

**INGENIERIA DE YACIMIENTOS APLICADA A YACIMIENTOS NO
CONVENCIONALES "GAS SHALE"**

**JUAN PABLO QUESADA GARCIA
LINA TATIANA ROJAS VARGAS**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERIA
PROGRAMA DE PETROLEOS
NEIVA
2014**

**INGENIERIA DE YACIMIENTOS APLICADA A YACIMIENTOS NO
CONVENCIONALES “GAS SHALE”**

**JUAN PABLO QUESADA GARCIA
LINA TATIANA ROJAS VARGAS**

Trabajo de grado presentado como requisito académico para optar al título de
Ingeniero de Petróleos.

Director:
MSc. JAIRO ANTONIO SEPULVEDA GAONA
Ingeniero de Petróleos

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERIA
PROGRAMA DE PETROLEOS
NEIVA
2014**

DEDICATORIAS

Le doy las gracias a Dios por permitirme cumplir el sueño de alcanzar esta meta, a mi familia, a mi esposa y a mi hija que fueron mi motor en este proceso y a todas las personas que estuvieron a mi lado en la realización de este proyecto.

JUAN PABLO QUESADA GARCIA

A Dios por darme la salud y sabiduría para culminar este proyecto.

A mis padres que hicieron todo en la vida para que yo pudiera lograr mis sueños, a mi esposo por su apoyo incondicional, a mi hija por traer bendiciones a mi vida y a todas las personas que me motivaron y tendieron su mano cuando sentía que el camino se terminaba. Infinitas gracias!

LINA TATIANA ROJAS VARGAS

RESUMEN

Los shales son la forma más abundante de roca sedimentaria en la Tierra, ellos sirven como rocas de origen para la migración de hidrocarburos en los yacimientos permeables y actúan como sellos para atrapar el gas en sedimentos subyacentes

Desde el 2008, la Agencia Nacional de Hidrocarburos ha venido evaluando el potencial de los yacimientos no convencionales en Colombia con un estimado de 28-32 trillones de pies cúbicos. Aquí las cuencas que presentan mayor prosperidad en yacimientos no convencionales de gas shale son el Valle Medio del Magdalena, Cesar y Ranchería.

El objetivo de este estudio es dotar de una herramienta de uso práctico a personal de la industria petrolera y a estudiantes de ingeniería que deseen profundizar en áreas como: caracterización, estimación de reservas; cálculo del área de drene y su comportamiento, estimando el área de fractura y fracturamiento hidráulico de los yacimientos de gas shale.

ABSTRACT

The shales are the most abundant form of sedimentary rock on Earth, they serve as source rocks for hydrocarbon migration in permeable reservoirs and they act as seals to trap gas in underlying sediments. In Colombia there are several basins of this kind, which contain lithological sequences with good hydrocarbon generating conditions.

Since 2008, the National Hydrocarbons Agency has been evaluating the potential of unconventional reservoirs in Colombia with an estimated 28-32 trillion cubic feet. Here basins having greater prosperity in unconventional shale gas deposits are the Middle Magdalena, Cesar and Rancheria.

The objective of this study is to provide a tool of practical use to the oil industry personnel and engineering students who wish to develop in areas such as: characterization, estimation of reserves; Calculation of drain area and behavior, estimating the fracture area and hydraulic fracturing of shale gas deposits.

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	20
1. ANTECEDENTES DEL GAS SHALE EN EL MUNDO Y PROSPECTOS EN COLOMBIA	21
2. YACIMIENTOS DE GAS SHALE	26
2.1.1 Generalidades	26
2.1.2 MECANISMOS DE ALMACENAMIENTO	27
2.1.3 COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN	28
2.2 PROPIEDADES DE LOS YACIMIENTOS DE GAS SHALE	29
2.2.1 FRACTABILIDAD Y MINERALOGÍA.....	29
2.2.2 ESPESOR Y RED PORAL	35
2.2.3 FISILIDAD Y ENCOGIMIENTO DE LA MATRIZ	36
2.2.4 PRESIÓN CAPILAR.....	38
2.2.5 CONTENIDO DE GAS.....	39
2.2.5.1 Isoterma de adsorción	42
2.2.5.1.1 Volumen de Langmuir	42
2.2.5.1.2 Presión de Langmuir	43
2.2.6 Madurez Térmica	43
2.2.6.1 Metodo de reflectancia de la vitrinita	44
2.2.7 Porosidad	45
2.2.8 Permeabilidad	48
2.2.9 Kerogeno y TOC.....	51
2.2.10 Saturación de agua.....	56
2.2.11 Densidad del grano	57
2.3 GAS SHALE EN COLOMBIA Y EN EL MUNDO	57
2.3.1 Reservas en Colombia	57
2.3.2 POTENCIAL EN COLOMBIA.....	57
2.3.3 Sub-cuenca del Catatumbo (Colombia)	58
2.3.3.1 La Luna Shale.....	58
2.3.4 Gas shale en Estados Unidos.....	59

2.3.4.1 New Albany Shale	59
2.3.4.2 Marcellus.....	59
2.3.4.3 Fayetteville	60
2.3.4.4 Haynesville	60
2.3.4.5 Eagle Ford.....	60
2.3.4.6 Barnett	61
3. FORMULACIÓN DE LA EBM PARA YACIMIENTOS DE GAS SHALE.....	62
3.1 EBM PARA YACIMIENTOS DE GAS CONVENCIONAL.....	62
3.2 EBM PARA YACIMIENTOS DE GAS NO CONVENCIONAL.....	623
3.3 METODOS DE BALANCE DE MATERIA.....	628
3.3.1 Balance de Materia Estático.....	69
3.3.2 Balance de Materia Dinámico	69
3.3.2.1 Procedimiento para generar el Balance de Materia Dinámico	73
3.4 CÁLCULO DEL ÁREA DE DRENAJE	74
3.5 INDICES DE EMPUJE.....	75
3.5.1 Índice de Empuje del Gas	75
3.5.1 Índice de Empuje de la compresibilidad de la formación y la saturación de los fluidos residuales.....	76
3.5.3 Índice del Empuje Hidráulico	76
3.5.4 Índice de la desorción del gas	76
4. PERFORACIÓN HORIZONTAL	77
4.1 FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	77
4.1.1 Propiedades de la Fractura	79
4.1.1.1 Capacidad de flujo o conductividad de la Fractura($K_f W_f$).....	79
4.1.1.2 Longitud media de la Fractura(X_f).....	80
4.1.2 Comportamiento de la roca	81
4.1.3 Mecánica de la geometría de la Fractura.....	82
4.1.3.1 Modelos de diseño	83
4.1.4 Desarrollo de la fractura en tiempo real.....	84
4.1.5 Proceso de Fracturamiento Hidráulico.....	85

5. METODOLOGIAS DE ANALISIS	87
5.1 CÁLCULO DEL GAS ORIGINAL IN-SITU PARA YACIMIENTOS DE GAS SHALE (METODO VOLUMETRICO).....	87
5.1.1 Calculo volumetrico de gas in- situ para yacimientos de Gas Shale.....	87
5.1.2 Contenido de gas en la matriz	88
5.1.2.1 Corrección de fase absorbida por volumen vacio	90
5.1.3 Nuevo metodo para calculo de contenido de gas en la matriz	92
5.1.3.1 Densidad de la fase sorbida.....	94
5.1.3.2 Densidad de la capa molecular.....	96
5.2 CÁLCULO DEL GAS ORIGINAL IN SITU PARA YACIMIENTOS DE GAS SHALE (BALANCE DE MATERIA).....	99
5.2.1 Ecuación de Balance de Materia para gas.....	99
5.2.2 Balance de Materia de gas avanzado	101
5.3 ANALISIS DE CURVAS DE DECLINACIÓN	102
5.4 CALCULO DEL AREA DE FRACTURA	104
5.4.1 Análisis del yacimiento	104
5.4.2 Desarrollo del modelo	104
5.5 CALCULO DEL AREA DE FRACTURA	106
5.5.1 Características detalladas del modelo	106
5.5.2 Selección de región para cálculo de fractura.....	108
5.5.3 Análisis de los datos de campo	109
5.5.4 Evaluación de la producción de caso simulado sin fracturas hidráulicas	112
6. APLICACIONES PRÁCTICAS (ANEXOS).....	114
6.1 ANALISIS COMPARATIVO DE LAS PROPIEDADES PETROFISICAS DE USA VS FORMACIÓN LA LUNA (COLOMBIA)	114
6.2 MODELAMIENTO DE LOS CASOS DE ESTUDIO (EBM) PARA LOS YACIMIENTOS DE GAS SHALE.....	119
6.2.1 ESTIMACION DEL GAS ORIGINAL TOTAL.....	119
6.2.1.1 Caso 1: Pozo de gas a caudal constante	119
6.2.1.2 Caso 2: Pozo de gas a caudal variable	125

6.2.1.3 Caso 3: Pozo de gas a caudal variable y producción de agua	130
6.3 AREA DE DRENE	136
6.4 AJUSTE HISTORICO	138
6.5 PRONOSTICOS Y FACTOR DE RECOBRO	142
6.5.1 Caso 1	142
6.5.2 Caso 2	142
6.5.3 Caso 3	144
6.5.4 INDICES DE EMPUJE	145
6.5.5 ARREGLO O DISPOSICIÓN DE POZOS	146
6.5.5.1 Arreglo 1: 8 pozos con 8 fracturas	147
6.5.5.2 Arreglo 2: 8 pozos con 10 fracturas	148
6.5.5.3 Arreglo 3: 8 pozos con 12 fracturas	149
6.5.5.4 Arreglo 4: 8 pozos con 16 fracturas	150
6.5.5.5 Arreglo 5: 8 pozos con 20 fracturas	151
6.6 INTERPRETACIÓN DEL BALANCE DE MATERIA ESTATICO Y DINAMICO	156
6.7 ANALISIS DE RESULTADOS	158
6.7.1 ESTIMACIÓN DEL GAS ORIGINAL INICIAL Y EL AREA DE DRENE	159
6.7.2 EVALUACIÓN DE LOS INDICES DE EMPUJE	160
6.7.3 SELECCIÓN DEL MEJOR ARREGLO DE POZOS	160
7. DESCRIPCIÓN DEL MODELO A SIULAR PARA FRACTURAMIENTO	
HIDRAULICO	162
7.1 Descripción del yacimiento	162
7.1.1 Modelo de simulación	165
7.1.2 Ajuste Histórico	166
7.1.3 Pronostico	169
7.2 OPTIMIZACIÓN	172
7.2.1 Criterios de Optimización	172
7.2.2 Modelos a simular	172
7.2.3 Resultados de la Simulación	175
7.3 Análisis Económico	184

7.4 EVALUACIÓN Y ANALISIS DE LOS METODOS PARA COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN EN YACIMIENTOS DE GAS SHALE	189
7.4.1 Descripción del caso de estudio	189
7.4.2 Calculo de Reservas	191
7.4.2.1 Calculo por método volumétrico.....	192
7.4.2.1.1 Construcción de isoterma de adsorción compuesta	192
7.4.2.1.2 Determinación contenido de gas en la matriz	199
7.4.2.1.2.1 Aplicación de primera metodología para el cálculo de contenido de gas en la matriz.....	199
7.4.2.1.2.2 Aplicación de nueva metodología para el calculo de contenido de gas en la matriz.....	201
7.4.3 Aplicación del Método volumétrico para cálculo de reservas	204
7.4.4 Calculo de reservas por Balance de Materia	207
7.4.4.1 Calculo de presión de fondo fluyendo	207
7.4.4.2 Modelo de simulación para cálculo de presión promedio de reservorio.....	209
7.4.5 Análisis de producción de yacimientos de gas shale por curvas de declinación	214
7.4.5.1 Determinación de tipo de declinación por Método de Arps	215
7.4.5.1.1 Aplicación de método de Arps.....	217
7.4.5.2 Determinación de tipo de declinación con apoyo de software.....	222
7.4.5.2.1 Análisis de declinación de formaciones apretadas (gas shale) mediante el software Fekete Harmony	222
7.4.5.3 Análisis Económico	225
8. CONCLUSIONES	231
9. RECOMENDACIONES	232
10. BIBLIOGRAFIA	233

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1. Tendencia del consumo de las reservas de Hidrocarburos convencionales y no convencionales	22
FIGURA 2. Cuencas de gas shale en el cono sur	23
FIGURA 3. Reservas estimadas de gas no-convencional en el mundo (2010)	24
FIGURA 4. Cuencas potenciales de gas shale en Colombia	25
FIGURA 5. Fotografía de un afloramiento de shale	26
FIGURA 6. Mecanismo de flujo en yacimientos de gas shale	27
FIGURA 7. Modelo petrofísico de Ambrose et al mostrando los constituyentes volumétricos de una matriz típica de gas shale	28
FIGURA 8. Comparación de las gráficas de q vs t para yacimientos de gas convencional (izquierda) y gas shale (derecha)	29
FIGURA 9. Cuerda/Cilindro.....	31
FIGURA 10. Diagrama tensión-Deformación	32
FIGURA 11. Deformación de un cuerpo y razón de Poisson	33
FIGURA 12. Ejemplo de grafico de PR Vs YM	34
FIGURA 13. Razón de permeabilidades K/Ki VS presión	37
FIGURA 14. Curvas de Presión capilar utilizadas en los modelos de Simulación	39
FIGURA 15. Isotherma de langmuir típica mostrando la relación con el (VL)	43
FIGURA 16. Isotherma de langmuir típica mostrando la relación con el (PL)	43
FIGURA 17. Cambio de color debido a la Reflectancia de la Vitrinita.....	44
FIGURA 18. Esquema de la matriz del shale y composición de la porosidad	45
FIGURA 19. Permeabilidad vs. Porosidad.....	48
FIGURA 20. Aparato de disminución de impulso para determinar la Permeabilidad	50
FIGURA 21. Origen, fuente y potencial de hidrocarburo de diferentes tipos de Kerogeno (azul:aceite, amarillo:gas).....	51
FIGURA 22. Diagrama de Van Krevelen mostrando la evolución química del kerogeno y los niveles de incremento de la maduración	52
FIGURA 23. Escala de Metamorfismo orgánico	53
FIGURA 24. Determinación del nivel de metamorfismo orgánico (LOM)basado en conocimiento de reflectancia de la vitrinita (Ro) y el exponente de cementación, m	54
FIGURA 25. Presión capilar y arcilla unida al agua	56
FIGURA 26. Indica intervalos del índice de hidrogeno original (HI) y el TOC en las formaciones con recursos hidrocarburos en el Catatumbo	58
FIGURA 27. Balance de Materia para yacimientos de gas convencional	62
FIGURA 28. Balance de Materia Avanzado.....	65
FIGURA 29. Balance de Materia de King	66
FIGURA 30. Balance de Materia Avanzado Modificado (<i>Z ** de Moghadam</i>).....	68
FIGURA 31. Caída de la presión en un yacimiento en función de la distancia y el tiempo durante el flujo dominado por la frontera.....	72

FIGURA 32. Relación lineal de la EBM Avanzada para el cálculo del área de drene	75
FIGURA 33. Representación de una fractura hidráulica	80
FIGURA 34. Diagrama de una fractura hidráulica indicando su longitud media (xf)	81
FIGURA 35. Relación de Modulo de Young y coeficiente de poro elástico	82
FIGURA 36. Modelo petrofísico conceptual mostrando los constituyentes volumétricos de la matriz de shale	88
FIGURA 37. Nuevo modelo petrofísico mostrando los constituyentes volumétricos de la matriz gas-shale	92
FIGURA 38. Comparación de la vieja y la nueva metodología en la predicción del gas original in situ	93
FIGURA 39. Celda de simulación molecular consistiendo en paredes de Grafito y metano	95
FIGURA 40. Perfiles de densidad continuo (fila superior) y discreto (fila inferior) para el metano como una función del tamaño de poro a 176°F	97
FIGURA 41. Perfiles de densidad del metano a través de un poro de 3.6 nm de ancho en función de la temperatura.....	98
FIGURA 42. Grafico típico de p/z versus producción acumulada de gas, donde los puntos tienen tendencia de línea recta	100
FIGURA 43. Grafico típico de p/z versus producción acumulada de gas, donde los puntos tienen tendencia de línea recta	102
FIGURA 44. Esquema de modelo de matriz lineal de pozo hidráulicamente Fracturado.....	106
FIGURA 45. . Ilustración de las 5 regiones de flujo para modelo linealy $De = 100$; $\lambda Ac = 10 - 3, 10 - 5, 10 - 9$ para valores de $\omega = 10 - 3$	107
FIGURA 46. Grafico log-log de caudal contra tiempo para el caso de estudio	108
FIGURA 47. Ecuaciones de análisis para cada uno de los flujos presentes del modelo lineal.....	109
FIGURA 48. Propiedades PVT del gas calculado mediante correlaciones, para los datos de presión de tubing.....	110
FIGURA 49. Gráfico especializado $mpi - mpwf/qg$ contra $t0.5$. la línea mostrada es trazada a través del origen y ajustada a los datos	111
FIGURA 50. Modelo esquemático utilizado para simulación numérica de pozo Horizontal sin fracturas para realizar ajuste histórico.....	112
FIGURA 51. Ajuste histórico mediante simulación numérica para modelo de pozo horizontal sin fracturas para el shale con PL de 1200 psia.....	113
FIGURA 52. Comparación entre la Áreas Estimadas (mi^2) de formaciones Estadounidenses Vs La Luna (Colombia).....	115
FIGURA 53. Comparación entre las porosidades (%) de formaciones Estadounidenses Vs La Luna (Colombia).....	115
FIGURA 54. Comparación entre las profundidades (ft) de las formaciones Estadounidenses Vs La Luna (Colombia).....	116

FIGURA 55. Comparación entre los espesores netos (ft) de las formaciones Estadounidenses Vs La Luna (Colombia)	117
FIGURA 56. Comparación entre los TOC (%) de las formaciones Estadounidenses Vs La Luna (Colombia)	117
FIGURA 57. Comparación entre los OGIP (TCF) de las formaciones Estadounidenses Vs La Luna (Colombia)	118
FIGURA 58. Comparación entre las reservas recuperables (TCF) de formaciones Estadounidenses Vs La Luna (Colombia).....	118
FIGURA 59. Comportamiento de la Presión de flujo del pozo del caso 1	119
FIGURA 60. Comportamiento de la Produccion del pozo del caso 1	120
FIGURA 61. Esquema del pozo multifracturado para el caso 1 realizado con El simulador	120
FIGURA 62. Isotherma de adsorción para el caso 1	121
FIGURA 63. Comportamiento de la Presión en el SRV para el caso 1.....	121
FIGURA 64. Datos de Presión promedio del yacimiento para el caso 1	122
FIGURA 65. Balance de Materia Estático y numérico y analítico para el caso 1 .	122
FIGURA 66. Balance de Materia Dinámico numérico y Analítico para el caso 1 .	123
FIGURA 67. Comportamiento de la Presión de flujo del pozo del caso 2	125
FIGURA 68. Comportamiento de la producción del pozo del caso 2	126
FIGURA 69. Esquema del pozo multifracturado para el caso 2 realizado con el simulador	126
FIGURA 70. Isotherma de adsorción para el caso 2.....	127
FIGURA 71. Comportamiento de la presión en el SRV para el caso 2	127
FIGURA 72. Datos de Presión promedio del yacimiento para el caso 2.....	128
FIGURA 73. Balance de Materia Estático numérico y Analítico para caso 2	128
FIGURA 74. Balance de Materia Dinámico numérico y analítico para caso 2	129
FIGURA 75. Comportamiento de la Presión de flujo del pozo del caso 2.....	130
FIGURA 76. Comportamiento de la producción del pozo del caso 3	131
FIGURA 77. Esquema del pozo multifracturado para el caso 3 realizado con El simulador	131
FIGURA 78. Isotherma de adsorción para el caso 3.....	132
FIGURA 79. Comportamiento de la Presión en el SRV para el caso 3.....	132
FIGURA 80. Presión promedio obtenida del simulador para el caso 3	133
FIGURA 81. Producción de agua generada con la simulación para el caso 3.....	133
FIGURA 82. Balance de Materia Estático simulado y calculado del caso 3	134
FIGURA 83. Balance de Materia Dinámico simulado y calculado del caso 3	135
FIGURA 84. Grafico para la estimación del área de drene del caso 1	136
FIGURA 85. Grafico para la estimación del área de drene del caso 2.....	137
FIGURA 86. Grafico para la estimación del área de drene del caso 3.....	137
FIGURA 87. Ajuste histórico de la presión para el caso 2	138
FIGURA 88. Ajuste histórico del caudal para el caso 2	139
FIGURA 89. Ajuste histórico de la Presión para el caso 3.....	140
FIGURA 90. Ajuste histórico del caudal para el caso 3	141
FIGURA 91. Pronostico de producción para el caso 2.....	142
FIGURA 92. Pronostico de Presión de flujo para el caso 2	143

FIGURA 93. Gas producido acumulado al cabo del pronóstico para el caso 2 ...	143
FIGURA 94. Pronostico de producción para el caso 3.....	144
FIGURA 95. Pronostico de Presión de flujo para el caso 3	144
FIGURA 96. Gas producido acumulado al cabo del pronóstico para el caso 3 ...	145
FIGURA 97. Índices de empuje del yacimiento para el caso 3	145
FIGURA 98. Arreglo de 8 pozos cada uno con 8 fracturas	147
FIGURA 99. Arreglo de 8 pozos cada uno con 10 fracturas	148
FIGURA 100. Arreglo de 8 pozos cada uno con 12 fracturas	149
FIGURA 101. Arreglo de 8 pozos cada uno con 16 fracturas	150
FIGURA 102. Arreglo de 8 pozos cada uno con 20 fracturas	151
FIGURA 103. Produccion diaria de gas para cada arreglo de pozos.....	152
FIGURA 104. Produccion acumulada de gas para cada arreglo de pozo.....	152
FIGURA 105. Presión promedio del campo para cada arreglo de pozos	153
FIGURA 106. Valor presente neto del proyecto para cada arreglo de pozos	153
FIGURA 107. Factor de recobro del campo para cada arreglo de pozos	154
FIGURA 108. Esquemas del comportamiento del drenaje de las fracturas en cada arreglo.....	155
FIGURA 109. Balance de Materia estático para el escenario 2.12 ^a	156
FIGURA 110. Balance de Materia Dinámico para el escenario 2.12 ^a	157
FIGURA 111. Balance de Materia estático para el escenario 2.12b	157
FIGURA 112. Balance de Materia Dinámico para el escenario 2.12b	158
FIGURA 113. Esquemas que indican el área total (a) y estimulada (b) del pozo.158	
FIGURA 114. Comparación entre los errores del Balance de Materia numérico y analítico	159
FIGURA 115. Comparación entre los errores del área numérica y analítica	159
FIGURA 116. Influencia en el factor de recobro de cada mecanismo de empuje160	
FIGURA 117. Gas producido, factor de recobro y valor presente neto de cada Proyecto.....	161
FIGURA 118. Histórico de producción pozo 1 ^a	163
FIGURA 119. Estado mecánico para el pozo 1 ^a	164
FIGURA 120. Modelo de simulación 1	165
FIGURA 121. Ajuste diferentes longitudes de fracturas.....	167
FIGURA 122. Ajuste histórico del pozo 1 ^a	168
FIGURA 123. Ajuste histórico producción acumulada	168
FIGURA 124. Predicción de producción	169
FIGURA 125. Producción acumulada	170
FIGURA 126. Perfil de presión en diferentes tiempos	171
FIGURA 127. Modelo de simulación 5 fracturas	173
FIGURA 128. Modelo de simulación 6 fracturas	173
FIGURA 129. Modelo de simulación 7 fracturas	174
FIGURA 130. Modelo de simulación 8 fracturas	174
FIGURA 131. Modelo de simulación 9 fracturas	175
FIGURA 132. Caso de 5 fracturas	176
FIGURA 133. Caso de 6 fracturas	177
FIGURA 134. Caso de 7 fracturas	178

FIGURA 135. Caso de 8 fracturas	179
FIGURA 136. Caso de 9 fracturas	180
FIGURA 137. Caso fracturas no par	181
FIGURA 138. Perfil de Presión 5 fracturas	182
FIGURA 139. Perfil de Presión 6 fracturas	182
FIGURA 140. Perfil de Presión 7 fracturas	183
FIGURA 141. Perfil de Presión 8 fracturas	183
FIGURA 142. Perfil de Presión 9 fracturas	184
FIGURA 143. Análisis económico pozo real	186
FIGURA 144. Análisis económico pozo 5 fracturas	186
FIGURA 145. Análisis económico pozo 6 fracturas	187
FIGURA 146. Análisis económico pozo 7 fracturas	187
FIGURA 147. Análisis económico pozo 8 fracturas	188
FIGURA 148. Análisis económico pozo 9 fracturas	188
FIGURA 149. Datos de producción de caso de estudio.....	190
FIGURA 150. Esquema de modelo de matriz lineal de pozo hidráulicamente fracturado.....	191
FIGURA 151. Isotherma de adsorción de componentes puros y shale típico del devoniano	193
FIGURA 152. Isotherma de adsorción compuesta e isotherma de los componentes constituyentes del shale disminuidos.....	195
FIGURA 153. Isotherma de adsorción compuesta generada con software Fast CBM	196
FIGURA 154. Comparación de isotherma generada e isotherma típica de shale del devoniano	196
FIGURA 155. Isotherma de adsorción para diferentes shale.....	198
FIGURA 156. Esquema general de dimensiones del pozo	205
FIGURA 157. Esquema de perforación y completamiento definido para el pozo de estudio	208
FIGURA 158. Caudal de gas y presión de fondo fluyendo del caso de estudio...208	
FIGURA 159. Modelo esquemático utilizado para simulación numérica Y analítica para realizar ajuste histórico	209
FIGURA 160. Ajuste histórico mediante simulación analítica para el shale con PL de 1200 psia	210
FIGURA 161. Ajuste histórico mediante simulación analítica para el shale con PL de 350 psia	211
FIGURA 162. Ajuste histórico mediante simulación numérica para el shale con PL de 1200 psia	212
FIGURA 163. Ajuste histórico mediante simulación numérica para el Shale con PL de 350 psia	213
FIGURA 164. Grafico comparativo de las presiones promedio para los casos de estudio	214
FIGURA 165. Gráfico de caudal contra tiempo de caso de estudio.....	215
FIGURA 166. Gráfico caudal contra gas acumulado de caso de estudio	216

FIGURA 167. Tendencia datos de producción de grafico Log de caudal contra tiempo	216
FIGURA 168. Tendencia de datos de producción Log de caudal contra gas acumulado	217
FIGURA 169. Grafico utilizado para hallar q_1 para utilizarlo en método Arps.....	218
FIGURA 170. Grafico utilizado para hallar q_2 y t_2 para utilizarlo en método de Arps	218
FIGURA 171. Grafico Log caudal contra tiempo de datos reales y pronosticados de producción del caso de estudio.....	221
FIGURA 172. Grafico caudal contra gas acumulado de datos reales y pronosticados de producción del caso de estudio	222
FIGURA 173. Pronostico de producción por el método (caudal de gas Vs gas acumulado)	223
FIGURA 174. Pronostico de producción por el método (Caudal de gas Vs Tiempo)	224
FIGURA 175. Ganancias netas y ganancias y pérdidas acumuladas en dólares con una tasa de descuento de 0% estimada con pronóstico de producción de Arps .	227
FIGURA 176. Ganancias netas y ganancias y pérdidas acumuladas en dólares con una tasa de descuento de 5% estimada con pronóstico de producción de Arps.	227
FIGURA 177. Ganancias netas y ganancias y pérdidas acumuladas en dólares con una tasa de descuento de 10% estimada con pronóstico de producción de Arps.	228
FIGURA 178. Ganancias netas y ganancias y pérdidas acumuladas en dólares con una tasa de descuento de 15% estimada con pronóstico de producción de Arps.	228
FIGURA 179. Ganancias netas y ganancias y pérdidas acumuladas en dólares con una tasa de descuento de 13.60092% estimada con	229

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Características para la determinación de su potencial y su Resultado (Colombia)	57
Tabla 2. Datos utilizados en la simulación numérica y para realizar Ajuste Histórico	112
Tabla 3. Comparación de propiedades de yacimientos estadounidenses VS La luna (Colombia).....	114
Tabla 4. Datos iniciales para el caso 1	119
Tabla 5. Resultados de la estimación de G para el caso 1	125
Tabla 6. Datos iniciales para el caso 2	125
Tabla 7. Resultados de la estimación de G para el caso 2	129
Tabla 8. Datos iniciales para el caso 3	130
Tabla 9. Datos iniciales para el caso 3	135
Tabla 10. Resultados de la estimación del Área de Drene mediante varias Técnicas	138
Tabla 11. Propiedades de la roca, fluidos y del pozo del caso base 2 Y Resultados del ajuste histórico	139
Tabla 12. Propiedades de la roca, fluidos y del pozo del caso base 3 y Resultados del ajuste histórico	141
Tabla 13. Resultados de los balances de materia para los escenarios a y b.....	158
Tabla 14. Resultados de la producción acumulada, factor de recobro y valor presente neto del proyecto al final del pronostico	161
Tabla 15. Propiedades del yacimiento	162
Tabla 16. Propiedades del pozo	165
Tabla 17. Propiedades de la fractura	167
Tabla 18. Propiedades de la fractura	181
Tabla 19. Costos pozo real	185
Tabla 20. Costo de los casos simulados.....	185
Tabla 21. Tiempo de retorno y ganancia	189
Tabla 22. Datos disponibles de caso de estudio.....	190
Tabla 23. Contenidos de gas de los componentes constituyentes del shale A diferentes presiones.....	194
Tabla 24. Contenido de gas de los componentes constituyentes del shale a diferentes presiones, disminuidos por el porcentaje de composición en la roca..	194
Tabla 25. Coeficientes de las isotermas de adsorción de baja adsorción, alta adsorción y generada corregida.....	198
Tabla 26. Datos de shale A para calcular contenido de gas en la matriz.....	199
Tabla 27. Datos de shale B para calcular contenido de gas en la matriz.....	200
Tabla 28. Resumen de cálculos de contenido de gas en la matriz	201

Tabla 29. Datos de shale A para calcular contenido de gas en la matriz con nueva metodología	202
Tabla 30. Datos de shale B para calcular contenido de gas en la matriz con nueva metodología	202
Tabla 31. Comparación de las dos metodologías para los shale A y B	204
Tabla 32. Datos para ser utilizados en el cálculo de reservas por el método Volumétrico.....	205
Tabla 33. Resumen de cálculo de gas-original in-situ para los diferentes casos.	206
Tabla 34. OGIP de los diferentes casos, donde le valor de referencia es 2.7549 Bscf.....	207
Tabla 35. Datos utilizados en la simulación numérica y para realizar ajuste histórico	212
Tabla 36. Resultado de proceso iterativo para hallar el valor de b	219
Tabla 37. Cuadro comparativo de las diferentes metodologías de análisis de curvas de declinación aplicadas al caso de estudio.....	224
Tabla 38. Tabla resumen de análisis económico de caso de estudio utilizando los datos de producción pronosticados por el método.....	230

INTRODUCCIÓN

Los shales son la forma más abundante de roca sedimentaria en la Tierra, ellos sirven como rocas de origen para la migración de hidrocarburos en los yacimientos permeables y actúan como sellos para atrapar el gas en sedimentos subyacentes. Existen diversas cuencas de este tipo en Colombia, las cuales contienen secuencias litológicas con buenas condiciones generadoras de hidrocarburos.

Hace un tiempo, la industria del petróleo y gas consideraban las formaciones de shales como un problema mientras perforaban dirigiéndose a los yacimientos de arenisca y caliza, pero hoy en día tienen una gran importancia debido a que son una fuente importante de generación de energía. El gas proveniente del shale, con una estimación de reservas mundiales técnicamente recuperables de 6600 billones de pies cúbicos, tiene el potencial de hacer que varios países dependan de la explotación de éste recurso energético que representa un 30% de la producción de gas natural. Por tal motivo es de suma importancia tener a disposición un estudio completo de ingeniería de yacimientos aplicado a los yacimientos de gas shale para su desarrollo y optimización.

Este estudio tiene como finalidad dotar de una herramienta de uso práctico a personal de la industria petrolera y a estudiantes de ingeniería que deseen a de yacimientos o a estudiantes que deseen profundizar en áreas como: caracterización, estimación de reservas; cálculo del área de drene y su comportamiento estimando el área de fractura y fracturamiento hidráulico de los yacimientos de gas shale.

1. ANTECEDENTES DEL GAS SHALE EN EL MUNDO Y PROSPECTOS EN COLOMBIA

El uso de gas natural se ha venido implementando desde hace miles de años, fueron los chinos quienes transportaron el gas natural a través de bambúes para evaporar la salmuera en la obtención de sal.

El primer pozo de gas natural en los Estados Unidos se ubicó de manera accidental en 1815 cuando el capitán James Wilson perforando un domo salino, encontró una estructura de shale que contenía grandes cantidades de gas. Treinta (30) años después William Tompkins utilizó el gas natural en procesos de manufacturación de la sal llevándolo a través de tuberías de madera para su utilización en un horno de gas (Burning Springs). A partir de 1980, la industria petrolera ha buscado muchas maneras de hacer éste proceso de extracción más eficiente, debido a las grandes cantidades de gas que se han encontrado en estos yacimientos de shale.¹

Desde la década de 1970, el temor por la disminución de las reservas de gas natural demandó una investigación para desarrollar métodos y estimar el volumen de gas en yacimientos no convencionales, como los de gas shale, areniscas apretadas y mantos de carbón así como investigaciones en métodos de extracción. Debido a que el proceso de extracción del petróleo y el gas en estos tipos de yacimientos fue muy desafiante, su recuperación o recobro durante estas dos (2) décadas era ampliamente anti-económica². Gracias a los métodos de extracción mejorados, los recursos recuperables de gas shale en USA están ahora siendo aprovechados para suministrar la demanda de energía doméstica.

En el año 2000, la producción de gas shale representaba el 1% del suministro del gas natural estadounidense. Sin embargo desde el 2005 la cifra ha podido alcanzar la cuarta parte del abastecimiento de la población americana, que continúa en constante aumento debido en gran parte al desarrollo intensivo de la extracción del gas shale que hizo viable su producción y que hoy en día cuenta con 862 trillones de pies cúbicos que son económicamente factibles de extraer. Lo que ha llevado al gobierno estadounidense a aumentar la proyección de consumo nacional de gas shale hasta en un 45% y una disminución de la dependencia por gas extranjero del 11% al 1%³.

Desde una perspectiva ambiental, el gas natural es más amigable que los productos derivados del petróleo debido a que es más limpio: emite menos gases de efecto invernadero y contaminantes durante la combustión (mercurio, dióxido de azufre entre otros provenientes del carbón). Sin embargo hay que tener

¹ WVExp, tomado de artículo en línea.

² Extensión de la Universidad Cooperativa de Cornell, tomado de artículo en línea.

³ RUDNICK HUGH, tomado de "La Revolución del Shale Gas"

cuidado con respecto al impacto ambiental y la gestión de los procesos que podrían afectar a los acuíferos (una mala cementación y tratamientos de aguas residuales deficientes) y la calidad del agua subterránea.

Un estudio solicitado por la *US Energy Information Administration*⁴ permitió revelar que existen 6,622 trillones de pies cúbicos técnicamente recuperables, una cifra prometedora dado los 6,609 trillones de pies cúbicos de reservas probadas de gas natural en el mundo. Estas cifras, sumadas a las proyecciones de consumo e intercambio de gas en los diversos mercados mundiales, además de las condiciones de ciertos países, han permitido establecer al gas shale como alternativa real de inversión y donde existen casos emblemáticos como el de China y EE.UU., que en el muy largo plazo podrían convertirse en exportadores de gas natural. (Ver Figura 1)

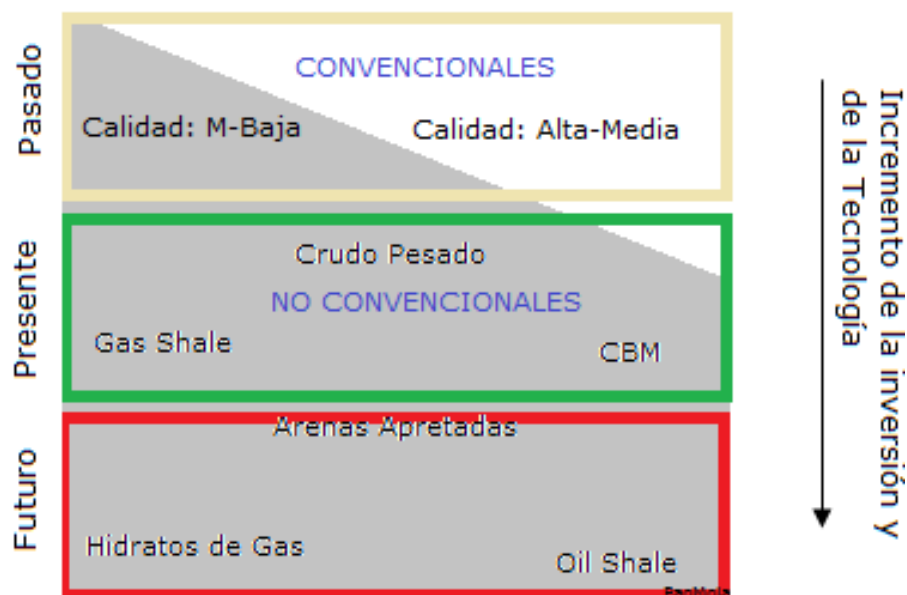


Figura 1. Tendencia del consumo de las reservas de hidrocarburos Convencionales y no convencionales

Ahora en el caso de Suramérica, las reservas de gas shale para Chile se estimaron en 64 trillones de pies cúbicos que supera con creces a los 3.5 trillones de pies cúbicos de reservas probadas de gas natural, mientras que Argentina posee reservas estimadas por 774 trillones de pies cúbicos y probadas de 13.4 trillones de pies cúbicos. Esto convierte a Argentina en un potencial exportador a largo plazo, que la ubica como el tercer país del mundo con recursos potenciales de gas no convencional, detrás de China y muy cerca de Estados Unidos. Chile, que obtiene el 52% de su consumo vía importaciones tiene una buena oportunidad de iniciar la explotación y producción de sus reservas de gas shale, o por el contrario reiniciar importaciones desde Argentina. (Ver Figura 2)

⁴ RUDNICK HUGH, op.Cit.



Figura 2. Cuencas de gas shale en el Cono Sur

La consultora *Advanced Resources International*⁵ tiene como fin reportar los recursos mundiales del gas shale; esta compañía fue contratada por el gobierno de EE.UU para realizar un estudio de las reservas de gas shale en los diferentes países a nivel mundial. Según la investigación realizada, los recursos de gas no convencional de China suman 1275 TPC; los de Estados Unidos 862 TPC, y los de Argentina 774 TPC. El mundo petrolero concibe esta posibilidad como la gran oportunidad de prolongar la vida útil de muchísimos yacimientos que declinan la producción con el paso del tiempo. Sucede que las reservas de hidrocarburos evaluadas podrían ser mucho más importantes con las nuevas tecnologías que permiten extraer combustibles fósiles de otros reservorios del subsuelo. (Ver Figura 3).

Desafortunadamente Colombia no cuenta con un buen horizonte en el abastecimiento energético a futuro por parte de los combustibles fósiles. Todos los campos de mayor producción en el país se encuentran en la fase de recuperación asistida (recobro mejorado), campos maduros, y se necesita buscar una fuente alterna para el abastecimiento energético del país.

Como se ha venido diciendo es el gas shale la fuente que posibilitaría que el país

⁵ CABOT Diego, tomado de "Argentina : Shale gas, la esperanza energética"

siga siendo autosuficiente, o por el contrario pasaríamos a ser importadores de GNL o de gas natural venezolano. Las reservas totales (probadas, probables y posibles) de gas natural en Colombia son de apenas 8.45 TPC⁶ y la mayoría se encuentran hacia el norte del país. La producción de gas natural se había mantenido en alza hasta el 2010, desde entonces ha permanecido constante y se teme que para el 2015 si no hay un cambio en el plan de abastecimiento nacional el país será un importador neto de gas natural.

Por el contrario el consumo tendrá una tasa de crecimiento promedio interanual (2011-2020) del 4.8%, un aumento de cerca de 400 MPCD en el escenario más alarmante. Por lo visto se requiere la colaboración interinstitucional tanto del sector público (Ministerio de Minas y Energía, Comisión de Regulación de Energía y gas, Unidad de Planeación Minero Energética, ECOPETROL) como del sector privado para implementar soluciones hacia la problemática del abastecimiento energético del país.

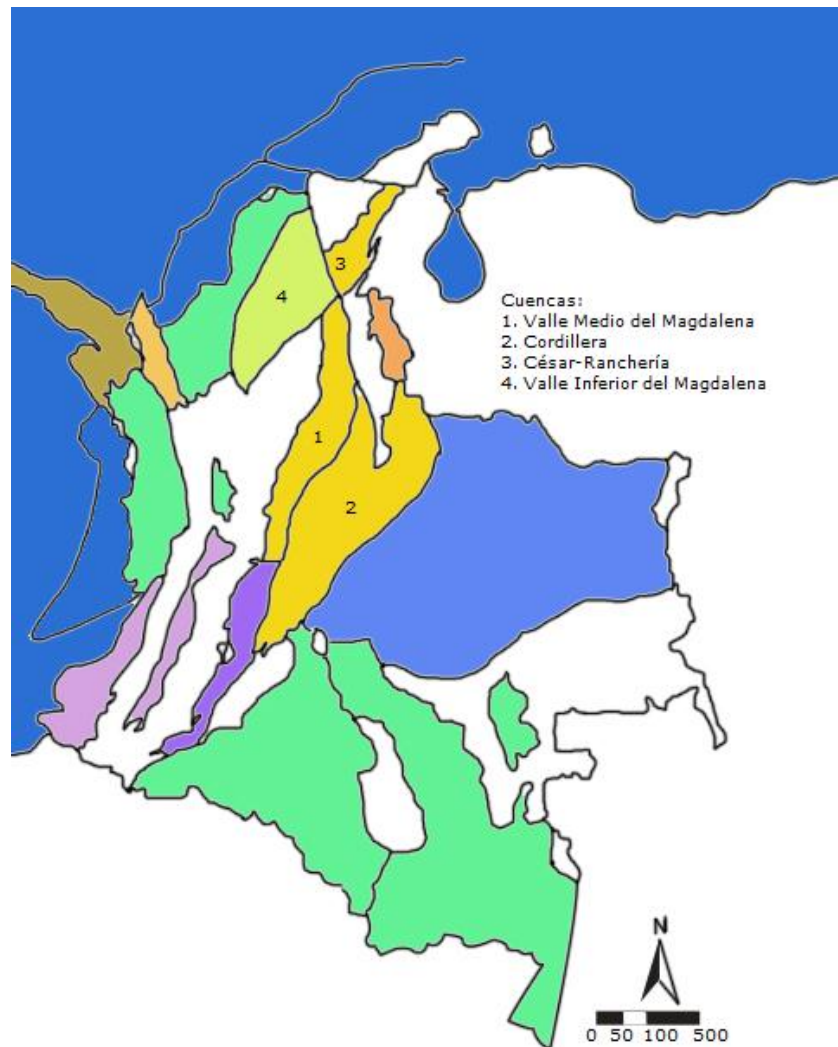


Figura 3. Reservas estimadas de gas no-convencional en el mundo (2010)

Desde el 2008, la Agencia Nacional de Hidrocarburos ha venido evaluando el potencial de los yacimientos no convencionales en Colombia con un estimado de

⁶ Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), tomado de "PLAN DE ABASTECIMIENTO PARA EL SUMINISTRO Y TRANSPORTE DE GAS NATURAL"

28-32 Tpc⁷. Aquí las cuencas que presentan mayor prosperidad según el informe de Arthur D. Little⁸ en yacimientos no convencionales de gas shale son el Valle Medio del Magdalena, César y Ranchería; sin embargo se han encontrado indicios de éste tipo de hidrocarburo en la cuenca del Valle Inferior del Magdalena, en el bloque Guama en los pozos Pedernalito-1x y Cotorra-1x.⁹ (Ver Figura 4).



Fuente: MME

Figura 4. Cuencas potenciales de gas shale en Colombia

⁷ VERA Julio, tomado de "PERSPECTIVAS DE LOS HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA XIII"

⁸ VERA Julio, op. Cit.

⁹ PIÑEROS Jesús. VELASQUEZ María, tomado de predescubrimientos Cotorra. Documento en línea

2. YACIMIENTOS DE GAS SHALE

2.1.1 Generalidades

El Shale es una roca sedimentaria conformada por partículas, cuyos tamaños pueden ser limos, Lodos o arcillas, su característica principal es la disposición en delgadas capas que se dividen en planos paralelos, producto del alivio de presiones, es decir, presentan *fisilidad*. Esta roca es típicamente depositada en aguas poco móviles y es frecuentemente encontrada en lagos y depósitos lacustres, deltas de los ríos en las arenas de playas costa afuera, en ambientes de inundación (ver Figura 5).

Las formaciones de shale tienen una gran variación mineralógica, que puede ser dominada por minerales frágiles, tales como cuarzos, carbonatos y feldespatos. La porosidad de la matriz es altamente variable. La permeabilidad del shale es función del tamaño de las partículas y la porosidad (grado de compactación), y tiene un valor muy bajo en el rango de micro a nanoDarcy. Algunos de los shale sirven como generadores de hidrocarburos y como recurso de almacén. Para que los shales produzcan hidrocarburo, además de su contenido orgánico, deben ser termalmente maduros y haber estado sometidos a suficiente calor y presión. Un shale que tenga alto contenido orgánico pero que sea termalmente inmaduro, no es productivo. Lo que se conoce de las formaciones productivas es que producen gas seco o húmedo, pero algunos de ellos producen condensado y/o aceite.

El Shale con alto TOC usualmente contiene gas libre y gas adsorbido. Como el mecanismo de producción predominante es debido a la desorción, entonces se realiza un tratamiento de estimulación para crear extensas redes de fracturas artificiales alrededor del pozo.



Figura 5. Fotografía de un afloramiento de shale.

Fuente: Metodología Integrada para el Modelado y Simulación de Reservorios Shale Gas, Juan Quijano.

La baja permeabilidad del Shale ha llevado a realizar diseños de estimulación utilizando grandes volúmenes de agua para el fracturamiento, siendo la forma más económica y práctica para estimular el gas shale. Los volúmenes de agua bombeados en una zona exceden los 100000 bbl.¹⁰

El gas contenido en el shale está compuesto principalmente de metano, pero en algunos casos puede contener contaminantes como dióxido de carbono (CO₂) y nitrógeno (N₂).

2.1.2 MECANISMOS DE ALMACENAMIENTO

A diferencia de los yacimientos convencionales, en los cuales el gas es almacenado en los poros de la roca por compresión, en los yacimientos de gas shale además del gas libre almacenado en la red de fracturas, éste es almacenado dentro de la matriz de shale por adsorción. A medida que la presión se reduce en el yacimiento, el gas es desorbido o liberado de la superficie de la matriz (ver Figura 6). La cantidad de gas adsorbido puede ser mayor que la de gas libre. La estimación del gas original requiere de un cálculo volumétrico usando el volumen de roca, porosidad, saturación de fluidos, presión y uso de la isoterma de Langmuir para estimar el volumen de gas adsorbido.¹¹

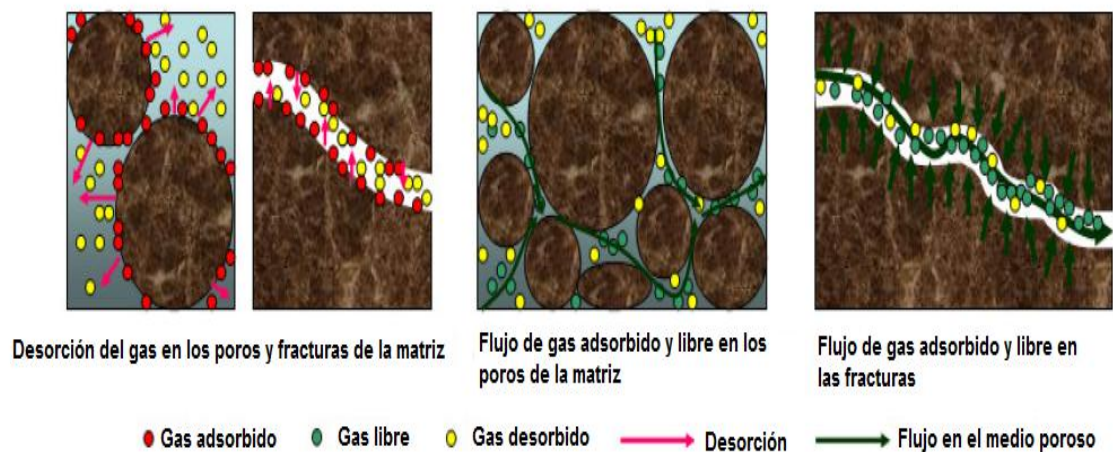


Figura 6. Mecanismo de flujo en yacimientos de gas shale

Fuente: SPE 140555 Design of Multiple Transverse Fracture Horizontal Wells in Shale Gas Reservoirs. Bo Song, Texas A&M University; Michael J. Economides, University of Houston, Christine Ehlig-Economides, Texas A&M University.

El modelo que indica el sistema poroso y matriz de un shale propuesto por Ambrose et al. 2010, es mostrado en la Figura 7.

¹⁰ HALLIBURTON. Advances in Unconventional Gas. A publication of Hart Energy Publishing.

¹¹ PETROLEUM SOCIETY. Advance Gas Material Balance, in Simplified Format. S. MOGHADAM, O. JEJE, L. MATTAR. Fekete Associates Inc 16-18 June 2009.

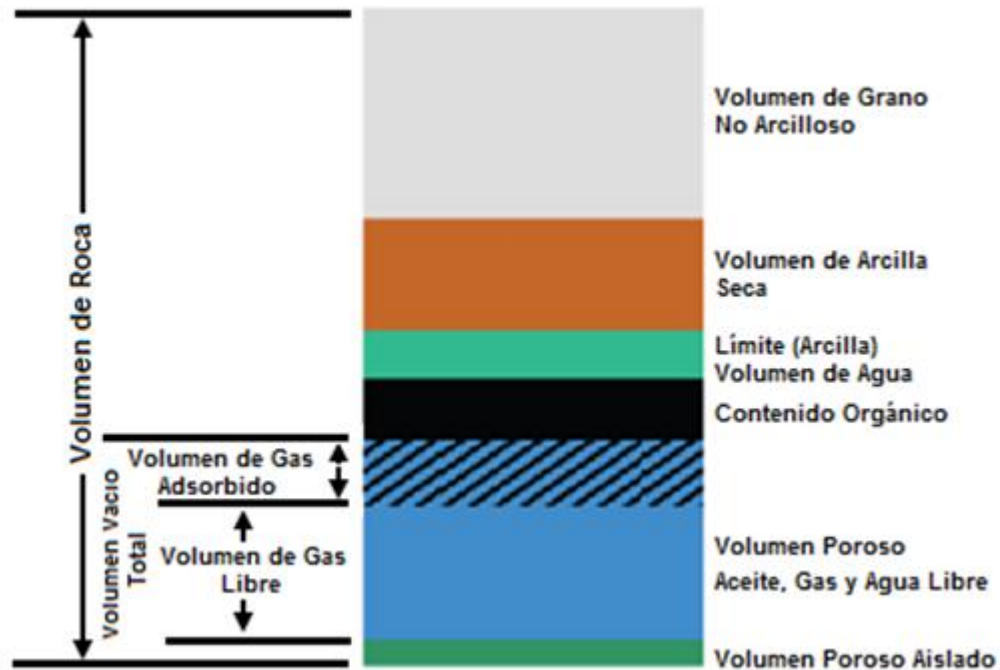


Figura 7. Modelo petrofísico de Ambrose et al mostrando los constituyentes volumétricos de una matriz típica de gas shale

Fuente: SPE 141416. Multicomponent Sorbed-phase Considerations for Shale Gas in place Calculations. Ray J. Ambrose, Robert C. Hartman, Weatherford Labs and I. Yucel Akkutlu.

2.1.3 COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN

La producción de estos yacimientos requiere de largos pozos horizontales con fracturamiento hidráulico de múltiples etapas para crear extensas redes de fracturas artificiales alrededor del pozo. La longitud lateral es hasta 10.000 pies (3.000 m), para crear zonas de máxima superficie en contacto con el pozo.

En las cercanías del pozo se presenta un largo periodo de flujo transiente (lineal). Se tiene un factor de recobro entre 5-20%. La tasa de flujo (q_g) declina rápidamente con el tiempo, a diferencia de los yacimientos de gas convencional. La Figura 8 muestra la comparación en el comportamiento de la producción de yacimientos de gas convencional y de gas shale.

El agua presente en estos yacimientos es inmóvil, así que la producción de agua es casi siempre atribuida a la producción de los fluidos utilizados en el fracturamiento y completamiento.¹²

¹² Fekete Harmony/Reference Materials/ General Concepts/ Shale propertie

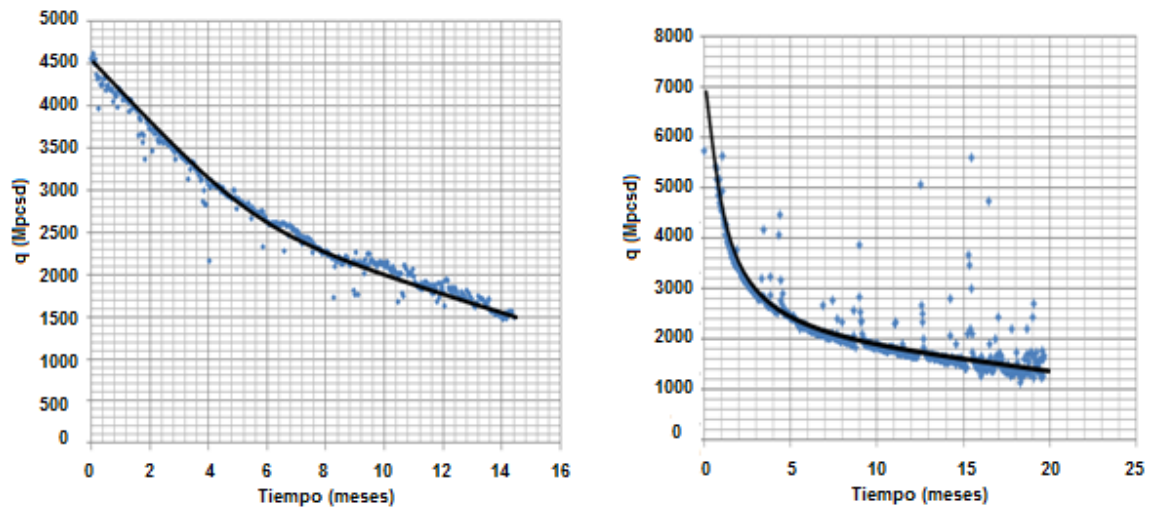


Figura 8. Comparación de las gráficas de q vs t para yacimientos de gas convencional (izquierda) y gas shale (derecha).

2.2 PROPIEDADES DE LOS YACIMIENTOS DE GAS SHALE

A menudo la producción atractiva inicial de un yacimiento de gas shale declina rápidamente. Esto hace que sea económicamente marginado y algunas veces antipático operacionalmente. Así que para producir eficientemente éste tipo de yacimientos, es importante entender los mecanismos de flujo y los parámetros ó propiedades que controlan a los fluidos y a la roca, y que tienen un impacto significativo en el desarrollo a un tiempo determinado de producción de estos recursos.

Es el primer paso para entender cómo funcionan estos tipos de yacimientos no convencionales, porque va a permitir la viabilidad del proyecto al agregar un buen número de datos necesarios para argumentar buenas estimaciones con los procesos de simulación y el incremento de la producción en un futuro cercano. Por eso es que se evalúan las propiedades más críticas en un escenario previo para realizar proyecciones acerca de las condiciones óptimas y especificaciones técnicas de los equipos.¹³

2.2.1 FRACTABILIDAD Y MINERALOGÍA

Las compañías energéticas están agregando los recursos de hidrocarburos no convencionales a sus portafolios. Usualmente se refieren a ellos como yacimientos con una permeabilidad extremadamente baja y no pueden ser producidos a ratas o volúmenes económicos sin haber realizado una estimulación en las regiones cerca al wellbore. La estimulación recomendada para éste tipo de recursos es la

¹³ CARDENAS. CASTILLO. PEREZ, tomado de metodología para el modelamiento de producción post fractura en proyectos de shale gas

de aplicar el procedimiento de fracturamiento hidráulico que se utiliza para incrementar el área de drenaje en los pozos, un área de contacto mayor entre estos y la formación, con lo que se crean caminos para que los hidrocarburos puedan ser producidos.

Las consideraciones de los modelos petrofísicos son muy importantes para determinar el proceso de fracturamiento que se va a llevar a cabo. Pues es éste el que determina el tipo de fluido que va a acompañar al propante, la selección del tipo de propante (tamaño y volumen) y dónde tiene que ser iniciado el proceso de fracturamiento. Además de éstas consideraciones geomecánicas también se deben tener en cuenta las propiedades geoquímicas con las que cuente el pozo: la mineralogía y la sensibilidad del fluido al fracturamiento, la utilización de ácidos en el proceso de estimulación y si los surfactantes son benéficos para el proceso, entre otros.

Es de ésta manera como se ve que la fractabilidad es una propiedad fundamental en el diseño del fracturamiento, debido a que está directamente relacionada con la composición de la roca, se espera que el contenido de arcilla en ella no supere el 45%¹⁴ (el contenido de arcilla es proporcional a la capacidad de absorción de impacto que posee ésta) y que haya un buen contenido de cuarzo en la roca ó de materiales no dúctiles que permitan el buen desarrollo de ésa estimulación. La fractabilidad puede ser evaluada de dos (2) maneras: Una es la ecuación de Wang y Gale¹⁵ para calcular el Índice de fractabilidad y la otra es la utilización de la razón de Poisson y el módulo de Young¹⁶

El *Brittleness Index* (BI) ó índice de fractabilidad¹¹ es una herramienta sencilla que permite evaluar la facilidad que posee la roca para fracturarse. Está en función de la composición mineralógica del shale y hay una ecuación propuesta reportada en la literatura que relaciona el contenido mineralógico y el TOC (ver Ec. 2.1).

$$BI = \frac{(Q+Dol)}{(Q + Dol+ Lm + Cl+ TOC)} \quad (\text{Ec. 2.1})$$

Dónde:

BI: Índice de Fractabilidad

Q: Cuarzo

Cl: Arcilla

Dol: Dolomita

Lm: Caliza (Calcita)

¹⁴ WANG. GALE, tomado de "Screening Criteria for Shale-Gas Systems"

¹⁵ Halliburton, tomado de Shale Gas & Shale Oil: Solutions for your Shale Gas and Liquid-Rich Challenges.

¹⁶ RICKMAN Rick, tomado de "A practical use of Shale Petrophysics for stimulation design optimization: All Shale plays are not clones of the Barnett Shale"

En sí, consiste en el cálculo de un porcentaje o razón que determina la cantidad fracturable y refractable (cuarzo y dolomita) de la roca lo que significa que ésta resistirá altas temperaturas sin ablandarse y tendrá una buena estimulación en la fractura haciendo el proceso más adecuado.

Otra manera de evaluar los esfuerzos necesarios que determinan la fractura, es interpretando algunas características de la roca como la de reflejar la habilidad de ésta a fallar bajo presión y mantener una fractura una vez la roca ha sido fracturada, las cuales son evaluadas por la razón de Poisson y el módulo de Young respectivamente. La ductilidad juega un papel importante porque no permite que el yacimiento sea propenso a fracturarse debido a que ésta propiedad intentará sanar la fractura. Por el contrario al ser el yacimiento más “fractable” será más propenso a ser naturalmente fracturado y responderá más favorablemente a los tratamientos para el fracturamiento hidráulico.

En éste método se cuantifica el factor de fractabilidad teniendo en cuenta lo anteriormente mencionado, es decir, combinando ambas propiedades mecánicas de la roca. También difiere de otros métodos porque no está basado enteramente en mediciones de core¹⁷. Utiliza interpretaciones petrofísicas que cubren el shale así como las fronteras de las capas de roca por lo que el intervalo que va a ser fracturado necesita ser enteramente registrado.

Como se puede observar en la Figura 9, entre menor sea el valor de la Razón de Poisson y mayor sea el Módulo de Young la roca es más fractable, si éstas relaciones son inversas la roca tendría un comportamiento dúctil. El concepto general de la gráfica es la división parcial de los cuadrantes entre puntos de shale dúctil y fractable que serían los cuadrantes noreste y suroeste respectivamente. Pero qué son exactamente el Módulo de Young y la Razón de Poisson?

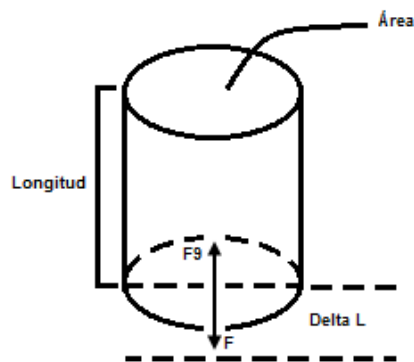


Figura 9. Cuerda/Cilindro

¹⁷ RICKMAN Rick, tomado de “A practical use of Shale Petrophysics for stimulation design optimization: All Shale plays are not clones of the Barnett Shale”

Como se puede ver en la Figura 10 al aplicarse una fuerza F a una cuerda/cilindro de masa m , de compresión o tensión se va a poder apreciar una deformación ó un cambio de longitud. Esta deformación va a ser directamente proporcional a la fuerza que se aplique y a la longitud de la cuerda e inversamente proporcional al número de cuerdas y al área transversal con las que se cuentan. Por lo que la ecuación del Módulo de Young puede expresarse de la siguiente manera:

$$\Delta L \propto \frac{F \times L}{A} \quad (\text{Ec. 2.2})$$

Por lo que se convertiría en $\frac{F}{A} = \frac{\Delta L}{L} Y$ (Ec. 2.3)

Siendo Y la constante de proporcionalidad o módulo de Young. La ecuación que se encuentra en la literatura es la siguiente y puede ser interpretada como una analogía a la Ec. 2.3.

$$E = \frac{\sigma}{\varepsilon} \quad (\text{Ec. 2.4})$$

Dónde:

E : Módulo de Young (*psia*)

ε : Esfuerzo de agotamiento - *strain* (*adimensional*)

σ : Presión - *stress* (*psia*)

En la figura 10 se ilustra el comportamiento de la σ vs ε

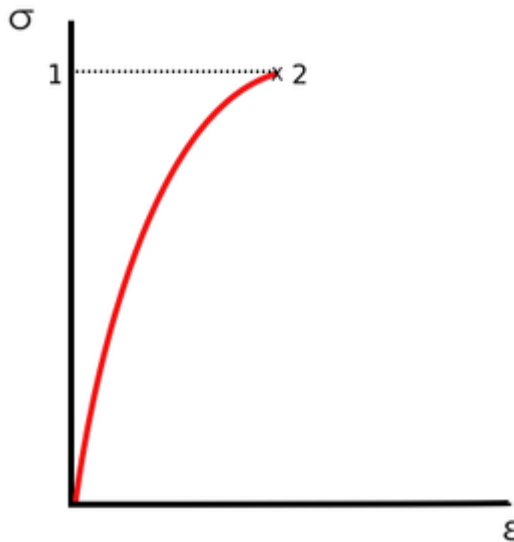


Figura 10. Diagrama tensión - deformación.

El módulo de Young viene representado por la tangente a la curva en cada punto. Para materiales como el acero (y valores de tensión dentro del rango de reversibilidad completa de deformaciones) resulta aproximadamente constante

dentro del límite elástico. Sin embargo, si el material está representado por una curva de tensión-deformación que no tiene tramos lineales, no se puede usar la expresión anteriormente mostrada. Por lo que se puede decir que la razón entre el estiramiento y la deformación no es directamente proporcional y se define un Módulo de Young aparente al definirlo como el incremento de esfuerzo aplicado al material y el cambio correspondiente a la deformación unitaria que experimenta en la dirección de aplicación del esfuerzo:

$$E = \frac{\partial \sigma}{\partial \epsilon} \quad (\text{Ec. 2.5})$$

Como se puede ver el módulo de Young se refiere a la razón entre la presión axial y la deformación. Describe la naturaleza elástica de una sustancia dada y puede describir convenientemente la cantidad de deformación de un objeto dado cuando una presión es aplicada. A menudo se refiere como a la fuerza o "rigidez" del material. Entre mayor sea el valor del módulo de Young menos deformación ocurrirá a una presión dada.

La razón de Poisson (ν) relaciona el cambio en tamaño de un objeto en diferentes ejes. Cuando la fuerza compresiva es aplicada a un eje en particular de un material, habrá una deformación por tensión a lo largo de los diferentes ejes. Esta propiedad es la razón de los esfuerzos de contracción a los esfuerzos de extensión. Para darle un valor a la dirección, es positiva cuando el esfuerzo de agotamiento ocurre en la dirección de una fuerza de extensión.



Figura 11. Deformación de un cuerpo y Razón de Poisson

Se expresaría, si la fuerza de compresión/tensión estuviera siendo aplicada sobre el eje axial, de ésta manera:

$$\nu = -\frac{\epsilon_{Transversal}}{\epsilon_{Axial}} = -\frac{\Delta Y}{\Delta X} = -\frac{\Delta Z}{\Delta X} \quad (\text{Ec. 2.6})$$

Siendo ϵ la tensión o el esfuerzo (strain).

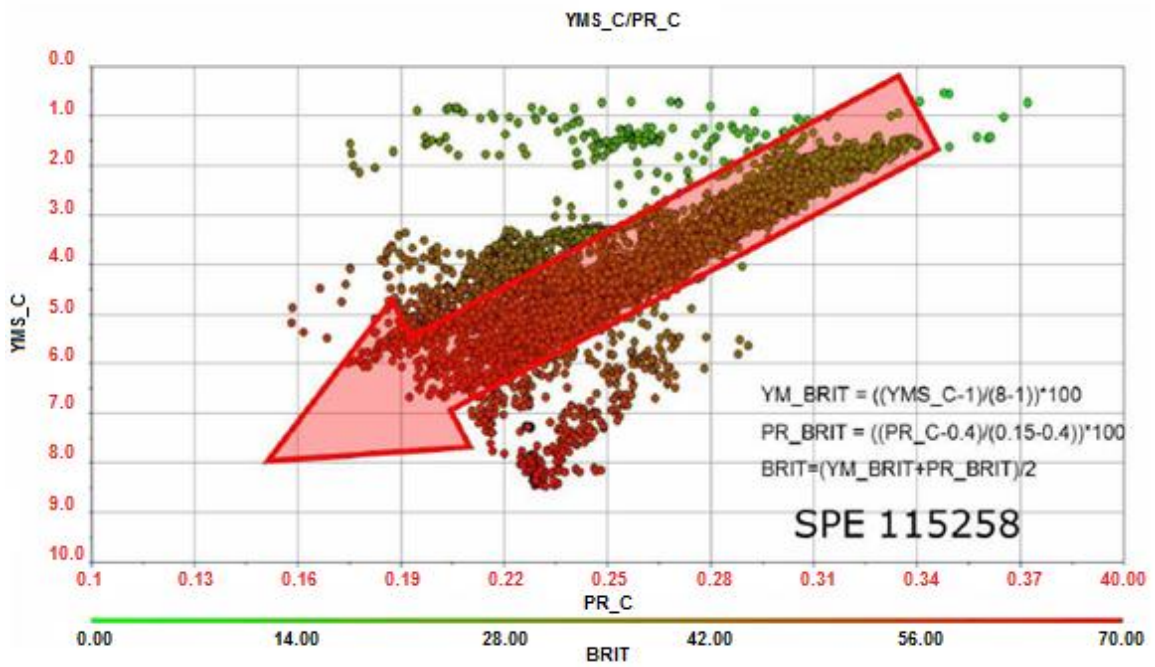


Figura 12. Ejemplo de grafico de PR vs YM

Richman et al (2008)¹⁸ usó el Módulo de Young y la Razón de Poisson normalizados (ver Figura 12) para estimar el índice de fractabilidad de la siguiente manera:

$$YM_n = 100 * \frac{(YMS_C - 1)}{7} \quad (\text{Ec. 2.7})$$

$$PR_n = -100 * \frac{(PR_C - 0.4)}{0.25} \quad (\text{Ec. 2.8})$$

$$\text{Brittle Index} = \frac{(YM_n + PR_n)}{2} \quad (\text{Ec. 2.9})$$

Dónde:

YM_n : Módulo de Young normalizado

YMS_C: Módulo de Young

PR_n: Razón de Poisson normalizada

PR_C: Razón de Poisson

La mineralogía es un factor muy importante en la evaluación cuantitativa de las propiedades de los yacimientos de shale¹⁹. Las medidas exactas de la

¹⁸ RICKMAN Rick, tomado de "A practical use of Shale Petrophysics for stimulation design optimization: All Shale plays are not clones of the Barnett Shale"

composición mineral proporcionan buenas bases para los demás parámetros petrofísicos. XRD es la técnica más utilizada en el laboratorio. Otros métodos son también disponibles tales como XRF, espectroscopia infrarroja de la transformada de Fourier (FT-IR), espectroscopia de descomposición ionizada por laser (LIBS), analizadores elementales (EA) y el microscopio electrónico de barrido - espectroscopia de energía dispersiva (SEM - EDS). Todos estos métodos son de gran alcance, pero cada uno tiene sus propias limitaciones. En el campo, las herramientas de registro geoquímicas pueden ser utilizadas para análisis elementales, a partir de los cuales se pueden derivar las composiciones minerales.

2.2.2 ESPESOR Y RED PORAL

El espesor de un yacimiento es muy importante debido a que la producción de gas se ve directamente influenciada por el volumen del espacio poroso con el que se cuenta en conjunto con el gas adsorbido. Anteriormente sólo se tenía en cuenta una sola fase de gas contenida en el yacimiento, la del espacio poroso. Esto hacía que el volumen del yacimiento se viera sobreestimado, debido a que se ignoraba la capa adsorbida que tomaba una parte del volumen poroso adhiriéndose al área poral. Lo que significaba que el volumen poroso se veía reducido y se necesitaba reformular el balance de materia y en sí todo el sistema de transporte de los hidrocarburos dentro del yacimiento²⁰.

Entonces entre mayor sea el espesor neto del yacimiento, mayores volúmenes de gas se van a encontrar. Como sabemos la porosidad es relativamente muy baja, por lo tanto entre mayor espesor de formación se tenga, mayor será la producción de gas libre que se va a tener en el yacimiento. Este gas libre es el que se encuentra en los poros y en las fracturas en la mayoría de materia inorgánica. Esta es la razón por la cual los yacimientos de gas se depletan tan rápidamente, porque su depleción está en función del volumen de gas libre contenido en la roca (sin haber realizado un proceso de estimulación.)

El contenido de gas y la capacidad de adsorción son los parámetros claves para la determinación de gas original in-situ. El gas original in-situ es calculado mediante²¹:

$$GOES = 1359.7 \times A \times h \times (\rho_{roca}) \times (G_{st}) \quad (\text{Ec. 2.10})$$

¹⁹ Glorioso, J. C. and A. Rattia (2012). Unconventional Reservoirs: Basic Petrophysical Concepts for Shale Gas. SPE 153004. paper presented at the SPE/EAGE European unconventional resources conference in Vienna, Austria.

²⁰ AMBROSE Ray, tomado de "Multi-component Sobed-phase Considerations for Shale Gas-in-place Calculations"

²¹ E. Shtepani.L.A. Noll.L.W. Elrod and P.M. Jacobs, tomado de "A New Regression Based Method for Accurate Measurement of coal and Shale gas Content"

Dónde:

$GOES$: Gas original en sitio (in situ)

A : Área, *acres*

h : Espesor de la formación, *ft*

ρ_{roca} : Densidad del shale en g/cm^3

G_{st} : Contenido de gas promedio de la matriz *scf/ton*

2.2.3 FISILIDAD Y ENCOGIMIENTO DE LA MATRIZ

La fisilidad es la propiedad que poseen algunas rocas de partirse o dividirse por planos (extenuados en láminas muy delgadas o *sheets*) separados entre sí por distancias pequeñas. Esto es el resultado de la disposición subparalela de los minerales laminares que característicamente componen la roca como las arcillas, micas, cloritas, etc. Si la roca presenta fisilidad se denomina lutita, si no se llama fangolita.²² La permeabilidad es la capacidad de un material para permitir que un fluido fluya sin alterar su estructura interna. Se afirma que un material es *permeable* si deja pasar a través de él una cantidad apreciable de fluido en un tiempo dado, e *impermeable* si la cantidad de fluido es nula. En nuestro caso la permeabilidad es una propiedad muy importante debido a que controla la entrega de energía del pozo. Esta propiedad está directamente relacionada con la fisilidad y con la red poral del yacimiento porque en conjunto con la presión es la que modifica el camino por el que va a fluir el gas.

La permeabilidad en los shales o en los mantos de carbón está definida por las fracturas y la matriz de la roca. La matriz almacena el gas por adsorción y en la matriz se refleja el flujo de gas por el proceso de difusión. ¿Pero qué tiene que ver la fisilidad con la permeabilidad? En concreto se trata de un proceso que se ve bien reflejado cuando se analiza la curva de permeabilidad absoluta vs presión y que se conoce como encogimiento de la matriz (*matrix shrinkage*). Este proceso, utilizando en los simuladores sólo la permeabilidad de las fracturas, consiste en que la curva de K_i vs K observada en el simulador presenta un comportamiento normal al aplicar una presión hasta el punto de quiebre: La matriz se encoge hasta un punto máximo de presión, hasta el punto de presión de fractura y luego la relación K/K_i aumenta más de 1. Esto se puede explicar debido a que la roca se fractura y el espacio entre láminas subparalelas se hace mayor. Al unirse el espacio poroso de las fracturas se produce un incremento considerable en la permeabilidad de la roca.

El modelo modificado de Palmer y Mansoori mostrado en la Figura 13 corresponde a un conjunto de parámetros que se han tenido en cuenta para estudiar el proceso de desorción y su relación con la fisilidad, la permeabilidad y consecuentemente con la producción de estos tipos de pozos como son:

²² Bates, R.L., y Jackson, J.A, tomado de American Geological Institute.

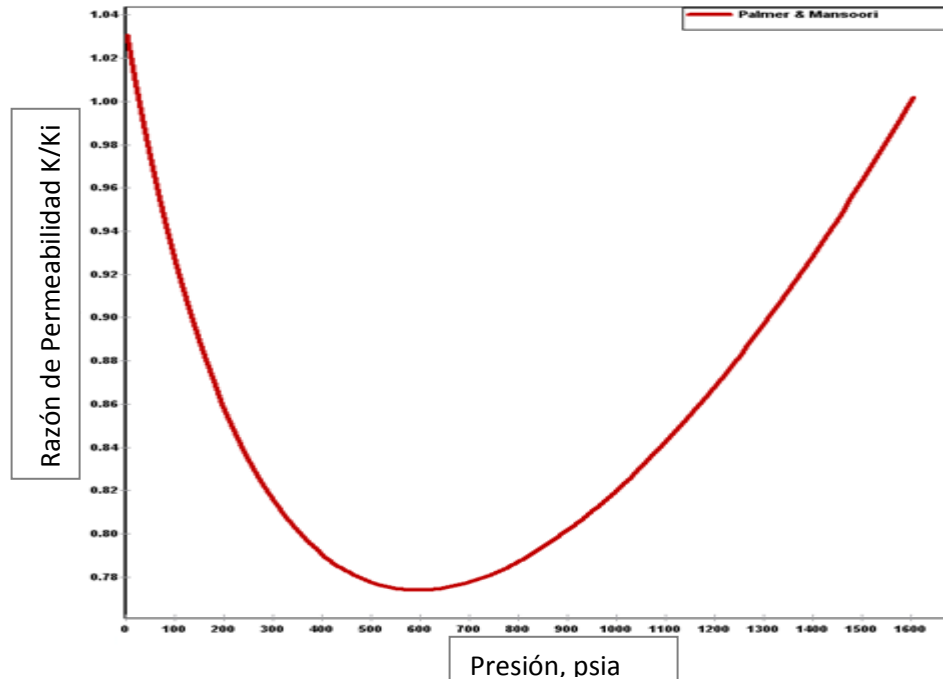


Figura 13. Razón de Permeabilidades K/Ki vs Presión

- El factor de compactación pues éste orienta las fracturas horizontal o verticalmente dependiendo del valor que se tenga (rango de 0 a 1 con los límites correspondientes a una orientación vertical u horizontal respectivamente).
- El módulo dependiente de la porosidad, ó módulo bruto Bulk, así como el módulo de restricción Axial M.

La ecuación de Mansoori y Palmer modificada es la siguiente:

$$\frac{K}{K_i} = \left(\frac{\Phi}{\Phi_i}\right)^n \quad (\text{Ec. 2.11})$$

Dónde:

K = Permeabilidad final

K_i = Permeabilidad inicial

Φ = porosidad final

Φ_i = porosidad inicial

n = exponente (normalmente seteado en 3, aunque podría llegar a ser mayor a 12)

Φ/Φ_i puede ser hallada al integrar la siguiente ecuación en un rango de cambio de presión:

Por encima de la presión de desorción

$$\delta\phi = \frac{g}{b\phi^{-p}} dP - \gamma \left(\frac{a\phi^{-p}}{b\phi^{-p}} + f - 1 \right) dP \quad (\text{Ec. 2.12})$$

Por debajo de la presión de desorción

$$\delta\phi = \frac{g}{b\phi^{-p}} dP - \gamma \left(\frac{a\phi^{-p}}{b\phi^{-p}} + f - 1 \right) dP + \left(\frac{a\phi^{-p}}{b\phi^{-p}} - 1 \right) \frac{d}{dp} \left(\frac{\varepsilon_L P}{P+P_L} \right) \quad (\text{Ec. 2.13})$$

Dónde

a = constante del Módulo bruto Bulk (K)

b = constante del Módulo de Restricción-axial (M)

dP = cambio de presión

$\delta\phi$ = cambio de porosidad

f = factor de acoplamiento (de 0 a 1), (adimensional)

p = exponente del Módulo de Restricción-axial (M)

P = presión del yacimiento (psia)

P_L = constante de presión de Langmuir (psia)

g = exponente del Módulo bruto Bulk (K)

ε_L = tensión máxima que puede ocurrir cuando P se acerca a 0 (adimensional)

γ = compresibilidad del grano, sólo de la matriz y no de las fracturas, (1/psi)

2.2.4 PRESIÓN CAPILAR

Cuando el agua inyectada, durante un procedimiento de recuperación mejorada, se pone en contacto con la matriz a través de las superficies de fractura, el mecanismo de imbibición de la fase agua empieza a desempeñar un papel importante en el rendimiento de la producción en el pozo. El efecto de imbibición es causado por la presión capilar entre las fases de gas y de agua. Cuanto menor sea la permeabilidad del yacimiento, mayor será la presión capilar. En los yacimientos de baja permeabilidad, la presión capilar puede ser de cientos psi ó más²³, y por lo tanto el efecto de imbibición que resulta en la retención de líquidos se considera como un problema particularmente grave²⁴.

El proceso de imbibición está dominado por las fuerzas de la presión capilar. En un estudio realizado, dos curvas de presión capilar se generan con base a correlaciones empíricas²⁵ y en la que se utilizó la matriz del shale, como se muestra en la figura 14. Para un caso base la P_{c1} se utiliza tanto para la matriz y la zona de invasión, mientras P_{c2} se utiliza para la zona de invasión, para el caso en

²³ Holditch, tomado de "Factors Affecting Water Blocking and Gas Flow From Hydraulically Fractured Gas Wells"

²⁴ Economides, M.J. and Martin, tomado de "Modern Fracturing: Enhancing Natural Gas Production, Energy Tribune Publishing Inc., Houston, Texas"

²⁵ Gdanski, R., Fulton, D., and Shen, C, tomado de "Fracture-Face-Skin Evolution During Cleanup"

el que la invasión del agua altere la presión capilar. Para las fracturas con gran permeabilidad, la presión capilar es muy pequeña, esencialmente considerado cero.

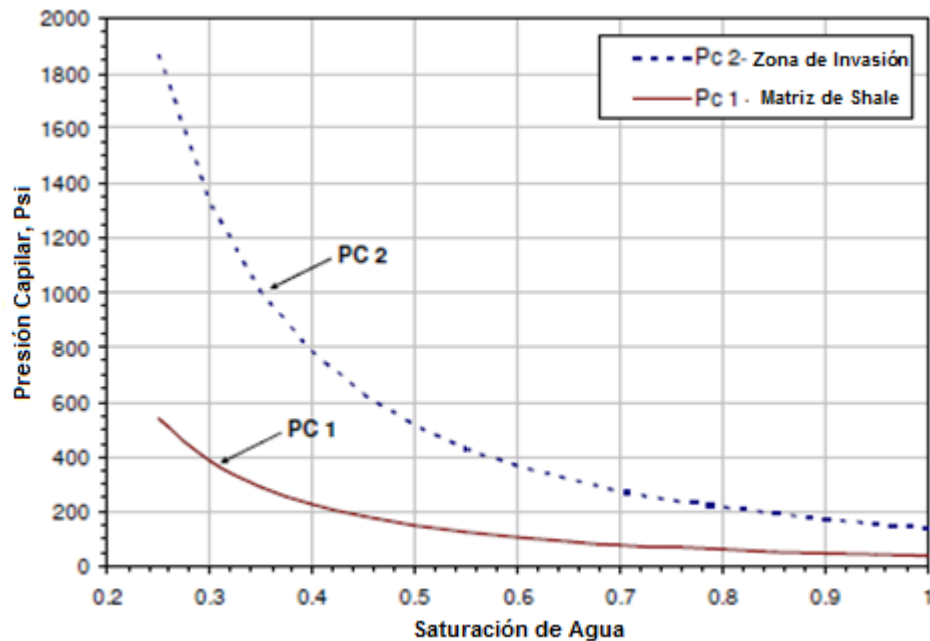


Figura 14. Curvas de presión capilar utilizadas en los modelos de simulación

2.2.5 CONTENIDO DE GAS

En los yacimientos de gas en mantos de carbón para determinar el contenido de gas se indican los volúmenes de gas expulsado (a partir de muestras de carbón colocados en contenedores), gas residual (de carbón triturado), y gas perdido (calculado).

En yacimientos de gas shale es habitual reportar el gas in situ en términos de scf/ton, la adopción de la nomenclatura (CBM) metano en mantos de carbón. Para el cálculo del almacenamiento de gas total, los volúmenes de gas shale in situ se consideran generalmente por los siguientes términos:

- Un componente volumétrico, G_f , involucra hidrocarburos almacenados en espacios porosos en forma de gas libre, corregido para el volumen ocupado por la fase sorbida. El volumen de gas libre se cuantifica mediante modificaciones de métodos de evaluación estándar de yacimientos.
- Un componente sorbido, G_a , con el gas almacenado físicamente a lo largo del área de superficie de los micro y mesoporos. La cantidad de gas adsorbido generalmente se cuantifica a partir de mediciones de la isoterma

de absorción, mediante el establecimiento de una isoterma de adsorción de equilibrio.

- Un componente volumétrico, G_{SO} , con presencia de gas disuelto en el hidrocarburo líquido. Este volumen se combina generalmente con gas adsorbido en yacimientos que contienen gran fracción de hidrocarburo líquido en espacios porosos.
- Un componente volumétrico, G_{SW} , con presencia de gas disuelto en agua de formación. La cantidad de gas disuelto se estima a partir de los cálculos de la solubilidad bruta de la roca. Aunque tradicionalmente no se ha considerado importante, en un estudio reciente se discute el mejoramiento significativo de la solubilidad de gases en agua de formación cuando está confinada a pequeños poros²⁶.

Por lo tanto, tenemos G_{st} el total de gas in situ:

$$G_{st} = G_f + G_a + G_{SO} + G_{SW} \quad (\text{Ec. 2.14})$$

Donde G_f se define:

$$G_f = 32.0368 \frac{\emptyset(1 - S_w) - \emptyset_a}{\rho_b B_g} \quad (\text{Ec. 2.15})$$

Dónde:

\emptyset : Porosidad

S_w : Saturación de agua

ρ_b : Densidad de la roca g/cm^3

B_g : Factor volumétrico del gas rcf/scf

Donde para un sistema de un solo componente, introducimos:

$$\emptyset_a = 1.318 \times 10^{-6} M \frac{\rho_b}{\rho_s} \left(G_{SL} \frac{P}{P + P_L} \right) \quad (\text{Ec. 2.16})$$

$$G_a = G_{SL} \frac{P}{P + P_L} \quad (\text{Ec. 2.17})$$

Dónde:

G_{SL} : Volumen de Langmuir scf/ton

P : Presión a la que se quiere evaluar el gas adsorbido en $psia$

²⁶ AMBROSE Ray J., tomado de "MULTI-COMPONENT SORBED-PHASE CONSIDERATIONS FOR SHALE GAS-IN-PLACE CALCULATIONS"

P_L : Presión de langmuir en *psia*
 M : Peso molecular del gas *lbm/lbmol*
 ρ_s : Densidad de la fase sorbida *g/cm³*

Donde gas disuelto en aceite, G_{SO} , es igual a:

$$G_{SO} = \frac{32.0368}{5.6146} \frac{\emptyset S_o R_{SO}}{\rho_b B_o} \quad (\text{Ec. 2.18})$$

Dónde:

\emptyset : Porosidad
 R_{SO} : Relación de gas en solución *scf/STB*
 S_o : Saturación de aceite
 ρ_b : Densidad de la roca *g/cm³*
 B_o : Factor volumétrico del petróleo (Vol de yacimiento/Vol de superficie)

Donde el gas disuelto en agua, G_{SW} , es igual a:

$$G_{SW} = \frac{32.0368}{5.6146} \frac{\emptyset S_w R_{SW}}{\rho_b B_w} \quad (\text{Ec. 2.19})$$

Dónde:

\emptyset : Porosidad
 R_{SW} : Relación de gas en solución *scf/STB*
 S_w : Saturación de agua
 ρ_b : Densidad de la roca *g/cm³*
 B_w : Factor volumétrico del agua (volumen de yacimiento/volumen de superficie)

En los cálculos estándar actuales de la industria, el gas en solución en hidrocarburos y agua móvil, y el gas adsorbido dentro de la materia orgánica se combinan en el análisis de la isoterma de adsorción.

$$G_{st} = G_f + G_a \quad (\text{Ec. 2.20})$$

La ecuación del gas in situ para un yacimiento de un sistema para un solo componente:

$$G_{st} = 32.0368 \frac{\emptyset(1 - S_w) - 1.318 \times 10^{-6} M \frac{\rho_b}{\rho_s} (G_{sL} \frac{P}{P + P_L})}{\rho_b B_g} + G_{sL} \frac{P}{P + P_L} \quad (\text{Ec. 2.21})$$

En la Ec. 2.21, el primer término al lado derecho representa la capa de adsorción corregido por el volumen del gas libre, mientras que el segundo término

corresponde al volumen del gas adsorbido. En esta ecuación, el factor volumétrico de formación, B_g , el peso molecular, M , la densidad de la fase sorbida, ρ_s y los parámetros de adsorción de *Langmuir* G_{SL} y P_L son dependientes de la composición y las reglas de mezcla simples se recomiendan a menudo para el cálculo de sus valores promedios.

También, con el fin de determinar la variabilidad del contenido de gas con la profundidad, se colectan muestras que corresponden a la parte inferior, media y superior de cada sección, realizando un análisis de desgasificación de muestras de carbón o de shale que pueden ser efectuadas empleando recipientes especialmente diseñados para evaluar este parámetro. Estos recipientes registran en forma automática el volumen de gas liberado por las muestras de carbón. De igual manera, esta metodología es utilizada para registrar el volumen de gas shale liberado. Igualmente este tipo de muestreo se realiza teniendo en cuenta la posición estratigráfica de los mantos de carbón y su grado de exposición, ya que es necesario que el frente de la mina se encuentre activo al momento de muestrear. Se hace importante abarcar gran parte de la columna en cada una de las áreas²⁷.

2.2.5.1 Isoterma de adsorción

El shale es capaz de almacenar cantidades significativas de gas. El mecanismo por el cual esto ocurre es llamado adsorción. En la adsorción las moléculas de una sustancia se adhieren a la superficie de otra. La adsorción puede ser visualizada como un imán adherido a una superficie de metal. Esta es diferente de la absorción donde una sustancia es atrapada dentro de otra, como la esponja remojada por agua. La adsorción es un proceso reversivo, porque este involucra fuerzas de atracción débiles.

La isoterma de adsorción de Langmuir asume que el gas adherido a la superficie de shale o del carbón cubre la superficie como una mono capa de gas. Casi todo el gas almacenado por adsorción existe en un condensado, cerca al estado líquido. A altas presiones se almacenan volúmenes más grandes de gas por adsorción. La formulación general de la isoterma de Langmuir es:

$$V(P) = \frac{V_L P}{P_L + P} \quad (\text{Ec. 2.22})$$

2.2.5.1.1 Volumen de Langmuir (V_L) y (G_{SL})

Este es la máxima cantidad de gas que puede ser adsorbida en una pieza de shale a presión infinita (ver Figura 15). Este valor es asintóticamente aproximado por la isoterma a medida que la presión incrementa.

²⁷ Agencia de noticias UNAL, tomado de artículo en línea.

Generalmente, las unidades para el parámetro de volumen de Langmuir (V_L) son scf/ton (volumen de gas por unidad de masa de roca) el volumen puede ser convertido a scf / ft³ (volumen de gas por volumen unitario de roca) multiplicándolo por la densidad de la roca.

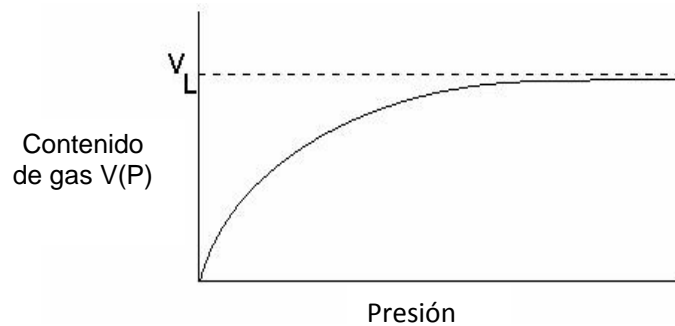


Figura 15. Isotherma de Langmuir típica mostrando la relación con el (V_L)

2.2.5.1.2 Presión de Langmuir (P_L)

Es la presión a la cual $\frac{1}{2} V_L$ puede ser adsorbido. Este parámetro afecta la forma de la isoterma. La literatura dice que un shale de alta adsorción tiene un P_L de 1800 psia y un V_L de 120 pcs/ton, y un shale de baja adsorción tiene un P_L de 1150 psia y un V_L de 50 pcs/ton. Estos rangos no son totalmente cumplidos pero la mayoría de los shales caben dentro de ellos. (Ver Figura 16)

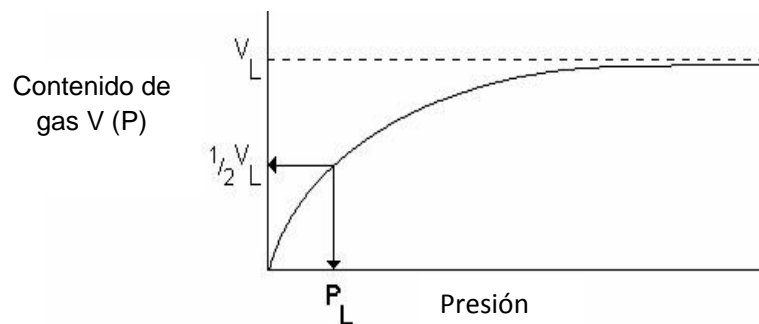


Figura 16. Isotherma de Langmuir típica mostrando la relación con el (P_L)

2.2.6 Madurez Térmica

La madurez térmica proporciona una indicación de la paleotemperatura máxima alcanzada por una roca origen. Los hidrocarburos comienzan a ser generados por encima del umbral de temperatura de 60 ° C. Vassoyevich et al. (1970) describe este proceso, donde turbas y lignitos se deshidratan y pierden otros volátiles y el kerógeno se divide en los cuatro tipos distintivos como el "salto de carbonización". La "ventana de petróleo" se encuentra entre las temperaturas de 60-120 ° C, la ventana del gas entre 120-150 ° C. A temperaturas superiores a 150 ° C, se dice

que la materia orgánica esta posterior a la maduración y ya no es reactiva para el desarrollo de hidrocarburos. A temperaturas de 200 ° C, los compuestos orgánicos se reducen al grafito y metano²⁸. La reflectancia de la vitrinita es el método más común para la determinación de la madurez térmica, que se completa mediante el examen microscópico de kerógeno o con la montura de la totalidad de la roca y el registro de la reflectividad de partículas a través de un fotomultiplicador.

2.2.6.1 Método de reflectancia de la vitrinita

La Reflectancia de la Vitrinita (VR) es el indicador de maduración orgánica más común utilizado en la industria del petróleo. También se describen simplemente como el reflejo de macérales de un haz incidente normal de luz no polarizada²⁹. La reflectividad (R) puede ser registrado como Rv a un máximo porcentaje (Rv max%) o Ro en porcentaje (Ro%). Ambos son mediciones de porcentaje de luz reflejada por la muestra, calibrado frente a un material que muestra la reflectancia un 100% (es decir, un espejo). El análisis VR tiene aceptación mundial como una técnica capaz de producir una medición precisa de paleotemperaturas máximas en cuencas con hidrocarburos, como podemos ver en la Figura 17 los porcentajes de Ro y su cambio de color debido a la reflectancia de la vitrinita. No existe un límite marcado entre madurez e inmadurez, debido a que materias orgánicas de composición diferente responden a velocidades diferentes a los incrementos de temperatura.

- <0.60 Inmaduro
- 0.60 -1.00 Ventana de Petróleo
- 1.00 –1.40 Ventana de Condensado/Gas Húmedo
- >1.40 Ventana de Gas Seco

Gas producible puede ser encontrado acerca de 1.0 %Ro

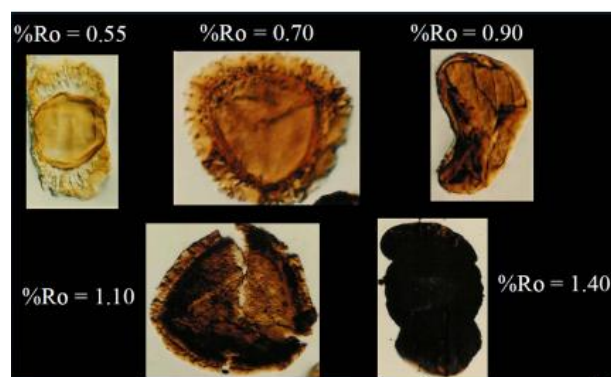


Figura 17. Cambio de Color debido a la Reflectancia de la Vitrinita

²⁸ VASSOYEVICH N.B., tomado de "Principle Phase of Oil Formation. International Geology Review"

²⁹ McCartney. Teichmuller, tomado de "Classification of Coals According to Degree of Coalification by Reflectance of the Vitrinite Component"

2.2.7 Porosidad

La composición del shale gas puede ser dividida dentro de Kerogeno y matriz inorgánica. La matriz inorgánica puede ser además dividida en minerales arcillosos y no arcillosos. Los modelos petrofísicos mostrados en la Figura 18 pueden ser usados como una base para entender el concepto de la porosidad en los yacimientos de shale gas, y para visualizar la estimación del gas total contenido. Fracturas naturales, las cuales no son mostradas en este esquema, pueden ser incluidas en la matriz inorgánica, o ellos pueden ser considerados como el tercer componente entre el kerogeno y la matriz inorgánica. La porosidad de la fractura natural asociada con la matriz entera (ϕ_2) es difícil de cuantificar y es usualmente considerada a ocupar un pequeño porcentaje de la porosidad total. Las mediciones de porosidad de uso común con helio en muestras de núcleos trituradas no son capaces de medir la porosidad de fractura natural. En condiciones favorables, las estimaciones pueden ser hechas de registros y datos de prueba de pozo.

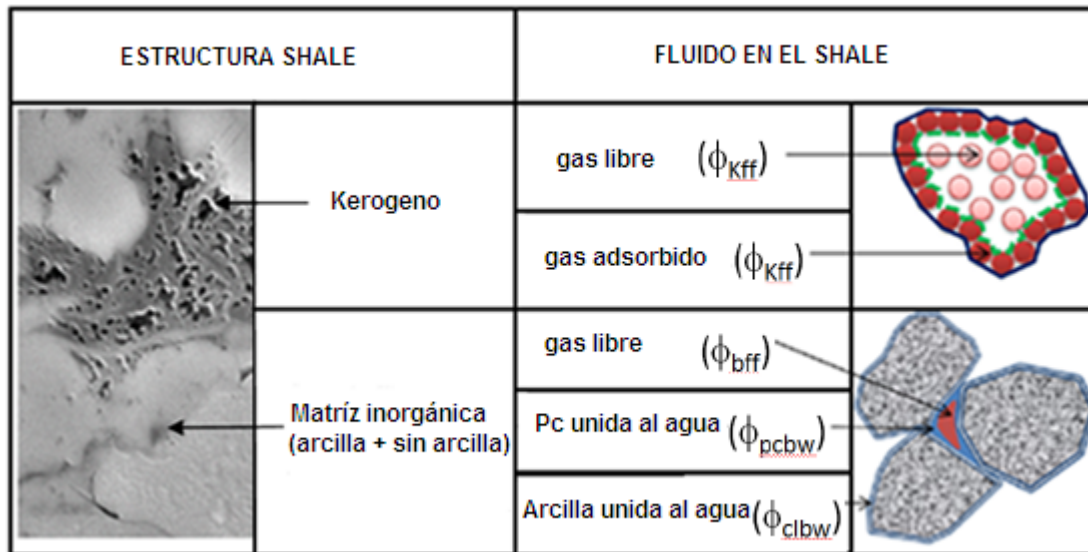


Figura 18. Esquema de la matriz del shale y composición de la Porosidad. Fuente: SPE 167236

Para los cálculos de gas shale in-place, se adapta la ecuación de yacimientos de gas convencional, la cual necesita ser modificada para incluir el gas adsorbido. Las siguientes ecuaciones son usadas para cálculos volumétricos del gas total original in place³⁰. La introducción de la porosidad del gas absorbido (ϕ_a)

³⁰ Cui, Bustin et al. 2009; Aguilera 2010; Ambrose, Diaz-Campos et al. 2010, tomado de "Uncertainty Analysis of Shale Gas Simulation: Consideration of Basic Petrophysical Properties"

representa el volumen de gas absorbido en el kerogeno, que podría ser un factor significativo.

$$GIIP_{Tot} = 43560 * A * h * \phi * (1 - S_w) * \frac{1}{B_g} \quad (\text{Ec. 2.23})$$

La anterior ecuación es buena para yacimientos de gas convencional pero cuestionable para yacimientos de gas shale.

$$GIIP_{Tot} = GIIP_{ad} + GIIP_{fr} \quad (\text{Ec. 2.24})$$

$$GIIP_{ad} = G_{sL} \frac{P}{P+P_L} * \rho_b * A * h * C \quad (\text{Ec. 2.25})$$

$$GIIP_{fr} = 43560 * A * h * \frac{1}{B_g} [\phi(1 - S_w) - \phi_a] \quad (\text{Ec. 2.26})$$

$$\phi_a = 1.318 \times 10^{-6} * M_w \frac{\rho_b}{\rho_a} \left(G_{sL} \frac{P}{P+P_L} \right) \quad (\text{Ec. 2.27})$$

Donde:

- GIIP_{Tot}: Gas total inicial in place (scf)
- GIIP_{ad}: Gas absorbido inicialmente in place (scf)
- GIIP_{fr}: Gas libre inicial in place (scf)
- A: área (acres)
- h: Espesor neto promedio (ft)
- S_w: Saturación total de agua inicial
- B_g: Factor volumetrico inicial de la formación
- ϕ: Porosidad total
- ϕ_a: Porosidad del gas absorbido
- G_{sL}: Capacidad de almacenamiento Langmuir (Scf/ton)
- P: Presión (psia)
- P_L: Presión Langmuir (psia)
- ρ_b: Densidad de la formación (g/cm³)
- ρ_s: Densidad del gas absorbido (g/cm³)
- C: Factor de conversión de unidades =1359.7

Existen diferentes opiniones sobre como evaluar los yacimientos de shale gas. La Ec. 2.23 debe ser usada para calcular el gas total in-place en yacimientos de shale argumentando en los registros leídos que todo el espacio poroso ocupado en la roca por algún tipo de fluido, incluyendo los ocupados por gas absorbido³¹. Los autores opinan, que este argumento no es aplicable como herramienta de registro regular y no son capaces de dar cuenta del gas absorbido. El gas total original in

³¹ Glorioso and Rattia (Glorioso and Rattia 2012) , tomado de "Uncertainty Analysis of Shale Gas Simulation: Consideration of Basic Petrophysical Properties"

place calculado usando las Ec. 2.25 y Ec. 2.26 puede ser significativamente más alto que usando la Ec. 2.23. La diferencia ha sido reportada entre el 20-38% en algunos ejemplos calculados³². Los datos de entrada de los ejemplos de Aguilera vinieron de datos de publicaciones petrofísicas de algunas formaciones de Shale. El área de superficie del kerogeno es debido a su estructura nanopore, indicando que el volumen tomado por el gas absorbido puede ser una parte significativa de la porosidad total y no debería ser descuidada.

La exactitud de la medida de la porosidad ha sido un impacto importante en la evaluación económica inicial de los recursos de shale gas. El método Crushed-rock GRI, la expansión de helio es usualmente usado para análisis de núcleos de Shales. Sin embargo, diferencias significativas se han encontrado cuando comparamos propiedades medidas de algunos datos enviados a varios laboratorios comerciales³³.

La falta de estandarización en todos los laboratorios de la Industria hacen que los insumos básicos para modelos petrofísicos y simulaciones de shale gas sean inciertos. Por lo menos el operador puede hacer entender el protocolo de cada propiedad medida en el laboratorio, evitando el uso de laboratorios que no quieren revelar información detallada sobre los procesos de medición.

Las porosidades secas también pueden ser medidas en muestras de shale después de ser extraído el fluido. La porosidad seca es usualmente más alta que la porosidad AR, de esta manera la extracción eliminará la arcilla unida al agua, dejando más espacio poroso para la expansión de helio. Como el método de expansión de helio se basa en la ley de Boyle, la adsorción del gas no es considerada para medir porosidad y permeabilidad en muestras trituradas, la Ec. 2.24 y Ec. 2.26 se deben usar para estimar el gas total en la muestra del Shale. Mediciones de Presión capilar por inyección de mercurio a alta presión (MICP), también se han usado para medir la porosidad. Con tan alta presión, con 2 nm hay limitaciones para que el gas entre a los poros³⁴.

La porosidad no puede ser rutinariamente estimada de registros de pozos convencionales debido a los componentes litológicos complejos y la existencia de Kerogeno. Incluso la introducción de factores de corrección, sónico, densidad, registros neutrónicos no son generalmente aceptados para evaluaciones de la porosidad. Un buen número de estudios han sido hechos usando complicados conjunto de registros para evaluar la porosidad, TOC, volumen de kerogeno,

³² (Aguilera 2010; Ambrose, Diaz-Campos et al. 2010), tomado de "Uncertainty Analysis of Shale Gas Simulation: Consideration of Basic Petrophysical Properties"

³³ Passey, Bohacs et al. 2010; Sondergeld, Newsham et al. 2010), tomado de "Uncertainty Analysis of Shale Gas Simulation: Consideration of Basic Petrophysical Properties"

³⁴ Sondergeld, Ambrose et al. 2010, tomado de "Uncertainty Analysis of Shale Gas Simulation: Consideration of Basic Petrophysical Properties"

densidad del grano, hidrocarburo libre y saturación de agua³⁵. Estos registros incluyen estándares neutrónicos, sínicos, densidad, resistividad, geoquímica, resonancia magnética nuclear (NMR), registro dieléctrico y más. La interpretación de los resultados fueron comparados con medidas de núcleos para probar sus modelos petrofísicos y trabajo de flujo.

La pregunta importante que se debe considerar cuidadosamente es que los valores de porosidad obtenidos de análisis de núcleos o evaluación de registros deben ser realmente representativos. Es importante entender el mecanismo y la limitación de los diversos protocolos de medición de núcleo y herramientas de registro. Modelos petrofísicos no sólo debe basarse en la correlación de datos entre núcleos y registros de pozos, sino también en la comprensión global de litología de la roca del shale y estructura.

2.2.8 Permeabilidad

Generalmente la permeabilidad de gas no convencional (incluyendo tight gas y gas shale) es menos de 0,1 md. La permeabilidad del gas shale es por lo general mucho más bajo que el tight gas y varía de 10 nanodarcy a 100 microdarcy. Cuando incorporamos la apertura de garganta de poro r_p junto con la permeabilidad y la porosidad, una clara tendencia se ha observado en todos los yacimientos³⁶ (ver Figura 19).

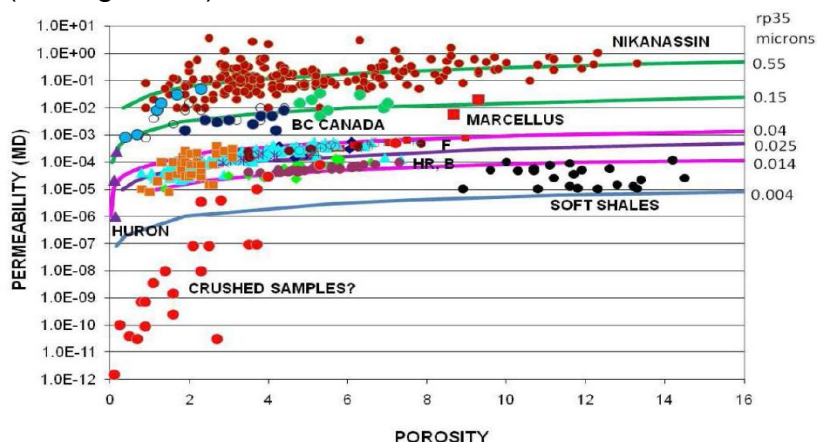


Figura 19. Permeabilidad vs. Porosidad. Grafica de interrelación incluyendo tight gas (Nikanassin) y datos de shale gas incluyendo Horn River (HR), soft shales en canada, Fayetteville (F), Barnett (B), Huron y Marcellus shales en los Estados Unidos.

Fuente: SPE 167236

³⁵ Quirein, J., J. Witkowsky, et al. (2010). Integrating Core Data and Wireline Geochemical Data for Formation Evaluation and Characterization of Shale Gas Reservoirs. SPE 134559. paper presented at the SPE annual technical conference and exhibition, Florence, Italy: 18p.

³⁶ Aguilera, R. (2010). Flow Units: From Conventional to Tight Gas to Shale Gas Reservoirs. SPE 132845. Paper presented at the Trinidad and Tobago energy resources conference in Port of Spain, Trinidad.

El gráfico muestra que los datos de yacimientos caen en bandas bien definidas con determinados rangos de aberturas de garganta de poro. Los yacimientos de gas convencionales tienen radios de garganta de poro mayores aproximadamente 0,55 micras. Los yacimientos de gas shale tienen radios de garganta de poro más pequeños de 100 nm.

Se nota en la escala logarítmica de la permeabilidad que no puede haber cambios cerca de tres órdenes de magnitud en una sola formación. La heterogeneidad es sólo uno de los aspectos que producen incertidumbre en la permeabilidad de yacimientos de gas shale. La permeabilidad medida en el laboratorio no refleja la permeabilidad después de una estimulación por fracturamiento hidráulico. La geometría desconocida de la red de fracturas estimulada hace que sea muy difícil introducir un valor de permeabilidad para cualquier modelo de análisis o simulación numérica. El ancho de la fractura y el empaque del agente de sostén pueden variar significativamente de una etapa a otra en un trabajo de fracturación hidráulico multietapa. Cambios geomecánicos durante la producción de gas también tienen efectos complejos sobre el volumen del yacimiento estimulado. Todos estos problemas hacen que la permeabilidad sea muy difícil de estimar y modelar.

El equipo de diferencial de presión mostrado en la Figura 20 se puede utilizar para determinar la permeabilidad. Se compone de un recipiente aguas arriba que almacena un volumen V1 de gas, un soporte de muestra capaz de aplicar altas tensiones, que sostiene una muestra de núcleo cilíndrico, y un recipiente corriente abajo del volumen V2.

Un transductor de presión diferencial mide la diferencia de presión (Dp) a través del núcleo y un medidor de presión mide la presión absoluta ($P2$) en el recipiente 2. El dato de caída de presión (Dp) se mide como una función del tiempo³⁷. Las técnicas de caída de presión permiten medir permeabilidades muy bajas, algo que no es posible con la medición tradicional de la permeabilidad de flujo estable. Tanto el núcleo completo³⁸ y las muestras trituradas se han utilizado para medir la permeabilidad³⁹. La inyección de mercurio también ha sido investigada para medir la permeabilidad de shale⁴⁰.

³⁷ Javadpour, F. (2012). Lecture of Advances in Unconventional Shale Gas Resources

³⁸ Dicker, A. I. and R. M. Smits (1988). A practical approach for determining permeability from laboratory pressure-pulse decay measurements. SPE 17578. SPE International Meeting in Petroleum Engineering, Tianjin, China.

³⁹ Luffel, D. L., C. W. Hopkins, et al. (1993). Matrix permeability measurements of gas productive shales. SPE 26633. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, TX, USA.

⁴⁰ Kamath, J. (1992). "Evaluation of accuracy of estimating air permeability from mercury-injection data." Society of Petroleum Engineers Formation Evaluation 7: 304-310.

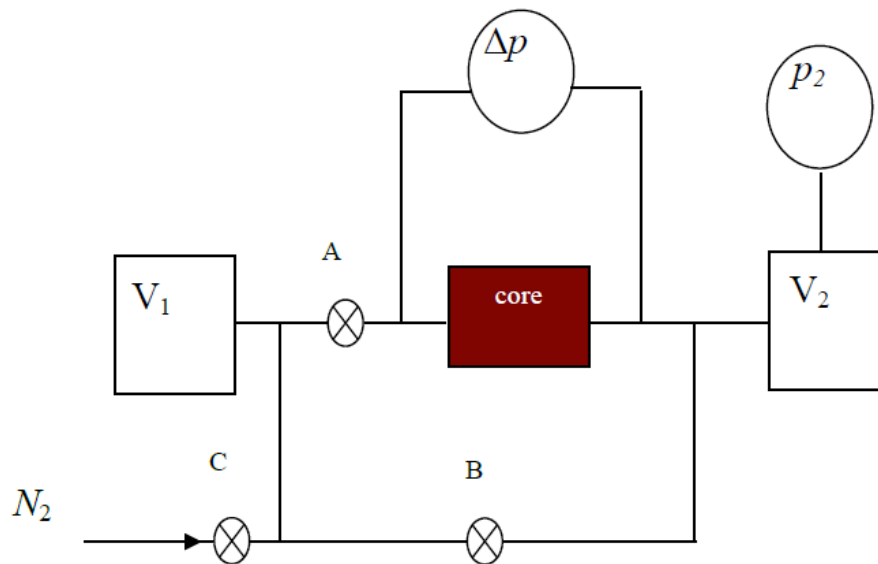


Figura 20. Aparato de disminución de impulso para determinar la Permeabilidad.
Fuente: SPE 167236

Mejoramientos se han desarrollado recientemente para corregir el impacto de adsorción⁴¹ mediante el uso de gas natural (metano) en lugar de helio y nitrógeno⁴². Un estudio ha demostrado también que para las muestras trituradas, la permeabilidad depende en gran medida del tamaño de partícula y el procedimiento de medición⁴³.

La falta de protocolos estándares crea valores medidos de permeabilidad cuestionables. La medida de laboratorio de la permeabilidad se puede considerar como permeabilidad de la matriz k_m . La permeabilidad derivada de análisis de datos de producción es una permeabilidad efectiva k_e que incluye tanto las fracturas hidráulicas como las fracturas naturales estimuladas. Ambos valores son importantes para los modelos analíticos y de simulación numérica. Durante la producción de gas shale, a medida que disminuye la presión del yacimiento, tanto k_m y k_e se ven influidas por los cambios en el entorno geomecánico. La permeabilidad k_e es más sensible a los cambios de presión que k_m .

⁴¹ Cui, X., A. M. M. Bustin, et al. (2009). "Measurements of gas permeability and diffusivity of tight reservoir rocks: different approaches and their applications." *Geofluids* 9: 208-223.

⁴² Gao, C., R. Xu, et al. (2013). The Shale-Gas Permeability Measurement Considering the Rarefaction Effect on Transport Mechanism in the Nanopores. 16944-MS. International Petroleum Technology Conference in Beijing, China.

⁴³ Tinni, A., E. Fathi, et al. (2012). Shale Permeability Measurements on Plugs and Crushed Samples. SPE 162235. SPE Canadian Unconventional Resources Conference in Calgary, Alberta, Canada.

2.2.9 Kerogeno y TOC

Kerógeno, una mezcla de hidrocarburos, es la parte insoluble de la materia orgánica en las rocas sedimentarias. No es soluble en tolueno y otro disolvente orgánico normal. La porción soluble se conoce como bitumen. Para el gas shale y petróleo de shale discutido aquí, podemos considerar toda la materia orgánica como kerógeno. El kerógeno se puede clasificar de acuerdo a la fuente del material Figura 21.

Tipos de Kerogeno y su potencial de Hidrocarburo				
Ambientes	Tipo de Kerogeno	Forma del Kerogeno	Origen	Potencial HC
Acuática	I	Alginita	Cuerpos de Algas	Oil
		Kerogeno Amorfo	Escombros sin estructura del origen de las algas	
	Material de estructura planctónica, primeramente de origen marino			
Terrestre	II	Exinita	Pieles de esporas y polen, cutículas de las hojas y plantas herbáceas	Gas, algo de petróleo
	III	Vitrinita	Fragmentos fibrosos y plantas leñosas y estructuras, materia húmica coloidal	
				Solo gas
	IV	Inertinita	Escombros oxidizados, leñosos reciclados	Ninguno

Figura 21. Origen, fuente y potencial de hidrocarburo de diferentes tipos de kerogeno (azul: aceite, amarillo: gas). Fuente: SPE 167236

El kerógeno en el gas shale es de tipo II, mientras que el carbón contiene sobre todo de tipo III kerógeno. El diagrama de Van Krevelen (Ver figura 22). Es el esquema más utilizado para clasificar los tipos de kerógeno en términos de su índice de hidrógeno e índice de oxígeno. Ambas relaciones C/H y C/S disminuyen durante el proceso de generación de hidrocarburos. El oxígeno se pierde principalmente como CO₂ y H₂O.

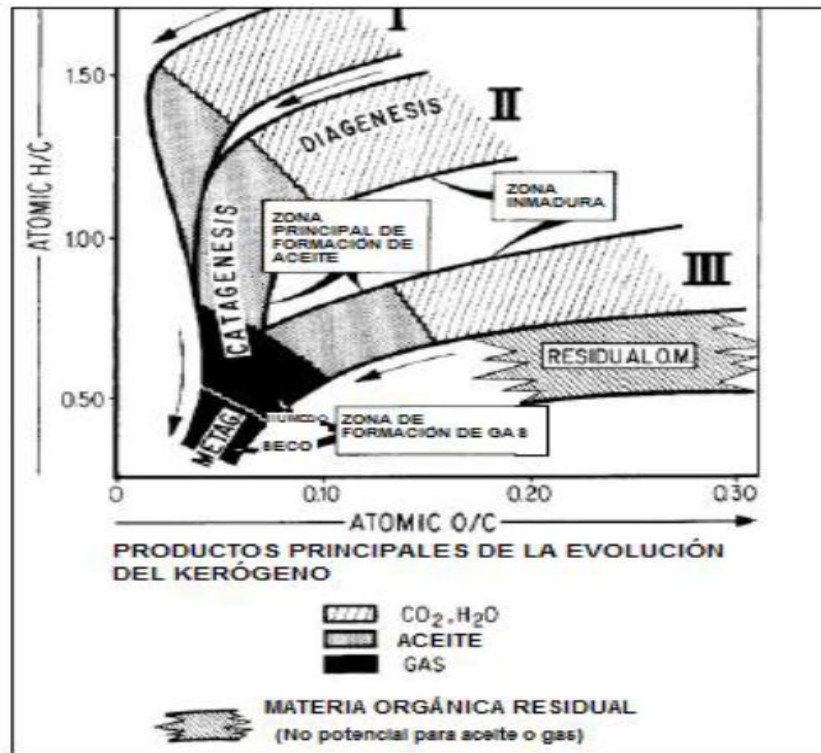


Figura 22. Diagrama de Van Krevelen mostrando la evolución química del kerógeno y los niveles de incremento de la maduración termal. Fuente: SPE 167236

TOC, carbono orgánico total, se define como la cantidad de carbono unido a compuestos orgánicos en shale. Otros elementos presentes en el kerógeno tales como hidrógeno, oxígeno, nitrógeno y azufre no se incluyen en el TOC, por lo que hay un factor (k) para considerar esta diferencia. Aunque este factor puede ser ligeramente diferente para kerógeno de diferentes tipos y madurez, 1,2 es un valor razonable que ha sido utilizado generalmente⁴⁴.

$$TOC * k = \frac{V_{ko} * \rho_{ko}}{\rho_b} \quad (\text{Ec. 2.28})$$

Dónde:

V_{ko} : Porcentaje de volumen de kerógeno

ρ_{ko} : Densidad de kerógeno (g/cm³)

ρ_b : Densidad mayor formación (g/cm³)

k : Factor de conversión

El TOC suele medirse por Rock-Eval pirólisis en el laboratorio. El método de (RE) consiste en un calentamiento programado de muestras de núcleo trituradas en una

⁴⁴ Lewis, R. E., D. Ingraham, et al. (2004). New Evaluation Techniques for Gas Shale Reservoirs. Reservoir symposium, Schlumberger.

serie de temperaturas en un horno de pirólisis con una atmósfera inerte (helio). No sólo el TOC se puede medir, también cantidades de hidrocarburos libres (S1), hidrocarburos generados a través de craqueo térmico (S2), y la liberación de CO2 atrapado (S3). Todo se puede medir selectivamente y cuantitativamente. Desde S1, S2 y S3, el índice de hidrógeno (HI) y el índice de oxígeno (OI) se pueden derivar, lo cual puede ayudar a identificar el tipo de kerógeno y cuantificar el nivel de madurez orgánica (LOM).

La escala LOM fue desarrollado por Hood et al⁴⁵ para sustituir el número de rango del carbón de Suggate⁴⁶ utilizado en Nueva Zelanda (Terciario Cretácico). LOM se puede conseguir mediante la medición de reflectancia de la vitrinita (Ro) en el laboratorio. Muestras de cortes de perforación de núcleo o trituradas se montan en resina de endurecimiento en frío y pulido como se presentó, y medidas bajo un sistema de medición microscópico de la reflectancia de la vitrinita. La relación entre el LOM y la reflectancia de la vitrinita ha sido resumida por Hood basado en los datos de carbón Figura 23.

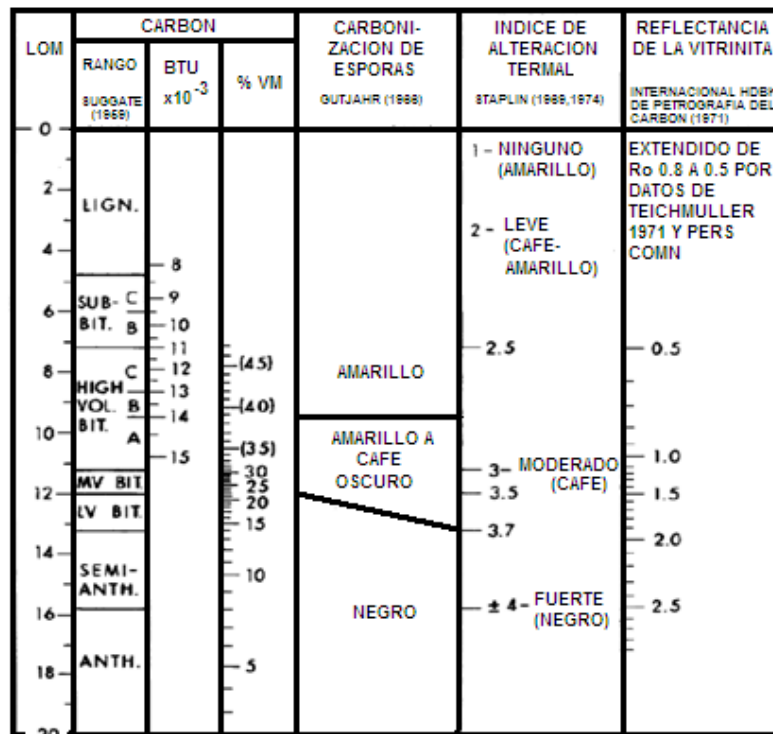


Figura 23. Escala de metamorfismo orgánico. Fuente: SPE 167236

⁴⁵ Hood, A., C. C. M. Gutjahr, et al. (1975). "Organic Metamorphisum and the Generation of Petroleum." The American Association of Petroleum Geologists Bulletin 59(6): 986-996.

⁴⁶ Suggate, R. P. (1959). New Zealand coals, their geological setting and its influence on their properties, New Zealand Dept. Sci. Industry Researcyh. Bull. 134: 113p.

Gráficos de Ro y LOM basados en datos de la Figura 23. Son ampliamente aceptados y utilizados tanto para el carbón como para el shale. Por ejemplo, una reflectancia de la vitrinita (Ro) valor de 1,6% a partir de datos de núcleo es equivalente a un valor de LOM de alrededor de 11 a 12 calculado a partir de la Ec. 2.29⁴⁷.

$$LOM = 8.18 \left\{ \frac{\%Ro}{0.59 + 0.41 \left[1 - \exp\left(-\frac{\%Ro}{0.36}\right) \right]^{28.45}} \right\}^{1/m} \quad (\text{Ec. 2.29})$$

La ecuación anterior fue desarrollada empíricamente sobre la base de datos de laboratorio publicados por Hood et al⁴⁸. Una extensión se ha hecho teniendo en cuenta que el exponente m es aproximado por el exponente de cementación en la ecuación de Archie. Una solución gráfica de la ecuación se presenta en la Figura 24. Los resultados preliminares indican que, en general, los niveles más pequeños de metamorfismo orgánico en los shale conducen a valores mayores de m. Los resultados se presentan a lo largo de estas líneas.

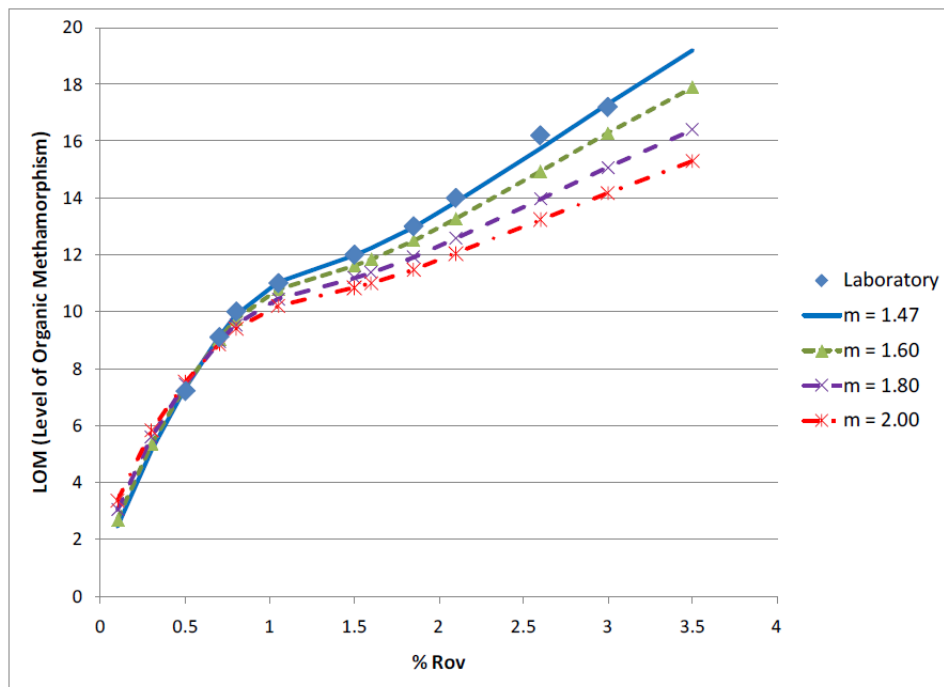


Figura 24. Determinación del nivel de metamorfismo orgánico (LOM) basado en conocimiento de reflectancia de la vitrinita (Ro) y el exponente de cementación, m. Los datos de laboratorio son tomados de Hood et al. Fuente: SPE 167236

⁴⁷ Yu, G. and R. Aguilera (2011). Use of Pickett Plots for Evaluation of Shale Gas Formations. SPE 146948. Paper presented at the SPE annual technical conference and exhibition in Denver, CO, USA.

⁴⁸ Hood, A., C. C. M. Gutjahr, et al. (1975). "Organic Metamorphisum and the Generation of Petroleum." The American Association of Petroleum Geologists Bulletin 59(6): 986-996.

La estimación precisa de LOM es importante para la cuantificación de TOC desde las lecturas de registros. Gráficos de índice de hidrógeno (HI) versus Ro y HI versus T_{máx} (la temperatura a la que la tasa máxima de generación de hidrocarburos se produce durante la pirólisis) se han utilizado para refinar el tipo de kerógeno y para evaluar la madurez con respecto a las "ventanas" de petróleo y gas. Tanto HI como T_{max} se pueden obtener de Rock-Eval pirólisis. Luego, la profundidad graficada de Ro y T_{max} se puede utilizar para detectar el tope superior de petróleo y gas para pozos específicos, o para localizar puntos óptimos para pozos horizontales.

Hay varias maneras de estimar TOC a partir de registros: (1) los registros geoquímicos avanzados pueden ser utilizados para cuantificar el porcentaje de volumen kerógeno y el TOC. (2) los registros de densidad se pueden utilizar para establecer una correlación entre el TOC y la densidad. Algunas veces correlaciones a partir de otros tipos de registros también se pueden utilizar. (3) Método de ΔLogR de Passey⁴⁹.

El primer método generalmente produce resultados más fiables que los otros dos. Sin embargo, los registros geoquímicos sólo se llevan a cabo en un número muy limitado de pozos debido a su alto costo. Las correlaciones establecidas para el segundo método no son universales, y por lo general se limitan a pozos análogos cercanos en la misma formación, si las propiedades geológicas y petrofísicas no son altamente heterogéneas. Las correcciones de las medidas de densidad de laboratorio y registros de densidad deben ser consideradas cuidadosamente. La tercera opción, desarrollado por Passey, ha sido ampliamente probada y generalmente proporciona buenos resultados.

El método presentado por Passey fue desarrollado originalmente para rocas fuente en la ventana de la madurez de aceite (Ro = 0,5-0,9 y LOM 6-10,5). Más tarde, un multiplicador de corrección para las formaciones de gas shale (Ro > 0.9/LOM > 10,5) fue propuesto por Sondergeld⁵⁰. El método de Passey también se ha incorporado en los gráficos Pickett para la evaluación integral de TOC, la saturación de agua y la identificación de regiones de flujo⁵¹.

⁴⁹ Passey, Q. R., S. Creaney, et al. (1990). "A practical model for organic richness from porosity and resistivity logs." AAPG Bulletin 74(12): 1777-1794.

⁵⁰ Sondergeld, C. H., K. E. Newsham, et al. (2010). Petrophysical Consideration in Evaluating and Producing Shale Gas Resources. SPE 131768. paper presented at the SPE unconventional gas conference, Pittsburg, PA: 34.

⁵¹ Yu, G. and R. Aguilera (2011). Use of Pickett Plots for Evaluation of Shale Gas Formations. SPE 146948. paper presented at the SPE annual technical conference and exhibition in Denver, CO, USA.

2.2.10 Saturación de agua

En los yacimientos de gas shale, su creencia más generalizada es que el agua solo existe en la matriz inorgánica⁵². Como se muestra en la Figura 25, hay generalmente dos tipos de agua, arcilla unida al agua y capilaridad unida al agua.

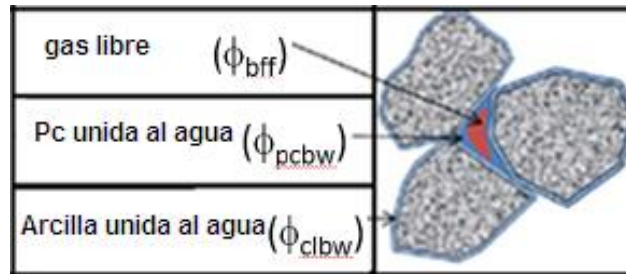


Figura 25. Presión capilar y arcilla unida al agua. Fuente: SPE 167236

En el laboratorio, la saturación de agua S_w es medida por el método estándar de Dean Stark y por el método de retorta. Estos métodos extraen fluido de muestras de núcleos trituradas para medir ambas saturación de agua y porosidad seca. Dean Stark combina la extracción térmica y tolueno mientras que el método de retorta utiliza solo la extracción térmica. Los datos de saturación de agua del método de Dean Stark son generalmente más altos que las mediciones con el método de retorta. Se han realizado estudios para tratar de entender las diferencias entre estos dos métodos⁵³. El autor sugiere precaución con el uso de las derivadas correlaciones / corregidas para shales en todo el mundo debido a las diferencias en la abundancia de arcillas, mineralogía y los aspectos texturales.

La saturación de agua puede ser derivada de registros de pozos, cuando los registros avanzados están disponibles, tanto como los registros RMN y geoquímicos, la estimación de la saturación de agua es más viable.

Los modelos también han sido propuestos para estimar la saturación de agua de registros convencionales⁵⁴. Sin embargo, estos métodos no son significativos para sustituir los modelos detallados de medición y registro petrofísicos, sino más bien para proporcionar estimaciones rápidas de la saturación de agua con datos de entrada limitados sobre todo en aquellos casos en que la información disponible

⁵² Ramírez, T. R., J. D. Klein, et al. (2011). Comparative Study Formation Evaluation Methods for Unconventional Shale-Gas Reservoirs: Application to the Haynesville Shale (Texas). SPE 144062. paper presented at SPE North American Unconventional Gas Conference in Woodlands, Texas, USA.

⁵³ Handwerger, D. A., D. Willberg, et al. (2012). Reconciling Retort versus Dean Stark Measurements on Tight Shales. SPE 159976. paper presented at the SPE annual technical conference and exhibition in San Antonio, Texas, USA.

⁵⁴ Alfred, D. and L. Vernik (2012). A New Petrophysical Model for Organic Shales. paper presented at the SPWLA 53rd annual loggin symposium, Cartagena, Columbia.

es escasa. El uso práctico de estos simples métodos está todavía por ser probados para más casos de estudio.

2.2.11 Densidad del grano

La densidad del grano de los shale es influenciada por arcilla, minerales de metales pesados y kerogeno. Este puede ser obtenido durante el proceso de medición de la porosidad y la saturación de agua. La densidad del grano medida crea incertidumbres similares a los descritos anteriormente. La densidad del grano puede ser también estimada por el análisis de correctas interpretaciones mineralógicas, tales como difracción de rayos-X (XRD) o fluorescencia de rayos-X (XRF) y por herramientas avanzadas de registros geoquímicos. Se debe tener cuidado con la densidad determinada a partir de difracción de rayos X, ya que se basa en el análisis de elementos, que no tienen en cuenta el kerogeno en la roca.

2.3 GAS SHALE EN COLOMBIA Y EN EL MUNDO

2.3.1 Reservas en Colombia

De acuerdo a la agencia nacional de hidrocarburos (ANH), hasta el 31 de diciembre del 2009 el país contaba con un total de reservas de gas natural de 8.45 Tpc, de las cuales 4.73 Tpc corresponden a reservas probadas y 3.72 Tpc a reservas probables y posibles.

2.3.2 POTENCIAL EN COLOMBIA

Arthur D' Little (2008) ha estimado importantes volúmenes de gas a nivel de yacimientos no convencionales, lo que requiere tanto de normas como de tecnología para su desarrollo, las características para la determinación del potencial de las cuencas en Colombia y su resultado se muestran en la Tabla 1.

Cuenca	Área (Millas cuadradas)	Espesor neto (ft)	Gas in situ (TCF)	Volúmenes potenciales (TCF)
Magdalena medio	2896	328	289.5	29
Cordillera Oriental	193	328	19.3	1.9
Cesar Ranchería	77	328	7.72	0.8

Tabla 1. Características para la determinación de su potencial y su resultado.
Fuente: Arthur D' Little (2008).

2.3.3 Sub-cuenca del Catatumbo (Colombia)

El suroeste de la Sub-cuenca del catatumbo se extiende por el este de Colombia mostrando potencial en el shale La Luna y Capacho. El macizo de Santander forma el límite occidental de esta provincia geológica, los Andes de Mérida limita al sur y la extensión suroeste y su borde oriental definido con la frontera entre Colombia y Venezuela.

2.3.3.1 La Luna Shale

Se encuentra a poca profundidad, con profundidades en la Sub-cuenca del Catatumbo de 6000-7600 pies. En el pozo Tibu 178k en el extremo oriental con profundidades de 7120 pies y un poco más profundo en el pozo Socuavo 1. La unidad consiste en shale calcáreas y shale menores que van con espesor bruto de 100 a 300 pies. Basados en muestras de vitrinita, con rangos de madurez térmica de 0.85 a 1.21% Ro, con la reflexión mayor en las zonas centro y norte de la cuenca.

El TOC en muestras de núcleo alcanza un máximo del 11.2% en La Luna con un promedio de 4-5% de TOC. Basados en datos de la pirolisis y la madurez, la materia orgánica es principalmente de kerogeno tipo II, con los índices originales de hidrogeno (HI) que van desde 200 a 500 mg/g C. El análisis Rock-Eval muestra bajos valores de HI, alrededor de 97 a 130 mg/g C. del este al noreste de la cuenca, ARI estima que el área de desarrollo total con potencial de shale ascenderá a 1310 milla cuadradas basada en la distribución de madurez térmica y la profundidad de corte. El gas in place estimado es de 29 TCF. La cantidad de recursos técnicamente recuperables es de 7 TCF. En la Figura 26 el índice de hidrogeno original (HI) y el TOC en formaciones del Catatumbo.

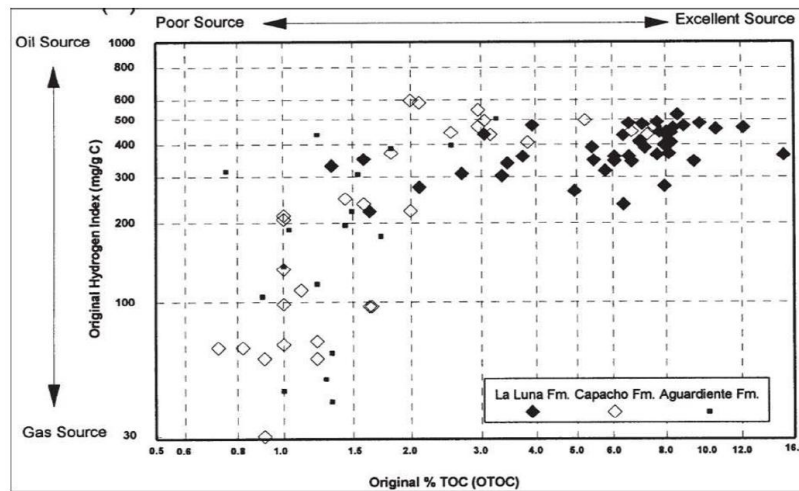


Figura 26. Indica intervalos del índice de hidrogeno original (HI) y el TOC en las formaciones con recursos hidrocarburos en el Catatumbo. Fuente: Yurewicz, D.A, Advocate. D.M, Lo, H.B. Y Hernández, E.A, 1998.

2.3.4 Gas shale en Estados Unidos

El gas shale está creciendo rápidamente en Estados Unidos como fuente de gas natural. Va acompañado de tecnologías como el fracturamiento hidráulico y la perforación horizontal, al desarrollarse el gas shale ha compensado la declinación de la producción de yacimientos de gas convencional y se han incrementado las reservas de gas natural.

A continuación nombraremos algunos yacimientos de gas shale más importantes y sus propiedades petrofísicas.

2.3.4.1 New Albany Shale

En esta formación predomina una roca rica en materia orgánica, ubicada en la cuenca de Illinois. Se estima que la cantidad de gas en esta cuenca es de 86 TCF. Este shale es superficial, biogenico y termogenico: Se encuentra a profundidades entre 600-5000 ft con un espesor entre 100-200 ft.

A diferencia de otros shale plays, el shale de New Albany tiene un intervalo continuo de 100 ft de pay zone, del cual se produce agua acompañada al gas. Con la perforación de un pozo vertical el factor de recobro actual de gas se estima en un 15-20%. Con una perforación horizontal de solo 1000 ft de sección lateral, se ha demostrado que el pozo produce a largo plazo un flujo estable de gas, por tal razón se espera que la producción comercial de estos pozos alcance para 40 años o más⁵⁵.

2.3.4.2 Marcellus

Yacimiento de gas shale localizado en el noreste de Estados Unidos, ocupando más de 30 millones de acres en ciertas partes de Nueva York, Pensilvania, Ohio, Virginia y Tennessee.

Esta formación contiene una gran cantidad de recursos de gas natural y por su proximidad a la costa este de Estados Unidos lo hace muy atractivo para el desarrollo de este tipo de energía.

La mayoría de sus pozos han sido perforados horizontalmente y completados con tratamientos de fracturamiento hidráulico multietapa. En cuanto a su geología esta formación está conformada por calcita, cuarzo, feldespato, ilita, pirita y clorita, es altamente laminado y tiene zonas variables de arcilla. Su carbón orgánico total (TOC) y porosidad exceden el 10% y su permeabilidad de matriz varía entre 400-800 nD. Se encuentra a profundidades entre 4000-8500 ft y su espesor neto entre 50-200 ft y OGIP de 1500 TCF.

⁵⁵ Iraj Salehi, Manager shale gas Research, Gas Technology Institute, RPSEA

2.3.4.3 Fayetteville

Su shale es negro, rico en materia orgánica y abarca gran parte del norte de Arkansas. Fue descubierto por la empresa Southwestern Energy Company (SWN) descubrió esta formación en Arkansas y lo ha desarrollado efectivamente desde 2004. Actualmente la mayoría de sus pozos son horizontales, perforados en zonas productoras entre 50-350 ft de espesor con profundidades totales medias entre 1500-9000 ft y secciones laterales de 4500 ft. Durante el 2010 hubo 15 torres de perforación activas y cada una de ellas perforaron cerca de 35 pozos al año, produciendo gas seco, la madurez termal es alta debido a la actividad tectónica y a los eventos ígneos.

2.3.4.4 Haynesville

Es el más grande y activo play shale de los Estados Unidos, con cerca de 198 torres de perforación Horizontal en funcionamiento, está formado por lodolitas orgánicas calcáreas, se extiende por un área de aproximadamente 5.8 millones de acres en el noreste de Texas y noreste de Louisiana. Es un yacimiento térmicamente maduro con menos de 3% de TOC, litología mezclada de shale, arena y limo y gradientes de presión iniciales anormalmente altos (0.77-0,91 psi/ft). Su espesor varía entre 200-400 ft y se encuentra a una profundidad entre 11000-14500 ft y tiene una temperatura de yacimiento entre 250-350 °F. La porosidad promedio del yacimiento esta en un rango de 6-10% mientras la permeabilidad varia ampliamente a lo largo del play, por otro lado, la saturación promedio de gas (S_g) varia de 65-80%.

Esta formación tiene el potencial de convertirse en una importante fuente de gas natural para los Estados Unidos, con un estimativo de Original Gas In-Place de 717 TCF y reservas técnicamente recuperables estimadas de 251 TCF⁵⁶.

2.3.4.5 Eagle Ford

Es un shale calcáreo que se extiende desde la frontera con México en el sur hasta el este de la cuenca de Texas este yacimiento se descubrió como formación de shale económicamente viable y empezó a producir en el año 2009.

Su espesor varía desde 500 ft en el suroeste hasta 45 ft en el área de Austin, la profundidad está entre 2500-13000 ft, se presentan gradientes de presión entre 0,4-0,8 psi/ft, el TOC entre 2-9% y la permeabilidad esta en un rango entre 1-800 nD en cuanto a la saturación de agua, esta varía desde un mínimo de 7% hasta un máximo de 31%. Finalmente, la mineralogía varía en gran medida a lo largo del yacimiento.

A diferencia de otros yacimientos de Norte América, el shale de Eagle Ford contiene una cantidad significativa de crudo; de hecho está conformado por tres ventanas de hidrocarburos: crudo, gas húmedo/condensado, y gas seco.

⁵⁶ National Energy Technology Laboratory, tomado de articulo en linea.

2.3.4.6 Barnett

Primer yacimiento de gas shale que se puso en producción en Norte América y el mundo. Se encuentra en la parte norte y centro de Texas. Ha servido como modelo para la explotación de los otros yacimientos de gas shale en el mundo.

Ubicado en la cuenca Fort Worth, tiene entre 200-800 ft de espesor (en la parte más productiva del yacimiento presenta un espesor de 500 ft), y se encuentra a una profundidad entre 6000-9000 ft.

El play contiene gran variedad de hidrocarburos, que incluyen un petróleo de 40° API, gas condensado, gas húmedo y gas seco. El gas puede estar en solución, como gas libre en la matriz, gas libre en las fracturas o como gas absorbido en la roca. Sus fracturas son realmente pequeñas (0,02-0,2 mm), verticales y de poca altura.

La formación es sobrepresionada, las litofacies en Barnett son principalmente sedimentos finos con alto contenido de silicio, y la formación productora es un shale negro rico en materia orgánica (TOC ~4-8%), con muy baja permeabilidad que varía entre 0,00007-0,005 mD, y una porosidad de matriz promedio de 1-6%.

(Ver Anexos Sección 6)

3. FORMULACIÓN DE LA EBM PARA YACIMIENTOS DE GAS SHALE

La Ecuación de Balance de Materia (EBM) es una herramienta fundamental para determinar la cantidad de gas presente en un yacimiento a cualquier tiempo durante el agotamiento. También para estimar la cantidad de hidrocarburo inicial en el yacimiento y predecir el rendimiento futuro de la producción y recuperación total del gas bajo unas condiciones de abandono dadas.

3.1 EBM PARA YACIMIENTOS DE GAS CONVENCIONAL

Para un yacimiento volumétrico de gas convencional la EBM tiene la forma:

$$GB_{gi} = (G - G_p)B_g \quad (\text{Ec. 3.1})$$

Y en términos de P/Z es:

$$\frac{P}{Z} = \left(1 - \frac{G_p}{G}\right) \frac{P_i}{Z_i} \quad (\text{Ec. 3.2})$$

Esta ecuación tiene la forma de una línea recta al realizar un gráfico de P/Z vs G_p , (Ver Figura 27) de la cual podemos obtener el gas original total inicial (G) si extrapolamos a un $P/Z=0$.

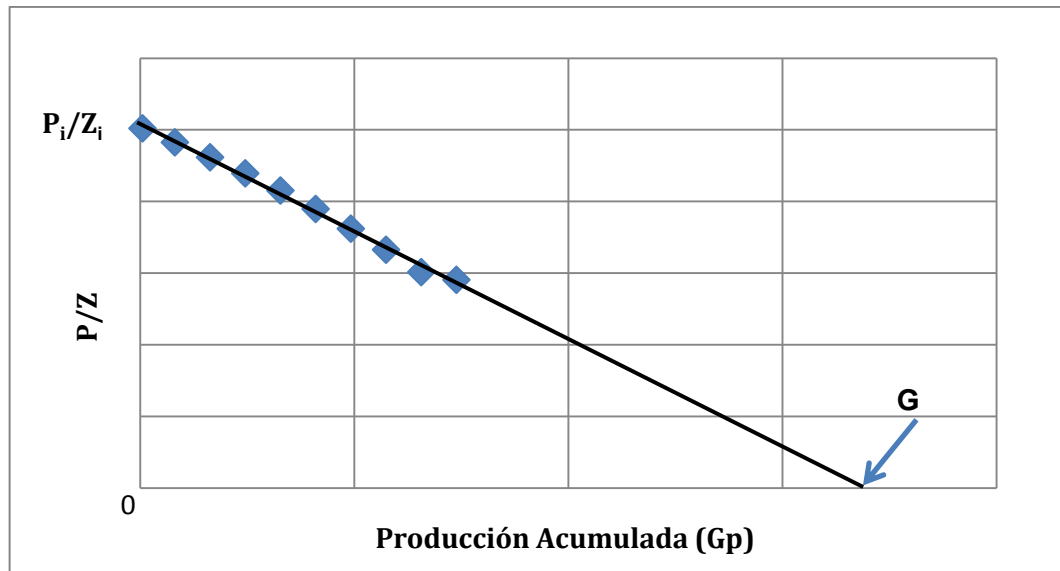


Figura 27 . Balance de Materia para Yacimientos de Gas Convencional .Fuente: S. Moghadam, O. Jeje, L. Mattar. Advanced Gas Material Balance, in Simplified Format. SPE2009-49.

La ecuación 3.1 en algunas situaciones, por ejemplo cuando se presenta desorción del gas, característica de yacimientos no convencionales como gas asociado a mantos de carbón o gas shale, puede estimar resultados no confiables ya que en un yacimiento no convencional la expansión del gas no es el único mecanismo de empuje como se observa en esta. Debido a estas situaciones es necesario desarrollar una EBM más generalizada que sirva para todo tipo de yacimiento ya sea convencional o no convencional, donde la expansión del gas no es la única fuerza de empuje dominante.

3.2 EBM PARA YACIMIENTOS DE GAS NO CONVENCIONAL

Para desarrollar la EBM más generalizada es necesario hacer la modificación a partir de la ecuación 3.1 teniendo en cuenta otros mecanismos de empuje como intrusión de agua en yacimientos con empuje hidráulico, expansión de la formación y fluidos residuales en yacimientos sobrepresionados, y la desorción del gas en yacimientos de gas metano asociado a mantos de carbón y gas shale. Cada uno de estos fenómenos es agregado en términos de cambio de volumen.

$$GB_{gi} = (G - G_p)B_g + \Delta V_{wip} + \Delta V_{ep} + \Delta V_d \quad (\text{Ec. 3.3})$$

Dónde:

- ΔV_{wip} es el cambio de volumen debido a la intrusión de agua y puede ser calculado de:

$$\Delta V_{wip} = 5.6146(W_e - W_p B_w) \quad (\text{Ec. 3.4})$$

- ΔV_{ep} es el cambio de volumen debido al efecto de expansión de los fluidos residuales y la formación, y puede ser calculado de:

$$\Delta V_{ep} = \frac{GB_{gi}}{S_{gi}} (C_f + S_{wi}C_w + S_{oi}C_o)(P_i - P) \quad (\text{Ec. 3.5})$$

- ΔV_d es el cambio de volumen debido a la desorción de gas y puede ser calculado de:

$$\Delta V_d = \rho_B B_g \frac{G_f B_{gi}}{S_{gi} \phi} \left(\frac{V_L P_i}{P_L + P_i} - \frac{V_L P}{P_L + P} \right) \quad (\text{Ec. 3.6})$$

La EBM avanzada se obtiene luego de la sustitución de las ecuaciones 3.4, 3.5, 3.6 en la ecuación 3.3:

$$G_f B_{gi} = (G_f - G_p) B_g + (W_e - W_p B_w) + \frac{G_f B_{gi}}{S_{gi}} (C_f + S_{wi} C_w + S_{oi} C_o) (P_i - P) + \rho_B B_g \frac{G_f B_{gi}}{S_{gi} \phi} \left(\frac{V_L P_i}{P_L + P_i} - \frac{V_L P}{P_L + P} \right) \quad (\text{Ec. 3.7})$$

Esta ecuación puede ser reducida a:

$$\frac{P}{Z} (S_{gi} - C_{wip} - C_{ep} - C_d) = S_{gi} \left(1 - \frac{G_p}{G_f} \right) \frac{P_i}{Z_i} \quad (\text{Ec. 3.8})$$

Donde C_{wip} , C_{ep} y C_d representan el cambio relativo en el volumen poroso causado por cada mecanismo específico mencionado anteriormente definidos como:

$$C_{wip} = \frac{(W_e - W_p B_w)}{\frac{G_f B_{gi}}{S_{gi}}} \quad (\text{Ec. 3.9})$$

$$C_{ep} = (C_f + S_{wi} C_w + S_{oi} C_o) (P_i - P) \quad (\text{Ec. 3.10})$$

$$C_d = \frac{\rho_B B_g}{\phi} \left(\frac{V_L P_i}{P_L + P_i} - \frac{V_L P}{P_L + P} \right) \quad (\text{Ec. 3.11})$$

La ecuación 3.8 es una ecuación de balance de materia general y puede ser graficada como $(P/Z) (S_{gi} - C_{wip} - C_{ep} - C_d)$ vs G_p dando una línea recta (Ver figura 28), pero presenta una clara desventaja en cuanto a que la línea cruza el eje de las abscisas a G_f y no a G como en el balance de materia convencional. Esto se debe a que la ecuación 3.8 está basada en el volumen poroso del yacimiento.

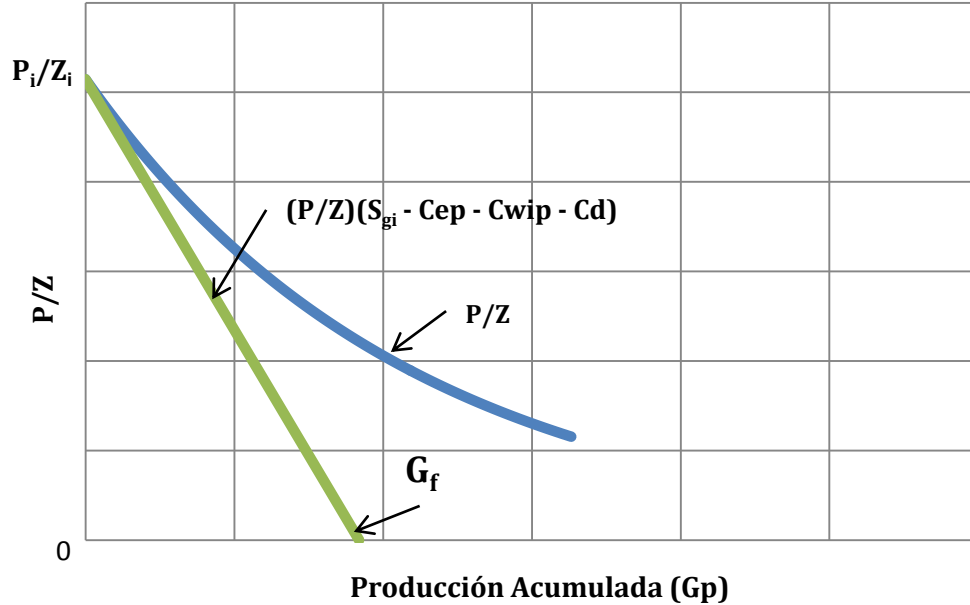


Figura 28. Balance de Materia Avanzado. Fuente: Moghadam, O. Jeje, L. Mattar. Advanced Gas Material Balance, in Simplified Format. SPE 2009 49.

Con base en los anteriores fenómenos, King⁵⁷ desarrolló una EBM para yacimientos de gas metano asociado a mantos de carbón incluyendo un nuevo término llamado Z^* en función de la saturación de agua promedio, modificando el Z del balance de materia para yacimientos de gas convencional, ya que la saturación de agua es afectada por la intrusión y producción de agua, el cambio del volumen poroso debido a la compresibilidad de la formación y la expansión del agua debido a la compresibilidad de la misma, también incorporando el efecto de la desorción del gas; esto se debe a que los yacimientos de mantos de carbón son considerados inicialmente 100% saturados con agua; esta variable llamada Z^* es definido como:

$$Z^* = \frac{Z}{(1 - C_f (P_i - P)) \left(1 - \overline{S_{wi}}\right) + \frac{B_g \rho_B}{\phi_i} \frac{V_L P}{P_L + P}} \quad (\text{Ec. 3.12})$$

Modificando la ecuación 3.2 así:

⁵⁷ G.R. King, Material-Balance Techniques for Coal-Seam and Devonian Shale Gas Reservoirs With limited Water Influx.

$$\frac{P}{Z^*} = \left(1 - \frac{G_P}{G}\right) \frac{P_i}{Z_i^*} \quad (\text{Ec. 3.13})$$

Donde:

$$\bar{S}_w = \frac{S_{wi} (1 + C_w (P_i - P)) + \frac{(W_e - W_p B_w)}{\phi_i A h}}{1 - C_f (P_i - P)} \quad (\text{Ec. 3.14})$$

$$Z_i^* = \frac{Z_i}{S_{gi} + \frac{Z_i T P_{CS} \rho_B V_L}{Z_{CS} T_{CS} \phi_i P_L + P_i}} \quad (\text{Ec. 3.15})$$

El análisis en línea recta se sigue utilizando de la misma forma que la EBM para gas convencional, podemos graficar P/Z^* vs G_P (ver Figura 29) y el valor del gas original total inicial (G) se obtiene del intercepto con el eje de las abscisas.

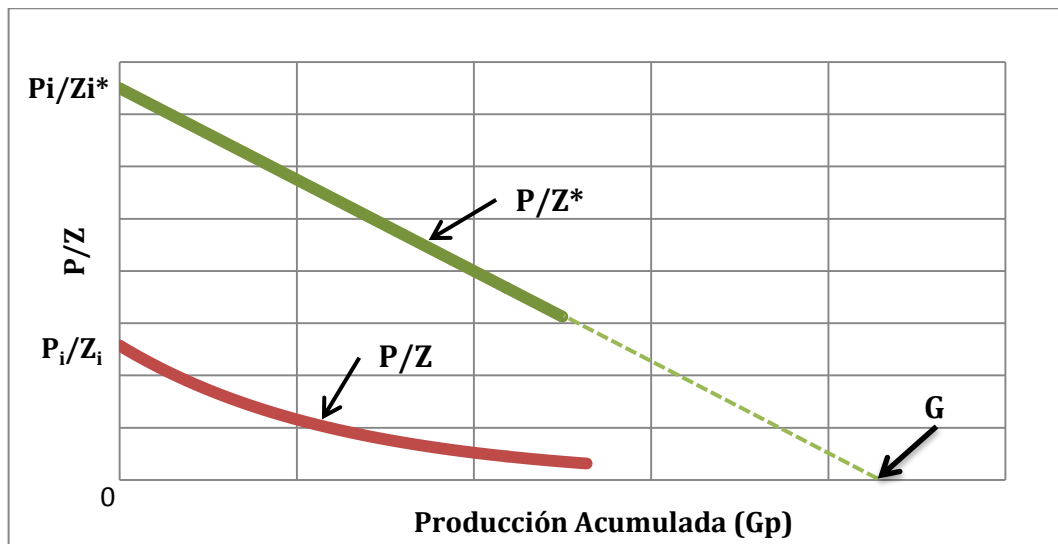


Figura 29. Balance de Materia de King. Fuente: S. Moghadam, O. Jeje, L. Mattar. Advanced Gas Material Balance, in Simplified Format. SPE2009-49.

Esta ecuación se puede aplicar a otros yacimientos de gas que no sean yacimientos de gas asociado a mantos de carbón, pero pierde su utilidad pues los valores de P/Z^* son poco parecidos a los de P/Z del balance de materia convencional.

Teniendo en cuenta esta desventaja Moghadam⁵⁸ desarrolló una variable Z^{**} reemplazando el Z^* de King (Ec. 3.12), la cual se puede emplear para todo tipo de yacimiento (convencional, sobrepresionados, mantos de carbón o shale); esta presenta la ventaja que los valores de P/Z^{**} son mas similares a los de P/Z del balance de materia convencional (ver Figura 30).

La ecuación 3.13 es reescrita como:

$$\frac{P}{Z^{**}} = \left(1 - \frac{G_P}{G}\right) \frac{P_i}{Z_i^{**}} \quad (\text{Ec. 3.16})$$

Donde el Z^{**} es definido como:

$$Z^{**} = \frac{P}{\left[\frac{1}{S_{gi}} \frac{P}{Z} (S_{gi} - C_{wip} - C_{ep} - C_d) + \frac{P_i}{Z_i} \left(\frac{G}{G_f} - 1 \right) \right]} \frac{G_f}{G} \quad (\text{Ec. 3.17})$$

Nota: $Z_i^{**} = Z_i$.

⁵⁸ S. Moghadam, O. Jeje, L. Mattar. *Advanced Gas Material Balance, in Simplified Format. SPE 2009 49.*

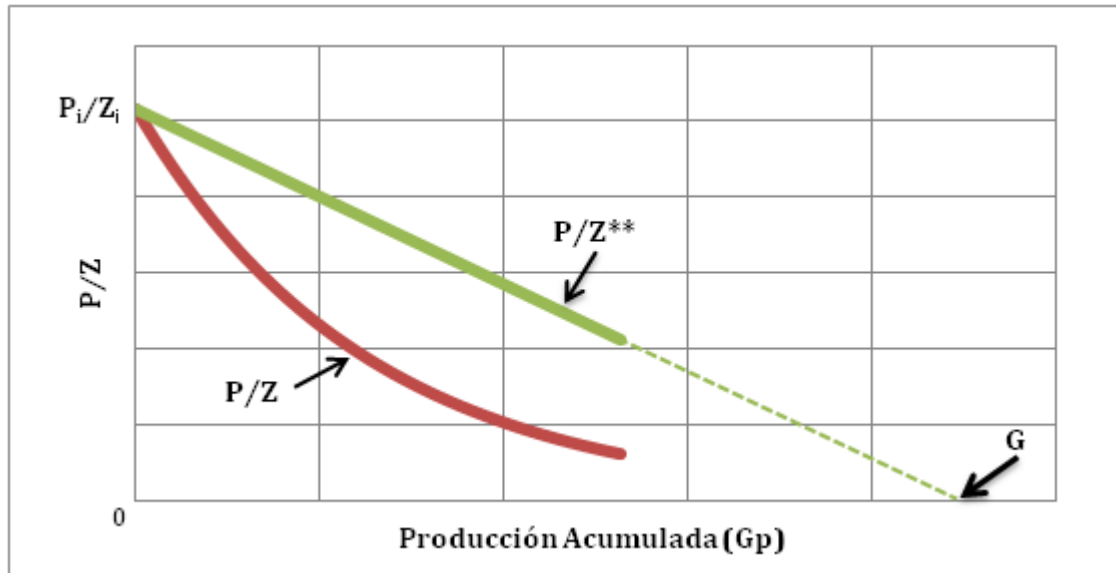


Figura 30. Balance de Materia Avanzado Modificado (Z de Moghadam).**

Fuente: Moghadam, O. Jeje, L. Mattar. *Advanced Gas Material Balance, in Simplified Format. SPE 2009 49.*

La metodología de análisis es igual al gráfico de P/Z convencional, iniciando desde el P_i/Z_i convencional y extrapolando al eje de las abscisas el valor de G. Otra forma de obtener el valor de G siempre y cuando se conozca el G_f es:

$$G = G_f + \frac{G_f B_{gi}}{S_{gi}} \frac{\rho_B}{\phi} \frac{V_L P_i}{P_L + P_i} \quad (\text{Ec. 3.18})$$

Esta ecuación es derivada del método volumétrico donde el gas original total inicial es la suma del gas libre más el gas adsorbido.

3.3 MÉTODOS DE BALANCE DE MATERIA.

El balance de materia presenta dos métodos de trabajo, el primero es el procedimiento tradicional de balance de materia o Balance de Materia Estático que se basa en datos de presión estática del yacimiento. El segundo método es llamado Balance de Materia Dinámico, este se basa en datos de presión fluyendo en la cara del pozo y la tasa de producción instantánea. A continuación se describe el procedimiento de análisis para cada método mencionado anteriormente.

3.3.1 Balance de materia estático

Para evaluar la ecuación 3.14 se requiere de un proceso iterativo mostrado abajo, debido a que el G_f está presente en el cambio relativo del volumen poroso causado por la intrusión y producción de agua (C_{wip}):

1. Especificar la compresibilidad de la formación (C_f), la presión inicial del yacimiento (P_i) y seleccionar el modelo de acuífero.
2. Calcular C_{ep} y C_d mediante las ecuaciones 3.10 y 3.11 respectivamente y asumir $C_{wip} = 0$.
3. Calcular Z^{**} con la ecuación 3.17 y la relación G/G_f de la ecuación 3.18, note que si no se presenta adsorción $G/G_f = 1$. Si está presente la adsorción:

$$\frac{G}{G_f} = 1 + \frac{B_{gi}}{S_{gi}} \frac{\rho_B}{\phi} \frac{V_L P_i}{P_L + P_i}$$

4. Graficar P/Z^{**} vs G_P
5. Dibujar la mejor línea recta que se ajuste a los datos y extrapolar a G en el eje de las abscisas.
6. Ajustar los parámetros del acuífero: calcular W_e
7. Calcular C_{wip} con la ecuación 3.9
8. Retornar al paso 3 y repetir hasta alcanzar la mejor tendencia lineal.

3.3.2 Balance de materia dinámico

El balance de materia dinámico es un proceso que se basa en calcular la presión promedio del yacimiento con los datos de presión fluyendo en la cara del pozo y a partir de estos junto con la producción acumulada de gas, obtener el gas original total inicial de la zona estimulada del yacimiento. Este tipo de balance de materia

puede ser aplicado a cualquier pozo ya sea que fluya a rata constante o variable y es válido solo si el flujo de gas es dominado cuando se alcancen las condiciones de frontera, por ejemplo cuando se alcanza el estado pseudoestable.

Las ecuaciones para yacimientos de gas son desarrolladas paralelamente a las ecuaciones para yacimientos de petróleo y son derivadas a partir de la ecuación de estado pseudoestable realizando en ella dos modificaciones:

1. Teniendo en cuenta que las propiedades PVT del gas como la viscosidad y el factor de compresibilidad (Z) tienen una alta dependencia con la presión, se requiere convertir la presión a pseudopresión, este término se define como:

$$m(P) = 2 \int_{P_0}^P \frac{P}{\mu Z} dp \quad (\text{Ec. 3.19})$$

2. El tiempo debe ser convertido a pseudotiempo debido a que la compresibilidad del gas depende altamente de la presión.

En este trabajo se utilizó la solución de pseudotiempo mas ampliamente usada en el campo de las pruebas de pozo. Esta se define conceptualmente como la relación entre la producción acumulada y la rata instantánea:

$$t_c = \frac{G_P}{q_g} \quad (\text{Ec. 3.20})$$

Esta definición tiene aplicación limitada y es considerada al ser solamente una aproximación de la formulación más rigurosa que puede ser definida en términos de pseudotiempo t_a , por tanto el pseudotiempo de balance de materia se define como:

$$t_{ca} = \frac{(\mu_g C_g)_i}{q_g} \int_0^t \frac{q_g}{\mu_g C_g} dt \quad (\text{Ec. 3.21})$$

La anterior ecuación es una aproximación razonable porque la compresibilidad del gas es típicamente mucho mayor que la del líquido o roca. Sin embargo, en

algunos casos las compresibilidades de otros fluidos no pueden ser ignoradas. Entonces requerimos una definición más general de pseudotiempo que tenga en cuenta la compresibilidad total del sistema. Esta incluye la compresibilidad del gas, intrusión y producción de agua, compresibilidades de la formación y fluidos residuales y la desorción del gas.

$$t_{ca} = \frac{(\mu_g C_t)_i}{q_g} \int_0^t \frac{q_g}{\mu_g C_t} dt \quad (\text{Ec. 3.22})$$

El pseudotiempo de balance de materia (Palacio and Blasingame) definido anteriormente es un método numérico que necesita de un algoritmo para ser solucionado ya que este requiere un proceso iterativo para obtener las propiedades PVT promedias del gas que se calculan a la presión promedio del yacimiento. Se recomienda en estudios posteriores desarrollar este algoritmo que también nos permita involucrar modelos de Geomecánica que no fueron tomados en cuenta en este trabajo.

La siguiente ecuación muestra la relación que hay entre la presión fluyendo y la presión promedio del yacimiento ya que esta no puede ser medida mientras el pozo esté en condiciones dinámicas.

$$m(\bar{P}) = m(P_{wf}) + q_g b_{pss} \quad (\text{Ec. 3.23})$$

Este principio es mejor ilustrado usando rata de producción constante (Ver figura 31), donde se observa que la perdida de presión medida en el pozo es la misma que se observaría en cualquier parte del yacimiento siendo esta la presión promedio del mismo.

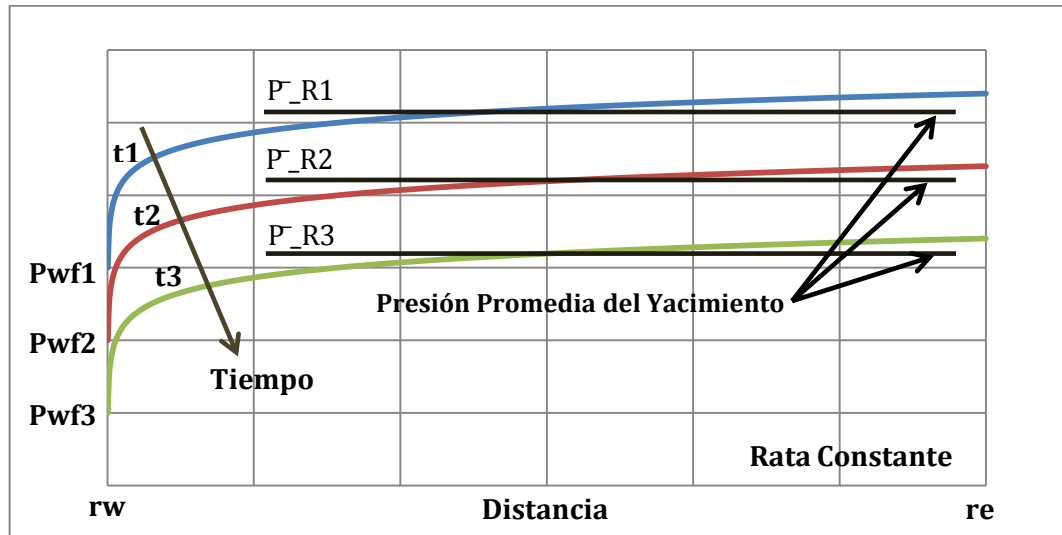


Figura 31. Caída de la presión en un yacimiento en función de la distancia y el tiempo durante el flujo dominado por la frontera.

Fuente: L. Mattar, D. Anderson, Dynamic Material Balance, SPE 2005 – 113.

Donde el b_{pss} es la pérdida de presión debido al influjo de gas en estado pseudoestable, y se asume constante sobre el tiempo; este se define como:

$$b_{pss} = \frac{1.417 * 10^6 T}{kh} \frac{1}{2} \ln \left(\frac{2.2459A}{C_A r_{wa}^2} \right) \quad (\text{Ec. 3.24})$$

Para calcular el b_{pss} empezamos por acoplar la siguiente ecuación con la definición de pseudotiempo explicada anteriormente:

$$m(P_i) - m(P_{wf}) = \frac{56352 T q_g t}{\pi \phi \mu_i C_{gi} r_e^2 h} + \frac{1.417 * 10^6 T q_g}{kh} \frac{1}{2} \ln \left(\frac{2.2459A}{C_A r_{wa}^2} \right) \quad (\text{Ec. 3.25})$$

Tomando la siguiente forma:

$$\frac{\Delta m(P)}{q_g} = \frac{m(P_i) - m(P_{wf})}{q_g} = m_a t_c + b_{pss} \quad (\text{Ec. 3.26})$$

Dónde:

$$m_a = \frac{2P_i}{(\mu C_t Z)_i} \frac{1}{G} \quad (\text{Ec. 3.27})$$

3.3.2.1 Procedimiento para generar el balance de materia dinámico

La siguiente metodología puede ser utilizada para ambos casos, a rata de producción constante y rata de producción variable.

1. Especificar la compresibilidad de la formación, la presión inicial del yacimiento y seleccionar el modelo de acuífero.
2. Convertir la presión inicial y las presiones de pozo fluyendo a pseudopresiones (Ec. 3.19).
3. Calcular el pseudotiempo (Ec. 3.20).
4. Graficar $\Delta m(P)/q_g$ vs pseudotiempo (Ec. 3.26) y obtener b_{pss} del intercepto.
Nota: solo se tienen en cuenta los datos de la parte estable de la grafica.
5. Calcular la pseudopresion promedio del yacimiento (Ec. 3.23).
6. Convertir la pseudopresion promedio a presión promedio del yacimiento.
7. Calcular C_{ep} y C_d mediante las ecuaciones 3.10 y 3.11 respectivamente y asumir $C_{wip} = 0$.
8. Calcular Z^{**} con la ecuación 3.17 y la relación G/G_f de la ecuación 3.18.
9. Graficar P/Z^{**} vs G_P
10. Dibujar la mejor línea recta que se ajuste a los datos y extrapolar a G en el eje de las abscisas.
11. Ajustar los parámetros del acuífero: calcular W_e
12. Calcular C_{wip} con la ecuación 3.9

13. Retornar al paso 8 y repetir hasta alcanzar la mejor tendencia lineal.

3.4 CÁLCULO DEL ÁREA DE DRENAJE

El área de drenaje, es el área del yacimiento afectada directamente por la producción de un pozo o de varios pozos. Si se encuentra un solo pozo en condiciones estables el área de drenaje será el área total del yacimiento; diferente a encontrar varios pozos siendo este el caso más general visto durante el desarrollo de un yacimiento.

Para el cálculo del área de drenaje se desarrolló una ecuación a partir de la EBM Avanzada (Ec. 3.7) dándole la forma de una línea recta ($y=mx+b$), que cruza por el origen ($b=0$), (ver Figura 32), expresada para todo tipo de yacimientos de gas (Volumétricos, No Volumétricos) como:

$$G_p + 5.6146 \frac{(W_p B_w - W_e)}{B_g} = 43560 Ah \left[\begin{array}{l} \frac{\phi}{B_g} (C_f + S_{wi} C_w + S_{oi} C_o) (P_i - P) \\ + \rho_B \left(\frac{V_L P_i}{P_L + P_i} - \frac{V_L P}{P_L + P} \right) + S_{gi} \phi \left(\frac{1}{B_{gi}} - \frac{1}{B_g} \right) \end{array} \right] \quad (\text{Ec. 3.28})$$

Dónde:

$$y = G_p + 5.6146 \frac{(W_p B_w - W_e)}{B_g} \quad (\text{Ec. 3.29})$$

$$x = \frac{\phi}{B_g} (C_f + S_{wi} C_w + S_{oi} C_o) (P_i - P) + \rho_B \left(\frac{V_L P_i}{P_L + P_i} - \frac{V_L P}{P_L + P} \right) + S_{gi} \phi \left(\frac{1}{B_{gi}} - \frac{1}{B_g} \right) \quad (\text{Ec. 3.30})$$

$$m = Ah \quad (\text{Ec. 3.31})$$

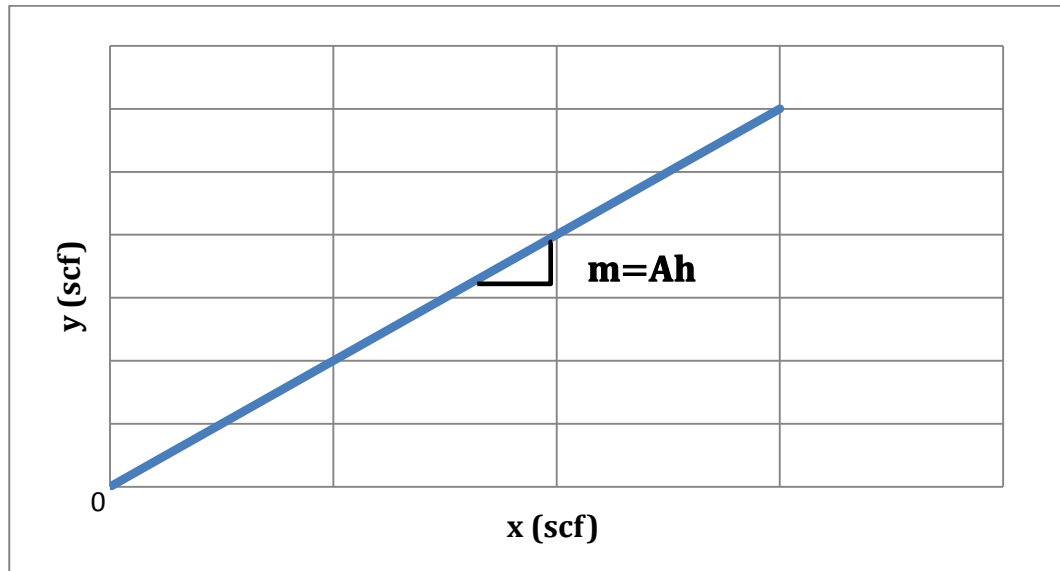


Figura 32. Relación lineal de la EBM Avanzada para el cálculo del área de drenaje.
Nota: para yacimientos volumétricos $W_e=0$.

3.5. ÍNDICES DE EMPUJE

Los índices de empuje fueron definidos para indicar que tanta influencia tienen los diferentes mecanismos de empuje en el recobro ya sea de aceite o de gas presente en un yacimiento. Matemáticamente se definen como la relación entre el cambio de volumen debido a cada mecanismo de empuje con respecto al volumen de gas producido. A continuación se presentan las ecuaciones para cada índice de empuje de los mecanismos expuestos en la sección 3.2.

3.5.1 Índice de empuje del gas

$$IEG = \frac{G_f (B_g - B_{gi})}{G_p B_g} = \frac{\Delta V_G}{G_p B_g} \quad (\text{Ec. 3.32})$$

3.5.2 Índice de empuje de la compresibilidad de la formación y la saturación de los fluidos residuales

$$IEC = \frac{\Delta V_{ep}}{G_P B_g} \quad (\text{Ec. 3.33})$$

3.5.3 Índice del empuje hidráulico

$$IEH = \frac{\Delta V_{wip}}{G_P B_g} \quad (\text{Ec. 3.34})$$

3.5.4 Índice de empuje de la desorción del gas

$$IED = \frac{\Delta V_d}{G_P B_g} \quad (\text{Ec. 3.35})$$

La suma de los índices de empujes debe ser igual a 1. Esto se demuestra a partir de la ecuación 3.7 despejando la producción de gas acumulada.

$$G_P B_g = G_f (B_g - B_{gi}) + (W_e - W_p B_w) + \frac{G_f B_{gi}}{S_{gi}} (C_f + S_{wi} C_w + S_{oi} C_o) (P_i - P) + \frac{G_f B_{gi}}{S_{gi}} \frac{\rho_B B_g}{\phi} \left(\frac{V_L P_i}{P_L + P_i} - \frac{V_L P}{P_L + P} \right) \quad (\text{Ec. 3.36})$$

O expresada en términos de cambio de volumen para cada tipo de empuje así:

$$G_P B_g = \Delta V_G + \Delta V_{wip} + \Delta V_{ep} + \Delta V_d \quad (\text{Ec. 3.37})$$

Y por ultimo dividiendo la ecuación 3.36 por el volumen de gas acumulado, $G_P B_g$.

$$1 = \frac{\Delta V_G}{G_P B_g} + \frac{\Delta V_{wip}}{G_P B_g} + \frac{\Delta V_{ep}}{G_P B_g} + \frac{\Delta V_d}{G_P B_g} \quad (\text{Ec. 3.38})$$

(Ver anexos Sección 6.2)

4. PERFORACIÓN HORIZONTAL

Para realizar una perforación horizontal primero se realiza una perforación vertical para llegar unos pocos cientos de metros arriba de la altura del yacimiento. Luego, el perforador “gira” en un ángulo cercano a los 45° para así taladrar a través del depósito de lutita gasífera, permitiendo una mayor área de contacto con la formación.

Se necesitaron años de experiencia y avances tecnológicos en distintas ciencias para hacer de la perforación horizontal una técnica física y económicamente factible:

- Primero, entender que muchos pozos no son físicamente verticales, sino más bien horizontales.
- Técnicas de sondeo y monitoreo, compuestas por tres mediciones: profundidad, inclinación y azimut magnético.
- Diseños de ensamblaje de fondo de pozo para una avanzada perforación.
- Otros avances tecnológicos en: tuberías de perforación, caja y pin, collares de perforación, rimadores y estabilizadores, etc.
- Aplicación de mud motors (“motores de lodo”), los cuales utilizan el lodo para producir potencia adicional de perforación.

Sin embargo, sin fracturamiento hidráulico esta técnica no es efectiva para este tipo de yacimientos.

4.1 FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

El procedimiento consiste en bombear fluidos (agua, gel, espuma, gases comprimidos, etc.) a presiones lo suficientemente altas para fracturar la roca, aumentando la porosidad y permeabilidad del canal para que el gas natural pueda fluir hacia la superficie. Esto es de vital importancia para la extracción del gas de lutitas, ya que éste se encuentra en pequeños poros independientes de la lutita, los cuales necesitan un canal común (o “puente”) para una extracción exitosa en masa. Utilizado desde los años 40’, ha aumentado la productividad de miles de pozos de hidrocarburo alrededor del mundo. No obstante, se observó que muchas de las fracturas se cerraban al apagar las bombas, debido a las altas presiones dentro del pozo. Lo anterior se solucionó agregando un 1% de material de soporte a la solución líquida, la que mantiene condiciones de permeabilidad obtenidas en la lutita hasta después de apagada la bomba. Los materiales de sostén más comunes son: arena, cerámica y polvo de aluminio.

Sumado a lo anterior, la solución suele contener químicos multipropósito: convertir el agua en gel, reducir la fricción del fluido, prevenir corrosión, controlar el pH, etc.

Todo lo anterior hace que la perforación horizontal cueste hasta tres veces más que la perforación vertical. Pero, este costo extra es usualmente recuperado gracias a la producción adicional proveniente del método. De hecho, muchos pozos rentables hoy en día serían un fracaso sin estas dos tecnologías complementarias.

La fractura hidráulica de rocas de baja permeabilidad es compleja. Las lutitas se dispersan en varias ubicaciones geográficas y su mecanismo de sedimentación podría variar considerablemente entre ellos, así como el campo de esfuerzos y tectonismo al que están sometidos. En otras palabras, un diseño de fractura hidráulica que resulta exitoso en un área puede no serlo en otra.

En un principio, entre las décadas de 1960 y 1980, se utilizaban –y aún se utilizan en muchos casos– fluidos a base de agua viscosificados con el agregado de un polímero –goma guar refinado (HPG o PSG), un elemento natural–, y reticulados con elementos metálicos como el borato. La adición de determinados aditivos, como estabilizadores de viscosidad y de pH, controladores de filtrado y de arcillas, rompedores de gel, inhibidores de incrustaciones, entre otros, adecuaban las propiedades de este fluido a la roca, con el objeto de minimizar problemas de incompatibilidad química entre ambos elementos. La viscosificación del fluido, agregado al alto caudal de bombeo permitía crear la presión neta necesaria para mantener abierta la fractura y transportar el apuntalante necesario para mantener un canal de alta conductividad una vez que la presión hidráulica desapareciese luego de detener el bombeo. También se utilizaban fluidos bifásicos, como las espumas de nitrógeno (N₂) y dióxido de carbono (CO₂) con el fin de minimizar el volumen de agua introducido dentro del reservorio, que podía generar restricciones a la producción posterior de gas debido a la retención de agua capilar en este tipo de roca tan compatible con esta última (*water-wet*).

No obstante los esfuerzos realizados para optimizar los fluidos utilizados, presentan dos grandes inconvenientes para afrontar fracturas masivas que involucran inmensos volúmenes de fluido: el costo y su manipulación.

Así, las incipientes mejoras tecnológicas produjo sistemas fáciles de manipular y de bajo costo, aunque se sacrificaran algunas propiedades beneficiosas presentes en los fluidos convencionales y bifásicos.

El sistema de *slickwater fracturing* o fluido de “baja fricción”, que fue desarrollado inicialmente en la década de 1960 para fracturas convencionales, comenzó a ser utilizado nuevamente para la lutita de Barnett en la segunda mitad de 1990. Mitchell Energy lo aplicó por primera vez exitosamente en 1997 bombeando 800.000 galones de agua con 200.000 libras de arena a caudales superiores a 60 bpm. Luego, su aplicación se expandió rápidamente a otros operadores y yacimientos similares. Este tipo de fracturas necesita un volumen de agua mucho

mayor que una fractura convencional y –para este tipo de reservorios– es muy económica en relación con el retorno de producción de gas obtenido. La *slickwater* es un fluido a base de agua a la que se agrega un bactericida, un inhibidor de arcillas (comúnmente KCl), un secuestrante de hierro, surfactante (isopropanol), para evitar las emulsiones, inhibidores de incrustaciones (Etilen-glycol) y un reductor de fricción (poliacrilamida parcialmente hidrolizada), que le confiere una muy baja viscosidad al fluido. También se agregan rompedores de gel para facilitar la degradación de los residuos de goma guar que queden en el canal conductivo. Debido a que el propano es transportado a flujo turbulento, la viscosidad no es un factor determinante en su capacidad de suspensión, normalmente se utilizan tres tipos de apuntalantes para realizar esta clase de fracturas, que según su costo creciente son:

- Arena API (SG 2,65): que se usa en pozos someros y de profundidad media, hasta esfuerzos efectivos de cierre de 4000 psi aproximadamente.
- Cerámica de baja densidad (ISP) (SG 2,72): se usa en formaciones profundas y con esfuerzos efectivos de cierre de entre 4000 y 8000 psi.
- Propano de baja densidad (SG 1,08 a 1,40): se usa en la misma zona que la arena API. Es muy costoso, pero su ventaja radica en su facilidad y sencillez de transporte y colocación y se requiere mucho menos peso para ocupar el mismo volumen. Para ciertas aplicaciones puede ser económicamente muy efectivo.

4.1.1 Propiedades de la fractura

4.1.1.1 Capacidad de flujo o Conductividad de la Fractura ($k_f w_f$)

Es una medida de qué tan conductiva o con qué facilidad se mueven los fluidos hacia la fractura. Es definida como el producto de la permeabilidad de la fractura (k_f) por el ancho de la misma (w_f).

Un valor alto de conductividad ($>10,000$ md ft), representa una fractura de conductividad infinita y muestra como respuesta un flujo lineal de fractura en la derivada de presión. Un valor bajo de conductividad ($<10,000$ md ft), representa una fractura de conductividad finita y podría dar como respuesta un flujo bilineal. Cuando el valor de la conductividad es dividido por el producto de la permeabilidad de la formación y la longitud media de la fractura, da como resultado la conductividad adimensional, definida como:

$$F_{CD} = \frac{k_f w_f}{k x_f} \quad (\text{Ec. 4.1})$$

Dónde:

$k_f w_f$: Conductividad de la fractura (md-ft)

k : Permeabilidad de la matriz (md)

x_f : Longitud media de la fractura (ft)

F_{CD} : Conductividad adimensional

Esta forma adimensional es una medida más común de conductividad de la fractura encontrada en la literatura. En la Figura 33 se representa gráficamente una fractura hidráulica:

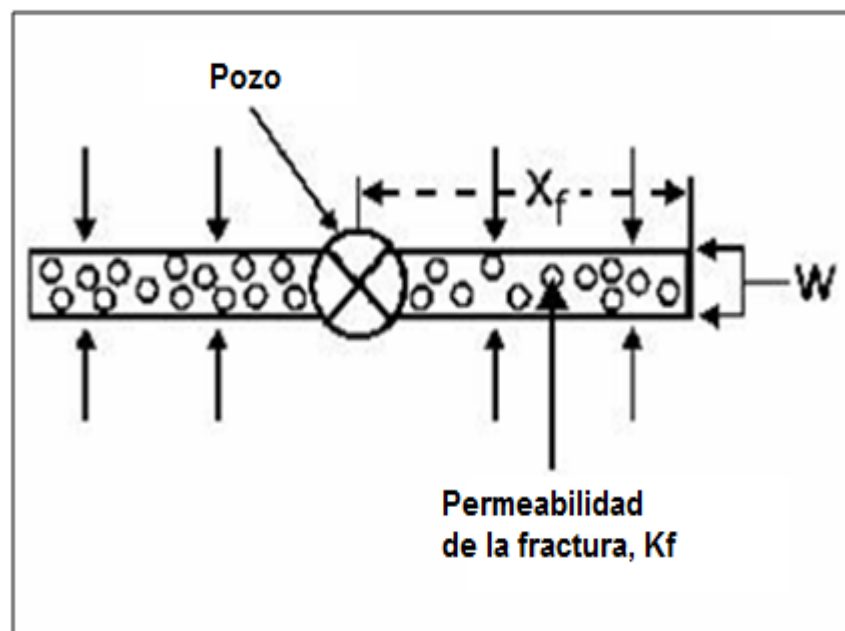


Figura 33. Representación de una fractura hidráulica. Fuente: Yost, A.B II and Overbey, W.K. Jr. 1989. Production and stimulation Analysis of Multiple Hydraulic Fracturing. Paper SPE 19090.

4.1.1.2 Longitud media de la fractura (x_f)

Una fractura hidráulica es típicamente modelada asumiendo que esta se extiende en línea recta igualmente en cada lado del pozo horizontal como se muestra en la Figura 34.

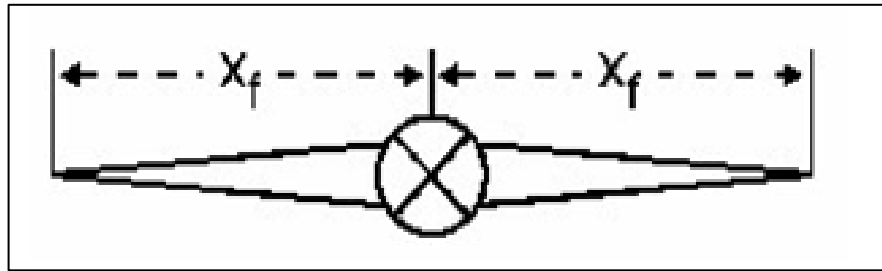


Figura 34. Diagrama de una fractura hidráulica indicando su longitud media (x_f).

Fuente: Yost, A.B II and Overbey, W.K. Jr. 1989. Production and stimulation Analysis of Multiple Hydraulic Fracturing. Paper SPE 19090.

La longitud media de la fractura depende del tamaño de ésta y varía de unos pocos pies a unos cientos de pies. En análisis de presiones la longitud media puede ser estimada del flujo lineal de fractura.

4.1.2 Comportamiento de la roca

La selección del modelo matemático para representar el comportamiento mecánico de la roca es muy importante. Existe una amplia gama de modelos que intentan representar el comportamiento mecánico de la roca. Los hay desde el modelo lineal elástico hasta modelos complejos, que incluyen el comportamiento inelástico de las rocas, efectos de interacciones físico-químicas del sistema roca-fluido y efectos de temperatura. El modelo más conocido es el lineal elástico, el cual es ampliamente utilizado por su simplicidad (modelo de dos parámetros). Este modelo se fundamenta en los conceptos de esfuerzo(s) y deformación (e), los cuales relaciona la Ley de Hooke expresada en la siguiente ecuación (de la línea recta).

$$\sigma = E \varepsilon \quad (\text{Ec. 4.2})$$

Donde E es el primer parámetro elástico conocido como módulo de elasticidad (Young).

El segundo parámetro es la relación de Poisson que es una medida de la relación entre la expansión lateral con la contracción longitudinal o axial de la roca cuando se somete a compresión.

$$\nu = \frac{\varepsilon_l}{\varepsilon_a} \quad (\text{Ec. 4.3})$$

Cuando se incluyen los efectos de la porosidad y los fluidos contenidos en la roca en el modelo elástico, éste se convierte en un modelo poroelástico, el cual es

ampliamente utilizado en simuladores comerciales para diseño de fracturamiento hidráulico. Existen diferentes criterios para definir los parámetros que representan el comportamiento de los fluidos contenidos en la roca. Uno de los más comunes es el coeficiente poroelástico (constante de Biot) α , el cual es, para fines prácticos, igual a uno ($\alpha = 1$), aunque algunas referencias sugieren este valor $\alpha = 0.7$ para yacimientos petroleros (ver Figura 35).

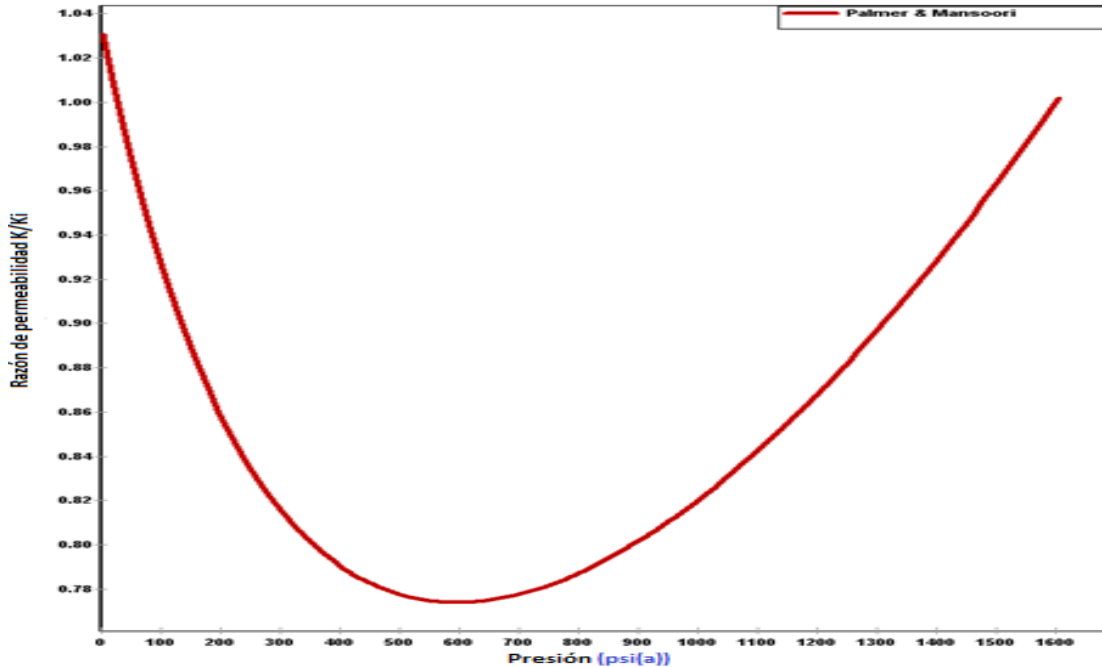


Figura 35. Relación de Modulo de Young y coeficiente de poro elástico

4.1.3 Mecánica de la geometría de la fractura

Las variables que deben considerarse en el diseño del proceso de fracturamiento son seis, esto además de tener en cuenta el brit que es la fractabilidad de la roca, con este índice nos da una idea de si la fractura va a ser compleja si se va a necesitar mucho propante para que la formación no se lo absorba todo.

1. Altura (HF), usualmente controlada por los diferentes esfuerzos in situ existentes entre los diferentes estratos.
2. Módulo de Young (E) o resistencia a la deformación de la roca.
3. Pérdida de fluido (C), relacionada con la permeabilidad de la formación y las características de filtrado del fluido fracturante.
4. Factor de intensidad de esfuerzo crítico (KIC) (resistencia). Resistencia aparente de la fractura, donde domina la presión requerida para propagar la fractura.

5. Viscosidad del fluido (μ), afecta la presión neta en la fractura, la pérdida de fluido y el transporte del material de sosten.
6. Gasto de la bomba (Q), que afecta casi todo el proceso. Los valores de estas seis variables dominan el proceso de fracturamiento.

4.1.3.1 Modelos de diseño

El cálculo de la geometría de fractura es esencialmente una aproximación, debido a que se supone que el material es isotrópico, homogéneo y linealmente elástico, lo cual sucede sólo en un material ideal. Además, se considera que el fluido de fractura se comporta de acuerdo con un modelo matemático en particular, lo que generalmente no es el caso. También se toma la altura de fractura como una constante e igual a un número estimado, siendo ésta la mayor causa de inexactitud en el cálculo de la geometría de fractura.

Las diferencias entre los distintos métodos de diseño de fracturas hidráulicas radican en las ecuaciones utilizadas, formuladas para los distintos eventos físicos. Tales métodos se pueden dividir en tres grupos, dependiendo de la forma que utilizan para calcular el espesor de fractura.

- **Grupo 1**

Modelos desarrollados por Perkin y Kern (1961), y Nordgren (1972). En ellos se supone que el espesor de fractura es proporcional a la altura de la misma. Otra característica de estos métodos es que la fractura tiene una sección transversal, paralela a su altura, de tipo elíptico. No se puede usar esta forma de fractura cuando se calcula el transporte de arena a través de la misma; en lugar de eso, el espesor variable de la fractura debe ser reemplazado por un espesor promedio constante, tal y como proponen los métodos de Kristianovich. El método de Nordgren mejora el de Perkins y Kern, pues incluye la influencia de la filtración de fluido. Para obtener la geometría de fractura, Nordgren resuelve numéricamente las ecuaciones de fractura y filtración de fluido, por lo que se requiere el uso de una computadora para su aplicación. Sin embargo, Nordgren también presenta expresiones analíticas aproximadas que se pueden usar fácilmente para calcular manualmente la geometría de fractura.

- **Grupo 2**

Modelos desarrollados por Kristianovich y Zheltov (1955), LeTirant y Dupuy (1967), Geerstma y deKlerk (1969) y Daneshy (1973). Estos modelos proponen que el ancho de fractura es proporcional a la longitud de la misma, a diferencia de Perkins y Kern y Nordgren, que proponen la proporcionalidad con la altura de la fractura. También se considera que el ancho es constante a lo largo de la altura de la fractura. Como la longitud (L) es un parámetro que aumenta continuamente a lo

largo del trabajo de fracturamiento, el espesor de fractura puede aumentar sin que aumente el ΔP_c , el cual disminuye durante las primeras etapas del trabajo y luego alcanza un valor constante. Dado que L aumenta más rápido que lo que disminuye ΔP_c , el espesor de fractura aumenta durante el trabajo.

- **Grupo 3. Modelos tridimensionales y pseudotridimensionales**

Los modelos mencionados anteriormente están limitados debido a que se requiere especificar la altura de la fractura o asumir que se desarrollará una fractura radial. También la altura de la fractura varía del pozo a la punta de la fractura. Esto puede remediarse usando modelos planos tridimensionales (3D) y pseudotridimensionales (P3D). En los modelos 3D, los cálculos del flujo total de fluidos bidimensional (2D) en la fractura son acoplados a la respuesta elástico tridimensional (3D) de la roca, mientras que en los modelos pseudotridimensionales, por acoplamiento u otra manera, se aproximan a la elasticidad 3D. Los tres principales tipos de modelos 3D que incluyen el crecimiento de la altura se categorizan por sus principales suposiciones:

a) Modelos generales 3D. Suponen que puede haber factores, como la orientación del pozo o el patrón de disparos, que puede causar que la fractura tome, al inicio, una dirección particular; pero, finalmente, tendrá una orientación perpendicular al mínimo esfuerzo.

b) Modelos planos tridimensionales. Suponen que la fractura es plana y se orienta perpendicularmente al mínimo esfuerzo, no intentan hacer cálculos complejos que se desvíen de este comportamiento plano.

c) Modelos pseudotridimensionales. Intentan capturar el comportamiento significativo de los modelos planos sin la complejidad de los cálculos. Los dos principales tipos son los modelos elípticos y los basados en celdas.

4.1.4 Desarrollo de la fractura en tiempo real

Los modelos de fractura son normalmente utilizados para optimizar el diseño de una fractura hidráulica. Ahora bien, más allá de estar bien desarrollados y difundidos a través de varios *softwares* comerciales, se deben tener en cuenta varias estimaciones y consideraciones para acercarse a resultados reales de formación durante una fractura. Los modelos de fractura calculan las dimensiones de ella –o geometría– de acuerdo a una serie de datos geomecánicos que se suponen acertados.

Lamentablemente, en la mayoría de los casos, esos datos son sólo estimaciones más o menos adecuadas y no pueden corroborarse hasta después de realizarse la fractura, en el mejor de los casos.

En efecto, durante la etapa de diseño se evalúan los registros sísmicos del pozo con el fin de estimar las constantes elásticas, especialmente el Módulo de Young y la Relación de Poisson, datos fundamentales para el diseño de la fractura. Pero estos valores son puntuales y varían a medida que aumenta la distancia del pozo.

Comúnmente, los modelos de fractura son utilizados para ajustar las presiones obtenidas durante el tratamiento y derivar una familia de valores para los principales parámetros, que si bien pueden no ser rigurosamente ciertos (lo que se intenta es desarrollar una ecuación con varias incógnitas), se aceptan como un valor válido. Pero este proceso no resuelve una de las grandes incógnitas en el desarrollo de una fractura: la verdadera dirección –o *azimut*– de la fractura. Este componente es vital para el desarrollo y optimización del drenaje del reservorio.

La medición del desarrollo de la fractura en “tiempo real”, mediante métodos de medición superficiales o en fondo de un pozo testigo –llamados *fracmapping* o mapeo de fractura, ha ayudado no sólo a develar esta incógnita, sino a optimizar los *software* comerciales y los programas operativos, pudiendo cambiar estos últimos durante el desarrollo de la operación de acuerdo a los resultados de las mediciones realizadas en el momento.

4.1.5 Proceso de fracturamiento hidráulico

El proceso consiste en aplicar presión a una formación, hasta que se produce en ésta una falla o fractura. Una vez producida la rotura, se continúa aplicando presión para extenderla más allá del punto de falla y crear un canal de flujo de gran tamaño que conecte las fracturas naturales y produzca una gran área de drenaje de fluidos del yacimiento. El efecto de incremento de drenaje de fluidos decrece rápidamente con el tiempo. Esto se debe a que la fisura se cierra y el pozo vuelve a sus condiciones casi originales. Para evitar el cierre de la fractura, se utiliza la técnica de inyectar el fluido de fractura cargado de material de sosten. Durante la operación, el bombeo de fluido se realiza de forma secuencial, primero se bombea un pre colchón de salmuera o gel lineal, con el objeto de obtener parámetros (presión de ruptura) y poder optimizar el diseño propuesto. Posteriormente se bombea un colchón de gel como fluido, el cual produce la fractura y abre la roca lo suficiente como para que pueda ingresar el agente de sostén; luego, se realiza el bombeo de tratamiento, que es un fluido cargado con arena, el cual apuntala la fractura y la mantiene abierta. Para controlar la operación, se deben registrar continuamente los valores de:

1. Presión
2. Gasto
3. Dosificación del material de sosten.

4. Dosificación de aditivos.
5. Condiciones del fluido fracturante (control de calidad).

Durante el proceso se deben monitorear en superficie las presiones siguientes:

- A) Presión de rotura: es el punto en que la formación falla y se rompe.
- B) Presión de bombeo: es la necesaria para extender la fractura, manteniendo el gasto constante.
- C) Presión de cierre instantánea (P_{ci}): es la que se registra al parar el bombeo, cuando desaparecen todas las presiones de fricción, quedando sólo las presiones interna de la fractura y la hidrostática del pozo.

Además de la presión, también se debe registrar el gasto de operación, el cual está relacionado con el tiempo de bombeo, representando el volumen total de fluido, el cual incide directamente en el tamaño de la fractura creada. Por otra parte, el gasto relacionado con la presión resulta en la potencia hidráulica necesaria para el bombeo. De aquí la importancia de registrar los volúmenes de gasto y la presión durante la operación.

La presión de fractura (P_{ef}) es la necesaria para mantener abierta la fisura y propagarla más allá del punto de falla. Puede variar durante la operación, la presión para extender la fractura se calcula de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$P_{ef} = P_{ci} + P_h \quad (\text{Ec. 4.4})$$

(Ver Anexos Sección 7)

5. METODOLOGÍAS DE ANÁLISIS

5.1 CÁLCULO DEL GAS ORIGINAL IN-SITU PARA YACIMIENTOS DE GAS SHALE (MÉTODO VOLUMÉTRICO)

El contenido de gas y capacidad de almacenamiento son los parámetros más importantes para la determinación de las reservas de gas en yacimientos de gas no convencional. Estos parámetros deben ser obtenidos de experimentos realizados en el laboratorio con muestras de núcleos tales como la prueba de desorción canister y experimentos de isotermas de adsorción. La prueba de desorción canister es llevada a cabo para determinar el contenido de gas adsorbido total y el tiempo total de desorción. Los experimentos de isotermas de adsorción son realizados para determinar la capacidad de almacenamiento con presión y para propósitos de secuestro de CO_2 ⁵⁹. Otros análisis incluyen densidad de la fase adsorbida.

5.1.1 Cálculo volumétrico de gas in-situ para yacimientos de gas shale

El contenido de gas y la capacidad de adsorción son los parámetros clave para la determinación de gas original in-situ. El gas original in-situ es calculado mediante:

$$GOES = 1359.7 Ah(\rho_{roca})(G_{st}) \quad (\text{Ec. 5.1})$$

Dónde:

GOES : Gas original en sitio (in situ)

A : Área en acres

h : Altura en ft

ρ_{roca} : Densidad del shale en g/cm^3

G_{st} : contenido de gas promedio de la matriz *scf/ton*

Generalmente, el contenido de gas es reportado en volumen de gas estándar por unidad de peso de roca y usualmente es reportado en *scf/ton* para permitir una comparación consistente en los volúmenes de gas para varias muestras⁶³.

Los datos de contenido de gas son importantes para el cálculo del gas original in-situ. Medidas precisas del contenido de gas en el laboratorio son muy importantes para la elaboración de simulaciones numéricas. La simulación numérica de yacimientos es el único método de análisis actualmente disponible para determinar relaciones entre reservas, procedimientos operativos, y la producción de gas. Adicionalmente la simulación puede ser usada para describir los mecanismos

⁵⁹E. Shtepani, L.A. Noll, L.W. Elrod and P.M. Jacobs "A New Regression Based Method for Accurate Measurement of Coal and Shale Gas Content" 2010

complejos de la desorción de gas y difusión, los cuales juegan un papel importante en la producción de gas.

5.1.2 Contenido de gas en la matriz

Cuando se está realizando un estudio sobre un campo de gas natural es importante realizar en primer lugar una estimación del gas original in situ. Es importante hacer esta primera estimación ya que en muchos casos es la primera aproximación que se hace para poder tener una noción de cuanto gas se tiene en el yacimiento que se va a explotar y tal vez así mismo poder realizar pronósticos teniendo como base este cálculo. En la industria cuando se tienen los datos suficientes estos cálculos y pronósticos se realizan mediante ecuaciones de balance de materia y simulaciones. Cuando no se tienen este tipo de datos lo primero que se hace es aplicar los métodos volumétricos para hacer cálculos de reservas. Usando datos de entrada como la porosidad, la saturación de agua, área, entre otros, que se pueden obtener inicialmente gracias a análisis de núcleos, muestras de fluido, registros de pozos el método volumétrico permite hacer una predicción del gas original in situ en términos de gas total en el medio poroso del reservorio. Un modelo simple de una matriz típica del shale se muestra en la Figura 36, el modelo necesita ser cuantificado para análisis gas in situ y este es comúnmente realizado por métodos desarrollados específicamente para rocas apretadas y otras formaciones de baja permeabilidad. Para almacenamiento total de gas, los volúmenes in situ de shale generalmente se consideran:

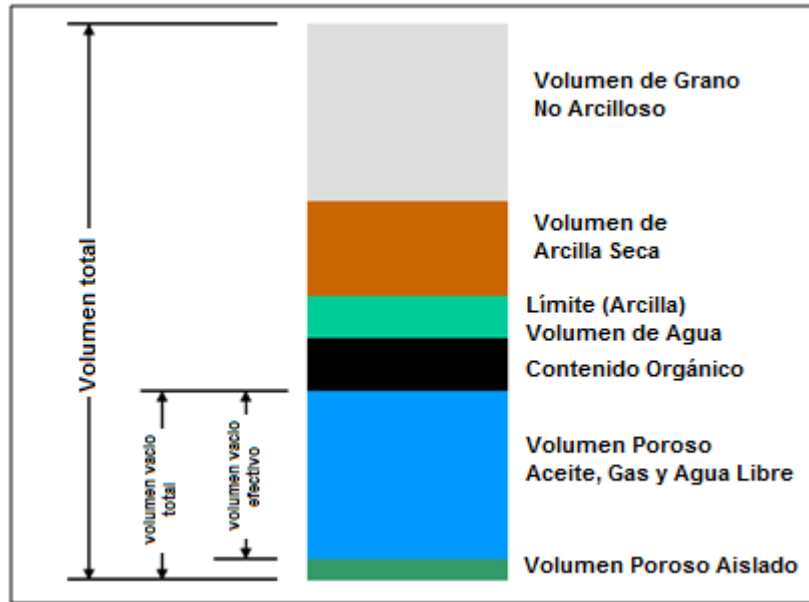


Figura 36. Modelo petrofísico conceptual mostrando los constituyentes volumétricos de la matriz de shale.

Fuente: (SPE 131772 New Pore-Scale Considerations for Shale gas in Place Calculations, pag 2)

Para estimar el gas total almacenado, generalmente se consideran, los siguientes componentes volumétricos:

- Un componente volumétrico G_f , involucra hidrocarburos almacenados en el espacio poroso como gas libre.
- Un componente superficial G_a , con el gas físicamente adsorbido a lo largo del área superficial de los microporos.
- Un componente volumétrico G_{so} , que involucra gas disuelto en el hidrocarburo líquido.
- Un componente volumétrico, G_{sw} , que involucra gas disuelto en el agua de formación.

Finalmente se tiene G_{st} , como el gas total in situ.

$$G_{st} = G_f + G_a + G_{so} + G_{sw} \quad (\text{Ec. 5.2})$$

Donde el gas libre es igual a:

$$G_f = 32.0368 \frac{\phi(1-S_w-S_o)}{\rho_b B_g} \quad (\text{Ec. 5.3})$$

Dónde:

ϕ : Porosidad

S_w : Saturación de agua

S_o : Saturación de aceite

ρ_b : Densidad de la roca g/cm^3

B_g : Factor volumétrico del gas rcf/scf

Donde el gas adsorbido es igual a:

$$G_a = G_{SL} \frac{P}{P+P_L} \quad (\text{Ec. 5.4})$$

Dónde:

G_{SL} : Volumen de Langmuir scf/ton

P : Presión a la que se quiere evaluar el gas adsorbido en $psia$

P_L : Presión de langmuir en $psia$

Donde gas disuelto en aceite es igual a:

$$G_{so} = \frac{32.0368}{5.6146} \frac{\phi S_o R_{so}}{\rho_b B_o} \quad (\text{Ec. 5.5})$$

Dónde:

\emptyset : Porosidad

R_{so} : Relación de gas en solución *scf/STB*

S_o : Saturación de aceite

ρ_b : Densidad de la roca *g/cm³*

B_o : Factor volumétrico del petróleo (Vol de yacimiento/Vol de superficie)

Donde el gas disuelto en agua es igual a:

$$G_{sw} = \frac{32.0368 \emptyset S_w R_s}{5.6146 \rho_b B_w} \quad (\text{Ec. 5.6})$$

Dónde:

\emptyset : Porosidad

R_{sw} : Relación de gas en solución *scf/STB*

S_o : Saturación de agua

ρ_b : Densidad de la roca *g/cm³*

B_w : Factor volumétrico del agua (volumen de yacimiento/volumen de superficie)

En la industria actual los cálculos estándar, ecuaciones 5.5 y 5.6 no se aplican⁶⁰. El gas en solución en hidrocarburo móvil y agua y el gas adsorbido dentro de la materia orgánica son combinados en análisis de isothermas de adsorción, así que la ecuación 5.2 se reduce a:

$$G_{st} = G_f + G_a \quad (\text{Ec. 5.7})$$

Las actuales aproximaciones volumétricas para gas shale se basan en la premisa que los volúmenes al lado derecho de la ecuación 5.7, siendo asociados con los poros inorgánicos y sólidos orgánicos, respectivamente, pueden ser estimados independientemente uno del otro. En consecuencia, el gas adsorbido está asociado con los componentes orgánicos, el volumen poroso el cual se considera despreciable y, por lo tanto el volumen no necesita ser representado durante los cálculos de gas libre.

5.1.2.1 Corrección de fase adsorbida por volumen vacío

La cantidad de gas sorbido que se estima en el shale es determinada a través de una isoterma de adsorción experimental. En este experimento, un volumen vacío se mide primero usando típicamente helio. La determinación volumen vacío es

⁶⁰ Ray J. Ambrose, Robert C. Hartman, "New Pore-Scale Considerations for Shale gas in Place Calculations", 2010

experimentalmente idéntica a la técnica del porosímetro de helio usada para determinar la densidad del grano⁶⁰.

Después que el volumen vacío se ha medido, los datos de sorción son adquiridos. La masa del gas sorbido dentro de la muestra de shale es medida por balance de materia y con una ecuación de estado dada. Durante la construcción de la isoterma a cada etapa de presión, el volumen del gas que es adsorbido reduce el volumen que hay entre el espacio vacío del recipiente y el shale. Como resultado, el volumen inicial al vacío debe ser corregido al principio y al final de cada etapa de presión como se describe en las ecuaciones 5.8 y 5.9.

$$V_{V1} = V_{V0} - \frac{n_1 - \widehat{M}}{\rho_s} \quad (\text{Ec. 5.8})$$

Dónde:

V_{V0} : Volumen vacío inicial, ft^3

n_1 : Número de moles de primera etapa

\widehat{M} : Peso molecular aparente del gas natural lbm/lbmole

ρ_s : Densidad de la fase adsorbida, g/cm^3

$$V_{V2} = V_{V0} - \frac{n_2 - \widehat{M}}{\rho_s} \quad (\text{Ec. 5.9})$$

Dónde:

V_{V0} : Volumen vacío inicial, ft^3

n_2 : Número de moles de segunda etapa

\widehat{M} : Peso molecular aparente del gas natural lbm/lbmol

ρ_s : Densidad de la fase adsorbida, g/cm^3

En consecuencia, en el transcurso del análisis de la isoterma, el volumen vacío es además reducido subsecuentemente por cada etapa de presión. Las consideraciones mencionadas del volumen vacío que son necesarias para determinar con mayor precisión el volumen de gas adsorbido tienen implicaciones significativas “en vivo”, del volumen poroso disponible para el almacenamiento del gas libre en el shale. En pocas palabras, el producto porosidad saturación efectiva del gas (ϕS_{ge}) es derivado de un volumen poroso total que es determinado bajo condiciones estáticas de laboratorio y no refleja las condiciones en vivo del reservorio. La porción del reservorio del volumen total poroso no es solo ocupado por agua y aceite también es ocupado por gas adsorbido. Esta es la razón por la cual se aplica una corrección al gas libre calculado, porque la fase adsorbida también ocupa un pequeño volumen en el espacio poroso⁶⁰.

5.1.3 Nuevo método para cálculo de contenido de gas de la matriz

Un modelo petrofísico es propuesto en el cual se altera el concepto previo de porosidad efectiva mostrado anteriormente en la Figura 36. El nuevo modelo mostrado en la Figura 37 se enfatiza en dos cambios conceptuales respecto al modelo previo⁶⁰.

- Existe una dependencia del espacio poroso conectado en la materia orgánica
- Hay una dependencia del espacio poroso libre por inclusión de la fase sorbida

La Figura 38 muestra un diagrama simple de la metodología actual usada para determinar la diferencia que existe entre las dos metodologías (para simplicidad, el agua y volumen de aceite no se consideran en el diagrama).

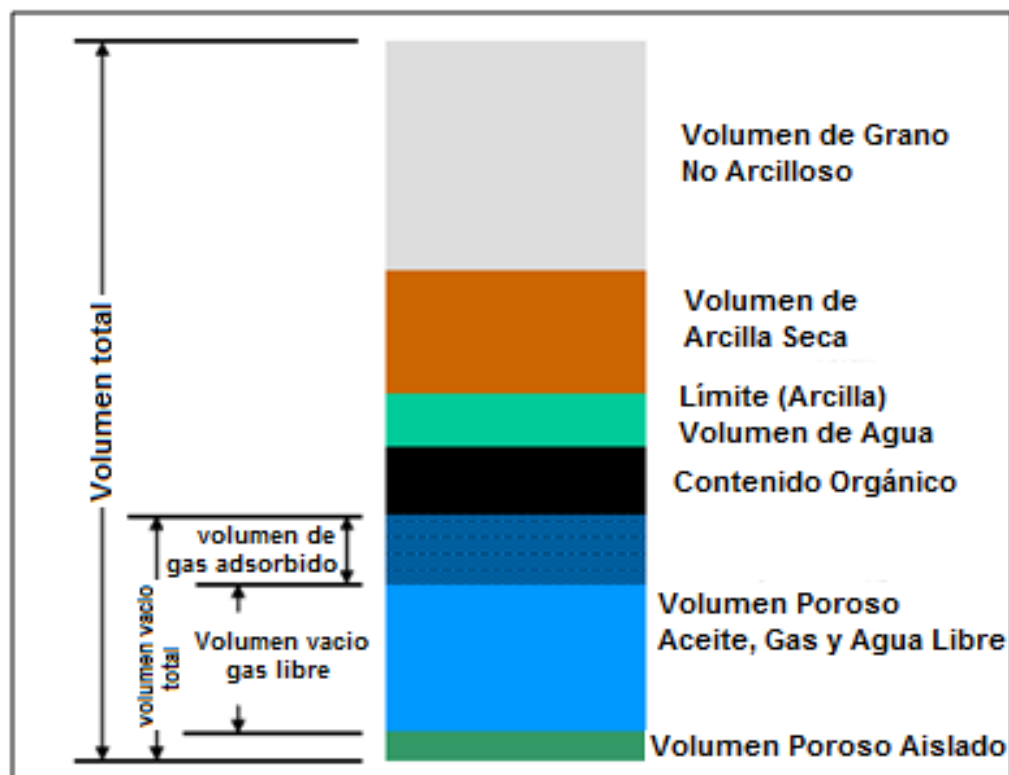


Figura 37. Nuevo modelo petrofísico mostrando los constituyentes volumétricos de la matriz gas-shale. La región punteada describe la interacción entre la fase sorbida y la porosidad total (volumen vacío). Fuente: (SPE 131772 New Pore-Scale Considerations for Shale gas in Place calculations, pag 8)

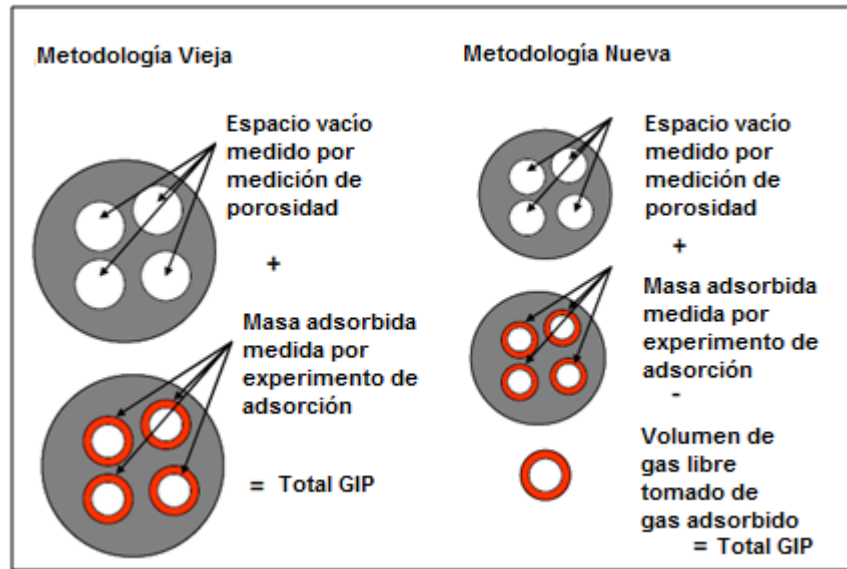


Figura 38. Comparación de la vieja y la nueva metodología en la predicción del gas original in situ. Fuente: (SPE 131772 New Pore-Scale Considerations for Shale gas in Place Calculations, pag 8)

Con el fin de explicar correctamente el gas libre y gas total in situ, el volumen consumido por la fase adsorbida debe ser sustraído del cálculo del gas libre. Entonces se tiene:

Empezando con la ecuación 5.4, el valor de G_a necesita ser convertido a volumen, una simple conversión puede ser realizada. Las unidades típicas para la ecuación mostrada a continuación son scf/ton.

$$G_a = G_{sl} \frac{P}{P + P_L}$$

Dado que está en scf/ton, se puede convertir scf a una masa con la ley de los gases a temperatura y presión estándar.

$$V/n = RT/p \tag{Ec. 5.10}$$

$$V/n = 10.7316 \frac{ft^3 psi}{^\circ R lb-mol} \frac{519.67^\circ R}{14.696 psia} = 379.48 \frac{ft^3}{lb-mol} \tag{Ec. 5.11}$$

Con la densidad en g/cm^3 y las unidades deseadas scf/ton, se puede usar el valor de arriba para calcular una constante de conversión.

$$\frac{1}{379.48 \frac{ft^3}{lb-mol}} \cdot \frac{1 ton}{2000 lb} = 1.318 \times 10^{-6} \frac{ton-mol}{ft^3} \tag{Ec.5.12}$$

Usando la constante de conversión, la densidad de la fase adsorbida, la densidad aparente de la roca, y el peso molecular de la fase adsorbida se puede calcular el volumen fraccional ocupado por la fase sorbida.

$$\phi_a = 1.318 \times 10^{-6} \widehat{M} \frac{\rho_b}{\rho_s} \left(G_{sL} \frac{p}{p+p_L} \right) \quad (\text{Ec. 5.13})$$

Asumiendo que la saturación de crudo es despreciable y quitando el volumen fraccional de la fase sorbida del volumen de gas libre, la ecuación 5.3 se convierte en:

$$G_f = 32.0368 \frac{\phi(1 - S_w) - \phi_a}{\rho_b B_g}$$

Ahora sustituyendo la expresión ϕ_a dentro de esta ecuación y simplificando se obtiene:

$$G_f = \frac{32.0368}{B_g} \left[\frac{\phi(1 - S_w)}{\rho_b} - \frac{1.318 \times 10^{-6} \widehat{M} s}{\rho_s} \left(G_{sL} \frac{p}{p+p_L} \right) \right] \quad (\text{Ec. 5.14})$$

El volumen ocupado por el gas adsorbido debe ser tenido en cuenta para después de la corrección por saturación de agua.

Se puede observar en la ecuación 5.14 que con la nueva metodología propuesta para calcular la cantidad de gas por volumen unitario de roca en el espacio libre de los poros se disminuye, porque el nuevo termino incluido en la ecuación se resta al volumen libre que inicialmente propuesto donde solo se tenía en cuenta la expansión del gas porque se asumía que la fase adsorbida no ocupaba volumen a niveles macroscópicos, es decir que solo había una delgada capa molecular que cubría la superficie

Teniendo esta nueva consideración se puede observar en la Figura 38 la diferencia entre la vieja y la nueva metodología y su influencia en el cálculo del gas original in-situ, ya que con la antigua metodología se tenía en cuenta el volumen adsorbido pero este no se sustraía el volumen ocupado por este al volumen poroso.

5.1.3.1 Densidad de la fase sorbida

Para calcular el volumen ocupado por la fase sorbida, la densidad del gas adsorbido en los poros con materia orgánica debe ser conocida. La medición de la densidad de la fase sorbida no es un problema trivial, sin embargo, se espera que varíe la densidad local del metano a medida que cruza los poros y sea diferente de su densidad bruta debido a las interacciones entre el metano y las paredes con materia orgánica⁶⁰. Además en gas shales donde la temperatura del reservorio es significativamente grande que la temperatura supercrítica del gas natural, es difícil estudiar transiciones de fase y determinar si el adsorbato está en la forma de

líquido o vapor. Hay varias sugerencias en la literatura química para determinar la densidad de la fase adsorbida en superficies sólidas.

Para investigaciones moleculares, el metano se considera a condiciones supercríticas bajo equilibrio termodinámico en una geometría de poro periódica ortorrómbica tridimensional consistiendo de paredes superior e inferior hechas de capas de carbón⁶⁰, ver Figura 39.

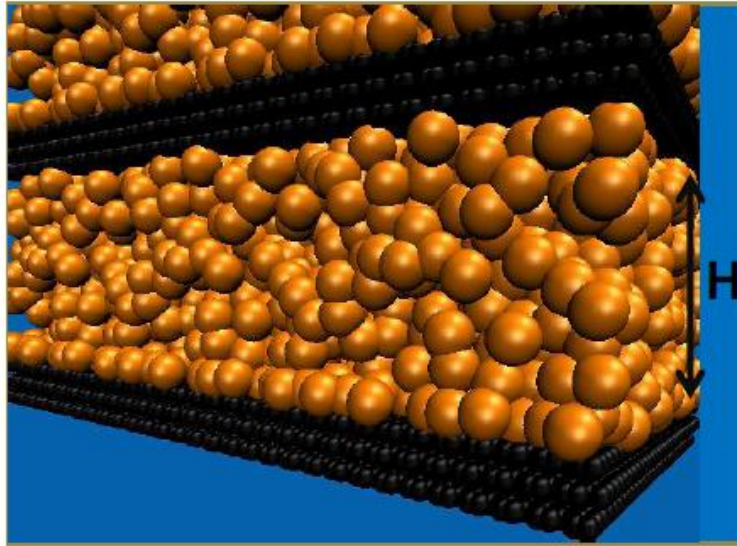


Figura 39. Celda de simulación molecular consistiendo en paredes de grafito y metano. Fuente: (SPE 131772 New Pore-Scale Considerations for Shale gas in Place Calculations, pag 10)

En un estudio anterior se realizó esta simulación tomando en cuenta dos hendiduras como poros con un ancho de poro de $H=3.6\text{nm}$ (poro pequeño) y $H=1.95\text{nm}$ (poro grande) respectivamente. El ancho del poro, H es una escala de longitud importante del estudio, la cual es definida como la distancia entre los centros de masa de la mayoría de los planos internos de carbón.

DL-POLY 2.20 (es un software de simulación molecular paralela dinámica desarrollado por STFC Daresbury Laboratory) fue usado para realizar la simulación dinámica de las moléculas. Los cálculos de la densidad bruta del metano fueron realizados considerando condiciones isobáricas e isotérmicas a tres temperaturas constantes: $T= (176,212,266)^\circ\text{F}$.

Al final de cada simulación, el número de densidad ρ_{number} o número de moléculas / \AA^3 para el metano a través del espacio poroso fue computado cada 0.2\AA (para el perfil de densidad continuo) y a cada 3.73\AA (para el perfil de densidad discreto) segmento de volumen en la dirección z . El número de densidad para cada segmento es estimado por el conteo de las moléculas de metano a

través del volumen poroso, seguidamente el número de densidad es convertido a la densidad de masa local de metano usando su peso molecular M_{CH_4} y el número de avogadro como se ve a continuación:

$$\rho_{CH_4} = \frac{\rho_{Number} M_{CH_4}}{6.02252} \times 10^{23} \quad (\text{Ec. 5.15})$$

Dónde:

ρ_{Number} : Numero de densidad de metano, numero de moléculas / Å^3

El propósito de la simulación fue predecir un perfil de densidad preciso a través de los poros como una indicación de la presencia de esas interacciones y para determinar un valor promedio de densidad del gas adsorbido, una cantidad macroscópica necesaria para realizar el cálculo de gas in situ.

La Figura 40 muestra un conjunto de perfiles de densidades de masa para el metano confinado a poros con $H=3.6$ y 1.95 nm. Esta claro que la densidad predicha del metano no es uniforme a través de los poros: es significativamente mas grande cerca de la pared donde la adsorción toma lugar, y decrece con oscilaciones amortiguadas a medida que la distancia de la pared del poro va incrementando. Las oscilaciones son debidas a la presncia de adsorción en los poros y la distribución molecular involucrada ej. Capas moleculares. Las capas indican la existencia de equilibrio termodinámico en los poros. El número de moléculas es mas grande en la primera capa cerca a la pared. El efecto de la pared se vuelve significativamente menor en la segunda capa indicando que la desorción de algunas moléculas de metano es permitida debido al equilibrio de adsorción. Las moléculas en la segunda capa están aun bajo la influencia de las paredes del poro a pesar de que las interacciones moleculares comienzan dominando, no permiten localmente altas densidades de metano. En esta capa, la densidad el metano es ligeramente mayor que la densidad bruta del metano bajo as mismas condiciones de temperatura y presión.

5.1.3.2 Densidad de la capa molecular

La densidad de la primera capa molecular adsorbida (la mas cercana a la pared del poro) es 0.48 y 0.57 gm/cm^3 para los poros grandes y pequeños respectivamente. Estos valores están por encima del rango de densidades correspondientes al metano líquido. Observar que la densidad del metano líquido ortobarico está dentro del rango de 0.3 y 0.45 gm/cm^3 .

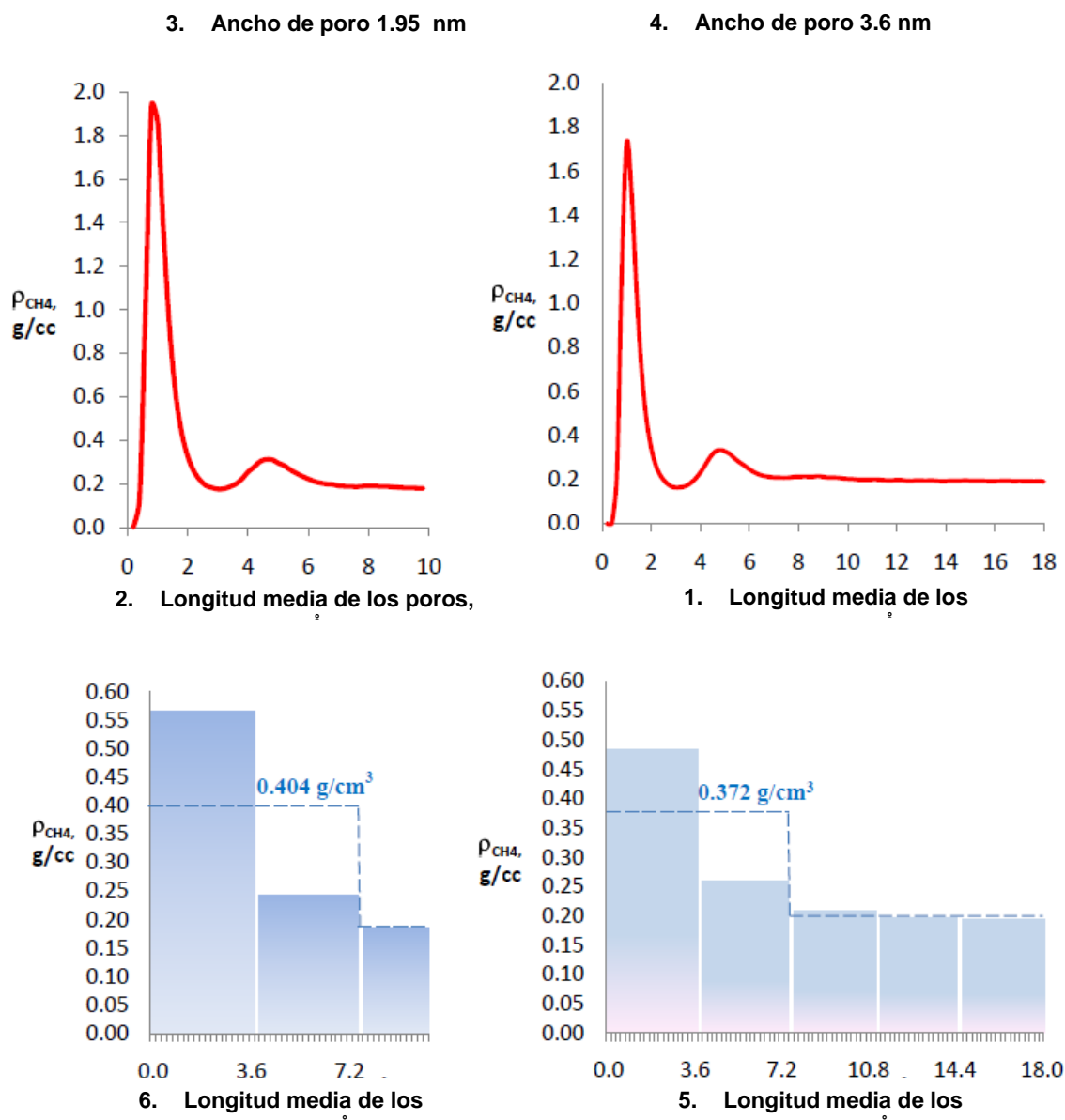


Figura 40. Perfiles de densidad continuo (fila superior) y discreto (fila inferior) para el metano como una función del tamaño de poro a 176°F. Los valores de densidad son estimados a intervalos de 0.2 Å para el perfil de densidad continuo. La densidad discreta c corresponde a la densidad de la capa molecular a través de los poros. Las líneas punteadas corresponden a valores promedio para la densidad de gas adsorbido.

La segunda capa molecular, por otra parte representa una transición liquido vapor en el poro con una densidad promedio del metano de 0.25 gm/cm^3 , la cual es mas baja que la densidad que la densidad del gas saturado, en este estudio fue

considerado la teoría de adsorción de Langmuir, así que se predijo que la densidad de la fase adsorbida de la “mono capa” como el promedio de las dos primeras capas cerca a la pared. Por lo tanto se determinó que la densidad de la fase adsorbida para poros de 3.6 nm es de 0.372 gm/cm^3 y 0.404 gm/cm^3 para poros de 1.95 nm^2 .

El efecto de la temperatura en la densidad del metano se muestra en la Figura 41, los valores promedio estimados para la densidad del metano adsorbido son de 0.372 gm/cm^3 a 176°F , 0.368 gm/cm^3 a 212°F y 0.355 gm/cm^3 a 266°F . Estos valores muestran una variación del 5% debido al cambio de energía cinética a escala microscópica, estos valores son 1.86 a 2 veces más grandes que la densidad en el centro del poro, lo cual indica que es una variable no muy sensible al cambio de temperatura.

Así que se definió que este rango de densidades de la fase podía ser utilizado para realizar el cálculo de contenido de gas adsorbido pues si se manejan tamaños de poros diferentes el cambio no es muy significativo.

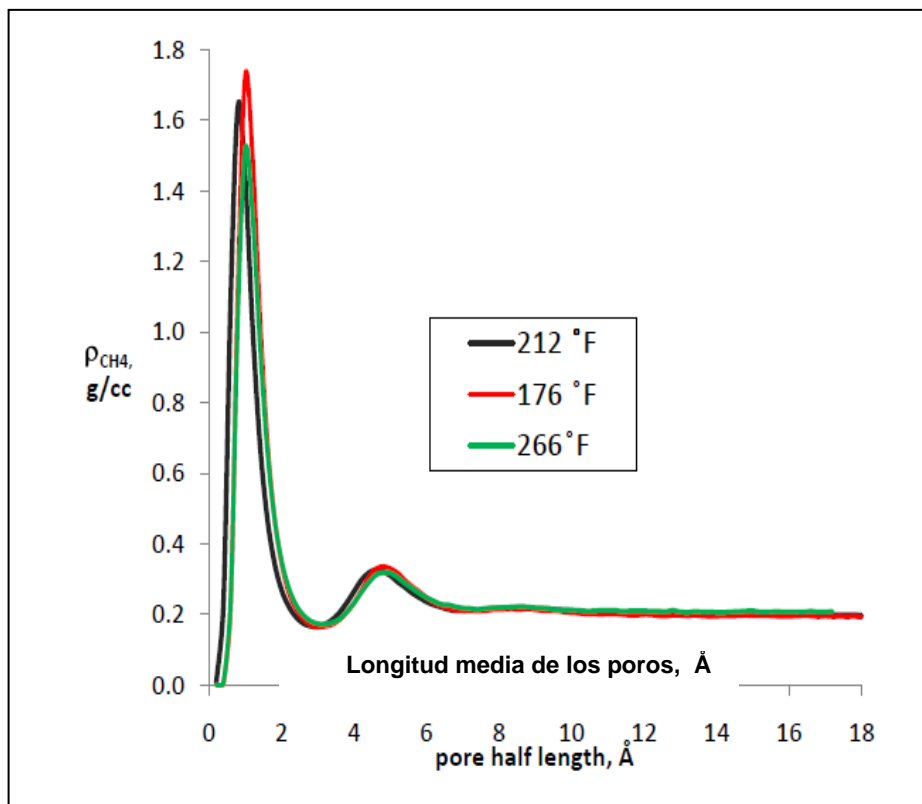


Figura 41. Perfiles de densidad del metano a través de un poro de 3.6 nm de ancho en función de la temperatura.

5.2 CALCULO DEL GAS ORIGINAL IN SITU PARA YACIMIENTOS DE GAS SHALE (BALANCE DE MATERIA)

El análisis de balance de materia es un método de interpretación utilizado para determinar los fluidos originales in-situ basado en la producción y datos de presión estática.

Este balance asume un comportamiento del yacimiento tipo tanque a un datum dado de profundidad, y también se considera que tiene las mismas propiedades de fluidos y la misma presión en cualquier punto del reservorio.

El balance de materia ha sido ampliamente usado en la práctica de ingeniería de yacimientos como una herramienta simple pero poderosa para determinar el gas original in-situ. El formato convencional de la ecuación de balance de materia es la simple línea recta p/Z vs producción de gas acumulativo (G_p) el cual puede ser extrapolado a cero p/Z para obtener el gas original in situ. La simplicidad gráfica de este modelo lo hace muy popular. El método fue desarrollado originalmente para un yacimiento “volumétrico” de gas. Se asume un volumen de poro constante (PV) de gas y cuenta para la energía de expansión, pero este ignora otras fuentes de energía tales como el efecto de compresibilidad de la formación, expansión residual de los fluidos y soporte de acuíferos. Este tampoco incluye otras fuentes de almacenamiento como los reservorios conectados, o adsorción en carbón/shales. En el pasado los investigadores han introducido ecuaciones de balance de materia modificadas para tener en cuenta las otras fuentes de energía. Sin embargo, la simplicidad de la línea recta p/Z esta perdida en la complejidad resultante de los factores adicionales.⁶¹

5.2.1 Ecuación de balance de materia para gas

El balance de material de gas es una versión simplificada de la ecuación balance de material general. Cuando la ecuación general se reduce a su más simple forma conteniendo solo los términos de gas, y aparece como se muestra a continuación.⁶²

$$G = \frac{G_p B_g}{(B_g - B_{gi})} \quad (\text{Ec. 5.16})$$

En esta ecuación, se asume que la expansión del gas es la única fuerza que causa la producción. Esta forma es comúnmente usada porque la expansión del gas a menudo domina sobre la expansión de aceite, agua y roca. B_g es la proporción de volumen de gas a condiciones de yacimiento a volumen de gas a condiciones estándar.⁶²

⁶¹ Ahmed Tarek, McKinney Paul D. “Advanced Reservoir Engineering” 2005

⁶² Fekete HARMONY™ interface that allows Fekete’s well performance applications to share wells data, help Topics >Reference materials>General concepts, 2012

Se considera la temperatura del reservorio constante. El factor Z de compresibilidad a condiciones estándar se asume igual a 1. El número de moles del gas no cambia del yacimiento hasta la superficie. La temperatura y la presión a condiciones estándar son conocidas. Cuando B_g es reemplazado y las constantes son anuladas, la ecuación de balance de materia de gas es simplificada a:

$$\frac{P}{Z} = - \left(\frac{P_i}{Z_i G} \right) G_p + \frac{P_i}{Z_i} \quad (\text{Ec. 5.17})$$

Dónde:

P : Presión del yacimiento, *psia*

G_p : es el gas producido, *Bcf*

Z_i : Factor de compresibilidad del gas inicial, adimensional

Z : Factor de compresibilidad a presión de yacimiento, adimensional

P_i : Presión inicial del yacimiento *psia*

G : Gas original in-situ, *Bcf*

Cuando se realiza una gráfica de p/Z contra producción acumulativa, la ecuación puede ser analizada como una relación lineal (ver Figura 42). Varias medidas de la presión estática y la producción acumulativa correspondiente pueden ser usadas para obtener en intercepto en el eje x o el gas original in situ, mostrado como G en la ecuación⁶².

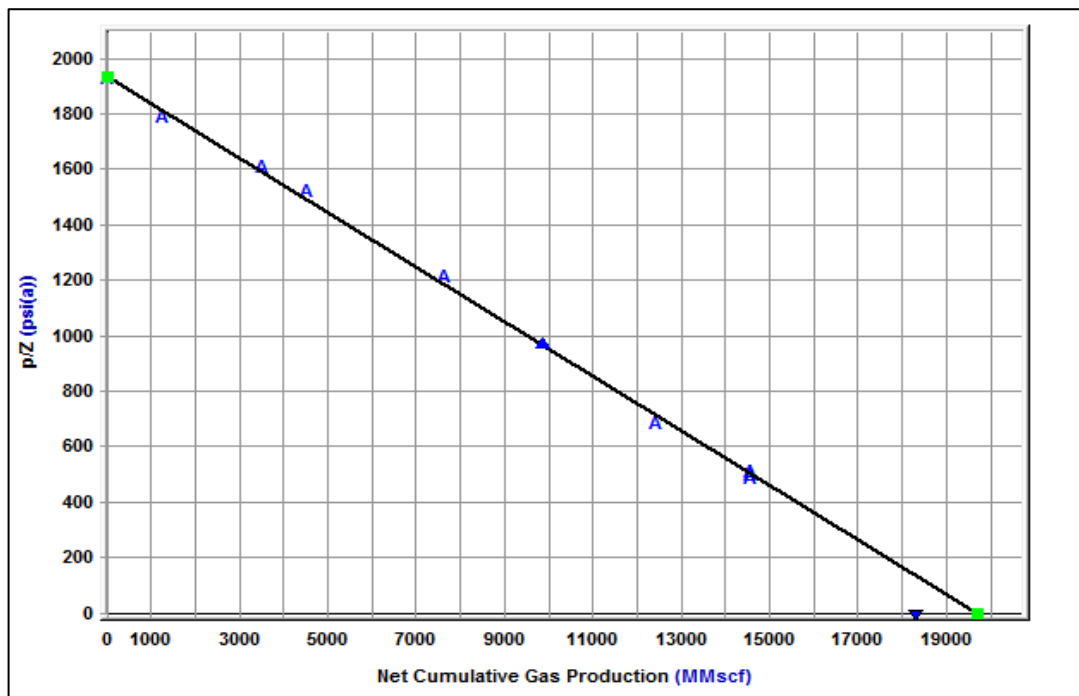


Figura 42. Gráfico típico de p/Z versus producción acumulada de gas, donde los puntos tienen tendencia de línea recta (fekete harmony, reference materials).

5.2.2 Balance de materia de gas avanzado

Para un yacimiento volumétrico de gas, la expansión del gas (la fuente de energía más significativa) domina el comportamiento de depleción; la ecuación de balance de materia general es una herramienta de interpretación simple pero aun poderosa. Sin embargo, en casos donde otras fuentes de energía son significativas para causar una desviación del comportamiento lineal del gráfico p/Z , una herramienta más sofisticada es requerida. Para esto una forma más avanzada de la ecuación de balance de materia ha sido desarrollada, y la gráfica estándar p/Z es modificada para mantener una tendencia lineal con la simplicidad de la interpretación.

En su trabajo sobre CBM, King(1993) introdujo p/Z^* para reemplazar p/Z modificando Z , parámetros para incorporar los efectos de gas adsorbido se introdujeron por lo que el gas total in-situ no solo se interpreta como el gas libre en el yacimiento; la técnica de análisis de línea recta es aun usada. Este concepto ha sido extendido para tipos de yacimientos adicionales con el método de feketé p/Z^{**} (Moghadam et al. 2009). El Z^{**} total es mostrado a continuación con la ecuación de balance de materia modificada⁶³:

$$\frac{P}{Z^{**}} = \frac{P_I}{Z_i^{**}} \left(1 - \frac{G_p}{G} \right) \quad (\text{Ec. 5.18})$$

$$Z^{**} = \frac{P}{\left[\frac{1}{S_{gi}Z} (S_{gi} - C_{wip} - C_{ep} - C_d) + \frac{P_i}{Z_i} \left(\frac{G}{G_f} - 1 \right) \right] \frac{G_f}{G}} \quad (\text{Ec. 5.19})$$

Dónde:

P : Presión del yacimiento, *psia*

G_p : es el gas producido, *Bcf*

Z_i : Factor de compresibilidad del gas inicial, adimensional.

Z : Factor de compresibilidad a presión de yacimiento, adimensional.

G_f : Gas libre in situ, *Bcf*

G : Gas original in-situ, *Bcf*

S_{gi} : Saturación de gas inicial.

C_{wip} : Cambio del volumen relativo cambiado por el influjo de agua y producción

C_{ep} : Cambio de volumen relativo causado por el volumen residual y formación.

C_d : Cambio de volumen relativo cambiado por la desorción de gas CBM.

⁶³ S. Moghadam, O. Jeje, L. Mattar, "Advanced Gas Material Balance in Simplified Format", 2011

5.3 ANÁLISIS DE CURVAS DE DECLINACIÓN

El análisis de curvas de declinación es una de las metodologías de análisis más ampliamente empeladas para evaluar reservas de gas. La técnica de análisis de curvas de declinación se basa en la suposición que el comportamiento pasado de la producción con sus factores controlados continuarán en el futuro y por consiguiente puede ser extrapolado y descrito por una expresión matemática. En la Figura 43 se ve la clasificación de las curvas de declinación.

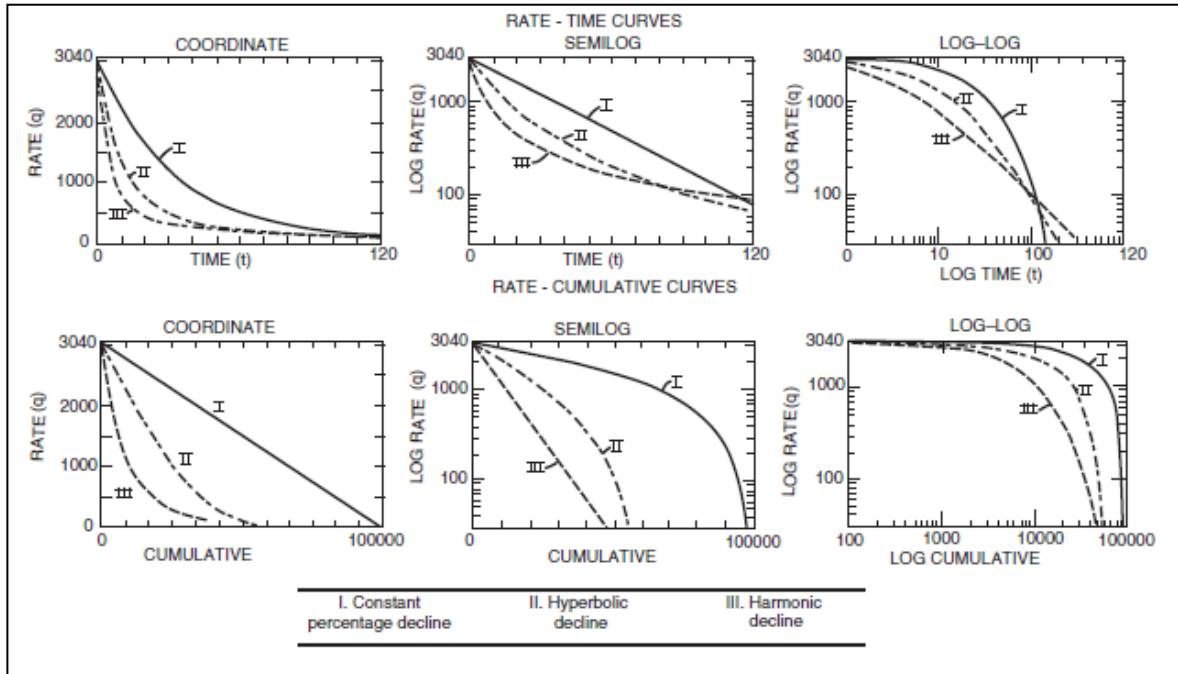


Figura 43. Clasificación de los diferentes tipos de curvas de declinación. Fuente: (Tarek advanced reservoir engineering pag 238).

El método de extrapolar una “tendencia” para propósitos de la estimación futura debe satisfacer la condición que el factor el cual causa los cambios en el pasado, operará de la misma manera en el futuro. Estas curvas de declinación están caracterizadas por tres factores:

1. tasa inicial de producción, o la taza a algún tiempo particular
2. curvatura de la declinación
3. tasa de la declinación

Arps (1945) propuso que la “curvatura” en la taza de producción contra tiempo puede ser expresada matemáticamente por una de las ecuaciones de la familia hiperbólica. Arps oficializó los siguientes tres tipos de comportamiento de la declinación

1. declinación exponencial
2. declinación armónica
3. declinación hiperbólica

Cada tipo de declinación tiene una curvatura diferente mostrada en la Figura 43. Esta figura presenta la forma característica de cada tipo de declinación cuando la tasa de flujo es graficada contra la producción acumulada en escala cartesiana, semilogarítmica y log-log. Las características principales de estas curvas de declinación pueden ser usadas para seleccionar el modelo de tasa de declinación de flujo que es apropiado para describir la relación tasa-tiempo del sistema.

Casi todos los análisis de curvas de declinación convencionales están basados en relaciones empíricas de tasa de producción contra tiempo, dado por Arps (1945) como:

$$q_t = \frac{q_i}{(1+bD_it)^{1/b}} \quad (\text{Ec. 5.20})$$

Donde q_t es la producción de gas al tiempo t , q_i es la producción de gas a tiempo inicial, D_i y b son parámetros empíricos determinados ajustando una curva trazada por esta ecuación sobre una gráfica de tasa de producción contra tiempo. D_i es la tasa de declinación a tiempo inicial y el exponente b que es el encargado de controlar la “curvatura” de la tendencia de la declinación. Donde $b = 0$ una curva de declinación exponencial y la ecuación resultante es la siguiente:

$$q_t = q_i e^{-D_it} \quad (\text{Ec. 5.21})$$

Donde D_i es la tasa de declinación y es constante.

La ecuación de Arps originalmente fue diseñada para yacimientos convencionales y primitivamente para pozos verticales asociados a presión de fondo constante. Los yacimientos de gas shale se caracterizan por el comportamiento transiente de la producción y donde un flujo dominado por límites es raramente observado en los datos de producción⁶⁴. Las tasas de producción generalmente han exagerado la tendencia inicial de la declinación cuando la producción es dominada por el flujo de las fracturas hidráulicas hacia el pozo. A tiempos tardíos, la tasa de declinación de la producción de gas es a menudo pequeña. Este “comportamiento asintótico” en el perfil de producción a tiempos tardíos es debido al flujo dominante de la matriz, así que se concluye que este flujo transiente es un reflejo a la baja permeabilidad de la matriz. Por esta razón para muchos de estos yacimientos de gas shale el exponente b en la mayoría de los casos mayor a 1.⁶⁴

Para este estudio se va a emplear esta técnica de análisis de curva de declinación con el fin de determinar que comportamiento tiene el caso que se va a estudiar;

⁶⁴ Jason Baihly, Raphael Altman, Raj malpani and Fang Luo, Schlumberger, “Shale Gas Production Trend Comparison Over Time and basins”, 2010.

según la teoría los yacimientos de gas shale tiene un comportamiento armónico así que también se corroborarán los datos con el software Fekete Harmony™ y se compararán los resultados.

5.4 CÁLCULO DEL ÁREA DE FRACTURA

5.4.1 Análisis del yacimiento

En el análisis de los datos de producción de varios yacimientos de gas shale se ha manifestado un tipo de comportamiento de flujo transitorio de larga duración con fronteras externas, los cuales podrían estar controlados por la geometría del pozo o por las propiedades naturales del yacimiento como por ejemplo, la anisotropía, capas o canales de alta permeabilidad y yacimientos naturalmente fracturados estos yacimientos presentan dos tipos de flujo lineal o bilineal debido a su baja permeabilidad.⁶⁵

La mejor manera de detectar el flujo característico del pozo, flujo lineal o bilineal el cual es afectado por las fronteras externas, es desarrollando un gráfico log-log en la que se ubica una línea con una pendiente de un medio (flujo lineal), o una pendiente de un cuarto (flujo bilineal) y una pendiente unitaria (ha llegado a la frontera externa), al identificar el tipo de pendiente que caracteriza el flujo se puede realizar una gráfica cartesiana de $[m(P_i) - m(P_{wf})]/Q_g$ contra \sqrt{t} , en la que se usa la línea con la pendiente descrita anteriormente.

5.4.2 Desarrollo del modelo

El modelo está compuesto por cuatro fases con el objetivo de mejorar el proceso y ser específicos en la obtención de los datos.

- a- Obtención de los datos de producción.
- b- Con la data obtenida se determinan las diferentes propiedades PVT con las cuales se puede determinar la $m(P_{wf})$ (pseudopresión) a través

$$m(P_{wf}) = \left| \frac{2 \left[\frac{P_{Tubing(n)}}{\mu(n) \cdot Z} + \frac{P_{Tubing(n+1)}}{\mu(n+1) \cdot Z} \right]}{2} \right| * (P_{Tubing(n)} - P_{Tubing(n+1)}) \quad (\text{Ec. 5.22})$$

Dónde:

$m(p)$: Pseudopresión (gas) (psi^2/cp)
 $P_{Tubing(n)}$: Presión de tubing

⁶⁵ R.O. Bello, R.A. Wattenbarger, (Modelling and Analysis of Shale Gas Production with a Skin Effect, 20009

- μ : Viscosidad del gas (cp)
 Z : Factor de compresibilidad del gas, adimensional

Se calculan las propiedades PVT (μ y Z) para todos los datos de producción y presión del tubing; la $m(P_i)$ es facilitada por los datos de yacimientos del caso que se estudiara. Con los datos PVT y los datos de producción y el tiempo del mismo se puede realizar la grafica de $[m(P_i) - m(P_{wf})]/Q_g$ contra \sqrt{t} , ($Log - Log$) en la que se identifican las diferentes pendientes especialmente $m = \frac{1}{2}$.

- c- Al tener identificado los datos que la pendiente de un medio contiene se realiza una gráfica cartesiana $[m(P_i) - m(P_{wf})]/Q_g$ contra \sqrt{t} , y se dibuja una línea recta a través de la gráfica desde el origen, pasando a través de los datos que identifican la pendiente de un medio la cual fue identificada en la gráfica anterior. Después de identificar la pendiente m_4 la cual será usada en la ecuación.

$$\sqrt{K_m} * A_{cm} = \frac{1262T}{\sqrt{(\emptyset \mu C_t)_{f+m} * m_4}} \quad (\text{Ec. 5.23})$$

Dónde:

- K_m : Permeabilidad de la matriz (md)
 A_{cm} : Área total superficial de matriz-fractura (ft²)
 T : Temperatura del reservorio (°R)
 \emptyset : Porosidad
 μ : Viscosidad, (cp)
 C_t : Compresibilidad total del yacimiento (psi⁻¹)
 m_4 : Pendiente de la región cuatro
 $f + m$: Subíndice que indica sistema total (matriz + fractura)

- d- Como la permeabilidad de la matriz es conocida, se puede determinar el área superficial fractura/matriz.

$$A_{cm} = \frac{1}{\sqrt{K_m}} \quad (\text{Ec. 5.24})$$

Dónde:

- K_m : Permeabilidad de la matriz (md)
 A_{cm} : Área total superficial de matriz-fractura (ft²)

5.5 CÁLCULO DEL ÁREA DE FRACTURA

Los yacimientos de gas shale han sido descritos por un modelo de doble porosidad el cual está compuesto de bloques de matriz (almacenamiento el fluido) separados por fracturas (permeabilidad). En la simulación numérica este modelo se utilizó porque se asumió que la permeabilidad de la zona estimulada es mayor que la de la zona no estimulada es decir tiene comportamiento de doble porosidad.

La metodología que se aplicara para calcular el área de fractura está relacionada directamente con el análisis de flujos que se va presentando con el modelo seleccionado a medida que el pozo va produciendo gas. Anteriormente se dijo que los pozos de este tipo de yacimientos presentan periodos prolongados de flujo transiente; el análisis de presiones moderno se centra en el estudio de este periodo ya que en él se va presentando los regímenes de flujo que permiten determinar o hacer aproximaciones de muchas de las propiedades de la roca, en este caso hacer una aproximación del área superficial de fractura del volumen de roca reducido que el pozo emplea para producir, ya que el área no estimulada actúa como una barrera de no flujo. La ventaja del modelo que se va a utilizar es que es simple (apropiado para nuestro propósito) el cual es modelo horizontal hidráulicamente fracturado con geometría rectangular, (utilizado en el ajuste histórico). Para realizar el análisis de presiones del flujo transiente se despreciaran los efectos de desorción.

5.5.1 Características detalladas del modelo

Las características de este modelo (lineal) (ver Figura 44) son prácticamente las mismas con las que se trabajó el ajuste histórico, pero se detallara ya que se utilizaran algunas ecuaciones que son soluciones de flujo transiente de doble porosidad.

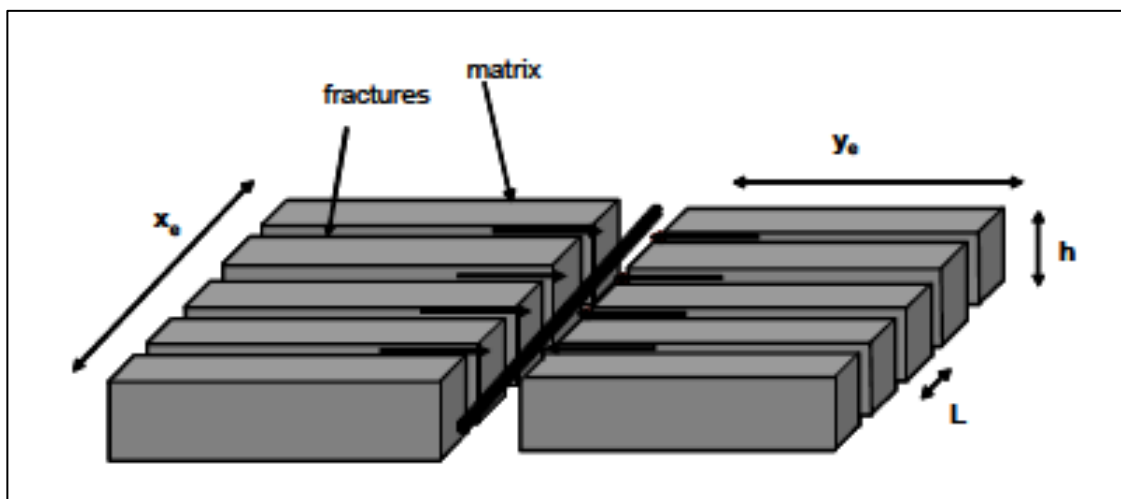


Figura 44. Esquema de modelo de matriz lineal de pozo hidráulicamente fracturado

Las características son:

- Una geometría rectangular la cual contiene una red de fracturas naturales e hidráulicas. Las fracturas no drenan más allá de los límites de la geometría rectangular.
- La longitud perforada del pozo es la misma longitud de del volumen de estudio (yacimiento)
- El flujo es hacia el centro de la geometría rectangular (ubicación del pozo vertical)
- Es un sistema de doble porosidad el cual consiste de bloques de matriz y fracturas. (Figura 44)
- Las soluciones presentadas para un modelo lineal por El-Banbi son aplicadas y extendidas para este sistema.

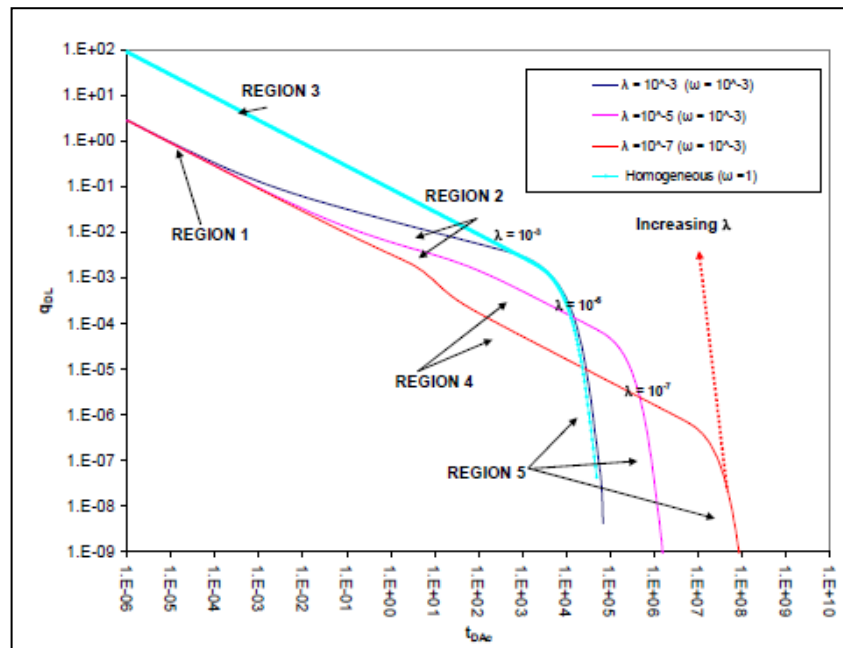


Figura 45. Ilustración de las 5 regiones de flujo para modelo lineal ($y_{De} = 100$); $\lambda_{Ac} = 10^{-3}, 10^{-5}, 10^{-9}$ para valores de $\omega = 10^{-3}$ (R.O. Bello, R.A. Wattenbarger Modelling and Analysis of Shale Gas Production with a Skin Effect, 2009)

La Figura 45 muestra que para este modelo lineal se han identificado 5 regiones, la primera región corresponde al flujo lineal temprano (fracturas) el segundo al bilineal, el tercero a comportamiento homogéneo, el cuarto a lineal transiente de la matriz y el quinto es el flujo dominado por los límites.

5.5.2 Selección de región para cálculo de fractura

La región seleccionada para realizar el cálculo el área de fractura es la región cuatro que se observa en la Figura 45 debido a que este periodo está dominado por un flujo lineal transiente de los bloques de la matriz hacia las fracturas del sistema. El área transversal al flujo de la matriz hacia el sistema de fracturas (matriz/área superficial de la fractura) es A_{cm} . Esta región se puede identificar por medio de una pendiente de 0.5 en un grafico log-log entre el caudal y el tiempo.

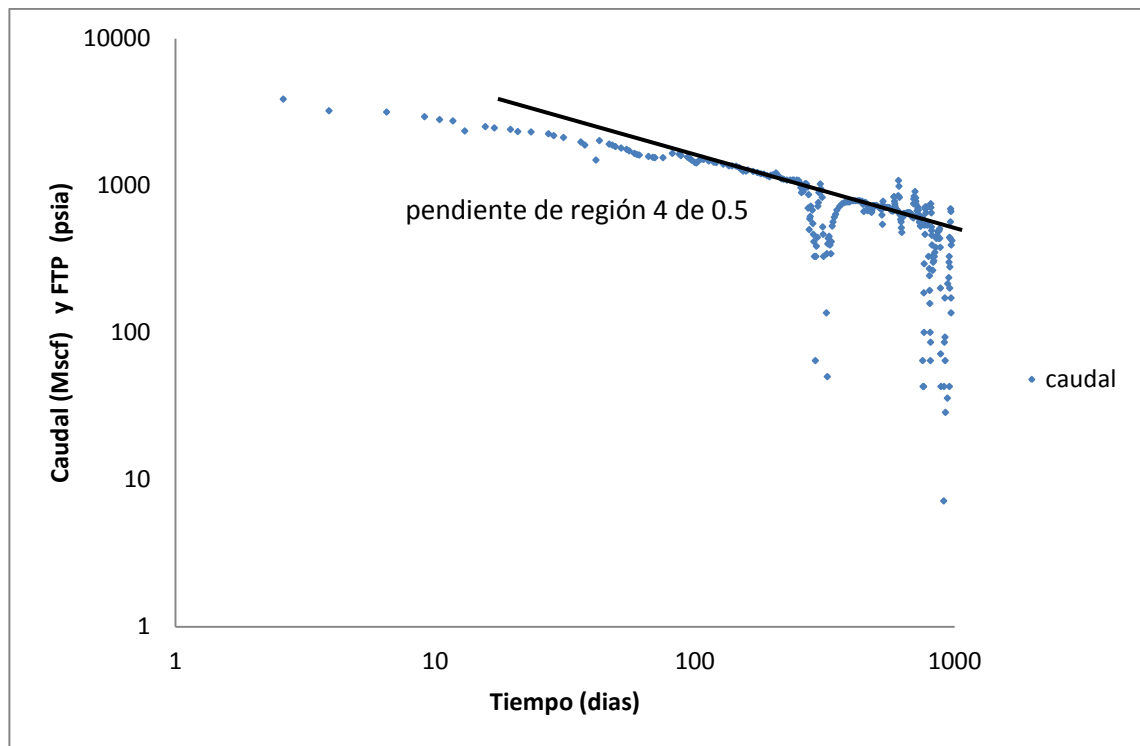


Figura 46. Gráfico Log-Log de caudal contra tiempo para el caso de estudio

Se aprecia en la Figura 46 que gran parte de los datos de producción están dentro del comportamiento transiente lineal ya que si se hace una equivalencia con las curvas tipo de la Figura 45, la mayoría de los datos están dentro de la región cuatro, así que el cálculo del área de fractura se realizara con las ecuaciones establecidas para esta región.

Esta región es la apropiada ya que el flujo en esta zona está afectado tanto por la matriz naturalmente fracturada, como por el sistema de fracturas hidráulicas, la región 1 también tiene un comportamiento lineal en el cual el flujo de la matriz naturalmente fracturado hacia las fracturas hidráulicas está presente y se podría calcular el área superficial de todas las fracturas, pero esta región no es muy notable en los datos del caso de estudio que se tienen.

Table 1 – Summary of Analysis Equations for the Constant Pressure Inner Boundary Case (Slab Matrix).		
Region	Equation	Analysis Equation
		$\frac{m(p_i) - m(p_{wf})}{q_g} \sqrt{t}$
1 – Early linear (fracture)	$q_{DL} = \frac{1}{2\pi \sqrt{\pi} D_{Ac} / \phi}$	$\sqrt{k_f} A_{cw} = \frac{1262T}{\sqrt{\omega(\phi\mu k_t)_{f+m}} \bar{m}_1} \frac{1}{\bar{m}_1}$
2 – Bilinear	$q_{DL} = \frac{\lambda_{Ac}^{0.25}}{10.133 t_{Ddc}^{0.25}}$	* $\sqrt{k_f} A_{cw} = \left[\frac{4070T}{[\omega(\phi\mu k_t)_{f+m}]^{0.25}} \right] \frac{1}{\bar{m}_2}$
3 – Homogeneous	$q_{DLh} = \frac{1}{2\pi \sqrt{\pi} D_{Ach}}$	$\sqrt{k} A_{cw} = \frac{1262T}{\sqrt{(\phi\mu k_t)_{f+m}} \bar{m}_3} \frac{1}{\bar{m}_3}$
4 – Matrix transient linear	$q_{DL} = \frac{1}{2\pi \sqrt{\pi} D_{Ac}} \sqrt{\frac{\lambda_{Ac}}{3}} y_{De}$ or $q_{DLm} = \frac{1}{2\pi \sqrt{\pi} D_{AcM}}$	$\sqrt{k_m} A_{cm} = \frac{1262T}{\sqrt{(\phi\mu k_t)_{f+m}} \bar{m}_4} \frac{1}{\bar{m}_4}$
5 – Boundary-dominated	-----	-----

Figura 47. Ecuaciones de análisis para cada uno de los flujos presentes del modelo lineal

La Figura 47 muestra cada una de las ecuaciones de análisis para las regiones de flujo del modelo que se seleccionó para calcular el área superficial de fractura, se observa que en la region 1 y 4 se tiene flujo lineal, pero la región 1 solo toma en cuenta el de las fracturas, por este motivo se selecciona el flujo de la región 4 ya que tiene en cuenta tanto el flujo de las fracturas naturales de la matriz como el de las fracturas hidráulicas.

5.5.3 Análisis de los datos de campo

Existe una metodología ya establecida la cual permite realizar un análisis a los flujos presentes en la producción de un pozo de gas shale adecuado a este modelo.

Ya se han realizado dos de los pasos, ya se obtuvieron los datos de producción y ya se realizó el análisis log-log para determinar que regiones de flujo estaban presentes en los datos de producción (Figura 46).

Lo siguiente que se debe realizar es calcular la pseudopresión para cada dato de presión de tubing disponible, y hacer el grafico $[m(p_i) - m(p_{wf})]/q_g$ contra $t^{0.5}$

Para calcular la pseudopresión para cada dato de presión se utilizó la siguiente ecuación:

$$m(P_{wf}) = ABS \frac{\left[2 * \frac{P_{Tubing(n)} + P_{Tubing(n+1)}}{\mu(n) * Z} + \frac{P_{Tubing(n+1)}}{\mu * Z} \right]}{2} * (P_{Tubing(n)} - P_{Tubing(n+1)}) \quad (Ec. 5.25)$$

Para hallar las propiedades PVT a cada presión se utilizaron correlaciones como la de Papay (1985) para calcular el factor de compresibilidad, y la correlación de Lee, Gonzales y Eakin (1996) para hallar la viscosidad del gas (ver Figura 48).

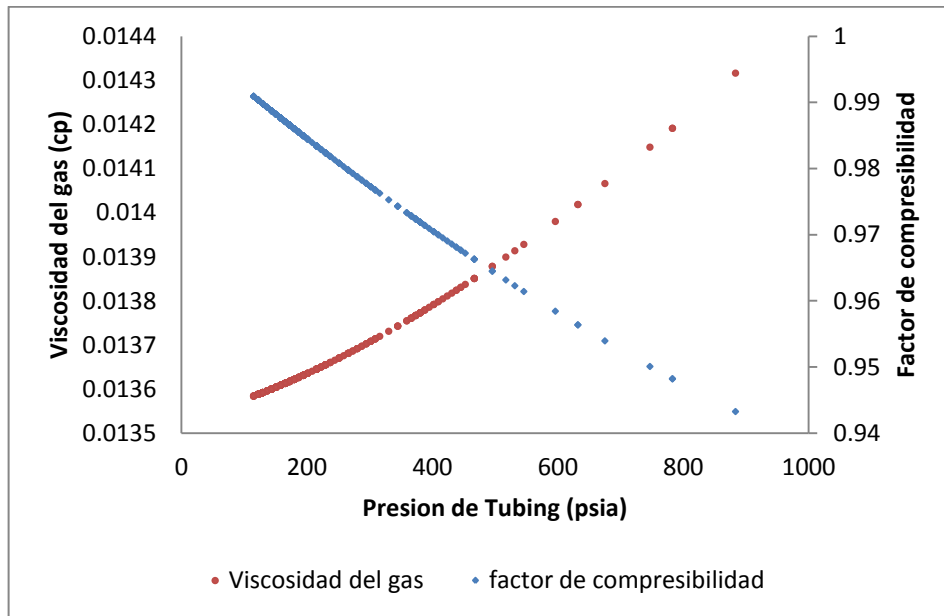


Figura 48. Propiedades PVT del gas Calculadas mediante correlaciones, para los datos de presión de Tubing

Luego de haber hallado la pseudopresión para cada dato de presión de tubing, se tiene que calcular $[m(p_i) - m(p_{wf})]/q_g$ donde en los datos iniciales en la Tabla 22 se muestra que $m(p_i) = 598000000 \text{ psia}^2/\text{cp}$, y luego se grafica contra $t^{0.5}$.

Luego de realizar el gráfico se debe trazar una línea que pase por el origen del gráfico $[m(p_i) - m(p_{wf})]/q_g$ contra $t^{0.5}$, pasando a raves de de los datos que se presentaron en la región 4. Ahora hay que determinar la pendiente de la línea recta, la cual será \widehat{m}_4 que será determinada para calcular $\sqrt{K_m A_{cm}}$.

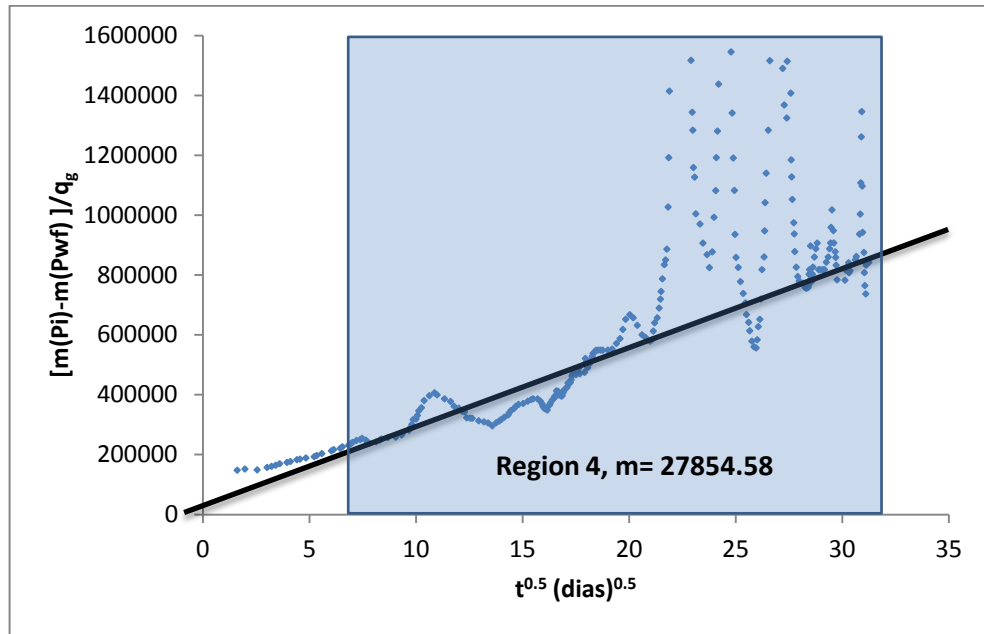


Figura 49. Gráfico especializado $[m(p_i) - m(p_{wf})]/q_g$ contra $t^{0.5}$. la línea mostrada es trazada a través del origen y ajustada a los datos.

La Figura 49 muestra la línea que pasa por el origen a través de los puntos de la región 4, se determinó el valor de la pendiente el cual es 27854.58.

Como ya se tiene la pendiente el siguiente paso es hallar el término $\sqrt{K_m} * A_{cm}$, con la siguiente ecuación:

$$\sqrt{K_m} * A_{cm} = \frac{1262T}{\sqrt{(\phi\mu C_t)_{f+m} * m_4}} \quad (\text{Ec. 5.26})$$

Reemplazando:

$$\sqrt{K_m} * A_{cm} = \frac{1262(635)}{\sqrt{(0.08 * 0.0199 * 3.03^{-4}) * 27854.58}} = 41423.19753 \text{ md}^{0.5} / \text{ft}^2$$

Y finalmente se despeja el área superficial de (matriz/fractura), conociendo la permeabilidad de la matriz ($2.5 * 10^{-6} \text{md}$)

$$A_{cm} = \frac{1}{\sqrt{K_m}} = \frac{41423.19 \text{ md}^{0.5} / \text{ft}^2}{(2.5 * 10^{-6} \text{md})^{0.5}} = 26198330.43 \text{ ft}^2$$

Con esta metodología de análisis de presiones el área superficial de fracturas total por el cual es gas fluye es de 26198330.43 ft^2 . Este valor es una aproximación pues no se puede conocer este por medio de alguna medida física.

5.5.4 Evaluación de la producción de caso simulado sin fracturas hidráulicas

Se sabe del caso de estudio que es un pozo horizontal con múltiples etapas de fracturamiento, (en este caso 8) las cuales permiten que el pozo sea económicamente productivo.

Se desea evaluar que comportamiento tendría un pozo de este tipo si no se le realiza un trabajo de fracturamiento. Se va a realizar un ajuste histórico, a los datos de producción reales, pero esta vez el modelo no tendrá fracturas hidráulicas (ver Figura 50).

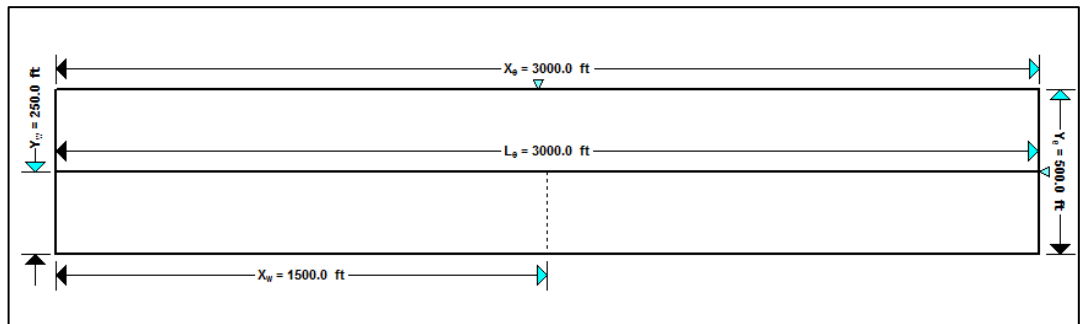


Figura 50. Modelo esquemático utilizado para simulación numérica de pozo horizontal sin fracturas para realizar ajuste histórico

DATOS DE SIMULACIÓN		
PRESIÓN INICIAL	3000	psia
LONGITUD EFECTIVA DEL POZO	3000	ft
LONGITUD MEDIA DE FRACTURAS	250	ft
CONDUCTIVIDAD ADIMENSIONAL	300	
NUMERO DE FRACTURAS	0	
PERMEABILIDAD ZONA ESTIMULADA	0.0009	md
PERMEABILIDAD ZONA NO ESTIMULADA	2.50E-06	md
ALTURA	100	h
POROSIDAD	8	%
SATURACIÓN DE GAS	100	%
ANCHO	500	ft
LARGO DEL YACIMIENTO	3000	ft
RADIO DEL POZO	0.3	ft

Tabla 2. Datos utilizados en la simulación numérica y para realizar ajuste histórico

La tabla 2 muestra los datos con los cuales el modelo establecido en la figura 50 se correrá para observar si a estas condiciones el ajuste histórico es efectivo o si el modelo de simulación sin fracturas no se cumple para los datos de producción que se tienen.

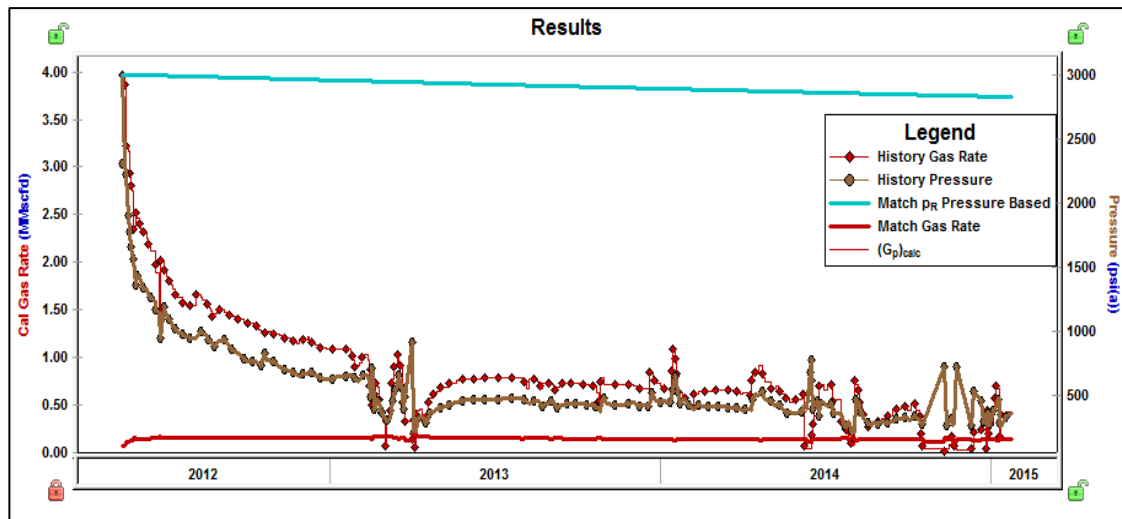


Figura 51. Ajuste histórico mediante simulación numérica para modelo de pozo horizontal sin fracturas para el shale con PL de 1200 psia.

La simulación se realizó para una presión de Langmuir de 1200 psia ya que este valor se ajustó para el cálculo de reservas y se asume como el verdadero; se puede apreciar en la figura 51 que el modelo propuesto de pozo horizontal sin fracturas no ajusta para los datos de producción reales, y el caudal generado por la simulación no se ajusta al real.

El caudal generado por la simulación para el pozo horizontal sin fracturas es muy pobre comparado con el caudal real en el cual el pozo fue sometido a múltiples etapas de fracturamiento, así que se puede decir que si se justifica hacer una inversión inicial en este tipo de pozos para que se produzca el mayor gas posible y así recuperar la inversión de una manera rápida, ya que si no se realizaran las fracturas sería anti económico perforar este tipo de yacimientos.

(Ver Anexos Sección 7.4)

6. APLICACIONES PRÁCTICAS

6.1 ANÁLISIS COMPARATIVO DE LAS PROPIEDADES PETROFÍSICAS DE USA VS FORMACIÓN LA LUNA (COLOMBIA)

FORMACIÓN	Área Estimada (mi ²)	Profundidad (ft)	Espesor neto (ft)	TOC (%)	Porosidad Total (%)	OGIP (TCF)	Reservas Recuperables (TCF)
BARNETT	5000	7500	350	4,5	4,5	327	44
FAYETTEVILLE	9000	4000	110	6,9	5	52	41,6
HAYNESVILLE	9000	12000	250	2,25	8,5	717	251
MARCELLUS	95000	6250	125	7,5	10	1500	262
NEW ALBANY	43500	1250	60	13	12	160	19,2
PROMEDIO USA	32300	6200	179	6,83	8	551,2	123,56
LA LUNA	1310	6800	200	11,12	14	29	7

Tabla 3. Comparación de propiedades de yacimientos Estadounidenses Vs La Luna (Colombia). Fuente: Modern shale gas development in the United states.

El promedio de los Estados Unidos (USA) de explotación de gas shale es de 32300 millas² frente a al área disponible en Colombia teniendo en cuenta solo la formación la luna es de 1310 millas² figura 52; y considerando que la porosidad es del 14% frente al 8% de los Estados Unidos (USA) figura 53 se puede decir que aunque el territorio es reducido presenta un factor a favor para su explotación el cual es su alta porosidad. Mientras que en el 60% de las formaciones de USA las cuales son Barnett, Fayetteville, Haynesville, Marcellus, New Albany tienen porosidad baja inferior al 9% lo que sería un factor en contra, pero el Área estimada disponible para su explotación es lo que en estas formaciones lo hace atractiva (Ver tabla 3).

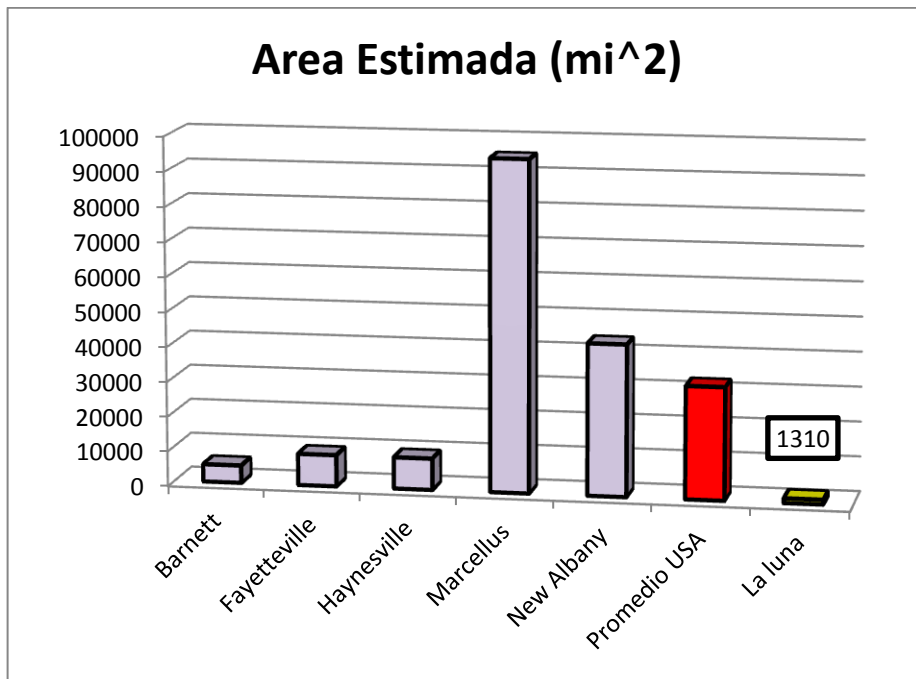


Figura 52. Comparación entre la Áreas Estimadas (mi²) de formaciones Estadounidenses Vs La Luna (Colombia). Fuente: Autores

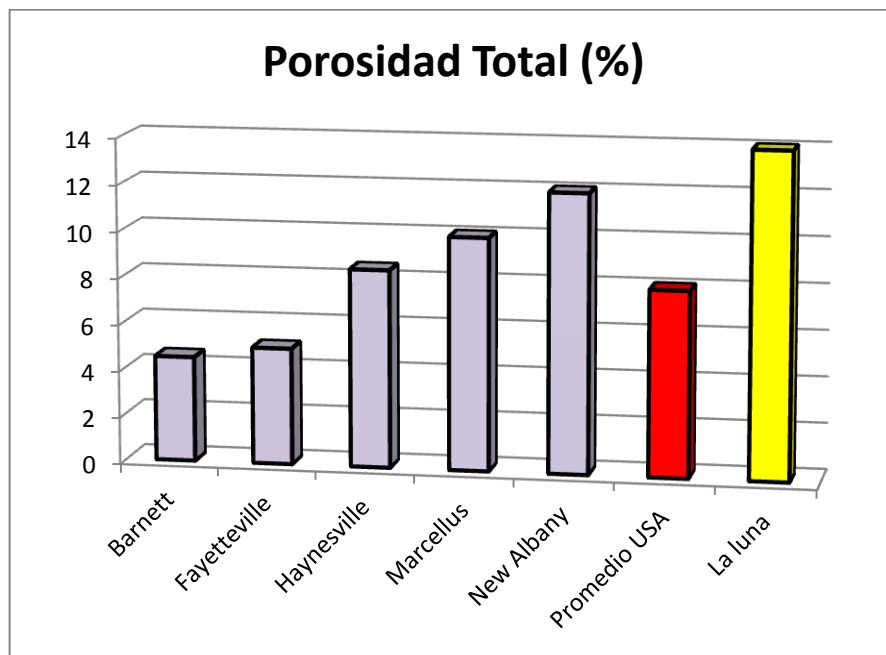


Figura 53. Comparación entre las porosidades (%) de formaciones Estadounidenses Vs La Luna (Colombia). Fuente: Autores

La profundidad a la que podemos encontrar el gas en la formación la Luna es de 6800 ft en promedio; este es un valor similar a cuatro de las formaciones de USA relacionadas en la Tabla 3 siendo el promedio 6500 ft para la profundidad máxima figura 54. Esto indica que en ambos casos el recurso esta a una profundidad somera.

Por otra parte se puede evidenciar que el promedio de espesor neto de las cinco formaciones relacionadas (180ft) es menor comparado con el espesor de la formación La Luna (200ft) figura 55, lo cual indica que en Colombia hay un factor favorable para la explotación de dicho recurso comparado con USA.

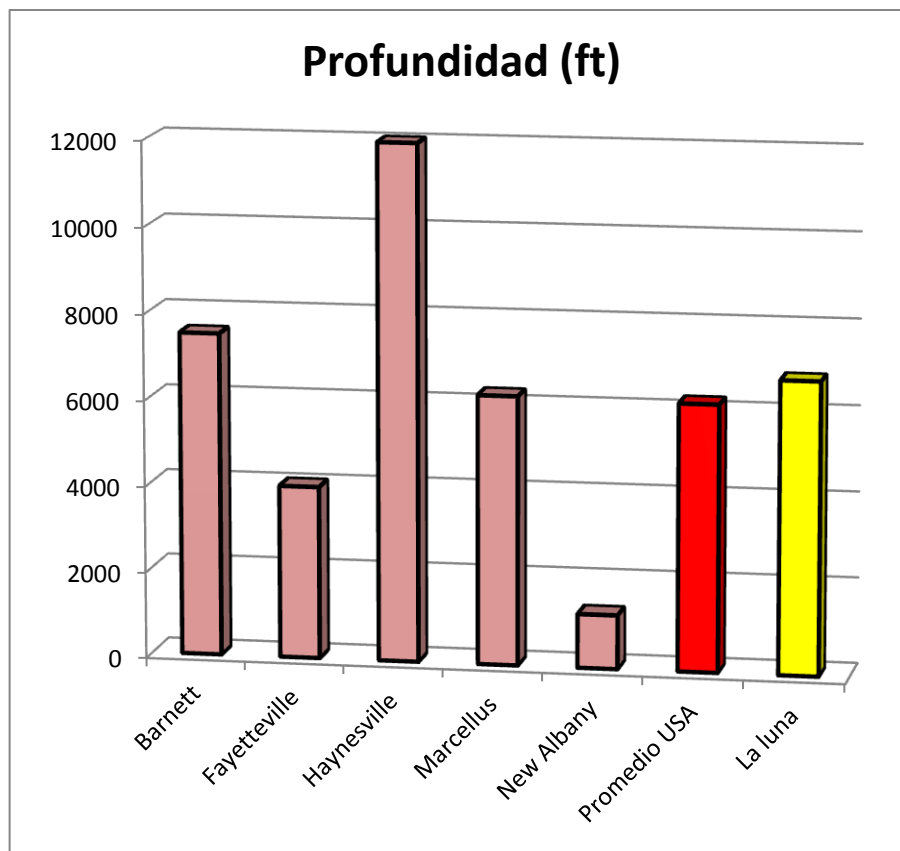


Figura 54. Comparación entre las profundidades (ft) de las formaciones Estadounidenses Vs La Luna (Colombia). Fuente: Autores

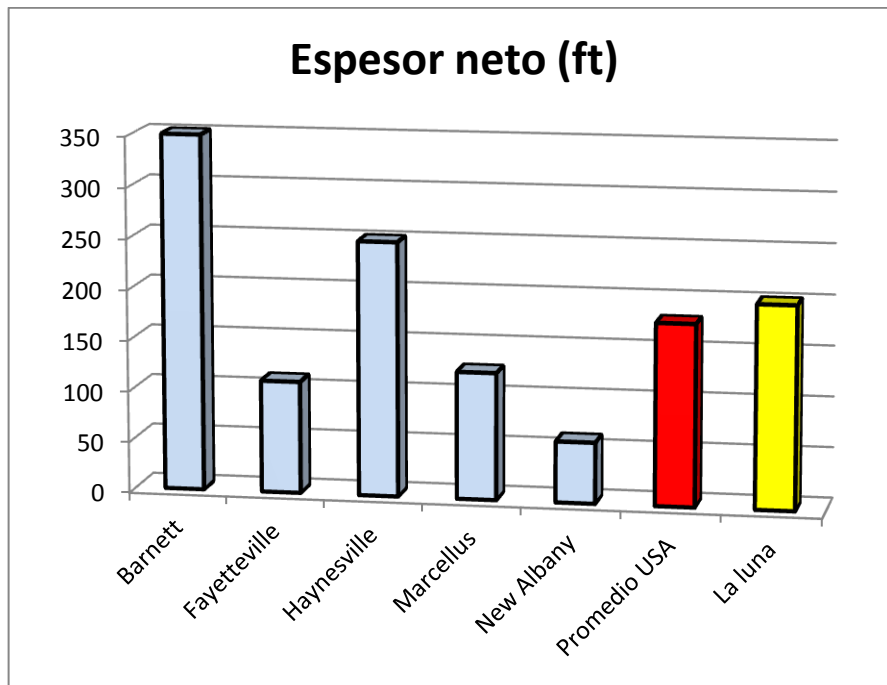


Figura 55. Comparación entre los espesores netos (ft) de las formaciones Estadounidenses Vs La Luna (Colombia). Fuente: Autores

En cuanto al TOC en USA el promedio es de 8% y en la luna 11.12% figura 56, esto quiere decir que los shales de la formación la luna presentan mayor cantidad de materia orgánica lo cual resulta muy beneficioso porque es necesario un contenido mayor o igual al 2% de TOC para que sea un área prospectiva.

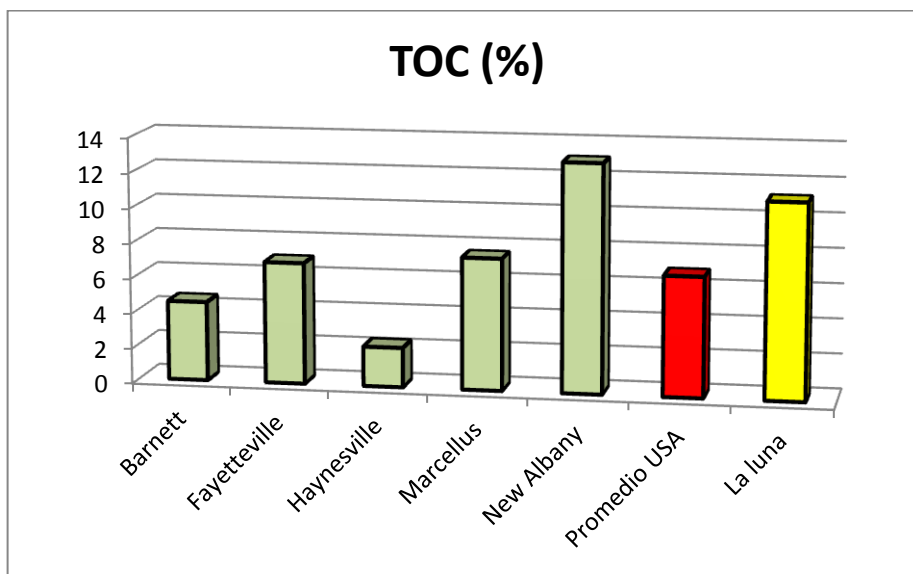


Figura 56. Comparación entre los TOC (%) de las formaciones Estadounidenses Vs La Luna (Colombia). Fuente: Autores

Además el gas in-place (OGIP) de la formación la luna es muy pequeño comparado al de USA figura 57 por tal motivo el volumen total de gas natural en las formaciones de Norte América es mayor al igual que las reservas técnicamente recuperables figura 58.

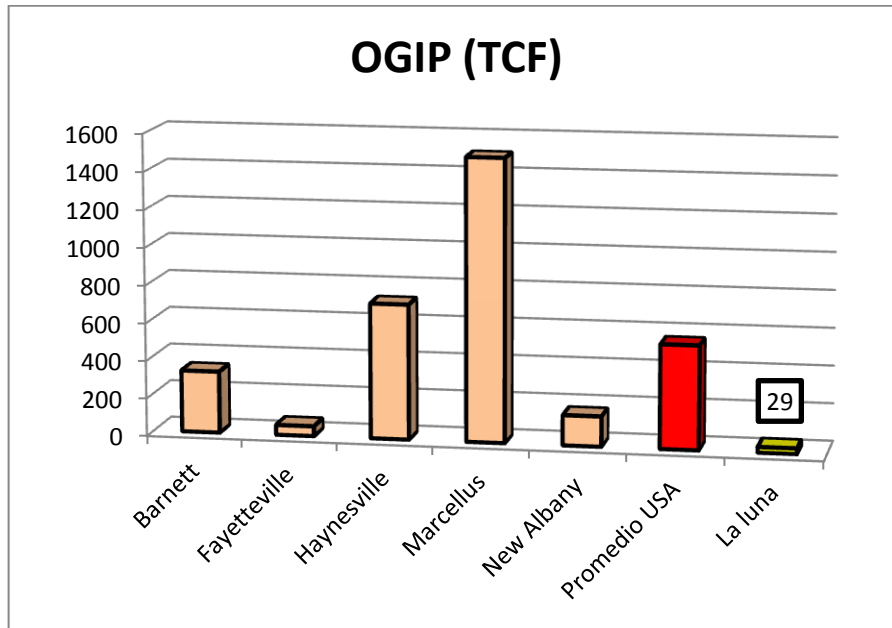


Figura 57. Comparación entre los OGIP (TCF) de las formaciones Estadounidenses Vs La Luna (Colombia). Fuente: Autores

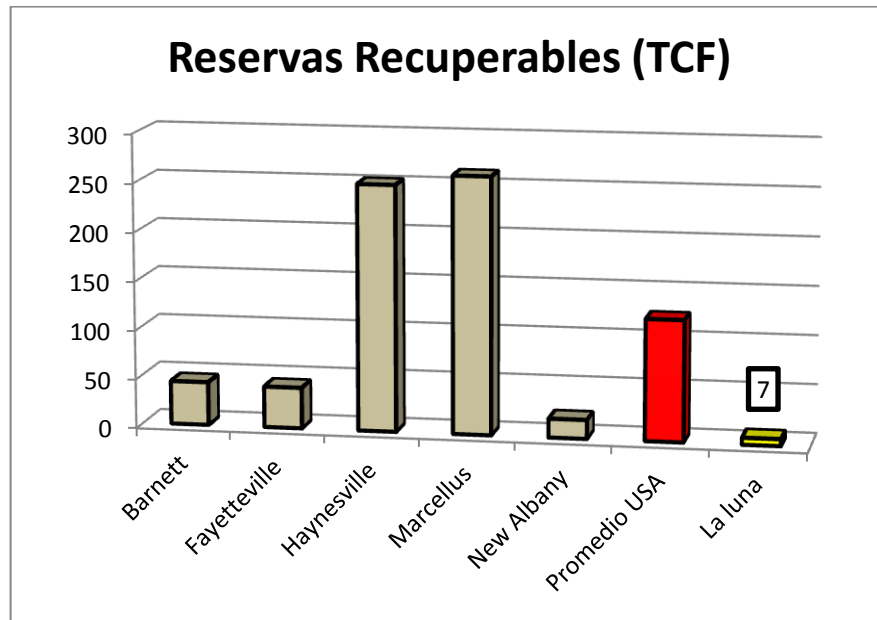


Figura 58. Comparación entre las reservas recuperables (TCF) de formaciones Estadounidenses Vs La Luna (Colombia). Fuente: Autores

6.2 MODELAMIENTO DE LOS CASOS DE ESTUDIO (EBM) PARA LOS YACIMIENTOS DE GAS SHALE

6.2.1 ESTIMACION DEL GAS ORIGINAL TOTAL

6.2.1.1 Caso 1: Pozo de gas a caudal constante

Este es un caso sintético creado a partir de un pronóstico a 10 años que tiene como propiedades del yacimiento y del pozo las siguientes:

$P_i = 5000$ psia	$\rho_B = 2.6$ g/cm ³
$T = 212$ °F	$Y_e = 2400$ pies
$\phi = 10$ %	$r_w = 0.3$ pies
$S_{gi} = 100$ %	$L_e = 3500$ pies
$C_f = 4.8623 \times 10^{-6}$ 1/psi	$FCD = 1000$
$C_t = 1.3046 \times 10^{-4}$ 1/psi	$x_f = 1200$ pies
$h = 30$ pies	Número de fracturas = 8
$V_L = 35$ pcs/ton	$k_1 = 0.0011$ md
$PL = 2000$ psia	$k_2 = 0.0001$ md

Tabla 4. Datos iniciales para el caso 1

El comportamiento de la presión y la producción de éste pozo es mostrado en las figuras 59 y 60 respectivamente.

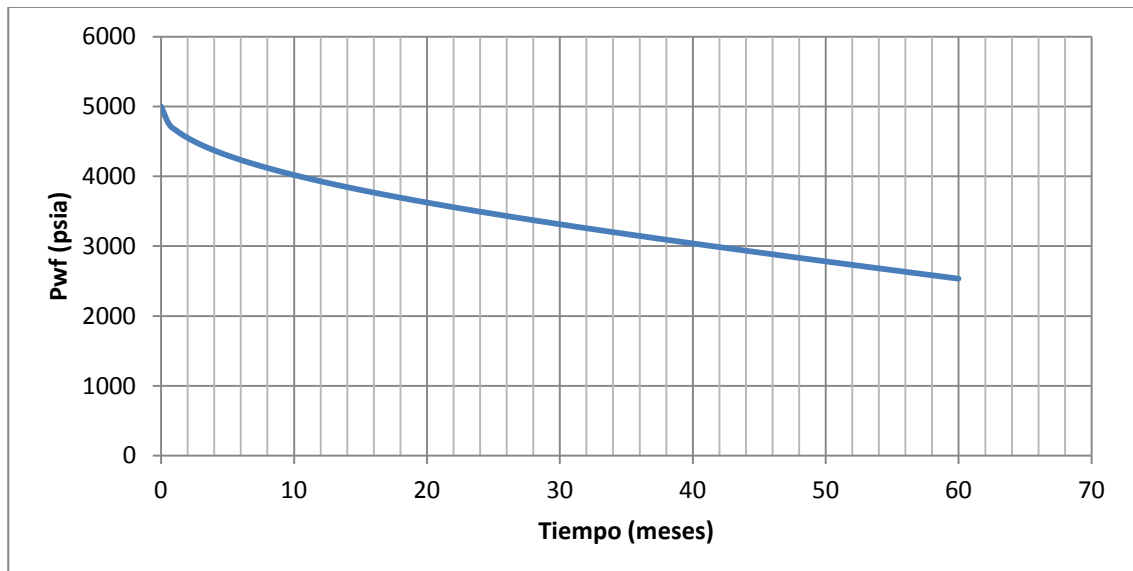


Figura 59. Comportamiento de la presión de flujo del pozo del caso 1

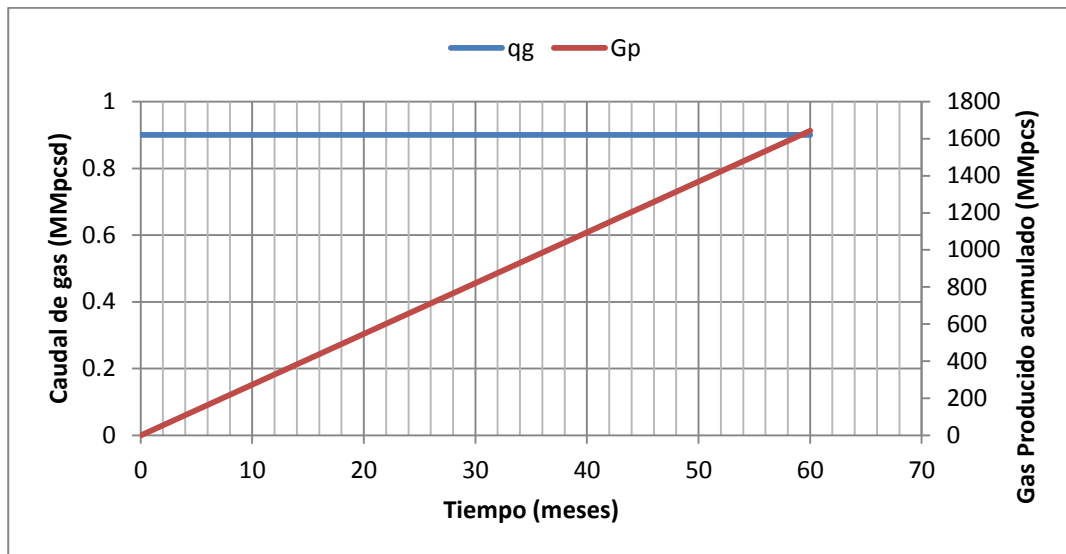


Figura 60. Comportamiento de la producción del pozo del caso 1

El pozo produjo a una tasa de 0.9 MMpcsd de gas (900000 pcsd) durante 60 meses.

El modelamiento se realizó utilizando el simulador FEKETE Harmony 2012 v1, con el cual se construyó el esquema del pozo con múltiples fracturas que se muestra en la figura 61.

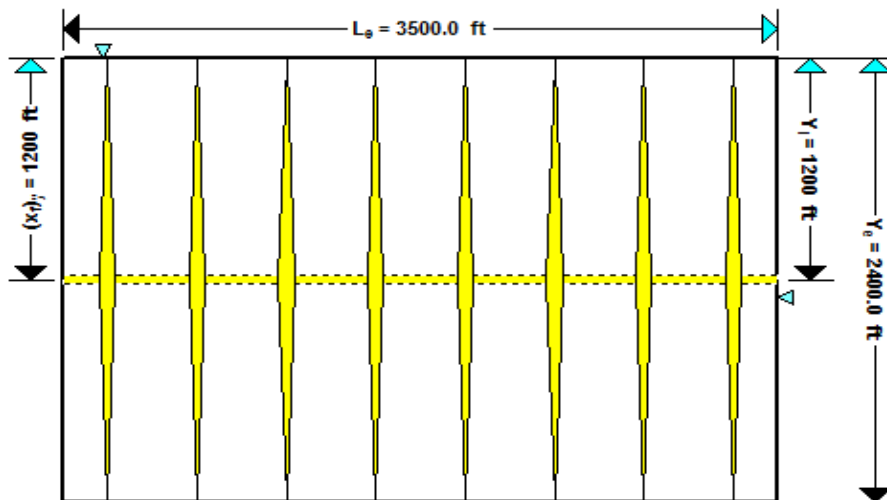


Figura 61. Esquema del pozo multifracturado para el caso 1 realizado con el simulador

Con los valores de $VL=35$ y $PL=2000$ se construyó la isoterma de adsorción de éste caso (ver figura 62).

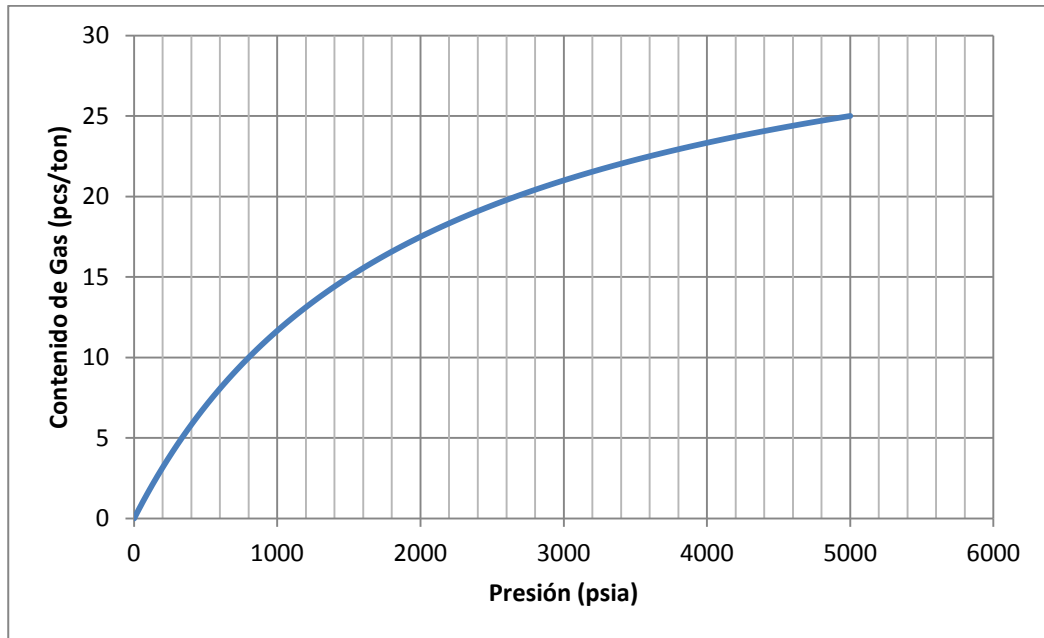


Figura 62. Isotherma de adsorción para el caso 1.

Después de tener los datos de producción, del yacimiento y el esquema de pozo, se consideraron efectos de adsorción incluyendo las constantes de Langmuir y luego se realizó la simulación numérica para obtener el comportamiento de la presión en el SRV, como lo indica la figura 63 y los datos de presión promedio como se muestra en la figura 64.

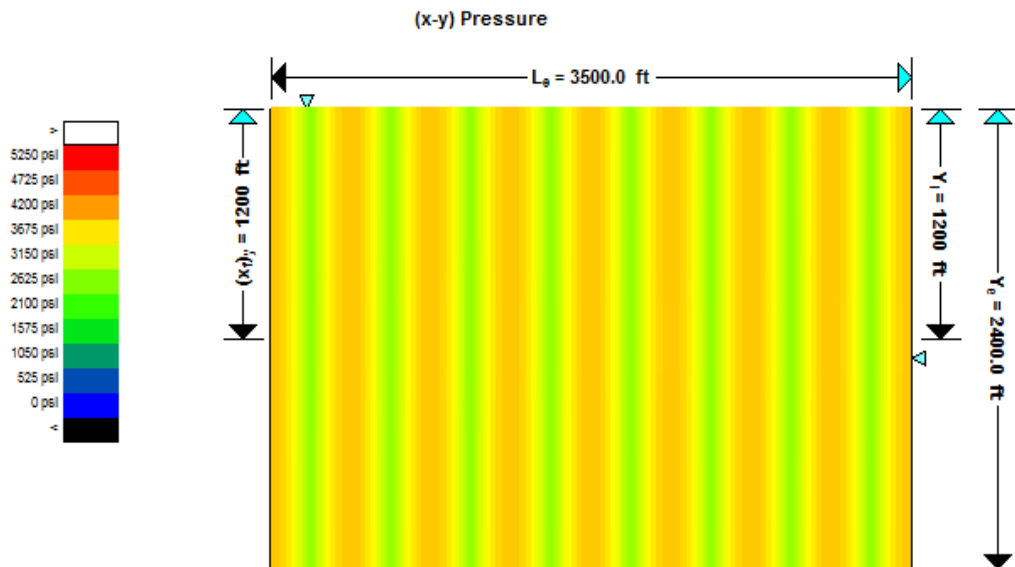


Figura 63. Comportamiento de la Presión en el SRV para el caso 1.

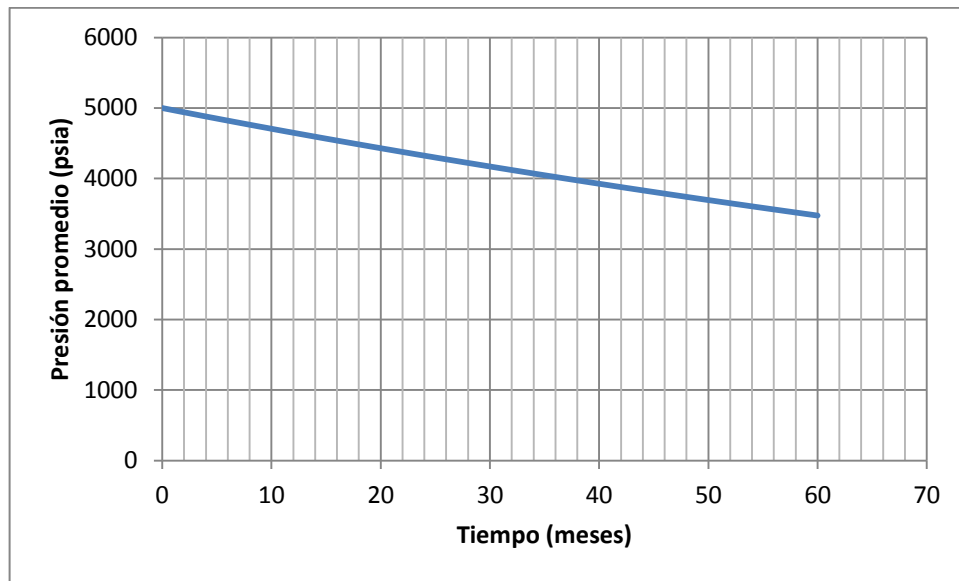


Figura 64. Datos de presión promedio del yacimiento para el caso 1.

A partir de los datos de presión promedio y presión del pozo fluyendo, se realizaron los balances de materia Estático (ver figura 65) y Dinámico (ver figura 66) calculados de manera numérica y analítica, respectivamente.

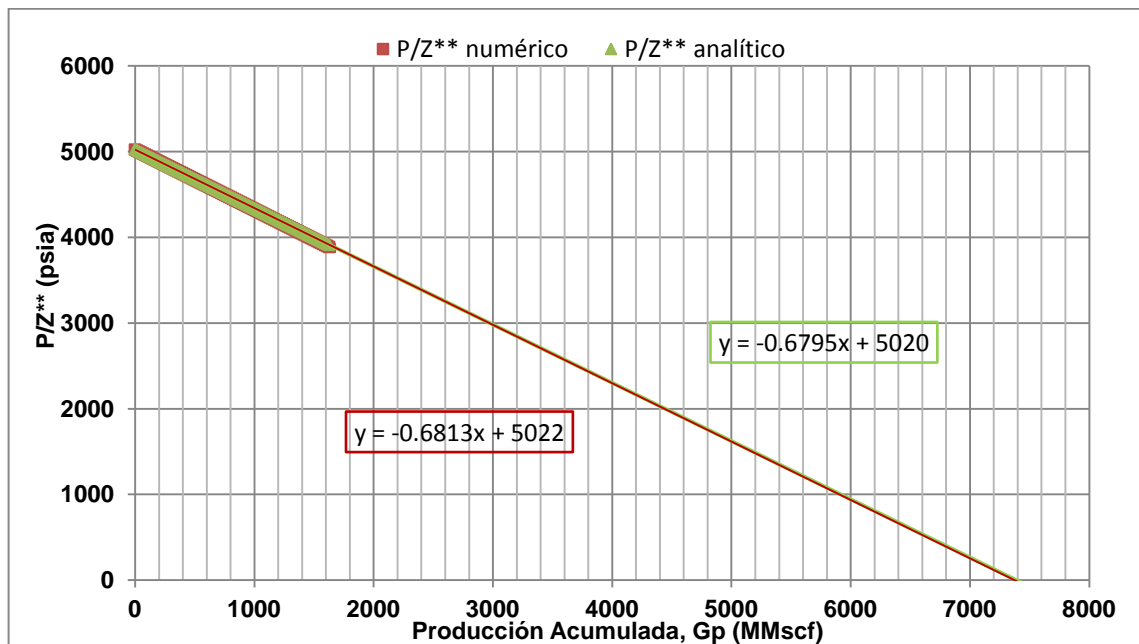


Figura 65. Balance de Materia Estático numérico y analítico para el caso 1.

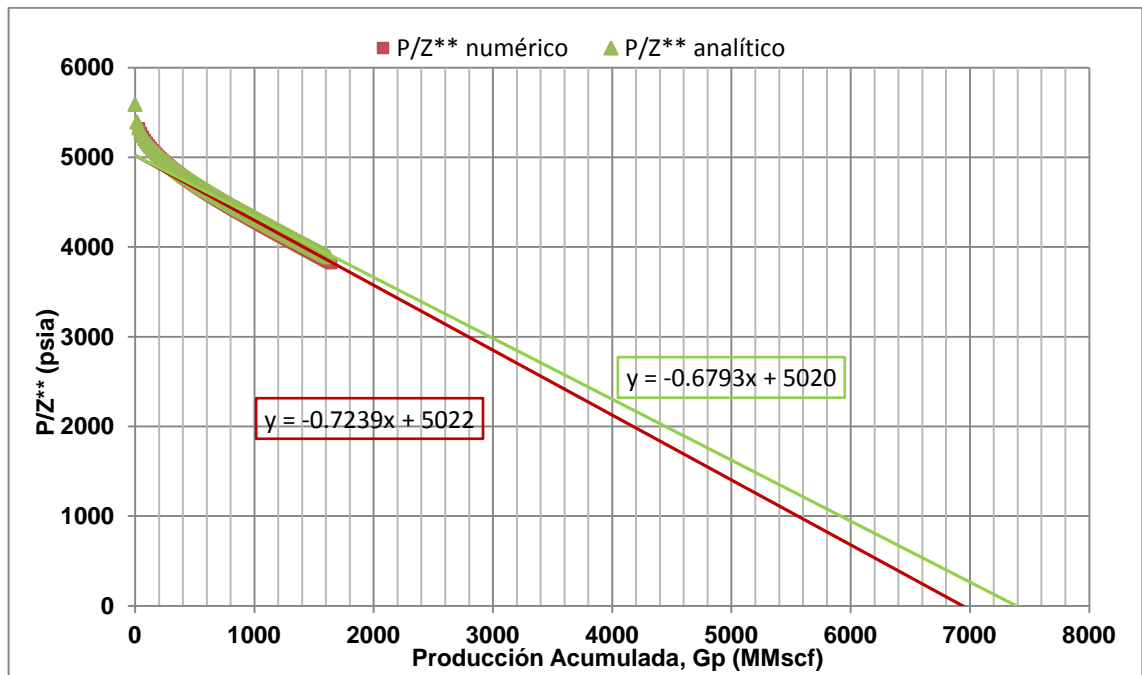


Figura 66. Balance de Materia Dinámico numérico y Analítico para caso 1.

Al trazar la línea recta que tenga como intercepto P_i/Z_i y extrapolarla en el eje x ($G_p=0$), se obtiene el valor del gas original in-situ (G).

Para llevar a cabo el cálculo de los balances de materia en los tres casos de estudio se siguieron los procedimientos descritos en el sección 3 aplicando las ecuaciones respectivas.

El factor de compresibilidad del gas se calculó utilizando el método de Dranchuk-Purvis-Robinson (1974)⁶⁶

La viscosidad del gas se calculó con la correlación de Lee, González, Eakin (1966)⁶⁷. Debido a la leve diferencia entre los valores de viscosidad calculados y los del simulador, a pesar de emplear la misma correlación, fue necesario hacer un ajuste de los coeficientes de dicha correlación mediante el complemento Solver de Microsoft Excel. La correlación es la siguiente:

⁶⁶ Dranchuk, P. M., Purvis, R. A., and Robinson, D. B., "Computer Calculations of Natural Gas Compressibility Factors Using the Standing and Katz Correlation," *Inst of Petroleum Technical Series, No. IP 74-008, 1974.*

⁶⁷ Lee, A. L., González, M. H., and Eakin, B. E., "The Viscosity of Natural Gases," *Journal of Petroleum Technology, August 1966, pp. 997-1000.*

$$\mu_g = 10^{-4} Ke \left[X \left(\frac{\rho_g}{62.4} \right)^Y \right] \quad (\text{Ec. 6.2})$$

Dónde:

$$K = \frac{(10.0480002745206 + 2.00489966273069E-02 M_g) T^{1.4847096977305}}{(201.494609972704 + 17.9795965740005 M_g + T)} \quad (\text{Ec. 6.3})$$

$$X = 3.51741926922056 + \left(\frac{988.532011743765}{T} \right) + (1.00025514593665E-02 M_g) \quad (\text{Ec. 6.4})$$

$$Y = 2.25823646287431 - (0.182471943333715X) \quad (\text{Ec. 6.5})$$

$$\rho_g = \frac{PM_g}{ZRT} \quad (\text{Ec 6.6})$$

ρ_g = Densidad del gas a T del yacimiento, lb/ft³

Para la compresibilidad del gas se utilizó la técnica de Mattar, Brar y Aziz (1975)⁶⁸ y la compresibilidad de la formación se calculó con la correlación de Hall⁶⁹.

Al estimar el valor de G, cuando se considera que el yacimiento es el mismo SRV, los balances estático y dinámico deben ser iguales; en caso contrario se reporta un valor promedio entre ambos. Los resultados de la estimación de G usando varias técnicas son mostrados en la tabla 5. El error se calcula con base al valor obtenido del método volumétrico.

⁶⁸ Mattar, L. G., Brar, S., and Aziz, K., "Compressibility of Natural Gases," *Journal of Canadian Petroleum Technology*, October-December, 1975, pp. 77-80

⁶⁹ Hall, Howard N. "Compressibility of Reservoir Rocks." *AIME Transactions*. 198. (1953): pp 309-11.

TÉCNICA UTILIZADA	GAS LIBRE (MMpcs)	GAS ADSORBIDO (MMpcs)	GAS TOTAL (MMpcs)
MÉTODO VOLUMÉTRICO	6683	511	7195
BALANCE DE MATERIA NUMÉRICO	6646	508	7154
BALANCE DE MATERIA ANALÍTICO	6933	456	7389

Tabla 5. Resultados de la estimación de G para el caso 1.

6.2.1.2 Caso 2: Pozo de gas a caudal variable

Este es un pozo con historia de producción real localizado en el campo Montney en Canadá cuyas características se muestran en la tabla 6.

$P_i = 3191$ psia	$\rho_B = 2.6$ g/cm ³
$T = 149$ °F	$Y_e = 500$ pies
$\phi = 6$ %	$r_w = 0.35$ pies
$S_{gi} = 80$ %, $S_{wi} = 20$ %	$L_e = 6890$ pies
$C_f = 6.0105$ e-06 1/psi	$FCD = 63.193$
$C_t = 2.1621$ e -04 1/psi	$x_f = 250$ pies
$h = 150$ pies	Número de fracturas = 17
$VL = 70$ pcs/ton	$k_1 = 0.0005$ md
$PL = 250$ psia	$k_2 = 0.0003$ md

Tabla 6. Datos iniciales para el caso 2.

El comportamiento de la presión y producción histórica de éste pozo es mostrado en las figuras 67 y 68 respectivamente.

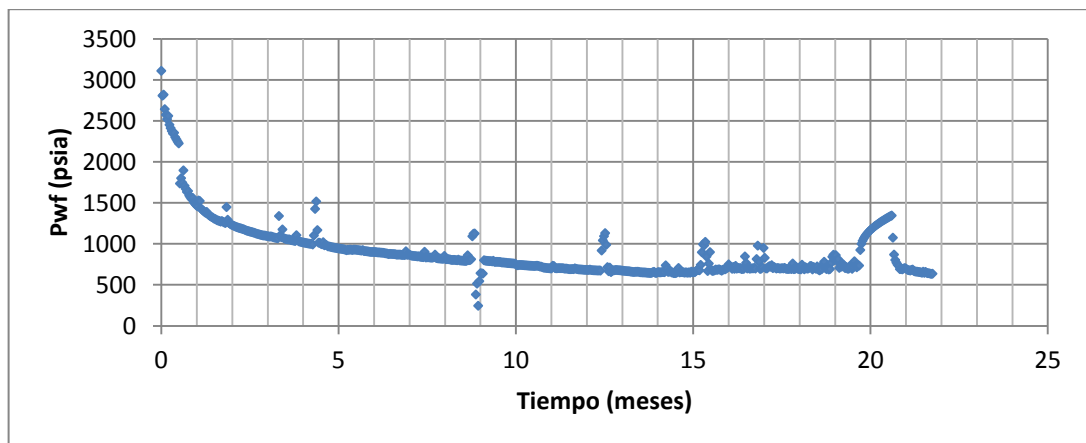


Figura 67. Comportamiento de la presión de flujo del pozo del caso 2.

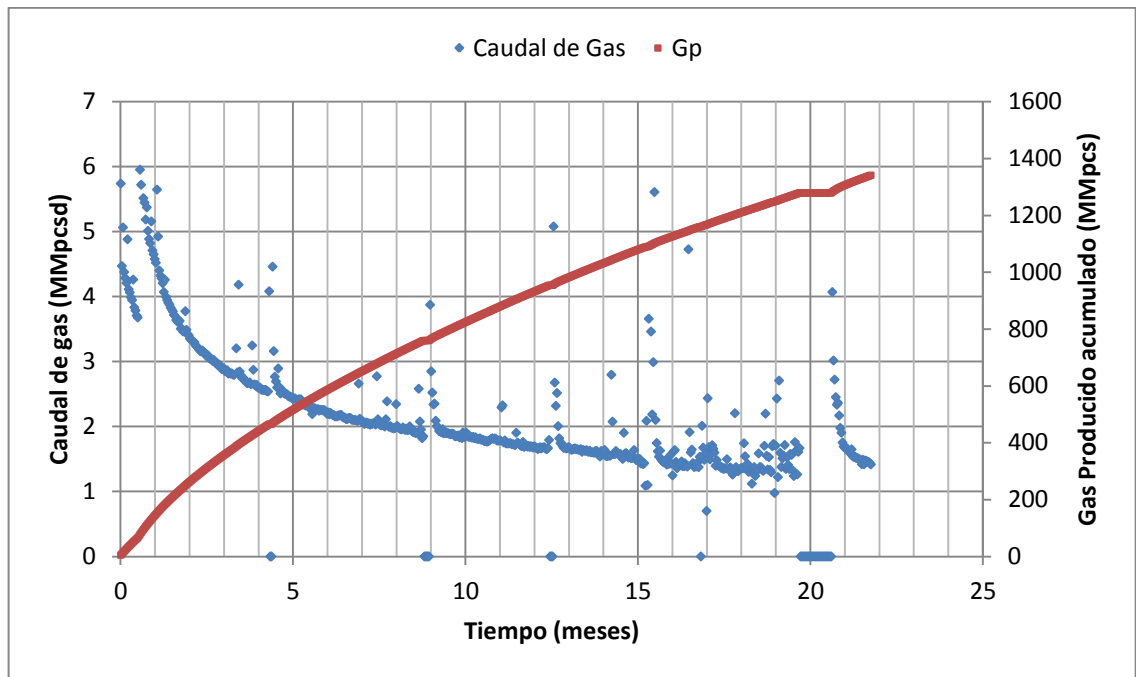


Figura 68. Comportamiento de la producción del pozo del caso 2.

El esquema del pozo fracturado con el ajuste histórico se muestra en la figura 69, en la cual se indica la longitud efectiva del pozo, la longitud media de la fractura y el ancho del yacimiento.

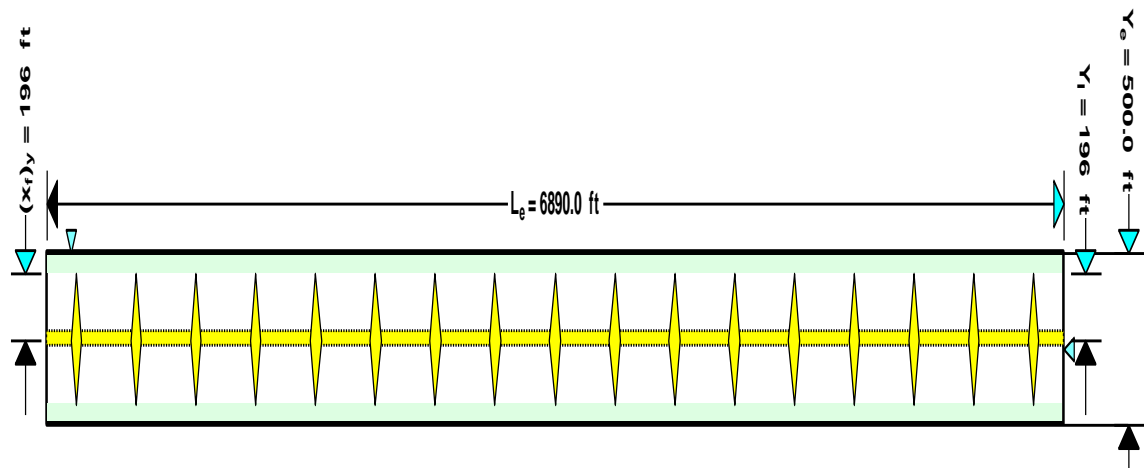


Figura 69. Esquema del pozo multifracturado para el caso 2 realizado con el simulador.

La isoterma de adsorción de éste caso a partir de los valores de $VL= 70$ y $PL= 250$ se muestra en la figura 70.

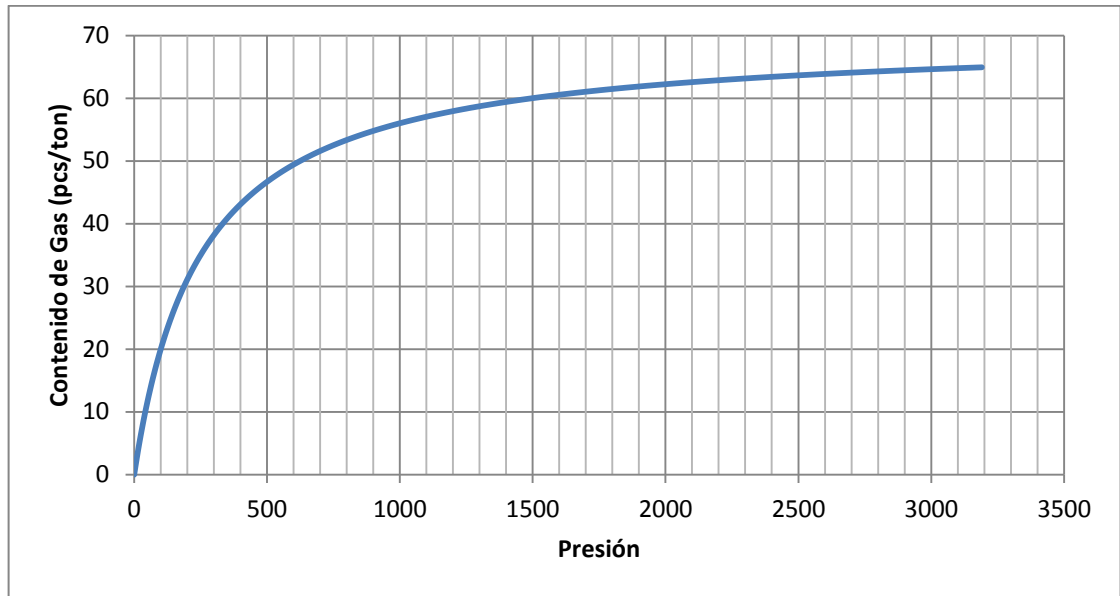


Figura 70. Isotherma de adsorción para el caso 2.

Posteriormente se llevó a cabo la simulación numérica y se obtuvo el comportamiento de la presión en el SRV (ver figura 71) y los datos de la presión promedio (ver figura 72).

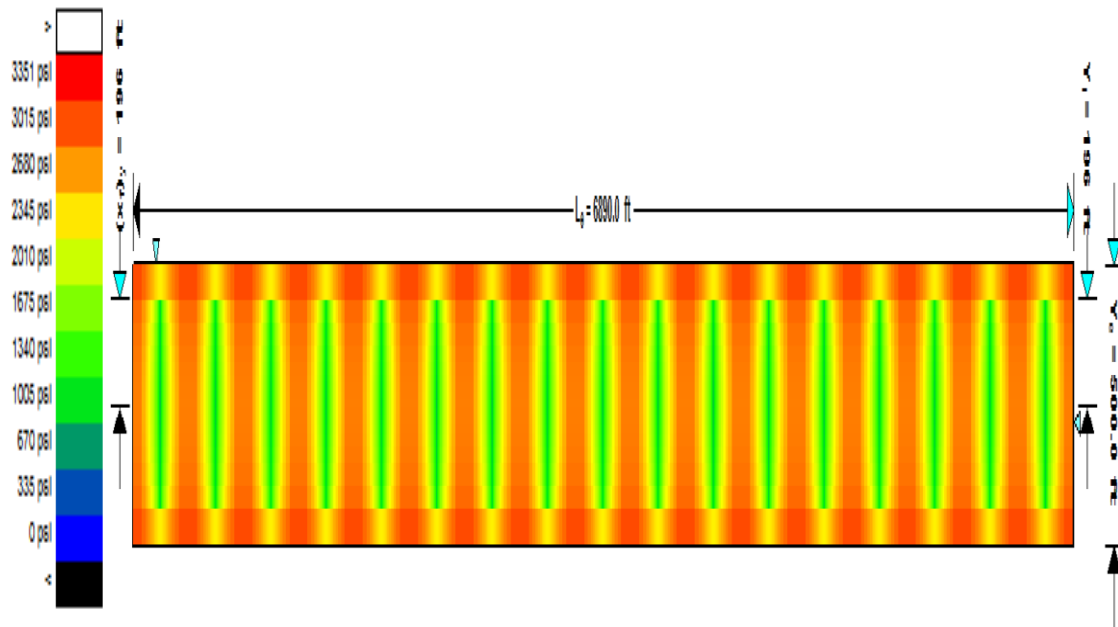


Figura 71. Comportamiento de la presión en el SRV para el caso 2.

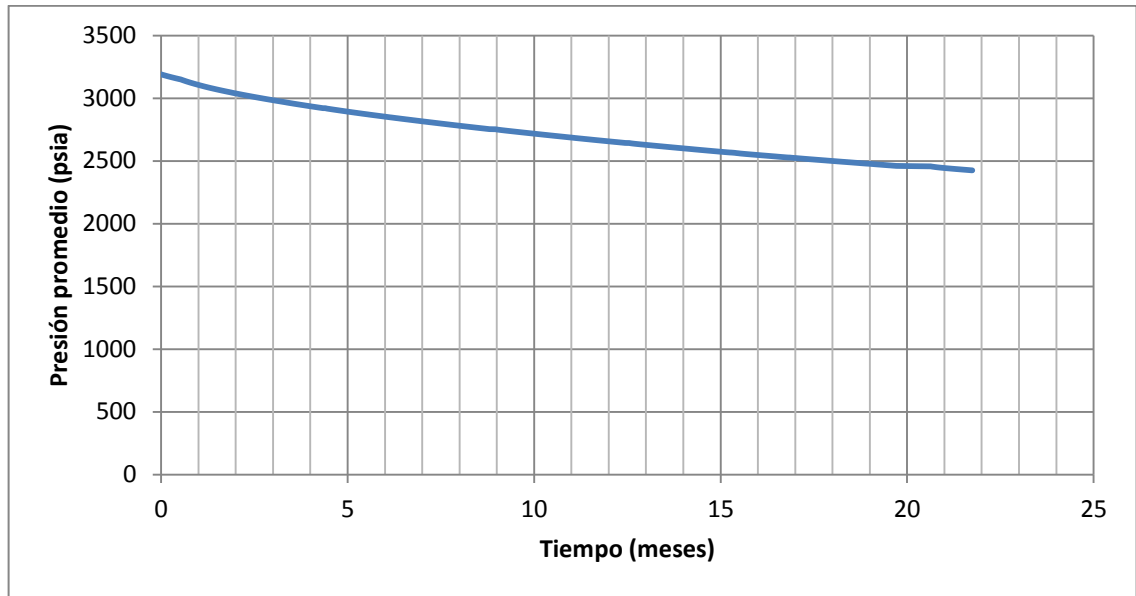


Figura 72. Datos de presión promedio del yacimiento para el caso 2.

Los balances de materia Estático y Dinámico, calculados de manera numérica y analítica se muestran en las figuras 73 y 74, respectivamente.

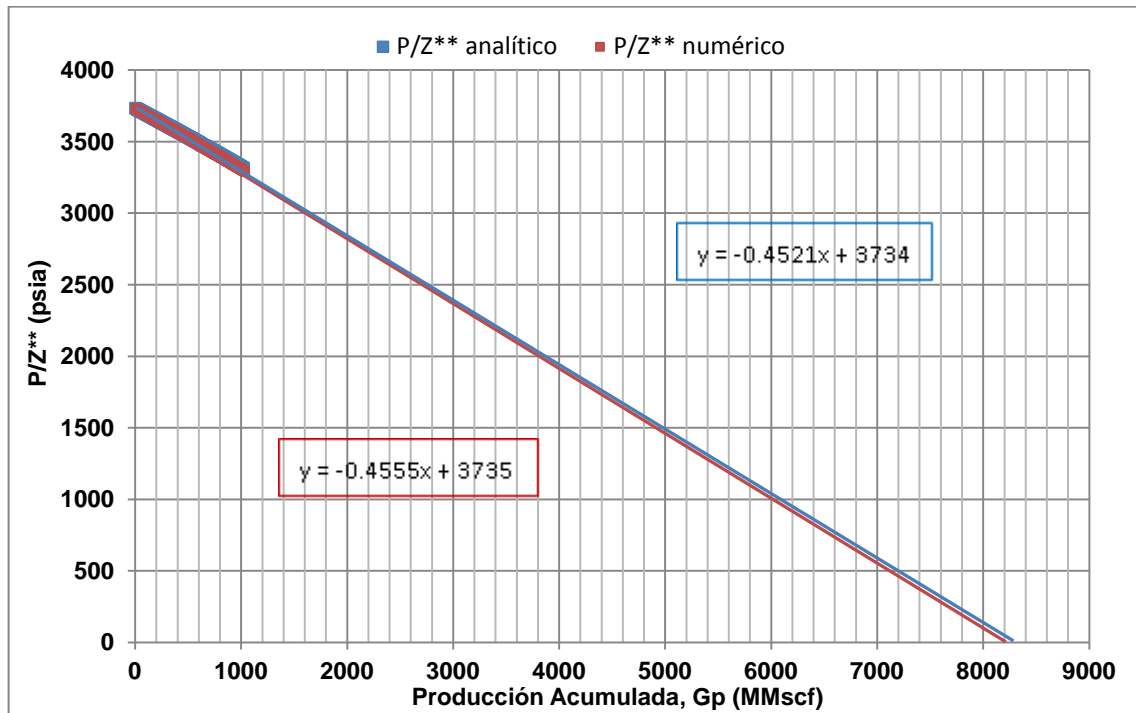


Figura 73. Balance de Materia Estático numérico y analítico para el caso 2.

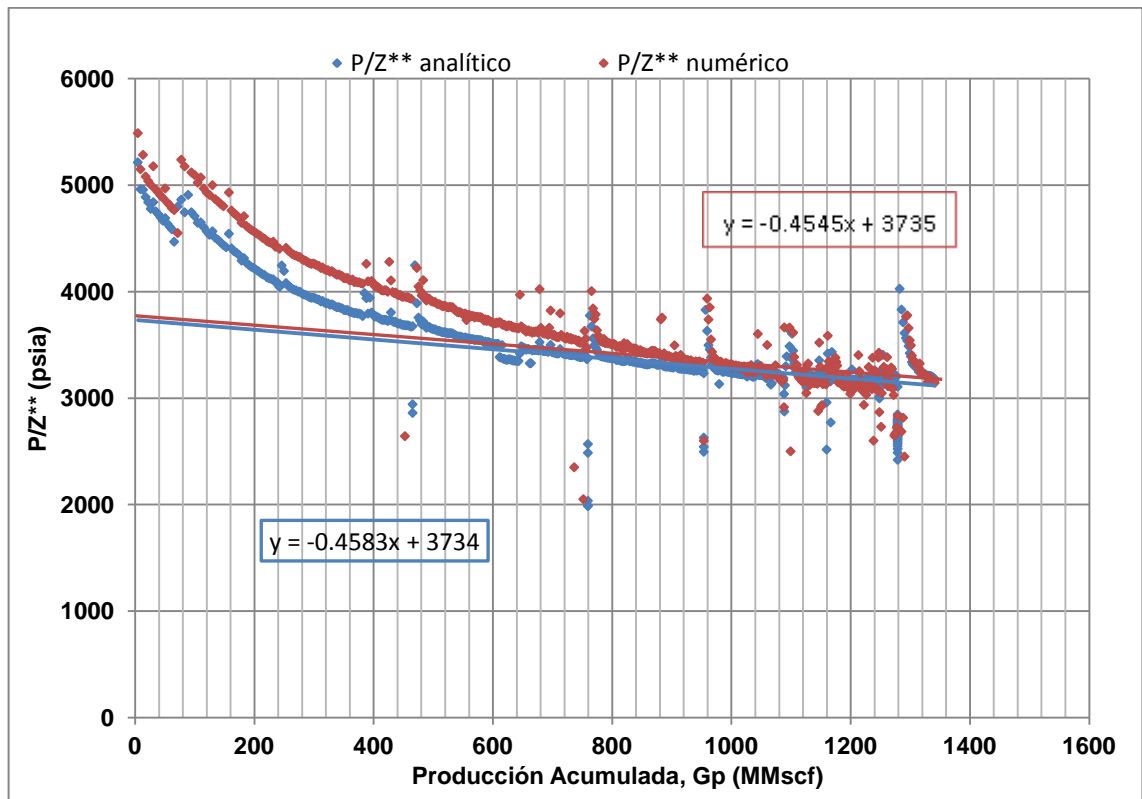


Figura 74. Balance de Materia Dinámico numérico y analítico para el caso 2.

Como en el caso anterior, el valor de G se obtiene al extrapolar la línea recta que intercepta el eje vertical en P_i/Z_i .

La tabla 7 muestra la diferencia en la estimación de G, usando varios métodos.

TÉCNICA UTILIZADA	GAS LIBRE (MMpcs)	GAS ADSORBIDO (MMpcs)	GAS TOTAL (MMpcs)
MÉTODO VOLUMÉTRICO	5398	2722	8120
BALANCE DE MATERIA NUMÉRICO	5410	2799	8209
BALANCE DE MATERIA ANALÍTICO	5407	2797	8204

Tabla 7. Resultados de la estimación de G para el caso 2.

6.2.1.3 Caso 3: Pozo de gas a caudal variable y producción de agua

Para éste caso se tomaron los datos de la historia de producción de un pozo del Shale Marcellus en Estados Unidos con las características mostradas en la tabla 8.

$P_i = 3777$ psia	$\rho_B = 2.6$ g/cm ³
$T = 120$ °F	$Y_e = 600$ pies
$\phi = 6.9$ %	$r_w = 0.35$ pies
$S_{gi} = 65.4$ %, $S_{wi} = 34.6$ %	$L_e = 3910$ pies
$C_f = 5.6718$ e-06 1/psi	$FCD =$ Infinita
$C_t = 1.3724$ e -04 1/psi	$x_f = 300$ pies
$h = 106.4$ pies	Número de fracturas = 12
$V_L = 85$ pcs/ton	$k_1 = 0.0007$ md
$P_L = 468$ psia	$k_2 = 0.0007$ md

Tabla 8. Datos iniciales para el caso 3.

La historia de presión (ver figura 75) y producción (ver figura 76) de éste pozo es mostrada a continuación:

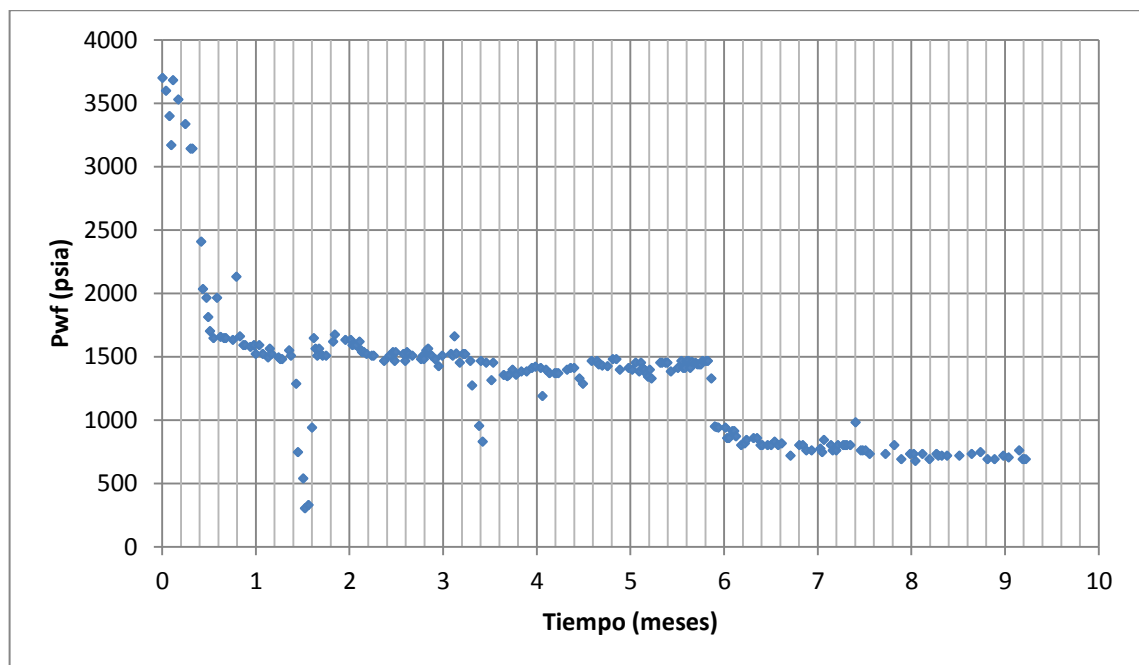


Figura 75. Comportamiento de la presión de flujo del pozo del caso 2.

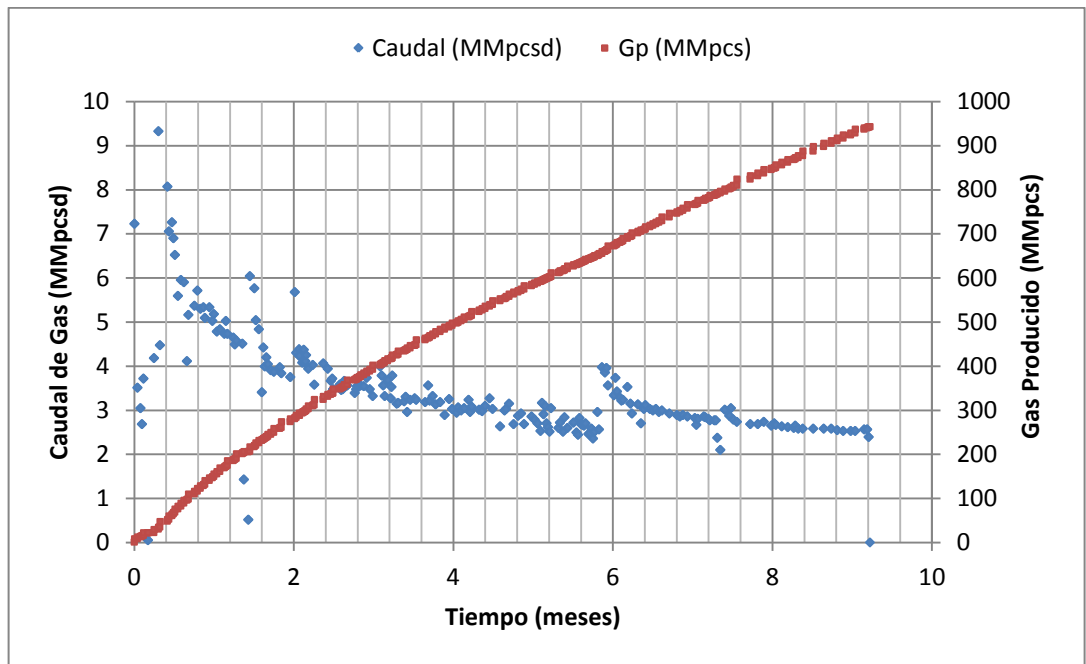


Figura 76. Comportamiento de la producción del pozo del caso 3.

Antes de correr la simulación se realizó el ajuste histórico, por lo cual se obtuvo el esquema del pozo con sus fracturas (ver figura 77).

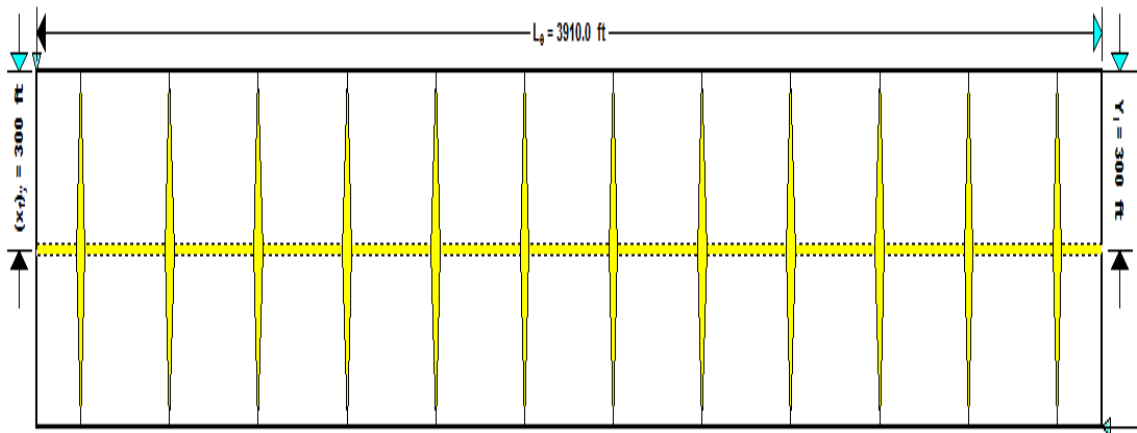


Figura 77. Esquema del pozo multifracturado para el caso 3 realizado con el simulador.

La isoterma de adsorción de éste caso construida con los valores de $VL=85$ y $PL=468$ se muestra en la figura 78.

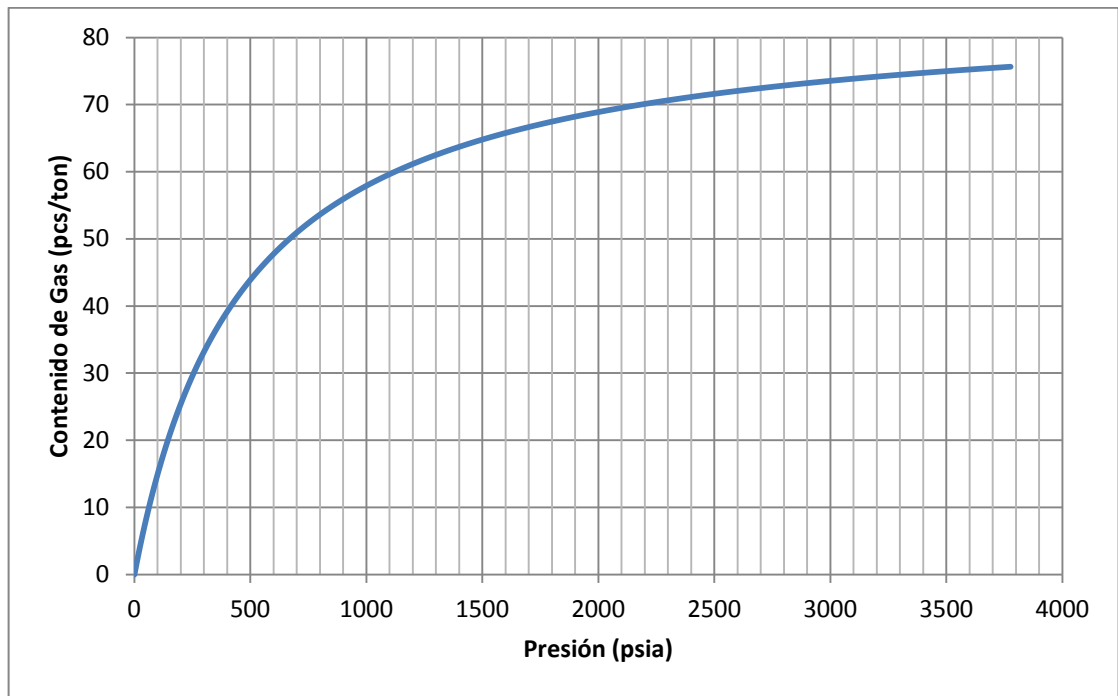


Figura 78. Isotherma de adsorción para el caso 3.

Después de la simulación se obtuvo el comportamiento de la presión en el SRV (ver figura 79) y los datos de presión promedio (ver figura 80).

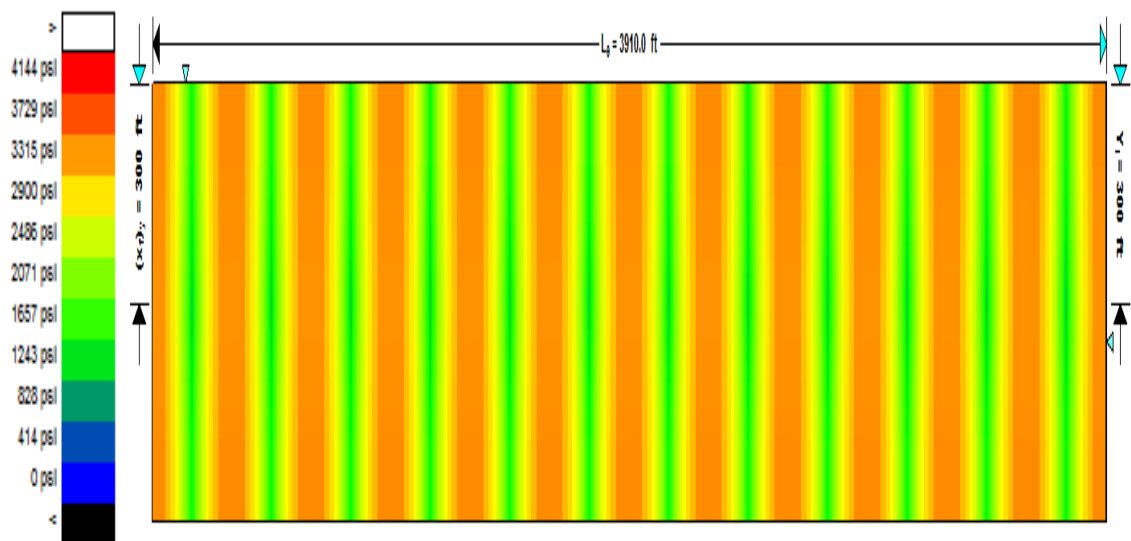


Figura 79. Comportamiento de la presión en el SRV para el caso 3.

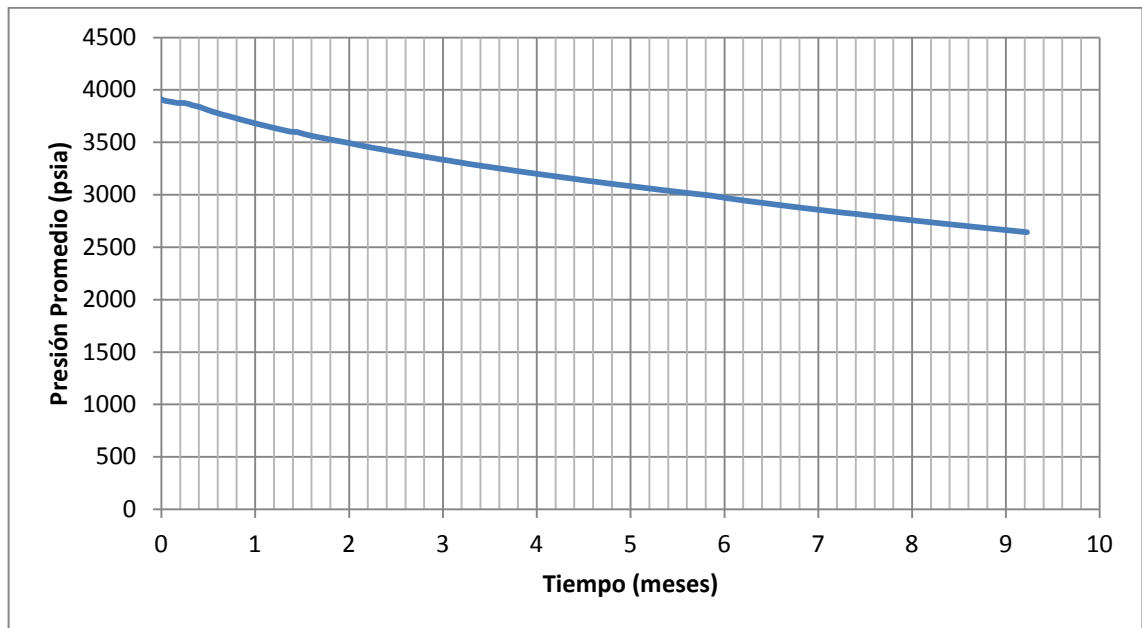


Figura 80. Presión promedio obtenida del simulador para el caso 3.

En la historia del pozo no se encontró información relacionada con producción de agua, así que se generó con la simulación (ver figura 81).

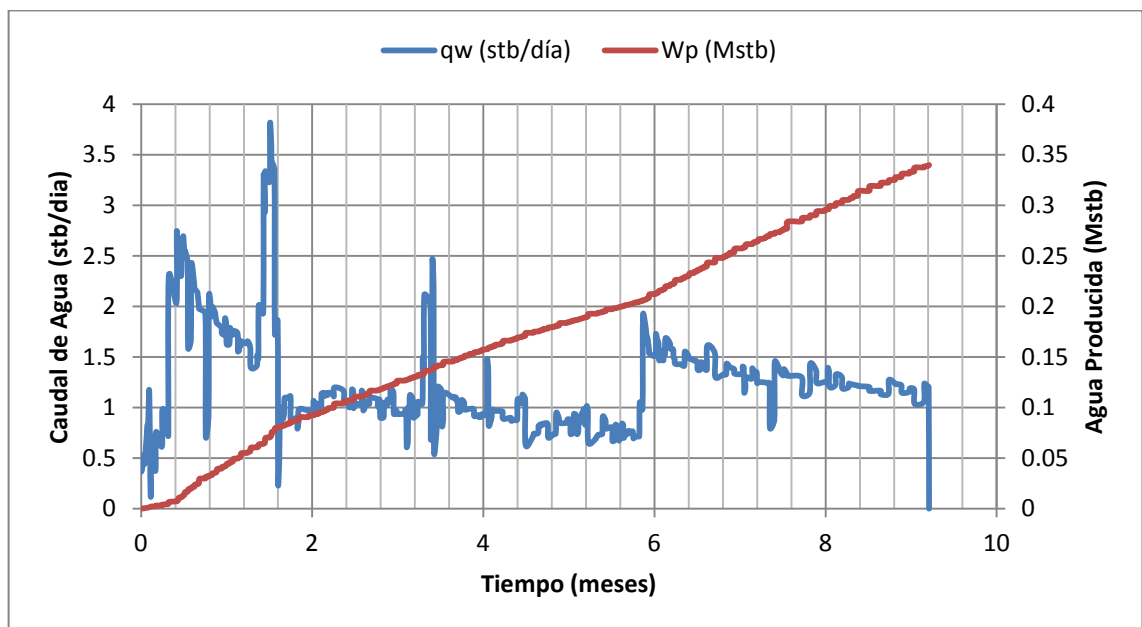


Figura 81. Producción de agua generada con la simulación para el caso 3.

Para llevar a cabo el balance se utilizó el modelo de intrusión de agua de Schiltius de estado estable, con el fin de evaluar el efecto del acuífero en la producción y en el proceso de estimación de reservas y área de drené.

Mediante el balance de materia para éste caso, se pudo establecer la poca incidencia del acuífero en la producción y en la estimación de reservas, es decir, que a la hora de considerar el empuje de agua se determinó que el índice de productividad del acuífero fue de 0.1(bbl/día)/psi para un volumen de agua de 1.063 MMstb en la región estimulada.

El análisis permitió observar que un pozo de gas shale produce muy poca agua durante su tiempo de vida productiva y que además se requiere de por lo menos una saturación de agua inicial (S_{wi}) del 30% para que pueda hacerlo.

De ésta manera se realizaron los balances de materia Estático (ver figura 82) y Dinámico (ver figura 83), numérico y analítico, respectivamente.

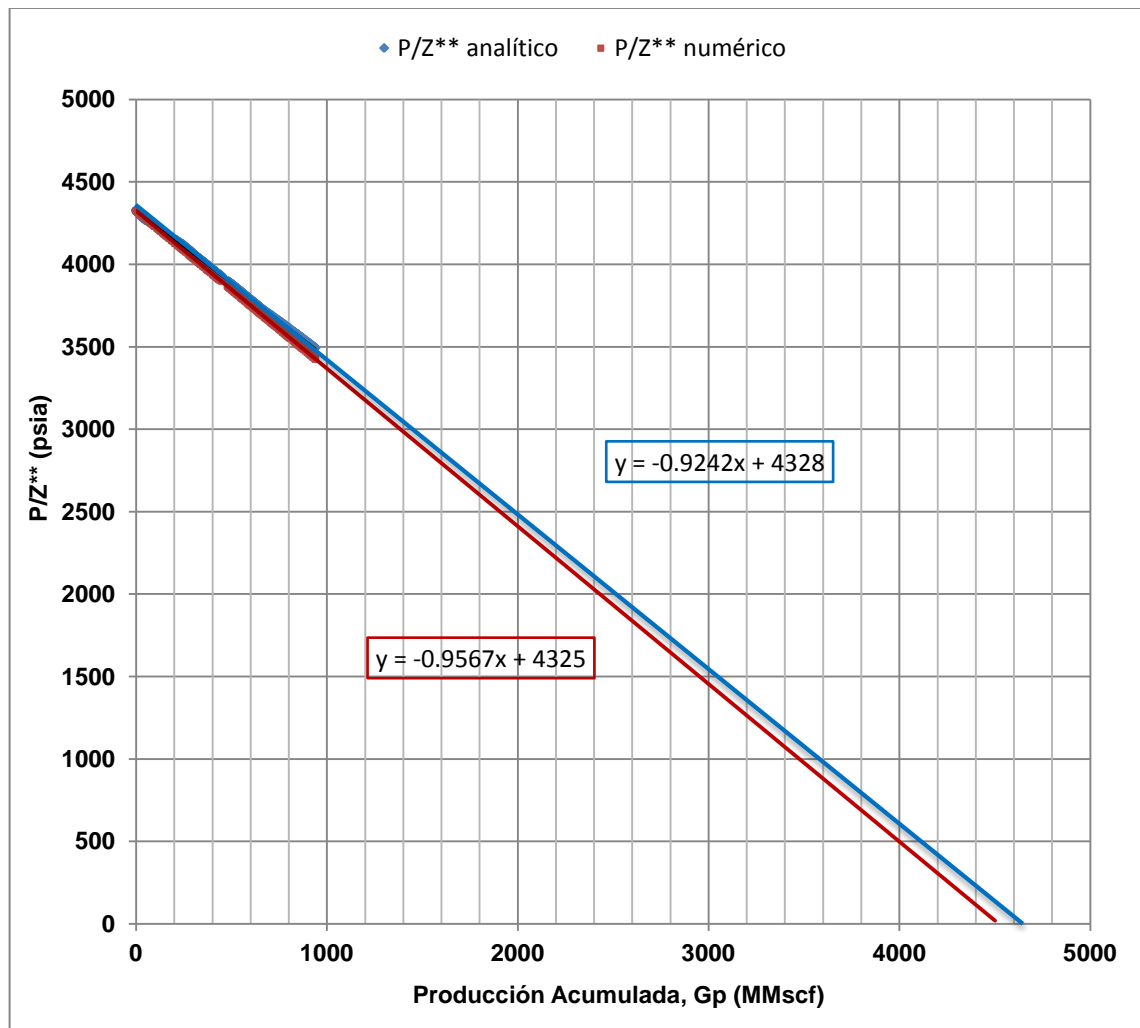


Figura 82. Balance de Materia Estático simulado y calculado del caso 3.

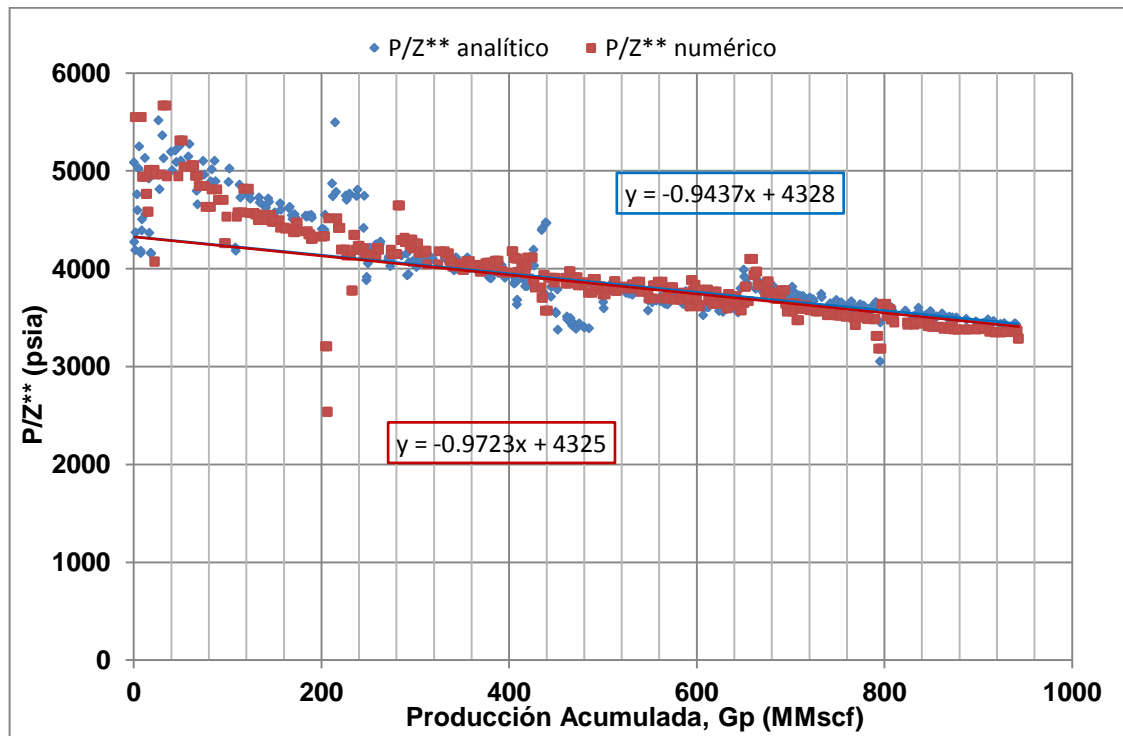


Figura 83. Balance de Materia Dinámico simulado y calculado del caso 3.

El gas original total se obtiene de la misma manera que en los casos 1 y 2.

Debido a la muy baja permeabilidad del shale, el agua del yacimiento es inmóvil, por lo que la mayoría de la producción de agua está relacionada con los volúmenes de agua inyectados durante las actividades de estimulación y completamiento.

La tabla 9 muestra los resultados de la estimación de reservas mediante diversas técnicas.

TÉCNICA UTILIZADA	GAS LIBRE (MMpcs)	GAS ADSORBIDO (MMpcs)	GAS TOTAL (MMpcs)
MÉTODO VOLUMÉTRICO	2981	1538	4519
BALANCE DE MATERIA NUMÉRICO	2956	1529	4485
BALANCE DE MATERIA ANALÍTICO	3056	1579	4635

Tabla 9. Resultados de la estimación de G para el caso 3

2.7 AREA DE DRENE

Aplicando las ecuaciones 3.29 y 3.30 a partir los datos de producción y las propiedades de la roca y los fluidos se elaboró un gráfico para cada caso en el cual se estimó la pendiente m y se calculó el área de drene, como lo indican las figuras 84, 85 y 86.

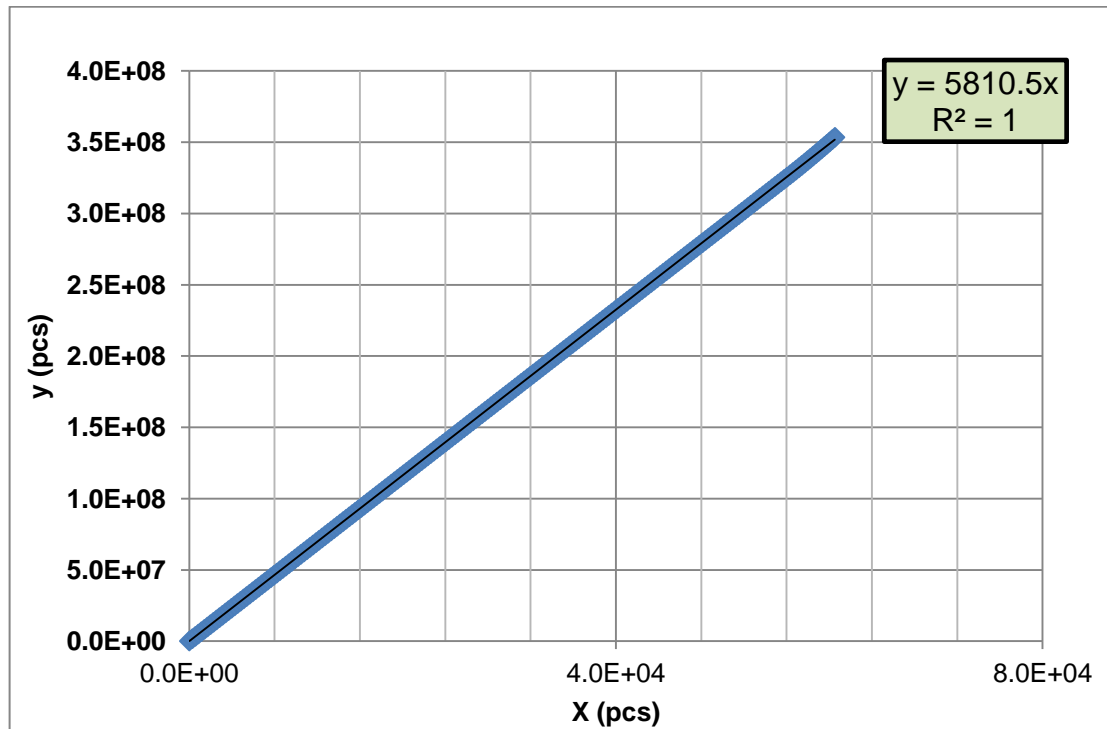


Figura 84. Gráfico para la estimación del área de drene del caso 1.

Del gráfico anterior se obtuvo una pendiente de $m = 5810.5$, con la cual se calculó el área de drene mediante la ecuación 2.31, como se muestra a continuación:

$$m = Ah$$

Despejando A se tiene:

$$A = \frac{m}{h} = \frac{5810.5}{30}$$

$$A = 193.68 \text{ Acres}$$

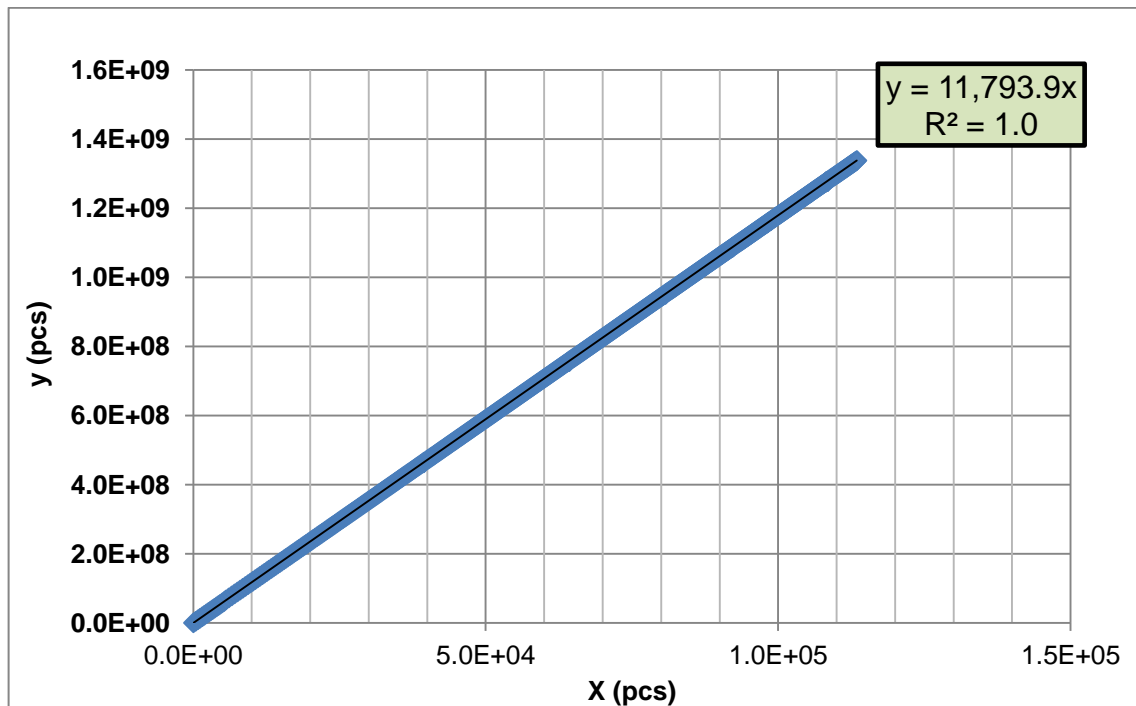


Figura 85. Gráfico para la estimación del área de drenaje del caso 2.

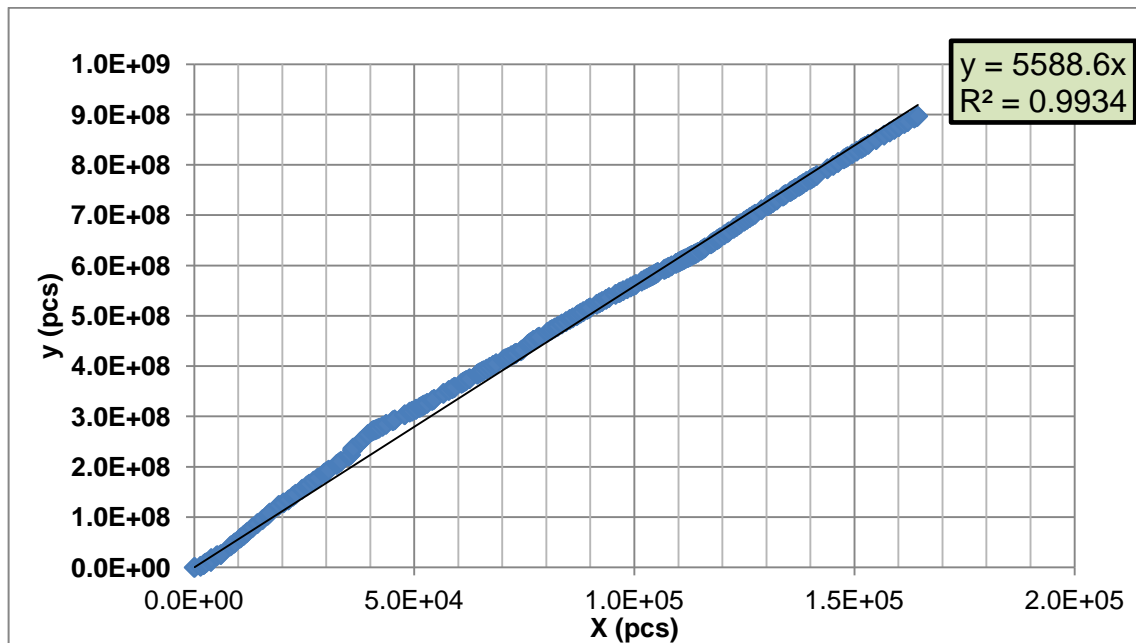


Figura 86. Gráfico para la estimación del área de drenaje del caso 3.

El área de drenaje se obtiene para los casos 2 y 3 de la misma manera que en el caso 1, conociendo la pendiente m y el espesor (h).

La tabla 10 muestra los resultados en el cálculo del área utilizando varios métodos o técnicas.

TÉCNICA UTILIZADA	ÁREA (Acres)		
	CASO 1	CASO 2	CASO 3
MÉTODO VOLUMÉTRICO	192.84	79.08	53.86
NUMÉRICA	190.12	79.65	53.38
ANALÍTICA	193.68	79.90	52.52

Tabla 10. Resultados de la estimación del Área de Drene mediante varias técnicas.

6.4 AJUSTE HISTORICO

El ajuste histórico de los datos de producción reales con los obtenidos por el simulador, sólo se realizó para los casos 2 y 3, los cuales tenían historia de producción, mientras que el caso 1 es sintético.

Las figuras 87 y 88 muestran el ajuste histórico para el caso 2, utilizando un modelo numérico.

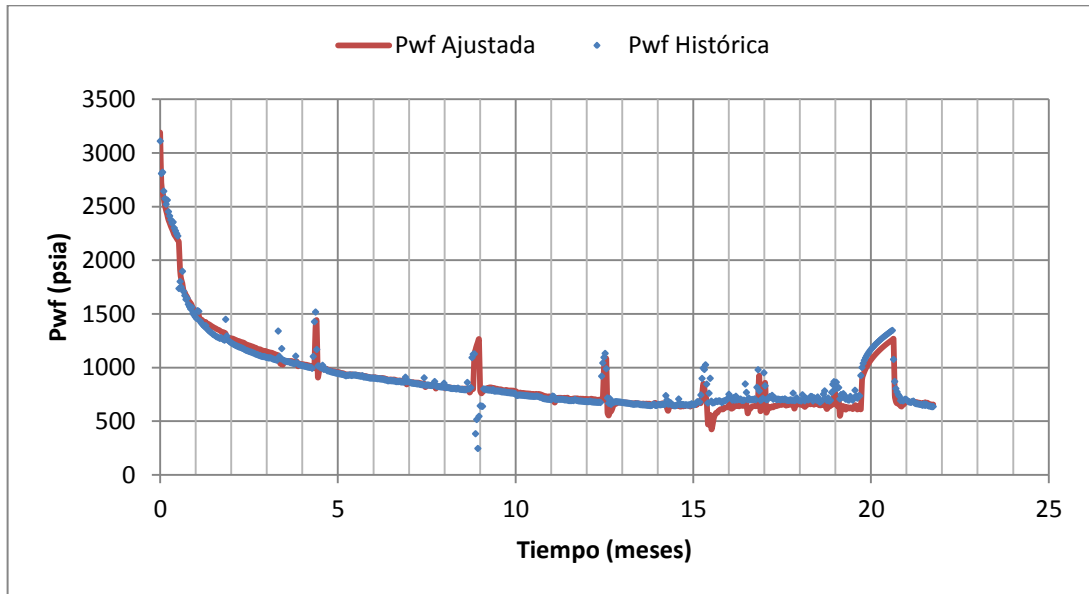


Figura 87. Ajuste histórico de la presión para el caso 2.

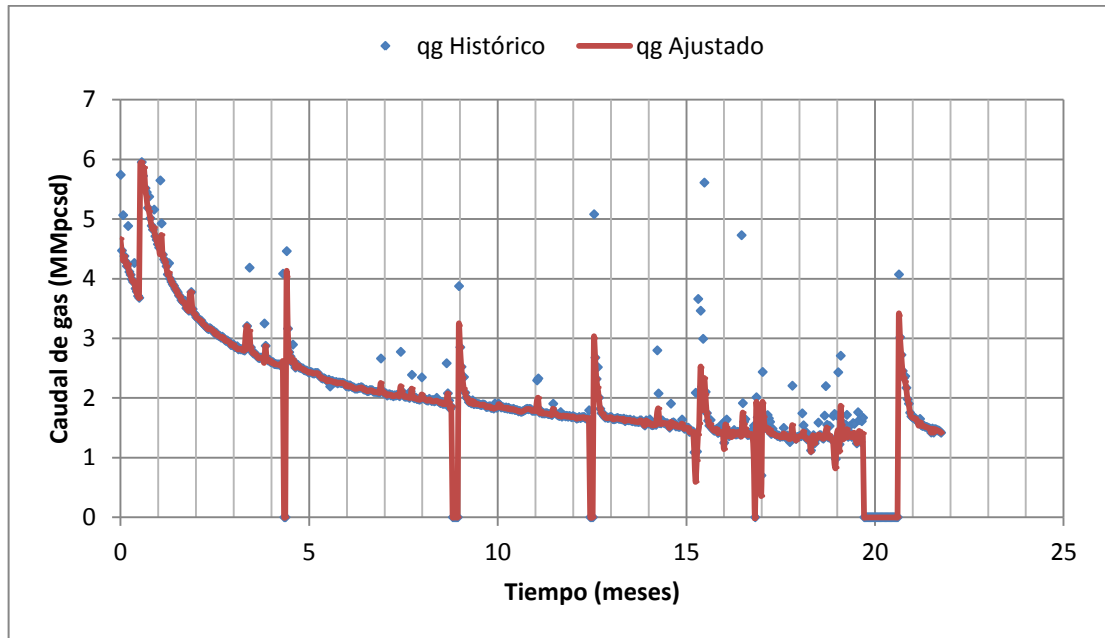


Figura 88. Ajuste histórico del caudal para el caso 2.

En la tabla 11 se observan los resultados del ajuste histórico para el caso base 2.

PROPIEDAD	CASO BASE 2	AJUSTE HISTÓRICO MODELO ANALÍTICO	AJUSTE HISTÓRICO MODELO NUMÉRICO
Pi (psia)	3191	3191	3191
T _R (°F)	149	149	149
h (pies)	150	150	150
r _w (pies)	0.35	0.35	0.35
φ (%)	6	6	6
S _{gi} (%)	80	80	80
S _{wi} (%)	20	20	20
k ₁ (md)	0.0005	0.0006	0.0006
k ₂ (md)	0.0003	0.0002	0.0002
γ _g	0.65	0.65	0.65
cf (1/psi)	6.011 e-6	6.011 e-6	6.011 e-6
ct (1/psi)	2.162 e-4	2.162 e-4	2.162 e-4
Le (pies)	6890	6890	6890
xf (pies)	250	196	196
FCD	63.193	134.033	130.067
nf	17	17	17

Tabla 11. Propiedades de la roca, fluidos y del pozo del caso base 2 y resultados del ajuste histórico.

La Tabla 11 indica que la mayoría de las propiedades del yacimiento y del pozo son las mismas, sólo cambiaron la permeabilidad, longitud media de la fractura y la conductividad adimensional.

Los valores de k_1 y k_2 corresponden a las permeabilidades de la zona estimulada y de la no estimulada (matriz), respectivamente. Aunque cambiaron con relación al caso base, en ambos ajustes históricos se observa que la permeabilidad promedio es de 0.0004 md, además de ser lógico que $k_1 > k_2$.

El valor de x_f cambió con respecto al real, lo que indica que el simulador encontró este valor para realizar el ajuste, ya que, de haber utilizado 250 pies no se hubiera logrado. Vale la pena aclarar que el cambio de algunas propiedades a la hora de hacer el ajuste histórico, es sólo para hacer predicciones o pronósticos futuros.

Por último se nota que los valores de FCD son diferentes en todos los casos, aunque se conserva que todos corresponden a una conductividad finita. Los resultados de los ajustes analítico y numérico se mantienen en el mismo orden, lo contrario sucede con el caso base.

En las figuras 89 y 90 se observa el ajuste histórico para el caso 3.

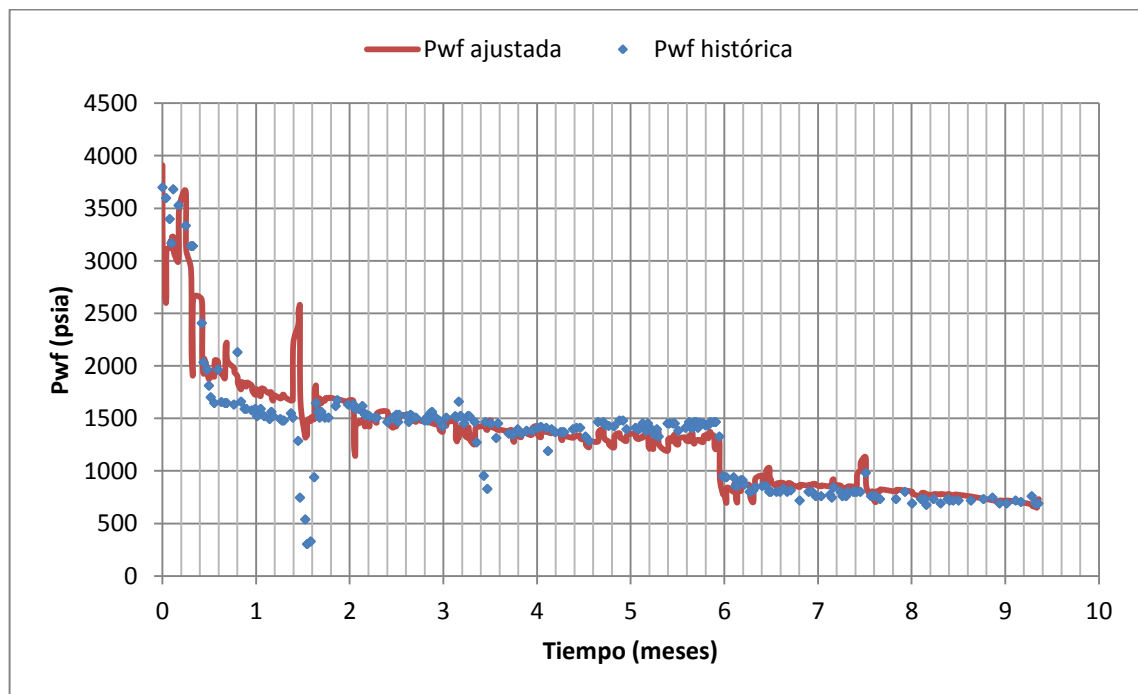


Figura 89. Ajuste histórico de la Presión para el caso 3.

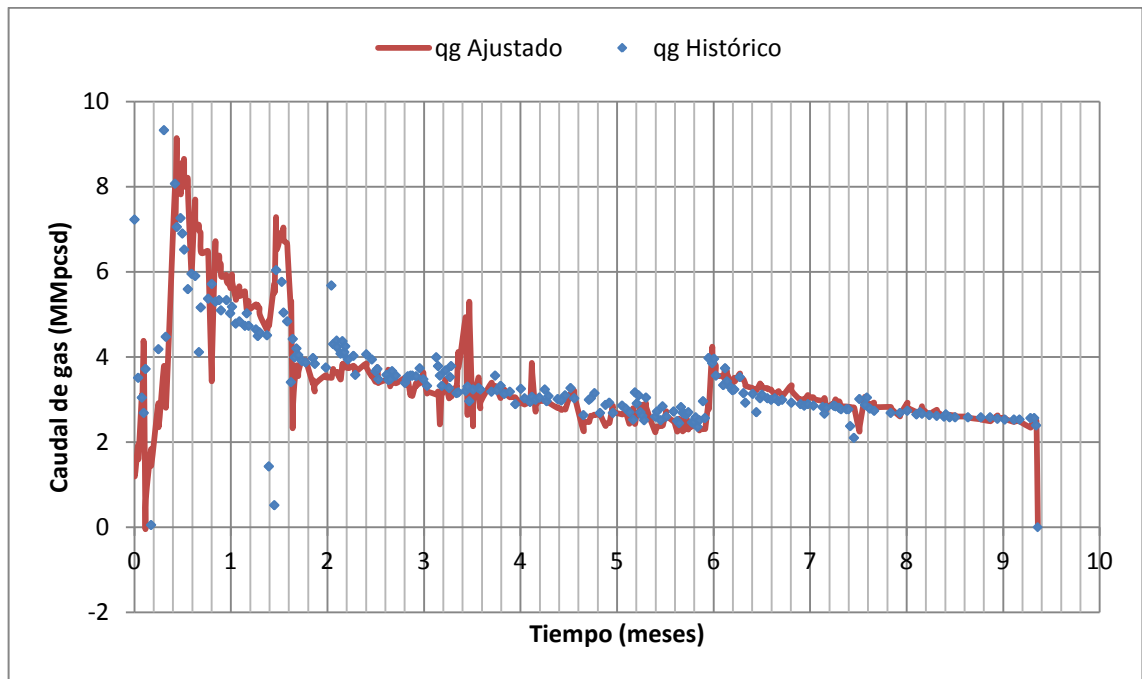


Figura 90. Ajuste histórico del caudal para el caso 3.

PROPIEDAD	CASO BASE 3	AJUSTE HISTÓRICO MODELO ANALÍTICO	AJUSTE HISTÓRICO MODELO NUMÉRICO
Pi (psia)	3777	3910	3910
T _R (°F)	120	120	120
h (pies)	106.4	106.4	106.4
r _w (pies)	0.35	0.35	0.35
φ (%)	6.9	6.9	6.9
S _{gi} (%)	65.4	65.4	65.4
S _{wi} (%)	34.6	34.6	34.6
k ₁ (md)	0.0007	0.0014	0.0014
k ₂ (md)	0.0007	1.024 e-6	1.024 e-6
γ _g	0.568	0.568	0.568
cf(1/psi)	5.672 e-6	5.672 e-6	5.672 e-6
ct (1/psi)	1.372 e-4	1.372 e-4	1.372 e-4
Le (pies)	3910	3910	3910
xf (pies)	300	300	300
FCD	Infinita	20.012	40
nf	12	12	12

Tabla 12. Propiedades de la roca, fluidos y del pozo del caso base 3 y resultados del ajuste histórico.

De acuerdo a la Tabla 12, se observa que la mayoría de las propiedades son similares en los tres casos, sólo varía la presión inicial, la permeabilidad y la

conductividad adimensional. A pesar de la variación en el valor de presión, se considera válido ya que es cercano al real y del mismo orden de magnitud.

Inicialmente se toman ambas permeabilidades como 0.0007 md porque la información suministrada para éste caso sólo habla de una permeabilidad, por lo que se entiende que sea una permeabilidad promedio. Luego a la hora de simular lo que se logró fue encontrar de manera coherente una $k_1 > k_2$ como resultado del fracturamiento hidráulico.

También se aprecia que los valores de FCD difieren en los tres casos, pero se mantienen en el mismo orden en ambos ajustes históricos, aunque diferentes al valor inicial, el cual al ser infinito, puede tomarse como cualquier valor de $FCD \geq 300$.

6.5 PRONOSTICOS Y FACTOR DE RECOBRO

6.5.1 Caso 1: Como se mencionó anteriormente éste es un caso sintético, por lo cual ya hace parte de un pronóstico.

6.5.2 Caso 2: A partir del ajuste histórico se realizó un pronóstico a 156 meses (13 años) teniendo una presión final de flujo del pozo de 100 psia, como lo indican las figuras 91 y 92

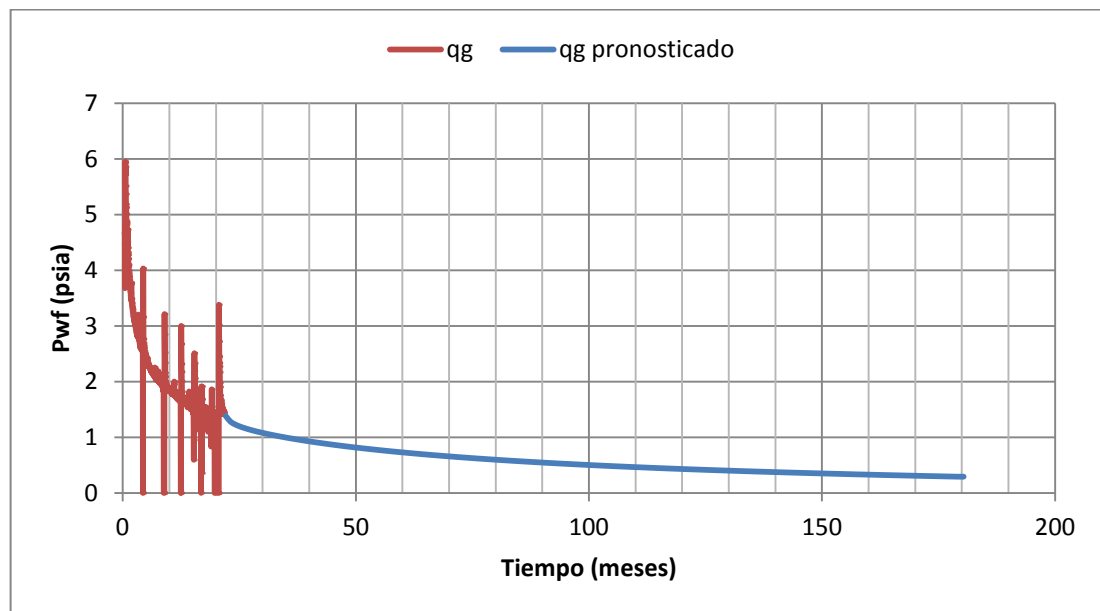


Figura 91. Pronóstico de producción para el caso 2.

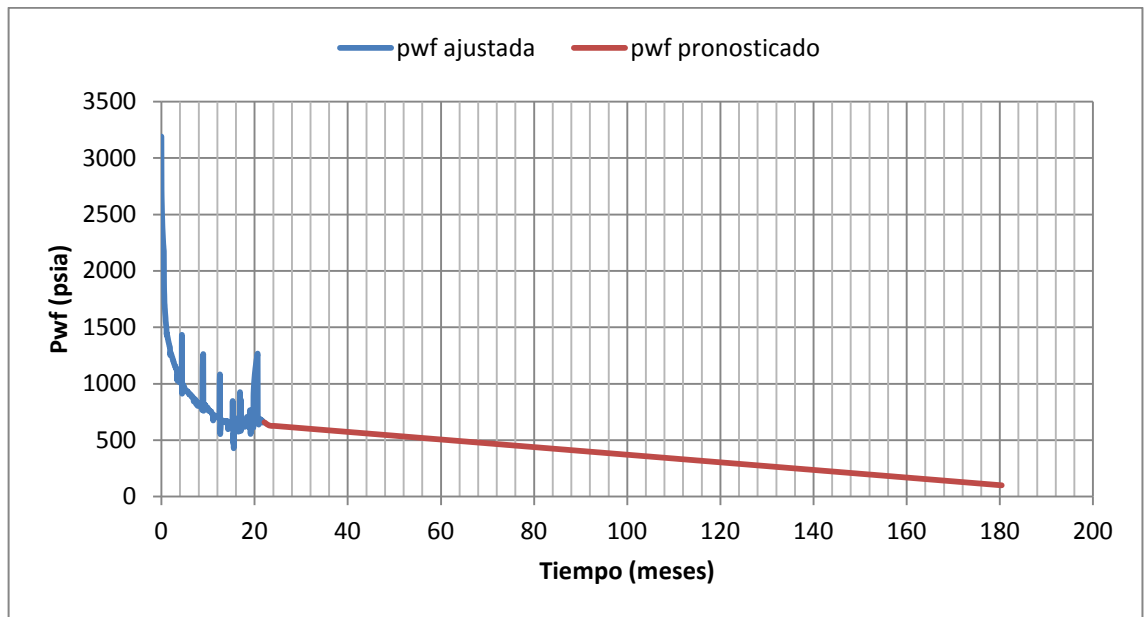


Figura 92. Pronóstico de presión de flujo para el caso 2.

Al cabo de los 180 meses el caudal fue de 0.291 MMpcsd dando una producción acumulada de gas de aproximadamente 4072 MMpcs (ver figura 93), lo que representa un factor de recobro del 49.91 %.

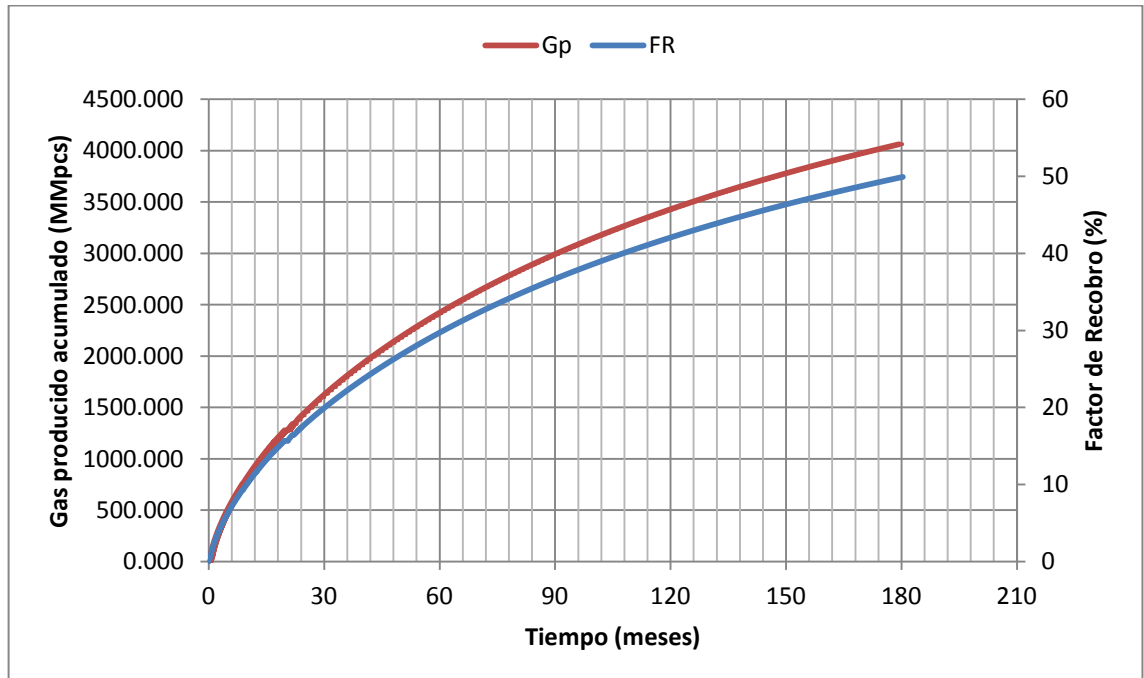


Figura 93. Gas Producido acumulado al cabo del pronóstico para el caso 2.

6.5.3 Caso 3: Después del ajuste histórico se llevó a cabo un pronóstico a 168 meses (14 años) hasta una presión en el pozo de 100 psia y se obtuvieron los resultados mostrados en las figuras 94 y 95.

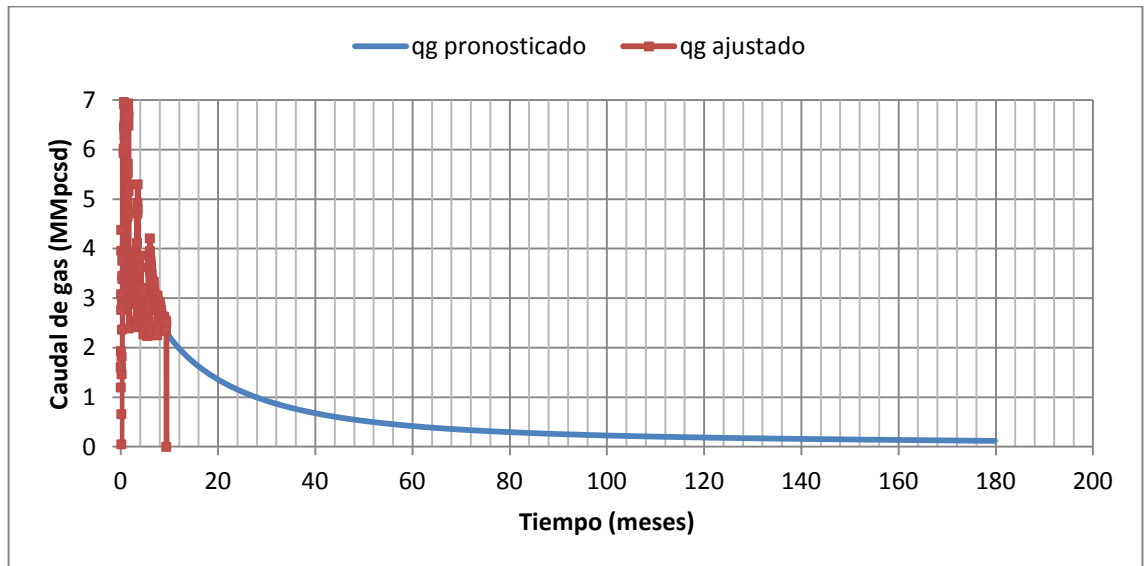


Figura 94. Pronóstico de producción para el caso 3.

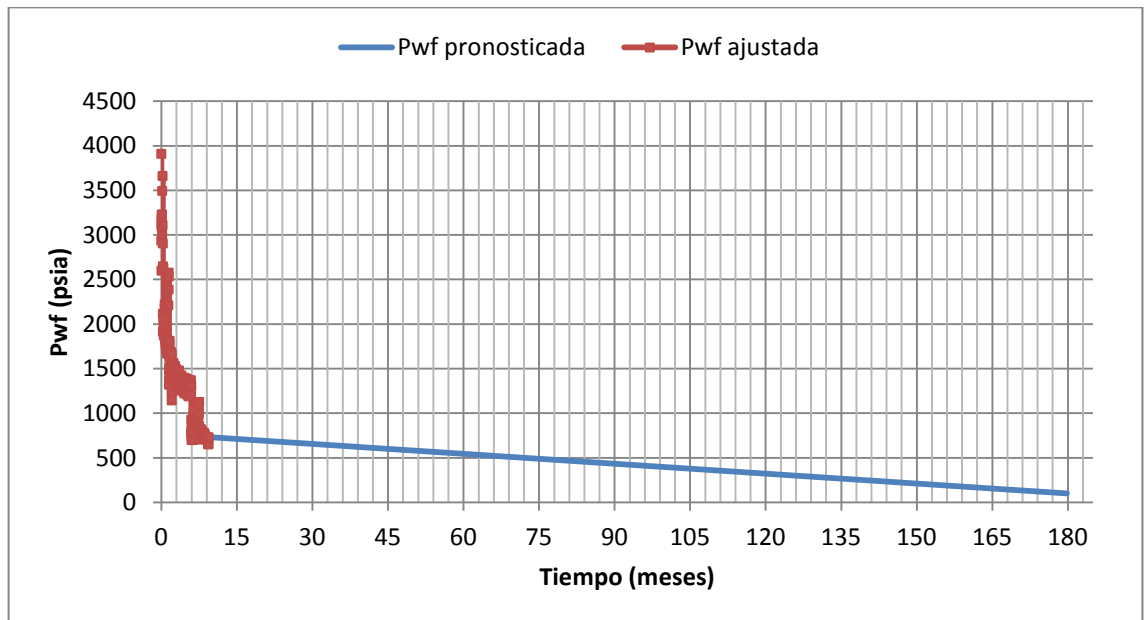


Figura 95. Pronóstico de presión de flujo para el caso 3.

Al final de 180 meses de producción se obtuvo una producción acumulada de 3190 MMpc, lo cual representa un factor de recobro del 70 % (ver figura 96).

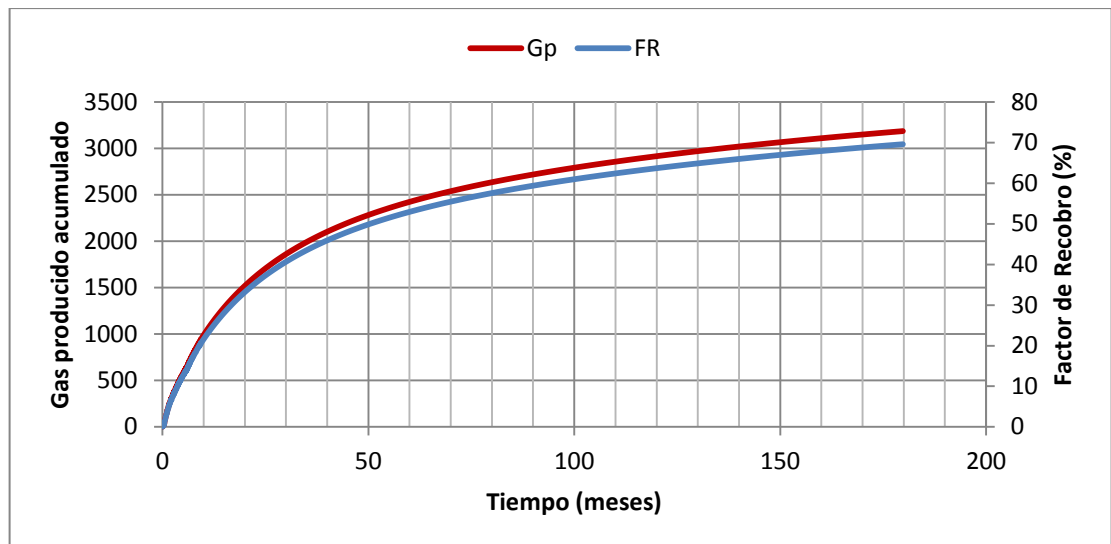


Figura 96. Gas Producido acumulado al cabo del pronóstico para el caso 3.

6.5.4 INDICES DE EMPUJE

Con el fin de evaluar el aporte de cada uno de los mecanismos de producción del yacimiento, a partir de los datos de producción de gas y agua, presión promedio y las propiedades de la roca y los fluidos del caso 3, se elaboró un gráfico (ver figura 97) de cada uno de los índices de empuje (*IEG*, *IEC*, *IEH*, *IED*), aplicando las ecuaciones 3.32, 3.33, 3.34 y 3.35 en función de la producción acumulada de gas.

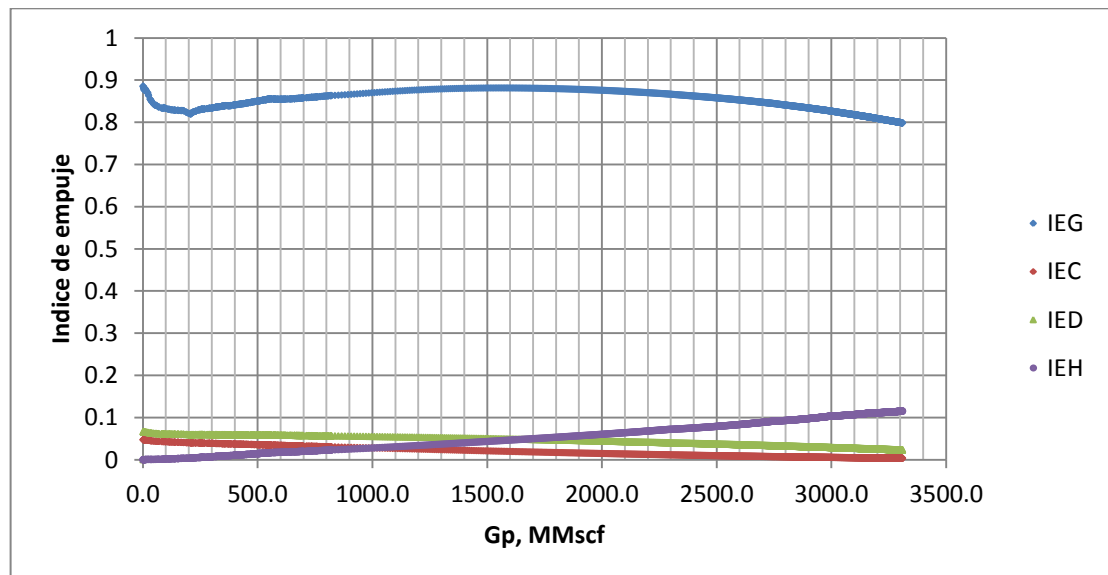


Figura 97. Índices de empuje del yacimiento para el caso 3.

De acuerdo a la figura 97, se aprecia que el mecanismo que más aporta de manera significativa a la producción del yacimiento es el de expansión del gas, *IEG* y los menos influyentes son el *IED* e *ICD*. Además se observa que el empuje del acuífero es un poco más representativo sólo en la etapa final en la cual el yacimiento está muy depletado, pero aun así no es significativo.

6.5.5 ARREGLO O DISPOSICION DE POZOS

Mediante el software especializado F.A.S.T. Evolution se realizaron los 5 arreglos de pozos horizontales multifracturados. A partir de los cuales, se obtuvieron datos de presión promedio, presión de pozo fluyendo y producción acumulada por campo para cada arreglo, además se evaluó el mejor escenario económico. Los datos de pozo y del yacimiento corresponden a las condiciones iniciales del Caso Base 3, con la diferencia que se extendió el análisis a un área de 640 Acres, 8 pozos, con el fin de determinar la mejor estrategia de perforar nuevos pozos en un yacimiento de tal extensión.

En cada arreglo se llevó a cabo un pronóstico a 120 meses y presiones de fondo en cada pozo de 100 psia.

La longitud lateral de todos los pozos es de 3910 pies, sólo se cambió el número de fracturas en cada arreglo.

El valor de *G* estimado por el método volumétrico en éste yacimiento de 5280 pies x 5280 pies (640 Acres) es de 53189 MMpcs.

Los parámetros o variables económicas involucradas en el análisis, para todos los arreglos son mostrados a continuación:

- Costo del pozo (US\$/Pozo): Costo capital por pozo (perforación, completamiento, estimulación, etc.), éste valor cambia para cada arreglo debido a la diferencia en el número de fracturas.
- Costo de Compresión (3500 US\$/hp): Costo de adquisición de un compresor. Se calcula con base a la presión de entrada y la presión de descarga.
- Costos Operativos fijos (2500 US\$/Pozo)/mes: Costos de labores operativas, alquiler, impuestos de propiedad, etc.
- Costos Operativos variables (0.25 US\$/Mpcs): Costos variables de procesamiento, recolección y transporte de gas.
- Regalías (22%)

- Eficiencia de la Compresión (85%): Eficiencia del compresor
- Pérdidas en superficie (5%): Porcentaje de pérdidas de volumen de gas en superficie.
- Precio del Gas (5 US\$/Mpcs)
- Tasa de Descuento (10%): Porcentaje de descuento por año

Los valores de cada parámetro fueron tomados como valores promedio de las principales cuencas productoras de Estados Unidos.

6.5.5.1 Arreglo 1: 8 pozos con 8 fracturas

En la figura 98 se observa el arreglo de los pozos con sus fracturas. Cada fractura hidráulica es de 300 pies de longitud media y conductividad infinita. Para ésta configuración se estimó un costo de \$US 3'000.000 por pozo.

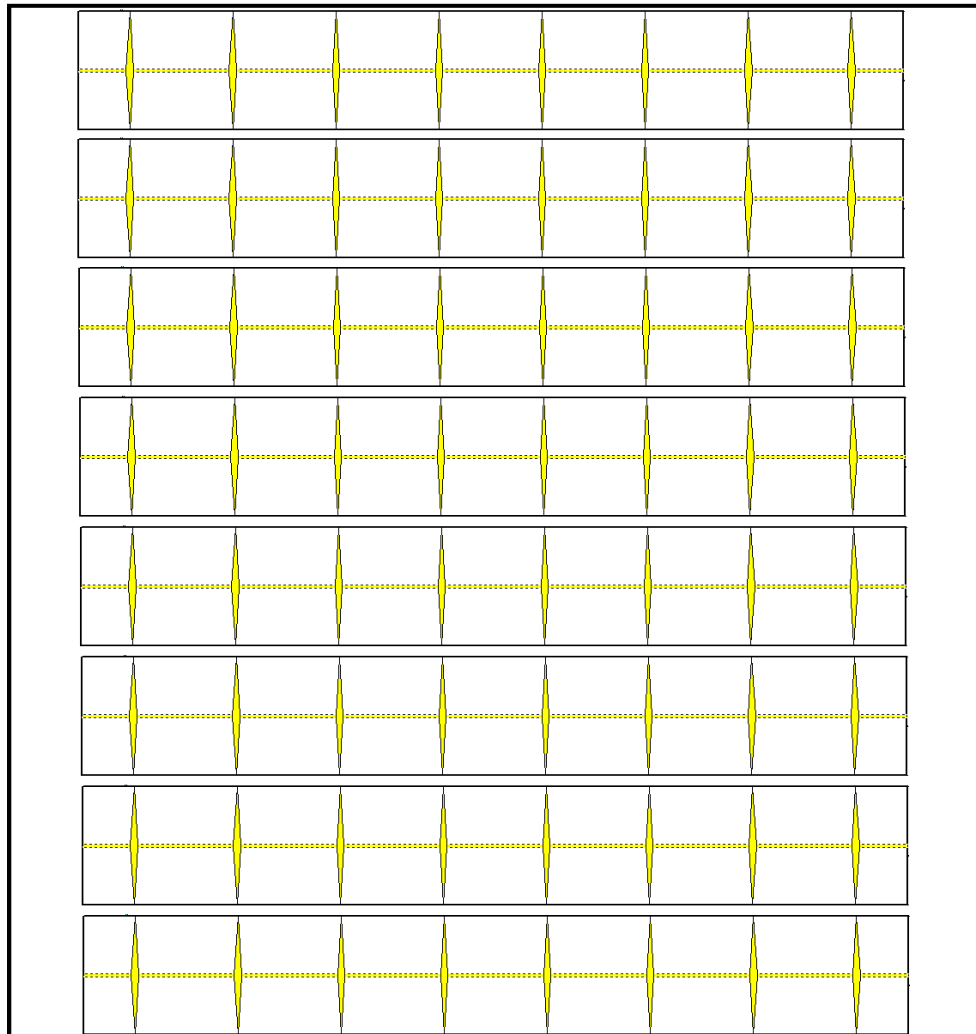


Figura 98. Arreglo de 8 pozos cada uno con 8 fracturas.

6.5.5.2 Arreglo 2: 8 pozos con 10 fracturas

Para éste arreglo se estimó un costo de \$US 3'250.000 por pozo. La figura 99 muestra ésta configuración de pozos.

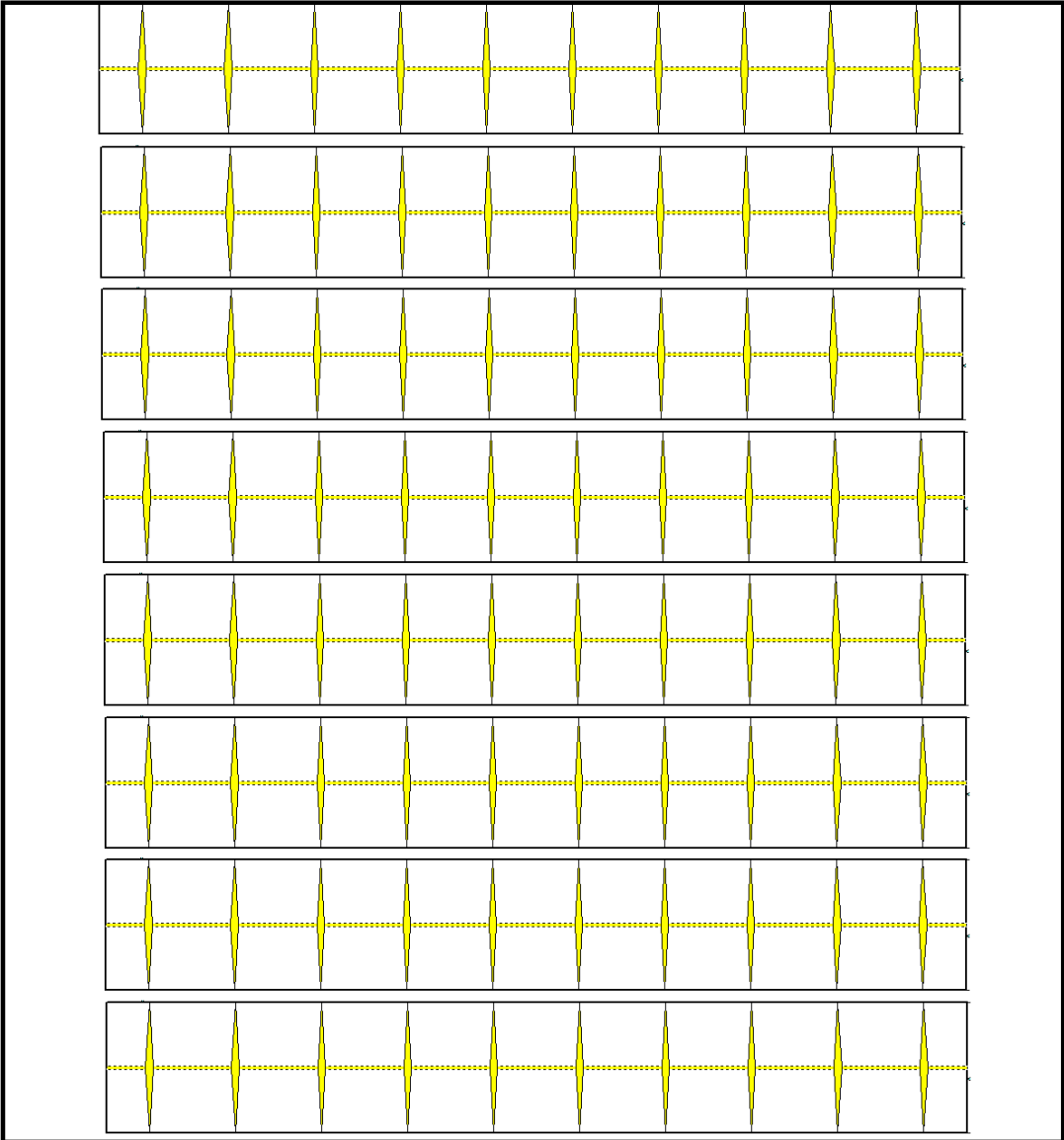


Figura 99. Arreglo de 8 pozos cada uno con 10 fracturas.

6.5.5.3 Arreglo 3: 8 pozos con 12 fracturas

El arreglo de pozos con 12 fracturas hidráulicas se muestra en la figura 100. El costo estimado fue de \$US 3'500.000 por pozo.

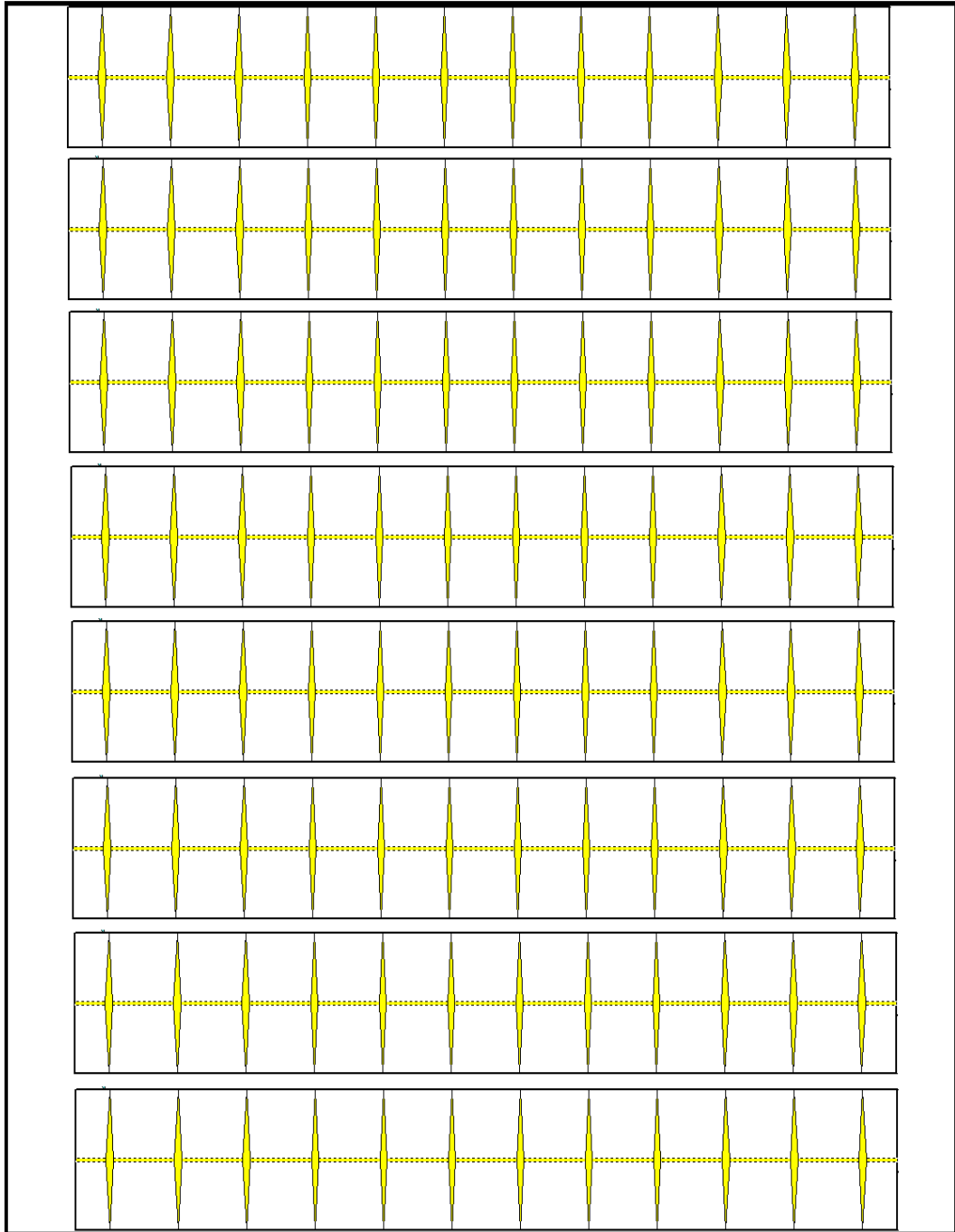


Figura 100. Arreglo de 8 pozos cada uno con 12 fracturas.

6.5.5.4 Arreglo 4: 8 pozos con 16 fracturas

Este arreglo es mostrado en la figura 101, para un costo estimado de \$US 4'000.000 por pozo.

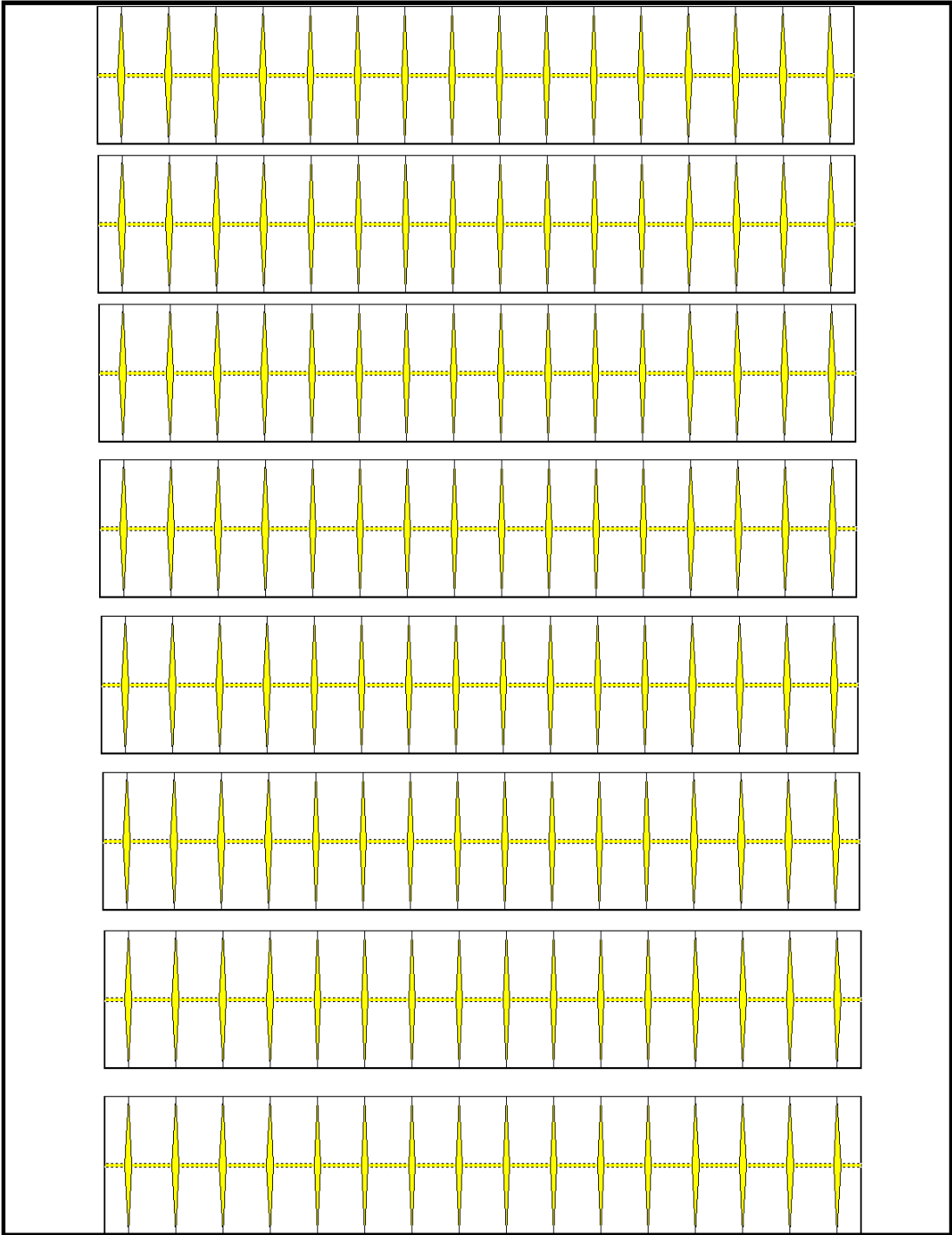


Figura 101. Arreglo de 8 pozos cada uno con 16 fracturas.

6.5.5.5 Arreglo 5: 8 pozos con 20 fracturas

La figura 102 muestra éste arreglo, con un costo estimado de \$US 4'500.000 por pozo

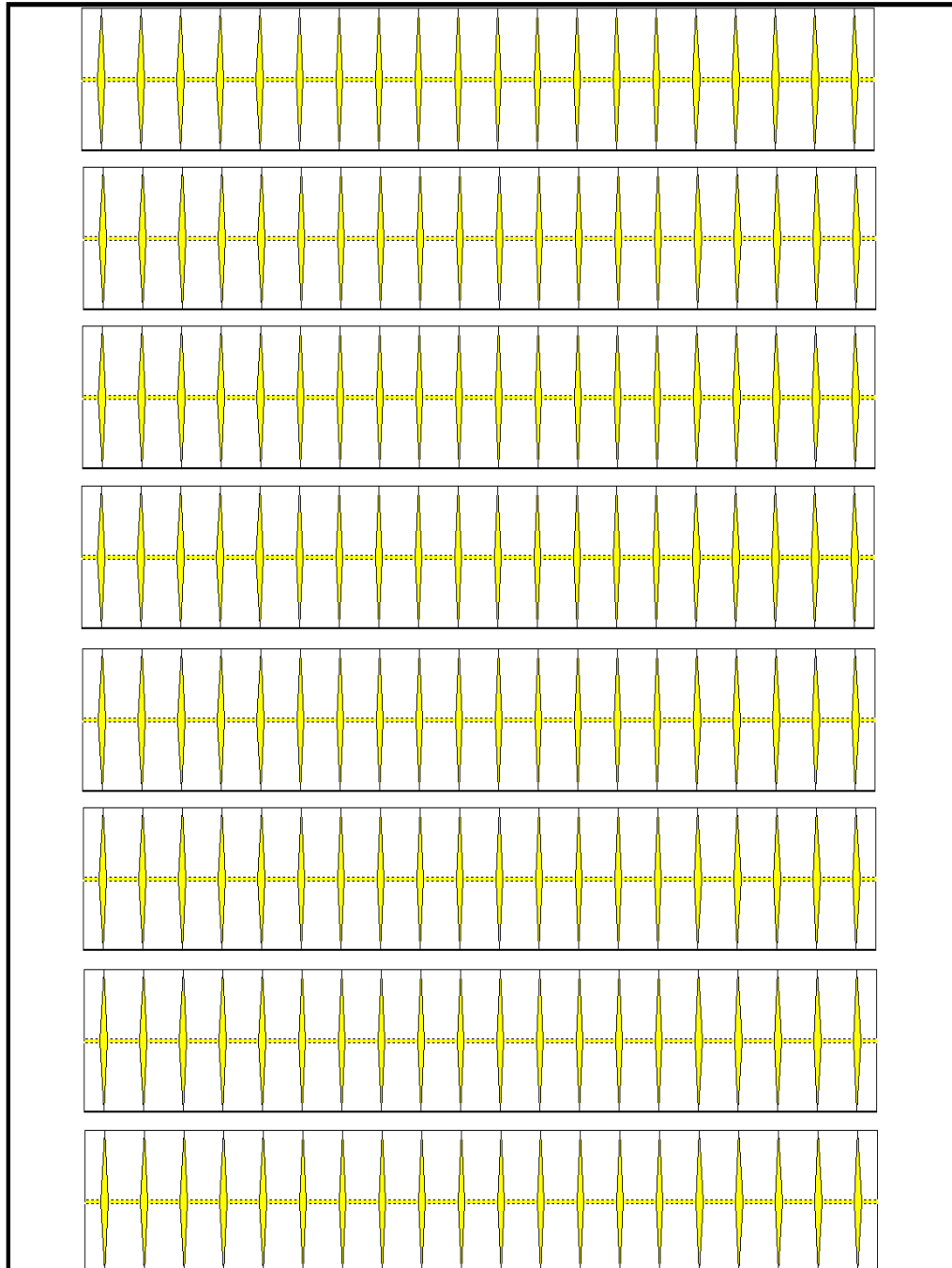


Figura 102. Arreglo de 8 pozos cada uno con 20 fracturas.

En la figura 103 y 104 se observa la producción diaria y acumulada de gas, respectivamente, para cada uno de los arreglos de pozos horizontales. Las figura 105 muestra el comportamiento de la presión promedio del campo para cada arreglo. La figura 106 muestra el valor presente neto del proyecto considerando los parámetros económicos ya mencionados para cada arreglo, al cabo de los 10 años. La figura 107 indica el factor de recobro del campo.

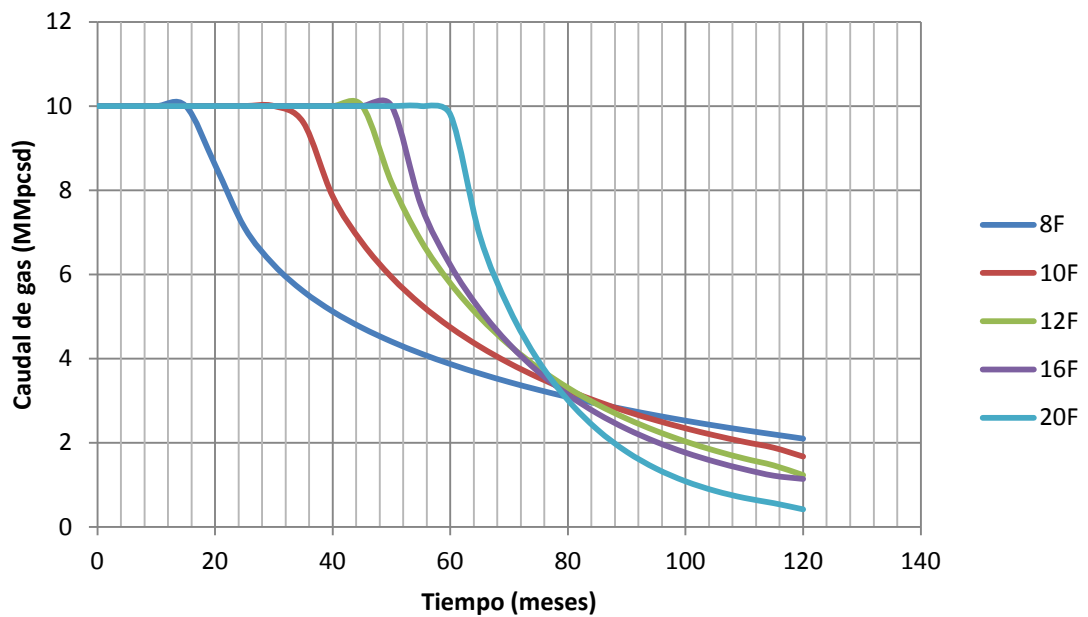


Figura 103. Producción diaria de gas para cada arreglo de pozos.

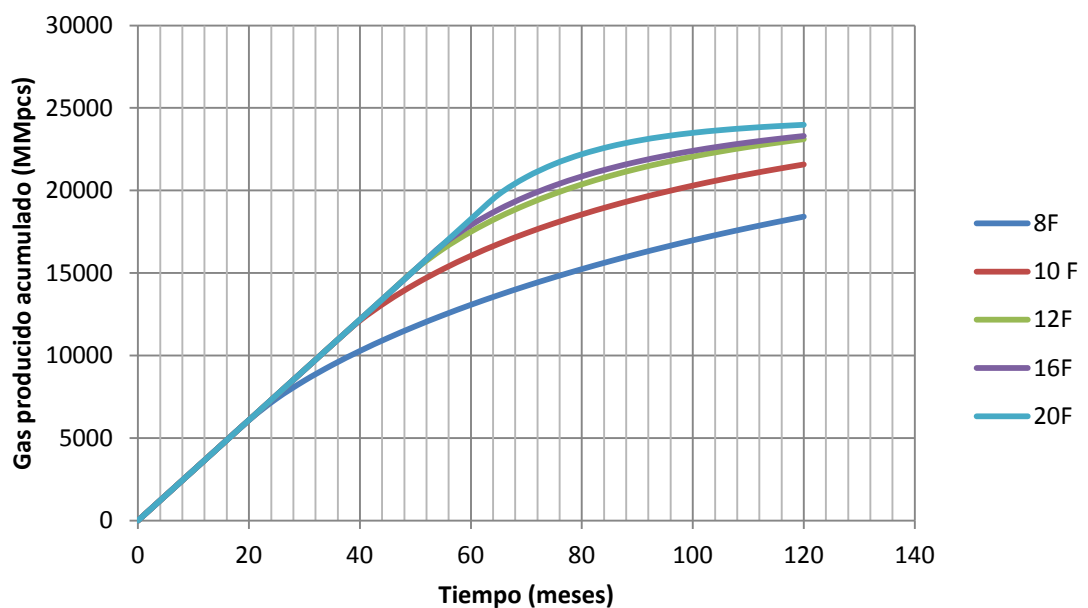


Figura 104. Producción acumulada de gas para cada arreglo de pozos.

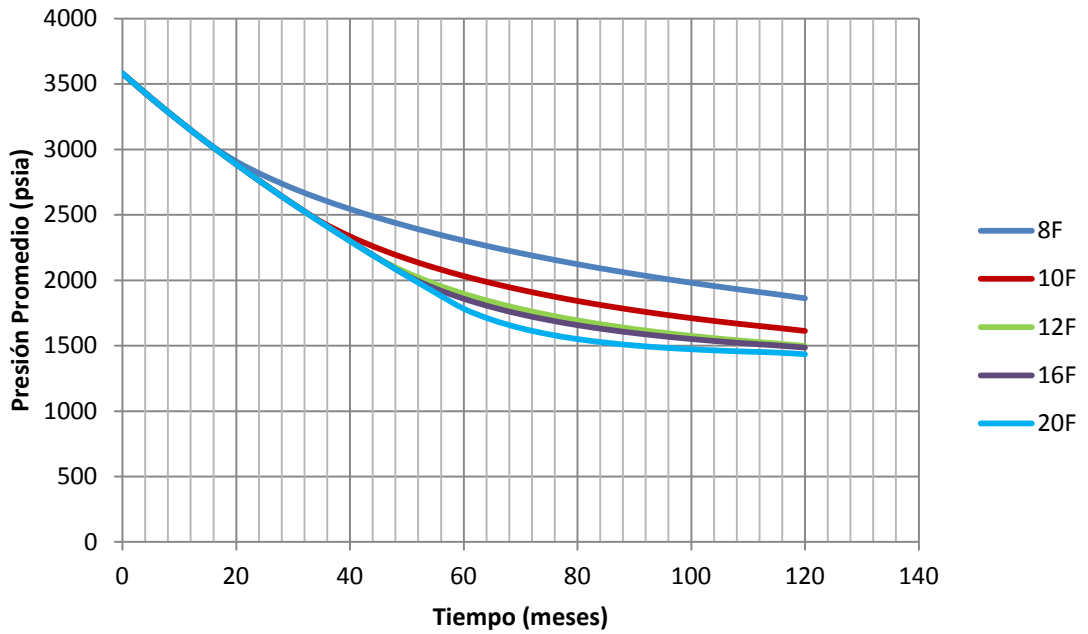


Figura 105. Presión promedio del campo para cada arreglo de pozos.

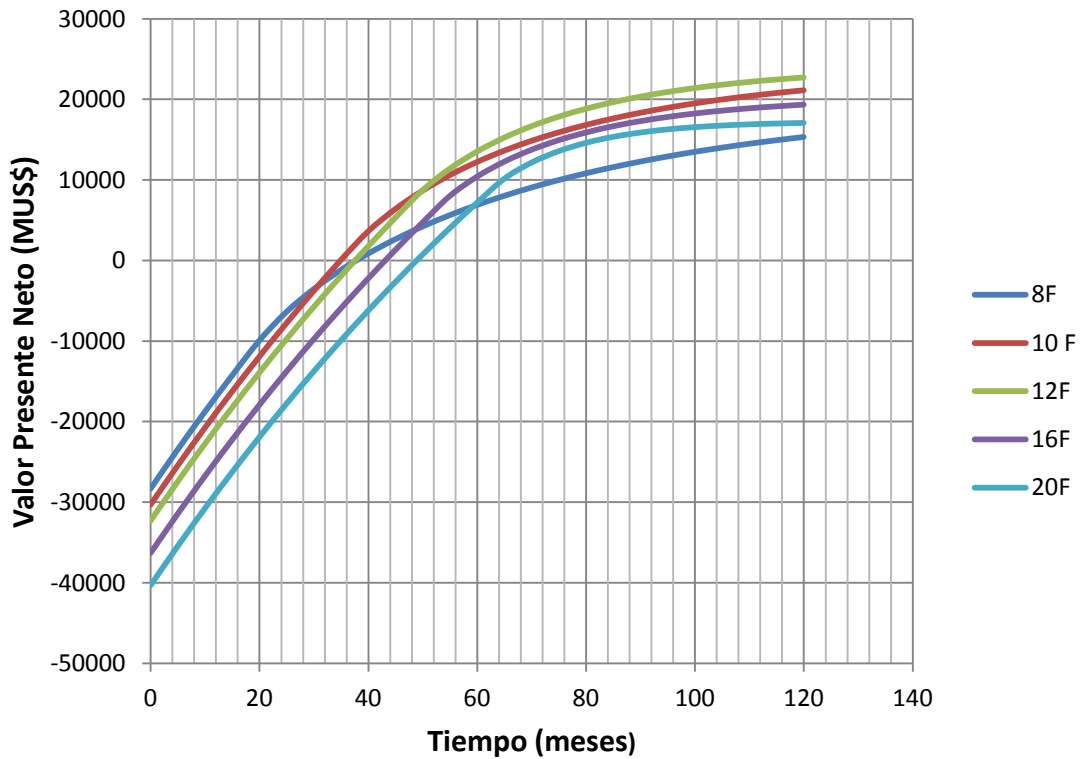


Figura 106. Valor presente neto del proyecto para cada arreglo de pozos

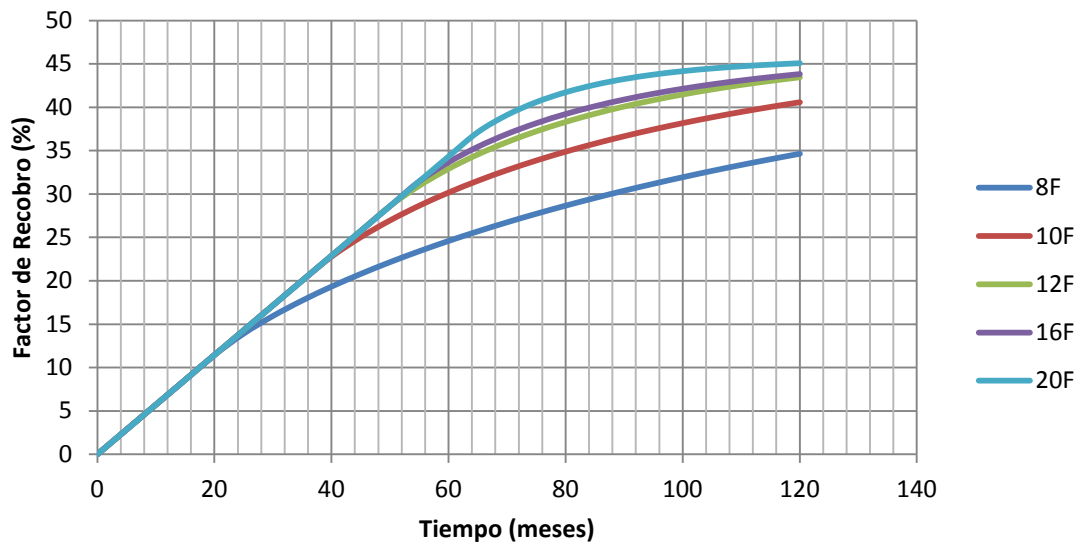


Figura 107. Factor de Recobro del campo para cada arreglo de pozos.

El comportamiento de la figura 103 indica que la producción declina más rápidamente a medida que el número de fracturas es menor, pero al cabo de determinado tiempo debido al fenómeno de interferencia en los arreglos de mayor número de fracturas se observa una leve disminución en la producción diaria. Según la figura 104, el arreglo de menos fracturas da la producción más baja, lo que se debe a que hay zonas sin drenar, contrario al de más fracturas en el que se presenta interferencia y el aumento de producción no es tan significativo.

De acuerdo a la figura 106, se observa que la menor inversión es la del arreglo 1 y la mayor inversión la del arreglo 5. Además el mayor valor presente neto se obtiene para el arreglo 3 y el menor para el arreglo 1.

Teniendo en cuenta que en cada arreglo el número de pozos es el mismo y solamente se cambió el número de fracturas, las cuales se espaciaron a lo largo de la longitud horizontal del pozo, se observó que al disminuir el espaciamiento entre fracturas (mayor número de fracturas) se presenta el fenómeno de interferencia entre ellas, lo que significa que aunque se aumente la producción al incrementar el número de fracturas hidráulicas, tal aumento no es significativo con relación a otro que tenga menor número de fracturas y además económicamente es menos representativo. La figura 108 ilustra el fenómeno de interferencia entre fracturas para cada uno de los arreglos. En el numeral 6.7, se presenta un análisis para hacer la comparación selectiva del mejor caso en términos del factor de recobro y el valor presente neto del proyecto.

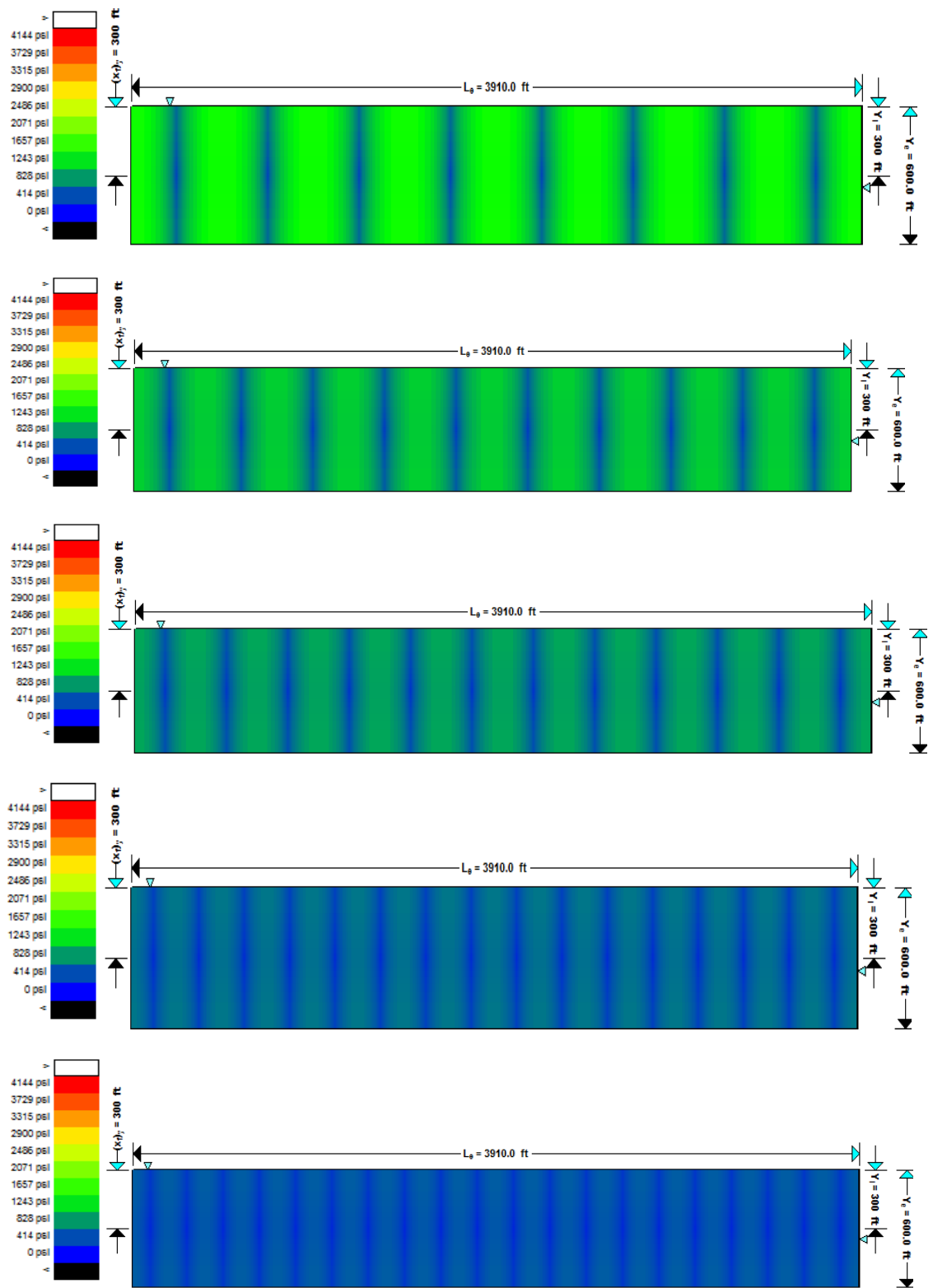


Figura 108. Esquemas del comportamiento del drenaje de las fracturas en cada arreglo.

6.6 INTERPRETACION DEL BALANCE DE MATERIA ESTATICO Y DINAMICO

Luego de llevar a cabo el pronóstico a 10 años y de haber elegido el arreglo 3 como el mejor, se realizó el balance de materia con los datos de producción y de presión obtenidos en la sección 6.5. Para ello, se analizaron dos escenarios:

- a. Hacer el balance utilizando los datos de presión y producción por pozo (caudal y presión de flujo) y la presión promedio del yacimiento.
- b. Hacer el balance utilizando los datos de producción y presión por campo (caudal de todos los pozos, presión promedio del yacimiento) y la presión de flujo de cada pozo.

Las figuras 109, 110, 111, 112 muestran los balances de materia estáticos y dinámicos obtenidos del simulador.

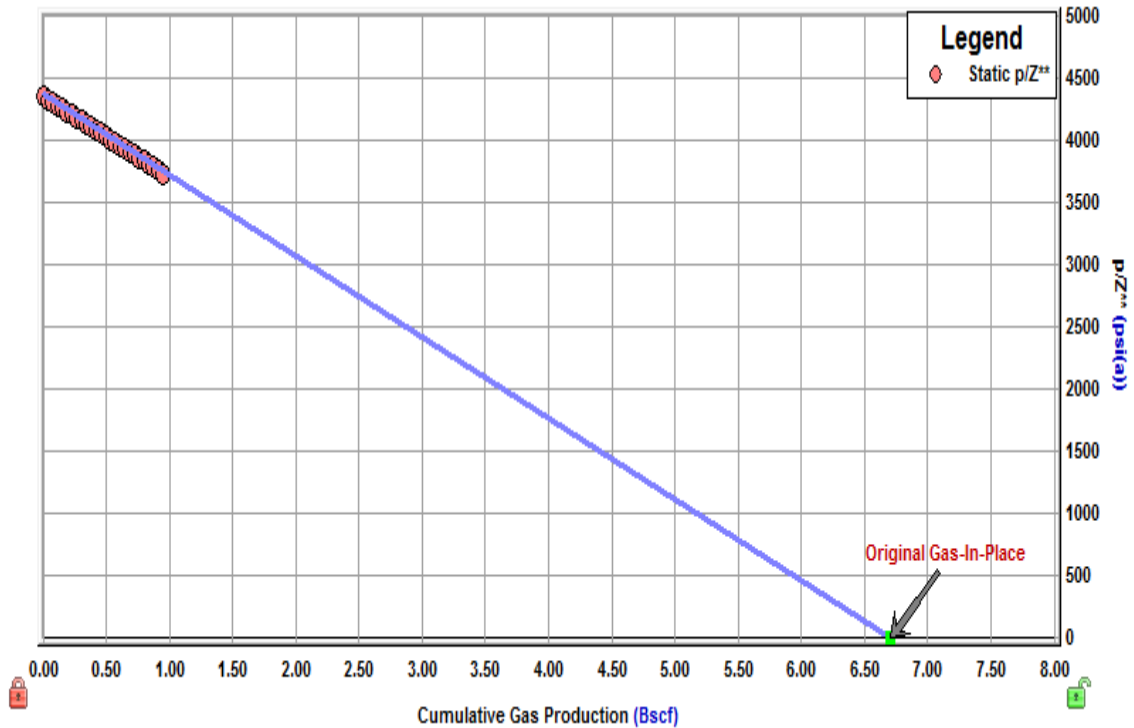


Figura 109. Balance de materia estático para el escenario 2.12 a.

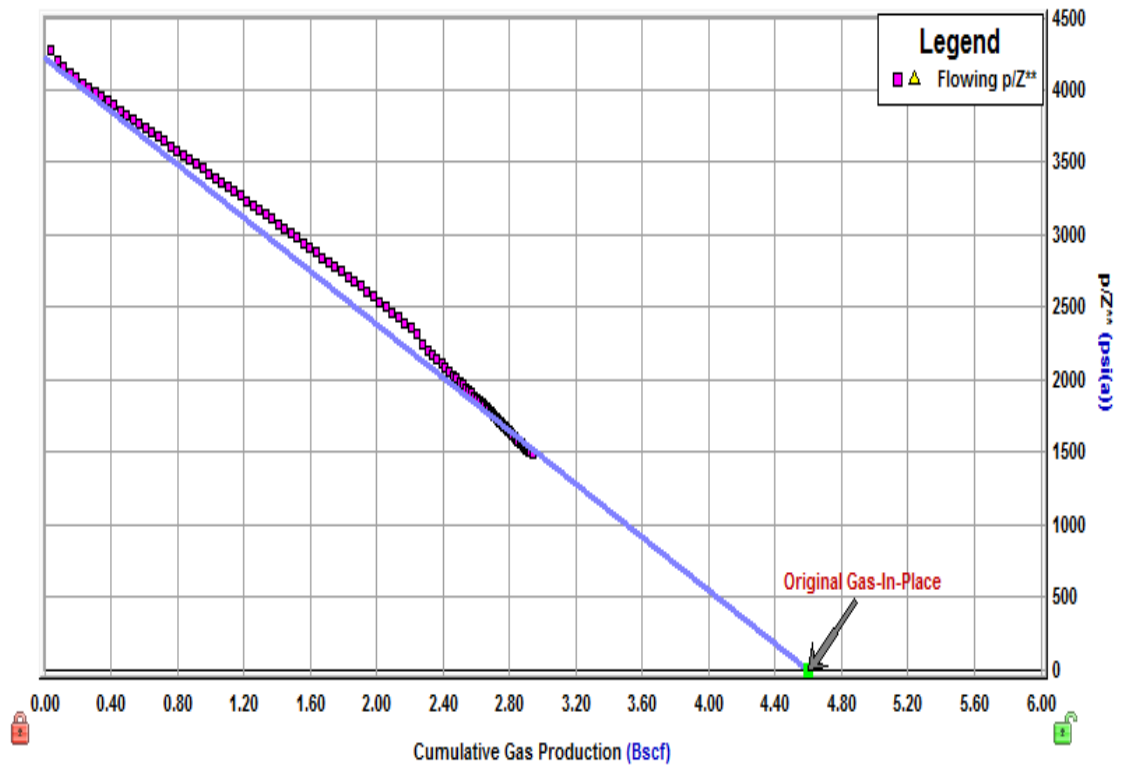


Figura 110. Balance de materia dinámico para el escenario 2.12 a.

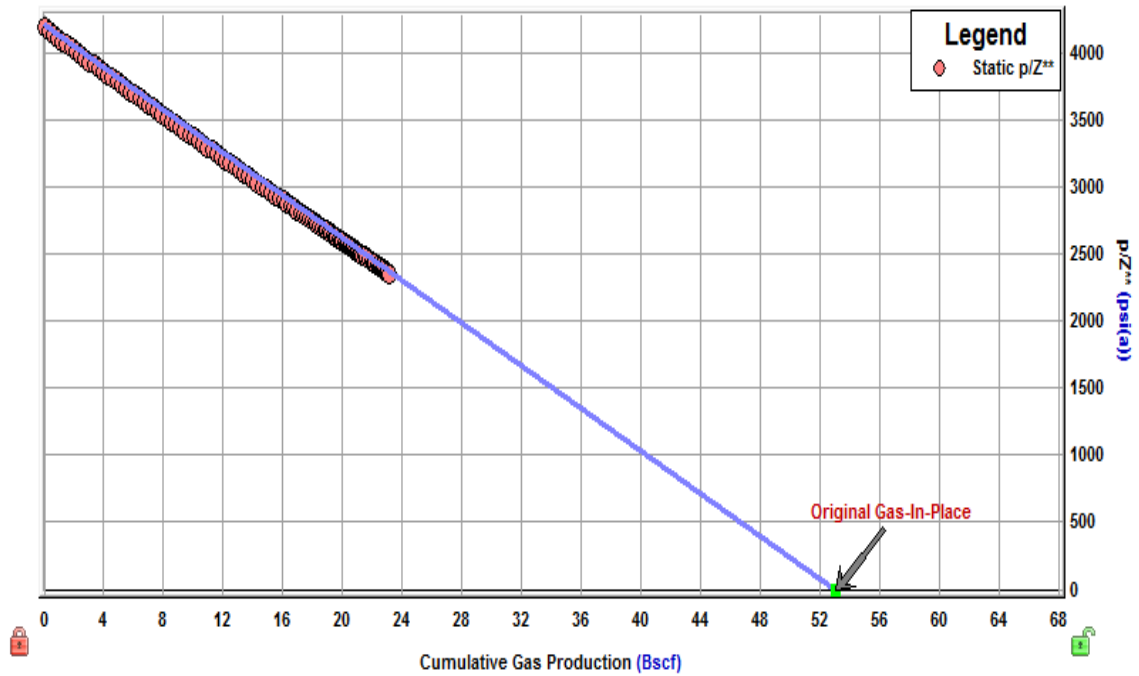


Figura 111. Balance de materia estático para el escenario 2.12 b.

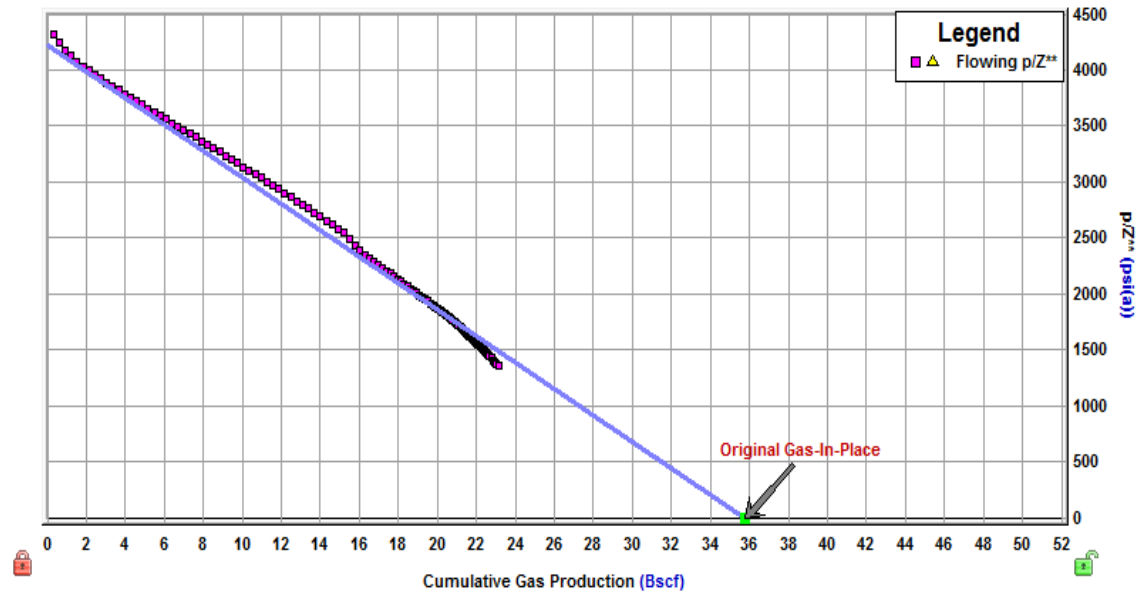


Figura 112. Balance de materia dinámico para el escenario 2.12 b.

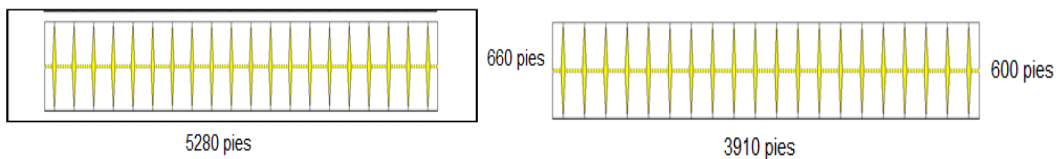
Los resultados obtenidos son mostrados en la tabla 13.

Figura	Área (acres)	Área (pies ²)	GOES (MMpcs)
90	80	5280 x 660	6744
91	55	3910 x 600	4598
92	640	5280 x 5280	52998
93	432	(3910 x 600) x 8	35772

Tabla 13. Resultados de los balances de materia para los escenarios a y b.

Según la tabla 13, se observa que el balance de materia estático calcula el área total, ya sea a nivel de pozo (escenario a) o a nivel de campo (escenario b), mientras que con el balance dinámico se determina la zona estimulada (SRV). En la figura 113 a se muestra el área total del pozo y en la figura 113 b el área estimulada.

Figura 113. Esquemas que indican el área total (a) y estimulada (b) del pozo.



6.7 ANALISIS DE RESULTADOS

6.7.1 ESTIMACION DEL GAS ORIGINAL INICIAL Y EL AREA DE DRENE

Después de haber realizado los balances de materia y el cálculo del área de drenaje, con base a las tablas de resultados 4, 6, 8 y 9 se calcularon los errores con respecto al método volumétrico para cada uno de los casos y se graficaron como se muestra en las figuras 114 y 115.

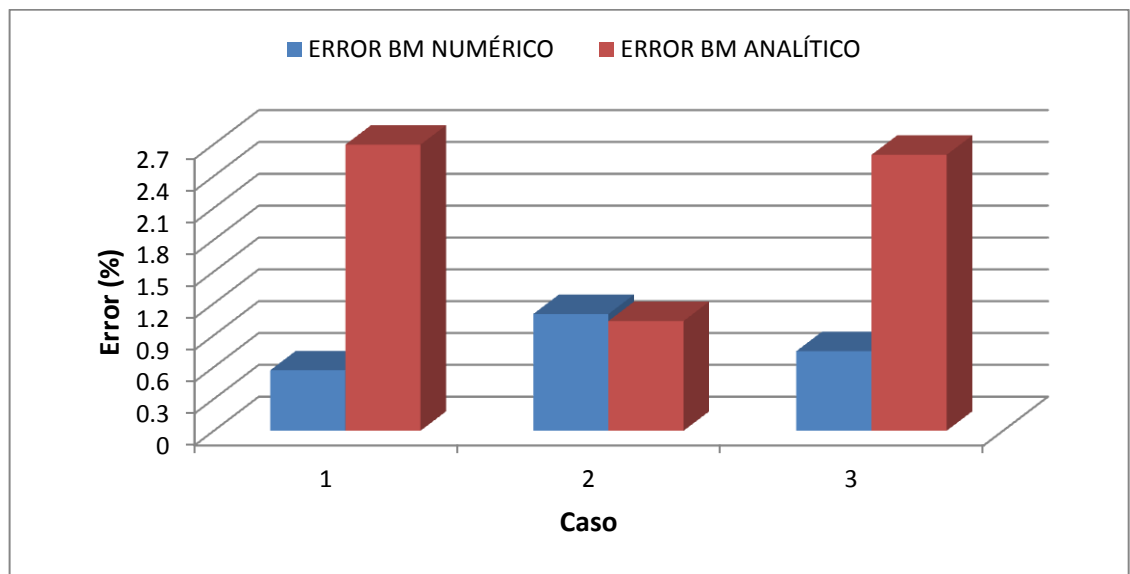


Figura 114. Comparación entre los errores del balance de materia numérico y analítico.

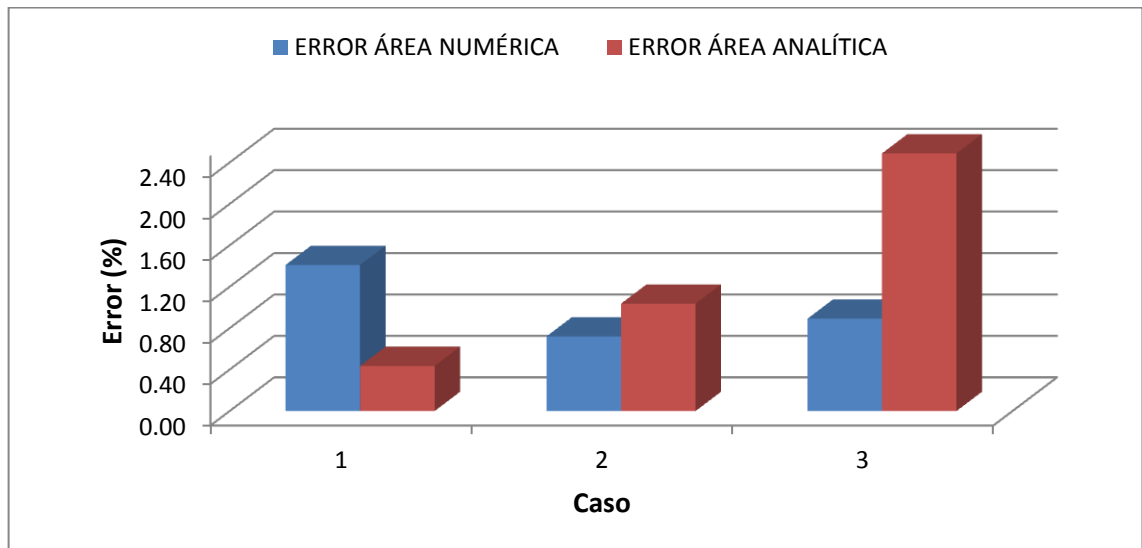


Figura 115. Comparación entre los errores del área numérica y analítica.

De acuerdo a la figura 114, se puede establecer que el balance de materia en los tres casos presenta un error menor al 3%, por lo que brinda confiabilidad y el valor de G es correcto.

Al igual que el balance de materia, el valor estimado del área en cada uno de los casos es confiable con cualquiera de las técnicas utilizadas, según la figura 115 ya que el error es menor al 3%.

6.7.2 EVALUACION DE LOS INDICES DE EMPUJE

Después de haber evaluado la incidencia de los mecanismos de empuje en el yacimiento, se analizó el aporte de cada uno de ellos en términos del factor de recobro, como se aprecia en la figura 116.

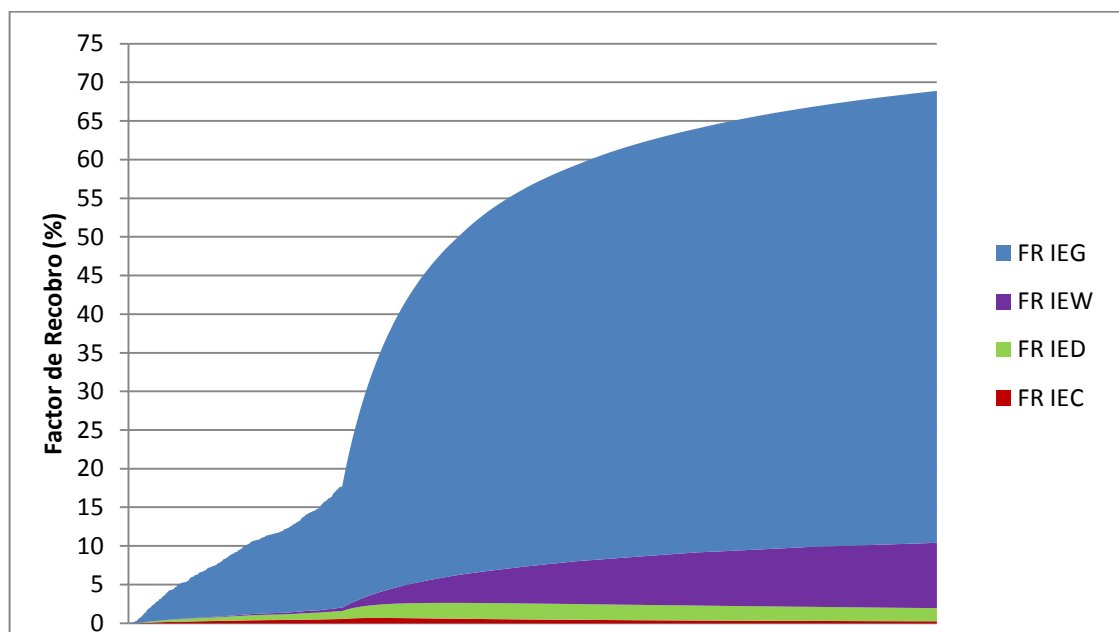


Figura 116. Influencia en el factor de recobro de cada mecanismo de empuje.

De acuerdo a la figura 116, claramente se observa que el mecanismo de producción dominante en el yacimiento es el de expansión de gas, seguido por el empuje hidráulico, la desorción y la expansión de la roca y los fluidos residuales.

La caída de presión en el yacimiento causa que se libere el gas adsorbido dentro de la matriz del shale a medida que se acerca a la presión de Langmuir, es decir que una vez liberado, el gas aporta al mecanismo de expansión.

6.7.3 SELECCIÓN DEL MEJOR ARREGLO DE POZOS

A partir de la metodología desarrollada en la sección 6.5.5, se obtuvo la tabla 14 en la cual se observan los resultados económicos y de producción al cabo del pronóstico realizado. Los resultados de la tabla fueron graficados y se muestran en la figura 117.

ARREGLO	No. DE FRACTURAS	VPN máximo (MMUS\$)	PRODUCCIÓN ACUMULADA (Bpcs)	FACTOR DE RECOBRO (%)
1	8	15.34	18.42	34.63
2	10	21.14	21.58	40.57
3	12	22.73	23.11	43.44
4	16	19.35	23.31	43.82
5	20	17.06	23.98	45.08

Tabla 14. Resultados de la producción acumulada, factor de recobro y valor presente neto del proyecto al final del pronóstico.

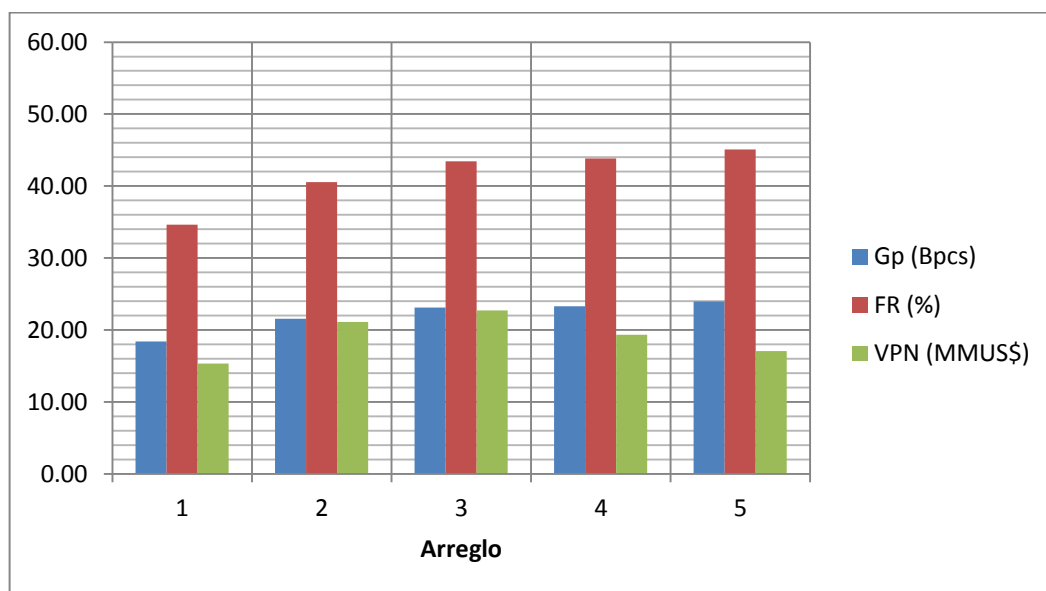


Figura 117. Gas producido, factor de recobro y valor presente neto de cada proyecto.

De acuerdo a la tabla 14 y a la figura 117, se selecciona como mejor proyecto el arreglo 3, ya que éste representa el escenario más óptimo desde el punto de vista técnico y económico. Aunque el factor de recobro es menor que el de los arreglos 4 y 5, la diferencia no es tan significativa, además de que representa una mayor rentabilidad al cabo de los 10 años, es decir, un VPN mayor.

7. DESCRIPCIÓN DEL MODELO A SIMULAR PARA FRACTURAMIENTO HIDRAULICO

7.1 Descripción del yacimiento

Se tienen datos reales de un pozo del campo A el cual queda situado en Canadá de los cuales se tienen los siguientes datos del yacimiento:

Porosidad, ϕ	7.7 %
Permeabilidad, k	700 nano darcy
Espesor, h	100 pies
Compresibilidad de la formación, cf	5.4e-6 1/psi
Temperatura, T	167 °f
Presión, p	2769 psi
Densidad de la roca, ρ_r	89.5941 lb/pie ³
Volumen de Langmuir, vl	120 pie ³ /ton
Presión de Langmuir, pl	800 psi
Módulo de Young, E	2.6e6 psi
Relación de Poisson, ν	0.31

Tabla 15. Propiedades del yacimiento

La información que se tiene del pozo es el historial de producción y el completamiento. A continuación se va a mostrar los datos.

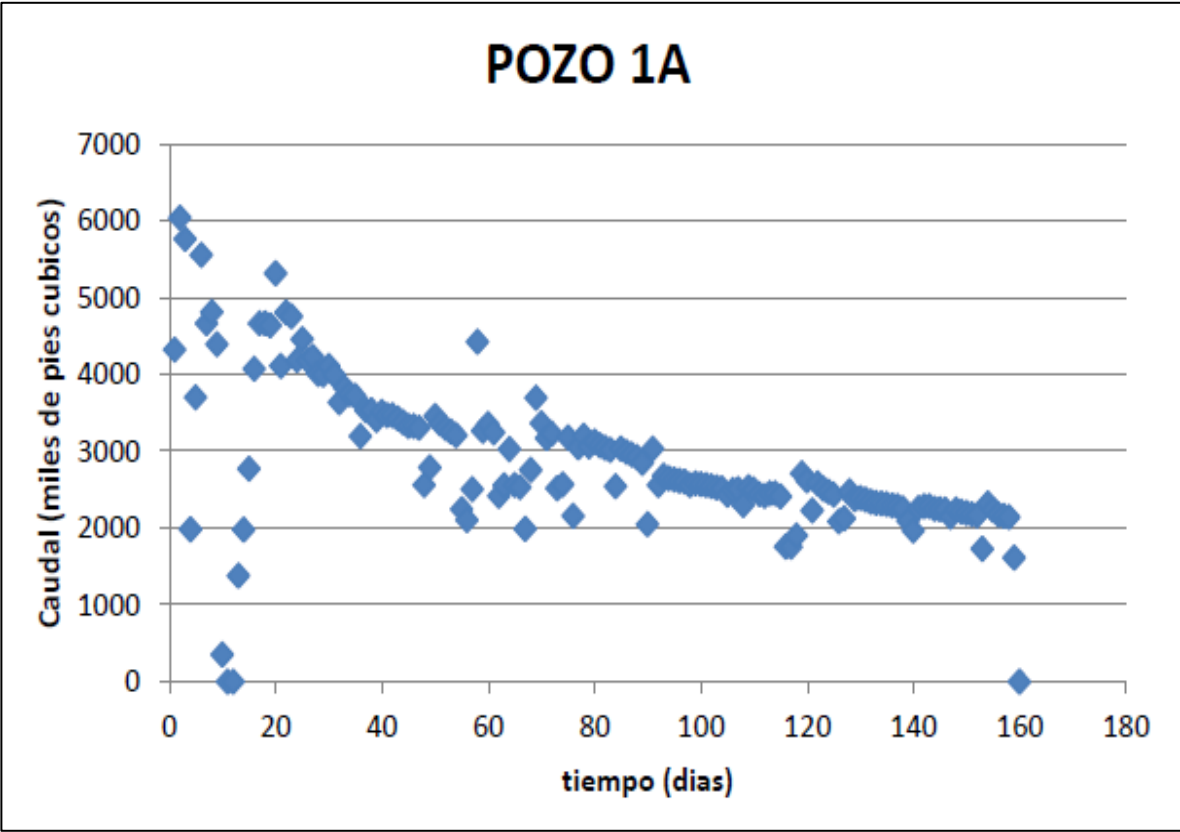


Figura 118. Histórico de producción pozo 1A

El completamiento del pozo es el siguiente:

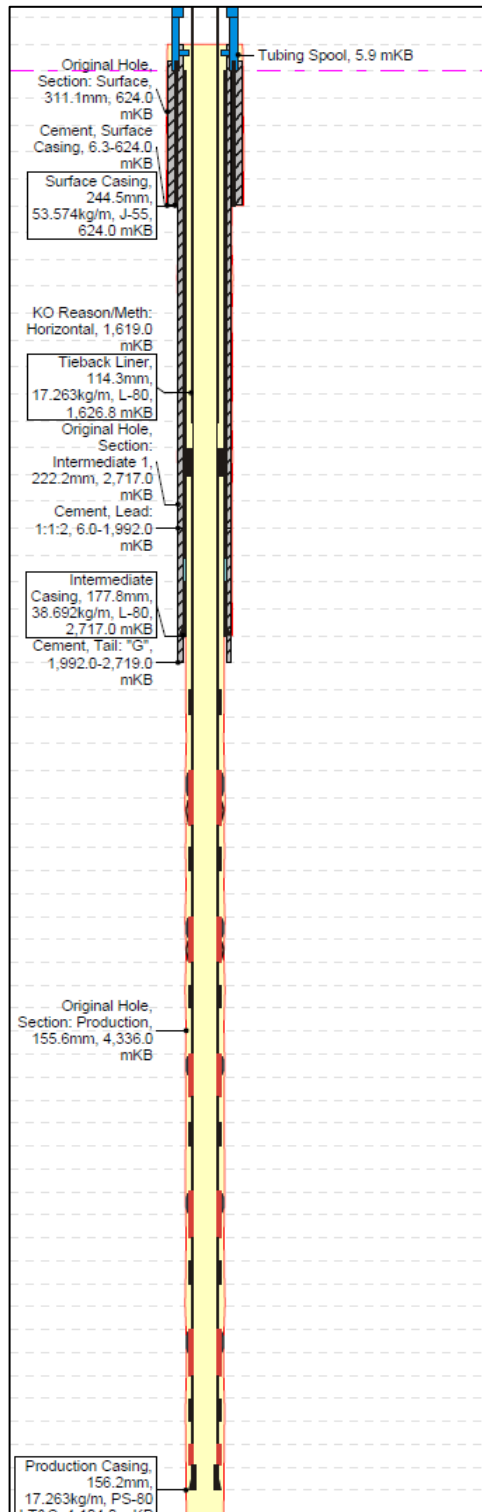


Figura 119. Estado mecánico para el pozo 1A.

7.1.1 Modelo de simulación

Las siguientes son las características del pozo:

Longitud	2520 pies
Profundidad	5680 pies
Número de fracturas	6
Longitud media de fracturas	450 pies

Tabla 16. Propiedades del pozo.

Ya teniendo todos los datos del yacimiento y de los pozos se procede a montar el modelo en el simulador, en este caso se usó el CMG con el módulo GEM el cual es un simulador composicional pero a su vez es un geomecánico, también estos dos pozos se evalúan por separado ya que su ubicación dentro del yacimiento y la información de sus alrededores no se tiene disponible. Después de diseñar el modelo tenemos:

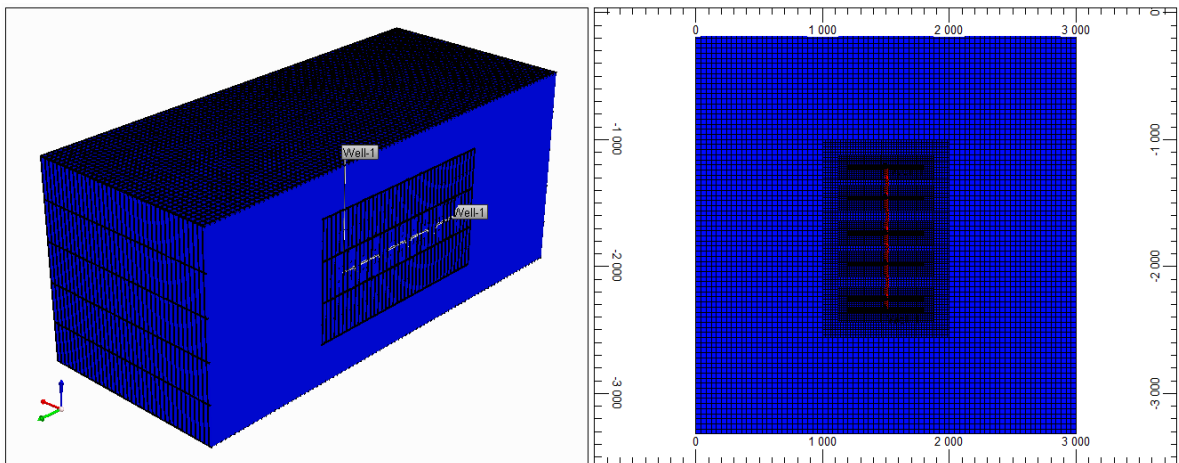


Figura 120. Modelo de simulación 1.

Para el caso se tuvo que hacer un refinamiento local para las fracturas para que el simulador tuviera la estabilidad necesaria para poder correr, este refinamiento se determinó con una serie de simulaciones teniendo en cuenta principalmente la estabilidad y la velocidad a la cual realizaba el proceso; para el pozo se tiene un refinamiento óptimo, está refinamiento quedó con 3 celdas en todas las direcciones alrededor de la fractura y de 2 celdas en todas las direcciones después de éste, así llegando a 140000 celdas para el modelo 1A. Aun con este refinamiento la inestabilidad hace que el tiempo por paso de simulación fuera muy pequeño alrededor de 1×10^{-3} días con un total de 16 a 32 horas de simulación por modelo.

7.1.2 Ajuste histórico

Ahora el paso siguiente es hacer un cotejo histórico para calibrar el simulador y el modelo especialmente en las propiedades que se desconoce como lo son el ancho de fractura y la conductividad de ella; después de este proceso hacemos una predicción con las condiciones actuales para 2 años. Se ha puesto en el simulador para cada día el tiempo en horas de producción para poder tener un mejor cotejo. Durante el proceso se modificaron varios parámetros de la fractura entre ellos las siguientes: longitud de fractura, conductividad y ancho de fractura. Se estimó la longitud máxima de esta por medio de la ecuación de Nordgren:

$$L = 0.68 \left(\frac{Eq_i^3}{(1-\nu)\mu h^4} \right)^{\frac{1}{5}} * t^{\frac{4}{5}} \quad (\text{Ec. 7.1})$$

Dónde:

E = módulo de Young

q_i = caudal de inyección constante

ν = relación de Poisson

μ = viscosidad del fluido inyectado

h = espesor de la formación a fracturar

t = tiempo de bombeo

Teniendo en cuenta que el consumo de agua por fractura para un pozo de gas de lutitas es de alrededor de 500000 galones, vamos a calcular la longitud máxima la cual se va a tener con estas condiciones de módulo de Young y relación de Poisson.

$E = 2.6 \times 10^6$

$q_i = 100000 \text{ bbl/hr}$

$\nu = 0.31$

$\mu = 10 \text{ cp}$

$h = 100 \text{ ft}$

$t = 5 \text{ hrs}$

$$L = 0.68 \left(\frac{2.6e6 * 10000^3}{(1 - 0.31) * 10 * 100^4} \right)^{\frac{1}{5}} * 5^{\left(\frac{4}{5}\right)}$$

$$L = 800.22 \text{ ft}$$

Ya teniendo la longitud máxima calculada se tiene el máximo al cual se va a llegar con el modelo, si se tuvieran los datos de micro sísmica no se tendría que calcular esta longitud ya que ella nos podría dar la longitud y la complejidad de la fractura

Durante este estudio se corrieron varios modelos de fractura para encontrar el mejor ajuste, estos primeros modelos se corren para saber cual seria el rango más aproximado para poder hacer más rápidamente el ajuste histórico; de este ejercicio tenemos la siguiente gráfica:

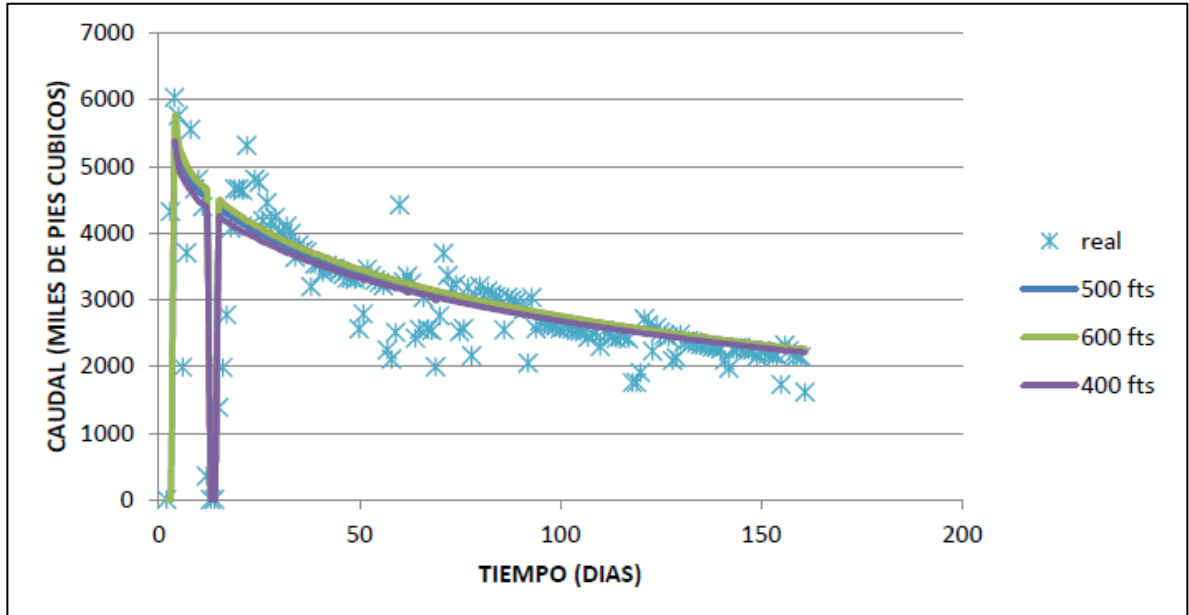


Figura 121. Ajuste diferentes longitudes de fracturas.

Después de esta primera aproximación se refina aún más el modelo considerando todos los cierres y restricciones en la producción que tienen los datos reales, estos cierres no son programados, estos se llevaron a cabo por fallas.

Después de modificarle las propiedades de la fractura para el pozo 1A tenemos:

Longitud de fractura	450 pies
Conductividad de fractura	7.5×10^2 md
Ancho de fractura	5 pies

Tabla 17. Propiedades de la fractura.

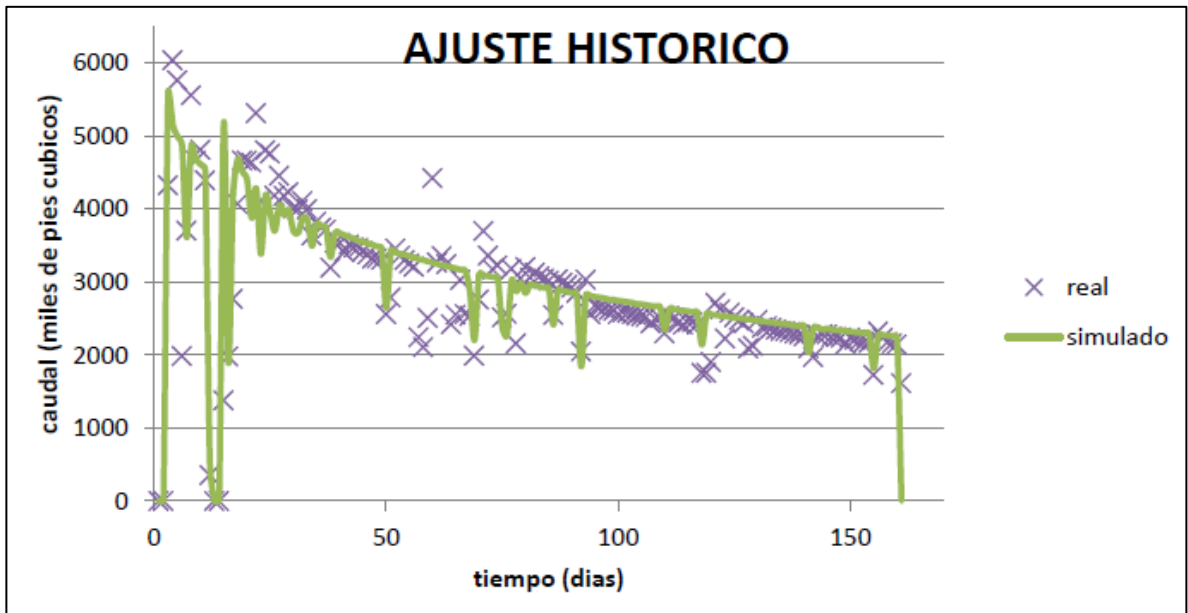


Figura 122. Ajuste histórico del pozo A1.

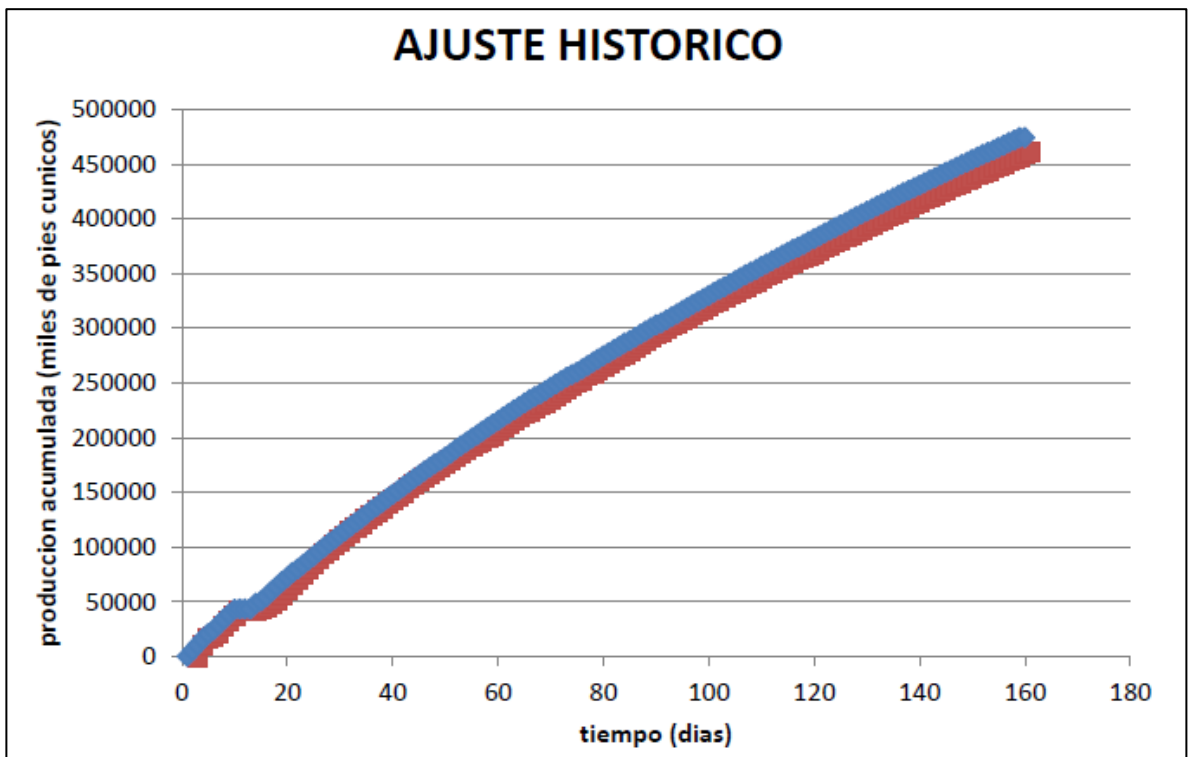


Figura 123. Ajuste histórico producción acumulada.

El simulador no tiene la posibilidad de ponerle la compactación de la fractura hidráulica y cierre, se dice que la diferencia que hay entre el modelo simulado y el original es por efecto de la compactación de la fractura.

7.1.3 Pronóstico

Después de tener el ajuste histórico se hace una predicción a 2 años imprimiendo un reinicio en la data de la simulación del ajuste histórico con mejor tendencia, esta predicción se hace sin tener en cuenta cierres por fallas en el pozo o en las facilidades. Esto se hace para tener una mejor velocidad en la simulación de los casos de optimización, reduciendo de esta manera 6 horas el tiempo de máquina por modelo. Este se hace a dos años para poder tener una mejor visión de cómo se comporta la producción y como declina con el modelo que se tiene actualmente y así poder hacer una predicción con diferentes arreglos.

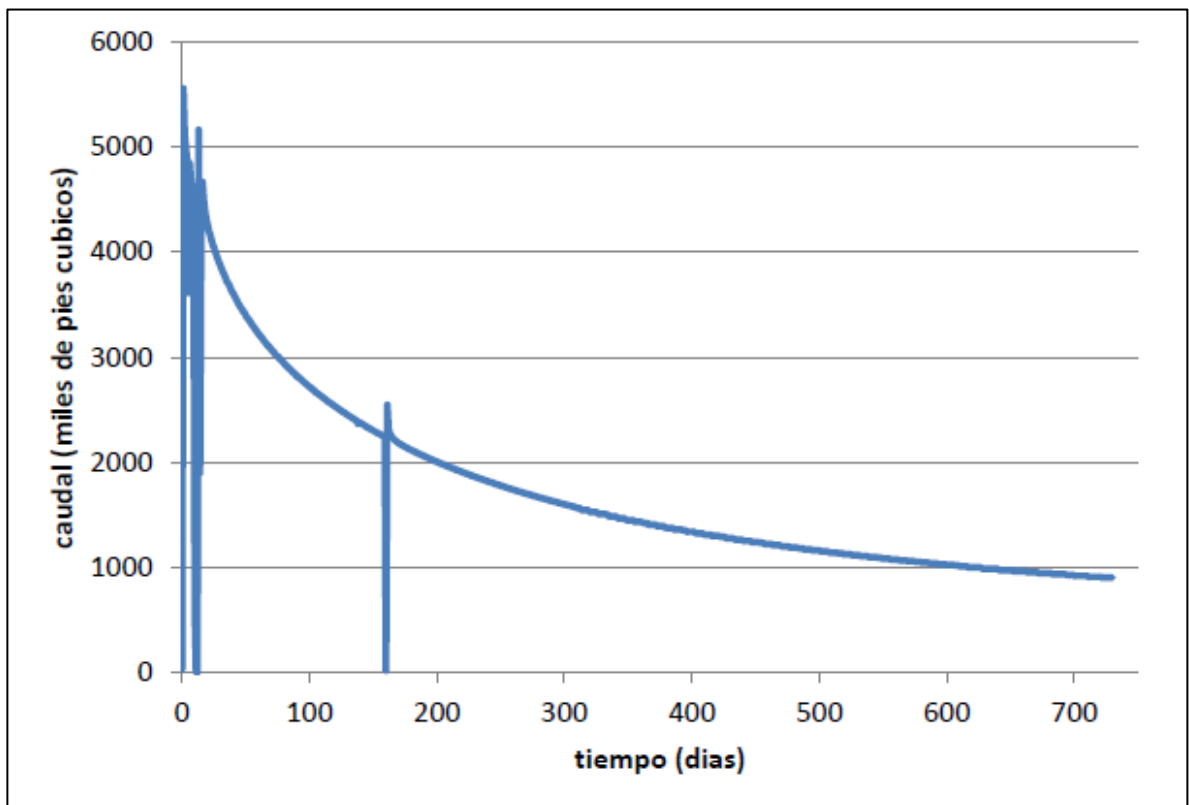


Figura 124. Predicción de producción.

Al final se ve el impacto de la optimización en la producción acumulada de gas en este tiempo.

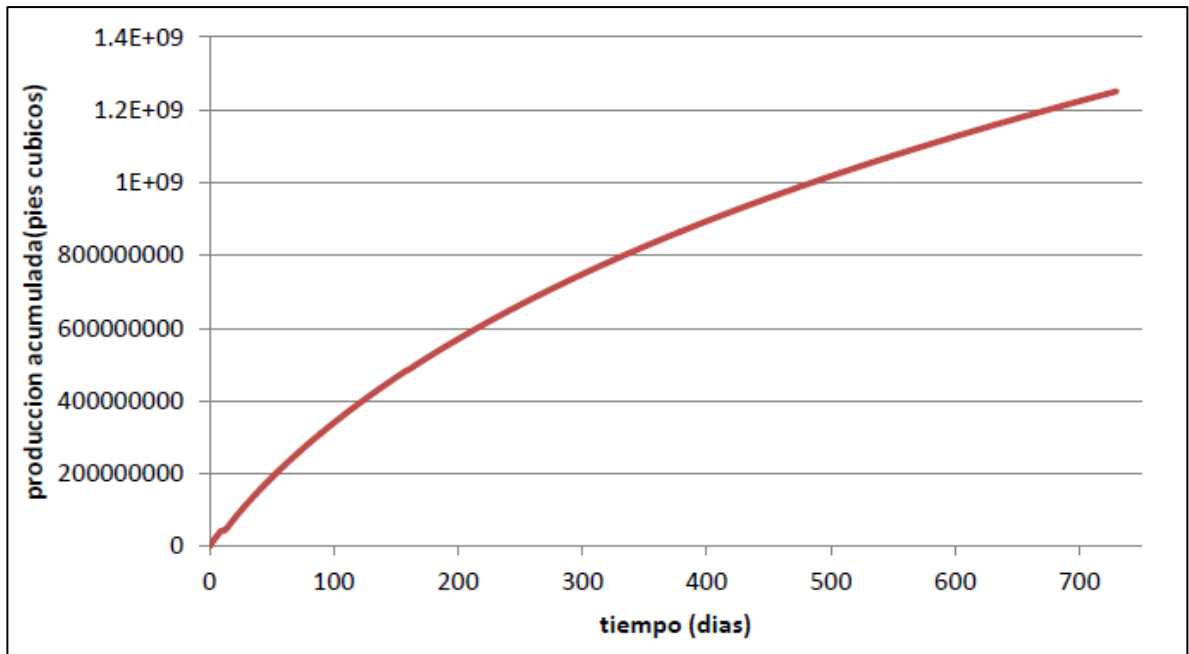


Figura 125. Producción acumulada.

Después de 2 años de producción se tiene el siguiente perfil de presión:

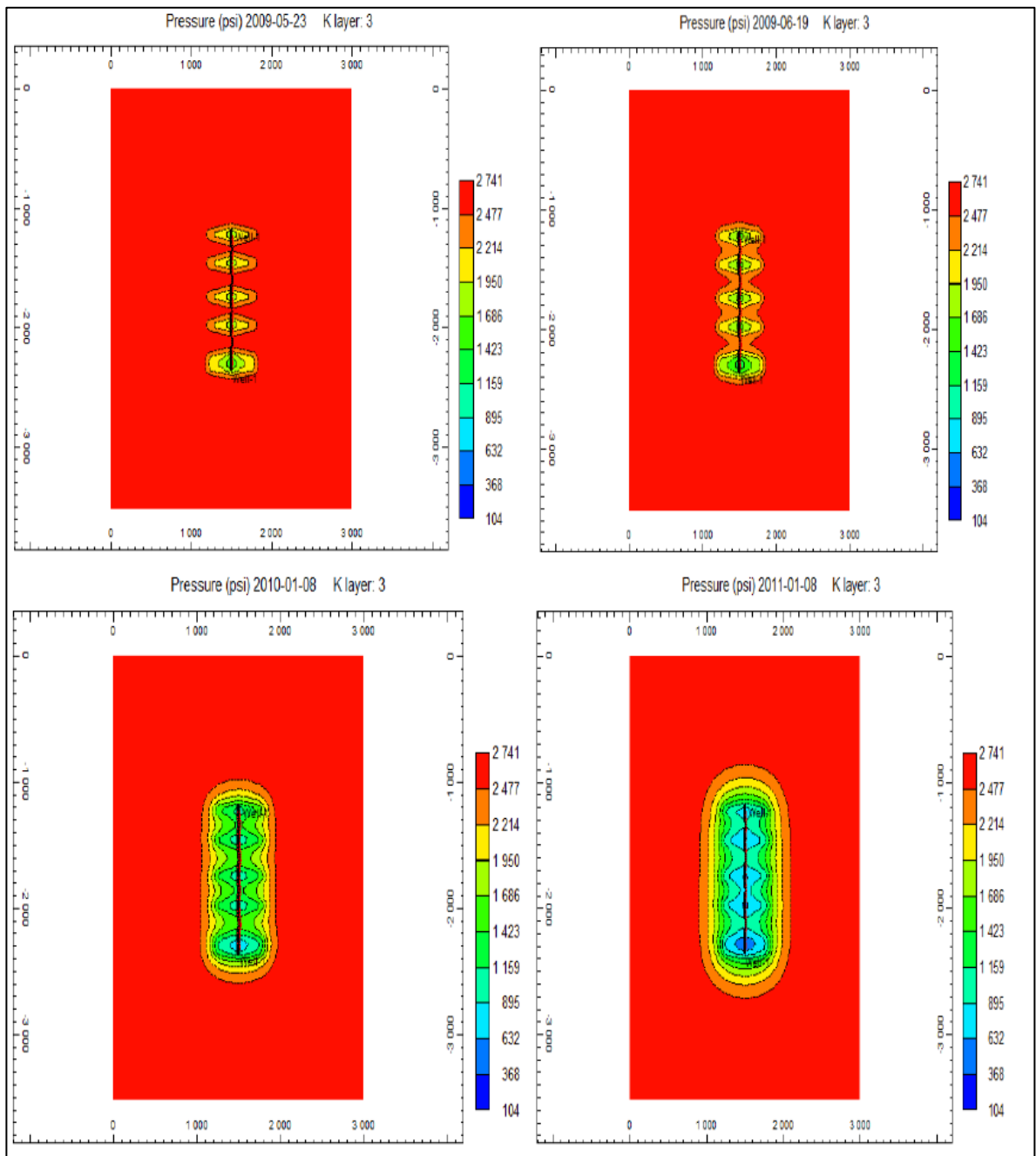


Figura 126. Perfil de presión en diferentes tiempos.

7.2 OPTIMIZACIÓN

7.2.1 Criterios de Optimización

Para hacer la optimización del modelo que se está simulando, se tiene en cuenta que las propiedades de las fracturas van a ser iguales para todos los modelos independientemente de su número. En este estudio se omite la geomecánica de la roca para los efectos de acumulación de esfuerzo por fracturamiento masivo; pero si se tiene en cuenta por regla general que a fracturamientos de menos de 100 pies se presenta un fenómeno llamado *stress shadowing*- referenciado en el paper SPE 147363 por Nangel y Sachez “ Stress Shadowing and Microseismic Events: A Numerical Evaluation”; que consiste en un cambio de orientación en los esfuerzos ocasionando que la dirección de la fractura cambie y sea paralela al pozo; en lugar de ser perpendicular; ya que ésto produce la pérdida de un porcentaje del área de contacto. Este efecto se presenta cuando se realiza una fractura y alrededor de la fractura se genera una zona de alto esfuerzo que se acumula en función del número de fracturas y el espaciamiento entre las fracturas.

Se eligen dos casos base: El primero es el modelo de fracturas igualmente espaciadas y el segundo es el arreglo de fracturas por pares. El último tiene un espaciamiento mínimo por par y se encuentran igualmente espaciados entre par y par, facilitando el análisis de la interferencia entre fracturas, cuyo efecto se observa en la producción del pozo.

7.2.2 Modelos a Simular

Para asegurarse que el modelo óptimo si es el adecuado se empieza con un modelo de cinco fracturas lo cual permite visualizar el aumento de producción a partir de un estado anterior al modelo real en lo que concierne al número de fracturas.

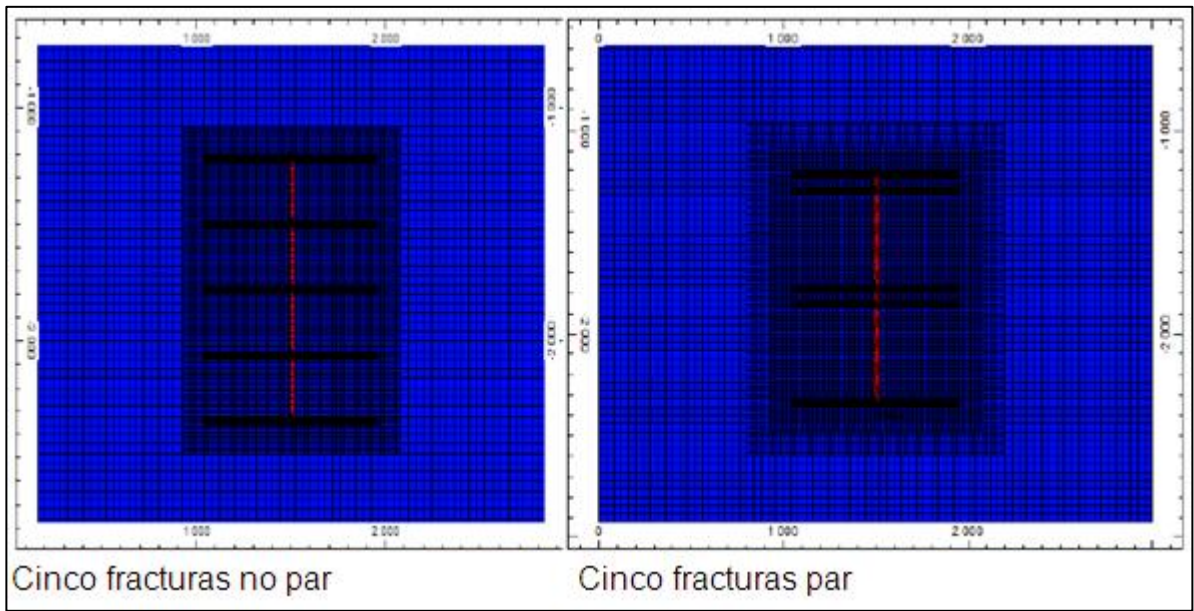


Figura 127. Modelo de simulación 5 fracturas.

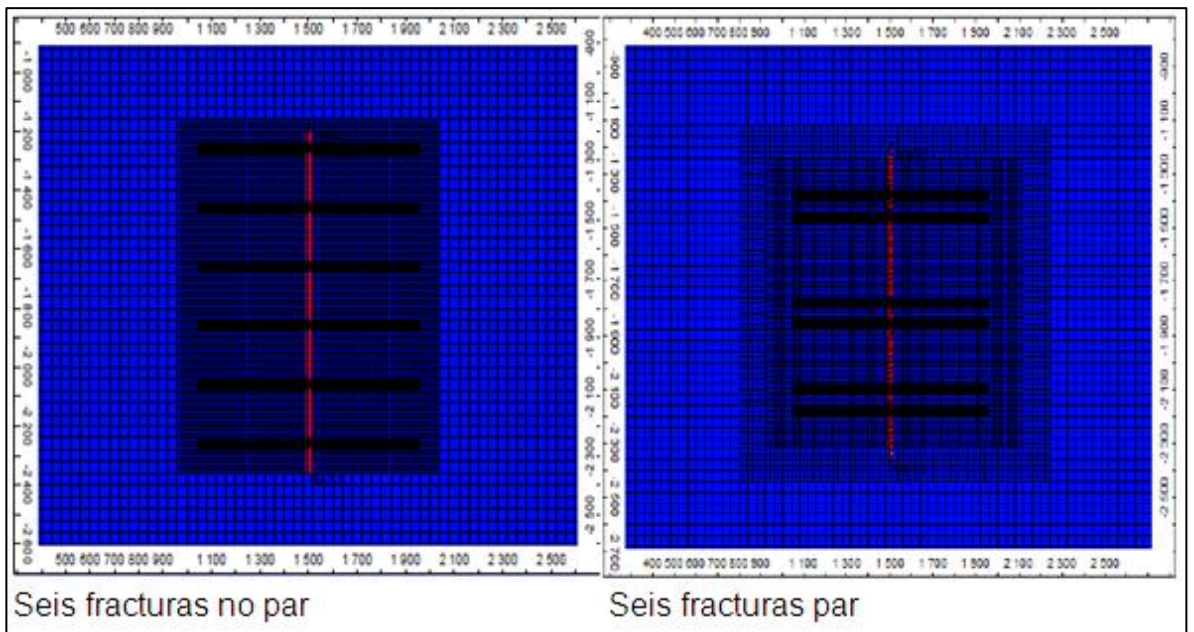


Figura 128. Modelo de simulación 6 fracturas.

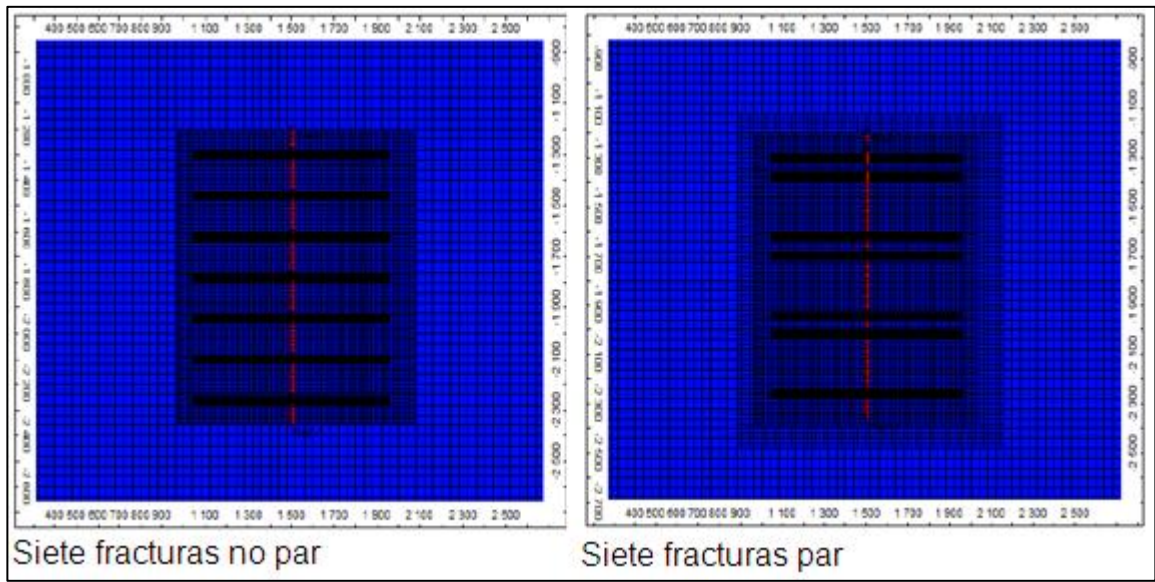


Figura 129. Modelo de simulación 7 fracturas.

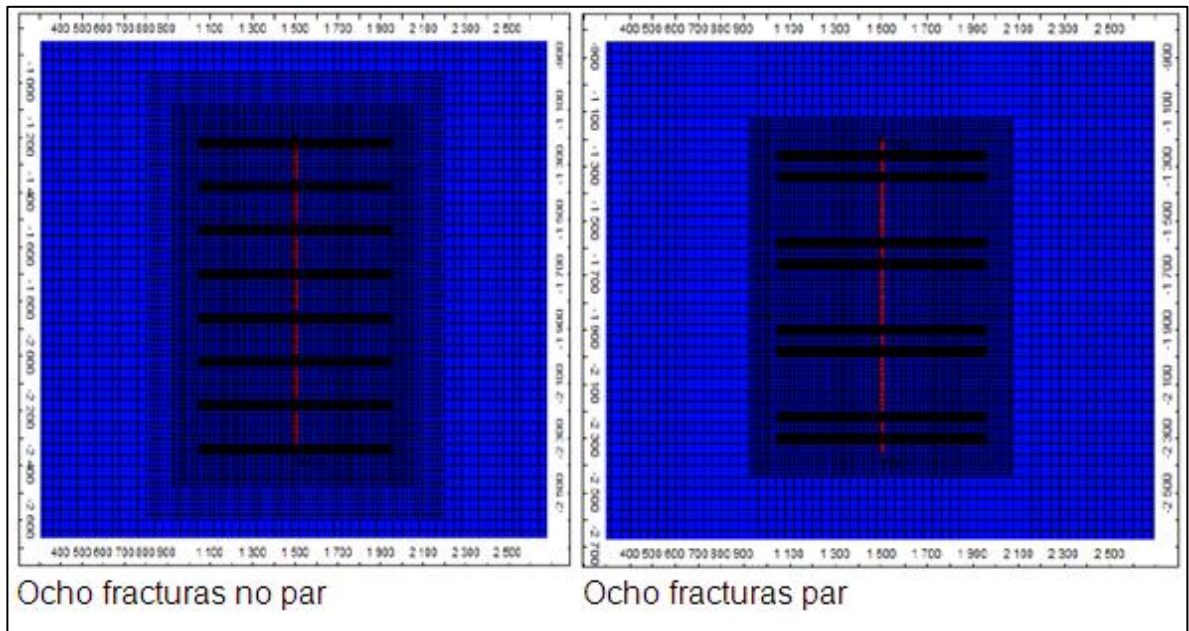


Figura 130. Modelo de simulación 8 fracturas.

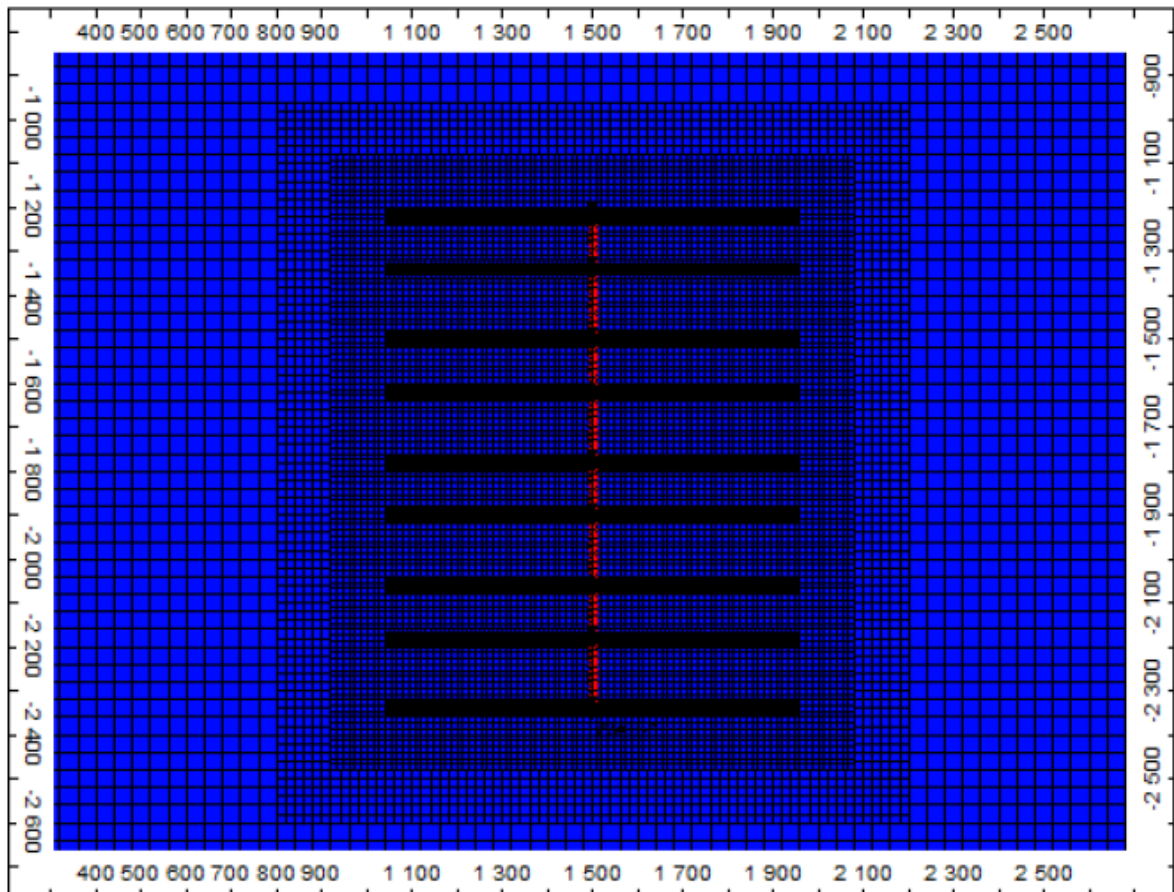


Figura 131. Modelo de simulación 9 fracturas.

Para el modelo de nueve fracturas no se le hizo el par ya que se generaba demasiada inestabilidad por la cercanía de las fracturas, el cambio de la presión y de la saturación era muy crítica, igual el espaciamiento entre fracturas es de 80 pies y con este modelo se corre el peligro de tener un cambio en la dirección del esfuerzo y generar un giro en la dirección de los esfuerzos.

7.2.3 Resultados de la Simulación

Después de haber corrido los modelos la mejor manera de visualizar los resultados es con la gráfica del acumulado de la producción contra el tiempo, de cada uno de los modelos cotejados contra el caso del ajuste histórico para así visualizar como ha ocurrido.

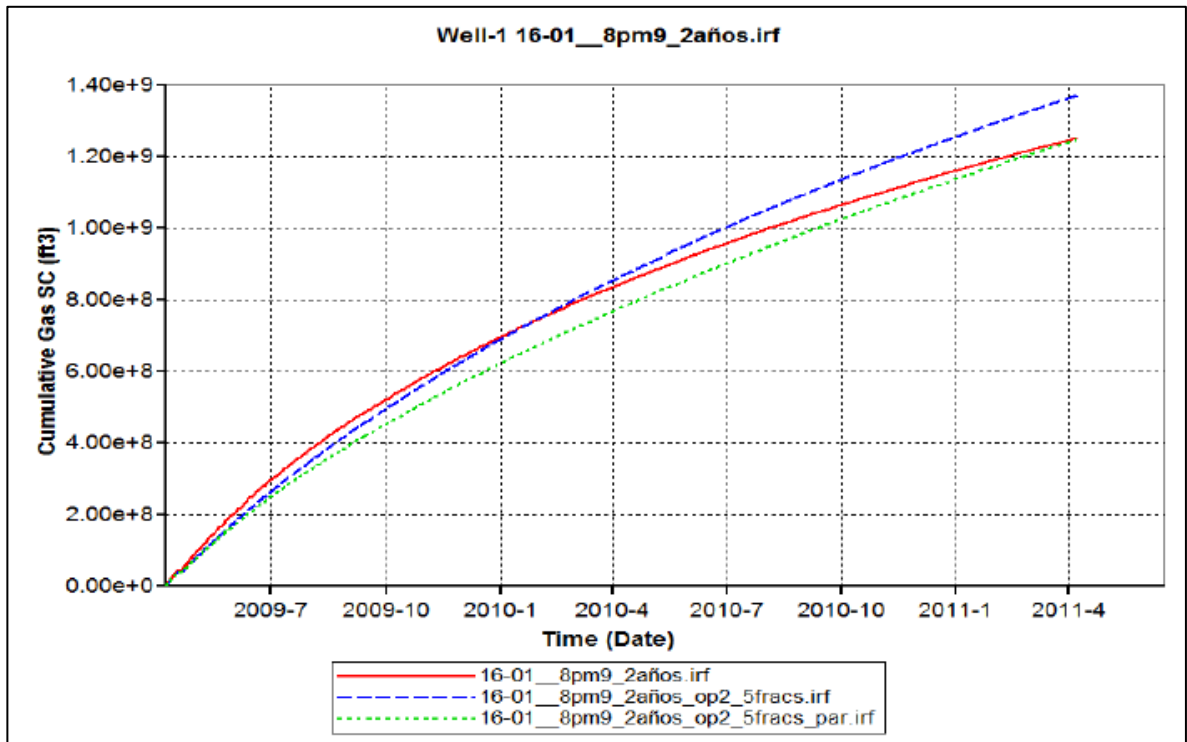


Figura 132. Caso de 5 fracturas.

Lo primero que se quiso comprobar fue que si con menor cantidad de fracturas y un buen espaciado habría la posibilidad de tener mejor producción por tener una buena área contactada y no tener riesgo de interferencias entre las fracturas, así que se generó el modelo de cinco fracturas y cinco fracturas par. Efectivamente con un modelo de 5 fracturas bien espaciadas donde su área de contacto no tenía interferencia produjo más que el modelo real de seis fracturas, pero el modelo de cinco fracturas par produjo menos y esto pudo haber sido por la interferencia, así como se esperaba.

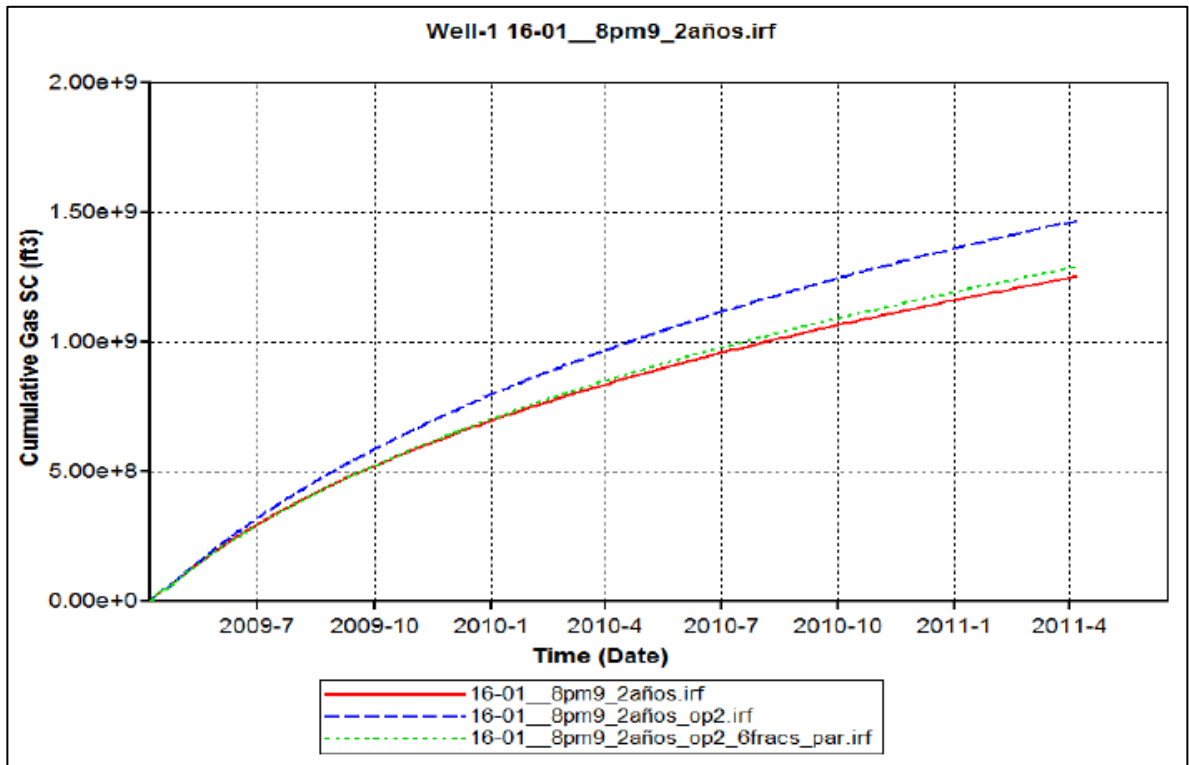


Figura 133. Caso de 6 fracturas.

Ahora para el caso de seis fracturas se encontró que tanto el modelo con fracturas par como el igualmente espaciado produjo más que el modelo real. Esto pudo haber sido por que el modelo par tuvo interferencia por un lado de la fractura y por el otro lado tuvo suficiente espacio para poder desarrollarse, se puede observar que tan solo moviendo la posición de las fracturas se obtiene un beneficio de 180 mm de pies cúbicos.

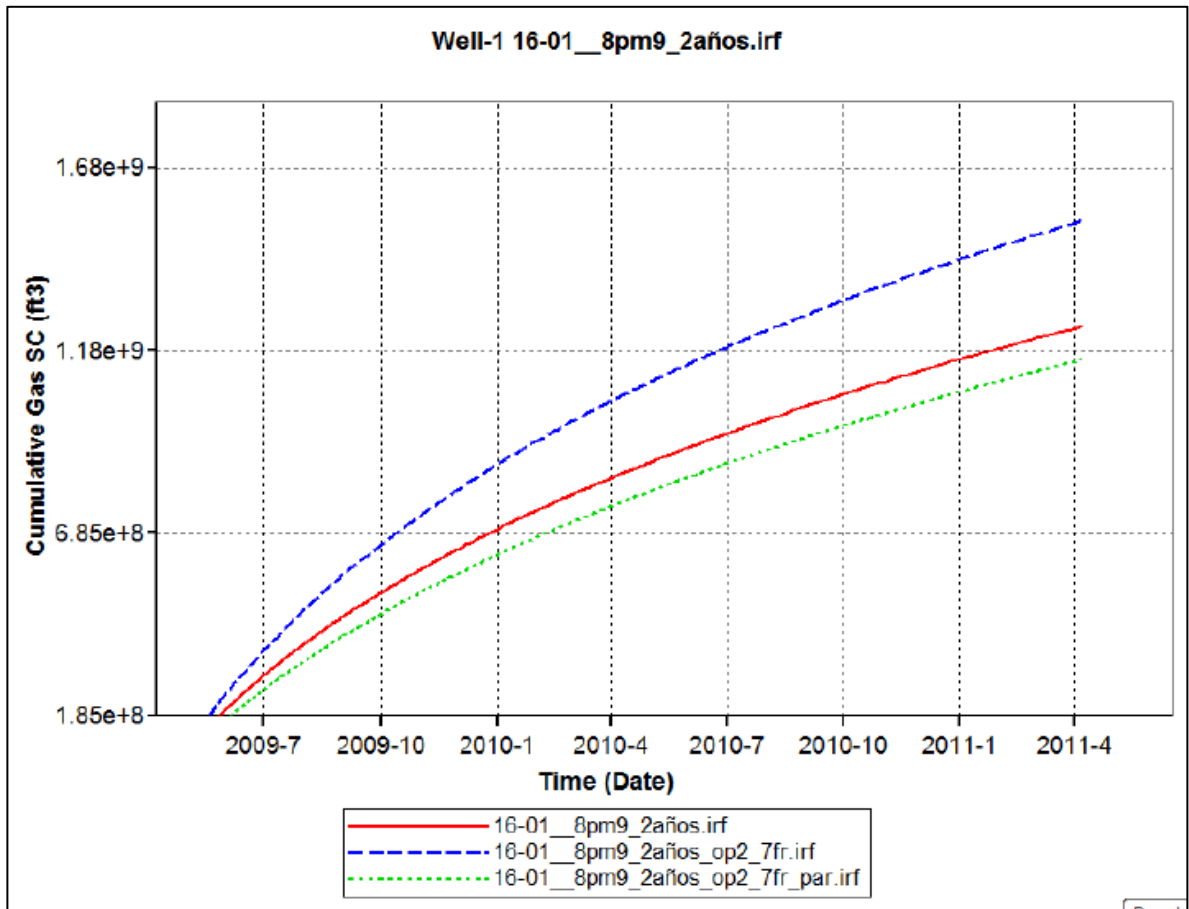


Figura 134. Caso de 7 fracturas.

Para este caso se ve que el modelo de las fracturas par produce menos que el modelo real y el igualmente espaciado mucho más que los dos últimos, se puede observar es como para el caso par la interferencia es un factor crítico para la producción tanto así que hay una diferencia de 380 mm de pies cúbicos entre los modelos de igual fractura, con esta gráfica ya se puede determinar que las simulaciones con modelos par producen menos que los que tienen un espaciamiento equilibrado.

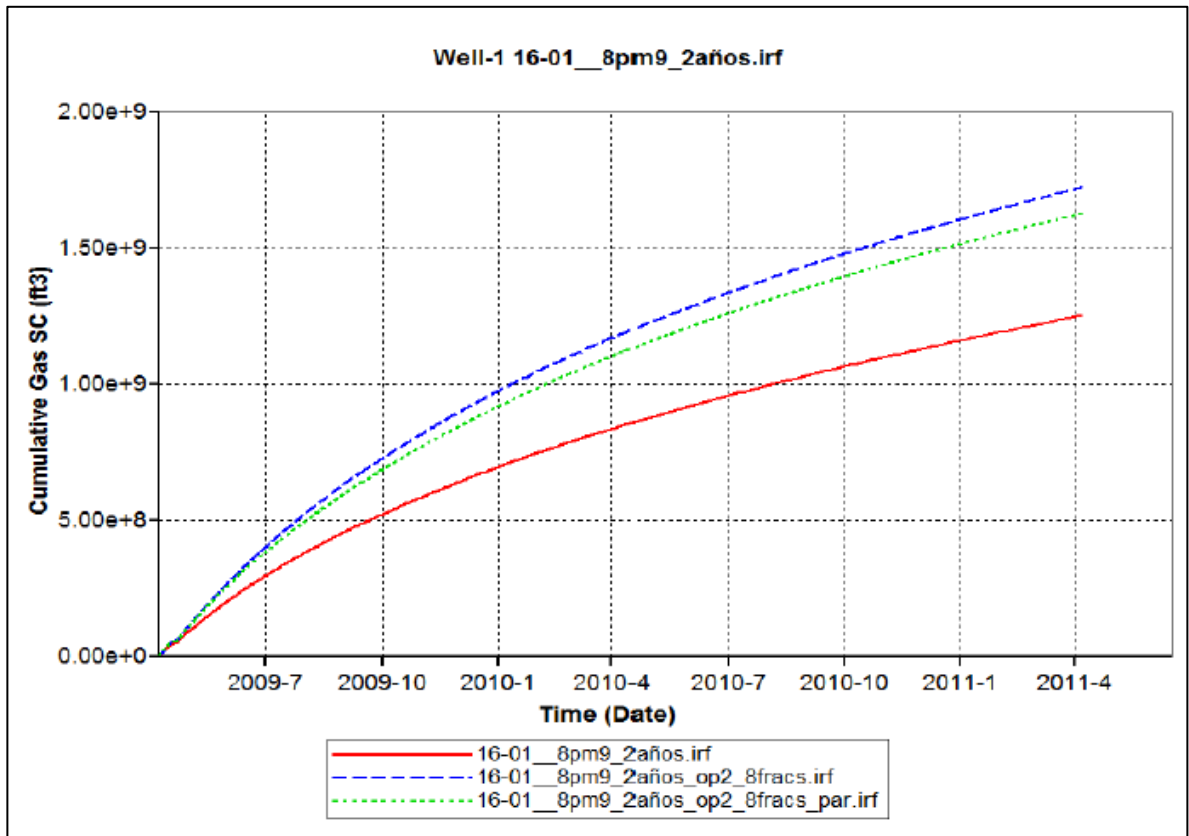


Figura 135. Caso de 8 fracturas.

A medida que la cantidad de fracturas va aumentando la diferencia entre el modelo par y el igualmente espaciado se va reduciendo ya que la interferencia entre las fracturas se aumenta a medida que el espaciamiento entre ellas se disminuye. Como se esperaba entre mayor cantidad de fracturas mayor acumulado en la producción y en comparación con el modelo real con el de ocho fracturas.

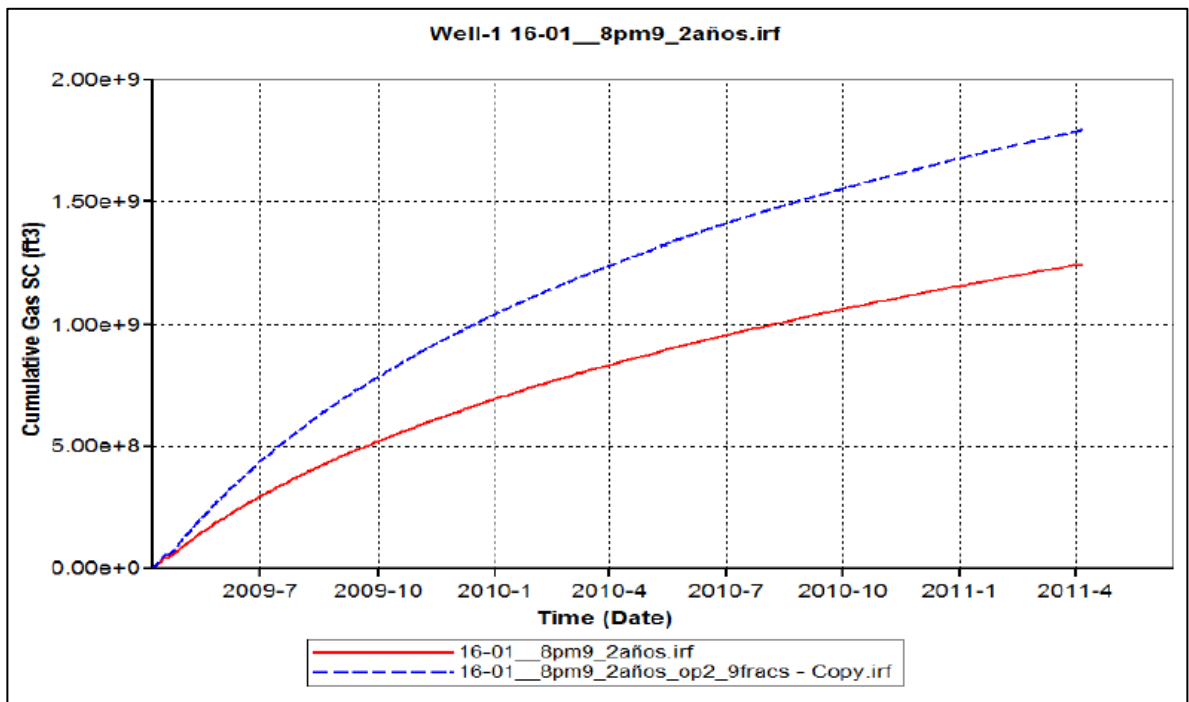


Figura 136. Caso de 9 fracturas.

Ya en este modelo de nueve fracturas la diferencia con el real es muy grande, el problema con este es que puede ocurrir lo anteriormente mencionado el *stress shadowing*.

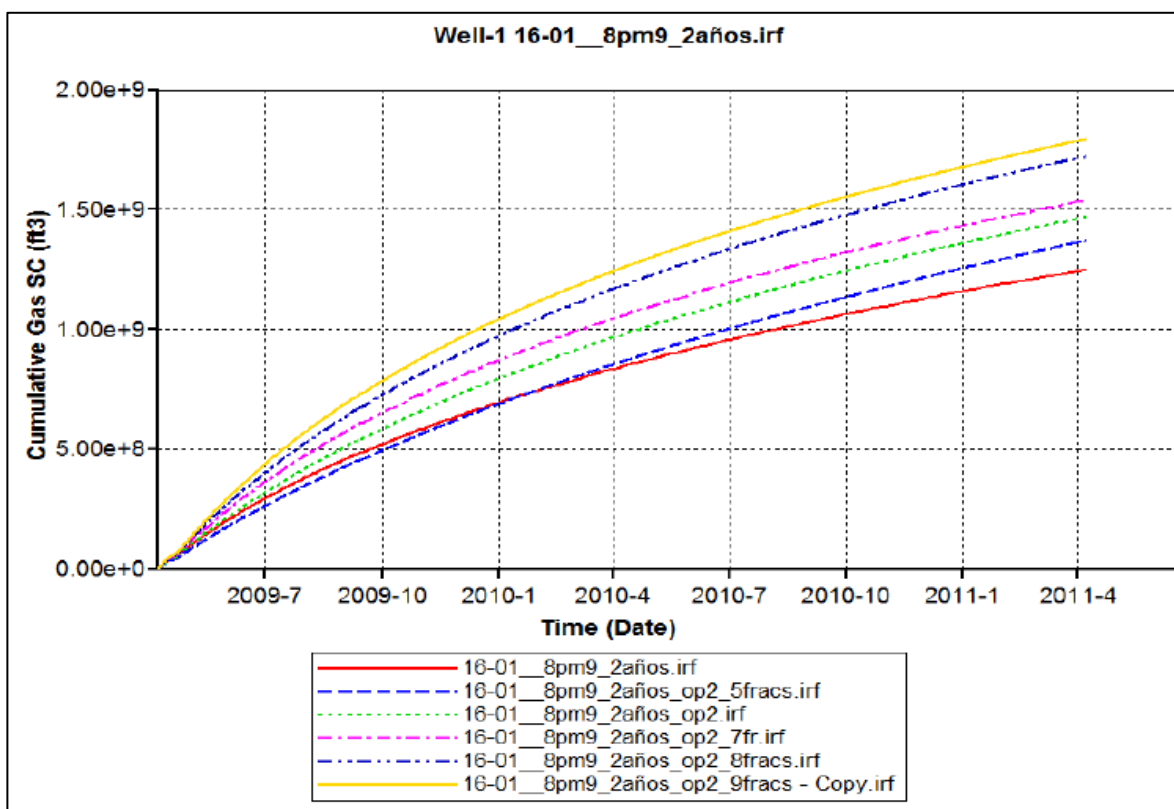


Figura 137. Caso fracturas no par.

De la anterior gráfica se puede determinar que todos los modelos de simulación que tenían un espaciamiento entre fracturas igual tienen una producción acumulada mayor que el real.

Modelo	Acumulado de producción (pies cúbicos)	Porcentaje de diferencia
Real	1.25145*10 ⁹	
5 no par	1.36896*10 ⁹	9.38%
5 par	1.24681*10 ⁹	-0.371%
6 no par	1.46937*10 ⁹	17.41%
6 par	1.28881*10 ⁹	2.98%
7 no par	1.53955*10 ⁹	23.02%
7 par	1.15897*10 ⁹	-7.3898%
8 no par	1.72232*10 ⁹	37.63%
8 par	1.62582*10 ⁹	29.92%
9	1.79356*10 ⁹	43.31%

Tabla 18. Producción acumulada de los modelos.

Como se puede observar, el aumento en la producción ocurre en la mayoría de casos simulados; resaltando los casos 8 no par y 7 no par donde el aumento es

mayor al 20% siendo los arreglos más favorables. El de 9 fracturas se desprecia por el riesgo que representa la posibilidad del cambio en la dirección del estrés máximo. Se resalta el modelo 6 fracturas no par ya que con un espaciamiento igual se hubiese tenido un aumento en la producción de un 17.4% adicional, con el mismo costo de estimulación.

En las figuras 138 a 142 se mostrará la caída de presión en cada uno de los modelos para una mejor perspectiva de cuál es el área de drenaje.

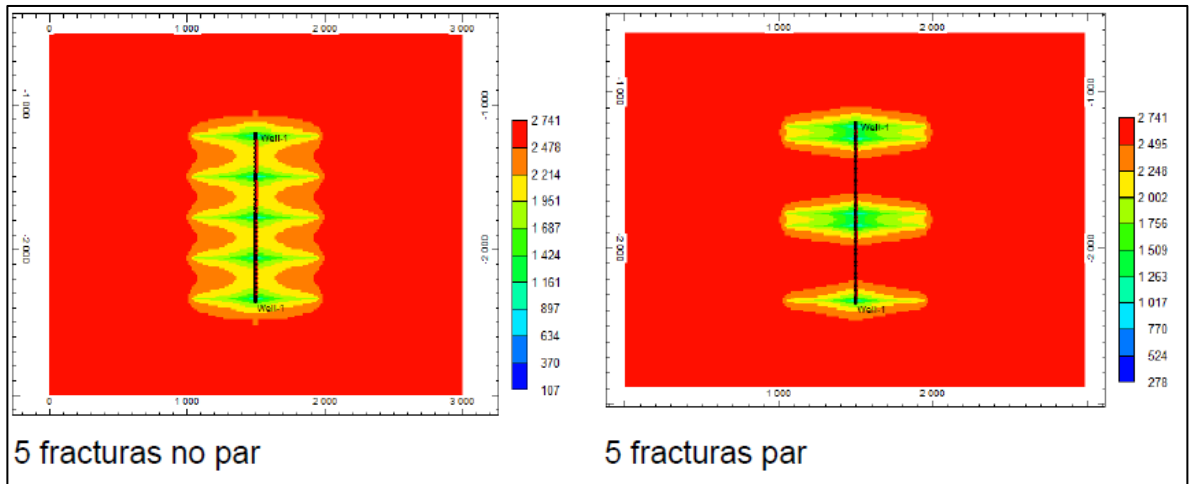


Figura 138. Perfil de presión 5 fracturas.

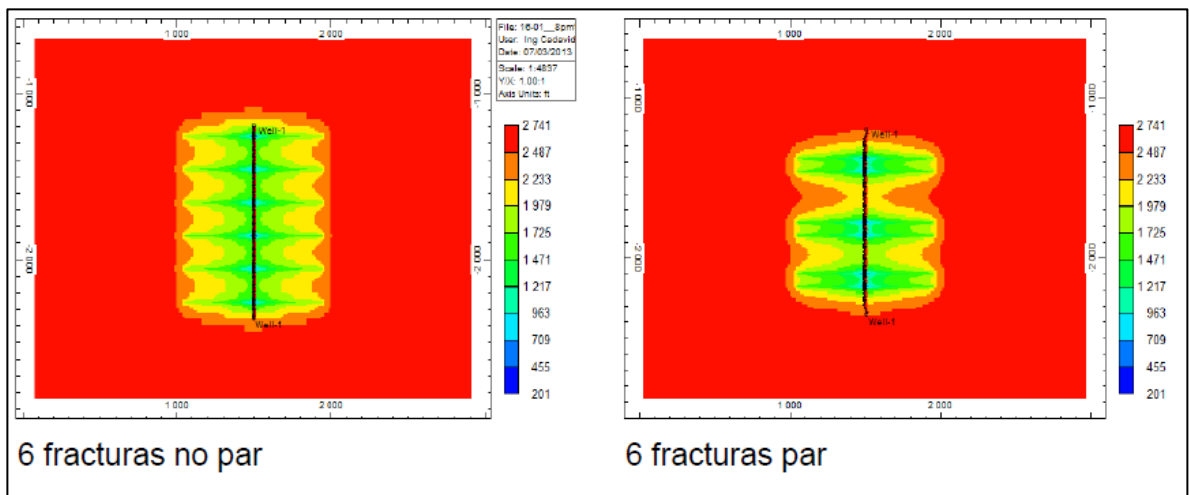


Figura 139. Perfil de presión 6 fracturas.

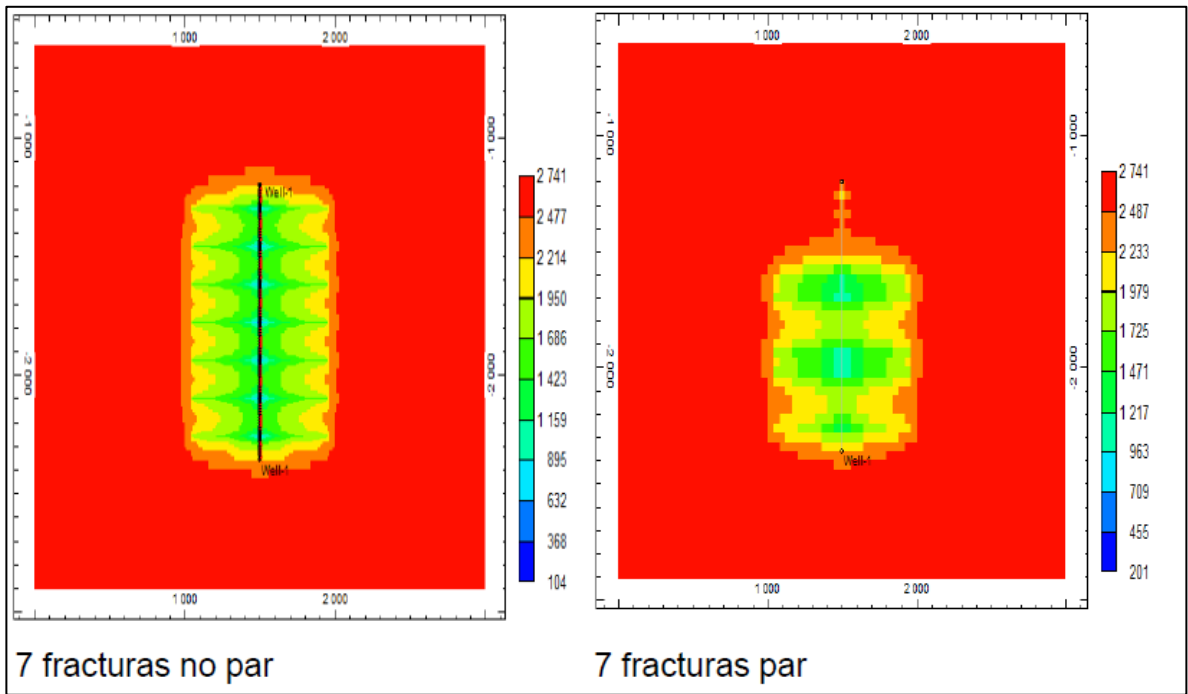


Figura 140. Perfil de presión 7 fracturas.

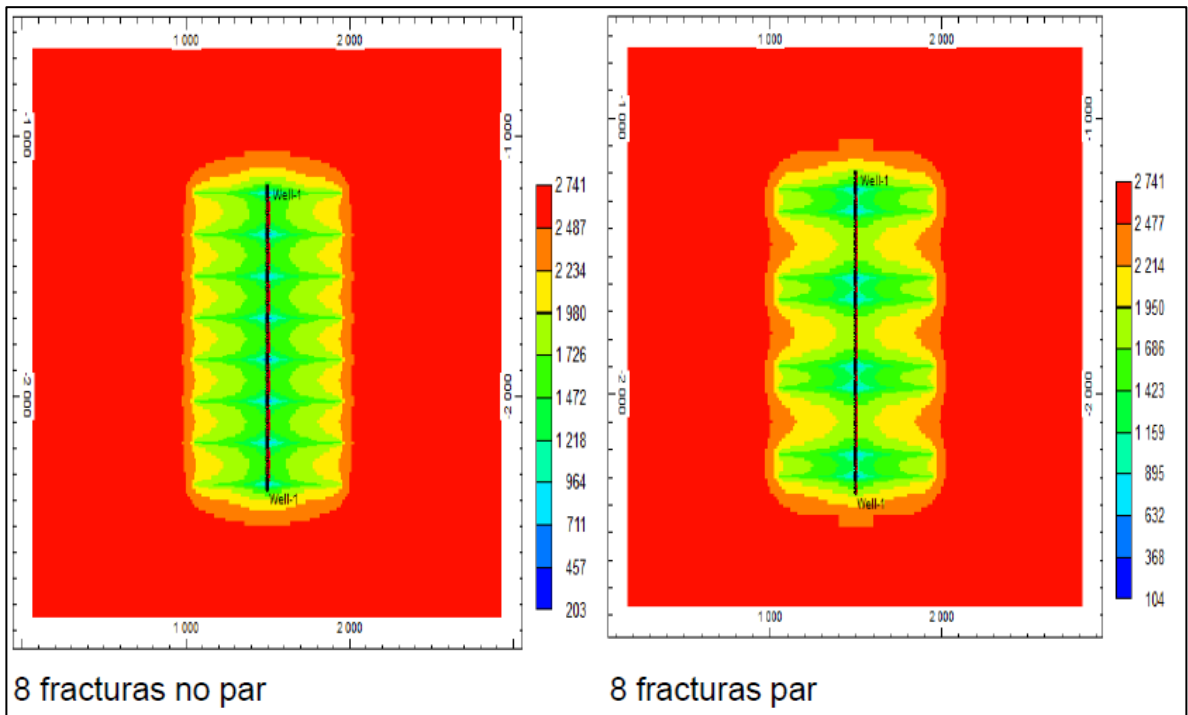


Figura 141. Perfil de presión 8 fracturas.

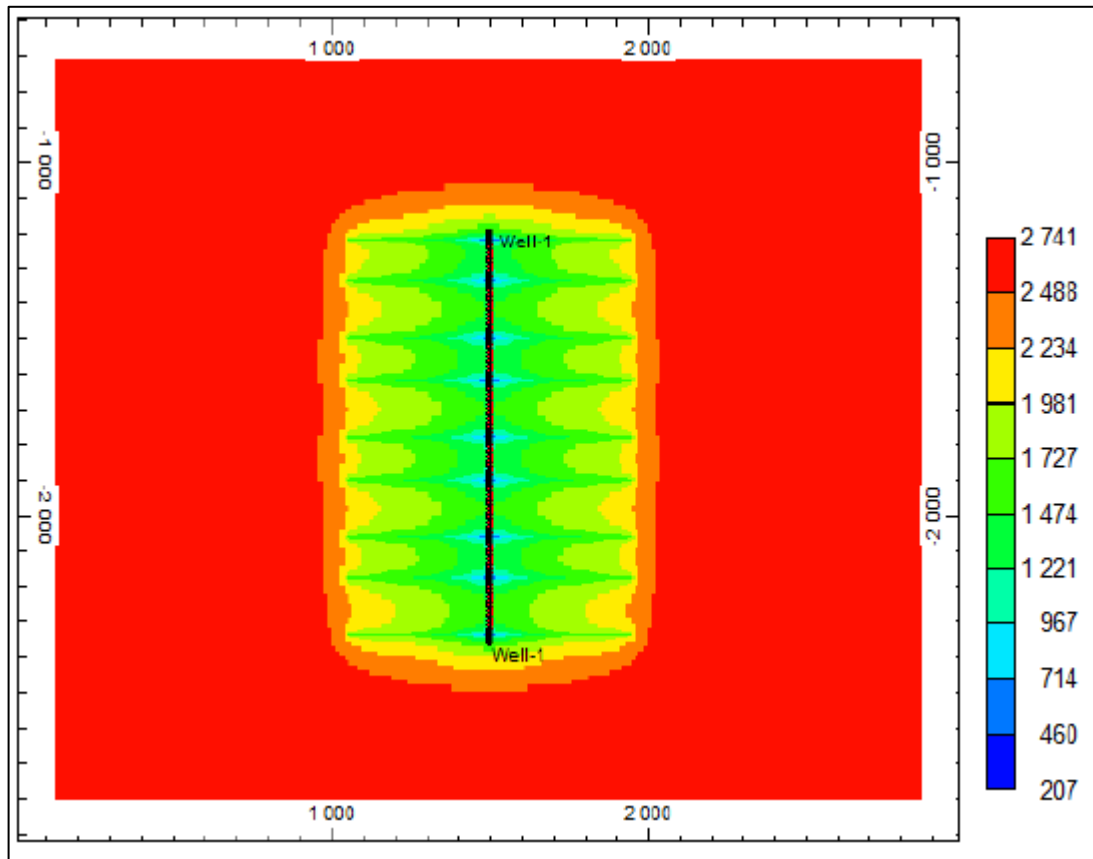


Figura 142. Perfil de presión 9 fracturas.

Como se observa en las anteriores figuras a medida que aumenta el número de fracturas la caída de presión se extiende en una mayor porción del yacimiento, lo cual nos indica que el área estimulada es mayor. Los pozos con fracturas par presentan un menor porcentaje de área estimulada, reflejándose en la producción y la no uniformidad en el perfil de caída de la presión.

7.3 ANÁLISIS ECONÓMICO

En este capítulo se va a hacer el análisis económico de los modelos anteriormente corridos de los cuales solo se va a tomar los pozos con un espaciado igual entre fracturas. La parte fundamental de este estudio es saber cuál de los casos simulados es el mejor para aplicarlo en el campo y así obtener la mejor retribución.

El análisis que se hizo fue con en base en el costo del pozo y de la estimulación tomando como base los costos que se tienen del pozo real, se tomó el precio de la estimulación (fracturamiento) y se extrapoló a los casos con sus fracturas respectivas así teniendo un costo de pozo de:

Operación	Costo (dólares)
Costo promedio por fractura	117555.0929
Costo del pozo horizontal	2516631.86

Tabla 19. Costos pozo real.

Extrapolando a cada uno de los casos:

Numero de fracturas por pozo	Costo del pozo estimulado (dólares)
Cinco fracturas	3104407.325
Seis fracturas	3221962.418
Siete fracturas	3339517.511
Ocho fracturas	3457072.604
Nueve fracturas	3574627.697

Tabla 20. Costo de los casos simulados.

Para hacer este análisis económico se tomó como base el precio del gas promedio en Canadá durante el año 2012 con un valor de 3.95 dolares/millón de pies cúbicos, a este precio se le quitó el 19% que es para el estado y los costos de producción llegando así a 3 dólares/millón de pies cúbicos. Se generan gráficas del costo del pozo menos la producción mensual para saber cuándo se llega al punto de equilibrio y cuando empieza a generar ganancias.

A continuación las gráficas con los costos y las producciones:

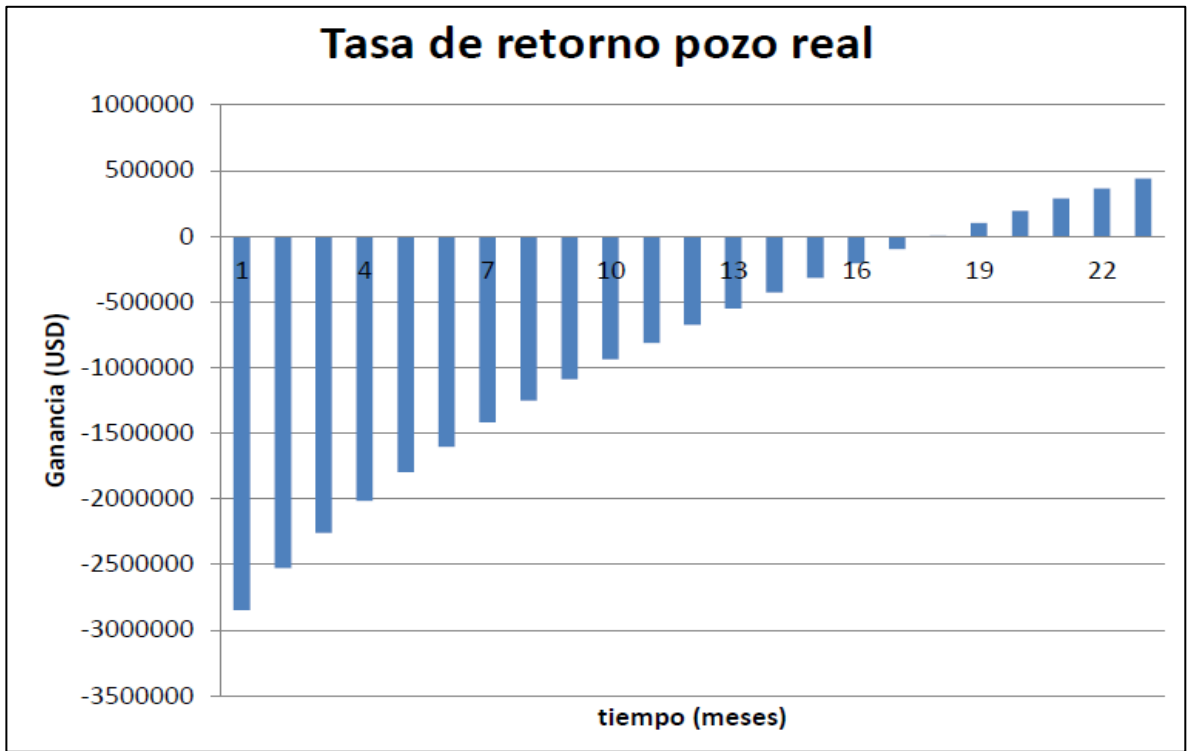


Figura 143. Análisis económico pozo real.

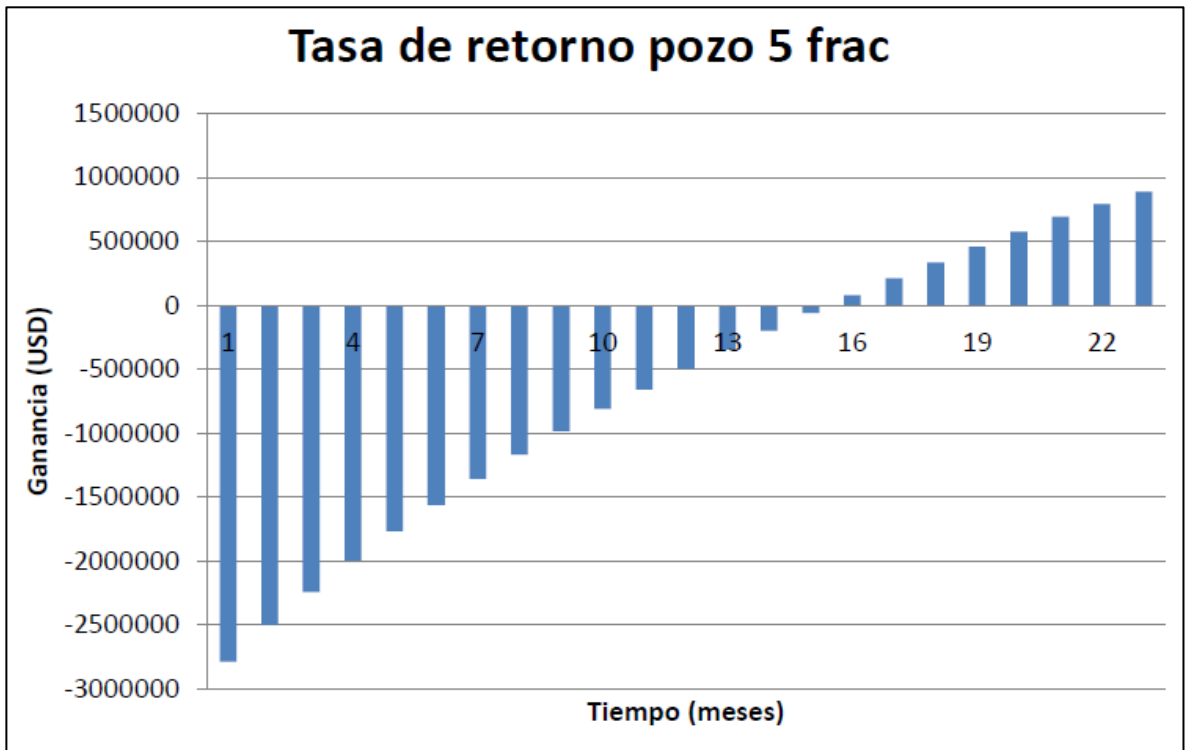


Figura 144. Análisis económico pozo 5 fracturas.

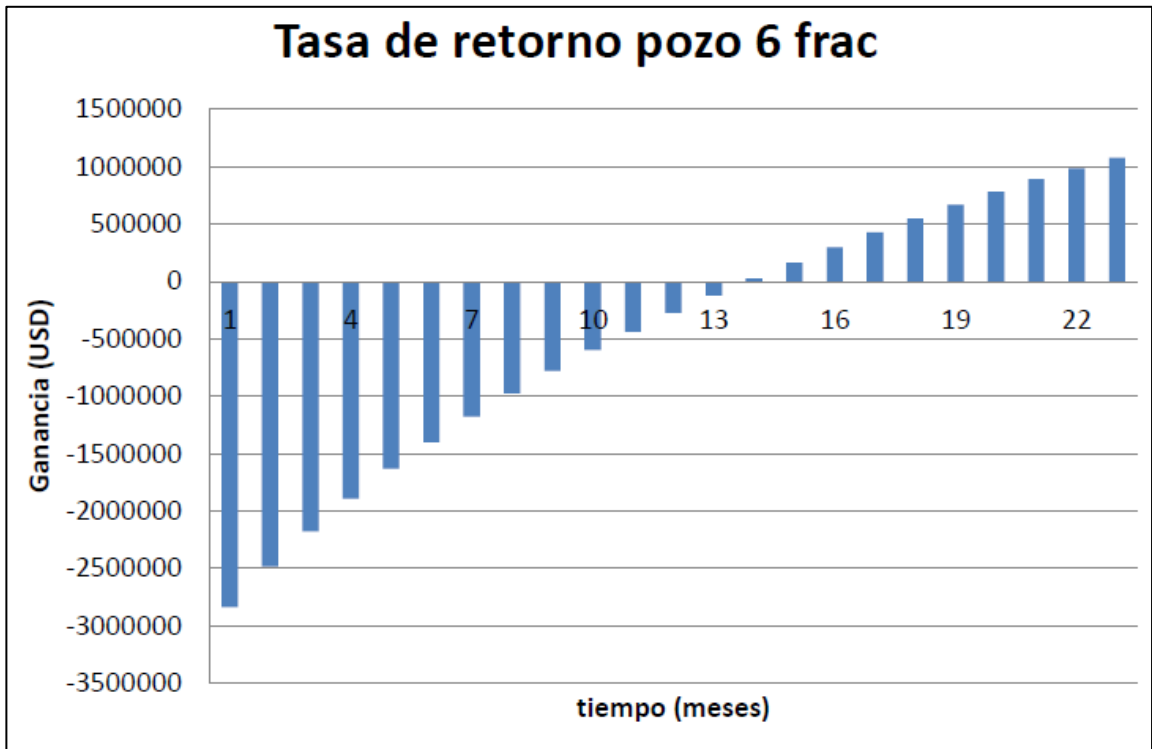


Figura 145. Análisis económico pozo 6 fracturas.

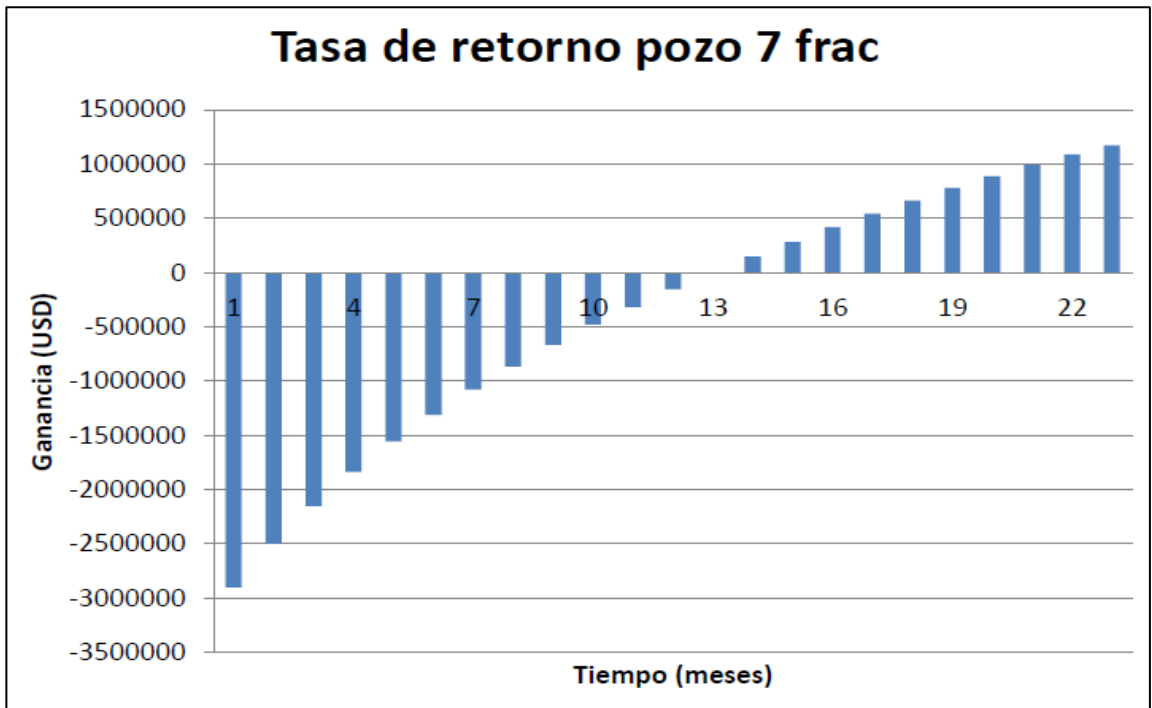


Figura 146. Análisis económico pozo 7 fracturas.

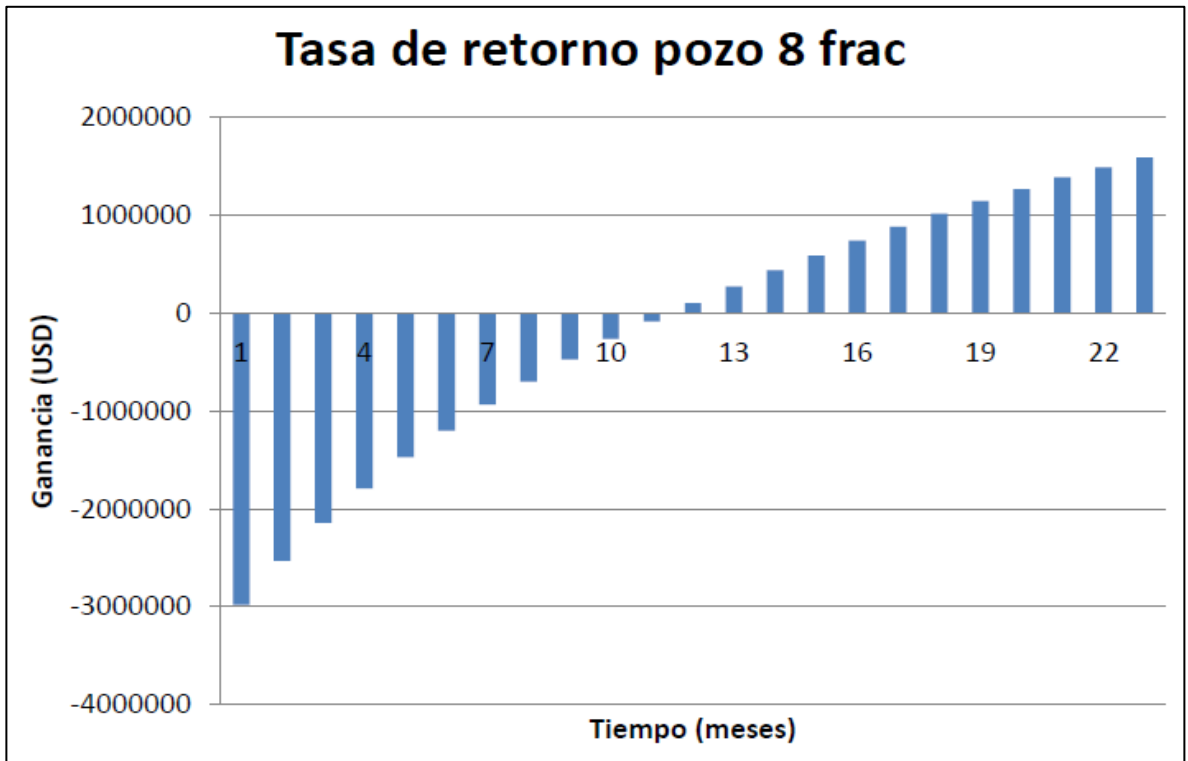


Figura 147. Análisis económico pozo 8 fracturas.

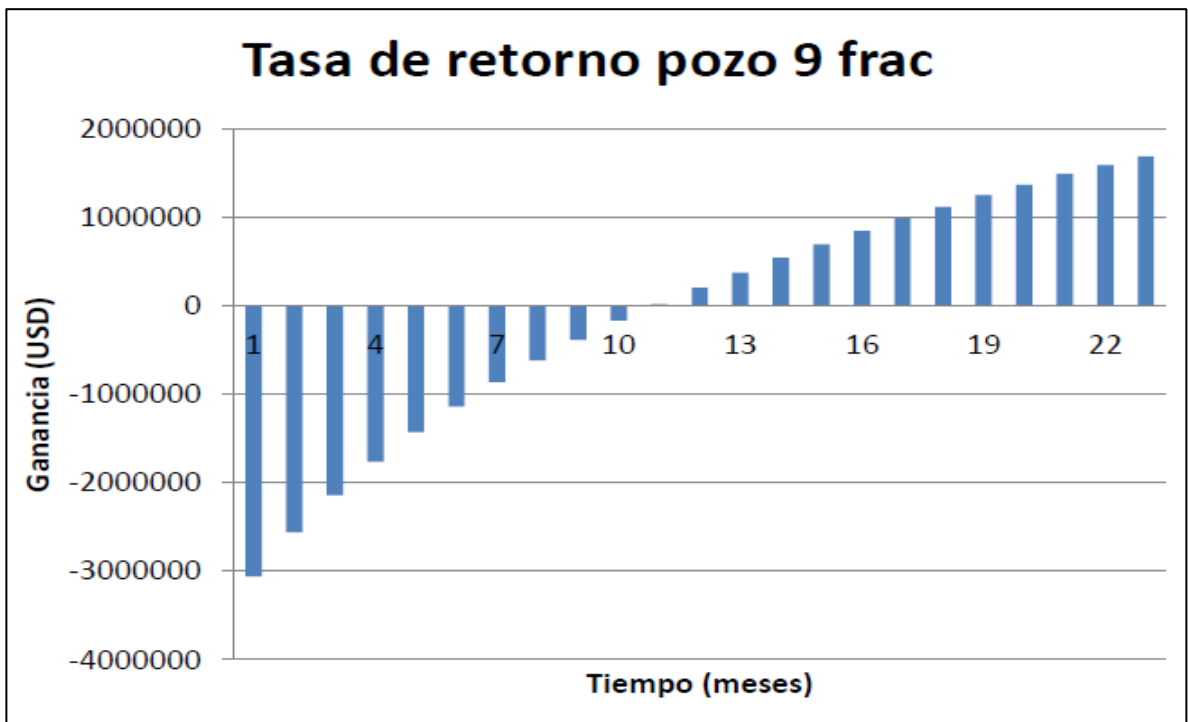


Figura 148. Análisis económico pozo 9 fracturas.

La siguiente tabla muestra el tiempo de retorno de la inversión y las ganancias a los dos años de producción.

Modelo	Tiempo de retorno (meses)	Ganancia a los dos años (dolares)
Real	18	440280
Cinco fracturas	16	888985
Seis fracturas	14	1075661
Siete fracturas	13	1172214
Ocho fracturas	12	1590028
Nueve fracturas	11	1687709

Tabla 21. Tiempo de retorno y ganancia.

Como se puede observar el mejor caso resultó siendo el de nueve fracturas, pero ese no se puede escoger debido a que hay muchas probabilidades que ocurra el efecto de *shadowing stress*, así que el modelo óptimo para el yacimiento son pozos de ocho fracturas porque tiene el menor tiempo de retorno y la mayor ganancia con la menor probabilidad de generar problemas de cambio de dirección en el estrés de la roca. Se tiene que el pozo real resultó siendo el peor de todos los casos, incluso el modelo de cinco fracturas es mejor que el real, ya que tiene un tiempo de retorno de dos meses menos y una ganancia a los dos años de 100% más que este.

7.4 EVALUACIÓN Y ANÁLISIS DE LOS MÉTODOS PARA COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCION EN YACIMIENTOS DE GAS SHALE

7.4.1 Descripción del caso de estudio

Para este estudio se tomarán los datos de un pozo típico de gas shale que no produce agua y se asume que solo produce metano del cual se tienen los datos de producción (caudal scf/ton y TFP o presión de tubing fluyendo psia) que se pueden apreciar en la figura 149; también se tienen algunos datos de pozo con lo cual será posible hacer un análisis satisfactorio de cálculo de reservas, determinación del comportamiento de la curva de declinación y el cálculo del área de fractura.

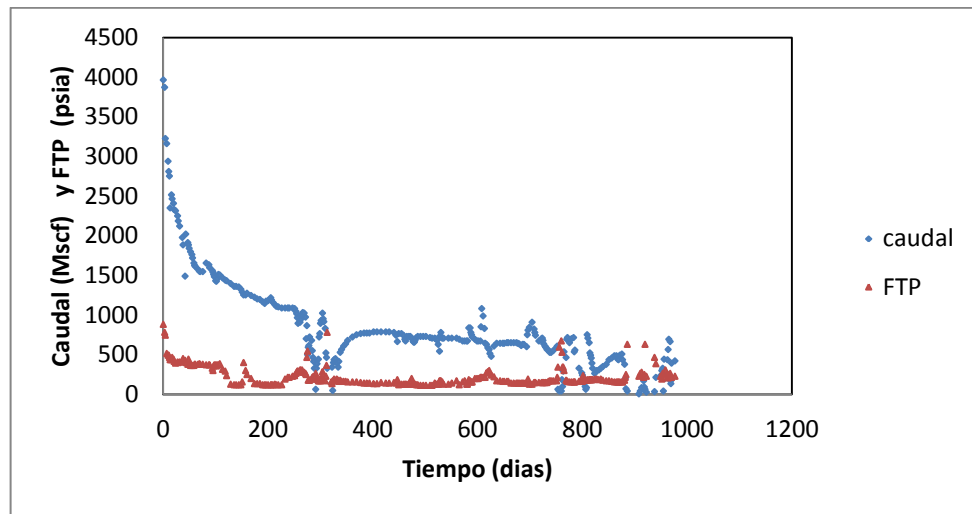


Figura 149. Datos de producción de caso de estudio.

Actualmente, las descripciones de yacimientos comunes de gas shale son considerados de doble porosidad con gas adsorbido solamente en la porción de matriz; pero para este estudio se evaluará como si fuera solo hidráulicamente fracturado porque no se tiene la información suficiente para poder decir si este caso aplica para el caso de estudio; adicionalmente los pozos de gas shale se simulan comúnmente como pozos hidráulicamente fracturados.

A continuación se presentarán los datos que se tienen del pozo de gas shale que pertenece a la formación del devoniano; se tomó como base de estudio los datos de un pozo de esta formación porque esta ha sido ampliamente estudiada y se puede realizar un estudio comparativo con otros trabajos de este tipo para el presente estudio:

PROPIEDADES DEL FLUIDO Y DEL YACIMIENTO DEL POZO DE ESTUDIO (POZO DE LA FORMACIÓN DEL DEVONIANO)		
ALTURA (H)	100	ft
PERMEABILIDAD DE LA MATRIZ (K _M)	2.5E-06	md
PRESIÓN INICIAL (P _I)	3000	psia
POROSIDAD (Ø)	8	%
TEMPERATURA (T)	175	°F
GRAVEDAD ESPECIFICA DEL GAS (Y _G)	0.65	
PSEUDOPRESIÓN DE PRESIÓN INICIAL M(P _I)	598000000	Psi ² /cp
FACTOR VOLUMÉTRICO INICIAL DEL GAS (B _{G_I})	0.00535	rcf/scf
VISCOSIDAD INICIAL DEL GAS (M _I)	0.0199	cp
COMPRESIBILIDAD INICIAL DEL GAS (C _{G_I})	0.000303	Psi ⁻¹

Tabla 22. Datos disponibles de caso de estudio.

Se puede observar que la permeabilidad de la matriz de shale es muy baja, por esto es necesario que en esta clase de yacimientos los pozos que se perforan

deben ser hidráulicamente fracturados para que puedan producir de una manera económicamente viable.

Otro aspecto que es importante tener en cuenta es que al fracturar estos pozos el área de drenaje está reducida a la longitud del pozo y la longitud media de las fracturas debido a la baja permeabilidad de la matriz, se puede asumir que el pozo tiene un comportamiento pseudosestable ya que el resto del yacimiento actúa como una barrera de no flujo. En la figura 150 se observa el modelo que se utilizará para este estudio; se asumirá que el comportamiento es pseudoestable donde los límites son la longitud del pozo y el área de drenaje.

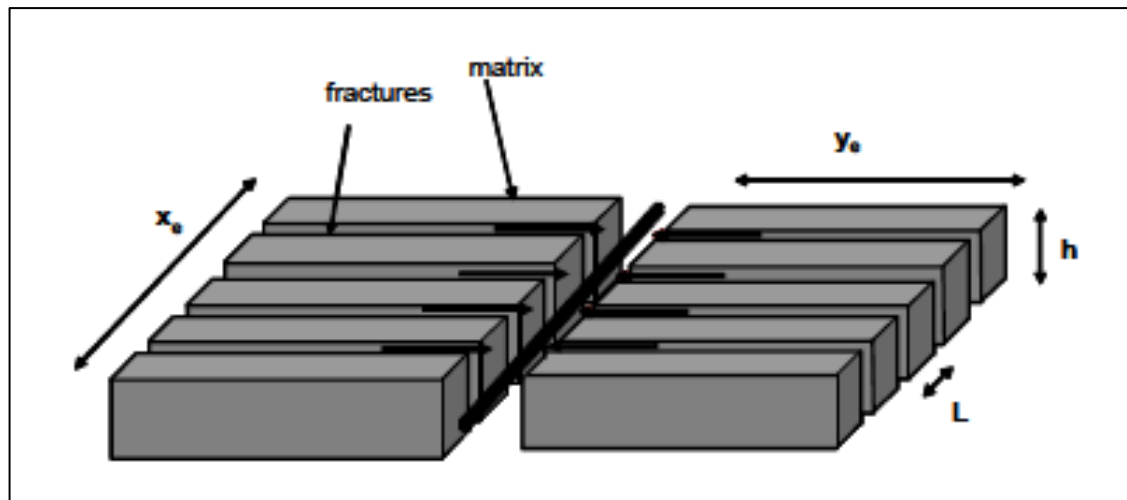


Figura 150. Esquema de modelo de matriz lineal de pozo hidráulicamente fracturado.

Algunos estudios han demostrado que como tal el comportamiento entre el área de drenaje y el resto del yacimiento es de tipo pseudo-pseudoestable porque en realidad la formación si aporta pero de una manera tan poco significativa que se puede despreciar;

Para el balance de materia estático se necesitaran datos de presión promedio del reservorio pero estos no se pueden medir en condiciones estáticas, así que con el modelo mostrado en la figura 150 se harán una serie de simulaciones con el fin de obtener estos datos para poder hacer el cálculo de reservas a través de este técnica de análisis

7.4.2 Cálculo de reservas

Para realizar el cálculo de reservas para el caso e estudio se van a utilizar las técnicas de método volumétrico y balances de materia estático y dinámico. Como se realiza en la práctica la primera técnica que se utilizará será la del método volumétrico ya que se tiene información de pozo y del volumen del caso de estudio, fácilmente se pueden hacer algunas estimaciones iniciales para así poder

compararlo con técnicas más elaboradas como los balances de materia; en conclusión se revisará que tan efectivo puede ser este cálculo a la hora de utilizarlo de una manera sistemática en casos reales.

7.4.2.1 Cálculo por método volumétrico

Existen dos metodologías para realizar este cálculo, una donde la fase adsorbida ocupa volumen reduciendo el espacio poroso y otra donde no se considera este efecto.

Para poder realizar esto necesitamos parámetros importantes como la presión y el volumen de Langmuir de la muestra de shale, y en este estudio se tomará una isoterma compuesta generada a partir de la suma lineal de los componentes puros y otra corregida mediante la ecuación que rige el comportamiento de las isotermas de adsorción de shale.

7.4.2.1.1 Construcción de isoterma de adsorción compuesta

Para poder obtener los valores de presión y volumen de Langmuir se requiere que una muestra de shale sea sometida a una prueba de adsorción que se realiza en el laboratorio, con estos valores se hace el cálculo de qué cantidad de gas es la que se encuentra adsorbida para el método de cálculo de reservas.

En este estudio se quiere comprobar una metodología para calcular los valores de presión y volumen de Langmuir sin necesidad de hacer esta prueba, ya que se tienen las isotermas de los componentes constituyentes del shale y si se cambia la composición de la roca también debe cambiar el comportamiento de la isoterma de adsorción, en la figura 151 se puede observar las isotermas de los componentes constituyentes del shale además hay una isoterma la cual pertenece a un shale típico de esta formación.

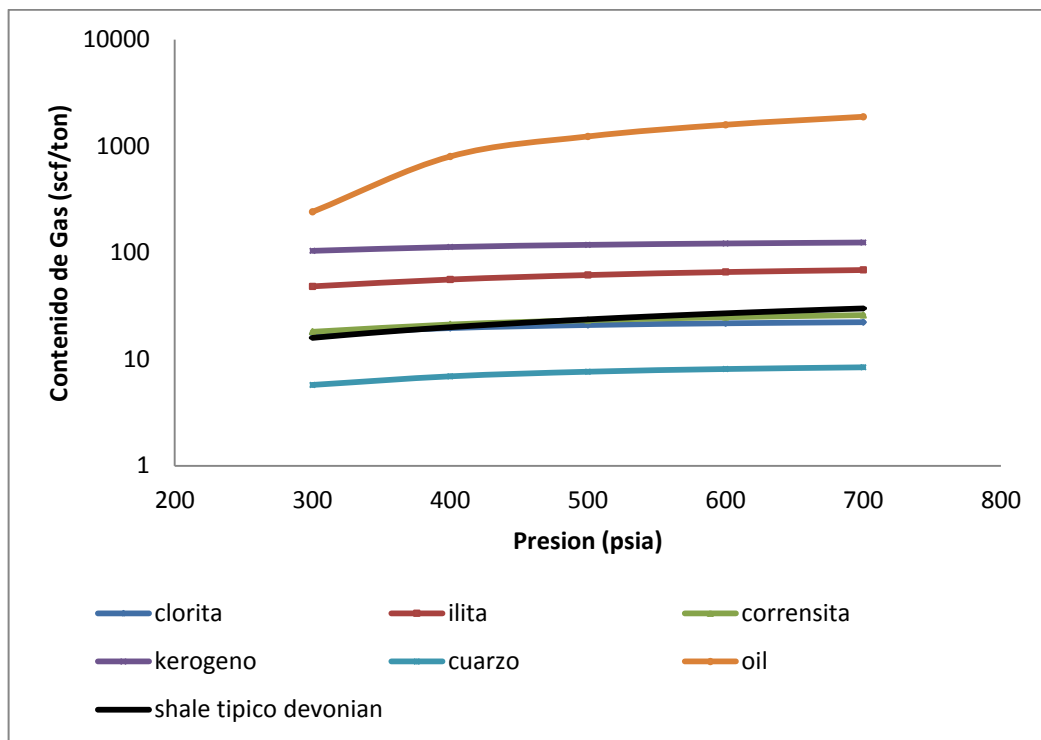


Figura 151. Isotherma de adsorción de componentes puros y shale típico del devoniano.

La isoterma de adsorción del shale típico que está en la gráfica tiene aproximadamente la misma composición con la que se va a trabajar, porque en estudios anteriores se presenta que el shales de esta formación tiene aproximadamente de 40% a 50 % de contenido de arcilla, de este modo se tienen valores para comparar si la metodología es válida para poder calcular la presión y el volumen de Langmuir; el shale de la gráfica tiene un valor de PL de 1400 y un VL de 90, con lo que se puede decir que está dentro del rango de baja y alta adsorción.

Para generar la isoterma compuesta lo primero que se hace es definir unos puntos de presión estándares a los cuales se va a tener el contenido de gas para cada uno de los componentes constituyentes del shale, para así poder hacer la adición lineal en cada uno de estos puntos de presión.

Luego se multiplica cada valor de contenido de gas a la presión definida por el porcentaje en el cual cada elemento se encuentre en la roca, de esta manera se obtienen los valores con los cuales se va a hacer una sumatoria para generar un punto de la isoterma compuesta a cada presión que se definió.

En la tabla 23 se muestra los valores de contenido de gas en (scf/ton) y las presiones a las cuales se van a tomar los puntos:

CONTENIDO DE GAS EN (SCF/TON) A DIFERENTES PRESIONES					
PRESIÓN	300	400	500	600	700
CLORITA	17.295	19.635	20.946	21.734	22.239
ILITA	48.167	55.996	61.742	65.950	68.905
CORRENSITA	18.149	21.235	23.334	24.847	25.987
KERÓGENO	103.922	112.891	118.271	121.858	124.421
CUARZO	5.729	6.905	7.629	8.091	8.397
OIL	241.419	797.307	1228.487	1580.787	1878.653

Tabla 23. Contenido de gas de los componentes constituyentes del shale a diferentes presiones.

La composición con la que se trabajará es 3% de clorita, 47% de ilita, 4% de kerógeno, 33% de cuarzo, y 1% de aceite, hay un 12 % restante y es el que corresponde a algunos minerales como arcillas amorfas, pirita y albita; la información de estos minerales no se tiene ya que la mayoría de estos se encuentran en contacto con la materia orgánica y se sabe que esta fue tratada con hidruro de litio y aluminio para remover la pirita.

Ya definidos los componentes con los cuales se trabajará se genera la siguiente tabla:

COMPONENTE		PRESIÓN (PSIA)				
		300	400	500	600	700
CLORITA	3%	0.519	0.589	0.628	0.652	0.667
ILITA	47%	22.639	26.318	29.019	30.997	32.385
KERÓGENO	4%	4.157	4.516	4.731	4.874	4.977
CUARZO	33%	1.891	2.279	2.518	2.670	2.771
OIL	1%	2.414	7.973	12.285	15.808	18.787
SUMATORIA	88%	31.619	41.674	49.180	55.001	59.587

Tabla 24. Contenido de gas de los componentes constituyentes del shale a diferentes presiones, disminuidos por el porcentaje de composición en la roca.

Se observa en la parte inferior de la tabla que la sumatoria es 88% debido a la falta de presencia de algunos minerales que se removieron del kerógeno, y también se muestra la sumatoria de los valores de contenido de gas de cada componente disminuido por el porcentaje en el cual cada uno está presente en la roca. En la figura 152 se muestran las isotermas de los componentes disminuidas y se muestra la isoterma de adsorción compuesta, sabiendo que esta es la adición lineal de sus componentes.

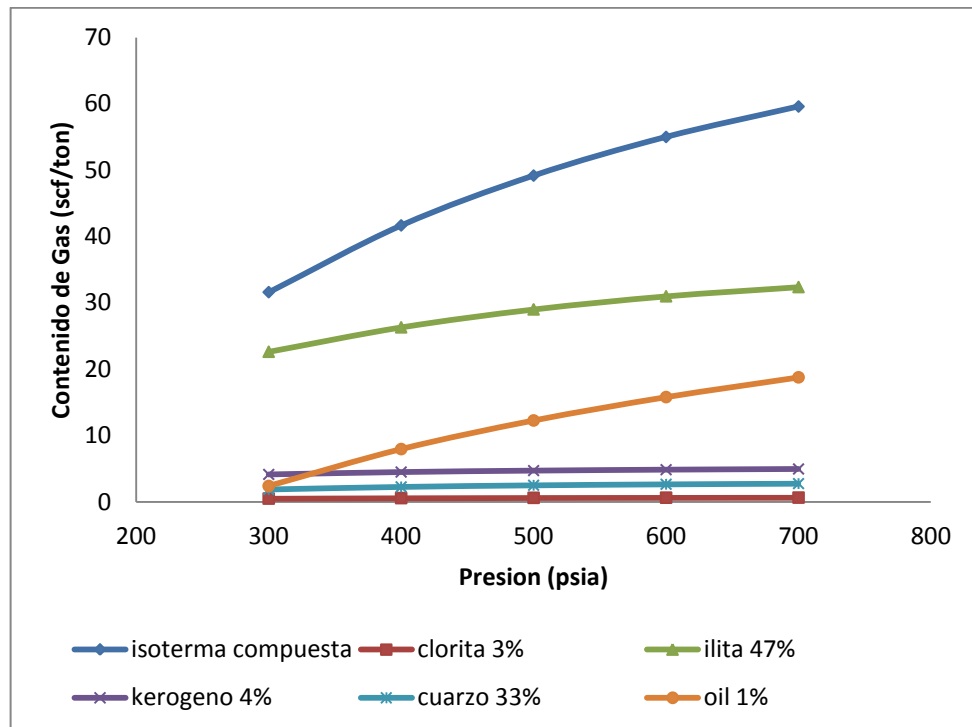


Figura 152. Isoterma de adsorción compuesta e isotermas de los componentes constituyentes del shale disminuidos.

En la figura 152 se aprecia la isoterma compuesta, pero en este grafico no se puede apreciar su comportamiento real debido a que hay muy pocos datos de presión, así que con ayuda del software **F.A.S.T. CBM™ Coalbed Methane Reservoir Analysis** se pudo hacer la proyección de la isoterma de adsorción, en la figura 153 se observa la isoterma compuesta resultante.

La isoterma compuesta presenta unos valores de PL de 350 psia y VL de 90 scf/ton; la cantidad de volumen adsorbido si se encuentra dentro del rango pero la presión está muy alejada de este rango, una de las posibles causas del decremento de la presión de Langmuir es el tratamiento que recibió el kerógeno a la hora de prepararlo para generar su isoterma ya que se le retiró el bitumen y otros componentes como pirita presente en la muestra.

En la figura 154 se puede apreciar la diferencia que existe entre la isoterma compuesta generada con la metodología de sumar los componentes constituyentes del shale, se nota ampliamente la diferencia de la presión de Langmuir, pero la volumen de adsorción de las dos isotermas es casi la misma.

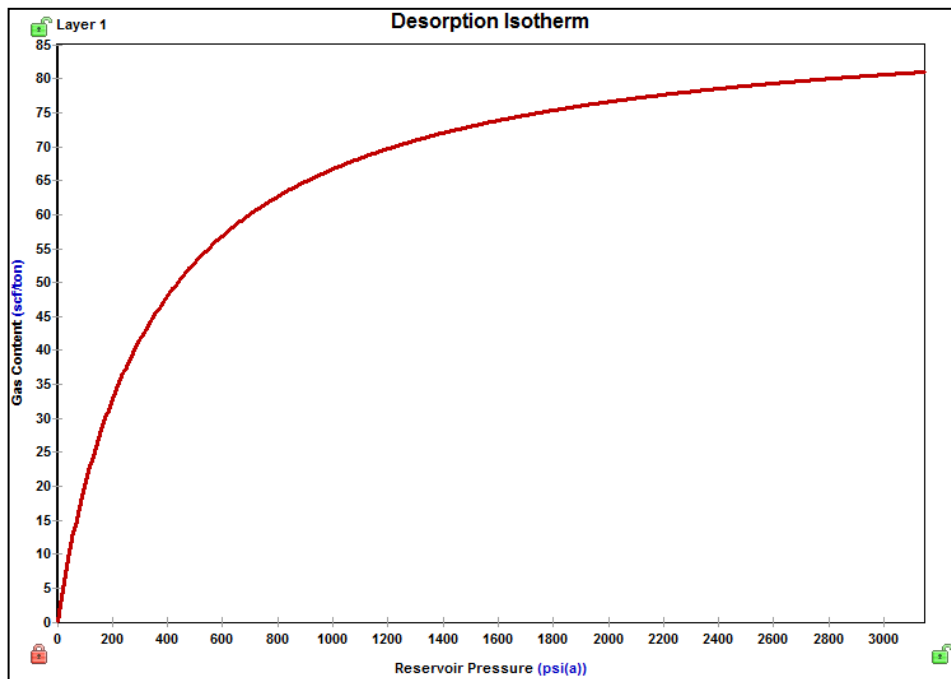


Figura 153. Isoterma de adsorción compuesta generada con software F.A.S.T. CBM™ Coalbed Methane Reservoir Analysis.

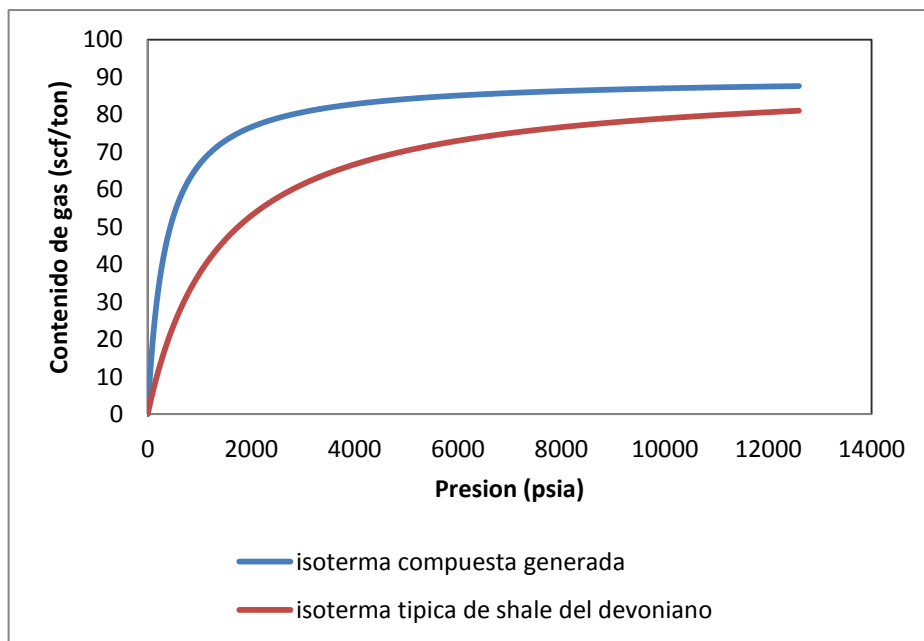


Figura 154. Comparación de isoterma generada e isoterma típica de shale del devoniano.

Esta diferencia no solo es notable en la gráfica, también se ve afectada la capacidad de adsorción de cada uno de los casos pues a menor presión de adsorción mayor capacidad de retener gas tendrá la roca, esto se puede apreciar si:

$$V(P) = \frac{V_L P}{P_L + P} \quad (\text{Ec. 7.2})$$

Para la isoterma generada se sabe que tiene un VL de 90 scf/ton y un PL de 350 psia, la presión inicial del yacimiento es de 3000 psia así que reemplazando:

$$V(P) = \frac{(90)(3000)}{350 + 3000} = 80.597 \text{ scf/ton}$$

Para el shale típico del devoniano se tiene un VL de 90 scf/ton y un PL de 1400 psia, la presión inicial del yacimiento es de 3000 psia así que reemplazando:

$$V(P) = \frac{(90)(3000)}{1400 + 3000} = 61.36 \text{ scf/ton}$$

Se observa que para el shale típico del devoniano la capacidad de adsorción es menor debido a que la presión de Langmuir es mayor que la del shale generado a partir de la metodología de las isotermas de los componentes.

Si se compara el dato real y el dato generado, se aprecia que la desviación como tal del valor de presión de adsorción es muy alta debido al tratamiento que se le realizó al kerógeno.

Se debe tener en cuenta que el volumen de Langmuir para ambos casos es aproximadamente el mismo valor así que se puede llegar a corregir la presión de langmuir, debido a que las isotermas de adsorción en el rango de baja y alta adsorción tienen una tendencia similar, así que en este estudio se determinó que las isotermas de adsorción de shale entre el rango de baja y alta adsorción están regidas por la misma línea de tendencia. La ecuación por la cual están regidas las isotermas de adsorción de shale es:

$$V(P) = \frac{(a+cP)}{(1+bP)} \quad (\text{Ec. 7.3})$$

Esta ecuación se obtuvo con la ayuda del software table curve el cual da la ecuación de tendencia de una serie de puntos. Los exponentes a, b y c para el shale de media y alta adsorción. Como la isoterma compuesta generada por la adición lineal de los componentes no se rige por este comportamiento es necesario hacer una corrección, con ayuda del software se hizo una regresión tomando en cuenta que el VL de 90 scf/ton de la isoterma no cambiaría, a continuación se muestran los resultados en la tabla en la tabla 25.

TIPO DE SHALE	VL (scf/ton)	PL (psia)	a	b	c
ALTA ADSORCIÓN	120	1800	5.92E-14	0.0005555	0.0666666
BAJA ADSORCIÓN	50	1150	3.55E-14	0.0008695	0.0434782
SHALE GENERADO CORREGIDO	90	1200	8.92E-14	0.0008333	0.075

Tabla 25. Coeficientes de las isothermas de adsorción de baja adsorción, alta adsorción y generada corregida.

Ahora el volumen de Langmuir para la isoterma generada ya está corregido y está dentro del rango. En la figura 155 se muestran las isothermas de baja y alta adsorción, y también la isoterma generada corregida con la isoterma del shale típico de la formación del devoniano, se puede apreciar que todas muestran una misma tendencia.

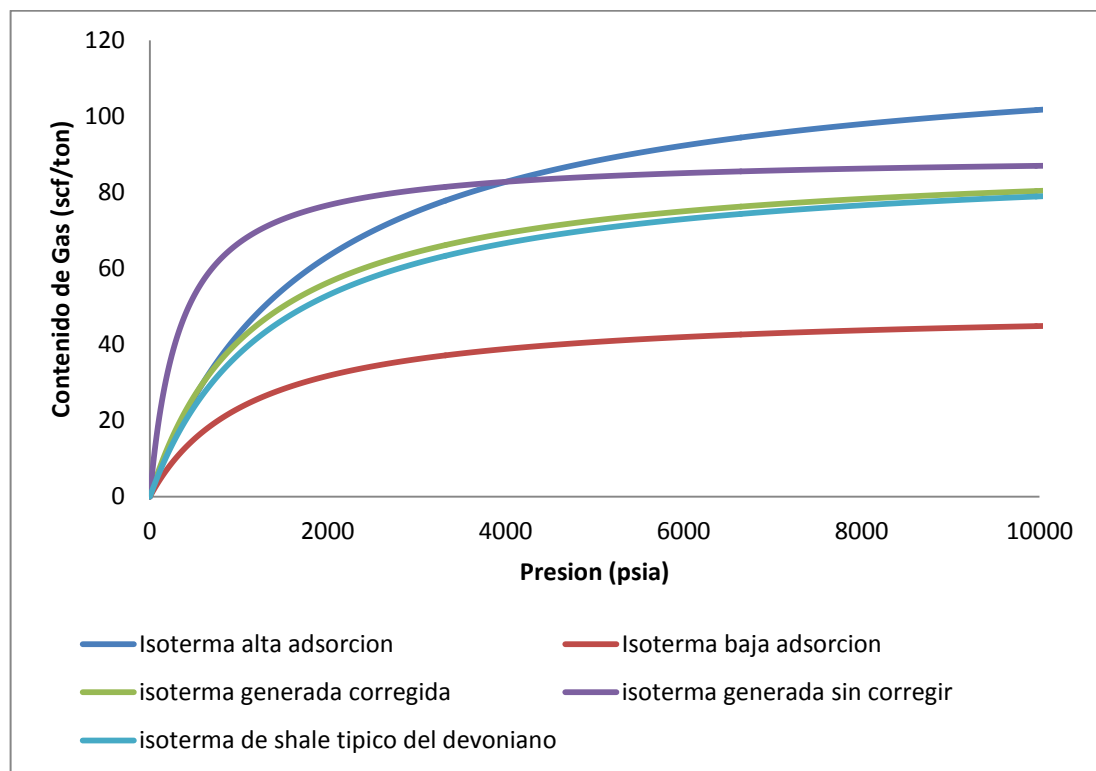


Figura 155. Isothermas de adsorción para diferentes shales.

Se puede observar que el ajuste de la isoterma de adsorción generada es de buena calidad ya que se asemeja a la isoterma de adsorción del shale típico del

devoniano. Se puede asumir que las isotermas de adsorción de shale podrían tener una misma tendencia y con alguna información mineralógica se puede llegar a una aproximación del comportamiento de la isoterma del shale que se requiera, pero la mejor manera por el momento se saber el volumen y la presión de langmuir es hacer la prueba de adsorción al shale que se quiera estudiar ya que no se desprecia algunos minerales que pueden de alguna manera contribuir a la adsorción.

7.4.2.1.2 Determinación contenido de gas en la matriz

El contenido de gas en la matriz representa la cantidad de gas que existe en un volumen de roca determinado; como se vio en la sección 5.1.2 y 5.1.3 hay dos metodologías para hallar este valor, pues cada una hace consideraciones diferentes del medio poroso. El contenido de gas total involucra un término de gas adsorbido y otro término de gas libre. Con el fin de comparar que efecto tienen las nuevas consideraciones en los poros de shale en el cálculo de contenido de gas en la matriz se van a utilizar las dos metodologías.

7.4.2.1.2.1 Aplicación de primera metodología para el cálculo de contenido de gas en la matriz

La literatura señala que esta metodología no toma en cuenta el volumen que ocupa la fase adsorbida en el medio poroso, así que se aplicara para conocer el efecto que tiene el no aplicar esta consideración a la hora de utilizar las ecuaciones; adicionalmente es necesario conocer ciertos datos con los que se van a trabajar, en la tablas 26 y 27 se muestran los datos con los que se trabajara.

SHALE A (PL NO CORREGIDO)		
POROSIDAD (\emptyset)	8	%
SATURACION DE AGUA S_w	0	%
SATURACION DE ACEITE S_o	0	%
FACTOR VOLUMÉTRICO INICIAL DEL GAS (B_{GI})	0.00535	rcf/scf
VOLUMEN DE LANGMUIR V_L	90	scf/ton
PRESIÓN INICIAL (P_i)	3000	psia
PRESION DE LANGMUIR P_L	350	psia
DENSIDAD DE LA ROCA P_B	2.6	g/cc
TEMPERATURA (T)	175	°F

Tabla 26. Datos de shale A para calcular contenido de gas en la matriz.

SHALE B (PL CORREGIDO)		
POROSIDAD (\emptyset)	8	%
SATURACIÓN DE AGUA S_w	0	%
SATURACIÓN DE ACEITE S_o	0	%
FACTOR VOLUMÉTRICO INICIAL DEL GAS (B_{GI})	0.00535	rcf/scf
VOLUMEN DE LANGMUIR V_L	90	scf/ton
PRESIÓN INICIAL (PI)	3000	psia
PRESIÓN DE LANGMUIR P_L	1200	psia
DENSIDAD DE LA ROCA P_B	2.6	g/cc
TEMPERATURA (T)	175	°F

Tabla 27. Datos de shale B para calcular contenido de gas en la matriz.

Se va a calcular el contenido de gas en la matriz para el shale que se generó con la metodología de la isoterma compuesta y con la PL de esta sin corregir y corregida para observar que influencia tiene la presión de langmuir en el cálculo de contenido de gas en la matriz, por defecto se nombró shale A para el primer caso y shale B para el segundo caso.

Usando la primera metodología para determinar la capacidad de almacenamiento del shale A se tiene que:

Calculo de gas libre:

$$G_f = 32.0368 \frac{\emptyset(1 - S_w - S_o)}{\rho_b B_g} = 32.0368 \frac{0.08(1 - 0 - 0)}{2.6 * 0.00535} = 184.252 \text{ scf/ton}$$

Calculo del gas adsorbido:

$$G_a = G_{SL} \frac{P}{P + P_L} = 90 \frac{3000}{3000 + 350} = 80.597 \text{ scf/ton}$$

Cálculo de contenido total de gas en la matriz:

$$G_{st} = G_f + G_a = 184.252 \text{ scf/ton} + 80.597 \text{ scf/ton} = 264.849 \text{ scf/ton}$$

Igualmente, se hallará capacidad de almacenamiento del shale B:

Cálculo de gas libre: el valor es igual para ambos casos

Cálculo del gas adsorbido:

$$G_a = G_{SL} \frac{P}{P + P_L} = 90 \frac{3000}{3000 + 1200} = 64.29 \text{ scf/ton}$$

Cálculo de contenido total de gas en la matriz:

$$G_{st} = G_f + G_a = 184.252 \text{ scf/ton} + 64.29 \text{ scf/ton} = 248.542 \text{ scf/ton}$$

Se pudo determinar que para el shale con la menor presión de Langmuir el contenido de gas es mayor lo que indica que las rocas con presión de Langmuir baja tienen mayor capacidad de adsorción y por consiguiente se espera que la reserva sea mayor. En la tabla 28 se muestra un resumen de los cálculos.

SHALE	G _f (scf/ton)	G _a (scf/ton)	G _{st} (scf/ton)
A (P _L 350 psia)	184.252	80.597	264.849
B (P _L 1200 psia)	184.252	64.29	248.542

Tabla 28. Resumen de cálculos de contenido de gas en la matriz.

7.4.2.1.2.2 Aplicación de nueva metodología para el cálculo de contenido de gas en la matriz

Esta metodología describe que en el sistema de poroso de un shale el gas adsorbido ocupa un volumen y hace que el gas libre se vea reducido respecto a la primera metodología. Se sabe que este gas adsorbido está a condiciones supercríticas y que la densidad de este es más alta que la de la fase gaseosa pero no mayor a la de la fase líquida, en la sección 4 se definió que para tamaños de poros grandes y pequeños y para diferentes temperaturas el promedio de la densidad de la fase sorbida es de 0.37 gm/cm^3 por eso este valor se deja por defecto para realizar los cálculos de capacidad de adsorción de la matriz. En las tablas 29 y 30 se mostraran los datos con los que se realizaran los cálculos.

SHALE A (PL NO CORREGIDO)		
POROSIDAD (ϕ)	8	%
SATURACIÓN DE AGUA S_w	0	%
SATURACIÓN DE ACEITE S_o	0	%
FACTOR VOLUMÉTRICO INICIAL DEL GAS (B_{GI})	0.00535	rcf/scf
VOLUMEN DE LANGMUIR V_L	90	scf/ton
PRESIÓN INICIAL (PI)	3000	psia
PRESIÓN DE LANGMUIR P_L	350	psia
DENSIDAD DE LA ROCA P_B	2.6	g/cc
TEMPERATURA (T)	175	°F
DENSIDAD DE LA FASE ADSORBIDA P_s	0.37	g/cc
PESO MOLECULAR M	16.043	g/g.mol

Tabla 29. Datos de shale A para calcular contenido de gas en la matriz con nueva metodología.

SHALE B (PL CORREGIDO)		
POROSIDAD (ϕ)	8	%
SATURACIÓN DE AGUA S_w	0	%
SATURACIÓN DE ACEITE S_o	0	%
FACTOR VOLUMÉTRICO INICIAL DEL GAS (B_{GI})	0.00535	rcf/scf
VOLUMEN DE LANGMUIR V_L	90	scf/ton
PRESIÓN INICIAL (PI)	3000	psia
PRESIÓN DE LANGMUIR P_L	1200	psia
DENSIDAD DE LA ROCA P_B	2.6	g/cc
TEMPERATURA (T)	175	°F
DENSIDAD DE LA FASE ADSORBIDA P_s	0.37	g/cc
PESO MOLECULAR M	16.043	g/g.mol

Tabla 30. Datos de shale B para calcular contenido de gas en la matriz con nueva metodología.

Ahora con los datos de las tablas 29 y 30 se calculará la capacidad de almacenamiento para ambos shales; se busca comparar en qué difieren las dos metodologías y qué tanto afecta las nuevas consideraciones en los poros de shale el contenido de gas en la matriz.

Con la nueva metodología, para el shale A se tiene:

Cálculo de gas libre:

$$G_f = \frac{32.0368}{0.00535} \left[\frac{0.08(1 - 0)}{2.6} - \frac{1.318 \times 10^{-6} * 16}{0.37} \left(90 \frac{3000}{3000 + 350} \right) \right]$$

$$G_f = 156.67 \text{ scf/ton}$$

Cálculo del gas adsorbido:

$$G_a = G_{sL} \frac{P}{P + P_L} = 90 \frac{3000}{3000 + 350} = 80.597 \text{ scf/ton}$$

Cálculo de contenido total de gas en la matriz:

$$G_{st} = G_f + G_a = 156.67 \text{ scf/ton} + 80.597 \text{ scf/ton} = 237.267 \text{ scf/ton}$$

Ahora, de la misma manera se usara la nueva metodología para calcular la capacidad de almacenamiento del shale B:

Cálculo de gas libre:

$$G_f = \frac{32.0368}{0.00535} \left[\frac{0.08(1 - 0)}{2.6} - \frac{1.318 \times 10^{-6} * 16}{0.37} \left(90 \frac{3000}{3000 + 1200} \right) \right]$$

$$G_f = 162.25 \text{ scf/ton}$$

Cálculo del gas adsorbido:

$$G_a = G_{sL} \frac{P}{P + P_L} = 90 \frac{3000}{3000 + 1200} = 64.29 \text{ scf/ton}$$

Cálculo de contenido total de gas en la matriz:

$$G_{st} = G_f + G_a = 162.25 \text{ scf/ton} + 64.29 \text{ scf/ton} = 226.538 \text{ scf/ton}$$

En los cálculos realizados en el gas libre entre el shale A y el B se nota una diferencia debido a que con la nueva metodología se tiene en cuenta el volumen que ocupa la fase adsorbida en el espacio poroso. Con la nueva metodología pasa lo contrario con respecto a la vieja metodología en el cálculo del gas libre entre los shale A y B, esto es debido a la presión de langmuir de cada shale, ya que con una presión de langmuir mayor la fase adsorbida ocupa un espacio menor a

condiciones iniciales; se sabe que si la presión de langmuir es mayor en una roca la cantidad de gas adsorbido será menor y por consiguiente ocupara menos espacio del volumen poroso.

El cálculo de la cantidad de gas de la fase adsorbida se calcula de la misma manera en ambas metodologías ya que esta está regida por la ecuación de langmuir.

Con la consideración de la fase adsorbida ocupando volumen en el espacio poroso se aprecia que el cálculo de la capacidad de almacenamiento varia de manera significativa, entonces se puede decir que la vieja metodología sobreestima el contenido de gas en la matriz al no tener en cuenta el volumen ocupado por la fase adsorbida.

Inicialmente se asumía que la roca estaba recubierta por una sola monocapa de gas adsorbido, pero todo indica que el gas adsorbido se encuentra a diferentes niveles, como se menciona en la sección 5; esto hace que al existir varios niveles en la fase adsorbida el volumen de esta se incremente y afecte de manera significativa el cálculo del gas libre en la nueva metodología.

Se puede concluir que la nueva metodología está diseñada de tal manera que se considere como tal las interacciones moleculares de la fase adsorbida con la superficie dentro del poro y es un modelo que se aproxima de manera muy precisa a lo que realmente ocurre dentro de la roca a niveles microscópicos. A continuación se mostrara en la tabla 31 un resumen de los cálculos.

SHALE	VIEJA METODOLOGÍA			NUEVA METODOLOGÍA			% error
	Gf	Ga	Gst	Gf	Ga	Gst	
A (PL 350)	184.252	80.597	264.849	156.67	80.597	237.267	11.62
B (PL 1200)	184.252	64.29	248.542	162.25	64.29	226.538	9.71

Tabla 31. Comparación de las dos metodologías para los shale A y B.

7.4.3 Aplicación del método volumétrico para cálculo de reservas

Para este estudio se utilizara una longitud de pozo de 3000 ft y un ancho de 500 ft teniendo una longitud media de fracturas de 250. Inicialmente se asumió que el volumen del pozo va a ser igual al volumen al que se le hará el cálculo de reservas debido a que esta área es la estimulada y por la baja permeabilidad de la zona no estimulada haciendo que el resto del yacimiento se comporte como una barrera de no flujo.

Se tiene que el volumen total de drene es igual a volumen del pozo, la figura 156 muestra un esquema general del pozo.

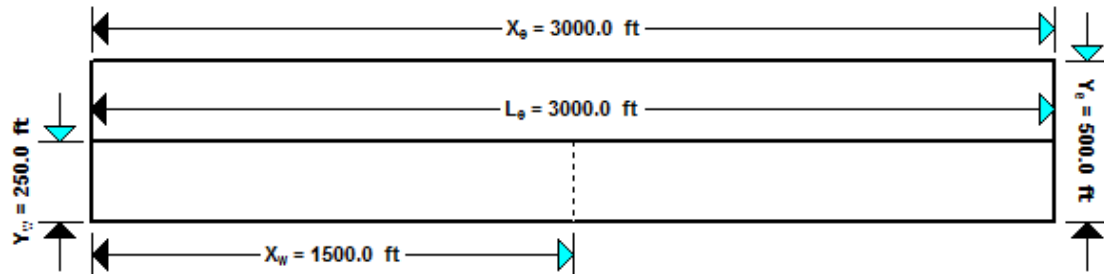


Figura 156. Esquema general de dimensiones del pozo.

Se va a realizar el cálculo con la ecuación 5.1. Se tiene un área de drene de 34.44 acres y una altura de 100 ft además ya se calculó la capacidad de almacenamiento y se trabajará con una densidad de roca de 2.6 g/cc que es la densidad promedio de las rocas de shale.

Adicionalmente se quiere observar más en qué proporción se ve afectado el cálculo de reservas teniendo en cuenta la capacidad de almacenamiento, se utilizara el valor de los shales A y B con las dos metodologías de cálculo de este parámetro.

En la tabla 32 se mostrarán los datos con los que se realizara el cálculo de reservas por el método volumétrico.

VIEJA METODOLOGÍA PARA CÁLCULO DE G_{ST}				
SHALE	ÁREA EN ACRES	H (FT)	G_{ST} (SCF/TON)	DENSIDAD DEL SHALE (G/CC) P_B
A (PL 350)	34.44	100	264.849	2.6
B (PL 1200)	34.44	100	248.542	2.6
NUEVA METODOLOGÍA PARA CÁLCULO DE G_{ST}				
SHALE	ÁREA EN ACRES	H (FT)	G_{ST} (SCF/TON)	DENSIDAD DEL SHALE (G/CC) P_B
A (PL 350)	34.44	100	237.267	2.6
B (PL 1200)	34.44	100	226.538	2.6

Tabla 32. Datos para ser utilizados en el cálculo de reservas por el método volumétrico.

Como muestra de cálculo se tomara la capacidad de almacenamiento del shale A con la vieja metodología (264.849 scf/ton), el gas total en el yacimiento de shale se da en scf.

$$OGIP = 1359.7 (34.44)(100)(2.6)(264.849) = 3224615415 \text{ scf}$$

En la tabla 33 se muestra un resumen de los datos que se utilizaron y el resultado de los cálculos para cada caso:

VIEJA METODOLOGÍA PARA CÁLCULO DE G _{ST}					
SHALE	ÁREA EN ACRES	H (FT)	G _{ST} (SCF/TON)	DENSIDAD DEL SHALE (G/CC) P _B	OGIP (BSCF)
A (PL 350)	34.44	100	264.849	2.6	3.22461541
B (PL 1200)	34.44	100	248.542	2.6	3.02607284
NUEVA METODOLOGÍA PARA CÁLCULO DE G _{ST}					
SHALE	ÁREA EN ACRES	H (FT)	G _{ST} (SCF/TON)	DENSIDAD DEL SHALE (G/CC) P _B	OGIP (BSCF)
A (PL 350)	34.44	100	237.267	2.6	2.88544962
B (PL 1200)	34.44	100	226.538	2.6	2.75496788

Tabla 33. Resumen de cálculo de gas original in-situ para los diferentes casos.

La tabla 33 revela que con la vieja metodología en ambos casos el cálculo de reservas se está sobreestimando alrededor de un 10% respecto a los datos resultantes con la nueva metodología. inicialmente se dijo que el shale A era el que resultaba de la metodología de la generación de isoterma compuesta a partir de los constituyentes del shale, y que esta metodología podía estar un poco desviada ya que la isoterma del kerógeno estaba alterada por el tratamiento que se le realizó y por las interacciones entre componentes de la roca, se puede decir que el valor que es más realista es el del shale B con la nueva metodología ya que como tal el valor de la presión de langmuir fue corregido, y en el cálculo de la capacidad del almacenamiento se tomó en cuenta el volumen de la fase adsorbida, así que la reserva estimada por método volumétrico para el caso de estudio es 2.75496 Bscf, en la tabla 34 se muestra la desviación de los demás valores respecto al valor más acertado de gas original in-situ para el caso de estudio.

GAS ORIGINAL IN-SITU PARA LOS DIFERENTES CASOS				
SHALE	METODOLOGÍA G_{ST}	G_{st} (scf/ton)	OGIP (Bscf)	% error
A (PL 350)	vieja	264.849	3.22461541	17.04729603
B (PL 1200)	vieja	248.542	3.02607284	9.840585147
A (PL 350)	nueva	237.267	2.88544962	4.73623453
B (PL 1200)	nueva	226.538	2.75496788	0

Tabla 34. OGIP de los diferentes casos, donde le valor de referencia es 2.7549 Bscf.

Con los datos de la tabla 33 se puede decir que el incluir el volumen que ocupa la fase adsorbida en el poro afecta el cálculo del gas original in-situ en un porcentaje entre al 10% al 20%, lo que indica que al realizar este cálculo utilizando la capacidad de almacenamiento con vieja metodología arroja valores muy poco confiables a la hora de hacer estas estimaciones iniciales.

7.4.4 Cálculo de reservas por balance de materia

El análisis de balance de materia es un método de interpretación usado para determinar los fluidos originales del yacimiento basado en datos de producción y presión estática. La presión promedio del yacimiento es un valor que no se puede medir cuando el pozo está fluyendo así que muchas veces se utiliza el balance de materia dinámico el cual involucra la presión de pozo fluyendo y también los datos de producción.

Para el caso de estudio los datos de presión promedio se van a obtener mediante un proceso de ajuste histórico y simulación.

7.4.4.1 cálculo de presión de fondo fluyendo

Con el fin de obtener los datos de presión promedio, los datos históricos de producción se cargaron en un programa especializado en análisis de yacimientos de gas de formaciones apretadas o específicamente shale.

Al cargar los datos lo primero que se realizó fue generar un esquema de completamiento de pozo, así que se generó un pozo horizontal con varias etapas de fracturamiento, para este caso fueron 8. Se definió una profundidad de 5650 ft y una longitud de pozo total de 9091 ft, Para hacer el modelo cercano a datos reales, ya que para la formación del devoniano esta es la profundidad promedio de los pozos de gas shale.

El pozo tiene una longitud efectiva de 3000 ft y las 8 zonas productoras están espaciadas de manera uniforme a través de la longitud de este. En la figura 157 se observa un esquema general de la descripción dada anteriormente.

Para realizar el cálculo de la presión de fondo fluyendo por medio de ecuaciones de mecánica de fluidos utilizadas internamente por el programa; en este caso

utiliza la correlación de Beggs & Brill ya que es solo un fluido en una sola fase; se seleccionó un diámetro interno de casing de producción de 3.607 diámetro externo de 4 in y una rugosidad de 0.0006 in. En el caso de del tubing se seleccionó un I.D. de 1.380 pulgadas y un O.D. de 1660 in.

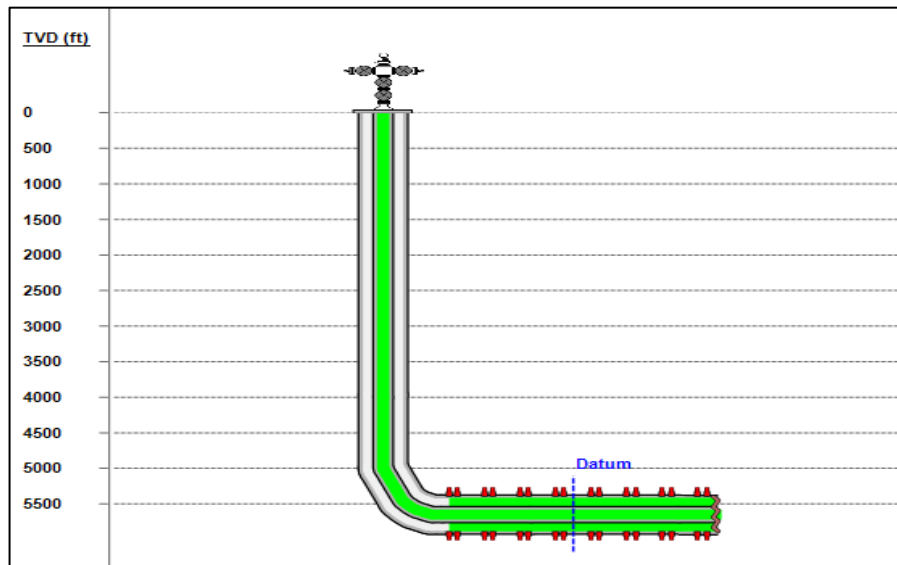


Figura 157. Esquema de perforación y completamiento definido para el pozo de estudio.

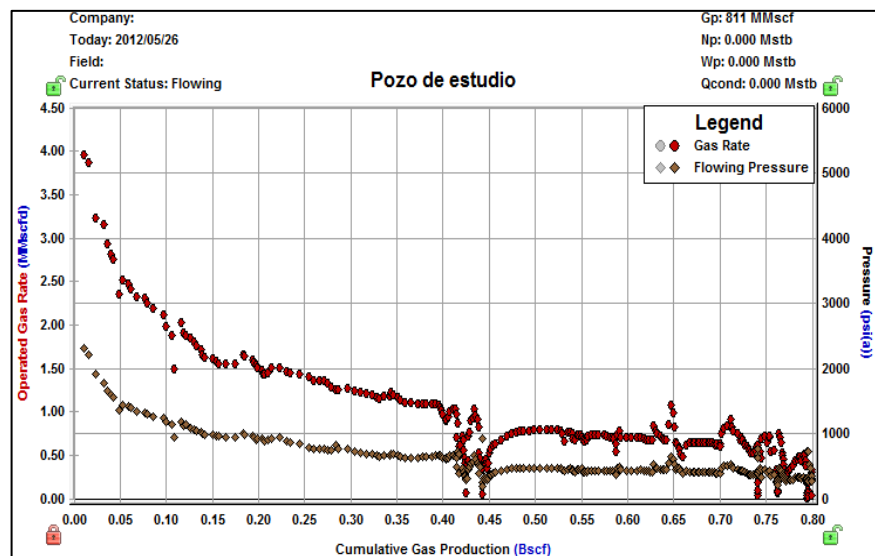


Figura 158. Caudal de gas y presión de fondo fluyendo del caso de estudio.

La temperatura del reservorio está establecida en 175°F y la temperatura de cabeza de pozo es 90°F. Con estos datos de entrada el programa da la opción de calcular los datos de la presión de fondo fluyendo, al realizar los cálculos en la

Figura 154 se da la presión en cada tiempo en el que se tienen datos de producción, se puede notar que la presión de fondo fluyendo al comienzo de la producción es de 2303 y al final es de 355. Estos valores son un poco más elevados que los que se tenían de THP debido a que son datos en el fondo del pozo. La presión promedio se calculó ya que es un parámetro que se pide para poder hacer un ajuste histórico con cualquier modelo de simulación que se va a evaluar, así que para los diferentes casos los datos de pwf serán los mismos.

7.4.4.2 Modelo de simulación para cálculo de presión promedio de reservorio

El modelo que se utilizara es un bloque rectangular de 500 ft de ancho por 3000 ft de largo con 8 fracturas hidráulicas con una longitud media de 250ft, para que el modelo sea lo más parecido al esquema de completamiento del pozo que se definió anteriormente y también porque estas dimensiones fueron las utilizadas para realizar el cálculo por el método volumétrico. Con el cálculo de Pwf para cada tiempo de producción estableciendo una profundidad promedio de los yacimientos de gas shale, es posible realizar un ajuste histórico en el software con este modelo, se asumirá que el volumen a evaluar tiene un comportamiento pseudoestable esto quiere decir que el ancho del yacimiento es igual a la longitud media de las fracturas y el largo del yacimiento es igual a la longitud efectiva del pozo.

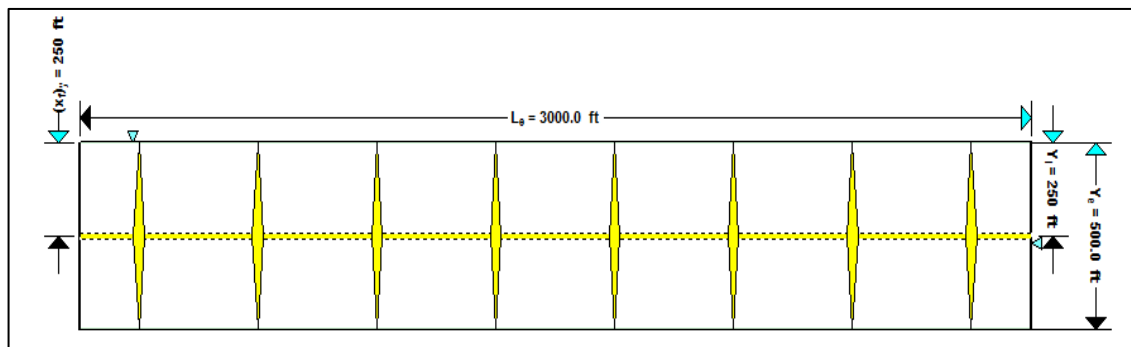


Figura 159. Modelo esquemático utilizado para simulación numérica y analítica para realizar ajuste histórico.

Antes de realizar el ajuste histórico con el modelo de simulación numérico se sometió a un ajuste histórico con un modelo analítico con el fin de determinar una conductividad adimensional y una permeabilidad de la zona estimulada ya que para realizar la simulación numérica son requeridos estos datos.

El modelo de simulación analítico del software da la opción de variar todos los parámetros de la tabla 34 con el fin de realizar un ajuste más preciso. En este caso los únicos parámetros que dejaron variando son la conductividad adimensional y la permeabilidad de la zona estimulada ya que son datos que no

se tienen y así obtenerlos para realizar la simulación numérica, además los otros parámetros son datos reales del pozo y no se deben variar ya que el fin del ajuste histórico es que se realice para que el modelo se ajuste con la información disponible del yacimiento.

Como datos de entrada se asumió una conductividad adimensional de 300 ya que este valor es el rango donde las fracturas tienen una conductividad infinita y la permeabilidad de la zona estimulada igual a la permeabilidad de la matriz 0.0000025 md.

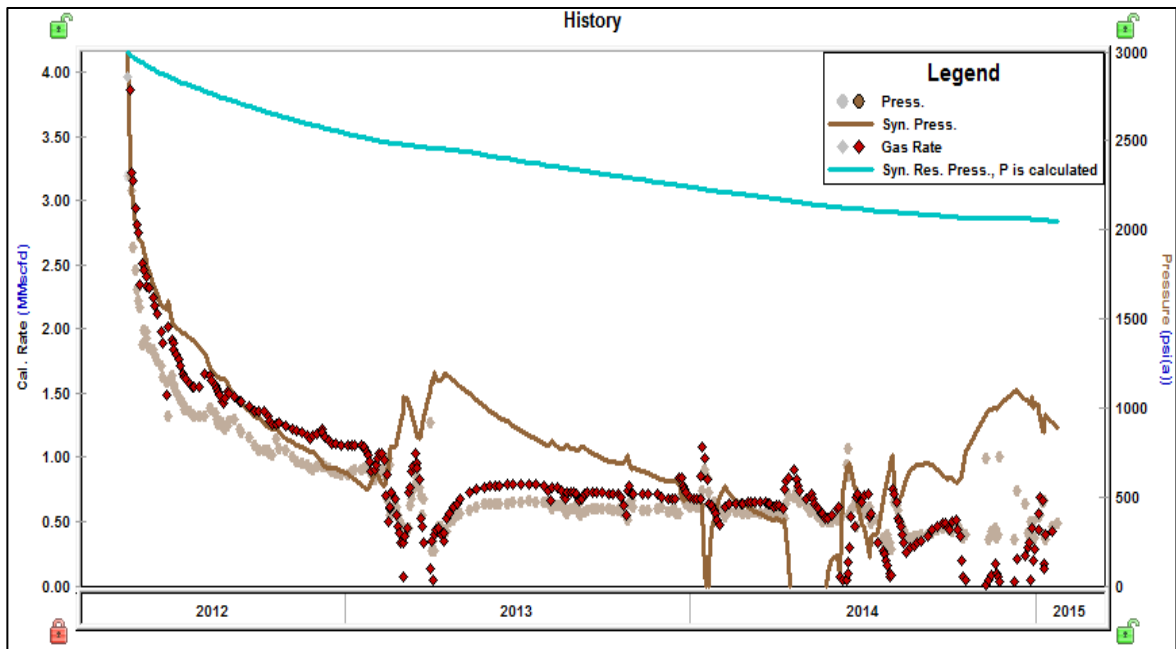


Figura 160. Ajuste histórico mediante simulación analítica para el shale con PL de 1200 psia.

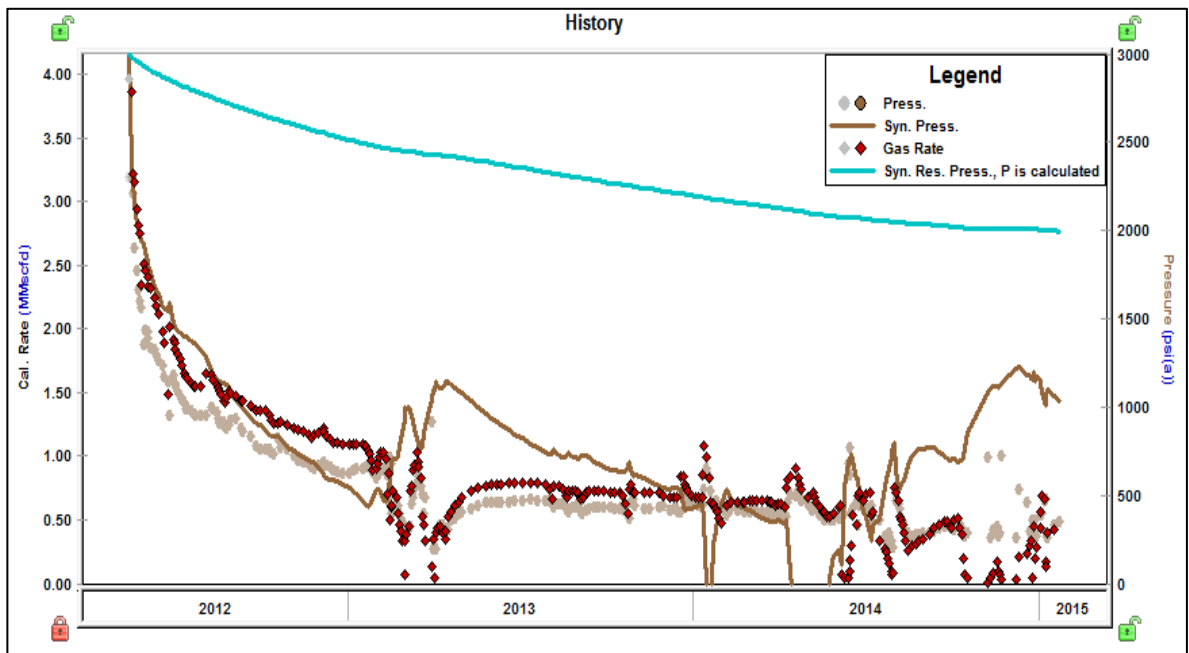


Figura 161. Ajuste histórico mediante simulación analítica para el shale con PL de 350 psia.

Realizado el ajuste histórico analítico se observa que la presión en la cara del pozo no ajusta bien y en algunos casos da valores negativos debido a que se dejaron fijos muchos parámetros y el software no pudo realizar el ajuste adecuado. La conductividad adimensional resultante en ambos casos fue mayor a 300, así que el software nos dice que las fracturas tienen una conductividad infinita, por consiguiente se realizara la simulación numérica en ambos casos con un valor de conductividad adimensional de 300.

Para el caso de la permeabilidad en la zona estimulada para una PL de 350 psia resultó 0.0008 md y para una PL de 1200 psia 0.001 md, así que para ambos casos se definió un valor de permeabilidad de la zona estimulada de 0.0009 md ya que es el promedio entre los dos valores resultantes y se tomaran los mismos parámetros para ambos casos en la simulación numérica.

El resultado arrojado de 0.0009 md en la zona estimulada por las fracturas nos indica que existe una permeabilidad equivalente entre las fracturas y la matriz, lo que quiere decir que la zona estimulada tendría un comportamiento similar a un sistema de doble porosidad ya que las fracturas generan micro fracturas en las cercanías de ellas dependiendo hacia donde van orientados los esfuerzos de tensión y compresión.

Ya con todos los datos que el software requiere se corrió la simulación numérica para realizar el ajuste histórico y así poder determinar la presión promedio para poder realizar el balance de materia estático. Los parámetros con los cuales se realizara la simulación se pueden apreciar en la tabla 35.

DATOS DE SIMULACIÓN		
PRESIÓN INICIAL	3000	psia
LONGITUD EFECTIVA DEL POZO	3000	ft
LONGITUD MEDIA DE FRACTURAS	250	ft
CONDUCTIVIDAD ADIMENSIONAL	300	
NUMERO DE FRACTURAS	8	
PERMEABILIDAD ZONA ESTIMULADA	0.0009	md
PERMEABILIDAD ZONA NO ESTIMULADA	2.50E-06	md
ALTURA	100	h
POROSIDAD	8	%
SATURACIÓN DE GAS	100	%
ANCHO	500	ft
LARGO DEL YACIMIENTO	3000	ft
RADIO DEL POZO	0.3	ft

Tabla 35. Datos utilizados en la simulación numérica y para realizar ajuste histórico.

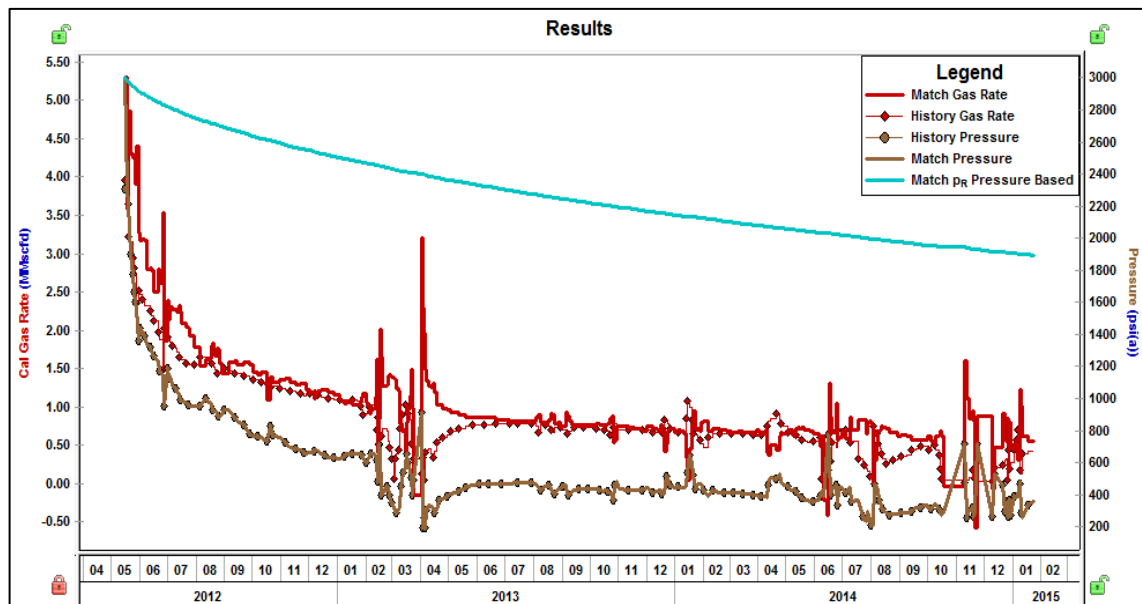


Figura 162. Ajuste histórico mediante simulación numérica para el shale con PL de 1200 psia.

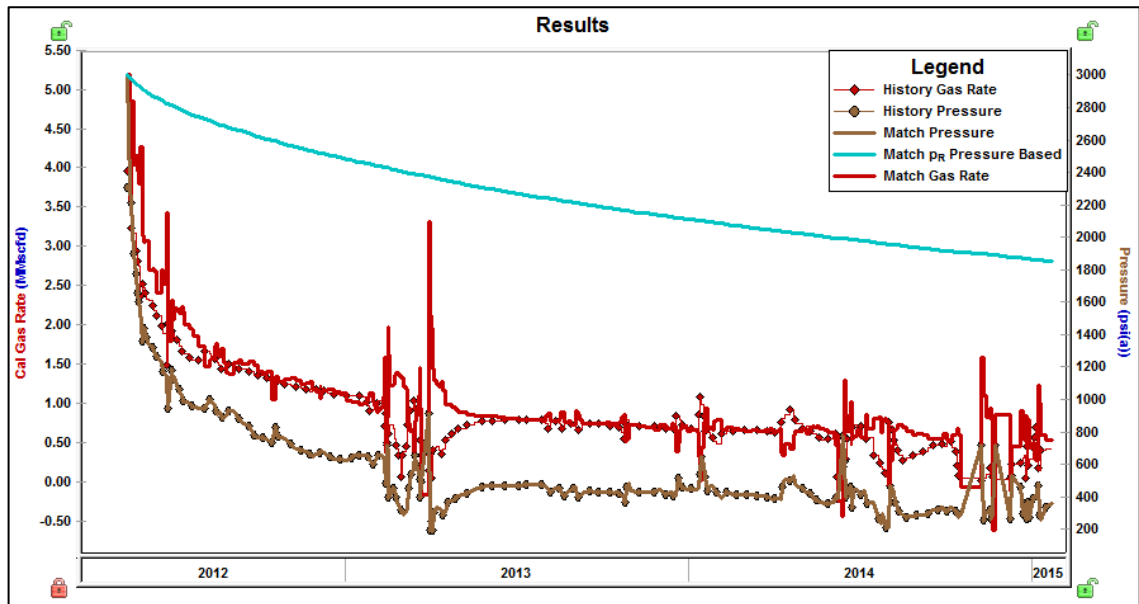


Figura 163. Ajuste histórico mediante simulación numérica para el shale con PL de 350 psia.

En las figuras 162 y 163 se observan los datos históricos reales y los simulados ajustados al modelo. El ajuste histórico se realizó tomando como parámetro de ajuste la Pwf. Se aprecia en ambos casos la Pwf real y la generada en el ajuste histórico se ajustan de manera perfecta, se aprecian ciertas desviaciones en el caudal pero el ajuste es válido, porque se tomó como parámetro de ajuste la presión y el caudal ajustado y el real tiene un comportamiento muy similar. En el caudal ajustado se ven algunos picos anormales, esto es debido a que a mayor diferencia entre presión promedio y presión de cara de pozo mayor es el caudal, es decir esto se debe al método de cálculo basado en la presión.

Se puede concluir que en ambos casos el modelo establecido para realizar la simulación es válido porque que los datos de producción histórica y los datos simulados se ajustan casi de manera perfecta, lo que quiere decir que la presión promedio simulada para ambos casos es válida y se tomaran para calcular la reservas de gas por medio del balance de materia estático.

En la figura 164 se puede ver que la presión de Langmuir tiene influencia en el cálculo de la presión promedio, ya que se aplicó el mismo modelo de simulación para ambos casos y hay una mínima diferencia en los valores para cada tiempo de producción.

Se observa que la presión promedio cambia de una manera no tan significativa para una diferencia de presión de Langmuir de 1450 psia, ahora se evaluará que influencia tiene esta diferencia en el cálculo de gas original in-situ.

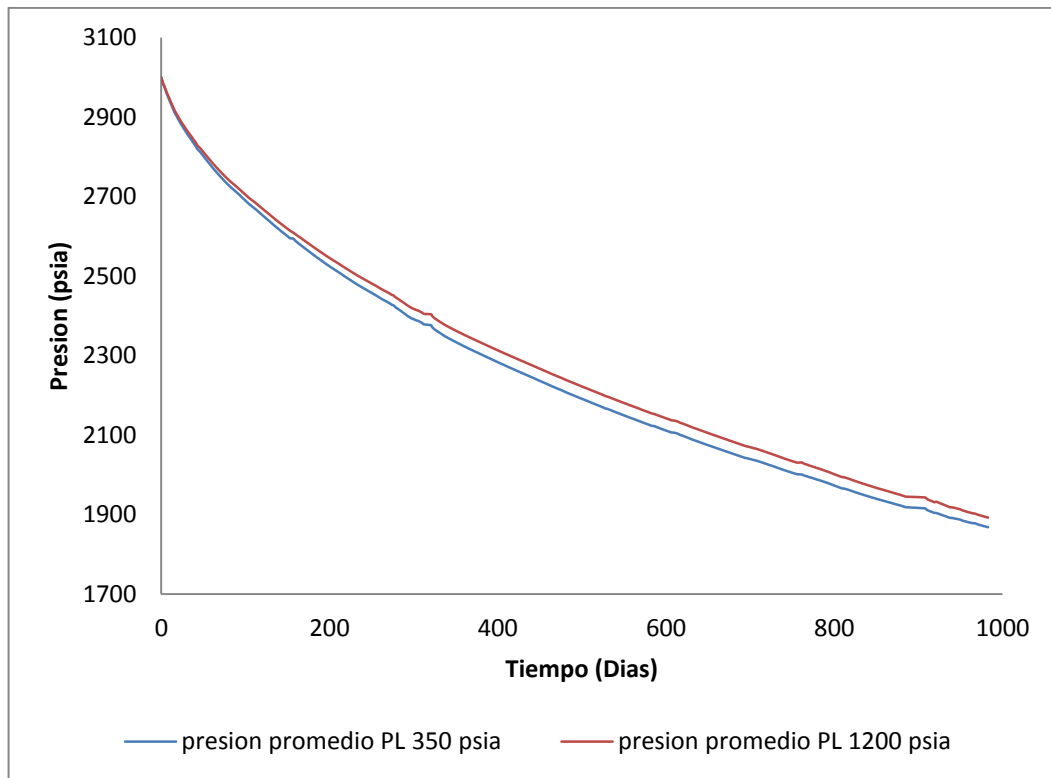


Figura 164. Gráfico comparativo de las presiones promedio para los casos de estudio.

7.4.5 Análisis de producción de yacimientos de gas shale por curvas de declinación

La producción gas natural proveniente de formaciones de shale mundialmente ha mostrado un comportamiento de crecimiento rápido en años recientes. Para maximizar el rendimiento de estos pozos la mayoría de estos se perforan horizontalmente para cubrir grandes áreas con una sola perforación y así extraer el recurso con mayor eficiencia. El boom también ha sido impulsado por precios el aumento de los precios de los recursos energéticos y la producción en declinante de los yacimientos convencionales.

Como este tipo de yacimientos son catalogados como no convencionales se quiere estudiar cómo se comporta su producción a lo largo del tiempo mediante el análisis de curvas de declinación y entender mejor el desempeño de este tipo de yacimientos para posteriormente realizar análisis económicos.

7.4.5.1 Determinación de tipo de declinación por método de Arps

Con el fin de determinar qué tipo de comportamiento tiene la producción de un yacimiento de gas shale, se aplicara la metodología a los datos de producción del caso de estudio que corresponden a un pozo típico de la formación del devoniano en estados unidos.

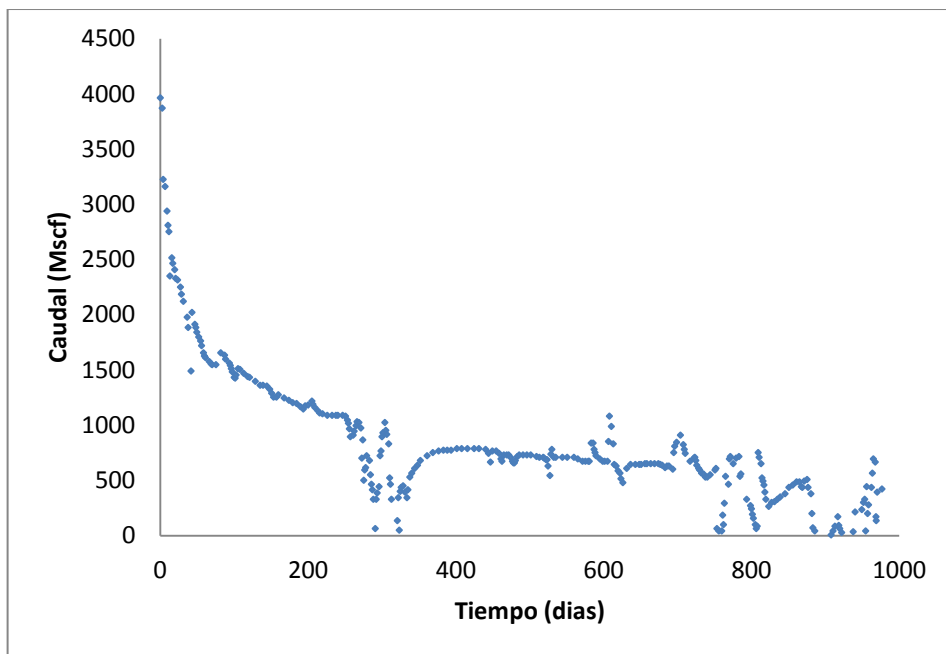


Figura 165. Gráfico de caudal contra tiempo de caso de estudio.

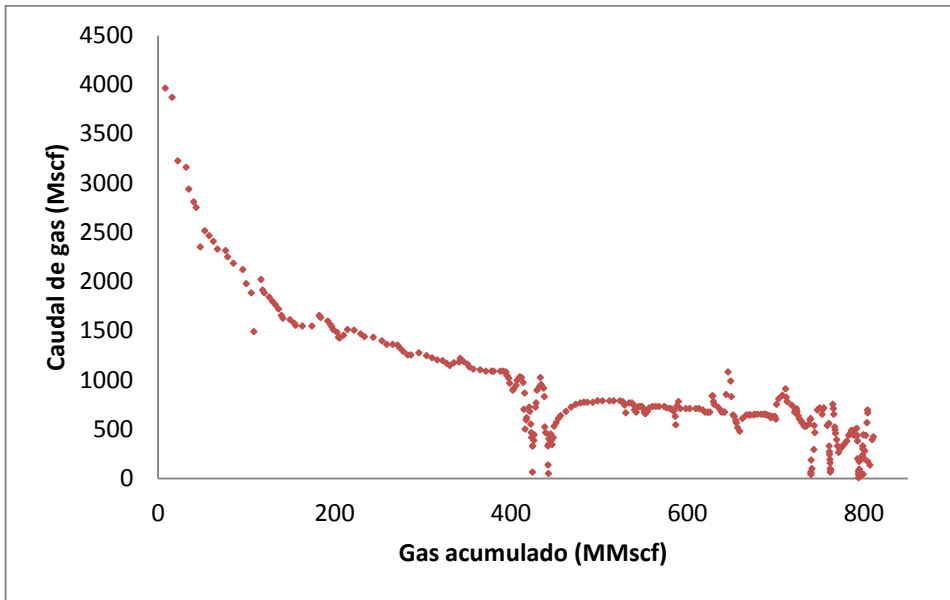


Figura 166. Gráfico caudal contra gas acumulado de caso de estudio.

Para determinar qué tipo de comportamiento exhiben los datos de producción se harán una serie de gráficos semilog para poder distinguir si tiene un comportamiento exponencial, hiperbólico o armónico.

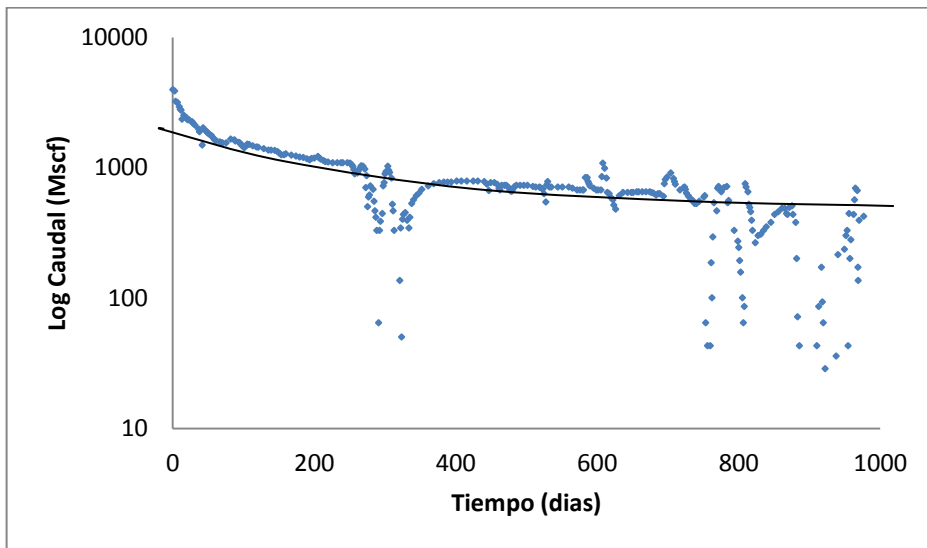


Figura 167. Tendencia datos de producción de gráfico Log de caudal contra tiempo

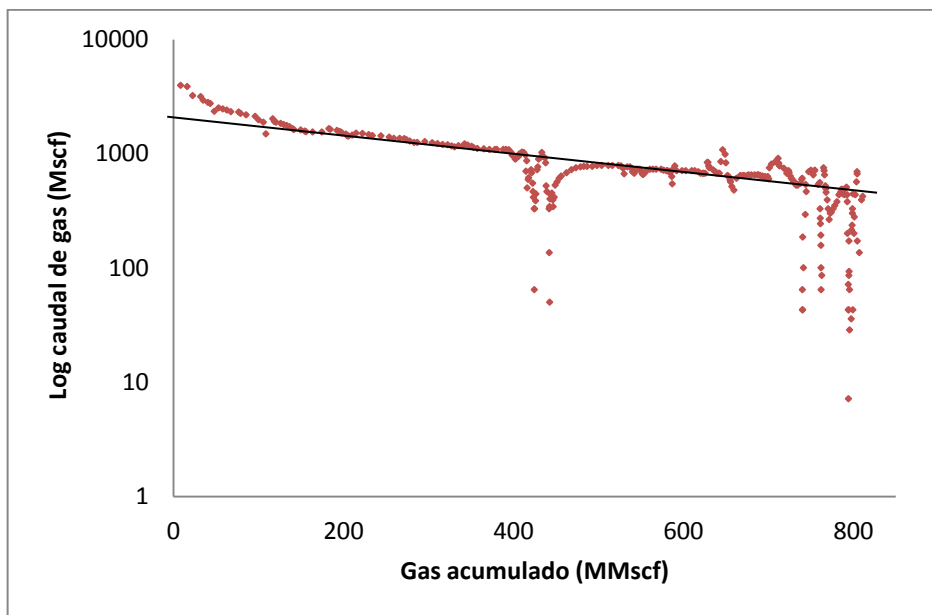


Figura 168. Tendencia de datos de producción Log de caudal contra gas acumulado.

Se puede apreciar en la figura 166 que el comportamiento de los datos no es lineal, esto quiere decir que la producción no tiene un comportamiento exponencial, para corroborar esto se realizó el gráfico de la figura 167, ya que si un gráfico semilog entre el caudal y el tiempo tiene que exhibir una línea recta si es un comportamiento de tipo exponencial, pero este no la muestra así que se puede decir con seguridad que un yacimiento de gas shale no tiene un comportamiento de la curva de declinación de tipo exponencial donde $b = 0$.

La figura 168 en la cual hay un gráfico semilog entre el caudal y el gas acumulado tiene una tendencia en donde casi la mayoría de los datos están en línea recta debido a que el flujo transiente del comienzo de la producción me está afectando un poco este comportamiento así que lo más posible es que un yacimiento de gas shale tenga un comportamiento armónico donde $b \Rightarrow 1$.

Con este análisis de graficas hacemos una aproximación del comportamiento real que tiene este tipo de yacimientos, también la literatura dice que en la mayoría de los casos el comportamiento de la declinación de este tipo de yacimientos es de tipo armónico.

7.4.5.1.1 Aplicación de método de Arps

Anteriormente con un análisis de graficas semilog de la producción se identificó que el caso de estudio posiblemente presenta comportamiento armónico un poco distorsionado tal vez por el comportamiento transiente al comienzo de su vida productiva, ahora se aplicara la metodología de análisis de Arps para así poder

decir con seguridad que el comportamiento de la producción de los yacimientos de gas shale es de comportamiento armónico.

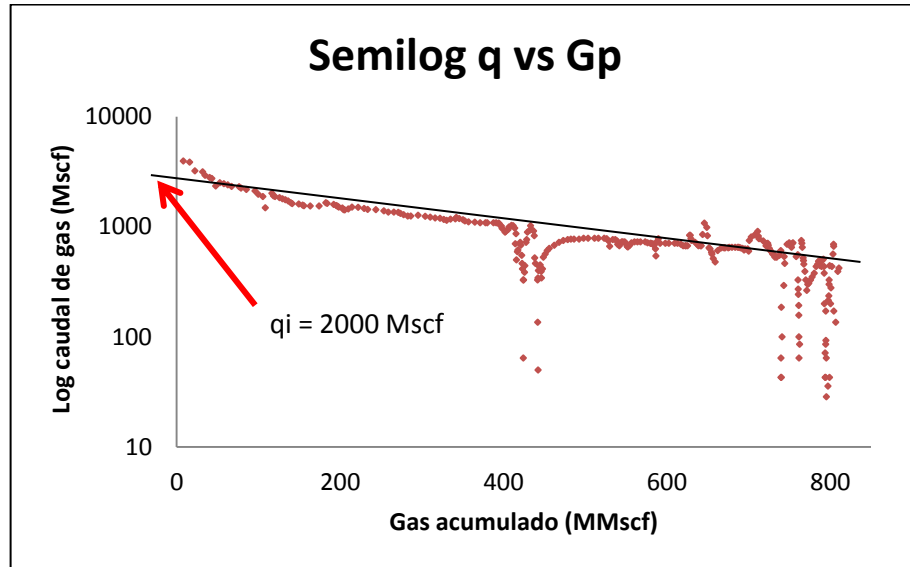


Figura 169. Gráfico utilizado para hallar q_i para utilizarlo en método de Arps. Para aplicar la metodología de Arps es necesario hallar un caudal inicial con la línea recta que se proyecta en la figura 169 hasta el eje y dio como resultado un caudal de 2000 Mscf.

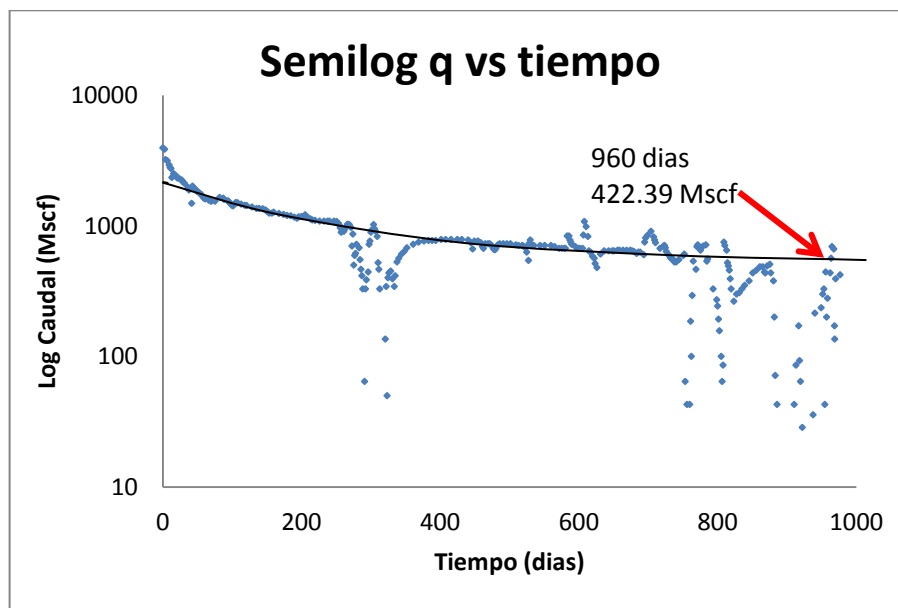


Figura 170. Gráfico utilizado para hallar q_2 y t_2 para utilizarlo en método de Arps.

Lo siguiente que se debe hacer es determinar el último el punto de tiempo y caudal el cual cumple con la tendencia de la figura 169 así que se hizo la figura 170 para determinar qué tiempo correspondía a un caudal de 422.39 Mscf y un acumulado de 810 MMscf y dio como resultado un valor de 960 días. Estos valores se requieren para hallar un q_1 el cual estaría dentro de la tendencia lineal de la figura 165, la ecuación con la cual q_1 se halla es:

$$q_1 = \sqrt{q_i + q_2} \quad (\text{Ec.7.4})$$

Reemplazando:

$$q_1 = \sqrt{2000 + 422.93}$$

Lo que da como resultado un q_1 de 919.716 Mscf, ahora se busca el tiempo correspondiente a ese caudal, se observa la figura 170 y el t_1 es 303 días.

Lo siguiente es hallar el coeficiente b de la ecuación de Arps el cual rige la curvatura de la tendencia de las curvas de declinación, con la siguiente ecuación:

$$f_{(b)} = t_2 \left(\frac{q_i}{q_1}\right)^b - t_1 \left(\frac{q_i}{q_2}\right)^b - (t_2 - t_1) \quad (\text{Ec. 7.5})$$

Como se va aplicar el método de Newton Rapson para determinar b la derivada de la ecuación anterior es:

$$f'_{(b^k)} = t_2 \left(\frac{q_i}{q_1}\right)^{b^k} \ln\left(\frac{q_i}{q_1}\right) - t_1 \left(\frac{q_i}{q_2}\right)^{b^k} \ln\left(\frac{q_i}{q_2}\right) \quad (\text{Ec. 7.6})$$

Para comenzar la iteración se asumió un valor inicial de $b = 1$ para comprobar si el comportamiento es armónico realmente o hiperbólico, si el valor es hiperbólico estaría entre el rango de 0 y 1.

ITERACION	b	f(b)	f' (b)	b(n)
0	1	-0.006195488	-1.67896349	0.99630993
1	0.996309933	-4.14834E-05	-1.656507303	0.99628489
2	0.99628489	-1.90118E-09	-1.656355469	0.99628489
3	0.996284889	0	-1.656355462	0.99628489
4	0.996284889	0	-1.656355462	0.99628489
5	0.996284889	0	-1.656355462	0.99628489

Tabla 36. Resultado de proceso iterativo para hallar el valor de b.

Se aplicó el método iterativo de Newton Rapson y la solución converge a un valor de $b = 0.996285$, este valor es muy cercano a 1, es decir que la declinación para

este caso es de comportamiento armónico, pero el flujo transiente al principio es una limitación para esta metodología puesto que los métodos gráficos por los cuales se determina qué tipo de comportamiento exhibe una declinación no aplican para el 100% de los datos de producción de el caso de estudio y muy posiblemente para muchos yacimientos de gas shale.

Ahora el siguiente paso es calcular la tasa de declinación inicial (nominal) D_i con el fin de hacer una proyección del comportamiento del caudal para el caso de estudio.

Así que se tiene:

$$D_i = \frac{\left(\frac{q_i}{q_2}\right)^b - 1}{bt_2} \quad (\text{Ec. 7.7})$$

Reemplazando se obtienen diferentes valores dependiendo de la base de tiempo al la que se va a aplicar, para una base anual 1.39327 año^{-1} con una base mensual $0.116106 \text{ meses}^{-1}$ y base diaria $0.003817193 \text{ dias}^{-1}$, luego se halla el caudal y el acumulado pronosticado a un tiempo t con las siguientes ecuaciones:

Para caudal a cualquier tiempo:

$$q_t = \frac{q_i}{[1 + bD_it]^{(1/b)}} \quad (\text{Ec. 7.8})$$

Para gas acumulado a cualquier tiempo:

$$G_{p(t)} = \left[\frac{q_i}{D_i(1-b)} \right] \left[1 - \left(\frac{q_t}{q_i} \right)^{1-b} \right] \quad (\text{Ec. 7.9})$$

Se realizó el calculo para 30 años de produccion y se puede apreciar en las figuras 171 y 172 el pronóstico realizado con el método de Arps. La figura 171 muestra que los datos de caudal contra tiempo diagnosticados se ajustan casi de manera perfecta con los datos reales de produccion lo que una vez mas demuestra que el yacimiento del caso de estudio tiene un comportamiento de la produccion de tendencia armonica; para corroborar la tendencia que se obtuvo mediante el analisis de la figura 169 y los calculos realizados para hallar la constante de declinacion b se realizo el grafico de la figura 172 el cual es caudal contra gas acumulado y nuevamente los datos reales y pronosticados ajustan de manera casi perfecta, ahora se puede decir sin dudas y se puede llegar a la misma conclusion de la literarura la cual dice que la mayoría de los yacimientos de gas shale presentan un comportamiento armonico.

Aunque con el analisis tradicional de Arps no se pueden tomar todos los datosd este yacimiento de gas shale ya que el transiente hace que algunos datos de

produccion caudal contra tiempo no esten dentro de la tendencia que se realiza con este analisis y tal vez se deba hacer un analisis completo con otro método.

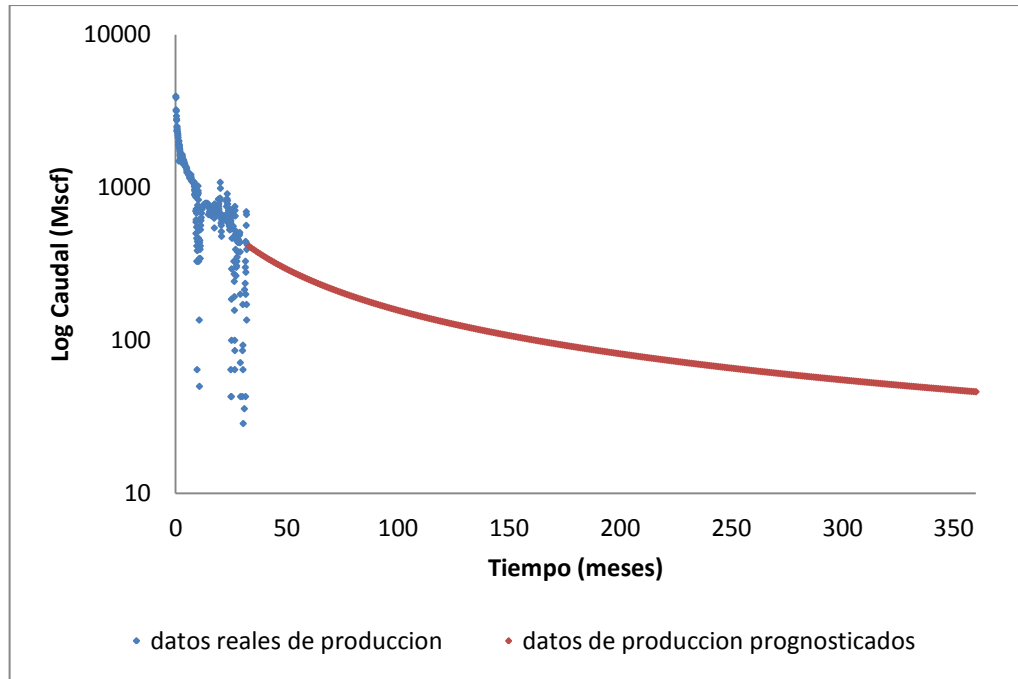


Figura 171. Gráfico Log Caudal contra Tiempo de datos reales y pronosticados de producción del caso de estudio.

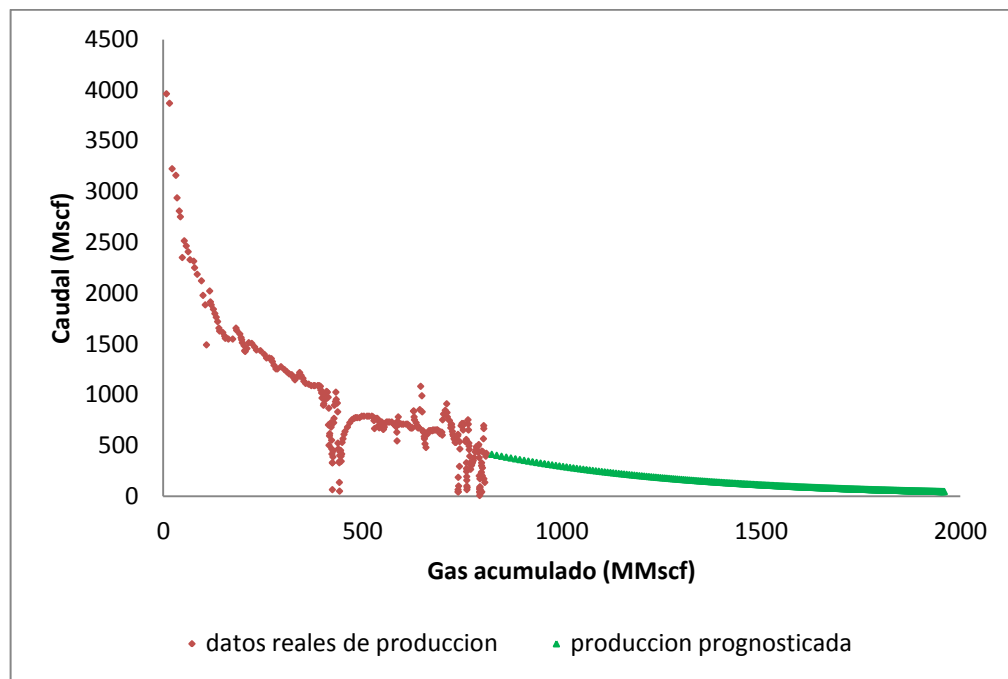


Figura 172. Gráfico Caudal contra Gas acumulado de datos reales y pronosticados de producción del caso de estudio.

7.4.5.2 Determinación de tipo de declinación con apoyo de software

Con el objetivo de validar los datos obtenidos por el método de Arps se utilizarán un software especializado en análisis de yacimientos de gas no convencionales el cual tiene una aplicación de análisis de curvas de declinación

7.4.5.2.1 Análisis de declinación de formaciones apretadas (gas shale) mediante el software Fekete Harmony

En la producción de gas shale, la duración del flujo transiente es mucho más largo que en la producción de yacimientos convencionales. Los métodos de declinación tradicionales asumen flujo dominado por los límites del yacimiento, y no son correctamente utilizados durante los datos de producción del transiente.

Muchos autores han investigado modificando el análisis de curvas de declinación convencional para pronosticar la producción de yacimientos como los de gas shale. Desafortunadamente, la mayoría de los métodos son complejos y dependen de datos de presión que probablemente no estarán disponibles.

Cuando el análisis de declinación ha sido usado en la producción de yacimientos de gas shale, da como resultado una declinación armónica o superbolica (valor de $b = 1$ o mayor). Específicamente el flujo lineal puede ser demostrado con un exponente de declinación de 2. En estos casos, hay instancias donde la tasa de

declinación efectiva se vuelve muy baja (aproximada a cero) y el ultimo recobro estimado interpretado es sobrestimado.

En el método de declinación de yacimientos de gas shale, cuando el tiempo en el cual el flujo gobernante es el dominado por los límites es alcanzado el exponente de declinación b puede ser disminuido del flujo transiente a un valor razonable para una declinación donde el flujo es dominado por los límites del yacimiento ($b \leq 0.5$).

Teniendo en cuenta el método de análisis que es usado por el programa para yacimientos de gas shale ahora lo que se quiere comprobar es si esta metodología que influencia tiene en el caso de estudio ya que anteriormente por el método convencional algunos datos del transiente de presión se despreciaron y el exponente $b = 0.9962$ que se calculó aplica para toda la declinación.

Se cargaron los datos de producción en el software y se generaron dos curvas para el análisis que se pueden observar en las figuras 173 y 174 para generar los gráficos el software requirió datos de permeabilidad y área de drene, así que se tomó 0.001 md y 34.4 acres anteriormente definidos para la simulación y ajuste histórico.



Figura 173. Pronóstico de producción por el método (caudal de gas vs gas acumulado) del software FEKETE HARMONY.

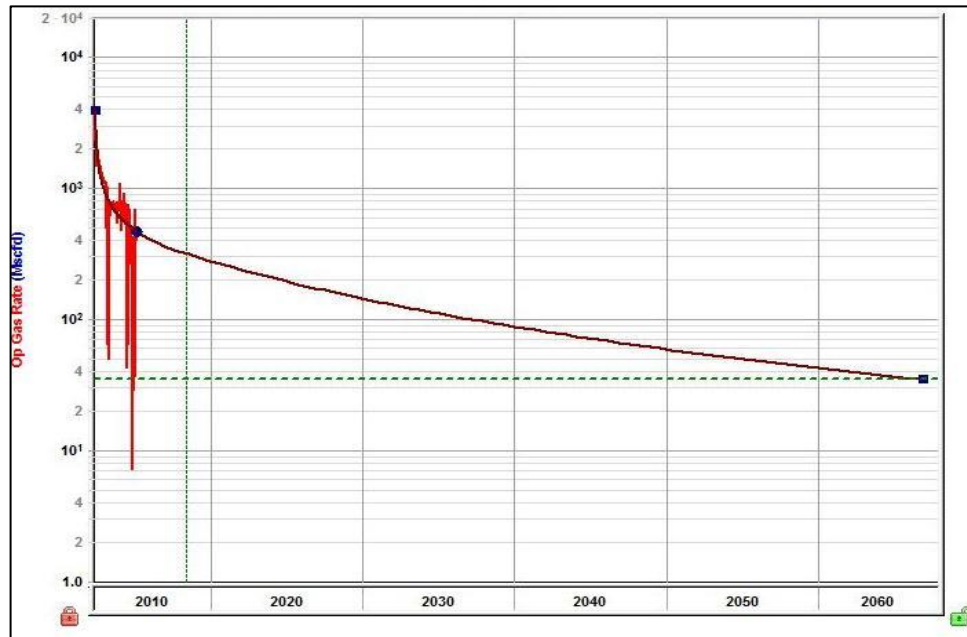


Figura 174. Pronóstico de producción por el método (caudal de gas vs tiempo) del software FEKETE HARMONY.

En las figuras 173 y 174 se puede observar que el software generó un pronóstico levemente diferente teniendo en cuenta el tiempo de producción y el gas acumulado. A continuación se mostraran en una tabla los resultados para ambos análisis generados por el software y se van a comparar con los resultados arrojados con el método de Arps definiendo un caudal final de 34.8 Mscf.

MÉTODO	ACUMULADO FINAL (BSCF)	TIEMPO DE TRANSICIÓN DE FLUJO (MESES)	EXPONENTE B	CAUDAL FINAL (MSCF)	TIEMPO FINAL DE PRODUCCIÓN (MESES)
Arps	2.105	xxxx	0.9962	34.8	480
Gas Cum	3.415	71.4	2 y 0.5	34.8	636
Gas Time	3.132	71.4	2 y 0.5	34.8	612

Tabla 37. Cuadro comparativo de las diferentes metodologías de análisis de curvas de declinación aplicadas al caso de estudio.

La tabla 37 revela con la metodología de Arps el acumulado a 34.8 Mscf de caudal final es menor respecto a las otras metodologías, esto es debido a que la

metodología utilizado por el software de utilizar un exponente $b=2$ en el flujo transiente hace que la curva de comportamiento de la declinación suba respecto a la de $b = 0.996$ y por consiguiente al llegar al caudal final propuesto la que primero llegara a este valor es la de $b = 0.996$, aun así utilizando un exponente $b = 0.5$ para la zona donde el flujo es dominado por los límites sigue siendo mayor el valor de acumulado final generado por el software.

Una hipótesis de que el gas acumulado con la metodología de Arps sea menor a la metodología usada por el software es porque se desprecian varios datos del flujo transiente a la hora de aplicar la metodología y por ende afectan el valor de b y no esté mostrando un comportamiento real de la declinación de este tipo de yacimientos.

El valor de gas acumulado generado por el método de Arps se ajusta en gran medida al dato de cálculo de reservas obtenido anteriormente ya que con la metodología del software a un caudal final dado este valor sobrepasa las reservas estimadas mediante método volumétrico y balance de materia, pero a la hora de realizar análisis de comportamiento de la producción, esta herramienta de curvas de declinación no se utiliza con el fin de estimar reservas sino que es utilizado para ver el posible comportamiento de la tendencia de la producción de un yacimiento para analizar su rentabilidad económica

En conclusión se puede decir que el análisis de curvas de declinación no es un método altamente confiable para estimar reservas porque hay muchos otros factores involucrados que se van manifestando en la vida productiva de un pozo que hace que la proyección realizada por este análisis no sea acertada, pero es ampliamente utilizado para realizar una proyección del posible comportamiento productivo del yacimiento que se requiera estudiar para poder realizar estimaciones del comportamiento general de las inversiones y ganancias de un proyecto a través del tiempo de producción .

7.4.5.3 Análisis económico

El pronóstico de producción de gas generado por el método de Arps que se realizó al caso de estudio será usado para realizar una evaluación económica básica donde se utilizaran costos de campos de gas shale de estados unidos usando metodologías de análisis de inversión como lo son el valor presente neto, la tasa de retorno e índices de rentabilidad de descuento (DPI) antes de impuesto (before tax). DPI es definido como:

$$DPI = \frac{NPV+I}{I} \quad (\text{Ec. 7.10})$$

Donde I es la inversión estimada a lo largo de la vida del pozo descontada al presente y NPV es el valor presente neto del pozo asumiendo un precio de gas de \$4.5/Mscf.

Para trabajar estas metodologías de análisis económico se utilizara un valor de costo inicial de pozo de 3 MM U\$, una regalía de 19% y costos operativos de 0.7 \$/Mscf. Se asumió un límite económico de 46 Mscf, con el pronóstico realizado por Arps este caudal se alcanza a los 30 años, así que este será el tiempo hasta el cual se realizara el análisis económico.

Para el análisis económico se definieron tasas de interés anual de descuento de 0%, 5%, 10% y 15% con fin de efectos prácticos demostrativos. Se utilizara la tasa de interés de 0% con el fin de comparar el efecto que tiene el valor presente neto sobre la ganancia a lo largo del tiempo.

Se sabe que el uso de valores sin actualizar a una tasa de descuento da valores favorables para cualquier proyecto (ganancia más alta, periodo de cancelación más corto), también hay una desventaja mayor en el uso de valores actualizados, porque no se sabe directamente que tasa de descuento debe utilizarse, así que algunas empresas optan por escoger una tasa de descuento la cual refleje el poder o la potencialidad de ganancia de las inversiones actuales de capital de la compañía, por esto muchas compañías presentan el periodo de recuperación no actualizado es decir 0% de interés de descuento ya que de esta forma se evita cualquier incertidumbre respecto a la tasa de descuento más cercana a la realidad o sus posibles variaciones.

Con las tasas de descuento definidas anteriormente se quiere observar en qué proporción se ven afectadas las ganancias que se van a recibir durante los 30 años y definir a cual tasa de descuento el proyecto se hace económicamente inviable lo que equivale al valor de tasa de retorno, en donde las ganancia y las pérdidas son iguales.

A continuación se mostraran una serie de gráficos en los cuales se muestra la ganancia neta a diferentes tasas de descuento y la ganancia acumulada también con su respectiva tasa de descuento.

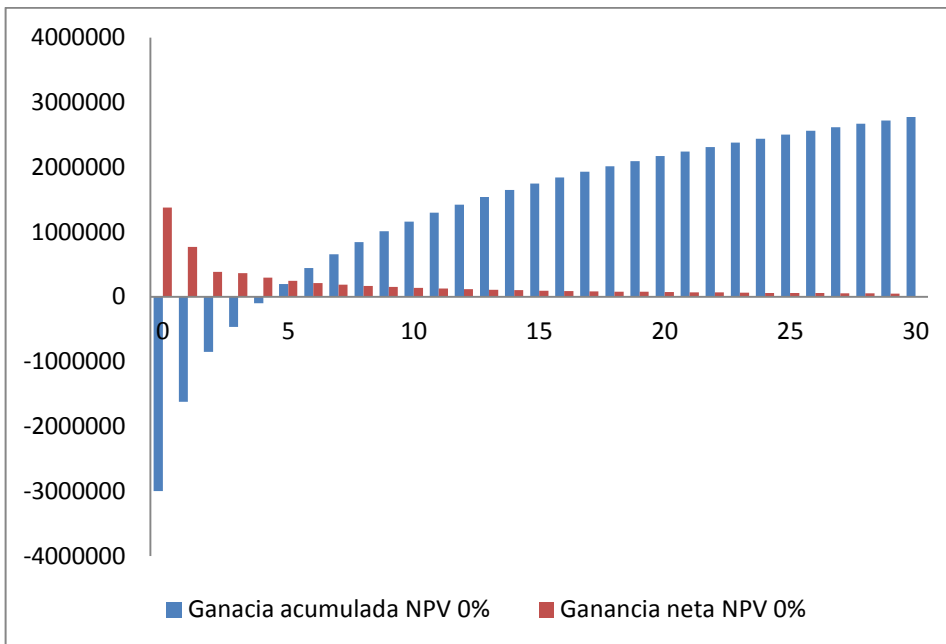


Figura 175. Ganancias netas y ganancias y pérdidas acumuladas en dólares con una tasa de descuento de 0% estimada con pronóstico de producción de Arps.

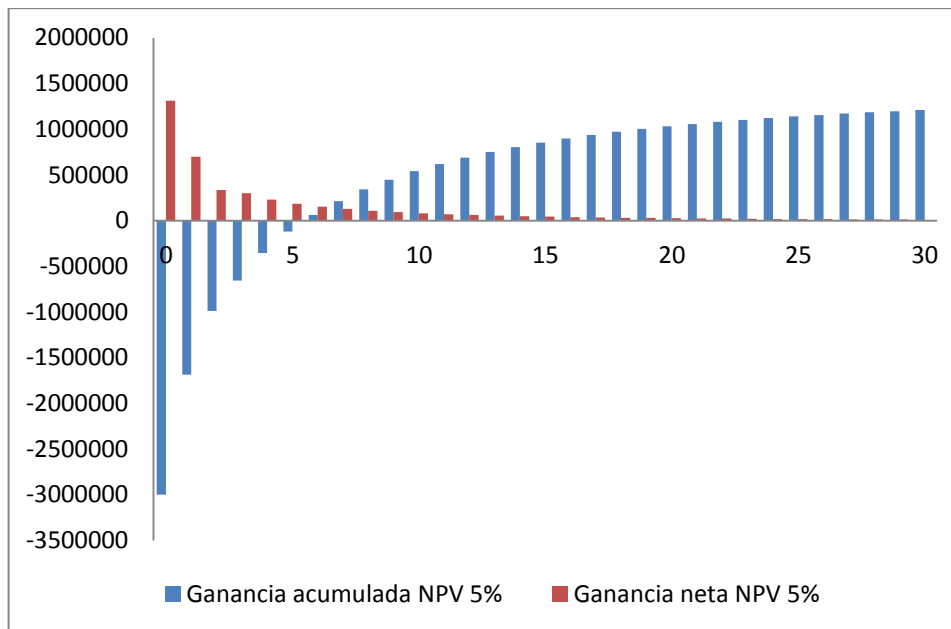


Figura 176. Ganancias netas y ganancias y pérdidas acumuladas en dólares con una tasa de descuento de 5% estimada con pronóstico de producción de Arps.

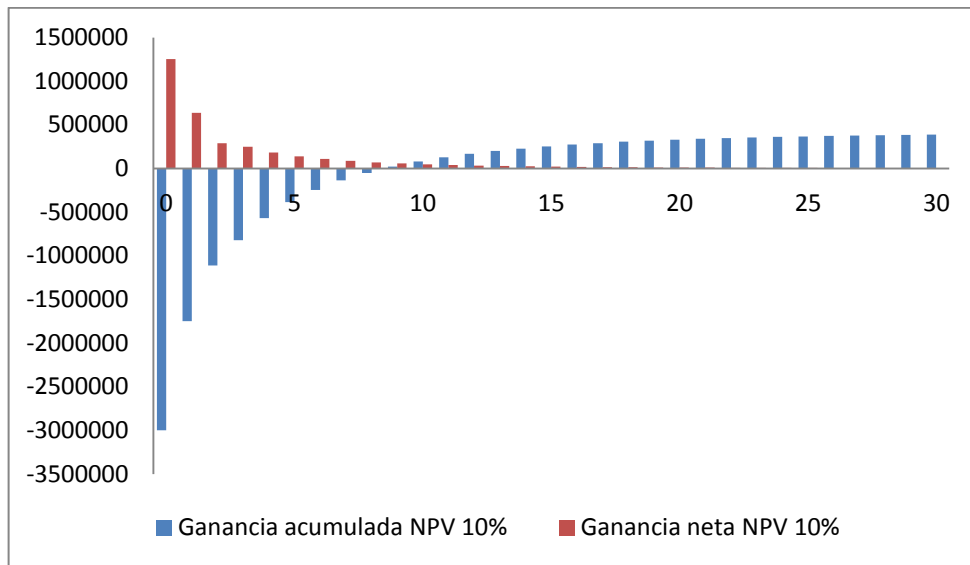


Figura 177. Ganancias netas y ganancias y pérdidas acumuladas en dólares con una tasa de descuento de 10% estimada con pronóstico de producción de Arps.

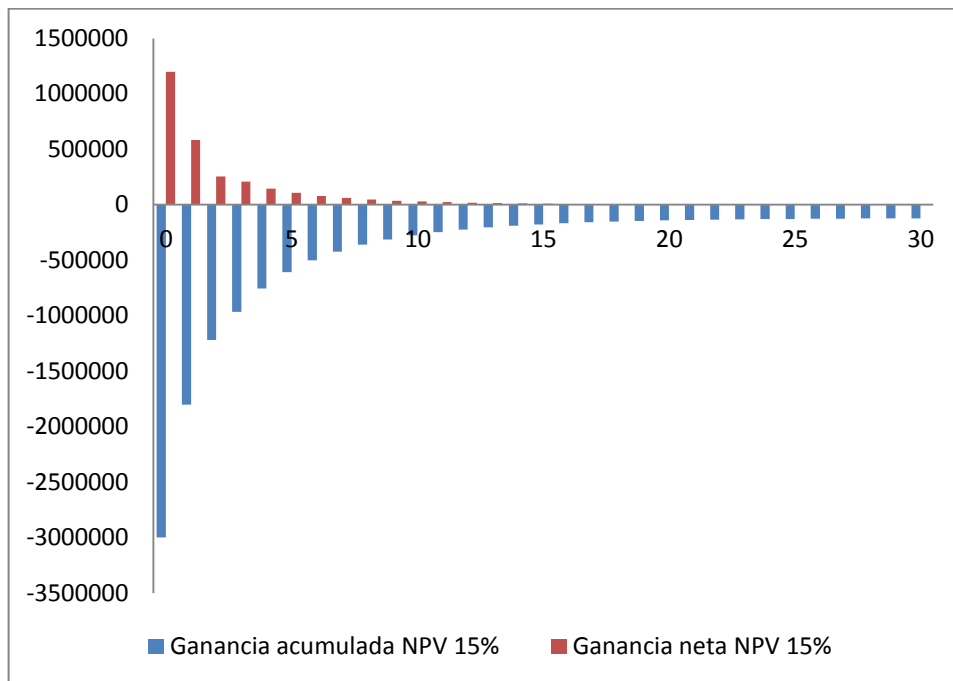


Figura 178. Ganancias netas y ganancias y pérdidas acumuladas en dólares con una tasa de descuento de 15% estimada con pronóstico de producción de Arps.

En las figuras 175, 176 y 177 se observa que para estas tasas de descuento con un inversión inicial de 3 MM US\$, una regalía de 19% y costo operativo de 0.7 \$/Mscf a un precio establecido de \$4.5/Mscf el proyecto genera ganancias, y a medida que la tasa de descuento aumente las ganancias se van haciendo menores a lo largo del tiempo. En la figura 178 donde la tasa de descuento es de 15% anual se observa que la inversión nunca se recupera, es decir las pérdidas son mayores que las ganancias a lo largo de la vida del proyecto, lo que indica que mi tasa de retorno tiene que ser menor a ese valor.

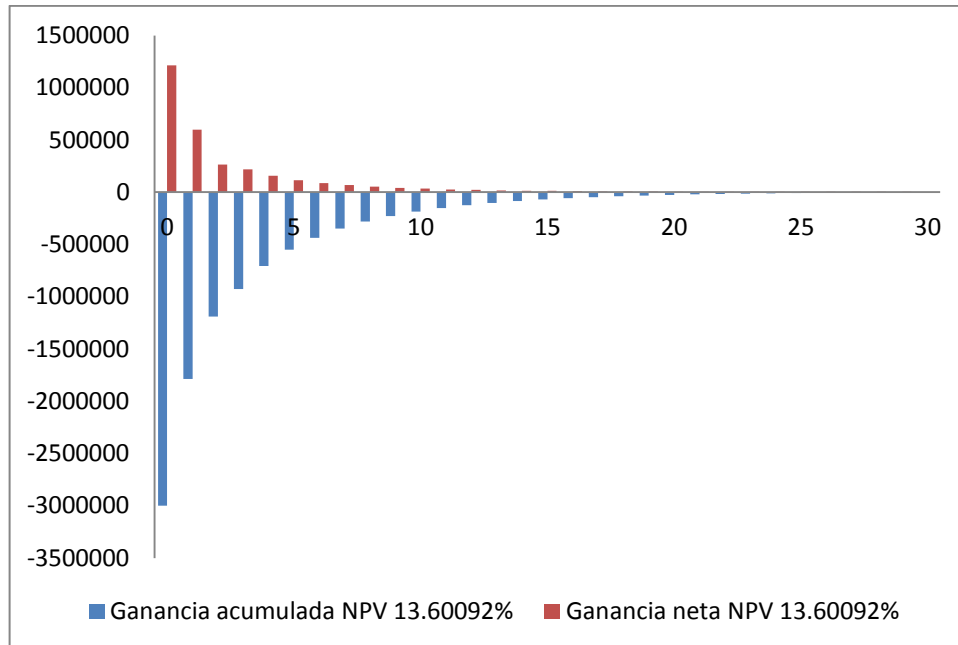


Figura 179. Ganancias netas y ganancias y pérdidas acumuladas en dólares con una tasa de descuento de 13.60092% estimada con pronóstico de producción de Arps.

Se dijo anteriormente que la tasa de retorno era menor a 15% de tasa de descuento, así que mediante ensayo y error se determinó que una tasa de descuento de 13.60092% es el valor en el cual las ganancias y las pérdidas se vuelven iguales, es decir las son iguales a cero.

Ya determinada la tasa de retorno lo siguiente es calcular el DPI para cada uno de las tasas de descuento, hay que resaltar que cuando el $DPI = 1$ la tasa de interés es igual a la tasa de retorno o límite económico.

Adicionalmente algo importante que se debe tener en cuenta es que estas proyecciones económicas pueden variar dependiendo del análisis de curva de declinación que se va a escoger, pero no son 100% confiables ya que se dijo anteriormente que las curvas de declinación son aproximaciones del

comportamiento futuro de la producción de un pozo y deja muchos parámetros por fuera de este análisis que a lo largo de la vida del yacimiento van cambiando.

TASA DE DESCUENTO ANUAL	Before tax @ \$ 4.5/Mscf		EUR @30 años en (Bscf)
	DPI	Ganancia @30 años en US\$	
0%	1.4583377	2771850.014	1.959
5%	1.2314756	1208840.85	1.959
10%	1.0806979	386386.4074	1.959
13.60%	1	0	1.959
15%	0.9729838	-122101.7383	1.959

Tabla 38. Tabla resumen de análisis económico de caso de estudio utilizando los datos de producción pronosticados por el método de Arps.

La tabla 38 muestra el DPI para cada valor de tasa de descuento, se puede apreciar que cuando este valor es menor a 1 el proyecto se hace económicamente inviable es decir las pérdidas son mayores a las ganancias. Como se dijo inicialmente el valor de las ganancias sin actualizar a ninguna tasa de descuento es el mayor y muchas compañías prefieren este valor para hacer la respectiva evaluación económica de cualquier proyecto en marcha.

8. CONCLUSIONES

- La fractabilidad y la mineralogía son muy importantes para determinar la capacidad que tiene el play de ser productivo. Puesto a que si la roca que lo conforma es más plástica (contenido de arcilla alto) convierte el proceso de fracturamiento en inviable, se necesitara mucha más energía para poder fracturar la roca y esta no va a responder favorablemente debido a su plasticidad (capacidad de adsorción y dispersión de energía).
- Después de realizar el balance de materia a nivel de pozo y a nivel de campo, se concluyó que el balance de materia estático permite calcular el área total del yacimiento y el balance de materia dinámico calcula el área de la zona estimulada. El cálculo mediante los dos balances se hace igual solo cuando en el análisis se considera que la extensión del yacimiento es la misma de la zona estimulada.
- Se comprobó que a mayor área de yacimiento contactada por las fracturas, mayor va a ser su producción ya que a mayor cantidad de fracturas la producción aumenta y el factor determinante para escoger el mejor modelo va a ser el económico.
- Los valores de presión y volumen de Langmuir son parámetros que se deben conocer realizando pruebas de laboratorio, ya que no hay una correlación definida para hallarlo conociendo solo la composición de la roca.

9. RECOMENDACIONES

- Considerar la importancia del contenido orgánico total (TOC) y las propiedades petrofísicas en la distribución, tamaño y densidad de fracturas hidráulicas en el shale.
- Cuando se tiene historia de presión y producción de uno o más pozos, se recomienda normalizar la tendencia del comportamiento de tales variables, para disminuir el error en los cálculos.
- El análisis económico puede estar sujeto a cambios no solo por la variación del precio del gas sino también por la disminución de los costos de estimulación y perforación del pozo, generados por la introducción de nuevas tecnologías más eficientes.
- Se recomienda que con la disponibilidad de esta publicación se tenga en cuenta la generación de nuevas electivas, que brinden a los futuros egresados conocimientos básicos acerca de éste tipo de yacimientos en las siguientes áreas: Ingeniería de Yacimientos, Análisis de Presión, Sedimentología, Registro de Pozo, Completamiento y Perforación en yacimientos no convencionales.

10. BIBLIOGRAFIA

- AMBROSE, Ray J., The University of Oklahoma, HARTMAN, Robert C., Weatherford Labs, y AKKUTLU, I. Yucel., the University of Oklahoma. Multi-component Sobed-phase Considerations for Shale Gas-in-place Calculations
- Ambrose, R.J., Hartman, R.C., Akktlu, I.Y. 2011, "Shale Gas in Place Calculations part 1 – Multi-component Gas adsorption Effects" SPE 144097, paper presentado a al SPE durante la conferencia de gas no convencional de la SPE, realizada en The Woodlands, Texas, junio 14-16.
- AMBROSE, Ray. Cálculos de Shale gas in situ Parte II – Efectos de la Adsorción Multicomponente del Gas. 2010.
- Ambrose, R.J., Hartman, R.C. Diaz-Campos, M., Akktlu, I.Y., and Sondergeld, C.H. 2010. "New Pore-scale Considerations in Shale Gas in-place Calculations". SPE 131772, paper presentado a la SPE durante la conferencia de gas no convencional de la SPE realizada en Pitsburg, Pensilvania, febrero 23-25.
- Ayantayo Ajani and Mohan Kelkar "Interference Study in Shale Plays" SPE 151045, paper presentado en la conferencia de fracturamiento hidraulico realizada en Woodlands, Texas en febrero 6-8 del 2012
- Gregory Koziar, 1985. "devonian Shale production Data Analysis Southwestern West Virginia" SPE 14505, paper presentado a la SPE en el encuentro de la región oriental realizado en Morgantown, West Virginia, noviembre 6-8.
- Kalantari-Dahaghi and S.D Mohaghegh "Numerical Simulation and Multiple Realizations for Sensivity Study of Shale Gas Reservoir" SPE 141058, paper presentado en el simposio de produccion y operacion realizado en la ciudad de Oklahoma, Oklahoma 27-29 de marzo de 2011
- PAPER 2009-149. PETROLEUM SOCIETY. Advanced Gas Material Balance, in Simplified Format. S. MOGHADAM, O. JEJE, L. MATTAR. Fekete Associates Inc. 16-18 June 2009.
- PETROLEUM SOCIETY. Advanced Gas Material Balance, in Simplified Format. S. MOGHADAM, O. JEJE, L. MATTAR. Fekete Associates Inc. 16- 18 June 2009.
- SPE 139250. Analysis of Mechanisms of flow in Fractured Tight-Gas and Shale-Gas Reservoirs.G.J. Moridis.SPE. Lawrence Berkeley National Laboratory, and T.A. Blasingame and C.M. Freeman,SPE, Texas A&M University. 1-3 December 2010.

- SPE 167236 Uncertainty Analysis of Shale Gas Simulation: Consideration of Basic Petrophysical Properties. Peng Wu and Roberto Aguilera, Schulich School of Engineering, University of Calgary.