

**Desarrollar una herramienta software para el modelamiento de pozos con Conificación de Agua y Gas.**

**Brayan David Castaño Acuña  
2100355.**

**Trabajo de Grado para Optar A Titulo  
Ingeniero de Petróleos.**

**Director.  
Ing. Fernando E. Calvete.  
M.S. Ingeniería Informática.**

**Universidad Industrial de Santander  
Facultad Fisicoquímicas  
Escuela de Ingeniería de Petróleos  
Bucaramanga  
2018**

### Agradecimientos.

*Yo Brayan David, primeramente, Doy Gracias al Supremo Creador y Director del Universo, A Dios. Yo agradezco por hacer posible este Proyecto Realidad y su terminación. Dios Gracias por permitirme terminar esta investigación, por la Inspiración en las ecuaciones aquí descritas en desarrollo de este libro. Y superar las adversidades pasadas. Señor gracias por las metas cumplidas.*

*Yo doy Gracias a Mi Madre También por Siempre Apoyarme y Soportarme, por ser Un Gran Mujer quien me dio vida y sustento moral para surgir en esta sociedad y triunfar importante. A ella doy especial gratitud por ser Un Gran Apoyo durante esta Investigación y mi Vida General.*

*Yo Agradezco también a los demás Miembros de Mi Familia Cercana, quienes con sus generosas acciones, apoyaron mi vida por la Universidad y fueron gran apoyo moral para mi mente en Bucaramanga.*

*Yo Agradezco a La Universidad Industrial de Santander UIS, Alma Matter que me recibió en su campus varios años atrás, educo y formo en Bryan una Mejor persona profesional para la sociedad, lleno de ciencia y conocimiento tanto como valores y ética moral de persona Integral.*

*Yo Agradezco La Universidad que me brindo los recursos bibliográficos para consultar y desarrollar esta Investigación y terminarla con Éxito, en Fin, tanto por apoyarme Integralmente en muchos otros aspectos y adversidades de mi vida en este lugar.*

*Yo doy gracias a la Sociedad Colombiana. Los Contribuyentes, que con sus Impuestos Mantiene el Estado para Soportar la Educación Superior de Calidad en este Gran País. Para que Jóvenes dedicados puedan cumplir su Derecho de la Educación y Formarse Profesionales tal cual Sueños para surgir en la sociedad y ser mejores personas. Gracias Colombia por permitirme estudiar en y formarme en Esta Gran Universidad.*

*Yo doy Gracias a La Bucaramanga y Sus Habitantes, Esta Gran Ciudad que me recibió con buenas intenciones en la que Yo he vivido importantes momentos de vida.*

**Contenido**

	<b>Pág.</b>
<i>Introducción</i> .....	20
<i>1. Flujo de fluidos en medios porosos</i> .....	23
<i>1.1 Clasificación de fluidos en medio poroso.</i> .....	23
<i>1.2 Tipos de fluidos</i> .....	24
<i>1.2.1 Fluidos Incompresibles</i> .....	24
<i>1.2.2 Fluidos Pseudo-Compresibles</i> .....	24
<i>1.2.3 Fluido Compresible</i> .....	25
<i>1.3 Régimen de flujo</i> .....	26
<i>1.3.1 Flujo continuo</i> .....	26
<i>1.3.2 Flujo Pseudo-Estable</i> .....	26
<i>1.3.3 Flujo Trasiente</i> .....	27
<i>1.4 Ángulo de buzamiento</i> .....	27
<i>1.5 Geometría de flujo.</i> .....	27
<i>1.5.1 Flujo radial</i> .....	28
<i>1.5.2 Flujo Pseudo-Esférico</i> .....	29
<i>1.5.3 Flujo lineal</i> .....	29
<i>1.5.4 Flujo esférico</i> .....	30
<i>1.6 Fases fluyentes en yacimiento</i> .....	30
<i>1.7 Configuración pozo fluyente en campo</i> .....	31
<i>1.8 Comportamiento de la presión en el yacimiento.</i> .....	32
<i>1.8.1 Yacimiento Cerrado</i> .....	32
<i>1.8.2 Yacimiento Abierto</i> .....	33
<i>1.9 Ecuación de flujo</i> .....	37
<i>1.10 Ley Darcy</i> .....	37
<i>1.11 Ecuación de Darcy</i> .....	40
<i>1.12 Potencial Real del Gas</i> .....	43

<i>1.13 Presión de Referencial AL DATUM.</i> .....	43
<i>1.14 Sistemas de Flujo Continuo</i> .....	44
<i>1.15 Flujo Lineal de un Fluido Incompresible</i> .....	46
<i>1.16 Flujo lineal de un fluido Pseudo-compresible</i> .....	47
<i>1.17 Flujo lineal de fluidos compresibles.</i> .....	47
<i>1.18 Flujo Horizontal Laminar</i> .....	47
<i>1.19 Flujo Lineal Horizontal.</i> .....	49
<i>1.20 Flujo Radial de Fluidos Incompresibles.</i> .....	50
<i>1.21 Flujo Radial Horizontal</i> .....	51
<i>1.22 Flujo Radial de Fluidos Ligeramente Compresibles</i> .....	51
<i>1.23 Flujo Radial de Gases Compresibles.</i> .....	52
<i>1.24 Flujo Horizontal en un Sistema Multifasico</i> .....	54
<i>1.25 Flujo No-Continuo/Transitorio</i> .....	55
<i>1.26 Efecto Skin del daño al Wellbore.</i> .....	57
<i>1.27 Factor de daño Skins.</i> .....	60
<i>1.28 Ecuaciones Básicas</i> .....	61
<i>1.30 Flujo Radial de Fluidos Ligeramente Compresibles.</i> .....	67
<i>1.31 Soluciones para la Ecuación de Difusividad.</i> .....	68
<i>1.32 Yacimiento Cilíndrico Cerrado</i> .....	73
<i>1.33 Yacimiento Cilíndrico Abierto.</i> .....	74
<i>1.34 Comportamiento de Pozo.</i> .....	74
<i>1.35 Estados de Flujo</i> .....	77
<b>2. Conificación de Pozos Petroleros.</b> .....	96
<i>2.1 Diagnostico de conificación de agua usando análisis espectral.</i> .....	106
<i>2.2 Método clásico para análisis de WOR.</i> .....	108
<i>2.3 Análisis espectral de producción de pozos</i> .....	110
<i>2.4 Principios físicos</i> .....	111
<i>2.5 Conificación de gas en pozos de aceite.</i> .....	117
<i>2.6 Conificación de pozos convencionales.</i> .....	123
<i>2.7 Naturaleza del problema.</i> .....	147
<i>2.8 Factores claves.</i> .....	151

2.10 Reparación.....	155
3. Conificación pozos verticales.....	157
3.1 Cálculo del caudal crítico al pozo.....	159
3.2 La correlación Meyer-Gardner.....	162
3.3 Método Chierici-Ciucci.....	165
3.4 Método Hoyland-Papatzacos-Skjaeveland correlación.....	169
3.5 Método Chaney et al.....	171
3.6 Método de Chaperson.....	173
3.7 Método de Schols.....	174
3.8 Tiempo de ruptura en pozos verticales.....	175
3.9 Método de Sobocinski-Cornelius.....	176
3.10 El Método de Bournazel-Jeanson.....	177
3.11 Comportamiento post-ruptura.....	178
3.12 Gráfica de caudales.....	180
3.13 Análisis de curva de declinación.....	182
4. Conificación de pozos horizontales.....	184
4.1 Cálculo del caudal crítico para pozos horizontales.....	186
4.2 Método de Chaperson.....	186
4.3 Método de Effros.....	188
4.4 Método de Karcher.....	188
4.5 Método de Joshi.....	189
4.6 Análisis de declinación en pozos horizontales.....	190
4.7 Tiempo de ruptura en pozos horizontales.....	192
4.8 El método de Ozkan-Raghavan.....	193
4.9 Método de Papatzacos.....	194
4.10 Tiempo de ruptura.....	195
4.11 Consideraciones prácticas.....	197
4.12 Caudal crítico para pozos horizontales con acuíferos de Borde.....	198
5. Curvas de Chan.....	201
6. Fundamentos del modelo propuesto.....	212
6.1 Consideraciones del modelo.....	212

6.2 Variables del modelo. ....	214
7. Estructura del programa.....	216
7.1 Modelo analítico general pozo vertical. ....	216
7.2 Modelo Matemático General para la Saturación de Agua.....	218
7.3 Ecuación General Para La Saturación de Agua al Wellbore.....	218
7.4 Modelo Matemático para la Altura Real del Cono de Agua. ....	219
7.5 Ecuación General del Cono de Agua X3D. ....	220
7.6 Variables en superficie. ....	225
7.8 Pozos horizontales. ....	227
7.9 Descripción de la herramienta ....	233
7.10 Pre-procesamiento.....	235
7.11 Procesamiento.....	237
7.12 Pozo vertical. ....	239
7.13 Post-procesamiento.....	244
8. Caso de estudio. ....	246
8.1 Pozo vertical. ....	247
8.2 Pozo horizontal. ....	263
9. Analisis de Resultados. ....	263
9.1 Modelo de SNY ....	275
9.2 Resultados Obtenidos.....	278
10. Conclusiones.....	304
Referencias bibliográficas .....	315

## Lista de Figuras

	<b>Pág.</b>
<i>Figura 1. Fluido compresibles.....</i>	25
<i>Figura 2. Flujo lineal.....</i>	28
<i>Figura 3. Flujo radial-I.....</i>	28
<i>Figura 4. Flujo esférico-I.....</i>	29
<i>Figura 5. Flujo esférico-II.....</i>	30
<i>Figura 6. Fondo de pozo.....</i>	31
<i>Figura 7. Presión de yacimiento.....</i>	32
<i>Figura 8. Yacimiento cerrado.....</i>	33
<i>Figura 9. Yacimiento abierto.....</i>	34
<i>Figura 10. Flujo trasiente.....</i>	36
<i>Figura 11. Flujo continuo-I.....</i>	45
<i>Figura 12. Flujo continuo-II.....</i>	50
<i>Figura 13. Flujo continuo-III.....</i>	57
<i>Figura 14. Daño de la formación.....</i>	58
<i>Figura 15. Efecto-Skin.....</i>	59
<i>Figura 16. Radio alterado del pozo.....</i>	61
<i>Figura 17. Elemento diferencial.....</i>	63
<i>Figura 18. Volumen de control.....</i>	64
<i>Figura 19. Función exponencial.....</i>	72
<i>Figura 20. Solución línea funete.....</i>	74
<i>Figura 21. Estados de flujo.....</i>	99
<i>Figura 22. Conificacion-I.....</i>	103
<i>Figura 23. Conificacion-II.....</i>	104
<i>Figura 24. Sistema de producción I.....</i>	110
<i>Figura 25. Volumen del Cono.....</i>	127

<i>Figura 26. Estado mecánico de la conificación</i> .....	128
<i>Figura 27. Gradiente de Presión I</i> .....	130
<i>Figura 28. Gradientes de presión-II</i> .....	131
<i>Figura 29. Estado mecánico de la conificación</i> .....	151
<i>Figura 30. Cono de gas</i> .....	162
<i>Figura 31. Cono de agua</i> .....	164
<i>Figura 32. Pozo invadido</i> .....	166
<i>Figura 33. Pozo invadido</i> .....	181
<i>Figura 34. Gráfico de conificación</i> .....	183
<i>Figura 35. Curva de declinación logarítmica</i> .....	191
<i>Figura 36. Balance de materia</i> .....	198
<i>Figura 37. Pozo horizontal –I</i> .....	199
<i>Figura 38. Acuífero lateral-I</i> .....	228
<i>Figura 39. Pozo horizontal –II</i> .....	229
<i>Figura 40. Wellcone</i> .....	253
<i>Figura 41. El problema general de la conificación</i> .....	255
<i>Figura 43. Validación</i> .....	257
<i>Figura 44. Gráfico de la producción</i> .....	257

## Lista de Tablas

	<b>Pág.</b>
<i>Tabla 1. Rango de Compresibilidades del yacimiento.....</i>	25
<i>Tabla 2. Sistemas de unidades.....</i>	42
<i>Tabla 3. Soluciones clásicas de la ecuación de difusividad.....</i>	72
<i>Tabla 4. Características de La Roca-Fluidos-Pozo.....</i>	172
<i>Tabla 5. Coeficientes del tiempo dimensional de ruptura al pozo.....</i>	196
<i>Tabla 6. Coeficientes para el tiempo de adelanto.....</i>	197
<i>Tabla 7. Propiedades de Yacimiento.....</i>	248
<i>Tabla 8. Propiedades de La Roca.....</i>	249
<i>Tabla 9. Propiedades PVT-Aceite.....</i>	249
<i>Tabla 10. Propiedades PVT-Agua.....</i>	249
<i>Tabla 11. Propiedades de Gas-Solución.....</i>	250
<i>Tabla 12. Modelo de Permeabilidades Relativas.....</i>	250
<i>Tabla 13. Propiedades del Acuífero.....</i>	251
<i>Tabla 14. Configuración de tiempo.....</i>	251
<i>Tabla 15. Estado Mecánico Pozo.....</i>	252
<i>Tabla 16. Casos de Estudio Vertical.....</i>	258
<i>Tabla 17. Tabla de caudal constante.....</i>	258
<i>Tabla 18. Resultados obtenidos del software WELLCONE.....</i>	259
<i>Tabla 19. Resultados Obtenidos de simulación Numérica.....</i>	260
<i>Tabla 20. Resultados Obtenidos del software WELLCONE.....</i>	260
<i>Tabla 21. Resultados Obtenidos de simulación Numérica.....</i>	261
<i>Tabla 22. Validación pozo vertical.....</i>	261
<i>Tabla 23. Tabla Resultados Producción Cumulada de Líquidos.....</i>	262
<i>Tabla 24. Propiedades de La Roca Reservorio.....</i>	268
<i>Tabla 25. Propiedades de La Roca Reservorio.....</i>	269
<i>Tabla 26. Propiedades PVT-Aceite.....</i>	269

<i>Tabla 27. Propiedades PVT-AGUA.</i> .....	270
<i>Tabla 28. Propiedades de Gas-Solución.</i> .....	270
<i>Tabla 29. Modelo de Permeabilidades Relativas.</i> .....	270
<i>Tabla 30. Configuración de tiempo.</i> .....	271
<i>Tabla 31. Estado Mecánico Pozo.</i> .....	271
<i>Tabla 32. Casos horizontales. I.</i> .....	272
<i>Tabla 33. Casos horizontales II.</i> .....	273
<i>Tabla 34. Validación Pozo Horizontal.</i> .....	275
<i>Tabla 35. Validación Pozo Horizontal II.</i> .....	277
<i>Tabla 36. Validación General I.</i> .....	278

**Lista de Ecuaciones**

<i>Ecuación 1. Correlación de Meyer &amp; Garder para cono de gas</i> .....	163
<i>Ecuación 2. Correlación de Meyer &amp; Garder para cono de agua</i> .....	164
<i>Ecuación 3. Correlación de Meyer &amp; Garder para cono de gas y agua</i> .....	164
<i>Ecuación 4. Ecuación para la distancia propia al contacto gas/aceite</i> .....	165
<i>Ecuación 5. Ecuación de Chierici &amp; Ciucci para cono de agua</i> .....	167
<i>Ecuación 6. Ecuación de Chierici &amp; Ciucci para cono de Gas</i> .....	167
<i>Ecuación 7. Solución Analítica de Hoyland, Papatzacos, Skjaeveland</i> .....	169
<i>Ecuación 8. Solución Numérica de Hoyland, Papatzacos, Skjaeveland</i> .....	170
<i>Ecuación 9. Caudal Adimensional de Papatzacos</i> .....	170
<i>Ecuación 10. Ecuación de Chaney et al</i> .....	173
<i>Ecuación 11. Correlación de Chaperson</i> .....	174
<i>Ecuación 12. Correlación de Schols</i> .....	174
<i>Ecuación 13. Altura dimensional de cono de agua</i> .....	176
<i>Ecuación 14. Tiempo de ruptura de Sobocinski &amp; Cornelius en pozo vertical</i> .....	176
<i>Ecuación 15. Ecuación de Joshi para <math>Q_{oc}</math></i> .....	177
<i>Ecuación 16. Tiempo de Ruptura de Bournazel &amp; Jeanson</i> .....	178
<i>Ecuación 17. Correlación de Chaperson para cono de agua en pozo horizontal</i> .....	187
<i>Ecuación 18. Correlación de Chaperson para cono de gas en pozo horizontal</i> .....	187
<i>Ecuación 19. Correlación de Efros para pozo horizontal</i> .....	188
<i>Ecuación 20. Correlación de Karcher para pozo horizontal invadido por agua</i> .....	188
<i>Ecuación 21. Correlación de Karcher para pozo horizontal invadido por gas</i> .....	189
<i>Ecuación 22. Correlación de Joshi por cono de agua</i> .....	189
<i>Ecuación 23. Correlación de Joshi por cono de gas</i> .....	189
<i>Ecuación 24. Correlación de Joshi por cono de agua</i> .....	189
<i>Ecuación 25. Correlación Numérica para caudal critico en pozo horizontal</i> .....	190
<i>Ecuación 26. Ecuación del balance de materia para la capa de aceite</i> .....	191
<i>Ecuación 27. Método de Ozkan-Raghavan</i> .....	193
<i>Ecuación 28. Método de Papatzacos para ruptura de agua</i> .....	194

<i>Ecuación 29. Ecuación de densidades relativas.....</i>	<i>195</i>
<i>Ecuación 30. Ecuación de múltiples constantes.....</i>	<i>196</i>
<i>Ecuación 31. Ecuación de la distancia optima al pozo vertical.....</i>	<i>196</i>
<i>Ecuación 32. Caudal crítico para pozo horizontal con acuífero de borde .....</i>	<i>196</i>
<i>Ecuación 33. Caudal crítico para pozo horizontal con acuífero de fondo activo.....</i>	<i>197</i>
<i>Ecuación 34. Ecuación de potencial de flujo.....</i>	<i>216</i>
<i>Ecuación 35. Diferencial de Potencial.....</i>	<i>217</i>
<i>Ecuación 36. Diferencial de elevación potencial .....</i>	<i>217</i>
<i>Ecuación 37. Altura diferencial del cono .....</i>	<i>217</i>
<i>Ecuación 38. Altura máxima del cono.....</i>	<i>217</i>
<i>Ecuación 39. Parámetro corrector de altura beta.....</i>	<i>217</i>
<i>Ecuación 40. Ecuación diferencial para la saturación de agua .....</i>	<i>218</i>
<i>Ecuación 41. Ecuación general de la saturación de agua al tiempo .....</i>	<i>219</i>
<i>Ecuación 42. Ecuación diferencial para la altura del cono.....</i>	<i>219</i>
<i>Ecuación 43. Solución de la ecuación diferencial de altura del cono.....</i>	<i>219</i>
<i>Ecuación 44. Parámetro dimensional de conificación.....</i>	<i>220</i>
<i>Ecuación 45. Ecuación general del cono .....</i>	<i>220</i>
<i>Ecuación 46. Parámetro dimensional alpha .....</i>	<i>220</i>
<i>Ecuación 47. Volumen integral del Cono de agua .....</i>	<i>221</i>
<i>Ecuación 48. Volumen del cono de agua en reservorio .....</i>	<i>221</i>
<i>Ecuación 49. Volumen del cono de agua II.....</i>	<i>221</i>
<i>Ecuación 50. Longitud pozo invadida por agua.....</i>	<i>221</i>
<i>Ecuación 51. Longitud del pozo remanente al aceite.....</i>	<i>221</i>
<i>Ecuación 52. Ecuación diferencial de Darcy.....</i>	<i>222</i>
<i>Ecuación 53. Velocidad diferencial de flujo en reservorio .....</i>	<i>222</i>
<i>Ecuación 54. Velocidad del agua en fondo de pozo .....</i>	<i>222</i>
<i>Ecuación 55. Velocidad del agua con el tiempo.....</i>	<i>223</i>
<i>Ecuación 56. Área del pozo invadida por agua.....</i>	<i>223</i>
<i>Ecuación 57. Caudal diferencial de agua.....</i>	<i>223</i>
<i>Ecuación 58. Caudal de agua en reservorio .....</i>	<i>223</i>
<i>Ecuación 59. Permeabilidad relativa al agua .....</i>	<i>223</i>

<i>Ecuación 60. Permeabilidad relativa al aceite.....</i>	<i>224</i>
<i>Ecuación 61. Flujo fracción del petróleo en reservorio. P63 .....</i>	<i>224</i>
<i>Ecuación 62. Flujo fracción de agua en reservorio P64.....</i>	<i>224</i>
<i>Ecuación 63. Flujo fraccional relativo al agua en la zona invadida .....</i>	<i>224</i>
<i>Ecuación 64. Ecuación del potencial de agua en yacimiento .....</i>	<i>224</i>
<i>Ecuación 65. Ecuación general de producción de aceite en la zona alterada.....</i>	<i>225</i>
<i>Ecuación 66. Ecuación general de producción de agua .....</i>	<i>225</i>
<i>Ecuación 67. Ecuación de caudal total .....</i>	<i>225</i>
<i>Ecuación 68. Corte de agua.....</i>	<i>226</i>
<i>Ecuación 69. Relación agua/petróleo.....</i>	<i>226</i>
<i>Ecuación 70. Petróleo acumulado.....</i>	<i>227</i>
<i>Ecuación 71. Agua acumulada .....</i>	<i>227</i>
<i>Ecuación 72. Modelo Matemático de presión .....</i>	<i>227</i>
<i>Ecuación 73. Modelo de Babu &amp; Odeh para pozo horizontal en Estado Pseudo-Estable.....</i>	<i>229</i>
<i>Ecuación 74. Calculo lnCH.....</i>	<i>230</i>
<i>Ecuación 75. Cálculo Pxyz.....</i>	<i>230</i>
<i>Ecuación 76. Cálculo Pxy.....</i>	<i>230</i>
<i>Ecuación 77. Calculo Py.....</i>	<i>230</i>
<i>Ecuación 78. Calculo Pxy.....</i>	<i>230</i>
<i>Ecuación 79. Cálculo SR .....</i>	<i>230</i>
<i>Ecuación 80. Caudal total Horizontal.....</i>	<i>232</i>

### Glosario.

- Wáter-Coning. Mecanismo de formación de un cono de agua invasivo que asciende verticalmente hacia el pozo para invadir los pinzamientos y taponar la formación con agua, generalmente asociado a un acuífero de fondo como mecanismo de producción de agua.
- Gas-coning. Mecanismo de generación de un nocivo cono de gas compresible, fase arriba del pozo asociado a una capa superior de gas primaria que fluye hacia pozo en turbulencia.
- Wáter-Cresting. Mecanismo de formación de una cresta alargada de agua a lo largo de la longitud perforada de un pozo Horizontal por un elipsoide de producción en fondo.
- Caudal Critico. El Caudal Critico  $Q_{Oc}$  es el máximo flujo volumétrico de aceite que puede ser retirado de la roca productora sin que exista levantamiento de conos invasivos de agua en la región del pozo, este es el caudal óptimo para que no exista producción de agua.
- Tiempo de Ruptura. Breakthrough Time, este es el tiempo para el cual comienza la producción de agua en pozo por un cono invasivo que toca la base de los pinzamientos y rompe en agua inundando el pozo productor. Este es El Tiempo de llegada el agua a pozo.
- WOR. Relación Agua/petróleo medida en superficie volumétrica de producción  $Q_w/Q_o$ .
- Porosidad. El medio poroso de una roca permeable es el espacio de la roca ocupado por los fluidos entre la matriz de los granos de la roca que los almacena, juntos crean túneles capilares microscópicos por lo cual viajan los fluidos de un punto a otro conectados.
- Cono de Agua. Figura Geométrica espacial en forma de Campana Cónica que invade el pozo, en la roca abierta, y dentro de este existe una zona de alta saturación de agua.
- Pinzamientos. Son las perforaciones artificiales inducidas en el pozo completado, estos agujeros son conductos entre el pozo casing, Lodo, cemento y roca alterada a la formación productora de aceite y son cañoneados en el intervalo productor de interés.
- Wellbore. Este es la cara del pozo en la formación expuesta en la región comprendida del fondo del casing que está abierta al flujo de aceite de la roca por los pinzamientos, esta es la vecindad del pozo con la región que comprende la zona alterada del sumidero.
- Sumidero. Punto del espacio donde ocurre desaparición de materia de la roca productora de petróleo en fondo del pozo.
- Sistema Radial. Modelo cilíndrico de condensadas polares.
- Reservorio. Yacimiento de petróleo, roca almacén de aceite que contiene hidrocarburos.
- SNY. Simulación Numérica de Yacimientos, técnica matemática avanzada usada para aproximar comportamiento histórico de producción de un Reservorio de aceite con el tiempo por complejos métodos numéricos y progresiones en un algoritmo computacional eficiente del condigo de una herramienta software de modelamiento de pozos.
- Movilidad. Relación propia del desplazamiento de un fluido respecto de otro.

- WOC. Este es el contacto Agua/Aceite. De la formación productora de fluidos, este es una línea suave continua horizontal que separa las dos fases y tiene la misma presión de ambas partes, el cambio de saturación es abrupto de cada lado de esta superficie plana. Este se encuentra en la zona inferior de aceite bajo los pinzamientos.
- GOC. Este es el contacto Gas/Aceite de la formación productora, separado por la gravedad, la superficie GAS/Aceite se extiende de forma continua y segregada por la gravedad.
- WC. Este es el corte de agua medido en superficie de forma % y es una buena relación de producción para saber la cantidad de agua producida de un pozo o yacimiento.
- Pressure-Drawdown. Es la diferencia de presión que existe en fondo de pozo entre la presión promedio del reservorio en la frontera externa y la presión del sumidero central.
- Botton-Water-Drive. Mecanismo de intrusión de agua de un acuífero de fondo en un reservorio no volumétrico con invasión de fondo que soporta energía natural al yacimiento.
- Pay-zone. Esta es la zona de Interés de la formación productora de aceite. Que es perforada y abierta al flujo de la roca por los pinzamientos, esta zona donde es abierto Hp al flujo de petróleo de roca.
- Waterflooding. Proceso de inundación de agua en una zona de saturación mista.
- Production forecasting. Predicción futura de la producción de fluidos de un pozo productor que retira aceite de la formación productora en la que pertenece.
- Ley Darcy. Ley Fundamental del Flujo de Fluidos Continuos en Medios Porosos.
- Anisotrópico. Yacimiento de espesor y formación variable con propiedades petrofísicas diferentes, en el espacio direccional, generalmente por el índice de anisotropía KV/K.
- Curvas de declinación. Modelos Matemáticos que muestran la declinación de la producción de un pozo por ajuste histórico y simulación compleja.
- Breakthrough: Ruptura de agua invasiva en el pozo.
- Proceso estocástico. Proceso temporal de series de tiempo estables estacionarios.
- Oil Field Application. Aplicaciones de campo, para mejorar la producción de aceite.
- Espesor de aceite. Ho Es la capa abierta al flujo de petróleo neta de la formación geológica.
- Sistema de producción. Es el conducto aquel que tiene la capacidad de retirar, levantar subir, separar y almacenar fluidos desde fondo de pozo hasta la superficie.
- SWI: Saturación de agua Inicial de la formación rocosa almacén del petróleo.
- SOR: Saturación final remanente de aceite en la roca porosa.
- Canal preferencial. Esta es la permeabilidad propia de una fase especifica en flujo de otras fases presentes que caracteriza la movilidad de este fluido en fondo de pozo.
- Canalización. Proceso de digitación cónica del agua a través de los poros interconectados de la roca permeable por la cual fluye agua sobre petróleo.

**RESUMEN.**

**TITULO:** DISEÑO DE UNA HERRAMIENTA SOFTWARE PAA MODELAR POZOS POR CONIFICACION DE AGUA Y GAS.

**AUTOR:** BRAYAN DAVID CASTAÑO ACUÑA.

**PALABRAS CLAVES:** *WOC, GOC, cono de agua, corte de agua, caudal crítico, tiempo de breakthrough, flujo radial, series de tiempo, procesos estocásticos, curvas de Declinación, Presión de fondo, anisotropía, modelo cilíndrico, ley de Darcy, Difusividad, Transmisibilidad. Poro, Roca.*

Para el adecuado entendimiento de los mecanismos de conificación de pozos por agua se contribuye a la investigación del problema programando una herramienta software WELLCONE que modelé este fenómeno de forma apropiada aplicable a pozo y analizar los resultados, determinar mediante el software los problemas que genera la conificación de pozos petroleros en su naturaleza para presentar un procedimiento que evalué la conificación y Simularla.

El software WELLCONE Tendrá la capacidad de interpretar los resultados, identificar el origen de la conificación, calcular caudal crítico el tiempo de breakthrough de fase y tomar decisiones para optimizar el pozo problema con una solución adecuada a su naturaleza para predecir el comportamiento con el tiempo.

Esta Herramienta Software de Ingeniera Plantea desarrollar un Modelo Útil para la Conificación de Pozos Petrolíferos que es un Problema común en la Industria del Petroleo-DownStream y una de las causas principales de daño, mantenimiento y abandono de pozos por invasión de agua de formación agua y gas que obstruyen la zona perforada al pay zone para el flujo de petróleo en fondo de pozo, este software usara correlaciones analíticas sencillas de Ingeniera para Modelar la conificación desde reservorio-fondo-pozo hasta superficie . Esta Herramienta aquí descrita y desarrollada tiene como objetivo ajustar y modelar la conificación de pozos desde yacimiento hasta superficie con la suficiente información Input del estado mecánico del pozo suministrada para generar curvas de tendencia del comportamiento típico de la conificación en fondo de pozo por invasión de Cono de Agua de un Pozo convencional de aceite y fluidos producidos.

---

Proyecto de Grado.

\*facultad Ingeniería Físicoquímica.

\*\*ingeniería de petróleos.

Director: M.S. Fernando. E. Calvete.

## ABSTRACT.

TITLE: DEVELOPMENT OF A NEW COMPUTATIONAL TOOL TO MODEL WELL CONING IN OIL FIELD APPLICATIONS.

AUTHOR: BRAYAN DAVID CASTAÑO ACUÑA.

KEY WORDS: WOC, GOC, *water cone, gas cresting, critical oil rate, Breakthrough time, SNY, Radial Flow, Darcy's Law, time series, bottom well, water Drive, transmissibility, pore space, cone shape, pressure drawdown, beyond well, wellbore, pay zone, anisotropic, gas cap, enhanced, depleted, simulation grid, topside, toward, withdraw, drainage zone.*

To the Suitable Understanding of the physic mechanisms fact in well coning by water drive, I continue the Investigation of the well problem, programing a computing software called Wellcone, what it is able to model currently this phenomenon applied in oil well which rise an upsetting water cone from the base of the wellbore open rock fluids, next analyzed the outputs results to determine the problems of huge water production from the bottom coning by just this software, also it can model the well coning from its dynamic nature, makes trend plots and simulated the cone with good skills for production forecasting.

This Wellcone software is able to simulated the well coning in real time. It works from the source of the problem and makes all the computing needed to get acquaintance the main parameters of this fact in oil industry, my software works with a proper model based in many reservoir computers well known in oil industry.

This Engineer Software Tool aims to develop an useful model for developing of oil wells which is a common problem in oil flied, well coning is a serious complication that impact oil production from a reservoir, it caused damage of many wells by water invasion and gas obstruction in net pay, so the oil will remain stopped into the rock while the water moves to the well, this software will use simple analytical correlations of Engineering to model water coning from reservoir to well head surface where liquids are produced.

Moreover, water is the rulling fluid that overrun the well and limited the oil flow around wellbore, It is a unwanted outcome from a big pressure drawdown to withdraw more bulk in well application,

---

Graduation-Project.

Petroleum Engineering.

Directed by: M.Sc. Fernando. Enrique. Calvette.

Petroleum Engineering School Director.

## Introducción

La conificación por agua y gas ha sido uno de los grandes problemas durante la producción de aceite de yacimiento a superficie por un pozo petrolero, la aparición de la conificación es debida a cambios en los gradientes de presión resultando de la continua producción de un pozo petrolero en el 'pay zone', el gradiente de presión resulta en la elevación de un cono de agua del contacto agua petróleo de fondo hacia el pozo hasta que llega al intervalo cañoneado arriba, el agua irrumpe en la zona de aceite aumentando la producción de agua en superficie, la tendencia natural de agua a conificar es compensada por las fuerzas gravitacionales por lo que el agua tiene un peso específico mayor al del aceite, cuando se altera el equilibrio entre las fuerzas dinámicas la gravedad y el gradiente de presión causado por la producción del pozo supera el caudal crítico general inestabilidad y comienza el avance del agua al pozo lo que conlleva al levantamiento del cono concéntrico al pozo en la zona del completamiento. Una vez el agua conifique el pozo y no se realice trabajo para mitigarlo, la viabilidad económica de este disminuye obligando su cierre por excesiva producción de agua en superficie. De forma similar ocurre con la conificación por gas, cuando la producción continua de aceite y agua reduce la presión del yacimiento una capa de gas libre comienza a formarse o su presencia causa un desequilibrio de fuerzas que provoca que el GOC se deforme en cresta hacia la zona cañoneada del pozo, esta presencia de gas es provocada por el diferencial de densidades y viscosidades de los fluidos luego el gradiente de presión en el gas invade parcialmente la columna de aceite que es más pequeña comparada con el gradiente de presión provocado por la producción de gas.

Conificación de agua en los pozos productores de petróleo es un problema crítico. Una vez que la Canalización de agua se lleva a cabo y la irrupción de agua se produce, el pozo empieza a producir una cantidad cada vez mayor de agua y surgen muchos problemas. Por otra parte, después de producirse el avance, puede ser difícil volver al valor inicial bajo de corte de agua, incluso al Flujo reducida de aceite, debido al cambio irreversible de la relación de movilidad. Por lo tanto, hay una necesidad de controlar la conificación de agua a través de un método adecuado y eficaz. Existen diferentes métodos en la práctica que pueden ser utilizados para controlar Conificación de agua, lo que hace la selección del método más adecuado para un caso específico una tarea incómoda. Este trabajo de investigación presenta una metodología desarrollada utilizando simulador dinámico CMG para seleccionar el método más adecuado para controlar el problema coning agua. Y validar el software desarrollado en esta investigación.

La Conificación de gas o agua en los pozos productores de petróleo es perjudicial, ya que provocan una disminución en la producción de petróleo y un aumento en la relación gas-petróleo o en la producción de agua. Cualquiera de los dos puede ocurrir debido a las altas tasas de producción. Ambos son el resultado de condiciones similares que alteran el equilibrio Estático en Fondo, una aguda deformación del contacto agua/aceite se eleva hacia el pozo, las fuerzas Dinámicas convergen hacia el pozo central y Mantienen el pozo fluyendo tanto el cono levantado.

Este problema causa indeseada invasión de agua en pozo, y descenso de la producción de aceite.

La Producción temprana de Agua es resultado de conificación o digitación de agua cercana al pozo cuando ocurre conificación, Un Cono de Agua Ascende en la dirección vertical en la base del pozo, un cono de agua siempre toma lugar en la base de los pinzamientos. La producción de un pozo causa una caída de presión en pinzamientos que llama agua hacia el pozo Productor.

Este Indeseado Fenómeno causa un descenso en la producción de petróleo y sobre costos por agua.

Las Conificación afecta las permeabilidades relativas de fondo. Altera los pinzamientos y tapa los poros abiertos al petróleo, Este fenómeno es muy común durante la producción de un yacimiento, hacia pozo, su origen primitivo es debido a las fuerzas hidrodinámicas que ocurren en el flujo de fluidos, El Proceso de conificación ocurre verticalmente por la Roca porosa cuando el gradiente de presión supera la fuerza de gravedad, en general cuando el pozo está cercano al contacto agua/aceite, agua se mueve verticalmente causando conificación, si el contacto WOC está lejos y existe producción de agua dinámica, esto es la Digitación y Canalización del agua hacia pozo.

Un pozo productor es puesto a operar con una baja presión de fondo y un gran Caudal de aceite es retirado. La ruptura del agua no tarda en aparecer y una campana de agua que inunda el Wellbore hasta ahogar el Pozo, esto es un serio problema de yacimientos que debe controlarse.

Para Pozos en yacimientos de aceite pesado con acuífero de fondo tratar de frenar la conificación es imposible por la naturaleza del problema. Por tanto, se debe optimizar la producción para producir menos agua. La intrusión de agua al pozo ocurre por canalización de un cono invasivo que tapa los pinzamientos y corta el suministro de petróleo por lo que Este Pozo se Perderá.

Muchos Autores ha estudiado este problema para desarrollar métodos matemáticos del fenómeno.

En Esta Investigación se presenta un nuevo método Analítico para aproximar la conificación.

## 1. Flujo de fluidos en medios porosos

Para estudiar el comportamiento del flujo de fluidos en un sistema pozo-yacimiento es conveniente construir modelos representativos de forma que estos se adapten al fenómeno en cuestión y poder inferir ciertas propiedades claves para mejorar la gestión de la producción, los modelos pueden ser matemáticos, analíticos y numéricos, la mayoría de modelos matemáticos surgen de ecuaciones diferenciales parciales y sus soluciones ajustadas por fronteras Iniciales para que representen el flujo de fluidos del yacimiento hacia el pozo sin embargo esto siempre es un proceso complejo.

Cuando los pozos son abiertos y puestos a producir los fluidos fluyen hacia el pozo, cada instante desde más lejos hasta que se establezca una línea de interferencia entre un pozo y sus vecinos configurándose así el área de drenaje de un pozo y es diferente a todo el sistema yacimiento petrolero general Especifico del Patrón de Flujo propio de cualquier pozo.

### 1.1 Clasificación de flujo de fluidos en medio poroso.

Los sistemas de fluidos en yacimiento se clasifican de acuerdo con el tipo de fluido, los regímenes de flujo, el Angulo de buzamiento, la geometría de flujo, la presión del flujo, El Estado de Flujo, y el número de fases fluyentes. Estos diferentes tipos de clasificación se basan en las propiedades conjuntas del fluido y Los Micro-Canales de la Roca permeable por la cual fluyen las fases continuas, es importante conocer la Naturaleza del flujo y el patrón para formular Un Correcto Modelo Matemático del fluido en cuestión y ajustar la Naturaleza del fenómeno Dinámico.

## 1.2 Tipos de fluidos.

Para identificar los fluidos del yacimiento se toma en cuenta el coeficiente de compresibilidad isotérmica de cada fluido. En base a esto Existen tres tipos de flujo en Reservorio.

- Fluido No-Compresible.
- Fluido Pseudo-Compresible.
- Fluido Compresible.

**1.2.1 Fluidos Incompresibles.** Un fluido incompresible es aquel cuyo volumen no cambia con la presión. Su densidad absoluta mantiene constante al cambio de la presión.

$$\frac{\partial V}{\partial P} \rightarrow 0;$$

Un buen ejemplo de un fluido No Compresible es Agua por su naturaleza.

**1.2.2 Fluidos Pseudo-Compresibles.** Un fluido ligeramente compresible es aquel cuyo cambio de volumen debido a la presión o densidad es bastante reducido, por lo que suelen tener bajos coeficientes de presión y mostrar comportamientos anormales altas presiones.

$$\frac{\partial V}{\partial P} \rightarrow C; \text{ de forma que } C \text{ es un número Real pequeño.}$$

Un fluido Pseudo-compresible típico es el petróleo de yacimiento.

**1.2.3 Fluido Compresible.** Ellos son los fluidos que experimentan un gran cambio de volumen debido a la presión, todos los Gases Naturales se consideran compresibles. Para el caso aproximado del flujo de gas en yacimiento se expresa por la Ley de los Gases Reales ajustado por el factor Z. corrector de compresibilidad por gases reales.

$$\frac{\partial V}{\partial P} \rightarrow -CF(P); C \text{ es un número Real Grande.}$$

$$cg = \frac{1}{P} - \frac{1}{z} * \left( \frac{dz}{dP} \right) \frac{gas}{T};$$

Compresibilidad Isotérmica de Las Fases presentes en Yacimiento.

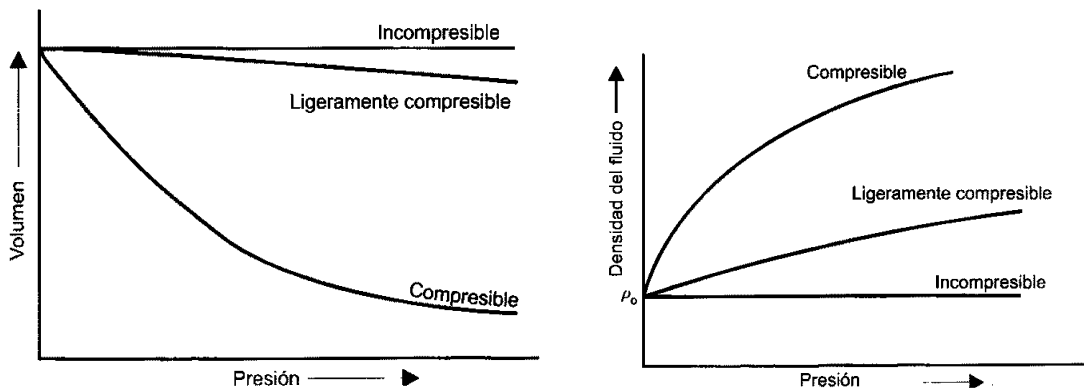


Figura 1. Fluidos compresibles.

Tabla 1. Rango de Compresibilidades para los principales componentes del yacimiento.

COMPONENTE	RANGO DE COMPRESIBILIDAD	COMPRESIBILIDAD TIPICA
$c_g$	$49 \times 10^{-6} - 211 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1} @ 4978 \#$	$200 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$
	$914 \times 10^{-6} - 1266 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1} @ 1000 \#$	
$c_o$	$4.9 \times 10^{-6} - 100 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$	$10 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$
$c_w$	$2.1 \times 10^{-6} - 4.2 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$	$3 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$
$c_f$	$2.8 \times 10^{-6} - 10 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$	$5 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$

### 1.3 Régimen de flujo

Los fluidos que fluyen en yacimiento se pueden clasificar por tres Estados de Flujo diferentes.

**1.3.1 Flujo continuo.** Este régimen de flujo continuo existe cuando en cada sección transversal a la dirección de flujo la densidad es constante en el tiempo, es decir no existe cambios de presión ni de velocidad del fluido con el tiempo.

$$\frac{\partial P}{\partial t} = 0;$$

En General el comportamiento del estado estable en flujo continuo es adecuado cuando el tiempo de re-adaptación es pequeño comparado al tiempo transcurrido entre variaciones grandes del caudal de flujo, también para enormes yacimientos extenso con acuíferos de fondos activos que llegan a mantener la presión constante por la frontera total.

**1.3.2 Flujo Pseudo-Estable.** El flujo Pseudo-Continuo existe cuando la presión declina linealmente con el tiempo en cualquier posición del yacimiento. En flujo variable la declinación de la presión es directamente proporcional a la tasa de producción del yacimiento e inversamente proporcional al volumen de drenaje, en este tipo de régimen la presión declina siempre constante a medida que transcurre el tiempo.

$$\frac{\partial P}{\partial t} = Const;$$

**1.3.3 Flujo Trasiente:** El flujo estado Transitorio es una manifestación breve de la presión del yacimiento conforme un pozo es puesto a producción, la presión del reservorio varía con el tiempo de forma No-Continua Inestable. Este comportamiento de flujo es particular de sistemas radiales donde el yacimiento actúa Infinito y de gran extensión.

$$\frac{\partial P}{\partial t} = F(t);$$

El cambio de presión para este estado de flujo es una función variable con el tiempo inestable No-Continuo de naturaleza transitoria y declina rápidamente en yacimiento.

#### 1.4 Ángulo de buzamiento

Cuando el Angulo de buzamiento es cero, se tiene un flujo horizontal y por tanto la fuerza de gravedad no será significativa en el movimiento de fluido en el yacimiento. Si el fluido no es horizontal entonces se debe considerar el gradiente de gravedad al termino gravitacional del flujo. Cuando el Angulo buzamiento es mayor que  $5^\circ$  se debe incluir en los cálculos continuos.

#### 1.5 Geometría de flujo.

Con base en la forma como los fluidos se mueven en los canales de la roca del yacimiento se han identificado patrones geométricos del movimiento clásico de estos fluidos en la roca obedece 4 configuraciones distintas de dirección de flujo.

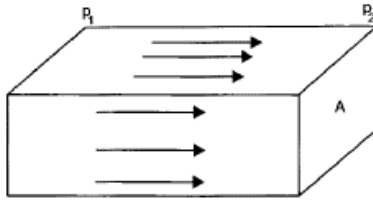
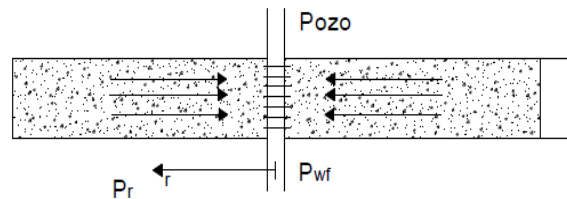


Figura 2. Flujo lineal.

**1.5.1 Flujo radial.** Este flujo se obtiene especialmente cuando las líneas de flujo son rectas y convergen todas al pozo en sumidero de forma radial en un sistema circular. La sección transversal expuesta al flujo disminuye a medida que se acerca al centro. Las Líneas Convergen al centro.



FLUJO RADIAL

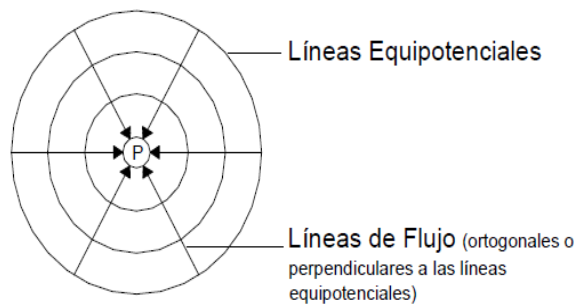


Figura 3. Flujo radial-I.

**1.5.2 Flujo Pseudo-Esférico.** Para Pozos que son perforados parciales en la formación productora no exponen todo su intervalo a la roca pay zone\* por lo que un tipo especial de flujo se presenta de forma radial tridimensional cóncava, donde las líneas de flujo convergen hacia un centro común formando una sección de casquete semiesférico.

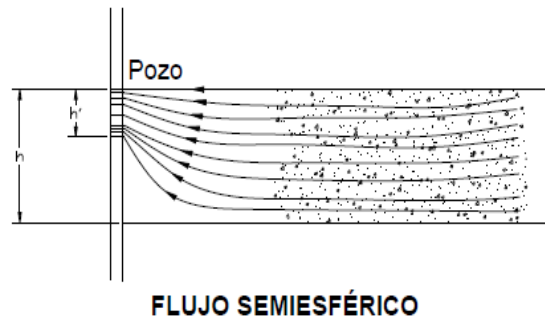
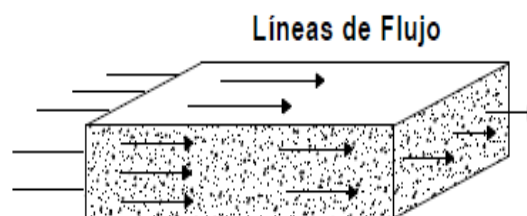


Figura 4. Flujo esférico-I

**1.5.3 Flujo lineal.** Para este caso las Líneas de Flujo son Paralelas y el flujo fluye en una sola dirección y el plano transversal al flujo es constante, un ejemplo típico de flujo lineal es el flujo en fracturas hidráulicas verticales extensos.

Esta configuración de flujo es particular en largas fallas y planos de fracturas lineales que se extienden por el yacimiento. Las líneas vectoriales son paralelas entre ellas.

Flujo lineal



**1.5.4 Flujo esférico.** Este flujo particular geométrico se presenta cuando hay pozos perforado al centro de la roca productora y su espesor relativo completado es pequeño por lo que existe una gran convergencia de todas las líneas de flujo radial deformadas en casquete esférico hacia la zona abierta del pozo y convergen en superficies potenciales esféricas al pozo. El campo vectorial fluye con la regla del cuadrado inverso espacial.

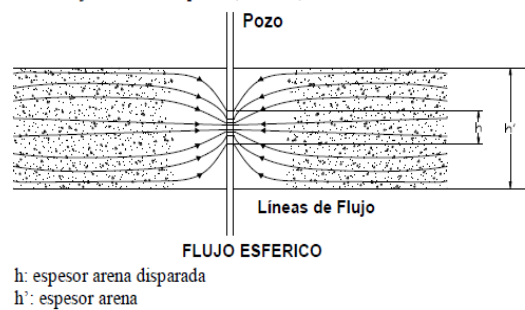


Figura 5. Flujo esférico-II.

### 1.6 Fases fluyentes en yacimiento.

El flujo de fluidos en yacimientos rara vez es Monofásico, siempre es asociado al movimiento simultáneo de varias fases que viajan paralelas por la Roca permeable que los almacena. Cuando una fase fluye por una roca Mojada simultánea cada una de ellas sigue un camino tortuoso, los canales están saturados por una fracción residual de agua, el resto del volumen lo ocupa la fase aceite que fluye por los poros conectados con una Permeabilidad Propia de Fase.

Por lo que según el número de fases fluyendo los modelos de fluidos se clasifican.

- MONOFÁSICO X1 fase fluyendo.
- BIFÁSICO. X2 Fases fluyendo.
- MULTIFÁSICO. X3 O Más Fases.

El flujo de una sola fase ocurre cuando solo existe movimiento de un fluido en el medio poroso en presencia de una fase inmóvil, la permeabilidad efectiva al flujo será absoluta, sin movimiento de otras fases. Sin embargo, a menudo se mueven varios fluidos a la vez por lo que existirá flujo multifase y la expresión matemática se hace compleja y es necesario tomar en cuenta los conceptos de permeabilidad relativa de la roca, mojabilidad, presión capilar, buzamiento y viscosidades para determinar la cantidad de cada fase particular que fluye en cada punto de fondo.

### 1.7 Configuración pozo fluyente en campo.

Un Pozo Productor típico es puesto a producir de la siguientes dos formas Generales.

- $Q_{well}$  constante &  $P_{well} = f(t)$ ;
- $P_{well}$  constante &  $Q_{well} = f(t)$ ;

Por tanto, un pozo cualquiera es operado principalmente por estas dos variables Generales al tiempo, una opción es mantener constante el caudal del pozo y hacer que la Presión de fondo varié conforme pasa el tiempo, se producen los fluidos al vaciamiento del reservorio. La otra Opción es mantener una Presión de pozo constante y dejar que el caudal varié al tiempo usualmente tiende a disminuir de forma exponencial al decaer de la presión en una declinación típica.

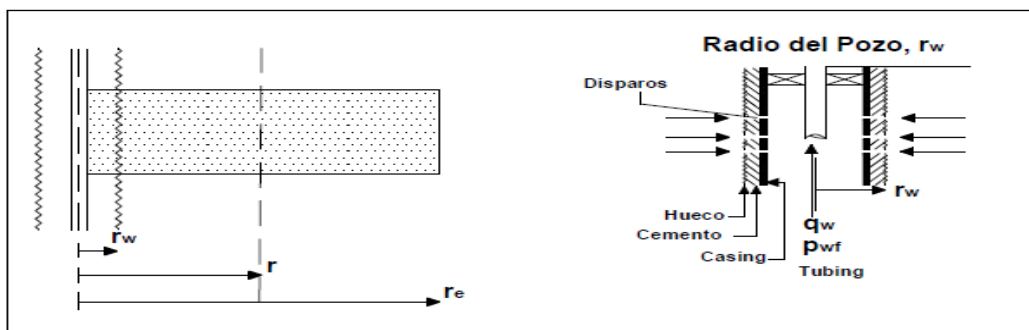


Figura 6. Fondo de pozo.

### 1.8 Comportamiento de la presión en el yacimiento.

Según sea la configuración pozo-reservorio, la forma en que es puesto a producir y la presión en la frontera externa Los pozos Convencionales responde de algunas formas particulares ante la presión de fondo fluyente y el vaciamiento transitorio.

#### 1.8.1 Yacimiento Cerrado.

Yacimiento volumétrico con frontera de No Flujo.

$$\left(\frac{\partial P}{\partial r}\right)_{r_e} = 0; \text{ No Existe flujo externo al yacimiento.}$$

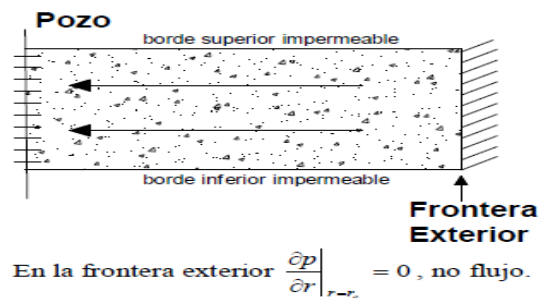
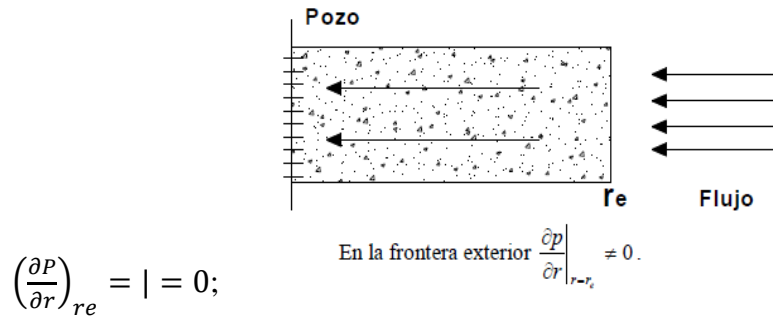


Figura 7. Presión de yacimiento

Para este tipo de yacimiento el cambio de Presión al radio externo es nulo por lo que no existe flujo allí. Por lo que la presión para  $r_e$  es similar  $P_{-re+1}$ .

### 1.8.2 Yacimiento Abierto.

Yacimiento No-Volumétrico con Flujo en la frontera externa por intrusión de agua o algún tipo de mecanismo de empuje por recuperación secundaria.



Pozos en campos con empuje hidráulico activo son buenos ejemplos de yacimientos abiertos donde la presión se mantiene por la entrada de flujo es abierto al reservorio.

El flujo de fluidos en un solo pozo productor es visto mejor por un modelo analítico volumétrico Radial-Cilíndrico X2D y se considera un pozo productor típico en el centro de un yacimiento circular con flujo radial Pseudo Compresible en Medio homogéneo/Isotrópico de porosidad constante con un pozo que produce a un caudal  $Q_o$  desde un yacimiento cerrado.

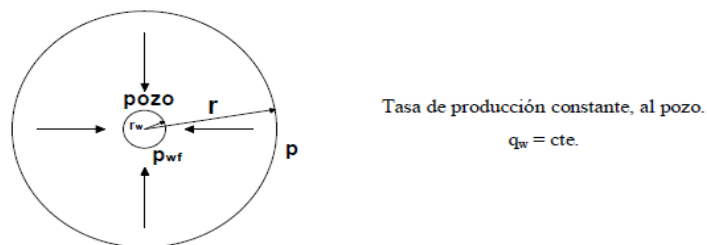


Figura 8. Yacimiento cerrado

Para este yacimiento circular cerrado y caudal constante la variación típica de la Presión al tiempo y el radio es.  $P(r,t) = P_{wf}(r,t) = P_R(r,z,t).$

Al transcurrir un tiempo  $t_1$  La perturbacion de Presion en yacimiento alcanza un radio  $r_1 \in r_e$ . los fluidos se mueven hacia el pozo, tras  $r_1$  no hay flujo de fluidos y por tanto la presion en el yacimientos desde  $r_1$  hasta  $r_e$  es la misma  $P_i$  por tanto No Existe flujo atrás del primer radio  $r_1$  contactado al tiempo  $t_1$ . Mientras que delante  $r_1$  los fluidos son arrastrados por El Sumidero.

Al tiempo  $t_2 > t_1$ , la pertrubacion alcza ahora el radio  $r_2 < r_e$ , ahora un mayor volumen del yacimiento esta bajo influencia de la produccion del pozo. La presion ha desendido pero sin alcanzar el limite externo aun dentro de  $A_e$ .

Para un tiempo mayor  $t_3$ , todo el yacimiento esta ahora bajo la influencia del pozo productor, la pertrubacion de presion ha alcanzado  $r_e$ , el fujo ocurre desde esta distancia hasta el radio de pozo  $r_w$ , siendo un yacimiento cerrado mas alla de  $r_e$  no existe flujo y el cambio de presion es 0.

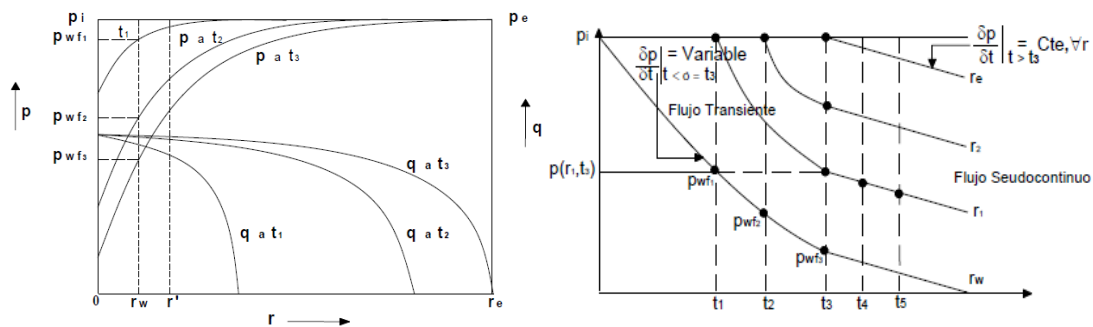
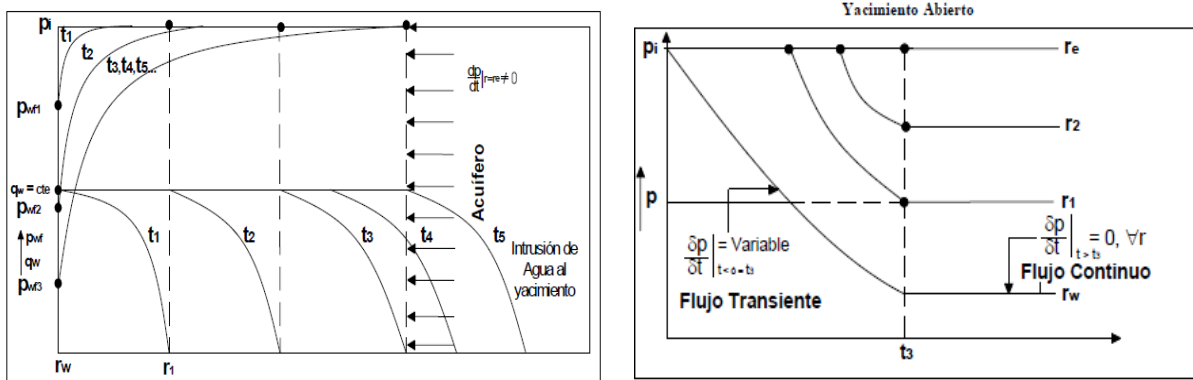


Figura 9. Yacimiento abierto.

Para  $t_3$ , ha existido siempre **flujo transiente**  $dP/dt = F(t)$  - variable en todo radio, despues de  $t_3$  el flujo se hace Pseudo-Continuo de Estado Pseudo-Estable y la declinacion cuntinua en forma  $(dP/dt)=const$ , para todo  $r_i < r_e$ .

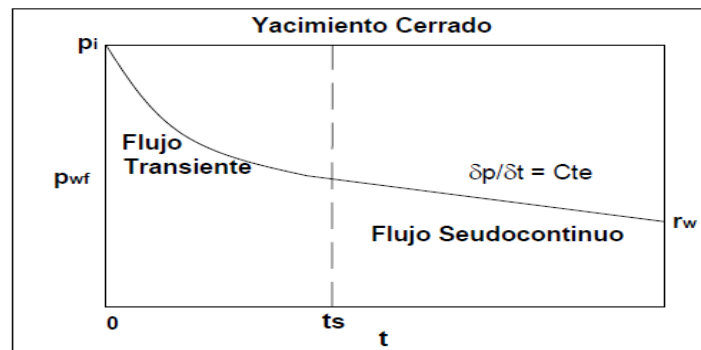
Para un yacimiento circular abierto con Caudal de Produccion Constante al pozo, la presion al area de drenaje se comporta De forma tal que los pozos tienen comportamientos similares ante la respuesta de la presion en el yacimiento dependiendo de la configuracion geometria de este y la

caída de presión al sumidero. Después de un tiempo  $t_3$ , la producción del pozo alcanza todo  $A_e$ , ahora inicia una nueva etapa de pozo cuando el borde externo es soportado por la entrada de otro fluido que mantiene la presión en  $r_e$ , el yacimiento se considera continuo.



*Flujo de Fluidos en Medios Porosos Yacimiento Continuo.*

Para yacimientos cerrados con frontera de NO-Flujo su presión al tiempo se comporta de la siguiente forma. Típica.



*Flujo de Fluido en medios Porosos yacimiento cerrado.*

Para yacimiento circular abierto con fuente externa de Presión y flujo al límite su comportamiento de la presión con el tiempo sigue la siguiente patrón característico.

Los pozos son abiertos al flujo y su presión de fondo se transmite al resto del yacimiento que contiene el pozo drenando aceite de la Roca por un embudo de presión de una bomba mecánica.

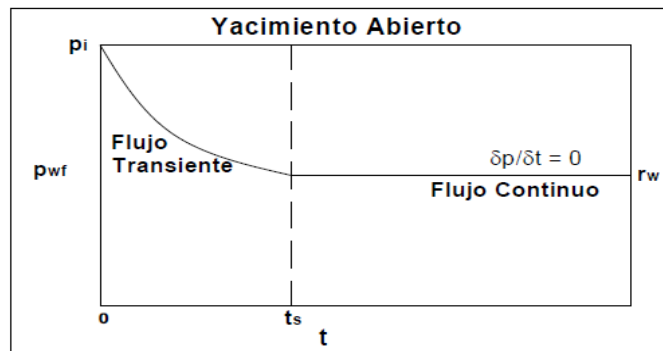


Figura 10. Flujo Transiente.

Tss. Siendo  $t_s$  el tiempo de estabilización al cual el flujo cambia de estado transiente fin.

Para un Pozo Ubicado en un Yacimiento Circular Cilíndrico  $A_e$ , es puesto a producción la variación del caudal es función directa de la caída de presión en reservorio. Inicialmente el pozo produce un caudal variable a presión de fondo constante, si el caudal de producción es mayor rápidamente la presión del yacimiento cae y se expande por todo el sistema causando el flujo de fluidos hacia el pozo al tiempo que para cualquier radio del pozo la presión ha disminuido un DP conforme el tiempo avanza, llegará un momento en que la caída de presión alcanza la frontera externa del reservorio, lo que es el tiempo que toma el transiente de presión en alcanzar la frontera externa y dependiendo del tipo de frontera al pozo entra en flujo continuo o flujo pseudo-continuo al caso sea la respuesta de presión en el sistema General.

Es bien sabido que el movimiento de fluidos en rocas de subsuelo es motivado principalmente por el diferencial de presión existente, por tanto el perfil de presión en yacimiento que genera un pozo productor  $A_e$ , depende del sistema conjunto pozo-reservorio y el tipo de Estado de flujo fluyendo, si la presión es la misma en dos puntos diferentes del reservorio no existirá movimiento y su velocidad lineal de flujo será nula al igual que el caudal total será '0' sin fuerzas dinámicas.

El Flujo Continuo de Las Fases Presentes en reservorio debe ser estudiado por un modelo de permeabilidad Relativas propio de cada reservorio, junto con la mojabilidad relativa de la roca.

### 1.9 Ecuacion de flujo

Las Ecuaciones que son utilizadas para modelar el flujo de fluidos en medios porosos de un yacimiento pueden tomar muchas formas según el numero de variables presentes y fases moviendose. En general se puede desarrollar cambiando la ecuacion de Difusividad con la ecuacion de balance de materiales y las ecuaciones de estado, la ecuacion de transporte para Obtener asi La Ecuacion General De Continuidad. Mas todas estas tienen en comun que parten de la Ley de Darcy para Medios Continuos, una conductividad hidraulica es desarrollada.

### 1.10 Ley Darcy

La Ley Fundamental que Rige el flujo de fluidos en medios porosos es la Ley Empirica desarrollada por Henry Darcy 1856. Su expresion matematica establece que la velocidad de un fluido continuo homogéneo en un medio poroso es proporcional al gradiente de presión & inversamente proporcional a la viscosidad del fluido.

Para un sistema lineal horizontal la ecuacion basica es  $v = \frac{Q}{A} = \frac{K}{\mu} \frac{\partial P}{\partial x}$ ;

La investigacion de Darcy fue el primer trabajo que se hizo sobre flujo de fluidos en medios porosos y consistió en conocer que tan grande debería ser un filtro de cilindro de arena consolidada para que a través de este pudiese fluir agua para sus requerimientos de labor

encargados en la reconstrucción del sistema de Acueducto de La Ciudad Francesa de Dijon. 1856. Su trabajo allí le permitió formular una buena ecuación práctica útil para los fluidos en subsuelo. Variando  $L$ , y  $dL$ , Darcy midió la velocidad, luego estableció la siguiente expresión práctica.

$$v = \frac{K \Delta P}{\mu \Delta L};$$

Siendo  $K$  una constante que dependía del tipo de empaquetamiento del flito usado, por lo que Darcy pudo descubrir que  $K$  era una propiedad que dependía del material por el cual pasaba el fluido, las paredes del medio poroso por lo que extendió su aplicación y fue llamada conductividad hidráulica del material poroso.

Inicialmente los experimentos de filtros empacados de arena de Darcy fueron en posición vertical y solo con agua como único fluido a través por lo que no pudo considerar el comportamiento con otros fluidos, más tarde su expresión práctica fue expandida para fluidos que pasan por un gradiente de presión diferente a la gravedad.

De acuerdo con la investigación el efecto del filtro en posición inclinada se obtuvo que la presión hidráulica total ' $pg_h$ ' es igual a la suma de la presión de flujo más la presión hidráulica por la elevación con respecto al nivel de referencia dado por la gravedad y el marco general establecido. Presión hidrostática + presión hidráulica.

$$P = pgh - pgZ;$$

Reacomodar términos lleva.

$$h = \frac{P}{pg} + Z;$$

Se encontró que la presión total sobre el fluido en poro es la suma de la presión total más la presión hidráulica. Mucho más práctica que el simple filtro vertical de Darcy.

Es bien sabido que los fluidos se mueven en un medio de mayor a menor presión motivados por un gradiente de presión al espacio, si se tuviera un cilindro alargado con ambos extremos a la misma presión igual se observa el movimiento del flujo motivado por la fuerza de gravedad o energía potencial del fluido.

Para un sistema radial el área de la sección trasversal al flujo viene dada de forma  $2\pi r h$ , por tanto a medida que el fluido se acerca al centro del radio el área transversal se hace menor.

La ley Darcy es aplicable solo si se cumplen las siguientes condiciones.

- Flujo laminar,  $RE < 2000$ .
- Flujo continuo.
- Flujo de fluido incompresibles.
- Formación homogénea.
- Flujo monofásico solo una fase en movimiento.
- No existe reacciones químicas o físicas entre la roca/fluidos.

Darcy involucra las tres fuerzas presentes en los reservorios de aceite, en una ecuación sencilla.

Para flujo turbulento que se produce a altas velocidades, el gradiente de presión aumenta en mayor proporción que la tasa de flujo por lo que aplicar simplemente la Ley Darcy conduce a cálculos erróneos.

La ecuación es llamada potencial de flujo a un punto cualquiera en la trayectoria de flujo.

$$\varphi = \frac{p}{\rho} + gZ ;$$

La Funcion potencial es el trabajo requerido por un proceso sea sin friccion para transportar una unidad de masa de un fluido de un estado en condiciones 'std' a otro a presion diferente y surge de la expresion anterior.

$$\varphi = \int \frac{dP}{\rho} + gZ;$$

De una forma mas general la ecuacion diferencial del potencial de un fluido en reservorio es.

$$\nabla\varphi = \int \frac{dP}{\rho} + g(z1 - z0);$$

Asi que el fujo entre dos puntos esta gobernado por el diferencial de potenciales entre esos dos puntos en la trayectoria de fluidos respecto a una posicion estatica.

El potencial para un fluido incomprensible densidad constante surge.

$$\Delta\varphi = \frac{dP}{\rho} + g dZ;$$

### 1.11 Ecuación de Darcy.

Darcy baso sus experimentos en un filtro vertical con agua. Para fluidos diferentes Agua se obtiene.

$$v = \frac{Kp}{u} \frac{\Delta\varphi}{\Delta L};$$

Esta es la ecuacion generalizada de Darcy para cualquier fluido en cualquier inclinacion de la arena almacen bajo un gradiente de presion variable.

La ecuacion anterior se puede expandir a la correcta definicion de la funcion potencial para el fluido que viaja en la roca.

$$v = \frac{Kp}{u} \frac{\partial\varphi}{\partial L} = \frac{Kp}{u} \frac{d}{dl} \left( \frac{P}{\rho} + g * Z \right);$$

Por lo que se deduce la ecuación diferencial de Darcy para un fluido aceite en un yacimiento particular.

$$V_o = \frac{K_o}{\mu_o} \nabla \phi;$$

Darcy encontró una constante de proporcionalidad  $K$  la cual observó que era directamente dependiente de las propiedades del medio poroso empacado por el cual viaja, y es la conductividad hidráulica del reservorio que permite movimiento.

$K$ : conductividad hidráulica de la formación geológica almacén de petróleo.  $K(\text{md})$ .

Por análisis dimensional se puede concluir que la permeabilidad  $K \{ \text{mD} \}$  tiene unidades de longitud al cuadrado.  $L^2$ .

Para poder aplicar con éxito la ecuación diferencial de Darcy se debe tener especial cuidado en la convención de signos, para caso de flujo lineal en la dirección de flujo disminuye el potencial, mientras que la longitud o distancia  $L$  de flujo aumenta, lo cual indica que al integrar el diferencial de flujo se obtiene un signo negativo, por lo que la ecuación de la velocidad para flujo lineal deberá haber un signo (-) por ajuste.

En flujo radial  $r$  aumenta en la dirección contraria al flujo de la misma manera que la función potencial, entonces en la dirección de flujo el potencial disminuye al igual que lo hace el radio y por tanto el gradiente de flujo radial tendrá un signo (+) convencional.

Para flujo lineal el caudal  $Q_o$  se asume constante en cualquier sección transversal de la trayectoria de flujo, pero con el flujo radial es diferente debido que las secciones de área transversal al flujo disminuyen cuando se acerca al pozo por tanto las velocidades incrementan conforme se acerca al sumidero centro.

Sistema de unidades para la permeabilidad.

Tabla 2. *Sistemas de unidades*

PARÁMETRO	U. DE CAMPO	U. DARCY	UNIDADES CGS
longitud	pies	cm	cm
masa	lbm	grm	grm
tiempo	h	seg	seg
velocidad	pie/seg	cm/seg	cm/seg
tasa	Stb/d ( <i>líquido</i> ) Mscf/d ( <i>gas</i> )	cm <sup>3</sup> /seg	cm <sup>3</sup> /seg
presión	psia	atm	dinas/cm <sup>2</sup>
densidad	lbm/pie <sup>3</sup>	grm/cm <sup>3</sup>	grm/cm <sup>3</sup>
viscosidad	cp	cp	grm/cm-seg ( <i>poise</i> )
permeabilidad	md	darcy	cm <sup>2</sup>

La ecuación de Darcy en unidades adecuadas de campo ajustada por parámetro correcto.

$$v = -1,13E - 3 * \frac{Kp \Delta\phi}{u \Delta L};$$

Para la ecuación general completa de darcy en unidades de campo se obtiene.

$$Q_o = -1,13E - 3 * \frac{KpA}{u_o * B_o} \left[ \frac{\Delta p}{\Delta L} + 0.434Y \sin(\theta) \right];$$

Para esta investigación se utilizará la ecuación de Darcy ampliamente para describir el flujo de fluidos en medios porosos desde yacimiento hasta el Pozo productor de aceite. Modelar las diferentes fases fluyendo en reservorio.

$$Q_o = 1.27E - 3 \frac{K_o A t}{U_o B_o} \nabla(P - p_o g Z);$$

Ecuación General de Darcy para flujo de fluidos en rocas porosas multifásica lineal/laminar en unidades de campo.

$$Q_o = 1.27E - 3 \frac{K_o A t}{U_o B_o} \frac{dP}{dl};$$

### 1.12 Potencial real del gas

Para fluidos compresibles la ecuación potencial real de flujo está definida en función de los parámetros absolutos del Gas, la densidad de un gas Real se conoce bien por la ecuación de estado de gases reales.

$$\rho = \frac{MP}{ZRT};$$

$$\varphi = \frac{RT}{M} \int_0^P \frac{z dp}{P} + gZ;$$

$$D\varphi = \frac{RT * Z}{M * P} dp + g dz = \frac{d\varphi}{\rho} + g * dz;$$

$$\frac{d\varphi}{dL} = \frac{1}{\rho} \frac{dp}{dL} + g \frac{dz}{dL};$$

El flujo de gas real puede describirse usando la misma forma Básica ecuación de líquidos incompresible.

$$v = -\frac{Kp}{U} \frac{d\varphi}{dL} = -\frac{K}{U} \left( \frac{dp}{dL} + gp \frac{dz}{dL} \right);$$

### 1.13 Presión a un plano de referencial DATUM.

El potencial del fluido general es.

$$\varphi = \int \frac{dP}{\rho} + \int \rho dZ;$$

La función  $\varphi$  usualmente es referida a la presión al datum ya  $\varphi$  \* Representa la presión a cualquier punto en el yacimiento referido al plano establecido, se tendrá tres puntos, un punto de referencia  $Z_0$ , y dos puntos más  $P_1$ ,  $P_2$ , por lo que la ecuaciones quedan organizadas.

$$\varphi_2 = P_2 + g * \rho * (Z_2 - Z_0);$$

$$\varphi_1 = P_1 + g * \rho * (Z_1 - Z_0);$$

En un sentido práctico es útil referir las presiones medidas en los pozos a un nivel de referencia datum y configurar las presiones respecto a este datum en yacimiento entero, de esta manera la distribución del potencial permite ver fácilmente la dirección de movimiento del fluido puesto que la distribución de presión Datum es equivalente a la distribución de potencial presión al Datum.

$$\varphi_2 - \varphi_1;$$

La ecuación general del potencial queda de la siguiente forma diferencial.

$$d\varphi = \frac{\Delta P}{\rho} + g * dZ;$$

De forma general la diferencia de potencial en dos puntos de reservorio es general a datum de referencia y es una útil forma de organizar el dominio del yacimiento.

### 1.14 Sistemas de flujo continuo

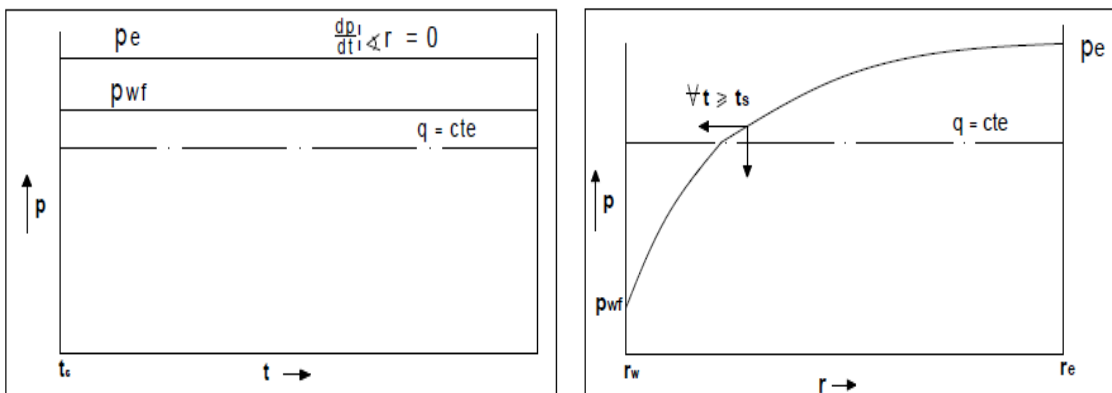
En un Sistema Continuo en Estado Estable la presión a través de todo el yacimiento no cambia con el tiempo y su derivada respecto del tiempo para cualquier punto del reservorio es '0' y el caudal de flujo es constante. El aceite viaja horizontal radial.

El comportamiento de un fluido que fluye en estado estable con presión constante al tiempo y flujo continuo corresponde a caudal constante también. En este flujo la presión es constante al tiempo, pero si varía con el radio, el diferencial de presión radial genera el flujo al sumidero.

Para flujo continuo se tienen los siguientes patrones de flujo.

- Flujo Lineal de Los Fluidos Incompresibles.
- Flujo Lineal de los Fluidos compresibles.
- Flujo Lineal de Fluidos Compresibles
- Flujo Radial de fluidos ligeramente compresibles.
- Flujo Radial de fluidos compresibles.
- Flujo Multifasico.

Comportamiento ideal de la Presión y Q con el tiempo en un flujo estable.



**Figura 11. Flujo continuo-I**

El comportamiento de un fluido bajo presión constante en función del tiempo en cualquier radio  $r_1 < r_e$ , corresponde a un fluido de estado continuo, es importante saber que la presión es una función del radio y tiempo, la presión radial no podrá ser la misma al espacio por lo que no existiría

flujo, esta mantiene constante al tiempo asociado con un acuífero de fondo que mantiene la presión constante como mecanismo de empuje

### 1.15 Flujo Lineal de un Fluido Incompresible

Para un medio poroso en un sistema lineal horizontal el fluido ocurre a través de un área  $A$  transversal constante con base y tope planos y paralelos al flujo entre ellos, la presión del sistema también constante sobre la superficie.

$$\varphi = \int \frac{dP}{\rho} + \int \rho dZ;$$

$$Q = -\frac{KA\rho}{u} \left( \frac{1}{\rho} \frac{dp}{dL} + g \frac{(z_1 - z_0)}{L} \right);$$

Caudal de aceite que fluye lineal laminar a través la roca.

$$Q_o = 1.13E - 3 * \frac{KA(\varphi_1 - \varphi_2)}{UB_o * L};$$

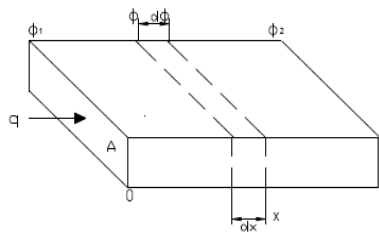
Para flujo horizontal.

$$Q = \frac{KA}{u} \frac{dP}{dL};$$

$$Q(L - 0) = \frac{KA}{u} (P_2 - P_1)/(L-0);$$

La ecuación general en unidades de campo queda.

$$Q_o = 1.13E - 3 * \frac{KA}{uB_o} \frac{dp}{dL};$$



### 1.16 Flujo lineal de un fluido Pseudo-compresible.

Los líquidos ligeramente compresibles demuestran un cambio de volumen por la presión bien pequeño, la ecuación de compresibilidad isotérmica nos muestra esa relación de estado por sus variables térmicas.

$$c = \frac{1}{V} \left( \frac{dV}{dP} \right);$$

Al solucionar la anterior ecuación diferencial.

$$V = V_o * \exp(-c(P_i - P_t));$$

Por ajuste de términos lineales.

$$V = V_o[1 + c(P_i - P_t)];$$

De la misma forma al caudal de flujo volumétrico.

$$Q_o B_o = Q_o[1 + c(P_i - P_t)];$$

$$\frac{Q_{ref}}{A} = \int dx = -1,13E - 3 * \left( \frac{K}{u} \right) \int_{p_1}^{p_2} \left[ \frac{dp}{1+c(P_r-P)} \right];$$

Flujo de petróleo para un sistema lineal horizontal.

$$Q_{ref} = 1.13E - 3 * \left[ \frac{KA}{UCL} \right] \ln \left[ 1 + \frac{c(P_r - P_2)}{1+c(P_r - P)} \right];$$

### 1.17 Flujo lineal de fluidos compresibles.

En el flujo laminar de un gas en un sistema homogéneo lineal, se aplica la ecuación de estado correspondiente a un gas real para calcular el número n de moles a una presión, temperatura y volumen. La ecuación general de estado Termodinámica para gases reales.

$$.n = (p * V) / (z * RT);$$

Para condiciones Normales el volumen ocupado por n moles es.

$$V_{SC} = \frac{nZ_{sc}RT_{sc}}{P_{sc}};$$

Ajustando término de la fracción Derecha.

$$\frac{P*V}{Z*T} = \frac{P_{sc}V_{sc}}{T_{sc}};$$

Organizando esta ecuación se obtiene.

$$Q = \frac{P_{sc}}{T_{sc}} \left( \frac{ZT}{P} \right) \left( \frac{Q_{sc}}{5.616} \right);$$

Ajustando análisis dimensional de la ecuación.

$$Q = -0.00113 * \frac{P_{sc}}{T_{sc}} \left( \frac{ZT}{P} \right) \left( \frac{Q_{sc}}{5.616*A} \right);$$

Q es la caudal de Gas, las condiciones ‘std’ son propias para hacer cálculo del flujo de gas lineal, existe una dependencia de parámetros en función de la presión.

$$Q_{SC} = \frac{3.16E-3*T_{sc}*K*A(P1^2-P2^2)}{P_{sc}*T*L*Z*Ug};$$

Es importante dar cuenta que la viscosidad, Z son función de la presión, más pueden ser removidas de la integral para simplificar la forma final de la ecuación de flujo de gas, la correlación es válida para presiones menores a 2000 psi.

{P<sub>sc</sub>=14,7 ‘PSI’. T=520°F}.

La presión promedio se calcula de la siguiente forma.

$$P = \sqrt{\frac{P1^2+P2^2}{2}};$$

El caudal de gas Q-Gas (MMSCF/D) es la misma en toda la sección transversal al flujo, durante el flujo continuo, sistema lineal, sin embargo, debido a que el gas se expande como la presión cae,

la velocidad es mayor downstream que upstream consecuentemente el gradiente de presión incrementa, el flujo a cualquier sección.

$$\frac{Q_0 P_{sc} Z T}{5.615 T_{sc} P^* A} = -1.13E-3 * (K/U_0) (dp/dx);$$

### 1.18 Flujo Horizontal.

El Flujo De Fluidos en Dirección radial hacia el Sumidero se caracteriza por un gran descenso de presión al wellbore, lo que acelera los fluidos en esta región, también porque Área transversal al flujo disminuye conforme la distancia al centro, lo que aumenta la velocidad radial y turbulencia.

### 1.19 Flujo lineal horizontal.

El Flujo Lineal de un Gas en la Roca porosa sigue el comportamiento ideal por la expresión analítica de Darcy en función del cuadrado de las presiones.

$$1.13E - 3 \frac{K}{U} \frac{dP}{dX} = \frac{Q}{A} = - \left( \frac{P_{scd}}{T_{scd}} \right) \left( \frac{ZT}{P} \right) \left( \frac{Q_{scd}}{5.615} \right) 1/A;$$

Ajustando la ecuación de Darcy en términos de la derivada de presión.

$$\frac{QP_{sc}U.ZT}{5.615T_{sc}P(2\pi rh)K} = dp/dr;$$

$$Q = 2E - 2 * \frac{T_{sc}Kh}{P_{sc}TZU \ln\left(\frac{r_2}{r_1}\right)} (P_2^2 - P_1^2);$$

### 1.20 Flujo radial de fluidos incompresibles.

En un sistema radial los fluidos se mueven hacia el pozo productos desde todas las direcciones antes de que el flujo tenga lugar existe una diferencia de presión y por tanto el flujo de fluidos ocurre desde la formación externa hacia el pozo concéntrico donde existe un sumidero de presión que mantiene el movimiento de fluidos.

La presión de la formación al pozo es la presión de fondo fluyente  $P_{wf}$ .

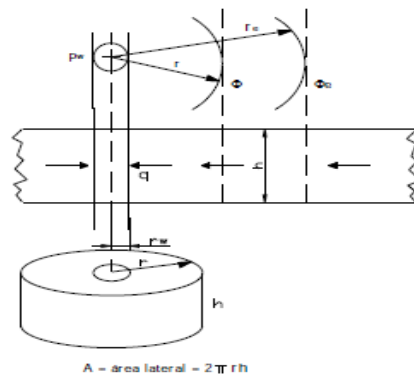


Figura 12. Flujo continuo-II

Para un pozo productor como la figura se aplica la ecuación de Darcy en flujo Radial.

$$Q = \frac{KA_p}{u} \frac{dP}{dr};$$

En condición de flujo horizontal la derivada de la elevación respecto el radio es '0'.

$$Q = 2\pi rh \left( \frac{p}{u} \right) \left[ \frac{dp}{p dr} + \frac{gdz}{dr} \right];$$

$$Q_0 = \frac{2\pi hK}{u} \frac{(P_2 - P_1)}{\ln\left(\frac{r_2}{r_1}\right)};$$

Esta ecuación para unidades de campo funciona.  $Q_0$

$$Q_0 = \frac{7.08E-3KH(P_e - P_{wf})}{U_0 B \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)};$$

El radio externo de drenaje puede obtenerse de la siguiente ecuación.

$$re = \sqrt{\frac{43560A}{\pi}};$$

Esta ecuación se puede ajustar para conocer la presión para cualquier radio.

$$P = Pwf + \left[ \frac{QoBoUo}{7.08E-3*Kh} \right] \ln\left(\frac{R}{RW}\right);$$

### 1.21 Flujo radial horizontal

Para fluidos compresibles el caudal de gas en MMscf/d se obtiene por ajustar la ecuación general de Darcy al caso.

$$\frac{QoPscZTUo}{5.615*TscP \ln\left(\frac{re}{rw}\right)} (P2 - P1);$$

Las Gases de Naturaleza compresible a menudo viajan en dominio turbulento proporcional a la diferencia entre cuadrado de las presiones del sumidero.

$$Q = \frac{3.9E-2*TscKh}{PscZT \ln\left(\frac{r2}{r1}\right)} (p2^2 + p1^2);$$

### 1.22 Flujo radial de fluidos ligeramente compresibles.

Sustituyendo la ecuación principal al flujo Pseudo-compresible de Petróleo se obtiene la expresión logarítmica aproximada para Gases en movimiento.

$$\frac{QrefU}{2\pi Kh} \int_{rw}^{re} \frac{dr}{r} = 1.13E - 3 \int_{Pwf}^{Pe} \frac{dp}{1+c(Pref-P)};$$

Separando variables & Integrando.

$$Qref = \left[ \frac{7.08E-8*Kh}{u \ln\left(\frac{re}{rw}\right)} \right] \ln \left[ \frac{1+c(Pe-Pwf)}{1+c(pe-Pwf)} \right];$$

### 1.23 Flujo radial de gases compresibles.

La ecuación básica de la ley de Darcy en su forma diferencial para flujo horizontal laminar es válida para describir el flujo de ambos sistemas líquidos y gases, para flujo radial de un gas la ecuación reorganiza de esta forma.

$$Qg = 1,13E - 3 * \frac{(2\pi rh) dp}{ug dr},$$

$$\frac{5.62QgP}{ZRT} = \frac{QgPsc}{ZscRTsc},$$

$$\int_{p_{wf}}^p \frac{2p}{UgZ} dp = \int_0^p \frac{dp}{UgZ} - 0.704 \int_0^{p_{wf}} \frac{2p}{UgZ} dp;$$

$$Qg = Qg \left( \frac{zT}{P} \right) \left( \frac{Psc}{6.612 * Tsc} \right);$$

$$\left( \frac{TQg}{Kh} \right) \frac{dr}{r} = 7.8E - 3 \int_{P_{wf}}^p \left( \frac{2p}{UgZ} \right) dP;$$

$\int \frac{2p}{UgZ} dp$ ; es la función potencial de un gas Real o Pseudo-presión de un gas  $\psi$ .

$$\Psi = \int_0^p \left( \frac{2p}{UgZ} \right) dp;$$

Esta es la ecuación de Pseudo-presión fue introducida para linealizar la ecuación que describe el flujo de un gas real.

$$\left( \frac{TQg}{Kh} \right) \ln \left( \frac{r}{rw} \right) = 0.79 * (\psi_2 - \psi_1);$$

$$\psi_2 = \psi_1 + \left( \frac{TQg}{0.7Kh} \right) \ln \left( \frac{r}{rw} \right);$$

El caudal de gas viene dado por.

$$Qg = \frac{0.7 * Kh (\psi_2 - \psi_1)}{T \ln \left( \frac{r}{rw} \right)};$$

Para el caso general de un reservorio circular cilíndrico el flujo compresible esta dado.

$$Qg = \frac{0.7*Kh(\psi_2-\psi_1)}{1422Tl[n(\frac{r}{rw})]};$$

Las Pseudo presiones se grafican vs Presión Promedio.

$$Qg = \frac{0.7*Kh(\psi_2-\psi_1)}{1422Tl[n(\frac{r}{rw})^{-1/2}]};$$

Donde Qg es la Caudal de Gas MMscf/d y puede expresarse en términos de la presión promedio del yacimiento en lugar de la presión inicial y calcular los valores de las Pseudo presiones.

#### 1.24 Aproximación de la tasa de flujo de gas.

Los valores de flujo de gas se pueden estimar usando la ley de Darcy.

$$Qg = \frac{Kh}{1422T[\ln(\frac{r_e}{r_w})]} \int_{p_{wf}}^{p_e} \left( \frac{2p}{UgZ} \right) dp;$$

Integrando por Pseudo-presiones de pozo.

$$Qg = \frac{Kh(Pe^2 - Pwf^2)}{1422TUGZ \ln(\frac{r_e}{r_w})};$$

El termino  $|2p/Ug*Z|$  se evalúa a una presión promedio.

$$P = \sqrt{\frac{Pwf^2 + Pe^2}{2}};$$

El método descrito se conoce como método de las Presiones cuadradas y es aplicable solo a presiones e reservorio menores de 2000 psi.

### 1.25 Flujo Horizontal en un Sistema Multifásico

Cuando varias fases de fluidos están fluyendo en un medio poroso horizontal este debe utilizar la ecuación de Darcy, el concepto de permeabilidades efectivas de cada fase y las propiedades físicas asociadas con cada una de ellas junto con la pared de la roca que los almacena.

Para un sistema radial la forma general de La Ecuación de Darcy es.

$$Q_o = 1.13E - 3 * \left( \frac{2\pi r h}{u_o} \right) K_o \frac{dP}{dr};$$

$$Q_w = 1.13E - 3 * \left( \frac{2\pi r h}{u_w} \right) K_w \frac{dP}{dr};$$

$$Q_g = 1.13E - 3 * \left( \frac{2\pi r h}{u_g} \right) K_g \frac{dP}{dr};$$

Donde  $K_o$ ,  $K_w$ ,  $K_g$  son las permeabilidades efectivas a cada fluido presente, estas permeabilidades efectivas se expresan en términos de la permeabilidad relativa al fluido en movimiento por la permeabilidad absoluta de la roca porosa.

Nuevamente y organizando la ecuación de Darcy para cada fase individual propia al fluido.

$$Q_o = 7.08E - 3 * \frac{K K_{ro} h (P_e - P_{wf})}{U_o B_o \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)};$$

$$Q_w = 7.08E - 3 * \frac{K K_{rw} h (P_e - P_{wf})}{U_w B_w \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)};$$

$$Q_g = \frac{0.7 * K h (\psi_2 - \psi_1)}{1422 T \ln\left[\frac{r}{r_w}\right]};$$

Ecuaciones para caudal de cada fase presente en yacimiento.

- $Q_o$ : Caudal de Aceite, [BBLO/D];
- $Q_w$ : Caudal de Agua, [BBLW/D];
- $Q_g$ : Caudal de Gas, [MMSCFT/d];

En la práctica de la ingeniería de yacimientos es conveniente hacer relaciones de los fluidos en función de dos fases propias en movimiento, dos relaciones importantes son las relaciones agua/petróleo WOR y la relación gas/petróleo GOR. En Reservorio Existe  $K_o=|K|K_{ro}$ ,  $K_w=|K|K_{rw}$ ,  $K_g=|K|K_{rg}$ . Son las permeabilidades relativas/fase.

$$Q_f = 7.8E - 3 \frac{|Kh|K_{rf}(P_e - P_{wf})}{uBf\{\ln(\frac{r_e}{r_w}) + s\}};$$

$$WOR = \frac{Q_w}{Q_o} = \left(\frac{K_{rw}}{K_{ro}}\right) \left(\frac{U_o B_o}{U_w B_w}\right);$$

La relación gas/petróleo instantáneo se expresa en Mscf/BBL y se define como la tasa de flujo total de gas sobre la caudal de petróleo.

$$GOR = \frac{Q_o R_s + Q_g}{Q_o} = R_s + \frac{Q_g}{Q_o};$$

$$GOR = R_s + \left[\frac{K_{rg}}{K_{ro}}\right] \left[\frac{U_o B_o}{U_g B_g}\right];$$

### 1.26 Flujo no continuo/transitorio.

Considerando un pozo ubicado en un yacimiento circular cilíndrico homogéneo de radio  $r_e$ , inicialmente cerrado, el yacimiento está a una presión  $P_i$  uniforme en el reservorio, las condiciones iniciales son impuestas con  $P_w = P_i$  &  $Q_o = 0$ ; para el tiempo cero, luego se abre el pozo al flujo con un caudal constante rápidamente ocurre una distribución de presión en la formación, la presión del pozo caerá al abrirlo al valor impuesto y se genera un perfil de presión hacia el sumidero del reservorio cilíndrico. Durante Este Periodo del Dominio Trasiente el Caudal de Flujo que aporta el pozo también dependerá de la permeabilidad, la porosidad, la viscosidad, la compresibilidad y más propiedades roca/fluido de un sistema estacionario.

Para este pozo hipotético abierto al flujo, se genera una perturbación de presión en el reservorio que se propaga a sus radios de investigación, a medida que pasa el tiempo, el radio de investigación de la caída de presión que genera el pozo se hace más grande, durante este periodo radial el flujo es inestable, la presión declina en función del tiempo de forma variable y exponencial, durante este periodo el flujo es transitorio y los límites del reservorio no se alcanzado aún. Luego pasado más tiempo el radio de investigación de la perturbación de presión habrá alcanzado el radio externo de drenaje del pozo, en este momento ocurre el tiempo de estabilización y existirá cambio de régimen de flujo según sea las condiciones de frontera del reservorio, a medida que el radio de investigación no alcanza el límite del sistema  $r$ , este estará actuando como un yacimiento infinito durante el periodo Trasiente ya que no se ha alcanzado el área externa.

Cuando se abre un pozo a caudal constante, el perfil de presión en fondo ira disminuyendo al wellbore con el tiempo, mientras que para un pozo estabilizando a una presión de fondo constante y caudal variable se tendrá que las caídas de presión siempre convergen la misma presión al wellbore mientras dura en periodo Trasiente.

El flujo Trasiente es definido como el periodo durante el cual el límite del yacimiento no tiene efecto sobre su comportamiento de presión, el cual se comportará como un yacimiento infinito para  $r_i < r_e$ . Este se caracteriza por un segmento constante de pendiente '0' en la gráfica logarítmica de la derivada de presión de una prueba PDD. El Periodo Trasiente es muy Importante para las pruebas de formación ya que provee buena información petrofísica propia del yacimiento.

Un yacimiento no durara mucho en Trasiente por lo que este es un estado temporal corto.

La grafica típica de flujo Trasiente permite interpretar cuán grande es el Reservorio por una prueba extensa de formación que indique las dimensiones y atributos geológicos presentes en Este.

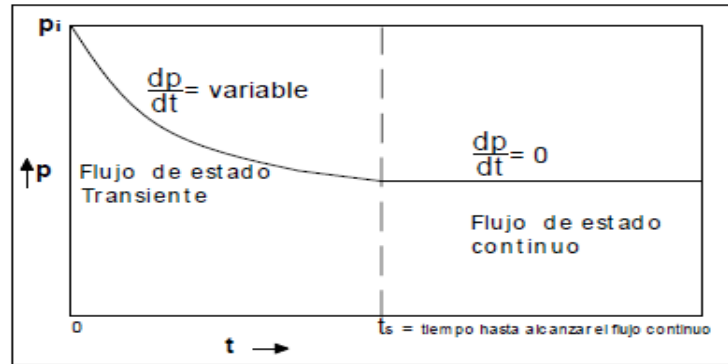


Figura 13. Flujo continuo-III

La Presión de un pozo que es puesto a producir con Caudal de pozo constante declina exponencialmente hasta tiempo de estabilización cuando se hace constante al tiempo debido algún mecanismo externo que mantiene la presión y así El Flujo.

### 1.27 Efecto Skin del daño al Wellbore.

Durante el completamiento de un pozo perforado es común dañar la formación por terminación de pozo, Lodo + Cemento entran La Roca Almacén y afectan las Arcillas presentes, reduce la permeabilidad alrededor del Pozo, lo cual es referido al daño Skin-S.

La región Alterada se extiende algunos pies pozo adentro. La permeabilidad alrededor de pozo siempre es diferente a la K-original, esta zona dañada afecta la producción del pozo.

El Daño a la formación puede producir caída adicional de la presión durante el flujo por la alteración en la permeabilidad.

Cuando  $DP\text{-Skin} > 0$ , esto indica una caída de presión adicional debido que ocurre daño alrededor del pozo por lo que la  $K\text{-Skin} < K_i$

Para  $DP\text{-Skin} < 0$ , esto indica una disminución de Presión por un trabajo de mejoramiento en pozo.

Si  $DP_{Skin} = 0$ , esto indica que no ocurre Daño a la formación por el completamiento de Pozo.

Hawkins demostró que la permeabilidad  $K_{skin}$  es Uniforme y  $DP$  al Wellbore puede ser aproximada por la Ecuación Darcy en la zona alterada.

$$DP_{Skin} = \left[ 142 * \frac{QBU_o}{K_{sho}} \right] \ln \left( \frac{r_s}{r_w} \right) - \left[ \frac{142QBU_o}{K_{ho}} \right] \ln \left( \frac{r_s}{r_w} \right);$$

El efecto de daño a la formación se manifiesta principalmente como un efecto de caída de presión que ocurre cerca del pozo, cuando el pozo es inicialmente perforado el filtrado del lodo entra en la formación que contienen petróleo y ocurre reacciones químicas y físicas que alteran la permeabilidad en la zona invadida por el lodo y así esta es dañada por el completamiento del pozo.

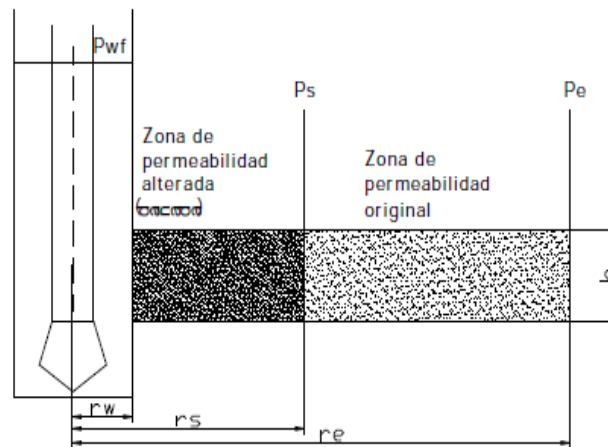


Fig. 2.12. Representación del pozo con presencia de daño

Figura 14. Daño de la formación.

El daño físico que ocasiona el lodo invasivo al pozo es principalmente que este obstruye los poros cercanos al pozo, expande las arcillas presentes, reduce la porosidad y los canales de permeabilidad, por lo que aumenta la velocidad turbulenta de los fluidos al wellbore y genera una caída extra de presión actual  $P_{wf}^*$  que es menor a la original  $P_{wf}$ . Esto general mayor velocidad a menor diámetro. La Turbulencia no tarda en Aparecer lo que complica todo el flujo en pozo.

La caída de presión en la zona dañada es  $P_s - P_{wf}$ . La caída de presión adicional  $DP_s$  tomaría lugar en el pozo mismo entre el  $r_w$  y  $r_w + dr$ ,  $dr$  equivale al espesor horizontal de la zona dañada.

El daño del pozo expande las arcillas shales, tapona la roca, hace una menor permeabilidad.

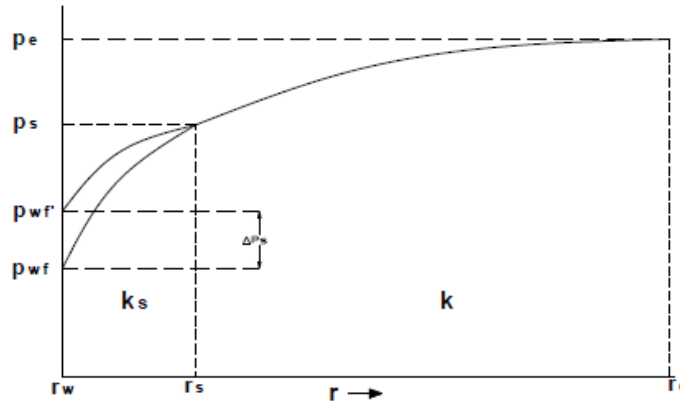


Fig. 2.13. Diagrama P vs. r con efecto de piel

Figura 15. Efecto-Skin.

Al pozo ocurre una caída adicional de presión causada por el efecto del daño  $S$  al pozo perforado, este efecto adverso en la producción se extiende hasta un radio  $r_s$

Existirá un  $DP_{Skin}$  causado por la presión  $P_{wf}$  real por el daño del pozo, esto equivale a suponer que esta caída de presión ocurre alrededor del mismo pozo en forma de escama a las primeras capas radiales al wellbore que disminuye el caudal.

$$DP_s = \left[ 142 \frac{QBU_o}{K_h o} \right] \left( \frac{K}{K_s} - 1 \right) \ln \left( \frac{r_s}{r_w} \right);$$

$$P_e - P_{wf} = \frac{Q_o B_o U_o}{7.08 E^{-3} K^* h} \ln \left( \frac{r_e}{r_w} \right) + DP_s;$$

$$DP_s = (P_s - P_{wf}) - (P_s - P_{wf}^*) = P_{wf}^* - P_{wf};$$

Remplazando la caída de presión en cada zona por la ley de Darcy.

$$DP = \frac{QoBoUo \ln\left(\frac{rs}{rw}\right)}{7.08E-3 * Kh} - \frac{QoBoUo \ln\left(\frac{rs}{rw}\right)}{7.08E-3Kh};$$

Organizando términos de la ecuación.

$$(P_i - P_{wf})'' = (P_i - P_{wf})' + DP_s;$$

$$DP = \frac{QoBoUo}{7.08E-3Kh} \ln\left(\frac{rs}{rw}\right) \left[\left(\frac{K}{K_s}\right) - 1\right];$$

### 1.28 Factor de daño Skins.

Una correlación básica y practica ha sido desarrollada para hallar S cuando se tiene las características de la zona.

$$S = \ln\left(\frac{rs}{rw}\right) \left[\frac{K}{K_s} - 1\right];$$

Para una correcta convención de signos se reconoce la siguiente.

- $K_s < K$ ,  $S > 0$  (+).
- $K_s > K$ ,  $S > 0$ ; (-).
- $K_s = K$ ,  $S = 0$ , '0'.

Para obtener la caída de Presión total se puede usar la siguiente.

$$DP_t = DP_1 + DP_2 + DP_3;$$

$$Qo = \frac{7.08E-3 * Kh (P_1 - P_2 - DP_s)}{UoBo \ln\left(\frac{r_1}{r_2}\right)};$$

$$Qg = \frac{7.08E-3 * Kh (Pe^2 - P_{wf}^2 - DP_s^2 + 1)}{UgZgTg \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)};$$

$$\Delta P_{skin} = \frac{QUB}{7.08E-3Kh} S;$$

$$(S_w + S_o + S_g) = 1;$$

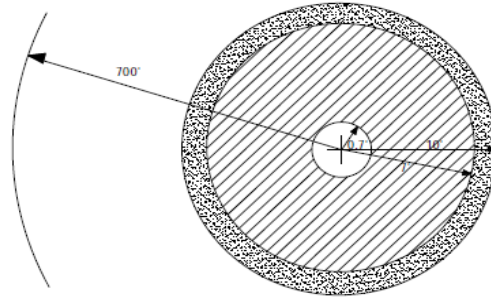


Figura 16. Radio alterado del pozo.

### 1.29 Ecuaciones básicas

En condiciones de flujo continuo, la cantidad de flujo que entra al sistema es igual la que sale, de forma diferente sucede en condiciones de flujo transitorio, la tasa de flujo que entra a un elemento de volumen del medio poroso no es la misma que sale de este, de acuerdo a esto, el contenido de fluidos en medio poroso cambia con el tiempo, las variables en flujo transitorio adicionales a considerar siempre son el tiempo, la porosidad, la compresibilidad y la difusividad.

La ecuación general matemática que modela los fluidos moviéndose en reservorio es la ecuación de Difusividad. Esta ecuación se fundamenta en otras ecuaciones básicas de la ingeniería de reservorios desarrolladas por un Balance General de Materiales en Fondo.

La Ecuación General de Flujo para medios porosos debe tener en cuenta la presión como una función del radio del yacimiento al tiempo de producción del pozo.

- Ecuación de Continuidad. Es esencialmente una ecuación de balance de materiales que toma en cuenta cada masa de fluido producido, inyectado o que acumula el reservorio, se basa en la continuidad de la velocidad, la divergencia de la derivada y el vector gradiente de energía.

- Ecuación de transporte: es la ecuación del movimiento de fluidos para describir el caudal de flujo que entra y sale del yacimiento, es la ecuación diferencial de Darcy.
- Ecuación de compresibilidad: esta ecuación expresa en términos de densidad y volumen la proporcionalidad con la presión, se usa para formular la ecuación de flujo transitorio con el objeto de describir los cambios de volumen de fluidos en función de la presión.
- Ecuación de estado: ecuación termodinámica que mantiene el volumen en función de otras variables básicas del fluido.
- Ecuación de balance de materiales: ecuación de balance de masa en el volumen de control que se diferencia constante representativo del yacimiento.
- Ecuación de balance de Energía: esta es la ecuación de balance de la energía global en el volumen de control. Funciona bajo el principio básico de conservación de la masa y energía.
- Condiciones Iniciales y Frontera: existen dos condiciones límites de contorno Dirichlet y una condición inicial de Neumann que se requieren para completar la formulación y la solución de la ecuación de flujo transitorio.

La condición impuesta al modelo de un pozo en un yacimiento circular cerrado.

- La formación produce a caudal constante hacia el pozo.
- No existe flujo a través del límite exterior con el yacimiento.
- El yacimiento se encuentra a una presión inicial  $P_i$  para el tiempo inicial.

La construcción de una ecuación general para el movimiento de los fluidos en reservorio viene dada por 4 principios.

- Conservación de La Energía.
- Conservación de la Masa.
- Conservación del momento lineal.
- Sistema Isotérmico.

Se desea encontrar una Ecuación Diferencial Analítica Para un Pozo que es perforado en un yacimiento radial cilíndrico de una roca homogénea en flujo laminar Isotérmico. Se toma una modelo Cilíndrico tridimensional y se aplica un balance de materia que fluye a una velocidad proporcional a un gradiente de presión al pozo.

Considerando un elemento radial de Volumen diferencial  $dV$  como el siguiente.

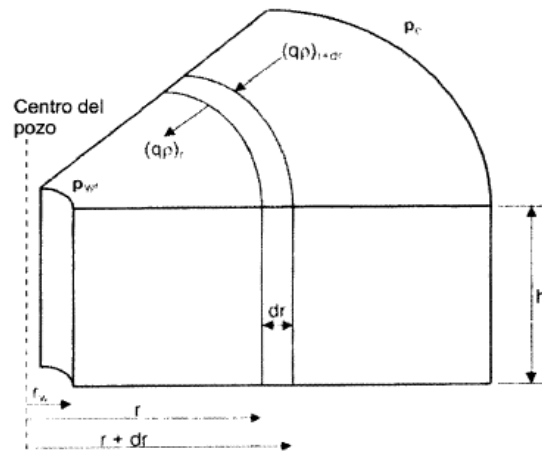


Figura 17. Elemento diferencial.

El volumen diferencial de este elemento es  $dV=2\pi\phi drh$ .

Aplicando un balance Global de masa para la celda radial elemental  $dV$ , y asumiendo que el flujo Monofásico se mueve de yacimiento al pozo esto es.

Ecuación General de Balance de Materiales para un elemento diferencial.  $dV$ .

$$[MASA]_{ENTRA} - [MASA]_{SALE} = [MASA]_{CUMULADA}|Dv.$$

La Masa de fluido que entra al volumen  $dV$  para un tiempo en una distancia  $d+dr$  menos la masa de fluido que sale del volumen a una distancia  $r$  en el mismo tiempo es igual al cambio de masa del volumen de fluido dentro del elemento.

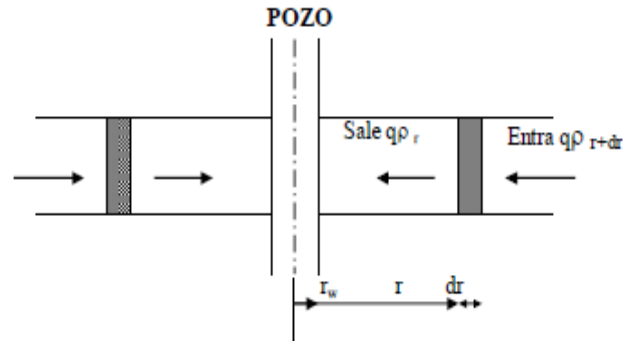


Figura 18. Volumen de control

Aplicando la ecuación general de balance de materiales por unidades de campo.

$$\{ (\rho * V)_r \Delta r \Delta z \Delta t + (\rho * V)_z \Delta r \Delta z \Delta t \} - \{ (\rho * V)_{r+\Delta r} \Delta r \Delta z \Delta t + (\rho * V)_{z+\Delta z} \Delta r \Delta z \Delta t \} \pm W(r, z) = [ \rho(\phi)_{t+dt} - \rho(\phi)_t ] \Delta V;$$

$$\{ (\rho V)_r - (\rho V)_{r+dr} \} \Delta z \Delta t + \{ (\rho V)_z - (\rho V)_{z+Dz} \} \Delta r \Delta t \pm W(x, y, z) = [ \rho(\phi)_{t+dt} - \rho(\phi)_t ] \Delta V;$$

$$\Delta V_o + \Delta V_g + \Delta V_w = \Delta V_{ff}.$$

Masa que entra.

$$(\text{masa})_{\text{entra}} = \{ (\rho V)_r - (\rho V)_{r+dr} \} \Delta z \Delta t;$$

$$(\text{masa})_{\text{entra}} = 2\pi r h (v * p) r * dt;$$

$$(\text{masa})_{\text{sale}} = (\rho * V)_{r+\Delta r} \Delta r \Delta z \Delta t;$$

$$(\text{masa})_{\text{sale}} = 2\pi r h (v * p) dt;$$

$$(\text{masa})_{\text{cumulada-t}} = \{ (\rho(\emptyset)_{t+dt} - \rho(\emptyset)_t ) \Delta V;$$

$$(\text{masa})_{\text{cumulada}} = 2\pi r h dr \{ (\rho(\emptyset)_{t+dt} - \rho(\emptyset)_t );$$

$$2\pi r h (v * p) r * dt + 2\pi r h (v * p) dt = 2\pi r h dr \{ (\rho(\emptyset)_{t+dt} - \rho(\emptyset)_t );$$

Ahora al dividir la ecuación y simplificando.

$$\frac{1}{r dr} [(r + dr)(pv)r + dr - r(vp)r] = \left(\frac{1}{dt}\right) \{ (\rho(\emptyset)_{t+dt} - \rho(\emptyset)_t );$$

Organizando en forma diferencial.

$$\frac{K}{U} \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} (r(vp)) = \frac{1}{2.6E-4} \frac{\partial}{\partial r} (\emptyset p);$$

$$\frac{K}{U} \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left( r \frac{\partial P}{\partial r} p \right) = \frac{1}{2.6E-4} \frac{\partial}{\partial r} (\emptyset p);$$

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left( r \frac{\partial P}{\partial r} p \right) = \frac{U}{\emptyset K c} \frac{\partial}{\partial r} (\emptyset p);$$

Derivando el termino diferencial de la presión por regla de la cadena

$$\left[ \frac{1}{p} \frac{dp}{dP} \frac{dP}{dt} + \frac{1}{\emptyset} \frac{d\emptyset}{dP} \frac{dP}{dt} \right] = \frac{U}{\emptyset K c} \frac{\partial}{\partial r} (\emptyset p);$$

Usando la definición de compresibilidad Isotérmica para fluidos Pseudo-compresibles de pequeña compresibilidad y asumiendo baja presiones se puede aproximar la variación de la densidad por la ecuación.

$$p = p_0 * \exp(c(Pt - Pi))$$

Compresibilidad promedio.

$$cf = \frac{1}{V} * \frac{V_1 - V_2}{P_1 - P_2};$$

$$cf = \frac{1}{V_p} \frac{\partial V_p}{\partial P} = \frac{1}{\phi V_r} \frac{\partial V_r}{\partial P} = \frac{1}{\phi} \frac{\partial \phi}{\partial P}$$

Calculo de la compresibilidad total de la formación y fluidos.

$$C_t = C_o S_o + C_g S_g + C_w S_w + C_R;$$

Asumiendo para flujo radial de un fluido de baja compresibilidad y constante se simplifica.

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial t} \left( r \frac{\partial P}{\partial r} \right) = \frac{u}{\phi K c} \frac{\partial}{\partial r} (\phi p);$$

La anterior es la Ecuación de Difusividad para flujo de líquidos En Medio Poroso.

$$\tau = 2.6E - 4 * \frac{K}{\phi u c};$$

*Constante de difusividad hidráulica.*

Esta es La Ecuación General Diferencial que se utiliza para describir el flujo de fluidos en cualquier dirección radial en un medio poroso, como se basa originalmente en La Ley Darcy funciona para flujo laminar, es válida para fluidos incompresibles como compresibles con mayor detalle en los últimos, en cuestión de comportamiento de fluidos en rocas reservorios la Ecuación Diferencial de Difusividad es la mejor modelo matemática en desarrollo.

Consideración teórica de la Ecuación General de Difusividad.

- Reservorio Homogéneo & Isotrópico.
- Flujo Monofásico.
- Viscosidad del fluido constante.

- Compresibilidad del fluido pequeña y constante.
- Fluidos Isotérmico.
- Fluido Laminar Obedece la Ley Darcy.
- Flujo Horizontal.
- Espesor de yacimiento constante.
- Barrera impermeable en la base y tope para flujo completamente radial.
- Gradiente de presión pequeño y constante.
- Medio poroso uniforme
- Propiedades de la Roca y fluidos constantes de la presión.
- La roca No reacciona con el fluido que la atraviesa.

### 1.30 Flujo radial de fluidos ligeramente compresibles.

Haciendo uso de la ecuación general de difusividad y asumiendo la permeabilidad  $K$  y la Viscosidad son constante conforme el tiempo dedujese la siguiente expresión.

$$\frac{6.3E-3*K}{Ur} \frac{\partial}{\partial r} \left( \rho \frac{\partial P}{\partial r} \right) = \rho \phi c_f \frac{\partial P}{\partial t} + \phi \frac{\partial \rho}{\partial t};$$

Expandiendo esta ecuación.

$$6.3E - 3 * \left( \frac{K}{U} \right) \left[ \frac{p}{r} \frac{\partial P}{\partial r} + p \frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + \frac{\partial P}{\partial r} \frac{\partial p}{\partial r} \right] = p * \phi * c_f \left( \frac{\partial P}{\partial r} \right) + \phi \left( \frac{\partial p}{\partial t} \right);$$

Sustituyendo la ecuación de estado de la compresibilidad isotérmica del fluido en la definición anterior de una compresibilidad isotérmica de la roca almacén de los fluidos, la difusividad ocurre.

$$c = \frac{1}{p} \frac{\partial p}{\partial P};$$

La ecuación se reorganiza.

$$6.3E - 3 * \frac{K}{u} \left[ \frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial P}{\partial r} + C \frac{\partial P^2}{\partial r} \right] = \phi_{cf} \left( \frac{\partial P}{\partial r} \right) + \phi_{cf} \left( \frac{\partial p}{\partial t} \right);$$

$$6.3E - 3 * \frac{K}{u} \left[ \frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial P}{\partial r} + C \frac{\partial P^2}{\partial r} \right] = \phi_{cf} \left( \frac{\partial P}{\partial r} \right) + \phi_{cf} \left( \frac{\partial p}{\partial t} \right) \left( \frac{1}{\rho} \frac{\partial \rho}{\partial t} \right);$$

El término cuadrado de la derivada de la presión respecto al radio se puede despreciar de la ecuación.

$$6.3E - 3 \left( \frac{K}{u} \right) \left[ \frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial P}{\partial r} \right] = \phi_{cf} (c_{ff} + c_o) \left( \frac{\partial p}{\partial t} \right);$$

Organizando los términos y constante de campo se obtiene finalmente LA ECUACION DE DIFUSIVIDAD.

$$\left[ \frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial P}{\partial r} \right] = \frac{\phi_{UC}}{K} \left( \frac{\partial P}{\partial t} \right);$$

Para yacimientos Multifasico con permeabilidades preferenciales la compresibilidad se entiende mejor como un promedio relativo de las fases presentes en fondo + la Roca Almacén.

$$C = C_o S_o + C_w S_w + C_g S_g + C_R;$$

### 1.31 Soluciones para la ecuación de difusividad.

Para obtener una solución confiable a la Ecuación de Difusividad es necesario saber que es una Ecuación Diferencial Parcial Parabólica No Lineal de Difusión y debe tener específicas condiciones de frontera y condiciones Iniciales por lo que pensar en una solución analítica es Bastante Difícil, más sin embargo bastantes estudios se han hecho para dar soluciones numéricas

a la ecuación parcial de difusividad por soluciones desarrolladas de métodos numéricos adaptados a la situación compleja del yacimiento a modelar. Las principales condiciones de fronteras.

- Presión constante.
- Caudal constante.

Solución a presión constante.

Esta solución Analítica está diseñada para calcular el flujo acumulado a cualquier tiempo para un yacimiento en el cual la presión en uno de los límites se mantiene constante. En esta solución el caudal de flujo se considera constante para un radio del pozo, y el perfil de presión alrededor del pozo se determina en función del tiempo y de posición en este caso, como la presión es constante aun particular radio la solución permite conocer el fluido acumulado. Esta solución se usa para yacimientos simples de intrusión de agua y flujo continuo por inyección de agua.

Solución a caudal constante

Esta solución para la ecuación de difusividad en un sistema radial toma en cuenta los cambios de presión a través del sistema donde el flujo se considera constante a cierto radio del pozo. El perfil de presión para este caso se determina en función del tiempo y la distancia, La Presión varía de acuerdo al tipo de flujo que se presente en yacimiento y las condiciones de operación del pozo y Frontera. La solución a caudal constante forma parte integral del Análisis de Pruebas de Presiones en pozos de petróleo y gas, especialmente las pruebas de descenso de presión *drowdown test* y *buildup test*, la mayoría de estas pruebas se realizan con pozos produciendo a un caudal de

flujo constante y registrando la presión fluyente en función del tiempo, existen dos formas comunes de usar esta solución.

- La solución de la función  $Ei(-X)$ .
- La solución de la presión adimensional PD.

Los investigadores Matthews & Russell propusieron una solución para la ecuación de difusividad basada en las siguientes suposiciones.

- Yacimiento Activo de tamaño infinito.
- Pozo produce a un caudal de flujo constante.
- El yacimiento está en presión uniforme inicial  $P_i$  para tiempo inicial.
- El pozo se encuentra al centro de un yacimiento circular cilíndrico de radio  $r_e$ .
- No existe flujo al límite externo del yacimiento.
- Yacimiento isotérmico.

Con estas suposiciones los Investigadores desarrollaron la siguiente ecuación como solución a la ecuación difusividad.

$$P(r, t) = P_i + \left[ \frac{70.6Q_oU_oB_o}{Kh} \right] Ei \left[ \frac{-948\phi c t * r^2}{Kt} \right];$$

Donde la presión es una función del radio, tiempo.  $P(r,t)$ . esta es la presión para un tiempo en horas transcurrido después de abierto el pozo.

La función  $Ei$  se llama Integral exponencial y se obtiene de la gráfica siguiente. Donde  $X$ .

$$-X = \frac{-948\phi c t * r^2}{Kt};$$

La solución anterior se conoce como solución línea fuente, la integral exponencial  $Ei$  puede aproximarse por la ecuación siguiente cuando  $X < 1E-2$ :

$$Ei(-X) = \ln(1.78 * X);$$

Esta solución presentada se aproxima a la solución real con 5% error. Con valores de  $X > 11$ , la función  $Ei(-X)$  se puede considerar prácticamente cero para ingeniería de yacimientos.

Cuando el parámetro  $X < 1E-2$ , la aproximación logarítmica puede utilizarse para dar.

$$P(r, t) = Pi - \frac{162.4 * QoBoUo}{Kh} \left[ \log \left( \frac{Kt}{\phi \mu c t * r r^2} \right) - 3.23 \right];$$

Para la mayoría de los cálculos de flujo transitorio el primer parámetro de interés se centra en el comportamiento de la presión de fondo fluente en el pozo esto al wellbore, por tanto, para  $r_w$  la solución línea fuente se escribe.

$$P_{wf} = Pi - \frac{162.4 * QoBoUo}{Kh} \left[ \log \left( \frac{Kt}{\phi \mu c t * r r w^2} \right) - 3.23 \right];$$

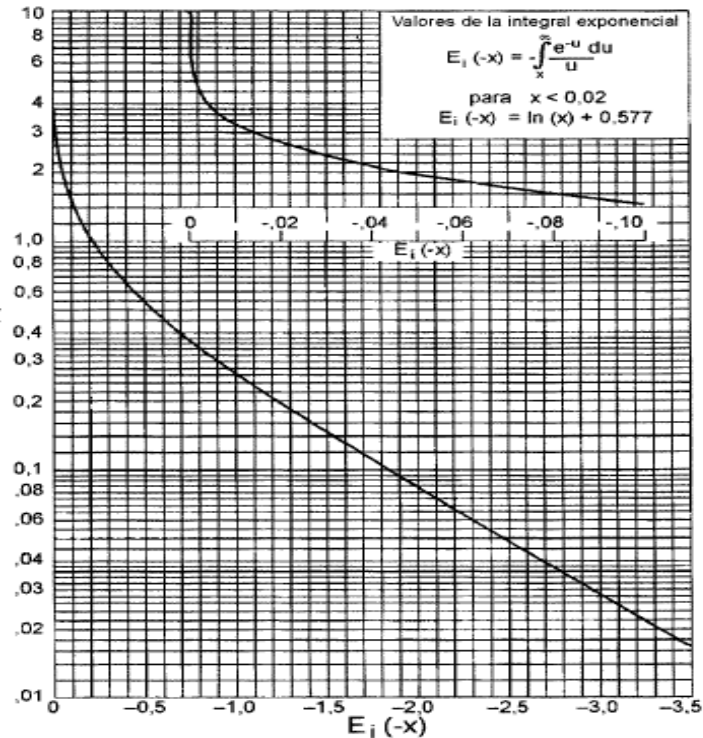
Esta ecuación puede usarse solo hasta que el tiempo de flujo  $t$  exceda el límite del yacimiento ósea principalmente en flujo transitorio antes de tocar la frontera exterior del reservorio.

Esta es la solución particular de línea fuente comúnmente usada en pruebas de descenso de presión para pozos que fluyen constante.

$$t > 9.5E - 4 * \frac{\phi \mu c r^2}{K};$$

El modelo analítico supone que después del tiempo de estabilización transitorio la presión del pozo se comportara de acuerdo al sistema impuesto desde superficie y las fronteras dinámicas del reservorio que mantiene la presión estable para el flujo.

Figura 19. Función exponencial



Las soluciones clásicas de la ecuación de difusividad.

Tabla 3. Soluciones clásicas de la ecuación de difusividad

TIPO DE YACIMIENTO	SOLUCIONES	
	A tiempos tempranos	A tiempos mas tardes
Yacimiento cilíndrico cerrado	Solución para la condición de flujo transiente	Solución para la condición de flujo pseudocontinuo
Yacimiento cilíndrico abierto	solución para la condición de flujo transiente	solución para la condición de flujo continuo

T3.

Están basadas en la respuesta del yacimiento a la caída de presión que genera el pozo productor en un marco radial de referencia para un sistema homogéneo isotrópico.

Los Pozos son abierto al flujo en la región perforada, esto genera un sumidero de presión que atrae los fluidos desde re hasta wellbore. El Influxo es directamente proporcional DP, por lo que menor presión de fondo genera mayor DPR aumenta las fuerzas dinámicas por una bomba de subsuelo cuando la energía natural del pozo no puede mantener los fluidos en correcto movimiento.

La Respuesta General de un pozo puesto a producir en un yacimiento es cualquier de estas dos.

### 1.32 Yacimiento cilíndrico cerrado.

Para este caso particular el problema a resolver se representa por el siguiente Modelo.

$$\left[ \frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial P}{\partial r} \right] = \frac{1}{\tau} \frac{\phi \mu c}{K} \left( \frac{\partial P}{\partial t} \right);$$

Esta ecuación se ajusta a las condiciones de frontera & Inicial.

1.  $P(r,0)=P_i$ ; para tiempo  $t=0$ ,  $P=P_i$  en cualquier radio  $r$ .
2.  $r \frac{\partial P}{\partial r} = 141.2 * \frac{Q_{BU}}{Kh}$ ; condición de frontera interior  $\left( \frac{\partial P}{\partial r} \right) r_w$ ,  $t > 0$ ;
3.  $\left( \frac{\partial P}{\partial r} \right) r_e \rightarrow 0$ ; condición frontera externa  $r_e$ ,  $t > 0$ ;

La presión al tiempo  $t=0$ , la presión  $P_i$  es uniforme en cualquier parte del yacimiento, al comienzo, el caudal para el pozo por tiempo mayores  $t > 0$ , es constante.

$$Q_{well} = 1.13E-3 \frac{K 2\pi r h}{\mu_B} \left. \frac{\partial P}{\partial r} \right|_{r_w};$$

$$r \left( \frac{\partial P}{\partial r} \right) = 141.2 * \frac{Q_{well} * \mu_B}{Kh} = \text{cnste};$$

Para tiempo  $t > 0$  el caudal de pozo inicia en '0' y luego cambia al valor impuesto  $Q_{well}$ .

Para el radio externo del yacimiento no existe flujo por lo que el cambio de la presión es despreciable. La ecuación de difusividad viene expresada en términos de la presión y describe el comportamiento de esta en función del radio  $r$  y el tiempo por lo que la solución a esta ecuación siempre será una presión  $P(r,t)$ . Una Presión Espacial Temporal que Varía de Lugar y tiempo.

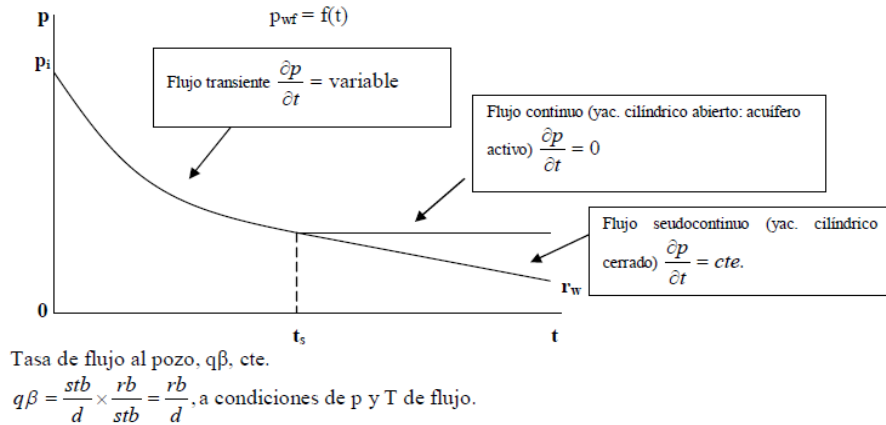


Figura 20. Solución línea fuente.

### 1.33 Yacimiento cilíndrico abierto.

Condición inicial & Frontera.

Para este caso el problema particular se aborda como un problema típico de valor inicial y frontera a resolver de.

$$\left[ \frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial P}{\partial r} \right] = \frac{1}{\tau} \frac{\phi \mu c}{K} \left( \frac{\partial P}{\partial t} \right);$$

Sujeto el modelo bajo las siguientes consideraciones.

- $P(r,0)=P_i$ . Condición inicial.
- $r \frac{\partial P}{\partial r} = 141.2 * \frac{QBU}{Kh}$ ; condición de frontera interna al radio del pozo  $r_w$ .
- $P(r_e,t)=P_R=P_i$ , condición de frontera exterior a la presión al radio  $r_e$  se mantiene igual a la inicial del reservorio.

Existe una solución analítica que surge de la solución exacta a la ecuación de difusividad.

$$PD(rd, td) = \ln(reD) - \ln(rD) + \sum CR [Jo(ireD)Y(ireD) - Yo(irD)Jo(ireD)] \exp\left(-\frac{i^2}{Lo}\right);$$

Al pozo la solución es La siguiente ecuación analítica compleja.

$$PD(rD, tD) = \ln reD - 2 * \sum_i^{\infty} \frac{\exp(-i^2) Jo^2(ireD)}{J1^2(i) - Jo(ireD)}$$

Estas ecuaciones describen el comportamiento de la presión a cualquier radio y tiempo de flujo incluyendo los periodos de flujo Trasiente temprano, Trasiente tardío y estado de flujo continuo para un yacimiento abierto.

### 1.34 Comportamiento de Pozo.

La presión mas importante en la vida de yacimiento es la  $PR_i$  -el Flujo hacia el pozo depende de 'Drowdown'  $DP = \{ PR - Pwf \}$ , la Relación entre Flujos y DP puede ser muy compleja y depende de las propiedades de La Roca, Fluidos, régimen de Flujo, saturación de fluidos de la roca, compresibilidad de los fluidos, daño de formación, turbulencia y mecanismo de empuje natural.

Para análisis de fondo es bastante practico escoger  $PR_i$  -como la presión Nodal del punto.

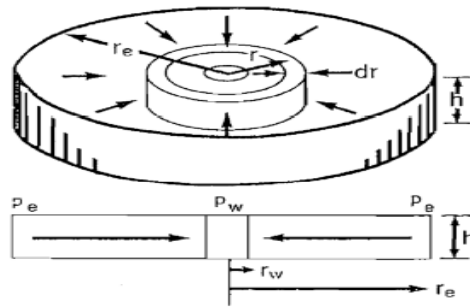
El flujo desde yacimiento hasta pozo es llamado 'InFlow-performance' por Gilbert-1954. El grafico de la Caudal vs presión de fondo de pozo se conoce como IPR.

La ecuación de desempeño de pozo permite calcular la caída de presión  $DP = PR - Pwf$ ; al Wellbore.

Para calcular la caída de Presión que Ocorre en Yacimiento se requiere de una ecuación que exprese la energía, caída de presión debido las fuerzas viscosas como función de la velocidad requerida. Esta es la Ley Darcy. 1856. Esta ecuación relaciona la velocidad de flujo con la caída de presión por la roca porosa, con un gradiente de presión en la dirección de flujo y K.

Para flujos de alta velocidad para los cuales existe flujo Turbulento No-Darcy, esta puede ser modificada para tener cuenta el factor de turbulencia.

Para esta investigación siempre se usa Ecuación Darcy en forma Radial hacia Pozo, con área transversal variable, el diferencial de presión hacia el pozo es negativo contrario al flujo.



$$Q = \frac{2\pi K h d P}{U dr};$$

Para Aplicar Ley Darcy en flujo de petróleo se asume que el aceite es ligeramente compresible Bo.

Perfil de Presión en Yacimiento.

El comportamiento de La Presión en Yacimiento es una función del radio  $r_i < r_e$  de forma analítica.

$$P = P_r - \frac{142 Q B U_o}{K_o h} \ln\left(\frac{0.472 r_e}{r_w}\right) + \frac{142 Q B U_o}{K_o h} \ln(r_i);$$

Un gran incremento en gradiente de presión el flujo incrementa la velocidad al Wellbore, la pendiente logarítmica depende directamente del caudal de flujo constante e inverso de la  $K_o$ .

### Índice de Productividad.

La relación entre Influjos y drawdown de pozo se expresa como J. este surge de la pendiente.

$$J = \frac{7.08 E - 3 * K_o H_o}{U_o B_o * \ln(0.472 \frac{r_e}{r_w})};$$

$$Q_o = J * (P_r - P_{wf});$$

Resolviendo para  $P_{wf}$  en términos de  $Q_o$  en un gráfico Cartesiano de  $P_{wf}$  vs  $Q_o$  resultase de una línea recta de  $m^* = -1/J_o$ ; un Intersecto  $P_{wf} = P_r$ ;  $Q_o = 0$ , intersecto  $P_{wf} = 0$ ;  $Q_o = Q_{oMax} = AOF$ .

Si  $J_o$  es condiciones constantes se obtiene de una prueba de producción para desempeño Influjos.

La ley Darcy está siempre basada en la suposición de permeabilidad constante y flujo laminar monofásico, sin embargo, estas condiciones rara vez ocurre en fondo de pozo.

La permeabilidad absoluta  $|K|$  alrededor Sumidero a menudo es Afectada por el completamiento, lo que la disminuye por efecto Daño de la formación Skin-S al taponamiento de estos poros rs.

La presencia del Daño formación Skin-S es una variable dimensional con efecto de concha & escama que mantiene un efecto negativo en la producción del pozo.

$$S' = S + Dq;$$

Factores que Afectan Índice de Productividad.

$$J = \frac{7.08E-3 * K * H_o}{[\ln(0.472 \frac{r_e}{r_w}) + S]} \int \frac{K_{ro}}{U_{Bo}} dP;$$

Conforme esta expresión se puede determinar que los factores que afectan índice productividad:

- Factor de daño de la formación.
- Comportamiento de Fase en Yacimiento.
- Diagrama de fase de fluidos en reservorio.
- Comportamiento de permeabilidad relativa.
- Comportamiento PVT-Viscosidad de flujo  $U_o$  en función de la presión.
- Comportamiento PVT-Factor Volumétrico de aceite  $B_o$  en función de la presión.
- Comportamiento RS & Gas en solución.
- Comportamiento de la presión externa del reservorio.

IPR- '*Inflow-Perfromance-Relationship*' para un pozo es  $Q_o/DP_w$ , IPR se ilustra gráficamente  $P_{wf}$  vs  $Q$ , si IPR puede ser representado por medio de índice productividad constante  $J_o$ . El grafico será lineal y  $m^* = -1/J_o$ , una recta que declina linealmente. Si el valor  $J_o$  cambia la Pendiente IPR cambiará y la relación lineal  $P_{wf}-Q_o$  no existirá más para aceite en pozo. Los principales factores.

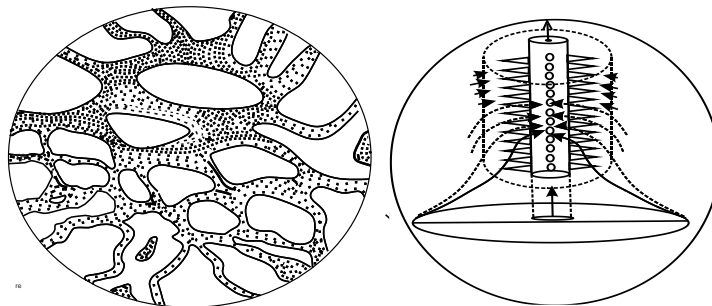
- Disminución  $K_{ro}$  por aumento  $S_g$ .
- Incremento  $U_o$  a medida que disminuye la presión y Gas es liberado del aceite.
- Merma del gas por  $B_o$ .
- Daño de la formación variable por migración de granos finos que taponan la formación.
- Incremento en el término de turbulencia  $Dq$  cuando  $q_o$  aumenta.
- Mecanismo de empuje natural del yacimiento.

Estos factores pueden cambiar como resultado de cambios *drawdown-Pressure*. Con un valor constante PR, si existe depleción el factor Skin-S pueden ser por una formación dañada. Cuando la presión disminuye menos a PB, el gas en solución en Petróleo es Liberado RS<sub>i</sub> -esto produce una fase gaseosa que afecta la Pendiente IPR que ya nunca más será Lineal, ahora existe IPR X2\*Fases. Lo que se observa como una curva cóncava afectada por la presencia de Gas.

La principal razón para cambios Jo es variación de la función de presión  $F(P)=|Kro/UBo|$  presiones menores que Pb causan una disminución de la permeabilidad efectiva al petróleo y aumento GAS.

El factor de daño Skin-S generalmente es compleja para IPR, S produce que Jo disminuya recta, este se distingue por producir una presión de fondo menor debido a la alteración porosa.

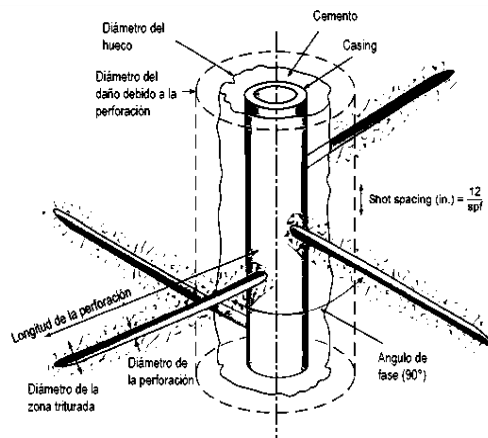
Generalmente el efecto de Skin causa turbulencia & alteración de la Permeabilidad junto con una disminución de la permeabilidad absoluta, la caída adicional DP<sub>s</sub> de presión causa mayor velocidad, esto genera mayor turbulencia al wellbore siendo así el efecto No-Darcy que distorsiona los cálculos de producción, el factor de daño es debido al cambio de permeabilidad alterada.



*Fondo de Pozo II.*

El fondo de pozo productor es una región del estado mecánico que comprende el intervalo perforado HP abierto al pay zone. aquí ocurre los fenómenos de producción de fluidos radial con sumidero de presión constante, este es el completamiento de pozo cañoneado y el efecto Skin-S.

La región del completamiento con grava está abierta al flujo por disparos cañoneados en fondo.



Fondo de pozo III.

### 1.35 Estados de flujo.

Para un Pozo Productor perforado en una Roca Almacén porosa de permeabilidad  $|K|$  y espesor  $|H_o|$ , para entender este proceso de flujo de Petróleo, Gas, Agua por la arena productora es conveniente revisar la ley de Darcy en su forma radial básica.

$$Q = \frac{KA}{U} \frac{dP}{dr};$$

$$A=2*PI*r*H_o;$$

Esta ecuación sugiere que el caudal de flujo es directamente proporcional al gradiente de presión Radial, la Permeabilidad  $K$  y Altura del Cono, y es inversamente proporcional a la viscosidad del fluido en movimiento, esta es la expresión más sencilla de la ley de Darcy para un solo fluido.

Un Pozo típico es Puesto a producción en una Roca Alancen homogéneo/isotrópico por un proceso isotérmico, siendo así existen tres patrones de Flujo para el pozo produciendo.

La Geometría del yacimiento, el área de drenaje, la propiedad del Fluido/Roca La configuración del pozo, la respuesta del yacimiento ante la presión y el tiempo de drenaje son Factores propios que afectan el área de drenaje del pozo particular típico que es puesto a flujo.

Para el inicio de un pozo petrolero abierto al flujo siempre existe estado transitorio inestable.

La ecuación de Difusividad describe el perfil de Presión en un yacimiento de flujo radial en acto infinito. con un fluido Pseudo-compresible mientras se configura Área de Drenaje del pozo.

$$\left[ \frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial P}{\partial r} \right] = \frac{\phi_{UC}}{K} \left( \frac{\partial P}{\partial t} \right);$$

$$C = C_o S_o + C_w S_w + C_g S_g + C_R;$$

La presión promedio de reservorio PR es la presión estática a una distancia re del pozo mientras la Pwf es la presión dinámica al wellbore en los pinzamientos, su valor es afectado por daño Skin.

El diferencial de presión es la resta de Presión Promedio – Presión dinámica, esto influye fuertemente en el desempeño del reservorio, un Gran DP-R sugiere como es la permeabilidad K.

La solución general para un pozo abierto en flujo radial infinito No-Continuo será.

$$P(r, t) = P_i + \left[ \frac{70.6 Q_o U_o B_o}{K h} \right] E_i \left[ \frac{-948 \phi c t * r^2}{K t} \right];$$

La función Ei se llama Integral exponencial y se obtiene de la gráfica siguiente. Donde X.

$$-X = \frac{-948 \phi c t * r^2}{K t};$$

$$PWF = P_i - \left[ \frac{162.6 Q_o U_o B_o}{K h} \right] \left( \log(t) + \log\left(\frac{K}{\phi U c t * r w^2}\right) - 3.24 \right);$$

Debido Un Pozo produce por largo tiempo. El resultado de la presión de fondo es constante, por tanto, en su forma de caudal constante debe ser ajustado con u comportamiento infinito.

$$Q_o = K * H * \frac{P_i - P_{wf}}{162.6 B_o U_o} * \left( \log(t) + \log\left(\frac{K}{\phi U_{ct} * r_w^2}\right) - 3.24 \right)^{-1};$$

Con el tiempo específico en horas de producción abierta al flujo transitorio radial infinito.

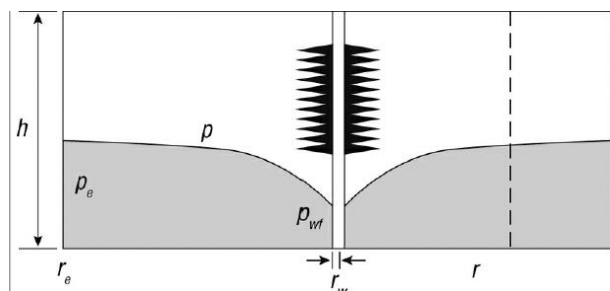
Para el Estado Transitorio La Presión se Caracteriza por declinar de forma exponencial variable con el tiempo durante el comportamiento infinito del reservorio hasta tiempo de estabilización.

Después que el radio externo encuentra una frontera de presión constante existe Estado Estable.

El comportamiento en estado estable significa que todo el parámetro clave de operación del pozo se mantiene constante al tiempo. Para un área de drenaje vertical re, Esto requiere que la presión en el Borde de La Frontera  $P_e$  y la presión de fondo fluyente  $P_{wf}$  son constante al tiempo, Prácticamente la presión de Frontera  $P_e$ , Para un Pozo productor puede permanecer constante solo en presencia de un mecanismo externo que mantenga la presión constante, por lo que su derivada con el tiempo será =0\* en Flujo Continuo.

$$P - P_{wf} = \frac{QU}{2\pi i K h} \ln\left(\frac{r}{r_w}\right);$$

El comportamiento estable es fácilmente descrito por la misma La Darcy de forma Radial.



Fondo de Pozo IV.

Esta es una ecuación Pseudo-Logarítmica, lo cual significa el Perfil de presión cae varias veces en la distancia radial. Con un radio logarítmico se observará una reducción abrupta de la presión en fondo de pozo. Esta región vecina del pozo es muy importante en los cálculos debido allí ocurre la mayor caída de presión que motiva los fluidos a seguir hacia el sumidero aguas-arriba.

Van Everdinger & Hurst 1949. Cuantificaron la condición de flujo en la zona cercana a pozo, ellos introdujeron el concepto de daño a la formación y el efecto Skin-S. El Efecto Skin es resultado de una zona alterada en la cercanía al pozo ‘Wellbore’ lo que Causa una caída adicional de presión.

$$\Delta P_s = \frac{Q_o U_o}{2\pi i K h} S;$$

$$P - P_{wf} = \frac{Q U_o}{2\pi i K * H} \left( \ln \left( \frac{r}{r_w} \right) + s \right);$$

Si el yacimiento exhibe un perfil de presión en caída constante, la frontera externa  $r_e$ , un pozo opera bajo condiciones de estado estable, entonces la presión  $P_e$  en la ecuación radial hace.

$$P_e - P_{wf} = \frac{Q_o U_o}{2\pi i K * H} \left( \ln \left( \frac{r}{r_w} \right) + s \right);$$

En Los pozos de Campo la ecuación estable resulta.

$$P_e - P_{wf} = \frac{Q_o U_o}{7.08e-3 * K * H} \left( \ln \left( \frac{r}{r_w} \right) + s \right);$$

Esta ecuación analítica es re organizada a su mejor expresión.

$$Q_o = Kh(P_e - P_{wf}) / 142 B_o U_o \left( \ln \left( \frac{r}{r_w} \right) + s \right);$$

Esta es La Ecuación de Flujo para Estado Estable considerando el efecto de daño Skin. Bajo condición de presión constante y flujo constante para cualquier radio  $r_i < r_e$ .

Para flujo estable el índice de productividad de un pozo que produce simple condiciones es.

$$J = \frac{Q}{P_e - P_{wf}} = \frac{KH}{142B_oU_o} Jp;$$

El principal propósito de la producción en un pozo es maximizar el índice de productividad del pozo de forma efectiva, incrementar el flujo de aceite es proporcionar a incrementar el gradiente de presión del reservorio con un mayor '*drawdown*' -a caudal constante. Usualmente esto puede ser acomodado con el efecto Skin, remover el daño de la matriz alterada es una buena forma de acidificar la formación o disminuir el daño por fractura miento hidráulico.

la declinación de presión de un pozo productor tiende a ser constante al Estado Pseudo-Estable.

Este es el estado que predomina en la mayoría de los pozos productores, una vez la perturbación de presión háyase alcanzado los bordes del reservorio y configurase su nuevo radio de externo. Este estado se caracteriza por tener una frontera de No-Flujo. Como una falla o pinchamiento.

La Presencia del borde externo no es mantiene una fuerte frontera, en lugar esta declina de forma constante con el tiempo como lo hace la presión en cualquier punto del Reservorio. Esto corresponde la derivada de presión al tiempo se mantiene constante y declina con una lineal con pendiente negativa, estas condiciones son propias del estado Pseudo-Estable.

Solucionando la Ecuación Radial de Difusividad durante el estado Pseudo-Estable produce el perfil de presión en cualquier punto  $r < r_e$  del reservorio.

$$P = P_{wf} + \frac{142QB_U_o}{KH_o} \left( \ln \left( \frac{r}{r_w} \right) - \frac{r^2}{2r_e^2} \right);$$

$$P_e = P_{wf} + \frac{142QB_U_o}{KH_o} \left( \ln \left( \frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{1}{2} \right) |_{re.}$$

$$P(r) = P_{wf} + 141,2 * \frac{Ql*Bw*\mu}{K*Ho} \left[ \ln \left( \frac{r}{r_w} \right) - \left( \frac{r^2}{2*r_e^2} \right) \right];$$

Esta Ecuación No es particular útil para estado Pseudo-estable por lo que se requiere una mejor correlación en base la presión promedio del reservorio y no la P-Estable. por tanto, una mejor ecuación para estado Pseudo-estable. esto sería particularmente útil en términos de la presión promedio. Esto es definido como la integral volumétrica en reservorio.

$$\bar{P} = \frac{\int_{r_w}^{r_e} p dV}{\pi i * r_e^2 h \phi},$$

$$P = \frac{2}{r_e^2} \int_{r_w}^{r_e} p r dr;$$

$$P = \frac{\frac{2}{r_e^2} 142 Q B U_o}{K h o} \int_{r_w}^{r_e} \left( \ln \left( \frac{r}{r_w} \right) - \frac{r^2}{2 r_e^2} \right) r dr;$$

$$\bar{P} - P_{wf} = \frac{142 Q B U_o}{K h} \left( \ln \left( \frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{3}{4} \right);$$

En General La Ecuación final para estado Pseudo-Estable y forma Logarítmica.

$$Q = 7.08 E - 3 * K * H_o * ( \bar{P} - P_{wf} ) / B U_o \left( \ln \left( \frac{r_e}{r_w} \right) - 3/4 + s \right) ;$$

Esta Ecuación es prácticamente útil debido que provee la relación entre presión promedio del reservorio P & El caudal de flujo Q, la presión de fondo es una variable que puede ser determinado por una prueba Buildup-up-test. Esta depende del Área de Drenaje y de otras Propiedades del fluido y de la Roca con un Balance de Materiales, del mecanismo de producción primaria del reservorio, la energía natural que aporta el yacimiento, la relación de InFlow que lleva a predecir el comportamiento y producción acumulada de un pozo en un sistema radial.

El Índice de productividad Dimensional en estado Pseudo-Estable es.

$$J_d = \frac{1}{\ln \left( \frac{0.472 r_e}{r_w} \right) + s};$$

### Tiempo de transición.

El tiempo de estabilización seguido del cambio de Patrón de Flujo es llamado tiempo de estabilización tss. El cambio de Flujo Transiente a Estado Pseudo-Estable es llamado tiempo de estabilización Pseudo-Estable. T<sub>pss</sub>.

$$t_{pss} = 2,64E - 4 * \phi \frac{u_{ct}A}{K} tDA;$$

A es aquel Área de Drenaje Propio del reservorio, depende de la forma de drenaje y el radio externo, así como de las propiedades generales del Fluido & la Roca que lo contiene. Esta Área suele ser muy variable en pozos de campo, existe toda una lista típica de estas formas irregulares de drenaje. Particular en esta Investigación se considera Ae forma regular de Circulo de radio re. El tiempo dimensional en estado Pseudo-estable suele ser 0.1 para un pozo, Un Rectángulo 1X2 tDA<sub>pss</sub> es 0.3 y para 1X4 rectángulo esta es 0.8. un pozo de investigación en un patrón irregular tiene grandes valores de t-DA<sub>pss</sub> lo que significa que la frontera más externa es amplia y llevara más tiempo alcanzarla. Para un Yacimiento Circular Cilíndrico re. La ecuación de tDA<sub>pss</sub>.

$$t_{pss} = 1200 * \frac{\phi_{uct}re^2}{K};$$

El D > Dominio del flujo Pseudo-estable el tiempo es por 'hrs' y todas las variables en campo.

Durante el régimen de flujo Pseudo-Continuo el cambio de presión al tiempo es el mismo por toda le área drenaje, para un perfil de presión típico la distribución de presión en varios puntos se hace paralela en los periodos sucesivos por lo que la presión disminuye de forma Lineal con el tiempo.

$$\left(\frac{dP}{dt}\right) | r_i = cnte;$$

Una Nueva relación de presión es desarrollada para este estado de Flujo.

$$\frac{dP}{dt} = -\frac{Q_0 B_0}{24cV},$$

$$V = V_p = A_e h \phi / 5.62 = \pi h^* \phi^* r_e^2 / 5.62;$$

Si se observase la ecuación anterior se pueden deducir ciertas características del comportamiento de la declinación Pseudo-estable  $Dp/dt$  durante la etapa Pseudo continuo.

Características de la declinación Pseudo-Estable.

- La presión de Yacimiento declina más rápidamente con un aumento en la caudal de fluidos producidos por el sumidero en fondo.
- La presión de yacimiento declina más lentamente en yacimientos con más altos coeficientes de compresibilidad total.
- La presión de yacimiento declina más lentamente en reservorios con mayor extensión  $V_p$ .

Mathews, Brons & Hazebrock Todos ellos señalaron: una vez el yacimiento está produciendo en estado Pseudo-estable, cada pozo drena dentro de sus propios límites  $A_e$  independiente de los demás pozos, para que esta condición prevalezca la declinación  $dP/dt$  debe ser constante  $-m^*$  en todo el reservorio, si estas condiciones no se cumplen, será porque hay algún factor externo en las fronteras que causa un reajuste de la ecuación de difusividad, debido que la presión espacial en cualquier  $r < r_e$  disminuye en la misma proporción, por un promedio integral volumétrico la presión promedio de fondo disminuye en la misma forma. La presión volumétrica del reservorio declina lineal con pendiente constante negativa  $-m^*$  y afecta todo el flujo en el reservorio.

Una expresión útil para calcular la declinación del reservorio.

$$P_i - P_r = \frac{0.24Qt}{cAe\phi};$$

$$P_r = P_i - \frac{0.24Qt}{cAe\phi};$$

El tiempo-t transcurrido desde el final del flujo Trasiente hasta el tiempo de interés.

Cuando se realiza un Balance de Materiales, la presión volumétrica promedio de todo el reservorio se usa para calcular todas las propiedades PVT y es característica de cada pozo.

$$P_r = \sum P_n V_i / \sum V_i;$$

De forma que  $V_i$ , este es el volumen poroso del reservorio  $V_p$ , así surge la presión volumétrica.

Para diferentes pozos en un mismo yacimiento general, se tienen diferentes Caudales,  $Q_i$ , en la práctica los diferentes volúmenes porosos  $V_i$  son complejos, pero  $Q_i$  es medida diariamente, ahora es común hacer la aproximación de la siguiente forma.

$$P_r = \sum P_n Q_i / \sum Q_i;$$

La presión continua del yacimiento es siempre útil para los cálculos Pseudo-estables.

El Estado Pseudo-Estable tiene Aplicaciones Prácticas al comportamiento de flujo Radial:

- Fluido Pseudo-Compresibles.
- Fluidos Compresibles.

Para El Flujo Pseudo-Continuo, el termino  $\frac{dP}{dt}$  es constante por lo cual la ecuación de difusividad.

$$\frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial P}{\partial r} = 2.64E - 4 \left( \emptyset \cup \frac{ct}{K} \right) \left( - \frac{Q}{ctAeh} \emptyset \right);$$

$$\frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial P}{\partial r} = C * \frac{QU}{AehK};$$

Una solución práctica para la ecuación anterior.

$$P_i - P_{wf} = \frac{142QBUo}{KH} \left\{ \ln \left( \frac{re}{rw} \right) - \frac{1}{2} \right\};$$

La Presión Volumétrica Promedio se Usa para calcular el caudal de Liquido sami-continuo.

$$Q = \frac{7.08E-3 * K h o (P r - P w f)}{U B o \left\{ \ln \left( \frac{r e}{r w} \right) - \frac{1}{2} \right\}}$$

Para condiciones Pseudo-estable la presión volumétrica Promedio ocurre cerca del 47% del radio re. La función dimensional PD depende de este radio r/re.

Ajustase la Ecuación de Difusividad con Darcy para flujo Pseudo-Continuo en fondo.

$$Q = \frac{7.08E-3 * K h o (P r - P w f)}{U B o \left\{ \ln \left( \frac{r e}{r w} \right) - \frac{3}{4} \right\}}$$

El Flujo Pseudo-Continuo ocurre sin considerar la geometría del reservorio, las geometrías irregulares solo alcanzan el flujo cuando están han sido producidas lo suficiente como para afectar los bordes, como existen muchos tipos de Área externas -Ae, Ramey & Cobb desarrollaron un Factor Corrector denominado Factor de Forma CA diseñado para ajustar la desviación circular Ae. Finalmente, La Ecuación de FLUJO Darcy en estado Pseudo-Estable.

$$Q = \frac{7.08E-3 * K h o (P r - P w f)}{U B o \left\{ \ln \left( \frac{r e}{r w} \right) - \frac{3}{4} + S \right\}}$$

El Factor Corrector de Forma, toma en cuenta la Localización del pozo dentro Ae.

$$P w f = P r \log \left( \frac{4 A}{1.78 C A r w^2} \right);$$

$$P w f = \left[ P_i - \frac{0.24 Q B o t}{A e h * \phi c t} \right] - \frac{162 Q B U o}{K h} \log \left( \frac{4 A}{1.78 C A r w^2} \right);$$

$$Q o = \frac{K h}{162 B U o * \log \left( \frac{4 A w}{1.78 C A r w^2} \right)};$$

La Ecuación de Difusividad para Flujo Radial expresa el desarrollo para estudiar el comportamiento de un fluido compresible en estado Pseudo-Estable.

Para el Estado de Flujo Pseudo-Continuo, la Caudal de Flujo es función de las Pseudo-Presiones con respecto al tiempo.

$$Qg = \frac{Kh[\delta PR - \delta Pwf]}{1422ZT \left[ \ln \left( \frac{re}{rw} \right) - \frac{3}{4} \right]};$$

#### Método de Aproximación de la Presión<sup>2</sup>.

Cuando los valores de Presión son menores 2000 PSI, la Solución tiene la siguiente forma.

$$Qg = \frac{Kh[PR^2 - Pwf^2]}{1422ZT U g \left[ \ln \left( \frac{re}{rw} \right) - \frac{3}{4} \right]};$$

Las propiedades { Ug, Bg, Z, cg } son calculadas por la presión promedio.

$$Pp = \sqrt{\frac{Pr^2 + Pwf^2}{2}};$$

#### Método de Aproximación de la Presión.

Este método es bien aplicable para Presiones Mayores de 3000 PSI. Su fórmula es.

$$Qg = \frac{Kh[PR - Pwf]}{1422TUBg \left[ \ln \left( \frac{re}{rw} \right) - \frac{3}{4} \right]};$$

EL Factor volumétrico de Formación al gas.

$$Bg = 0.0028 * ZT / P;$$

Derivando la Ecuación de Flujo se considera las siguientes suposiciones.

Permeabilidad Uniforme.

Flujo Viscoso Laminar.

Antes de ser usadas, estas\* deben modificarse para tomar en cuenta las posibles desviaciones a las suposiciones establecidas al gas. Para tomar en cuenta estas desviaciones se introduce los siguientes factores de corrector a la ecuación general.

- Factor Daño.
- Factor Flujo Turbulento.

### Flujo Radial Pseudo-Continuo.

Fluidos de Pequeña compresibilidad.

$$Q_o = 7.08E - 3 \frac{Kh(PR - P_{wf})}{UBO \left[ \ln \left( \frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{3}{4} + S \right]}$$

Fluidos compresibles.

$$Q_g = \frac{Kh [\delta PR - \delta P_{wf}]}{1422ZT \left[ \ln \left( \frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{3}{4} \right]}$$

Termino presión cuadrado.

$$Q_g = \frac{Kh [PR^2 - P_{wf}^2]}{1422ZT U g \left[ \ln \left( \frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{3}{4} \right]}$$

Los pozos productores rara vez generan patrones circulares de flujo. Incluso si son asignados áreas regulares, estas son distorsionados después que inicie la producción bajo fronteras de flujo natural, la forma de área es asignada por parámetros de producción debido una configuración particular del pozo sumidero y reservorio.

Para ajustar esta forma particular de drenaje en una posición Asimétrica en un pozo con sus límites de pozo de forma irregular. Los factores de forma fueron desarrollados por DIetz 1965.

Una expresión logarítmica puede ser modificada por un factor corrector  $4\pi$  un comportamiento singular es descrito propio de su área de drenaje.

$$\ln(re/rw) - 3/4 = 1/2 \{ \ln(4\pi re^2 / 4\pi e^{3/2} rw^2) \};$$












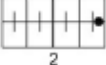

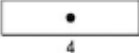



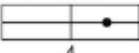

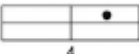

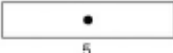
El termino  $\pi re^2$  es un factor de drenaje en forma de círculo  $re$ , El producto es una forma logarítmica se generaliza de una forma particular para  $n$  mejor factor corrector  $CA$  Dietz, ha mostrado que la forma del reservorio depende de la posición relativa del pozo que tiene un factor característico.

$$P - P_{wf} = \frac{142QBU_o}{Kh} \left( \frac{1}{2} \ln \left( \frac{4A}{yCAr_w^2} \right) + S \right);$$

La siguiente imagen es una lista de geometría de flujo para distintas áreas de drenaje y sus factores de forma comúnmente usado factor corrector de ajuste a la ecuación Pseudo-estable para pozos produciendo y permite ajustar la ecuación de producción a correcta geometría del reservorio.

Los pozos fluyen el aceite y agua del punto de mayor presión a uno de menor energía, el movimiento por los Canals porosos representa un camino tortuoso para los líquidos Multifasico en diferentes permeabilidades relativas, se debe tener un correcto conocimiento de la imbibición del proceso de drenaje y llenado para reportar las tablas de permeabilidades efectivas a condiciones de poro desde laboratorio, los yacimientos de petróleo son cuerpos rocosos complejos irregulares, pocas veces se configuran en círculos perfectos, por lo que existe una tabla de múltiples geometrías de reservorio y sus propios factor corrector de forma para la ecuación de producción.

Tabla de Factores Corrector típicos de Pozos con Áreas Irregulares.

	Shape	$t_{D_{fcs}}$	$C_A$		Shape	$t_{D_{fcs}}$	$C_A$
1.		0.1	31.6	12.		0.4	10.8
2.		0.1	31.6	13.		1.5	4.5
3.		0.2	27.6	14.		1.7	2.08
4.		0.2	27.1	15.		0.4	3.16
5.		0.4	21.9	16.		2.0	0.58
6.		0.9	0.098	17.		3.0	0.011
7.		0.1	30.9	18.		0.8	5.38
8.		0.7	13	19.		0.8	2.69
9.		0.6	4.5	20.		4.0	0.23
10.		0.7	3.3	21.		1.0	0.12
11.		0.3	21.8	22.		1.0	2.36

Mathews & Russel introdujeron el termino radio efectivo aparente de pozo  $r_{ws}$ .

$$r_{ws} = r_w \cdot \exp(-S);$$

Toda las Ecuaciones de flujo radial pueden modificarse para introducir el efecto de daño,

Al sustituir el radio del pozo  $r_w$  por  $r_{ws}$ .

$$P_i - P_{wf} = 162 \left[ \frac{QBU_o}{KHO} \right] \left\{ \log \left( \frac{Kt}{\phi u c r_{ws}^2} \right) - 3.23 \right\};$$

Factor de flujo turbulento.

$$[\Delta P]_{skin} = \left[ \frac{QBU_o}{7.3E-3 * KHO} \right] S;$$

Durante Flujo Radial La Velocidad Aumenta a medida que se acerca al wellbore en el sumidero de presión. Al Crecer DP el flujo se vuelve turbulento en su alrededor, para este caso es probable que exista gases compresibles lo cual causa una caída adicional de presión motivada por el factor daño Skin-S, esto se conoce como Flujo-No-Darcy. Al designar  $\psi$  la caída de Pseudo-Presión adicional de los Gases Reales por Flujo turbulento, DP-Total es.

$$\{ DP \}_{act} = \{ D \psi \}_{ideal} + \{ D \psi \}_{skin} + \{ D \psi \}_{No-Darcy}.$$

Wattermbarger & Ramey propusieron la siguiente expresión para calcular  $\{ D \psi \}_{No-Darcy}$ .

$$\{ D \psi \}_{NoDarcy} = FQg^2;$$

F: es el Coeficiente de Flujo No-Darcy.

El termino  $FQg^2$  puede introducirse en todas las ecuaciones de flujo de gas compresible en la misma forma que el factor de daño y se interpreta como una caudal dependiente de Skin\* las Modificaciones en las ecuaciones de flujo de Gas bajo flujo turbulento están claras.

Flujo Radial Transitorio.

La educación de flujo de gas en estado Trasiente es modificada para incluir la caída de presión adicional por efecto de turbulencia.

$$\delta P_i - \delta P_{wf} = \frac{162QgT}{Kh} \left[ \log \left( \frac{Kt}{\phi_{uct} * r_w^2} \right) - 3.23 + 0.87 * S + 0.87 * DQg \right];$$

DQg representa la caudal de flujo que depende también del factor de daño. D es el factor de flujo turbulento Inercial. Es importante entender bien la turbulencia del Wellbore por el Movimiento.

$$D = FK_h / 1422T;$$

El verdadero Factor de daño  $S$  refleja el daño o la estimulación de la formación que usualmente es la combinación con Efecto No-Darcy que depende del Skin alterado al pozo y es el factor total de daño aparente  $S'$ .

$$S' = S + DQg;$$

La ecuación puede expresarse más conveniente en términos de esta nueva variable Practica.

$$\delta P_i - \delta P_{wf} = \frac{162QgT}{Kh} \left[ \log \left( \frac{Kt}{\phi_{uct} * r_w^2} \right) - 3.23 + 0.87 * S' \right];$$

Flujo Radial Pseudo-Continuo.

$$Qg = \frac{Kh[\delta PR - \delta P_{wf}]}{1422ZT \left[ \ln \left( \frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{3}{4} + S + DQg \right]};$$

Flujo Radial Continuo.

$$Qg = \frac{Kh[\delta PR - \delta P_{wf}]}{1422ZT \left[ \ln \left( \frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{1}{2} + S + DQg \right]};$$

### Sistema de Producción.

Un sistema de producción es aquel que tiene la capacidad de transportar fluidos de reservorio hasta superficie y separarlos en Petróleo, Gas y Agua junto con toda la tubería vertical de pozo y horizontal. Los elementos básicos de un sistema de producción convencional son:

- Reservorio.
- Fondo de pozo.
- Tubería de producción.
- Cabeza de pozo.
- Válvula choke.
- Separador primario.
- Separador secundario.
- Tubería Horizontal.
- Tanque de Almacenamiento.

Un pozo es un conducto entre el Reservorio Y Superficie, este es necesario para transportar los fluidos de fondo a superficie, el 'Well-Performance' comprende desde Área de drenaje hasta el separador de superficie. Un pozo combinado con El Drenaje es llamado sistema general de producción. Un sistema de producción típico está compuesto por los siguientes componentes.

- Medio poroso.
- Completamiento-Pinzamientos.
- Tubería Vertical.
- Sistema de Levantamiento Artificial.
- Tubería de conducción Horizontal.
- Separadores de fluidos Multifasico.
- Válvula de superficie.

### **Perfil de Presión de un sistema de producción típico.**

El análisis de presión a lo largo de la trayectoria de fluido desde Reservorio → Superficie es un factor importante para entender 'Well-Performance' de un pozo y poder Optimizar la producción, el análisis de las caídas de presión en los puntos del sistema es conocido como Análisis Nodal.

Es Bien sabido que La Presión de Yacimiento es Mayor Presión. Por tanto.

$$PR > PWS > PWF > P_{tub} > PWH > PSCP > PSTD > PATM;$$

### **InFlow Performance Relationship. IPR.**

Este se define como la relación funcional entre caudal de producción y la presión dinámica de fondo, Gilbert. 1954, fue el primero en proponer esta relación, 'QO/[PR-Pwf]', IPR pertenece al rango de presión  $PR > Pwf > Patm$ ; el caudal Máximo corresponde a la Presión Atmosférica AOF, Mientras que el caudal °PR es siempre '0' una gráfica típica IPR es una línea Recta de  $m^* = -1/Jo$ .

## 2. Conificación de pozos petroleros.

La Conificación de Pozos Productores de Hidrocarburos es un problema que ha estado presente en la industria petrolera desde sus mismos inicios, comúnmente asociada a pozos penetrados en zonas productoras de Aceite con un acuífero activo inferior que proporciona una frontera de presión constante y sirve como mecanismo de empuje primario manteniendo la presión del yacimiento, en arenas productoras se conoce el límite de las dos fases al contacto agua-petróleo WOC que las separa por gravedad En Reservorio.

La Conificación por agua y gas ha sido uno de los grandes problemas durante la producción de aceite de yacimiento a superficie por un pozo petrolero, la aparición de la Conificación es debida a cambios en los gradientes de presión dinámica resultando de la continua producción de un pozo en el 'pay zone', el gradiente de presión resulta en la elevación de un cono de agua del contacto agua petróleo de fondo hacia el pozo hasta que llega al intervalo cañoneado arriba, El agua irrumpe en la zona de aceite aumentando la producción de agua en superficie, la tendencia natural de agua a conificar es compensada por las fuerzas gravitacionales por lo que el agua tiene un peso específico mayor al del aceite, cuando se altera e equilibrio entra las fuerzas dinámicas la gravedad y el gradiente de presión causado por la producción del pozo supera el caudal crítico general inestabilidad y comienza el avance del agua al Sumidero lo que conlleva al levantamiento del cono concéntrico al pozo en la zona del completamiento. Una vez el agua conifique el pozo y no se realice trabajo para Repararle, la viabilidad económica de este disminuye obligando su cierre por excesiva producción de agua en superficie. De forma similar ocurre con la conificación por gas, cuando la producción continua de aceite y agua reduce la presión del yacimiento una capa de

gas libre comienza a formarse o su presencia causa un desequilibrio de fuerzas que provoca que el GOC se deforme en Cono Agudo hacia la zona cañoneada del pozo, esta presencia de gas es provocada por el diferencial de densidades y viscosidades de los fluidos luego el gradiente de presión en el gas invade parcialmente la columna de aceite que es más pequeña comparada con el gradiente de presión provocado por la producción de gas.

El problema de la conificación por agua y gas en un pozo parcialmente penetrado en una zona productora de aceite de espesor  $H_o$ , ha motivado a diversos autores han desarrollado teorías sobre la conificación en pozos basados en ecuaciones analíticas para acuíferos bajo los pozos y comportamiento del gas en particular se plantea varios procedimientos para calcular la tasa crítica de aceite permisible al pozo y evitar la aparición del cono.

La conificación de gas o agua en los pozos productores de petróleo es perjudicial, ya que provocan una disminución en la producción de petróleo y un aumento en la relación gas-petróleo GOR o en la producción de agua. Cualquiera de los dos puede ocurrir debido a las altas Caudales de producción. Ambos son el resultado de condiciones similares en un desbalance de las fuerzas dinámicas que actúan en yacimiento al wellbore causando una deformación del contacto agua-aceite pozo arriba en forma cóncava que avanzara hasta llegar a la zona cañoneada hasta el punto que el pozo comenzara a producir más agua que aceite aumentando los valores del WOR medidos en superficie o causara excesiva producción de gas lo que daña los equipos de superficie diseñados para líquidos. Este problema es muy común en pozos con gradientes de presión bastantes sensibles a los cambios por la producción de pozos y altas permeabilidades verticales.

La conificación por agua/gas es un problema muy serio en campo, la producción del cono de gas/agua puede reducir la producción de aceite significativamente, por tanto, es importante minimizar lo más posible o retardar la llegada del cono. En yacimientos con acuífero de fondo los

pozos verticales son completados en la sección superior del pay zone para evitar conos de agua, pero si existe capa de gas propicia la formación del cono de esta fase arriba, el propósito es perforar lo más lejos posible de los contactos GOC & WOC para evitar que estas fases avancen a la zona de interés de aceite, si un yacimiento de aceite tiene las tres fases presentes distribuidas por la gravedad un pozo vertical típico deberá ser perforado en el centro de la zona de aceite en el espesor esto debido a los diferenciales de densidades y viscosidades y hacer la mayor distancia técnica posible de los fluidos diferentes al aceite.

Esto debido a los diferenciales de densidades y viscosidades, ambas fuerzas de yacimiento están en balance una a otra {'equilibrio'} antes de la producción, para minimizar estos problemas de conificación se perfora en el centro del pay zone sin embargo muchos pozos han sido perforados en zonas cercanas a los contactos GOC & WOC.

Una de las principales razones para la conificación es el descenso de la presión, los pozos verticales que muestran una gran caída de presión alrededor pozo, esta caída de presión en las cercanías al pozo causa la conificación, de forma contraria pequeños descensos de presión provocan poca tendencia a conificación.

Los yacimientos con altas permeabilidades muestran menos tendencia a conificar que los de bajas permeabilidades de forma similar para un descenso de presión dado en el wellbore la caída de presión es más pequeña en altas permeabilidades y mayor en bajas permeabilidades, debido a esto para minimizar el descenso de presión de la región al wellbore se evidencia que reservorios con altas permeabilidades tienen poca tendencia a conificar porque presentan menor cambio de presión y una menor velocidad relativa del agua a fluir sobre aceite de roca.

En yacimientos naturalmente fracturados YNF se pueden tener graves problemas de conificación por las fracturas verticales a pesar de sus altas permeabilidades, esto es debido que

las otras fases viajan desde sus capas a la zona de interés por estas fracturas porque tienen altas permeabilidades por tanto la mejor forma de reducir la conificación es minimizando la caída de presión en fondo con un caudal de aceite Moderado.

La conificación es el mecanismo en el que un fluido AGUA/GAS forman un cono local en la región frontera entre los dos Fases, los conos con agua son frecuentemente un problema severo en la industria del petróleo debido al aumento exponencial de los cortes de agua en superficie y la rápida disminución de la producción de aceite que degrada en pozo.

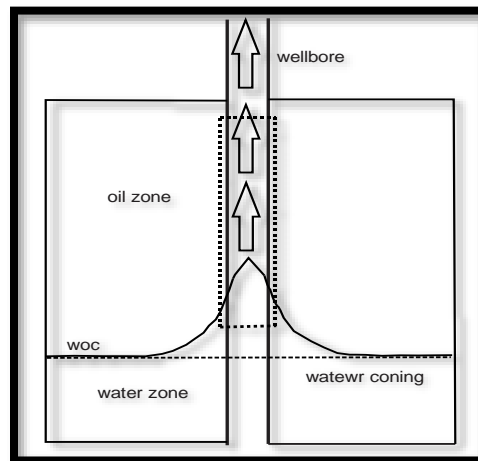


Figura 21. Conificación Vertical de Pozo.

Modelos numéricos y físicos han sido desarrollados para estudiar el papel del agua en la conificación bajo diferentes condiciones de frontera, se ha desarrollado modelos matemáticos complejos con bastante estabilidad y consistencia para acoplarse a los rápidos cambios de presión-saturación en yacimiento. Un modelo flexible fue construido por el autor para obtener cualitativamente y cuantitativamente descripciones de la conificación por agua bajo distintas condiciones de flujo en fondo y diferentes escenarios de caudal de producción en fondo fluyendo.

En la conificación por agua la interfaz de aceite y agua se eleva localmente por el pozo y su completamiento resultando en un aumento considerable de la producción de agua. Este efecto

ocasiona que se reduzca la producción de aceite y finalmente el recobro del pozo. Por lo que en muchas ocasiones se debe abandonar el pozo.

Dos fuerzas controlan el mecanismo de La Conificación.

- Fuerzas dinámicas.
- Fuerzas gravitacionales.

La invasión de agua ocurre cuando la presión cae causada por la fuerza aplicada es ligeramente menor o igual que las fuerzas gravitacionales.

El fenómeno de conificación de agua ha sido investigado arduamente por muchos autores, mucho de estos trabajos han sido dedicados a calcular la máxima Caudal posible de aceite/gas que se puede producir sin que haya entrada de agua por levantamiento del cono.

Muskat and Wyckhoff asumieron que el aceite era producido por el pozo parcialmente penetrado en la pay zone, mientras el agua permanece estática en presión, se presentas formulas y tablas que calcula la máxima tasa de aceite producido antes de producción de agua.

Arthur and Garder siguió el mismo tipo de análisis empleado por Muskat y Wyckoff para desarrollar soluciones gráficas para el problema.

Meyer formularon una ecuación aproximada en flujo radial con el cono de agua justo debajo de la zona de perforación Para un pozo convencional.

Muchos autores aplicaron simulación de yacimientos para estudiar el comportamiento de conificación por agua para varios parámetros de reservorio. Junto a esto se ha hecho muchos trabajos experimentales de campo que ha conducido muchas investigaciones a estudiar el fenómeno en sí y poder calcular caudal crítico para que no exista cono.

Muchos autores han presentado modelos experimentales, correlaciones empíricas, modelos numéricos y analíticos basados en la naturaleza física del fenómeno y ecuaciones matemáticas para

dar solución al problema y calcular el caudal crítico del pozo, estos modelos asumen que el contacto agua-petróleo está en presión estática equilibrio con el petróleo.

Hoyland presento una correlación para predecir el caudal crítico de aceite con esto hizo un modelo de simulación, en el que representa las zonas de agua como una capa inferior con porosidad y permeabilidad infinita. Piper et al extendieron la investigación para relacionar el efecto de la altura del cono con el gradiente de presión de la zona de aceite.

El problema de la conificación por agua en un pozo parcialmente penetrado en una zona productora de aceite de espesor  $h_0$ , ha motivado diversos autores han desarrollado teorías sobre la conificación en pozos basados en ecuaciones analíticas para acuíferos bajo los pozos, en particular se plantea procedimientos para calcular la tasa crítica de aceite permisible al pozo.

La producción continua de petróleo por un pozo que penetra parcialmente la roca productora sobre un reservorio de agua natural en el subsuelo causa que la interfaz aceite-petróleo se deforme en forma de cono concéntrica al pozo, tan pronto como el caudal sea mayor al crítico la altura del cono aumentara por la entrada de agua a la zona de interés hasta que a cierto caudal el cono se hace inestable y el agua es producida por el pozo aumentando rápidamente los cortes de agua en superficie hasta que todo el líquido que se produzca sea practicante agua.

La distribución de permeabilidad Relativa en fondo de pozo es otro parámetro importante en un modelo dinámico de la conificación por lo que facilitan el flujo a su fase efectiva en movimiento proporcional al volumen saturado de esta.

Varios autores han estudiado el comportamiento de la conificación de agua con el propósito de determinar la tasa crítica  $Q_{oc}$  que puede soportar el pozo. Desafortunadamente sus resultados no son determinantes y estables. Existen dos soluciones analíticas disponibles.

- Muskat & Wyckoff presentaron una teoría que da la tasa crítica del pozo.
- Meyer & Garder dedujeron una fórmula que da valores que son muy bajos.

Para Esta Investigación se plantea una nueva teoría aproximada sobre la conificación de agua la cual supera algunas de las teorías pasadas deficientes, al mismo tiempo es un sencillo modelo.

Matemáticamente el flujo es descrito como una función continua del tiempo de fondo a superficie, en la distribución de presión, el régimen de flujo, la Geometría del flujo y las fases presentes en Movimiento, El Gradiente de Presión y las condiciones de frontera Impuestas.

El problema es formulado en términos de la función potencial de fluidos, esta función satisface la ecuación de Laplace y esta debe ser resuelta sujeta a las condiciones de frontera establecidas, sin embargo la complejidad analítica del problema encontrar una solución matemática exacta es imposible, por lo que se plantea soluciones numéricas aproximadas por diferencias finitas de la ecuación de difusividad en flujo radial y condiciones iniciales en el simulador numérico que valida este nuevo modelo teórico planteado.

Esta solución numérica se plantea lo más exacta posible para representar el fenómeno en estudio.

Está claro que la conificación puede ser reducida disminuyendo el descenso de presión sin embargo esta posición es técnicamente difícil en la Práctica, teniendo en cuenta que la producción de aceite es directamente proporcional al descenso de presión en yacimiento DP por tanto si se quiere prevenir la conificación se debe minimizar el "Pressure drawdown" y sacrificar parte de la producción de aceite, pero se lograra evitar Conificación Invasiva de Fluidos Indeseados y Costosos. De otra forma los barriles de aceite diarios por longitud del pozo podrían ser pequeños y muchos casos no viables, perforando largos pozos horizontales se puede conseguir minimizar el DP, sin embargo, la producción por longitud seria aun pequeña, más debido a lo largo del pozo perforado Horizontal  $L_p$  se puede obtener una alta producción, por tanto, pozos horizontales proveen una opción mejor para evitar tendencias a conificar sobre los pozos verticales clásicos.

Los pozos horizontales pueden reducir la conificación solo en casos en los que reduciendo la caída de presión podrá minimizar la conificación, pero estos también pueden desarrollar este problema por otras razones de yacimiento.

La conificación por agua casi siempre ocurre en yacimiento con alta conductividad de la roca, bajos gradientes de presión, flujo de fluidos y el efecto de la penetración límite del wellbore y la productividad de aceite en cuenta. Consecuentemente este estudio calculara la máxima tasa crítica de aceite permitida por el pozo antes de que exista entrada de agua por cono de yacimiento, se sabe que la longitud de perforación cañoneada optima es aproximadamente la mitad del espesor pay zone  $h$ , dependerá también del radio de drenaje  $r_e$ , el área de la zona de aceite y la permeabilidad.

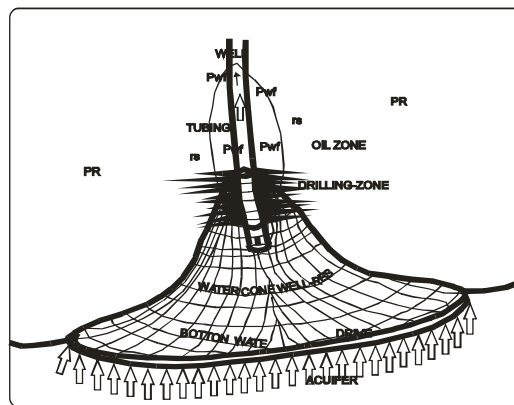


Figura 22. Conificación-I

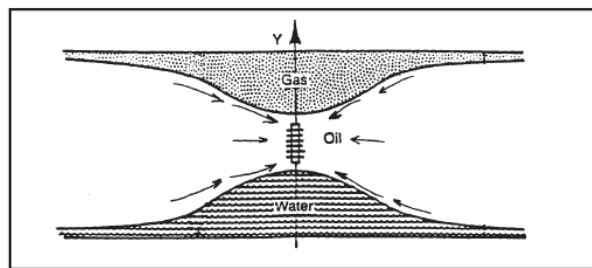
Matemáticamente el flujo es descrito en la distribución de presión, el régimen de flujo, la Geometría del flujo y las fases presentes en el flujo de fluidos condiciones de frontera y El Estado Temporal de Operación. Así pues, se puede hacer una correcta predicción del fenómeno en cuestión. Un pozo que presenta ‘coning’ será invadido rápidamente por un cono dinámico de agua.

Una teoría aproximada de la Conificación de agua ha sido deducida junto con todo un método y procedimiento para calcular la tasa crítica para la producción de aceite, una fórmula es dada para hallar la caída de presión del área de drenaje hasta el pozo correspondiente al caudal crítico. Los

cálculos son subsecuentes en paso para aplicarse y dar resultados del procedimiento planteado y los resultados fueron bastante satisfactorios.

La Conificación de gas o agua en los pozos productores de petróleo es perjudicial, ya que provocan una disminución en la producción de petróleo y un aumento en la relación gas-petróleo o en la producción de agua. Cualquiera de los dos puede ocurrir debido a las altas tasas de producción. Ambos son el resultado de condiciones similares que afectan el buen funcionamiento de un pozo y degrada su naturaleza petrolífera.

La Conificación es principalmente el resultado del movimiento de los fluidos del yacimiento en la dirección de menor resistencia, balanceado por una tendencia de los fluidos a mantener un equilibrio gravitacional. El análisis puede ser hecho con respecto al gas o al agua, pero la conificación de gas es, generalmente, más dificultoso de controlarse debido a que el pozo ha penetrado esa zona y no es posible cambiar el punto de entrada de los fluidos a otra posición suficientemente alejada del contacto gas-petróleo. Supóngase que los fluidos del yacimiento se encuentran distribuidos en sus fases por segregados por gravedad, un yacimiento de petróleo con una zona subyacente de agua y otra zona alta de gas.



**Figura 23. Conificación-II**

Para este caso particular el pozo ha sido perforado y completado en el intervalo disparado en la mitad, entre los contactos de los fluidos. En la práctica un pozo puede penetrar parcialmente en la zona de petróleo para eliminar, mientras sea posible, la entrada de La producción del pozo da lugar

a los gradientes de presión que se distribuyen uniformemente en todas las direcciones, tanto vertical como horizontalmente, si los fluidos estuvieran uniformemente distribuidos. La consecuencia sería, que el gradiente de presión tendiese a hacer fluir al agua y al gas dentro del pozo, así como lo hace con el aceite, porque la distancia que tienen que viajar estos fluidos es menor que el radio de drenaje de la zona de aceite.

Equilibrando estos dos gradientes de flujo, están, la tendencia del gas a permanecer encima de la zona de aceite debido a su baja densidad y la del agua a permanecer debajo de la zona de petróleo debido a su alta densidad. Para que se mantengan en equilibrio los niveles de gas-petróleo y agua-petróleo en el yacimiento se requiere que el aceite fluya dentro del área alrededor de la pared del pozo a una tasa tal que permita restablecer rápidamente el equilibrio gravitacional natural que inicialmente tenía el yacimiento antes de abrir el pozo a producción.

La tasa para la cual los fluidos pueden alcanzar un equilibrio en el nivel en la roca puede ser tan bajos, debido a una baja permeabilidad o a las propiedades capilares, que el gradiente alrededor del pozo puede resultar excesivo. Bajo estas circunstancias, la interface agua-petróleo en la proximidad del pozo se eleva formando una superficie acampanada (cono de agua) y el gas fluye hacia abajo formando un agudo cono de gas compresible.

La rapidez con la que se puede desplazarse cualquier fluido es inversamente proporcional a su viscosidad, y, por tanto, el gas tiene una mayor tendencia a conificar que el agua. Por esta razón, el tamaño del cono dependerá entre otros factores de la viscosidad del aceite al agua.

Es evidente que el grado o rapidez de conificación dependerá de la "tasa de producción" y la "permeabilidad" en la dirección vertical comparado con el de la dirección horizontal,  $KH/KH$ , también dependerá de la penetración del pozo y la diferencia de densidad de fases. Por tanto, en el momento de simular la tasa de producción a futuro se debe tener en cuenta la conificación tanto

de agua como de gas debido a que es un factor importante y clave para determinar el valor aproximado del caudal de producción y el intervalo a perforar en la roca productora.

Está claro que la conificación puede ser reducida disminuyendo el descenso de presión sin embargo esta posición es practicante difícil teniendo en cuenta que la producción de aceite es directamente proporcional al descenso de presión en yacimiento DP por tanto si se quiere prevenir la conificación se debe minimizar el *“Pressure drawdown”* y sacrificar parte de la producción de aceite, pero se lograra evitar conificación. De otra forma los barriles de aceite diarios por longitud del pozo podrían ser pequeños y muchos casos no viables, perforando largos pozos horizontales se puede conseguir minimizar el DP, pero la producción por longitud seria aun pequeña, pero debido a lo largo del pozo L se puede obtener una alta producción, por tanto, pozos horizontales proveen una opción mejor para evitar tendencias a conificar sobre los pozos verticales clásicos.

Los pozos horizontales pueden reducir la conificación solo en casos en los que reduciendo la caída de presión podrá minimizar la conificación, pero estos también pueden desarrollar este problema por otras razones de yacimiento y su geometría puede resultar un problema particular de cresta.

### **2.1 Diagnostico de Conificación de agua.**

La Naturaleza aleatoria y periódica de la producción de agua en superficie se estudia observando el WOR como una serie de tiempo estacionaria-estocástica, un nuevo modelo para diagnosticar la producción de agua en pozos de aceite se basa en funciones espectrales//análisis. La transformada de Fourier es usada para los datos aleatorios presentes.

- Funciones de autocovarianza.
- Funciones de autocorrelaciones
- Funciones de densidad espectrales

Estas funciones son respectivamente usadas para obtener información acerca del ancho de banda y las correlaciones estructurales y distribución de energía en cada mecanismo de producción de agua., este método ha sido usado para producir espectros para diagnosticar la conificación de algún pozo con información Field-data. Los resultados muestran que la conificación puede ser modelada bastante clara por bajo orden en procesos auto regresivo con un espectro angosto, la posición de los picos de potencia en el espectro y la periodicidad del gráfico de auto covarianza fueron usados para caracterizar un proceso de conificación típica.

La Producción de aceite y gas que vienen de yacimientos que tiene acuíferos de fondo son usualmente asociados a producción de agua lo que constituye un problema polifacético para la ingeniera de Pozos, diferentes métodos han sido desarrollados para solucionar los problemas de excesiva producción de agua, el éxito de cualquiera de estos métodos depende ampliamente de la habilidad de reconocer el mecanismo que causa la excesiva producción de agua por pozo.

A veces los mecanismos que causan la excesiva producción de agua no son claramente entendidos debido a que la producción de agua frecuentemente involucra fenómenos periódicos, esfuerzos previos para diagnosticar la producción de agua fueron formulados sin tener en cuenta la naturaleza periódica del problema de agua.

El análisis diagnóstico fue llevado a cabo en el dominio del tiempo lo que a veces arroja resultados engañosos debidos a los 'ruidos' asociados con la naturaleza cambiante y aleatoria, funciones en dominio del tiempo, con un mejor procedimiento puede ser realizado cuando las series de tiempo fluctuantes se conviertan al dominio de la frecuencia, así que el espectro de frecuencia así que los espectros de frecuencia serán obtenidos lo cual permite la fácil identificación de los diferentes proceso que contribuyen a la naturaleza variable observad en las series de tiempo. Esto es un gran esfuerzo por lograr Identificar el problema desde superficie.

El análisis de este espectro debería mejorar los conocimientos de los mecanismos de producción de agua y el diagnóstico del fenómeno observado en la secuencia observada.

El interés en esta investigación es transformar la relación agua-petróleo 'WOR' en superficie del dominio del tiempo al dominio de la frecuencia para ganar más conocimientos del origen del agua y el mecanismo que la produce analizando la data de superficie y entender la fuente de esta agua para diagnosticar y predecir el problema en cuestión.

## 2.2 Método clásico para análisis de WOR.

Diferentes técnicas han sido desarrolladas para eliminar o minimizar la excesiva producción de agua y el éxito de cualquiera de estas técnicas es una función de exactitud en la identificación de la fuente de agua.

Muchos estudios han sido completamente desarrollados en la identificación de las fuentes de agua basados en el WOR y los Datos de tiempo. No de los primeros estudios hechos en esta dirección se debe a Ershaghi et al, ellos introdujeron 'X-PLOTS' usados en la investigación y extrapolación de la producción de agua/Aceite. Las X-plots fueron desarrolladas del modelo de simulación dimensional X1D de Buckley - Leverett y ha sido aplicado exitosamente en campo para evaluar la eficiencia de la producción, un gran defecto de las XPLOTS es que no dan ninguna información para diagnosticar la fuente del agua.

Una de las metodologías ampliamente usadas para el diagnóstico de la fuente de agua es usar grafica log-log para WOR/WOR' vs tiempo por Chan.

CHAN desarrollo sus graficas usando simulación numérica para investigar el comportamiento WOR/WOR' vs tiempo bajo diferentes mecanismos de producción, para estos mecanismos las

gráficas tienen características de tendencias que pueden ser usadas para identificar la fuente de agua que se registra en superficie, estas graficas realmente coinciden con los resultados simulados pero cuando se aplican a casos de campo, los efectos de ruido-distorsión hacen difícil tomar una correcta decisión para identificar la producción de agua.

Cerca al mismo tiempo Novotny desarrollo una metodología para diagnosticar la posible fuente de producción de agua usando datos de producción y la ecuación de Darcy para el flujo de fluidos en medios porosos. Novotny baso sus diagnósticos en la magnitud del cambio en los valores calculados en la permeabilidad absoluta de la formación usado las permeabilidades relativas aceite/agua obtenidos de una muestra representativa del yacimiento.

Esta observación fue basada enteramente en el cálculo de la permeabilidad absoluta y no tomo en cuenta lo observado en las series de tiempo y altamente dependiente de la disponibilidad de data confiable de permeabilidad relativa del yacimiento. Usando modelos analíticos y numéricos para estudiar el flujo de agua bajo diferentes condiciones, Yortsos et al mostraron que para tiempo tardíos la pendiente de la observación de chan

Podría estar relacionada con el patrón de pozo, características del yacimiento, ellos condujeron sus estudios en varias dimensiones. Y fueron capaces de mostrar que XPLOT es un caso especial del desplazamiento en 1D en tiempo intermedio, aunque se ha mejorado en estas técnicas por CHAN & YORSTON se siguen usando todavía se ven afectadas por los efectos del ruido.

Motivado por los trabajos de Chan & Yorston et al-1 para una nueva metodología para diagnosticar los mecanismos de yacimiento usando series de tiempo de la relación agua-aceite vs producción la data para el tiempo es presentada, debido a los efectos del ruido en el dominio del tiempo este análisis es llevado a cabo en el dominio de la frecuencia usando análisis espectral de potencia y transformadas de Fourier a los datos registrados WOR'.

### 2.3 Análisis espectral de producción de pozos.

El análisis espectral es un aspecto de uso de matemáticas-físicas para analizar sistemas fluctuantes con el tiempo los dos principales metas del análisis espectral son.

- Identificación de la naturaleza del fenómeno identificado por frecuencias de observación.
- Predecir valores futuros de las series de tiempo variables.

Ambos puntos requieren que el patrón de observación en series de tiempo sea identificado y formalmente descrito, esto es acompañado por descomposición de la serie de tiempo original en funciones sinusoidales o fundamentales de diferentes frecuencias por la transformada directa de Fourier a los datos de entrada, el efecto del ruido en la transformada es reducido por El efecto del ruido en la transformada se reduce por suavizar el espectro utilizando diversos medios.

El análisis espectral se puede utilizar en el diagnóstico del diferente mecanismo que causa la producción de agua mediante la observación de la tasa de aceite de agua WOR de la superficie. Este tipo de aceite de agua superficial es la serie de tiempo de interés. Por la transformada de Fourier las series de tiempo, la tasa de aceite de agua se convierte en un espectro de frecuencias y amplitudes con períodos propios de la serie de tiempo de origen. Este espectro se puede utilizar para obtener una visión más clara de la naturaleza y la fuente del agua producida.

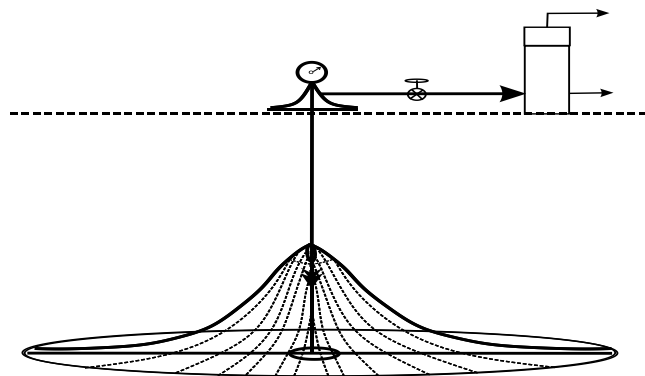


Figura 24. Sistema de producción I

El análisis espectral se ha utilizado para determinar el intervalo de muestreo para la digitalización de los registros de pozos y los núcleos de muestreo también se ha utilizado para estimar la variabilidad vertical de propiedades de las rocas y en el depósito geológico modelado también se usa comúnmente en el análisis de vibración, procesamiento de señales DE-Fluctuantes. Una teoría aproximada de la conificación de agua ha sido deducida junto con todo un método y procedimiento para calcular la tasa crítica para la producción de aceite, una fórmula es dada para hallar la caída de presión del Área de drenaje hasta el pozo correspondiente al caudal crítico.

Los cálculos son subsecuentes en paso para aplicarse y dar resultados del procedimiento planteado y los resultados fueron bastante satisfactorios comparados con un Simulador Numérico Convencional.

El propósito de esta investigación es desarrollar un método para predecir el comportamiento de la producción de un pozo sobre la conificación de este. Estudiar el efecto de la producción sobre el WOR y el FR% Ultimo de un yacimiento.

#### **2.4 Principios físicos.**

El problema de conificación por agua es considerado estado estable con Acuífero en el que la producción a un caudal constante causa una caída constante en la zona de pozo, se considera fronteras de presión constante donde el flujo de aceite y la presión al borde son fijadas, la distribución espacial del yacimiento es función de la conductividad.

El fenómeno de conificación de agua ocurre en un pozo productor de aceite parcialmente penetrado en pay zone para un yacimiento con acuífero de fondo, cuando el pozo está produciendo fluidos el contacto agua-aceite WOC se eleva hacia el wellbore en forma cónica. Este fenómeno

ocurre cuando la componente vertical de las fuerzas viscosas excede las fuerzas gravitacionales presentes en el yacimiento por la producción de fluidos, aumentando el  $Q_0$  la altura del cono se incrementa hasta una cierta caudal de producción, antes de alcanzar un caudal el cono es estable con su cúspide a una distancia abajo del completamiento, si se incrementa el caudal de producción el cono será inestable y habrá breakthrough de agua al pozo. El caudal máximo de producción de aceite sin que exista ruptura de agua es llamado  $Q_{oc}$ .

El fenómeno de conificación de agua ha sido investigado por muchos autores por lo que muchos métodos han sido desarrollados para discutir el origen del problema y predecir algunos aspectos relevantes del problema de conificación de agua tiempo después que el cono llegue al pozo y altere las permeabilidades relativas de la roca almacén que instalan un nuevo perfil de saturación.

- Caudal crítico  $Q_{oc}$ .
- Tiempo de Breakthrough de agua
- WOR después de Breakthrough

Las condiciones de equilibrio necesarias para evitar el breakthrough de agua requieren que el gradiente vertical en la zona de aceite causado por las fuerzas viscosas se balancee por el gradiente de gravedad en la capa inferior de agua. Por tanto, es más conveniente tener pequeños diferenciales de presión para evitar un cono de agua estable en la región del pozo.

En esta investigación un modelo analítico es presentado para calcular el  $Q_{oc}$  y el intervalo óptimo de completamiento para un pozo vertical parcialmente completado en el pay zone en condiciones de reservorio. Así poder aproximar la producción de líquidos.

En sistemas de conificación de agua, la caída de presión  $DP$  actúa con las fuerzas dinámicas y causa que la altura de la capa de agua suba hacia el pozo de forma cónica-arriba, tan pronto como la distancia radial desde pozo aumente la caída de presión y las fuerzas dinámicas arriba

disminuyen y la altura del punto balanceado baja en dirección radial, esto hace la forma de cono en el WOC. Incrementando el caudal de producción la altura del cono aumenta también hasta tocar el momento en que el cono se hace inestable y el agua comenzara a ser producida por el pozo. El cono de agua se hace inestable en cierto punto debido a la fuerza dinámica arriba causadas por la caída de presión en el wellbore es tan alta que no puede ser balanceada más por el peso del agua. De forma que el gradiente de presión dinámico en cualquier lado sobre ese punto es más grande que el gradiente de presión hidrostático del agua, este fenómeno usualmente ocurre cuando la conductividad de la roca es muy baja lo que conduce a una caída dramática en la presión del wellbore menor a la presión hidrostática anterior a la ruptura del agua al pozo.

En este caso para gradientes de presión altos la curva del gradiente dinámico de presión puede intersectar el gradiente hidrostático en dos puntos de la gráfica, la altura de la intersección más pequeña es la altura del cono estable, si la producción aumenta la caída de presión incrementa en cualquier parte del pay zone lo que hace que la curva del gradiente dinámico de presión se desplace hacia la izquierda, la altura de la intersección de estos gradientes revelan la máxima altura estable del cono. Cuando el gradiente dinámico sea mayor en cualquier lugar que el gradiente de presión hidrostática el cono de agua se hace inestable, el caudal de producción al cual el cono es estable por última vez es el Qoc Para el caso de gradiente de presión bajos la Resistencia de la roca a fluir aceite es tan baja que la presión del wellbore no puede caer debajo de la presión del sistema hidrostático antes de breakthrough lo que se ve gráficamente como una sola intersección de los gradientes de presión, la altura de la intersección en ese punto es el cono estable de agua.

Para el caso de gradientes de presión bajos, el cono de Agua no ocurre, ni breakthrough tampoco por lo que el Qoc en la formación se define sin que ocurra cono inestable. (GALAMBOR, 1968)

El Qoc es una función del intervalo de completamiento que puede ser optimizado para ganar más barriles de aceite sin formar conos invasivos.

La conificación por agua casi siempre ocurre en yacimiento con alta conductividad de la roca, bajos gradientes de presión, esta investigación estudiara la conificación de agua basado en flujo de fluidos y el efecto de la penetración límite del wellbore y la productividad de aceite en cuenta. Consecuentemente este estudio calculara la máxima tasa critica de aceite permitida por el pozo antes de que exista entrada de agua por cono de yacimiento, se sabe que la longitud de perforación cañoneada optima es aproximadamente la mitad del espesor pay zone  $h$ , dependerá también del radio de drenaje  $r_e$ , el área de la zona de aceite y la permeabilidad del yacimiento.

Un incremento fuerte en el flujo de gas debido a la conificación resultante en un aumento en el GOR que puede limitar la productividad del pozo y mecanismos de empuje de este trayendo Gas.

El fenómeno de conificación de gas es cuando el GOC del yacimiento se mueve lentamente hacia el pozo como resultado de la reducción de aceite, para pozos horizontales y desviados esto es un fenómeno local que ocurre en un límite de perforación y se refiere a la cresta.

En la vida productiva de un pozo que tenga conificación por gas el GOC alcanzara el pozo y el avance del gas ocurrirá (breakthrough), después del breakthrough el pozo experimentara un influjo alto de gas, este es un fenómeno no deseado.

- Porque la fase gas puede comenzar a dominar la producción que causara que el pozo no sea económicamente viable.
- El influjo de gas puede dañar los equipos del lado superior que no están diseñados para manejar tanta cantidad de gas.
- Después del breakthrough la capa de gas del yacimiento socavará rápido acabando su energía natural.
- El Gas Altera el orden natural de permeabilidades efectivas y es complejo.

La asociación de estas cuatro consecuencias negativas converge en una velocidad del tiempo de ruptura del gas. Desafortunadamente la industria sigue enfrentado este problema porque muchos campos maduros tienen tendencia a conificar fácilmente. La forma más común de prevenir la ruptura y avance del gas es limitar la reducción de un pozo de tal forma que el GOC no crezca ni descienda alcanzando al pozo. En esta investigación se define la tasa crítica que ha sido muy estudiada por varios autores dedicados a predecir el caudal crítico, el tiempo de avance del gas y hacer diseños óptimos de pozos verticales y horizontales.

La producción bajo el caudal crítico no siempre es económicamente atractiva sin embargo otra desventaja de esta forma de producción es que no se elimina totalmente el problema de producción de gas, el GOC alcanzara inevitablemente el pozo en algún punto de la depleción del yacimiento, las zonas más comunes que están experimentando ruptura de gas son las terminadas. En ausencia de la reducción el GOC se moverá lejos del pozo como resultado de fuerzas gravitatorias, después de recobro, la producción es reanudada hasta que el breakthrough ocurra de nuevo en pozo. En esta investigación se presente una forma diferente de controlar la conificación que el método actual, no se restringirá la producción a un caudal crítico determinado, no necesariamente hasta que ocurra el breakthrough en lugar se contendrá el efecto de la conificación y el avance del gas en breakthrough por medio de un controlador de alimentación, este controlador cambiara continuamente el flujo a través de ICVs en la cabeza de pozo una válvula choke para un pozo inteligente con dos propósitos.

- Mantener la fracción de gas en el pozo a un cierto nivel para prevenir el daño en los quipos de superficie para solo Líquidos.
- Optimizar la producción tomando el efecto del gas-lift y el choque el flujo producido en pozo para obtener beneficios en la producción de hidrocarburos líquidos.

El intervalo de perforación óptimo de un pozo parcialmente completado del tope del yacimiento es determinado con Qoc toca el fondo del pozo así también para su tiempo de ruptura.

La conificación por gas y agua es un serio problema en muchas aplicaciones de campo, esta puede ciertamente reducir la producción de aceite, por lo que es importante minimizar al máximo o prevenir el cono de GAS/AGUA, esta investigación asume que no existe acuífero de fondo, por lo que sí existe capa de gas superior de la cual se debe perforar lo más lejos posible hacia el fondo del pay zone, si un yacimiento tiene ambas capas de gas y acuífero asociados se debe perforar muy cerca al centro del pay zone, conificación de un pozo es inversamente proporcional a la diferencial de viscosidades de los fluidos, la diferencia de densidad y viscosidad tienden a balancearse, por lo que para minimizar ambos conos un intervalo óptimo de perforación es sugerido en el centro de la zona de aceite para evitar ambos contactos.

La Conificación se Presenta en Un pozo Vertical cuando el Contacto WOC se aproxima a la zona Punzada como cúspide en yacimientos con Alta Conductividad Vertical, de la misma forma se presenta en pozos Horizontales la formación de una cresta alargada por todo el intervalo horizontal.

La segregación gravitacional se puede presentar cuando existe una capa de gran espesor con alta conductividad vertical, también se conoce como barrido de agua en el fondo de la arena, el agua proviene de un acuífero o de algún proceso de recuperación secundaria por inyección de agua realizando un barrido dimensional de la parte inferior del yacimiento.

El problema suele agravarse en condiciones de movilidad desfavorables, En formaciones con textura Sedimentaria Grano-Creciente debido que la segregación gravitacional impulsa el fluido en la parte inferior del yacimiento. El efecto de la gravedad & buzamiento es importante.

En Pozos Horizontales, la segregación puede ocurrir cuando EL Hueco está próximo la arena Base.

En un Pozo Productor Es Normal que El WOC ascienda hacia la Zona Punzada, con el tiempo incrementa la producción excesiva de Agua ya que esta cubre Los Pinzamientos Inferiores, Generalmente esto Ocorre en Yacimientos de Crudo Liviano con Agua de formación muy Densa y Salada donde El Área de Flujo es demasiado Grande y la Permeabilidad Vertical es muy Baja.

Las Zonas Inundadas sin flujo transversal es un Problema habitual en la Producción Proveniente de Capas Múltiples y se Produce cuando una zona de alta permeabilidad Rodeada por una Barrera de Flujo Arcillosa esta Inundada, Casi Siempre la fuente de invasión de Agua a pozos Productores Puede ser un Acuífero Activo o de Flujo de Agua Estratificado de un Pozo Inyector Deficiente.

En las Zonas Inundadas con Flujo Transversal existe capas Geológicas de Alta Permeabilidad que no están aisladas sin Ninguna Barrera Impermeable, el flujo es Continuo en el Yacimiento.

## **2.5 Conificacion de gas en pozos de aceite.**

Una investigación simultánea a la conificacion de agua se hace con respecto al cono de gas que proviene de la capa superior de Gas m\* se plantea este estudio para determinar el tiempo de breakthrough del gas en la zona de aceite, para el caso de conificacion por gas proveniente del GOC en un pozo vertical perforado lo más lejos posibles de este GOC asumiendo que no existe acuífero de fondo en el yacimiento, la tendencia de conificacion es función de la diferencia de densidades y viscosidades entre las fases, la segregación gravitacional causa que los efectos en la conificacion por gas sean más significantes que el agua.

Para caudales de producción menores al crítico no hay producción de gas libre y el gas en el yacimiento Reemplaza el aceite que se produce con la misma velocidad, luego el gradiente de

presión en el gas invade parcialmente la columna de aceite que es más pequeña comparada con el gradiente de presión provocado por la producción de gas.

La conificación de Gas en un pozo de aceite reduce la producción provoca el surgimiento de una región efectiva al Gas en wellbore, el problema surge por la naturaleza compresible de esta fase.

El gradiente de gravedad puede solo existir al aceite, si el GOC se deforma debido la producción de aceite en el pozo y actúa buscando el equilibrio invadiendo la zona de aceite, las fuerzas viscosas también actúan proporcional al coning por la baja viscosidad del Gas.

La máxima compensación de las fuerzas gravitacionales es alcanzada cuando la deformación del GOC inicial se extiende abajo al tope de la perforación, existe una relación directa entre la pendiente de la curvatura del GOC y el caudal de flujo, para incrementar la tasa de aceite, el gas libre podría producirse a muy altas tasas para conseguir un obstáculo notable para el gas fluyente. En yacimiento con capas de gas considerables cuando la producción de gas libre es minimizada,

### **Potencial de flujo.**

La columna de aceite es sobrepuesta por la capa de gas delimitada en la base por una capa impermeable, si se denota como  $z$  la profundidad medida a lo alto de la base de la columna de aceite,  $P_r$  es la presión de yacimiento en el contacto GOC del yacimiento localizado a  $z=h_0$ .

$$P_1(X,Y,Z)=P_r-p_o \cdot g \cdot (h_0-z);$$

La presión hidrostática en cualquier punto es dada.

$$P(x,y,z) = P_r+p_o \cdot g \cdot (h-h_0)+p_o \cdot g \cdot (h-z);$$

Substrayendo esta presión de la presión original tenemos el gradiente de gravedad, la gravedad en términos  $\psi$ , actuando en la zona de aceite para restaurar el equilibrio.

Le Potencial real del gas natural por el mayor gradiente de cambio de presión.

$$\Psi(x,y,z) = - (p_o - p_g) * (h_o - h)$$

Esto se interpreta como el potencial que describe el flujo de aceite para una buena aproximación, la componente vertical del gradiente viscoso es considerado ser demasiado pequeño comparado con la componente horizontal, por tanto, esta componente es ignorada.

La geometría es más Acampanada por la cúspide de la cresta, se ve que la dirección de flujo es mayormente horizontal. Esto es una región de saturación móvil de gas muy turbulenta.

Esta situación ocurre todo el tiempo en yacimiento a excepción cuando las fronteras de no-flujo están demasiado cerca del completamiento para altas tasa de producción.

El gradiente del potencial en la zona de aceite es.

$$D \Psi = dp_g(dh/dx, dh/dy, 0);$$

Aplicando la ley de darcy tenemos el vector de flujo del aceite  $u(x,y,z,t)$  en  $H_o$ .

$$U(x,y,z) = (u_x, u_y, u_z) = -(K_o/U_o) * D \Psi;$$

Cuando la presión Promedio del yacimiento cae bajo la presión de burbuja el problema de canalización de gas es mucho más grave y levanta la permeabilidad específica del gas dejando el petróleo como una fase rezagada en los poros y fluye a mayor velocidad la fase compresible.

La velocidad del flujo de aceite no tiene una componente vertical debida al esfuerzo hidrostático del diferencial de presión. Por tanto, la teoría es aplicable al cualquier caso de conificacion de gas en aceite y formación de la cresta.

También se estudia el comportamiento de la cresta en pozos horizontales que es analizada por su geometría simple y el interés en estos pozos por lo difícil de controlar.

- Mantener la fracción de gas en el pozo a un cierto nivel para prevenir daños en superficie.
- Optimizar la producción tomando el efecto del gas-lift y el choque el flujo producido.
- Examinar la conificación de agua y gas en pozos verticales y horizontales.
- Examinar el efecto de las propiedades PVT fluido aceite, agua, gas, la configuración del pozo, la anisotropía del yacimiento y el modelo roca fluido sobre el tiempo de breakthrough.

Ellos son buenas formas de evitar la conificación del gas por su indeseada presencia perjudicial.

Predecir el tiempo al cual el gas o agua conificar el pozo (h,v) Wells con correlaciones.

Predecir el tiempo de breakthrough para gas y agua en pozos horizontales y verticales es el principal objetivo para la conificación de gas en pozos comunes.

*De forma similar al caso del agua se estudian los siguientes parámetros en la conificación por gas:*

- Caudal de aceite  $Q_o$ .
- $K_h/K_v$ .
- M-movility.
- Factor Volumétrico de Petróleo,  $B_o$ .
- Densidad del aceite y el gas.
- Porosidad.
- Espesor del pay zone.
- Longitud de perforación.
- Superficie en acres.
- Intervalo perforado.
- Permeabilidad vertical.
- Distancia de la zona cañoneada al GOC.
- Espesor de la capa de gas m.
- Comportamiento de la capa de gas.
- Presión de burbuja.
- PVT-GAS-libre.

Se sabe que la saturación crítica de gas no afecta el tiempo de breakthrough y por tanto estos parámetros no son considerados en el desarrollo de correlaciones para la conificación por gas.

De forma similar a las correlaciones de conificación por agua en pozos horizontales se asumen las mismas consideraciones para calcular el tiempo de ruptura de pozos por gas.

El gas tiene una tendencia mayor a conificar en pozos verticales que en pozos horizontales debido al mayor Caída de presión en el yacimiento  $\{DP\}$  R para pozos verticales sobre pozos horizontales.

Los modelos matemáticos y los criterios usados para determinar el tiempo de breakthrough son los mismos para pozos horizontales en conificación por gas.

### **La Conificación de Gas en Pozos Horizontales.**

Los modelos matemáticos considerados en este fenómeno son similares a los vistos en la conificación de agua, el avance de la capa de gas y la deformación del GOC son monitoreados en el yacimiento observando la distribución de saturación de gas en los bloques del modelo de simulación y como incrementa el GOR En superficie para estimar el tiempo de breakthrough.

Los modelos de simulación numérica desarrollados en la conificación de gas son comparados con el modelo X1D de inyección de gas Analítico de Buckley-Leverett.

El efecto de la dispersión numérica en el tiempo de breakthrough es estudiado incrementado el número de bloques entre el GOC y el pozo cañoneado, basados en esto se observa que el tiempo de breakthrough aumenta al aumentar la cantidad de bloques entre el pozo y el GOC en el

modelo hasta 250 bloques en este intervalo, por lo que se concluye que 250 son el número óptimo de bloques para eliminar la dispersión en el tiempo de ruptura del gas.

La columna inicial de aceite tiene un espesor  $h_0$ . Y es subseguida por una capa impermeable, una sección horizontal de un pozo tiene una longitud en  $x \rightarrow L$ , que se localiza a una elevación  $h_w < h_0$ . Sobre la capa impermeable, esta sección es delimitada por dos fronteras de no flujo perpendiculares al eje del pozo.

Un plano cartesiano  $xy$  es usado, el pozo es localizado en el punto  $(0, h_w)$ , el GOC inicial está en la línea  $(x, h_0)$ , la posición del GOC en un punto arbitrario durante la producción esta descrita como  $h(x, t)$ , donde  $x$  es el eje del pozo. Usando la simetría de un pozo el flujo total de aceite  $q(x, t)$  a través del plano a una distancia  $x$  del pozo está dado por:

$$q(x, y) = L * \int_0^h u x dz;$$

El comportamiento de la conificación de gas puede ser descrito en un modelo de simulación numérica X3D con bastantes capas verticales, sin embargo para gran escala en simulación los bloques pueden ser demasiado grandes para simular apropiadamente el fenómeno de conificación por esta razón es necesario usar correlaciones de conificación pro gas, existen muchas de estas correlaciones planteadas de muchas formas con diferentes consideraciones para determinar el  $Q_{oc}$ , estas correlaciones no pueden predecir la producción de gas si el pozo opera mayor al  $Q_{oc}$ .

Muchos métodos han sido publicados y en principal manera quieren predecir el GOR para cada pozo a una tasa de producción dada, aunque esto es un proceso mucho más complejo que agua.

Para simular la conificación de gas para un pozo de aceite es muy común usar un simulador radial en dos dimensiones  $r-z$  totalmente implícito bajo condiciones de frontera establecidas por modelo.

El comportamiento de la conificación de gas fue correlacionado a un parámetro crítico que era el espesor promedio de la columna de aceite arriba del intervalo cañoneado del pozo.

Calcular una altura promedio de la columna de aceite basándose en el principio que el aceite es desplazado por el gas como un sistema pistón cilindro, la región a modelar del yacimiento es alrededor del pozo y la capa de gas que invade esta región. Son tres regiones específicamente:

- La capa de gas m.
- La zona de aceite.
- La zona de aceite invadida por el gas.

En el propósito de modelar un pozo con conificación única de gas se lleva la saturación de agua a la mínima de la roca y se desprecia acuíferos.

El gas tiene una tendencia mayor a conificar en pozos verticales que en pozos horizontales debido al mayor Caída de presión en el yacimiento  $\{DP\}$  R para pozos verticales.

Los modelos matemáticos y los criterios usados para determinar el tiempo de breakthrough son los mismos para pozos horizontales en conificación por gas.

## 2.6 Conificación de pozos convencionales.

La Conificación es un término usado para describir el mecanismo dinámico por el cual surge una elevación importante del contacto agua/petróleo en forma de cono concéntrico al intervalo perforado de un pozo productor. Conificación puede impactar seriamente la productividad de un mismo pozo y el reservorio en general causa un bajo recobro final y depleción del yacimiento lo que facilita la formación de otro cono por gas en la zona superior. (WEALTLEY, 1985).

Los principales problemas de la conificación de pozo:

- Incremento de los costos de campo por el tratamiento de grandes volúmenes de agua.
- Aumento de producción de gas lo que causa daños en los equipos de superficie para líquidos.
- Producción excesiva de gas lo que acelera la depleción del reservorio.
- Reduce la eficiencia del mecanismo de producción natural del yacimiento.
- El agua es más pesada que El Aceite por lo que sugiere mayor requerimiento energético.
- La producción temprana de agua involucra costos de tratamiento y vertimiento.
- El pozo afectado debe ser abandonado por excesiva producción de agua.
- Pérdida de recobro total de un campo.
- Degradación de pozo petroleros por fluidos invasivos en la cercanía al pozo.

Muchos de los esfuerzos en esta investigación de conificación de pozos se han concentrado en estimar el caudal crítico permisible por el pozo antes que ocurra breakthrough de algún fluido no deseado a la producción diaria, luego también se ha estudiado el comportamiento posterior al breakthrough para ambos pozos verticales y horizontales y predecir el Factor Final de Recobro.

La conificación es principalmente el resultado del movimiento de los fluidos en reservorio por la dirección de menor resistencia. Balanceado por la tendencia de los fluidos para mantener equilibrio gravitacional. La producción de un pozo crea un gradiente de presión en wellbore y es ajustada por la segregación original de los fluidos por sus densidades, siendo el gas más liviano que el petróleo y el agua más pesada que este. En la producción de los fluidos hacia el sumidero de presión se crea una lucha entre las fuerzas dinámicas creadas por la diferencia de presión y las fuerzas estáticas establecida por la gravedad de los fluidos, este desequilibrio de fuerzas viscosas ocasiona una deformación aguda de los contactos GOC, WOC e forma de campana Gaussiana. En Yacimientos de Crudo Pesado, la Gran Viscosidad Favorece el flujo agua sobre aceite en poro.

Existen esencialmente tres fuerzas que pueden afectar la distribución de los fluidos alrededor del Fondo de pozo.

- Fuerzas capilares  $P_c$ 's.
- Fuerzas gravitacionales  $g$ .
- Fuerzas viscosas.

Las fuerzas capilares usualmente son despreciadas para un solo pozo que genera conos invasivos, la fuerza de gravedad tiene componente vertical y mantiene los fluidos en la dirección vertical del yacimiento. El termino fuerzas viscosas se refiere al gradiente de presión asociado al flujo de fluidos a través del yacimiento descrito por la ley Darcy. Por tanto, en cualquier tiempo existe un balance entre las fuerzas gravitacionales y las fuerzas viscosas en pozo. Cuando las fuerzas dinámicas en el pozo exceden la fuerza gravitacional que mantiene los fluidos segregados por fases de acuerdo a su peso específico un cono se eleva hacia el pozo hasta que finalmente irrumpe en la zona perforada. Pozo arriba. (BOURNAZEL, 1976).

Si un pozo produce a un caudal constante con un gradiente de presión también constante en el reservorio. Condiciones estables son alcanzadas. Si en estas condiciones la fuerza dinámica en el pozo es menor a la fuerza gravedad entonces el cono de agua que se forma jamás llega al pozo, sin embargo, el cono se quedara estático en esa posición tolerable al sumidero de presión esto es Un Cono Estable. De Forma contraria si la presión en el sistema funciona en condiciones inestables un cono inestable continuara avanzando hasta que el sistema pozo-reservorio se estabilice.

Si la presión de fondo fluyendo es suficientemente baja en el pozo para vencer la fuerza de gravedad el cono inestable crecerá exponencialmente hasta llegar al pozo y acumular agua al wellbore. Por ejemplo, con la depleción del yacimiento el contacto agua petróleo puede avanzar hacia el intervalo perforado  $H_p$ . Así incrementa el cambio para conificación. Los Intento para

aumentar el caudal de aceite reduciendo la presión de fondo llevan la formación de un cono inestable en el pozo que irrumpe con mayor fuerza al wellbore aumentando la producción de agua. El caudal de producción crítico QOC es aquel para el cual el pozo fluirá aceite sin levantamiento de cono invasivo de agua paralelo al sumidero. Este es por tanto el máximo caudal de producción sin que exista Conificación en el pozo. Para el caudal crítico el cono generado siempre será estable pero nunca llegará la ruptura de este.

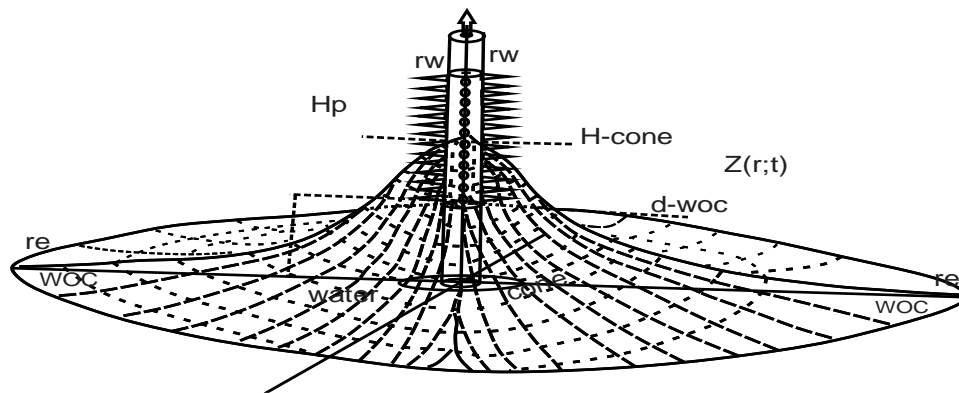
Los Ingenieros están frecuentemente interesados en solucionar los siguientes problemas.

- *Predecir la máxima caudal de flujo que puede ser asignado para un pozo sin que existan conos invasivos.*
- *Definir el intervalo óptimo de perforación del pozo en función de obtener la máxima cantidad de petróleo sin producir nada de agua de pozo.*

A menudo el QOC para que un pozo produzca sin levantamiento de conos invasivos es muy poco para mantener un pozo abierto por lo que es necesario optimizar la longitud perforada del pozo para incrementar Qoc, Una mayor distancia  $d_{woc}$  reduce el 'Coning' y Agua Producida.

Si el gradiente de presión que genera la producción del pozo es mayor que la fuerza gravitacional que mantiene los fluidos en equilibrio el agua ascenderá rápidamente hacia el pozo en forma de cono, habrá ruptura de agua en la Línea fuente de Sumidero y seguirá creciendo conforme el tiempo hasta el momento que este se estabilice por condiciones dinámicas y deje de crecer, lo cual causara acumulación de agua al pozo, aumenta la saturación de esa fase, crecimiento de saturación causara un incremento de la permeabilidad relativa al agua en la roca lo cual casi a menudo es irreversible y muy complicado para volver a restablecer el orden original de saturaciones y permeabilidad efectivas del reservorio por lo que es básico evitar el levantamiento de dicho cono de forma irreversible Para preservar los Pinzamientos Originales sin agua.

La velocidad con la que los fluidos se mueven de yacimiento a pozo es inversamente proporcional a su viscosidad por lo que el gas tiene mayor tendencia a formar cono que el agua por su menor viscosidad respecto a los líquidos.



**Figura 25. Volumen del Cono.**

El desarrollo de un cono inestable de agua es por un cambio abrupto en el perfil de presión del yacimiento lo que causa una elongación de la capa de agua que rompe.

Por esta razón el grado de conificación dependerá de la viscosidad de aceite respecto al agua y de la densidad relativa de aceite respecto al agua.

Está comprobado que la intensidad y rapidez de la Conificación dependerá principalmente del caudal de producción del pozo, la caída de presión que este genera. La permeabilidad vertical  $K_v$  respecto a  $K_h$ , la diferencia de densidades, la diferencia de viscosidades y también esta dependerá de la distancia relativa del  $H_p$  a los contactos GOC, WOC.

La eliminación de la conificación puede ser ayudada por la disminución del intervalo perforado parcial de pozo y Reducir las distancias a los contactos invasivos o por el desarrollo de una mejor permeabilidad horizontal. Aunque la permeabilidad vertical no puede ser reducida a una capa impermeable, la relación  $K_v/K_h$  si puede ser disminuida considerablemente para inducir el flujo

horizontal sobre el vertical. Esto se puede lograr por técnicas de acidificación o partición de la formación. La aplicación de estas técnicas necesita ser controladas así que el efecto ocurre sobre la zona de agua o bajo la zona de gas, lo que es un caso deseable esto permite un flujo horizontal más estable que la componente vertical. Esto es bueno para la Operación de Yacimientos.

Una vez haya ocurrido la conificación es posible cerrar el pozo un tiempo y permitir que los contactos se establezcan nuevamente a sus originales posición de reservorio por gravedad. La Reestabilización no será extremadamente satisfactoria, afortunadamente la fuerza de la gravedad segrega rápidamente el agua a su posición inicial en pozo cerrado, lo que es mucho más complicado con el gas, este es más difícil de evitar porque una vez formado el cono de gas y generado los canales de permeabilidades preferencial a esta fase es mucho más complejo de eliminar por la naturaleza del gas. (LEEMHUIS, 2006).

Existen esencialmente tres Métodos que son usadas para resolver el problema de Conificación.

- Calculo del caudal crítico al pozo QOC.
- Calculo del tiempo de breakthrough.
- Calculo de predicción del comportamiento del pozo después de la ruptura.

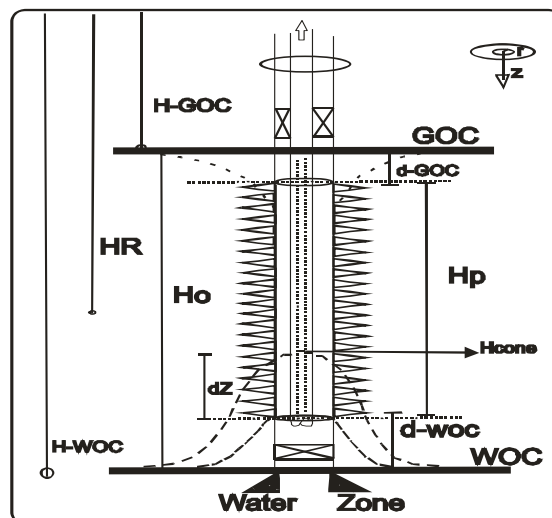


Figura 26. Estado mecánico de la Conificación

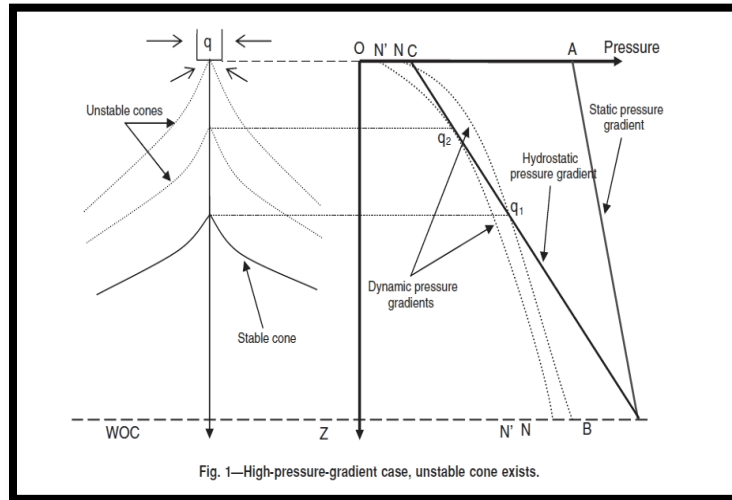
Debido al estado estable permanece en la mayor parte de la producción de un pozo petrolero, el problema de conificación por agua es considerado estado estable en el que la producción a un caudal constante causa una caída constante en la zona de pozo, se considera fronteras de presión constante donde el flujo de aceite y la presión al borde son fijadas, la distribución espacial del yacimiento es función de la conductividad de la Roca Porosa.

En sistemas de conificación de agua, la caída de presión DP actúa con las fuerzas dinámicas y causa que la altura de la capa de agua suba hacia el pozo de forma cónica-arriba, tan pronto como la distancia radial desde pozo aumente la caída de presión y las fuerzas dinámicas arriba disminuyen y la altura del punto balanceado baja en dirección radial, esto hace la forma de cono en el WOC. La Altura del cono es directamente Proporcional al DP-R y la densidad del petróleo.

Incrementando el caudal de producción la altura del cono aumenta también hasta tocar el momento en que el cono se hace inestable y el agua comenzara a ser producida por el pozo.

El cono de agua se hace inestable en cierto punto debido a las fuerzas dinámicas arriba causadas por la caída de presión en el wellbore es tan alta que no puede ser balanceada más por el peso del agua. De forma que el gradiente de presión dinámico en cualquier lado sobre ese punto es más grande que el gradiente de presión hidrostático del agua, este fenómeno usualmente ocurre cuando la conductividad de la roca es muy baja lo que conduce a una caída dramática en la presión del wellbore menor a la presión hidrostática anterior a la ruptura del agua al pozo. En este caso para gradientes de presión altos la curva del gradiente dinámico de presión puede intersectar el gradiente hidrostático en dos puntos de la gráfica, la altura de la intersección más pequeña es la altura del cono estable, si la producción aumenta la caída de presión incrementa en cualquier parte del pay zone lo que hace que la curva del gradiente dinámico de presión se desplace hacia la izquierda, la altura de la intersección de estos gradientes revelan la máxima altura estable del cono. Cuando

el gradiente dinámico sea mayor en cualquier lugar que el gradiente de presión hidrostática el cono de agua se hace inestable, el caudal de producción al cual el cono es estable es el  $Q_{oc}$ .



**Figura 27. Gradiente de Presión I**

Para el caso de gradiente de presión bajos la Resistencia de la roca a fluir aceite es tan baja que la presión del wellbore no puede caer debajo de la presión del sistema hidrostático antes de breakthrough lo que se ve gráficamente como una sola intersección de los gradientes de presión, la altura de la intersección en ese punto es el cono estable de agua despreciando presiones capilares.

Para el caso de gradientes de presión bajos, el cono de agua inestable no ocurre, ni breakthrough tampoco por lo que el  $Q_{oc}$  en la formación se define sin que ocurra cono inestable.

El  $Q_{oc}$  es una función del intervalo de completamiento que puede ser optimizado.

Debido la mayoría de pozos invadidos por agua ocurre en sistemas de alta conductividad los modelos matemáticos se basan en gradientes de presión bajos.

Las superficies equipotenciales bajo el pozo son aproximadamente semiesféricas por lo que el flujo X3D en la zona parcialmente penetrada puede ser aproximado por Un Superficie esférico.

Esta Superficie perpendicular al flujo es definida tal que un régimen radial domina el intervalo perforado y un flujo semiesférico bajo la zona perforada, de forma que el campo Vectorial de

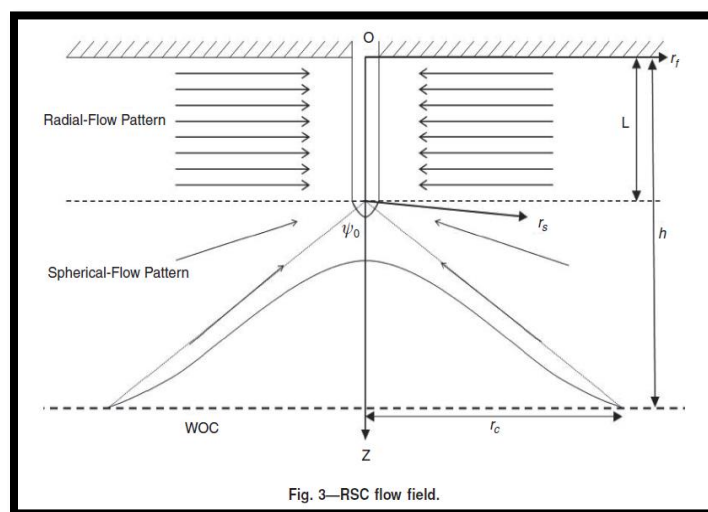
velocidad es una combinación de una línea de sumidero en flujo radial arriba y abajo como un flujo semiesférico, el flujo total del pozo es la suma de ambas regiones, perforadas y no perforadas en ambos regímenes de flujo movidos por la diferencia de presión que genera la  $P_{wf}^*$  del pozo.

La relación entre el caudal de flujo puede ser estabilizada por la ecuación de presión en dos fases, y en dos dimensiones cilíndricas. El problema particular surge cuando la componente derivada de presión en Darcy supera las fuerzas estáticas contrarias y eleva agua sobre el petróleo creando un canal de permeabilidad preferencial por su menor viscosidad que fluyen más rápido hacia el pozo y ocupa la zona de Interés. (McDONALD, 1996).

La intersección de los gradientes hidrostáticos y Dinámico en la región de sumidero de presión deforman la interface WOC de manera acampanada hacia el wellbore.

Muchos métodos han sido publicados y en principal manera quieren predecir el comportamiento de flujo para cada pozo a una tasa de producción constante.

Cuando Los Pozos son puestos a producción la Presión de Fondo de Pozo genera un gradiente de presión Dinámico que deforma las condiciones estáticas en el medio poroso por mucho tiempo.



**Figura 28. Gradientes de presión-II**

La Conificación de Agua es causada por un nuevo gradiente de presión que resulta del sumidero de presión en pozo hace deformar el agua entre el aceite por la acción mutua de los gradientes de presión del sumidero y la fuerza gravitacional. Controlan el fenómeno en cuestión y su magnitud determina la forma del cono, (McDONALD, 1996).

El caudal crítico puede ser calculado encontrando el flujo total cuando el cono toca el fondo del pozo y comienza la producción de agua en el Intervalo de completamiento óptimo para el pozo en el pay zone se calcula maximizando el Qoc con respecto a la penetración fraccional del wellbore

Aunque el modelo matemático indica que el intervalo de perforación óptima depende del radio del pozo  $r_w$ ,  $r_e$ ,  $h$ ,  $I_{ani}$  y otras variables básicas del modelo general Si es posible incrementar el caudal máximo sin canalización de agua/gas reduciendo de forma correcta la Longitud perforada HP y la diferencia de presión.

- *ignorar el efecto de las presiones capilares en este caso no tiene un efecto significativo en los resultados de un reservorio común cualquiera No se considera el efecto de las presiones capilares.*
- *El WOC se asume una superficie plana uniforme en el fondo de la zona de transición de la capa de agua del reservorio.*

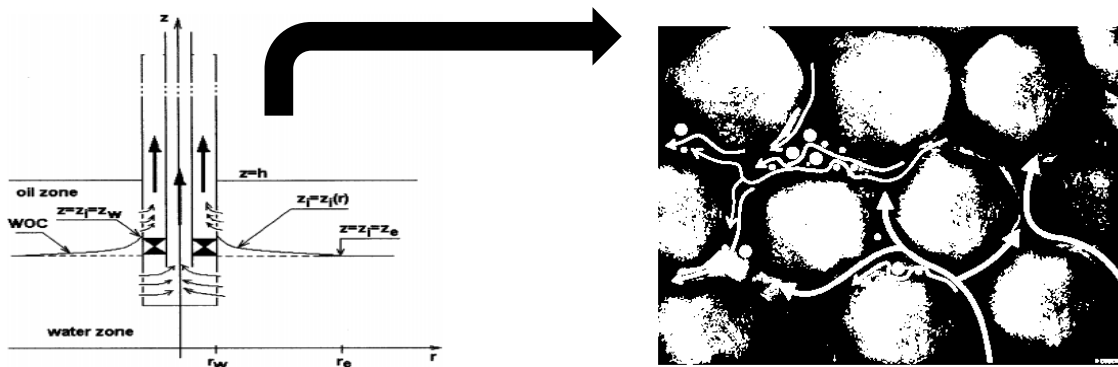
Estas consideraciones llevarán a sobreestimación del Qoc para yacimientos reales si la roca está mojada por agua, en contraste menos estimación para sistemas mojados por aceite. Sin embargo, ignorando el efecto de las presiones capilares en este caso no tiene un efecto significativo en los resultados de un reservorio común cualquiera. Si se ignora las presiones capilares en yacimientos de baja conductividad harán una diferencia importante en la estimación del Qoc.

La máxima producción de agua libre ocurre aproximadamente  $1/3$  del espesor total del pay zone en el wellbore para sistemas de bajas conductividades. Para sistemas con altas conductividades la máxima producción de agua libre en el wellbore ocurre en la mitad del pay zone.

El  $Q_{oc}$  depende la permeabilidad horizontal y vertical e inversamente proporcional a la viscosidad del aceite como de otras propiedades del pozo y el pay zone.

El intervalo de perforación óptimo de un pozo parcialmente completado del tope del yacimiento es determinado con  $Q_{oc}$ , agua toca el fondo del pozo.

El flujo de fluidos en fondo de pozos es una lucha de líquidos por dominar los canales porosos, para un pozo perforado en un yacimiento homogéneo/Isotrópico de un fluido incompresible de viscosidad constante sin efecto capilar presente, bajo la gravedad en estado Pseudo-Estable.



*Fondo de pozo II.*

Aplicar las ecuaciones analíticas en función del potencial facilita cálculos.

$$\varphi_o = Z + P_o/p_o;$$

$$\varphi_w = Z + P_w/p_w;$$

Para El Contacto WOC en la interface cónica  $Z(r)$ ,  $P_o = P_w$ , en sumidero de presión.

$$\varphi_p|_o - Zp_o = \varphi_p|_w - Zp_w;$$

$$\varphi_w = \varphi_o \left( \frac{p_o}{p_w} \right) + \frac{Z(p_w - p_o)}{p_w};$$

Derivando respecto al radio se obtiene.

$$\frac{d\phi_w}{dr} = \frac{d\phi_o}{dr} \left( \frac{p_o}{p_w} \right) + \frac{p_w - p_o}{p_w} \left( \frac{dZ}{dr} \right);$$

Aplicando la Ley Darcy se obtiene dos ecuaciones para InFLujo de Agua y Aceite.

$$Q_w = -2\pi i * p_w \left( \frac{K_w}{U_w} \right) Zr \left( \frac{d\phi}{dr} \right) |_w;$$

$$Q_o = -2\pi i * p_o \left( \frac{K_o}{U_o} \right) Zr \left( \frac{d\phi}{dr} \right) |_o;$$

$$hQ_w - Z(Q_w + M_w o Q_o) = 0;$$

$$Z = hQ_w / (Q_w + M_w o Q_o) = Z_e = \text{cncte.}$$

De forma general se concluye.

$$Z(r) = f(Q_w, Q_o, Q_t K_v/k_h);$$

La Superficie cónica es una función del radio Z®, EL Caudal de Producción y las características del reservorio, sin embargo, el mayor tamaño del cono ocurre en los 100 ‘ft’ del wellbore, ello es porque esta misma región sucede la mayor caída de presión dinámica del Sumidero.

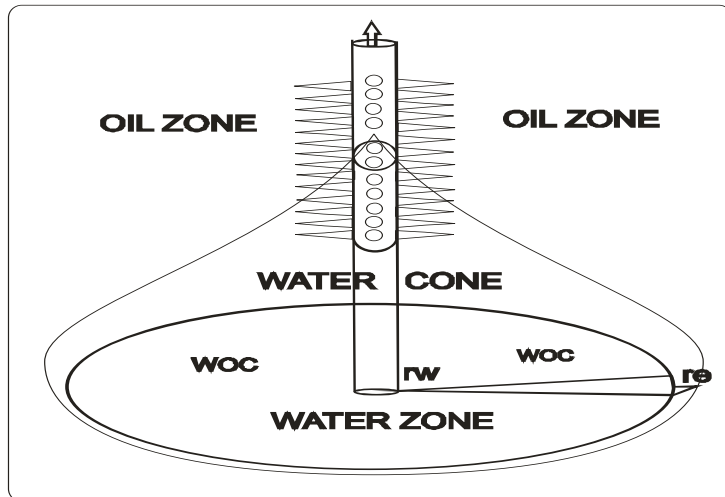
$$\phi^o = P + \frac{(h-z)p_o}{p_w} + z^o;$$

La ecuación para el flujo Parcial de agua se hace.

$$A_w = \frac{2\pi * r_s * H_w}{\phi(1-S_w i)} \frac{(p_w - p_o)}{p_w};$$

$$Q_w \int \frac{dr}{r} = \iint \frac{K_w A_w}{U_w} \nabla \phi;$$

Para Resolver la integral se debe conocer la distribución de Presión en Pozo.



### *Distribución de Presión en Fondo.*

Debido al estado Pseudo-Estable es asumido en flujo Pseudo-Continuo la Ecuación de Laplace representa el modelo que gobierna el flujo másico en yacimiento. Para Resolver la ecuación de Laplace en el espacio, se asumen las siguientes consideraciones.

- Reservorio Homogéneo.
- El pozo es Vertical y parcialmente Penetrado desde el tope.
- Despreciar presión capilar.
- Flujo laminar horizontal.
- El flujo X3D ha sido aproximado por un campo vectorial de velocidad de aceite/agua.
- El gradiente de presión mueve los fluidos en Fondo.
- El dominio del pozo es aquel hasta  $A_e$ .
- Flujo Radial Pseudo-compresible.
- El caudal de producción se mantiene constante.
- Presión de yacimiento variable.

La Ecuación de Laplace Gobierna el flujo Radial Continuo en coordenadas cilíndricas.

$$\nabla\varphi^2 = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left( r \frac{\partial\varphi}{\partial r} \right) + \frac{1}{r^2} \frac{\partial^2\varphi}{\partial\theta^2} + \frac{\partial^2\varphi}{\partial z^2} = 0;$$

La función Potencial de Fluidos.

$$\varphi = (Pw - g\rho_w Z);$$

Por condiciones Simétricas del Reservorio, El Laplaciano Corresponde.

$$\nabla\varphi^2 = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left( r \frac{\partial\varphi}{\partial r} \right) = 0;$$

La Solución General de la ecuación anterior.

$$r \frac{\partial\varphi}{\partial r} = A \longrightarrow \varphi = A \ln(r) + B;$$

Aplicando las condiciones de Frontera del Reservorio.

- $\varphi_w = A \ln(rw) + B$
- $\varphi_e = A \ln(re) + B$

Luego de Resolver el sistema lineal 2X2 se obtiene la siguiente solución.

- $A = \frac{\varphi_e - \varphi_w}{\ln\left(0.472 \frac{re}{rw}\right)}$ ;
- $B = \frac{\varphi_e - \varphi_w}{\ln\left(0.472 \frac{re}{rw}\right)} \ln(rw)$ ;

Por tanto, la distribución de Potencial radial puede ser definida mejor.

$$\varphi(r) = \frac{[\varphi_e - \varphi_w]}{\ln\left(0.472 \frac{re}{rw}\right)} \ln\left(\frac{r}{rw}\right) + \varphi_w;$$

$$P(r_i) = \frac{[Pe - Pw]}{\ln\left(0.472 \frac{re}{rw}\right)} \ln\left(\frac{r}{rw}\right) + Pw;$$

$$Pw = PR + gp_w Z;$$

Aplicando Ley de Darcy.

$$Vr = \frac{\partial \varphi}{\partial r} = \frac{\varphi_e - \varphi_w}{\ln\left(\frac{re}{rw}\right) + s};$$

$$pw \nabla * Vw = pw * \frac{1}{r} \left( \frac{\partial}{\partial r} (rVr) \right);$$

$$Qw = - \int_0^{2\pi} Vr L d\theta = \frac{2\pi KwLw [\varphi_e - \varphi_w]}{\ln\left(\frac{re}{rw}\right) + s};$$

Esta es el caudal de agua en Estado Estable del Flujo Continuo en Fondo.

$$Qw = \frac{2\pi KwLw [Pe - Pw]}{\ln\left(\frac{re}{rw}\right) + s};$$

Por tanto, la diferencia de Presión entre el Reservorio & El Pozo.

$$(Pe - Pw) = \frac{UQr}{2\pi KhL} \ln\left(\frac{re}{rw}\right);$$

$$P(r) = \frac{UQr}{2\pi KhLw} \ln\left(\frac{re}{rw}\right) + Pw;$$

La Función Analítica de distribución de presión espacial en reservorio.

$$P(r, z) = \frac{UQr}{2\pi KhLw} \ln\left(\frac{re}{rw}\right) + P. + pgZ;$$

Durante El desarrollo de un reservorio con Acuífero de Fondo El Perfil de Presión tiene forma de Embudo, Esto hace al agua de fondo suba en forma de cono WOC, cuando esta deformación diferencial llega a los pinzamientos, Existe Breakthrough, el agua de fondo tocara la base de los

pinzamientos, Rompe en producción de agua en fondo de pozo. Una Gran Porción de Wellbore siempre es Invasida por Un cono Adverso al petróleo.

La componente vertical de la velocidad de Darcy.

- $V_o = -\frac{|KV|K_{ro}}{U_o} \left[ \frac{dP}{dz} \right];$
- $V_w = -\frac{|KV|K_{rw}}{U_w} \left[ \frac{dP}{dz} \right];$

El Aceite & Agua fluyen bajo el mismo perfil de presión por el sumidero sin efecto capilar.

Para la velocidad radial en Medio Poroso y flujo Multifasico. Se Obtiene.

- $V_o' = \frac{M_{wo}}{\phi(1-S_{or}-S_{wi})} V_o;$
- $V_w' = \frac{M_{wo}}{\phi(1-S_{or}-S_{wi})} V_w;$

Para la elevación diferencial de un cono de agua invasivo al wellbore se obtiene.

$$dh = \frac{\frac{Qt}{\pi r e^2} M_{wo}}{\phi(1-S_{or}-S_{wi})};$$

Un cono diferencial de agua, asciende hacia el wellbore de forma cóncava, la altura que alcanza este cono invasivo es proporcional La Diferencia de Presión y la Caudal en Fondo.

El Gradiente de Potencial en reservorio se consigue al Derivar el Campo Escalar de Agua.

$$\nabla\varphi = \nabla(P_w - g p_w Z);$$

$$\nabla\varphi = \left\{ \frac{(P_R - P_{wf})}{\left[ \ln\left(\frac{1}{2} \frac{r_e}{r_w}\right) + S \right]} \hat{r}; \frac{(P_{wooc} - P_{wf})}{Hct} - g * p_w \hat{k} \right\};$$

Gradiente dinámico del pozo, asociado a la función potencial de energía en reservorio.

El Gradiente de Gravedad Mantiene La Segregación de Densidades en Su Orden Primitivo.

$$\nabla g = c * g * (p_w - p_o) * Z \widehat{k};$$

$$DP = [ PR - P_{wf} ] \widehat{r};$$

Cuando la DP\* Supera por Mucho el Gradiente de Gravedad, Existe Elevación Diferencial de Agua +dh, Cual crece proporcional a DP, Inevitable el Cono llega a Romper en Pozo. Por su Baja Viscosidad, el Agua tendrá mayor movilidad a fluir sobre el petróleo en poro.

$$\Delta P = P_r - P_{woc} = P_t - p_o(H - L) - P_{woc};$$

La Forma de Campana de este cono local es dada por la condición {'Po = Pw'}. Junto con el embudo de presión que genera la Pwf\* Existe una superficie equipotencial cóncava del cono.

$$\Delta \varphi = \frac{K_v}{U} [ \Delta P - \Delta p * (h - L - rz) ];$$

$$\Delta \varphi = \frac{K_v}{U} [ P_w - P_o - \Delta p(h - L - rz) ];$$

Manteniendo al Cono Como un Volumen de Control en Reservorio.

$$P_2 - P_1 = \frac{142QU_o}{khL} \ln \left( \frac{r_e}{r_w} \right);$$

Mecanismo de control de conificación, Un Gradiente de Potencial hace al agua dinámica.

$$\Delta \varphi = \Delta P_w + \Delta P_o - \nabla g * (p_w - p_o) * Z;$$

El Laplaciano en Pozo||rw surge de Simplificación Práctica de la Difusividad.

$$\nabla^2 \varphi|_w = \frac{1}{r_w} \frac{\partial}{\partial r} \left( r_w \frac{\partial \varphi}{\partial r} \right) \rightarrow 0;$$

Sea  $\nabla\varphi$  un campo vectorial sobre  $\|R\|$  Dominio del Reservorio y  $\varphi$  su función potencial espacial en cada punto  $(x, y, z)$ ,  $\varphi$  representa la distribución de Presión y Energía en fondo.

$$\varphi = \varphi_x + \varphi_y + \varphi_z;$$

Para los fluidos que circulan en reservorio hacia pozo, Existe Un Campo Vectorial Dinámico que mantiene el movimiento por un embudo de presión, este campo se hace mayor cuanto más cercana es la distancia al wellbore, para el petróleo continuo en Ho, este campo de velocidad es Radia Horizontal X1D. Para el agua líquida que asciende por el cono, su  $\varphi$  tiene dos componentes radia, y vertical, la mecánica de los fluidos pertenece a la roca porosa.

El movimiento de agua y petróleo en fondo solo es posible si existe una conductividad Hidráulica  $\|K\|$  es un Tensor de múltiples dimensiones por transmisibilidad de la Matriz Rocosa, La Permeabilidad vertical facilita el flujo de agua por esa Dirección 'z' pozo arriba.

El campo vectorial  $\nabla\varphi$  indica la mayor dirección de cambio para el agua dinámica.

El gradiente del agua apunta en la mayor dirección de incremento  $\varphi(x, y, z)$ , La distribución de presión es un campo vectorial conservativo  $\nabla\varphi$  de su función Potencial en el espacio.

El agua tiene una fuerte tendencia acumularse en torno al pozo en su Wellbore.

Por tanto, la Divergencia del Campo de Velocidad es Negativa al radio interno  $r_w$ .

$$\nabla * V < 0;$$

La Divergencia mide la tendencia de Un Fluido 'Agua' Acumularse en torno a un punto.

EL Pozo y la Campana del Cono se atribuye al sumidero, embudo de presión del reservorio.

El campo vectorial de la velocidad de Agua en fondo tiene dos componentes, radial/vertical. Diferente al petróleo con única componente radial-horizontal motivado por la DP.

Existen múltiple superficie equipotencial al pozo, para cada radio  $r_i$ , la presión de este plano es una sola, ahora se desea encontrar una forma Analítica del flujo que atraviesa cada radio.

Por tanto, el flujo que pasa a través de una superficie cilíndrica es bien descrito por la integral de flujo en medios porosos a un plano diferencial de la roca permeable en el espacio.

El flujo que atraviesa una superficie equipotencial concéntrica al pozo central.

$$Q_w = \frac{K_w}{\phi} V_w * A_s = \frac{K_w}{\phi} \iint V_w \cdot dS \quad ||r_i;$$

Para una forma más práctica Integral de flujo volumétrico.

$$Q_w = K_w/\phi \iint V_w \cdot dS = K_w/\phi \iiint \nabla * V_w \delta V;$$

Lo Anterior es el Teorema de la Divergencia de Gauss por una Roca Porosa.

Esta forma Analítica, es muy difícil de solucionar, por tanto, Darcy ayuda bastante.

El caudal de Agua es proporcional a La Permeabilidad, Área y Gradiente de Presión.

La velocidad lineal del agua por la roca porosa en fondo es bien descrita en flujo Multifasico.

$$V_w * A_w = c * \frac{M_w o}{\phi(1-S_{or}-S_{wi})} \left( \frac{2\pi K_w}{U_w} \right) H_w \int \nabla \phi \quad |r_w ;$$

El flujo  $Q_w$  que pasa a través de una superficie  $S$ , Es la integral volumétrica de la  $Div * V_w$ .

La Velocidad de Darcy es Función Del Gradiente de Potencial en la Dirección de Flujo.

$$\iint V_w \cdot dS = C * \frac{K}{U} \iint \nabla \phi_w dA = C * \frac{K}{U} \iiint \nabla^2 \phi_w dV ;$$

De forma que la Integral de superficie se lleva Finalmente La Integral Volumétrica sobre el Laplaciano del Potencial en Yacimiento.

Por la Integral de Agua en Pozo en Estado Pseudo-Estable.

$$F_w = C_w \frac{M_{wo}}{\phi(1-S_{or}-S_{wi})} \left( \frac{(p_w - p_o)}{p_w} \right) \frac{2\pi\sqrt{KV*KH*kr_w*H_w}[\phi|r_e - \phi|r_w]}{U_w \ln\left(0.472*\frac{r_e}{r_w}\right) + S.},$$

Esta es La Ecuación del Agua Pseudo-Continuo que llega al pozo por Canalización del Cono.

Los Gran Cantidad de Agua que llega a Superficie Debe provenir de algún Acuífero de fondo que esté manteniendo el flujo Pseudo-Continuo al pozo y sostiene el Caudal de Agua.

Un pozo que produce bajo conificación es asociado a una Roca Saturada de agua por empuje hidráulico como mecanismo de producción primaria del agua natural de formación que viene de una capa inferior de agua que invade un Yacimiento Circular con único pozo Central.

En un yacimiento con empuje de agua, la energía natural proviene de la fuerza del acuífero que provee el agua de Producción, por esto es muy importante tener una descripción apropiada del acuífero para el comportamiento futuro y empuje natural del pozo central.

La Ecuación de Balance de Materiales EBM por el Modelo General de Tracy.

$$N_o = \frac{[NpBo + (Gp - NpRs_i)Bg - (We - WpBw)]}{\left[(Bo - Bo_i)Bg + (Rs_i - Rs)Bg + mBo_i\left(\frac{Bg}{Bg_i} - 1\right)\right]},$$

La EBM para Empuje Hidráulico puede expresarse:

$$F = N(E_o + mE_g + E_{ffow}) + W_e;$$

Dake señalo que el Termino Effow puede Ignorarse en yacimientos con empuje de agua debido a que se puede despreciar las compresibilidades de la roca y los fluidos en los poros, además porque el diámetro de poro varia muy poco con la presión, el termino  $dP_i$  también se hace pequeño por tanto este puede eliminarse también de La EMB, en yacimiento no volumétrico con acuífero de fondo activo. Si el Yacimiento No tiene capa de gas.

Balace de Líquidos en Reservorio.

$$F = NE_o + W_e;$$

Dake también señala que al usar las dos Ecuaciones con la historia de producción,  $PVT^\circ$  y presiones en reservorio, Se Pueden Calculan Las Reservas Abajo. La gran incertidumbre es siempre determinar  $W_e$ , de hecho, hallar el agua de fondo exige un modelo matemático que se basa en el conocimiento de las propiedades del Acuífero, Ellas No son fáciles de determinar. Por tanto y se quiere conocer el agua que aporta el acuífero al cono del pozo.

Para el caso de un Yacimiento con Acuífero Sin capa de Gas.

$$\left(\frac{F}{E_o}\right) = N + \left(\frac{W_e}{E_o}\right);$$

Se presenta varios modelos de influjo de agua aplicables a la EBM tal como son presentado por Ahmed, los cuales permiten estimar  $N_o$ ,  $W_e$  de un Pozo por Empuje Hidráulico.

- Modelo de acuífero con Geometría Definida.
- Modelo de Schilthuis de flujo continuo.
- Modelo de Van Everdingen & Hurst.

Para Esta Investigación Se Utiliza Un Modelo de Acuífero con Geometría Definida, El Modelo de Pot es sencillo para estimar la intrusión de agua en un yacimiento de gas o petróleo y se basa en la

definición de la compresibilidad, una caída de presión general de yacimiento ocasionada por la producción de los fluidos causa expansión en el agua del acuífero y la roca, la cual fluye hacia el pozo, la compresibilidad de la Roca/Agua en acuífero son importantes.

Para Acuíferos Activos el Influjó de agua es igual al vaciamiento total del Yacimiento.

Esto se caracteriza por una declinación lineal  $-m^*$  suave de la presión.

En la producción, los fluidos Retirados de la formación causan descenso de presión.

$$We = \frac{dWe}{dt} = \frac{dNp}{dt} Bo + \frac{(GOR-RSi)dNp}{dt} + \frac{dWp}{dt} Bw;$$

Para Esta Investigación se asume un Acuífero Parcial Limitado Radial Cilíndrico Finito, el efecto de la declinación de presión se siente en el borde Externo del Acuífero, La Presión al borde cambia con el tiempo, la compresibilidad de la formación es importante en los poros.

$$\Delta V = c * Wi * \Delta P;$$

El Modelo General de Pot para Acuíferos pequeños con dimensiones iguales al reservorio.

We es la Intrusión de Agua Cumulada, que aporta el acuífero al pozo productor.

$$We = [cff + cw]Wi (Pi - Pt);$$

El cálculo del Volumen Inicial de acuífero Finito Requiere conocer las dimensiones de Este, por simplicidad Pot asumen un Modelo radial cilíndrico de acuífero.

$$Wi = \left[ \pi * ra^2 Hw \phi \frac{1}{5.62} \right];$$

La intrusión de agua ocurre de forma radial en todas las direcciones, sin embargo, no siempre es así, ya que los yacimientos no son circulares y existe un buzamiento del reservorio de agua por tanto se debe tomar en cuenta un factor de forma  $ff$  fracción de la ecuación radial.

$$We = (c_{ff} + c_w) W_i * ff * (P_i - P_t);$$

Este Modelo Solo es Aplicable para Acuíferos pequeños similares al radio del reservorio, de acuerdo con Dake, cuando esto sucede, Una caída de presión en yacimiento se transmite instantáneamente al sistema Acuífero/yacimiento, por ello sugiere que en acuíferos grandes se utiliza un modelo matemático que incluye al tiempo como variable de respuesta del acuífero, los cambios de presión en yacimiento se manifiestan a este por la frontera WOC.

El Mecanismo de Empuje Hidráulico, es una forma de producción natural de la roca saturada, el Recobro sucede por un desplazamiento de agua en la zona de petróleo, esto es un empuje por agua que está presente en la EMB y contribuye al recobro total del yacimiento.

Algunos pozos han sido producidos por bastante tiempo, producen gran volumen de agua, por degradación de un cono invasivo, lo cual resulta en un incremento del índice hidráulico, al mismo tiempo para los pozos situados en la parte superior de pay zone llegan altos GOR también deben ser cerrados, su producción se transfiere a los pozos más bajos.

El índice de empuje del agua ayuda al recobro primario del yacimiento, se puede esperar una buena recuperación cuando no existe cono, esto requiere un completamiento eficiente para evitar llamar agua indeseada, la suma de los índices de empuje parcial es igual 1.

Cuando se produce un pozo en conificación de fondo, EL vaciamiento del Reservorio causa un descenso de presión, esto llegara una presión menor de burbuja,  $P_t < P_b$ , lo cual expande el gas en

solución del petróleo y genera una capa secundaria de gas que irrumpe la columna de gas al tope del Pozo causando conificación por gas, esta es más adversa que agua.

La producción temprana de agua es resultado de canalización de agua por la conductividad vertical de la roca porosa que proviene de una capa Base de agua libre por tanto un cono de agua toma lugar en la parte más baja del intervalo completado, la producción de un pozo causa una caída de presión en esta región local, si la presión en wellbore es baja el pozo será invadido por un cono adverso y así existirá Conificación.

Si la producción de agua ocurre rápido en un Yacimiento sin Buzamiento donde el contacto se vuelve inestable y el agua fluye más rápido que el crudo viscoso por la permeabilidad horizontal este fenómeno corresponde La Digitación Viscosa.

Estos fenómenos son muy comunes durante la producción de un yacimiento. El proceso de digitación ocurre en formaciones homogéneas, continuas y de gran espesor  $H_o$ , por las fuerzas hidrodinámicas que ocurren en el flujo de fluidos. El Problema de la Conificación ocurre en virtud de la Permeabilidad Vertical y exceso de producción que causa gran gradiente de presión mayor la fuerza gravitacional, en general cuando el pozo está al contacto agua/petróleo. Agua se mueve verticalmente causando conificación, si el contacto WOC está lejos y existe producción de agua sucede digitación de agua sobre petróleo.

Aplicar Balance de Agua, Permite Saber que El Volumen de Agua Cumulado es el Cono.

$$W_e - W_p = V_{cone};$$

La producción del pozo da lugar a los gradientes de presión que se distribuyen uniformemente en todas las direcciones, tanto vertical como horizontalmente, Para este caso el pozo ha sido perforado y completado en la mitad de los pinzamientos.

## 2.7 Naturaleza del problema.

La conificación de agua es definida como el movimiento vertical del agua a través de planos de la roca productora, esta nunca ocurrirá cuando existe barrera verticales impermeables a menos que ellas sean rotas por fracturas inducidas o fallas geológicas o Mala Cementación y canalización por Casing Rotos, esta puede ser muy severa en yacimientos de Caliza, Dolomitas y Arrecifes Fracturados con buena permeabilidad vertical, el crecimiento de la conificación es motivado por altos caudales de producción y baja presión de pozo, una vez estabilizado el cono puede ser difícil de revertir debido a severos cambios de permeabilidad efectivas, un estudio de reservorios es necesario para encontrar la mejor locación y perforación de pozo así como la forma de evitarla.

Algunas técnicas y prácticas usadas para eliminar/evitar la Indeseada conificación.

- Reducir el caudal de producción total.
- Cementar y Re completar el pozo con una distancia Mayor al agua.
- Cementación forzada en la base del pozo abierto.
- Completamiento diferencial del pozo.
- Separador hidrocución de fondo.
- Cambios en la presión de operación del pozo.

La mejor forma de evaluar la conificación y tomar acción es detectarla por su origen desde el inicio del Problema Particular. Algunas formas de identificación de este problema son.

- Cambiar el caudal de producción a un nuevo Qoc.
- Aumento severo de la producción de agua.
- Monitorear el corte de agua WC.
- Observar Incremento exponencial del corte de agua.
- Aumento dramático de la RAP.
- Descenso de la producción de aceite.
- Bajo recobro final de petróleo comparado al esperado.

La conificación es un problema difícil de remediar debido que es usualmente asociado con las propiedades básicas del reservorio, Los fluidos y le estado mecánico del pozo, el contacto dinámico WOC puede ser controlado por el caudal de agua en superficie, este se mantiene horizontal antes de la ruptura o bajo  $Q_{oc}$ , (KHAN, 1986).

Después de la ruptura, el agua dominará progresivamente el flujo Multifasico desde los canales porosos, por pozo, la tubería de producción hasta superficie, finalmente la producción de agua será varias veces mayor al petróleo, particularmente para este fenómeno se caracteriza por un comportamiento del agua es exponencial y luego convergen un valor de forma asíntota simple. Reduce exponencialmente la producción de aceite, Las Permeabilidades Especificas de la zona invadida bajo el Cono han sido Alterada por la llegada del agua que es soportada por la diferencia de presión del sumidero, si se produjera con alta presión de fondo este problema disminuiría.

La causa principal por la cual ocurre la conificación en fondo de pozo es El Sumidero de presión que hace la producción del pozo al wellbore y la menor viscosidad del agua respecto al petróleo junto con alta permeabilidad vertical genera cono de agua.

Los conos de agua/Gas tiene efectos adversos en la producción de un pozo en yacimiento de aceite, un gran caudal de producción acelera la llegada de un cono de agua abajo o pico de gas turbulento. Una vez agua/gas sean producidos el aceite disminuye y los costos de manejo de agua y gas son altos para soportarse.

Otro factor clave en el origen de conificación es la distancia del pozo a los contactos tope/base de la formación, los beneficios de completar el pozo lejos de ellos son buenos para la operación del pozo, siempre que se mantenga bajo el DP en fondo.

Otro Factor Clave para Origen de la conificación es la conductividad de la roca, una formación anisotrópica fracturada con alta permeabilidad vertical favorece Origen de la conificación.

La densidad relativa del aceite respecto al agua es clave para saber lo grave que es el problema de pozo, a una mayor viscosidad de aceite mayor tendencia habrá del yacimiento a formar cono, mientras que menor sea la densidad del petróleo menor es la tendencia natural del pozo a conificar, existe también una relación directa proporcional de la conificación respecto a la viscosidad de los fluidos abajo. El gas siempre fluirá más rápido que el aceite por su baja viscosidad.

Por tanto, los principales factores Estáticos que afectan el cono de agua/gas es la diferencia de densidades entre los fluidos, la diferencia de viscosidades entre los fluidos, la relación de movilidades, la razón de penetración, el índice de anisotropía y la distancia de referencia al WOC, la tendencia de un fluido a conificar es directamente proporcional a la diferencia de densidades e inversamente proporcional a la viscosidad del fluido y la permeabilidad del reservorio.

La conificación de agua/gas puede ser reducida.

- Disminuyendo el caudal total de producción.
- Mejorando la productividad del pozo.
- Mejorando el IPR.
- Perforando pozos horizontales sobre verticales
- Perforar lejos del agua/gas.
- Re cañonear el pozo con un mejor intervalo.
- Reducir la transmisibilidad de la formación con barreras verticales.
- Aplicar geles retardantes para el agua.

Muchos de los esfuerzos hechos en investigación han sido hechos para estimar el caudal crítico del pozo sin cono Qoc, el tiempo de breakthrough y el comportamiento después del agua para pozo verticales y horizontales con este problema particular.

La conificación de agua y gas siguen siendo un serio problema en las aplicaciones de campo, en reservorios con acuífero de fondo, pozos verticales son comúnmente perforados más al tope de pay zone para minimizar la llegada de agua.

Pozos con capa superior de gas suelen tener graves problemas de conificación y presentar dificultades en la producción por la tendencia natural del gas a invadir.

En la conificación de agua la interface WOC aumenta hacia el completamiento del pozo resultando en una producción de agua. Por tanto, reducen el recobro final.

Dos fuerzas controlan el mecanismo de conificación, ellas son las fuerzas dinámicas y la fuerza de gravedad. La extensión del cono, su tamaño, forma y crecimiento dependen de muchos factores, los más importantes son: la relación de movilidades, el caudal total de producción, la permeabilidad vertical, el Angulo de Buzamiento y el espesor de la capa.

La producción de aceite a través de un pozo vertical parcial en un yacimiento causa levantamiento de WOC, si la producción aumenta, la altura del cono aumenta también, hasta cierto valor, el cono se hace inestable en pozo y causa problemas.

Los yacimientos de aceite pesado, viscoso y con baja movilidad tienen alta tendencia a conificar, para estos crudos la mojabilidad de la roca juega un rol importante, las curvas de permeabilidad relativa, el tipo de roca, porosidad, también alteran el comportamiento del cono haciendo que crezca en la zona del pozo, en los yacimientos naturalmente fracturados su alta heterogeneidad favorece la conificación por tanto que un mayor cono de agua crecerá.

Las formaciones Naturalmente Fracturadas Bajo recuperación Secundaria por Inyección de Agua, EL Agua Inyectada invade rápidamente los pozos productores, este problema es habitual cuando el sistema de fracturas es extenso principalmente en Calizas & Dolomitas que han sido fracturadas esto genera grietas y fallas entre pozos inyectores y productores con comunicación horizontal.

Para las Fracturas desde una capa Inundada de agua más profunda comunicando directamente la zona de agua hacia la zona productora provocando un importante aumento la producción de agua.

La Perturbación de presión  $DP^*$  destruye el equilibrio en los gradientes hidrostáticos del reservorio, Cuando la Fuerza Dinámica viscosas vencen la componente vertical del peso específico  $g^*$  del agua el avance del cono es inevitable así pues la ruptura, el Potencial-agua vence al aceite. Una Vez Conocidos los Posibles Problemas que se pueden relacionar al incremento en la producción de agua excesiva, se debe encontrar el método para diagnosticar el problema, en este estudio se usan las Curvas de Chan, inicialmente se desarrolla en base de BSW, la Historia de Producción, las permeabilidades relativas, La RAP y Las Curvas de Declinación. Que Servirán para determinar que el pozo presenta un problema de conificación de fondo.

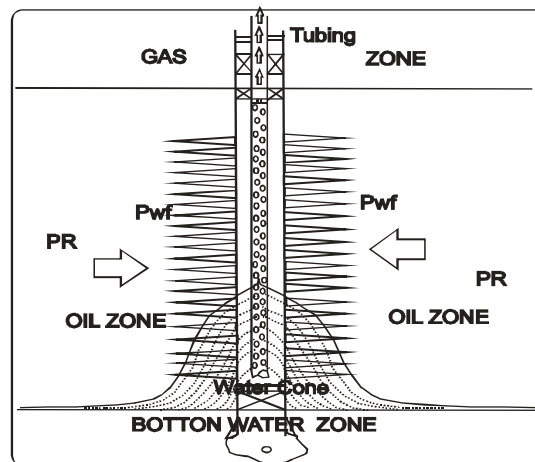


Figura 29. Estado mecánico de la conificación II.

## 2.8 Factores claves.

En esta Investigación se pudo dar cuenta que las principales variables Relativas que afectan la formación de 'coning' son: Diferencia de densidades, Diferencia de Viscosidades, Diferencia de presión, Relación de Anisotropía, distancia WOC, Gradiente de Gravedad y Caudal Producción.

- **Caudal De Operación**: el Constraint de flujo al pozo es determinante en el estado de la Conificación. Reducir el caudal QT causa descenso en la producción de agua, menores caudales de operación reducen El Gradiente de presión necesario, la conificación será menor como el corte de agua WC, la producción de agua incrementa con un acuífero activo de fondo,
- **Intervalo de completamiento**: la longitud perforada  $H_p$  es otro factor influyente para un pozo perforado en  $H_o$ . Un Mayor Intervalo Abierto llama más rápido el agua, Si se optimiza el intervalo abierto al pozo, se puede obtener un mayor caudal crítico y mayor tiempo ruptura.
- **Distancia WOC**:  $D_{woc}$ . Es la distancia lineal vertical al contacto agua/aceite, una mayor longitud hará que sea más difícil para el agua alcanzar el pozo y reducirá temporalmente la conificación indeseada. Para una mayor distancia a WOC menor será la tendencia al coning.
- **Espesor Formación**: el espesor del pay zone  $H_o$ , es llamado en todos los cálculos de Conificación, su efecto es variable sobre el coning de un pozo, pero se prefiere yacimientos con mayor HO para tener mayor producción & Segregación Gravitacional.
- **presión capilar**: Incrementar  $P_c$  causa que la zona de transición sea mayor con una mayor región superficial de cambio de saturación cercana al pozo.
- **Saturación de gas residual**:  $S_{gr}$ , tiene una fuerte influencia en la producción, la producción de agua se aumenta con una alta saturación residual de gas. Que disminuye el volumen relativo.
- **Saturación residual de aceite**.  $S_{or}$ , Está Relacionado con la mojabilidad de la formación y es bastante importante en la conformación del nuevo perfil de saturación del cono l wellbore, un mayor  $S_{or}$  significa menor cantidad de aceite recuperable, mucho del petróleo original se quedará en fondo y más rápido se llegará a un valor de saturación de agua máxima donde  $K_{ro}=0$ . Con una mayor saturación remanente de aceite menor será saturación agua Max.

- **Saturación inicial de agua**: es parámetro clave para el inicio del modelo de conificación,  $S_{wi}$  es directamente proporcional al coning del pozo.
- **Saturación de agua Móvil**: es una variable importante en cuando da indicio del volumen poroso disponible a ser inundado en el yacimiento por el cono.
- **Permeabilidad de la Matriz**: los cambios en la permeabilidad absoluta de la roca tienen poco impacto en la tendencia general a conificar, incrementar la permeabilidad causa ligeros aumentos en el volumen de agua y altera la zona de transición establecida por los fluidos en el contacto y la presión capilar.
- **Permeabilidad Horizontal**:  $KH^*$  mayor valor de permeabilidad vertical causa un mayor aumento del caudal crítico  $Q_{oc}$  por lo que es inversa al coning.
- **Permeabilidad Vertical**:  $KV^*$  la conductividad vertical es directamente proporcional al coning por lo que permite el flujo de agua ascendente hacia el pozo por rutas de mayor transmisibilidad vertical disminuyen breakthrough.
- **Índice de anisotropía**: la relación  $KV/KH$  es directamente proporcional a la tendencia de Conificación del yacimiento, mayor anisotropía de la formación, mayor es La componente vertical sobre la horizontal de la permeabilidad.
- **Fracturas**: el grado de imbibición de agua de las fracturas hacia la matriz es fuertemente dependiente del espaciamiento de estas. Por lo que una mayor red de fracturas favorece la canalización y digitación viscosa en el reservorio.
- **presión de fondo**: la presión de fondo de pozo es el parámetro de mayor peso factorial sobre la Conificación de un pozo, la presión de fondo fluyendo es inversamente proporcional al coning por lo que menor sea la presión de pozo, mayor será El Gradiente de presión en yacimiento, mayor será la tendencia al coning y más rápido será el tiempo de breakthrough, mientras que a mayor

presión en fondo, menor diferencial de presión y menor coning, escoger la correcta presión de operación es un trabajo de gran importancia para operar un pozo sobre un acuífero de fondo.

- **Viscosidad del crudo**: la viscosidad del aceite respecto al agua es un parámetro importante en la velocidad del flujo hacia el pozo, mientras mayor sea la viscosidad del aceite, más lento será el petróleo y mayor ventaja tendrá el agua a fluir hacia el sumidero,
- **Densidad del crudo**: la densidad del aceite es un parámetro clave del fluido que se produce, mientras mayor sea la diferencia de densidades mayor es el Qoc, más tiempo tomara al agua llegar al pozo y menor será la conificación, coning es directamente proporcional a la densidad del crudo.
- **Densidad del agua**: para aguas de formación salobres y muy pesadas, existirá menor tendencia a conificar debido al mayor peso específico de agua.
- **Relación de Movilidades**:  $M_{wo}$ . esta relación dinámica es función de la relación de viscosidades del aceite/agua, es un gran indicador de la movilidad relativa del agua sobre aceite, entre mayor sea la relación de movilidad, más viscoso es el aceite, mayor trabajo le tomara fluir por los canales porosos y más movilidad preferencial tendrá agua sobre aceite.
- **Mojabilidad**: la mojabilidad preferencial que tenga la formación va ser muy influyente en el coning que tenga el pozo, yacimientos mojados por aceite son invadidos mayormente por agua que se mueve más fácil hacia el pozo. La movilidad agua/petróleo es adversa y favorece coning.
- **Estado Mecánico de Pozo**: la configuración Mecánica del Pozo en fondo determina la gravedad del problema, una buena cementación, casing, tubería, completamiento y perforación de pozo, producen un menor daño Skin-S y facilita el flujo de petróleo sobre Agua.

## 2.10 Reparación.

Coning es un Problema Difícil de Remediar, debido que es asociado con propiedades del reservorio sobre completamiento, las siguientes son procedimientos aplicables para Solucionar el Problema.

La Conificación ocurre en presencia de un acuífero activo con buena comunicación vertical al pay zone, existen varias soluciones al pozo como cambios de completamiento aplicación de Gel Bloqueadores, Surfactantes, Polímeros, Espumas Viscosas y cambios operacionales al pozo.

1. Cementación forzada: esta se aplica cuando existe fallas en el aislante del cemento puesto que permite al agua fluir hacia el pozo por las barreras verticales de la formación, ha sido exitosamente probado que *squeeze* es una técnica recomendada para sellar intervalos que son invadidos por agua. Aplicando técnica *squeeze* se taponan con cemento la zona invadida por cono.

2. Re completamiento: son aplicable en bajas zonas, o en la base de pozos que tiene alta conexión vertical con un acuífero que fluye agua hacia arriba, sellar este intervalo y re cañonear más arriba de la formación lejos del WOC:

3. Descender caudal: esto puede ser efectivo en pozos donde la conificación es alta y tiene pequeño espesor Ho, este método es más económico cambio operación del pozo para alejar agua.

4. Agentes Químicos: muchos polímeros han sido desarrollados para remediar el área invadida, restaurar el orden de las permeabilidades, el polímero agregado esta para aumentar la viscosidad local del agua al wellbore, así mejorar la movilidad del aceite, para crear una barrera al agua con geles y espumas esto debería disminuir WC.

5. Cerrar el pozo: al cerrar el pozo por un tiempo corto, las condiciones estáticas vuelven y la saturación se restablece en yacimiento para re organizar las fases continuas del fondo de pozo.

6. Empaquetamiento de grava: esta técnica de completamiento permite disuadir el coning del pozo invadido con una permeabilidad artificial.
7. Re-inyección: producir y reinyectar en paralelo es una opción cuando se producen grandes caudales de agua en mismo pozo.
8. Geles: son químicos espesor que funcionan como bloqueadores de permeabilidad al agua y así impedir el avance de esta al pozo.
9. Polímeros: aplicar polímeros viscosificantes en fondo de pozo alteran la densidad local del agua, aumentan su viscosidad, esta combinación de efectos hace que sea más difícil para esta subir para invadir el pozo. Mantener agua pesada en fondo remedia parte del problema.
10. Angulo de Buzamiento: producir pozos en yacimientos con buzamiento, es bueno, la segregación gravitacional mantiene los fluidos en equilibrio, grandes Buzamientos desvían el agua al fondo de la formación y complica su camino hacia Pozo por EL Gradiente de Gravedad Dg.

Las barreras Impermeables Creadas por cementación forzada de fondo A veces funciona, ya que cubre el Área Local, pero crean canalización & digitación del agua hacia pozo. Las Geles y Polímeros no solucionan todo el Problema por lo enorme del acuífero de fondo. La Mejor forma de corregir el problema es producir el Pozo Alta presión, esto es disminuir el Caudal de Líquidos, Optimizar la Zona Punzada y Fracturar la Roca a lo largo Horizontal, producir caudal razonable y moderar la presión de fondo. Esto Si Lo Soluciona.

### 3. Conificacion pozos verticales.

La conificacion por agua o gas es un problema serio en muchas formas con pozos produciendo de una zona de aceite sobre la cual existe una capa de gas y abajo un acuífero de fondo, ambos fenómenos ocurren en pozos produciendo, cuando la zona de agua o el gas se mueven verticalmente hacia la cara de pozo en forma de fondo se identifica que ya existe el fenómeno EN POZO.

Eventualmente el agua o el gas abren paso dentro del pozo, el agua de un acuífero y el gas de la capa superior de esta fase que se produce al pozo y desciende a la zona de aceite en forma de cresta, la producción de aceite o gas se incrementan progresivamente después del tiempo de breakthrough y puede reducir significativamente la producción de crudo del pozo.

Los principales factores que indican la tendencia de conificacion por agua o gas son la diferencia de densidades entre el aceite, gas, agua, las viscosidades de los tres fluidos, la permeabilidad de la formación, el descenso de la presión, la tasa de flujo y más, la tendencia de un fluido a conificar es directamente proporcional al diferencial de densidades, viscosidades entre las fases presentes con el aceite y permeabilidad del yacimiento.

La conificacion de agua y gas puede ser reducida:

- Disminuyendo el caudal de producción de aceite en función de mejorar la productividad.
- Mejorando el IPR del pozo.
- Usar pozos horizontales en lugar de verticales
- Perforar la zona de forma parcial para evitar las zonas de gas y agua.
- Si el pozo tiene riesgo de ambas Conos se debe perforar en el centro del pay zone para estar lo más lejos posible de los GOC & WOC.
- Hacer trabajos de re-completamiento a alturas diferentes para evitar las zonas gasíferas.
- Re-perforar lo más lejos posible del WOC.
- Perforación infill.

Muchos de los esfuerzos en esta investigación de conificación de pozos se han concentrado en estimar el caudal crítico permisible por el pozo antes que ocurra breakthrough de algún fluido no deseado a la producción diaria, luego también se ha estudiado el comportamiento posterior al breakthrough para ambos pozos verticales y horizontales. (BLADES, 1976).

Después de muchas investigaciones llevadas a cabo por varios autores se plantea producir un pozo a un caudal suficientemente bajo con una caída de presión menor para evitar la conificación para siempre y solo producir aceite, este TASA es llamado CAUDAL CRITICO y es la máxima tasa de aceite permitida por el pozo sin que exista conificación.

Los Pozos Verticales por su geometría particular son más sensibles a los cambios en la conductividad vertical y la distancia al contacto de fases, las correlaciones que han sido desarrolladas se basan en modelos analíticos complejos métodos y simulación numérica de pozos cilíndricos para evaluar la llegada del agua.

Una teoría aproximada del caudal crítico en una formación anisotropía fue presentada considerando la interface aceite-agua como una línea de corriente, de forma parecida Chaperson presento una solución para el caudal crítico en pozos verticales y dio cuenta que cuando la permeabilidad vertical disminuía también lo hacia el caudal critico ligeramente, pero la elevación del cono no cambiaba apreciablemente en los resultados.

Hoyland et al presentaron dos métodos uno analítico y otro numérico para los problemas de conificación y predecir el caudal critico en una formación.

La solución analítica fue basada en la suposición de un pozo de conductividad infinita en  $r_w$ , y estos resultados fueron presentados de forma gráfica para el caudal crítico dimensional  $Q_{ocD}$  con varios radios dimensionales  $r_D$  como función de la formación penetrada.

Addington desarrollo correlaciones generales para la ‘*critical coning rate*’ y el GLR después que el gas irrumpa usando un simulador tridimensional, el autor muestra que sus correlaciones pueden ser aplicadas en yacimientos heterogéneos usando un promedio de la permeabilidad de la formación y calcular la altura promedio de la columna de aceite arriba de la zona perforada.

Una correlación para predecir el ascenso del cono de agua desde condiciones estáticas hasta el breakthrough fue desarrollada por Sobocinski & Cornelius Para un sistema homogéneo con fluido incomprensible sin capa de gas, produciendo a caudal constante el tiempo de breakthrough del cono y el caudal crítico pueden ser determinados de grupos de correlaciones planteadas.

Bournazeland Jeanson desarrollaron trabajo de laboratorio para reportar las correlaciones de tiempo de avance de agua en pozos verticales finalmente también presento resultados para la conificación de gas y agua basado en experimentos de laboratorio.

### **3.1 Calculo del caudal crítico al pozo.**

QOC es conocido como el caudal máximo de aceite permisible que puede ser producido por un pozo sin que se levante conos invasivos que irrumpen a la zona productora. El caudal crítico corresponde al desarrollo de un cono estable que se eleva desde su posición inicial justo debajo del fondo del intervalo perforado y se mantiene estable sin romper en agua ni producir gas al tope de las perforaciones. Este Básicamente es el máximo flujo de aceite que se puede retirar de la formación sin coning. Existen varias correlaciones empíricas que son comúnmente usadas para calcular el caudal máximo del pozo sin que exista conificación.

Algunas de estas correlaciones desarrolladas en este fenómeno:

- Meyer & Garder.
- Chierici-Ciucci.
- Hoyland-Papatzacos-Skjaeveland.
- Chaney et al.
- Chaperson.
- Schols.

Es importante notar que estas correlaciones son válidas para intervalos continuos perforados en pay-zone con ambos GOC & WOC, Al Tope & Base. Estas correlaciones muestran en general que QOC depende de la permeabilidad horizontal efectiva al petróleo, viscosidad del aceite, diferencia de densidades gas-aceite-agua, penetración parcial de pozo, HP/HO, permeabilidad vertical KV y distancia del sumidero a los contactos de Interfaces originales del reservorio.

Uno de las primeras publicaciones científicas del fenómeno de Conificación de pozos fue hecha por Muskat & Wyckoff, ellos resolvieron la ecuación de Laplace para una fase en estado estable para un fluido incomprensible y presentaron una solución aproximada para el flujo crítico en una formación isotrópica, las soluciones analíticas fueron simplificadas por Meyer & Garder para flujo Radia, Luego Chaney et al y Chierici et al usaron modelos posteriores para obtener el caudal crítico, ellos estudiaron los efectos de la geometría del yacimiento y la configuración de pozo para caudal crítico en un intervalo óptimo de perforación en un pozo con conificación de gas y agua, posteriormente Schols desarrollo una expresión empírica para el caudal crítico de pozo.

Una teoría aproximada del caudal crítico en una formación anisotropía fue presentada considerando la interface aceite-agua como una línea de corriente De Igual Presión, de forma parecida Chaperón presento una solución para el Caudal Crítico en pozos verticales y dio cuenta

que cuando la permeabilidad vertical disminuía también lo hacía el caudal crítico ligeramente, pero la elevación del cono no cambiaba apreciablemente en los resultados. (AHMEH, 1985).

Hoyland et al presentaron dos métodos uno analítico y otro numérico para los problemas de conificación y predecir el caudal crítico en una formación Productora de Hidrocarburos.

La solución analítica fue basada en la suposición de un pozo de conductividad Infinita al wellbore-rw, y estos resultados fueron presentados de forma gráfica para el caudal crítico Adimensional  $Q_{ocD}$  con varios radios dimensionales  $rD$  como función de la formación penetrada.

Addington desarrollo correlaciones generales para la ‘critical coning rate’ y el GLR después que el gas irrumpa usando un simulador tridimensional, el autor muestra que sus correlaciones pueden ser aplicadas en yacimientos heterogéneos usando un promedio de la permeabilidad de la formación y calcular la altura promedio de la columna de aceite arriba de la zona perforada.

Una correlación para predecir el ascenso del cono de agua desde condiciones estáticas hasta el breakthrough fue desarrollada por Sobocinski & Cornelius Para un sistema homogéneo con fluido incomprensible sin capa de gas, produciendo a caudal constante el tiempo de breakthrough del cono y el caudal crítico pueden ser determinados de grupos de correlaciones planteadas.

Bournazeland & Jeanson desarrollaron trabajo de laboratorio para reportar las correlaciones de tiempo de avance de agua en pozos verticales finalmente también presento resultados para la conificación de gas y agua basado en experimentos de laboratorio. estas correlaciones son válidas para yacimientos con tres fases distribuidas según sus densidades relativas.

Muchos Autores han querido Calcular el caudal crítico permisible, es importante para saber la gravedad del problema de producción y optimizar la producción para evitar los conos de agua.

Muchos Autores basaron su teoría en el régimen de flujo que obedece la Ley Darcy.

El desarrollo de un cono invasivo tiene su origen en la caída de presión del pozo dinámico.

### 3.2 La correlación Meyer-Gardner.

Meyer & Garder en 1954 sugirieron que el desarrollo de la conificación es el resultado del flujo radial de aceite y su pozo-sumidero asociado en línea fuente al wellbore. En su derivación Meyer & Garder asumen un sistema homogéneo con una permeabilidad uniforme en yacimiento isotrópico  $KV=KH$ , por lo que la relación de anisotropía  $KV/KH = 1$  y es precisamente este un parámetro importante en la evaluación y resolución de los problemas de conificación. Ellos desarrollaron tres ecuaciones separadas para determinar el caudal máximo crítico de aceite al pozo para tres sistemas diferentes.

- Cono de gas.
- Cono de agua.
- Simultaneo cono de gas y agua.

Meyer & Garder consideraron un pozo en flujo radial desde el contacto WOC en fondo. El gradiente de presión se restringe al gradiente de gravedad debido a la diferencia de densidades entre los fluidos y la distancia al acuífero para hacer un modelo directo del caudal crítico  $Q_{oc}$ .

#### Conificación de gas.

Considerando el sistema que se parecía por la figura.

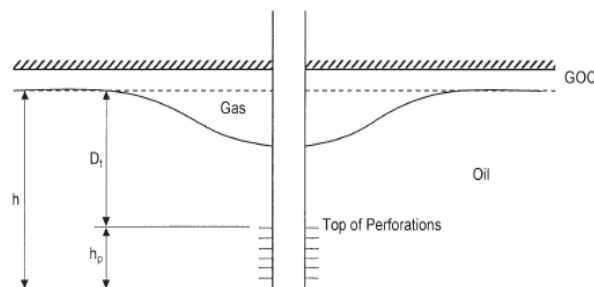


Figura 30. Cono de gas.

Ellos correlacionaron el caudal crítico requerido para lograr un cono de gas estable para el sistema pozo-reservorio que se observa por la figura donde un pozo penetra parcialmente un yacimiento con capa de gas superior.

$$H_p = (H_o - d_{goc});$$

$$QOC = 2,5E - 5 * \left( \frac{\rho_o - \rho_g}{\ln(r_e/r_w)} \right) \left( \frac{K_o}{U_o B_o} \right) [H_o^2 - (H_o - d_{goc})^2];$$

Ecuación 1. Correlación de Meyer & Garder para cono de gas

$\rho_o$ : densidad del petróleo [Lb/ft<sup>3</sup>];

$\rho_g$ : densidad del Gas [lb/ft<sup>3</sup>];

$K_o$ : permeabilidad efectiva al petróleo [md];

$U_o$ : viscosidad del aceite. [cp];

$U_w$ : viscosidad del agua. [cp];

$B_o$ : factor volumétrico de formación al petróleo [STBO/RBBLO];

$H_o$ : espesor de la capa de aceite [ft];

$d_{woc}$ : distancia al contacto agua/aceite [ft];

EL Método de Meyer & Garder se caracteriza por ser una ecuación muy restrictiva.

### **Conificacion de agua.**

Meyer & Garder propuso una expresión similar para determinar el caudal crítico en un sistema agua-aceite que conificar al wellbore tal cual se observa en la figura.

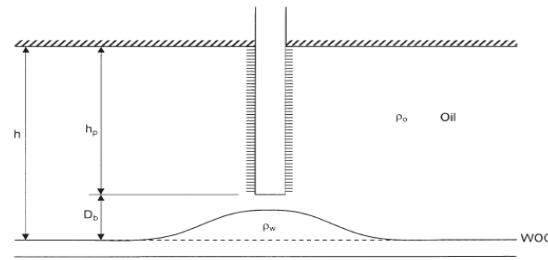


Figura 31. Cono de agua

$$QOC = 2,5E - 5 * \left( \frac{\rho_w - \rho_o}{\ln(r^e/r_w)} \right) \left( \frac{K_o}{U_o B_o} \right) [HO^2 - HP^2];$$

Ecuación 2. Correlación de Meyer & Garder para cono de agua

$\rho_o$ : densidad del petróleo [Lb/ft<sup>3</sup>];

$\rho_w$ : densidad del agua [lb/ft<sup>3</sup>];

$K_o$ : permeabilidad efectiva al petróleo [md];

$U_o$ : viscosidad del aceite. [cp];

$U_w$ : viscosidad del agua. [cp];

$H_p$ : longitud de la zona perforada abierta al petróleo [ft]

### Simultanea conificacion de agua/gas.

Para un sistema pozo-reservorio con tres fases distribuidas el aceite esta entre el gas al tope y agua al fondo. El intervalo completado  $H_p$  debe ser tal que permita un máximo de aceite sin levantar conos invasivos de agua/gas y evitar que estos lleguen al pozo. Para este caso particular de interés en la producción de una columna delgada por petróleo. (AHMEH, 1985).

$$QOC = 2,5E - 5 * \left( \frac{K_o}{U_o B_o} \right) \frac{HO^2 - HP^2}{\ln(r^e/r_w)} \left[ (\rho_w - \rho_o) \left[ \frac{\rho_o - \rho_g}{\rho_w - \rho_g} \right]^2 + (\rho_o - \rho_w) \left[ 1 - \frac{\rho_o - \rho_g}{\rho_w - \rho_g} \right]^2 \right];$$

Ecuación 3. Correlación de Meyer & Garder para cono de gas y agua.

Pirson 1977 derivó una relación para determinar el intervalo óptimo deseado  $H_p$  entre fases diferentes. Pirson propuso que la distancia óptima  $D_t$  AL GOC en tope de las perforaciones puede ser determinado de la siguiente expresión.

$$D_t = (H_O - H_p) \left[ 1 - \frac{\rho_o - \rho_G}{\rho_w - \rho_G} \right]^{1,2};$$

Ecuación 4. Ecuación para la distancia propia al contacto gas/aceite

En los yacimientos la permeabilidad en la dirección horizontal generalmente es mayor que dirección vertical, esto tiene sentido lógico cuando se reconoce que en capas delgadas impermeables en Z como lo son shales y calizas apretadas, esta barrera de permeabilidad tienen gran efecto en el flujo vertical y poco efecto en el flujo horizontal que sería paralelo al plano de la formación geológica.

### 3.3 Método Chierici-Ciucci

Chierici & Ciucci 1964 usa un modelo potenciómetro para predecir el comportamiento de la conificación en pozos verticales de aceite. Los resultados de sus trabajos fueron presentados en gráficas adimensionales que toman en cuenta la permeabilidad horizontal diferente de la componente vertical, el diagrama puede ser usado para obtener una buena aproximación a partir de los fluidos del yacimiento y sus propiedades también como la posición de la longitud perforada y su posición relativa al pozo-sumidero conlleva a la determinación del máximo caudal de aceite sin agua/gas. Su correlación se basa en parámetros funcionales pre-calculados.

Dada las características del yacimiento y sus fluidos solo determinar el intervalo óptimo de perforación al pozo abierto a la roca porosa. (AHMEH, 1985).

Radio Adimensional reD.  $reD = \frac{re}{h} \sqrt{\frac{kh}{kv}}$ ;

Kh: permeabilidad en la dirección Horizontal [md];

Kv: permeabilidad en la dirección Vertical [md];

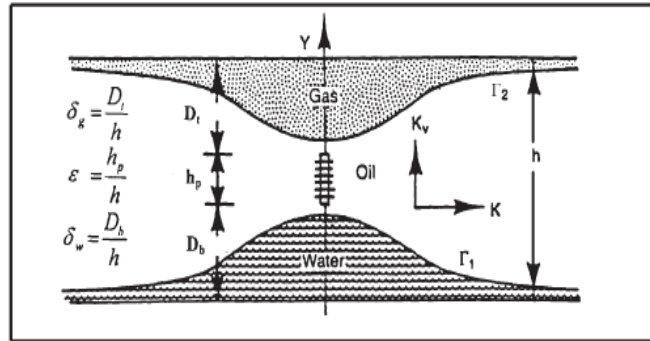


Figura 32. Pozo invadido

Meyer & Garder propusieron una correlación grafica para el siguiente rango  $5 < reD < 80$ . Adimensional. Longitud de perforación.

Este parámetro adimensional fue introducido por los autores en el desarrollo de sus correlaciones longitud perforada.

$$\varepsilon = \frac{HP}{HO};$$

El autor describe el propósito gráfico de su correlación valido cuando la longitud perforada adimensional está al siguiente rango de perforación  $0 < \varepsilon < \frac{3}{4}$ ;

Razón adimensional del cono de gas  $\delta_g = Dt/HO$ ;

Rango de aplicación valido  $0,07 < \delta_g < 0,9$ ;

Razón adimensional del cono de agua  $\delta_w = Db/HO$ ;

Donde  $0,07 < \delta_w < 0,9$ ;

Chierici et al propusieron que el contacto agua-petróleo WOC & gas-petróleo GOC son estables solo si la producción de aceite no es mayor al caudal critico máximo permisible por el pozo sin que ocurra conificación, estos caudales según son:A

$$QOCw = 5E - 5 * \frac{HOp^2(\rho_w - \rho_o)}{BoUo} (Kh * Kro)\varphi(reD, \varepsilon, \delta w);$$

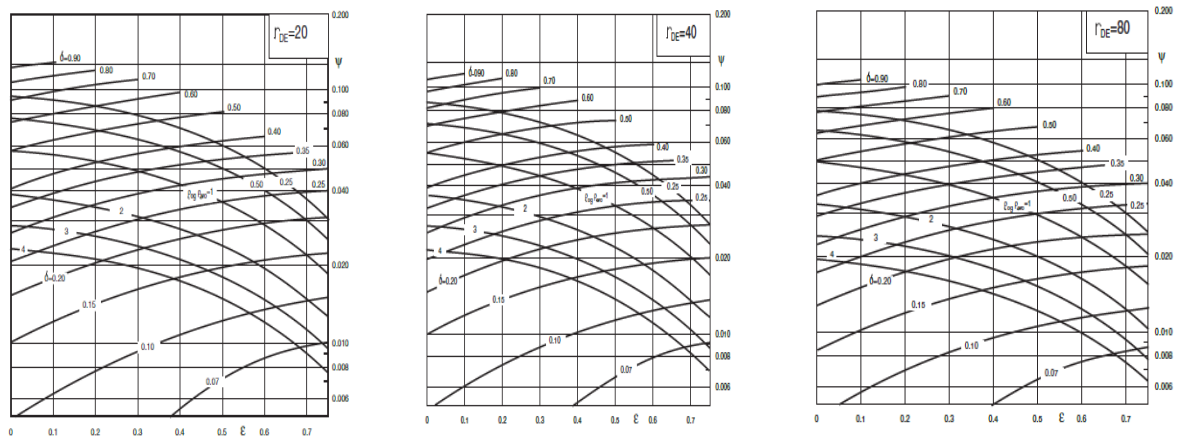
Ecuación 5. Ecuación de Chierici & Ciucci para cono de agua.

$$QOCg = 5E - 5 * \frac{HOp^2(\rho_o - \rho_g)}{BoUo} (Kh * Kro)\varphi(reD, \varepsilon, \delta g);$$

Ecuación 6. Ecuación de Chierici & Ciucci para cono de Gas

Los autores también proporcionan una serie de graficas de trabajo para determinar la función adimensional  $\varphi$  a partir de los parámetros calculados, estas graficas solo se podrán aplicar para reservorios homogéneos isotrópicos.

Debe ser tenido presente que si existe una capa de gas activa superior o un acuífero de fondo las siguientes condiciones deben ser tendidas bien en cuenta para satisfacer el requerimiento del caudal crítico y evitar producción de agua/gas libre de la formación. Por tanto, el caudal de producción del pozo  $QOC < \{Qocw; Qocg\}$ .



Graficas de Chierici & Ciucci para caudal crítico.

Estos cálculos muestran a menudo la limitante principal para el caudal de producción de aceite es el agua, por su gran tendencia a formar como cúspide hacia el pozo, por lo que es recomendable tomar el caudal menor posible sin que exista formación/levantamiento de cono de Gas/Agua.

Chierici & Ciucci 1964 propusieron una Metodología para Determinar el Intervalo Optimo de completamiento en pozo con alto problemas de conificación por su geometría y características físicas. El método básicamente se basa en una aproximación por 'Prueba & Error'. Para un radio adimensional dado, y conocidos la posición GOC, WOC, la diferencia de densidades fluidos, y la permeabilidad vertical/Horizontal para obtener el intervalo eficiente para perforar el pozo.

Es conveniente seleccionar apropiadamente la familia de curvas que corresponde a  $reD$  y obtener la función adimensional designada conforme la geometría del pozo.

El valor calculado de QOC para diferentes intervalos de perforación asumidos deberá ser comparado para obtener aquel con mejores posibilidades de producción, la máxima caída de presión permitida sin llegada de conos invasivos se obtiene fácilmente de la ley de Darcy.

### 3.4 Método Hoyland-Papatzacos-Skjaeveland correlación.

Hoyland, Papatzacos y Skjaeveland 1989 presentaron dos métodos para predecir el caudal crítico de aceite de un pozo con acuífero de fondo en una formación Geológica Productora Anisotropía y Homogénea con Sumidero completado abierto desde el tope de la formación productora de aceite, el primero método es una solución analítica y el segundo es una solución numérica al problema de la conificación en condiciones ideales. (AHMEH, 1985).

Método de la Solución Analítica.

Los autores presentaron una solución analítica que está basada en la teoría de Muskat & Wyckoff 1954. Para condiciones de flujo en estado estable, la solución toma una forma simple cuando esta se combina con los métodos desarrollados para obtener adecuadas condiciones de frontera del reservorio Abierto de flujo continuo-estable.

Para predecir el caudal crítico los autores se basan en la distribución del potencial de los fluidos del pozo. En su investigación los autores llegaron al final de una correlación bastante práctica para pozos que conificar.

$$QOC = 2,5E - 5 * \left[ \frac{HO^2(\rho_W - \rho_O)KH}{BoUo} \right] QCD;$$

$$reD = \frac{re}{HO} \sqrt{\frac{KV}{KH}}$$

Ecuación 7. Solución Analítica de Hoyland, Papatzacos, Skjaeveland

QCD: Caudal crítico Dimensional de Petróleo.

Los Autores correlacionaron el caudal crítico a una variable adimensional QCD con el radio adicional de una gráfica.

Los autores asumen condiciones de frontera de no flujo al tope y base de la formación y condiciones de frontera constante para el radio externo del reservorio en forma radial-cilíndrica.

### La Solución Numérica.

Basado en un gran número de simulaciones, los autores usaron análisis de regresión Numérica para desarrollar la siguiente relación para obtener una expresión que permitir aproximar el QOC sin que exista conificación.

Reservorios Isotrópicos {KH = kV} obtuvieron la siguiente expresión.

$$QOC = 9,3E - 5 * \frac{K_o(\rho_w - \rho_o)}{BoU_o} \left[ 1 - \left( \frac{HP}{HO} \right)^2 \right]^{1,325} * HO^{2,24} * [\ln(re)]^{-2};$$

### Ecuación 8. Solución Numérica de Hoyland, Papatzacos, Skjaeveland

Para reservorios anisótropos, los autores correlacionaron el caudal critico adimensional con el radio Adimensional y varias penetraciones adimensionales por una gráfica y una Metodología propuesta alterna.

Para yacimientos anisótropos, la correlación dada es por obtener QoD que se grafica en función radio Adimensional.

$$QoD = \frac{651,4 * U_o Bo Qoc}{HO^2 * (p_w - p_o) Kh};$$

### Ecuación 9. Caudal Adimensional de Papatzacos

$$reD = \frac{re}{HO} \sqrt{\frac{Kv}{Kh}};$$

La grafica puede ser usada para obtener el caudal critico adimensional en función del radio y así poder obtener finalmente el caudal critico general que atribuye al pozo y evita la conificación al wellbore.

### 3.5 Método Chaney et al.

Chaney et al 1956 desacalararon una serie de curvas para determinar el caudal crítico para un pozo.

Los Autores propusieron graficas que fueron generadas usando análisis potenciómetro y aplicando un modelo matemático similar al desarrollado por Muskat-Wyckoff 1935 bajo condiciones de pozo generales que se pueden extrapolar a diferentes escenarios de producción.

Estas graficas fueron diseñadas para determinar el flujo crítico en sistemas gas-aceite y agua-aceite. Estos caudales hipotéticos determinados por Chaney et al son corregidos para ajustar las propiedades reales de la roca y reservorio de una forma generalizada que se usa para varios casos de producción.

- Sistema aceite-agua

$$QOC = 5,3E - 5 * \left[ \frac{Ko(pw-po)}{BoUo} \right] Q_{curves};$$

- Sistema gas-agua.

$$QOC = 5,3E - 5 * \left[ \frac{Kg(pw-pg)}{BgUg} \right] Q_{curves};$$

- Sistema gas-aceite.

$$QOC = 5,3E - 5 * \left[ \frac{Ko(po-pg)}{BoUo} \right] Q_{curves};$$

Las gráficas fueron construidas para un reservorio-pozo con las siguientes características.

Características típicas de formaciones geológicas en el mundo.

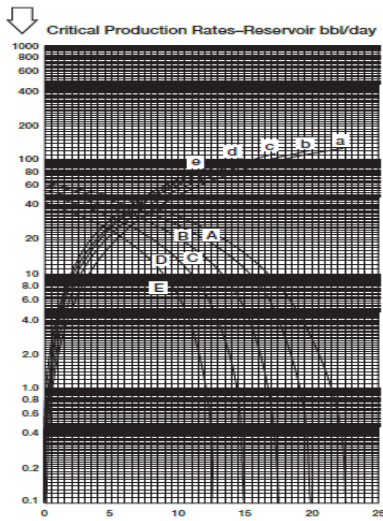
Tabla 4. Características de La Roca-Fluidos-Pozo

<b>Re</b>	<b>1000</b>	<b>ft</b>
<b>Rw</b>	3''	Ft
<b>HO</b>	12,5 ; 25 ; 50; 75; 100	Ft
<b>KV</b>	500	Md
<b>KH</b>	1000	Md
<b>Pw-po</b>	18,72	LbM/ft3
<b>Po-pg</b>	36	Lbm/ft3
<b>Uo</b>	1	cp

Graficas presentadas por los autores para determinar Q-curves.

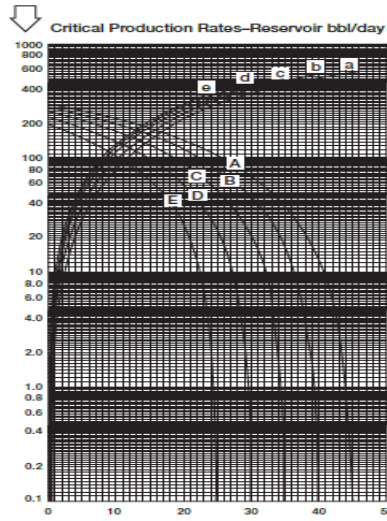
Tabla de parámetros básicos de cálculo.

HO=25 ft



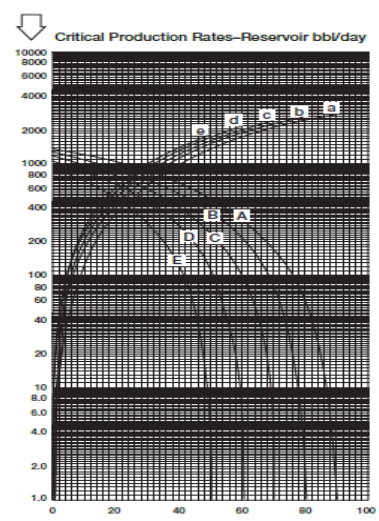
Distancia al contacto gas/aceite.

HO = 50 ft



Distancia al contacto gas/aceite.

HO = 100 ft



Distancia al contacto gas/aceite.

El Método antes descrito puede ser usado por Prueba y Error en un procedimiento general que Optimiza la ubicación correcta del intervalo perforado en un sistema de dos conos simultáneos, debe señalarse que Chaney desarrollo su método para reservorios homogéneos isotrópicos.

Una expresión analítica desarrollada posteriormente por Chaney permite obtener el valor de Q-curves son tener que entrar a las gráficas descritas antes por el método convencional.

Con esta expresión particular se puede obtener el valor Q-curves analíticamente y luego introducirlo en la ecuación Qoc.

$$Q_{curves} = 0,13 * (HO^2 - HP^2) + 34 * \left(\frac{57-HO}{44}\right)^2 - 250 * \left(\frac{HP}{HO} - 0,3\right) \left(\frac{HO-10}{90}\right)^2 - 40;$$

Ecuación 10. Ecuación de Chaney et al.

Ellos Usaron el concepto de distribución de potencial alrededor del pozo para determinar un caudal mínimo de conificación, luego de su trabajo juntaron sus resultados en graficas presentes del caudal critico en función de la distancia desde el tope de las perforaciones hasta base de los pinzamientos.

### 3.6 Método de Chaperson.

Chaperson 1986 propuso una relación simple para estimar el caudal critico de un pozo vertical en una formación anisotropía teniendo en cuenta la distancia a los contactos del tope y base de la formación productora y las condiciones de frontera para un yacimiento con un único pozo propuesto por el Autor al desarrollo de un modelo analítico. (AHMEH, 1985).

$$QOC = 7,8E - 6 * \frac{Kh(HO-HP)^2}{BoUo} [\Delta P] QOC^*;$$

Ecuación 11. Correlación de Chaperson

$$Qoc^* = 0,73 + 1,93/ALPHA''$$

$$ALPHA'' = \left(\frac{re}{HO}\right) * \sqrt{KV/KH};$$

### 3.7 Método de Schols.

Schols 1972 desarrollo una ecuación empírica basada en los resultados obtenidos por un simulador numérico y experimentación de laboratorio, su caudal crítico Qoc se obtiene a partir de la siguiente correlación analítica.

$$QOC = 7,8e - 6 * \left[ \frac{(pw-po)Ko(HO^2-HP^2)}{BoUo} \right] * \left[ 0,434 + \frac{\pi}{Ln\left(\frac{re}{rw}\right)} \right] \left(\frac{HO}{re}\right)^{0,14};$$

Ecuación 12. Correlación de Schols

Muchas correlaciones son disponibles en la industrial, es importante destacar que estas correlaciones son válidas para yacimientos con tres fases, estas correlaciones muestran que el caudal crítico depende de la permeabilidad efectiva del aceite, viscosidad del aceite, diferencial de densidades entre las fases y penetración del pozo hp/h y kv.

- EL Primer parámetro importante que afecta la conificación es la viscosidad del aceite Uo, en yacimientos de crudo pesado los problemas de conificación suelen ser más severos que en yacimiento de crudo liviano sin embargo es común que yacimientos de crudo pesado tengan mayores permeabilidades ( $K > 1 D$ ) por tanto la razón de movilidad Ko/Uo sobre cualquier reducción de presión ayuda a reducir la conificación.

- El diferencial de presión ( $p_w - p_o$ ) puede variar mucho dependiendo del  $^{\circ}$ API del crudo y la salinidad del agua, en general entre más alta sea la diferencia de densidades será mayor el caudal crítico y menor la tendencia a conificar del pozo.
- La relación de penetración de pozo  $b' = h_p/h$  influye en la conificación. Para valores menores de  $h_p$  habrá valores menores de penetración de pozo el caudal crítico será mayor por tanto habrá menor tendencia a conificar del pozo siempre que se haya perforado lo más lejos posibles a los contactos de las fases. {propósitos prácticos  $b'=0$ ,  $h_p/h=0$ -. tabla 8}.
- La permeabilidad vertical, si  $K_v=0$ , no existiría ningún flujo en k-dirección por tanto no habrá ninguna conificación, si la permeabilidad  $K_v \rightarrow K_H$  se esperaría la máxima conificación.

### 3.8 Tiempo de ruptura en pozos verticales.

Si un pozo está produciendo sobre el caudal crítico máximo permisible por el reservorio, el cono inevitablemente romperá en pozo después de un periodo de tiempo generalmente corto proporcional a la magnitud del caudal de aceite con el cual los fluidos son retirados del yacimiento por el sumidero al intervalo perforado  $H_p$ . El tiempo para el cual el cono rompe en agua al pozo y llega la zona perforada al wellbore es llamado tiempo de ruptura 'breakthrough time'  $t-BKt^*$  y a partir de este comienza la producción de agua del cono desde fondo hasta superficie, existen dos correlaciones ampliamente usadas para calcular este tiempo y predecir cuándo habrá ruptura de agua al wellbore.

### 3.9 Método de Sobocinski-Cornelius.

Sobocinski & Cornelius 1965 desarrollaron una correlación para predecir el tiempo de ruptura de agua basado en experimentos de laboratorio y modelamiento de Resultados.

Los Autores correlacionaron el tiempo de ruptura con dos parámetros adimensionales importantes. Sobocinski & Cornelius desarrollaron este método en base de sus estudios de la conificación de pozos, estos es un arduo trabajo de correlacionar pozos que canalizan en fondo.

.La Altura Dimensional de Cono, y El Tiempo Dimensional de Ruptura

$$Z = 5E - 5 * \frac{(\rho_W - \rho_O)K_H H O (H O - H P)}{B o U o Q o};$$

Ecuación 13. Altura dimensional de cono de agua

Qo: Caudal de Producción de Aceite [STB/d];

Tiempo Dimensional de Ruptura.

$$(TD)_{SC}^{BKT} = \frac{4*Z + 1,75*Z^2 - 0,75*Z^3}{7 - 2*Z};$$

EL Autor propuso la siguiente expresión para predecir el tiempo de ruptura a partir de Las Variables Dimensionales Calculadas previas para obtener finalmente ‘breakthrough-time’

$$T_{Bkt} = \frac{20,32*U o * H O * \phi * (TD)_{SC}^{BKT}}{(\rho_W - \rho_O)K V (1 + M^\alpha)};$$

Ecuación 14. Tiempo de ruptura de Sobocinski & Cornelius en pozo vertical

$$M = \frac{K r w_{S O R} U o}{K r o_{S W I} U w};$$

$K r w_{S O R}$ : permeabilidad relativa al agua en saturación de aceite residual.

$K r o_{S W I}$ : permeabilidad relativa al petróleo en saturación de agua inicial.

$$\alpha = 0,5 \text{ Para } M < 1;$$

$$\alpha = 0,6 \text{ para } 1 < M < 10;$$

Joshi 1992 observo por examinación que para la ecuación del tiempo de ruptura Dimensional se debe tener correcta atención para el valor de Dimensional del Cono. Si  $Z=3,5$  o mayor no habrá Ruptura de Agua al Pozo. Esta Observación puede ser impuesta en la ecuación con  $Z=3,5$  para generar una expresión para tener un caudal critico permisible al pozo que surge especialmente evitando la ruptura del cono al wellbore, esta expresión anti-Conificacion es la siguiente.

$$QOC = 1,4E - 5 \frac{(p_w - p_o)K_H(HO - HP)}{BoUo};$$

Ecuación 15. Ecuación de Joshi para Qoc.

### 3.10 El Método de Bournazel-Jeanson.

Basado en datos experimentales de pozo, Bournazel & Jeanson 1971 desarrollaron una metodología que usa el mismo grupo dimensional de variables propuesto por Sobocinski & Cornelius, este procedimiento de cálculo del tiempo de ruptura está dado por tres pasos simples de forma Sistemática. Por una serie de pasos guías.

1. calcular la Altura Dimensional del Cono  $Z$ .
2. calcular el tiempo de ruptura Dimensional del cono aplicando la nueva correlación expresada en función  $Z$ .

$$(TD)_{SC}^{BKT} = \frac{Z}{3 - 0,7 * Z};$$

3. resolver la expresión que contiene el tiempo de ruptura sustituyendo los cálculos previos por el tiempo dimensional para la expresión en función de parámetros básicos del reservorio.

$$T_{Bkt} = \frac{20,32 * U_0 * H_0 * \phi * (TD)_{SC}^{BKT}}{(\rho_W - \rho_O)KV(1+M^\alpha)}$$

Ecuación 16. Tiempo de Ruptura de Bournazel & Jeanson

De forma similar Joshi 1992 indico que si  $Z > 4,2$  Nunca existirá ruptura del cono de agua al wellbore perforado, así que genera la misma expresión para calcular un caudal impuesto al pozo para evitar la conificación.

$$QOC = 1,14E - 5 \frac{(p_W - p_O)K_H(H_0 - HP)}{BoU_0};$$

### 3.11 Comportamiento post-ruptura.

Una vez ocurrida la ruptura del cono invasivo de agua al wellbore la acumulación de agua se manifiesta de forma continua en cercanía al Sumidero aumentando exponencialmente la saturación de agua y altura del cono al Pozo. Lo que llevará a la indeseada consolidación de un cono invasivo que obstruirá el buen flujo de petróleo al pozo desde el radio externo de drenaje lo cual es un problema serio por el inevitable comportamiento de las permeabilidades relativas. Es importante predecir el comportamiento de la producción de agua en superficie en función del tiempo, Normalmente usando un Modelo Numérico Radial que Resuelve Este Problema, actualmente no existe una Función Analítica simple que permita predecir este complejo comportamiento al pozo vertical después de la Ruptura Ocurrida.

El comportamiento general después de la ruptura es exponencial y luego estable asintótico. Los pozos que generalmente son puestos a producción bajo condiciones de flujo estable mantienen un

caudal constante por un mayor tiempo, debido al empuje del yacimiento, pozos que producen a una presión constante declinan rápidamente en presión por el vaciamiento del yacimiento.

Kuo & Desbrisay 1983 aplicaron la ecuación general de balance de materiales para predecir el aumento del cono de agua en reservorios homogéneos y correlacionaron los resultados numéricos en términos de las siguientes variables.

- Corte de agua Dimensional  $fwD$ .
- Tiempo Dimensional de Ruptura.
- Limitante Dimensional  $WC$ -limt.

Kuo & Desbrisay desarrollaron su metodología Pseudo-Analitica para pozos puestos a producir a un determinado caudal limitante de fondo fluyendo a superficie y sus primeros pasos se basan en los cálculos planteados por Sobocinski & Cornelius luego asumen el tiempo inicial mayor a la ruptura, desde este momento al futuro el pozo aumentará en producción de agua y reducirá la producción de aceite, siempre puesto a producir con un caudal de líquido constante. El autor señaló que con el tiempo aumentará el contacto de agua arriba lo que permitirá fluir más agua a superficie y menos petróleo producido. Los volúmenes de agua producidos aumentan exponencialmente el corte de agua en superficie como función del tiempo hasta algún momento en que El Cono tendrá que estabilizarse en reservorio, lo mismo hará el corte de agua futuro. De cualquier forma, la pérdida de producción de aceite por causa del cono de agua invasivo es grande y para la mayoría de casos este termina produciendo mucha más agua que aceite en superficie con bajos recobros.

### 3.12 Gráfica de caudales.

Basado en la Metodología Kuo & Desbrisay se puede concluir que para alto caudal de producción resulta en altos cortes de agua para tiempos más tempranos que para caudales moderados de producción, se observa una relación única entre el corte de agua y el factor de recobro, altos caudales de producción facilitan altos porcentajes de recobro en periodos cortos de tiempo, debido esto en muchas situaciones se prefiere hacer producir un pozo con un menor caudal que AOF para evitar la rápida crecimiento del corte de agua en superficie lo que es casi imposible de revertir.

Para pozos produciendo a mayores caudales se observa que el recobro de aceite aumenta conforme  $Q_o$ , pero la ruptura de agua llegara más temprano y el ascenso del corte de agua será más acelerado, aunque esto se compensa con la mayor producción de aceite sin embargo los costos de producir demasiada agua suelen ser persuasivos para los ingenieros.

#### **Gráficos-característicos-%WC-vs-RF%%.**

Mucha atención se ha puesto sobre el grafico bidimensional del corte de agua en contra del factor de recobro y se ha encontrado una relación proporcional entre ambas variables globales, la figura muestra que el mismo factor sin importar el caudal de producción. Sin embargo, para reservorios fracturados la relación grafica entre el corte de agua y el factor de recobro es diferente, para yacimientos altamente fracturado una ve el agua irrumpa al pozo la producción de aceite cae y el corte de agua incrementa significativamente en corto tiempo lo que implica un rápido descenso en la producción de aceite, en este tipo de reservorios el recobro final de un pozo también dependerá del caudal de flujo y de otras varias propias del yacimiento. Un máximo recobro es

obtenido si la ruptura temprana de agua es prevenida operando el pozo al caudal crítico. En estos tipos de yacimientos el corte de agua puede disminuirse reduciendo la caída de presión del yacimiento al pozo lo que se consigue aumentando la presión en cabeza de pozo y así en fondo fluuyente también girando derecha la válvula choke de superficie.

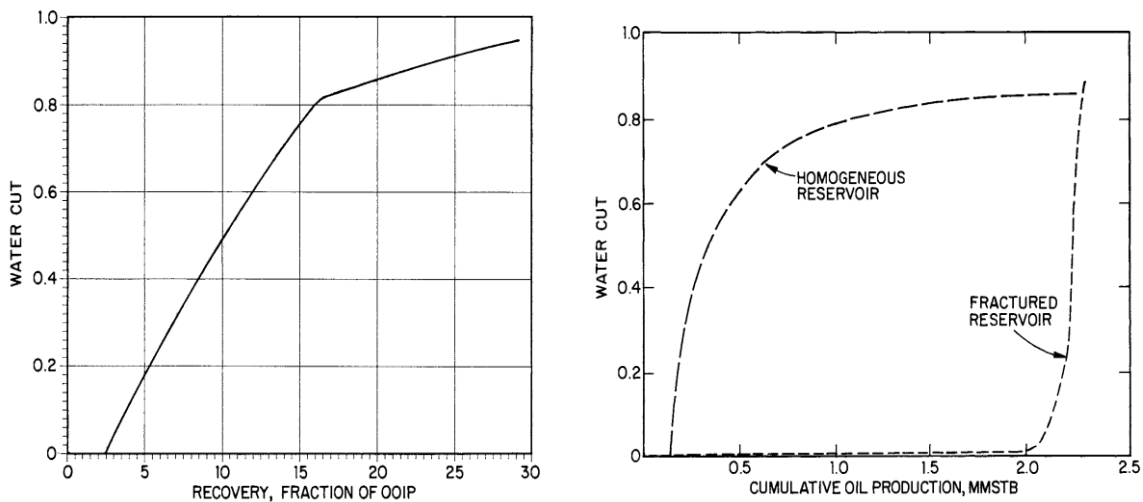


Figura 33. Pozo invadido.

Una gráfica de corte de agua contra factor de recobro puede ser usada para indicar la intensidad de las fracturas en la cercanía al wellbore para un yacimiento dado, para un mismo campo con varios pozos en distintas locaciones se puede encontrar diferentes intensidades de fractura y por tanto puede exhibir varios tipos de gráficos característicos de corte de agua contra el tiempo. Es importante tener en cuenta que algunos reservorios fracturados exhiben diferentes comportamientos de corte de agua función del tiempo, esto es verdad para yacimientos altamente fracturados de aceite ligero, para estos sistemas la segregación gravitacional es mayor lo que minimiza la conificación del agua al pozo.

En general la Intensidad de la Fractura tiene una significativa Influencia en el comportamiento del acuífero. En estos yacimientos el cono de agua asciende por las fracturas verticales que general

altas permeabilidades en la dirección vertical de la roca productora lo cual es siempre negativo cuando se tiene alta tendencia a la conificación lo que facilita el cono.

### 3.13 Análisis de curva de declinación.

Las Curvas de Declinación fueron desarrolladas por Arps 1940 y más tarde refinadas por Fetkovich. Las curvas de declinación nos indican el valor del exponente de declinación  $n$  que cambia  $\{0,1\}$  La ecuación Declinación aplicada durante la Depleción del reservorio es la fórmula general siguiente.

$$Q(t)=q_i/(1+n*D_i*t)^{1/n};$$

Se ha observado que para un acuífero de fondo  $n=1/2=0,5$ . En presencia de una capa activa de agua en fondo si el pozo es operado bajo el caudal crítico entonces se puede tener un barrido uniforme del yacimiento con el agua moviendo pozo arriba resultado en un gran factor de recobro final. Sin embargo, para obtener esto el pozo debe ser operando siempre al caudal crítico  $Q_{oc}$  o menor este valor. Esto significa que entre más aceite sea Producido la columna de aceite disminuye por el ascenso lineal de WOC por el balance de materiales en el yacimiento. Por lo tanto, se debe estar monitoreando constantemente el pozo por el uso de Choke para prevenir la conificación.

Se sabe que para yacimientos con acuíferos de fondo  $n=1/2$ ; Con Acuífero Activo de Fondo.

El pozo debe ser operado bajo  $Q_{oc}$  para su viabilidad en todo el tiempo lo que significa que entre más petróleo se producido más pequeña será la columna de aceite y el pozo se ahogará. Por lo que  $Q_o$  se debe reducir para prevenir conificación. Se debe estar recalculando la columna de aceite  $H_O$  todo el tiempo para obtener nuevos valores de  $h_o$  &  $Q_{oc}$  para aplicar cambios

sucesivamente por lo dinámico del fenómeno de producción en fondo de yacimiento. El cálculo continuo de  $H_o$  se suele hacer por balance de materiales mientras que  $Q_o$  se determina de la curva de declinación con  $n=0,5$ .

Se sigue una sucesión de cálculos numéricos para determinar los nuevos valores  $H_o$ .  $j+1$  todo el tiempo en función de  $N_p$  retirado del reservorio, para obtener el máximo barrido de petróleo el pozo debe operarse bajo  $Q_{oc}$ , para  $n=0,5$ . Este procedimiento iterativo es útil para predecir futuros cortes agua y reservas remanentes. Las reservas calculadas usando el caudal crítico  $Q_{oc}$  representan un límite máximo de producción sin Conificación que se ajustan a la curva de declinación de pozo para mejorar la predicción de reservas, pero este procedimiento no siempre funciona para todos los pozos.

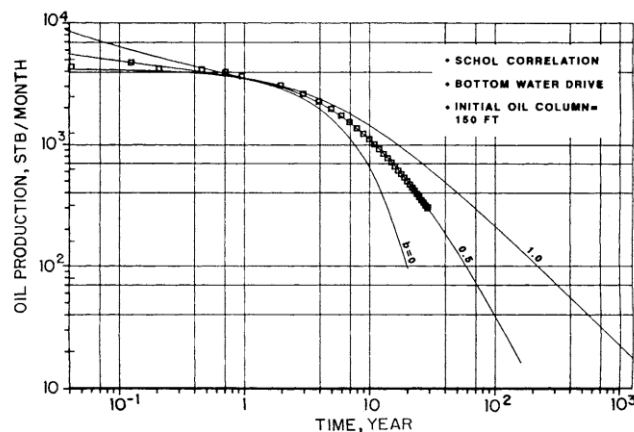


Figura 34. Gráfico de conificación.

Los principales factores que indican la tendencia de conificación por agua o gas son la diferencia de densidades entre el aceite, gas, agua, las viscosidades de los tres fluidos, la permeabilidad de la formación, el descenso de la presión, la tasa de flujo y más, la tendencia de un fluido a conificar es directamente proporcional al diferencial de densidades, viscosidades entre las fases presentes con el aceite y permeabilidad del yacimiento.

#### 4. Conificación de pozos horizontales.

La perforación de pozos horizontales es una tecnología nueva desarrollada en la industria del petróleo para obtener los hidrocarburos que no serían fácilmente retirados del yacimiento por un pozo vertical típico lo cual es el principal objetivo de estos pozos para mejorar el recobro último de aceite, la ventaja de usar pozo horizontal sobre verticales es su gran capacidad de producir aceite por un intervalo perforado más largo que atraviesa mejor la formación Ho.

Efros fue el primero en estudiar la conificación de gas en pozos horizontales para el caudal crítico luego lo siguió Chaperson que presentó una solución para el caudal crítico de pozos horizontales en formaciones anisotrópicas. En 1989 Giger evaluó el efecto de las crestas de agua y determinó el caudal crítico en pozos horizontales usando un método analítico bidimensional para un reservorio con capa de gas y acuífero de fondo.

Ozkan & Raghavan reportaron una correlación teórica para el tiempo de breakthrough del agua en un yacimiento como acuífero de fondo activo, ellos asumieron una frontera de presión constante en la interface agua-aceite y derivaron una expresión útil para el tiempo de ruptura de agua.

Joshi propuso una correlación para el caudal crítico de gas en conificación de pozos verticales usando el potencial de fluidos en reservorio luego presentó una ecuación para calcular la productividad de pozos horizontales como una función equivalente a pozos verticales de un modelo en Estado Estable. (AHMEH, 1985).

Yang & Wattenbarger presentaron una correlación para predecir el caudal crítico, el tiempo de breakthrough y el WOR Después de breakthrough para conificación de agua en pozos verticales y horizontales usando análisis regresivo.

Papatzacos et al presentaron correlaciones para tiempo de breakthrough de gas y agua en pozos horizontales basado en una teoría Pseudo-Analítica desarrollada para predecir el cono de agua o gas o ambos presentes considerando un yacimiento infinito anisotrópico con flujo uniforme en pozos horizontales, el autor asume presión constante con frontera móvil en lugar de equilibrio gravitacional en el cono y calculo el tiempo de breakthrough.

Papatzacos también desarrollo otra correlación para calcular el tiempo de breakthrough adimensional asumiendo equilibrio gravitacional en el cono. Para el caso de conificación por gas el autor simplemente remplazo el diferencial de densidad por la del gas con aceite.

para pozos verticales el descenso de presión en su localidad es bastante uniforme por el yacimiento y en una pequeña región cercana al pozo una caída de presión adicional es observada esta caída de presión es bastante pequeña comparada con los alrededores de un pozo vertical lo cual funciona diferente para geometría horizontal con menor caída de Presión.

Para pozos horizontales con pequeña caída de presión DP se esperarían altas tasas de producción sin conificación, varias correlaciones de Qoc para pozos horizontales son planteadas en presencia de gas y agua y considerando la geometría del movimiento de estas fases arriba y debajo de la zona penetrada  $L_p$  en  $H_o$ . pueden ser controladas para obtener el mejor barrido del reservorio, para estos pozos se llama cresta de agua con un procedimiento operacional oportuno el acuífero de fondo puede comportarse de similar forma a inyección de agua por debajo resultando en un recobro alto.

Muchas correlaciones se han presentado para obtener el caudal crítico máximo permisible al pozo sin que ocurra la indeseada conificación Qoc-H. Joshi 1992 realizo extensos estudios detalladas en la geometría de producción de pozos horizontales, luego extendió su trabajo al

estudio de la conificación en este tipo de pozo que también presentan este problema de una forma particular, la conificación de pozos horizontales involucra los siguientes cálculos a realizar.

- Determinación del Caudal Crítico al Pozo Qoc.
- Predicción del tiempo de Ruptura del Cono.
- Comportamiento del Pozo Post-Ruptura.

#### **4.1 Calculo del caudal crítico para pozos horizontales.**

Las siguientes correlaciones han sido estimadas para determinar el caudal crítico en pozos horizontales.

- Método de Chaperson.
- Método Efros.
- Método karcher.
- Método Joshi.

La ventaja de los pozos horizontales sobre los verticales en reducir la conificación de agua se hace menos relevante cuando se aumenta la permeabilidad vertical  $K_v$ .

#### **4.2 Método de Chaperson.**

Chaperson 1986 desarrollo una correlación simple y practica para pozo horizontales en condiciones de estado Pseudo-Estable para una formación isotrópica, Chaperson propuso la siguiente ecuación para Obtener  $Q_o$  para varios casos.

Su ecuación general siempre depende de un parámetro  $\alpha$  extraído de la anisotropía de la roca.

Conificacion de agua.

$$QOC = 7,8E - 6 * \left( \frac{LpQc*}{Ye} \right) (\rho_w - \rho_o) \frac{K_H[HO-(HO-HP)]^2}{BoUo};$$

Ecuación 17. Correlación de Chaperson para cono de agua en pozo horizontal

Lp: Longitud del pozo horizontal [ft];

Qc\*: caudal Dimensional.

Conificacion de gas.

$$QOC = 7,8E - 6 * \left( \frac{LpQc*}{Ye} \right) (\rho_o - \rho_g) \frac{K_H[HO-(HO-HP)]^2}{BoUo};$$

Ecuación 18. Correlación de Chaperson para cono de gas en pozo horizontal

Estas Ecuaciones son aplicables para los siguientes constraint.

$$1 < \text{Alpha}'' < 70 \quad \& \quad 2Ye < 4Lp.$$

$$\text{Alpha}'' = \frac{Ye}{Ho} \sqrt{\frac{KV}{KH}}$$

La Función Adimensional F es dependiente de Alpha'' y fue correlacionada por Joshi 1992.

$$Qoc^* = 3,963 + 0,062 * \text{Alpha}'' - 0,0005 * (\text{Alpha}'' ) ^2;$$

En Yacimientos con acuífero de fondo, Normalmente la Presión del Reservorio se mantiene constante y por tanto habrá Flujo Continuo la mayor parte del tiempo, no se alcanza jamás las Condiciones de Estado Pseudo-Estable, si el yacimiento tiene una zona de agua al fondo, pero su Fuerza es pequeña el agua no hará ningún mantenimiento de Presión disminuirá. Existirá depleción del reservorio al tiempo conforme los Fluidos son Retirados del yacimiento Pseudo-Estable.

### 4.3 Método de Effros.

Effros 1964 propuso una Correlación para calcular el caudal crítico de un pozo con geometría horizontal basado en la consideración que  $Q_{oc}$  es independiente del radio de Drenaje, esta correlación no toma en cuenta los efectos de la permeabilidad vertical. Effros desarrollo la siguiente dos relaciones que fueron diseñadas para calcular el caudal crítico de dos sistemas Agua-Aceite & Gas-Aceite.

#### Conificacion de Agua.

$$Q_{oc} = 7,8E - 6 * \frac{K_H(\rho_W - \rho_O)[HO - (HO - HP)]^2 Lp}{BoUo[Ye + \sqrt{Ye^2 + HO^2/3}]}$$

Ecuación 19. Correlación de Effros para pozo horizontal

#### Conificacion de Gas.

$$Q_{oc} = 7,8E - 6 * \frac{K_H(\rho_O - \rho_g)[HO - (HO - HP)]^2 Lp}{BoUo[Ye + \sqrt{Ye^2 + HO^2/3}]}$$

$$B = HO - Dt;$$

Ecuación 20. Correlación de Karcher para pozo horizontal invadido por agua.

### 4.4 Método de Karcher.

Karcher 1986 propuso una correlación que determina el valor Caudal Crítico  $Q_{oc}$  de forma similar Effros y nuevamente se aprecia que esta Correlación no cuenta La Permeabilidad Vertical.

#### Conificacion de Agua.

$$Q_{oc} = 7,8E - 6 * \frac{K_H(\rho_O - \rho_W)[HO - (HO - HP)]^2 Lp}{BoUo(2Ye)} \left[ 1 - \left( \frac{HO - (HO - Dt)}{Ye} \right)^2 \frac{1}{24} \right];$$

Ecuación 21. Correlación de Karcher para pozo horizontal invadido por gas

$$B=H_o-Db;$$

Conificacion de Gas.

$$Q_{oc} = 7,8E - 6 * \frac{K_H(\rho_o - \rho_g)[H_o - (H_o - HP)]^2 Lp}{BoUo(2Ye)} \left[ 1 - \left( \frac{H_o - (H_o - Dt)}{Ye} \right)^2 \frac{1}{24} \right];$$

Ecuación 22. Correlación de Joshi por cono de agua

$$T=H_o-Dt;$$

#### 4.5 Método de Joshi.

Joshi 1988 sugirió una ecuación Analítica para determinar el caudal crítico de aceite en pozos horizontales definiendo los parámetros básicos para su modelo de Estado Estable.

Radio horizontal de Drenaje.

$$r_{eh} = \sqrt{\frac{43.560 * A}{\pi}};$$

$$a = \frac{Lp}{2} \left[ \frac{1}{2} + \sqrt{\frac{1}{4} + \frac{2r_{eh}^4}{Lp}} \right]^{0,5};$$

$$r_{w'} = \frac{r_{eh} \left[ \frac{Lp}{2a} \right]}{\left[ 1 + \sqrt{1 - \left[ \frac{Lp}{(2a)} \right]^2} \right] \left[ \frac{H_o}{(2r_{w'})} \right]^{H_o/Lp}};$$

Conificacion de Agua.

$$Q_{oc} = 2,5E - 5 * \frac{(\rho_w - \rho_o) K_H [H_o^2 - (H_o - Db)^2]}{BoUo \ln(r_{eh}/r_{w'})};$$

Ecuación 23. Correlación de Joshi por cono de gas

Conificacion de Gas.

$$Q_{oc} = 2,5E - 5 * \frac{(\rho_o - \rho_g) K_H [H_o^2 - (H_o - Dt)^2]}{BoUo \ln(r_{eh}/r_{w'})};$$

Ecuación 24. Correlación de Joshi por cono de agua

El Caudal Critico para un pozo Horizontal también puede ser calculado por la siguiente expresión.

$$\frac{Q_{oh}}{Q_{ov}} = \frac{[HO^2 - (HO - dg)^2] * \ln(r^e / r_w)}{[HO^2 - (HO - dw)^2] * \ln(r^e / r_w)}$$

Ecuación 25. Correlación Numérica para caudal critico en pozo horizontal

Donde dg es la distancia al del pozo línea Horizontal al GOC & dw es la distancia del mismo pozo al WOC.

Para los Pozos con Geometría Horizontal la Conificacion de Gas/Agua se Manifiesta en forma de Cresta Alargada que crece paralela al Pozo en la zona perforada inducida su altura por el diferencial de presión creado por el pozo fluyente. (AHMEH, 1985).

En la Practica es visto los resultados para los cálculos de la cauda critico Qoc varían considerablemente de una correlación a otra en pozos Horizontales, esto es probablemente debido a las diferentes consideraciones que tuvieron en sus modelos los autores al desarrollar estas ecuaciones, de otra forma, para los métodos de Chaperson & Joshi si se puede apreciar una gran mejoría al valor del caudal crítico sobre un pozo vertical típico lo que revela una verdadera reducción en la tendencia de conificacion perforando pozos horizontales sobre verticales existentes. La ventaja de los pozos Horizontales sobre los verticales es bien conocida y se puede conseguir mayores caudales en estos sin que se forme crestas invasivas, sin embargo, la ventaja de pozos horizontales se hace menos significativa cuando la permeabilidad vertical disminuye.

#### 4.6 Análisis de declinación en pozos horizontales.

Los Pozos Horizontes también pueden ser controlados para ser operados bajo el caudal critico máximo permisible para evitar levantamiento de crestas invasivas, esto resulta en una progresiva

caída del flujo de aceite paralelo a la disminución de la columna de aceite en yacimiento. Por lo que se sugiere realizar un análisis de curvas de declinación en pozo horizontal operado al caudal crítico, se mantiene el mismo exponente de Declinación  $n=0,5$ , tal como el caso vertical, es importante saber que para pozos horizontales su caudal crítico siempre será mayor que pozos verticales, esto resulta en un acelerado recobro de aceite de yacimiento sin que exista conificación. Los pozos Horizontales no solo permiten producir petróleo a mayores caudales, estos también permiten obtener un máximo favor de recobro en tiempos más cortos. La variación del caudal crítico de un pozo horizontal sobre el tiempo es calculada con ayuda de Curvas de Declinación con  $n=0,5$  y la reducción de la columna de aceite se calcula por La Ecuación de Balance de Materiales. Todo en un proceso iterativo que permite obtener nuevos valores de  $H_o$  y por tanto  $Re$  Calcular un nuevo caudal crítico para ajustar al pozo periódicamente.

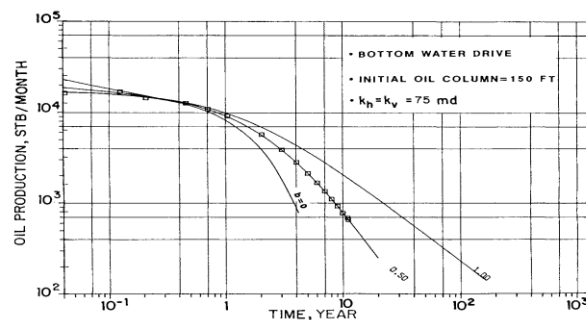


Figura 35. Curva de declinación logarítmica

La ecuación de balance de Materiales es usada para calcular el cambio en la columna de aceite si el pozo es puesto a producir a caudal crítico constante, a pesar de estas medidas de seguridad, para un tiempo  $Dt$  se deberá re calcular una nueva columna de aceite debido al ascenso lineal de WOC por la producción de aceite del pozo.

$$h_i + 1 = H_o_i - \frac{5,615 \cdot B_o \cdot Q_o \Delta t}{\phi(1 - S_{wc} - S_{or})A \cdot 43.560}$$

Ecuación 26. Ecuación del balance de materia para la capa de aceite.

Es importante tener en cuenta que los cálculos basados en esta metodología asumen acuífero de fondo activo, condiciones de flujo continuo en estado estable donde la presión se mantiene constante respecto al tiempo ya que el agua reemplaza al aceite a medida que este es retirado del yacimiento. Siempre será mejor producir aceite por un pozo horizontal que uno vertical por su configuración geométrica en el reservorio. Para un pozo horizontal que opera a su caudal crítico el índice de declinación será  $n=0,5$  en un gráfico de Declinación log-log. En la figura\* se evidencia la ventaja de los pozos horizontales en producir gran cantidad de aceite sin que exista conificación, el Recobro final será mayor en este caso para un mismo reservorio. Un pozo horizontal acelera la producción, permite obtener mayor recobro y mejora la economía del campo. Para yacimientos altamente Fracturados donde la conificación por agua es un serio problema en la dirección vertical, los pozos horizontales son bastante convenientes y prácticos por las fracturas. Estos pozos proveen una gran opción de mejorar el recobro de un yacimiento fracturado con alta tendencia a la Conificación y también permiten optimizar al máximo las reservas extraídas sin que los conos invasivos irruman al pozo lo que es más complejo de conseguir operando un pozo vertical convencional en una roca fracturada.

#### **4.7 Tiempo de ruptura en pozos horizontales.**

Se Presentan dos Métodos útiles para determinar el tiempo de breakthrough en pozos horizontales.

- Método de Ozkan-Raghavan.
- Método de Papatzacos.

El tiempo de ruptura pozos horizontales ocurre con el movimiento estratificado del agua por los planos de la roca hasta la zona wellbore lineal del pozo horizontal que rompe en agua fluyendo.

#### 4.8 El método de Ozkan-Raghavan.

Ozkan-Raghavan 1988 propusieron una correlación para calcular el tiempo de ruptura en un yacimiento con acuífero de fondo, su correlación teórica permite determinar el tiempo de ruptura del agua para un pozo horizontal, ellos asumen que el acuífero de fondo representa una frontera de presión constante, para la interface WOC la presión se asume constante & igual en ambas fases, su ecuación para el tiempo de ruptura del agua está dada por la ecuación.

$$T_{Bkt} = \frac{[fd * H^3 Es]}{5,615 Q_0 B_0} * \frac{KH}{KV};$$

Ecuación 27. Método de Ozkan-Raghavan

$$fd = \phi(1 - Swc - Sor_i);$$

D-longitud dimensional.

$$L_D = \left[ \frac{L}{2h} \right];$$

Distancia vertical Dimensional.

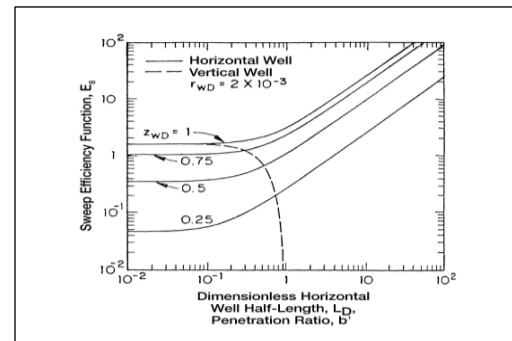
$$Z_{wD} = Db/h;$$

Correlación grafica de la eficiencia de barrido con la distancia adimensional vertical ZwD en pozo Horizontal.

Parámetros Dimensionales.

$$a_D = \left( \frac{2Xe}{H_0} \right) \sqrt{\frac{KV}{KH}};$$

$$L_D = \left[ \frac{L}{2H_0} \right] \sqrt{\frac{KV}{KH}};$$



Parámetros de Pozo Horizontal.

$$B' = \frac{H_p}{H_o};$$

$$Z_{WD} = Z^w / H_o;$$

$$r_{WD} = r^w / H_o;$$

#### 4.9 Método de Papatzacos.

Papatzacos et al 1989 propuso una Metodología que eta Basada en una solución Pseudo-Analítica para el desarrollo del cono de Gas/Agua en un sistema Anisotrópico. Los yacimientos Infinitos con un pozo horizontal localizado en una formación de aceite.

##### Conificacion de agua.

- Se realiza el cálculo del caudal dimensional de la siguiente expresión.

$$Q_D = 20,34 U_o B_o Q_o / (L_p * H_o * (p_w - p_o) \sqrt{K_H K_V});$$

- Se Resuelve el tiempo DIMENSIONAL de Ruptura aplicando la siguiente relación.

$$t_D = 1 - (3Q_D - 1) \ln \left[ \frac{3q_D}{3q_D - 1} \right];$$

- Estimar el tiempo de Ruptura del agua t-BKt usando la diferencia de densidades del agua.

$$t_{BKt} = \frac{22.760.000 * H_o * \phi * U_o * t_{BKt}}{K_v * (p_w - p_o)},$$

*Ecuación 28. Método de Papatzacos para ruptura de agua*

**Conificacion de Gas.**

1. Calcular el caudal Dimensional QD.

$$Q_D = \frac{20.340.00 * U_o * B_o * Q_o}{[L_p * H_o * (p_o - p_g) \sqrt{K V K H}]};$$

2. Resolver para tiempo Dimensional de Ruptura.

$$t_D = 1 - (3Q_D - 1) \ln \left[ \frac{3q_D}{3q_D - 1} \right];$$

3. Estimar el tiempo de ruptura para el Gas T-BKt usando la diferencia de densidades entre Gas & Aceite.

$$t_{BKt} = \frac{22.760.000 * H_o * \phi * U_o * t_{BKt}}{K_v * (p_o - p_g)};$$

Ecuación 29. Ecuación de densidades relativas.

Así se puede predecir el tiempo para el cual el cono de gas rompe al pozo horizontal en cresta alargada desde la superficie de forma sencilla por el siguiente cálculo sencillo.

**4.10 Tiempo de ruptura**

Papatzacos et al presentaron también una solución para calcular el tiempo de Ruptura para un pozo horizontal con presencia de capa de gas y acuífero de fondo. Su procedimiento puede ser usado para determinar la Ubicación Óptima del pozo, siendo el lugar óptimo de perforación la elevación respecto al WOC en EL Plano Vertical para el cual ambos Gas/Aceite irrumpen en pozo al mismo tiempo sin caos.

El tiempo dimensional de ruptura y la Locación Óptima del pozo se determinan de las siguientes correlaciones graficas presentadas por Papatzacos et al.

Los valores de tiempo Adimensional y el lugar adecuado a ubicar el pozo Horizontal pueden ser usadas por las siguientes ecuaciones.

$$\beta_{OPT}' = C_0 + C_1 * U + C_2 * U^2 + C_3 * U^3;$$

Ecuación 30. Ecuación de múltiples constantes

$$\ln(T_{DBKt}) = C_0 + C_1 * U + C_2 * U^2 + C_3 * U^3;$$

Ecuación 31. Ecuación de la distancia optima al pozo vertical

$$U = \ln(Q_D);$$

$$QD = 20,34U_0B_0Q_0 / (Lp * H_0 * (p_w - p_o) \sqrt{K_H K_V});$$

Ecuación 32. Caudal crítico para pozo horizontal con acuífero de borde.

Los Respectiveos Coeficientes Co, C1, C2, C3 Se Obtiene de la tabla a continuación para el cálculo de la ubicación optima al pozo  $\beta_{OPT}'$  en el plano vertical del Reservorio. Mientras que la siguiente tabla permite obtener los mismos coeficientes variados para Obtener el tiempo dimensional de ruptura al pozo ( $T_{DBKt}$ ).

Tabla 5.

*Coefficientes variados para Obtener el tiempo dimensional de ruptura al pozo*

$\psi$	$c_0$	$c_1$	$c_2$	$c_3$
0.2	0.507	-0.0126	0.01055	-0.002483
0.4	0.504	-0.0159	0.01015	-0.000096
0.6	0.503	-0.0095	0.00624	-0.000424
0.8	0.502	-0.0048	0.00292	-0.000148
1.0	0.500	-0.0001	0.00004	0.000009
1.2	0.497	0.0042	-0.00260	0.000384
1.4	0.495	0.0116	-0.00557	-0.000405
1.6	0.493	0.0178	-0.00811	-0.000921
1.8	0.490	0.0231	-0.01020	-0.001242
2.0	0.488	0.0277	-0.01189	-0.001467

Ambos parámetros básicos dependen de la variable  $\varphi$  que representa la razón de densidades entre el aceite & agua y aceite-gas.  $\varphi$  Es un buen indicativo del contraste de densidades.

$$\varphi = \frac{\rho_w - \rho_o}{\rho_o - \rho_g};$$

Ecuación 33. Caudal crítico para pozo horizontal con acuífero de fondo activo

$$\beta'_{OPT} = \frac{C'}{H_o};$$

$C'$  → Distancia del Pozo al contacto WOC.

$D'$  → distancia del pozo al contacto GOC.

$H_o$  → Espesor de la Columna de aceite. ( $C' + D'$ ).

Resolviendo para el intervalo óptimo de perforación.

$$D_b^{OPT} = H_o \beta_{OPT};$$

$$\beta_{OPT} = C_o + C_1 * U + C_2 * U^2 + C_3 * U^3;$$

Tabla 6. Coeficientes para el tiempo de adelanto

$\psi$	$c_o$	$c_1$	$c_2$	$c_3$
0.2	-2.9494	-0.94654	-0.0028369	-0.029879
0.4	-2.9473	-0.93007	0.016244	-0.049687
0.6	-2.9484	-0.9805	0.050875	-0.046258
0.8	-2.9447	-1.0332	0.075238	-0.038897
1.0	-2.9351	-1.0678	0.088277	-0.034931
1.2	-2.9218	-1.0718	0.091371	-0.040743
1.4	-2.9162	-1.0716	0.093986	-0.042933
1.6	-2.9017	-1.0731	0.094943	-0.048212
1.8	-2.8917	-1.0856	0.096654	-0.046621
2.0	-2.8826	-1.1103	0.10094	-0.040963

#### 4.11 Consideraciones prácticas.

Para el desarrollo exitoso de un pozo Horizontal se presta especial atención al completamiento del pozo en particular la ubicación de este respecto a los contactos del pay zone, es importante asegurar la efectivo aislamiento del wellbore lo más lejos posible de la capa superior de gas, el aislamiento

puede conseguirse por cementación de la zona penetrada o por el uso de empaques, algunos pozos horizontales Fallan por la entrada prematura de gas al pozo, se presta especial atención a la geometría del sistema pozo-Reservorio para evitar anisotropía de la formación geológica. Un pozo deseado es aquel con menor Angulo de flexión posible al plano vertical debido que en los giros y flexiones del pozo los líquidos y gases tienen gran tendencia acumularse especialmente en flujo lento en tubería horizontal. La acumulación de fluidos al wellbore reduce la habilidad de producción del pozo horizontal por las flexiones abruptas, la mejor forma para aplicación en altas conificación es una ligera inclinación aguas arriba para evitar acumulación. Esto permitirá la segregación natural de los fluidos en la porción horizontal y facilitará su producción a superficie.

En la práctica, para conificación de agua, esta fase puede irrumpir en una pequeña porción de todo el pozo horizontal, para este caso, un buen plan de campo debe incluir una adecuada respuesta a tal condición como contingencia para evitar la invasión del wellbore.

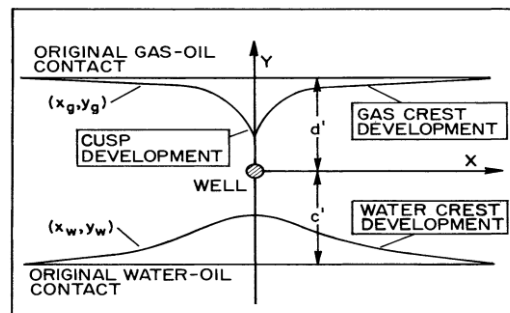


Figura 34. Balance de materia.

#### 4.12 Caudal crítico para pozos horizontales con acuíferos de Borde.

Dikken presento correlaciones para Calcular el caudal crítico para las crestas de gas y agua en pozo horizontales de yacimientos con presencia de acuíferos laterales de borde. Esta correlación aplica para pozos horizontales que tengan capa de gas superior y acuífero lateral. La línea sumidero es

localizada en el fondo del pay zone y se asume que no existe acuífero solo al costado lateral de pozo. Dikken sugirió que el caudal crítico adimensional se podría correlacionar de la siguiente manera analítica por un modelo estable de presión y un paralelepípedo rectangular de pozo.

$$Qc^{**} = C1 \left( \frac{Xc}{Ho \sqrt{\frac{KH}{KV}}} \right)^{C2};$$

$$C1=1,44+0,023;$$

$$C2=-0,94+0,0013;$$

EL Caudal Critico  $Qoc$  es definido de la siguiente forma.

$$Qoc = 4,9E - 4 * \left[ \frac{\Delta\rho Ho \sqrt{Kh * Kv}}{Uo} \right] Qc^{**}; \text{ EC-34.}$$

La Correlación de la altura Critica del Cono  $Zc$  es dada por la siguiente ecuación que representa la diferencia en la elevación entre el eje del pozo y los contactos GOC/WOC en yacimiento.

$$\frac{Zc}{Ho} = C3 * \left( \frac{Xe}{Ho \sqrt{\frac{Kh}{KV}}} \right)^{C4};$$

$$C3=0,48+0,022;$$

$$C4=0,95+0,0013;$$

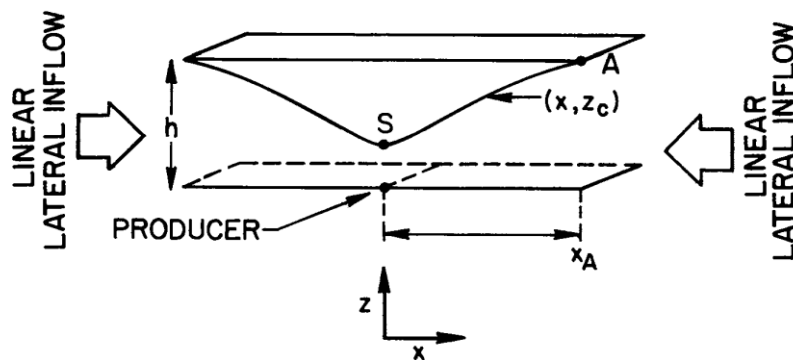


Figura 35. Pozo horizontal –I.

Esta Correlación se Representa de forma Gráfica a continuación. Se puede apreciar que la expresión analítica no considera el efecto del gradiente de presión Incremental debido que reduce el área de flujo causado por la presencia de la cresta invasiva al eje del pozo. El caudal critico fue ajustado por regresión lineal junto con las nuevas variables C5, C6 para n mejor predicción facilitando el ajuste con la gráfica abajo.

$$C5 = 0,9436 + 0,01;$$

$$C6 = -0,986 + 0,0044;$$

Los pozos horizontales disminuyen la tendencia vertical de flujo de agua, pero su elipse de energía atrae una cresta alargada de agua que fluye por las capas estratificadas al pozo.

## 5. Curvas de Chan.

El Agua que se produce de los pozos petroleros tiene un gran costo mientras pronto se identifique se prolonga la vida y reduce costos de levantamiento, tratamiento y disposición del agua que es producida en exceso además del gran vaciamiento que ocurre en fondo.

Generalmente los gráficos de WC vs tiempo han sido usados para mostrar el progreso y la severidad de la excesiva producción de agua en fondo. Sin embargo, esto No siempre es practico por la distribución de saturación de agua variable al tiempo. Aunque Gráficos Lineales pueden mostrar cambios abruptos por la ruptura de agua cercanía de fallas en sistemas de alta conductividad, la información obtenida de gráficos lineales es muy limitada y no revela nada acerca del comportamiento de flujo en reservorio.

La correlación entre WOR, el Flujo fraccional de agua  $-f_w$  y la distribución promedio de la saturación de agua en el yacimiento es bien conocida y se sabe que es cambiante con el tiempo, en los gráficos de Chan se puede apreciar un rápido incremento del WOR lo que ciertamente da información sobre el momento de ruptura de agua a pozo, pero la información que aportan estos gráficos es limitada y poco se puede interpretar del mecanismo de flujo.

Gráficos semilog han sido usados para evaluar la eficiencia de recobro de un pozo Productor, los X-Plots usan una correlación de una función modificada del tiempo con la eficiencia de recobro ha sido presentada para mostrar una idea del posible causa del exceso de producción de agua que provienen de un pozo con un barrido volumétrico, Estas graficas han sido usadas para evaluar la producción que proviene de un pozo petrolero pero no revelan ningún detalle del comportamiento

de los fluidos en yacimiento en la evaluación de la producción excesiva de agua de un pozo y el mecanismo del cual proviene el agua remante.

La mejor forma de Identificar este problema de producción excesiva de agua es Observar la Historia de Producción del Pozo, EL Análisis de Chan busca Diagnosticar el posible problema en el yacimiento basado en los Registro de Producción que se obtiene en superficie.

Una Curvas de graficas diagnósticos han sido generadas conduciendo una serie de cálculos sobre la relación agua/petróleo, un simulador numérico ha sido Utilizado para modelar el comportamiento del mecanismo de producción de agua, un gráfico log-log fue desarrollado para seguir la tendencia general de WOR en diferentes escenarios de operación.

Haciendo una completa inspección del Desarrollo de WOR puede ser distinguidos tres periodos, durante los tiempos tempranos la Curva de WOR permanece plana, el valor del WOR inicial dependen de variable de saturación y su distribución en todas las capas, la función de permeabilidad Relativa, el paso del tiempo y el mecanismo de entrada de agua, su final se caracteriza por la estabilización del WOR en un valor constante.

Para La Conificacion, el tiempo de salida es usualmente corto dependiendo de varios parámetros relevantes como:  $d_woc$ , el fondo de las perforaciones, el intervalo Punzado, la relación permeabilidad vertical/horizontal, el influjo de fondo, y la función de presión, físicamente para la conificacion de agua el tiempo de partida es también el tiempo cuando cono de fondo toca el fondo de las perforaciones 'Breakthrough' Momento.

Para Canalización, el tiempo de salida depende de varios factores, pero principalmente: espaciamiento de pozos, tasa de inyección, '*drwdown-pressure*' & Caudal Inicial, distribución

entre capas, permeabilidad relativa y gradiente de presión, el tiempo de salida de WOR es el mismo tiempo de Ruptura en la capa de estratificada con fracturas permeables.

El segundo periodo muestra WOR incrementado al tiempo, la razón de incremento difiera para mecanismos, existe una gran diferencia entre coning y canalización, para la primera WOR aumenta lentamente y gradualmente tiende a un valor constante al final del tiempo, durante este periodo el cono de agua crece verticalmente-arriba y A real para cubrir la mayor parte del intervalo perforado local. El Cono también se expande radialmente, la saturación de aceite dentro del cono disminuye hasta llegar la saturación residual de petróleo  $S_{or}$ .

En la Canalización la producción de agua después de 'Breakthrough' incrementa muy rápido, de acuerdo este incremento Agudo de WOR la pendiente de WOR depende de la función de permeabilidades Relativa y la saturación inicial de agua, al final de este segundo periodo, WOR incrementa y luego baja realmente durante el periodo de transición, esto corresponde a la depleción de la presión, el final de este periodo muestra Un WOR incrementando que llega al mismo razón, eso corresponde la ruptura de agua en sistemas de alta conductividad.

El periodo de transición puede ser corto dependiendo de la diferencia de permeabilidades, el cambio de WOR en este periodo fue encontrado afectado por las presiones capilares de poro.

El tercer periodo para coning\* se desarrolla un cono Pseudo-Estable, el cono se hace un volumen de alta conductividad de agua, WOR incrementa rápido por los canales, este punto e partida puede comenzar en 3er periodo de transición, luego pendiente baja y se mantiene.

Se debe tener en cuenta que la información de producción debe ser lo suficiente y de buena confiabilidad para poder realizar los gráficos de Chan de tal forma que permitan un análisis correcto y veraz, si no lo fuera suficiente confiable No Estaría para el estudio en cuestión.

El correcto análisis de los datos Obtenidos permitirá identificar el problema del incremento de agua y así encontrar la base de la conificación y tratar de solucionarla.

Las Curvas Diagnostico de Can se Basan en Estudio Numérico de la Historia de Producción del Pozo puesto en un gráfico Log-Log de WOR y su derivada respecto del tiempo cumulada de producción WOR' para así obtener las curvas elaboras pro Chan .1995 de Modelos de Simulación Numérico de Yacimientos y Datos Reales de Campo, los mismos que determinan patrones similares, esto permitió visualizar una tendencia común para cada tipo de problema por producción Indeseada de Agua, Para todos ellos existe curvas típicas características.

La Conificación se Refleja en la Grafica Logarítmica WOR/WOR' vs tiempo un incremento gradual de WOR con pendiente Positiva y disminución de la WOR' en pendiente negativa, para esta grafica existe un pico de WOR' en forma de parábola inversa mientras que WOR se mantiene toda constante después de tiempo. Este caso se visualiza en Periodos pequeños de tiempo hasta que se estabiliza la formación del cono y las curvas de chan muestran una tendencia de incremento y decremento lineal respectivamente. Este caso se origina debido la excesiva reducción de presión de fondo, lo cual causa la zona con agua fluya hacia las perforaciones, esto generalmente sucede en yacimientos con alta permeabilidad vertical demás de alta relación de movilidad Mwo.

Estudios exhaustivos han sido desarrollado en la derivada de WOR' que pueden ser usado para diferenciar la conificación sobre la canalización. WOR & WOR' son función de coning.

La Derivada de WOR' muestra una constante positiva, para la canalización, una pendiente negativa variable se observa para 'coning' la derivada tiende a canalizar en tercer periodo de la situación de agua contra el WOR' vs tiempo para pendiente abrupta.

La derivada WOR se hace muy útil para determinar el exceso de producción de agua y el mecanismo que la produce a partir de los datos disponibles, los datos límites fueron obtenidos los datos limitados no permiten hacer un buen ajuste de las curvas de chan. Para los casos de Conificación existe una pendiente negativa característica de este fenómeno.

Para Gas-Coning en pozos de aceite, la conificación y canalización en pozos de gas, GOR y su derivada pueden ser usados, en un mismo gráfico para caracterizar la curva de estos escenarios en mecanismos de canalización de Gas de datos medidos en superficie.

Físicamente este caso se presenta con tres periodos. El primero comprende cuando el cono se aproxima las perforaciones más profundas de la base. Esto depende:

- Distancia WOC a la zona perforada  $d_{woc}$ .
- La caída de presión DP.
- Índice de Anisotropía KV/KH.
- Caudal de entrada de agua en fondo.

El segundo periodo se refleja en la gráfica WOR/WOR' por un rápido aumento en las pendientes de las curvas en el momento de invasión hasta que se observa una pendiente casi constante físicamente este incremento cubrirá la Mayoría del Intervalo Perforado.

El tercer periodo comprende Un Cono estable que se convierte en una zona de alta saturación de agua y conductividad de agua que con el tiempo terminaran produciendo agua de fondo.

Para un Acuífero Fuerte de Fondo, el espaciamiento de Pozos se hace un factor clave determinante en el segundo tiempo de partida, de la conificación a la canalización de fondo. Para mayor espaciamiento, mayor será el retraso de este tiempo de partida, este fenómeno depende de muchos factores, como 'Drawdown-Pressure' influjo de agua y la permeabilidad.

Una Pendiente positiva y escarpada durante un periodo corto después 'Breakthrough' le sigue un periodo de pendiente negativa indica el levantamiento de Un Cono y un periodo tarde de pendiente positiva corresponde al completamiento de pozo y los canales verticales.

La Comunicación de Agua en Reservorio se Refleja en la gráfica WOR/WOR' cuando se presenta un rápido aumento en la pendiente de las curvas al tiempo de invasión, seguido de una línea recta de pendiente positiva para ambas curvas.

Una joroba característica es de la derivad logarítmica de WOR' ella declina con pendiente (-).

Para El Caso de Múltiples capas la línea fuente puede presentar una línea escalonada dependiendo de los contactos de capas y la diferencia de permeabilidad en la capa invasora.

Puede presentarse varios casos para interpretarse como comunicación de agua, Ellos son.

- Comunicación Mecánica.
- Canalización tras Casing.
- Mala Cementación Primaria.
- Mala Cementación Secundaria.
- Mal Completamiento de Pozo.
- Rompedura de Sellos Hidráulicos.
- Ruptura de Casing.
- Ruptura de tapones de fondo.
- Entrada de Agua por Pinzamientos Defectuosos.
- Filtración en Packers.
- Filtración en tapones de Abandono.
- Canalización por fracturas de Casing

Comunicación en Yacimiento.

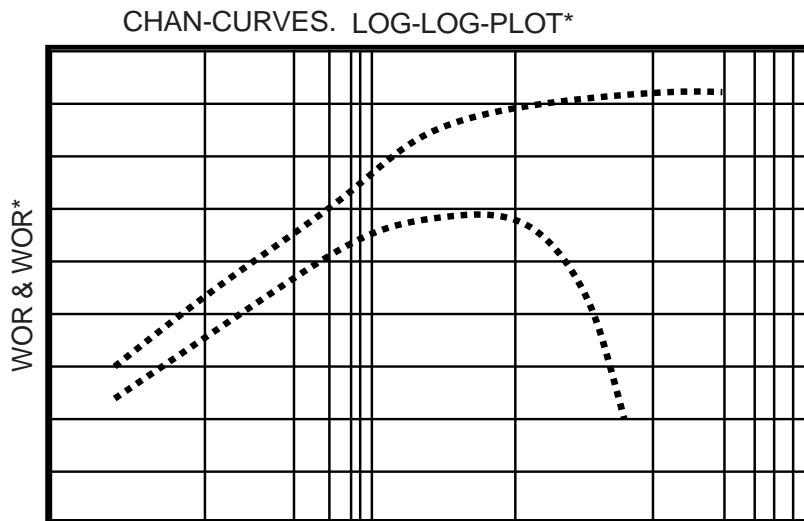
- Completamiento dentro de una zona de Agua.
- Pobre Completamiento del Pozo.
- Zona de Alta Permeabilidad Vertical.
- Fracturas en Reservorio.
- Canalización de Flujo a través de una Falla.

Estos casos se pueden diagnosticar analizando la gráfica WOR por lo que refleja un rápido incremento en la pendiente de la curva WOR donde el resultado es una pendiente positiva para un corto periodo de tiempo lo que implica canalización por flujo a través de un Falla.

El caso de canalización puede provocarse por pozos inyectoros que se canalizan hacia los productores, o canalización desde una capa inundada de agua por acción de la Alta Permeabilidad Relativa Al Agua, esto provoca un canal de ingreso directo de agua a la producción y por consecuencia un incremento muy rápido de la WOR medida.

Puede presentarse una o varias etapas de transición luego que la invasión provoca repentinos incrementos de WOR como sucede anteriormente por canalización de agua hacia El Pozo.

Existe casos adicionales a los mencionados y también pueden ser determinados por curvas de chan con un buen diagnóstico de lo que sucede en fondo de pozo en base la WOR.



*Grafico típico de chan para un pozo vertical productor de aceite que es invadido por un cono de agua.*

Luego de Obtener los gráficos para Análisis, esto se debe complementar con otra información adicional que debe combinarse para determinar con mayor precisión la posible razón de agua.

A Menudo un problema local de pozo puede ocurrir durante desplazamiento normal y puesto a producción, aquí se identifica la tendencia de WOR, un pico WOR' para un valor máximo.

Historia de Producción.

El grafico de la historia de producción puede incluir todos los datos que permitan visualizar una estadística del comportamiento del pozo a través de su vida productiva, básicamente debe contener datos históricos de producción de agua registrados periódicamente en pasos iguales.

Generalmente los pozos muestran un incremento en la producción de agua simultáneo con una disminución de la producción de aceite. Vs tiempo.

Una buena historia de producción debe contener {'QO, QW, WC, WOR, NP, WP; RF'}.

Curvas de Declinación.

Las Curvas Declinación son gráficos de volumen de petróleo y agua producidos al tiempo, una producción Normal es aquella donde se observa una tendencia lineal logarítmica para la cual un cambio brusco en la producción refleja algún tipo de problema como disminución en la presión del reservorio o incremento del daño del yacimiento.

Gráficos de Producción de Agua.

Estos Gráficos son Claros Indicadores del Incremento de Producción de agua, entre estos se puede ver un historial BSW, grafico Pastel, un gráfico de Barras, o unas curvas de tendencias que permita ver de forma rápida el aumento de la producción de agua vs tiempo.

Los gráficos anteriores son una herramienta importante debido que muestran un incremento en la producción de agua de un pozo convencional y Pueden deducir el Origen del Problema.

Modelo Roca-Fluido.

La historia de Permeabilidad Relativa de Pozo es fundamental para poder entender el mecanismo de Conificación de agua, saber la permeabilidad Efectiva cada fase en función de la saturación al wellbore ayuda a comprender Mejor Los Gráficos de Chan.

Historial de Reacondicionamiento.

La Historia de re-acondicionamiento son muy importantes debido que estos datos permiten analizar el pozo desde su inicio y evaluar los trabajos previos que se hubieran realizado, así como también los problemas que se presentan en el pozo con un estudio previo de fondo.

Completamiento mecánico de pozo.

Esta información es muy importante para determinar si el equipo mecánico que está instalado en pozo puede ser causante del incremento de la producción excesiva de agua por liner de producción.

Análisis Químico de Agua.

Los Análisis químicos permiten hacer la comparación de la composición química de agua producida, agua inyectada y agua de formación permitiendo tener una Guía muy importante para determinar el Origen del agua. El Principal análisis químico que podría indicar invasión de otras zonas es a salinidad debido esta es una característica propia de cada formación.

Registro de Calidad Cemento.

Los registros gamma de evaluación de calidad del cemento sirven para verificar el estado y adherencia de este con la roca que rodea el casing y detectar canales de flujos y grietas.

Al paso del tiempo la calidad del cemento se deteriora y el casing fractura, esto daña el wellbore.

Registros de Producción.

Los Registros de Producción Permiten determinar el punto de entrada de agua, estos pueden ser PLT, RST y BSW pueden mostrar si existe entrada de agua por capas de mayor permeabilidad fracturadas, ellos pueden mostrar los perfiles de producción de pozo al tiempo. Los cambios de producción pueden afectar la apariencia de los gráficos diagnóstico, estos cambios ocurren por cambios de 'Drowdown-Pressure' los pozos inyectoros y la distribución.

El Ajuste Histórico resulta confirmar que las causas de la desviación fueron la distribución de presión, cambios de presión de fondo, cambio de Estado-Pseudo-Estable, alteración de la producción, esto modifica la tendencia clásica de estas curvas diagnóstico. Para algunos reservorios el WOR inicial puede variar mucho, esto ocurre por el tipo de roca geológica que alberga el aceite y la geometría de flujo presente. En cierta parte de la formación, existe alta permeabilidad, sellos y fisuras asociadas con el pozo que ha sido inundado por un patrón de flujo particular que desvía el comportamiento natural de las curvas mencionadas.

Existen diferentes mecanismos para diferentes periodos de producción Indeseada de Agua. Una buena práctica es hacer un gráfico log.log de la producción entera, conseguir una curva dimensional agua/petróleo es requerido, identificar los periodos y los mecanismos que actúan en fondo, seleccionar el periodo de interés en WOR-Plot con ellos la derivada del tiempo para identificar el exceso de producción de agua por su forma particular. Esto debe ser hecho para pozos con problemas de agua en fondo.

En algunas áreas, es recomendable.

- Observar el comportamiento de la producción normal.
- Determinar pendiente normal WOR, GOR.
- Chequear la tendencia de sus derivadas.
- Usar curvas expandidas para el periodo de Interés.

Se Puede Concluir que log-log de los Datos de Producción y WOR proveen una noción del mecanismo de producción de agua, y la evaluación de la canalización. Esto puede ser aplicado incluso para un yacimiento entero para cualquier periodo de Inundación por su vida completa, el resultado de este análisis mejora el entendimiento del flujo de agua en reservorio. Usando la derivada  $WOR'$  al tiempo, la conificación y canalización pueden ser identificadas, más allá el cambio de la pendiente  $WOR/WOR'$  y el valor de  $WOR'$  son buenos indicadores de la diferencia del desplazamiento normal de una invasión por múltiples capas después de la ruptura y la depleción del agua recirculando.

Esta técnica usa los mejores principios y prácticas de ingeniera con los datos de producción históricos, esto puede deducir la fuente Actual del mecanismo Dinámico de fondo de pozo.

## 6. Fundamentos del modelo propuesto.

### 6.1 Consideraciones del modelo.

El software diseñado para esta Investigación propone un modelo que funciona con las mismas ecuaciones de flujo propuestas por Darcy para pozos en yacimientos en estado Pseudo-estable en flujo Pseudo-continuo, en un proceso isotérmico desde fondo hasta superficie.

Las Consideraciones al modelo de pozo-yacimiento con el que trabajara WELLCONE son:

- Modelo tanque de Dimensión 0.
- Modelo Black Oíl.
- Estado estable.
- Yacimiento homogéneo-isotrópico.
- Yacimiento de porosidad simple.
- Volumen de control.
- Proceso Isotérmico.
- No existe acumulación de masa en el yacimiento.
- El pozo se representa como un sumidero.
- conservación de la masa.
- conservación de energía.
- conservación del momento.
- Aplica la Ecuación de Balance de Materiales.
- Flujo de fluidos obedecen la Ley de DARCY.
- Volumen poroso constante.
- No existe subsidencia.
- PVT Representativo del gas.
- PVT Representativo del aceite.
- PVT Representativo del agua.
- Densidad de las fases constante con el tiempo.

- Viscosidad constante con el tiempo.
- Factor volumétrico constante con el tiempo.
- Compresibilidad constante con el tiempo.
- FLUJO RADIAL.
- No existe Histéresis del yacimiento.
- Modelo Volumétrico del yacimiento homogéneo.
- Desprecia Presiones Capilares  $P_c$ .
- Fronteras de presión constante y no flujo.
- Modelo cilíndrico.
- Sistema de alta conductividad.
- El WOC se asume una superficie plana uniforme en el fondo de la zona de transición de la capa de agua del reservorio a una profundidad  $h$ .
- Fluidos Newtonianos.
- Gradientes de Presión bajos.
- Fluido de baja viscosidad.
- Deformación del GOC, WOC hacia el pozo.
- El flujo de aceite en el radio de drenaje es asumido en estado-estable-radial-simétrico.
- No aplica para aceites EXTRA-pesados  $^{\circ}\text{API} < 10^{\circ}$ .
- No incluye la Declinación de la Presión del yacimiento.
- EL WOC inicial se considera en equilibrio estático en reservorio.
- La presión en el WOC es igual para las dos fases.
- Qoc es independiente del radio de pozo dimensional.
- Altura de los conos aumenta con la producción de aceite y tiempo.
- Los Datos introducidos de pozo se consideran como una serie de tiempo temporal.
- El WOR se consideran como procesos estocásticos Estacionarios.
- Las series de tiempo del WOR se consideran cíclicas y estacionarias.
- La acumulación de agua en la zona invadida es motivada por la caída de presión.
- No se tiene en cuenta los efectos de daño parcial a la formación por perforación diferencial.

## 5.2 Variables del modelo en código.

Para el Algoritmo planteado que resuelva la conificación de pozos Verticales y Horizontales el autor hace una clasificación de las variables de acuerdo a su naturaleza. Principalmente se distinguen dos tipos de variables. Aquellas las escalares que son variables fijas y únicas y las variables vectoriales que son dependientes del tiempo en forma de vector con la misma longitud que el tiempo establecido para funcionamiento de esta Herramienta.

### *Variables independientes.*

- *Propiedades iniciales del yacimiento*
- *Propiedades petrofísicas de la roca*
- *Propiedades PVT-Crudo.*
- *Propiedades PVT-Gas.*
- *Propiedades PVT-Agua.*
- *Propiedades de la capa de gas.*
- *Estado mecánico del pozo.*
- *Vector de tiempo.*
- *Presión de fondo de pozo.*

### *Variables dependientes.*

- *Caudal crítico  $Q_{oc}$ .*
- *Tiempo de breakthrough.*
- *Altura del cono de agua.*
- *Altura del cono de gas.*
- *Volumen del cono*
- *Vector de producción de aceite diaria.*
- *Vector de producción de agua diaria.*
- *Vector de producción de gas diaria.*

- *Vector NP.*
- *Vector de presiones al tiempo.*
- *GOC & WOC.*
- *GOR & WOR Promedios.*
- *Intervalo óptimo de perforación.*
- *Índice de anisotropía.*
- *Posición del cono.*

***Variables mixtas.***

- *Reservas: OOIP, OGIP, OWIP.*
- *Factor de recobro FR.*
- *Propiedades actuales del yacimiento.*
- *Permeabilidades relativas.*

***Variables enteras.***

- *I, J, K, t, s, r, h, w.*

Wellcone requiere las presiones de fondo sea introducida al Código en la etapa de pre-procesamiento para Poder ejecutar los cálculos en '*procesing*' que dependen de las presiones en función del Vector Tiempo coloniales con estas variables doubles y seguir la secuencia del Algoritmo. Por tanto, Habrá un Momento que será solicitada estas Variables al Sr Usuario.

Es importante Las presiones Históricas para Poder Correr el Modelo y Generar Buenos Resultados al final del condigo, Con una aproximación confiable de la producción final de aceite & agua.

## 7. Estructura del programa

WELLCONE es un software para modelar la conificación de pozos de aceite, su código es lineal y simple con ecuaciones sencillas y adaptación de la Ley de Darcy para el flujo de agua/aceite al pozo productor de Petróleo y aplica todas sus mismas consideraciones al modelo en Código & Opera bajo condiciones de flujo Pseudo-estable, su modelo aproxima la producción de Líquidos.

### 7.1 Modelo analítico general pozo vertical.

Atendiendo a la Teoría del Flujo de Fluidos en Medios Porosos de la Ingeniería de Yacimientos se procede a calcular una expresión práctica para Hallar el movimiento vertical ascendente del agua desde el WOC hasta el Pozo Productor por Medio de la Función Potencial de Fluidos en Yacimiento y su movimiento motivado por el diferencial de presión del Pozo y densidad de crudo.

$$P = \rho g * (h - Z);$$

Ecuación 34. Ecuación de potencial de flujo

$$h * g = \frac{p}{\rho} + g * Z;$$

$$V_o = \frac{K_o}{\mu_o} \frac{d}{dx} \left( \frac{P_o}{\rho_o} + g * Z \right);$$

$$\varphi = \int \frac{dP}{\rho} + \int \rho dZ;$$

$$\varphi = \int_{P_{WOC}}^{P_{WF}} \frac{dP}{\rho} + g d_{WOC};$$

$$\varphi = \frac{(P_{WOC} - P_{WF})}{\rho} + g d_{WOC};$$

$$\nabla \varphi = \nabla \left( \int_{P_{WOC}}^{P_{WF}} \frac{\partial P}{\rho} + g * \Delta Z \right);$$

$$\int_1^2 \nabla \varphi = \varphi_2 - \varphi_1 = \frac{P_2 - P_1}{\rho} + g * (Z_2 - Z_1);$$

Ecuación 35. Diferencial de Potencial

$$\varphi_2 = P_2 + g * \rho * (Z_2 - Z_0);$$

$$\varphi_1 = P_1 + g * \rho * (Z_1 - Z_0);$$

$$\nabla\varphi = \frac{\Delta P}{\rho} + g * \Delta Z;$$

$$\nabla\varphi = \nabla P - \gamma \nabla Z = \{\varphi_2 - \varphi_1\} = (P_2 - P_1) + \gamma \Delta Z;$$

Por diferencia de Potencial en Yacimiento se obtiene la siguiente forma Practica.

$$\Delta H = \frac{\Delta P}{g \Delta \rho} + d_{WOC};$$

Ecuación 36. Diferencial de elevación potencial

$d_{woc} = [H_o - H_p]$ ; distancia vertical del WOC, siempre cuando no exista d-GOC en reservorio.

Ecuación para la Elevación Diferencial del Cono de Agua al Pozo de Aceite.

$$\Delta H = C \frac{(P_{WOC} - P_{WF})}{g * (\rho_W - \rho_O)} + d_{WOC};$$

Ecuación 37. Altura diferencial del cono

Ecuación General para la Máxima Altura del cono desde el Contacto Agua/Aceite WOC.

$$HC_{MAX} = \beta \frac{\Delta P}{g \Delta \rho} = \beta \frac{(P_{WOC} - P_{WF})}{g(\rho_W - \rho_O)};$$

Ecuación 38. Altura máxima del cono

Parámetro  $\beta$  es un corrector de altura que depende de las condiciones del Pozo.

$$\beta = C_o * M_{WO} \frac{K_V \rho_O}{K_H \rho_W} \frac{H_p}{[H_o - H_p]} (Krw)_{Sor};$$

Ecuación 39. Parámetro corrector de altura beta

La Relación de movilidades es una función directa de la viscosidad del aceite presente.

$$M_{wo} = \frac{U_o(Krw)_{Sor}}{U_w(Kro)_{Swi}};$$

## 7.2 Modelo Matemático General para la Saturación de Agua.

El Autor plantea la siguiente Ecuación Diferencial Lineal de Primer Orden para Modelar EL Comportamiento de la saturación de agua en función del tiempo a la porción del wellbore invadida por agua después de numerosas simulaciones Numéricas y análisis de Sensibilidad a Yacimientos que Conificar.

$$\frac{\partial S_w}{\partial t} = \omega c (S_w^{Max} - S_w);$$

Donde  $S_w^{Max} = (1 - S_{or})$ .

$$\frac{\partial S_w}{\partial t} = -\omega c (S_w - S_w^{Max});$$

Ecuación 40. Ecuación diferencial para la saturación de agua

$$\frac{\partial S_w}{S_w - S_w^{Max}} = -\omega c dt;$$

$$\int \frac{\partial S_w}{S_w - S_w^{Max}} = \int \omega c dt;$$

$$\ln \left( \frac{S_w - S_w^{Max}}{-S_w^{Max}} \right) = \omega c * t;$$

$$\frac{S_w - S_w^{Max}}{-S_w^{Max}} = e^{-\omega c * t};$$

## 7.3 Ecuación General Para La Saturación de Agua al Wellbore.

$$S_w(t) = S_w^{Max} * (1 - e^{-\omega c * t});$$

$$\omega c = \frac{\pi}{2} \phi \frac{M_{wo}}{10} \left( \frac{\rho_o}{\rho_w} \right) \left( \frac{K_V}{K_H} \right) \left( \frac{H_p}{H_o - H_p} \right) \frac{(P_{WOC} - P_{WF}) (1 - S_{or})}{P_{WF} T_{BKt}};$$

*Promedio Volumétrico de la Saturación de Agua en el Cono Invasivo.*

*La Saturación de Agua en el Wellbore Aumenta en forma exponencial después del tiempo de ruptura al pozo 'breakthrough' y luego se aproxima de forma Asintótica a SwMax con el tiempo.*

De forma tal que para tiempo menores al breakthrough la saturación de agua en el pozo es la misma saturación de agua Inicial  $Sw_i$ , para todo tiempo mayor a la Ruptura la saturación de agua Obedece la siguiente Ecuación.

$$Sw(t) = Sw_i \quad \forall t < T_{Bkt}.$$

Ecuación 41. Ecuación general de la saturación de agua al tiempo

$$Sw(t) = SwMax * (1 - e^{-\omega c * t}) + Sw_i \quad \forall t \geq T_{Bkt}.$$

#### 7.4 Modelo Matemático para la Altura Real del Cono de Agua.

De manera similar después de varias simulaciones Numéricas El Autor desarrollo una Ecuación Practica para Ajustar el comportamiento del cono de agua conforme el tiempo al wellbore.

Ecuación Diferencial del Crecimiento Logístico.

$$\frac{\partial Hc}{\partial t} = \omega c * Hc * (Hc_{MAX} - Hc);$$

Ecuación 42. Ecuación diferencial para la altura del cono

Solución Analítica a la Ecuación Diferencial de Altura del Cono.

$$Hc(t) = \frac{Hc_{MAX} * C1}{e^{-\omega c * t} + C1},$$

Ecuación 43. Solución de la educación diferencial de altura del cono

Aplicando Condiciones Iniciales y Resolviendo para C1.

$$Hc(t=0) = 0;$$

$$Hc(t=T_{Bkt}) = dwoc.$$

$$Hc(t \rightarrow \infty) = Hc_{MAX}.$$

Se Determine la Constante de ajuste C1 para la Altura del cono en función tiempo.

$$C1 = \frac{d_{woc} e^{-\omega c * T_{BKT}}}{(HC_{MAX} - d_{woc})};$$

Promedio Vertical de Altura del agua en wellbore.

*Parámetro Dimensional de Conificacion  $\omega c$ .*

$$\omega c = \frac{\pi}{2} \phi \frac{Mwo}{10} \left( \frac{\rho_o}{\rho_w} \right) \left( \frac{K_V}{K_H} \right) \left( \frac{Hp}{Ho - Hp} \right) \frac{(P_{WOC} - P_{WF})}{P_{WF}} \frac{(1 - Sor)}{T_{BKT}};$$

Ecuación 44. Parámetro dimensional de conificacion.

### 7.5 Ecuación General del Cono de Agua X3D.

El Cono de Agua en Fondo de Pozo-Reservorio se puede Modelar muy bien por una campana Gaussiana en coordenadas Cilíndricas por la Ecuación Probabilista.

$$Z = HC_{MAX} * e^{-\alpha * r^2};$$

Ecuación 45. Ecuación general del cono

Ajustando su comportamiento en función del tiempo se obtiene la nueva ecuación analítica.

$$Z(t) = Hc(t) * e^{-\alpha r^2};$$

EL Parámetro Dimensional alpha\*

$$\alpha = \frac{\pi}{2} \phi \frac{(1 - Sor)}{Mwo} \frac{\rho_w}{\rho_o} \frac{K_H}{K_V} \frac{Pwf}{(Pwoc - Pwf)} \frac{(Ho - Hp)}{re};$$

Ecuación 46. Parámetro dimensional alpha.

Calculo del volumen del cono de agua Invasivo al Wellbore en Barriles Actuales.

$$Z2 == H_{CONE} e^{\alpha * r^2} + WOC;$$

$$Z1 == WOC ;$$

Para encontrar una ecuación practica del volumen del Cono acumulado al wellbore.

$$V_{CONE} == \iiint_{Z_1}^{Z_2} \partial V;$$

Ecuación 47. Volumen integral del Cono de agua

$$V_{CONE} == \frac{(1-Sor)*\emptyset*c}{5,615*Bw} * \int_0^{2\pi} \int_{r_w}^{r_e} \int_{WOC}^{H_{CONE}e^{\alpha*r^2}+WOC} r \partial z \partial r \partial \theta;$$

$$V_{CONE} == \frac{2(1-Sor)*\emptyset*c}{5,615*Bw} * \int_0^{2\pi} \int_{r_w}^{r_e} \left( \int_{WOC}^{H_{CONE}e^{\alpha*r^2}+WOC} r dz \right) dr d\theta;$$

$$V_{CONE} == \frac{2(1-Sor)*\emptyset*c}{5,615*Bw} * \int_0^{2\pi} \int_0^{r_e} r [H_{CONE}e^{\alpha*r^2} + WOC - WOC]_{WOC}^r dr d\theta;$$

$$V_{CONE} == 2 \frac{(1-Sor)*\emptyset*c}{5,615*Bw} * \int_0^{2\pi} \left( \int_{r_w}^{r_e} r * H_{CONE}e^{\alpha*r^2} dr \right) d\theta;$$

$$V_{CONE} == \frac{2(1-Sor)*\emptyset*c}{5,615*Bw} * \int_0^{2\pi} \left[ \frac{H_{CONE}}{\sigma} * e^{-\alpha r^2} \right]_{r_w}^{r_e} d\theta;$$

$$V_{CONE} == \frac{2(1-Sor)*\emptyset*c}{5,615*Bw} * \int_0^{2\pi} \frac{H_{CONE}}{\sigma} [e^{-\alpha r_w^2} - e^{-\alpha r_e^2}] d\theta;$$

$$V_{CONE} == \frac{4\pi(1-Sor)*\emptyset*c}{5,615*Bw} * \frac{H_{CONE}}{\alpha} \text{ (BBLS).}$$

Ecuación 48. Volumen del cono de agua en reservorio

Volumen del cono de agua en cualquier Momento.

$$V_{CONE} == \frac{4\pi(1-Sor)*\emptyset*c}{5,615*Bw*\alpha} * \left[ \frac{H_{C_{MAX}}*C_1}{e^{-wc*t+C_1}}; \right] \text{ (BBLS).}$$

Ecuación 49. Volumen del cono de agua II.

Longitud del pozo invadida por agua Hp<sub>w</sub>.

$$H_{pw}=(H_c-d_{woc});$$

Ecuación 50. Longitud pozo invadida por agua

Longitud de la zona remanente no invadida por agua.

$$H_{po}=(H_o-H_c);$$

Ecuación 51. Longitud del pozo remanente al aceite

Calculo de la velocidad del agua en el reservorio.

Haciendo uso de la ley de Darcy Diferencial, bastante común para el flujo de fluidos en la Roca.

$$\overline{VW} = \frac{C6*||K_V||Krw}{\mu_w Bw} \nabla \varphi;$$

$$\overline{VW} = \frac{C6*||K_V||Krw}{\mu_w Bw} \nabla (Pw - \rho_w gZ);$$

Ecuación 52. Ecuación Diferencial de Darcy.

$$P_{rw} = P_{wf} + \frac{\rho_w * g}{Bw} \Delta Hc ;$$

$$P_{rw} = P_{wf} + 0,434 * \frac{\gamma_w}{Bw} Hc * e^{\alpha * rw^2};$$

$$Z2 == H_{CONE} e^{\alpha * r^2} + WOC ;$$

$$\Delta Z = WOC - (H_{CONE} e^{\alpha * r^2} + WOC);$$

$$\Delta Z = -H_{CONE} e^{\alpha * r^2};$$

$$\overline{VW} = \frac{C6*||K_V||Krw}{\mu_w Bw} \left[ \frac{\partial Pw}{\partial r} - \frac{\partial}{\partial r} \left( 0,434 \frac{\gamma_w}{Bw} Z \right) \hat{r}; \frac{\partial Pw}{\partial Z} - 0,434 \frac{\gamma_w}{Bw} \frac{\partial Z}{\partial Z} \hat{k} \right];$$

Ecuación 53. Velocidad diferencial de flujo en reservorio

Organizando términos semejantes.

$$\overline{VW}(r, t, Z) = \frac{C6*||K_V||Krw}{\mu_w Bw} \left[ \frac{P_R - P_{wf}}{\left[ \ln \left( \frac{r_e}{r_w} \right) + s \right]} + 0,434 \frac{\gamma_w}{Bw} \hat{r}; \frac{P_{WOC} - P_{wf}}{Z - Hc} - 0,434 \frac{\gamma_w}{Bw} \hat{k} \right];$$

Forma vectorial de la ecuación de velocidad de agua en Coordenadas Cilíndricas.

$$\overline{VW}(rw, t) = \frac{C6*||K_V||Krw}{\mu_w Bw} \left[ \frac{P_R - P_{wf}}{\left[ \ln \left( \frac{r_e}{r_w} \right) + s \right]} \hat{r}; \frac{P_{WOC} - P_{wf}}{-Hc} - 0,434 \frac{\gamma_w}{Bw} \hat{k} \right];$$

Ajustando la ecuación de velocidad de agua para Medios Porosos y estado Pseudo-Estable.

$$\overline{VW}(rw, t) = \frac{M_{wo}}{\phi(1 - S_{or} - S_{wi})} \frac{C6*||K_V||Krw}{\mu_w Bw} \left[ \frac{P_R - P_{wf}}{\left[ \ln \left( 0,472 \frac{r_e}{r_w} \right) + s \right]} \hat{r}; \frac{P_{WOC} - P_{wf}}{-Hc} - 0,434 \frac{\gamma_w}{Bw} \hat{k} \right]; \quad (\text{ft/day}).$$

Ecuación 54. Velocidad del agua en fondo de pozo.

Ecuación analítica para la velocidad del agua en función del tiempo al wellbore-rw.

$$V_w(t) = \frac{M_{wo} * C_6}{\phi(1-S_{or}-S_{wi})} \frac{\|K_V\|K_{rw}}{\mu_w B_w} \sqrt{\left[ \frac{(P_R - P_{wf})}{\ln\left(0,472 \frac{r_e}{r_w}\right) + S} \right]^2 + \left[ \frac{P_{woc} - P_{wf}}{H_c} - 0,434 \gamma_w \right]^2};$$

Ecuación 55. Velocidad del agua con el tiempo

Área del wellbore invadida por agua.

$$A_{pw} = 2\pi r_w * H_{pw} = 2\pi[H_c - d_{woc}];$$

Ecuación 56. Área del pozo invadida por agua

Calculo del Caudal de Agua en Fondo de Pozo Reservorio.

$$Q_w = V_w * A_{pw}.$$

Ecuación 57. Caudal diferencial de agua.

$$Q_w = \frac{2\pi}{\mu_w} \int_0^{H_c} K_V \left( \frac{\partial P}{\partial r} \right) \partial Z,$$

$$Q_w = \frac{2\pi}{\mu_w} \int_{woc+d_{woc}}^{woc+H_c} K_V \left( \frac{P_R - P_{wf}}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \right) \partial Z,$$

$$Q_w = \frac{M_{wo} * C_6}{\phi(1-S_{or}-S_{wi})} \frac{2\pi * C_4 * \|\sqrt{K_V * K_H}\| * K_{rw}}{\mu_w} \frac{(P_R - P_{wf})}{\ln\left(0,472 \frac{r_e}{r_w}\right) + S} [H_c - d_{woc}] (BBL)_w;$$

Ecuación 58. Caudal de agua en reservorio.

Modelo de Permeabilidades Relativas Roca-Fluido.

En este modelo se distinguen dos Zonas separadas en Pozo. La zona del wellbore invadida por agua que fue contactada por el cono y la zona no invadida por el cono remanente de aceite.

Aplicando la correlación de Hirazaki mayormente usada en la Ingeniería de Yacimientos y las mismas correlaciones que Utiliza el Simulador Numérico.

$$K_{rw} = (K_{rw})_{sor} \left[ \frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{or} - S_{wi}} \right]^{N_w};$$

Ecuación 59. Permeabilidad relativa al agua.

Modelo de permeabilidad relativa Roca-Fluido.

$$Kro = (Kro)_{swc} \left[ \frac{1-Sw-Sor}{1-Sor-Swi} \right]^{No};$$

Ecuación 60. Permeabilidad relativa al aceite

$$So = (1-Sw);$$

Determinación del Flujo Fraccional de Agua en Reservorio.

$$Qw = -\frac{KwA}{Uw} \left[ \frac{\partial Pw}{\partial r} - C\rho_w g \frac{\partial Z}{\partial r} \right];$$

Ecuación 61. Flujo fracción del petróleo en reservorio. P63

$$Qo = -\frac{KoA}{Uo} \left[ \frac{\partial Po}{\partial r} - C\rho_o g \frac{\partial Z}{\partial r} \right];$$

Ecuación 62. Flujo fracción de agua en reservorio P64

$$fW = \frac{Qw}{Qo+Qw};$$

Remplazando Los fluidos de yacimiento.

$$fW = \frac{\frac{KwA}{Uw} \left[ \frac{\partial Pw}{\partial r} - C\rho_w g \frac{\partial Z}{\partial r} \right]}{\frac{KwA}{Uw} \left[ \frac{\partial Pw}{\partial r} - C\rho_w g \frac{\partial Z}{\partial r} \right] + \frac{KoA}{Uo} \left[ \frac{\partial Po}{\partial r} - C\rho_o g \frac{\partial Z}{\partial r} \right]};$$

Cancelando los términos semejantes ambos lados de la Fracción.

$$fW = \frac{\frac{Kw}{Uw} \rho_w}{\frac{Ko}{Uo} \rho_o + \frac{Kw}{Uw} \rho_w};$$

Ecuación 63. Flujo fraccional relativo al agua en la zona invadida

Ecuación del Potencial del Agua en Yacimiento.

$$\varphi = \frac{Pwoc - Pwf}{\rho_w} + g * Hcw;$$

Ecuación 64. Ecuación del potencial de agua en yacimiento

Eficiencia de llenado del Cono como Función de la Saturación.

$$Eff = \frac{Sw - Swi}{1 - Swi};$$

## 7.6 Variables en superficie.

Partiendo de la Ecuación General del Caudal de Aceite  $Q_o$  en Estado Pseudo-Estable.

$$Q_o = \frac{7,08E-3 * K_o * H_o * (PR - P_{wf})}{BoU_o \left[ \ln(0,472 \left( \frac{r_e}{r_w} \right)) + S \right]}$$

Ecuación 65. Ecuación general de producción de aceite.

Las ecuaciones de producción esta e unidades de campo, esto facilita el procesamiento de los cálculos y aproxima el flujo de petróleo de reservorio a pozo.

Este Modelo Analítico distingue dos Zonas Contactadas al wellbore con dos formas diferentes.

En la Zona Originaria de Aceite.

$$Q_{o1} = \frac{7,08E-3 * K_H * (K_{ro})_{sw_i} * H_{pot} * (PR - P_{wf})}{BoU_o \left[ \ln(0,472 \left( \frac{r_e}{r_w} \right)) + S \right]}$$

Para la zona invadida por agua existe una lucha de Permeabilidades Relativas por Dominar el flujo fraccional multifario en yacimiento mientras el pozo es invadido por agua.

$$Q_{o2} = \frac{7,08E-3 * K_H * K_{rot} * H_{pwt} * (PR - P_{wf})}{BoU_o \left[ \ln(0,472 \left( \frac{r_e}{r_w} \right)) + S \right]}$$

Para el cálculo del caudal de agua en la Zona invadida por el cono.

$$Q_w = \frac{7,08E-3 * \sqrt{KH * K_V} * K_{rw} * H_{pwt} * (PR - P_{wf})}{BwU_w \left[ \ln(0,472 \left( \frac{r_e}{r_w} \right)) + S \right]}$$

Ecuación 66. Ecuación general de producción de agua

Para el caudal de líquidos total producidos por el Reservorio.

$$Q_L = [Q_o + Q_w];$$

Ecuación 67. Ecuación de caudal total

El modelo desarrollado mantiene un caudal total Máximo constante tipo Constraint que no debería ser superado por condiciones dinámicas del Pozo sin afectar la Presión de Operación.

El Constraint de producción del Pozo será equivalente al Nuevo Caudal Total de Líquidos Producidos por este.

$$QT=CONSTRAINT;$$

Por tanto, la suma de los caudales individuales de Aceite & Agua del Pozo Nunca Superan la Condición establecida de Operación del pozo en fondo fluyente.

$$XLO = Q_o/QL;$$

$$XLW= Q_w/QL;$$

Una Vez establecida la condición del nuevo Constraint de Operación el Pozo fluirá al caudal Máximo. Los nuevos caudales de aceite y agua son Re-calculados nuevamente por la condición impuesta al pozo.

$$Q_o^* = XLO*QT;$$

$$Q_w^*=XLW*QT;$$

Calculo del Corte de Agua en Superficie. %WC.

$$\%WC = \frac{Q_w^*}{Q_o^*+Q_w^*} 100\%;$$

Ecuación 68. *Corte de agua*

$$WOR = \frac{Q_w}{Q_o};$$

Ecuación 69. Relación agua/petróleo

$$RAP=T*[QW/QO];$$

Calculo de Petróleo Acumulado Producido en Superficie al Tiempo t.

$$NP_i = Q_{oi} * dt + NP_{i-1};$$

Ecuación 70. Petróleo acumulado

$$WP_i = Q_{wi} * dt + WP_{i-1};$$

Ecuación 71. Agua acumulada

Calculo del Factor Final de Recobro Acumulado de Petróleo por El Pozo Productor en Superficie. EC-75.

$$RF_i = \frac{N_{pi}}{N_o} 100\%;$$

No: petróleo original en el yacimiento al comienzo de la producción.

### 7.7 Modelo matemático de presión espacial.

$$P(r) = P_{wf} + 141,2 * \frac{Ql * Bw * \mu}{K * Ho} \left[ \ln \left( \frac{r}{rw} \right) - \left( \frac{r^2}{2 * re^2} \right) \right];$$

Ecuación 72. Modelo Matemático de presión

### 7.8 Pozos horizontales.

Para los Pozos con Geometría Horizontal el modelo propuesto plantea también una ecuación diferencial simple de primer Orden Lineal al tiempo para Ajustar el comportamiento de la Saturación de Agua en la Cresta Invasiva que llega al wellbore después del Breakthrough.

$$\frac{\partial S_w}{\partial t} = \omega c (S_w^{Movil} - S_w);$$

Donde  $S_w^{Movil} = (1 - S_{or} - S_{wi});$

La Solución Analítica para la Ecuación Diferencial de la Saturación de Agua es la siguiente expresión.

$$Sw(t) = Sw_{Movil} * (1 - e^{-\omega c * t}) + Sw_i;$$

$$So = (1 - Sw);$$

$$Sw_i = Sw_c;$$

El Modelo Roca-Fluido se calcula a partir de la correlación de Hirazaki para yacimientos.

$$Krw = (Krw)_{sor} \left[ \frac{Sw - Sw_i}{1 - Sor - Sw_i} \right]^{Nw};$$

$$Kro = (Kro)_{swc} \left[ \frac{1 - Sw - Sor}{1 - Sor - Sw_i} \right]^{No};$$

Modelo Básico de Producción de un pozo Horizontal en reservorio anisotrópico.

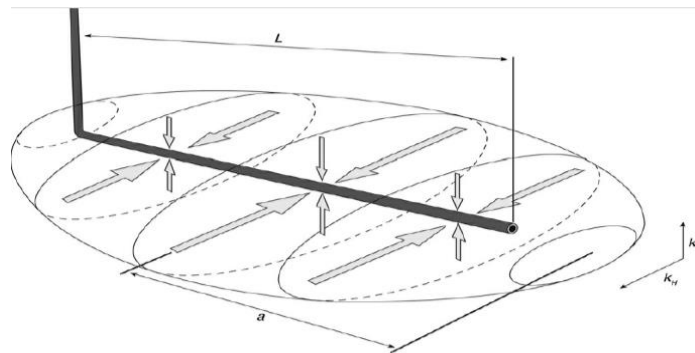


Figura 38. Acuífero lateral-I

Calculo del Caudal de Aceite en Superficie.

Este Software Funciona con Un Modelo de Caída de Presión en Estado Pseudo-Estable para un yacimiento rectangular de Paralelepípedo en Coordenadas Cartesianas en tres Dimensiones.

Que Opera bajo El Modelo de Producción de Babu & Odeh 1988. Dentro del código lineal.

Babu & Odeh consideraron un modelo de yacimiento Físico en una caja de Area de Drenaje con un radio Horizontal \$r\_w\$ y Longitud \$L=(X\_2-X\_1)\$ que se extiende a lo largo del eje X. el

yacimiento Rectangular tiene longitud en X, b. ancho en la dirección Y de a y espesor en Z de h. el pozo es colocado en cualquier posición arbitraria del yacimiento. Donde inicia  $\{X_1, Y_1, Z_0\}$ , Su Posición Final  $\{X_2, Y_2, Z_0\}$ , El pozo es perforado a lo largo del eje X y  $L_p$  es llamado la Zona perforada abierta a la formación productora  $[X_2-X_1]$ .

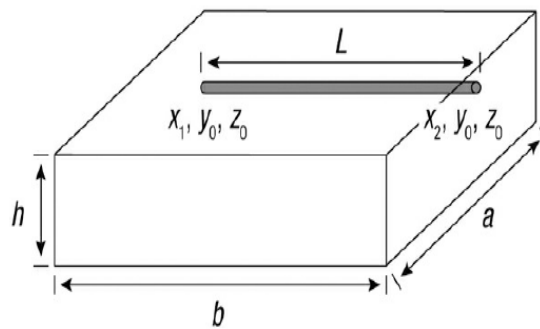


Figura 39. Pozo horizontal –II

El Modelo de Babu & Odeh se basa en Flujo Radial sobre el Plano yz, la Ecuación General de Babu & Odeh.

$$Q_o = \frac{7,08E-3 * \sqrt{K_H K_V} * L_p * (P_R - P_{WF})}{BoUo \left[ \ln\left(\frac{A^{0,5}}{r_w}\right) + \ln CH - \frac{3}{4} + SR + S \right]}$$

Ecuación 73. Modelo de Babu & Odeh para pozo horizontal en Estado Pseudo-Estable

$A = a * b$ ;

$CH \rightarrow$  Factor de Forma.

$SR \rightarrow$  Es la Penetración Parcial del Pozo Horizontal.

$S \rightarrow$  Factor de daño skin al pozo en la zona perforada.

Lo más importante del Modelo de Babu & Odeh es el Procedimiento para calcular el factor de forma y la penetración parcial de pozo  $SR$ . Estos parámetros son obtenidos por simplificación de la ecuación de difusividad en un reservorio rectangular paralelo. Babu & Odeh resolvieron la Ecuación de Difusividad en tres Dimensiones con Condiciones de Frontera de Flujo constante en

el pozo y no flujo a través de las Fronteras del Yacimiento. Usando la aproximación de Green dedujeron las siguientes correlaciones para el factor de forma del yacimiento y la penetración parcial de pozo junto con el daño de la formación obtenidas.

$$\ln CH = 2\pi \frac{a}{h} \sqrt{\frac{KV}{KH}} \left[ \frac{1}{3} - \frac{Y_o}{a} + \left( \frac{Y_o}{a} \right)^2 \right] - \ln \left( \sin \frac{\pi z o}{h} \right) - \frac{1}{2} \ln \left( \left( \frac{a}{h} \right) \sqrt{\frac{KV}{KH}} \right) - 1,12;$$

Ecuación 74. Calculo lnCH.

SR es Evaluado en dos casos Diferentes. Dependiendo de las dimensiones Horizontales del Yacimiento, el primero caso es para Reservorios Relativamente Amplios, el yacimiento se extiende más allá de la dirección horizontal perpendicular del pozo en la dirección de la trayectoria del wellbore.

$$P_{xyz} = \left( \frac{b}{L} - 1 \right) \left[ \ln \left( \frac{h}{r_w} \right) + \frac{1}{4} \ln \left( \frac{Ky}{Kz} \right) - \ln \left( \sin \left( \frac{\pi z o}{h} \right) \right) - 1,84 \right];$$

Ecuación 75. Cálculo Pxyz

$$P_{xy} = \frac{2b^2}{Lp*h} \sqrt{\frac{Kz}{Ky}} \left\{ F \left( \frac{Lp}{2b} \right) + \frac{1}{2} \left[ F \frac{4X_{mid}+Lp}{2b} \right] - F \frac{4X_{mid}-Lp}{2b} \right\};$$

Ecuación 76. Cálculo Pxy

$$X_{mid} = [X1+X2]/2;$$

$$P_y = \frac{2\pi b^2}{a*h} \frac{\sqrt{KyKz}}{Kx} \left[ \left( \frac{1}{3} - \frac{X_{mid}}{b} + \left( \frac{X_{mid}}{b} \right)^2 \right) + \frac{L}{24b} \left( \frac{L}{b} - 3 \right) \right];$$

Ecuación 77. Calculo Py

$$P_{xy} = \left( \frac{b}{L} - 1 \right) \left( \frac{2\pi a}{h} \right) \sqrt{\frac{Kz}{Ky}} \left( \frac{1}{3} - \frac{Y_o}{a} + \left( \frac{Y_o}{a} \right)^2 \right);$$

Ecuación 78. Calculo Pxy

$$SR = P_{xyz} + P_y + P_{xy};$$

Ecuación 79. Cálculo SR

En General este Modelo de Producción funciona para Reservorios en Estado Pseudo-Estable para un Área de Drenaje Limitada en un yacimiento Anisotrópico y es una ecuación adecuada para diseñar pozos horizontales en función de su longitud para yacimientos repletados en presión.

Cuando se produce gran cantidad de fluidos por un pozo horizontal de longitud  $L_p$  bajo un gradiente de presión significativo es muy probable que ocurra la conificación en forma de cresta alargada por todo el wellbore, por lo que habrá producción de agua en la zona inferior al contacto después del breakthrough esta producción incremental de agua es motivada por el gradiente de presión generado por el pozo fluyente, a causa de la caída de presión en la elipse que rodea el pozo existe una constante lucha de permeabilidades relativas que compiten por el flujo preferencial al pozo multifario, al final la variable fundamental en este modelo es la saturación de agua que se acumula al wellbore, si las condiciones son las propias el volumen relativo de agua llegara al máximo posible por la roca mojada, lo que causa la abrupta caída de Flujo de Aceite al pozo por disminución en su permeabilidad relativa. Esto es el principal efecto del coning alargado en el pozo horizontal y la tendencia de este será a producir más agua que Aceite en superficie lo cual genera perdida de producción de petróleo.

Por tanto, este Modelo de producción depende principalmente de las permeabilidades relativas de las fases presentes en el yacimiento por lo que se aplica la ecuación de Babu & Odeh dos veces por fase. En las dos Zonas remanes del pozo horizontal a la Saturación de Agua Móvil.

Una parte del pozo horizontal es afectada por el agua mientras que la otra continúa fluyendo.

$$Q_o = C_{11} \frac{7,08E-3 \cdot \sqrt{K_H K_V} \cdot K_{rot} \cdot L_p \cdot (P_R - P_{WF})}{B_o U_o \left[ \ln \left( \frac{A^{0,5}}{r_w} \right) + \ln CH - \frac{3}{4} + SR + S \right]}$$

$$Q_w = C_{12} \frac{7,08E-3 \cdot \sqrt{K_H K_V} \cdot K_{rw} \cdot L_p \cdot (P_R - P_{WF})}{B_w U_w \left[ \ln \left( \frac{A^{0,5}}{r_w} \right) + \ln CH - \frac{3}{4} + SR + S \right]}$$

La suma de los caudales Individuales de aceite y agua general el caudal total de líquidos producidos.

$$(C11+C12) =1;$$

$$QL=[Qo+Qw];$$

Ecuación 80. Caudal total Horizontal.

Nuevamente debe Existir una condición limitante en flujo que Domine la producción del pozo sobre la cual no debe superarse más el caudal total de fluidos tipo Constraint QT equivale al caudal total máximo de líquidos.

el pozo pasa a fluir al máximo QT a una presión de fondo fluyente establecida en el modelo de Operación al software que genera el diferencial de presión en yacimiento necesario para traer los fluidos desde el limite externo al mismo pozo y hacer la producción se tiene especial cuidado en la depleción del yacimiento conforme pasa el tiempo para actualizar las presiones y hacer un mejor ajuste de pozo.

Los fluidos producidos acumulados por el pozo se calculan de la misma manera que en los pozos horizontales.

$$NP_i = Qo_i * dt + NP_{i-1};$$

$$WP_i = Qw_i * dt + WP_{i-1};$$

Al final el factor de Recobro de petróleo será la fracción del vector NP<sub>i</sub> sobre la constante escalar NOI que representa el Aceite Original en el Reservorio Rectangular al inicio de la producción. Todas las variables dinámicas después SW(T) son vectores paralelos con el tiempo.

### 7.9 Descripción de la herramienta

Para el adecuado entendimiento de los mecanismos de conificación de pozos por gas y agua se contribuye a la investigación del problema programando una herramienta software WELLCONE que modelé este fenómeno de forma apropiada aplicable a pozo y analizar los resultados, determinar mediante el software los problemas que genera la conificación de pozos petroleros en su naturaleza para presentar un procedimiento que evalué la conificación y reducirla.

El software WELLCONE Tendrá la capacidad de interpretar los resultados, identificar el origen de la conificación, calcular  $Q_{oc}$ , el tiempo de breakthrough de fase y Predecir el comportamiento futuro de Líquidos de pozo invadido por agua al tiempo.

WELLCONE trabaja con un MODELO TANQUE DIMENSION 0-Volumen de control en proceso ISOTERMICO aplicado a yacimiento homogéneo/isotrópico en dos fases en estado estable desprecian el efecto de presiones capilares. WELLCONE Permitirá al usuario modelar el fenómeno físico de Conificación de pozos que es un problema difícil en la industria del petróleo, permitirá al usuario recrear el estado y comportamiento de la Conificación En unos los siguientes sistemas pozo-yacimiento para Solo Líquidos.

- Pozo vertical con conificación de agua por acuífero inferior.
- Pozo vertical con conificación de gas por capa de gas libre superior.
- Pozo horizontal con conificación de agua por acuífero inferior
- Pozo horizontal con conificación de gas por capa primaria de gas.

Esta Herramienta Software de Ingeniera Plantea desarrollar un Modelo Útil para la Conificación de Pozos Petrolíferos que es un Problema común en la Industria del Petroleo-DownStream y una de las causas principales de daño, mantenimiento y abandono de pozos por invasión de otros

fluidos de formación agua y gas que obstruyen la zona perforada al pay zone para el flujo de petróleo en fondo de pozo, este software usara correlaciones analíticas sencillas de Ingeniera para Modelar la conificacion desde reservorio-fondo-pozo hasta superficie .

Esta Herramienta aquí descrita y desarrollada tiene como objetivo ajustar y modelar la conificacion de pozos desde yacimiento hasta superficie con la suficiente información Input del estado mecánico del pozo suministrada para generar curvas de tendencia del comportamiento típico de la conificacion de pozos petroleros por agua en campo.

Los cálculos principales que este software Wellbore desarrolla son:

- Caudal critico al pozo Vertical por agua.
- Caudal critico al pozo Vertical por Gas.
- Critico al pozo Horizontal por agua.
- Critico al pozo Horizontal por Gas.
- Calculo del tiempo de Ruptura del agua al pozo vertical.
- Calculo del tiempo de Ruptura del agua al pozo Horizontal.
- Calculo de la Relación de Movilidades Agua/Petróleo.
- Calculo de la altura del cono de agua.
- Calculo de la saturación de agua en el wellbore.
- Calculo del parámetro critico de Conificacion.
- Calculo del volumen inicial de reservas en yacimiento.
- Calculo de las permeabilidades relativas agua/aceite.
- Calculo del flujo fraccional de agua en wellbore.
- Calculo del volumen del cono invasivo.
- Calculo del agua Acumulada al wellbore.
- Calculo de la velocidad del agua al wellbore.
- Calculo del caudal de agua que entra al pozo.
- Calculo del comportamiento del Cono de Agua post-Ruptura.

### 7.10 Pre-procesamiento.

La etapa de ingreso de información al Programa creado se lleva a cabo en el ingreso del código como variables entrada que se asigna cada cual para ser llamada posterior.

El Software Wellcone requiere que el usuario ingrese la siguiente información clara y ordenada para iniciar el Modelo que se introduce de forma sencilla en La Interfaz Gráfica del Software.

#### ***Propiedades del yacimiento***

- *H: profundidad del tope yacimiento-actual. (ft)*
- *PR: presión del yacimiento-actual. (PSI)*
- *TR: temperatura del yacimiento-actual. (°F)*
- *WOC: profundidad del contacto agua-aceite (ft)*
- *GOC: profundidad del contacto gas-aceite (ft)*
- *Ho: espesor del pay zone (ft)*
- *$\Theta$ : Angulo de buzamiento del yacimiento (°)*
- *.re: Radio de drenaje del pozo re. Ft.*
- *Ae: Área de drenaje. Ft<sup>2</sup>.*

#### ***Propiedades petrofísicas de la roca***

- *$\Phi$ : Porosidad de la roca ( % )*
- *Kx: Permeabilidad en i (md)*
- *Ky: permeabilidad en j (md)*
- *Kz: permeabilidad en k (md)*
- *Cff: compresibilidad de la formación. (PSIi-1)*
- *Sw: saturación de agua-actual.*
- *So: saturación de aceite-actual.*
- *Sg: saturación de gas-actual.*
- *m': espesor capa de gas (ft).*

**Propiedades del crudo PVT-Aceite**

- $\gamma_{API}$ : gravedad API del crudo-densidad.
- $B_o$ : factor volumétrico de formación del aceite. (RBBL/STB)
- $U_o$ : Viscosidad del aceite. (cp).
- $C_o$ : compresibilidad del aceite. (PSI-1)
- $P_b$ : Presión de burbuja del aceite. (PSI)
- $GE_g$ : gravedad específica del gas. (adimensional).
- $R_{si}$ : Relación gas-aceite-solución-inicial.

**Propiedades PVT-AGUA**

- $P_w$ : Densidad del agua. (lb/ft<sup>3</sup>)
- $B_w$ : Factor volumétrico de formación del agua. (RBBL/STB)
- $U_w$ : viscosidad del agua. (cp).
- $C_w$ : compresibilidad del agua. (PSI-1)
- $P_{pm}$ : salinidad del agua. [concentración]

**Modelo Roca-fluido** → ends-points & correlaciones de Hirazaki.

**Propiedades del acuífero**

- Radio del acuífero de fondo (ft)
- Profundidad del acuífero (ft)
- Buzamiento del acuífero (°)
- Espesor del acuífero (ft)
- Porosidad del acuífero (%)
- Permeabilidad del acuífero (md)
- Presión del acuífero (PSI)
- Modelo de acuífero.

**Propiedades de la capa de gas libre**

- $P_g$ : Densidad del gas.
- $U_g$ : Viscosidad del gas cp.
- $m$ : Espesor de la capa de gas. ft.
- $C_g$ : Compresibilidad del gas  $c_g$ . PSI-1

***Estado mecánico del pozo***

- $rw'$ : radio del pozo. (ft)
- $S$ : factor de daño skin del pozo. (adimensional)
- $H_p$ : Longitud del intervalo cañoneado-VERTICAL/HORIZONTAL (ft)
- $R_p'$ : radio de la tubería de producción (ft)
- $P_{wf}$ : presión de fondo de pozo. (PSI)
- Tipo de completamiento del pozo.
- $Dp1$ : distancia de la zona cañoneada al WOC. (ft)
- $Dp2$ : distancia de la zona cañoneada al GOC. (ft).
- $J_o$ : INDICE DE PRODUCTIVIDAD DEL POZO. (STBD/PSI).

Wellcone también solicitará al usuario que introduzca el PVT de las fases para el tiempo y presión actual para desarrollar las ecuaciones de producción que dependen de estas variables, WELLCONE Requiere los Vectores de Presión de Yacimiento y Presión de Fondo de Pozo en función del tiempo {  $PR_t$ ,  $PWF_t$  }, para ejecutar el procedimiento Analítico de predicción de la producción futura del pozo y poder generar datos confiables respecto al comportamiento de la conificación. Esto es Muy Importante para Iniciar el Método, El Sr Usuario deberá suministrar la información Datos de presión en función de tiempo para Ejecutar el Programa.

**7.11 Procesamiento**

La Información anterior se introduce al programa en código de MATLAB y una interface de usuario con variables *string-input* las cuales se convertirán a tipo *double-numérico* en la inicialización del código para luego ser Almacenadas y procesadas en el Algoritmo junto con las presiones del yacimiento en fondo de pozo. El software comienza la etapa de PROCESAMIENTO

de información que involucra todos los cálculos numéricos, medias móviles y correlaciones analíticas para luego poder imprimir la información final que solicita el usuario, previo a esto se deberá clasificar el pozo según su naturaleza para poder hacer una mejor descripción de este y elegir qué tipo de cálculos realizar y usar las mejores correlaciones conforme al tipo de fluido, tipo de pozo, tipo de mecanismo de producción y presión. El Código Opera estas variables dinámicas como Vectores & Matrices Lineales n-elementos, que se procesan de forma simple durante el Código en Acción.

El principio básico del funcionamiento de este software desarrollado en esta investigación es el cambio de saturación de agua respecto al tiempo del pozo que es invadido por el cono ascendente de agua, esta Aumento progresiva de agua es motivada por la caída de presión que la producción del pozo genera en reservorio y su comportamiento obedece la ecuación diferencial propuesta por el autor. Y los parámetros de Conificación Junto con la Ley de Darcy Pseudo-Estable.

Una vez introducida toda la información y almacenada flotante en Código este procede con los cálculos básicos de los parámetros constantes para iniciar el Algoritmo de programación y generar el comportamiento del pozo que es invadido por un cono de agua que asciende desde su acuífero de fondo. Para el caso del Gas Wellcone produce el caudal crítico al pozo por gas y el tiempo de ruptura al pozo por gas. Ambos importantes para evitar la llegada indeseada del Gas.

Este Software mantiene una Interfaz Gráfica fácil con Usuario donde puede ver Coning Acción.

Los Cálculos de Wellcone dependen de las presiones que el usuario introduzca, por tanto, es muy necesario que estas sean Reales Presiones Actuales del Pozo para hacer buenas aproximaciones de Caudales Líquidos del sumidero a Superficie.

### 7.12 Pozo vertical.

Para un pozo vertical típico el software funciona con las siguientes Ecuaciones analíticas.

#### Caudal crítico.

Para calcular el caudal crítico de aceite por Agua se hace uso de la Correlación de Chaperson.

$$QOC = 7,8E - 6 * \frac{Kh(HO-HP)^2}{BoUo} [\Delta P] Qoc^*$$

$$Qoc^* = 0,73 + 1,93/ALPHA''$$

$$ALPHA'' = \left(\frac{re}{HO}\right) * \sqrt{KV/KH};$$

Caudal crítico de aceite por Gas.

$$QOC = 2,5E - 5 * \left(\frac{Ko}{UoBo}\right) \frac{HO^2-HP^2}{\ln(re/rw)} \left[ (\rho_W - \rho_O) \left[ \frac{\rho_O - \rho_G}{\rho_W - \rho_G} \right]^2 + (\rho_O - \rho_W) \left[ 1 - \frac{\rho_O - \rho_G}{\rho_W - \rho_G} \right]^2 \right];$$

Distancia al contacto gas/aceite GOC.

$$Dt = (HO - Hp) \left[ 1 - \frac{\rho_O - \rho_G}{\rho_W - \rho_G} \right]^{1,2};$$

#### Tiempo de Ruptura.

En pozos Verticales este software hace uso de la correlación de Sobocinski & Cornelius.

$$Z = 5E - 5 * \frac{(\rho_W - \rho_O) K_H HO (HO - HP)}{BoUoQo};$$

$$(TD)_{SC}^{BKT} = \frac{4*Z + 1,75*Z^2 - 0,75*Z^3}{7 - 2*Z};$$

EL Autor propuso la siguiente expresión para predecir el tiempo de ruptura a partir de Las Variables Dimensionales Calculadas previas para obtener finalmente ‘breakthrough-time’

$$T_{Bkt} = \frac{20,32 * U_o * H_o * \emptyset * (TD)_{SC}^{BKT}}{(\rho_w - \rho_o)KV(1+M^\alpha)}; \quad M = \frac{K\tau_{wSOR}U_o}{K\tau_{oSWI}U_w};$$

$$\alpha = 0,5 \text{ Para } M < 1;$$

$$\alpha = 0,6 \text{ para } 1 < M < 10;$$

Si la Geometría del Pozo a Evaluar es Horizontal el Autor introdujo la siguiente correlación al código del software por la que Opera las variables Estáticas & Dinámicas.

### **Caudal Crítico.**

El caudal crítico en pozos Horizontales se calcula por la Correlación de Chaperson para pozos Horizontales.

#### Conificacion de agua.

$$QOC = 7,8E - 6 * \left(\frac{LpQC*}{Ye}\right) (\rho_w - \rho_o) \frac{K_H[H_o - (H_o - HP)]^2}{BoU_o}; \text{ BBLO/DAY.}$$

#### Conificacion de gas.

$$QOC = 7,8E - 6 * \left(\frac{LpQC*}{Ye}\right) (\rho_o - \rho_g) \frac{K_H[H_o - (H_o - HP)]^2}{BoU_o}; \text{ BBLO/DAY.}$$

Estas Ecuaciones son aplicables para los siguientes Constraint.

$$1 < \text{Alpha}'' < 70 \quad \& \quad 2Ye < 4Lp.$$

$$\text{Alpha}'' = \frac{Ye}{H_o} \sqrt{\frac{KV}{KH}};$$

La Función Adimensional F es dependiente de Alpha'' y fue correlacionada por Joshi 1992.

$$Qoc* = 3,963 + 0,062 * \text{Alpha}'' - 0,0005 * (\text{Alpha}'' )^2;$$

Para esta ecuación empírica se aprecia que F se puede aproximar F=4. Esto causaría un máximo Error del 44% para alpha''=70.

Tiempo de Ruptura.

Para Un pozo con Geometría Horizontal este software hace uso del Método de Papatzacos.

### Conificacion de agua.

$$Q_D = 20,34U_oB_oQ_o / (L_p * H_o * (p_w - p_o) \sqrt{K_H K_V});$$

$$t_D = 1 - (3Q_D - 1) \ln \left[ \frac{3q_D}{3q_D - 1} \right];$$

$$t_{BKt} = \frac{22.760.000 * H_o * \emptyset * U_o * t_{BKt}}{K_v * (p_w - p_o)};$$

### Conificacion de Gas.

$$Q_D = \frac{20.340.00 * U_o * B_o * Q_o}{[L_p * H_o * (p_o - p_g) \sqrt{K_V K_H}]};$$

$$t_D = 1 - (3Q_D - 1) \ln \left[ \frac{3q_D}{3q_D - 1} \right];$$

$$t_{BKt} = \frac{22.760.000 * H_o * \emptyset * U_o * t_{BKt}}{K_v * (p_o - p_g)};$$

Así se puede predecir el tiempo para el cual el cono de gas rompe al pozo horizontal en cresta alargada desde la superficie de forma sencilla por el siguiente calculo sencillo.

Luego de calcular las condiciones Teóricas para que No Ocurra Conificacion el software procede a calcular el parámetro Dimensional de conificacion del pozo.

$$WC = \frac{\pi}{2} \emptyset \frac{M_{wo}}{10} \frac{\rho_o}{\rho_w} \frac{K_V}{K_H} \frac{H_p}{H_o - H_p} \frac{(P_{WOC} - P_{WF})}{P_{WF}} \frac{(1 - S_{or})}{T_{BKt}};$$

Luego de calcular este Parámetro se procede a ejecutar el modelo de saturación de agua al pozo invadido. Por la Ecuación de saturación de agua del Cono.

$$S_w(t) = S_{wMax} * (1 - e^{-\omega c * t}) + S_{wi};$$

$$S_o(t) = (1 - S_w(t));$$

$$K_{rw} = (K_{rw})_{sor} \left[ \frac{S_w(t) - S_{wi}}{1 - S_{or} - S_{wi}} \right]^{N_w};$$

$$K_{ro} = (K_{ro})_{swc} \left[ \frac{1 - S_w(t) - S_{or}}{1 - S_{or} - S_{wi}} \right]^{N_o};$$

Con las permeabilidades relativas de cada fase fluente en fondo de pozo se calcula el flujo fraccional de agua.

$$f_{wt} = \frac{\frac{K_w}{U_w} t \rho_w}{\frac{K_o}{U_o} t \rho_o + \frac{K_w}{U_w} t \rho_w};$$

Luego de calcular el flujo relativo del agua en yacimiento se realiza La Altura del Cono.

$$H_c(t) = \frac{H_{cMAX} * C_1}{e^{-w_c * t} + C_1}; \quad (\text{ft}).$$

Cuando se tenga la altura del agua se calcula el intervalo del pozo invadido por el Cono.

Longitud del pozo invadida por agua  $H_{pw}$ .

$$H_{pw} = (H_c - d_{woc}); \quad (\text{ft}).$$

Longitud de la zona remanente no invadida por agua.

$$H_{po} = (H_o - H_c); \quad (\text{ft}).$$

Calculo del volumen del cono de agua en barriles Actuales.

$$V_{CONE} = \frac{4\pi(1 - S_{or}) * \phi * c}{5,615 * B_w} * \frac{H_{CONE}}{\alpha} \quad (\text{BBLs}).$$

Calculo de la velocidad del agua en el reservorio.

$$V_w(t) = \frac{M_{wo} * C_6}{\phi(1-S_{or}-S_{wi})} \frac{\|K_V\|K_{rw}}{\mu_w} \sqrt{\left[ \frac{(P_R - P_{wf})}{\left[ \ln\left(0,472 \frac{r_e}{r_w}\right) + S \right]} \right]^2 + \left[ \frac{P_{woc} - P_{wf}}{H_c} - 0,434 \gamma_w \right]^2}; \text{ (ft/day)}.$$

Área del wellbore invadida por agua.

$$A_{pw} = 2\pi r_w * H_{pw} = 2\pi [H_c - d_{woc}]; \text{ (ft}^2\text{)}.$$

Calculo del petróleo Producido en Superficie por el pozo.

$$Q_o2 = \frac{7,08E-3 * K_H * K_{rot} * H_{pw} * (P_R - P_{wf})}{BoUo \left[ \ln\left(0,472 \frac{r_e}{r_w}\right) + S \right]}; \text{ (BBLO/DAY)}.$$

Para el cálculo del caudal de agua en la Zona invadida por el cono.

$$Q_w = \frac{7,08E-3 * \sqrt{KH * K_V} * K_{rw} * H_{pw} * (P_R - P_{wf})}{BwUw \left[ \ln\left(0,472 \frac{r_e}{r_w}\right) + S \right]}; \text{ (BBLW/DAY)}.$$

Para el caudal de líquidos total producidos por el Reservorio.

$$Q_L = [Q_o + Q_w]; \text{ (BBL/DAY)};$$

Calculo del Corte de Agua en Superficie. %WC.

$$\%WC = \frac{Q_w *}{Q_o * + Q_w *} 100\%;$$

Calculo de Petróleo Acumulado Producido en Superficie al Tiempo t.

$$NP_i = Q_o * dt + NP_{i-1};$$

Calculo del Agua Cumulada.

$$WP_i = Q_w * dt + WP_{i-1};$$

Calculo del Factor Final de Recobro Acumulado de Petróleo por El Pozo Productor en Superficie.

$$RF_i = \frac{NP_i}{N_o} 100\%;$$

Calculo del intervalo Óptimo de Perforación del Pozo Vertical.

Resolviendo de forma Numérica la siguiente ecuación para  $X_{opt}$  se obtiene.

$$\left[ \frac{1}{\sqrt{1 + \tan^2 \alpha}} + \frac{h * X_{opt}}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \left( \frac{1}{r_w} - \frac{1}{r_e} \right) \right] = [h + (1 - X_{opt}) - r_w] \frac{\left[ \frac{1}{r_w} - \frac{1}{r_e} \right]}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}$$

Calculo de la ubicación Optima del pozo Horizontal.

$$D_b^{opt} = h * \beta_{opt};$$

$$\beta_{opt} = C_0 + C_1 * U^2 + C_3 * U^3 ;$$

Calculo de RAP.

*El Código es lineal Dependiente de la saturación general de agua en el cono.*

*Wellcone procesa/almacena esta información para luego darla en ejecución & salida de datos de pozo.*

*Wellcone imprime estas graficas como función del tiempo & Presión para Líquidos del pozo.*

### 7.13 Post-procesamiento.

Una vez Se haya realizado la etapa de procesamiento de información y cálculos de Pozo inicia a la etapa de Post-Procesamiento que será la impresión de todos los resultados, valores, tablas y graficas que este software este ordenado a hacer, Esta información se le hará un análisis detallado del comportamiento del pozo y se comparará con otro simulador comercial disponible en la universidad con el cual se puede hacer una validación de esta Herramienta Wellcone.

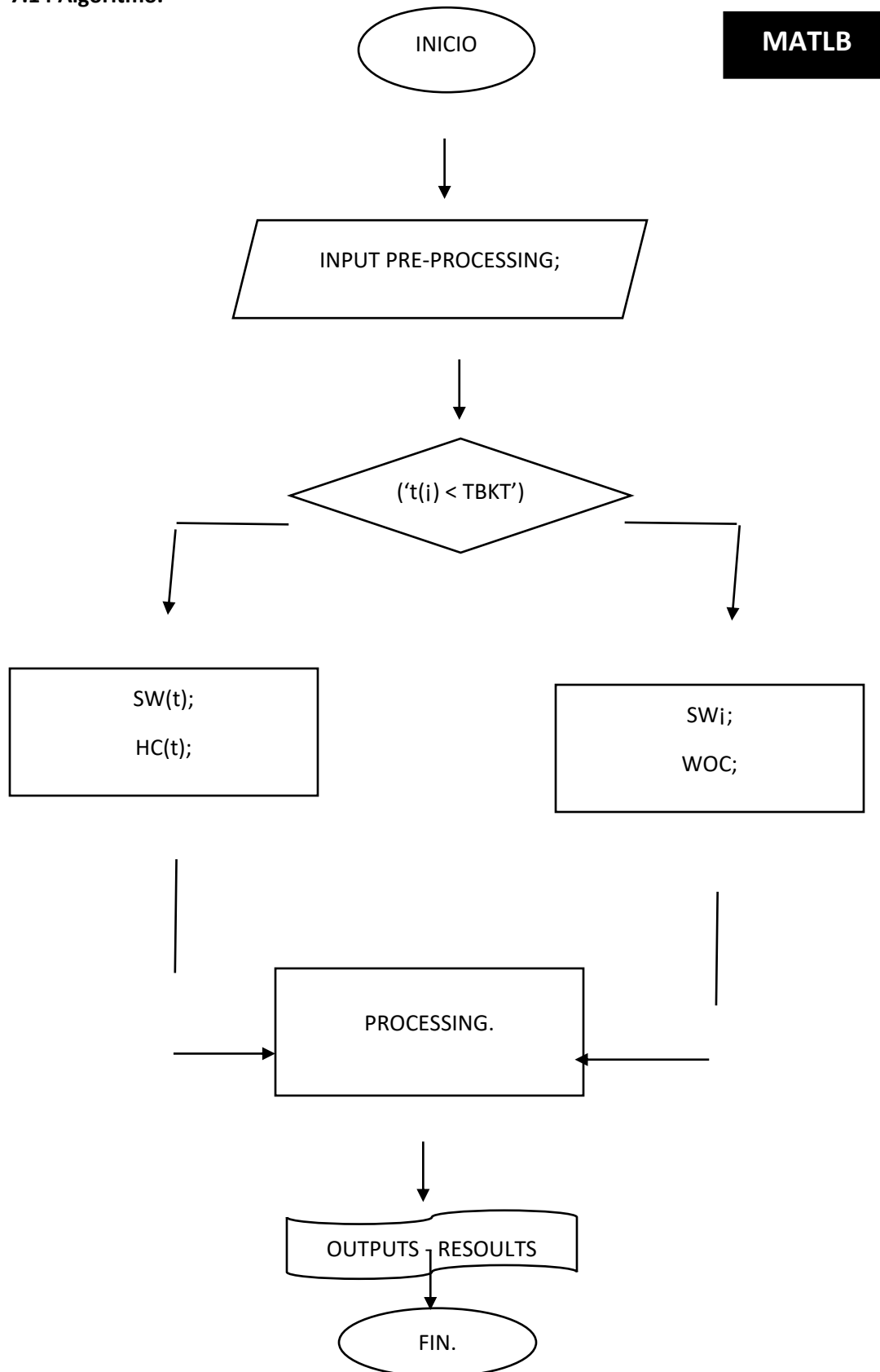
Wellcone dará la información procesada y calculada en forma Escalar para Variables Fijas y como Vectores para las Variables que sean Lineales y dependientes del tiempo, para los vectores que sean función del tiempo este software Graficara las Curva Obtenidas contra el tiempo. Para visualizar mejor las tendencias del comportamiento del pozo después de la ruptura invasiva del agua. Y Aproxima Muy bien la producción de agua y aceite con el tiempo.

Wellcone aplica la técnica auto regresiva de medias móviles sobre el WOR y su Derivad respecto al tiempo WOR' propuesta por Chan en grafico logaritmicox2 para poder decir al usuario si el pozo se conificar, también se podrá hacer predicciones de la producción del pozo y los perfiles de agua en yacimiento junto con el descenso De la presión de fondo. También se puede visualizar la forma del cono en varias dimensiones para analizar su comportamiento y geometría.

Es importante analizar el comportamiento periódico de la Relación Agua/Petróleo respecto al tiempo junto con su derivada en el mismo grafico logarítmico para decir al usuario si este pozo presenta conificacion y observar el crecimiento logístico del corte de agua respecto al tiempo para poder predecir la tendencia de los fluidos producidos aproximadamente.

Este Wellcone permite ver Swt, Sot, y las grafica de la producción acumulada conjunto al tiempo, también imprime los resultados finales del Factor de Recobro en una tabla Anexa Excel de pozo.

## 7.14 Algoritmo.



## 8. Caso de estudio.

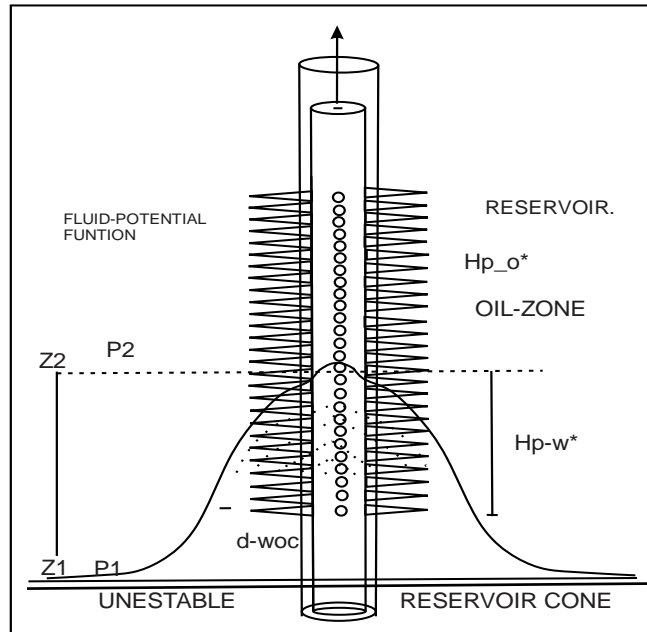
Para la Aplicación y Validación de esta herramienta Computacional WELLCONE se ejecutará este software con un sistema pozo vertical y un sistema Horizontal con los siguientes parámetros. Se construyó un modelo analítico en geometría radial con una capa de aceite negro sobre una de agua en fondo, este modelo fue lo suficientemente simple como para Solucionar los cálculos en un pequeño tiempo y hacer sensibilidad. Se tomaron rangos de variación para cuatro parámetros seleccionados, el resto de las variables se mantienen constante.

Luego se construyó un Modelo Numérico Radial Simétrico X2D Builder-IMEX-2015 con las mismas propiedades para simular el comportamiento del pozo con un tiempo de producción. Los Resultados Obtenidos en las simulaciones permitieron validar esta herramienta aquí creada, luego hacer un análisis crítico de las relaciones actuales disponible para estudio producción de agua De Varios Casos de operación y otros variando parámetros funcionales. Tanto Wellcone como el simulador numérico convergen al mismo valor final.

Un Pozo Vertical & Otro Horizontal son puestos a simulación aquí y analizar su Producción.

### 7.1 Pozo vertical.

El Pozo Cono1 es un pozo vertical perforado en un Yacimiento Homogéneo/Isotrópico Circular radial cilíndrico de frontera exterior cerrada en estado Pseudo-Estable despreciando las fuerzas capilares del medio poroso con las siguientes características Estáticas y Operación de Pozo.



*Pozo vertical de estudio.*

Tabla 7. *Propiedades de Yacimiento.*

1	Profundidad	HR	3600	FT
2	Contacto gas/OIL	GOC	3560	FT
3	Contacto OIL/WATER	WOC	3700	FT
4	Pay Zone	HO	100	FT
5	Porosidad	PHI	0.24	*
6	Permeabilidad-A	KH	400	MD
7	Permeabilidad-V	KV	260	MD
8	Radio del yacimiento	Re	1200	FT
9	Area-Drenaje	Ae	72	ACRESS
10	Buzamiento	BUZ	0.15	°
11	Temperatura-R	TR	120	°F
12	Presión-R	PR	1860	PSI

Tabla 8. *Propiedades de La Roca.*

1	Porosidad	PHI	0,24	*
2	Permeabilidad-A	KH	400	MD
3	Permeabilidad-V	KV	260	MD
4	Compresibilidad-Roca	Cff	4,6*E – 5	PSI-1
5	Saturación-Inicial-Agua	SWI	0,3	*
6	Saturación-Inicial-Aceite	SOI	0,7	*
7	Saturación-Inicial-Gas	SGI	0,05	*
8	Presión de burbuja	PB	420	PSI

Tabla 9. *Propiedades PVT-Aceite.*

1	Densidad-Aceite	Po	58	LBm/FT3
2	Factor-Volumétrico-oil.	Bo	1,18	RBBL0/STBO
3	Viscosidad de Aceite	Uo	8	CP
4	GOR-i	RSI	140	RFT3/SCFT
5	Compresibilidad Aceite	Co	4,8*E – 4	PSI-1
6	Presión de Burbuja	PB	420	PSI

Tabla 10. *Propiedades PVT-Agua.*

1	Densidad-Agua	Pw	63	LBm/FT3
2	Factor-Volumétrico	Bw	1	RBBLW/STBW
3	Viscosidad-Agua	Uw	1	CP
4	Compresibilidad-Agua	Cw	1,2*E – 6	PSI-1

Tabla 11. *Propiedades de Gas-Solución.*

1	Densidad-Gas	Pg	4	Lbm/ft <sup>3</sup>
2	Factor-Volumétrico.	Bg	0,0046	RFT3/SCF
3	Viscosidad	Ug	0,0012	CP
4	Compresibilidad	Cg	3,6*E-4	PSI-1
5	Factor compresible Z	Zg	0,86	*
6	Espesor capa gas m*	M*	0,32	*

Tabla 12. *Modelo de Permeabilidades Relativas.*

1	Saturación inicial de agua	SWI	0,3	*
2	Saturación inicial de aceite	SOI	0,7	*
3	saturación remanente de aceite	SOR	0,2	*
4	saturación de gas inicial	SGI	0,05	*
5	Permeabilidad relativa al petróleo	KRO	0,78	*
6	Permeabilidad relativa al agua	KRW	0,46	*
7	Permeabilidad de gas en liquido	K	420	MD
8	Saturación de agua critica	SWC	0,28	*
9	Exponente de la roca al petróleo	NO	2.4	*
10	Exponente de la roca al agua	NW	2.2	*

Tabla 13. *Propiedades del Acuífero.*

1	Radio del Acuífero.	Ra	1600	Ft
2	Profundidad del Acuífero	Hw	3720	FT
3	Presión del Acuífero	Pwoc	1900	PSI
4	Porosidad Acuífero	PHIW	0.32	*
5	Espesor Acuífero	Hw	160	FT
6	Permeabilidad Acuífero	Kw	460	MD
7	Buzamiento Acuífero	BUZ	0,16	°
8	Modelo de Acuífero	FINITE	POTT	ESTABLE

Tabla 14. *Configuración de tiempo.*

1	Tiempo de producción	TIME	1000	DAYS
2	PARTICION DE TIEMPO	N	33	*
3	PASO DE TIEMPO	Dt	30	DAYS

Tabla 15. *Estado Mecánico Pozo.*

1	<i>Radio Pozo</i>	<i>RW</i>	<i>l'</i>	<i>FT</i>
2	Radio Yacimiento	RE	1200'	FT
3	Radio Tubería	RP	0,8'	FT
4	Espesor pay zone	HO	100'	FT
5	Zona perforada	HP	80'	FT
6	Factor daño Skin	S	2	*
7	Distancia GOC	DGOC	40'	FT
8	Distancia WOC	DWOC	20'	FT
9	Completamiento pozo	Liner empacado	Convencional	###
10	Caudal Operación Max	QT-MAX	VAR	BBLO/DAY
11	Presión De Fondo Pozo	PWF	VAR	PSI
12	Diferencial Max Presión	DP-MAX	VAR	PSI

El Pozo CONO1 es Perforado al centro de un yacimiento radial cilíndrico con las características descritas y puesto a simular en el programa WELLCONE y En simulador Numérico de Yacimiento CMG de Computer Limitate Group en un sistema de referencial radial/cilíndrica en dos dimensiones para un tiempo de 1000 días con N=33, paso de 30 días “mes” cada caso en simulación y generar la producción diaria de este pozo y puesta en comparación por ambas fuentes de datos para validar los resultados obtenidos con simulación numérica del mismo pozo.

Se entra la información organizada del pozo CONO1 al software en desarrollo en esta investigación para modelar el comportamiento de un pozo típico productor de aceite en un yacimiento que Conificar en fondo fluyente y se procede a generar resultados, compararlos y validarlos con el mismo sistema en SNY.

Para la correcta validación de esta herramienta se procede a realizar un caso base de simulación, el Pozo CONO1 es puesto a producción inicialmente con un caudal de operación de 10.000 BBLO/D con presión de fondo de pozo constante de 1.000 PSI, se ejecuta esta configuración y puesto a producir bajo estos parámetros de operación. Se pone en marcha la simulación para contrastar los resultados obtenidos por ambas fuentes.

Las informaciones sobre las características del pozo son introducidas secuencialmente al software y puesto en ejecución, una vez completa toda la información estática de yacimiento, fluidos y pozo este software solicitare la presión estocástica del yacimiento para el tiempo de producción en simulación de este pozo y así seguir con la etapa de procesamiento de información.

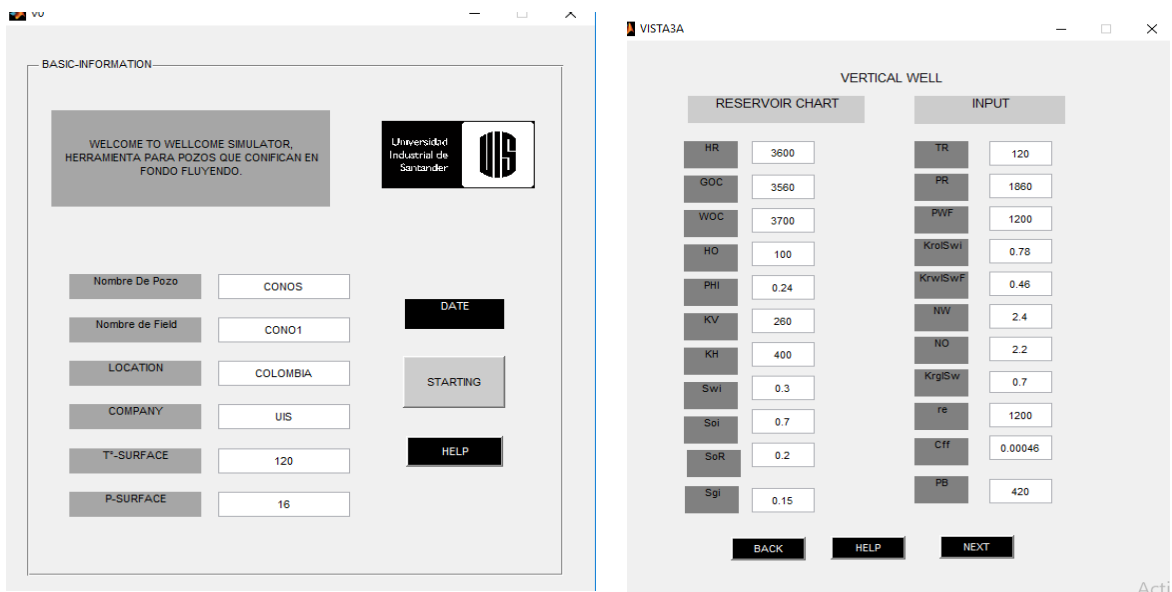


Figura 40. Wellcone.

Posteriormente el usuario guarda la información suministrada y da Generar Files en la interfaz gráfica del simulador académico, este lo llevara a ver una nueva ventana de usuario con la información básica del estado del pozo, al seguir la secuencia del software el usuario podrá visualizar el comportamiento del agua en fondo de yacimiento, se podrá observa el desarrollo del

cono de agua al wellbore, la zona invadida por agua, el perfil de saturación de agua en yacimiento, la curva de permeabilidades relativas a las fases fluyendo en fondo de pozo, el comportamiento dinámico de la velocidad de fluido y el crecimiento del caudal de agua del yacimiento, después se llevara al usuario a otras ventanas donde podrá ver el comportamiento de los fluidos en superficie al tiempo, en este escenario se puede observar la producción acumulada diaria de los fluidos respecto al tiempo, el Corte de agua, la relación agua/aceite, el Factor de Recobro del aceite respecto al tiempo, luego en otra ventana el usuario puede observar Las curvas típicas de producción de pozos de Chan que son buen diagnóstico para pozos que conificar en fondo fluyente, finalmente se podrá observar la gráfica de conificacion del pozo.

Este análisis inicia con la simulación del CASO-I, posteriormente se variarán parámetros claves de operación y repetirán las simulaciones para observar el comportamiento tipico de un pozo con problema de conificacion y validar esta herramienta conforme varían los parámetros generales de campo y contrastar resultados obtenidos por ambas fuentes computacionales.

Los resultados obtenidos por el Caso Base 0. Se muestran en la figura a continuación para pozo.

La producción Generada del software Wellcone para el Pozo CONO1 puesto a producir en presión Constante  $PWF=1000$  'psi' & Caudal Operación máximo  $QT=10.000$  'BBL/D' .

Para la correcta validación de este software el Autor hace simulación numérica del mismo sistema yacimiento-pozo en el simulador convencional de yacimientos CMG, sobre un modelo radial cilíndrico en dos dimensiones BUILDER-CMG-IMEX-2015. Con 168 Bloques CILINDRICOS, 12 en la dirección radial y 14 en la dirección z. con esto se construye una malla concéntrica que simulara el yacimiento que rodea el pozo como un sumidero-fuente. Luego se procede a construir un modelo numérico convencional de simulación de un único pozo en una

mallla refinada en radio logarítmico para mayor claridad de los eventos que ocurren al wellbore como lo es el fenómeno en cuestión. Se asigna el paso de tiempo de Producción al pozo de 1000 días, con división 33\* por lo que el paso es 30 días. De esta forma se hacen del mismo tamaño los vectores tiempo entre ambos softwares, luego cargamos la información estática del yacimiento/pozo como también de los fluidos en El. Una vez construido el modelo dinámico que simulara el Pozo CONO1, Un pozo típico que conificar en fondo por agua. Se construye un modelo radial-re, representativo de un solo pozo productor que conificar en fondo dinámico

Estructura general del pozo Cono1 en coordenadas radiales del simulador numérico X2D.

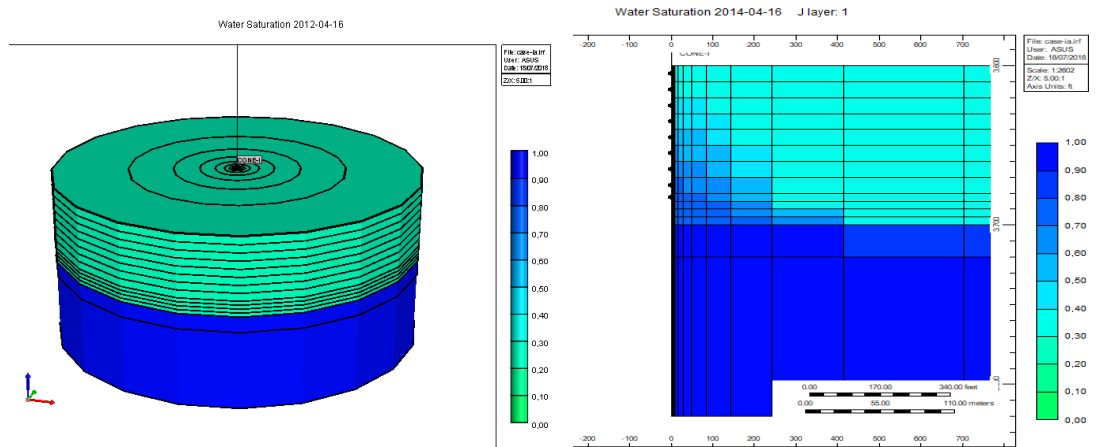


Figura 41. El problema general de la Conificación.

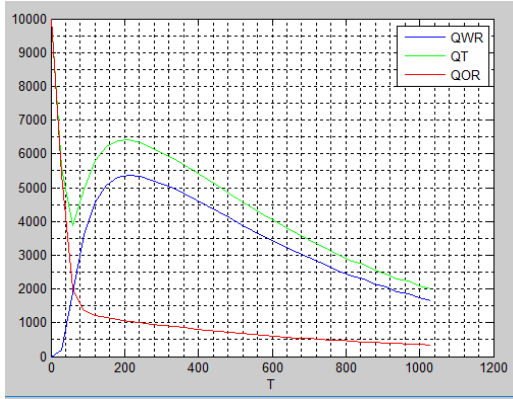
El modelo de simulación del pozo CONO1 es puesto en marcha a producción por 1000 días también y se espera observar el movimiento de los fluidos en la cercanía del pozo/fuente.

Se puede apreciar en el perfil de saturación del yacimiento el desarrollo de un gran cono de agua que cubre la mayor parte de la zona del pozo invadida por agua y ocupa los canales porosos relativos al petróleo alterando las permeabilidades relativas de la roca y fluidos por el gradiente dinámico que genera el sumidero de presión en la zona de mayor velocidad de los fluidos.

El Software Wellcone intenta aproximar los parámetros claves de la producción dinámica.

Resultados del software. Para Caso-Vertical1-[ Pwf=1000; QT=10.000; T=1000 ].

Producción de fluidos



Exportado-Matlab-Wellcone

Producción de fluidos

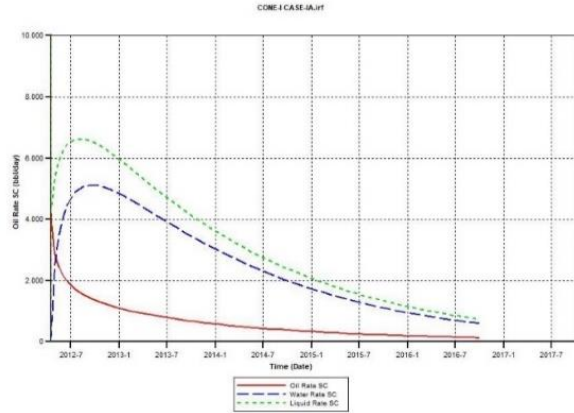
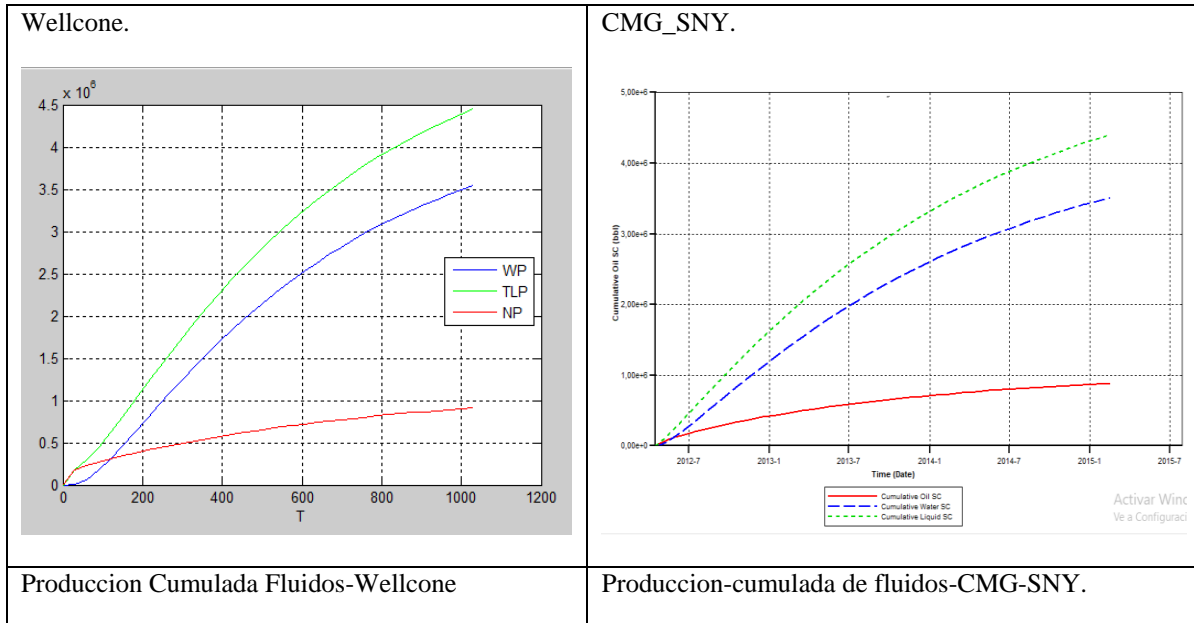


Gráfico producción pozo CONE1-CMG

La producción del Pozo CONO1 bajo los mismos parámetros de Operación del CASO-BASE Generado por El Simulador Numérico en cuestión bajo el mismo Escenario es Generada en la siguiente Grafico. De Líquidos Cumulados al tiempo T.



Para Este Estudio Yo Considere Solo 4 variables independientes Posibles Modificar bajo la tecnológica actual con los siguientes rangos de variación que cubren gran parte de operación.

Por lo que Hice variar los parámetros básicos de Este Severo Problema de Conificación.

<b>QOT</b>	12.000	10.000	8.000	6.000	4.000	2.000	1.000	500	<b>BBLO/DAY</b>
<b>PWF</b>	800	1.000	1.200	1.300	1.400	1.600	1.700	1.760	<b>PSI</b>
<b>DWOC</b>	0	20	30	40	50	60			<b>FT</b>
<b>KV</b>	400	300	260	240	200	120	80	20	<b>MD</b>

Como se puede apreciar la tendencia general de la grafica convergen al mismo valor cuanto mayor sea el tiempo transcurrido lo cual hace que Error entre ambas curvas sea menor para tiempos finales. Por lo que una buena convergencia y similitud de resultados por ambos metodos es vista.

Para la adecuada validación de esta herramienta creada en esta investigación el Pozo CONO1 es puesto a producción bajo diferentes escenarios de Operación en campo para observar el comportamiento del pozo en fondo fluyente y poder observar la producción acumulada de fluidos líquidos en superficie. Por lo que se plantean varios modos de producir el pozo cambiando la presión de Fondo Fluyendo, el Caudal de Operación, la distancia perforada al WOC y la Conductividad vertical de la formación en los límites de fase agua/aceite en fondo.

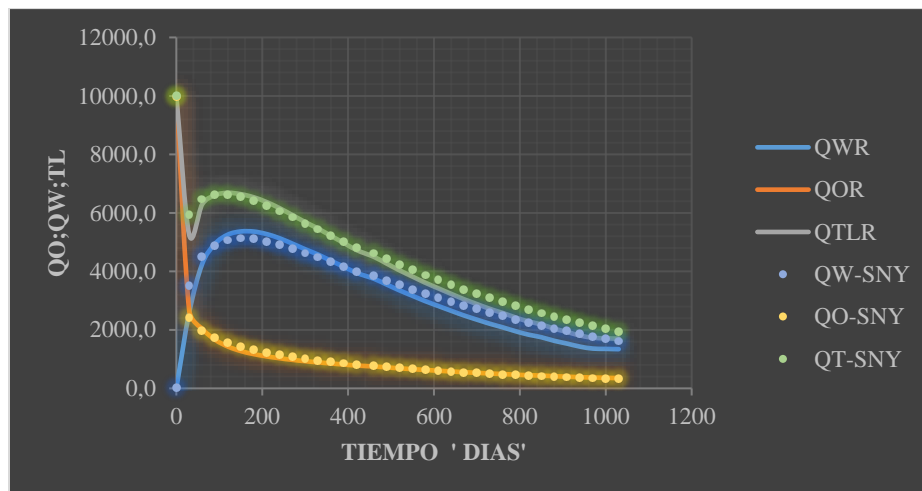


Figura 42. Validación.

Inicialmente el Pozo CONO1 e puesto a producción con presión de Fondo Constante y Caudal de Operación Máximo-CONSTRAINT, variable en superficie, para la primera simulación los parámetros de Variación son los siguientes.

Tabla 16. *Casos de Estudio Vertical, presión de fon do constante.*

<i>Caso</i>	<i>PWF-CNTE</i>	<i>QT-MAX</i>	<i>DWOC</i>
<i>CONO-I</i>	800	12.000	<b>20</b>
<i>CONO-II</i>	1.000	10.000	20
<i>CONO-III</i>	1.080	8.000	20
<i>CONO-IV</i>	1.200	6.000	20
<i>CONO-V</i>	1.400	4.000	20
<i>CONO-VI</i>	1.600	2.000	20
<i>K</i>	PSI	BBL/DAY	FT

En la segunda simulación el Pozo CONO1 es puesto a producción bajo Caudal de Operación Constante por todo el tiempo y presión de fondo fluyente variable, restringida con una Pwf-Mínima en fondo como Constraint. El caudal de líquidos es el máximo permitido por el modelo.

Tabla 17. *Tabla de caudal constante.*

<i>CASO</i>	<i>PWF-MIN</i>	<i>QT-CNTE</i>	<i>DWOC</i>
<i>CONO-VII</i>	420	6.000	20
<i>CONO-VIII</i>	800	4.000	20
<i>CONO-IX</i>	1.000	2.000	20
<i>CONO-X</i>	1.200	1.000	20
<i>U</i>	PSI	BBL/DAY	FT

Estos caudales son impuestos para la operación del pozo, la presión del yacimiento es ingresada.

Las combinaciones Presión y Caudal de Operación fueron escogidas en base a la correcta producción del pozo asegurándose que siempre mantuviese el mismo Constraint impuesto en la base de datos de entrada. Una presión mínima es impuesta para un caudal constante de producción.

Para la Primera situación de estudio se hace producir EL POZO CONO1 con presión de fondo constante y generar gráficas de producción de fluidos en superficie para un tiempo de Simulación T=1000 días & N=33. Los Casos Verticales de Operación.

El pozo es Abierto al flujo de Presión constante todo el tiempo de producción, el caudal de líquidos declina la presión general, la diferencia de presión se mantiene lo suficiente para sacar fluidos de fondo, Mi Estudio aquí presente, se basa para aproximar la producción final de líquidos.

Tabla 18. Resultados obtenidos del software WELLSTONE.

<i>N</i>	<i>CASO</i>	<i>PWF</i>	<i>QT</i>	<i>QOF</i>	<i>QWF</i>	<i>NPF</i>	<i>WPF</i>	<i>WC</i>	<i>WOR</i>	<i>RF</i>	<i>TBKT</i>
1	<b>I</b>	<b>800</b>	<b>12.000</b>	386	2012	1,18,E+06	4,48,E+06	84%	5,2	7,2	2,88
2	<b>II</b>	<b>1.000</b>	<b>10.000</b>	348	1.600	9,32,E+05	3,44,E+06	83%	5	6,2	4,32
3	<b>III</b>	<b>1.080</b>	<b>8.000</b>	318	1.484	8,72,E+05	3,15,E+06	82%	4,8	5,6	5,76
4	<b>IV</b>	<b>1.200</b>	<b>6.000</b>	284	1214	7,56,E+05	2,54,E+06	81%	4,6	4,8	6,72
5	<b>V</b>	<b>1.400</b>	<b>4.000</b>	240	816	6,22,E+05	1,62,E+06	80%	4,12	4,56	8,64
6	<b>VI</b>	<b>1.600</b>	<b>2.000</b>	186	402	4,06,E+05	7,82,E+05	76%	3,4	2,8	11,52
*		PSI	BBL/D	BBLO/D	BBLW/D	BBLO	BBLW	%	*	%	DAYS

Tabla 19. Resultados Obtenidos de simulación Numérica.

<i>N</i>	<i>CASO</i>	<i>PWF</i>	<i>QT</i>	<i>QOF</i>	<i>QWF</i>	<i>NPF</i>	<i>WPF</i>	<i>WC</i>	<i>WOR</i>	<i>RF</i>	<i>TBKT</i>
1	<b>I</b>	<b>800</b>	<b>12.000</b>	376	2004	1,08E+06	4,54E+06	85%	5,4	6,6	1,2
2	<b>II</b>	<b>1.000</b>	<b>10.000</b>	320	1.618	9,04E+05	3,56E+06	84%	5,2	5,6	1,8
3	<b>III</b>	<b>1.080</b>	<b>8.000</b>	300	1.500	8,46E+05	3,24E+06	83%	5	5,2	2,4
4	<b>IV</b>	<b>1.200</b>	<b>6.000</b>	260	1230	7,28E+05	2,68E+06	83%	4,8	4,6	2,8
5	<b>V</b>	<b>1.400</b>	<b>4.000</b>	200	840	5,68E+05	1,72E+06	81%	4,2	3,4	3,6
6	<b>VII</b>	<b>1.600</b>	<b>2.000</b>	160	440	3,64E+05	7,94E+05	77%	3,2	2,2	4,8
+	*	PSI	BBL/DAY	BBLO/D	BBLW/D	BBLO	BBLW	%	*	%	DAYS

Estos Resultados son Generados Usando los mismos Valores de Presiones al Paso de Tiempo.

Para La Siguiete Situación de Producción se impone al pozo producir Un Caudal QT constante con presión variable en fondo de pozo limitante. Para esta configuración particular se inicia el pozo con un caudal constante 5.000 bbl/d y se obtienen los siguientes resultados.

**Tabla 20.** Resultados Obtenidos del software WELLCONE.

<i>N</i>	<i>CASO</i>	<i>PWF-</i>	<i>QTT-</i>	<i>QOF</i>	<i>QWF</i>	<i>NPF</i>	<i>WPF</i>	<i>WC</i>	<i>WOR</i>	<i>RF</i>	<i>TBKT</i>
1	VII	420	6.000	910	5.090	1,36E+06	4,86E+06	0,85	5,6	6,8	4,8
2	VIII	800	4.000	678	3.322	9,84E+05	3,10E+06	0,83	5	5	6,4
3	IX	1.000	2.000	400	1.600	5,24E+05	1,46E+06	0,8	4,2	3,2	10,6
4	X	1.200	1.000	230	770	3,24E+05	6,40E+05	0,75	2,9	2,4	24,8
		PSI	BBL/D	BBLO/D	BBLW/D	BBL0	BBLW	%	*	%	DAYS

De la misma forma el Mismo Pozo es puesto a producir bajo las mismas condiciones de operación y con los mismos parámetros de yacimiento en el simulador comercial CMG. Para observar su comportamiento bajo las condiciones de operación.

Tabla 21. Resultados Obtenidos de simulación Numérica.

N	CASO	PWF-	QTT-	QOF	QWF	NPF	WPF	WC	WOR	RF	TBKT
		MIN	CNTE								
1	VII	420	6.000	860	5.140	1,28E+06	5,10E+06	0,86	5,85	7,2	1,6
2	VIII	800	4.000	640	3.360	8,94E+05	3,40E+06	0,84	5,3	5,4	2,4
3	IX	1.000	2.000	380	1.620	5,48E+05	1,56E+06	0,78	4,4	3,3	4,6
4	X	1.200	1.000	240	760	3,40E+05	6,80E+05	0,76	3,3	2,2	8,2
		PSI	BBL/D	BBL/D	BBL/D	BBLO	BBLW	%	*	%	DAYS

Ahora es momento de hacer una comparación más específica de cada parámetro que es modelado por ambos softwares y aplicar su desviación respecto los datos que se consideran reales de la simulación. Este es el momento de comparar resultados y observar datos.

Tabla 22. Validación pozo vertical.

N	Caso	NPF		WPF		OIL	WATER
		Wellcone	CMG-SNY	Wellcone	CMG-SNY	%ERRo	%ERRw
1	CONO-I	1,18E+06	1,08E+06	4,48E+06	4,54E+06	8,47%	1,32%
2	CONO-II	9,32E+05	9,04E+05	3,46E+06	3,56E+06	3,00%	2,81%
3	CONO-III	8,72E+05	8,46E+05	3,15E+06	3,24E+06	2,98%	2,78%
4	CONO-IV	7,56E+05	7,28E+05	2,54E+06	2,60E+06	3,70%	2,31%
5	CONO-V	6,22E+05	5,68E+05	1,62E+06	1,72E+06	8,68%	5,81%
6	CONO-VI	4,06E+05	3,64E+05	7,82E+05	7,94E+05	10,34%	1,51%
7	CONO-VII	1,36E+06	1,28E+06	4,86E+06	5,10E+06	5,88%	4,71%
8	CONO-VIII	9,84E+05	8,94E+05	3,10E+06	3,40E+06	9,15%	8,82%
9	CONO-IX	5,24E+05	5,48E+05	1,46E+06	1,56E+06	4,58%	6,41%
10	CONO-X	3,24E+05	3,40E+05	6,40E+05	6,80E+05	4,94%	5,88%
U	*	BBLO	BBLO	BBLW	BBLW	%	%

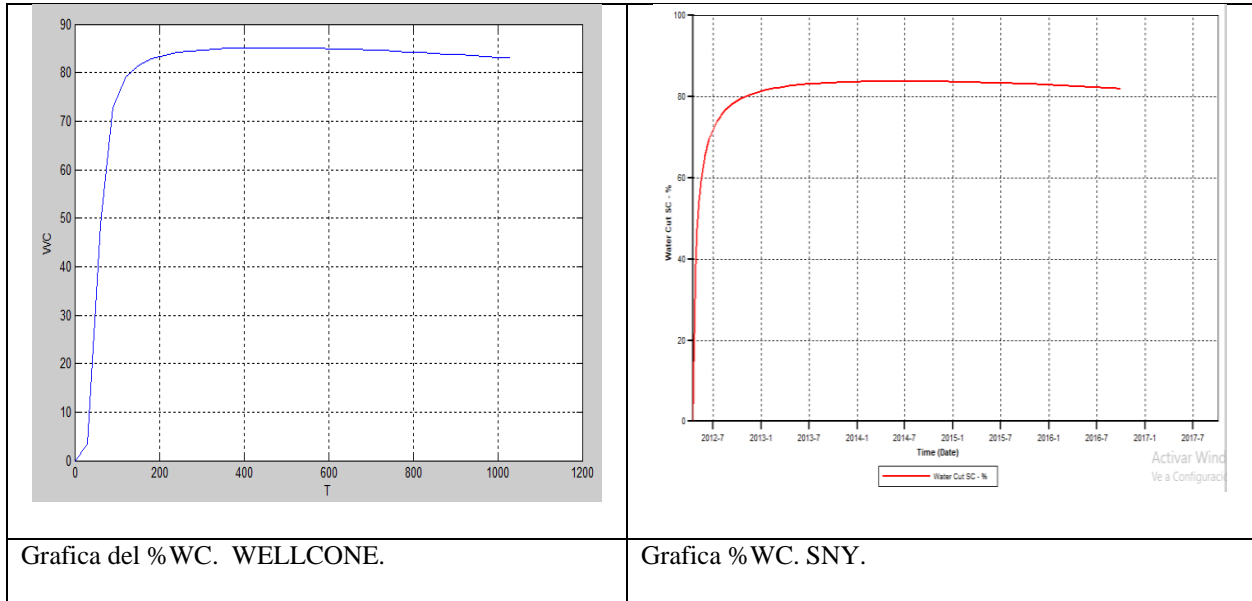
De la misma forma, se exponen los valores de la relación AGUA/ACEITE finales sobre T=1000 días. Para los casos puestos en simulación, se compran los valores finales del corte de agua y la relación agua/aceite acumulada para el tiempo de producción final. Junto con el valor del recobro total de aceite, este software realiza una buena aproximación de los fluidos generados por el pozo.

A continuación, se presenta los resultados obtenidos de ambas fuentes para la relación agua/aceite en superficie al tiempo T( end ) , estos son resultados finales acumulados.

Tabla 23. *Tabla Resultados Producción Acumulada de Líquidos.*

N	W%WC		WOR		OIL	WATER	
	Caso	Wellcone	CMG-SNY	Wellcone	CMG-SNY	%ERRo	%ERRw
1	CONO-I	84%	85%	5,2	5,4	1,19%	3,85%
2	CONO-II	83%	84%	5	5,2	1,20%	4,00%
3	CONO-III	82%	83%	4,8	5	1,46%	4,17%
4	CONO-IV	81%	83%	4,6	4,8	1,98%	4,35%
5	CONO-V	80%	81%	4,12	4,2	1,25%	1,94%
6	CONO-VI	76%	77%	3,4	3,2	1,32%	5,88%
7	CONO-VII	85%	86%	5,6	5,85	1,18%	4,46%
8	CONO-VIII	83%	84%	5	5,3	1,20%	6,00%
9	CONO-IX	80%	78%	4,2	4,4	2,50%	4,76%
10	CONO-X	75%	76%	2,9	3,3	1,33%	13,79%
U	*	*	*	*	*	%	%

Grafica de corte de agua acumulado generada por ambas fuentes Software para T=1000' días' La Producción de Líquidos es similar por ambos programas por tano la tendencia de WC es la misma, así como la graficas de RAP, factor de Recobro y las Curvas de Chan.



Para la siguiente simulación se toma el Caso-IX con Presión de fondo de Pozo PWF=800 PSI & Caudal de líquidos QT=4.000 BBL/d en superficie. Mantener estos parámetros de operación constante al tiempo que se varia la Longitud Perforada, así la distancia total al contacto agua/aceite.

<i>CASO</i>	<i>PWF</i>	<i>QT-MAX</i>	<i>DWOC</i>	<i>KV</i>
<i>CONO-XIX</i>	800	4.000	20	260
<i>CONO-XX</i>	800	4.000	40	260
<i>CONO-XXI</i>	800	4.000	50	260
<i>CONO-XXII</i>	800	4.000	60	260
<i>CONO-XXIII</i>	800	4.000	70	260
<i>CONO-XXIV</i>	800	4.000	80	260
<i>U</i>	PSI	BBL/D	FT	MD

*Tabla de configuración de pozos por longitud perforada lineal distancia del acuífero al pozo.*

AL Incrementar la distancia vertical del pozo hacia el contacto agua/petróleo WOC se disminuye de la misma proporción la longitud abierta Punzada HP por lo que se reduce el intervalo abierto al wellbore. DWOC, Este es un parámetro muy importante para evitar coning indeseado al pozo.

Se Hace Producir el Pozo CONO1 con los escenarios de Operación propuestos, El Simulador Numérico es Puesto en Marcha para Producir Resultados que serán comparados y Analizados.

Con base en la reducción de la longitud perforada HP se obtiene los siguientes resultados.

<i>N</i>	<i>CASOS</i>	<i>DWOC</i>	<i>QoF</i>	<i>QwF</i>	<i>NPF</i>	<i>WPF</i>	<i>WC</i>	<i>WOR</i>	<i>TBKT</i>
<b>1</b>	XIX	20	646	3.340	8,68E+05	3,12E+06	84%	5,17	2,16
<b>2</b>	XX	40	624	3.384	9,06E+05	3,08E+06	84%	5,42	6,12
<b>3</b>	XXI	50	542	2.560	9,32E+05	3,00E+06	83%	4,72	8,64
<b>4</b>	XXII	60	476	2.268	8,84E+05	2,72E+06	83%	4,76	15,12
<b>5</b>	XXIII	70	456	2.012	7,94E+05	2,25E+06	82%	4,41	28,08
<b>6</b>	XXIV	80	428	1.694	6,82E+05	1,66E+06	80%	3,96	44,28
<b>####</b>	<b><i>U</i></b>	<b><i>FT</i></b>	<b><i>BBLO/D</i></b>	<b><i>BBLW/D</i></b>	<b><i>BBLO</i></b>	<b><i>BBLW</i></b>	<b><i>%</i></b>	<b><i>*</i></b>	<b><i>DAYS</i></b>

Resultados Obtenidos WELLCONE.

	<i>N</i>	<i>CASOS</i>	<i>DWOC</i>	<i>QoF</i>	<i>QwF</i>	<i>NPF</i>	<i>WPF</i>	<i>WC</i>	<i>WOR</i>	<i>TBKT</i>
<b>1</b>		XIX	20	638	3.362	8,56E+05	3,28E+06	0,84	5,3	1,2
<b>2</b>		XX	40	608	3.392	8,86E+05	3,22E+06	0,83	5,1	3,4
<b>3</b>		XXI	50	520	2.600	8,96E+05	3,10E+06	0,83	5	4,8
<b>4</b>		XXII	60	468	2.256	8,62E+05	2,86E+06	0,83	4,86	8,4
<b>5</b>		XXIII	70	440	2.030	7,86E+05	2,32E+06	0,82	4,6	15,6
<b>6</b>		XXIV	80	404	1.710	6,68E+05	1,72E+06	0,8	4,24	24,6
<b>#####</b>	<b>U</b>	<b>FT</b>	<b>BBLO/D</b>	<b>BBLW/D</b>	<b>BBLO</b>	<b>BBLW</b>	<b>%</b>	<b>*</b>	<b>DAYS</b>	

Resultados Obtenido SNY-CMG.

Luego, Se Reduce la Transmisibilidad Vertical del Yacimiento en Fondo para generar una barrera Pseudo-Permeable por la cual no debería exista flujo de agua ni avance del cono hacia wellbore. Y Se Repite las simulaciones bajo la nueva configuración de estado mecánico de pozo. Y se observa lo que ocurre al comportamiento de la producción del pozo y el coning.

<i>CASO</i>	<i>PWF</i>	<i>QT-MAX</i>	<i>DWOC</i>	<i>KV</i>
<i>CONO-XI</i>	900	3.000	20	400
<i>CONO-XII</i>	900	3.000	20	260
<i>CONO-XIII</i>	900	3.000	20	200
<i>CONO-XIV</i>	900	3.000	20	160
<i>CONO-XV</i>	900	3.000	20	120
<i>CONO-XVI</i>	900	3.000	20	80
<i>CONO-XVII</i>	900	3.000	20	40
<i>CONO-XVIII</i>	900	3.000	20	10
<b>U</b>	<b>PSI</b>	<b>BBL/D</b>	<b>FT</b>	<b>MD</b>

Tabla Variación de la Conductividad vertical.

Las siguientes son las tablas de resultados obtenidos con las variaciones en los parámetros del reservorio que hicieron sensibilidad al modelo de producción en desarrollo de un cono de agua.

Tabla de datos generados de simulación numérica del mismo modelo de pozo.

<b>N</b>	<b>CASOS</b>	<b>KV</b>	<b>QoF</b>	<b>QwF</b>	<b>NPF</b>	<b>WPF</b>	<b>WC</b>	<b>WOR</b>	<b>TBKT</b>
<b>1</b>	CONO-XI	400	486	2514	6,43E+05	2,46E+06	84%	5,173	3,0
<b>2</b>	CONO-XII	260	528	2472	7,27E+05	2,40E+06	82%	4,682	5,5
<b>3</b>	CONO-XIII	200	554	2446	7,81E+05	2,34E+06	82%	4,415	7,6
<b>4</b>	CONO-XIV	160	586	2414	8,41E+05	2,38E+06	80%	4,119	10,2
<b>5</b>	CONO-XV	120	632	2368	9,18E+05	2,18E+06	79%	3,747	11,9
<b>6</b>	CONO-XVI	80	704	2296	1,04E+06	2,10E+06	77%	3,261	13,6
<b>7</b>	CONO-XVII	40	894	2106	1,33E+06	1,83E+06	70%	2,356	26,3
<b>8</b>	CONO-XVIII	10	1472	1528	2,06E+06	1,17E+06	51%	1,038	92
<b>*</b>	<b>U</b>	<b>MD</b>	<b>BBLO/D</b>	<b>BBLW/D</b>	<b>BBLO</b>	<b>BBLW</b>	<b>%</b>	<b>*</b>	<b>DAYS</b>

Resultados Obtenidos Wellcone.

<b>N</b>	<b>CASOS</b>	<b>KV</b>	<b>QoF</b>	<b>QwF</b>	<b>NPF</b>	<b>WPF</b>	<b>WC</b>	<b>WOR</b>	<b>TBKT</b>
<b>1</b>	CONO-XI	400	472	2530	6,24E+05	2,48E+06	84%	5,4	1,4
<b>2</b>	CONO-XII	260	510	2490	7,02E+05	2,42E+06	83%	4,9	2,6
<b>3</b>	CONO-XIII	200	536	2464	7,56E+05	2,36E+06	82%	4,6	3,6
<b>4</b>	CONO-XIV	160	566	2334	8,12E+05	2,30E+06	81%	4,3	4,8
<b>5</b>	CONO-XV	120	610	2390	8,86E+05	2,20E+06	80%	3,9	5,6
<b>6</b>	CONO-XVI	80	680	2320	1,00E+06	2,12E+06	77%	3,4	6,4
<b>7</b>	CONO-XVII	40	860	2140	1,28E+06	1,86E+06	72%	2,5	12,4
<b>8</b>	CONO-XVIII	10	1400	1600	1,96E+06	1,22E+06	54	1,2	48
<b>*</b>	<b>U</b>	<b>MD</b>	<b>BBLO/D</b>	<b>BBLW/D</b>	<b>BBLO</b>	<b>BBLW</b>	<b>%</b>	<b>*</b>	<b>DAYS</b>

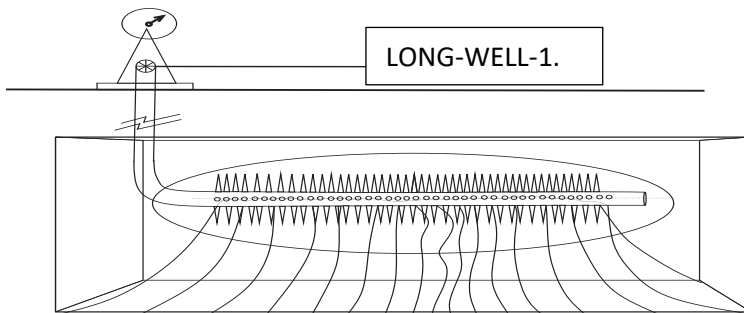
*Resultados Obtenidos SNY-CMG.*

En vista de estos resultados aquí presentados se puede ver la menor producción de agua acumulada de cada modelo cuando la permeabilidad vertical decrece en la misma proporción.

## 7.2 Pozo horizontal.

De forma similar el software en cuestión será probado para un pozo horizontal típico que penetra una formación productora de espesor HO sobre un contacto dinámico agua/aceite para un tiempo similar 1000 días. Alrededor X3 Años de Producción, se comparan los datos Obtenidos por ambos Métodos para poder simular un pozo horizontal Particular a presión Constante y presión Variable.

El Pozo Productor LONG-WELL1, es un pozo Horizontal típico perforado en un yacimiento rectangular homogéneo de porosidad constante con una longitud horizontal LP 1600' perforado en la formación productora a 40' del contacto inicial agua/aceite en un sistema línea-fuente con el fin de ser puesto a producción en el simulador convencional y comparar resultados con los obtenidos por el software WELLCONE. Con la simulación numérica de yacimiento de CMG.



Las propiedades del pozo Horizontal LONG-WELL2 son descritas en la siguiente base de información adjunta. En esta Investigación Entrada & Procesadas para Ambos Softwares.

Tabla 24. *Propiedades de La Roca Reservorio.*

*	HR	2400	FT
1	GOC	2360	FT
2	WOC	2500	FT
3	HO	100	FT
4	Zo	40	FT
5	PHI	0.28	*
6	KH	400	MD
7	KV	240	MD
8	Cff	4.6E-5	PSI-1
9	TR	120	°F
10	PR <sub>i</sub>	1300	PSI

Tabla 25. *Propiedades de La Roca Reservorio.*

*	HR	2400	FT
11	PWOC	1320	PSI
12	PWF	800	PSI
13	PB	420	PSI
14	BUZ	0.16	°
15	SWI	0.3	*
16	SOI	0.7	*
17	A	1200	FT
18	B	2000	FT
19	Zo	40	FT
20	Y1	600	FT
21	Y2	600	FT
22	X1	200	FT
23	X2	1800	FT
24	Y0	1000	FT

Características de la Caja Reservorio que Contiene EL Pozo Horizontal LONG\_WELL\_1.

Tabla 26. *Propiedades PVT-Aceite.*

*	Po	58	LBm/FT3
1	Bo	1.164	RBBLO/STBO
2	Uo	8	CP
3	RSI	160	SCF/STB
4	Co	4,6E-5	PSI-1
5	PB	420	PSI

Tabla 27. *Propiedades PVT-AGUA.*

*	<i>Pw</i>	63	<i>LBm/FT3</i>
1	Bw	1	RBBLW/STBW
2	Uw	1	CP
3	Cw	1,2E-6	PSI-1
4	SALTY	18000	PPM

Estado mecánico de un pozo Horizontal de longitud  $L_p$ .

Tabla 28. *Propiedades de Gas-Solución.*

1	<i>Densidad-Gas</i>	<i>Pg</i>	4	<i>Lbm/ft3</i>
2	Factor-Volumétrico.	Bg	0,0064	RFT3/SCF
3	Viscosidad	Ug	0,0016	CP
4	Compresibilidad	Cg	2,8*E-4	PSI-1
5	Factor compresible Z	Zg	0,84	*
6	Espesor capa gas m*	M*	0,15	*

Tabla 29. *Modelo de Permeabilidades Relativas.*

1	<i>Saturación inicial de agua</i>	<i>SWI</i>	0,3	*
2	Saturación inicial de aceite	SOI	0,7	*
3	saturación remanente de aceite	SOR	0,2	*
4	saturación de gas inicial	SGI	0,1	*
5	Permeabilidad relativa al petróleo	KRO	0,8	*
6	Permeabilidad relativa al agua	KRW	0,35	*
7	Permeabilidad de gas en liquido	K	480	MD
8	Saturación de agua critica	SWC	0,28	*
9	Exponente de la roca al petróleo	NO	2.4	*
10	Exponente de la roca al agua	NW	2.2	*

Tabla 30. *Configuración de tiempo.*

1	Tiempo de producción	TIME	1000	DAYS
2	PARTICION DE TIEMPO	N	33	*
3	PASO DE TIEMPO	Dt	30	DAYS

Tabla 31. *Estado Mecánico Pozo.*

*	Rw	2	Ft
1	Rp	1	Ft
2	A	1200	Ft
3	B	2000	Ft
4	Zo	40	Ft
5	Lp	1600	Ft
6	S	2	*
7	Qo-mx	10.000	Bbl/d
8	Pwf	800	PSI

El Pozo Horizontal LONG-WELL2 es puesto a producción en un modelo de yacimiento rectangular generado en el simulador CMG con los mismos parámetros Operativos establecidos.

*El modelo de simulación es construido en tres dimensiones con una malla de 24.000 elementos bloques mediante la técnica de diferencias finitas Centradas para resolver la ecuación de Difusividad en Método Numérico, 50 bloques en la dirección x, 40 bloques en la dirección y, 12 bloques en la dirección z, generando así bloques asimétricos de 40\*30\*10' este modelo de pozo horizontal se ajusta al caso en estudio y puesto a producir por un tiempo de 1000 días.*

## Caja Reservorio Particular del Pozo Long-Well-1.

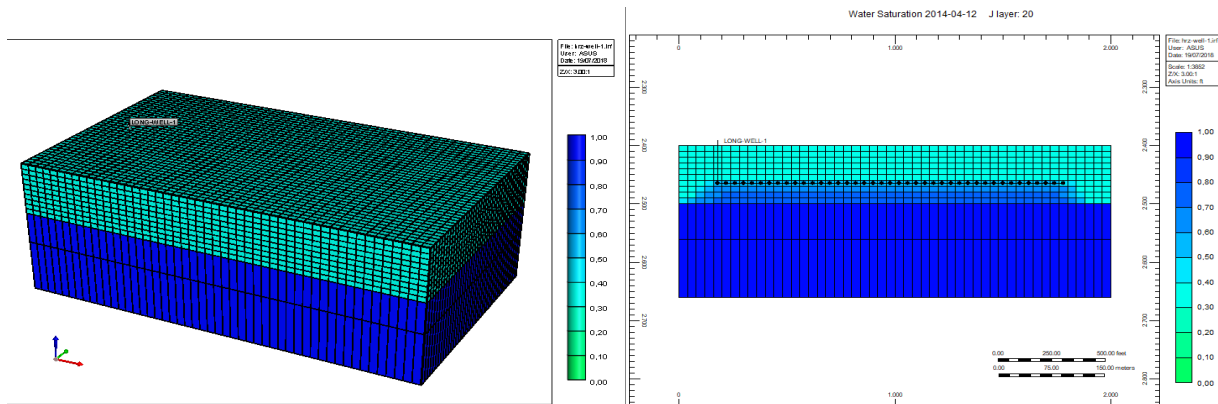


Figura 43. Fenómeno ‘water-cresting’ en pozo horizontal.

El Pozo productor es condicionado a producir bajo los siguientes escenarios operacionales de campo, estas parámetros son establecidos tanto en la Herramienta como en el simulador CMG.

De manera similar el POZO LONG-WELL2 es puesto en producción a presión constante y Caudal Variable. En la primera etapa de datos y luego pozo a presión variable Caudal Constante. Esto se hace con el fin de abarcar varios escenarios de producción y observar la tendencia de conificación bajo un análisis de sensibilidad al diferencial de presión DP.

El pozo horizontal propuesto opera bajo los principios de ingeniería de yacimientos para flujo poroso, el programa resuelve cada cálculo en función de la partición temporal de tiempo.

Tabla 32. Casos horizontales. I.

CASO	QTP	PwF-MiN
LONG-WELL-I	12.000	420
LONG-WELL-II	10.000	500
LONG-WELL-III	8.000	640
LONG-WELL-IV	6.000	720
LONG-WELL-V	4.000	840
LONG-WELL-VI	2.000	960
U	PSI	BBL/D.

Posteriormente la configuración de producción del pozo es cambiada Caudal Constante con Presión variable restringida a una PwF-Mínima para evitar desestabilizar el modelo de ejecución.

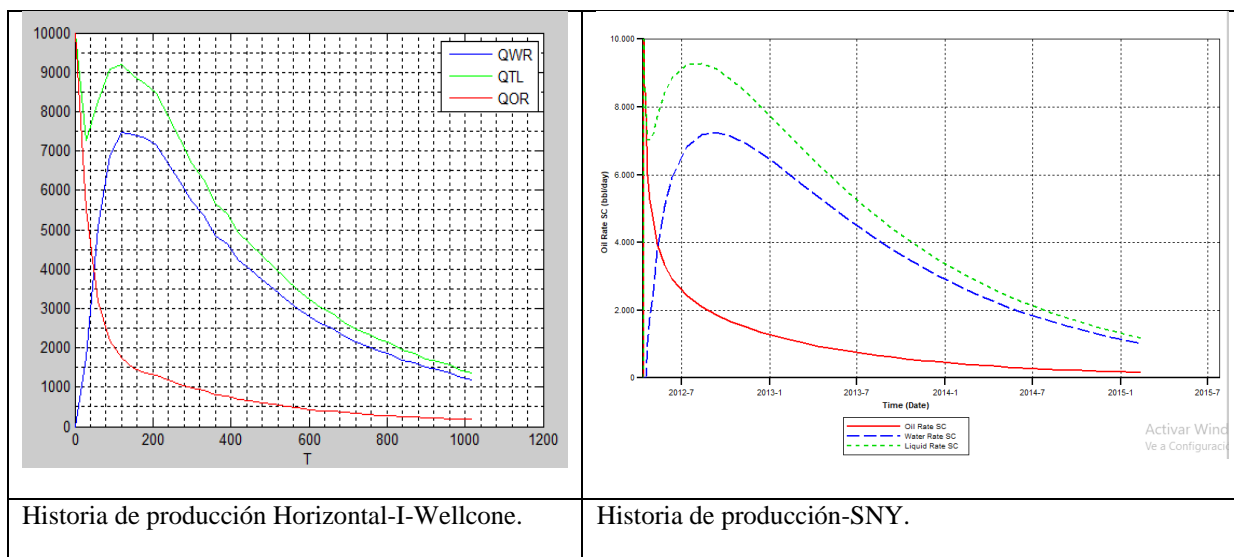
Tabla 33.

*Casos horizontales II.*

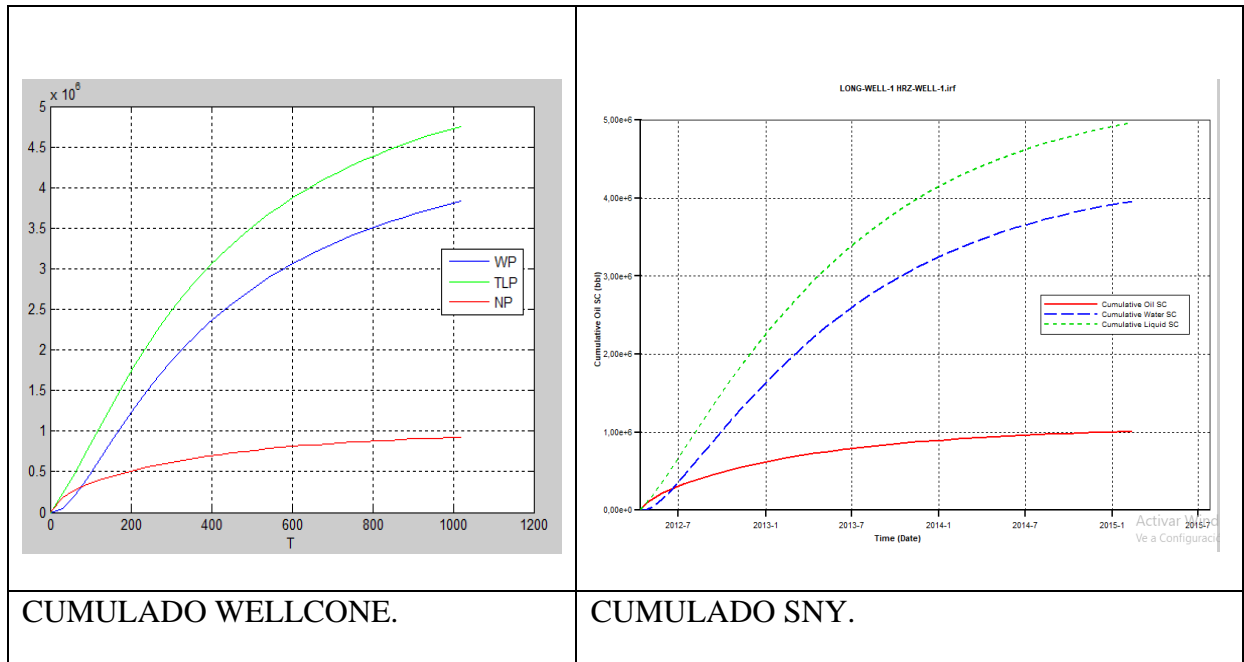
<i>Caso</i>	<i>PwF-Cnte</i>	<i>QtL</i>
<i>LW-VII</i>	1.000	8.000
<i>LW-VIII</i>	1.050	7.000
<i>LW-IX</i>	1.120	6.000
<i>LW-X</i>	1.200	4.000
<i>U</i>	PSI	BBL/D.

Para Iniciar la simulación se toma el caso HORIZONTAL-I como caso Base de Inicio para ejecutar la herramienta de pozos fluyentes y observar la conificación ocurrir en pozo horizontal en distintas condiciones de operación. Inicialmente un pozo horizontal es abierto al flujo en fondo con una presión constante de 500 PSI y un caudal máximo 10.000 BBL/DAY. Base Hrtz-I.

Las Gráficas de producción son mostradas a continuación por las dos fuentes de datos y validación de información obtenida de procesamiento de cálculos del Pozo LONG-WELL2.



Los fluidos acumulados en superficie después de un tiempo 1000 días se observa en la gráfica.

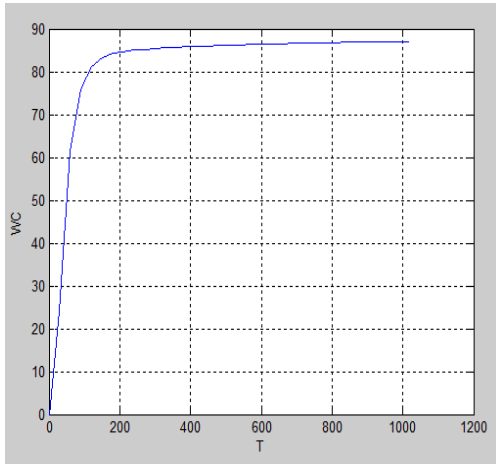


Para el corte de agua los datos obtenidos de ambas en diferentes cálculos de procesamiento presentan similitud entre ellos finalmente convergen al mismo valor final de 86%.

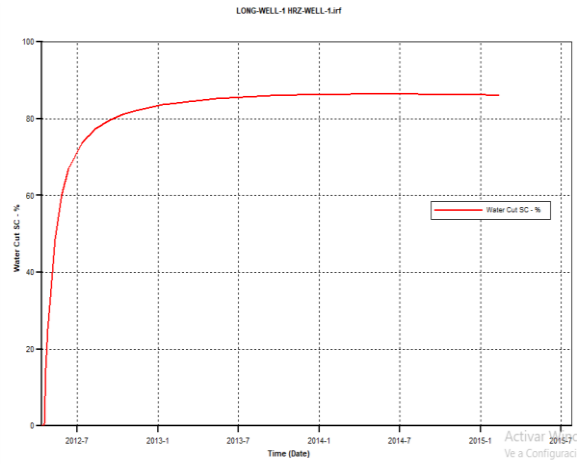
Gráfico de corte de agua acumulado en superficie para 1er caso horizontal por 1000 días.

La producción de fluidos muestra la misma tendencia general que la curva del Simulador Numérico de Yacimientos. Para la cual trabaja, las mismas presiones promedio de operación de pozo, se puede observar similitud en los resultados obtenidos, por tanto, se procede a seguir con otros escenarios propuestos de operación puestos en marcha para observar una tendencia general de problema en cuestión, saber que parámetros variar, es importante.

El desarrollo de corte de agua respecto del tiempo es un factor de validación.



Wellcone.



SNY-CMG.

Después de comparar resultados generados del caso HORIZONTAL-I, esta investigación procede a simular de la misma manera los demás casos Horizontales del pozo LONG-WELL1, Por observar el comportamiento del agua al disminuir la diferencia de presión en el yacimiento.

Tabla 34. Validación Pozo Horizontal.

<i>N</i>	<i>Caso</i>	<i>PWF</i>	<i>QT</i>	<i>QOF</i>	<i>QWF</i>	<i>NPF</i>	<i>WPF</i>	<i>WC</i>	<i>WOR</i>	<i>TBKT</i>
<b>1</b>	LW-I	420	12.000	788	11.212	1,38E+06	1,08E+07	94%	14,4	7,6
<b>2</b>	LW-II	500	10.000	690	9.310	1,24E+06	9,14E+06	93%	13,5	8,8
<b>3</b>	LW-III	640	8.000	590	7.410	1,12E+06	7,20E+06	93%	12,5	9,4
<b>4</b>	LW-IV	720	6.000	490	5510	9,72E+05	5,28E+06	92%	11,25	13
<b>5</b>	LW-V	840	4.000	384	3616	7,72E+05	3,38E+06	90%	10	19,6
<b>6</b>	LW-VI	960	2.000	266	1734	5,60E+05	1,54E+06	87%	6,54	40
<b>u</b>	*	PSI	BBL/D	BBLO/D	BBLW/D	BBLO	BBLW	%	*	DAYS

En el sistema pozo horizontal produciendo caudal constante se inicia con caudal máximo de 5.000 puesto que este el Máximo Constraint que soporta el yacimiento cartesiano sin problemas en SNY.

La Siguiete tabla guarda los valores generados por EL Simulador para pozo Horizontal constante.

<i>N</i>	<i>Case</i>	<i>PWF</i>	<i>QT</i>	<i>QOF</i>	<i>QWF</i>	<i>NPF</i>	<i>WPF</i>	<i>WC</i>	<i>WOR</i>	<i>TBKT</i>
<b>1</b>	LW-I	420	12.000	804	11.196	1,44E+06	1,14E+07	93%	13,93	8,4
<b>2</b>	LW-II	500	10.000	710	9.290	1,32E+06	9,34E+06	93%	13,08	10,6
<b>3</b>	LW-III	640	8.000	612	7.388	1,20E+06	7,06E+06	92%	12,07	12,4
<b>4</b>	LW-IV	720	6.000	515	5.485	1,08E+06	5,12E+06	91%	10,65	16,8
<b>5</b>	LW-V	840	4.000	408	3.592	8,46E+05	3,26E+06	90%	8,80	24,6
<b>6</b>	LW-VI	960	2.000	294	1.706	5,88E+05	1,42E+06	85%	5,80	58
<b>u</b>	*	PSI	BBL/D	BBLO/D	BBLW/D	BBLO	BBLW	%	*	DAYS

Un pozo horizontal abierto al flujo fue calculado, simulado, comparado y validado para entender el mecanismo particular por el cual surge la cresta de agua en un pozo horizontal, esto información es reunida en estas tablas de resultados para los principales parámetros de operación.

Tabla 35. Validación Pozo Horizontal II.

<i>N</i>	<i>Case</i>	<i>PWF-</i> <i>CNT</i>	<i>QTL</i>	<i>QOF</i>	<i>QWF</i>	<i>NPF</i>	<i>WPF</i>	<i>WC</i>	<i>WOR</i>	<i>TBKT</i>
1	LW-VII	1000	8.000	246	2562	8,64E+05	4,46E+06	91%	10,5	18
2	LW-VIII	1050	7.000	230	2170	7,78E+05	3,52E+06	90%	9,5	23
3	LW-IX	1120	6.000	212	1780	6,92E+05	2,64E+06	89%	8,42	30
4	LW-X	1200	4.000	172	892	4,88E+05	1,02E+06	84%	5,3	64

Para la validación de esta herramienta se hace un análisis individual de los parámetros claves de producción final del pozo horizontal fluyente por ambos softwares.

<i>N</i>	<i>Caso</i>	<i>PWF-</i> <i>CNTE</i>	<i>QTL</i>	<i>QOF</i>	<i>QWF</i>	<i>NPF</i>	<i>WPF</i>	<i>WC</i>	<i>WOR</i>	<i>TBKT</i>
1	LW-VII	1000	8.000	260	2612	8,84E+05	4,32E+06	91%	10,05	22
2	LW-VIII	1050	7.000	250	2150	7,90E+05	3,38E+06	90%	8,60	28
3	LW-IX	1120	6.000	232	1740	7,14E+05	2,42E+06	88%	7,50	42
4	LW-X	1200	4.000	200	872	5,04E+05	9,86E+05	81%	4,36	84

Se inicia con presión constante los primeros casos, luego es caudal constante la siguientes.

Luego se obtienen los siguientes resultados de la simulación numérica de yacimientos IMEX\_CMG para el tiempo de producción. Y son puestos en comparación junto los datos del Programa Académico WELLCONE. Estos dos Resultados Obtenidos están en la siguiente tabla.

Tabla 36. *Validación General I.*

<i>N</i>	<i>Caso</i>	<i>NPF</i>		<i>WPF</i>		<i>OIL</i>	<i>WATER</i>
		Wellcone	Cmg-Sny	Wellcone	Cmg-Sny	%ERRo	%ERRw
<b>1</b>	I	1,44E+06	1,38E+06	1,14E+07	1,08E+07	4%	6%
<b>2</b>	II	1,32E+06	1,24E+06	9,34E+06	9,14E+06	6%	2%
<b>3</b>	III	1,20E+06	1,12E+06	7,06E+06	7,20E+06	7%	2%
<b>4</b>	IV	1,08E+06	9,72E+05	5,12E+06	5,28E+06	10%	3%
<b>5</b>	V	8,46E+05	7,72E+05	3,26E+06	3,38E+06	9%	4%
<b>6</b>	VI	5,88E+05	5,60E+05	1,42E+06	1,54E+06	5%	8%
<b>7</b>	VII	8,84E+05	8,64E+05	4,32E+06	4,46E+06	2%	3%
<b>8</b>	VIII	7,90E+05	7,78E+05	3,38E+06	3,52E+06	2%	4%
<b>9</b>	IX	7,14E+05	6,92E+05	2,42E+06	2,64E+06	3%	8%
<b>10</b>	X	5,04E+05	4,88E+05	9,86E+05	1,02E+06	3%	3%
<b>U</b>	*	BBLO	BBLO	BBLW	BBLW	%	%

Es corte de agua y la relación agua/petróleo que permiten medir la exactitud de este software Respecto los datos obtenidos del simulador, estos son considerados Reales en esta Investigación.

Bajo los escenarios propuestos se pudo observar una seria tendencia al coning incluso para DP moderados, es evidente que la conificación de pozos con alta transmisibilidad impacta seriamente y es un problema muy difícil de resolver una vez el cono se haya generado, la acumulación de agua incrementara al wellbore invade los canales porosos y altera las permeabilidades efectivas de la roca cercana al pozo. Se observa poco cambio ‘coning’ al aumentar Dwoc por lo que el pozo ha

sido invadido en diferentes escenarios tanto en simulador numérico como la herramienta aquí creada. Una conjunta disminución de producción de Aceite & Agua ocurren cuando Sube\* la Pwf.

## 9. Análisis de Resultados.

El Objetivo General de esta Investigación fue determinar el comportamiento de la producción de agua en un pozo bajo diferentes parámetros de Operación y en función de las diferentes variables que caracterizan un reservorio típico de aceite. El análisis comprende producir altos caudales con bajas presiones, de forma Inversa Producir Caudal constante con pequeños DP en reservorio. Durante los Primeros Capítulos se hizo un Gran Estudio Bibliográfico del Fenómeno en cuestión. Luego se planteó una Método Matemático Ingenioso para Aproximar la Producción de Agua.

El objetivo de este trabajo fue intentar Determinar relaciones Generales para corte de agua y tiempo de llegada de breakthrough para un amplio rango de valores de Operación del Pozo con variables petrofísicas & Mecánicas de reservorio Para un Pozo que es llenado por agua en fondo.

En esta Investigación se propusieron diferentes escenarios de Operación de un pozo Vertical y otro Horizontal, La Herramienta aquí creada ha probado ser exitosa para aproximar la producción. En Estos Casos se observa una conjunta disminución de la producción acumulada de Aceite & Agua proveniente de los pozos productores proporcional la presión de fondo fluyente,

Esto ocurre al bajar el diferencial de presión del yacimiento-pozo se disminuye la tendencia a Conificación de los pozos productores de Petróleo por la venida temprana de agua sin embargo también implica sacrificar parte de la producción de aceite que llegaría a superficie teniendo un

menor diferencial de presión, al configurar el pozo de aceite para que produzca un caudal constante manteniendo una presión de fondo alta se evita producir grandes volúmenes de agua en superficie, al Cambiar EL fondo de pozo se retrasa la llegada del Agua, sin embargo esta es inevitable por la tendencia natural del agua a fluir sobre el aceite en los poros por su baja viscosidad respecto al petróleo. Mantener un caudal de producción cercano al caudal crítico QOC hará que la cantidad de agua que llega al pozo sea menor, por lo que la producción acumulada de esta al cabo de 1.000 días será mucho más pequeña que si se mantuviera el pozo produciendo altos fluidos y una baja presión de yacimiento que Motiva La Canalización de Agua.

Los fluidos que llegan a superficie son el resultado de una constante lucha de permeabilidades relativas a las fases dinámicas al wellbore donde existe un desequilibrio por el gradiente de presión que genera el pozo. Las fuerzas viscosas dinámicas de Darcy compiten con la gravedad que mantiene el agua bajo el petróleo, Cuando el pozo vertical CONE1 y Horizontal LONG-WELL-1, son puestos a producir con bajas presiones, el sumidero del pozo llama el agua hacia arriba con una tendencia concéntrica alrededor de la caída de presión al wellbore lo que da su particular forma de cono alargado en fondo. O a lo largo de  $L_p$ , Por la Elipsoide de producción de un Pozo Horizontal.

Se logró observar el comportamiento típico de la saturación de agua de un pozo productor de aceite, y su consecuencia directa sobre la producción general de los fluidos Líquidos.

EN la predicción del tiempo de ruptura del pozo hubo una gran diferencia entre los datos obtenidos por el simulador numérico y los datos obtenidos por el software en cuestión muy probablemente por la diferencia de métodos numéricos usados. EL Software Wellcone funciona con correlaciones Analíticas para resolver Breakthrough mientras CMG soluciona el estado de saturación de fondo por diferencias finitas centradas de la Ecuación de Continuidad bajo condiciones Dirichlet/Neumann Impuestas, estos son dos métodos matemáticos muy diferentes.

El Objetivo General de este trabajo fue estudio del comportamiento del agua, bajo distintas condiciones de operación de pozo en función de los parámetros claves por conificación.

Para esto se construyó una herramienta Computacional Por un Reservorio Radial Cilíndrico con una capa de petróleo sobre una de agua líquido con un pozo central, se realizó una selección de parámetros con mayor Peso Factorial sobre: comportamiento de WC, Se consideraron los rangos posibles de valores por cada combinación de QT con Pwf. Luego se realizó cálculos de SNY con el programa Builder-CMG-2015. obteniéndose allí la producción de agua del pozo central en función del tiempo de operación. De estos cálculos se obtuvo una Base de datos de WC en función de los parámetros de reservorio que permite Realizar un análisis del comportamiento de la producción de agua. El comportamiento del corte de agua bajo diferentes condiciones es un factor Fundamental para la Optimización de la producción de Petróleo en el reservorio.

En esta investigación se tomaron cuatro parámetros claves muy influyentes en la conificación y con la capacidad Natural de disminuir 'coning' para un pozo invadido.

Después de analizar Casos de estudio de un pozo Vertical CONO1 & un pozo Horizontal LONG\_WELL\_1. Se Observó que La Herramienta Wellcone genera buenas aproximaciones Conforme el tiempo de producción desde la Base de su modelo Analítico en Saturación Agua.

Como se observó al software en desarrollo existe una proporción directa de la Presión de fondo de pozo con la tendencia 'coning' de producción dinámica del pozo. Ahora es momento de examinar los resultados, conforme la teoría y observar la severidad del problema de fondo. Para así detectar la naturaleza básica de Origen de Agua.

La Canalización de agua en pozos es bastante Molesta porque rompe Equilibrio Original del Reservorio, el gradiente de presión altera las fuerzas estáticas Gravitacionales, atrae agua en flujo invasivo que llega los pinzamientos y afecta la conductividad de la roca al petróleo.

El Fenómeno Físico ‘coning’ tiene su origen en un gran Cono de agua acumulada al wellbore, el volumen relativo de agua en poro es la saturación de agua en fondo. La Saturación de agua  $S_w^*$  Sigue el comportamiento de la ecuación diferencial del modelo planteado. Así pues, el problema general de conificación se fundamenta en crecimiento logístico de ‘coning’ respecto al tiempo.

Cuando en un pozo se requiere producir petróleo por encima del caudal crítico, es necesario realizar Una Evaluación de tiempo en el cual el cono alcanza el extremo Inferior del Intervalo Pinzado y por tanto comienza la producción de agua ‘breakthrough’ + evolución de WCt.

### **9.1. Modelo de Simulación.**

Para Realizar el estudio de la conificación de agua, se construyó un Modelo Numérico X2D en geometría radial cilíndrico r-z. con el fin de aproximar la producción con el tiempo. El software en desarrollo requiere Las Presiones Históricas sean entradas al programa de forma vectorial directa, N-Elementos, el modelo no incluye la presencia de Gas, por lo que la presión en el reservorio se mantiene sobre la presión PB, la Temperatura-TR también se mantiene constante.

Los Pinzamientos en el pozo productor de petróleo comienza en la parte superior de la capa.

La cantidad de variables involucradas en el estudio es grande, por un lado, están las variables Petrofísicas que Caracterizan el Reservorio. { PHI, Kv, Kh, Ho....} de otra forma están las

variables de Operación, como ser  $Q_o$ , HP, LP, S, dwoc. También están las variables que describen la Estructura Geométrica del Reservorio,  $H_o$ ,  $H_w$ ,  $K_w$ ,  $K_o$ , Pr, Tr. El tipo de Petróleo también puede variar, lo que significa cambios PVT al Fluido. Esto tomaría mucho Tiempo y Nunca sería Practico hacer un Análisis de Sensibilidad completo a todas estas variables. Esto es Imposible.

En Mi Estudio Yo Considere solo 4 variables independientes Posibles Modificar bajo la tecnológica actual con los siguientes rangos de variación que cubren gran parte de operación.

QOT	10.000	8.000	6.000	4.000	2.000	1.000	500	BBLO/DAY
PWF	1.000	1.200	1.300	1.400	1.600	1.700	1.760	PSI
DWOC	20	30	40	50	60			FT
KV	300	260	240	200	120	80		MD

TABLA: Variación de Parámetros.

EL Caudal de Producción, La Longitud de Punzado, Son Las Variables que se pueden necesitar para definir la forma en la que se va Operar EL Pozo. Por lo que se incluyeron en este grupo de variables. También, Conductividad Vertical de la Roca y diferencia de presión.

Para las permeabilidades relativas se utilizó un modelo Teórico de Hirazaki para Yacimientos.

Se puede también suponer la hipótesis que  $S_{w_i} = S_{w_c}$ , para simplificar el modelo de Simulación, y una roca mojada por agua. En un yacimiento horizontal de espesor constante.

El Simulador Numérico de Yacimientos *CMG-BUILDER* que Utiliza un modelo Black-Oil El Cual Resuelve La Ecuación de Continuidad para El Movimiento de Fluidos en Fondo.

$$\phi \frac{\partial}{\partial t} (\rho_o * S_o * P) + \nabla(\rho_o \widehat{V}_o) - \rho_o * Q_{ot} = 0;$$

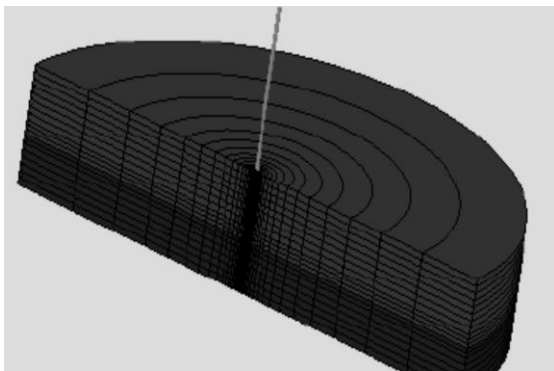
Es bien sabido que la anterior ecuación se resuelve en forma numérica para  $Sw'$ ,  $P^*$  Por Un Método Implícito de Diferencias Finitas Centradas en Iteraciones Sucesivas Con Un Código Eficiente.

Este Simulador Numérico tiene la Capacidad de Configuración que permite simular la mayoría de Escenarios Operativos en pozos petroleros para Flujo Multifasico simultaneo al tiempo y cualquier geometría de flujo y estado, régimen, patrón de flujo Irregular.

El tiempo de Simulación fue de 7.6 'seg' para modelo vertical radial X2D con 168\*Bloques.

El tiempo de simulación fue alrededor 24.6 'seg' para un Modelo Rectangular X3D de 24.600 Bloques para Un Pozo Horizontal En flujo abierto a lo largo  $L_p$ .

El Caso Base Propuesto fue construido con una malla de radio logarítmico refinado con elementos más finos al Centro para tener una mejor discretizacion espacial & temporal de forma tal que se pudiese obtener una buena convergencia en tiempos CPU razonablemente bajos. Al Aumentar la discretizacion se obtiene una mejor convergencia, pero aumento del tiempo de CPU. Una Malla Bidimensional fue usada en dirección radial 12\*elementos y 14 en dirección z, se utilizaron pasos temporales de 30 días para un total de 33\*Particiones con un tiempo de Simulación de 1000 días.



*Modelo de simulación numérico logarítmico.*

Las Variables que Yo Utilice para caracterizar la producción de agua, hacer sensibilidad y comparar en validación Fueron, Saturación de Agua-Max, la producción total acumulada de aceite, agua, el corte final de agua, la relación agua/petróleo, y el factor final de recobro.

Las curvas de producción de fluidos fueron una buena manera de comparar los resultados obtenidos y poder hacer sensibilidad y variación de parámetros por operación de pozo.

Las curvas obtenidas fueron caracterizadas por Seis parámetros.

- Tiempo de ruptura.
- Valor de caudal de aceite al final de 3 años. +
- Valor del caudal de aceite al final de 3 años.
- Petróleo acumulado al final de este tiempo.
- Agua acumulada al final de este tiempo.
- Valor de corte de agua WC al final de 3 años.
- Tiempo en el que se alcanza el  $3/5 * WC - Total$ .

Totas estas simulaciones se hicieron en un PC ASUS, Intel Core I#-5000\*CPU ° 2GHz, X4\*RAM, con un Sistema Operativo de 64 bits, Procesador X64\* Windows 10.

En análisis de los resultados Generados se realizó en Microsoft Excel por Conveniencia.

Se ejecutó el programa Wellcone en Editor de MatLab con un archivo de entrada, se procesa la información como variables doblé numéricas temporal se imprime la salida de resultados por Archivo.M. Script de MatLab, se da salida de vectores en hojas de cálculo de un archivo anexo Excel, se elimina todos los valores de variables generados por el Programa cada vez que se ejecute una nueva simulación de pozo ya que No Serán más necesario. Existe una interfaz Gráfica Útil.

## 9.2. Resultados Obtenidos.

Se obtuvo la producción acumulada de líquidos en función del tiempo por medio de este Software esta es una buena aproximación para este Código.

Se Obtuvo Gráficos de Producción del Programa aquí desarrollado, Ellos fueron comparados con los gráficos de producción del mismo pozo/reservorio. Generados por el simulador numérico CMG puesto en marcha en La Ejecución de esta investigación. Y sus resultados son los Reales.

Se observó cierta tendencia del Código de este Programa a Sobre-Estimar la producción de aceite y los cálculos del petróleo, por tanto y su Código se basa en la ecuación de Darcy en suposiciones Ideales de Flujo en Fondo, Existe mucha tendencia Súper Optimista de este Algoritmo para el petróleo producido. Por la Producción General de Agua & Petróleo, los cálculos analíticos que realiza este software Generan resultados similares al Simulador de Estudio. Con mismas presiones de Pozo & Reservorio al tiempo los Resultados Convergen (+).

Una Metodología para Obtener una descripción completa del comportamiento del agua en función del tiempo es presentada con esta Investigación Con los parámetros Operacionales y Reservorio para tiempo de ruptura, corte máximo y agua del reservorio.

Las Soluciones Matemáticas Propuestas por el Autor se ajustan muy bien al Fenómeno en cuestión ‘coning’ producen buenos resultados a pesar de lo sencillo del Algoritmo planteado.

En Mi Investigación se tomó la saturación de agua como un promedio volumétrico alrededor del wellbore dentro del cono invadido constante. Esta Aproximación se compensa con el valor promedio de la altura máxima del cono que divide El Pozo en dos Regiones Diferentes.

En Realidad, La Naturaleza Física del Problema es mucho más compleja que Esto. Sin Embargo, El Modelo Matemático Planteado es Eficiente por su Sencillez y tiene en cuenta el crecimiento logístico, exponencial del problema y su comportamiento estable después de largo periodo. Esta Investigación permite dar cuenta el comportamiento invasivo del problema por lo que tiene lógica con la teoría del fenómeno y está en Acuerdo con los demás Autores Previos en las variables.

El software Wellcone muestra una buena aproximación de La Producción Cumulada de Líquidos después de un tiempo cualquiera de producción, esto es muy bueno para los Resultados. Se encontró una considerable desviación de los valores del tiempo de Ruptura por los dos métodos aquí utilizados. Bajo las mismas condiciones de operación.

El software Wellcone modela bien la producción general de Líquidos de reservorio, el modelo creado funciona bien para el fenómeno porque recrea su naturaleza básica primitiva del sumidero.

El software Wellcone trabaja para tiempos enteros con pasos constante por un ciclo iterativo.

Se Aprecia Gran Dependencia los Resultados Obtenidos con la Presión de Operación del pozo que es puesto en marcha en ambos simuladores y llama la atención del agua invasiva. Cuanto Menor sea la Presión de Pozo Mayor será el caudal de aceite inicial, sin embargo, Mayor será la Producción de un Cono Invasivo de Agua y la llegada pronta de esta fase al pozo abierto en Flujo.

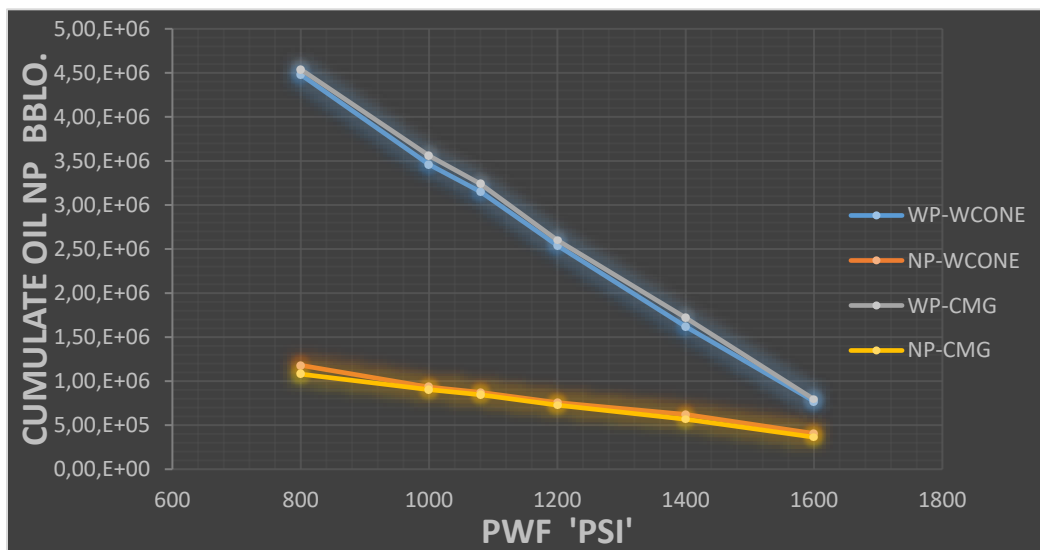
Cuatro variables son Muy Importantes En Este Algoritmo para Correr Las Ecuaciones, Ellas son:

- Saturación de Agua.
- Permeabilidad Relativa al Aceite.
- Altura del Cono en Pozo.
- Presión de Fondo Fluyendo.

Ellas permiten al Código Computacional Recrear el Fenómeno típico al tiempo de producción. Este Método Mantiene una Lineal Dependencia de la Presión durante el tiempo de producción. Ha Sido Generado Un Código Computacional para recrear el comportamiento de coning. Este parte del modelo general propuesto en el Capítulo VII, Se ha estudiado diferentes Aspectos de la producción de agua en presencia de conificación. Para un pozo vertical y otro Horizontal. Luego Esto fue comparados con los resultados de un simulador convencional para los mismos datos en la misma configuración, puesto en producción X3\*Años y Observar las Gráficas Generales del pozo. Puestos a producir con diferentes escenarios de operación para ver curvas de tendencia.

Los Primeros Escenarios de Producción son A Presión Constante por tres años Cumulados.

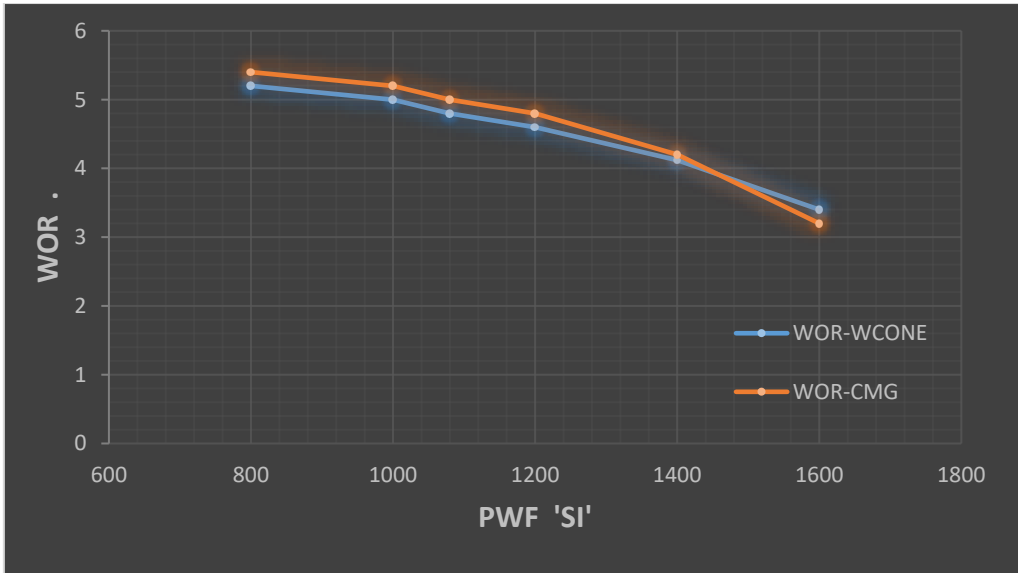
Los parámetros claves { QOR, QWR, QTL NP, WP WC, WOR, TBKT ... } son en función del tiempo por tres años acumulados a los que corresponde los ejes verticales de las gráficas.



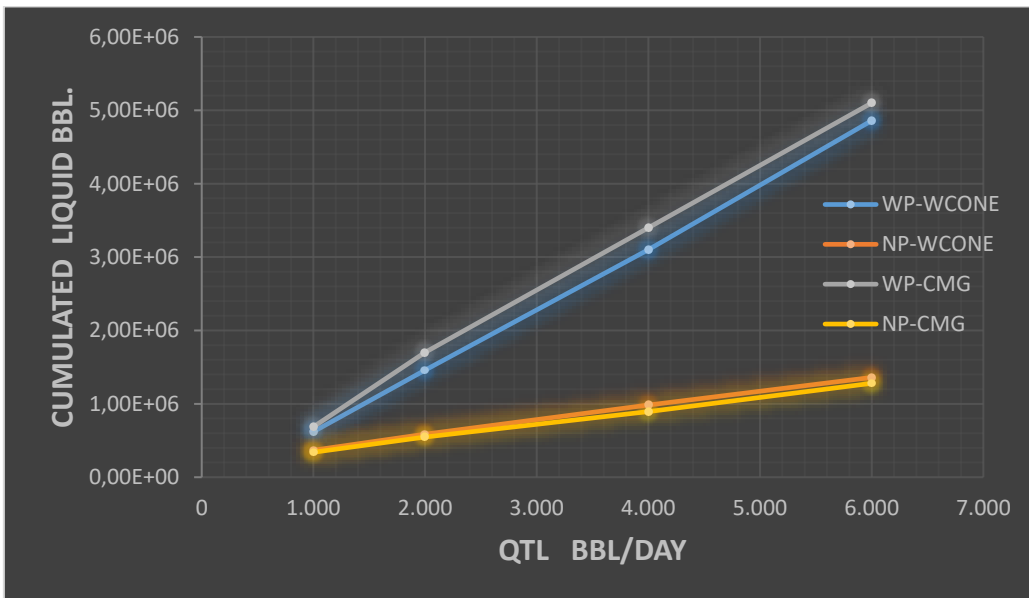
Esta es la Conificación por agua en un pozo Vertical bajo diferentes Presiones de Operación.

Un Pozo Vertical es puesto a producción por tres años, al cabo de este tiempo se recogen los valores obtenidos de producción de líquidos acumuladas para hacer un análisis de parámetros.

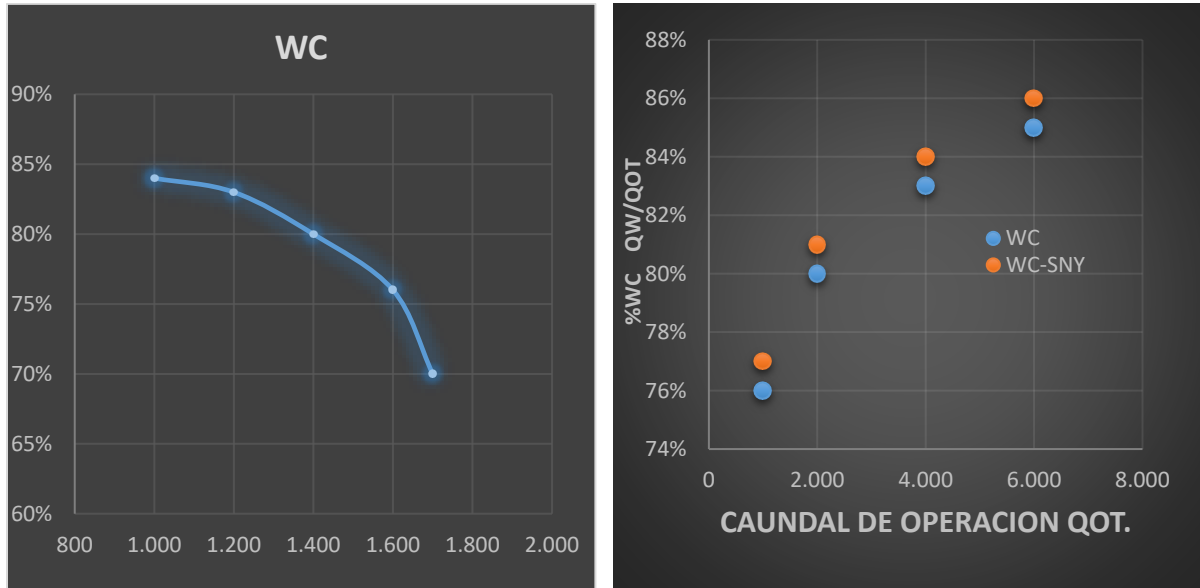
Grafico relación agua/petróleo acumulada por distintas presiones de operación por 1000 días.



El Mismo Pozo puesto a Producir Caudal Constante.

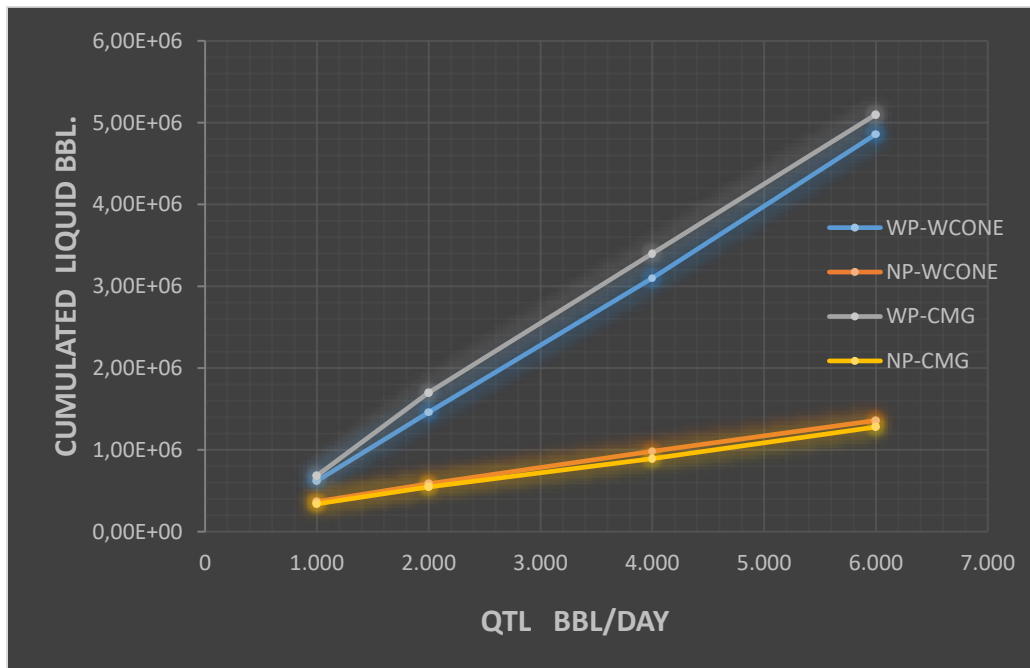


Para diferentes presiones de pozo Cono1 obtiene los valores para corte de agua (a) 1.000 días.



Para diferentes Caudal de Operación Constante WC se obtiene en la siguiente Grafica, T=1.000.

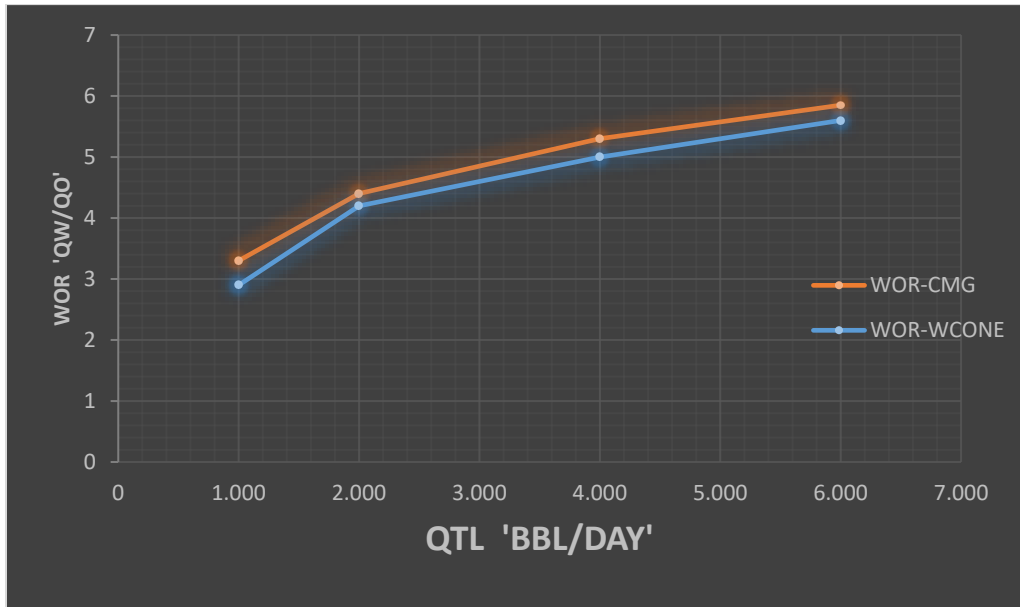
Bajo diferentes Caudal de Operación se consigue la siguiente grafica de factor final de Recobro.



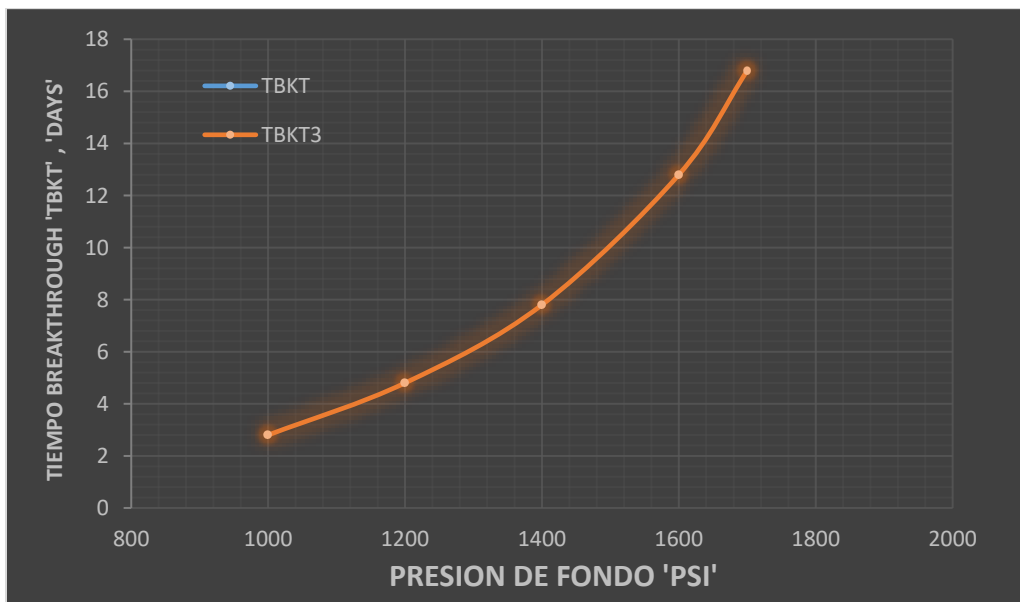
Esta Grafica permite ver la proporción directa que existe entre agua producida con el caudal.

La relación agua/petróleo por tres años.

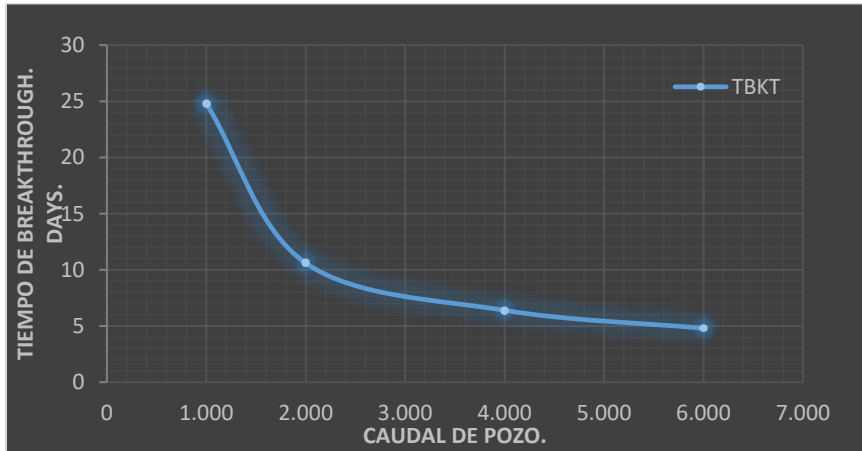
Gráfico de relación agua/petróleo acumulada en distintos caudales de operación restrictivos.



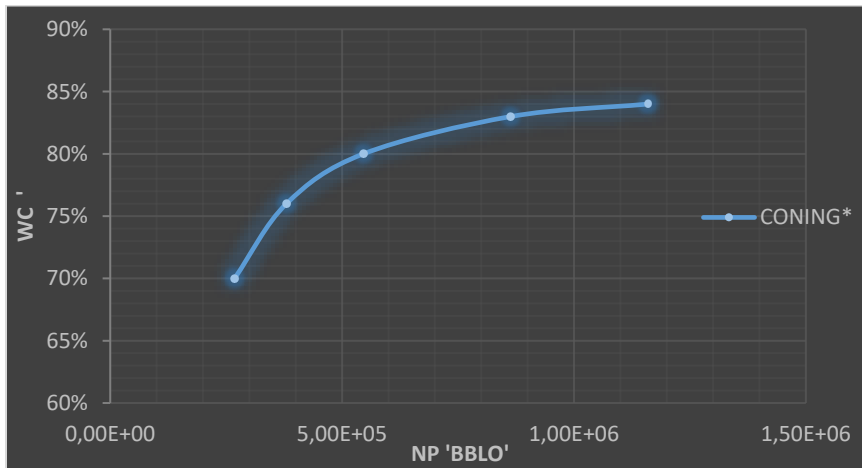
Para diferentes Presiones de Pozo se obtiene la gráfica de Conificación para T-breakthrough.



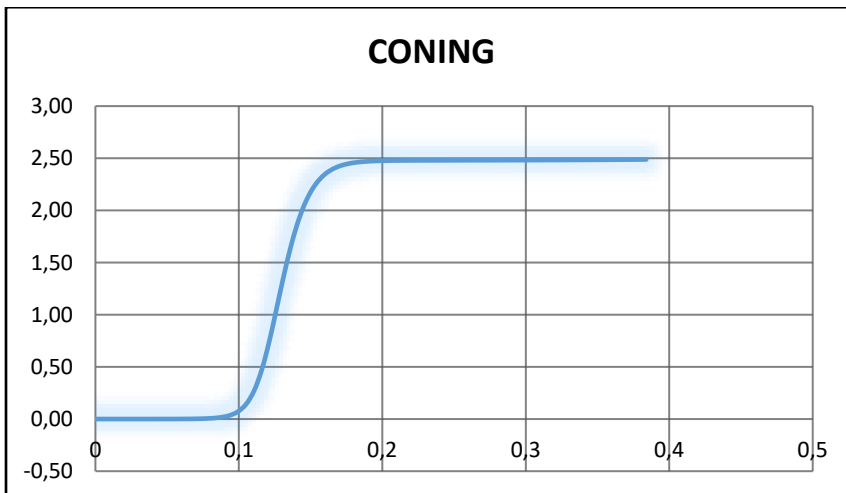
Para diferentes Constraint de Flujo Constante se Obtiene la siguiente Grafica de Conificación.



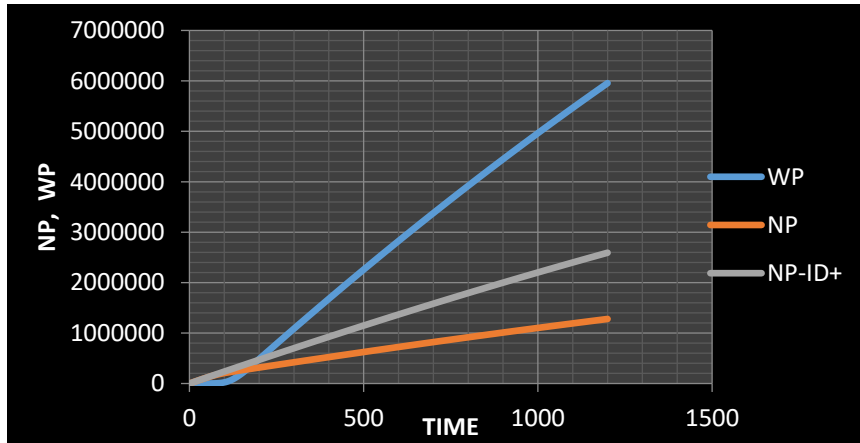
La Grafica General de Conificacion para el pozo Vertical CONO1 es la siguiente.



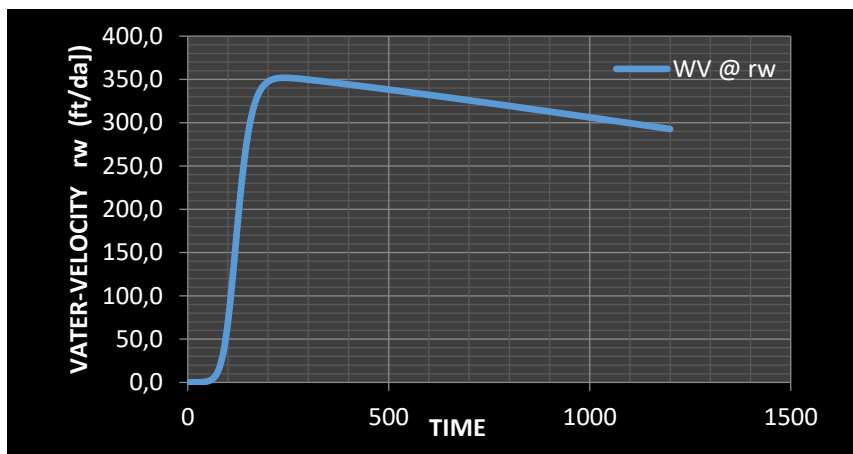
La Curva Dimensional \_ CARACTERISTICA de WOR.



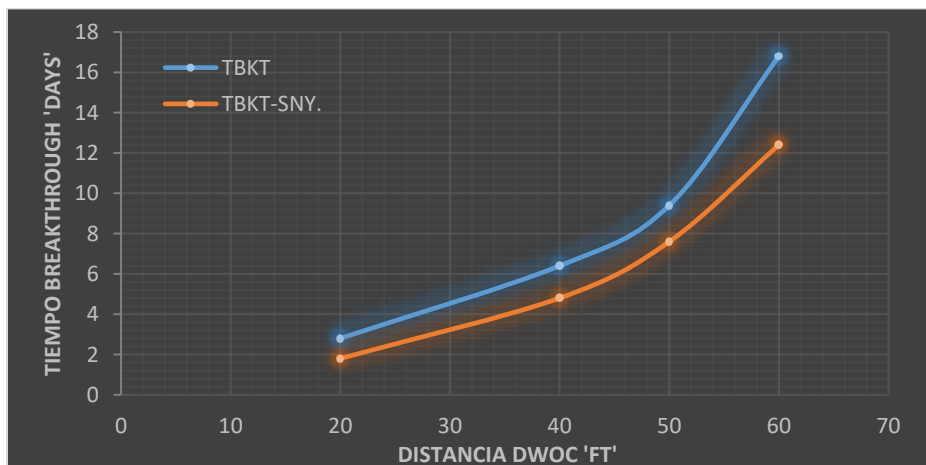
Para la producción particular de agua, de CONO1, {'Pwf=1.200; QT=6.000; T=1.000'}.



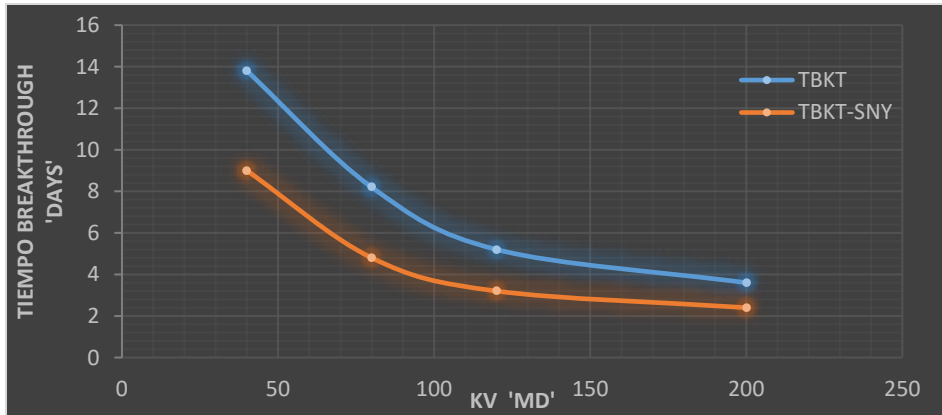
Velocidad de Agua en Wellbore para Cono1. A Presión de Fondo, P-Yacimiento Variable.



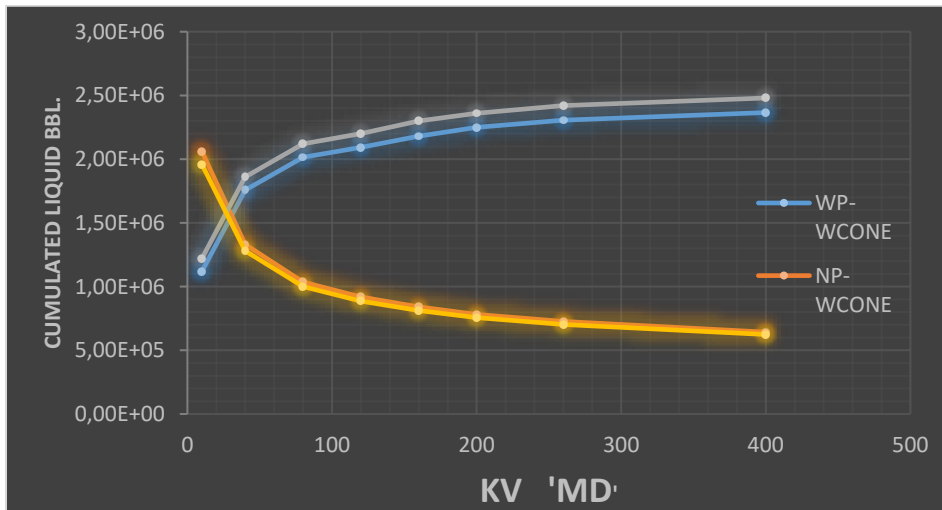
Para El Caso de Mejoramiento de Pozo por 'dwoc' se consigue la curva por ambas fuentes.



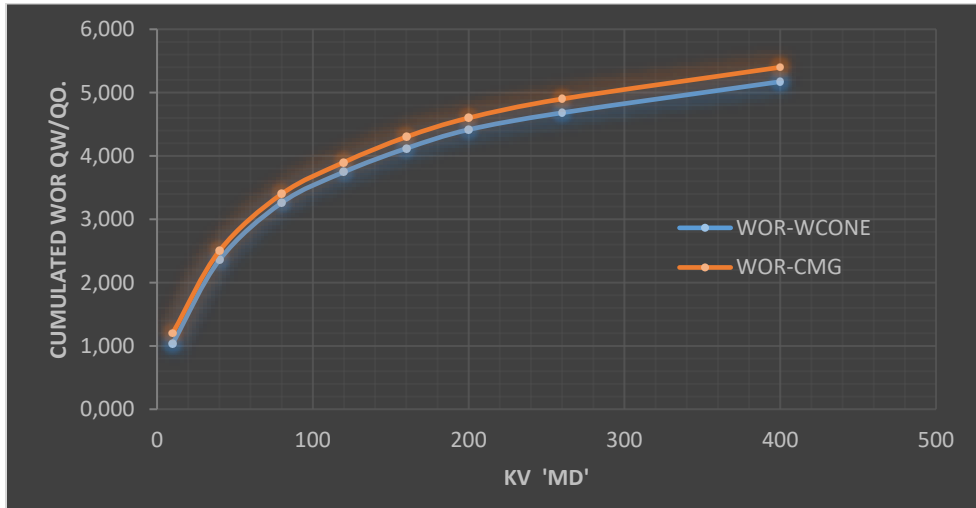
Haciendo Optimización sobre la permeabilidad vertical de la roca, se obtiene.



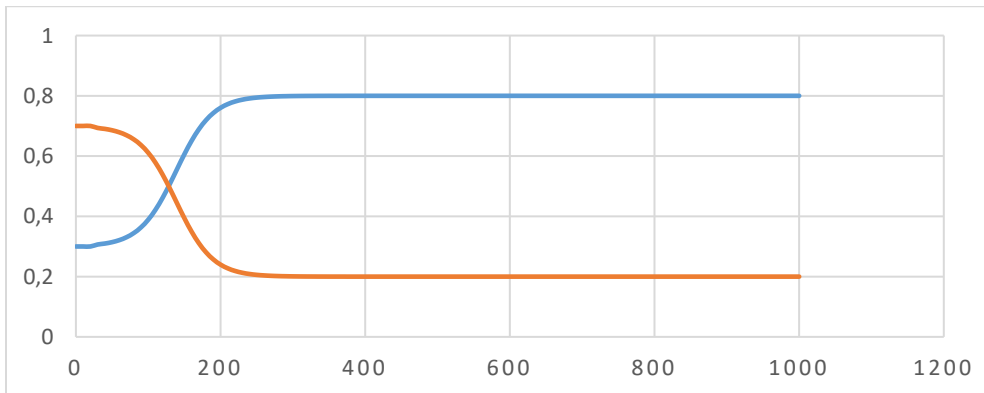
El efecto sobre la producción de fluidos al cambiar la permeabilidad vertical fue.



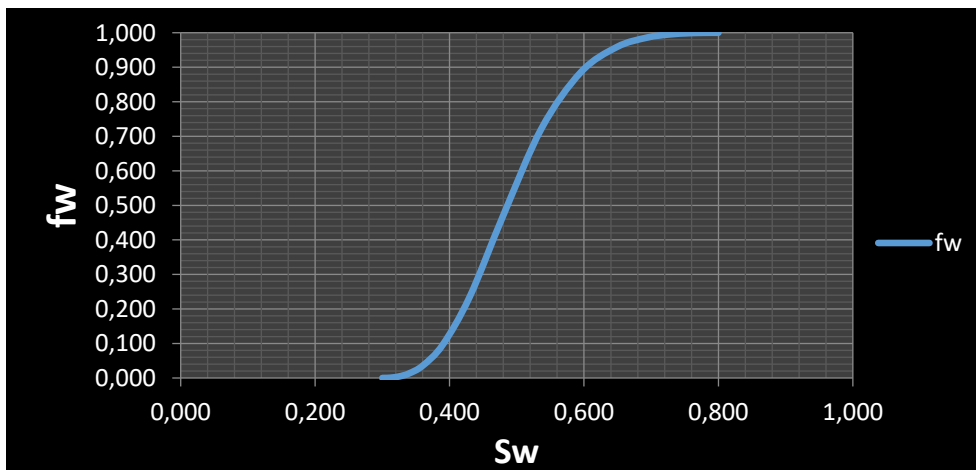
El efecto que tiene la permeabilidad sobre WOR se puede ver.



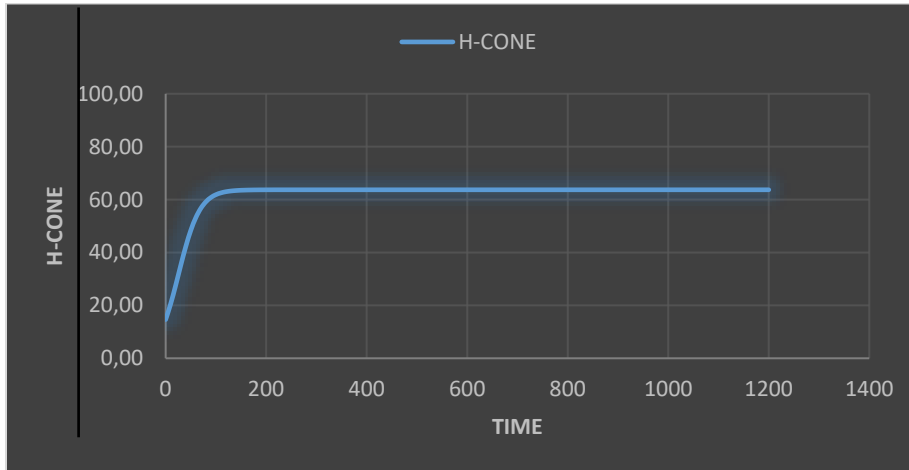
La Grafica General de Saturación de Agua al tiempo, para este Pozo Cono1.



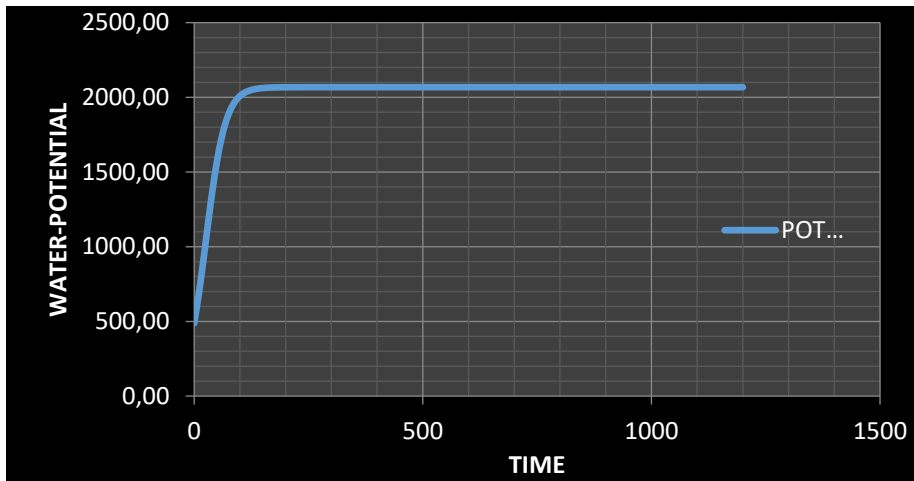
El flujo fraccional de Agua en la Zona Invasada por el cono.



Desarrollo de La Altura del Cono de Agua en fondo de Pozo.



Potencial del Agua en Fondo de Pozo.



Grafica Dimensional de la Altura del Cono de Agua en Fondo de Pozo.

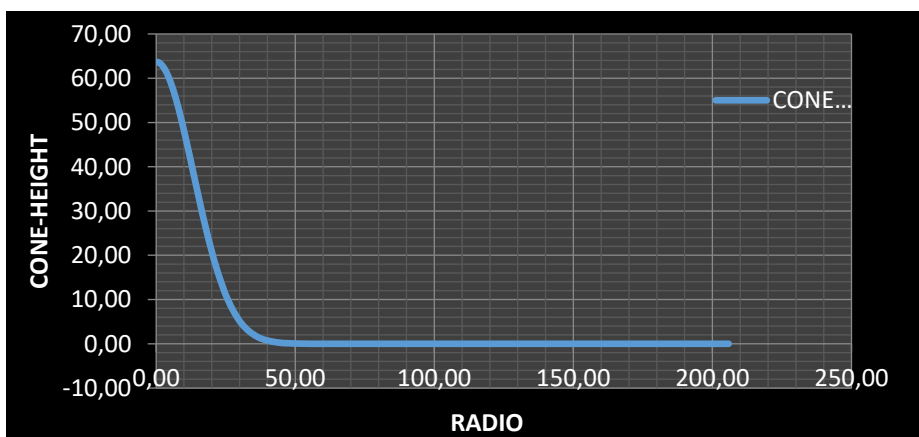
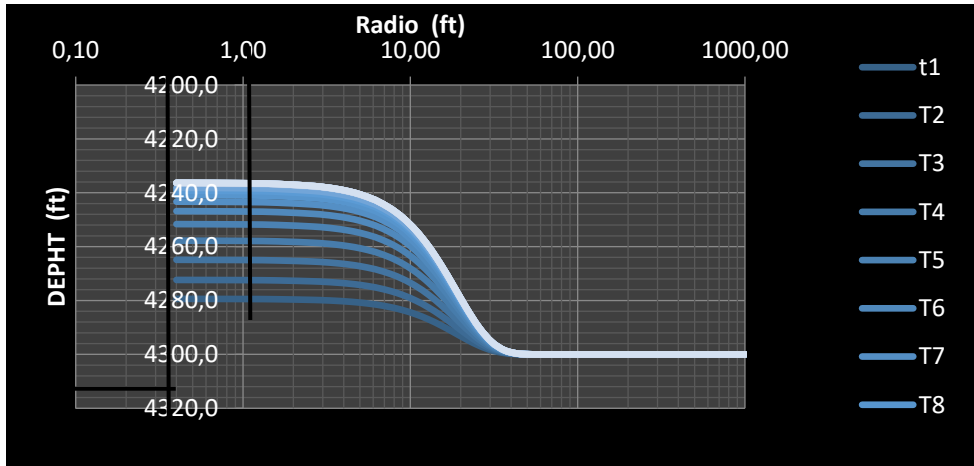
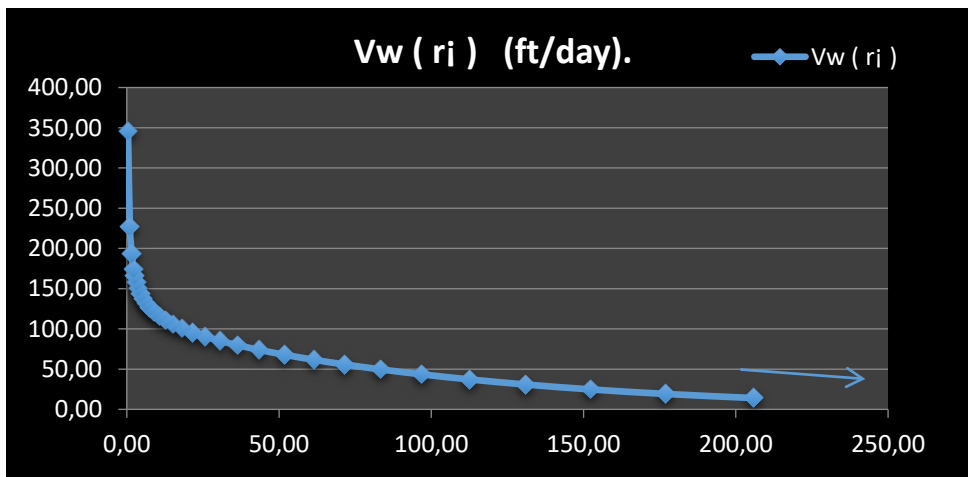


Gráfico de la altura dimensional del cono de agua en fondo.

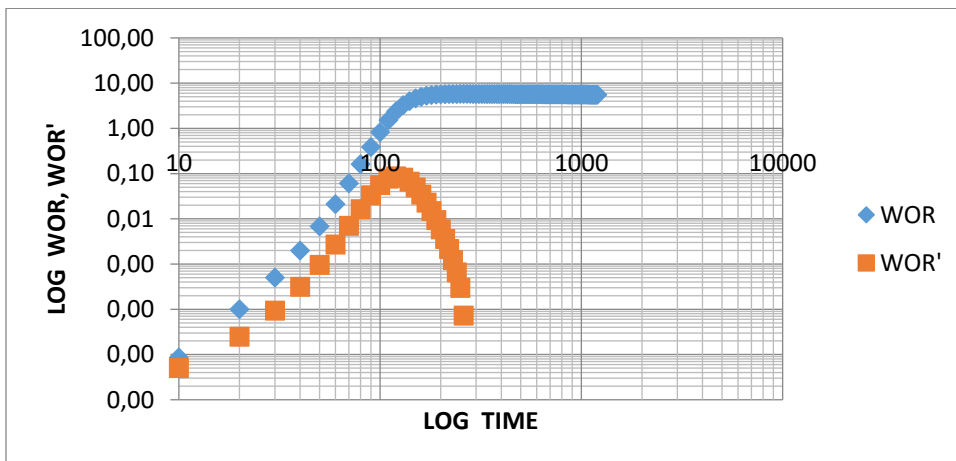
Grafico dimensional de la altura variable del cono.



Grafica Dimensional de La Velocidad de Agua en Reservorio.

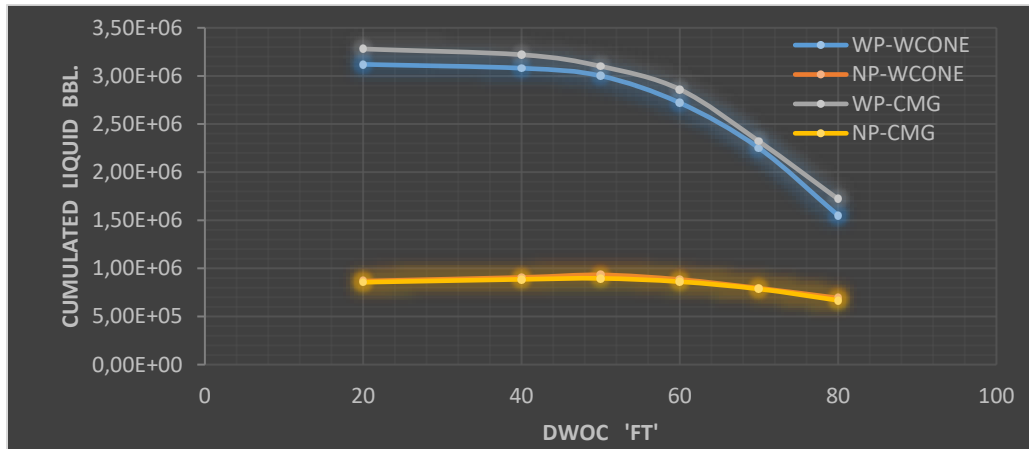


Grafica Logarítmica de Chan para Pozo Cono1.



Se observó EN Simulador Numérico CMG\* El cono de agua avanza Rápidamente su camino al wellbore, luego de asentarse en los pinzamientos invade la gran parte del área abierta al flujo.

Para el caso de optimización por intervalo perforado, los resultados fueron la siguiente gráfica.



Los resultados gráficos aquí obtenidos dejan ver lo severo del problema en cuestión, coning causa complicaciones a los pozos invadidos, un Incremento exponencial de producción de agua en superficie es indicio de problemas dinámicos en fondo. Comúnmente asociados a propiedades mecánicas de la roca, la conificación también altera el orden natural de permeabilidades del reservorio, una superficie cónica equipotencial  $\{P_w=P_o\}$  sube al pozo, los resultados obtenidos comprueban que aumentando la presión del pozo reduce el cono y retarda la llegada de agua.

#### POZO HORIZONTAL LONG\_WELL\_1.

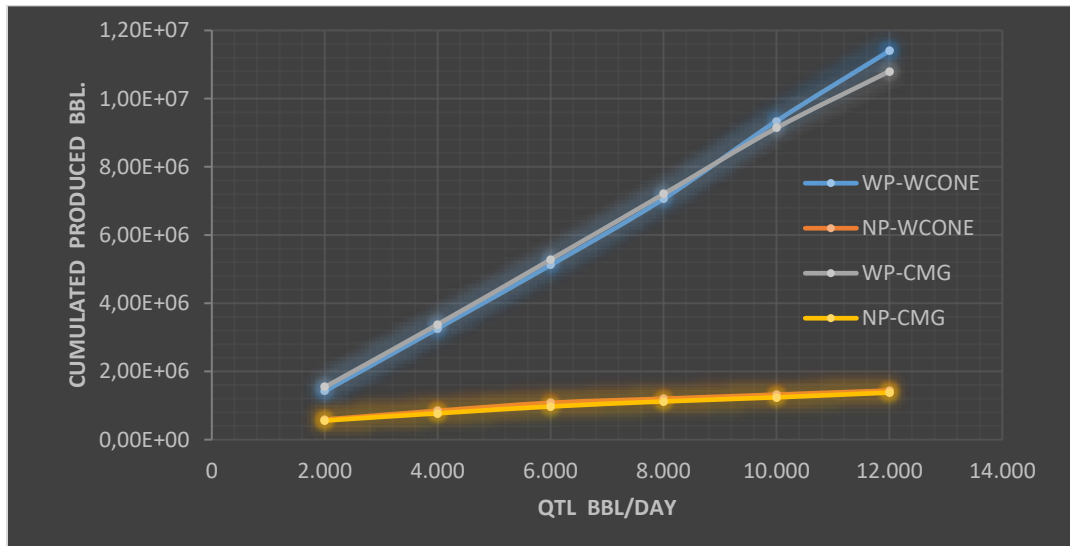
Los Resultados aquí mostrados son aquellos generados en base de los Casos Horizontales I:1: X.

El Pozo Horizontal aquí de Estudio es Puesto a Producción siempre por  $T=1.000$  'days'.

Seguido se quiso Observar la Severidad de La Conificación de agua de este Pozo.

Grafica de Producción de Agua Cumulada por el pozo Long\_well\_1 en diferentes Presiones.

Gráfico de volumen producido por 1000 días a función del caudal de operación impuesto.



Esta es La Producción de Agua como función del Caudal de Operación Horizontal por la SNY.

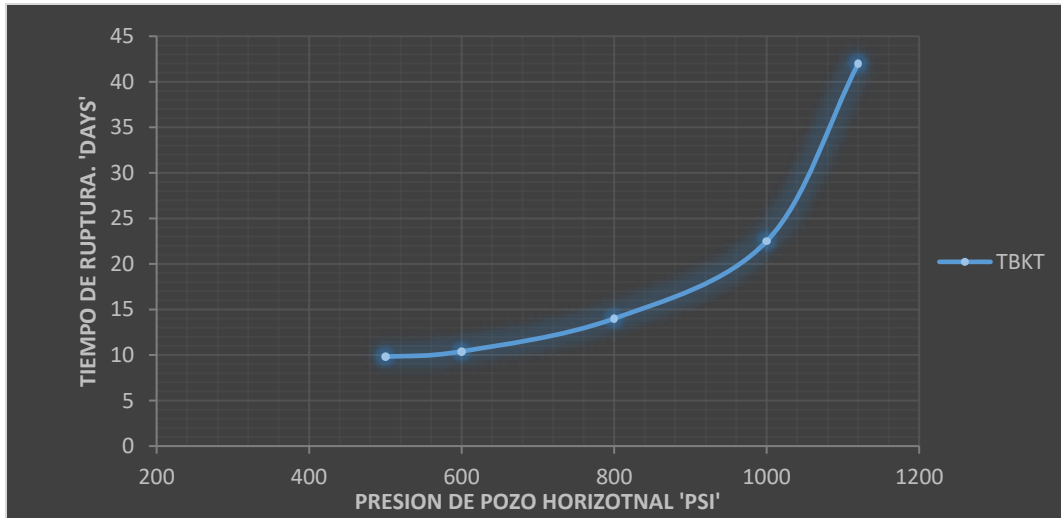


Gráfico de producción de agua en función del caudal de operación de pozo.

La conificación es inversa proporcional a la Presión de fondo & directa respecto al Caudal Total.

Los Gráficos de Conificación de Pozos son presentados para EL tiempo de Ruptura en función del caudal de Operación y la Presión Impuesta. Mayor Breakthrough es Menor Coning.

Grafico por tiempo de ruptura en función de la presión de operación de pozo.



El tiempo de la ruptura es inverso a la magnitud del caudal de producción que se tenga sobre un pozo petrolero en operación de fondo.

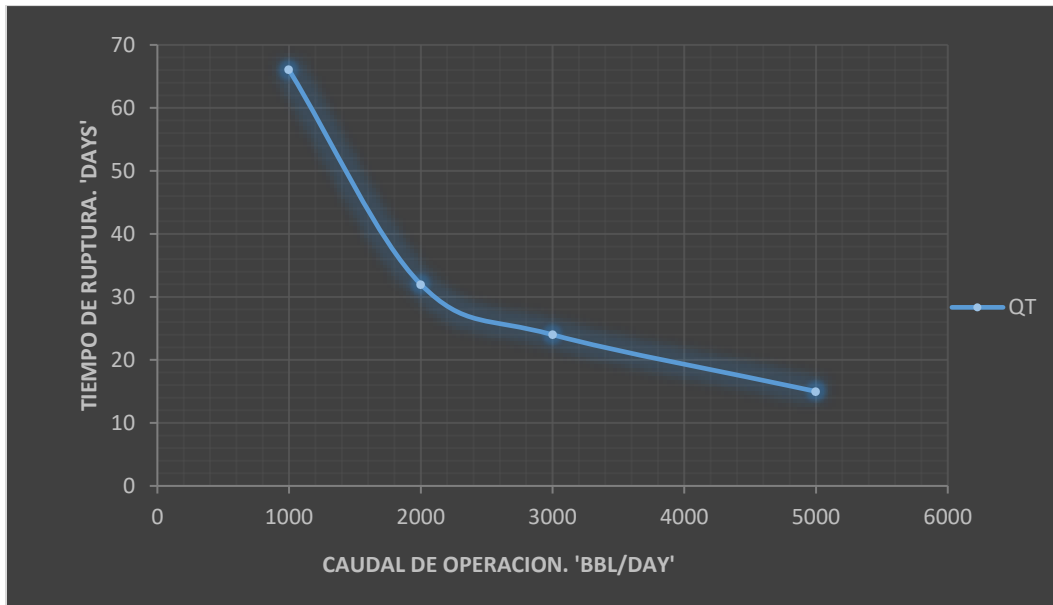
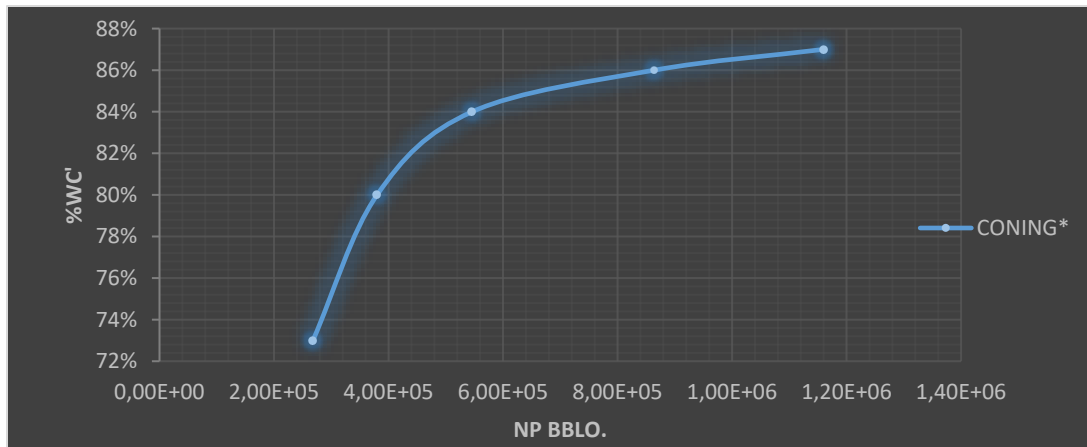
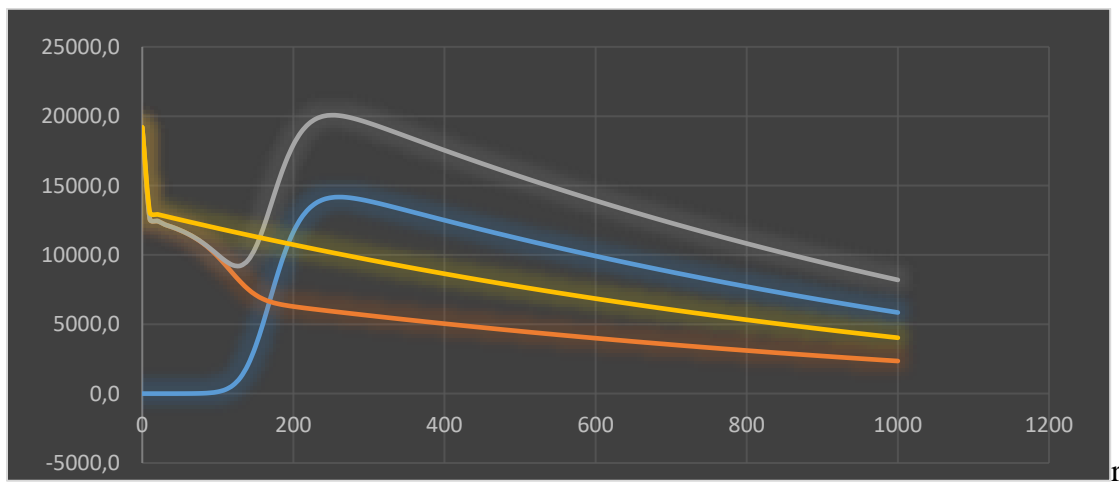


Grafico del tiempo de ruptura en función del caudal de operación de un pozo horizontal.

Grafica Genera de Conificacion para Mi Pozo\_Horizontal\_Long\_WELL\_1.

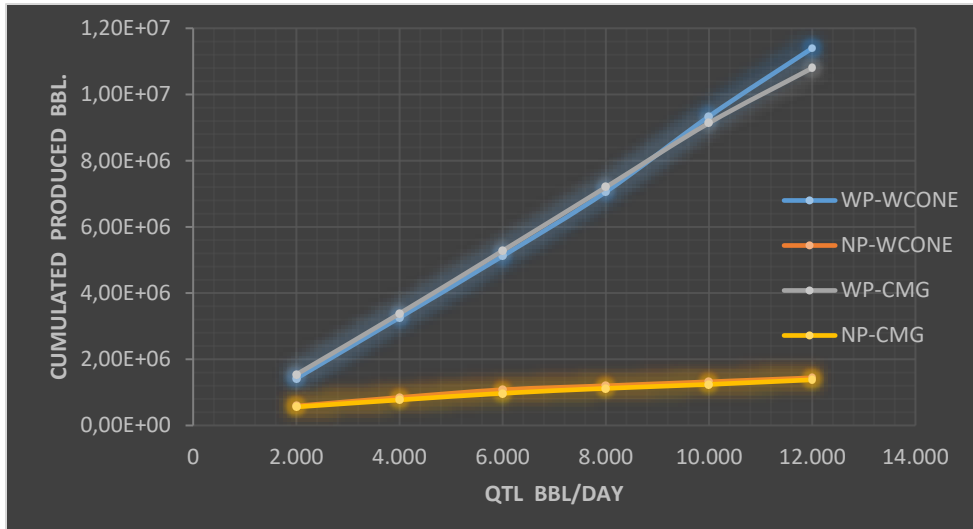


Producción de fluidos de pozo horizontal. { 'QO; QW; QT; } (a) F(t).



Producción e líquidos pozo horizontal.

Gráfico de producción acumulada de líquidos en función del caudal constante de operación.



Elevación Agua/petróleo acumulada.

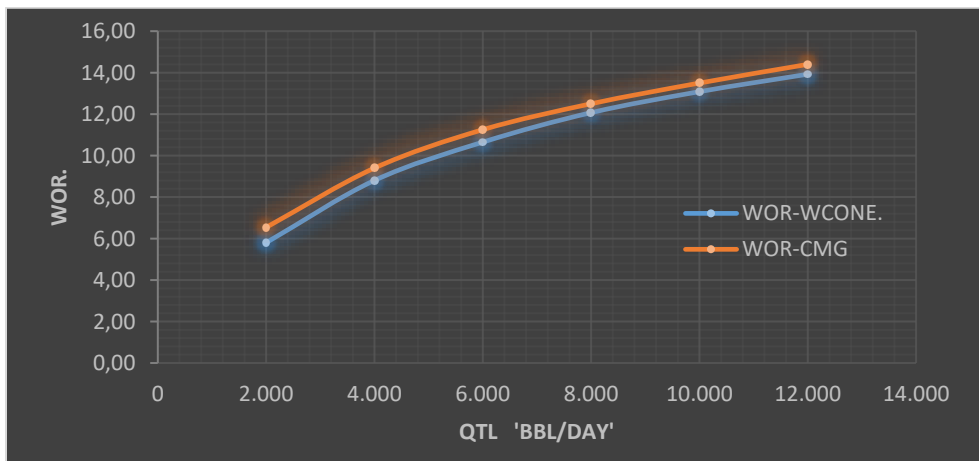
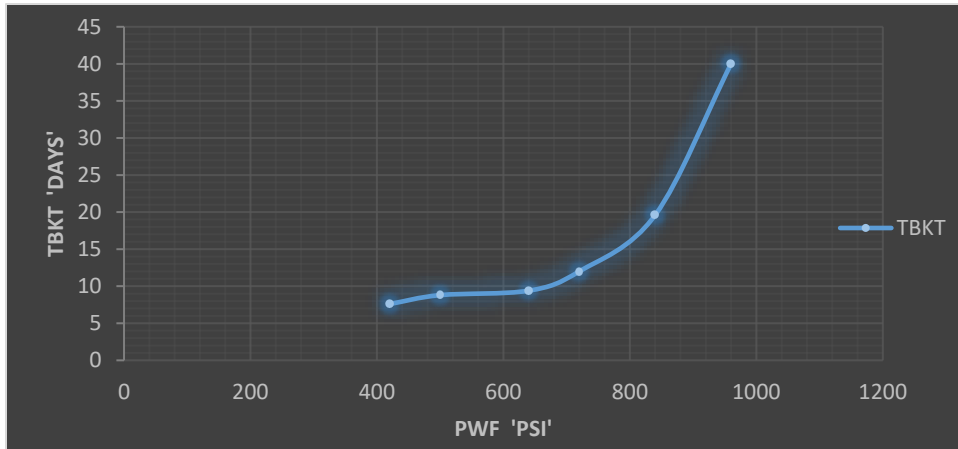
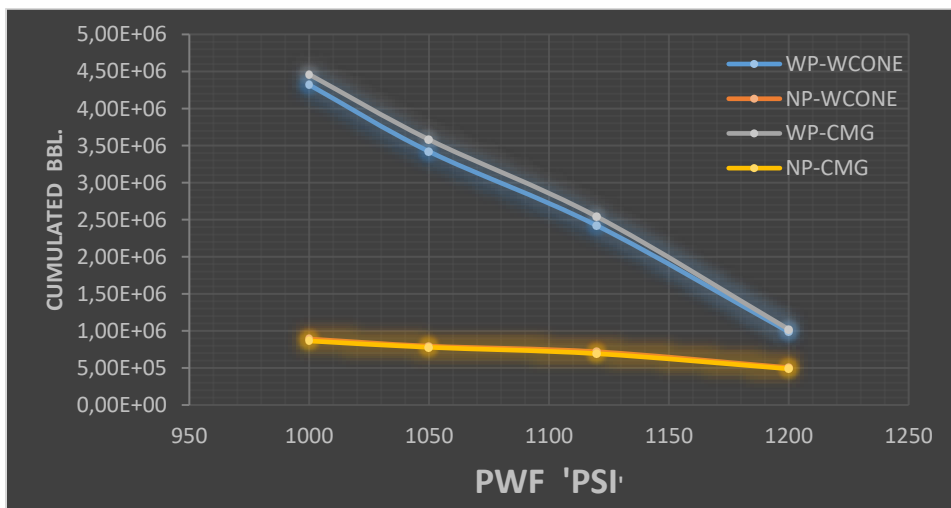


Gráfico de relación agua/petróleo acumulada en un pozo puesto a diferentes caudales de flujo.

El tiempo de ruptura es mayor cuanto mayor sea la presión de operación de pozo.

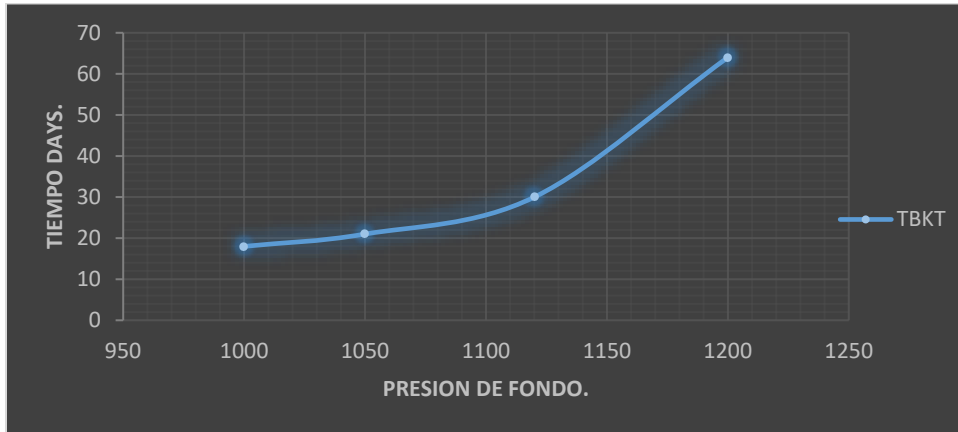


Producción acumulada de fluidos pozo horizontal.



Tiempo de ruptura por diferentes presiones de operación.

Tiempo de ruptura.



Corriendo este software y puesto en ejecución se observó de forma General.

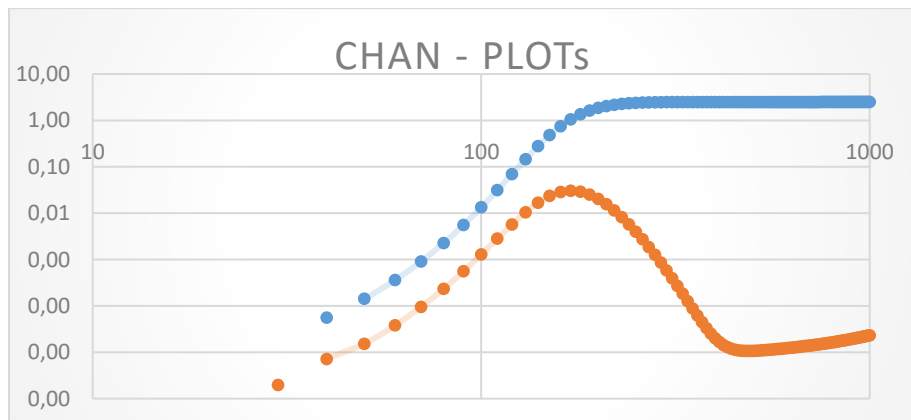
- Se Observó muy buena convergencia de los datos para tiempos largos de producción.
- Se Observó similar comportamiento de la saturación de agua con el tiempo al pozo.
- Se observó similar comportamiento del corte de agua con el tiempo WC al pozo.
- Se observó similar curva de relación agua/petróleo acumulada.
- Se observó similar comportamiento del Factor Recobro de Aceite con el tiempo.
- Se Observó igual comportamiento del caudal de agua con el tiempo.
- Se observó similar curva de producción de fluidos.

El fenómeno de la Conificacion produce enormes cantidad de agua lo cual hace el fluido más pesado de subir por la tubería vertical y mayor Consto de tratamiento del agua de producción lo que dificultad la operación, en la mayoría de los pozos invadidos Los Cortes de Agua son mayores de  $\frac{3}{4}$  en aumento, esto es un problema severo difícil de evitar.

El caudal total de flujo volumetrico que entra al pozo es directamente proporcional al Area transversal al flujo, la integral asocia el campo vecotrial del agua en pozo con el Area del cono, para los pozos horiozntales la region de flujo esta dentro de la elipse de presion, esta fuente de energia llama una cresta de agua que se alarga por toda la region completada del pozo, un flujo vertical agua es generado por la zona que invade el pozo y aumenta cuando mayor es la permeabilidad vertical y la viscosidad del aceite.

Los Pozos Horizontales conciguieron mejor resultado de producción que los pozos Verticales, esto es asociado a lo largo del intervalo productor y un mejor estado mecánico que reduce el coning.

La mayoría de los pozos invadidos por agua Muestran una tendencia similar común de la relación agua/petróleo WOR en un Grafico Logarítmico, por lo que se puede Inferir el comportamiento de un pozo en base a esta información. Para esto es útil las curvas diagnóstico de Chan.



*Gráfico de Chan Pozos Horizontales.*

En su investigación Chan describió una serie de curvas típicas para pozos con problemas de conificación, EL Noto un comportamiento común para todos los Conos de yacimientos. El Programa Computacional aquí creado recrea bien el problema en cuestión y genera una gráfica logarítmica muy similar a la propuesta por Chan para la cúspide de agua en pozos de aceite.

Con Las Correctas Presiones Reales Este Programa Aquí Desarrollado Funciona Muy Bien.

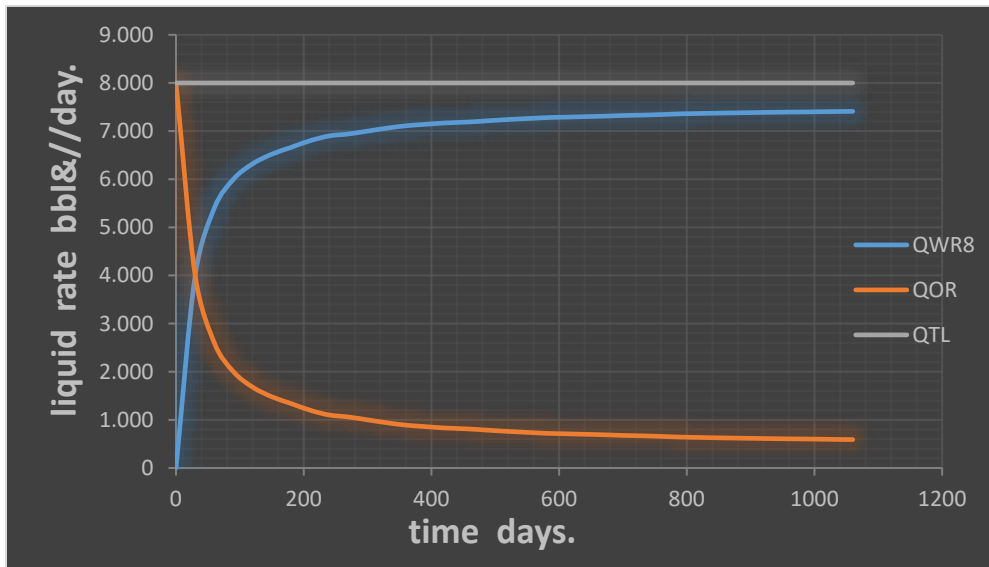
Después de Variación de Parámetros para este Programa aquí creado Se Sabe.

- La Presión de Pozo Mostro ser la variable de mayor peso factorial en la Conificación.
- Grandes Gradientes de Presión Requieren Pequeña Presión de Fondo.
- Grandes Caudales de Producción Requieren grandes Gradientes de Presión en fondo.
- Grandes Caudales de Producción Atraen Mayor agua pozo arriba en forma de Cono.

- Menor distancia al contacto WOC aceleran la ruptura del cono y la venida de agua.
- Fracturas verticales aumentan la Heterogeneidad proporcional a la Conificación,
- El Programa Aquí Desarrollado mostro seguir la misma tendencia General del Simulador Numérico para las curvas de salida en datos de producción.
- El Código aquí desarrollado Modela con éxito la conificación de pozos.
- La capacidad de este software es Mala Para crudos pesados y de alta viscosidad.
- Presiones Reales Ejecutan Datos Reales y Generan Resultados Confiables.
- Tal como los demás Simuladores Este Programa Necesita Información Completa y Real en todas las variables de entrada para desarrollar Una Real Predicción.
- El Estado Mecánico del Pozo influye Fuertemente en la tendencia de Conificación.
- Los pozos con mala cementación & Casing Rotos canalizan más agua.
- El Caudal de Producción es una Función de la Presión de Fondo de Pozo.
- El Caudal de Producción es Mayor cuanto Mayor sea La Diferencia de Presión.
- El Caudal de Producción es una Función Directa de la Permeabilidad de la Roca.
- EL Caudal de Producción es Inverso a la Viscosidad del fluido en movimiento.
- EL Caudal de Producción Directo del Área Transversal de Flujo.
- La Velocidad de Flujo es Directamente Proporcional Al Cambio de La Presión.
- El Movimiento de fluidos es Directamente Proporcional a la Diferencia de Presión
- La Conificación de Pozos crece en Directa Proporción a la Diferencia de Presión.
- La Conificación de Pozos es directamente proporcional a la densidad del Aceite.
- La Conificación de Pozos es directamente proporcional a la Relación de Movilidad.
- La Conificación de Pozos es directamente proporcional a la permeabilidad vertical.
- La Conificación de Pozos es directamente proporcional La Longitud de perforación.
- La Conificación de Pozos es directamente proporcional al Índice de Anisotropía.
- La Conificación de Pozos es directamente proporcional La Saturación agua inicial.
- Las Presiones son las variables más importantes de Este Modelo.

Hacer fluir un pozo cercano Acuífero sin la llegada de agua es poco probable por lo que este es un problema que debe ser previsto para encontrar un Intervalo Optimo de Perforación.

Un Pozo puesto a producción por tres años con caudal constante de 8,0E+3 BBL/DAY.



Un Pozo puesto a producir a una presión de fondo constante de 1.200 PSI Y Caudal variable de operación en fondo de pozo.

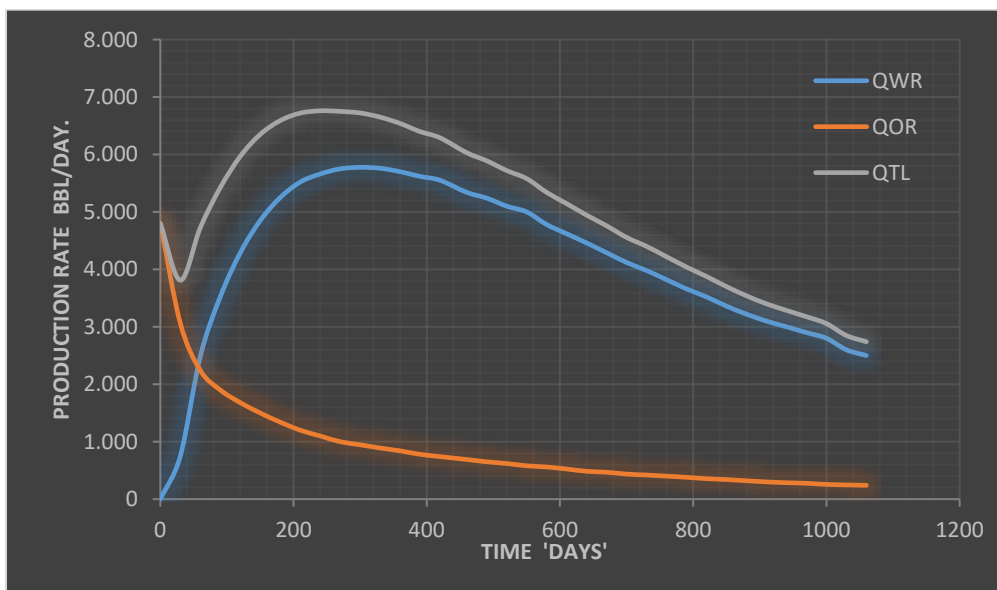


Grafico típico de un pozo productor de líquidos en conificación de agua, se puede observar como la producción de agua es varias veces mayor al caudal de petróleo histórico.

**Flujo de Agua.**

El flujo de agua del cono en fondo es importante para el desarrollo fraccional Multifasico del líquido que se mueve por la roca hacia pozo, el agua es incompresible, continuo y densidad uniforme constante, la velocidad del agua ha sido generada de la Ley Darcy, una fase continua fluye por las grietas del yacimiento de permeabilidad constante, el agua es soportada por la fuerza del Acuífero de fondo que mantiene el Cono en Estado Continuo, Estacionario de un fluido Newtoniano de densidad constante y laminar.

El flujo de Agua en fondo circula en la dirección de mayor gradiente de Potencial Dinámico.

El gradiente de la función potencial apunta en la mayor dirección de cambio de presión.

Se considera el movimiento de Agua en una Región R dominio del Pozo, existe así un agujero de presión que fluye el petróleo y levanta el agua desde WOC hacia los pinzamientos.

Sea  $P^o$  El Punto del centro del yacimiento cilíndrico donde se está drenando fluidos del Medio, y desaparece Materia. Para este punto particular la divergencia del campo de velocidad es negativa  $\text{div} \cdot V_w < 0$ , este es un punto de convergencia de líquidos con un sumidero de presión activo por una bomba de subsuelo de algún Sistema Artificial de Pozo.

La divergencia mide la tendencia del agua por acumularse en un punto  $P^o$  |rw de flujo radial continuo, esta se acumula por su campo espacial en este lugar de presión de fondo.

El flujo de líquido incompresibles como agua Obedece La Ecuación de Continuidad.

La Ecuación que gobierna el flujo de fluidos en medios porosos es La Continuidad de la Materia & Energía en el reservorio de un volumen finito.

De su Forma General La Ecuación de Continuidad para agua es la siguiente.

$$\rho_w \nabla \cdot V_w + \frac{\phi c_w U_w}{K_w} \frac{\partial P}{\partial t} = \rho_w Q_w B_w;$$

Esta ecuación es mejor entendida por la función potencial de líquido.  $\phi$ .

$$\rho_w \frac{c K_w}{U_w} \nabla \cdot \nabla \phi + \frac{\phi c_w U_w}{K_w} \frac{\partial P}{\partial t} = \rho_w Q_w B_w;$$

Por tanto y la Divergencia del Gradiente de presión describe el flujo espacial del agua.

Como se vio anteriormente la distribución de presión obedece el Laplaciano del agua continua que se acumula en fondo de pozo por un cono volumétrico de saturación actual.

$$\rho_w c_w \frac{K_w}{U_w} \nabla \cdot \nabla (P_w - \rho_w g Z_w) + \frac{\rho_w \phi c_w U_w}{K_w} \frac{\partial P_w}{\partial t} = \rho_w Q_w B_w ;$$

El Autor Crea la siguiente Función Embudo de Agua.

$$W = \rho_w \nabla \cdot V_w;$$

Embudo de Agua mantiene el flujo radia hacia pozo en el punto mismo de los Pinzamientos.

$$\nabla \cdot V_w < 0 \quad || \quad r_w;$$

Por tanto, Embudo de Agua es la Divergencia de la Velocidad de agua en sumidero.

$$W = \rho_w \frac{c K_w}{U_w} \nabla \cdot \nabla \phi;$$

Por condiciones simétricas del reservorio y en flujo radial divergencia convierte en Laplaciano el embudo de agua de la ecuación de continuidad.

$$W = \rho_w \frac{C K_w}{U_w} \nabla^2 \varphi;$$

Este análisis Vectorial de la mecánica de fluidos en medios porosos se hace con el propósito de encontrar una presión dinámica de fondo de pozo para la cual No exista conificación.

El flujo Radial de agua en Reservorio sucede por múltiples capas equipotenciales concretas al pozo. Las superficies de Área Permeable transversal son variables en función del radio.

Por tanto, que la integral volumétrica del Laplaciano de Agua genera el Flujo de Agua Neto en Fondo que llega al pozo desde la Base.

$$F_w = \int_{\varphi_1}^{\varphi_2} W * dV;$$

Este es el Caudal de Agua que llega los Pinzamientos por canalización del cono en pozo.

El Gradiente de Potencial es un campo conservativo que mantiene la energía.

Producir un Pozo Abierto en un yacimiento de alta permeabilidad con fracturas verticales de un crudo pesado API 22° Viscoso Sin que Exista Conificación es casi Imposible, hacer fluir el pozo a la presión crítica Pwc No es Viable por el pequeño gradiente de presión y poco caudal de aceite en fondo, la tendencia de Conificación de estos tipos de reservorios y fluidos es muy alta y la presión de operación poco técnica ni viable en campo.

Por tanto, se debe saber que este es un Fenómeno Inevitable, y se deberá convivir con este de cualquier manera, producir agua de cono junto el Petróleo es la única alternativa.

## 10. Conclusiones

Con el desarrollo de esta investigación se pudo concluir del fenómeno particular de conificación de pozos petrolíferos. Y el software Wellcone conjunto el simulador numérico CMG.

- Se presentó Un Algoritmo para Modelar EL Mecanismo de Conificación de Agua Con Base en simples Ecuaciones Analíticas de Origen en Darcy que son comparados con Simulación Numérica Convencional para observar las gráficas Producción y así predecir el problema.
- Ha Sido Generado Un Código Computacional para recrear el comportamiento de coning.
- Se ha estudiado diferentes aspectos de la producción de agua en presencia de conificación.
- Se Desarrolló un Código eficiente para analizar la producción de agua.
- Se encontró una considerable desviación de los valores del tiempo de Ruptura por los dos métodos aquí utilizados. Sobocinski y Cornelious, Bournazel y Jeanson las mismas condiciones de operación.
- Se encontró fuerte desviación de resultados para pozos produciendo a bajo Caudal de Producción QOT y bajo DP-R por sobre-Estimación de la producción general de petróleo, este Programa es muy Optimista con el petróleo ya que las correlaciones analíticas desarrolladas tienden a subestimar la Severidad del problema en cuestión y el Método Numérico es más Neutral con la naturaleza del ‘coning’, aunque es sabido que la SNY No siempre representa el comportamiento Real en Fondo de Campo. El Simulador Numérico es más Conservador.
- Los Resultados Generados por este programa muestran una gran similitud con la producción salida del simulador Usado, especialmente la misma tendencia de las curvas de producción con ligero desfase con el tiempo lo que se atribuye a Ruido & Distorsión en los Datos.
- Las Gráficas Producidas por este Programa son similares aquellas generadas por el simulador se observa la misma tendencia general de producción y la declinación del aceite con mismo parámetros Operación, Pozo, Fluido, Reservorio los resultados obtenidos deben ser Similares y convergen, aunque siempre existirá desviación tolerable de este software respecto de los datos que son Reales, Se Sabe que esto ocurre por las consideración Ideales que aplica la ley Darcy, aquí se desprecian muchos efectos de flujo Turbulento y daño de pozo.

- El Modelo Matemático Planteado es eficiente por su sencillez y tiene en cuenta el crecimiento logístico del problema y su comportamiento estable después de largo periodo.

Se Buscó comprender los mecanismos que Generan el Fenómeno Físico de Conificación y construir un Programa Computacional que Modele Este Comportamiento Dinámico en busca de una predicción de la Producción de Fluidos, una Secuencia Lógica fue aquí desarrollada en base Simulación Numérica, Las correlaciones Analíticas Investigadas y el Modelo desarrollado en este trabajo de investigación que parecen converger a un mismo valor para un tiempo dado.

De Forma General en Esta Investigación Científica se pudo concluir lo siguiente.

- La Mecánica de Fluidos en Medios Porosos es Un Movimiento Complejo por la roca Permeable Motivado por Una Diferencia de Presión que causa El Sumidero en Fondo.
- Los Fluidos en Yacimiento se Mueven del Punto de Mayor presión hacia otro de Menor Presión, Por la Gravedad y las Micro-Presiones En Poro o por Empuje de otro fluido.
- Con Las Correctas Presiones Reales Este Programa Aquí Desarrollado Funciona muy Bien.
- Las Presiones son las variables más importantes de Este Método.
- La Conificación de pozos productores es un problema serio de campo que requiere de especial atención cuando se va producir un pozo en una formación cercana a un acuífero
- Las variables más relevantes que influyen directamente el fenómeno de conificación de pozos son la Presión de Operación, el Caudal de Producción, la distancia al contacto de las dos fases en pozo, La diferencia de densidades relativas a la fase invasiva, la relación de viscosidades, las fracturas, la Permeabilidad, y la conductividad vertical de la roca productora que moviliza el agua.
- El Caudal Crítico y el tiempo de Ruptura de agua son directamente proporcionales a la diferencia de densidades entre agua, aceite, gas.
- Los pozos con gradiente de presión muy sensibles son demasiado susceptibles a la conificación por la Naturaleza de La Formación Almacén.
- Los Pozos Perforados en Yacimientos Naturalmente Fracturados de Carbonatos presentan mayor tendencia de la conificación por su Irregular Grietas y Anisotropía espacial.
- La conificación de pozos es un fenómeno inevitable que difícilmente se puede reducir o estabilizar en fondo a menudo esta fuera del control de Operarios en Superficie.

- La gravedad es quien mantiene el agua bajo el petróleo en equilibrio, si esta es perturbada por un Gran Sumidero de presión el gradiente de gravedad no podrá retener más el agua.
- Pozos con altos caudales de aceite acercan la conificación de agua.
- La diferencia de los resultados obtenidos entre este software y el simulador se debe principalmente al método numérico que se utiliza para predecir al tiempo la producción respecto del método analítico que funciona en este Modelo de Producción.
- La presión de fondo es el parámetro que mayor relevancia tiene para evitar la conificación de pozos. Al generar un mayor diferencial de presión mayor coning habrá al pozo invadido.
- Producir un pozo altas caudales no siempre es la mejor opción para pozos.
- Los pozos que conificar presentan un alto aumento exponencial del corte de agua en superficie motivados por el cambio de fases en fondo.
- La conificación causa una abrupta disminución de la producción de aceite y un incremento exponencial en la producción de agua con el tiempo.
- Las Fuerzas Viscosas Impactan fuerte la Forma General del Cono.
- La Relación de Movilidades es un muy buen indicativo de la gravedad del problema.
- Pozos produciendo altos caudales constante generan invasión de agua tipo pistón sin fuga.
- Una vez se establezca la confinación es muy difícil reversar el movimiento vertical de agua por el cambio de las permeabilidades específicas del pozo.
- Los pozos perforados muy cerca de los contactos son muy sensibles a conificar.
- Un algoritmo general ha sido desarrollado en forma de código de programación para modelar parcialmente el fenómeno de conificación.
- El aumento de la saturación de agua al wellbore es motivado por la caída de presión que y los fluidos retirados de este son ocupados por agua de la formación inferior.
- El cono de agua nunca se estabilizará si el pozo es puesto a producir a mayor caudal de producción que  $Q_{oc}$ , por lo que siempre existirá ruptura bajo estas condiciones.
- Las gráficas de chan son un muy buen método diagnóstico para identificar agua de pozos.
- La conificación de pozos petroleros es un problema muy serio, aun no existe una Solución eficaz en la industria para prevenir este serio problema de influjo de agua indeseado.
- Pozos con alta conductividad vertical presentan una gran tendencia al coning.

- La conificación de pozos es directamente proporcional al diferencial de densidad & Inversamente proporcional la diferencia de viscosidad de los fluidos presentes.
- La conificación de pozos petrolero puede ser bien repetida por un simulador numérico convencional para un solo pozo en coordenadas radiales  $X^2$ \*Dimensiones.
- El fenómeno de la Conificación produce enormes cantidad de agua lo cual hace el fluido más pesado de subir por la tubería vertical y mayor Consto de tratamiento del agua de producción lo que dificultad la operación, en la mayoría de los pozos invadidos Los Cortes de Agua son mayores de  $\frac{3}{4}$  en aumento, esto es un problema severo difícil de evitar.
- Hacer fluir un pozo cercano Acuífero sin la llegada de agua es poco probable por lo que este es un problema que debe ser previsto para encontrar un Intervalo Optimo Hp.
- La mayoría de los pozos invadidos por agua Muestran una tendencia simular común de la relación agua/petróleo WOR en un Grafico Logarítmico, por lo que se puede Inferir el comportamiento de un pozo en base a esta información.
- Caracterizar un pozo que se ha caído en Cono es un trabajo difícil porque existen más mecanismos de producción Indeseada de agua demás del mencionado aquí, cada uno de ellos tienen un origen particular y su comportamiento grafico propio.
- Se puede convivir con un cono pequeño y estable de agua haciendo un caudal pequeño.
- La conificación muestra su naturaleza cónica en Un Gráfico LogaritmicoX2, de esta forma surge una Nueva Metodología para Identificar la Conificación con datos de producción en superficie, lo cual No siempre es confiable por la variabilidad del problema en cuestión.
- Las Curvas de Chan son una buena Técnica para identificar pozos con excesiva producción de agua, El Autor introdujo estas a su Programa por tanto el Sr Usuario puede ver la tendencia logarítmica de WOR junto con su Derivada y efectivamente obedecen al comportamiento. Esto permite saber el grado de conificación del pozo.
- Esta Investigación permite dar cuenta el comportamiento invasivo del problema por lo que tiene lógica con la teoría del fenómeno y está en Acuerdo con los demás autores.
- Un Nuevo Metido predictivo fue desarrollado en esta Investigación.
- Las Gráficas de Chan para WOR funcionan bien solo en base Logarítmico.
- La Conificación de Pozos Sigue Siendo un Gran Problema En Yacimiento por El Cual los Ingenieros Continúan estudiando formas de Evitarla y Dominarla para Romper El Cono.

**Referencias bibliográficas.**

University of Port Harcourt, society of petroleum Engineers Inc-2005- Technical Conference in Abuja, Nigeria, August 2, 2005. *Water Coning Diagnosis using Spectral Analysis-SPE-98816.*

*M.J. Wheatley - An Approximate theory of oil/water coning – SPE – 14210- LAS VEGAS NV- SEPTEMBER 22 – 1985.*

Bernard Janson. (1971). Fast water coning evaluation method, SPE-3628 Institute Francais du Petrole – copyright.

Bournazel, C.; Jeanson, B. (oct-12-1974). Fast water coning evaluation, SPE-PAPER 3628, New Orleans 1974.

Chaperson, et all. (Oct-12-1985). Theoretical study of coning toward horizontal and vertical well, SPE 15388. L.A.

David V Addington. (november-1982). Approach to gas coning correlation SPE-8332 – ARCO OIL & GAS.

F.B. Tomas. (June 12 – 2002). Production well water coning –petroleum – society- 2002 Hycal Energy laboratories – Calgary-Alberta.

H. ABASS. (march 10-1988). Colorado School of mines-The Critical Production rate in water/coning system –SPE – 17311-Midland-Texas.

Hindi Publishing (1996). Corporation Prediction method of Bottom water-oil profile and water breakthrough time in bottom water reservoir.

Hoyland L.A. Papatzacos P. and Skjaeveland.S.M. (Nov-1989). Critical rate for water coning correlation and analytical solution. SPE 13255.

- J.P. Letkeman. (1994). Numerical Coning Model, application development and Engineering - Calgary – Alberta Canada. Spring.
- Kingdom of Bahrain. (march 2007). 11–14.
- M.J. Wheatley. (Septemeber 22 – 1985). An Approximate theory of oil/water coning – SPE – 14210- LAS VEGAS NV.
- A D Hills– A NEW SKIN FACTOR MODEL FOR HORIZONTAL WELLS, PSE-77363 Texas University- AUSTIN-TEXAS – September 2008*
- Meyer and Gardner. (1964). Mechanic of water coning in oil production. AIME.
- M-Tabartabei. (may-2012). An Analytical Solution for water coning in vertical wells- SPE-oil center research international-university of Lousiana-Lafayette.
- Paris de Ferrer, Magdalena. (2009). Fundamento de la Ingeniería de yacimientos – Caps VI, VII, VIII - Pages (344, 520) - copyright.
- Poul Papatzacos. (1989). Cricitcal rate for water coning correlation – SPE 15855 – Rogaland University- FALL.
- R. KARRAT – Approach for Predicting Oil-PVT properties – SPE -104543
- R.C. McDonald. (1994). Numerical Simulation of Water and Gas Coning 2196 – Texas University – Austin, Texas.
- SPE-AIME-TEXAS. (1998). A scaled model study of water coning –summer.
- Water Coning for Horizontal Well – UDC-622.676. (2004). Joshi models Petroleum Experts Group. ITACA.
- Petroleum Society AIM. Aostra. Water and Gas Coning in Oil Well. Calgary. C, June 12-1996.
- Tarek Ameh, Charpert-8, Water and Gas Coning in Oil Wells. 1996.
- Richard. W. Luhning. Water Coning Suppression. Reservoir. Calgary. Alberta 1978.

Yahui LI. Haitao. Prediction Method of Botton Water coning Dirve Profile. August 2015.

M. D. Arnold. Permeability Scalling Numerical Coning Model. New Orleans. 1971.

R.C McDonald. Method for Numerical Simulation of water coning. Austin. Texas. 1986.

Svein. M. Skjaeveland. Critical Rate for Water Coning Correlation. Rougaland University.

F.B. Tomas. Production Well Water Coning. Alberta. Canada. 2002.

T.sh. Salvatov. Predicting the Behavior of water and gas coning in horizontal well. Azerbaijan State Oil Academic. 2004.

Chaperson. Theoretical Study of Coning Toward Horizontal and Vertical Wells.paper SPE 15377. New Orleans, Lousiana, Oct 8, 1977.

Schols R.S. An Empirical Formula for the Cirritical Oil Production Rate. January 1972.

Sobocinski D.P and Cornelius A.J. Correlaction for Predicting Water Coning Time. May 1965.

Joshi. S.D. Augmentation of well Productivity Using Slant and Horizontal wells. June 1988.

Papatzacos P and Skjaeveland S.M. Critical time for Water Cone Breakthrough in Horizontal Wells, presented at seminar on Recovery from thin Oil Zones. Norway, April 22, 1988.

*LOUIS RINCON - Análisis de procesos estocásticos – Departamento Matemáticas, facultad de Ciencias, Vol. 04510 – UNAM, México. DF - 1986.*