



Integrated Formation Damage Model

INTEGRATED FORMATION DAMAGE MODEL

Manual de Usuario

Versión 2020



UNIVERSIDAD
NACIONAL
DE COLOMBIA



ÍNDICE

PROLOGO	14
1 INTRODUCCIÓN.....	15
2 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA	15
2.1 Acceso al sistema.....	15
2.2 Inicio (<i>Home</i>)	16
2.2.1 Perfiles de usuario (<i>User Information</i>).....	18
2.2.2 Botón <i>Users</i>	18
3 BASES DE DATOS (<i>Database</i>)	24
3.1 Interfaz inicial <i>Database</i>	24
3.2 Crear datos de cuencas (<i>Basin</i>).....	25
3.3 Crear datos de campos.....	26
3.4 Crear datos de formaciones.....	27
3.5 Crear datos de pozos.....	30
3.5.1 Información General (<i>General Data</i>).....	31
3.5.2 Información del pozo (<i>Add Well</i>)	31
3.5.3 Datos de Producción (<i>Production Data</i>).....	31
3.5.4 Coordenadas de Superficie (<i>Surface Coordinates</i>)	32
3.5.5 Prueba de flujo PLT (<i>Production test PLT</i>)	32
3.6 Crear datos de intervalos productores	32
3.6.1 Ingreso de Datos Generales de los Intervalos Productores.....	33
3.6.2 Ingreso de Datos de Yacimiento de los intervalos productores	34
3.7 Crear variables de daño.....	37
3.8 Crear Función de Filtrado	39
3.9 Crear Mineralogía de la Formación.....	41
3.10 Crear Librería PVT.....	43
3.11 Editar datos de cuencas	44
3.12 Editar datos de campos	45
3.13 Editar datos de formación	46
3.14 Editar datos de pozo.....	47
3.15 Editar datos de intervalo productor	48
3.16 Editar datos del proyecto	49
3.17 Editar datos de Mineralogía de la Formación.....	51
3.18 Editar datos de función de filtrado.....	51

3.19	Editar datos de librería PVT	52
3.20	Editar variables de daño.....	52
4	ADMINISTRACIÓN DE PROYECTOS (<i>Project Mangement</i>)	55
4.1	Compartir Escenario	55
4.2	Árbol de proyectos.....	57
4.3	Creación de un Proyecto	57
4.4	Creación de un Escenario.....	57
4.5	Tipos de análisis	59
4.5.1	Análisis Multiparamétrico (<i>Multiparametric Analysis</i>).....	60
4.5.2	Análisis IPR	117
4.5.3	Perforación Y Completamiento (<i>Drilling And Completion</i>)	162
4.5.4	Geomecánica (<i>Geomechanics</i>).....	179
4.5.5	Precipitación De Asfaltenos (<i>Asphaltenes Precipitation</i>)	206
4.5.6	Remediación de Daño por Asfaltenos (<i>Asphaltenes Remediation</i>)	230
4.5.7	Migración de Finos (<i>Fines Migration, Deposition And Swelling</i>)	258
4.5.8	Remediación de Finos (<i>Fines Remediation</i>).....	276
4.5.9	Selección De Tratamiento Para Finos (<i>Fines remediation</i>).....	283
4.5.10	Desagregación	290
5	GEORREFERENCIACIÓN	319
5.1	Interfaz	319
5.2	Información de las variables.	322
5.2.1	Vista por campos.....	323
5.2.2	Distribución de frecuencia.....	324
6	INFORME DE ESCENARIOS (<i>Scenario Report</i>).....	326
7	INVENTARIO DE DATOS (<i>Data Inventory</i>).....	329
7.1	Inventario de Datos de Escenarios (<i>Scenarios Data Inventory</i>)	329
7.2	Inventario de Datos Generales (<i>General Data Inventory</i>)	333
7.3	Inventario de Datos según el tipo de análisis (<i>Data Inventory By Analysis Type</i>)	337
8	AYUDA (<i>Help</i>)	338
8.1	Manuales	339
8.2	Otras descargas	339
8.3	Guion Interactivo.....	341
8.4	Sobre el aplicativo	341
9	LISTA DE SOLICITUDES (<i>Request</i>).....	342

10	SALIDA DEL APLICATIVO.....	344
11	REFERENCIAS.....	345

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1. Interfaz de ingreso de usuario	14
Ilustración 2. Interfaz de inicio del aplicativo	15
Ilustración 3. Panel de proyectos (Projects)	16
Ilustración 4. Menú desplegable de proyectos	16
Ilustración 5. Lista desplegable del botón de usuario	17
Ilustración 6. Entorno del registro de usuario	18
Ilustración 7. Selección de compañía	18
Ilustración 8. Selección de genero	18
Ilustración 9. Selección de perfil de usuario	19
Ilustración 10. Panel de administración de usuarios.....	19
Ilustración 11. Panel de edición de información de un Usuario	20
Ilustración 12. Interfaz de cambio de contraseña	20
Ilustración 13. Panel de Estadística de Usuarios.....	21
Ilustración 14. Grafico estadístico de horas activas de un Usuario.....	21
Ilustración 15. Opciones disponibles para imprimir o descargar.....	22
Ilustración 16. Interfaz inicial de la pestaña 'Database'	23
Ilustración 17. Ingreso de datos por el criterio cuenca	24
Ilustración 18. Ingreso del campo	25
Ilustración 19. Ingreso de coordenadas	26
Ilustración 20. Interfaz del ingreso de datos por formación	26
Ilustración 21. Sección de Ingreso datos PVT.....	27
Ilustración 22. Importar datos PVT	28
Ilustración 23. Ingresos de datos de permeabilidad relativa y presión capilar.....	28
Ilustración 24. Ingreso de datos por pozo (Parte I).....	29
Ilustración 25. Ingreso de datos por pozo (Parte II).....	30
Ilustración 26. Ingreso de datos de producción	31
Ilustración 27. Ingreso de coordenadas	31
Ilustración 28. Ingreso de datos por intervalos productores (Parte I).....	32
Ilustración 29. Ingreso de datos por intervalos productores (Parte II).....	32
Ilustración 30. Panel de datos generales	33
Ilustración 31. Panel de datos del yacimiento	33
Ilustración 32. Datos de permeabilidad relativa y presión capilar	34
Ilustración 33. Ingreso de datos PVT	34
Ilustración 34. Importar datos PVT	35
Ilustración 35. Datos de Presión de Yacimiento	35
Ilustración 36. Interfaz de variables de daño (I).....	36
Ilustración 37. Interfaz de variables de daño (II).....	36
Ilustración 38. Filtros de variables de daño	37
Ilustración 39. Selección de parámetros de daño.....	37
Ilustración 40. Parámetro 'Minerl Scales' y subparámetro 'Scale index of CaCo3'.....	37
Ilustración 41. Interfaz de función de filtrado	38
Ilustración 42. Opción crear función de filtrado.....	39
Ilustración 43. Creación de mineralogía de la formación	40

Ilustración 44. Sección desplegable de selección de finos	41
Ilustración 45. Mensajes de Error por diferencias en porcentajes.....	41
Ilustración 46. Interfaz de creación de la librería PVT	42
Ilustración 47. Editar datos de cuencas.....	43
Ilustración 48. Editar datos de campos	44
Ilustración 49. Filtros de búsqueda	44
Ilustración 50. Editar datos de formaciones.....	45
Ilustración 51. Filtros de búsqueda	46
Ilustración 52. Editar datos de pozos	46
Ilustración 53. Editar datos de intervalo productor.....	47
Ilustración 54. Filtros de búsqueda	47
Ilustración 55. Editar datos de proyectos	48
Ilustración 56. Filtros de búsqueda	48
Ilustración 57. Lista de algunos proyectos registrados en la base de datos	49
Ilustración 58. Confirmación de eliminación de proyecto.....	49
Ilustración 59. Listado de escenarios del proyecto	50
Ilustración 60. Panel de edición de función de filtrado.....	50
Ilustración 61. Interfaz de edición de datos de librería PVT.....	51
Ilustración 62. Interfaz de edición de variables de daño	52
Ilustración 63. Listado de resultados de acuerdo a búsqueda	53
Ilustración 64. Uso de búsqueda en tabla	53
Ilustración 65. Notificación de correcta eliminación de variable de daño	54
Ilustración 62. Interfaz de Project management	52
Ilustración 63. Sección edición de un escenario.....	53
Ilustración 64. Sección desplegable para compartir un escenario	53
Ilustración 65. Ventana de confirmación para eliminar un escenario	53
Ilustración 66. Creación de nuevo proyecto	54
Ilustración 67. Creación de escenario	55
Ilustración 68. Ventana de duplicación de un escenario.....	55
Ilustración 69. Caracterización del escenario	57
Ilustración 70. Sección Statical data base.....	58
Ilustración 71. Sección Petrophysics.....	58
Ilustración 72. Sección Production Data.....	59
Ilustración 73. Sección Fluid information at average reservoir pressure	60
Ilustración 74. Subsección Oil properties	61
Ilustración 75. Subsección Gas properties	61
Ilustración 76. Subsección Water properties	62
Ilustración 77. Sección Multiparametric analysis	62
Ilustración 78. Subsección Critical pressure by damage parameters.....	63
Ilustración 79. Subsección K damaged and K base ratio (Kd/Kb) by damage parameter .	63

Ilustración 80 Interfaz inicial Análisis Multiparamétrico Estadístico	64
Ilustración 81. Pestaña Mineral Scales	65
Ilustración 82. Diagrama de Caracterización de Skin Promedio	67
Ilustración 83. Diagrama de Caracterización estadística de Skin	67
Ilustración 84. Diagrama de Caracterización Analítica de Skin.....	67
Ilustración 85. Pestaña Fine Blockage	68
Ilustración 86. Pestaña Organic Scales.....	70
Ilustración 87 .Pestaña Relative permeability	72
Ilustración 88. Pestaña Induce Damage.....	74
Ilustración 89. Pestaña Geomechanical damage	76
Ilustración 90. Botones Historic data, Frequency data, percentiles y georreference.....	77
Ilustración 91. Pestaña Historic data.....	78
Ilustración 92. Formatos de descarga	79
Ilustración 93. Pestaña Frequency Distribution and general information	79
Ilustración 94. Boton Percentile.....	80
Ilustración 95. Pantalla Inicial de Georreference	80
Ilustración 96. Ruta de acceso a creación de variables de daño	81
Ilustración 97. Interfaz creación de variables de daño.....	81
Ilustración 98. Menú desplegable botón parameters.....	82
Ilustración 99. Ingreso del escenario – Caso 1	85
Ilustración 100. Escenario e Ingreso de Informacion por Mecanismo de Daño – Caso 1 ..	85
Ilustración 101. Ingreso de Informacion de Mineral Scale – Caso 1	86
Ilustración 102. Ingreso de Informacion de Fine Blockage – Caso 1	87
Ilustración 103. Ingreso de Informacion de Organic Scale – Caso 1.....	88
Ilustración 104. Ingreso de Informacion de Induced Damage – Caso 1	89
Ilustración 105. Ingreso de Informacion de Geomechanical Damage – Caso 1	90
Ilustración 106. Discretización de Daño - Caso 1	91
Ilustración 107. Ingreso del escenario – Caso 2.....	94
Ilustración 108. Escenario e Ingreso de Informacion por Mecanismo de Daño – Caso 2..	95
Ilustración 109. Ingreso de Informacion de Mineral Scale – Caso 2	96
Ilustración 110. Ingreso de Informacion de Fine Blockage – Caso 2	97
Ilustración 111. Ingreso de Informacion de Organic Scale – Caso 2.....	98
Ilustración 112. Ingreso de Informacion de Relative Permeability – Caso 2.....	99
Ilustración 113. Ingreso de Informacion de Induced Damage – Caso 2.....	100
Ilustración 114. Ingreso de Informacion de Geomechanical Damage – Caso 2	101
Ilustración 115. Discretización de Daño Caso de estudio 2	102
Ilustración 116. Ingreso del escenario – Caso 3.....	105
Ilustración 117. Escenario e Ingreso de Informacion por Mecanismo de Daño – Caso 3.106	
Ilustración 118. Ingreso de Informacion de Mineral Scale – Caso 3	107
Ilustración 119. Ingreso de Informacion de Fine Blockage – Caso 3	108
Ilustración 120. Ingreso de Informacion de Organic Scale – Caso 3.....	109
Ilustración 121. Ingreso de Informacion de Relative Permeability – Caso 3.....	110
Ilustración 122. Ingreso de Informacion de Induced Damage – Caso 3.....	111
Ilustración 123. Ingreso de Informacion de Geomechanical Damage – Caso 3	112

Ilustración 124. Discretización de Daño Caso de estudio 2.....	113
Ilustración 125. Primera ventana IPR.....	114
Ilustración 126. Sección Well information.....	115
Ilustración 127. Ventana desplegable de información	115
Ilustración 128. Importar dato a partir de otro escenario	116
Ilustración 129. Sección Operative data para tipo de fluido Black oil.....	116
Ilustración 130. Sección Operative data para tipo de fluido Dry Gas.....	117
Ilustración 131. Operative data para tipo de fluido Condensate Gas.....	117
Ilustración 132. Operative data para tipo de pozo inyector de agua.....	118
Ilustración 133. Operative data para tipo de pozo inyector de gas.	118
Ilustración 134. Sección Rock properties Para caso aceite	119
Ilustración 135. Subsección Basic Petrophysics (use permeability module)	119
Ilustración 136. Subsección Calculate Permeability Module by Correlation	120
Ilustración 137. Opción Use Relative Permeability Tables	121
Ilustración 138. Curvas de permeabilidad relativa tabuladas.....	121
Ilustración 139. Opción Use Corey's Model.....	122
Ilustración 140. Sub-sección Kro.....	123
Ilustración 141. Grafica curva de permeabilidad relativa Gas/Oil End-Point Parameter...	123
Ilustración 142. Sub-sección Krw	124
Ilustración 143. Grafica permeabilidad relativa Oil/Water End-point parameters	125
Ilustración 144. Sección Rock Properties para caso gas.....	126
Ilustración 145. Vista general de la pestaña de Rock properties para el caso Condensate Gas	127
Ilustración 146. Sección Fluid properties (using tabulate data).....	128
Ilustración 147. PVT data selection.....	128
Ilustración 148. PVT data selection gas	129
Ilustración 149. Grafico PVT Data selection gas	130
Ilustración 150. Presión de saturación y GOR del pozo	130
Ilustración 151. Tabla PVT para el caso Condensate Gas	131
Ilustración 152. Curva de drop-out.....	131
Ilustración 153. Datos PVT, caso pozo inyector de agua	132
Ilustración 154. Resultados IPR	133
Ilustración 155. Resultados oil	134
Ilustración 156. Resultados gas	135
Ilustración 157. Resultados Condensate Gas	135
Ilustración 158. Resultados Water Inyector	136
Ilustración 159. Resultados Water Inyection Multilayer	136
Ilustración 160. Sensibilidades.....	137
Ilustración 161. Sensibilidades Skin	137
Ilustración 162. Sensibilidades Skin	137
Ilustración 163. Resultados de sensibilidades.....	138
Ilustración 164. Sección Project Management	140
Ilustración 165. Datos del escenario – Caso 1	141
Ilustración 166. Sección Well Data – Caso 1	141
Ilustración 167. Sección Production Data – Caso 1	142

Ilustración 168. Sección de propiedades petrofísicas básicas – Caso.....	142
Ilustración 169. Ingreso datos Kr Gas/Aceite – Caso 1.....	142
Ilustración 170. Ingreso de datos Kr Aceite/ Agua – Caso 1.....	143
Ilustración 171. Curva Kr Gas/ aceite - Caso 1	143
Ilustración 172 .Curva Kr agua/ aceite - Caso 1	144
Ilustración 173. Sección de propiedades de los fluidos - Caso 1.....	145
Ilustración 174. Resultados IPR - Caso 1.....	146
Ilustración 175. Sección Project Management - Caso 2	148
Ilustración 176. Datos del escenario - Caso 2	149
Ilustración 177. Sección Well Data - Caso 2	149
Ilustración 178. Sección Production Data - Caso 2	150
Ilustración 179. Sección de propiedades petrofísicas básicas - Caso 2	150
Ilustración 180. Sección de propiedades de los fluidos - Caso 2.....	151
Ilustración 181. Resultados IPR - Caso 2.....	151
Ilustración 182. Sección Project Management - Caso 3	153
Ilustración 183. Datos del escenario – Caso 3	154
Ilustración 184. Sección Well Data – Caso 3.....	155
Ilustración 185. Sección Production Data – Caso 3.....	155
Ilustración 186. Sección de propiedades petrofísicas básicas – Caso.....	156
Ilustración 187. Ingreso datos Kr Gas/Aceite – Caso 3.....	156
Ilustración 188. Ingreso de datos Kr Aceite/ Agua – Caso 3.....	157
Ilustración 189. Curva Kr Gas/ aceite - Caso 3	157
Ilustración 190 .Curva Kr agua/ aceite - Caso 3	158
Ilustración 191. Sección de propiedades de los fluidos - Caso 3.....	158
Ilustración 192. Resultados IPR - Caso 3.....	159
Ilustración 193. Interfaz de creación función de filtrado.....	160
Ilustración 194. Interfaz de creación función de filtrado – parámetros A y B.....	160
Ilustración 195. Interfaz de creación función de filtrado – curvas de filtrado	161
Ilustración 196. Interfaz escenario de perforación y completamiento	162
Ilustración 197. Sección General Data de Drilling	163
Ilustración 198. Sección Input Data	163
Ilustración 199. Opción de ingreso de datos - Average.....	164
Ilustración 200. Opción de ingreso de datos – By intervals	164
Ilustración 201. Opción de ingreso de datos – Profile	165
Ilustración 202. Gráfico de Input data con profile	165
Ilustración 203. Formatos de descarga	166
Ilustración 204. Sección Drilling Data.....	166
Ilustración 205. Variable ECD del lodo.....	167
Ilustración 206. Sección Cementing Data.....	168
Ilustración 207. Sección Filtration Functions.....	168
Ilustración 208. Resultados de Drilling and Cementation.....	169
Ilustración 209. Resultados de Drilling and Cementation.....	170
Ilustración 210. Ingreso de la función de filtrado – Caso	173
Ilustración 211. Ingreso de datos del escenario – Caso 1	174

Ilustración 212. Ingreso de datos generales – Caso 1	174
Ilustración 213. Ingreso de datos iniciales – Caso 1.....	175
Ilustración 214. Ingreso de datos de perforación – Caso 1	175
Ilustración 215. Ingreso de datos de cementación – Caso 1	176
Ilustración 216. Ingreso y selección de función de filtrado – Caso 1	176
Ilustración 217. Primera ventana Módulo Geomecánica	178
Ilustración 218. Propiedades Geomecánicas	179
Ilustración 219. Modulo de fractura	180
Ilustración 220. Sección para elegir la fractura de análisis	180
Ilustración 221. Gráfico de permeabilidad de la fractura	181
Ilustración 222. Gráfico de ancho de la fractura	182
Ilustración 223. Formatos de descarga	183
Ilustración 224. Gráfico de permeabilidad de la fractura según el radio máximo de análisis	183
Ilustración 225. Gráfico de espesor de la fractura según el radio máximo de análisis	184
Ilustración 226. Gráfico de permeabilidad promedio de la fractura.....	184
Ilustración 227. Creación del escenario - Caso 1	186
Ilustración 228. Interfaz de ingreso datos generales - Caso 1	187
Ilustración 229. Interfaz de ingreso propiedades geomecánicas - Caso 1	188
Ilustración 230. Interfaz ingreso de Modelo de fractura - Caso 1.....	188
Ilustración 231. Resultado de esfuerzo efectivo - Caso 1	189
Ilustración 232. Resultado de permeabilidad vs Esfuerzo efectivo de la fractura - Caso 1	190
Ilustración 233. Resultado de permeabilidad de fractura vs radio de análisis - Caso 1....	190
Ilustración 234. Creación del escenario - Caso 2	192
Ilustración 235. Interfaz de ingreso datos generales - Caso 2	193
Ilustración 236. Interfaz de ingreso propiedades geomecánicas - Caso 2	194
Ilustración 237. Interfaz ingreso de Modelo de fractura - Caso 2.....	194
Ilustración 238. Resultados de cambio en la presión de poro - Caso 2	195
Ilustración 239. Resultados de permeabilidad de la fractura vs esfuerzo efectivo - Caso	196
Ilustración 240. Resultados de la permeabilidad de la fractura alrededor del pozo - Caso	196
Ilustración 241. Creación del escenario - Caso 3	198
Ilustración 242. Interfaz de ingreso datos generales - Caso 3.....	199
Ilustración 243. Interfaz de ingreso propiedades geomecánicas - Caso 3	200
Ilustración 244. Interfaz ingreso de Modelo de fractura - Caso 3.....	200
Ilustración 245. Resultados de apertura de la fractura vs radio - Caso 3.....	201
Ilustración 246. Resultados de la localización del plano de fractura - Caso 3.....	202
Ilustración 247. Resultados de los esfuerzos alrededor del pozo - Caso 3.....	202
Ilustración 248. Selección de componentes del fluido	203
Ilustración 249. Peso para los datos del Análisis SARA	204
Ilustración 250. Ventana desplegable de información	205
Ilustración 251. Importar dato a partir de otro escenario	205
Ilustración 252. Datos de Saturación.....	206
Ilustración 253. Resultados de Análisis de Estabilidad de Asfaltenos	207
Ilustración 254 Sección Conclusions.....	207
Ilustración 255. Gráfico Análisis de Estabilidad Boer	208

Ilustración 256. Resultados según Análisis del índice de estabilidad Coloidal	209
Ilustración 257. Resultados según análisis de Índice de estabilidad Stankiewcz	209
Ilustración 258. Datos EOS	210
Ilustración 259. Caracterización Plus	211
Ilustración 260. Ingreso de coeficientes de interacción binaria	212
Ilustración 261. Datos de Saturación	213
Ilustración 262. Datos de Asfaltenos	214
Ilustración 263. Sección opcional para ingreso de análisis elemental de asfaltenos	216
Ilustración 264. Resultados sección datos de asfaltenos	217
Ilustración 265. Resultados sección Asfaltenos	218
Ilustración 266. Sección Análisis de diagnóstico de asfaltenos	219
Ilustración 267. Tabla datos PVT	220
Ilustración 268. Tabla de Datos Históricos	221
Ilustración 269. Sección datos de Asfaltenos	222
Ilustración 270. Variación de presión	223
Ilustración 271. Variación de porosidad y variación de permeabilidad	224
Ilustración 272. Variación de la cantidad de asfaltenos depositados y de asfaltenos solubles	225
Ilustración 273. variación del radio de daño y del skin según fecha de producción	226
Ilustración 274. Interfaz inicial módulo remediación de asfaltenos	227
Ilustración 275. Interfaz de ingreso de datos del yacimiento	229
Ilustración 276. Ventana desplegable de información	230
Ilustración 277. Importar dato a partir de otro escenario	230
Ilustración 278. Interfaz de ingreso de datos del asfalteno	231
Ilustración 279. Interfaz de ingreso de datos del tratamiento mediante entrada manual..	231
Ilustración 280. Interfaz de ingreso de datos del tratamiento mediante importación por librería 232 Ilustración 281. Resultados de la variación de la porosidad con respecto al radio, antes y después del tratamiento	23
3	
Ilustración 282. Resultados de la variación de la permeabilidad con respecto al radio, antes y después del tratamiento	23
3	
Ilustración 283. Skin factor para los diferentes casos de sensibilidad de la eficiencia disolutiva.	234
Ilustración 284. Ingreso de datos del escenario – Caso 1	236
Ilustración 285. Ingreso de datos del yacimiento – Caso 1	236
Ilustración 286. Ingreso de datos de Asfalteno – Caso 1	237
Ilustración 287. Ingreso de datos del tratamiento – Caso 1	237
Ilustración 288. Resultados volumen de tratamiento a usar – Caso 1	238
Ilustración 289. Resultados cambios de porosidad – Caso 1	238
Ilustración 290. Resultados cambios de permeabilidad – Caso 1	239
Ilustración 291. Resultados Daño – Caso 1	239
Ilustración 292. Ingreso de datos del escenario – Caso 2	244
Ilustración 293. Ingreso de datos del yacimiento – Caso 2	245
Ilustración 294. Ingreso de datos de Asfalteno – Caso 2	245
Ilustración 295. Ingreso de datos del tratamiento – Caso 2	246
Ilustración 296. Resultados volumen de tratamiento a usar – Caso 2	246

Ilustración 297. Resultados cambios de porosidad – Caso 2..... 246

Ilustración 298. Resultados Daño – Caso 2.....	247
Ilustración 299. Ingreso de datos del escenario – Caso 3.....	251
Ilustración 300. Ingreso de datos del yacimiento – Caso 3	252
Ilustración 301. Ingreso de datos de Asfalteno – Caso 3	252
Ilustración 302. Ingreso de datos del tratamiento –Caso 3	253
Ilustración 303. Resultados volumen de tratamiento a usar – Caso 3.....	253
Ilustración 304. Resultados cambios de porosidad –Caso 3.....	254
Ilustración 305. Resultados cambios de permeabilidad –Caso 3	254
Ilustración 306. Resultados Daño – Caso 3.....	255
Ilustración 307. Sección de Ingreso de las propiedades del pozo	256
Ilustración 308. Ventana desplegable de información	257
Ilustración 309. Importar dato a partir de otro escenario.....	257
Ilustración 310. Sección de ingreso de las propiedades de la formación.....	258
Ilustración 311. Sección de Ingreso de las propiedades de las partículas de finos.....	259
Ilustración 312. Sección para calcular la concentración inicial de las partículas de finos.	260
Ilustración 313. Sección de ingreso de datos PVT	261
Ilustración 314. Gráfico datos PVT vs Presión	262
Ilustración 315. Formatos de descarga	262
Ilustración 316. Sección de Ingreso de constantes fenomenológicas	263
Ilustración 317. Icono para importar datos fenomenológicos.....	264
Ilustración 318. Importación de Constantes fenomenológicas	264
Ilustración 319. Sección de ingreso de datos históricos	265
Ilustración 320. gráficos de los datos históricos	265
Ilustración 321. Opción para hacer pronóstico de producción	266
Ilustración 322. sección de ingreso de datos históricos seleccionando la opción de pronóstico de producción	266
	26
6	
Ilustración 323. pronóstico exponencial e hiperbólico de la producción de aceite.....	267
Ilustración 324. Interfaz de los resultados de las partículas de finos	268
Ilustración 325. Selección manual de las fechas requeridas para resultados	269
Ilustración 326. Cambios en la porosidad debido a la migración de finos	270
Ilustración 327. Cambios en la permeabilidad debido a la precipitación de finos.....	270
Ilustración 328. Cambios en la concentración d finos debido a la precipitación de finos..	271
Ilustración 329. Gráficos de radio de daño y daño total, teniendo en cuenta todas las fechas ingresadas	27
2	
Ilustración 330. Interfaz inicial módulo remediación de finos	273
Ilustración 331. Interfaz de ingreso de propiedades del yacimiento.....	275
Ilustración 332. Ventana desplegable de información	275
Ilustración 333. Importar dato a partir de otro escenario.....	276
Ilustración 334. Interfaz de ingreso de datos del diagnóstico de daño	276
Ilustración 335. Interfaz de ingreso de datos del tratamiento.....	277
Ilustración 336. Interfaz ingreso de datos de la composición mineralógica de la formación	277
Ilustración 337. Interfaz selección de minerales de la formación	278
Ilustración 338. Resultados de la variación de la porosidad con respecto al radio, antes y después del tratamiento	278

Ilustración 339. Resultados de la variación de la porosidad con respecto al radio, antes y después del tratamiento	27
9	
Ilustración 340. Interfaz inicial modulo tratamiento de Finos	280
Ilustración 341. Interfaz de Ingreso de Datos Generales.....	282
Ilustración 342.Ventana desplegable de información	282
Ilustración 343. Importar dato a partir de otro escenario.....	283
Ilustración 344. Interfaz de ingreso de datos de los minerales presentes (1).....	284
Ilustración 345. Interfaz de ingreso de datos de minerales presentes (2)	285
Ilustración 346. Resultados tratamiento de finos (1).....	286
Ilustración 347. Resultados tratamiento de finos (2).....	287
Ilustración 348. Ventana de desagregación	287
Ilustración 349. Sección 'well information'	289
Ilustración 350. Sección 'production data y damage'	290
Ilustración 351. Sección 'rock properties y Fluid Properties '	291
Ilustración 352. Sección 'Stress gradients"	292
Ilustración 353. 'Hidraulic Units data"	293
Ilustración 354. Desagregación.....	295
Ilustración 355. Formatos de descarga	296
Ilustración 356. Resultados desagregacion.....	297
Ilustración 357. Ingreso datos del escenario – Caso 1	300
Ilustración 358. Ingreso de datos del pozo –Caso 1	300
Ilustración 359. Ingreso de datos de producción –Caso 1	301
Ilustración 360. Ingreso de datos del yacimiento –Caso 1	301
Ilustración 361. Ingreso de datos del gradiente de esfuerzo –Caso 1	302
Ilustración 362. Resultados por componentes –Caso 1	302
Ilustración 363. Resultados de permeabilidad –Caso 1	303
Ilustración 364. Ingreso de datos del pozo –Caso 2	305
Ilustración 365. Ingreso de datos del pozo –Caso 2	306
Ilustración 366. Ingreso de datos de producción –Caso 2	306
Ilustración 367. Ingreso de datos del yacimiento –Caso 2	307
Ilustración 368. Ingreso de datos del gradiente de esfuerzo –Caso 2	307
Ilustración 369. Resultados por componentes –Caso 2	308
Ilustración 370. Resultados de permeabilidad –Caso 2	309
Ilustración 371. Ingreso datos del escenario –Caso 3.....	311
Ilustración 372. Ingreso de datos del pozo –Caso 3	312
Ilustración 373. Ingreso de datos de producción –Caso 3	312
Ilustración 374. Ingreso de datos del yacimiento –Caso 3	313
Ilustración 375. Ingreso de datos del gradiente de esfuerzo –Caso 3	313
Ilustración 376. Resultados por componentes –Caso 3	314
Ilustración 377. Resultados de permeabilidad –Caso 3	315
Ilustración 378. Pantalla inicial de georreferenciación.....	316
Ilustración 379. Mensaje de error, sin elección de variables o configuraciones de daño ..	317
Ilustración 380. Datos y variables de los campos. Vista satelital	317
Ilustración 381. Datos y variables de los campos, Vista mapa	318

Ilustración 382. variables que acompañan la georreferenciación	318
Ilustración 383. Nombre de la formación, asociada al campo que pertenece	319
Ilustración 384. Colores de los pozos según sus características	320
Ilustración 385. Vista por campos	321
Ilustración 386. Botones de vista por pozo y por campo	321
Ilustración 387 .Distribución de frecuencia de pozos vs factor de radio crítico.....	321
Ilustración 388. Opciones de daño	322
Ilustración 389. Distribución de frecuencia contra el Skin de formación	322
Ilustración 390 .Interfaz de inicio de Scenario Report.....	323
Ilustración 391. Elección de Proyecto	324
Ilustración 392. IPR Analysis Report.....	325
Ilustración 393. Interfaz de Inventario de datos	326
Ilustración 394. Cuencas disponibles en el inventario	326
Ilustración 395. Porcentaje de datos de campo necesarios por tipo de análisis	327
Ilustración 396. Detalles del inventario de datos	327
Ilustración 397. Mensaje de error por falta de información en los escenarios.....	328
Ilustración 398. Porcentajes disponibles según formación seleccionada.....	328
Ilustración 399. Porcentajes disponibles según intervalo productor seleccionado	329
Ilustración 400. Interfaz de General Data Inventory al escoger una cuenca	330
Ilustración 401. Inventario de Datos detallados del campo	331
Ilustración 402. Mensaje que indica la falta de información en los campos	331
Ilustración 403. Inventario de datos del campo seleccionado.....	332
Ilustración 404. Información disponible según intervalo productor seleccionado	333
Ilustración 405. Mensaje de Error por falta de datos en el intervalo productor seleccionado	333
Ilustración 406. Interfaz de Data Inventory By Analysis Type	334
Ilustración 407. Estadísticos tipo torta con porcentajes de datos que se tienen de cada tipo de análisis	334
.....	33
4	
Ilustración 408. Datos detallados de la información disponible y completa de pozos, según cada tipo de análisis	33
.....	33
5	
Ilustración 409. menú de ayuda	335
Ilustración 410. Sección Manuals.....	336
Ilustración 411. Sección Other Downloads.....	337
Ilustración 412. Sección de descarga de información del curso de daño de formación de IFDM	337
.....	337
Ilustración 413. Interfaz sección Interactive guide	338
Ilustración 414. Interfaz sección About.....	338
Ilustración 415. Lista de Solicitudes	339
Ilustración 416. Lista de solicitudes, información relacionada con el pozo.....	339
Ilustración 417. Información relacionada con el intervalo de producción, Producing interval	340
Ilustración 418. Botón que redirigirá a la pantalla de inicio, Cancel.....	340
Ilustración 419. Opción Log Out para salir del aplicativo	341
Ilustración 420. Acceso al sistema, al finalizar sección	341

PROLOGO

INTEGRATED FORMATION DAMAGE MODEL (IFDM) constituye una herramienta computacional que permite el estudio integrado del daño de formación incluyendo opciones como análisis IPR, desagregación del daño de formación por componentes, discretización del daño de formación por mecanismos de daño mediante el análisis Multiparamétrico, diagnóstico de daño por asfaltenos precipitados y migración de finos, diagnóstico de daño geomecánico, análisis de sensibilidades, herramientas de visualización con bases de datos georreferenciadas, entre muchas otras. IFDM fue desarrollado con el fin de manejar la información del daño de formación de los campos colombianos operados por el grupo empresarial ECOPETROL para realizar un diagnóstico y discretización de los mecanismos de daño más relevantes, así como visualizar tendencias y riesgo de daño, presentando parámetros estadísticos de interés para los análisis y estudios integrados sobre este tema.

El presente Manual de Usuario detalla la entrada de datos para realizar los análisis mencionados previamente. Se requiere cierto conocimiento básico de ingeniería de yacimientos al igual que una experiencia sobre el estudio de daño de formación.

Si surgen consultas, sírvase contactar al:

Grupo de Investigación de Yacimientos e Hidrocarburos

Director: Sergio Hernando Lopera Castro

Universidad Nacional de Colombia, Facultad de Minas

Medellín, Colombia

Teléfono: 311 747 3294

Sitio Web: <http://ifdm-ecp.co/>

Correo electrónico: ifdm.ecp@gmail.com

Confidencialidad: Todos los componentes de la tecnología del IFDM, incluido el software y la documentación conexa, están protegidos por derechos de autor. Todos los derechos reservados. Prohibida la reproducción parcial o total de esta obra y la transmisión por cualquier medio o método, ya sea electrónico, mecánico u otro, incluyendo los sistemas de fotocopia, registro o tratamiento informático, que no esté autorizada por las entidades participantes.

1 INTRODUCCIÓN

Este manual de usuario se presenta como una herramienta detallada para el uso del software web IFDM por sus siglas en inglés (modulo integrado de daño de formación) en él se detallan los módulos de bases de datos, gestión de proyectos y georreferenciación, con sus múltiples herramientas de pre diagnóstico en temas relacionados con el daño de formación.

Mediante el contenido de este manual el usuario podrá comprender de una manera sencilla el correcto uso del aplicativo, así como consultar las dificultades que se presenten en el manejo del mismo.

2 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

2.1 Acceso al sistema

Se denomina Acceso al sistema a la interfaz inicial que permite al usuario ingresar al aplicativo, esto lo puede hacer mediante el siguiente link: <http://ifdm-ecp.co/>



Ilustración 1. Interfaz de ingreso de usuario

En el recuadro denotado como *Username* se ingresa el usuario que le será previamente asignado. En el recuadro denotado como *Password* se ingresa la contraseña. Finalmente se da clic en el botón azul con la descripción *Submit* para ingresar al sistema.

2.2 Inicio (*Home*)

La ventana principal es el inicio del aplicativo IFDM y se puede observar en la Ilustración 2. En la parte superior izquierda de la pantalla se encuentran los accesos a los módulos, *Home*, *Database*, *Project Management*, *Georeference*, *Scenario Report*, *Data Inventory* y *Help*, los cuales serán detallados en siguientes apartados, además en la parte derecha de la pantalla se encuentran los botones, *Request*, *Users* y *Log Out*.

En esta ventana se observa una breve descripción del aplicativo, indicando quienes son los responsables de su creación y correcto funcionamiento, además se encuentra la sección de Proyectos (*Projects*) que se explica a continuación.

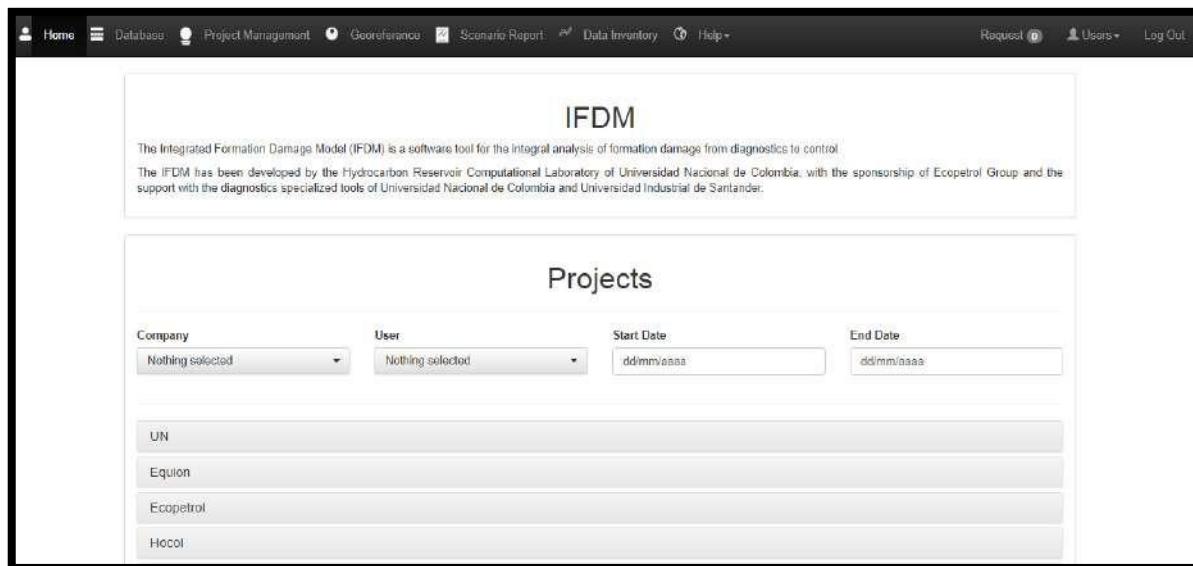


Ilustración 2. Interfaz de inicio del aplicativo

En el panel de proyectos (*Projects*) mostrado en la Ilustración 3 se permite el acceso a los proyectos existentes en el aplicativo mediante su búsqueda por criterios como: compañía a la que pertenece el proyecto (*Company*), el usuario al que está asociado (*User*) o las fechas de inicio (*Start date*) o de finalización del proyecto (*End date*); en la parte inferior también existe la posibilidad de seleccionar un proyecto usando un menú desplegable que está segmentado según la compañía (ver Ilustración 4), aquí se observará el nombre del proyecto, fecha de última modificación y su descripción, al dar clic en el nombre de algún proyecto, automáticamente el aplicativo mostrará los escenarios existentes en él.

Projects

Company	User	Start Date	End Date
<input type="button" value="Nothing selected"/>	<input type="button" value="Nothing selected"/>	<input type="text" value="dd/mm/aaaa"/>	<input type="text" value="dd/mm/aaaa"/>

UN	Equion	Ecopetrol	Hocol
UIS			


UNIVERSIDAD
NACIONAL
DE COLOMBIA

equion Energía para la vida

ecopetrol ENERGÍA PARA EL FUTURO

hocol

Ilustración 3. Panel de proyectos (Projects)

Projects

Company	User	Start Date	End Date
<input type="button" value="Nothing selected"/>	<input type="button" value="Nothing selected"/>	<input type="text" value="dd/mm/aaaa"/>	<input type="text" value="dd/mm/aaaa"/>

<u>UN</u>																														
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th>Name</th> <th>Date</th> <th>Description</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Curso CASTILLA N - 144</td> <td>2018-05-25</td> <td>Test</td> </tr> <tr> <td>UN</td> <td>2018-06-05</td> <td>Test</td> </tr> <tr> <td>Johanna - Curso Neiva</td> <td>2018-06-18</td> <td>7 Escenarios de Daño</td> </tr> <tr> <td>Juan Vellejo</td> <td>2018-06-20</td> <td>Prueba</td> </tr> <tr> <td>multipro</td> <td>2018-06-20</td> <td>proyecto multipropósito</td> </tr> <tr> <td>Ingrid Bustos</td> <td>2018-07-12</td> <td>Test IFDM</td> </tr> <tr> <td>Test Asfaltenos - Finos</td> <td>2018-08-27</td> <td>test</td> </tr> <tr> <td>Asphaltenes</td> <td>2018-08-30</td> <td>Asphaltenes tests</td> </tr> </tbody> </table>				Name	Date	Description	Curso CASTILLA N - 144	2018-05-25	Test	UN	2018-06-05	Test	Johanna - Curso Neiva	2018-06-18	7 Escenarios de Daño	Juan Vellejo	2018-06-20	Prueba	multipro	2018-06-20	proyecto multipropósito	Ingrid Bustos	2018-07-12	Test IFDM	Test Asfaltenos - Finos	2018-08-27	test	Asphaltenes	2018-08-30	Asphaltenes tests
Name	Date	Description																												
Curso CASTILLA N - 144	2018-05-25	Test																												
UN	2018-06-05	Test																												
Johanna - Curso Neiva	2018-06-18	7 Escenarios de Daño																												
Juan Vellejo	2018-06-20	Prueba																												
multipro	2018-06-20	proyecto multipropósito																												
Ingrid Bustos	2018-07-12	Test IFDM																												
Test Asfaltenos - Finos	2018-08-27	test																												
Asphaltenes	2018-08-30	Asphaltenes tests																												

Equion	Ecopetrol		
--------	-----------	--	--

Ilustración 4. Menú desplegable de proyectos

Antes de explicar con detalle todos los menús disponibles, a continuación, se va a hacer énfasis en los perfiles de usuario que el aplicativo reconoce:

2.2.1 Perfiles de usuario (*User Information*)

En el aplicativo existen tres tipos de usuarios:

- Administradores del sistema
- Administradores de Compañía
- Ingenieros

Algunos perfiles de usuario tienen facultades restringidas por lo que no podrán ver cierto tipo de información. Los administradores globales tienen acceso a toda la información que sea detallada en el presente manual. Los administradores locales también tendrán acceso a toda la información de los administradores globales, pero con respecto a sus compañías. Por su parte los ingenieros tendrán acceso a la gestión de proyectos y al módulo de georreferenciación, que serán detallados en las siguientes secciones.

2.2.2 Botón *Users*

Este botón se encuentra en la zona superior derecha de la interfaz principal de IFDM. Como se observa en la Ilustración 5, el botón *Users* da acceso a una lista desplegable con las opciones *Sign up*, *User Management*, *Change Password* y *User Statistics*.

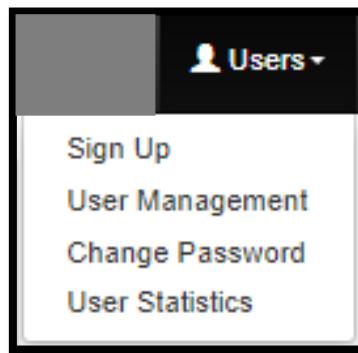


Ilustración 5. Lista desplegable del botón de usuario.

A continuación, se describe cada opción:

- *Sign Up*

Ilustración 6. Entorno del registro de usuario

Esta opción permite registrar un nuevo usuario, al dar clic aparecerá la pantalla de la Ilustración 6. Los datos necesarios para crear un nuevo perfil son: nombre de usuario (*User Name*), nombre completo (*Full Name*), cargo que ocupa el usuario (*Position*), correo electrónico (*E-Mail*), contraseña (*Password*) y confirmación de contraseña (*Confirm Password*), estos datos son obligatorios y deben ser ingresados manualmente por el usuario.

Además, el dato correspondiente a la compañía (*Company*) es obligatorio para ciertos perfiles de usuario y se debe seleccionar de la lista que es desplegada al accionar dicho espacio del formulario, como se observa en la Ilustración 7. Selección de compañía



Ilustración 7. Selección de compañía

También se debe seleccionar el género (*Gender*) entre femenino (*female*) o masculino (*male*).



Ilustración 8. Selección de género

Y finalmente ingresar el Perfil (Profile) del nuevo usuario, en esta opción se puede escoger entre administradores del sistema (*System Administrator*), administradores de compañía (*Company Administrator*) e ingenieros (*Engineer*).

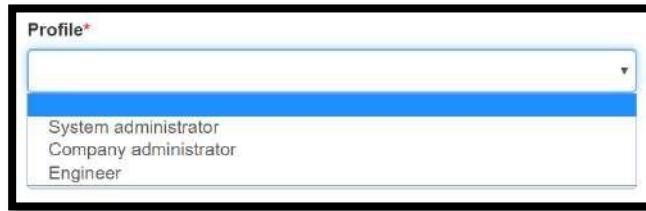


Ilustración 9. Selección de perfil de usuario

Para concluir el proceso de registro se pulsa el botón agregar (*Add*) en la parte inferior del formulario.

- *User Management*

Al ingresar a edición de usuarios (*User management*), se podrá ver (*show*), actualizar (*update*) o borrar (*delete*), los perfiles de los distintos usuarios del sistema y modificar cargos que ocupan los usuarios.

Además, por facilidad y comodidad para el usuario existe la opción *Search*, donde se puede buscar con el nombre de usuario el perfil correspondiente.

User List			
Show 10 ▾ entries	Search:		
Name	Profile	E-mail	Actions
adrianama.mendez	System administrator	adrianama.mendez@ecopetrol.com.co	Show Update Delete
alba.calderon	System administrator	alba@ecopetrol.com	Show Update Delete
aldeimar.tengono	Engineer	jose.tengono@hocol.com.co	Show Update Delete
alejandro.restrepo	System administrator	alejandro.restrepo@equion-energia.com	Show Update Delete
alonso.gamez	Company administrator	alonso.gamez@ecopetrol.com.co	Show Update Delete

Ilustración 10. Panel de administración de usuarios

Para editar información acerca de los usuarios se da clic en el botón de color anaranjado actualizar (*Update*), en el que se mostrará una pantalla con la información de los perfiles que está disponible para edición. También para poder salir de la edición de usuarios podrá darse clic en volver (*back*).

The screenshot shows a user editing interface titled "User edit - richard.zabala". It contains the following fields:

- Company***: Ecopetrol
- Profile***: System administrator
- Gender***: Male
- Password*** and **Confirm Password***: Both fields are empty.
- E-mail***: richard.zabala@ecopetrol.com.co
- Position***: Profesional Daño de Formación

At the bottom right are "Back" and "Next" buttons.

Ilustración 11. Panel de edición de información de un Usuario

En los campos de *Password* el usuario puede volver a digitar la misma contraseña, o crearse una nueva contraseña para poder continuar con la edición, una vez realizada esta operación y dar siguiente (*next*), el aplicativo se redireccionara a la lista de usuarios (*user/list*) o en caso de haber diligenciado mal un campo mostrará la pantalla de error.

- *Change Password*

Con esta opción el usuario tiene la posibilidad de cambiar la contraseña de su perfil en cualquier momento.

The screenshot shows a "Change Password" interface with the following fields:

- Password***: Password
- Confirm Password***: Confirm Password
- Change** button

Ilustración 12. Interfaz de cambio de contraseña

- *User Statistics*

Al ingresar a *User Statistics*, se podrá visualizar una estadística de la cantidad de usuarios por mes que ingresen a la aplicación IFDM, discretizados por cada compañía: (ALL, UN, Equion, Ecopetrol, Hocol, UIS). Además, se puede observar los nombres de Usuario (*User*), compañía(*Company*), tiempo del usuario en la aplicación (*Online Time*) y detalles (*View Detail*), como se observa en la Ilustración 13.



Ilustración 13. Panel de Estadística de Usuarios

Al ingresar en la opción [View Details](#) de cualquier usuario se observa un nuevo estadístico que representa las horas activas en la herramienta, en los últimos meses.



Ilustración 14. Grafico estadístico de horas activas de un Usuario

Además, existe una opción en la parte superior derecha del grafico estadístico que permite imprimir o guardar este estadístico en formato PNG, JPEG, PDF o SVG.



Ilustración 15. Opciones disponibles para imprimir o descargar

3 BASES DE DATOS (*Database*)

Esta sección contiene la información básica de los escenarios ingresados al sistema, e igualmente permite el ingreso de nuevos datos con el fin de crear escenarios y posteriores proyectos.

A partir de este módulo se puede comenzar con la creación de un nuevo proyecto, por lo que por cuestiones de seguridad solo se tiene permiso de ingreso a usuarios específicos (Company and administrators).

3.1 Interfaz inicial *Database*

La interfaz de inicio de este módulo cuenta con una descripción corta del módulo en su parte superior y se conforma por dos paneles: el primero para el ingreso o creación de datos y el segundo para la edición de datos.

El panel de ingreso de datos (*Add Data*) se agrupa por: cuenca (*Basin*), campo (*Field*), formación (*Formation*), pozo (*Well*), intervalo productor (*Producing Interval*), variables de daño (*Damage Variables*), función de filtrado (*Filtration function*), mineralogía de la formación (*Formation Mineralogy*) y librería PVT (*PVT Library*)²⁴

El panel de edición de datos (*Data Management*) se agrupa por: cuenca (*Basin*), campo (*Field*), formación (*Formation*), pozo (*Well*), intervalo productor (*Producing Interval*), Proyecto (*Project*) y función de filtrado (*filtration function*).

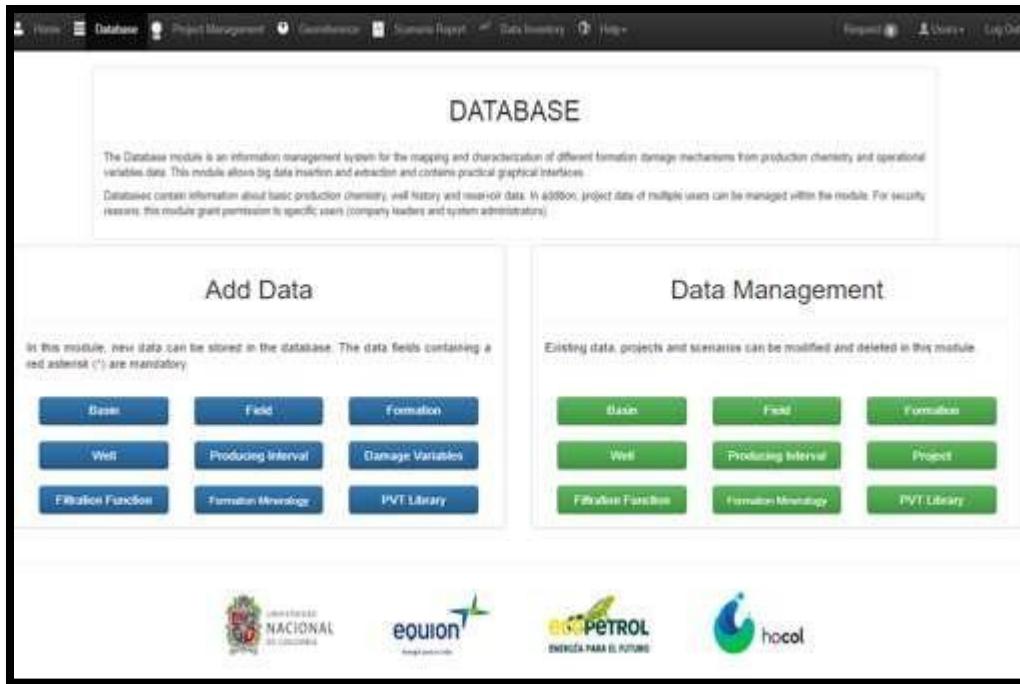


Ilustración 16. Interfaz inicial de la pestaña 'Database'

3.2 Crear datos de cuencas (*Basin*)

Al seleccionar el criterio de ingresar datos de cuencas en la sección Database/*Add Data/Basin*, se abre la interfaz mostrada en la Ilustración 17.

Al lado izquierdo de la interfaz el usuario puede observar una sección para desplazarse con facilidad en el menú de Crear datos (*Add Data*).

Ilustración 17. Ingreso de datos por el criterio cuenca

Esta se compone por los paneles agregar cuenca y agregar campo, pero en éste criterio de ingreso sólo es necesario llenar el primero con el nombre de la cuenca y dar click en el botón Save. Si el usuario desea cancelar el ingreso de los datos, se pulsa el botón en color rojo Cancel.

3.3 Crear datos de campos

Al seleccionar el criterio de ingresar datos de campos se abre la interfaz de la Ilustración 18.

Esta se compone por los paneles agregar cuenca y agregar campo, pero en éste criterio sólo es necesario llenar el segundo panel. Los datos requeridos son: la cuenca *Basin*, el nombre del campo *Name* y opcionalmente las coordenadas *Coordinates*. La cuenca se selecciona de una lista desplegable en el sistema. Cuando se complete esta información basta con realizar clic en el botón *Save* de color azul. El usuario no recibirá confirmación por parte del aplicativo del ingreso correcto de los datos por el criterio campo, en el caso en que los datos se ingresen correctamente el aplicativo lo enviará a la pantalla de inicio detallada en el apartado 3.1. Si el usuario desea cancelar el ingreso de los datos, se pulsa el botón en color rojo *Cancel*.

Ilustración 18. Ingreso del campo

Las coordenadas se deben ingresar ordenadamente y en unidades decimales. El sistema coordenado es MAGNA SIRGAS. En la primera columna se especifican los datos de latitud (*Latitude*) y en la segunda columna los datos de longitud (*Longitude*). Al colocar el cursor encima del botón *Add coordinates* el aplicativo muestra una descripción ejemplificada de lo que se requiere.

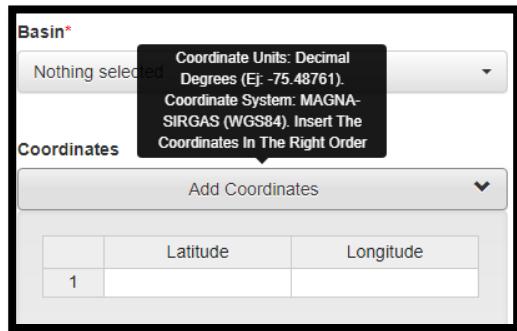


Ilustración 19. Ingreso de coordenadas

3.4 Crear datos de formaciones

Al seleccionar el criterio de ingresar datos de formaciones en (*Formation*), se abre la interfaz de la Ilustración 20.

Ilustración 20. Interfaz del ingreso de datos por formación

Esta interfaz se compone por 3 paneles: datos generales (*General Data*), Intervalos Productores (*Producing Intervals*) y datos del yacimiento (*Reservoir Data*).

Los datos requeridos en el primer panel son: selección del campo (*Field*) y el nombre de la formación (*Name*). El campo se selecciona de una lista desplegable en el sistema. A continuación, se escribe el nombre de los intervalos productores y en el tercer panel se debe ingresar los datos del tope (*top*) de la formación en ft, Presión de yacimiento (*Reservoir Pressure*) en psia, la porosidad promedio (*Average Porosity*) en porcentaje y permeabilidad promedio (*Average Permeability*) en milidarcys.

Al desplegar la sección de datos PVT (*PVT Data*) se solicita ingresar la Presión de saturación del sistema (*Saturation Pressure*) en unidades Psi y a continuación, el usuario debe completar la tabla con los datos de Presión (*Pressure*) en Psi, viscosidad del aceite (μ_0) en centipoise, viscosidad del gas (μ_g) en centipoise, viscosidad del agua (μ_w) en centipoise, factor volumétrico del petróleo (B_o) en RB/STB, factor volumétrico del gas (B_g) en RCF/SCF, factor volumétrico del agua (B_w) en RB/STB, factor de gas disuelto (R_s) en SCF/STB y el factor de aceite volátil (R_v) en STB/SCF. Al final se puede graficar la información PVT ingresada dando clic en el botón azul *Plot*.

	Pressure[psia]	μ_0 [cP]	μ_g [cP]	μ_w [cP]	B_o [RB/STB]	B_g [RCF/SCF]	B_w [RB/STB]	R_s [SCF/STB]	R_v [STB/SCF]
1									

Ilustración 21. Sección de Ingreso datos PVT

Además, se tiene la opción de Importar los datos PVT, dando clic en el botón verde Importar, que desplegará un árbol de datos con información PVT ya ingresada, del cual el usuario puede seleccionar la que deseé, así como se observa en la siguiente ilustración:



Ilustración 22. Importar datos PVT

Adicional a esto, el aplicativo permite el ingreso de las curvas de permeabilidad relativa Agua – Aceite y Gas – Líquido. En el primer caso se deben especificar: saturación de agua (S_w), permeabilidad relativa al agua (K_{rw}), permeabilidad relativa al aceite (K_{ro}) y presión capilar agua- aceite (P_{cwo}) en psi. En el segundo caso se deben especificar saturación de gas (S_g), permeabilidad relativa al gas (K_{rg}), permeabilidad relativa al líquido (K_{rl}) y presión capilar gas-líquido (P_{cgl}) en psi, en ambos casos se puede graficar las curvas correspondientes al dar clic en el botón *plot* de color azul.

Water-Oil				
	S_w	K_{rw}	K_{ro}	P_{cwo} [psi]
1				

Gas-Liquid				
	S_g	K_{rg}	K_{rl}	P_{cgl} [psi]
1				

Ilustración 23. Ingresos de datos de permeabilidad relativa y presión capilar

Cuando se complete la información anterior basta con realizar clic en el botón (Save) de color azul. El usuario no recibirá confirmación por parte del aplicativo del ingreso correcto de los datos por el criterio formaciones, en el caso en que los datos se ingresen correctamente el aplicativo lo enviará a la pantalla de inicio detallada en el apartado 3.1. Si el usuario desea cancelar el ingreso de los datos, se pulsa el botón en color rojo (*Cancel*).

3.5 Crear datos de pozos

Al seleccionar el criterio de ingresar datos de pozos se abre la interfaz mostrada en la Ilustración 24 e Ilustración 25.

Esta interfaz se compone de secciones para agregar la información general del escenario, datos del pozo, datos de producción, coordenadas en superficie y prueba de flujo (PLT). A continuación, se describe cada sección.

The screenshot shows a software application window titled "Add Well". It is divided into three main sections:

- General Data:** Contains fields for "Basin*", "Field*", "Name*", and "UWI*".
- Well data:** Contains fields for "Type" (dropdown menu), "Well Radius" (input field with unit "ft"), and "Drainage Radius" (input field with unit "ft").
- Production Data:** A table with columns: Date, Q_o [bbl/day], Cumulative Q_o [bbl], Q_g [MMScf/da], Cumulative Q_g [MMScf], Q_w [bbl/day], Cumulative Q_w [bbl], GOR [Scf/bbl], and WOR [bbl/bbl]. The first row has the value "1" in the Date column.

Ilustración 24. Ingreso de datos por pozo (Parte I)

The screenshot shows a software interface for well data entry. The top section, 'Surface Coordinates', contains fields for Latitude, Longitude, and Total TVD. Below it is the 'Production Test (PLT)' section, which displays a table with five columns: Top, Bottom, %Qo, %Qg, and %Qw. Each column has a value of 1. At the bottom right are three buttons: 'Plot' (blue), 'Save' (blue), and 'Cancel' (red).

Ilustración 25. Ingreso de datos por pozo (Parte II)

3.5.1 Información General (*General Data*)

En esta primera sección el usuario debe seleccionar la cuenca (*Basin*) y el campo (*Field*), que se debieron crear con anterioridad, además se debe nombrar el pozo e ingresar el UWI (*Unique Well Identifier*)

3.5.2 Información del pozo (*Add Well*)

En el panel de datos del pozo se debe ingresar el tipo de pozo (*Type*) donde se puede seleccionar entre Pozo Inyector, productor, pozo muerto o pozo cerrado temporalmente (*shut-off*), la presión de fondo (BHP) en psia, el radio de pozo (*Well radius*) en pies y el radio de drenaje (*Drainage radius*) en pies.

3.5.3 Datos de Producción (*Production Data*)

Para ingresar los datos de producción, se muestra una tabla donde están disponibles los siguientes parámetros: fecha (*Date*), caudal de aceite (*Qo*) en [bbl/día], caudal de aceite acumulado (*Cummulative Qo*) en [bbl], caudal de gas (*Qg*) en [MMScf/día], caudal de gas acumulado (*Cummulative*) en [MMScf], caudal de agua (*Qw*) en [bbl/día], caudal de agua acumulado (*Cummulative*) *Qw* en [bbl], Relación gas-petróleo (GOR) en pies cúbicos estándar por barril [Scf/bbl] y la relación agua-aceite en barriles de agua sobre barriles de aceite [bbl/bbl] en finalmente al llenar todos los datos se podrá dibujar en un gráfico el comportamiento de estos parámetros al dar clic en el botón *Plot* de color azul.

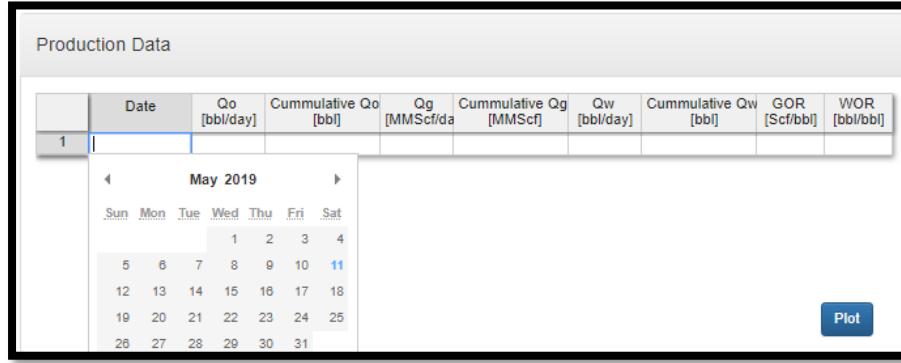


Ilustración 26. Ingreso de datos de producción

3.5.4 Coordenadas de Superficie (*Surface Coordinates*)

En el Panel *Surface Coordinates*, se realiza el ingreso de las coordenadas, el sistema coordinado es MAGNA SIRGAS. En este panel se especifican los datos de latitud (*Latitude*), longitud (*Longitude*) y la profundidad vertical *TVD* en ft. Al colocar el cursor encima de cada sección para ingreso de coordenadas el aplicativo muestra una descripción ejemplificada de lo que se requiere.

Ilustración 27. Ingreso de coordenadas

3.5.5 Prueba de flujo PLT (*Production test PLT*)

En esta sección el usuario debe ingresar los datos de la prueba de flujo (PLT), completando la tabla con información del tope de la formación (*Top*) en ft, fondo (*bottom*) en ft, porcentajes de las tasas de petróleo (Qo), gas (Qg) y agua (Qw).

3.6 Crear datos de intervalos productores

Al seleccionar el criterio de ingresar datos de intervalos productores se abre la interfaz de la Ilustración 28 e Ilustración 29. Esta se compone por los paneles de datos generales (*General Data*) y datos de yacimiento (*Reservoir Data*).

Producing Interval

General Data

Basin*	Field*
Nothing selected	Nothing selected
Well*	Formation*
Nothing selected	Nothing selected
Producing Interval*	
Nothing selected	

Ilustración 28. Ingreso de datos por intervalos productores (Parte I)

Reservoir data

Top	Net Pay
ft	ft
Porosity	Permeability
-	mD
Reservoir Pressure	
psia	psia

Relative Permeability And Capilar Pressure

Water-Oil	Gas-Liquid
-----------	------------

PVT Data

Add PVT Data

Reservoir Pressure Data

Save **Cancel**

Ilustración 29. Ingreso de datos por intervalos productores (Parte II)

3.6.1 Ingreso de Datos Generales de los Intervalos Productores

En *General Data* el aplicativo requiere seleccionar: La cuenca *Basin*, el campo *Field*, el pozo *Well*, la formación *Formation* y el intervalo productor (*Producing Interval*). Todos estos datos ya se debieron ingresar con anterioridad en la plataforma.

General data

Basin*

Nothing selected

Field*

Nothing selected

Well*

Nothing selected

Formation*

Nothing selected

Name*

Ilustración 30. Panel de datos generales

3.6.2 Ingreso de Datos de Yacimiento de los intervalos productores

En los datos de yacimiento, en principio, se requiere: Tope *Top* en pies [ft], espesor del intervalo *Net pay* en pies [ft], porosidad *porosity* en porcentaje [%], permeabilidad *Permeability* en milidarcys [mD] y presión de yacimiento *Reservoir pressure* en [psia].

Reservoir data

Top

ft

Net pay

ft

Porosity

%

Permeability

mD

Reservoir pressure

psia

psi

Ilustración 31. Panel de datos del yacimiento

Adicional a esto el aplicativo permite el ingreso de las curvas de permeabilidad relativa Agua – Aceite y Gas – Líquido. En el primer caso se deben especificar: saturación de agua (S_w), permeabilidad relativa al agua (K_{rw}), permeabilidad relativa al aceite (K_{ro}) y presión capilar agua-aceite (P_{cwo}) en [psi]. En el segundo caso se deben especificar saturación de gas (S_g), permeabilidad relativa al gas (K_{rg}), permeabilidad relativa al líquido (K_{rl}) y presión capilar gas-líquido (P_{cgl}) en psi. Además, el usuario tiene la opción de graficar estas curvas

Relative Permeability And Capilar Pressure

Water-Oil					Gas-Liquid				
	Sw	Krw	Kro	Pcwo [psi]		Sg	Krg	Krl	Pcgl [psi]
1					1				
Plot					Plot				

Ilustración 32. Datos de permeabilidad relativa y presión capilar

A continuación, el usuario puede agregar los datos PVT del fluido, al desplegar la sección de datos PVT (*PVT Data*) se solicita ingresar la Presión de saturación del sistema (*Saturation Pressure*) en unidades Psi y a continuación, el usuario debe completar la tabla con los datos de Presión (*Pressure*) en Psi, viscosidad del aceite (μ_o) en centipoise, viscosidad del gas (μ_g) en centipoise, viscosidad del agua (μ_w) en centipoise, factor volumétrico del petróleo (B_o) en RB/STB, factor volumétrico del gas (B_g) en RCF/SCF, factor volumétrico del agua (B_w) en RB/STB, factor de gas disuelto (R_s) en SCF/STB y el factor de aceite volátil (R_v) en STB/SCF. Al final se puede graficar la información PVT ingresada dando clic en el botón azul *Plot*.

**Fluid Properties Evaluations:
Pressure, Volume, Temperature.**

PVT Data									
Add PVT Data									
Importar									
Saturation Pressure									
<input type="text" value="Psi"/> Psi									
	Pressure[psia]	μ_o [cP]	μ_g [cP]	μ_w [cP]	B_o [RB/STB]	B_g [RCF/SCF]	B_w [RB/STB]	R_s [SCF/STB]	R_v [STB/SCF]
1									
Plot									

Ilustración 33. Ingreso de datos PVT

Además, se tiene la opción de Importar los datos PVT, dando clic en el botón verde Importar, que desplegará un árbol de datos con información PVT ya ingresada, del cual el usuario puede seleccionar la que deseé, así como se observa en la siguiente ilustración:

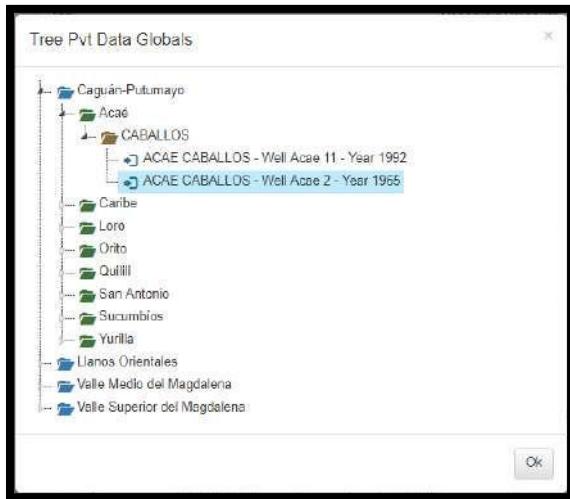


Ilustración 34. Importar datos PVT

Finalmente se puede ingresar los datos de Presión de yacimiento (*Reservoir Pressure Data*): Fecha (*Date*), Presión (*Pressure*) en psi y Comentarios (*Comment*), con esta información se puede graficar los parámetros ingresados al dar clic en el botón *Plot* de color azul.

The form is titled "Reservoir Pressure Data". It contains a table with three columns: "Date", "Pressure [psi]", and "Comment". There are two rows: Row 1 has "2019/05/11" in the Date column; Row 2 is empty. Below the table is a "Plot" button. At the bottom are "Save" and "Cancel" buttons.

	Date	Pressure [psi]	Comment
1	2019/05/11		
2			

Ilustración 35. Datos de Presión de Yacimiento

Cuando se complete la información anterior basta con hacer clic en el botón *Save* de color azul. Si el usuario desea cancelar el ingreso de los datos, se pulsa el botón en color rojo *Cancel*.

3.7 Crear variables de daño

Al seleccionar el criterio de ingresar las variables de daño en (*Damage Variables*) se abre la interfaz de la Ilustración 36 e Ilustración 37.

Ilustración 36. Interfaz de variables de daño (I)

Ilustración 37. Interfaz de variables de daño (II)

Esta interfaz se compone de cuatro filtros en la parte superior: Cuenca (*Basin*), campo (*Field*) y pozo (*Well*). Que deben ser seleccionados individualmente por el usuario, de una lista que se despliega al accionar el botón correspondiente.



Ilustración 38. Filtros de variables de daño

El módulo permite seleccionar entre los parámetros en *Parameters*: escamas minerales (*Mineral scales*), bloqueo por finos (*Fine blockage*), escamas orgánicas (*Organic scales*), alteración de la permeabilidad relativa (*Relative permeability*), daño inducido por perforación y completamiento (*Induced damage*) y daño geomecánico (*Geomechanical damage*).

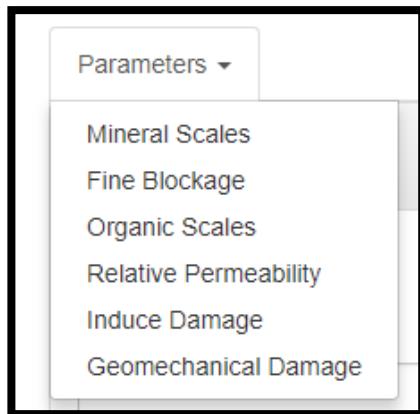


Ilustración 39. Selección de parámetros de daño

Cada parámetro de daño, tiene asociado unos subparametros. Seguidamente el usuario debe escoger de cuál de ellos tiene la información correspondiente a valor (*Value*) y una fecha de monitoreo (*Monitoring Date*). Adicional a esto puede insertar un comentario en el espacio (*Comment*).

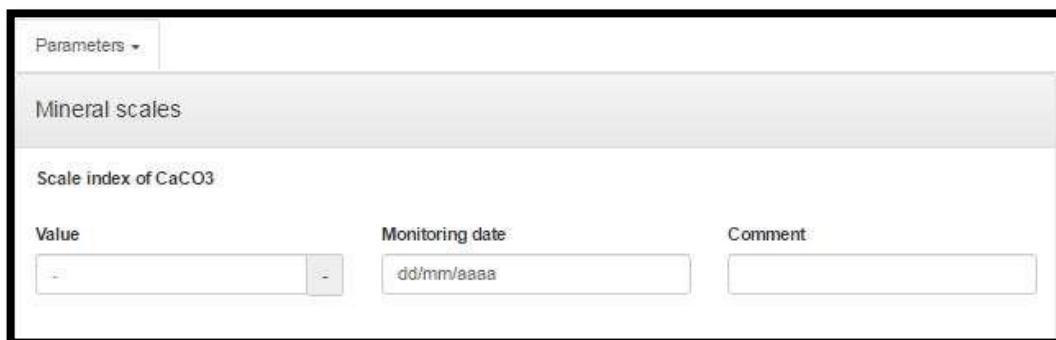


Ilustración 40. Parámetro 'Minerl Scales' y subparámetro 'Scale index of CaCo3'

Cuando se complete esta información basta con realizar clic en el botón *Save* de color azul. El usuario no recibirá confirmación por parte del aplicativo del ingreso correcto de los datos de variables de daño, en el caso en que los datos se ingresen correctamente el aplicativo lo enviará a la pantalla de inicio detallada en el apartado 3.1. Si el usuario desea cancelar el ingreso de los datos, se pulsa el botón en color rojo *Cancel*.

3.8 Crear Función de Filtrado

Al seleccionar el criterio de ingresar la función de filtrado (*Add Filtration Function*) se abre la interfaz de las Ilustración 41.

Ilustración 41. Interfaz de función de filtrado

Los datos necesarios para crear una función de filtrado son: Cuenca (*Basin*), campo (*Field*) y pozo (*Well*). Que deben ser seleccionados individualmente por el usuario de una lista desplegable de datos que se debieron ingresar anteriormente, además se debe nombrar la función de filtrado (*filtration function name*).

A continuación, se debe ingresar información del lodo, en la sección *Mud Properties* se solicita los siguientes parámetros: Densidad del lodo (*Density*) en [lb/gal], Viscosidad plástica (*Plastic Viscosity*) en cp, punto de cendencia (*Yield Point*) en [Lb/100ft²], Volumen de filtrado en la prueba LPLT (*Low pressure - Low temperatura*) en [ml] o [cm³], Volumen de filtrado en la prueba HPHT (*High pressure*

- *High temperatura*) en [ml] o [cm³], PH del lodo y la resistencia del gel en [Lb/100ft²].

Es necesario también Ingresar la composición del lodo de perforación, para esto el usuario debe completar la tabla de componentes del lodo (*Component*), con su respectiva concentración (*concentration*) en [lb/bbl] o [gal/bbl].

El módulo permite seleccionar entre si se tiene ya una función de filtrado (*Set Filtration Function Factors*) o si se desea crear una nueva función de filtrado (*Create Filtration Function*). Si se escoge la primera opción, se pide el valor de la pendiente (*a*) y el intercepto (*b*) de la función de filtrado, además la densidad del lodo (*Mud Density*) en lb/gal, Kd/Ki de la lechada de cemento (*cement Slurry*) que es la relación entre el daño de permeabilidad después del daño por fluido de perforación (Kd) y la permeabilidad inicial (Ki), Kd/k_i del lodo (*mud*) que es la relación entre el daño de permeabilidad después del daño por fluido de completamiento (Kd) y la permeabilidad inicial (Ki) y el diámetro del núcleo (*Core Diameter*), así como se observa en la Ilustración 41.

Si por el contrario se escoge la opción de crear una función de filtrado, el módulo pide ingresar pruebas de laboratorio (*Laboratory Test*) con información de permeabilidad (*Permeability*) en mD, Presion de sobrebalance (*Pob*) en psi y una tabla de tiempo de filtrado (*Time*) en segundos con el respectivo volumen de filtrado (*Filtered Volume*) en ml. También existe la opción de adicionar pruebas de laboratorio, dando clic en el botón naranja *Add Extra Laboratory test*. Ver Ilustración 42.

● Create Filtration Function

Laboratory Test #1			Permeability	Pob
	Time [s]	Filtered Volume [ml]	mD	mD
1				
2				
3				
4				

Plot

Laboratory Test #2			Permeability	Pob
	Time [s]	Filtered Volume [ml]	mD	mD
1				
2				
3				
4				

Plot

Add Extra Laboratory Test

Save Filtration Function **Cancel**

Ilustración 42. Opción crear función de filtrado

En cualquier caso, al final se encuentra un botón de color azul para guardar la función de filtrado (*Save Filtration Function*) o la opción de cancelar y regresar al menú principal sin guardar. Si hay un dato erróneo o faltante el programa mandará un mensaje de error especificando el problema.

3.9 Crear Mineralogía de la Formación

Para crear una base de datos con la mineralogía de una formación primero se debe seleccionar la cuenca, campo y formación al que se desea ingresar los datos de mineralogía.

A continuación, se debe agregar el porcentaje [%] de cuarzo (*Quarts*), feldespato (*Feldspar*) y arcilla (*Clays*), de tal forma que la suma final de porcentajes sea 100%

Fines	Percentage	Remove
Albite	%	%

Ilustración 43. Creación de mineralogía de la formación

Finalmente se debe ingresar el porcentaje de finos (*Fines Percentage*) de la formación, para esto el usuario debe seleccionar y agregar de una lista desplegable los componentes mineralógicos de los que puede estar conformado la formación, como se observa en la Ilustración 44 y para agregar compuestos mineralógicos se debe dar clic en el botón *Add Mineralogy*. Además, la suma de los porcentajes en la sección *Fines Percentage* debe ser igual a 100%.

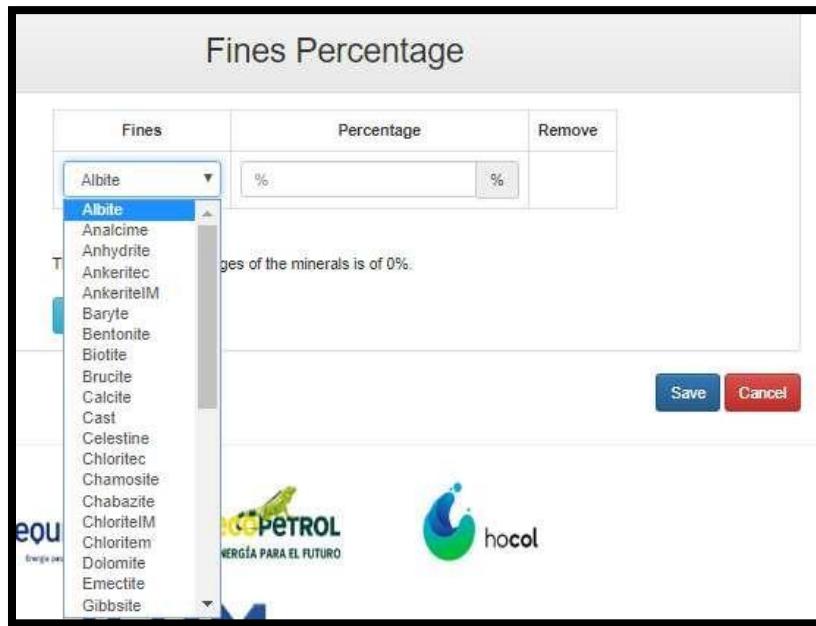


Ilustración 44. Sección desplegable de selección de finos

Una vez ingresado todos los datos y cumplir con los porcentajes el usuario debe dar clic en Save para crear la base de datos mineralógica de la formación, de lo contrario puede dar clic en cancelar para regresar a la sección principal de Database sin guardar ni crear la base de datos.

Si la suma de los porcentajes en las secciones *Formation Mineralogys* y *Fines Percentage* no corresponde a 100%, el programa mostrará un mensaje de error indicando la diferencia que hay entre los porcentajes ingresados y el 100%, dando a entender que se debe completar o reducir el porcentaje de tal forma que cumpla el 100% en cada sección. Un ejemplo de mensaje se muestra en la siguiente ilustración:

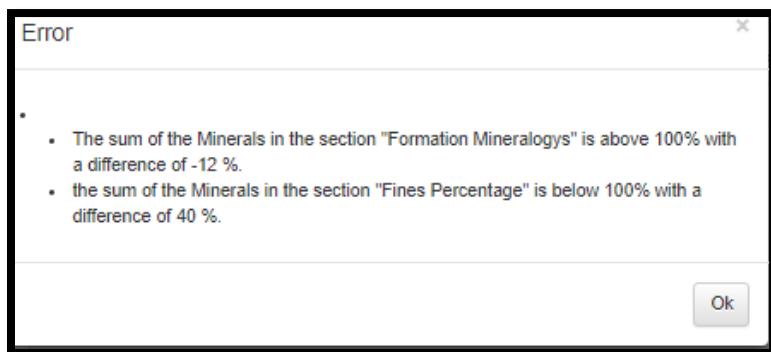


Ilustración 45. Mensajes de Error por diferencias en porcentajes

3.10 Crear Librería PVT

Al seleccionar el criterio para el ingreso de la información PVT (PVT Library), se abre la interfaz de la Ilustración 46

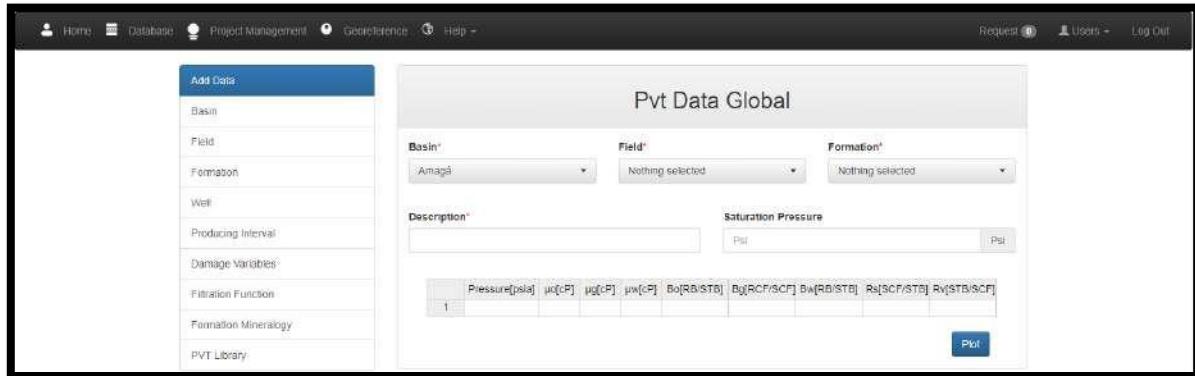


Ilustración 46. Interfaz de creación de la librería PVT

Esta interfaz se compone de tres filtros en la parte superior: cuenca (*Basin*), Campo (*Field*) y Formación (*Formation*); las cuales permiten asociar la información a ingresar a la formación correspondiente. Adicionalmente, solicita una descripción asociada a la información a ingresar y la presión de saturación del fluido. En la parte inferior de la interfaz de cuenta con una tabla que corresponde a las propiedades PVT del fluido a cada presión. Las columnas que se definen son:

- Presión (*Pressure [psia]*): Es la presión a la que corresponde cada uno de los datos PVT a ingresar.
- Viscosidad del aceite (μ_o [*cP*]): Es la viscosidad dinámica de la fase aceite a las condiciones de presión correspondientes.
- Viscosidad del gas (μ_g [*cP*]): Es la viscosidad dinámica de la fase gaseosa a las condiciones de presión correspondientes.
- Viscosidad del agua (μ_w [*cP*]): Es la viscosidad dinámica de la fase acuosa a las condiciones de presión correspondientes.
- Factor de volumen de formación del aceite (B_o [*RB/STB*]): Es el volumen de petróleo y gas en solución a condiciones de presión en yacimiento por cada unidad de volumen de petróleo a condiciones estándar.
- Factor de volumen de formación del gas (B_g [*RCF/SCF*]): Es el volumen que ocupa una cantidad de gas a condiciones de presión en yacimiento por cada unidad de volumen que ocupa el mismo gas a condiciones estándar.
- Factor de volumen de formación del agua (B_w [*RB/STB*]): Es el volumen ocupado por una masa de agua a condiciones de presión en yacimiento por cada unidad de volumen que ocupa esa misma cantidad a condiciones estándar.
- Relación de gas en solución en la fase aceite (R_g [*SCF/STB*]): Es el volumen de gas a condiciones estándar que se encuentra disuelto por unidad de volumen a condiciones estándar de la fase aceite a condición de presión de yacimiento determinada.

- Relación de aceite vaporizado en la fase gas (R_v [STB/SCF]): Es el volumen a condiciones estándar de aceite que está vaporizado por unidad de volumen a condiciones estándar de la fase gaseosa, a condiciones de presión de yacimiento determinadas.

3.11 Editar datos de cuencas

Al seleccionar el criterio de editar datos de cuencas en la sección *Database/Data Management/ Basin*, se abre la interfaz mostrada en la ilustración Ilustración 47.

Name	Actions
Llanos Orientales	Manage Delete
Caguan - Putumayo	Manage Delete
Valle Med. Magdalena	Manage Delete
Catatumbo	Manage Delete
Valle Sup. Magdalena	Manage Delete
Providencia	Manage Delete
VSM	Manage Delete
Llanos prueba	Manage Delete
Prueba	Manage Delete

Ilustración 47. Editar datos de cuencas

Al lado izquierdo de la interfaz el usuario puede observar una sección para desplazarse con facilidad en el menú de edición de datos (*Data Management*).

Esta interfaz se compone por una lista de todas las cuencas registradas en la base de datos con las opciones de editar *Manage* y eliminar *Delete*.

Al seleccionar la opción de editar se habilitan las opciones que fueron descritas en el apartado ‘Crear datos de cuencas’ de la sección 3.2. Cuando se complete esta información basta con hacer clic en el botón *Next* de color azul. El usuario no recibirá confirmación por parte del aplicativo del ingreso correcto de los datos por el criterio cuenca, en el caso en que los datos se ingresen correctamente el aplicativo lo enviará nuevamente al listado de cuencas de la base de datos. Si el usuario desea cancelar la edición de los datos, se pulsa el botón en color rojo *Cancel*.

3.12 Editar datos de campos

Al seleccionar el criterio de editar los datos de campos en la ruta *Database/Data Management/ Field*, se abre la interfaz de la Ilustración 48.

The screenshot shows a web-based application interface titled 'Field list'. On the left, there is a sidebar with a blue header 'Data management...' containing links for Basin, Field, Formation, Well, Producing interval, and Project. The main area has two dropdown filters: 'Basin' (set to 'Nothing selected') and 'Field' (set to 'Nothing selected'). Below these filters is a table with columns 'Name' and 'Actions'. The table lists various field names: Cusiana, Cupigüas, Piedemonte, Reotor, Aboe, Apay, Gantia, Casabe, Lantio, Provincia, Llisme, Tibú, San Francisco, Alás, and Chichimene. Each row has two buttons: 'Manage' (orange) and 'Delete' (red). At the bottom of the table is a navigation bar with buttons for back, forward, and search.

Ilustración 48. Editar datos de campos

Inicialmente, para agilizar la búsqueda, se debe seleccionar una cuenca, que debe estar previamente creada, en el filtro *Basin* destinado para ello.

This screenshot shows the same 'Field list' interface as above, but with a larger focus on the top filters. The 'Basin' filter dropdown is highlighted with a red border, and the 'Field' filter dropdown is also visible. Both dropdowns are currently set to 'Nothing selected'.

Ilustración 49. Filtros de búsqueda

El panel de edición se compone por una lista de todos los campos registrados en la base de datos con las opciones de editar *Manage* y eliminar *Delete*. Al pulsar el botón de eliminar se debe confirmar la eliminación de dicho campo y con esto todos sus datos asociados.

Al seleccionar la opción de editar se habilitan las opciones que fueron descritas en el apartado ‘Crear datos de campo’ de la sección 3.3. Cuando se complete esta información basta con realizar clic en el botón *Next* de color azul. El usuario no recibirá confirmación por parte del aplicativo del ingreso correcto de los datos por el criterio campo, en el caso en que los datos se ingresen correctamente el aplicativo lo enviará nuevamente al listado de campos de la base de datos. Si el usuario desea cancelar la edición de los datos, se pulsa el botón en color rojo *Cancel*.

3.13 Editar datos de formación

Al seleccionar el criterio de editar los datos de formación en la ruta *Database/Data Management/ Formation* se abre la interfaz de Ilustración 50.

Formation list		
Basin	Field	Formation
Nothing selected	Nothing selected	Nothing selected
<hr/>		
Name		Actions
Mirador -CUS		<button>Manage</button> <button>Delete</button>
Barco -CUP		<button>Manage</button> <button>Delete</button>
Guadalupe -PDM		<button>Manage</button> <button>Delete</button>
Colorado -CSB		<button>Manage</button> <button>Delete</button>
Mugrosa -CSB		<button>Manage</button> <button>Delete</button>
La Paz -YAR		<button>Manage</button> <button>Delete</button>
Mugrosa -YAR		<button>Manage</button> <button>Delete</button>
Esmeraldas D -LLA		<button>Manage</button> <button>Delete</button>
Mugrosa C -LLA		<button>Manage</button> <button>Delete</button>

Ilustración 50. Editar datos de formaciones

Inicialmente, para agilizar la búsqueda, se debe seleccionar una cuenca (*Basin*), un campo (*Field*) y una formación (*Formation*) en los filtros destinados para ello.



Ilustración 51. Filtros de búsqueda

El panel de edición se compone por una lista de todas las formaciones registradas en la base de datos con las opciones de editar (*Manage*) y eliminar (*Delete*). Al pulsar el botón de eliminar se debe confirmar la eliminación de dicha formación y con esto todos sus datos asociados.

Al seleccionar la opción de editar se habilitan las opciones que fueron descritas en el apartado 'crear datos de formación' de la sección 3.4. Cuando se complete esta información basta con realizar clic en el botón *Next* de color azul. El usuario no recibirá confirmación por parte del aplicativo del ingreso correcto de los datos por el criterio formaciones, en el caso en que los datos se ingresen correctamente el aplicativo lo enviará nuevamente al listado de formaciones de la base de datos. Si el usuario desea cancelar la edición de los datos, se pulsa el botón en color rojo *Cancel*.

3.14 Editar datos de pozo

Al seleccionar el criterio de editar los datos de los pozos en la ruta *Database/Data Management/ Well* se abre la interfaz de la Ilustración 52.

Ilustración 52 muestra la interfaz 'Well list' con un menú lateral 'Data management' y filtros para Basin, Field y Well. La lista de pozos incluye columnas 'Name' y 'Actions' (Manage, Delete).

Name	Actions
BABESTI	Manage Delete
BABOW	Manage Delete
BAB6	Manage Delete
BABA33Z	Manage Delete
BABA36Z	Manage Delete
BABA40	Manage Delete
BAC3ST2Z	Manage Delete
BAC3ST1S	Manage Delete
BACA27	Manage Delete
BACA34	Manage Delete

Ilustración 52. Editar datos de pozos

Inicialmente, para agilizar la búsqueda, se debe seleccionar una cuenca, un campo y un pozo en los filtros destinados para ello.

El panel de edición se compone por una lista de todos los pozos registrados en la base de datos con las opciones de editar (*Manage*) y eliminar (*Delete*). Al pulsar el botón de eliminar se debe confirmar la eliminación de dicho pozo y con esto todos sus datos asociados.

Al seleccionar la opción de editar se habilitan las opciones que fueron descritas en el apartado ‘crear datos de pozos’ de la sección 3.5. Cuando se complete esta información basta con realizar clic en el botón *Next* de color azul. El usuario no recibirá confirmación por parte del aplicativo del ingreso correcto de los datos por el criterio pozos, en el caso en que los datos se ingresen correctamente el aplicativo lo enviará nuevamente al listado de pozos de la base de datos. Si el usuario desea cancelar la edición de los datos puede pulsar el botón en color rojo ‘*Cancel*’.

3.15 Editar datos de intervalo productor

Al seleccionar el criterio de editar los datos de intervalo productor en la ruta *Database/Data Management/ Producing Interval*, se abre la interfaz de la Ilustración 53.

Ilustración 53. Editar datos de intervalo productor

Inicialmente, para agilizar la búsqueda, se debe seleccionar una cuenca, un campo, un pozo y un intervalo productor en los filtros destinados para ello.

Ilustración 54. Filtros de búsqueda

El panel de edición se compone por una lista de todos los intervalos registradas en la base de datos con las opciones de editar *Manage* y eliminar *Delete*. Al pulsar el botón de eliminar se debe confirmar la eliminación de dicho intervalo y con esto todos sus datos asociados.

Al seleccionar la opción de editar se habilitan las opciones que fueron descritas en el apartado 'Crear datos de intervalos productores' de la sección 3.5. Cuando se complete esta información basta con realizar clic en el botón *Next* de color azul. El usuario no recibirá confirmación por parte del aplicativo del ingreso correcto de los datos por el criterio intervalos productores, en el caso en que los datos se ingresen correctamente el aplicativo lo enviará nuevamente al listado de intervalos de la base de datos. Si el usuario desea cancelar la edición de los datos, se pulsa el botón en color rojo 'Cancel'.

3.16 Editar datos del proyecto

Al seleccionar el criterio de editar los datos del proyecto en la ruta *Database/Data Management/ Project* se abre la interfaz de la Ilustración 55.

Ilustración 55. Editar datos de proyectos

En este módulo se habilitan filtros como: la compañía (*Company*) a la que pertenece el proyecto, el usuario al que está asociado (*User*) o las fechas de inicio (*Start date*) o de finalización (*End date*) del proyecto. Algunos usuarios tienen facultades restringidas por lo que no podrán ver cierto tipo de información.

The screenshot shows a search interface with four input fields. From left to right: 'Company' with a dropdown menu containing a single item, 'User' with a dropdown menu containing a single item, 'Start date' with a text input field 'dd/mm/aaaa', and 'End date' with a text input field 'dd/mm/aaaa'.

Ilustración 56. Filtros de búsqueda

De manera similar a los anteriores paneles de edición, se compone por una lista de todos los proyectos registrados en la base de datos con las opciones de ver (*View*), modificar (*Manage*) y eliminar (*Delete*).

Al ingresar a la opción (*Manage*) se puede modificar el nombre del proyecto, la fecha y la descripción del proyecto, como se observa en la Ilustración 66.

The screenshot shows a 'Data Management' interface with a sidebar containing 'Basin', 'Field', 'Formation', 'Well', 'Producing interval', 'Project', and 'Filtration Function'. The main area is titled 'Projects' and displays a table of registered projects. The table has columns: 'Name', 'Date', and 'Actions'. Two entries are shown:

Name	Date	Actions
Curso CASTILLA N - 144	2018-05-25	<button>View</button> <button>Manage</button> <button>Delete</button>
Test	2018-06-05	<button>View</button> <button>Manage</button> <button>Delete</button>

Below the table, there are sections for 'Equion', 'Ecopetrol', 'Hacol', and 'URS'. A 'Cancel' button is located at the bottom right of the main window.

Ilustración 57. Lista de algunos proyectos registrados en la base de datos

Al pulsar el botón de eliminar se debe confirmar la eliminación de dicho proyecto o escenario y con esto todos sus datos asociados.

*Ilustración 58. Confirmación de eliminación de proyecto*

Al seleccionar la opción *View* se habilita un listado de sus escenarios y la opción de modificarlos o eliminarlos.

Scenario List	
Name	Actions
Asfaltenos Modulo 1 Prueba 1	
Asfaltenos Modulo 1 Prueba 2	

Ilustración 59. Listado de escenarios del proyecto

3.17 Editar datos de Mineralogía de la Formación

Para editar los datos de la función de filtrado se usa la ruta *Database/Data Management/Filtration Function*.

3.18 Editar datos de función de filtrado

Al seleccionar el criterio de editar los datos de la función de filtrado en la ruta *Database/Data Management/ Filtration Function*, se abre la interfaz de la Ilustración 60.

Well List		
Basin	Field	Formation
Nothing selected	Nothing selected	Nothing selected

Filtration Function	Options
Función baja permeab	Manage Delete
Función alta permeab	Manage Delete
Lodo base aceite de	Manage Delete

Ilustración 60. Panel de edición de función de filtrado

Inicialmente, para agilizar la búsqueda, se debe seleccionar una cuenca (*Basin*), un campo (*Field*) y una formación (*Formation*) en los filtros destinados para ello. El panel de edición se compone por una lista de todas las funciones de filtrado registradas en la base de datos con las opciones de editar (*Manage*) y eliminar (*Delete*). Al pulsar el botón de eliminar se debe confirmar la eliminación de dicha función de filtrado y con esto todos sus datos asociados. Al seleccionar la opción de editar se habilitan las opciones que fueron descriptas en el apartado 3.14

3.19 Editar datos de librería PVT

Al seleccionar la opción correspondiente a la edición de librería PVT en la ruta *Database/Data Management/ PVT Library*, aparece la interfaz que se muestra en la

Ilustración 61. Interfaz de edición de datos de librería PVT

Al hacer clic en la opción de editar (*Manage*), se obtiene la siguiente información correspondiente a las propiedades de los fluidos con la interfaz y funcionalidades descritas en la sección 3.9, la cual se puede editar. Al completar la edición, se debe dar clic en la opción *Save* para guardar la información o a la opción *Cancel* para cancelar la edición.

3.20 Editar variables de daño

Para editar los datos de las variables de daño se usa la ruta *Database/Data Management/Damage Variables*. El usuario será llevado a la interfaz mostrada en la ilustración 62.

Ilustración 62. Interfaz de edición de variables de daño

El usuario entonces debe seleccionar una cuenca, un campo y un pozo, lo que resultará en un listado de todas las variables de daño que cumplan los criterios de búsqueda. La ilustración 63 muestra como se ve en la interfaz.

The screenshot shows a software interface titled 'Edit Damage Variables'. At the top, there are dropdown menus for 'Basin' (M), 'Field' (N), and 'Well' (W). Below these are tabs for 'Mineral Scales', 'Fine Blockage', 'Organic Scales', 'Relative Permeability', and 'Induced Damage'. Under 'Mineral Scales', there is a sub-section titled 'Scale Index Of CaCO3'. A table lists six entries, each with a value (4 or 3.8), date (01/05/2019 or 01/04/2019), comment ('Report'), and actions ('Edit' and 'Remove'). The table includes a header row with columns for Value, Date, Comment, and Actions. At the bottom of the table, it says 'Showing 1 to 6 of 6 entries' and has 'Previous' and 'Next' buttons.

Ilustración 63. Listado de resultados de acuerdo a búsqueda

Como se puede observar, los resultados se organizan por pestañas, cada una conteniendo un mecanismo de daño, dentro de ella, quedan listadas las variables de daño en tablas, ordenadas por orden de fecha.

El usuario entonces puede usar los controles de búsqueda de cada tabla para refinar aún mas su búsqueda, puede buscar cualquier ocurrencia sea un valor, una fecha o un comentario, la ilustración 64 a continuación muestra un ejemplo de búsqueda por comentario.

Scale Index Of BaSO4			
Show 10 entries		Search: report	
Value	Date	Comment	Actions
2.3	01/04/2019	Report eedd	<button>Edit</button> <button>Remove</button>
2.3	09/04/2019	Report	<button>Edit</button> <button>Remove</button>
2.3	01/04/2019	Report	<button>Edit</button> <button>Remove</button>

Showing 1 to 3 of 3 entries (filtered from 5 total entries)

Previous 1 Next

Ilustración 64. Uso de búsqueda en tabla

Cuando el usuario encuentra el registro que buscaba, este puede editar o a eliminar dicho registro dando clic a uno de los botones correspondientes a la fila en la que se encuentra el registro.

Con la eliminación, solo un clic es necesario, pero con la edición, el usuario puede cambiar los valores en los campos del registro que desea eliminar antes de proceder a dar clic al botón de editar (Edit).

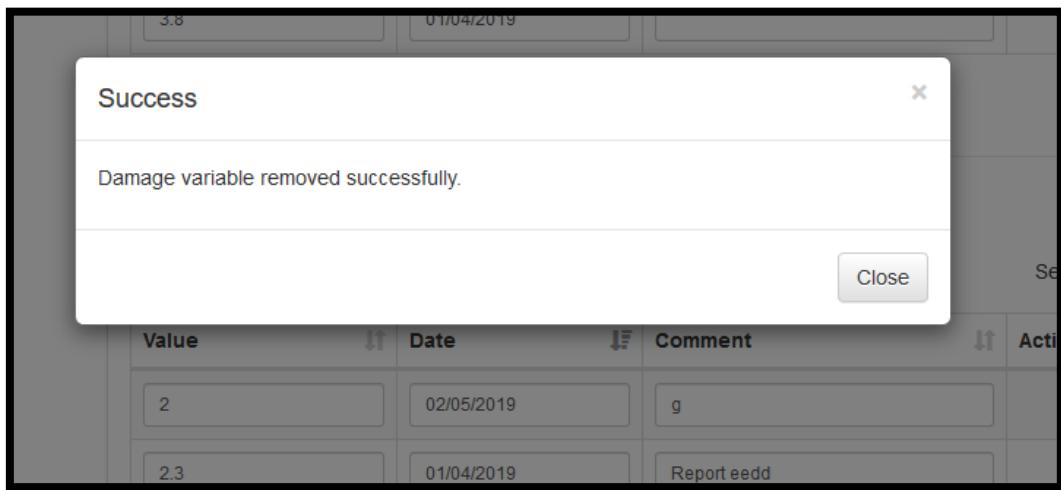
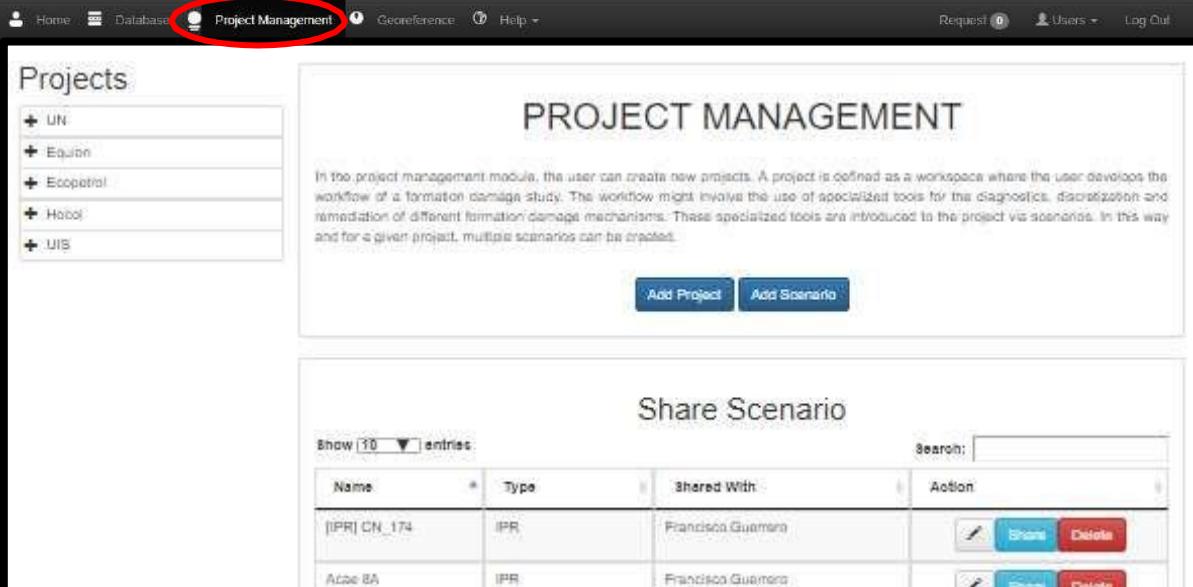


Ilustración 65. Notificación de correcta eliminación de variable de dañ

4 ADMINISTRACIÓN DE PROYECTOS (*Project Management*)

Para la gestión de proyectos se debe dirigir a la pestaña *Project Management* ubicada en la parte superior de la pantalla como se muestra en la Ilustración 62.



The screenshot shows the 'Project Management' module. At the top, there is a navigation bar with links for Home, Database, Project Management (which is highlighted with a red circle), Georeference, Help, Request, Users, and Log Out. Below the navigation bar, on the left, is a sidebar titled 'Projects' containing a list of projects: UN, Equion, Ecopetrol, Hocol, and UIS. The main content area is titled 'PROJECT MANAGEMENT'. It contains a brief description of the module's purpose: 'In the project management module, the user can create new projects. A project is defined as a workspace where the user develops the workflow of a formation damage study. The workflow might involve the use of specialized tools for the diagnostics, discretization and remediation of different formation damage mechanisms. These specialized tools are introduced to the project via scenarios. In this way and for a given project, multiple scenarios can be created.' Below this description are two buttons: 'Add Project' and 'Add Scenario'. The bottom section is titled 'Share Scenario' and features a table with two rows of data. The columns are 'Name', 'Type', 'Shared With', and 'Action'. The first row has 'IPR|CN_174' in 'Name', 'IPR' in 'Type', 'Francisco Guimara' in 'Shared With', and 'Edit Share Delete' in 'Action'. The second row has 'Alceo BA' in 'Name', 'IPR' in 'Type', 'Francisco Guimara' in 'Shared With', and 'Edit Share Delete' in 'Action'. There are also 'Show' and 'Search' buttons at the top of the table.

Ilustración 62. Interfaz de Project management

En la Interfaz de *Project Management* se puede observar en principio una descripción de esta sección, además se encuentran las opciones para crear un proyecto nuevo (*Add Project*) o para crear un nuevo escenario (*Add Scenary*), también en la parte izquierda de la interfaz está el árbol de proyectos (Projects) y se tiene una sección para compartir los escenarios ya creados.

4.1 Compartir Escenario

En *Share Scenario* se observa una lista de los escenarios que tiene actualmente la base de datos de la plataforma con información del tipo de escenario, el usuario a quien se le compartió, el escenario y opciones para realizar acciones como: editar (edit), compartir (share) y eliminar (Delete).

Si se selecciona la opción de editar (edit), se desplegará una interfaz como la mostrada en la Ilustración 63 donde se observa el nombre del escenario y la descripción que tiene. Para editar se debe dar clic en el botón naranja *Edit* que se encuentra en la parte inferior, la cual llevará al usuario a la interfaz del módulo, según el escenario que haya seleccionado.



Ilustración 63. Sección edición de un escenario

Si se selecciona la opción de compartir (*Share*), se debe seleccionar el usuario a quien se desea enviar el escenario.

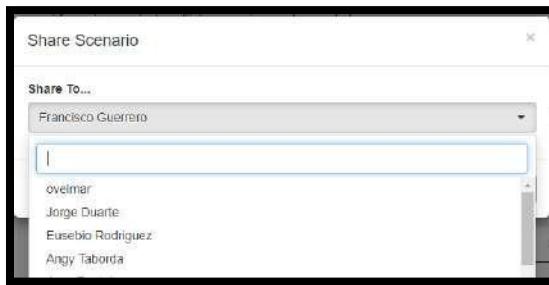


Ilustración 64. Sección desplegable para compartir un escenario

Si el usuario desea eliminar un escenario creado debe confirmar esta acción, por lo que el aplicativo lanzará una ventana como la que se muestra a continuación:



Ilustración 65. Ventana de confirmación para eliminar un escenario

4.2 Árbol de proyectos

El árbol de proyectos y escenarios se encuentra en la parte izquierda de la pestaña de *Project Management*, en este se pueden observar los proyectos. Al lado del nombre de cada proyecto aparece el símbolo + el cual, al darle clic, desplegará los escenarios creados para este proyecto, si el nombre del escenario aparece en color rojo significa que falta información por completar dentro de este, si aparece en color negro quiere decir que el mínimo de información requerida ha sido ingresada, si se hace clic en el nombre de un escenario se mostrarán los resultados de este.

4.3 Creación de un Proyecto

Para crear un proyecto nuevo se ingresa en la pestaña de *Project Management* y se da clic en el botón *Add project* presentado en su interfaz principal:

Ilustración 66. Creación de nuevo proyecto

En esta pantalla se puede distinguir tres casillas las cuales en su orden son *Project name*, *Date* y *Project Description* donde se debe ingresar el nombre del proyecto, la fecha y una descripción del proyecto respectivamente, todas las casillas marcadas con un * son de carácter obligatorio, una vez completadas estas casillas se da clic en el botón azul *Save* ubicado en la parte inferior derecha. El usuario no recibirá confirmación por parte del aplicativo del ingreso correcto de los datos. Si el usuario desea cancelar la edición de los datos, se pulsa el botón en color rojo *Cancel*. Al crear un nuevo proyecto este aparecerá en el árbol de proyectos y escenarios donde si se da clic al símbolo + al lado izquierdo desplegará los escenarios de dicho proyecto, si no despliega nada significa que no tiene escenarios creados para dicho proyecto.

4.4 Creación de un Escenario

Para crear un escenario en la interfaz de *Project management* se da clic en el botón *Add Scenary* el cual dirige a la interfaz que se muestra en la Ilustración 67.

The dialog box is titled "Scenario". It contains the following fields:

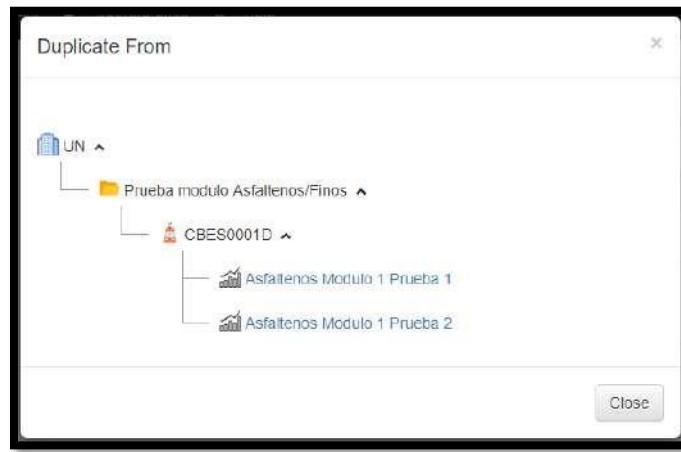
- Type***: A dropdown menu.
- Duplicate from...**: A section with a dropdown menu labeled "Scenary" and a red "X" button.
- Project Name***: A dropdown menu showing "Nothing selected".
- Scenario Name***: An input field.
- Study Date (DD/MM/YY)***: An input field showing "11/05/2019".
- Description***: A text area.
- Basin***: A dropdown menu showing "Nothing selected".
- Field***: A dropdown menu showing "Nothing selected".
- Well***: A dropdown menu showing "Nothing selected".
- Producing Interval***: A dropdown menu showing "Nothing selected".

At the bottom right are "Save" and "Cancel" buttons.

Ilustración 67. Creación de escenario

Posteriormente se debe llenar cada recuadro de la siguiente manera:

- **Type**: Al hacer clic en el recuadro *Type* se abre un menú desplegable donde se escoge el tipo de análisis realizado, además también aparece un recuadro en blanco donde se puede escribir el análisis deseado. (ver sección 4.5 Tipos de análisis).
- **Duplicate from**: Sección opcional donde el usuario puede crear un escenario nuevo a partir de datos de otro escenario ya creado con anterioridad, como el ejemplo que se observa en la Ilustración 68. Para que se active esta opción es importante primero seleccionar el tipo de escenario.

*Ilustración 68. Ventana de duplicación de un escenario*

- **Scenaryname**: Aquí se ingresa el nombre que tendrá el escenario.

- *Project name:* Al hacer clic en el recuadro de *Project name* se abre un menú desplegable el cual muestra todos los proyectos visibles para ese usuario en donde se selecciona el de interés, además también aparece un recuadro en blanco donde se puede escribir el nombre del proyecto.
- *Basin:* Al hacer clic en el recuadro *Basin* se abre un menú desplegable donde se escoge la cuenca a trabajar, además también aparece un recuadro en blanco donde se puede escribir el nombre de la cuenca.
- *Field:* Después de seleccionar la cuenca (*Basin*) al hacer clic en el recuadro *Field* se abrirá un menú desplegable donde se escoge el campo, además también aparece un recuadro en blanco donde se puede escribir el nombre del campo para buscarlo más fácil, se tiene que tener seleccionado una cuenca (*Basin*) para que aparezcan los campos correspondientes.
- *Well:* Despues de seleccionar el campo (*field*) al hacer clic en el recuadro *Well* se abrirá un menú desplegable donde se escoge el pozo, además también aparece un recuadro en blanco donde se puede escribir el nombre del pozo para buscarlo más fácil, se tiene que tener seleccionado un campo (*Field*) para que aparezcan los pozos correspondientes.
- *Producing interval:* Despues de seleccionar el pozo (*Well*) al hacer clic en el recuadro *producing interval* se abrirá un menú desplegable donde se escoge el intervalo productor que se va a trabajar, además también aparece un recuadro en blanco donde se puede escribir el nombre del intervalo para buscarlo más fácil, se tiene que tener seleccionado un pozo (*Well*) para que aparezcan los intervalos correspondientes.
- *Study date:* Aquí se selecciona la fecha del análisis en el que fue hecho, se puede ingresar manualmente con el teclado o desde la parte derecha del recuadro seleccionar la fecha deseada.
- *Description:* Aquí se puede agregar una descripción del escenario.

Una vez completados todas las casillas se da clic en el botón azul *Save* para continuar con la creación del escenario o el botón en rojo *cancel* para declinar esta acción. Si se da clic en *Save* se continúa a la siguiente parte donde según el tipo de análisis seleccionado en la casilla *type* serán solicitados diferentes datos, (ver apartado tipos de análisis 4.5).

4.5 Tipos de análisis

El aplicativo IFDM está compuesto de varios tipos de análisis correspondientes a los distintos tipos de daño de formación existentes. A continuación, se explica la forma de realizar el ingreso de datos para la creación de un escenario según el tipo de análisis deseado.

Previo a la evaluación o el diagnóstico de cualquier tipo de daño es pertinente confirmar si en la base de datos (*Database*) de la herramienta se encuentra la información mínima necesaria para comenzar la creación del escenario. En el menú *Database*, submenú *Database Manager* verificar:

- Cuenca, *Basin*.
- Campo, *Field*.
- Formación, *Formation*.
- Pozo, *Well*.
- Intervalo productor, *Producing Interval*.
- Proyecto, *Project*.

De lo contrario puede dirigirse a la sección 3 *Database* y/o sección 4.3 Creación de un proyecto, para completar la información inexistente.

4.5.1 Análisis Multiparamétrico (*Multiparametric Analysis*).

El Módulo Multiparamétrico está compuesto de 2 análisis: Estadístico y Analítico. A continuación, se describe el ingreso de datos y los resultados de cada Módulo.

4.5.1.1 Módulo Multiparamétrico Analítico

Si el usuario selecciona *Analytical Analysis* se mostrará la interfaz de la Ilustración 69.

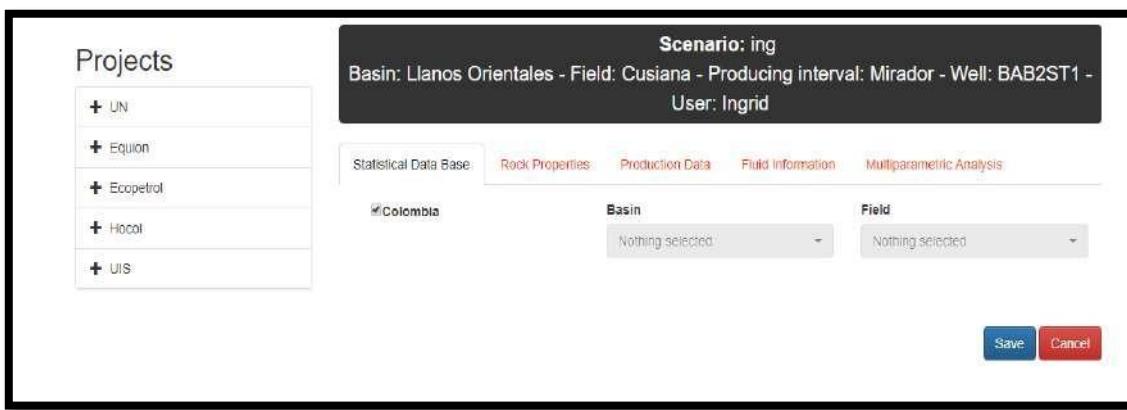


Ilustración 69. Caracterización del escenario

En la parte superior se puede observar el nombre del escenario (*Scenario*), la cuenca (*Basin*), el campo (*Field*) el intervalo productor (*Producing Interval*), el pozo (*Well*) y el usuario (user) que creo el caso, además aparecen 5 secciones las cuales son *Statistical data base*, *Rock properties*, *production data*, *Fluid information* y *Multiparametric analysis* respectivamente, los cuales se pueden escoger dando clic en la pestaña que corresponda a la sección deseada. Por defecto la primera pestaña que aparece es la de base de datos estadísticos, si el nombre de una de estas secciones está en rojo significa que hay datos incompletos en dicha sección.

Base de datos estadísticos

En esta sección se debe seleccionar los datos con los cuales se desean calcular datos estadísticos P10, P50, P90.

Ilustración 70. Sección Statistical data base

Como se puede observar en la Ilustración 70 esta sección tiene opciones, si se selecciona Colombia las otras dos opciones serán bloqueadas y los datos estadísticos mostrados serán los correspondientes a todos los registrados en la base de datos de Colombia de lo contrario, se deberá seleccionar una cuenca (*Basin*) y podrán seleccionar uno o más campos (*Field*) de los cuales serán calculados los percentiles.

Propiedades de la roca

En esta sección se debe ingresar los datos petrofísicos del escenario, dando clic en la opción denotada como *Rock properties* se desplegará la información requerida, como se muestra en la Ilustración 71.

Ilustración 71. Sección Petrophysics

Esta sección cuenta con 6 casillas que estarán previamente completadas si los datos se encuentran en la base de datos, de lo contrario se deberán llenar o modificar manualmente de la siguiente manera:

- *Top*: Corresponde al tope de la formación de estudio en pies (ft).
- *TVD*: por sus siglas *True vertical depth* es la profundidad real a la que se encuentra el pozo en pies (ft).
- *NetPay*: Es el espesor de la formación productora en pies (ft).
- *Porosity*: Es la porosidad de la formación en %.

- *Absolute permeability*: Corresponde a la permeabilidad absoluta de la formación en milidarcys (mD).
- *Effective Permeability of continuos phase*: se debe ingresar la permeabilidad efectiva de la fase continua en milidarcys (mD).

Datos de producción

En esta sección se deben colocar los datos de producción del escenario, dando clic en la opción de título *Production Data* se desplegará la información requerida como se muestra en la Ilustración 72:

Statistical Data Base	Rock Properties	Production Data	Fluid Information	Multiparametric Analysis	
Well Radius*	0.708	ft	Drainage Radius*	0	ft
Reservoir Pressure*	4320	psia	BHP*	1902	psia
Oil Rate*	1907	STB/D	Gas Rate*	12.19	MMSCF/D
Water Rate*	STB/D	STB/D			

Ilustración 72. Sección Production Data

Esta sección cuenta con 7 casillas que estarán previamente completadas si se tiene información en la base de datos, de lo contrario se deberá ingresar o modificar la información así:

- *Well radius*: Es el radio del pozo en pies (ft).
- *Drainage radius*: Es el radio de drenaje del pozo en pies (ft).
- *Reservoir pressure*: Es la presión del yacimiento en libras por pulgada cuadrada absolutas (Psia).
- *BHP*: Es la presión de fondo de pozo en libras por pulgada cuadrada absolutas (Psia).
- *Oil rate*: Es la tasa de producción de aceite del pozo en barriles de tanque de almacenamiento por día (STB/D).
- *Gas rate*: Es la tasa de producción de gas del pozo en millones de pies cúbicos estándar por día (MMscf/D).
- *Water rate*: Es la tasa de producción de agua del pozo en barriles de tanque de almacenamiento por día (STB/D).

Información del fluido a la presión promedio

Al ingresar a la sección *Fluid Information* se desplegará la información requerida, como se muestra en la Ilustración 73:

Ilustración 73. Sección Fluid information at average reservoir pressure

Se muestran 2 casillas y tres secciones más:

- *Fluid type*: En esta casilla se debe elegir el tipo de fluido al que se le va a hacer análisis, al desplegar el menú se debe escoger entre aceite (*oil*) o gas (*gas*).
- *Saturation pressure*: En esta casilla se debe ingresar el valor de la presión de saturación del fluido elegido.

➤ Oil Properties

Al dar clic en la flecha al lado derecho de la sección *Oil properties* se desplegará la interfaz mostrada en la Ilustración 74, que corresponde a las propiedades del aceite.

Oil properties

Viscosity*	74.91	cP	FVF*	40.57	RB/STB
RS*	40.57	SCF/STB			

Ilustración 74. Subsección Oil properties

Las 3 casillas se deberán completar de la siguiente manera:

- *Viscosity*: Ingresar la viscosidad del aceite a la presión de formación en centipoise (cP)
- *FVF*: Se debe ingresar el factor volumétrico del fluido a la presión de formación en pies cúbicos de yacimiento sobre pies cúbicos estándar (RCF/SCF)
- *RS*: Corresponde al gas disuelto en barriles de tanque de almacenamiento sobre pies cúbicos estándar (STB/SCF)

➤ Gas Properties

Al dar clic en la flecha al lado derecho de la sección *Gas properties* se abrirá la sección que corresponde a las propiedades del gas, como se muestra en la Ilustración 75.

Gas properties

Viscosity*	17.67	cP	FVF*	63.46	RCF/SCF
RV*	40.57	STB/SCF			

Ilustración 75. Subsección Gas properties

Aquí se puede observar 3 casillas las cuales se deberán completar de la siguiente manera:

- *Viscosity*: Viscosidad del gas a la presión de formación en centipoise (cP)
- *FVF*: Factor volumétrico del gas a la presión de formación en pies cúbicos de yacimiento sobre pies cúbicos estándar (RCF/SCF)
- *RV*: Petróleo disuelto en barriles de tanque de almacenamiento sobre pies cúbicos estándar (STB/SCF)

➤ Water Properties

Al desplegar esta sección en la parte derecha de *Water properties*, aparecerá la pantalla mostrada en la Ilustración 76:

Water properties

Viscosity* FVF*

17.67 cP 40.57 RB/STB

Ilustración 76. Subsección Water properties

Aquí se puede observar 2 casillas, las cuales se deberán completar de la siguiente manera:

- *Viscosity*: Viscosidad del agua en centipoise (cP).
- *FVF*: Factor volumétrico del agua en barriles de yacimiento sobre barriles de tanque de almacenamiento (RB/STB).

Análisis Multiparamétrico.

Al desplegar esta sección en la parte derecha de *Multiparametric Analisys* aparecerá la pantalla mostrada en la Ilustración 77:

Statistical data base Rock properties Production data Fluid information Multiparametric analysis

Critical pressure by damage parameters

K damaged and K base ratio (Kd/Kb) by damage parameter

Save Cancel

Ilustración 77. Sección Multiparametric analysis

A continuación, se observan las dos subsecciones que comprenden esta sección:

➤ **Critical Pressure by damage Parameters.**

Al desplegar esta sección, en la parte derecha aparecerá la pantalla mostrada en la Ilustración 78 :

Critical pressure by damage parameters

Mineral scales*

Organic scales*

Relative permeability effects*

Geomechanical damage*

Critical Radius derived from maximum critical velocity, V_c^*

Total volumen of water based fluids pumped into the well*

Ilustración 78. Subsección Critical pressure by damage parameters

Aquí se puede observar las casillas a completar, además en la parte derecha de la sección aparece un botón de ayuda marcado con un signo de interrogación el cual, si se hace clic en él, se abrirá un documento de guías prácticas donde se puede encontrar datos referentes a las pruebas realizadas en el aplicativo, las casillas se deberán completar de la siguiente manera:

- *Mineral scales*: Se ingresa la presión a la cual se presenta la mayor tasa de deposición de escamas inorgánicas (presión crítica) en libras por pulgada cuadrada absolutas (Psia).
- *Organic scales*: Se ingresa la presión a la cual se presenta la mayor tasa de deposición de escamas inorgánicas en libras por pulgada cuadrada absolutas (Psia).
- *Relative permeability effects*: Se ingresa la presión a la cual se presenta los efectos en permeabilidad relativa en libras por pulgada cuadrada absolutas (Psia).
- *Geomechanical damage*: Se ingresan la presión a la cual comienza o ocurre el daño geomecánico (Psia).
- *CriticalRadiusderivedfrommaximumcriticalvelocity, V_c* : En esta casilla se debe ingresar el radio crítico derivado de la máxima velocidad crítica, en pies (ft).
- *Total volumen of waterbased fluids pumped into the well*: En esta casilla se debe ingresar el volumen total agua bombeados en el pozo, en barriles (bbl).
- **K Damage and K Base Ratio (Kd/Kb) by Damage Parameter**

Al desplegar esta sección desde la parte derecha, aparecerá la pantalla mostrada en la Ilustración 79

K damaged and K base ratio (Kd/Kb) by damage parameter

Mineral scales*

Fines blockage*

Organic scales*

Relative permeability*

Induced damage*

Geomechanical damage*

Ilustración 79. Subsección K damaged and K base ratio (K_d/K_b) by damage parameter

En esta sección se puede observar las casillas a completar que hacen referencia al cociente de reducción de permeabilidad por cada mecanismo de daño presente

Una vez completados todas las secciones se da clic en *Save*, así ya se tiene creado el escenario. Por el contrario, si se desea cancelar la creación se da clic en *Cancel*, esta acción hace que en el árbol de proyectos aparezca el escenario sin crear en rojo.

4.5.1.2 Modulo Análisis Multiparamétrico Estadístico

Si el usuario selecciona como tipo de análisis *Statistical Analysis* la plataforma redirecciona a la interfaz de la Ilustración 80, donde se debe ingresar las variables de daño que se deseen analizar.

The screenshot shows a software interface titled "Scenario: Corrida 1". At the top, it displays "Basin: M - Field: N - Producing interval: P1 - Well: W - User: criscarovelez". Below this, there are several tabs: "Statistical DataBase" (highlighted in blue), "Mineral Scale", "Fine Blockage", "Organic Scales", "Relative Permeability", "Induced Damage", and "Geomechanical Damage". The main area contains a section labeled "Colombia" with dropdown menus for "Basin" (set to "M") and "Field" (set to "N"). At the bottom right, there are three buttons: "Calculate" (orange), "Save" (green), and "Cancel" (red).

Ilustración 80 Interfaz inicial Análisis Multiparamétrico Estadístico

Primero se debe seleccionar la cuenca (*Basin*) y el campo (*field*) al que se le desea hacer el análisis, en las siguientes ventanas el usuario debe completar los siguientes parámetros:

- Escamas Minerales (*Mineral Scales*)
- Bloqueo por Finos (*Fine Blockage*)
- Escamas orgánicas (*Organic Scales*)
- Permeabilidad relativa (*Relative Permeability*)
- Daño Inducido (*Induced Damage*)
- Daño geomecánico (*Geomechanical damage*)

Escamas Minerales

Mineral Scales

Scale Index Of CaCO₃			<input checked="" type="checkbox"/> Available
Value:	Monitoring Date:	Comment:	
3.8	01/04/2019	Cortada 1	
p10 ^r	p80 ^r	Weight:	
0.6	8	0.2	
Scale Index Of BaSO₄			<input checked="" type="checkbox"/> Available
Value:	Monitoring Date:	Comment:	
2.3	01/04/2019	Cortada 1	
p10 ^r	p80 ^r	Weight:	
0.7	10	0.2	
Scale Index Of Iron Sulfate			<input checked="" type="checkbox"/> Available
Value:	Monitoring Date:	Comment:	
5.7	01/04/2019	Cortada 1	
p10 ^r	p80 ^r	Weight:	
0.05	5	0.2	
[Ca]: Calcium Concentration On Backflow Samples			<input checked="" type="checkbox"/> Available
Value:	Monitoring Date:	Comment:	
1400	01/04/2019	Cortada 1	
p10 ^r	p80 ^r	Weight:	
500	3000	0.2	
[Ba]: Barium Concentration On Backflow Samples			<input checked="" type="checkbox"/> Available
Value:	Monitoring Date:	Comment:	
8	01/04/2019	Cortada 1	
p10 ^r	p80 ^r	Weight:	
5.2	26	0.2	

Ilustración 81. Pestaña Mineral Scales

En la Ilustración 81 se pueden mirar las siguientes secciones:

- *Scale index of CaCO₃*: En esta sección aparecen las casillas donde se debe colocar respectivamente el valor del índice de escama de CaCO₃, fecha, comentario, dos casillas con los percentiles P10 y P90 calculados por defecto o que pueden ser modificados por el usuario y por último el peso que tiene esta variable, esta última opción se modifica con la opción *Available* que se encuentra en la parte superior derecha de la sección.
- *Scale index of BaSO₄*: En esta sección aparecen las casillas donde se debe colocar respectivamente el valor del índice de escama de BaSO₄, fecha, un comentario, dos casillas con los percentiles P10 y P90 calculados por defecto o que pueden ser modificados por el usuario y por último el peso que tiene esta variable, esta última opción se modifica con la opción *Available* que se encuentra en la parte superior derecha de la sección.
- *Scale index of iron scales*: En esta sección aparecen las casillas donde se debe colocar respectivamente el valor del índice de escamas férricas, fecha, un comentario, dos casillas con los percentiles P10 y P90 calculados por defecto o que pueden ser modificados por el usuario y por último el peso que tiene esta variable, esta última opción se modifica con la opción *Available* que se encuentra en la parte superior derecha de la sección.
- *[Ca]: Calcium concentration on Backflow samples*: En esta sección aparecen las casillas donde se debe colocar respectivamente el valor de la concentración de calcio en partes por millón (ppm), fecha, un comentario, dos casillas con los percentiles P10 y P90 calculados por defecto o que pueden ser modificados por el usuario y por último el peso que tiene esta variable, esta última opción se modifica con la opción *Available* que se encuentra en la parte superior derecha de la sección.
- *[Ba]: Barium concentration on Backflow samples*: En esta sección aparecen las casillas donde se debe colocar respectivamente el valor de la concentración de Ba en partes por millón (ppm), fecha, un comentario, dos casillas con los percentiles P10 y P90 calculados por defecto o que pueden ser modificados por el usuario y por último el peso que tiene esta variable, esta última opción se modifica con la opción *Available* que se encuentra en la parte superior derecha de la sección.

Finalmente aparecen los botones *cancel*, *Run*, *Save* y *back* que respectivamente cancelan, grafican, guardan los datos ingresados, o regresan a la anterior página.

Al dar clic en *Run* como se mencionó anteriormente aparecen varias gráficas de araña mostradas en la Ilustración 82, Ilustración 83 e Ilustración 84 donde está el diagrama de Caracterización de skin Promedio, el diagrama de caracterización estadística del skin y el de caracterización analítica del Skin, respectivamente; en la parte superior aparece la formación, el campo, el nombre del pozo y la fecha de estudio, además aparece en la parte superior derecha el botón para imprimir o descargar y en la parte inferior derecha aparecen los botones *Edit* que redirigirá a la pestaña de añadir escenario y el botón de color rojo *Cancel* para cancelar la operación.

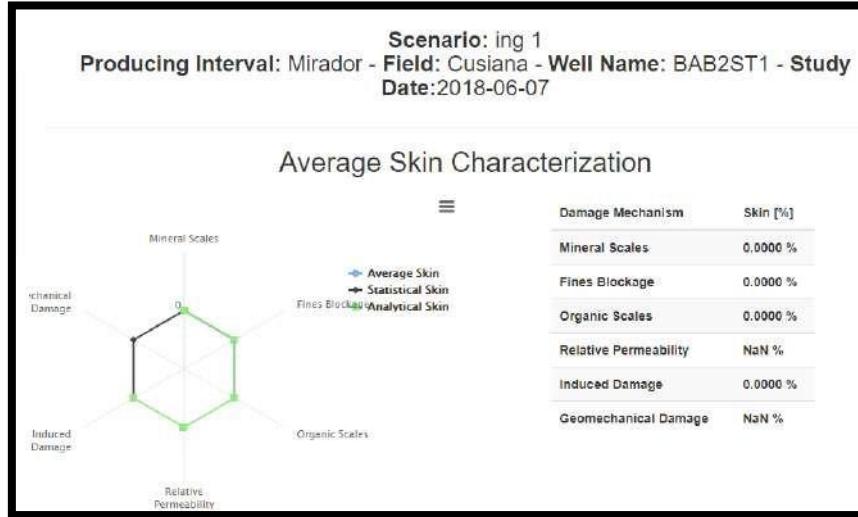


Ilustración 82. Diagrama de Caracterización de Skin Promedio

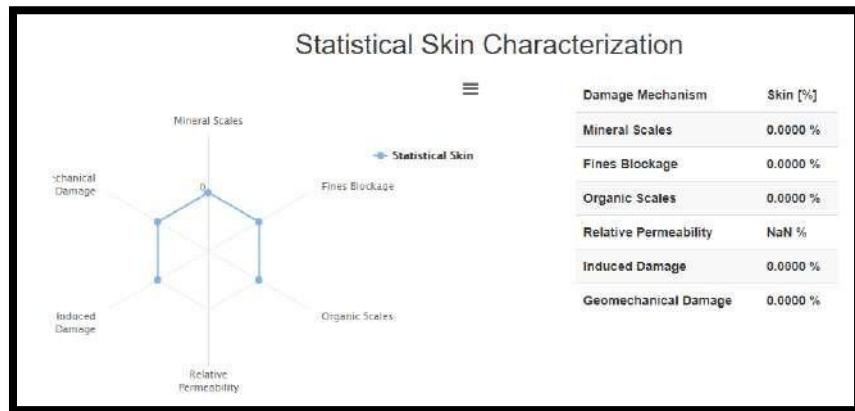


Ilustración 83. Diagrama de Caracterización estadística de Skin

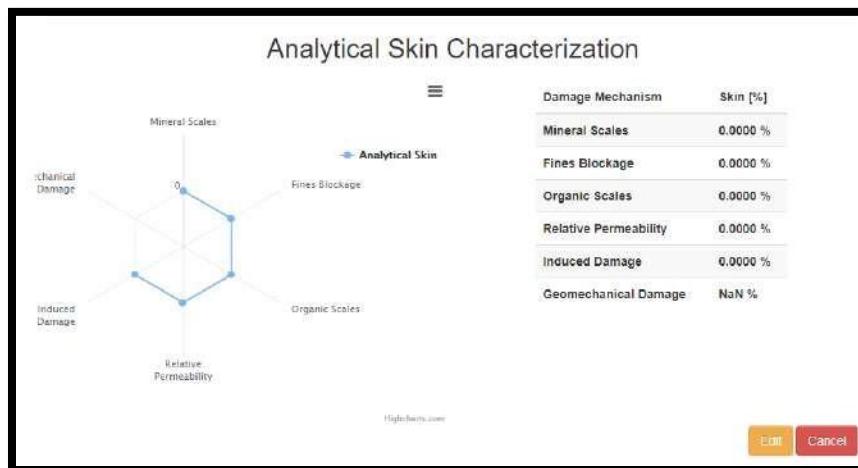


Ilustración 84. Diagrama de Caracterización Analítica de Skin

Bloqueo por Finos

Fine Blockage			
[Al]: Aluminum Concentration On Produced Water		Available	
Value*	Monitoring Date	Comment	
1.5	ppm	01/04/2019	Corrida 1
p10*	p80*	Weight	
0.5	2	0.2	
[Si]: Silicon Concentration On Produced Water		Available	
Value*	Monitoring Date	Comment	
20	ppm	01/04/2019	Corrida 1
p10*	p80*	Weight	
3	38.5	0.2	
Critical Radius Factor R _c		Available	
Value*	Monitoring Date	Comment	
7	ft	01/04/2019	Corrida 1
p10*	p80*	Weight	
1	10	0.2	
Mineralogic Factor		Available	
Value*	Monitoring Date	Comment	
0.7	ppm	01/04/2019	Corrida 1
p10*	p80*	Weight	
0.3	1	0.2	
Crushed Proppant Factor		Available	
Value*	Monitoring Date	Comment	
8000	lbs	dd/mm/aaaa	Corrida 1
p10*	p80*	Weight	
2000	20000	0.2	

Ilustración 85. Pestaña Fine Blockage

En esta pestaña se puede mirar las siguientes secciones:

- *Aluminum concentration on produced water [Al]*: En esta sección se observan 6 casillas donde se debe colocar respectivamente el valor de la concentración de aluminio en partes por millón (ppm), la fecha de monitoreo del dato, un comentario, dos casillas con los percentiles p10 y p90 calculados por defecto o que pueden ser modificados por el usuario y por último el peso que tiene esta variable, esta última opción se modifica con la opción *Available* que se encuentra en la parte superior derecha de la sección.
- *Silicon concentration on Produced Water [Si]*: Se encuentran 6 casillas donde se debe colocar respectivamente el valor de la concentración de sílice en partes por millón (ppm), la fecha del dato, un comentario, dos casillas con los percentiles p10 y p90 calculados por defecto o que pueden ser modificados por el usuario y por último el peso que tiene esta variable, esta última opción se modifica con la opción *Available* que se encuentra en la parte superior derecha de la sección.
- *Critical Radius factor Rc*: En esta sección hay 6 casillas donde se debe colocar respectivamente el valor del factor de radio crítico en pies (ft), la fecha del dato, un comentario, dos casillas con los percentiles p10 y p90 calculados por defecto o que pueden ser modificados por el usuario y por último el peso que tiene esta variable, esta última opción se modifica con la opción *Available* que se encuentra en la parte superior derecha de la sección.
- *Mineralogic factor*: el usuario debe ingresar el valor del factor mineralógico, la fecha del dato, un comentario, dos casillas con los percentiles p10 y p90 calculados por defecto o que pueden ser modificados por el usuario y por último el peso que tiene esta variable, esta última opción se modifica con la opción *Available* que se encuentra en la parte superior derecha de la sección.
- *Crushed proppant factor*: En esta sección aparecen 6 casillas donde se debe ingresar respectivamente el valor factor propante de aplastamiento en libras, la fecha del dato, un comentario, dos casillas con los percentiles p10 y p90 calculados por defecto o que pueden ser modificados por el usuario y por último el peso que tiene esta variable, esta última opción se modifica con la opción *Available* que se encuentra en la parte superior derecha de la sección.

Finalmente aparecen los botones *cancel*, *Run*, *Save* y *back* que respectivamente cancelan, grafican, guardan los datos ingresados, o se regresan a la anterior página.

Escamas Orgánicas

Al seleccionar Organic scales se muestra la siguiente sección:

Organic Scales						
CII Factor: Colloidal Instability Index						
<input type="checkbox"/> Value*	<input type="text" value="2.3"/>	<input type="checkbox"/> Monitoring Date	<input type="text" value="01/04/2019"/>	<input type="checkbox"/> Comment	<input type="text" value="Corrida 1"/>	
<input type="checkbox"/> p10*	<input type="text" value="1.5"/>	<input type="checkbox"/> p80*	<input type="text" value="8.5"/>	<input type="checkbox"/> Weight	<input type="text" value="0.25"/>	
Compositional Factor: Cumulative Gas Produced						
<input type="checkbox"/> Value*	<input type="text" value="129.72"/>	<input type="checkbox"/> mMMSCOF	<input type="checkbox"/> Monitoring Date	<input type="text" value="01/04/2019"/>	<input type="checkbox"/> Comment	<input type="text" value="Corrida 1"/>
<input type="checkbox"/> p10*	<input type="text" value="0"/>	<input type="checkbox"/> p80*	<input type="text" value="300"/>	<input type="checkbox"/> Weight	<input type="text" value="0.25"/>	
Pressure Factor: Number Of Days Below Saturation Pressure						
<input type="checkbox"/> Value*	<input type="text" value="750"/>	<input type="checkbox"/> Days	<input type="checkbox"/> Monitoring Date	<input type="text" value="01/04/2019"/>	<input type="checkbox"/> Comment	<input type="text" value="Corrida 1"/>
<input type="checkbox"/> p10*	<input type="text" value="300"/>	<input type="checkbox"/> p80*	<input type="text" value="20000"/>	<input type="checkbox"/> Weight	<input type="text" value="0.25"/>	
High Impact Factor: De Boer Criteria						
<input type="checkbox"/> Value*	<input type="text" value="0.1"/>	<input type="checkbox"/> Monitoring Date	<input type="text" value="01/04/2019"/>	<input type="checkbox"/> Comment	<input type="text" value="Corrida 1"/>	
<input type="checkbox"/> p10*	<input type="text" value="0"/>	<input type="checkbox"/> p80*	<input type="text" value="1"/>	<input type="checkbox"/> Weight	<input type="text" value="0.25"/>	
<input type="button" value="Save"/> <input type="button" value="Run"/> <input type="button" value="Cancel"/>						

Ilustración 86. Pestaña Organic Scales

En la Ilustración 86 se pueden observar las siguientes secciones:

- *Colloidal instability index*: Se debe ingresar el valor del índice de inestabilidad coloidal, la fecha de monitoreo del dato, un comentario, dos casillas con los percentiles P10 y P90 calculados por defecto o que pueden ser modificados por el usuario y por último el peso que tiene esta variable, esta última opción se modifica con la opción *Available* que se encuentra en la parte superior derecha de la sección.
- *Compositional factor: Cumulative gas produced*. Donde el usuario debe ingresar el valor del gas producido acumulado en millones de pies cúbicos estándar (MMSCF), la fecha del dato, un comentario, dos casillas con los percentiles P10 y P90 calculados por defecto o que pueden ser modificados por el usuario y por último el peso que tiene esta variable, esta última opción se modifica con la opción *Available* que se encuentra en la parte superior derecha de la sección.
- *Pressure factor: Number of days below saturation pressure*. En esta sección aparecen las casillas donde se debe colocar respectivamente el número de días donde la presión del yacimiento está por debajo de la presión de saturación, fecha, un comentario, dos casillas con los percentiles P10 y P90 calculados por defecto o que pueden ser modificados por el usuario y por último el peso que tiene esta variable, esta última opción se modifica con la opción *Available* que se encuentra en la parte superior derecha de la sección.
- *High impact factor: De boer criteria*. Se debe ingresar el criterio de Boer, fecha, un comentario, dos casillas con los percentiles P10 y P90 calculados por defecto o que pueden ser modificados por el usuario y por último el peso que tiene esta variable, esta última opción se modifica con la opción *Available* que se encuentra en la parte superior derecha de la sección.

Finalmente aparecen los botones *cancel*, *Run*, *Save* y *back* que respectivamente cancelan, grafican, guardan los datos ingresados, o se regresan a la anterior página.

Permeabilidad Relativa

Al seleccionar *Relative Permeability* se muestra la siguiente sección:

Relative Permeability

Value*	Monitoring Date	Comment	Available
750 days	01/04/2019	Corrida 1	<input checked="" type="checkbox"/>
p10*	p80*	Weight	<input type="checkbox"/>
300	20000	0.25	<input type="checkbox"/>

Value*	Monitoring Date	Comment	Available
493 psi	01/04/2019	Corrida 1	<input checked="" type="checkbox"/>
p10*	p80*	Weight	<input type="checkbox"/>
200	1600	0.25	<input type="checkbox"/>

Value*	Monitoring Date	Comment	Available
0.00138 Mibbl	01/04/2019	Corrida 1	<input checked="" type="checkbox"/>
p10*	p80*	Weight	<input type="checkbox"/>
1.003	3	0.25	<input type="checkbox"/>

Value*	Monitoring Date	Comment	Available
20	01/04/2019	Corrida 1	<input checked="" type="checkbox"/>
p10*	p80*	Weight	<input type="checkbox"/>
15	50	0.25	<input type="checkbox"/>

Save Run Cancel

Ilustración 87 .Pestaña Relative permeability.

En la Ilustración 87 se puede observar las siguientes secciones:

- *Number of days below Saturation Pressure*: En esta sección aparecen las casillas donde se debe colocar respectivamente número de días debajo de la presión de saturación, la fecha de monitoreo del dato, un comentario, dos casillas con los percentiles P10 y P90 calculados por defecto o que pueden ser modificados por el usuario y por último el peso que tiene esta variable, esta última opción se modifica con la opción *Available* que se encuentra en la parte superior derecha de la sección.
- *Delta pressure from saturation pressure*: En esta sección aparecen las casillas donde se debe colocar respectivamente el valor del delta de presión para la presión de saturación en libras por pulgada cuadrada (psi), fecha, un comentario, dos casillas con los percentiles P10 y P90 calculados por defecto o que pueden ser modificados por el usuario y por último el peso que tiene esta variable, esta última opción se modifica con la opción *Available* que se encuentra en la parte superior derecha de la sección.
- *Water Intrusion*: Cumulative Water produced: En esta sección aparecen las casillas donde se debe colocar respectivamente el valor de agua producida acumulada en millones de barriles (MMbbl), fecha, un comentario, dos casillas con los percentiles P10 y P90 calculados por defecto o que pueden ser modificados por el usuario y por último el peso que tiene esta variable, esta última opción se modifica con la opción *Available* que se encuentra en la parte superior derecha de la sección.
- *High impact factor*: Pore size diameter approximation by Katz and Thompson correlation: En esta sección aparecen las casillas donde se debe colocar respectivamente el valor de aproximación del diámetro de poro por la correlación de Katz y Thompson, fecha, un comentario, dos casillas con los percentiles P10 y P90 calculados por defecto o que pueden ser modificados por el usuario y por último el peso que tiene esta variable, esta última opción se modifica con la opción *Available* que se encuentra en la parte superior derecha de la sección.

Finalmente aparecen los botones *cancel*, *Run*, *Save* y *back* que respectivamente cancelan, grafican, guardan los datos ingresados, o se regresan a la anterior página.

Daño Inducido

Al seleccionar *Induced Damage* se muestra la siguiente sección:

Induced Damage		
	Invasion Radius	<input checked="" type="checkbox"/> Available
Value*	Monitoring Date	Comment
3	01/04/2019	Corrida 1
p10*	p90*	Weight
1	100	0.25
	Polymer Damage Factor	<input checked="" type="checkbox"/> Available
Value*	Monitoring Date	Comment
2000	01/04/2019	Corrida 1
p10*	p90*	Weight
240	4000	0.25
	Induced Skin	<input checked="" type="checkbox"/> Available
Value*	Monitoring Date	Comment
5	01/04/2019	Corrida 1
p10*	p90*	Weight
2	10	0.25
	Mud Damage Factor: Mud Losses	<input checked="" type="checkbox"/> Available
Value*	Monitoring Date	Comment
150	01/04/2019	Corrida 1
p10*	p90*	Weight
50	500	0.25
<input type="button" value="Save"/> <input type="button" value="Run"/> <input type="button" value="Cancel"/>		

Ilustración 88. Pestaña Induce Damage

En la Ilustración 88 se pueden observar las siguientes secciones:

- *Invasión radius*: En esta sección aparecen las casillas donde se debe colocar respectivamente el radio de invasión en pies (ft), fecha, un comentario, dos casillas con los percentiles P10 y P90 calculados por defecto o que pueden ser modificados por el usuario y por último el peso que tiene esta variable, esta última opción se modifica con la opción *Available* que se encuentra en la parte superior derecha de la sección.
- *Polymer damage factor*: En esta sección aparecen las casillas donde se debe colocar respectivamente el factor del daño por polímeros en libras (lbs), fecha, un comentario, dos casillas con los percentiles P10 y P90 calculados por defecto o que pueden ser modificados por el usuario y por último el peso que tiene esta variable, esta última opción se modifica con la opción *Available* que se encuentra en la parte superior derecha de la sección.
- *Induced skin*: En esta sección aparecen las casillas donde se debe colocar respectivamente el valor del skin, fecha, un comentario, dos casillas con los percentiles P10 y P90 calculados por defecto o que pueden ser modificados por el usuario y por último el peso que tiene esta variable, esta última opción se modifica con la opción *Available* que se encuentra en la parte superior derecha de la sección.
- *Mud damage factor: Mud Losses*: En esta sección aparecen las casillas donde se debe colocar respectivamente el valor de las pérdidas de lodo en barriles, la fecha del dato, un comentario, dos casillas con los percentiles P10 y P90 calculados por defecto o que pueden ser modificados por el usuario y por último el peso que tiene esta variable, esta última opción se modifica con la opción *Available* que se encuentra en la parte superior derecha de la sección.

Finalmente aparecen los botones *cancel*, *Run*, *Save* y *back* que respectivamente cancelan, grafican, guardan los datos ingresados, o se regresan a la anterior página.

Daño Geomecánico

Al seleccionar Geomechanical Damage se muestra la siguiente sección:

Geomechanical Damage			
<input type="checkbox"/> Fraction Of NetPay Exhibiting Natural Fractures <input checked="" type="radio"/> Available			
Value*	Monitoring Date	Comment	
3	01/04/2019	Corrida:1	
p10*	p90*	Weight	
1	7	0.25	
<input type="checkbox"/> Drawdown <input checked="" type="radio"/> Available			
Value*	Monitoring Date	Comment	
2000	01/04/2019	Corrida:1	
p10*	p90*	Weight	
1000	3000	0.25	
<input type="checkbox"/> Ratio Of KH + Fracture / KH <input checked="" type="radio"/> Available			
Value*	Monitoring Date	Comment	
0.1	01/04/2019	Corrida:1	
p10*	p90*	Weight	
0	1	0.25	
<input type="checkbox"/> Geomechanical Damage Expressed As Fraction Of Base Permeability At BHFP <input checked="" type="radio"/> Available			
Value*	Monitoring Date	Comment	
0.1	01/04/2019	Corrida:1	
p10*	p90*	Weight	
0	1	0.25	
<input type="button" value="Save"/> <input type="button" value="Run"/> <input type="button" value="Cancel"/>			

Ilustración 89. Pestaña Geomechanical damage

En esta pestaña se puede mirar las siguientes secciones:

- *Fraction of Netpay Exhibiting Natural Fractures*: En esta sección aparecen las casillas donde se debe poner en fracción el espesor productor con fracturas naturales, la fecha de monitoreo del dato, un comentario, dos casillas con los percentiles P10 y P90 calculados por defecto o que pueden ser modificados por el usuario y por último el peso que tiene esta variable, esta última opción se modifica con la opción *Available* que se encuentra en la parte superior derecha de la sección.
- *Drawdown*: En esta sección aparecen las casillas donde se debe colocar la caída de presión en (psi) la fecha del dato, un comentario, dos casillas con los percentiles P0 y P90 calculados por defecto o que pueden ser modificados por el usuario y por último el peso que tiene esta variable, esta última opción se modifica con la opción *Available* que se encuentra en la parte superior derecha de la sección.
- *Ratio of KH + fracture / KH*: En esta sección aparecen las casillas donde se debe colocar respectivamente el valor del skin, la fecha del dato, un comentario, dos casillas con los percentiles P10 y P90 calculados por defecto o que pueden ser modificados por el usuario y por último el peso que tiene esta variable, esta última opción se modifica con la opción *Available* que se encuentra en la parte superior derecha de la sección.
- *Geomechanical damage expressed as fraction of base permeability at BHFP*: En esta sección aparecen las casillas donde se debe colocar respectivamente el valor de las pérdidas de lodo en barriles, la fecha del dato, un comentario, dos casillas con los percentiles P10 y P90 calculados por defecto o que pueden ser modificados por el usuario y por último el peso que tiene esta variable, esta última opción se modifica con la opción *Available* que se encuentra en la parte superior derecha de la sección.

Finalmente aparecen los botones *cancel*, *Run*, *Save* y *back* que respectivamente cancelan, grafican, guardan los datos ingresados, o permiten regresar a la anterior página.

Opciones para los parámetros

Cada una de las partes de esta sección cuenta con las opciones de visualización gráfica, ubicada en la parte izquierda del nombre como se muestran en la Ilustración 96.



Ilustración 90. Botones *Historic data*, *Frequency data*, *percentiles* y *georreference*

A continuación, se describe la función de estas opciones de visualización gráfica:

➤ **Datos Históricos** 

Al ingresar en esta opción se abrirá una nueva pestaña en el navegador como se observa en la Ilustración 91.

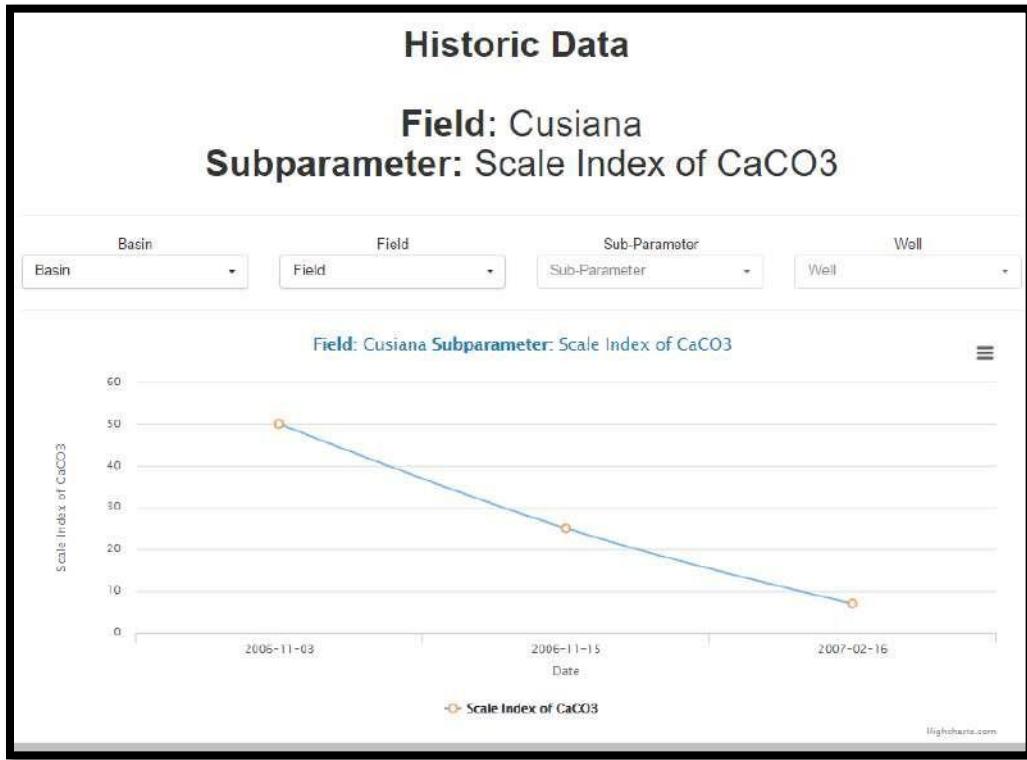


Ilustración 91. Pestaña Historic data.

En esta aparecerá en la parte superior el título datos históricos (*Historic Data*), el campo (*Field*) y el subparametro elegido, además se muestran las casillas de Cuenca (*Basin*), campo (*Field*), sub- parámetro (*Sub-Parameter*) y pozo (*Well*) respectivamente, cada una cuenta con un menú desplegable donde se puede elegir la opción deseada o escribirla para buscarla en la lista, es importante completar las casillas en el orden mencionado para que aparezcan los datos en las demás casillas, finalmente aparece el grafico de datos históricos, en este se puede mover el cursor sobre la línea del grafico para que muestre el valor exacto del sub-parámetro que se ha graficado.

En la parte superior derecha de este gráfico, se tiene como opción un nuevo  que al dar icono clic desplegará un menú que se muestra en la Ilustración 92:

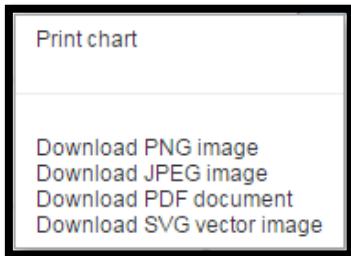


Ilustración 92. Formatos de descarga

Este menú presenta la opción de imprimir el grafico en *Print chart* y además aparecen cuatro opciones de descarga en formato PNG, JPG, PDF y formato SVG vector.

➤ Distribución de frecuencia de datos históricos e información general

Al ingresar en esta opción se abrirá una nueva pestaña en el navegador como se observa en la Ilustración 93.

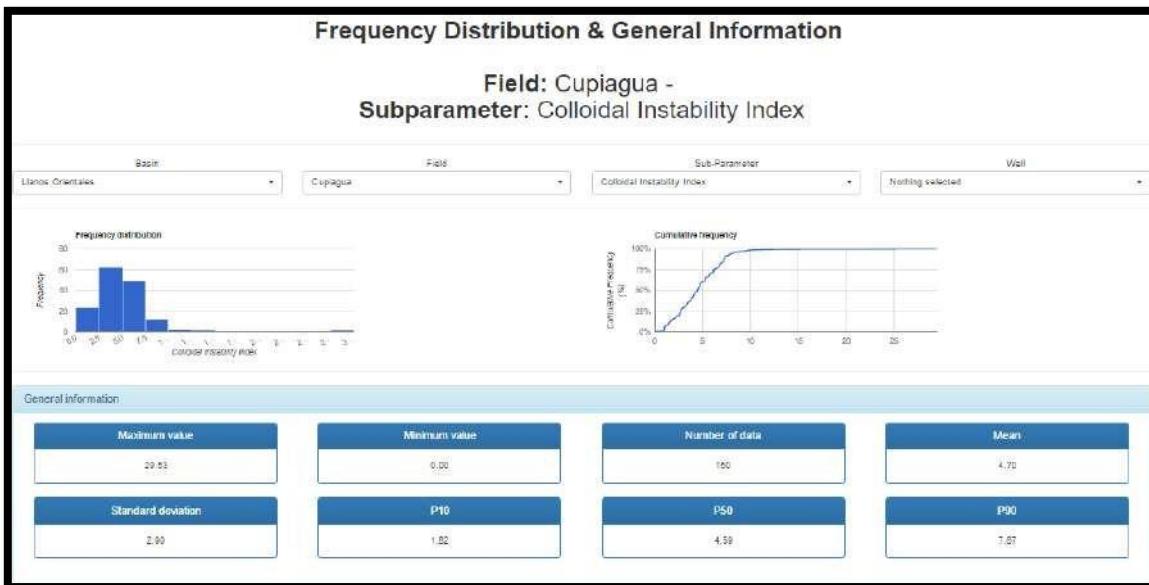


Ilustración 93. Pestaña Frequency Distribution and general information

En la Ilustración 93 se puede observar en la parte superior el título *Frequency Distribution and General information* así como el campo y el subparametro elegido, además se muestran las casillas Cuenca (*Basin*), campo (*Field*), sub-parámetro (*Sub-parameter*) y pozo (*well*) respectivamente, cada una cuenta con un menú desplegable donde se puede elegir la opción deseada o escribirla para buscarla en la lista, es importante completar las casillas en el orden mencionado para que aparezcan datos en las demás casillas. Finalmente aparecen dos gráficas, a la izquierda se encuentra la distribución de frecuencias, y a la derecha la gráfica de frecuencia acumulada, finalmente se

encuentra información general donde se puede ver el máximo valor, el mínimo valor, el número de datos, la media, la desviación estándar y tres percentiles P10, P50 y P90 respectivamente.

➤ Percentiles

Al seleccionar este nuevo ícono se desplegará una información como se muestra en la Ilustración 94, donde se muestra el valor de los percentiles P10, P50 y P90.

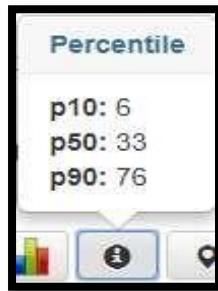


Ilustración 94. Botón Percentile

➤ Georreferenciación

Esta opción redirecciona a la página de georreferenciación, en esta se debe seleccionar la cuenca (*Basin*), el campo (*Field*), mecanismo de daño (*Damage Mechanisms*), los subparámetros: variable de daño (*Damage Variable*) y la configuración del daño (*Damage Configuration*). Como se observa en la Ilustración 95. Para más información ver Georreference en *Manual de Usuario Aplicativo IFDM* que se encuentra disponible en la

sección *Help*.

Ilustración 95. Pantalla Inicial de Georreference

4.5.1.3 Creación de Variables de Daño

Otra forma de obtener resultados de análisis estadístico multiparamétrico es ingresando las variables de daño desde el menú *Database* de IFDM: ingresando a *DattaBase/ Add Data/Damage Variables*, ver Ilustración 96.

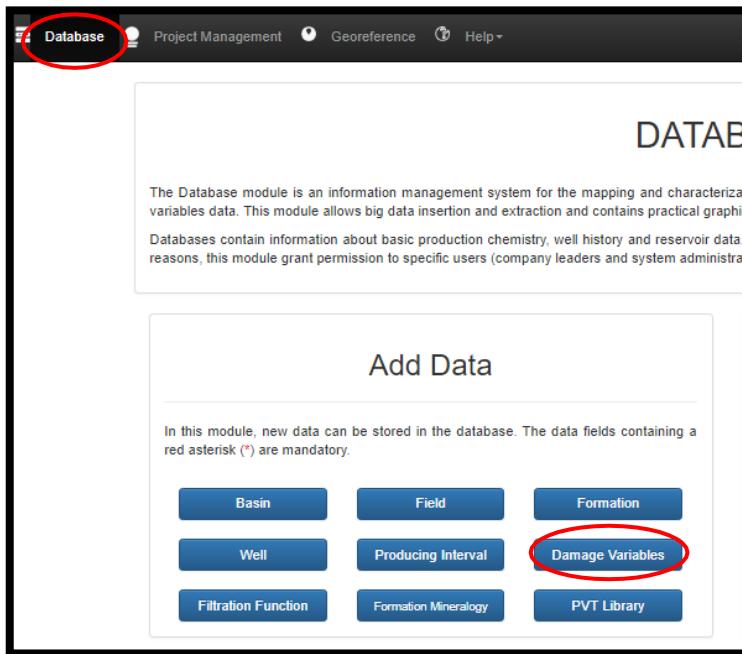


Ilustración 96. Ruta de acceso a creación de variables de daño

En *Add Damage Variables* el usuario debe seleccionar la cuenca (*Basin*), campo (*field*) y pozo (*well*) de una lista desplegable con datos previamente ingresados en la plataforma.

The screenshot shows the 'Add Damage Variables' dialog box. At the top, there are three dropdown menus labeled 'Basin', 'Field', and 'Well', each showing 'Nothing selected'. Below these, there is a 'Parameters' button with a dropdown arrow. Underneath is a section titled 'Mineral scales'. At the bottom, there is a section titled 'Scale Index Of CaCO3' with three input fields: 'Value' (containing a minus sign), 'Monitoring Date' (containing 'dd/mm/aaaa'), and 'Comment'.

Ilustración 97. Interfaz creación de variables de daño

Esta ventana se divide en los diferentes parámetros de daño (ya vistos en la sección 5.2), el que aparece por defecto es *Mineral scales*, para cambiar el parámetro se debe hacer clic en la flecha ubicada en la parte derecha del botón *parameters* y aparecerá un menú desplegable donde se escogerá el parámetro que se desea completar como se observa en la Ilustración 98.

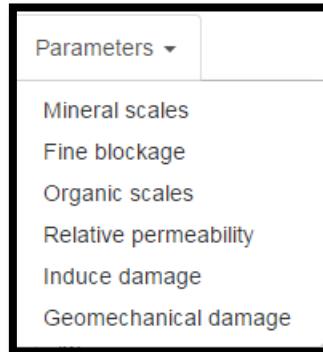


Ilustración 98. Menú desplegable botón parameters.

Aquí se puede escoger entre los 6 diferentes parámetros de daño, como ya se había mencionado en la sección 5.2: *Mineral scales*, *Fine blockage*, *Organic scales*, *Relative permeability*, *Induce damage* y *Geomechanical damage*. Así el usuario puede ingresar los datos de los parámetros usando esta sección, donde en la parte inferior derecha siempre aparecen los botones *cancel*, *plot* y *save* que sirven para cancelar la creación del escenario, graficar la araña del parámetro seleccionado o guardar los datos respectivamente. Una vez guardado el ingreso de los parámetros, el usuario se puede dirigir a la creación de un escenario con análisis multiparamétrico estadístico y primero seleccionar la cuenca y campo a los que le creó parámetros en *Add Damage Variable* y automáticamente la plataforma exportará los datos. Así, basta con correr el módulo para obtener los resultados estadísticos de daño.

4.5.1.4 Casos de Estudio

Con el fin de validar el ingreso de datos y los resultados obtenidos, se han ingresado a la plataforma 3 casos de estudio correspondientes a este módulo, así se detallan a continuación:

4.5.1.4.1 Caso de Estudio 1

4.5.1.4.1.1 Datos de Ingreso

La información disponible para crear el caso de estudio de este escenario es:

- **Datos del escenario**

Nombre del Proyecto: MP Ejemplo

Escenario (Scenario Name)	Cuenca (Basin)	Campo (Field)
Corrida 1	M	N
Intervalo Productor (Producing Interval)	Pozo (Well)	Tipo de Análisis (Type)
P1	W	Multiparametric Analysis Statistical

Tabla 1. Datos de escenario - Caso 1

- **Datos estadísticos (Statistical Database)**

Selección de Cuenca y Campos a los que se le desea hacer el análisis.

Cuenca (Basin)	Campo (Field)
M	N

Tabla 2. Datos iniciales de base de datos – Caso 1

- **Datos de daño por Escamas Minerales (*Mineral Scales*)**

Indic e (<i>Scal e Index</i>)	Valor (Value)	Fecha (Monitorin g date)	Comentari o (Comment)	P10	P80	Peso (Weight)
CaCo3	3.8	01/04/2019	Corrida 1	0.6	8	0.2
Baso4	2.3	01/04/2019	Corrida 1	0.7	10	0.2
Iron Scales	5.7	01/04/2019	Corrida 1	0.005	6	0.2
Ca	1400 [ppm]	01/04/2019	Corrida 1	500	3000	0.2
Ba	8 [ppm]	01/04/2019	Corrida 1	5.2	26	0.2

Tabla 3. Datos de daño por escamas minerales – Caso 1

- **Información de daño por Bloqueo por Finos (*Fines Blockage*)**

Indic e (<i>Scal e Index</i>)	Valor (Value)	Fecha (Monitorin g date)	Comentari o (Comment)	P10	P80	Peso (Weight)
Al	1.5 [ppm]	01/04/2019	Corrida 1	0.5	2	0.2
Si	20 [ppm]	01/04/2019	Corrida 1	3	38.5	0.2
Factor Rc	7 [ft]	01/04/2019	Corrida 1	1	10	0.2
Mineralogi c factor	0.7	01/04/2019	Corrida 1	0.3	1	0.2
Crushe d Proppa nt Factor	8000 [lbs]	01/04/2019	Corrida 1	2000	20000	0.2

Tabla 4. Datos de daño por bloqueo por finos – Caso 1

- **Información de daño por Escamas Orgánicas (*Organic Scales*)**

Factor	Valor (Value) [ppm]	Fecha (Monitorin g date)	Comentari o (Comment)	P10	P80	Peso (Weight)
CII	2.3	01/04/2019	Corrida 1	1.5	6.5	0.25
Composition al Factor	129.72 [mMMSCF]	01/04/2019	Corrida 1	0	300	0.25
Pressure Factor	750 [days]	01/04/2019	Corrida 1	300	20000	0.25
High Impact Factor	0	01/04/2019	Corrida 1	0	0	0.25

Tabla 5. Datos de daño por escamas minerales – Caso 1

- **Datos de Permeabilidad Relativa (*Relative Permeability*)**

	Valor (Value)	Fecha (Monitoring date)	Comentari o (Comment)	P10	P80	Peso (Weight)
Number of days below saturation pressure	750 [days]	01/04/2019	Corrida 1	300	2000	0.25
Delta Pressure From Saturation Pressure	493 [psi]	01/04/2019	Corrida 1	200	1600	0.25
Water Intrusion:	0.00138 [MMBbl]	01/04/2019	Corrida 1	0.001	3	0.25
High Impact Factor	20	01/04/2019	Corrida 1	15	50	0.25

Tabla 6. Datos de permeabilidad relativa - Caso 1

- **Datos de daño inducido (*Induced Damage*)**

	Valor (Value)	Fecha (Monitoring date)	Comentari o (Comment)	P10	P80	Peso (Weight)
Invasion Radius	3 [ft]	01/04/2019	Corrida 1	1	100	0.25
Polymer Damage Factor	2000	01/04/2019	Corrida 1	240	4000	0.25
Induced Skin	5	01/04/2019	Corrida 1	2	10	0.25
Mud Damage Factor	150 [bbl]	01/04/2019	Corrida 1	50	500	0.25

Tabla 7. Datos de daño por escamas minerales – Caso 1

- **Datos de daño Geomecánico (*Geomechanical Damage*)**

	Valor (Value)	Fecha (Monitoring date)	Comentari o (Comment)	P10	P80	Peso (Weight)
Natural Fractures Index	3	01/04/2019	Corrida 1	1	7	0.25
Drawdown	2000 [psi]	01/04/2019	Corrida 1	1000	3000	0.25

Ratio Of KH + Fracture / KH	0	01/04/2019	Corrida 1	0	0	0.25
Geomechanical Damage	0	01/04/2019	Corrida 1	0	0	0.25

Tabla 8. Datos de daño geomecánico – Caso 1

4.5.1.4.1.2 Metodología.

El proceso de ingreso de datos comienza seleccionando el tipo de escenario que se va a desarrollar, en este caso **Multiparametric Analysis Statistical**. A continuación, se completa la información del escenario con los datos que se tiene. Se ingresó la información del escenario: seleccionando la Cuenca, Campo, Intervalo productor, Pozo y Proyecto al que pertenece el escenario, se tiene en cuenta que esta información se creó con antelación en el módulo, por tanto, son datos que se seleccionan de la base de datos del aplicativo. Al finalizar el ingreso de estos datos se da clic en el botón azul Save.

Scenario

Type*

Multiparametric Analysis

Duplicate from... Scenario

Project Name* MP Ejemplo

Study Date (DD/MM/YY)* 09/05/2019

Scenario Name* Corrida 1

Description* Verificación de la Herramienta

Basin* M

Field* N

Well* W

Producing Interval* P1

Ilustración 99. Ingreso del escenario – Caso 1

En este punto el aplicativo abre la siguiente interface donde se elige la cuenca M y campo N:

Scenario: Caso 1

Basin: M - Field: N - Producing interval: P1 - Well: W

User: Cristina Caro

Statistical Database Mineral Scale Fine Blockage Organic Scales Relative Permeability

Induced Damage Geomechanical Damage

Colombia

Basin M

Field N

Ilustración 100. Escenario e Ingreso de Información por Mecanismo de Daño – Caso 1

Se procede a ingresar la data por mecanismo de daño, sus percentiles y peso de cada variable:

The screenshot shows a software window titled "Mineral Scales" with four distinct data entry sections, each with icons for edit, delete, and search.

- Section 1: Scale Index Of CaCO₃**

Value*	Monitoring Date	Comment
3.5	01/04/2019	Corrida 1
p10*	p80*	Weight
0.5	8	0.2
- Section 2: Scale Index Of BaSO₄**

Value*	Monitoring Date	Comment
2.3	01/04/2019	Corrida 1
p10*	p80*	Weight
0.7	10	0.2
- Section 3: Scale Index Of Iron Scales**

Value*	Monitoring Date	Comment
5.7	01/04/2019	Corrida 1
p10*	p80*	Weight
-0.05	6	0.2
- Section 4: [Ca]: Calcium Concentration On Backflow Samples**

Value*	Monitoring Date	Comment
1400 ppm	01/04/2019	Corrida 1
p10*	p80*	Weight
500	3000	0.2

Ilustración 101. Ingreso de Informacion de Mineral Scale – Caso 1

Fine Blockage

[AI]: Aluminum Concentration On Produced Water			<input checked="" type="checkbox"/> Available
Value*	Monitoring Date	Comment	
1.5 ppm	01/04/2015	Corrida 1	
p10*	p80*	Weight	
0.5	2	0.2	

[Al]: Silicon Concentration On Produced Water			<input checked="" type="checkbox"/> Available
Value*	Monitoring Date	Comment	
20 ppm	01/04/2015	Corrida 1	
p10*	p80*	Weight	
3	38.8	0.2	

Critical Radius Factor R _c			<input checked="" type="checkbox"/> Available
Value*	Monitoring Date	Comment	
7	01/04/2015	Corrida 1	
p10*	p80*	Weight	
1	10	0.2	

Mineralogic Factor			<input checked="" type="checkbox"/> Available
Value*	Monitoring Date	Comment	
0.7	01/04/2015	Corrida 1	
p10*	p80*	Weight	
0.3	1	0.2	

Ilustración 102. Ingreso de Información de Fine Blockage – Caso 1

Organic Scales

CII Factor: Colloidal Instability Index		# Available
Value*	Monitoring Date	Comment
2.3	01/04/2013	Corrida 1
p10*	p90*	Weight
1.5	65	0.25

Compositional Factor: Cumulative Gas Produced		# Available	
Value*	Monitoring Date	Comment	
129.72	MMSCOF	01/04/2013	Corrida 1
p10*	p90*	Weight	
0	300	0.25	

Pressure Factor: Number Of Days Below Saturation Pressure		# Available	
Value*	Monitoring Date	Comment	
750	Days	01/04/2013	Corrida 1
p10*	p90*	Weight	
300	20000	0.25	

High Impact Factor: De Boer Criteria		# Available
Value*	Monitoring Date	Comment
0	01/04/2013	Corrida 1
p10*	p90*	Weight
0	0	0.25

Ilustración 103. Ingreso de Informacion de Organic Scale – Caso 1

Induced Damage		
Invasion Radius		
<input type="checkbox"/> Value*	<input type="checkbox"/> Monitoring Date	<input type="checkbox"/> Comment
3	01/04/2019	Corrida 1
<input type="checkbox"/> p10*	<input type="checkbox"/> p80*	<input type="checkbox"/> Weight
1	100	0.25
Polymer Damage Factor		
<input type="checkbox"/> Value*	<input type="checkbox"/> Monitoring Date	<input type="checkbox"/> Comment
2000	01/04/2019	Corrida 1
<input type="checkbox"/> p10*	<input type="checkbox"/> p80*	<input type="checkbox"/> Weight
240	4000	0.25
Induced Skin		
<input type="checkbox"/> Value*	<input type="checkbox"/> Monitoring Date	<input type="checkbox"/> Comment
5	01/04/2019	Corrida 1
<input type="checkbox"/> p10*	<input type="checkbox"/> p80*	<input type="checkbox"/> Weight
2	10	0.25
Mud Damage Factor: Mud Losses		
<input type="checkbox"/> Value*	<input type="checkbox"/> Monitoring Date	<input type="checkbox"/> Comment
150	001	Corrida 1
<input type="checkbox"/> p10*	<input type="checkbox"/> p80*	<input type="checkbox"/> Weight
50	500	0.25

Ilustración 104. Ingreso de Información de Induced Damage – Caso 1

Geomechanical Damage		
Fraction Of NetPay Exhibiting Natural Fractures		<input checked="" type="checkbox"/> Available
Value*	Monitoring Date	Comment
3	01/04/2015	Corrida 1
p10*	p80*	Weight
1	7	0.25
Drawdown		<input checked="" type="checkbox"/> Available
Value*	Monitoring Date	Comment
2000	psi	01/04/2015
p10*	p80*	Weight
1000	3000	0.25
Ratio Of KH + Fracture / KH		<input checked="" type="checkbox"/> Available
Value*	Monitoring Date	Comment
0	01/04/2015	Corrida 1
p10*	p80*	Weight
0	0	0.25
Geomechanical Damage Expressed As Fraction Of Base Permeability At BHFP		<input checked="" type="checkbox"/> Available
Value*	Monitoring Date	Comment
0	01/04/2015	Corrida 1
p10*	p80*	Weight
0	0	0.25

Ilustración 105. Ingreso de Información de Geomechanical Damage – Caso 1

Al ingresar todos los datos se procede a correr el programa (*Run*) y obtener los resultados.

4.5.1.4.1.3 Resultados

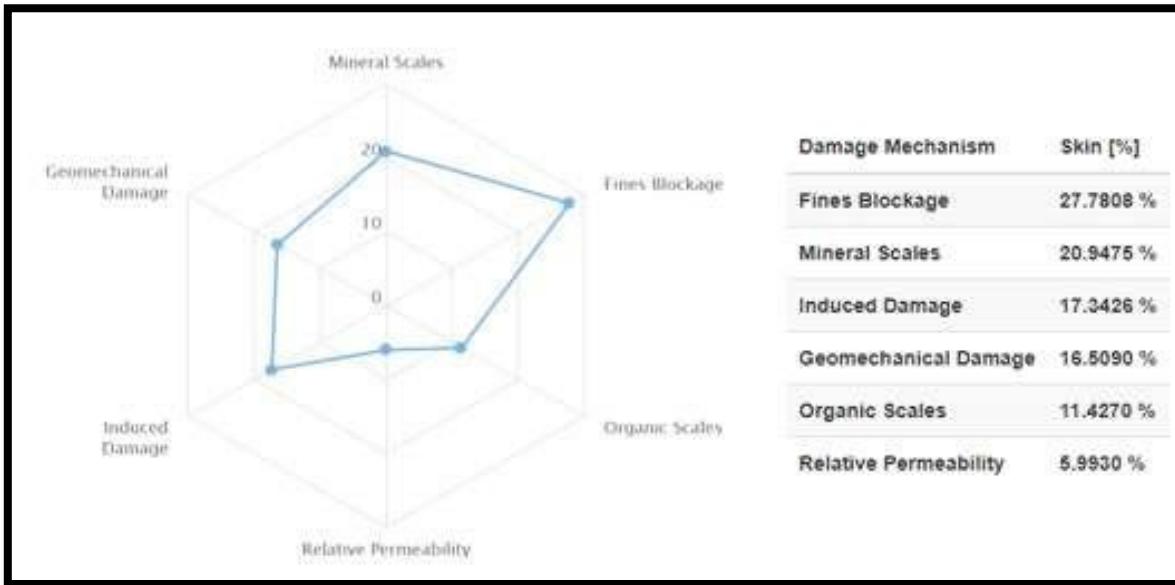


Ilustración 106. Discretización de Daño - Caso 1

4.5.1.4.2 Caso de Estudio 2

4.5.1.4.2.1 Datos de Ingreso

La información disponible para crear el caso de estudio de este escenario es:

- Datos del escenario**

Nombre del Proyecto: MP Ejemplo

Escenario (Scenario Name)	Cuenca (Basin)	Campo (Field)
Corrida 2	M	N
Intervalo Productor (Producing Interval)	Pozo (Well)	Tipo de Análisis (Type)
P1	W	Multiparametric Analysis Statistical

Tabla 9. Datos del escenario - Caso 2

- Datos de Base de datos estadísticos (Statistical Database)**

Selección de Cuenca y Campos a los que se le desea hacer el análisis.

Cuenca (Basin)	Campo (Field)
M	N

Tabla 10. Datos iniciales de base de datos – Caso 2

- **Datos de daño por Escamas Minerales (*Mineral Scales*)**

Indic e (Scal e Index)	Valor (Value)	Fecha (Monitorin g date)	Comentari o (Comment)	P10	P80	Peso (Weight)
CaCo3	5	15/04/2019	Reporte 2	0.6	8	0.2
Baso4	3	15/04/2019	Reporte 2	0.7	10	0.2
Iron Scales	4.2	15/04/2019	Reporte 2	0.5	6	0.2
Ca	2200 [ppm]	15/04/2019	Reporte 2	500	3000	0.2
Ba	16 [ppm]	15/04/2019	Reporte 2	5.2	26	0.2

Tabla 11. Datos de daño por escamas minerales – Caso 2

- **Información de daño por Bloqueo por Finos (*Fines Blockage*)**

Indic e (Scal e Index)	Valor (Value)	Fecha (Monitorin g date)	Comentari o (Comment)	P10	P80	Peso (Weight)
Al	1 [ppm]	15/04/2019	Reporte 2	0.5	2	0.2
Si	25 [ppm]	15/04/2019	Reporte 2	3	40.5	0.2
Factor Rc	4 [ft]	15/04/2019	Reporte 2	1	10	0.2
Mineralogi c factor	0.5	15/04/2019	Reporte 2	0.3	1	0.2
Crushe d Proppa nt Factor	4000 [lbs]	15/04/2019	Reporte 2	1000	14000	0.2

Tabla 12. Datos de daño por bloqueo por finos – Caso 2

- **Información de daño por Escamas Orgánicas (*Organic Scales*)**

Factor	Valor (Value) [ppm]	Fecha (Monitorin g date)	Comentari o (Comment)	P10	P80	Peso (Weight)
CII	4.7	15/04/2019	Reporte 2	1.5	6.5	0.25
Composition al Factor	291.27 [mMMSCF]	15/04/2019	Reporte 2	0	300	0.25

Pressure Factor	5000 [days]	15/04/2019	Reporte 2	300	20000	0.25
High Impact Factor	2190	15/04/2019	Reporte 2	1500	3300	0.25

Tabla 13. Datos de daño por escamas minerales – Caso 2

- **Datos de Permeabilidad Relativa (*Relative Permeability*)**

	Valor (Value)	Fecha (Monitoring date)	Comentari o (Comment)	P10	P80	Peso (Weight)
Number of days below saturation pressure	500 [days]	15/04/2019	Reporte 2	300	2000	0.25
Delta Pressure From Saturation Pressure	1200 [psi]	15/04/2019	Reporte 2	200	1600	0.25
Water Intrusion:	1 [MMBbl]	15/04/2019	Reporte 2	0.001	3	0.25
High Impact Factor	30	15/04/2019	Reporte 2	15	50	0.25

Tabla 14. Datos de permeabilidad relativa - Caso 2

- **Datos de daño inducido (*Induced Damage*)**

	Valor (Value)	Fecha (Monitoring date)	Comentari o (Comment)	P10	P80	Peso (Weight)
Invasion Radius	40 [ft]	15/04/2019	Reporte 2	3	100	0.25
Polymers Damage Factor	3250	15/04/2019	Reporte 2	240	4000	0.25
Induced Skin	8	15/04/2019	Reporte 2	2	10	0.25
Mud Damage Factor	350 [bbl]	15/04/2019	Reporte 2	50	500	0.25

Tabla 15. Datos de daño por escamas minerales – Caso 2

- **Datos de daño Geomecánico (Geomechanical Damage)**

	Valor (Value))	Fecha (Monitorin g date)	Comentari o (Comment)	P10	P80	Peso (Weight)
Natural Fractures Index	0.3	15/04/2019	Reporte 2	0.1	0.8	0.25
Drawdown	3500 [psi]	15/04/2019	Reporte 2	1200	5900	0.25
Ratio Of KH + Fracture / KH	1	15/04/2019	Reporte 2	1	30	0.25
Geomechani cal Damage	0.2	15/04/2019	Reporte 2	0.1	1	0.25

Tabla 16. Datos de daño geomecánico – Caso 2

4.5.1.4.2.2 Metodología.

El proceso de ingreso de datos comienza seleccionando el tipo de escenario que se va a desarrollar, en este caso **Multiparametric Analysis Statistical**. A continuación, se completa la información del escenario con los datos que se tiene. Se ingresó la información del escenario: seleccionando la Cuenca, Campo, Intervalo productor, Pozo y Proyecto al que pertenece el escenario, se tiene en cuenta que esta información se creó con antelación en el módulo, por tanto, son datos que se seleccionan de la base de datos del aplicativo. Al finalizar el ingreso de estos datos se da clic en el botón azul Save.

Ilustración 107. Ingreso del escenario – Caso 2

En este punto el aplicativo redirecciona a la siguiente interface donde se elige la cuenca M y campo N:

Scenario: Caso 1
Basin: M - Field: N - Producing interval: P1 - Well: W
User: Cristina Caro

Statistical Database Mineral Scale Fine Blockage Organic Scales Relative Permeability

Induced Damage Geomechanical Damage

Colombia Basin: Field:

Calculate **Cancel**

Ilustración 108. Escenario e Ingreso de Información por Mecanismo de Daño – Caso 2

Se procede a ingresar la data por mecanismo de daño, sus percentiles y peso de cada variable:

Mineral Scales

Scale Index Of CaCO ₃			Available
Value*	Monitoring Date	Comment	<input checked="" type="checkbox"/>
5	15/04/2019	Reporte 2	
p10*	p80*	Weight:	
0.6	8	0.2	

Scale Index Of BaSO ₄			Available
Value*	Monitoring Date	Comment	<input checked="" type="checkbox"/>
3	15/04/2019	Reporte 2	
p10*	p80*	Weight:	
0.7	10	0.2	

Scale Index Of Iron-Scales			Available
Value*	Monitoring Date	Comment	<input checked="" type="checkbox"/>
4.2	15/04/2019	Reporte 2	
p10*	p80*	Weight:	
0.5	8	0.2	

[Ca]: Calcium Concentration On Backflow Samples			Available
Value*	Monitoring Date	Comment	<input checked="" type="checkbox"/>
2200 ppm	15/04/2019	Reporte 2	
p10*	p80*	Weight:	
500	3000	0.2	

[Ba]: Barium Concentration On Backflow Samples			Available
Value*	Monitoring Date	Comment	<input checked="" type="checkbox"/>
16 ppm	15/04/2019	Reporte 2	
p10*	p80*	Weight:	
5.2	26	0.2	

Ilustración 109. Ingreso de Informacion de Mineral Scale – Caso 2

Fine Blockage		
[AI]: Aluminum Concentration On Produced Water		
Value*	Monitoring Date	Comment
1	15/04/2019	Reporte 2
p10*	p80*	Weight
0.5	2	0.2
[8]: Silicon Concentration On Produced Water		
Value*	Monitoring Date	Comment
25	15/04/2019	Reporte 2
p10*	p80*	Weight
3	40.5	0.2
Critical Radius Factor R _c		
Value*	Monitoring Date	Comment
4	15/04/2019	Reporte 2
p10*	p80*	Weight
1	10	0.2
Mineralogic Factor		
Value*	Monitoring Date	Comment
0.6	15/04/2019	Reporte 2
p10*	p80*	Weight
0.3	1	0.2
Crushed Proppant Factor		
Value*	Monitoring Date	Comment
4000	15/04/2019	Reporte 2
p10*	p80*	Weight
1000	14000	0.2

Ilustración 110. Ingreso de Información de Fine Blockage – Caso 2

Organic Scales

CII Factor: Colloidal Instability Index		<input checked="" type="checkbox"/> Available
Value*	Monitoring Date	Comment
4.7	15/04/2019	Reporte 2
p10*	p80*	Weight
1.5	6.5	0.25

Compositional Factor: Cumulative Gas Produced		<input checked="" type="checkbox"/> Available
Value*	Monitoring Date	Comment
291.27 mMMBOF	15/04/2019	Reporte 2
p10*	p80*	Weight
0	300	0.25

Pressure Factor: Number Of Days Below Saturation Pressure		<input checked="" type="checkbox"/> Available
Value*	Monitoring Date	Comment
5000 Days	15/04/2019	Reporte 2
p10*	p80*	Weight
300	20000	0.25

High Impact Factor: De Boer Criteria		<input checked="" type="checkbox"/> Available
Value*	Monitoring Date	Comment
2190	15/04/2019	Reporte 2
p10*	p80*	Weight
1500	3300	0.25

Ilustración 111. Ingreso de Información de Organic Scale – Caso 2

Relative Permeability		
<input type="checkbox"/> <input type="radio"/> <input type="button"/> <input type="button"/> <input type="button"/> Number Of Days Below Saturation Pressure <input checked="" type="checkbox"/> Available		
Value [*]	Monitoring Date	Comment
5000	days	15/04/2019
p10 [*]	p80 [*]	Weight
300	20000	0.25
<input type="checkbox"/> <input type="radio"/> <input type="button"/> <input type="button"/> <input type="button"/> Delta Pressure From Saturation Pressure <input checked="" type="checkbox"/> Available		
Value [*]	Monitoring Date	Comment
1200	psi	15/04/2019
p10 [*]	p80 [*]	Weight
400	1600	0.25
<input type="checkbox"/> <input type="radio"/> <input type="button"/> <input type="button"/> <input type="button"/> Water Intrusion: Cumulative Water Produced <input checked="" type="checkbox"/> Available		
Value [*]	Monitoring Date	Comment
1	MMbbl	15/04/2019
p10 [*]	p80 [*]	Weight
0.01	3	0.25
<input type="checkbox"/> <input type="radio"/> <input type="button"/> <input type="button"/> <input type="button"/> High Imposf Factor-Pore Size Diameter Approximation By Katz And Thompson Correlation <input checked="" type="checkbox"/> Available		
Value [*]	Monitoring Date	Comment
30	15/04/2019	Records 2
p10 [*]	p80 [*]	Weight
15	50	0.25
<input type="button" value="Save"/> <input type="button" value="Run"/> <input type="button" value="Cancel"/>		

Ilustración 112. Ingreso de Información de Relative Permeability – Caso 2

Induced Damage		
Invasion Radius:		<input checked="" type="radio"/> Available
Value*	Monitoring Date:	Comment:
40	15/04/2015	Reporte 2
p10*	p80*	Weight
3	100	0.25
Polymer Damage Factor		
<input checked="" type="radio"/> Available		
Value*	Monitoring Date:	Comment:
3250	15/04/2015	Reporte 2
p10*	p80*	Weight
240	4000	0.25
Induced Skin		
<input checked="" type="radio"/> Available		
Value*	Monitoring Date:	Comment:
3	15/04/2015	Reporte 2
p10*	p80*	Weight
2	10	0.25
Mud Damage Factor: Mud Losses		
<input checked="" type="radio"/> Available		
Value*	Monitoring Date:	Comment:
350	15/04/2015	Reporte 2
p10*	p80*	Weight
50	500	0.25

Ilustración 113. Ingreso de Información de Induced Damage – Caso 2

Geomechanical Damage

Fraction Of NetPay Exhibiting Natural Fractures			Available
Value*	Monitoring Date	Comment	<input checked="" type="checkbox"/>
0.3	15/04/2019	Reporte 2	
p10*	p80*	Weight:	
0.1	0.8	0.25	

Drawdown			Available
Value*	Monitoring Date	Comment	<input checked="" type="checkbox"/>
3500	15/04/2019	Reporte 2	
p10*	p80*	Weight:	
1200	3000	0.25	

Ratio Of KH + Fracture / KH			Available
Value*	Monitoring Date	Comment	<input checked="" type="checkbox"/>
1	15/04/2019	Reporte 2	
p10*	p80*	Weight:	
1	30	0.25	

Geomechanical Damage Expressed As Fraction Of Base Permeability At BHFP			Available
Value*	Monitoring Date	Comment	<input checked="" type="checkbox"/>
0.2	15/04/2019	Reporte 2	
p10*	p80*	Weight:	
0.1	1	0.25	

Ilustración 114. Ingreso de Información de Geomechanical Damage – Caso 2

Al ingresar todos los datos se procede a correr el programa (*Run*) y obtener los resultados.

4.5.1.4.2.3 Resultados



Ilustración 115. Discretización de Daño Caso de estudio 2

4.5.1.4.3 Caso de Estudio 3

4.5.1.4.3.1 Datos de Ingreso

La información disponible para crear el caso de estudio de este escenario es:

- **Datos del escenario**

Nombre del Proyecto: MP Ejemplo

Escenario (Scenario Name)	Cuenca (Basin)	Campo (Field)
Corrida 3	M	N
Intervalo Productor (Producing Interval)	Pozo (Well)	Tipo de Análisis (Type)
P1	W	Multiparametric Analysis Statistical

Tabla 17. Datos del escenario - Caso 3

- **Datos de Base de datos estadísticos (Statistical Database)**

Selección de Cuenca y Campos a los que se le desea hacer el análisis.

Cuenca (Basin)	Campo (Field)
M	N

Tabla 18. Datos iniciales de base de datos – Caso 3

- **Datos de daño por Escamas Minerales (*Mineral Scales*)**

Indic e (<i>Scal e Index</i>)	Valor (Value)	Fecha (Monitorin g date)	Comentari o (Comment)	P10	P80	Peso (Weight)
CaCo3	2	29/04/2019	Reporte 3	0.6	8	0.2
Baso4	6	29/04/2019	Reporte 3	0.7	10	0.2
Iron Scales	3.2	29/04/2019	Reporte 3	0.6	6	0.2
Ca	920 [ppm]	29/04/2019	Reporte 3	500	3000	0.2
Ba	11.5 [ppm]	29/04/2019	Reporte 3	5.2	26	0.2

Tabla 19. Datos de daño por escamas minerales – Caso 3

- **Información de daño por Bloqueo por Finos (*Fines Blockage*)**

Indic e (<i>Scal e Index</i>)	Valor (Value)	Fecha (Monitorin g date)	Comentari o (Comment)	P10	P80	Peso (Weight)
Al	0.7 [ppm]	29/04/2019	Reporte 3	0.5	2	0.2
Si	12.8 [ppm]	29/04/2019	Reporte 3	3	38.5	0.2
Factor Rc	2.5 [ft]	29/04/2019	Reporte 3	1	10	0.2
Mineralogi c factor	0.4	29/04/2019	Reporte 3	0.3	1	0.2
Crushe d Proppa nt Factor	3500 [lbs]	29/04/2019	Reporte 3	2000	12000	0.2

Tabla 20. Datos de daño por bloqueo por finos – Caso 3

- **Información de daño por Escamas Orgánicas (*Organic Scales*)**

Factor	Valor (Value) [ppm]	Fecha (Monitorin g date)	Comentari o (Comment)	P10	P80	Peso (Weight)
CII	5.9	29/04/2019	Reporte 3	1.5	6.5	0.25
Composition al Factor	274.72 [mMMSCF]	29/04/2019	Reporte 3	0	300	0.25
Pressure Factor	11537[days]	29/04/2019	Reporte 3	3000	20000	0.25
High Impact Factor	2550	29/04/2019	Reporte 3	1500	3300	0.25

Tabla 21. Datos de daño por escamas minerales – Caso 3

- **Datos de Permeabilidad Relativa (*Relative Permeability*)**

	Valor (Value)	Fecha (Monitoring date)	Comentario (Comment)	P10	P80	Peso (Weight)
Number of days below	11537 [days]	29/04/2019	Reporte 3	3000	20000	0.25

<i>saturation pressure</i>						
<i>Delta Pressure From Saturation Pressure</i>	1086 [psi]	29/04/2019	Reporte 3	400	1600	0.25
<i>Water Intrusion:</i>	1.5 [MMBbl]	29/04/2019	Reporte 3	0.001	3	0.25
<i>High Impact Factor</i>	45	29/04/2019	Reporte 3	15	50	0.25

Tabla 22. Datos de permeabilidad relativa - Caso 3

- **Datos de daño inducido (*Induced Damage*)**

	Valor (Value)	Fecha (Monitoring date)	Comentario (Comment)	P10	P80	Peso (Weight)
<i>Invasion Radius</i>	8 [ft]	29/04/2019	Reporte 3	1	100	0.25
<i>Polymers Damage Factor</i>	1830	29/04/2019	Reporte 3	240	4000	0.25
<i>Induced Skin</i>	3	29/04/2019	Reporte 3	2	10	0.25
<i>Mud Damage Factor</i>	120 [bbl]	29/04/2019	Reporte 3	50	500	0.25

Tabla 23. Datos de daño por escamas minerales – Caso 3

- **Datos de daño Geomecánico (*Geomechanical Damage*)**

	Valor (Value)	Fecha (Monitoring date)	Comentario (Comment)	P10	P80	Peso (Weight)
<i>Natural Fractures Index</i>	0.1	29/04/2019	Reporte 3	0.1	0.8	0.25
<i>Drawdown</i>	1400 [psi]	29/04/2019	Reporte 3	1200	5900	0.25
<i>Ratio Of KH + Fracture / KH</i>	1	29/04/2019	Reporte 3	1	30	0.25
<i>Geomechanical Damage</i>	0.2	29/04/2019	Reporte 3	0.1	1	0.25

Tabla 24. Datos de daño geomecánico – Caso 3

4.5.1.4.3.2 Metodología.

El proceso de ingreso de datos comienza seleccionando el tipo de escenario que se va a desarrollar, en este caso **Multiparametric Analysis Statistical**. A continuación, se completa la información del escenario con los datos que se tiene. Se ingresó la información del escenario: seleccionando la Cuenca, Campo, Intervalo productor, Pozo y Proyecto al que pertenece el escenario, se tiene en cuenta que esta información se creó con antelación en el módulo, por tanto, son datos que se seleccionan de la base de datos del aplicativo. Al finalizar el ingreso de estos datos se da clic en el botón azul Save.

The screenshot shows a software window titled "Scenario". It contains several input fields and dropdown menus:

- Type***: Multiparametric Analysis
- Project Name***: MP Ejemplo
- Study Date (DD/MM/YY)***: 09/05/2019
- Scenario Name***: Corrida 1
- Description***: Verificación de la Herramienta
- Basin***: M
- Field***: N
- Well***: W
- Producing Interval***: P1

At the bottom right are two buttons: "Save" (blue) and "Cancel" (red).

Ilustración 116. Ingreso del escenario – Caso 3

En este punto el aplicativo redirecciona a la siguiente interface donde se elige la cuenca M y campo N:

Scenario: Caso 1
Basin: M - Field: N - Producing interval: P1 - Well: W
User: Cristina Caro

[Statistical Database](#) [Mineral Scale](#) [Fine Blockage](#) [Organic Scales](#) [Relative Permeability](#)

[Induced Damage](#) [Geomechanical Damage](#)

Colombia Basin: Field:

[Calculate](#) [Cancel](#)

Ilustración 117. Escenario e Ingreso de Información por Mecanismo de Daño – Caso 3

Se procede a ingresar la data por mecanismo de daño, sus percentiles y peso de cada variable:

Mineral Scales

Scale Index Of CaCO ₃		<input checked="" type="checkbox"/> Available
Value*	Monitoring Date	Comment
2	29/04/2019	Reporte 3
p10*	p80*	Weight
0.6	8	0.2

Scale Index Of BaSO ₄		<input checked="" type="checkbox"/> Available
Value*	Monitoring Date	Comment
8	29/04/2019	Reporte 3
p10*	p80*	Weight
0.7	10	0.2

Scale Index Of Iron Scales		<input checked="" type="checkbox"/> Available
Value*	Monitoring Date	Comment
3.2	29/04/2019	Reporte 3
p10*	p80*	Weight
0.6	8	0.2

[Ca]: Calcium Concentration On Backflow Samples		<input checked="" type="checkbox"/> Available
Value*	Monitoring Date	Comment
520 ppm	29/04/2019	Reporte 3
p10*	p80*	Weight
500	3000	0.2

[Ba]: Barium Concentration On Backflow Samples		<input checked="" type="checkbox"/> Available
Value*	Monitoring Date	Comment
11.5 ppm	29/04/2019	Reporte 3
p10*	p80*	Weight
5.2	25	0.2

Ilustración 118. Ingreso de Informacion de Mineral Scale – Caso 3

Fine Blockage

[Al]: Aluminum Concentration On Produced Water			Available
Value*	Monitoring Date	Comment	<input checked="" type="checkbox"/>
0.7 ppm	29/04/2019	Records 3	
p10*	p80*	Weight:	
0.5	2	0.2	

[Si]: Silicon Concentration On Produced Water			Available
Value*	Monitoring Date	Comment	<input checked="" type="checkbox"/>
12.8 ppm	29/04/2019	Records 3	
p10*	p80*	Weight:	
3	38.5	0.2	

Critical Radius Factor Ro			Available
Value*	Monitoring Date	Comment	<input checked="" type="checkbox"/>
2.5 ft	29/04/2019	Records 3	
p10*	p80*	Weight:	
1	10	0.2	

Mineralogic Factor			Available
Value*	Monitoring Date	Comment	<input checked="" type="checkbox"/>
0.4	29/04/2019	Records 3	
p10*	p80*	Weight:	
0.3	1	0.2	

Crushed Proppant Factor			Available
Value*	Monitoring Date	Comment	<input checked="" type="checkbox"/>
3500 lbs	29/04/2019	Records 3	
p10*	p80*	Weight:	
2000	12000	0.2	

Ilustración 119. Ingreso de Informacion de Fine Blockage – Caso 3

Organic Scales

CII Factor: Colloidal Instability Index			Available
Value*	Monitoring Date	Comment	<input checked="" type="checkbox"/>
6.5	29/04/2019	Reporte 3	<input checked="" type="checkbox"/>
p10*	p80*	Weight	<input checked="" type="checkbox"/>
1.5	6.5	0.25	<input checked="" type="checkbox"/>

Compositional Factor: Cumulative Gas Produced			Available
Value*	Monitoring Date	Comment	<input checked="" type="checkbox"/>
274.72	mMMBOP	29/04/2019	<input checked="" type="checkbox"/>
p10*	p80*	Weight	<input checked="" type="checkbox"/>
0	300	0.25	<input checked="" type="checkbox"/>

Pressure Factor: Number Of Days Below Saturation Pressure			Available
Value*	Monitoring Date	Comment	<input checked="" type="checkbox"/>
11537	Days	29/04/2019	<input checked="" type="checkbox"/>
p10*	p80*	Weight	<input checked="" type="checkbox"/>
3000	20000	0.25	<input checked="" type="checkbox"/>

High Impact Factor: De Boer Criteria			Available
Value*	Monitoring Date	Comment	<input checked="" type="checkbox"/>
2550	29/04/2019	Reporte 3	<input checked="" type="checkbox"/>
p10*	p80*	Weight	<input checked="" type="checkbox"/>
1500	3300	0.25	<input checked="" type="checkbox"/>

Ilustración 120. Ingreso de Informacion de Organic Scale – Caso 3

Relative Permeability

Value*	Monitoring Date	Comment
11537 days	29/04/2019	Reporte 3
p10*	p80*	Weight
3000	20000	0.25

Delta Pressure From Saturation Pressure

Value*	Monitoring Date	Comment
1086 psf	29/04/2019	Reporte 3
p10*	p80*	Weight
400	1600	0.25

Water Intrusion: Cumulative Water Produced

Value*	Monitoring Date	Comment
1.5 MMbbl	29/04/2019	Reporte 3
p10*	p80*	Weight
0.01	1	0.25

High Impact Factor-Pore Size Diameter Approximation By Katz And Thompson Correlation

Value*	Monitoring Date	Comment
45	29/04/2019	Reporte 3
p10*	p80*	Weight
15	10	0.25

Save **Run** **Cancel**

Ilustración 121. Ingreso de Información de Relative Permeability – Caso 3

Induced Damage			
Invasion Radius		Available	
Value*	Monitoring Date	Comment	
3	29/04/2013	Reporte 3	
p10*	p90*	Weight	
1	100	0.25	
Polymer Damage Factor		Available	
Value*	Monitoring Date	Comment	
1220	29/04/2013	Reporte 3	
p10*	p90*	Weight	
240	4000	0.25	
Induced Skin		Available	
Value*	Monitoring Date	Comment	
3	29/04/2013	Reporte 3	
p10*	p90*	Weight	
2	10	0.25	
Mud Damage Factor: Mud Losses		Available	
Value*	Monitoring Date	Comment	
120	100	Reporte 3	
p10*	p90*	Weight	
50	500	0.25	

Ilustración 122. Ingreso de Información de Induced Damage – Caso 3

Geomechanical Damage

Fraction Of NetPay Exhibiting Natural Fractures			Available
Value:	Monitoring Date:	Comment:	<input checked="" type="checkbox"/>
0.1	29/04/2019	Reporte 3	
p10%:	p80%:	Weight:	
0.1	0.8	0.25	

Drawdown			Available
Value:	Monitoring Date:	Comment:	<input checked="" type="checkbox"/>
1400	psl	Reporte 3	
p10%:	p80%:	Weight:	
1200.	8500	0.25	

Ratio Of KH + Fracture / KH			Available
Value:	Monitoring Date:	Comment:	<input checked="" type="checkbox"/>
1	29/04/2019	Reporte 3	
p10%:	p80%:	Weight:	
1	30	0.25	

Geomechanical Damage Expressed As Fraction Of Base Permeability At BHFP			Available
Value:	Monitoring Date:	Comment:	<input checked="" type="checkbox"/>
0.2	29/04/2019	Reporte 3	
p10%:	p80%:	Weight:	
0.1	1	0.25	

Ilustración 123. Ingreso de Información de Geomechanical Damage – Caso 3

Al ingresar todos los datos se procede a correr el programa (*Run*) y obtener los resultados.

4.5.1.4.3.3 Resultados



Ilustración 124. Discretización de Daño Caso de estudio 2

De las corridas generadas con la herramienta para la discretización de daño, se muestra que el conocimiento del campo y la zona de estudio son de vital importancia ya que al definir de manera adecuada los percentiles con los cuales se estima el peso y el valor de cada variable por pozo se determina la existencia de cada mecanismo de daño y cuales predominan; es decir, se logra identificar los mecanismos de daño dominantes de acuerdo a la zona y/o el campo, al definir de manera acertada el P10 y P90 de cada componente con los cuales se determina la relevancia del mecanismo de daño con respecto al valor de cada variable del pozo de estudio; logrando así, entender la generación del daño y remediar o inhibir en cada pozo por medio de trabajos de estimulación y acondicionamiento o por medio del control de las condiciones de producción.

4.5.2 Análisis IPR

Este módulo está compuesto de 4 secciones para ingreso de datos, en todas las secciones el usuario siempre debe ingresar los datos marcados con * de lo contrario el aplicativo lanzará un mensaje informando la falta de información necesaria para continuar.

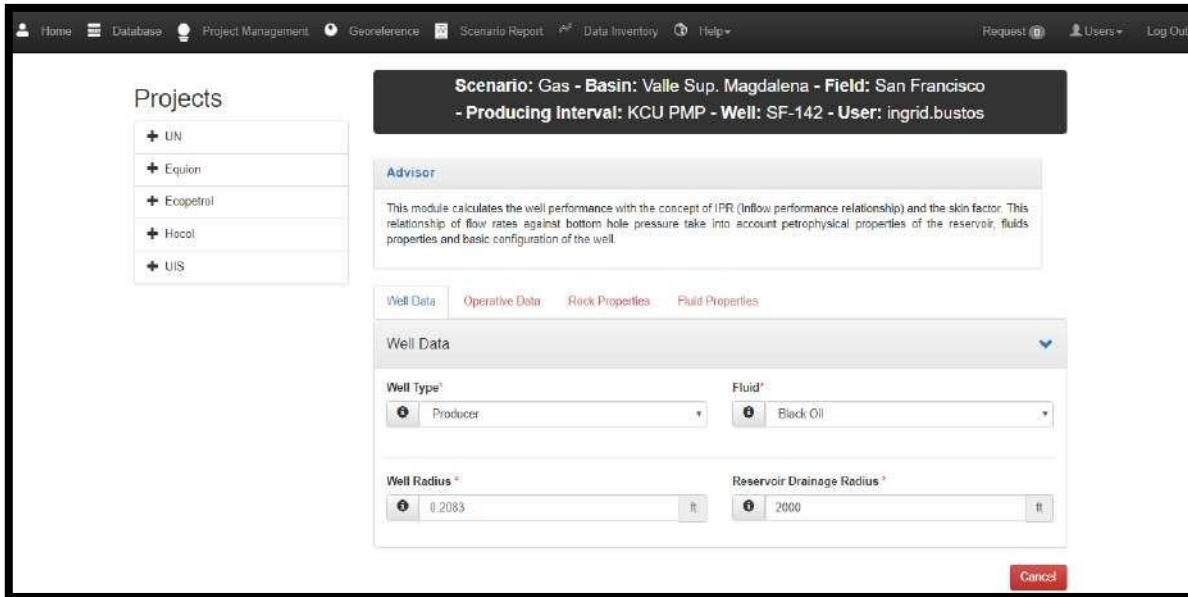


Ilustración 125. Primera ventana IPR

En esta ventana aparecerá en la parte superior el nombre del escenario (*Scenario*), la cuenca (*Basin*), el campo (*Field*), el intervalo productor (*producing interval*), el pozo (*Well*) y el usuario (*user*) que creó. Además, se observa una sección de *Advisor* en donde el usuario encontrará información sobre el módulo y la importancia de su aplicación, seguido se muestran cuatro secciones para ingreso de datos de entrada que estarán en color azul cuando los datos estén completos, de lo contrario se mostrarán de color rojo. Finalmente, en la parte inferior derecha se encuentra el botón *cancel* que sirve para cancelar la creación o modificación del proyecto.

4.5.2.1 Datos de Pozo

En la sección *Well Data* el usuario debe ingresar las propiedades del pozo, así se debe completar cuatro casillas de la siguiente manera:

- *Well Type*. El usuario debe escoger si el pozo de su escenario es de tipo productor (*Producer*) o Inyector (*Injector*).
- *Fluid*. Aquí se debe ingresar el tipo de fluido que puede ser Black Oil, Dry Gas y Condensate Gas para *Well Type(Producer)* y Water y Gas para *Well Type(Injector)*.
- *Well Radius*. Ingresar el radio del pozo en pies (ft)
- *Reservoir drainage radius*. Corresponde al radio de drenaje del yacimiento en pies (ft)

Al ingresar el tipo de fluido, dependiendo del fluido seleccionado, las siguientes pestañas tendrán algunos cambios, a continuación, se explica para cada uno de los casos.

Well Data Operative Data Rock Properties Fluid Properties

Well Data

Well Type* Fluid*

Well Radius * Reservoir Drainage Radius *

Cancel

Ilustración 126. Sección Well information

Se debe notar que al lado izquierdo de cada recuadro para ingreso de datos se encuentra el ícono de ayuda *Help*, el cual abre una ventana desplegable que está dividida en dos secciones: *Information*, donde se encuentra información sobre el dato a ingresar, así como se observa en la Ilustración 127. La segunda sección *Import Data From Another Scenario* permite al usuario obtener el dato que se desea ingresar a partir de otro escenario que ya posea el dato que se necesita, como se ve en la Ilustración 128.

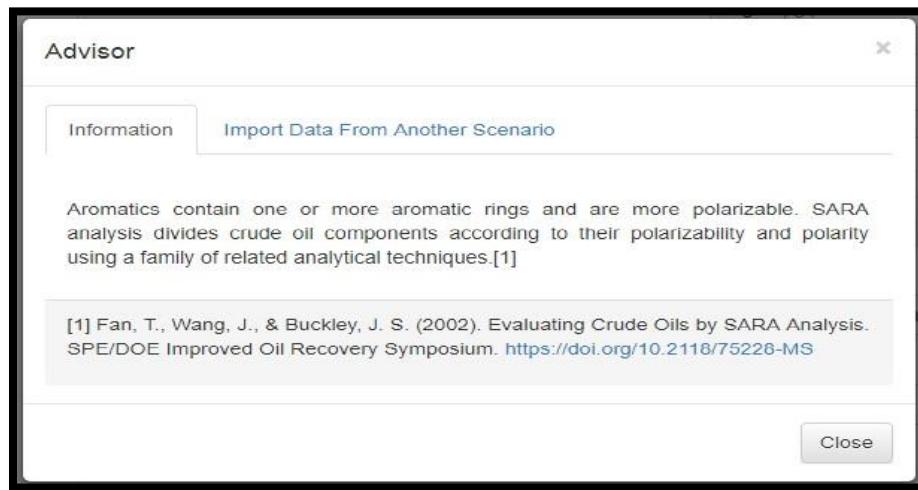


Ilustración 127. Ventana desplegable de información

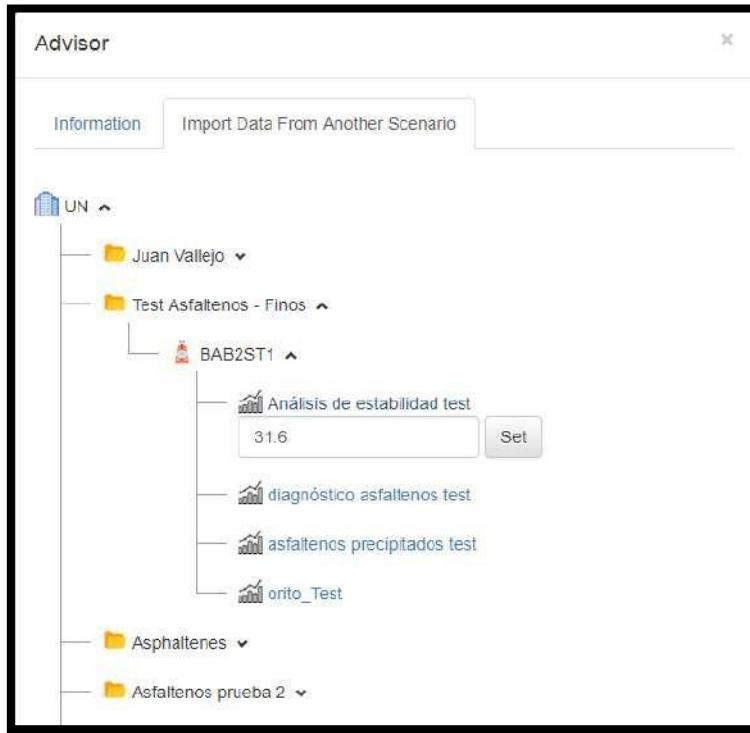


Ilustración 128. Importar dato a partir de otro escenario

4.5.2.2 Datos de Operación

En la sección *Operative Data*, según el fluido seleccionado en *Well Data*, se desprenderá diferentes interfaces, como se mostrará a continuación.

4.5.2.2.1 Caso Black Oil

Si el fluido elegido es Black Oil en esta sección se despliega la Ilustración 129:

Well Data	Operative Data	Rock Properties	Fluid Properties
Operative Data Oil Rate * BHP * <input type="text" value="0.000001"/> bbl/day <input type="text" value="0.000001"/> psi BSW * Fraction <input type="text" value="0.982"/>			
<input type="button" value="Cancel"/>			

Ilustración 129. Sección Operative data para tipo de fluido Black oil

El usuario debe completar 3 casillas de la siguiente manera:

- *Oil rate.* Ingresar la razón de producción de aceite en barriles por día (bbls/day).
- *BHP.* Corresponde a la presión de flujo en el hueco inferior en libras por pulgada cuadrada (psi).
- *BSW.* Aquí se debe ingresar la fracción de cantidad de sólidos/sedimentos de agua.

4.5.2.2.2 Caso Dry Gas

Si el fluido elegido es gas, en esta sección se despliega la Ilustración 130:

The screenshot shows the 'Operative Data' tab selected in the top navigation bar. Under 'Gas Rate *', there is a field with a value of 0.000001 and a unit of MMscf/day. Under 'BHP *', there is a field with a value of 0.000001 and a unit of psi. A red 'Cancel' button is visible at the bottom right of the form area.

Ilustración 130. Sección Operative data para tipo de fluido Dry Gas

El usuario debe completar la información de la siguiente manera:

- *Gas Rate.* Aquí se debe ingresar la producción de gas en barriles por día (bbls/day).
- *BHP.* Se debe ingresar la presión de flujo en el hueco inferior, en libras por pulgada cuadrada (psi).

4.5.2.2.3 Caso Gas Condensado

Para un fluido tipo gas condensado los datos a ingresar en esta sección son los siguientes:

- *Gas Rate.* Aquí se debe ingresar la producción de gas en millones de pies cúbicos por día (MMscf/day).
- *BHP:* Corresponde a la presión fluyente en fondo de pozo en libras por pulgada cuadrada (psi).

The screenshot shows the 'Operative Data' tab selected in the top navigation bar. Under 'Gas Rate *', there is a field labeled 'Gas Rate' with a unit of MMscf/day. Under 'BHP *', there is a field labeled 'BHP' with a unit of psi. A red 'Cancel' button is visible at the bottom right of the form area.

Ilustración 131. Operative data para tipo de fluido Condensate Gas.

4.5.2.2.4 Caso Water

Para un pozo inyector de agua los datos a ingresar en esta sección son los siguientes:

- *Injection Rate*. Aquí se debe ingresar la inyección de agua en barriles por día (bbl/day).
- *BHP*: Corresponde a la presión fluyente en fondo de pozo en libras por pulgada cuadrada (psi).

The screenshot shows a software interface for well data entry. At the top, there are four tabs: Well Data, Operative Data (which is selected and highlighted in blue), Rock Properties, and Fluid Properties. Below the tabs, the 'Operative Data' section is expanded, showing two input fields. The first field is labeled 'Injection Rate *' and contains the value '4000' with a unit of 'bbl/day'. The second field is labeled 'BHFP *' and contains the value '4000' with a unit of 'psi'.

Ilustración 132. Operative data para tipo de pozo inyector de agua.

4.5.2.2.5 Caso Gas

Para un pozo inyector de gas los datos a ingresar en esta sección son los siguientes:

- *Injection Rate*. Aquí se debe ingresar la inyección de gas en millones de pies cúbicos por día (MMscf/day).
- *BHP*: Corresponde a la presión fluyente en fondo de pozo en libras por pulgada cuadrada (psi).

The screenshot shows a software interface for well data entry. At the top, there are four tabs: Well Data, Operative Data (selected), Rock Properties, and Fluid Properties. Below the tabs, the 'Operative Data' section is expanded, showing two input fields. The first field is labeled 'Injection Rate *' and contains the value '4000' with a unit of 'MMscf/day'. The second field is labeled 'BHFP *' and contains the value '4000' with a unit of 'psi'.

Ilustración 133. Operative data para tipo de pozo inyector de gas.

4.5.2.3 Rock properties

En esta sección, según el fluido seleccionado en *Well Data*, se desprenderá diferentes interfaces, como se mostrará a continuación.

4.5.2.3.1 Caso Oil

Esta sección se divide en dos sub-secciones las cuales son respectivamente *Basic Petrophysics* y *Relative Permeability data selection*.



Ilustración 134. Sección Rock properties Para caso aceite

4.5.2.4 Basic Petrophysics

Al desplegar esta sub-sección, haciendo clic en la flecha en la parte derecha, aparecerá la ventana de la Ilustración 135:

Stress Sensitive Reservoir*	<input type="checkbox"/> Yes
Initial Reservoir Pressure *	Initial Reservoir Pressure <input type="text"/> psi
Absolute Permeability At Initial Reservoir P *	Absolute Permeability At Initial Reservoir P <input type="text"/> md
Net Pay *	Net Pay <input type="text"/> ft
Current Reservoir Pressure *	1100 <input type="text"/> psi
Permeability Module *	0.1 <input type="text"/> psi^{-1}
Calculate by Correlation	

Ilustración 135. Subsección Basic Petrophysics (use permeability module)

En esta sección primero se debe informar si el yacimiento es sensible a esfuerzos, en la sección *Stress Sensitive Reservoir* escoger sí o no según el caso del escenario.

A continuación, el usuario debe ingresar los datos de 4 casillas de la siguiente manera:

- *Initial reservoir pressure*. Corresponde a la presión inicial en yacimiento, en libras por pulgada cuadrada (psi).
- *Absolute permeability at initial reservoir pressure*. Es la permeabilidad absoluta a condiciones de presión inicial en yacimiento, en millidarcys (mD).
- *Net pay*. Espesor neto del intervalo productor en pies (ft).

Después el aplicativo solicita el valor del módulo de permeabilidad para el escenario que se está trabajando, para este dato el usuario tiene dos opciones: Ingresar manualmente el valor del módulo de permeabilidad en $[\text{psi}^{-1}]$ o calcular el módulo de permeabilidad, esto último se hace dando clic en el botón azul con la descripción *Calculate by Correlation* que abre una nueva subsección como se observa en la Ilustración 136; así el usuario deberá ingresar los siguientes datos para el correcto cálculo del módulo de Permeabilidad:

- *Absolute permeability.* En esta casilla se deberá ingresar el valor de la permeabilidad absoluta en milidarcys (md).
- *Porosity.* Ingresar el valor de la porosidad en porcentaje (%).
- *Rock type:* Es la clase de roca correspondiente al yacimiento de análisis. El usuario puede escoger entre tres opciones, las cuales se desplegarán dando clic en la flecha de la parte derecha, se podrá escoger entre consolidada (*consolidated*), no consolidada (*unconsolidated*) o microfracturada (*Microfractured*).

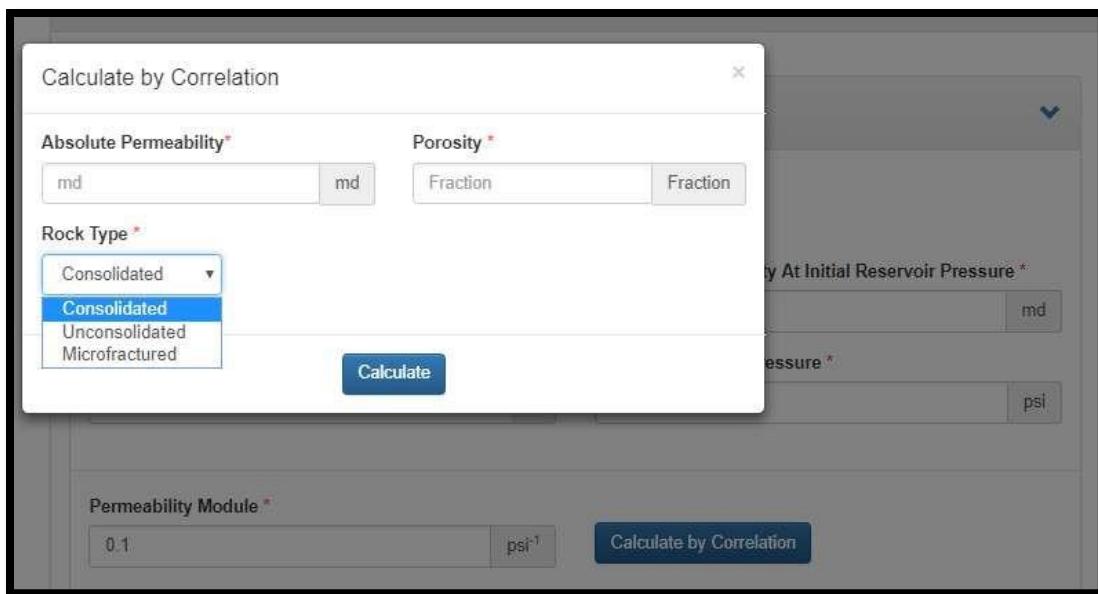


Ilustración 136. Subsección Calculate Permeability Module by Correlation

4.5.2.5 Relative Permeability

Inicialmente se debe escoger entre usar tablas de permeabilidad relativa (*tabular*) o el modelo de Corey (Corey's Model); si se selecciona *tabular*, se muestra la interfaz de la Ilustración 137, donde el usuario puede ingresar las tablas de permeabilidad relativa, es decir, introducir los datos de saturación de agua (S_w), permeabilidad relativa del agua (K_{rw}) y permeabilidad relativa del aceite (K_{ro}) si la tabla es de un sistema agua-aceite o saturación de gas (S_g), permeabilidad relativa del gas (K_{rg}) y permeabilidad relativa del líquido (K_{lg}), si la tabla es de un sistema gas-líquido. Por defecto el aplicativo muestra ambas posibilidades, adicionalmente aparece un botón *plot* en la parte inferior

de cada tabla lo cual permitirá para cada caso graficar las curvas de permeabilidad relativa como se puede observar en la Ilustración 138.

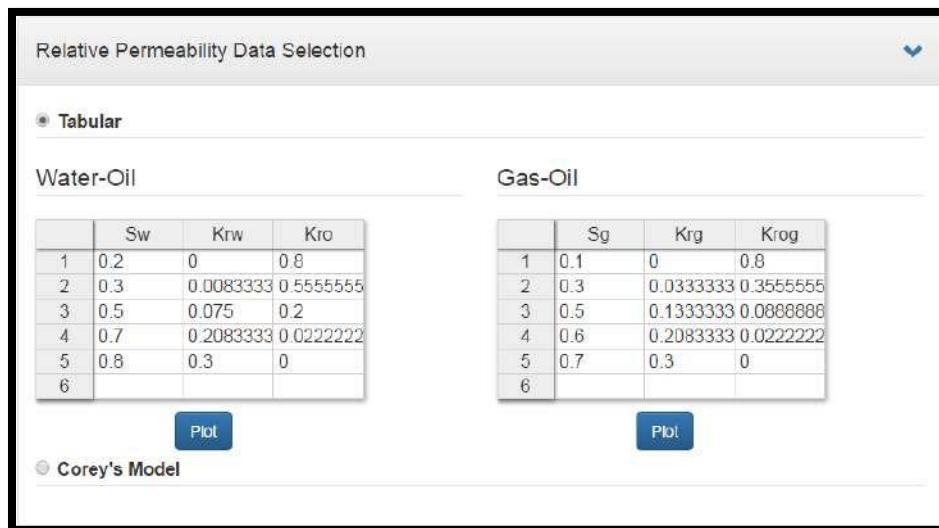


Ilustración 137. Opción Use Relative Permeability Tables

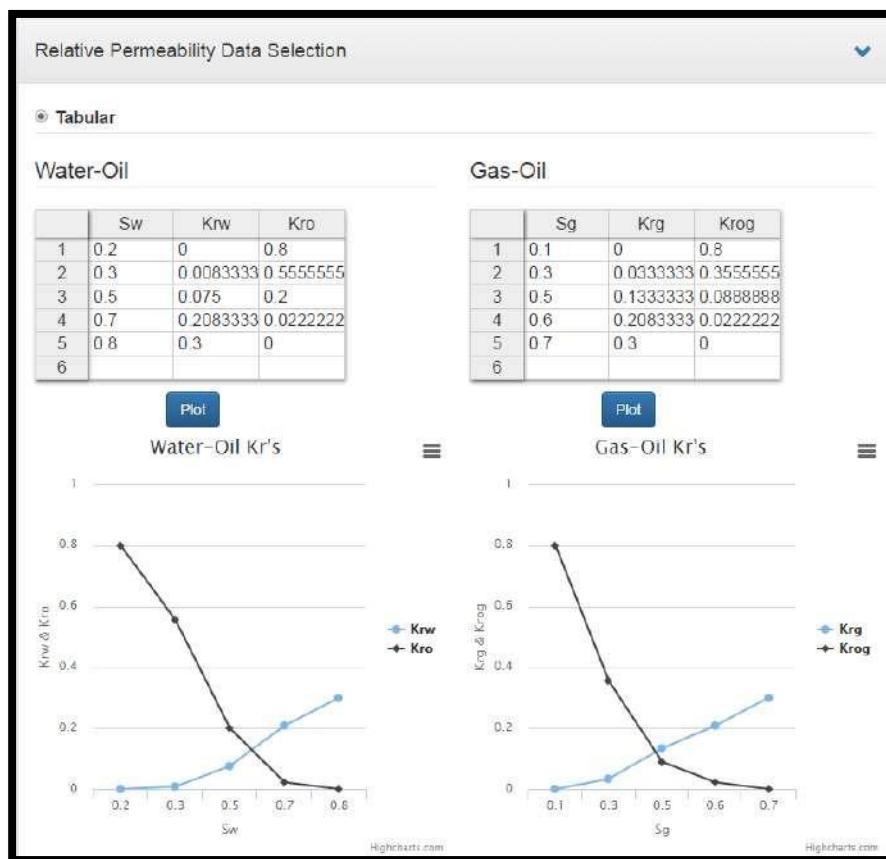


Ilustración 138. Curvas de permeabilidad relativa tabuladas

Tenga en cuenta que al momento de graficar los resultados, en la lista de sensibilidades, el ítem *Corey Exponent-*ng** cambia a *Corey Exponent-*ng*(tabulated)* si se seleccionó la opción *tabular*.

Por otra parte, si se selecciona usar el modelo de Corey, se muestra la interfaz de la Ilustración 139:

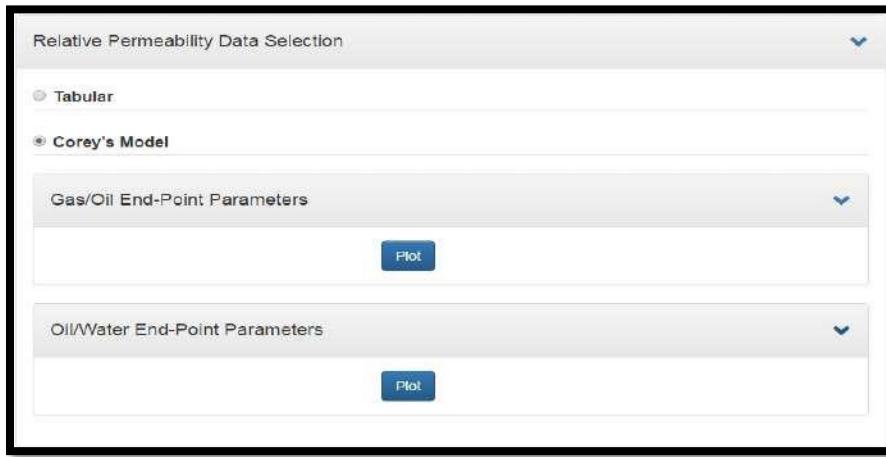


Ilustración 139. Opción Use *Corey's Model*.

Esta sub-sección se divide en *Gas/Oil End-Point parameters* y *Oil/Water End-Point Parameters*

Gas/Oil End-Point parameters

El usuario deberá ingresar los datos de 6 casillas de la siguiente manera:

- Kro (Sgc). Con el valor de la permeabilidad relativa del aceite a condiciones de saturación crítica de gas.
- Krg (Sorg). Corresponde al valor de la permeabilidad relativa del gas a condiciones de saturación residual de aceite y gas.
- Sgc. Es el valor de la saturación crítica de gas.
- Sorg. Es el valor de la saturación residual de aceite y gas.
- *Corey exponent Oil/gas*. Es el valor del exponente de Corey para el aceite.
- *Corey exponent gas*. Exponente de Corey para el gas.

Además se cuenta con un botón adicional *Plot* el cual permite graficar las curvas de permeabilidad relativa como se puede observar en la Ilustración 141.

Gas/Oil End-Point Parameters

Kro (Sgc)* 0.5	Sgc* 0.3
Krg (Sorg)* 0.8	Sorg* 0.2
Corey Exponent Oil/Gas* 2	Corey Exponent Gas* 2
Plot	

Ilustración 140. Sub-sección Kro

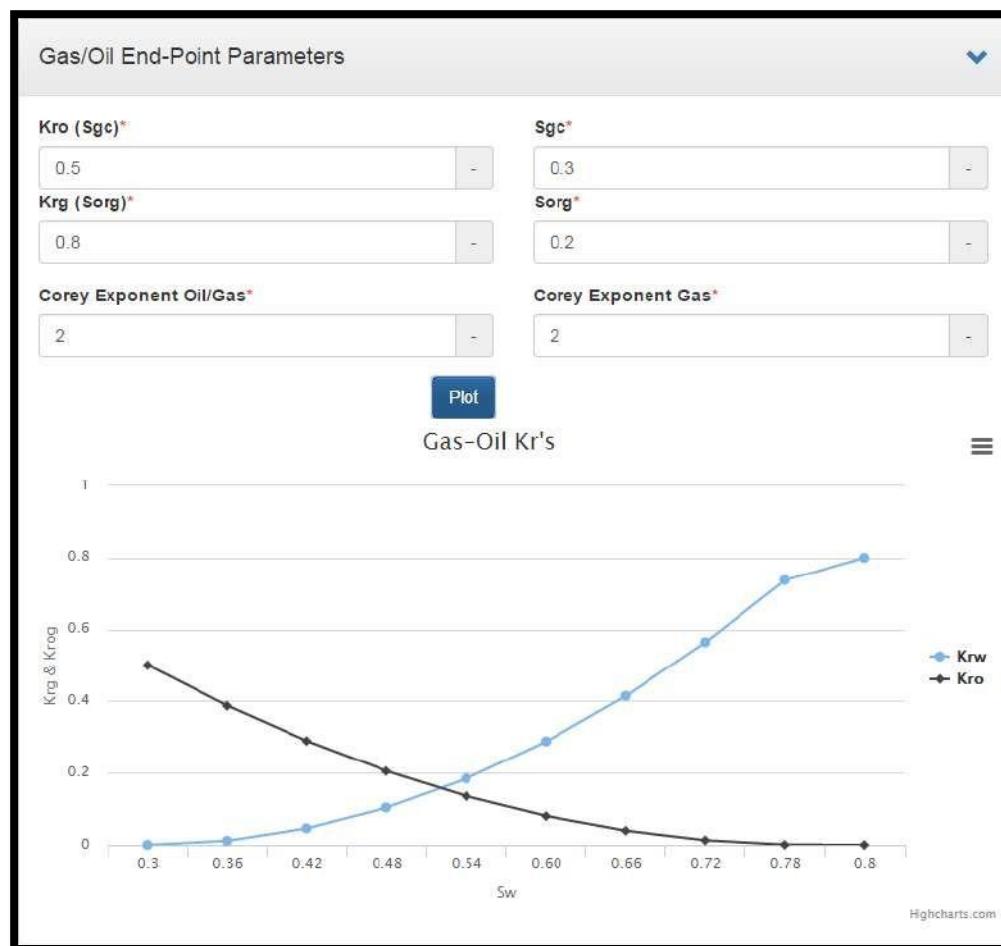


Ilustración 141. Gráfica curva de permeabilidad relativa Gas/Oil End-Point Parameter

Oil/Water End-Point Parameters

El usuario deberá ingresar los datos de 6 casillas de la siguiente manera:

- Kro(Swi). Corresponde al valor de la permeabilidad relativa del aceite a condiciones de saturación irreducible de agua.
- Krw (Sor). Permeabilidad relativa del agua a condiciones de saturación residual de aceite.
- Swi. Es el valor de la saturación irreducible de agua.
- Sor. Valor de la saturación residual de aceite.
- *Corey exponent Oil*. Es valor del exponente de Corey para el aceite.
- *Corey exponent water*. Ingresar el valor del exponente de Corey para el agua.

Además cuenta con un botón adicional *Plot* el cual permite graficar las curvas de permeabilidad relativa como se puede observar en la Ilustración 143.

Oil/Water End-Point Parameters	
Kro (Swi)*	Swi *
0.8	0.2
Krw (Sor)*	Sor *
0.3	0.2
Corey Exponent Oil*	Corey Exponent Water*
2	2
Plot	

Ilustración 142. Sub-sección Krw

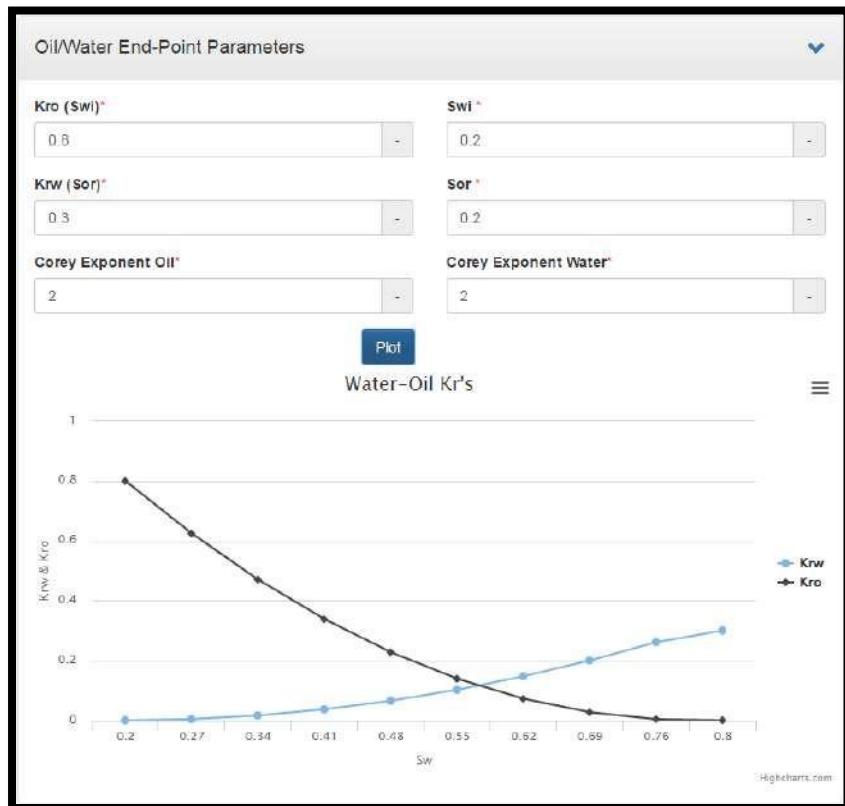


Ilustración 143. Grafica permeabilidad relativa Oil/Water End-point parameters

4.5.2.5.1 Caso Gas

Si el tipo de fluido es gas las propiedades de la roca a llenar solo serán la petrofísica básica y la interfaz es la misma que en la del Caso Oil, ver sección 4.5.2.4 Basic Petrophysics.

Well Data Operative Data Rock Properties Fluid Properties

Rock Properties

Basic Petrophysics

Stress Sensitive Reservoir*

Initial Reservoir Pressure *

Absolute Permeability At Initial Reservoir Pressure *

Net Pay *

Current Reservoir Pressure *

Permeability Module *

Calculate by Correlation

Cancel

Ilustración 144. Sección Rock Properties para caso gas

4.5.2.5.2 Caso Condensate Gas

Para este caso las propiedades de la roca se manejan de la misma manera que en la sección del Caso Oil, a diferencia que en las curvas de permeabilidad relativa solo se puede tabular la tabla de Oil-Gas y además no está disponible la opción de los exponentes de Corey, como se observa en la Ilustración 145.

The screenshot shows the 'Rock Properties' tab of a software application. At the top, there are tabs for Well Data, Operative Data, Rock Properties (selected), and Fluid Properties. Below the tabs, the 'Rock Properties' section is expanded. It contains two main sections: 'Basic Petrophysics' and 'Relative Permeability Data Selection'. In the 'Basic Petrophysics' section, there are fields for 'Initial Reservoir Pressure' (psi), 'Net Pay' (ft), 'Absolute Permeability At Initial Reservoir Pressure' (md), and 'Current Reservoir Pressure' (psi). There is also a field for 'Permeability Module' (psi⁻¹) with a 'Calculate by Correlation' button. In the 'Relative Permeability Data Selection' section, there is a table for 'Gas-Oil' with columns for Sg, Krg, and Krog, and rows for 1 and 2. A 'Plot' button is located at the bottom of this section.

Ilustración 145. Vista general de la pestaña de Rock properties para el caso Condensate Gas

4.5.2.6 Fluid Properties

En esta sección del módulo el usuario debe ingresar las propiedades del fluido del escenario que está trabajando y este dependerá del fluido que ingresó en la sección

4.5.2.1 Datos de Pozo.

4.5.2.6.1 Caso Oil

Si el fluido seleccionado fue Oil, el usuario primero debe ingresar la presión de saturación del yacimiento en psi.

Además se cuenta con una sección de datos PVT en donde se ingresan datos de presión en psi, viscosidad del aceite en centipoise (cP), factor volumétrico del aceite en RB/STB y viscosidad del agua en centipoise, además cuenta con un botón adicional *Plot* el cual permite graficar las propiedades PVT como se muestra en la Ilustración 147.

Well Data Production Data Rock Properties Fluid Properties

Fluid properties

Saturation Pressure*

psi

PVT Data

Run IPR Cancel

Ilustración 146. Sección Fluid properties (using tabulate data)



Ilustración 147. PVT data selection

4.5.2.6.2 Caso Gas

Si el fluido elegido es el gas, solo se completarán los datos de pruebas PVT, como se muestra en Ilustración 148 la primera casilla a completar es la de temperatura de las pruebas en Fahrenheit y posteriormente se debe llenar los datos de la tabla PVT, *PVT Table*, con presión en psi, viscosidad del gas en centipoise y el factor de compresibilidad del gas, además cuenta con un botón adicional *Plot* el cual permite graficar las propiedades PVT como se muestra en la Ilustración 149.

	Pressure [psi]	Gas Viscosity [cp]	Gas Compressibility Factor
1	2500	0.0220000	1.0350000
2	3000	0.0260000	1.0340000
3	3500	0.0300000	1.0330000
4	4000	0.0350000	1.0310000
5	4500	0.0420000	1.0300000
6	4871		1.0290000
7	5000		1.0280000
8	5500		1.0260000
9	6000		1.0240000
10			

Ilustración 148. PVT data selection gas



Ilustración 149. Grafico PVT Data selection gas

4.5.2.6.3 Caso Condensate Gas

Si el fluido elegido es Gas Condensate se debe suministrar información PVT tanto del gas como del condensado que se forma. La primera información necesaria es la presión de saturación del gas (punto de rocío) y el GOR (Relación gas/petróleo) actual del pozo como se puede visualizar en la Ilustración 150.

Well Data Production Data Rock Properties Fluid Properties

Fluid properties

Saturation Pressure* GOR*

5367.74 psi 5796.31 psi

Ilustración 150. Presión de saturación y GOR del pozo.

La siguiente información a ingresar es una tabla PVT que se debe completar con los siguientes valores: presión en psi, factor volumétrico del petróleo (Bo) en barriles de yacimiento sobre barriles estandar [RB/STB], viscosidad del petróleo (Uo) en centipoices [cp], gas disuelto (RS) en barriles de gas en superficie sobre barriles estandar [SCF/STB], factor volumétrico del gas (Bg) en barriles en yacimiento sobre barriles de gas en superficie [RB/SCF], viscosidad del gas (Ug) en centipoices [cp] y razón de petróleo sobre gas (GOR) en barriles de gas en superficie sobre barriles estandar [SCF/STB]. Como se muestra en la Ilustración 151, cada valor de esta tabla se puede graficar contra presión.

PVT Data								
	Pressure [psi]	Bo [RB/STB]	Uo [cp]	RS [SCF/STB]	Bg [RB/SCF]	Ug [cp]	GOR [SCF/STE]	
1	14.7000000	50	0.5000000	1	0.0015000	0.1000000	0.0000100	
2	3500	11.4025000	0.2074000		1	0.0009809	0.0269000	0.0000789
3	3600	10.5374000	0.1989000		1	0.0009624	0.0279000	0.0000839
4	3800	9.0498000	0.1837000		1	0.0009306	0.0300000	0.0000947

Ilustración 151. Tabla PVT para el caso Condensate Gas.

La última información necesaria es una curva de drop-out como se muestra en la Ilustración 152, para realizarla el usuario debe completar la tabla con valores de presión en psi y la fracción líquida correspondiente.

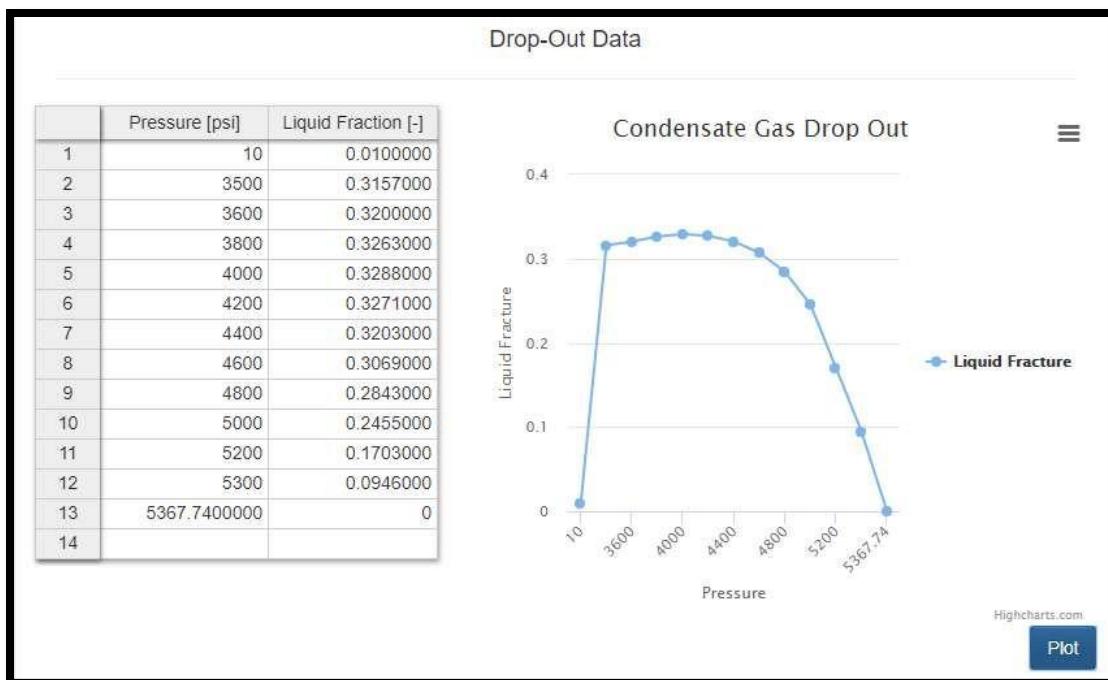


Ilustración 152. Curva de drop-out.

Finalmente, para obtener los resultados del módulo se debe dar clic en el botón azul denotado como "Run IPR" que se encuentra en la esquina inferior derecha de la última sección.

4.5.2.6.4 Caso Water Injector

Si el pozo es inyector de agua, se debe ingresar solo una viscosidad promedio y factor volumétrico promedio.

Well Data	Operative Data	Rock Properties	Fluid Properties
Fluid properties Water Volumetric Factor* Water Viscosity* <input type="text" value="1"/> RB/STB <input type="text" value="0.5"/> CP			

Ilustración 153. Datos PVT, caso pozo inyector de agua.

4.5.2.6.5 Caso Gas Injector

Si el pozo es inyector de gas, la información requerida en la sección fluid properties es la misma que la del caso productor de gas.

4.5.2.7 Resultados

Una vez completados los datos necesarios, en la sección *Fluid Parameters* en la parte inferior derecha de la pantalla aparecen tres botones, *Run IPR*, *Save* y *Cancel*, donde el botón *Run IPR* guarda los datos y redirige hacia los resultados (Ilustración 154), el botón

Save almacena la información ingresada sin necesidad de ejecutar los cálculos y el botón *cancelse* redirigirá a la página inicial de creación de proyecto sin guardar los datos.

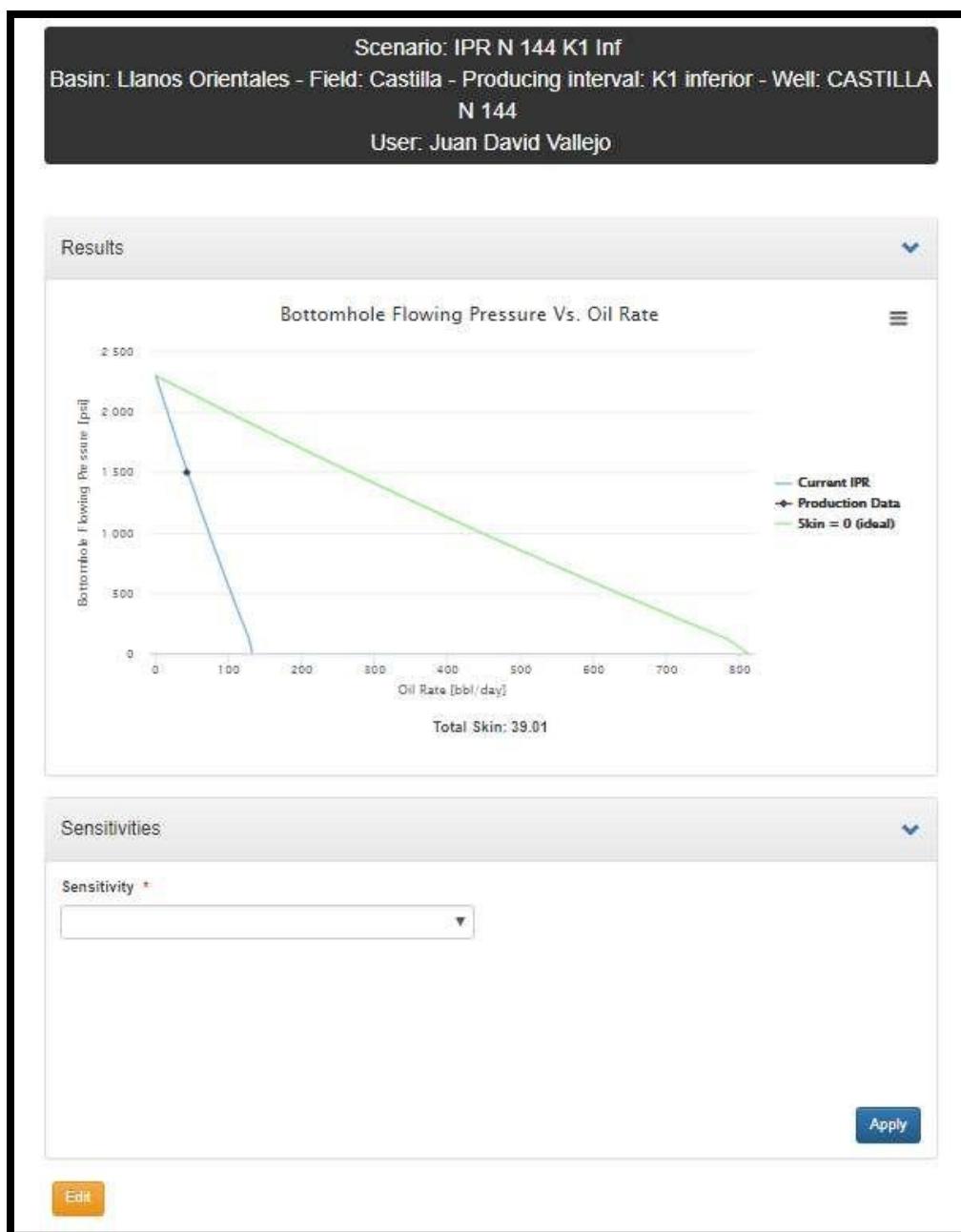


Ilustración 154. Resultados IPR

4.5.2.7.1 Caso oil

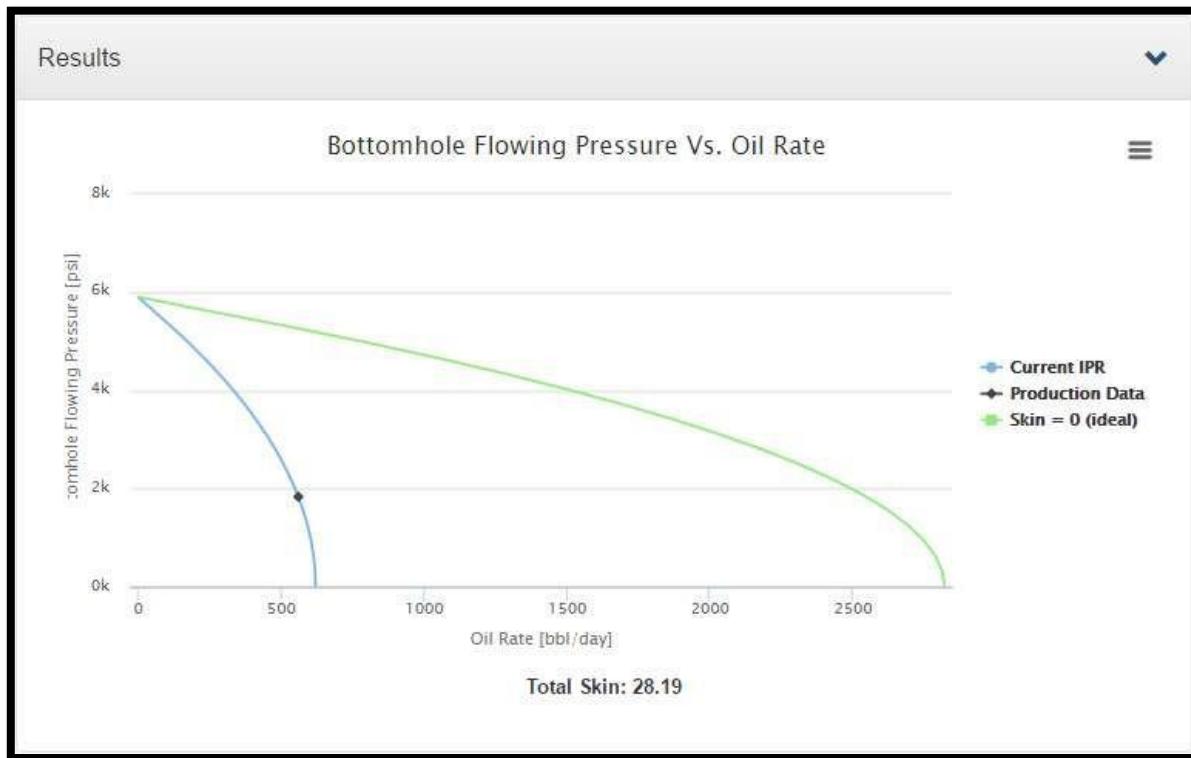


Ilustración 155. Resultados oil

4.5.2.7.2 Caso gas

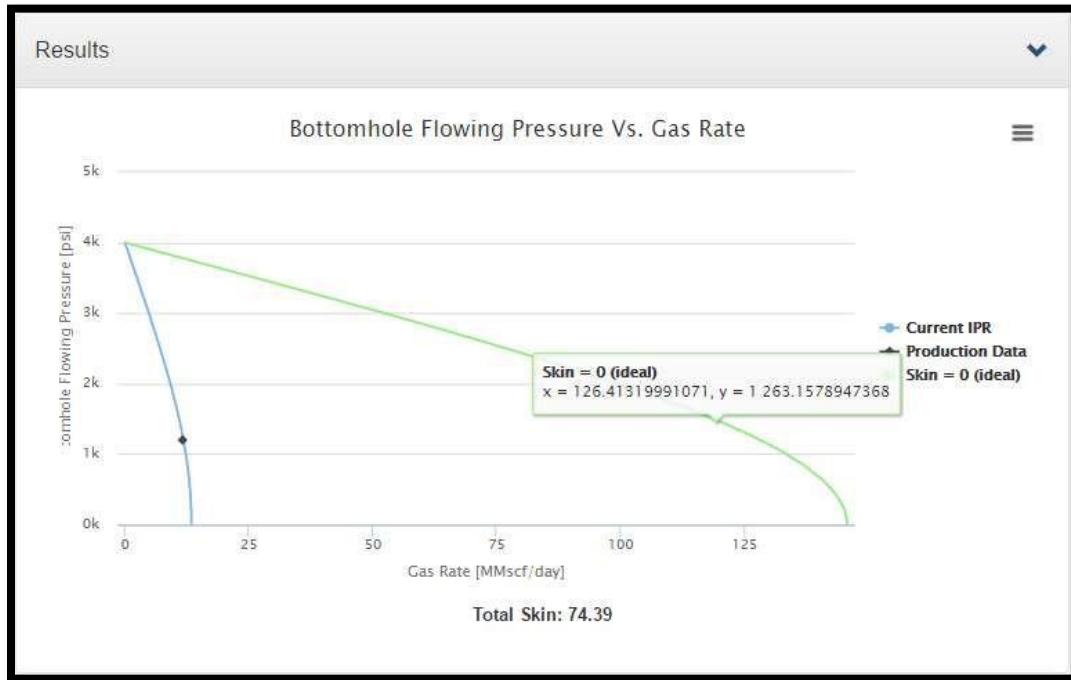


Ilustración 156. Resultados gas

4.5.2.7.3 Caso Condensate Gas

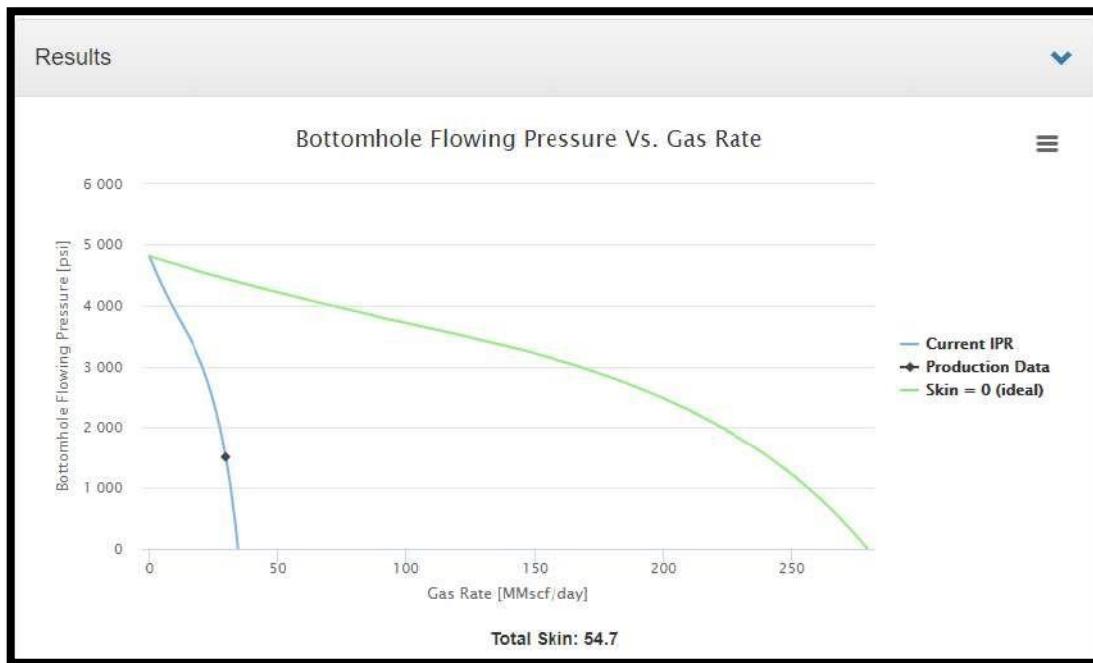


Ilustración 157. Resultados Condensate Gas

4.5.2.7.4 Caso Water Inyección

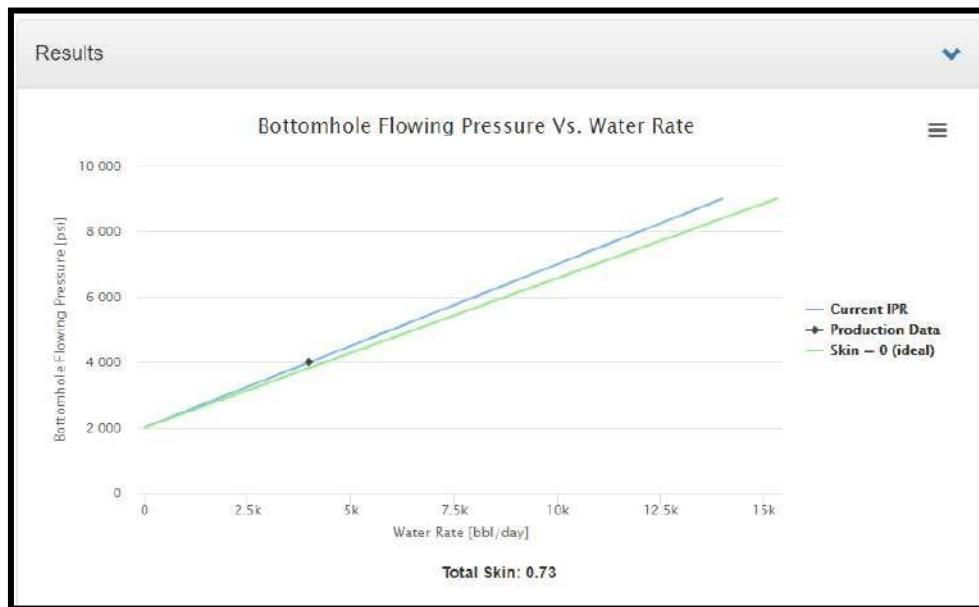


Ilustración 158. Resultados Water Inyector

4.5.2.7.5 Caso Water Inyección Multilayer

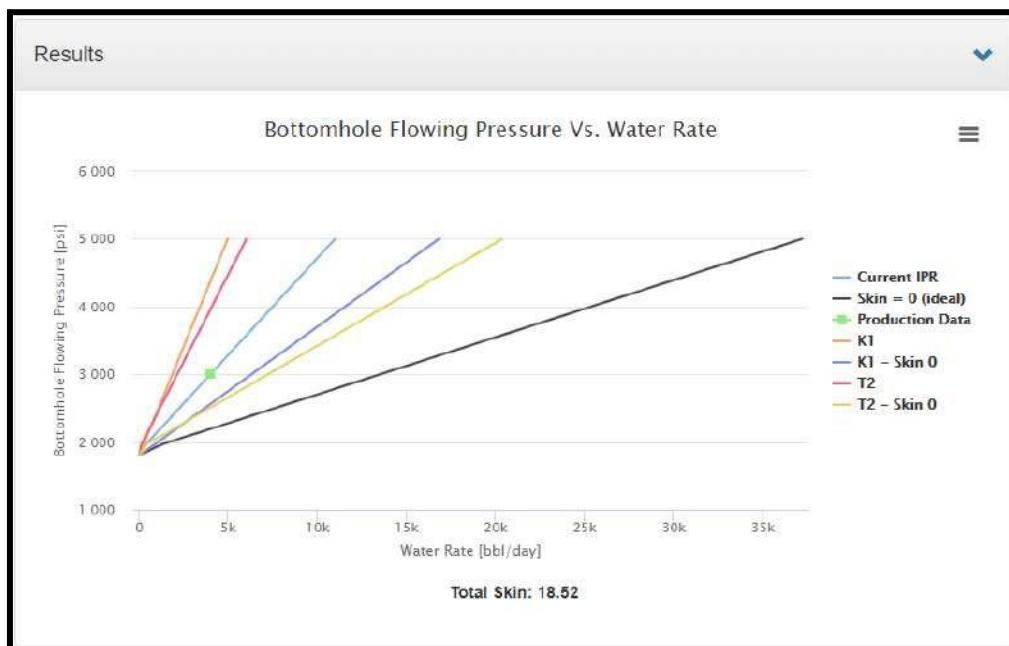


Ilustración 159. Resultados Water Inyección Multilayer

4.5.2.8 Sensibilidades

La opción de sensibilidades solo está disponible si se seleccionó un solo intervalo productor al crear el escenario. Se puede hacer sensibilidades solo al factor skin o otras variables.



Ilustración 160. Sensibilidades

Si se da clic en el botón *Skin* se mostrará la sección de la Ilustración 161. Allí el usuario debe ingresar uno o más valores de skin y dar clic en el botón *Apply*. Los resultados se desplegarán en la gráfica existente de resultados.

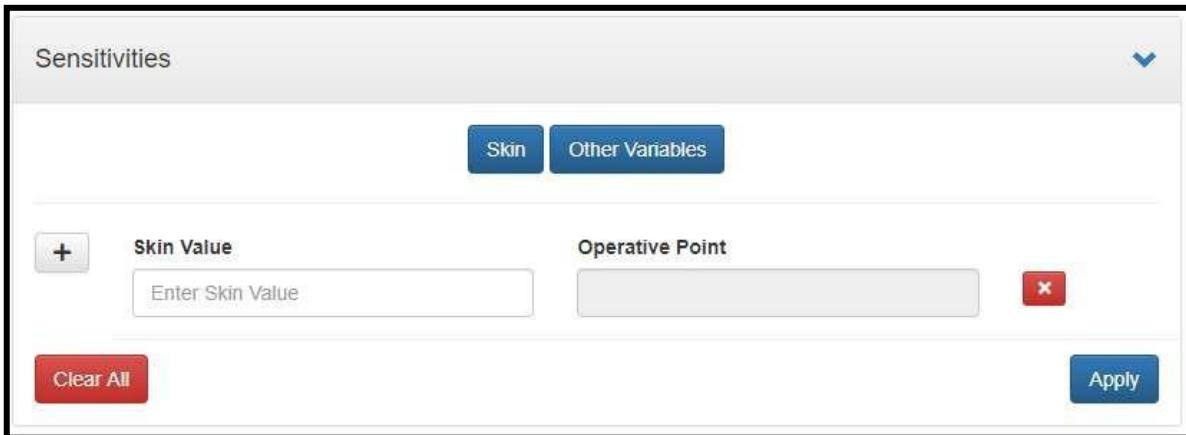


Ilustración 161. Sensibilidades Skin

Cuando el usuario da clic en la opción *Other Variables*, el sistema lo redireccionará a la vista de la Ilustración 162. El usuario debe seleccionar la variable a sensibilizar y su valor. Puede agregar cuantos valores quiera usando el botón “+”. Solo puedo seleccionar hasta tres tipos diferentes de variables. Una vez definidos los valores a estudiar, se debe dar clic en el botón *Apply* y se mostrará una gráfica con los resultados y una tabla de resumen de los valores skin obtenidos. Al frente de cada combinación de variables, hay un botón para ocultar o mostrar la gráfica IPR para esa combinación de variables en específico.

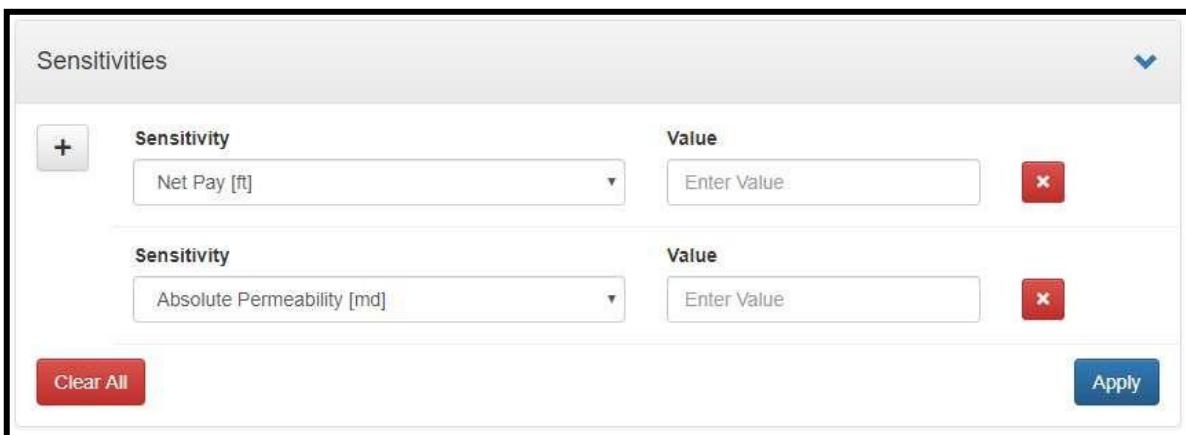


Ilustración 162. Sensibilidades Skin

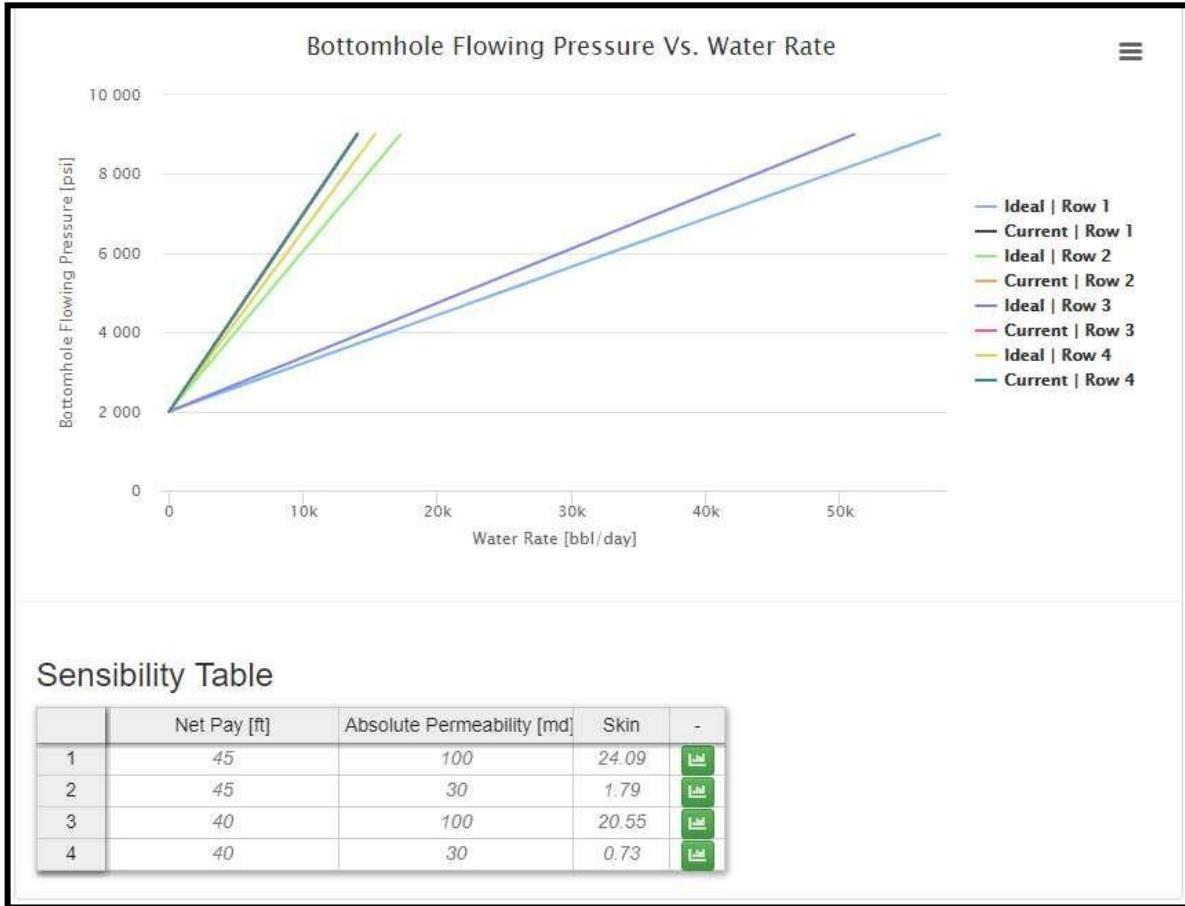


Ilustración 163. Resultados de sensibilidades

4.5.2.9 Casos de Estudio

Con el fin de validar el ingreso de datos y los resultados obtenidos, se han ingresado a la plataforma 3 casos de estudio correspondientes a este módulo, así se detallan a continuación:

4.5.2.9.1 Caso de Estudio 1

4.5.2.9.1.1 Datos de Ingreso

La información disponible para crear el caso de estudio de este escenario es:

- **Datos del escenario**

Nombre del Proyecto: Castilla_Campaña_Stim

Escenario (Scenario Name)	Cuenca (Basin)	Campo (Field)
CAN 185	Llanos Orientales	Castilla
Intervalo Productor (Producing Interval)	Pozo (Well)	Tipo de Análisis (Type)
Castilla_K1 Inf &K2	Castilla-37	IPR Analysis

Tabla 25. Datos del escenario - Caso 1

- **Datos del pozo**

Fluido o (Fluid)	Tipo de pozo (Well Type)	Radio del pozo (Well radius)	Radio drenaje (Reservoir Drainage Radius)
Black Oil	Productor	0,291 Ft	2500 Ft

Tabla 26 Datos del pozo – Caso 1

- **Datos de operación**

Tasa de aceite (Oil Rate)	Presión en fondo del pozo (BHP)	Contenido de agua y sedimentos (BSW)
102 bbl/día	1296 psi	0.9 fracción

Tabla 27 Datos de producción – Caso 1

- **Datos de propiedades de la roca**

No se va a usar módulo de permeabilidad

Presión inicial de yacimiento (Current Reservoir Pressure)	Permeabilidad absoluta a presión inicial de yacimiento (Absolute Permeability)	Net Pay
1900 psi	1120 md	103 ft
Kr Agua-Aceite		
Sw	Krw	Kro
0.17	0.00	0.75
0.22	0.01	0.47
0.28	0.03	0.27
0.33	0.05	0.15
0.38	0.07	0.07
0.44	0.10	0.03
0.5	0.13	0.01
0.58	0.17	0.00
0.60	0.20	0.00
Kr Gas-Aceite		
Sg	Krg	Krog
0.17	0,00	0.75
0.38	0.38	0.38
0.60	0.85	0,00

Tabla 28 Datos propiedades de la roca – Caso 1

- **Datos de propiedades del fluido**

Presión de saturación (Saturation Pressure): 109 psi

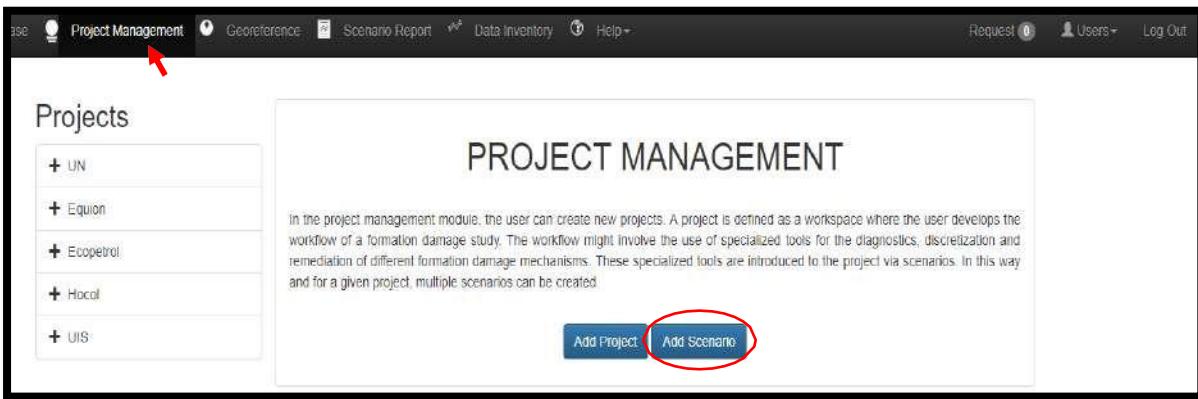
Datos PVT

	Presión (psi)	Viscosidad del aceite (cp)	Bo (RB/STB)	Viscosidad del Agua (cp)
1	105.00	185.15	1.0282	0.00
2	109.00	185.27	1.0281	0.00
3	1100.00	219.72	1.0223	0.00
4	1300.00	226.76	1.0212	0.00
5	15.00	206.00	1.0213	0.00
6	1500.00	233.80	1.0200	0.00
7	200.00	188.00	1.0278	0.00
8	2769.00	276.10	1.0121	0.00
9	393.00	194.81	1.0266	0.00
10	50.00	188.00	1.0240	0.00
11	532.00	199.72	1.0257	0.00
12	700.00	205.64	1.0248	0.00
13	900.00	212.68	1.0235	0.00

Tabla 29 Datos PVT – Caso 1

4.5.2.9.1.2 Metodología

El proceso de ingreso de datos al aplicativo IFDM comienza seleccionando el tipo de escenario que se va a desarrollar, en este caso **IPR Análisis** corresponde el escenario para trabajar la variación de las curvas IPR que se desea trabajar, así primero se ingresa a la sección *Project Management* dando clic en el ícono con este nombre ubicado en la parte superior de la pantalla y a continuación en el botón azul *Add Scenario*, así como se



observa en la siguiente ilustración.

Ilustración 164. Sección Project Management

A continuación, se completa la información del escenario con los datos que se tiene en la Tabla 25, se ingresó la información del escenario: seleccionando la Cuenca, Campo, Intervalo productor, Pozo y Proyecto al que pertenece el escenario, se tiene en cuenta que esta información se creó con antelación en el módulo, por tanto son datos que se seleccionan de la base de datos del aplicativo, además es importante en esta sección

elegir como tipo de escenario (*Type*) **IPR Analysis**, así como se muestra en la Ilustración 165. Al finalizar el ingreso de estos datos se da clic en el botón azul **Save**.

The screenshot shows the 'Scenario' setup interface. It includes fields for 'Type' (set to 'IPR Analysis'), 'Project Name' (set to 'CASTILLA CAMPAÑA STIM'), 'Study Date (DD/MM/YY)' (set to '05/06/2019'), 'Basin' (set to 'Llanos Orientales'), 'Field' (set to 'Castilla'), 'Well' (set to 'CASTILLA-37'), and 'Producing Interval' (set to 'K1/K2'). There are also 'Duplicate from...' and 'Scenario Name' fields, and a 'Save' and 'Cancel' button at the bottom.

Ilustración 165. Datos del escenario – Caso 1

Se procede a ingresar en la sección Well Data la información del pozo, como se observa en la Ilustración 166.

The screenshot shows the 'Well Data' section of the advisor module. It has tabs for 'Well Data', 'Operative Data', 'Rock Properties', and 'Fluid Properties'. The 'Well Data' tab is selected. It contains fields for 'Well Type' (set to 'Producer'), 'Fluid' (set to 'Black Oil'), 'Well Radius' (set to '0.291 ft'), and 'Reservoir Drainage Radius' (set to '2500 ft'). There are also 'Save' and 'Cancel' buttons at the bottom.

Ilustración 166. Sección Well Data – Caso 1

En la siguiente pestaña se llenan los datos de producción, como se observa en la Ilustración 167

Well Data Operative Data Rock Properties Fluid Properties

Operative Data

Oil Rate *
102 bbl/day

BHP *
1296 psi

BSW *
0.9 Fraction

Save **Cancel**

Ilustración 167. Sección *Production Data* – Caso 1

A continuación en el aplicativo se ingresa los datos de las propiedades de la roca, primero se ingresa las propiedades petrofísicas básicas (Ilustración 168) después se selecciona la opción *tabular* para graficar las curvas de permeabilidad relativa y se ingresan los datos de interacción Gas/aceite y aceite/ agua, como se observa en la Ilustración 169 e Ilustración 170

Basic Petrophysics - [K1/K2]

Stress Sensitive Reservoir
No

Net Pay *
103 ft

Current Reservoir Pressure *
1900 psi

Absolute Permeability *
1120 md

Ilustración 168. Sección de propiedades petrofísicas básicas – Caso

Gas-Oil

	Sg	Krg	Krog
1	0.1700	0.0000	0.7500
2	0.3800	0.3800	0.3800
3	0.6000	0.8500	0.0000
4			

Plot

Ilustración 169. Ingreso datos Kr Gas/Aciete – Caso 1

Relative Permeability Data Selection

Tabular

Water-Oil

	Sw	Krw	Kro
1	0.1700	0.0000	0.7500
2	0.2200	0.0100	0.4700
3	0.2800	0.0300	0.2700
4	0.3300	0.0500	0.1500
5	0.3800	0.0700	0.0700
6	0.4400	0.1000	0.0300
7	0.5000	0.1300	0.0100
8	0.5800	0.1700	0.0000
9	0.6000	0.2000	0.0000
10			

Plot

Ilustración 170. Ingreso de datos Kr Aceite/ Agua – Caso 1

Al graficar los datos ingresados, dando clic en el botón azul *Plot*, se obtienen la curva Kr de Gas/aceite (Ilustración 171) y la curva Kr de aceite-agua (Ilustración 172).

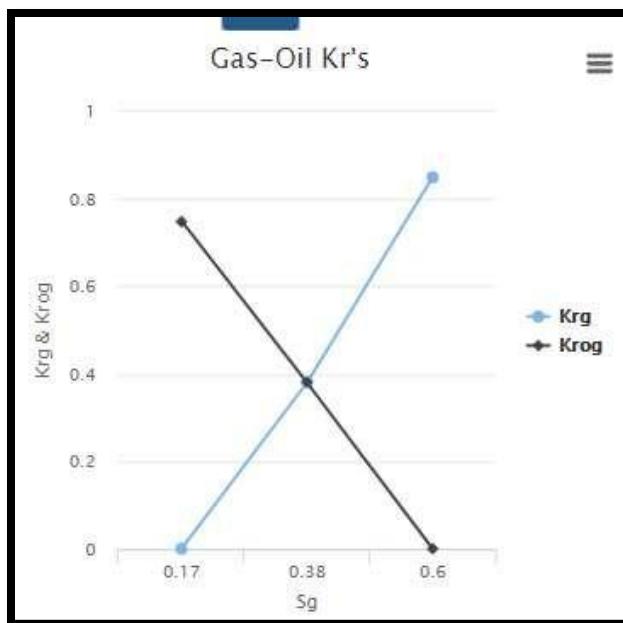


Ilustración 171. Curva Kr Gas/ aceite - Caso 1

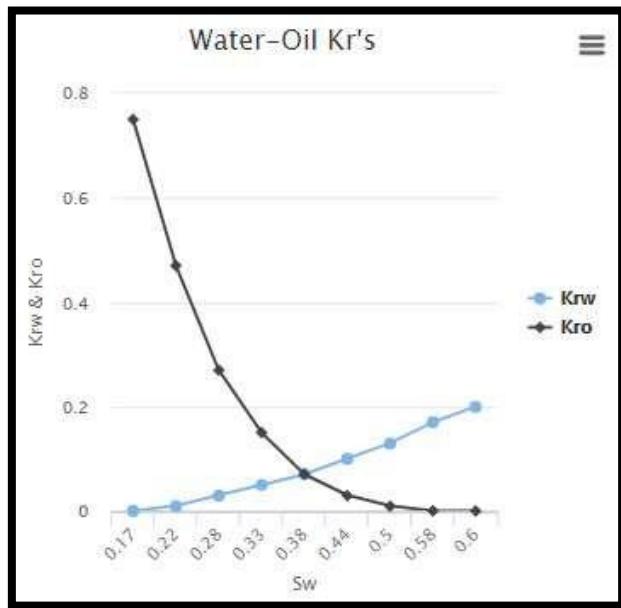


Ilustración 172 .Curva Kr agua/ aceite - Caso 1

Finalmente se ingresa los datos de las propiedades del fluido, como se observa en la Ilustración 173.

Fluid properties

Saturation Pressure*

<input type="button" value=""/>	109	psi
---------------------------------	-----	-----

PVT Data (?)

	Pressures [psi]	Oil Viscosity [cp]	Oil Volumetric Factor [RB/STB]	Water Viscosity [cp]
1	105	185.1500000	1.0282000	0
2	109	185.2700000	1.0281000	0
3	1100	219.7200000	1.0223000	0
4	1300	226.7600000	1.0212000	0
5	15	206	1.0213000	0
6	1500	233.8000000	1.0200000	0
7	200	188	1.0278000	0
8	2769	276.1000000	1.0121000	0
9	393	194.8100000	1.0266000	0
10	50	188	1.0240000	0
11	532	199.7200000	1.0257000	0
12	700	205.6400000	1.0248000	0
13	900	212.6800000	1.0235000	0
14				
15				

Ilustración 173. Sección de propiedades de los fluidos - Caso 1

Al ingresar todos los datos se procede a correr el programa (*Run IPR*) y obtener los resultados.

4.5.2.9.1.3 Resultados

La curva IPR que realiza el programa con los datos ingresados se muestra en la Ilustración 174.

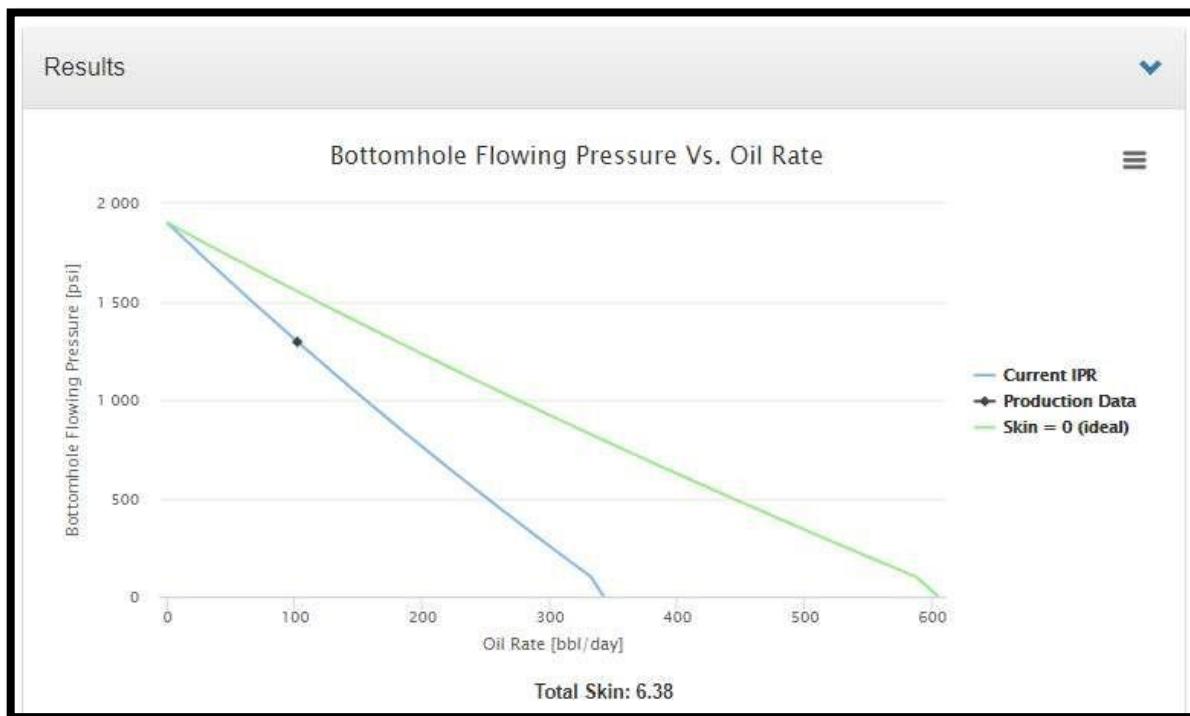


Ilustración 174. Resultados IPR - Caso 1

En el diagrama anterior, se observan dos curvas de diferente pendiente con punto común equivalente a la presión inicial de yacimiento que se ingresó al aplicativo. La curva color “verde” hace referencia a la curva bajo la consideración de ausencia de daño de formación; es decir, un *skin factor* nulo. Esta curva se estimó únicamente con las propiedades de la roca y del fluido ingresadas.

Por otro lado, se estimó la curva color “azul” mediante los datos de producción. Esta curva corresponde al estado actual del pozo. Al tener esta curva con un mayor decremento de presión en función de la tasa de flujo, se puede afirmar que hay daño de formación. De acuerdo con el aplicativo, comparando las dos curvas en función de la ecuación de flujo en medios porosos, se estima un *skin factor* de 6.38.

Por otra parte, puede destacarse que ambas curvas son rectas a presiones mayores a 109 psi correspondientes a la presión de saturación del flujo. Para presiones menores, se evidencia un comportamiento parabólico de la tasa en función de la presión, lo cual se relaciona con la liberación de componente gaseoso en fondo de pozo.

4.5.2.9.2 Caso de Estudio 2

4.5.2.9.2.1 Datos de Ingreso

La información disponible para crear el caso de estudio de este escenario es:

- Datos del escenario**

Nombre del Proyecto: Castilla_Campaña_Stim

Escenario (Scenario Name)	Cuenca (Basin)	Campo (Field)
IPR Inyector	Llanos Orientales	Akacias
Intervalo Productor (Producing Interval)	Pozo (Well)	Tipo de Análisis (Type)
AKACIAS-1	AKACIAS-1	IPR Analysis

Tabla 30. Datos del escenario - Caso 2

- Datos del pozo(Well data)**

Fluid o (Fluid)	Tipo de pozo (Well Type)	Radio del pozo (Well radius)	Radio drenaje (Reservoir Drainage Radius)
Water	Injector	0,3 Ft	1500 Ft

Tabla 31 Datos del pozo - Caso 2

- Datos de operación (Operative Data)**

Tasa de Inyección	Presión en fondo del pozo (BHFP)
4000 bbl/dia	4000 psi

Tabla 32 Datos de producción - Caso 2

- Datos de propiedades de la roca (Rock Properties)**

No se va a usar módulo de permeabilidad

Presión de inyección del yacimiento:

9000 psi

Presión actual de yacimiento (Current Reservoir Pressure)	Permeabilidad absoluta a presión inicial de yacimiento (Absolute Permeability)	Net Pay
2000 psi	30 md	40 ft

Tabla 33 Datos propiedades de la roca - Caso 2

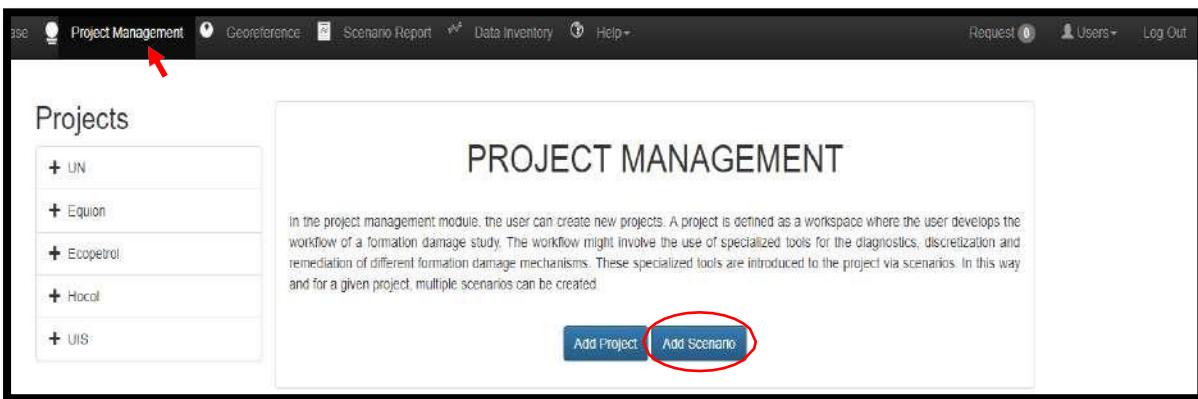
- **Datos de propiedades del fluido**

Factor Volumétrico del agua (Water Volumetric factor): 1 RB/STB

Viscosidad del agua (Water Viscosity): 0.5 Cp

4.5.2.9.2.2 Metodología

El proceso de ingreso de datos al aplicativo IFDM comienza seleccionando el tipo de escenario que se va a desarrollar, en este caso **IPR Análisis** corresponde el escenario para trabajar la variación de las curvas IPR que se desea trabajar, así primero se ingresa a la sección *Project Management* dando clic en el ícono con este nombre ubicado en la parte superior de la pantalla y a continuación en el botón azul *Add Scenario*, así como se



observa en la siguiente ilustración.

Ilustración 175. Sección Project Management - Caso 2

A continuación, se completa la información del escenario con los datos que se tiene en la Tabla 30. Datos del escenario - Caso 2, se ingresó la información del escenario: seleccionando la Cuenca, Campo, Intervalo productor, Pozo y Proyecto al que pertenece el escenario, se tiene en cuenta que esta información se creó con antelación en el módulo, por tanto son datos que se seleccionan de la base de datos del aplicativo, además es importante en esta sección elegir como tipo de escenario (*Type*) **IPR Analysis**, así como se muestra en la Ilustración 176. Al finalizar el ingreso de estos datos se da clic en el botón azul *Save*.

Scenario

Type*	Duplicate from...
IPR Analysis	IPR injector Scenary X
Project Name*	Scenario Name*
CASTILLA CAMPAÑA STIM	Can 185
Study Date (DD/MM/YY)*	Description*
05/06/2019	
Basin*	Field*
Llanos Orientales	Akacias
Well*	
	AKACIAS-1
Producing Interval*	
T2	
<input type="button" value="Save"/> <input type="button" value="Cancel"/>	

Ilustración 176. Datos del escenario - Caso 2

Se procede a ingresar en la sección Well Data la información del pozo, como se observa en la siguiente ilustración:

Advisor

This module calculates the well performance with the concept of IPR (Inflow performance relationship) and the skin factor. This relationship of flow rates against bottom hole pressure take into account petrophysical properties of the reservoir, fluids properties and basic configuration of the well.

Well Data	Operative Data	Rock Properties	Fluid Properties
Well Data			
Well Type*	Fluid*		
Injector	Water		
Well Radius *	Reservoir Drainage Radius *		
0.3 ft	1500 ft		
<input type="button" value="Save"/> <input type="button" value="Cancel"/>			

Ilustración 177. Sección Well Data - Caso 2

En la siguiente pestaña se llenan los datos de producción, como se observa a continuación:

The screenshot shows the 'Operative Data' tab selected in a software interface. It contains two input fields: 'Injection Rate' set to 4000 bbl/day and 'BHFP' set to 4000 psi. Below the inputs are 'Save' and 'Cancel' buttons.

Injection Rate *	BHFP *
4000 bbl/day	4000 psi

Save **Cancel**

Ilustración 178. Sección Production Data - Caso 2

A continuación en el aplicativo se ingresa los datos de las propiedades petrofísicas básicas (Ilustración 179).

The screenshot shows the 'Rock Properties' tab selected. It includes sections for 'Basic Petrophysics - [T2]', 'Stress Sensitive Reservoir*', 'Net Pay', 'Current Reservoir Pressure', 'Absolute Permeability', and 'Reservoir Parting Pressure'. The 'Net Pay' field is set to 40 ft, and the 'Current Reservoir Pressure' field is set to 2000 psi. The 'Absolute Permeability' field is set to 30 md, and the 'Reservoir Parting Pressure' field is set to 9000 psi. Below the inputs are 'Save' and 'Cancel' buttons.

Net Pay *	Current Reservoir Pressure *
40 ft	2000 psi

Absolute Permeability *	Reservoir Parting Pressure *
30 md	9000 psi

Save **Cancel**

Ilustración 179. Sección de propiedades petrofísicas básicas - Caso 2

Finalmente se ingresa los datos de las propiedades del fluido, como se observa en la Ilustración 180.

Well Data Operative Data Rock Properties Fluid Properties

Fluid properties

Water Volumetric Factor* Water Viscosity*

1 0.5

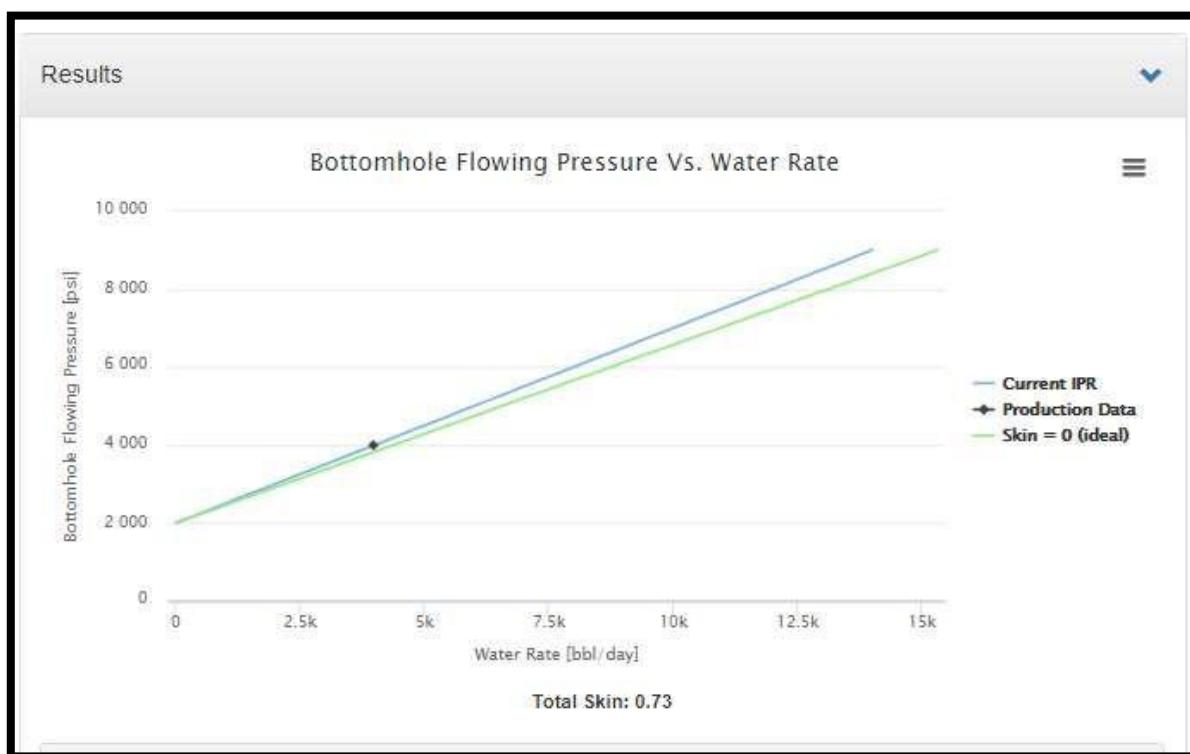
Run IPR Save Cancel

Ilustración 180. Sección de propiedades de los fluidos - Caso 2

Al ingresar todos los datos se procede a correr el programa (*Run IPR*) y obtener los resultados.

4.5.2.9.2.3 Resultados

La curva IPR que realiza el programa con los datos ingresados se muestra en la Ilustración 181.

*Ilustración 181. Resultados IPR - Caso 2*

4.5.2.9.3 Caso de estudio 3

4.5.2.9.3.1 Datos de Ingreso

La información disponible para crear el caso de estudio de este escenario es:

- Datos del escenario**

Nombre del Proyecto: CAN_95

Escenario (Scenario Name)	Cuenca (Basin)	Campo (Field)
Castilla_Campaña_Stim	Llanos Orientales	Castilla
Intervalo Productor (Producing Interval)	Pozo (Well)	Tipo de Análisis (Type)
Castilla_K1 Inf &K2	Castilla-37	IPR Analysis

Tabla 34. Datos del escenario - Caso 3

- Datos del pozo**

Fluid o (Fluid)	Tipo de pozo (Well Type)	Radio del pozo (Well radius)	Radio drenaje (Reservoir Drainage Radius)
Black Oil	Productor	0,58 ft	2500 Ft

Tabla 35 Datos del pozo – Caso 3

- Datos de operación**

Tasa de aceite (Oil Rate)	Presión en fondo del pozo (BHP)	Contenido de agua y sedimentos (BSW)
407 bbl/dia	1895 psi	0.98 fracción

Tabla 36 Datos de producción – Caso 3

- Datos de propiedades de la roca**

No se va a usar módulo de permeabilidad

Presión actual de yacimiento (Current Reservoir Pressure)	Permeabilidad absoluta a presión inicial de yacimiento (Absolute Permeability)	Net Pay
2792 psi	1000 md	250 ft
Kr Agua-Aceite		
Sw	Krw	Kro
0.17	0.00	0.75
0.22	0.01	0.47
0.28	0.03	0.27

0.33	0.05	0.15
0.38	0.07	0.07
0.44	0.10	0.03
0.50	0.13	0.01
0.58	0.17	0.00
0.60	0.20	0.00
Kr Gas-Aceite		

Sg	Krg	Krog
0.17	0,00	0.75
0.38	0.38	0.38
0.60	0.85	0,00

Tabla 37 Datos propiedades de la roca – Caso 3

- **Datos de propiedades del fluido**

Presión de saturación (Saturation Pressure): 130 psi

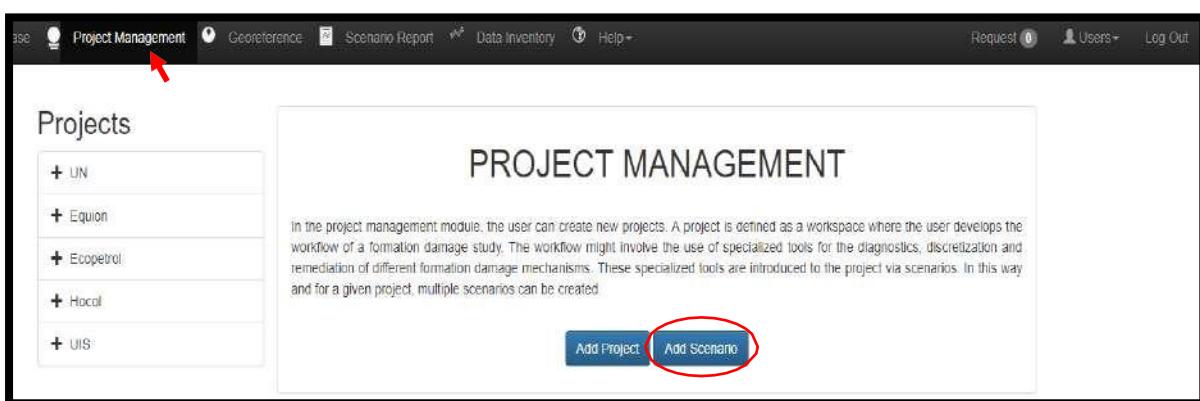
Datos PVT:

	Presión (psi)	Viscosidad del aceite (cp)	Bo (RB/STB)	Viscosidad del Agua (cp)
1	129.00	82.00	1.04	1.00
2	130.00	82.00	1.04	1.00
3	1515.00	113.30	1.03	1.00
4	3015.00	145.80	1.02	1.00

Tabla 38 Datos PVT – Caso 3

4.5.2.9.3.2 Metodología

El proceso de ingreso de datos al aplicativo IFDM comienza seleccionando el tipo de escenario que se va a desarrollar, en este caso **IPR Análisis** corresponde el escenario para trabajar la variación de las curvas IPR que se desea trabajar, así primero se ingresa a la sección *Project Management* dando clic en el ícono con este nombre ubicado en la parte superior de la pantalla y a continuación en el botón azul *Add Scenario*, así como se



observa en la siguiente ilustración.

Ilustración 182. Sección Project Management - Caso 3

A continuación, se completa la información del escenario con los datos que se tiene en la Ilustración 183 donde se ingresó la información del escenario: seleccionando la Cuenca, Campo, Intervalo productor, Pozo y Proyecto al que pertenece el escenario, se tiene en

Integrated Formation Damage Model

cuenta que esta información se creó con antelación en el módulo, por tanto son datos que se seleccionan de la base de datos del

aplicativo, además es importante en esta sección elegir como tipo de escenario (*Type*) **IPR Analysis**, así como se muestra en la Ilustración 165. Al finalizar el ingreso de estos datos se da clic en el botón azul Save.

The screenshot shows the 'Scenario' dialog box with the following details:

- Type***: IPR Analysis
- Duplicate from...**: CAN_95
- Project Name***: CASTILLA CAMPAÑA STIM
- Study Date (DD/MM/YY)***: 06/06/2019
- Scenario Name***: CAN_95
- Description***: (empty)
- Basin***: Llanos Orientales
- Field***: Castilla
- Well***: CASTILLA-37
- Producing Interval***: K1/K2

At the bottom right are the **Save** and **Cancel** buttons.

Ilustración 183. Datos del escenario – Caso 3

Se procede a ingresar en la sección Well Data la información del pozo, como se observa en la siguiente ilustración:

Scenario: CAN_95 - Basin: Llanos Orientales - Field: Castilla - Well: CASTILLA-37
- User: Jorge Bahamon

Advisor

This module calculates the well performance with the concept of IPR (Inflow performance relationship) and the skin factor. This relationship of flow rates against bottom hole pressure take into account petrophysical properties of the reservoir, fluids properties and basic configuration of the well.

Well Data Operative Data Rock Properties Fluid Properties

Well Data

Well Type* Fluid*

Producer Black Oil

Well Radius * Reservoir Drainage Radius *

0.58 ft 2500 ft

Save Cancel

Ilustración 184. Sección Well Data – Caso 3

En la siguiente pestaña se llenan los datos de producción, como se observa a continuación:

Well Data Operative Data Rock Properties Fluid Properties

Operative Data

Oil Rate * BHP *

407 bbl/day 1895 psi

BSW *

0.98 Fraction

Save Cancel

Ilustración 185. Sección Production Data – Caso 3

A continuación en el aplicativo se ingresa los datos de las propiedades de la roca, primero se ingresa las propiedades petrofísicas básicas (Ilustración 186) después se selecciona la opción *tabular* para graficar las curvas de permeabilidad relativa y se ingresan los datos de interacción Gas/aceite y agua, como se observa en la Ilustración 187 e Ilustración 188.

The screenshot shows a software interface with a top navigation bar containing tabs: Well Data, Operative Data, Rock Properties (which is highlighted in blue), and Fluid Properties. Below the tabs, there is a section titled "Rock Properties" with a dropdown arrow. Underneath this, a sub-section titled "Basic Petrophysics - [K1/K2]" is expanded, also with a dropdown arrow. This sub-section contains fields for "Stress Sensitive Reservoir" (set to "No"), "Net Pay *" (value 250, unit ft), "Current Reservoir Pressure *" (value 2792, unit psi), and "Absolute Permeability" (value 1000, unit md).

Ilustración 186. Sección de propiedades petrofísicas básicas – Caso

	Sg	Krg	Krog
1	0.1700	0.0000	0.7500
2	0.3800	0.3800	0.3800
3	0.6000	0.8500	0.0000
4			

Plot

Ilustración 187. Ingreso datos Kr Gas/Aceite – Caso 3

Relative Permeability Data Selection

Tabular

Water-Oil

	Sw	Krw	Kro
1	0.1700	0.0000	0.7500
2	0.2200	0.0100	0.4700
3	0.2800	0.0300	0.2700
4	0.3300	0.0500	0.1500
5	0.3800	0.0700	0.0700
6	0.4400	0.1000	0.0300
7	0.5000	0.1300	0.0100
8	0.5800	0.1700	0.0000
9	0.6000	0.2000	0.0000
10			

Plot

Ilustración 188. Ingreso de datos Kr Aceite/Agua – Caso 3

Al graficar los datos ingresados, dando clic en el botón azul *Plot*, se obtienen la curva Kr de Gas/aceite (Ilustración 189) y la curva Kr de aceite-agua (Ilustración 190).

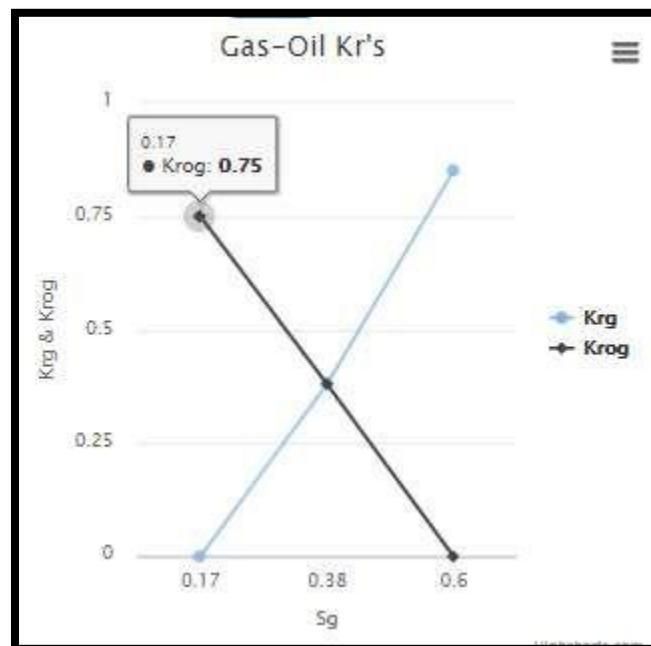


Ilustración 189. Curva Kr Gas/ aceite - Caso 3

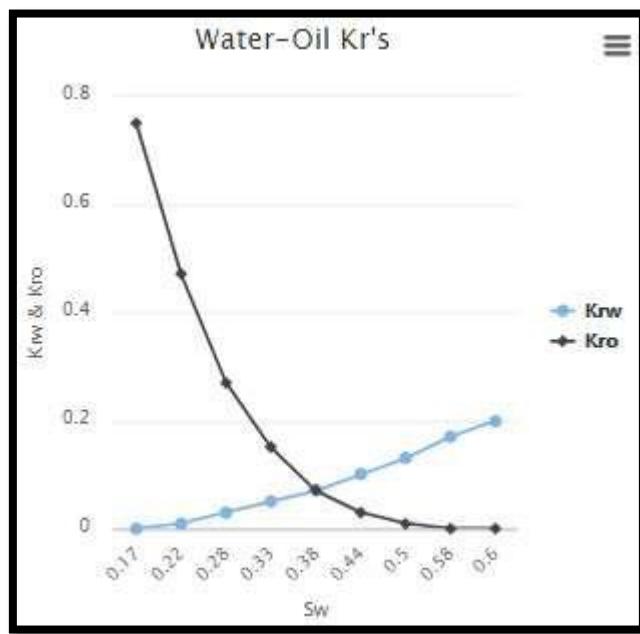


Ilustración 190 .Curva Kr agua/ aceite - Caso 3

Finalmente se ingresa los datos de las propiedades del fluido, como se observa en la Ilustración 191.

Well Data Operative Data Rock Properties Fluid Properties

Fluid properties

Saturation Pressure^{*}: psi

PVT Data !

	Pressures [psi]	Oil Viscosity [cp]	Oil Volumetric Factor [RB/STB]	Water Viscosity [cp]
1	129	82	1.0400000	1
2	130	82	1.0400000	1
3	1515	113.3000000	1.0300000	1
4	3015	145.8000000	1.0200000	1
5				
6				

Plot

Run IPR
Save
Cancel

Ilustración 191. Sección de propiedades de los fluidos - Caso 3

Al ingresar todos los datos se procede a correr el programa (*Run IPR*) y obtener los resultados.

4.5.2.9.3.3 Resultados

La curva IPR que realiza el programa con los datos ingresados se muestra en la Ilustración 192.

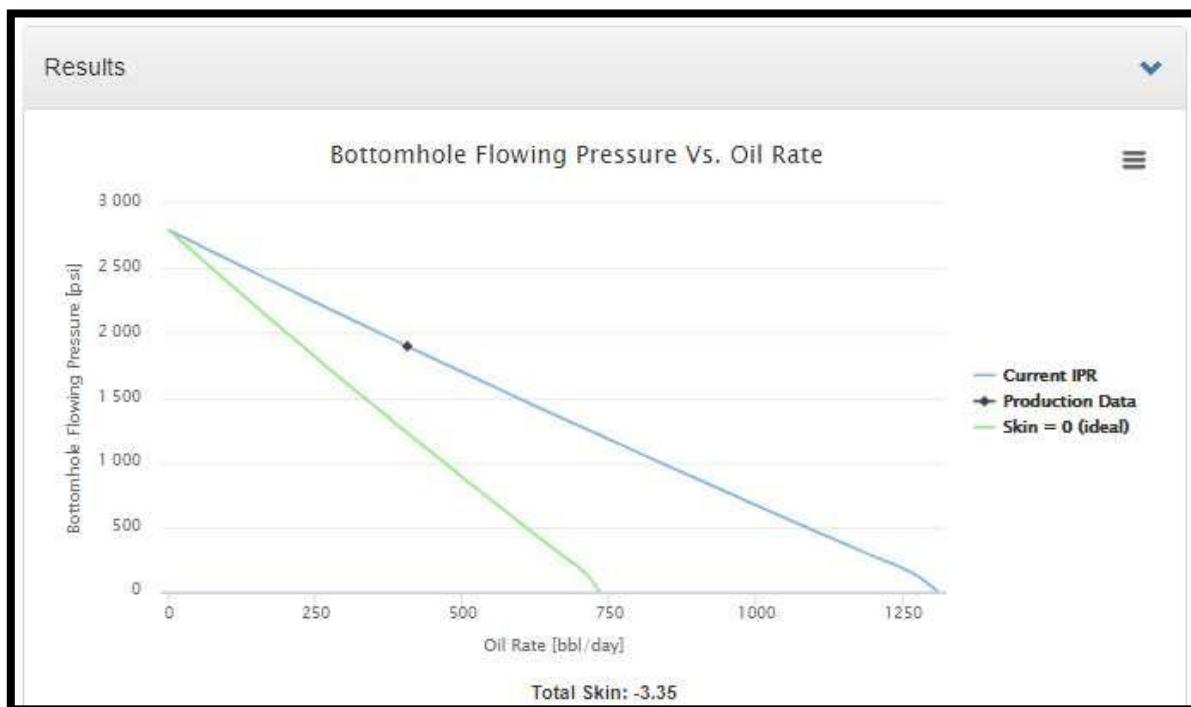


Ilustración 192. Resultados IPR - Caso 3

4.5.3 Perforación Y Completamiento (Drilling And Completion).

Este módulo presenta la fenomenología y los mecanismos relacionados al daño inducido, asociado directamente a la invasión de fluidos de perforación y completamiento.

4.5.3.1 CURVA DE FUNCIÓN DINÁMICA DE FILTRADO

Es pertinente determinar si los fluidos de perforación de estudio se encuentran en la base de datos, de lo contrario seguir el siguiente esquema: *Database > Add Data > Filtration Function*. Lo cual lo debe dirigir a la interfaz que se presenta en la Ilustración 193.

Filtration Function Data		
Basin*	Field*	Formation*
Nothing selected	Nothing selected	Nothing selected
Filtration Function Name		
<input type="text"/>		

Ilustración 193. Interfaz de creación función de filtrado

El sistema permite generar una curva de filtrado de un fluido de perforación característico de una cuenca, campo y formación; con el fin de ser evaluado en un pozo de interés. Adicionalmente, debe asignar un nombre característico de la función de filtrado, suele ser pertinente el nombre del fluido de perforación y el nombre del pozo de análisis.

En este punto la herramienta permite construir la curva de Función de Filtrado de dos formas:

4.5.3.1.1 Estableciendo los parámetros A y B manualmente.

Si se conoce el comportamiento de filtración de los fluidos de perforación se completa la información requerida: los parámetros A y B y la información básica del fluido de perforación con el fin de caracterizar e identificarlos a futuro.

- Composición.
- Densidad (ppg).
- Propiedades reológicas: viscosidad plástica, VP (cP); punto de cedencia, YP (lb/ft²*1000); fuerza gel, Gel () .

Ilustración 194. Interfaz de creación función de filtrado – parámetros A y B.

4.5.3.1.2 Apartir de curvas de filtración dinámica de pruebas de desplazamiento.

La Ilustración 195 presenta la interfaz para la construcción de la función de Filtrado a partir de las curvas de filtrado obtenidas en pruebas de retorno de permeabilidad. Debe diligenciarse la siguiente información:

- *Mud Density* (ppg). Corresponde a la densidad del lodo.
- *Kd/Ki Mud* (adimensional). Es la relación de daño permeabilidad después del daño por fluido

- de perforación, Kd; permeabilidad inicial, Ki.
- *Kd/Ki Cement Slurry* (adimensional). Relación de daño permeabilidad después del daño por fluidos de completamiento, Kd; permeabilidad inicial, Ki.
 - *Core diameter* (cm). Corresponde al diámetro del núcleo.

En la sección Pruebas de Laboratorio, *Laboratory Test*, diligenciar la información:

- *Core Permeability (mD)*. Es la permeabilidad del Núcleo.
- *Pob (psi)*. Presión de sobreblance de la prueba de laboratorio.
- *Time vs Filtration Volume (ml)*. Prueba de filtración Tiempo (min) vs Volumen de filtrado (ml).

Existe la opción de adicionar más pruebas de filtrado relacionado al mismo fluido de perforación a diferentes condiciones de presión o permeabilidad, botón amarillo *Add Extra Laboratory Test*. Adicionalmente, se encuentra la opción de graficar las curvas de filtrado, botón azul, *Plot*.

	Time [s]	Filtered Volume [ml]
1		
2		
3		
4		

	Time [s]	Filtered Volume [ml]
1		
2		
3		
4		

Ilustración 195. Interfaz de creación función de filtrado – curvas de filtrado.

Si no cuenta con la información de curvas de filtrado o pruebas de retorno que evalúan el desempeño de los fluidos de perforación, la información se puede obtener de la siguiente forma:

Empresas de servicios:

- Curvas de filtración sintéticas:

Laboratorio	Correo	Contacto
Grupo de investigación en Dinámica de Flujo y Transporte en medios porosos.	dft_med@unal.edu.co	Juan Manuel Mejía

- Pruebas de retorno de permeabilidad:

Laboratorio	Correo	Contacto
Laboratorio de Yacimientos y Fluidos de Perforación	slyacun_med@unal.edu.co	Sergio Lopera Castro
Instituto Colombiano de Petróleo, ICP.		Jaime Loza

4.5.3.2 Drilling And Completion

Al crear un escenario de *Drilling and Completion* aparecerá la interfaz mostrada en la ilustración 8. El escenario cuenta con las siguientes etapas: Datos generales (*General Data*), Datos de la perforación (*Drilling Data*), datos de cementación (*Cementing Data*) y Selección de la función de filtrado) (*Filtration Functions*). Si el nombre de una de estas secciones está en rojo significa que hay datos incompletos en dicha sección.



Ilustración 196. Interfaz escenario de perforación y completamiento

4.5.3.2.1 Datos generales

La sección *General Data* está compuesta de dos subsecciones: *General Data* e *Input Data*.

General Data: Primero se deben seleccionar los intervalos productores que se quieren analizar.

	Interval	Top [ft]	Bottom [ft]	Reservoir Pressure [psi]	Hole Diameter [in]	Drill Pipe Diameter [in]
1	P1	15295.400000		4152		
2						

Ilustración 197. Sección General Data de Drilling

A continuación, se despliega una tabla donde se debe ingresar los siguientes datos:

- Tope de la formación, *Tope* en pies (ft).
- Profundidad del hueco inferior, *Bottom* en pies (ft).
- Presión del yacimiento, *Reservoir Pressure* en libras por pulgada cuadrada absoluta (psi).
- Diámetro del hueco, *Hole* en pulgadas (in).
- Diámetro de la tubería, *Drill pipe* en pulgadas (in).

Input Data: Se requiere determinar el método de entrada de los datos de la formación de producción, puede ser mediante: Promedio, *Average*; intervalos, *By intervals* o Perfil, *Profile*; tal como se puede observar en la Ilustración 198.

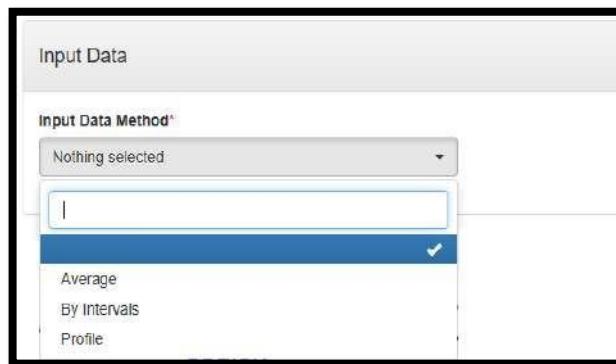


Ilustración 198. Sección Input Data

Si se selecciona la opción *Average*, como se observa en la Ilustración 199, se debe ingresar: el nombre de la formación, porosidad (%), permeabilidad (*mD*), intensidad de la fractura (#/ft) y saturación irreducible (%) promedio de la formación. Puede que alguno de los datos aparezca como predeterminados, sin embargo, pueden ser modificados.

Input Data

Input Data Method*

Average

	Formation	Porosity [-]	Permeability [mD]	Fracture Intensity [#/ft]	Irreducible Saturation [-]
1	Mirador - ECP	23	0		
2					

Ilustración 199. Opción de ingreso de datos - Average

Por el contrario, si se prefiere la opción de *By Intervals*, como se observa en la Ilustración 200, se debe ingresar los datos de los intervalos productores escogidos con anterioridad: el nombre de la formación, porosidad (%), permeabilidad (*mD*), intensidad de la fractura (#/ft) y saturación irreducible (%). Puede que alguno de los datos aparezca como predeterminados, sin embargo, pueden ser modificados.

Input Data

Input Data Method*

By Intervals

	Interval	Porosity [-]	Permeability [mD]	Fracture Intensity [#/ft]	Irreducible Saturation [-]
1	Mirador	50	243		
2	Cup Mir	50	243		
3	wed	8.5000000	300		
4					

Ilustración 200. Opción de ingreso de datos – By intervals

Por último, si se selecciona *Profile*, como se observa en la Ilustración 201, se debe ingresar detalladamente la formación de análisis especificando cada intervalo de profundidad: porosidad (%), permeabilidad (*mD*), intensidad de la fractura (#/ft) y saturación irreducible (%). Puede que alguno de los datos aparezca como predeterminados, sin embargo, pueden ser modificados.

Input Data

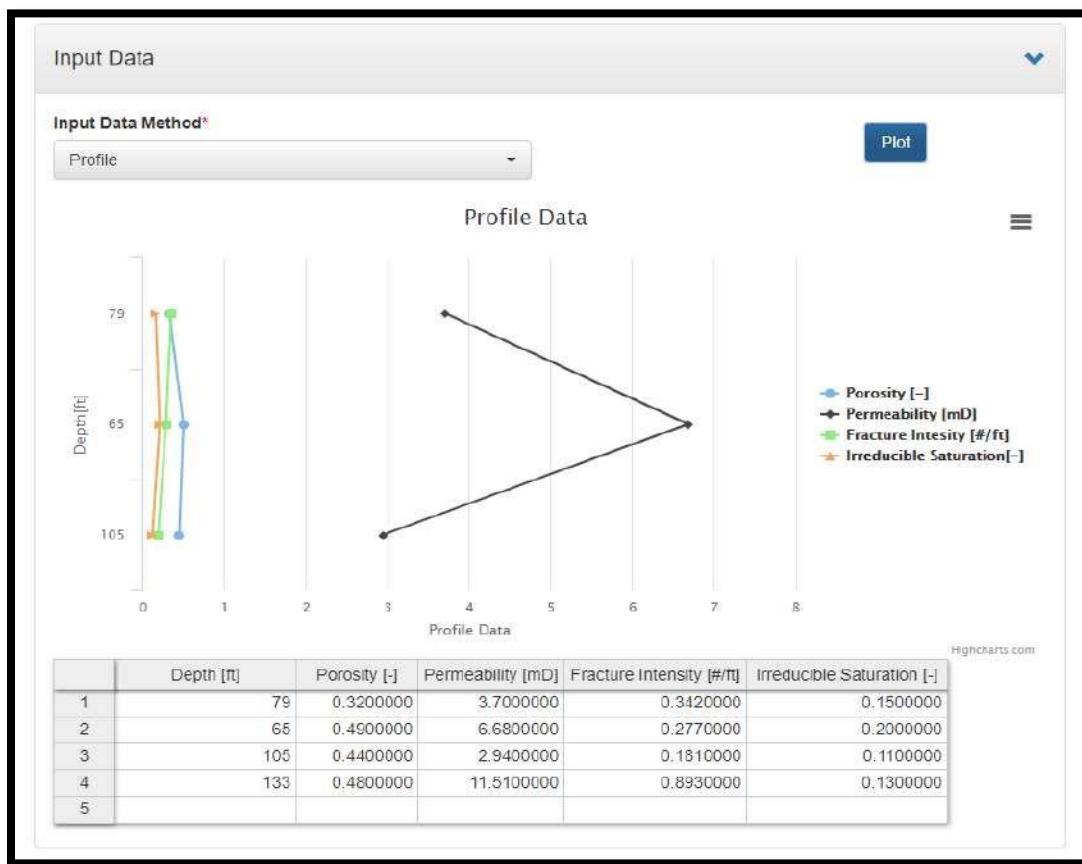
Input Data Method*

Profile Plot

	Depth [ft]	Porosity [-]	Permeability [mD]	Fracture Intensity [#/ft]	Irreducible Saturation [-]
1	2725	0.3000000	816	0	0.2000000
2	2750	0.3000000	862	0	0.2600000
3	2775	0.3100000	639	0	0.2700000
4	2800	0.2800000	996	0	0.2000000
5	2825	0.3100000	668	0	0.2700000
6	2850	0.2800000	924	0	0.2600000
7	2875	0.3000000	741	0	0.2600000
8	2900	0.2800000	638	0	0.2300000
9	2925	0.3300000	819	0	0.2400000
10	2950	0.3300000	931	0	0.2100000

Ilustración 201. Opción de ingreso de datos – Profile

Además, en esta subsección se tiene la opción de graficar los datos mediante el botón azul *Plot* que se encuentra en la parte derecha, así se observa en la Ilustración 202.

*Ilustración 202. Gráfico de Input data con profile*

En la parte superior derecha del gráfico, se puede observar el botón el cual al dar clic desplegará el menú para descargar los gráficos creados.

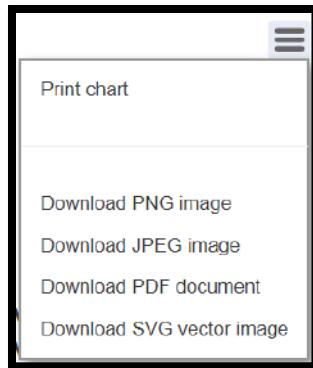


Ilustración 203. Formatos de descarga

En este botón se encuentra la opción *Print chart* el cual permite al usuario imprimir el grafico mostrado, y además aparecen cuatro opciones de descarga que en su orden son: descarga en formato PNG, descarga en formato JPEG, descarga en formato PDF y descarga en formato SVG.

4.5.3.2.2 Datos de perforación

En la sección *Drilling data* se debe ingresar la información correspondiente a la etapa de perforación:

General Data		Drilling Data		Cementing Data	Filtration Functions
Drilling Data					
Total Exposure Time *	8	d	Pump Rate *	700	gpm
Max Mud Density *	9	lb/gal	ROP *	1.06770833333333	ft/ho
ECD (Equivalent Circulating Density) *	12	gpm			
Calculate ECD			Save		

Ilustración 204. Sección Drilling Data

- Tiempo de exposición total, *Total Exposure Time (d)*.
- Tasa de bombeo del lodo, *Pump rate(gpm)*.

- Densidad máxima del lodo, *Max Mud Density* (ppg).
- Tasa de perforación, *ROP* (ft/h). Automáticamente la herramienta calcula este valor, sin embargo, se puede modificar si se cuenta con uno más preciso.
- Densidad equivalente de circulación, *ECD (Equivalent Circulating Density)* (gpm). Se puede ingresar el valor manualmente o calcularlo con la opción *Calculate ECD*; hay que tener en cuenta que si se quiere calcular la ECD se necesita primero verificar que en la sección General Data se tenga ingresado el diámetro del hueco (*Hole Diameter*) y el diámetro de la tubería (*Hole pipe*).

ECD (Equivalent Circulating Density) *

gpm

Calculate ECD

Ilustración 205. Variable ECD del lodo

4.5.3.2.3 Datos de cementación

Primero se debe informar si estos datos se tienen disponibles, para eso está la opción *Available* al lado derecho del título de *Cementing data*, si los datos no están disponibles basta con deschulear la opción para que no interfiera a la hora de correr el módulo y mostrar los resultados. Se debe ingresar la información correspondiente a la etapa de cementación o completamiento.

- Tiempo de exposición total, *Total Exposure Time (d)*.
- Tasa de bombeo del cemento, *Pump rate* (gpm).
- Densidad de la lechada, *Cement Slurry Density* (ppg).
- Densidad equivalente de circulación, *ECD (Equivalent Circulating Density)* (gpm). Se puede ingresar el valor manualmente o calcularlo con la opción *Calculate ECD*; hay que tener en cuenta que si se quiere calcular la ECD se necesita primero verificar que en la sección General Data se tenga ingresado el diámetro del hueco (*Hole Diameter*) y el diámetro de la tubería (*Hole pipe*).

General Data	Drilling Data	Cementing Data	Filtration Functions
Cementing Data <div style="float: right;"><input checked="" type="checkbox"/> Available</div>			
Total Exposure Time * <input type="text" value="0.004"/> d		Pump Rate * <input type="text" value="4"/> gpm	
Cement Slurry Density * <input type="text" value="9"/> lb/gal		ECD (Equivalent Circulating Density) * <input type="text" value="12"/> gpm	
Calculate ECD			

Ilustración 206. Sección Cementing Data

4.5.3.2.4 Función de Filtrado

En la sección *Filtration Functions* se selecciona la función de filtrado correspondiente al fluido de perforación de análisis. La interfaz se presenta en la Ilustración 207.

Ilustración 207. Sección Filtration Functions

Se debe escoger una función de filtrado dinámica para cada formación, esta función es la que se debió crear con anterioridad en la sección 3.4. Cuando se selecciona la curva de filtrado, se presentan los parámetros A y B.

Finalmente, se da clic al botón azul *Run* para que el aplicativo proceda a general resultados o en cualquier momento o sección de ingreso de datos se puede dar clic en *Save* para guardar el escenario con los datos ingresados sin correr aún.

4.5.3.2.5 Resultados

Los resultados que se presentan son: El perfil de invasión (ft) vs profundidad (ft) para las etapas de perforación y cementación.

Adicionalmente, se presenta para la fase de perforación, y cementación los siguientes parámetros:

- Máximo Skin calculado, *Maximum Calculated Skin* (adimensional).
- Skin promedio calculado, *Average Calculated Skin* (adimensional).
- Volumen total invadido, *Total Invasion Volumen* (bbl).
- Máximo radio de invasión, *Maximum Invasion Radius*(ft).
- Radio promedio de invasión, *Average Invasion Radiud*(ft)

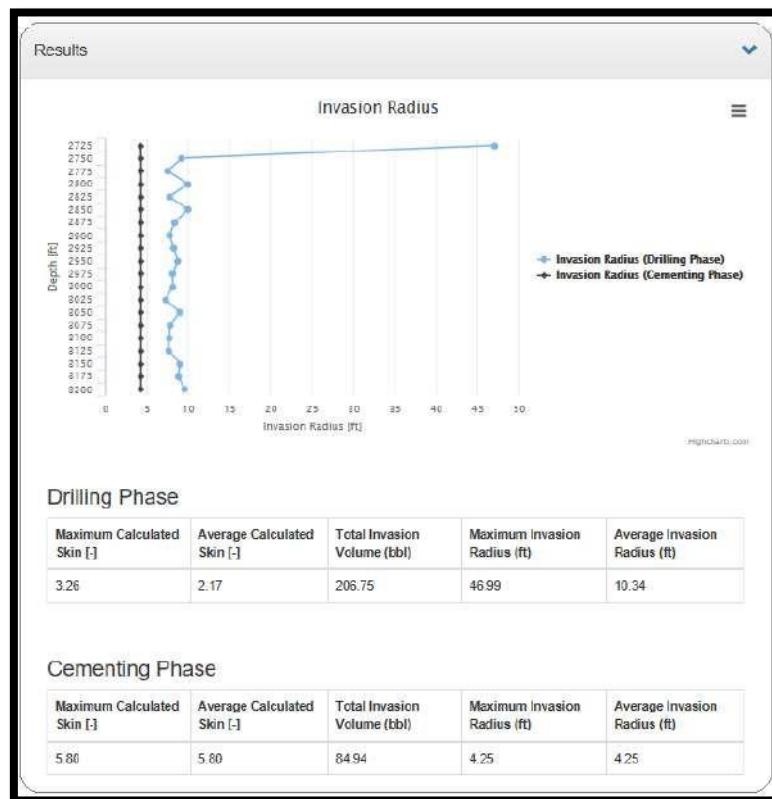


Ilustración 208. Resultados de Drilling and Cementation

Análogamente, la herramienta presenta un resumen del cálculo del skin total, *Total Skin*; volumen de filtrado total, *Total Filtration Volume*; radio total de invasión, *Total Invasion Radius*. Finalmente, la herramienta cuenta con una opción de edición de los resultados, botón amarillo, *Edit*.

Total Skin	
Calculated Skin - Maximum Total [-]	Calculated Skin - Average Total [-]
9.04	7.96

Total Filtration Volume	
Filtration Volume - Maximum Total [bbi]	Filtration Volume - Average Total [bbi]
-233.42	-286.71

Total Invasion Radius	
Total Invasion Radius - Maximum Total [ft]	Total Invasion Radius - Average Total [ft]
51.21	14.58

Ilustración 209. Resultados de Drilling and Cementation

4.5.3.2.6 Casos de estudio

Con el fin de validar el ingreso de datos y los resultados obtenidos, se han ingresado a la plataforma casos de estudio correspondientes a este módulo, así se detallan a continuación:

4.5.3.2.6.1 Caso de Estudio 1

- Datos de Ingreso**

La información disponible para crear el caso de estudio de este escenario es:

Datos para creación de la Curva de Función de Filtrado

Nombre (<i>Filtration Function Name</i>)	Cuenca (<i>Basin</i>)	Campo (<i>Field</i>)	Formación (<i>Formation</i>)
Lodo A	M	N	O

Tabla 39. Datos iniciales – Caso 1

Densidad (<i>Density</i>)	Viscosidad Plástica (<i>Plastic Viscosity</i>)	Punto de Cedencia (<i>Yield Point</i>)
-----------------------------	---	--

Integrated Formation Damage Model

9 Lb/gal	51	90
----------	----	----

Tabla 40. Propiedades del lodo I – Caso 1

Volumen de filtrado a baja P y T (LPLT Filtrate)	Volumen de filtrado a alta P y T (HPHT Filtrate)	PH	Fuerza gel (Gel Strength)
3.6	13	10	0

Tabla 41. Propiedades del lodo II – Caso 1

	Componente (Component)	Concentración (Concentration) [lb/b o gal/b]
1	Soda caustica	10
2	Bactericida	1
3	Bentonita	8
4	Controlador de Filtrado HPHT	10
5	MMS	0.8
6	Carbonato de Calcio M600	17
7	Carbonato de Calcio M325	9
8	Carbonato de calcio M200	3
9	Antiacreción	

Tabla 42. Composición – Caso 1

Kd/Ki Lechada de cemento (Cement Slurry)	Kd/Ki Lodo (Mud)	Diámetro de poro (Core Diameter)
0.762	0.905	3.84

Tabla 43. Propiedades- Caso 1

a	b
0.00002	0.9653

Tabla 44. Factores de función de filtrado – Caso 1

Datos del escenario

Nombre del Proyecto: Casos de Estudio

Escenario (Scenario Name)	Cuenca (Basin)	Campo (Field)
Caso 1	M	N
Intervalo Productor (Producing Interval)	Pozo (Well)	Tipo de Análisis (Type)
Mirador	P1	Drilling and Completion

Tabla 45. Datos del escenario – Caso 1

Datos generales (General Data)

Intervalo Productor (Producing Interval): P1

	Intervalo (Interval)	Top [ft]	Bottom [ft]	Reservoir Pressure [psi]	Hole Diameter [in]	Drill Pipe Diameter [in]

1	P 1	15295.4	17815.9	4152	8.5	5.5
---	--------	---------	---------	------	-----	-----

Tabla 46. General Data – Caso 1

Método de Ingreso de datos (**Input Data Method**): Profile

	Profundidad (Depth) [ft]	Porosidad (Porosity)	Permeabilidad (Permeability)[m D]	Intensidad de la fractura (Fracture Intensity)[#/ft]	Saturación Irreducible (Irreducible Saturation)
1	15300	129	30	0	0.12
2	1600	165	107	0	0.067
3	1650	55	9091	0	0.155
4	1700	42	6	0	0.222
5	17800	41	500	0	0.120

Tabla 47. Datos de entrada – Caso 1

Datos de perforación Drilling Data

Tiempo de exposición (Total Exposure Time)	Velocidad de la bomba (Pump Rate)	Densidad máxima del lodo (Max Mud Density)	Taza de penetración ROP	ECD (Equivalent Circulating Density)
8 días	700 gpm	9 lb/gal	13.127604 ft/ho	9 gpm

Tabla 48. Datos de perforación – Caso 1

Datos de Cementación (Cementing Data)

Tiempo de exposición (Total Exposure Time)	Tasa de bombeo (Pump Rate)	Densidad de la lechada de cemento (Cement Slurry Density)	Densidad equivalente de circulación ECD
0.004 días	4 gpm	15.8 lb/gal	15.8

Tabla 49. Datos de cementación – Caso 1

Función de Filtrado (Filtration Function)Nombre Función de filtrado (*Filtration Function*):

Lodo A a: 0.00002

b: 0.458

- **Metodología**

En *Database/Filtration Function* se ingresa primero los datos para crear la curva de función de filtrado, como se muestra a continuación:

Basin: M **Field:** N **Formation:** O

Filtration Function Name: Loco A

Mud Properties:

Density:	9	Plastic Viscosity:	31	Yield Point:	30
LPLT Filtrate:	3.6	HPT Filtrate:	13		
PH:	10	Gel Strength:	0		

Composition:

	Component	Concentration lb/bbl or g/lb
1	Soda-caustica	50
2	Bactericida	1
3	Bentonita	8
4	Controlador de filtrado HPHT	10
5	MMS	0.8
6	Carbonato de calcio M900	17
7	Carbonato de calcio M025	9
8	Carbonato de calcio M200	3
9	Antiacérrido	
10		

Kd/Ki Cement Slurry: 0.712 **Kd/Ki Mud:** 0.905 **Core Diameter:** \$84

Set Filtration Function Factors:

a: 0.00002 b: 0.9653

Ilustración 210. Ingreso de la función de filtrado – Caso

El proceso de ingreso de datos se continúa seleccionando el tipo de escenario que se va a desarrollar, en este caso **Drilling And Completion**. A continuación, se completa la información del escenario con los datos que se tiene: seleccionando la Cuenca, Campo, Intervalo productor, Pozo y Proyecto al que pertenece el escenario, se tiene en cuenta que esta información se creó con antelación en el módulo, por tanto, son datos que se seleccionan de la base de datos del aplicativo. Al finalizar el ingreso de estos datos se da clic en el botón azul Save.

Scenario

Type*	Duplicate from...
Drilling And Completion	<input type="text"/> Scenario X
Project Name*	Scenario Name*
Casos de Estudio	Caso 1
Study Date (DD/MM/YY)*	Description*
9/05/2019	Lodo A
Basin*	Field*
M	N
Well*	Producing Interval*
W	Nothing selected
<input type="button" value="Save"/> <input type="button" value="Cancel"/>	

Ilustración 211. Ingreso de datos del escenario – Caso 1

A continuación, se ingresa los datos generales del intervalo productor

General Data

Producing Interval*							
<input type="text"/> P1							
	Interval	Top [ft]	Bottom [ft]	Reservoir Pressure [psi]	Hole Diameter [in]	Drill Pipe Diameter [in]	
1	P1	15295.400000	17815.900000	4152	8.500000	5.500000	
2							

Ilustración 212. Ingreso de datos generales – Caso 1

Después se escoge la opción de ingresar los datos de producción mediante el perfil de la formación, así como se observa en la siguiente ilustración:

Input Data

Input Data Method*

Profile Plot

	Depth [ft]	Porosity [-]	Permeability [mD]	Fracture Intensity [#/ft]	Irreducible Saturation [-]
1	15300	129	30	0	0.1200000
2	1600	165	107	0	0.0670000
3	1650	55	9091	0	0.1550000
4	1700	42	6	0	0.2220000
5	17800	41	500	0	0.1200000
6					

Ilustración 213. Ingreso de datos iniciales – Caso 1

Usando los datos de la Tabla 48 se ingresa la información de perforación:

General Data **Drilling Data** **Cementing Data** **Filtration Functions**

Drilling Data

Total Exposure Time * d Pump Rate * gpm

Mud Density * lb/gal ROP * ft/h

ECD (Equivalent Circulating Density) * gpm

Calculate ECD **Save**

Ilustración 214. Ingreso de datos de perforación – Caso 1

A continuación, se completa la ventana de datos de cementación:

Cementing Data Available

Total Exposure Time *	Pump Rate *
0.004	4
Cement Slurry Density *	ECD (Equivalent Circulating Density) *
15.8	15.8
<input type="button" value="Calculate ECD"/>	

Ilustración 215. Ingreso de datos de cementación – Caso 1

Y finalmente se selecciona la función de filtrado que se ingresó previamente

Filtration Function

Filtration Function*	
Lodo A	
a *	b *
0.00002	0.458
<input type="button" value="Run"/>	

Ilustración 216. Ingreso y selección de función de filtrado – Caso 1

4.5.4 Geomecanica (Geomechanics).

El módulo de Geomecánica se desarrolla dada la necesidad del usuario de determinar el estado de esfuerzos y la permeabilidad de yacimientos naturalmente fracturados. Este modelo integra como variables de entrada propiedades de fractura (apertura y orientación), componentes del modelo geomecánico de la formación y parámetros obtenidos de pruebas experimentales.

Este módulo está compuesto de 3 secciones para ingreso de datos, en todas las secciones el usuario siempre debe ingresar los datos marcados con *, de lo contrario el aplicativo lanzará un mensaje informando la falta de datos necesarios para continuar.

4.5.4.1 Datos Generales

En principio se debe ingresar la información General del escenario, dando clic en la sección *General Data*, donde el usuario debe ingresar los datos guiándose de la siguiente información:

- Azimut del pozo (*Well Azimuth*): El azimuth del pozo corresponde al ángulo respecto al norte, en sentido de las manecillas del reloj, que realiza el pozo desviado proyectado sobre la superficie, en grados.
- Desviación del pozo (*Well Deviation*): El buzamiento del pozo corresponde al mínimo ángulo, respecto a la horizontal, que realiza el pozo, medido en la dirección en la que se entierra el pozo, en grados.
- Radio del pozo (*Well Radius*) en pies [ft]. Se asume que la sección del pozo es un círculo y tiene un radio específico llamado radio del pozo. Puede estimarse por el diámetro interno del casing de producción
- Radio de drenaje (*Drainage Radius*) en [ft]. Es el radio de drenaje, se puede incluir también radio de investigación o la distancia a la que la presión es igual a la presión de yacimiento.
- Máximo radio de análisis *Max (Anayisis radius)*: en pies [ft]. Radio de extensión para análisis en yacimiento.
- Tasa de aceite (*Rate*) en [bbl/día]. Corresponde al caudal de aceite con el que se está produciendo.
- Permeabilidad de la Matriz (*Matrix Permeability*) en miliDarcys [mD].
- Tope de la formación (*Top*) en ft.
- Espesor de la formación (*Netpay*) en ft.
- Viscosidad (*viscosity*) en cp.
- Factor volumétrico del petróleo (*Volumetric factor*) en barriles de yacimiento por barriles estándar [RB/STB].
- Presión de yacimiento, *Reservoir Pressure* en presión [psi]. Es la presión promedio dentro del yacimiento en un momento dado. Se dispone de pruebas de reducción para determinar la presión estática del yacimiento.

General Data		Geomechanical Properties		Fracture Model	
Well Azimuth*		Well Deviation*			
<input type="text"/> 0		<input type="text"/> 0			
Well Radius*		Drainage Radius*			
<input type="text"/> 0.7	ft	<input type="text"/> 500	ft		
Max Analysis Radius*		Rate*			
<input type="text"/> 20	ft	<input type="text"/> 2000	bbl/day		
Matrix Permeability*		Top*			
<input type="text"/> 1.5	mD	<input type="text"/> 8000	ft		
Netpay*		Viscosity*			
<input type="text"/> 90	ft	<input type="text"/> 1.2	cp		
Volumetric Factor*		Reservoir Pressure*			
<input type="text"/> 1	RB/STB	<input type="text"/> 4500	psi		
<input type="button" value="Save"/> <input type="button" value="Run"/> <input type="button" value="Cancel"/>					

Ilustración 217. Primera ventana Módulo Geomecánica

4.5.4.2 Propiedades Geomecánicas

En esta sección se debe ingresar las propiedades geomecánicas del escenario, para mostrar dichos datos se da clic en la opción denotada como *Geomechanical properties* y se desplegará la sección de la Ilustración 218.

En esta sección se puede observar seis (6) casillas que se deben llenar manualmente de la siguiente manera:

- Coeficiente de Poisson, *Poisson ratio*. Es el que corresponde a la relación entre la deformación longitudinal y la transversal.
- Coeficiente de Biot, *Biot Coefficient*: Es el que varía entre 0 y 1, siendo 0 una roca independiente de la presión de poro y 1 una roca dependiente de la presión de poro.
- Angulo Azimuth máximo de esfuerzo horizontal, *Azimuth Maximum Horizontal Stress* en grados.
- Gradiente de esfuerzo horizontal mínimo, *Minimum Horizontal Stress Gradienten* unidades de psi/ ft.
- Gradiente de esfuerzo vertical, *Vertical Stress Gradient* en psi/ft.
- Gradiente de esfuerzo horizontal máximo, *Maximun Horizontal Stress Gradienten* unidades de psi/ ft.

Scenario: Módulo geomecánico
Basin: Llanos Orientales - **Field:** Cusiana - **Producing interval:** Mirador - **Well:** BAB2ST1 -
User: Kelly Diez

General Data	Geomechanical Properties	Fracture Model
Poisson Ratio*	Biot Coefficient*	
0.2	0.9	
Azimuth Maximum Horizontal Stress*	Minimum Horizontal Stress Gradient*	
120	0.75 psi/ft	
Vertical Stress Gradient*	Maximum Horizontal Stress Gradient*	
1 psi/ft	1.15 psi/ft	

Ilustración 218. Propiedades Geomecánicas

4.5.4.3 Modelo de fractura

Esta sección está compuesta de 4 casillas, que se deben llenar manualmente con información de la fractura, así:

- Ancho inicial de la fractura, *Initial Fracture Width* en micrómetros [μm].
- Tenacidad inicial de la fractura, *Initial Fracture Toughness* en unidades de psi/ft.
- Permeabilidad de la fractura en el cierre, *Fracture Closure Permeability* en miliDarcys [mD].
- Permeabilidad residual del cierre de la fractura, *Residual Fracture Clossure Permeability* en miliDarcys [mD].

Además, en esta sección el usuario debe llenar una tabla con información de la fractura, con datos de profundidad en pies [ft], buzamiento en grados [$^{\circ}$], y buzamiento Azimuth en grados [$^{\circ}$], como se muestra en la Ilustración 219.

	Depth [ft]	Dip [°]	Dip Azimuth [°]
1	15221.890000	69.7274900	347.2727000
2	15223.400000	68.1648600	175.9976000
3	15229.140000	78.6248300	341.4726000
4	15230.210000	79.6109500	338.5933000
5	15233.140000	86.9095300	337.6892000
6	15250.200000	56.0302100	255.3213000
7	15251.520000	75.7164900	351.6698000
8	15252.030000	63.5484800	350.2929000
9	15252.870000	41.2699100	66.1362500
10	15253.200000	34.2835900	141.5897000

Ilustración 219. Modulo de fractura

Finalmente, se da clic al botón azul *Run* para que el aplicativo proceda a general resultados o en cualquier momento o sección de ingreso de datos se puede dar clic en *Save* para guardar el escenario con los datos ingresados sin correr aún, o también se puede cancelar la creación del escenario dando clic en la opción *cancel*.

4.5.4.4 Resultados

Primero se debe escoger la fractura que se desea analizar, así como se observa en la Ilustración 220.

Ilustración 220. Sección para elegir la fractura de análisis

Los resultados de este módulo están divididos en 2 secciones:

4.5.4.4.1 Resultados a escala de fractura

La primera sección de resultados se representan en 4 gráficas, las primeras dos corresponden a gráficos de permeabilidad y de la fractura, respectivamente, donde el centro de los gráficos representan el radio del pozo y los extremos son el máximo radio de análisis, tal como se muestra en las Ilustración 221 e Ilustración 222.

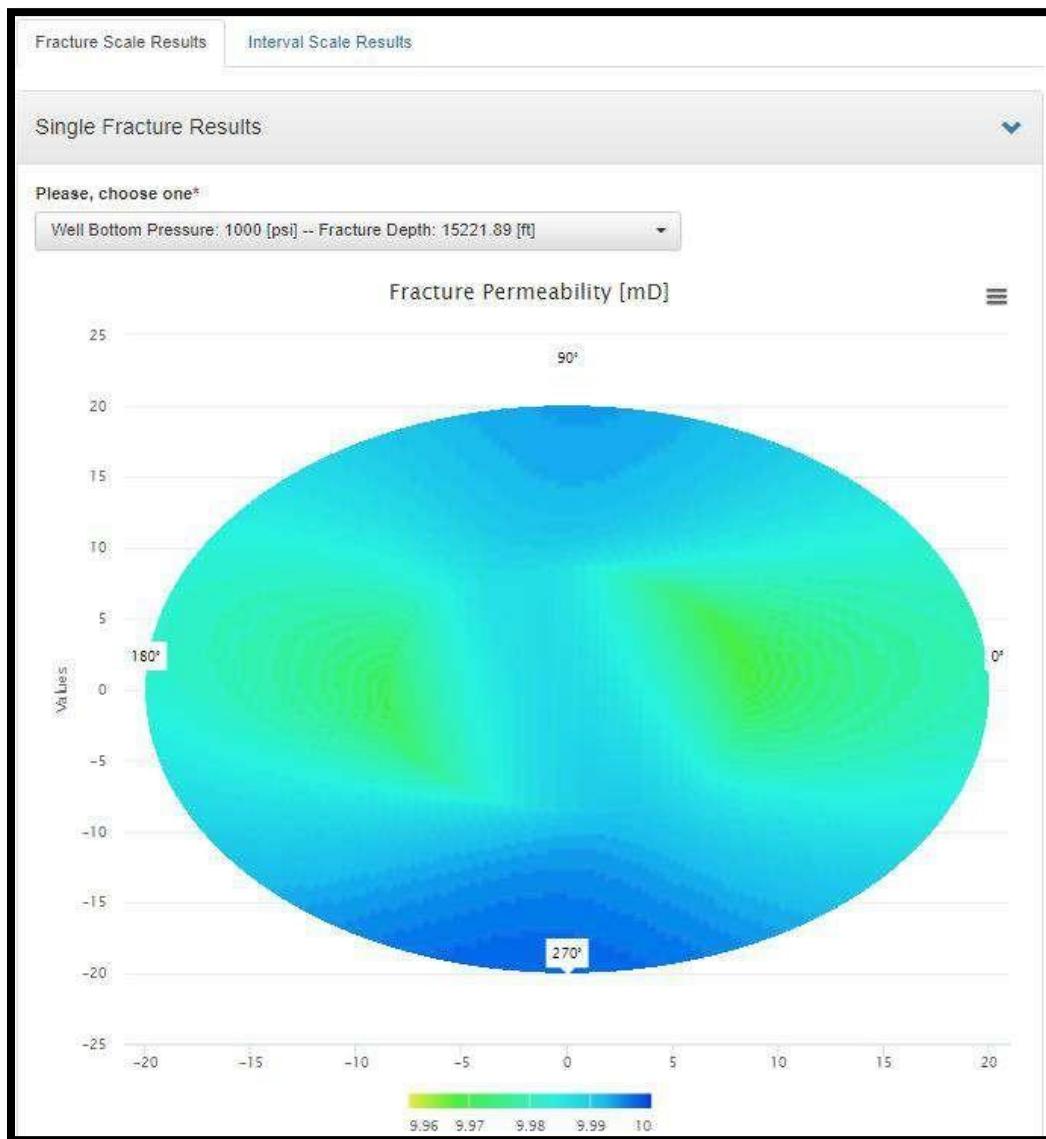


Ilustración 221. Gráfico de permeabilidad de la fractura

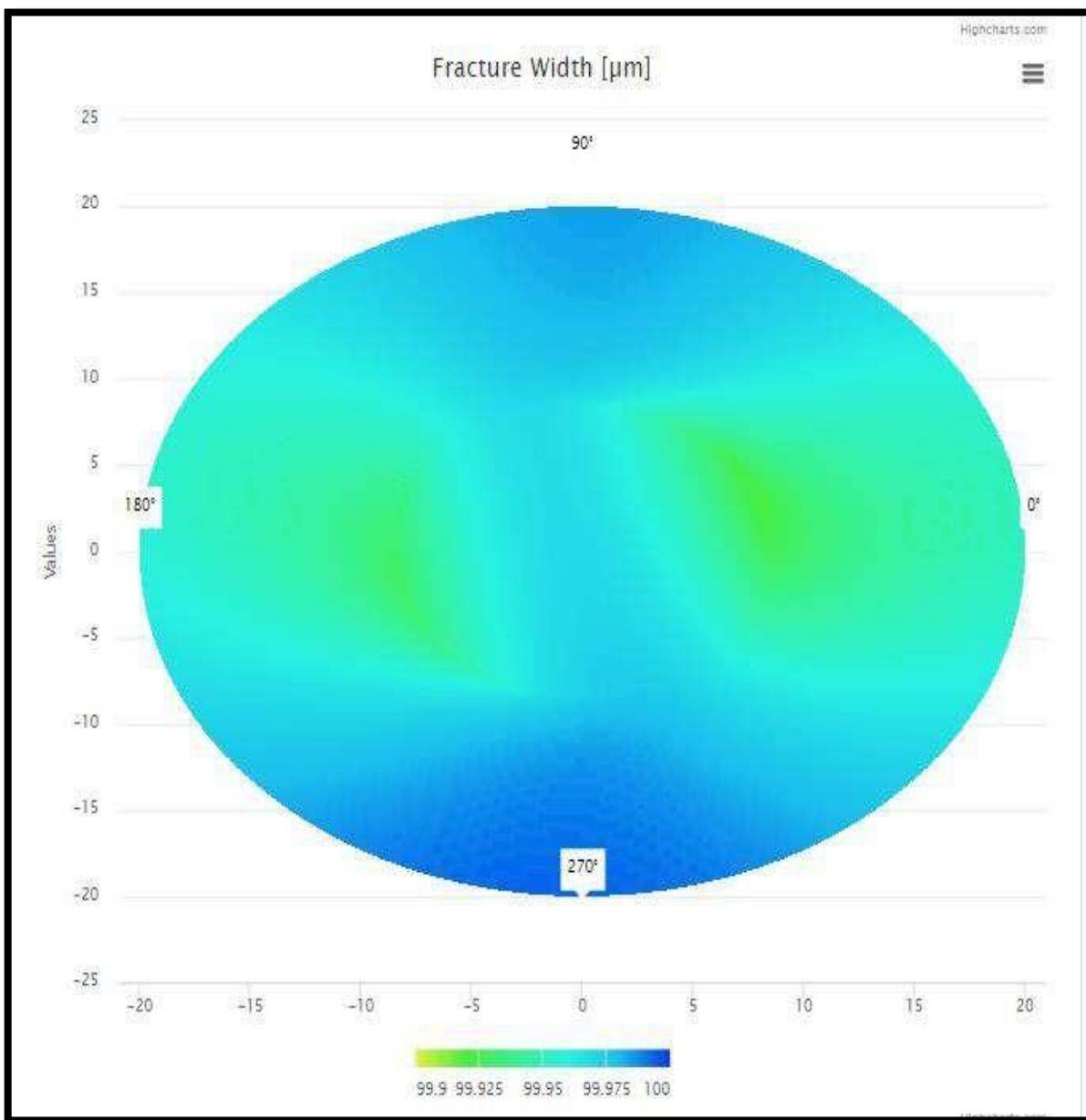


Ilustración 222. Gráfico de ancho de la fractura

Observar que en la parte superior derecha de los gráficos, se puede observar el botón el cual al dar clic desplegará el menú que se muestra a continuación:

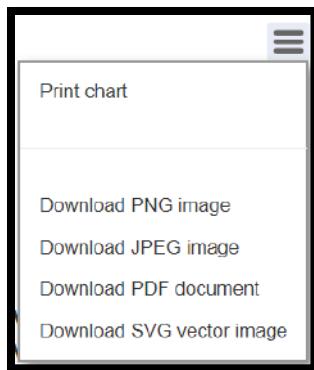


Ilustración 223. Formatos de descarga

En este botón se encuentra la opción *Print chart* el cual permite al usuario imprimir el grafico mostrado, y además aparecen cuatro opciones de descarga que en su orden son: descarga en formato PNG, descarga en formato JPEG, descarga en formato PDF y descarga en formato SVG.

Los últimos resultados son dos gráficos donde se puede observar la variación de la permeabilidad y del espesor de la fractura, respectivamente, según el radio máximo de análisis, así como se observa en la Ilustración 224 y la Ilustración 225.

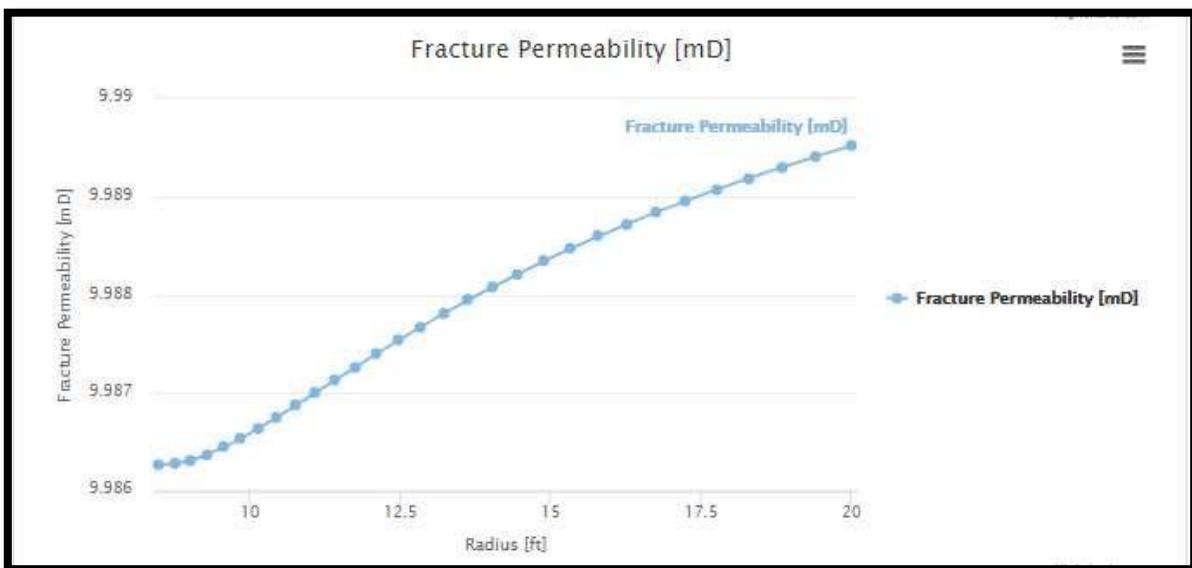


Ilustración 224. Gráfico de permeabilidad de la fractura según el radio máximo de análisis

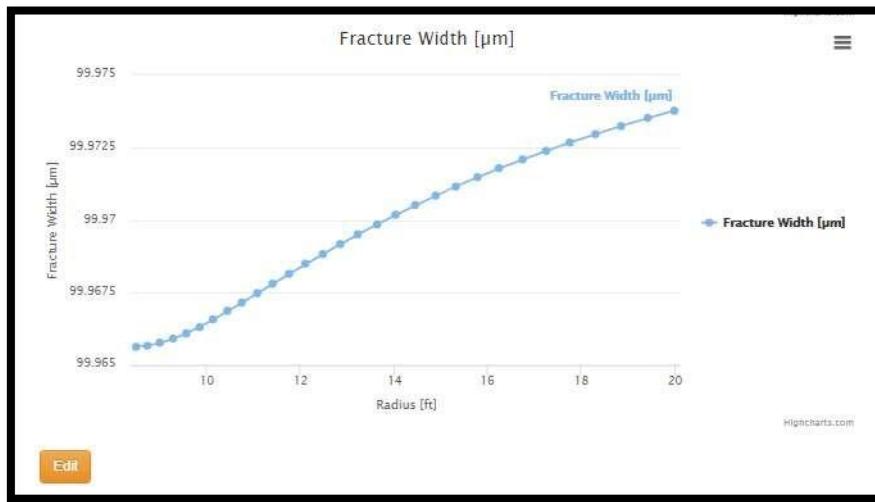


Ilustración 225. Gráfico de espesor de la fractura según el radio máximo de análisis

4.5.4.4.2 Resultados a escala de Intervalo

La segunda sección de resultados de este módulo corresponde a los resultados a escala del intervalo, primero se debe escoger la fractura a analizar, de manera similar a lo que se observa en la Ilustración 220 y así el aplicativo muestra un gráfico de la permeabilidad promedio que se observa alrededor de la fractura, ver Ilustración 226.

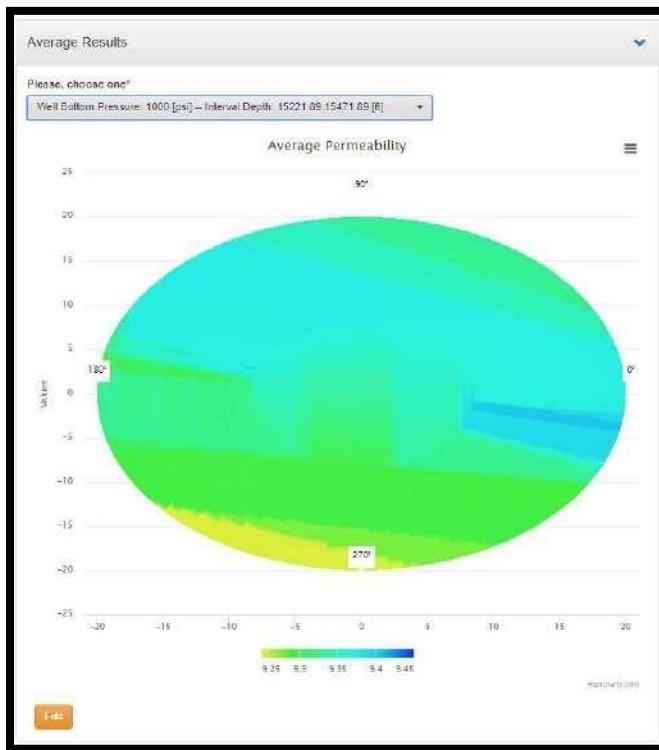


Ilustración 226. Gráfico de permeabilidad promedio de la fractura

4.5.4.5 Casos de Estudio

Con el fin de validar el ingreso de datos y los resultados obtenidos, se han ingresado a la plataforma 3 casos de estudio correspondientes a este módulo, así se detallan a continuación:

4.5.4.5.1 Caso de Estudio 1

4.5.4.5.1.1 Datos de Ingreso

La información disponible para crear el caso de estudio de este escenario es:

- **Datos del escenario**

Nombre del Proyecto: Casos de estudio Módulo Geomecánico

Escenario (Scenario Name)	Cuenca (Basin)	Campo (Field)
Caso de estudio 1	Llanos Orientales	Cupiagua
Intervalo Productor (Producing Interval)	Pozo (Well)	Tipo de Análisis (Type)
Mirador	CUPIAGUA B-25 ST1	Geomechanics

Tabla 50. Datos del escenario - Caso 1

- **Datos generales (GeneralData)**

Dimensiones de la malla y propiedades de pozo y yacimiento.

Azimut del pozo (Well Azimuth)	Desviación del pozo (Well Deviation)	Radio del pozo (Well radius)
0 grados	0 grados	0.7 ft
Radio de drenaje (Drainage radius)	Radio de análisis (Máx analysis radius)	Taza de aceite (Rate)
500 ft	20 ft	2000 Bpd
Permeabilidad de matriz (Matrix permeability)	Profundidad vertical de análisis (Top)	Net pay
1.5 mD	8000 ft	90 ft
Viscosidad del aceite (Viscosity)	Factor volumétrico del aceite (Volumetric Factor)	Presión de yacimiento (Reservoir Pressure)
1.2 cp	1 BY/BN	4500 ft

Tabla 51. Datos de entrada Generales Caso 1

- **Propiedades geomecánicas (Geomechanical Properties)**

Propiedades mecánicas de la roca y estado de esfuerzos del yacimiento.

Relación de Poisson (Poisson Ratio)	Coeficiente de Biot (Biot Coefficient)	Gradiente de esfuerzo vertical (Vertical Stress gradient)
0.3	0.9	1 psi/ft
Gradiente de esfuerzo horizontal	Gradiente de esfuerzo horizontal máximo (Maximum Stress	Azimut del esfuerzo horizontal máximo (Azimuth Maximum

mínimo (<i>Minimun Stress Horiental gradient</i>)	<i>Horiental gradient)</i>	<i>Horizontal Stress)</i>
0.8 psi/ft	0.8 psi/ft	0 grados

Tabla 52. Datos de entrada de propiedades geomecánicas - Caso 1

- **Modelo de Fractura (*Fracture Model*)**

Orientación de fracturas naturales y datos requeridos para obtener la permeabilidad de fractura en función del estado de esfuerzos.

Apertura de fractura inicial (<i>Initial Fracture Width</i>)	Rigidez normal de fractura inicial (<i>Initial Normal Fracture Stiffness</i>)
100 um	55000000 psi/ft
Permeabilidad de cierre de fractura (<i>Fracture closure Permeability</i>)	Permeabilidad residual de cierre de fractura (<i>Residual Fracture Closure Permeability</i>)
200 mD	20 mD

Tabla 53. Datos de entrada de fractura - Caso 1

Fractures (<i>Fracturas</i>)	Profundidad de fractura (<i>Depth</i>)	Buzamiento de fractura (<i>Dip</i>)	Azimut de fractura (<i>Dip Azimuth</i>)
1	8045 ft	1 grado	90 grados

Tabla 54. Datos de las fracturas - Caso 1

4.5.4.5.1.2 Metodología

El proceso de ingreso de datos comienza seleccionando el tipo de escenario que se va a desarrollar, en este caso **Geomechanics**. A continuación, se completa la información del escenario con los datos que se tiene. En la Ilustración 227 se ingresó la información del escenario: seleccionando la Cuenca, Campo, Intervalo productor, Pozo y Proyecto al que pertenece el escenario, se tiene en cuenta que esta información se creó con antelación en el módulo, por tanto, son datos que se seleccionan de la base de datos del aplicativo. Al finalizar el ingreso de estos datos se da clic en el botón azul Save.

The screenshot shows the 'Scenario' dialog box. The 'Type*' dropdown is set to 'Geomechanics'. The 'Project Name*' dropdown is set to 'Casos de estudio Módulo Geomecánico'. The 'Study Date [DD/MM/YY]*' input field contains '30/04/2019'. The 'Scenario Name*' input field contains 'Caso de estudio 1'. The 'Description*' input field contains 'caso de estudio geomecánico'. The 'Basin*' dropdown is set to 'Llanos Orientales'. The 'Field*' dropdown is set to 'Cupiagua'. The 'Well*' dropdown is set to 'CUPIAGUA B-25 ST1'. The 'Producing Interval*' dropdown is set to 'MIRADOR'. At the bottom right are 'Save' and 'Cancel' buttons.

Ilustración 227. Creación del escenario - Caso 1

Se procede a ingresar en la sección *General Data* las dimensiones de la malla y propiedades de pozo y yacimiento

Scenario: Caso de estudio 1
 Basin: Llanos Orientales - Field: Cupiagua - Producing interval: MIRADOR - Well: CUPIAGUA B-25 ST1 - User: Kelly Diez

General Data	Geomechanical Properties	Fracture Model
Well Azimuth*	Well Deviation*	
<input type="text"/> 0	<input type="text"/> 0	
Well Radius*	Drainage Radius*	
<input type="text"/> 0.7 ft	<input type="text"/> 500 ft	
Max Analysis Radius*	Rate*	
<input type="text"/> 20 ft	<input type="text"/> 2000 bbl/day	
Matrix Permeability*	Top*	
<input type="text"/> 1.5 mD	<input type="text"/> 8000 ft	
Netpay*	Viscosity*	
<input type="text"/> 90 ft	<input type="text"/> 1.2 cp	
Volumetric Factor*	Reservoir Pressure*	
<input type="text"/> 1 RB/STB	<input type="text"/> 4500 psi	
<input type="button" value="Save"/> <input type="button" value="Run"/> <input type="button" value="Cancel"/>		

Ilustración 228. Interfaz de ingreso datos generales - Caso 1

En la siguiente pestaña se ingresa las propiedades mecánicas de la roca y estado de esfuerzos del yacimiento:

Scenario: Caso de estudio 1
Basin: Llanos Orientales - **Field:** Cupiagua - **Producing interval:** MIRADOR - **Well:** CUPIAGUA B-25 ST1 - **User:** Kelly Diez

General Data	Geomechanical Properties	Fracture Model
Poisson Ratio*	Biot Coefficient*	
<input type="text" value="0.3"/> 0.3	<input type="text" value="0.9"/> 0.9	
Azimuth Maximum Horizontal Stress*	Minimum Horizontal Stress Gradient*	
<input type="text" value="0"/> 0	<input type="text" value="0.8"/> 0.8 psi/ft	
Vertical Stress Gradient*	Maximum Horizontal Stress Gradient*	
<input type="text" value="1"/> 1	<input type="text" value="0.8"/> 0.8 psi/ft	
<input type="button" value="Save"/> <input type="button" value="Run"/> <input type="button" value="Cancel"/>		

Ilustración 229. Interfaz de ingreso propiedades geomecánicas - Caso 1

En la siguiente pestaña se ingresa los datos de la orientación de fracturas naturales y datos requeridos para obtener la permeabilidad de fractura en función del estado de esfuerzos, como se observa en la Ilustración 230.

Scenario: Caso de estudio 1
Basin: Llanos Orientales - **Field:** Cupiagua - **Producing interval:** MIRADOR - **Well:** CUPIAGUA B-25 ST1 - **User:** Kelly Diez

General Data	Geomechanical Properties	Fracture Model								
Initial Fracture Width*	Initial Normal Fracture Stiffness*									
<input type="text" value="100"/> 100 <input type="text" value="μm"/> μm	<input type="text" value="55000000"/> 55000000 <input type="text" value="psi/ft"/> psi/ft									
Fracture Closure Permeability*	Residual Fracture Closure Permeability*									
<input type="text" value="200"/> 200 <input type="text" value="mD"/> mD	<input type="text" value="20"/> 20 <input type="text" value="mD"/> mD									
Fractures  <table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>Depth [ft]</th> <th>Dip [°]</th> <th>Dip Azimuth [°]</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1</td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table>				Depth [ft]	Dip [°]	Dip Azimuth [°]	1			
	Depth [ft]	Dip [°]	Dip Azimuth [°]							
1										
<input type="button" value="Save"/> <input type="button" value="Run"/> <input type="button" value="Cancel"/>										

Ilustración 230. Interfaz ingreso de Modelo de fractura - Caso 1

Al ingresar todos los datos se procede a correr el programa (*Run*) y obtener los resultados.

4.5.4.5.1.3 Resultados

- **Esfuerzo Efectivo Normal a la Fractura alrededor del pozo**

Variación del esfuerzo efectivo normal a la fractura respecto a las coordenadas radial y tangencial.

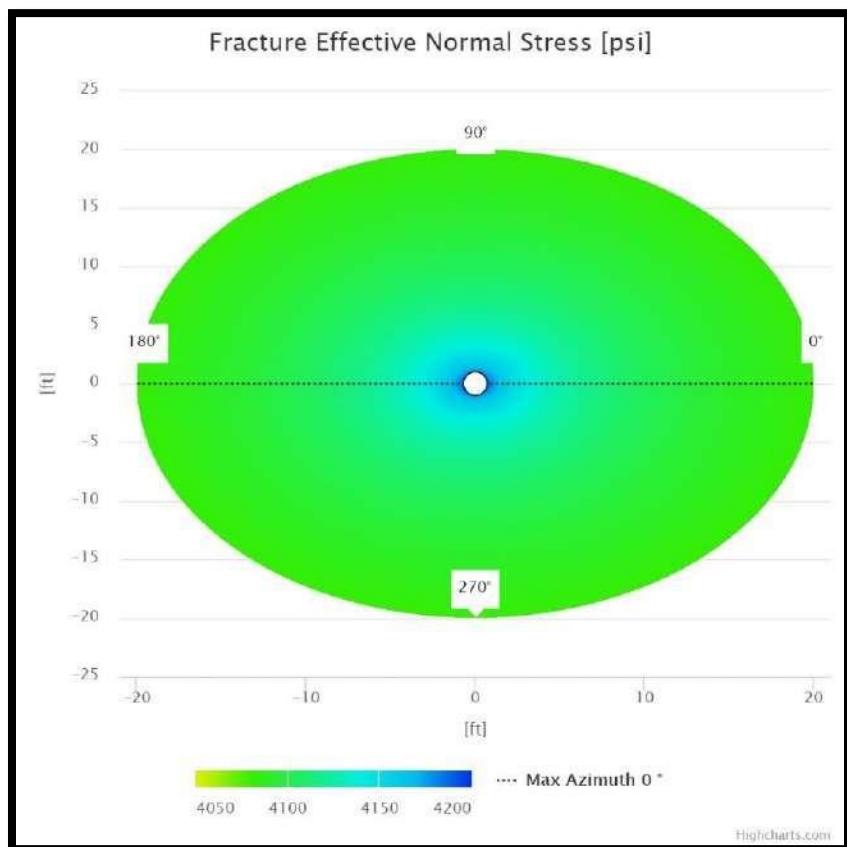
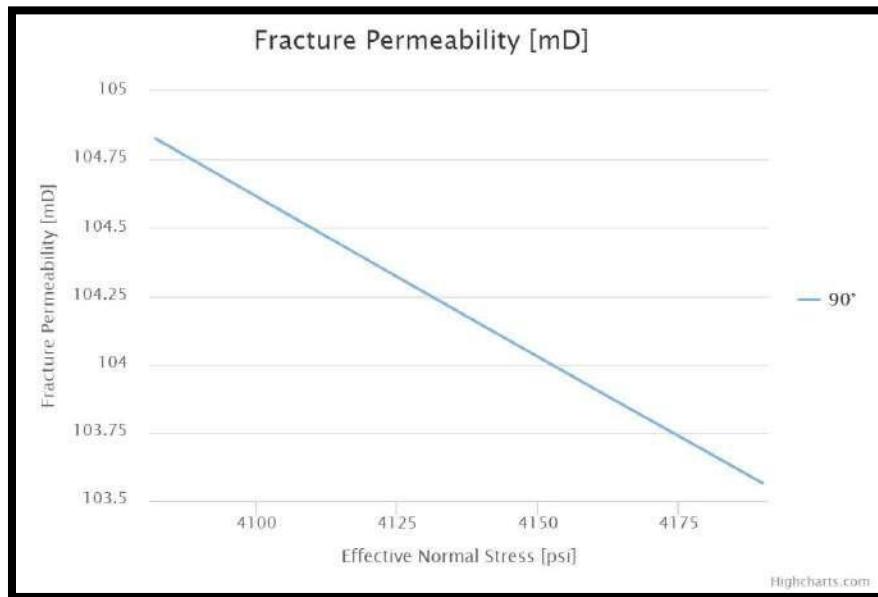


Ilustración 231. Resultado de esfuerzo efectivo - Caso 1

- **Permeabilidad de fractura vs esfuerzo efectivo normal**

Variación de la permeabilidad de fractura, respecto al aumento del esfuerzo efectivo normal, en la coordenada tangencial correspondiente al azimut de la fractura (90



grados).

Ilustración 232. Resultado de permeabilidad vs Esfuerzo efectivo de la fractura - Caso 1

- **Permeabilidad de fractura vs radio de análisis**

Variación de la permeabilidad de fractura respecto al radio de análisis, haciendo sensibilidad en las coordenadas tangenciales 0 y 90 grados.

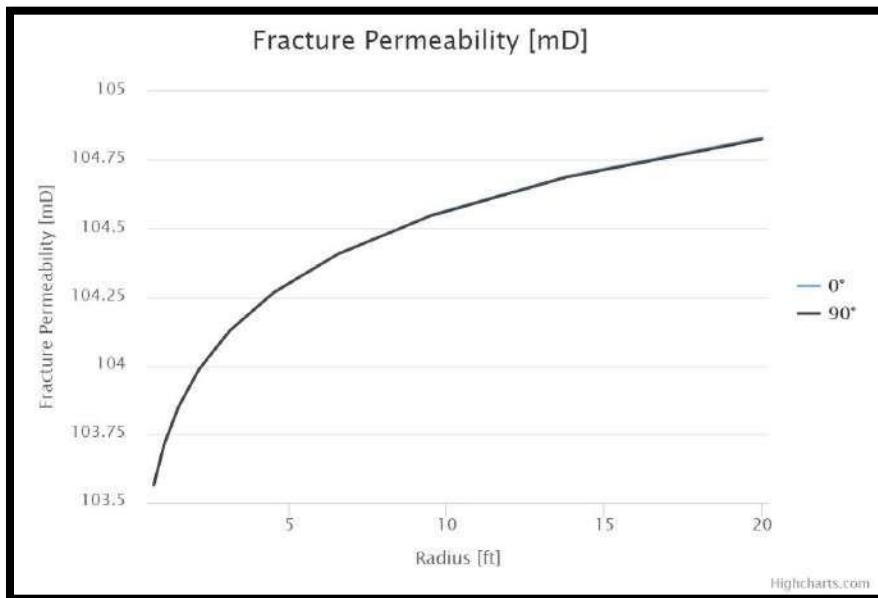


Ilustración 233. Resultado de permeabilidad de fractura vs radio de análisis - Caso 1

4.5.4.5.2 Caso de Estudio 2

4.5.4.5.2.1 Datos de Ingreso

La información disponible para crear el caso de estudio de este escenario es:

- **Datos del escenario**

Nombre del Proyecto: Casos de estudio Módulo Geomecánico

Escenario (Scenario Name)	Cuenca (Basin)	Campo (Field)
Caso de estudio 2	Llanos Orientales	Cupiagua
Intervalo Productor (Producing Interval)	Pozo (Well)	Tipo de Análisis (Type)
Mirador	CUPIAGUA B-25 ST1	Geomechanics

Tabla 55. Datos del escenario - Caso 2

- **Datos generales (GeneralData)**

Dimensiones de la malla y propiedades de pozo y yacimiento.

Azimut del pozo (Well Azimuth)	Desviación del pozo (Well Deviation)	Radio del pozo (Well radius)
0 grados	0 grados	0.35 ft
Radio de drenaje (Drainage radius)	Radio de análisis (Máx analysis radius)	Taza de aceite (Rate)
200 ft	10 ft	1000 Bpd
Permeabilidad de matriz (Matrix permeability)	Profundidad vertical de análisis (Top)	Net pay
3 mD	10000 ft	100 ft
Viscosidad del aceite (Viscosity)	Factor volumétrico del aceite (Volumetric Factor)	Presión de yacimiento (Reservoir Pressure)
1.4 cp	1 BY/BN	5000 ft

Tabla 56. Datos de entrada Generales - Caso 2

- **Propiedades geomecánicas (Geomechanical Properties)**

Propiedades mecánicas de la roca y estado de esfuerzos del yacimiento.

Relación de Poisson (Poisson Ratio)	Coeficiente de Biot (Biot Coefficient)	Gradiente de esfuerzo vertical (Vertical Stress gradient)
0.18	0.8	1 psi/ft
Gradiente de esfuerzo horizontal mínimo (Minimum Stress Horizontal gradient)	Gradiente de esfuerzo horizontal máximo (Maximum Stress Horizontal gradient)	Azimut del esfuerzo horizontal máximo (Azimuth Maximum Horizontal Stress)
0.75 psi/ft	0.15 psi/ft	120 grados

Tabla 57. Datos de entrada de propiedades geomecánicas - Caso 2

- **Modelo de Fractura (*Fracture Model*)**

Orientación de fracturas naturales y datos requeridos para obtener la permeabilidad de fractura en función del estado de esfuerzos.

Apertura de fractura inicial (<i>Initial Fracture Width</i>)	Rigidez normal de fractura inicial (<i>Initial Normal Fracture Stiffness</i>)
80 um	75000000 psi/ft
Permeabilidad de cierre de fractura (<i>Fracture closure Permeability</i>)	Permeabilidad residual de cierre de fractura (<i>Residual Fracture Closure Permeability</i>)
15mD	4.5 mD

Tabla 58. Datos de entrada de fractura - Caso 2

Fractures (<i>Fracturas</i>)	Profundidad de fractura (<i>Depth</i>)	Buzamiento de fractura (<i>Dip</i>)	Azimut de fractura (<i>Dip Azimuth</i>)
1	10040 ft	30 grado	150 grados

Tabla 59. Datos de las fracturas - Caso 2

4.5.4.5.2.2 Metodología

El proceso de ingreso de datos comienza seleccionando el tipo de escenario que se va a desarrollar, en este caso **Geomechanics**. A continuación, se completa la información del escenario con los datos que se tiene en la Ilustración 234, se ingresó la información del escenario: seleccionando la Cuenca, Campo, Intervalo productor, Pozo y Proyecto al que pertenece el escenario, se tiene en cuenta que esta información se creó con antelación en el módulo, por tanto son datos que se seleccionan de la base de datos del aplicativo. Al finalizar el ingreso de estos datos se da clic en el botón azul Save.

The screenshot shows a software interface for creating a new scenario. The 'Type' dropdown is set to 'Geomechanics'. The 'Project Name' dropdown shows 'Casos de estudio Módulo Geomecánico'. The 'Study Date' field is set to '06/05/2019'. The 'Scenario Name' field is 'Caso de estudio 2'. The 'Description' field is 'Caso de estudio'. The 'Basin' dropdown is 'Llanos Orientales'. The 'Field' dropdown is 'Cupiagua'. The 'Well' dropdown is 'CUPIAGUA B-25 ST1'. The 'Producing Interval' dropdown is 'MIRADOR'. At the bottom right are 'Save' and 'Cancel' buttons.

Ilustración 234. Creación del escenario - Caso 2

Se procede a ingresar en la sección *General Data* las dimensiones de la malla y propiedades de pozo y yacimiento.

Scenario: Caso de estudio 2
 Basin: Llanos Orientales - Field: Cupiagua - Producing interval: MIRADOR - Well: CUPIAGUA B-25 ST1 - User: Kelly Diez

General Data	Geomechanical Properties	Fracture Model
Well Azimuth* <input type="text" value="0"/>	Well Deviation* <input type="text" value="0"/>	
Well Radius* <input type="text" value="0.35"/> ft	Drainage Radius* <input type="text" value="200"/> ft	
Max Analysis Radius* <input type="text" value="10"/> ft	Rate* <input type="text" value="1000"/> bbl/day	
Matrix Permeability* <input type="text" value="3"/> mD	Top* <input type="text" value="10000"/> ft	
Netpay* <input type="text" value="100"/> ft	Viscosity* <input type="text" value="1.4"/> cp	
Volumetric Factor* <input type="text" value="1"/> RB/STB	Reservoir Pressure* <input type="text" value="5000"/> psi	
<input type="button" value="Save"/> <input type="button" value="Run"/> <input type="button" value="Cancel"/>		

Ilustración 235. Interfaz de ingreso datos generales - Caso 2

En la siguiente pestaña se ingresa las propiedades mecánicas de la roca y estado de esfuerzos del yacimiento:

Scenario: Caso de estudio 2
 Basin: Llanos Orientales - Field: Cupiagua - Producing interval: MIRADOR - Well:
 CUPIAGUA B-25 ST1 - User: Kelly Diez

General Data	Geomechanical Properties	Fracture Model
Poisson Ratio*	Biot Coefficient*	
<input type="text" value="0.18"/> 0.18	<input type="text" value="0.8"/> 0.8	
Azimuth Maximum Horizontal Stress*	Minimum Horizontal Stress Gradient*	
<input type="text" value="120"/> 120	<input type="text" value="0.75"/> 0.75 <small>psi/ft</small>	
Vertical Stress Gradient*	Maximum Horizontal Stress Gradient*	
<input type="text" value="1"/> 1 <small>psi/ft</small>	<input type="text" value="1.15"/> 1.15 <small>psi/ft</small>	
<input type="button" value="Save"/> <input type="button" value="Run"/> <input type="button" value="Cancel"/>		

Ilustración 236. Interfaz de ingreso propiedades geomecánicas - Caso 2

En la siguiente pestaña se ingresa los datos de la orientación de fracturas naturales y datos requeridos para obtener la permeabilidad de fractura en función del estado de esfuerzos:

Scenario: Caso de estudio 2
 Basin: Llanos Orientales - Field: Cupiagua - Producing interval: MIRADOR - Well:
 CUPIAGUA B-25 ST1 - User: Kelly Diez

General Data	Geomechanical Properties	Fracture Model												
Initial Fracture Width*	Initial Normal Fracture Stiffness*													
<input type="text" value="80"/> 80 <small>μm</small>	<input type="text" value="75000000"/> 75000000 <small>psi/ft</small>													
Fracture Closure Permeability*	Residual Fracture Closure Permeability*													
<input type="text" value="15"/> 15 <small>mD</small>	<input type="text" value="4.5"/> 4.5 <small>mD</small>													
Fractures <small>i</small> <table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>Depth [ft]</th> <th>Dip [°]</th> <th>Dip Azimuth [°]</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1</td> <td>10040</td> <td>30</td> <td>150</td> </tr> <tr> <td>2</td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table>				Depth [ft]	Dip [°]	Dip Azimuth [°]	1	10040	30	150	2			
	Depth [ft]	Dip [°]	Dip Azimuth [°]											
1	10040	30	150											
2														
<input type="button" value="Save"/> <input type="button" value="Run"/> <input type="button" value="Cancel"/>														

Ilustración 237. Interfaz ingreso de Modelo de fractura - Caso 2

Al ingresar todos los datos se procede a correr el programa (*Run*) y obtener los resultados.

4.5.4.5.2.3 Resultados

- **Presión de poro vs radio**

Variación de la presión de poro respecto al radio de análisis.

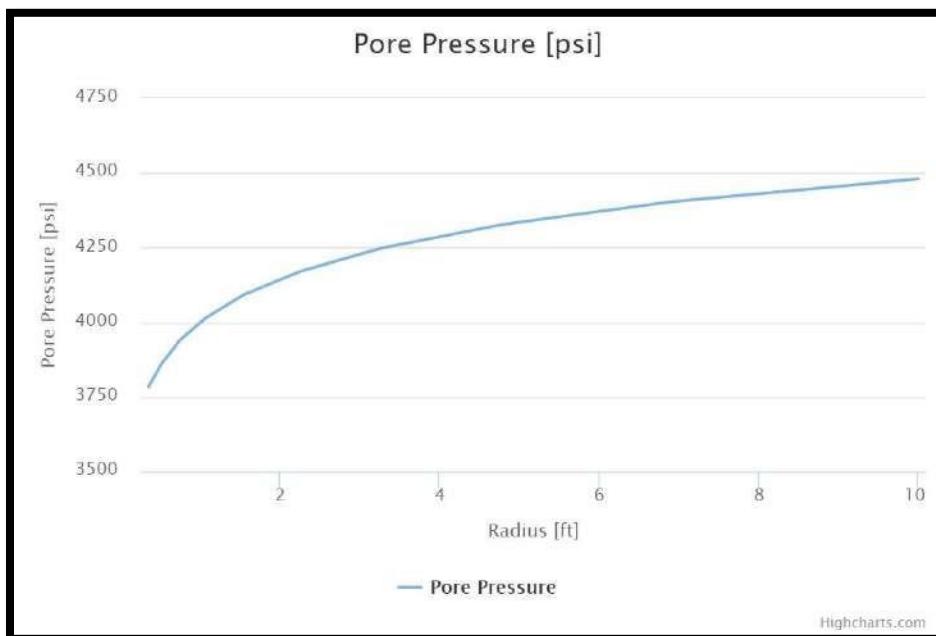


Ilustración 238. Resultados de cambio en la presión de poro - Caso 2

- **Permeabilidad de fractura vs esfuerzo efectivo normal**

Variación de la permeabilidad de fractura respecto a la coordenada tangencial de la malla, haciendo sensibilidad en el radio de 0.35 ft.

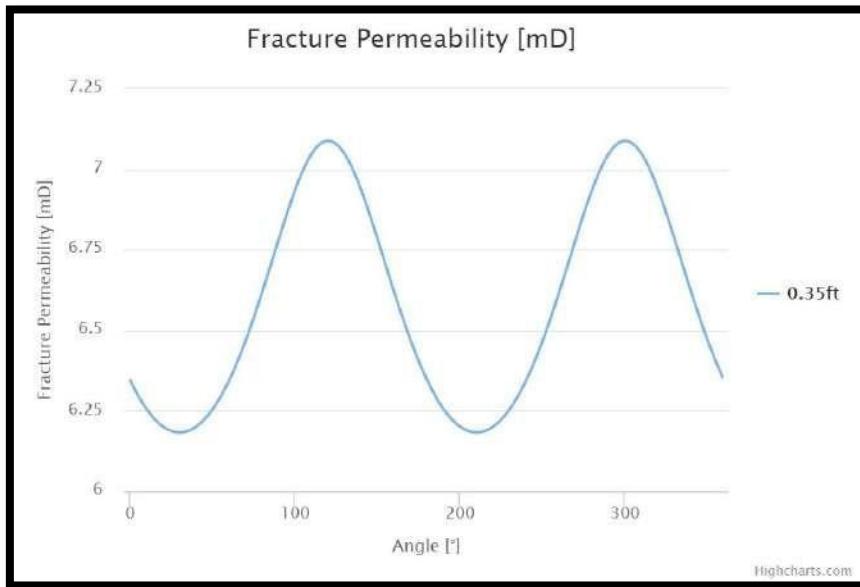


Ilustración 239. Resultados de permeabilidad de la fractura vs esfuerzo efectivo - Caso2

- **Permeabilidad de fractura alrededor del pozo**

Variación de la permeabilidad de fractura respecto a las coordenadas radial y tangencial.

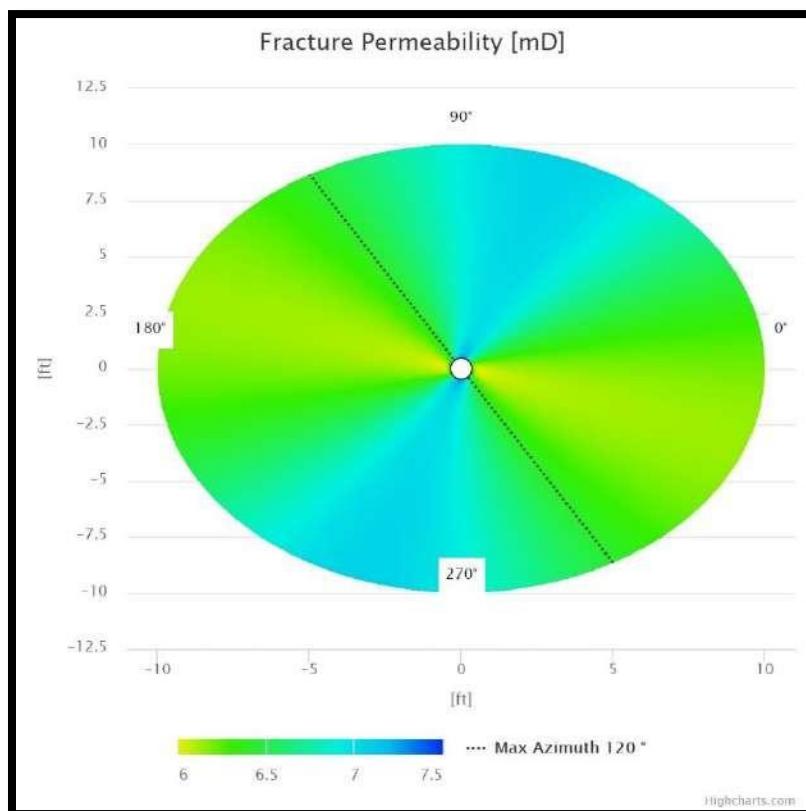


Ilustración 240. Resultados de la permeabilidad de la fractura alrededor del pozo - Caso 2

4.5.4.5.3 Caso de Estudio 3

4.5.4.5.3.1 Datos de Ingreso

La información disponible para crear el caso de estudio de este escenario es:

- Datos del escenario**

Nombre del Proyecto: Casos de estudio Módulo Geomecánico

Escenario (Scenario Name)	Cuenca (Basin)	Campo (Field)
Caso de estudio 3	Llanos Orientales	Cupiagua
Intervalo Productor (Producing Interval)	Pozo (Well)	Tipo de Análisis (Type)
Mirador	CUPIAGUA B-25 ST1	Geomechanics

Tabla 60. Datos del escenario - Caso 3

- Datos generales (General Data)**

Dimensiones de la malla y propiedades de pozo y yacimiento.

Azimut del pozo (Well Azimuth)	Desviación del pozo (Well Deviation)	Radio del pozo (Well radius)
90 grados	18 grados	0.7 ft
Radio de drenaje (Drainage radius)	Radio de análisis (Máx analysis radius)	Taza de aceite (Rate)
400 ft	30 ft	4000 Bpd
Permeabilidad de matriz (Matrix permeability)	Profundidad vertical de análisis (Top)	Net pay
10 mD	7500 ft	200 ft
Viscosidad del aceite (Viscosity)	Factor volumétrico del aceite (Volumetric Factor)	Presión de yacimiento (Reservoir Pressure)
0.9 cp	1 BY/BN	6000 ft

Tabla 61. Datos de entrada Generales - Caso 3

- Propiedades geomecánicas (Geomechanical Properties)**

Propiedades mecánicas de la roca y estado de esfuerzos del yacimiento.

Relación de Poisson (Poisson Ratio)	Coeficiente de Biot (Biot Coefficient)	Gradiente de esfuerzo vertical (Vertical Stress gradient)
0.35	1	1 psi/ft
Gradiente de esfuerzo horizontal mínimo (Minimum Horizontal Stress gradient)	Gradiente de esfuerzo horizontal máximo (Maximum Horizontal Stress gradient)	Azimut del esfuerzo horizontal máximo (Azimuth Maximum Horizontal Stress)
0.75 psi/ft	1.3 psi/ft	80 grados

Tabla 62. Datos de entrada de propiedades geomecánicas - Caso 3

- **Modelo de Fractura (*Fracture Model*)**

Orientación de fracturas naturales y datos requeridos para obtener la permeabilidad de fractura en función del estado de esfuerzos.

Apertura de fractura inicial (<i>Initial Fracture Width</i>)	Rigidez normal de fractura inicial (<i>Initial Normal Fracture Stiffness</i>)
50 um	20000000 psi/ft
Permeabilidad de cierre de fractura (<i>Fracture closure Permeability</i>)	Permeabilidad residual de cierre de fractura (<i>Residual Fracture Closure Permeability</i>)
180 mD	20 mD

Tabla 63. Datos de entrada de fractura - Caso 3

Fractures (<i>Fracturas</i>)	Profundidad de fractura (<i>Depth</i>)	Buzamiento de fractura (<i>Dip</i>)	Azimut de fractura (<i>Dip Azimuth</i>)
1	7590 ft	45 grado	80 grados

Tabla 64. Datos de las fracturas - Caso 3

4.5.4.5.3.2 Metodología

El proceso de ingreso de datos comienza seleccionando el tipo de escenario que se va a desarrollar, en este caso **Geomechanics**. A continuación, se completa la información del escenario con los datos que se tiene en la Ilustración 241, se ingresó la información del escenario: seleccionando la Cuenca, Campo, Intervalo productor, Pozo y Proyecto al que pertenece el escenario, se tiene en cuenta que esta información se creó con antelación en el módulo, por tanto son datos que se seleccionan de la base de datos del aplicativo. Al finalizar el ingreso de estos datos se da clic en el botón azul Save.

The screenshot shows a software interface for creating a scenario. The main title is 'Scenario'. The 'Type*' field is set to 'Geomechanics'. The 'Project Name*' field contains 'Casos de estudio Módulo Geomecánico'. The 'Study Date (DD/MM/YY)*' field shows '06/05/2019'. The 'Scenario Name*' field is 'Caso de estudio 3'. The 'Description*' field is 'Caso de estudio'. The 'Basin*' field is 'Llanos Orientales'. The 'Field*' field is 'Cupiagua'. The 'Well*' field is 'CUPIAGUA B-25 ST1'. The 'Producing Interval*' field is 'MIRADOR'. At the bottom right are 'Save' and 'Cancel' buttons.

Ilustración 241. Creación del escenario - Caso 3

Se procede a ingresar en la sección *General Data* las dimensiones de la malla y

propiedades de pozo y yacimiento, como se observa en la

Scenario: Caso de estudio 3

Basin: Llanos Orientales - Field: Cupiagua - Producing interval: MIRADOR - Well: CUPIAGUA B-25 ST1 - User: Kelly Diez

General Data	Geomechanical Properties	Fracture Model
Well Azimuth*	Well Deviation*	
90	18	
Well Radius*	Drainage Radius*	
0.7	400	ft
Max Analysis Radius*	Rate*	
30	4000	bbl/day
Matrix Permeability*	Top*	
10	7500	ft
Netpay*	Viscosity*	
200	0.9	cp
Volumetric Factor*	Reservoir Pressure*	
1	6000	psi
<input type="button" value="Save"/> <input type="button" value="Run"/> <input type="button" value="Cancel"/>		

Ilustración 242. Interfaz de ingreso datos generales - Caso 3

En la siguiente pestaña se ingresa las propiedades mecánicas de la roca y estado de esfuerzos del yacimiento, ver

Scenario: Caso de estudio 3

Basin: Llanos Orientales - Field: Cupiagua - Producing interval: MIRADOR - Well: CUPIAGUA B-25 ST1 - User: Kelly Diez

General Data	Geomechanical Properties	Fracture Model
Poisson Ratio*	Biot Coefficient*	
<input type="text" value="0.35"/> 0.35	<input type="text" value="1"/> 1	
Azimuth Maximum Horizontal Stress*	Minimum Horizontal Stress Gradient*	
<input type="text" value="80"/> 80	<input type="text" value="0.75"/> 0.75 <small>psi/ft</small>	
Vertical Stress Gradient*	Maximum Horizontal Stress Gradient*	
<input type="text" value="1.1"/> 1.1 <small>psi/ft</small>	<input type="text" value="1.3"/> 1.3 <small>psi/ft</small>	
<input type="button" value="Save"/> <input type="button" value="Run"/> <input type="button" value="Cancel"/>		

Ilustración 243. Interfaz de ingreso propiedades geomecánicas - Caso 3

En la siguiente pestaña se ingresa los datos de la orientación de fracturas naturales y datos requeridos para obtener la permeabilidad de fractura en función del estado de esfuerzos, como se observa en la Ilustración 244.

Scenario: Caso de estudio 3

Basin: Llanos Orientales - Field: Cupiagua - Producing interval: MIRADOR - Well: CUPIAGUA B-25 ST1 - User: Kelly Diez

General Data	Geomechanical Properties	Fracture Model												
Initial Fracture Width*	Initial Normal Fracture Stiffness*													
<input type="text" value="50"/> 50 <small>μm</small>	<input type="text" value="20000000"/> 20000000 <small>psi/ft</small>													
Fracture Closure Permeability*	Residual Fracture Closure Permeability*													
<input type="text" value="180"/> 180 <small>mD</small>	<input type="text" value="20"/> 20 <small>mD</small>													
Fractures <small>i</small> <table border="1" style="width: 100%;"> <thead> <tr> <th></th> <th>Depth [ft]</th> <th>Dip [°]</th> <th>Dip Azimuth [°]</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1</td> <td>7590</td> <td>45</td> <td>80</td> </tr> <tr> <td>2</td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table>				Depth [ft]	Dip [°]	Dip Azimuth [°]	1	7590	45	80	2			
	Depth [ft]	Dip [°]	Dip Azimuth [°]											
1	7590	45	80											
2														
<input type="button" value="Save"/> <input type="button" value="Run"/> <input type="button" value="Cancel"/>														

Ilustración 244. Interfaz ingreso de Modelo de fractura - Caso 3

Al ingresar todos los datos se procede a correr el programa (*Run*) y obtener los resultados.

4.5.4.5.3.3 Resultados

- **Apertura de fractura vs radio de análisis**

Variación de la apertura de fractura respecto al radio de análisis.

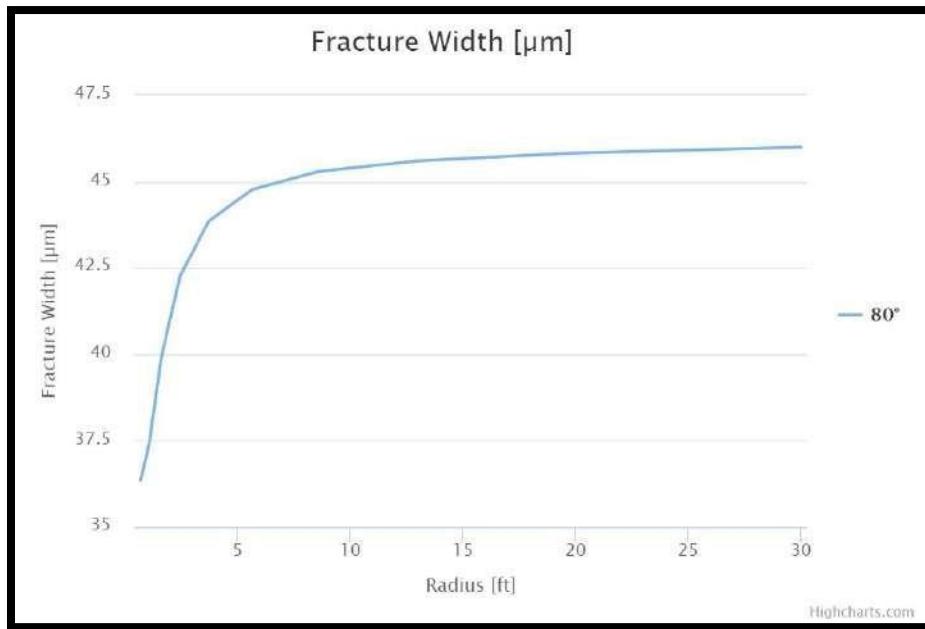


Ilustración 245. Resultados de apertura de la fractura vs radio - Caso 3

- **Localización del plano de fractura**

Vista del corte del plano de fractura a una profundidad de 7590 ft.

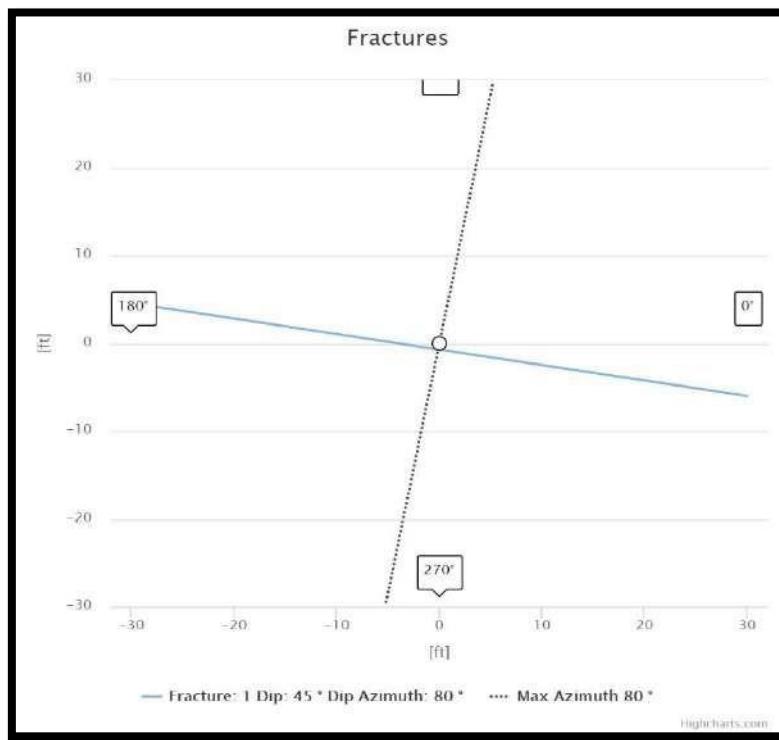


Ilustración 246. Resultados de la localización del plano de fractura - Caso 3

- Esfuerzos alrededor del pozo vs radio de análisis**

Variación de los esfuerzos efectivos radiales, tangenciales y verticales respecto al radio de análisis.

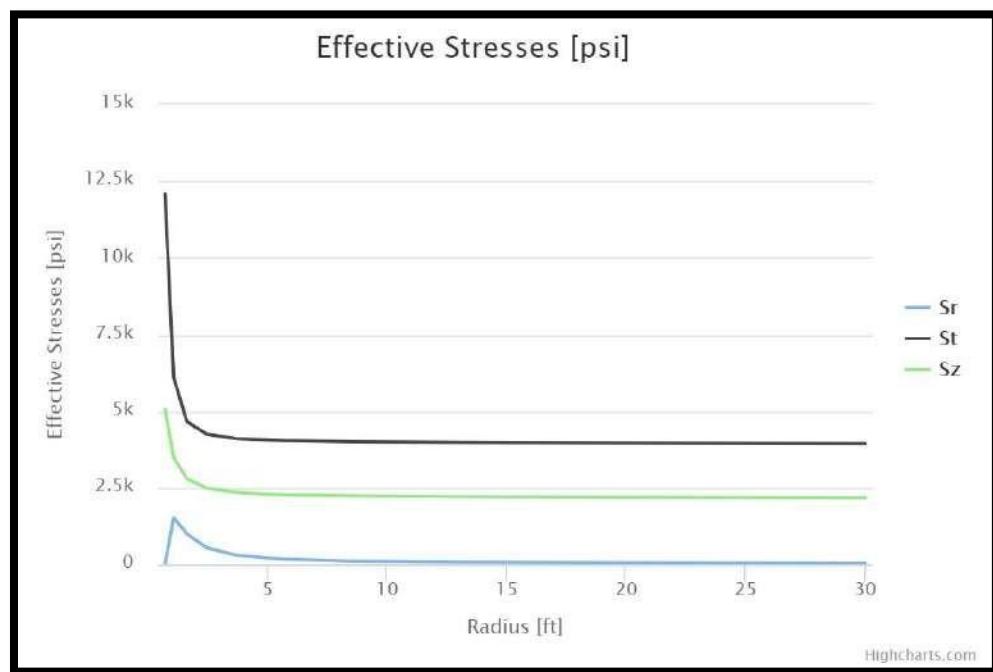


Ilustración 247. Resultados de los esfuerzos alrededor del pozo - Caso 3

4.5.5 Precipitación De Asfaltenos (Asphaltenes Precipitation).

El Modelo de precipitación de Asfaltenos está compuesto de 3 Módulos: Análisis de estabilidad, Análisis de precipitación y Análisis de diagnóstico de asfaltenos, a continuación, se describe el ingreso de datos y los resultados de cada Módulo.

4.5.5.1 Análisis de Estabilidad de asfaltenos.

La Primera Sección corresponde al Análisis de Estabilidad, que se encarga de hacer un análisis cualitativo y de riesgo del escenario que estamos trabajando; este módulo utiliza métodos tradicionales tales como: componentes livianos y asfaltenos precipitados, análisis de estabilidad SARA, análisis del índice de inestabilidad coloidal, análisis de riesgo y análisis de estabilidad Boer para obtener un prediagnóstico del daño debido a la precipitación de asfaltenos.

	Component	ZI [0-1]
1	N2	0.0024000
2	CO2	0.0113000
3	C1	0.4214000
4	C2	0.0965000
5	C3	0.0667000
6	IC4	0.0149000
7	NC4	0.0302000

Ilustración 248. Selección de componentes del fluido

En la Ilustración 248 se puede observar, en la parte superior, las características del escenario que se está analizando y además en la sección *Advisor* el usuario encontrará una breve descripción del Módulo.

Este Módulo está compuesto de tres secciones de ingreso de datos: componentes del fluido, Análisis SARA y datos de Saturación. A continuación, se describe cada sección.

En la primera sección, primero el usuario debe escoger los componentes del fluido que están disponibles en la sección *Components* (sección verde) y que se pueden obtener a partir de pruebas de laboratorio como cromatografía líquida / de gases y destilación (análisis de verdadero punto de ebullición); cada vez que el usuario elija los componentes, estos se van enumerando en la tabla de la parte derecha de la pantalla, como se muestra en la Ilustración 248, a continuación se debe ingresar los datos de Zi (Fracción molar), que corresponda a cada componente seleccionado.

La segunda sección corresponde al ingreso de datos del análisis SARA, que representa la fracción saturada del fluido, consiste en el material no polar que incluye hidrocarburos saturados, ramificados y cílicos. Este análisis divide los componentes del petróleo crudo según su polaridad usando una familia de técnicas analíticas relacionadas.

En esta sección se debe ingresar el porcentaje de peso de los cuatro componentes del análisis SARA que se especifican a continuación:

- Saturados: este análisis es la fracción saturada, que consiste en el material no polar que incluye hidrocarburos saturados lineales, ramificados y cílicos.
- Aromáticos: Estos contienen uno o más anillos aromáticos y son más polarizables.
- Resinas: hidrocarburos ramificados largos, son miscibles con heptano (o pentano).
- Asfaltenos: tienen sustituyentes polares, son insolubles en un exceso de heptano (o pentano).

SARA Analysis		
Saturated*	69.36	% Weight
Aromatics*	22.74	% Weight
Resines*	6.76	% Weight
Asphaltenes*	1.14	% Weight
Total SARA		

Ilustración 249. Peso para los datos del Análisis SARA

Se debe notar que al lado izquierdo de cada recuadro para ingreso de datos se encuentra el ícono de ayuda *Help*, el cual abre una ventana desplegable que está dividida en dos secciones: *Information*, donde se encuentra información sobre el dato a ingresar, así como se observa en la Ilustración 250. La segunda sección *Import Data From Another Scenario* permite al usuario obtener el dato que se desea ingresar a partir de otro escenario que ya posea ese dato, como se ve en la Ilustración 251.

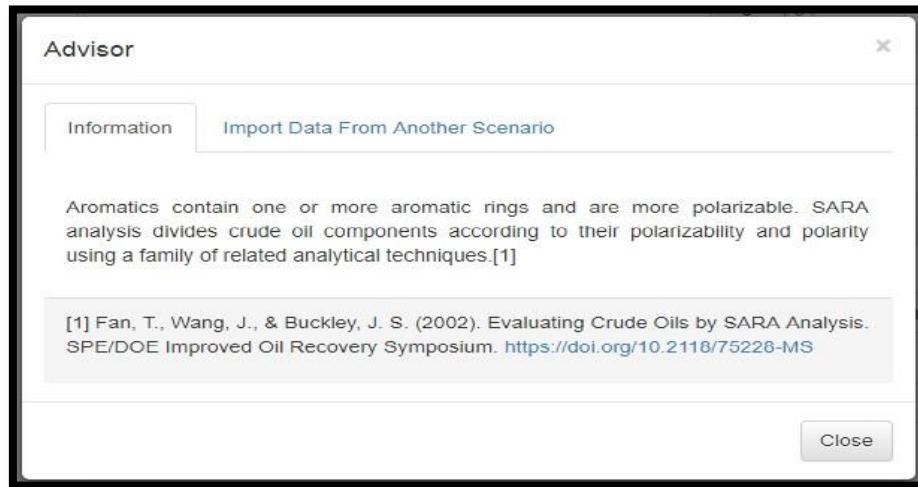


Ilustración 250. Ventana desplegable de información

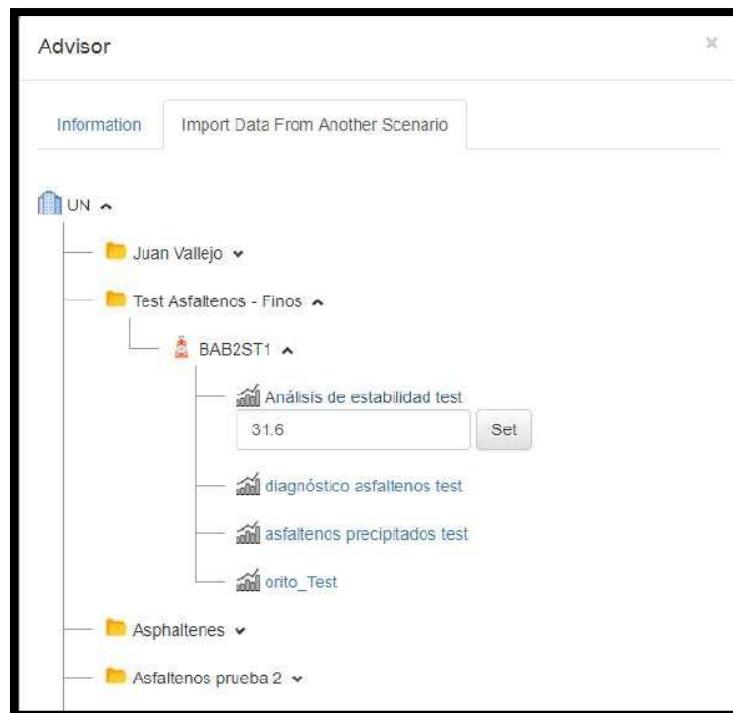


Ilustración 251. Importar dato a partir de otro escenario

Finalmente, en la última sección el usuario debe ingresar datos de saturación:

- Presión inicial del yacimiento. Corresponde a la fuerza ejercida por los fluidos en una formación al comienzo de la historia de producción, en unidades [psi], [1]
- Presión de burbuja. La presión de saturación pb de un sistema de hidrocarburos se define como la presión más alta a la que se libera por primera vez una burbuja de gas del petróleo. Se puede medir experimentalmente para un sistema de petróleo crudo mediante la

realización de una prueba de expansión de composición constante, se debe ingresar en unidades [psi]. [2]

- Densidad a temperatura del yacimiento. La densidad del petróleo crudo se define como la masa de una unidad de volumen del crudo a una presión y temperatura específicas (condiciones del yacimiento). [2] Se puede encontrar en datos PVT de una prueba de liberación diferencial. Se debe ingresar en unidades de gramos sobre centímetro cúbico [g/cc].
- Presión actual del yacimiento. Es la fuerza ejercida por los fluidos en una formación, registrada en el agujero con el pozo cerrado. [3] Se debe ingresar en unidades psi.
- Gravedad API. La densidad y la gravedad específica se usan ampliamente en la industria del petróleo, la gravedad API es la escala de gravedad preferida. Esta escala de gravedad está precisamente relacionada con la gravedad específica mediante la siguiente expresión: °API

$$= (141,5 / SG) - 131,5$$
 [2]

The screenshot shows a software window titled "Saturation Data". It contains five input fields arranged in two rows. The first row has two fields: "Reservoir Initial Pressure*" and "Bubble Pressure*". Both fields have a unit of "psi" and include an information icon. The second row has three fields: "Density At Reservoir Temperature*", "Current Reservoir Pressure*", and "API Gravity*". The first two fields have a unit of "g/cc" and the third has a unit of "°API", all with an information icon.

Ilustración 252. Datos de Saturación

4.5.5.2 Resultados de Análisis de estabilidad de Asfaltenos

Finalmente, los resultados que se obtienen se dividen en tres secciones: Conclusions, Boer stability Analysis y Colloidal instability Index Analysis.

4.5.5.2.1 Conclusiones

En *Conclusions*, se muestra el estado en el que se encuentra tres principales parámetros a tener en cuenta y una breve descripción del problema, los parámetros son: componentes ligeros y asfaltenos precipitados, análisis SARA y análisis del índice de estabilidad coloidal, así como se muestra en la Ilustración 253 y además da un porcentaje de probabilidad de precipitación d asfaltenos.

Stability Analysis Results

Conclusions Boer Stability Analysis Colloidal Instability Index Analysis

Light Components And Precipitated Asphaltenes

Problems: severe
High light components saturation. There's a **75%** probability or less for asphaltenes precipitation

SARA Stability Analysis

Problems: high high
High content of saturated, there's a **high** probability of precipitated asphaltenes
The probability of precipitated asphaltenes is **75%** or less

Colloidal Stability Index Analysis

Problems: high
Diagnosis: asphaltenes are unstable, there's a **95%** probability of having asphaltene aggregates

Ilustración 253. Resultados de Análisis de Estabilidad de Asfaltenos

La sección *Conclusions* también incluye una descripción del riesgo de precipitación según la presencia de componentes livianos en el fluido, según la presencia de asfaltenos en el análisis SARA y según el análisis coloidal; estos riesgos están clasificados con números que van del 0 al 7, siendo 0 un nivel de riesgo nulo y siete el nivel de riesgo más alto o severo, la explicación y clasificación más detallada de los números de riesgo se puede observar en la parte derecha de la pantalla, como se ve en la Ilustración 254.

Colloidal Stability Index Analysis

Problems: high
Diagnosis: asphaltenes are unstable, there's a **95%** probability of having asphaltene aggregates

Risk Analysis

Precipitation risk according to the presence of light hydrocarbons in fluid: 6	Risk	Level
Precipitation risk according to the presence of asphaltenes in the SARA analysis: 5	0	None
Precipitation risk according to the colloidal analysis: 5	1	Low-low
The risk level by fluid precipitation is 5.333333333333333 , the risk probability is 80.6% .	2	Low-high
	3	Medium-low
	4	Medium-high
	5	High-low
	6	High-high
	7	Severe

Ilustración 254 Sección Conclusions

4.5.5.2.2 Boer Stability Analysis

En la sección Boer Stability Analysis se observa un gráfico fijo, que representa el Análisis de Estabilidad Boer, como se observa en la Ilustración 255, la importancia de este gráfico radica en que según la posición en la que se encuentre el escenario que estamos evaluando, se puede identificar la probabilidad de que ocurra precipitación de asfaltenos, siendo la parte superior izquierda del gráfico la parte más crítica y con alta probabilidad de precipitación (sección roja), el centro una probabilidad media (sección naranja), y la zona inferior derecha (sección azul) con baja probabilidad, entonces, el aplicativo muestra un punto de color verde que representa el escenario que el usuario está evaluando y según la posición en la que se encuentre en el gráfico, se puede dar una aproximación de la probabilidad de precipitación de asfaltenos.

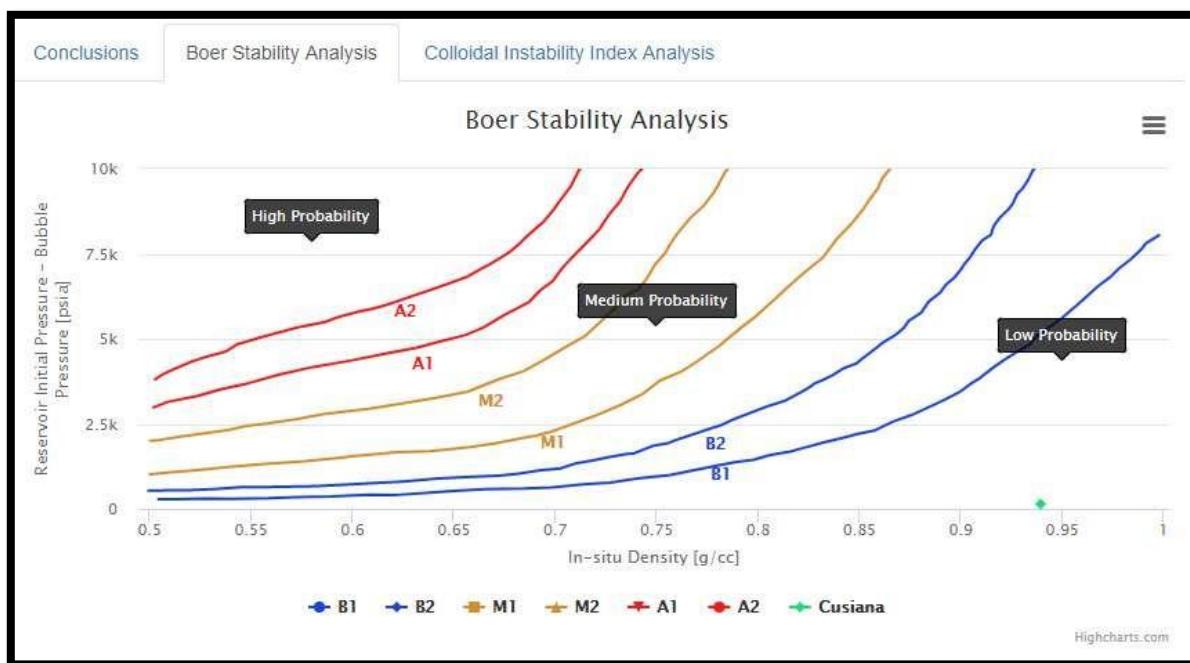


Ilustración 255. Gráfico Análisis de Estabilidad Boer

4.5.5.2.3 Análisis de Estabilidad Coloidal

En la Ilustración 256 se puede observar una imagen fija de análisis del índice de inestabilidad coloidal, en donde el punto verde indica la posición de estabilidad en la que se encuentra el escenario que se está evaluado según este índice.

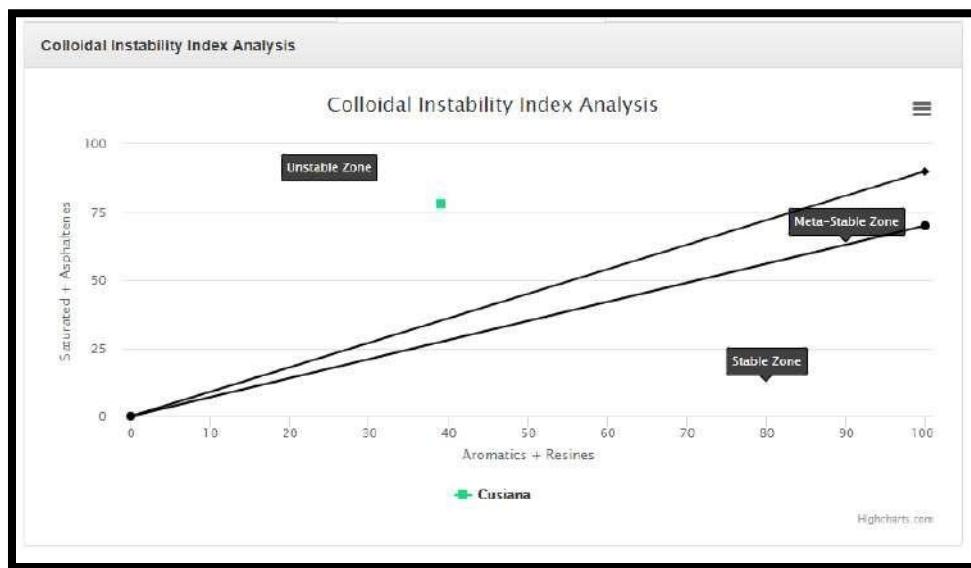


Ilustración 256. Resultados según Análisis del índice de estabilidad Coloidal

4.5.5.2.4 Índice de estabilidad Stankiewics.

La Ilustración 257 corresponde a un gráfico fijo del análisis del índice de estabilidad Stankiewics, en donde el punto verde indica la posición de estabilidad en la que se encuentra el escenario que se está evaluado según este índice.

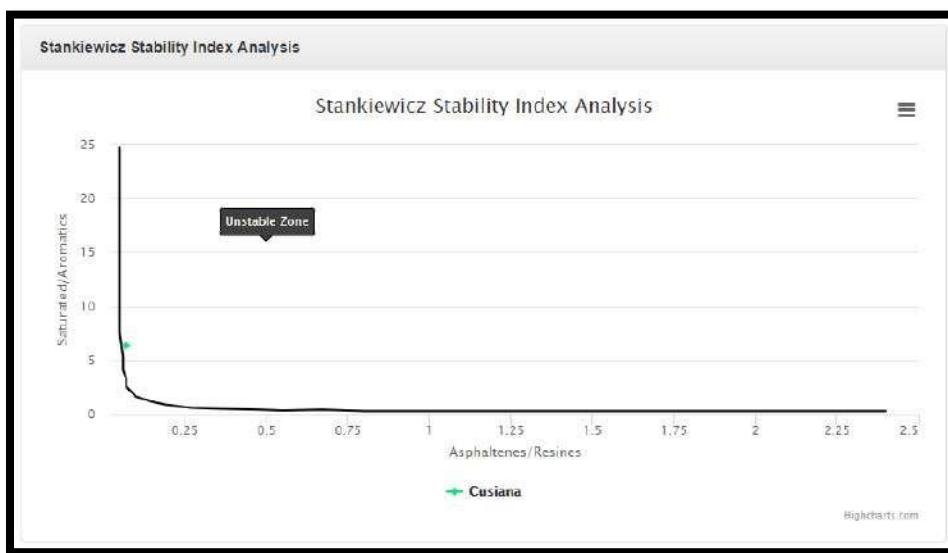


Ilustración 257. Resultados según análisis de Índice de estabilidad Stankiewicz

4.5.5.3 Análisis de Asfaltenos Precipitados

Si el tipo de análisis seleccionado es el Análisis de Asfaltenos Precipitados, se observará la Ilustración 258 donde en la parte superior se encuentra una breve descripción de este tipo de análisis.

Los datos de entrada se encuentran divididos en tres secciones: Análisis composicional, datos de saturación y datos de asfaltenos. A continuación, se describe cada sección:

4.5.5.3.1 Análisis composicional

La primera sección corresponde a datos de la ecuación de estado que define las propiedades PVT del fluido, muchas propiedades características de componentes individuales (en otras palabras, sustancias puras) se han medido y compilado a lo largo de los años; en esta parte se encuentra una sección de *components* (sección verde) donde el usuario debe seleccionar los componentes del fluido, después de esta selección el usuario puede ingresar los datos de la tablas con información de los componentes anteriormente seleccionados, los datos solicitados son la información de las siguientes propiedades:

	Components	Z1 [0-1]	MW[lb]	Pc[psi]	Tc[F]	W	Shift	SG	Td
1	N2	0.0252000	28.0140000	492.2580000	-233.0200000	0.0403000	-0.1927000	0.8090000	139.2
2	CO2	0.0031000	44.0100000	1070.6690000	87.5420000	0.2276000	-0.0817000	0.8180000	350.4
3	C1	0.2276000	16.0430000	667.0290000	-116.9920000	0.0115000	-0.1595000	0.3000000	200.9
4	C2	0.0324000	30.0700000	706.6240000	89.5760000	0.0995000	-0.1134000	0.3560000	332.1
5	C3	0.0540000	44.0960000	616.1200000	205.6940000	0.1523000	-0.0863000	0.5070000	415.9
6	IC4	0.0102000	58.1230000	529.0980000	274.6520000	0.1770000	-0.0844000	0.5630000	470.5
7	NC4	0.0395000	58.1230000	550.5630000	305.2160000	0.2002000	-0.0675000	0.5840000	490.7

Ilustración 258. Datos EOS

- fracción molar, z_i
- Peso molecular, MW
- Presión crítica, PC
- Temperatura crítica, Tc
- Factor acéntrico, Omega
- Parámetro Shift, Shift
- Gravedad específica, SG
- Temperatura del punto de ebullición, Tb
- Volumen crítico, V
- Pch
- Zra

A continuación, el usuario debe ingresar los datos de la Fracción Plus, esta fracción es constituida por los componentes que son demasiado pesados para ser separados en fracciones de números de carbono individuales [4]. Los más comunes son C7 +, C12 +, C18 +, C30 +. Si se realizó un análisis de TBP (Punto de ebullición verdadero), el peso molecular promedio y la densidad de la fracción positiva estarán presentes como cantidades medidas [3].

Ilustración 259. Caracterización Plus

Finalmente se debe diligenciar los coeficientes de interacción binaria: El parámetro k_{ij} es un factor de corrección determinado empíricamente (denominado coeficiente de interacción binaria) que está diseñado para caracterizar cualquier sistema binario formado por el componente i y el componente j en la mezcla de hidrocarburos entre los componentes. Si el usuario no tiene estos datos el aplicativo también permite calcularlos, dando click en el botón azul *calculate*, como se observa en la Ilustración 260.

Binary Interaction Coefficients Data							
	Components	N2	CO2	C1	C2	C3	IC4
1	N2	0	0	0.0311000	0.0515000	0.8520000	0.1000000
2	CO2	0	0	0.1070000	0.1322000	0.1241000	0.1400000
3	C1	0.0311000	0.1070000	0	0.0026000	0.0140000	0.0256000
4	C2	0.0515000	0.1322000	0.0026000	0	0.0011000	-0.0067000
5	C3	0.8520000	0.1241000	0.0140000	0.0011000	0	-0.0078000
6	IC4	0.1000000	0.1400000	0.0256000	-0.0067000	-0.0078000	0
7	NC4	0.0711000	0.1333000	0.0133000	0.0096000	0.0033000	-0.0040000

Ilustración 260. Ingreso de coeficientes de interacción binaria

4.5.5.3.2 Datos de Saturación

La siguiente parte de esta sección corresponde a Datos de saturación, en primer lugar se debe llenar una tabla con los datos del punto de burbujeo, que es el punto en el que el gas comienza a formarse, esto si un determinado volumen de líquido se mantiene a una temperatura constante pero la presión cambia.

A continuación, también se debe ingresar los datos de saturación:

- Temperatura crítica en grados Fahrenheit. El punto crítico para una mezcla multicomponente se conoce como el estado de presión y temperatura a la cual todas las propiedades intensivas de las fases de gas y líquido son iguales (punto C). En el punto crítico, la temperatura correspondiente se denominan temperatura crítica Tc de la mezcla. [2]
- Presión crítica en unidades psi. El punto crítico para una mezcla multicomponente se conoce como el estado de presión y temperatura a la cual todas las propiedades intensivas de las fases de gas y líquido son iguales (punto C). En el punto crítico, la presión correspondiente se denominan presión crítica pc de la mezcla [2]
- Densidad a presión del yacimiento en unidad de gramos sobre centímetro cubico g/cc. Correspondiente a la masa o el peso del aceite por unidad de volumen medido a la temperatura y presión del depósito.
- Densidad a la presión de burbuja en unidades de gramos sobre centímetro cúbico g/cc. Corresponde a la masa o el peso de aceite por unidad de volumen medido a la temperatura y presión del punto de burbujeo.
- Densidad a presión atmosférica en unidades de gramo sobre centímetro cúbico g/cc. Corresponde a la masa o el peso del aceite por unidad de volumen medido a la temperatura del yacimiento y la presión atmosférica (14,7 psi).
- Temperatura del yacimiento en grados Fahrenheit. Corresponde a la temperatura promedio dentro del depósito, medida durante el registro, la prueba del tallo de perforación o la prueba de presión de fondo de pozo con un registrador de temperatura de fondo de pozo. [4].
- Actual presión del yacimiento en unidades psi. Es la fuerza ejercida por los fluidos en una formación, registrada en el agujero en el nivel de la formación con el pozo cerrado.

- Gravedad API del fluido en unidad de grados API. La densidad y la gravedad específica se usan ampliamente en la industria del petróleo, la gravedad API es la escala de gravedad preferida. Esta escala de gravedad está precisamente relacionada con la gravedad específica mediante la siguiente expresión: ° API = (141,5 / SG) -131.5 [2].

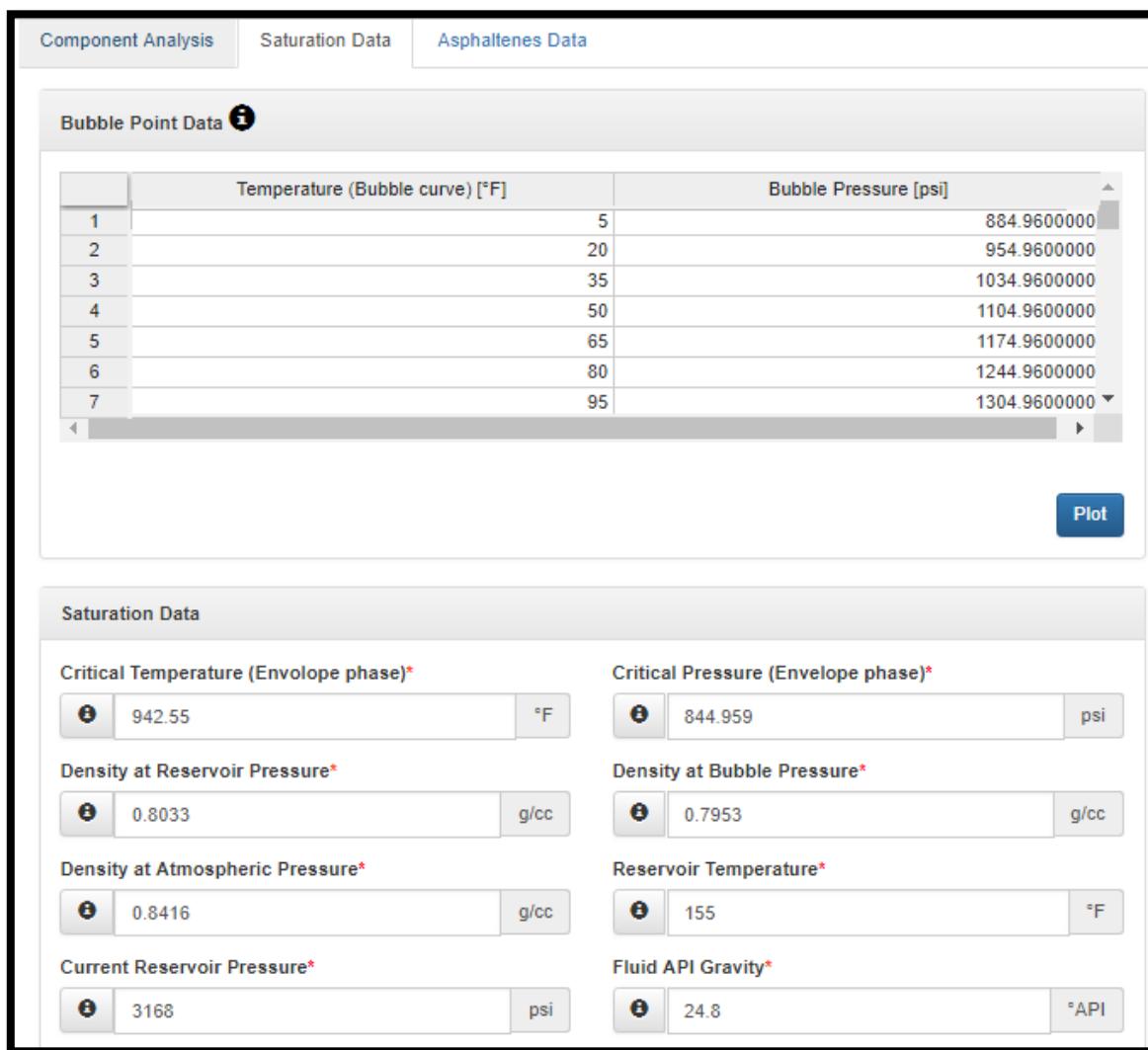


Ilustración 261. Datos de Saturación

4.5.5.3.3 Datos de Asfaltenos

La última parte de ingreso de datos en la que se divide esta sección corresponde al ingreso de datos de asfaltenos. En primer lugar, el usuario debe ingresar datos de temperatura:

- Temperatura inicial en unidad de grados Ranquin. Temperatura inicial del yacimiento.
- Número de temperaturas. Cantidad de temperaturas que se graficarán en los resultados en grados Ranquin.
- Delta de temperatura. Cambio de temperatura en unidad de grados Ranquin A continuación, debe ingresar los datos de asfaltenos:

- Diámetro máximo de los agregados de asfalteno. En nanómetros (nm).
- El peso de la molécula de asfaltenos en unidades de libras sobre libramasa lb/lbm.
- Densidad aparente de los asfaltenos en gramos sobre centímetro cubico g/cc .

Después el usuario debe ingresar el porcentaje de peso de los cuatro componentes del análisis SARA que se especifican a continuación:

- Saturados: este análisis es la fracción saturada, que consiste en el material no polar que incluye hidrocarburos saturados lineales, ramificados y cíclicos.
- Aromáticos: Estos contienen uno o más anillos aromáticos y son más polarizables.
- Resinas: hidrocarburos ramificados largos, son miscibles con heptano (o pentano).
- Asfaltenos: tienen sustituyentes polares, son insolubles en un exceso de heptano (o pentano).

Temperature Data	
Initial Temperature*	Number Of Temperatures*
400	20
Temperature Delta*	
50	-

Asphaltenes Data	
Asphaltene Particle Diameter*	Asphaltene Molecular Weight*
3.5 nm	1160 lb/lbm
Asphaltene Apparent Density*	
1.2 g/cc	-

SARA Analysis	
Saturate*	Aromatic*
23.81 % Weight	23.45 % Weight
Resine*	Asphaltene*
40.82 % Weight	11.91 % Weight
Total SARA	

Ilustración 262. Datos de Asfaltenos

Además el usuario tiene la opción de agregar los datos del análisis elemental de asfaltenos, estos datos se pueden obtener por gravimetría, espectroscopía atómica óptica, análisis CHNS. Los datos a ingresar son:

- Hydrogen Carbon Ratio. Relación sobre la cantidad de hidrógeno en la molécula de asfaltenos sobre la cantidad de carbono en la misma molécula:

$$\text{Relación Carbón Hidrógeno} = \frac{\text{H}}{\text{C}}$$

Donde H= número de moléculas de hidrógeno, C= Número de moléculas de carbono

- Oxigen Carbon Ratio. Relación sobre la cantidad de oxígeno en la molécula de asfaltenos sobre la cantidad de carbono en la misma molécula:

$$\text{Relación Carbón Oxígeno} = \frac{\text{O}}{\text{C}}$$

Donde O= número de moléculas de oxígeno, C= Número de moléculas de carbono

- Nitrogen Carbon Ratio. Relación sobre la cantidad de Nitrógeno en la molécula de asfaltenos sobre la cantidad de carbono en la misma molécula:

$$\text{Relación Carbón Nitrogeno} = \frac{\text{N}}{\text{C}}$$

Donde N= número de moléculas de Nitrogeno, C= Número de moléculas de carbono

- Sulfuro Carbon Ratio Relación sobre la cantidad de Sulfuro en la molécula de asfaltenos sobre la cantidad de carbono en la misma molécula:

$$\text{Relación Carbón Sulfuro} = \frac{\text{S}}{\text{C}}$$

Donde S= número de moléculas de Sulfuro, C= Número de moléculas de carbono

- (FA) Aromaticity. Este dato describe la relación entre los carbonos aromáticos y los no aromáticos.
- (VC) Molar Volume. Corresponde al volumen de una mol de asfalteno.

$$\text{Ma} = \frac{\text{Wa} * 22.4}{\text{C}}$$

Donde Ma= masa de asfaltenos , Wa= peso molecular de asfaltenos

Include Elemental Asphaltene Analysis

Elemental Asphaltene Analysis Data

Hydrogen Carbon Ratio* <input type="text" value="-"/>	Oxygen Carbon Ratio* <input type="text" value="-"/>
Nitrogen Carbon Ratio* <input type="text" value="-"/>	Sulphure Carbon Ratio* <input type="text" value="-"/>
FA Aromaticity* <input type="text" value="-"/>	VC Molar Volume* <input type="text" value="-"/>

Save Cancel

Ilustración 263. Sección opcional para ingreso de análisis elemental de asfaltenos

4.5.5.3.4 Resultados Análisis de Asfaltenos Precipitados

Los resultados de esta sección se muestran en la Ilustración 264, como se puede observar, el aplicativo obtiene gráficos que muestran:

- La Fracción de asfaltenos solubles según la presión
- Presión onset de los asfaltenos, condiciones de temperatura y presión a la cual se precipita la primera partícula de asfalteno.
- Fracción de asfaltenos solubles según la temperatura, a presión de burbuja del yacimiento.

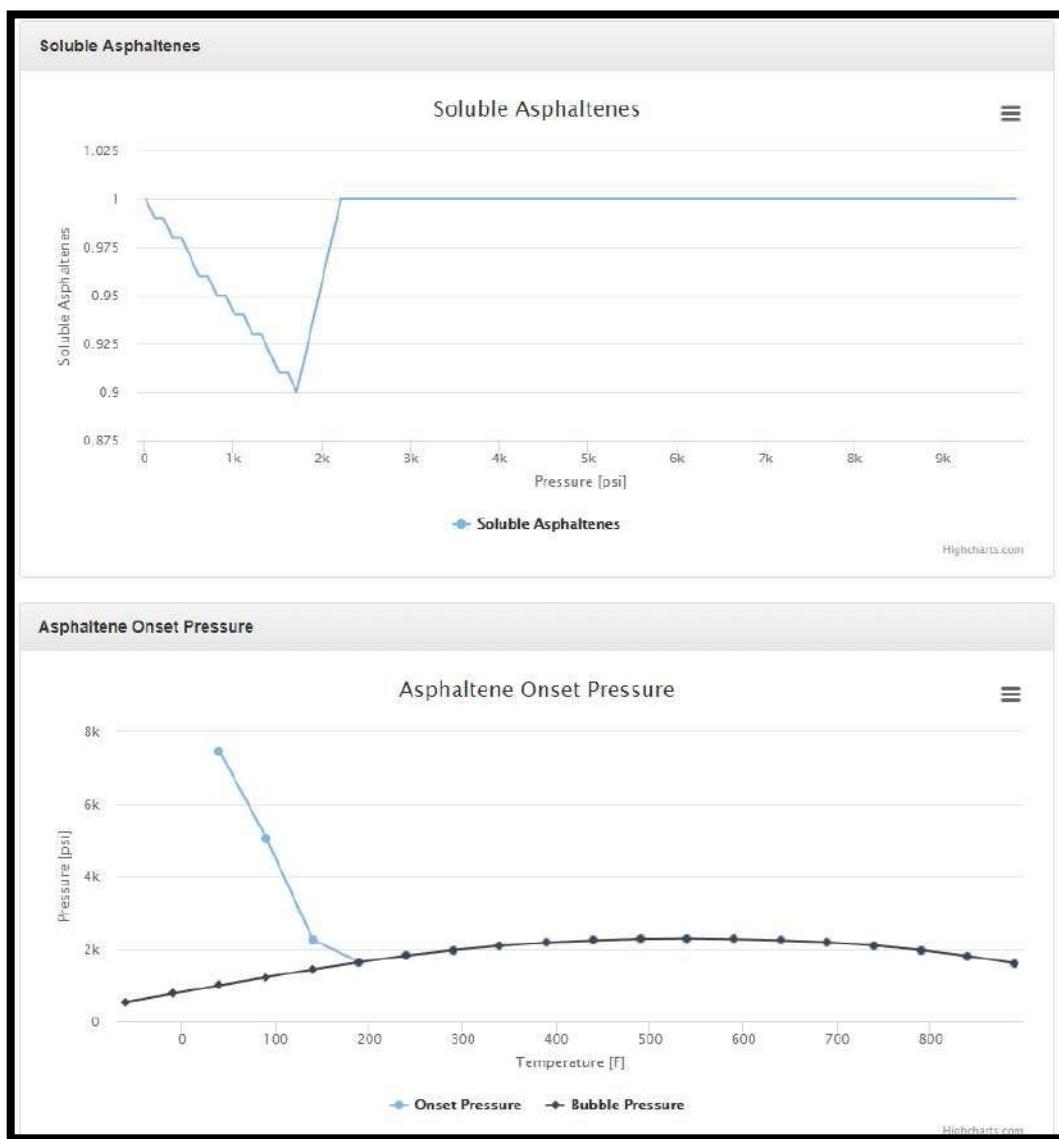


Ilustración 264. Resultados sección datos de asfaltenos

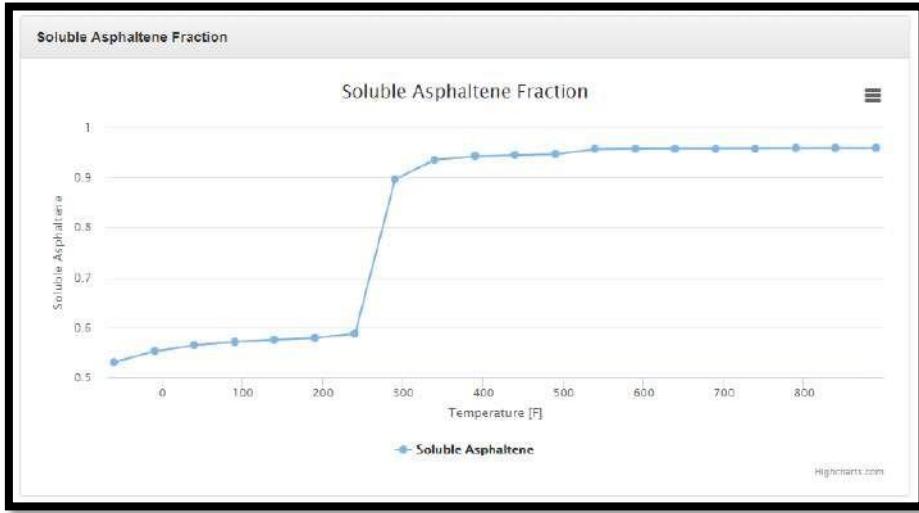


Ilustración 265. Resultados sección Asfaltenos

4.5.5.4 Análisis de diagnóstico de Asfaltenos

Si el tipo de análisis seleccionado es el Análisis de diagnóstico de asfaltenos, se observará la Ilustración 266, donde en la parte superior se encuentra una breve descripción de este tipo de análisis.

Los datos de entrada se encuentran divididos en cuatro secciones: Datos generales, Datos PVT, datos Históricos y datos de Asfaltenos, a continuación se describe cada sección:

4.5.5.4.1 Datos Generales

La primera parte corresponde al ingreso de datos generales donde el usuario debe ingresar:

- Radio de drenaje en pies ft. Corresponde al área de un yacimiento en el que un solo pozo sirve como un punto para el drenaje de los fluidos del yacimiento [4]. Se puede estimar mediante pruebas de reducción.
- Espesor neto de producción en pies ft. El Net Pay es la parte del espesor del yacimiento que contribuye a la recuperación del petróleo. Todas las mediciones disponibles realizadas en muestras de yacimientos y en pozos, tales como análisis de núcleos y registros de pozos, se utilizan ampliamente para evaluar el espesor de la red del yacimiento [2].
- Radio del pozo en pies ft. Se supone que la sección del pozo es un círculo y tiene un radio específico llamado radio del pozo. Puede estimarse por el diámetro interno de la carcasa de producción o el tamaño del bit.
- Compresibilidad de la roca en unidades de psi^{-1} . La compresibilidad de la roca se define como el cambio fraccional en el volumen del material de roca sólida (granos) con un cambio de unidad de presión [2].

Correlación de Hall:

$$\frac{V}{V_0} = 1.87 * 10^{-6} * \left(\frac{P}{P_0}\right)^{-0.415}$$

- Presión inicial en psi. Corresponde a La fuerza ejercida por los fluidos en una formación al comienzo de la historia de producción.
- Porosidad inicial en unidades decimales o fracción. La porosidad de una roca es una medida de la capacidad de almacenamiento (volumen de poro) que puede contener fluidos. Es la relación entre el volumen de poro y el volumen total (volumen total) [2]. El análisis de núcleos y los registros de pozos se usan ampliamente para evaluar la porosidad inicial.
- Permeabilidad inicial en milidarcys mD. La permeabilidad es una propiedad del medio poroso que mide la capacidad de la formación para transmitir fluidos [2]. El análisis de núcleos y los registros de pozos se usan ampliamente para evaluar la permeabilidad inicial
- Diámetro promedio del poro en micrómetros um. Representa el ancho promedio de los espacios de las rocas que permiten que el fluido se mueva. Propiedad de la roca medida durante la exploración o perforación del yacimiento, a través del análisis de núcleos.
- Diámetro de la partícula de asfaltenos en micrómetros um. Las moléculas de asfalteno pueden autoasociarse debido a varias interacciones. Las partículas se describen más comúnmente como "nanoagregados" con sus dimensiones de 2-10 nm. Los nanoagregados de asfaltenos pueden agruparse aún más en aceites crudos y tolueno. En concentraciones más altas que el CNAC (concentración nano agregada crítica), se produce un proceso de agregación secundario conocido como agrupación de nano agregados. Estos grupos pueden tener una escala de longitud de varios nanómetros. Se puede calcular a través de microscopía óptica y SEM de alta presión (microscopio electrónico de barrido). Puede ser estimado con simulación por el grupo "Yacimientos de hidrocarburos" de la "Universidad Nacional sede Medellín".
- Densidad aparente de asfaltenos en g/cc Valor predeterminado: 1,2 g / cc. Se puede calcular a través de microscopía óptica y SEM de alta presión (microscopio electrónico de barrido). También se puede estimar con simulación por el grupo "Yacimientos de hidrocarburos" de la Universidad Nacional sede Medellín.

**Scenario: Caso I - Basin: Valle Med. Magdalena - Field: Cira-Infantas
- Producing Interval: C3-Ch - Well: INFA2496 - User: Tania Pereira**

<u>Advisor</u>																					
The asphaltene precipitation damage diagnostic module approximates the asphaltenes precipitates amount in the formation and come near to the value of the damage near the wellbore.																					
<u>General Data</u>	<u>PVT Data</u>																				
<u>Historical Data</u>	<u>Asphaltenes Data</u>																				
General Data <table border="1"> <tr> <td>Drainage Radius*</td> <td>Net Pay*</td> </tr> <tr> <td><input type="text"/> 500 ft</td> <td><input type="text"/> 111 ft</td> </tr> <tr> <td>Wellbore Radius*</td> <td>Compressibility*</td> </tr> <tr> <td><input type="text"/> 0.5 ft</td> <td><input type="text"/> 0.0001 1/psi</td> </tr> <tr> <td>Initial Pressure*</td> <td>Initial Porosity*</td> </tr> <tr> <td><input type="text"/> 2377 psi</td> <td><input type="text"/> 0.254 decimal</td> </tr> <tr> <td>Initial Permeability*</td> <td>Average Pore Diameter*</td> </tr> <tr> <td><input type="text"/> 642 mD</td> <td><input type="text"/> 2.54 um</td> </tr> <tr> <td>Asphaltene Particle Diameter*</td> <td>Asphaltene Apparent Density*</td> </tr> <tr> <td><input type="text"/> 0.035 um</td> <td><input type="text"/> 1 um</td> </tr> </table>		Drainage Radius*	Net Pay*	<input type="text"/> 500 ft	<input type="text"/> 111 ft	Wellbore Radius*	Compressibility*	<input type="text"/> 0.5 ft	<input type="text"/> 0.0001 1/psi	Initial Pressure*	Initial Porosity*	<input type="text"/> 2377 psi	<input type="text"/> 0.254 decimal	Initial Permeability*	Average Pore Diameter*	<input type="text"/> 642 mD	<input type="text"/> 2.54 um	Asphaltene Particle Diameter*	Asphaltene Apparent Density*	<input type="text"/> 0.035 um	<input type="text"/> 1 um
Drainage Radius*	Net Pay*																				
<input type="text"/> 500 ft	<input type="text"/> 111 ft																				
Wellbore Radius*	Compressibility*																				
<input type="text"/> 0.5 ft	<input type="text"/> 0.0001 1/psi																				
Initial Pressure*	Initial Porosity*																				
<input type="text"/> 2377 psi	<input type="text"/> 0.254 decimal																				
Initial Permeability*	Average Pore Diameter*																				
<input type="text"/> 642 mD	<input type="text"/> 2.54 um																				
Asphaltene Particle Diameter*	Asphaltene Apparent Density*																				
<input type="text"/> 0.035 um	<input type="text"/> 1 um																				

Ilustración 266. Sección Análisis de diagnóstico de asfaltenos

4.5.5.4.2 Datos PVT

La siguiente parte de esta sección corresponde a los datos PVT donde el usuario podrá encontrar una tabla para agregar los datos de:

- Densidad en gramos sobre centímetro cúbico g/cc. Corresponde a la masa o el peso de una sustancia por unidad de volumen.
- Viscosidad en centipoises [cp]. Es la medida de la resistencia de un fluido al flujo, se expresa comúnmente en términos del tiempo requerido para que un volumen específico del líquido fluya a través de un tubo capilar de un tamaño específico a una temperatura dada.
- Factor volumétrico del aceite. Es la relación del volumen de aceite, medido en condiciones determinadas, con el volumen de aceite medido en condiciones estándar.

Los datos anteriores se deben obtener a presiones específicas y temperatura del yacimiento, obtenidas a partir de pruebas de liberación diferencial [4].

Además el aplicativo tiene la opción de graficar los datos ingresados, dando clic en el botón *Plot*.

	Pressure [psi]	Density [g/cc]	Oil Viscosity [cp]	Oil Formation Volumetric Factor
1				

Ilustración 267. Tabla datos PVT

4.5.5.4.3 Datos Históricos

En esta sección el usuario debe ingresar los resultados históricos del análisis SARA de la fracción de Asfaltenos. Además, el aplicativo tiene la opción de graficar los datos ingresados, dando clic en el botón *Plot*.

Finalmente se tiene la opción de agregar un pronóstico de Producción, para esto se solicita definir qué tipos de datos se desea observar en el pronóstico (Exponencial o hiperbólico) y la fecha final del pronóstico.

	Date [YYYY-MM-DD]	BOPD [bbl/d]	Asphaltenes [%wt]
1	2014-11-15	249.630000	9.870000
2	2014-12-15	260.929000	9.870000
3	2015-01-15	136.487000	9.870000
4	2015-02-15	132.814000	9.870000
5	2015-03-15	180.771000	9.870000
6	2015-04-15	169.801000	9.870000
7	2015-05-15	120.285000	9.870000
8	2015-06-15	133.252000	9.870000

Ilustración 268. Tabla de Datos Históricos

4.5.5.4.4 Datos de Asfaltenos

Finalmente, en la última parte en la que se divide la sección de Análisis de diagnóstico de Asfaltenos, se pide ingresar al usuario una tabla con datos de presión en psi y la fracción soluble de asfaltenos correspondientes a cada presión.

* Nota. La Fracción soluble de asfaltenos a diferentes presiones se calcula con el segundo módulo de asfaltenos.

En esta sección también se tiene la opción de graficar los datos ingresados, dando clic en el botón *Plot*.

The screenshot shows a software application window with a title bar and several tabs at the top. The 'Asphaltenes Data' tab is selected. Below the tabs is a table with two columns: 'Pressure [psi]' and 'Asphaltene Soluble Fraction [Fraction]'. The table contains 8 rows of data. At the bottom right of the table area are three buttons: 'Plot' (blue), 'Save' (blue), and 'Cancel' (red).

	Pressure [psi]	Asphaltene Soluble Fraction [Fraction]
1	26	1
2	126	0.9600000
3	226	0.9300000
4	326	0.9000000
5	426	0.8700000
6	926	0.8500000
7	1326	0.8600000
8	1726	0.8700000

Ilustración 269. Sección datos de Asfaltenos

Después de la creación de cualquier tipo de análisis el usuario debe dar clic en el botón Save para observar los resultados que el aplicativo obtiene, en el caso que no se ingresen datos necesarios o se encuentre alguna inconsistencia en el dato ingresado se lanzará un mensaje de error, de lo contrario se procede a observar Resultados.

4.5.5.4.5 Resultados Análisis de diagnóstico de Asfaltenos

Finalmente, en los resultados se muestran varias gráficas que representan:

- Variación de la presión según el radio debido a la deposición de asfaltenos.
- Variación de la porosidad según el radio debido a la deposición de asfaltenos.
- Variación de la permeabilidad según el radio debido a la deposición de asfaltenos.
- Variación de los asfaltenos depositados según el radio.
- Variación de los asfaltenos solubles según el radio.
- Variación del radio de daño según la fecha de producción.
- Variación del daño según la fecha de producción.

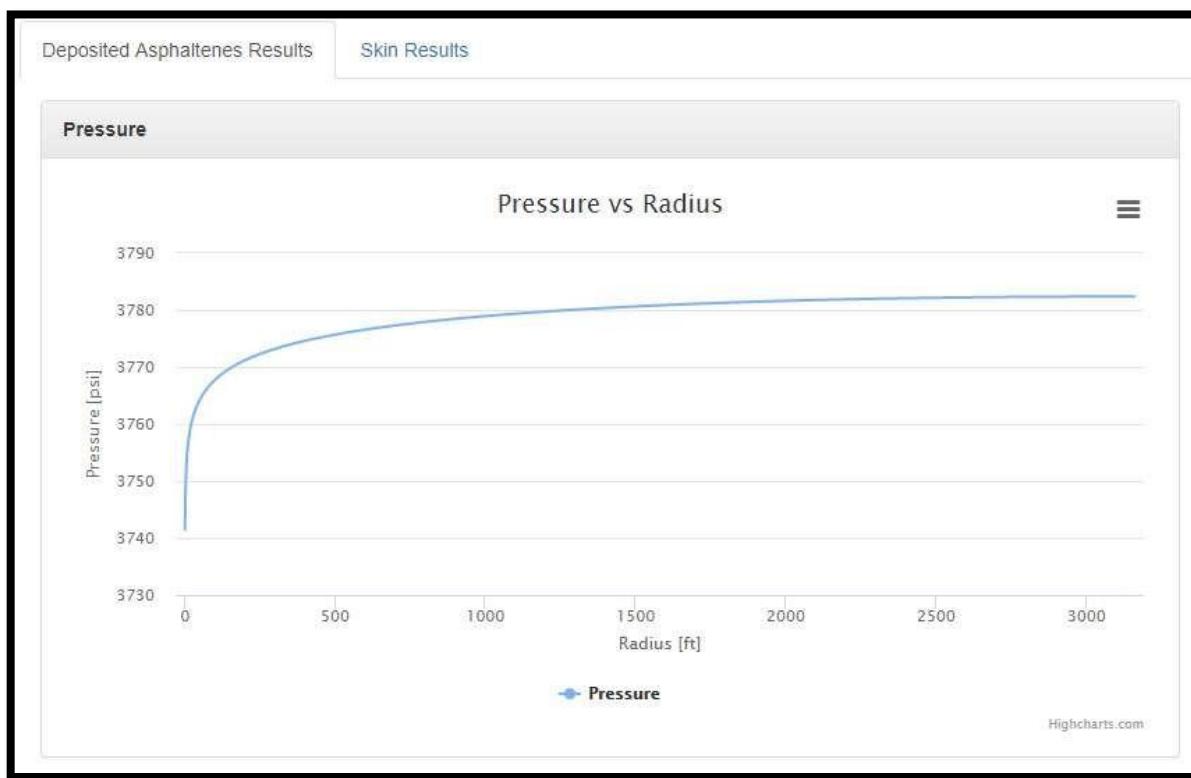


Ilustración 270. Variación de presión

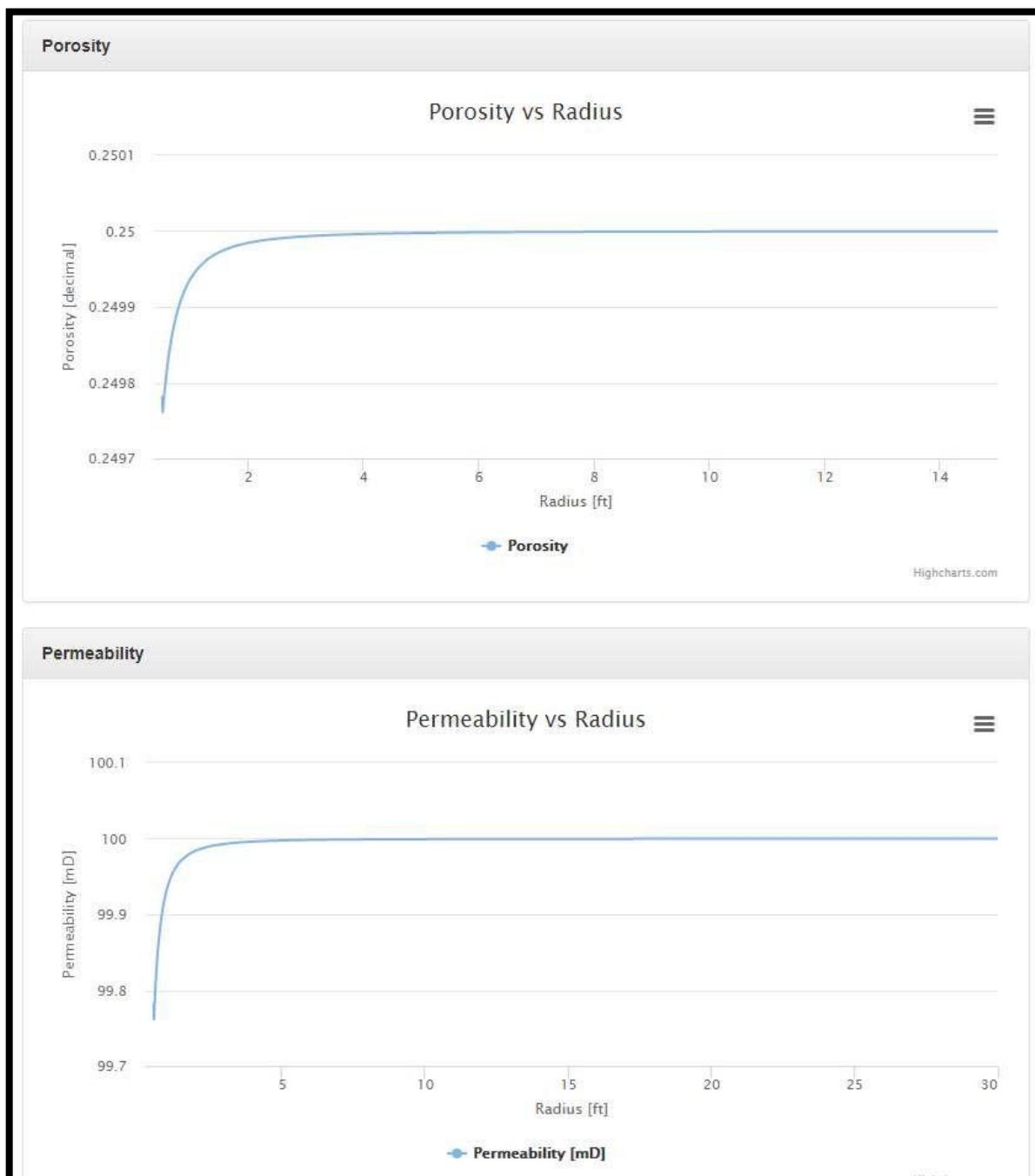


Ilustración 271. Variación de porosidad y variación de permeabilidad

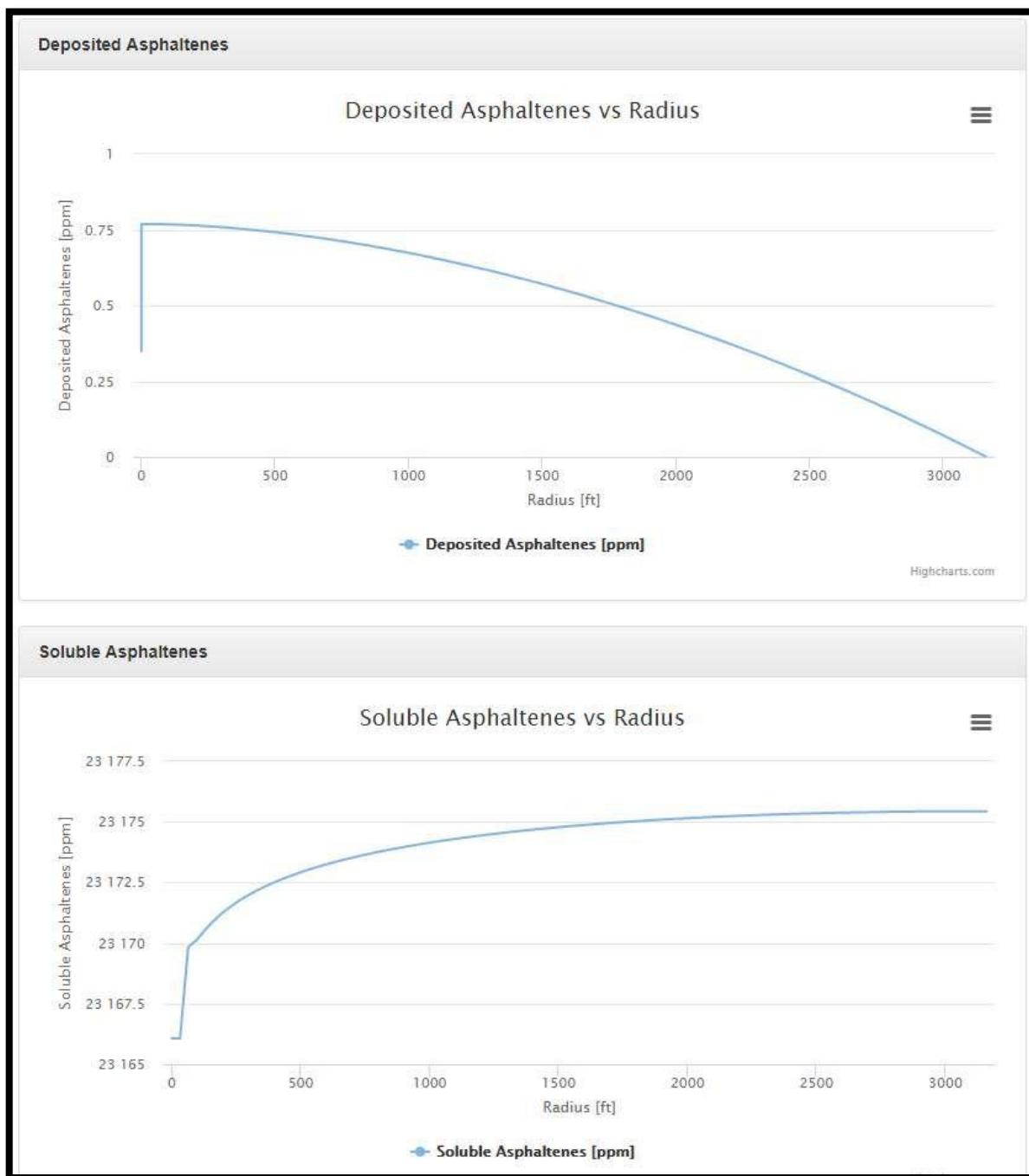


Ilustración 272. Variación de la cantidad de asfaltenos depositados y de asfaltenos solubles

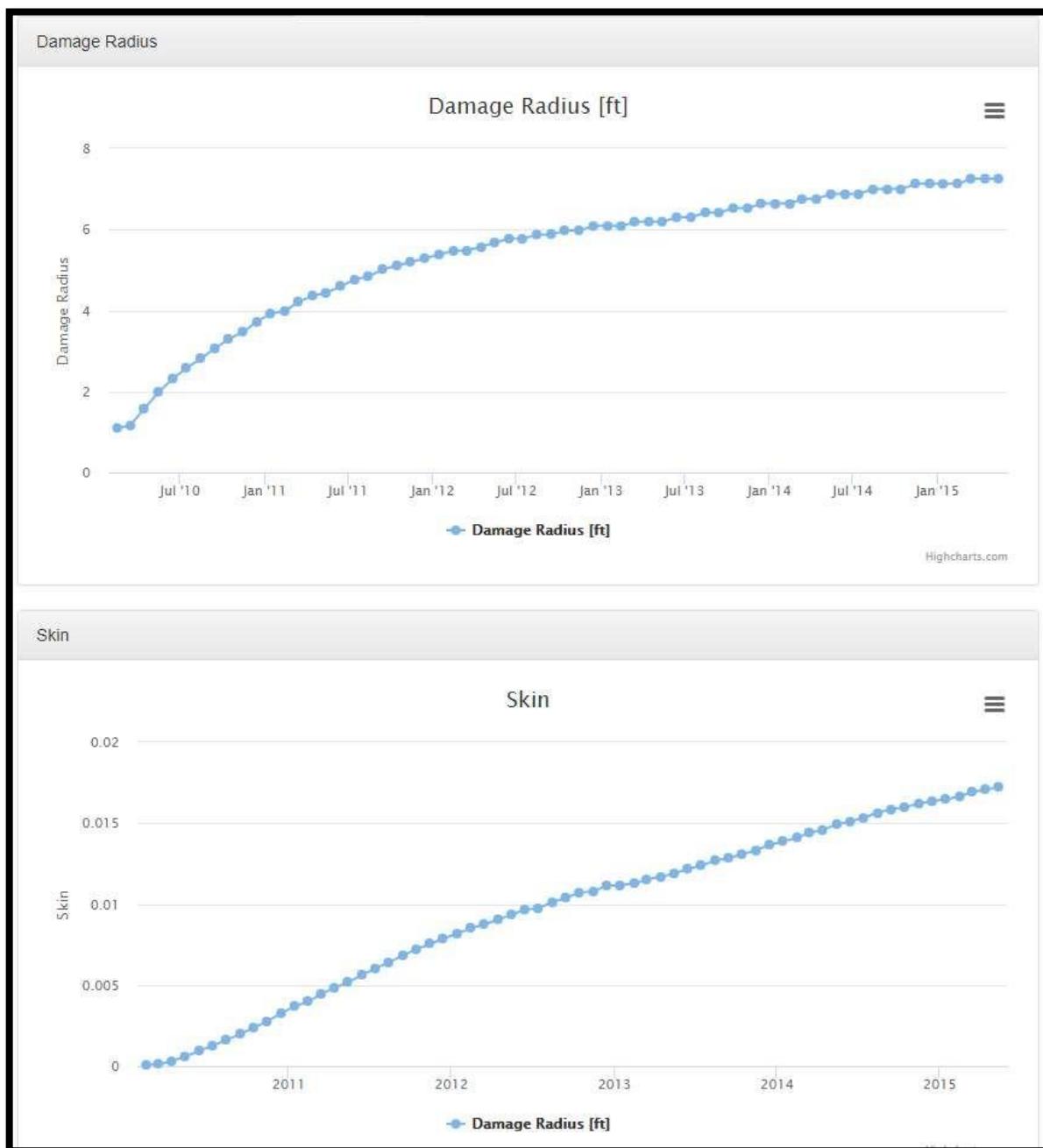


Ilustración 273. variación del radio de daño y del skin según fecha de producción.

4.5.6 Remediación de Daño por Asfaltenos (*Asphaltenes Remediation*)

Para realizar un análisis de remediación daño por asfaltenos, el usuario debe seleccionar en la sección *Type*, de creación de escenarios, la opción *Asphaltenes Remediation*. Después de haber creado el escenario, la plataforma lo dirigirá a la sección de ingreso de datos necesarios para hacer el análisis de remediación.

Scenario: Caso 1 - **Basin:** Caguán-Putumayo - **Field:** Apiay - **Well:** ACAE-2 - **User:** Juan David Vallejo

Advisor

Asphaltene remotion model determines the restauration of permeability and deposited ashphaltene concentration in-situ against damage radius from a chemical stimulation performed in the well. This improvement in the properties allow increase production and forecast it through the time.

Reservoir Data Asphaltene Data Treatment Data

Petrophysic

Initial Porosity *	Net Pay *
<input type="text" value="0.189737"/> [Fraction]	<input type="text" value="50"/> [ft]
Water Saturation *	Initial Permeability *
<input type="text" value="0.1"/> [Fraction]	<input type="text" value="30"/> [mD]

Damage Data ⓘ Import data from ...

	Radius [ft]	Permeability [mD]	Porosity	Deposited Asphaltenes [%wt]
1	0.5000000	1.5000000	0.0424264	1.3370469
2	0.7500000	2.2500000	0.0519615	1.3275118
3	1	3	0.0600000	1.3194733
4	1.2500000	3.7500000	0.0670820	1.3123913
5	1.5000000	4.5000000	0.0734847	1.3059886
6	1.7500000	5.2500000	0.0793725	1.3001008
7	2	6	0.0848528	1.2946205
8	2.2500000	6.7500000	0.0900000	1.2894733
9	2.5000000	7.5000000	0.0948683	1.2846050
10	2.7500000	8.2500000	0.0994987	1.2799746
11	3	9	0.1039230	1.2755503
12	3.2500000	9.7500000	0.1081665	1.2713068
13	3.5000000	10.5000000	0.1122497	1.2672236

Save **Run** **Cancel**

Ilustración 274. Interfaz inicial módulo remediación de asfaltenos

En la parte superior se puede observar el nombre del escenario (*Scenario*), la cuenca (*Basin*), el campo (*Field*) el intervalo productor (*Producing Interval*), el pozo (*Well*) y el usuario (*User*) que creo el caso, además se observa una sección de *Advisor*, que contiene información sobre el módulo que se está trabajando.

Este módulo contiene 3 secciones para ingreso de datos: *Reservoir Data*, *Asphaltenes Data* y *Treatment Data*; se puede ingresar a cada sección dando clic en la pestaña que corresponda a la sección deseada, si el nombre de una de estas secciones está en rojo significa que hay datos incompletos en dicha sección. Por defecto la primera pestaña que aparece es la de base de *Reservoir Data*.

A continuación, se describe cada sección:

4.5.6.1 Datos del Yacimiento

Esta sección se compone de dos subsecciones: *Petrophysics* y *Damage Data*. La subsección *Petrophysics* solicita información de la porosidad inicial (*Initial Porosity*), zona de pago (*Net Pay*), saturación de agua (*Water Saturation*) y permeabilidad inicial (*Initial Permeability*).

- *Initial Porosity*. Corresponde a la primera porosidad calculada cuando se empieza a producir en el yacimiento. Este dato se puede obtener con análisis de núcleos, registros de pozo, entre otros.
- *Net Pay [ft]*. Es el espesor o área del yacimiento que contiene petróleo posible de recuperar. Este dato se puede evaluar con análisis de núcleos y registros de pozos
- *Water Saturation*. Es la fracción de la fase agua en el volumen poroso del radio de drenaje. Se puede obtener mediante registros de pozo.
- *Initial Permeability [mD]*. Es el primer valor de Permeabilidad en mD, calculado cuando empieza a producir el yacimiento. Este dato se puede obtener con análisis de núcleos, pruebas de pozo, entre otros.

Po otro lado, en la subsección *Damage Data*, se presentan los datos correspondientes a la magnitud del daño por asfaltenos en el área de drenaje. Para cada radio se solicita la permeabilidad en ese punto, la porosidad efectiva al flujo y el porcentaje de asfaltenos depositados. Adicionalmente, mediante la opción *Import data from...*, es posible importar la información de la magnitud del daño desde el módulo de diagnóstico de daño por asfaltenos. La interfaz de esta sección se muestra a continuación:

Advisor

Asphaltene remotion model determines the restauration of permeability and deposited ashphaltene concentration in-situ against damage radius from a chemical stimulation performed in the well. This improvement in the properties allow increase production and forecast it through the time.

Reservoir Data Asphaltene Data Treatment Data

Petrophysic

Initial Porosity * Net Pay *

0.189737	[Fraction]	50	[ft]
----------	--------------	----	--------

Water Saturation * Initial Permeability *

0.1	[Fraction]	30	[mD]
-----	--------------	----	--------

Damage Data 

Import data from ...

	Radius [ft]	Permeability [mD]	Porosity	Deposited Asphaltenes [%wt]
1	0.5000000	1.5000000	0.0424264	1.3370469
2	0.7500000	2.2500000	0.0519615	1.3275118
3	1	3	0.0600000	1.3194733
4	1.2500000	3.7500000	0.0670820	1.3123913
5	1.5000000	4.5000000	0.0734847	1.3059886
6	1.7500000	5.2500000	0.0793725	1.3001008
7	2	6	0.0848528	1.2946205
8	2.2500000	6.7500000	0.0900000	1.2894733
9	2.5000000	7.5000000	0.0948683	1.2846050
10	2.7500000	8.2500000	0.0994987	1.2799746
11	3	9	0.1039230	1.2755503
12	3.2500000	9.7500000	0.1081665	1.2713068
13	3.5000000	10.5000000	0.1122497	1.2672236

Ilustración 275. Interfaz de ingreso de datos del yacimiento

Se debe notar que al lado izquierdo de cada recuadro para ingreso de datos se encuentra el ícono de ayuda Help , el cual abre una ventana desplegable que está dividida en dos secciones: *Information*, donde se encuentra información sobre el dato a ingresar. La segunda sección *Import Data From...* permite al usuario obtener el dato que se desea ingresar a partir de otro escenario que ya posea ese dato.

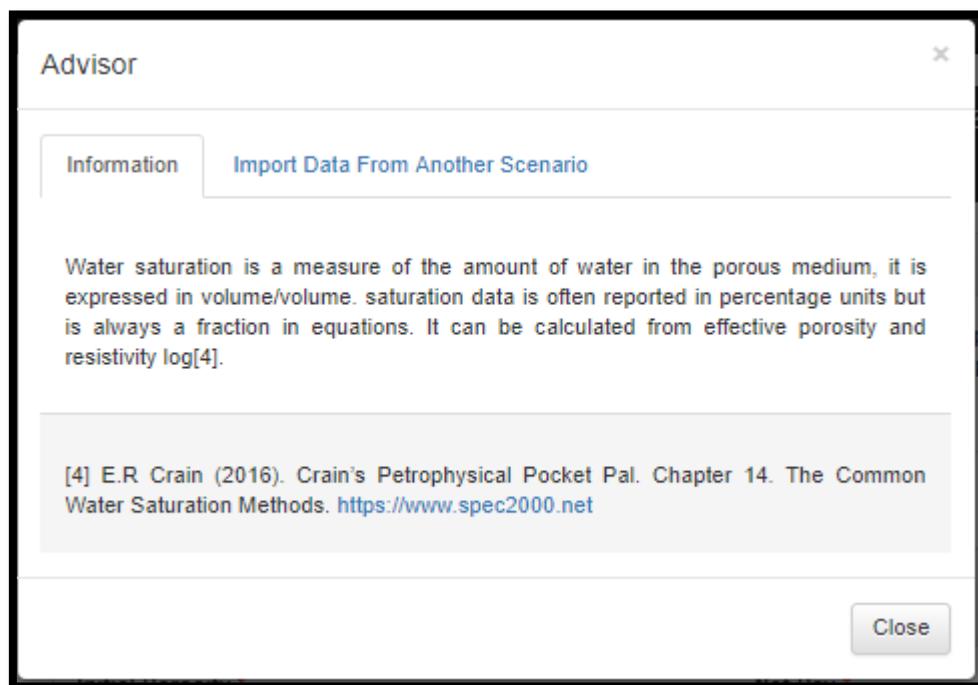


Ilustración 276. Ventana desplegable de información

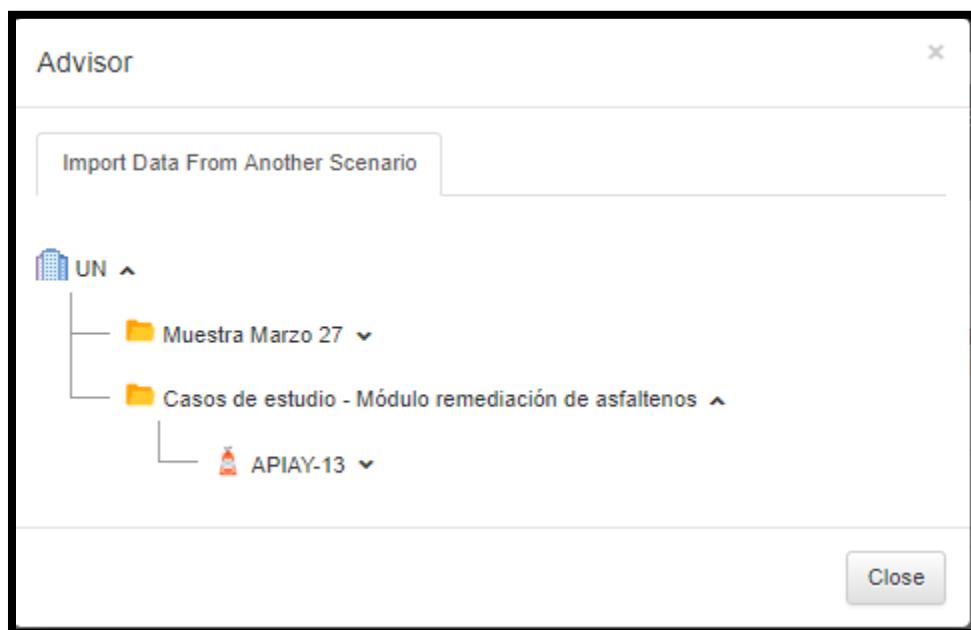


Ilustración 277. Importar dato a partir de otro escenario

4.5.6.2 Datos de Asfaltenos

En esta sección el usuario debe ingresar la densidad aparente del asfalteno en unidades de g/cc. En la Ilustración 334 se presenta la interfaz correspondiente a esta sección.

Reservoir Data Asphaltene Data Treatment Data

Asphaltene Data

Asphaltene Apparent Density *

1.2 [g/cc]

Save **Run** **Cancel**

Ilustración 278. Interfaz de ingreso de datos del asfalteno

4.5.6.3 Datos de tratamiento

En esta sección el usuario debe ingresar datos para el tratamiento de remediación de daño por asfaltenos. Para ello se cuenta con dos opciones de ingreso: *Enter Manually* e *Import from library*. Para la primera opción, se solicita la capacidad de disolución en unidades de miligramos de asfalteno por litro de tratamiento. Entretanto, la segunda opción permite importar la capacidad de disolución mediante tipos de tratamientos predeterminados. Para ambos casos, se solicita el radio del tratamiento, el radio del pozo y un rango de eficiencia de remoción.

Reservoir Data Asphaltene Data Treatment Data

Treatment Data

(Enter manually Import from library)

Asphaltene Dilution Capacity*

Asphaltene Dilution Capacity [mg/L]

Treatment Radius*

5 [ft]

Wellbore Radius*

0.3 [ft]

Asphaltene Remotion Efficiency Range *

0.2 - 0.8 [Fraction]

Save **Run** **Cancel**

Ilustración 279. Interfaz de ingreso de datos del tratamiento mediante entrada manual

Treatment Data

Select one option treatment*

DAX-S2

Treatment properties	
Dilution Capacity	3117 ppm
Component	% v/v
Xileno	10
Diesel	59.8
Alcohol	30
Surfactante HyFlo	0.2

Treatment Radius*

Wellbore Radius*

Asphaltene Remotion Efficiency Range *

Save Run Cancel

Ilustración 280. Interfaz de ingreso de datos del tratamiento mediante importación por librería

4.5.6.4 Resultados Remediación de Finos

Si todos los datos son ingresados y son válidos, el programa obtendrá como resultados el volumen de tratamiento a usar en barriles de acuerdo al radio ingresado.

Además, se obtiene dos gráficas, una con la variación de la porosidad y la otra con la variación de la permeabilidad, ambas con respecto al radio, antes y después del tratamiento. Así como se observa en las Ilustración 338 e Ilustración 339. En estas gráficas, se presenta sensibilidad respecto a la eficiencia disolvente del tratamiento.

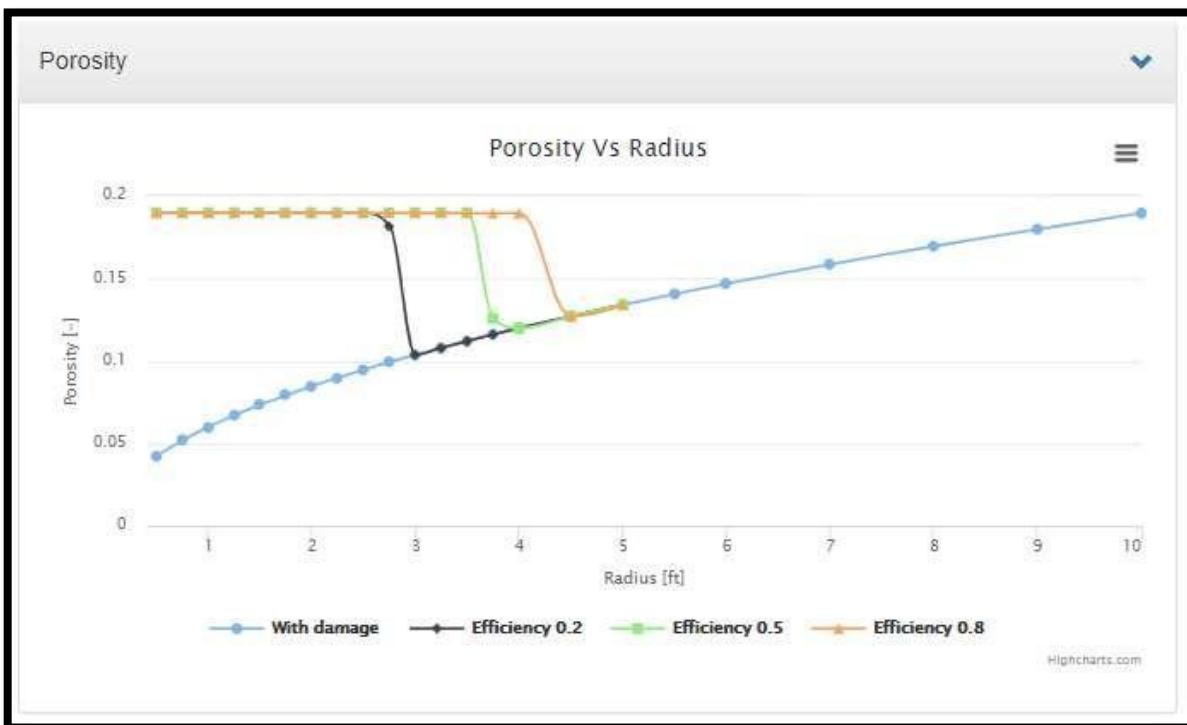


Ilustración 281. Resultados de la variación de la porosidad con respecto al radio, antes y después del tratamiento

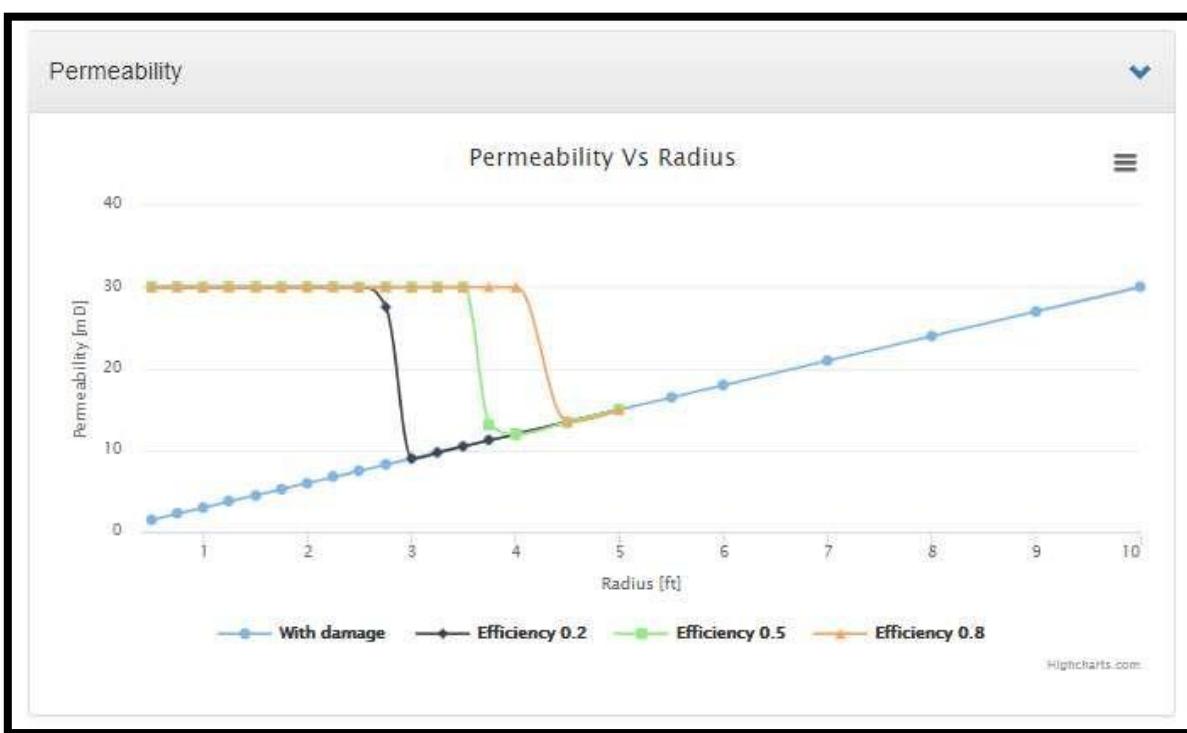


Ilustración 282. Resultados de la variación de la permeabilidad con respecto al radio, antes y después del tratamiento

Finalmente, se presenta la estimación del factor *skin* para el área de drenaje del pozo como función de la eficiencia de disolución de los casos. En la Ilustración 283. Skin factor para los diferentes casos de sensibilidad de la eficiencia disolutiva. se presenta este resultado en la interfaz correspondiente.



The screenshot shows a software interface with a header 'Skin'. Below it is a list of three entries: 'Skin for efficiencie 0.2 = 1.3965', 'Skin for efficiencie 0.5 = 0.5886', and 'Skin for efficiencie 0.8 = 0.258'. A small blue dropdown arrow is located in the top right corner of the list area.

Ilustración 283. Skin factor para los diferentes casos de sensibilidad de la eficiencia disolutiva.

4.5.6.5 Casos de Estudio

Con el fin de validar el ingreso de datos y los resultados obtenidos, se han ingresado a la plataforma 3 casos de estudio correspondientes a este módulo, así se detallan a continuación:

4.5.6.5.1 Caso de Estudio 1

4.5.6.5.1.1 Datos de Ingreso

La información disponible para crear el caso de estudio de este escenario es:

- **Datos del escenario**

Nombre del Proyecto: Casos de estudio – Módulo remediación de asfaltenos

Escenario (Scenario Name)	Cuenca (Basin)	Campo (Field)
Caso 1	Caguán-Putumayo	Apiay
Pozo (Well)	Tipo de Análisis (Type)	
ACAE-2	Asphaltene Remediation	

Tabla 65. Datos del escenario - Caso 1

- **Datos del yacimiento (Reservoir Data)**

Información petrofísica y sobre el daño por asfaltenos

Porosidad Inicial (Initial Porosity)	Espesor de formación productora (Net Pay)
0.189737 [fraction]	50 ft
Saturación de agua (Water Saturation)	Permeabilidad inicial (Initial Permeability)
0.1 [fraction]	30 md

Tabla 66. Datos del yacimiento – Caso 1

Radio (Radius) [ft]	Permeabilidad (Permeability) [mD]	Porosidad (Porosity) [-]	Porcentaje de asfaltenos depositados (Deposited Asphaltene) [%wt]
0.5	1.5	0.042426	1.337047
0.75	2.25	0.051962	1.327512
1	3	0.06000	1.319473
1.25	3.75	0.067082	1.312391
1.5	4.5	0.073485	1.305989
1.75	5.25	0.079373	1.300101
2	6	0.084853	1.294621
2.25	6.75	0.09000	1.289473
2.5	7.5	0.094868	1.284605
2.75	8.25	0.099499	1.279975
3	9	0.103923	1.27555
3.25	9.75	0.108167	1.271307
3.5	10.5	0.11225	1.267224
3.75	11.25	0.11619	1.263284
4	12	0.12000	1.259473
4.5	13.5	0.127279	1.252194
5	15	0.134164	1.245309
5.5	16.5	0.140712	1.238761
6	18	0.146969	1.232504
7	21	0.158745	1.220728
8	24	0.169706	1.209768
9	27	0.180000	1.199473
10	30	0.189737	1.189737

Tabla 67. Datos del daño – Caso 1

- Datos del asfaltenos (Asphaltene Data)**

Densidad aparente del asfalteno: 1.2 g/cc

- Datos del tratamiento (Treatment Data)**

Capacidad de disolución del asfalteno (Asphaltene Dilution Capacity)	Radio de tratamiento (Treatment Radius)
1835 [ppm]	5 ft
Radio de pozo (Wellbore Radius)	Rango de eficiencia de remoción del asfalteno (Asphaltene Remotion Efficiency Range)
0.3 ft	0.2 -0.8

Tabla 68. Datos del tratamiento – Caso 1

4.5.6.5.1.2 Metodología

Siguiendo la ruta Project Management /Add Scenario se hace el proceso de ingreso de datos seleccionando el tipo de escenario que se va a desarrollar, en este caso Skin Dissagregation Analisys. A continuación, se completa la información del escenario con los

datos que se tiene: la Cuenca, Campo, Intervalo productor, Pozo y Proyecto al que pertenece el escenario, se tiene en cuenta que esta información se creó con antelación en el módulo, por tanto, son datos que se seleccionan de la base de datos del aplicativo. Al finalizar el ingreso de estos datos se da clic en el botón azul Run.

Scenario

Type* Asphaltene Remediation

Duplicate from... Caso 1 Scenario X

Project Name* Casos de estudio - Módulo remediación de asfaltenos

Study Date (DD/MM/YY)* 18/05/2019

Description*

Basin* Llanos Orientales

Field* Aplay

Well* APIAY-13

Producing Interval* K1

Save Cancel

Ilustración 284. Ingreso de datos del escenario – Caso 1

A continuación, se ingresó los datos del yacimiento, datos de asfaltenos e información sobre el tratamiento, como se observa en las siguientes ilustraciones:

	Radius [ft]	Permeability [mD]	Porosity	Deposited Asphaltenes [%wt]
1	0.5000000	1.5000000	0.0424264	1.3370469
2	0.7500000	2.2500000	0.0519615	1.3275118
3	1	3	0.0600000	1.3194733
4	1.2500000	3.7500000	0.0670820	1.3123913
5	1.5000000	4.5000000	0.0734847	1.3059886
6	1.7500000	5.2500000	0.0793725	1.3001008
7	2	6	0.0848528	1.2946205
8	2.2500000	6.7500000	0.0900000	1.2894733
9	2.5000000	7.5000000	0.0948683	1.2846050
10	2.7500000	8.2500000	0.0994987	1.2799746
11	3	9	0.1039230	1.2755503

Ilustración 285. Ingreso de datos del yacimiento – Caso 1

Reservoir Data Asphaltene Data Treatment Data

Asphaltene Data

Asphaltene Apparent Density *

[g/cc]

Save **Run** **Cancel**

Ilustración 286. Ingreso de datos de Asfalteno – Caso 1

Reservoir Data Asphaltene Data Treatment Data

Treatment Data

(Enter manually Import from library)

Asphaltene Dilution Capacity*

[mg/L]

Treatment Radius*

[ft]

Wellbore Radius*

[ft]

Asphaltene Remotion Efficiency Range *

- [Fraction]

Save **Run** **Cancel**

Ilustración 287. Ingreso de datos del tratamiento – Caso 1

Al ingresar todos los datos se procede a correr el programa (*Run*) y obtener los resultados.

4.5.6.5.1.3 Resultados

- Volumen del tratamiento a usar (*Treatment Volume*)



Ilustración 288. Resultados volumen de tratamiento a usar – Caso 1

- Cambios en la porosidad con el radio (*Porosity*)

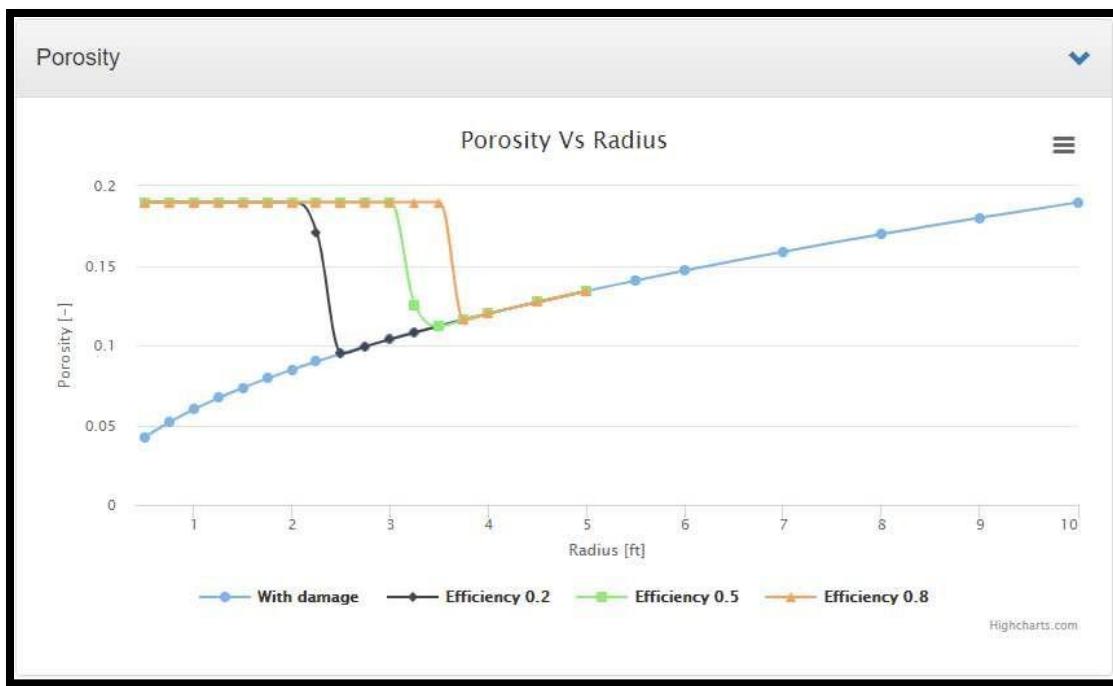


Ilustración 289. Resultados cambios de porosidad – Caso 1

- Cambios de permeabilidad con el radio

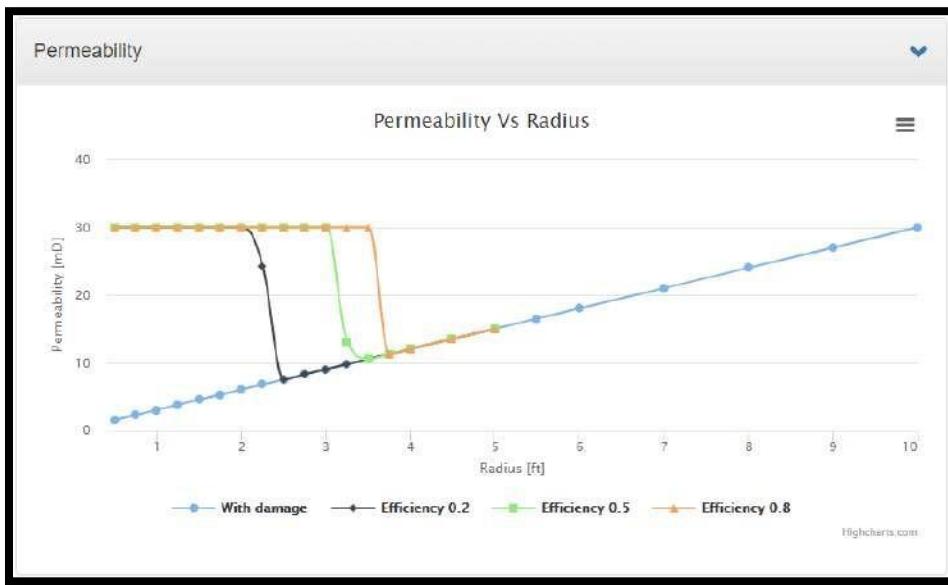


Ilustración 290. Resultados cambios de permeabilidad – Caso 1

- Daño (Skin)

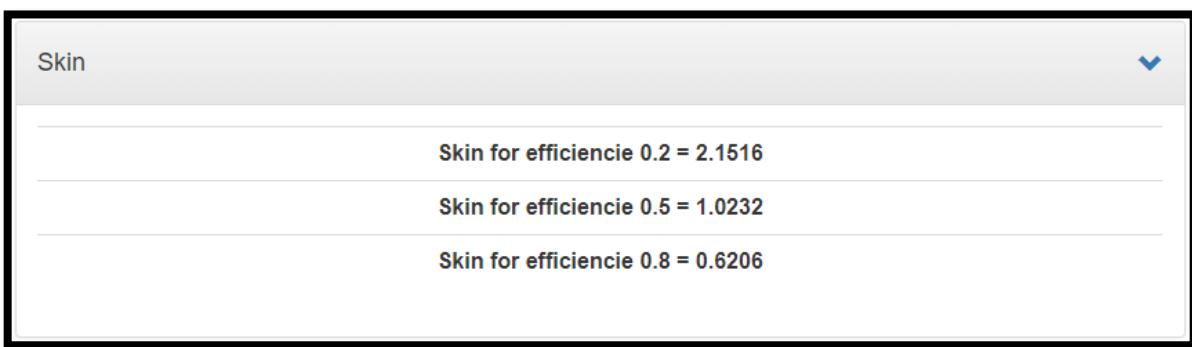


Ilustración 291. Resultados Daño – Caso 1

4.5.6.5.2 Caso de Estudio 2

4.5.6.5.2.1 Datos de Ingreso

La información disponible para crear el caso de estudio de este escenario es:

- Datos del escenario

Nombre del Proyecto: Casos de estudio – Módulo remediación de asfaltenos

Escenario (Scenario Name)	Cuenca (Basin)	Campo (Field)
Caso 2	Caguán-Putumayo	Apiay
Pozo (Well)	Tipo de Análisis (Type)	
ACAE-2	Asphalteno Remediation	

Tabla 69. Datos del escenario - Caso 2

- **Datos del yacimiento (*Reservoir Data*)**

Información petrofísica y sobre el daño por asfaltenos

Porosidad Inicial (<i>Initial Porosity</i>)	Espesor de formación productora (<i>Net Pay</i>)
0.195 [fraction]	50 ft
Saturación de agua (<i>Water Saturation</i>)	Permeabilidad inicial (<i>Initial Permeability</i>)
0.1 [fraction]	55.93 md

Tabla 70. Datos del yacimiento – Caso 2

Radio (<i>Radius</i>) [ft]	Permeabilidad (<i>Permeability</i>) [mD]	Porosidad (<i>Porosity</i>) [-]	Porcentaje de asfaltenos depositados (<i>Deposited Asphaltene</i>) [%wt]
0.3	53.73	0.19 2	6.235
0.30 8	53.73	0.19 2	6.233
0.31 7	53.73	0.19 2	6.239
0.32 5	53.73	0.19 2	6.245
0.33 4	53.73	0.19 2	6.251
0.34 4	53.73	0.19 2	6.256
0.35 3	53.73	0.19 2	6.261
0.36 3	53.73	0.19 2	6.266
0.37 3	54.41 8	0.19 3	6.271
0.38 3	54.41 8	0.19 3	6.275
0.39 3	54.41 8	0.19 3	6.279
0.40 4	54.41 8	0.19 3	6.283
0.41 5	54.41 8	0.19 3	6.287
0.42 7	54.41 8	0.19 3	6.29
0.43 9	54.41 8	0.19 3	6.293
0.45 1	54.41 8	0.19 3	6.296

0.46 3	54.41 8	0.19 3	6.299
0.47 6	54.41 8	0.19 3	6.302
0.48 9	54.41 8	0.19 3	6.305
0.50 2	55.09 2	0.19 4	6.307
0.51 6	55.09 2	0.19 4	6.309
0.53	55.09 2	0.19 4	6.312
0.54 5	55.09 2	0.19 4	6.314
0.56	55.09 2	0.19 4	6.316
0.57 5	55.09 2	0.19 4	6.317
0.59 1	55.09 2	0.19 4	6.319
0.60 7	55.09 2	0.19 4	6.321
0.62 4	55.09 2	0.19 4	6.322
0.64 1	55.09 2	0.19 4	6.324
0.65 9	55.09 2	0.19 4	6.325

0.67 7	55.09 2	0.19 4	6.326
0.69 6	55.09 2	0.19 4	6.327
0.71 5	55.09 2	0.19 4	6.329
0.73 4	55.09 2	0.19 4	6.33
0.75 5	55.09 2	0.19 4	6.331
0.77 5	55.09 2	0.19 4	6.331
0.79 7	55.09 2	0.19 4	6.332
0.81 9	55.09 2	0.19 4	6.333
0.84 1	55.09 2	0.19 4	6.334
0.86 4	55.09 2	0.19 4	6.335
0.88 8	55.09 2	0.19 4	6.335
0.91 2	55.09 2	0.19 4	6.336
0.93 8	55.09 2	0.19 4	6.336
0.96 3	55.09 2	0.19 4	6.337
0.99	55.09 2	0.19 4	6.337
1.01 7	55.09 2	0.19 4	6.338
1.04 5	55.09 2	0.19 4	6.338
1.07 4	55.09 2	0.19 4	6.339
1.10 3	55.09 2	0.19 4	6.339
1.13 4	55.09 2	0.19 4	6.339
1.16 5	55.09 2	0.19 4	6.34
1.19 7	55.09 2	0.19 4	6.34
1.23	55.92 9	0.19 5	6.34
1.26 4	55.92 9	0.19 5	6.34

1.29 8	55.92 9	0.19 5	6.34
1.33 4	55.92 9	0.19 5	6.341
1.37 1	55.92 9	0.19 5	6.341
1.40 8	55.92 9	0.19 5	6.341
1.44 7	55.92 9	0.19 5	6.341
1.48 7	55.92 9	0.19 5	6.341
1.52 8	55.92 9	0.19 5	6.341
1.57	55.92 9	0.19 5	6.341
1.61 3	55.92 9	0.19 5	6.341
1.65 7	55.92 9	0.19 5	6.341
1.70 3	55.92 9	0.19 5	6.341
1.75	55.92 9	0.19 5	6.341
1.79 8	55.92 9	0.19 5	6.341
1.84 7	55.92 9	0.19 5	6.341
1.89 8	55.92 9	0.19 5	6.341
1.95	55.92 9	0.19 5	6.341
2.00 4	55.92 9	0.19 5	6.341

2.05 9	55.92 9	0.19 5	6.341
2.11 6	55.92 9	0.19 5	6.341
2.17 4	55.92 9	0.19 5	6.341
2.23 4	55.92 9	0.19 5	6.341
2.29 5	55.92 9	0.19 5	6.341
2.35 8	55.92 9	0.19 5	6.341
2.42 3	55.92 9	0.19 5	6.341
2.49	55.92 9	0.19 5	6.341
2.55 8	55.92 9	0.19 5	6.341
2.62 8	55.92 9	0.19 5	6.34
2.70 1	55.92 9	0.19 5	6.34
2.77 5	55.92 9	0.19 5	6.34
2.85 1	55.92 9	0.19 5	6.34
2.93	55.92 9	0.19 5	6.34
3.01	55.92 9	0.19 5	6.34
3.09 3	55.92 9	0.19 5	6.34
3.17 8	55.92 9	0.19 5	6.339
3.26 6	55.92 9	0.19 5	6.339
3.35 5	55.92 9	0.19 5	6.339
3.44 8	55.92 9	0.19 5	6.339
3.54 2	55.92 9	0.19 5	6.339
3.64	55.92 9	0.19 5	6.339
3.74	55.92 9	0.19 5	6.338
3.84 3	55.92 9	0.19 5	6.338

3.94 8	55.92 9	0.19 5	6.338
4.05 7	55.92 9	0.19 5	6.338
4.16 9	55.92 9	0.19 5	6.338
4.28 3	55.92 9	0.19 5	6.338
4.40 1	55.92 9	0.19 5	6.337
4.52 2	55.92 9	0.19 5	6.337
4.64 6	55.92 9	0.19 5	6.337
4.77 4	55.92 9	0.19 5	6.337
4.90 6	55.92 9	0.19 5	6.337
5.04	55.92 9	0.19 5	6.336
5.17 9	55.92 9	0.19 5	6.336
5.32 2	55.92 9	0.19 5	6.336
5.46 8	55.92 9	0.19 5	6.336
5.61 8	55.92 9	0.19 5	6.335
5.77 3	55.92 9	0.19 5	6.335
5.93 1	55.92 9	0.19 5	6.335
6.09 5	55.92 9	0.19 5	6.335

6.262	55.92 9	0.19 5	6.335
6.434	55.92 9	0.19 5	6.334
6.611	55.92 9	0.19 5	6.334
6.793	55.92 9	0.19 5	6.334
6.98	55.92 9	0.19 5	6.334
7.172	55.92 9	0.19 5	6.333
7.369	55.92 9	0.19 5	6.333
7.572	55.92 9	0.19 5	6.333
7.78	55.92 9	0.19 5	6.333
7.994	55.92 9	0.19 5	6.332
8.214	55.92 9	0.19 5	6.332
8.44	55.92 9	0.19 5	6.332
8.672	55.92 9	0.19 5	6.332
8.91	55.92 9	0.19 5	6.331
9.155	55.92 9	0.19 5	6.331
9.407	55.92 9	0.19 5	6.331
9.666	55.92 9	0.19 5	6.33
9.932	55.92 9	0.19 5	6.33
10.205	55.92 9	0.19 5	6.33
10.486	55.92 9	0.19 5	6.33
10.774	55.92 9	0.19 5	6.329

Tabla 71. Datos del daño – Caso 2

- **Datos del asfaltenos (Asphaltene Data)**

Densidad aparente del asfalteno: 1.2 g/cc

- **Datos del tratamiento (Treatment Data)**

Capacidad de disolución del asfalteno <i>(Asphaltene Dilution Capacity)</i>	Radio de tratamiento (<i>Treatment Radius</i>)
1000 [ppm]	4 ft
Radio de pozo (<i>Wellbore Radius</i>)	Rango de eficiencia de remoción del asfalteno <i>(Asphaltene Remotion Efficiency Range)</i>
0.3 ft	0.2 -0.8

Tabla 72. Datos del tratamiento – Caso 2

4.5.6.5.2.2 Metodología

Siguiendo la ruta Project Management /Add Scenario se hace el proceso de ingreso de datos seleccionando el tipo de escenario que se va a desarrollar, en este caso *Skin Dissaggregation Analisys*. A continuación, se completa la información del escenario con los datos que se tiene: la Cuenca, Campo, Intervalo productor, Pozo y Proyecto al que pertenece el escenario, se tiene en cuenta que esta información se creó con antelación en el módulo, por tanto, son datos que se seleccionan de la base de datos del aplicativo. Al finalizar el ingreso de estos datos se da clic en el botón azul Run.

Scenario

Type*	Duplicate from...
Asphaltene Remediation	Caso 2 Scenary X
Project Name*	Scenario Name*
Casos de estudio - Módulo remediación de asfaltenos	Caso 2
Study Date (DD/MM/YY)*	Description*
18/05/2019	
Basin*	Field*
Llanos Orientales	Apiay
Well*	Producing Interval*
APIAY-13	K1
Save Cancel	

Ilustración 292. Ingreso de datos del escenario – Caso 2

A continuación, se ingresó los datos del yacimiento, datos de asfaltenos e información sobre el tratamiento, como se observa en las siguientes ilustraciones:

Reservoir Data Asphaltene Data Treatment Data

Petrophysic

Initial Porosity *	Net Pay *
<input type="text" value="0.195"/> [Fraction]	<input type="text" value="50"/> [ft]
Water Saturation *	Initial Permeability *
<input type="text" value="0.1"/> [Fraction]	<input type="text" value="55.93"/> [mD]

Damage Data 

	Radius [ft]	Permeability [mD]	Porosity	Deposited Asphaltenes [%wt]
1	0.3000000	53.7300000	0.1920000	6.2350000
2	0.3080000	53.7300000	0.1920000	6.2330000
3	0.3170000	53.7300000	0.1920000	6.2390000
4	0.3250000	53.7300000	0.1920000	6.2450000
5	0.3340000	53.7300000	0.1920000	6.2510000
6	0.3440000	53.7300000	0.1920000	6.2560000
7	0.3530000	53.7300000	0.1920000	6.2610000
8	0.3630000	53.7300000	0.1920000	6.2660000
9	0.3730000	54.4180000	0.1930000	6.2710000
10	0.3830000	54.4180000	0.1930000	6.2750000
11	0.3930000	54.4180000	0.1930000	6.2790000

Ilustración 293. Ingreso de datos del yacimiento – Caso 2

Reservoir Data Asphaltene Data Treatment Data

Asphaltene Data

Asphaltene Apparent Density *
<input type="text" value="1.2"/> [g/cc]

Ilustración 294. Ingreso de datos de Asfalteno – Caso 2

Reservoir Data Asphaltene Data Treatment Data

Treatment Data

(Enter manually Import from library) Asphaltene Dilution Capacity* [mg/L]

1000 [mg/L]

Treatment Radius* [ft] Wellbore Radius* [ft]

4 [ft] 0.3 [ft]

Asphaltene Removal Efficiency Range* [Fraction]

0.2 [-] 0.8 [Fraction]

Save Run Cancel

Ilustración 295. Ingreso de datos del tratamiento – Caso 2

Al ingresar todos los datos se procede a correr el programa (*Run*) y obtener los resultados.

4.5.6.5.2.3 Resultados

- Volumen del tratamiento a usar (*Treatment Volume*)

Treatment Volume

680.99 [bbl]

Ilustración 296. Resultados volumen de tratamiento a usar – Caso 2

- Cambios en la porosidad con el radio (*Porosity*)

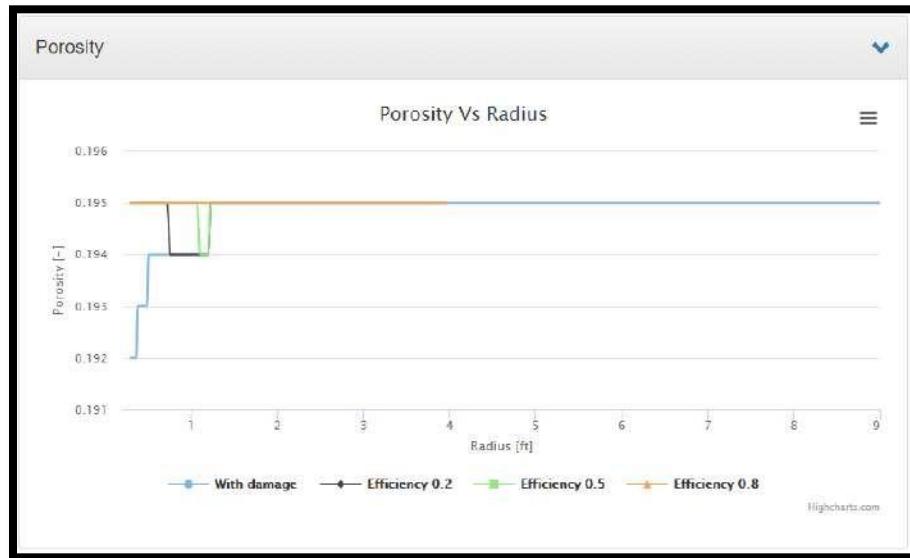


Ilustración 297. Resultados cambios de porosidad – Caso 2

- **Daño (Skin)**

Skin	▼
Skin for efficiencie 0.2 = 0.0051	
Skin for efficiencie 0.5 = 0.0011	
Skin for efficiencie 0.8 = 0	

Ilustración 298. Resultados Daño – Caso 2

4.5.6.5.3 Caso de estudio 3

4.5.6.5.3.1 Datos de Ingreso

La información disponible para crear el caso de estudio de este escenario es:

- **Datos del escenario**

Nombre del Proyecto: Casos de estudio – Módulo remediación de asfaltenos

Escenario (Scenario Name)	Cuenca (Basin)	Campo (Field)
Caso 3	Caguán-Putumayo	Apiay
Pozo (Well)	Tipo de Análisis (Type)	
ACAE-2	Asphaltene Remediation	

Tabla 73. Datos del escenario - Caso 3

- **Datos del yacimiento (Reservoir Data)**

Información petrofísica y sobre el daño por asfaltenos

Porosidad Inicial (Initial Porosity)	Espesor de formación productora (Net Pay)
0.195 [fraction]	50 ft
Saturación de agua (Water Saturation)	Permeabilidad inicial (Initial Permeability)
0.1 [fraction]	55.93 md

Tabla 74. Datos del yacimiento – Caso 3

Radio (Radius) [ft]	Permeabilidad (Permeability) [mD]	Porosidad (Porosity) [-]	Porcentaje de asfaltenos depositados (Deposited Asphaltene) [%wt]
0.3	53.73	0.19 2	6.235
0.30 8	53.73	0.19 2	6.233

0.31 7	53.73	0.19 2	6.239
0.32 5	53.73	0.19 2	6.245
0.33 4	53.73	0.19 2	6.251
0.34 4	53.73	0.19 2	6.256
0.35 3	53.73	0.19 2	6.261
0.36 3	53.73	0.19 2	6.266

0.37 3	54.41 8	0.19 3	6.271
0.38 3	54.41 8	0.19 3	6.275
0.39 3	54.41 8	0.19 3	6.279
0.40 4	54.41 8	0.19 3	6.283
0.41 5	54.41 8	0.19 3	6.287
0.42 7	54.41 8	0.19 3	6.29
0.43 9	54.41 8	0.19 3	6.293
0.45 1	54.41 8	0.19 3	6.296
0.46 3	54.41 8	0.19 3	6.299
0.47 6	54.41 8	0.19 3	6.302
0.48 9	54.41 8	0.19 3	6.305
0.50 2	55.09 2	0.19 4	6.307
0.51 6	55.09 2	0.19 4	6.309
0.53	55.09 2	0.19 4	6.312
0.54 5	55.09 2	0.19 4	6.314
0.56	55.09 2	0.19 4	6.316
0.57 5	55.09 2	0.19 4	6.317
0.59 1	55.09 2	0.19 4	6.319
0.60 7	55.09 2	0.19 4	6.321
0.62 4	55.09 2	0.19 4	6.322
0.64 1	55.09 2	0.19 4	6.324
0.65 9	55.09 2	0.19 4	6.325
0.67 7	55.09 2	0.19 4	6.326
0.69 6	55.09 2	0.19 4	6.327

0.71 5	55.09 2	0.19 4	6.329
0.73 4	55.09 2	0.19 4	6.33
0.75 5	55.09 2	0.19 4	6.331
0.77 5	55.09 2	0.19 4	6.331
0.79 7	55.09 2	0.19 4	6.332
0.81 9	55.09 2	0.19 4	6.333
0.84 1	55.09 2	0.19 4	6.334
0.86 4	55.09 2	0.19 4	6.335
0.88 8	55.09 2	0.19 4	6.335
0.91 2	55.09 2	0.19 4	6.336
0.93 8	55.09 2	0.19 4	6.336
0.96 3	55.09 2	0.19 4	6.337
0.99	55.09 2	0.19 4	6.337
1.01 7	55.09 2	0.19 4	6.338
1.04 5	55.09 2	0.19 4	6.338
1.07 4	55.09 2	0.19 4	6.339
1.10 3	55.09 2	0.19 4	6.339

1.13 4	55.09 2	0.19 4	6.339
1.16 5	55.09 2	0.19 4	6.34
1.19 7	55.09 2	0.19 4	6.34
1.23	55.92 9	0.19 5	6.34
1.26 4	55.92 9	0.19 5	6.34
1.29 8	55.92 9	0.19 5	6.34
1.33 4	55.92 9	0.19 5	6.341
1.37 1	55.92 9	0.19 5	6.341
1.40 8	55.92 9	0.19 5	6.341
1.44 7	55.92 9	0.19 5	6.341
1.48 7	55.92 9	0.19 5	6.341
1.52 8	55.92 9	0.19 5	6.341
1.57	55.92 9	0.19 5	6.341
1.61 3	55.92 9	0.19 5	6.341
1.65 7	55.92 9	0.19 5	6.341
1.70 3	55.92 9	0.19 5	6.341
1.75	55.92 9	0.19 5	6.341
1.79 8	55.92 9	0.19 5	6.341
1.84 7	55.92 9	0.19 5	6.341
1.89 8	55.92 9	0.19 5	6.341
1.95	55.92 9	0.19 5	6.341
2.00 4	55.92 9	0.19 5	6.341
2.05 9	55.92 9	0.19 5	6.341
2.11 6	55.92 9	0.19 5	6.341

2.17 4	55.92 9	0.19 5	6.341
2.23 4	55.92 9	0.19 5	6.341
2.29 5	55.92 9	0.19 5	6.341
2.35 8	55.92 9	0.19 5	6.341
2.42 3	55.92 9	0.19 5	6.341
2.49	55.92 9	0.19 5	6.341
2.55 8	55.92 9	0.19 5	6.341
2.62 8	55.92 9	0.19 5	6.34
2.70 1	55.92 9	0.19 5	6.34
2.77 5	55.92 9	0.19 5	6.34
2.85 1	55.92 9	0.19 5	6.34
2.93	55.92 9	0.19 5	6.34
3.01	55.92 9	0.19 5	6.34
3.09 3	55.92 9	0.19 5	6.34
3.17 8	55.92 9	0.19 5	6.339
3.26 6	55.92 9	0.19 5	6.339
3.35 5	55.92 9	0.19 5	6.339

3.44 8	55.92 9	0.19 5	6.339
3.54 2	55.92 9	0.19 5	6.339
3.64	55.92 9	0.19 5	6.339
3.74	55.92 9	0.19 5	6.338
3.84 3	55.92 9	0.19 5	6.338
3.94 8	55.92 9	0.19 5	6.338
4.05 7	55.92 9	0.19 5	6.338
4.16 9	55.92 9	0.19 5	6.338
4.28 3	55.92 9	0.19 5	6.338
4.40 1	55.92 9	0.19 5	6.337
4.52 2	55.92 9	0.19 5	6.337
4.64 6	55.92 9	0.19 5	6.337
4.77 4	55.92 9	0.19 5	6.337
4.90 6	55.92 9	0.19 5	6.337
5.04	55.92 9	0.19 5	6.336
5.17 9	55.92 9	0.19 5	6.336
5.32 2	55.92 9	0.19 5	6.336
5.46 8	55.92 9	0.19 5	6.336
5.61 8	55.92 9	0.19 5	6.335
5.77 3	55.92 9	0.19 5	6.335
5.93 1	55.92 9	0.19 5	6.335
6.09 5	55.92 9	0.19 5	6.335
6.26 2	55.92 9	0.19 5	6.335
6.43 4	55.92 9	0.19 5	6.334

6.61 1	55.92 9	0.19 5	6.334
6.79 3	55.92 9	0.19 5	6.334
6.98	55.92 9	0.19 5	6.334
7.17 2	55.92 9	0.19 5	6.333
7.36 9	55.92 9	0.19 5	6.333
7.57 2	55.92 9	0.19 5	6.333
7.78	55.92 9	0.19 5	6.333
7.99 4	55.92 9	0.19 5	6.332
8.21 4	55.92 9	0.19 5	6.332
8.44	55.92 9	0.19 5	6.332
8.67 2	55.92 9	0.19 5	6.332
8.91	55.92 9	0.19 5	6.331
9.15 5	55.92 9	0.19 5	6.331

Tabla 75. Datos del daño – Caso 3

- **Datos del asfaltenos (Asphaltene Data)**

Densidad aparente del asfalteno: 1.2 g/cc

- **Datos del tratamiento (*Treatment Data*)**

Capacidad de disolución del asfalteno (<i>Asphaltene Dilution Capacity</i>)	Radio de tratamiento (<i>Treatment Radius</i>)
1835 [ppm]	5 ft
Radio de pozo (<i>Wellbore Radius</i>)	Rango de eficiencia de remoción del asfalteno (<i>Asphaltene Remotion Efficiency Range</i>)
0.3 ft	0.2 -0.8

Tabla 76. Datos del tratamiento – Caso 3

4.5.6.5.3.2 Metodología

Siguiendo la ruta *Project Management /Add Scenario* se hace el proceso de ingreso de datos seleccionando el tipo de escenario que se va a desarrollar, en este caso *Skin Dissaggregation Analisys*. A continuación, se completa la información del escenario con los datos que se tiene: la Cuenca, Campo, Intervalo productor, Pozo y Proyecto al que pertenece el escenario, se tiene en cuenta que esta información se creó con antelación en el módulo, por tanto, son datos que se seleccionan de la base de datos del aplicativo. Al finalizar el ingreso de estos datos se da clic en el botón azul Run.

The screenshot shows a software interface for creating a new scenario. The top section is titled 'Scenario'. It has two main columns. The left column contains fields for 'Type*' (set to 'Asphaltene Remediation'), 'Project Name*' (set to 'Caso de estudio - Módulo remediación de asfaltenos'), 'Study Date (DD/MM/YY)*' (set to '18/05/2019'), and 'Basin*' (set to 'Llanos Orientales'). The right column contains fields for 'Duplicate from...' (set to 'Caso 3'), 'Scenario Name*' (set to 'Caso 3'), 'Description*', 'Field*' (set to 'Apiay'), and 'Well*' (set to 'APIAY-13'). At the bottom right are 'Save' and 'Cancel' buttons.

Ilustración 299. Ingreso de datos del escenario – Caso 3

A continuación, se ingresó los datos del yacimiento, datos de asfaltenos e información **Integrated Formation Damage Model**

sobre el tratamiento, como se observa en las siguientes ilustraciones:

Reservoir Data Asphaltene Data Treatment Data

Petrophysic

Initial Porosity *	Net Pay *
<input type="text" value="0.195"/> [Fraction]	<input type="text" value="50"/> [ft]
Water Saturation *	Initial Permeability *
<input type="text" value="0.1"/> [Fraction]	<input type="text" value="55.93"/> [mD]

Damage Data

[Import data from ...](#)

	Radius [ft]	Permeability [mD]	Porosity	Deposited Asphaltenes [%wt]
1	0.300000	53.7300000	0.1920000	6.2350000
2	0.308000	53.7300000	0.1920000	6.2330000
3	0.317000	53.7300000	0.1920000	6.2390000
4	0.325000	53.7300000	0.1920000	6.2450000
5	0.334000	53.7300000	0.1920000	6.2510000
6	0.344000	53.7300000	0.1920000	6.2560000
7	0.353000	53.7300000	0.1920000	6.2610000
8	0.363000	53.7300000	0.1920000	6.2660000
9	0.373000	54.4180000	0.1930000	6.2710000
10	0.383000	54.4180000	0.1930000	6.2750000
11	0.393000	54.4180000	0.1930000	6.2790000

Ilustración 300. Ingreso de datos del yacimiento – Caso 3

Reservoir Data Asphaltene Data Treatment Data

Asphaltene Data

Asphaltene Apparent Density *
<input type="text" value="1.2"/> [g/cc]

[Save](#)
[Run](#)
[Cancel](#)

Ilustración 301. Ingreso de datos de Asfalteno – Caso 3

The screenshot shows a software interface for entering treatment data. At the top, there are three tabs: Reservoir Data, Asphaltene Data, and Treatment Data, with Treatment Data selected. Below the tabs is a section titled "Treatment Data" with a dropdown arrow. Under this section, there are four input fields:

- Asphaltene Dilution Capacity***: A field with a unit converter showing "1000" and "[mg/L]".
- Treatment Radius***: A field with a unit converter showing "3" and "[ft]".
- Wellbore Radius***: A field with a unit converter showing "0.3" and "[ft]".
- Asphaltene Remotion Efficiency Range ***: A field with a unit converter showing "0.2" and "0.8" separated by a dash, with "[Fraction]" indicated.

At the bottom of the interface are three buttons: "Save" (green), "Run" (blue), and "Cancel" (red).

Ilustración 302. Ingreso de datos del tratamiento – Caso 3

4.5.6.5.3.3 Resultados

- **Volumen del tratamiento a usar (*Treatment Volume*)**

The screenshot shows a software interface displaying the result of the treatment volume calculation. The title is "Treatment Volume" with a dropdown arrow. Below the title, the value "381.37" is shown in a unit converter field with the unit "[bbl]".

Ilustración 303. Resultados volumen de tratamiento a usar – Caso 3

- Cambios de porosidad con el radio

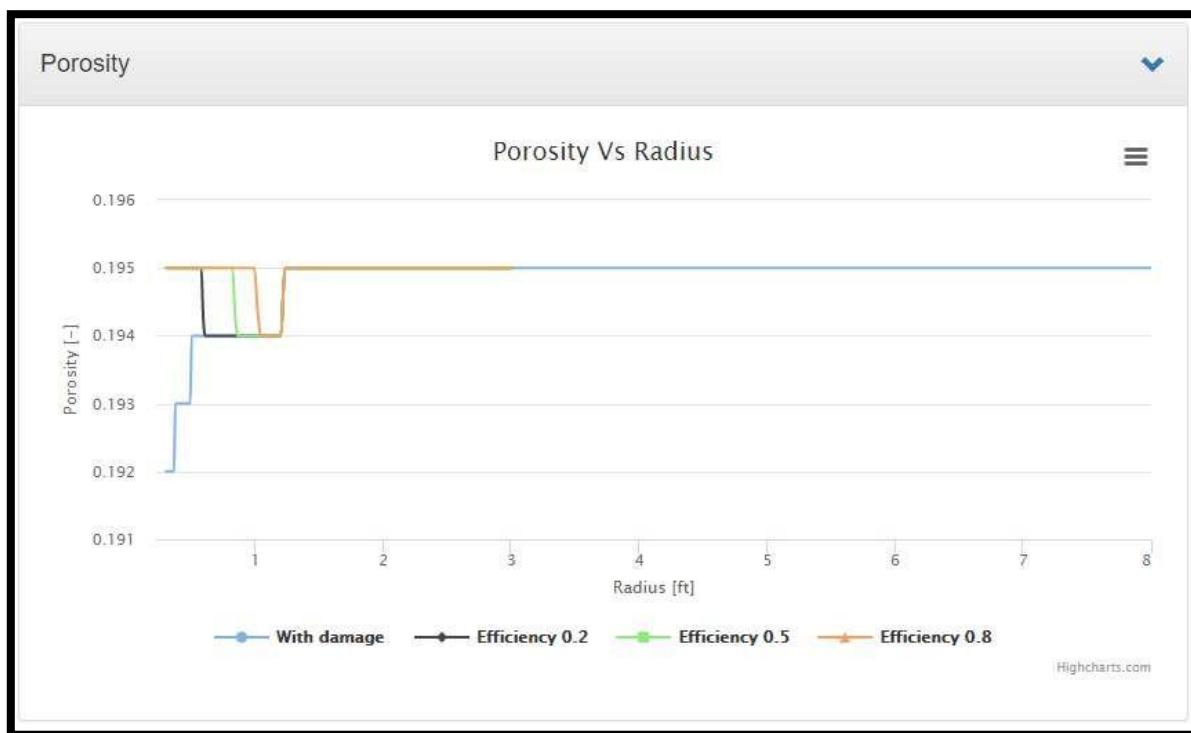


Ilustración 304. Resultados cambios de porosidad – Caso 3

- Cambios de permeabilidad con el radio

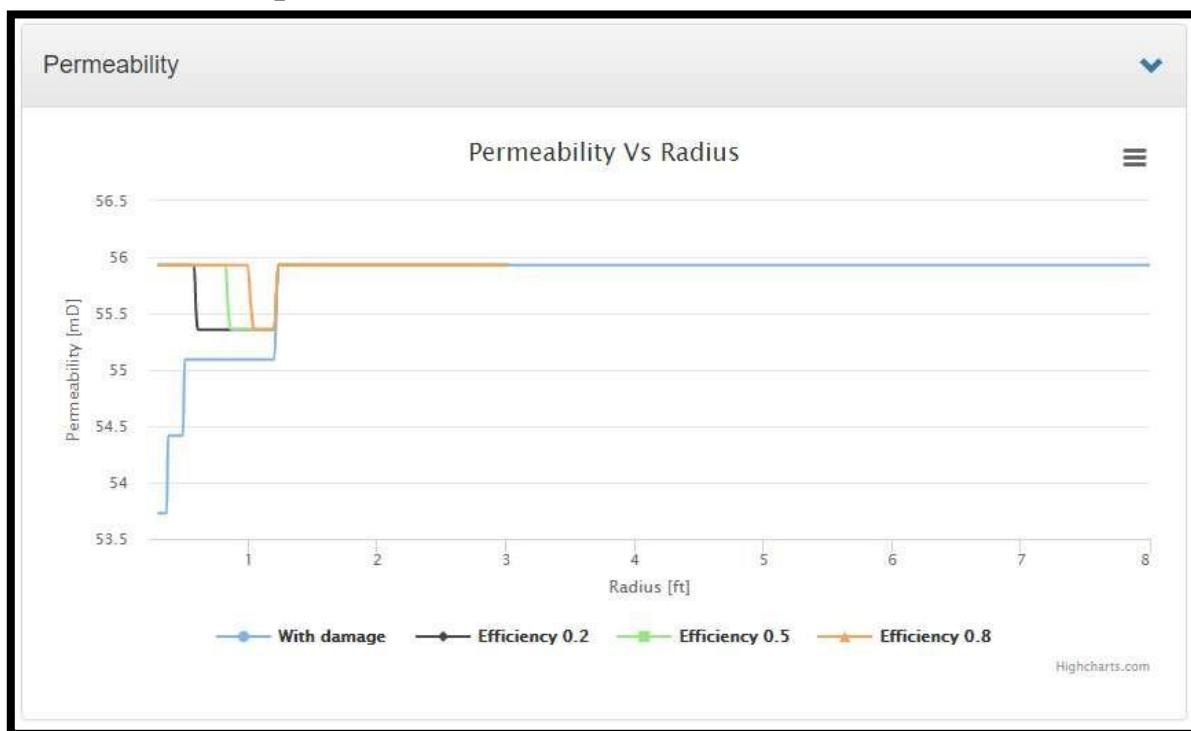


Ilustración 305. Resultados cambios de permeabilidad – Caso 3

- **Daño (Skin)**

Skin
Skin for efficiency 0.2 = 0.0074
Skin for efficiency 0.5 = 0.0038
Skin for efficiency 0.8 = 0.0018

Ilustración 306. Resultados Daño – Caso 3

4.5.7 Migración de Finos (Fines Migration, Deposition And Swelling).

Este modelo del daño de formación permite determinar la composición, características físicas y factores controladores del comportamiento de los finos debido a que este material se acumula y obstruye el paso de los fluidos, la porosidad de la roca disminuye, la capacidad de flujo de la roca se deteriora y el fenómeno se conoce como daño de formación por flujo de finos o daño de formación por procesos de partícula.

Este módulo está compuesto de 4 secciones para ingreso de datos, en todas las secciones el usuario siempre debe ingresar los datos marcados con *, de lo contrario el aplicativo lanzará un mensaje informando la falta de información necesaria para continuar.

4.5.7.1 Datos generales

La sección de *General Data* permite al usuario ingresar datos de pozo, formación y las propiedades de las partículas de finos correspondientes al escenario que se está creando.

4.5.7.1.1 Propiedades del pozo

Primero se pide las propiedades del pozo (ver Ilustración 307):

- Radio de drenaje *Drainage Radius* en pies [ft]. Es el área de un yacimiento en el que un solo pozo sirve como un punto para el drenaje de los fluidos del yacimiento. [5] Puede estimarse mediante pruebas de drawdown.
- Espesor neto de producción *Net Pay* en pies [ft]. Es la parte del espesor del yacimiento que contribuye a la recuperación del petróleo. Este dato se puede conseguir mediante todas las mediciones disponibles realizadas en muestras de yacimientos y en pozos, como las pruebas realizadas a un núcleo [5].

- Radio del pozo *Well Radius* en pies [ft], radio de perforación *Perforation Radius* en pulgadas [in]. Se asume que la sección del pozo es un círculo y tiene un radio específico llamado radio del pozo. Puede estimarse por el diámetro interno del casing de producción [5].
- Número de perforados que tiene el pozo *Number of Perforations*. Corresponde a el o los túneles de comunicación hechos desde el casing o el revestimiento hasta el interior de la formación. Este dato es obtenido del diseño de completamiento.
- Radio de los perforados *Perforation Radius*, en pulgadas [inch]. Es el radio correspondiente a el o los túneles de comunicación hechos desde el casing o el revestimiento hasta el interior de la formación. Se puede obtener del diseño de completamiento.

General Data PVT Data Phenomenological Constants Historical Data

Well Properties

Drainage Radius* **Net Pay***

	950	ft
--	-----	----

	36	ft
--	----	----

Well Radius* **Perforation Radius***

	0.5	ft
--	-----	----

	0.16	inch
--	------	------

Numbers Of Perforations*

	132	-
--	-----	---

Ilustración 307. Sección de Ingreso de las propiedades del pozo

Se debe notar que al lado izquierdo de cada recuadro para ingreso de datos se encuentra el ícono de ayuda *Help*, el cual abre una ventana desplegable que está dividida en dos secciones: *Information*, donde se encuentra información sobre el dato a ingresar, así como se observa en la Ilustración 308. La segunda sección *Import Data From Another Scenario* permite al usuario obtener el dato que se desea ingresar a partir de otro escenario que ya posea el dato que se necesita, como se ve en la Ilustración 309.

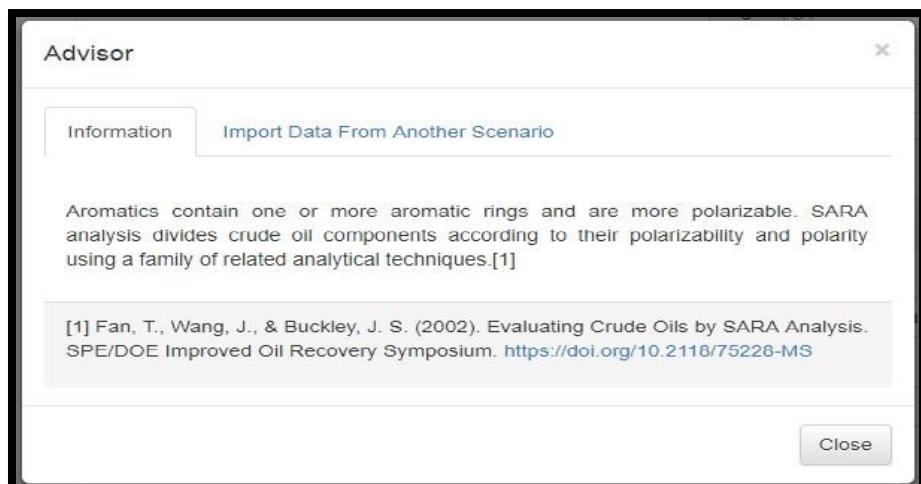


Ilustración 308. Ventana desplegable de información

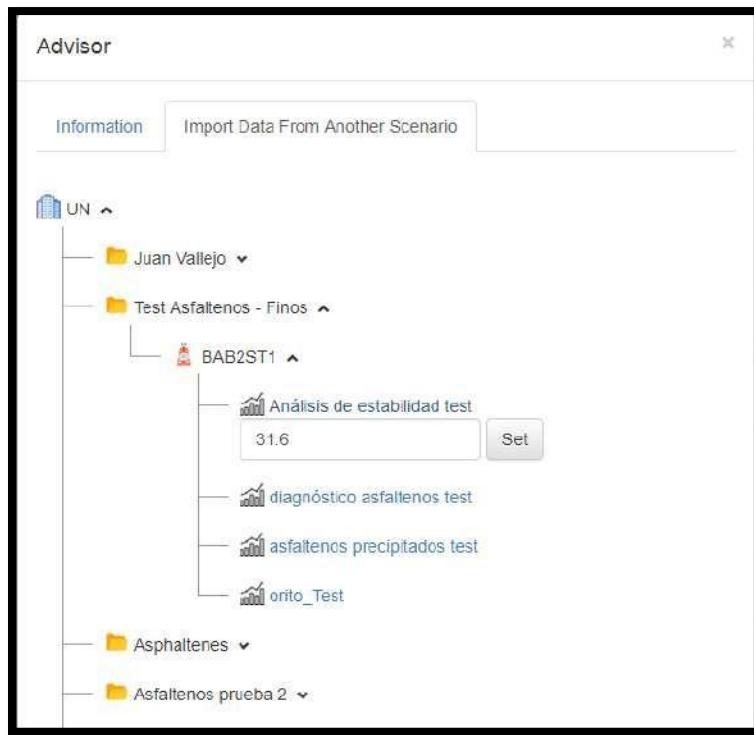


Ilustración 309. Importar dato a partir de otro escenario

4.5.7.1.2 Propiedades de la formación

A continuación, el usuario debe ingresar la información de las propiedades de la formación (ver Ilustración 310):

- Compresibilidad de la formación *Compressibility* en unidades psi^{-1} . Esta propiedad de la roca es medida durante la exploración o perforación del yacimiento. La compresibilidad de la roca es el cambio de volumen de la roca en respuesta a un gradiente de presión. La correlación de Hall es una forma de calcularlo: $C = (1.87 * (10^{-6}) * (\varphi^{-0.415}))$, donde C es la compresibilidad de la roca, y φ es la porosidad de la formación [5].
- Porosidad inicial de la formación *Initial Porosity* en unidades de fracción. La porosidad de una roca es una medida de la capacidad de almacenamiento (volumen de poro) que es capaz de contener fluidos. Es la relación entre el volumen de poro y el volumen total (volumen total) [5]. El análisis de núcleos y los registros de pozos se usan ampliamente para evaluar la porosidad inicial [2].
- Constante para la porosidad límite. *Constant for the Porosity limit*. Es aquella constante para calcular la máxima disminución de la porosidad. Se puede obtener conociendo la permeabilidad final de las pruebas Multi-Tasa. También se puede estimar con simulación por el grupo "Yacimientos de hidrocarburos" de la "Universidad Nacional sede Medellín".

- Permeabilidad Inicial *Initial Permeability* en miliDarcys. Es una propiedad del medio poroso que mide la capacidad de la formación para permitir el paso del flujo [5]. El análisis de núcleos y los registros de pozos se usan ampliamente para evaluar la permeabilidad inicial [2]
- Diametro promedio de los poros en la formación *Average Pore Diameter* en micrometros [μm]. Es el ancho promedio de los conductos de las rocas que permiten que el fluido se mueva [5]. Esta propiedad de la roca es medida durante la exploración o perforación del yacimiento, a través del análisis de núcleos.
- Presión Inicial *Initial Pressure* en [psi]. Corresponde a la fuerza ejercida por los fluidos en una formación al comienzo de la historia de producción [5].
- Saturación Inicial *Initial Saturation* en unidades de fracción. Esta es la fracción de agua en un espacio poroso dado [5].

Formation Properties		
Compressibility*	Initial Porosity*	
<input type="text" value="5.5E-5"/> 1/psi	<input type="text" value="0.125"/> Fraction	
Constant For The Porosity Limit*	Initial Permeability*	
<input type="text" value="4.0E-6"/> -	<input type="text" value="300"/> mD	
Average Pore Diameter*	Initial Pressure*	
<input type="text" value="3"/> μm	<input type="text" value="3746"/> psi	
Initial Saturation*		
<input type="text" value="0.16"/> Fraction		

Ilustración 310. Sección de ingreso de las propiedades de la formación

4.5.7.1.3 Propiedades de las partículas de finos

Finalmente, en la sección Datos Generales *General Data* el usuario debe ingresar las propiedades de las partículas de finos, como se observa en la Ilustración 311:

- Primero se debe escoger el tipo de fluido en el que se encuentra en suspensión las partículas de fino *Type of suspension Flux*, las opciones son agua *Water* o aceite *Oil*.
- Densidad de la partícula de fino *Fine Density* en unidades de gramo sobre centímetro cúbico [g/cc]. Este dato se obtiene de las pruebas de laboratorio de finos. Puede ser calculado por los grupos "Fenómenos de superficie" o "Fluidos de yacimiento" de la "Universidad Nacional sede Medellín".
- Diámetro de las partículas de fino *Fine Diameter* en μm . Se puede encontrar mediante prueba experimental de dispersión de luz dinámica (DLS). Puede ser calculado por los grupos "Fenómenos de superficie" o "Fluidos de yacimiento" de la "Universidad Nacional sede Medellín".
- Caudal crítico *Critical Rate* en unidades de cc/min. Corresponde al cálculo de la tasa crítica a las condiciones de laboratorio: La velocidad crítica es la velocidad a la cual las partículas con una adhesión débil a la superficie porosa pueden separarse mediante la fuerza de

cizallamiento o arrastre del fluido, este dato puede medirse en el laboratorio mediante una prueba de desplazamiento y ajustarse a las condiciones del campo. La prueba se basa en la medición de la permeabilidad de la muestra a diferentes velocidades de inyección.

- Concentración inicial de finos en el fluido *Initial Fines Concentration In Fluid* en unidades de gramo sobre centímetro cúbico [g/cc]. Este dato se puede conseguir de prueba de laboratorio de sólidos totales. Puede ser calculado por los grupos "Fenómenos de superficie" o "Fluidos de yacimiento" de la "Universidad Nacional sede Medellín".
- Concentración inicial de las partículas de finos depositadas *Initial Deposited Fines Concentration* en unidades de gramo sobre centímetro cúbico [g/cc]. Se asume que solo se deposita el 2% de la masa de finos. El dato correcto puede calcularse con información de un núcleo del yacimiento y su mineralogía por los grupos "Fenómenos de superficie" o "Fluidos de yacimiento" de la "Universidad Nacional sede Medellín". Además, si no se posee el valor de este último dato existe la opción de calcularlo, dando click en el botón azul *Calculate* que se encuentra al lado derecho de la interfaz.

Fines Properties	
Type of Suspension Flux*	Fine Density*
Water	2.54 g/cc
Fine Diameter*	Initial Deposited Fines Concentration*
10 μm	0.001 g/cc
Critical Rate*	Initial Fines Concentration In Fluid*
2.4 cc/min	0.0542 g/cc

Ilustración 311. Sección de Ingreso de las propiedades de las partículas de finos

Si el usuario decide calcular el valor del dato de la concentración inicial de las partículas de finos depositadas, se despliega una interfaz (ver Ilustración 312) que pide ingresar los datos del núcleo como sigue: longitud *length* en centímetros [cm], diámetro *Diameter* en centímetros [cm], porosidad *Porosity* en fracción.; además se pide datos de la arcilla como el porcentaje de Illita, Kaolinita, Clorita, Esmectita y el promedio de arcilla total en porcentaje, finalmente se debe ingresar los porcentajes de los minerales presentes: cantidad de cuarzo y feldespato en porcentaje y así dando click en *calculate* se determina el valor.

Formation Properties

Deposited Fines

Core Data

Length*: cm Diameter*: cm

Porosity*: Fraction

Clay Data

Illite*: % Kaolinite*: %

Chlorite*: % Emectite*: %

Total Amount of Clays*: %

Mineral Data

Quartz*: % Feldspar*: %

Buttons

Calculate Ok

Integrated Formation Damage Model

Ilustración 312. Sección para calcular la concentración inicial de las partículas de finos

4.5.7.2 Datos PVT

En esta sección el usuario debe completar la tabla de datos PVT del fluido que seleccionó en principio, como sigue:

- Densidad del fluido *Oil/water Density* en gramos sobre centímetro cubico [g/cc]. Corresponde a la masa o el peso de una sustancia por unidad de volumen [5].
- Viscosidad del Fluido *Oil/water Viscosity* en centipoise [cP]. Es la medida de la resistencia de un fluido al flujo, se expresa comúnmente en términos del tiempo requerido para que un volumen específico del líquido fluya a través de un tubo capilar de un tamaño específico a una temperatura dada [5].
- Factor Bo del fluido *Oil/water Volumetric factor* en barriles de yacimiento sobre barriles normales [bbl/BN]. Relaciona el volumen de aceite o agua, medido en condiciones determinadas, con el volumen de aceite o agua medido en condiciones estándar [5].

Todo lo anterior medidos a presiones específicas y temperatura del yacimiento, obtenidos de liberación diferencial pruebas [5].

	Pressure [psi]	Oil Density [g/cc]	Oil Viscosity [cP]	Oil Volumetric Factor [bbl/BN]
1	147	0.7710000	0.9200000	0.990000
2	294	0.7710000	0.9200000	0.990000
3	441	0.7710000	0.9200000	0.990000
4	588	0.7710000	0.9200000	0.990000
5	735	0.7710000	0.9200000	0.990000
6	882	0.7710000	0.9200000	0.990000
7	1029	0.7710000	0.9200000	0.990000

Ilustración 313. Sección de ingreso de datos PVT

Además, en esta sección existe la opción de graficar los datos de la tabla PVT, así como se muestra en la Ilustración 314.

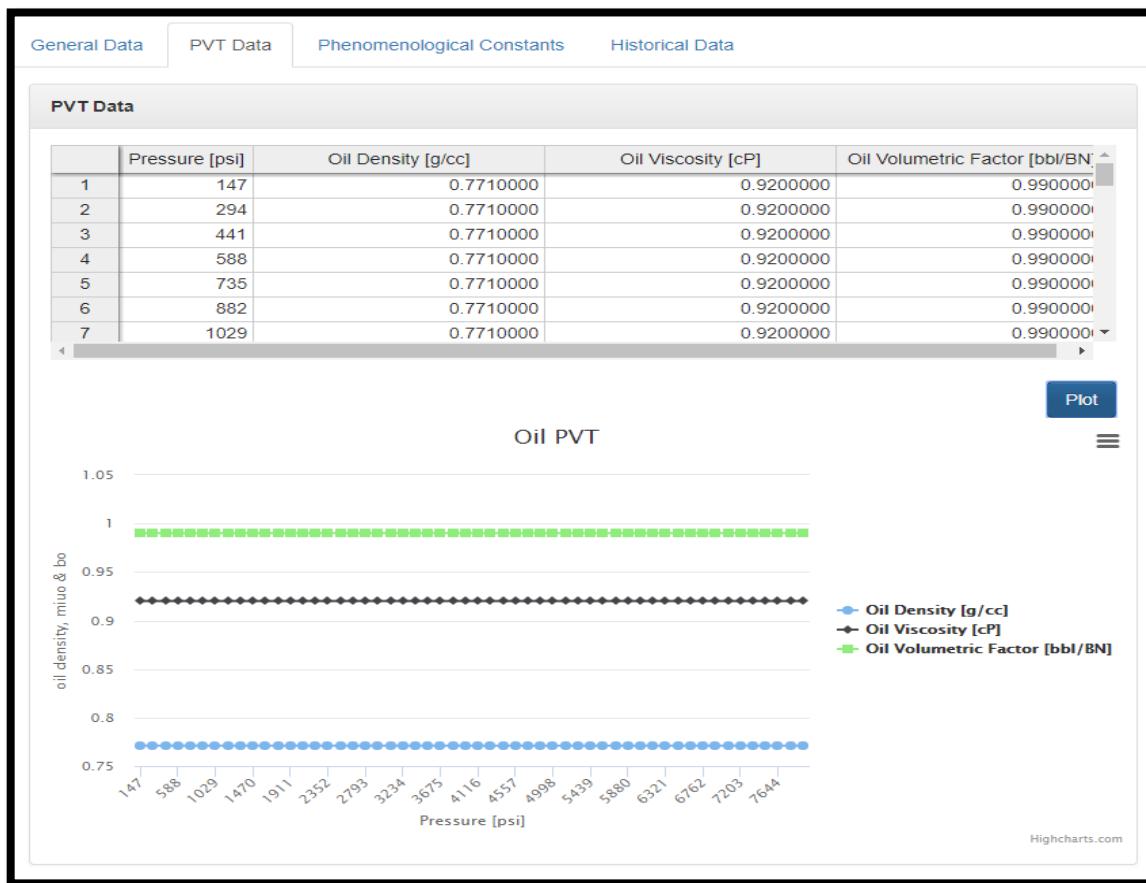


Ilustración 314. Gráfico datos PVT vs Presión

En la parte superior derecha del gráfico PVT, se puede observar el botón el cual al dar clic desplegará el menú que se muestra a continuación:

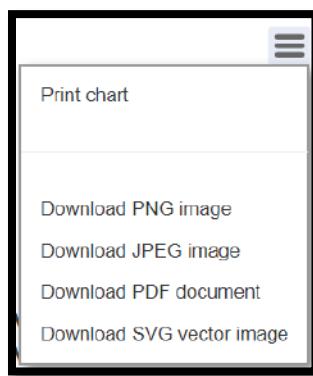


Ilustración 315. Formatos de descarga

En este botón se encuentra la opción *Print chart* el cual permite al usuario imprimir el grafico mostrado, y además aparecen cuatro opciones de descarga que en su orden son: descarga en formato PNG, descarga en formato JPEG, descarga en formato PDF y descarga en formato SVG.

4.5.7.3 Constantes Fenomenológicas

En esta sección el usuario debe ingresar una serie de constantes fenomenológicas del escenario, que pueden tomarse de simulación de constantes fenomenológicas o de la base de datos.

- Flow: Datos de

caudal Parámetros de

Depósito:

- K1: Constante fenomenológica para la retención de partículas.

- K2: Constante fenomenológica para el arrastre de partículas.

- DP/DL [atm/cm]. Gradiente de

Presión. Parámetros de generación

- K3: Constante fenomenológica para la liberación de partículas arcilla hinchables

- K4: Constante fenomenológica para el movimiento de finos

- K5: Constante fenomenológica para la erosión de finos superficiales

- DP/DL[atmm/cm]: Gradiente de presión crítica

- Sigma: Concentración inicial de partículas de finos

depositados Parámetros para hinchar

- K6: Constante fenomenológica, relación permeabilidad-hinchazón

- 2AB:"Constante fenomenológica para la
hinchar A: constante de velocidad

- B: Constante fenomenológica para la absorción de líquidos"

	Flow [cc/min]	K1	K2	DP/DL [atm/cm]	K3	K4	K5	DP/DL [atm/cm]
1	1.6000000	0.0000017	2.7687000	0.1288000	0.6928000	0.5449000	0.3005000	0.4601000
2	2	0.2808000	2.8037000	0.0457000	0.6889000	0.4946000	0.2999000	0.4031000
3	2.4000000	0.2861000	2.8043000	0.0450000	0.6895000	0.4950000	0.2999000	0.4029000
4	2.8000000	0.2913000	2.8048000	0.0445000	0.6902000	0.4955000	0.2999000	0.4026000
5								

Ilustración 316. Sección de Ingreso de constantes fenomenológicas

Si el usuario no posee estas constantes, puede dirigirse al botón que se encuentra en la parte superior de la tabla (ver Ilustración 317).



Ilustración 317. Icono para importar datos fenomenológicos

Con esta opción el usuario puede importar los datos Fenomenológicos que tiene la base de datos del aplicativo IFDM, como se observa en la Ilustración 318.

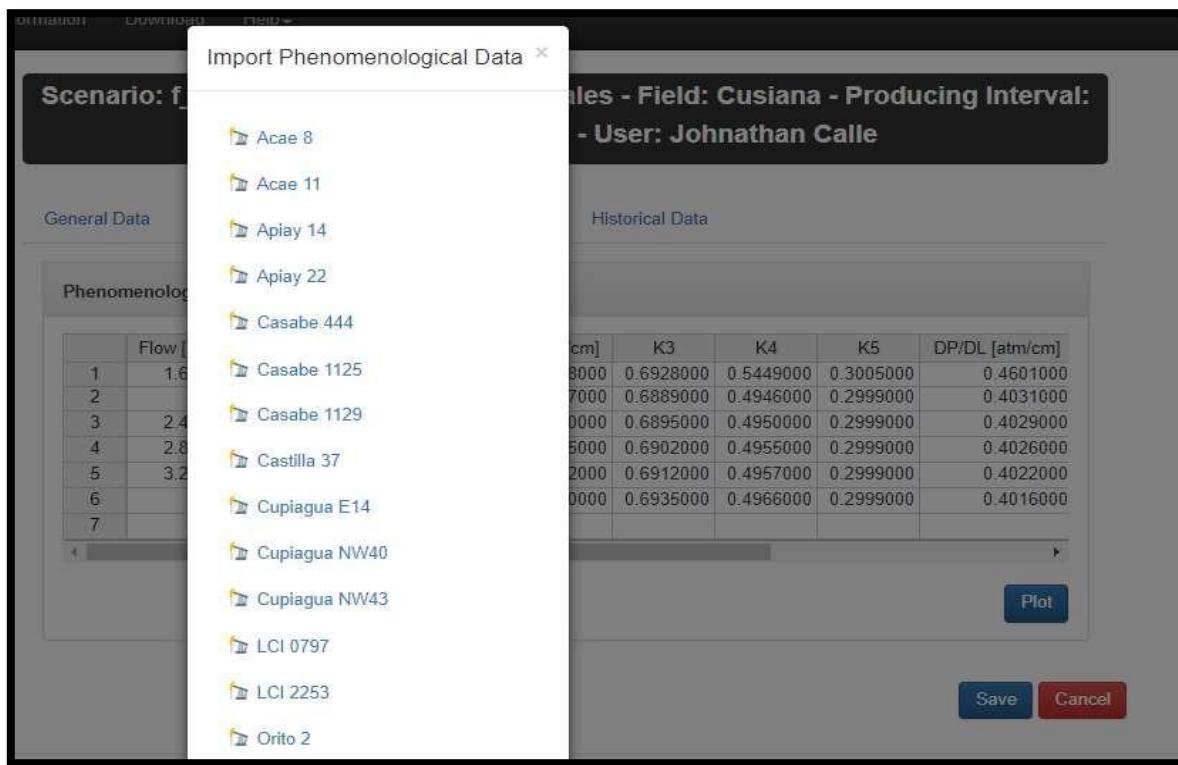


Ilustración 318. Importación de Constantes fenomenológicas

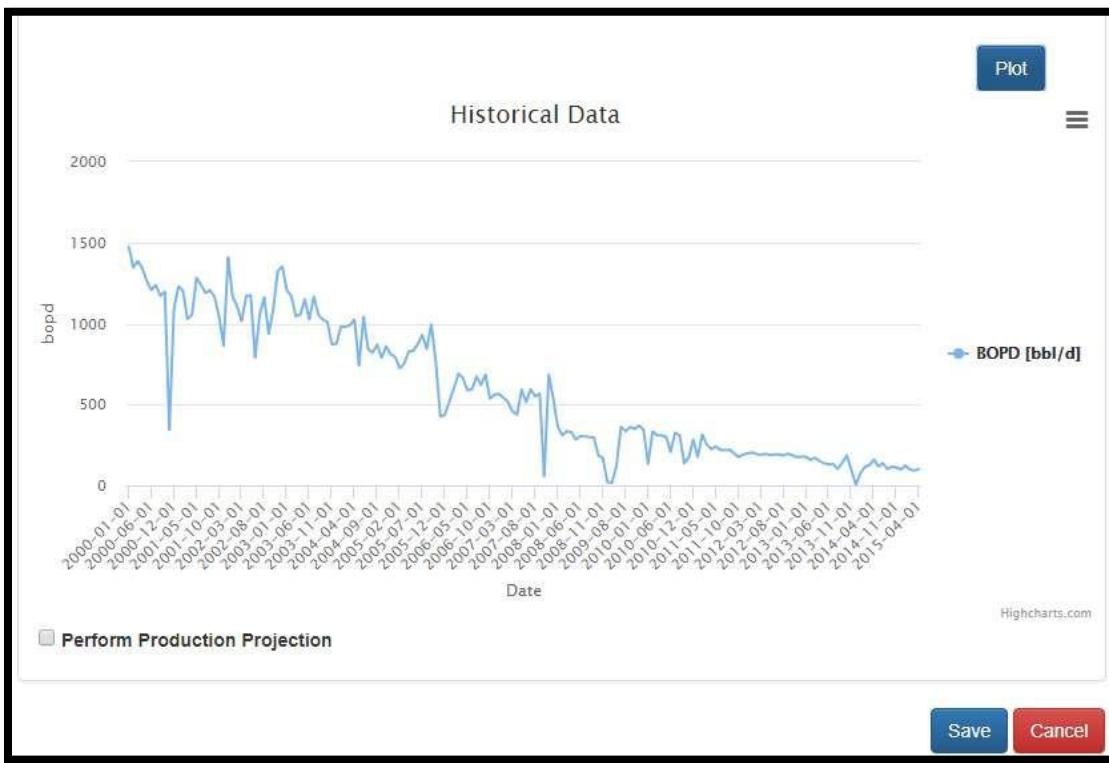
4.5.7.4 Datos Históricos

En esta sección el usuario debe ingresar las fechas y datos de los barriles del fluido que se está produciendo ($BOPD$) en [bbl/d]. Los flujos diarios de aceite y agua se obtienen del registro del yacimiento.

General Data	PVT Data	Phenomenological Constants	Historical Data																											
Historical Data  <table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>Date [YYYY-MM-DD]</th> <th>BOPD [bbl/d]</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>1</td><td>2000-01-01</td><td>1474</td></tr> <tr><td>2</td><td>2000-02-01</td><td>1347</td></tr> <tr><td>3</td><td>2000-03-01</td><td>1386</td></tr> <tr><td>4</td><td>2000-04-01</td><td>1341</td></tr> <tr><td>5</td><td>2000-05-01</td><td>1262</td></tr> <tr><td>6</td><td>2000-06-01</td><td>1208</td></tr> <tr><td>7</td><td>2000-07-01</td><td>1238</td></tr> <tr><td>8</td><td>2000-08-01</td><td>1172</td></tr> </tbody> </table> <div style="text-align: right;"> <input style="margin-right: 10px;" type="button" value="Plot"/> <input checked="" type="checkbox" value="Perform Production Projection"/> </div>					Date [YYYY-MM-DD]	BOPD [bbl/d]	1	2000-01-01	1474	2	2000-02-01	1347	3	2000-03-01	1386	4	2000-04-01	1341	5	2000-05-01	1262	6	2000-06-01	1208	7	2000-07-01	1238	8	2000-08-01	1172
	Date [YYYY-MM-DD]	BOPD [bbl/d]																												
1	2000-01-01	1474																												
2	2000-02-01	1347																												
3	2000-03-01	1386																												
4	2000-04-01	1341																												
5	2000-05-01	1262																												
6	2000-06-01	1208																												
7	2000-07-01	1238																												
8	2000-08-01	1172																												
<input type="button" value="Save"/> <input type="button" value="Cancel"/>																														

Ilustración 319. Sección de ingreso de datos históricos

Después de ingresar los datos el usuario tiene la opción de graficar, dando click en el botón azul plot, que se observa en la parte inferior derecha.

*Ilustración 320. gráficos de los datos históricos*

En esta sección también se incluye una opción en la que el usuario además puede hacer un pronóstico de producción, esto al dar click en la opción *Perform Production Projection*, que se encuentra en la parte inferior de la tabla, ver Ilustración 321 e Ilustración 322.



Ilustración 321. Opción para hacer pronóstico de producción

Hay que tener en cuenta que al realizar el pronóstico los datos obtenidos se cargan en la tabla de datos históricos, así en ésta quedan los datos ingresados en principio por el usuario y además los datos calculados en el pronóstico, entonces, el usuario debe escoger si se usan los datos del método exponencial o el hiperbólico, ya que esto afectará los resultados finales.

Ilustración 322. sección de ingreso de datos históricos seleccionando la opción de pronóstico de producción

Si el usuario decide hacer un pronóstico de producción debe seleccionar cuales datos (exponencial o hiperbólico) desea agregar a los datos históricos *Please, choose a projection data to be included in the historical data*, además se pide ingresar la fecha final o límite a la cual quiere hacer el pronóstico *Final Date* (la fecha inicial del pronóstico será el día final ingresado manualmente por el usuario en la tabla de datos históricos), finalmente al dar click en el botón azul *Calculate Perform Production Projection* se obtiene el gráfico de pronóstico de producción. En el gráfico los primeros datos corresponden a los datos originales ingresados por el usuario, y los otros dos pronósticos que se grafican son basados uno en un método exponencial y el otro según método hiperbólico. Así como se observa en las Ilustración 323.



Ilustración 323. pronóstico exponencial e hiperbólico de la producción de aceite

Finalmente, al dar click en el botón Save se culmina el ingreso de datos en el módulo de precipitación de Finos y se obtienen los resultados. Si no se tienen todos los datos, o hay datos incorrectos, el aplicativo lanzará un mensaje informando el error.

4.5.7.5 Resultados

Al terminar de ingresar los datos y dar click en el botón azul Save se mostrarán los resultados de este módulo, que se dividen en dos secciones: Resultados de las partículas de fino y Resultados de Daño

4.5.7.5.1 Resultados referentes a las partículas de fino

Los resultados que se obtienen son fecha a fecha, basados en los datos históricos

Fines Migration Results

Fines Results Skin Results

Please choose one or more dates for plotting the results

Dates

Porosity

Permeability

Initial Fines Concentration

Edit Exit

Ilustración 324. Interfaz de los resultados de las partículas de finos

Primero el usuario debe escoger las fechas a las que deseé observar los resultados de finos, las fechas disponibles serán las que el usuario ingresó manualmente y las del pronóstico, si se hizo. Una vez escoja una o varias fechas, saldrán los resultados en forma de gráficos que representan el cambio de porosidad, permeabilidad y concentración de finos en función del radio, esto según las fechas seleccionadas.



Ilustración 325. Selección manual de las fechas requeridas para resultados

En la parte inferior de los gráficos se encuentran las fechas seleccionadas anteriormente y en principio en el gráfico aparecerán todas, pero el usuario puede escoger las fechas que quiere ver.

Además, desde los gráficos se puede controlar que se quiere ver y que no de las fechas seleccionadas. En las Ilustración 326, Ilustración 327 e Ilustración 328 se puede observar el cambio de cada variable según distintas fechas escogidas.

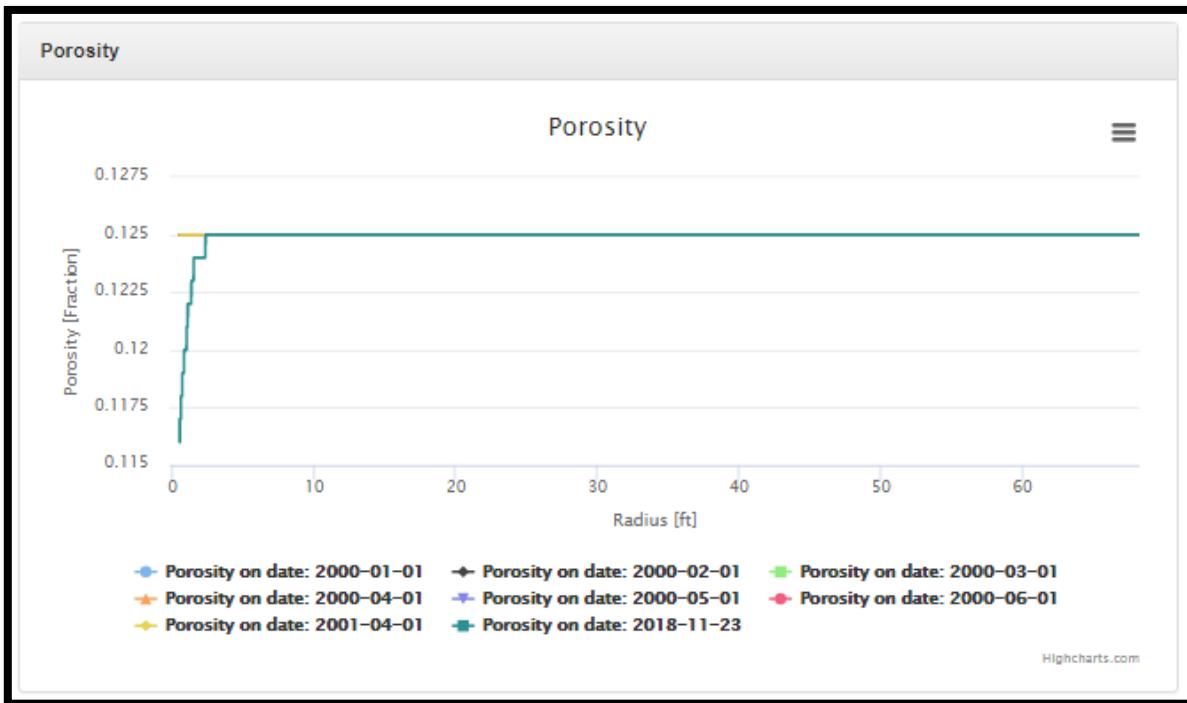


Ilustración 326. Cambios en la porosidad debido a la migración de finos

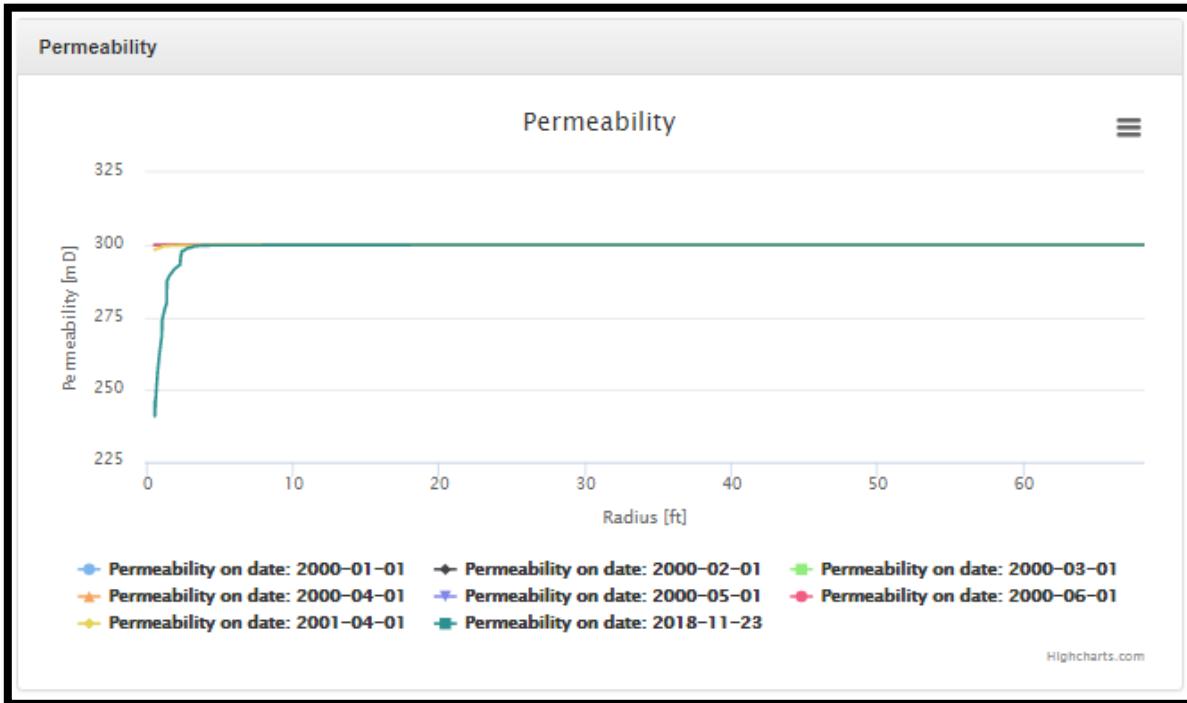


Ilustración 327. Cambios en la permeabilidad debido a la precipitación de finos

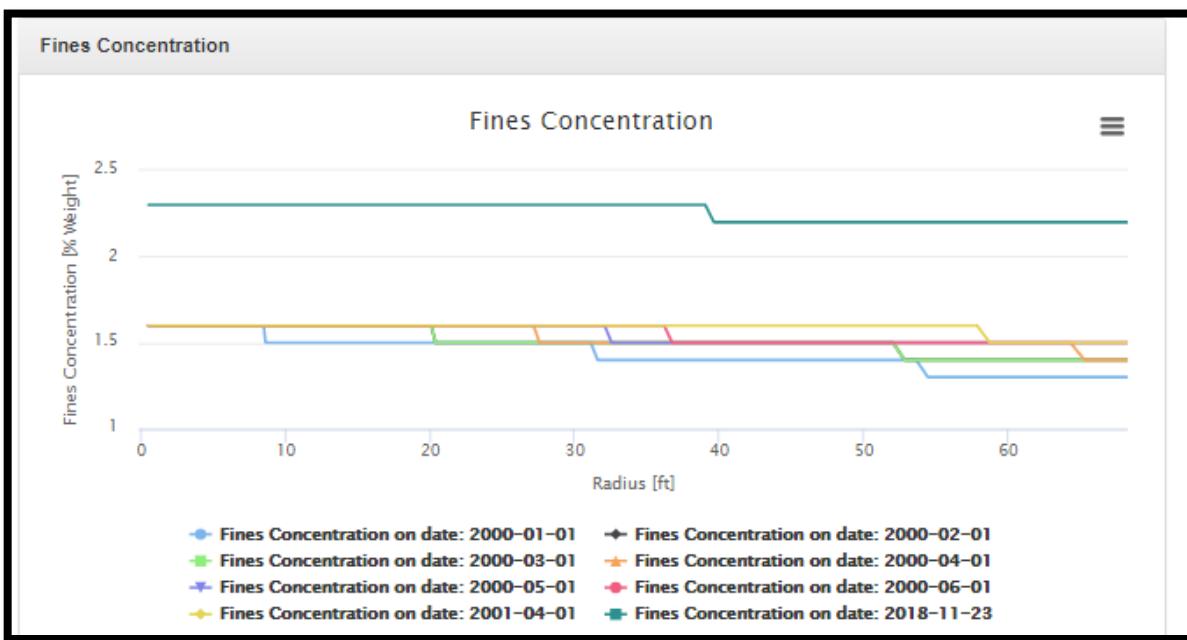


Ilustración 328. Cambios en la concentración de finos debido a la precipitación de finos

4.5.7.5.2 Resultados referentes al daño

En la pestaña de *skin Results* se encuentran dos gráficas, una con los resultados del radio de daño y otra con la variación del Skin o daño total, en estos gráficos **si** se tiene en cuenta todas las fechas ingresadas.

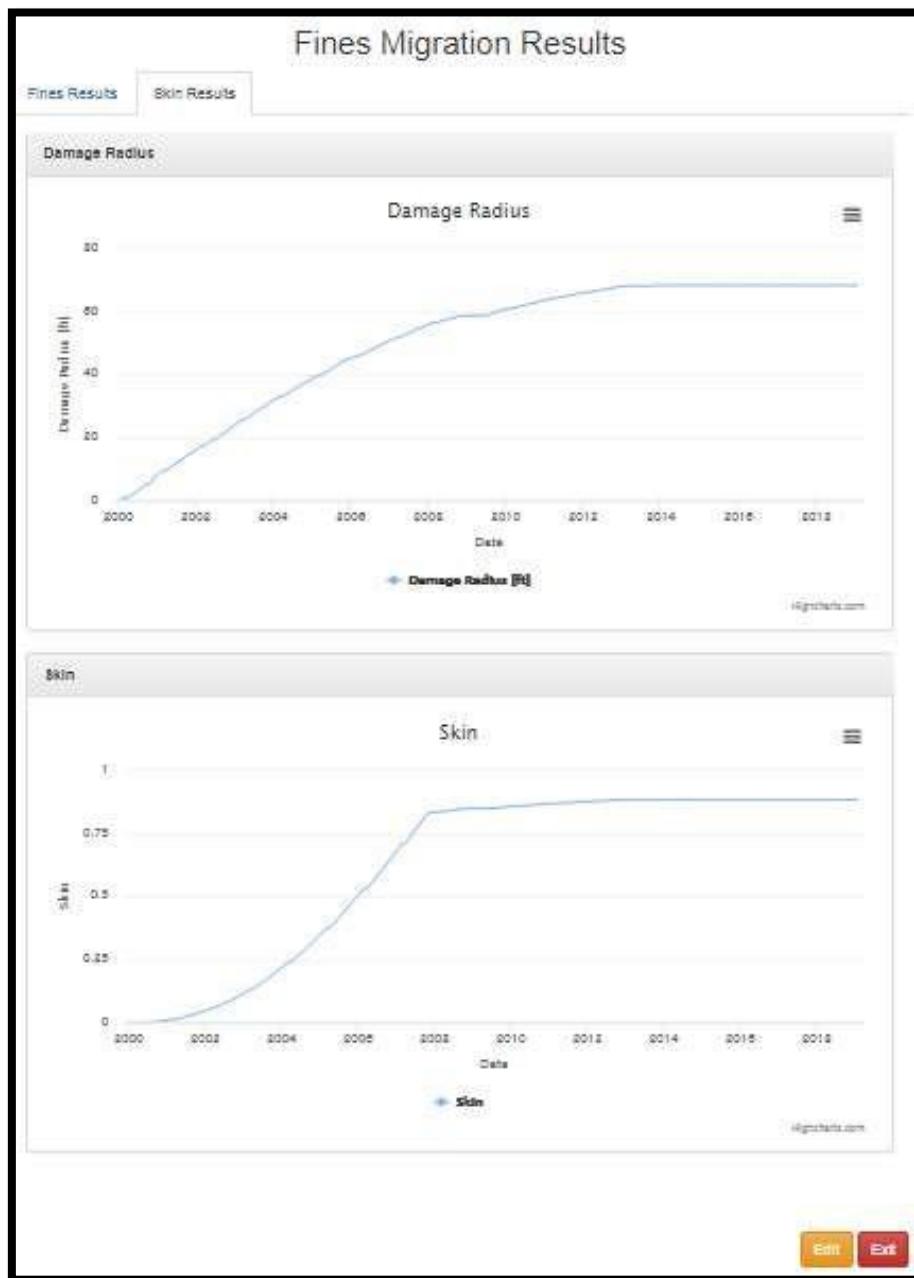


Ilustración 329. Gráficos de radio de daño y daño total, teniendo en cuenta todas las fechas ingresadas

4.5.8 Remediación de Finos (*Fines Remediation*)

Para realizar un análisis de remediación por finos, el usuario debe seleccionar en la sección *Type*, de creación de escenarios, la opción *Fines Remediation*. Después de haber creado el escenario, la plataforma lo dirigirá a la sección de ingreso de datos necesarios para hacer el análisis de remediación, esta sección se observa en la Ilustración 330.

Scenario: FINES R - **Basin:** Caguán-Putumayo - **Field:** Apiay - **Producing Interval:** K1
- **Well:** ACAE-2 - **User:** Juan David Vallejo

Advisor

The module provides a volume of acid to be injected into the main stage of the acid stimulation treatment train.

Reservoir Properties Damage Diagnosis Treatment Data Minerals Data

Reservoir Properties

Initial Porosity * Initial Permeability *

0.125	[-]	159	[mD]
-------	-------	-----	--------

Temperature * Well Radius *

180	[°F]	3	[in]
-----	--------	---	--------

Damage Radius * Net Pay *

7.5	[ft]	50	[ft]
-----	--------	----	--------

Rock Compressibility * Pressure *

0.0000045000	[Psi^{-1}]	1500	[Psi]
--------------	-----------------------	------	---------

Save **Run** **Cancel**

Ilustración 330. Interfaz inicial módulo remediación de finos

En la parte superior se puede observar el nombre del escenario (*Scenario*), la cuenca (*Basin*), el campo (*Field*) el intervalo productor (*Producing Interval*), el pozo (*Well*) y el usuario (*user*) que creo el caso, además se observa una sección de *Advisor*, que contiene información sobre el módulo que se está trabajando.

Este módulo contiene 4 secciones para ingreso de datos: *Reservoir Properties*, *Damage Diagnosis*, *Treatment Data* y *Minerals Data*; se puede ingresar a cada sección dando clic en la pestaña que corresponda a la sección deseada, si el nombre de una de estas secciones está en rojo significa que hay datos incompletos en dicha sección. Por defecto la primera pestaña que aparece es la de base de *Reservoir Properties*.

A continuación, se describe cada sección:

4.5.8.1 Propiedades de Yacimiento

En esta sección el usuario debe ingresar 6 casillas, que estarán previamente completadas si los datos se encuentran en la base de datos, de lo contrario se deberán llenar o modificar manualmente de la siguiente manera:

- *Initial Porosity*. Corresponde a la primera porosidad calculada cuando se empieza a producir en el yacimiento. Este dato se puede obtener con análisis de núcleos, *Well Logs*.
- *Initial Permeability [mD]*. Es el primer valor de Permeabilidad en mD, calculado cuando empieza a producir el yacimiento. Este dato se puede obtener con análisis de núcleos, *Well Logs*.
- *Temperature [°F]*. Es la temperatura de producción en yacimiento, este dato puede ser encontrado usando *Well Logging*.
- *Well Radius [in]*. Este dato corresponde al radio del círculo que, se supone, forma la sección del pozo. Este dato se puede estimar con el diámetro interno del casing de producción o con el tamaño de la broca.
- *Damage Radius [ft]*. Corresponde al radio en el que se presenta la mayor pérdida de permeabilidad y porosidad. Este dato se puede obtener a partir del módulo de diagnóstico de daño por migración e hinchazón de finos, disponible en esta plataforma.
- *Net Pay [ft]*. Es el espesor o área del yacimiento que contiene petróleo posible de recuperar. Este dato se puede evaluar con análisis de núcleos y registros de pozos
- *Rock Compressibility [Ps⁻¹]*. Es un valor geológico que corresponde al cambio en el volumen de la roca, en respuesta a un gradiente de presión. Este valor se obtiene durante la exploración o perforación del yacimiento usando una ecuación ya definida.
- *Pressure [Psi]*. Corresponde a la fuerza que ejercen los fluidos en la formación al inicio de la historia de producción.

La interfaz de esta sección se muestra a continuación:

The screenshot shows a software window titled "Advisor". A message at the top states: "The module provides a volume of acid to be injected into the main stage of the acid stimulation treatment train." Below this are four tabs: "Reservoir Properties" (selected), "Damage Diagnosis", "Treatment Data", and "Minerals Data". The "Reservoir Properties" tab contains the following input fields:

- Initial Porosity ***: Value 0.125, unit [-]
- Initial Permeability ***: Value 159, unit [mD]
- Temperature ***: Value 180, unit [°F]
- Well Radius ***: Value 3, unit [in]
- Damage Radius ***: Value 7.5, unit [ft]
- Net Pay ***: Value 50, unit [ft]
- Rock Compressibility ***: Value 0.0000045000, unit [Psi^{-1}]
- Pressure ***: Value 1500, unit [Psi]

At the bottom are three buttons: "Save" (green), "Run" (blue), and "Cancel" (red).

Ilustración 331. Interfaz de ingreso de propiedades del yacimiento

Se debe notar que al lado izquierdo de cada recuadro para ingreso de datos se encuentra el ícono de ayuda Help , el cual abre una ventana desplegable que está dividida en dos secciones: *Information*, donde se encuentra información sobre el dato a ingresar, así como se observa en la Ilustración 332. La segunda sección *Import Data From Another Scenario* permite al usuario obtener el dato que se desea ingresar a partir de otro escenario que ya posea ese dato, se observa un ejemplo en la Ilustración 333.

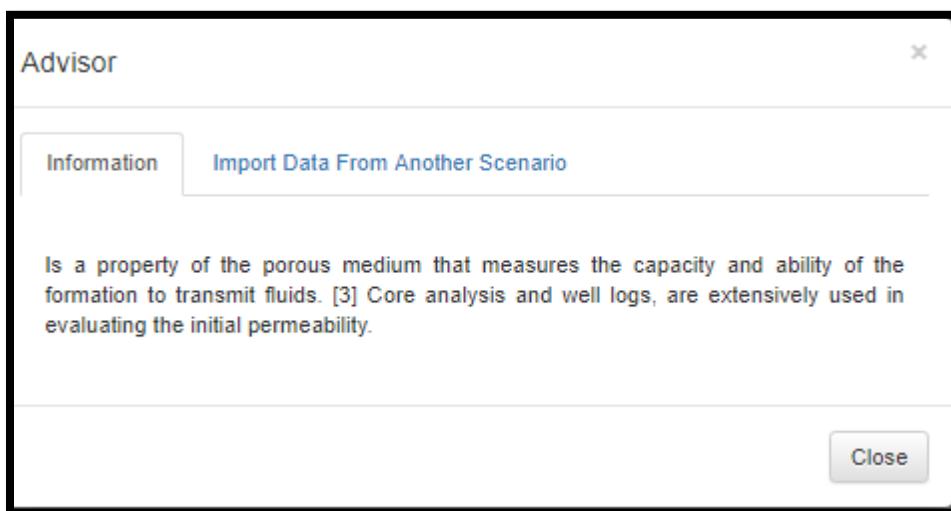


Ilustración 332. Ventana desplegable de información



Ilustración 333. Importar dato a partir de otro escenario

4.5.8.2 Datos de diagnóstico de daño

En esta sección el usuario debe ingresar la información de permeabilidad (md) y porosidad (fracción), en función del radio de daño (ft). Estos datos se obtienen de IFDM el módulo “*migration and swelling of fines*”, en la Ilustración 334 se observa en la parte superior derecha de la interfaz una opción para importar los datos desde algún escenario previamente creado.

	Radius [ft]	Permeability [mD]	Porosity
1	0.5004926	144.0638496	0.1215334
2	0.6044612	144.0638496	0.1215334
3	0.7300239	144.0944401	0.1215334
4	0.8816691	144.1533949	0.1215476
5	1.0648164	144.2660805	0.1215748
6	1.2860080	144.4795064	0.1216261
7	1.5531438	144.8784051	0.1217220
8	1.8757744	145.6064897	0.1218965
9	2.2654252	146.8842197	0.1222011
10	2.7360166	148.9808206	0.1226970

Damage Diagnosis i Import data from ...

Save Run Cancel

Ilustración 334. Interfaz de ingreso de datos del diagnóstico de daño

4.5.8.3 Datos de tratamiento

En esta sección el usuario debe ingresar datos para el tratamiento de finos como % de concentración del ácido de tratamiento, tasa de inyección del tratamiento en galones por minuto y el radio de invasión en ft. Estos se pueden obtener del Módulo “*Fines Treatment Selection*”.

Acid Concentration *	Injection Rate *
<input type="text" value="3"/> [%]	<input type="text" value="4"/> [gal/min]
Invasion Radius *	<input type="text" value="6"/> [ft]

Save Run Cancel

Ilustración 335. Interfaz de ingreso de datos del tratamiento

4.5.8.4 Datos de los minerales

Esta sección se subdivide en Composición de la roca (*Rock Composition*) y selección de los minerales (*Choose Minerals*).

En la sección *Rock Composition* el usuario debe ingresar los principales minerales de los que está compuesta la formación, el peso en porcentaje de estos minerales (%wt) y su densidad en g/cc.

	Mineral	%wt	Density
1	Clay	11.000000	2.5900000
2	Feldspar	5.600000	2.5700000
3	Quartz	83.300000	2.6500000

Ilustración 336. Interfaz ingreso de datos de la composición mineralógica de la formación

En la sección *Choose Minerals* el usuario debe seleccionar de una lista ya definida, los minerales que componen la formación, esta información se puede obtener a partir de estudios de secciones delgadas o de registros de Gamma Ray o de densidad.

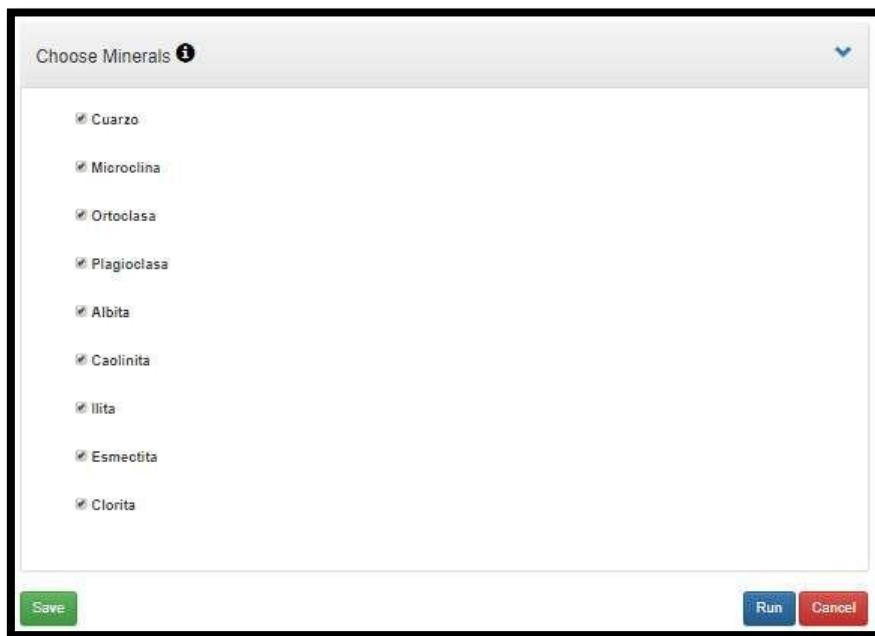


Ilustración 337. Interfaz selección de minerales de la formación

Después del ingreso de todos los datos iniciales, el usuario puede hacer clic en la opción *Save*, que se encuentra al lado inferior izquierdo de la pantalla, para guardar la información ingresada, o puede dar clic en el botón *Run* ubicado en la parte inferior derecha para guardar y entregar resultados, en cualquiera de los casos el programa mostrará un mensaje de error si hay falta de datos o falla en su ingreso. También se encuentra la opción de cancelar la creación del escenario dando clic en la opción *Cancel* de color rojo en la esquina inferior derecha.

4.5.8.5 Resultados Remediación de Finos

Si todos los datos son ingresados y son correctos, el programa obtendrá como resultados el volumen de tratamiento a usar en Bbl, según el radio de invasión ingresado.

Además, se obtiene dos gráficas, una con la variación de la porosidad y la otra con la variación de la permeabilidad, ambas con respecto al radio, antes y después del tratamiento. Así como se observa en las Ilustración 338 e Ilustración 339.

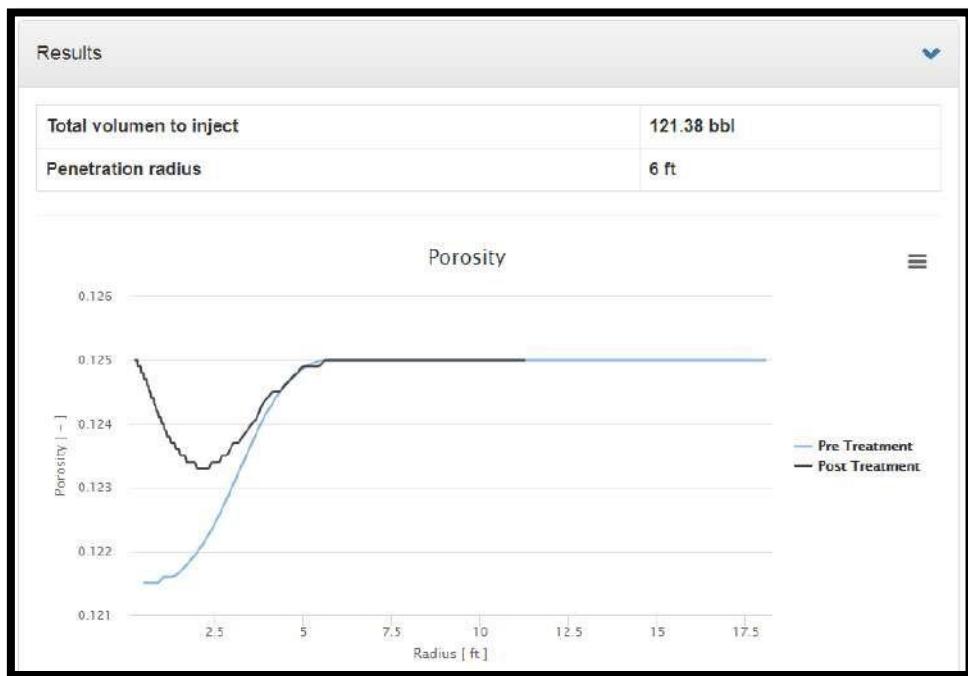


Ilustración 338. Resultados de la variación de la porosidad con respecto al radio, antes y después del tratamiento

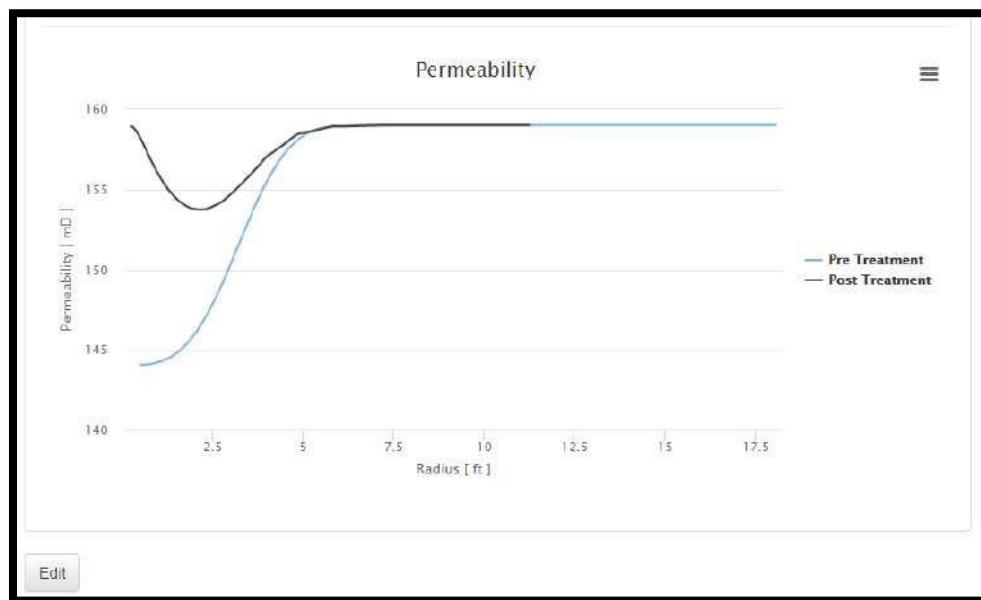


Ilustración 339. Resultados de la variación de la porosidad con respecto al radio, antes y después del tratamiento

4.5.9 Selección De Tratamiento Para Finos (*Fines remediation*)

Para realizar un análisis de remediación por finos, el usuario debe seleccionar en la sección Type, de creación de escenarios, la opción *Fines Remediation*. Después de haber creado el escenario, la plataforma lo dirigirá a la sección de ingreso de datos necesarios para hacer el análisis de remediación, esta sección se observa en la Ilustración 340.

Ilustración 340. Interfaz inicial modulo tratamiento de Finos

En la parte superior se puede observar el nombre del escenario (*Scenario*), la cuenca (*Basin*), el campo (*Field*) el intervalo productor (*Producing Interval*), el pozo (*Well*) y el usuario (*user*) que creo el caso, además se observa una sección de Advisor, que contiene información sobre el módulo que se está trabajando.

Este módulo contiene 2 secciones para ingreso de datos: *General Data* y *Mineralogy*; se puede ingresar a cada sección dando clic en la pestaña que corresponda a la sección deseada, si el nombre de una de estas secciones está en rojo significa que hay datos incompletos en dicha sección. Por defecto la primera pestaña que aparece es la de *General Data*.

A continuación, se describe cada sección.

4.5.9.1 General Data

Esta sección se subdivide en Datos del yacimiento (*Reservoir Data*), Datos del fluido (*Fluid Data*) y datos del agua (*Water Data*).

En la sección de ingreso de Datos del yacimiento el usuario debe completar los siguientes datos:

- *Reservoir Temperature [°F]*: Corresponde a la temperatura de la formación en producción. Este dato puede ser obtenido usando *Well Logging*.
- *Wettability*: El usuario debe seleccionar al valor de humectabilidad que es la preferencia del sólido de estar en contacto con agua, aceite o mezcla. Este dato se puede obtener de pruebas con núcleos.
- *Permeability [md]*. La permeabilidad es una propiedad del medio poroso que mide la capacidad de transmitir fluidos. Este dato se puede obtener a partir de análisis de núcleos y well logs.
- *Tvd [ft]*: Corresponde a la medida desde superficie hasta el fondo del pozo en una línea recta perpendicular.

En la sección de Datos del fluido el usuario debe completar los siguientes datos:

- *Paraffin Crystallization Temperature [°F]*. Corresponde al valor de la temperatura en la cual las parafinas cristalizan y se depositan. Se puede obtener a partir de pruebas de punto de nube.
- *Emulsions*. El usuario debe seleccionar la existencia o no de emulsiones en el fluido. La emulsión es una fina dispersión de gotitas diminutas de un líquido en otro en la que no es soluble o miscible.
- Colloidal Instability Index. Corresponde a un índice para determinar la estabilidad del petróleo pesado que se basa en la composición química del petróleo crudo. Se puede obtener de la prueba SARA o mediante la siguiente expresión:

$$\text{CII} = \frac{(A + B)}{(A + C)}$$

- *Sulfuric Acid Content [ppm]*. Es la concentración de ácido sulfúrico en el crudo. Este dato puede ser obtenido de pruebas de laboratorio con sensores especializados.

En la sección de Datos del Agua presente en yacimiento el usuario debe completar los siguientes datos:

- *Langelier Saturation Index*. Corresponde al índice de saturación Langelier del agua presente en la formación.
- *Formation Water Salinity [%W/W]*. Es la cantidad de sal disuelta en el agua de formación.

The screenshot shows a software interface for entering general geological data. It includes three main sections: Reservoir Data, Fluid Data, and Water Data. Each section contains several input fields with dropdown menus and icons for help. A 'Save' button is located at the bottom left, and a 'Run' button is at the bottom right.

General data		Mineralogy
Reservoir Data		
Reservoir Temperature:	236	°F
Wettability:	Water	
Permeability:	159	mD
Tvd:	10517.7	ft
Fluid Data		
Paraffin Crystallization Temperature:	100	°F
Emulsions:	NO	
Colloidal Instability Index:	1.87	-
Sulfuric Acid Content:	0	ppm
Water Data		
Langelier Saturation Index:	2.05	-
Formation Water Salinity:	1.8	[%W/W]
Save	Run	

Ilustración 341. Interfaz de Ingreso de Datos Generales

Se debe notar que al lado izquierdo de cada recuadro para ingreso de datos se encuentra el ícono de ayuda Help , el cual abre una ventana desplegable que está dividida en dos secciones: *Information*, donde se encuentra información sobre el dato a ingresar, así como se observa en la Ilustración 342. La segunda sección *Import Data From Another Scenario* permite al usuario obtener el dato que se desea ingresar a partir de otro escenario que ya posea ese dato, se observa un ejemplo en la Ilustración 343.

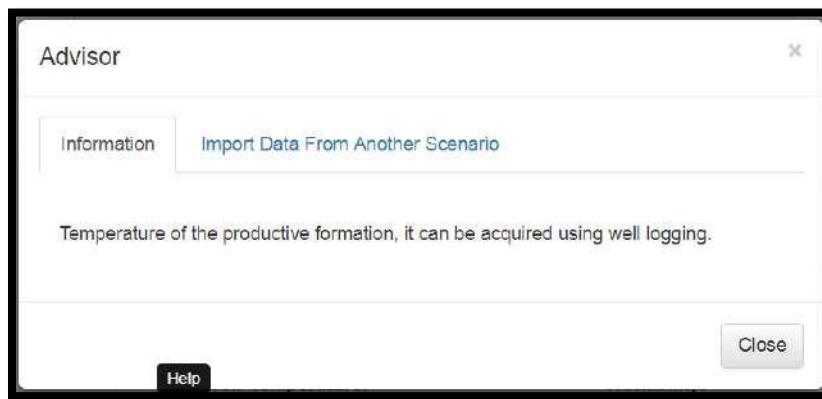


Ilustración 342. Ventana desplegable de información

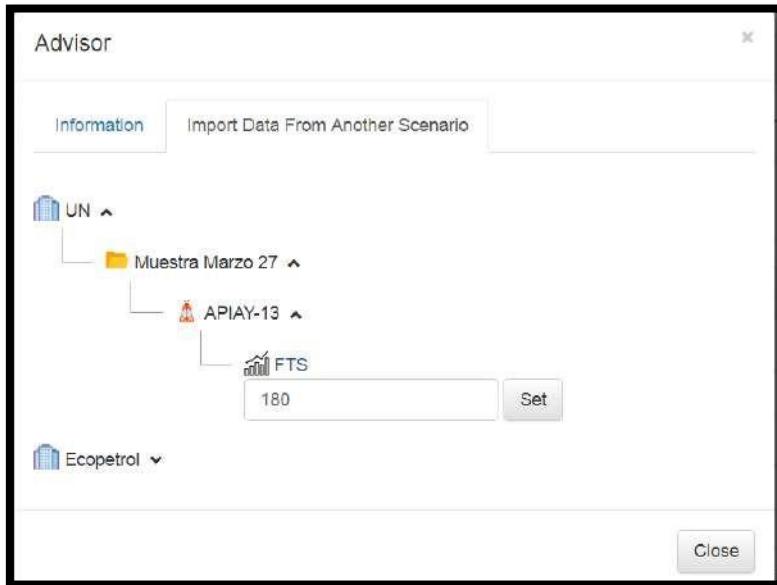


Ilustración 343. Importar dato a partir de otro escenario

4.5.9.2 Datos de Mineralogía

En esta sección el usuario debe ingresar la cantidad de minerales, en porcentaje, que tiene la formación que se está trabajando. Estos datos se pueden obtener a partir del estudio de secciones delgadas o estudios más sofisticados, como el registro de Densidad o Gamma Ray.

Se debe completar el valor de los siguientes minerales: *quartz*, *mirocline*, *orthoclase*, *albite*, *plagioclase*, *biotite*, *muscovite*, *ChoriteM*, *kaolinite*, *illite*, *emectite*, *chloriteC*, *brucite*, *gibbsite*, *calcite*, *dolomite*, *ankeriteC*, *sideriteC*, *cast*, *anhidrite*, *baryte*, *celestine*, *halite*, *hematite*, *magnetite*, *pyrrhotite*, *pyrite*, *chloriteM*, *sideriteM*, *ankeriteM*, *glaucite*, *chamosite*, *troilite*, *stilbite*, *heulandite*, *chabazite*, *natrolite*, *analcime*, *melanterite*, *bentonite* y otros finos.

Si la roca no tiene algún mineral se debe poner el valor de cero (0 %) o si por el contrario tiene algún mineral que no esté en la lista, se puede poner el porcentaje en la casilla “Other Fines”; de todos modos el porcentaje total debe ser de 100%. Así como se observa en las siguientes ilustraciones:

Scenario: Tratamiento de Fines
Basin: Caguán-Putumayo - **Field:** Acaé - **Producing interval:** U3 - **Well:** ACAE-8A - **User:** Ingnd

Advisor
The module provides a treatment train for damage remediation by fines migration.

General data **Mineralogy**

Quartz

Quartz: %

Feldspars

Microcline: <input type="text" value="2"/> %	Orthoclase: <input type="text" value="1"/> %
Albite: <input type="text" value="1"/> %	Plagioclase: <input type="text" value="1"/> %

Micas

Biotite: <input type="text" value="0"/> %	Muscovite: <input type="text" value="0"/> %
ChloriteM: <input type="text" value="0"/> %	

Clays

Kalinite: <input type="text" value="18.9"/> %	Illite: <input type="text" value="1.35"/> %
Eudialyte: <input type="text" value="0"/> %	ChloriteC: <input type="text" value="1.62"/> %
Brucite: <input type="text" value="0"/> %	Gibbsite: <input type="text" value="0"/> %

Carbonates

Calcite: <input type="text" value="0"/> %	Dolomite: <input type="text" value="0"/> %
Ankerite: <input type="text" value="0"/> %	Siderite: <input type="text" value="0"/> %

Sulfates

Cass: <input type="text" value="0"/> %	Anhydrite: <input type="text" value="0"/> %
Baryte: <input type="text" value="0"/> %	Celestine: <input type="text" value="0"/> %

Clorure

Hallite: <input type="text" value="0"/> %

Ilustración 344. Interfaz de ingreso de datos de los minerales presentes (1)

Iron Minerals	
Hematite:	Magnetite:
<input type="text"/> 0	<input type="text"/> 0
Pyrrhotite:	Pyrite:
<input type="text"/> 0	<input type="text"/> 0
Chlorite:	Siderite:
<input type="text"/> 0	<input type="text"/> 0
Ankoritite:	Gleuconita:
<input type="text"/> 0	<input type="text"/> 0
Chamosite:	Troilite:
<input type="text"/> 0	<input type="text"/> 0

Zeolites	
Stilbite:	Heulandite:
<input type="text"/> 0	<input type="text"/> 0
Chabazite:	Natriolite:
<input type="text"/> 0	<input type="text"/> 0
Analcime:	
<input type="text"/> 0	

Zeolites	
Sillimanite:	Heulandite:
<input type="text"/> 0	<input type="text"/> 0
Chabazite:	Natriolite:
<input type="text"/> 0	<input type="text"/> 0
Analcime:	
<input type="text"/> 0	

Additional Fines	
Melanterite:	Bentonite:
<input type="text"/> 0	<input type="text"/> 0
Other Fines:	
<input type="text"/> 5.13	

Save Run

Ilustración 345. Interfaz de ingreso de datos de minerales presentes (2)

Después del ingreso de todos los datos iniciales, el usuario puede hacer clic en la opción *Save*, que se encuentra al lado inferior izquierdo de la pantalla, para guardar la información ingresada, o puede dar clic en el botón *Run* ubicado en la parte inferior derecha para guardar y entregar resultados, en cualquiera de los casos el programa mostrará un mensaje error si hay falta de datos o falla en su ingreso. También se encuentra la opción de cancelar la creación del escenario dando clic en la opción *Cancel* de color rojo en la esquina inferior derecha.

4.5.9.3 Resultados Tratamiento para remoción de finos

Si todos los datos son ingresados y son correctos el programa obtendrá resultados para el tratamiento de remediación de finos, los resultados incluyen el estado, tratamiento y el aditivo necesario para el tratamiento, se dividen en varias fases: *Pickling, solvent, water formation, principal treatment, overflush*. Un ejemplo de los resultados se puede ver a continuación:

Stage	Treatment	Additive
1. Pickling	Option 1: 7.5% HCl Score: 100 %	▼ Corrosion Inhibitor ➤ 0.2%-3% Iodized Salt ➤ 0.5%-5% Formic Acid
		▼ Iron Control ➤ 10% Acetic Acid ➤ 5% NH4Cl ➤ 15% HCl + Erythorbic Acid
		▼ Aromatic Solvent
	Option 2: 5% Acetic Acid Score: 100 %	▼ Aromatic Solvent
2. Solvent	Option 1: Xylene Score: 100 %	▼ Corrosion Inhibitor ➤ 0.2%-3% Iodized Salt ➤ 0.5%-5% Formic Acid
		▼ Diesel
		▼ Mutual Solvent or alcohol
		▼ Surfactant
3. Water Formation	Option 1: 15% HCl Score: 100 %	▼ Dispersant
		▼ EDTA
		▼ Scale Inhibitor
		▼ Corrosion Inhibitor ➤ 0.2%-3% Iodized Salt ➤ 0.5%-5% Formic Acid
5. Principal Treatment	Option 1: Formic, Acetic or Citric Acid/ + Ammonium, Acetate or Citrate Formate Score: 42 %.	▼ Swelling inhibitor ➤ 0.5% Aluminum Hydroxide or 0.5% zirconium oxychloride
		▼ Ammonium Fluoride
		▼ Fines Stabilizer ➤ 0.25% Minerals Fines Stabilizer (MFS) + 2% NH4Cl ➤ "Use only in completed wells" ➤ Magnesium Oxide, Iron Oxide, Aluminum Oxide ➤ "Do not use Ethanol" ➤ 2% KCl + ZPAS
	Option 2: Phosphoric Acid + Ammonium Phosphate Salt Score: 42 %.	▼ Fines Stabilizer ➤ 0.25% Minerals Fines Stabilizer (MFS) + 2% NH4Cl ➤ "Use only in completed wells" ➤ Magnesium Oxide, Iron Oxide, Aluminum Oxide ➤ "Do not use Ethanol" ➤ 2% KCl + ZPAS
		▼ Residence time: less than 4 hours
	Option 3: Sequential Mud Acid (SHF) Score: 42 %.	▼ Fines Stabilizer ➤ 0.25% Minerals Fines Stabilizer (MFS) + 2% NH4Cl ➤ "Use only in completed wells" ➤ Magnesium Oxide, Iron Oxide, Aluminum Oxide ➤ "Do not use Ethanol" ➤ 2% KCl + ZPAS
		▼ Clay Stabilizer ➤ 0.25% Minerals Fines Stabilizer (MFS) + 2% NH4Cl ➤ "Use only in completed wells" ➤ Magnesium Oxide, Iron Oxide, Aluminum Oxide ➤ "Do not use Ethanol" ➤ 2% KCl + ZPAS

Ilustración 346. Resultados tratamiento de finos (1)

	Option 4: Self-generating mud acid systems (SGMA) Score: 42 %.	<ul style="list-style-type: none"> ▼ Methyl Acetate: ▼ Corrosion Inhibitor <ul style="list-style-type: none"> ➢ 0.2%-3% Iodized Salt ➢ 0.5%-5% Formic Acid ▼ Fines Stabilizer <ul style="list-style-type: none"> ➢ 0.25% Minerals Fines Stabilizer (MFS) + 2% NH4Cl ➢ "Use only in completed wells" ➢ Magnesium Oxide, Iron Oxide, Aluminum Oxide ➢ "Do not use Ethanol" ➢ 2% KCl + ZPAS
6. OverFlush	Option 1: 10% EGM8E + 5% NH4Cl Score: 57 %.	<ul style="list-style-type: none"> ▼ Fines Stabilizer <ul style="list-style-type: none"> ➢ 0.25% Minerals Fines Stabilizer (MFS) + 2% NH4Cl ➢ "Use only in completed wells" ➢ Magnesium Oxide, Iron Oxide, Aluminum Oxide ➢ "Do not use Ethanol" ➢ 2% KCl + ZPAS
	Option 2: 4% NH4CL Score: 100 %.	<ul style="list-style-type: none"> ▼ Corrosion Inhibitor <ul style="list-style-type: none"> ➢ 0.2%-3% Iodized Salt ➢ 0.5%-5% Formic Acid ▼ Fines Stabilizer <ul style="list-style-type: none"> ➢ 0.5% Organosilane

Edit

Ilustración 347. Resultados tratamiento de finos (2)

4.5.10 Desagregación

Para el análisis del daño por componentes, se ingresa a la opción *Disaggregation* digitando en el botón desagregación ubicado en la parte inferior izquierda. En seguida se abrirá una nueva ventana como se muestra en la Ilustración 348, donde aparecen los datos del caso de estudio necesarios para el análisis del daño por componentes. En la herramienta una primera vista del módulo muestra cada uno de los elementos de los que proviene la información.



Ilustración 348. Ventana de desagregación

En la parte superior de esta ventana aparecerá una descripción breve del escenario en el que se está haciendo el análisis, que consta del nombre del escenario, la cuenca *Basin*, el campo *Field*, el intervalo productor *producing interval* y el pozo *Well* seleccionados. Enseguida se encuentran diferentes pestañas en las cuales se deberá completar los datos solicitados, en la parte inferior se encuentran los botones *back* y *next* que respectivamente retroceden a la ventana anterior y guardan los datos suministrados.

4.5.10.1 Información del pozo

Esta ventana se conforma de 3 secciones: Datos del Pozo (*Well Data*), Datos de producción (*Production data*) y daño (*Damage*).

En la primera sección aparecen 10 casillas y una sección donde se puede escoger la forma del área de drenaje

- Well radius. En esta casilla se debe ingresar el radio del pozo en pies (ft). Es importante tener en cuenta que el pozo puede tener varias secciones con radios diferentes, se debe usar únicamente el valor del radio en el estrato productor.
- Reservoir drainage radius. En esta casilla se debe ingresar el radio de drenaje del yacimiento en pies (ft). Se puede incluir también radio de investigación o la distancia a la que la presión es igual a la presión de yacimiento.
- Reservoir pressure. En esta casilla se debe ingresar la presión de yacimiento en libras por pulgada cuadrada (psi).
- Measured well depth. En esta casilla se debe ingresar la profundidad medida del pozo en pies (ft). El punto de referencia para la profundidad medida debe corresponder con el punto de referencia para la profundidad real.
- Thickness perforating. En esta casilla se debe ingresar el espesor de la zona cañoneada en pies (ft). En el caso que el pozo cuente con un completamiento a hueco abierto, el valor para esta variable es cero.
- Perforation penetration depth. En esta casilla se debe ingresar la profundidad de la perforación en el yacimiento en pies (ft). En el caso que el pozo cuente con un completamiento a hueco abierto, el valor para esta variable es cero.
- Perforating phase angle. En esta casilla se debe ingresar el ángulo de perforación, este debe ser un valor específico dentro de un conjunto de opciones que se despliegan dando clic en la flecha de la parte derecha de la casilla. En el caso que el pozo cuente con un completamiento a hueco abierto, el valor para esta variable es cero.
- Perforating radius. En esta casilla se debe ingresar el radio promedio de los perforados en pulgadas (in). En el caso que el pozo cuente con un completamiento a hueco abierto, el valor para esta variable es cero.
- True vertical depth. En esta casilla se debe ingresar la profundidad verdadera del pozo en pies (ft). El punto de referencia para la profundidad medida debe corresponder con el punto de referencia para la profundidad real.
- Production formation thickness. En esta casilla se debe ingresar el espesor de la formación productora en pies (ft). En el caso de realizarse el análisis en una zona específica de la formación productora, este espesor debe corresponder a la longitud de la zona de estudio.
- Drainage Area shape. En esta casilla se puede seleccionar la configuración del área de drenaje que más se acerque a la forma del área de drenaje en el yacimiento. En caso de no tener certeza del patrón de esta, usar el patrón de centrado en la mitad (primera opción).

The screenshot shows the 'Well Data' section of a software interface. At the top, there are three tabs: 'Well Data' (selected), 'Reservoir Data', and 'Stress Gradients Data'. Below the tabs, the 'Well Data' section is expanded. It contains several input fields with units and dropdown menus:

- Well Radius ***: 0.708 ft
- Reservoir Drainage Radius ***: 1500 ft
- Reservoir Pressure ***: 6375 psi
- Measured Well Depth ***: 13702 ft
- Perforated Thickness ***: 261 ft
- Perforation Penetration Depth ***: 0.5 ft
- Perforating Phase Angle ***: 0°
- Perforating Radius ***: 1.8 in
- True Vertical Depth ***: 10525 ft
- Producing Formation Thickness ***: 261 ft
- Drainage Area Shape ***: A dropdown menu showing four options: a square with a central dot, a square with a central cross, a rectangle with a central dot, and a rectangle with a central cross.

Ilustración 349. Sección 'well information'

En la siguiente sección, correspondiente a datos de producción (*Production Data*), aparecen 3 casillas que se completan de la siguiente manera:

- Oil rate. En esta casilla se debe ingresar la tasa de producción de aceite solo en barriles por día (bbls/day).
- Bottom flowing pressure. Ingresar la presión de flujo en el hueco inferior, en libras por pulgada cuadrada (psi).
- Gas rate. Se ingresa la tasa de producción de gas solo en millones de pies cúbicos por día (MMscf/d).

En la última sección (*Damage*) el usuario debe ingresar o seleccionar la forma de tomar el valor de daño total en el pozo. Una primera opción es usar el valor calculado a partir del cálculo de la IPR. Este constituye la opción disponible para todos los casos dado que se calcula a partir de los datos ingresados, y en la gran mayoría de los casos, brinda un buen acercamiento al valor de pérdidas de producción a partir del cálculo del potencial del pozo. Existen otras opciones más certeras de las que el usuario puede hacer uso en casos muy específicos. Se puede hacer cálculos de daño a partir de pruebas transientes de presión en el pozo de análisis. En cuyos casos el valor de daño puede ser ingresado directamente al software. Contar un valor confiable de daño de formación total para el pozo de análisis, permite obtener un análisis por componentes del daño más certero, dado que es

a partir de este valor que se procede a discriminar por cada uno de los mecanismos de daño que pueden dar lugar.

The screenshot shows a software window with two main sections: 'Production Data' and 'Damage'. In the 'Production Data' section, there are fields for 'Oil Rate *' (1907 bbls/day) and 'Bottomhole Flowing Pressure *' (2562 psi). In the 'Damage' section, there is a field for 'Skin*' (108). At the bottom left is a green 'Save' button, and at the bottom right is a blue 'Next' button.

Ilustración 350. Sección 'production data y damage'

4.5.10.2 Datos del yacimiento (**Reservoir data**)

Esta ventana se compone de dos secciones: Propiedades petrofísicas (*Basic Petrophysics*) y propiedades del fluido (*Fluid Properties*)

Well Data **Reservoir Data** **Stress Gradients Data**

Basic Petrophysics

Permeability * md **Rock Type ***

Horizontal - Vertical Permeability Ratio * **Porosity*** [0-1]

Fluid Properties

Oil Viscosity * cp **Gas Viscosity *** cp

Specific Gas Gravity * **Oil Volumetric Factor ***

Save **Next**

Ilustración 351. Sección 'rock properties y Fluid Properties '

La primera sección (Basic Petrophysics) se deberá completar con las propiedades petrofísicas básicas de la roca, esta se divide en 3 casillas con la siguiente información a ingresar:

- *Permeability.* En esta casilla se debe ingresar la permeabilidad absoluta de la roca en milidarcys (mD).
- *Rock type.* Para el análisis por componentes del daño de formación, se ha determinado que un parámetro crítico para la sensibilidad de la roca a los cambios en el esfuerzo efectivo, es el nivel de fracturamiento de la roca. Al momento de realizar un análisis el tipo de roca es solicitado, brindando al usuario tres opciones de análisis. Rocas consolidadas, que hace referencia de todas aquellas rocas cuya matriz es consolidada y no se evidencia fracturamiento. Rocas no consolidadas, esta categoría se selecciona en los casos en el que la matriz de la roca no logra mantener su estructura, normalmente este tipo de roca está asociado a grandes producciones de arena y crudos pesados. La última opción disponible en el sistema es para aquellas rocas que, apesar de ser consolidadas, presentan algún grado de fracturamiento y cuya producción depende de este.

Así, el usuario debe seleccionar el tipo de roca que se está trabajando en el escenario, dando clic en la flecha ubicada en la parte derecha de la casilla se despliegan las opciones. En los casos en los que no se tenga certeza del tipo de roca o se tenga información de la existencia de más de un tipo de roca en el espesor de roca analizado, se sugiere la realización de análisis de sensibilidad haciendo corridas para cada uno de los casos.

- *Horizontal- Vertical Pemeability ratio.* En esta casilla se deberá ingresar el valor de la razón entre permeabilidad horizontal/permeabilidad vertical.

- *Porosity.* Se debe ingresar la porosidad que tiene la roca en unidades de fracción.

La segunda sección, correspondiente a propiedades de los fluidos (*Fluid Properties*), se debe completar de la siguiente forma:

- *Oil viscosity.* En esta casilla se deberá ingresar la viscosidad del aceite a las condiciones del fondo del pozo en unidades de centipoises (cp)
- *Gas viscosity.* En esta casilla se deberá ingresar la viscosidad del gas a las condiciones de fondo de pozo en unidades de centipoises (cp).
- *Specific gas gravity.* En esta casilla se deberá ingresar el valor de la gravedad específica del gas.
- *Oil Volumetric factor.* En esta casilla se deberá ingresar el factor volumétrico del aceite.

4.5.10.3 Gradiéntes de esfuerzo

Esta última ventana se divide en 2 secciones: Gradiéntes de esfuerzo (*Stress gradients*) y datos de unidades hidráulicas (*Hydraulic Units data*).

Stress Gradients	
Minimum Horizontal Stress Gradient *	Maximum Horizontal Stress Gradient *
0.6 psi/ft	1.2 psi/ft
Vertical Stress Gradient *	
1.08 psi/ft	

Ilustración 352. Sección 'Stress gradients'

En la primera sección (*Stress Gradient*) aparecen 3 casillas que se deberán completar de la siguiente forma:

- Minimum horizontal stress gradient. En esta casilla se debe ingresar el gradiente de presión mínimo horizontal en libras por pulgada cuadrada por pie (psi/ft). El comportamiento de este gradiente es homogéneo a nivel regional, en tanto que, en el caso de no contar con el valor específico del campo, se puede usar homólogos bien sea de un campo que produzca del mismo yacimiento, o valores tipo para el yacimiento de análisis.
- Maximum horizontal stress gradient. En esta casilla se debe ingresar el gradiente de presión máximo horizontal en libras por pulgada cuadrada por pie (psi/ft). El comportamiento de este gradiente es homogéneo a nivel regional, en tanto que, en el caso de no contar con el valor específico del campo, se puede usar homólogos bien sea de un campo que produzca del mismo yacimiento, o valores tipo para el yacimiento de análisis.

- Vertical stress gradient. En esta casilla se debe ingresar el gradiente de presión vertical en libras por pulgada cuadrada por pie (psi/ft). El comportamiento de este gradiente es homogéneo a nivel regional, en tanto que, en el caso de no contar con el valor específico del campo, se puede usar homólogos bien sea de un campo que produzca del mismo yacimiento, o valores tipo para el yacimiento de análisis.

La última sección corresponde a las unidades hidráulicas (*Hydraulic Units Data*), esta información es requerida debido a que basados en estudios de análisis del daño, se ha determinado que el comportamiento de la sensibilidad de la roca a los esfuerzos es específico y función de la calidad de la roca. Así mismo la tortuosidad de la roca condiciona que a una tasa específica se pueda dar un régimen de flujo turbulento. Ahora que tanto la calidad de la roca como la tortuosidad son características de la roca que son específicos de cada unidad hidráulica de flujo en un estrato productor. Estas unidades hidráulicas están asociadas a las facies, así mismo como a los tipos de roca.

	Thickness [ft]	Flow Zone Index [μm]	Average Porosity [%]	Average Permeability [mD]
1	261	1.2433766	0.2000000	19.6000000
2				

Ilustración 353. 'Hidraulic Units data'

En esta sección se ingresa la descripción básica de las unidades hidráulicas en las que está discriminado previamente el estrato productor. El proceso de discriminación de las unidades hidráulicas o tipos de roca en el estrato productor es un trabajo previo que realiza el equipo de petrofísica y geología, en donde a partir de los registros de porosidad y el reconocimiento de la facies, establece no solo sus dimensiones, sino que además su calidad de flujo. Los parámetros que son requeridos en esta sección se listan a continuación:

- Thickness of the hydraulic unit. En esta columna se debe listar el espesor de cada una de las unidades hidráulicas identificadas previamente en el estrato productor en pies (ft).
- Flow zone index (μm). El indicador de zona de flujo (FZI) se debe ingresar para unidad hidráulica listada en unidades de micrómetros (μm). Este es un parámetro único, que incorpora atributos geológicos y petrofísicos de textura y mineralogía en la discriminación de distintas facies en la geometría poral, y a su vez correlaciona las respuestas de las herramientas de registro entre pozos corazonados y no corazonados. Cada unidad de flujo conectada tendrá un único valor "verdadero" de FZI,

sin embargo, los valores de FZI en la práctica se ubicarán alrededor de este

valor verdadero, debido a errores experimentales. Más allá de los datos obtenidos, cada unidad hidráulica debe distribuirse correspondientemente de acuerdo a una distribución normal, con sus correspondientes valores de FZI cercanos al “verdadero”.

- Avarege porosity of the hydraulic units. En esta columna se debe listar el valor de la porosidad promedio o representativa de cada unidad hidráulica. Dentro de la discriminación de las unidades hidráulicas, implícitamente cada una de estas quedan con un valor característico de atributos petrofísicos.
- Avarege permeability of the hydraulic units. En esta columna se debe listar el valor de la permeabilidad promedio o representativa de cada unidad hidráulica en milidarcys (mD). Dentro de la discriminación de las unidades hidráulicas, implícitamente cada una de estas quedan con un valor característico de atributos petrofísicos.

4.5.10.4 Resultados

Después de realizado el ingreso de los datos, el software realiza el cálculo y arroja como resultado las siguientes salidas. En primer lugar, se muestra en una tabla los valores del daño total y aporte porcentual de cada uno de los componentes, discriminados en daño mecánico, daño dependiente de esfuerzos, daño dependiente de tasa, y pseudodaño. Posteriormente se muestra gráficamente esta distribución de daños en un spider plot. Los gráficos posteriores muestran el valor de la permeabilidad en función del radio. Esto permite establecer la región del pozo que está siendo afectada por estos mecanismos de daño dependientes de esfuerzos y de tasa. La identificación de la zona dañada por cada uno de los mecanismos de daño permite establecer la pertinencia de estrategias de remediación para cada uno de los casos de análisis.

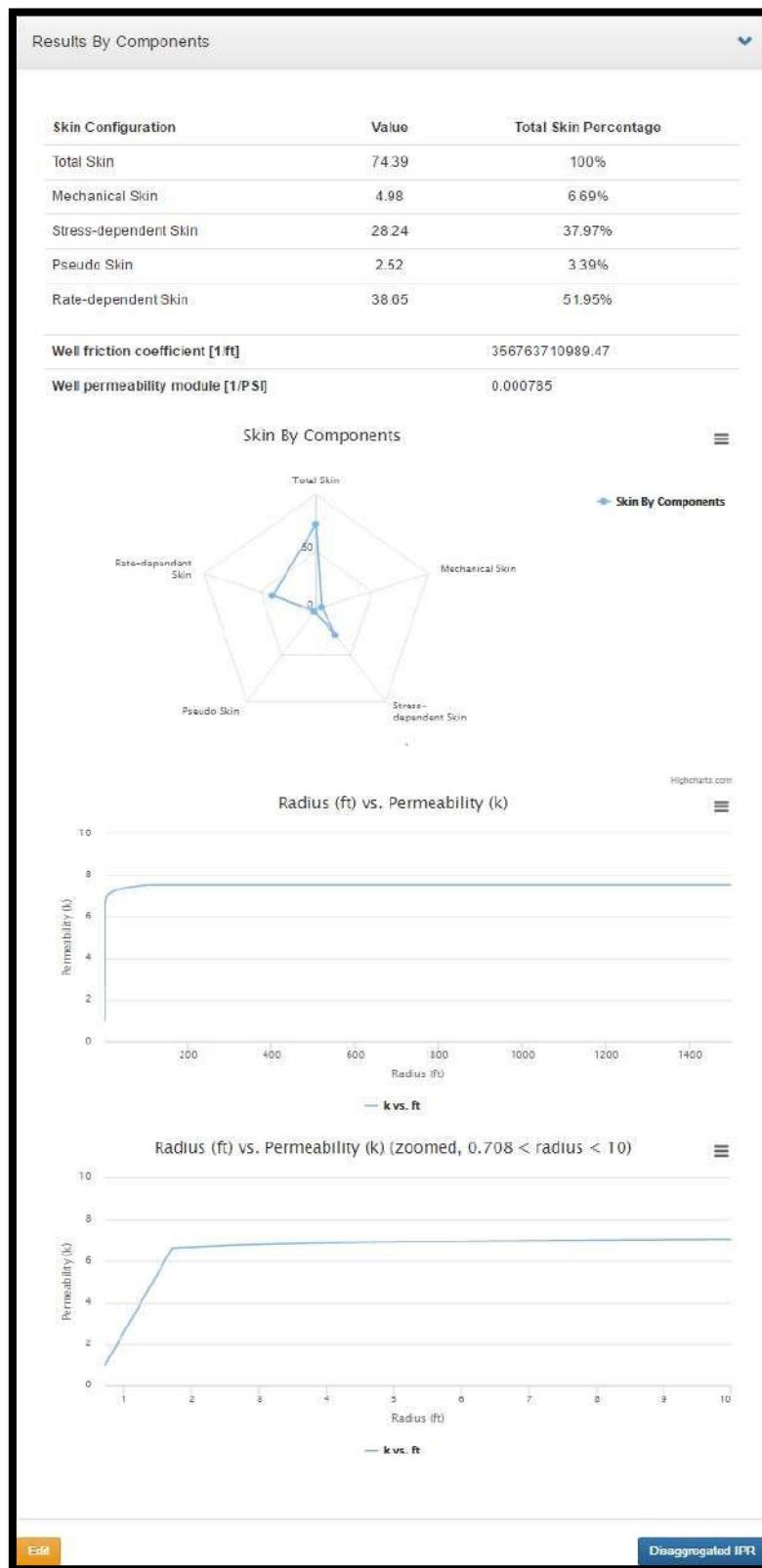


Ilustración 354. Desagregación

En la parte superior derecha del gráfico, se puede observar el botón el cual al dar clic desplegará el menú para descarga del gráfico que se muestra en la Ilustración 355 :



Ilustración 355. Formatos de descarga

En este botón se encuentra la opción *Print chart* el cual permite al usuario imprimir el gráfico mostrado, y además aparecen cuatro opciones de descarga que en su orden son: descarga en formato PNG, descarga en formato JPEG, descarga en formato PDF y descarga en formato SVG.

Posteriormente en la parte inferior aparecen dos botones: *edit* y *disaggregated IPR* donde respectivamente regresan a la ventana anterior o crean gráficas de los resultados de desagregación como se puede observar en la siguiente ilustración. Finalmente se puede determinar el aporte en productividad de cada uno de los mecanismos de daño en los que se discriminó anteriormente. El impacto en el potencial de producción de cada pozo se obtiene a partir de el cálculo de escenarios de curvas IPR para los que se ingresa el valor de daño para cada uno de los mecanismos de daño.

El reconocimiento de la distribución del daño por mecanismos permite establecer no solo el impacto en productividad por cada uno de estos daños, sino que además permite determinar en qué casos tendría mejor desempeño estrategias de remediación como la estimulación química. Esto es trascendental al momento de establecer la viabilidad de una campaña de estimulación, dado que permite establecer pronósticos más certeros al momento de analizar la viabilidad de estas operaciones. De la misma forma, se puede obtener información de casos propensos a estudiar con mayor detalle, tal como casos en los que se observe que un componente específico muestra valores altos o que su aporte porcentual sea casi del 100%. Este estudio específico y detallado permitiría en primer lugar identificarse a qué corresponde estos valores de daño, así mismo como evitar pérdidas en tiempos de análisis de otros mecanismos de daño que no son relevantes para el caso de análisis.

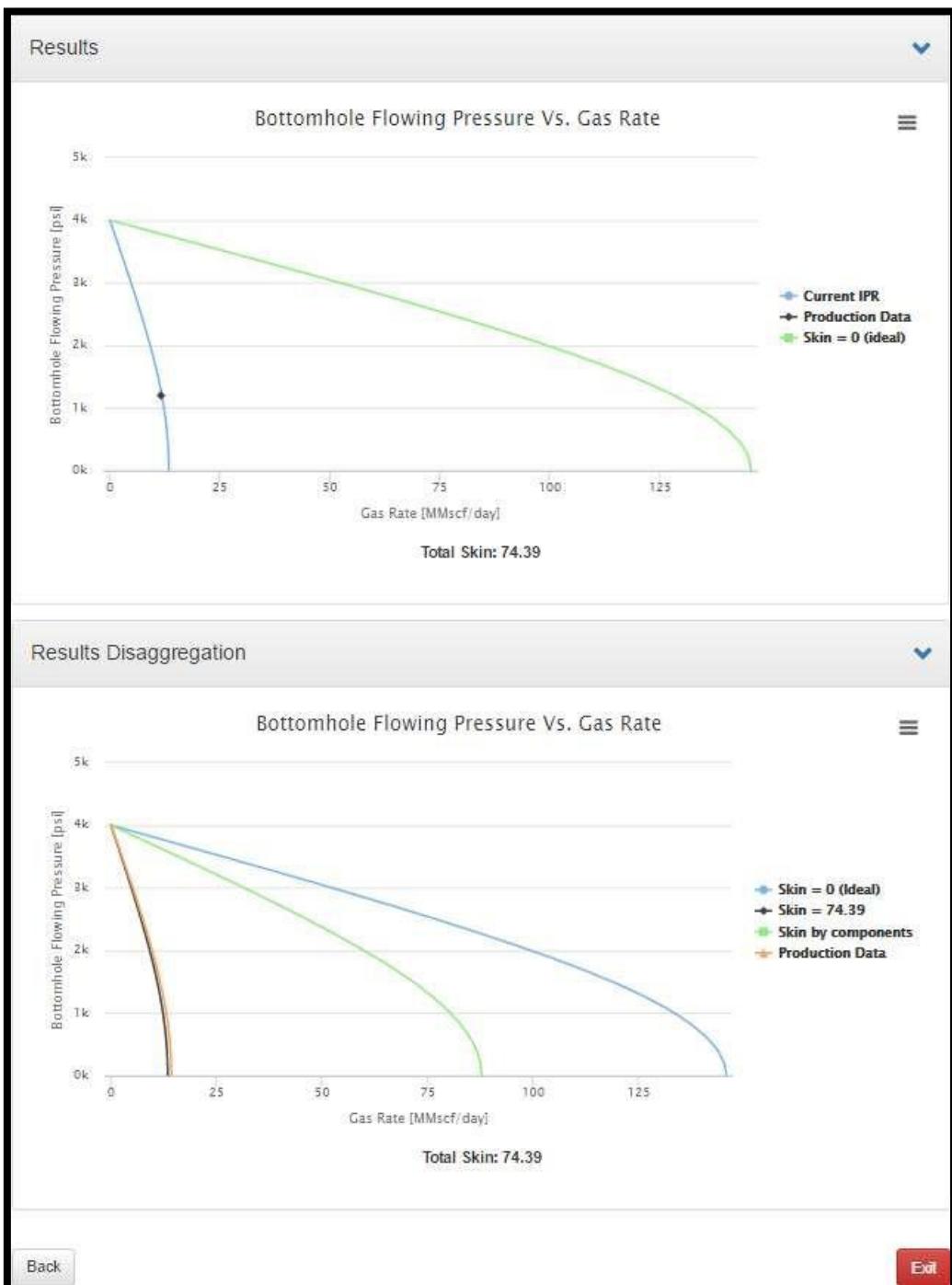


Ilustración 356. Resultados desagregacion

4.5.10.5 Casos de Estudio

4.5.10.5.1 Caso de estudio 1

4.5.10.5.1.1 Datos de Ingreso

La información disponible para crear el caso de estudio de este escenario es:

- Datos del escenario**

Nombre del Proyecto: Damage desagregation

Escenario (Scenario Name)	Cuenca (Basin)	Campo (Field)
Desagregación de daño – Caso I – FA1	M	N
Intervalo Productor (Producing Interval)	Pozo (Well)	Tipo de Análisis (Type)
P1	W	Skin Desagregation Analysis

Tabla 77. Datos del escenario - Caso 1

- Datos del pozo(Well Data)**

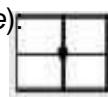
Radio de Pozo (Well Radius)	Radio de drenaje (Reservoir Drainage Radius)	Presión de yacimiento (Reservoir Pressure)
0.708 ft	1500 ft	6375 psi
Profundidad media del pozo (Measured Well Depth)	Espesor de perforados (Perforated Thickness)	Profundidad de penetración de los perforados (Perforation Penetration Depth)
13702 ft	261 ft	0.5 ft
Angulo de perforación (Perforating Phase Angle)	Radios de los perforados (Perforating Radius)	Profundidad vertical (True Vertical Depth)
0°	1.8 in	10525 ft
Espesor de la formación productora (Producing Formation Thickness)		
261 ft		

Tabla 78. Primeros Datos del pozo – Caso 1

Caudal de aceite (Oil Rate)	Presión de fondo de pozo (Bottomhole Flowing Pressure)	Caudal de gas (Gas Rate)
1907 bbls/day	2562 psi	0.12 MMscf/d

Tabla 79. Datos de ingreso del pozo – Caso 1

Forma del area de drenaje (*Drainage Area Shape*): Skin: 108



- **Datos del yacimiento**

Permeabilidad (Permeability)	Tipo de roca (Rock Type)
19.6 md	Microfracture
Radio de permeabilidad (Horizontal - Vertical Permeability Ratio)	Porosidad (Porosity)
0.5	0.2
Viscosidad del aceite (Oil Viscosity)	Viscosidad del gas (Gas Viscosity)
0.5 cp	0.02 cp
Gravedad específica del gas (Specific Gas Gravity)	Factor volumétrico del aceite (Oil Volumetric Factor)
0.8	1.1

Tabla 80. Datos del yacimiento – Caso 1

- **Datos del gradiente de esfuerzo**

Gradiente de esfuerzo horizontal mínimo (Minimum Horizontal Stress Gradient)		Gradiente de esfuerzo horizontal máximo (Maximum Horizontal Stress Gradient)	Gradiente de esfuerzo vertical (Vertical Stress Gradient)
0.6 psi/ft		1.2 psi/ft	1.08 psi/ft
Thickness	Flow Zone Index	Average Porosity	Average Permeability
1	261 ft	1.2433766 µm	0.2 %
			19.6 mD

Tabla 81. Datos del gradiente de esfuerzo vertical – Caso 1

4.5.10.5.1.2 Metodología

Siguiendo la ruta Project Management /Add Scenario se hace el proceso de ingreso de datos seleccionando el tipo de escenario que se va a desarrollar, en este caso **Skin Dissagregation Analisys**. A continuación, se completa la información del escenario con los datos que se tiene: la Cuenca, Campo, Intervalo productor, Pozo y Proyecto al que pertenece el escenario, se tiene en cuenta que esta información se creó con antelación en el módulo, por tanto, son datos que se seleccionan de la base de datos del aplicativo.

Scenario

Type* Skin Dissagregation Analysis

Project Name* Damage desaggregation

Study Date (DD/MM/YY)* 17/05/2019

Scenario Name* Desagregación de daño - Caso 1 - FA1

Description*

Basin* M

Field* N

Well* W

Producing Interval* P1

Save Cancel

Ilustración 357. Ingreso datos del escenario – Caso 1

A continuación, con la información disponible se ingresa los datos y se completa toda la información solicitada en las ventanas de *Well Data*, *Reservoir Data* y *Stress Gradient Data*, en las siguientes ilustraciones se observa el ingreso de todos los datos:

Scenario: Desagregacion del daño - Caso I - FA1
Basin: M - Field: N - Producing interval: P1 - Well: W
User: Oveimar Santamaría

Well Data

Well Radius * 0.708 ft

Reservoir Drainage Radius * 1500 ft

Reservoir Pressure * 6375 psi

Measured Well Depth * 13702 ft

Perforated Thickness * 261 ft

Perforation Penetration Depth * 0.5 ft

Perforating Phase Angle * 0°

Perforating Radius * 1.8 in

True Vertical Depth * 10525 ft

Producing Formation Thickness * 261 ft

Drainage Area Shape *

Ilustración 358. Ingreso de datos del pozo – Caso 1

Production Data

Oil Rate *	bbis/day	Bottomhole Flowing Pressure *	psi
1907		2562	
Gas Rate *	MMscf/d		
0.12			

Damage

Skin*	108
-------	-----

Save **Next**

Ilustración 359. Ingreso de datos de producción– Caso 1

Well Data **Reservoir Data** **Stress Gradients Data**

Basic Petrophysics

Permeability *	md	Rock Type *	Microfractured
19.6			
Horizontal - Vertical Permeability Ratio *		Porosity*	[0-1]
0.5		0.2	

Fluid Properties

Oil Viscosity *	cp	Gas Viscosity *	cp
0.5		0.02	
Specific Gas Gravity *		Oil Volumetric Factor *	
0.8		1.1	

Save **Next**

Ilustración 360. Ingreso de datos del yacimiento– Caso 1

Well Data	Reservoir Data	Stress Gradients Data															
<p>Stress Gradients</p> <p>Minimum Horizontal Stress Gradient *</p> <input type="text" value="0.6"/> psi/ft																	
<p>Maximum Horizontal Stress Gradient *</p> <input type="text" value="1.2"/> psi/ft																	
<p>Vertical Stress Gradient *</p> <input type="text" value="1.08"/> psi/ft																	
<p>Hydraulic Units Data</p> <p>Hydraulic Units Data *</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>Thickness [ft]</th> <th>Flow Zone Index [μm]</th> <th>Average Porosity [%]</th> <th>Average Permeability [mD]</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1</td> <td>261</td> <td>1.2433766</td> <td>0.2000000</td> <td>19.6000000</td> </tr> <tr> <td>2</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table>				Thickness [ft]	Flow Zone Index [μm]	Average Porosity [%]	Average Permeability [mD]	1	261	1.2433766	0.2000000	19.6000000	2				
	Thickness [ft]	Flow Zone Index [μm]	Average Porosity [%]	Average Permeability [mD]													
1	261	1.2433766	0.2000000	19.6000000													
2																	
<input type="button" value="Calculate Hydraulic Units Data"/>																	
<input type="button" value="Save"/>	<input type="button" value="Next"/>																

Ilustración 361. Ingreso de datos del gradiente de esfuerzo – Caso 1

4.5.10.5.1.3 Resultados

Al ingresar todos los datos se procede a correr el programa (*Next*) y obtener los resultados.

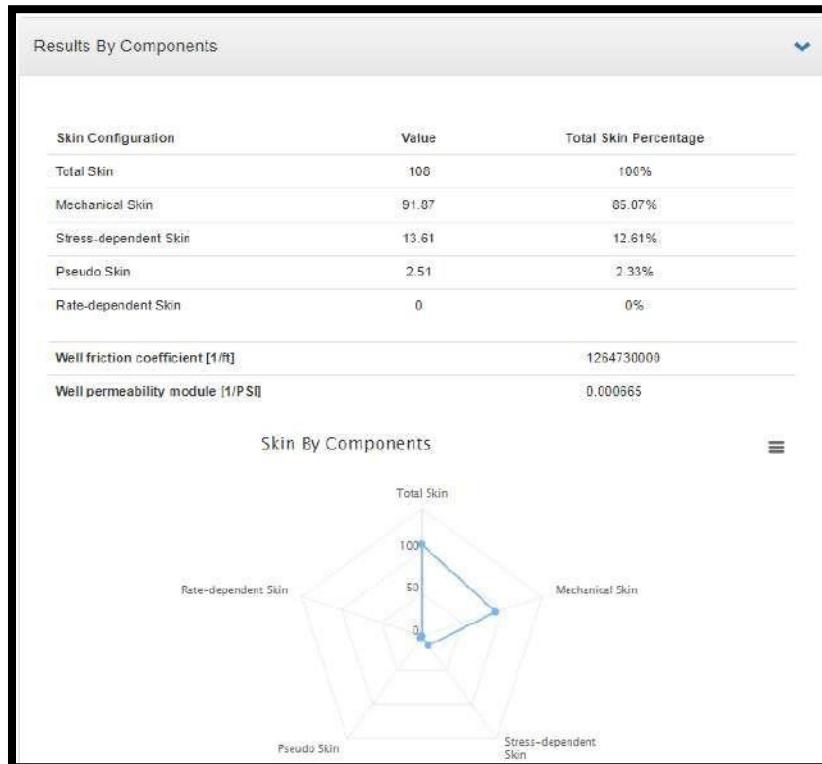


Ilustración 362. Resultados por componentes – Caso 1

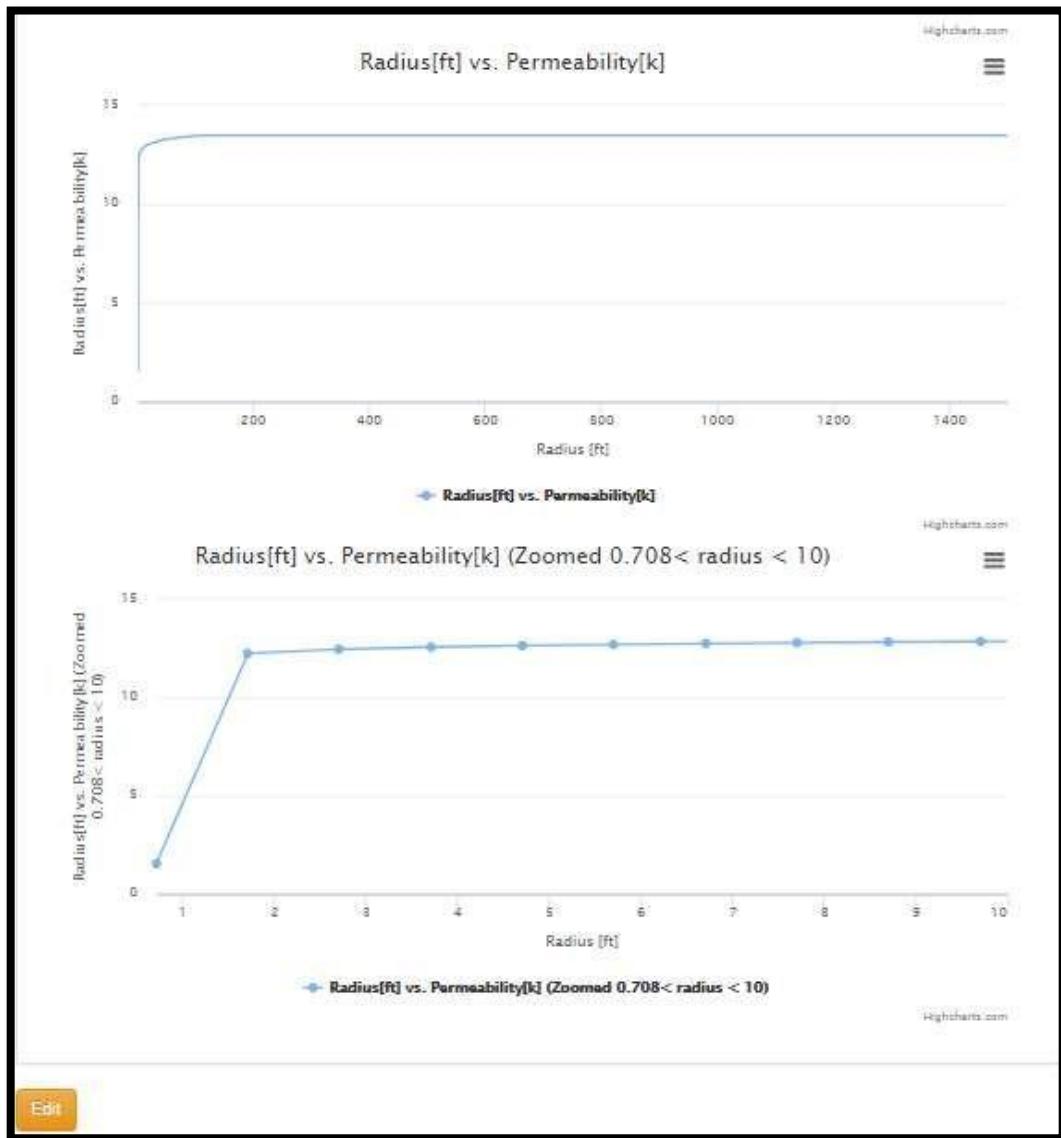


Ilustración 363. Resultados de permeabilidad – Caso 1

4.5.10.5.2 Caso de estudio 2

4.5.10.5.2.1 Datos de Ingreso

La información disponible para crear el caso de estudio de este escenario es:

- **Datos del escenario**

Nombre del Proyecto: Damage desagregation

Escenario (Scenario Name)	Cuenca (Basin)	Campo (Field)
Desagregación de daño – Caso II – FLN N4	M	N
Intervalo Productor (Producing Interval)	Pozo (Well)	Tipo de Análisis (Type)
P1	W	Skin Desagregation Analysis

Tabla 82. Datos del escenario - Caso 2

- **Datos del pozo (Well Data)**

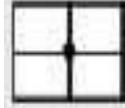
Radio de Pozo (Well Radius)	Radio de drenaje (Reservoir Drainage Radius)	Presión de yacimiento (Reservoir Pressure)
0.3 ft	1000 ft	3000 psi
Profundidad media del pozo (Measured Well Depth)	Espesor de perforados (Perforated Thickness)	Profundidad de penetración de los perforados (Perforation Penetration Depth)
13350 ft	100 ft	0.5ft
Angulo de perforación (Perforating Phase Angle)	Radios de los perforados (Perforating Radius)	Profundidad vertical (True Vertical Depth)
0°	1.8 in	13350 ft
Espesor de la formación productora (Producing Formation Thickness)		
100 ft		

Tabla 83. Primeros Datos del pozo – Caso 2

Tasa de aceite (Oil Rate)	Presión de flujo del fondo de pozo (Bottomhole Flowing Pressure)	Tasa de gas (Gas Rate)
560 bbls/day	1830 psi	1 MMscf/d

Tabla 84. Datos de ingreso del pozo – Caso 2

Drainage Area Shape:



Skin: 10

- **Datos del yacimiento**

Permeabilidad (Permeability)	Tipo de roca (Rock Type)
50 md	Microfracture
Radio de permeabilidad (Horizontal - Vertical Permeability Ratio)	Porosidad (Porosity)
0.5	0.1
Viscosidad del aceite (Oil Viscosity)	Viscosidad del gas (Gas Viscosity)
0.5 cp	0.025 cp

Gravedad específica del gas (<i>Specific Gas Gravity</i>)	Factor volumétrico del aceite (<i>Oil Volumetric Factor</i>)
0.9	1.06

Tabla 85. Datos del yacimiento – Caso 2

- **Datos de gradiente de esfuerzo**

Gradiente de esfuerzo horizontal mínimo (Minimum Horizontal Stress Gradient)		Gradiente de esfuerzo horizontal máximo (Maximum Horizontal Stress Gradient)	Gradiente de esfuerzo vertical (Vertical Stress Gradient)
0.6 psi/ft		1.2 psi/ft	1.08 psi/ft
Espesor (Thickness) [ft]	Indice de flujo (Flow Zone Index) [ft]	Porosidad Promedio(Average Porosity) [ft]	Permeabilidad promedio (Average Permeability) [ft]
1	20 ft	6.3191281 μm	0.1 %

Tabla 86. Datos del gradiente de esfuerzo vertical – Caso 2

4.5.10.5.2.2 Metodología

Siguiendo la ruta Project Management /Add Scenario se hace el proceso de ingreso de datos seleccionando el tipo de escenario que se va a desarrollar, en este caso **Skin Dissagregation Analisys**. A continuación, se completa la información del escenario con los datos que se tiene: la Cuenca, Campo, Intervalo productor, Pozo y Proyecto al que pertenece el escenario, se tiene en cuenta que esta información se creó con antelación en el módulo, por tanto, son datos que se seleccionan de la base de datos del aplicativo. Al finalizar el ingreso de estos datos se da clic en el botón azul Save.

Ilustración 364. Ingreso de datos del pozo – Caso 2

A continuación, con la información disponible se ingresa los datos y se completa toda la información solicitada en las ventanas de *Well Data*, *Reservoir Data* y *Stress Gradient Data*, en las siguientes ilustraciones se observa el ingreso de todos los datos:

The screenshot shows the 'Well Data' tab selected in a software interface. The window is titled 'Well Data' and contains the following fields:

- Well Radius ***: 0.3 ft
- Reservoir Drainage Radius ***: 1000 ft
- Reservoir Pressure ***: 3000 psi
- Measured Well Depth ***: 13350 ft
- Perforated Thickness ***: 100 ft
- Perforation Penetration Depth ***: 0.5 ft
- Perforating Phase Angle ***: 0°
- Perforating Radius ***: 1.8 in
- True Vertical Depth ***: 13350 ft
- Producing Formation Thickness ***: 100 ft
- Drainage Area Shape ***: A dropdown menu currently set to a square shape.

Ilustración 365. Ingreso de datos del pozo – Caso 2

The screenshot shows the 'Production Data' tab selected in a software interface. The window is titled 'Production Data' and contains the following fields:

- Oil Rate ***: 560 bbls/day
- Bottomhole Flowing Pressure ***: 1830 psi
- Gas Rate ***: 1 MMscf/d
- Damage** section:
 - Skin***: 10

At the bottom of the window are two buttons: 'Save' (green) and 'Next' (blue).

Ilustración 366. Ingreso de datos de producción – Caso 2

Well Data Reservoir Data Stress Gradients Data

Basic Petrophysics

Permeability *	Rock Type *
50	md Microfractured
Horizontal - Vertical Permeability Ratio *	Porosity *
0.5	0.1 [0-1]

Fluid Properties

Oil Viscosity *	Gas Viscosity *
5 cp	0.025 cp
Specific Gas Gravity *	Oil Volumetric Factor *
0.9	1.06

Save **Next**

Ilustración 367. Ingreso de datos del yacimiento – Caso 2

Well Data Reservoir Data Stress Gradients Data

Stress Gradients

Minimum Horizontal Stress Gradient *	Maximum Horizontal Stress Gradient *
0.6 psi/ft	1.2 psi/ft
Vertical Stress Gradient *	
1.08 psi/ft	

Hydraulic Units Data

Hydraulic Units Data *				
	Thickness [ft]	Flow Zone Index [μ m]	Average Porosity [%]	Average Permeability [mD]
1	20	6.3191281	0.100000	50
2				

Calculate Hydraulic Units Data **Save** **Next**

Ilustración 368. Ingreso de datos del gradiente de esfuerzo – Caso 2

4.5.10.5.2.3 Resultados

Al ingresar todos los datos se procede a correr el programa (*Next*) y obtener los resultados.

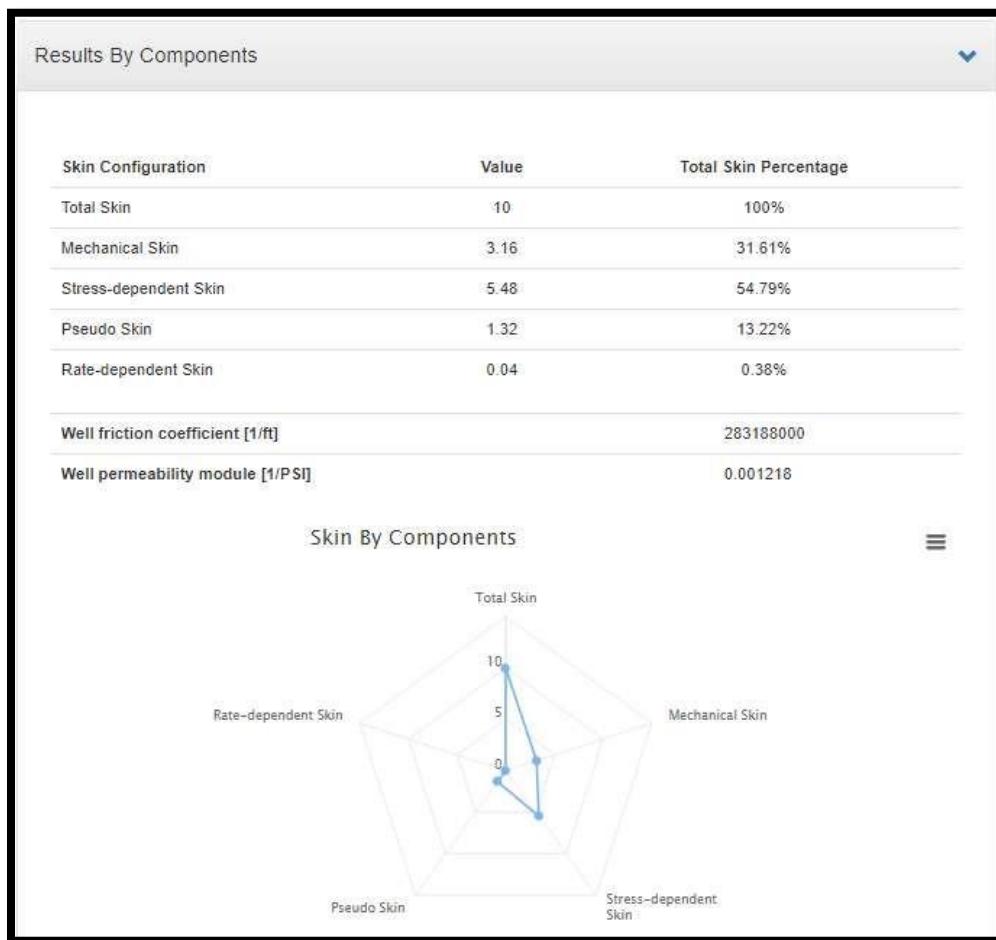


Ilustración 369. Resultados por componentes – Caso 2

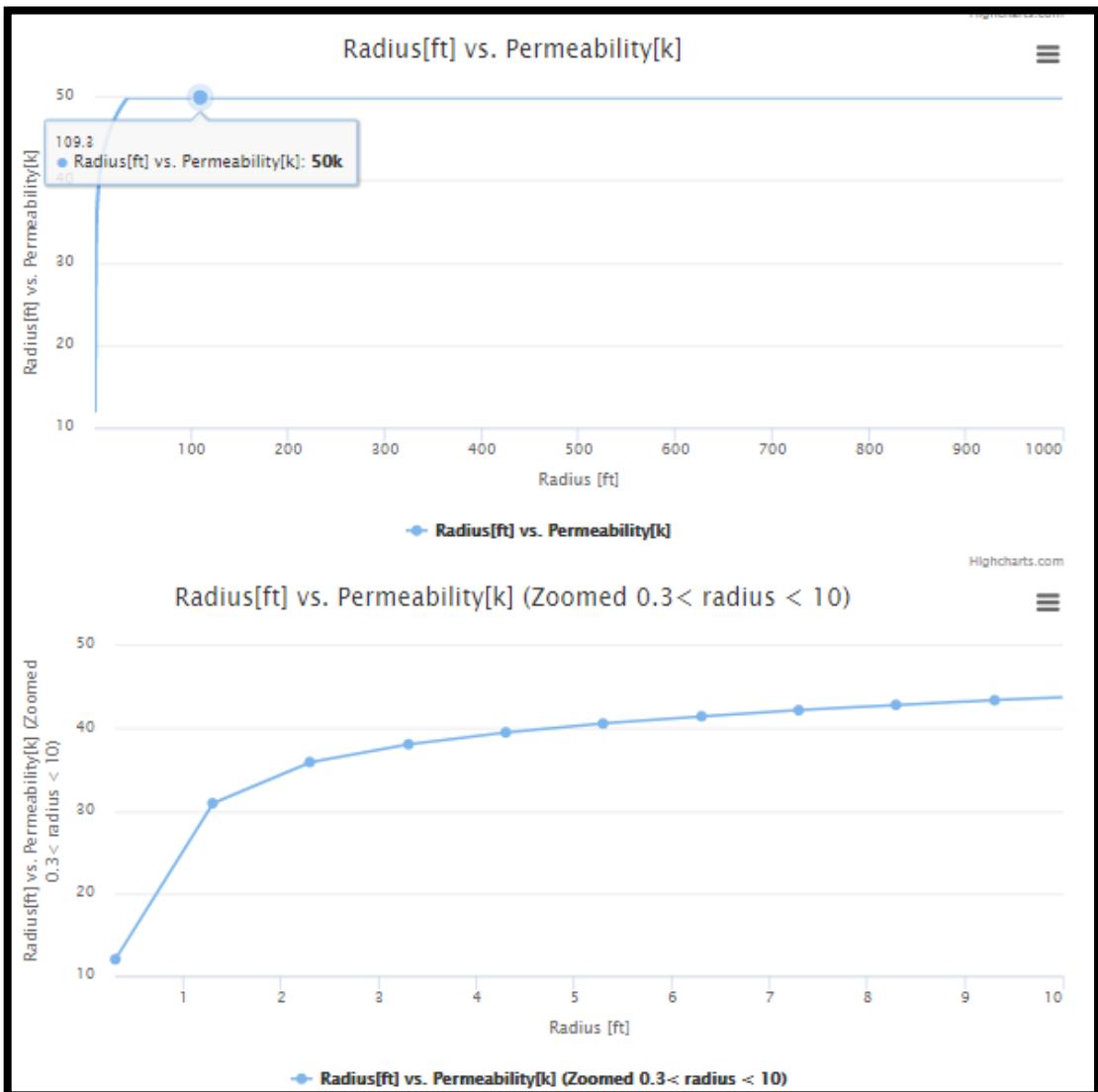


Ilustración 370. Resultados de permeabilidad – Caso 2

4.5.10.5.3 Caso de estudio 3

4.5.10.5.3.1 Datos de Ingreso

La información disponible para crear el caso de estudio de este escenario es:

- **Datos del escenario**

Nombre del Proyecto: Damage desagregation

Escenario (Scenario Name)	Cuenca (Basin)	Campo (Field)
Desagregación de daño – Caso III – PCS 8	M	N
Intervalo Productor (Producing Interval)	Pozo (Well)	Tipo de Análisis (Type)
P1	W	Skin Desagregation Analysis

Tabla 87. Datos del escenario - Caso 3

Integrated Formation Damage Model

- **Datos del pozo (Well Data)**

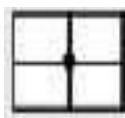
Radio de Pozo (Well Radius)	Radio de drenaje (Reservoir Drainage Radius)	Presión de yacimiento (Reservoir Pressure)
0.354 ft	1500 ft	6450 psi
Profundidad media del pozo (Measured Well Depth)	Espesor de perforados (Perforated Thickness)	Profundidad de penetración de los perforados (Perforation Penetration Depth)
18160 ft	200 ft	0.5 ft
Angulo de perforación (Perforating Phase Angle)	Radios de los perforados (Perforating Radius)	Profundidad vertical (True Vertical Depth)
0°	1.8 in	17823 ft
Espesor de la formación productora (Producing Formation Thickness)		
200 ft		

Tabla 88. Primeros Datos del pozo – Caso 3

Oil Rate	Bottomhole Flowing Pressure	Gas Rate
4914 bbls/day	4600 psi	3.8 MMscf/d

Tabla 89. Datos de ingreso del pozo – Caso 3

Drainage Area Shape:



Skin: 25

- **Datos del yacimiento**

Permeabilidad (Permeability)	Tipo de roca (Rock Type)
5.38 md	Microfracture
Radio de permeabilidad (Horizontal - Vertical Permeability Ratio)	Porosidad (Porosity)
0.5	0.1
Viscosidad del aceite (Oil Viscosity)	Viscosidad del gas (Gas Viscosity)
1.1 cp	0.01 cp
Gravedad específica del gas (Specific Gas Gravity)	Factor volumétrico del aceite (Oil Volumetric Factor)
0.797	1.06

Tabla 90. Datos del yacimiento – Caso 3

- Datos de esfuerzo vertical

Gradiente de esfuerzo horizontal mínimo (Minimum Horizontal Stress Gradient)		Gradiente de esfuerzo horizontal máximo (Maximum Horizontal Stress Gradient)	Gradiente de esfuerzo vertical (Vertical Stress Gradient)	
0.6 psi/ft		1.2 psi/ft	1.08 psi/ft	
	Espesor (Thickness) [ft]	Indice de flujo (Flow Zone Index) [ft]	Porosidad Promedio(Average Porosity) [ft]	Permeabilidad promedio (Average Permeability) [ft]
1	161.3 ft	1.44 µm	5.7 %	0.6 mD
2	51 ft	2.29	5.8	1.5
3	48.7	3.79	6.9	6.3

Tabla 91. Datos del gradiente de esfuerzo vertical – Caso 3

4.5.10.5.3.2 Metodología

Siguiendo la ruta Project Management /Add Scenario se hace el proceso de ingreso de datos seleccionando el tipo de escenario que se va a desarrollar, en este caso **Skin Dissagregation Analysis**. A continuación, se completa la información del escenario con los datos que se tiene: la Cuenca, Campo, Intervalo productor, Pozo y Proyecto al que pertenece el escenario, se tiene en cuenta que esta información se creó con antelación en el módulo, por tanto, son datos que se seleccionan de la base de datos del aplicativo. Al finalizar el ingreso de estos datos se da clic en el botón azul Save.

The screenshot shows a software interface for creating a new scenario. The main title is 'Scenario'. The 'Type*' field is set to 'Skin Dissagregation Analysis'. The 'Project Name*' field contains 'Damage desagregation'. The 'Study Date (DD/MM/YY)*' field shows '20/05/2019'. The 'Basin*' field has 'M' selected. The 'Field*' field has 'N' selected. The 'Well*' field has 'W' selected. The 'Producing Interval*' field shows 'Nothing selected'. On the right side, there is a 'Duplicate from...' section with a dropdown menu showing 'Desagregacion del daño - Caso III -PCS' and a red 'X' button. Below it, the 'Scenario Name*' field contains 'Desagregación del daño - Caso III - PCS 8'. There is also a 'Description*' text area. At the bottom right are 'Save' and 'Cancel' buttons.

Ilustración 371. Ingreso datos del escenario – Caso 3

Scenario: Desagregacion del daño - Caso III -PCS 8
 Basin: M - Field: N - Producing interval: P1 - Well: W
 User: Oveimar Santamaría

Well Data Reservoir Data Stress Gradients Data

Well Data

Well Radius *	Reservoir Drainage Radius *
0.354	1500
Reservoir Pressure *	Measured Well Depth *
6450	18160
Perforated Thickness *	Perforation Penetration Depth *
200	0.5
Perforating Phase Angle *	Perforating Radius *
0°	1.8
True Vertical Depth *	Producing Formation Thickness *
17823	200
Drainage Area Shape *	
	

Ilustración 372. Ingreso de datos del pozo – Caso 3

Production Data

Oil Rate *	Bottomhole Flowing Pressure *		
4914	bbls/day	4600	psi
Gas Rate *			
3.8	MMscf/d		
Damage			
Skin*	25		

Save **Next**

Ilustración 373. Ingreso de datos de producción – Caso 3

Well Data Reservoir Data Stress Gradients Data

Basic Petrophysics

Permeability *	Rock Type *
5.38	md Microfractured
Horizontal - Vertical Permeability Ratio *	Porosity *
0.5	0.1 [0-1]

Fluid Properties

Oil Viscosity *	Gas Viscosity *
1.1 cp	0.01 cp
Specific Gas Gravity *	Oil Volumetric Factor *
0.797	1.06

Save **Next**

Ilustración 374. Ingreso de datos del yacimiento – Caso 3

Well Data Reservoir Data Stress Gradients Data

Stress Gradients

Minimum Horizontal Stress Gradient *	Maximum Horizontal Stress Gradient *
0.6 psi/ft	1.2 psi/ft
Vertical Stress Gradient *	
1.08 psi/ft	

Hydraulic Units Data

	Thickness [ft]	Flow Zone Index [μ m]	Average Porosity [%]	Average Permeability [mD]
1	161.300000	1.4400000	5.7000000	0.6000000
2	51	2.2900000	5.8000000	1.5000000
3	48.700000	3.7900000	6.9000000	6.3000000
4				

Calculate Hydraulic Units Data

Save **Next**

Ilustración 375. Ingreso de datos del gradiente de esfuerzo – Caso 3

4.5.10.5.3.3 Resultados

Al ingresar todos los datos se procede a correr el programa (*Next*) y obtener los resultados.

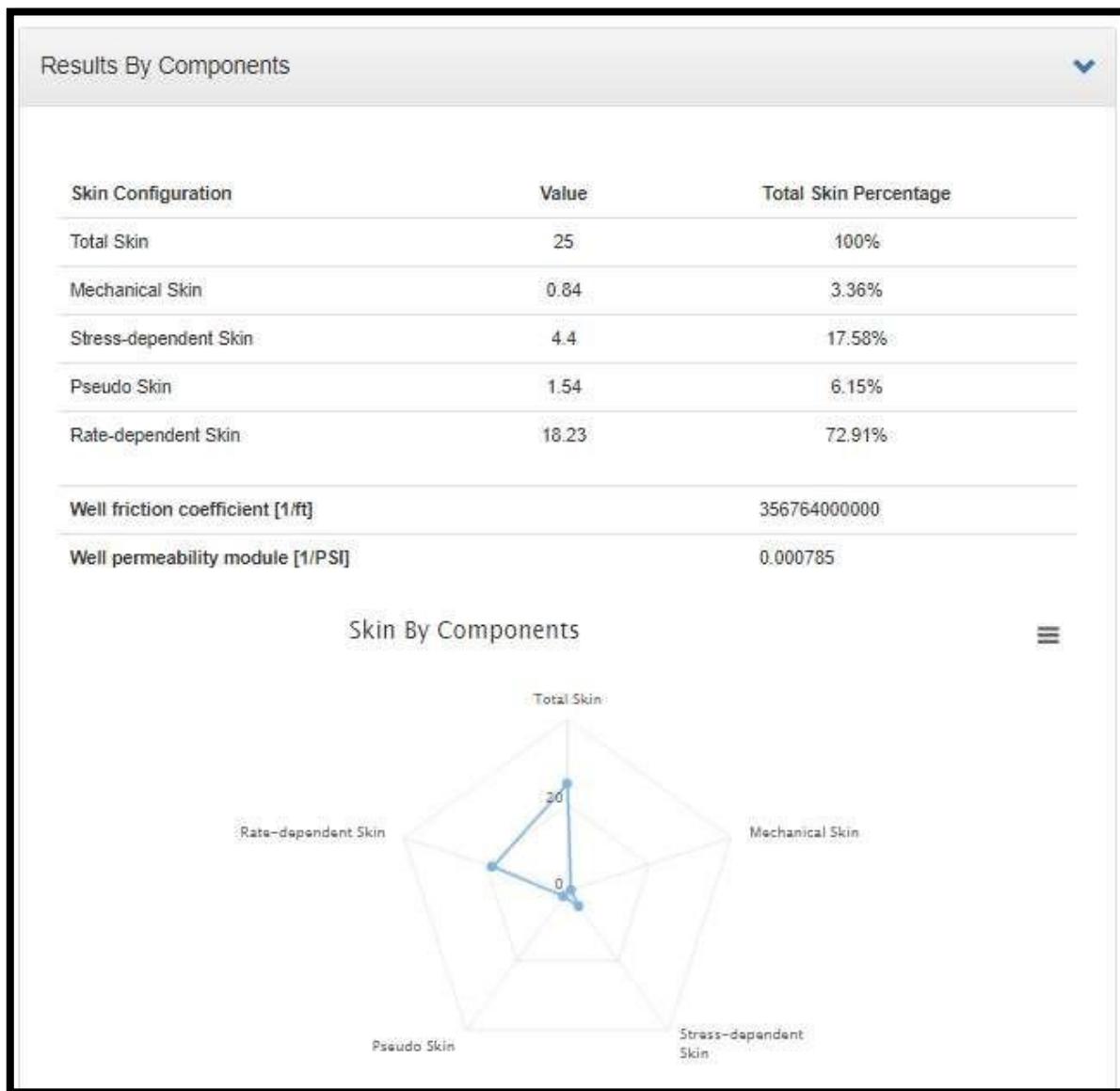


Ilustración 376. Resultados por componentes – Caso 3

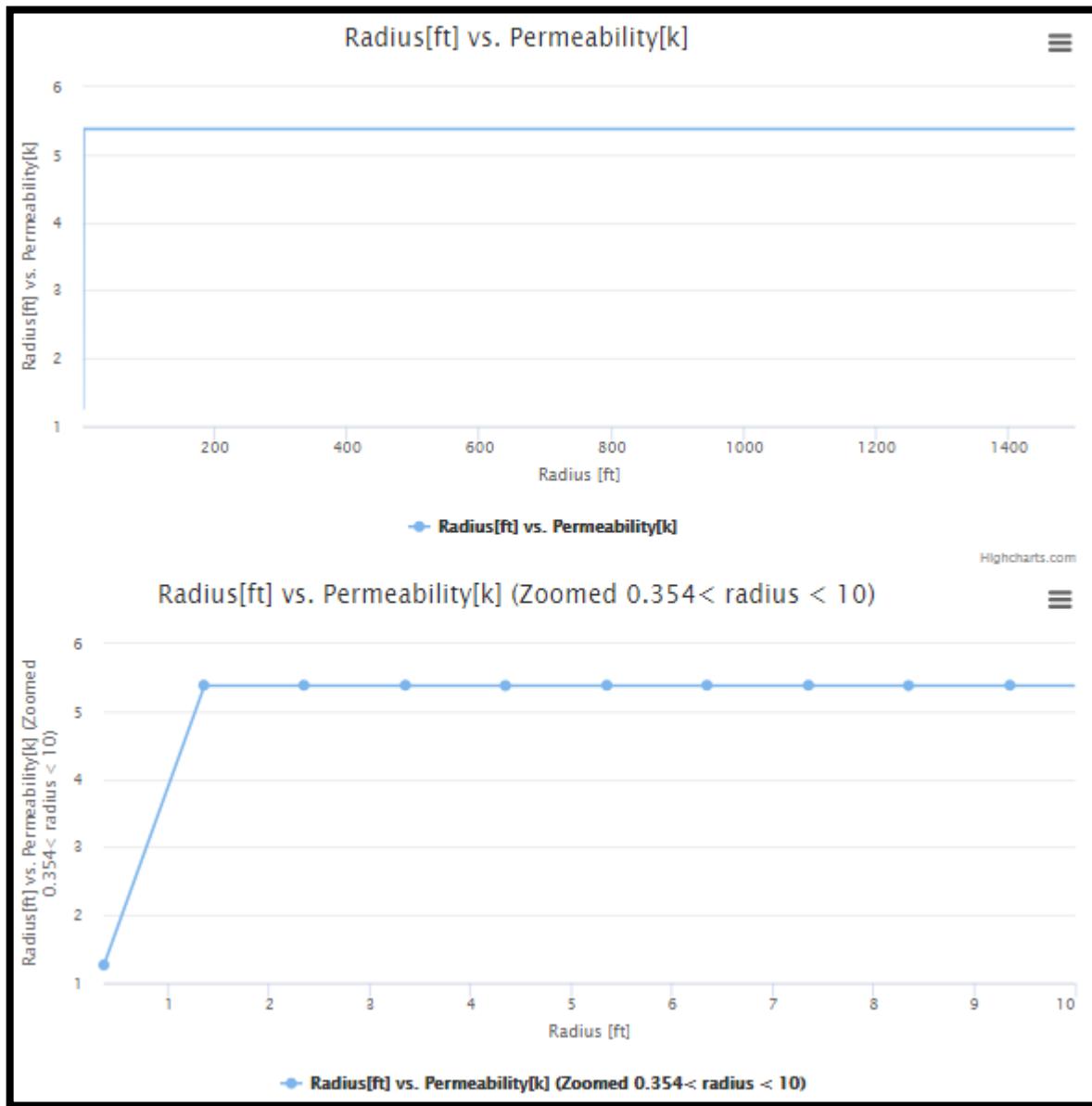


Ilustración 377. Resultados de permeabilidad – Caso 3

5 GEORREFERENCIACIÓN.

Este módulo permite al usuario tener una visualización en mapa de los campos y pozos con variables de análisis que se han ingresado como escenarios al aplicativo.

5.1 Interfaz.

Para obtener la información de las diferentes variables contenidas dentro del módulo de georreferenciación, el usuario puede dar clic en el botón que aparecerá en la parte superior izquierda de la pantalla con el nombre de **Georeference**.

Este módulo está dividido en dos secciones: Datos de variables de daño (*Damage Variables Data*) y Datos generales (*General Data*).

Al ingresar a *Damage Variables Data* el usuario debe elegir el escenario que quiere visualizar, esto con ayuda de los menús desplegables así: la cuenca (*Basin*), el campo (*Field*); para cada cuenca pueden existir diferentes campos. Luego se debe escoger el mecanismo de daño (*Damage Mechanisms*) y los subparámetros siendo esta la variable de daño (*Damage Variable*).

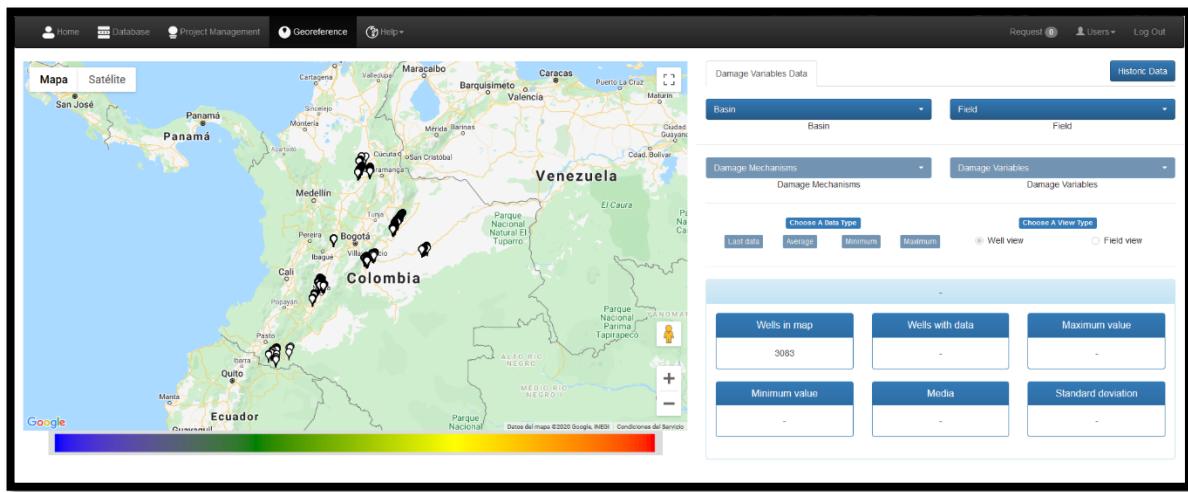


Ilustración 378. Pantalla inicial de georreferenciación

Al ingresar la información es importante tener en cuenta los mensajes que aparecerán en la pantalla con color rojo, en la parte superior izquierda, como el siguiente mensaje en la Ilustración 379, que indica la falta de selección de una variable de daño *damage variable*.

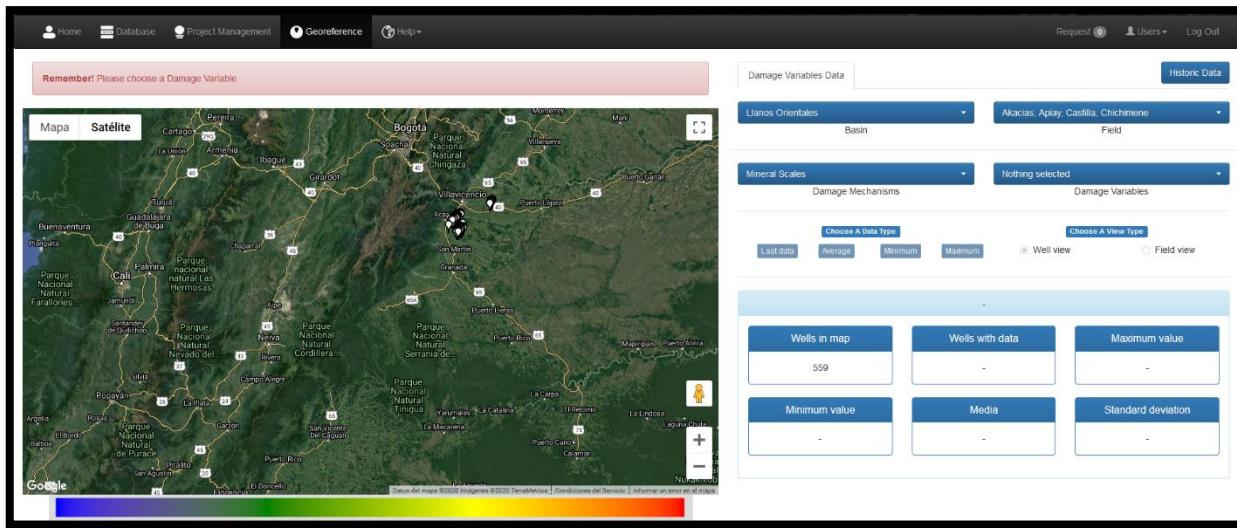


Ilustración 379. Mensaje de error, sin elección de variables o configuraciones de daño

Los resultados de la configuración seleccionada se pueden observar por mapa o por satélite, para la información consignada en este manual se selecciona la vista de mapa, sin embargo, en la Ilustración 380 nos presenta una vista satelital.

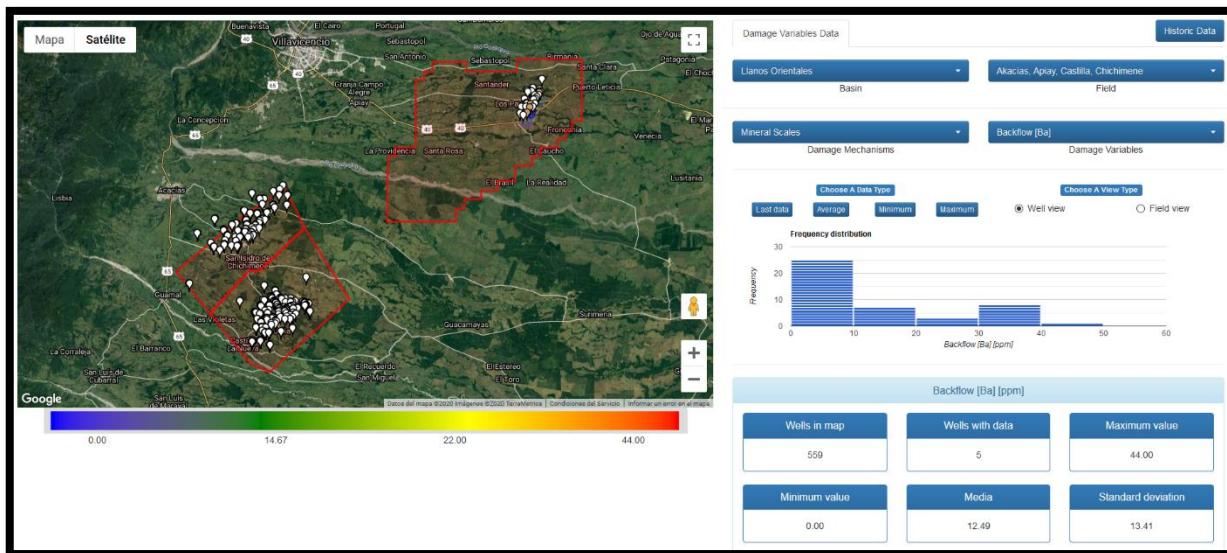


Ilustración 380. Datos y variables de los campos. Vista satelital

También se encuentran disponibles las opciones de escoger el tipo de dato: *Last Data*, *Average*, *Minumum*, *Maximum*, y elegir entre dos tipos de vistas: *Well View* que permite observar en el mapa al lado derecho de la pantalla, todos los campos presentes en el campo seleccionado señalando además los que poseen datos y *Field View* que solo permite visualizar el campo en el que se encuentran los resultados.

Además, se graficará una distribución de frecuencia de la variable de daño seleccionada, según la base de datos que se tiene en el aplicativo, así como se muestra en la Ilustración 381.

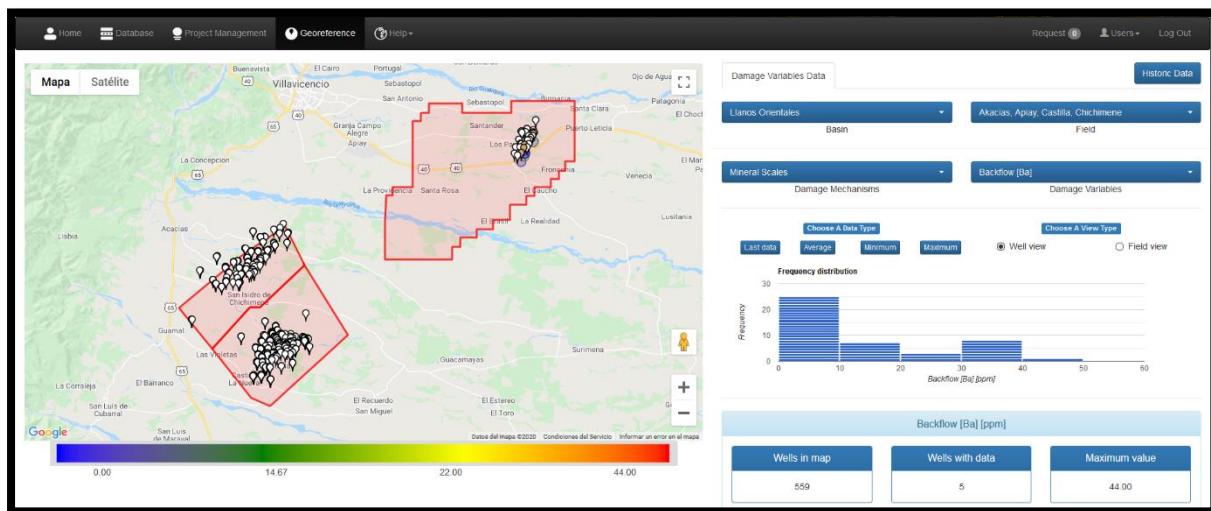


Ilustración 381. Datos y variables de los campos, Vista mapa

Por último, en la parte inferior derecha de la pantalla se puede observar un resumen de las variables que acompañan la georreferenciación: los pozos que se muestran en el mapa (*Wells in map*), los pozos con datos (*Wells with data*), el valor máximo encontrado (*Maximum value*) y el mínimo (*Minimum value*), la media de los datos (*Media*)y la desviación estándar (*Standard deviation*), como se observa en la Ilustración 382.

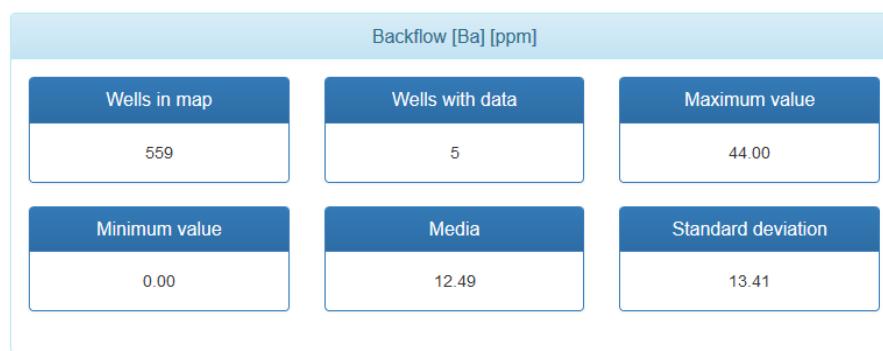


Ilustración 382. variables que acompañan la georreferenciación

5.2 Información de las variables.

A continuación, se describe como se resume la información introducida en la sección anterior. Los polígonos de color rojo son las áreas donde se encuentran los campos.

Para poder definir el nombre del campo y sus más importantes características, se da clic dentro del polígono de color rojo en el que se encuentra contenida, con la precaución de no dar clic sobre un pozo, los cuales están indicados como marcadores en el interior del polígono. Para conocer la información de los pozos se realiza de manera similar dentro de los marcadores.

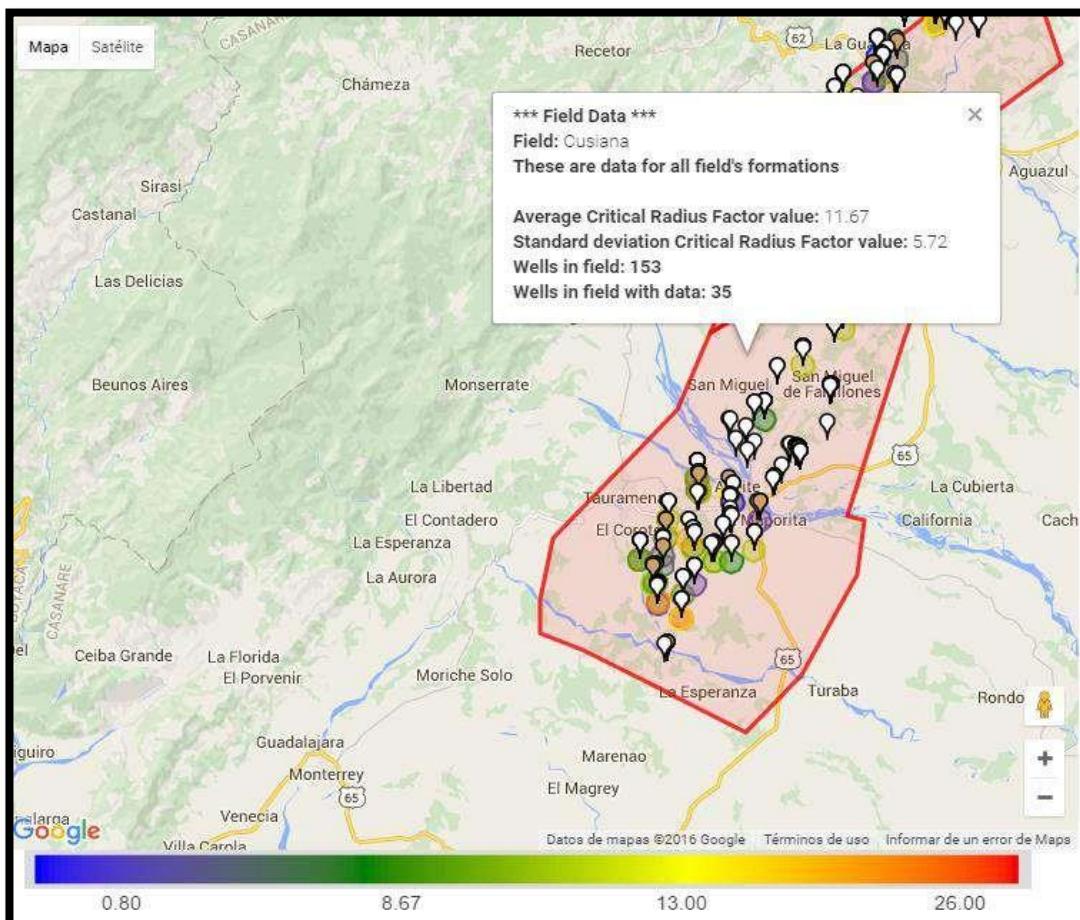


Ilustración 383. Nombre de la formación, asociada al campo que pertenece

Importante notar que existen dos colores para la representación de pozos: blanco y café. Los pozos con color blanco no presentan información alguna acerca de la variable escogida mientras que los pozos de color café sí la presentan.

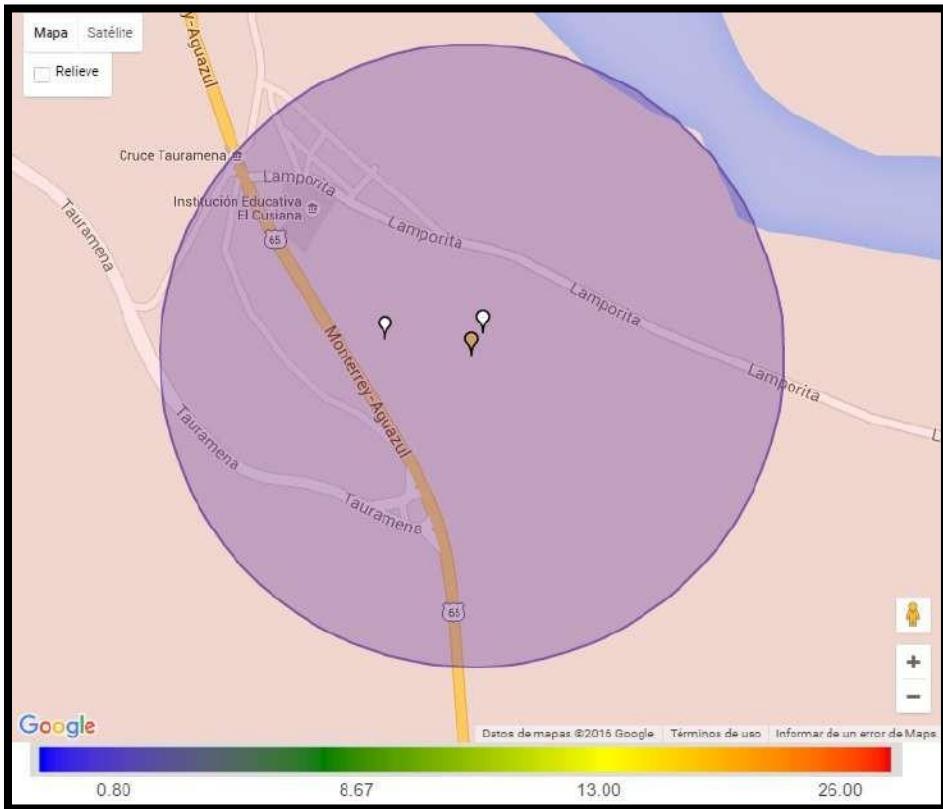


Ilustración 384. Colores de los pozos según sus características

Los círculos que encierran a los pozos se encuentran asociados a la escala de valores ubicada en la parte inferior del mapa, por ejemplo, el caso anterior el pozo tiene una tendencia de 0.80 a 26.0 con respecto a la variable de daño seleccionada con colores que van desde azul a rojo.

5.2.1 Vista por campos.

En el aplicativo también se puede filtrar la información por campo se pueden conocer el valor promedio de la variable, el valor máximo y mínimo, los pozos con datos y los pozos totales existentes dentro del campo seleccionado. Para obtener esta información se debe hacer clic en el círculo y seleccionar vista por campo (*Field View*).

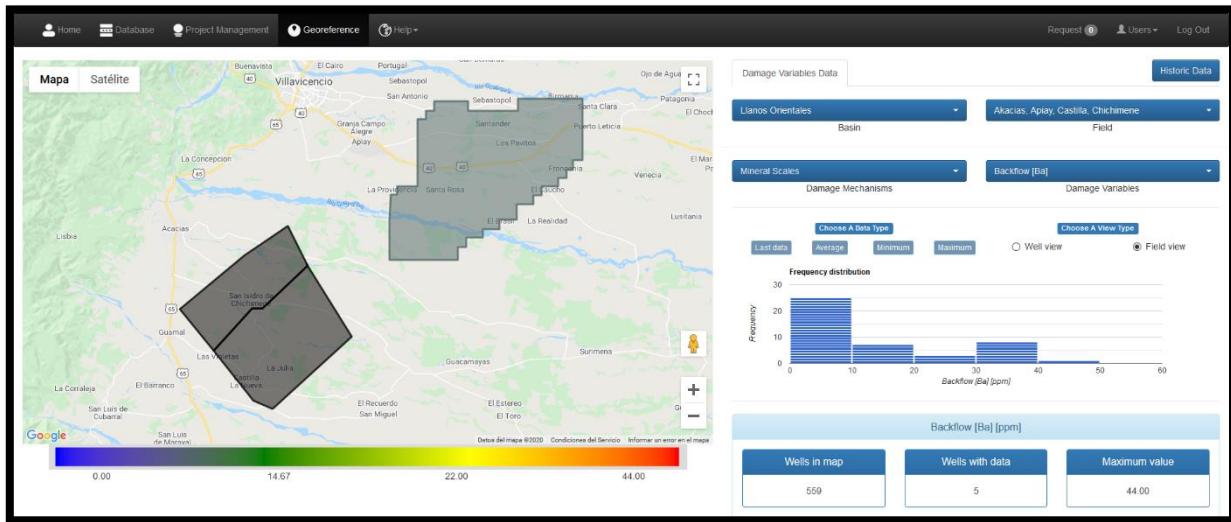


Ilustración 385. Vista por campos

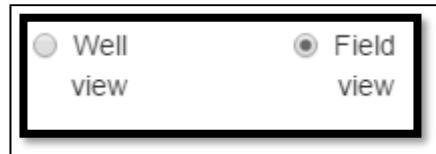


Ilustración 386. Botones de vista por pozo y por campo

5.2.2 Distribución de frecuencia

En la interfaz se muestra un gráfico de distribución de frecuencias con la información de los pozos asociados, con el que se puede estimar qué porcentaje de los pozos están dentro de los valores de la distribución y por último una desviación estándar.

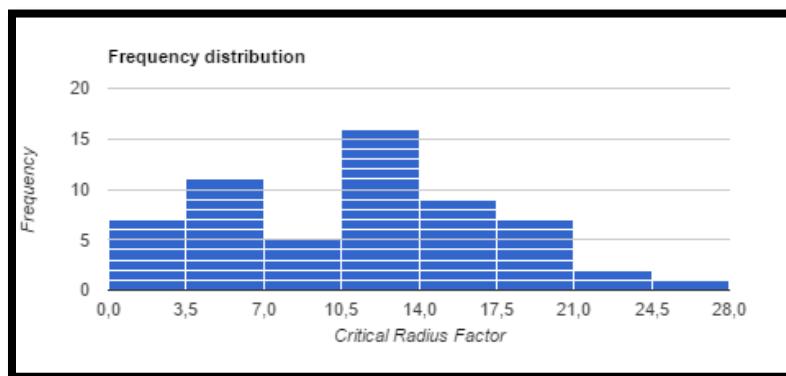


Ilustración 387. Distribución de frecuencia de pozos vs factor de radio crítico

6 INFORME DE ESCENARIOS (*Scenario Report*)

La sección de *Scenario Report* se encuentra en la parte superior de la pantalla. Esta opción permite tener una serie de informes para los distintos escenarios que se tienen en un proyecto, en el que se esté trabajando.

La interfaz de inicio de este módulo la podemos observar en la Ilustración 390 donde se observa una descripción corta del módulo.

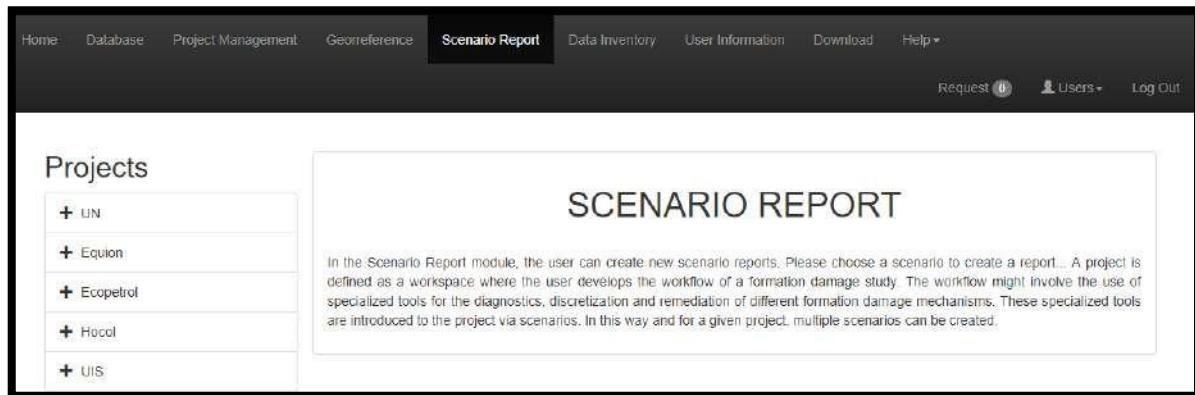


Ilustración 390 .Interfaz de inicio de Scenario Report

Para hacer uso de esta sección se debe seleccionar primero un proyecto creado anteriormente al cual se le desea revisar el reporte, para esto se debe dirigir a la sección *Projects* que se encuentra al lado izquierdo y dar clic en el símbolo más (+) del proyecto, como se muestra en la Ilustración 391 y posteriormente al escenario que se quiera revisar.

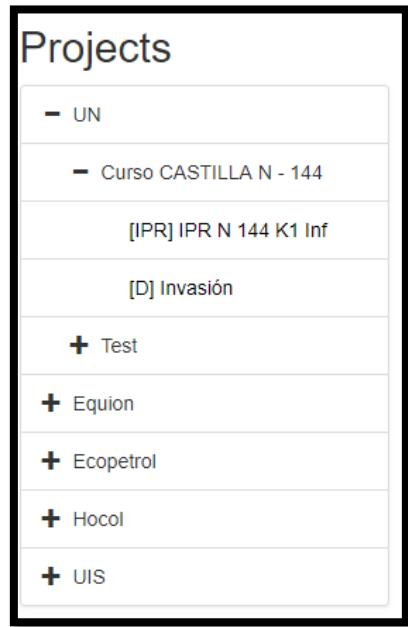


Ilustración 391. Elección de Proyecto

A continuación, en la Ilustración 392 se muestra un ejemplo de los reportes que se pueden mostrar, estos reportes dependen del tipo de Escenario escogido (Multiparamétrico, IPR, Perforación y completamiento) y de otros factores que se hayan suministrado en la creación del escenario.

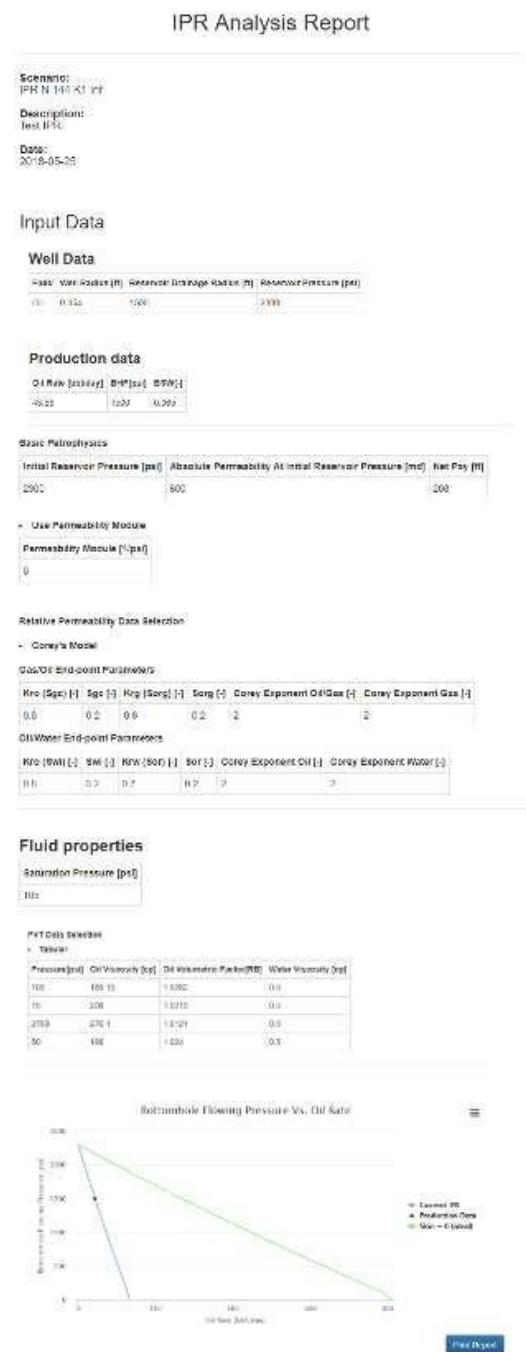


Ilustración 392. IPR Analysis Report

En la parte inferior del reporte saldrá la opción de imprimir el informe de cada escenario, también aparece la opción de guardar los diagramas y las gráficas que están en los distintos escenarios,

Integrated Formation Damage Model

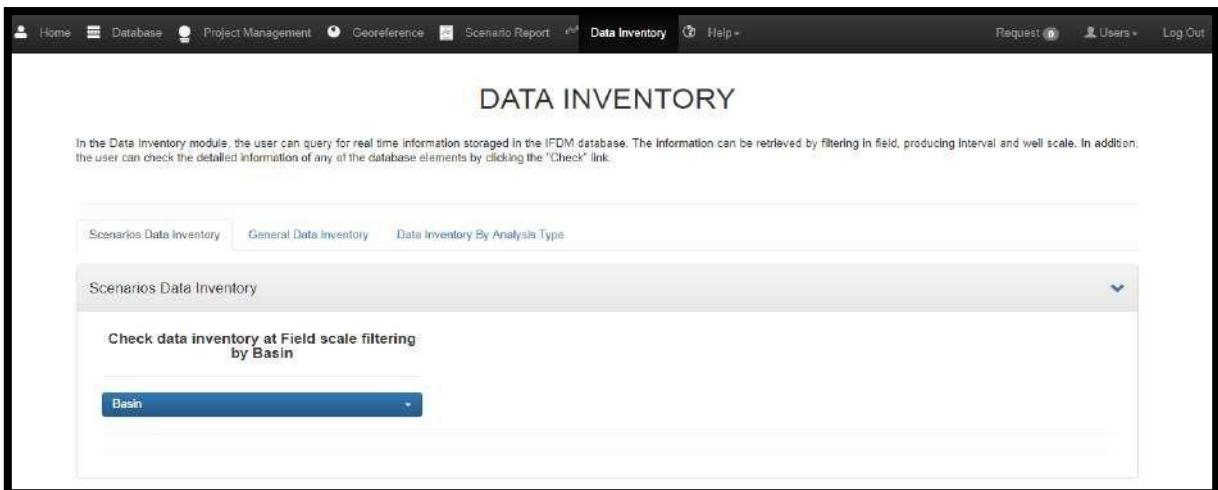
dándole clic en el botón  en el cual podrá elegir el tipo de formato que se desee guardar las gráficas y diagramas.

7 INVENTARIO DE DATOS (*Data Inventory*)

La sección *Data Inventory* permite al usuario consultar la base de datos almacenada hasta el momento en el aplicativo IFDM.

El usuario puede ingresar en el menú *Data Inventory* que se encuentra en la parte superior de la pantalla.

La interfaz de inicio de esta sección la podemos observar en la Ilustración 393. *Interfaz de Inventario de datos* Ilustración 393 cuenta con una descripción corta del módulo en su parte superior y tres secciones: inventario de escenarios (*Scenarios Data inventory*), inventario de datos generales (*General Data Inventory*) e inventario según el tipo de análisis (*Data Inventory By Analysis Type*).



Analysis Type).

Ilustración 393. *Interfaz de Inventario de datos*

7.1 Inventario de Datos de Escenarios (*Scenarios Data Inventory*)

En esta sección se debe seleccionar la cuenca que se desea revisar, dando clic la flecha del botón de color azul *Basin*, así se desplegará la lista de cuencas disponibles, como se observa en la Ilustración 394.

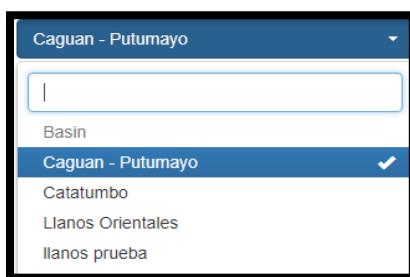


Ilustración 394. *Cuencas disponibles en el inventario*

Al escoger una cuenca se despliega el porcentaje de datos de campo que necesita el aplicativo y que ya están agregados y disponibles en la base de datos; esto según el tipo de análisis, tal como se muestra en la Ilustración 395.

The screenshot shows a user interface for managing data inventories. At the top, there are three tabs: 'Scenarios Data Inventory', 'General Data Inventory', and 'Data Inventory By Analysis Type'. The 'Scenarios Data Inventory' tab is active. Below it, a section titled 'Check data inventory at Field scale filtering by Basin' shows a dropdown menu set to 'Caguan - Petromayo'. A table titled 'Percentage Of Field Data Needed By Analysis Type' lists data for three fields: Aces, Loro, and Churuyaco. The table includes columns for Field, Multiparametric, IPR, Disaggregation, Drilling And Completion, and Detailed Data. For each field, the 'Detailed Data' column contains a link labeled 'Check Detailed Data'. Below the table, another section titled 'Check data inventory at Well and Formation scale filtering by Field' shows a dropdown menu set to 'Nothing selected'.

Ilustración 395. Porcentaje de datos de campo necesarios por tipo de análisis

Al lado derecho de cada campo existe la opción de revisar los datos detalladamente (Check Detailed Data), donde al dar clic se abre una nueva pestaña con la información que se tiene de ese campo, así como se muestra en la Ilustración 396, de modo contrario, si no se tienen los datos, aparecerá un mensaje en rojo que indica la falta de información, ver Ilustración 397. En esta pestaña también está la opción, de color azul, de elegir la cuenca y el campo al que deseamos ver información de los escenarios.

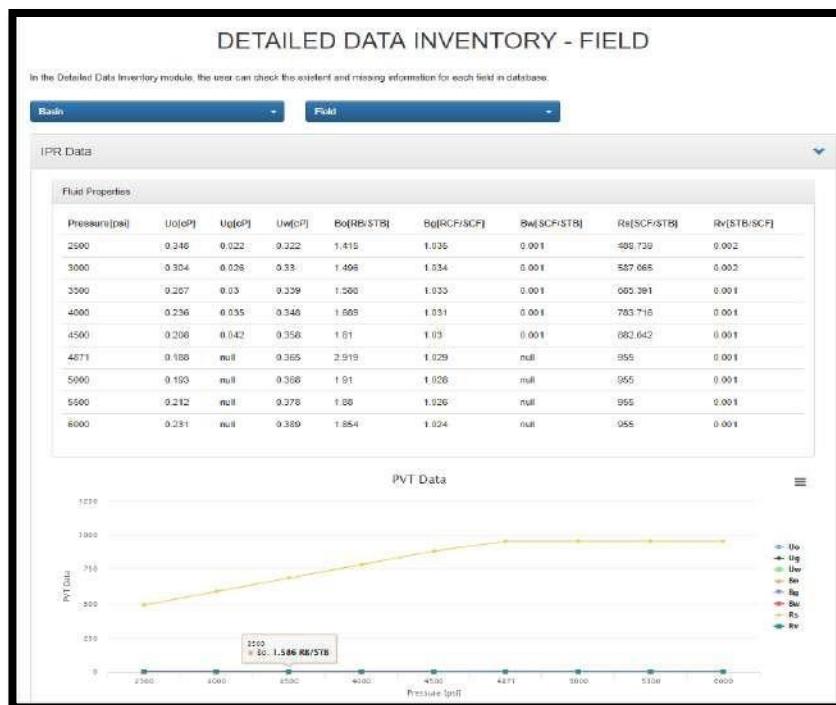


Ilustración 396. Detalles del inventario de datos

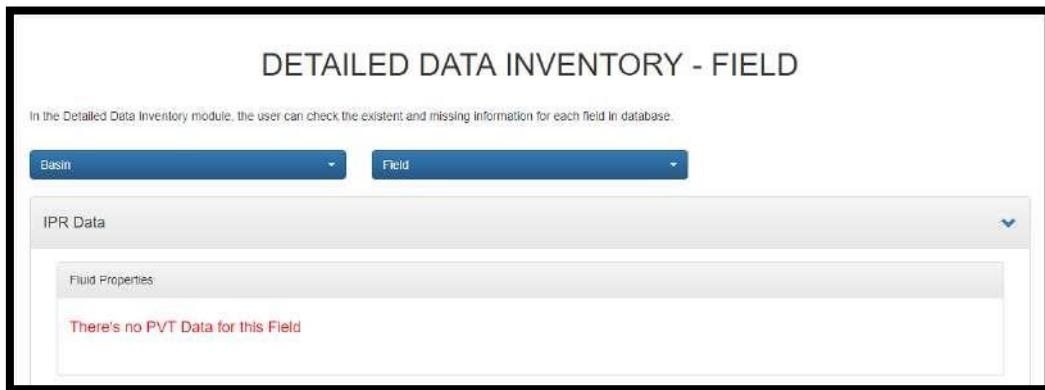


Ilustración 397. Mensaje de error por falta de información en los escenarios

Una vez seleccionada la cuenca, en la parte inferior derecha de la Ilustración 395 se puede observar que existe la opción de escoger el campo al que se le desea ver la información disponible, así se despliega cuatro porcentajes: Porcentaje de datos de formación según el tipo de análisis, porcentaje de datos de formación necesarios por tipo de análisis (se puede ver en detalle), porcentaje de datos de pozo que se tiene según tipo de análisis y porcentaje de datos de pozo necesarios por tipo de análisis (se puede ver en detalle), tal como se muestra en la Ilustración 398.

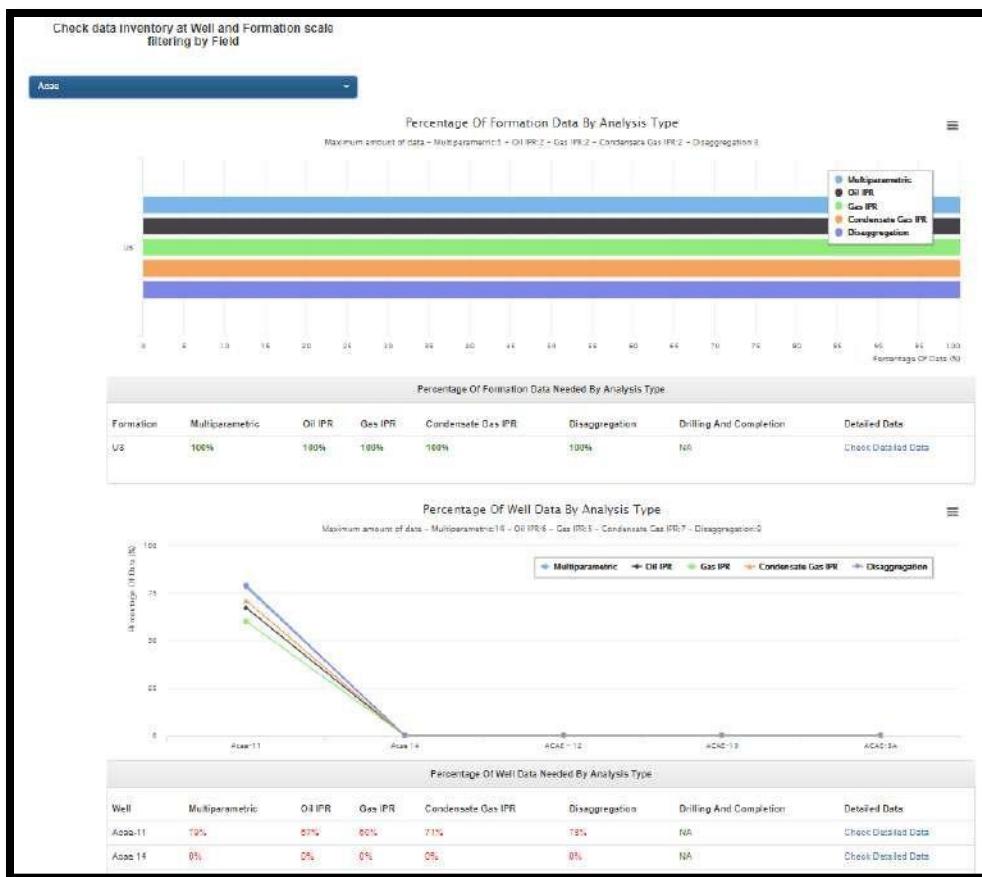


Ilustración 398. Porcentajes disponibles según formación seleccionada

Después de escoger el campo en la parte inferior aparece la opción de escoger el intervalo productor al que se le desea conocer la información, al seleccionarlo aparece el porcentaje de datos que existen del intervalo productor según el tipo de análisis y el porcentaje de datos de intervalo productor necesarios por tipo de análisis (se puede ver en detalle), como se observa en la Ilustración 399.

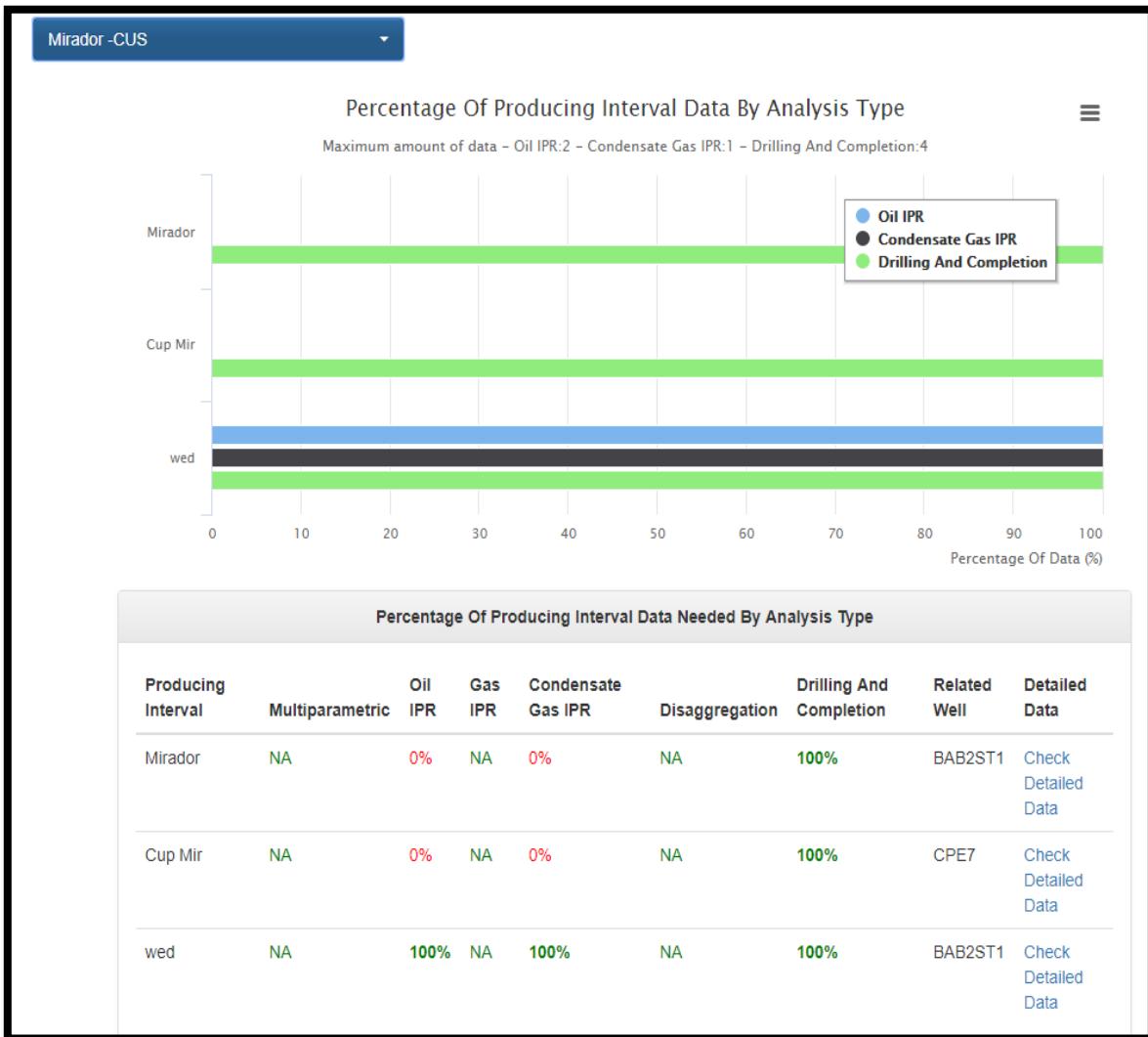


Ilustración 399. Porcentajes disponibles según intervalo productor seleccionado

7.2 Inventario de Datos Generales (*General Data Inventory*)

A diferencia del primer inventario, en esta subsección el usuario puede revisar la presencia o ausencia de datos específicos en cada escenario, como información PVT, coordenada, radio, radio de drenaje, caudales, fluidos, etc.

Primero el usuario selecciona a la cuenca que desea revisar los datos generales, dando clic en la flecha del botón de color azul *Basin*, así se desplegará la lista de cuencas disponibles, como se observa en la Ilustración 394, después al escoger una cuenca se despliega información sobre la existencia o no de datos PVT y Coordenadas de cada campo disponible, denotando como **OK** cuando se tiene información suficiente o **Missing Information** cuando falte información. Tal como se muestra en la Ilustración 400.

The screenshot shows a software window titled "General Data Inventory". A sub-section titled "Check data inventory at Field scale filtering by Basin" is displayed. A dropdown menu is open, showing "Caguan - Putumayo" as the selected option. Below this, a table titled "Field Data" lists three fields: Acae, Loro, and Churuyaco. The table has columns for "Field", "PVT Data", "Coordinates", and "Check Detailed Data". The "PVT Data" column contains "OK" for Acae and "Missing Information" for Loro and Churuyaco. The "Coordinates" column contains "OK" for Acae and "Missing Information" for Loro and Churuyaco. The "Check Detailed Data" column contains links for each row.

Field	PVT Data	Coordinates	Check Detailed Data
Acae	OK	OK	Check Detailed Data
Loro	Missing Information	OK	Check Detailed Data
Churuyaco	Missing Information	Missing Information	Check Detailed Data

Ilustración 400. Interfaz de General Data Inventory al escoger una cuenca

Al lado derecho existe la opción de ver la información detallada de los datos (*Check Detailed Data*), que al darle clic se abre una nueva pestaña que muestra los datos PVT y Coordenadas si se tienen, como se muestra en la Ilustración 401 de modo contrario aparecerá un mensaje en rojo que indica la falta de información, ver Ilustración 402.

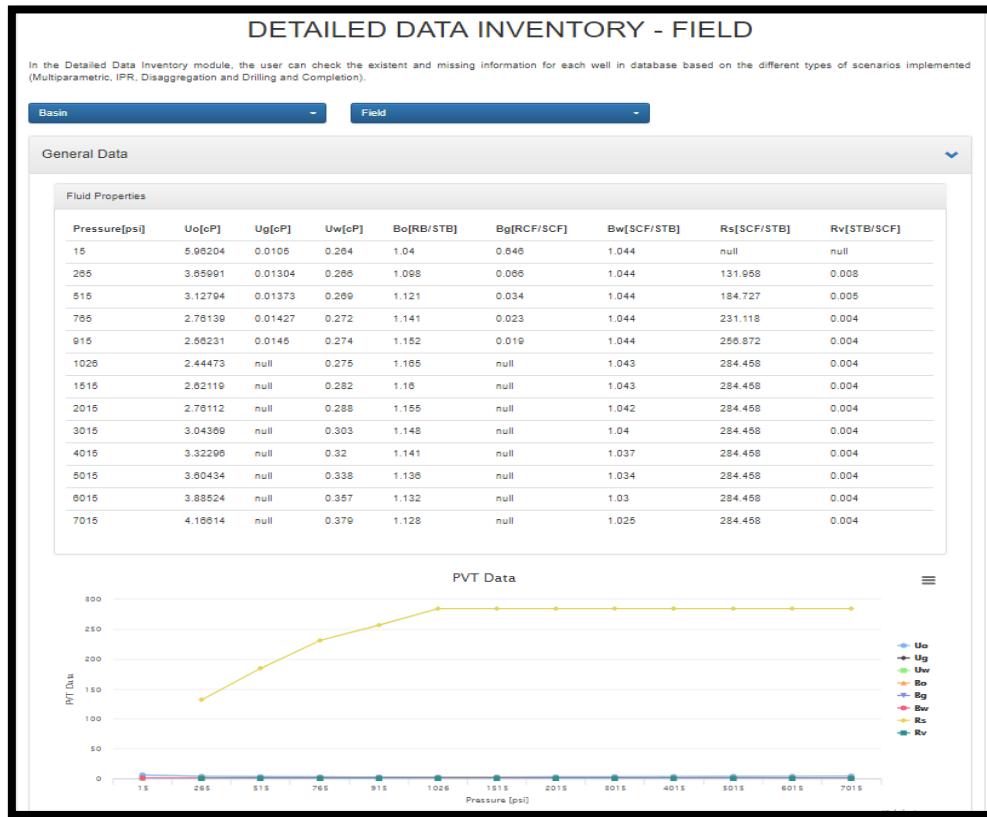


Ilustración 401. Inventario de Datos detallados del campo

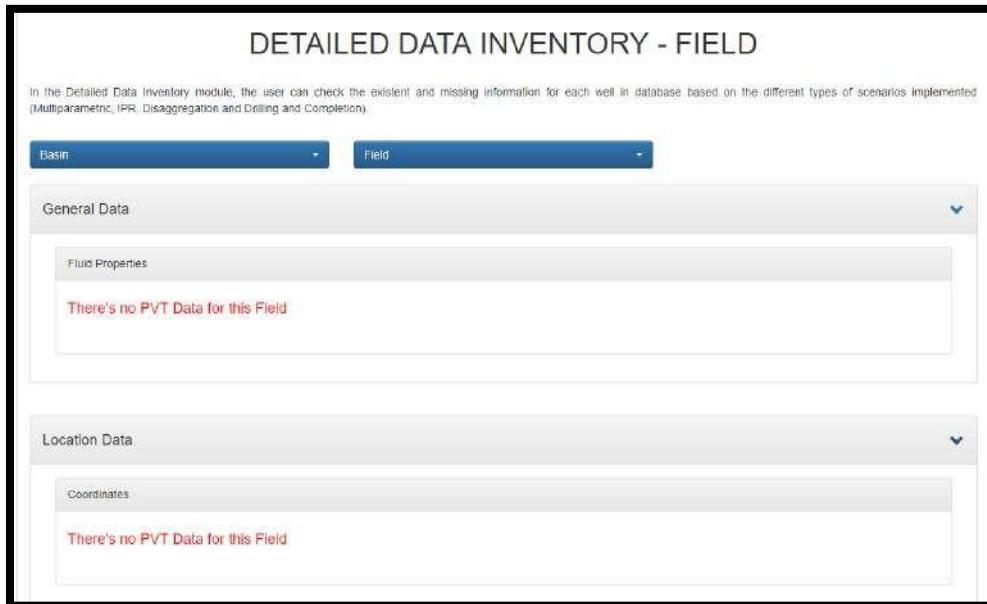


Ilustración 402. Mensaje que indica la falta de información en los campos

Después de escoger la cuenca se puede escoger el campo al cual se le desea ver la información disponible, así se obtendrá lo siguiente: un gráfico de porcentaje información sobre la existencia o no de datos de formación, datos del pozo y datos de caracterización del fluido denotando como **OK** cuando se tiene información suficiente o **Missing Information** cuando falte información y de igual forma se puede ver los datos detalladamente, se tiene un gráfico de porcentaje de datos de formación, un ejemplo se muestra en la Ilustración 403.



Ilustración 403. Inventario de datos del campo seleccionado.

Después de escoger el campo en la parte inferior aparece la opción de escoger el intervalo productor al que se desea conocer la información, al seleccionarlo aparece el porcentaje de datos que existen del intervalo productor y los datos que hay disponibles del intervalo productor, denotando como **OK** cuando se tiene información suficiente o **Missing Information** cuando falte información y de igual forma se puede ver los datos detalladamente, así como se observa en Ilustración 404. Si no existen datos del intervalo productor, aparecerá un mensaje en rojo informando la falta de datos, como se muestra

en la Ilustración 405.

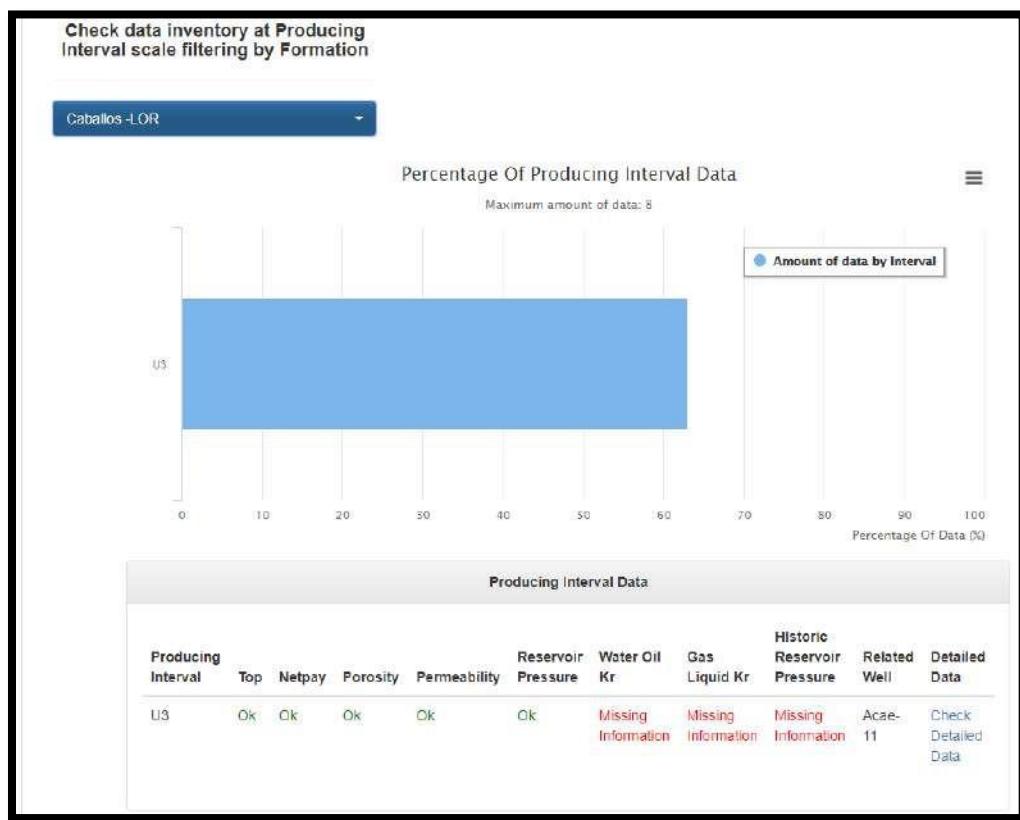


Ilustración 404. Información disponible según intervalo productor seleccionado



Ilustración 405. Mensaje de Error por falta de datos en el intervalo productor seleccionado

7.3 Inventario de Datos según el tipo de análisis (Data Inventory By Analysis Type)

En esta subsección primero se debe seleccionar la cuenca y el campo al que se le desea conocer la información.



Ilustración 406. Interfaz de Data Inventory By Analysis Type

Una vez seleccionado cuenca y campo se mostrarán gráficos estadísticos, tipo torta, que indica el porcentaje de datos que se tienen y también el porcentaje de datos que no se poseen de cada tipo de análisis (IPR, Multiparamétrico, Desagregación y perforación y completamiento), como se observa en la Ilustración 407 y a continuación una lista de los pozos del campo seleccionado con información sobre cuántos datos están completos y cuantos datos no lo están para la realización del análisis, así como se muestra en la Ilustración 408

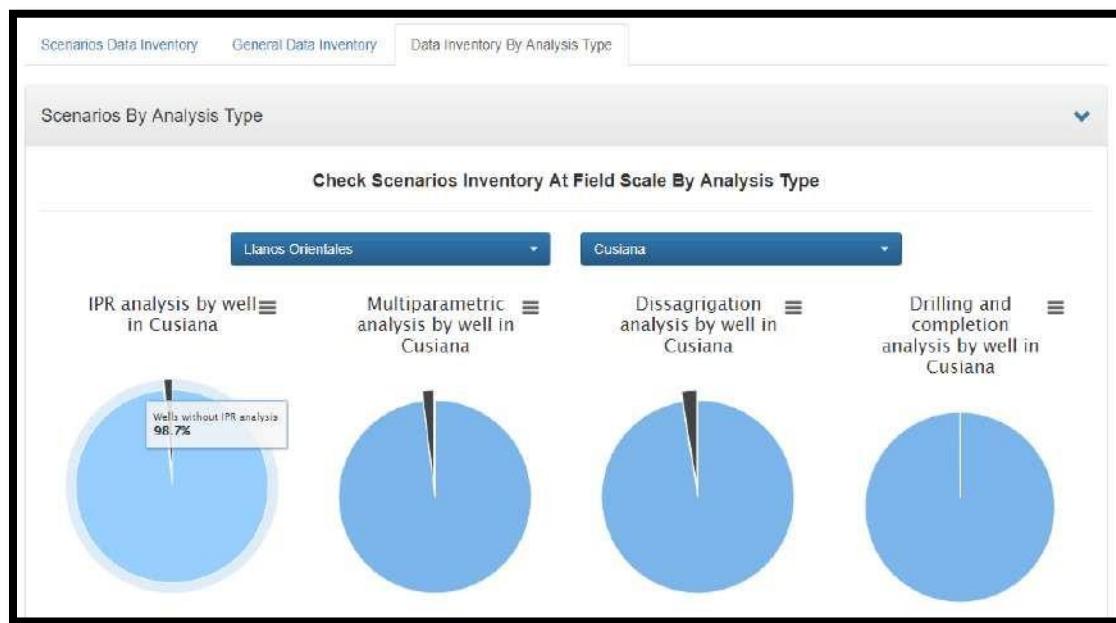


Ilustración 407. Estadísticos tipo torta con porcentajes de datos que se tienen de cada tipo de análisis

Detailed Data By Well				
Well	IPR Analysis	Multiparametric Analysis	Disaggregation Analysis	Drilling And Completion Analysis
BAB2ST1	1 Complete / 4 Incomplete	2 Complete / 3 Incomplete	4 Complete / 1 Incomplete	0 Complete / 0 Incomplete
BAB2W	0 Complete / 0 Incomplete	0 Complete / 0 Incomplete	1 Complete / 2 Incomplete	0 Complete / 0 Incomplete
BAB6	0 Complete / 0 Incomplete	0 Complete / 1 Incomplete	0 Complete / 0 Incomplete	0 Complete / 0 Incomplete
BABA33Z	0 Complete / 0 Incomplete			

Ilustración 408. Datos detallados de la información disponible y completa de pozos, según cada tipo de análisis

8 AYUDA (*Help*)

Para obtener mayor información acerca de las variables utilizadas dentro del aplicativo se selecciona, en la parte superior de la pantalla, la pestaña *Help*.

El menú de ayuda está compuesto de las siguientes secciones:

- Manual de Usuario (*UserManual*)
- Otras descargas (*Other Downloads*)
- Guion Interactivo (*Interactive Guide*)
- Sobre la plataforma (*About*)

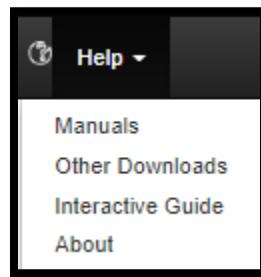


Ilustración 409. menú de ayuda

8.1 Manuales

La sección *Manuals* se compone de 2 subsecciones:

- Manuales de Usuario (*User Manual*). Donde se puede descargar los manuales de usuario de cada tipo de módulo y el manual completo del aplicativo IFDM.
- Documentación de daño de formación. En donde se encuentra documentos descargables con información técnica sobre los tipos de daños de formación que se tratan en el aplicativo

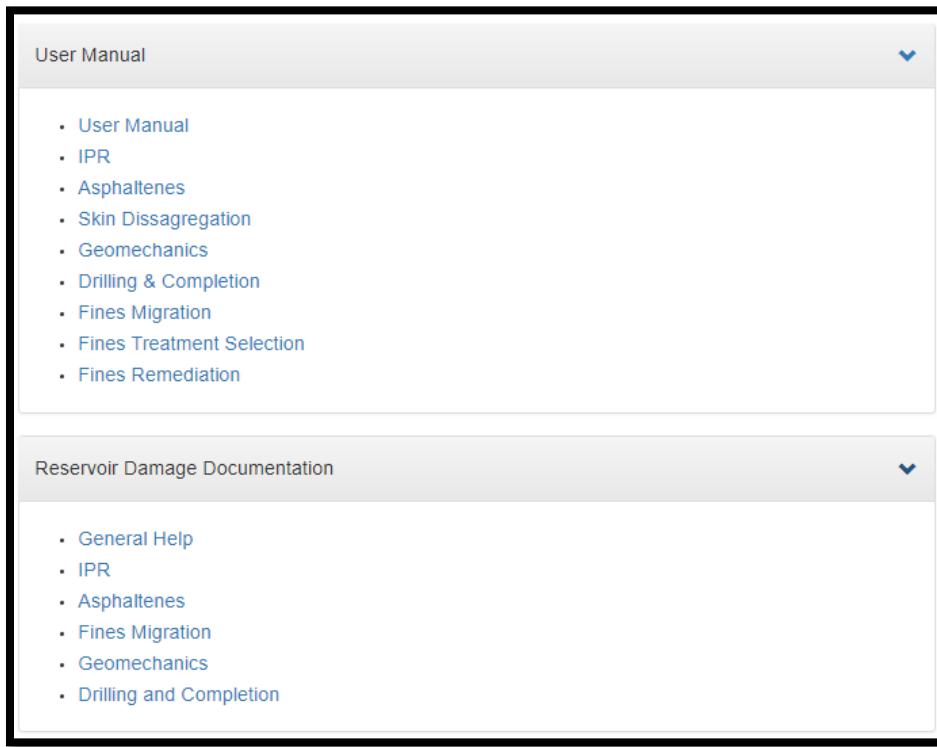


Ilustración 410. Sección *Manuals*

8.2 Otras descargas

La sección *Other Downloads* se divide en tres subsecciones:

- Información de ayuda (*Help Info*). Donde se puede descargar este manual de usuario y encontrar una ayuda general PDF del **Manual de Mejores Prácticas para el Diagnóstico de Daño de Formación**, este documento es un libro con información básica sobre el daño de formación e información técnica de los tipos de análisis que el aplicativo analiza documento, se recomienda leer este documento, y el manual aplicativo para poder ingresar datos correctos y completos que permitan una correcta evaluación del daño.
- La segunda subsección contiene documentos en formato PDF con información del curso de daño de formación dictado en el año 2016 donde se tomaron temas como análisis probabilístico, tipos de daño, flujos de diagnóstico, herramientas, metodologías, simulador molecular, entre otras, además se puede descargar una lista de los participantes del curso

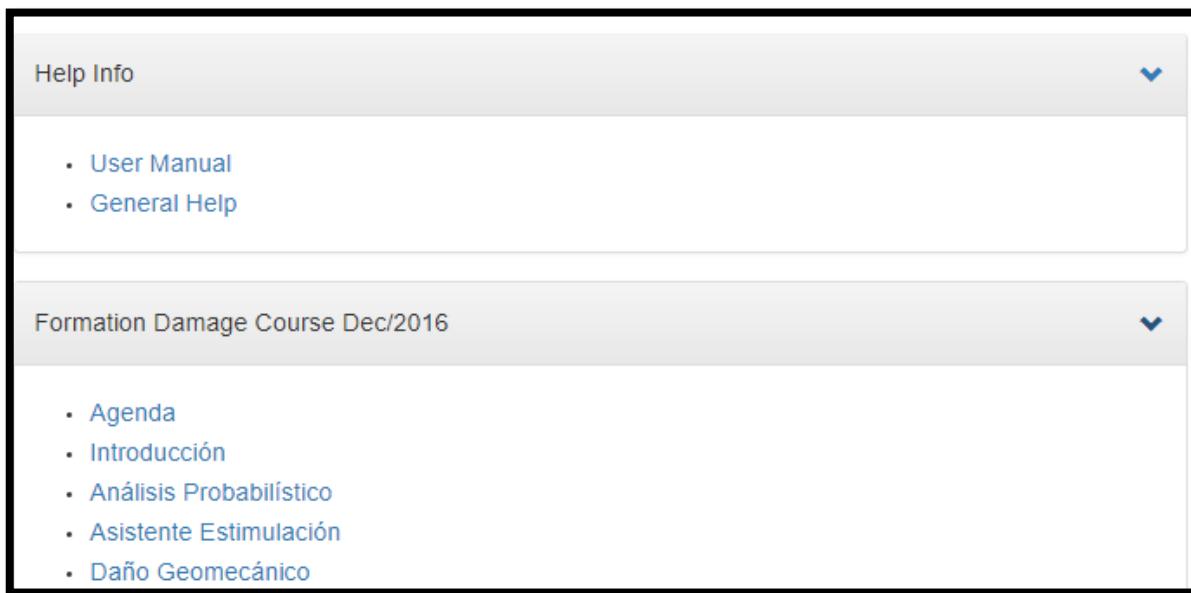


Ilustración 411. Sección Other Downloads

- La última subsección contiene documentos en PDF descargables del curso de daño de formación, específico de IFDM, donde se encuentran diferentes tipos de daño, entre otros temas, además se encuentra una encuesta que se puede realizar para conocer la facilidad del manejo del aplicativo IFDM.



Ilustración 412. Sección de descarga de información del curso de daño de formación de IFDM

8.3 Guion Interactivo

En la sección *Interactive Guide* el usuario encontrará información interactiva sobre los tipos de daño que se trabaja en el aplicativo. Un ejemplo de la interfaz se observa en la siguiente ilustración.

The stress state of a rock formation at any point is represented by three in-situ principal stresses, which are, overburden stress (vertical stress), minimum and maximum horizontal stresses. These are typically non-hydrostatic, and therefore have different magnitudes.

Vertical stress (S_v): It is the stress produced by the rock's weight and the formation fluids that overlie the depth of interest. The S_v magnitude is equivalent to the integration of rock densities from the surface to the depth of interest:

$$S_v = \int_0^z \rho(z)gdz$$

In offshore areas, the water weight must be taken in account:

$$S_v = \rho_w g z_w + \int_{z_w}^z \rho(z)gdz$$

The rock density is usually obtained from density logs.

Horizontal stresses: these are stresses produced in the formation by the presence of the adjacent rock materials to restrict lateral movement caused by overburden stress.

The minimum horizontal stress magnitude is usually determined from fracture tests, such as mini-fracs, leak-off tests, and extended leak-off tests. These tests evaluate fracture initiation and propagation in a rock formation. Some drilling events as ballooning and mud losses could indicate the minimum horizontal stress value.

Ilustración 413. Interfaz sección *Interactive guide*

8.4 Sobre el aplicativo

En la sección *About* se muestra una breve descripción del aplicativo y se muestra los logos de las entidades que colaboraron con la correcta creación de la plataforma IFDM. Así se observa en la siguiente ilustración:

The IFDM has been developed by the Hydrocarbon Reservoir Computational Laboratory of Universidad Nacional de Colombia, with the sponsorship of Ecopetrol Group and the support with the diagnostics specialized tools of Universidad Nacional de Colombia.

Ilustración 414. Interfaz sección *About*

9 LISTA DE SOLICITUDES (*Request*)

En la parte superior de la pantalla de inicio se muestra un botón de lista de solicitudes, las que indican que se espera un cambio en algún escenario creado anteriormente por parte de algún ingeniero o administrador. La siguiente ilustración muestra la pantalla inicial donde aparecerán las solicitudes, las cuales son procesadas por los administradores del aplicativo y quienes podrán realizar los cambios respectivos a los escenarios.

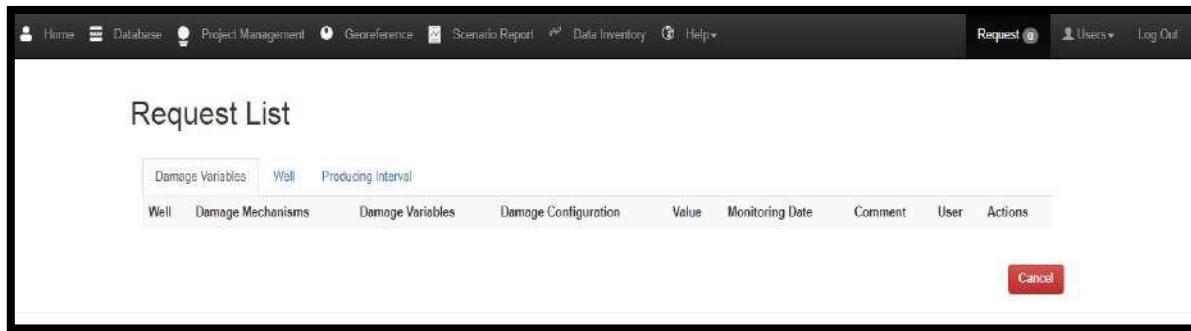


Ilustración 415. Lista de Solicitudes

Una vez que se ingresa a la lista de solicitudes, en la parte superior del administrador del aplicativo podrá ver los ítems que se solicitan modificar, los que están clasificados en tres: variables de daño (*damage variables*), pozo (*well*) e intervalo de producción (*producing interval*) como se puede apreciar en la Ilustración 416.

En el menú *Damage Variables* se pide ingresar el nombre del pozo (*Well*), Mecanismo de daño (*Damage mechanisms*), Variables de daño (*Damage variables*), Configuración de Daño (*Damage Configuration*), Valor (*Value*), día del monitoreo (*Monitoring date*), Comentarios adicionales (*Comment*) y Acciones (*Actions*). Ver Ilustración 415.

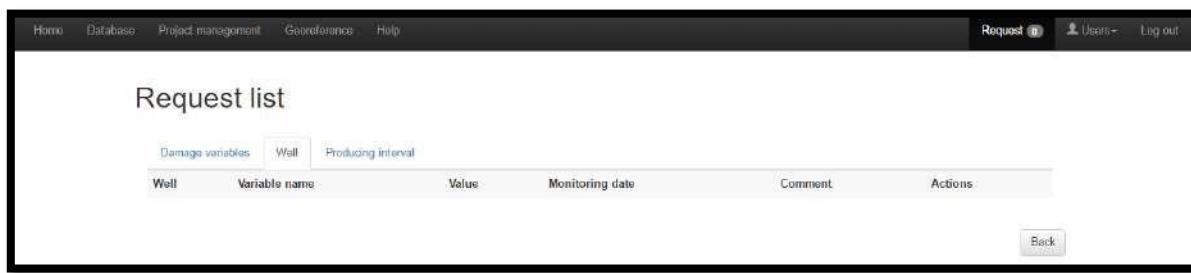


Ilustración 416. Lista de solicitudes, información relacionada con el pozo.

En el menú *Well* se requiere completar la mayor información relacionada con los pozos, como lo son nombre del pozo (*well*), nombre de la variable asociada (*Variable name*), valor de la variable (*Value*), fecha de monitoreo o revisión (*monitoring date*), comentarios (*comment*) y finalmente acciones (*actions*), como se puede apreciar en la Ilustración 416.

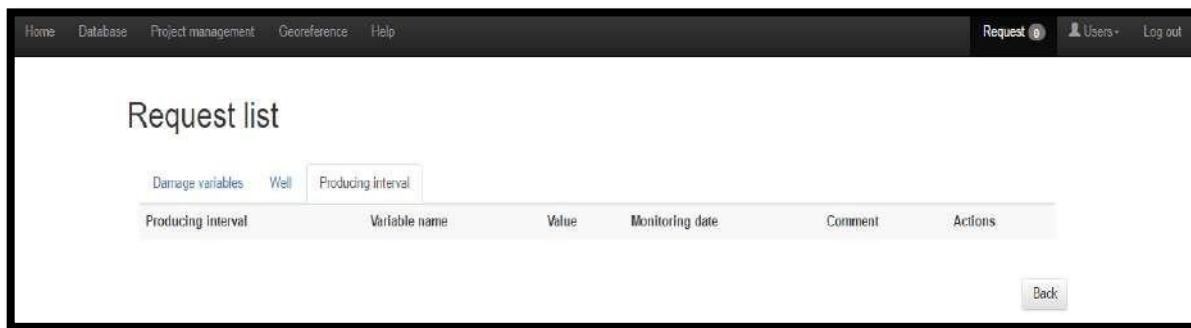


Ilustración 417. Información relacionada con el intervalo de producción, Producing interval

Al seleccionar el botón de intervalo de producción *producing interval*, se encuentra la siguiente información que debe ser completada por el ingeniero a cargo de la solicitud: intervalo de producción (*producing interval*), nombre de la variable (*variable name*), valor (*value*), fecha de monitoreo o revisión (*monitoring date*), comentario (*comment*) por último se encuentra acciones (*actions*), en la Ilustración 417 se encuentra los campos que deben ser diligenciados para poder realizar las modificaciones por parte del ingeniero y administrador.

Para salir de las solicitudes dar clic en el botón de color rojo Cancelar (*Cancel*) el cual lo redirigirá a la pantalla de inicio *home*.



Ilustración 418. Botón que redirigirá a la pantalla de inicio, *Cancel*

10 SALIDA DEL APLICATIVO

Para salir del aplicativo el usuario debe dirigirse al botón *Log out* que se encuentra en la parte superior derecha de la pantalla con el cual se termina la sesión, como se observa en la Ilustración 419; regresando a lo descrito en la sección 2.1 Acceso al sistema, ver Ilustración 420.



Ilustración 419. Opción Log Out para salir del aplicativo



Ilustración 420. Acceso al sistema, al finalizar sección.

11 REFERENCIAS

- [1] T. Fan y J. Wang, «Evaluating Crude Oils by SARA Analysis,» SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium, 2002.
- [2] T. Ahmed, «Reservoir Engineering Handbook,» Gulf Profesional Publishing , 2010.
- [3] C. H. Whitson, «Phase Behavior of Petroleum Reservoir Fluids,» Departaments of Petroleum and Chemical Enginering Tesis, Noruega, 1983.
- [4] C. Rodrigues, «A Dictionary for the Petroleum Industry,» 2011.
- [5] T. Fan y J. Wang, «Evaluating Crude Oils by SARA Analysis,» de SPE/DOE *Improved Oil Recovery Symposium*, Tulsa, Oklahoma, 2002.
- [6] C. Xu y Q. Shi, Structure and Modeling of Complex Petroleum Mixtures, vol. 168, Switzerland: Springer, Cham, 2016.