

EVALUACIÓN DEL IMPACTO DE LA PRESIÓN, PERMEABILIDAD Y DAÑO DE
FORMACIÓN EN EL TRANSIENTE DE PRESIÓN MEDIANTE LA
INTERPRETACIÓN DE PRUEBAS DE PRESIÓN MULTICAPA EN
YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

JULY NATHALIA CALDERON SANCHEZ
LUISA FERNANDA OSORIO ACOSTA

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

EVALUACIÓN DEL IMPACTO DE LA PRESIÓN, PERMEABILIDAD Y DAÑO DE
FORMACIÓN EN EL TRANSIENTE DE PRESIÓN MEDIANTE LA
INTERPRETACIÓN DE PRUEBAS DE PRESIÓN MULTICAPA EN
YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

JULY NATHALIA CALDERON SANCHEZ
LUISA FERNANDA OSORIO ACOSTA

Proyecto integral de grado para optar al título de:
INGENIERO DE PETROLEOS

Director:
Julián Alfonso Clavijo Álvarez
Ingeniero de Petróleos

FUNDACION UNIVERSIDAD DE AMERICA
FACULTAD DE INGENIERIAS
PROGRAMA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BOGOTA D.C
2019

Nota de aceptación:

Ing. Yuly Paola Peña Suarez

Ing. Manuel Guillermo Aldana Arevalo

Bogotá D.C., Agosto de 2019

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente Institucional y Rector del Claustro

Dr. MARIO POSADA GARCIA PEÑA

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrectora Académica y de Posgrados

Dra. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS

Decano Facultad de Ingenierías

Ing. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI

Director del Programa de Ingeniería de Petróleos

Ing. JUAN CARLOS RODRIGUEZ ESPARZA

Las ideas y criterios expuestos en el presente documento no son responsabilidad de las directivas de la Universidad de América, los jurados calificadores, ni el cuerpo docente. Estas corresponden únicamente a los autores.

A Dios y mi familia por su amor y apoyo incondicional durante este proceso.

A mi novio por ser mi apoyo durante todo este proceso y siempre animarme a continuar.

A mis profesores y compañeros, por cada aporte a mis conocimientos y cada experiencia vivida.

A Luisa por compartir juntas este proceso, por su esfuerzo y dedicación.

July Nathalia Calderon Sanchez

A mi familia por su amor y apoyo incondicional durante este proceso.

A mi compañera Nathalia por su compromiso y entrega durante la realización del proyecto de grado.

Luisa Fernanda Osorio Acosta

AGRADECIMIENTOS

Los autores manifiestan sus agradecimientos:

Equion Energía Limited, por brindarnos total soporte y darnos la oportunidad del desarrollo de este proyecto con ellos.

Ingeniero Carlos Herrera, por su confianza y otorgarnos la oportunidad de elaborar este proyecto.

Ingeniero Julián Alfonso Clavijo, por su apoyo, conocimiento y por el tiempo dedicado durante la elaboración de este proyecto.

Ingeniero Harold Cifuentes, por sus consejos y conocimientos durante la elaboración de este proyecto.

Ingeniero Camilo Alape, por sus aportes y apoyo durante la elaboración de este proyecto

Fundación Universidad de América, por su apoyo y seguimiento durante el proceso.

A los orientadores Sebastián Gómez, Adriangela Chiquinquirá, Yatnielah Pirela y Adriana Henao, por su dedicación, paciencia, interés, apoyo y consejos para la realización y mejora de cada uno de los aspectos de este proyecto.

CONTENIDO

	pág
INTRODUCCIÓN	26
OBJETIVOS	27
1. GENERALIDADES DEL COMPLEJO PAUTO	28
1.1 HISTORIA DE CAMPO	28
1.2 LOCALIZACIÓN	28
1.3 MARCO GEOLOGICO	31
1.3.1 Columna estratigráfica	31
1.3.2 Estratigrafía	32
1.3.2.1 Formación Une.	32
1.3.2.2 Formación Gachetá.	32
1.3.2.3 Formación Guadalupe.	32
1.3.2.4 Formación Barco.	32
1.3.2.5 Formación Los Cuervos.	32
1.3.2.6 Formación Mirador.	33
1.3.2.7 Formación Carbonera.	33
1.3.2.8 Formación León.	33
1.3.2.9 Formación Guayabo.	33
1.3.3 Geología Estructural	34
1.3.4 Geología del petróleo	35
1.3.4.1 Roca generadora	35
1.3.4.2 Roca reservorio	35
1.3.4.3 Roca sello	36
1.3.4.4 Migración	36
1.3.4.5 Trampa	36
1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DE CAMPO	37
1.4.1 Mecanismo de producción	37
1.4.2 Tipo de fluido	37
1.4.3 Numero de pozos	37
1.4.4 Tiempo de producción	37
1.4.5 Producción acumulada	37
2. YACIMIENTOS DE GAS CONDENSADO, NATURALMENTE FRACTURADOS Y MULTICAPA	39
2.1 CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS	39
2.2 YACIMIENTOS DE GAS CONDENSADO	40
2.2.1 Factores físicos que controlan el comportamiento de las fases	41
2.2.2 Diagramas de fases de gas	41
2.2 YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS	43

2.2.1 Clasificación de los yacimientos naturalmente fracturados	43
2.2.2 Clasificación de fracturas	43
2.2.2.1 Características de las Fracturas	47
2.2.3 Propiedades petrofísicas de los yacimientos naturalmente fracturados	48
2.2.4 Modelo de Warren y Root	56
2.2.5 Comportamiento de prueba de presión en un yacimiento naturalmente fracturado	59
2.3 Experimentos con pruebas de laboratorio	62
2.3.1 CCE (Constant Composition Expansion)	62
2.3.2 CVD (Constant Volume Depletion)	64
2.3.3 Prueba de separador	65
3 PRUEBAS DE PRESIÓN	67
3.2 Objetivos pruebas de presión	67
3.3 Tipos de pruebas de presión	67
3.3.1 Prueba caída de presión (Draw Down Test)	68
3.3.1.1 Región de tiempos tempranos (ETR)	69
3.3.1.2 Región de tiempos medios (MTR)	70
3.3.1.3 Región de tiempos tardíos (LTR)	72
3.3.2 Prueba de restauración de presión (Build Up test)	73
3.2.2.1 Prueba ideal de restauración de presión	74
3.2.2.2 Prueba real de restauración de presión	77
3.2.3 Prueba de disipación en pozos inyectoros (Fall of test)	88
3.2.4 Prueba de producción Drill Stem Test (DST)	89
4. INTRODUCCION SAPHIR DE KAPPA	91
4.2 Software SAPHIR de KAPPA	91
4.2.2 Descripción software	91
4.2.3 Manual pasó a paso	92
5. ANÁLISIS DE RESULTADOS PRUEBAS DE PRESIÓN SAPHIR DE KAPPA	106
5.1 MODELO BASE 1. (Espaciamiento de fracturas 10ft)	106
5.1.1 Variación de porosidad de matriz capa 1	110
5.1.2 Variación de porosidad de matriz capa 2	111
5.1.3 Variación de porosidad de fractura capa 1	112
5.1.4 Variación de porosidad de fractura capa 2	113
5.1.5 Variación de permeabilidad de matriz capa 1	114
5.1.6 Variación de permeabilidad de matriz capa 2	115
5.1.7 Variación de permeabilidad de fractura capa 1	116
5.1.8 Variación de permeabilidad de fractura capa 2	117
5.1.9 Variación de daño de formación capa 1	118
5.1.10 Variación de daño de formación capa 2	119
5.1.11 Variación de presión capa 1	120
5.1.12 Variación de presión capa 2	122
5.2 MODELO BASE 2. (Espaciamiento 100ft)	124

5.2.1 Variación de porosidad de matriz capa 1	126
5.2.2 Variación de porosidad de matriz capa 2	127
5.2.3 Variación de porosidad de fractura capa 1	128
5.2.4 Variación de porosidad de fractura capa 2	129
5.2.5 Variación de permeabilidad de matriz capa 1	130
5.2.6 Variación de permeabilidad de matriz capa 2	131
5.2.7 Variación de permeabilidad de fractura capa 1	132
5.2.8 Variación de permeabilidad de fractura capa 2	133
5.2.9 Variación de daño de formación capa 1	134
5.2.10 Variación de daño de formación capa 2	135
5.2.11 Variación de presión capa 1	136
5.2.12 Variación de presión capa 2	139
5.3 MODELO CMG, GEM	140
6. CONCLUSIONES	143
7. RECOMENDACIONES	145
BIBLIOGRAFIA	145
ANEXOS	¡Error! Marcador no definido.

LISTA DE FIGURAS

	pág
Figura 1. Localización Geográfica de los campos Pauto.	30
Figura 2. Columna estratigráfica piedemonte llanero	31
Figura 3. Sección Esquemática-Complejo Pauto	35
Figura 4. Clasificación de yacimientos de acuerdo a presión de saturación	41
Figura 5. Diagrama de fases para un gas condensado o retrogrado	42
Figura 6. Clasificación de las Fracturas	46
Figura 7. Amplitud y longitud de fractura.	53
Figura 8. Sistema idealizado para un yacimiento naturalmente fracturado. (Warren y Root 1963)	57
Figura 9. Comportamiento de la presión en un gráfico semilog en un yacimiento Naturalmente fracturado asumiendo flujo pseudoestacionario	61
Figura 10. Representación prueba de expansión a composición constante	62
Figura 11. Representación prueba de expansión a composición constante	63
Figura 12. Representación prueba CVD	64
Figura 13. Representación prueba del separador	65
Figura 14. Representación grafica	76
Figura 15. Característica del gráfico de Horner dominado por almacenamiento	85
Figura 16. Prueba corta DST	90
Figura 17. Selección de Software	92
Figura 18. Creación del modelo	93
Figura 19. Creación del modelo	93
Figura 20. Creación del Modelo	94
Figura 21. Creación del modelo	94
Figura 22. Creación del Modelo Paso 5	95
Figura 23. Creación del Modelo Paso 6	95
Figura 24. Creación del Modelo Paso 7	96
Figura 25. Creación del Modelo Paso 8	96
Figura 26. Creación del Modelo	97
Figura 27. Menu PVT and Diffusion	97
Figura 28. Insertar Caudales Paso 1	98
Figura 29. Insertar Caudales Paso 2	98
Figura 30. Insertar datos base, parte 1	99
Figura 31. Insertar datos base, parte 2	99
Figura 32. Insertar datos base, parte 3	100
Figura 33. Insertar propiedades del gas, parte 1	100
Figura 34. Insertar propiedades del gas, parte 2.	101
Figura 35. Insertar propiedades del gas, parte 2	101
Figura 36. Datos PVT, parte 1	102
Figura 37. Curva propiedad ajustada	102
Figura 38. Verificación de datos, parte 1	103
Figura 39. Verificación de datos	103
Figura 40. Modelo Base	104

Figura 41. Sensibilidad parte 1	104
Figura 42. Sensibilidades, parte 2	105
Figura 43. Grafico tasas de producción por capa, modelo base	107
Figura 44. Gráfico de contribuciones por capa, modelo base	107
Figura 45. Grafico prueba Build Up, modelo base	108
Figura 46. Grafico Log-Log, Modelo base.	109
Figura 47. Grafico Log-Log, sensibilidad porosidad de matriz capa 1	110
Figura 48. Grafico Log-Log, sensibilidad porosidad de matriz capa 2	111
Figura 49. Grafico Log-Log, sensibilidad porosidad de fractura capa 1	112
Figura 50. Grafico Log-Log, sensibilidad porosidad de fractura capa 2	113
Figura 51. Grafico Log-Log, sensibilidad permeabilidad de matriz capa 1	114
Figura 52. Grafico Log-Log sensibilidad permeabilidad de matriz capa 2	115
Figura 53. Grafico Log-Log, sensibilidad permeabilidad de fractura capa 1	116
Figura 54. Grafico Log-Log, sensibilidad permeabilidad de fractura capa 2	117
Figura 55. Grafico Log-Log, sensibilidad daño de formación capa 1	118
Figura 56. Grafico Log-Log, sensibilidad daño de formación capa 2	119
Figura 57. Presiones capa 1	121
Figura 58. Presiones capa 2	123
Figura 59. Grafico Log-Log, Modelo base.	125
Figura 60. Grafico tasas de producción por capa, modelo base	125
Figura 61. Grafico Log-Log, sensibilidad porosidad de matriz capa 1	126
Figura 62. Grafico Log-Log, sensibilidad porosidad de matriz capa 2	127
Figura 63. Grafico Log-Log, sensibilidad porosidad de fractura capa 1	128
Figura 64. Grafico Log-Log, sensibilidad porosidad de fractura capa 2	129
Figura 65. Grafico Log-Log, sensibilidad permeabilidad de matriz capa 1	131
Figura 66. Grafico Log-Log sensibilidad permeabilidad de matriz capa 2	132
Figura 67. Grafico Log-Log, sensibilidad permeabilidad de fractura capa 1	133
Figura 68. Grafico Log-Log, sensibilidad permeabilidad de fractura capa 2	134
Figura 69. Grafico Log-Log, sensibilidad daño de formación capa 1	135
Figura 70. Grafico Log-Log, sensibilidad daño de formación capa 2	136
Figura 71. Presiones capa 1	137
Figura 72. Presiones capa 2	139
Figura 73. Variación de porosidad de matriz capa 2, factor de daño 1.	140
Figura 74. Derivada de presión datos GEM	142
Figura 75. Build-Up datos GEM	142

LISTA DE TABLAS

	pág
Tabla 1. Datos iniciales, Modelo base 1.	106
Tabla 2. Variación de porosidad de matriz capa 1	110
Tabla 3. Variación de porosidad de matriz capa 2	111
Tabla 4. Variación de porosidad de fractura capa 1	112
Tabla 5. Variación de porosidad de fractura capa 2	113
Tabla 6. Variación de permeabilidad de matriz capa 1	114
Tabla 7. Variación de permeabilidad de matriz capa 2	115
Tabla 8. Variación de permeabilidad de fractura capa 1	116
Tabla 9. Variación de permeabilidad de fractura capa 2	117
Tabla 10. Variación de daño de formación capa 1	118
Tabla 11. Variación daño de formación capa 2	119
Tabla 12. Variación de presión en capa 1	120
Tabla 13. Variación de presión capa 2	122
Tabla 14. Datos iniciales, modelo base 2.	124
Tabla 15. Variación de porosidad de matriz capa 1	126
Tabla 16. Variación de porosidad de matriz capa 2	127
Tabla 17. Variación de porosidad de fractura capa 1	128
Tabla 18. Variación de porosidad de fractura capa 2	129
Tabla 19. Variación de permeabilidad de matriz capa 1	130
Tabla 20. Variación de permeabilidad de matriz capa 2	131
Tabla 21. Variación de permeabilidad de fractura capa 1	132
Tabla 22. Variación de permeabilidad de fractura capa 2	133
Tabla 23. Variación de daño de formación capa 1	134
Tabla 24. Variación daño de formación capa 2	135
Tabla 25. Variación de presión en capa 1	136
Tabla 26. Variación de presión capa 2	138
Tabla 27. Variación de porosidad de matriz capa 2, factor de daño 1.	140
Tabla 28. Datos Base	141

LISTA DE CUADROS

	pág
Cuadro 1. Propiedades petrofísicas de las formaciones reservorio	36
Cuadro 2. Características de Fluidos	39
Cuadro 3. Clasificación Yacimientos Naturalmente Fracturados	43
Cuadro 4. Tipos de Fracturas Naturales	44
Cuadro 5. Tipos de prueba de presión.	68
Cuadro 6. Comportamiento específico pruebas de presión	83

LISTA DE GRAFICAS

	pág
Grafica 1. Producción fiscalizada de Gas y Crudo de los Campos del bloque Piedemonte.	38

LISTA DE ECUACIONES

	pág
Ecuación 1. Porosidad de la matriz, de tipo intergranular (exclusivo de las fracturas)	50
Ecuación 2. Porosidad de la fractura	50
Ecuación 3. Porosidad Fractura	50
Ecuación 4. Porosidad total	51
Ecuación 5. Permeabilidad Total	51
Ecuación 6. Compresibilidad de Fractura, En términos del volumen total de roca	54
Ecuación 7. Compresibilidad de Fractura, términos del volumen de fracturas	54
Ecuación 8. Relación entre las Compresibilidades	54
Ecuación 9. Factor de Almacenaje	56
Ecuación 10. Factor de Almacenaje	56
Ecuación 11. Ecuación de continuidad idealizada para un modelo de doble porosidad	58
Ecuación 12. Modelo completo de doble porosidad para flujo monofásico	58
Ecuación 13. Factor para bloques de matriz cúbicos	58
Ecuación 14. Longitud de bloque de 3 fracturas	59
Ecuación 15. Longitud de bloque de de 2 fracturas	59
Ecuación 16. Longitud de bloque de 3 fracturas	59
Ecuación 17. Modelamiento teórico de prueba de presión en un yacimiento naturalmente fracturado	59
Ecuación 18. Modelamiento teórico de prueba de presión en un yacimiento naturalmente fracturado	59
Ecuación 19. Parámetro de flujo de interporosidad	60
Ecuación 20. Factor de almacenamiento	60
Ecuación 21. Factor de Forma	60
Ecuación 22. Presion Adimensional	60
Ecuación 23. Radio Adimensional	60
Ecuación 24. Tiempo Adimensional	61
Ecuación 25. Ecuación general caída de presión	69
Ecuación 26. Almacenamiento	69
Ecuación 27. Tiempo de almacenamiento	70
Ecuación 28. Tiempo de almacenamiento	70
Ecuación 29. Calculo pendiente	70
Ecuación 30. Calculo permeabilidad	71
Ecuación 31. Daño de formación	71
Ecuación 32. Presión a 1 hora del cierre	71
Ecuación 33. Caída de presión (zona alterada)	72
Ecuación 34. Eficiencia de flujo	72
Ecuación 35. Tiempo inicio región de tiempos tardíos	72
Ecuación 36. Tiempo adimensional basado en el área de drenaje	73
Ecuación 37. Ecuación general	74

Ecuación 38. Ecuación método de Horner	74
Ecuación 39. Ecuación método de Horner	74
Ecuación 40. Calculo pendiente	75
Ecuación 41. Presión en fondo de pozo	76
Ecuación 42. Presión al tiempo de cierre Δt	76
Ecuación 43. Daño de formación	77
Ecuación 44. Daño de formación	77
Ecuación 45. Decremento de presión pozo productor	79
Ecuación 46. Decremento de presión en pozo productor centrado en yacimiento cilíndrico	79
Ecuación 47. Compresibilidad total	81
Ecuación 48. Presión adimensional	85
Ecuación 49. Tiempo adimensional	86
Ecuación 50. Coeficiente de almacenamiento adimensional	86
Ecuación 51. Tiempo final región de tiempos medios	86
Ecuación 52. Relación pendiente para establecer CSD	87
Ecuación 53. Tiempo adimensional	88
Ecuación 54. Duración tiempo de almacenamiento.	88

LISTA DE ANEXOS

	pág
Anexo A. Producción acumulada de petróleo y gas.	149
Anexo B. Tablas geometría de pozo	152
Anexo C. Sensibilidad capa 2 con daño formación 1 (100ft)	154
Anexo D. Datos PVT	155
Anexo E. Modelo CMG (GEM)	156
Anexo F. Datos corrida GEM	157
Anexo G. Grafica presión (GEM)	158
Anexo H. Grafica producción (GEM)	159
Anexo I. Presión de yacimiento	160
Anexo J. Compresibilidad roca	161
Anexo K. Presión capilar	162
Anexo L. Microfracturas	163
Anexo M. Permeabilidad relativa	164
Anexo N. Factor de forma	165
Anexo O. Espaciamiento de fracturas	166
Anexo P. Porosidad	167
Anexo Q. Prueba CVD,CCE	168

ABREVIATURAS

°	Grados
K	Permeabilidad de la formación
K_m	Permeabilidad de matriz
K_f	Permeabilidad de fractura
h	Espesor del yacimiento
t	Tiempo
S	Factor de daño
Q	Caudal
φ	Porosidad
φ_m	Porosidad de matriz
φ_f	Porosidad de Fractura
P_b	Punto de burbuja
°API	Gravedad o grados API
RGP	Relación gas-petróleo en PCN/BN
B_{ob}	Factor volumétrico del petróleo al P _b
Ft.	Pies
LPCA	Low-pressure compressed air
P	Presión
PVT	Presión, volumen, temperatura
P_{wf}	Presión de fondo fluente (Psi)
P_s	Presión estática del yacimiento (Psi)
T	Temperatura
C	Coefficiente de almacenamiento
R_w	Radio de pozo
λ	Factor de flujo interporoso
ω	Factor de almacenaje
L	Espaciamiento de la fractura
α	Factor de forma

GLOSARIO

AMBIENTE DE DEPOSITACIÓN: punto geográfico dónde pueden depositarse sedimentos. Cada lugar se caracteriza por una combinación particular de procesos geológicos y condiciones físicas, químicas y biológicas que la diferencian de zonas adyacentes.

ARCILLOLITAS: roca sedimentaria de origen detrítico. Es una roca compacta, sin fisilidad que está formada por partículas de tamaño pequeño menor o igual a 0,0039mm. Está compuesta de minerales arcillosos y cuarzo.

ARENISCA: roca sedimentaria con textura detrítica y cuyo tamaño promedio de granos está entre un diámetro de 0,0625mm a 2 mm. Su matriz es generalmente silícea, y se compone de cuarzo feldespato.

CAMPO: área que contiene uno o más yacimientos de petróleo, relacionados con los mismos aspectos geológicos estructurales y/o estratigráficos. Un campo de petróleo está formado por un yacimiento con una forma adecuada para el entrapamiento de hidrocarburos y que se encuentra cubierto por una roca impermeable o una roca que actúa como sello.

CAUDAL: cantidad de fluido, medido en volumen, que se mueve en una unidad de tiempo.

COLUMNA ESTRATIGRÁFICA: representación gráfica vertical de las unidades litológicas conformantes de un área específica. Representa los distintos tipos de rocas y ciertos fenómenos geológicos en orden cronológico de acuerdo con la evolución geológica del área de estudio.

COMPRESIBILIDAD: cambio relativo en el volumen del fluido en relación con un cambio de una unidad de presión. Se expresa usualmente como cambio de volumen por unidad de volumen de fluido por psi de cambio de presión. El gas tiene mayor compresibilidad que el líquido (petróleo o agua).

CONDUCTIVIDAD DE FRACTURA: se representa como el producto de la permeabilidad de la fractura por el ancho de la fractura para una fractura de conductividad finita.

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

DAÑO DE FORMACIÓN: se denomina como una alteración a las características de una formación productiva.

ESPACIAMIENTO DE FRACTURAS: hace referencia a la separación promedio entre las mismas siempre que sean de una misma familia.

FACTOR VOLUMÉTRICO: cambio en volumen que experimenta la fase líquida al pasar de las condiciones de yacimiento a las condiciones de superficie como consecuencia de la expansión líquida y/o liberación de gas en solución.

FLUJO CRUZADO: el flujo de fluidos de yacimiento entre una zona y otra. El flujo cruzado puede producirse cuando un episodio de pérdida de circulación es seguido por un episodio de control de pozo. El fluido de yacimiento de mayor presión fluye fuera de la formación, se desplaza a lo largo del pozo hasta una formación de presión más baja, y luego penetra en esa formación de presión más baja.

FLUJO MULTIFÁSICO: flujo simultáneo de más de una fase fluida a través de un medio poroso. La mayoría de los pozos de petróleo producen, a la par, petróleo y gas desde la formación y, con frecuencia, producen agua.

FORMACIÓN: unidad fundamental de la litoestratigrafía, una formación es un cuerpo de estratos de características similares o una combinación de diferentes tipos, las formaciones múltiples forman grupos y las subdivisiones forman unidades o miembros.

GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO: parte de la geología que estudia todos los aspectos relacionados con la formación de yacimientos petrolíferos y su prospección, para localizar posibles yacimientos, caracterizar su geometría espacial y estimar reservas potenciales.

GEOLOGÍA ESTRUCTURAL: es la rama de la geología que se dedica a estudiar la corteza terrestre, sus estructuras y la relación de las rocas que las forman. Estudia la geometría de las rocas y la posición en que aparecen en superficie.

GRAVEDAD API: propiedad que establece la calidad y tipo de crudo. Está relacionada con la gravedad específica de cada hidrocarburo.

GRAVEDAD ESPECÍFICA: la relación adimensional entre la densidad de un material y la densidad del mismo volumen de agua. La mayoría de los minerales comunes poseen gravedades específicas oscilantes entre 2 y 7.

HIDROCARBURO: compuesto orgánico, formado por hidrogeno y carbono. Se encuentra en forma de gases, líquidos y sólidos. Los hidrocarburos más comunes son el gas natural, el petróleo y el carbón.

LIMOLITAS: roca sedimentaria detrítica. Está constituida por un tamaño de partícula correspondiente al limo cuyo diámetro está entre 0,0039mm a 0,0625mm.

Este tipo de roca procede de la cementación y compactación de partículas entre arcillas y arenas.

LUTITA: roca sedimentaria detrítica, fisible, de granos finos, compuesta por granos de tamaño menor a 0,0039mm. Está formada por la consolidación de partículas de arcilla y limo en capas relativamente de poco espesor.

MARCO GEOLÓGICO: resume la geología de un lugar que puede incluir la estratigrafía, las rocas presentes en el área y datos geológicos regionales o puntuales dependiendo de la escala a la que se trabaje.

MIGRACIÓN: es el desplazamiento de hidrocarburos desde la roca madre a las rocas yacimiento, más porosas y permeables.

MON OCLINAL: hace referencia a la estructura en la que todas las capas tiene una misma inclinación y dirección.

PERMEABILIDAD: capacidad de la roca de permitir el flujo de fluidos a través de sus poros interconectados.

POROSIDAD: medida de la capacidad de almacenamiento que posee una roca. Está definida como la fracción del volumen total de la roca que corresponde a espacios para almacenar fluidos.

POROSIDAD SECUNDARIA: la porosidad generada a través de la alteración de la roca, normalmente a través de procesos tales como la dolomitización, la disolución y el fracturamiento natural.

POZO: perforación del subsuelo que busca conectar el yacimiento con la superficie con el objetivo de hallar y extraer combustible, ya sea petróleo o hidrocarburos gaseosos.

PROPIEDADES PETROFÍSICAS: propiedades relacionadas con las características de la roca y los fluidos contenidos en esta, así como su movimiento a través del medio poroso.

ROCA: agregado de minerales o de materia orgánica (en el caso del carbón, que no está compuesto de minerales debido a su origen orgánico), o de vidrio volcánico (la obsidiana, que forma una roca, pero no se considera un mineral debido a su naturaleza no cristalina amorfa). Las rocas pueden contener un solo mineral, tal como la sal de roca (Halita) y ciertas calizas (Calcita), o muchos minerales, tal es el caso del granito (Cuarzo, Feldespato, Mica y otros minerales).

ROCA GENERADORA: roca rica en contenido de materia orgánica, que al recibir la temperatura y presión necesarias generara hidrocarburos. Usualmente las rocas generadoras típicas son lutitas o calizas.

ROCA RESERVORIO: roca que posee la capacidad de almacenar fluidos y permitir su paso a través de esta, por lo cual debe poseer buenas condiciones de porosidad y permeabilidad.

ROCA SELLO: roca de baja permeabilidad que actúa como barrera frente a la migración de petróleo. La permeabilidad de una roca capaz de retener fluidos oscila entre 10^{-6} y 10^{-8} darcys y es importante que esta no se encuentre fracturada para evitar la migración del hidrocarburo.

VISCOSIDAD: propiedad de los fluidos y las lechadas que indica su resistencia al flujo, definida como la relación entre el esfuerzo cortante y la velocidad de corte.

YACIMIENTO: unidad geológica de volumen limitado, poroso y permeable que contiene hidrocarburos en estado líquido y/o gaseoso. Se genera por diferentes períodos de depositación de sedimentos en una cuenca. Y se comporta como una unidad independiente en cuanto a mecanismos de producción, propiedades petrofísicas y propiedades de los fluidos.

RESUMEN

El Piedemonte Llanero se caracteriza por estar compuesto por estructuras geológicas de alta complejidad en cuanto a sus fallas, pliegues o extensiones, lo que causa problemas al momento de exploración, perforación y/o producción por lo que estas operaciones alargan los tiempos de trabajo causando mayores gastos, lo que ha generado la búsqueda de nuevas herramientas que faciliten dichos estudios.

En este trabajo se evaluó la implementación del software Saphir de KAPPA para entender el efecto de las propiedades de roca en la interpretación de pruebas de presión transiente en el Campo Complejo Pauto, caracterizado por ser un yacimiento naturalmente fracturado con producción conjunta de más de un yacimiento y/o compartimiento.

En el presente trabajo se inicia con la descripción de las generalidades del campo, así como con la historia de producción del Campo Complejo Pauto, continuando con una descripción teórica de las diferentes propiedades y características de los fluidos que se deben tener en cuenta. A continuación, se realizó una descripción de los yacimientos de gas condensado y se explica la caracterización de los diferentes tipos de yacimientos, posterior a estos se describen las diferentes pruebas de presión que se le pueden realizar al yacimiento. Una vez completado lo anterior, se procedió a realizar una comparación entre los comportamientos, así como otros aspectos que se pueden presentar en yacimientos de doble porosidad y yacimientos multicapa. Finalmente se realiza la simulación en el software para cada con base en los parámetros establecidos con el fin de obtener graficas de presión y caudal para su posterior análisis.

Palabras Clave: Yacimiento, Pruebas presión, Doble porosidad, Multicapa, Piedemonte Llanero.

INTRODUCCIÓN

El campo Complejo Pauto es catalogado como un campo productor de yacimientos naturalmente fracturados, con la particularidad que su desarrollo incluye la perforación y posterior puesta en producción de pozos con más de un horizonte/yacimiento productor. Convencionalmente, como parte de la estrategia de monitoreo de pozos y adquisición de información, posterior a la instalación del completamiento de producción se realizan pruebas de presión selectivas por cada una de las formaciones que producirán en los pozos nuevos, esto con el fin de evaluar la capacidad de flujo (KH) y el daño de formación (S del inglés skin). Dado que esta adquisición requiere de mayores niveles de inversión, mayores impactos en producción y mayores riesgos durante la ejecución, ha dejado de ser una práctica recurrente y para algunos pozos se dificulta evaluar la evolución de dichas propiedades. Es por esto que a la fecha el activo posee varios pozos sin información y con desconocimiento de las razones por las cuales presentan una gran variabilidad de niveles de producción.

Este proyecto se desarrolló con el objetivo de evaluar el comportamiento del transiente de presión en pozos con producción conjunta de más de un yacimiento naturalmente fracturado; La identificación de las propiedades presentes en cada uno de los yacimientos es de gran utilidad para optimizar la producción de los pozos como por ejemplo diseñar adecuadamente intervenciones futuras como cañoneos, estimulaciones químicas o inclusive perforación de brazos laterales en pozos existentes.

Por tal motivo en este trabajo se presentará el uso del software Saphir de KAPPA como una alternativa para la estimación de las propiedades de roca y daño y cómo estas pueden llegar a afectar el comportamiento en las pruebas de presión. Se realizarán simulaciones en el software variando cada uno de los parámetros característicos de yacimientos naturalmente fracturados para entender su efecto en el transiente de presión y por tanto en la interpretación de la prueba.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Evaluar el impacto en la presión, permeabilidad y daño de formación en el transiente de presión mediante la interpretación de pruebas de presión multicapa en yacimientos naturalmente fracturados del Complejo Pauto.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Describir las generalidades y geología del Campo Complejo Pauto.
2. Explicar las características principales que influyen en el comportamiento de yacimientos de gas condensado, naturalmente fracturados y multicapa.
3. Describir las generalidades de las pruebas de presión multicapa en yacimientos naturalmente fracturados.
4. Generar un modelo que permita la identificación de las principales variables que impactan significativamente en las pruebas transientes de presión por medio de sensibilidades utilizando el software KAPPA.
5. Evaluar el efecto de parámetros como permeabilidad, daño de formación y presión para determinar si a futuro es posible aplicar este tipo de estudio a otros yacimientos multicapa.

1. GENERALIDADES DEL COMPLEJO PAUTO

En esta sección se realizará una breve descripción del Campo Pauto, referenciando los aspectos de la cuenca sedimentaria en la cual se encuentra ubicado, su historia geológica, la geología estructural y por último la descripción de sus respectivas formaciones.

1.1 HISTORIA DE CAMPO

En la cuenca de los Llanos Orientales, en el Piedemonte Llanero el Campo Complejo Pauto fue descubierto por la BP; En el año 1992 la compañía BP junto con Ecopetrol obtuvo el contrato de asociación del Piedemonte Llanero. El contrato da la potestad de explotación y producción como operador del Bloque Piedemonte, hasta el año 2020, cuando el contrato termina y los derechos son revertidos al Estado.¹

Según el periódico El Tiempo el pozo Pauto Sur B1 fue el pozo descubridor del Campo Complejo Pauto con una profundidad de 15.000 pies encontrando reservas de crudo liviano y gas, este pozo mostró potencial en las formaciones Barco y Mirador como formaciones productoras.²

De acuerdo con el artículo publicado por el periódico El tiempo, Pauto y Floreña habían sido declarados comercialmente viables en marzo y octubre de 1998 respectivamente, hasta el año 2001 la compañía BP tomo la decisión de explotar el campo ya que se encontraba operando en los Campos Cusiana y Cupiagua de los cuales se obtenía alta producción.³

En el año 2011 los derechos de explotación de los hidrocarburos del contrato de Asociación de Piedemonte fueron asignados a la empresa EQUION ENERGIA LIMITED, que fue creada debido a la venta de los activos de BP en Colombia a las empresas Ecopetrol S.A y Talisman Energy.

1.2 LOCALIZACIÓN

El Complejo Pauto se encuentra localizado en el Piedemonte Llanero colombiano en las estribaciones de la cordillera Oriental, aproximadamente a 200 km al Noreste de la ciudad de Bogotá y a 15 km al oriente de la ciudad de Yopal en el departamento de Casanare (Ver **Figura 1**).

¹ EQUION ENERGIA LIMITED. Informe interno.

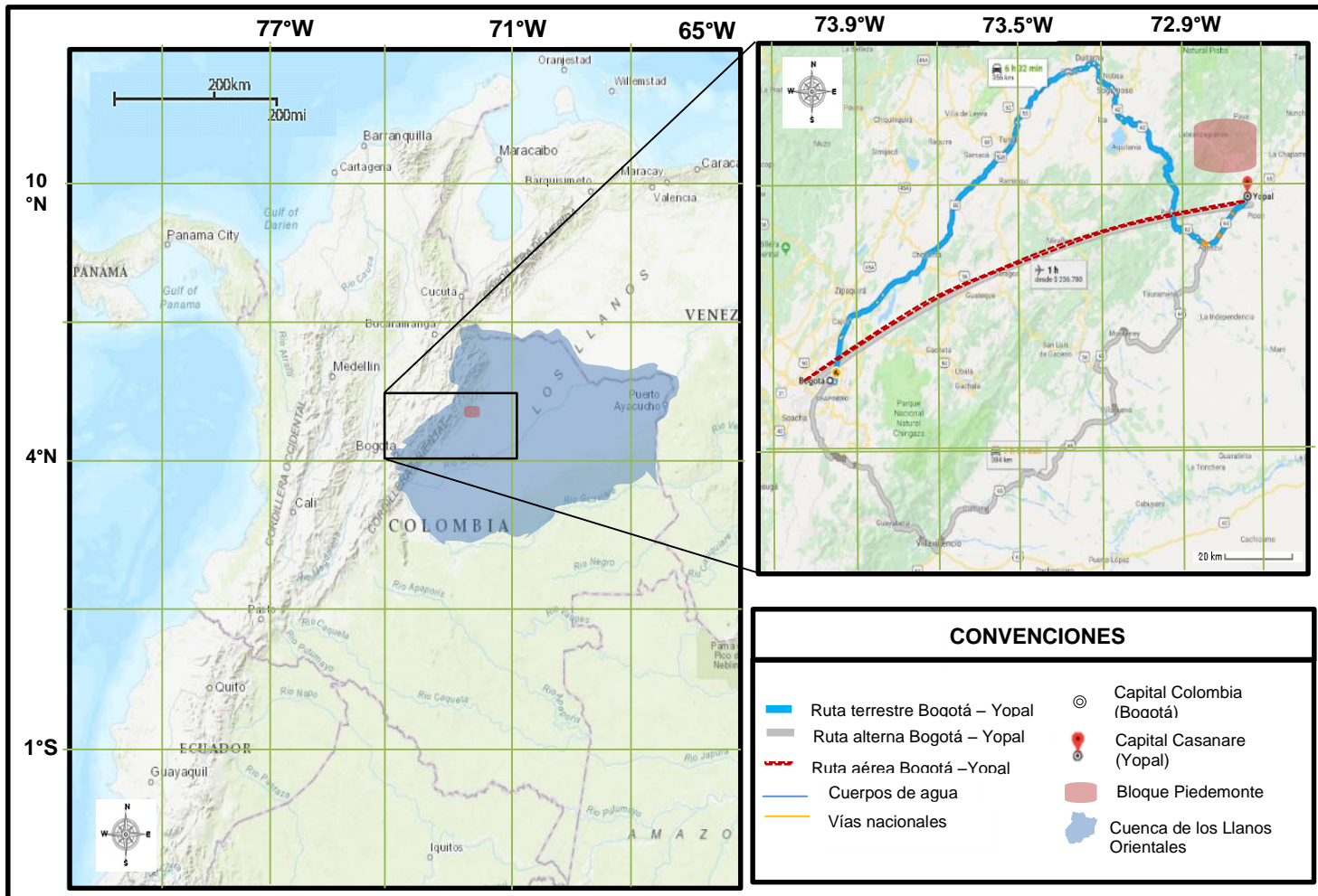
² EL TIEMPO. PAUTO, QUINTO HALLAZGO PETROLERO. [En línea] [12 de febrero de 2019] disponible en: <<http://www.eltiempo.com/archivo/documento/MAM-375666>>.

³ EL TIEMPO. BP: PAUTO Y FLOREÑA PRODUCIRÍAN EN EL 2001. [En línea] [8 de julio de 2017] disponible en: <<https://www.eltiempo.com/archivo/documento/MAM-1256740>>

Este campo abarca una extensión de 257 km², el cual limita al Noroeste con el Campo Floreña, al Sureste con el campo Dele y al Sur con el campo Recetor; Además, es cercano a Campos como Volcanera, Cupiagua y Cusiana.

El recorrido desde la ciudad de Bogotá hasta el Campo Pauto ubicado en la ciudad de Yopal tiene una duración promedio de 7 horas y 22 minutos. La ruta inicia tomando la Autopista Norte por la Carretera 55 vía que comunica Bogotá con Sogamoso, pasando por Tunja y Duitama. Luego de llegar a Sogamoso se toma el desvío a la Troncal de Urabá siguiendo por la Carretera 62 hacia el Municipio de Aguazul por la vía principal Pajarito. Posteriormente se debe tomar la Carretera 65 vía Aguazul-Yopal. Al llegar a Yopal se toma la salida Yopal- El Morro y se recorren aproximadamente 14 kilómetros hasta llegar al campo.

Figura 1. Localización Geográfica del Campo Complejo Pauto.



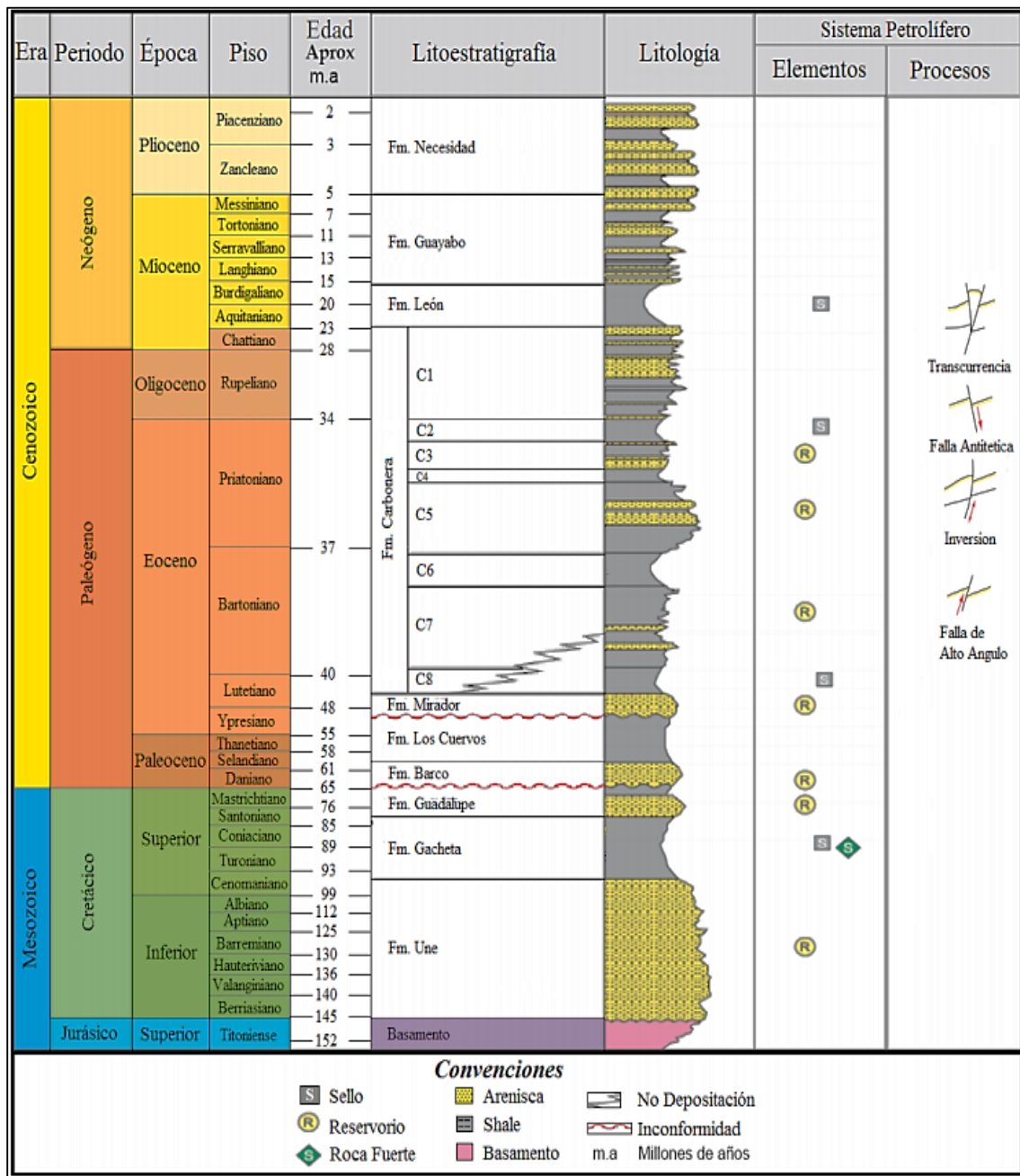
Fuente: elaboración propia, con base en GEOVISOR [En línea]. <https://geovisor.anh.gov.co/>. Mapa Bogotá-Yopal.

1.3 MARCO GEOLOGICO

A continuación, se presenta la columna estratigráfica, la estratigrafía, la geología estructural y la geología del petróleo del bloque Piedemonte.

1.3.1 Columna estratigráfica. En la Figura 2 se presenta la columna estratigráfica generalizada del Piedemonte Llanero.

Figura 2. Columna estratigráfica piedemonte llanero



Fuente: AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS Integración Geológica De La Digitalización y Análisis De Núcleos.

1.3.1 Estratigrafía. A continuación, se describen las unidades litológicas ubicadas en la Cuenca de los Llanos Orientales. Esta descripción se realizará de la formación más antigua a la más reciente, como se representa en la **Figura 2**.

1.3.2.1 Formación Une. Esta formación se depositó durante el periodo Cretáceo Inferior. “Litológicamente consiste, principalmente, de areniscas cuarzosas con intercalaciones menores de lutitas y de limolitas carbonosas”⁴. Esta formación tiene un espesor promedio entre 300 y 600 pies el cual aumenta hacia el Noroeste y disminuye hacia el este. La formación Une se depositó en condiciones marinas someras y se encuentra en contacto concordante con la formación Fómeque la cual la infrayace⁵.

1.3.2.2 Formación Gachetá. Depositada durante el Cretáceo Superior. Litológicamente se encuentra constituida por una secuencia de lutitas. Esta formación tiene un espesor promedio de 600 pies y al igual que la formación Une su depositación fue en condiciones marinas. Esta se encuentra en contacto concordante con la formación Une que la infrayace⁶.

1.3.2.3 Formación Guadalupe. La depositación de esta formación se dio durante el Cretáceo Superior. Esta formación “consiste de una secuencia de areniscas masivas, con pequeñas intercalaciones de lutitas, a veces con pequeñas capas de carbón”⁷. En cuanto a su espesor su valor máximo es de 600 pies el cual se vuelve más delgado hacia el este, se depositó en un ambiente marino somero. Está en contacto concordante con la formación Gachetá que la infrayace.

1.3.2.4 Formación Barco. La depositación de la Formación Barco se dio en el Paleoceno Superior. Según Según F. Notestein, C. Hubman y J. Bowler, la Formación Barco está conformada por areniscas cuarzosas masivas de grano fino a grueso, con intercalaciones delgadas de lutitas y arcillolitas⁸. Esta tiene un espesor promedio de 100 y 350 pies, el cual aumenta hacia el este, y se depositó en un ambiente fluvial de plataforma continental. Está formación infrayace a la formación Los Cuervos de forma concordante.

1.3.2.5 Formación Los Cuervos. La Formación Los Cuervos se depositó entre el Paleoceno Superior y el Eoceno inferior. Según Linares, R. Aguirre, H. Alzate, J. Galindo, P. La Formación Los Cuervos corresponde a Lutitas de color gris,

⁴ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Cuenca de los Llanos Orientales: Integración geológica de la digitalización y análisis de núcleos. 2012. p. 48.

⁵ *Ibíd.*, p.48.

⁶ *Ibíd.*, p.48.

⁷ *Ibíd.*, p.48.

⁸ NOTESTEIN, F; HUBMAN, C y BOWLER, J. Geology of the Barco Concession, citado por DE PORTA, J. Léxico Estratigráfico de Colombia, 4da parte. Bogotá: Ingeominas, 2001. p. 81

intercaladas con areniscas de color parduzco, de grano muy fino a medio⁹. Esta formación presenta un espesor de entre 800 – 1.600 pies. Cuenta con un ambiente de depositación deltaico. La Formación Los Cuervos infrayace a la Formación Mirador discordantemente y suprayace concordantemente sobre la Formación Barco.

1.3.2.6 Formación Mirador. La formación Mirador se depositó entre el Eoceno Inferior a Eoceno Medio, esta unidad está compuesta principalmente por areniscas de cuarzo, blancas y gris claras, de grano fino a medio y ligeramente conglomeráticas, carbonosas, con algunos intraclastos lodolíticos. Presenta un espesor de 500 ft. En cuanto a su ambiente de depositación presenta un ambiente con influencias lacustres y luego marinas en las arcillas situadas hacia el techo de la formación. La Formación Mirador presenta una discontinuidad estratigráfica con la Formación Los Cuervos y concordancia en la parte superior con la Formación Carbonera.

1.3.2.7 Formación Carbonera. La Formación Carbonera se depositó durante el Oligoceno. F. Notestein, C. Hubman y J. Bowler, afirman una litología de areniscas, areniscas arcillosas, arcillolitas (gris, gris verdoso, parda), lignito (parte superior e inferior de la formación)¹⁰. Su espesor varía entre 1.600 y 2.400 pies. Su ambiente de depositación corresponde a depósitos transgresivos y regresivos de corta duración de un mar somero y descansa concordantemente sobre la Formación Mirador, su contacto superior aparentemente es concordante con la Formación León. Esta formación se encuentra subdividida en 8 unidades identificadas desde la C-1 hasta la C-8.

1.3.2.8 Formación León. Depositada durante el Mioceno Superior, de acuerdo con Linares, R. Aguirre, H. Alzate, J. Galindo, P. Esta formación fue depositada durante un aumento considerable del nivel del mar¹¹. Esta formación está constituida principalmente por lutitas y su espesor varía entre 1.600 y 2.000 pies. La formación León es concordante con la formación Guayabo que la infrayace.

1.3.2.9 Formación Guayabo. Según Linares, R. Aguirre, H. Alzate, J. Galindo, P. La formación Guayabo se formó desde el Mioceno Superior al presente, los sedimentos de esta formación se han depositado, como resultado del levantamiento de la Cordillera Oriental. Esta formación se encuentra compuesta principalmente por areniscas y conglomerados los cuales fueron depositados en un ambiente

⁹ LINARES ROBERTO et al. New Insights into The Piedemonte License Triangle Zone in The Llanos Foothills – Colombia. En: X Simposio Bolivariano Exploración Petrolera en Cuencas Subandinas (Julio 2009: Cartagena, Colombia). p 2.

¹⁰ NOTESTEIN, F; HUBMAN, C y BOWLER, J. Geology of the Barco Concession, citado por DE PORTA, J. Léxico Estratigráfico de Colombia, 4da parte. Bogotá: Ingeominas, 2001. p. 323.

¹¹ LINARES.Op. Cit., p.2.

aluvial y fluvial¹². Esta formación se encuentra en contacto concordante con la formación León que la infrayace.

1.3.2 Geología Estructural. El campo Pauto presenta plegamiento estructural, complejidad en las fallas y aspectos como discontinuidades, altos saltos, topografía abrupta y extensas formaciones de sobrecarga que afectan varios atributos que se requieren para una buena resolución e interpretación sísmica. En este campo se definen estructuras, fallas, fracturas y muchas otras características importantes, mediante el uso de la sísmica.

Teniendo en cuenta la información encontrada en el artículo “New insights into the Piedemonte triangle zone in the Llanos Foothills- Colombia” se entiende que es un área en la cual se presentan fallas de cabalgamiento; aunque sus características principales son atribuidas a los anticlinales de Monterralo, El Morro, Floreña, Dele, Pauto y Volcanera y el sinclinal de Nunchia.¹³

Según Linares, R. Aguirre, H. Alzate, J. Galindo, P. La deformación de la estructura envuelve sedimentos de la Formación Fomequé hasta la formación Guayabo. Los reservorios principales Mirador, Barco y Guadalupe, están envueltos en el techo de la lámina de cabalgamiento¹⁴. “Los anticlinales se clasifican en dos grupos, el primer grupo incluye las estructuras de Monterralo, El Morro y Floreña, caracterizándose por ser una estructura de gran amplitud y un anticlinal simétrico fallado y el segundo grupo incluye las estructuras de Dele, Pauto y Volcanera, caracterizándose por tener limbos elongados traseros y limbos cortos frontales”¹⁵.

La **Figura 3** muestra una sección esquemática del complejo Pauto, en donde se muestran las fallas (curvas negras), la distribución de las formaciones y dos trayectorias de pozos tipo del Campo.

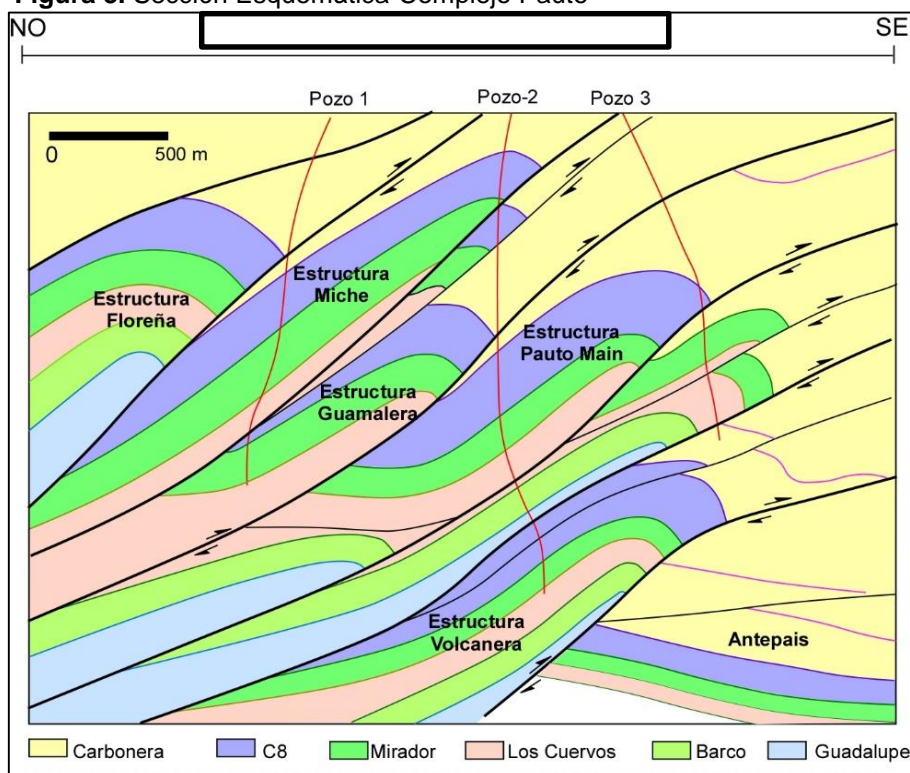
¹² LINARES ROBERTO et al. New Insights Into The Piedemonte License Triangle Zone In The Llanos Foothills – Colombia. En: X Simposio Bolivariano Exploración Petrolera en Cuencas Subandinas (Julio 2009: Cartagena, Colombia). p 2.

¹³ Ibid., p.3.

¹⁴ Ibid., p.3.

¹⁵ Ibid., p3.

Figura 3. Sección Esquemática-Complejo Pauto



Fuente: EQUION ENERGIA LIMITED. Informe interno 2018

1.3.4 Geología del petróleo. A continuación, se presenta una descripción de las características geológicas relacionadas con la generación, migración y entrapamiento de hidrocarburos en la Cuenca, así como de los parámetros importantes dentro del sistema petrolífero asociado.

1.3.4.1 Roca generadora. La Formación Gachetá se identifica como la principal fuente generadora de la Cuenca de la cordillera oriental esta se compone de mezclas de shales marino-continentales. Cuenta con un valor de Carbono Total Orgánico (TOC por sus siglas en inglés) entre 1% y 3% y kerógeno tipo II rico en hidrógeno y kerógeno tipo III con capacidad de generar aceite y gas en su mayoría crudos pesados a condensados. Los fluidos generados presentan un valor promedio de reflectancia de vitrinita entre 0.6 a 1.0%.¹⁶

1.3.4.2 Roca reservorio. Las principales rocas reservorio del Campo Complejo Pauto, están constituidas por las areniscas de las formaciones Mirador, Barco y Guadalupe. Las areniscas de la formación Mirador presentan una porosidad promedio de 3% a 5% aunque no presenta un valor de porosidad elevado esta formación se caracteriza por ser altamente fracturada por lo que permite el entrapamiento de los fluidos. En cuanto a la porosidad de la formación Barco y

¹⁶ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Cuenca de los Llanos Orientales: Integración geológica de la digitalización y análisis de núcleos. 2012. p. 48.

Guadalupe se encuentra en un rango del 3% al 7% con permeabilidad entre 1-10 mD estos datos se presenta en la Tabla 1. Teniendo en cuenta la columna estratigráfica generalizada los principales reservorios de la Cuenca son las areniscas de la Formación Carbonera, la Formación Mirador, Barco y Guadalupe.

Cuadro 1. Propiedades petrofísicas de las formaciones reservorio

FORMACIÓN	Porosidad promedio (%)	Permeabilidad (mD)	Espesor neto petrolífero (ft)
Mirador	3.5	<10	133
Barco	5.4	<10	121
Guadalupe	4.8	1-10	72

Fuente: RODRÍGUEZ C. Laura F. Evaluación técnica y financiera de las mallas piramidales de los equipos primarios de control de sólidos de los campos floreña y pauto, en el piedemonte llanero. Bogotá D.C.: Fundación Universidad de América. Facultad de Ingeniería. 2010. 34 p.

1.3.4.3 Roca sello. Corresponde principalmente a arcillas originadas en ambientes marinos y costeros. “El sello regional de la cuenca es la Formación León. Por otra parte, las unidades C-2, C-4, C-6 y C-8 de la Formación Carbonera son reconocidas como sellos locales esta última corresponde al sello de la Formación Mirador, la Formación Los Cuervos corresponde al sello de la Formación Barco y además las lutitas cretácicas de las formaciones Gachetá y Guadalupe pueden actuar como sellos intraformacionales”¹⁷.

1.3.4.4 Migración. La migración de hidrocarburo desde la roca generadora hacia las diferentes formaciones reservorio, se ha dado en dos pulsos, de los cuales el primero se dio durante el Eoceno tardío-Oligoceno en el cual el petróleo depositado en la parte norte migro a la parte central de la Cuenca de la Cordillera Oriental y el segundo se dio desde el Mioceno a la actualidad en el cual migra el petróleo desde la parte central de la Cordillera Oriental hacia las partes marginales¹⁸. Este proceso de migración se dio hasta el inicio del levantamiento de la Cordillera Oriental.

1.3.4.5 Trampa. La cuenca cuenta principalmente con trampas estructurales, asociadas a fallas de cabalgamiento producto de la inversión de fallas normales preexistentes. El campo cuenta con trampas de tipo estructural asociadas a la presencia de anticlinales estrechos y alargados con flancos fallados que involucran rocas del cretáceo en su núcleo, así como una serie de fallas inversas y pliegues compresionales.

¹⁷ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Llanos Orientales. 2010. p. 1.

¹⁸ *Ibíd.*, p.1.

1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DE CAMPO

El Campo Pauto fue declarado comercialmente explotable en el año 1998 pero fue hasta el año 2001 que este comenzó a ser producido. La principal formación productora se encuentra a una profundidad aproximada de 15.000 pies. La profundidad de la formación productora del campo se encuentra entre las profundidades de los campos Volcanera ubicado a 18.500 pies y el campo Floreña ubicado a 12.250 pies.

A continuación, se hace una breve presentación del método y el tiempo de producción. Igualmente se hace un recuento del número de pozos y la gráfica de producción acumulada de los campos.

1.4.1 Mecanismo de producción. Desde el inicio de su producción (año 2001) hasta la fecha, la producción del Bloque de Piedemonte se da por flujo natural debido a las altas presiones en los pozos y a su gran profundidad. El mecanismo principal de producción es la expansión de la capa de gas y soporte de presión adicional por reinyección parcial del gas producido¹⁹.

1.4.2 Tipo de fluido. El tipo de fluido que se encuentra en el Campo Complejo Pauto, es un gas condensado con un rendimiento o GOR original de aproximadamente 150 bls/MMscf que genera un aceite con valores de 42 a 45 grados API.

1.4.3 Numero de pozos. El campo Complejo Pauto posee 16 pozos en la actualidad, entre ellos 3 inyectores de gas, 12 productores y 1 pozo cerrado, los cuales se encuentran distribuidos a lo largo del rumbo de la estructura.

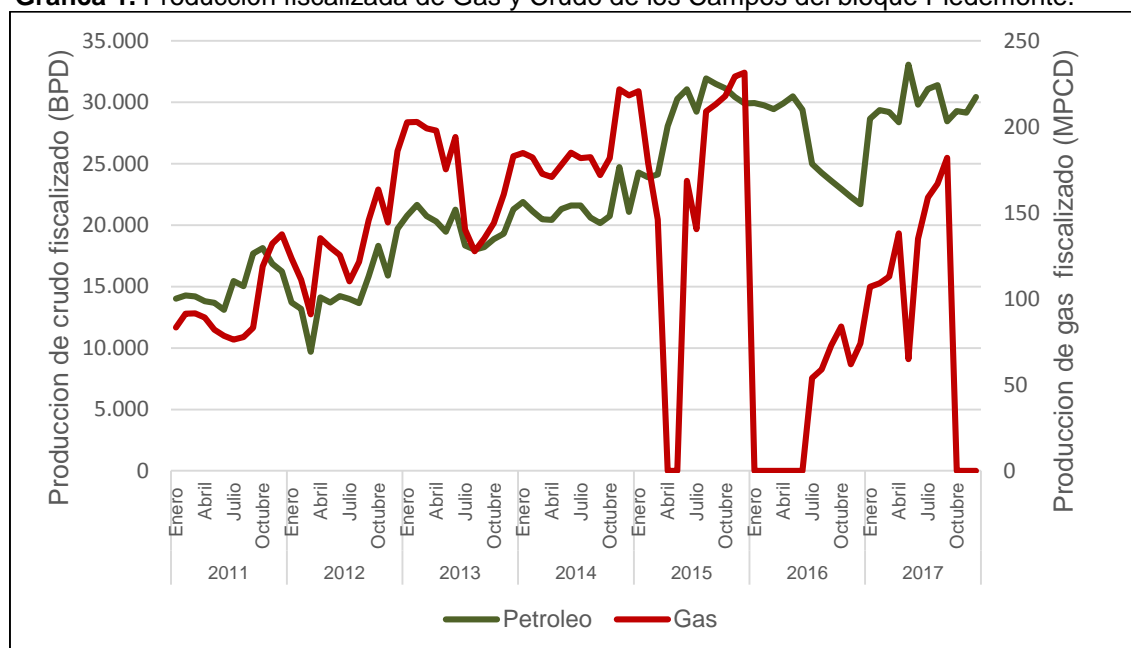
1.4.4 Tiempo de producción. El Complejo Pauto ha sido producido comercialmente desde el año 2001, por lo que al 2019, este campo lleva un tiempo de producción de alrededor de 19 años.

1.4.5 Producción acumulada. Según las estadísticas de producción obtenidas de la Asociación Colombiana de Petróleo (ACP) para el Campo Pauto, la producción de gas ha oscilado entre 179.6 MPCD a 436 MPCD y la producción de crudo entre 17.000 BPD a 33.000 BPD.

La **Gráfica 1** presenta la historia de producción de petróleo y gas en el Campo Complejo Pauto desde el año 2011 hasta el año 2017. Las tablas de la construcción de la gráfica de producción acumulada pueden ser observadas en el **Anexo A**.

¹⁹ EQUION ENERGIA LIMITED. Informe interno.

Grafica 1. Producción fiscalizada de Gas y Crudo de los Campos del bloque Piedemonte.



Fuente: elaboración propia, con base en ASOCIACIÓN COLOMBIANA DE PETRÓLEO. Informe estadístico [En línea]. <https://acp.com.co/web2017/es/publicaciones-e-informes/informe-estadistico-petrolero>. Informe Estadístico Petrolero.2018.

Teniendo en cuenta la gráfica anterior y basado en el comportamiento de la producción de crudo (representada con una línea de color verde), se observa el incremento gradual de la fase aceite desde el año 2012 hasta el año 2107. Este aumento de valores de 10.000 barriles por día a 33.000 barriles por día se debe a la campaña de perforación ejecutada durante ese mismo periodo de tiempo, que trajo consigo la puesta en producción de al menos 6 pozos nuevos adicionales; Por el contrario al analizar la producción de gas (representada con la línea roja) se puede observar un comportamiento más errático debido a que se carece de información oficial durante un periodo de tiempo.

2. YACIMIENTOS DE GAS CONDENSADO, NATURALMENTE FRACTURADOS Y MULTICAPA

En este capítulo se describirán los yacimientos de gas condensado con sus respectivas características y además se explicarán de qué constan los yacimientos multicapa y los naturalmente fracturados con su debido comportamiento ante una prueba de presión.

2.1 CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS

De acuerdo a Ferrer, los tipos de hidrocarburos encontrados en los yacimientos varían ampliamente. Existen diversas clasificaciones de acuerdo a sus propiedades físicas, químicas, por su contenido de fluidos y/o tipo de roca. En la **Tabla 2** se identifican los tipos de yacimientos según sus propiedades.

Cuadro 2. Características de Fluidos

Tipo de fluido	Color del líquido en el tanque	Grados API	RGP*	Fase en el yacimiento**	B_{ob} ** *
Bitumen	Negro/Oscuro Visc > 1000 cp.	< 10	No gas	Líquido	< 1.05
Petróleo pesado	Negro/ Oscuro	10 – 25	< 100	Líquido - Pb	< 1.2
Petróleo negro	Negro/Oscuro	30 – 40	100 – 2500	Líquido - Pb	< 2.0
Petróleo volátil	Colores varios	40 – 50	>3000	Líquido – Pb	> 2.0
Gas condensado	Apenas coloreado	50 – 70	3000 – 100000	Gas – Pd	0
Gas húmedo	Incoloro	60 – 70	>100000	Gas	0
Gas seco	Sin líquido	Sin líquido	100000	Gas	0

Fuente: PARIS DE FERRER, Magdalena. Fundamentos de ingeniería de yacimientos. p. 64.

*RGP: Relación gas-petróleo en PCN/BN

** Fase en el yacimiento: Líquido sin punto de burbujeo -Presión por debajo de Pb
Líquido con punto de burbujeo, Pb -Presión por encima de Pb
Gas con punto de rocío frente al cambio de fase, Pd
Gas sin cambio de fases frente a cambios de temperatura
Gas seco no hay cambio de fases a temperatura de yacimiento o de superficie

***Bpb: Factor volumétrico al punto de burbujeo

Los yacimientos de hidrocarburos se clasifican en yacimientos de gas o aceite que a su vez están divididos teniendo en cuenta los siguientes aspectos:²⁰

²⁰ Ibíd., p62

- Composición inicial de la mezcla
- Presión y temperatura inicial del yacimiento
- Presión y temperatura de las facilidades de producción

Con base en lo anterior, los fluidos pueden ser clasificados de la siguiente forma:

- Gas seco
- Gas húmedo
- Gas retrogrado
- Aceite volátil
- Aceite negro

Teniendo en cuenta que nuestro trabajo de grado se enfoca en gas condensado resaltaremos este tipo de yacimiento en el desarrollo de este capítulo.

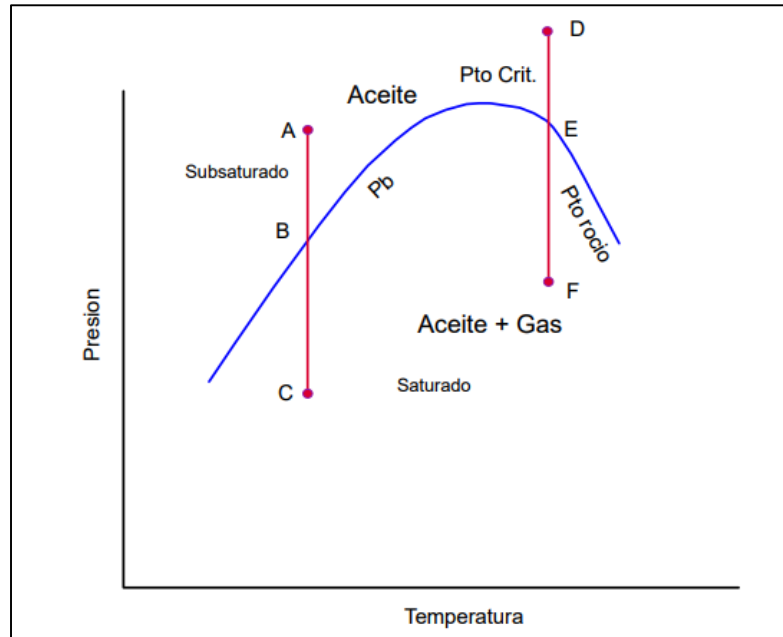
2.2 YACIMIENTOS DE GAS CONDENSADO

Un yacimiento de gas condensado o gas retrógrado se caracteriza en que el fluido en su condición original se encuentra en una sola fase (gaseosa) y a medida que la presión cae por debajo de la presión de rocío, se generan dos gases (condensación de líquido en el yacimiento). Este condensado generado en yacimiento tiene la particularidad que dependiente de la saturación es considerado como un fluido inmóvil hasta alcanzar una saturación crítica de condensado y según su comportamiento PVT, puede revaporizarse a ciertos niveles de presión y temperatura (ver **Figura 4**).

Según Rojas, los yacimientos de gas condensado son cada vez más importantes para el desarrollo de la industria petrolera, tanto en etapas de exploración, como en etapas de desarrollo, esto debido al valor comercial y estratégico de la producción de gas y aceite liviano en el desarrollo económico de los países productores de petróleo.

Una característica de este tipo de yacimientos, es que normalmente se encuentran a altas profundidades debido a que una roca madre más profunda tiene altas probabilidades de generar hidrocarburos de este tipo debido a que el grado de degradación de las moléculas orgánicas complejas incrementa con la presión y la temperatura.

Figura 4. Clasificación de yacimientos de acuerdo a presión de saturación



Fuente: ESCOBAR, Freddy Humberto., fundamentos de Ingeniería de Yacimientos

2.2.1 Factores físicos que controlan el comportamiento de las fases. Según Rojas, los factores que controlan el comportamiento de las fases se conocen como la presión, atracción molecular, energía cinética y la repulsión molecular.

Las moléculas que contiene el hidrocarburo se mantienen juntas a causa de los factores de presión y atracción molecular, pues entre mayor es la fuerza generada entre ellas la densidad de los hidrocarburos aumentara. En cuanto a la energía cinética y la repulsión molecular, son factores que actúan de manera contraria pues estos generan dispersamiento entre las moléculas, en este caso en cuanto mayor sea la temperatura mayor será la separación de las moléculas disminuyendo su densidad.

2.2.2 Diagramas de fases de gas. Un diagrama de fases es una representación gráfica de las condiciones de presión y temperatura en la que existen los sólidos, líquidos y gases²¹, son de gran utilidad para encontrar el punto de ebullición de cualquier mezcla de sustancias, cabe resaltar que son muy importantes en la industria petrolera, ya que permite conocer información la cual puede ser usada en pro de una mejor producción estandarizada.

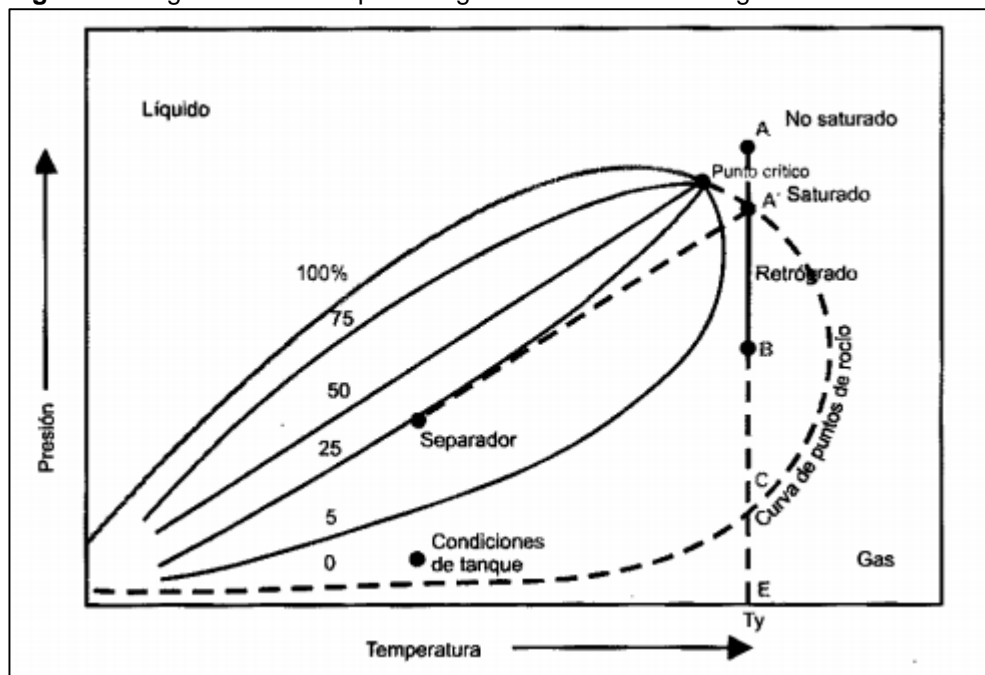
²¹ UMAÑA RODRIGUEZ, Jodie; GALVIS y OLARTE MONROY, Diego. Diagrama de Fases. En: SENA. [sitio web]. Meta: El instituto. [Consulta 1 mayo 2019]. Disponible en: <https://www.slideshare.net/johncastro502/diagrama-de-fases-64371074>

Es importante señalar que el término retrógrado se emplea porque generalmente durante una dilatación isotérmica ocurre vaporización en lugar de condensación. En realidad, cuando se alcanza el punto de rocío, debido a que la composición del fluido producido varía, la composición del fluido remanente en el yacimiento también cambia y la curva envolvente comienza a desviarse.

Se considera un yacimiento de condensado retrógrado si la temperatura del yacimiento es mayor que la temperatura crítica y menor que la temperatura cricondentérmica.

“Los yacimientos de gas condensado producen líquidos de color claro o sin color en la superficie, con gravedad API por encima de los 50 ° y RGP de 8000 a 70000 PCN / BN. El gas condensado contiene más componentes pesados que el húmedo y usualmente se encuentra a profundidades mayores de 5000 pies. Un diagrama de fase típico del gas condensado se presenta en la **Figura 5**, en la cual las condiciones del yacimiento se indican con la línea AE”.²²

Figura 5. Diagrama de fases para un gas condensado o retrogrado



Fuente: PARIS DE FERRER, Magdalena. Fundamentos de ingeniería de yacimientos. p. 64.

“A medida que el petróleo se remueve desde el momento en que la presión y la temperatura crecen gradualmente hasta alcanzar las condiciones del separador en superficie, lo que se representa siguiendo la línea A'-Separador. Si estas condiciones son bastantes cercanas a la curva de puntos de burbujeo

²² FERRER, Paris Magdalena. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Maracaibo. 2009. p.66.

aproximadamente el 85% de petróleo producido se encuentra como líquido en condiciones de superficie. El remanente de los hidrocarburos es producido como gas”.²³

2.2 YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

Un yacimiento naturalmente fracturado es también conocido como un sistema de doble porosidad, presenta fracturas creadas de manera natural. El criterio para designar a un yacimiento como naturalmente fracturado está basado en el grado en el que las fracturas afectan el flujo de fluidos en yacimientos.

Por ejemplo, para yacimientos de aceite, las fracturas abiertas no cementadas o parcialmente mineralizadas tienen un efecto positivo en el flujo de aceite, pero tienen un efecto negativo en el flujo de agua y gas debido a los efectos de conificación; las fracturas totalmente mineralizadas pueden crear barreras de permeabilidad, esto puede generar pequeños compartimientos dentro del yacimiento que puede dar como resultado recobros marginales económicamente no viables.²⁴

2.2.1 Clasificación de los yacimientos naturalmente fracturados. Los yacimientos naturalmente fracturados son clasificados de acuerdo a la contribución relativa de la matriz y las fracturas a la producción total de fluidos.²⁵

Cuadro 3. Clasificación Yacimientos Naturalmente Fracturados

Clasificación de los Yacimientos Naturalmente Fracturados	
Tipo de yacimiento naturalmente fracturado	Definición
Tipo 1	Las fracturas proporcionan la porosidad y la permeabilidad esenciales
Tipo 2	Las fracturas proporcionan la permeabilidad esencial
Tipo 3	Las fracturas proporcionan una permeabilidad auxiliar

Fuente: ORTIZ CASTAÑEDA, Karla Isabel. Variables a considerar en la selección de un proceso de recuperación mejorada en yacimientos naturalmente fracturados.p.32

2.2.2 Clasificación de fracturas. Aunque hay varias maneras de definir una fractura, Van Golf-Racht la define como “una discontinuidad que rompe los estratos

²³ *Ibíd.*, p.66

²⁴ CASTAÑEDA ORTIZ, Karla Isabel, Variables a considerar en la selección de un proceso de recuperación mejorada en yacimientos naturalmente fracturados [en línea]. Tesis pregrado. Universidad Nacional Autónoma de México, 2017 [Consultado 6 Marzo 2019] Disponible en : <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/12527/Tesis%20Karla%20Ortiz.pdf?sequence=1>

²⁵ *Ibíd.*, p.31

de roca en bloques a lo largo de grietas, fisuras, diaclasas a lo largo de las cuales no exista desplazamiento paralelo con los planos de discontinuidad”.²⁶

Como dice Van Golf-Racht, el estudio geológico de un yacimiento necesita un previo estudio sobre la relación que puede existir entre el fracturamiento de la formación y los eventos geológicos que ocurrieron en el lugar de dicha etapa, se debe tener en cuenta que las fracturas dependen de los patrones mecánicos del material de la roca.²⁷

“Los resultados del fracturamiento, tales como apertura de fractura, tamaño, distribución, orientación, etc., estarán relacionados con los esfuerzos, el tipo de roca (rocas frágiles o dúctiles), las condiciones estructurales, la profundidad (esfuerzo de sobrecarga), litología, espesor de los estratos, etc.”.²⁸. En la **Tabla 4**. Se pueden ver alguno de los tipos de fracturas con sus respectivas características.

Cuadro 4. Tipos de Fracturas Naturales

Término usado	Definición
Fractura	Discontinuidad causada por deformación frágil de la roca.
Fisura	Fracturas aisladas e individuales que no muestran desplazamiento por cizalla. Pueden ser naturales o inducidas.
Diaclasas	Fracturas que se encuentran en grupo y que se presentan espaciadas y paralelas, no muestran desplazamiento por cizalla. En rocas estratificadas, las diaclasas tienen un alto ángulo con respecto a la estratificación.
Falla	Fracturas que se presentan naturalmente a lo largo de caras opuestas de la roca que han sido desplazadas paralelamente a la superficie de la fractura

²⁶ Van Golf-Racht, Citado por Karla Isabel Ortiz. Variables a considerar en la selección de un proceso de recuperación mejorada en yacimientos naturalmente fracturados. México:2017. p.32

²⁷ *Ibíd.*, p.32

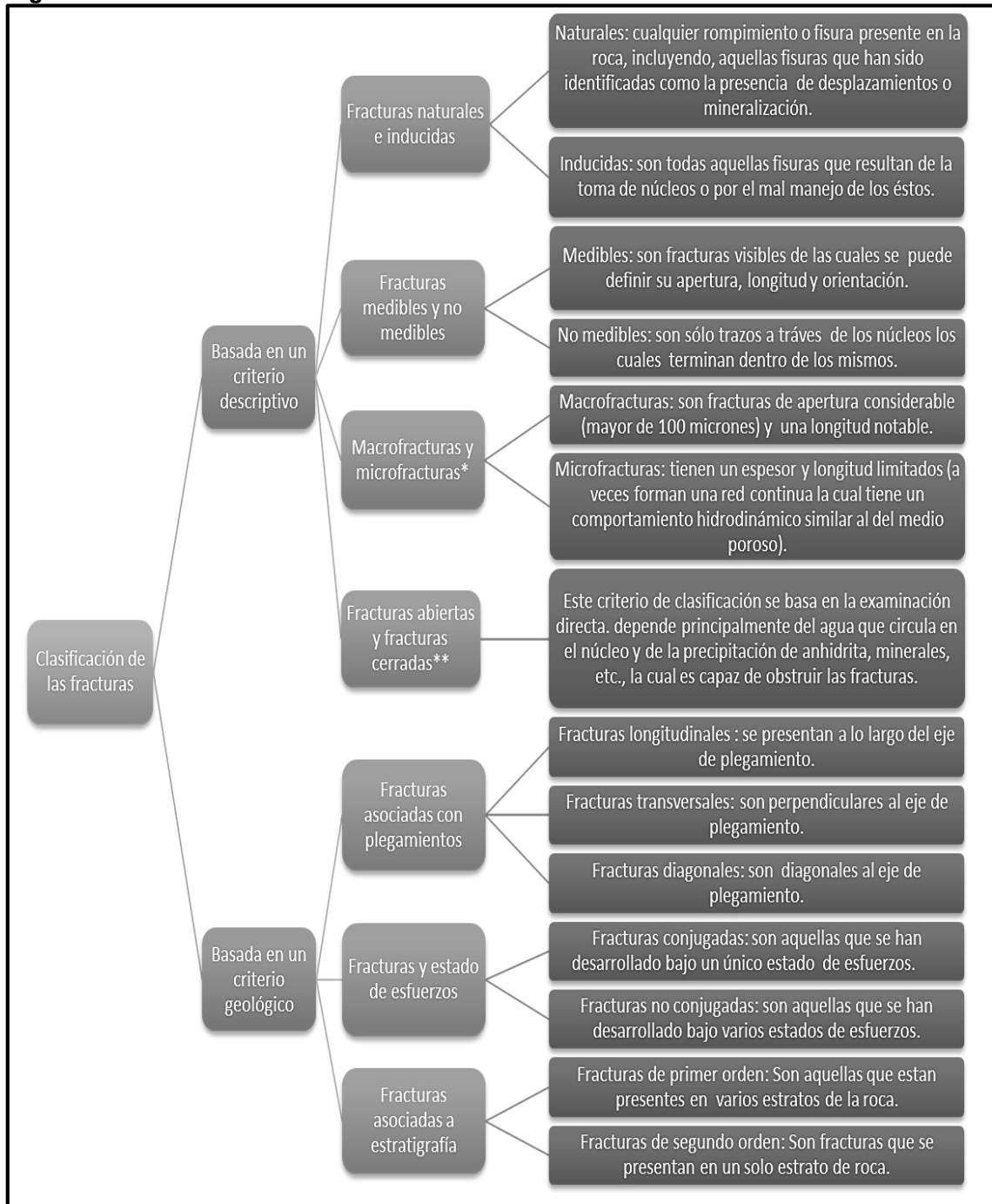
²⁸ CASTAÑEDA ORTIZ, Karla Isabel, Variables a considerar en la selección de un proceso de recuperación mejorada en yacimientos naturalmente fracturados [en línea]. Tesis pregrado. Universidad Nacional Autónoma de México, 2017 [Consultado 6 marzo 2019] Disponible en: <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/12527/Tesis%20Karla%20Ortiz.pdf?sequence=1>

Cuadro 4. (Continuación)

Término usado	Definición
Bandas de deformación	Discontinuidades planas inducidas por las fallas que contienen partículas disgregadas o rotas de la roca que las alberga. Se forman en estratos granulares y porosos.
Veta	Fracturas rellenas por medio de la precipitación de minerales

Fuente: ORTIZ CASTAÑEDA, Karla Isabel. Variables a considerar en la selección de un proceso de recuperación mejorada en yacimientos naturalmente fracturados.p.34

Figura 6. Clasificación de las Fracturas



Fuente: ORTIZ CASTAÑEDA, Karla Isabel. Variables a considerar en la selección de un proceso de recuperación mejorada en yacimientos naturalmente fracturados.p.33

2.2.2.1 Características de las Fracturas. Se dice que la caracterización de los yacimientos naturalmente fracturados es un poco más compleja en comparación a los convencionales, por lo que se debe realizar un patrón especial examinando sus características como tamaño u orientación.

Apertura de fractura. Esta característica depende de las características litológicas y petrofísicas de la roca de dicha formación. Es representada por la distancia que existe entre las paredes de la fractura, este depende de varios factores que se deben considerar como, la profundidad del yacimiento, la presión de poro y la del tipo de roca. “La apertura de fractura varía de 10 a 200 micrones, pero la estadística ha mostrado que el rango más frecuente es de 10 a 40 micrones”²⁹

Tamaño de Fractura. Esta característica hace referencia a la relación que hay entre la longitud de fractura y el espesor del estrato de la formación. Las fracturas pueden ser clasificadas como: secundarias, promedio y primarias.

- **Fracturas Mayores.** Fracturas con una gran extensión, En su mayoría de casos decenas o cientos de metros.
- **Fracturas Promedio.** Son aquellas fracturas que atraviesan más de un estrato
- **Fracturas Primarias.** Este tipo de fracturas tienen una longitud menor que la del estrato.

Según las observaciones de Ruhland, “las fracturas menores generalmente tienen aperturas más pequeñas y en general están rellenas, mientras que las fracturas mayores tienen grandes aperturas y rara vez están rellenas o mineralizadas.”³⁰

Naturaleza de la fractura. La naturaleza de la fractura en un yacimiento Naturalmente Fracturado depende de ciertos factores:

- **Apertura de la fractura.** Hace referencia a observar si la fractura se encuentra abierta o cerrada
- **Relleno en la Fractura.** Se debe observar si la fractura se encuentra con un tipo de mineral o varios.
- **Fracturas Cerradas.** Esta característica hace evidencia a el relleno de material homogéneo o difuso que debe contener la fractura
- **Paredes de la fractura.** Las paredes de la fractura pueden encontrarse rugosas, lisas, pulidas, de arrastre.

²⁹ CASTAÑEDA ORTIZ, Karla Isabel, Variables a considerar en la selección de un proceso de recuperación mejorada en yacimientos naturalmente fracturados [en línea]. Tesis pregrado. Universidad Nacional Autónoma de México, 2017 [Consultado 6 marzo 2019] Disponible en: <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/12527/Tesis%20Karla%20Ortiz.pdf?sequence=1>

³⁰ Ruhland, Citado por Karla Isabel Ortiz. Variables a considerar en la selección de un proceso de recuperación mejorada en yacimientos naturalmente fracturados. México: 2017. p.36

- **Orientación de Fractura.** Esta característica es la que conecta la fractura con su entorno. El plano de fracturamiento se puede determinar por medio de dos ángulos, azimut y buzamiento.

Distribución de las Fracturas. La distribución de las fracturas es determinada por medio de un factor de grado de fracturamiento, Según Ortiz Si existe intercomunicación continua entre varios sistemas de fracturas, este factor será de un mayor valor, y el grado de fracturamiento será menor si la intercomunicación entre los sistemas de fracturas está interrumpida y si el fracturamiento de uno de los sistemas prevalece sobre otro.

Espaciamiento de las Fracturas. Hace referencia a la separación promedio entre las mismas siempre que sean de una misma familia.³¹

Existen dos problemas principales para determinar el rango de espaciamiento presentado en el campo de estudio, la primera corresponde a los diferentes tipos de escalas de medición (macro, meso o micro), por otro lado, la presencia de más de una familia de fracturas generando espaciamientos aparentes menores a los reales entre una misma familia.

Con respecto a nuestro campo de estudio, se tienen rangos entre 1-10 ft a nivel de núcleo y de 10-300 ft a nivel meso y para la realización de las sensibilidades se usaran dos valores, 10 y 100 ft.

2.2.3 Propiedades petrofísicas de los yacimientos naturalmente fracturados

2.2.3.1 Porosidad. La porosidad está definida como el porcentaje de poros o de volumen de roca que puede contener fluidos. “La porosidad puede ser un relicto de la depositación (porosidad primaria, tal como el espacio existente entre los granos que no fueron completamente compactados) o puede desarrollarse a través de la alteración de las rocas (porosidad secundaria, tal como sucede cuando los granos de feldespato o los fósiles se disuelven preferentemente a partir de las areniscas”³²

- **Porosidad de la matriz.** La porosidad de la matriz también conocida como porosidad primaria, porosidad intergranular o porosidad original, se refiere a aquella porosidad que es adquirida en el momento de la depósitación y litificación del material, durante el proceso de la diagénesis; es decir los espacios vacíos que

³¹ ALVAREZ CLAVIJO JULIAN, Evaluación de pozos de alto ángulo en arenas apretadas naturalmente fracturadas con fluidos composicionales. Tesis posgrado. Universidad Nacional de Colombia, Medellín, 2017

³² SCHLUMBERGER.GLOSARIO. [En línea] [20 de marzo de 2019] disponible en: <
<https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/p/porosity.aspx> >

quedan entre los granos y fragmentos minerales en la roca; La porosidad de matriz considera todos los poros intergranulares en la roca.

Los rangos de aplicación en el Campo Complejo Pauto para la porosidad de matriz oscilan entre 0.02-0.055 unidades de fracción; Para la realización de las sensibilidades se consideró tomar valores desde 0.02 hasta 0.07 unidades de fracción. El rango alto (0.07) se incluye para entender si a mayores valores de porosidad de matriz (medidos puntualmente en algunos pozos del activo) se genera algún efecto sobre el transiente de presión.

- **Porosidad de la fractura.** La porosidad de fractura es un tipo de porosidad secundaria producida por el fracturamiento tectónico de la roca. Las fracturas propiamente dichas no tienen demasiado volumen, pero a través de la incorporación en los poros preexistentes, mejoran significativamente la permeabilidad. En casos extremadamente raros, las rocas no pertenecientes al yacimiento, tales como el granito, pueden convertirse en rocas del yacimiento si se produce un grado suficiente de fracturamiento.³³ Los espacios vacíos que le confieren a las rocas carbonatadas porosidad secundaria, y que las hace excelentes para los yacimientos, pueden agruparse en tres categorías:

- Aperturas y espacios vacíos de disolución relacionados con la circulación de agua.
- Espacios vacíos intergranulares, producidos por modificaciones mineralógicas (dolomitización).
- Fracturas, fisuras y cavernas sin importar su origen.

La porosidad secundaria se encuentra generalmente en rocas compactas, frágiles y de relativamente baja porosidad intergranular como: calizas compactas, lutitas, areniscas, limolitas arcillosas y esquistos.

Los yacimientos fracturados están formados o constituidos de dos sistemas de porosidades: uno intergranular formada por espacios vacíos entre los granos de roca; y el segundo formado por espacios vacíos de las fracturas y vóculos.

La porosidad secundaria es causada normalmente por la fracturación de la roca, colocación, unión y disolución de agua circulante. A menudo la porosidad secundaria se reduce con el tiempo al rellenarse parcialmente los espacios de minerales más jóvenes que los que componen la matriz. Estos minerales son el resultado de la disolución y precipitación.

En las rocas carbonatadas, como las calizas y dolomías, los canales de solución y las cavidades se forman durante el enterramiento en la cuenca sedimentaria. Los

³³SCHLUMBERGER.GLOSARIO. [En línea] [21 de marzo de 2019] disponible en: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/f/fracture_porosity.aspx>

dos tipos de espacio poroso dentro de los yacimientos fracturados puede expresarse como:

Ecuación 1. Porosidad de la matriz, de tipo intergranular (exclusivo de las fracturas)

$$\phi_{matriz} = \frac{V_{poros}}{V_{matriz}} \quad (V_{matriz} = V_{total} - V_{fractura})$$

Fuente: Herrera Carlos. Tesis Simulación de la inyección de nitrógeno como un método de recuperación mejorado en un depósito de arenisca de fractura natural ajustada con fluidos composicionales. Universidad Nacional Medellín.p.62

Donde,

ϕ_{Matriz} : Porosidad de la matriz, %, fracción

V_{Poros} : Volumen poroso

V_{Matriz} : Volumen de la matriz

V_{Total} : Volumen total

$V_{Fractura}$: Volumen de fractura

Ecuación 2. Porosidad de la fractura

$$\phi_{fractura} = \frac{V_{fractura}}{V_{total}}$$

Fuente: Herrera Carlos. Tesis Simulación de la inyección de nitrógeno como un método de recuperación mejorado en un depósito de arenisca de fractura natural ajustada con fluidos composicionales. Universidad Nacional Medellín.p.62

Donde,

$\phi_{Fractura}$: Porosidad de la fractura, %, fracción

V_{Total} : Volumen total,

$V_{Fractura}$: Volumen de fractura,

Ecuación 3. Porosidad Fractura

$$\phi_f = \left(\frac{\omega}{1 - \omega} \right) \phi_m$$

Fuente: Herrera Carlos. Tesis Simulación de la inyección de nitrógeno como un método de recuperación mejorado en un depósito de arenisca de fractura natural ajustada con fluidos composicionales. Universidad Nacional Medellín.p.62

Donde,

ϕ_m : Porosidad de matriz, %

ϕ_f : Porosidad de fractura, %

ω : Factor de Almacenaje

Ecuación 4. Porosidad total

$$\phi_{total} = \frac{V_{poros} + V_{fractura}}{V_{total}}$$

Fuente: Herrera Carlos. Tesis Simulación de la inyección de nitrógeno como un método de recuperación mejorado en un depósito de arenisca de fractura natural ajustada con fluidos composicionales. Universidad Nacional Medellin.p.62

Donde,

ϕ_{Total} : Porosidad total, %.

V_{Poros} : Volumen poroso,

V_{Total} : Volumen total,

$V_{Fractura}$: Volumen de fractura,

Una cierta orientación vertical preferencial de las fracturas o de las fisuras, se produce en grandes estructuras formadas por este tipo de rocas, y pueden ser el resultado de los esfuerzos tectónicos o esfuerzos de sobrecarga que reducen la cohesión de la roca.

La porosidad de la fractura es rara vez mayor al 1.5 o 2 %. Usualmente, esta es menor que el 1 %. Esto hace que la capacidad de almacenamiento de las fracturas sea muy pequeña, con lo cual la mayor parte de los fluidos se hallen almacenados en la matriz de la roca. La porosidad de fractura considera todos los poros pertenecientes a las fracturas alojadas en la roca.

Para la realización de las sensibilidades para la variable de porosidad de fractura, se tomaron valores desde 0.001 hasta 0.05 unidades de fracción.

2.2.3.2 Permeabilidad. La permeabilidad es una propiedad del medio poroso y es la medida de la capacidad de un medio para permitir el flujo de fluidos a través de él. La permeabilidad puede ser redefinida como permeabilidad de matriz, permeabilidad de fractura y permeabilidad del sistema matriz-fractura. ³⁴

Ecuación 5. Permeabilidad Total

$$K_{total} = K_m + K_f$$

Fuente: Herrera Carlos. Tesis Simulación de la inyección de nitrógeno como un método de recuperación mejorado en un depósito de arenisca de fractura natural ajustada con fluidos composicionales. Universidad Nacional Medellin.p.63

³⁴SCHLUMBERGER.GLOSARIO. [En línea] [10 de marzo de 2019] disponible en: <<https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/p/permeability.aspx>>

Donde,

K_{Total} : Permeabilidad total, md

K_m : Permeabilidad matriz, md

K_f : Permeabilidad fractura, md

- **Permeabilidad de la matriz.** La permeabilidad de la matriz de la roca es una de las propiedades petrofísicas más importantes en el desarrollo de un yacimiento de hidrocarburos e influye en las operaciones de campo, esta se origina al tiempo de la depositación y la litificación de las rocas sedimentarias.

La permeabilidad de la matriz puede ser evaluada utilizando la ley de Darcy; La ley de Darcy se aplica bajo las consideraciones siguientes:

- Flujo estacionario
- Flujo linear y horizontal
- Flujo laminar
- Condiciones isotérmicas
- Viscosidad constante
- Espacio poroso saturado al 100% del fluido

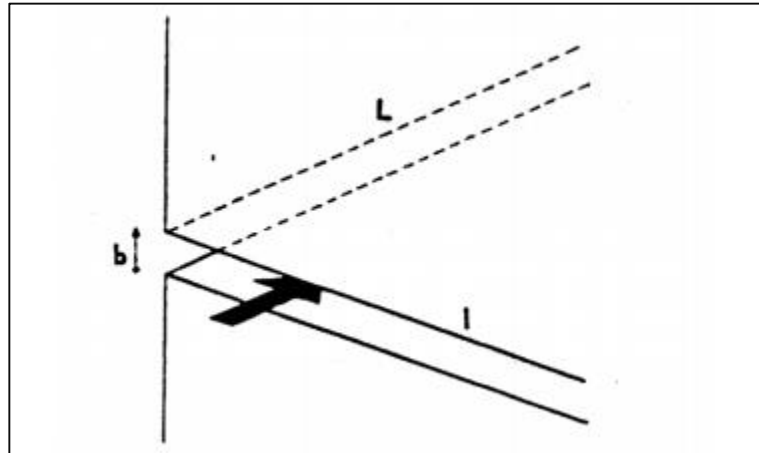
Los rangos exhibidos en el Campo Complejo Pauto para la permeabilidad de matriz oscilan entre 0.1 y 0.7 md de los cuales se seleccionarán valores entre dicho rango para realizar la respectiva sensibilidad.

- **Permeabilidad de la fractura.** Esta se define como la porción de la permeabilidad de un yacimiento, que se asocia con la porosidad secundaria generada por las fracturas naturales abiertas. En muchos de estos yacimientos, la permeabilidad de las fracturas puede ser el factor de control más importante del flujo de fluidos.³⁵

La permeabilidad de la fractura depende de la dirección del flujo, el cual se considera que es paralelo a los planos de fractura, esto se muestra en la siguiente figura; Donde “b” representa la amplitud de la fractura, y la longitud está representado por “L”.

³⁵SCHLUMBERGER.GLOSARIO. [En línea] [20 de marzo de 2019] disponible en: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/f/fracture_permeability.aspx>

Figura 7. Amplitud y longitud de fractura.



Fuente: RIVERA CHÁVEZ. Construcción de un modelo de simulación para yacimientos naturalmente fracturados y su aplicación. p. 21

Los rangos exhibidos en el Campo Complejo Pauto para la permeabilidad de fractura oscilan entre 6 y 50 md de los cuales se seleccionarán valores entre dicho rango para realizar la respectiva sensibilidad.

2.2.3.3 Saturación de fluidos. En un yacimiento Naturalmente Fracturado, la saturación de los fluidos presentes en la matriz se evalúa de igual manera que en los yacimientos convencionales, por medio de registros o pruebas de laboratorio. “El bajo valor de porosidad de las fracturas, no influencia la saturación de hidrocarburos por unidad de volumen. En cualquier caso, se considera que (agua en la zona de gua, aceite en la zona de aceite y gas en la zona de gas), sin embargo, la saturación en la matriz y la saturación en la red de fracturas se caracteriza por una serie de peculiaridades” ³⁶:

- Ausencia de zonas de transición. Como dice Ortiz, estas zonas en un yacimiento naturalmente fracturado son determinadas de acuerdo a la distribución de fluidos presentes en la red de fracturas, ya que las fuerzas capilares en estas redes son valores despreciables en comparación con los valores de fuerzas gravitacionales, el contacto de dos fluidos (agua-aceite, gas-aceite) será representado por un plano horizontal bien definido. ³⁷

³⁶ CASTAÑEDA ORTIZ, Karla Isabel, Variables a considerar en la selección de un proceso de recuperación mejorada en yacimientos naturalmente fracturados [en línea]. Tesis pregrado. Universidad Nacional Autónoma de Mexico,2017[Consultado 6 marzo 2019] Disponible en: <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/12527/Tesis%20Karla%20Ortiz.pdf?sequence=1>

³⁷Ibíd.

- “Zonas de alta saturación de agua que no están relacionadas con el contacto agua-aceite. Si el fracturamiento de la roca tuvo lugar antes de la migración del hidrocarburo, es posible encontrar dentro de la zona de aceite variaciones en la saturación de agua las cuales son independientes de la zona de transición.”³⁸

2.2.3.4 Compresibilidad. Cuando se trata de un yacimiento convencional la compresibilidad de la roca refleja la deformación de los poros y no la reducción del volumen de la matriz el cual es despreciable en comparación. La compresibilidad de la matriz tiende a ser menor en el caso de yacimientos naturalmente fracturados ya que la presencia de fracturas refleja la rigidez de la roca que se ha roto en vez de deformarse elásticamente. En el caso de yacimientos naturalmente fracturados, la presencia de fracturas da cierta compresibilidad al yacimiento, la cual se puede definir de dos maneras:

- En términos del volumen total de roca, la compresibilidad de las fracturas se define por:

Ecuación 6. Compresibilidad de Fractura, En términos del volumen total de roca

$$C_f = - \frac{1}{\text{volumen de poros}} \frac{\Delta (\text{Volumen de fracturas})}{\Delta (\text{Presion})}$$

Fuente: dynamic data analysis - Olivier H. Didier V. Ole S, Fjaere. p. 238

- En términos del volumen de fracturas, la compresibilidad del espacio poroso ocupado por las fracturas es:

Ecuación 7 Compresibilidad de Fractura, términos del volumen de fracturas

$$C_f = - \frac{1}{\text{volumen de poros}} \frac{\Delta (\text{Volumen de fracturas})}{\Delta (\text{Presion})}$$

Fuente: dynamic data analysis - Olivier H. Didier V. Ole S, Fjaere. p. 238

Ecuación 8. Relación entre las Compresibilidades

$$C_{ef} = \phi_{ef} C_{pf}$$

Fuente: dynamic data analysis - Olivier H. Didier V. Ole S, Fjaere. p. 238

2.2.4 Factor de almacenaje. El desarrollo de los yacimientos naturalmente fracturados ha dado lugar a numerosos errores que traen complicaciones económicas. Grandes gastos iniciales de aceite han llevado a los ingenieros de

³⁸ Ibíd.

yacimientos a muchas suposiciones, sobreestimado los pronósticos de producción de los pozos.

Los ingenieros de yacimientos generalmente hacen dos hipótesis clave:

- Las fracturas tienen capacidad de almacenamiento despreciable y solamente los canales de alta permeabilidad permiten el flujo de fluidos.
- La matriz tiene una importante capacidad de almacenamiento, pero muy pequeña permeabilidad.

La primera hipótesis ha llevado a varios fracasos en el desarrollo de los yacimientos naturalmente fracturados. De hecho, muchos yacimientos que producen con altos gastos iniciales declinan drásticamente después de cortos periodos de tiempo. Esto ocurre porque el hidrocarburo producido ha sido almacenado en el sistema de la fractura. Por consiguiente, es importante calcular el aceite “insitu” con precisión razonable dentro del sistema de fracturas.

La segunda suposición debe considerarse cuidadosamente. Si la permeabilidad de la matriz es muy baja, entonces el hidrocarburo aportado a las fracturas puede ser muy poco, entonces solo el aceite que se encontraba originalmente en las fracturas sería producido en un lapso razonable de tiempo.

Si la matriz tiene una permeabilidad razonable, entonces la capacidad de almacenamiento de la matriz llega a ser de suma importancia. Otros parámetros que juegan un papel importante es que tan rápido se mueve el aceite de la matriz a las fracturas; incluyendo su porosidad, compresibilidad total, y el espaciado de fracturas o distancia entre ellas, así como la viscosidad del aceite, ya que, si éste es de baja viscosidad, el movimiento del aceite de la matriz hacia las fracturas es más rápido.

Es importante visualizar que la capacidad de almacenamiento en los yacimientos naturalmente fracturados ya que varía extensamente, dependiendo del grado de fracturamiento y el valor de la porosidad primaria. Cuanto mayor sea el valor de la porosidad primaria, más grande será la posibilidad de éxito en la explotación de los yacimientos naturalmente fracturados.³⁹

El factor de almacenaje se calcula por medio de la siguiente ecuación:

³⁹ GUEVARA HERRERA, Carlós Carlos. [En línea]. Tesis Master. Universidad Nacional Medellín, 2016. [Consultado 1 febrero 2019]. Disponible en: <http://www.bdigital.unal.edu.co/53175/1/75090447.2016.pdf>

Ecuación 9. Factor de Almacenaje

$$\omega = \left(\frac{\phi_f c_f}{\phi_f c_f + \phi_m c_m} \right) \phi_m$$

Fuente: dynamic data analysis - Olivier H. Didier V. Ole S, Fjaere. p. 236

Ecuación 10. Factor de Almacenaje

$$\omega = \frac{\phi_f}{\phi_f + \phi_m}$$

Fuente: dynamic data analysis - Olivier H. Didier V. Ole S, Fjaere. p. 236

Donde,

ω : Factor de almacenaje,

ϕ_f : Porosidad fractura, %, fracción

c_f : Compresibilidad fractura,

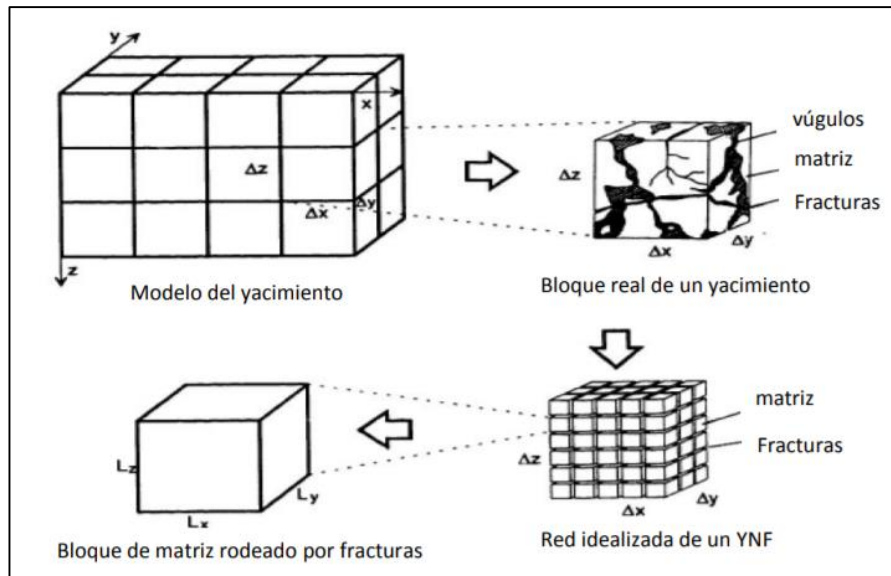
c_m : Compresibilidad matriz

ϕ_m : Porosidad Matriz, %, fracción

Los subíndices hacen referencia a la información obtenida de la matriz y de la fractura siendo m y f respectivamente.

2.2.5 Modelo de Warren y Root. Es una forma simplificada del modelo de doble porosidad en el cual se intenta resolver la ecuación de Difusividad dentro de bloques individuales, que representa el medio poroso fracturado. Se superponen dos sistemas porosos con diferentes características, la porosidad primaria que hace referencia a la porosidad de matriz y la porosidad secundaria a la red de fracturas. La matriz se considera de capacidad alta de almacenamiento y baja permeabilidad, mientras que las fracturas se consideran con baja capacidad de almacenamiento y alta permeabilidad.

Figura 8. Sistema idealizado para un yacimiento naturalmente fracturado. (Warren y Root 1963)



Fuente: BÁEZ, Jorge. MARTÍNEZ, María Isabel. Tesis Análisis de Pruebas de Presión en Yacimientos Fracturados vulgares y su comparación con yacimientos Homogéneos y de doble porosidad.p.52

El modelo de Warren y Root presenta al yacimiento fracturado como un sistema idealizado formado por paralelepípedos rectangulares idénticos separados por una red ortogonal de fracturas. Se considera que el flujo hacia el pozo ocurre en la red de fracturas mientras que la matriz continuamente alimenta al sistema de fracturas bajo condiciones de flujo pseudoestacionario.

Bajo condiciones de régimen transitorio, la respuesta de la presión se ha desarrollado como función de dos nuevos parámetros adimensionales que son ω y λ . Donde ω es una medida de la capacidad de almacenamiento de las fracturas y λ es un parámetro que gobierna el flujo interporoso, es decir la facilidad con que la matriz aporta fluido a las fracturas.

2.2.6 Modelo Matemático. El modelo matemático que describe el sistema idealizado para un yacimiento naturalmente fracturado, es la ecuación de continuidad para un dominio fracturado, en 2D y un fluido ligeramente compresible.

Para un yacimiento de doble porosidad se idealizó la ecuación de continuidad

Ecuación 11. Ecuación de continuidad idealizada para un modelo de doble porosidad

$$\frac{k_{fx}}{\mu} \frac{\partial^2 p_f}{\partial x^2} + \frac{k_{fy}}{\mu} \frac{\partial^2 p_f}{\partial y^2} - \phi_m c_m \frac{\partial p_m}{\partial t} = \phi_f c_f \frac{\partial p_f}{\partial t}$$

Fuente: tesis Análisis de Pruebas de Presión en Yacimientos Fracturados vulgares y su comparación con yacimientos Homogéneos y de doble porosidad- Jorge Báez, María Isabel Martínez. p.53.

Dónde:

k_f : Permeabilidad de fractura, md

k_m : Permeabilidad de matriz, md

ϕ_f : Porosidad de fractura, %, fracción

ϕ_m : Porosidad de matriz, %, fracción

C_f : Compresibilidad de fractura

Las coordenadas x, y con los ejes principales de permeabilidad. Se observa que esta ecuación es muy similar a la ecuación de continuidad para un sistema homogéneo. De acuerdo con Warren y Root, si el estado pseudo-estacionario existe en el sistema matriz la ley de Darcy es aplicable y la siguiente ecuación es válida para cada punto en el sistema matriz:

Ecuación 12. Modelo completo de doble porosidad para flujo monofásico

$$\phi_m c_m \frac{\partial p_m}{\partial t} = \frac{\alpha k_m}{\mu} (p_f - p_m)$$

Fuente: tesis Análisis de Pruebas de Presión en Yacimientos Fracturados vulgares y su comparación con yacimientos Homogéneos y de doble porosidad- Jorge Báez, María Isabel Martínez. p.54.

La ecuación define el modelo completo de doble porosidad para flujo monofásico. Es importante saber que la primera ecuación es la que gobierna el flujo de fluidos en sistema fracturado y la otra al sistema matriz.

Warren y Root establecieron la definición del factor α de forma para bloques de matriz cúbicos:

Ecuación 13. Factor para bloques de matriz cúbicos

$$\alpha = \frac{4n(n+2)}{l^2}$$

Fuente: tesis Análisis de Pruebas de Presión en Yacimientos Fracturados vulgares y su comparación con yacimientos Homogéneos y de doble porosidad- Jorge Báez, María Isabel Martínez. p.54.

Donde,

α : Factor de forma, Ft

n es el conjunto de fracturas normales

L es la longitud característica dada por las ecuaciones siguientes
a, b y c son longitudes del bloque de matriz cubico.

Ecuación 14. Longitud de bloque de 3 fracturas

$$L = \frac{3abc}{ab + bc + ca}$$

Fuente: tesis Análisis de Pruebas de Presión en Yacimientos Fracturados vulgares y su comparación con yacimientos Homogéneos y de doble porosidad- Jorge Báez, María Isabel Martínez. p.54.

Ecuación 15. Longitud de bloque de de 2 fracturas

$$L = \frac{2ab}{a + b}$$

Fuente: tesis Análisis de Pruebas de Presión en Yacimientos Fracturados vulgares y su comparación con yacimientos Homogéneos y de doble porosidad- Jorge Báez, María Isabel Martínez. p.54.

Ecuación 16. Longitud de bloque de 3 fracturas

$$L = a$$

Fuente: tesis Análisis de Pruebas de Presión en Yacimientos Fracturados vulgares y su comparación con yacimientos Homogéneos y de doble porosidad- Jorge Báez, María Isabel Martínez. p.54.

2.2.7 Comportamiento de prueba de presión en un yacimiento naturalmente fracturado. Las ecuaciones que se utilizan para modelar el comportamiento de presión en un yacimiento naturalmente fracturado son:

Ecuación 17. Modelamiento teórico de prueba de presión en un yacimiento naturalmente fracturado

$$\frac{\partial^2 p_{fD}}{\partial r_D^2} + \frac{1}{r_D} \frac{\partial p_{fD}}{\partial r_D} = (1 - \omega) \frac{\partial p_{mD}}{\partial t_D} + \omega \frac{\partial p_{fD}}{\partial t_D}$$

Fuente: tesis Análisis de Pruebas de Presión en Yacimientos Fracturados vulgares y su comparación con yacimientos Homogéneos y de doble porosidad- Jorge Báez, María Isabel Martínez. p.55.

Ecuación 18. Modelamiento teórico de prueba de presión en un yacimiento naturalmente fracturado

$$(1 - \omega) \frac{\partial p_{mD}}{\partial t_D} = \lambda(p_{fD} - p_{mD})$$

Fuente: tesis Análisis de Pruebas de Presión en Yacimientos Fracturados vulgares y su comparación con yacimientos Homogéneos y de doble porosidad- Jorge Báez, María Isabel Martínez. p.55.

Dónde:

Ecuación 19.Parámetro de flujo de interporosidad

$$\lambda = \frac{\sigma k_m r_w^2}{k_f}$$

Fuente: tesis Análisis de Pruebas de Presión en Yacimientos Fracturados vulgares y su comparación con yacimientos Homogéneos y de doble porosidad- Jorge Báez, María Isabel Martínez. p.55

Ecuación 20. Factor de almacenamiento

$$\omega = \frac{\phi_f C_f}{(\phi_m C_m + \phi_f C_f)}$$

Fuente: tesis Análisis de Pruebas de Presión en Yacimientos Fracturados vulgares y su comparación con yacimientos Homogéneos y de doble porosidad- Jorge Báez, María Isabel Martínez. p.55

Ecuación 21. Factor de Forma

$$\sigma = 4 \left[\frac{1}{L_x^2} + \frac{1}{L_y^2} + \frac{1}{L_z^2} \right]$$

Fuente: Herrera Carlos. Tesis Simulación de la inyección de nitrógeno como un método de recuperación mejorado en un depósito de arenisca de fractura natural ajustada con fluidos composicionales. Universidad Nacional Medellin.p.63

Ecuación 22.Presion Adimensional

$$P_D = \left(\frac{2\pi k_f h}{q \mu} \right) [P_i - p(r, t)]$$

Fuente: tesis Análisis de Pruebas de Presión en Yacimientos Fracturados vulgares y su comparación con yacimientos Homogéneos y de doble porosidad- Jorge Báez, María Isabel Martínez. p.55

Ecuación 23. Radio Adimensional

$$r_D = \frac{r}{r_w}$$

Fuente: tesis Análisis de Pruebas de Presión en Yacimientos Fracturados vulgares y su comparación con yacimientos Homogéneos y de doble porosidad- Jorge Báez, María Isabel Martínez. p.55

Ecuación 24. Tiempo Adimensional

$$t_D = \frac{k_f t}{[(C_m \phi_m + C_f \phi_f) \mu r_w^2]}$$

Fuente: tesis Análisis de Pruebas de Presión en Yacimientos Fracturados vulgares y su comparación con yacimientos Homogéneos y de doble porosidad- Jorge Báez, María Isabel Martínez. p.55

Donde,

P_{fD} y P_{mD} : Son Presiones adimensionales de fractura y matriz.

t_d : Tiempo adimensional

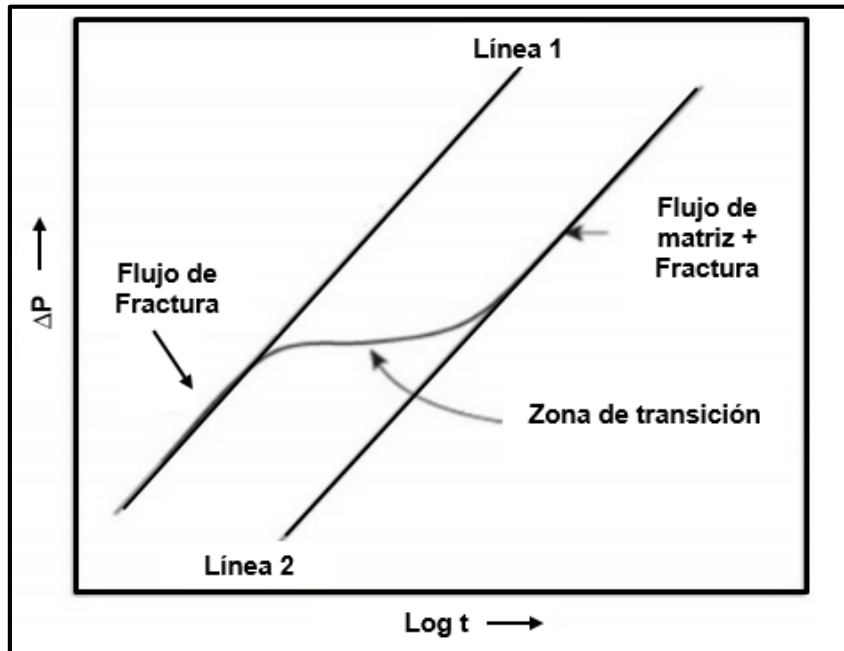
r_w : Radio de Pozo, pulgadas

μ : Viscosidad, centipoise.

Warren y Root concluyeron que son suficientes dos parámetros (ω, λ) para describir el comportamiento de doble porosidad.

La respuesta de presión ha sido desarrollada como una función de los parámetros adimensionales λ y ω , que caracterizan la relación entre las dos regiones de diferente porosidad; Cuando los resultados del modelo se procesan en la gráfica semilog convencional de variación de presión VS log del tiempo, revelan la presencia de dos líneas rectas paralelas.

Figura 9. Comportamiento de la presión en un gráfico semilog en un yacimiento Naturalmente fracturado asumiendo flujo pseudoestacionario



Fuente: BÁEZ, Jorge. MARTÍNEZ, María Isabel. Tesis Análisis de Pruebas de Presión en Yacimientos Fracturados vulgares y su comparación con yacimientos Homogéneos y de doble porosidad.p.74

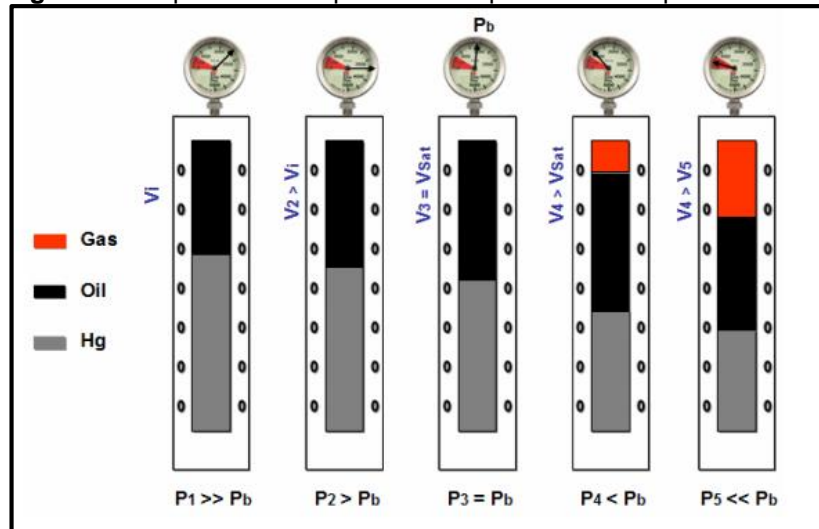
El comportamiento del modelo de doble porosidad se observa mediante las gráficas de log-log. La derivada de presión evidencia un valle que indica la transición matriz-fractura, antes de que ocurra la transición la respuesta en la derivada de presión indica el flujo de fluidos de las fracturas y con a medida que la transición va iniciando, muestra como la matriz empieza a aportar fluidos al sistema, al finalizar la etapa de transición, está la presencia del flujo radial, donde la respuesta es de ambos medios, matriz más fractura.

2.3 Experimentos con pruebas de laboratorio

En esta sección se presenta una descripción teórica de las principales pruebas PVT que dictan el comportamiento de un gas condensado. Para entender como varían las propiedades de un gas condensado (densidades, viscosidades, condensación de líquido, entre otras) en función de la variación de la presión y la temperatura es fundamental realizar las siguientes pruebas PVT.

2.3.1 CCE (Constant Composition Expansion). La prueba de expansión a composición constante, también conocida como CCE por sus siglas en inglés (Constant Composition Expansion) Este tipo de pruebas es de gran importancia en la industria petrolero debido a que permite determinar el volumen total de hidrocarburo como función de la presión así como diferentes propiedades como presión de saturación, volúmenes relativos, densidad del fluido y factor de compresibilidad, estas pruebas se basan en la simulación de cambios de presión y volumen a las muestras extraídas del yacimiento.

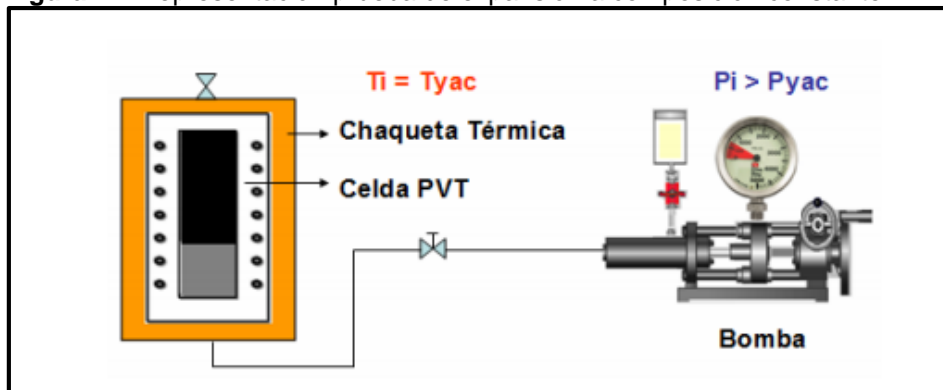
Figura 10. Representación prueba de expansión a composición constante



Fuente: ARAMENDIZ, Jose .VELASQUEZ, Miguel . Consideraciones y procedimientos para el análisis VT del crudo de campos maduros. Aplicación campo Colorado. p. 73

El proceso de esta prueba consiste en colocar en un celda una muestra recombinada del yacimiento representativa de los fluidos presentes en el interior del yacimiento, una muestra recombinada se denomina así ya que cuando las muestras son extraídas a través del separador se toma la muestra de gas y petróleo por separado por lo que se deben combinar para obtener el fluido en una sola fase, esta muestra se calienta hasta la misma temperatura que se presenta dentro del yacimiento, la muestra en estas condiciones se comprime desplazando el pistón hasta llegar a una presión entre 500-1000 lpc por encima de la presión del yacimiento y se mide el volumen que este ocupa dentro de la celda, posterior a esto el contenido de la celda es expandido a composición constante hasta una presión 500-200 lpc por debajo de la presión inicial retirando el pistón que se encuentra comprimiendo la muestra, luego la celda es agitada hasta que se observa el equilibrio en la muestra; La presión de rocío se determina visualizando el momento en que comienza a formarse al interior de la celda la condensación retrograda, en este punto se observa el enturbiamiento de la fase gaseosa, el cual al transcurrir del tiempo desaparece debido a que las gotas se depositan en la parte inferior de la celda.

Figura 11. Representación prueba de expansión a composición constante



Fuente: ARAMENDIZ, Jose .VELASQUEZ, Miguel. Consideraciones procedimientos para el análisis VT del crudo de campos maduros. Aplicación campo Colorado. p. 72

Algunos de los principales propósitos del uso de esta técnica es determinar la presión de saturación (Punto de rocío o punto de burbujeo), los coeficientes de compresibilidad de las isothermas del fluido monofásico en exceso de la presión de saturación, factor de compresibilidad de la fase gaseosa y como se mencionó anteriormente el volumen de hidrocarburo total en función de la presión. ⁴⁰

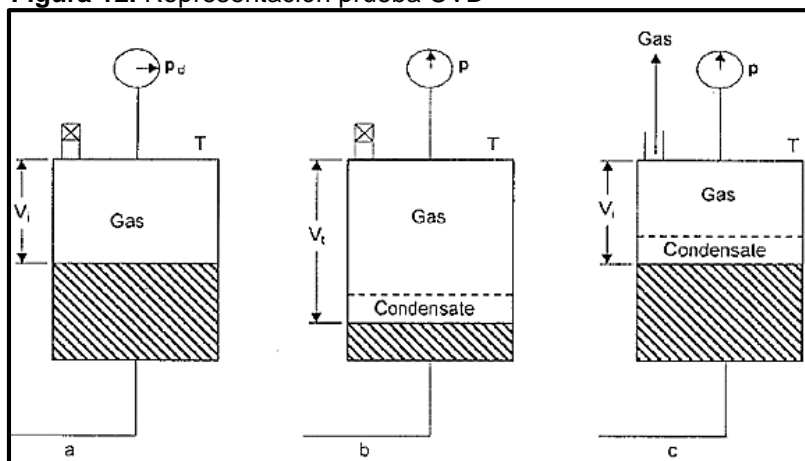
⁴⁰ ARAMENDIZ, Jorge. VELÁSQUEZ Miguel. [En línea]. Tesis Pregrado. Universidad Industrial de Santander, 2008. [Consultado 12 febrero 2019] Disponible en: <http://tangara.uis.edu.co/biblioweb/tesis/2008/125451.pdf>

2.3.2 CVD (Constant Volume Depletion). En la prueba de agotamiento a volumen constante, también conocida como CVD por sus siglas en inglés (Constant Volume Depletion), se carga una celda de alta presión con un volumen conocido de muestra (gas condensado), este volumen se expande a un volumen mayor debido a la disminución de presión a través de un pistón que se encuentra debajo de la celda. Se espera a que se alcance el equilibrio entre la fase de gas y la fase de líquido retrógrado que se ha formado, y también para que el líquido drene hacia el fondo de la celda y solamente se produzcan hidrocarburos gaseosos desde el tope de la misma.

Este proceso consiste en una serie de expansiones y desplazamientos a presión constante de la muestra recombinada, donde el volumen gas junto con el líquido permanecerá constante al finalizar cada desplazamiento. El gas que se retira de la celda a presión constante es llevado a un laboratorio donde su volumen es medido y le es determinada la composición.

El factor de compresibilidad (z) del gas retirado y de la mezcla bifásica (Gas+ Líquido) remanentes en la celda, así como el volumen depositado en el fondo de la celda se determinan para cada paso de presión. Este proceso se realiza hasta lograr la presión de abandono a ese momento se analizan las fases líquidas y gaseosa remanentes en la celda. Mediante el uso de un balance molar se compara la composición del fluido original con la calculada en base a los fluidos remanentes y producidos, lo cual a su vez permite observar si las medidas son exactas. La principal desventaja de este método es lo pequeño de la muestra recombinada inicial, de tal manera que un error de medida en las muestras de gas y líquido introduce errores muy grandes en la extrapolación de los resultados de laboratorio al campo.

Figura 12. Representación prueba CVD

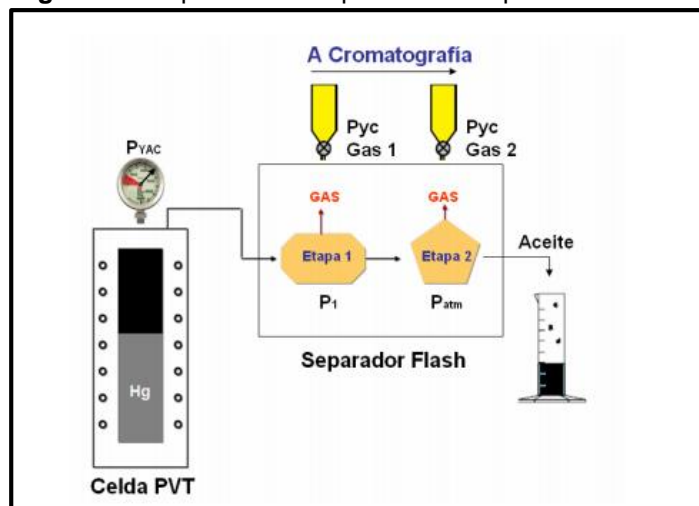


Fuente: assignment help with constant composition test. [En línea] https://www.assignmenthelp.net/assignment_help/constant-volume-depletion

2.3.3 Prueba de separador. Durante el desarrollo de esta prueba consiste en provocar unas liberaciones instantáneas, haciendo pasar la muestra por un separador flash, el cual está compuesto por dos etapas de separación, la primera etapa corresponde a la presión del separador y la segunda a presión atmosférica, la cual simula el stock tank.⁴¹

Al inicio de esta prueba es indispensable determinar las temperaturas y presiones a las cuales se va a trabajar en el separador, las cuales se definen de acuerdo a la información obtenida en el campo. La temperatura del yacimiento es fijada por medio del sistema de calentamiento, luego de que el fluido se encuentre dentro de la celda a condiciones de yacimiento y de tener la presión y la temperatura deseada en el separador, se envía el fluido desde la celda al separador manteniendo la presión de yacimiento con la ayuda de la bomba; al ingresar el fluido al separador se libera gas debido al cambio rápido de presión, el gas liberado en cada una de las etapas es retirado y con él se realiza un análisis cromatográfico para determinar su composición y gravedad específica, el volumen de aceite que permanece en el “stock tank” a presión atmosférica es medido, este proceso se realiza a cada una de las presiones de trabajo.

Figura 13. Representación prueba del separador



Fuente:ARAMENDIZ, José. VELASQUEZ, Miguel. Consideraciones y procedimientos para el análisis VT del crudo de campos maduros. Aplicación campo Colorado. p. 78

Mediante la realización de esta prueba se pueden medir las siguientes propiedades: Factor volumétrico de formación, La razón Gas-Aceite, Gravedad API en el stock tank y las composiciones del gas y el aceite separados, pero su principal objetivo es

⁴¹ Ibíd., p.77.

determinar las condiciones óptimas para el correcto funcionamiento del separador en superficie.⁴²

⁴² *Ibíd.*, p78

3. PRUEBAS DE PRESIÓN

Las pruebas de presión son herramientas que ayudan a determinar la caracterización de un pozo, la variación en la producción causa alteraciones de presión en el pozo y área de drenaje. Para realizar una prueba de presión es necesario generar una alteración en el yacimiento, puede ser el caudal o la presión pero en su mayoría de casos es el caudal quien se debe alterar y con esto se van registrando los efectos sobre la otra variable es decir la presión.⁴³

Las pruebas de presiones sirven para obtener características y/o propiedades del yacimiento, entre ellas:

- Presión estática del yacimiento.
- Permeabilidad.

Al igual que estimar parámetros adicionales de flujo, tales como:

- Comunicación entre pozos.
- Daño de formación.
- Límites del yacimiento (discontinuidades, fallas, fracturas).

La caracterización del yacimiento es indispensable para la predicción de su comportamiento de producción, por lo cual se recomienda controlarlo y monitorearlo a través de sus pozos.

3.1 OBJETIVOS PRUEBAS DE PRESIÓN

El principal objetivo durante la realización de las pruebas de presión es obtener características del yacimiento como: Permeabilidad y/o Presión estática del yacimiento; Además otro de sus objetivos es el estimar parámetros de flujo como; Daño de formación, Comunicación entre pozos y límites del yacimiento que esta última abarca los aspectos de fallas, discontinuidades y fracturas

3.2 TIPOS DE PRUEBAS DE PRESIÓN

Los tipos de pruebas de presión se dividen en dos, está la prueba de pozo simple, la cual es una prueba que se realiza cambiando la tasa de flujo y la respuesta de presión se mide en el mismo pozo; y por ultimo esta la prueba de pozo múltiple la cual se realiza cambiando la tasa de flujo en un pozo y la respuesta de presión se mide en otro pozo diferente, este tipo de prueba es una herramienta para determinar la comunicación entre pozos de un yacimiento, además dentro de esta se encuentran otros tipos de presión, los cuales se describirán a continuación.

⁴³ Amanat U. Chaudhry, Oil Well Testing Handbook. Advanced TWPSOM Petroleum Systems. 2004. p. 1.

Cuadro 5. Tipos de prueba de presión.

Tipo de prueba	Pozo	Parámetro obtenido
Drill Stem Test (DST)	Exploratorio	<ul style="list-style-type: none"> • Establecer la probabilidad de comercialidad • Permeabilidad • Daño • Longitud de fractura • Presión de yacimiento • Límites de yacimiento
Prueba de declinación de presión (Draw Down Test)	Productor	<ul style="list-style-type: none"> • Comportamiento del yacimiento • Permeabilidad • Daño • Longitud de Fractura • Límites de yacimiento
Prueba de restauración de presión (Build Up Test)	Productor	<ul style="list-style-type: none"> • Comportamiento del yacimiento • Permeabilidad • Daño • Longitud de Fractura • Límites de yacimiento
Prueba Falloff	Inyector	<ul style="list-style-type: none"> • Movilidad en varios bancos • Daño • Presión de yacimiento • Longitud de Fractura • Ubicación del frente
Prueba de Pulso e Interferencia	Productor e Inyector	<ul style="list-style-type: none"> • Comunicación entre pozos • Comportamiento de yacimiento • Porosidad • Permeabilidad vertical
Mutitasa (Flow after Flow)	Productor	<ul style="list-style-type: none"> • Índice de productividad • Permeabilidad • Daño • Presión de yacimiento • Límites de yacimiento

Fuente: ESCOBAR, Freddy Humberto. Análisis moderno de pruebas de presión, Neiva, Universidad Sur Colombiana, 3ª edición. 2014. p. 23.

A continuación, se describen los propósitos y condiciones de las principales pruebas de presión ejecutadas en el campo Complejo Pauto (DD, PBU)

3.2.1 Prueba caída de presión (Draw Down Test). Este tipo de prueba de presión se realiza produciendo un pozo a un caudal constante, el caudal y la presión son graficados en función del tiempo. El objetivo de esta prueba es estimar los valores de la permeabilidad, daño de formación y ocasionalmente el volumen del reservorio,

se debe realizar particularmente a pozos nuevos, a pozos que han sido cerrados durante un largo periodo de tiempo con el fin de que la presión se estabilice, los pozos exploratorios también son candidatos para este tipo de pruebas con el fin de determinar el volumen mínimo o total drenado por el pozo.

Este tipo de prueba a caudal constante con acción infinita es modelado por la aproximación logarítmica de la función Ei y maneja la siguiente ecuación:

Ecuación 25. Ecuación general caída de presión

$$P_{ws} = P_i + 162.6 \frac{qB\mu}{kh} \log \left[\frac{1.688 \phi \mu C_t r_w^2}{kt} - 0.869 s \right]$$

Fuente: LEE, John. Well testing. Society of Petroleum Engineers of AIME. 1982. p. 50.

Donde,

P_{ws} : Presión en fondo de pozo (Cierre), psi.

P_i : Presión original de yacimiento, psi.

q : Caudal de flujo, STB/D

B : Factor volumétrico, bbl/STB

μ : Viscosidad, cp.

k : Permeabilidad, md.

h : Espesor, ft.

ϕ : Porosidad, %.

C_t : Compresibilidad, psi⁻¹.

r_w : Radio de pozo, ft.

Este tipo de pruebas se divide en tres regiones las cuales se evidencian fácilmente, región de tiempos tempranos, región de tiempos medios y región de tiempos tardíos. Los cálculos para este tipo de prueba son realizados según la región que se esté evaluando.

3.2.1.1 Región de tiempos tempranos (ETR). La región de tiempos tempranos se encuentra dominada por los efectos de almacenamiento y daño, el almacenamiento en las pruebas de presión es conocido como descarga de pozo o producción inicial.

Ecuación 26. Almacenamiento

$$C_s = \frac{q_o \beta_o}{24} \left(\frac{\Delta t}{\Delta P} \right)$$

Fuente: AMANAT, Chaudhry. Oil Well Testing Handbook. Elsevier. 2004. p. 110.

Donde,

q_o : Caudal de petróleo, STB/D

B_o : Factor volumétrico petróleo, bbl/STB

C_s : Coeficiente almacenamiento, bbl/psi

ΔP : Cambio de presión, psi.

Δt : Tiempo duración de la prueba, hr.

La **Ecuación 26**. Nos permite calcular el almacenamiento. El caudal al cual el fluido es removido del pozo es menor al caudal con el cual el fluido ingresa al pozo, el cual aumenta hasta que finalmente los caudales se igualan y finaliza la descarga.

El final de la descarga se puede estimar de forma cualitativa mediante un gráfico log vs log (Pi-Pwf vs Δt) que corresponde a la curva tipo Al Hussainy o ecuaciones empíricas basadas en el método mencionado anteriormente.

Ecuación 27. Tiempo de almacenamiento

$$t_D \geq (60 + 3.5S)C_{sD}$$

Fuente: LEE, John. Well testing. Society of Petroleum Engineers of AIME. 1982. p. 50.

Donde,

t_D :Tiempo adimensional.

C_{sD} : Coeficiente de almacenamiento adimensional.

Ecuación 28. Tiempo de almacenamiento

$$t_{wbs} = \frac{(200.000 + 12.000 S) C_s}{kh/\mu}$$

Fuente: LEE, John. Well testing. Society of Petroleum Engineers of AIME. 1982. p. 50.

Donde,

t_{wbs} : Tiempo de duración del almacenamiento, hr.

C_s : Coeficiente de almacenamiento, bbl/psi.

μ : Viscosidad, cp.

k : Permeabilidad, md.

h : Espesor, ft

La **Ecuación 27** que corresponde al tiempo adimensional y la **Ecuación 28** que corresponde a tiempo real, son utilizadas para el cálculo del tiempo en el cual se desprecian los efectos de almacenamiento.

3.2.1.2 Región de tiempos medios (MTR). Se denomina como región de tiempos medios a la región que inicia luego de finalizada la región de tiempos tempranos⁴⁴. En la MTR el grafico de Pwf vs Log t es una línea recta con una pendiente que viene dada por la **Ecuación 29**.

Ecuación 29. Calculo pendiente

$$m = 162.6 \frac{q\beta\mu}{kh}$$

Fuente: LEE, John. Well testing. Society of Petroleum Engineers of AIME. 1982. p. 50.

Donde,

q : Caudal de flujo, STB/D

B :Factor volumétrico, bbl/STB

μ : Viscosidad, cp.

k : Permeabilidad, md.

⁴⁴ LEE. John. Well Testing. Society of Petroleum Engineers of AIME, 1982. p 50.

h: Espesor, ft.

La permeabilidad de la formación puede ser estimada de la ecuación anterior, de la siguiente forma ya que la pendiente corresponde a la permeabilidad.

Ecuación 30. Calculo permeabilidad

$$k = 162.6 \frac{q\beta\mu}{mh}$$

Fuente: LEE, John. Well testing. Society of Petroleum Engineers of AIME. 1982. p. 50.

Donde,

q: Caudal de flujo, STB/D

B: Factor volumétrico, bbl/STB

μ : Viscosidad, cp.

k: Permeabilidad, md.

h: Espesor, ft.

Posterior a la identificación de la MTR, es posible identificar el factor de daño (S) mediante la solución a la ecuación 1 para la variable S, tomando el t = 1 hora y la $P_{wf} = P @ 1$ hora dato que se encuentra en la gráfica de P_{wf} vs Log t en la MTR⁴⁵.

Ecuación 31. Daño de formación

$$S = 1.151 \left[\frac{(P_i - P_{1 \text{ hora}})}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi\mu C_t r_w^2} \right) + 3.23 \right]$$

Fuente: LEE, John. Well testing. Society of Petroleum Engineers of AIME. 1982. p. 50.

Donde,

S: Factor de daño

P1hr: Presión a 1 hora del cierre, psi.

Pi: Presión original de yacimiento, psi.

m: Pendiente, psi/ciclo.

μ : Viscosidad, cp.

k: Permeabilidad, md.

ϕ : Porosidad, %.

Ct: Compresibilidad, psi-1.

rw: Radio de pozo, ft.

Donde la P @ 1 hora viene dada por la **Ecuación 32**

Ecuación 32. Presión a 1 hora del cierre

$$P_{1 \text{ hora}} = P_i + m \left[\log \left(\frac{k}{\phi\mu C_t r_w^2} \right) - 3.23 + 0.869 S \right]$$

Fuente: AMANAT, Chaudhry. Oil Well Testing Handbook. Elsevier. 2004. p. 110.

Donde,

S: Factor de daño

P1hr: Presión a 1 hora del cierre, psi.

Pi: Presión original de yacimiento, psi.

⁴⁵ LEE, John. Well Testing. Society of Petroleum Engineers of AIME, 1982. Pág 51.

m: Pendiente, psi/ciclo.
 μ : Viscosidad, cp.
k: Permeabilidad, md.
 \emptyset : Porosidad, %.
Ct: Compresibilidad, psi-1.
rw: Radio de pozo, ft.

Conociendo los valores anteriores es posible determinar otros datos como la caída de presión relacionada con el daño de formación y la eficiencia de flujo por medio de la **Ecuación 33** y **Ecuación 34** respectivamente.

Ecuación 33. Caída de presión (zona alterada)

$$\Delta P_s = 0.869 m S$$

Fuente: LEE, John. Well testing. Society of Petroleum Engineers of AIME. 1982. p. 32.

Donde,
 ΔP_s : Caída de presión en la zona alterada, psi.
m: Pendiente, psi/ciclo.
S: Factor de daño

Ecuación 34. Eficiencia de flujo

$$FE = \frac{P_i - P_{wf@ \Delta t \text{ infinito}} - \Delta P_s}{P_i - P_{wf@ \Delta t \text{ infinito}}}$$

Fuente: LEE, John. Well testing. Society of Petroleum Engineers of AIME. 1982. p. 32.

FE: Eficiencia de flujo
 P_i : Presión original de yacimiento, psi.
 P_{wf} : Presión en fondo de pozo, psi.
 ΔP_s : Caída de presión en la zona alterada, psi.

3.2.1.3 Región de tiempos tardíos (LTR). Esta región se presenta cuando el radio de investigación alcanza una parte del yacimiento influenciado por límites o heterogeneidades⁴⁶. Para el caso de un pozo centrado en un área de drenaje cuadrada o circular, esto ocurre a un tiempo aproximado dado por la **Ecuación 35**.

Ecuación 35. Tiempo inicio región de tiempos tardíos

$$t_{\ell t} \approx \frac{380 \emptyset \mu C_t A}{k}$$

Fuente: LEE, John. Well testing. Society of Petroleum Engineers of AIME. 1982. p. 51.

Donde,
 $t_{\ell t}$: Tiempo inicio región de tiempos tardíos, hr.
 μ : Viscosidad, cp.
k: Permeabilidad, md.
 \emptyset : Porosidad, %.
Ct: Compresibilidad, psi-1.
A: Área de drenaje del pozo, ft².

⁴⁶ LEE. John. Well Testing. Society of Petroleum Engineers of AIME, 1982. p. 51.

Donde A es el área de drenaje del pozo en prueba. Para otras formas de área de drenaje ver **Anexo B**. Tomando el valor en la columna “Menos del 1% de error para $t_{DA} <$ ”, el cual es calculado mediante la **Ecuación 36**.

Ecuación 36. Tiempo adimensional basado en el área de drenaje

$$t_{DA} = \frac{0.000264 kt}{\phi \mu C_t A}$$

Fuente: LEE, John. Well testing. Society of Petroleum Engineers of AIME. 1982. p. 51.

Donde,

t_{DA} : Tiempo adimensional basado en el área de drenaje

μ : Viscosidad, cp.

k: Permeabilidad, md.

ϕ : Porosidad, %.

C_t : Compresibilidad, psi-1.

t: Tiempo transcurrido, hr.

A: Área de drenaje del pozo, ft².

Para el análisis de este tipo de pruebas se deben seguir los siguientes pasos para asegurar un procedimiento con resultados acertados.

1. Graficar Pwf vs el tiempo de flujo, t, en papel semilogaritmico en el cual se podrán evidenciar las 3 regiones antes descritas.
2. Estimar el comienzo y el fin de la región de tiempos medios con el grafico realizado en el paso 1.
3. Determinar la pendiente de la región de tiempos medios y con esta determinar la permeabilidad de la formación.
4. Por ultimo estimar los demás datos como factor de daño, caída de presión y eficiencia de flujo.

3.2.2 Prueba de restauración de presión (Build Up test). Este tipo de prueba se realiza produciendo un pozo a un caudal constante por un periodo de tiempo determinado, posterior a esto se cierra el pozo desde superficie, permitiendo a la presión reestablecerse, esta presión es graficada en función del tiempo.

Según Matthews, en este tipo de pruebas es posible determinar la permeabilidad de la formación y la presión en el área de drenaje, así como la caracterización del daño de formación y la simulación de las heterogeneidades y límites del yacimiento⁴⁷.

Para el análisis de este tipo de pruebas se puede realizar mediante métodos convencionales como el método grafico basado en el método de Horner el cual es usado para yacimientos de acción infinita, aunque es usado de igual forma para

⁴⁷ Matthews.C.S. Pressure buildup and flow test in wells. Society of Petroleum Engineers of AIME,1967. p 18.

yacimientos de acción finita; Otro de los métodos usados para el análisis de estas pruebas es el método de las curvas tipo (All Hussainy et.al, Gringarten et.al, Bourdet et.al (Derivada)), así como los métodos de análisis moderno como las simulaciones realizadas en programas especializados⁴⁸.

3.2.2.1 Prueba ideal de restauración de presión. En una prueba ideal se realizan diversas suposiciones algunas de ellas es que esta prueba se realiza en un yacimiento homogéneo, isotrópico e infinito, el cual contiene solo una fase con propiedades del fluido constantes, así como la asunción de que cualquier daño o estimulación se considera concentrando en un Skin de espesor igual a cero y en el momento que se cierra/abre el pozo, el flujo cesa totalmente e inicia inmediatamente⁴⁹.

Para el desarrollo de esta prueba se asume lo siguiente:

- El pozo está produciendo de un yacimiento que está actuando infinitamente (Los efectos de los límites no afectan durante el período de flujo ni después del cierre).
- La formación y los fluidos tienen propiedades uniformes; así que es posible aplicar la función Ei (Su aproximación logarítmica)
- Es posible aplicar el tiempo de pseudo producción aproximado de Horner (tpe).

Si el pozo ha producido por un tiempo t_p a una tasa q antes del cierre, el tiempo de cierre es denominado Δt , entonces, utilizando superposición se tiene:

Ecuación 37. Ecuación general

$$P_i - P_{ws} = -70.6 \frac{q \beta \mu}{kh} \left\{ \ln \left[\frac{1.688 \phi \mu C_t r_w^2}{k (t_p + \Delta t)} \right] - 2s \right\} - 70.6 \frac{(-q) \beta \mu}{kh} \left\{ \ln \left[\frac{1.688 \phi \mu C_t r_w^2}{k (\Delta t)} \right] - 2s \right\}$$

Fuente: John Lee, Well testing. Society of Petroleum Engineers of AIME. 1982. p. 21.

Simplificando la ecuación anterior se obtiene:

Ecuación 38. Ecuación método de Horner

$$P_{ws} = P_i - 70.6 \frac{q \beta \mu}{kh} \ln \left[\frac{(t_p + \Delta t)}{\Delta t} \right]$$

Fuente: LEE, John. Well testing. Society of Petroleum Engineers of AIME. 1982. p. 21.

Ecuación 39. Ecuación método de Horner

$$P_{ws} = P_i - 162.6 \frac{q \beta \mu}{kh} \log \left[\frac{(t_p + \Delta t)}{\Delta t} \right]$$

Fuente: LEE, John. Well testing. Society of Petroleum Engineers of AIME. 1982. p. 21.

⁴⁸ LEE. John. Well Testing. Society of Petroleum Engineers of AIME, 1982. Pág 51.

⁴⁹ Ibid., p.52

Donde,

P_{ws} : Presión en fondo de pozo (Cierre), psi.

P_i : Presión original de yacimiento, psi.

q : Caudal de flujo, STB/D

B : Factor volumétrico, bbl/STB

μ : Viscosidad, cp.

k : Permeabilidad, md.

h : Espesor, ft.

ϕ : Porosidad, %.

C_t : Compresibilidad, psi⁻¹.

r_w : Radio de pozo, ft.

S , Daño de formación

t_p : tiempo de producción previo al cierre, [hrs].

Δt : tiempo de cierre, medido desde el instante de cerrar el pozo [hrs] así,

$\Delta t = 0$ en el instante que se cierra el pozo.

Teniendo en cuenta la **Ecuación 39** la gráfica que se genera a partir de esta tendrá una tendencia lineal en función de $\log [(t_p + \Delta t)/\Delta t]$ que corresponde al tiempo de pseudo producción de Horner el cual es un valor adimensional.

Como resultado de la aplicación del principio de superposición los daños se eliminan mutuamente, esto significa que la pendiente de Horner no está afectada por el efecto de daño, aunque en realidad el daño si influencia los datos de la prueba durante los primeros tiempos de cierre, la fórmula para el cálculo de dicha pendiente se presenta a continuación y para este cálculo es necesario considerar el valor absoluto para m .

Ecuación 40. Calculo pendiente

$$m = -162.6 \frac{q \beta \mu}{kh}$$

Fuente: LEE, John. Well testing. Society of Petroleum Engineers of AIME. 1982. p. 21.

Donde,

q : Caudal de flujo, STB/D

B : Factor volumétrico, bbl/STB

μ : Viscosidad, cp.

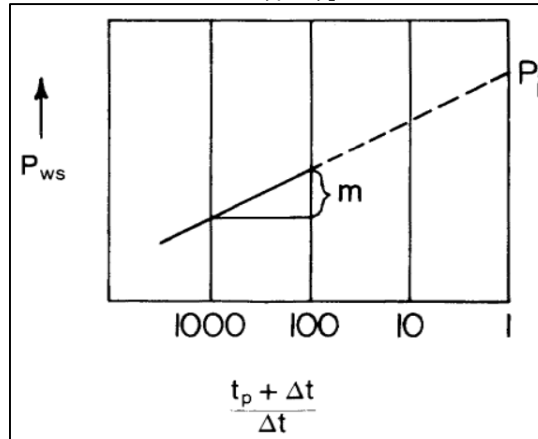
k : Permeabilidad, md.

h : Espesor, ft.

La permeabilidad, k , puede ser determinada mediante el cálculo de la pendiente de la recta generada al realizar la gráfica de P_{ws} vs $[(t_p + \Delta t)/\Delta t]$ como se muestra en la **Figura 14**. y La pendiente m se obtiene por simple substracción de presiones entre dos puntos cualquiera que estén separados por un ciclo, es decir tomar la pendiente entre ciclo y ciclo⁵⁰. Además de esto al extrapolar la recta obtenida hasta un tiempo de cierre infinito como se muestra en la **Figura 14**. es posible obtener el valor de P_i .

⁵⁰ LEE. John. Well Testing. Society of Petroleum Engineers of AIME, 1982. p 52.

Figura 14. Representación grafica P_{ws} vs $[(t_p + \Delta t)/\Delta t]$



Fuente: LEE, John. Well testing. Society of Petroleum Engineers of AIME. 1982.p. 22.

Para la determinación del factor de daño, se evalúa el momento en el que se realiza el cierre del pozo, por lo tanto se tiene:

$$P_{wf} = P_i + 70.6 \frac{q \beta \mu}{kh} \left[\ln \left[\frac{1.688 \phi \mu C_t r_w^2}{k t_p} \right] - 2s \right]$$

$$P_{wf} = P_i + 162.6 \frac{q \beta \mu}{kh} \left[\log \left(\frac{10688 \phi \mu C_t r_w^2}{k t_p} \right) - 0.869s \right]$$

Finalmente se obtiene:

Ecuación 41. Presión en fondo de pozo

$$P_{wf} = P_i + m \left[\log \left(\frac{1.688 \phi \mu C_t r_w^2}{k t_p} \right) - 0.869s \right]$$

Fuente: LEE, John. Well testing. Society of Petroleum Engineers of AIME. 1982. p. 22.

Y el incremento de presión al tiempo de cierre, Δt , de una prueba de restauración de presión viene dado por la siguiente ecuación:

Ecuación 42. Presión al tiempo de cierre Δt

$$P_{ws} = P_i - m \log \left[(t_p + \Delta t) / \Delta t \right]$$

Fuente: LEE, John. Well testing. Society of Petroleum Engineers of AIME. 1982. p. 21.

Al combinar la **Ecuación 41** y la **Ecuación 42**, resolviendo para el factor de daño, s , se obtiene:

Ecuación 43. Daño de formación

$$s = 1.151 \left(\frac{P_{ws} - P_{wf}}{m} \right) + 1.151 \log \left(\frac{1.688 \phi \mu C_t r_w^2}{k \Delta t} \right) + 1.151 \log \left(\frac{t_p + \Delta t}{t_p} \right)$$

Fuente: LEE, John. Well testing. Society of Petroleum Engineers of AIME. 1982. p. 50.

Es práctica convencional en la industria petrolera escoger un tiempo de cierre fijo, Δt , de 1 hora y la correspondiente presión de cierre, P_{1hr} , para utilizar en esta ecuación (aunque cualquier tiempo de cierre fijo y la correspondiente presión se puede utilizar). La presión, P_{1hr} , deberá permanecer en la línea recta o en su extrapolación. Para t_p altos comprobados con Δt , podemos asumir que $\log(t_p + \Delta t)/t_p$ es despreciable⁵¹. Simplificando se obtiene:

Ecuación 44. Daño de formación

$$s = 1.151 \left(\left(\frac{P_{1hr} - P_{wf}}{m} \right) - \log \left(\frac{k}{\phi \mu C_t r_w^2} \right) + 3.23 \right)$$

Fuente: LEE, John. Well testing. Society of Petroleum Engineers of AIME. 1982. p. 22.

Donde,

S: Factor de daño

P_{1hr} : Presión a 1 hora del cierre, psi.

P_{wf} : Presión en fondo de pozo, psi.

m: Pendiente, psi/ciclo.

μ : Viscosidad, cp.

k: Permeabilidad, md.

ϕ : Porosidad, %.

C_t : Compresibilidad, psi-1.

r_w : Radio de pozo, ft.

3.2.2.2 Prueba real de restauración de presión. Resulta fácil y simple la aplicación de la teoría de una prueba ideal de incremento de presión, pero si se prueba un pozo real en vez de una simple línea recta para todo el tiempo de la prueba, se obtiene una curva más complicada. A partir de este concepto

La curva se divide en tres regiones, una región de tiempos tempranos (ETR) durante la cual la presión transitoria se mueve a través de la formación más cercana al pozo, una región de tiempo medios (MTR) durante la cual la presión transitoria se mueve desde el pozo hasta el interior de la formación, y una región de tiempos tardíos (LTR), en la cual el radio de investigación ha alcanzado los límites del área de drenaje⁵².

- **Región de tiempos tempranos (ETR).** Los yacimientos usualmente tienen una permeabilidad alterada cerca del pozo. La presión transitoria causada por el cierre en el pozo para la prueba de incremento de presión se mueve a través de

⁵¹ LEE. John. Well Testing. Society of Petroleum Engineers of AIME, 1982. Pág 22.

⁵² *Ibid.*, p.23.

esta región de permeabilidad alterada, y por tanto no se debe esperar una pendiente de línea recta que describa la permeabilidad de la formación⁵³.

Adicionalmente durante los tiempos tempranos en una prueba de incremento de presión. El movimiento continuo del fluido en el pozo (post-flujo, una forma del almacenamiento del pozo) seguido del cierre del pozo en superficie genera la compresión de los fluidos (gas, petróleo y agua).

Según John Lee, debido a la distorsión de estos datos en los tiempos tempranos se debe encontrar un punto en el cual el post-flujo deja de distorsionar los datos restantes de la prueba. Este es el punto al cual la región de tiempos tempranos usualmente finaliza, debido a que el tiempo de duración del post-flujo es más largo que el tiempo requerido para que la presión transitoria se mueva a través de la zona alterada cerca del pozo⁵⁴.

- **Región de tiempos medios (MTR).** Cuando el radio de investigación se ha movido más allá de la zona alterada cerca del pozo que está siendo probado, y cuando el post-flujo ha dejado de distorsionar los datos de la prueba, generalmente se observa una línea recta cuya pendiente describe la permeabilidad de la formación⁵⁵. Esta pendiente continuará hasta que el radio de investigación alcance uno o más límites del yacimiento, un medio de masa heterogénea, o contacto con otro fluido.

El análisis de la prueba utiliza el método de Horner, que requiere reconocer esta línea de tiempos medios y que no se confunda con una línea recta falsa en las regiones de tiempos tempranos y tardíos.

La determinación de la permeabilidad del yacimiento y factor de daño dependen del reconocimiento de la línea de tiempos medios. La estimación de la presión promedia del área de drenaje para pozos de campos en desarrollo también requiere que esta línea esté bien definida⁵⁶.

- **Región de tiempos tardíos (LTR).** A un tiempo suficiente, el radio de investigación eventualmente alcanza los bordes del área de drenaje del pozo. En esta región el comportamiento de la presión es influenciada por la configuración de los bordes, interferencia con pozos cercanos, yacimientos heterogéneos significativos y contacto con otros fluidos⁵⁷.

⁵³ LEE. John. Well Testing. Society of Petroleum Engineers of AIME, 1982. Pág 23.

⁵⁴ Ibíd., p.24.

⁵⁵ Ibíd., p.24.

⁵⁶ Ibíd., p.25.

⁵⁷ LEE. John. Well Testing. Society of Petroleum Engineers of AIME, 1982. Pág 25.

Asunciones erróneas del modelo ideal al modelo real. Al sugerir que la prueba se divide en regiones de tiempos tempranos, medios y tardíos, se consideran varias asunciones en el desarrollo de la teoría de una prueba ideal, comportamiento que no es válido para una prueba real.

Las asunciones que no son válidas en una prueba de restauración de presión real son:

- Asunción de un yacimiento infinito
- Asunción de líquido de una sola fase
- Asunción de yacimiento homogéneo

Asunción de yacimiento infinito. Al desarrollar la ecuación de Horner se asume que el yacimiento está actuando infinitamente durante el período de producción que precede a la prueba y a la prueba misma. Frecuentemente, el yacimiento se encuentra en estado pseudo continuo antes del cierre; así, ni la solución de la función E_i ni la aproximación logarítmica se deberían utilizar para describir el decremento de presión causado por la producción del pozo:

Ecuación 45. Decremento de presión pozo productor

$$(P_i - P_{wf})_{\text{pozo productor}} \neq -70.6 \frac{q\beta\mu}{kh} \left\{ \ln \left[\frac{1.688 \phi \mu C_t r_w^2}{k (t_p + \Delta t)} \right] - 2s \right\}$$

Fuente: LEE, John. Well testing. Society of Petroleum Engineers of AIME. 1982. p. 24.

Donde,

P_{wf} : Presión en fondo de pozo, psi.

P_i : Presión original de yacimiento, psi.

q : Caudal de flujo, STB/D

B : Factor volumétrico, bbl/STB

μ : Viscosidad, cp.

k : Permeabilidad, md.

h : Espesor, ft.

ϕ : Porosidad, %.

C_t : Compresibilidad, psi⁻¹.

r_w : Radio de pozo, ft.

r_e : Radio de drenaje, ft.

t_p : tiempo de producción previo al cierre, [hrs].

Δt : tiempo de cierre, medido desde el instante de cerrar el pozo [hrs] así,

$\Delta t = 0$ en el instante que se cierra el pozo.

En cambio, si el pozo está centrado en un yacimiento cilíndrico:

Ecuación 46. Decremento de presión en pozo productor centrado en yacimiento cilíndrico

$$(P_i - P_{wf})_{\text{pozo productor}} = 141.2 \frac{q\beta\mu}{kh} \left[\frac{0.000527 k (t_p + \Delta t)}{\phi \mu C_t r_w^2} + \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{3}{4} \right]$$

Fuente: LEE, John. Well testing. Society of Petroleum Engineers of AIME. 1982. p. 24.

Donde,

P_{wf} : Presión en fondo de pozo, psi.

P_i : Presión original de yacimiento, psi.

q : Caudal de flujo, STB/D

B : Factor volumétrico, bbl/STB

μ : Viscosidad, cp.

k : Permeabilidad, md.

h : Espesor, ft.

ϕ : Porosidad, %.

C_t : Compresibilidad, psi⁻¹.

r_w : Radio de pozo, ft.

r_e : Radio de drenaje, ft.

t_p : tiempo de producción previo al cierre, [hrs].

Δt : tiempo de cierre, medido desde el instante de cerrar el pozo [hrs] así,

$\Delta t = 0$ en el instante que se cierra el pozo.

Así se concluye inicialmente que el gráfico de Horner es incorrecto cuando el yacimiento no está actuando infinitamente durante el período de flujo que precede a la prueba. Los límites vienen a ser importantes cuando $r_i \rightarrow r_e$.

Según Lee, el problema aparece cuando $r_i \rightarrow r_e$ es entonces cuando el gráfico de Horner es considerado también incorrecto; a partir de este problema surgen diversos métodos que dan solución a esta limitación, uno de ellos es el método de Cobb y Smith en el cual se utiliza el gráfico de Horner para todas las pruebas (aún en caso de que se encuentre en estado pseudo continuo durante la producción que precede a la prueba) por las siguientes razones⁵⁸.

- Este método gráfico es correcto teóricamente para un yacimiento que está actuando infinitamente (es decir, uno para el cual, a tiempo $t_p + \Delta t$, $r_i < r_e$).
- El método de Horner ofrece un medio conveniente de extrapolación para $\Delta t \rightarrow \infty$ que no se encuentra en otros gráficos; la presión a este tiempo de cierre es un punto de verificación útil para realizar los análisis.
- Para yacimientos de acción finita, la permeabilidad puede determinarse con exactitud de la pendiente del gráfico de Horner aún a mayores tiempos de cierre que el método gráfico desarrollado específicamente para yacimientos que se encuentran en estado pseudo continuo al momento del cierre.
- La curva comenzará a desviarse de la pendiente ideal, antes que r_i durante el cierre alcance los límites del yacimiento. Sin embargo, la región de tiempos medios puede todavía identificarse, excepto para regiones de tiempos tempranos largos.

Otro de los métodos desarrollados es el método de Miller, Dyes y Hutchinson (MDH) y Slider, este método gráfico sugerido por MDH es muy utilizado debido a que es más simple que el método de Horner. En este método se considera una prueba de incremento de presión con la región de tiempos medios descrita por la Ecuación 35.

⁵⁸ LEE. John. Well Testing. Society of Petroleum Engineers of AIME, 1982. p 25.

$$P_{ws} = P_i - m \log \frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}$$

$$P_{ws} = P_i - m \log (t_p + \Delta t) + m \log \Delta t$$

Si $t_p \gg \Delta t$, entonces $\log(t_p + \Delta t) \approx \log t_p = \text{constante}$, y $P_{ws} = \text{constante} + m \log \Delta t$

Esto conduce a la técnica gráfica sugerida por MDH: P_{ws} vs $\log \Delta t$. Esta tiene la misma pendiente del gráfico de Horner.

Suposición líquido en una fase. Según Lee la suposición de que el yacimiento petrolífero contiene líquidos de una sola fase debe ser modificada. Aun cuando hay solo flujo de petróleo, se tiene una saturación de agua irreducible; muchos otros tienen una saturación irreducible de gas⁵⁹.

También, en muchos casos, no se puede ignorar la compresibilidad de la formación. Estos factores son tomados en consideración si se utiliza la compresibilidad total, C_t , en la solución a las ecuaciones de flujo.

Ecuación 47. Compresibilidad total

$$C_t = C_o S_o + C_w S_w + C_g S_g + C_f$$

Fuente: LEE, John. Well testing. Society of Petroleum Engineers of AIME. 1982. p. 25.

Donde,

C_t : Compresibilidad total, psi^{-1} .

C_o : Compresibilidad aceite, psi^{-1} .

S_o : Saturación aceite, Fracción de volumen de poro.

C_w : Compresibilidad agua, psi^{-1} .

S_w : Saturación agua, Fracción de volumen de poro.

C_g : Compresibilidad gas, psi^{-1} .

S_g : Saturación gas, Fracción de volumen de poro.

C_f : Compresibilidad formación, psi^{-1} .

Suposición yacimiento homogéneo. Como es de conocimiento de todos ningún yacimiento es homogéneo cada uno presenta propiedades diferentes las cuales influyen en su comportamiento, las resoluciones a las ecuaciones de flujo son solamente válidas para yacimientos homogéneos. Las soluciones que se proporcionan tienen que ser adecuadas para yacimientos más reales, especialmente a tiempos tempranos en los que las condiciones cerca del pozo dominan el comportamiento de la prueba. Los cambios de presión están dominados por las propiedades promedio de la roca y fluidos. Cuando se encuentra un medio

⁵⁹ LEE. John. Well Testing. Society of Petroleum Engineers of AIME, 1982. p 25.

heterogéneo (particularmente en una porción del yacimiento), la solución a la ecuación de flujo pierde exactitud⁶⁰.

Las heterogeneidades significativas dentro del radio de investigación de la zona influenciada por la prueba tienen mayor probabilidad de ser encontradas cuando se realiza una prueba con una duración más larga.

Partiendo de modelos simples, se han realizado modificaciones importantes para yacimientos heterogéneos. Según Lee estas heterogeneidades hacen más difíciles analizar los datos de tiempos tardíos pues los yacimientos raramente son cilíndricos uniformes o poliédricos y la técnica de análisis que se hace en estas asunciones para analizar los datos tardíos pueden ser difíciles de aplicar. Para compensar estas condiciones, se utilizan técnicas de análisis sugeridas por publicaciones de modelos simples para tratar de encontrar otros modelos que se ajusten a los datos observados⁶¹. Otros escogen la descripción más probable del modelo, y reconocen que el análisis puede ser absolutamente incorrecto.

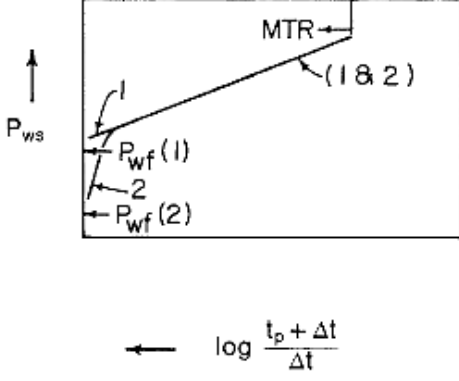
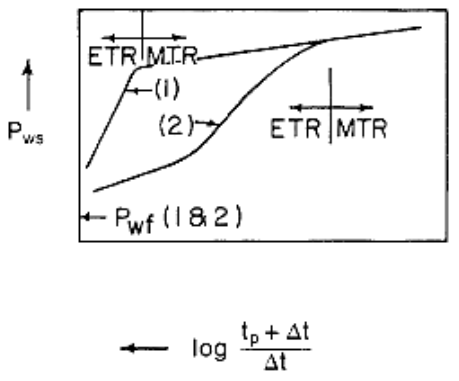
- **Comportamiento cualitativo de una prueba de una prueba real.** Con el fin de reconocer el comportamiento de una prueba de presión, se muestran diferentes curvas las cuales están siendo afectadas por un factor en específico. Según Lee la zona de mayor influencia e importancia en estas curvas es la región de tiempos medios lo cual tiene sentido ya que es la zona en la cual realizamos todos los cálculos correspondientes a la prueba⁶².

⁶⁰ LEE. John. Well Testing. Society of Petroleum Engineers of AIME, 1982. Pág 25.

⁶¹ Ibid., p.25.

⁶² LEE. John. Well Testing. Society of Petroleum Engineers of AIME, 1982. Pág 26.

Cuadro 6. Comportamiento específico pruebas de presión

 <p>The graph shows wellbore storage pressure P_{ws} on the y-axis and $\log \frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}$ on the x-axis. Two curves are shown: curve 1 (labeled '1') and curve 2 (labeled '2'). Both curves start at a common point $P_{wf}(1) = P_{wf}(2)$. Curve 1 is a straight line with a slope of 1, labeled '(1 & 2)'. Curve 2 is a straight line with a slope of 1, labeled '(1 & 2)'. A vertical line labeled 'MTR' is shown at the end of the curves.</p>	<p>Prueba de restauración de presión sin post-flujo (Efecto de almacenamiento)</p> <p>En esta figura se pueden observar 2 curvas, la curva 1 describe el comportamiento cuando no se presenta daño mientras que la curva 2 se presenta cuando si hay daño.</p> <p>Cuando no se presenta daño la región de tiempos medios se extiende completamente a través de la gráfica, en caso contrario al presentarse daño se presenta un aumento rápido en la presión de fondo al cerrar el pozo hasta la presión en la región de tiempos medios.</p>
 <p>The graph shows wellbore storage pressure P_{ws} on the y-axis and $\log \frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}$ on the x-axis. Two curves are shown: curve 1 (labeled '(1)') and curve 2 (labeled '(2)'). Both curves start at a common point $P_{wf}(1) = P_{wf}(2)$. Curve 1 is a straight line with a slope of 1, labeled '(1)'. Curve 2 is a curve that starts with a slope of 1, then curves upwards, labeled '(2)'. Two vertical lines labeled 'ETR' and 'MTR' are shown at the end of the curves.</p>	<p>Prueba de restauración con daño de formación</p> <p>En esta figura se pueden observar 2 curvas, la curva 1 describe el comportamiento cuando no se presenta post-flujo mientras que la curva 2 se presenta cuando si hay post-flujo.</p> <p>La curva 1 se presenta cuando se cierra el pozo cerca de las perforaciones y la curva 2 se obtiene cuando el cierre es en superficie, en estas graficas también se evidencia que al haber post-flujo en el pozo se retrasa la formación de la región de tiempos medios.</p>

Cuadro 6. (Continuación)

<p style="text-align: center;">← $\log \frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}$</p>	<p style="text-align: center;">Prueba de restauración de presión en pozo fracturado hidráulicamente</p> <p>Para tal pozo, la presión primero se incrementa lentamente; se desarrolla la región MTR cuando la presión transitoria se ha movido más allá de la región influenciada por la fractura. En una prueba de incremento para un pozo fracturado, hay la posibilidad de que los efectos de límites aparezcan inmediatamente una vez finalizados ETR (es decir ausencia total de MTR).</p>
<p style="text-align: center;">← $\log \frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}$</p>	<p style="text-align: center;">Prueba de restauración de presión con efectos de limite</p> <p>En esta figura se pueden observar 2 curvas, la curva 1 describe el comportamiento cuando el pozo se encuentra centrado en el área de drenaje mientras que la curva 2 se presenta cuando el pozo no se encuentra centrado en el área de drenaje.</p> <p>Según lo que se puede observar a simple vista la región de tiempos tardíos es mucho más larga cuando el pozo no se encuentra centrado debido a que los límites son más difíciles de determinar caso contrario a cuando el pozo se encuentra centrado en el área de drenaje.</p>

Fuente: LEE, John. Well testing. Society of Petroleum Engineers of AIME. 1982. p. 26. Modificado por los autores.

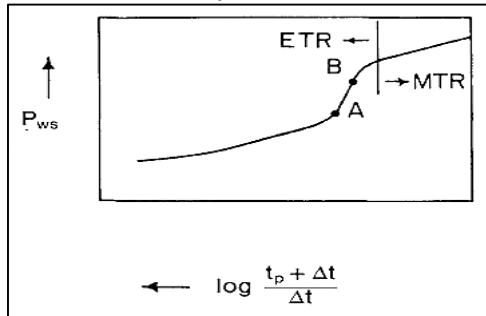
- **Efectos y duración del post-flujo.** Según Lee estos son los problemas que el post-flujo causa en el análisis de una prueba de incremento de presión⁶³:
 - Retarda el comienzo de MTR lo que dificulta aún más su identificación.

⁶³ LEE. John. Well Testing. Society of Petroleum Engineers of AIME, 1982. Pág 27.

- Ausencia total de desarrollo de MTR en algunos casos, con períodos relativamente largos de post- flujo y comienzos rápidos de efectos de límites.
- Desarrollo de varias líneas rectas falsas, que podrían dificultar el reconocimiento de MTR.

La característica distintiva de la influencia de post-flujo sobre el gráfico de Horner es una curva en forma de S alargada en la región de tiempos tempranos, tal como se observa en la siguiente figura:

Figura 15. Característica del gráfico de Horner dominado por almacenamiento



Fuente: LEE, John. Well testing. Society of Petroleum Engineers of AIME. 1982. p. 27.

Aunque se evidencie la forma mostrada en la imagen anterior esto no es certeza de que haya presencia o ausencia de post-flujo; para tener mayor certeza se debe realizar una gráfica log-log del diferencial de presión ($P_{ws}-P_{wf}$) vs Tiempo de cierre Δt y mediante el uso de las curvas tipo de Ramey's debe ser evaluado, para que sea posible el uso de este tipo de curvas debe cumplir con las siguientes especificaciones:

Ecuación 48. Presión adimensional

$$P_D = \frac{0.00708 kh (P_{ws} - P_{wf})}{q\beta\mu}$$

Fuente: LEE, John. Well testing. Society of Petroleum Engineers of AIME. 1982. p. 27.

Donde,

P_D : Presión adimensional

P_{ws} : Presión en fondo de pozo (Cierre), psi.

P_{wf} : Presión en fondo de pozo, psi.

q : Caudal de flujo, STB/D

B : Factor volumétrico, bbl/STB

μ : Viscosidad, cp.

k : Permeabilidad, md.

h : Espesor, ft.

Ecuación 49. Tiempo adimensional

$$t_D = \frac{0.000264 k \Delta t_e}{\phi \mu C_t r_w^2}$$

Fuente: LEE, John. Well testing. Society of Petroleum Engineers of AIME. 1982. p. 27.

Donde,

μ : Viscosidad, cp.

k: Permeabilidad, md.

ϕ : Porosidad, %.

Ct: Compresibilidad, psi-1.

rw: Radio de pozo, ft.

Δt_e : Tiempo en el que termina la región de tiempos medios, hr.

Ecuación 50. Coeficiente de almacenamiento adimensional

$$C_{SD} = \frac{0.894 C_s}{\phi \mu C_t r_w^2}$$

Fuente: LEE, John. Well testing. Society of Petroleum Engineers of AIME. 1982. p. 27.

Donde,

$$C_s = 25.65 \frac{A_{wb}}{\rho}$$

Donde,

Cs: Coeficiente de almacenamiento, bbl/psi.

μ : Viscosidad, cp.

ϕ : Porosidad, %.

Ct: Compresibilidad, psi-1.

rw: Radio de pozo, ft.

Awb: Area de pozo, ft².

ρ : Densidad, lbm/ft³.

Para un pozo en que la interfase gas – líquido se eleva en el pozo

$$C_s = C_{wb} V_{wb}$$

Para un pozo que contiene solamente una fase, (líquido o gas). Se define:

Ecuación 51. Tiempo final región de tiempos medios

$$\Delta t_e = \frac{\Delta t}{1 + \frac{\Delta t}{t_p}}$$

Fuente: LEE, John. Well testing. Society of Petroleum Engineers of AIME. 1982. p. 27.

Donde,

Δt_e : Tiempo en el que termina la región de tiempos medios, hr.

t_p : tiempo de producción previo al cierre, [hrs].

Δt : tiempo de cierre, medido desde el instante de cerrar el pozo [hrs] así,

$\Delta t = 0$ en el instante que se cierra el pozo.

Esta última definición con el propósito de introducir una corrección a los datos de incremento de presión, dado que la curva tipo fue construida utilizando datos de una prueba de decremento de presión. Con esto se logra un mejor ajuste entre los datos y la curva tipo.

Sabemos que, el fin del almacenamiento ocurre cuando la solución gráfica para un valor finito de CSD es idéntica a aquel para CSD = 0.

También, aparece una línea con pendiente unitaria a tiempos tempranos para la mayoría de los valores de CSD y S. El significado de esta línea en una prueba de incremento de presión es que el caudal de post – flujo es idéntico al caudal inmediatamente antes del cierre⁶⁴.

Si se presenta la línea recta de pendiente unitaria, el fin del efecto de post-flujo ocurre aproximadamente a un ciclo y medio después de que el último punto desvíe de la línea recta de pendiente unitaria⁶⁵. Sin preocuparse de si está presente la línea recta de pendiente unitaria, el fin de post- flujo puede determinarse superponiendo el gráfico log-log de los datos de la prueba sobre la curva tipo de Al Hussainy y Ramey.

Encontrando cualquier curva que coincida con los datos de la prueba, cuando la curva para un valor finito de CSD llega a ser idéntica a la curva para CSD = 0. Este punto, sobre el gráfico de los datos reales, es el fin de post- flujo o efecto de almacenamiento.

Si se presenta la línea de pendiente unitaria, podemos utilizar una relación matemática para establecer el valor de CSD que caracteriza la prueba real⁶⁶. Así, notamos que cualquier punto que pertenezca a la línea recta unitaria satisface la relación:

Ecuación 52. Relación pendiente para establecer CSD

$$\frac{C_{SD} P_D}{t_D} = 1$$

Fuente: LEE, John. Well testing. Society of Petroleum Engineers of AIME. 1982. p. 28.

Donde,

C_{SD}: Coeficiente de almacenamiento adimensional

P_D: Presión adimensional

t_D: Tiempo adimensional

Que, en términos de variables adimensionales se tiene la **Ecuación 26** presentada anteriormente.

Donde Δt y ΔP son valores leídos de cualquier punto sobre la línea recta unitaria.

⁶⁴ LEE. John. Well Testing. Society of Petroleum Engineers of AIME, 1982. Pág 27.

⁶⁵ Ibid., p.28.

⁶⁶ Ibid., p.28.

Si podemos calcular Cs de esta forma (una alternativa menos aceptable es utilizar las propiedades mecánicas reales del pozo), entonces podemos establecer CSD de la **Ecuación 50** y así determinar la curva apropiada de la curva de Ramey sobre la cual se intentan coincidir las curva (Es difícil interpolar entre valores de CSD de estas curvas; en consecuencia, muchos analistas prefieren empatar con el valor de CSD más cercano al calculado)⁶⁷.

Con el CsD establecido, la permeabilidad, K, y el factor de daño, S, determinados del análisis completo de la prueba, podemos utilizar la relación empírica para verificar el tiempo, twb, que marca el final del efecto de almacenamiento.

Ecuación 53. Tiempo adimensional

$$t_D \cong 50 C_{SD} e^{0.14s}$$

Fuente: LEE, John. Well testing. Society of Petroleum Engineers of AIME. 1982. p. 28.

Ecuación 54. Duración tiempo de almacenamiento.

$$t_{wbs} \cong \frac{170000 C_s e^{0.14s}}{\frac{kh}{\mu}}$$

Fuente: LEE, John. Well testing. Society of Petroleum Engineers of AIME. 1982. p. 28.

Donde,

t_D: Tiempo adimensional

C_{SD}: Coeficiente de almacenamiento adimensional

S: Daño de formación

t_{wbs}: Tiempo de almacenamiento, hr.

C_s: Coeficiente de almacenamiento, bbl/psi.

μ: Viscosidad, cp.

k: Permeabilidad, md.

h: Espesor, ft.

3.2.3 Prueba de disipación en pozos inyectoros (Fall of test). Esta prueba se realiza cerrando el pozo inyector y haciendo seguimiento de la presión en el fondo en función del tiempo (Tasa de inyección constante antes del cierre). Estas pruebas de presión son diseñadas para el seguimiento de las operaciones de inyección de agua y recobro mejorado, además permite determinar condiciones de yacimiento en zonas cercanas al pozo.

Se utiliza para determinar:

- Permeabilidad efectiva del yacimiento al fluido inyectado.
- Daño de formación, causado por taponamiento, hinchamiento de arcillas, parafinas. Asfáltenos.
- Presión promedio

⁶⁷ LEE. John. Well Testing. Society of Petroleum Engineers of AIME, 1982. Pág 28.

- Presión de ruptura
- Fracturas

Consideraciones:

- Cuando se evidencian cambios significativos en el caudal de inyección las pruebas se pueden analizar de manera similar a las pruebas de multitasa.
- La inyección de fluidos en el pozo puede generar la formación de bancos de fluidos
- Si la relación de movilidad entre los fluidos de inyección y los presentes en el yacimiento se asemeja a 1, el análisis es directo y el yacimiento se comporta como si tuviera solo un fluido de movilidad constante.

3.2.4 Prueba de producción Drill Stem Test (DST). Este método es utilizado para determinar las propiedades de la formación y sus fluidos, así como características acerca de la producción y es utilizado en su mayoría en pozos que aún no ha sido revestidos⁶⁸. La herramienta utilizada en este tipo de pruebas se encuentra ensamblada al final de la sarta de perforación, se debe realizar en pozos nuevos ya que solo puede llevarse a cabo por medio de un taladro.

En este tipo de pruebas se cuenta con válvulas en superficie las cuales permiten tener secuencias de periodos de flujo seguidos de periodos de cierre. Esto permite observar las respuestas de presión a dichos periodos de flujo y cierre, estas respuestas de presión permiten la estimación de características como permeabilidad y daño de formación, además puede ser usado para determinar la posible caída de presión durante la realización de la prueba⁶⁹.

Las características que pueden ser estimadas en una prueba DST son las siguientes:

- Permeabilidad efectiva promedio
- Presión de yacimiento
- Daño de formación
- Barreras, cambios de permeabilidad y contactos
- Radio de investigación

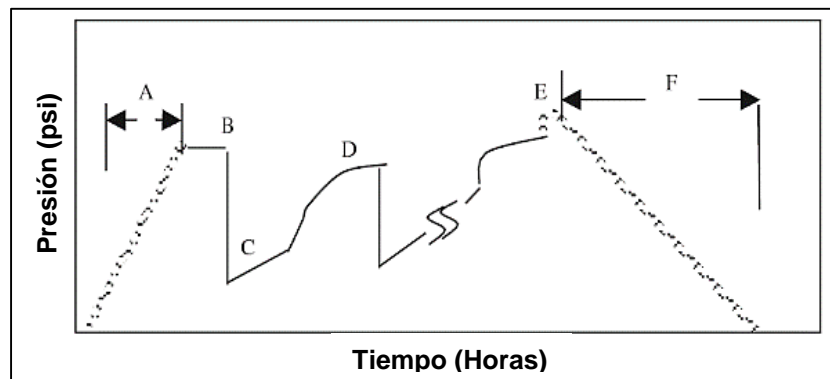
Este tipo de análisis es una forma práctica y económica para estimar parámetros importantes para el completamiento del pozo, para ello se requiere de una buena interpretación para ello cuenta con estos métodos de análisis.

⁶⁸ Amanat U. Chaudhry, Oil Well Testing Handbook. Advanced TWPSOM Petroleum Systems. 2004. Pág. 387.

⁶⁹ LEE. John. Well Testing. Society of Petroleum Engineers of AIME, 1982. Pág 97.

- Método de Horner y MDH, estos métodos son utilizados cuando cuando el espesor y la viscosidad del fluido son conocidos, además se debe usar cuando los periodos de cierre sean lo suficientemente largos y cuando no se presente efecto de almacenamiento⁷⁰.
- Curvas tipo, este método se usa mayormente cuando el efecto de almacenamiento es significativo y cuando hay presencia de daño, no debe ser usado bajo condiciones de flujo constante. Los métodos más conocidos son el método de Ramey y el método de Kohlhaas, este último es más usado en pozos que contienen agua, aunque es usado en pozos de petróleo⁷¹.
- Simulación computacional, es usado cuando las técnicas de análisis convencionales no pueden ser aplicadas, requiere de un simulador y correlación histórica y la variación de ciertas propiedades hasta obtener la presión y los caudales obtenidos en la prueba⁷².

Figura 16. Prueba corta
DST



Fuente: AMANAT U. Chaudhry, Oil Well Testing Handbook. Advanced TWPSOM Petroleum Systems. 2004. p. 389.

- La herramienta es introducida al pozo.
- Se ubican los empaques lo que causa compresión del lodo en el anular e incrementa la presión.
- Se inicia el periodo de flujo y se evidencia una declinación en la presión.
- Se cierra el pozo y se observa el proceso de restablecimiento de presión.
- Se termina la prueba y se retiran los empaques recuperando presión.
- Se retira la herramienta, los fluidos contenidos en la tubería de perforación son utilizados para la realización de pruebas posteriores

⁷⁰ Amanat U. Chaudhry, Oil Well Testing Handbook. Advanced TWPSOM Petroleum Systems. 2004. Pág. 396.

⁷¹ Ibid., p.396.

⁷² Ibid., p.396.

4. INTRODUCCION SAPHIR DE KAPPA

El presente estudio presenta un análisis de sensibilidad de las variables descritas en el capítulo 2 y su respuesta en el transiente de presión y por tanto en su interpretación. Dado que la condición de producción de los pozos productores del campo Complejo Pauto es:

- Producción de yacimientos identificados como naturalmente fracturados
- Producción conjunta de más de un yacimiento (multicapa) en un mismo pozo.
- Producción multifásica (gas y condensado) de cada yacimiento bajo condiciones diferentes de presión de yacimiento. Condición que puede conllevar a condiciones de flujo cruzado bajo condiciones estáticas o dinámicas.
- Incertidumbre en las propiedades de matriz y fractura (particularmente la última)

Por este motivo se decide construir un modelo analítico que permita entender el efecto de cada variable en las pruebas transientes de presión. Para tal fin, se requiere adquirir el perfil de producción o inyección de tal manera que las tasas de flujo se ajusten o se calibren, para este ajuste se requieren entre 2 o 3 tasas más el cierre. Adicionalmente como parte de la construcción del modelo se deben tener en cuenta los siguientes parámetros:

- Definir el número de capas y espesor.
- Definir las tasas de flujo para cada una de las capas.
- Determinar las propiedades propias del yacimiento.
- Iterar las propiedades obtenidas hasta ajustar el PLT o ILT.
- Se recomienda no aplicarlo a yacimientos con más de 3 capas ya que que se pueden presentar múltiples combinaciones que generen ajustes similares por tanto la interpretación puede incluir una incertidumbre remanente alta.

4.2 Software SAPHIR de KAPPA

4.2.2 Descripción software. En septiembre del año 1987 fue creada la empresa KAPPA por Dominique Bourdet y Olivier Housé dos ingenieros de Flopetrol-Johnston Schlumberger, los cuales se especializaron en la interpretación de pruebas de pozos y registros de producción. En el año 1988, se creó SAPHIR de KAPPA, el cual se convirtió en un producto comercial, posterior a esto se firmó la primera licencia de Saphir Corporate para el entonces Mobil.

Saphir, el módulo de transiente de presión (PTA) de la estación de trabajo Ecrin, usa una metodología basada, desde sus orígenes, en la derivada de Bourdet.⁷³

⁷³ KAPPA.History. [En línea]. www.kappaeng.com. [Consultado 27 de mayo de 2019]. Disponible en internet: www.kappaeng.com/history.

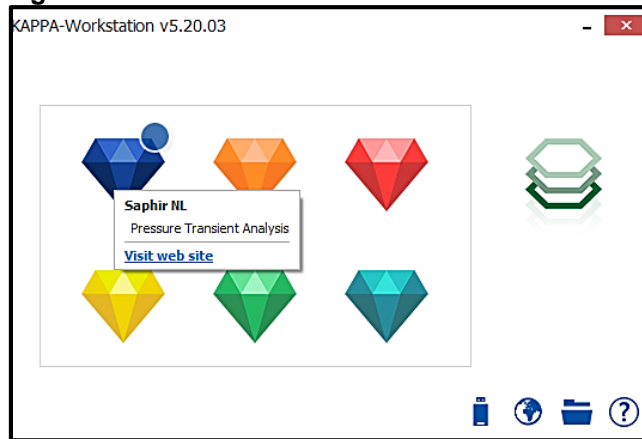
Saphir ofrece una biblioteca de modelos analíticos amplia y creciente. El modelo numérico de Voronoi se ha desarrollado para manejar la creciente complejidad de los pozos de producción, resolviendo exactamente los casos de multifase y de compleja geometría para múltiples pozos y capas.⁷⁴

4.2.3 Manual pasó a paso

NOTA: Los valores ingresados en el software para la realización del modelo, se muestran en los anexos I-Q

Paso 1: Para iniciar se debe abrir el programa KAPPA WORKSTATION 5.20 y darle click en Saphir NL como muestra la **Figura 17**.

Figura 17. Selección de Software

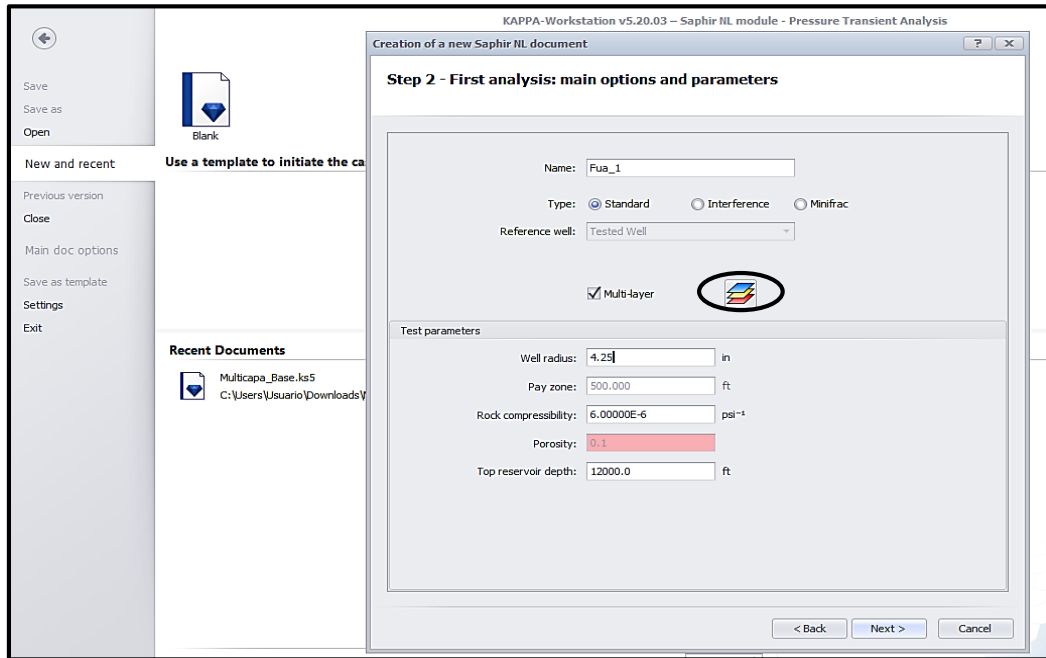


Fuente: elaboración propia, con base en KAPPA.
Software Saphir.

Paso 2: Enseguida se abre una ventana como muestra la **Figura 18** en el cual se creará el modelo base, especificando que será un modelo multicapa y se insertaran los valores iniciales del pozo, después se le hará click en el botón señalado.

⁷⁴ KAPPA.History. [En línea]. www.kappaeng.com. [Consultado 27 de mayo de 2019]. Disponible en internet: www.kappaeng.com/history.

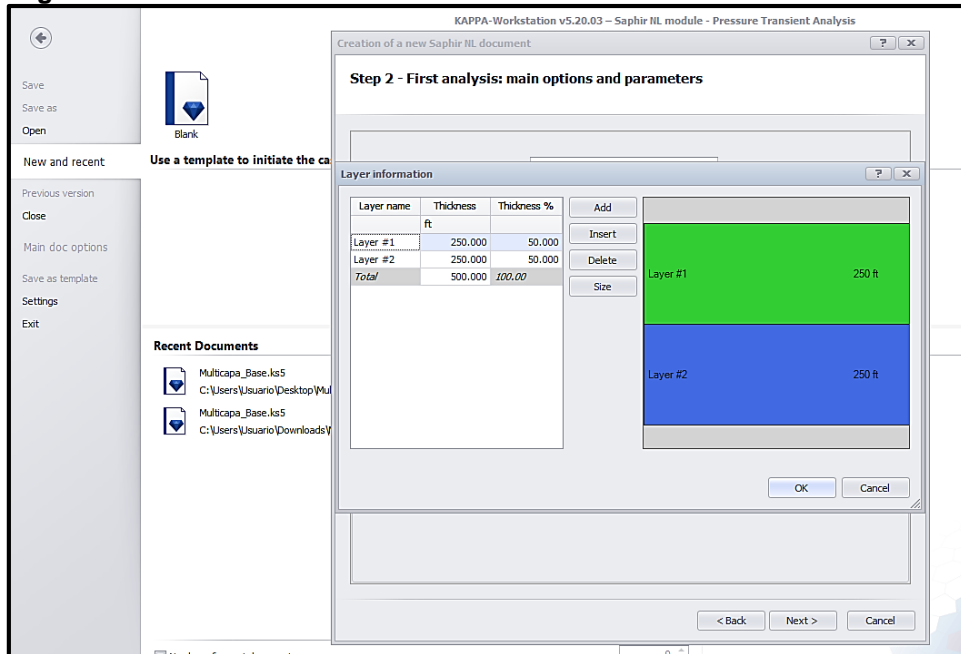
Figura 18. Creación del modelo



Fuente: elaboración propia, con base en KAPPA. Software Saphir.

Paso 3: Después se abre una ventana la cual se muestra en la **Figura 19**. en la cual se ingresarán los datos de espesor de cada capa, enseguida se le da click en la opción OK.

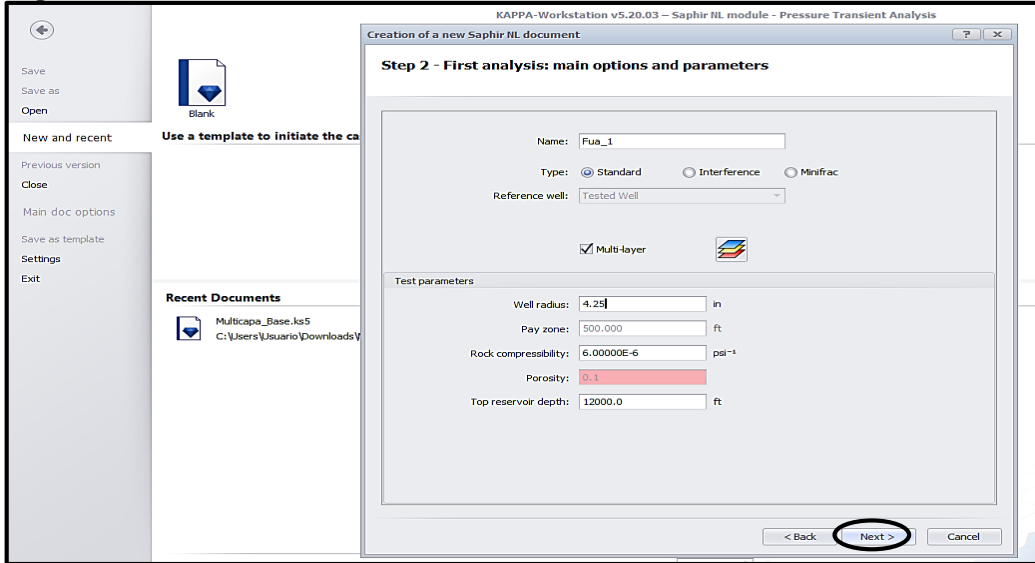
Figura 19. Creación del modelo



Fuente: elaboración propia, con base en KAPPA. Software Saphir.

Paso 4: Al dar click en el botón de OK, volverá la ventana del paso 1. Luego se debe dar click en el botón “Next”.

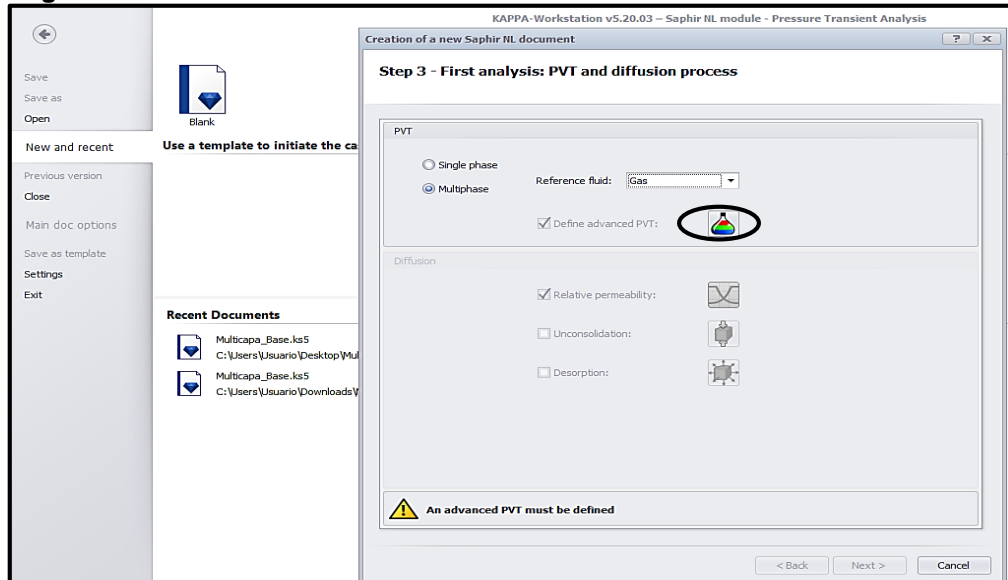
Figura 20. Creación del Modelo



Fuente: elaboración propia, con base en KAPPA. Software Saphir.

Paso 5: Enseguida saldrá una ventana como en la **Figura 21**. En la cual se debe especificar, el tipo de modelo y fluido, en este caso es un modelo de doble fase y el tipo de fluido es gas.

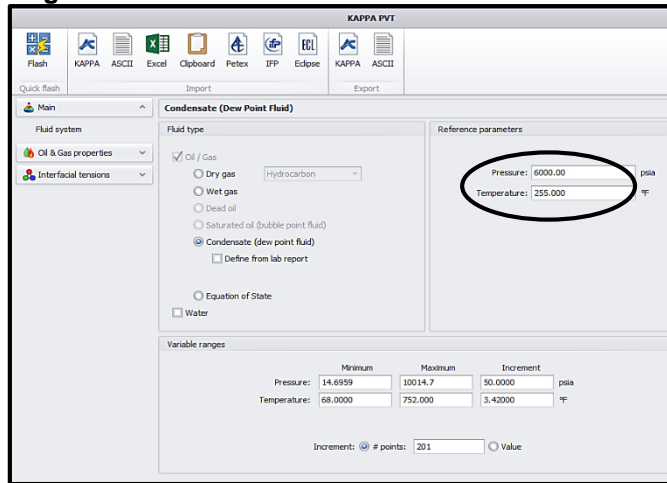
Figura 21. Creación del modelo



Fuente: elaboración propia, con base en KAPPA. Software Saphir.

Paso 6: Enseguida se dará click en el botón señalado para definir las propiedades requeridas del fluido como se muestra en la **Figura 22**. Es necesario rellenar la casilla de “Condensate”, por defecto, el software suele arrojar valores como, presión y temperatura, pero según información recibida por Equion Energia Limited, estos valores son específicamente, presión 6000PSIA y temperatura 255°, posterior a esto dar click en Ok.

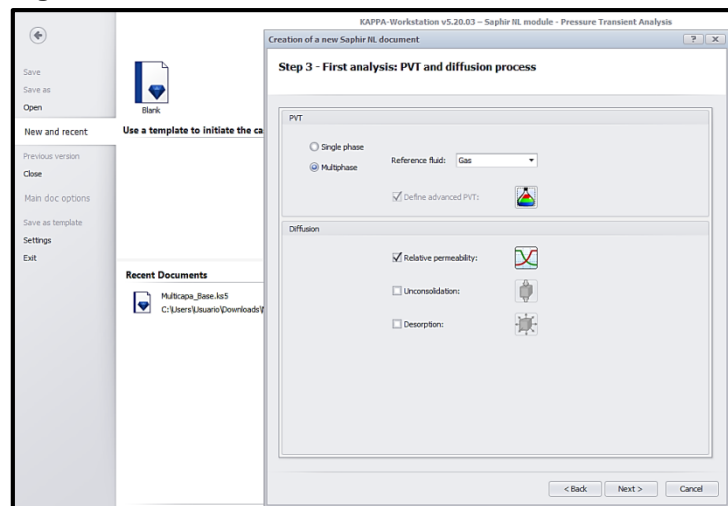
Figura 22. Creación del Modelo Paso 5



Fuente: elaboración propia, con base en KAPPA. Software Saphir..

Paso 7: A continuación, se abre una ventana como en la **Figura 23**. en la cual se debe dar click en next

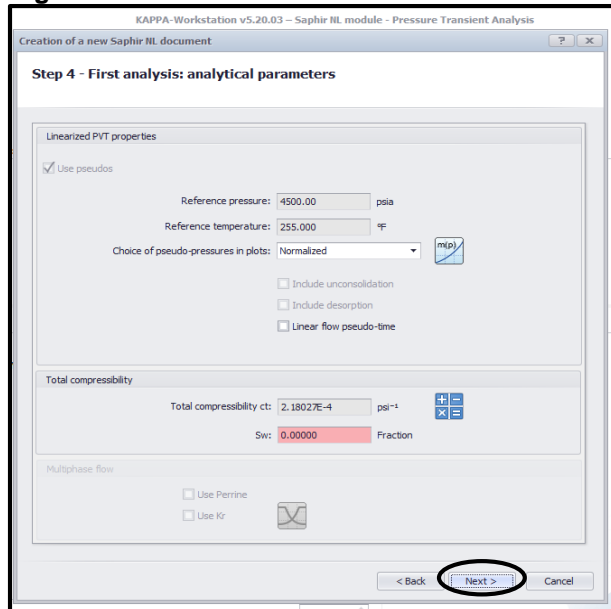
Figura 23. Creación del Modelo Paso 6



Fuente: elaboración propia, con base en KAPPA. Software Saphir.

Paso 8: Luego saldrá la ventana que se muestra a continuación, la cual por defecto se dejará tal cual y se dará click en “Next”

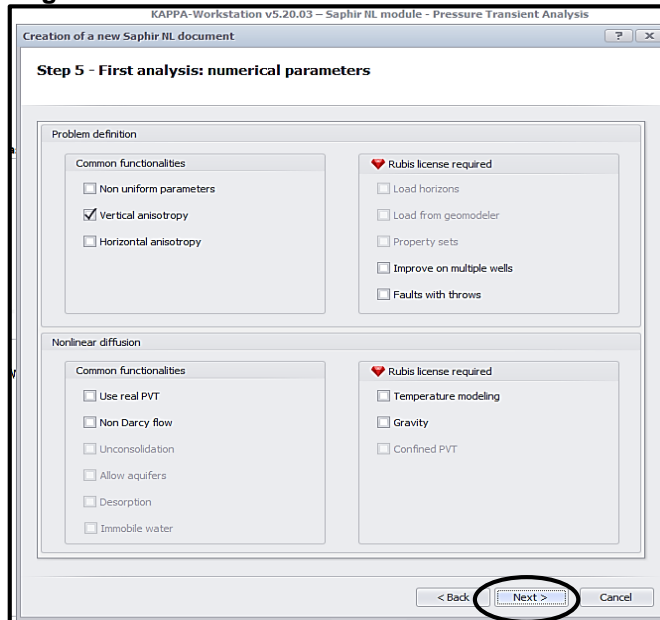
Figura 24. Creación del Modelo Paso 7



Fuente: elaboración propia, con base en KAPPA. Software Saphir.

Paso 9: Luego saldrá una ventana como en la **Figura 25.** , sobre parámetros numéricos con algunas casillas seleccionadas, esta sección se dejará así por defecto del software y se dará click en next.

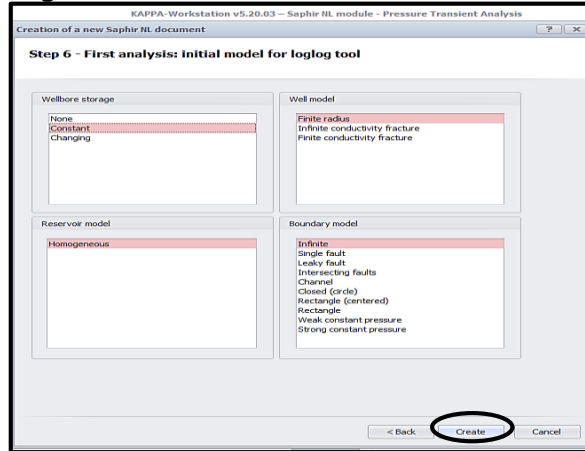
Figura 25. Creación del Modelo Paso 8



Fuente: elaboración propia, con base en KAPPA. Software Saphir.

Paso 10: Enseguida se debe especificar de qué manera será el factor de almacenaje, el modelo de pozo, el modelo de reservorio y el límite del modelo, en el cual se pondrá tal cual lo muestra la **Figura 26**. luego se debe dar click en “Create”.

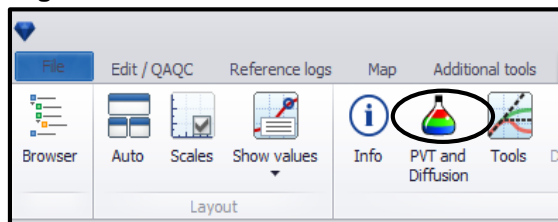
Figura 26. Creación del Modelo



Fuente: elaboración propia, con base en KAPPA. Software Saphir.

Paso 11: Después de haber creado el modelo, es necesario dirigirse al menú que se encuentra en la parte superior de la ventana como lo muestra la **Figura 27**. click en “PVT and diffusion”.

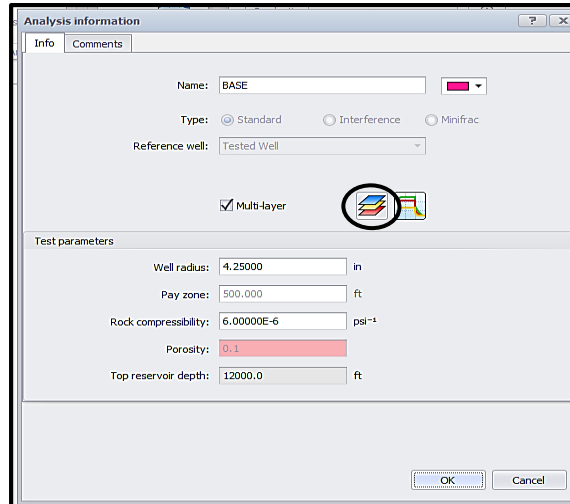
Figura 27. Menu PVT and Diffusion



Fuente: elaboración propia, con base en KAPPA. Software Saphir.

Paso 12: Enseguida aparecerá una ventana como la **Figura 28**. en la cual se debe dar click en el botón señalado.

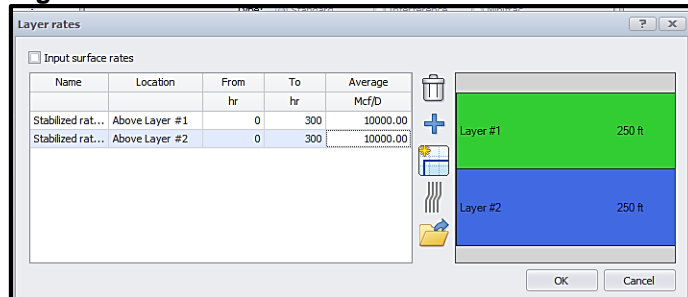
Figura 28. Insertar Caudales Paso 1



Fuente: elaboración propia, con base en KAPPA. Software Saphir.

Paso 13: Al realizar el paso anterior, se abrirá una ventana como la que muestra la **Figura 29.**

Figura 29. Insertar Caudales Paso 2

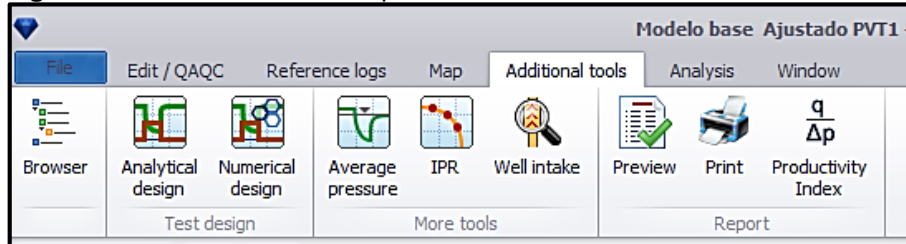


Fuente: elaboración propia, con base en KAPPA. Software Saphir.

La **Figura 29.** Muestra una ventana en la cual se insertarán las tasas de flujo y el tiempo en cada capa, los valores corresponden a 10MMCF/D y 300 horas, enseguida darle click en la casilla de “OK”

Paso 14: Después se debe ir hacia el menú allí se encuentra un icono con el nombre de “Additional tools” al dar click se habilita la opción “Analytical design”, se da click ahí como muestra la **Figura 30.**

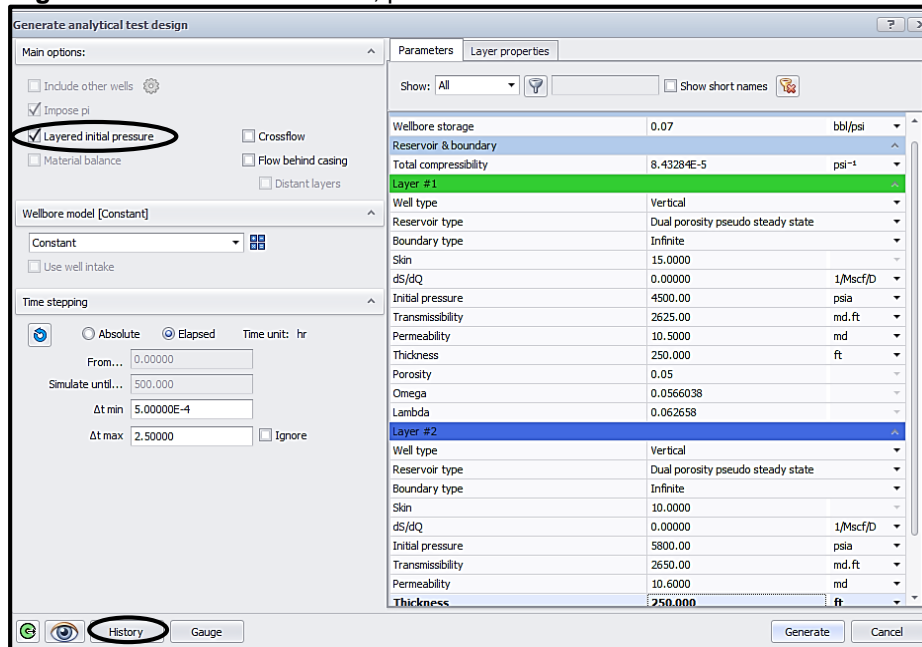
Figura 30. Insertar datos base, parte 1



Fuente: elaboración propia, con base en KAPPA. Software Saphir.

Luego se abrirá una ventana como lo muestra la Figura 31.

Figura 31. Insertar datos base, parte 2

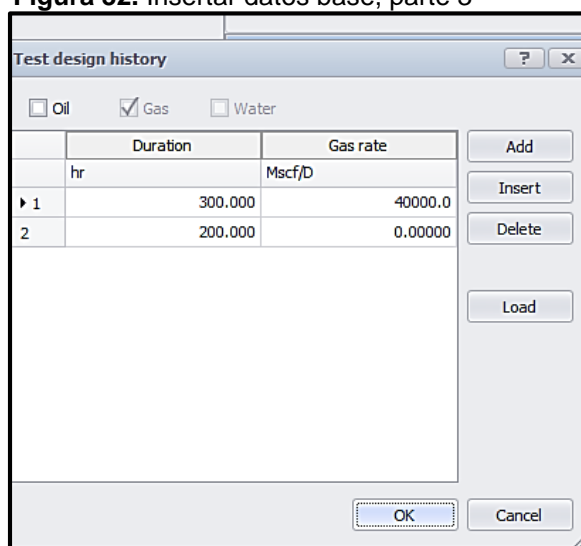


Fuente: elaboración propia, con base en KAPPA. Software Saphir.

Paso 15: En la ventana que muestra la Figura 31. , se debe rellenar la casilla señalada “Layered initial pressure”, se ingresarán todos los datos base de cada capa, es importante definir el tipo de reservorio como “dual porosity pseudo steady state” Enseguida se le dara click en la casilla de “History”

Después de darle click en la casilla de “History”, aparecerá una ventana como la que muestra la Figura 32. para definir los rangos de duración de la prueba.

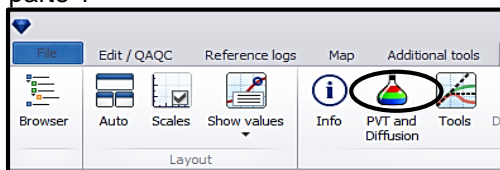
Figura 32. Insertar datos base, parte 3



Fuente: elaboración propia, con base en KAPPA. Software Saphir.

Paso 16: Luego de definir estos valores, se da click en la casilla de “Ok” y se debe ir al menú en la parte superior a la opción de “PVT and Difusión” como lo muestra la **Figura 33**.

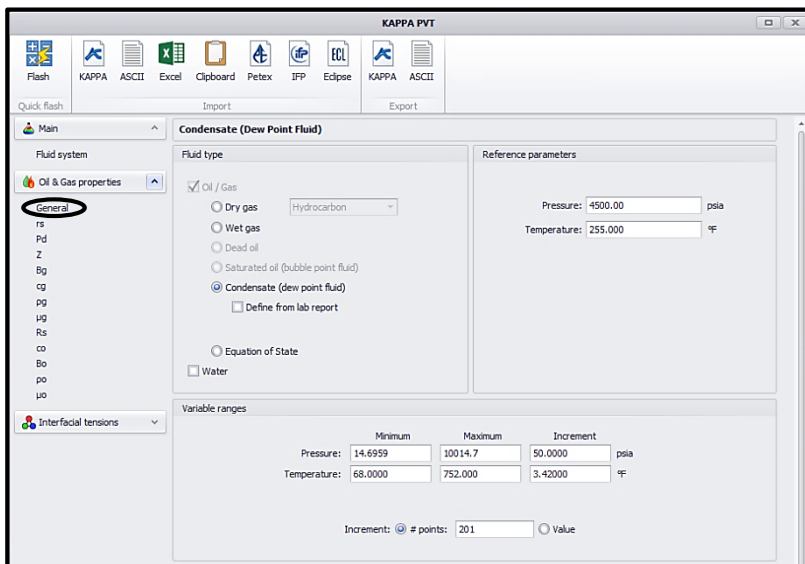
Figura 33. Insertar propiedades del gas, parte 1



Fuente: elaboración propia, con base en KAPPA. Software Saphir.

Se vuelve a esta sección para ingresar propiedades del gas y modificar valores PVT, pues el software realiza un PVT por defecto, sin embargo, Equion Energia Limited nos entrega un informe con pruebas PVT realizadas en el Campo Complejo Pauto.

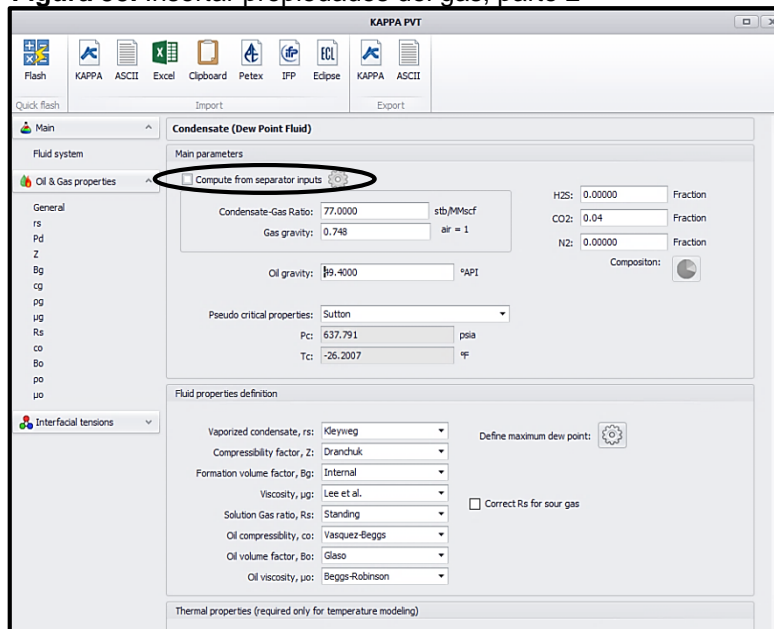
Figura 34. Insertar propiedades del gas, parte 2.



Fuente: elaboración propia, con base en KAPPA. Software Saphir.

NOTA: Es necesario deshabilitar la opción señalada en la **Figura 35.** para editar los valores

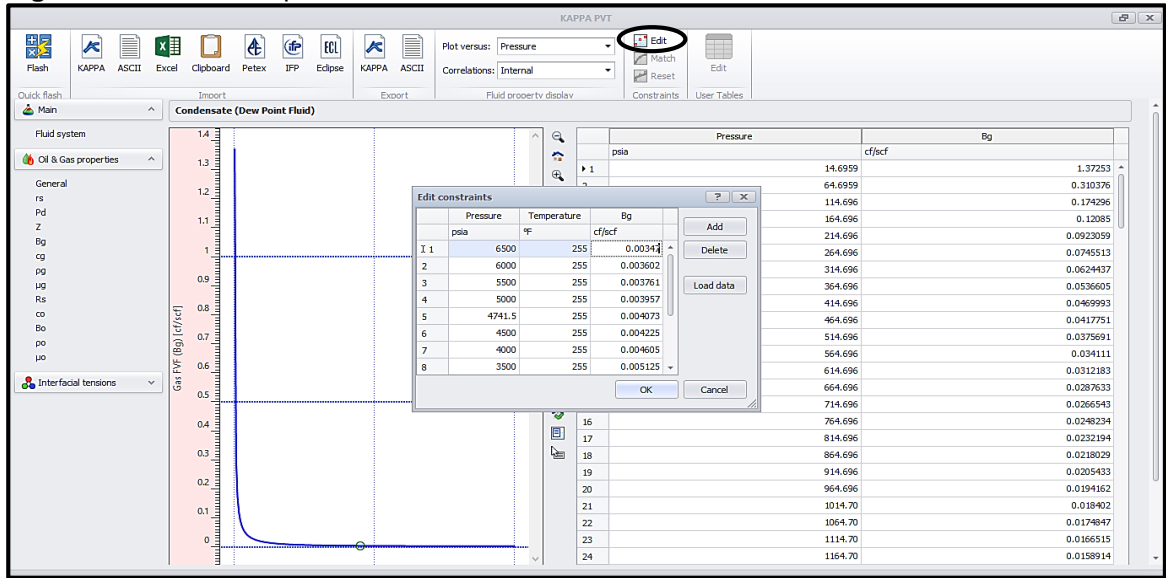
Figura 35. Insertar propiedades del gas, parte 2



Fuente: elaboración propia, con base en KAPPA. Software Saphir.

Paso 17: Luego hacer click en la propiedad respectiva para ingresar datos PVT, según informe de EQUION ENERGIA LIMITED, dar click en el botón “Edit” como lo muestra la **Figura 35.**

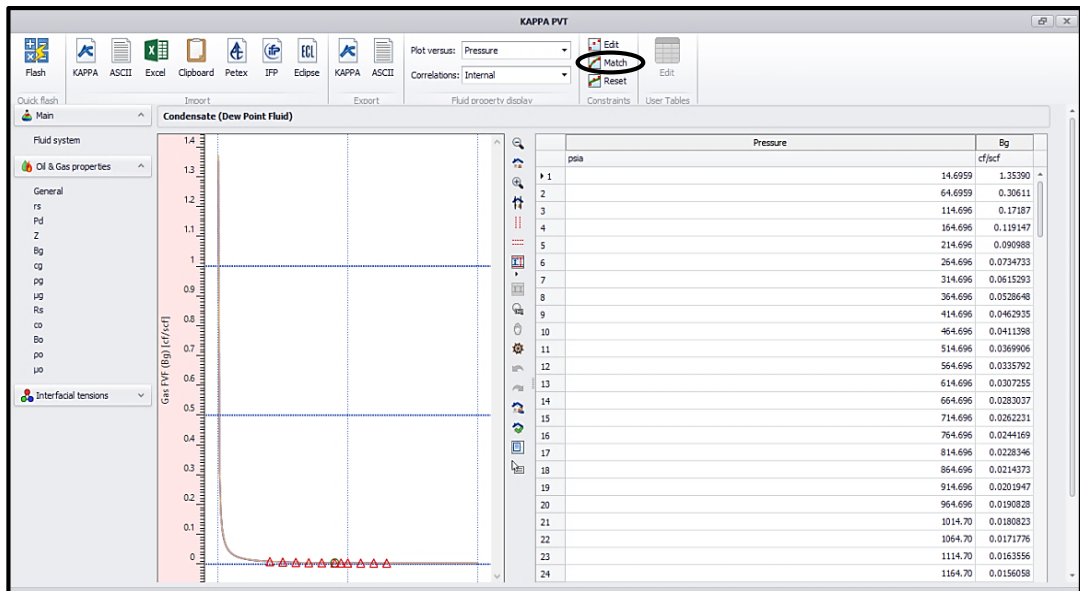
Figura 36. Datos PVT, parte 1



Fuente: elaboración propia, con base en KAPPA. Software Saphir.

Paso 18: Después de ingresar los respectivos valores, ir al menú en la parte superior dar click en el botón “Match”, inmediatamente los valores ingresados se graficarán ajustándose a la curva como lo muestra la **Figura 37**.

Figura 37. Curva propiedad ajustada

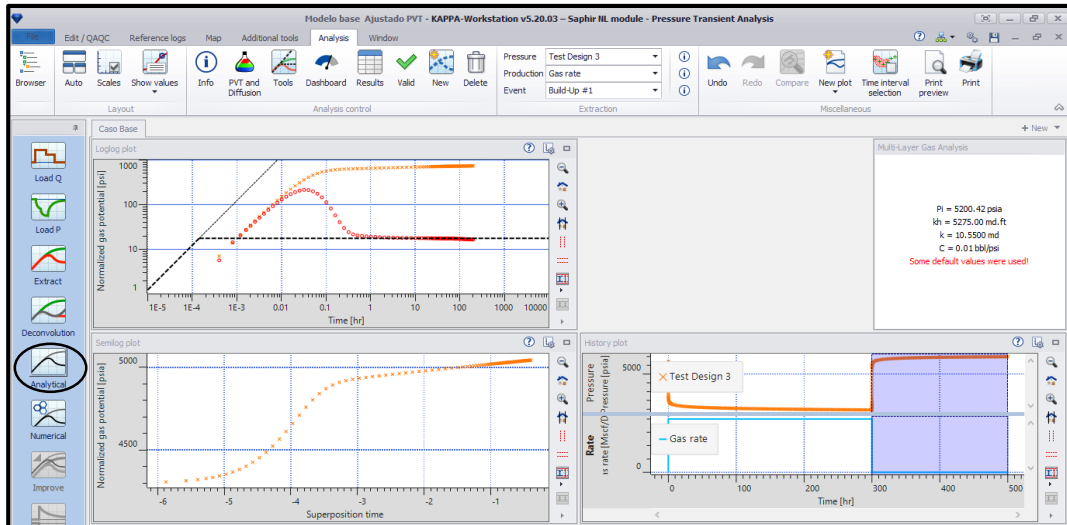


Fuente: elaboración propia, con base en KAPPA. Software Saphir.

NOTA: Es necesario repetir este paso para las variables: Viscosidad de gas y petróleo, y densidad del petróleo.

Paso 19: Después de haber ajustado las curvas, se va a la opción de “Ok” y aparecerá una ventana como la que muestra la **Figura 38.** , luego se debe ir al botón señalado con el nombre de “Analytical”

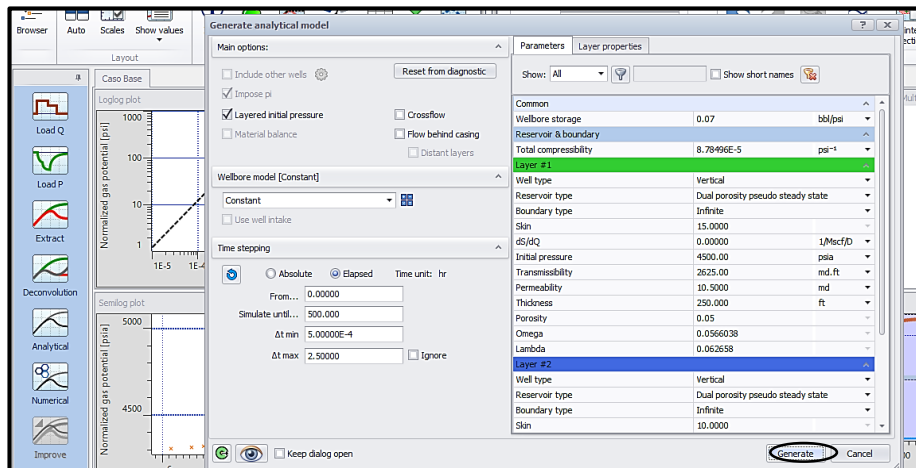
Figura 38. Verificación de datos, parte 1



Fuente: elaboración propia, con base en KAPPA. Software Saphir.

En este paso, es importante verificar si las propiedades de cada capa son las mismas que se pusieron en el paso 2 de la **Figura 31,** después de haber verificado se debe hacer click en “Generate” como lo muestra la **Figura 39.**

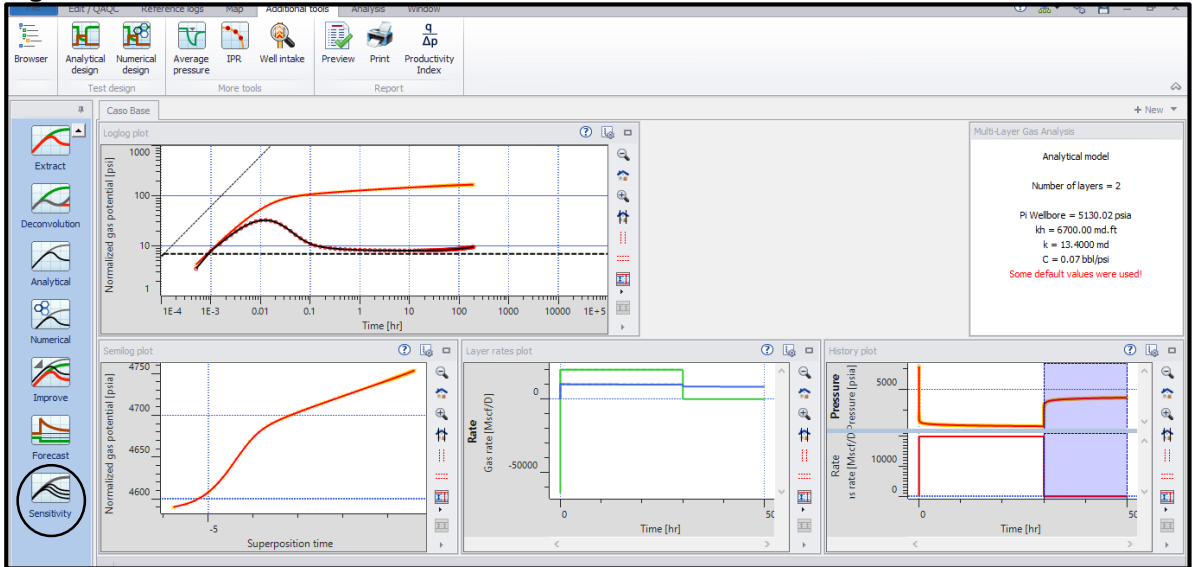
Figura 39. Verificación de datos



Fuente: elaboración propia, con base en KAPPA. Software Saphir.

De esta manera se obtendrá el modelo base como lo muestra la **Figura 40,** generando varias graficas las cuales se explicarán más adelante.

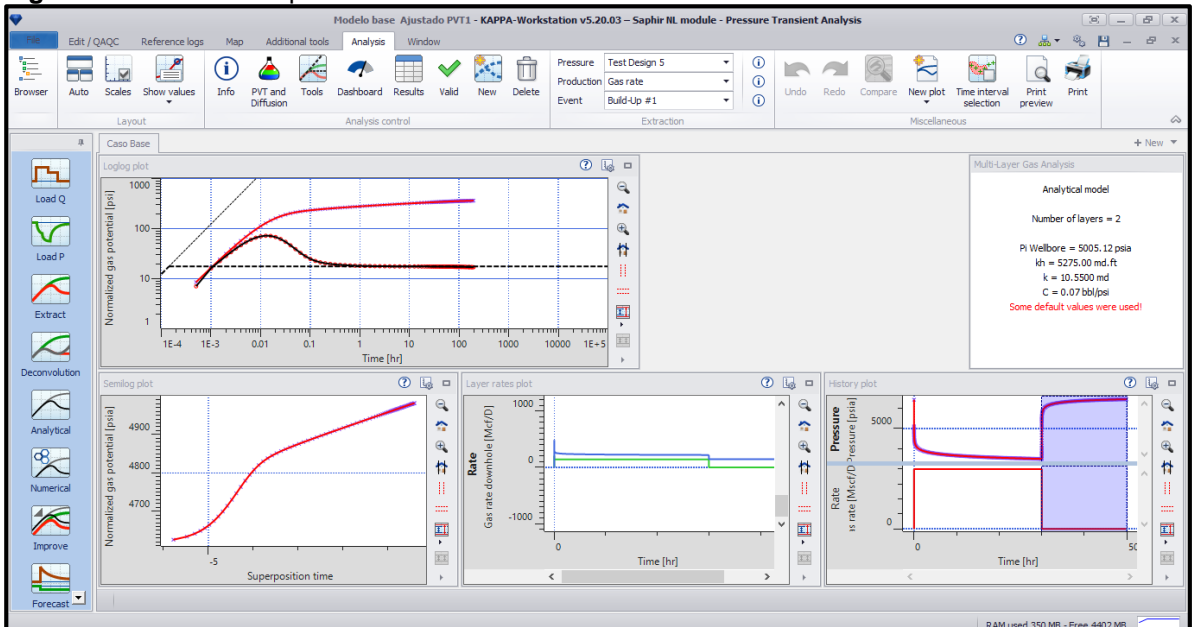
Figura 40. Modelo Base



Fuente: elaboración propia, con base en KAPPA. Software Saphir.

Paso 20: Al obtener el modelo base, se empezarán a realizar las sensibilidades de las propiedades correspondientes.

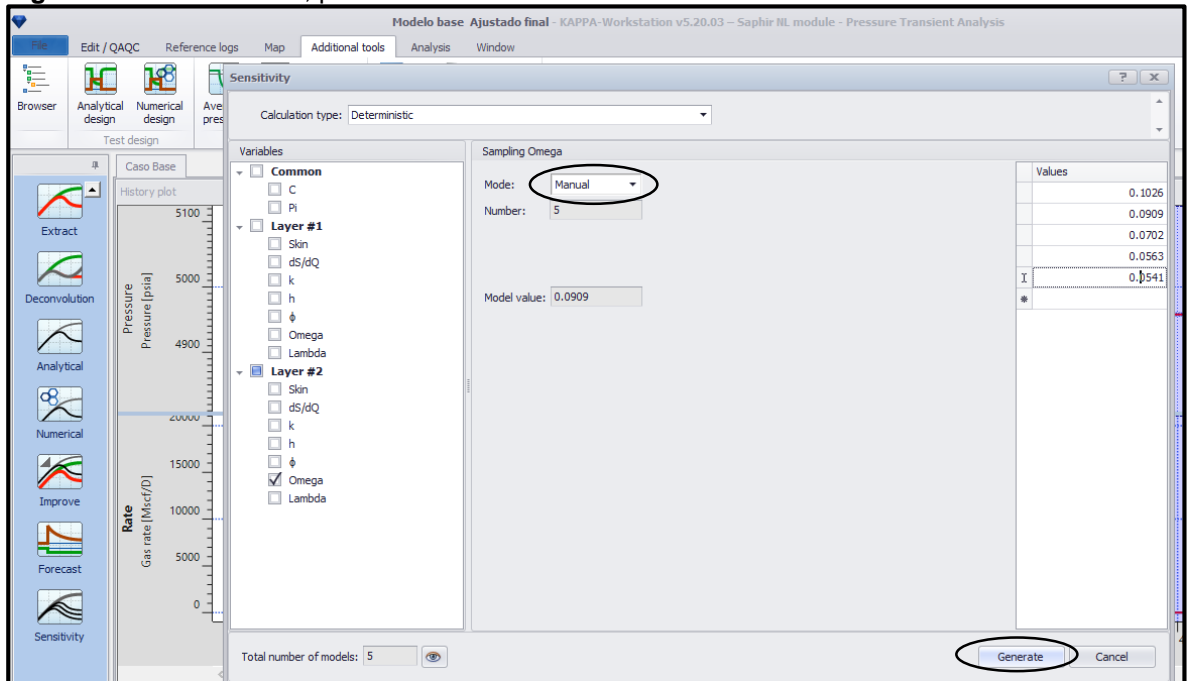
Figura 41. Sensibilidad parte 1



Fuente: elaboración propia, con base en KAPPA. Software Saphir.

Después de realizar click en el botón “Sensitivity” saldrá una ventana como en la **Figura 42**, en la que se selecciona la variable o parámetro a la cual se realizaran las sensibilidades, luego se especifica modo manual, se ingresan los valores, luego se da click en “generate”; este paso se realiza para todas las sensibilidades.

Figura 42. Sensibilidades, parte 2



Fuente: elaboración propia, con base en KAPPA. Software Saphir.

5. ANÁLISIS DE RESULTADOS PRUEBAS DE PRESIÓN SAPHIR DE KAPPA

Se realizará un modelo base, ingresando los datos que se encuentran en la **Tabla 7**. Posterior a esto se realizarán sensibilidades variando parámetros en cada caso, para así ver el impacto de estas variables en la derivada de presión. A partir de la **ecuación 11** y **ecuación 20**, con el rango de variables de matriz y fractura definidas para el modelo base, se calcularon los factores de almacenaje y de flujo interporoso, este último se modifica de acuerdo al factor de forma el cual es expresado en la **Ecuación 21** obteniendo los siguientes resultados.

5.1 MODELO BASE 1. (Espaciamiento de fracturas 10ft)

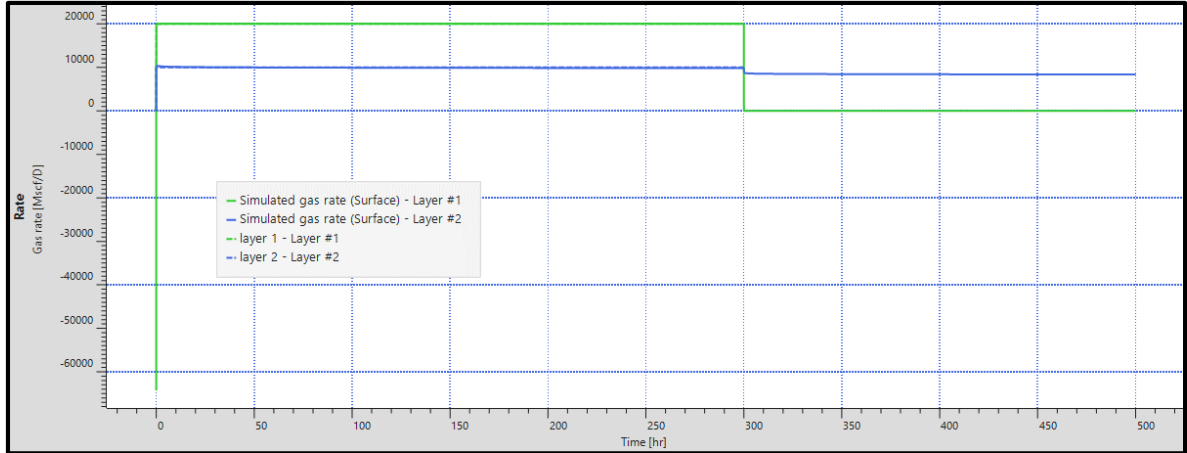
Tabla 1. Datos iniciales, Modelo base 1.

	DATOS INICIALES									
	ω	λ	Factor Forma (ft)	Rw (ft)	Km (md)	kf (md)	Φ_f (Fracc)	Φ_m (Fracc)	Presión (Psi)	Skin
Capa 1	0.0566	3.51E-04	0.08	0.354	0.7	20	0.003	0.05	4900	1
Capa 2	0.0909	1.67E-04	0.08	0.354	0.1	6	0.004	0.04	5800	30

Fuente: elaboración propia.

En la **Figura 43**. Se presenta la gráfica de Tiempo (hrs) vs Caudal de gas (Mscf/D) en la cual se observa la producción individual de cada capa; Cada capa es representada por un color, teniendo en cuenta que las líneas punteadas corresponden a la producción simulada de acuerdo a los datos del software, la línea de color verde representa la producción en la capa 1 y la línea de color azul la producción de la capa 2. En la gráfica anterior se observa que la producción del modelo se encuentra ajustado ya que las líneas de color solidas (Producción en superficie) se sobreponen sobre las punteadas.

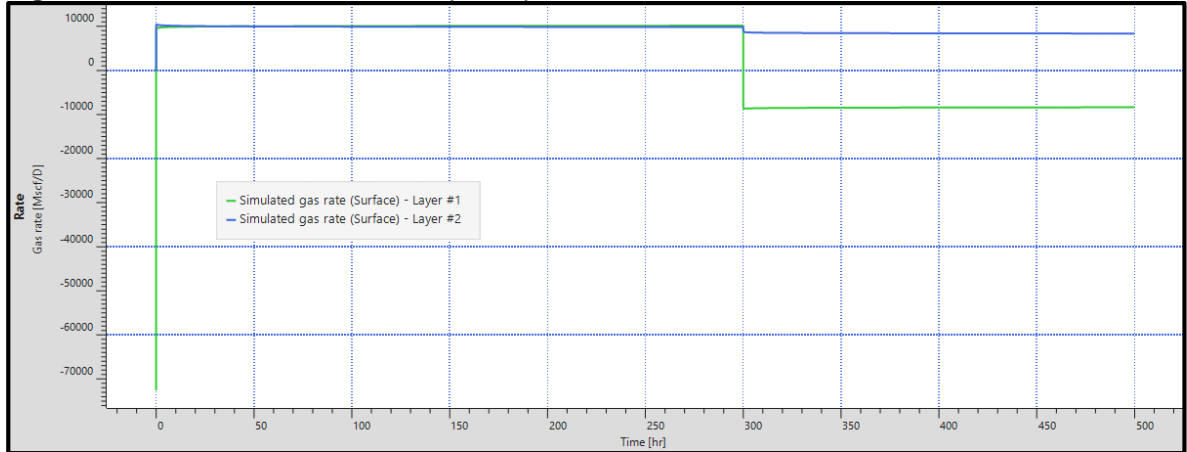
Figura 43. Gráfico tasas de producción por capa, modelo base



Fuente: elaboración propia, con base en KAPPA. Software Saphir.

En la **Figura 44** se muestra la gráfica de Tiempo (hrs) vs Caudal de gas (Mscf/D), en esta se observa la producción acumulada (Producción en superficie) de ambas capas, además se evidencia el aporte de cada una con un caudal del mismo valor para cada capa por un valor de 10.000 Mscf/D cada una.

Figura 44. Gráfico de contribuciones por capa, modelo base



Fuente: elaboración propia, con base en KAPPA. Software Saphir.

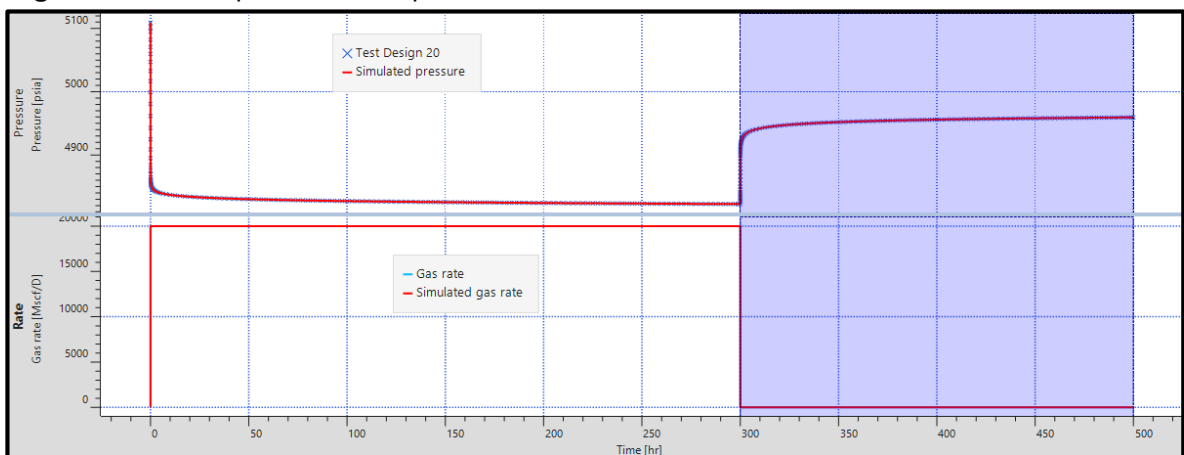
El comportamiento de la presión y producción, durante el periodo de flujo y durante el periodo de cierre, son representados mediante la prueba Build-Up la cual se ilustra en la **Figura 46**. En la parte de análisis de presión se presentan 2 curvas una de color rojo que representa la presión simulada por el software y la punteada de color azul representa el diseño a evaluar, mientras que en el análisis de producción la línea de color rojo hace referencia al caudal de gas simulado por el software y la de color azul, que se encuentra sobrepuesta representa el caudal de gas ingresado manualmente.

En cuanto al análisis de presión se observa que la curva parte desde la presión inicial (6000 psi) hasta llegar a una presión por debajo de 4900 psi, para luego estabilizarse durante la etapa de producción la cual tiene una duración de 300 hrs, posterior a esto se da inicio a la etapa de cierre del pozo que tiene una duración de 200 hrs, durante este periodo la curva presenta un aumento progresivo con el fin de alcanzar nuevamente la presión de yacimiento; El comportamiento de las curvas de presión se relacionan directamente con el comportamiento de las curvas de producción que se presentan en esta misma figura, ya que durante la etapa de flujo se evidencia un caudal de producción de gas constante hasta llegar al periodo de cierre, en el cual se observa la caída de producción durante las siguientes 200 hrs.

A partir del modelo base presentado anteriormente, se realizarán sensibilidades en cada una de las capas a parámetros como:

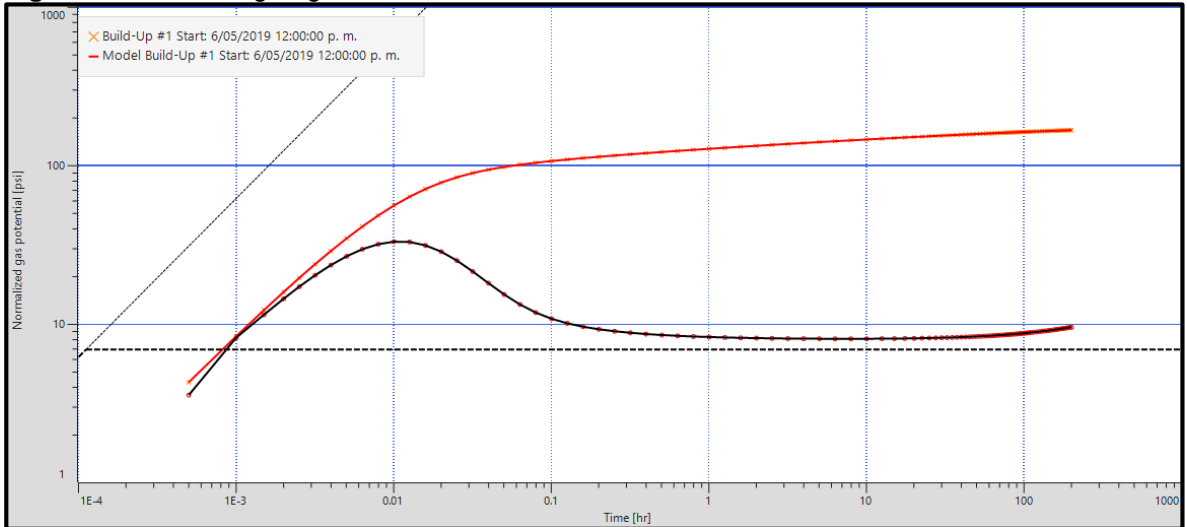
- Porosidad de matriz y porosidad de fractura, cuya variación se ve reflejada en el factor omega, motivo por el cual las gráficas para estas variables se encuentran en función de este factor.
- Permeabilidad de matriz y permeabilidad de fractura, cuya variación se ve reflejada en el factor lambda, motivo por el cual las gráficas para estas variables se encuentran en función de este factor.
- Daño de formación.
- Presión de yacimiento.

Figura 45. Gráfico prueba Build Up, modelo base



Fuente: elaboración propia, con base en KAPPA. Software Saphir.

Figura 46.Gráfico Log-Log, Modelo base.



Fuente: elaboración propia, con base en KAPPA. Software Saphir.

En la **Figura 46.** Se observa la gráfica de Tiempo (hrs) Vs Potencial de gas normalizado (psi) del modelo base en el cual se puede apreciar que no se presenta un comportamiento normal de la derivada de presión para un modelo de doble porosidad. La línea de color negro representa la derivada de presión, muestra el efecto de almacenamiento durante la región de tiempos tempranos y permite identificar los límites del yacimiento durante la región de tiempos tardíos.

Las sensibilidades que se muestran a continuación se realizaran variando parámetros de porosidad de matriz y porosidad de fractura, los cuales tienen un valor base para la capa 1 y la capa 2, en el caso de la porosidad de matriz estos valores son 0.05 y 0.04 respectivamente y en el caso de la porosidad de fractura los valores son 0.003 y 0.004 respectivamente, con estos valores se espera obtener curvas de derivada de presión que permitan estimar el efecto de esta propiedad, con estas sensibilidades se afecta directamente el factor de almacenaje (ver **Ecuación 11**)

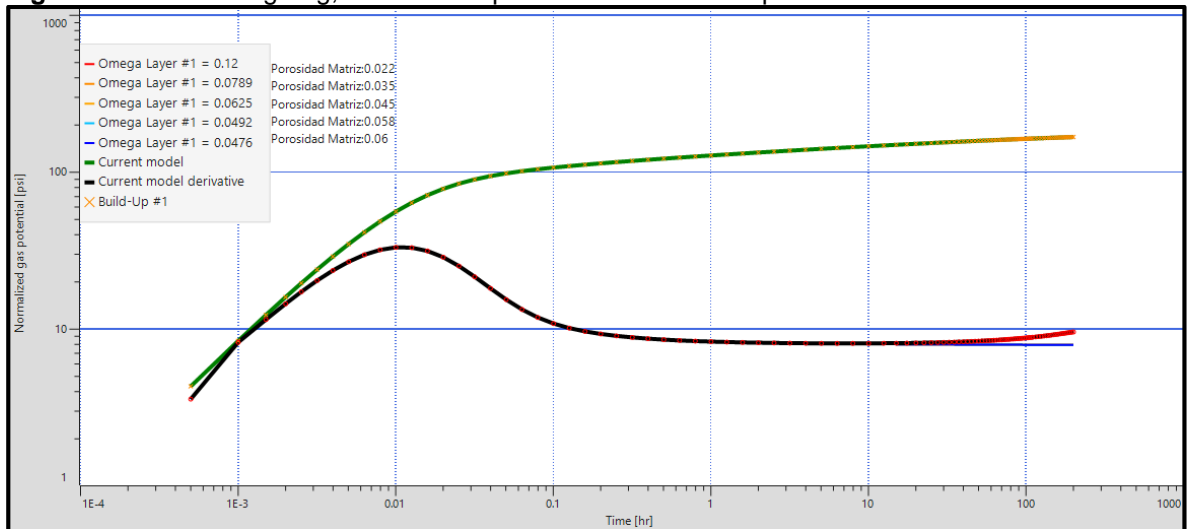
5.1.1 Variación de porosidad de matriz capa 1.

Tabla 2. Variación de porosidad de matriz capa 1

POROSIDAD MATRIZ CAPA1										
	Ω	Λ	Factor Forma (ft)	Rw (ft)	Km (md)	kf (md)	Φ_f (Fracc)	Φ_m (Fracc)	Presión (Psi)	Skin
Capa 1- S1	0.1200	3.51E-04	0.08	0.354	0.7	20	0.003	0.022	4900	1
S2	0.0789	3.51E-04	0.08	0.354	0.7	20	0.003	0.035	4900	1
S3	0.0625	3.51E-04	0.08	0.354	0.7	20	0.003	0.045	4900	1
S4	0.0492	3.51E-04	0.08	0.354	0.7	20	0.003	0.058	4900	1
S5	0.0476	3.51E-04	0.08	0.354	0.7	20	0.003	0.06	4900	1
Capa 2 Cte.	0.0909	1.67E-04	0.08	0.354	0.1	6	0.004	0.04	5800	30

Fuente: elaboración propia.

Figura 47. Gráfico Log-Log, sensibilidad porosidad de matriz capa 1



Fuente: elaboración propia, con base en KAPPA. Software Saphir.

Al observar la figura anterior, se evidencia que, al variar el parámetro de porosidad de matriz, se presenta un cambio entre las sensibilidades las cuales tienen valores de factor de almacenaje (ω) entre 0.0476 hasta 0.12, los cuales corresponden a valores de porosidad de matriz entre 0.022 y 0.06 respectivamente, sin embargo, no es un cambio representativo ya que este no genera ninguna variación en las curvas con respecto al modelo base; comportamiento que también se presenta en la **Figura 48** en la cual se modifica la misma propiedad, con un rango de valores entre 0.0541 y 0.1026, los cuales corresponden a valores de porosidad de matriz entre 0.035 y 0.07 respectivamente.

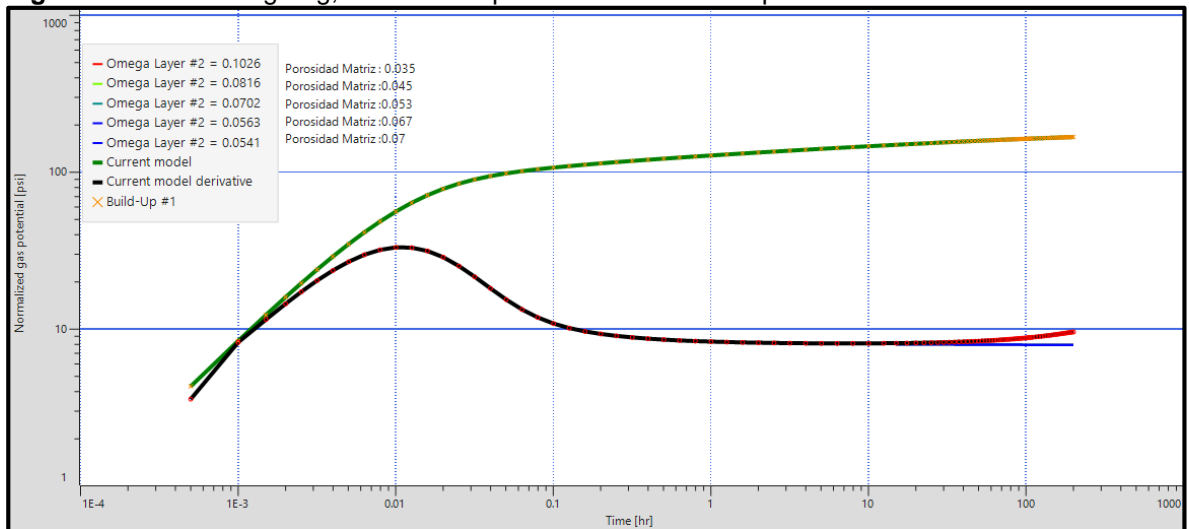
5.1.2 Variación de porosidad de matriz capa 2.

Tabla 3. Variación de porosidad de matriz capa 2

POROSIDAD MATRIZ CAPA2										
	Ω	Λ	Factor Forma (ft)	Rw (ft)	Km (md)	kf (md)	Φ_f (Fracc)	Φ_m (Fracc)	Presión (Psi)	Skin
Capa 1 - Cte.	0.0566	3.51E-04	0.08	0.354	0.7	20	0.003	0.05	4900	1
Capa 2 - S1	0.1026	1.67E-04	0.08	0.354	0.1	6	0.004	0.035	5800	30
S2	0.0816	1.67E-04	0.08	0.354	0.1	6	0.004	0.045	5800	30
S3	0.0702	1.67E-04	0.08	0.354	0.1	6	0.004	0.053	5800	30
S4	0.0563	1.67E-04	0.08	0.354	0.1	6	0.004	0.067	5800	30
S5	0.0541	1.67E-04	0.08	0.354	0.1	6	0.004	0.07	5800	30

Fuente: elaboración propia.

Figura 48. Gráfico Log-Log, sensibilidad porosidad de matriz capa 2



Fuente: elaboración propia, con base en KAPPA. Software Saphir.

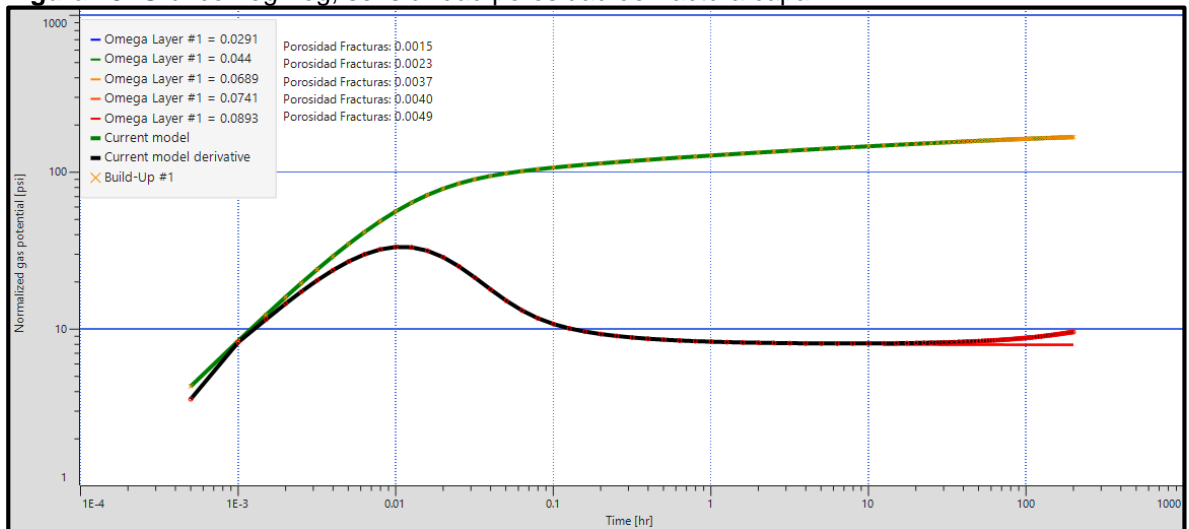
5.1.3 Variación de porosidad de fractura capa 1.

Tabla 4. Variación de porosidad de fractura capa 1

POROSIDAD FRACTURA CAPA1										
	Ω	Λ	Factor Forma (ft)	Rw (ft)	Km (md)	kf (md)	Φ_f (Fracc)	Φ_m (Fracc)	Presión (Psi)	Skin
Capa 1 - S1	0,0291	3.51E-04	0.08	0.354	0.7	20	0.0015	0.05	4900	1
S2	0,0440	1.67E-04	0.08	0.354	0.1	6	0.0023	0.04	5800	30
S3	0,0689	1.67E-04	0.08	0.354	0.1	6	0.0037	0.04	5800	30
S4	0,0741	1.67E-04	0.08	0.354	0.1	6	0.004	0.04	5800	30
S5	0,0893	1.67E-04	0.08	0.354	0.1	6	0.0049	0.04	5800	30
Capa 2 - Cte.	0.0909	1.67E-04	0.08	0.354	0.1	6	0.004	0.04	5800	30

Fuente: elaboración propia.

Figura 49. Gráfico Log-Log, sensibilidad porosidad de fractura capa 1



Fuente: elaboración propia, con base en KAPPA. Software Saphir.

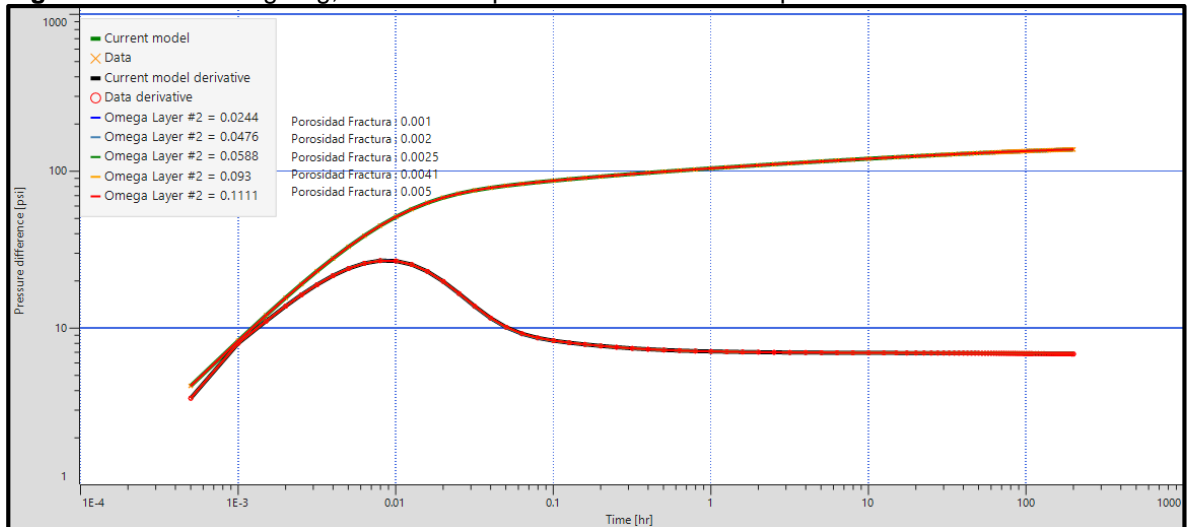
5.1.4 Variación de porosidad de fractura capa 2.

Tabla 5. Variación de porosidad de fractura capa 2

POROSIDAD FRACTURA CAPA2										
	ω	λ	Factor Forma (ft)	Rw (ft)	Km (md)	Kf (md)	Φ_f (Fracc)	Φ_m (Fracc)	Presión (Psi)	Skin
Capa 1 - Cte.	0.0566	3.51E-04	0.08	0.354	0.7	20	0.003	0.05	4900	1
Capa 2 - S1	0.0244	1.67E-04	0.08	0.354	0.1	6	0.001	0.04	5800	30
S2	0.0476	1.67E-04	0.08	0.354	0.1	6	0.002	0.04	5800	30
S3	0.0588	1.67E-04	0.08	0.354	0.1	6	0.0025	0.04	5800	30
S4	0.0930	1.67E-04	0.08	0.354	0.1	6	0.0041	0.04	5800	30
S5	0.1111	1.67E-04	0.08	0.354	0.1	6	0.005	0.04	5800	30

Fuente: elaboración propia.

Figura 50. Gráfico Log-Log, sensibilidad porosidad de fractura capa 2



Fuente: elaboración propia, con base en KAPPA. Software Saphir.

Las gráficas obtenidas mediante la realización de las sensibilidades a la variable de porosidad de fractura se presentan en la **Figura 49** y **Figura 50**; se tomaron valores que se encontraran dentro del rango asignado como se mencionó en el capítulo 2, este parámetro afecta directamente el factor almacenamiento, motivo por el cual se realizan las sensibilidades con estos valores; el comportamiento de estas graficas no representa un modelo de un yacimiento de doble porosidad.

Para la siguiente sección se realizan sensibilidades de parámetros de permeabilidad de matriz y permeabilidad de fractura, los cuales tienen un valor base para la capa 1 y la capa 2, en el caso de la permeabilidad de matriz estos valores son 0.7 y 0.1 respectivamente y en el caso de la permeabilidad de fractura los valores son 20 y 6

respectivamente, los datos que se grafican a continuación son valores de factor de flujo interporoso, ya que este factor depende de estas propiedades (ver **Ecuación. 20**) y con ella se desea ver la respuesta hipotética de la derivada de presión.

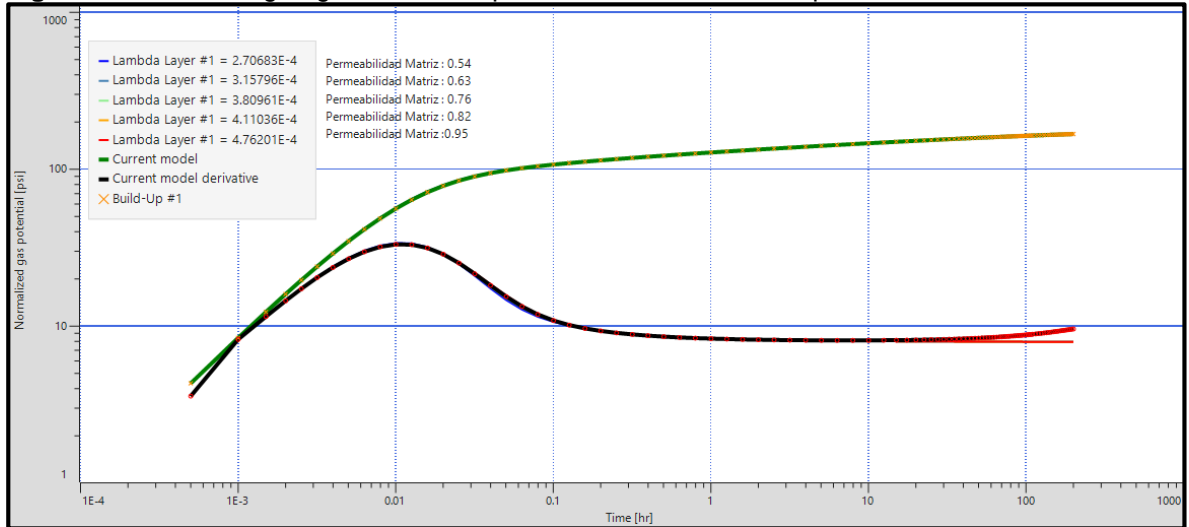
5.1.5 Variación de permeabilidad de matriz capa 1.

Tabla 6. Variación de permeabilidad de matriz capa 1

PERMEABILIDAD MATRIZ CAPA1										
	ω	λ	Factor Forma (ft)	Rw (ft)	Km (md)	Kf (md)	Φ_f (Fracc)	Φ_m (Fracc)	Presión (Psi)	Skin
Capa 1-										
S1	0.0566	2.71E-04	0.08	0.354	0.54	20	0.003	0.05	4900	1
S2	0.0566	3.16E-04	0.08	0.354	0.63	20	0.003	0.05	4900	1
S3	0.0566	3.81E-04	0.08	0.354	0.76	20	0.003	0.05	4900	1
S4	0.0566	4.11E-04	0.08	0.354	0.82	20	0.003	0.05	4900	1
S5	0.0566	4.76E-04	0.08	0.354	0.95	20	0.003	0.05	4900	1
Capa 2										
Cte.	0.0909	1.67E-04	0.08	0.354	0.1	6	0.004	0.04	5800	30

Fuente: elaboración propia.

Figura 51. Gráfico Log-Log, sensibilidad permeabilidad de matriz capa 1



Fuente: elaboración propia, con base en KAPPA. Software Saphir.

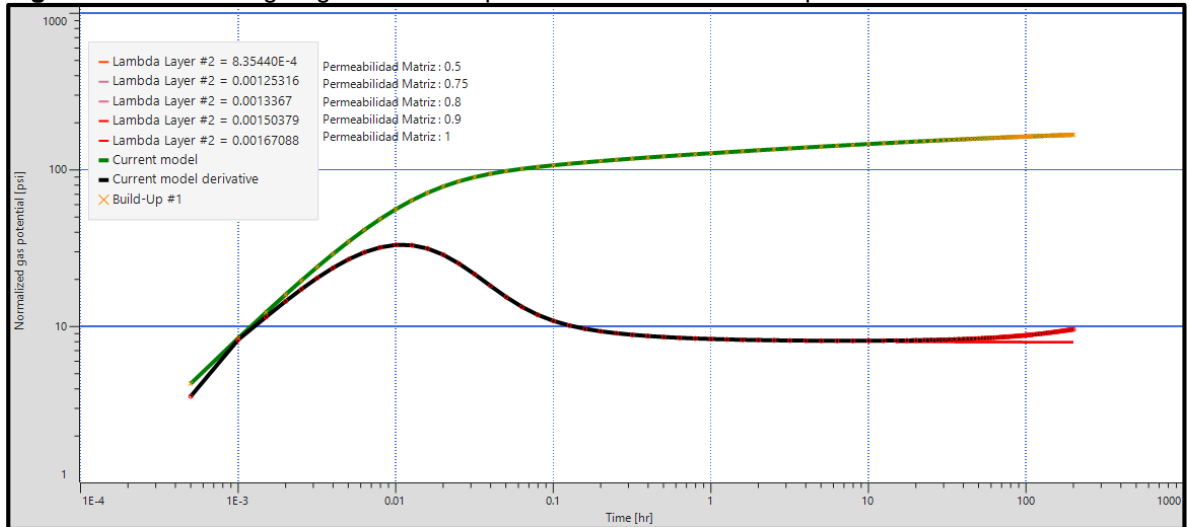
5.1.6 Variación de permeabilidad de matriz capa 2.

Tabla 7. Variación de permeabilidad de matriz capa 2

PERMEABILIDAD MATRIZ CAPA2										
	ω	λ	Factor Forma (ft)	Rw (ft)	Km (md)	Kf (md)	Φ_f (Fracc)	Φ_m (Fracc)	Presión (Psi)	Skin
Capa 1 - Cte.	0.0566	3.51E-04	0.08	0.354	0.7	20	0.003	0.05	4900	1
Capa 2 - S1	0.0909	8.35E-04	0.08	0.354	0.5	6	0.004	0.04	5800	30
S2	0.0909	1.25E-03	0.08	0.354	0.75	6	0.004	0.04	5800	30
S3	0.0909	1.34E-03	0.08	0.354	0.8	6	0.004	0.04	5800	30
S4	0.0909	1.50E-03	0.08	0.354	0.9	6	0.004	0.04	5800	30
S5	0.0909	1.67E-03	0.08	0.354	1	6	0.004	0.04	5800	30

Fuente: elaboración propia.

Figura 52. Gráfico Log-Log sensibilidad permeabilidad de matriz capa 2



Fuente: elaboración propia, con base en KAPPA. Software Saphir.

En este caso se realiza la sensibilidad para la variable de permeabilidad de matriz, esta propiedad va enlazada al factor de interporosidad de flujo, lo que nos haría pensar que al variar la propiedad la gráfica nos arrojaría resultados diferentes a los anteriormente vistos. En la **Figura 51** y **Figura 52** no se observa ningún cambio significativo en el comportamiento de la derivada de presión, lo que podría indicarnos que algún parámetro en las condiciones iniciales no permite que ocurra una variación en las curvas.

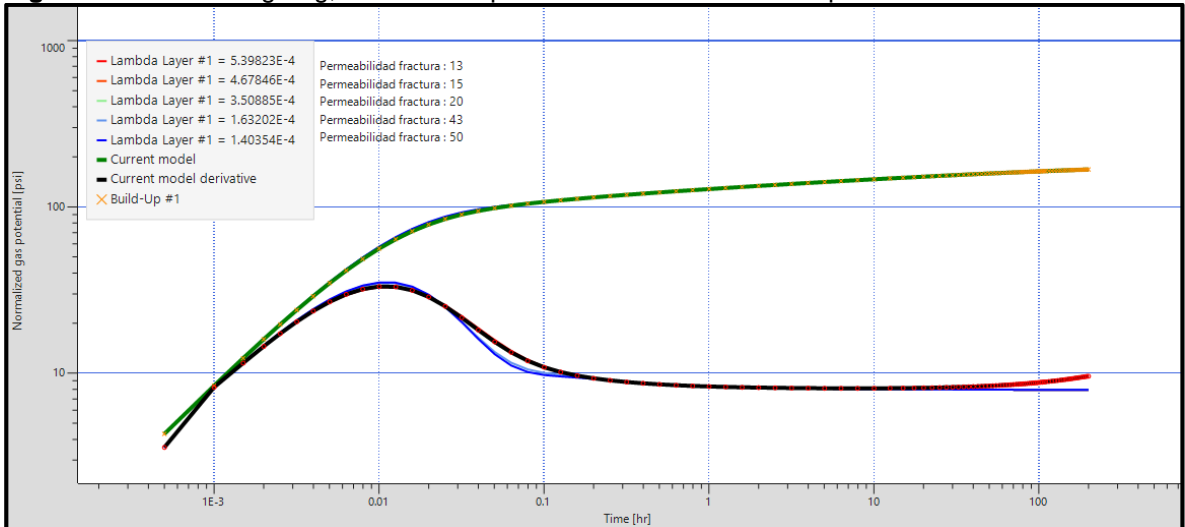
5.1.7 Variación de permeabilidad de fractura capa 1.

Tabla 8. Variación de permeabilidad de fractura capa 1

PERMEABILIDAD FRACTURA CAPA1										
	ω	Λ	Factor Forma (ft)	Rw (ft)	Km (md)	kf (md)	Φ_f (Fracc)	Φ_m (Fracc)	Presión (Psi)	Skin
Capa 1- S1	0.2308	5.40E-04	0.08	0.354	0.7	13	0.003	0.05	4900	1
S2	0.3151	4.68E-04	0.08	0.354	0.7	15	0.003	0.05	4900	1
S3	0.4253	3.51E-04	0.08	0.354	0.7	20	0.003	0.05	4900	1
S4	0.4444	1.63E-04	0.08	0.354	0.7	43	0.003	0.05	4900	1
S5	0.4949	1.40E-04	0.08	0.354	0.7	50	0.003	0.05	4900	1
Capa 2 Cte.	0.0909	1.67E-04	0.08	0.354	0.1	6	0.004	0.04	5800	30

Fuente: elaboración propia.

Figura 53. Gráfico Log-Log, sensibilidad permeabilidad de fractura capa 1



Fuente: elaboración propia, con base en KAPPA. Software Saphir.

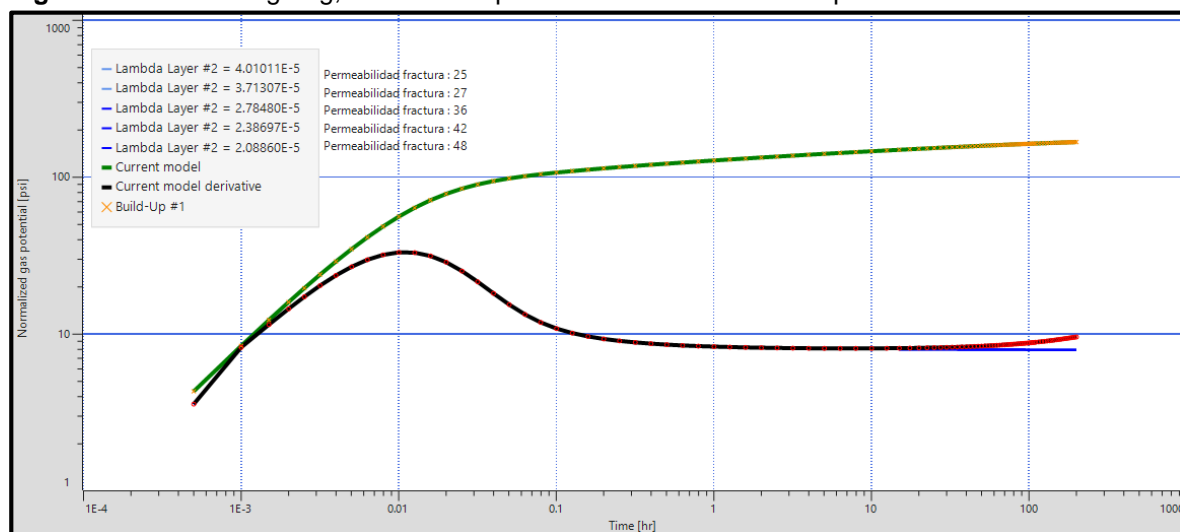
5.1.8 Variación de permeabilidad de fractura capa 2.

Tabla 9. Variación de permeabilidad de fractura capa 2

PERMEABILIDAD FRACTURA CAPA2										
	ω	λ	Factor Forma (ft)	Rw (ft)	Km (md)	kf (md)	Φ_f (Fracc)	Φ_m (Fracc)	Presión (Psi)	Skin
Capa 1 - Cte.	0.0566	3.51E-04	0.08	0.354	0.7	20	0.003	0.05	4900	1
Capa 2 - S1	0.0588	4.01E-05	0.08	0.354	0.1	25	0.004	0.04	5800	30
S2	0.5062	3.71E-05	0.08	0.354	0.1	27	0.004	0.04	5800	30
S3	0.9259	2.78E-05	0.08	0.354	0.1	36	0.004	0.04	5800	30
S4	0.0000	2.39E-05	0.08	0.354	0.1	42	0.004	0.04	5800	30
S5	0.0000	2.09E-05	0.08	0.354	0.1	48	0.004	0.04	5800	30

Fuente: elaboración propia.

Figura 54. Gráfico Log-Log, sensibilidad permeabilidad de fractura capa 2



Fuente: elaboración propia, con base en KAPPA. Software Saphir.

Al observar la **Figura 53** se puede observar que para valores por encima del valor base de permeabilidad de fractura el cual tiene un valor de 20, la derivada de presión en la región de tiempos tempranos tiene un comportamiento diferente a las demás curvas y la **Figura 54**, al igual que la permeabilidad de matriz no se evidencia un cambio significativo entre las curvas generadas al variar esta propiedad. A pesar de que en esta sensibilidad se realizan con unas condiciones iniciales diferentes para cada capa, el comportamiento es el mismo.

Para las sensibilidades que se presentan a continuación, se tomaron al igual que en las sensibilidades anteriores un valor base para cada una de las capas, en este caso el daño de formación presenta un valor de 1 para la capa 1 y para la capa 2 un valor

de daño igual a 30, con ello se espera observar el comportamiento de la derivada de presión al tomar valores que presenten una diferencia significativa.

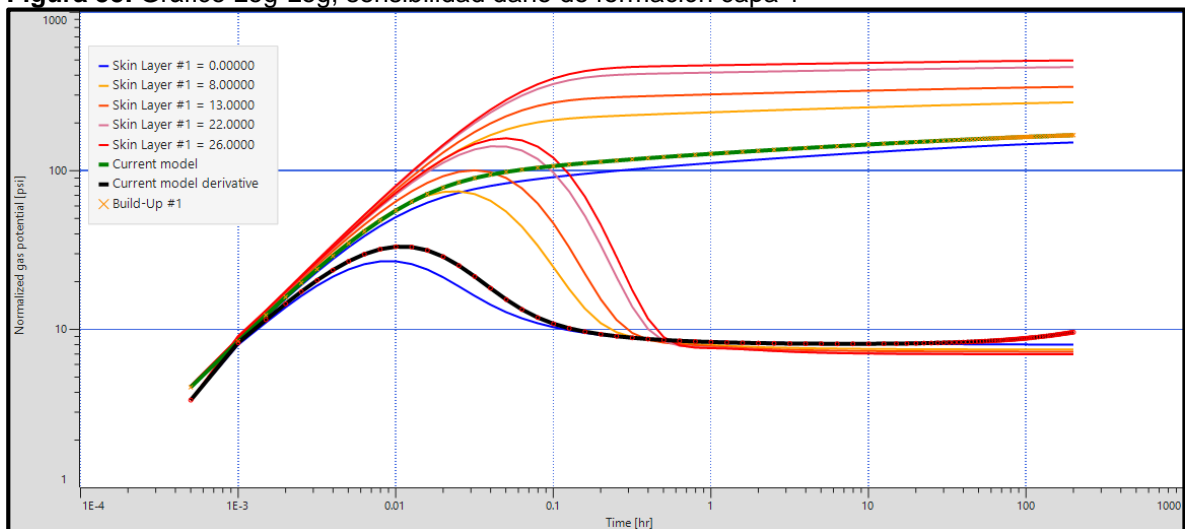
5.1.9 Variación de daño de formación capa 1.

Tabla 10. Variación de daño de formación capa 1

DAÑO DE FORMACION CAPA 1										
	ω	Λ	Factor Forma (ft)	Rw (ft)	Km (md)	kf (md)	Φf (Fracc)	Φm (Fracc)	Presión (Psi)	Skin
Capa 1-S1	0.0566	3.51E-04	0.08	0.354	0.7	20	0.003	0.05	3400	0
S2	0.0566	3.51E-04	0.08	0.354	0.7	20	0.003	0.05	4100	8
S3	0.0566	3.51E-04	0.08	0.354	0.7	20	0.003	0.05	4800	13
S4	0.0566	3.51E-04	0.08	0.354	0.7	20	0.003	0.05	5600	22
S5	0.0566	3.51E-04	0.08	0.354	0.7	20	0.003	0.05	6000	26
Capa 2-Cte.	0.0909	1.67E-04	0.08	0.354	0.1	6	0.004	0.04	6000	30

Fuente: elaboración propia.

Figura 55. Gráfico Log-Log, sensibilidad daño de formación capa 1



Fuente: elaboración propia, con base en KAPPA. Software Saphir.

Al contrario del comportamiento de las gráficas anteriores, en la **Figura 55**, se evidencia diferencias en el comportamiento al variar los valores para el parámetro de daño de formación; en el caso de la línea roja la cual tiene un valor de daño de formación igual a 26, se puede observar que el proceso de almacenamiento que muestra la derivada ocurre durante un tiempo más prolongado por lo que extiende la región de tiempos tempranos en la curva de build-up, mientras que para valores más bajos de daño de formación, como en el caso de la línea azul la cual representa un valor de daño de formación igual a 0, se encuentra ubicada por debajo de la línea

negra la cual hace referencia al modelo base y en la cual el proceso de almacenamiento ocurre con mayor velocidad.

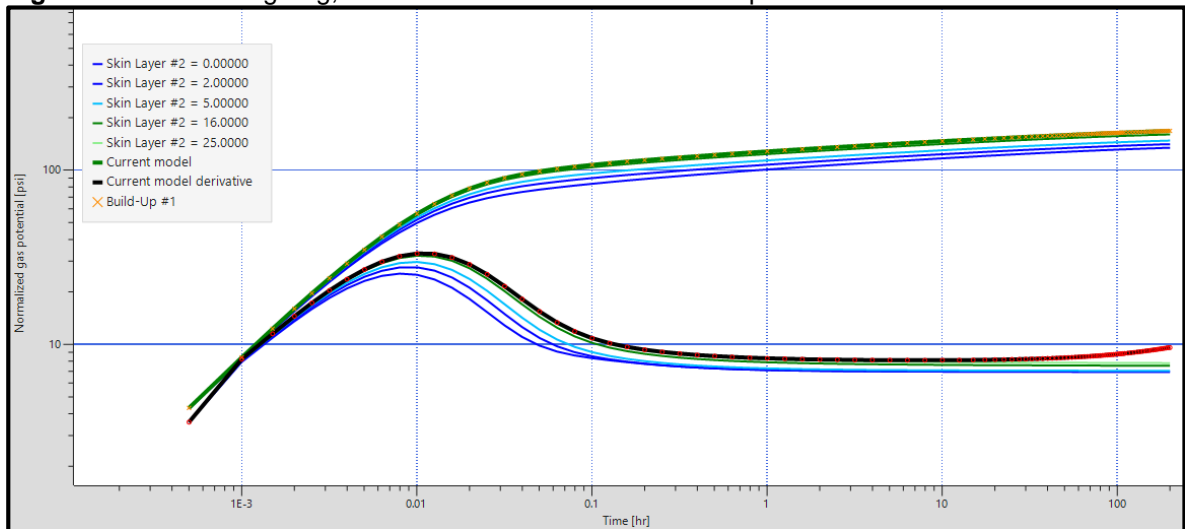
5.1.10 Variación de daño de formación capa 2.

Tabla 11. Variación daño de formación capa 2

DAÑO DE FORMACION CAPA 2										
	ω	λ	Factor Forma (ft)	Rw (ft)	Km (md)	kf (md)	Φ_f (Fracc)	Φ_m (Fracc)	Presión (Psi)	Skin
Capa 1-Cte.	0.0566	3.51E-04	0.08	0.354	0.7	20	0.003	0.05	4900	1
Capa 2-S1	0.0909	1.67E-04	0.08	0.354	0.1	6	0.004	0.04	5800	0
S2	0.0909	1.67E-04	0.08	0.354	0.1	6	0.004	0.04	5800	2
S3	0.0909	1.67E-04	0.08	0.354	0.1	6	0.004	0.04	5800	5
S4	0.0909	1.67E-04	0.08	0.354	0.1	6	0.004	0.04	5800	16
S5	0.0909	1.67E-04	0.08	0.354	0.1	6	0.004	0.04	5800	25

Fuente: elaboración propia.

Figura 56. Gráfico Log-Log, sensibilidad daño de formación capa 2



Fuente: elaboración propia, con base en KAPPA. Software Saphir.

Como se comentó en la **Figura 55**, el daño de formación si genera un cambio en las curvas de las sensibilidades generadas en comparación con las propiedades anteriormente evaluadas; para la **Figura 56**, se puede observar que, aunque se tienen valores similares de daño de formación con respecto a la capa 1 su comportamiento es diferente, pues el proceso de almacenamiento no es tan marcado para cada una de las sensibilidades, además con estos valores las curvas se encuentran ubicadas por debajo de la derivada de presión del modelo base, efecto que puede deberse a la diferencia de presiones entre capas.

Por ultimo para esta sección, se realizan las sensibilidades de presión, se tomaron al igual que en las sensibilidades anteriores un valor base para cada una de las capas, en este caso la presión presenta un valor de 4900 psi para la capa 1 y para la capa 2 un valor de 6000, valores con los que se espera obtener una respuesta de la derivada de presión que permita determinar el efecto de la variable sobre la misma.

5.1.11 Variación de presión capa 1.

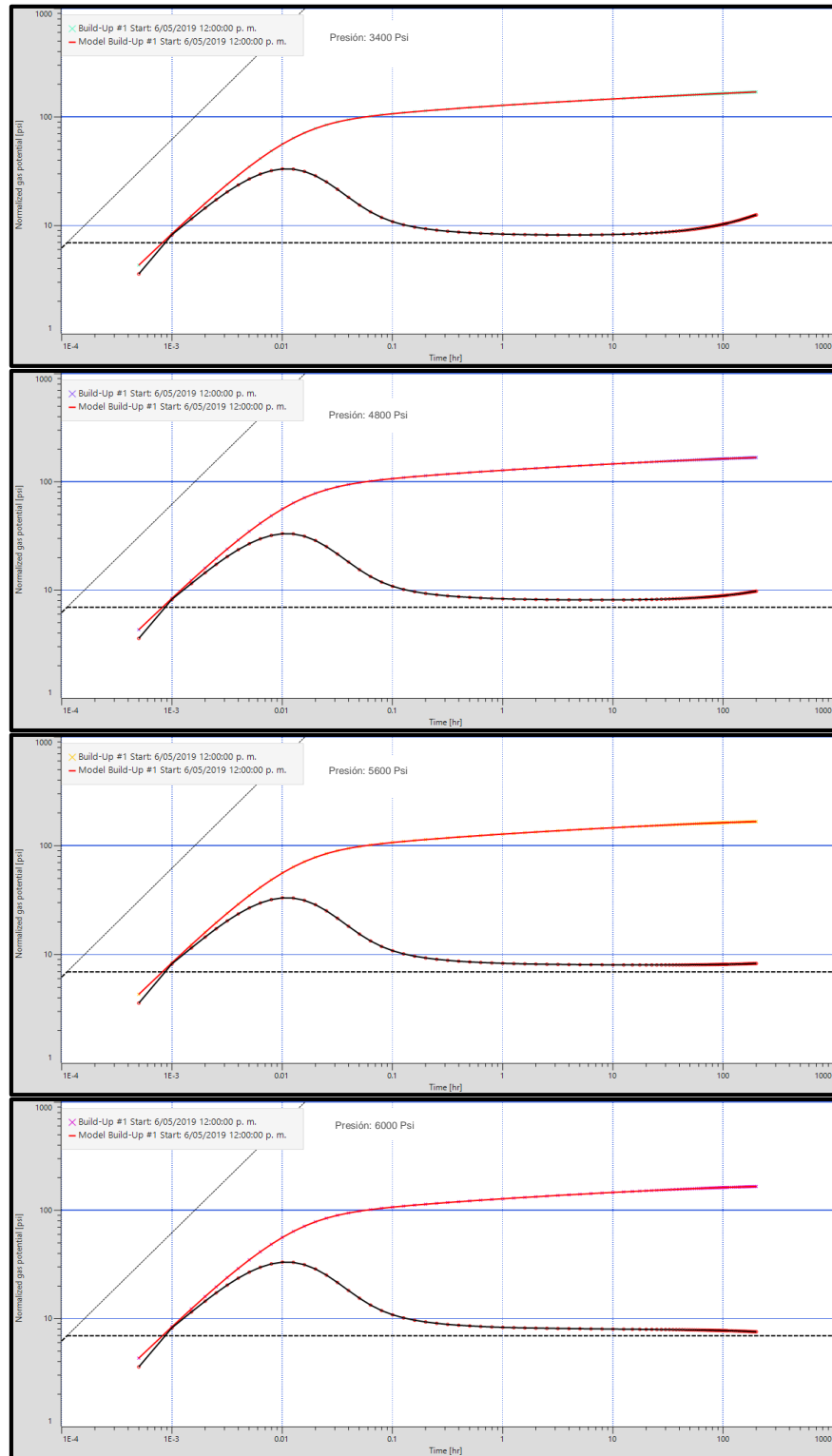
Tabla 12. Variación de presión en capa 1

PRESIÓN CAPA 1										
	ω	λ	Factor Forma (ft)	Rw (ft)	Km (md)	kf (md)	Φ_f (Frac)	Φ_m (Frac)	Presión (Psi)	Skin
Capa 1-S1	0.0566	3.51E-04	0.08	0.354	0.7	20	0.003	0.05	3400	1
S2	0.0566	3.51E-04	0.08	0.354	0.7	20	0.003	0.05	4800	1
S3	0.0566	3.51E-04	0.08	0.354	0.7	20	0.003	0.05	5600	1
S4	0.0566	3.51E-04	0.08	0.354	0.7	20	0.003	0.05	6000	1
Capa 2-Cte.	0.0909	1.67E-04	0.08	0.354	0.1	6	0.004	0.04	6000	30

Fuente: elaboración propia.

En la **Figura 57** se muestran los resultados de las sensibilidades de presión, en las que se puede evidenciar un cambio del comportamiento de la derivada de presión en comparación con los resultados obtenidos en el modelo base en la **Figura 46**, principalmente en la región de tiempos tardíos, ya que se observa que a menores valores de presión la derivada muestra una elevación en el valor de presión del gas y a mayores valores de presión una disminución en la presión del fluido.

Figura 57. Presiones capa 1



Fuente: elaboración propia, con base en KAPPA. Software Saphir.

5.1.12 Variación de presión capa 2.

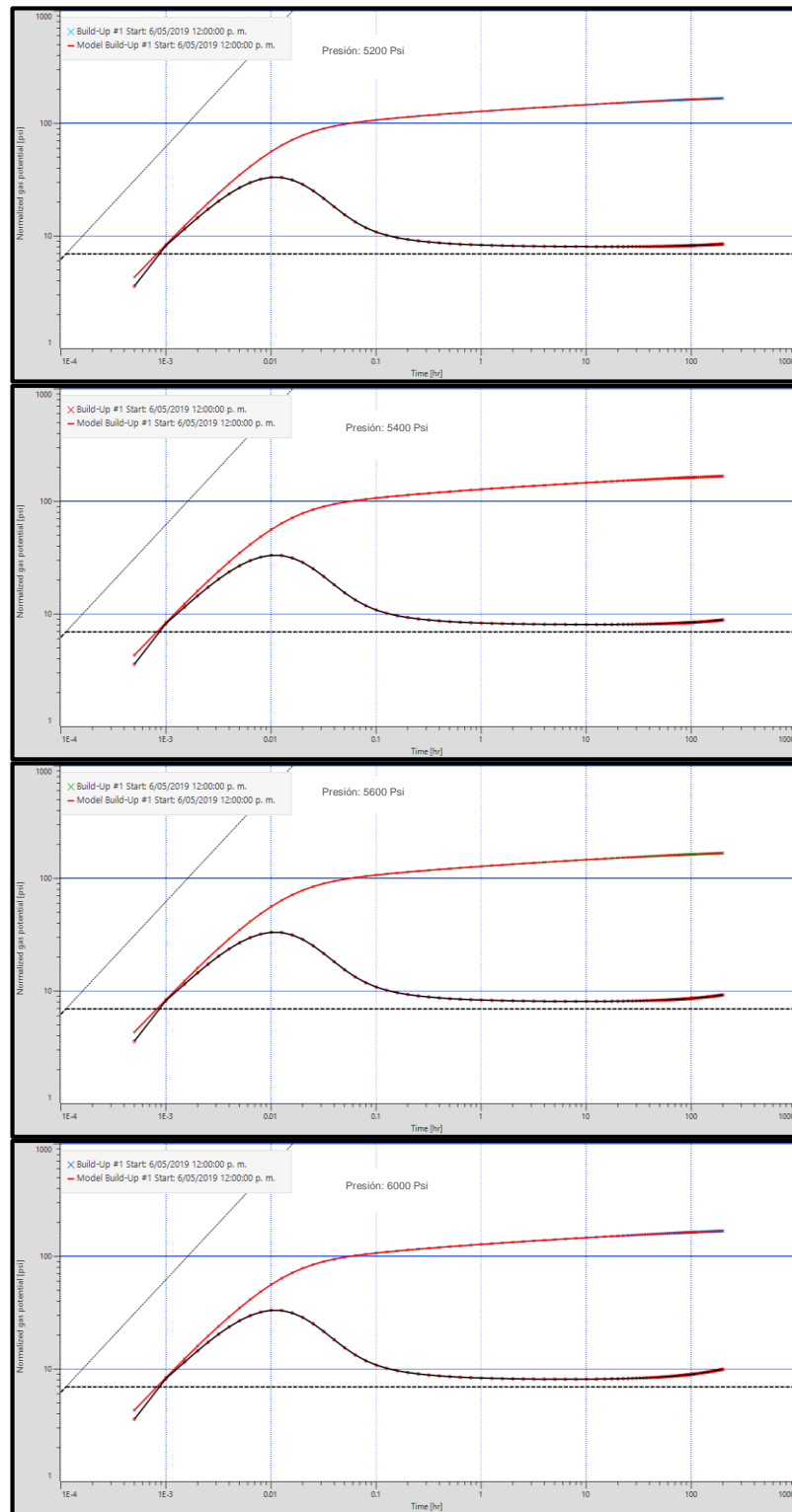
Tabla 13. Variación de presión capa 2

PRESIÓN CAPA 2										
	ω	λ	Factor Forma (ft)	Rw (ft)	Km (md)	kf (md)	Φ_f (Fracc)	Φ_m (Fracc)	Presión (Psi)	Skin
Capa 1-Cte.	0.0566	3.51E-04	0.08	0.354	0.7	20	0.003	0.05	4900	1
Capa 2-S1	0.0909	1.67E-04	0.08	0.354	0.1	6	0.004	0.04	5200	30
S2	0.0909	1.67E-04	0.08	0.354	0.1	6	0.004	0.04	5400	30
S3	0.0909	1.67E-04	0.08	0.354	0.1	6	0.004	0.04	5600	30
S4	0.0909	1.67E-04	0.08	0.354	0.1	6	0.004	0.04	6000	30

Fuente: elaboración propia.

Al igual que en caso anterior, en la **Figura 58** se muestran los resultados de las sensibilidades de presión en la capa 2, en las que se puede evidenciar un cambio del comportamiento de la derivada de presión en comparación con los resultados obtenidos en el modelo base en la **Figura 46**, principalmente en la región de tiempos tardíos, caso contrario a la sensibilidad anterior, ya que se observa que a menores valores de presión la derivada muestra una disminución en el valor de presión del gas y a mayores valores de presión un aumento en la presión del fluido.

Figura 58. Presiones capa 2



Fuente: elaboración propia, con base en KAPPA. Software Saphir.

Al analizar los resultados obtenidos en el modelo base con espaciamiento de 10 ft en el cual se obtuvo un factor de forma de 0.08 y al no obtener cambios significativos en el modelo, se decide realizar un nuevo modelo con un espaciamiento de 100 ft en el cual el factor de forma tiene un valor igual 0.0008, este cambio en el factor de forma, modifica el valor de factor de flujo interporoso (λ) como resultado del uso de la **Ecuación 20**, teniendo en cuenta que el rango de espaciamiento de fracturas que se presentan en el Campo Complejo Pauto es de 1 ft a 100 ft, modelo en cual se desea obtener el comportamiento del modelo para un yacimiento de doble porosidad.

5.2 MODELO BASE 2. (Espaciamiento 100ft)

Tabla 14. Datos iniciales, modelo base 2.

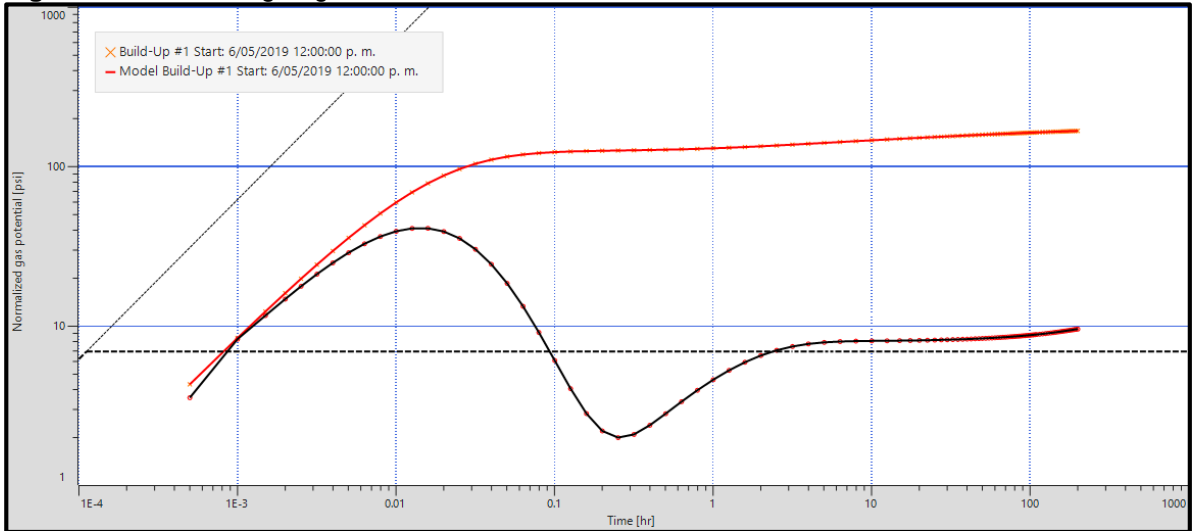
DATOS INICIALES										
	ω	Λ	Factor Forma (ft)	Rw (ft)	Km (md)	Kf (md)	Φ_f (Fracc)	Φ_m (Fracc)	Presión (Psi)	Skin
Capa 1	0.0566	3.51E-06	0.0008	0.354	0.7	20	0.003	0.05	4900	1
Capa 2	0.0909	1.67E-06	0.0008	0.354	0.1	6	0.004	0.04	5800	30

Fuente: elaboración propia.

Se realizó un modelo base, con los datos que se encuentran en la **Tabla 21** y se obtuvo una gráfica que refleja la derivada de presión como lo muestra la **Figura 59**.

En la **Figura 59**. Se observa la gráfica de Tiempo (hrs) Vs Potencial de gas normalizado (psi) del modelo base en el cual se puede apreciar el comportamiento normal de la derivada de presión para un modelo de yacimiento naturalmente fracturado, ya que se genera el valle que lo caracteriza en la respuesta de la derivada, caso contrario al resultado obtenido en la simulación del modelo base inicial. La línea de color negro representa la derivada de presión, muestra el efecto de almacenamiento durante la región de tiempos tempranos y permite identificar los límites del yacimiento durante la región de tiempos tardíos.

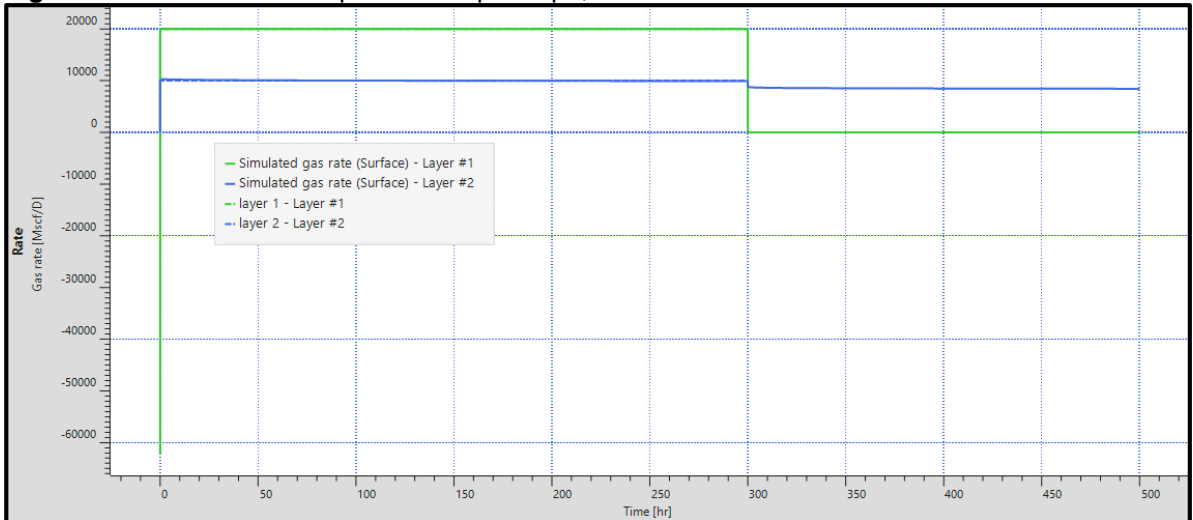
Figura 59. Gráfico Log-Log, Modelo base.



Fuente: elaboración propia, con base en KAPPA. Software Saphir.

La **Figura 60**, se evidencia que cada capa está produciendo el valor que le corresponde, mostrando una producción normal por capa.

Figura 60. Gráfico tasas de producción por capa, modelo base



Fuente: elaboración propia, con base en KAPPA. Software Saphir.

Al igual que en las sensibilidades de porosidad de matriz y porosidad de fractura que se realizaron en el modelo base 1, se tomaron valores base para cada una de las propiedades y a partir de allí generar las sensibilidades, para la porosidad de matriz estos valores son 0.05 y 0.04 respectivamente y en el caso de la porosidad de fractura los valores son 0.003 y 0.004 respectivamente, mismos datos tomados en el modelo base 1.

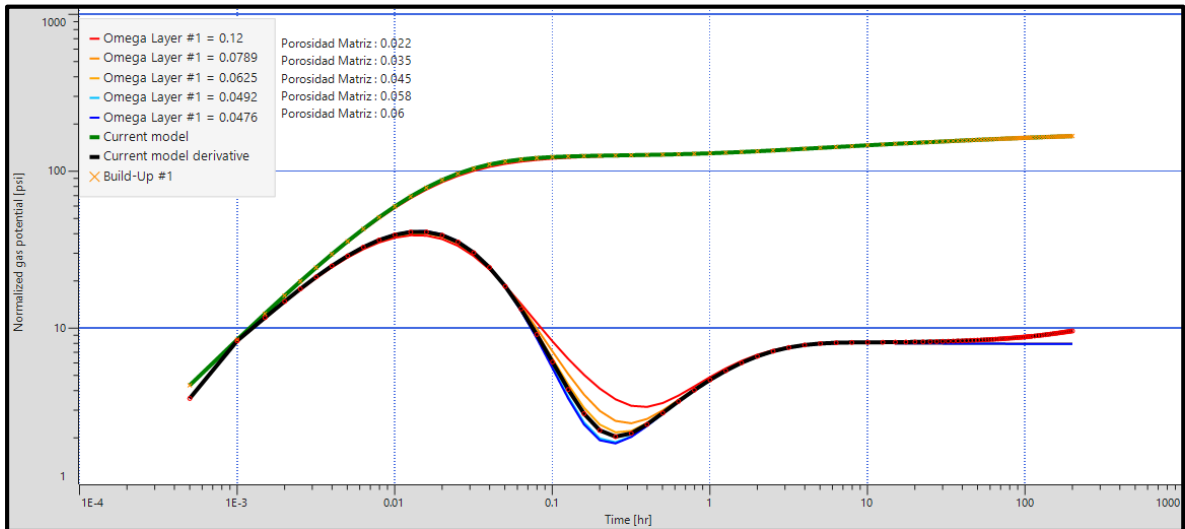
5.2.1 Variación de porosidad de matriz capa 1.

Tabla 15. Variación de porosidad de matriz capa 1

POROSIDAD MATRIZ CAPA1										
	ω	λ	Factor Forma (ft)	Rw (ft)	Km (md)	kf (md)	Φf (Fracc)	Φm (Fracc)	Presión (Psi)	Skin
Capa 1-										
S1	0.1200	3.51E-06	0.0008	0.354	0.7	20	0.003	0.022	4900	1
S2	0.0789	3.51E-06	0.0008	0.354	0.7	20	0.003	0.035	4900	1
S3	0.0625	3.51E-06	0.0008	0.354	0.7	20	0.003	0.045	4900	1
S4	0.0492	3.51E-06	0.0008	0.354	0.7	20	0.003	0.058	4900	1
S5	0.0476	3.51E-06	0.0008	0.354	0.7	20	0.003	0.06	4900	1
Capa 2										
Cte.	0.0909	1.67E-06	0.0008	0.354	0.1	6	0.004	0.04	5800	30

Fuente: elaboración propia.

Figura 61. Gráfico Log-Log, sensibilidad porosidad de matriz capa 1



Fuente: elaboración propia, con base en KAPPA. Software Saphir.

Para la realización de esta sensibilidad se tomaron los mismos valores de porosidad de matriz que en el primer modelo.

En la **Figura 61**, se observa que, a menor valor de porosidad de matriz, representada por la línea roja y naranja oscuro con valores de 0.022 y 0.035 respectivamente, se obtiene un mayor valor de factor de flujo interporoso y un desplazamiento de la derivada de presión hacia la derecha y menor valor de factor de almacenaje, lo cual se ve representado en el espaciamiento entre cada una de las curvas generadas, para el caso de valores por debajo del valor base de porosidad de matriz, la curva de derivada de derivada de presión se desplaza hacia la izquierda.

5.2.2 Variación de porosidad de matriz capa 2.

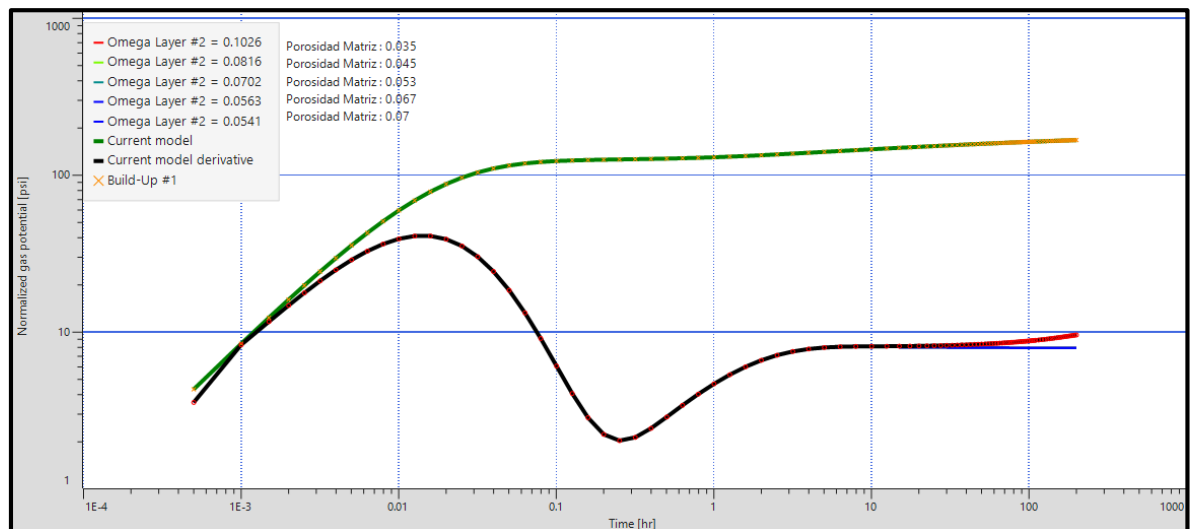
Tabla 16. Variación de porosidad de matriz capa 2

POROSIDAD MATRIZ CAPA2										
	Ω	Λ	Factor Forma (ft)	Rw (ft)	Km (md)	kf (md)	Φ_f (Fracc)	Φ_m (Fracc)	Presión (Psi)	Skin
Capa 1 - Cte.	0.0566	3.51E-06	0.0008	0.354	0.7	20	0.003	0.05	4900	1
Capa 2 -S1	0.1026	1.67E-06	0.0008	0.354	0.1	6	0.004	0.035	5800	30
S2	0.0816	1.67E-06	0.0008	0.354	0.1	6	0.004	0.045	5800	30
S3	0.0702	1.67E-06	0.0008	0.354	0.1	6	0.004	0.053	5800	30
S4	0.0563	1.67E-06	0.0008	0.354	0.1	6	0.004	0.067	5800	30
S5	0.0541	1.67E-06	0.0008	0.354	0.1	6	0.004	0.07	5800	30

Fuente: elaboración propia.

Para la realización de esta sensibilidad se realizó la variación de la porosidad matriz, tomando los mismos datos que en el modelo base inicial (Espaciamiento 10 ft) se puede observar en la **Figura 62**, que su comportamiento es igual que el modelo base (Espaciamiento 100 Ft) sin cambios relevantes.

Figura 62. Gráfico Log-Log, sensibilidad porosidad de matriz capa 2



Fuente: elaboración propia, con base en KAPPA. Software Saphir.

5.2.3 Variación de porosidad de fractura capa 1.

Tabla 17. Variación de porosidad de fractura capa 1

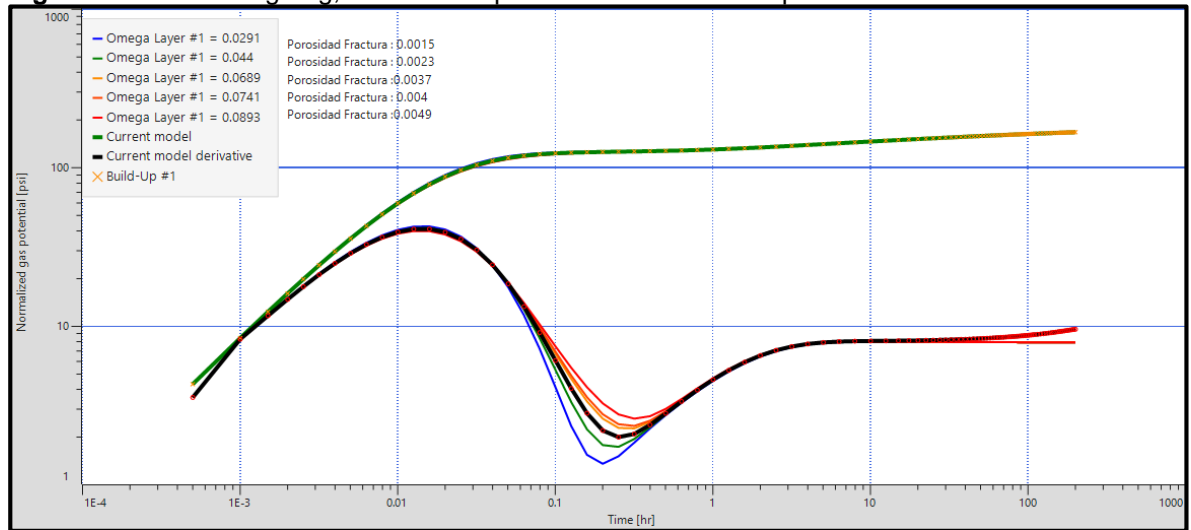
POROSIDAD FRACTURA CAPA1										
	ω	λ	Factor Forma (ft)	Rw (ft)	Km (md)	kf (md)	Φ_f (Fracc)	Φ_m (Fracc)	Presión (Psi)	Skin
Capa 1 - S1	0,0291	3.51E-04	0.0008	0.354	0.7	20	0.0015	0.05	4900	1
S2	0,0440	1.67E-04	0.0008	0.354	0.1	6	0.0023	0.04	5800	30
S3	0,0689	1.67E-04	0.0008	0.354	0.1	6	0.0037	0.04	5800	30
S4	0,0741	1.67E-04	0.0008	0.354	0.1	6	0.004	0.04	5800	30
S5	0,0893	1.67E-04	0.0008	0.354	0.1	6	0.0049	0.04	5800	30
Capa 2 - Cte.	0.0909	1.67E-04	0.0008	0.354	0.1	6	0.004	0.04	5800	30

Fuente: elaboración propia.

Mientras tanto en este caso, si se ven grandes cambios a pesar de que se utilizaron los mismos valores en la porosidad de fractura

Durante la variación del parámetro de porosidad de fractura se puede observar que para los valores por debajo del valor base el cual es 0.003, la curva de la derivada de presión se desplaza hacia la izquierda, presentando también valores más pequeños de flujo interporoso (λ) y valores mayores de factor de almacenaje (ω), para valores por encima del valor base ocurre el caso contrario, mayor factor de flujo interporoso (λ) y un menor factor de almacenamiento (ω), así un desplazamiento hacia la derecha. (Ver **Figura 63**)

Figura 63. Gráfico Log-Log, sensibilidad porosidad de fractura capa 1



Fuente: elaboración propia, con base en KAPPA. Software Saphir.

5.2.4 Variación de porosidad de fractura capa 2.

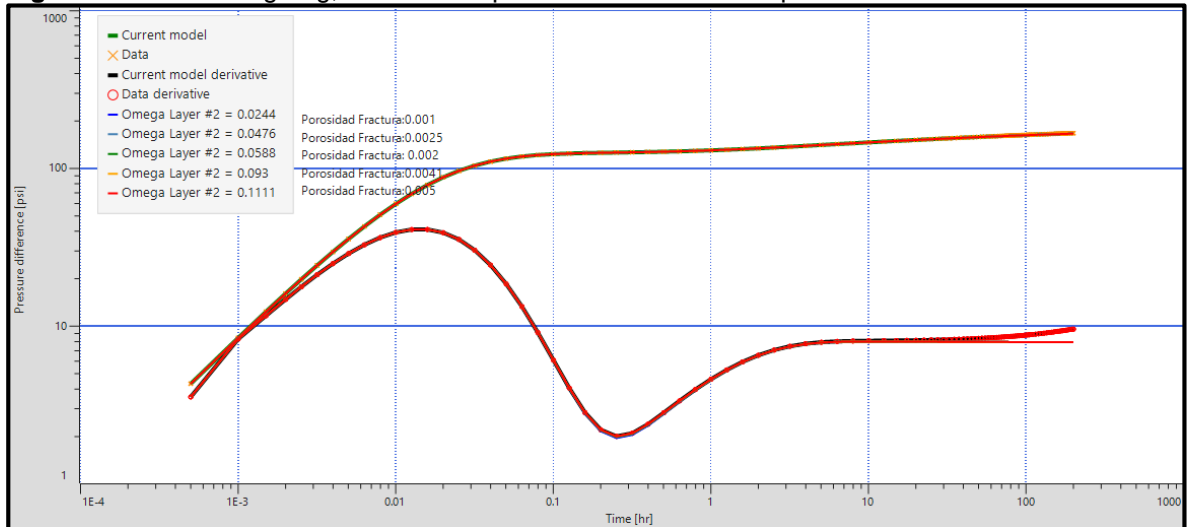
Tabla 18. Variación de porosidad de fractura capa 2

POROSIDAD FRACTURA CAPA2										
	ω	λ	Factor Forma (ft)	Rw (ft)	Km (md)	kf (md)	Φ_f (Fracc)	Φ_m (Fracc)	Presión (Psi)	Skin
Capa 1 - Cte.	0.0566	3.51E-04	0.0008	0.354	0.7	20	0.003	0.05	4900	1
Capa 2 - S1	0.0244	1.67E-04	0.0008	0.354	0.1	6	0.001	0.04	5800	30
S2	0.0476	1.67E-04	0.0008	0.354	0.1	6	0.002	0.04	5800	30
S3	0.0588	1.67E-04	0.0008	0.354	0.1	6	0.0025	0.04	5800	30
S4	0.0930	1.67E-04	0.0008	0.354	0.1	6	0.0041	0.04	5800	30
S5	0.1111	1.67E-04	0.0008	0.354	0.1	6	0.005	0.04	5800	30

Fuente: elaboración propia.

A pesar de que el factor de forma es diferente que en el caso 1 y los valores de porosidad de fractura son los mismos, estos no alteran el modelo y no refleja ningún cambio con respecto al modelo base, pues las curvas se encuentran sobrepuestas entre ellas.

Figura 64. Gráfico Log-Log, sensibilidad porosidad de fractura capa 2



Fuente: elaboración propia, con base en KAPPA. Software Saphir.

Para el desarrollo de las sensibilidades que se presentan a continuación, se tomaron los mismos valores de permeabilidad de matriz y permeabilidad de fractura del modelo base 1, para la capa 1 y la capa 2; aunque como se había mencionado antes, estos valores afectaban directamente el factor de flujo interporoso, pero estos valores no generaran el cambio en el modelo, la ecuación de factor de flujo interporoso depende un factor de forma, el cual a su vez está determinado por el

espaciamiento entre fracturas, para estas sensibilidades se tiene un factor de forma de 0.0008 un valor más bajo que el tomado en el modelo base 1, se espera que este modelo permita observar un comportamiento diferente y representativo en la derivada de presión.

5.2.5 Variación de permeabilidad de matriz capa 1.

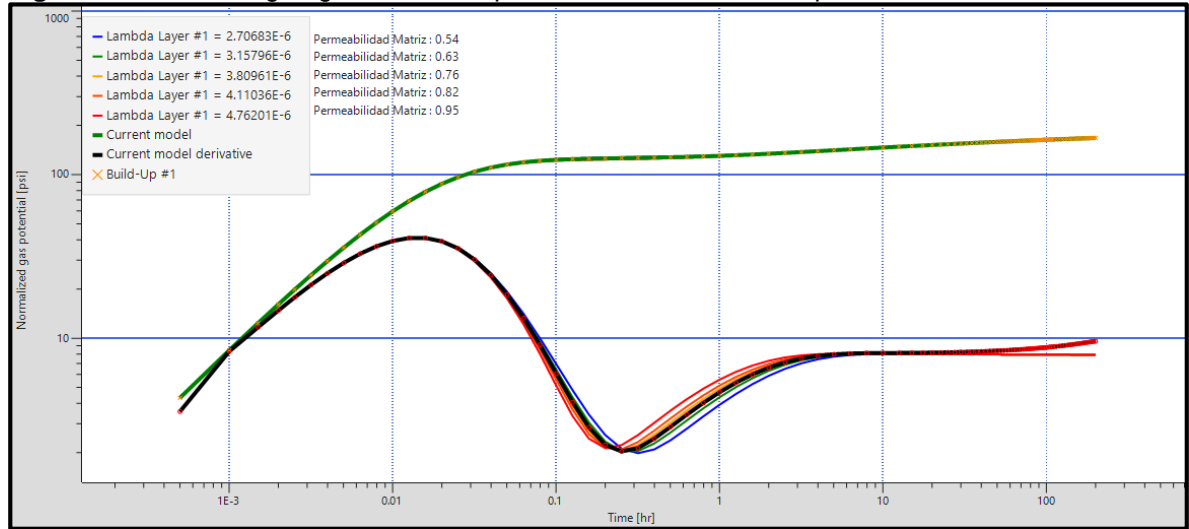
Tabla 19. Variación de permeabilidad de matriz capa 1

PERMEABILIDAD MATRIZ CAPA1										
	ω	Λ	Factor Forma (ft)	Rw (ft)	Km (md)	kf (md)	Φ_f (Fracc)	Φ_m (Fracc)	Presión (Psi)	Skin
Capa 1- S1	0.0566	2.71E-06	0.0008	0.354	0.54	20	0.003	0.05	4900	1
S2	0.0566	3.16E-06	0.0008	0.354	0.63	20	0.003	0.05	4900	1
S3	0.0566	3.81E-06	0.0008	0.354	0.76	20	0.003	0.05	4900	1
S4	0.0566	4.11E-06	0.0008	0.354	0.82	20	0.003	0.05	4900	1
S5	0.0566	4.76E-06	0.0008	0.354	0.95	20	0.003	0.05	4900	1
Capa 2 Cte	0.0909	1.67E-06	0.0008	0.354	0.1	6	0.004	0.04	5800	30

Fuente: elaboración propia.

Al realizar la sensibilidad de la propiedad de permeabilidad de matriz en la capa 1 se pudo percibir que entre mayor sean los valores de permeabilidad de matriz en la etapa final del almacenamiento, la curva se transpone por debajo de la curva del modelo base y después de un tiempo se pone por encima del modelo base; esto se puede observar con el valor de 0.95 (línea roja), y con los valores más bajos de esta propiedad ocurre todo lo contrario inicia poniéndose encima del modelo base y termina por debajo del modelo base; esto se puede observar con el valor de 0.54 (línea azul)

Figura 65. Gráfico Log-Log, sensibilidad permeabilidad de matriz capa 1



Fuente: elaboración propia, con base en KAPPA. Software Saphir.

5.2.6 Variación de permeabilidad de matriz capa 2.

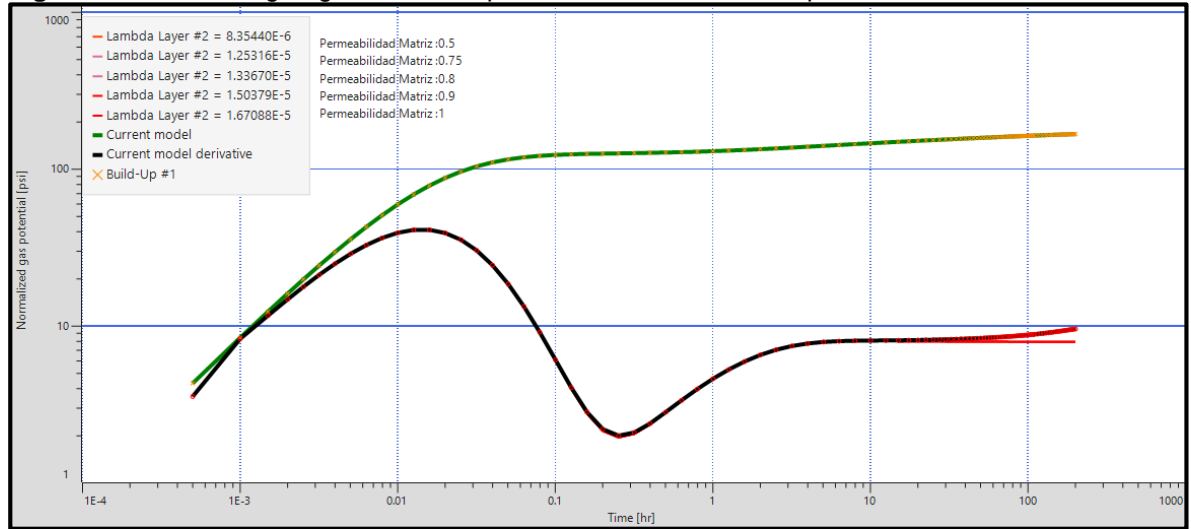
Tabla 20. Variación de permeabilidad de matriz capa 2

PERMEABILIDAD MATRIZ CAPA2										
	ω	λ	Factor Forma (ft)	Rw (ft)	Km (md)	kf (md)	Φ_f (Fracc)	Φ_m (Fracc)	Presión (Psi)	Skin
Capa 1 - Cte	0.0566	3.51E-06	0.0008	0.354	0.7	20	0.003	0.05	4900	1
Capa 2 -S1	0.0909	8.35E-06	0.0008	0.354	0.5	6	0.004	0.04	5800	30
S2	0.0909	1.25E-05	0.0008	0.354	0.75	6	0.004	0.04	5800	30
S3	0.0909	1.34E-05	0.0008	0.354	0.8	6	0.004	0.04	5800	30
S4	0.0909	1.50E-05	0.0008	0.354	0.9	6	0.004	0.04	5800	30
S5	0.0909	1.67E-05	0.0008	0.354	1	6	0.004	0.04	5800	30

Fuente: elaboración propia.

En cuanto a la permeabilidad de matriz no se percibe ningún cambio en ningún momento, pues toma el mismo comportamiento que el del modelo base.

Figura 66. Gráfico Log-Log sensibilidad permeabilidad de matriz capa 2



Fuente: elaboración propia, con base en KAPPA. Software Saphir.

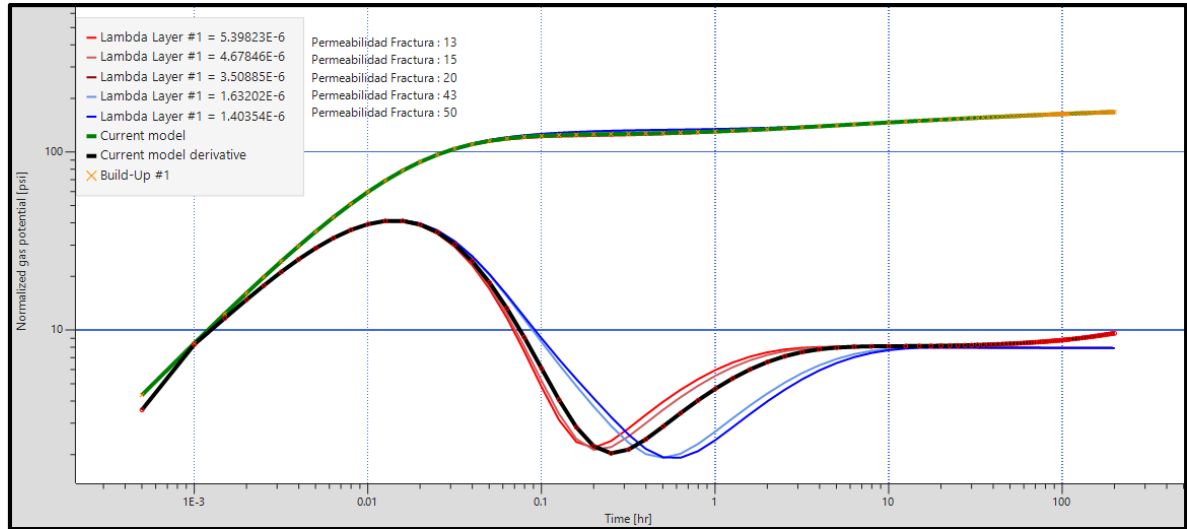
5.2.7 Variación de permeabilidad de fractura capa 1.

Tabla 21. Variación de permeabilidad de fractura capa 1

PERMEABILIDAD FRACTURA CAPA1										
	ω	Λ	Factor Forma (ft)	Rw (ft)	Km (md)	kf (md)	Φ_f (Fracc)	Φ_m (Fracc)	Presión (Psi)	Skin
Capa 1- S1	0.2308	5.39E-06	0.0008	0.354	0.7	13	0.003	0.05	4900	1
S2	0.3151	4.68E-06	0.0008	0.354	0.7	15	0.003	0.05	4900	1
S3	0.4253	3.51E-06	0.0008	0.354	0.7	20	0.003	0.05	4900	1
S4	0.4444	1.63E-06	0.0008	0.354	0.7	43	0.003	0.05	4900	1
S5	0.4949	1.40E-06	0.0008	0.354	0.7	50	0.003	0.05	4900	1
Capa 2 Cte	0.0909	1.67E-06	0.0008	0.354	0.1	6	0.004	0.04	5800	30

Fuente: elaboración propia.

Figura 67. Gráfico Log-Log, sensibilidad permeabilidad de fractura capa 1



Fuente: elaboración propia, con base en KAPPA. Software Saphir.

En la **Figura 67** sucede un caso contrario al que se presentó en la **Figura 65**, pues aquí los valores más grandes inician por encima de la curva del modelo base generando con el tiempo un mayor valor de factor de almacenaje además tiempo después esta curva se pone por debajo del modelo base aumentando el valor del factor de interporosidad de flujo, también se puede observar el comportamiento en permeabilidades de fractura más pequeñas como en el caso de la línea roja, la cual hace referencia a el valor de 13 Md generando un valor de factor de almacenaje muy pequeño, pues la diferencia entre esta y el modelo base es muy pequeño, pero tiempo después se traspone por encima del modelo base cambiando totalmente sus valores iniciales.

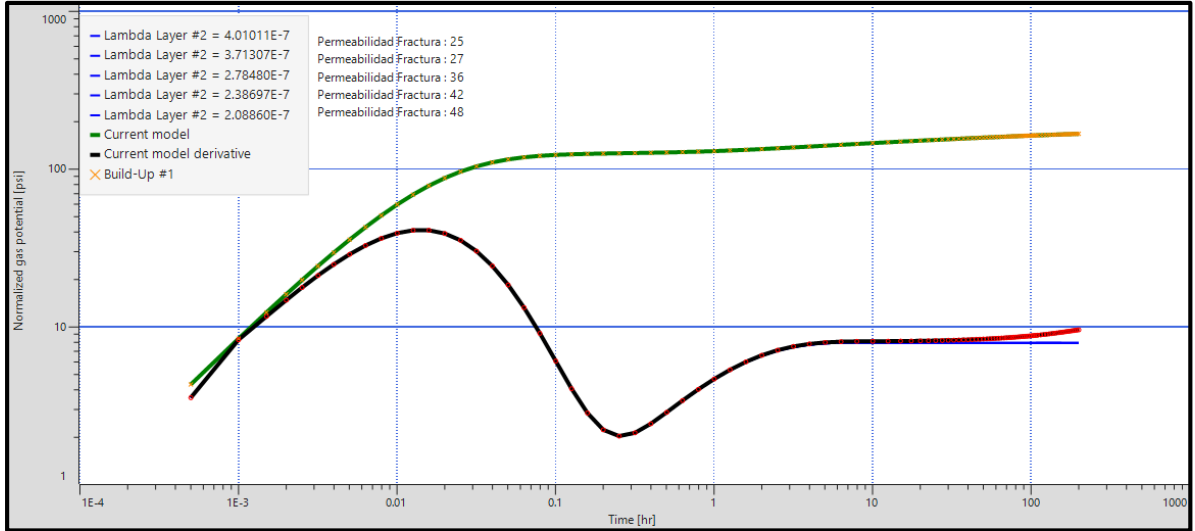
5.2.8 Variación de permeabilidad de fractura capa 2.

Tabla 22. Variación de permeabilidad de fractura capa 2

PERMEABILIDAD FRACTURA CAPA 2										
	ω	Λ	Factor Forma (ft)	Rw (ft)	Km (md)	kf (md)	Φ_f (Fracc)	Φ_m (Fracc)	Presión (Psi)	Skin
Capa 1 -Cte	0.0566	3.51E-06	0.0008	0.354	0.7	20	0.003	0.05	4900	1
Capa 2 -S1	0.0588	4.01E-07	0.0008	0.354	0.1	25	0.004	0.04	5800	30
S2	0.5062	3.71E-07	0.0008	0.354	0.1	27	0.004	0.04	5800	30
S3	0.9259	2.78E-07	0.0008	0.354	0.1	36	0.004	0.04	5800	30
S4	0.0000	2.38E-07	0.0008	0.354	0.1	42	0.004	0.04	5800	30
S5	0.0000	2.09E-07	0.0008	0.354	0.1	48	0.004	0.04	5800	30

Fuente: elaboración propia.

Figura 68. Gráfico Log-Log, sensibilidad permeabilidad de fractura capa 2



Fuente: elaboración propia con base en Saphir, Kappa.

Para las sensibilidades que se presentan a continuación, se tomaron al igual que en las sensibilidades anteriores un valor base para cada una de las capas, en este caso el daño de formación que se tomo es el mismo del caso base 1, se espera observar el comportamiento de la derivada de presión con el fin de determinar el efecto de la propiedad en la derivada.

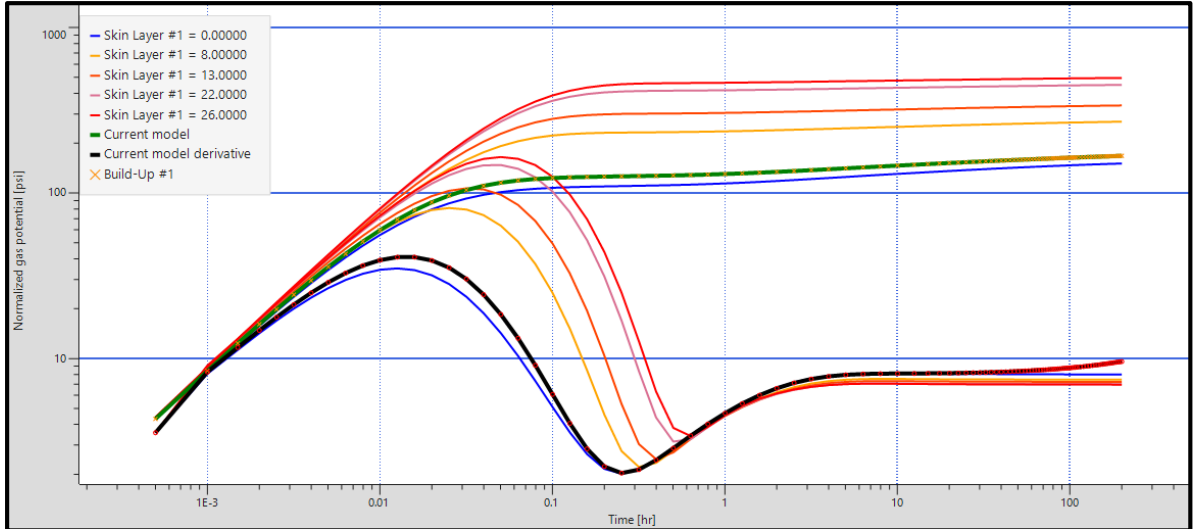
5.2.9 Variación de daño de formación capa 1

Tabla 23. Variación de daño de formación capa 1

DAÑO DE FORMACION CAPA 1										
	ω	Λ	Factor Forma (ft)	Rw (ft)	Km (md)	kf (md)	Φ_f (Fracc)	Φ_m (Fracc)	Presión (Psi)	Skin
Capa 1-S1	0.0566	3.51E-06	0.0008	0.354	0.7	20	0.003	0.05	3400	0
S2	0.0566	3.51E-06	0.0008	0.354	0.7	20	0.003	0.05	4100	8
S3	0.0566	3.51E-06	0.0008	0.354	0.7	20	0.003	0.05	4800	13
S4	0.0566	3.51E-06	0.0008	0.354	0.7	20	0.003	0.05	5600	22
S5	0.0566	3.51E-06	0.0008	0.354	0.7	20	0.003	0.05	6000	26
Capa 2-Cte	0.0909	1.67E-06	0.0008	0.354	0.1	6	0.004	0.04	6000	30

Fuente: elaboración propia.

Figura 69. Gráfico Log-Log, sensibilidad daño de formación capa 1



Fuente: elaboración propia, con base en KAPPA. Software Saphir.

En la **Figura 69**, en la cual se presentan los resultados obtenidos para las sensibilidades de daño de formación en la capa 1, se evidencia que a valores por encima del valor base de daño de formación el cual tiene un valor de 1, no es posible determinar o evidenciar el factor de almacenaje (ω) y el factor de flujo interporoso (λ), ya que estos están ocultos por la línea de almacenamiento (Wellbore storage).

5.2.10 Variación de daño de formación capa 2.

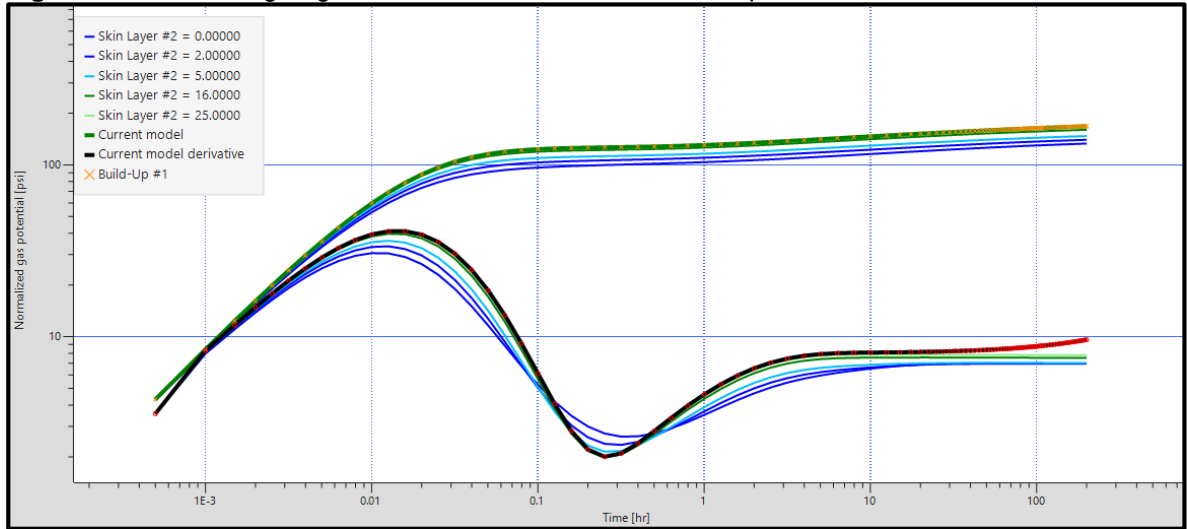
Tabla 24. Variación daño de formación capa 2

DAÑO DE FORMACION CAPA 2										
	ω	λ	Factor Forma (ft)	Rw (ft)	Km (md)	kf (md)	Φ_f (Fracc)	Φ_m (Fracc)	Presión (Psi)	Skin
Capa 1-Cte	0.0566	3.51E-06	0.0008	0.354	0.7	20	0.003	0.05	4900	1
Capa 2-S1	0.0909	1.67E-06	0.0008	0.354	0.1	6	0.004	0.04	5800	0
S2	0.0909	1.67E-06	0.0008	0.354	0.1	6	0.004	0.04	5800	2
S3	0.0909	1.67E-06	0.0008	0.354	0.1	6	0.004	0.04	5800	5
S4	0.0909	1.67E-06	0.0008	0.354	0.1	6	0.004	0.04	5800	16
S5	0.0909	1.67E-06	0.0008	0.354	0.1	6	0.004	0.04	5800	25

Fuente: elaboración propia.

En la **Figura 70** se evidencia un comportamiento diferente al presentado en la **Figura 69**, ya que a valores de daño de formación por debajo del valor base el cual es igual a 30, se evidencia un factor de flujo interporoso (λ) más amplio y se observa una disminución en el factor de almacenaje (ω).

Figura 70. Gráfico Log-Log, sensibilidad daño de formación capa 2



Fuente: elaboración propia, con base en KAPPA. Software Saphir.

Para estas sensibilidades se tomaron los valores base de cada capa del modelo base 1, pero se espera obtener una respuesta en la derivada de presión diferente a la obtenida en el primer modelo, el valor de presión para la capa 1 es de 4900 psi y para la capa 2 es de 6000 psi.

5.2.11 Variación de presión capa 1.

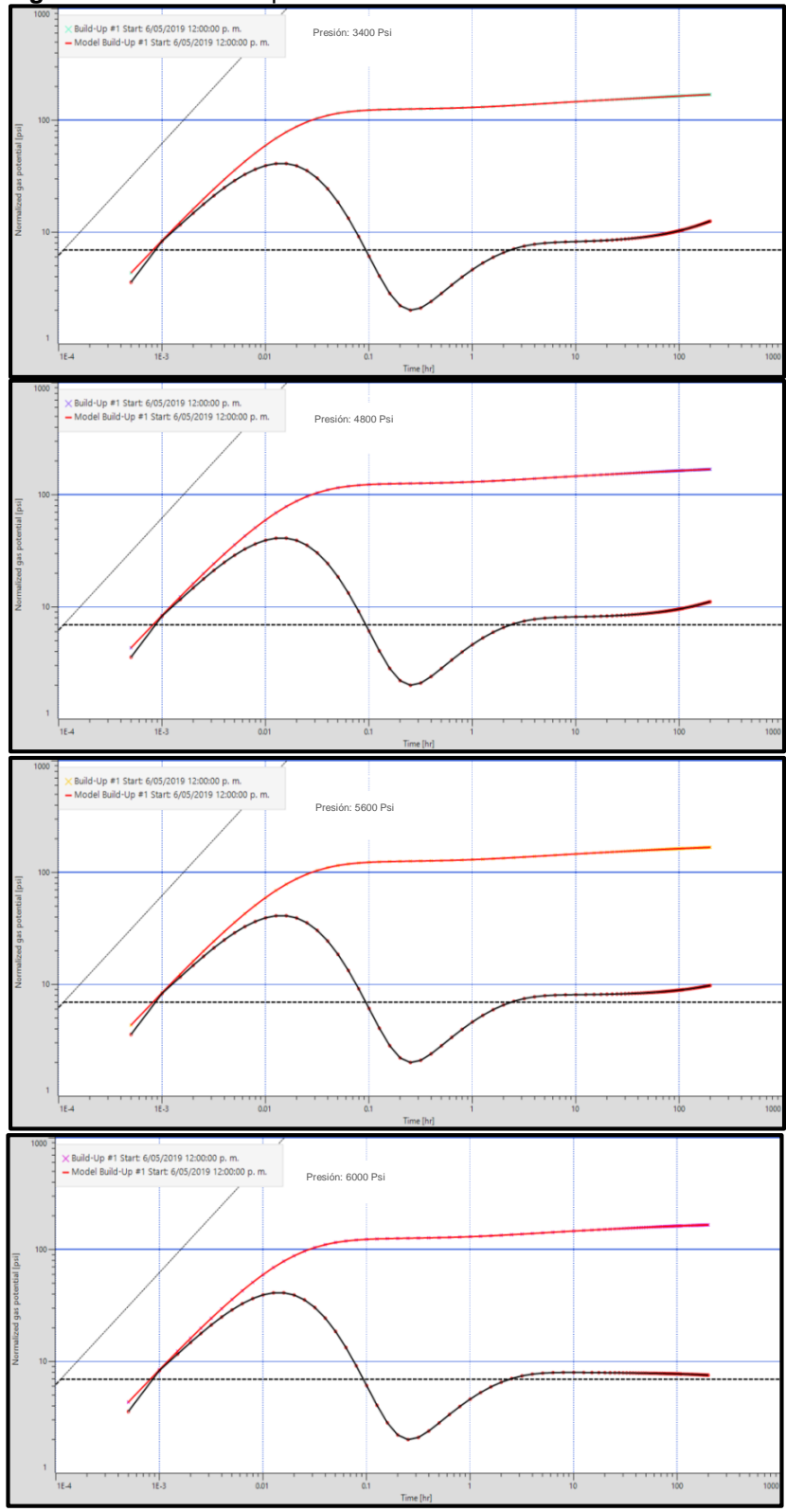
Tabla 25. Variación de presión en capa 1

PRESIÓN CAPA 1										
	ω	λ	Factor Forma (ft)	Rw (ft)	Km (md)	kf (md)	Φ_f (Fracc)	Φ_m (Fracc)	Presión (Psi)	Skin
Capa 1-S1	0.0566	3.51E-06	0.0008	0.354	0.7	20	0.003	0.05	3400	1
S2	0.0566	3.51E-06	0.0008	0.354	0.7	20	0.003	0.05	4800	1
S3	0.0566	3.51E-06	0.0008	0.354	0.7	20	0.003	0.05	5600	1
S4	0.0566	3.51E-06	0.0008	0.354	0.7	20	0.003	0.05	6000	1
Capa 2-Cte	0.0909	1.67E-06	0.0008	0.354	0.1	6	0.004	0.04	6000	30

Fuente: elaboración propia.

En la **Figura 71** se muestran los resultados de las sensibilidades de presión, en las que se puede evidenciar un cambio del comportamiento de la derivada de presión en comparación con los resultados obtenidos en el modelo base en la **Figura 46**, principalmente en la región de tiempos tardíos, ya que se observa que a menores valores de presión la derivada muestra una elevación en el valor de presión del gas y a mayores valores de presión una disminución en la presión del fluido, igual que en las sensibilidades de presión para la capa 1 realizadas en el modelo base 1.

Figura 71. Presiones capa 1



Fuente: elaboración propia, con base en KAPPA. Software Saphir.

5.2.12 Variación de presión capa 2.

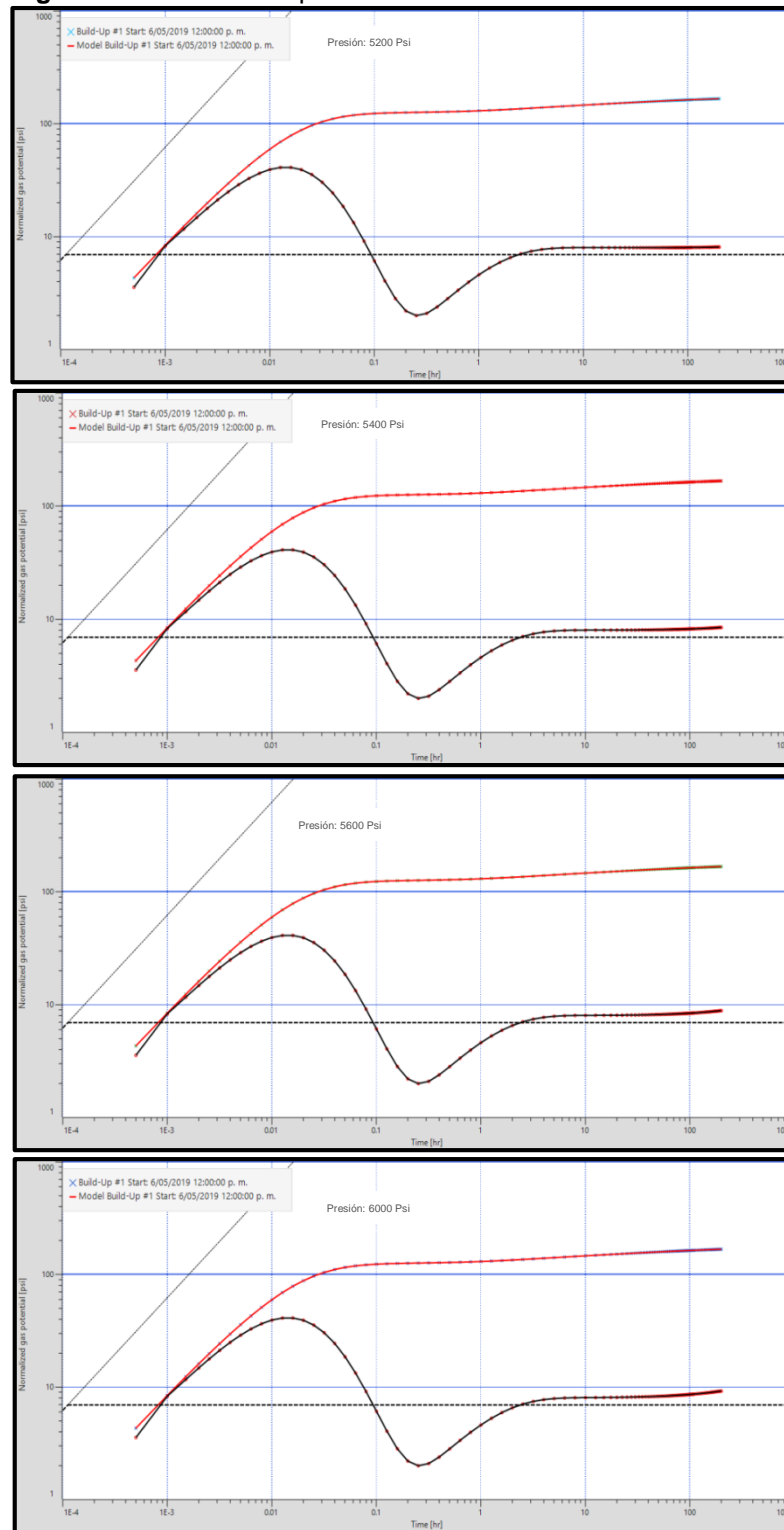
Tabla 26. Variación de presión capa 2

PRESIÓN CAPA 2										
	ω	λ	Factor Forma (ft)	Rw (ft)	Km (md)	Kf (md)	Φ_f (Fracc)	Φ_m (Fracc)	Presión (Psi)	Skin
Capa 1-Cte	0.0566	3.51E-06	0.0008	0.354	0.7	20	0.003	0.05	4900	1
Capa 2-S1	0.0909	1.67E-06	0.0008	0.354	0.1	6	0.004	0.04	5200	30
S2	0.0909	1.67E-06	0.0008	0.354	0.1	6	0.004	0.04	5400	30
S3	0.0909	1.67E-06	0.0008	0.354	0.1	6	0.004	0.04	5600	30
S4	0.0909	1.67E-06	0.0008	0.354	0.1	6	0.004	0.04	6000	30

Fuente: elaboración propia.

Al igual que en caso anterior, el comportamiento de las curvas generadas mediante la variación de presión en la capa 2, el cual se presenta en la **Figura 72** se muestran los resultados de las sensibilidades de presión en la capa 2, en las que se puede evidenciar un cambio del comportamiento de la derivada de presión en comparación con los resultados obtenidos en el modelo base en la **Figura 46**, principalmente en la región de tiempos tardíos, caso contrario a la sensibilidad anterior, ya que se observa que a menores valores de presión la derivada muestra una disminución en el valor de presión del gas y a mayores valores de presión un aumento en la presión del fluido.

Figura 72. Presiones capa 2



Fuente: elaboración propia, con base en KAPPA. Software Saphir.

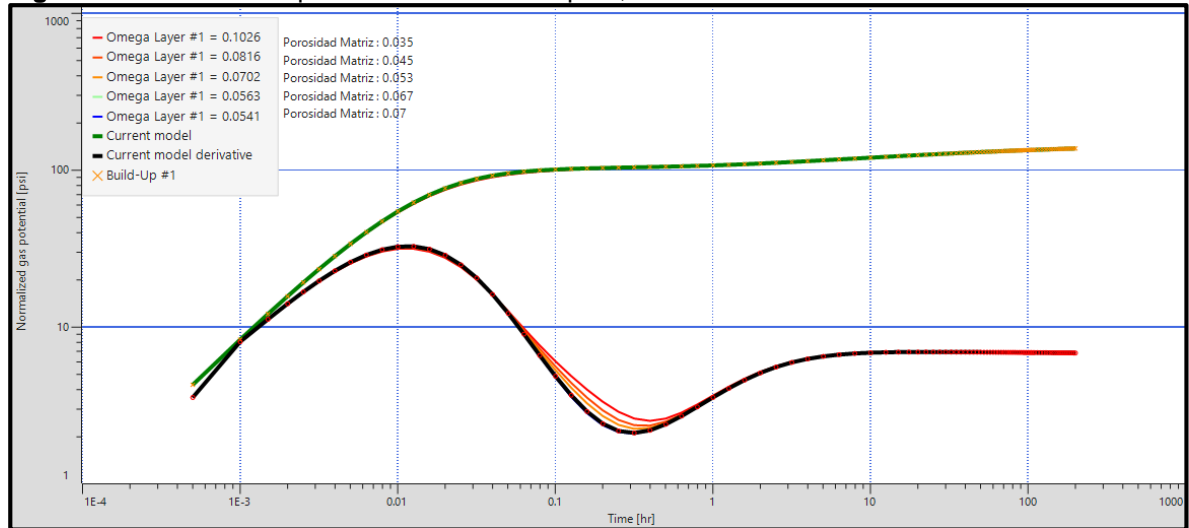
Según las gráficas observadas anteriormente, se puede evidenciar que las sensibilidades realizadas en la capa 2 no presentan ninguna variación en las curvas obtenidas, posiblemente por el efecto del daño de formación, a continuación, se muestra una sensibilidad realizada para la porosidad de matriz, cambiando el factor de daño de un valor de 30 a un valor igual al de la capa 1.

Tabla 27. Variación de porosidad de matriz capa 2, factor de daño 1.

POROSIDAD MATRIZ CAPA2										
	ω	λ	Factor Forma (ft)	Rw (ft)	Km (md)	kf (md)	Φ_f (Fracc)	Φ_m (Fracc)	Presión (Psi)	Skin
Capa 1 -Cte.	0.0566	3.51E-06	0.0008	0.354	0.7	20	0.003	0.05	4900	1
Capa 2 -S1	0.1026	1.67E-06	0.0008	0.354	0.1	6	0.004	0.035	5800	1
S2	0.0816	1.67E-06	0.0008	0.354	0.1	6	0.004	0.045	5800	1
S3	0.0702	1.67E-06	0.0008	0.354	0.1	6	0.004	0.053	5800	1
S4	0.0563	1.67E-06	0.0008	0.354	0.1	6	0.004	0.067	5800	1
S5	0.0541	1.67E-06	0.0008	0.354	0.1	6	0.004	0.07	5800	1

Fuente: elaboración propia.

Figura 73. Variación de porosidad de matriz capa 2, factor de daño 1.



Fuente: elaboración propia con base en Saphir, Kappa.

5.3 MODELO CMG, GEM

Con el fin de complementar y sustentar los resultados anteriores, se construyó un modelo base en un modelo de simulación numérica en el software GEM de CMG. Para la elaboración de este se inició creando una malla cartesiana con un número total de bloques de 9900, después de crear la malla se ingresó la debida información en las secciones del software, se insertaron las propiedades con sus respectivas formulas y valores los cuales muestra la **Tabla 33**, es importante recalcar que en

este modelo se utilizó un factor de forma de 10ft, asumiendo el yacimiento de doble permeabilidad despreciando el efecto del “wellbore storage”

En la última sección que hace referencia a pozos y datos recurrentes, se creó un pozo productor el cual cada capa debe fluir a 10MM scf/D el total de producción debe ser 20MM scf/D, para tener un reporte específico, en la opción de fechas, se insertaron de la siguiente manera: los primeros 11 días debería reportarlo en horas, del día 12 hasta el 19 minuto a minuto y del día 20 al 21 en horas los cual da un total de 300 hrs en producción y 200 de cierre.

Después de asignar las fechas para la etapa de producción y cierre de pozo, se realiza la corrida del pozo, obteniendo como resultado de ORIGINAL GAS IN PLACE DE 2.16734E+11 STDCF como se ve en el **ANEXO E**, después para generar las gráficas y/o datos necesarios para concluir el modelo, nos dirigimos al launcher y a la opción de “results” allí realizamos las gráficas de producción por capa y la de presión de fondo fluyendo como se ven en el **ANEXO E**, estas graficas se realizan para exportar unos valores específicos de producción y presión minuto a minuto, informando que se usara como entrada para el software Saphir y así ver el comportamiento con respecto al modelo base.

Como resultado obtenemos una gráfica de la derivada de presión como lo muestra la **Figura 73** y la prueba de build up ilustrada en la **Figura 74**.

Este modelo en CMG se realizó con el fin de verificar si los modelos analíticos generados en Saphir son comparables con los resultados de un modelo numérico en 3D

Tabla 28. Datos Base

DATOS INICIALES										
	ω	λ	Factor Forma (ft)	Rw (ft)	Km (md)	kf (md)	Φ_f (Fracc)	Φ_m (Fracc)	Presión (Psi)	Skin
Capa 1	0.0566	3.51E-06	0.08	0.354	0.7	20	0.003	0.05	4900	1
Capa 2	0.0909	1.67E-06	0.08	0.354	0.1	6	0.004	0.04	5800	30

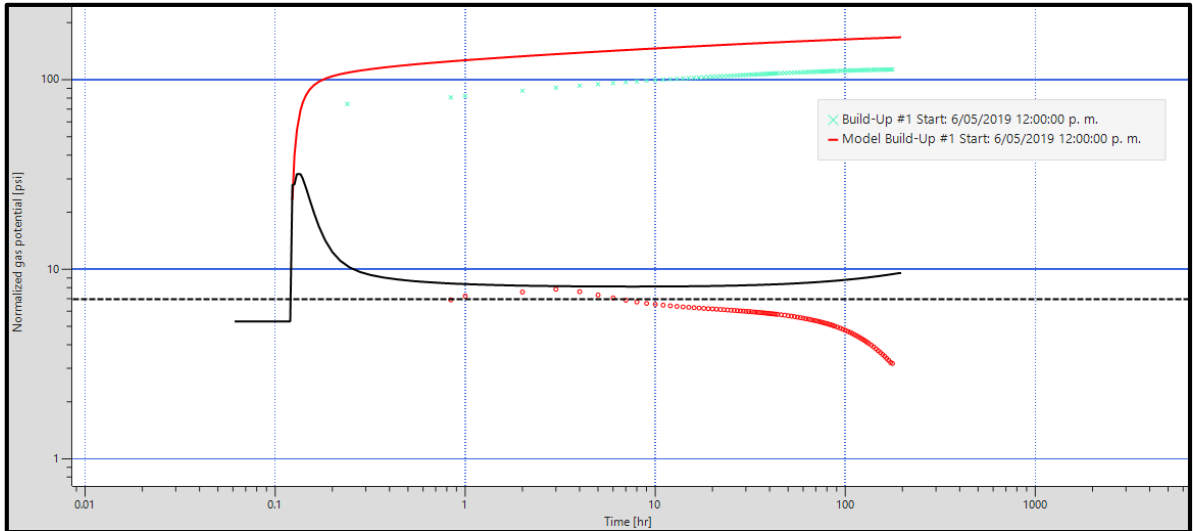
Fuente: elaboración propia

En la **Figura 73**. Tenemos el resultado de la derivada de presión después de haber insertado los valores de producción y presión arrojados por CMG, GEM.

Para empezar se tiene una línea roja y negra, la línea negra hace referencia a la curva de derivada de presión con los datos de GEM la cual no tiene el mismo comportamiento que la roja que representa el modelo base inicial generado en Saphir haciendo referencia a los límites de un yacimiento finito, como hipótesis tenemos que estas dos curvas no se comportan de igual manera ya que CMG desprecia totalmente el wellbore storage, en cambio en Saphir contamos con un

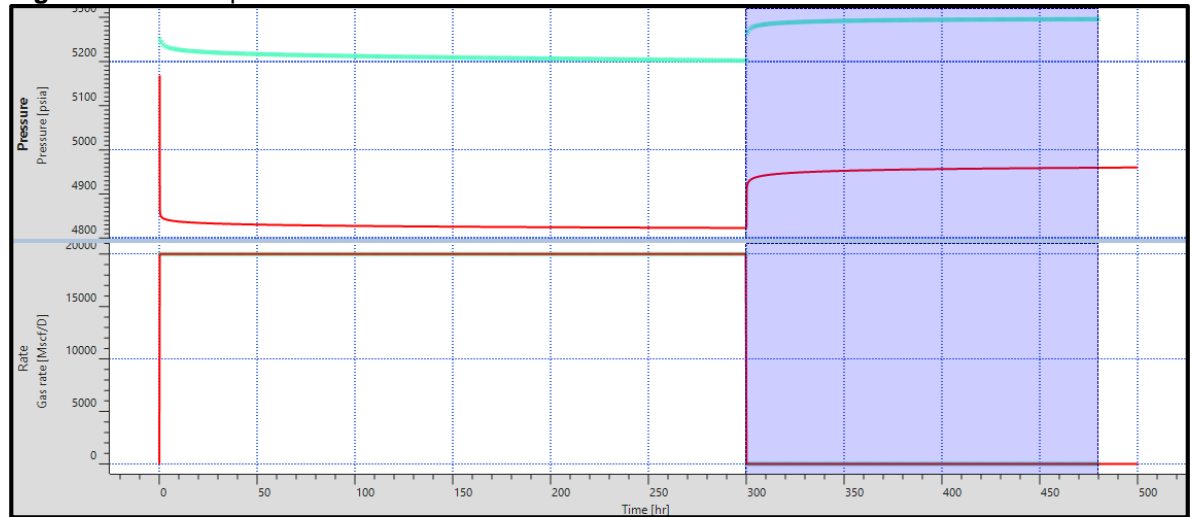
valor de 0.07 bls/psi, sin embargo los modelos son consistentes, ya que en ninguno de los dos caso se puede evidenciar lambda ni omega, caso contrario en el modelo base con espaciamiento de fractura de 100 ft.

Figura 74. Derivada de presión datos GEM



Fuente: elaboración propia, con base en KAPPA. Software Saphir.

Figura 75. Build-Up datos GEM



Fuente: elaboración propia, con base en KAPPA. Software Saphir.

6. CONCLUSIONES

- Se evidenció la importancia de las pruebas de presión en el análisis de un yacimiento, las cuales a través de la variación de propiedades importantes permitieron evaluar el efecto de parámetros como lo son permeabilidad, porosidad, presión de yacimiento y daño de formación.
- Basado en los resultados del modelo 1, a espaciamientos de fractura bajos (caso espaciamiento = 10 ft) no es posible evidenciar el comportamiento normal de un yacimiento de doble porosidad en la curva de la derivada (valle en tiempos tempranos), dado que a bajos espaciamientos se generan valores mayores de flujo interporoso (en el orden de E-4), los cuales a las condiciones del Complejo Pauto no permiten generar una interpretación de las propiedades de matriz y fractura adecuada.
- Basado en los resultados del modelo 2, a espaciamientos de fractura altos (caso espaciamiento = 100 ft) si es posible evidenciar el comportamiento normal de un yacimiento de doble porosidad en la curva de la derivada (valle en tiempos tempranos), dado que a altos espaciamientos se generan valores menores de flujo interporoso (en el orden de E-7), los cuales a las condiciones del Complejo Pauto permiten generar una interpretación de las propiedades de matriz y fractura adecuada.
- A valores altos de espaciamiento de fracturas (en el orden de 100 ft) se observa el comportamiento normal en la curva de la derivada de yacimientos naturalmente fracturados, potencialmente debido a que se exhibe un comportamiento heterogéneo en donde la matriz alimenta a las fracturas naturales y estas aportan al flujo del pozo. En casos de bajo espaciamiento de fractura no se observa este comportamiento, dado que bajos espaciamientos se traducen en mayor densidad de fracturas en donde potencialmente el sistema tiene un grado de fracturamiento muy alto comportándose como un yacimiento matricial mejorado.
- De acuerdo a los comportamientos observados en las sensibilidades realizadas, es posible afirmar que la variable que presenta mayor impacto en el comportamiento de la derivada de presión para yacimientos naturalmente fracturados es el espaciamiento de fracturas, parámetro que influye directamente al factor interporoso (λ), el cual a su vez depende de propiedades como permeabilidad de matriz y fractura.
- Se deben tener valores de parámetro de flujo interporoso de magnitud $\times 10^{-7}$ con el fin de obtener el comportamiento en la derivada de presión de un yacimiento de doble porosidad y poder interpretar propiedades de matriz y fractura a partir de una prueba de presión.

- En las gráficas obtenidas se observa que cuando el modelo presenta valores altos en el daño de formación no es posible evidenciar cambios en el comportamiento de la derivada de presión a las condiciones del Campo Complejo Pauto, independientemente del parámetro en el cual se esté realizando sensibilidad.
- Las sensibilidades de permeabilidad de matriz, no representan un cambio significativo en las curvas generadas de la derivada de presión ya que presenta un rango pequeño con valores bajos que van desde 0.1 hasta 0.6 md, sin embargo la permeabilidad de fractura presenta rangos de valores más amplios y numéricamente más grandes lo que permite que tenga un efecto significativo en el comportamiento de las curvas de la derivada de presión; la permeabilidad de matriz y fractura afectan directamente la determinación del factor de flujo interporoso (λ) el cual también modifica el comportamiento de estas curvas.
- La presión de yacimiento no genera alteraciones directas y significativas en la derivada de presión, sin embargo, es una variable fundamental en la interpretación de las pruebas para disminuir la incertidumbre de las demás variables desconocidas.
- Los tiempos en los cuales se observa el valle para interpretar propiedades de fractura y matriz en un yacimiento naturalmente fracturado, bajo las condiciones del Complejo Pauto, es en la región de tiempos tempranos (tiempo menor de 1 hr). Para casos de pozos profundos y fluidos altamente compresibles, como el caso del campo Complejo Pauto, existe una alta probabilidad que el valle quede oculto en el periodo de almacenamiento (wellbore storage).
- El modelo realizado en GEM de CMG, respalda la conclusión final acerca de la variable de mayor impacto, ya que este modelo reproduce un comportamiento similar al modelo realizado en SAPHIR de KAPPA, sin evidenciar presencia de lambda ni omega.

7. RECOMENDACIONES

- No se recomienda usar esta herramienta para interpretar propiedades de matriz y fractura para el campo Complejo Pauto ya que este cumple con las propiedades de un yacimiento en donde existe bajo chance para observar el valle de la curva de la derivada:
 - Alto “wellbore Storage”
 - Espaciamientos bajos de fractura
 - Pozos con alto chance de tener valores elevados de daño de formación.

- Se recomienda evaluar la futura aplicación de esta metodología en campos cuyas propiedades permitan obtener valores de parámetro de interporosidad de flujo de magnitud $\times 10^{-7}$ con el fin de obtener el comportamiento en la derivada de presión de un yacimiento de doble porosidad.

- Se recomienda evaluar el límite mínimo de espaciamiento bajo el cual, para el campo Complejo Pauto o activos con similares propiedades esperadas, se podría interpretar una prueba de presión como yacimientos de doble porosidad.

- Se recomienda evaluar la posibilidad de aplicar esta metodología, en campos pertenecientes a las diferentes cuencas, en los cuales se presenten yacimientos multicapa naturalmente fracturados y así buscar otras tendencias o comportamientos que permitan estimar las variables de mayor impacto.

BIBLIOGRAFIA

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. ANH. Información (informes técnicos, registros e imágenes) suministrada, de pozos de la cuenca Caguán Putumayo. 2016.

BÁNZER, Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Maracaibo: 1996.

CHAUDHRY, Amanat U. Oil Well Testing Handbook. Elsevier, 2003. 525 p.

EQUION ENERGIA LIMITED. Generalidades de la zona de estudio. Bogotá, Colombia. 2019.

ESCOBAR, Freddy Humberto. Análisis Moderno De Pruebas De Presión. 3ª ed. Neiva: Universidad Surcolombiana, 2014.

ESCOBAR, Freddy Humberto. Fundamentos de ingeniería de yacimientos. Neiva, Huila: Universidad Surcolombiana, 2007.

GUEVARA HERRERA, Carlos. Simulation of Nitrogen Injection as an Enhanced Recovery Method in a Tight Natural Fracture Sandstone Reservoir with Compositional Fluids. Universidad Nacional de Colombia - Sede Medellín. 2016.

HORNER, D. R. Pressure Build-Up in Wells. World Petroleum Congress, 1951.

HOUZE, Olivier. VITURAT, Didier. & FJAERE, Ole. Dynamic Data Analysis. KAPPA. (1988-2017).

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Compendio de normas para trabajos escritos. NTC-1486-6166. Bogotá D.C.: El instituto, 2018. ISBN 9789588585673 153 p.

LEE, W. John. Well Testing. Society of Petroleum Engineers of AIME, 1982. 159 p.

NARANJO AGUDELO, Abel. Evaluación De Yacimientos De Hidrocarburos. 2nd ed. Medellín, Universidad Nacional de Colombia: 2009.

PARIS DE FERRER, Magdalena. Fundamentos De Ingeniería De Yacimientos. Maracaibo: Ediciones Astro Data S. A, 2009.

PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección De Agua Y Gas En Yacimientos Petrolíferos. Maracaibo: Ediciones Astro Data S. A, 2001.

TAREK AHMED. Reservoir Engineering Handbook, 2000. Houston, Texas: Gulf Professional Publishing.

ANEXOS

**ANEXO A.
PRODUCCIÓN ACUMULADA DE PETRÓLEO Y GAS.**

		Petróleo	Gas
2011	Enero	14.027	83.36
	Febrero	14.274	91.45
	Marzo	14.206	91.6
	Abril	13.814	89.17
	Mayo	13.677	82.08
	Junio	13.098	78.5
	Julio	15.451	76.37
	Agosto	15.031	77.78
	Septiembre	17.700	83.2
	Octubre	18.134	119.01
	Noviembre	16.862	132.13
	Diciembre	16.224	137.52
2012	Enero	13.705	123.52
	Febrero	13.172	111.14
	Marzo	9.703	91
	Abril	14.110	135.24
	Mayo	13.711	129.91
	Junio	14.220	125.35
	Julio	13.984	110.15
	Agosto	13.643	121.54
	Septiembre	15.834	145.73
	Octubre	18.327	163.51
	Noviembre	15.887	144.34
	Diciembre	19.697	185.86
2013	Enero	20.757	202.67
	Febrero	21.650	202.88
	Marzo	20.751	199.12
	Abril	20.302	197.8
	Mayo	19.474	175.23
	Junio	21.264	194.03

TABLA ANEXO A (CONTINUACIÓN)

		Petróleo	Gas
2013	Julio	18.336	140.34
	Agosto	17.993	127.68
	Septiembre	18.204	135.05
	Octubre	18.876	144.05
	Noviembre	19.300	160.85
	Diciembre	21.286	182.98
2014	Enero	21.889	184.74
	Febrero	21.121	182.23
	Marzo	20.488	172.73
	Abril	20.436	170.79
	Mayo	21.313	177.85
	Junio	21.595	185.01
	Julio	21.592	181.87
	Agosto	20.620	182.45
	Septiembre	20.164	172.03
	Octubre	20.728	181.91
	Noviembre	24.724	221.86
	Diciembre	21.067	218.34
2015	Enero	24.292	220.7
	Febrero	23.894	178.9
	Marzo	24.115	146
	Abril	28.065	-
	Mayo	30.271	-
	Junio	31.046	168.7
	Julio	29.224	140.47
	Agosto	31.939	209.08
	Septiembre	31.508	213.04
	Octubre	31.134	217.98
	Noviembre	30.442	229.34
	Diciembre	29.915	231.44
2016	Enero	29.931	-
	Febrero	29.768	-
	Marzo	29.450	-
	Abril	29.909	-
	Mayo	30.474	-

TABLA ANEXO A (CONTINUACIÓN)

		Petróleo	Gas
2016	Junio	29.395	-
	Julio	24.998	54
	Agosto	24.265	59
	Septiembre	23.604	73
	Octubre	22.947	84
	Noviembre	22.313	62
	Diciembre	21.698	74
2017	Enero	28.665	107
	Febrero	29.373	109
	Marzo	29.207	113
	Abril	28.378	138
	Mayo	33.077	65
	Junio	29.803	135
	Julio	31.083	159
	Agosto	31.402	167
	Septiembre	28.459	182
	Octubre	29.287	-
	Noviembre	29.144	-
	Diciembre	30.446	-

ANEXO B. TABLAS GEOMETRÍA DE POZO.





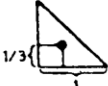










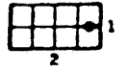

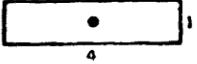
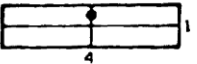
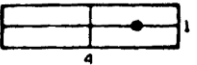
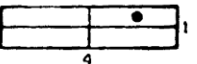
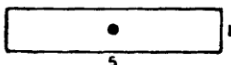








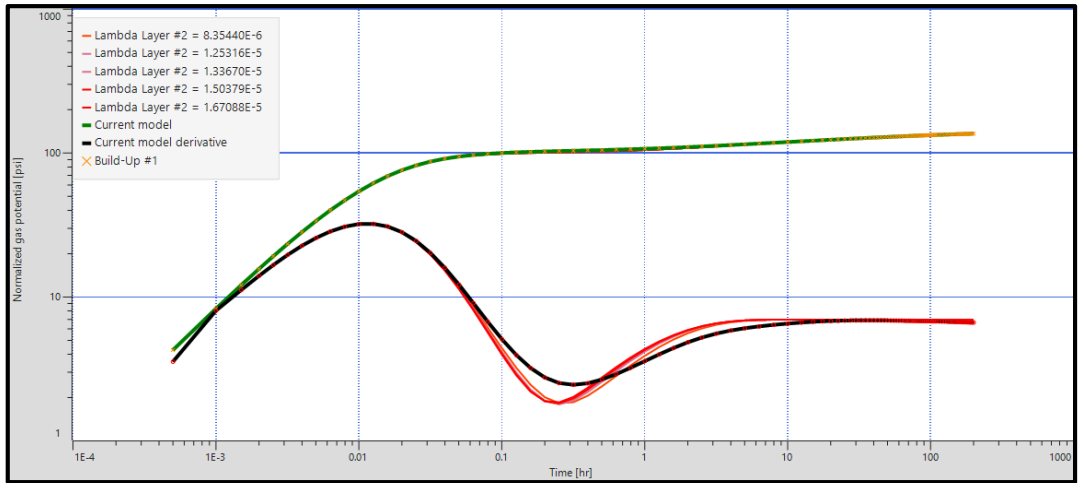
In Bounded Reservoirs	C_A	$\ln C_A$	$0.5 \ln\left(\frac{2.2458}{C_A}\right)$	Exact for $t_{DA} >$	Less Than 1% Error for $t_{DA} >$	Use Infinite System Solution With Less Than 1% Error for $t_{DA} <$
	31.62	3.4538	1.3224	0.1	0.06	0.10
	31.6	3.4532	- 1.3220	0.1	0.06	0.10
	27.6	3.3178	- 1.2544	0.2	0.07	0.09
	27.1	3.2995	- 1.2452	0.2	0.07	0.09
	21.9	3.0865	- 1.1387	0.4	0.12	0.08
	0.098	- 2.3227	1.5659	0.9	0.60	0.015
	30.8828	3.4302	- 1.3106	0.1	0.05	0.09
	12.9851	2.5638	- 0.8774	0.7	0.25	0.03
	4.5132	1.5070	- 0.3490	0.6	0.30	0.025
	3.3351	1.2045	- 0.1977	0.7	0.25	0.01
	21.8369	3.0836	- 1.1373	0.3	0.15	0.025
	10.8374	2.3830	- 0.7870	0.4	0.15	0.025
	4.5141	1.5072	- 0.3491	1.5	0.50	0.06
	2.0769	0.7309	0.0391	1.7	0.50	0.02
	3.1573	1.1497	- 0.1703	0.4	0.15	0.005

TABLA ANEXO B (CONTINUACIÓN)

In Bounded Reservoirs	C_A	$\ln C_A$	$0.5 \ln\left(\frac{2.2458}{C_A}\right)$	Exact for $t_{DA} >$	Less Than 1% Error for $t_{DA} >$	Use Infinite System Solution With Less Than 1% Error for $t_{DA} <$
	0.5813	-0.5425	0.6758	2.0	0.60	0.02
	0.1109	-2.1991	1.5041	3.0	0.60	0.005
	5.3790	1.6825	-0.4367	0.8	0.30	0.01
	2.6896	0.9894	-0.0902	0.8	0.30	0.01
	0.2318	-1.4619	1.1355	4.0	2.00	0.03
	0.1155	-2.1585	1.4838	4.0	2.00	0.01
	2.3606	0.8589	-0.0249	1.0	0.40	0.025
In vertically fractured reservoirs: use $(r_e/L_f)^2$ in place of A/r_w^2 for fractured systems						
	2.6541	0.9761	-0.0835	0.175	0.08	cannot use
	2.0348	0.7104	0.0493	0.175	0.09	cannot use
	1.9886	0.6924	0.0583	0.175	0.09	cannot use
	1.6620	0.5080	0.1505	0.175	0.09	cannot use
	1.3127	0.2721	0.2685	0.175	0.09	cannot use
	0.7887	-0.2374	0.5232	0.175	0.09	cannot use
In water-drive reservoirs						
	19.1	2.95	-1.07	-	-	-
In reservoirs of unknown production character						
	25.0	3.22	-1.20	-	-	-

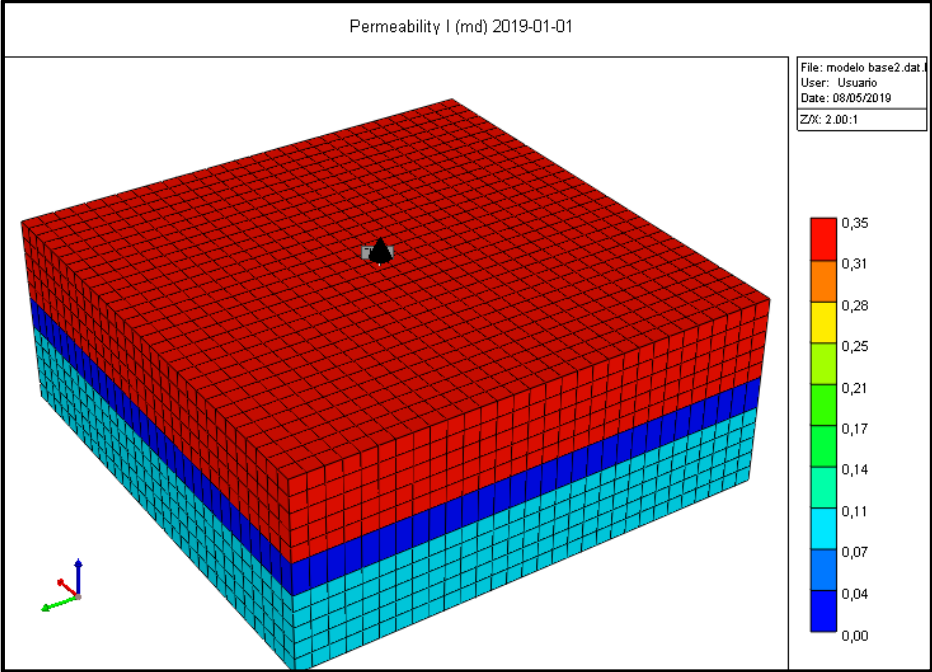
ANEXO C. SENSIBILIDAD CAPA 2 CON DAÑO FORMACIÓN 1 (100FT)



**ANEXO D.
DATOS PVT**

Pres.[Psia]	Gas - Dens. [g/cm3]	Liq.- Dens. [g/cm3]	2 - Phases Z-factor	Gas Visc. [cP]	Liq. Visc. [cP]	
Pressure	Gas-Density	Liquid- Density	2-Phases Z- Factor	Gas Viscosity	Liquid Viscosity	Bg
6500	0.333809563		1.123756654	0.042745525		0.003470109
6000	0.321559371		1.076831555	0.040616895		0.003602307
5500	0.307952905		1.030709023	0.038411913		0.00376147
5000	0.292715954		0.985782956	0.03610494		0.003957268
4751.4793	0.284430965	0.534905754	0.964072425	0.03491113	0.126733495	0.004072536
4500	0.26829098	0.539909475	0.947305172	0.032730434	0.129899076	0.004225339
4000	0.235651519	0.550418925	0.917717126	0.028711522	0.136737318	0.004605036
3500	0.202492761	0.565266509	0.893675668	0.025095195	0.149160724	0.005125026
3000	0.169836357	0.584126363	0.875026885	0.021975569	0.169036868	0.005854426
2500	0.138149037	0.605473141	0.861267884	0.019394443	0.197326938	0.006914844
2000	0.107638371	0.628544656	0.851233198	0.017353912	0.236512111	0.008542849

ANEXO E. MODELO CMG (GEM)



ANEXO F. DATOS CORRIDA GEM

Validate / Run Simulator
— □ ×

Edit

Validate (Run to validate dataset only)
 Run to view initialization (run one time step)
 Run normal immediately
 Run normal in batch (Submit to job scheduler)

File: C:\Users\Usuario\Desktop\modelo GEM FINAL.log

```

0054w 4.1e-2 1 20.92 2019.01.21 30,30,11M -.206 15,15,4F 5.6e-4(g) 15,15,4F 7.9e-5(3) 10e-3 0 5.0 0

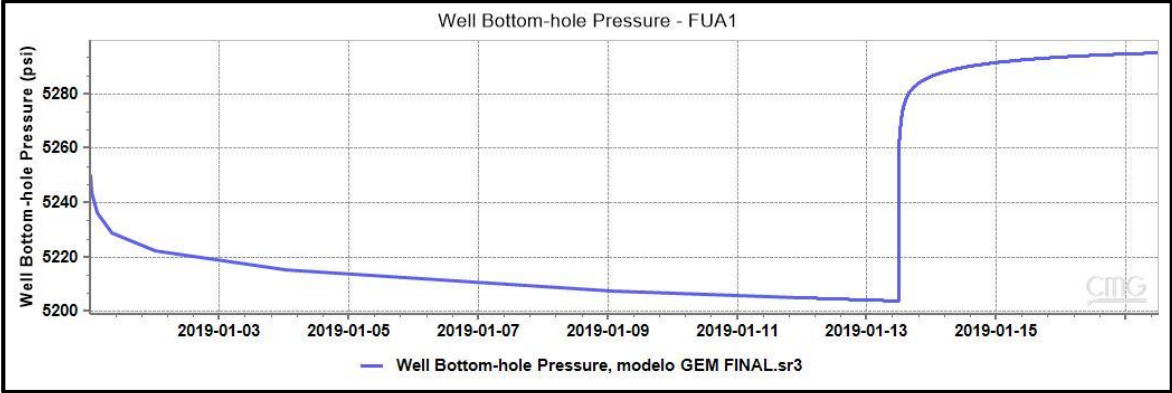
Jacobian-based Allocations: 120883 (kB)
Current Total Memory Allocation: 250406 (kB)
                               245 (MB)

Total number of storage reallocation: 1
Total number of time steps: 10054
Total number of Newton cycles: 10059
Total number of solver iterations: 20421
Total number of time step cuts: 0
Total number of solver failures: 0
Material Balance Error: Weighted by OrigMatInPlace+Inj: 1.0584E-02 %
Solver/CPUs/chreads/nlvica/cdir/dplanes/host: AIMSOL/ 4/ 1/ 0/ -/ -/HOME-PC
Implicitness, average/peak: 0.107092 %/ 3.28042 %
Memory usage, average/peak/vm size: 175 MB/ 203 MB/ 243 MB
Date and time at end of run: 2019-May-14 20:31:59
CPU second(s) used: 8743.406
Elapsed second(s): 9295.099
    
```

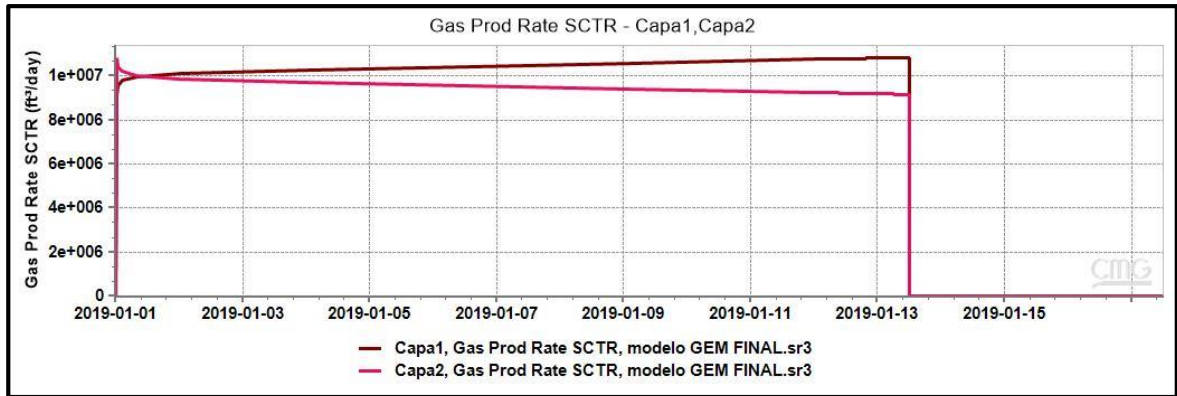
#	Item	Units	Value
1	Total Bulk Reservoir ...	RES FT3	5.40000E+09
2	Total Pore Volume ...	RES FT3	1.23173E+09
3	Total Hydrocarbon Pa...	RES FT3	9.24706E+08
4	Original Oil in Place...	STD BBL	3.10830E+07
5	Original Gas in Place...	STD FT3	2.16734E+11

Activar Windows
 Ve a Configuración para activar Windows.

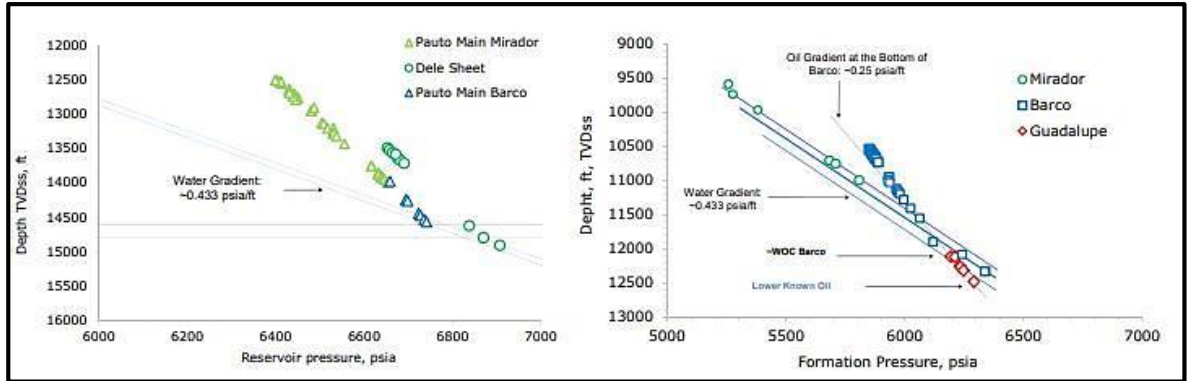
**ANEXO G.
GRAFICA PRESIÓN (GEM)**



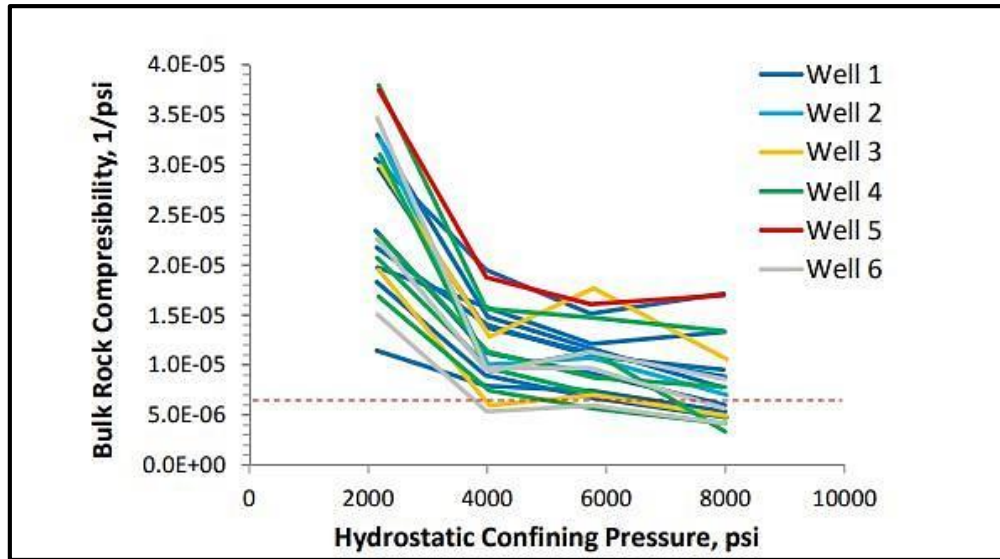
ANEXO H. GRAFICA PRODUCCIÓN (GEM)



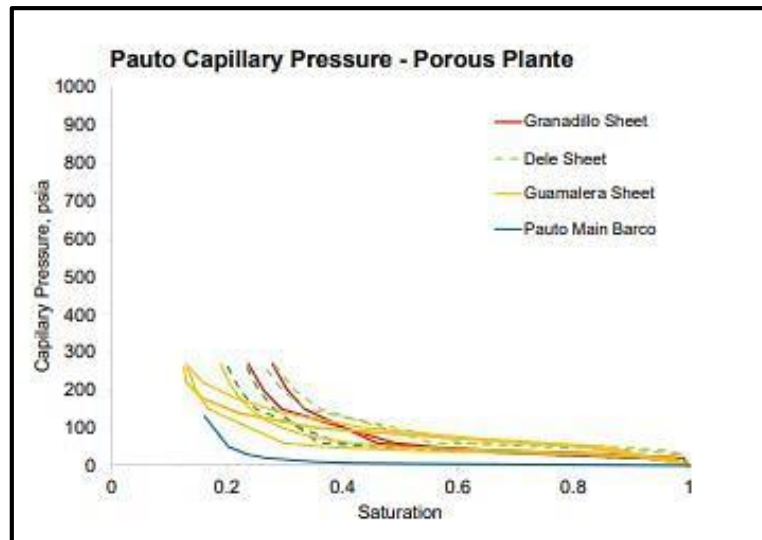
ANEXO I. PRESIÓN DE YACIMIENTO.



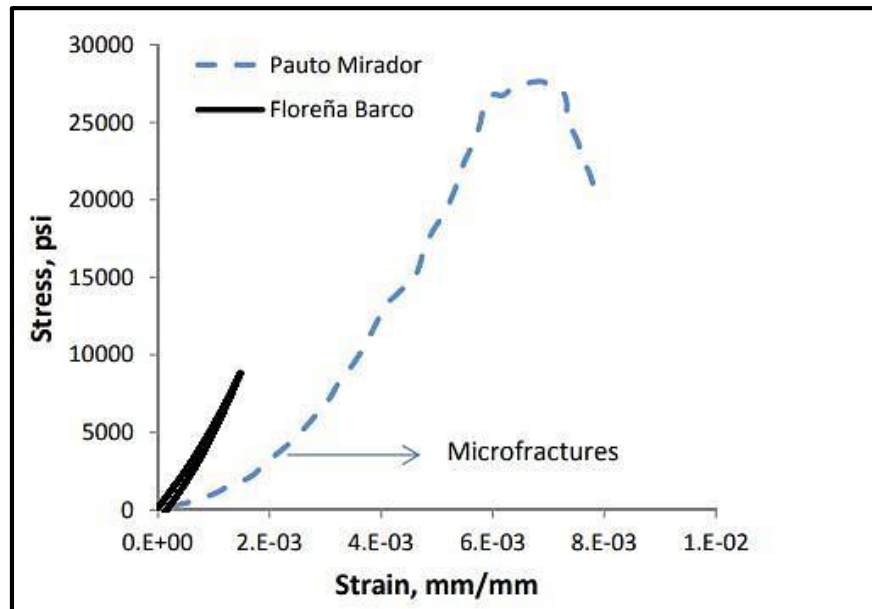
**ANEXO J.
COMPRESIBILIDAD ROCA.**



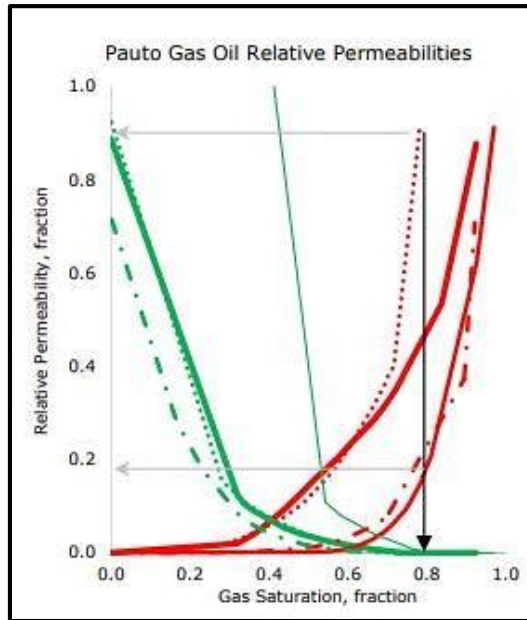
ANEXO K. PRESIÓN CAPILAR.



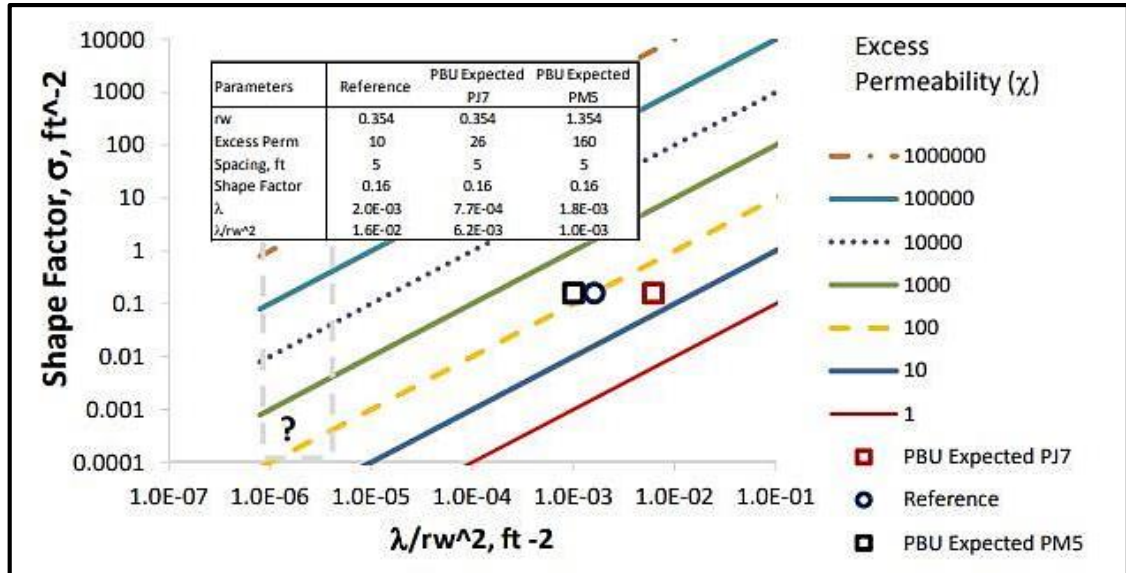
ANEXO L. MICROFRACTURAS.



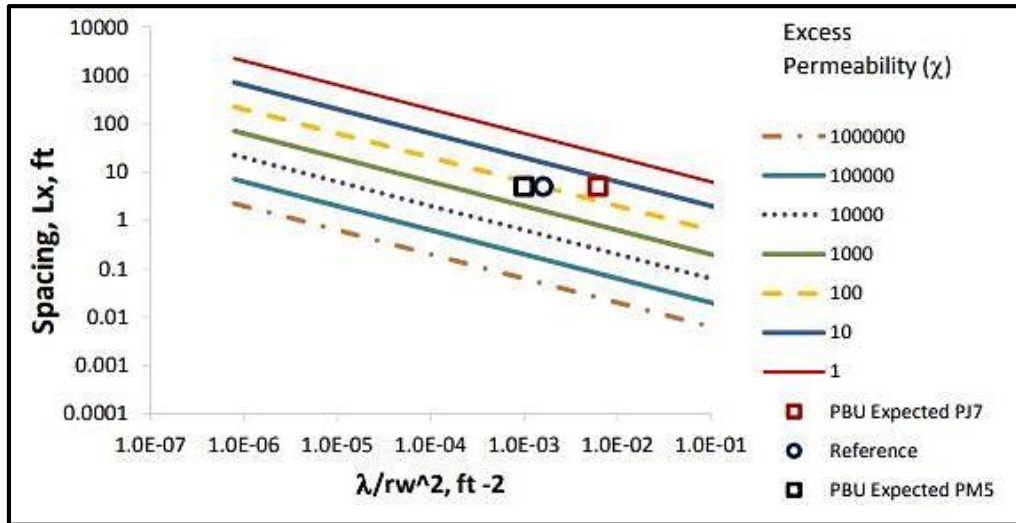
**ANEXO M.
PERMEABILIDAD RELATIVA.**



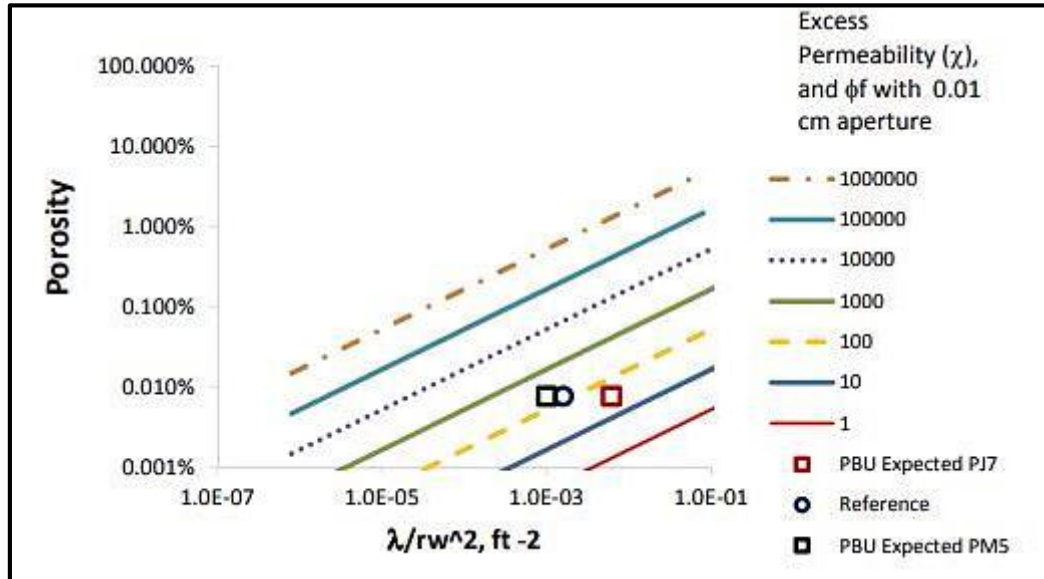
ANEXO N. FACTOR DE FORMA.



ANEXO O. ESPACIAMIENTO DE FRACTURAS.



ANEXO P. POROSIDAD.



ANEXO Q. PRUEBA CVD,CCE.

