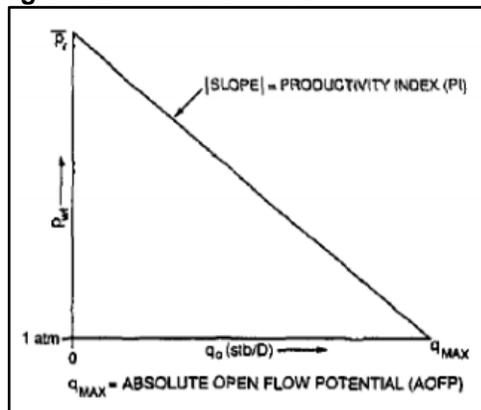
Donde:

pwf = presión fluyente en el pozo, psia
pi=presión inicial del reservorio, psia
q= producción de petróleo, stb/day
uo= viscosidad de petróleo, cp
k= permeabilidad horizontal efectiva al petróleo, md
h= espesor del reservorio, ft
t= tiempo de flujo, hour
f= porosidad, fraction
ct= compresibilidad total, psi
rw= radio del pozo, ft
S= factor skin

2.5 IPR, IP, FLUJO MONOFASICO Y VOGEL

2.5.1 Inflow Performance Relationship (IPR). Este se define como la relación funcional entre el caudal de producción y la presión dinámica de fondo. Gilbert, en 1954 fue el primero en proponer esta relación. El IPR se define en el rango de presión desde la presión promedio de Reservorio y la presión atmosférica. En la **Figura 11** El caudal correspondiente a la presión atmosférica, como presión dinámica de fondo, se define a flujo potencial completamente abierto al pozo (Qmax), mientras que el caudal a la presión promedio del reservorio en fondo, es siempre cero. Una relación de performance de influjo típica (IPR) es la presentada a continuación:

Figura 11. Modelo curva IPR.



Fuente. OILPRODUCTION, 2008

2.5.2 Flujo de una sola fase. Para una sola fase, ya sea petróleo o líquidos en general, el IPR mostrado en la Ecuación 6 está determinado por la Ley de Darcy para flujo radial.

Ecuación 6. Ley de Darcy para flujo radial.

$$q_o = \frac{7.08 \times 10^{-3} k_o h (\bar{p}_r - p_{wf})}{\mu_o B_o \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0.75 + s_t + Dq_o \right]}$$

Fuente. OILPRODUCTION, 2008

Donde:

q_o = caudal de petróleo que ingresa al pozo, (STD Barril/día)

B_o = Factor Volumétrico del petróleo, (bbl/std bbl)

μ_o = viscosidad del petróleo, cp.

k_o = permeabilidad de la formación, md.

h = espesor neto de la formación, ft.

\bar{p}_r = presión promedio de reservorio, psia.

p_{wf} = presión dinámica de fondo, psia.

r_e = radio de drenaje, ft.

$\sqrt{\frac{A}{\pi}}$ = Donde A es el área circular de drenaje, ft².

s_t = Skin Total

Dq_o = pseudo skin debido a la turbulencia. En pozos de petróleo, este término es insignificante, especialmente en reservorios con baja permeabilidad.

2.5.3 Índice de productividad (IP). Una simple aproximación para describir la performance de influjo de un pozo petrolero es el uso del concepto de índice de productividad (IP). Este fue desarrollado asumiendo la siguiente simplificación:

- Flujo radial al rededor del pozo
- Flujo de una sola fase
- Distribución de la permeabilidad homogénea
- La formación está saturada completamente con el fluido en cuestión

Para estas condiciones, la ecuación de Darcy queda resumida en **Ecuación 7:**

Ecuación 7. Ecuación de Darcy para estas condiciones.

$$q = \frac{7.08 \times 10^{-3} k h (\bar{p}_r - p_{wf})}{\mu B \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right)}$$

Fuente. OILPRODUCTION, 2008

La mayoría de los parámetros a la izquierda son constantes, lo que permite juntarlos en un solo coeficiente llamado Índice de productividad (IP) y se muestra en la **Ecuación 8.**

Ecuación 8. Ecuación IP

$$q = PI (\bar{p}_r - p_{wf})$$

Fuente.

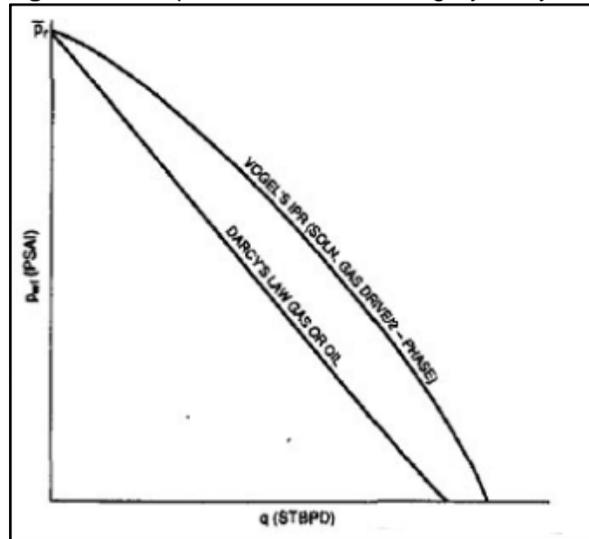
OILPRODUCTION, 2008

Esta ecuación de estado nos dice que el influjo de líquido en el pozo es directamente proporcional al drawdown. El punto final de la línea de IP es la presión promedio de reservorio (\bar{p}_r) a caudal cero. El máximo caudal es el Potencial Absoluto a Pozo (Absolute Open Flow Potential –AOFPP) y representa el máximo caudal cuando la presión dinámica de reservorio se lleva a cero.

2.5.4 Flujo bifásico. La ley de Darcy es aplicable únicamente cuando en el reservorio se produce un flujo monofásico. En el caso de un reservorio de petróleo, el flujo monofásico ocurre cuando la presión dinámica de fondo de los fluidos de reservorio está por encima de la presión de punto de burbuja a la temperatura del reservorio. Durante la depleción del reservorio, la presión de este continúa cayendo, y puede mantenerse por la inyección de fluidos en una recuperación asistida. Como consecuencia, durante la depleción la presión dinámica cae por debajo del punto de burbuja, lo cual resulta en la combinación de un flujo monofásico con uno bifásico dentro del reservorio. Este fenómeno requiere del uso del IPR Combinado.

2.5.4 IPR de Vogel. En el caso del flujo bifásico, donde el reservorio la presión promedio del mismo está por debajo de la presión del punto de burbuja, es recomendado el IPR de Vogel que viene definido por la **Ecuación 9** y en la **Figura 12** se hace una comparación de este modelo con el modelo de Darcy.

Figura 12. Comparación Curvas IPR Vogel y Darcy



Fuente. OILPRODUCTION, 2008

Ecuación 9. Ecuación Vogel

$$\frac{q_o}{q_{max}} = 1 - 0,2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0,8 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2$$

Fuente. OILPRODUCTION, 2008

La curva del IPR puede ser generada cualquiera sea, el caudal máximo (q_{max}) como así también la presión promedio del reservorio (estática) y el caudal (q_o) a la correspondiente presión dinámica. Para cualquier caso, se necesita realizar un ensayo de recupero de presión (build up) para conocer p_r y también se debe realizar un ensayo de flujo por orificio calibrado, para conocer el caudal entregado por la formación.

3. ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN SUMINISTRADA DEL ESTUDIO DEL DAÑO DE FORMACIÓN PARA LA DEFINICIÓN DE LA ESTIMULACIÓN TIPO ASOCIADA A LOS POZOS PRODUCTORES DE LOS DOS CAMPOS

En este capítulo, profundizaremos la distribución de las fuentes de daño por pozo de estudio en los campos A y L y a su vez, definiremos la estimulación tipo asociada a cada daño basados en el estudio realizado por Ecopetrol S.A.²²

3.1 IDENTIFICACIÓN DE FUENTES DE DAÑO DE FORMACIÓN CAMPO A

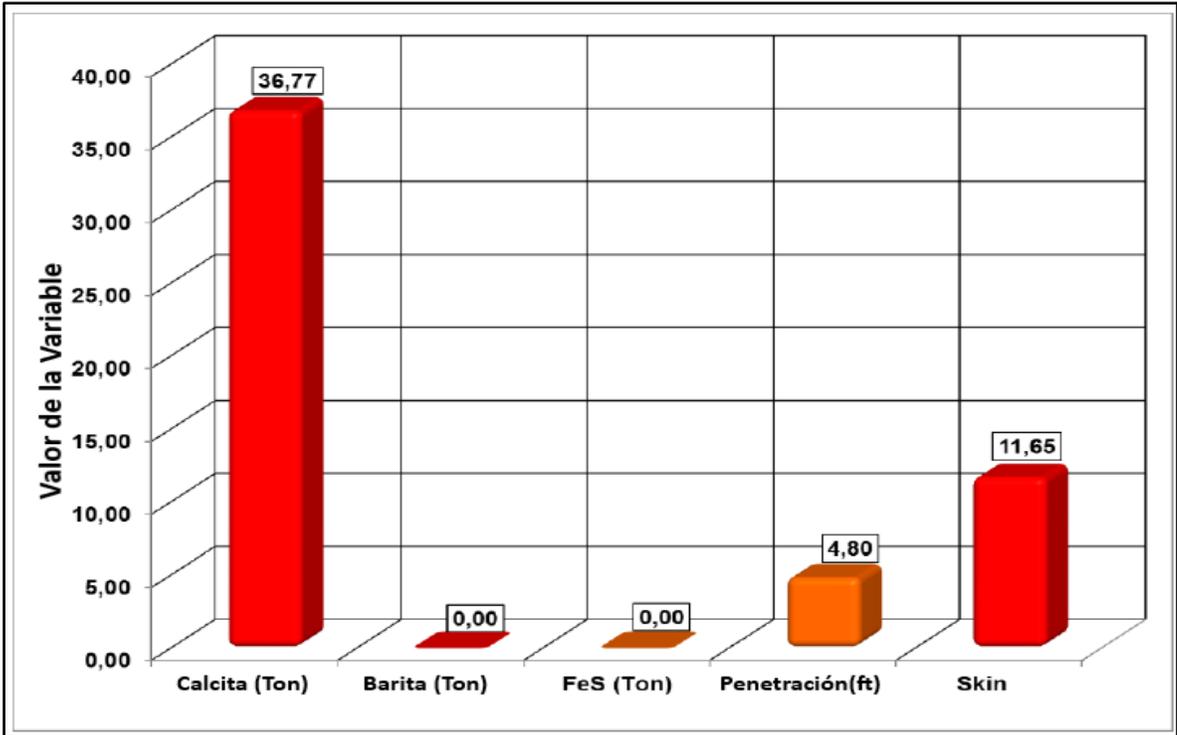
A continuación, se realizará un análisis detallado de las fuentes de daño de formación en el campo A.

3.1.1 Análisis de Escamas Minerales. Dados los resultados obtenidos a partir del estudio realizado por Ecopetrol S.A.²³ de las pruebas en los pozos se logró determinar que la principal fuente de daño en cuanto a las escamas presentes en las arenas de la Formación Caballos es la Calcita con valores que oscilan entre las 5.59 Toneladas y 67.48 Toneladas depositadas en el yacimiento. Por dichos valores, se puede concluir que la depositación de escamas minerales representa un daño significativo para los pozos con producción de agua, es decir que su tendencia es alta debido a que las masas de depositación de escamas están fuertemente relacionadas a la producción de agua y dicha zona está fuertemente impactada por un acuífero activo, la ocurrencia puede variar; pues entre más presencia de agua exista, mayores son las posibilidades de que se formen escamas inorgánicas cuando se tiene la presencia de un agua incrustante. Se debe aclarar que la cuantificación de los depósitos inorgánicos se asocia al agua de yacimiento y no se tiene en cuenta los sólidos provenientes de las actividades de perforación y Workover. La máxima penetración encontrada por este tipo de daño es de 4.80 ft.

La **Figura 13** muestra una estimación de la cantidad de escamas depositadas a lo largo de la vida productiva del pozo A-5 desde la formación Caballos. Además, en dichas gráficas es posible observar su respectivo radio de invasión y el valor de daño atribuido a este tipo de depósitos. Las **Figuras 64 a 68** que se encuentran en el **Anexo D**. Análisis de escamas minerales de los pozos de interés., muestran esta simulación para los pozos A-2, A-4, A-5, A-6 y A-11. A continuación, la **Tabla 4** muestra el resumen de la cantidad de masa depositada de escamas minerales, su respectivo radio de penetración y de skin asociado a esta fuente de daño de formación para los pozos de estudio en el Campo A.

22 Richard Zabala – Grupo MER –GDY; Jorge Enrique Duarte – Grupo MER –GDY y Juan Sebastián Cruz - Grupo MER –GDY. Estudio De Daño De Formación Área Sur Campo A Y Campo L - Formación Caballos. Bogotá, D.C. Colombia: 2017. p. 68
23 *Ibid.*, p. 68.

Figura 13. Análisis de escamas Minerales A-5.



Fuente. ECOPETROL S.A, Estudio de Daño de Formación, 2017

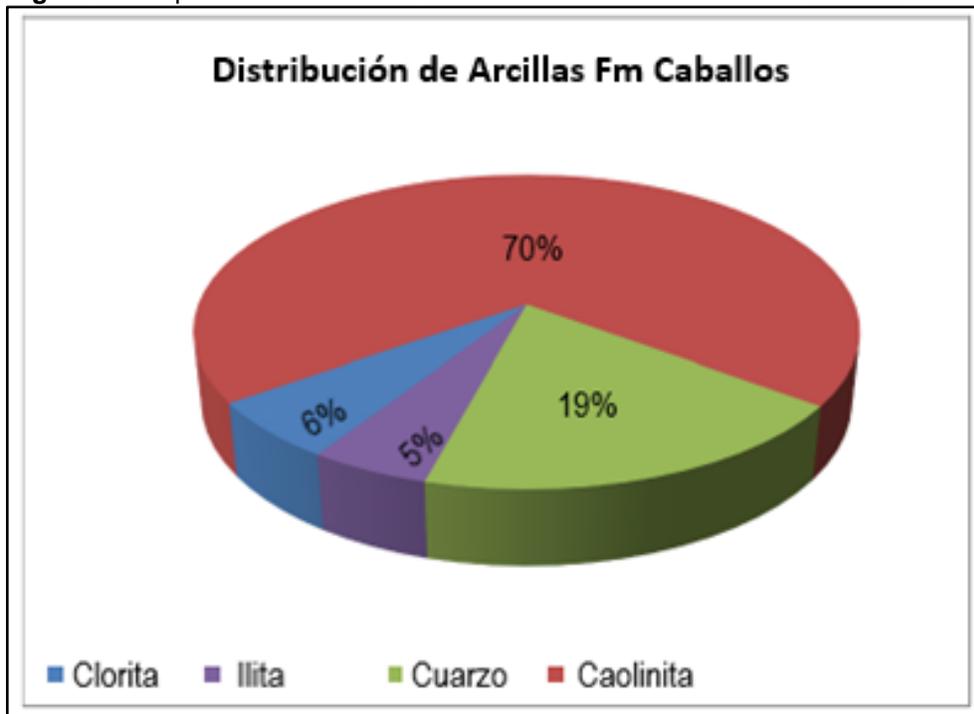
Tabla 4. Análisis de Escamas minerales en los pozos estudio del Campo A.

ESCAMAS MINERALES					
Pozo	Calcita (%)	Barita (%)	Siderita (%)	Penetración (Ft)	S Escamas minerales
A-2	67,48	0,00	0,00	5,25	17,65
A-4	5,59	0,00	0,00	1,61	9,09
A-5	36,77	0,00	0,00	4,80	11,65
A-6	59,85	0,00	0,00	3,95	14,60
A-11	30,21	0,00	0,00	3,95	11,14

Fuente. ECOPETROL S.A, Estudio de Daño de Formación, 2017.

3.1.2 Finos y Arcillas. La **Figura 14** muestra los datos de mineralogía promedio obtenidos para la fracción de arcilla encontrada en los diferentes tipos de roca que conforman las Arenas de la formación Caballos en el campo A. Este valor presentó un rango entre el 7% y el 30% aproximadamente de la composición total de la roca para todo el campo. En esta se detecta la presencia de finos que potencialmente pueden desestabilizarse y migrar como la Ilita, Clorita, Caolinita y partículas de Cuarzo (tamaño limo). Para el caso de arcillas hinchables, no se evidencia la presencia de esmectita. Todas ellas pueden generar problemas de flujo que trascienden en un alto impacto en cuanto a pérdidas de productividad del pozo mediante el bloqueo de los canales porosos del yacimiento.

Figura 14. Composición de la fracción Arcillosa de la Roca en la Formación Caballos.

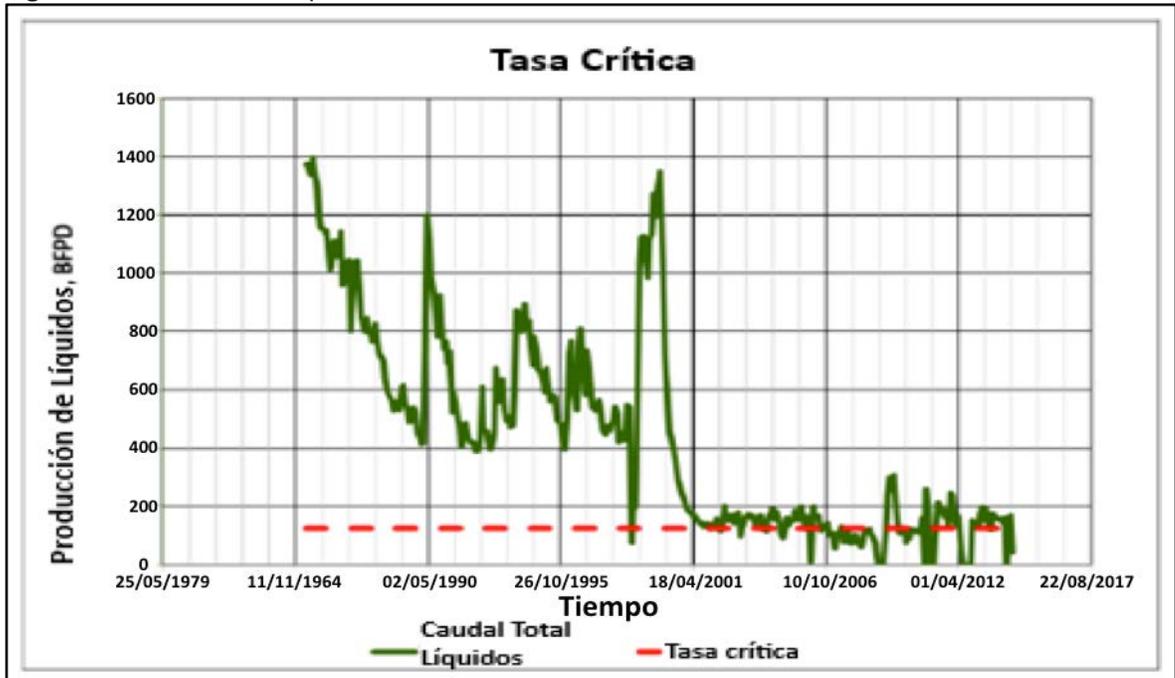


Fuente. ECOPEPETROL S.A, Estudio de Daño de Formación, 2017

3.1.2.1 Análisis Tasa Crítica. Para cada uno de los pozos seleccionados se hace un escalamiento de la tasa crítica de laboratorio a campo y esta variaría dependiendo del espesor cañoneado en cada pozo. Los resultados mostraron que para la formación Caballos se presentó velocidad crítica de flujo a un caudal de 2.8cc/min, por lo cual se establece que esta es la velocidad intersticial por encima de la cual los fluidos desprenderán y movilizarán finos hasta depositarlos en las gargantas de poro, y con esto se bloqueará la trayectoria de flujo.

La **Figura 15** muestra que el pozo A-5 ha producido por encima de la tasa crítica de flujo durante toda su historia de producción. Las **Figuras 40 a 44** que se encuentran en el **ANEXO A** muestran esta simulación para los pozos A-2, A-4, A-5, A-6 y A-11.

Figura 15. Producción de Líquidos vs Tasa Crítica Pozo A-5



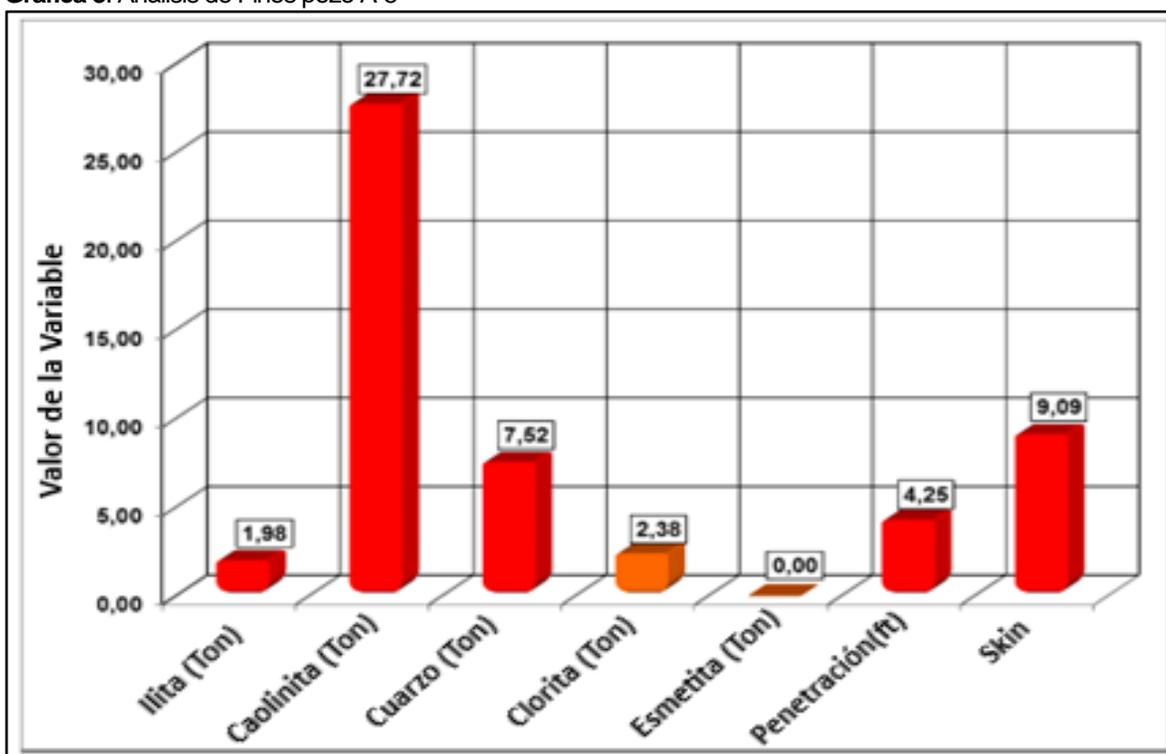
Fuente. ECOPEPETROL S.A, Estudio de Daño de Formación, 2017.

Como se puede apreciar en la anterior figura, existe una gran cantidad de finos debido a que durante la mayor parte de la vida productiva del pozo se produjo por encima de la tasa crítica de flujo, por lo tanto, se espera arrastre de finos y bastante daño asociado a este fenómeno.

Esto lo podemos evidenciar en la **Gráfica 3** la cual muestra una estimación de finos depositados a lo largo de la vida productiva del pozo A-5. Las **Figuras 48 a 52** que se encuentran en el **Anexo B**, muestran esta simulación para los pozos A-2, A-4, A-5, A-6 y A-11.

La **Tabla 5** muestra el resumen de la cantidad de masa depositada de finos, su respectivo radio de penetración y skin asociado a esta fuente de daño para los pozos de estudio.

Gráfica 3. Análisis de Finos pozo A-5



Fuente: ECOPETROL S.A, Estudio de Daño de Formación, 2017.

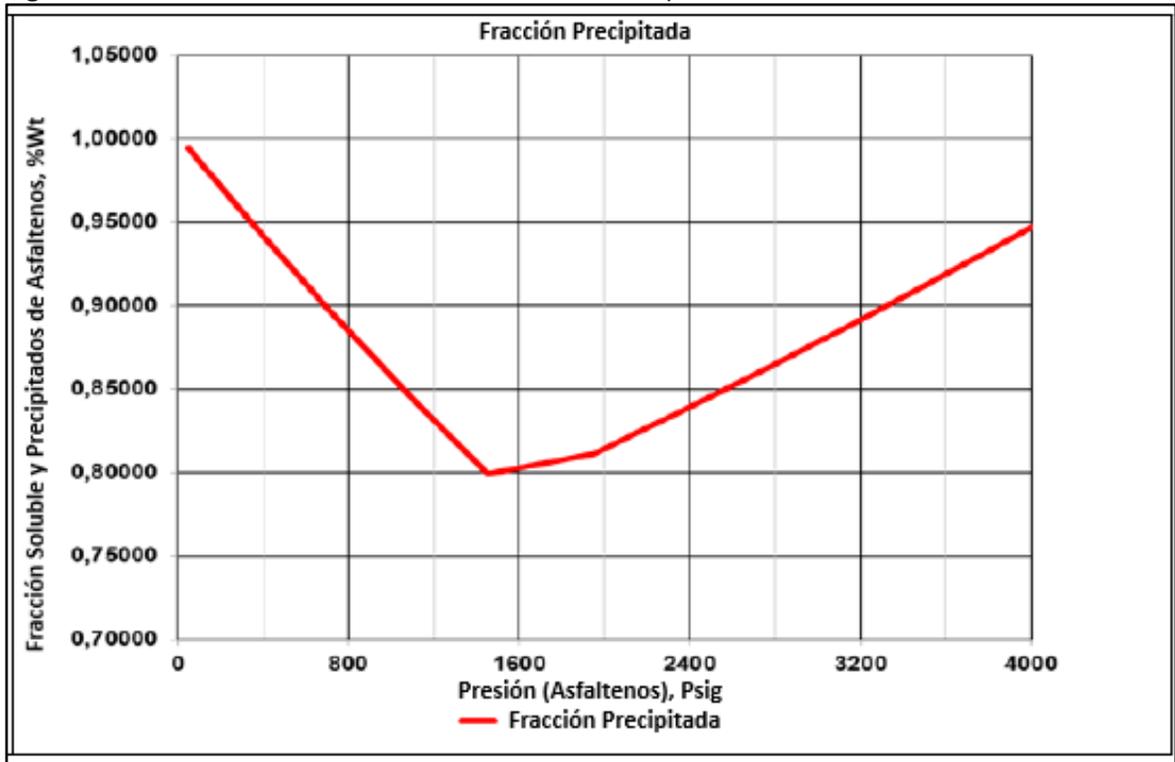
Tabla 5. Análisis de finos de los pozos objeto del estudio .

FINOS						
Pozo	Illita (%)	Caolinita (%)	Quarzo (%)	Clorita (%)	Penetración (Ft)	S _{Finos}
A-2	1,93	27,08	7,35	2,32	3,40	13,74
A-4	2,34	32,83	8,91	2,81	3,89	4,28
A-5	1,98	27,72	7,52	2,38	4,25	9,09
A-6	0,53	7,43	2,02	0,64	1,46	1,68
A-11	0,39	5,52	1,50	0,47	1,75	3,80

Fuente: ECOPETROL S.A, Estudio de Daño de Formación, 2017.

3.1.3 Escamas Orgánicas. Basados en los datos disponibles de PVT, para el crudo de la Formación Caballos en el Campo A se generó una curva de envolvente de parafinas y asfáltenos (**Figura 16**) requerida para la simulación del daño por escamas orgánicas. Con las envolventes y el ajuste histórico de presiones para cada caso se estimó la magnitud del daño por depósitos orgánicos de manera cuantitativa. Adicionalmente, de manera cualitativa el índice de inestabilidad coloidal se calculó mediante el análisis Sara de la Formación, obteniendo un valor por encima de 1.8 lo cual indica una tendencia alta a la inestabilidad del crudo.

Figura 16. Envolverte de Asfáltenos Formación Caballos Campo A.



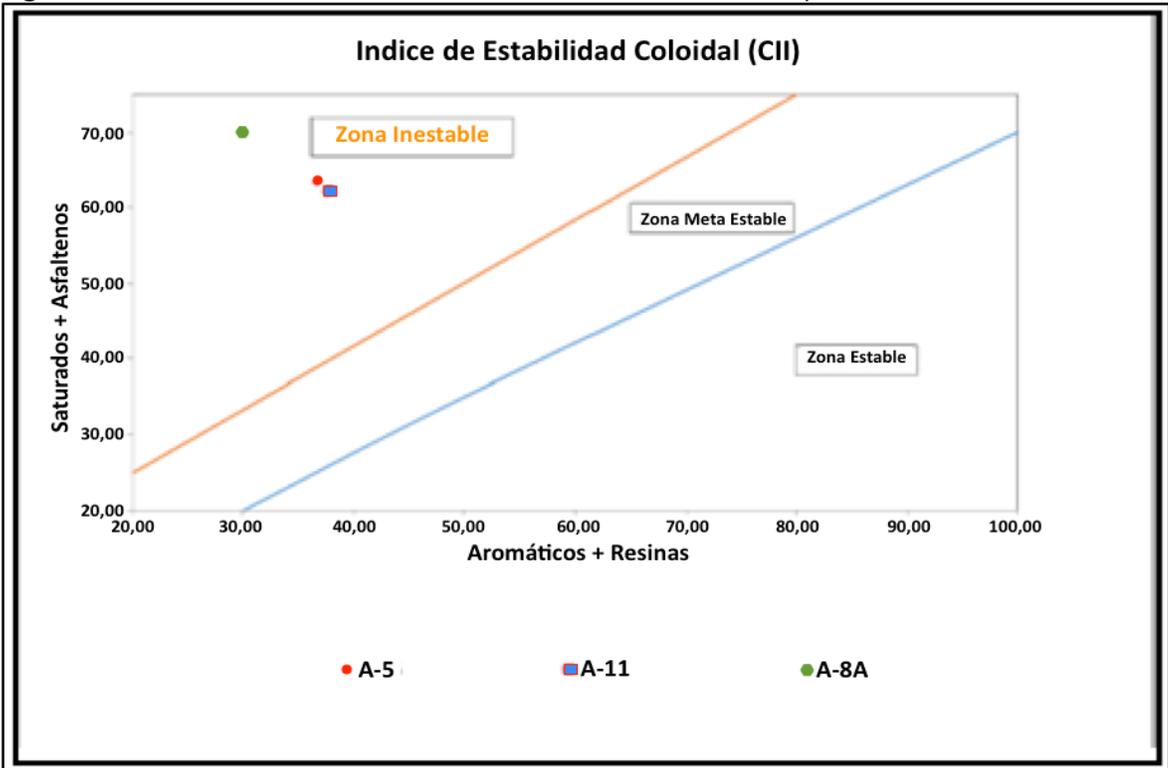
Fuente. ECOPEPETROL S.A, Estudio de Daño de Formación, 2017.

Para analizar la estabilidad de asfáltenos los autores emplearon dos métodos: El índice de inestabilidad coloidal CII (*) y el Stankewics Plot(**). El **CII** promedio para el campo A resulta ser 1.9, con lo cual se puede considerar altamente propenso a generar precipitación de asfáltenos ante cualquier cambio de presión o pH del yacimiento, como se observa en la **Figura 17**.

(*) Es un índice propuesto por Yen y col. (2001), se define como la relación de las composiciones másicas de las fracciones que inducen la precipitación a las fracciones que estabilizan los asfáltenos. Tomado del Paper SPE-176436-MS.

(**) Representa un gráfico de la relación entre Saturados/Aromáticos versus Asfáltenos/Resinas. Este tipo de grafica da una rápida identificación del riesgo de la separación de Asfáltenos por área estable o inestable. Tomado del Paper SPE-176436-MS.

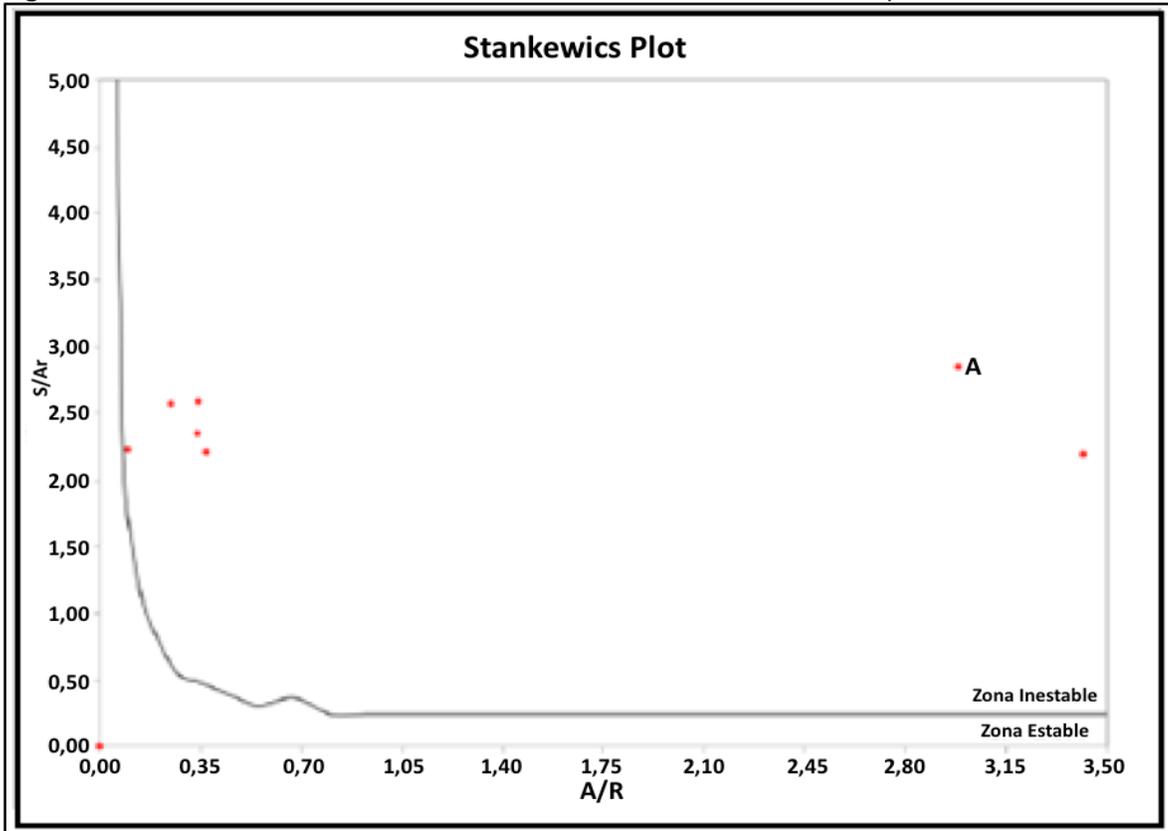
Figura 17. Análisis de estabilidad de asfáltenos con el método CII en el Campo A.



Fuente. ECOPEPETROL S.A, Estudio de Daño de Formación, 2017.

En la **Figura 18** el método Stankewics Plot muestra que el material orgánico de la Formación Caballos en el Campo A se encuentra en una zona bastante inestable. Los métodos para validar la inestabilidad del crudo mostraron que este se encuentra en una zona inestable; lo cual indica que tiene alta tendencia a la inestabilidad, además; la envolvente de asfáltenos muestra que a medida que la presión disminuye se puede llegar a depositar hasta el 20% de los asfáltenos contenidos en el crudo, lo que valida aún más la condición de este crudo. Para el caso de las parafinas se valida con los puntos de fluidez y nube que a condiciones de yacimiento nunca se tendrá depositación de parafinas debido a que la Temperatura de formación es más alta que la de estas variables.

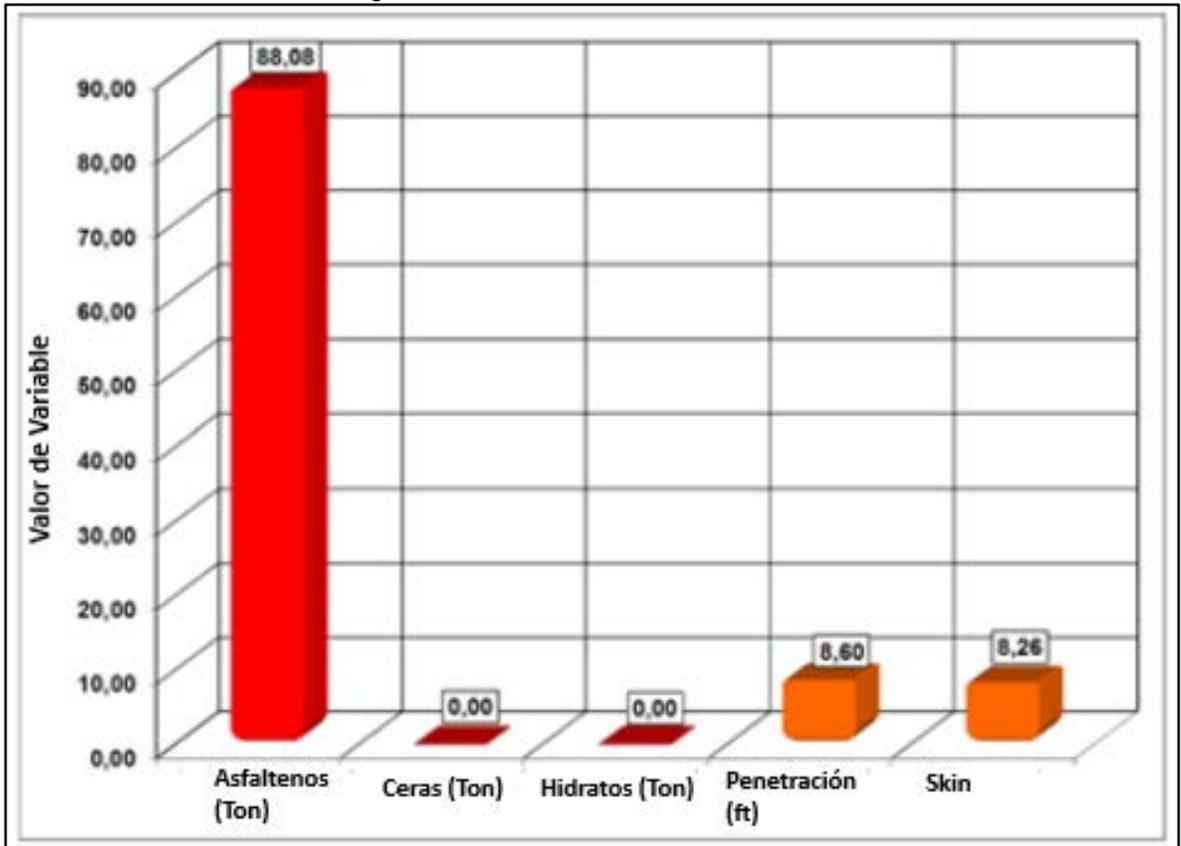
Figura 18. Análisis de estabilidad de asfaltenos con el método Stankewics Plot Campo A.



Fuente. ECOPEPETROL S.A, Estudio de Daño de Formación, 2017.

La **Gráfica 4** muestra una estimación de la masa de escamas orgánicas depositadas en el yacimiento a lo largo de la vida productiva del pozo A-5 que produce de la Formación Caballos, su radio de invasión y el valor de daño atribuido a este tipo de depósitos. Las **Figuras 56 a 60** que se encuentran en el **Anexo C**, muestran esta simulación para los pozos A-2, A-4, A-5, A-6 y A-11. En resumen, se puede identificar que la magnitud de asfaltenos depositados varía entre 7.23 y 78.86 Toneladas con unos radios de penetración del daño que varían entre 1.39 y 10.14 ft. Es válido aclarar que los valores de masa depositados calculados más que un valor neto, muestran una comparación en la magnitud del daño que representa. La **Tabla 6** muestra el skin asociado a esta fuente de daño, la cantidad de masa depositada por Escamas orgánicas y su respectivo radio de penetración.

Gráfica 4. Análisis de Escamas Orgánicas A-5.



Fuente. ECOPEPETROL S.A, Estudio de Daño de Formación, 2017.

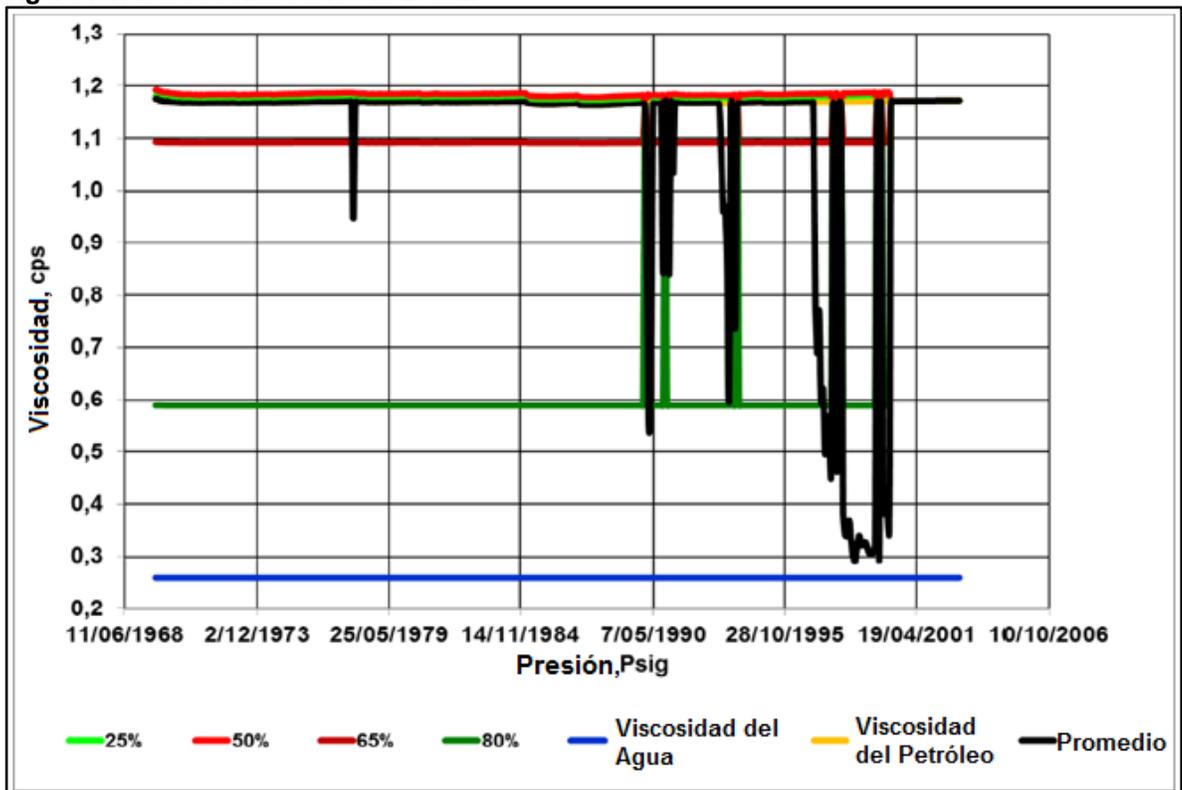
Tabla 6. Análisis de Escamas Orgánicas para los pozos objeto de estudio.

ESCAMAS ORGÁNICAS					
Pozo	Asfaltenos (%)	Parafinas (%)	Hidratos (%)	Penetración (Ft)	S Escamas Orgánicas
A-2	78,86	0,00	0,00	7,70	7,23
A-4	9,56	0,00	0,00	2,05	1,06
A-5	73,20	0,00	0,00	10,14	10,59
A-6	7,23	0,00	0,00	1,39	8,78
A-11	16,29	0,00	0,00	2,87	8,34

Fuente. ECOPEPETROL S.A, Estudio de Daño de Formación, 2017.

3.1.4 Emulsiones. Simulaciones realizadas en diferentes campos muestran que los daños asociados a la generación de emulsiones en cualquier tipo de formación dependen de las viscosidades de crudo y agua, y el corte de agua actual. De análisis hechos se determinó que el porcentaje de emulsiones para el campo A es 0,01%, con esto se presume que si existe algún daño asociado a emulsiones esté debería ser de menor grado. Además, como se puede observar en la **Figura 19**, los cambios en la viscosidad causados por el aumento del BSW son insignificantes dejando en evidencia que no se registran problemas de emulsiones en superficie en el campo.

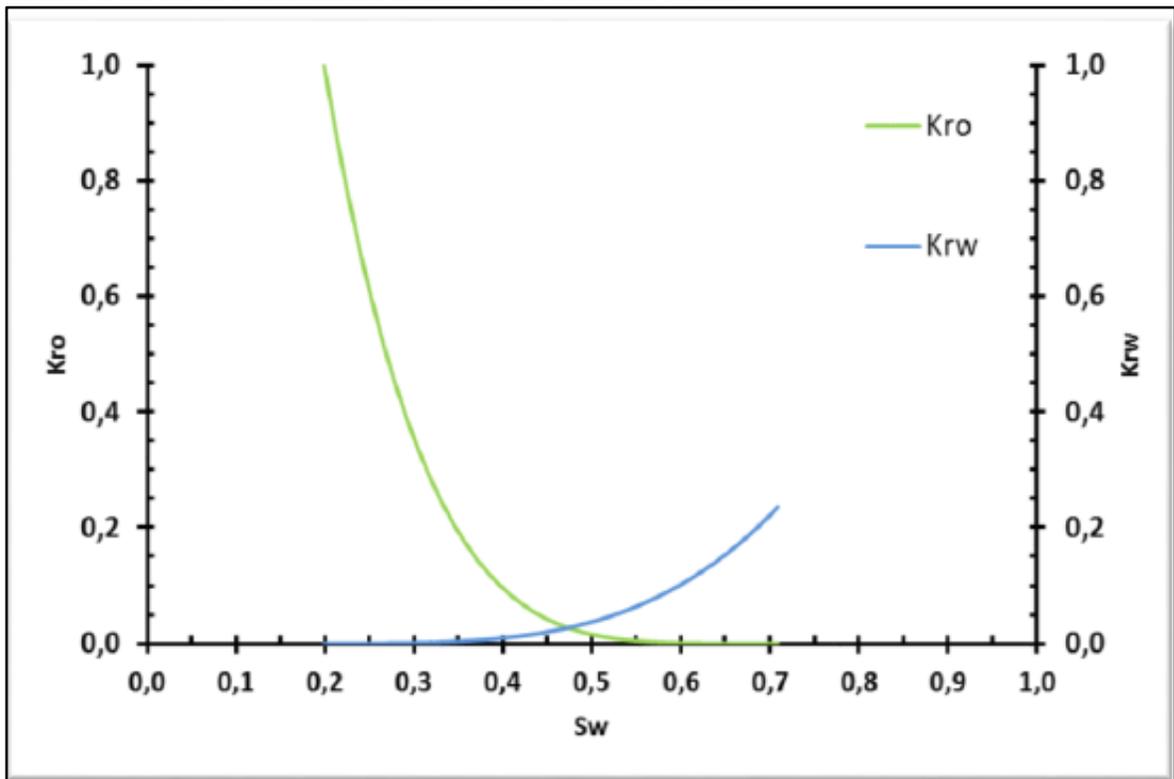
Figura 19. Análisis de Emulsiones Pozo A-2.



Fuente. ECOPETROL S.A, Estudio de Daño de Formación, 2017.

3.1.5 Curvas Permeabilidad Relativa. En la **gráfica 5** se puede observar que la formación Caballos presenta una humectabilidad intermedia un poco más hacia el crudo, por lo tanto, cambios drásticos en las curvas de permeabilidad relativa son esperados como consecuencia de la intrusión de agua por parte del acuífero y de las altas tensiones interfaciales que son generadas especialmente por los depósitos de escamas orgánicas. Probablemente se genera una distorsión en las curvas de permeabilidad relativa al aceite durante las operaciones de perforación y completamiento. El Daño de Formación generado por los cambios de humectabilidad en el yacimiento se da por razones como el bloqueo de las fases que afectan la movilidad del crudo a través del yacimiento o por los componentes polares presentes en el crudo. Además, este daño de formación está asociado a cada una de las caídas de presión que puedan generar las operaciones de perforación o completamiento realizadas a los pozos durante toda su vida productiva.

Gráfica 5. Curvas de Permeabilidad Relativa de la Formación Caballos.



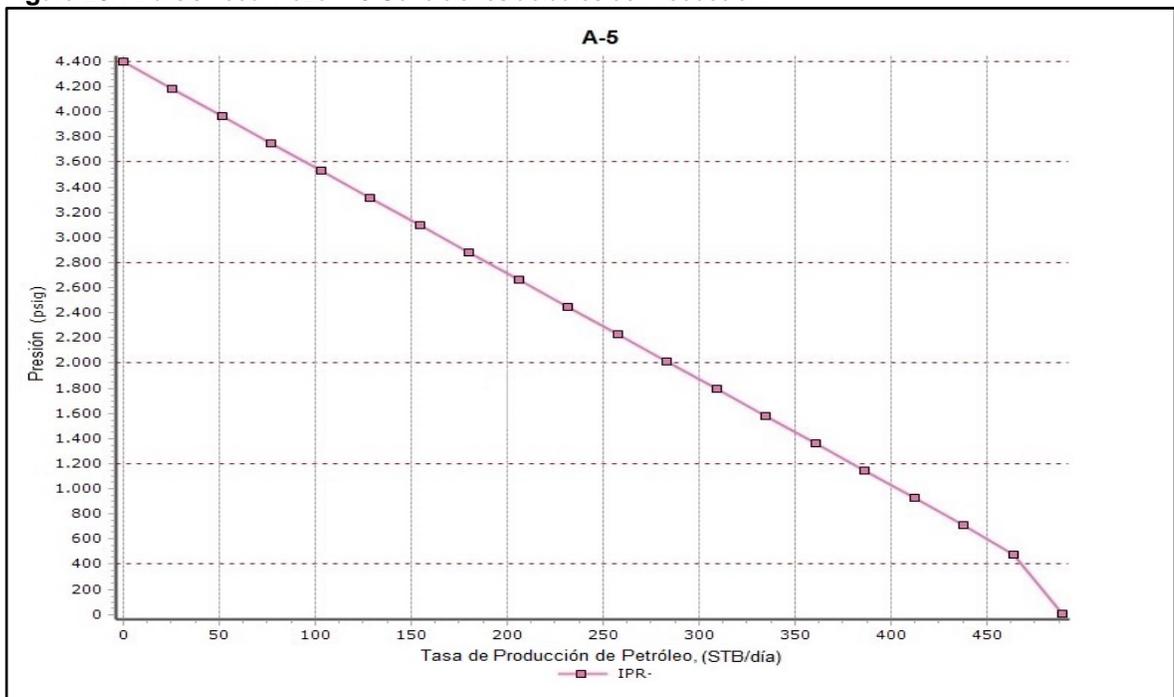
Fuente. ECOPEPETROL S.A, Estudio de Daño de Formación, 2017.

3.1.6 Daño Inducido. Los fluidos y partículas que se usan en las actividades de perforación, completamiento y Workover (lodos, lechadas, salmueras) pueden generar una invasión y filtrado en los yacimientos. Como estas actividades se involucran en la etapa inicial de la vida productiva del pozo, el daño de formación inducido se cuantifica al hallar el Factor de Skin (S) inicial del pozo mediante un análisis nodal con las condiciones iniciales de presión y producción (tasas estabilizadas). En la **Figura 20** se muestra el análisis nodal del pozo A-5. Dependiendo de las condiciones iniciales de presión de fondo fluente y producción, en la curva de IPR (roja) se cuantifica el daño de formación inducido. Cabe resaltar que esta metodología para cuantificar el daño inducido y total se efectuó para todos los pozos incluidos en el estudio de daño del Campo A.

El daño de formación total del pozo es el resultado de los efectos de todas las fuentes de daño desde el inicio de su vida productiva hasta la actualidad, es decir, que la curva de IPR (azul) muestra que la cuantificación del daño total del pozo se hace a condiciones actuales de presión de fondo fluente y producción.

En la **Tabla 7** Se muestra el resumen de la cuantificación de los daños de formación (S) de los pozos de estudio bajo los escenarios iniciales y actuales producción y presión. Al comparar los resultados obtenidos por este mecanismo de daño con el valor de los demás se puede evidenciar que el daño inducido representa uno de los aportes más significativos a la pérdida de productividad de los pozos.

Figura 20. Análisis nodal Pozo A-5 Condiciones actuales de Producción.



Fuente. ECOPEPETROL S.A, Estudio de Daño de Formación, 2017.

Tabla 7. Valores de Daño iniciales y actuales para los pozos de estudio.

Valores de Skin para análisis de Daño en el Campo A		
Pozo	Daño Inicial	Daño Actual
A-2	4,8	46
A-4	10	25
A-5	10	45
A-6	9	37
A-11	21	47

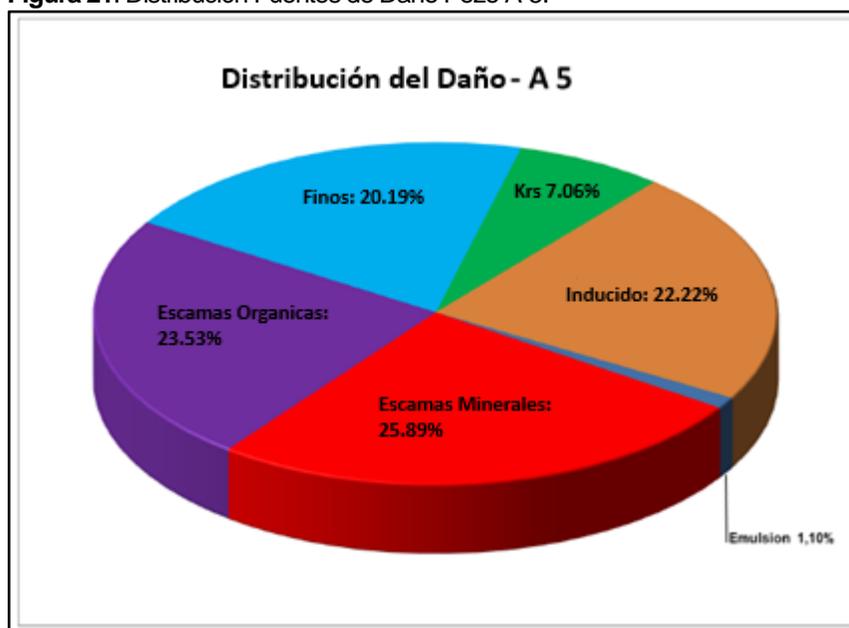
Fuente. ECOPETROL S.A, Estudio de Daño de Formación, 2017.

3.1.7 Simulación de Daño de Formación. A continuación, se mostrará la forma en que se realizaron las cuantificaciones del daño usando modelos de una y tres dimensiones.

3.1.7.1 Cuantificación Fuentes de Daño Usando Modelos 1D y 3D. Basados en la historia de producción ajustada para cada pozo en su respectiva lamina, se corrieron los modelos de simulación de cuantificación de daño. Las distribuciones de daño que se mostraran se basan en los cálculos de daño obtenidos de acuerdo al comportamiento termodinámico de los fluidos bajo las condiciones de producción obtenidas en el simulador.

En la **Figura 21** se muestra las principales fuentes de daños asociados a la producción de la Formación Caballos en el pozo A-5. Las **figuras 72 a 76**, en el **Anexo E**, muestran las principales fuentes de daños asociados a la producción de la Formación Caballos de los pozos A-2, A-4, A-5, A-6 y A-11 respectivamente. Presentando fuentes de daño como: Inducido, Orgánicos, daño por finos, Afectación a Permeabilidades Relativas y Emulsiones con diferentes proporciones dentro de la torta de distribución de daño.

Figura 21. Distribución Fuentes de Daño Pozo A-5.



Fuente: ECOPEPETROL S.A, Estudio de Daño de Formación, 2017.

La **Tabla 8** resume de manera cuantitativa las principales fuentes de daños asociados a la producción de la Formación Caballos de los pozos que fueron objeto de estudio.

Tabla 8. Distribución por Fuentes de Daño para los pozos objeto de estudio.

DISTRIBUCIÓN POR FUENTES DE DAÑO						
Pozo	Escamas Organicas (%)	Escamas Inorganicas (%)	Finos (%)	Emulsiones (%)	Permeabilidad Relativa (%)	Daño Inducido (%)
A-2	15,71%	38,38	29,86	0,89	4,71	10,43
A-4	4,23	36,37	17,10	1,02	1,27	40,00
A-5	23,53	25,89	20,19	1,10	7,06	22,22
A-6	23,74	39,45	4,54	0,83	7,12	24,32
A-11	17,75	23,71	8,1	0,43	5,33	44,68

Fuente. ECOPEPETROL S.A, Estudio de Daño de Formación, 2017.

3.1.7.2 Distribución Fuentes de Daño de Formación en el Campo A. La **Figura 22** muestra la distribución final de daño para el Campo A en la Formación Caballos. Estas se obtienen tomando un promedio de las distribuciones encontradas para los pozos abiertos a dichas arenas.

Se encuentra que la fuente de daño predominante es la generada por la presencia de escamas inorgánicas con un porcentaje del 33% aproximadamente del daño total de las arenas. El daño generado por las actividades de perforación, completamiento y Workover (daño inducido) se presenta en segundo lugar con un porcentaje del 28%. El daño causado por la depositación de escamas orgánicas y el daño por la

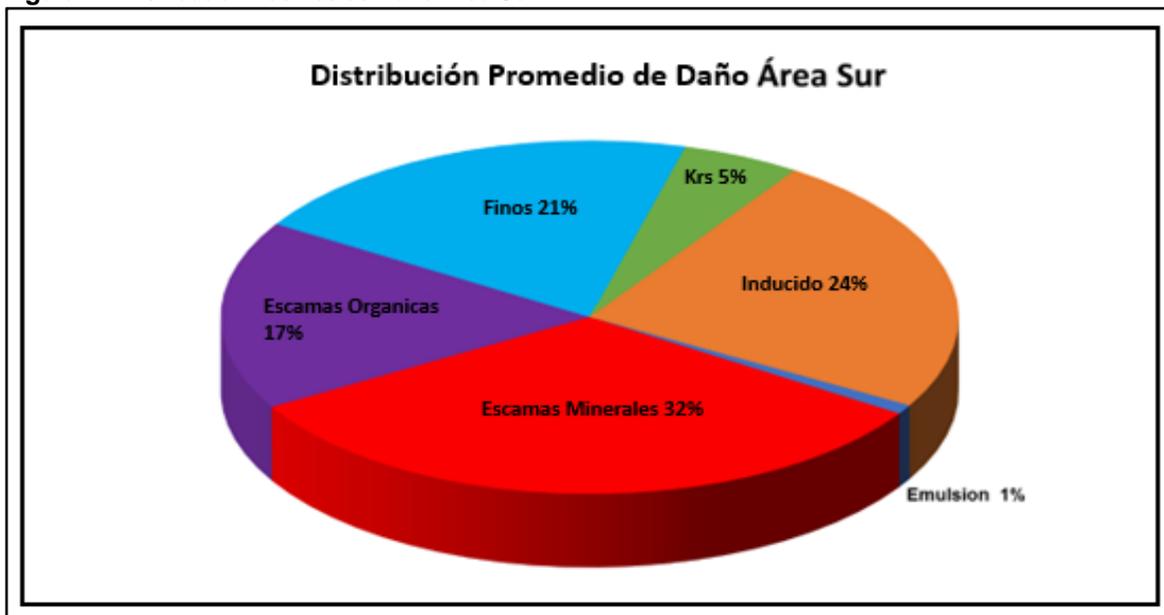
presencia y movilización de finos se presentan casi en igual magnitud al tener un porcentaje de 17% y 16% respectivamente siendo ambos bastante considerables en el daño total. El daño por permeabilidades relativas se presenta en quinto lugar al tener un porcentaje del 5%. Por último, el daño generado por Emulsiones representa el 1% del total del daño presente.

3.2 IDENTIFICACIÓN DE LAS FUENTES DE DAÑO DE FORMACIÓN EN EL CAMPO L

3.2.1 Análisis Escamas Minerales. La **Gráfica 6** muestra una estimación de la cantidad de escamas Minerales depositadas a lo largo de la vida productiva del pozo L-9D desde la formación Caballos. Además, en dichas gráficas es posible observar su respectivo radio de invasión y el valor de daño atribuido a este tipo de depósitos. Las **Figuras 69 a 71** que se encuentran en el **Anexo D**, muestran esta simulación para los pozos L-1, L-2A y L-9D.

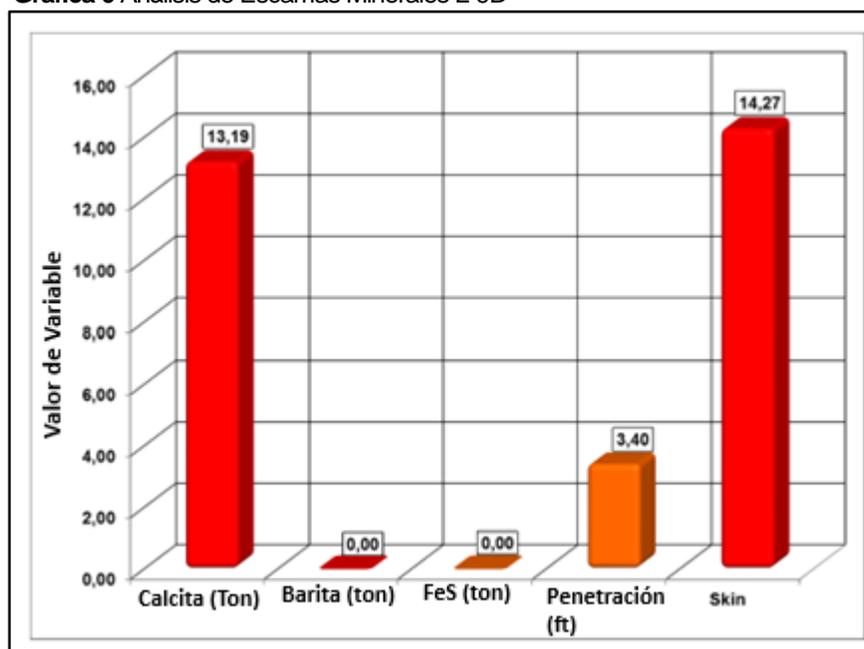
Dados los resultados obtenidos de los pozos, se determinó que la principal escama presente en la Formación Caballos es la Calcita, con valores que oscilan entre las 6.08 Toneladas y 13.51 Toneladas depositadas en el yacimiento.

Figura 22. Distribución Fuentes de Daño Área Sur.



Fuente. ECOPEPETROL S.A, Estudio de Daño de Formación, 2017.

Gráfica 6 Análisis de Escamas Minerales L-9D



Fuente: ECOPETROL S.A, Estudio de Daño de Formación, 2017.

Por dichos valores, se puede presumir que la depositación de escamas minerales representa el daño más importante para los pozos con producción de agua, es decir que su tendencia es alta debido a que las masas de depositación de escamas están fuertemente relacionadas a la producción de agua y en toda el Área Sur se tiene la presencia de un acuífero activo, la ocurrencia puede variar pues entre más presencia de agua exista mayores son las posibilidades de que se formen escamas inorgánicas cuando se tiene la presencia de un agua incrustante. Se debe aclarar que la cuantificación de los depósitos inorgánicos se asocia al agua de yacimiento y no se tiene en cuenta los sólidos provenientes de las actividades de perforación y WO. La máxima penetración encontrada por este tipo de daño es de 3.40 ft. La **Tabla 9** muestra el resumen de la cantidad de masa depositada de escamas minerales, su respectivo radio de penetración y skin asociado a esta fuente de daño para los pozos del estudio.

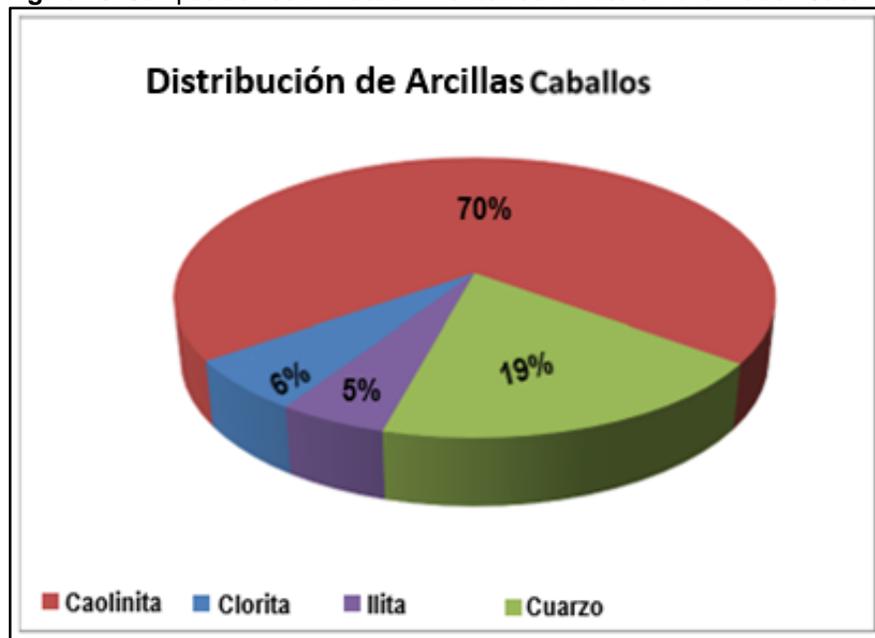
Tabla 9. Análisis de Escamas Minerales de los pozos de estudio.

ESCAMAS MINERALES					
Pozo	Calcita (%)	Barita (%)	Siderita (%)	Penetración (Ft)	S Escamas minerales
L - 1	13,51	0,00	0,00	2,38	7,29
L - 2A	6,08	0,00	0,00	2,05	33,41
L - 9D	13,19	0,00	0,00	3,40	14,27

Fuente. ECOPETROL S.A, Estudio de Daño de Formación, 2017.

3.2.2 Finos y Arcillas. Como podemos apreciar en la **Figura 23** muestra los datos de mineralogía promedio obtenidos para la fracción de arcilla encontrada en los diferentes tipos de roca que conforman las Arenas de la formación Caballos en el campo L. Este valor presento un rango entre el 12% y el 35% aproximadamente de la composición total de la roca para todo el campo. En esta se detecta la presencia de finos que potencialmente pueden desestabilizarse y migrar como la Illita, Clorita, Caolinita y partículas de Cuarzo (tamaño limo). Para el caso de arcillas hinchables, no se evidencia la presencia de esméctica. Todas ellas pueden generar problemas de flujo que trascienden en un alto impacto en cuanto a pérdidas de productividad del pozo mediante el bloqueo de los canales porosos del yacimiento.

Figura 23. Composición de la Fracción Arcillosa de la Roca en la formación Caballos.



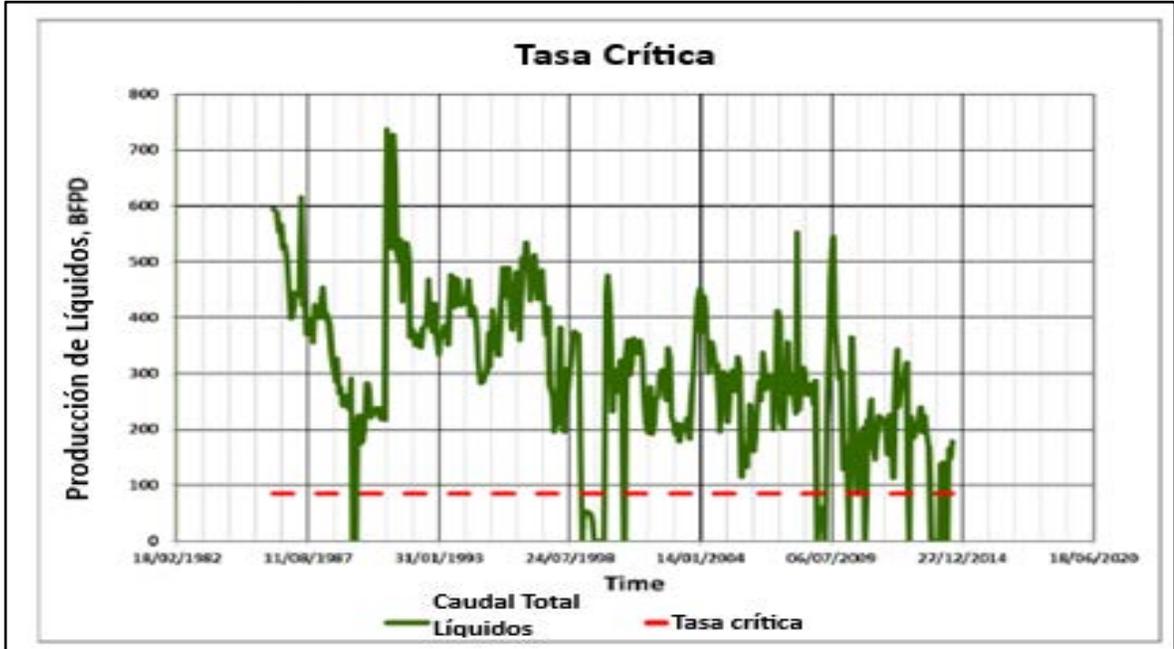
Fuente. ECOPEPETROL S.A, Estudio de Daño de Formación, 2017.

3.2.2.1 Análisis Tasa Crítica. Para cada uno de los pozos seleccionados se hace un escalamiento de la tasa crítica de laboratorio a campo y esta variaría dependiendo del espesor cañoneado en cada pozo. Los resultados mostraron que para la formación Caballos se presentó velocidad crítica de flujo a un caudal de 2.8cc/min, por lo cual se establece que esta es la velocidad intersticial por encima de la cual los fluidos desprenderán y movilizarán finos hasta depositarlos en las gargantas de poro, y con esto se bloqueara la trayectoria de flujo.

La **Gráfica 8**. Muestra que el pozo L-9D ha producido por encima de la tasa crítica de flujo durante toda su historia de producción. Las **Figuras 45 a 47** que se encuentran en el **Anexo A** muestran esta simulación para los pozos L-1, L-2A y L-9D.

La **Tabla 10** muestra el resumen de la cantidad de masa depositada de finos, su respectivo radio de penetración y skin asociado a esta fuente de daño para los pozos del estudio.

Gráfica 7. Producción de Líquidos Totales vs Tasa Crítica Loro-2a



Fuente. ECOPEPETROL S.A, Estudio de Daño de Formación, 2017.

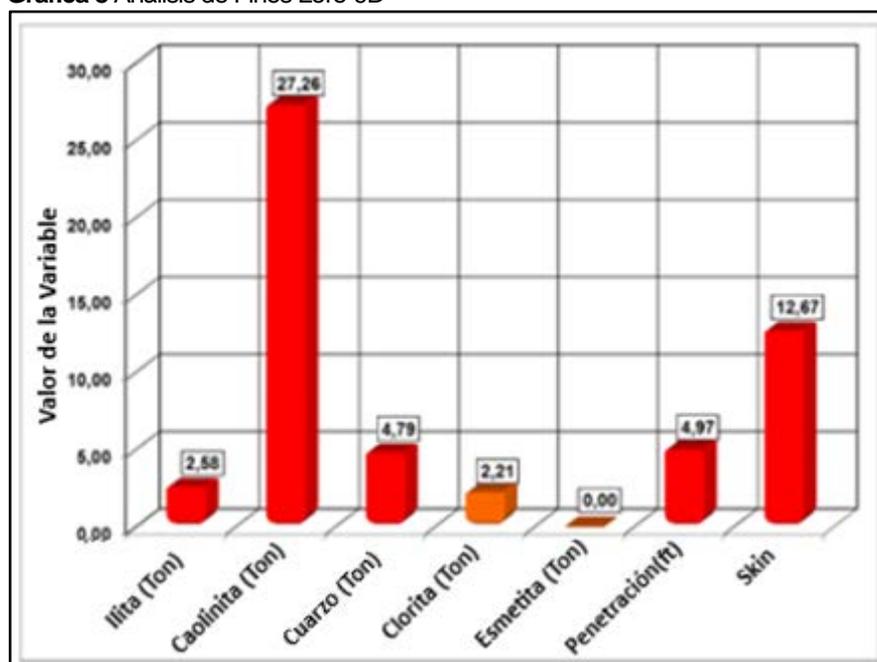
La **Tabla 10** muestra una estimación de la cantidad de finos depositados a lo largo de la vida productiva del pozo L-9D. Como se puede apreciar existe una gran cantidad de finos debido a que la producción del pozo estuvo casi siempre por encima de la tasa crítica, por consiguiente, se espera arrastre de finos y mucho daño asociado a este fenómeno. Las **Figuras 53 a 55** que se encuentran en el **ANEXO B**, muestran esta simulación para los pozos L-1, L-2A y L-9D.

Tabla 10. Análisis de Finos de los pozos de estudio.

FINOS						
Pozo	Illita (%)	Caolinita (%)	Quarzo (%)	Clorita (%)	Penetración (Ft)	S _{Finos}
L - 1	3,95	41,79	7,34	3,39	4,24	7,06
L - 2A	1,20	12,68	2,23	1,03	3,00	27,31
L - 9D	2,58	27,26	4,79	2,21	4,97	12,67

Fuente. ECOPEPETROL S.A, Estudio de Daño de Formación, 2017.

Gráfica 8 Análisis de Finos Loro-9D

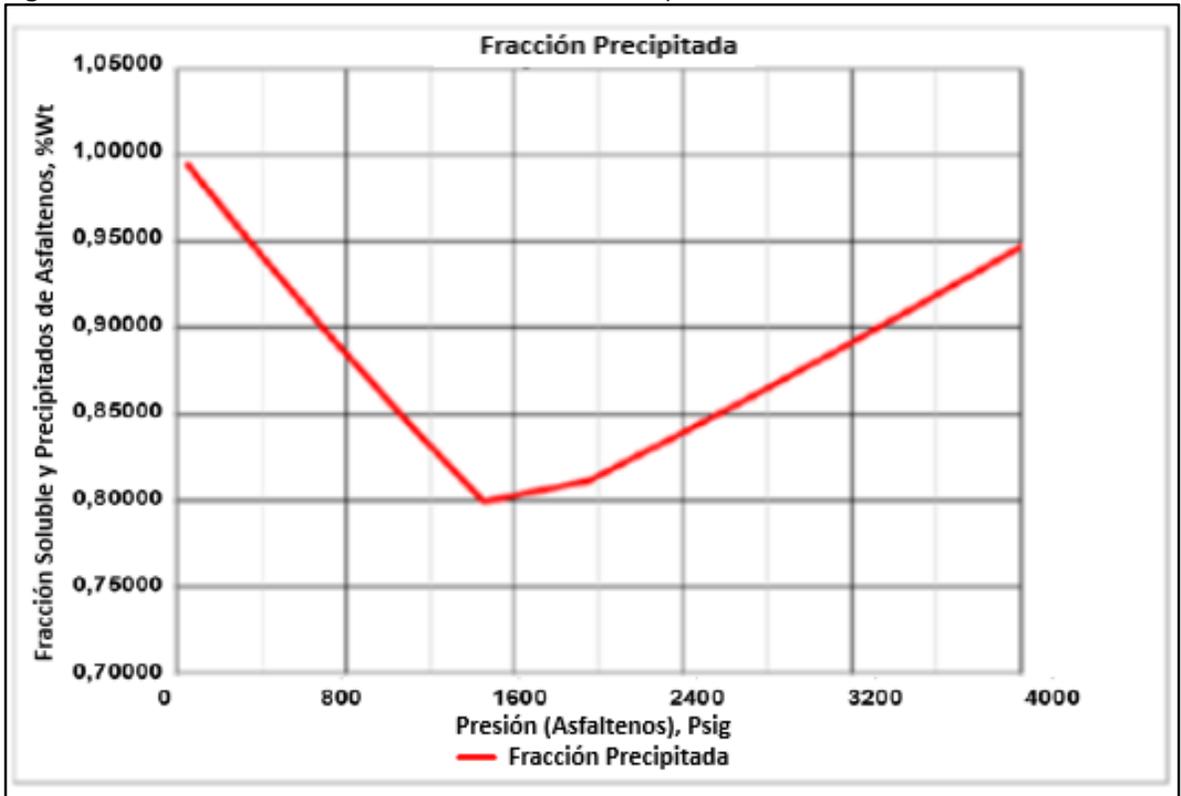


Fuente: ECOPETROL S.A, Estudio de Daño de Formación, 2017.

3.2.3 Escamas Orgánicas. Basados en los datos disponibles de PVT para el crudo de la Formación Caballos en el Campo L se generó una curva de envolvente de parafinas y asfáltenos (**Figura 24**) requerida para la simulación del daño por escamas orgánicas. Con las envolventes y el ajuste histórico de presiones para cada caso se estimó la magnitud del daño por depósitos orgánicos de manera cuantitativa. Adicionalmente, de manera cualitativa, el índice de inestabilidad coloidal se calculó mediante el análisis Sara de la Formación, obteniendo un valor de 1.8 lo cual indica una tendencia alta a la inestabilidad del crudo.

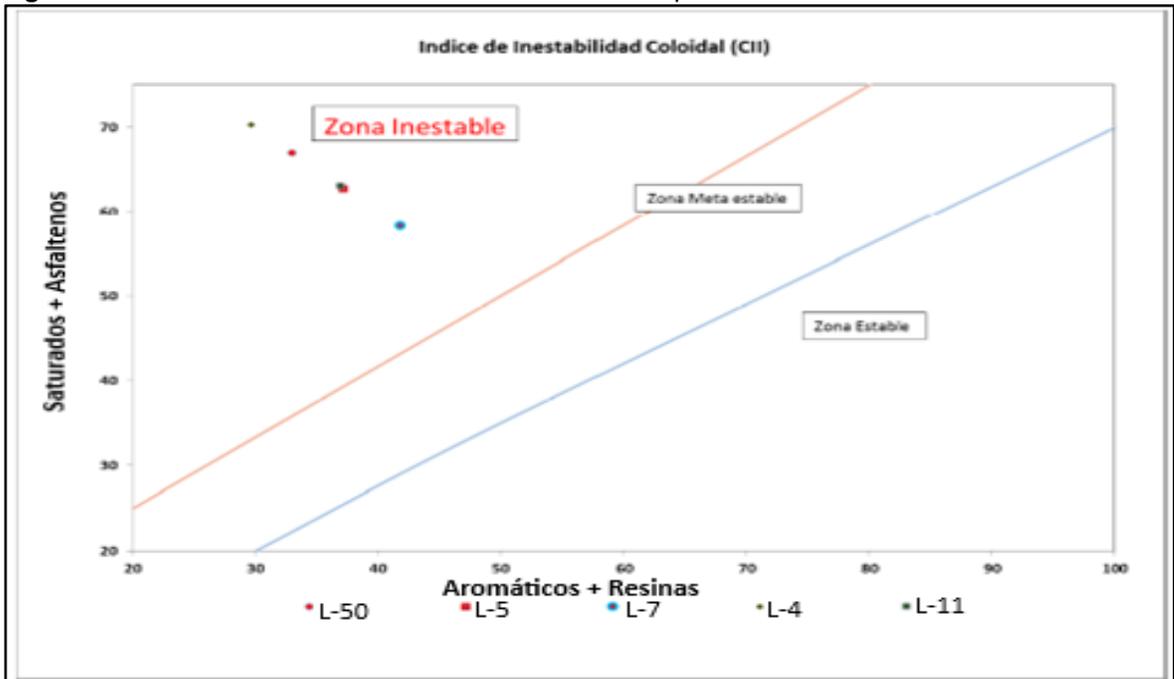
Al igual que para el Campo A, para analizar la estabilidad de asfáltenos se emplearon dos métodos: El índice de inestabilidad coloidal (CII) y el Stankewics Plot. El CII promedio para el campo Loro resulta ser 1.84, con lo cual se puede considerar altamente propenso a generar precipitación de asfáltenos ante cualquier cambio de presión o pH del yacimiento, como se observa en la **Figura 25** .

Figura 24. Envolverte de Asfaltenos Formación Caballos Campo L.



Fuente. ECOPEPETROL S.A, Estudio de Daño de Formación, 2017.

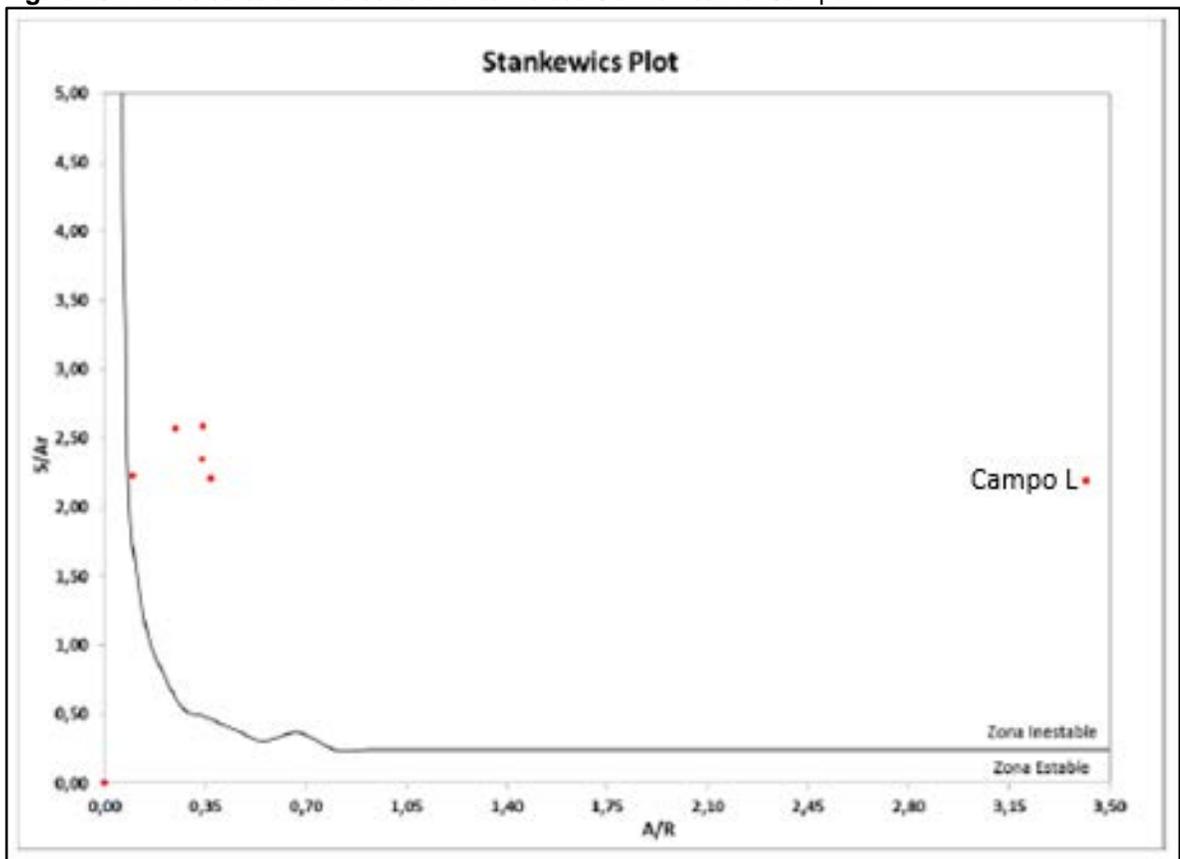
Figura 25. Análisis de estabilidad de asfaltenos método CII campo L.



Fuente. ECOPEPETROL S.A, Estudio de Daño de Formación, 2017.

En la **Figura 26** el método Stankewics Plot muestra que el material orgánico de la Formación Caballos en el Campo A se encuentra en una zona bastante inestable. Los métodos para validar la inestabilidad del crudo muestran que este está en una zona inestable; la cual indica que puede tener alta tendencia a la inestabilidad, además; la envolvente de asfaltenos muestra que a medida que la presión disminuye se puede llegar a depositar hasta el 20% de los asfaltenos contenidos en el crudo, lo que nos confirma la inestabilidad. Para el caso de las parafinas se valida con los puntos de fluidez y nube que a condiciones de yacimiento nunca se tendrá deposición de parafinas debido a que la Temperatura de formación es más alta que la de estas variables.

Figura 26. Análisis de estabilidad de asfaltenos método Stankewics Plot Campo L.

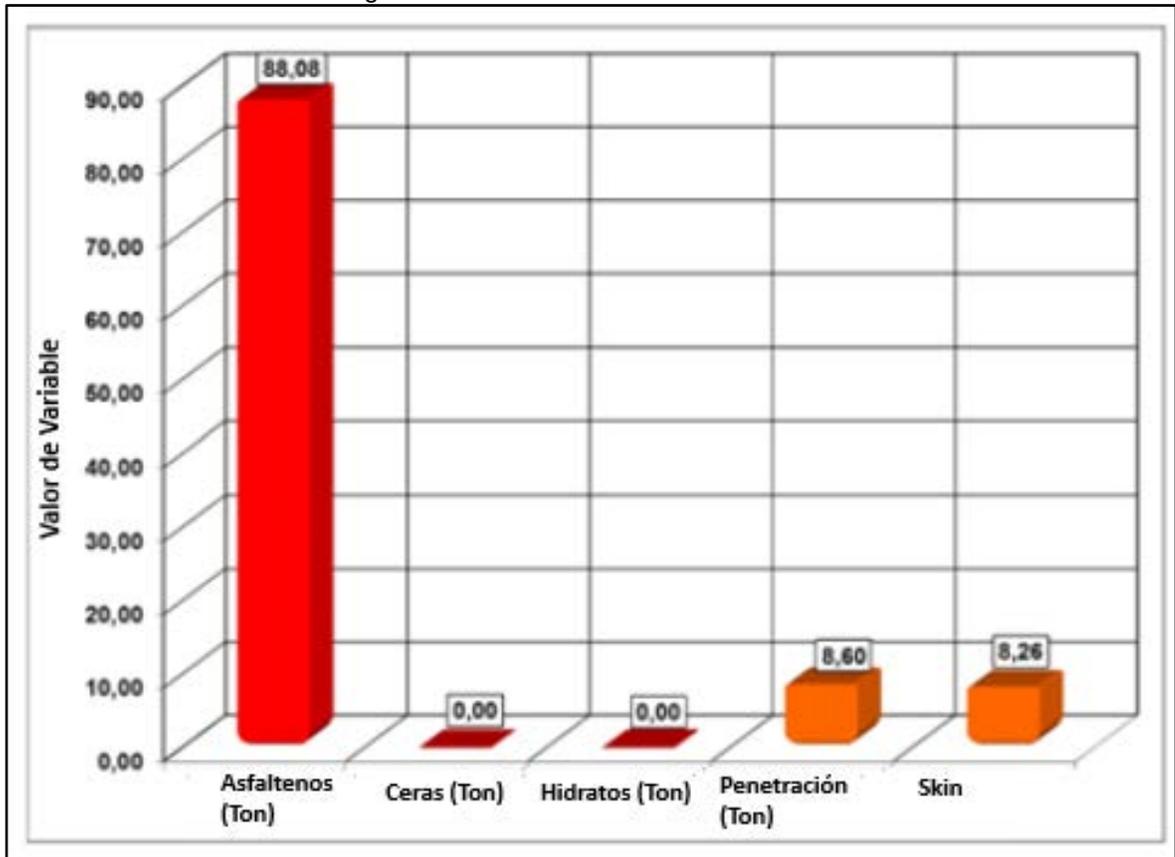


Fuente. ECOPEPETROL S.A, Estudio de Daño de Formación, 2017.

La **Gráfica 9** muestra una estimación de la masa de escamas orgánicas depositadas en el yacimiento a lo largo de la vida productiva del pozo L-9D, de la Formación Caballos, su radio de invasión y el valor de daño atribuido a este tipo de depósitos. Las **Figuras 61 a 63** que se encuentran en el **Anexo C**, muestran esta simulación para los pozos L-1, L-2A y L-9D. En resumen, se puede identificar que la magnitud de asfaltenos depositados varía entre 10.77 y 114.84 Toneladas con unos radios de penetración del daño que varían entre 4.87 y 11.21 ft. Es válido

aclarar que los valores de masa depositados calculados más que un valor neto, muestran una comparación en la magnitud del daño que representa.

Gráfica 9 Análisis de Escamas Orgánicas L-2a



Fuente. ECOPETROL S.A, Estudio de Daño de Formación, 2017.

La **Tabla 11** muestra el skin asociado a esta fuente de daño, la cantidad de masa depositada por orgánicos y su respectivo radio de penetración.

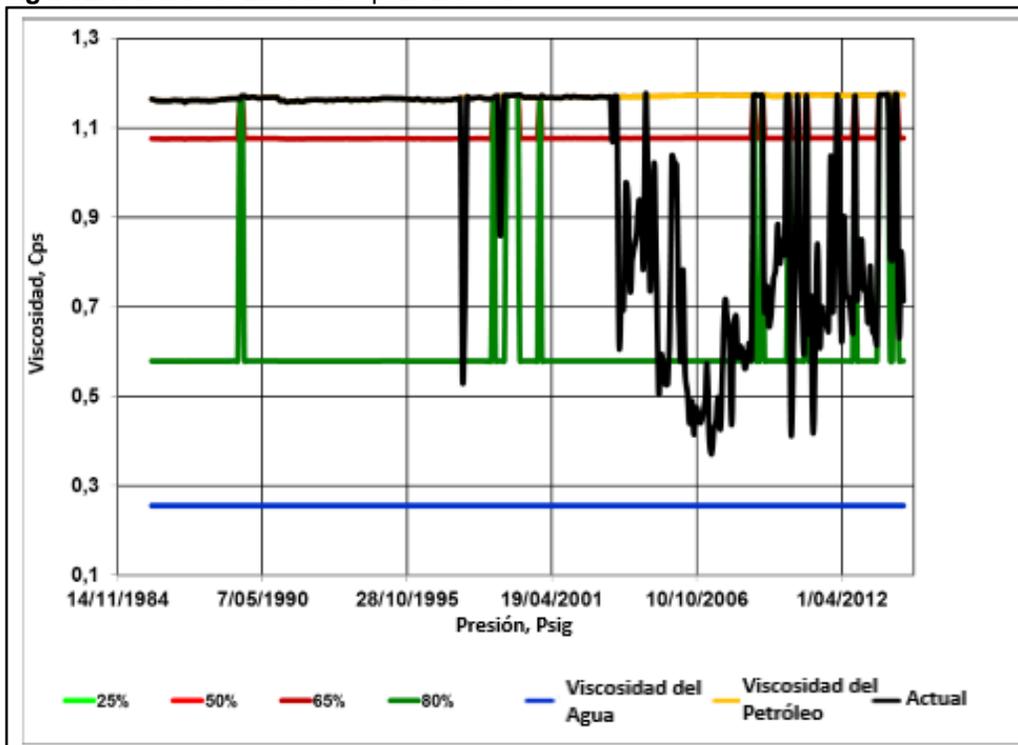
Tabla 11. Análisis de Escamas Orgánicas para los pozos objeto de estudio.

ESCAMAS ORGÁNICAS					
Pozo	Asfaltenos(%)	Parafinas (%)	Hidratos (%)	Penetración (Ft)	S Escamas Orgánicas
L - 1	114,84	0,00	0,00	11,21	5,69
L - 2A	10,77	0,00	0,00	4,87	14,60
L - 9D	88,08	0,00	0,00	8,60	8,26

Fuente. ECOPETROL S.A, Estudio de Daño de Formación, 2017.

3.2.4 Emulsiones. Las Simulaciones realizadas en diferentes campos muestran que los daños asociados a la generación de emulsiones en cualquier tipo de formación dependen de las viscosidades del crudo y el agua, tanto como el corte de agua actual. De análisis realizados, se determinó que el porcentaje de emulsiones para el campo L es 0,01%, con esto se presume que no debería existir ningún daño asociado a emulsiones. Además, como se puede observar en la **Figura 27**, los cambios en la viscosidad causados por el aumento del BSW son insignificantes dejando en evidencia que no se registran problemas de emulsiones en superficie en el campo.

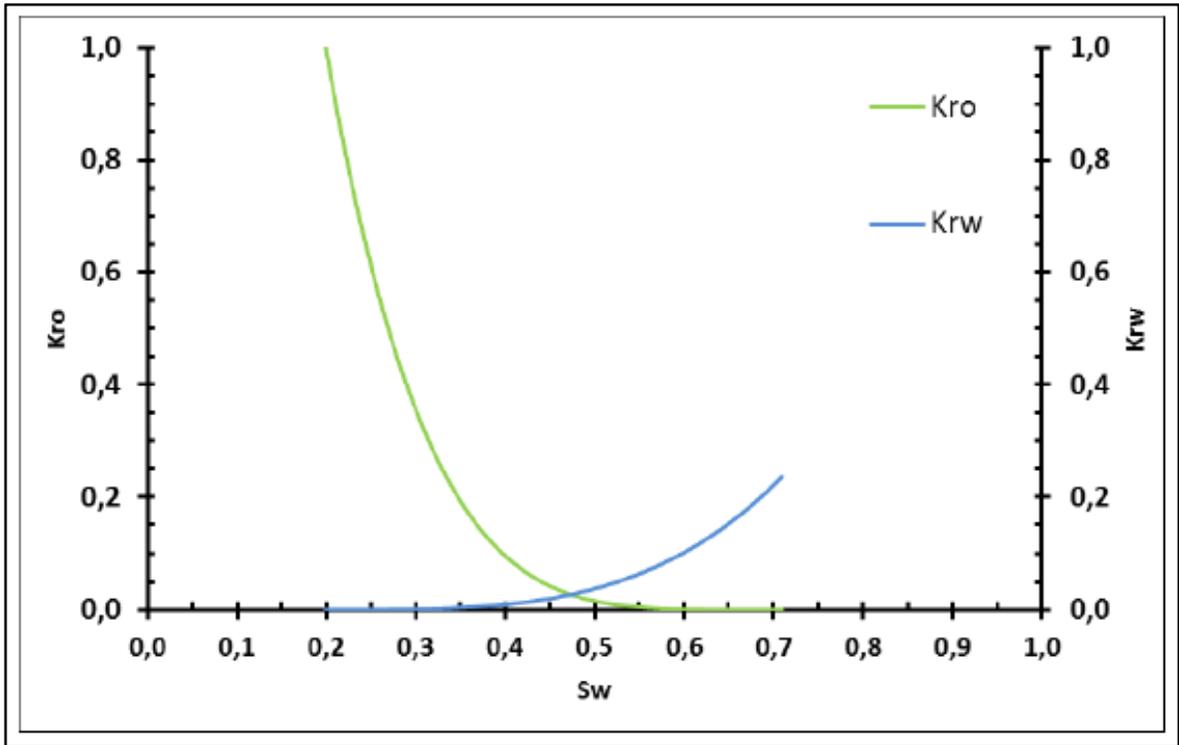
Figura 27. Análisis de Emulsiones pozo Loro-9d



Fuente: ECOPEPETROL S.A, Estudio de Daño de Formación, 2017.

3.2.5 Curvas de Permeabilidad Relativa. En la **Gráfica 10** Se puede observar que la formación presenta una humectabilidad intermedia un poco más hacia el crudo, por lo tanto, cambios drásticos en las curvas de permeabilidad relativa son esperados como consecuencia de la intrusión de agua por parte del acuífero y de las altas tensiones interfaciales que son generadas especialmente por los depósitos de escamas orgánicas. Probablemente se genera una distorsión en las curvas de permeabilidad relativa al aceite durante las operaciones de perforación y completamiento.

Gráfica 10 Curva de Permeabilidad Relativa Formación Caballos.



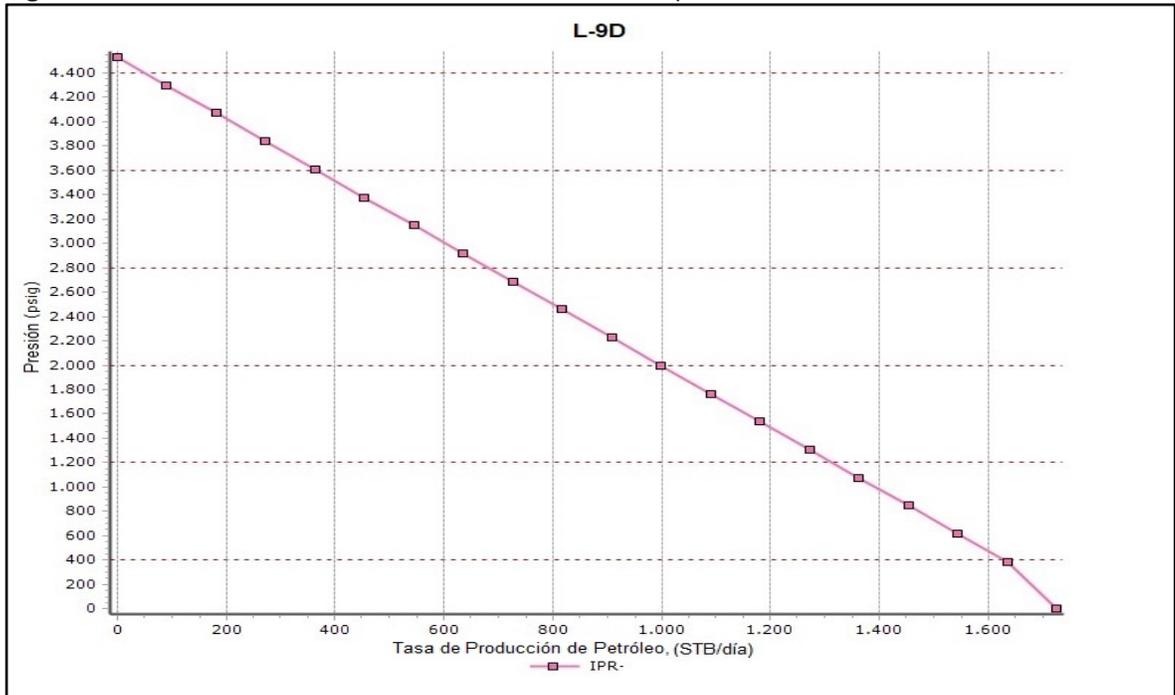
Fuente. ECOPETROL S.A, Estudio de Daño de Formación, 2017.

El Daño de Formación generado por los cambios de humectabilidad en el yacimiento se da por razones como el bloqueo de las fases que afectan la movilidad del crudo a través del yacimiento o por los componentes polares presentes en el crudo. Además, este daño de formación está asociado a cada una de las caídas de presión que puedan generar las operaciones de perforación o completamiento realizadas a los pozos durante toda su vida productiva.

3.2.6 Daño Inducido. Los fluidos y partículas que se usan en las actividades de perforación, completamiento y Workover (lodos, lechadas, salmueras) pueden generar una invasión y filtrado en los yacimientos. Como estas actividades se involucran en la etapa inicial de la vida productiva del pozo, el daño de formación inducido se cuantifica al hallar el Factor de Skin (S) inicial del pozo mediante un análisis nodal con las condiciones iniciales de presión y producción (tasas estabilizadas).

En la **Figura 28** se muestra el análisis nodal del pozo L-9D. Dependiendo de las condiciones iniciales de presión de fondo fluyente y producción, en la curva de IPR (roja) se cuantifica el daño de formación inducido. Cabe resaltar que esta metodología para cuantificar el daño inducido y total se efectuó para todos los pozos incluidos en el estudio de daño del Campo L.

Figura 28. Análisis Nodal Pozo L-9D a condiciones actuales de producción



Fuente: ECOPETROL S.A, Estudio de Daño de Formación, 2017.

El daño de formación total del pozo es el resultado de los efectos de todas las fuentes de daño desde el inicio de su vida productiva hasta la actualidad, es decir, que la curva de IPR muestra que la cuantificación del daño total del pozo se hace a condiciones actuales de presión de fondo fluyente y producción.

En la **Tabla 12** se muestra el resumen de la cuantificación de los daños de formación (S) de los pozos de estudio bajo los escenarios iniciales y actuales producción y presión. Al comparar los resultados obtenidos por este mecanismo de daño con el valor de los demás se puede evidenciar que el daño inducido representa uno de los aportes más significativos a la pérdida de productividad de los pozos.

Tabla 12. Valores de Daño iniciales y actuales para los pozos de estudio

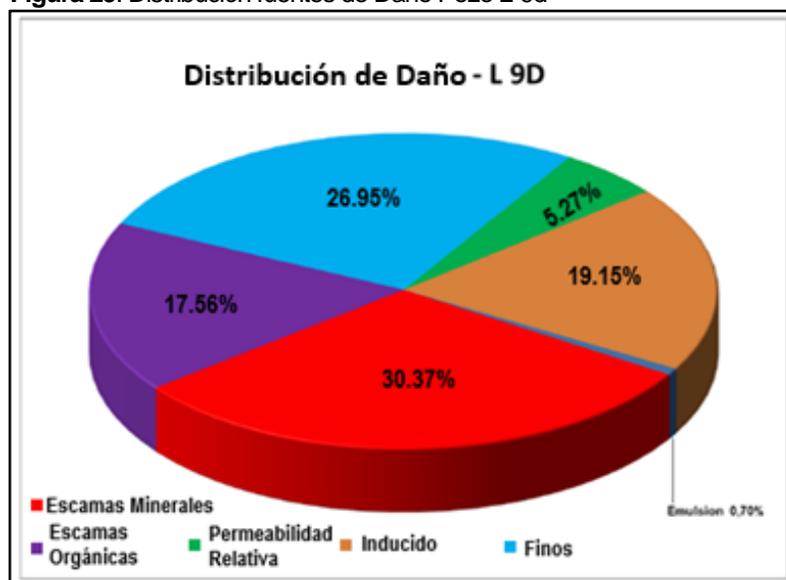
Valores de Skin para análisis de Daño en el Campo L		
Pozo	Daño Inicial	Daño Actual
L - 1	9	31
L - 2A	1,5	82
L - 9D	9	47

Fuente: ECOPETROL S.A, Estudio de Daño de Formación, 2017.

3.2.7 Simulación de Daño de Formación. A continuación, veremos cómo se realizó la cuantificación de las fuentes de Daño usando modelos de una y tres dimensiones.

3.2.7.1 Cuantificación Fuentes de daño usando Modelos 1D y 3D. Basados en la historia de producción ajustada para cada pozo en su respectiva lamina, se corrieron los modelos de simulación de cuantificación de daño. Las distribuciones de daño que se mostraran se basan en los cálculos de daño obtenidos de acuerdo al comportamiento termodinámico de los fluidos bajo las condiciones de producción obtenidas en el simulador. En la **Figura 29** se muestra las principales fuentes de daños asociados a la producción de la Formación Caballos en el pozo L-2A. Las **Figuras 77 a 79** en el **Anexo E**, muestran las principales fuentes de daños asociados a la producción de la Formación Caballos de los pozos L-1, L-2A y L-9D respectivamente. Presentando fuentes de daño como: Inducido, Orgánicos, daño por finos, Afectación a Permeabilidades Relativas y Emulsiones con diferentes proporciones dentro de la torta de distribución de daño.

Figura 29. Distribución fuentes de Daño Pozo L-9d



Fuente: ECOPETROL S.A, Estudio de Daño de Formación, 2017.

La **Tabla 13** resume de manera cuantitativa las principales fuentes de daños asociados a la producción de la Formación Caballos de los pozos que fueron objeto de estudio.

Tabla 13. Distribución por fuentes de daño para los pozos estudio

DISTRIBUCIÓN POR FUENTES DE DAÑO						
Pozo	Escamas Organicas (%)	Escamas Inorganicas (%)	Finos (%)	Emulsiones (%)	Permeabilidad Relativa (%)	Daño Inducido (%)
L - 1	18,36	23,53	22,77	0,81	5,51	29,03
L - 2A	17,80	40,74	33,25	1,03	5,34	1,83
L - 9D	17,56	30,37	26,95	0,70	5,27	19,15

Fuente. ECOPETROL S.A, Estudio de Daño de Formación, 2017.

3.2.7.2 Distribución Fuentes de Daño de Formación en el Campo L. La **Figura 30.** Muestra la distribución final de daño para el Campo L en la Formación Caballos. Estas se obtienen tomando un promedio de las distribuciones encontradas para los pozos abiertos a dichas arenas. Se encuentra que la fuente de daño predominante es la generada por las escamas inorgánicas con un porcentaje del 31% aproximadamente del daño total de las arenas. El daño generado por Finos se presenta en segundo lugar con un porcentaje del 28%. En tercer lugar, se encuentra la depositación de escamas orgánicas con un porcentaje del 18%. Las actividades de perforación, completamiento y Workover (daño inducido) se presenta en cuarto lugar con un porcentaje del 26%. El daño por permeabilidades relativas se hace considerable al tener un porcentaje del 5% y por último los daños generados Emulsiones representan el 1% del total del daño presente.

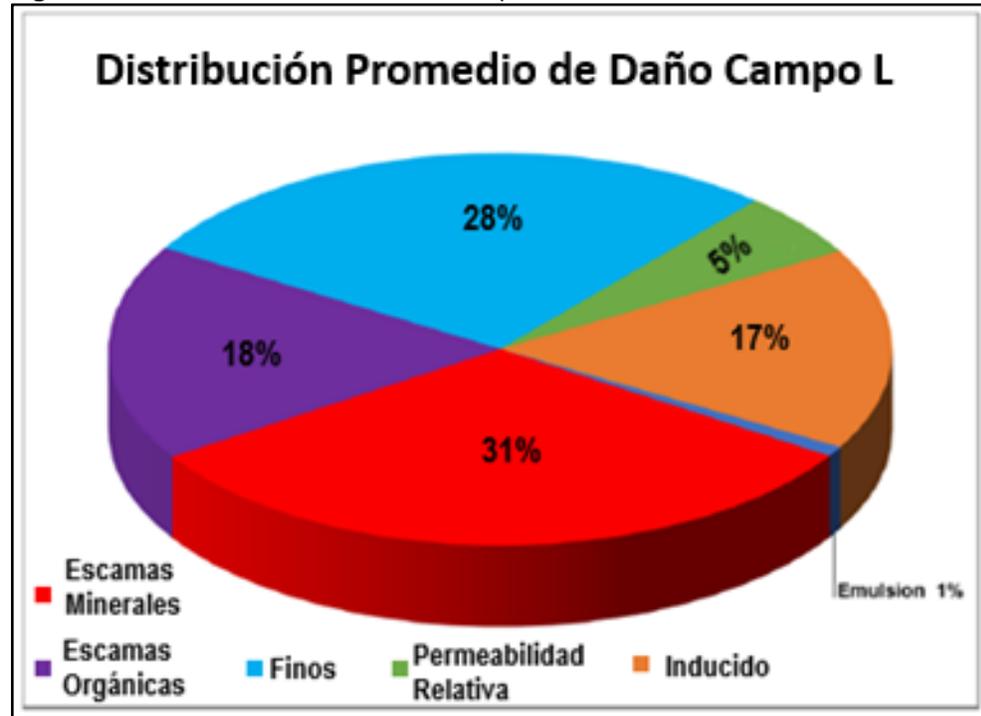
3.3 EVALUACIÓN DEL DAÑO DE FORMACIÓN

Tal como plantea Hawkins²⁴; quien fue el primero en introducir a la industria de los hidrocarburos el concepto de factor de daño o *Skin factor*, para describir los efectos asociados al daño de formación alrededor de un pozo. Él se refiere a que una región dañada se ve representada en una zona donde hay una reducción significativa de la permeabilidad en la cara de un pozo la cual impide el flujo de fluidos hacia las zonas de menor presión dentro del sistema. En un pozo hidráulicamente fracturado, existe un factor de daño similar, el cual puede ser usado para describir el daño de formación alrededor de la fractura, la cual es causada por el filtrado del fluido de fractura hacia la formación.

La **Figura 31** muestra a la izquierda la región dañada alrededor de un pozo y a la derecha, la zona dañada alrededor de una fractura hidráulica vertical.

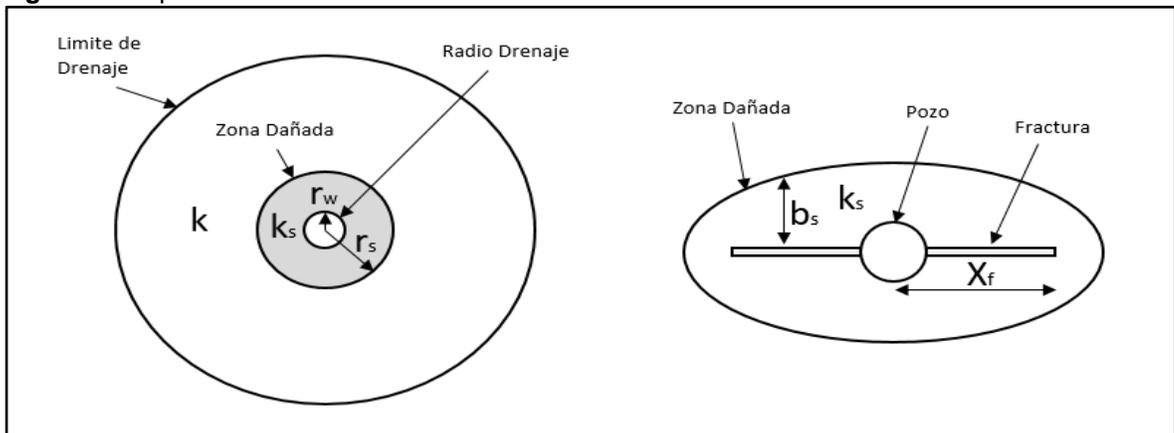
²⁴ Hawkins Jr., M.F., 1956. A note on the skin effect. Trans. AIME 207, 355-357

Figura 30. Distribución Fuentes de Daño Campo L



Fuente. ECOPEPETROL S.A, Estudio de Daño de Formación, 2017.

Figura 31. Esquema del Daño de formación.



Fuente: GUO, Boyun; LIU, Xinghui y TAN, Xuehao. Petroleum Production Engineering. Gulf Professional Publishing, 2017. 9780128093740360 p. 360. Modificada por los autores.

Basado en la condición de flujo radial, Hawkins propone la siguiente **Ecuación 10** la cual sirve para calcular el factor de daño asociado a un pozo. Donde r_w es el radio del pozo, r_s es el radio de la zona dañada con una permeabilidad promedio k_s , y k la cual es la permeabilidad del yacimiento.

Ecuación 10. Factor de Daño asociado

$$s = \left(\frac{k}{k_s} - 1 \right) * \ln \left(\frac{r_s}{r_w} \right)$$

Fuente: GUO, Boyun; LIU, Xinghui y TAN, Xuehao. Petroleum Production Engineering. Gulf Professional Publishing, 2017. 9780128093740360 p. 360.

En 1981 Cinco-Ley y Samaniego²⁵ generaron una ecuación para cuantificar el factor de daño de formación donde se incluirían los valores tomados de una fractura hidráulica. A continuación, se muestra la **Ecuación 11** donde b_s es la profundidad normal del daño en la cara de la fractura, k_s es la permeabilidad promedio en la zona dañada, y X_f es la mitad de la longitud de la fractura.

Ecuación 11. Ecuación daño de formación Samaniego

$$s = \frac{\pi * b_s}{2 * X_f} * \left(\frac{k}{k_s} - 1 \right)$$

Fuente: CINCO-LEY, Heber y SAMANIEGO-V., Fernando. Transient Pressure Analysis: Finite Conductivity Fracture Case Versus Damaged Fracture Case. San Antonio, Texas: Society of Petroleum Engineers, 1981. p. 209781-555636791

Para los autores²⁶ en cuanto a la restricción para que un fluido fluya desde una baja densidad y a corta distancia desde perforaciones hasta un completamiento parcial, se le conoce con el nombre de *Pseudo-skin factor*. El factor Pseudo-Skin puede ser

²⁵ CINCO-LEY, Heber y SAMANIEGO-V., Fernando. Transient Pressure Analysis: Finite Conductivity Fracture Case Versus Damaged Fracture Case. San Antonio, Texas: Society of Petroleum Engineers, 1981. p. 209781-555636791

²⁶ GUO, Boyun; LIU, Xinghui y TAN, Xuehao. Petroleum Production Engineering. Gulf Professional Publishing, 2017. 9780128093740

determinado independiente de otros métodos (Hong, 1975²⁷; Jones and Watts²⁸, 1971). Una vez que este factor es calculado, deberá ser sustraído del factor total de daño adquirido de las pruebas de pozo en el orden de obtener el factor de daño desde el verdadero daño a la formación.

Según los autores²⁹, el daño a la formación puede ser identificado desde pruebas de laboratorio hasta mediciones en campo. Las mediciones en campo son tomadas durante pruebas de pozo o también llamadas *Well testing*, con el fin de calcular los factores de daño los cuales en las pruebas de pozo incluye ambos efectos, el del daño de formación real y el pseudo-daño. Las pruebas de pozo son una poderosa técnica para determinar el factor de daño; sin embargo, sigue siendo una medida general del daño de formación y no es posible determinar los radios y permeabilidades de la zona afectada por el daño. Los registros eléctricos de resistividad proveen una mejor información acerca de la profundidad y grado de invasión del filtrado del lodo.

Para los autores³⁰ las mediciones en campo no revelan en sí las causas del daño de formación, lo cual es crítico para el éxito del control y la remediación del daño. Las verdaderas causas pueden ser obtenidas a partir de pruebas de laboratorio. Las investigaciones de daños en la formación mediante la realización de pruebas de núcleo se utilizan comúnmente para determinar las causas, el grado y la extensión del daño, así como factores tales como la velocidad crítica y la concentración crítica de sal. Una evaluación petrográfica de las rocas del yacimiento proporciona otro medio para detectar daños en la formación. La fluoroscopia de rayos X se utiliza para determinar el grado y la extensión de la invasión del fluido durante la perforación en muestras de núcleos sólidos, especialmente para no consolidados y con núcleos envueltos (Ameafule et al., 1988³¹).

Una tomografía computarizada de rayos X proporciona análisis tridimensionales detallados de invasión de sólidos, así como la saturación de fluidos, densidad aparente y porosidad. La difracción de los rayos X (XRD) se utiliza ampliamente para determinar la mineralogía de la roca y de los minerales arcillosos grano por grano. Los análisis petrográficos de muestras de roca de proporcionan información sobre la mineralogía de componentes rocosos y la morfología de los sistemas

27 HONG, K. C. Productivity of Perforated Completions in Formations With or Without Damage. En: Journal of Petroleum Technology. vol. 27, no. 08, p. 1027-1038

28 JONES, L. G. y WATTS, J. W. Estimating Skin Effect in a Partially Completed Damaged Well. En: Journal of Petroleum Technology. vol. 23, no. 02, p. 249-252

29 GUO, Boyun; LIU, Xinghui y TAN, Xuehao. Petroleum Production Engineering. Gulf Professional Publishing, 2017. 9780128093740

30 Ibid., p. 361.

31 Ameafule, J.O., Kersey, D.G., Norman, D.K., Shannon, P.M. Advances in formation damage assessment and control strategies. En: 39th Annual Technical Meeting of Petroleum Society of CIM and Canadian Gas Processors Association, Calgary, Alberta., June 12, .

porosos. Por último, la microscopía electrónica de barrido (SEM) es usada para determinar información sobre una muestra de roca, similar al método de sección delgada (XRD).

3.3.1 Prevención y control del Daño. Para los autores³² el daño a la formación es un tema bastante importante que enfrentan los ingenieros de petróleos, ya que puede causar una reducción significativa en la productividad de los pozos y el retorno económico. En muchos casos, el costo de la prevención de daños resulta ser menos costoso que el control de daños o las acciones de remediación. Dado que cada operación de campo puede ser una fuente potencial de daño en la formación. Como resultado de esto, el daño agregado es a menudo una combinación de fenómenos complicados, con uno o más mecanismos de daño dominados bajo ciertas circunstancias.

Una vez que se identifican los orígenes de los daños en la formación, se pueden tomar las medidas correctivas apropiadas en consecuencia como a continuación los mencionaremos.

3.3.2 Control de daños por acidificación matricial. De acuerdo a los autores³³ la acidificación de la matriz de la roca es una técnica comúnmente utilizada para la eliminación y control de daños en la formación.

Una acidificación de la matriz se realiza inyectando un fluido ácido o una mezcla de fluidos ácidos en la matriz porosa de una formación con una presión en el fondo del pozo (P_{wf}) por debajo de la tensión de cierre de la formación para evitar la fractura de la formación. El ácido clorhídrico (HCl) o los ácidos orgánicos se utilizan para acidificar la matriz en depósitos de carbonato, mientras que una mezcla de HCl y ácido fluorhídrico (HF) es el ingrediente principal usado para acidificar la matriz en depósitos de arenisca. El objetivo de la acidificación matricial es eliminar todas las restricciones de flujo causadas por el daño de formación al disolver algunos de los materiales que afectan el flujo en la matriz rocosa en formaciones de arenisca, o para evitar el daño creando canales en la matriz de roca carbonatada debido a la rápida reacción de los ácidos con los minerales carbonatados.

Según lo anterior la acidificación de la matriz es muy efectiva para restaurar el daño a la formación causado por los sólidos invasores, finos migratorios, y arcillas hinchadas en formaciones consolidadas. Para la prevención de la migración de finos y de la hinchazón de minerales arcillosos, se pueden lograr usando un proceso del control de arcilla. Los estabilizantes de arcilla son comúnmente usados para mitigar el daño migratorio y la hinchazón de arcillas. No se recomienda la acidificación matricial para tratar formaciones no consolidadas, por un par de razones: (1) El ácido fluorhídrico HF no puede disolver una gran cantidad de arena (cuarzo) en

³² GUO, Boyun, Op. cit. p. 362.

³³ Ibid., p. 362.

formaciones no consolidadas; y (2) los ácidos debilitarían aún más la formación. Por esto a menudo se añaden productos químicos adicionales al tratamiento durante la acidificación de la matriz para eliminar el daño orgánico, inhibir la formación de incrustaciones, y para reducir los posibles efectos secundarios del tratamiento matricial.

Dado la anterior información, se determina que este tipo de remediación no es tan viable para la formación Caballos ya que como lo pudimos evidenciar en la **Figura 23** y la **Tabla 10**, un gran porcentaje de Cuarzo y Caolinita está presente en la misma, haciendo que sea un poco inviable este método ya que como sabemos el ácido fluorhídrico no logra disolver en gran cantidad esta arena y se debilitaría aún más la formación. Sin embargo, no se descarta del todo este método de acuerdo a el aumento volumétrico que pueda generar la remediación de Caolinita que una arcilla hinchable la cual puede ser removida y seguramente generara un significativo aumento en producción el cual queda pendiente de simular y analizar.

3.3.3 Control de daño por fracturamiento hidráulico. Según Guo³⁴ cuando la acidificación de la matriz no genera mayor efecto, la fracturación hidráulica puede ser usada como una alternativa para el control de daño en la formación. Independientemente del origen del daño o de los mecanismos que lo generan, el objetivo del fracturamiento hidráulico es evitar el daño en el área cercana al pozo en lugar de eliminarlo. La presencia de una fractura hidráulica cambiará el patrón de flujo, de radial a lineal. Esto aumentará el área de superficie para que los fluidos fluyan y por lo tanto reducirá las velocidades de flujo en la región cercana al diámetro del pozo. Tal como lo pudimos evidenciar en la **Figura 31** la cual esquematiza los canales de flujo generados por una fractura hidráulica.

Seguido a lo anteriormente dicho, el daño a la formación tiende a empeorar en los yacimientos de alta permeabilidad debido a que, a una mayor tasa de producción, una mayor reducción de la presión y por lo tanto cambios más rápidos en las condiciones del yacimiento harán que cualquier daño potencial sea más severo. Los yacimientos de alta permeabilidad y alta porosidad se asocian a menudo con formaciones no consolidadas. Para controlar la producción de arena en este tipo de formaciones (no consolidadas), un proceso llamado *frac-pack*, que es una combinación de fracturamiento hidráulico y empaquetamiento con grava, a menudo se utiliza para minimizar la reducción del caudal alrededor del pozo, y así mitigar el potencial de producción de arena.

En los tratamientos de *frac-pack*, los tamaños adecuados de grava y agentes de sostén son importantes, ya que el objetivo es detener la producción de arena con la grava y la fractura creada. Existen hoy en día una serie de productos (Nguyen y

34 Ibid., p. 362.

Rickman, 2012; Christanti et al., 2011³⁵) los cuales están disponibles en la industria y pueden ser utilizados para prevenir la producción de finos. Estos son a base de resina o polímero, y crean capas delgadas alrededor de las superficies de finos en la formación y otras partículas para hacerlas inmóviles.

En yacimientos de roca compactada, la mayoría de los pozos no pueden producir económicamente sin un sistema hidráulico masivo. Es por eso que se requerirán tratamientos de fracturamiento. En estos casos, la fractura estimulará el reservorio y desviará cualquier daño cercano al pozo. Sin embargo, la fractura hidráulica en sí misma también puede crear varios tipos de daños: Daños en el depósito por fuga de líquido de fracturación y daños en el interior de la fractura por el filtrado del mismo; esto generara una acumulación de torta o también llamada *Mud Cake*, incrustación de agentes de sostén, trituración de agentes de sostén, migración de finos, residuos de gel, etc.

3.3.4 Control de escamas. El tratamiento de los problemas de incrustaciones puede lograrse mediante la prevención o la eliminación. Tiene sentido desde el punto de vista económico prevenir o mitigar la formación de incrustaciones en primer lugar, en lugar de eliminar la incrustación después de que ya haya causado problemas de producción. Además del tiempo de inactividad potencial de la producción, la eliminación de incrustaciones puede ser muy costosa.

Los inhibidores químicos están disponibles para aplicaciones en yacimientos petrolíferos y se utilizan comúnmente para la prevención o después de tratamientos de remediación. La mayoría de estos inhibidores son compuestos de fósforo. Una lista parcial de inhibidores de incrustaciones incluye fosfatos inorgánicos, fosfonatos orgánicos y polímeros orgánicos. En los tratamientos de incrustaciones de yacimientos petrolíferos, las soluciones de inhibidores de incrustaciones de base acuosa se inyectan o exprimen rutinariamente en la ubicación del fondo del pozo o en la región cercana al pozo donde ocurren los problemas de incrustaciones. Las cápsulas inhibidoras de incrustaciones sólidas también pueden desplegarse en el fondo del pozo, lo que proporcionará un nivel casi constante de inhibidor durante mucho tiempo. Si la precipitación de incrustaciones ocurre dentro del diámetro del pozo, la remediación puede lograrse ya sea mecánicamente (a través de molienda o chorro) o químicamente a través de la disolución. Ciertos tipos de escamas del diámetro del pozo pueden eliminarse fácilmente por disolución química y a menudo son menos costosas que la eliminación mecánica. Si la precipitación a gran escala ocurre en la región cercana al pozo, típicamente se usan medios químicos.

Las incrustaciones de carbonato, como CaCO_3 y FeCO_3 , son altamente solubles en ácido HCl, y pueden disolverse fácilmente mediante lavado ácido o tratamientos

³⁵ NGUYEN, Philip Duke y RICKMAN, Richard Dale. Foaming Aqueous-Based Curable Treatment Fluids Enhances Placement and Consolidation Performance. Lafayette, Louisiana, USA: Society of Petroleum Engineers, 2012. p. 169781-613991800

de acidificación matricial. En general, las incrustaciones de sulfato son más difíciles de eliminar químicamente; sin embargo, el yeso ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$) y la anhidrita (CaSO_4) pueden disolverse al ácido trienodiamenetetraacético (EDTA). Otras escamas de sulfato, como la barita (BaSO_4) y el celestita (SrSO_4), son aún más difíciles de disolver una vez que se han formado, y por lo general se eliminan por medios mecánicos. Por lo tanto, la prevención a través de tratamientos con inhibidores parece ser el mejor curso de acción para el control de la incrustación de bario y estroncio.

El cloruro de sodio (NaCl) o la cal de halita pueden disolverse fácilmente con agua dulce o soluciones ácidas débiles. Cuando se producen gruesos depósitos de halita en el interior del diámetro del pozo, la acción mecánica, como el fresado o el chorro de agua, puede ser eficaz.

3.3.5 Control de precipitaciones orgánicas. Los compuestos orgánicos, como las parafinas y los asfáltenos, pueden precipitarse tanto dentro del pozo como en la región cercana al pozo. Si los precipitados orgánicos ocurren dentro del pozo, pueden ser removidos por varios medios, incluyendo raspado mecánico, calentamiento con aceite caliente, o disolución usando solventes aromáticos, tales como xileno y tolueno. Para el daño orgánico más allá del diámetro del pozo, los tratamientos con solventes son más efectivos.

3.3.6 Control de la alteración de la humectabilidad. La humectabilidad de la formación en la región cercana al pozo es a menudo alterada por los fluidos de perforación, terminación y estimulación. Se pueden usar solventes mutuos para restaurar la humectabilidad de la roca, y los surfactantes también se pueden usar para alterar o mantener la humectabilidad de la roca en condiciones favorables. De hecho, tanto los disolventes mutuos como los tensoactivos se utilizan a menudo para evitar cualquier efecto adverso de las interacciones entre el fluido de roca y el fluido de fluido durante los tratamientos de acidificación matricial.

3.4 ESTIMULACIÓN Y TRATAMIENTOS REMEDIALES

En esta parte del capítulo profundizaremos más acerca de la estimulación tipo y los tratamientos remediales a aplicar en cualquier pozo que presente daño de formación.

3.4.1 Limpieza del pozo. Según los autores³⁶ Cuando se limpian los pozos para remover depósitos o productos de corrosión de la tubería, altas concentraciones de materiales dañinos pueden invadir la zona de interés. Por tal razón, se debe tener mucho cuidado para evitar que estas suspensiones sean forzadas en el medio poroso. Son especialmente peligrosos los compuestos solubles en el líquido de limpieza, ya que no pueden formar tortas impermeables que impidan la invasión en la formación. El óxido en ácido o las parafinas en aceite caliente son los dos compuestos más típicos del pozo que pueden ser re disueltos. Se precipitan en la formación y causan daños extensos, severos y generalmente permanentes.

3.4.2 Tratamientos Ácidos. También plantea Economides³⁷ que los problemas ya encontrados en otras fases de la vida de un pozo también pueden ocurrir durante los tratamientos de acidificación, especialmente en casos de diseño inapropiado. Estos incluyen:

- Materiales dañinos de los tubos que entran en la roca de formación.
- La humectación del yacimiento por agentes tenso activos, especialmente inhibidores de corrosión, que pueden crear bloques de emulsión.
- Bloques de agua.
- Depositación de Parafinas y asfáltenos cuando largos volúmenes de ácido son inyectados.

Los autores complementaron estos procesos comunes de daño, en donde mencionan que el deterioro específico de la producción también puede deberse a un diseño deficiente de los tratamientos acidificantes. Los cuales pueden ser:

- Lodos producidos por la reacción entre ácidos y asfáltenos especialmente en presencia de algunos aditivos como los surfactantes.
- Desconsolidación de la roca de formación causada por la disolución excesiva de los materiales de cementación por ácidos.³
- Precipitación de subproductos de la reacción de los ácidos con los minerales de formación.
- Precipitación causada por la adición de algunos agentes de retención a los ácidos para prevenir problemas de hierro si se sospecha que el hierro está presente.
- Deterioro de la permeabilidad por residuos de inhibidores de la corrosión o producidos por la degradación térmica de polímeros, como los reductores de fricción.
- Disolución de arenas de empaquetamiento, hasta cierto punto, en pozos hidráulicamente fracturados y llenos de grava.

³⁶ ECONOMIDES, Michael J. y NOLTE, Kenneth G. Reservoir Stimulation. Chichester, England ; New York: Schlumberger, 1999. 9780471491927541 p. 14-23.

³⁷ *Ibid.*, p. 14-23

3.4.3 Tratamientos de Fracturas. Para los autores³⁸ los daños resultantes de la fractura hidráulica adoptan dos distintas formas: daños en el interior de la propia fractura y daños normales a la fractura que penetra el reservorio (daños en la cara de la fractura). El primero generalmente ocurre debido a la ruptura inadecuada del polímero del fluido de fracturación; el segundo ocurre debido a una fuga excesiva. Dependiendo de la permeabilidad del yacimiento, el impacto de estos dos daños varía. Para una baja permeabilidad del reservorio, ninguno de los dos es un factor importante. A medida que aumenta la permeabilidad, el daño al paquete de soporte (y su evitación) se vuelve cada vez más importante, mientras que el daño a la cara del reservorio es relativamente poco importante.

También la selección de fluidos de fracturación, concentraciones de polímeros y rompedores es crítica para abordar estos problemas. La rotura incompleta de los polímeros en el fluido de fracturación es la causa más obvia de daño dentro de las fracturas hidráulicas, así como la mala selección de los fluidos de fracturación de los agentes de soporte y el desprendimiento de rocas de formación o el arrastre hacia el paquete de agentes de soporte. El daño real en la roca de formación es la consecuencia de fugas excesivas en yacimientos de alta permeabilidad cuando se usan geles a base de polímeros en combinación con agentes ineficientes de pérdida de fluidos. Estos daños son generalmente severos y generalmente no pueden ser mejorados con tratamientos matriciales. Para aliviar este problema, se han propuesto fluidos sin polímeros a base de tensoactivos; sin embargo, no pueden usarse en ausencia de petróleo crudo, que es necesario para romper las micelas del tensoactivo³⁹.

3.4.4 Recuperación deficiente de la carga del fluido. Tal como lo plantea Economides⁴⁰ la recuperación típica de la carga de fluido en un tratamiento de estimulación o tratamiento de recuperación puede variar entre un 20% y un 100%. Los fluidos de carga pueden invadir y quedar atrapados en la formación al entrar en los poros capilares más pequeños durante presiones de inyección más altas, o pueden recubrir las arcillas con alta micro porosidad (una condición en la que existe una gran superficie para el recubrimiento con agua o entrapamiento). Una vez que se libera la presión de inyección, los efectos de la presión capilar retendrán volúmenes significativos del fluido en la formación. En algunas formaciones, más del 50% del fluido de carga puede quedar atrapado después de un tratamiento y, sin embargo, la formación puede no parecer dañada. La mayor parte del flujo atraviesa el sistema de poros más grandes y las fracturas naturales, y estos pasajes por lo general se limpian rápidamente. Los pasajes de poro más pequeños pueden atrapar el líquido al absorberlo, pero no tienen un efecto real en el flujo a través de la formación.

³⁸ *Ibíd.*, p 14-24

³⁹ *Ibíd.*, p 14-24

⁴⁰ *Ibíd.*, p 14-24

Para dar un resumen más completo de todo el capítulo, la **Tabla 14** muestra el mecanismo de daño asociado a unas claves de Diagnóstico y a una operación remedial.

Tabla 14. Daño durante la producción.

Mecanismo de Daño	Clave de Diagnostico	Operación Remedial
Parafinas en tubulares	Restricción de presión en tubulares. También ocurre comúnmente en tuberías cercanas a la superficie a medida que el aceite se enfría y alcanza el punto de enturbiamiento. Puede aumentar como un problema a medida que el campo envejece. La mayoría de los depósitos de parafina se funden a menos de 150°F[65°C].	Raspado y corte para remoción mecánica. Aceite caliente útil si el depósito está a menos de 100 pies de la superficie. El solvente impregna los depósitos más profundos. Algunos pozos requieren un tratamiento continuo en el fondo del pozo a través de "tubería macarrones". Las bacterias especiales son útiles.
Parafinas en líneas de flujo	Depósitos de blandos a duros (no una escama) en líneas de flujo superficiales y equipos. La parafina se derrite cuando se expone a suficiente calor. (Usualmente alrededor de 150°F).	Eliminación o pigmentación mecánica con disolventes. Se pueden usar inhibidores.
Parafinas en formación	Una caída de presión puede provocar una caída de parafina.	Tratar con procesos de generación de calor en el fondo del pozo si el pozo es un buen productor. También se usan impregnaciones de solventes Algunos inhibidores se pueden usar con un tratamiento de fracturas.
Alquitrán	Flujo lento hacia las perforaciones durante la producción de petróleo.	Empaque con disolvente según sea necesario.

Tabla 14. (Continuación).

Mecanismo de Daño	Clave de Diagnostico	Operación Remedial
Emulsión	<p>Emulsiones inestables que se rompen al estar de pie.</p> <p>Creado en la tubería en los puntos de caída de presión en el sistema de tuberías desde las bombas hasta el estrangulador</p>	<p>No se sugiere ningún tratamiento de fondo de pozo.</p> <p>Tratar en superficie si el rediseño de las tuberías no es práctico.</p>
Emulsión estabilizada con lodo	<p>Común después de la dispersión de lodo de perforación o limpieza de lodo o finos de cemento por ácido.</p> <p>También puede ocurrir en la limpieza con polímeros.</p> <p>Común en la producción de formaciones no consolidadas, especialmente después de operaciones de empaquetamiento con ácido o con grava.</p>	<p>Tratar con disolvente y ácidos.</p> <p>Remover la fuente de sólidos del fondo del pozo si es posible.</p>
Emulsión estabilizada con tensoactivos	<p>De común a severo después del tratamiento con ácido.</p> <p>Se puede ver skin estabilizado en la interfaz de la gota.</p>	<p>Usar un solvente o surfactante mutuo para prevenir la emulsión con el próximo tratamiento ácido.</p>
Lodo (hierro/asfáltico)	<p>El lodo es una emulsión casi sólida.</p> <p>Puede ser desencadenado por ácidos, OBM, asfáltenos o compuestos de hierro.</p>	<p>Usar sistemas de ácidos no enlodados y probar con el contenido de hierro esperado en el pozo.</p> <p>La prevención es la mejor cura.</p>

Tabla 14. (Continuación).

Mecanismo de Daño	Clave de Diagnostico	Operación Remedial
<p>Escamas de carbonato de calcio</p>	<p>Pueden formarse en cualquier caída de presión, ya sea en la formación o en los tubulares. Pueden formarse rápidamente y puede limitar drásticamente la producción, especialmente en las interfaces de empaquetamiento con grava o cerca de perforaciones en pozos con alta reducción del caudal a través de los perforados. Pueden ser más comunes en etapas tempranas en algunos campos cuando la caída de presión es más severa. Normalmente no tienen un patrón de cristales</p>	<p>HCl para eliminar e inhibidor para prevenir. El inhibidor puede ser exprimido en la formación para una protección de mayor duración. Algunos trabajos de HCl pueden desencadenar incrustaciones de carbonato de calcio en casos raros; inhibir el ácido o tratar con EDTA si esto es un problema.</p>
<p>Sulfato de calcio</p>	<p>Normalmente se forma con una caída de presión inducida por turbulencia. La escama no es soluble en ácido. Se puede encontrar en el exterior de las bombas y en las tomas y puertos de expulsión de gas y válvulas de fondo de pozo. Los cristales son característicos de esta escama.</p>	<p>Convertidor o disolvente químico seguido de ácido. El ácido no es útil por sí solo. Los inhibidores colocados mediante tratamientos de compresión son útiles para la prevención.</p>

Tabla 14. (Continuación).

Mecanismo de Daño	Clave de Diagnostico	Operación Remedial
Escamas de sulfato de bario	<p>Escama no reactiva que se forma al reducir la presión o donde se produce la desgasificación.</p> <p>No hay patrón cristalino aparente en muchos depósitos.</p> <p>Puede ocurrir como escama NORM en áreas donde se forman isótopos radioactivos en la rejilla.</p> <p>Las escamas NORM son detectables con herramientas de registro de rayos gamma.</p>	<p>Raspado, chorro de agua u otro tipo de eliminación mecánica.</p> <p>El tratamiento químico generalmente no es posible si la cal se presenta como un depósito casi puro (más del 90%) o como depósitos gruesos (más de 1/4 pulg.) en la tubería.</p> <p>Puede ser prevenido por inhibidores.</p>
Escamas de carbonato de hierro	<p>Tendencias a escama de carbonatos con gran contenido de hierro.</p> <p>Reactividad del ácido molar en la escama.</p> <p>Escamas de color marrón (sin aceite).</p>	<p>HCl para depósitos finos o eliminación mecánica siempre que sea posible.</p>
Escamas de sulfuro de hierro	<p>Escama dura, densa y pesada.</p> <p>Muchas formas no son solubles en ácido.</p> <p>Algunas formas son ligeramente magnéticas.</p>	<p>Extracción mecánica con fresadoras o cortadoras.</p> <p>Es posible que los chorros de agua no funcionen.</p>
Relleno de perforaciones	<p>El pozo puede ser inyectado a bajas tasas.</p> <p>Alto efecto Skin.</p> <p>Reperforar puede mostrar aumentos bruscos.</p>	<p>Limpiar o Reperforar.</p>

Tabla 14. (Continuación).

Mecanismo de Daño	Clave de Diagnostico	Operación Remedial
Relleno del Revestimiento	<p>Difícil o imposible de inyectar en el pozo.</p> <p>El relleno parcial muestra el efecto skin en una prueba de acumulación, pero la inyección es posible a una velocidad reducida.</p> <p>Confirmar con una barra de platina en el cable de acero.</p> <p>Alto efecto Skin.</p>	<p>Circulación inversa o circulación regular.</p>
Inundación de agua a través de la zona de alta permeabilidad	<p>Examinar el análisis del agua producida y compararlo con el agua de inundación para su identificación.</p> <p>Estar atento a la escama</p>	<p>Las zonas de alta permeabilidad se deben taponar a una profundidad (mayor de 100 pies) del productor y del inyector cuando se haya completado la recuperación de aceite de la zona.</p>
Conificación del agua	<p>Inicio de la producción de agua después de una producción extendida.</p> <p>La formación no tiene barreras de permeabilidad vertical y la permeabilidad vertical es suficiente para permitir que el agua se mueva hacia la reducción del nivel de agua.</p>	<p>Algunos tratamientos pueden ser temporalmente útiles.</p> <p>La mayoría de los productos de control de agua no son útiles sin barreras de yacimiento naturales.</p> <p>Tasa límite.</p>
Tubo colapsado	<p>Puede aparecer como velocidad reducida o destrucción del equipo de levantamiento.</p> <p>Las causas más comunes son las cargas de desplazamiento a tierra causadas por el hundimiento de la producción.</p>	<p>Si es causado por fuerzas de desplazamiento a tierra, utilice tuberías más pesadas o cadenas múltiples.</p> <p>Para la reparación se utilizan revestimientos, cemento y parches.</p>

Tabla 14. (Continuación).

Mecanismo de Daño	Clave de Diagnostico	Operación Remedial
Problema con la tubería	<p>El pozo se niega a fluir a pesar de que la presión es suficiente con la asistencia esperada del gas disuelto.</p> <p>Es posible que se cargue y muera, o que se produzcan residuos líquidos si la tubería es bastante grande.</p> <p>La tasa está restringida por la contrapresión de fricción si la tubería es demasiado pequeña.</p>	<p>Rediseñar tubería.</p> <p>Una cuerda de velocidad que encaje dentro de la tubería existente puede ayudar si la tubería es demasiado grande.</p>
Producción de agua mezclada	<p>El corte de agua aumenta en las inundaciones.</p> <p>Producción inicial de agua con aceite, con avance en inundación primaria</p>	<p>Temporal o sin tratamiento.</p>
Fugas	<p>Cambios repentinos en la relación gas/aceite, relación agua/aceite, presión o análisis químico del agua.</p>	<p>Considerar el programa de control de corrosión.</p> <p>Reparar.</p>

Fuente. ECONOMIDES, Michael J. y NOLTE, Kenneth G. Reservoir Stimulation. Chichester, England ; New York: Schlumberger, 1999. 9780471491927541 P. 14-19. Modificado por los autores.

4. ANALISIS DE LA PRODUCTIVIDAD DE POZOS DE ESTUDIO

A continuación, se hace la comparación y análisis de las curvas IPR proporcionadas por Ecopetrol S.A realizadas en el software Prosper y las curvas IPR realizadas por los autores del trabajo de grado en la macro programada para dicho fin de cada uno de los pozos que son caso de estudio.

4.1 POZO A-2

Tabla 15. Datos Pozo A-2.

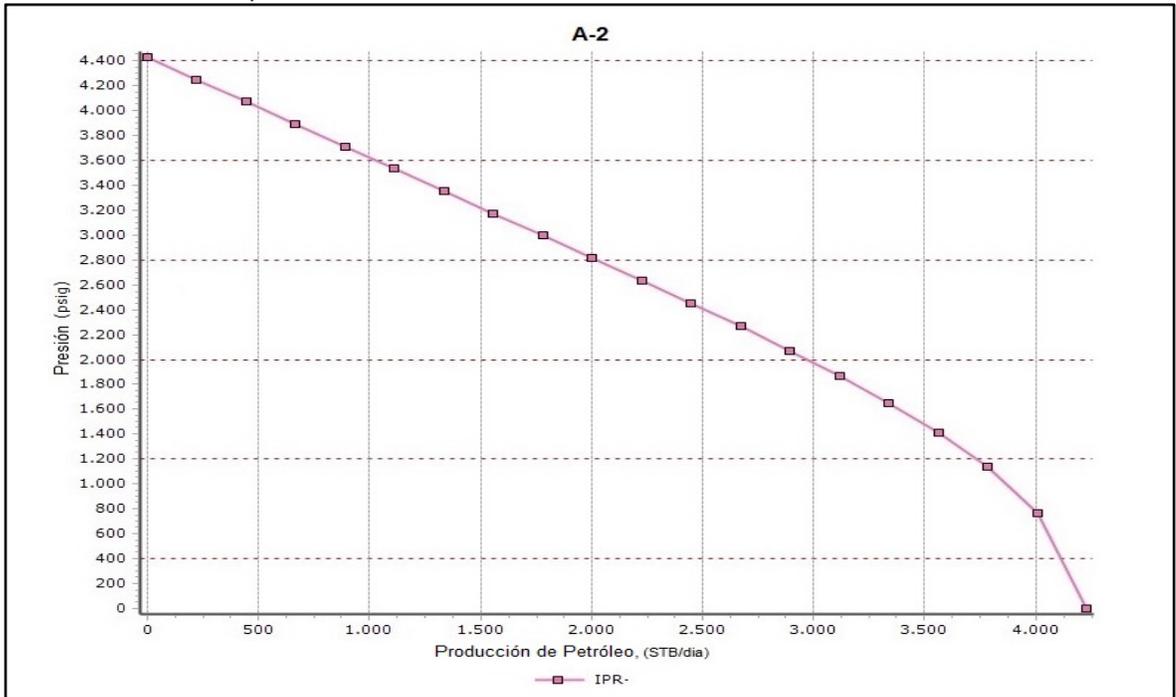
Pozo	A-2	
Presión de Yacimiento	4430	Psi
BSW	55	%
Permeabilidad	91	md
Espesor Neto	87	ft
Factor Volumétrico del Petróleo	1.28	STB/RB
Viscosidad del Petróleo	3.6	Cp
Radio de Drenaje	1300	ft
Radio del Pozo	0.354	ft

Fuente. ECOPETROL S.A, Estudio de Daño de Formación, 2017.

4.1.1 IPR daño igual a cero (s=0). En este escenario se contempla la remoción total de todos los tipos de daño de formación, por lo tanto, sería el escenario ideal del pozo ya que cuantifica la máxima producción teórica posible que puede aportar el mismo. A continuación, se muestra el cálculo de erro absoluto entre los caudales hallados en Prosper vs Macro.

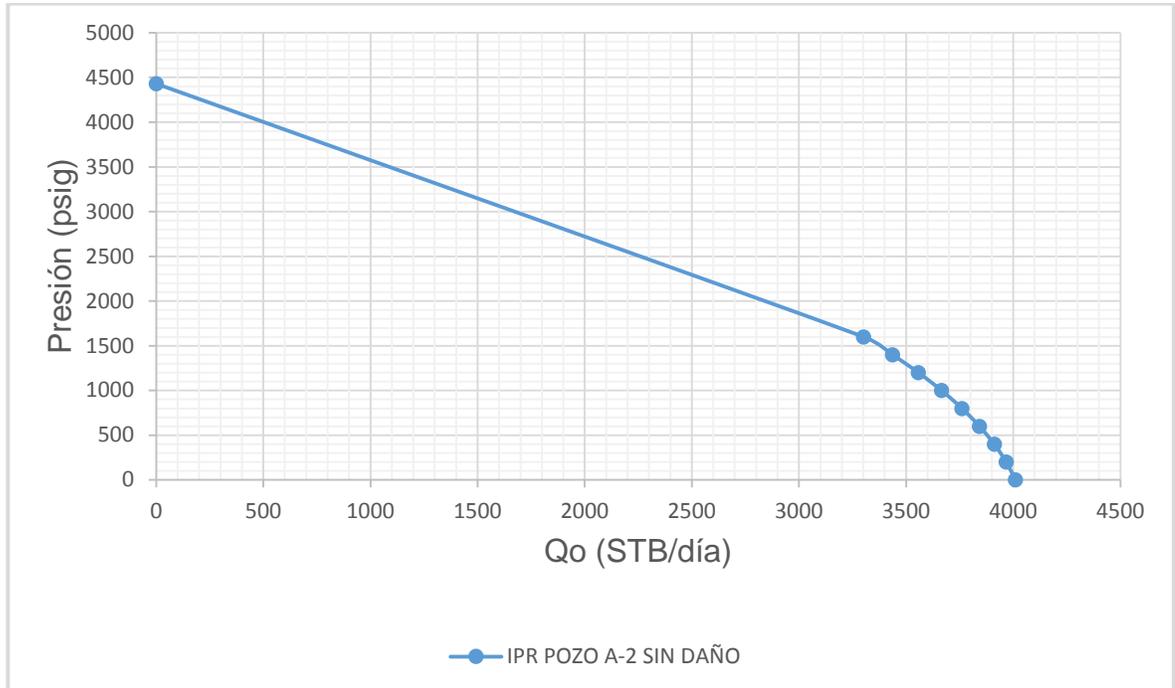
$$\frac{|4010 \text{ BOPD} - 4228 \text{ BOPD}|}{4228 \text{ BOPD}} * 100 = 5.15\%$$

Gráfica 11. Curva Prosper IPR Pozo A-2 Sin Daño de Formación



Fuente. PROSPER (software), Modificada por los autores

Gráfica 12. Curva IPR Pozo A-2 Sin Daño de Formación

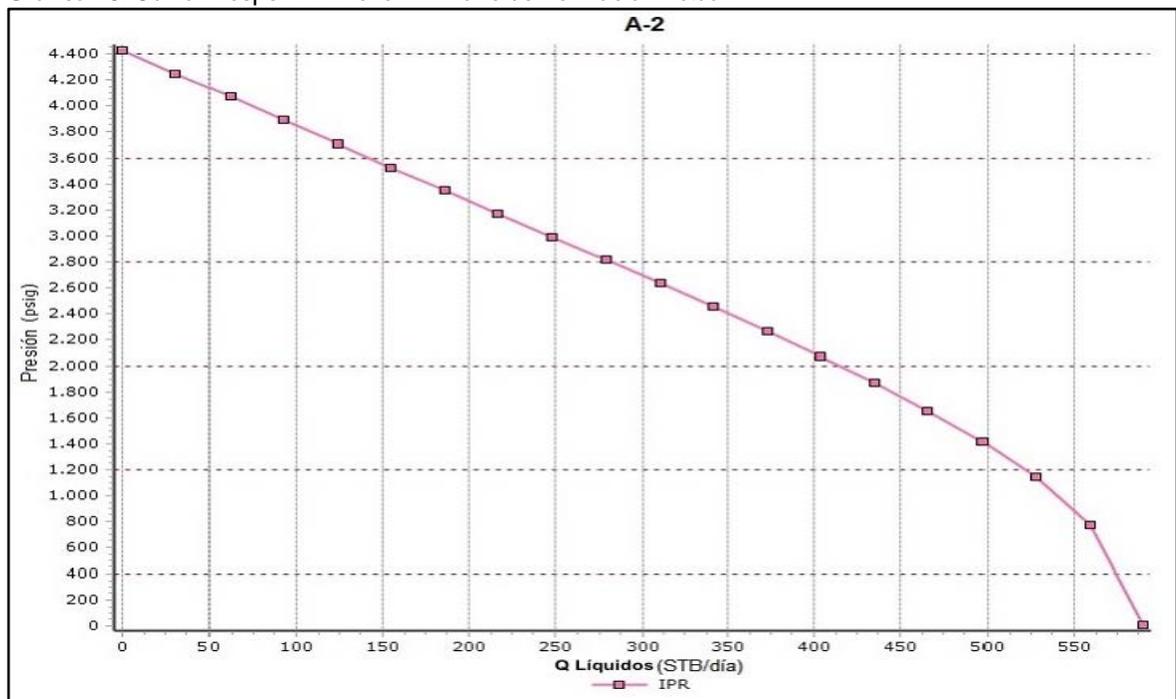


Fuente. Elaboración propia.

4.1.2 IPR daño actual (S=46). Este pozo presentó una presión inicial de 4430 psi entregando una producción de 560 BOPD según nuestro modelo de Excel (con el valor de daño actual, 46). Que al compararlo con la curva realizada en PROSPER, se evidencia que existe una diferencia de 30 barriles respecto a nuestro modelo propuesto en Excel, esto quiere decir que nuestro escenario es un poco más pesimista que los planteados en el software generando así para el daño actual, un error absoluto aproximado del 5% tal como se evidencia a continuación en la siguiente ecuación.

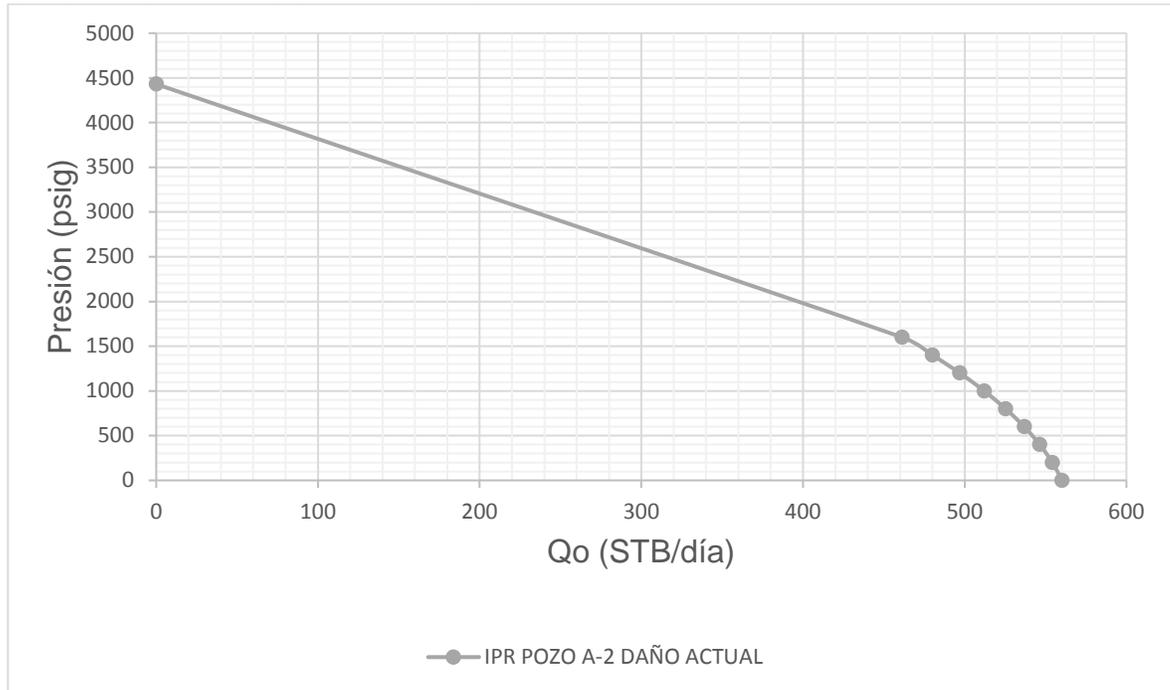
$$\frac{|560 \text{ BOPD} - 590 \text{ BOPD}|}{590} * 100 = 5.08\%$$

Gráfica 13. Curva Prosper IPR Pozo A-2 Daño de Formación Actual.



Fuente. PROSPER (software), Modificada por los autores

Gráfica 14. Curva IPR Pozo A-2 Daño de Formación Actual.



Fuente. Elaboración propia.

Para los siguientes casos, en los cuales se plantea remover los dos mecanismos de daño de formación más representativos para este pozo se obtuvieron los siguientes resultados; partiendo desde el hecho que lo que más afecta al pozo A-2 son los daños de Escamas Minerales y Finos. Debido a que entre los dos, representan más de la mitad del daño total del pozo, lo cual al remediarlos se evidencia un incremento considerable en la producción de Petróleo tal como se muestra en las gráficas anteriores.

4.1.3 IPR sin daño por escamas minerales. Este mecanismo de daño representa alrededor del 39% de daño actual del pozo, significa que es lo que más afecta a este pozo en la actualidad y por lo tanto al removerlo se obtiene un nuevo valor de daño total de 28.346 que al introducirlo en la ecuación de índice de productividad, obtenemos un valor de 0.3398 el cual nos da como resultado un AOF=836 BOPD tal como se muestra a continuación.

$$S_{TOTAL} = 46 - 17.654 = 28.346$$

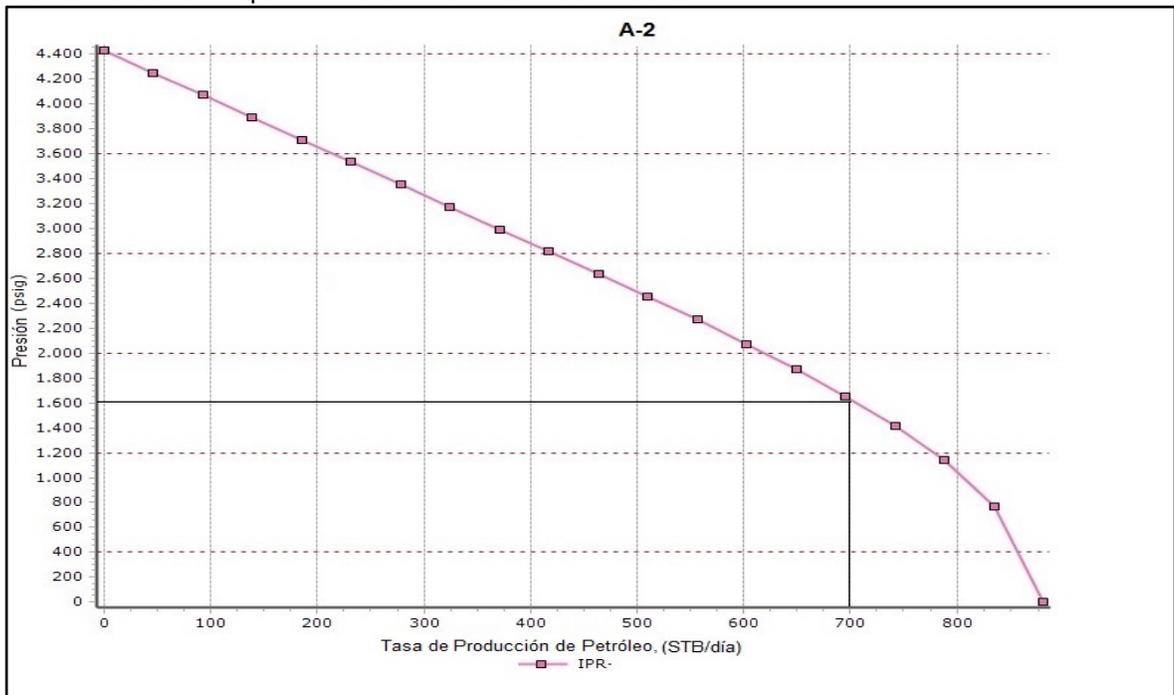
$$j = \frac{91 \text{ mD} * 87 \text{ ft}}{141.2 * 1.28 \frac{STB}{RB} * 3.6 C_p * \left(\ln \left(\frac{1300 \text{ ft}}{0.354 \text{ ft}} \right) - 0.75 + 28.346 \right)} = 0.3398$$

$$AOF = \frac{0.3398 * 4430 \text{ Psi}}{1.8} = 836.4 \text{ BOPD} \approx 836 \text{ BOPD}$$

En cuanto al valor del AOF arrojado por PROSPER, se obtuvo una diferencia de 44 barriles de fluido lo cual quiere decir que se mantiene la tendencia a 5% del error absoluto respecto a nuestro modelo.

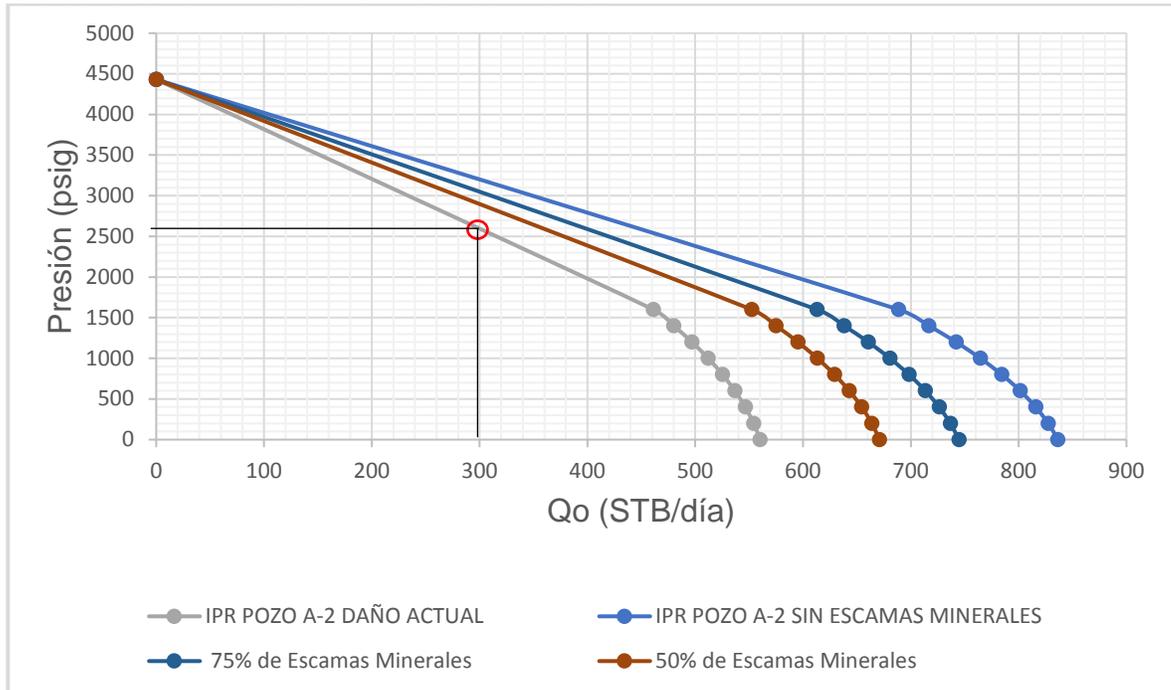
$$\frac{|836 \text{ BOPD} - 880 \text{ BOPD}|}{880 \text{ BOPD}} * 100 = 5\%$$

Gráfica 15. Curva Prosper IPR Pozo A-2 Sin Escamas Minerales.



Fuente. PROSPER (software), Modificada por los autores

Gráfica 16. Curva IPR Pozo A-2 Sin Escamas Minerales.



Fuente. Elaboración propia.

4.1.4 IPR sin daño por migración de finos. Es el segundo mecanismo más importante de daño para este pozo pues presenta un valor aproximado del 30% del daño total actual por lo que al removerlo se obtiene un nuevo valor de daño total de 32.264, lo cual genera un índice de productividad de 0.3063 con un AOF=754 BOPD tal como se muestra a continuación:

$$S_{TOTAL} = 46 - 13.735 = 32.264$$

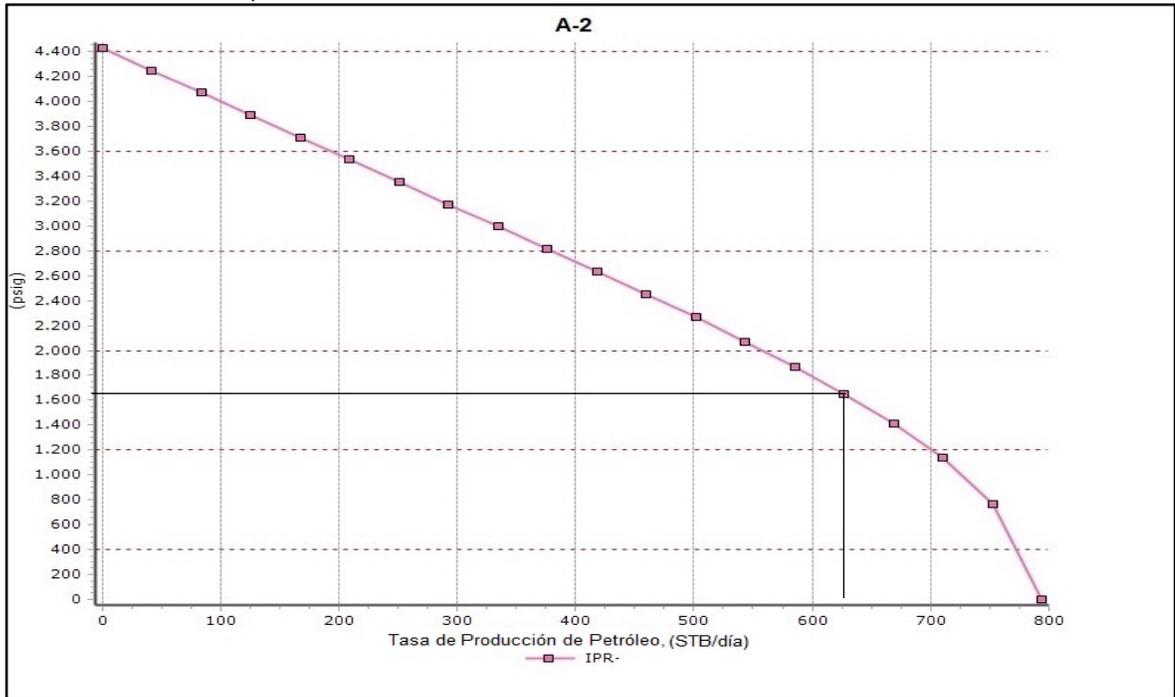
$$j = \frac{91 \text{ mD} * 87 \text{ ft}}{141.2 * 1.28 \frac{STB}{RB} * 3.6 C_p * \left(\ln \left(\frac{1300 \text{ ft}}{0.354 \text{ ft}} \right) - 0.75 + 32.264 \right)} = 0.3063$$

$$AOF = \frac{0.3063 * 4430 \text{ Psi}}{1.8} = 753.8 \text{ BOPD} \approx 754 \text{ BOPD}$$

PROSPER arroja un valor de AOF de 794 BOPD, lo cual genera un error absoluto del 5.03%.

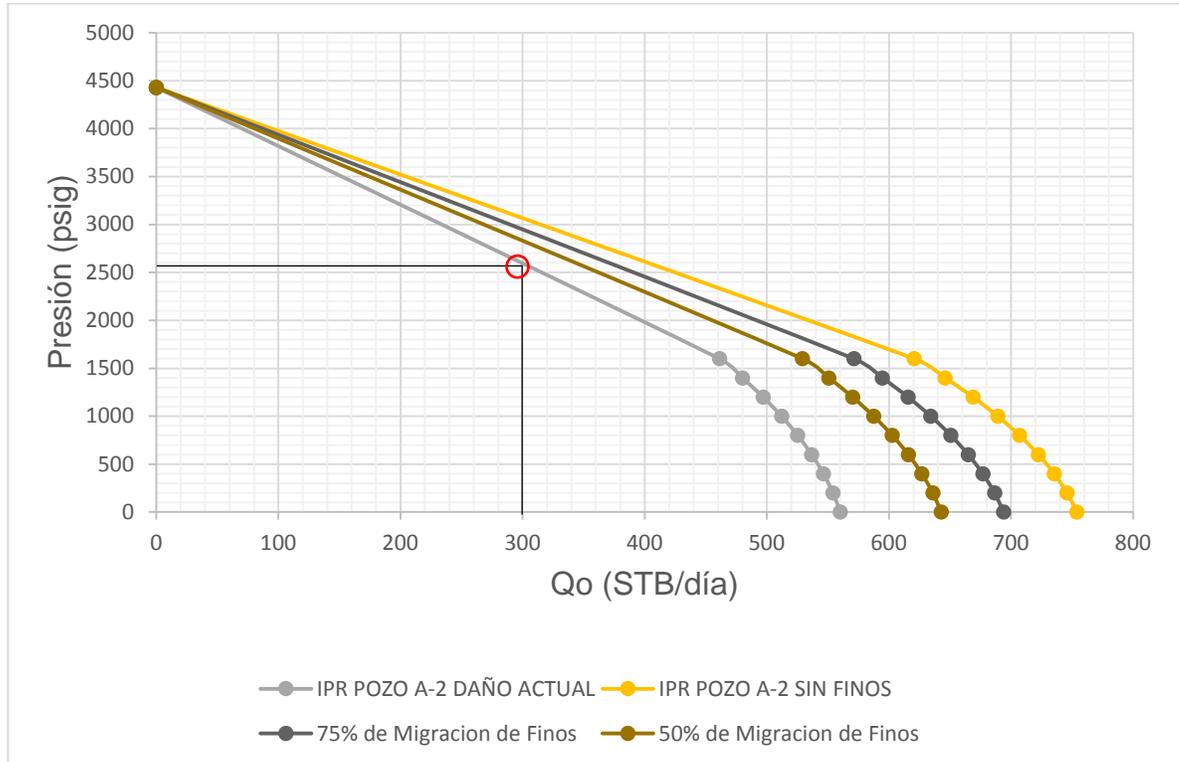
$$\frac{|754 \text{ BOPD} - 794 \text{ BOPD}|}{794 \text{ BOPD}} * 100 = 5.03\%$$

Gráfica 17. Curva Prosper IPR Pozo A-2 Sin Finos.



Fuente. PROSPER (software), Modificada por los autores.

Gráfica 18. Curva IPR Pozo A-2 Sin Finos.



Fuente. Elaboración propia.

4.1.5 IPR sin daño por escamas minerales y migración de finos. Entre estos dos mecanismos el porcentaje de daño representa aproximadamente el 68% del daño actual de pozo por lo que al removerlo se obtiene el valor más bajo posible de daño de formación total (14.609) para el cual la producción es la más alta (AOF=1357 BOPD) y a su vez el índice de productividad más alto (0.5513); se da el mejor escenario posible, el cual se relaciona a la remoción de ambos mecanismos como recuperación máxima de petróleo posible.

$$S_{TOTAL} = 46 - 17.654 - 13.735 = 14.609$$

$$j = \frac{91 \text{ mD} * 87 \text{ ft}}{141.2 * 1.28 \frac{STB}{RB} * 3.6 C_p * \left(\ln \left(\frac{1300 \text{ ft}}{0.354 \text{ ft}} \right) - 0.75 + 14.609 \right)} = 0.5513$$

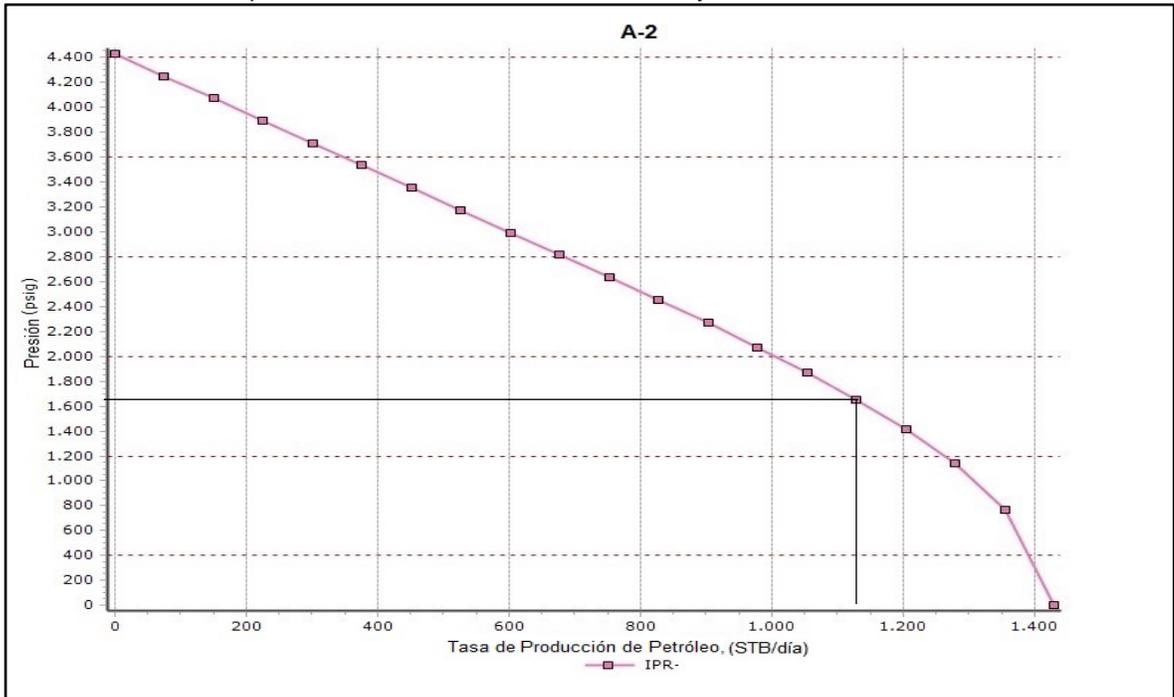
$$AOF = \frac{0.5513 * 4430 \text{ Psi}}{1.8} = 1356.99 \text{ BOPD} \approx 1357 \text{ BOPD}$$

PROSPER arroja un valor de AOF de 1429 BOPD, lo cual genera un error absoluto del 5.03%.

$$\frac{|1357 \text{ BOPD} - 1429 \text{ BOPD}|}{1429 \text{ BOPD}} * 100 = 5.03\%$$

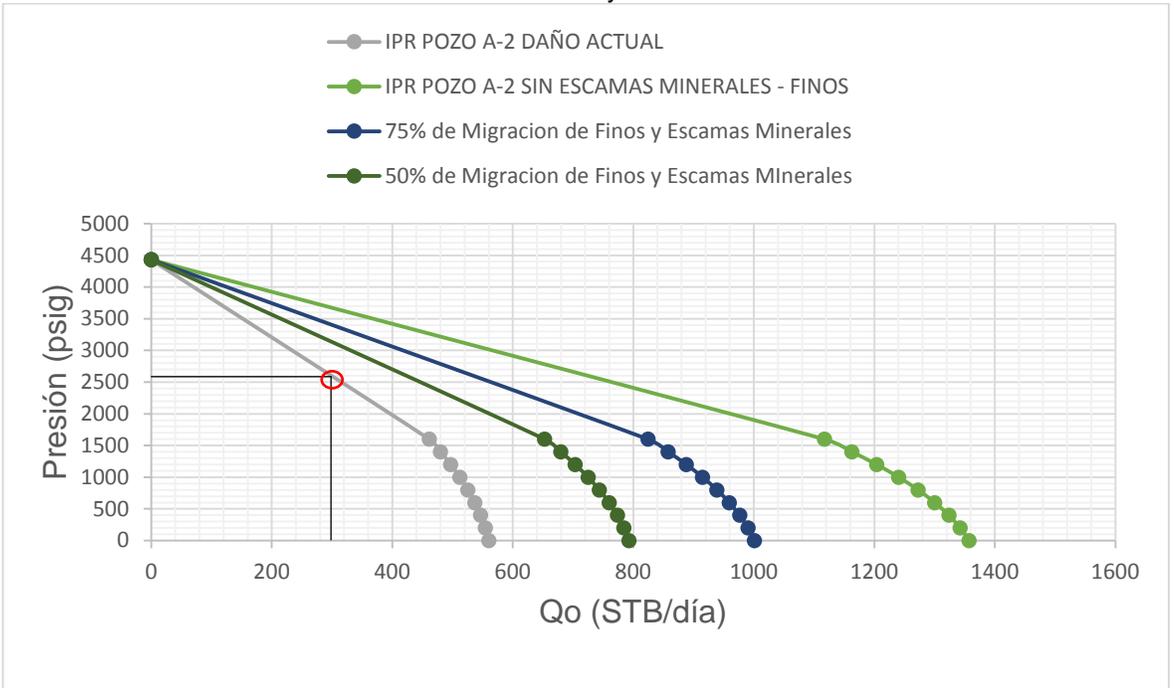
En conclusión, para este pozo se evidencia que nuestro modelo propuesto no está muy lejano a lo generado por el software PROSPER, ya que genera un error de tan solo el 5%, dato que no es despreciable debido a que estamos subestimando la producción esperada y no sobreestimando, es decir nos comprometemos a dar menos barriles que el software; y en caso de que genere más, será mucho mejor para la compañía.

Gráfica 19. Curva Prosper IPR Pozo A-2 Sin Escamas Minerales y Finos.



Fuente. PROSPER (software), Modificada por los autores.

Gráfica 20. Curva IPR Pozo A-2 Sin Escamas Minerales y Finos.



Fuente. Elaboración propia.

4.2 POZO A-4

Tabla 16. Datos Pozo A-4.

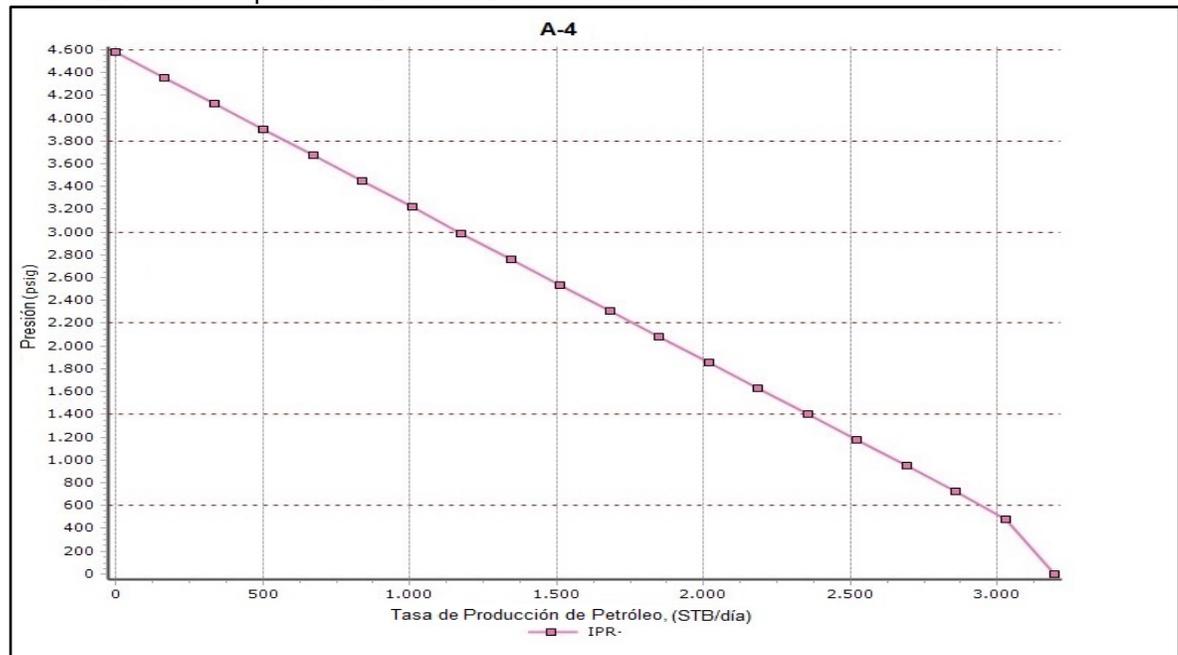
Pozo	A-4	
Presión de Yacimiento	4580	Psi
BSW	58	%
Permeabilidad	108	md
Espesor Neto	80	ft
Factor Volumétrico del Petróleo	1.28	STB/RB
Viscosidad del Petróleo	5.26	Cp
Radio de Drenaje	1383	ft
Radio del Pozo	0.354	ft

Fuente. ECOPETROL S.A, Estudio de Daño de Formación, 2017.

4.2.1 IPR sin daño de formación. En este escenario se contempla la remoción total de todos los tipos de daño de formación, por lo tanto sería el escenario ideal del pozo ya que cuantifica la máxima producción teórica posible que puede aportar el mismo. A continuación se muestra el cálculo de erro absoluto entre los caudales hallados en Prosper vs Macro.

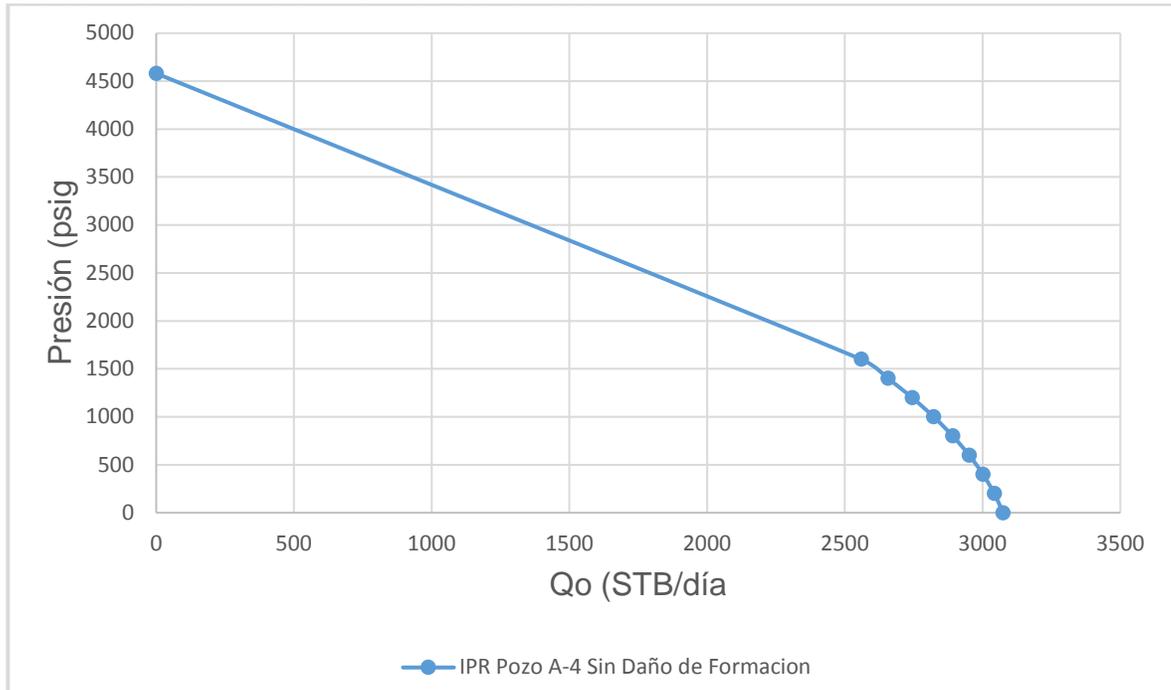
$$\frac{|3073 \text{ BOPD} - 3194 \text{ BOPD}|}{3194 \text{ BOPD}} * 100 = 3.78\%$$

Gráfica 21. Curva Prosper IPR Pozo A-4 Sin Daño de Formación.



Fuente. PROSPER (software), Modificada por los autores.

Gráfica 22. Curva IPR Pozo A-4 Sin Daño de Formación.

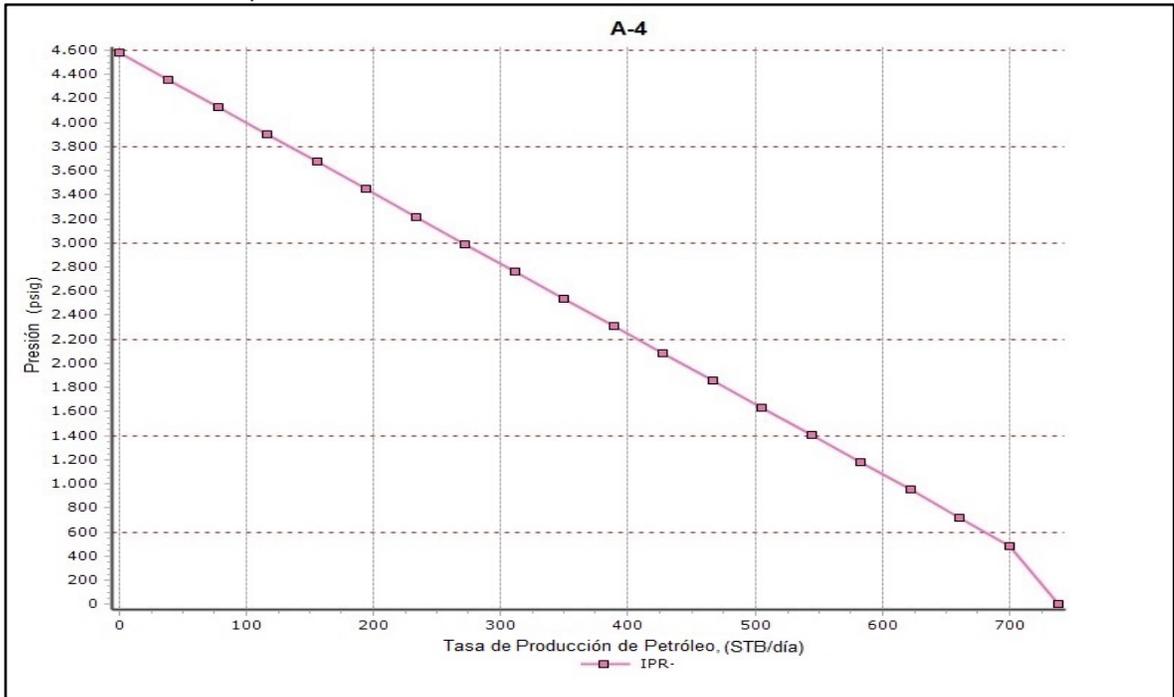


Fuente. Elaboración propia.

4.2.2 IPR daño actual (S=25). Este pozo presentó una presión inicial de 4580 psi entregando una producción de 711 BFPD según nuestro modelo de Excel (con el valor de daño actual, 25), que al compararlo con la curva realizada en PROSPER, se evidencia que existe una diferencia de 28 barriles respecto a nuestro modelo propuesto en Excel, esto quiere decir que nuestro escenario es un poco más pesimista que los planteados en el software, generando así para el daño actual un error absoluto aproximado del 3.7% en promedio, siendo un poco más ajustado que el pozo A-2 ya que es más cercano a 0, tal como se evidencia a continuación en la siguiente ecuación.

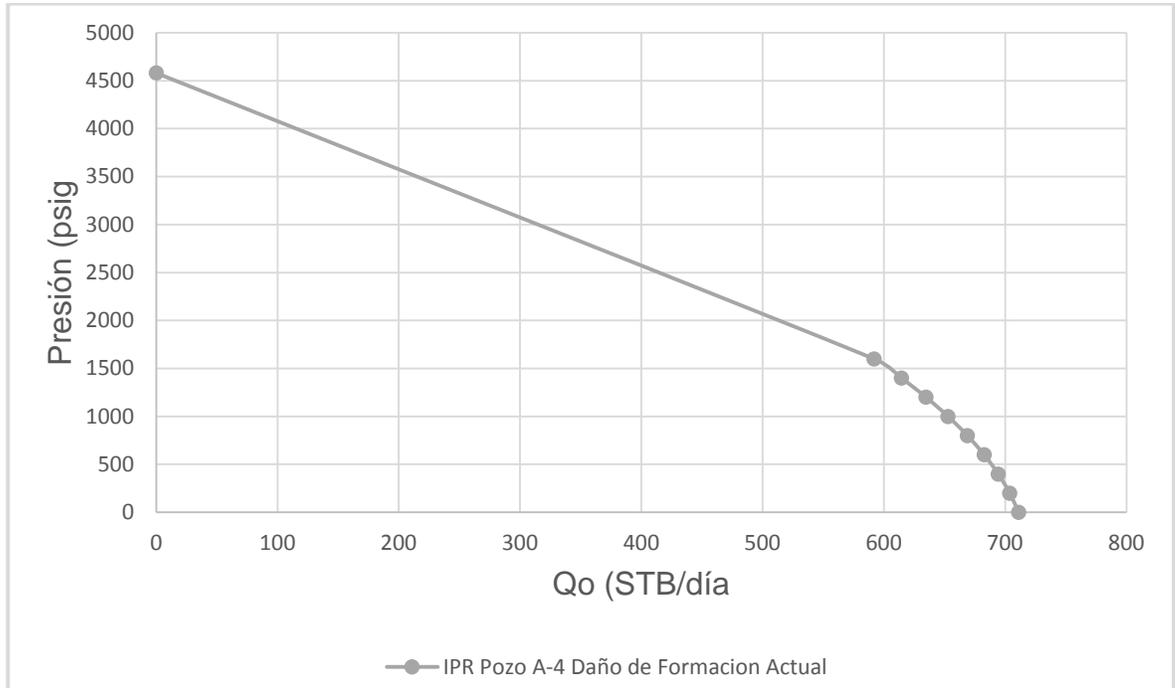
$$\frac{|711 \text{ BOPD} - 739 \text{ BOPD}|}{739 \text{ BOPD}} * 100 = 3.78\%$$

Gráfica 23. Curva Prosper IPR Pozo A-4 Daño de Formación Actual.



Fuente. PROSPER (software), Modificada por los autores.

Gráfica 24. Curva IPR Pozo A-4 Daño de Formación Actual.



Fuente. Elaboración propia.

Para los siguientes casos, en los cuales se plantea remover los dos mecanismos de daño de formación más representativos para este pozo se obtuvieron los siguientes resultados; partiendo desde el hecho que lo que más afecta al pozo A-4 son los daños de Escamas Minerales y daño de origen Inducido. Debido a que entre los dos, representan más de la mitad del daño total del pozo, lo cual al remediarlos se evidencia un incremento considerable en la producción de Petróleo

4.2.3 IPR sin daño por escamas minerales. Este mecanismo de daño representa aproximadamente el 37% del daño total actual del pozo por lo que al removerlo se obtiene un valor de daño total de 15.908, que al introducirlo en la ecuación de índice de productividad, obtenemos un valor de 0.3879 el cual nos da como resultado un AOF=987 BOPD tal como se muestra a continuación.

$$S_{TOTAL} = 25 - 9.092 = 15.908$$

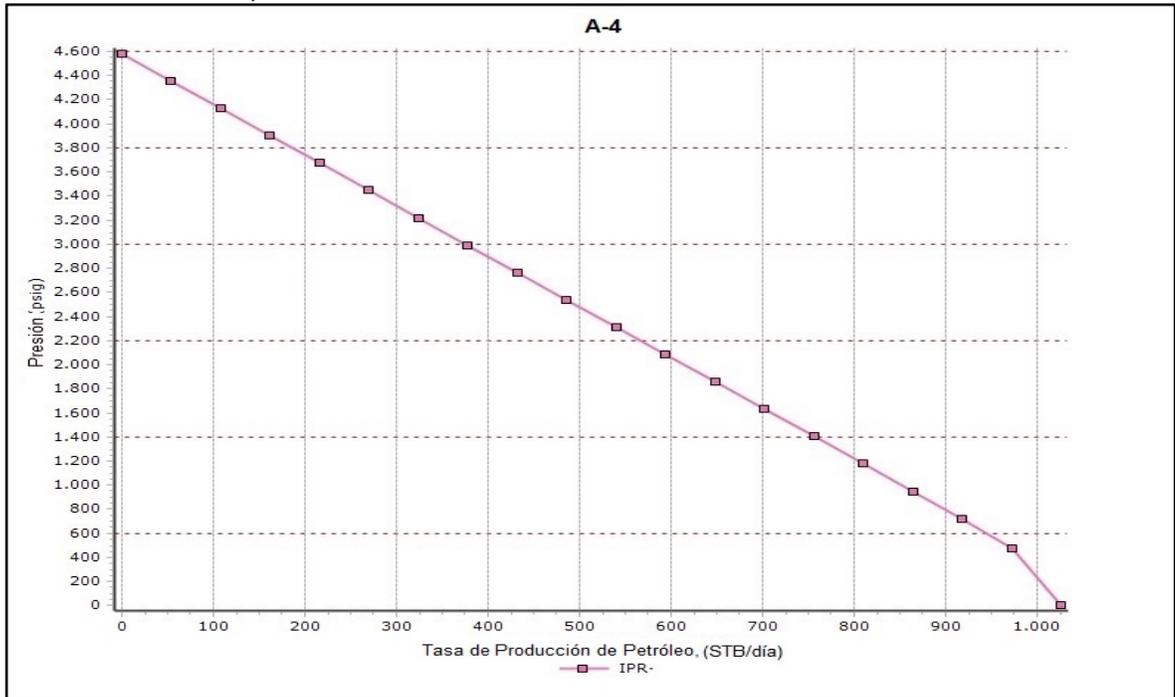
$$j = \frac{108 \text{ mD} * 80 \text{ ft}}{141.2 * 1.28 \frac{STB}{RB} * 5.26 C_p * \left(\ln \left(\frac{1383 \text{ ft}}{0.354 \text{ ft}} \right) - 0.75 + 15.908 \right)} = 0.3879$$

$$AOF = \frac{0.3879 * 4580 \text{ Psi}}{1.8} = 986.99 \text{ BOPD} \approx 987 \text{ BOPD}$$

En cuanto al valor del AOF arrojado por PROSPER, se obtuvo una diferencia de 38 barriles de fluido lo cual quiere decir que se mantiene la tendencia a 4% del error absoluto respecto a nuestro modelo siendo cada vez más preciso.

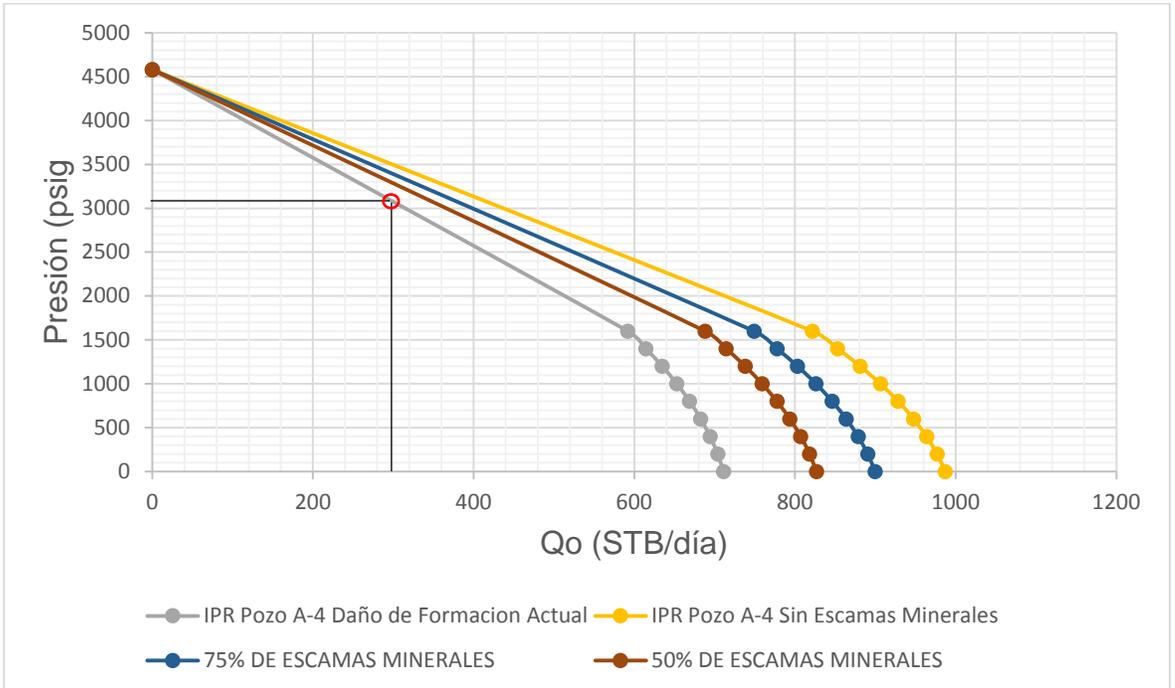
$$\frac{|987 \text{ BOPD} - 1025 \text{ BOPD}|}{1025 \text{ BOPD}} * 100 = 3.70\%$$

Gráfica 25. Curva Prosper IPR Pozo A-4 Sin Escamas Minerales.



Fuente. PROSPER (software), Modificada por los autores.

Gráfica 26. Curva IPR Pozo A-4 Sin Escamas Minerales.



Fuente. Elaboración propia.

4.2.4 IPR sin daño de origen inducido. Es el mecanismo que predomina en el daño total del pozo ya que representa el 40%, y por lo tanto al removerlo se obtiene un nuevo valor de daño total de 15, lo cual genera un índice de productividad de 0.4035 con un AOF=1027 BOPD tal como se muestra a continuación.

$$S_{TOTAL} = 25 - 10 = 15$$

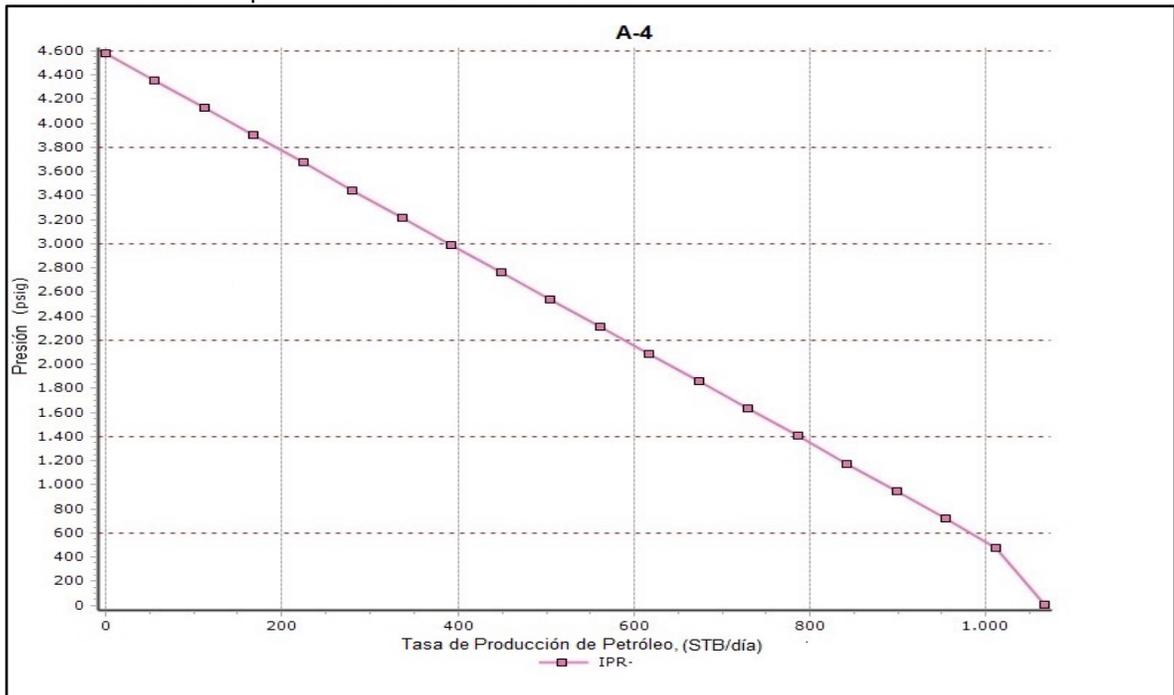
$$j = \frac{108 \text{ mD} * 80 \text{ ft}}{141.2 * 1.28 \frac{STB}{RB} * 5.26 C_p * \left(\ln \left(\frac{1383 \text{ ft}}{0.354 \text{ ft}} \right) - 0.75 + 15 \right)} = 0.4035$$

$$AOF = \frac{0.4035 * 4580 \text{ Psi}}{1.8} = 1026.83 \text{ BOPD} \approx 1027 \text{ BOPD}$$

PROSPER arroja un valor de AOF de 1066 BOPD, lo cual genera un error absoluto del 3.65%.

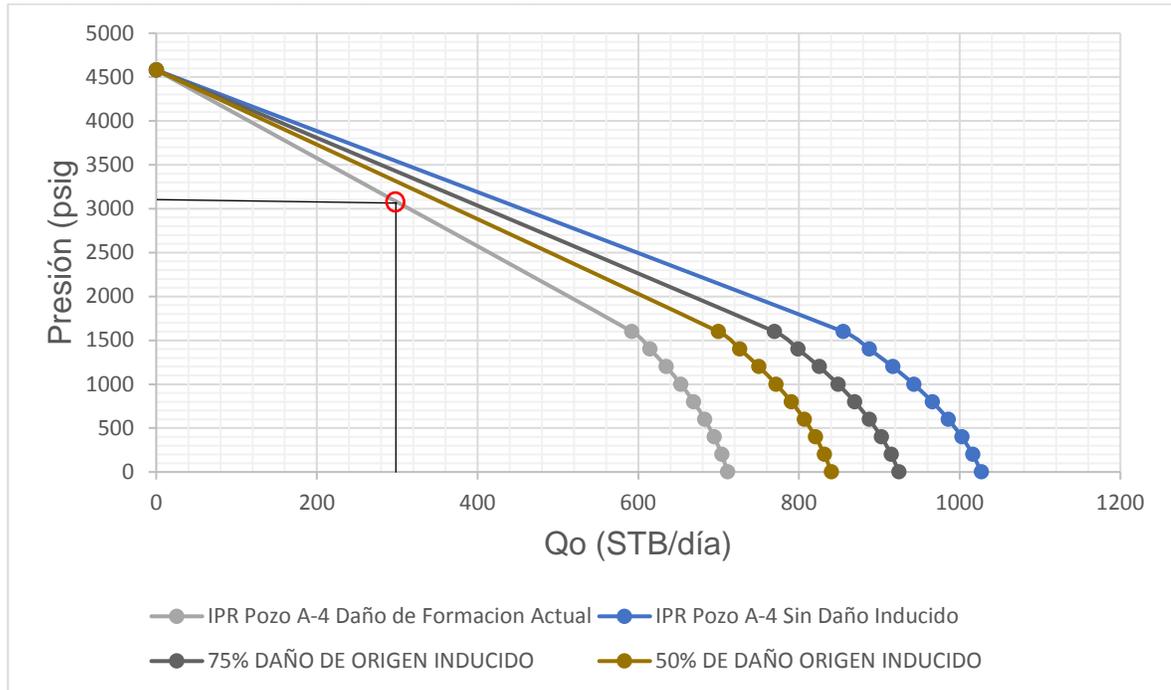
$$\frac{|1027 \text{ BOPD} - 1066 \text{ BOPD}|}{1066 \text{ BOPD}} * 100 = 3.65\%$$

Gráfica 27. Curva Prosper IPR Pozo A-4 Sin Daño Inducido.



Fuente. PROSPER (software), Modificada por los autores.

Gráfica 28. Curva IPR Pozo A-4 Sin Daño Inducido.



Fuente. Elaboración propia.

4.2.5 IPR sin daño por escamas minerales y origen inducido. Entre los dos mecanismos representan el 76% del daño actual del pozo por lo que al removerse, se obtiene el valor más bajo posible de daño de formación total (5.908) para el cual la producción es la más alta (AOF=1722 BOPD) y a su vez el índice de productividad más alto (0.6768); se da el mejor escenario posible, el cual se relaciona a la remoción de ambos mecanismos como recuperación máxima de petróleo posible.

$$S_{TOTAL} = 25 - 10 - 9.092 = 5.908$$

$$j = \frac{108 \text{ mD} * 80 \text{ ft}}{141.2 * 1.28 \frac{STB}{RB} * 5.26 C_p * \left(\ln \left(\frac{1383 \text{ ft}}{0.354 \text{ ft}} \right) - 0.75 + 5.908 \right)} = 0.6768$$

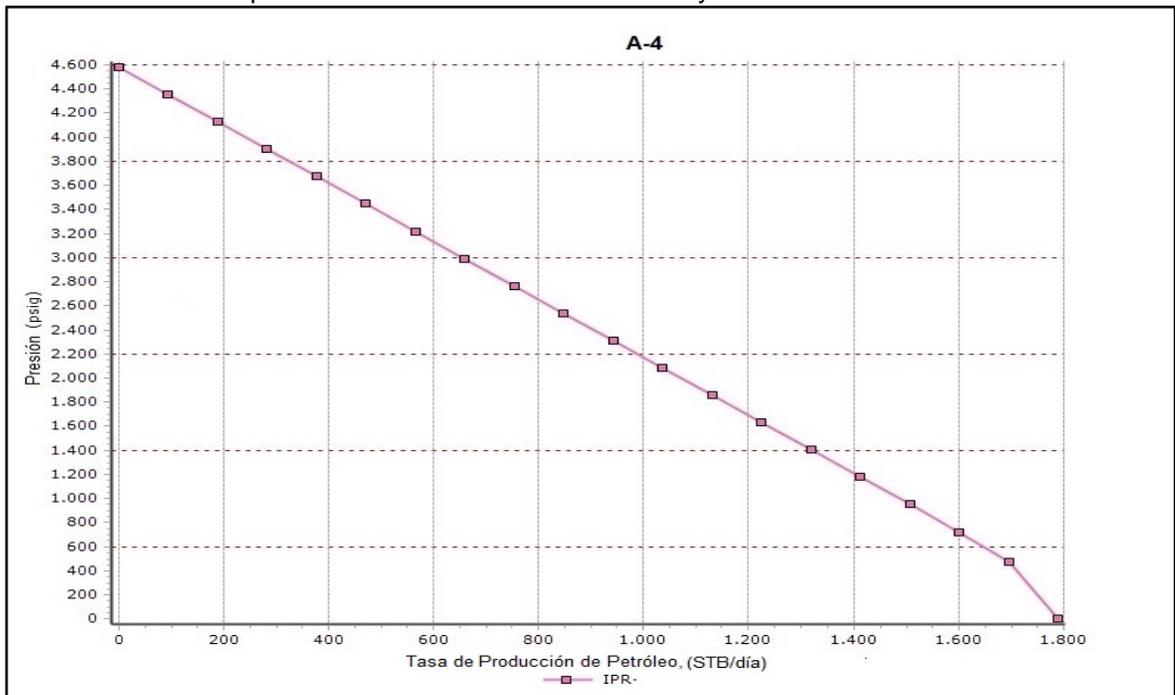
$$AOF = \frac{0.6768 * 4580 \text{ Psi}}{1.8} = 1722.13 \text{ BOPD} \approx 1722 \text{ BOPD}$$

PROSPER arroja un valor de AOF de 1790 BOPD, lo cual genera un error absoluto del 3.79%.

$$\frac{|1722 \text{ BOPD} - 1790 \text{ BOPD}|}{1790 \text{ BOPD}} * 100 = 3.79\%$$

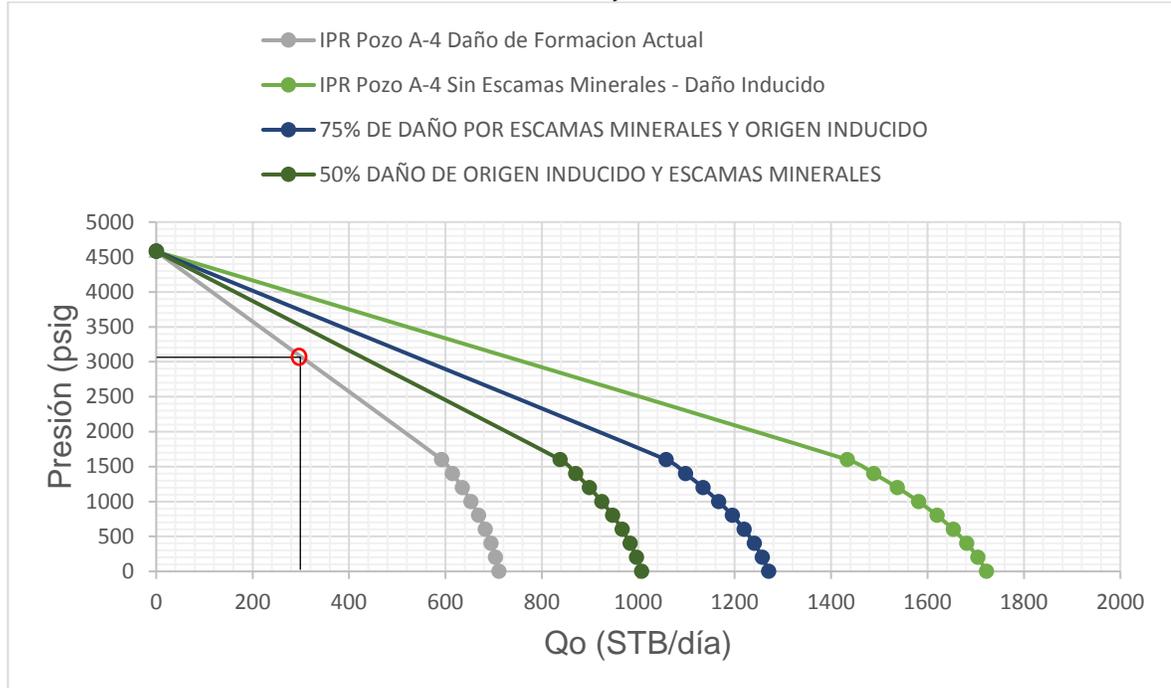
En conclusión, para este pozo al igual que el anterior, se evidencia que nuestro modelo propuesto no está muy lejano a lo generado por el software PROSPER, ya que genera un error de tan solo el 3.7%, dato que no es despreciable debido a que estamos subestimando la producción esperada y no sobreestimando, es decir nos comprometemos a dar menos barriles que el software; y en caso de que genere más, será mucho mejor para la compañía. Sin embargo cabe notar que presenta una alta viscosidad por lo que se concluye que será un poco más difícil recuperar mayor cantidad de petróleo que el pozo A-2 a largo plazo

Gráfica 29. Curva Prosper IPR Pozo A-4 Sin Escamas Minerales y Daño Inducido.



Fuente. PROSPER (software), Modificada por los autores.

Gráfica 30. Curva IPR Pozo A-4 Sin Escamas Minerales y Daño Inducido.



Fuente. Elaboración propia.

4.3 POZO A-5

Tabla 17. Datos Pozo A-5.

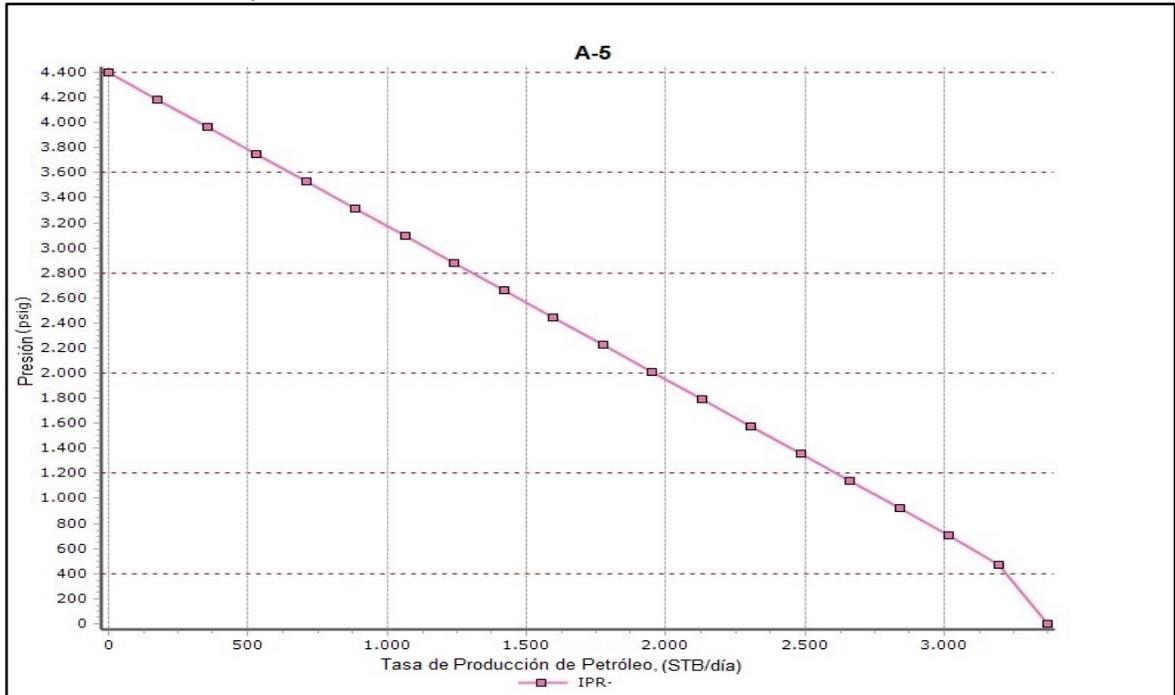
Pozo	A-5	
Presión de Yacimiento	4400	Psi
BSW	55	%
Permeabilidad	160	md
Espesor Neto	60	ft
Factor Volumétrico del Petróleo	1.28	STB/RB
Viscosidad del Petróleo	5.24	Cp
Radio de Drenaje	1558	ft
Radio del Pozo	0.354	ft

Fuente. ECOPEPETROL S.A, Estudio de Daño de Formación, 2017.

4.3.1 IPR sin daño de formación. En este escenario se contempla la remoción total de todos los tipos de daño de formación, por lo tanto sería el escenario ideal del pozo ya que cuantifica la máxima producción teórica posible que puede aportar el mismo. A continuación se muestra el cálculo de erro absoluto entre los caudales hallados en Prosper vs Macro.

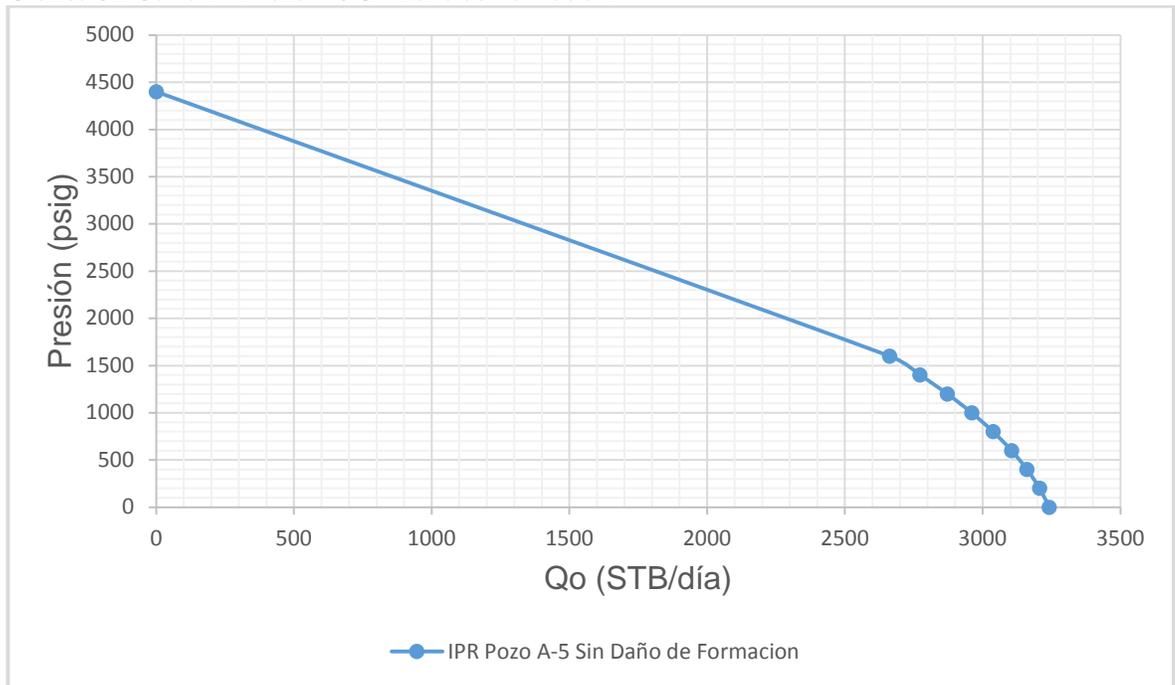
$$\frac{|3241 \text{ BOPD} - 3370 \text{ BOPD}|}{3310 \text{ BOPD}} * 100 = 3.82\%$$

Gráfica 31. Curva Prosper IPR Pozo A-5 Sin Daño de Formación.



Fuente. PROSPER (software), Modificada por los autores.

Gráfica 32. Curva IPR Pozo A-5 Sin Daño de Formación.

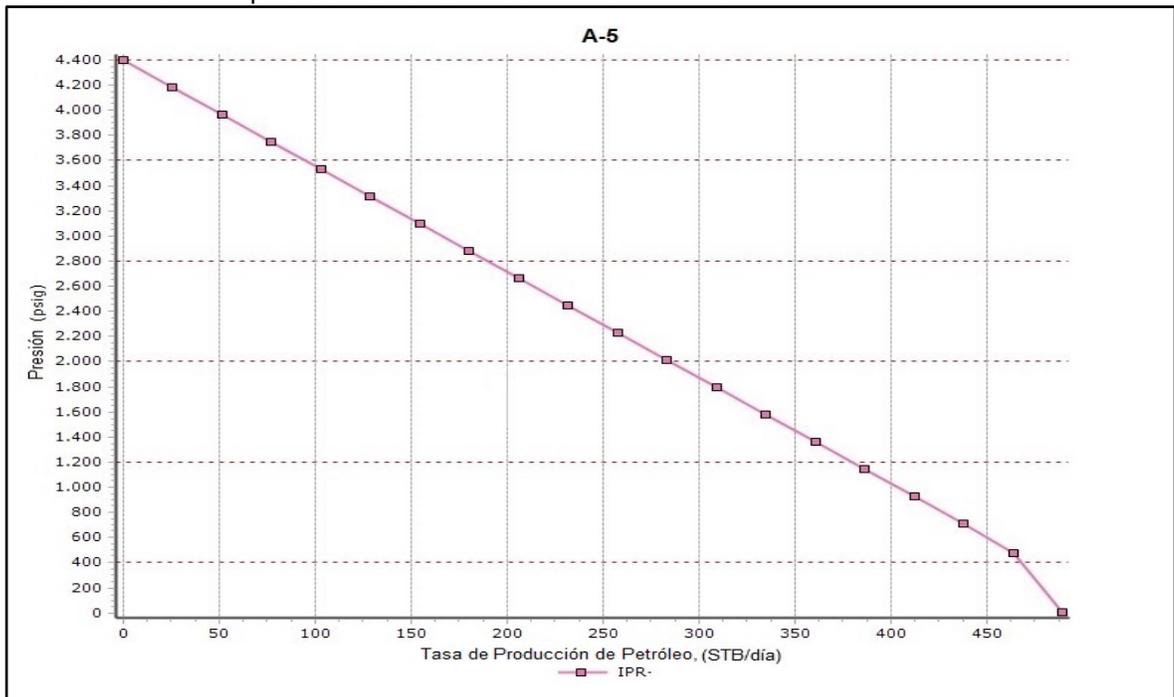


4.3.1Fuente. Elaboración propia.

4.3.2 IPR daño actual (s=45). Este pozo presentó una presión inicial de 4400 psi entregando una producción de 471 BOPD según nuestro modelo de Excel (con el valor de daño actual, 45) que al compararlo con la curva realizada en PROSPER, se evidencia que existe una diferencia de 18 barriles respecto a nuestro modelo propuesto en Excel, esto quiere decir que nuestro escenario es un poco más ajustado que los planteados en el software generando así para el daño actual, un error absoluto aproximado del 3.68% tal como se evidencia a continuación.

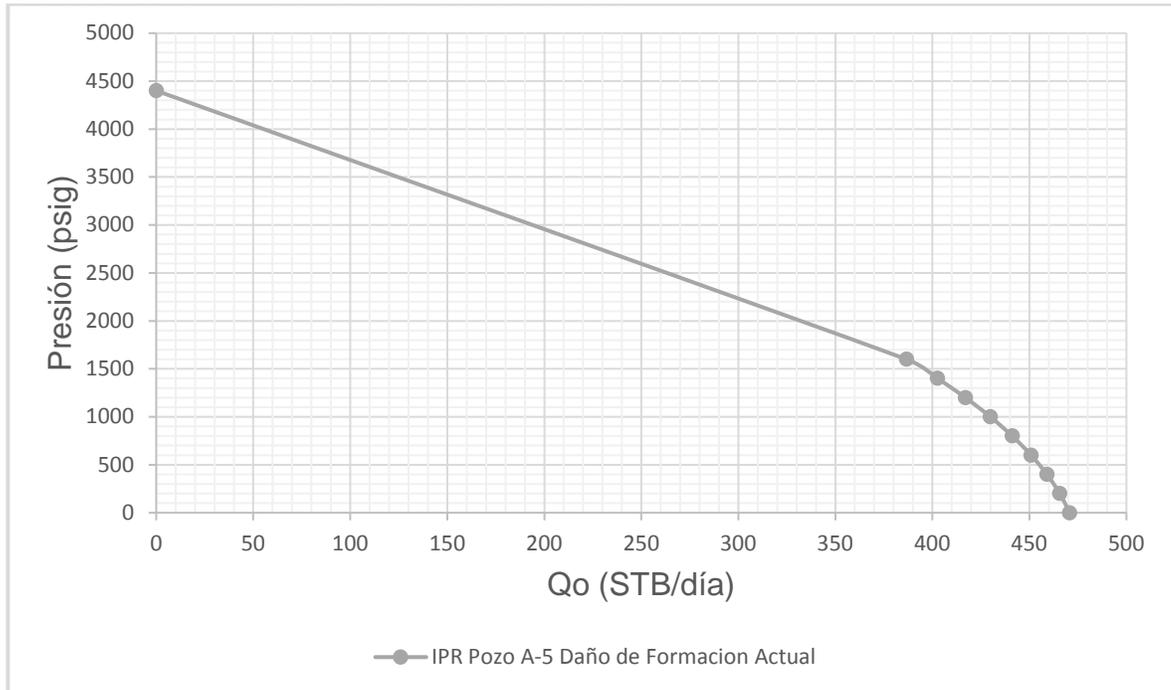
$$\frac{|471 \text{ BOPD} - 489 \text{ BOPD}|}{489 \text{ BOPD}} * 100 = 3.68\%$$

Gráfica 33. Curva Prosper IPR Pozo A-5 Daño Actual de Formación.



Fuente. PROSPER (software), Modificada por los autores.

Gráfica 34. Curva IPR Pozo A-5 Daño Actual de Formación.



Fuente. Elaboración propia.

Para el siguiente caso, en los cuales se plantea remover los dos mecanismos de daño de formación más representativos para este pozo se obtuvieron los siguientes resultados; partiendo desde el hecho que lo que más afecta al pozo A-5 son los daños de Escamas Minerales y las Escamas Orgánicas. Debido a que entre los dos, representan más de la mitad del daño total del pozo, lo cual al remediarlos se evidencia un incremento considerable en la producción de Petróleo tal como se muestra en las gráficas.

4.3.3 IPR sin daño por escamas minerales. Representa un 26% del daño actual por lo cual al removerlo se obtiene un valor de daño total de 33.3495 que, al introducirlo en la ecuación de índice de productividad, obtenemos un valor de 0.2473 el cual nos da como resultado un AOF=605 BOPD tal como se muestra a continuación.

$$S_{TOTAL} = 45 - 11.6505 = 33.3495$$

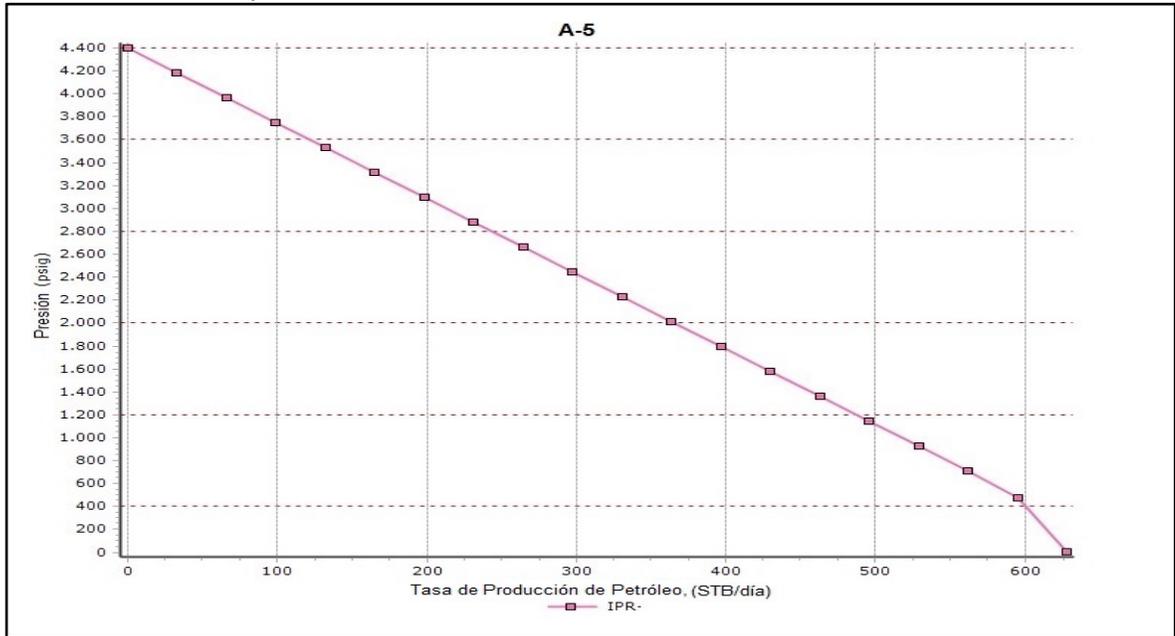
$$j = \frac{160 \text{ mD} * 60 \text{ ft}}{141.2 * 1.28 \frac{STB}{RB} * 5.24 C_p * \left(\ln \left(\frac{1558 \text{ ft}}{0.354 \text{ ft}} \right) - 0.75 + 33.3495 \right)} = 0.2473$$

$$AOF = \frac{0.2473 * 4400 \text{ Psi}}{1.8} = 604.51 \text{ BOPD} \approx 605 \text{ BOPD}$$

PROSPER arroja un valor de AOF de 628 BOPD, lo cual genera un error absoluto del 3.66%.

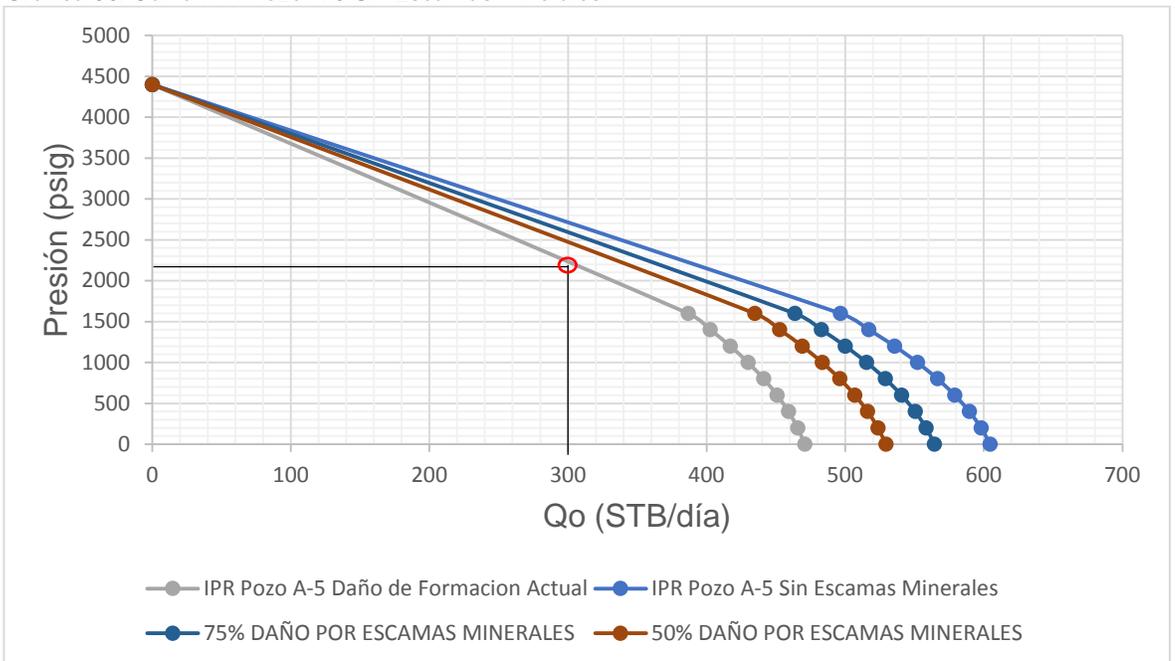
$$\frac{|605 \text{ BOPD} - 628 \text{ BOPD}|}{628 \text{ BOPD}} * 100 = 3.66\%$$

Gráfica 35. Curva Prosper IPR Pozo A-5 Sin Escamas Minerales.



Fuente. PROSPER (software), Modificada por los autores.

Gráfica 36. Curva IPR Pozo A-5 Sin Escamas Minerales.



Fuente. Elaboración propia.

4.3.4 IPR sin daño por escamas orgánicas. Representa un 24% del daño actual por lo cual al removerlo se obtiene un valor de daño total de 34.4115 que al introducirlo en la ecuación de índice de productividad, obtenemos un valor de 0.2410 el cual nos da como resultado un AOF=589 BOPD tal como se muestra a continuación.

$$S_{TOTAL} = 45 - 10.5885 = 34.4115$$

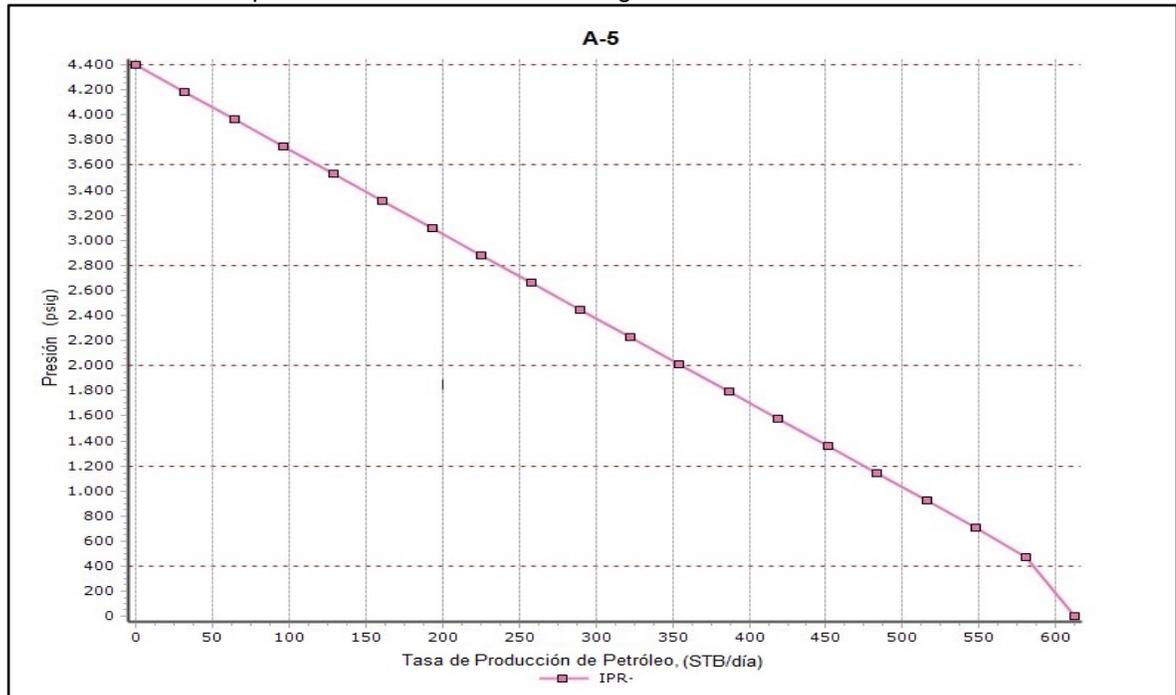
$$j = \frac{160 \text{ mD} * 60 \text{ ft}}{141.2 * 1.28 \frac{STB}{RB} * 5.24 C_p * \left(\ln \left(\frac{1558 \text{ ft}}{0.354 \text{ ft}} \right) - 0.75 + 34.4115 \right)} = 0.2410$$

$$AOF = \frac{0.2410 * 4400 \text{ Psi}}{1.8} = 589.11 \text{ BOPD} \approx 589 \text{ BOPD}$$

PROSPER arroja un valor de AOF de 612 BOPD, lo cual genera un error absoluto del 3.75%.

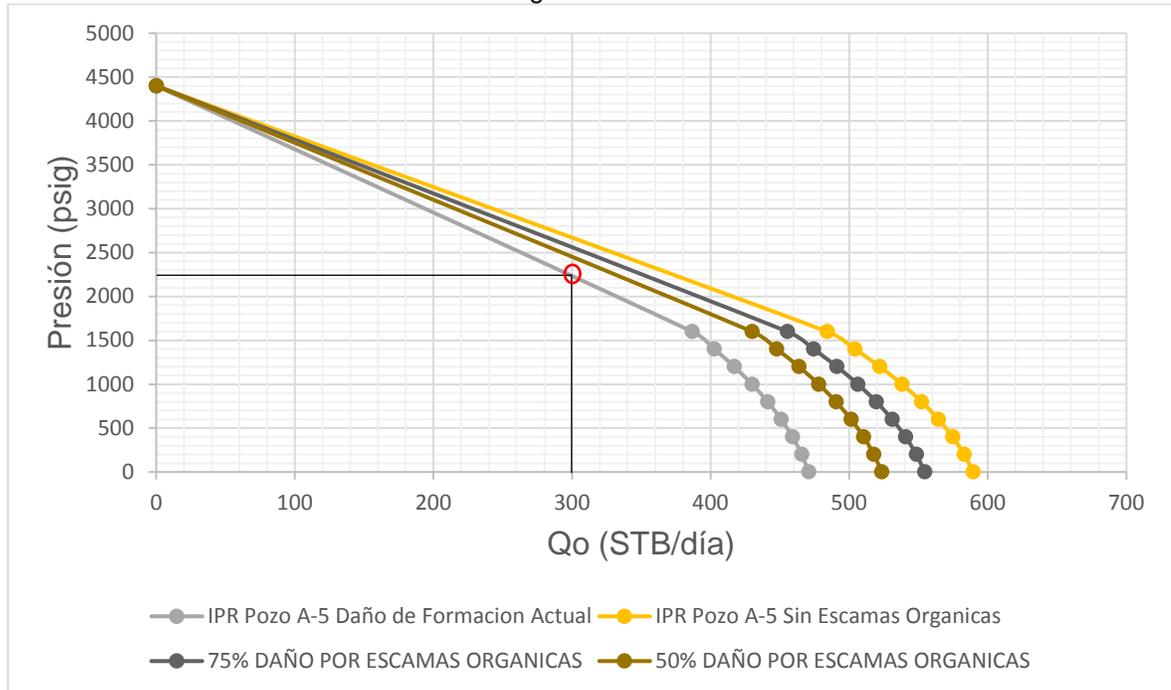
$$\frac{|589 \text{ BOPD} - 612 \text{ BOPD}|}{612 \text{ BOPD}} * 100 = 3.75\%$$

Gráfica 37. Curva Prosper IPR Pozo A-5 Sin Escamas Orgánicas.



Fuente. PROSPER (software), Modificada por los autores.

Gráfica 38. Curva IPR Pozo A-5 Sin Escamas Orgánicas.



Fuente. Elaboración propia.

4.3.5 IPR sin daño por escamas minerales y orgánicas. Representan casi el 50% del daño actual del pozo por lo que se obtiene el valor más bajo posible de daño de formación total (22.761) para el cual la producción es la más alta (AOF=815 BOPD) y a su vez el índice de productividad más alto (0.3334) se da el mejor escenario posible, el cual se relaciona a la remoción de ambos mecanismos como recuperación máxima de petróleo posible en este caso de estudio.

$$S_{TOTAL} = 45 - 10.5885 - 11.6505 = 22.761$$

$$j = \frac{160 \text{ mD} * 60 \text{ ft}}{141.2 * 1.28 \frac{STB}{RB} * 5.24 C_p * \left(\ln \left(\frac{1558 \text{ ft}}{0.354 \text{ ft}} \right) - 0.75 + 22.761 \right)} = 0.3334$$

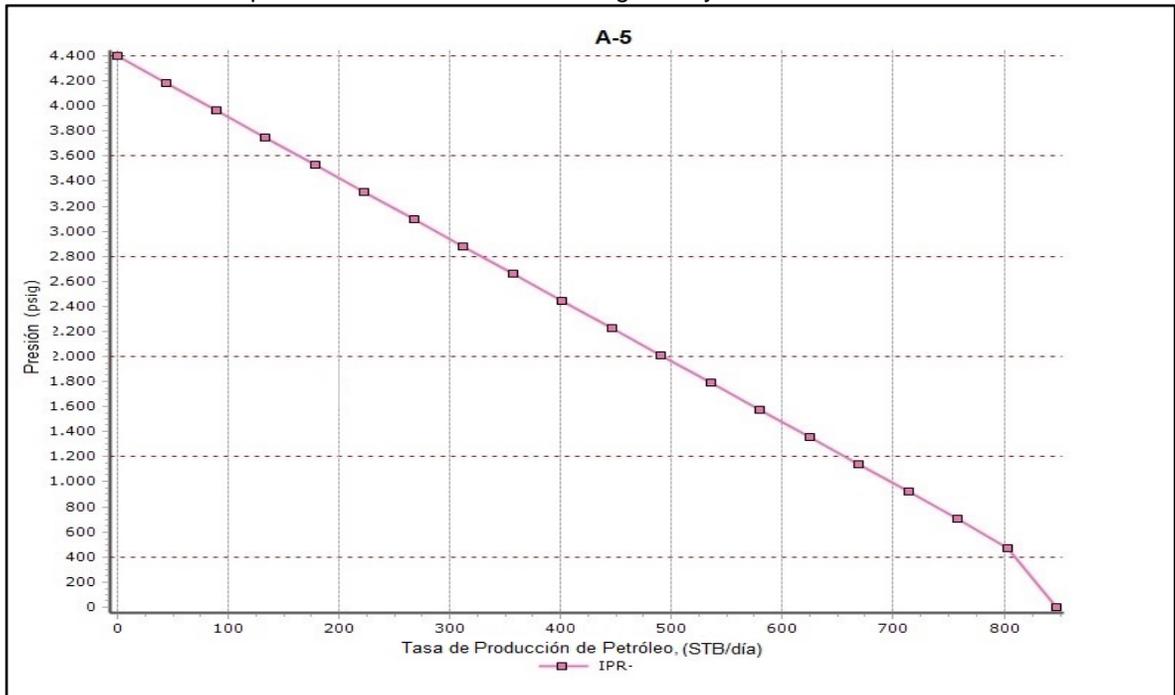
$$AOF = \frac{0.3334 * 4400 \text{ Psi}}{1.8} = 814.97 \text{ BOPD} \approx 815 \text{ BOPD}$$

PROSPER arroja un valor de AOF de 847 BOPD, lo cual genera un error absoluto del 3.77%.

$$\frac{|815 \text{ BOPD} - 847 \text{ BOPD}|}{847 \text{ BOPD}} * 100 = 3.77\%$$

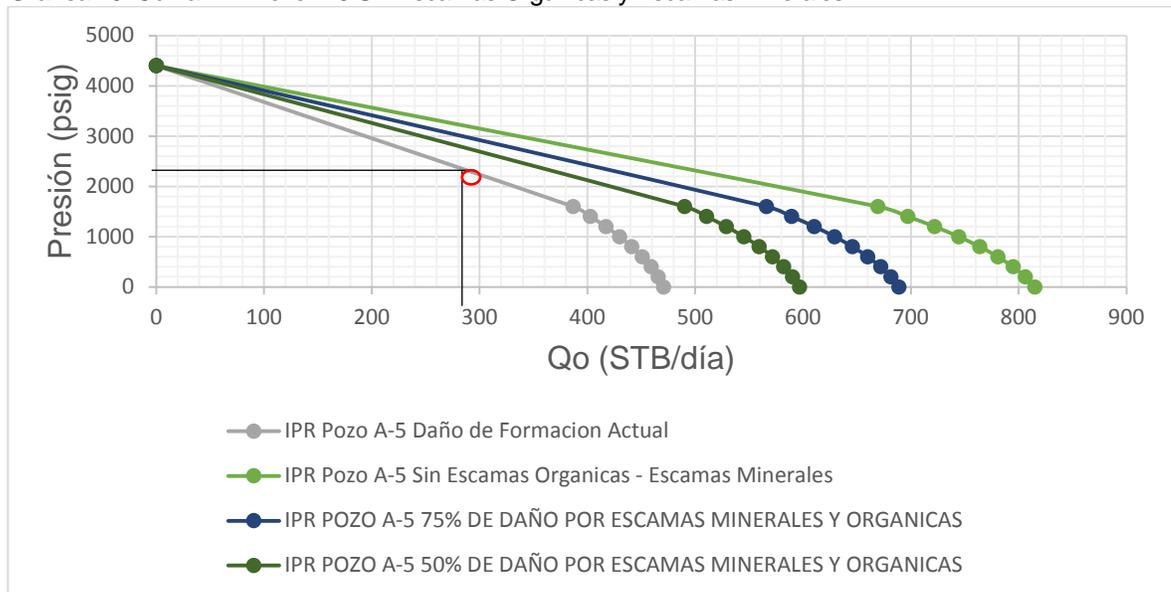
En conclusión, este pozo presenta una alta viscosidad y alto valor de daño, por lo cual se dificultará el incremento de la producción a largo plazo. En cuanto a nuestro modelo, se sigue evidenciando una tendencia a un error absoluto menor al 5% respecto al software PROSPER por lo que se hace viable usarlo.

Gráfica 39. Curva Prosper IPR Pozo A-5 Sin Escamas Orgánicas y Escamas Minerales.



Fuente. PROSPER (software), Modificada por los autores.

Gráfica 40. Curva IPR Pozo A-5 Sin Escamas Orgánicas y Escamas Minerales



Fuente. Elaboración propia.

4.4 POZO A-6

Tabla 18. Datos Pozo A-6.

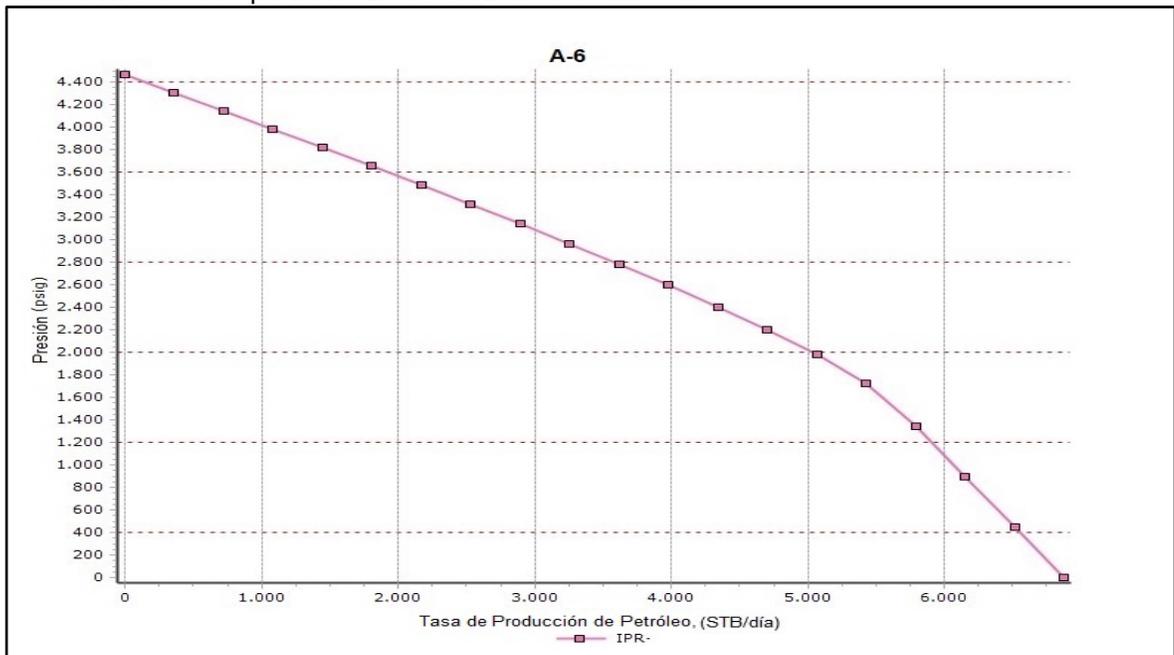
Pozo	A-5	
Presión de Yacimiento	4400	Psi
BSW	55	%
Permeabilidad	160	md
Espesor Neto	60	ft
Factor Volumétrico del Petróleo	1.28	STB/RB
Viscosidad del Petróleo	5.24	Cp
Radio de Drenaje	1558	ft
Radio del Pozo	0.354	ft

Fuente. ECOPETROL S.A, Estudio de Daño de Formación, 2017.

4.4.1 IPR sin daño de formación. En este escenario se contempla la remoción total de todos los tipos de daño de formación, por lo tanto sería el escenario ideal del pozo ya que cuantifica la máxima producción teórica posible que puede aportar el mismo. A continuación se muestra el cálculo de erro absoluto entre los caudales hallados en Prosper vs Macro.

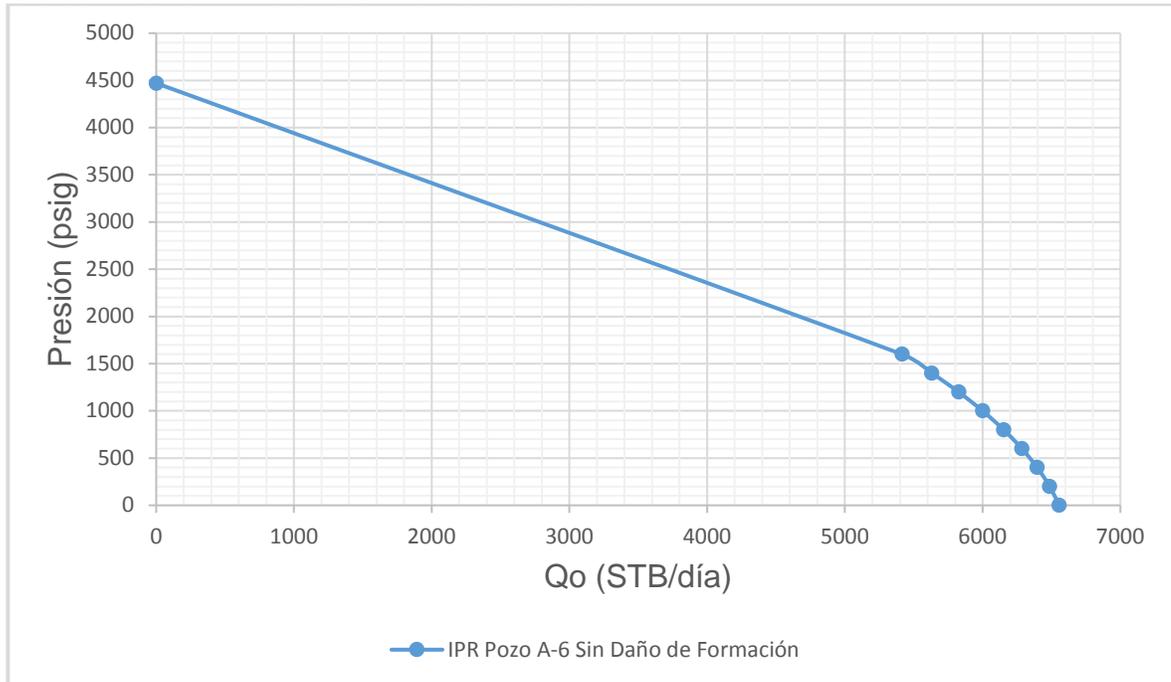
$$\frac{|6511 \text{ BOPD} - 6870 \text{ BOPD}|}{6870 \text{ BOPD}} * 100 = 5.22\%$$

Gráfica 41. Curva Prosper IPR Pozo A-6 Sin Daño de Formación.



Fuente. PROSPER (software), Modificada por los autores.

Gráfica 42. Curva IPR Pozo A-6 Sin Daño de Formación.

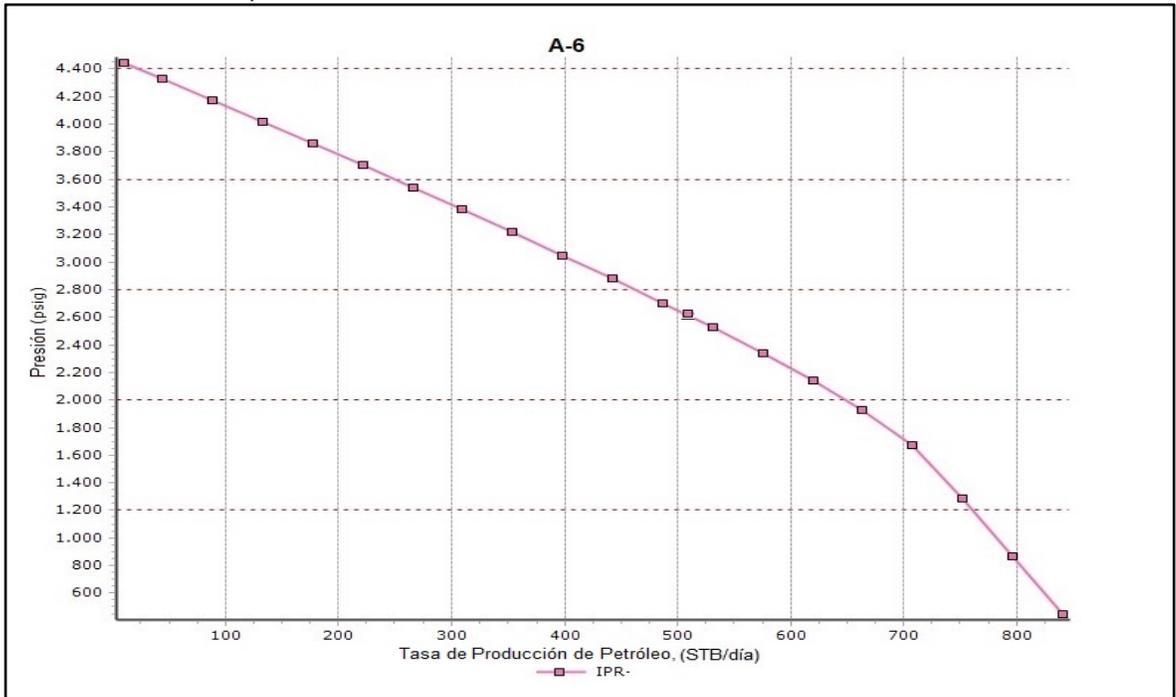


Fuente. Elaboración propia.

4.4.2 IPR daño actual (s=48). Este pozo presentó una presión inicial de 4400 psi entregando una producción de 471 BOPD según nuestro modelo de Excel (con el valor de daño actual, 45) que al compararlo con la curva realizada en PROSPER, se evidencia que existe una diferencia de 18 barriles respecto a nuestro modelo propuesto en Excel, esto quiere decir que nuestro escenario es un poco más ajustado que los planteados en el software generando así para el daño actual, un error absoluto aproximado del 3.68% tal como se evidencia a continuación.

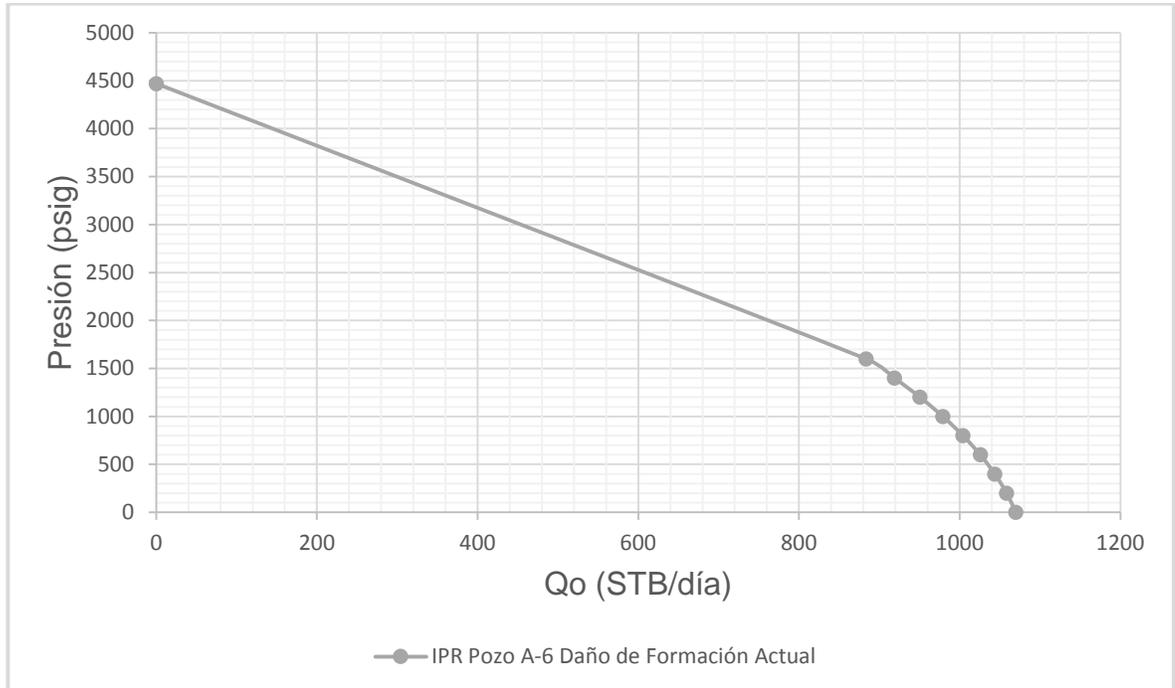
$$\frac{|471 \text{ BOPD} - 489 \text{ BOPD}|}{489 \text{ BOPD}} * 100 = 3.68\%$$

Gráfica 43. Curva Prosper IPR Pozo A-6 Daño Actual de Formación.



Fuente. PROSPER (software), Modificada por los autores.

Gráfica 44. Curva IPR Pozo A-6 Daño Actual de Formación.



Fuente. Elaboración propia.

Para el siguiente caso, en los cuales se plantea remover los dos mecanismos de daño de formación más representativos para este pozo se obtuvieron los siguientes resultados; partiendo desde el hecho que lo que más afecta al pozo A-6 son los daños de Escamas Minerales, Escamas Orgánicas y de origen Inducido. Debido a que entre los dos, representan más de la mitad del daño total del pozo, lo cual al remediarlos se evidencia un incremento considerable en la producción de Petróleo tal como se muestra en las gráficas.

4.4.3 IPR sin daño de origen inducido. Representa aproximadamente el 24% del daño actual, al removerlo se obtiene un valor de daño nuevo de 28.2162 que al introducirlo en la ecuación del índice de productividad, obtenemos un valor de 0.5339 el cual nos genera un AOF de 1326 BOPD tal como se muestra a continuación

$$S_{TOTAL} = 37 - 8.7838 = 28.2162$$

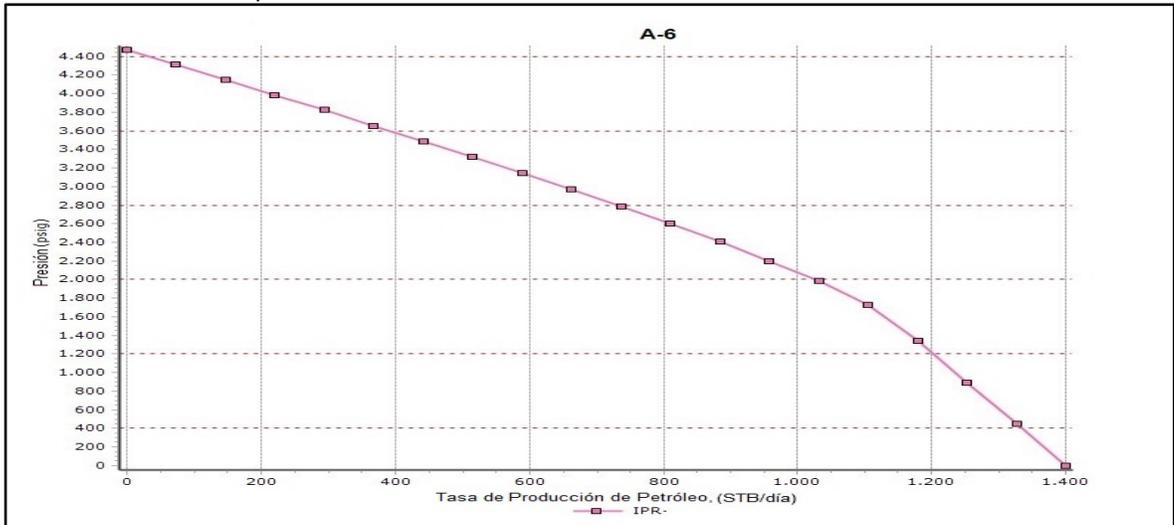
$$j = \frac{127 \text{ mD} * 103 \text{ ft}}{141.2 * 1.28 \frac{STB}{RB} * 3.826 C_p * \left(\ln \left(\frac{1019 \text{ ft}}{0.354 \text{ ft}} \right) - 0.75 + 28.2162 \right)} = 0.5339$$

$$AOF = \frac{0.5339 * 4470 \text{ Psi}}{1.8} = 1325.85 \text{ BOPD} \approx 1326 \text{ BOPD}$$

PROSPER arroja un valor de AOF de 1400 BOPD, lo cual genera un error absoluto del 5.28%.

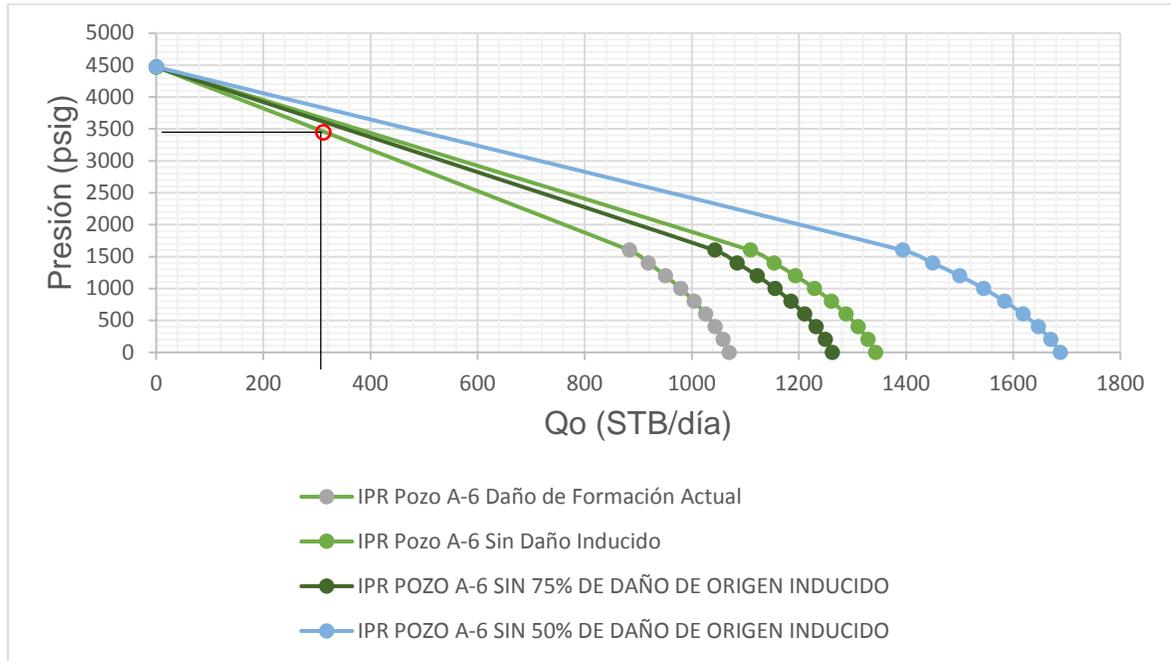
$$\frac{|1326 \text{ BOPD} - 1400 \text{ BOPD}|}{1400 \text{ BOPD}} * 100 = 5.28\%$$

Gráfica 45 . Curva Prosper IPR Pozo A-6 Sin Daño Inducido.



Fuente. PROSPER (software), Modificada por los autores.

Gráfica 46. Curva IPR Pozo A-6 Sin Daño Inducido.



Fuente. Elaboración propia.

4.4.4 IPR sin daño por escamas minerales. Representa alrededor del 39% del daño total actual por lo cual al removerlo se obtiene un valor de daño total de 22.4035 que al introducirlo en la ecuación de índice de productividad, obtenemos un valor de 0.6386, un valor alto el cual nos da como resultado un AOF=1586 BOPD tal como se muestra a continuación.

$$S_{TOTAL} = 37 - 14.5965 = 22.4035$$

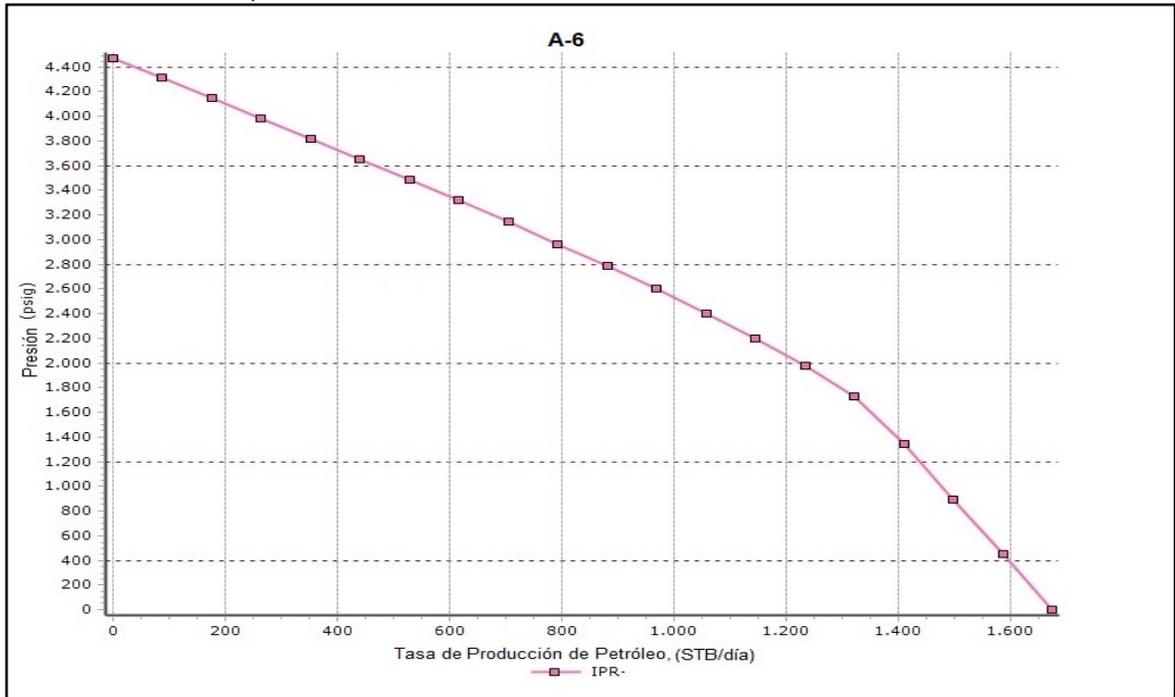
$$j = \frac{127 \text{ mD} * 103 \text{ ft}}{141.2 * 1.28 \frac{STB}{RB} * 3.826 C_p * \left(\ln \left(\frac{1019 \text{ ft}}{0.354 \text{ ft}} \right) - 0.75 + 22.4035 \right)} = 0.6386$$

$$AOF = \frac{0.6386 * 4470 \text{ Psi}}{1.8} = 1585.85 \text{ BOPD} \approx 1586 \text{ BOPD}$$

PROSPER arroja un valor de AOF de 1673 BOPD, lo cual genera un error absoluto del 5.2%.

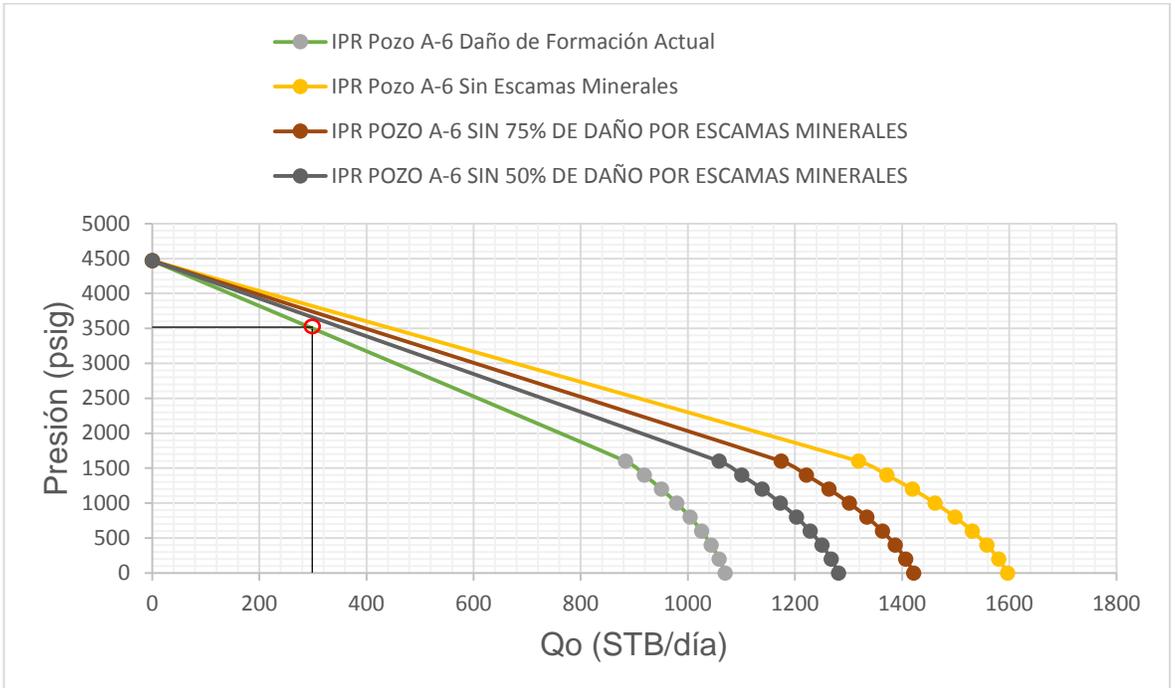
$$\frac{|1586 \text{ BOPD} - 1673 \text{ BOPD}|}{1673 \text{ BOPD}} * 100 = 5.20\%$$

Gráfica 47. Curva Prosper IPR Pozo A-6 Sin Escamas Minerales.



Fuente. PROSPER (software), Modificada por los autores.

Gráfica 48. Curva IPR Pozo A-6 Sin Escamas Minerales.



Fuente. Elaboración propia.

4.4.5 IPR sin daño por escamas orgánicas. Representa aproximadamente el 24% del daño actual, al removerlo se obtiene un valor de daño nuevo de 28.2162 que al introducirlo en la ecuación del índice de productividad, obtenemos un valor de 0.5339 el cual nos genera un AOF de 1326 BOPD tal como se muestra a continuación

$$S_{TOTAL} = 37 - 8.7838 = 28.2162$$

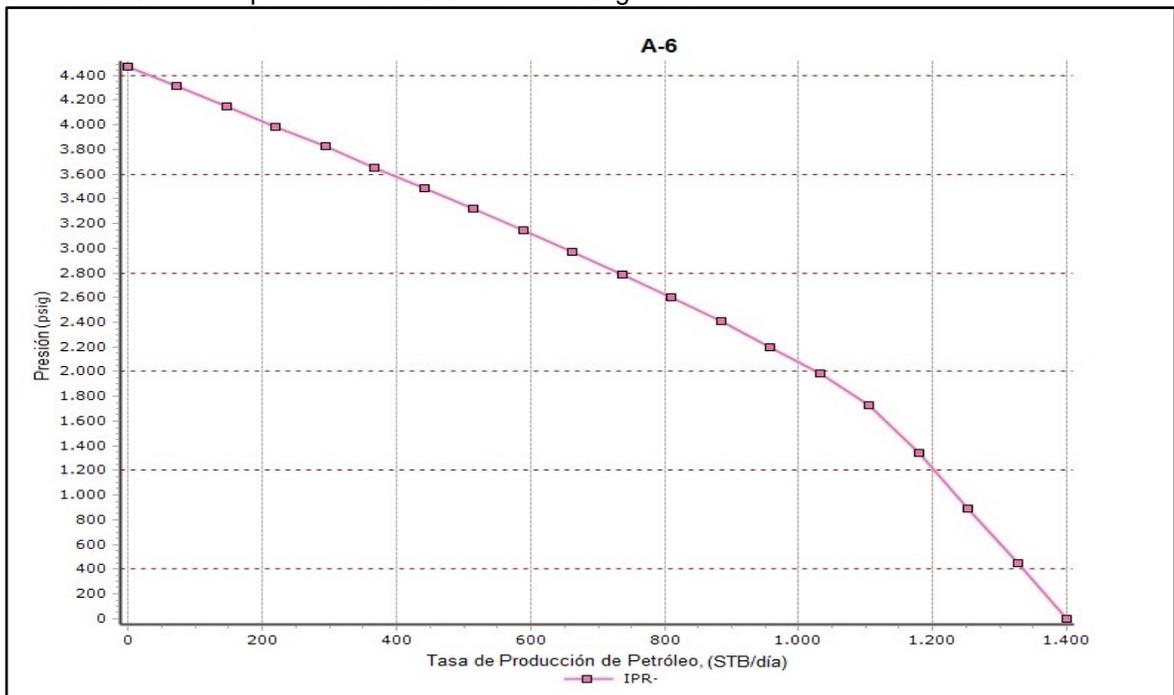
$$j = \frac{127 \text{ mD} * 103 \text{ ft}}{141.2 * 1.28 \frac{STB}{RB} * 3.826 C_p * \left(\ln \left(\frac{1019 \text{ ft}}{0.354 \text{ ft}} \right) - 0.75 + 28.2162 \right)} = 0.5339$$

$$AOF = \frac{0.5339 * 4470 \text{ Psi}}{1.8} = 1325.85 \text{ BOPD} \approx 1326 \text{ BOPD}$$

PROSPER arroja un valor de AOF de 1400 BOPD, lo cual genera un error absoluto del 5.28%.

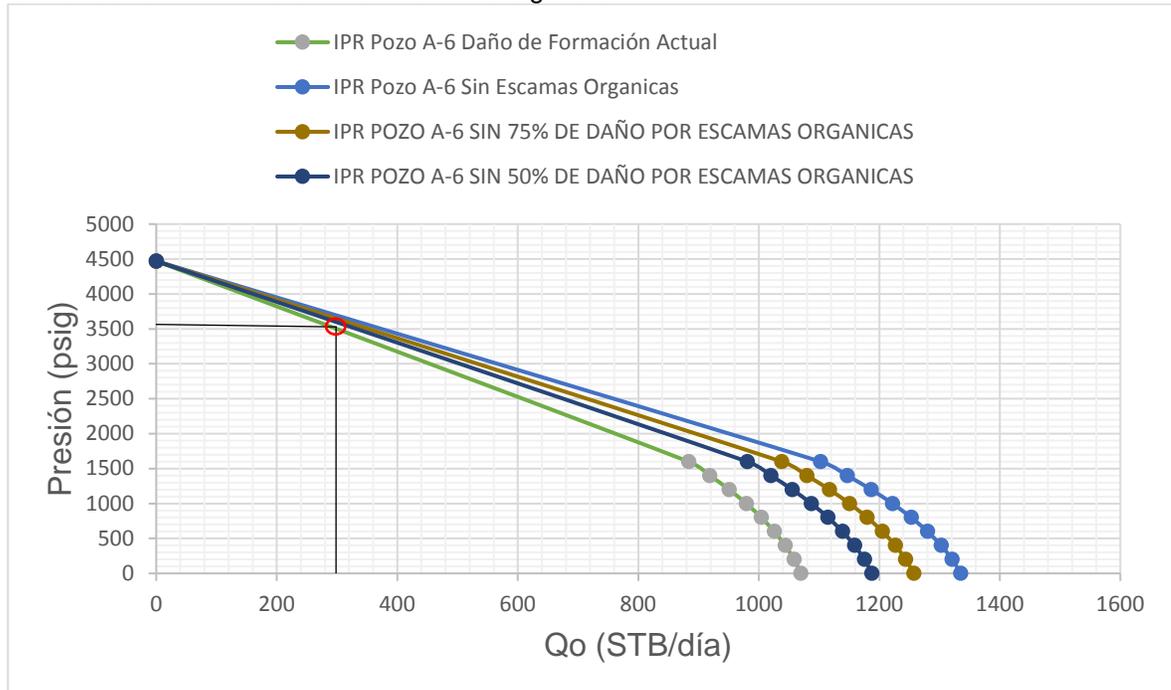
$$\frac{|1326 \text{ BOPD} - 1400 \text{ BOPD}|}{1400 \text{ BOPD}} * 100 = 5.28\%$$

Gráfica 49. Curva Prosper IPR Pozo A-6 Sin Escamas Orgánicas.



Fuente. PROSPER (software), Modificada por los autores.

Gráfica 50. Curva IPR Pozo A-6 Sin Escamas Orgánicas.



Fuente. Elaboración propia.

4.4.6 IPR sin daño por escamas orgánicas, minerales y inducido. Representa aproximadamente el 88% del daño total del pozo a-5, por lo que al removerlo aumentara exponencialmente la producción siendo este el mejor indicador de índice de productividad (1.5982), el menor valor de daño total (4.6213) y el mayor AOF (3969 BOPD). Tal como se muestra a continuación:

$$S_{TOTAL} = 37 - 14.5965 - 8.7838 - 8.9984 = 4.6213$$

$$j = \frac{127 \text{ mD} * 103 \text{ ft}}{141.2 * 1.28 \frac{STB}{RB} * 3.826 \text{ Cp} * \left(\ln \left(\frac{1019 \text{ ft}}{0.354 \text{ ft}} \right) - 0.75 + 4.6213 \right)} = 1.5982$$

$$AOF = \frac{1.5982 * 4470 \text{ Psi}}{1.8} = 3968.86 \text{ BOPD} \approx 3969 \text{ BOPD}$$

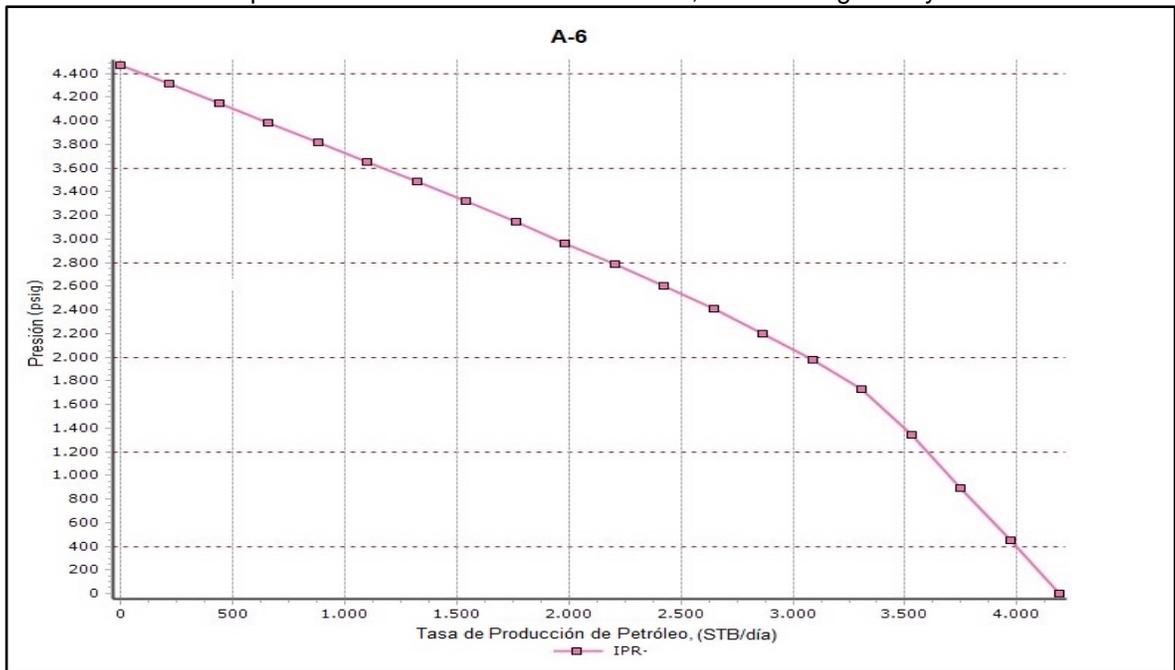
PROSPER arroja un valor de AOF de 4188 BOPD, lo cual genera un error absoluto del 5.22%.

$$\frac{|3969 \text{ BOPD} - 4188 \text{ BOPD}|}{4188 \text{ BOPD}} * 100 = 5.22\%$$

En conclusión, este pozo es uno de los más productivos del campo A dado su relativamente bajo valor de daño junto con el A-2 debido a su baja viscosidad. Sin

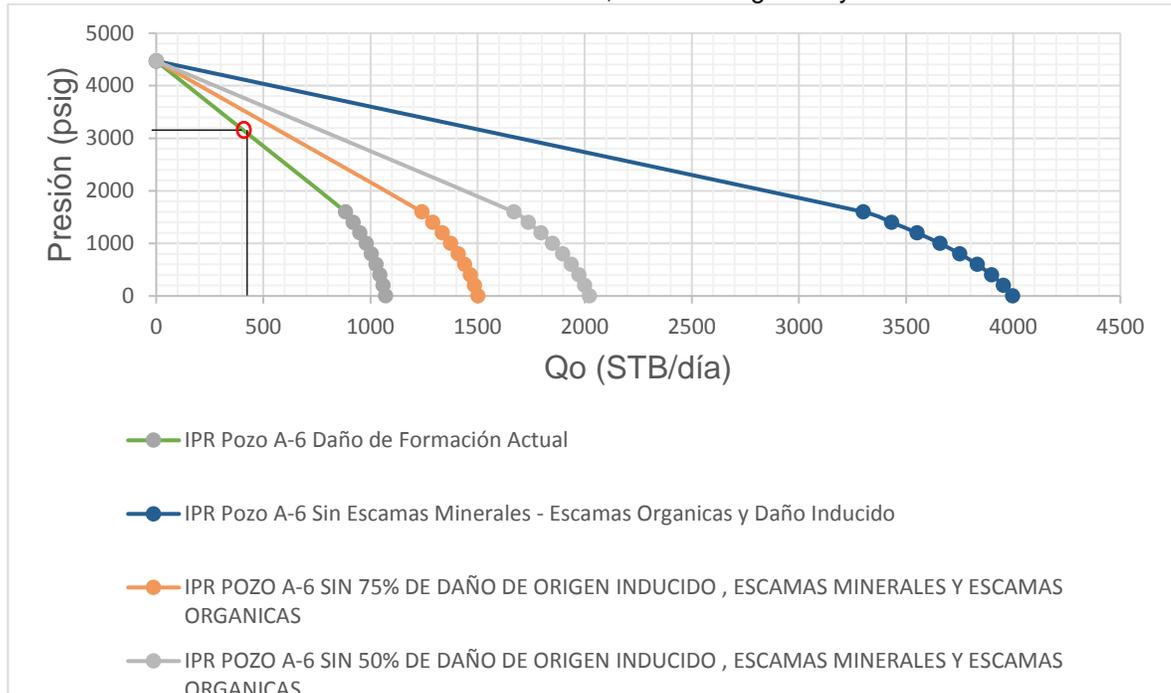
embargo se evidencia que hasta ahora lo que más representa una fuente de daño en todos los pozos son las escamas minerales pues siguen siendo la principal y más grande fuente de daño. Así mismo cabe resaltar que el error absoluto de este pozo estuvo constante del 5.2% lo que significa que respecto a otros pozos, hay más incertidumbre en el error y por lo tanto quedara a criterio de escogencia de la empresa que modelo se ajusta más a lo buscado.

Gráfica 51. Curva Prosper IPR Pozo A-6 Sin Escamas Minerales, Escamas Orgánicas y Daño Inducido.



Fuente. PROSPER (software), Modificada por los autores.

Gráfica 52. Curva IPR Pozo A-6 Sin Escamas Minerales, Escamas Orgánicas y Daño Inducido.



Fuente. Elaboración propia.

4.5 POZO A-11

Tabla 19. Datos Pozo A-11.

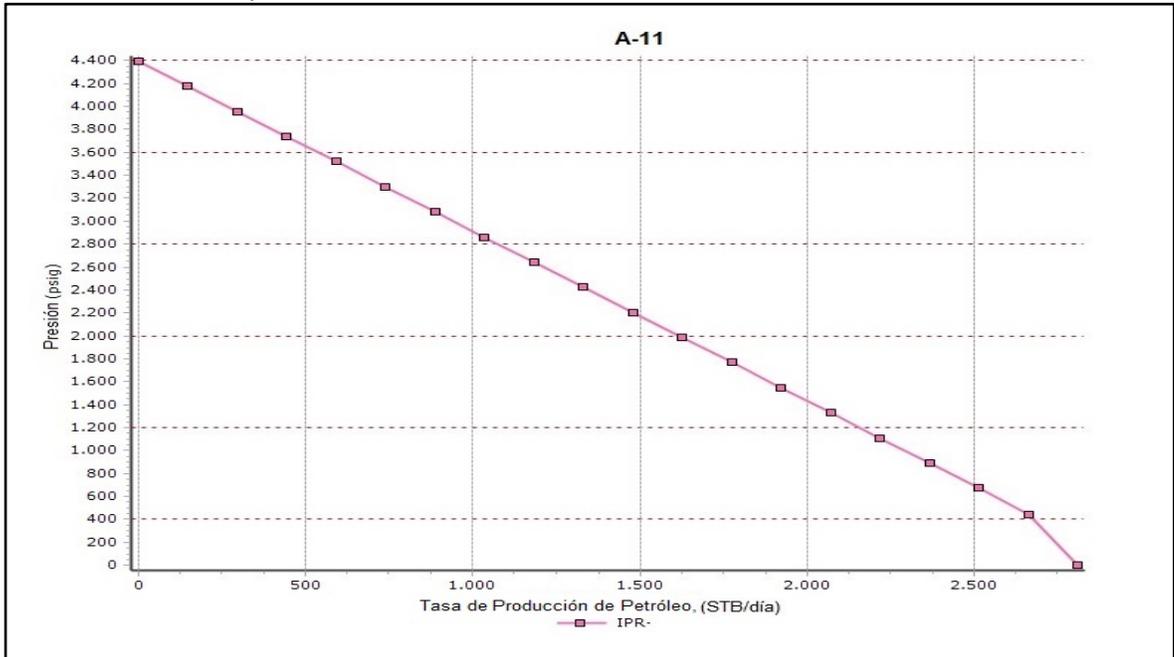
Pozo	A-11	
Presión de Yacimiento	4395	Psi
BSW	42	%
Permeabilidad	146	md
Espesor Neto	55	ft
Factor Volumétrico del Petróleo	1.28	STB/RB
Viscosidad del Petróleo	5.389	Cp
Radio de Drenaje	1279	ft
Radio del Pozo	0.354	ft

Fuente. ECOPEPETROL S.A, Estudio de Daño de Formación, 2017.

4.5.1 IPR sin daño (s=0). En este escenario se contempla la remoción total de todos los tipos de daño de formación, por lo tanto sería el escenario ideal del pozo ya que cuantifica la máxima producción teórica posible que puede aportar el mismo. A continuación se muestra el cálculo de erro absoluto entre los caudales hallados en Prosper vs Macro.

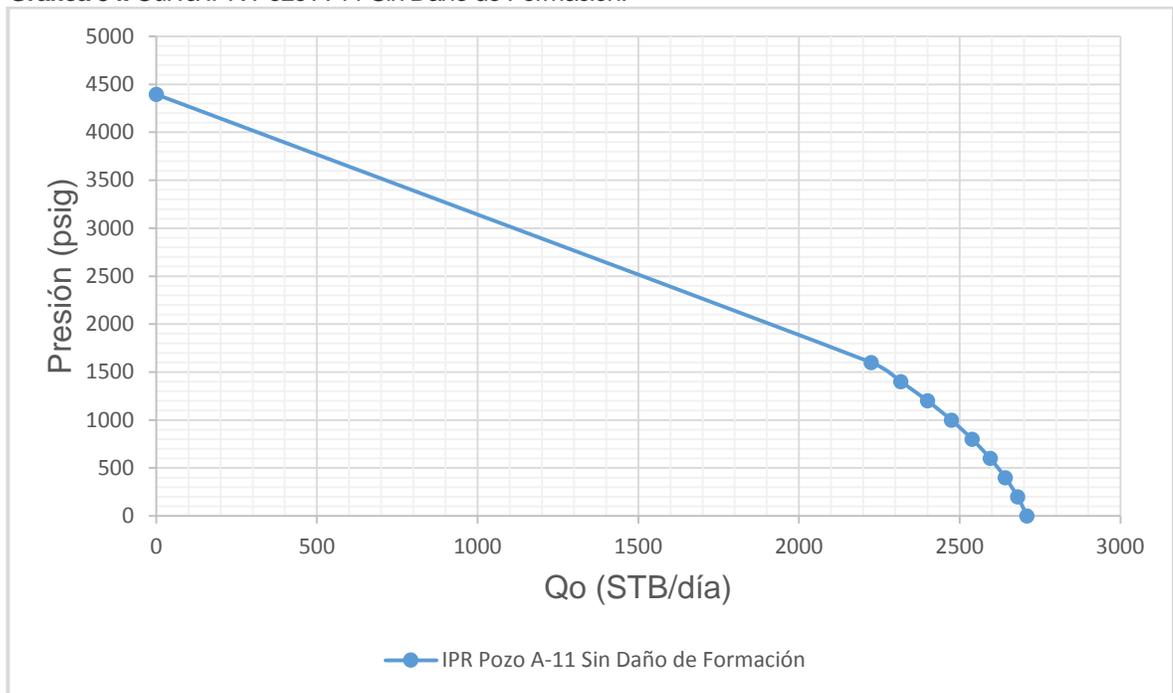
$$\frac{|2709 \text{ BOPD} - 2809 \text{ BOPD}|}{2809 \text{ BOPD}} * 100 = 3.56\%$$

Gráfica 53. Curva Prosper IPR Pozo A-11 Sin Daño de Formación.



Fuente. PROSPER (software), Modificada por los autores.

Gráfica 54. Curva IPR Pozo A-11 Sin Daño de Formación.

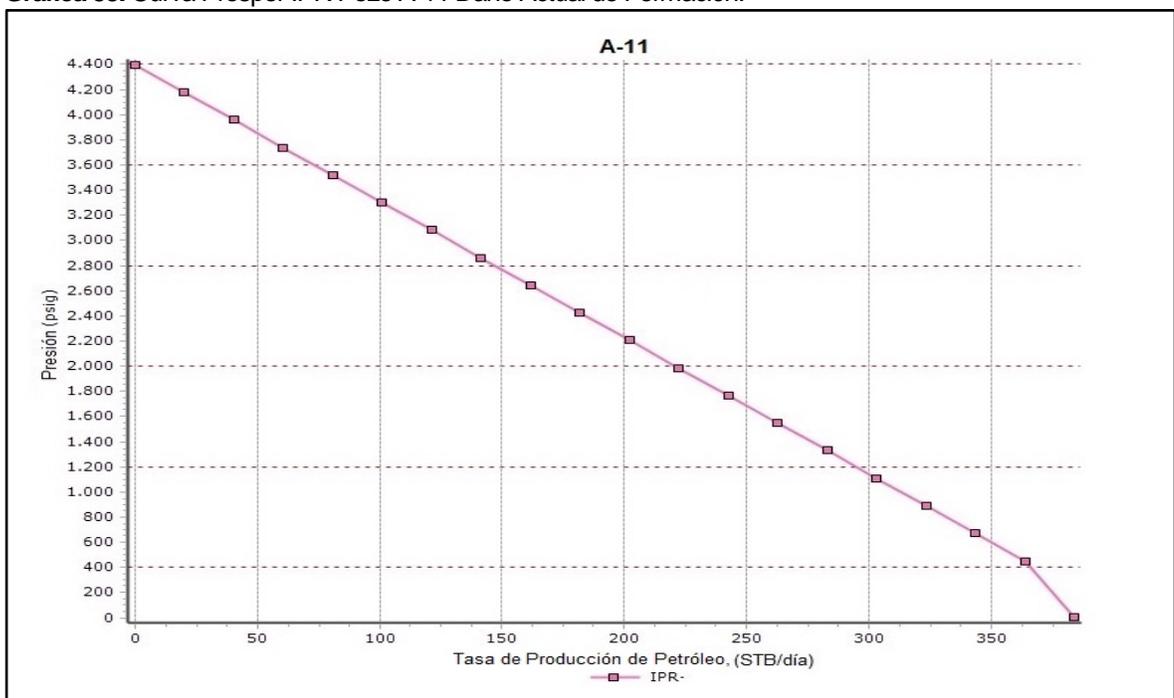


Fuente. Elaboración propia.

4.5.2 IPR daño actual (s=47). Este pozo presentó una presión inicial de 4395 psi entregando una producción de 370 BOPD según nuestro modelo de Excel (con el valor de daño actual, 47). Que al compararlo con el caudal obtenido en la curva realizada en PROSPER de 384 BOPD, se evidencia que existe una diferencia de 14 barriles respecto a nuestro modelo propuesto en Excel, esto quiere decir que nuestro escenario es un poco más ajustado que los planteados en el software generando así para el daño actual, un error absoluto aproximado del 3.64% tal como se evidencia a continuación.

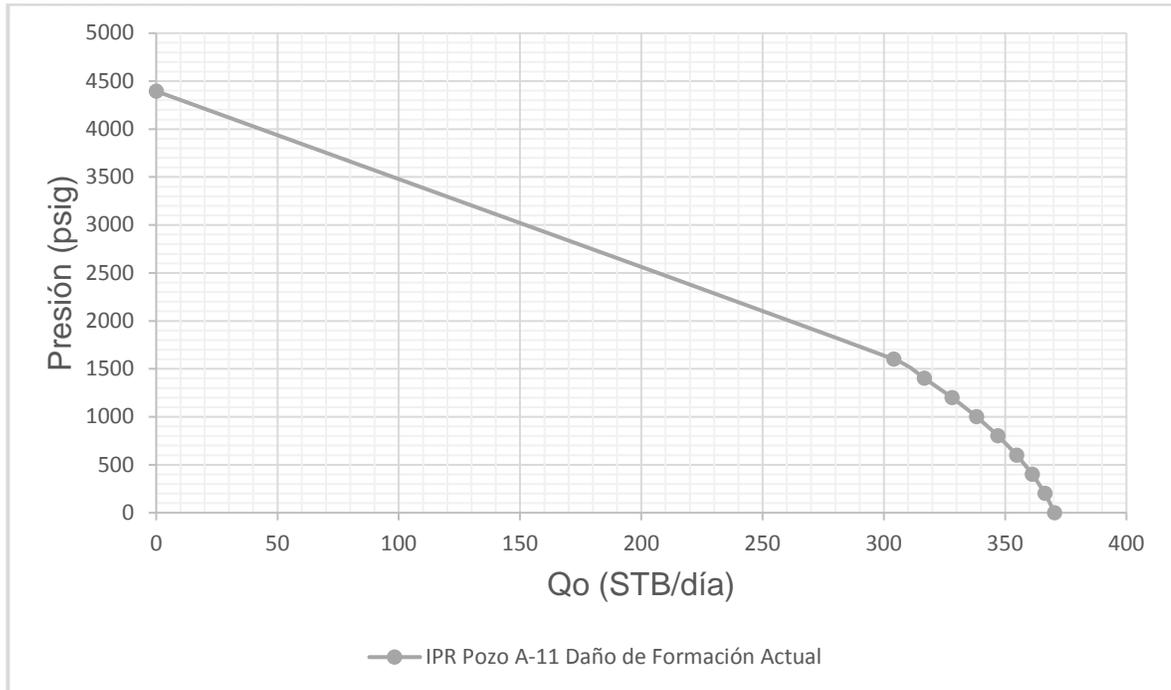
$$\frac{|471 \text{ BOPD} - 489 \text{ BOPD}|}{489 \text{ BOPD}} * 100 = 3.64\%$$

Gráfica 55. Curva Prosper IPR Pozo A-11 Daño Actual de Formación.



Fuente. PROSPER (software), Modificada por los autores.

Gráfica 56. Curva IPR Pozo A-11 Daño Actual de Formación.



Fuente. Elaboración propia.

Para los siguientes casos, en los cuales se plantea remover los dos mecanismos de daño de formación más representativos para este pozo que son Escamas Minerales y Daño Inducido se obtuvieron los siguientes resultados.

4.5.3 IPR sin daño de origen inducido. Es el mecanismo de daño que predomina en la formación del pozo ya que representa el 45% del daño total; al removerlo se obtiene un nuevo valor de daño total de 26, lo cual genera un índice de productividad de 0.2469 con un AOF=603 BOPD tal como se muestra a continuación.

$$S_{TOTAL} = 47 - 21 = 26$$

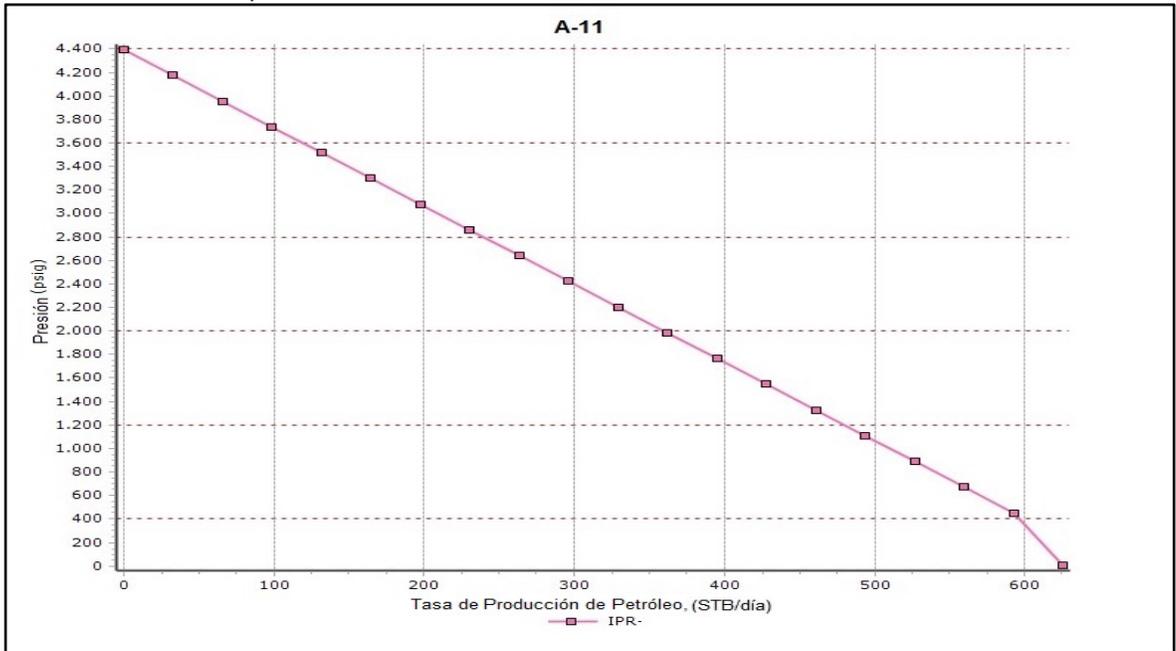
$$j = \frac{146 \text{ mD} * 55 \text{ ft}}{141.2 * 1.28 \frac{STB}{RB} * 5.38 C_p * \left(\ln \left(\frac{1279 \text{ ft}}{0.354 \text{ ft}} \right) - 0.75 + 26 \right)} = 0.2469$$

$$AOF = \frac{0.2469 * 4395 \text{ Psi}}{1.8} = 602.9 \text{ BOPD} \approx 603 \text{ BOPD}$$

PROSPER arroja un valor de AOF de 635 BOPD, lo cual genera un error absoluto del 3.52%.

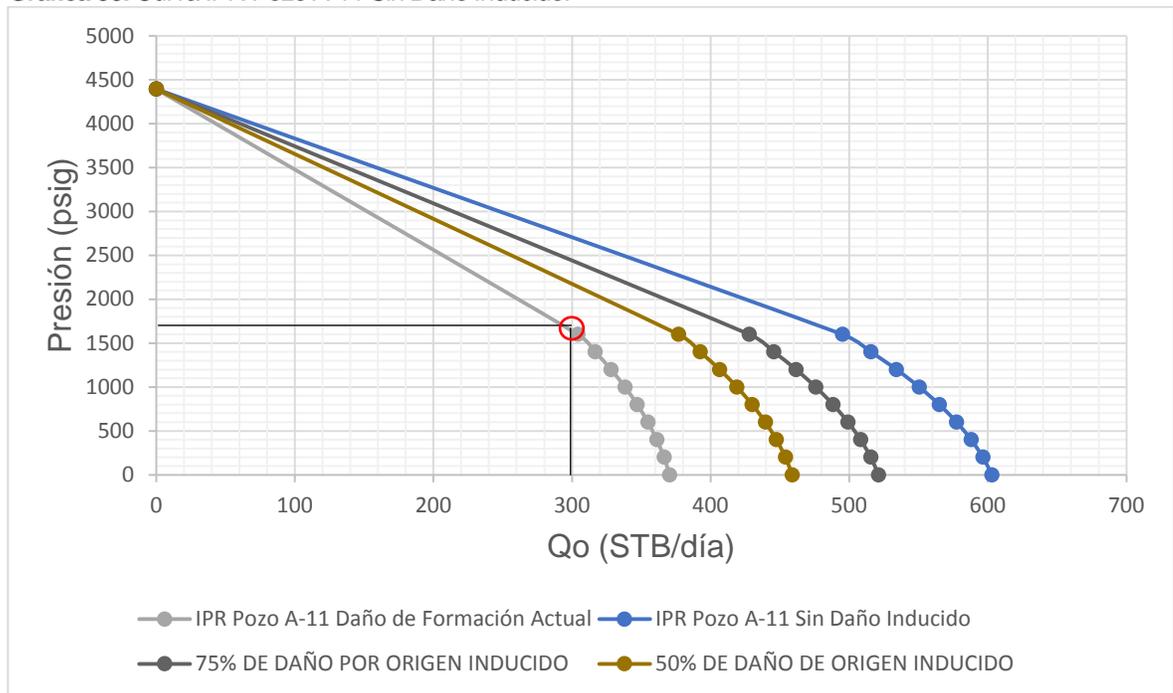
$$\frac{|603 \text{ BOPD} - 625 \text{ BOPD}|}{635 \text{ BOPD}} * 100 = 3.52\%$$

Gráfica 57. Curva Prosper IPR Pozo A-11 Sin Daño Inducido.



Fuente. PROSPER (software), Modificada por los autores.

Gráfica 58. Curva IPR Pozo A-11 Sin Daño Inducido.



Fuente. Elaboración propia.

4.5.4 IPR sin daño por escamas minerales. Representa alrededor del 24% del daño total actual por lo cual al removerlo se obtiene un valor de daño total de 35.85 que al introducirlo en la ecuación de índice de productividad, obtenemos un valor de 0.1907, un valor alto el cual nos da como resultado un AOF=466 BOPD tal como se muestra a continuación.

$$S_{TOTAL} = 47 - 11.14 = 35.85$$

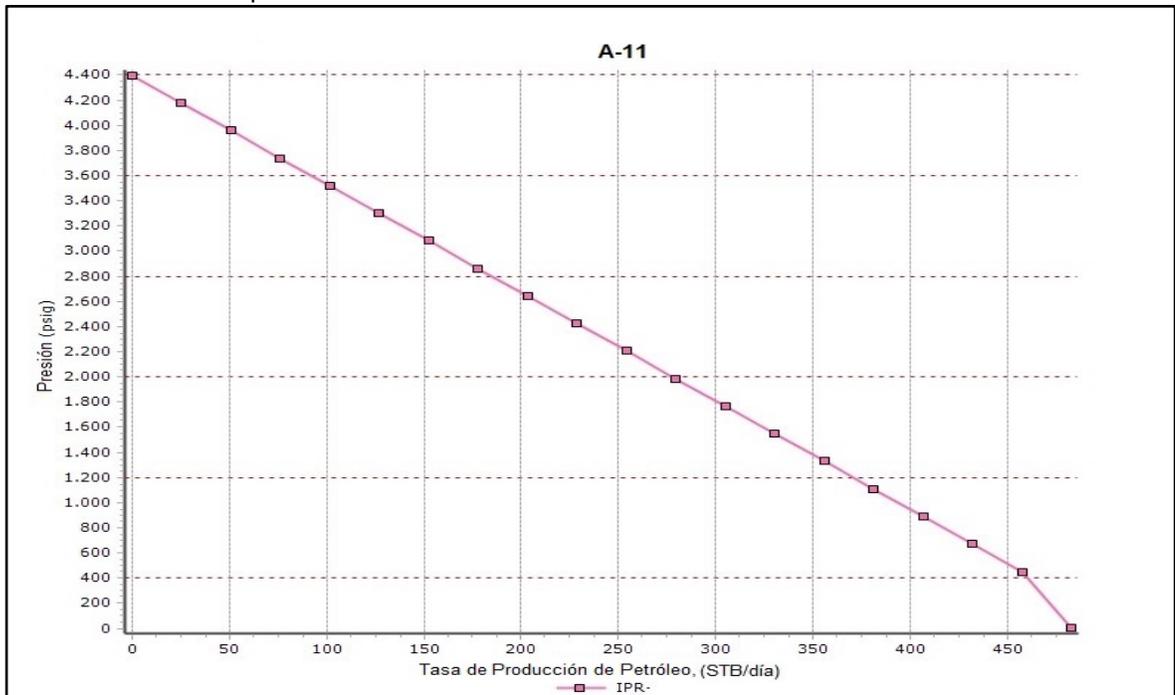
$$j = \frac{146 \text{ mD} * 55 \text{ ft}}{141.2 * 1.28 \frac{STB}{RB} * 5.38 C_p * \left(\ln \left(\frac{1279 \text{ ft}}{0.354 \text{ ft}} \right) - 0.75 + 35.85 \right)} = 0.1907$$

$$AOF = \frac{0.1907 * 4395 \text{ Psi}}{1.8} = 465.9 \text{ BOPD} \approx 466 \text{ BOPD}$$

PROSPER arroja un valor de AOF de 483 BOPD, lo cual genera un error absoluto del 3.51%.

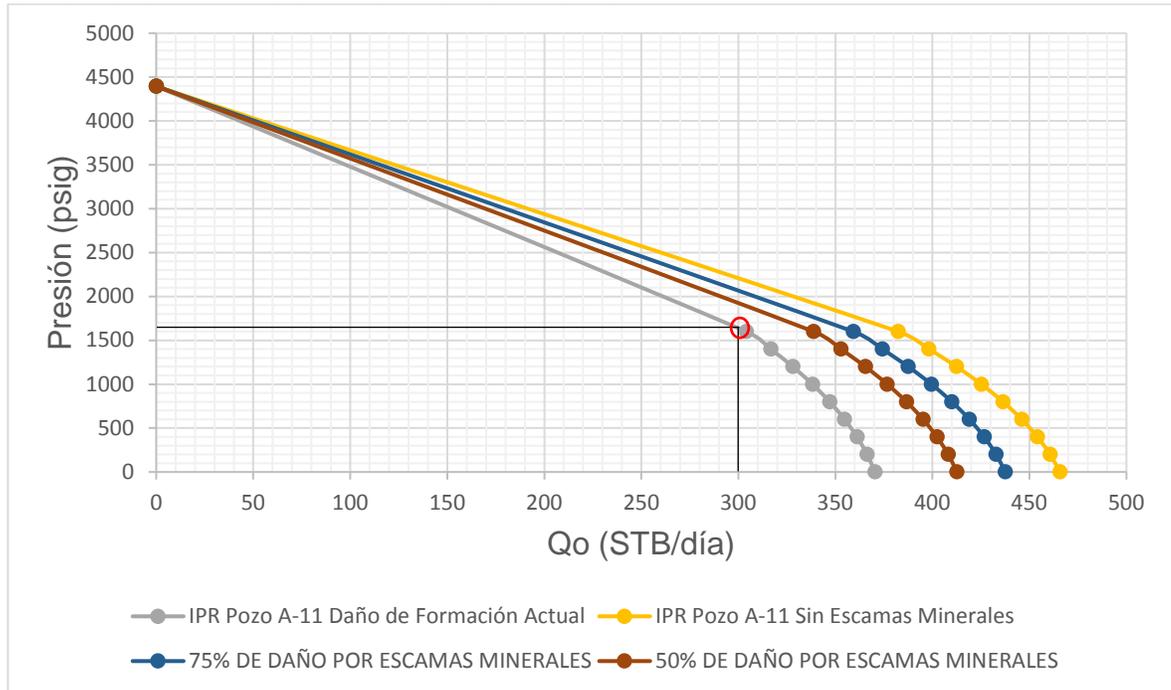
$$\frac{|466 \text{ BOPD} - 483 \text{ BOPD}|}{483 \text{ BOPD}} * 100 = 3.51\%$$

Gráfica 59. Curva Prosper IPR Pozo A-11 Sin Escamas Minerales.



Fuente. PROSPER (software), Modificada por los autores.

Gráfica 60. Curva IPR Pozo A-11 Sin Escamas Minerales.



Fuente. Elaboración propia.

4.5.5 IPR sin daño por escamas minerales y de origen inducido. Entre los dos mecanismos representan el 69% del daño actual del pozo por lo que al removerse, se obtiene el valor más bajo posible de daño de formación total (14.85) para el cual la producción es la más alta (AOF=904 BOPD) y a su vez el índice de productividad más alto (0.370); se da el mejor escenario real posible, el cual se relaciona a la remoción de ambos mecanismos como recuperación máxima de petróleo posible.

$$S_{TOTAL} = 47 - 32.13 = 14.87$$

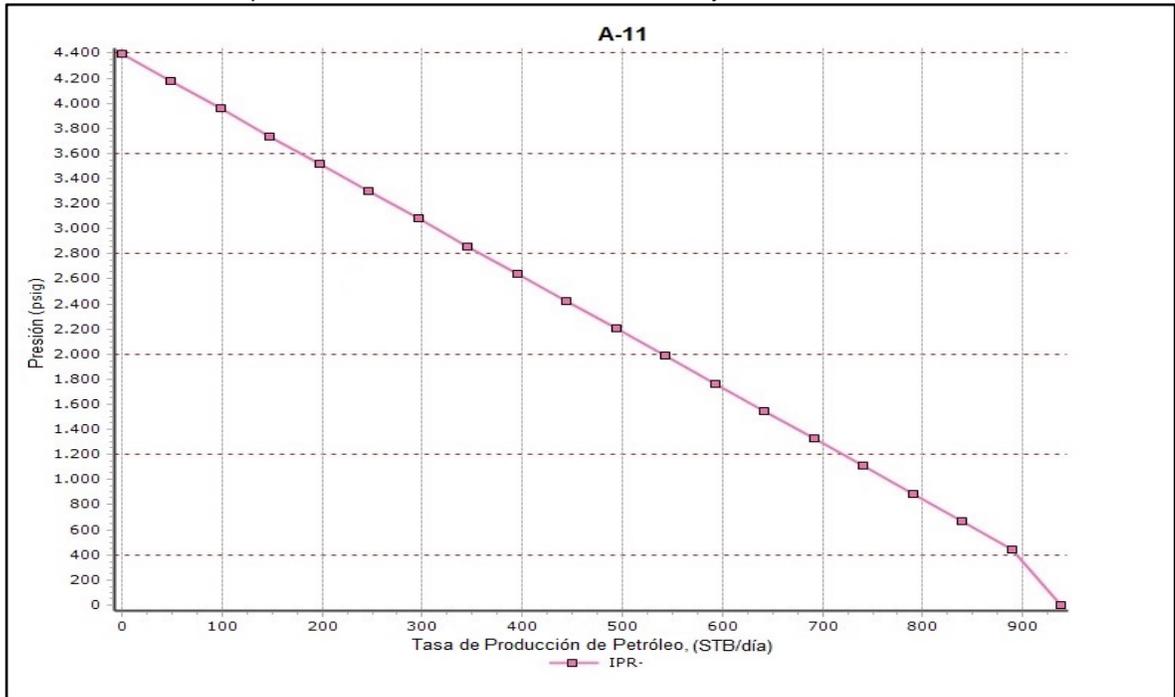
$$j = \frac{146 \text{ mD} * 55 \text{ ft}}{141.2 * 1.28 \frac{STB}{RB} * 5.38 \text{ Cp} * \left(\ln \left(\frac{1279 \text{ ft}}{0.354 \text{ ft}} \right) - 0.75 + 14.87 \right)} = 0.370$$

$$AOF = \frac{0.370 * 4395 \text{ Psi}}{1.8} = 904.2 \text{ BOPD} \approx 904 \text{ BOPD}$$

PROSPER arroja un valor de AOF de 938 BOPD, lo cual genera un error absoluto del 3.62%.

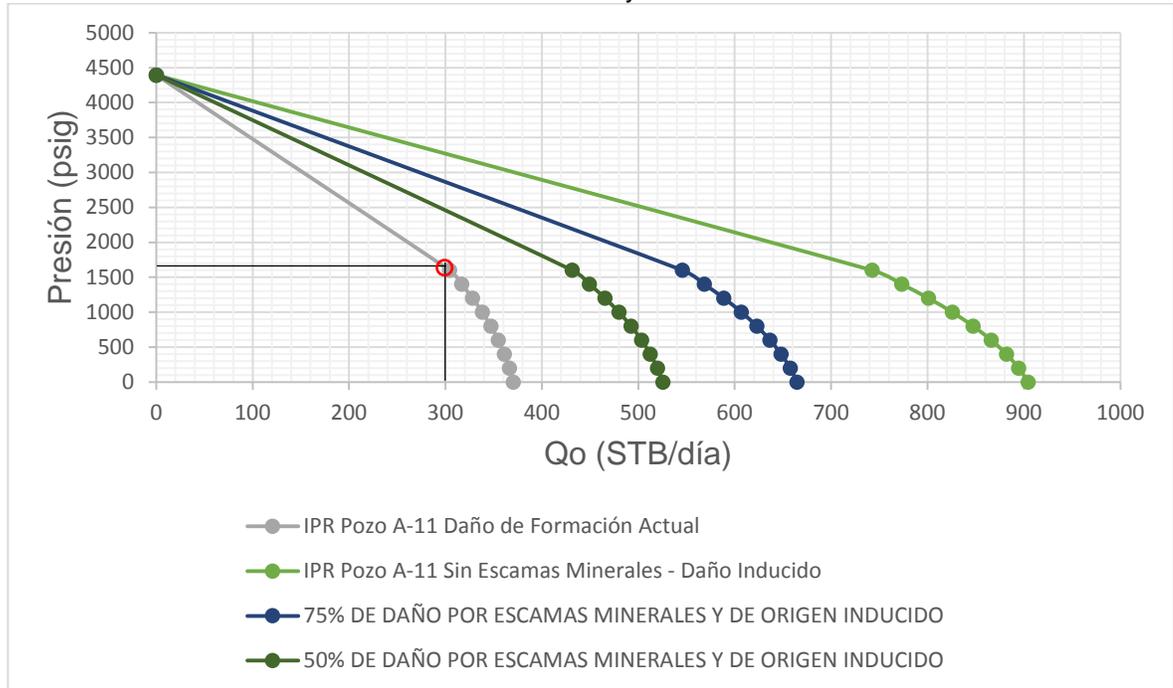
$$\frac{|904 \text{ BOPD} - 938 \text{ BOPD}|}{938 \text{ BOPD}} * 100 = 3.62\%$$

Gráfica 61. Curva Prosper IPR Pozo A-11 Sin Escamas Minerales y Daño Inducido.



Fuente. PROSPER (software), Modificada por los autores.

Gráfica 62. Curva IPR Pozo A-11 Sin Escamas Minerales y Daño Inducido.



Fuente. Elaboración propia.

En conclusión, este pozo presenta una alta viscosidad y un valor de daño medio, por lo cual se el incremento de la producción será a mediano plazo. En cuanto a nuestro modelo, se sigue evidenciando una tendencia a un error absoluto menor al 4% promedio respecto al software PROSPER por lo que se hace viable usarlo.

4.6 POZO L-1

Tabla 20. Datos Pozo L-1.

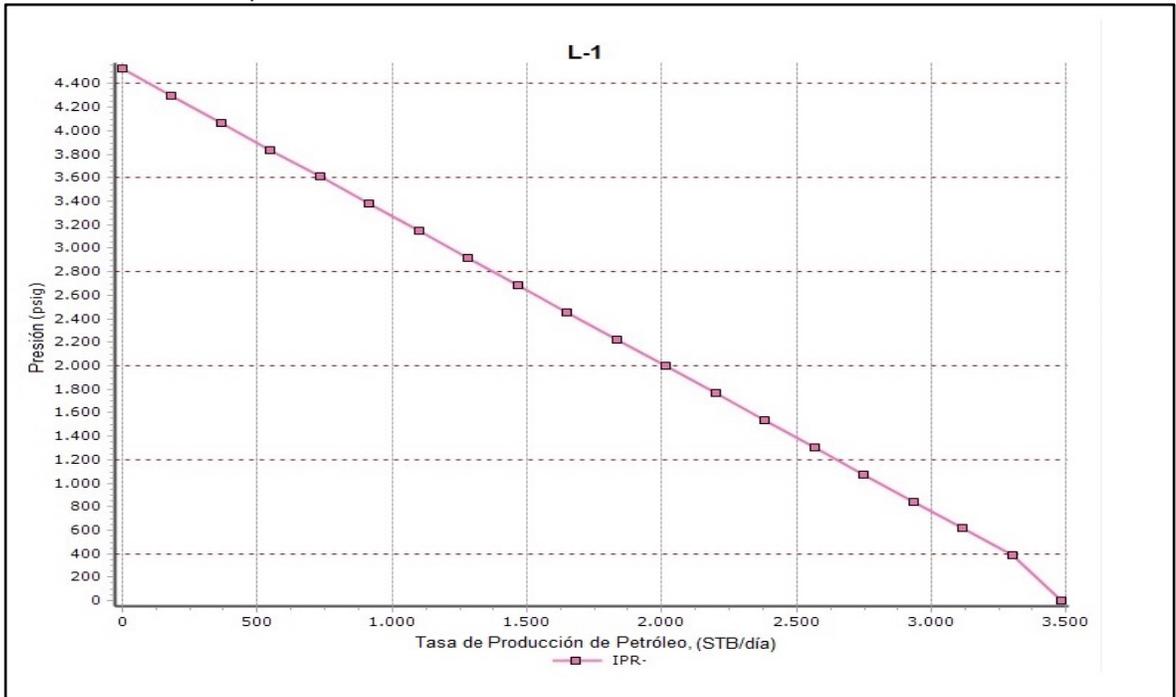
Pozo	L-1	
Presión de Yacimiento	4530	Psi
BSW	61	%
Permeabilidad	111	md
Espesor Neto	90	ft
Factor Volumétrico del Petróleo	1.28	STB/RB
Viscosidad del Petróleo	5.52	Cp
Radio de Drenaje	1040	ft
Radio del Pozo	0.354	ft

Fuente. ECOPEPETROL S.A, Estudio de Daño de Formación, 2017.

4.7.1 IPR sin daño (s=0). En este escenario se contempla la remoción total de todos los tipos de daño de formación, por lo tanto sería el escenario ideal del pozo ya que cuantifica la máxima producción teórica posible que puede aportar el mismo. A continuación se muestra el cálculo de erro absoluto entre los caudales hallados en Prosper vs Macro.

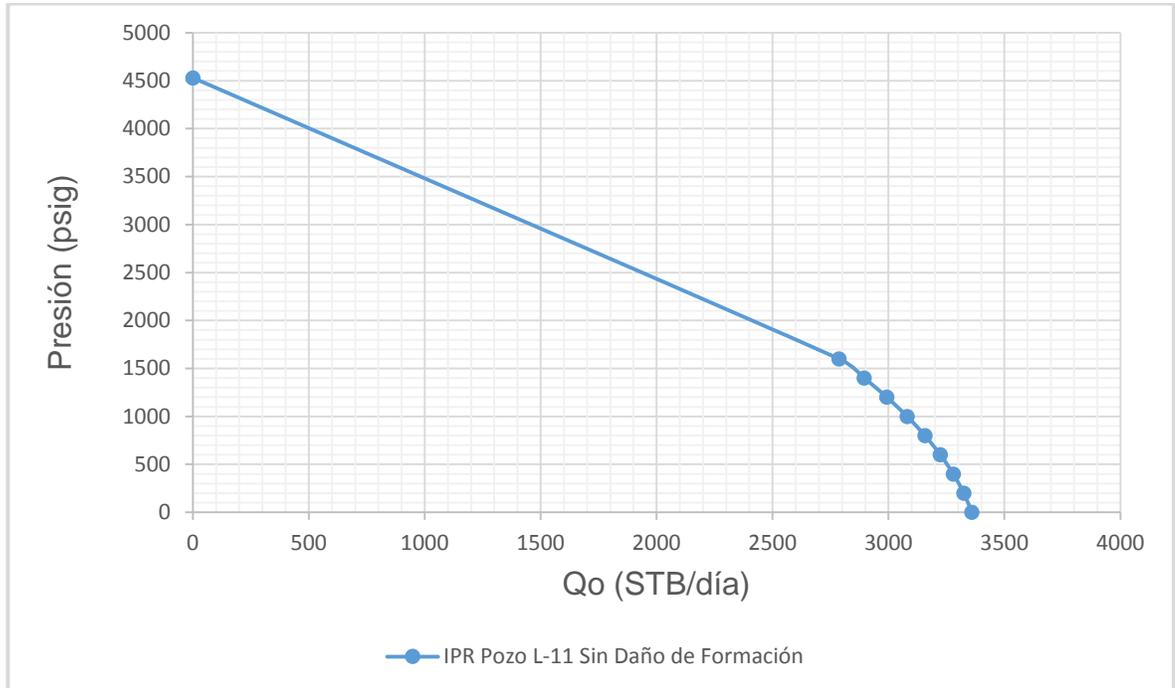
$$\frac{|3360 \text{ BOPD} - 3481 \text{ BOPD}|}{3481 \text{ BOPD}} * 100 = 3.47\%$$

Gráfica 63. Curva Prosper IPR Pozo L-1 Sin Daño de Formación.



Fuente. PROSPER (software), Modificada por los autores.

Gráfica 64. Curva IPR Pozo L-1 Sin Daño de Formación.

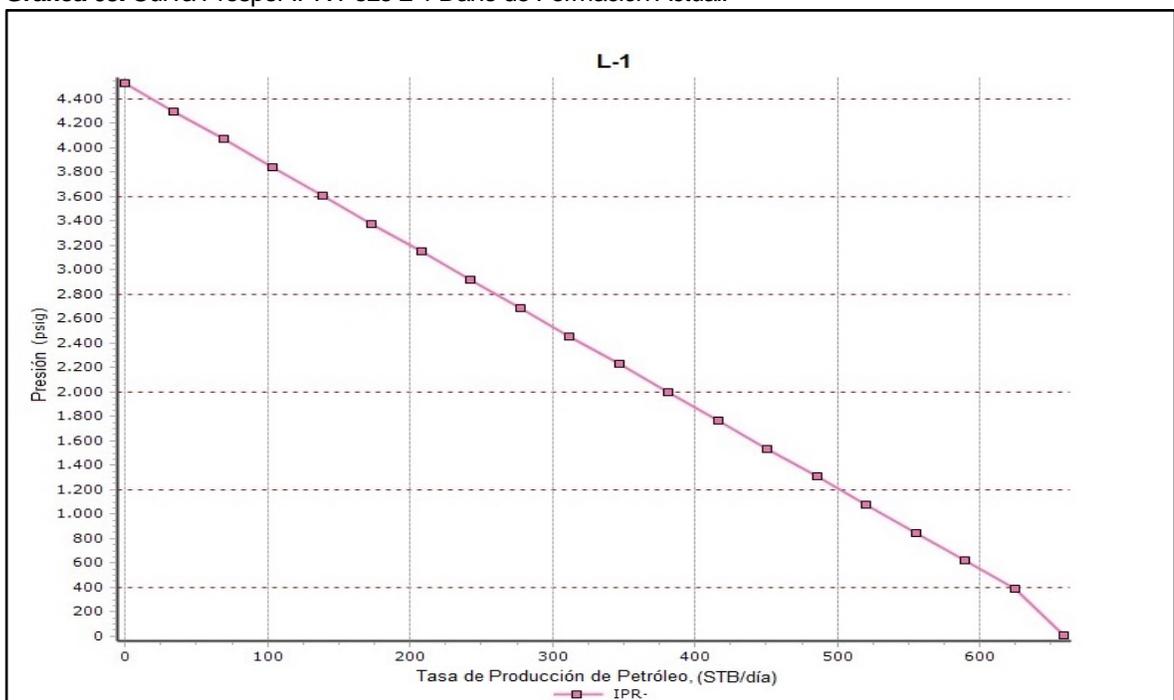


Fuente. Elaboración propia.

4.7.2 IPR daño actual (s=31). Este pozo presentó una presión inicial de 4530 psi entregando una producción de 636 BOPD según nuestro modelo de Excel (con el valor de daño actual, 31). Que al compararlo con el caudal obtenido en la curva realizada en PROSPER de 659 BOPD, se evidencia que existe una diferencia 23 barriles respecto a nuestro modelo propuesto en Excel, esto quiere decir que nuestro escenario es un poco más ajustado que los planteados en el software generando así para el daño actual, un error absoluto aproximado del 3.64% tal como se evidencia a continuación.

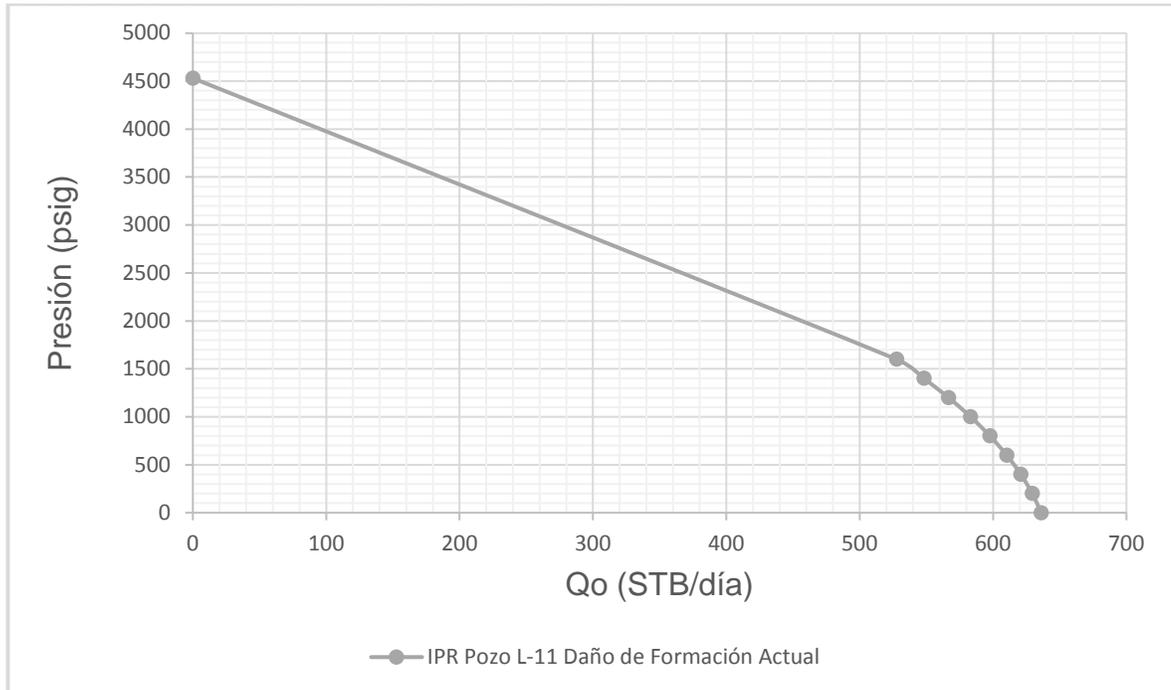
$$\frac{|636 \text{ BOPD} - 659 \text{ BOPD}|}{489 \text{ BOPD}} * 100 = 3.64\%$$

Gráfica 65. Curva Prosper IPR Pozo L-1 Daño de Formación Actual.



Fuente. PROSPER (software), Modificada por los autores.

Gráfica 66. Curva IPR Pozo L-1 Daño de Formación Actual.



Fuente. Elaboración propia.

4.7.3 IPR sin daño por migración de finos. Este tipo de daño de formación del pozo representa el 23% del daño total; al removerlo se obtiene un nuevo valor de daño total de 23.94, lo cual genera un índice de productividad de 0.3099 con un AOF=780 BOPD tal como se muestra a continuación.

$$S_{TOTAL} = 31 - 7.05 = 23.94$$

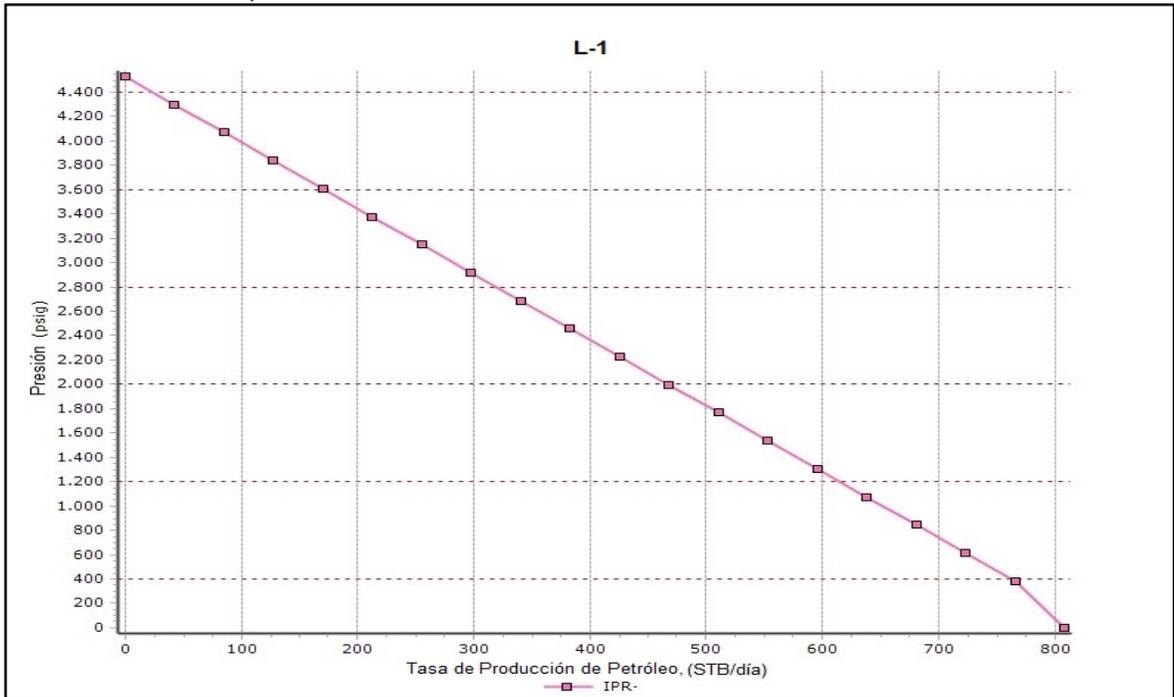
$$j = \frac{111 \text{ mD} * 90 \text{ ft}}{141.2 * 1.28 \frac{STB}{RB} * 5.52 C_p * \left(\ln \left(\frac{1040 \text{ ft}}{0.354 \text{ ft}} \right) - 0.75 + 23.94 \right)} = 0.3099$$

$$AOF = \frac{0.3099 * 4530 \text{ Psi}}{1.8} = 780.04 \text{ BOPD} \approx 780 \text{ BOPD}$$

PROSPER arroja un valor de AOF de 808 BOPD, lo cual genera un error absoluto del 3.46%.

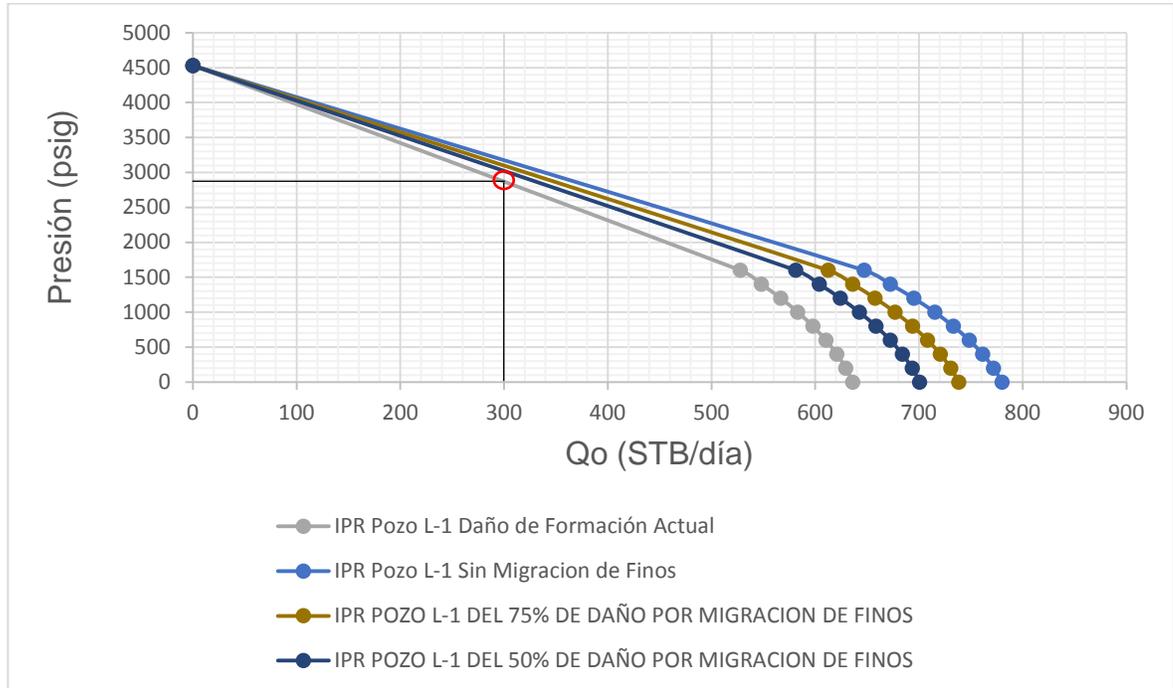
$$\frac{|780 \text{ BOPD} - 808 \text{ BOPD}|}{808 \text{ BOPD}} * 100 = 3.46\%$$

Gráfica 67. Curva Prosper IPR Pozo L-1 Sin Finos.



Fuente. PROSPER (software), Modificada por los autores.

Gráfica 68. Curva IPR Pozo L-1 Sin Finos.



Fuente. Elaboración propia.

4.7.4 IPR sin daño por origen inducido. Este tipo de daño de formación del pozo representa el 24% del daño total; al removerlo se obtiene un nuevo valor de daño total de 22.00, lo cual genera un índice de productividad de 0.3304 con un AOF=831 BOPD tal como se muestra a continuación.

$$S_{TOTAL} = 31 - 8.99 = 22.00$$

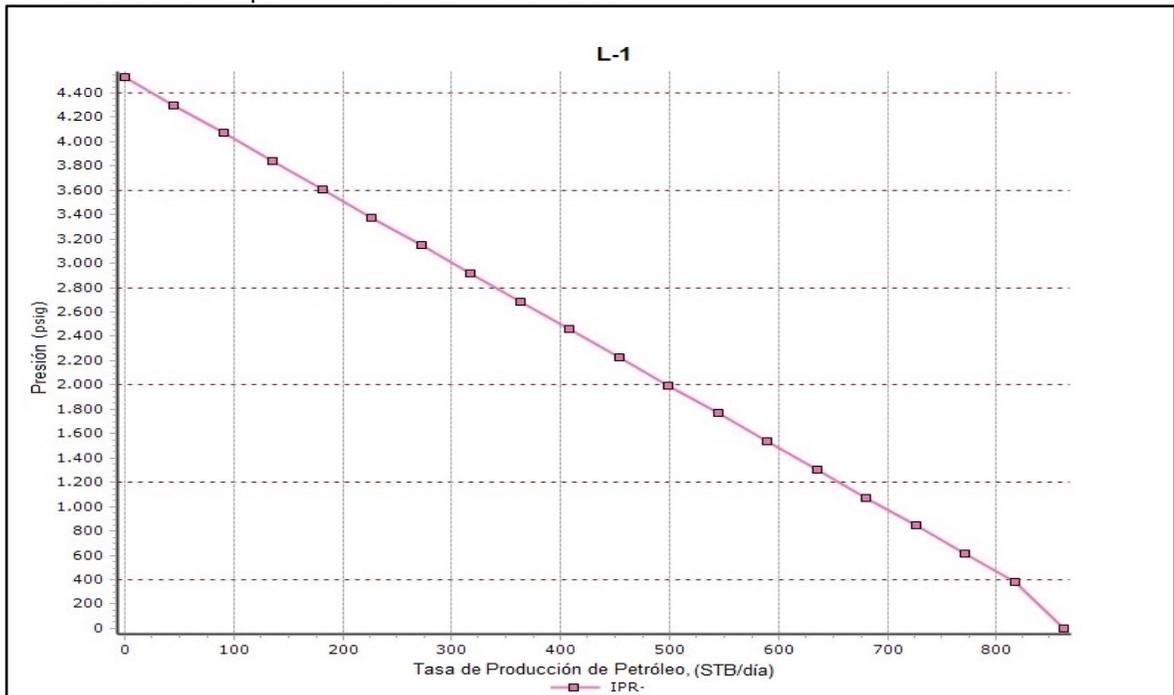
$$j = \frac{111 \text{ mD} * 90 \text{ ft}}{141.2 * 1.28 \frac{STB}{RB} * 5.52 C_p * \left(\ln \left(\frac{1040 \text{ ft}}{0.354 \text{ ft}} \right) - 0.75 + 22.00 \right)} = 0.3304$$

$$AOF = \frac{0.3304 * 4530 \text{ Psi}}{1.8} = 831.64 \text{ BOPD} \approx 831 \text{ BOPD}$$

PROSPER arroja un valor de AOF de 862 BOPD, lo cual genera un error absoluto del 3.59%.

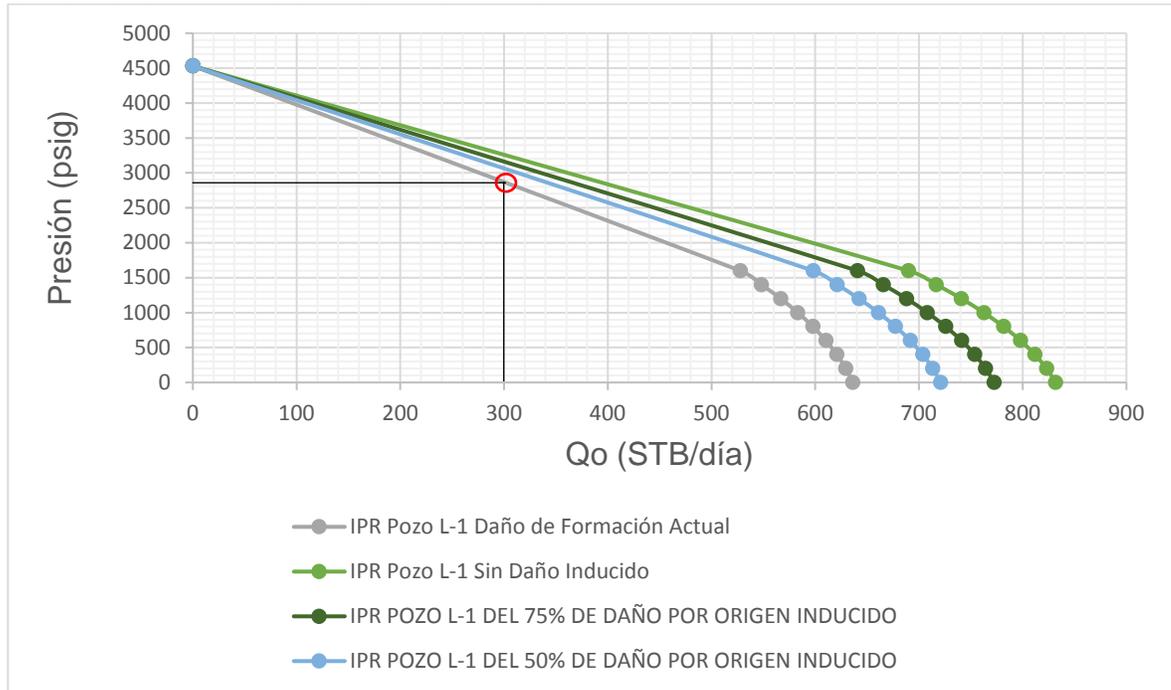
$$\frac{|831 \text{ BOPD} - 862 \text{ BOPD}|}{862 \text{ BOPD}} * 100 = 3.59\%$$

Gráfica 69. Curva Prosper IPR Pozo L-1 Sin Daño Inducido.



Fuente. PROSPER (software), Modificada por los autores.

Gráfica 70. Curva IPR Pozo L-1 Sin Daño Inducido.



Fuente. Elaboración propia.

4.7.5 IPR sin daño por escamas minerales. Este tipo de daño de formación del pozo representa el 24% del daño total; al removerlo se obtiene un nuevo valor de daño total de 23.70, lo cual genera un índice de productividad de 0.3123 con un AOF=786 BOPD tal como se muestra a continuación.

$$S_{TOTAL} = 31 - 7.29 = 23.70$$

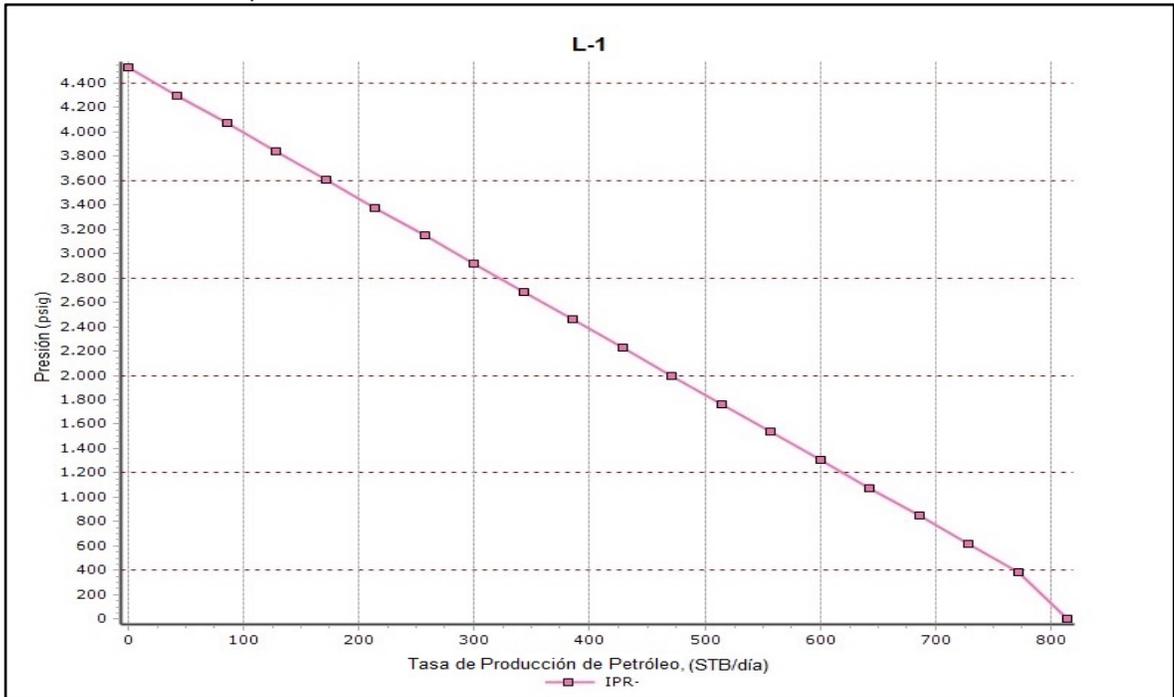
$$j = \frac{111 \text{ mD} * 90 \text{ ft}}{141.2 * 1.28 \frac{STB}{RB} * 5.52 C_p * \left(\ln \left(\frac{1040 \text{ ft}}{0.354 \text{ ft}} \right) - 0.75 + 23.70 \right)} = 0.3123$$

$$AOF = \frac{0.3123 * 4530 \text{ Psi}}{1.8} = 785.98 \text{ BOPD} \approx 786 \text{ BOPD}$$

PROSPER arroja un valor de AOF de 814 BOPD, lo cual genera un error absoluto del 3.43%.

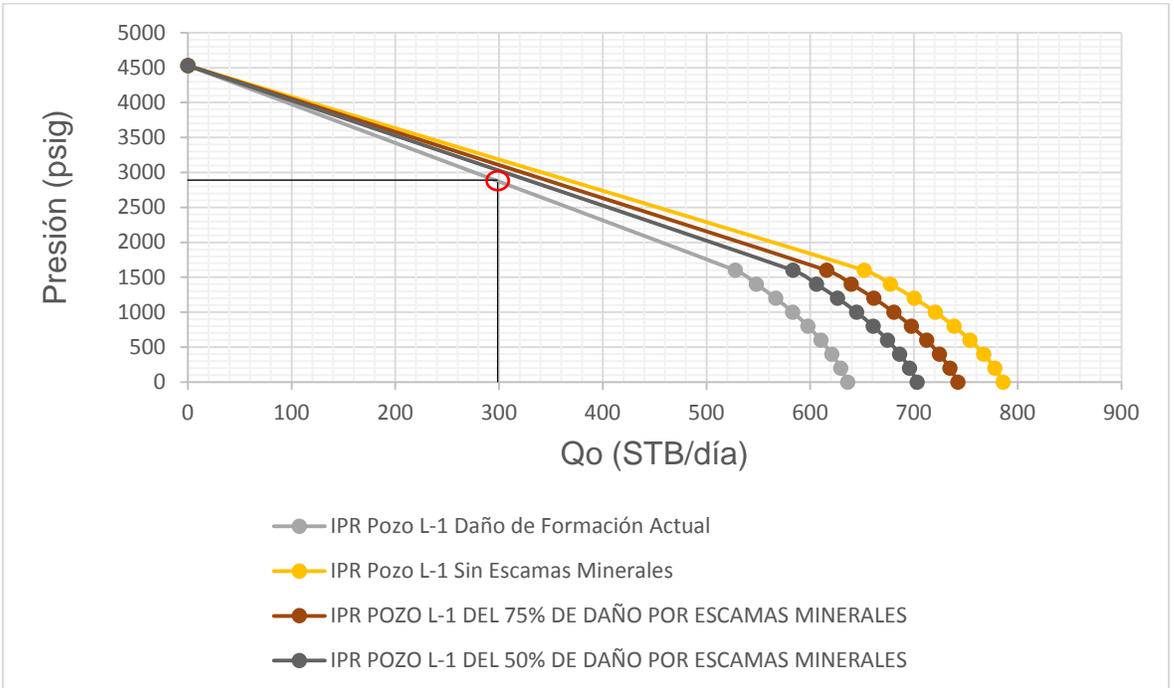
$$\frac{|786 \text{ BOPD} - 814 \text{ BOPD}|}{814 \text{ BOPD}} * 100 = 3.43\%$$

Gráfica 71. Curva Prosper IPR Pozo L-1 Sin Escamas Minerales.



Fuente. PROSPER (software), Modificada por los autores.

Gráfica 72. Curva IPR Pozo L-1 Sin Escamas Minerales.



Fuente. Elaboración propia.

4.7.6 IPR sin daño por finos, inducido y escamas minerales. Entre los tres mecanismos representan el 76% del daño actual del pozo por lo que al removerse, se obtiene el valor más bajo posible de daño de formación total (7.65) para el cual la producción es la más alta (AOF=1633 BOPD) y a su vez el índice de productividad más alto (0.649); se da el mejor escenario real posible, el cual se relaciona a la remoción de ambos mecanismos como recuperación máxima de petróleo posible.

$$S_{TOTAL} = 31 - 23.35 = 7.65$$

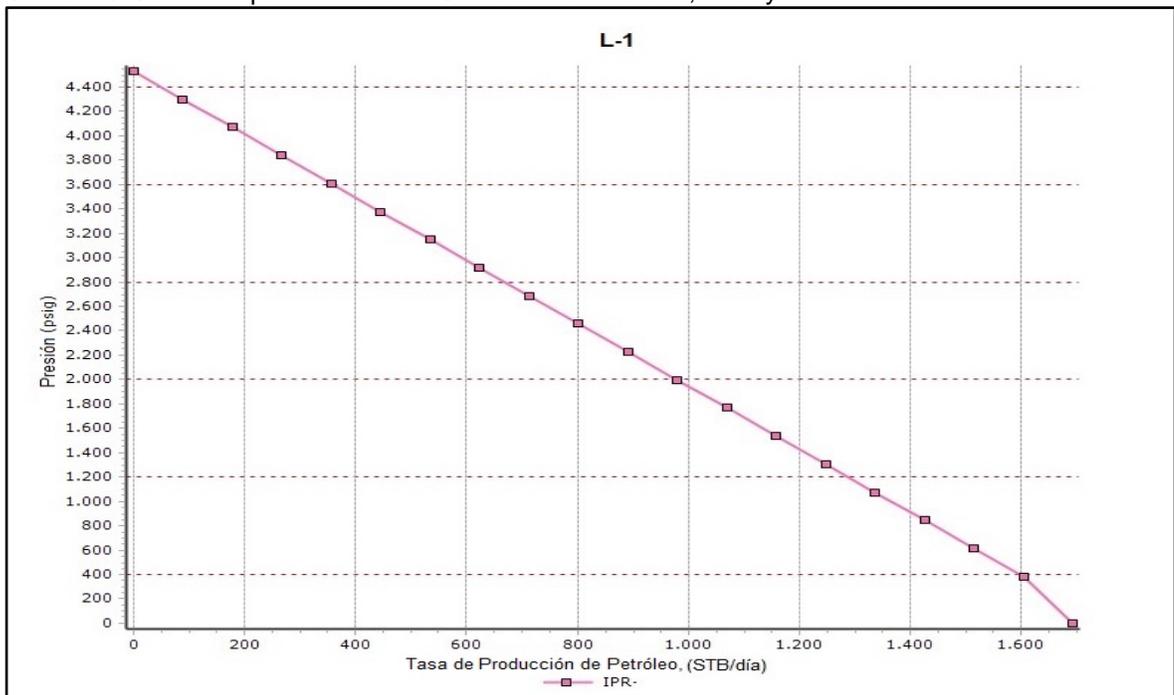
$$j = \frac{111 \text{ mD} * 90 \text{ ft}}{141.2 * 1.28 \frac{STB}{RB} * 5.52 C_p * \left(\ln \left(\frac{1040 \text{ ft}}{0.354 \text{ ft}} \right) - 0.75 + 7.65 \right)} = 0.649$$

$$AOF = \frac{0.649 * 4530 \text{ Psi}}{1.8} = 1633.33 \text{ BOPD} \approx 1633 \text{ BOPD}$$

PROSPER arroja un valor de AOF de 1693 BOPD, lo cual genera un error absoluto del 3.54%.

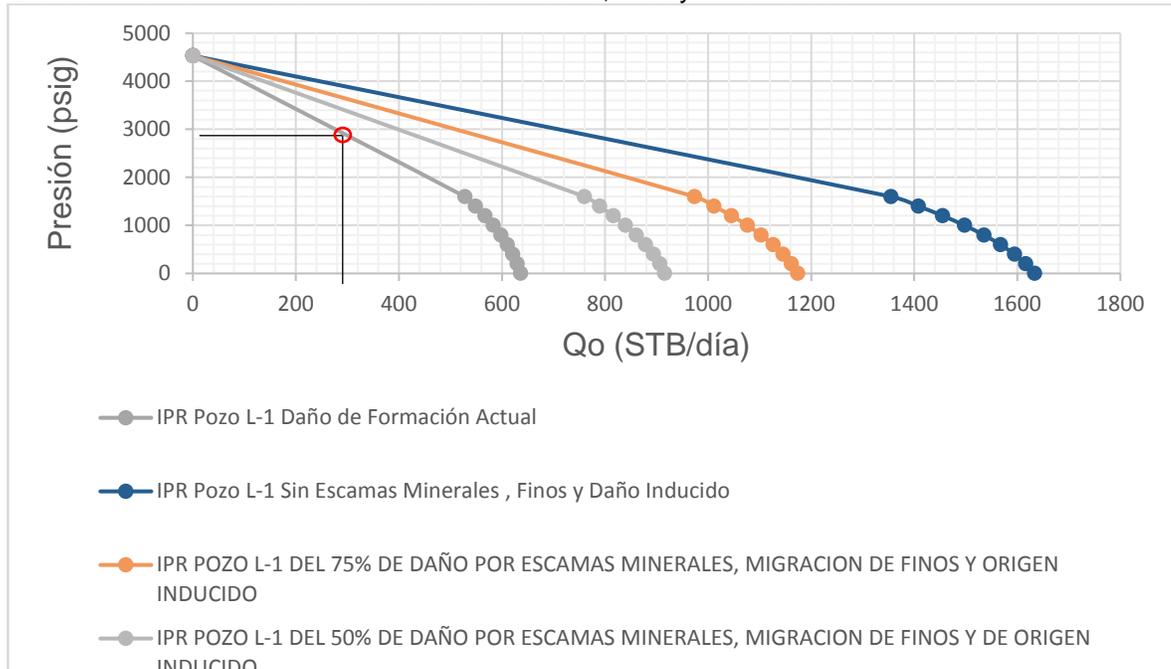
$$\frac{|786 \text{ BOPD} - 814 \text{ BOPD}|}{814 \text{ BOPD}} * 100 = 3.54\%$$

Gráfica 73. Curva Prosper IPR Pozo L-1 Sin Escamas Minerales, Finos y Daño Inducido.



Fuente. PROSPER (software), Modificada por los autores.

Gráfica 74. Curva IPR Pozo L-1 Sin Escamas Minerales, Finos y Daño Inducido.



Fuente. Elaboración propia.

En conclusión, este pozo presenta 3 tipos de daño de formación que representa el 76% de todo el daño, posee una alta viscosidad y un valor de daño medio, por lo cual se el incremento de la producción será a mediano plazo. En cuanto a nuestro modelo, se sigue evidenciando una tendencia a un error absoluto menor al 4% promedio respecto al software PROSPER por lo que se hace viable usarlo.

4.7 POZO L-2A

Tabla 21. Datos Pozo L-2A.

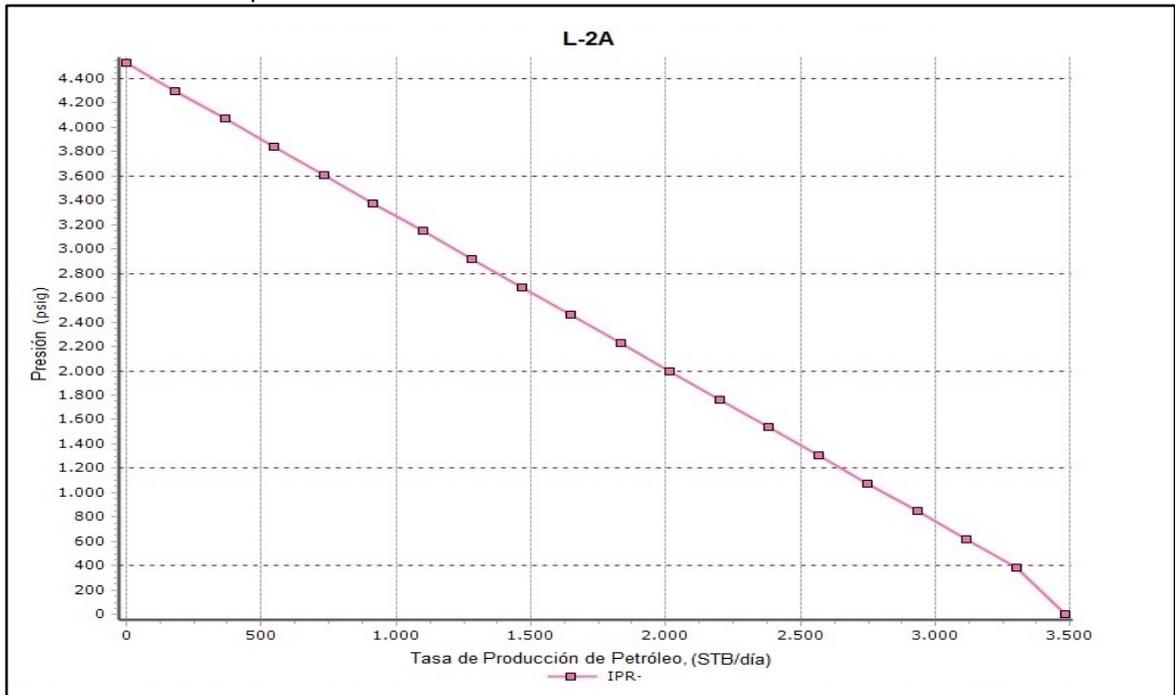
Pozo	L-2A	
Presión de Yacimiento	4530	Psi
BSW	61	%
Permeabilidad	111	md
Espesor Neto	90	ft
Factor Volumétrico del Petróleo	1.28	STB/RB
Viscosidad del Petróleo	5.52	Cp
Radio de Drenaje	1040	ft
Radio del Pozo	0.354	ft

Fuente. ECOPEPETROL S.A, Estudio de Daño de Formación, 2017.

4.7.1 IPR sin daño (s=0). En este escenario se contempla la remoción total de todos los tipos de daño de formación, por lo tanto sería el escenario ideal del pozo ya que cuantifica la máxima producción teórica posible que puede aportar el mismo. A continuación se muestra el cálculo de erro absoluto entre los caudales hallados en PROSPER vs Macro.

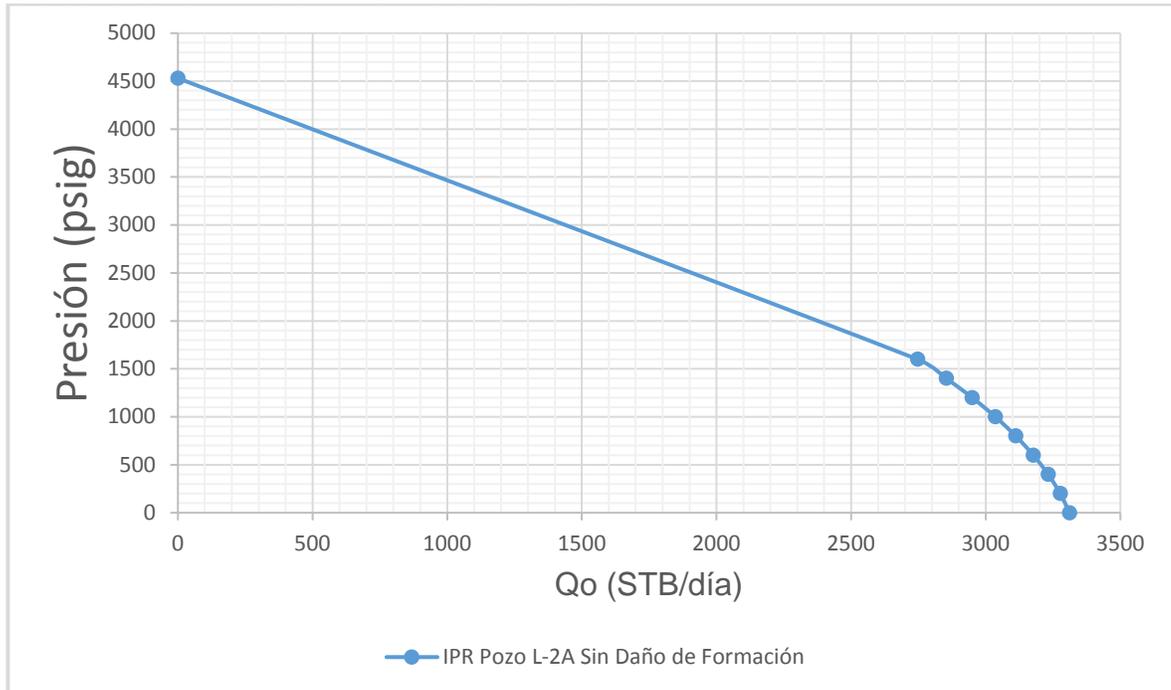
$$\frac{|3311 \text{ BOPD} - 3481 \text{ BOPD}|}{3481 \text{ BOPD}} * 100 = 4.88\%$$

Gráfica 75. Curva Prosper IPR Pozo L-2A Sin Daño de Formación.



Fuente. PROSPER (software), Modificada por los autores.

Gráfica 76. Curva IPR Pozo L-2A Sin Daño de Formación.

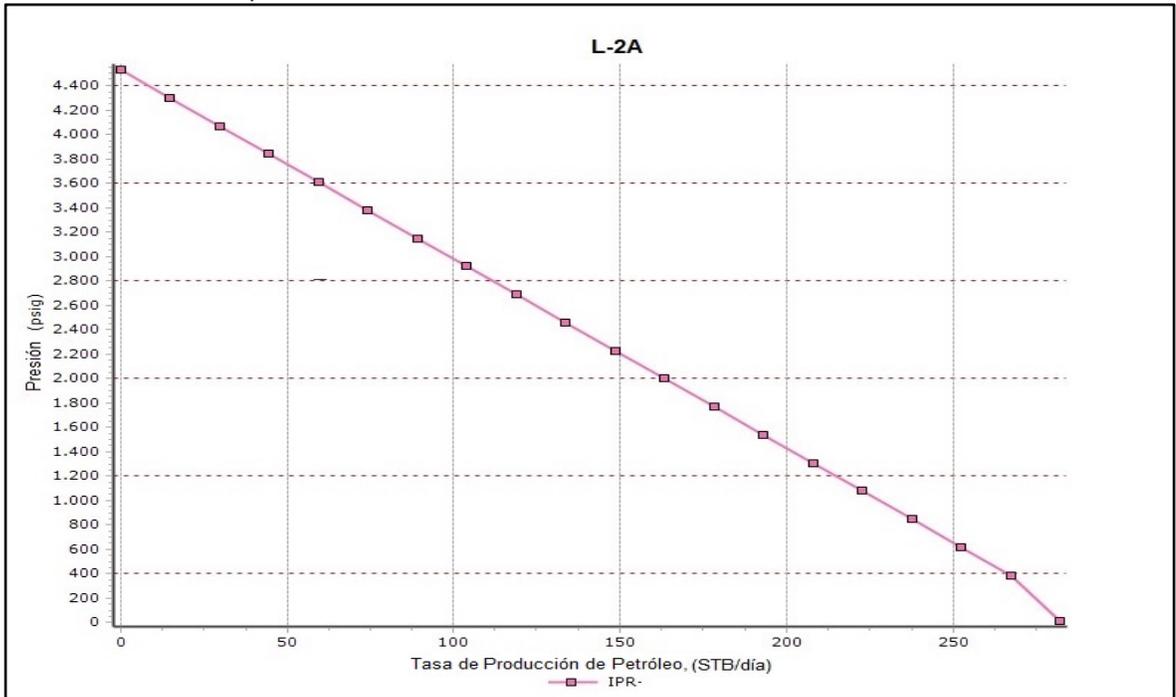


Fuente. Elaboración propia.

4.7.2 IPR daño actual (s=82). Este pozo presentó una presión inicial de 4530 psi entregando una producción de 269 BOPD según nuestro modelo de Excel (con el valor de daño actual, 82). Que al compararlo con el caudal obtenido en la curva realizada en PROSPER de 282 BOPD, se evidencia que existe una diferencia 23 barriles respecto a nuestro modelo propuesto en Excel, esto quiere decir que nuestro escenario es un poco más ajustado que los planteados en el software generando así para el daño actual, un error absoluto aproximado del 4.60% tal como se evidencia a continuación.

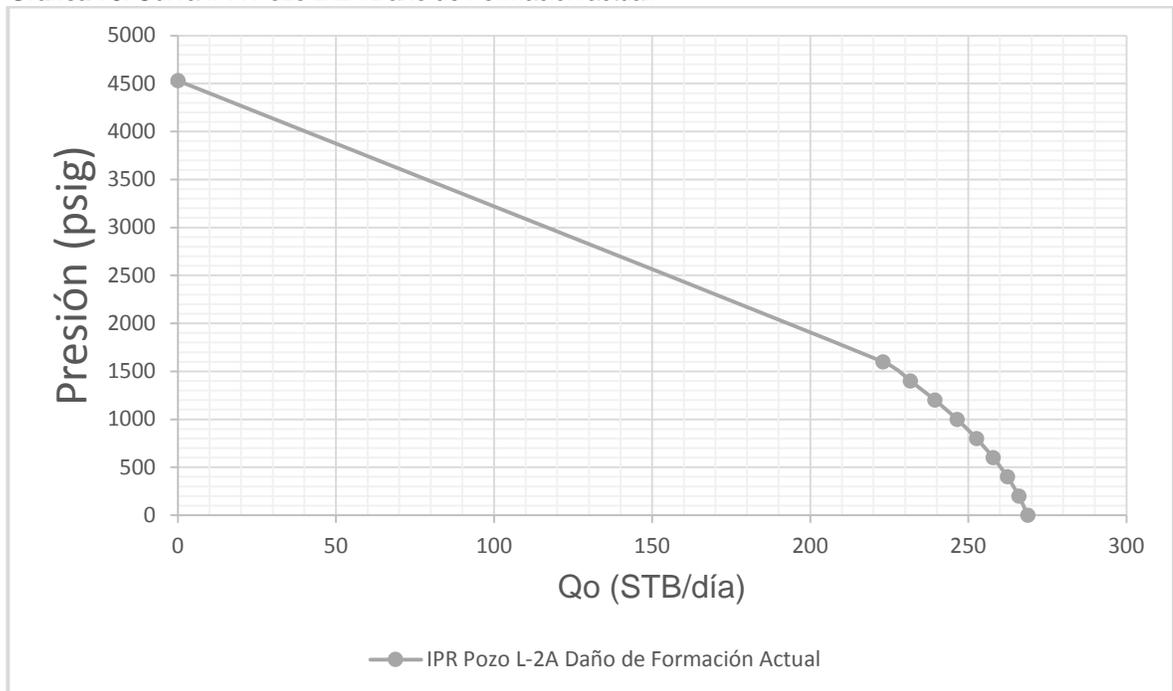
$$\frac{|269 \text{ BOPD} - 282 \text{ BOPD}|}{282 \text{ BOPD}} * 100 = 4.60\%$$

Gráfica 77. Curva Prosper IPR Pozo L-2A Daño de Formación actual.



Fuente. PROSPER (software), Modificada por los autores.

Gráfica 78. Curva IPR Pozo L-2A Daño de Formación actual.



Fuente. Elaboración propia.

4.7.3 IPR sin daño por migración de finos. Representa alrededor del 33% del daño total actual por lo cual al removerlo se obtiene un valor de daño total de 54.735, que al introducirlo en la ecuación de índice de productividad, obtenemos un valor de 0.1537, un valor alto el cual nos da como resultado un AOF=387 BOPD tal como se muestra a continuación.

$$S_{TOTAL} = 82 - 27.26 = 54.735$$

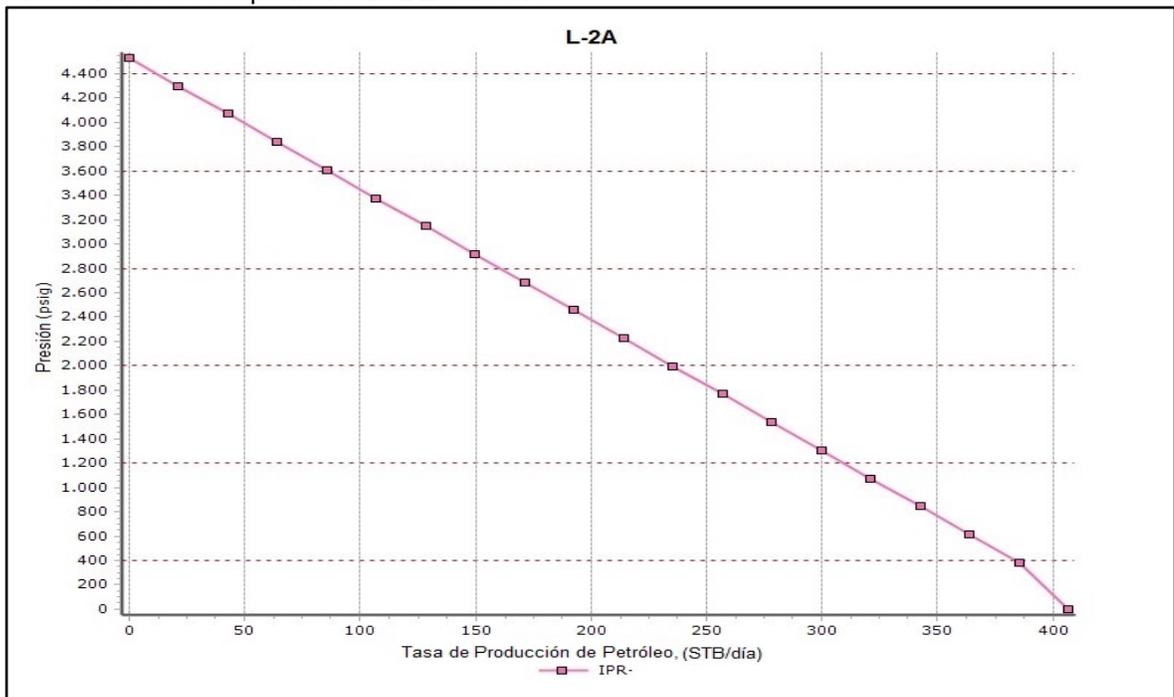
$$j = \frac{111 \text{ mD} * 90 \text{ ft}}{141.2 * 1.28 \frac{STB}{RB} * 5.52 C_p * \left(\ln \left(\frac{1040 \text{ ft}}{0.354 \text{ ft}} \right) - 0.75 + 54.735 \right)} = 0.1537$$

$$AOF = \frac{0.1537 * 4530 \text{ Psi}}{1.8} = 387.02 \text{ BOPD} \approx 387 \text{ BOPD}$$

PROSPER arroja un valor de AOF de 406 BOPD, lo cual genera un error absoluto del 4.67%.

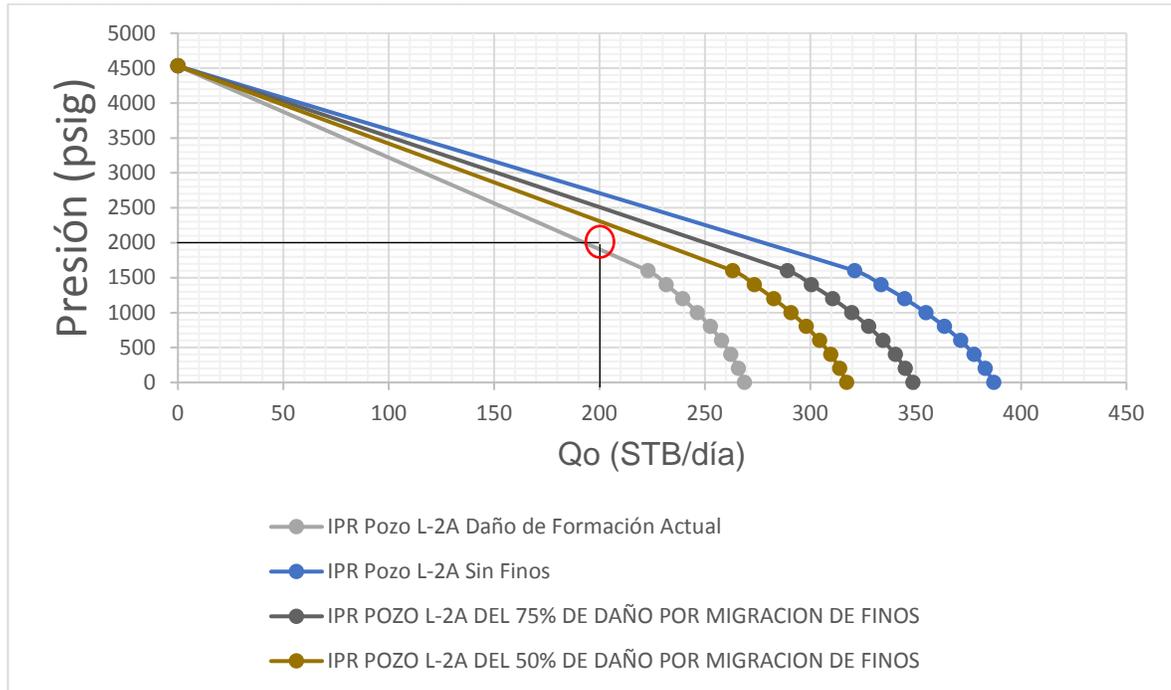
$$\frac{|387 \text{ BOPD} - 406 \text{ BOPD}|}{406 \text{ BOPD}} * 100 = 4.67\%$$

Gráfica 79. Curva Prosper IPR Pozo L-2A Sin Finos.



Fuente. PROSPER (software), Modificada por los autores.

Gráfica 80. Curva IPR Pozo L-2A Sin Finos.



Fuente. Elaboración propia.

4.7.4 IPR sin daño por escamas minerales. Es el mecanismo de daño que predomina en la formación del pozo ya que representa el 41% del daño total; al removerlo se obtiene un nuevo valor de daño total de 48.59, lo cual genera un índice de productividad de 0.1707 con un AOF=430 BOPD tal como se muestra a continuación.

$$S_{TOTAL} = 82 - 33.40 = 48.59$$

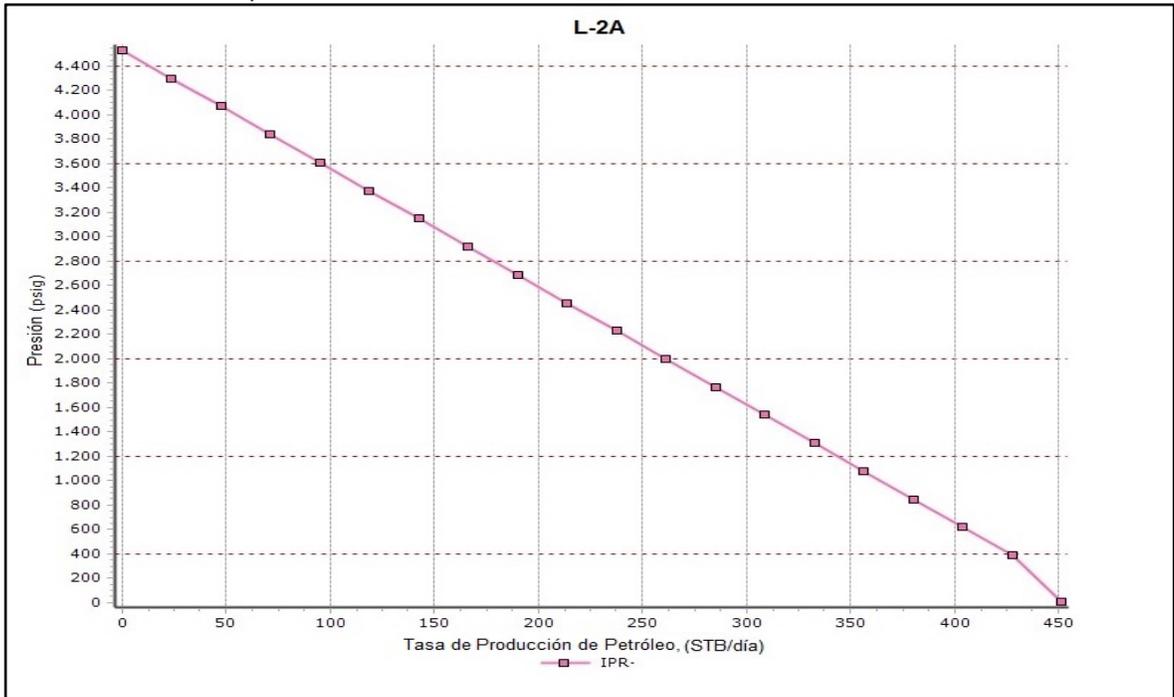
$$j = \frac{111 \text{ mD} * 90 \text{ ft}}{141.2 * 1.28 \frac{STB}{RB} * 5.52 C_p * \left(\ln \left(\frac{1040 \text{ ft}}{0.354 \text{ ft}} \right) - 0.75 + 48.59 \right)} = 0.1707$$

$$AOF = \frac{0.1707 * 4530 \text{ Psi}}{1.8} = 429.59 \text{ BOPD} \approx 430 \text{ BOPD}$$

PROSPER arroja un valor de AOF de 451 BOPD, lo cual genera un error absoluto del 4.88%.

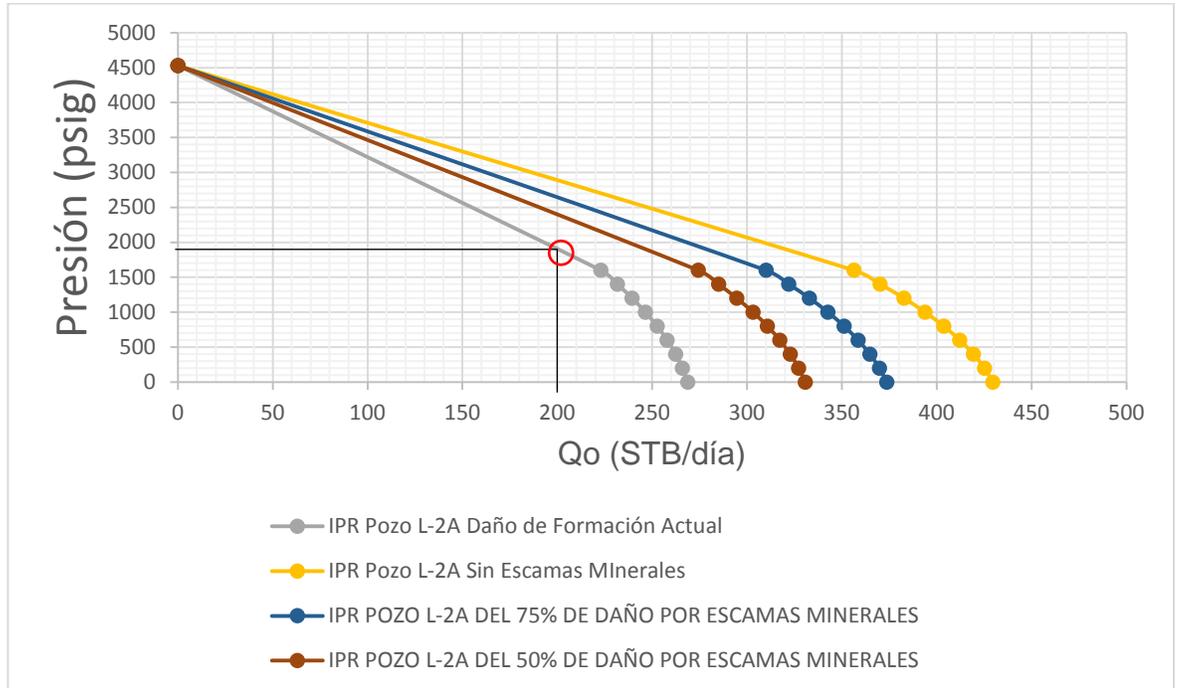
$$\frac{|430 \text{ BOPD} - 451 \text{ BOPD}|}{430 \text{ BOPD}} * 100 = 4.88\%$$

Gráfica 81. Curva Prosper IPR Pozo L-2A Sin Escamas Minerales.



Fuente. PROSPER (software), Modificada por los autores.

Gráfica 82. Curva IPR Pozo L-2A Sin Escamas Minerales.



Fuente. Elaboración propia.

4.7.5 IPR sin daño por migración de finos y escamas minerales. Representan casi el 74% del daño actual del pozo por lo que se obtiene el valor más bajo posible de daño de formación total (60.665) para el cual la producción es la más alta (AOF=840 BFPD) y a su vez el índice de productividad más alto (0.3334); se da el mejor escenario posible, el cual se relaciona a la remoción de ambos mecanismos como recuperación máxima de petróleo posible en este caso de estudio.

$$S_{TOTAL} = 82 - 60.665 = 21.32$$

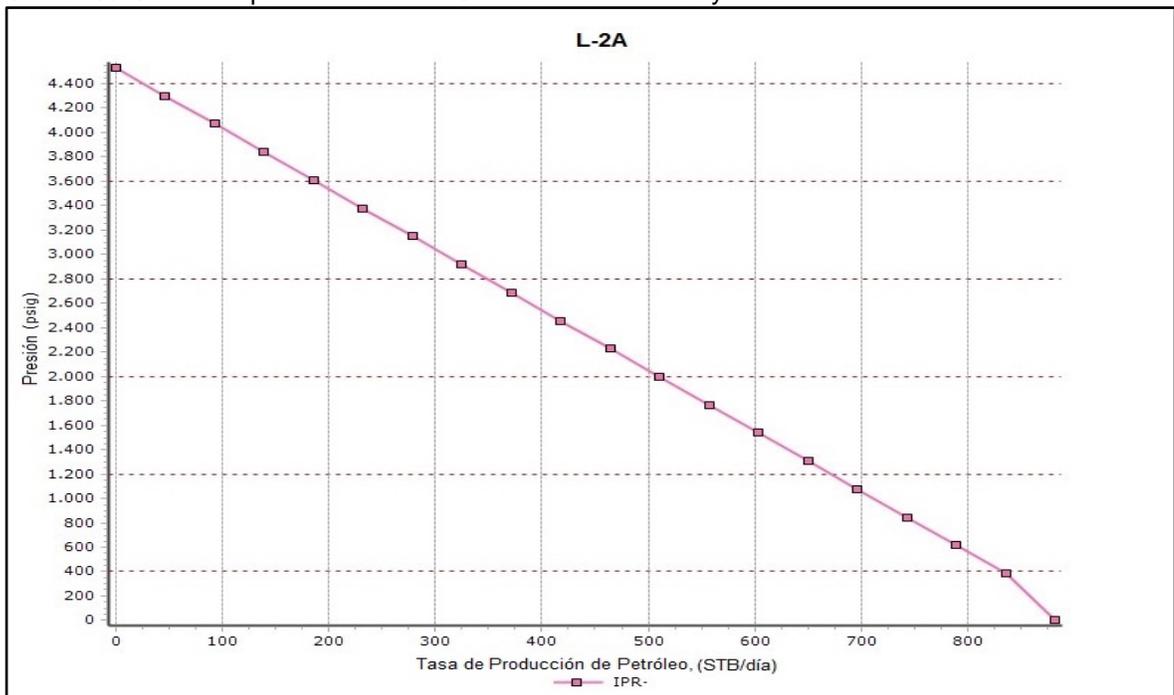
$$j = \frac{111 \text{ mD} * 90 \text{ ft}}{141.2 * 1.28 \frac{STB}{RB} * 5.52 C_p * \left(\ln \left(\frac{1040 \text{ ft}}{0.354 \text{ ft}} \right) - 0.75 + 21.32 \right)} = 0.3336$$

$$AOF = \frac{0.3336 * 4530 \text{ Psi}}{1.8} = 839.66 \text{ BOPD} \approx 840 \text{ BOPD}$$

PROSPER arroja un valor de AOF de 882 BOPD, lo cual genera un error absoluto del 4.76%.

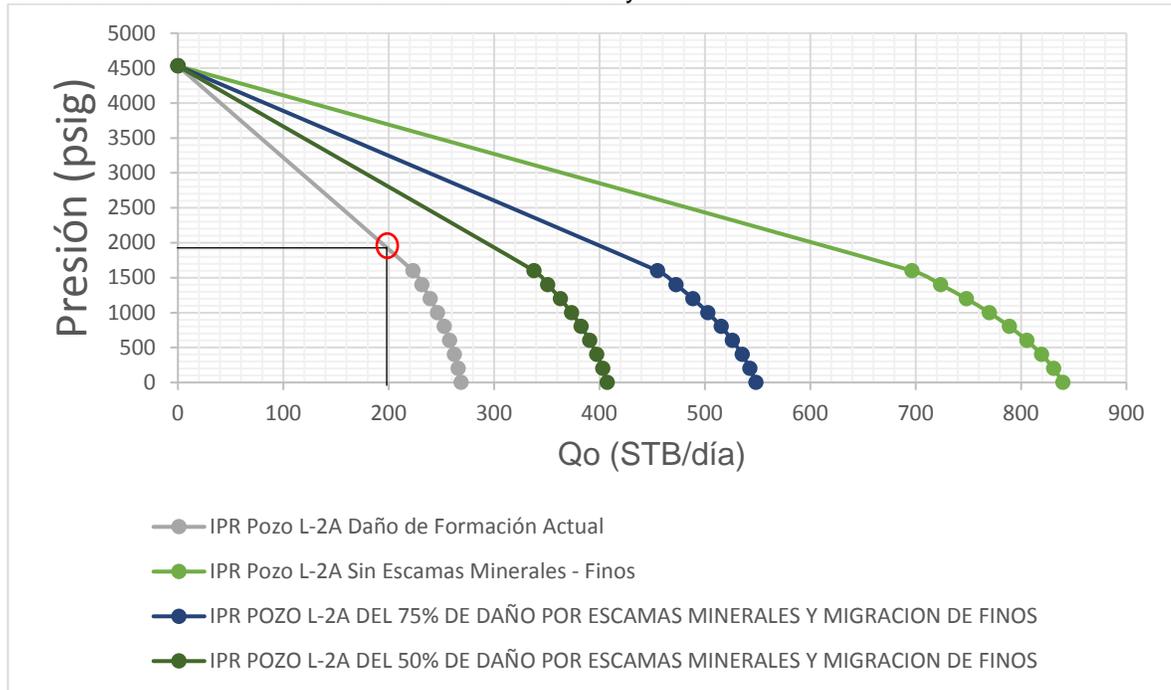
$$\frac{|840 \text{ BOPD} - 882 \text{ BOPD}|}{882 \text{ BOPD}} * 100 = 4.76\%$$

Gráfica 83. Curva Prosper IPR Pozo L-2A Sin Escamas Minerales y Finos.



Fuente. PROSPER (software), Modificada por los autores.

Gráfica 84. Curva IPR Pozo L-2A Sin Escamas Minerales y Finos.



Fuente. Elaboración propia.

En conclusión, este pozo presenta una alta viscosidad y un valor de daño alto, por lo cual se el incremento de la producción será a largo plazo. En cuanto a nuestro modelo, se sigue evidenciando una tendencia a un error absoluto menor al 5% promedio respecto al software PROSPER por lo que se hace viable usarlo.

4.8 POZO L-9D

Tabla 22. Datos Pozo L-9D.

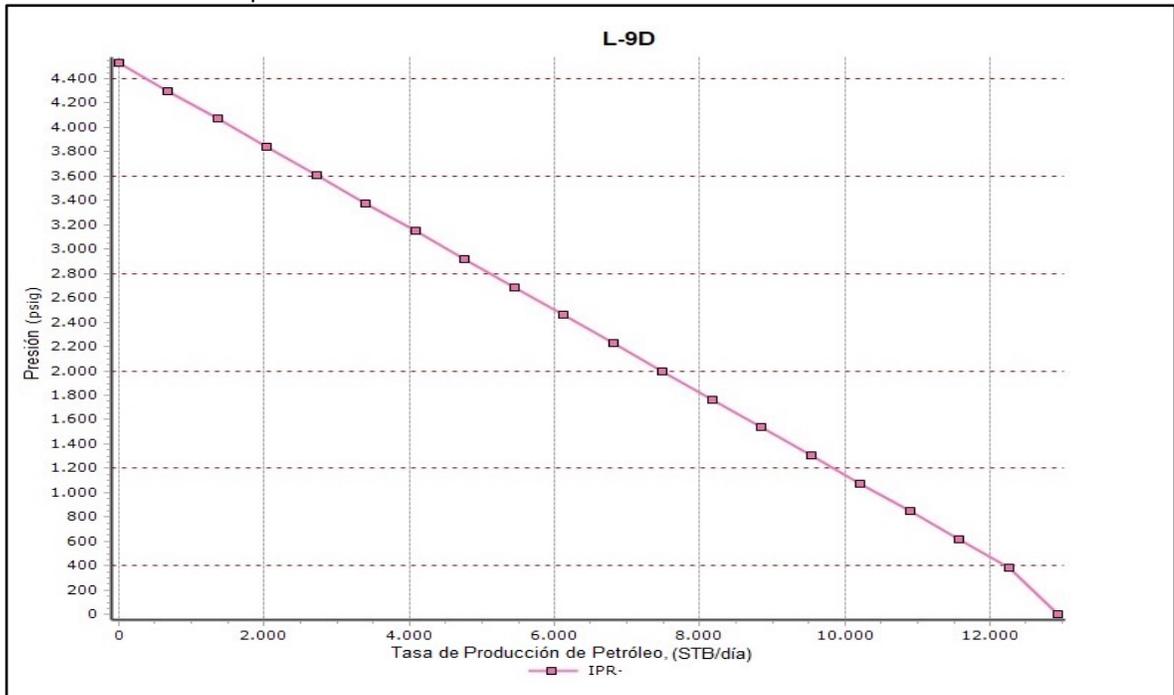
Pozo	L-9D	
Presión de Yacimiento	4530	Psi
BSW	61	%
Permeabilidad	111	md
Espesor Neto	90	ft
Factor Volumétrico del Petróleo	1.28	STB/RB
Viscosidad del Petróleo	1.686	Cp
Radio de Drenaje	1040	ft
Radio del Pozo	0.354	ft

Fuente. ECOPEPETROL S.A, Estudio de Daño de Formación, 2017.

4.8.1 IPR sin daño de formación (s=0). En este escenario se contempla la remoción total de todos los tipos de daño de formación, por lo tanto sería el escenario ideal del pozo ya que cuantifica la máxima producción teórica posible que puede aportar el mismo. A continuación se muestra el cálculo de erro absoluto entre los caudales hallados en Prosper vs Macro.

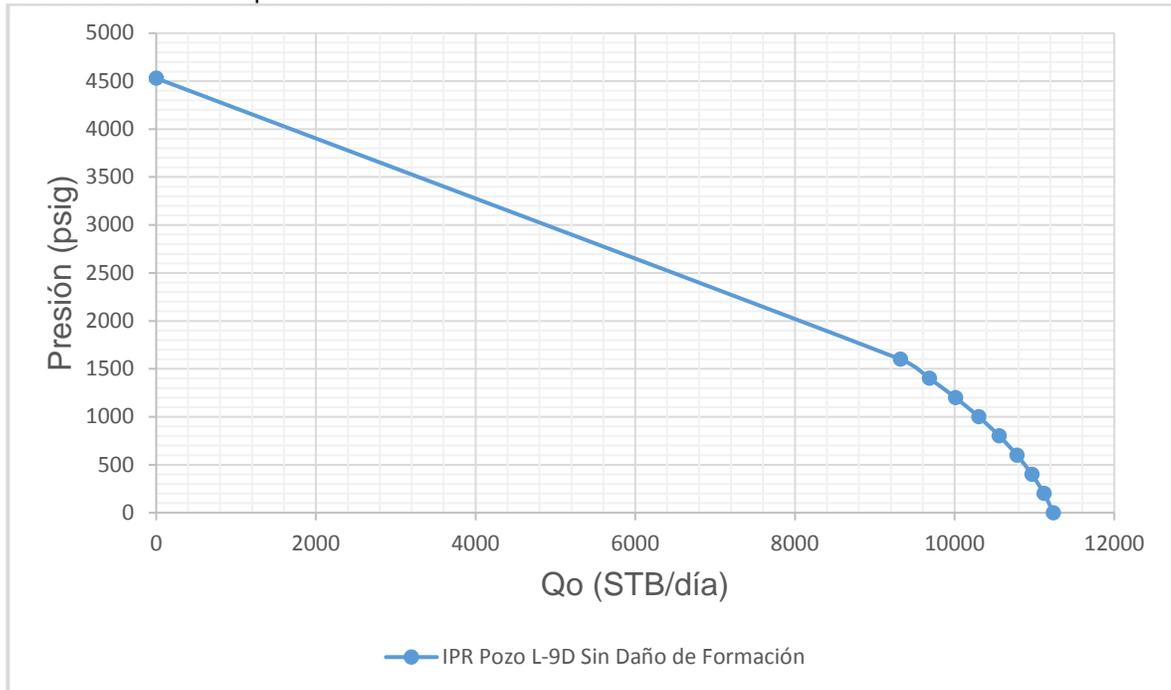
$$\frac{|11236 \text{ BOPD} - 12394 \text{ BOPD}|}{12394 \text{ BOPD}} * 100 = 9.34\%$$

Gráfica 85. Curva Prosper IPR Pozo L-9D Sin Daño de Formación.



Fuente. PROSPER (software), Modificada por los autores.

Gráfica 86. Curva Prosper IPR Pozo L-9D Sin Daño de Formación.

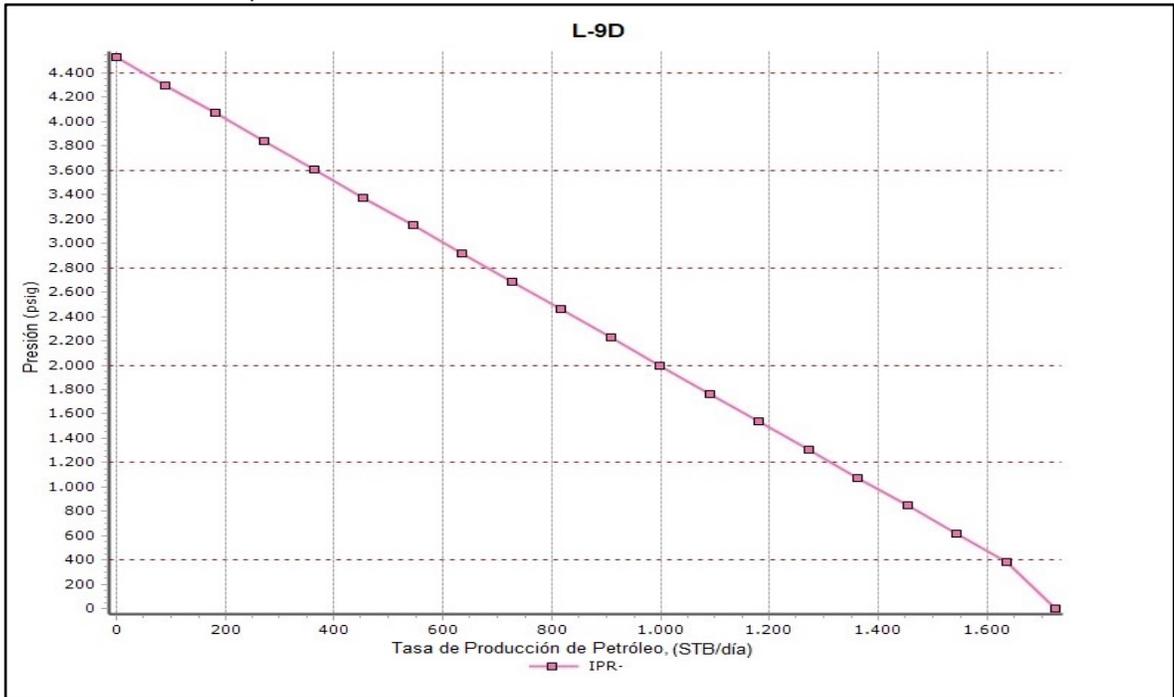


Fuente. Elaboración propia.

4.8.2 IPR daño actual (s=47). Este pozo presentó una presión inicial de 4530 psi entregando una producción de 1509 BOPD según nuestro modelo de Excel (con el valor de daño actual, 47). Que al compararlo con la curva realizada en PROSPER, se evidencia que existe una diferencia de 216 barriles respecto a nuestro modelo propuesto en Excel, esto quiere decir que nuestro escenario es un poco más ajustado que los planteados en el software generando así para el daño actual, un error absoluto aproximado del 3.68% tal como se evidencia a continuación.

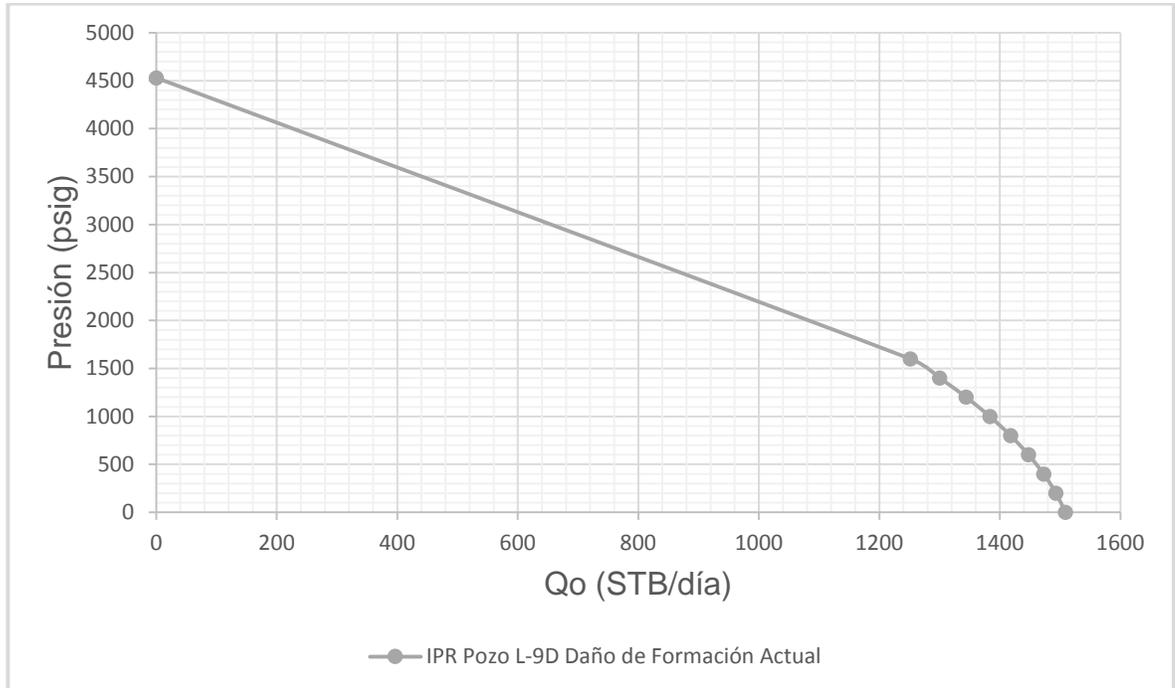
$$\frac{|1509 \text{ BOPD} - 1725 \text{ BOPD}|}{1725 \text{ BOPD}} * 100 = 12.52\%$$

Gráfica 87. Curva Prosper IPR Pozo L-9D Daño de Formación actual.



Fuente. PROSPER (software), Modificada por los autores.

Gráfica 88. Curva IPR Pozo L-9D Daño de Formación actual.



Fuente. Elaboración propia.

4.8.3 IPR sin daño por migración de finos. Este daño de formación representa el 27% del daño total; al removerlo se obtiene un nuevo valor de daño total de 34.38, lo cual genera un índice de productividad de 0.7812 con un AOF=1966 BOPD tal como se muestra a continuación.

$$S_{TOTAL} = 47 - 12.61 = 34.38$$

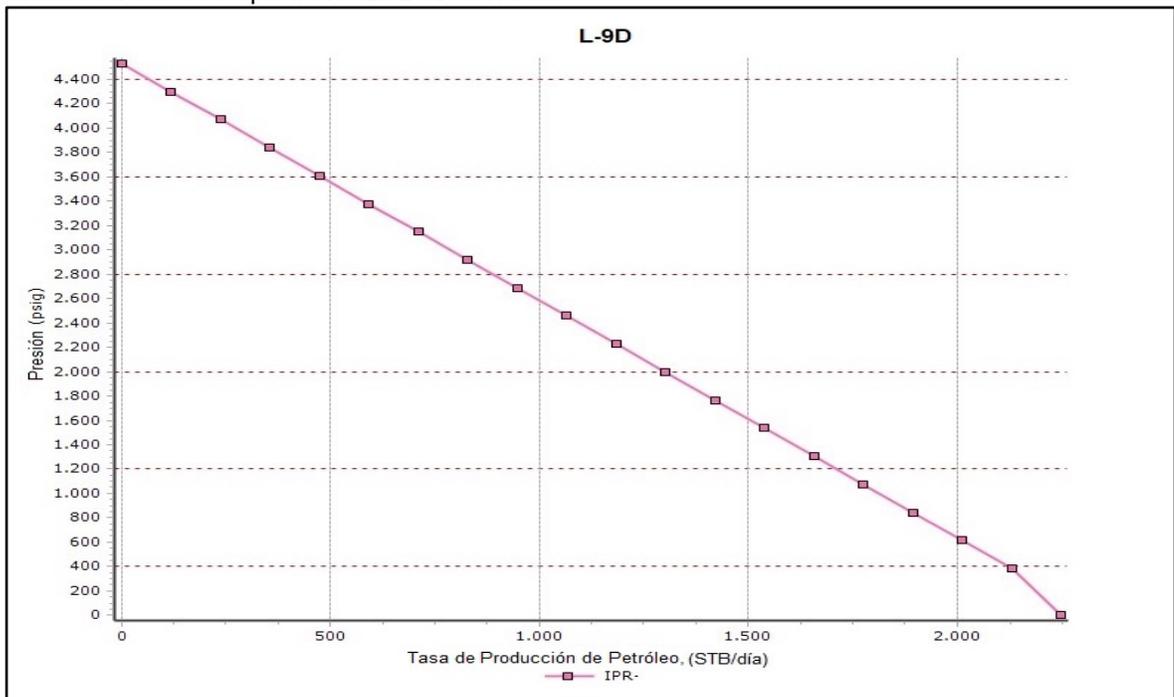
$$j = \frac{111 \text{ mD} * 90 \text{ ft}}{141.2 * 1.28 \frac{STB}{RB} * 1.686 C_p * \left(\ln \left(\frac{1040 \text{ ft}}{0.354 \text{ ft}} \right) - 0.75 + 34.38 \right)} = 0.7812$$

$$AOF = \frac{0.7812 * 4530 \text{ Psi}}{1.8} = 1966 \text{ BOPD} \approx 1966 \text{ BOPD}$$

PROSPER arroja un valor de AOF de 2249 BOPD, lo cual genera un error absoluto del 12.58%.

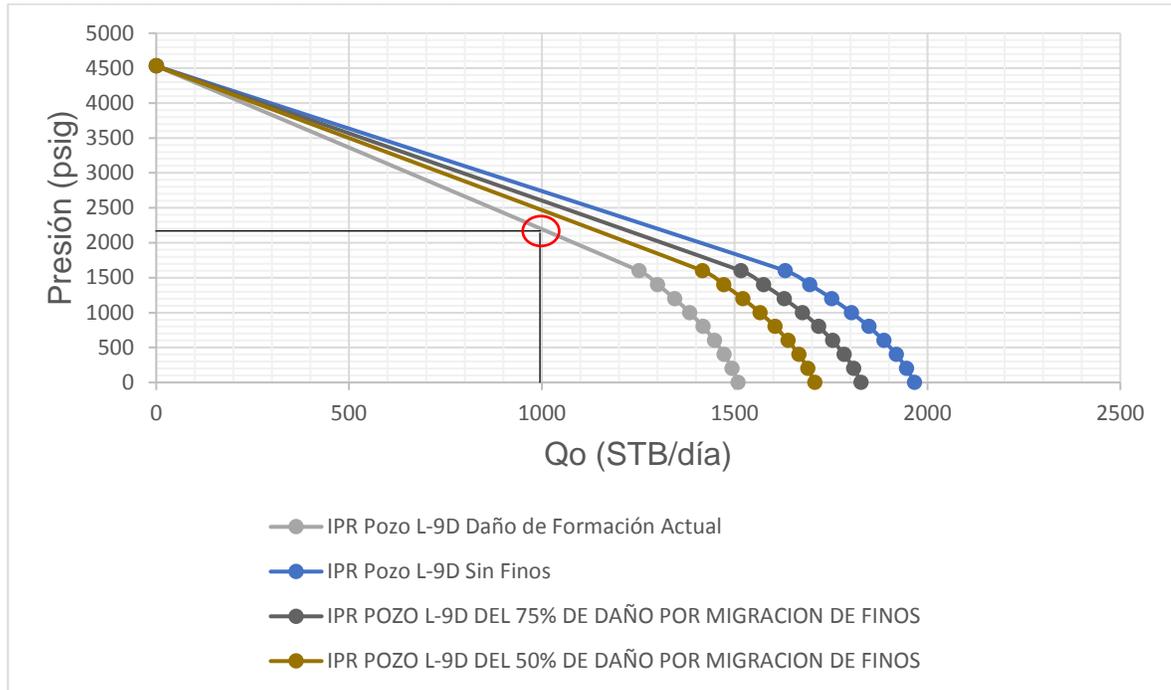
$$\frac{|1966 \text{ BOPD} - 2249 \text{ BOPD}|}{2249 \text{ BOPD}} * 100 = 12.58\%$$

Gráfica 89. Curva Prosper IPR Pozo L-9D Sin Finos.



Fuente. PROSPER (software), Modificada por los autores.

Gráfica 90. Curva IPR Pozo L-9D Sin Finos.



Fuente. Elaboración propia.

4.8.4 IPR sin daño por escamas minerales. Este tipo de daño de formación del pozo representa el 30% del daño total; al removerlo se obtiene un nuevo valor de daño total de 32.72, lo cual genera un índice de productividad de 0.8136 con un AOF=2048 BOPD tal como se muestra a continuación:

$$S_{TOTAL} = 47 - 14.27 = 32.72$$

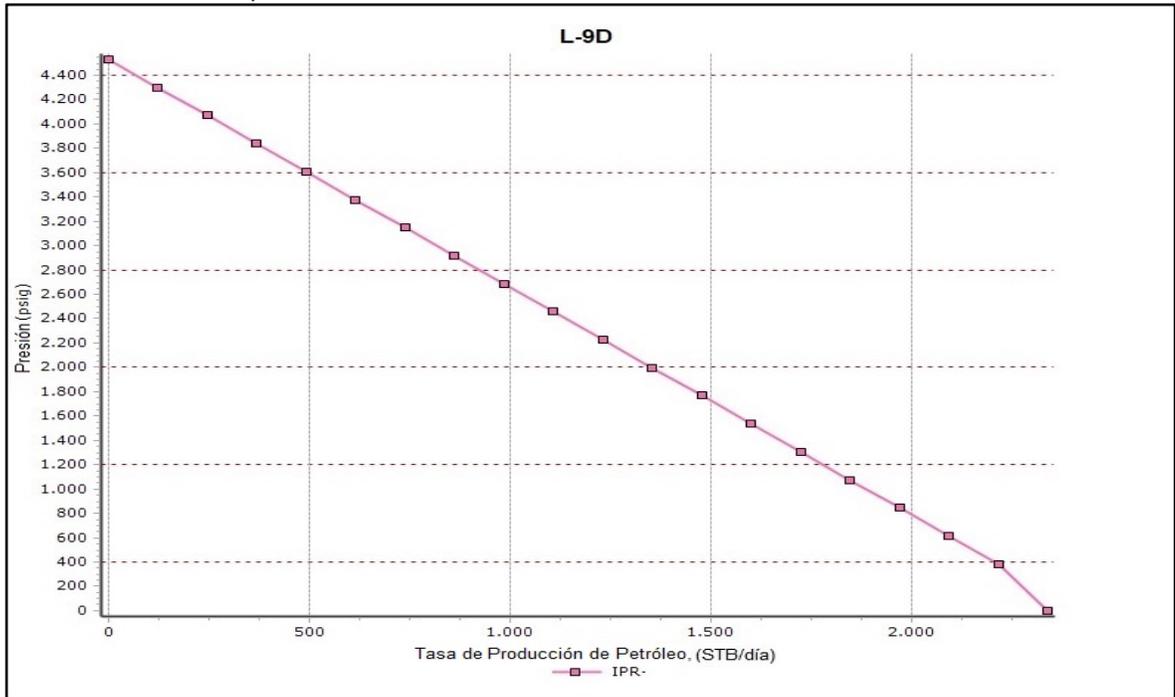
$$j = \frac{111 \text{ mD} * 90 \text{ ft}}{141.2 * 1.28 \frac{STB}{RB} * 1.686 C_p * \left(\ln \left(\frac{1040 \text{ ft}}{0.354 \text{ ft}} \right) - 0.75 + 32.72 \right)} = 0.8136$$

$$AOF = \frac{0.8136 * 4530 \text{ Psi}}{1.8} = 2047.64 \text{ BOPD} \approx 2048 \text{ BOPD}$$

PROSPER arroja un valor de AOF de 2340 BOPD, lo cual genera un error absoluto del 12.47%.

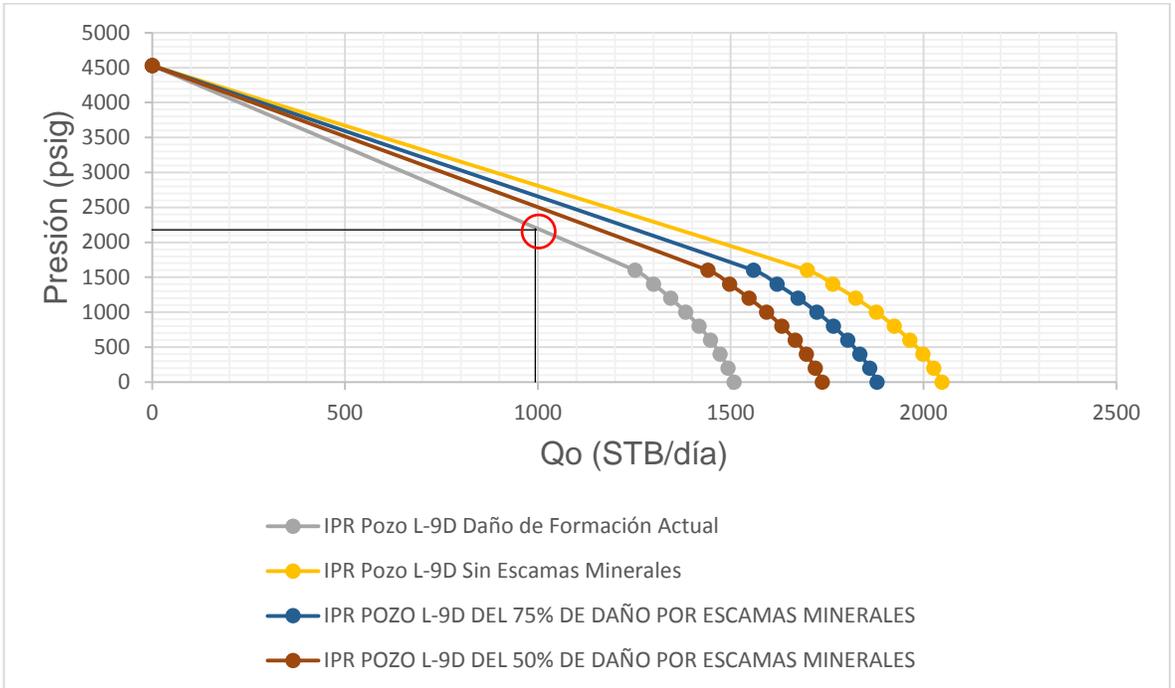
$$\frac{|2048 \text{ BOPD} - 2340 \text{ BOPD}|}{2340 \text{ BOPD}} * 100 = 12.47\%$$

Gráfica 91. Curva Prosper IPR Pozo L-9D Sin Escamas Minerales.



Fuente. PROSPER (software), Modificada por los autores.

Gráfica 92. Curva IPR Pozo L-9D Sin Escamas Minerales.



Fuente. Elaboración propia.

4.8.5 IPR sin daño por migración de finos y escamas minerales. Representan casi el 57% del daño actual del pozo por lo que se obtiene el valor más bajo posible de daño de formación total (20.10) para el cual la producción es la más alta (AOF=2993 BFPD) y a su vez el índice de productividad más alto (1.1990); se da el mejor escenario posible, el cual se relaciona a la remoción de ambos mecanismos como recuperación máxima de petróleo posible en este caso de estudio.

$$S_{TOTAL} = 47 - 14.27 - 12.619 = 20.10$$

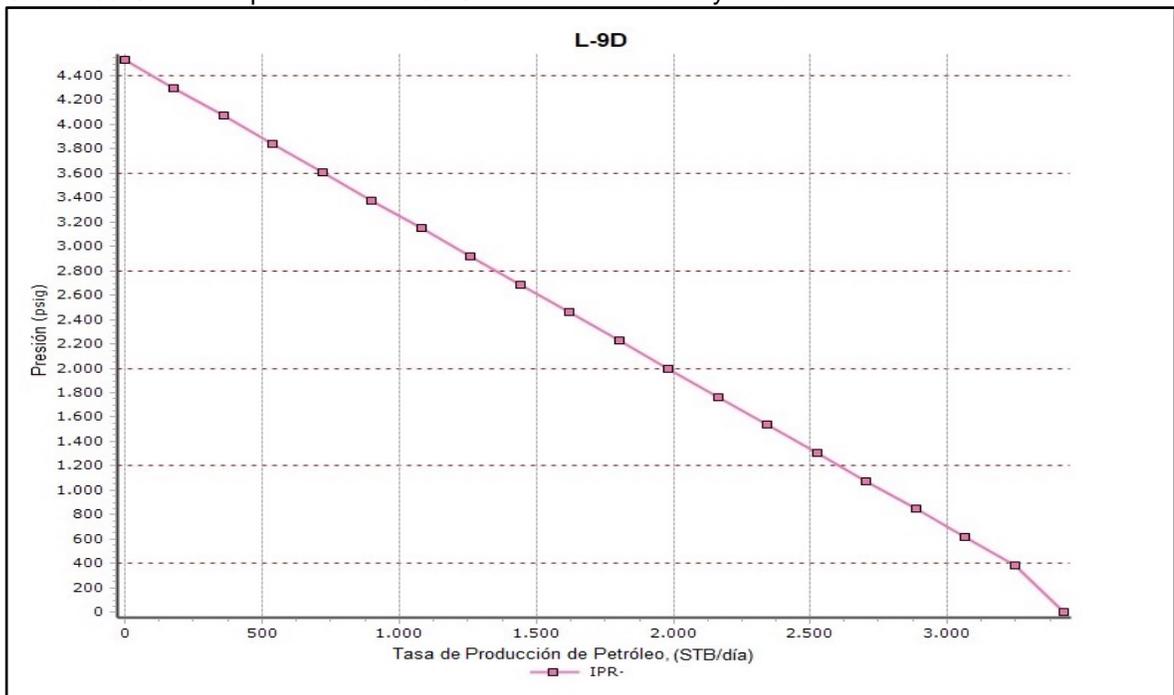
$$j = \frac{111 \text{ mD} * 90 \text{ ft}}{141.2 * 1.28 \frac{STB}{RB} * 1.686 C_p * \left(\ln \left(\frac{1040 \text{ ft}}{0.354 \text{ ft}} \right) - 0.75 + 20.10 \right)} = 1.1891$$

$$AOF = \frac{1.1990 * 4530 \text{ Psi}}{1.8} = 3017.48 \text{ BOPD} \approx 3018 \text{ BOPD}$$

PROSPER arroja un valor de AOF de 3424 BOPD, lo cual genera un error absoluto del 11.85%.

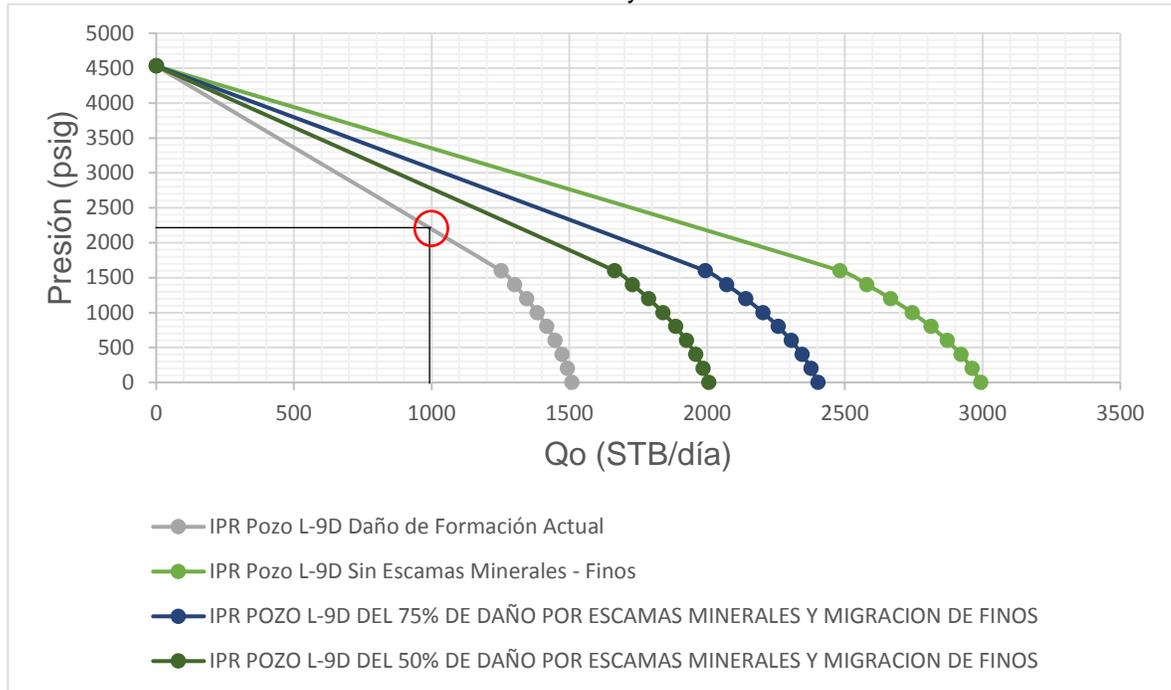
$$\frac{|3018 \text{ BOPD} - 3424 \text{ BOPD}|}{3424 \text{ BOPD}} * 100 = 11.85\%$$

Gráfica 93. Curva Prosper IPR Pozo L-9D Sin Escamas Minerales y Finos.



Fuente. PROSPER (software), Modificada por los autores.

Gráfica 94. Curva IPR Pozo L-9D Sin Escamas Minerales y Finos.



Fuente. Elaboración propia.

En conclusión, este pozo presenta una baja viscosidad respecto al resto y un valor de daño medio, por lo cual se el incremento de la producción será a mediano plazo. En cuanto a nuestro modelo, se sigue evidenciando una tendencia a un error absoluto promedio de al 12% respecto al software PROSPER por lo que se hace viable usarlo.

4.8.6 Modelo curva de declinación de los pozos de los campos. A continuación se genera una curva de declinación la cual representa un indicio del comportamiento futuro de producción que puede tener el yacimiento; para este modelo se utilizó un modelo de curva de declinación de tipo exponencial que consiste en la declinación de la producción a porcentaje constante y esto se debe a la expresión matemática o ecuación exponencial que la define, básicamente es también la relación que existe entre los gastos de producción y la producción misma en un periodo de tiempo específico que se define en la **Ecuación 12:**

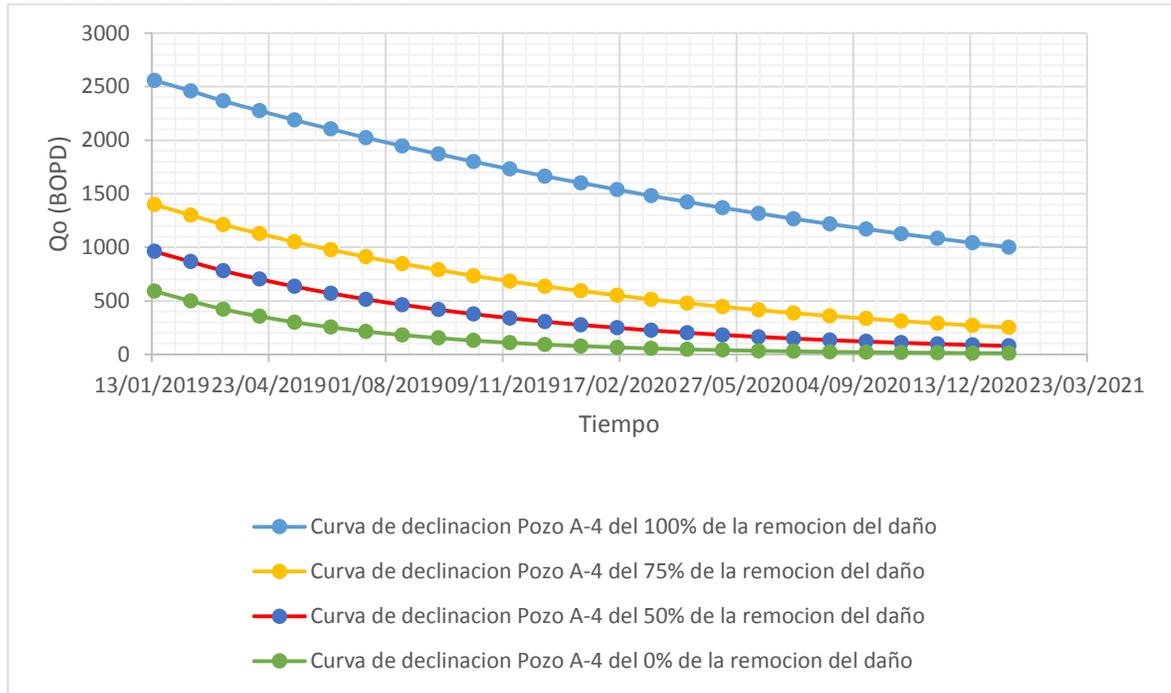
Ecuación 12. Ecuación de declinación exponencial

$$Q_o = (Q_{oi})(e^{-D*T})$$

Fuente. ECOPETROL S.A
, Informe técnico.

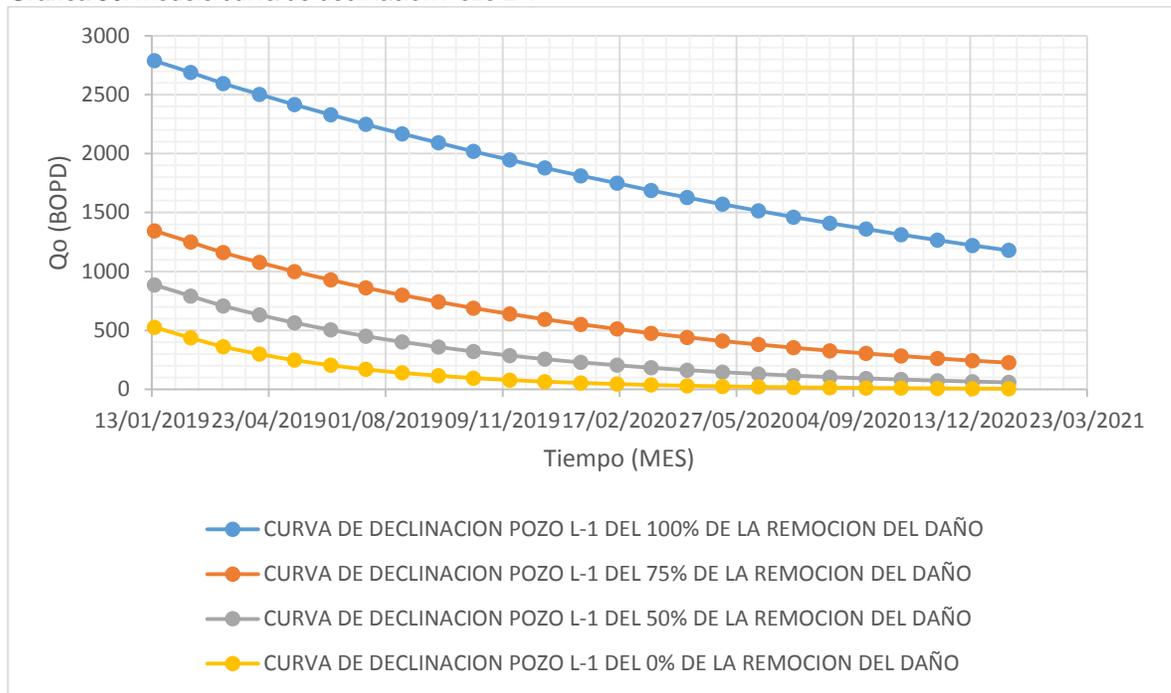
Las curvas de los demás pozos se encuentran en el **Anexo F.**

Gráfica 95. Modelo Curva de declinación Pozo A-4.



Fuente. Elaboración propia.

Gráfica 96. Modelo curva de declinación Pozo L-1



Fuente. Elaboración propia.

4.9 DESCRIPCIÓN DE LA ELABORACIÓN DE LA MACRO EN EXCEL PARA EL ANÁLISIS GRAFICO DE LAS CURVAS IPR DE LA REMOCIÓN TEÓRICA DEL DAÑO DE FORMACIÓN PARA CUALQUIER POZO

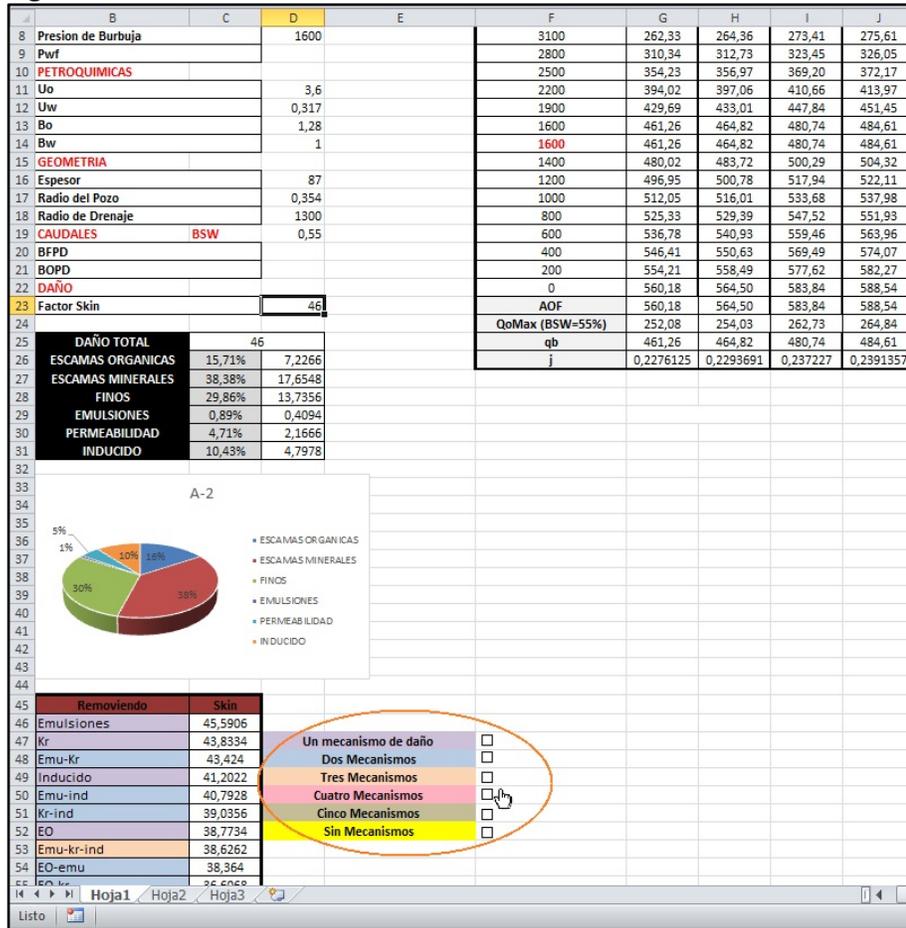
A continuación se describe el paso a paso de cómo se elaboró la macro en Microsoft Excel la cual permite visualizar de manera rápida las curvas IPR posteriores a la remoción teórica del daño de formación para cualquier pozo en cualquier campo. Esto permitirá a cualquier ingeniero visualizar de forma rápida los incrementales de producción después de tratar un mecanismo de daño de formación, para así cuantificar la producción sin necesidad de crear todo un modelo matemático-analítico nuevo.

Para esto, lo primero que se hizo fue crear una hoja de cálculo en Microsoft Excel con los distintos datos necesarios para la cuantificación del daño de formación. Se escogió el modelo a usar; en este caso fue un modelo de Darcy y Vogel. Posteriormente, con base al estudio técnico otorgado por ECOPEPETROL S.A. se realizaron los cálculos pertinentes para la remoción del daño de formación. Los cuales consistían en 6 mecanismos distintos de daño los cuales cada uno representa un porcentaje sobre el daño total actual del pozo tal como lo vimos en el capítulo 3.

Una vez obtenidos los nuevos valores de daño de formación, se obtienen 62 valores diferentes de daño, puesto que es el resultante de todas las combinaciones posibles sin repetir, de los 6 mecanismos. Con cada valor se calculó una curva IPR ya que al cambiar el daño cambia el IP (índice de productividad), y por lo tanto cambia el Absolut Open Flow (AOF).

Al tener las 62 curvas nuevas, se procede a la programación de la Macro, la cual consistió en organizar por grupos las distintas curvas IPR; removiendo un mecanismo, dos mecanismos, tres, cuatro, cinco y finalmente la remoción de todos los mecanismos de daño para dar un valor de daño ideal ($S=0$). Para esto se crearon seis (6) botones tipo "CheckBox" o también llamados casilla de verificación, los cuales cada uno representa uno de estos grupos. Esto lo podemos evidenciar en la siguiente ilustración.

Figura 32. Creación de casillas de verificación en Excel.

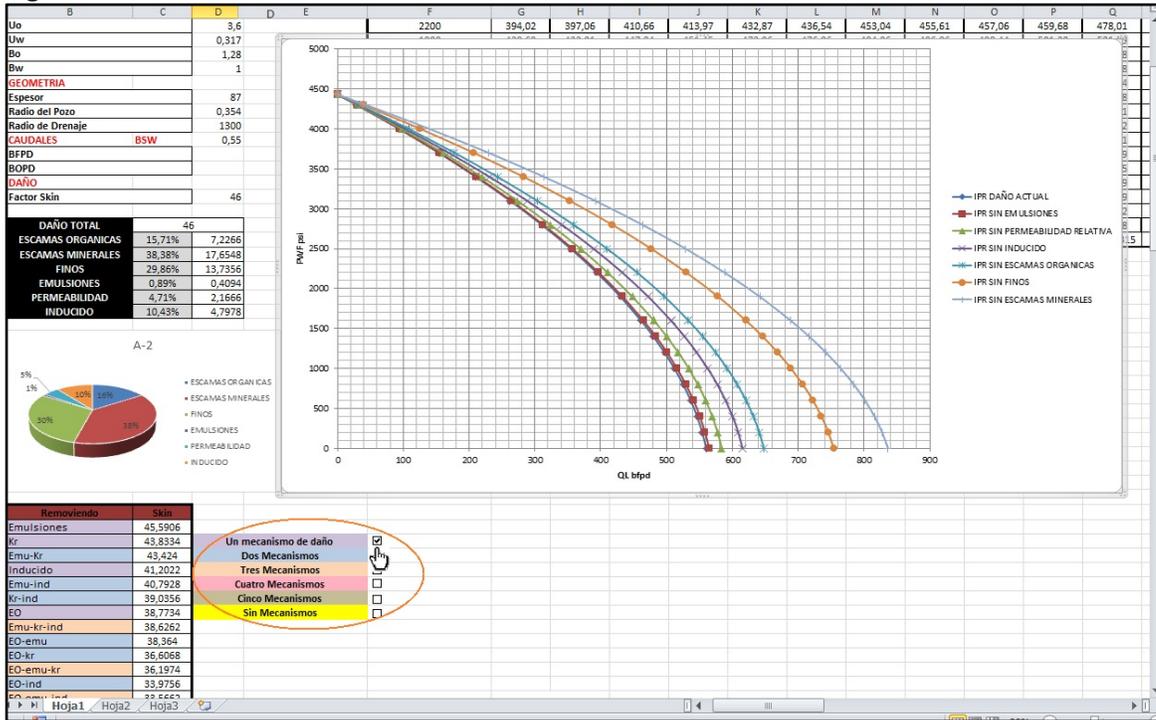


Fuente. Elaboración propia.

Una vez creadas las casillas de verificación para cada grupo tal como lo vimos en la **Figura 32**, se procede a programar cada grupo, empezando por todas las curvas posibles al remover solo un mecanismo de daño. Para cada caso, se usó la opción inferior de la pantalla en el Excel la cual permite grabar macros sin necesidad de crear un código complejo. Lo cual sirvió para graficar de manera rápida las seis (6) curvas posibles de la remoción de un solo mecanismo y a su vez el daño actual para que el usuario pueda evidenciar el cambio en la producción de petróleo. Esto lo podemos evidenciar en la **Figura 33**.

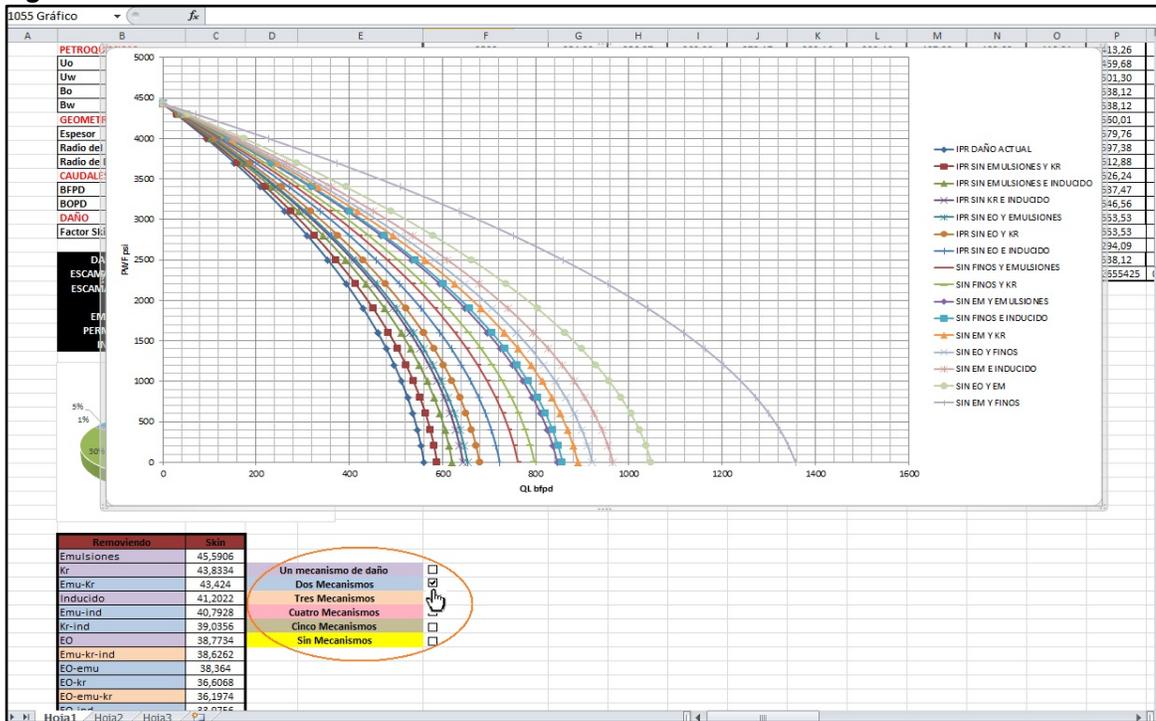
El objetivo principal de la macro consiste que al clicar una casilla de verificación, aparezca la gráfica correspondiente. Posteriormente se procede a programar el grupo de gráficas de la remoción de dos mecanismos de daño. Para esto se generaron 15 curvas en este grupo tal como se muestra en la **Figura 34**. Para la remoción de tres mecanismos se generaron 20 curvas. Para la remoción de cuatro mecanismos 15 curvas y para la remoción de cinco mecanismos, se generaron 6 curvas. Para el grupo sin mecanismo se graficó sin daño y estimulado.

Figura 33. Gráfica curvas IPR en macro removiendo un mecanismo de daño de formación.



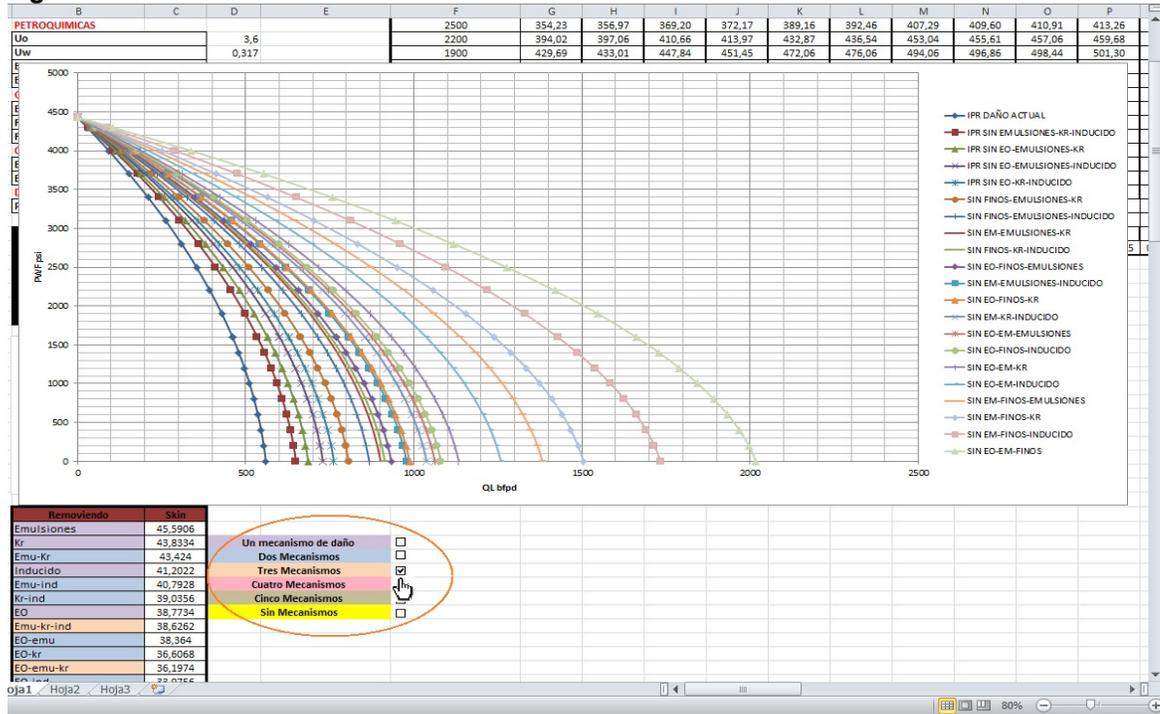
Fuente. Elaboración propia.

Figura 34. Gráfica curvas IPR en la Macro de Excel al remover dos mecanismos.



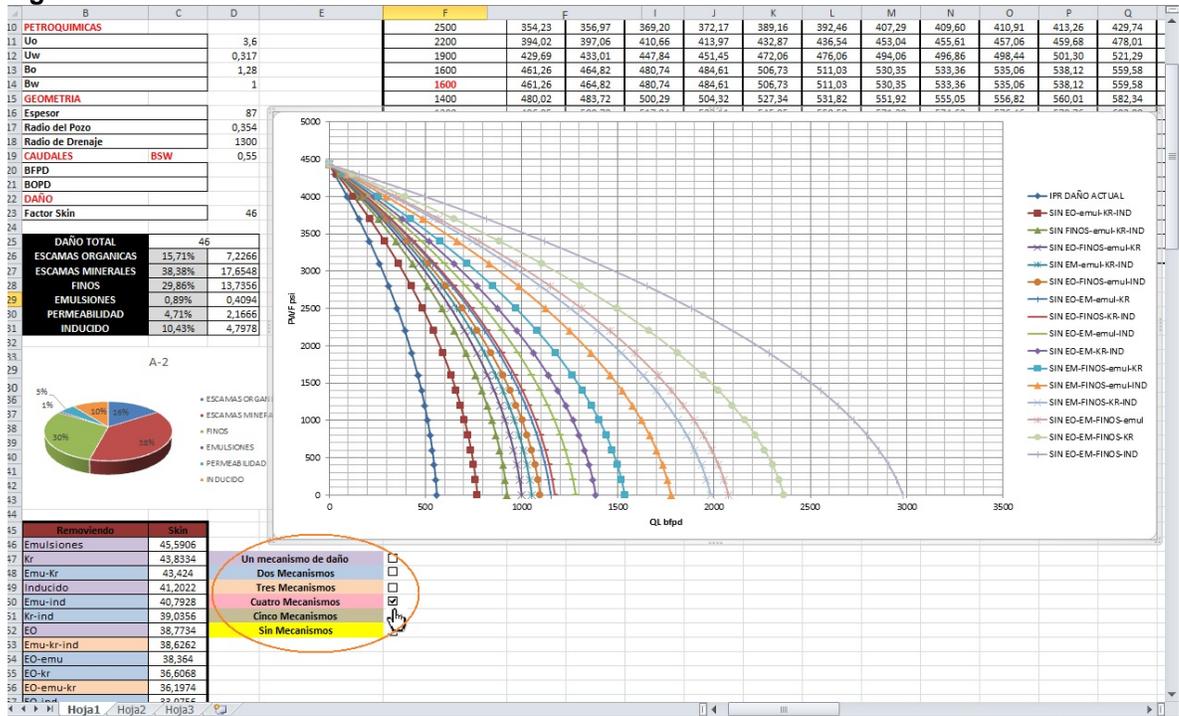
Fuente. Elaboración propia.

Figura 35. Grafica curvas IPR en la Macro de Excel al remover tres mecanismos.



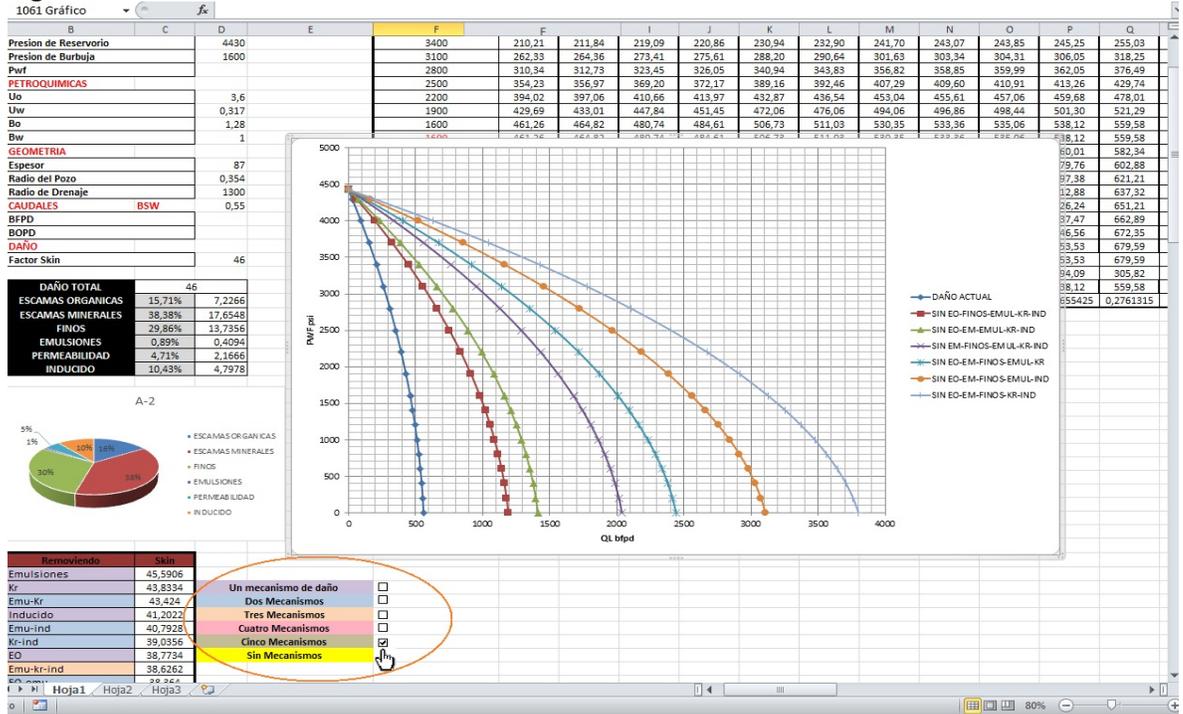
Fuente. Elaboración propia.

Figura 36. Grafica curvas IPR en la Macro de Excel al remover cuatro mecanismos.



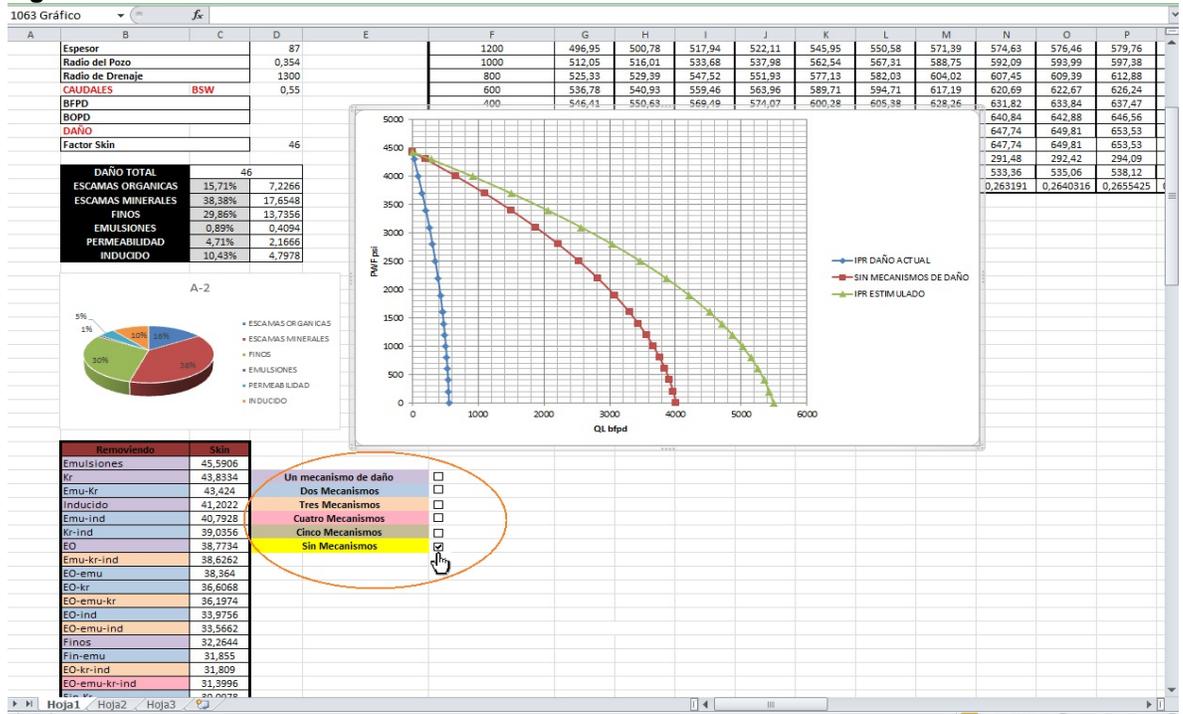
Fuente. Elaboración propia.

Figura 37. Grafica curvas IPR en la Macro de Excel al remover cinco mecanismos.



Fuente. Elaboración propia.

Figura 38. Grafica curvas IPR en la Macro de Excel al remover todos los mecanismos.



Fuente. Elaboración propia.

Tal como se pudo observar en la **Figura 35** ,**Figura 36**, **Figura 37**, **Figura 38** , para cada casilla de verificación se creó una macro con una gráfica de las distintas curvas IPR posteriores a la remoción del daño de formación en el pozo. Esto se realizó con el fin de optimizar la búsqueda de criterios para mejorar la producción de petróleo de cualquier pozo.

5. ANÁLISIS FINANCIERO DEL IMPACTO DE LA REMOCION DEL DAÑO DE FORMACIÓN

En este capítulo profundiza acerca del impacto económico y financiero que genera la remoción del daño de formación en los pozos productores debido a que al remover el daño se busca un incremento considerable en la producción de petróleo el cual genere nuevos ingresos a la empresa y al país.

Actualmente en el Campo A y L se presentan problemas en los pozos productores, debido a que con el paso del tiempo, el índice de productividad ha decaído, haciendo que las condiciones de operación de todo el proceso se vean afectadas debido a la caída de la producción.

En algunos pozos productores de los Campos A y L, se ha visto afectada la extracción de barriles de petróleo debido al daño de formación, ya que ha medida que se produce algún fluido, se va reduciendo la permeabilidad en la cara del pozo o también en los intervalos perforados. Para esto se formula una operación la cual permita estimular y remover la mayor cantidad de residuos acumulados los cuales obstruyen el flujo de petróleo entre el pozo y las zonas netas petrolíferas en la formación Caballos.

Para la selección de esta operación como posible solución al problema, se analizaron varios casos en otros campos petroleros del mundo; en donde existía el mismo problema, y con el estudio de la operación de estimulación, se planea incrementar los niveles de producción de todos los pozos.

Para la evaluación financiera del presente proyecto, se tendrán en cuenta los siguientes aspectos: La unidad monetaria de valor constante será el dólar estadounidense; se utilizará la tasa de interés de oportunidad del proyecto la cual para ECOPETROL es del 10% anual; el tiempo del proyecto es de 4 semestres; se evaluará con el indicador financiero Valor Presente Neto (VPN) y relación beneficio costo (B/C); el enfoque del proyecto por parte de la compañía operadora es evitar posibles estimulaciones químicas en otros pozos productores los cuales generen sobre costos, y a su vez, realizar un análisis de costos de inversión y de operación con el objetivo de evaluar la viabilidad financiera del proyecto.

El análisis financiero del proyecto se llevará a cabo por un escenario donde tres diferentes empresas ofrecen sus servicios a diferente costo según información aportada por ECOPETROL S.A. a finales del mes de octubre del 2018:

- Estado del pozo donde se contempla realizar una estimulación química.

5.1 ANÁLISIS DE COSTOS DE INVERSIÓN (CAPEX)

Es la cantidad de dinero invertido en la adquisición o mejora de los bienes de capital de una empresa. El CAPEX es por lo tanto la cantidad de inversiones en equipos o instalaciones con el fin de mantener la producción de un producto o servicio o para mantener funcionando un negocio.

En la industria petrolera, las compañías operadoras suelen realizar trabajos de Intervenciones a los pozos con el fin de reacondicionar el buen estado del mismo, estas son llamadas operaciones de “workover”. Cada uno de los diferentes trabajos de workover es una inversión que efectúa la compañía operadora. En este proyecto, la compañía Ecopetrol S.A. requiere este estudio para determinar si se va llevar a cabo o no, la operación de estimulación en los pozos productores.

Para el escenario de estudio, existe un análisis de costos de inversión diferente, debido a que el valor de la inversión inicial varía. Esta inversión se hará una única vez en el periodo 0 y será distinta para cada empresa; las inversiones iniciales de cada escenario se evidenciarán en las siguientes tablas.

En este escenario se tiene en cuenta una estimulación química convencional, la cual consiste en inyectar un ácido con el fin de crear más canales de flujo en la formación y así tener una mejor permeabilidad. A continuación se presentan las siguientes tablas las cuales evidencian las inversiones según cada empresa:

Tabla 23. Empresa X

Periodos Anuales	Servicio o bien a Adquirir	Inversión (USD)	Servicios o unidades	Costo total (USD)
0	Sarta de Inyección	\$ 139.200	1	\$139.200
0	Equipos de Superficie	\$ 127.955	1	\$127.955
0	Compra y/o alquiler Empaques	\$ 1.600	1	\$ 1.600
0	Estimulación Química	\$ 330.746	1	\$330.746
0	Reparación y/o alquiler de Herramientas	\$ 47.547	1	\$ 47.547
0	Servicio registro eléctrico y recañoneo	\$ 352.021	1	\$352.021
	TOTAL	\$ 999.069		\$999.069

Fuente. ECOPETROL S.A.

Tabla 24. Empresa Y

Periodos Anuales	Servicio o bien a Adquirir	Inversión (USD)	Servicios o unidades	Costo total (USD)
0	Sarta de Inyección	\$ 143.000	1	\$143.000
0	Equipos de Superficie	\$ 128.000	1	\$128.000
0	Compra y/o alquiler Empaques	\$ 7.480	1	\$ 7.480
0	Estimulación Química	\$ 520.283	1	\$520.283
0	Reparación y/o alquiler de Herramientas	\$ 47.776	1	\$ 47.776
0	Servicio registro eléctrico y recañoneo	\$ 6.684	1	\$ 6.684
	TOTAL	\$ 853.223		\$853.223

Fuente. ECOPEPETROL S.A.

Tabla 255 .Empresa Z

Periodos Anuales	Servicio o bien a Adquirir	Inversión (USD)	Servicios o unidades	Costo total (USD)
0	Sarta de Inyección	\$ 138.000	1	\$138.000
0	Equipos de Superficie	\$ 167.032	1	\$167.032
0	Compra y/o alquiler Empaques	\$ 18.640	1	\$ 18.640
0	Estimulación Química	\$ 320.554	1	\$320.554
0	Reparación y/o alquiler de Herramientas	\$ 1.500	1	\$ 1.500
0	Servicio registro eléctrico y recañoneo	\$ 47.719	1	\$ 47.719
	TOTAL	\$ 693.445		\$693.445

Fuente. ECOPEPETROL S.A.

5.2 ANÁLISIS DE COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX)

Se refiere a los costos asociados con el mantenimiento de equipos y gastos de Consumibles y otros gastos de funcionamiento necesarios para la producción y el funcionamiento del negocio.

De los costos de operación de la compañía operadora se presentaran solamente los asociados a operaciones asociadas a los pozos productores. A continuación se presentan los costos operacionales, que para cada periodo anual presenta unos costos de mantenimiento por un valor de U\$79.012, el cual está asociado a la renta

de varios equipos indispensables para el seguimiento del pozo, que tienen que ser rentados cada año con el fin de realizar “well service” (Servicio de mantenimiento a pozos) en los pozos de manera rápida y eficiente. Estos costos son del total de la operación que se realizará en los pozos. Se debe recalcar que estas operaciones son iguales y se realizan las mismas veces en el escenario de las tres empresas; estas serán representadas en la **Tabla 26**:

Tabla 26. Costos de mantenimiento para las empresas.

Periodos semestrales	Tipo de Mantenimiento	Costos Operación (USD)	Numero de Mantenimientos	Costos (USD)	Total (USD)
1,3	Coiled-Tubing	\$69.012	1	\$69.012	\$ 79.012
	Slickline	\$5.000	2	\$10.000	

Fuente. ECOPETROL S.A Informe técnico. 2016

Los costos operativos también van ligados a los costos de levantamiento de los Barriles producidos (lifting cost), que contempla costos de extracción, recolección, tratamiento, almacenamiento, fiscalización. Este costo tiene una variación en el tiempo debido a que se hace recuperación con inyección de agua, lo cual pasado el tiempo, tendrá que realizarle un mejor tratamiento al petróleo para dejarlo en óptimas condiciones para su venta

A continuación se muestra en la **Tabla 27**, el lifting cost para este caso.

Tabla 277. Costos de levantamiento

Periodos semestrales	Costos Levantamiento (USD/BBL)
1	\$10
2	\$12

Fuente. ECOPETROL S.A. Informe financiero.

A continuación en la **Tabla 28** y **Tabla 29** se presenta el incremento de la producción asociada a cada uno de los pozos de estudio, simulando el mejor escenario donde se remueve todo el daño de formación y el incremento de producción es el máximo alcanzado.

Tabla 28. Producción incremental ideal Campo A.

POZOS	PRODUCCION ACTUAL (BOPD)	PRODUCCION ESPERADA (BOPD)	DIFERENCIAL DE BOPD
A-2	366	3016	2650
A-4	233	1027	794
A-5	80	571	491
A-6	179	1101	922
A-11	288	2354	2066
TOTAL BOPD			6923

Fuente. ECOPEPETROL S.A. informe técnico.

Tabla 29. Producción incremental ideal Campo L.

POZOS	PRODUCCION ACTUAL (BOPD)	PRODUCCION ESPERADA (BOPD)	DIFERENCIAL DE BOPD
L-1	143	773	630
L-2A	96	1216	1120
L-9D	98	799	701
TOTAL BOPD			2450

Fuente. ECOPEPETROL S.A. informe técnico.

Posteriormente se deben obtener los costos de producción asociados al lifting cost y a la producción incremental; estos valores se calcularon sumando la producción incremental de ambos campos y suponiendo que para el siguiente año la producción caerá a la mitad, y también que los costos de levantamiento aumentaran a 12 (USD), lo cual se muestra en la **Tabla 30**:

Tabla 30. Costos de producción

Periodos semestrales	Lifting Costs (USD/BBL)	Producción incremental (BBL)	(USD)
1	\$ 10	9374	\$ 93.740
3	\$ 12	4687	\$ 56.244

Fuente. Elaboración propia.

5.3 ANÁLISIS DE INGRESOS

El precio del barril WTI (West Texas Intermediate) es empleado por la compañía para realizar los análisis financieros dentro de la misma, teniendo en cuenta que este precio está ajustado al descuento por valor del transporte y de los factores de

ajuste que rigen el precio del petróleo (Gravedad API y Acidez). La producción incremental de los escenarios, el precio de venta y la producción neta serán presentados a continuación en la **Tabla 31**:

Tabla 311. Precio de venta barril de petróleo.

Periodos Anuales	Precio del barril (USD)
1	\$ 60,00
2	\$ 50,00

Fuente. ECOPEPETROL S.A.

Las regalías son una contraprestación económica que recibe el Estado Colombiano por la explotación de un recurso natural no renovable cuya producción se extingue por el transcurso del tiempo. Las regalías pueden ser de dos tipos: directas e indirectas. Las primeras son aquellas que se pagan a las entidades territoriales donde se haga la explotación de un recurso natural, en este caso, hidrocarburos. Las segundas son aquellas regalías que se destinan a los proyectos regionales⁴¹. Dentro de la Ley 756 de 2002, Artículo 16 se encuentra estipulado el pago de las regalías de acuerdo con el volumen de hidrocarburos líquidos producidos por día. La ley colombiana establece que para las regalías se tomará en cuenta un porcentaje del 8%, para calcular los valores netos con los que se cuenta para realizar la evaluación financiera del proyecto. En cuanto a la producción incremental tuvo que ser multiplicada por los 12 meses del año para tener los barriles producidos en 1 año para cada campo como se muestra.

Tabla 322. Producción neta.

Periodos Semestrales	CAMPOS	PRODUCCION INCREMENTAL ANUAL(BPA)	PRECIO BBL (USD)	PROD. NETA (BPA)	INGRESOS TOTALES SIN REGALIAS (8%)
1	A y L	56244	\$ 60,00	\$ 3.374.628	\$ 3.104.657
2	A y L	56244	\$ 60,00	\$ 3.374.628	\$ 3.104.657
3	A y L	28122	\$ 50,00	\$ 1.406.095	\$ 1.293.607
4	A y L	28122	\$ 50,00	\$ 1.406.095	\$ 1.293.607

Fuente. Elaboración propia.

41 DEPARTAMENTO DE PLANEACIÓN NACIONAL. Las regalías en Colombia- Una herramienta para el fortalecimiento del control social. Ed. Imprenta Nacional de Colombia. Bogotá D.C.: Imprenta nacional de Colombia, 2004. p. 9.

En la **Tabla 32** se presentan los ingresos netos de cada uno de los periodos con los datos que fueron utilizados en las tablas anteriores con el fin de evaluar la viabilidad del proyecto. Los ingresos presentados en la **Tabla 32** se calcularon suponiendo el peor de los escenarios; que para el tercer y cuarto semestre la producción caerá a la mitad respecto a los dos primeros semestres y que el precio del barril caerá 10 USD, manteniéndose en 50 USD durante los mismos periodos.

5.4 EVALUACIÓN FINANCIERA

Para determinar la viabilidad financiera de la implementación de la operación de estimulación en los pozos de los campos A y L se tendrán en cuenta los siguientes indicadores.

5.4.1 Tasa de interés de oportunidad (TIO). La tasa interna de oportunidad o tasa de interés de oportunidad o tasa mínima de descuento, La TIO se define como “la tasa de interés más alta que un inversionista sacrifica con el objeto de realizar un proyecto”⁴².

Para calcular el Valor Presente Neto (VPN) para el siguiente proyecto se escogió una tasa del 10% anual la cual es utilizada en los proyectos de inversión por parte de la compañía Ecopetrol S.A.

5.4.2 Valor Presente Neto (VPN). Este indicador financiero tiene como objetivo medir la viabilidad del incremento volumétrico en la producción de petróleo con las posibles estimulaciones a realizar. La Ecuación 12⁴³ muestra el método utilizado para el cálculo del Valor Presente Neto.

Ecuación 13. Valor Presente Neto.

$$VPN = -A + \frac{F}{(1+i)^n}$$

Fuente. CATACORA, José. Valor Presente Neto, Finanzas para la construcción. 2011. p. 7.

Dónde:

VPN: corresponde al Valor Presente Neto a calcular.

A: corresponde a la inversión realizada.

F: corresponde al valor del flujo de caja neto.

42 BACA CURREA, Guillermo. Ingeniería económica. Bogotá D.C.: Fondo educativo panamericano, 2000. p. 197.

43 CATACORA, José. Valor Presente Neto, Finanzas para la construcción. 2011. p. 7.

i : corresponde a la tasa de descuento la cual es la tasa de retorno que se necesita sobre una inversión, esta tasa es la encargada de descontar el monto capitalizado de interés del total de ingresos a percibir en el futuro.

n : corresponde al número de periodos que existen para la evaluación del proyecto. El resultado se interpreta de la siguiente manera: Si el $VPN > 0$, el proyecto es viable porque en dólares de hoy, los ingresos son mayores que los egresos. Si el $VPN < 0$, significa que en dólares de hoy, los ingresos son menores que los egresos y por lo tanto el proyecto no debe realizarse; y si el $VPN = 0$, los ingresos serán iguales a los egresos y económicamente le será indiferente al inversionista.

5.4.3 Relación Beneficio/Costo (B/C). Tal como lo plantea Bacca⁴⁴ esta relación consiste en poner el valor presente los beneficios netos y dividirlos por el valor presente de todos los costos del proyecto. La tasa que se utilice para poner en valor presente, tanto los beneficios como los costos, depende de quien lleve a cabo el proyecto, es decir, si el proyecto es particular se utiliza la tasa del inversionista, pero si éste es estatal, se puede usar la tasa de interés social la cual es más baja y hace que la aceptación sea más probable. De acuerdo a lo anterior se tiene la Ecuación 13 la cual ejemplifica de mejor manera el concepto:

Ecuación 14. Relación B/C.

$$\text{Relación } \frac{b}{c} = \frac{\text{Valor Presente de los ingresos}}{\text{Valor Presente de los Costos}}$$

Fuente. BACA CURREA, Guillermo. Ingeniería económica. Bogotá D.C.: Fondo educativo panamericano, 2000. p. 263

Si $B/C < 1$ significa que los costos son menores que los costos, por lo tanto el proyecto no es aconsejable de realizar.

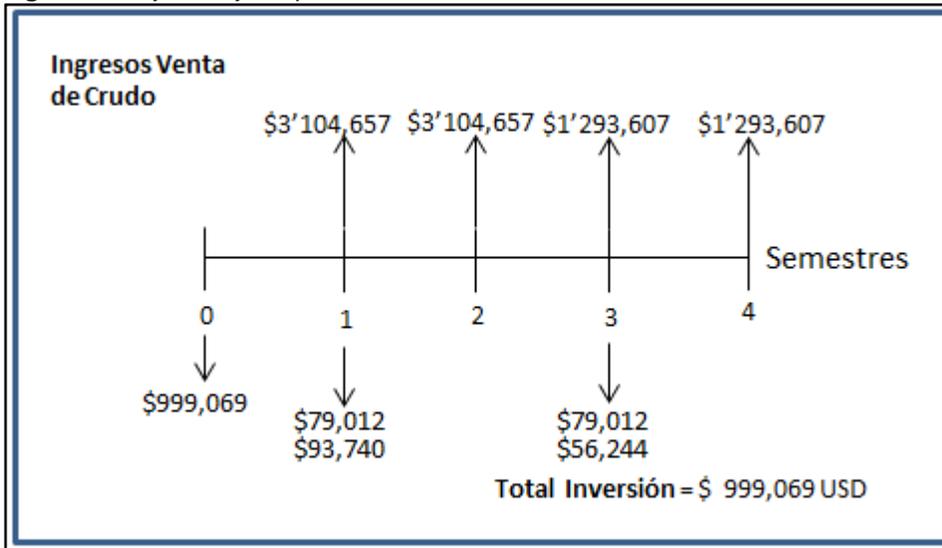
Sí $B/C = 1$ significa que en valor presente, los ingresos son iguales a los egresos, es decir, lo único que se alcanza a ganar es la tasa del inversionista, por lo tanto es indiferente realizar el proyecto o continuar con las inversiones.

Sí $B/C > 1$ significa que en valor presente los ingresos son mayores que los egresos, por lo tanto es aconsejable realizar el proyecto.

A continuación, la **Figura 39** presenta el flujo de caja para la Empresa X:

44 BACCA. Op. Cit., p. 263.

Figura 39. Flujo de caja empresa X.



Fuente. Elaboración propia.

El flujo neto de caja está definido como la diferencia entre la sumatoria de ingresos y la sumatoria de egresos para el periodo n la cual está dada por la **Ecuación 14**:

Ecuación 15. Flujo de caja.

$$f_n = \sum \text{Ingresos}_n - \sum \text{Egresos}_n$$

Fuente. CATACOR, José. Valor Presente Neto, Finanzas para la construcción. 2011. p. 7.

Aplicando la **Ecuación 14** se establece que el valor presente neto de caja para los periodos de evaluación del proyecto de la siguiente forma:

$$F_0 = \$0 \text{ USD} - \$999,069 \text{ USD} = -\$999,069 \text{ USD}$$

$$F_1 = \$3'104,657 \text{ USD} - \$79,012 \text{ USD} - \$93,740 \text{ USD} = \$2'931,905 \text{ USD}$$

$$F_2 = \$3'104,657 \text{ USD}$$

$$F_3 = \$1'293,607 \text{ USD} - \$79,012 \text{ USD} - \$93,740 \text{ USD} = \$1'120,855 \text{ USD}$$

$$F_4 = \$1'293,607 \text{ USD}$$

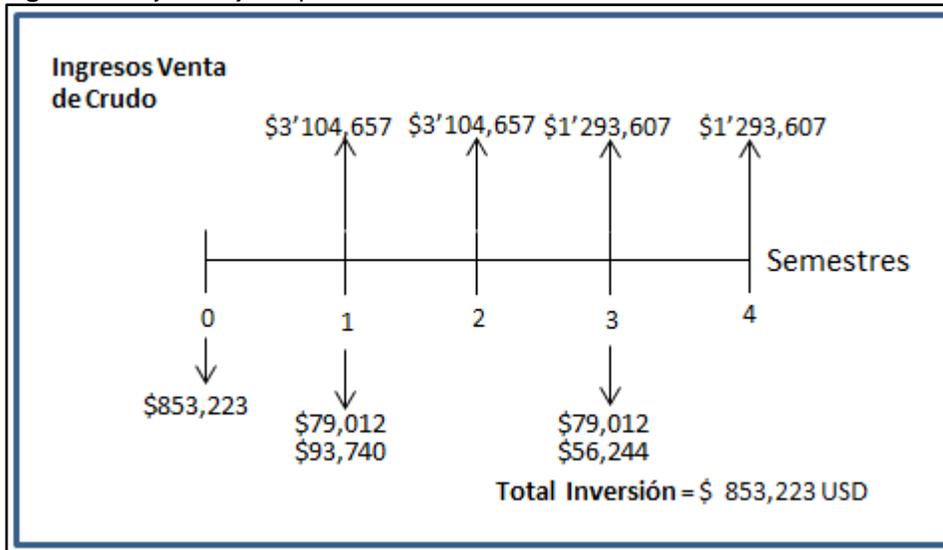
Al reemplazar los valores de la **Ecuación 12**, se puede observar lo siguiente para la empresa X:

$$VPN_{(0,1)} = -999,069 + \frac{2'931,905}{(1 + 0.05)^1} + \frac{3'104,657}{(1 + 0.05)^2} + \frac{1'120,855}{(1 + 0.05)^3} + \frac{1'293,607}{(1 + 0.05)^4}$$

$$VPN_{(0,1)} = \$6'641,727 \text{ USD}$$

A continuación en la **Figura 40** presenta el flujo de caja para la empresa Y

Figura 40. Flujo de caja Empresa Y.



Fuente. Elaboración propia.

Aplicando la **Ecuación 14** se establece que el valor presente neto de caja para los periodos de evaluación del proyecto de la empresa Y de la siguiente forma:

$$F_0 = \$0 \text{ USD} - \$853,223 \text{ USD} = -\$853,223 \text{ USD}$$

$$F_1 = \$3'104,657 \text{ USD} - \$79,012 \text{ USD} - \$93,740 \text{ USD} = \$2'931,905 \text{ USD}$$

$$F_2 = \$3'104,657 \text{ USD}$$

$$F_3 = \$1'293,607 \text{ USD} - \$79,012 \text{ USD} - \$93,740 \text{ USD} = \$1'120,855 \text{ USD}$$

$$F_4 = \$1'293,607 \text{ USD}$$

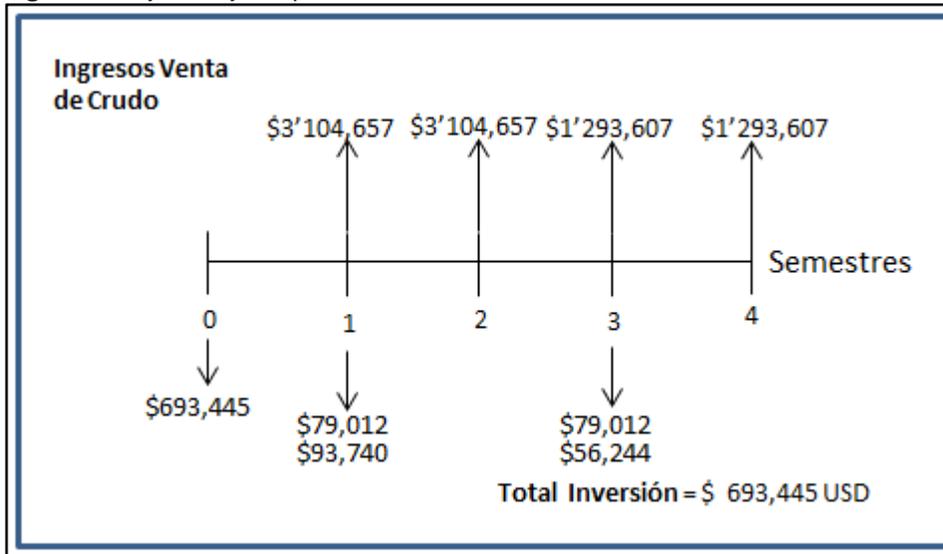
Al reemplazar los valores de la **Ecuación 12**, se puede observar lo siguiente para la empresa Y:

$$VPN_{(0,1)} = -853,223 + \frac{2'931,905}{(1 + 0.05)^1} + \frac{3'104,657}{(1 + 0.05)^2} + \frac{1'120,855}{(1 + 0.05)^3} + \frac{1'293,607}{(1 + 0.05)^4}$$

$$VPN_{(0,1)} = \$6'787,573 \text{ USD}$$

A continuación la **Figura 41** presenta el flujo de caja para la empresa Z

Figura 41 Flujo de caja Empresa Z.



Fuente. Elaboración propia.

Aplicando la **Ecuación 14** se establece que el valor presente neto de caja para los periodos de evaluación del proyecto de la empresa Y de la siguiente forma:

$$\begin{aligned}
 F_0 &= \$0 \text{ USD} - \$693,445 \text{ USD} = -\$693,445 \text{ USD} \\
 F_1 &= \$3'104,657 \text{ USD} - \$79,012 \text{ USD} - \$93,740 \text{ USD} = \$2'931,905 \text{ USD} \\
 F_2 &= \$3'104,657 \text{ USD} \\
 F_3 &= \$1'293,607 \text{ USD} - \$79,012 \text{ USD} - \$93,740 \text{ USD} = \$1'120,855 \text{ USD} \\
 F_4 &= \$1'293,607 \text{ USD}
 \end{aligned}$$

Al reemplazar los valores de la **Ecuación 12**, se puede observar lo siguiente para la empresa Y:

$$VPN_{(0,1)} = -693,445 + \frac{2'931,905}{(1 + 0.05)^1} + \frac{3'104,657}{(1 + 0.05)^2} + \frac{1'120,855}{(1 + 0.05)^3} + \frac{1'293,607}{(1 + 0.05)^4}$$

$$VPN_{(0,1)} = \$6'947,351 \text{ USD}$$

A continuación se aplicara la **Ecuación 13** para así obtener la relación beneficio costo para cada empresa.

Empresa X

Beneficios:

$$VPN_{(0,1)} = 0 + \frac{3'104,657}{(1 + 0.05)^1} + \frac{3'104,657}{(1 + 0.05)^2} + \frac{1'293,607}{(1 + 0.05)^3} + \frac{1'293,607}{(1 + 0.05)^4}$$

$$VPN_{(0,1)} = \$7'954,470 \text{ USD}$$

Costos:

$$VPN_{(0,1)} = 999,069 + \frac{172,752}{(1 + 0.05)^1} + \frac{0}{(1 + 0.05)^2} + \frac{172,752}{(1 + 0.05)^3} + \frac{0}{(1 + 0.05)^4}$$

$$VPN_{(0,1)} = \$1'312,824 \text{ USD}$$

Relación Beneficio Costo (B/C):

$$\frac{B}{C} = \frac{7'954,470}{1'312,824} = 6.059$$

Empresa Y

Beneficios:

$$VPN_{(0,1)} = 0 + \frac{3'104,657}{(1 + 0.05)^1} + \frac{3'104,657}{(1 + 0.05)^2} + \frac{1'293,607}{(1 + 0.05)^3} + \frac{1'293,607}{(1 + 0.05)^4}$$

$$VPN_{(0,1)} = \$7'954,470 \text{ USD}$$

Costos:

$$VPN_{(0,1)} = 853,223 + \frac{172,752}{(1 + 0.05)^1} + \frac{0}{(1 + 0.05)^2} + \frac{172,752}{(1 + 0.05)^3} + \frac{0}{(1 + 0.05)^4}$$

$$VPN_{(0,1)} = \$1'166,978 \text{ USD}$$

Relación Beneficio Costo (B/C):

$$\frac{B}{C} = \frac{7'954,470}{1'166,978} = 6.816$$

Empresa Z

Beneficios:

$$VPN_{(0,1)} = 0 + \frac{3'104,657}{(1 + 0.05)^1} + \frac{3'104,657}{(1 + 0.05)^2} + \frac{1'293,607}{(1 + 0.05)^3} + \frac{1'293,607}{(1 + 0.05)^4}$$

$$VPN_{(0,1)} = \$7'954,470 \text{ USD}$$

Costos:

$$VPN_{(0,1)} = 693,445 + \frac{172,752}{(1 + 0.05)^1} + \frac{0}{(1 + 0.05)^2} + \frac{172,752}{(1 + 0.05)^3} + \frac{0}{(1 + 0.05)^4}$$

$$VPN_{(0.1)} = \$1'007,200 \text{ USD}$$

Relación Beneficio Costo (B/C):

$$\frac{B}{C} = \frac{7'954,470}{1'007,200} = 7.897$$

5.5 CONCLUSION FINANCIERA

Desde el punto de vista financiero la mejor opción para Ecopetrol S.A. en los siguientes cuatro semestres es realizar las operaciones de estimulación con la **Compañía Z** debido a que esta tiene un menor costo en la inversión para estos tratamientos y a su vez es la que mejor ganancia neta le podría representar a la empresa. Presentando así los mejores valores para VPN y relación Beneficio costo; indicando así que es la mejor opción de inversión a futuro sin demeritar las otras dos compañías las cuales no están tan lejanas a la empresa Z pero que por razón de que serían los mismos servicios sin ningún tipo de mejora por parte de las otras empresas, el criterio de escogencia radica en la que cueste menos y genere más ganancias.

Incluso, el proyecto resulta viable si se hace con cualquiera de las compañías proveedoras y si los pozos dejan de producir luego del primer año.

6. CONCLUSIONES

- Diferentes tipos de daño de formación actualmente están afectando los pozos de los Campos A y L reduciendo su capacidad de aportar fluidos en superficie; por tal razón se hace necesaria la planificación de una campaña de estimulación para remediar este problema y así generar un incremento significativo en la producción.
- Los fluidos de estimulación a usar en los pozos productores de los campos A y L constan principalmente de: ácido clorhídrico (HCl), mezcla de HCl con ácido fórmico y ácido acético, mezcla de ácido acético y ácido fluorhídrico (tratamiento conocido como "Organic Mud Acid"), una salmuera y un estabilizador de finos.
- La formación Caballos presenta una humectabilidad intermedia un poco más hacia el crudo, por lo tanto, se esperan cambios drásticos en las curvas de permeabilidad relativa como consecuencia de la intrusión de agua por parte del acuífero y de las altas tensiones interfaciales que son generadas especialmente por los depósitos de escamas orgánicas.
- Los principales tipos de daño de formación en los pozos productores de los dos Campos son: Escamas Minerales, Origen Inducido, Migración de Finos y Escamas Orgánicas. Se evidencia también un bajo porcentaje de afectación a los pozos de daño de tipo cambio de Humectabilidad y Permeabilidades Relativas y Emulsiones.
- El daño asociado a Escamas Minerales es en su mayoría daño por escamas de tipo Carbonato de Calcio (CaCO_3) ya que hay bastante probabilidad de precipitación en el yacimiento, la sarta de producción y líneas de superficie de estas debido a la interacción del sistema con el agua.
- El daño asociado a Origen inducido fue generado por las actividades de perforación, completamiento y workover al inicio de la vida productiva de los pozos. La invasión y el de fluidos provenientes de estas actividades generaron una reducción significativa en la permeabilidad de la formación causando baja capacidad de flujo de fluidos.
- Debido a los altos caudales de producción se detecta una desestabilización en la matriz de la roca y por consiguiente una migración de finos asociados a la presencia de Illita, Clorita, Caolinita y partículas de Cuarzo. Estos finos generan problemas de flujo mediante el bloqueo de los canales porosos del yacimiento.
- Los Campos A y L tienen una tendencia alta a la precipitación y posterior depositación de asfaltenos debido a la inestabilidad del petróleo de la Cuenca

del Putumayo, por esta razón existe un daño generado por compuestos orgánicos de este tipo en las arenas de la Formación Caballos.

- Los problemas generados por cambios en las Curvas de Permeabilidades Relativas y Emulsiones son poco relevantes en los pozos de los dos Campos.
- Las curvas IPR son una herramienta excepcional para medir la productividad de los pozos, ya que relacionan varias propiedades físicas y químicas del yacimiento con el daño de formación. Permiten cuantificar la productividad actual y futura de un pozo y como se va generando un impacto en la producción a medida que el daño va reduciendo o aumentando.
- El escenario ideal para cualquier pozo productor es mantener el daño de formación en valor 0, puesto que en este la formación no tiene ninguna afectación en el flujo de fluidos desde el yacimiento al pozo generando una caída de presión que afecta la productividad de los pozos. Sin embargo si se realiza un trabajo de estimulación en los pozos donde el daño sea bajo y se lograra obtener un valor de daño negativo, se trataría de un escenario excepcional, pues ya no se hablaría de un pozo dañado sino de un pozo estimulado, el cual indiscutiblemente entregaría la mejor producción en toda su historia.
- La Macro generada para el proyecto facilitó la identificación del tipo de daño de formación que afecta a cada uno de los pozos y gráfica las curvas IPR de estos convirtiéndose en una herramienta útil cuando se analiza la productividad de un pozo.

7. RECOMENDACIONES

- Realizar estimulaciones en pozos productores con alto valor actual de daño como lo son el A-2, A-5, A-11 para el campo A y L-2A y L-9D en el campo L pues generaran incrementos significativos en la producción.
- Las curvas IPR y los caudales máximos de fluidos calculados por la Macro arrojan un porcentaje de error por esta razón se recomienda comparar estos cálculos con un software comercial como PROSPER a la hora de cuantificar la productividad de un pozo.
- Realizar monitoreos de presión posteriores a la remoción para la comprobación de la funcionalidad de las operaciones de remediación del daño.
- Se deben optimizar los procesos en las operaciones de perforación y completamiento para disminuir el impacto en el daño inducido en todas las operaciones asociadas.

BIBLIOGRAFIA

AHMED, Tarek H. Reservoir engineering handbook. 3rd ed. Amsterdam: Gulf Professional Publishing, 2006. 434 p.

ECONOMIDES, Michael J. and NOLTE, Kenneth G. Reservoir stimulation. Chichester, England ; New York: Schlumberger, 1999.

GARCIA, M., *et al.* Informe ejecutivo evaluación del potencial hidrocarburífero de las Cuencas Colombianas. Bogota D.C: 2009. 219

GONZALEZ, Juan M. Daños a la formación en pozos petroleros. Mexico D.F.: Universidad Nacional Autónoma de México, 2014a. p. 10.

GONZALEZ, Juan Manuel. Daño a la formación en pozos petroleros. México D.F.: Universidad Nacional Autónoma de México, 2014b. p. 114.

GOVEA, Carlos and AGUILERA, Hernando. Geología de la Cuenca del Putumayo. En: BOLETIN DE GEOLOGIA. vol. 14, no. 28, p. 1-71

GUO, Boyun; LIU, Xinghui and TAN, Xuehao. Chapter 3 - Reservoir Deliverability. Boston: Gulf Professional Publishing, 2017. 37-81

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Compendio de normas para trabajos escritos. NTC-1486-6166. Bogotá D.C.: El instituto, 2018. ISBN 9789588585673 153 p.

JULIVERT, M. Léxico estratigráfico. Colombie: Précambrien, Paléozoïque, Mésozoïque, et intrusions d'âge mésozoïque – tertiaire. Volumen V ed. Paris: Centre National de la Recherche Scientifique, 1969.

KRUEGER, R. F. An Overview of Formation Damage and Well Productivity in Oilfield Operations: An Update. Long Beach, California: Society of Petroleum Engineers, 1988. 24

MONTES, L. Organic Geochemistry Atlas of Colombia. En: EARTH SCIENCES RESEARCH JOURNAL. p. 1-134

MORA, A., VENEGAS, D., VERGARA, L. Estratigrafía del Cretácico Superior y Terciario Inferior en el Sector Norte de la Cuenca del Putumayo, Departamento del Caquetá, Colombia. En: GEOLOGÍA COLOMBIANA. vol. 23, no. 0,

NIETO VELASQUEZ,Alex Fabian; FRANCO,Carlos Alberto andROBAYO OJEDA,Wilson Orlando. Estudio de diagnostico y tratamiento de daño en la formación barco de los campos operados por BP Colombia. Bogotá, D.C.: Fundación Universidad de América, 2005.

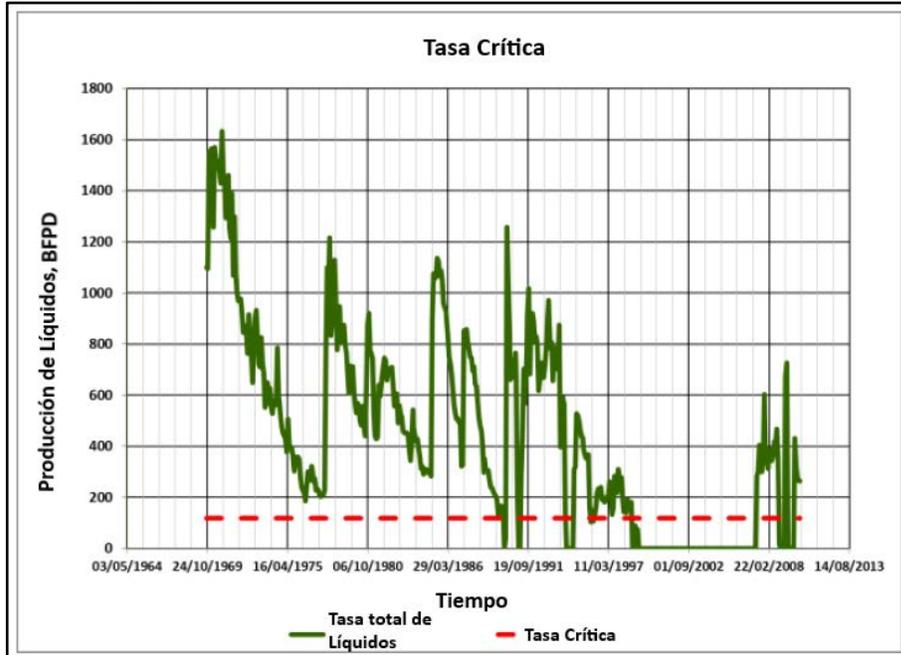
SMITH,Charles R.; FARRAR,R. Lance andTRACY,G. W. Applied Reservoir Engineering. Volume 1 ed. Tulsa: OGCI Publications, 1992.

ANEXOS

ANEXO A.

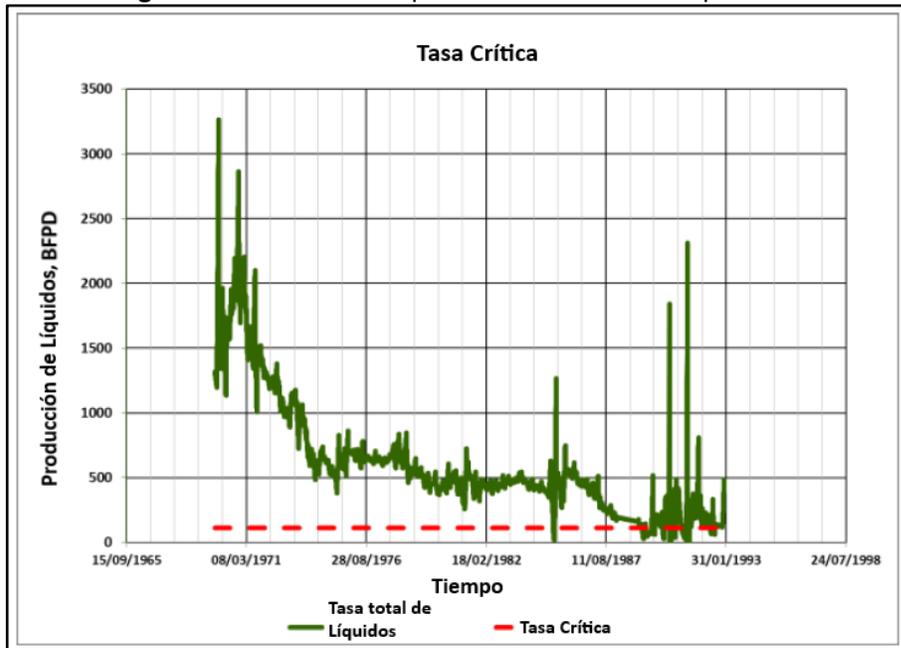
TASA CRÍTICA EN RELACIÓN A LA PRODUCCIÓN DE LÍQUIDO TOTAL.

Figura 42. Producción de líquidos totales vs tasa crítica pozo A-2.



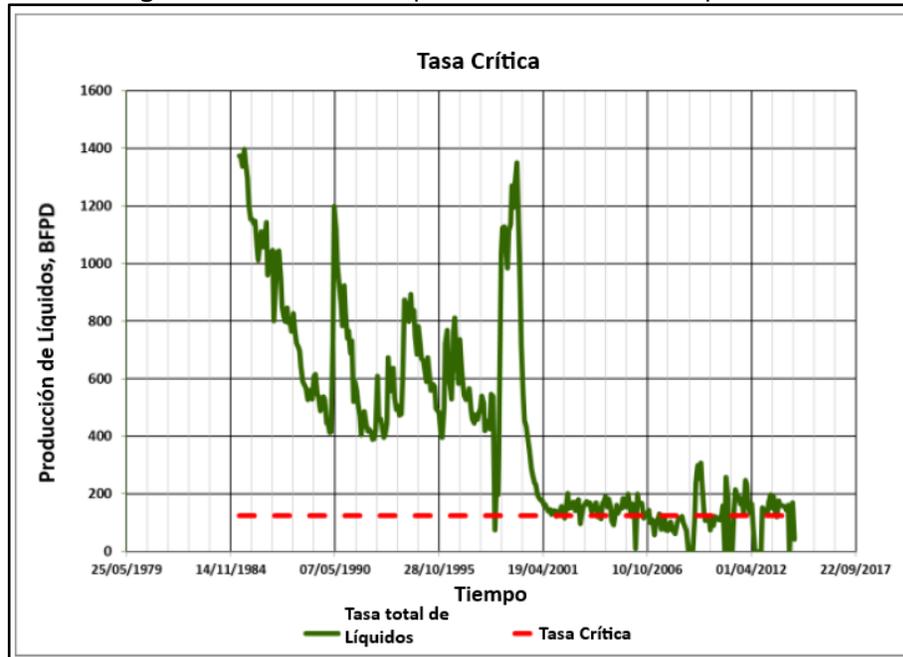
Fuente. ECOPEPETROL S.A, Estudio de Daño de Formación, 2017.

Figura 43. Producción de líquidos totales vs tasa crítica pozo A-4.



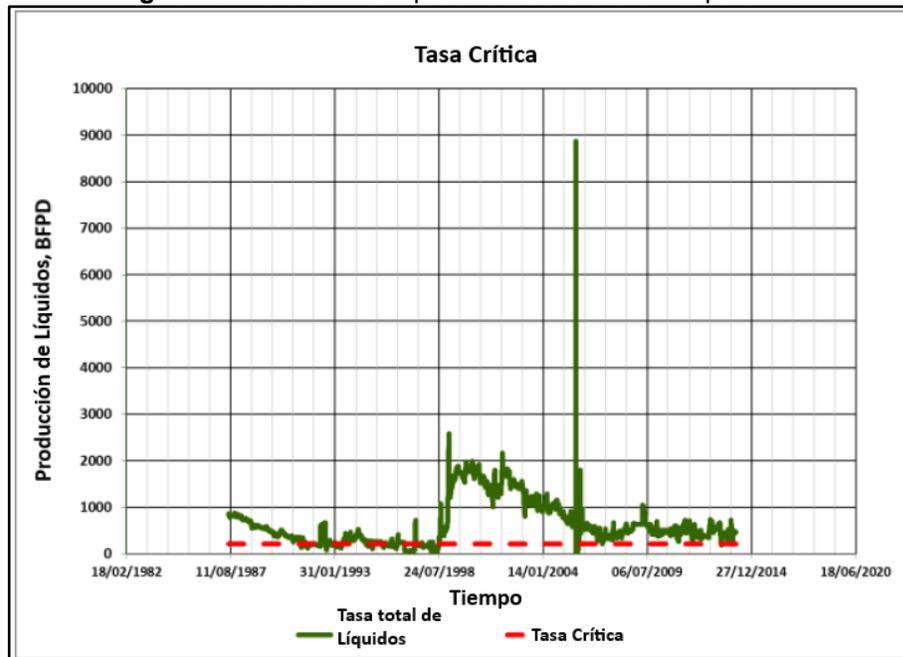
Fuente. ECOPEPETROL S.A, Estudio de Daño de Formación, 2017.

Figura 44. Producción de líquidos totales vs tasa crítica pozo A-5.



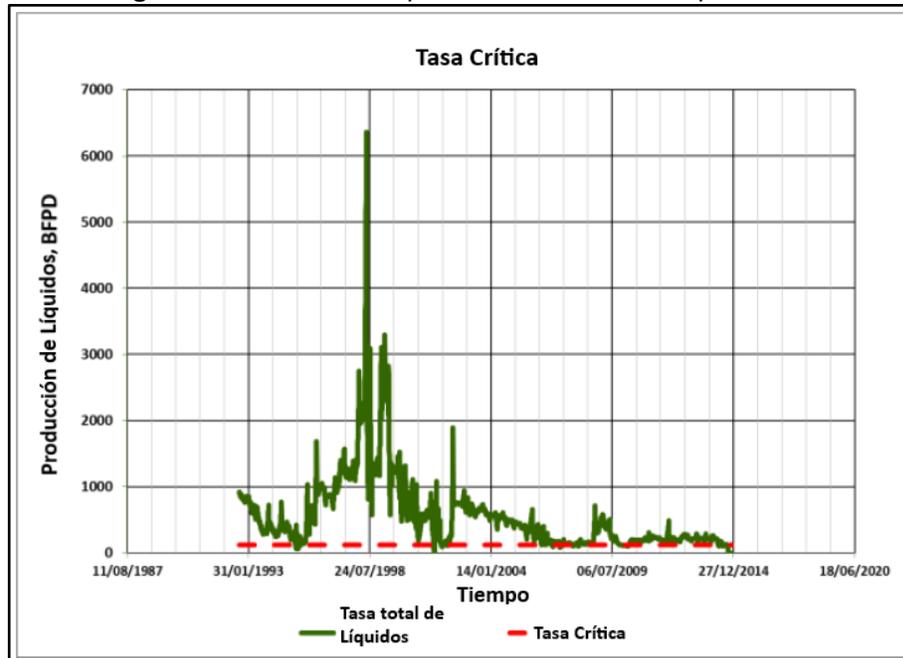
Fuente. ECOPETROL S.A, Estudio de Daño de Formación, 2017.

Figura 45. Producción de líquidos totales vs tasa crítica pozo A-6.



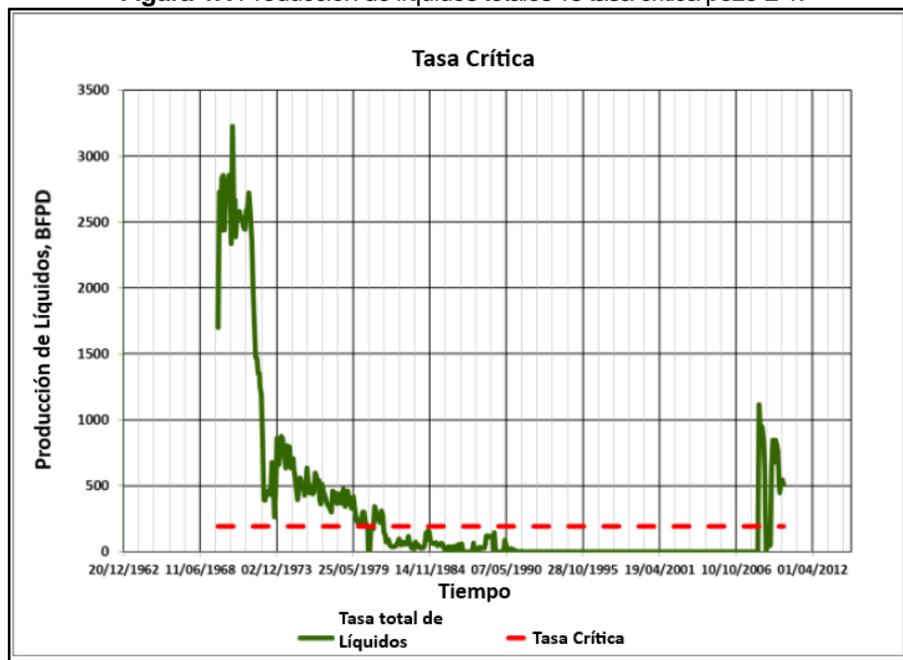
Fuente. ECOPETROL S.A, Estudio de Daño de Formación, 2017.

Figura 46. Producción de líquidos totales vs tasa crítica pozo A-11.



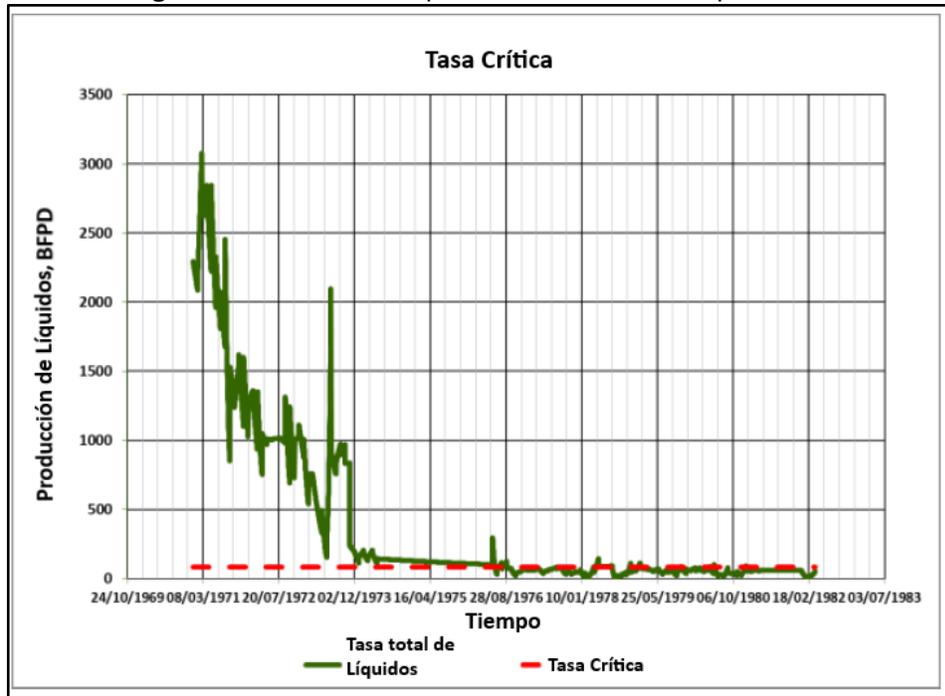
Fuente. ECOPETROL S.A, Estudio de Daño de Formación, 2017.

Figura 47. Producción de líquidos totales vs tasa crítica pozo L-1.



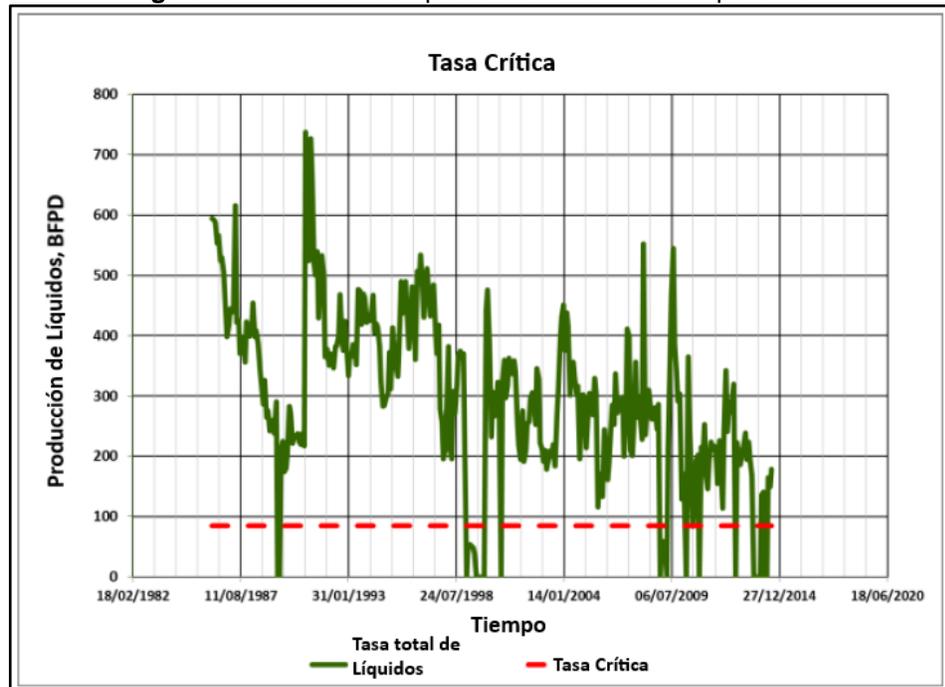
Fuente. ECOPETROL S.A, Estudio de Daño de Formación, 2017.

Figura 48. Producción de líquidos totales vs tasa crítica pozo L-2A.



Fuente. ECOPETROL S.A, Estudio de Daño de Formación, 2017.

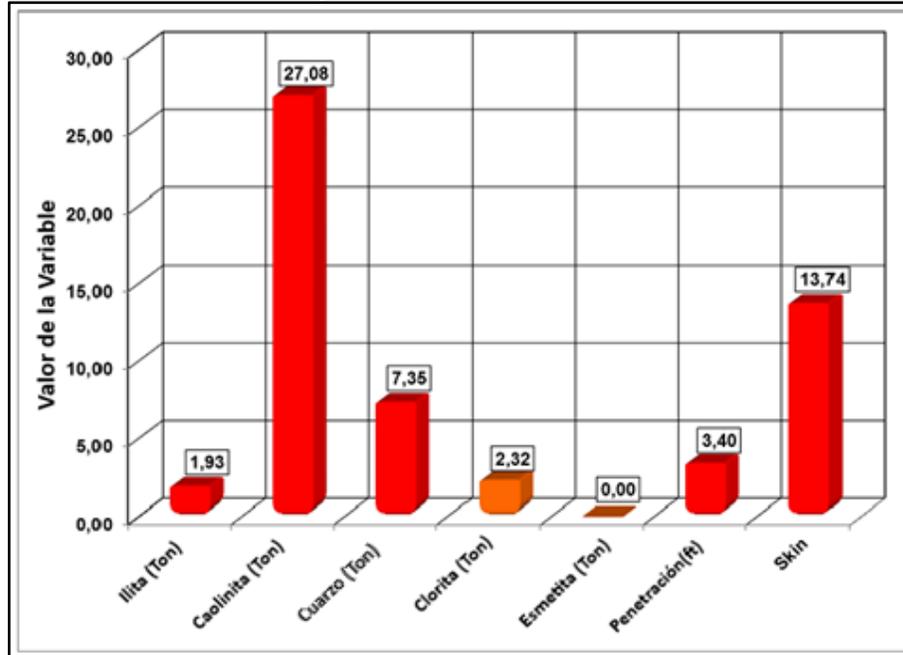
Figura 49. Producción de líquidos totales vs tasa crítica pozo L-9D.



Fuente. ECOPETROL S.A, Estudio de Daño de Formación, 2017.

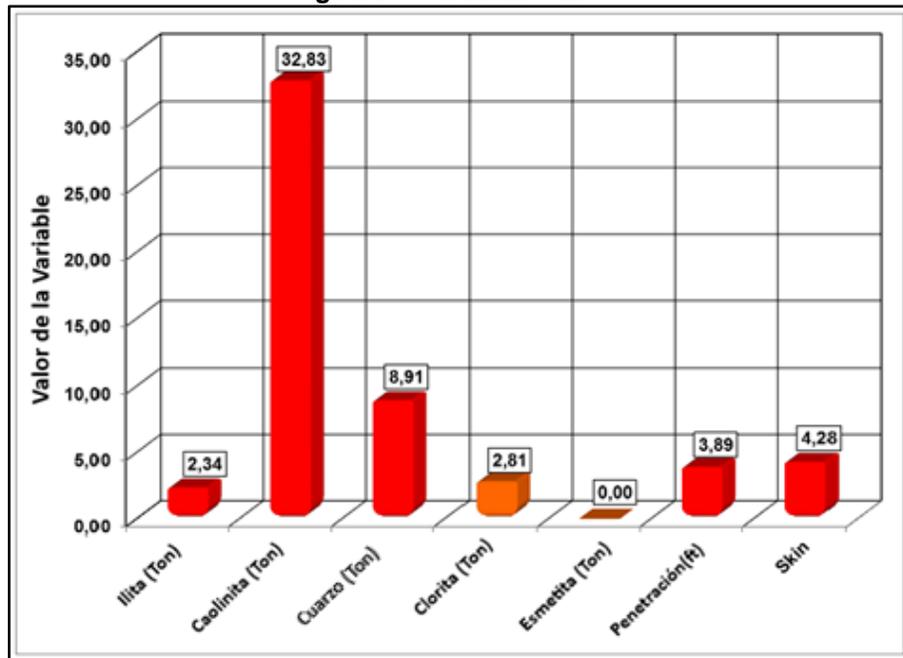
**ANEXO B.
ANÁLISIS DE FINOS DE LOS POZOS DE INTERÉS.**

Figura 50. Análisis de finos A-2.



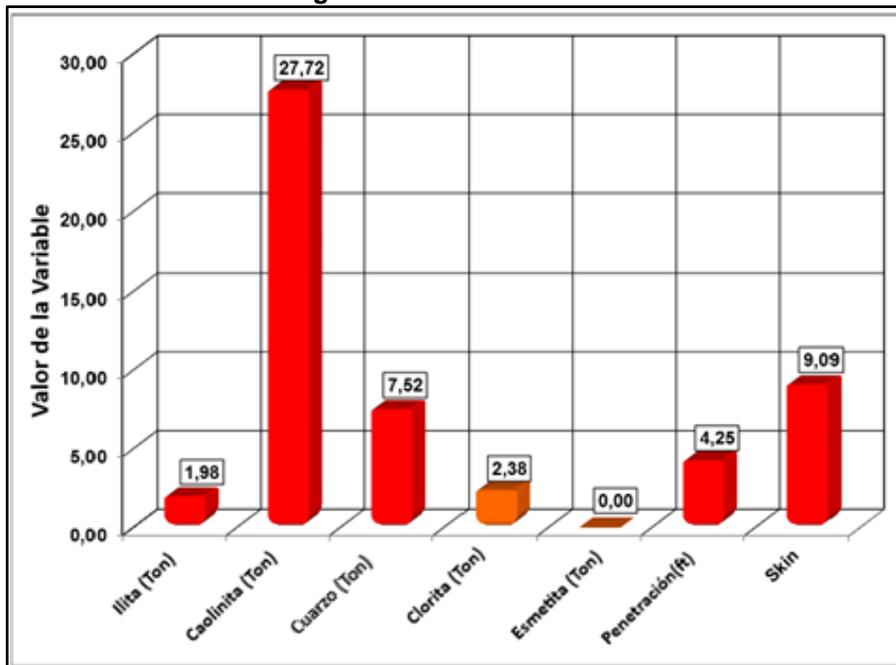
Fuente. ECOPEPETROL S.A, Estudio de Daño de Formación, 2017.

Figura 51. Análisis de finos A-4.



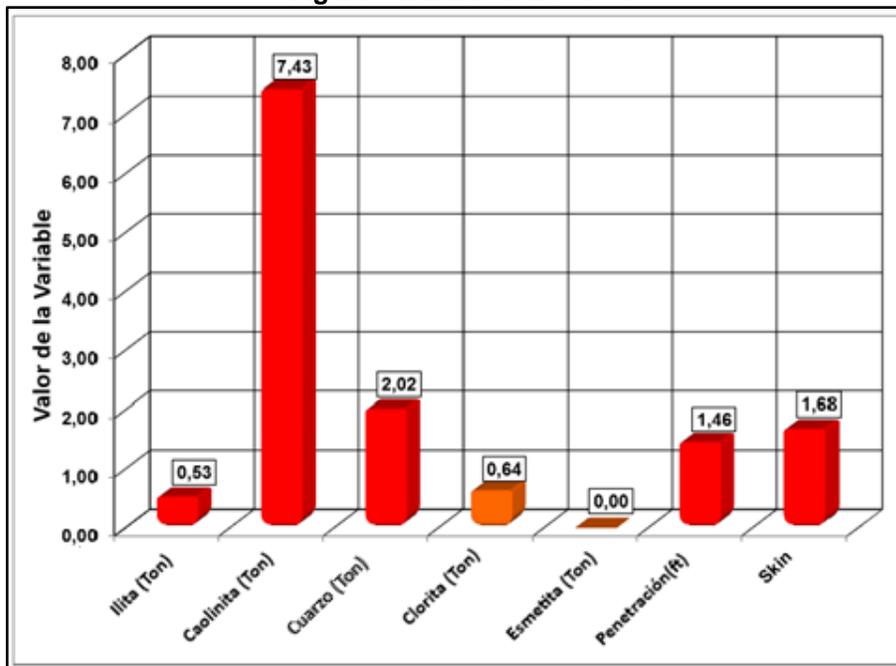
Fuente. ECOPEPETROL S.A, Estudio de Daño de Formación, 2017.

Figura 52. Análisis de finos A-5.



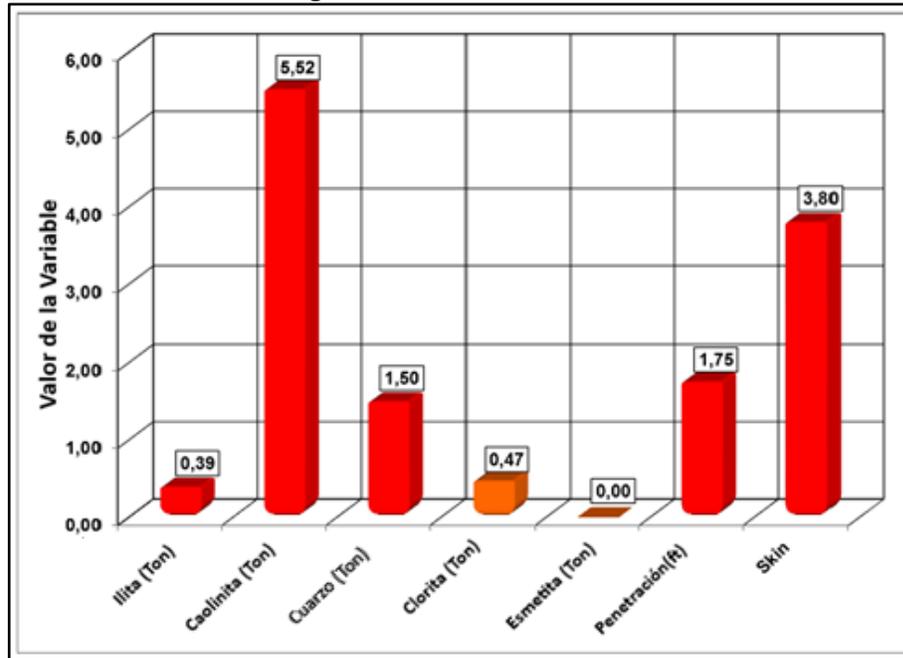
Fuente. ECOPETROL S.A, Estudio de Daño de Formación, 2017.

Figura 53. Análisis de finos A-6.



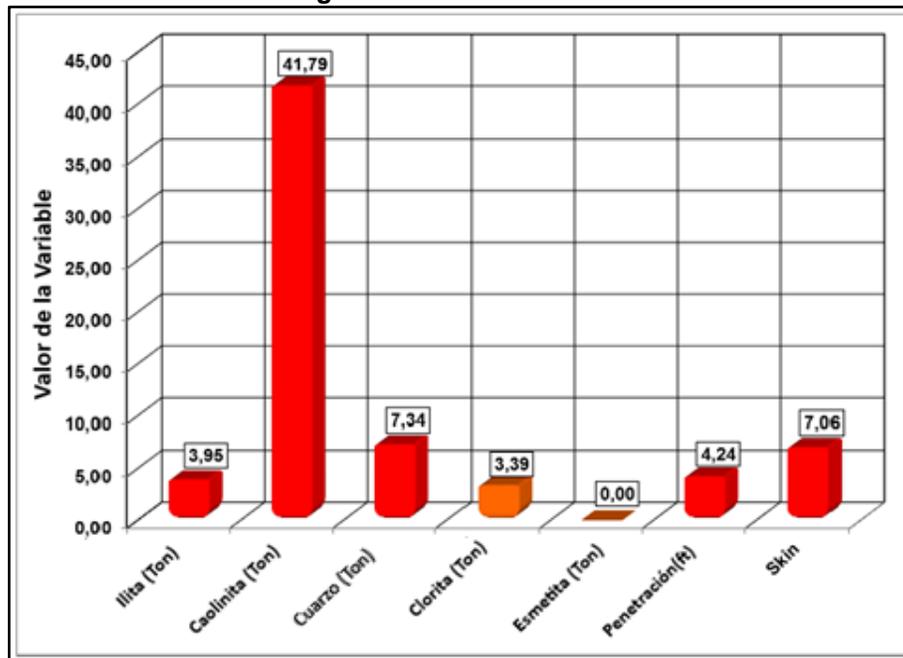
Fuente. ECOPETROL S.A, Estudio de Daño de Formación, 2017.

Figura 54. Análisis de finos A-11.



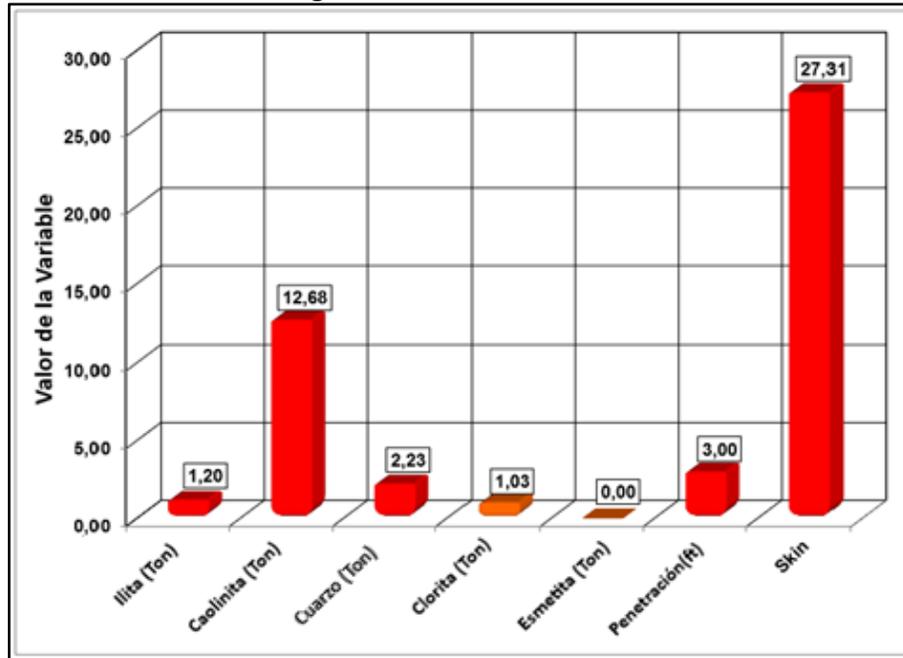
Fuente. ECOPETROL S.A, Estudio de Daño de Formación, 2017.

Figura 55. Análisis de finos L-1.



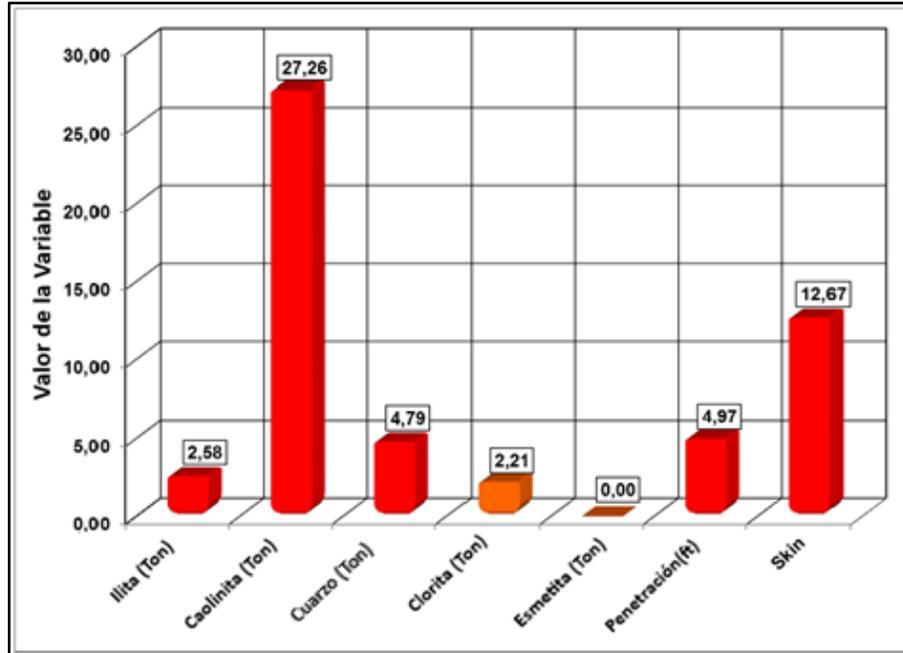
Fuente. ECOPETROL S.A, Estudio de Daño de Formación, 2017.

Figura 56. Análisis de finos L-2a.



Fuente. ECOPEPETROL S.A, Estudio de Daño de Formación, 2017.

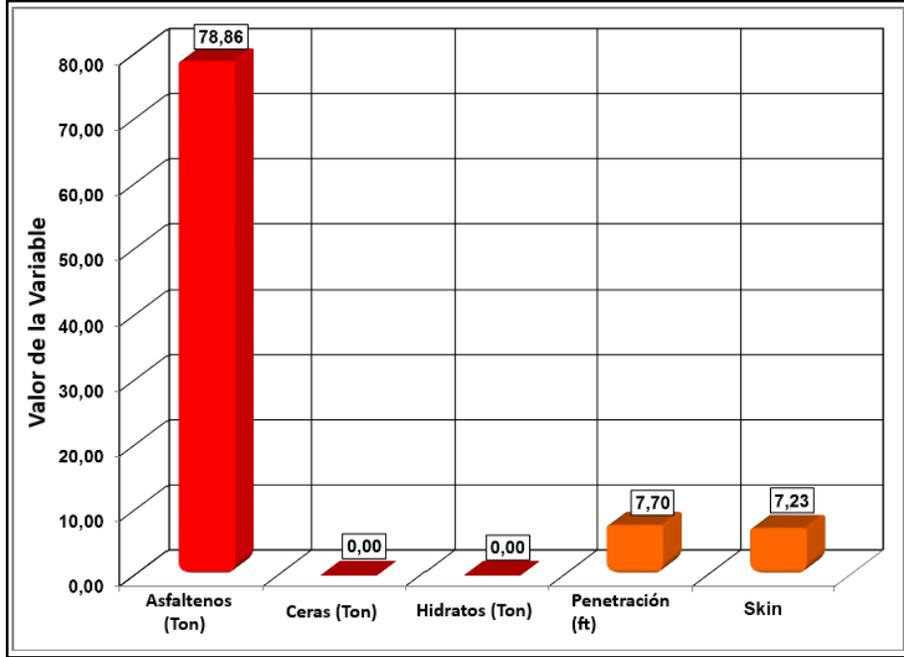
Figura 57. Análisis de finos L-9d.



Fuente. ECOPEPETROL S.A, Estudio de Daño de Formación, 2017.

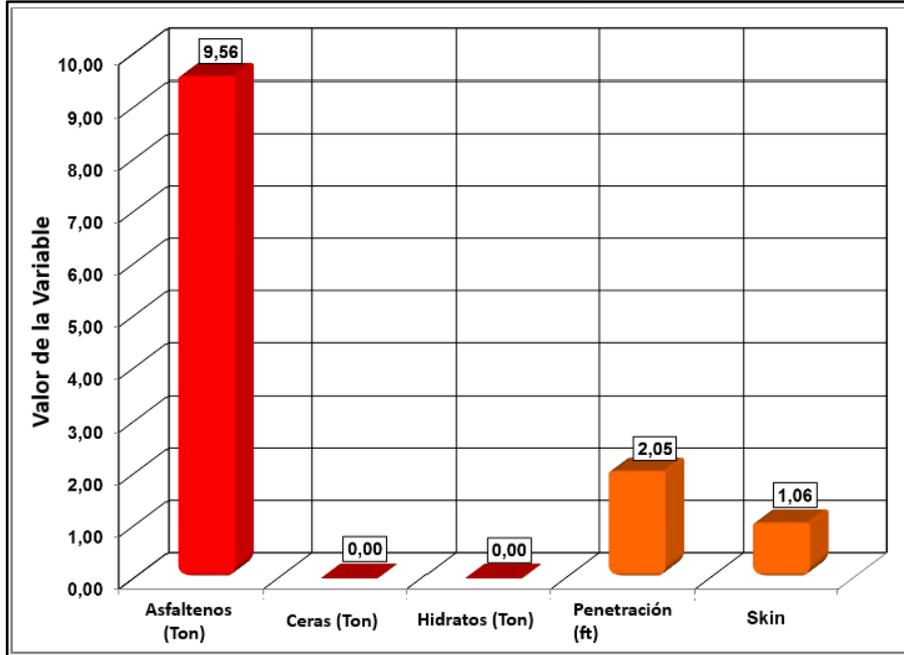
ANEXO C.
ANÁLISIS ESCAMAS ORGÁNICAS DE LOS POZOS DE INTERÉS.

Figura 58. Análisis de Escamas Orgánicas A-2.



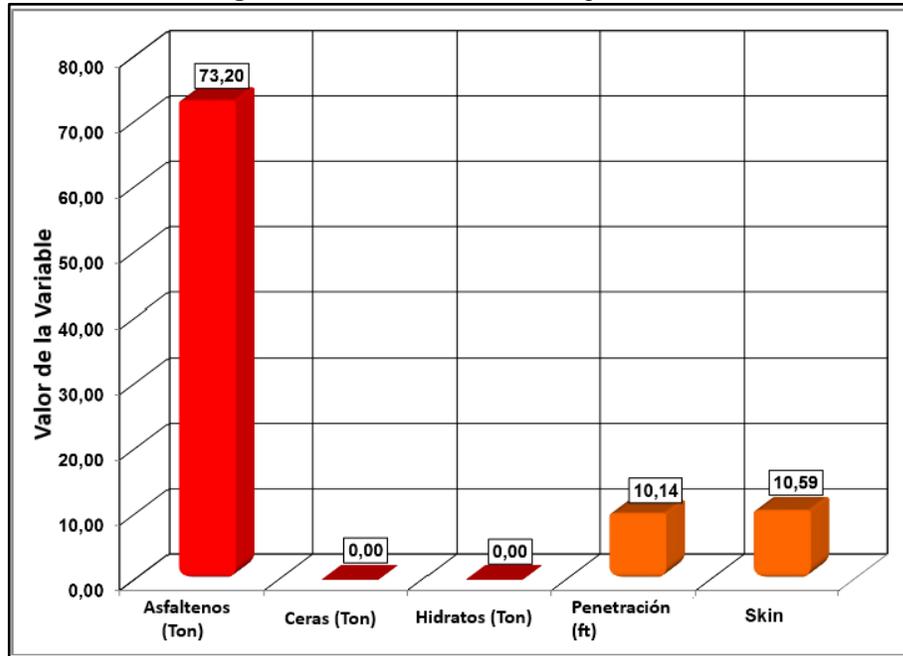
Fuente. ECOPEPETROL S.A, Estudio de Daño de Formación, 2017.

Figura 59. Análisis de Escamas Orgánicas A-5.



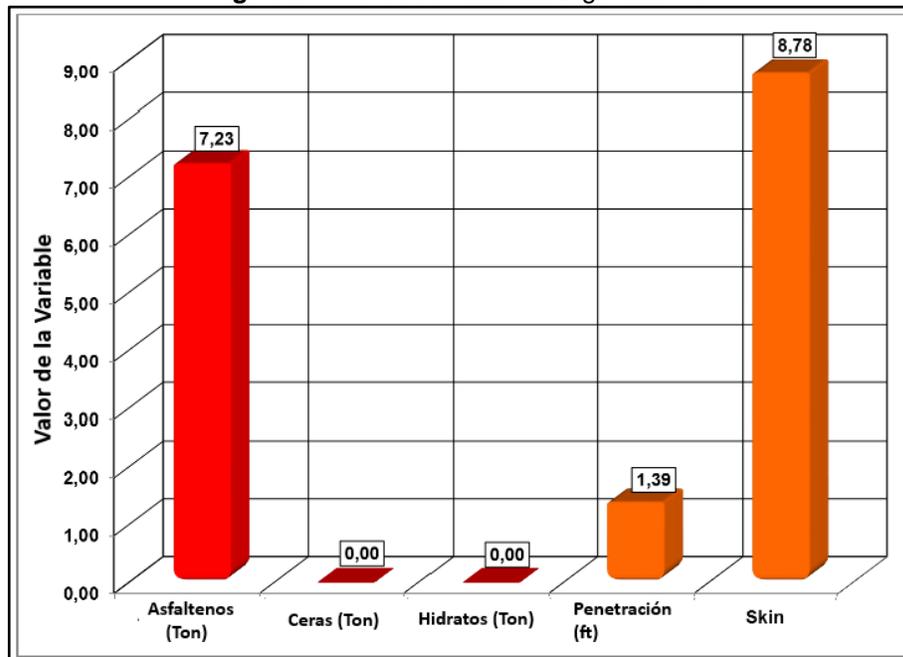
Fuente. ECOPEPETROL S.A, Estudio de Daño de Formación, 2017.

Figura 60. Análisis de Escamas Orgánicas A-5.



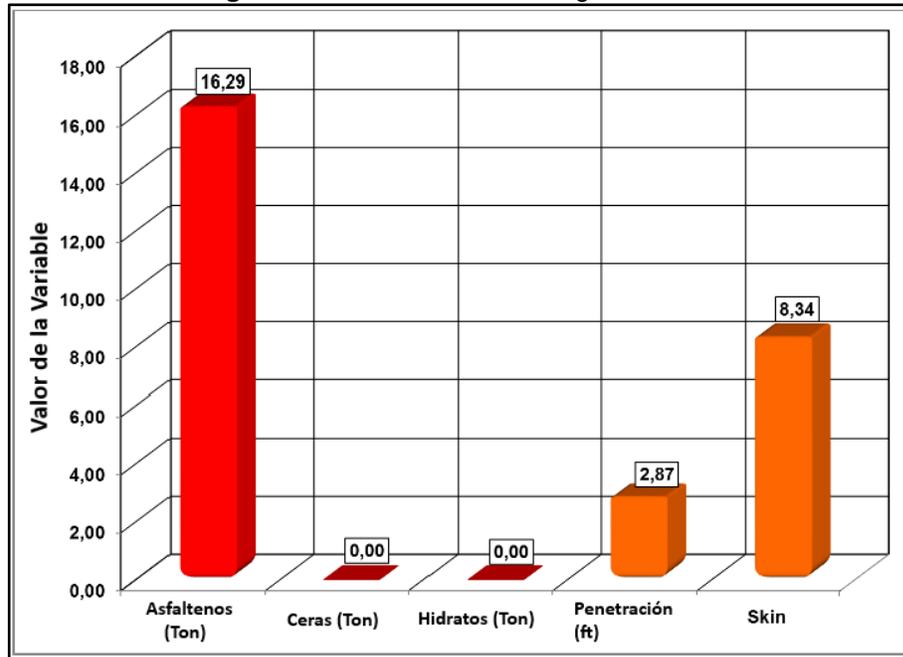
Fuente. ECOPEPETROL S.A, Estudio de Daño de Formación, 2017.

Figura 61. Análisis de Escamas Orgánicas A-6.



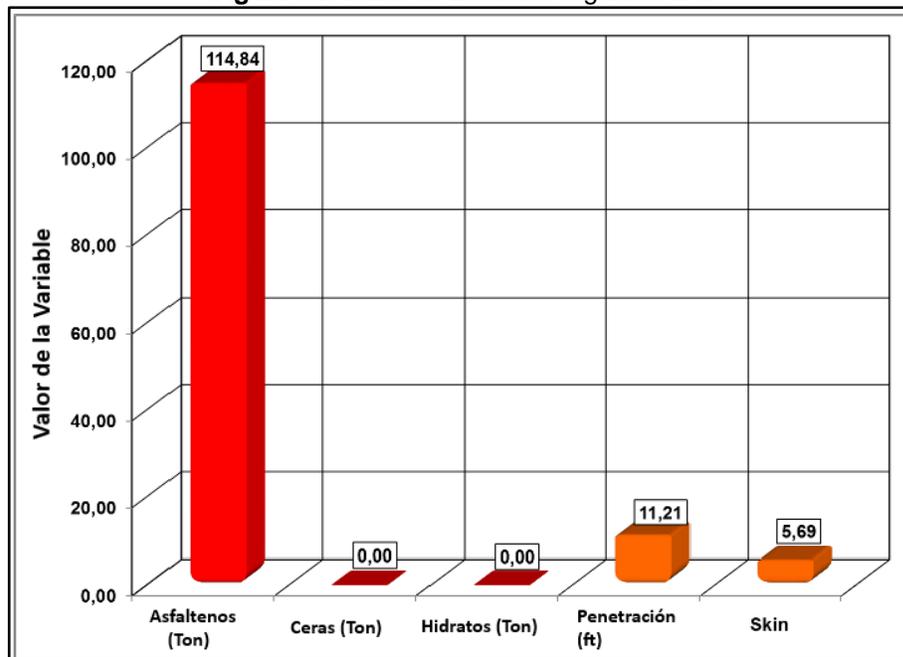
Fuente. ECOPEPETROL S.A, Estudio de Daño de Formación, 2017.

Figura 62. Análisis de Escamas Orgánicas A-11.



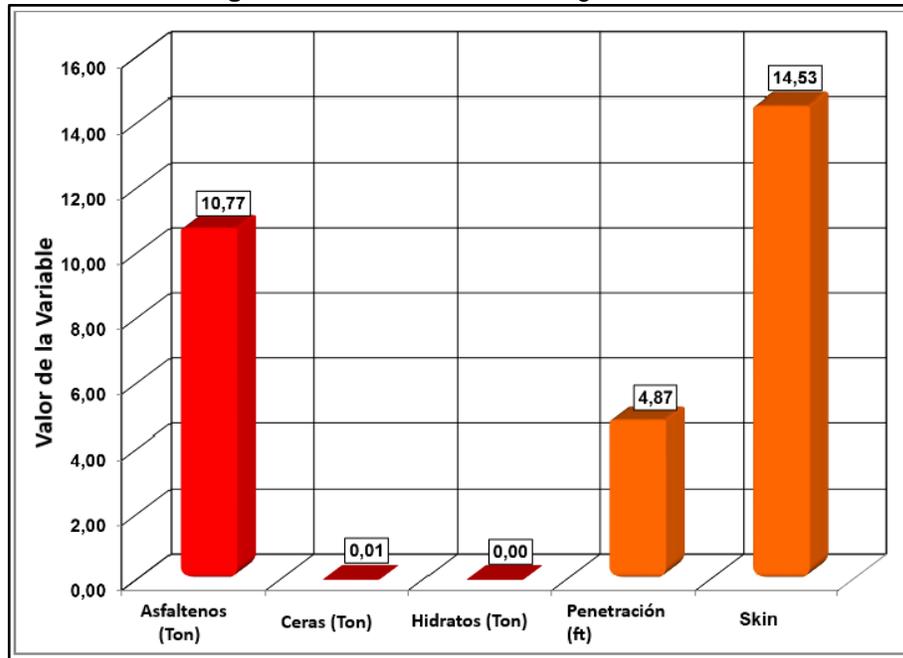
Fuente. ECOPEPETROL S.A, Estudio de Daño de Formación, 2017.

Figura 63. Análisis de Escamas Orgánicas L-1.



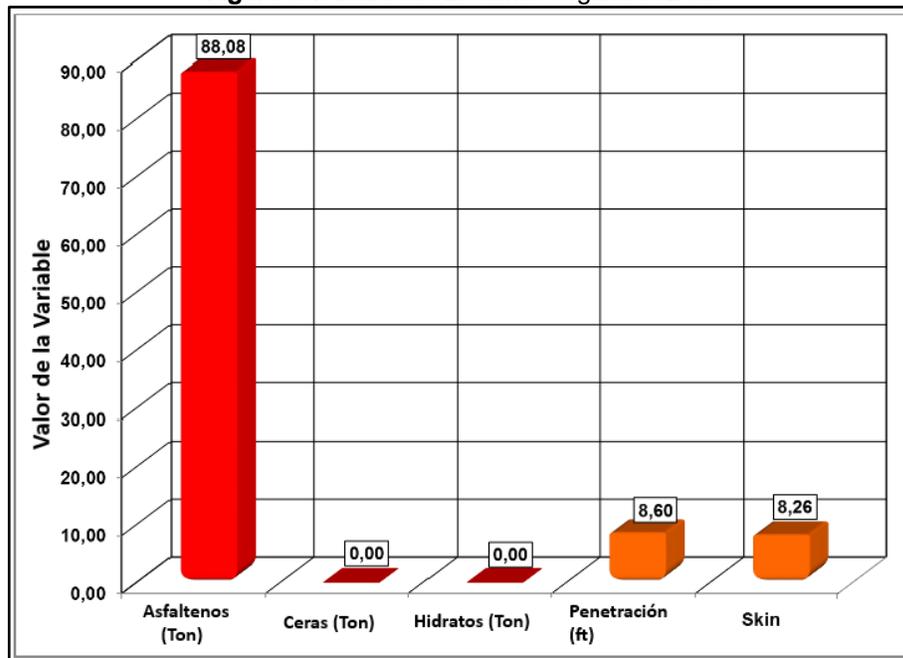
Fuente. ECOPEPETROL S.A, Estudio de Daño de Formación, 2017.

Figura 64. Análisis de Escamas Orgánicas L-2a.



Fuente. ECOPETROL S.A, Estudio de Daño de Formación, 2017.

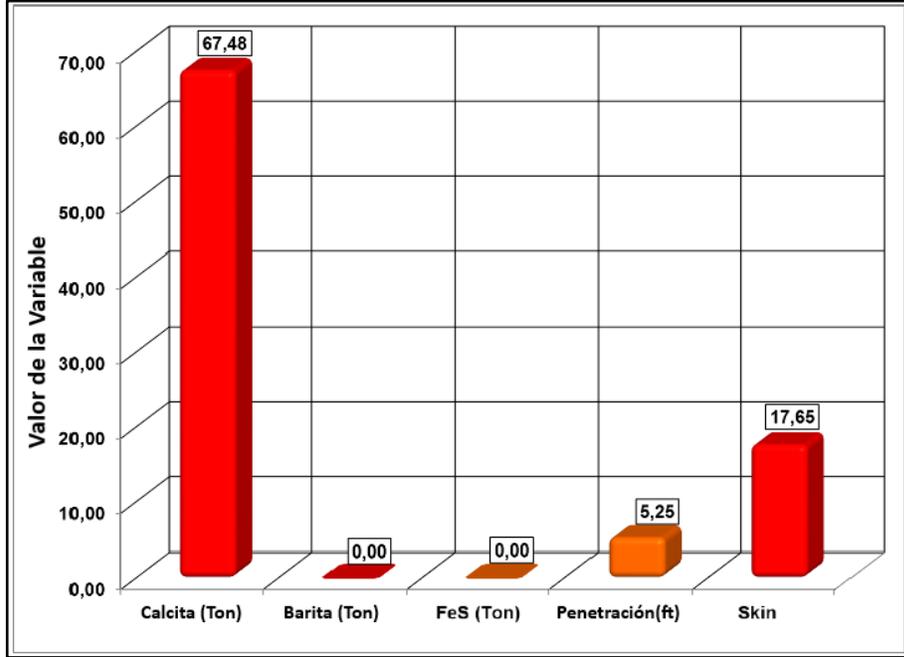
Figura 65. Análisis de Escamas Orgánicas L-9d.



Fuente. ECOPETROL S.A, Estudio de Daño de Formación, 2017.

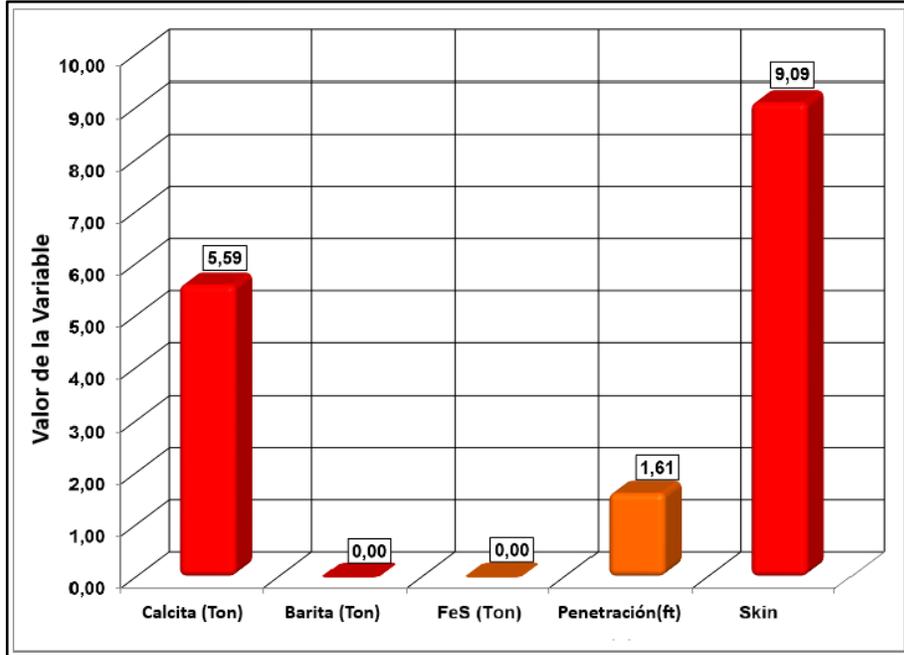
**ANEXO D.
ANÁLISIS DE ESCAMAS MINERALES DE LOS POZOS DE INTERÉS.**

Figura 66. Análisis de Escamas Minerales A-2.



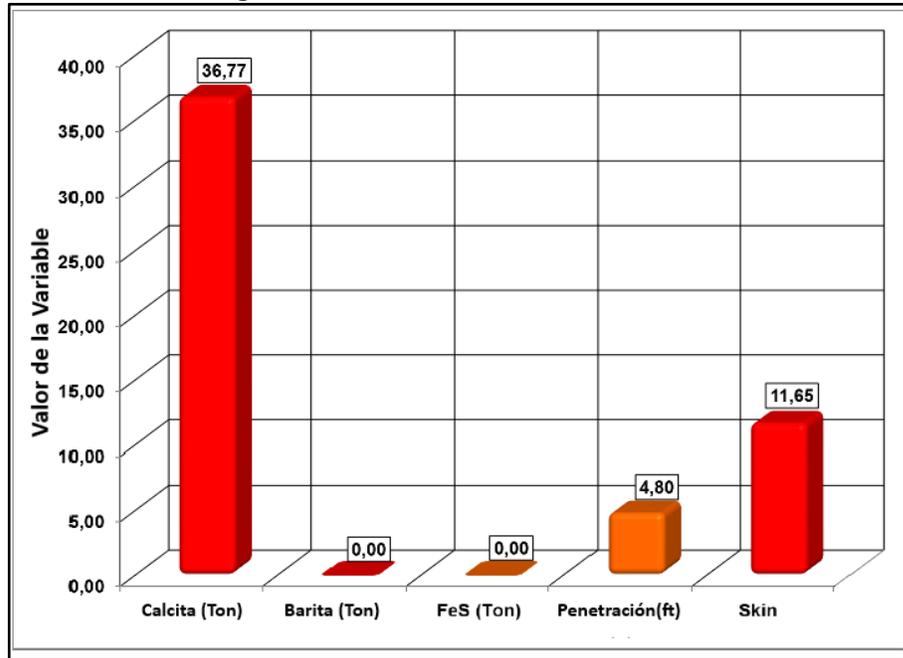
Fuente. ECOPEPETROL S.A, Estudio de Daño de Formación, 2017.

Figura 67. Análisis de Escamas Minerales A-4.



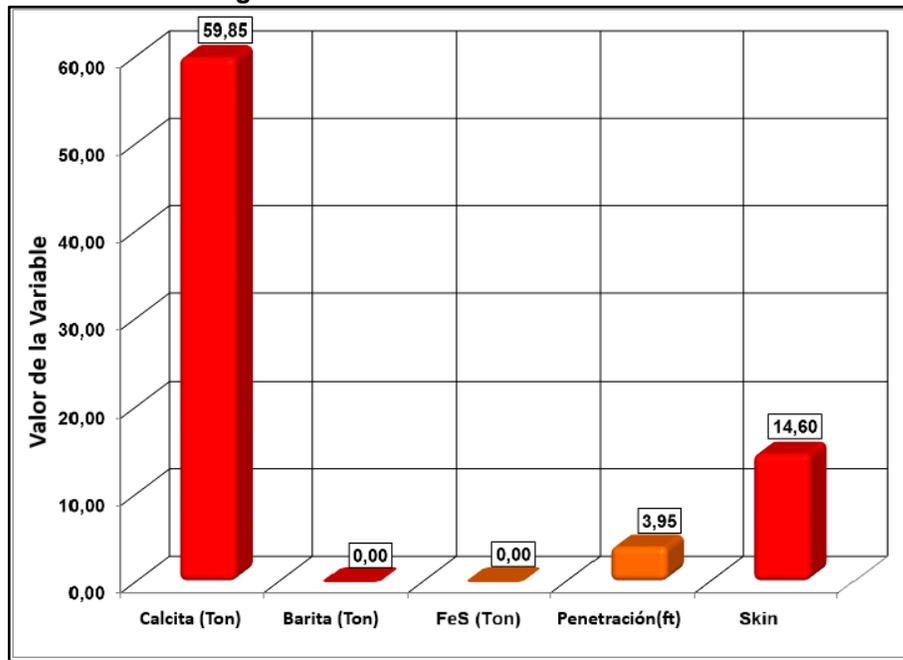
Fuente. ECOPEPETROL S.A, Estudio de Daño de Formación, 2017.

Figura 68. Análisis de Escamas Minerales A-5.



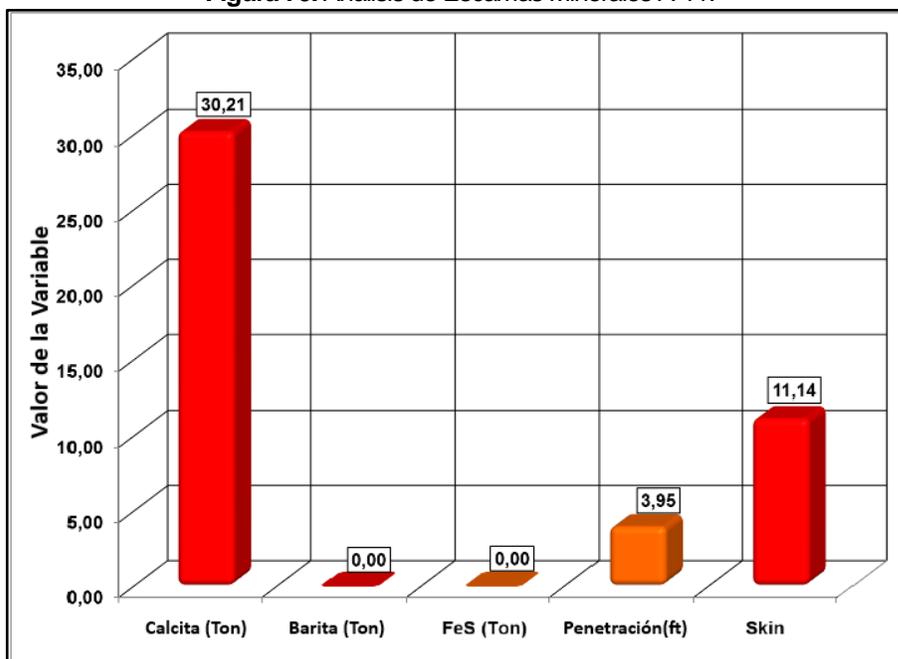
Fuente. ECOPEPETROL S.A, Estudio de Daño de Formación, 2017.

Figura 69. Análisis de Escamas Minerales A-6.



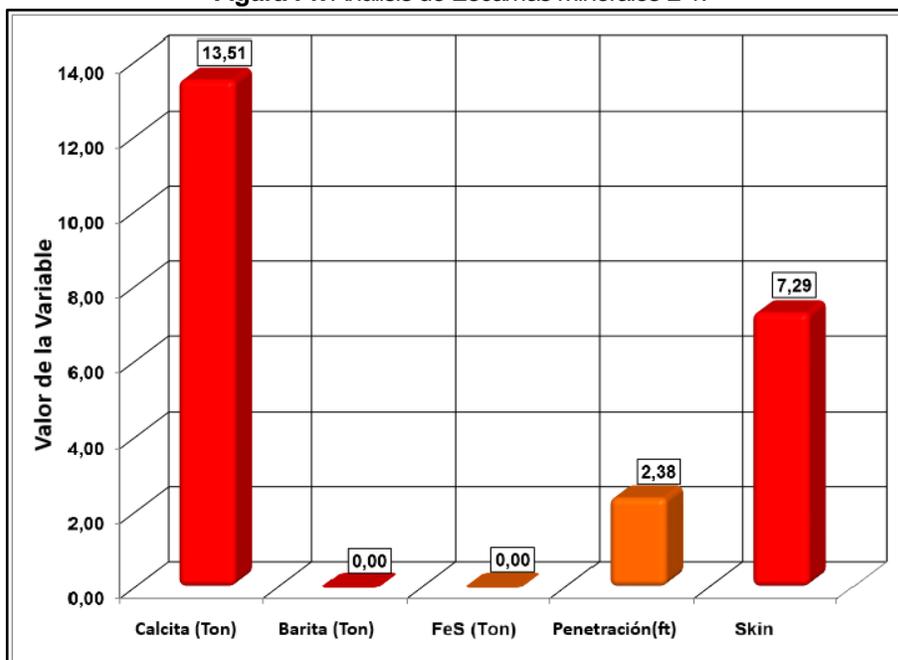
Fuente. ECOPEPETROL S.A, Estudio de Daño de Formación, 2017.

Figura 70. Análisis de Escamas Minerales A-11.



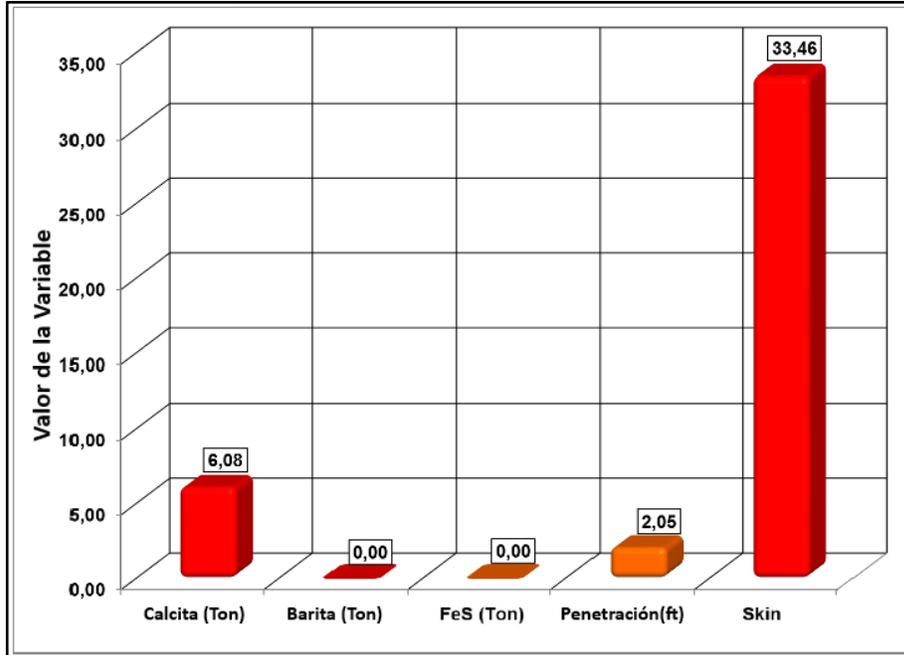
Fuente. ECOPEPETROL S.A, Estudio de Daño de Formación, 2017.

Figura 71. Análisis de Escamas Minerales L-1.



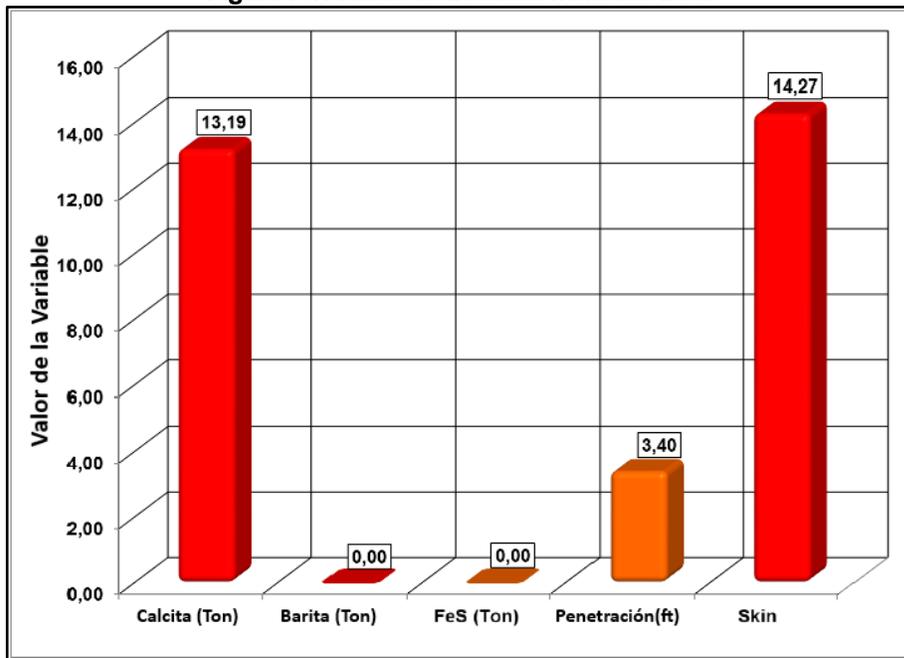
Fuente. ECOPEPETROL S.A, Estudio de Daño de Formación, 2017.

Figura 72. Análisis de Escamas Minerales L-2a.



Fuente. ECOPEPETROL S.A, Estudio de Daño de Formación, 2017.

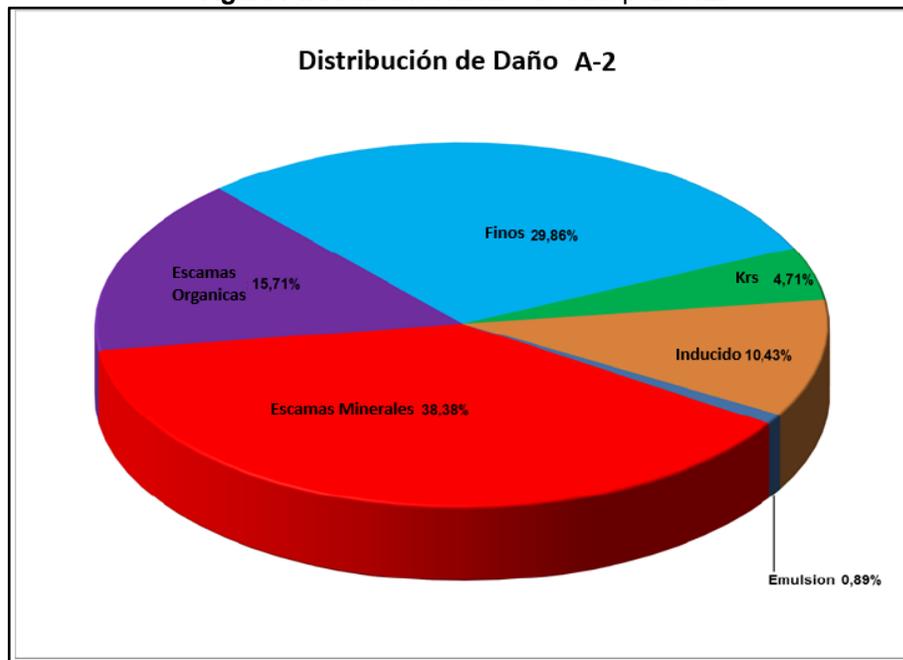
Figura 73. Análisis de Escamas Minerales L-9d.



Fuente. ECOPEPETROL S.A, Estudio de Daño de Formación, 2017.

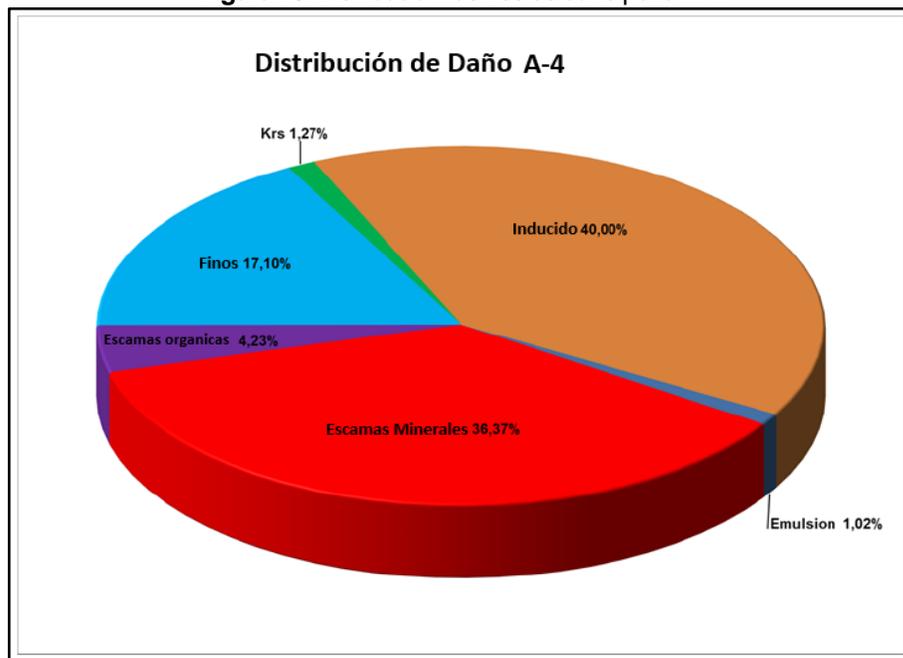
ANEXO E. DISTRIBUCIÓN DE FUENTES DE DAÑO POR POZO.

Figura 74. Distribución fuentes de daño pozo A-2.



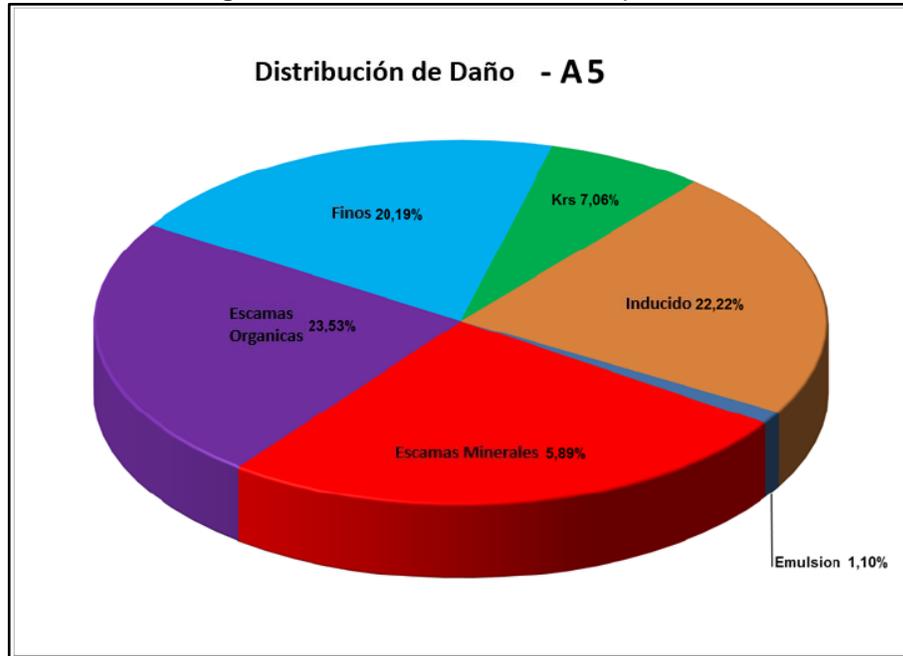
Fuente. ECOPEPETROL S.A, Estudio de Daño de Formación, 2017.

Figura 75. Distribución fuentes de daño pozo A-4.



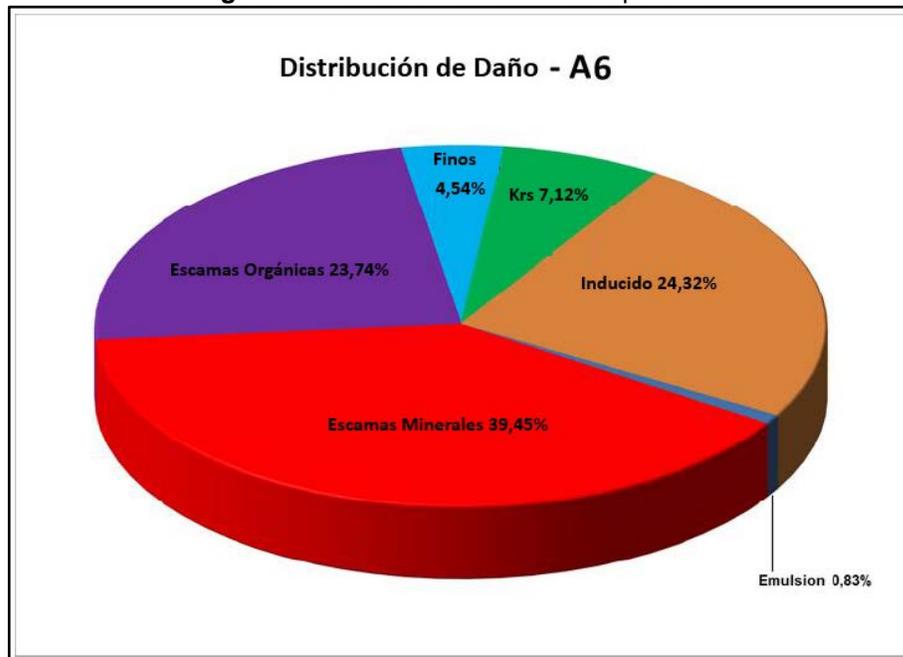
Fuente. ECOPEPETROL S.A, Estudio de Daño de Formación, 2017.

Figura 76. Distribución fuentes de daño pozo A-5.



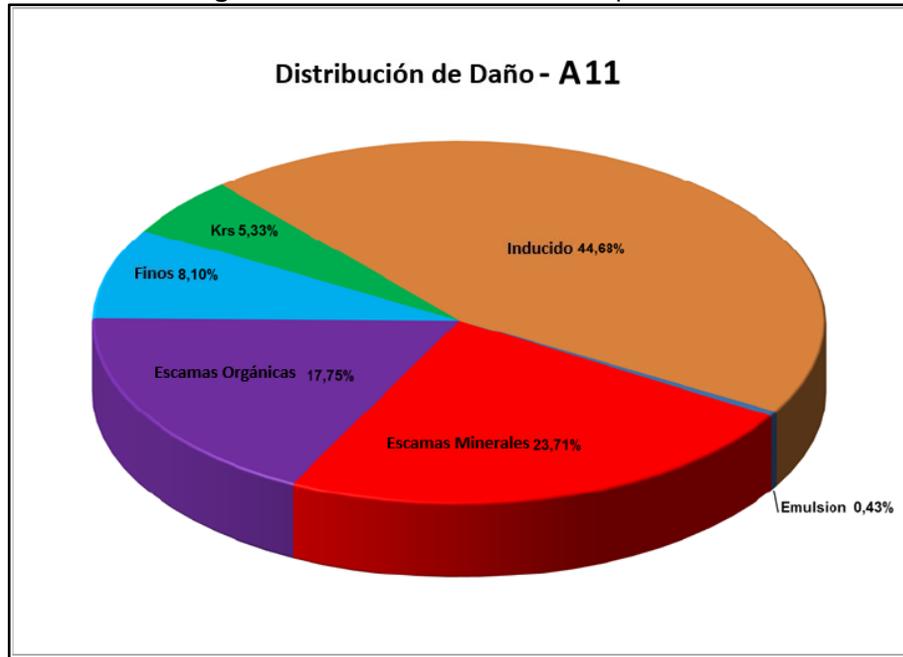
Fuente. ECOPEPETROL S.A, Estudio de Daño de Formación, 2017.

Figura 77. Distribución fuentes de daño pozo A-6.



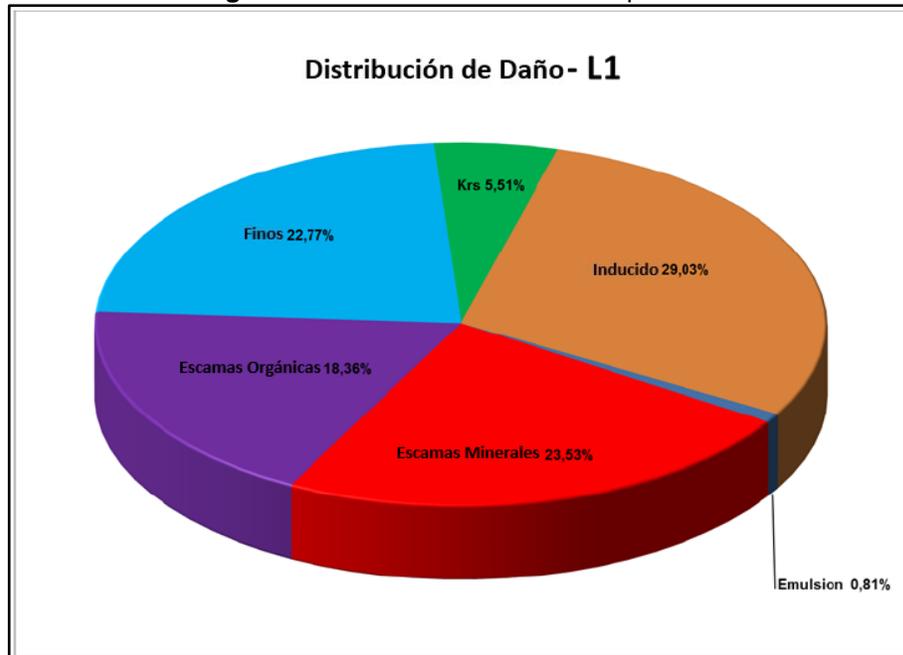
Fuente. ECOPEPETROL S.A, Estudio de Daño de Formación, 2017.

Figura 78. Distribución fuentes de daño pozo A-11.



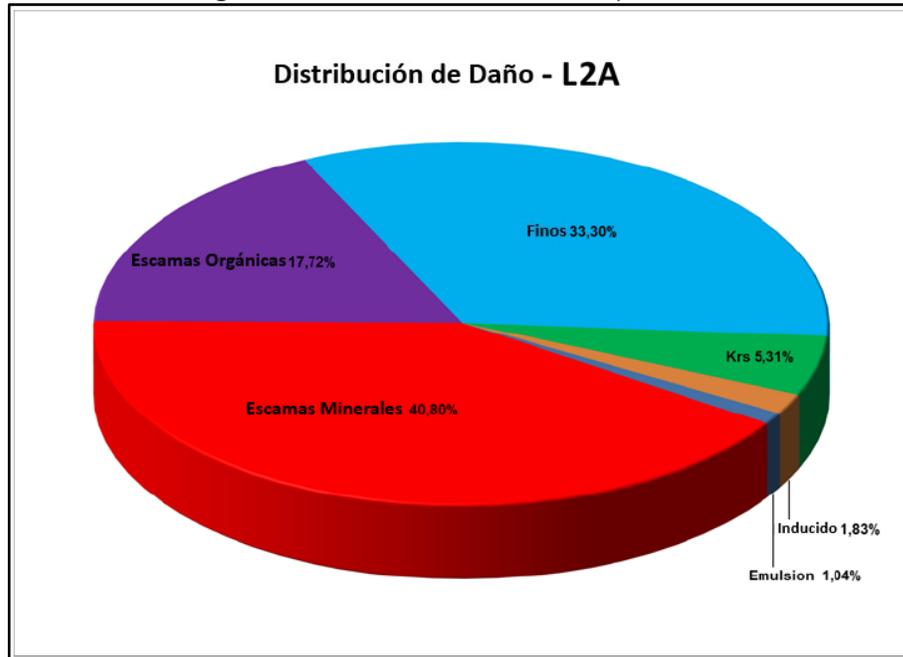
Fuente. ECOPEPETROL S.A, Estudio de Daño de Formación, 2017.

Figura 79. Distribución fuentes de daño pozo L-1



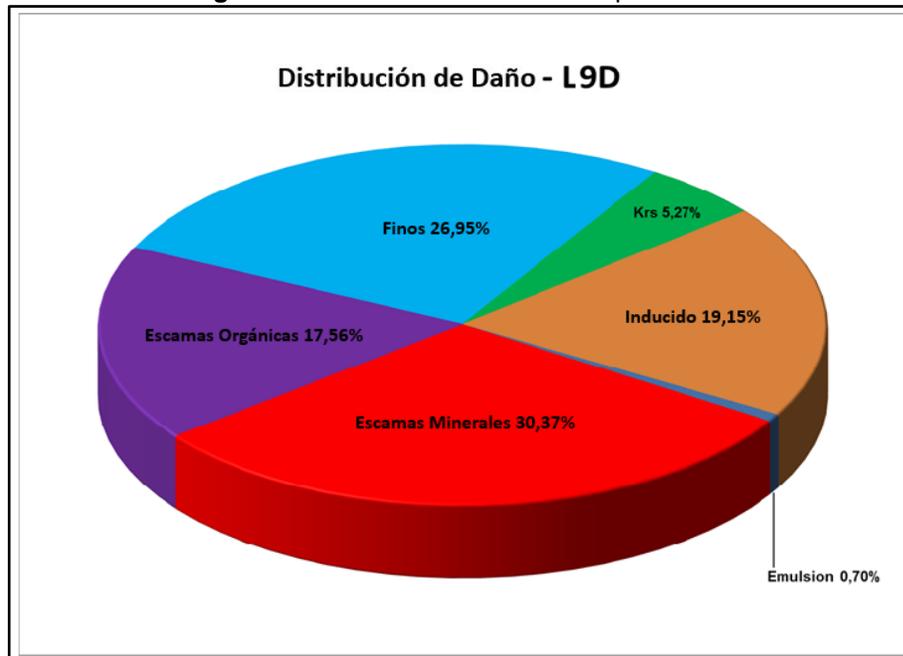
Fuente. ECOPEPETROL S.A, Estudio de Daño de Formación, 2017.

Figura 80. Distribución fuentes de daño pozo L-2A.



Fuente. ECOPEPETROL S.A, Estudio de Daño de Formación, 2017.

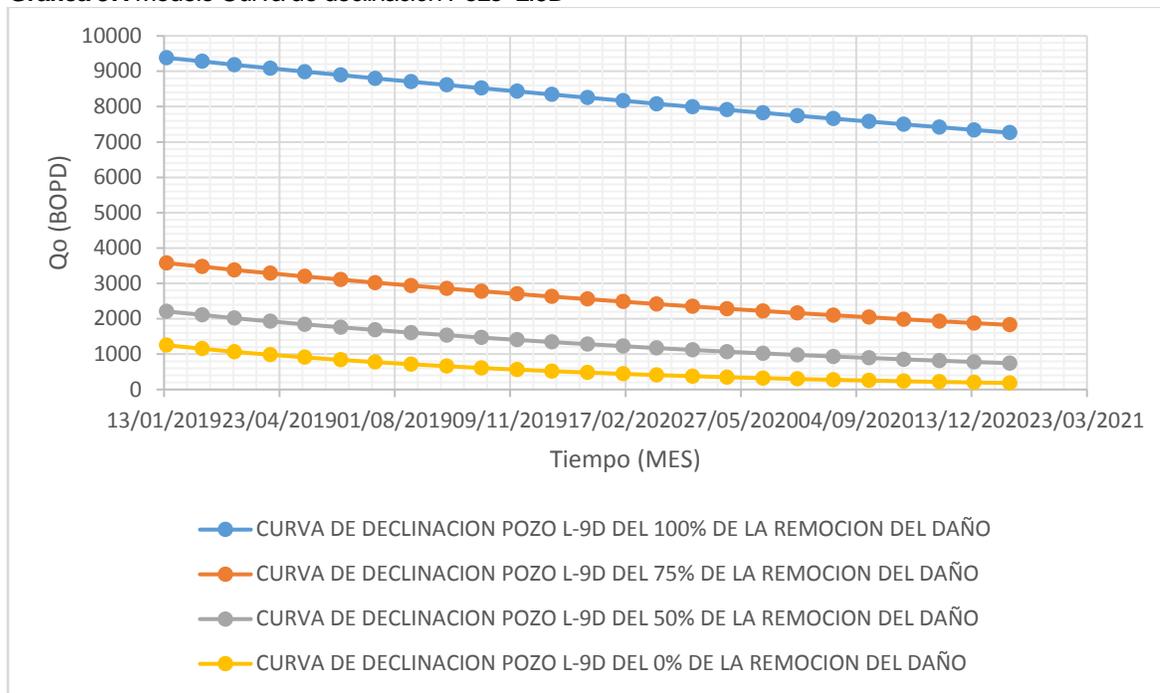
Figura 81. Distribución fuentes de daño pozo L-9D.



Fuente. ECOPEPETROL S.A, Estudio de Daño de Formación, 2017.

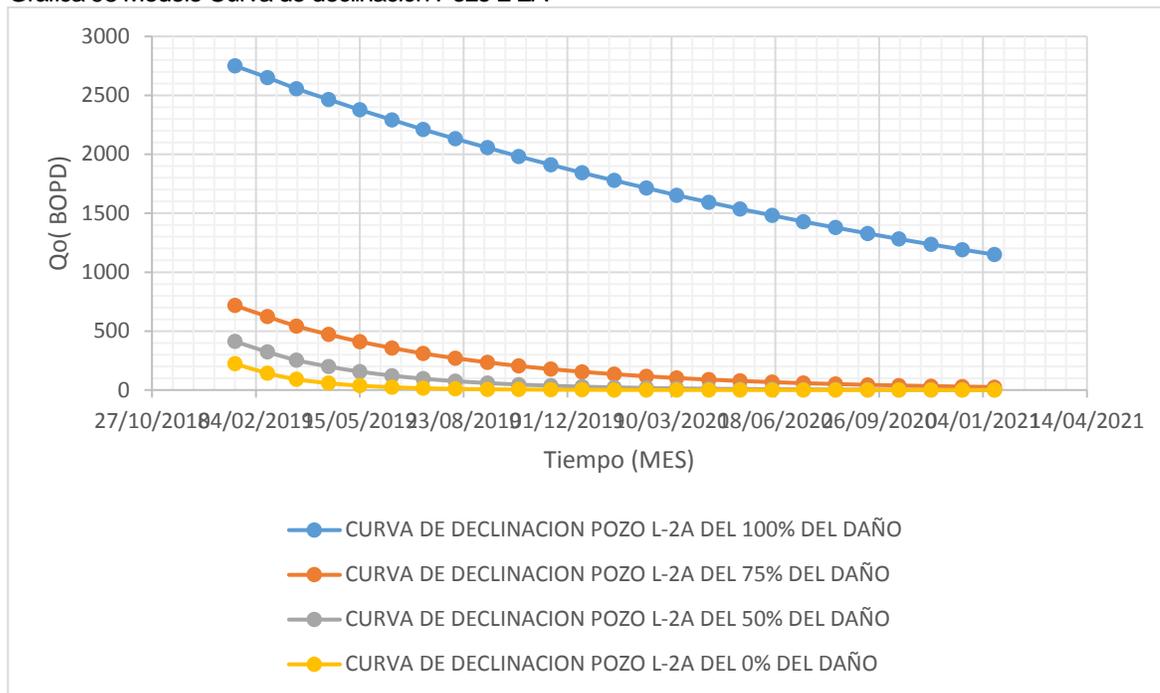
ANEXO F. CURVAS DE DECLINACIÓN POZOS CAMPO A Y CAMPO L.

Gráfica 97. Modelo Curva de declinación Pozo L-9D



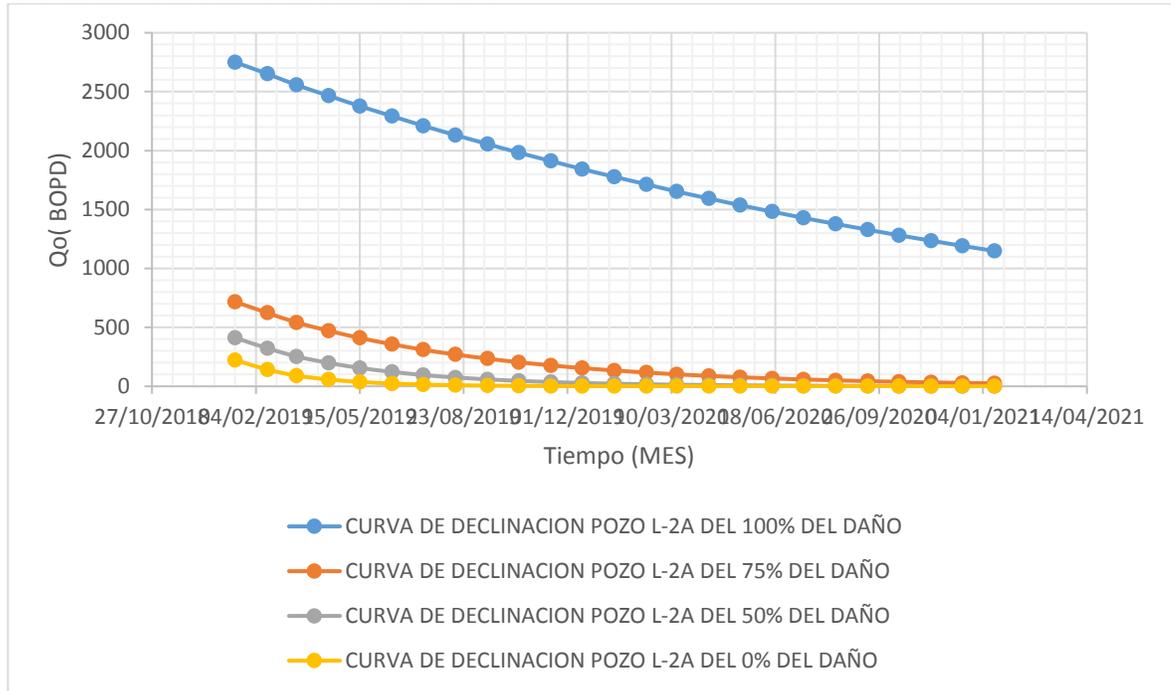
Fuente. Elaboración propia.

Gráfica 98 Modelo Curva de declinación Pozo L-2A



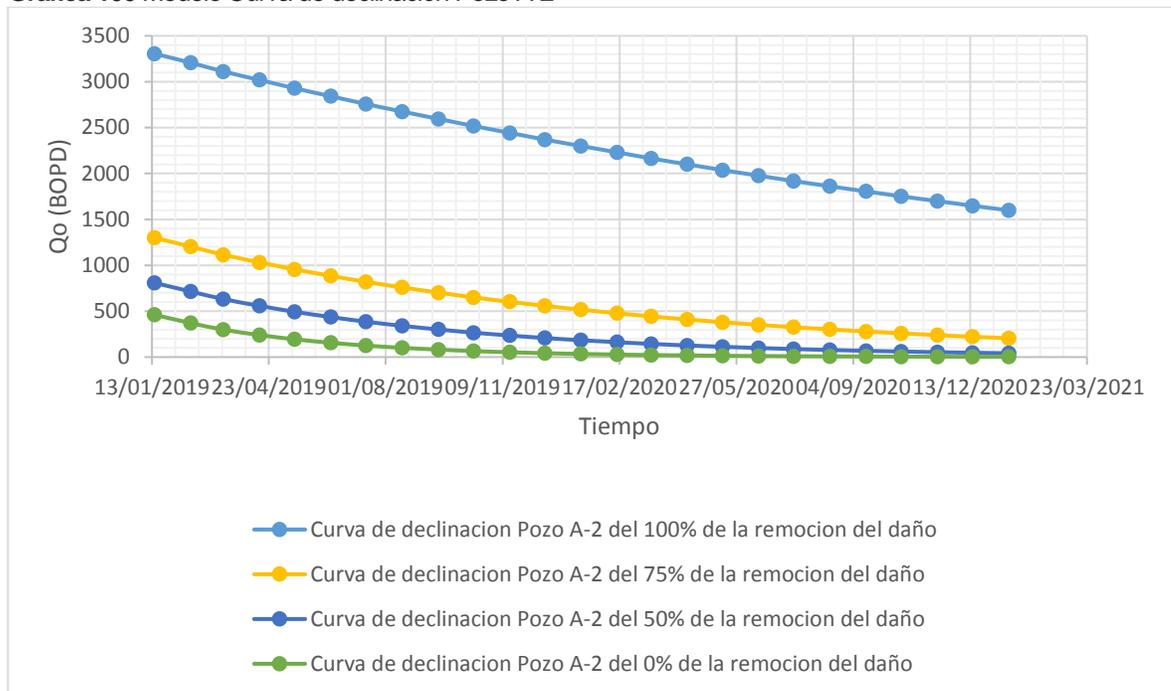
Fuente. Elaboración propia.

Gráfica 99 Modelo Curva de declinación Pozo



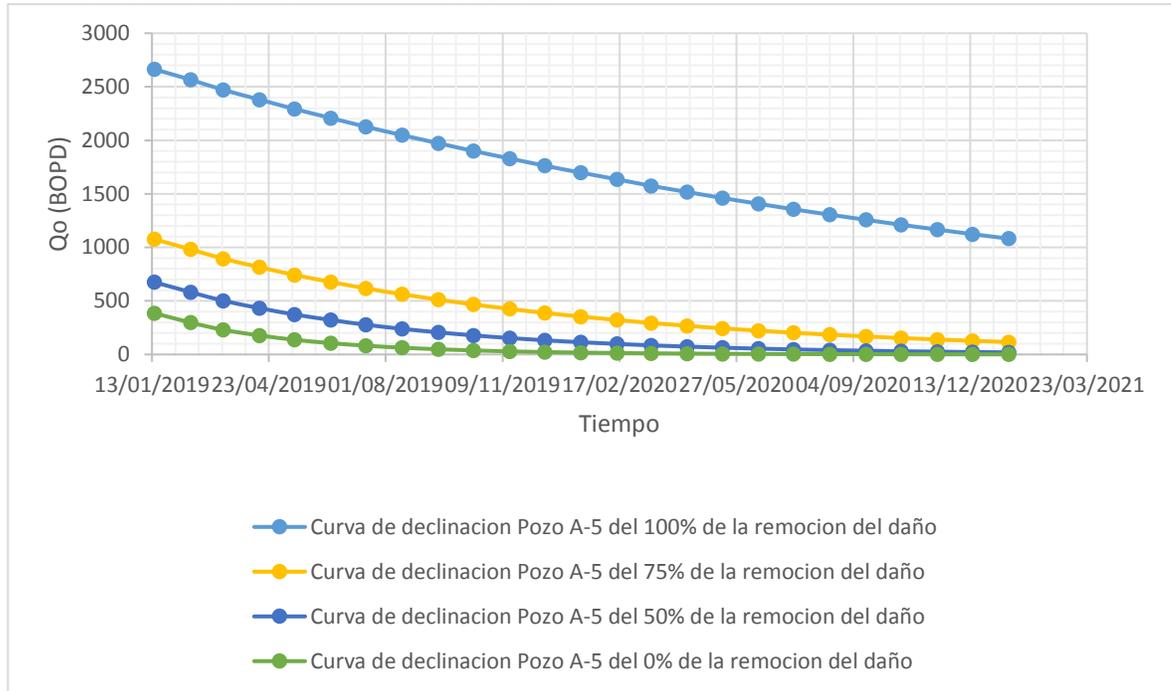
Fuente. Elaboración propia.

Gráfica 100 Modelo Curva de declinación Pozo A-2



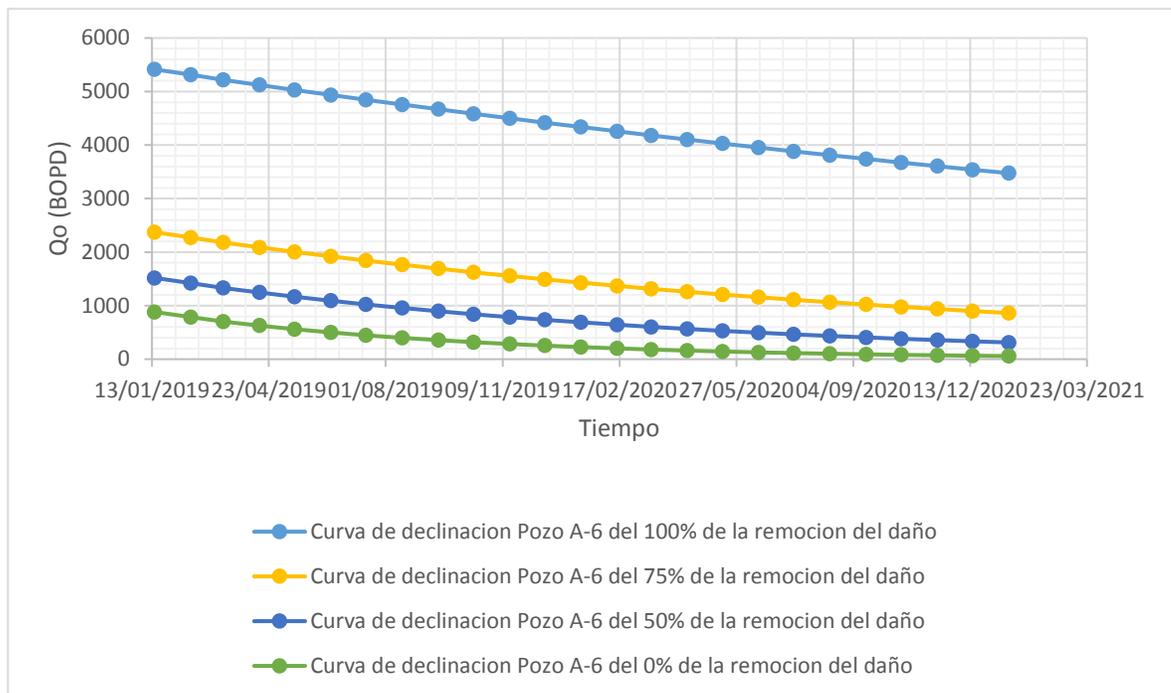
Fuente. Elaboración propia.

Gráfica 101 Modelo Curva de declinación Pozo A-5



Fuente. Elaboración propia.

Gráfica 102 Modelo Curva de declinación Pozo A-6



Fuente. Elaboración propia.