

**SIMULACIÓN E INTERPRETACIÓN DE PRUEBAS DE PRESIÓN PARA LA
IDENTIFICACIÓN DEL DAÑO DE FORMACIÓN EN EL CAMPO PIEDEMONTE**

**BRAYAN EDUARDO PÉREZ FLÓREZ
CRISTHIAN CAMILO VELANDIA AVENDAÑO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2015

**SIMULACIÓN E INTERPRETACIÓN DE PRUEBAS DE PRESIÓN PARA LA
IDENTIFICACIÓN DEL DAÑO DE FORMACIÓN EN EL CAMPO PIEDEMONTE**

**BRAYAN EDUARDO PÉREZ FLÓREZ
CRISTHIAN CAMILO VELANDIA AVENDAÑO**

**Trabajo de grado presentado para optar por el título de
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

Directora

PhD. ZULY HIMELDA CALDERÓN CARRILLO

Co-Directores

Ing. CARLOS GERMÁN HERRERA GUEVARA

Ing. JULIÁN ALFONSO CLAVIJO ÁLVAREZ

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2015

DEDICATORIA

A Dios por darme la vida, fortaleza y humildad para llegar hasta este momento tan importante de mi formación profesional.

A mis padres, que son mi ejemplo de vida y sin su apoyo nada de esto fuera posible. Sé que la vida me dará la oportunidad de retribuirles esa entrega y amor incondicional con el que me han educado. Los amo.

A mis abuelos, José y Ángela que con su humildad, dedicación y entrega me han enseñado muchas cosas que me han hecho mejor persona. Los quiero mucho.

A mis hermanos Oscar y Camilo que siempre han estado junto a mí brindándome su apoyo. Los quiero mucho y siempre están presentes en mi corazón con mucho amor y admiración.

A mi familia, por el amor, la confianza, el apoyo, el empuje, las ayudas, por quererme, cuidarme y creer en mí. Esto es por ustedes.

A mi amada Julianita, que ha estado conmigo en los momentos de dicha, pero sobre todo ha sido mi gran apoyo y sostén en los momentos de pena. Gracias por tanto amor y paciencia. Espero que esto que hoy consigo nos una más y podamos disfrutar juntos tanto de mis éxitos como de los tuyos. Te amo.

Y finalmente, a mi compañero de batalla, Camilo. Porque más que un compañero ha sido un amigo en este largo camino, espero que la vida te regale muchos éxitos y bendiciones.

Brayan Eduardo Pérez Flórez

DEDICATORIA

"He peleado la buena batalla, he terminado la carrera, he guardado la fe."

2 Tim 4-7

A mi familia que me brindo su confianza y apoyo incondicional, por sus sabios consejos, por los valores inculcados, por su paciencia y motivación para cumplir mis metas.

A mis amigos que de una u otra manera me apoyaron y acompañaron en la realización de este sueño.

A todos mis profesores de la Universidad industrial de Santander y especialmente a los de la Escuela de Ingeniería de Petróleos, por haber contribuido con mi formación como profesional y como persona, por enseñarme y compartir sus conocimientos.

A mi compañero Brayan, por ser un amigo incondicional y excelente persona, fueron duras las batallas en las que nos tocó hombro con hombro y a pesar de todo, hoy logramos salir invictos.

Cristhian Camilo Velandia Avendaño

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan su agradecimiento a:

A la Doctora Zuly Calderón, por todo su apoyo en nuestro desarrollo profesional, y la confianza depositada en nosotros para la realización de este trabajo.

A nuestros codirectores, los ingenieros Carlos Herrera y Julián Clavijo por su gran apoyo, orientación y confianza durante el desarrollo de este trabajo de grado.

Al Ingeniero Carlos Herrera, por su sabiduría, sus valiosos consejos y apreciaciones durante la realización de este trabajo.

A la Universidad Industrial de Santander, por ser nuestra alma mater todos estos años y por permitirnos formarnos como profesionales y personas.

A la Escuela de Ingeniería de Petróleos y a todos nuestros profesores, por todos los conocimientos y experiencias compartidas a lo largo de estos años.

Al Ingeniero Jefferson Marín, por su valioso apoyo en la realización de este proyecto.

A Equion Energía Limited por la oportunidad de desarrollar este trabajo de grado, y especialmente al equipo de Subsuelo por su constante apoyo, dedicación y gran disposición ante cualquier duda.

A todas aquellas personas que hicieron parte de este camino.

TABLA DE CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	26
1. ESTADO DEL ARTE	27
1.1 SIMULACIÓN COMPOSICIONAL	27
1.2. SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS.....	28
1.3 SENSIBILIDAD DE LOS YACIMIENTOS A LOS ESFUERZOS	30
1.4 INTERPRETACIÓN DE PRUEBAS DE PRESIÓN	32
2. YACIMIENTOS DE GAS CONDENSADO	35
2.1 CARACTERIZACIÓN DE UN GAS CONDENSADO	36
2.2 COMPORTAMIENTO DEL FLUIDO	37
2.2.1 Comportamiento y equilibrio de fases.....	37
2.2.2 Regiones de flujo	40
2.2.3 Bloqueo por condensado	42
2.3 PERMEABILIDAD RELATIVA.....	43
2.3.1 Efecto de la tasa de producción.....	45
2.4 ECUACIÓN DE ESTADO DE PENG ROBINSON	48

3. YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS.....	52
3.1 CARACTERIZACIÓN DE LOS YNFs.....	52
3.2 CLASIFICACIÓN DE LOS YNFs	54
3.3 CLASIFICACIÓN DE LAS FRACTURAS NATURALES.....	56
3.3.1 Fracturas por esfuerzo de corte (cizalla).....	58
3.3.2 Fracturas por esfuerzo normal	58
3.4 MODELAMIENTO DE FLUJO RADIAL EN YNF.....	59
3.4.1 Modelo de Warren & Root.....	59
3.4.2 Modelo de Gilman & Kazemi.....	60
4. GEOMECÁNICA.....	62
4.1 ESFUERZOS IN-SITU	62
4.2 RÉGIMEN DE FALLA SEGÚN EL ESTADO DE ESFUERZOS.....	65
4.3 PROPIEDADES ELÁSTICAS DE LAS ROCAS	66
4.3.1 Módulo de Young	66
4.3.2 Relación de Poisson	67
4.4 MODELO DE DEFORMACIÓN GEOMECÁNICA.....	68
4.4.1 Criterio de falla de Mohr-Coulomb	69
4.4.2 Modelo elastoplástico	71
4.4.3 Modelo constitutivo de Mohr-Coulomb.....	71

4.5 MODELO DE COMPACTACIÓN DE LA MATRIZ.....	72
4.6 FRACTURAS CRITICAMENTE ESTRESADAS	73
5. ANÁLISIS DE PRUEBAS DE PRESIÓN.....	75
5.1 FUNDAMENTOS GENERALES DE PRUEBAS DE PRESIÓN EN POZOS DE GAS	76
5.1.1 Pseudopresión y pseudotiempo.....	76
5.1.2 Pseudopresión simplificada para análisis manuales.....	77
5.1.3 Variables adimensionales	79
5.1.4 Pseudopresión monofásica y bifásica.....	81
5.2 MODELOS ANÁLITICOS PARA LA INTERPRETACIÓN DE PRUEBAS DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN EN POZOS DE GAS CONDENSADO	82
5.2.1 Modelo Homogéneo.....	82
5.2.2 Modelo de Yacimiento Compuesto	83
5.3 FUNDAMENTOS GENERALES DE PRUEBAS DE PRESIÓN EN YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS.....	88
5.3.1 Modelo de estado pseudoestable	90
5.3.2 Comportamiento del modelo de doble porosidad.....	97
5.3.3 Modelo de doble porosidad.....	100
5.4 DAÑO DE FORMACIÓN.....	105
6. METODOLOGÍA.....	108
6.1 MODELO CONCEPTUAL DE SIMULACIÓN.....	109

6.1.1 Generalidades del campo en la zona de interés	109
6.1.2 Caracterización del yacimiento	112
6.1.3 Construcción de la Malla.....	115
6.1.4 Creación y validación del modelo PVT	117
6.1.5 Curvas de permeabilidad relativa.....	121
6.1.6 Inicialización del modelo	123
6.1.7 Configuración y completamiento de los pozos.....	123
6.1.8 Modelo de fracturas naturales.....	124
6.1.9 Modelo Geomecánico	128
6.1.10 Ajuste histórico del pozo	132
6.2 INTERPRETACIÓN DE LA PRUEBA DE PRESIÓN	136
7. ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	139
7.1 ANÁLISIS GENERAL DE LA INCLUSIÓN DE FRACTURAS NATURALES Y GEOMECÁNICA A UN YACIMIENTO DE GAS CONDENSADO	139
7.2 ANÁLISIS PARAMÉTRICO DE UN YACIMIENTO DE GAS CONDENSADO	141
7.2.1 Caso Base	141
7.2.2 Variación del tiempo de producción a tasa de producción de gas constante	143
7.2.3 Variación de la tasa de producción de gas a un tiempo de producción adicional constante	148
7.2.4 Efecto del flujo no Darcy	150
7.2.5 Efecto del Número capilar.....	154
7.3 ANÁLISIS PARAMÉTRICO DE UN YACIMIENTO DE GAS CONDENSADO NATURALMENTE FRACTURADO.....	157
7.3.1 Variación del Espaciamiento de las Fracturas (Lz)	157

7.3.2 Variación de la Permeabilidad de las Fracturas (K_f)	162
7.3.3 Variación del coeficiente de almacenamiento (ω)	167
7.4 ANÁLISIS PARAMÉTRICO DE UN YACIMIENTOS DE GAS CONDESADO SENSIBLE A ESFUERZOS	171
7.4.1 Variación del coeficiente empírico C_{nl} de la fórmula de Touhidi-Baghini	171
7.4.2 Variación del Módulo de Young	176
7.4.3 Variación de la relación de Poisson	178
8. CONCLUSIONES	180
9. RECOMENDACIONES.....	182
BIBLIOGRAFÍA.....	183

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Diagrama de fase un gas condensado	38
Figura 2. Curva típica de líquido condensado.....	40
Figura 3. Regiones de flujo durante una caída de presión en un yacimiento de gas condensado	42
Figura 4. Relación entre las regiones de flujo y la permeabilidad relativa.	44
Figura 5. Efecto del número capilar en las curvas de permeabilidad relativa	46
Figura 6. Clasificación de los yacimientos naturalmente fracturados.....	54
Figura 7. Esfuerzos principales y orientación de las fracturas creadas	57
Figura 8. Simulación de un sistema de doble porosidad con dos mallas superpuestas – Matriz y Fractura.....	59
Figura 9. Sistema de bloques para la simulación de flujo radial	60
Figura 10. Sistema de fracturas paralelas para la simulación de un flujo radial simétrico	61
Figura 11. Definición del tensor de esfuerzos en un sistema arbitrario de coordenadas cartesianas.....	63
Figura 12. Régimen de falla según la clasificación de E.M. Anderson.....	65
Figura 13. Deformación inducida por un esfuerzo uniaxial	67
Figura 14. Esquema del criterio de falla de Mohr-Coulomb	70

Figura 15. Representación del modelo de deformación elastoplástico	71
Figura 16. Comportamiento experimental y teórico de las rocas	72
Figura 17. Representación de las fracturas críticamente estresadas en el diagrama de Mohr.....	73
Figura 18. Variación isotérmica de μZ con la presión	78
Figura 19. Esquemas de los modelos compuestos.....	84
Figura 20. Perfil de presión para un yacimiento radial compuesto (izquierda) y un yacimiento lineal compuesto (derecha).....	86
Figura 21. Respuesta de un PBU en un yacimiento radial compuesto	87
Figura 22. Respuesta log-log de un yacimiento radial compuesto con $M \neq D$	87
Figura 23. Comportamiento de doble porosidad: perfil de presión en un sistema de fracturas en régimen homogéneo.	91
Figura 24. Comportamiento de doble porosidad: perfil de presión de un régimen de transición ó pseudoestable	92
Figura 25. Comportamiento de doble porosidad: perfil de presión del régimen homogéneo de todo el sistema (matriz y fracturas)	92
Figura 26. Análisis semilog de la doble porosidad en estado pseudoestable	93
Figura 27. Gráfica de Horner para un yacimiento naturalmente fracturado	94
Figura 28. Variación del coeficiente de almacenamiento (ω)	95
Figura 29. Variación del coeficiente de flujo interporoso (λ).....	96
Figura 30. Gráfica de la derivada para un yacimiento naturalmente fracturado.....	99
Figura 31. Influencia de ω en un yacimiento de doble porosidad en estado pseudoestable.....	103

Figura 32. Influencia de λ en un yacimiento de doble porosidad en estado pseudoestable.....	104
Figura 33. Influencia del almacenamiento del pozo en un yacimiento de doble porosidad en estado pseudoestable	105
Figura 34. Ubicación estructural del pozo P1 en la formación Mirador	110
Figura 35. Sección transversal del pozo P1	112
Figura 36. Minilog del pozo P1.....	114
Figura 37. Malla de simulación	116
Figura 38. Diagrama de fase simulado en WINPROP	120
Figura 39. Rendimiento del gas simulado en WINPROP	121
Figura 40. Curva de permeabilidad relativa gas-aceite para la matriz	122
Figura 41. Curva de permeabilidad relativa agua-aceite para la matriz	122
Figura 42. Ubicación de los cinco pozos verticales.....	124
Figura 43. Configuración inicial en GEM del modelo de doble porosidad y permeabilidad	125
Figura 44. Registro UBI para la identificación de fracturas críticamente estresadas	126
Figura 45. Curva de permeabilidad relativa gas-aceite del sistema de fracturas .	127
Figura 46. Curva de permeabilidad relativa agua-aceite del sistema de fracturas	128
Figura 47. Malla de geomecánica	129
Figura 48. Estado de esfuerzos iniciales	130

Figura 49. Cambios en la permeabilidad debido al cambio de esfuerzos	131
Figura 50. Cambios en la porosidad debido al cambio de esfuerzos.....	131
Figura 51. Ajuste de la producción de gas.....	132
Figura 52. Ajuste de la producción de aceite	132
Figura 53. Ajuste de la Relación Gas-Aceite (GOR).....	133
Figura 54. Presión de fondo fluyendo de los casos ajustados	134
Figura 55. Formación del banco de condensado alrededor del pozo P1	135
Figura 56. Banco de condensado alrededor del pozo P1	135
Figura 57. PBU sintético en el caso base del modelo de gas condensado.....	136
Figura 58. Datos de producción y presión cargados en Saphir	136
Figura 59. Extracción de la pseudopresión y su derivada en Saphir	137
Figura 60. Interpretación realizada en Saphir del caso base del modelo de gas condensado	137
Figura 61. Derivadas de la pseudopresión para los diferentes modelos.....	139
Figura 62. Curva de la pseudopresión y la derivada para el caso base.....	142
Figura 63. Perfil presión y de saturación del condensado en el caso base	142
Figura 64. Perfil de saturación de condensado a diferentes tiempos de producción adicional.....	144
Figura 65. Perfil de presión a diferentes tiempos de producción adicional	145
Figura 66. Derivada de la pseudopresión a diferentes tiempos de producción adicional.....	145

Figura 67. Resultados de la interpretación de los PBU a diferentes tiempos de producción adicional	146
Figura 68. Perfil de saturación de condensado a diferentes tasas de producción de gas	148
Figura 69. Perfil de presión a diferentes tasas de producción del gas	149
Figura 70. Derivadas de la pseudopresión a diferentes tasas de producción de gas	149
Figura 71. Perfiles de saturación a diferentes tasas de producción incluyendo el efecto del flujo no Darcy	151
Figura 72. Perfiles de presión a diferentes tasas de producción incluyendo el efecto de flujo no Darcy	152
Figura 73. Derivadas de la pseudopresión a diferentes tasas de producción de gas incluyendo el efecto de flujo no Darcy	153
Figura 74. Derivada de la pseudopresión para el caso de 20 MMSCF/D incluyendo el efecto del número capilar	154
Figura 75. Perfiles de saturación de condensado a diferentes tasas de producción incluyendo el efecto del número capilar	155
Figura 76. Perfiles de presión de a diferentes tasas de producción incluyendo el efecto de número capilar	156
Figura 77. Perfiles de saturación de condensado en la matriz a diferentes espaciamientos verticales de fracturas naturales	157
Figura 78. Perfiles de saturación de condensado en las fracturas a diferentes espaciamientos verticales de fracturas naturales	158
Figura 79. Perfiles de presión en la matriz a diferentes espaciamientos verticales de fracturas naturales	159
Figura 80. Perfiles de presión en las fracturas a diferentes espaciamientos	

verticales en las fracturas naturales.....	159
Figura 81. Derivadas de la pseudopresión a diferentes espaciamentos verticales de las fracturas naturales.....	160
Figura 82. Resultados de la interpretación de PBU a diferentes espaciamentos verticales de fracturas naturales	161
Figura 83. Perfiles de saturación de condensado en la matriz a diferentes permeabilidades de fractura.....	162
Figura 84. Perfiles de saturación de condensado en las fracturas a diferentes permeabilidades de fractura.....	163
Figura 85. Perfiles de presión en la matriz a diferentes permeabilidades de fractura	164
Figura 86. Perfiles de presión en las fracturas a diferentes permeabilidades de fractura.....	164
Figura 87. Derivadas de la pseudopresión a diferentes permeabilidades de fractura	165
Figura 88. Resultados de la interpretación de PBU a diferentes permeabilidades de fractura.....	166
Figura 89. Perfiles de saturación del condensado a diferentes coeficientes de almacenamiento.....	167
Figura 90. Perfiles de saturación del condensado en las fracturas a diferentes coeficientes de almacenamiento.....	168
Figura 91. Perfiles de presión en la matriz a diferentes coeficientes de almacenamiento.....	168
Figura 92. Perfiles de presión en las fracturas a diferentes coeficientes de almacenamiento.....	169

Figura 93. Derivadas de la pseudopresión a diferentes coeficientes de almacenamiento.....	170
Figura 94. Perfiles de saturación a diferentes coeficientes Cnl	171
Figura 95. Perfiles de presión a diferentes coeficientes Cnl	172
Figura 96. Derivadas de la pseudopresión a diferentes coeficientes Cnl	173
Figura 97. Subsistencia debido al efecto geomecánico en el yacimiento (pies) ...	174
Figura 98. Resultados de la interpretación de PBU a diferentes coeficientes Cnl	175
Figura 99. Perfiles de saturación de condensado a diferentes módulos de Young	176
Figura 100. Derivadas de la pseudopresión a diferentes módulos de Young	177
Figura 101. Perfiles de saturaciones de condensado a diferentes relaciones de Poisson	178
Figura 102. Perfiles de presión a diferentes relaciones de Poisson.....	178
Figura 103. Derivadas de la pseudopresión a diferentes relaciones de Poisson .	179

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Composición típica molar de los principales tipos de fluidos.	37
Tabla 2. Coeficientes de traslación de volumen	50
Tabla 3. Valores típicos de A_0 y A_1	51
Tabla 4. Estados de esfuerzos y régimen de falla	65
Tabla 5. Rangos de las constantes elásticas	68
Tabla 6. Rangos de ángulo de fricción y cohesión según el tipo de roca	68
Tabla 7. Propiedades petrofísicas del yacimiento.....	113
Tabla 8. Resultados de un PBU realizado al pozo P1	115
Tabla 9. Refinamiento areal logarítmico	117
Tabla 10. Componentes y propiedades críticas del gas.....	118
Tabla 11. Composición molar inicial del gas.....	119
Tabla 12. Datos de inicialización del modelo	123
Tabla 13. Propiedades petrofísicas del sistema de fracturas naturales	125
Tabla 14. Espaciamiento vertical por capa de las fracturas naturales	126
Tabla 15. Propiedades del modelo elastoplástico de Mohr-Coulomb	128
Tabla 16. Gradientes de esfuerzos efectivos.....	130

Tabla 17. Resultados de la interpretación de los PBU en los diferentes modelos	140
Tabla 18. Resultados del PBU interpretado en el modelo base.....	143
Tabla 19. Resultados de la interpretación de PBU a diferentes tiempos de producción adicional	147
Tabla 20. Resultados de la interpretación de los PBU a diferentes tasa de producción de gas.....	150
Tabla 21. Resultados de la interpretación de los PBU a diferentes espaciamientos verticales de las fracturas naturales.....	162
Tabla 22. Resultados de la interpretación de los PBU a diferentes permeabilidades de fractura.....	165
Tabla 23. Resultados de la interpretación de los PBU a diferentes coeficientes de almacenamiento.....	169
Tabla 24. Resultados de la interpretación de PBU a diferentes coeficientes Cnl	174
Tabla 25. Resultados de la interpretación de los PBU a diferentes módulos de Young	177
Tabla 26. Resultados de la interpretación de los PBU a diferentes relaciones de Poisson	179

RESUMEN

TÍTULO: SIMULACIÓN E INTERPRETACIÓN DE PRUEBAS DE PRESIÓN PARA LA IDENTIFICACIÓN DEL DAÑO DE FORMACIÓN EN EL CAMPO PIEDEMONTE.*

AUTORES: BRAYAN EDUARDO PÉREZ FLÓREZ, CRISTHIAN CAMILO VELANDIA AVENDAÑO**

PALABRAS CLAVES: Gas Condensado, Fracturas Naturales, Daño, Geomecánica, Simulación Numérica de Yacimientos, Pruebas de Presión.

En este proyecto se presenta una metodología para evaluar y analizar el comportamiento de las pruebas de restauración de presión con el objetivo de identificar el daño y la capacidad de flujo en el campo Piedemonte bajo tres escenarios: un yacimiento de gas condensado, gas condensado naturalmente fracturado y un yacimiento de gas condensado incluyendo el efecto geomecánico.

La metodología está basada en un modelo de simulación de un sector de Piedemonte usando un modelo composicional creado en el software GEM de la compañía CMG. El modelo está compuesto de un pozo vertical y un refinamiento logarítmico cercano a la cara del pozo para representar el fenómeno del banco de condensado.

La interpretación de las pruebas de presión se realiza con el software de Kappa (Saphir) usando los modelos radial compuesto y de doble porosidad para analizar el comportamiento de la restauración de presión. Además, se usa Saphir para determinar el daño y la capacidad de flujo teniendo en cuenta los cambios en la pseudopresión a través del yacimiento.

Este proyecto permite estudiar el efecto de incluir las fracturas naturales y la geomecánica a un yacimiento de gas condensado. Se observó el importante rol de las fracturas naturales en el desarrollo del banco de condensado y el comportamiento de la restauración de presión considerando parámetros tales como, coeficiente de almacenamiento, coeficiente de flujo interporoso, el factor de forma y el espaciado de las fracturas. Otro factor importante es la adición de geomecánica para representar el cambio de los esfuerzos efectivos que cambia la porosidad y permeabilidad, y por lo tanto, afecta el daño y la productividad del pozo.

A través de este proyecto se espera mitigar la complejidad existente al interpretar las pruebas de presión en estos yacimientos y analizar el daño debido al banco de condensado y/o daño geomecánico.

* Trabajo de grado.

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Director: PhD. Zuly Himelda Calderón Carrillo. Codirector: Ing. Carlos Germán Herrera Guevara. Codirector: Ing. Julián Alfonso Clavijo Álvarez.

ABSTRACT

TITLE: SIMULATION AND INTERPRETATION OF PRESSURE TESTS FOR IDENTIFICATION OF SKIN IN PIEDEMONTE FIELD.*

AUTHORS: BRAYAN EDUARDO PÉREZ FLÓREZ, CRISTHIAN CAMILO VELANDIA AVENDAÑO**

KEYWORDS: Condensate Gas, Natural Fractures, Skin, Geomechanics, Numerical Simulation of Reservoirs, Pressure Test.

In this project is presented a methodology to evaluate and analyze the pressure build-up tests behavior with the main objective of identifying skin and flow capacity in Piedemonte Field under three different scenarios: a condensate gas reservoir, a naturally fractured condensate gas reservoir, and including geomechanical effect in gas condensate reservoir.

The methodology is based on a sector model simulation in Piedemonte Field using a compositional model created in GEM software of Computer Modelling Group (CMG). The model is composed of a vertical well and a logarithm refined grid near wellbore to represent the condensate blockage phenomenon.

Well test interpretation is realized with Kappa's software (Saphir) using radial composite and double porosity models to analyze pressure buildup behavior. Furthermore, Saphir is used to determine skin and flow capacity taking into account pseudopressure changes along reservoir.

This project allows studying the effect of including natural fractures and geomechanics to a condensate gas reservoir. It is observed the important role of natural fractures in the condensate bank development and pressure buildup behavior considering parameters such as, storativity ratio, interporosity flow coefficient, shape factor and fracture spacing. Another important factor is the addition of geomechanics module to represent the change of effective stress, which leads to changes in porosity and permeability, and therefore affects the skin and well deliverability. Moreover, the effect of capillary number was studied and higher production rates results in earlier condensate dropout peak, the peak is lower for higher rates, a phenomenon attributed to velocity stripping.

Through this project is expected to mitigate the existing complexity interpreting pressure buildup tests in these reservoirs and analyzed the formation damage due to condensate banking and/or geomechanical damage.

* Bachelor thesis

** Physic-chemist Engineering Faculty. Petroleum Engineering School, Director PhD. Zuly Himelda Calderón Carrillo. Codirector: Ing. Carlos Germán Herrera Guevara. Codirector: Ing. Julián Alfonso Clavijo Álvarez.

INTRODUCCIÓN

La licencia Piedemonte se encuentra ubicada en el departamento de Casanare y está compuesta por los campos Floreña y Pauto, los cuales son yacimientos de gas condensado y aceite volátil. Esta zona posee enormes retos técnicos debido a la complejidad geológica existente en Casanare, se han identificado regiones con fracturas naturales debido al plegamiento de las capas sedimentarias originado por la tectónica del área.

Durante el desarrollo del Piedemonte se realizan periódicamente pruebas de presión a los pozos de Floreña y Pauto con el propósito de estimar la permeabilidad y el daño para determinar la productividad actual de los pozos. Sin embargo, cuando la presión del yacimiento es menor que la presión de rocío, se genera un banco de condensado a los alrededores de la cara del pozo, que bajo ciertas condiciones específicas puede tener un comportamiento de presión similar al de un yacimiento con fracturas naturales. Por estas razones, existe dificultad para interpretar las pruebas de presión y evaluar el impacto en la productividad de los pozos.

El objetivo de este proyecto es evaluar y analizar el comportamiento de la prueba de restauración de presión en tres escenarios de simulación: yacimiento de gas condensado, yacimiento de gas condensado con fracturas naturales y teniendo en cuenta el efecto geomecánico en el medio poroso. Al finalizar este estudio se espera mitigar la complejidad existente al interpretar las pruebas de presión y se pueda analizar el daño de formación debido al condensado y/o el daño geomecánico debido a las fracturas naturales. Además, se pretende mejorar la comprensión del comportamiento de las pruebas de presión realizando un análisis paramétrico del impacto de las principales variables asociadas a los modelos.

1. ESTADO DEL ARTE

Existen cuatro áreas principales cuya revisión bibliográfica es de primordial importancia en este proyecto. Dichas áreas son: simulación composicional, simulación de yacimientos naturalmente fracturados, sensibilidad de los yacimientos a los esfuerzos y la interpretación de pruebas de presión. En este capítulo, se presentan algunos de los estudios que a consideración de los autores de este trabajo, son muy relevantes.

1.1 SIMULACIÓN COMPOSICIONAL

En un comienzo, se estudió el comportamiento de un fluido retrógrado y su productividad de forma analítica, como lo hicieron O'Dell & Miller (1967) por medio de funciones de pseudopresión. En 1970, Wattenbarger resalta la necesidad de la simulación de este tipo de yacimientos para obtener las constantes de equilibrio, los cálculos flash y el cálculo de cambio composicional en cada punto del modelo y a cada nivel de tiempo.

En 1973, Fusell revaluó la teoría de O'Dell & Miller realizando una simulación composicional en una dimensión (1D), donde concluye que por encima de la presión de saturación, la composición del gas, como fase única, permanece constante. Además, determina que la productividad de este tipo de sistemas es mucho mayor a la establecida por los anteriores autores.

En el mismo año, Besset & Ombret propusieron un modelo totalmente implícito (FIM) de dos dimensiones (2D) en coordenadas radiales. Los autores consideraron tres fases fluyentes y problemas de conificación, además de los efectos capilares y gravitatorios. El sistema de ecuaciones de flujo es aproximado con diferencias finitas y resuelto por el método de eliminación gaussiana.

En 1981, Nghiem *et al.* plantearon un modelo de presión implícita – saturación explícita, conocido como método IMPES basado en un balance de materiales

sobre cada componente del sistema y el acople de la ecuación cúbica de estado de Peng-Robinson. Con esta aproximación el conjunto de ecuaciones se resuelve para obtener la presión a cada tiempo de manera iterativa. Para los valores de presión obtenidos, se calcula de manera explícita, la composición y demás propiedades del fluido.

En 1995, Fevang & Whitson destacaron la importancia que tiene el modelamiento adecuado del comportamiento del fluido en la región cercana al pozo, debido a que es la zona donde se presenta la mayor caída de presión, generando así una gran cantidad de condensado y regímenes de flujo no Darcy.

1.2. SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

Uno de los primeros intentos por simular los yacimientos naturalmente fracturados fue en 1972 donde Yamamoto et al. propusieron un modelo matemático donde se representaba la presión, la producción y el comportamiento de la saturación de fluidos en un patrón de un solo bloque dentro de una red de fracturas, representado por un sistema de rejillas bidimensionales (2D) con dos fases (petróleo y gas). Los resultados obtenidos de la simulación en los procesos de agotamiento y de mantenimiento de presión del yacimiento naturalmente fracturado revelan diferencias significativas en comparación con el rendimiento de un yacimiento convencional. Por lo tanto, este modelo aportó una mejor comprensión en cuanto a las eficiencias de desplazamiento que resultan de las diversas formas de producción.

En 1982, De Swaan desarrolló un modelo de simulación para describir el comportamiento de los yacimientos naturalmente fracturados, modelando un aceite negro con alta transmisibilidad en las fracturas, donde las bajas tasas de producción de petróleo permitieron la segregación gravitacional entre las tres fases; gas, petróleo y agua. Los resultados de la formulación de un sistema de tres ecuaciones simultáneas donde las variables dependientes fueron: las

profundidades del gas y el petróleo, el contacto agua-aceite, y la presión al datum, permitieron obtener un modelo real que estuvo acorde durante cuarenta y cinco años de producción histórica real de un yacimiento de este tipo, incluyendo un período de producción nula.

En 1987, Sonier & Eymard diseñan un simulador que describe el flujo trifásico con un modelo tridimensional (3D) de un yacimiento naturalmente fracturado, utilizando un sistema de doble porosidad y permeabilidad. Este modelo se utilizó para describir las zonas altamente fracturadas, incluyendo también las fuerzas viscosas, capilares y los efectos gravitacionales dependiendo de los tamaños de la matriz o las conexiones entre las mismas. Las ecuaciones se expresan en forma composicional y se ajustan con los valores de las constantes de equilibrio (K_i) de cada componente sin causar problemas de estabilidad o de convergencia.

En 1995, Zellou *et al.* hicieron un aporte importante para mejorar los modelos de yacimientos naturalmente fracturados debido a que crearon un modelo geomecánico utilizando datos sísmicos y redes neuronales, con el fin de identificar y detallar la estructura del yacimiento.

En el año 2000, Bourne *et al.* consideraron primordial el tema geomecánico y los modelos de los yacimientos naturalmente fracturados se enfocaron en calcular la distribución y las propiedades de las fracturas a gran escala dentro del yacimiento completo, tratando de predecir la distribución espacial de las fracturas naturales y sus efectos en el flujo de fluidos. Este enfoque fue capaz de predecir fracturas muy complejas y geológicamente más realistas.

En el 2013, Lima desarrolló un proyecto donde se integró un modelo de una red de fracturas con un modelo de doble porosidad y permeabilidad, que debido a la gran capacidad de los computadores logró hacer una sensibilización de parámetros importantes como la porosidad, permeabilidad, espaciamiento y dirección de las fracturas, entre otros. Lima concluyó que el modelo de doble porosidad y permeabilidad obtuvo el pronóstico más optimista y real en un lapso de ocho años.

Hoy en día la construcción de modelos complejos es una tarea mucho más difícil y detallada donde se tienen en cuenta modelos geológicos y geomecánicos basados en el análisis de los afloramientos, la exploración de los pozos, datos sísmicos, modelos estáticos y dinámicos del flujo de fluidos, un modelo capaz de simular el comportamiento y la interacción de las fracturas con la matriz, un modelo de producción y recuperación del yacimiento con base en la evaluación física de los mecanismos de transferencia de flujo de fluidos entre los medios.

Existe software especializado en los diferentes modelos de doble porosidad y permeabilidad que facilitan su construcción, simulación e interpretación, logrando una simulación más acertada y cercana a la realidad.

1.3 SENSIBILIDAD DE LOS YACIMIENTOS A LOS ESFUERZOS

En 1943, Terzagui presentó un estudio de consolidación en una dimensión (1D) para un estrato horizontal sometido a una carga homogénea, introduciendo por primera vez el concepto de esfuerzo efectivo, considerándolo una fracción del esfuerzo total que soporta la roca.

En 1941 y 1956, Biot presentó una serie de estudios que proponen una solución elástica general para materiales porosos; en ella, la carga soportada por el fluido está definida por el parámetro de Biot, que en el caso de Terzagui fue asumido como uno (1). Más adelante, esta teoría se reformuló y reinterpretó por diferentes autores para hacerla compatible con el modelamiento convencional de flujo de fluidos.

En 1957, Geertsma realiza un análisis paralelo entre su teoría y la de Biot, observando que utiliza un mayor número de constantes y logra expresar dos de ellas en función de las compresibilidades de la roca y la porosidad. A través de su análisis definió el parámetro de Biot como $\alpha = 1 - C_r/C_{ma}$, donde C_r es la compresibilidad de la roca y C_{ma} es la compresibilidad de la matriz. Además, concluyó que

cuando el parámetro de Biot es 0, la roca es sólida, sin poros y sin influencia de la presión de poro y cuando es 1, la roca es sólida, porosa y extremadamente plástica con una influencia máxima de la presión de poro.

En 1995, Chen *et al.* presentaron la teoría de Biot a partir del modelamiento convencional de flujo de fluidos, permitiendo que los fenómenos geomecánicos de un yacimiento se puedan de una forma sistemática y fácil.

En 1995, Settari & Mourits utilizaron un simulador comercial para realizar un método de acoplamiento en un modelo tridimensional (3D), donde se utiliza la porosidad como parámetro de acople. El concepto principal fue reformular las ecuaciones de esfuerzo para utilizarlas en conjunto con un simulador convencional de flujo de fluidos.

En 1998, Gutiérrez & Lewis a partir de un trabajo previo de Lewis & Sukirman (1993), presentaron la formulación de las ecuaciones de Biot para flujo multifásico (agua y aceite) en un medio poroso deformable. A partir de este estudio concluyeron que el flujo de fluidos y los efectos geomecánicos deben analizarse de forma acoplada estableciendo variables presentes en ambos dominios.

En 1999, Osorio *et al.* desarrollaron un modelo 3D totalmente implícito en diferencias finitas donde consideran dos dominios físicos diferentes. Un dominio interno que representa el yacimiento, donde ocurre el flujo de fluidos y la deformación de la roca, y un dominio externo que se extiende más allá del yacimiento donde se representa la perturbación de presión en los esfuerzos.

En 1999, Settari & Walters discutieron diferentes grados de acoplamiento, donde los dividen en desacoplados, explícitamente acoplados, iterativamente acoplados y totalmente acoplados. La primera aproximación corresponde a la simulación tradicional de yacimientos. Los modelos iterativamente acoplados corresponden a la solución repetida de las ecuaciones de flujo de fluidos y geomecánica hasta lograr una convergencia en cada nivel de tiempo. Los modelos explícitamente acoplados son un caso particular de los anteriores. Y los modelos totalmente

acoplados son aquellos que poseen una coherencia interna, pero requieren de mucho más desarrollo para lograr que su solución de flujo sea tan buena como la de los simuladores convencionales actuales.

En el 2000, Osorio *et al.* presentaron un análisis paramétrico de la influencia de diferentes variables en los procesos acoplados de flujo de fluidos y geomecánica, definiendo como primordiales la permeabilidad, las dimensiones del yacimiento y el valor de los módulos elásticos.

1.4 INTERPRETACIÓN DE PRUEBAS DE PRESIÓN

En 1967, O'Dell & Miller presentaron la primera ecuación de tasa de gas usando la función pseudopresión para describir el efecto del bloqueo debido al condensado.

En 1973, Fusell demostró que la productividad de un pozo de gas condensado es mucho más alta que la descrita por la teoría de O'Dell & Miller, la cual no representaba correctamente el perfil de saturación en la región de dos fases.

En 1981, Boe *et al.* sugirió técnicas para determinar las saturaciones cerca a la cara del pozo durante los periodos de agotamiento y restauración de presión para sistemas con un mecanismo de empuje de gas en solución. Las técnicas requerían que el perfil de saturación y presión fueran expresadas como una función de r^2/t . Sin embargo, para sistemas de gas condensado con un daño diferente de cero, esta suposición no era válida.

En 1988, Raghavan demostró que la respuesta de la caída de presión para un sistema de gas retrógrado se podía correlacionar con la solución clásica de líquido, si las presiones eran transformadas a una pseudopresión bifásica.

En ese mismo año, Jones & Raghavan mostraron que la pseudopresión bifásica en estado estable puede ser usada para estimar la capacidad de flujo del yacimiento y dar una primera estimación del daño debido al banco de condensado.

En 1989, Jones & Raghavan llevaron a cabo los cálculos de capacidad de flujo y daño mediante una serie de pruebas de restauración de presión (PBU).

En 1995, Raghavan analizó varios casos de campo y modelos de simulación usando la pseudopresión en estado estable, y concluyó que su método trabaja mejor cuando la presión del yacimiento es mucho mayor que la presión de rocío y mucho menor que la presión de fondo (BHP). Llegó a esa conclusión por el hecho de que el método de estado estable desprecia la saturación de aceite en la zona de transición.

En 1995, Fevang demostró en un estudio sobre la productividad de pozos, la existencia de la zona de transición, donde el aceite y el gas están presentes pero solo el gas es móvil. Fevang desarrolló una pseudopresión bifásica usando una relación de presión-saturación, calculada en cada una de las tres regiones.

En 1997, Jatmiko describió una técnica iterativa para calcular la saturación en la cara del pozo asumiendo flujo en estado estable de los componentes iniciales. Este método proponía dos regiones de flujo en el yacimiento (sin región de transición): una región cerca de la cara del pozo donde existía flujo bifásico (gas y aceite) y una región externa que contenía solo gas, con una saturación de aceite igual a cero.

En 1999, Lee & Xu aplicaron la teoría de Fevang a la interpretación de pruebas de pozos, demostrando que el método de las tres regiones es más preciso que el método de estado estable para determinar el daño y la capacidad de flujo. Concluyeron que la pseudopresión bifásica debe asumir a priori el conocimiento de las curvas de permeabilidad relativa como función de la saturación, la correcta caracterización del fluido y la medición precisa de la relación gas-aceite producida.

En el 2001, Roussennac estudió el cambio composicional de las tres regiones formadas alrededor de la cara del pozo en un yacimiento de gas condensado. Realizó sensibilidades de varios parámetros (daño, curvas de permeabilidad

relativa, tasa de flujo, presión inicial y rendimiento del condensado) usando pruebas de presión simuladas con flujo composicional. Al finalizar su estudio concluyó que el método de las tres regiones proporciona una mejor estimación del daño y la permeabilidad para todos los casos. Además, demostró que el método de estado pseudoestable subestima el daño y sobreestima la permeabilidad.

Actualmente, los ingenieros intentan analizar los datos de las pruebas de presión usando el concepto de pseudopresiones.

En este estudio, se revisa el concepto de estado estable y el modelo de las tres regiones. Se lleva a cabo el uso de una pseudopresión monofásica en el modelo de yacimiento radial compuesto utilizado en la interpretación de pruebas de presión. Además, se realiza el cálculo numérico implementando el modelo de las tres regiones para compararlo con el caso anterior.

Hoy en día, se cuenta con varios simuladores comerciales que ofrecen opciones como simulación composicional, pruebas de presión y unos pocos que tienen adicionalmente un módulo de geomecánica. Por lo que es importante resaltar la construcción de modelos que acoplen los fenómenos de sensibilidad a esfuerzos y fluidos composicionales.

2. YACIMIENTOS DE GAS CONDENSADO

El comportamiento de los yacimientos de gas condensado difiere de los yacimientos de gas convencionales debido a que puede presentarse flujo multifásico en el yacimiento junto un gradiente composicional en dirección radial y vertical, requiriendo un análisis más riguroso para la optimización del recobro de los hidrocarburos.

A condiciones de yacimiento, la mayoría de los yacimientos de gas condensado están constituidos solo de una fase gaseosa. Cuando se inicia la producción del yacimiento, el gas fluye a través del medio poroso, la tubería de producción y las facilidades de superficie, generando una caída de presión. Si la presión cae por debajo de la presión de rocío del fluido original, se condensarán los componentes intermedios y pesados del gas. Este proceso isotérmico es lo que se conoce como condensación.

Debido a la baja permeabilidad relativa del líquido condensado y la alta relación de viscosidad líquido/gas, la mayor parte del condensado en el yacimiento no es recuperable y constituye lo que se conoce como “pérdida del condensado”. La pérdida del condensado es una de las mayores preocupaciones económicas, debido a que contiene los componentes intermedios y pesados del fluido original, los cuales tienen un alto valor en el mercado¹.

Los pronósticos de productividad en pozos de gas condensado usualmente requieren la simulación del yacimiento con mallas muy refinadas para modelar la formación del banco de condensado, teniendo en cuenta fenómenos por altas tasas, tales como flujo no Darcy y cambios en la permeabilidad relativa a grandes números capilares, garantizando una mayor confiabilidad en los resultados obtenidos y asegurando que el modelo simule un comportamiento del yacimiento cercano a la realidad.

¹ ROUSSENNAC, B. Gas Condensate Well Test Analysis. Report (Degree of Master of Science). Stanford University. Department of Petroleum Engineering. June 2001, p. 1.

2.1 CARACTERIZACIÓN DE UN GAS CONDENSADO

Los tipos de hidrocarburos encontrados en los yacimientos varían en un amplio rango desde gases secos hasta bitumen. Existen varias clasificaciones de acuerdo al color, la densidad y la relación gas-aceite. El grado de degradación de las moléculas orgánicas complejas incrementa con la presión y la temperatura. Por lo tanto, una roca madre más profunda tiene altas probabilidades de generar hidrocarburos de tipo gas condensado. Es por esto que los gases condensados se encuentran en yacimientos profundos.

Los yacimientos de hidrocarburos se clasifican en yacimientos de gas o aceite. A su vez están divididos de acuerdo a los siguientes aspectos:

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

Con base en lo anterior, la clasificación de los yacimientos es la siguiente²:

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

En la Tabla 1 se presentan algunas composiciones típicas para las principales categorías. Un gas condensado puede generar entre 30 y 300 STB/MMSCF. La mayoría de los yacimientos de gas condensado descubiertos se encuentran entre 5000 y 17000 ft de profundidad, con un rango de presión desde 3000 psi hasta 8000 psi y a una temperatura entre 200°F y 400°F. Estos rangos de presión y temperatura junto con amplios rangos de composición permiten a los fluidos de

² AHMED, T. Reservoir engineering handbook. Third Edition. Gulf Professional Publishing, 2006.

gas condensado tener un comportamiento físico muy diferente en cada yacimiento³.

Tabla 1. Composición típica molar de los principales tipos de fluidos.

Componente	Aceite Negro	Aceite Volátil	Gas Condensado	Gas Húmedo	Gas Seco
CO ₂	0.02	0.93	2.37	1.41	0.10
N ₂	0.34	0.21	0.31	0.25	2.07
C ₁	34.62	58.77	73.19	92.46	86.12
C ₂	4.11	7.57	7.80	3.18	5.91
C ₃	1.01	4.09	3.55	1.01	3.58
i-C ₄	0.76	0.91	0.71	0.28	1.72
n-C ₄	0.49	2.09	1.45	0.24	-
i-C ₅	0.43	0.77	0.64	0.13	0.50
n-C ₅	0.21	1.15	0.68	0.08	-
C _{6(s)}	1.61	1.75	1.09	0.14	-
C ₇₊	56.40	21.76	8.21	0.82	-

Fuente: AHMED, T. Reservoir engineering handbook. Third Edition. Gulf Professional Publishing, 2006.

2.2 COMPORTAMIENTO DEL FLUIDO

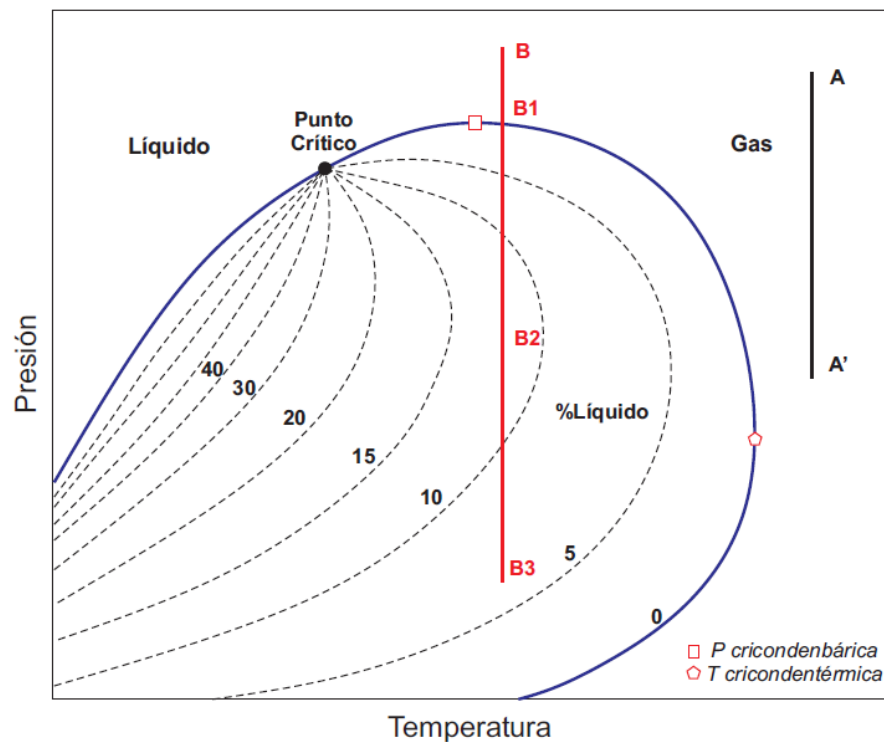
2.2.1 Comportamiento y equilibrio de fases

El comportamiento de un yacimiento de gas condensado depende del diagrama de fases y las condiciones del yacimiento. En la Figura 1 se muestra un diagrama de fase típico para un gas condensado (diagrama P-T). Este diagrama de fase consiste en una línea de puntos de burbuja (bajo la cual la primera burbuja de gas

³ MOSES, P. DONOHOE, C. Gas condensate reservoirs. Petroleum Engineering Handbook. SPE. 1962.

se vaporiza del líquido) y una línea de puntos de rocío (bajo la cual se condensa la primera gota de líquido del vapor) coincidiendo en el punto crítico. Para presiones por encima de la presión cricondenbárica o para temperaturas mayores a la temperatura cricondentérmica, las dos fases no pueden coexistir. En el punto crítico no se pueden distinguir las propiedades del líquido y el vapor.

Figura 1. Diagrama de fase un gas condensado



Modificado de: ROUSSENNAC, B. Gas Condensate Well Test Analysis. Report (Degree of Master of Science). Stanford University. Department of Petroleum Engineering. June 2001, p. 8.

El diagrama de fase presentado en la Figura 1 corresponde a una mezcla de hidrocarburos determinada, que dependiendo de las condiciones del yacimiento puede tener condensación retrograda. El depletamiento del yacimiento es una expansión isotérmica, representado por una línea vertical en el diagrama de fase.

Los yacimientos de gas y gas condensado pueden distinguirse dependiendo de las condiciones iniciales del yacimiento:

- **Yacimiento de gas**

Si las condiciones iniciales del yacimiento son el punto A, el camino A-A' de la Figura 1 nunca entrará en la región de dos fases, y el fluido será siempre gas. No se condensa ningún líquido del gas y por lo tanto la composición del gas permanece constante durante la vida productiva del yacimiento.

- **Yacimiento de gas condensado**

Para temperaturas del yacimiento entre la crítica y la cricondentérmica, y si la presión inicial es cercana al diagrama de fase (punto B de la Figura 1) ocurre condensación retrograda en el yacimiento. Entre B y B1, el fluido permanece en una sola fase. A medida que se depleta el yacimiento, la presión cae por debajo de la presión de rocío del fluido original (punto B1) y se condensa líquido en el yacimiento, el cual tendrá menor movilidad que la fase de gas.

El proceso de condensación retrograda continúa con la disminución de presión hasta que la condensación de líquido alcanza su valor máximo en el punto B2. A partir de este punto, una reducción de presión permite a las moléculas pesadas comenzar su proceso normal de vaporización.

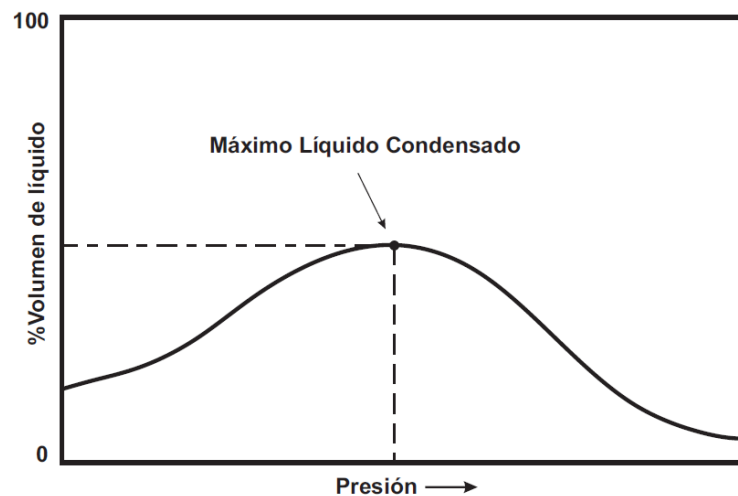
La Figura 2 muestra una curva típica del porcentaje de condensación de líquido. En la mayoría de yacimientos de gas condensado, este porcentaje varía entre 15% - 19% del volumen poroso. Esta saturación de líquido no es tan grande para generar un flujo del condensado. Sin embargo, en la cara del pozo donde la caída de presión es alta, se condensa suficiente líquido para generar un flujo multifásico de gas y condensado⁴.

Las principales características asociadas a este tipo de yacimientos son:

⁴ AHMED, T. Reservoir engineering handbook. Third Edition. Gulf Professional Publishing, 2006.

- Relación gas-aceite entre 8000 y 70000 SCF/STB. Generalmente, el GOR incrementa con el tiempo debido al líquido condensado y la pérdida de componentes pesados.
- Gravedad del condensado por encima de 50° API.
- El color del líquido en el tanque es usualmente blanco o de colores ligeros.

Figura 2. Curva típica de líquido condensado



Fuente: AHMED, T. Reservoir engineering handbook. Third Edition. Gulf Professional Publishing, 2006, p. 11.

2.2.2 Regiones de flujo

Algunos estudios realizados han demostrado que cuando la presión del yacimiento en las cercanías del pozo cae por debajo de la presión de rocío, se produce condensación retrógrada y se forman tres regiones (ver Figura 3), cada una con una saturación de condensado diferente⁵:

⁵ FEVANG, O. Gas condensate flow behavior and sampling. PhD thesis. Norges Tekniske Hogskole. 1995.

- **Región 1**

Esta región se encuentra cerca al pozo y es donde ocurre un flujo bifásico a diferentes velocidades. La saturación del condensado es mayor a la saturación crítica (S_{cc}), y por lo tanto las dos fases son móviles. Es la región donde ocurre la mayor pérdida de productividad del pozo, debido a que la permeabilidad relativa al gas se reduce drásticamente debido a las altas saturaciones de condensado.

- **Región 2**

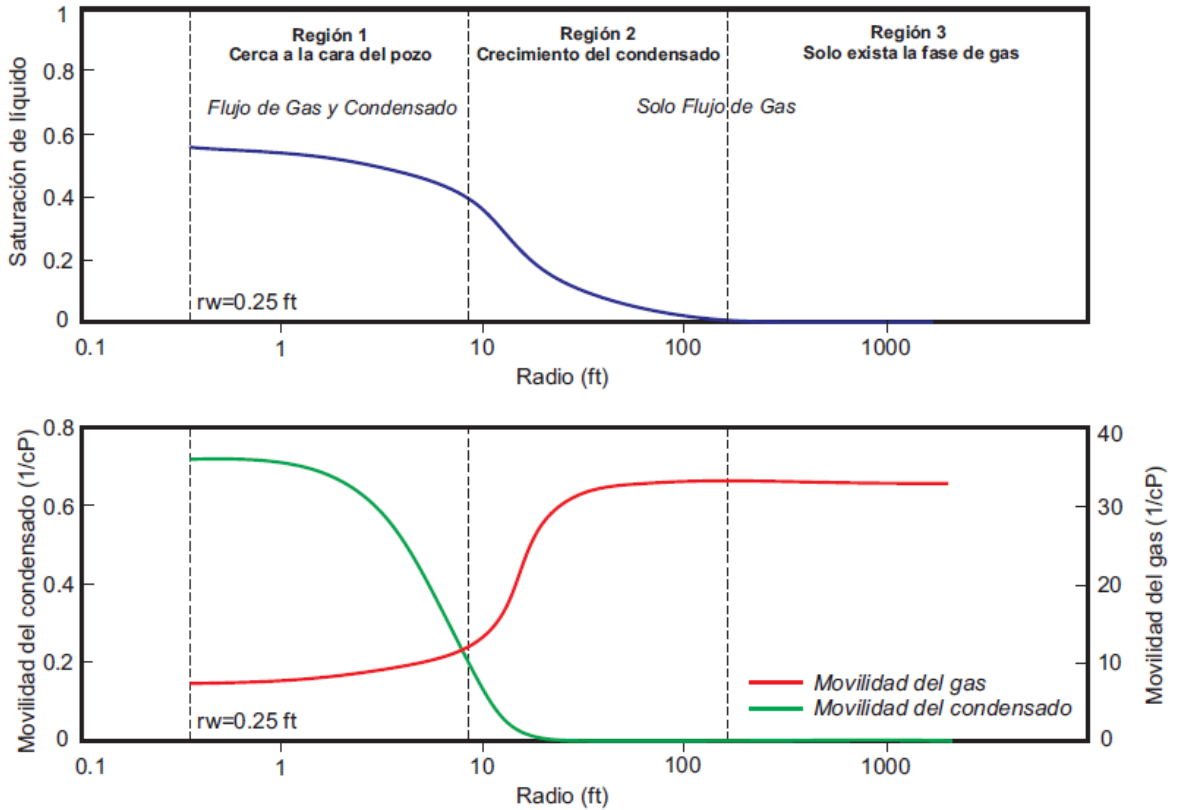
En esta región ocurre la acumulación neta del condensado. La saturación del condensado está por debajo del valor crítico ocasionando que el líquido tenga una movilidad nula o despreciable.

- **Región 3**

Es la región más lejana del pozo y se caracteriza porque solo contiene la fase de gas. Por definición, no existe condensado en esta región debido a que la presión del yacimiento es mayor que la presión de rocío.

Economides *et al.* (1987) y Fusell (1973) manifestaron que puede existir una cuarta región localizada muy cerca a la cara del pozo, en donde las bajas tensiones interfaciales (IFT) y las altas tasas de gas generan una reducción de la saturación del condensado y por lo tanto, una mejora de la permeabilidad relativa del gas. Esta zona se denomina “zona de rectificación de velocidad” y compensa la pérdida de productividad del pozo debido a la acumulación del condensado. Esta última zona ha sido estudiada y comprobada a través de los análisis de pruebas de presión.

Figura 3. Regiones de flujo durante una caída de presión en un yacimiento de gas condensado



Modificado de: ROUSSENNAC, B. Gas Condensate Well Test Analysis. Report (Degree of Master of Science). Stanford University. Department of Petroleum Engineering. June 2001. p. 12.

2.2.3 Bloqueo por condensado

A medida que la mezcla de hidrocarburos se dirige hacia el pozo (ver Figura 3), la movilidad del gas incrementa lentamente en la región 3 (la viscosidad está aumentando lentamente en función de la presión por encima del punto de rocío), disminuye significativamente cuando se empieza a condensar el líquido en la región 2 y permanece en un valor bajo en la región 1 donde el condensado empieza a fluir. Incluso si la producción de condensado en el pozo es despreciable, la movilidad del gas y por lo tanto su productividad ha disminuido

significativamente. Este fenómeno se conoce como “bloqueo debido al banco de condensado”.

Fevang⁶ estudió la productividad del pozo y el efecto debido al banco de condensado y concluyó que la región 1 constituye la principal resistencia al flujo del gas, y el efecto del bloqueo debido al condensado dependerá principalmente de la permeabilidad relativa del gas y el tamaño de la región 1. La resistencia al flujo en la región 2 es mucho menor que en la región 1 y a menudo se considera despreciable.

2.3 PERMEABILIDAD RELATIVA

Se ha reconocido en la literatura que las curvas de permeabilidad relativa afectan significativamente el flujo en un yacimiento de gas condensado una vez que la presión cae por debajo de la presión de rocío. Su principal importancia radica en la necesidad de calcular la productividad de los pozos, es decir, como avanza el daño por efectos de la condensación retrograda.

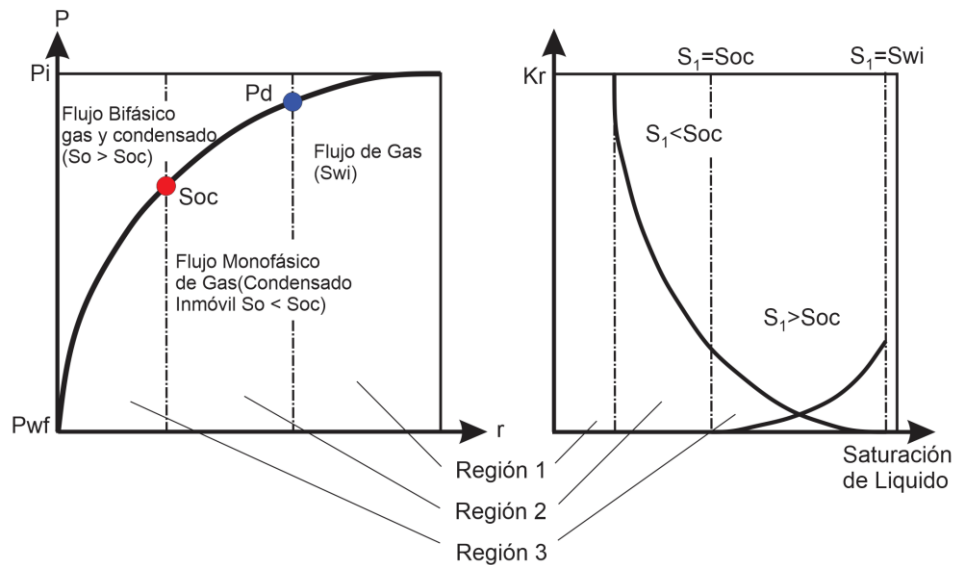
Los efectos de permeabilidad relativa en los yacimientos de gas condensado se pueden clasificar en tres categorías:

- Flujo de gas y condensado en estado estable cerca del pozo, donde ocurren cientos de ciclos de imbibición y drenaje completos y parciales.
- Lejos del pozo, ocurre un proceso de imbibición a través de la vida del yacimiento, donde la movilidad del condensado es cero y solo fluye gas a una permeabilidad un poco reducida.
- Flujo de agua, donde el gas y el condensado son atrapados en cantidades de 15% a 40% de saturación y la permeabilidad al agua puede ser reducida significativamente.

⁶ FEVANG, O. Gas condensate flow behavior and sampling. PhD thesis. Norges Tekniske Hogskole. 1995.

Debido a lo anterior, es importante conocer el comportamiento del flujo de gas en las cercanías del pozo cuando está en proceso de agotamiento. El modelo propuesto por Fevang & Whitson⁷ propone que cuando se depleta un yacimiento de gas condensado, aparecen tres regiones de flujo bien definidas (tal como se explicó en la sección 2.2.2).

Figura 4. Relación entre las regiones de flujo y la permeabilidad relativa.



Modificado de: BERTHIER, A. SAMANIEGO, V. Relative Permeabilities of Gas Condensate Heterogeneous Porous Media. SPE 59049 prepared for presentation at the European Petroleum Conference held in Villa Hermosa Mexico, February 2000.

La Figura 4 muestra la relación entre las regiones de flujo y las curvas de permeabilidad relativa. Cuando se inicia la producción, se tiene flujo de gas mientras la presión del yacimiento es mayor que la presión de rocío, bajo estas circunstancias no es necesario definir curvas de permeabilidad relativa (Región 1). A medida que la presión cae por debajo de la presión de rocío y se empieza a

⁷ WHITSON, C. FEVANG, O. Modeling Gas Condensate Well Deliverability. SPE 30714 prepared for presentation at the 1999 SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Dallas. October 1999.

condensar el líquido, ocurren cambios en el volumen poroso que originan cambios en el esquema de flujo. Aunque la nueva fase no este fluyendo, es necesario tenerla en cuenta cuando se va describir el flujo de gas, de este modo estas nuevas condiciones representan en las curvas de permeabilidad relativa una zona entre el punto de rocío y el valor de la saturación crítica del condensado (Región 2). Finalmente, cuando se da flujo bifásico se representa por la parte central de las curvas de permeabilidad relativa y estas condiciones son las que se encuentran en la región 3.

2.3.1 Efecto de la tasa de producción

En los yacimientos de gas condensado generalmente se tienen altas velocidades de flujo y la tensión interfacial entre las fases es baja. Bajo este escenario, las fuerzas capilares ya no dominan la distribución de las fases en el espacio poroso, y las propiedades macroscópicas de flujo empiezan a depender de la relación entre las fuerzas viscosas y las fuerzas capilares.

Los efectos del banco de condensado son compensados por la zona de rectificación de velocidad, que incrementa la movilidad del gas en la vecindad del pozo⁸. Esta zona de rectificación de velocidad ocurre a altos números capilares, un parámetro adimensional que representa la relación de las fuerzas viscosas y capilares⁹:

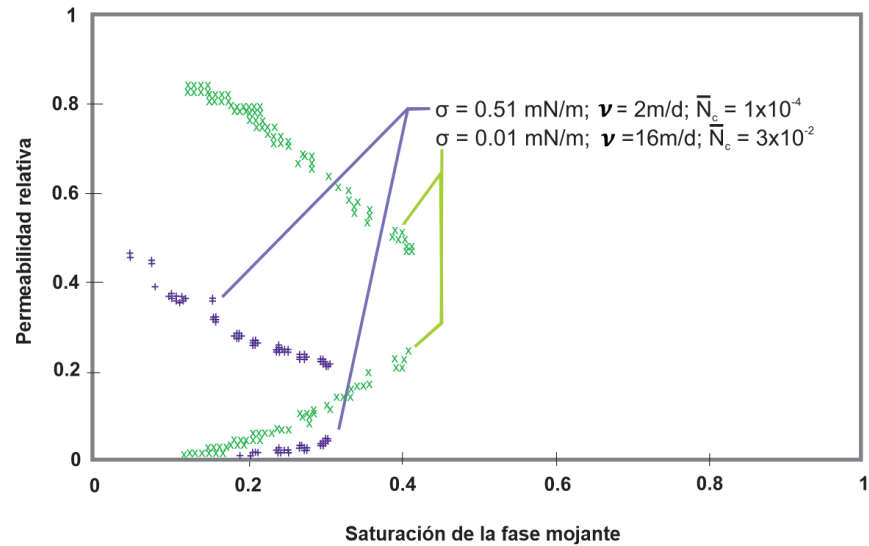
$$N_c = \frac{v\mu}{\sigma} \quad \text{Ecuación 1}$$

⁸ GONDOUIN, M. IFFLY, R. HUSSON, J. An Attempt to Predict the Time Dependence of Well deliverability in Gas-Condensate Fields. Society of Petroleum Engineering Journal. June 1967, p. 112-114.

⁹ MOORE, T. SLOBOD, R. Displacement of Oil by Water-Effect of Wettability, Rate, and Viscosity on Recovery. SPE paper 502, presented at the 30th Annual Fall Meeting of the Petroleum Branch of the AIME, New Orleans. 1995.

Donde v representa la velocidad, μ la viscosidad, y σ la tensión interfacial. Los altos números capilares se obtienen a altas tasas de flujo o a bajas tensiones interfaciales.

Figura 5. Efecto del número capilar en las curvas de permeabilidad relativa



Modificado de: HERRERA, C. MONTOYA, J. Monografía sobre Yacimientos Composicionales. Universidad Nacional, Medellín. 2003.

En la Figura 5 se presenta el efecto del número capilar en las curvas de permeabilidad relativa, un aumento del valor de N_c hace que la curva de k_r de la fase no mojada se incremente significativamente y tienda a ser una línea recta. Lo mismo sucede, pero de una forma menos pronunciada, a la fase mojada.

Modelamiento de la permeabilidad relativa dependiente de la velocidad

Existe una opción en el simulador GEM de CMG para modelar sistemas de gas condensado donde se presenta la reducción de la permeabilidad relativa, producto de la separación de condensado, se ve atenuada por una tensión interfacial baja y/o altas velocidades de fluidos, especialmente en la región próxima al pozo.

El modelo consiste en la interpolación entre curvas base y curvas miscibles mediante una función de escala, la cual a su vez está en función del número capilar.

Interpolación entre las curvas base y las curvas miscibles¹⁰

Con un número capilar (N_{cl}) de la fase 1 (fase de gas o condensado), se calcula un número capilar normalizado, es decir $N_{cnl} = N_{cbl}/N_{cl}$.

A medida que aumenta el número capilar por sobre el valor base, la saturación residual S_{lr}^{low} , disminuye. En este modelo, este efecto se modela mediante el uso de un parámetro escalado de saturación, X_1 :

$$X_1 = 1 - e^{-m_1 N_{cnl}} \quad \text{Ecuación 2}$$

Donde m_1 es un parámetro del modelo y se determina al ajustar los datos experimentales. Con una saturación residual de número capilar base o baja, S_{lr}^{low} , el efecto de la dependencia del número capilar (N_c) consiste en modificar la saturación residual $S_{lr} = X_1 S_{lr}^{low}$.

El siguiente paso consiste en construir una curva de permeabilidad relativa de línea recta o miscible mediante el uso de la siguiente ecuación:

$$k_{rml} = \frac{\bar{S}_1 - X_1 \bar{S}_{lr}^{low}}{1 - X_1 \bar{S}_{lr}^{low}} \quad \text{Ecuación 3}$$

Donde \bar{S}_1 corresponde a la saturación normalidad de la fase 1, $\bar{S}_1 = S_1/(1 - S_w)$.

La curva de permeabilidad relativa modificada del número capilar para la fase 1 se calcula al interpolar la curva base y la curva miscible mediante el uso de una función de escalado:

¹⁰ CMG. Simulador avanzado de yacimientos composicionales y no convencionales: GEM. Guía para el usuario. 2013, p. 524-525.

$$k_{rl} = N_{cni}^{1/n_i} k_{rl}^{low} + \left(1 - N_{cni}^{1/n_i}\right) k_{rmi} \quad \text{Ecuación 4}$$

Donde n_i corresponde al parámetro del modelo que es un dato de entrada al modelo.

2.4 ECUACIÓN DE ESTADO DE PENG ROBINSON

Una ecuación de estado es una expresión cúbica que relaciona presión, volumen y temperatura. Estas relaciones describen el comportamiento volumétrico y de fases de los compuestos puros y de las mezclas, requiriendo únicamente las propiedades críticas y factores acéntricos de cada componente. La misma ecuación es usada para calcular las propiedades de todas las fases y de esta forma se asegura la consistencia en los procesos del yacimiento.

Durante este proyecto, el simulador GEM de CMG utiliza la ecuación de estado Peng Robinson para realizar los cálculos volumétricos de los componentes y pseudocomponentes, es por esto que se va realizar énfasis en esta ecuación de estado.

En 1976, Peng & Robinson propusieron una ecuación que mejoró las predicciones con una EOS (Ecuación de estado) acerca de la densidad del líquido¹¹. La ecuación de Peng & Robinson está dada por:

$$P = \frac{RT}{v - b} - \frac{a}{v(v + b) + b(v - b)} \quad \text{Ecuación 5}$$

La ecuación en términos del factor de compresibilidad está dada por:

$$Z^3 - (1 - B)Z^2 + (A - 2B - 3B^2)Z - (AB - B^2 - B^3) = 0 \quad \text{Ecuación 6}$$

¹¹ PENG, D. ROBINSON, D. A New Constant Equation of State. 1976, p. 59.

Con un factor de compresibilidad crítico de $Z_c = 0.3074$. Las constantes de la ecuación están dadas por:

$$A = 0.45724 \frac{R^2 T_c^2}{P_c} \alpha \quad \text{Ecuación 7}$$

$$B = 0.0778 \frac{RT_c}{P_c} \quad \text{Ecuación 8}$$

Inicialmente el factor α se definió como:

$$\alpha(T_r) = [1 + m(1 - \sqrt{T_r})]^2 \quad \text{Ecuación 9}$$

$$m = 0.37464 + 1.54226\omega - 0.26992\omega^2 \quad \text{Ecuación 10}$$

En 1979, los autores de la ecuación propusieron una modificación para que m se pudiera implementar en componentes pesados, con factores acéntricos mayores a 0.49. Así, la ecuación 10 se convierte en:

$$m = 0.3796 + 1.1485\omega - 0.1644\omega^2 + 0.01667\omega^3 \quad \text{Ecuación 11}$$

A pesar que esta ecuación de estado obtiene buenos resultados en cuanto a presión, los resultados en cuanto volúmenes son poco aceptables. Debido a esto, *Jhaveri & Youngren*¹² introducen a los volúmenes calculados en la ecuación de Peng Robinson la siguiente corrección:

$$v_c = v^{EOS} - c \quad \text{Ecuación 12}$$

Donde v_c y v^{EOS} son el volumen corregido y volumen obtenido de la ecuación de Peng Robinson respectivamente, y c es la corrección que le deben aplicar al volumen calculado y está dada por:

¹² JHAVERI, B. & YOUNGREN, G. Three Parameter Modification of the Peng Robinson Equation of State To Improve Volumetric Predictions. SPERE (August 1988) 1033.

$$c = \sum_{i=1}^N x_i c_i \quad \text{Ecuación 13}$$

$$c_i = S_i b_i \quad \text{Ecuación 14}$$

En la ecuación 14, b_i es el parámetro b del componente i en la ecuación de Peng Robinson y S_i se conoce como el coeficiente de translación de volumen, que para los hidrocarburos del C_1 al $n - C_6$ se obtiene de la Tabla 2.

Tabla 2. Coeficientes de translación de volumen

Componente	S_i
C_1	-0.1540
C_2	-0.1002
C_3	-0.08501
i- C_4	-0.07935
n- C_4	-0.06413
i- C_5	-0.04350
n- C_5	-0.04183
n- C_6	-0.01478

Fuente: WHITSON, C. BRULE, M. Phase Behavior. First Edition. SPE Monograph Series. Richardson, Texas. 2000.

Y para los demás componentes, S_i se obtiene de:

$$S_i = 1 - \frac{A_o}{(MW_i)^{A_1}} \quad \text{Ecuación 15}$$

Donde MW_i es el peso molecular del componente y los valores de A_o y A_1 dependen del tipo de hidrocarburo. Algunos valores típicos se presentan en la Tabla 3.

Tabla 3. Valores típicos de A_0 y A_1

Familia de hidrocarburos	A_0	A_1
Parafínicos	2.258	0.1823
Nafténicos	3.004	0.2324
Aromáticos	2.516	0.2008

Fuente: WHITSON, C. BRULE, M. Phase Behavior. First Edition. SPE Monograph Series. Richardson, Texas. 2000.

La corrección al volumen se considera actualmente equivalente a adicionar un tercer parámetro a la ecuación de estado de *Peng Robinson*, y es por esto que algunas veces se conoce como la ecuación de *Peng Robinson* de 3 parámetros.

3. YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

Un yacimiento naturalmente fracturado (YNF) se define como un volumen de roca compuesto de un sistema multiporoso, en el que se pueden encontrar microfracturas, mesofracturas, macrofracturas y cavernas, conformando varios tamaños de poro y redes de fracturas que actúan simultáneamente y son saturados de hidrocarburos y otros fluidos.

Este tipo de yacimientos se puede considerar como un yacimiento convencional, en el cual se han originado fracturas debido a procesos geológicos naturales generando un gran impacto en el flujo de fluidos¹³.

También puede ser definido como un sistema formado por poros y canales intercomunicados, donde los poros forman el sistema de matriz y los canales el sistema de fracturas.

3.1 CARACTERIZACIÓN DE LOS YNFs

En estos tipos de yacimientos es fundamental conocer muy bien las propiedades petrofísicas y como se relación entre sí, porque incluso después de descubrir un yacimiento naturalmente fracturado, la experiencia indica que la tasa éxito en los pozos de desarrollo es generalmente baja en comparación con los yacimientos convencionales¹⁴.

Las principales características que ayudan a describir y analizar el flujo de fluidos en el medio poroso son la porosidad, permeabilidad y la saturación de fluidos, en conjunto con otras características físicas especiales como la presión capilar y la permeabilidad relativa.

¹³ RA, N. Geologic Analysis of Natural y Fractured Reservoirs, Massachusetts, EUA, 2001.

¹⁴ AGUILERA, R. Exploring For Naturally Fractured Reservoirs. Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts, 1983.

Los YNF cuentan con un sistema de doble porosidad, una porosidad intergranular o primaria, formada por los espacios entre los granos de la roca, y una porosidad secundaria formada por los espacios vacíos de las fracturas¹⁵.

La porosidad total es el resultado de la adición de la porosidad primaria y secundaria.

$$\phi_t = \phi_1 + \phi_2 \qquad \text{Ecuación 16}$$

Donde ϕ_1 es la porosidad de la matriz o porosidad primaria, y ϕ_2 es la porosidad de las fracturas naturales o porosidad secundaria.

La permeabilidad en este tipo de yacimientos corresponde a una permeabilidad mixta, compuesta de la permeabilidad del sistema de fracturas (k_f) y la permeabilidad de la matriz (k_m).

$$k_t = k_m + k_f \qquad \text{Ecuación 17}$$

Además, se tiene en cuenta la compresibilidad del sistema matriz-fractura y del fluido que satura el sistema debido a su impacto en la capacidad de almacenamiento del yacimiento.

En este tipo de yacimientos el mecanismo de desplazamiento de los fluidos que saturan el medio poroso lo gobiernan las fuerzas capilares. Por lo tanto, se deben tener en cuenta las curvas de presión capilar y los diferentes tipos de fluidos que se almacenan en la matriz y las fracturas.

Existen otros factores que afectan el flujo de fluidos en un yacimiento naturalmente fracturado, tales como la orientación de los esfuerzos, la dirección y el relleno mineral de las fracturas naturales.

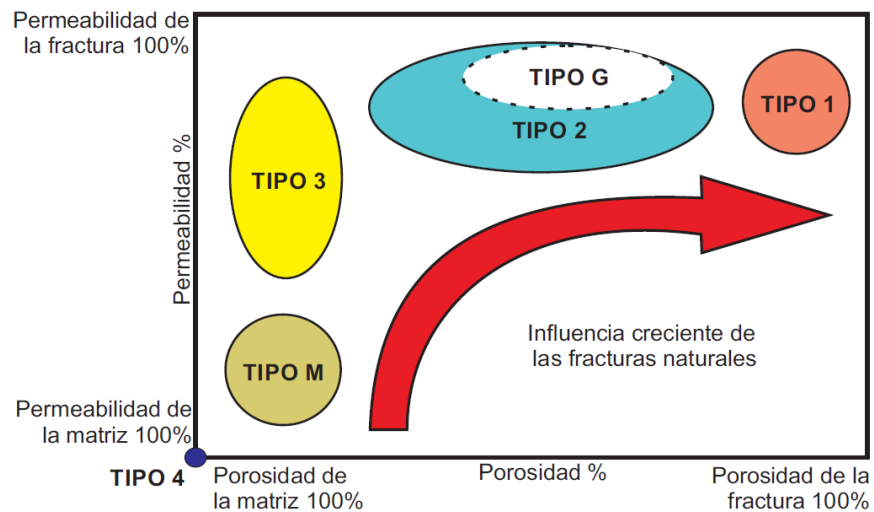
¹⁵ VAN GOLF-RACHT, T. Fundamentals of fracture reservoir engineering. Elsevier, 1982.

3.2 CLASIFICACIÓN DE LOS YNFs

Es importante realizar una correcta clasificación de los yacimientos naturalmente fracturados debido a la incidencia de las fracturas en el flujo de fluidos. Además, los efectos pueden cambiar a lo largo de la vida productiva del yacimiento, y no siempre mejoran la productividad sino que por el contrario pueden construir barreras de flujo¹⁶.

Los yacimientos naturalmente fracturados se clasifican en base a la interacción que existe entre las contribuciones de porosidad y permeabilidad de cada sistema (matriz y fracturas). Esta clasificación se puede observar en la Figura 6.

Figura 6. Clasificación de los yacimientos naturalmente fracturados



Fuente: BRATTON, T., et al. La naturaleza de los yacimientos naturalmente fracturados. Oilfield Review, 2006, p. 10.

¹⁶ BRATTON, T. CANH, D. VAN QUE, N. DUC, N. GILLESPIE, P. HUNT, D. Li, B. MARCINEW, R. RAY, S. MONTARON, B. NELSON, R. SCHODERBERK, D. SONNELAND, L. La naturaleza de los yacimientos naturalmente fracturados. Oilfield Review, 2006.

En los yacimientos tipo 1, las fracturas proveen tanto la porosidad primaria como la permeabilidad primaria, habitualmente los pozos poseen grandes áreas de drenaje y se requiere un menor número de pozos para el desarrollo del campo. Estos yacimientos muestran inicialmente altas tasas de producción, sin embargo, están sujetos a una rápida declinación, irrupción temprana de agua y dificultades en la determinación de reservas.

Los yacimientos tipo 2 poseen baja porosidad y permeabilidad en la matriz, y las fracturas proveen la permeabilidad esencial para la producción. Los yacimientos de este tipo poseen inicialmente buenas tasas de producción, pero pueden presentar dificultades durante la recuperación secundaria si la comunicación entre la fractura y la matriz es pobre.

Los yacimientos tipo 3 poseen alta porosidad en la matriz y pueden producir sin la necesidad de fracturas. Por lo tanto, se considera que las fracturas son una permeabilidad adicional que mejora la productividad de los pozos. Estos yacimientos son más continuos y poseen regímenes de producción estables, pero pueden exhibir canales preferentes de flujo, generando dificultades durante la fase de recuperación secundaria.

Los yacimientos tipo M poseen alta porosidad y permeabilidad en la matriz, y la permeabilidad de las fracturas se considera adicional. En algunas ocasiones estas fracturas complican el flujo de fluidos debido a la formación de barreras de flujo. Estos yacimientos poseen una buena calidad de roca. Sin embargo, a veces se encuentran en zonas aisladas y disminuye su desempeño, ocasionando que la efectividad de la recuperación secundaria sea variable dentro del mismo campo.

En los yacimientos tipo 4, las fracturas no suman porosidad y permeabilidad adicional, sino que, por el contrario suelen construir barreras de flujo.

El tipo G ha sido creado para los yacimientos de gas no convencionales naturalmente fracturados, como es el caso de los mantos de carbón (CBM), y para

los yacimientos de gas condensado naturalmente fracturados. La mayoría de los yacimientos tipo G corresponden o se aproximan al comportamiento descrito por los yacimientos tipo 2.

3.3 CLASIFICACIÓN DE LAS FRACTURAS NATURALES

Comprender y predecir las características de los sistemas de fracturas es esencial a la hora de desarrollar y modelar los yacimientos naturalmente fracturados¹⁷.

El conocimiento sobre los tipos de fracturas mejora la simulación del flujo de fluidos a través de las fracturas debido a que cada tipo de fractura conduce el fluido de forma diferente.

Un estudio detallado de los yacimientos naturalmente fracturados determinó las posibles causas de origen de las fracturas¹⁸, estas pueden ser resultado de:

- Deformación estructural asociada con fallamientos y plegamientos.
- Erosión de la carga litostática que permite expansión, levantamiento y fracturamiento de las capas.
- Reducción en el volumen de la roca.
- Liberación de presiones anormales de fluidos en el yacimiento cuando se aproximan a la presión de la carga litostática.
- Impactos de meteoritos que pueden causar sistemas fracturados muy complejos y extensos.

En el laboratorio, los tipos de fracturas se dividen en dos grupos relacionados con su modo de formación: las fracturas por esfuerzo de corte que se forman en

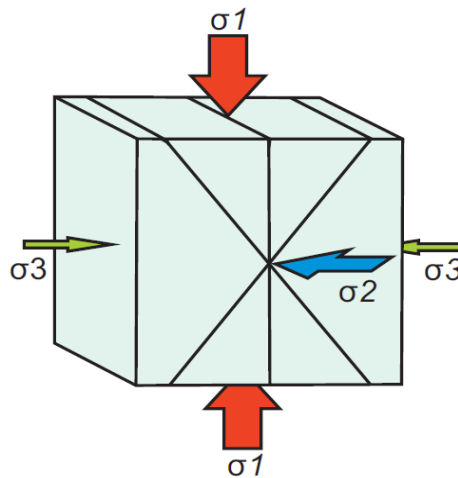
¹⁷ BRATTON, T. CANH, D. VAN QUE, N. DUC, N. GILLESPIE, P. HUNT, D. Li, B. MARCINEW, R. RAY, S. MONTARON, B. NELSON, R. SCHODERBERK, D. SONNELAND, L. La naturaleza de los yacimientos naturalmente fracturados. Oilfield Review, 2006.

¹⁸ AGUILERA, R. AGUILERA, M. Aspectos geológicos y de ingeniería en yacimientos naturalmente fracturados. Revista fuentes. 2011.

dirección paralela al esfuerzo y las fracturas por esfuerzos normales que se forman en dirección perpendicular al esfuerzo.

Las fracturas por esfuerzo de corte y por esfuerzo normal se forman con una orientación que se relaciona con las tres direcciones de los esfuerzos principales; el esfuerzo principal máximo, σ_1 , el esfuerzo principal mínimo, σ_3 , y el esfuerzo intermedio, σ_2 .

Figura 7. Esfuerzos principales y orientación de las fracturas creadas



Modificada de: BRATTON, T., et al. La naturaleza de los yacimientos naturalmente fracturados. Oilfield Review, 2006, p. 8.

En la Figura 7 se muestran las direcciones de los tres esfuerzos principales y la orientación de las fracturas resultantes. Las fracturas por el esfuerzo principal mínimo, σ_3 (verde), se forman paralelas a σ_1 y σ_2 . Mientras que las fracturas por esfuerzo de corte son paralelas a σ_2 .

3.3.1 Fracturas por esfuerzo de corte (cizalla)

Las fracturas por esfuerzo de corte corresponden a fallas, las fallas se forman en su mayor parte durante los episodios tectónicos significativos, cuando el esfuerzo diferencial es alto. Las fallas tectónicas se forman habitualmente a lo largo de una gran variedad de escalas, con desplazamientos que varían desde milímetros hasta kilómetros. Las imágenes sísmicas generalmente permiten la detección de las fallas más grandes, mientras que para identificar y caracterizar las fallas más pequeñas se requieren datos de pozos.

3.3.2 Fracturas por esfuerzo normal

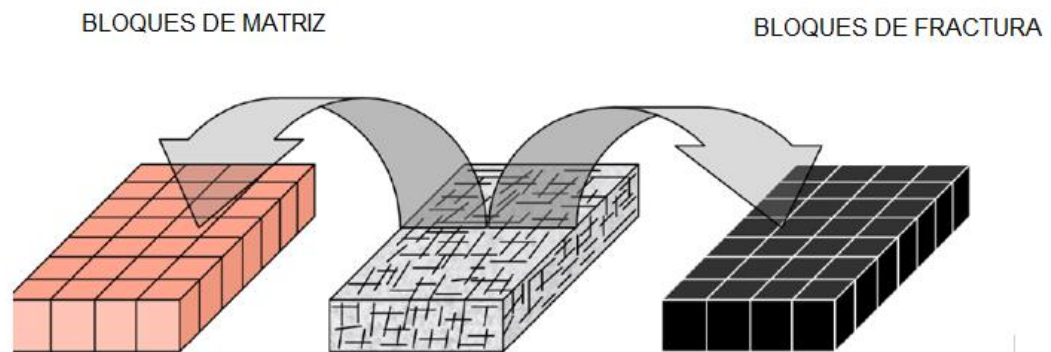
Las fracturas por esfuerzos normales, se forman perpendiculares a σ_3 y bajo esfuerzos diferenciales relativamente bajos, las fracturas por esfuerzos normales corresponden a grietas en la naturaleza.

Las grietas, o fracturas no muestran un desplazamiento visible, se forman en sentido perpendicular a la estratificación y pueden estar o no limitadas por estratos. Las grietas limitadas por estratos terminan en las superficies de estratificación y a menudo desarrollan un espaciamiento regular y forman redes conectadas bien organizadas, en una vista en planta. Las grietas no limitadas por estratos tienen lugar en una amplia gama de escalas y se agrupan espacialmente. El origen de las grietas es a menudo difícil de determinar, pero se sabe a partir de la mecánica de las rocas que se forman con un valor efectivo de σ_3 relativamente bajo. Dado que las grietas no involucran un desplazamiento de los estratos, no pueden ser observadas en forma directa en las imágenes sísmicas pero pueden ser localizadas y caracterizadas mediante datos de registros eléctricos y de imagen realizados en el pozo.

3.4 MODELAMIENTO DE FLUJO RADIAL EN YNF

EL modelamiento clásico de doble porosidad fue introducido por Warren & Root en 1963 y fue mejorado por Gilman & Kazemi. El modelado de este tipo de yacimientos define dos sistemas de porosidades coexistiendo en cada celda de la malla, tal como se observa en la Figura 8. Un aspecto complejo y altamente variable usado en la simulación de doble porosidad es el intercambio entre los dos tipos de porosidades. Esto incluye la asignación de la transmisibilidad entre la fractura y la matriz y el modelado de flujo multifásico en cada uno de los sistemas.

Figura 8. Simulación de un sistema de doble porosidad con dos mallas superpuestas – Matriz y Fractura

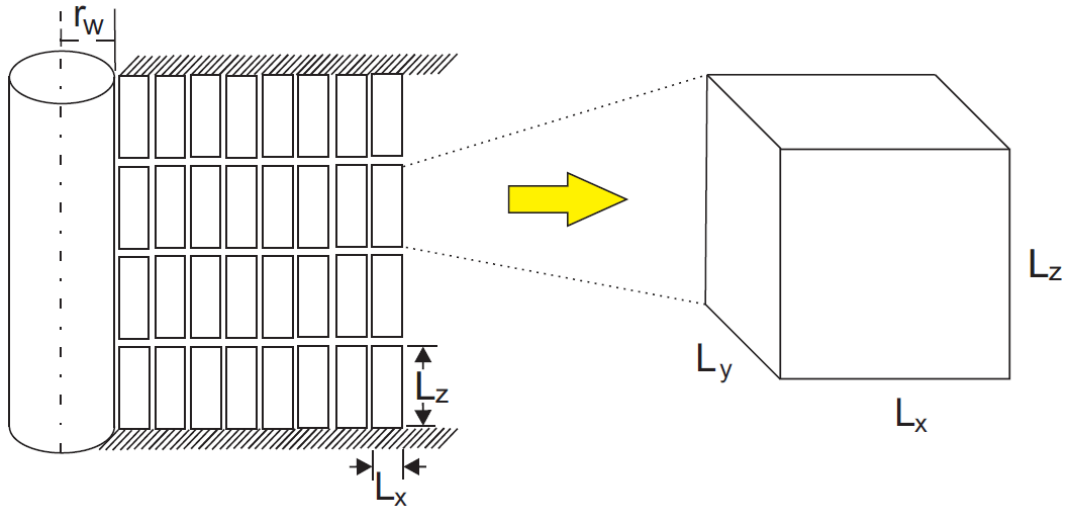


Fuente: Nexus Technical Reference. Halliburton, p. 395.

3.4.1 Modelo de Warren & Root

Las fracturas en este caso forman una red continua y uniforme orientada de tal manera que sean paralelas a la dirección principal de la permeabilidad. Las fracturas se asumen de apertura constante. El espaciamiento de la fractura se asocia a la densidad de fractura y está directamente relacionado con la permeabilidad de la fractura y la porosidad. En la Figura 9 se presenta un modelo en bloques que pueden ser paralelepípedos si $L_x \neq L_z$, o cubos si, $L_x = L_z$.

Figura 9. Sistema de bloques para la simulación de flujo radial



Modificado de: VAN GOLF-RACHT, T. Fundamentals of fractured reservoir engineering. Elsevier. 1982, p. 317.

En el modelo de Warren-Root la mecánica de fluidos en estado de equilibrio es muy diferente. El bloque de matriz alimenta permanentemente las fracturas y el flujo de fluidos hacia el pozo es a través de la red de fracturas, por lo tanto, la permeabilidad total:

$$k_t = k_f \quad \text{Ecuación 18}$$

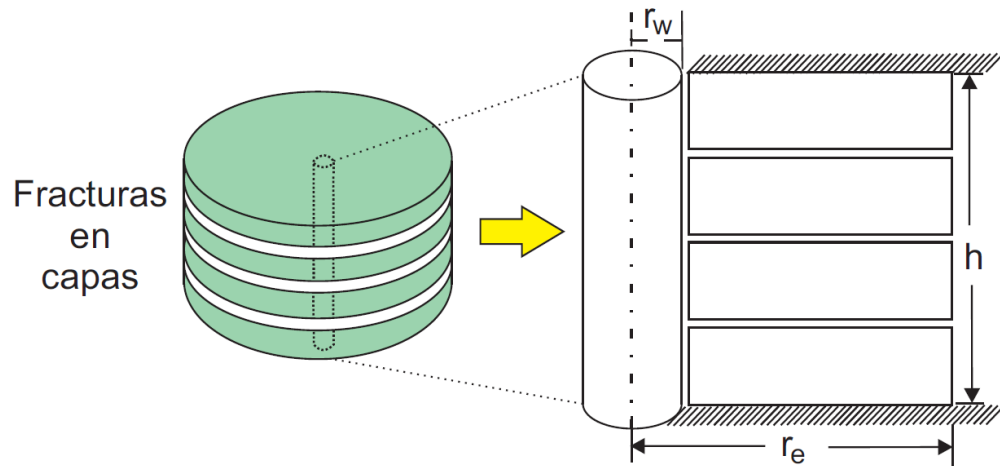
En condiciones de estado estacionario, el modelo de Warren & Root no tienen en cuenta la permeabilidad de la matriz (k_m) durante el flujo transitorio y por lo tanto $k_t = k_f$. En el caso del modelo de Gilman & Kazemi también puede hacerse esta aproximación debido a que $k_m \ll k_f$.

3.4.2 Modelo de Gilman & Kazemi

Este modelo reduce la red de fracturas a un conjunto de espacios horizontales

uniformes entre las capas de la matriz (ver Figura 10), donde el conjunto de fracturas son equivalentes a los espacios entre las capas cilíndricas de matriz¹⁹.

Figura 10. Sistema de fracturas paralelas para la simulación de un flujo radial simétrico



Modificado de: VAN GOLF-RACHT, T. .Fundamentals of fractured reservoir engineering. 1982, p. 160,316.

En 1976, Kazemi et al. Presentó un modelo bidimensional petrolero/ agua en el que la velocidad de flujo entre la matriz y la fractura está relacionada con la diferencia de potencial entre estos dos medios.

En el modelo de Kazemi et al. El flujo a través de las capas (en paralelo) de diferentes permeabilidades está relacionado con la siguiente ecuación:

$$k_t = k_m + k_f = k_m + k_{eff} * \left(\frac{n * r_e}{h} \right) \quad \text{Ecuación 19}$$

Donde k_{eff} es la permeabilidad efectiva de las fracturas, h es el espesor del yacimiento, r_e es el radio efectivo y n es una constante geométrica de la configuración del modelo.

¹⁹ VAN GOLF-RACHT, T. Fundamentals of fractured reservoir engineering. Elsevier. 1982.

4. GEOMECÁNICA

El componente clave para entender un modelo geomecánico es el conocimiento del estado actual de los esfuerzos, las fallas e inestabilidades ocurren porque los esfuerzos se concentran alrededor del pozo y exceden la resistencia de la roca. Por otra parte, el agotamiento de un yacimiento causa cambios en el estado de esfuerzos lo cual puede beneficiar o perjudicar la producción de los pozos.

Las rocas de un yacimiento se consideran sensibles a esfuerzos si ocasionan algún tipo de impacto en el proceso de flujo de fluidos, tales como su compresibilidad, permeabilidad y porosidad que son función del esfuerzo efectivo. El modelamiento adecuado de la variación de los esfuerzos ha dado lugar en los últimos años a un gran aumento en la literatura especializada en el tema, dirigida específicamente a la construcción de simuladores que acoplen los efectos de geomecánica con el flujo de fluidos.

En el caso del Piedemonte colombiano existe una mayor complejidad debido a la presencia de flujo composicional (gas condensado o aceite volátil) y la variación geomecánica, lo que dificulta la comprensión del yacimiento a lo largo de su vida productiva.

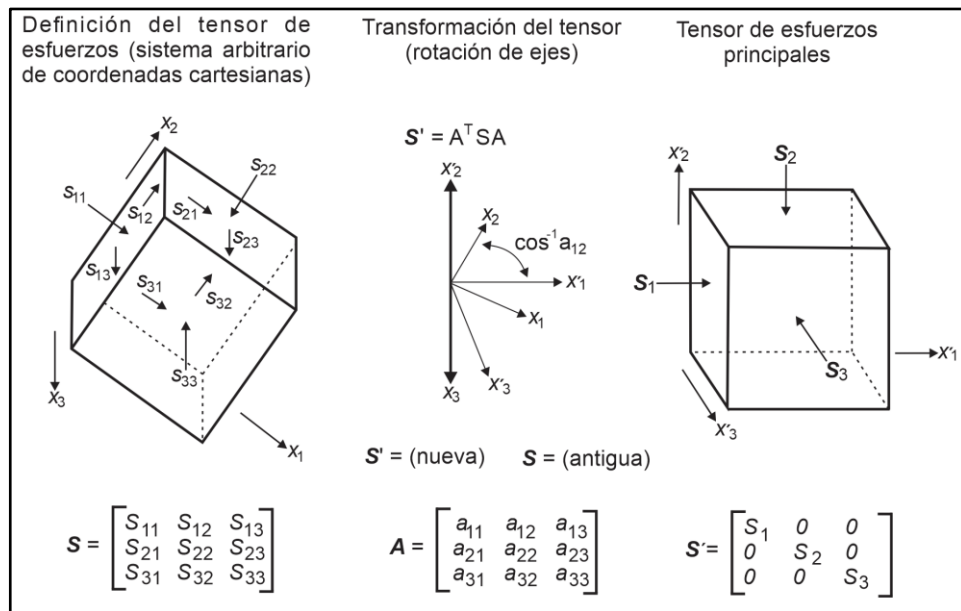
4.1 ESFUERZOS IN-SITU

Un esfuerzo es definido como una fuerza que actúa en un área determinada. Para describir la densidad de fuerzas actuando en todas las superficies de un punto establecido, se utiliza un tensor de esfuerzos definido por nueve componentes como se presenta en la ecuación 20.

$$S = \begin{bmatrix} S_{11} & S_{12} & S_{13} \\ S_{21} & S_{22} & S_{23} \\ S_{31} & S_{32} & S_{33} \end{bmatrix} \quad \text{Ecuación 20}$$

Donde los subíndices de cada componente se refieren a la dirección de la fuerza que está actuando y el plano donde está actuando el esfuerzo. Por lo tanto, cada componente en el tensor representa la fuerza que actúa en una dirección específica sobre una unidad de área con una dirección establecida, ver Figura 11.

Figura 11. Definición del tensor de esfuerzos en un sistema arbitrario de coordenadas cartesianas



Modificado de: ZOBACK, M. Reservoir geomechanics. Cambridge University Press. 2007, p.6.

Teniendo en cuenta las condiciones de equilibrio rotacional, se considera que los esfuerzos de corte son iguales en ambas direcciones. Por lo tanto, se obtienen las siguientes relaciones:

$$S_{12} = S_{21}$$

$$S_{13} = S_{31}$$

$$S_{23} = S_{32}$$

Ecuación 21

Generalmente, para describir el estado de los esfuerzo a cierta profundidad se definen seis esfuerzos o tres esfuerzos y tres ángulos que establecen la orientación del sistema de coordenadas con respecto al sistema de coordenadas de referencia.

Los esfuerzos in situ son aquellos que se encuentran a más de 10 metros de profundidad. Se consideran positivos debido a que siempre son esfuerzos compresivos. A estas profundidades no existen esfuerzos de corte por dos razones fundamentales; la primera es porque el esfuerzo de corte de la roca es generalmente muy bajo o despreciable, y la segunda es porque siempre hay fluidos saturando el espacio poroso de la roca.

Usualmente se realiza una transformación del tensor de esfuerzos permitiendo describir el estado de esfuerzos en términos de los esfuerzos principales (aquellos que actúan en el sistema de coordenadas principal), simplificando la descripción del estado de esfuerzos in situ.

$$S = \begin{bmatrix} S_1 & 0 & 0 \\ 0 & S_2 & 0 \\ 0 & 0 & S_3 \end{bmatrix} \quad \text{Ecuación 22}$$

Teniendo en cuenta esta transformación del tensor, se requieren cuatro parámetros para describir el estado de esfuerzos a una profundidad determinada: tres esfuerzos principales, S_V , el esfuerzo vertical, que corresponde al peso de la carga litológica; S_{Hmax} , el esfuerzo horizontal máximo; y S_{hmin} , el esfuerzo horizontal mínimo y la dirección de uno de los esfuerzos, usualmente es el azimut del esfuerzo horizontal máximo, S_{Hmax}^{20} .

²⁰ ANDERSON, E. HUBBERT, M. The dynamics of faulting and dyke formation with applications to Britain. New York: Hafner Publishing Company, 1972.

4.2 RÉGIMEN DE FALLA SEGÚN EL ESTADO DE ESFUERZOS

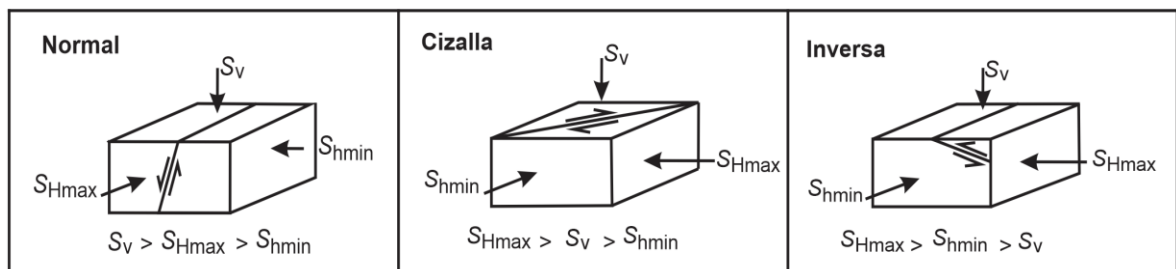
En la Tabla 4 y la Figura 12 se presenta el esquema de clasificación de Anderson que define el régimen de falla con respecto a la magnitud del esfuerzo vertical. El esfuerzo vertical, S_V , es el máximo esfuerzo principal (S_1) en el régimen de falla normal, es el esfuerzo principal intermedio (S_2) en el régimen de fallas de rumbo y es el menor esfuerzo principal (S_3) en el régimen de fallas inversas²¹.

Tabla 4. Estados de esfuerzos y régimen de falla

Régimen	Esfuerzo		
	S_1	S_2	S_3
Falla Normal	S_V	S_{Hmax}	S_{hmin}
Falla de Rumbo	S_{Hmax}	S_V	S_{hmin}
Falla Inversa	S_{Hmax}	S_{hmin}	S_V

Fuente: ZOBACK, M. Reservoir geomechanics. Cambridge University Press, 2007, p. 8.

Figura 12. Régimen de falla según la clasificación de E.M. Anderson



Fuente: ZOBACK, M. Reservoir geomechanics. Cambridge University Press, 2007, p. 9.

²¹ ZOBACK, M. Reservoir geomechanics. Cambridge University Press, 2007.

4.3 PROPIEDADES ELÁSTICAS DE LAS ROCAS

La teoría de la elasticidad lineal considera relaciones lineales entre los esfuerzos aplicados y las deformaciones resultantes. A pesar de que la mayoría de las rocas se comportan de forma no lineal cuando están sujetas a grandes esfuerzos, su comportamiento puede ser descrito por las relaciones lineales para cambios pequeños en los esfuerzos²². Las principales propiedades elásticas utilizadas en este estudio son el módulo de Young y la relación de Poisson

4.3.1 Módulo de Young

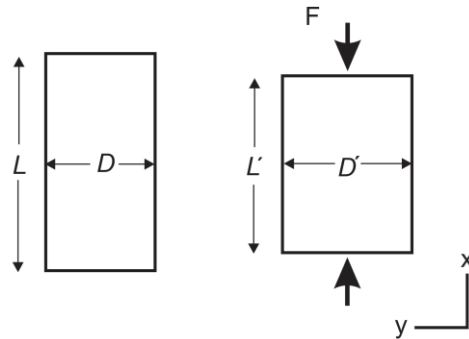
Considerando una muestra de longitud L y un área de sección transversal $A = D^2$ (ver Figura 13). Cuando se aplica una fuerza F en una superficie, la longitud de la muestra se reduce a L' . El esfuerzo aplicado es $\sigma_x = F/A$ y la correspondiente elongación es $\varepsilon_x = (L - L')/L$. Si la muestra tiene un comportamiento lineal, la relación entre el esfuerzo y la deformación es:

$$\varepsilon_x = \frac{1}{E} \sigma_x \quad \text{Ecuación 23}$$

La ecuación 23 es conocida como la Ley de Hooke, mientras que el coeficiente E es conocido como el módulo de Young. El módulo de Young es una medida de la rigidez de la muestra a ser comprimida por un esfuerzo uniaxial.

²² FJAR, E. HOLT, R. RAAEN, A. RISNES, R. HORSRUD, P. Petroleum related rock mechanics. Vol. 53. Elsevier, 2008.

Figura 13. Deformación inducida por un esfuerzo uniaxial



Fuente: FJAR, E. et al. Petroleum related rock mechanics. Vol. 53. Elsevier, 2008, p. 20.

4.3.2 Relación de Poisson

Otra consecuencia del esfuerzo aplicado (σ_x) es el incremento del ancho de la muestra (D). La elongación lateral es $\varepsilon_y = \varepsilon_z = (D - D')/D$. Generalmente, $D' > D$, por lo tanto ε_y y ε_z son negativos. La relación definida como:

$$\nu = -\frac{\varepsilon_y}{\varepsilon_x} \quad \text{Ecuación 24}$$

ν es otro parámetro elástico, conocido como la relación de Poisson. Este parámetro describe la deformación (expansión) lateral con respecto a la contracción longitudinal.

En las Tablas 5 y 6 se presentan algunos rangos encontrados en la literatura acerca de las constantes elásticas y el ángulo de fricción y cohesión según el tipo de roca.

Tabla 5. Rangos de las constantes elásticas

CONSTANTES ELASTICAS	VALOR MINIMO	VALOR MÁXIMO
Módulo de Young (E)	1.5×10^5 psi	1.5×10^7 psi
Relación de Poisson (ν)	0.1*	0.3*
Cohesión (C)	0 psi	8000 psi

Fuente: POLLARD, D. FLETCHER, R. Fundamentals of structural geology. Cambridge University Press, 2005.

* $\nu=0.0$ (material compresible) Rocas porosas débiles ν cercano a cero

* $\nu=0.5$ (prácticamente incompresible)

Tabla 6. Rangos de ángulo de fricción y cohesión según el tipo de roca

TIPO DE ROCA	ÁNGULO DE FRICCIÓN (φ)	COHESIÓN (psi)
Ígneas	35 – 45	725 – 8000
Metamórficas	30 – 40	2900 - 5800
Sedimentarias blandas	25 – 35	1450 – 2900
Sedimentarias duras	35 – 45	1450 – 4350
Arcillas	22 – 32	3 – 10

Fuente: TOLENTINO, V. Aplicación de la mecánica de rocas de las rocas en tunelería. Curso de Métodos de Excavación de Túneles, p. 174.

4.4 MODELO DE DEFORMACIÓN GEOMECÁNICA

El objetivo principal del modelo de deformación es realizar un análisis de los esfuerzos de la formación utilizando un conjunto determinado de condiciones de desplazamiento y tracción de límites. La teoría de la plasticidad provee la

descripción teórica de la relación entre los esfuerzos y deformaciones que inciden sobre un material que presenta una respuesta elastoplástica²³.

Cuando un material se comporta elásticamente, sus propiedades de esfuerzo y deformación pueden describirse mediante dos constantes materiales. Por ejemplo, el módulo de Young y el coeficiente de Poisson serían un conjunto de tales constantes. Sin embargo, el material puede presentar comportamientos plásticos a un estado mayor de esfuerzos, en cuyo caso, se deberá incluir un criterio de fluencia (yield) para definir el estado de esfuerzos en el cual se inicia el flujo plástico.

La deformación plástica que ocurre una vez que el material alcanza un estado de fluencia a un determinado nivel de esfuerzo se considera irreversible. Es por esto que se utiliza el criterio de Mohr-Coulomb, que es apropiado para describir la condición de fluencia en una roca.

El módulo de geomecánica de GEM resuelve el equilibrio de fuerzas de la formación y calcula la dilatación/compresión volumétrica como resultado de la deformación tanto elástica como plástica. Los cambios de volumen de poro pueden producirse a raíz de la combinación de esfuerzos de compresión. Estos cambios de volumen de poro y los cambios en las transmisibilidades se utilizan en el modelo de flujo de fluidos para calcular la masa y el equilibrio energético del yacimiento²⁴.

4.4.1 Criterio de falla de Mohr-Coulomb

El criterio de Mohr-Coulomb define el criterio de rotura o de falla de una roca en función del esfuerzo de corte y el esfuerzo normal en un plano. En este caso, la

²³ PRAGER, W. An Introduction to Plasticity. Addison-Wesley, Amsterdam and London, 1959.

²⁴ CMG. Simulador avanzado de yacimientos composicionales y no convencionales: GEM. Guía para el usuario. 2013, p. 725-727.

superficie de fluencia es de la forma $\tau = f(\sigma)$. La expresión matemática de dicha ecuación es:

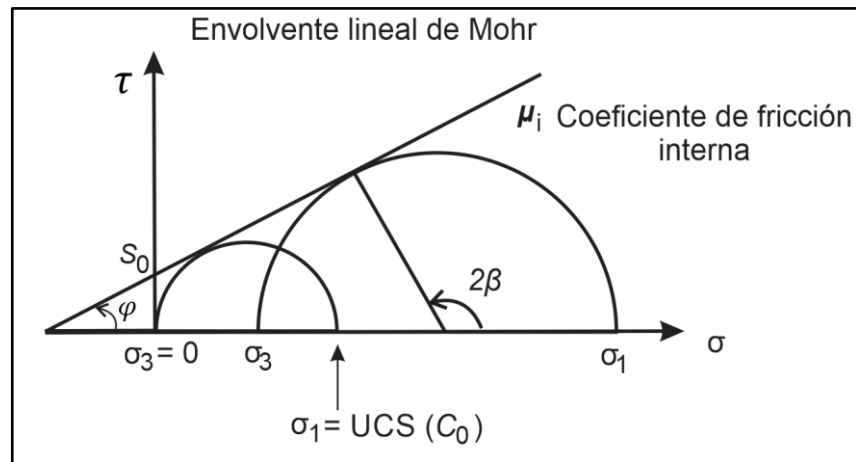
$$\tau = S_o + \sigma_n \tan(\varphi) \quad \text{Ecuación 25}$$

donde S_o es la cohesión, una constante que representa el esfuerzo de corte que puede resistir la roca sin que exista un esfuerzo normal aplicado, φ es el ángulo de fricción interna, τ es el esfuerzo de corte que actúa en el plano de falla y σ_n es el esfuerzo normal que actúa sobre el plano de falla.

$$2\beta = 90^\circ + \varphi \quad \text{Ecuación 26}$$

Donde β es el ángulo entre la falla normal y σ_1 , ver Figura 14.

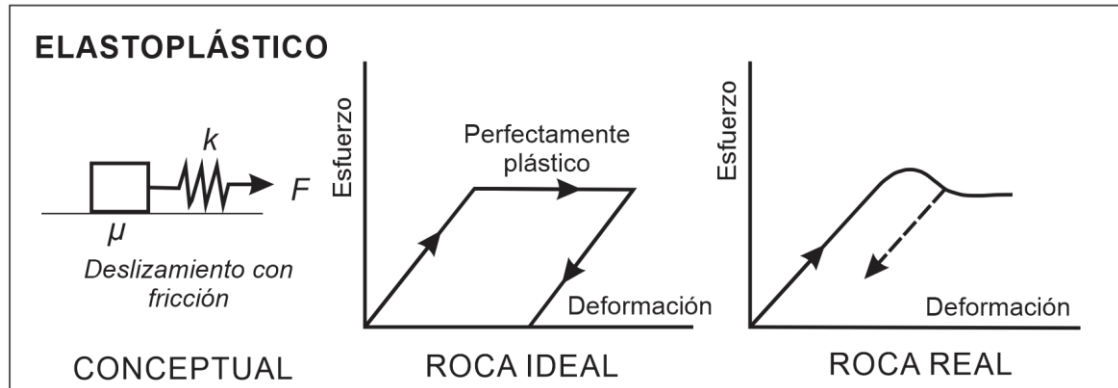
Figura 14. Esquema del criterio de falla de Mohr-Coulomb



Modificado de: FJAR, E. et al. Petroleum related rock mechanics. Vol. 53. Elsevier, 2008, p. 62.

4.4.2 Modelo elastoplástico

Figura 15. Representación del modelo de deformación elastoplástico



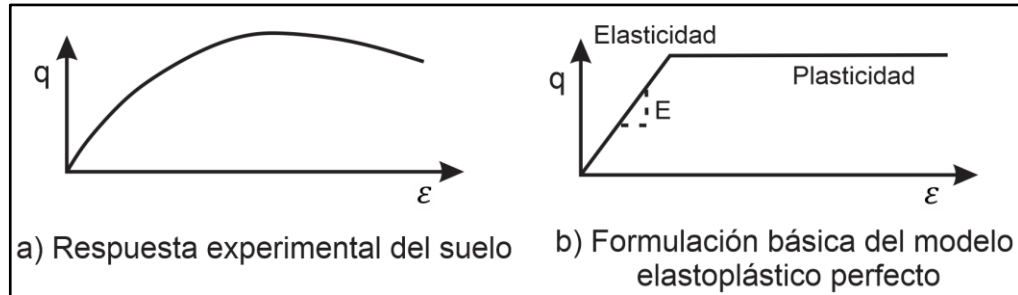
Fuente: ZOBACK, M. D. Reservoir geomechanics. Cambridge University Press, 2007, p. 57.

La Figura 15 ilustra el comportamiento elastoplástico. En este caso, la roca se comporta elásticamente hasta el límite elástico (yield stress). A partir de este punto, la roca se deforma plásticamente a esfuerzo constante y no se deforma mientras se aplique un esfuerzo menor al límite elástico.

4.4.3 Modelo constitutivo de Mohr-Coulomb

El modelo constitutivo Mohr-Coulomb es considerado como una aproximación de primer orden al comportamiento no lineal del suelo. Se trata de un modelo elastoplástico perfecto (isotrópico) desarrollado a partir de la composición de la ley de Hooke y la forma generalizada del criterio de falla de Mohr-Coulomb. Este modelo puede simular el comportamiento de suelos granulares sueltos o finos normalmente consolidados, y se debe tener en cuenta que no representa el comportamiento elastoplástico progresivo (ver Figura 16a) sino que es un modelo elástico y luego plástico perfecto (ver Figura 16b).

Figura 16. Comportamiento experimental y teórico de las rocas



Fuente: NIETO, A. CAMACHO, J. RUIZ, E. Determinación de parámetros para los modelos elastoplásticos Mohr-Coulomb y Hardening Soil en suelos arcillosos. Revista Ingenierías. Universidad de Medellín. 2009, p. 78.

Su formulación involucra dos elementos generales: la elasticidad perfecta y la plasticidad asociada al desarrollo de deformaciones plásticas o irreversibles. Para evaluar si la plasticidad ocurre o no en un análisis específico, el modelo Mohr-Coulomb involucra un conjunto de funciones de fluencia (yield functions) que definen el límite entre el comportamiento elástico y plástico del material²⁵.

4.5 MODELO DE COMPACTACIÓN DE LA MATRIZ²⁶

Para incluir las respuestas geomecánicas en el flujo de fluidos del yacimiento, el multiplicador de permeabilidad puede depender de la información geomecánica tal como la deformación volumétrica o el esfuerzo medio.

Se va implementar el modelo empírico de Touhidi-Baghini²⁷ para especificar un multiplicador de permeabilidad de matriz, en que el valor C_{nl} (adimensional) corresponde a un parámetro experimental. El multiplicador $k/k_o = e^{C_{nl} \cdot \epsilon_v}$ se aplica

²⁵ PLAXIS. Materials models manual. Version 8, 2004.

²⁶ CMG. Simulador avanzado de yacimientos composicionales y no convencionales: GEM. Guía para el usuario. 2013, p. 808 – 810.

²⁷ Li, P and Chalaturnyk, R. Permeability Variations Associated with Shearing and Isotropic Unloading during the SAGD Process. CIPC Paper. 2004, p. 240.

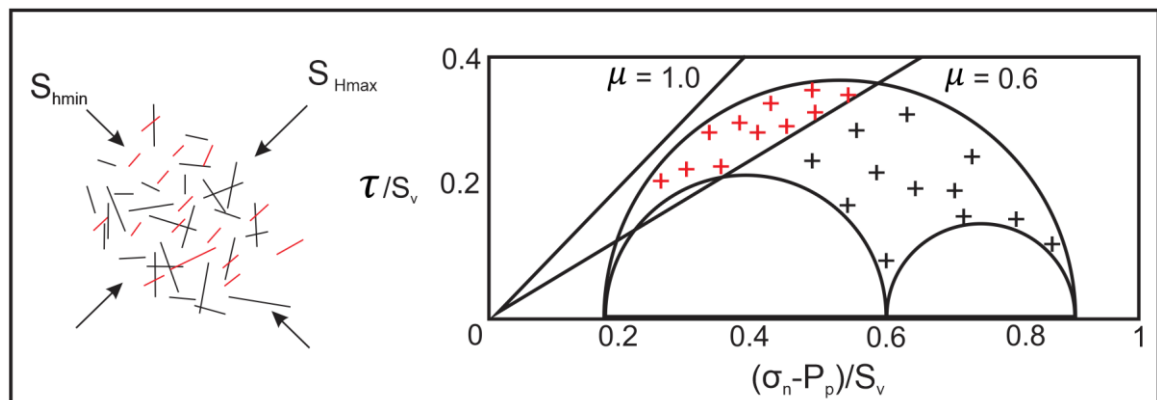
a la permeabilidad de un bloque en las tres direcciones, en donde ε_V corresponde a la deformación volumétrica.

4.6 FRACTURAS CRITICAMENTE ESTRESADAS

Las fracturas usualmente proveen caminos de flujo permeables en una gran variedad de escalas. La mejora de permeabilidad debido a las fracturas depende de la densidad de fracturas, orientación, y lo más importante, la conductividad hidráulica de las fracturas. En un medio fracturado, la población de fracturas se compone de varias familias con diversas orientaciones. Es importante tener un criterio que permita determinar las fracturas hidráulicamente conductivas²⁸.

La Figura 17 ilustra la hipótesis introducida por Barton *et al.* (1995) que denomina las fracturas conductivas como fracturas críticamente estresadas. Esta hipótesis considera las fracturas conductivas aquellas que debido al estado actual de los esfuerzos están activas mecánicamente y fracturas no conductivas aquellas que están cerradas mecánicamente debido al estado de esfuerzos.

Figura 17. Representación de las fracturas críticamente estresadas en el diagrama de Mohr



Fuente: ZOBACK, M. D. Reservoir geomechanics. Cambridge University Press, 2007, p. 342.

²⁸ BARTON, C. A.; ZOBACK, M. D.; MOOS, D. Fluid flow along potentially active faults in crystalline rock. *Geology*, 1995, vol. 23, no 8, p. 683-686.

Usualmente se asuman coeficientes de fricción entre 0.6 y 1 para cubrir una amplia variedad de rocas²⁹. En la Figura 17 aquellas fracturas que tienen un ángulo apropiado con respecto al estado actual de esfuerzos se consideran activas mecánicamente (fracturas representadas con rojo en el diagrama de Mohr) se esperan que sean activas hidráulicamente. Las fracturas de color negro estuvieron activas en el pasado, pero actualmente no, y por lo tanto no se consideran hidráulicamente conductivas³⁰.

²⁹ BYERLEE, J. Friction of rocks. Pure and applied geophysics. Vol. 116, No 4-5. 1978, p. 615-626.

³⁰ ZOBACK, M. D. Reservoir geomechanics. Cambridge University Press, 2007.

5. ANÁLISIS DE PRUEBAS DE PRESIÓN

Una prueba de presión diseñada, ejecutada y analizada adecuadamente proporciona una idea de la capacidad del yacimiento para producir fluidos. A través de un monitoreo de la respuesta de presión a cambios de producción y condiciones del yacimiento, se obtiene información acerca de la permeabilidad, del daño o estimulación de la formación, presión, límites, y heterogeneidades del yacimiento. El análisis de estas pruebas es semejante debido a que en el yacimiento se miden las respuestas de los cambios de presión en periodos de prueba no muy extensos, los cuales se obtienen por la variación en la producción o inyección de fluidos.

En este proyecto se simulan pruebas de restauración de presión y por lo tanto se realiza énfasis en este tipo de pruebas. Por consiguiente, la teoría descrita a continuación explica los diferentes modelos analíticos para interpretar las pruebas de restauración de presión en pozos de gas.

Pruebas de restauración de presión (PBU)

Básicamente, la prueba es llevada a cabo produciendo un pozo a una tasa constante por tiempo determinado, suficiente para que se estabilice la producción, y posteriormente se cierra usualmente en superficie, ocasionando un aumento en la presión de fondo del pozo, la cual es registrada en función del tiempo. Su principal desventaja es económica ya que el cierre ocasiona pérdida de producción.

Generalmente, a partir de la prueba de restauración de presión, es posible estimar la permeabilidad de la formación, la presión actual en el área de drenaje, caracterizar el daño o estimulación y determinar límites o heterogeneidades en el yacimiento.

La prueba de restauración de presión ha sido una técnica muy popular usada en la industria petrolera por varias razones:

- a) no requiere una supervisión crítica debido a que la tasa del pozo es cero.
- b) se pueden estimar la permeabilidad y el factor de daño a partir estas pruebas.

5.1 FUNDAMENTOS GENERALES DE PRUEBAS DE PRESIÓN EN POZOS DE GAS

La expresión conocida como pseudopresión en función de las propiedades físicas del gas fue planteada inicialmente por Al-Hussainy (1966) para flujo monofásico (yacimientos de gas o aceite con una presión por encima de la presión de saturación). Posteriormente, otros investigadores extendieron esta definición a flujo multifásico, lo cual fue de mucha utilidad en el caso de yacimientos composicionales donde se da flujo de agua, petróleo y gas en las cercanías del pozo³¹.

5.1.1 Pseudopresión y pseudotiempo

La pseudopresión $m(P)$ también llamada como “potencial real del gas”, está definida como:

$$m(P) = 2 \int_{P_o}^P \frac{P}{\mu(P)Z(P)} dP \quad \text{Ecuación 27}$$

La presión “ P ” es expresada en unidades absolutas, $m(P)$ tiene unidades de presión²/viscosidad, ($psia^2/cp$ con el sistema de unidades de campo). La presión

³¹ HERRERA, C. MONTROYA, J. Monografía sobre Yacimientos Composicionales. Universidad Nacional, Medellín. 2003.

de referencia “ P_o ” es una constante arbitraria menor que el valor de presión más bajo en la prueba. Todos los datos de la prueba de presión se convierten en pseudopresión $m(P)$ antes de realizar el análisis.

El cambio de pseudopresión, expresado como $m(P) - m(P[\Delta t = 0])$, es independiente de la presión de referencia P_o .

El pseudotiempo t_{ps} es usado como complemento de la pseudopresión $m(P)$.

$$t_{ps} = \int_0^t \frac{1}{\mu(P)c_t(P)} , \quad (hr - psi/cp) \quad \text{Ecuación 28}$$

La viscosidad μ y la compresibilidad del gas c_g cambian con la presión. La ecuación para calcular c_g es la siguiente:

$$c_g = \frac{1}{P} - \frac{1}{Z} \frac{\partial Z}{\partial P} \quad \text{Ecuación 29}$$

Donde Z es el factor de desviación del gas. Para un gas ideal $Z = 1$, y la compresibilidad es $c_g = 1/P$.

5.1.2 Pseudopresión simplificada para análisis manuales

En la Figura 18, se grafica μZ versus P para un gas natural a temperatura constante:

- Cuando la presión es menor de 2000 psia, el producto μZ es casi constante y $m(P)$ se simplifica a la siguiente ecuación:

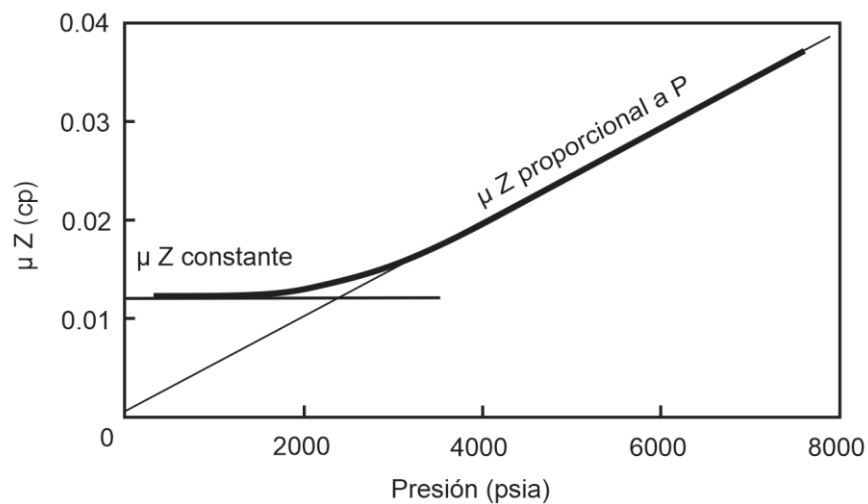
$$m(P) = \frac{2}{\mu Z} \int_{P_o}^P P dP = \frac{(P^2 - P_o^2)}{\mu_i Z_i} \quad \left(\frac{psia^2}{cp} \right) \quad \text{Ecuación 30}$$

- A presiones muy bajas, es posible analizar las pruebas en términos de presión al cuadrado P^2 .
- Cuando la presión es mayor que 3000 psia, el producto μZ es proporcional a la presión y $P/\mu Z$ puede considerarse como una constante. La pseudopresión $m(P)$ en esta caso es:

$$m(P) = \frac{2P}{\mu Z} \int_{P_o}^P dP = (P - P_o) \frac{2P_i}{\mu_i Z_i} \quad \text{Ecuación 31}$$

- A muy altas presiones, el gas se comporta como un fluido ligeramente compresible, y los datos de presión pueden ser usados directamente en el análisis.
- Entre 2000 y 3000 psia, no existe una simplificación disponible y por lo tanto se debe usar la fórmula original para calcular la pseudopresión.

Figura 18. Variación isotérmica de μZ con la presión



Fuente: BOURDAROT, G. Well testing: Interpretation methods. Paris: Editions Technip, 1998, p. 150.

5.1.3 Variables adimensionales

En unidades de campo, la presión estándar es $P_{sc} = 14.7 \text{ psia}$ y la temperatura es $T_{sc} = 520^\circ R$ ($60^\circ F$, todas las temperaturas son expresadas en unidades absolutas). La tasa de gas es expresada en condiciones estándar q_{sc} en $MSCF/D$.

Cuando se utiliza la pseudopresión, los términos adimensionales se definen con respecto a las propiedades del gas a condiciones iniciales (subíndice i). Cuando se utiliza la presión y la presión al cuadrado, las propiedades son definidas a la presión promedio de la prueba (símbolo \bar{P}).

Presión adimensional

- Pseudopresión, $m(p)$:

$$P_D = 7.03 * 10^{-4} \frac{kh}{T q_{sc}} [m(P_i) - m(P)] \quad \text{Ecuación 32}$$

- Presión al cuadrado, P^2 :

$$P_D = 7.03 * 10^{-4} \frac{kh}{\bar{\mu} \bar{Z} T q_{sc}} \frac{T_{sc}}{P_{sc}} [P_i^2 - P^2] \quad \text{Ecuación 33}$$

- Presión, P :

$$P_D = 1.406 * 10^{-3} \frac{kh \bar{P}}{\bar{\mu} \bar{Z} T q_{sc}} \frac{T_{sc}}{P_{sc}} [P_i - P] \quad \text{Ecuación 34}$$

Tiempo adimensional

- Pseudopresión, $m(p)$:

$$t_D = \frac{0.000263k}{\phi \mu_i c_{ti} r_w^2} \Delta t \quad \text{Ecuación 35}$$

- Presión al cuadrado (P^2) y presión (P):

$$t_D = \frac{0.000263k}{\phi \bar{\mu} \bar{c}_t r_w^2} \Delta t \quad \text{Ecuación 36}$$

Coefficiente de almacenamiento adimensional

Al igual que en los pozos de aceite, el coeficiente de almacenamiento para los pozos de gas se expresa en bbl/psi.

- Pseudopresión, m(p):

$$C_D = \frac{0.8936C}{\phi c_{ti} h r_w^2} \quad \text{Ecuación 37}$$

- Presión al cuadrado (P²) y presión (P):

$$C_D = \frac{0.8936C}{\phi \bar{c}_t h r_w^2} \quad \text{Ecuación 38}$$

Relación de tiempo y coeficiente de almacenamiento adimensional (t_D/C_D)

- Pseudopresión, m(p):

$$\frac{t_D}{C_D} = 0.000295 \frac{kh \Delta t}{\mu_i C} \quad \text{Ecuación 39}$$

- Presión al cuadrado (P²) y presión (P):

$$\frac{t_D}{C_D} = 0.000295 \frac{kh \Delta t}{\bar{\mu} C} \quad \text{Ecuación 40}$$

Daño de formación (S)

En los pozos de gas, el coeficiente de daño S' es expresado como la suma del daño mecánico y otro factor dependiente de la tasa, también llamado efecto turbulento o daño no-Darcy.

$$S' = S + Dq_{sc} \quad \text{Ecuación 41}$$

Donde S es el coeficiente de daño, D es el coeficiente de flujo turbulento, y q_{sc} es la tasa de gas a condiciones estándar.

5.1.4 Pseudopresión monofásica y bifásica

En sistemas de gas condensado se adapta el concepto de pseudopresión según la existencia de las regiones descritas en la sección 2.2.2.

La pseudopresión monofásica puede representar un sistema de gas condensado en su etapa inicial, donde el condensado generado en las cercanías del pozo permanece inmóvil y la variación de la permeabilidad relativa del gas es despreciable. En este caso, la pseudopresión monofásica se determina por medio de la siguiente ecuación:

$$m(P) = \int_{P_{wf,s}}^{P_{ws}} \frac{\rho_g}{\mu_g} dP \quad \text{Ecuación 42}$$

Es idéntica a la ecuación usada para sistemas de gas seco. Donde, ρ_g es la densidad molar, μ_g es la viscosidad del gas, $P_{wf,s}$ es la presión de fondo al tiempo de cierre, y P_{ws} es la presión de cierre.

Por otra parte, en una etapa más avanzada del yacimiento, cuando el condensado es móvil y ocasiona una reducción significativa en la permeabilidad relativa del gas, se debe usar la pseudopresión bifásica para modelar correctamente el flujo del gas y condensado en las cercanías del pozo³².

La pseudopresión bifásica se determina por medio de la siguiente ecuación:

$$m(P) = \int_{P_{wf,s}}^{P_{ws}} \left(\rho_o \frac{k_{ro}}{\mu_o} + \rho_g \frac{k_{rg}}{\mu_g} \right) dP \quad \text{Ecuación 43}$$

³² RAGHAVAN, R., et al. Practical considerations in the analysis of gas-condensate well tests. SPE Reservoir Evaluation & Engineering. Vol. 2, No 03. 1999, p. 288-295.

Donde, k_{rm} es la permeabilidad relativa a la fase m , y los subíndices o y g se refieren al condensado y el gas respectivamente.

Cuando se trabaja con pseudopresiones monofásicas el daño puede ser estimado a través de la siguiente expresión:

$$S = 1.151 \left[\frac{m(P, \Delta t)}{m} - \log \frac{\eta_i \Delta t}{r_w^2} + 3.2275 \right] \quad \text{Ecuación 44}$$

Donde m es la pendiente de la línea de la gráfica semilogarítmica de la pseudopresión vs el tiempo de cierre, η_i es la difusividad en ft^2/hr , r_w es el radio del pozo y Δt es el tiempo de cierre.

Bajo circunstancias normales, el daño estimado por el modelo monofásico refleja los efectos del daño mecánico y el flujo multifásico. Sin embargo, este método provee el límite superior del daño mecánico. El modelo bifásico usualmente provee el límite inferior del daño mecánico³³. El daño atribuido al flujo multifásico (S_{2p}) puede ser obtenido por medio de la siguiente relación:

$$S_{2p} = \frac{1.151}{m} \int_{P_{wf,s}}^{P_{rocio}} \left[\frac{\rho_g}{\mu_g} - \left(\rho_o \frac{k_{ro}}{\mu_o} + \rho_g \frac{k_{rg}}{\mu_g} \right) \right] dP \quad \text{Ecuación 45}$$

Donde P_{rocio} es la presión de rocío del gas.

5.2 MODELOS ANÁLITICOS PARA LA INTERPRETACIÓN DE PRUEBAS DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN EN POZOS DE GAS CONDENSADO

5.2.1 Modelo Homogéneo

El modelo de yacimiento homogéneo es el modelo más simple que asume la

³³ JONES, J. RAGHAVAN, R. Interpretation of Pressure-Buildup Responses in Gas-Condensate Wells. SPEFE, March 1989, p 93.

misma porosidad, permeabilidad y espesor en toda la extensión del yacimiento. La permeabilidad se asume isotrópica, es decir, igual en todas las direcciones.

Los parámetros que gobiernan este modelo son:

- KH: producto de la permeabilidad y el espesor, dado a la presión de ajuste.
- Almacenamiento del yacimiento: producto de la porosidad, la compresibilidad y el espesor de la roca
- El daño (S)

El análisis de la prueba de presión a través de este modelo se realiza utilizando la pseudopresión y el pseudotiempo, utilizando las formulas descritas en la sección 5.1.1.

5.2.2 Modelo de Yacimiento Compuesto

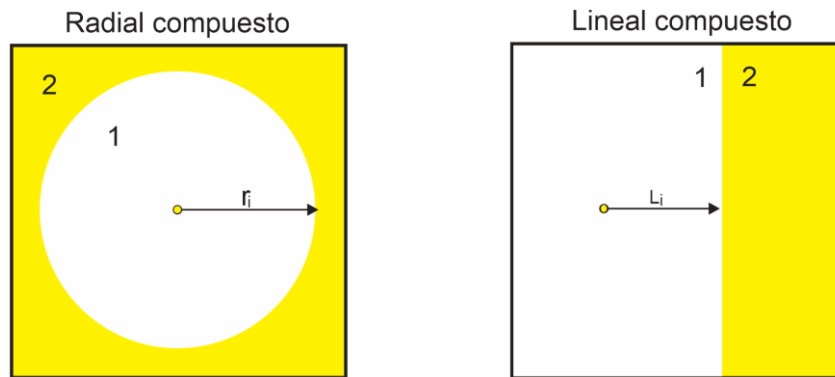
El modelo homogéneo considera que las saturaciones, movilidad y la permeabilidad efectiva son constantes. En la mayoría de los casos esta consideración es válida hasta un límite de tiempo de la prueba de presión y un radio de investigación. Sin embargo, algunas veces es esencial considerar la variación lateral de la movilidad.

Los casos más comunes donde se observa un cambio de movilidad en un área del yacimiento son:

- Inyección de un fluido diferente al fluido del yacimiento.
- Cambios en las saturaciones debido a un acuífero, a la capa de gas o debido a la producción por debajo del punto de burbuja o de rocío.
- Compartimentalización
- Cambios de facies.
- Cambios en las características del yacimiento (k , ϕ).

Los modelos analíticos más comunes son el radial compuesto y el lineal compuesto. El radial compuesto consta de un pozo ubicado en el centro donde existe un cambio de la movilidad a un radio “ r_i ”. Para el yacimiento lineal compuesto (o de extensión infinita), el parámetro “ L_i ” representa la distancia desde el pozo hasta el cambio de movilidad. En la Figura 19 se puede observar un esquema de los dos modelos; la zona 1 hace referencia al compartimiento interno y la zona 2 al externo.

Figura 19. Esquemas de los modelos compuestos



Modificado de: KAPPA. Dynamic Data Analysis. 2011, p. 268.

Las propiedades de la zona interna con respecto a la externa están relacionadas mediante dos parámetros:

Relación de movilidad

$$M = \frac{(k/\mu)_1}{(k/\mu)_2} \quad \text{Ecuación 46}$$

Relación de difusividad

$$D = \frac{(k/\phi\mu C_t)_1}{(k/\phi\mu C_t)_2} \quad \text{Ecuación 47}$$

Además de estos dos parámetros, se introduce la relación entre ellos:

$$\frac{M}{D} = \frac{(\phi C_t)_1}{(\phi C_t)_2} \quad \text{Ecuación 48}$$

Variables adimensionales

Las variables adimensionales (incluyendo el daño) son expresadas en unidades de campo para los parámetros de la región 1.

$$P_D = \frac{k_1 h}{141.2 q B \mu_1} \Delta p \quad \text{Ecuación 49}$$

$$\frac{t_D}{C_D} = 0.000295 \frac{k_1 h \Delta t}{\mu_1 C} \quad \text{Ecuación 50}$$

$$C_D = \frac{0.893 C}{(\phi C_t)_1 h r_w^2} \quad \text{Ecuación 51}$$

$$S_1 = \frac{k_1 h}{141.2 q B \mu_1} \Delta p_{skin} \quad \text{Ecuación 52}$$

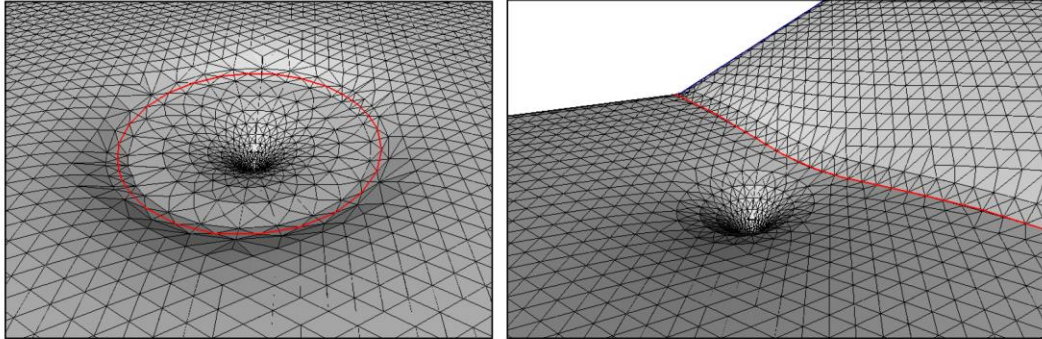
$$r_D = \frac{r}{r_w} \quad \text{Ecuación 53}$$

$$L_D = \frac{L}{r_w} \quad \text{Ecuación 54}$$

Perfil de presión

En la Figura 20 se puede observar el perfil de presión de un yacimiento lineal y radial compuesto. En el límite que separa las dos zonas no hay caída de presión pero si existe un cambio en el gradiente de presión. El flujo en ambas zonas es el mismo pero debido a la diferencia de movilidad la ley de Darcy calcula dos gradientes de presión diferentes.

Figura 20. Perfil de presión para un yacimiento radial compuesto (izquierda) y un yacimiento lineal compuesto (derecha)



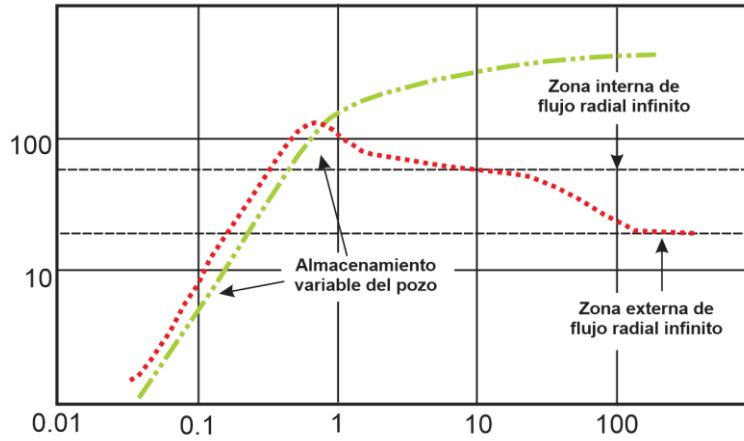
Modificado de: KAPPA. Dynamic Data Analysis. 2011, p. 269.

A tiempos tempranos, la presión se propaga solo en la zona 1 y el comportamiento será homogéneo. Cuando se detecta el límite entre las dos zonas hay un cambio aparente en la movilidad y difusividad.

Comportamiento de la restauración de presión

La Figura 21 ilustra la respuesta típica de un pozo en un yacimiento radial compuesto. Existen dos periodos de flujo radial; el primero hace referencia al flujo radial de la zona interna, es decir del líquido, y el segundo hace referencia al flujo radial de la zona externa correspondiente a la zona de gas. El tiempo en el cual la derivada se desvía del flujo radial inicial (zona interna) al flujo radial final (zona externa) está vinculado al " r_i ".

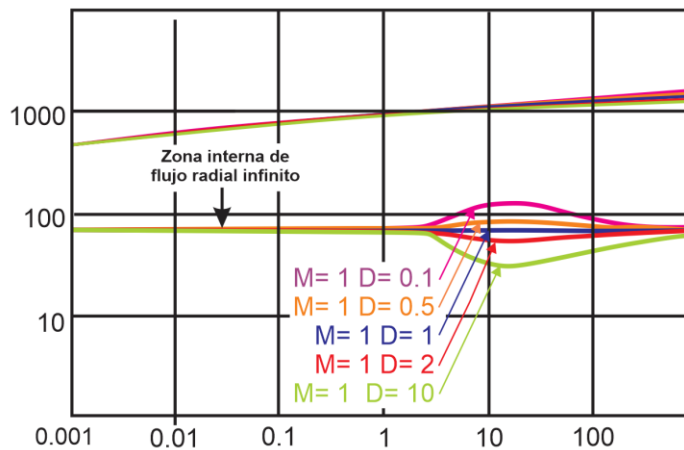
Figura 21. Respuesta de un PBU en un yacimiento radial compuesto



Modificado de: KAPPA. Dynamic Data Analysis. 2011, p. 270.

Como se observa en la Figura 22, dependiendo del valor de D , la derivada se desvía hacia arriba ($D < 1$) o hacia abajo ($D > 1$). La respuesta con un valle es cualitativamente cerca al comportamiento de doble porosidad. La diferencia en la forma es por el hecho que el cambio de la capacidad de almacenamiento ocurre solo en la zona externa, mientras que en un modelo de doble porosidad ocurre en cualquier lugar

Figura 22. Respuesta log-log de un yacimiento radial compuesto con $M \neq D$



Modificado de: KAPPA. Dynamic Data Analysis. 2011, p. 270.

Cálculo del daño

El daño puede ser evaluado usando los métodos clásicos semilogarítmicos. El flujo radial de la zona interna proporciona información acerca del daño del pozo y el flujo radial de la zona externa acerca del daño total. El daño total está definido por dos componentes:

$$S_T = \frac{1}{M} S_1 + \left(\frac{1}{M} - 1 \right) \ln \frac{r_i}{r_w} \quad \text{Ecuación 55}$$

Cuando $M < 1$ se dice que la movilidad incrementa en un punto lejano de la cara del pozo y a menudo se considera que la zona interna está dañada por invasión de fluidos u otras causas.

5.3 FUNDAMENTOS GENERALES DE PRUEBAS DE PRESIÓN EN YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

Los yacimientos naturalmente fracturados son heterogéneos. La idea de un canal homogéneo a lo largo del yacimiento ocurre fuera de la realidad. No obstante, la roca es fracturada homogéneamente, las fracturas de carácter homogéneo cambian con el tiempo y se obtiene una roca heterogénea. La porosidad de la fractura es rara vez mayor al 1.5 o 2%, pero usualmente es menor que 1%.

La capacidad de almacenamiento de la fractura se determina por medio de la siguiente expresión:

$$S_f = \phi_f c_f h_f \quad \text{Ecuación 56}$$

Donde ϕ_f es la porosidad de la fractura, c_f es la compresibilidad de la fractura y h_f es el espesor de la fractura. Este parámetro es muy bajo debido a los valores de porosidad y espesor de las fracturas.

La capacidad de almacenamiento de la matriz se determina por medio de la siguiente expresión:

$$S_m = \phi_m c_m h_m \quad \text{Ecuación 57}$$

Donde el subíndice m corresponde al sistema de matriz y su capacidad de almacenamiento es mayor que la capacidad de las fracturas.

Normalmente, la permeabilidad de la matriz es menor que la permeabilidad de la fractura, si son de igual valor, el sistema se comporta como homogéneo sin fracturas. Si la permeabilidad de la matriz es cero y las fracturas son eventualmente bien distribuidas, el sistema tiene un comportamiento homogéneo. Sin embargo, si la permeabilidad de la matriz es cero, pero las fracturas tienen una dirección preferencial, entonces se tiene flujo lineal. Además, si la permeabilidad de la matriz es pequeña (usualmente menor que 0.01 mD) y el yacimiento es ampliamente fracturado, el sistema también se comporta como homogéneo y sin fracturas.

Desde el punto de vista del pozo, se deben cumplir tres condiciones para determinar si se debe analizar la prueba de presión utilizando un modelo de un yacimiento fracturado naturalmente³⁴:

1. La porosidad de la matriz es mayor que la porosidad de la fractura.
2. La permeabilidad de la matriz no es cero, pero su permeabilidad es mucho más pequeña que la permeabilidad de la fractura.
3. El pozo intercepta la fractura.

Si el fluido solo fluye hacia el pozo a través del sistema de fractura y la permeabilidad radial del sistema de matriz no contribuye a la movilidad ($k_m = 0$), el producto de la permeabilidad y el espesor del sistema, KH , puede estimado por :

³⁴ ESCOBAR, F. Análisis moderno de pruebas de presión. 2010.

$$KH = k_f h_f \quad \text{Ecuación 58}$$

Los yacimientos naturalmente fracturados también cuentan con un sistema de doble porosidad, una porosidad intergranular o primaria formada por los espacios entre los granos de la roca y una porosidad secundaria formada, por los espacios vacíos de las fracturas y cavidades³⁵.

Como se definió en la sección 3.1, un YNF tiene sistema multiporoso y la porosidad promedio del sistema ser definida por:

$$\phi = \phi_f V_f + \phi_m V_m \quad \text{Ecuación 59}$$

Donde ϕ_f es la relación del volumen poroso de las fracturas y el volumen total de las fracturas, ϕ_m es la relación del volumen poroso de la matriz y el volumen total de la matriz, V_f es la relación del volumen total de las fracturas y el volumen del yacimiento, y V_m es la relación del volumen total de la matriz y el volumen del yacimiento.

Por otra parte, el 100% del volumen del yacimiento es la suma del volumen total de las fracturas y la matriz, como lo muestra la siguiente ecuación:

$$V_f + V_m = 1 \quad \text{Ecuación 60}$$

En la práctica, ϕ_f y V_m están cerca de 1 y la porosidad promedio puede ser simplificada:

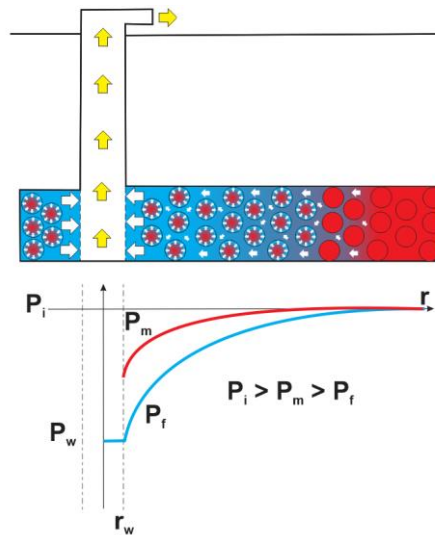
$$\phi = V_f + \phi_m \quad \text{Ecuación 61}$$

5.3.1 Modelo de estado pseudoestable

En la producción inicial de un yacimiento naturalmente fracturado, la contribución de la matriz es insignificante y solo se produce por el sistema de fracturas, el cual

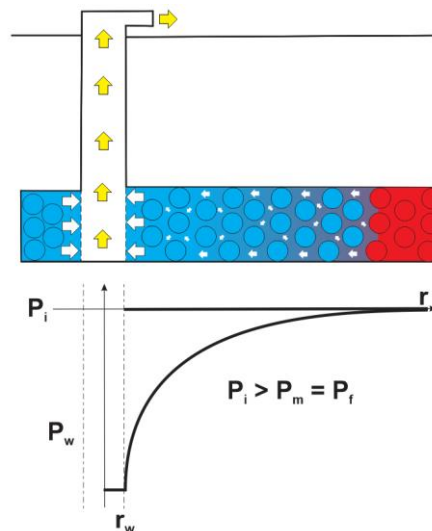
³⁵ VAN GOLF-RACHT, T. D. Fundamentals of fracture reservoir engineering. Elsevier, 1982.

Figura 24. Comportamiento de doble porosidad: perfil de presión de un régimen de transición ó pseudoestable



Modificado de: BOURDET, D. JOHNSON, P. Fundamentals of well test design and analysis. 2001, p. 159.

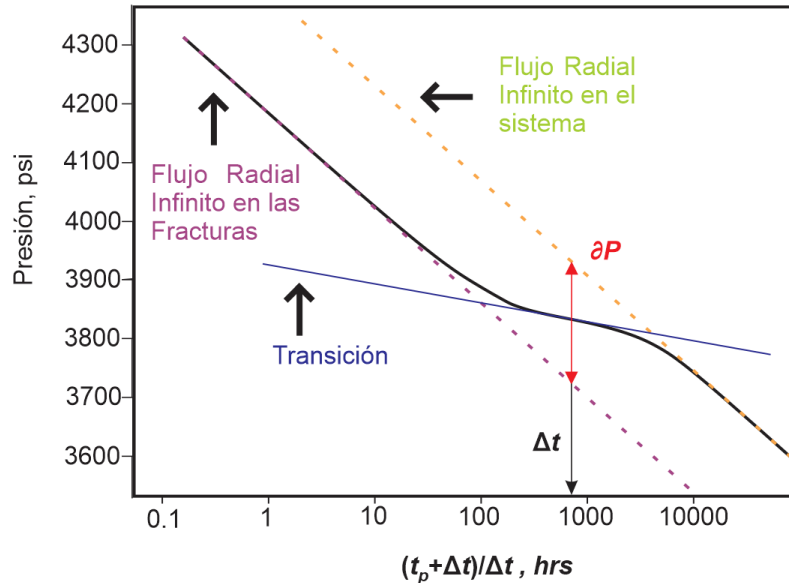
Figura 25. Comportamiento de doble porosidad: perfil de presión del régimen homogéneo de todo el sistema (matriz y fracturas)



Modificado de: BOURDET, D. JOHNSON, P. Fundamentals of well test design and analysis. 2001, p. 161.

El efecto combinado de las dos respuestas del sistema se puede evidenciar en una gráfica de presión de cierre (P_{ws}) versus $\log(t_p + \Delta t/\Delta t)$ mediante dos líneas rectas paralelas, como se observa en la Figura 26.

Figura 26. Análisis semilog de la doble porosidad en estado pseudoestable



Modificado de: KAPPA. Dynamic Data Analysis. 2011, p. 248.

La primera línea recta puede ser usada para calcular el KH_{total} y el factor de daño por el método convencional de Horner. La presión promedio del yacimiento se estima mediante la extrapolación de la segunda línea recta hasta la presión a una hora (P_{1hr}), es decir $(t_p + \Delta t/\Delta t) = 1$.³⁷

La permeabilidad de las fracturas (k_f) se puede estimar a partir de la pendiente (m) de primera línea recta (ver Figura 27, sección 1) o de la segunda línea; si estas son paralelas (sección 2), utilizando la siguiente ecuación:

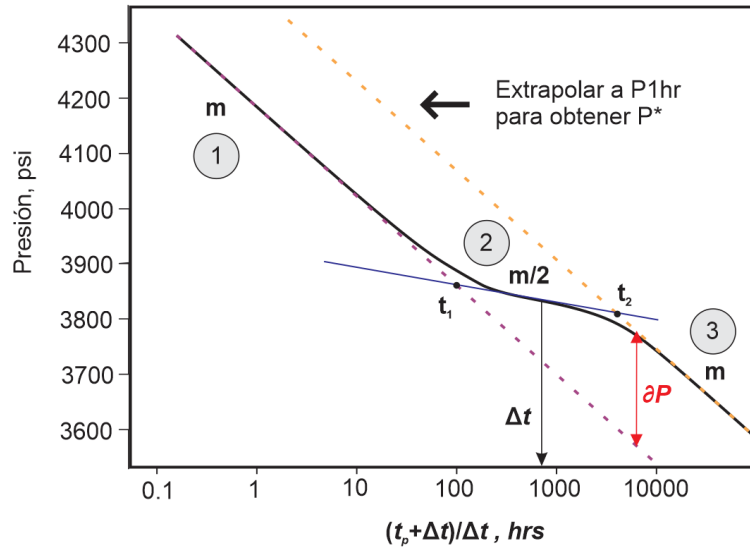
$$k_f h = 162.6 \frac{qB\mu}{|m|} \quad \text{Ecuación 62}$$

³⁷ ESCOBAR, F. Análisis moderno de pruebas de presión. 2010.

Los efectos del daño pueden ser estimados a través de la siguiente relación:

$$S = 1.151 \left[\frac{P_i - P_{1hr}}{|m|} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) + 3.2274 \right] \quad \text{Ecuación 63}$$

Figura 27. Gráfica de Horner para un yacimiento naturalmente fracturado



Modificado de: ESCOBAR, F. Análisis moderno de pruebas de presión. 2010, p. 354.

Con las dos líneas rectas, y un análisis especializado semilogarítmico también se puede obtener información acerca de ω y λ ; ω se evalúa usando la separación vertical de las dos rectas líneas, que corresponde al diferencial de presión entre los dos periodos homogéneos (∂P), y se calcula a partir de la ecuación:

$$\omega = 10 \frac{\partial P}{m} \quad \text{Ecuación 64}$$

Otro método para determinar ω es utilizando únicamente dos valores de tiempo (t_1 y t_2), al iniciar y finalizar el período de transición. El coeficiente de almacenamiento se calcula con la siguiente expresión:

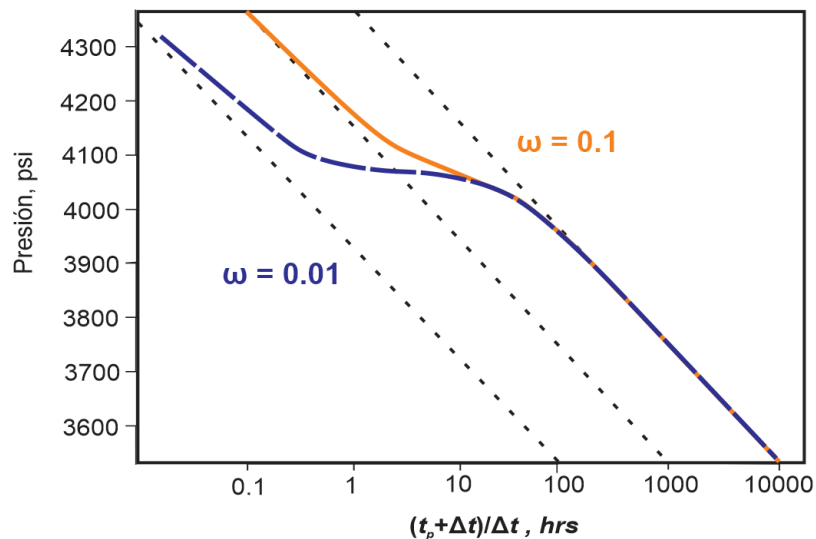
$$\omega = \frac{t_1}{t_2}$$

Ecuación 65

Donde t_1 es un punto sobre la primera línea recta y t_2 sobre la segunda línea recta.

Los valores de ω pueden ser menores o iguales a uno, el caso especial de $\omega = 1$ se produce cuando la porosidad de la matriz es cero, por lo tanto, se refiere a un yacimiento de porosidad simple.

Figura 28. Variación del coeficiente de almacenamiento (ω)



Modificado de: HORNER, R. Modern well test analysis. Petroway Inc. 1995, p. 33.

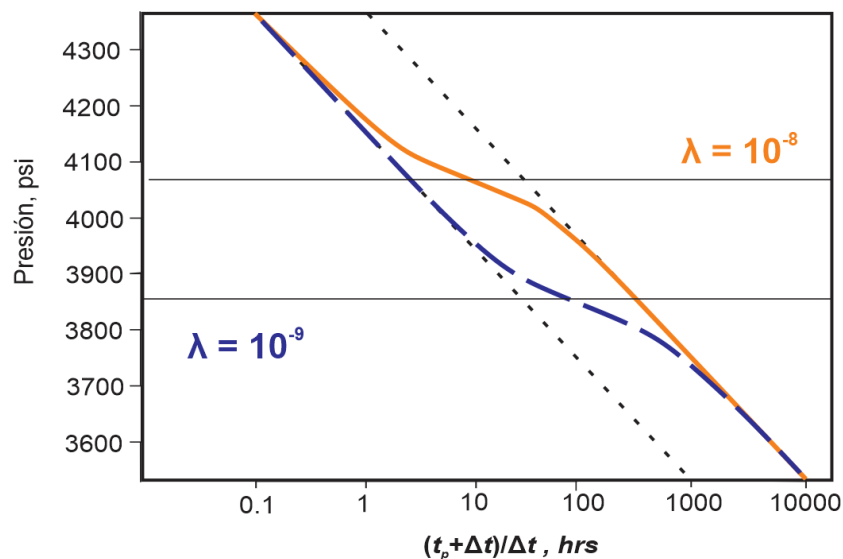
La separación entre las líneas rectas es dependiente de ω , para cada ciclo de registro de tiempo que separa las dos líneas ω se reduce en un factor de 10. De este modo en la Figura 28, las líneas para $\omega = 0.1$ están separadas por un ciclo de registro en el tiempo, y las líneas para $\omega = 0.01$ están separados por dos ciclos de registro en el tiempo.

El momento en que se produce la transición entre las dos líneas depende de λ , Figura 29. El parámetro λ puede ser estimado usando la ecuación presentada por Tiab y Escobar³⁸:

$$\lambda = \frac{3792\phi C_t \mu r_w^2}{k\Delta t} \left[\omega \ln \left(\frac{1}{\omega} \right) \right] \quad \text{Ecuación 66}$$

Donde Δt es el valor del tiempo en el cual tiene lugar la inflexión y se lee utilizando el tiempo de la mitad de la línea recta a través de la transición (ver Figura 27)³⁹.

Figura 29. Variación del coeficiente de flujo interporoso (λ)



Modificado de: HORNER, R. Modern well test analysis. Petroway Inc. 1995, p. 34.

Los valores de λ son generalmente muy pequeños, por ejemplo entre 10^{-3} y 10^{-10} . Si λ es mayor que 10^{-3} , el nivel de heterogeneidad es insuficiente para

³⁸ ESCOBAR, F. Análisis moderno de pruebas de presión. 2010.

³⁹ HOUZÉ, O., et al. Dynamic Data Analysis: The Theory and Practice of Pressure Transient, Production Analysis, Well Performance Analysis, Production Logging and the Use of Permanent Downhole Gauge Data. Houston, TX, 2011.

efectos de doble porosidad y de nuevo el yacimiento actúa como homogéneo con porosidad simple.

Si las líneas de la sección 1 y 3 no son paralelas significa que se ha detecta un límite o frontera del yacimiento, enmascarando el efecto del segundo régimen homogéneo⁴⁰.

5.3.2 Comportamiento del modelo de doble porosidad

Una formación real naturalmente fracturada está compuesta de un sistema heterogéneo de cavernas, fracturas, y matriz, las cuales son aleatorias en la naturaleza. Para modelar este sistema se asume que el yacimiento consta de elementos de bloque de matriz discretos, separados por un sistema ortogonal de fracturas uniformes y continuas. Estas fracturas están orientadas paralelas a los ejes principales de permeabilidad. Usualmente, se asumen dos geometrías; en capas y cubos. El flujo entre la matriz y las fracturas está gobernado por la condición de estado pseudoestable, pero solo las fracturas llegan a la cara del pozo a una tasa constante. Se asume que el fluido es de una sola fase y ligeramente compresible. La solución de la presión en la cara del pozo de un yacimiento con flujo radial infinito, con las suposiciones anteriores está dada por la siguiente ecuación:

$$P_D = \frac{1}{2} \left[\ln(t_D) + 0.80908 + E_i \left(-\frac{\lambda t_D}{\omega(1-\omega)} \right) - E_i \left(-\frac{\lambda t_D}{(1-\omega)} \right) \right] + S \quad \text{Ecuación 67}$$

Y su función derivada puede ser obtenida fácilmente a través de la relación:

$$t_D * P'_D = \frac{1}{2} \left[1 - e \left(\frac{-\lambda t_D}{1-\omega} \right) + e \left(\frac{-\lambda t_D}{\omega(1-\omega)} \right) \right] \quad \text{Ecuación 68}$$

⁴⁰ ESCOBAR, F. Análisis moderno de pruebas de presión. 2010.

La presión adimensional se basa en la transmisibilidad de la fractura, mientras que el tiempo adimensional se basa en el coeficiente de almacenamiento total (matriz y fractura)⁴¹.

$$P_D = \frac{k_f h}{141.2 q B \mu} (P_i - P) \quad \text{Ecuación 69}$$

$$t_D = \frac{0.0002637 k_f t}{(\Phi_f C_{tf} + \Phi_m C_{tm}) \mu r_w^2} \quad \text{Ecuación 70}$$

El coeficiente adimensional del almacenamiento se puede definir con la ecuación:

$$C_D = \frac{0.8936 C}{\phi c_t h r_w^2} \quad \text{Ecuación 71}$$

Teniendo la ecuación 74 y la ecuación 75 podemos obtener la relación entre el tiempo adimensional, t_D y el almacenamiento adimensional, C_D :

$$\frac{t_D}{C_D} = 0.000295 \frac{kh \Delta t}{\mu C} \quad \text{Ecuación 72}$$

El almacenamiento de las fracturas, C_{Df} , es definido por la ecuación:

$$C_{Df} = \frac{0.8936 C}{(\phi V c_t)_f h r_w^2} \quad \text{Ecuación 73}$$

El almacenamiento del sistema (matriz y fracturas), se puede calcular por la ecuación:

$$C_{Df+m} = \frac{0.8936 C}{(\phi V c_t)_{f+m} h r_w^2} \quad \text{Ecuación 74}$$

El coeficiente de almacenamiento, ω , es el parámetro que correlaciona las dos definiciones de almacenamiento adimensional del pozo⁴²:

⁴¹ ESCOBAR, F. Análisis moderno de pruebas de presión. 2010.

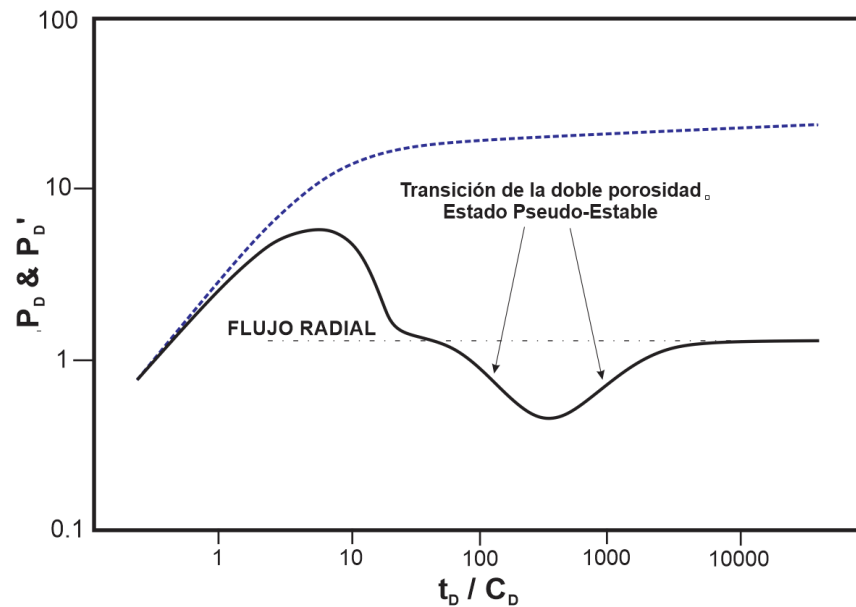
⁴² BOURDET, D. JOHNSON, P. Fundamentals of well test design and analysis. 2001.

$$C_{Df+m} = \omega C_{Df}$$

Ecuación 75

Como se observa en la gráfica de la derivada (Figura 30), la transición de la doble porosidad entre las dos regiones planas que representan a las dos líneas rectas del registro semilogarítmico, se evidencia en la gráfica de la derivada como un valle que separa los dos flujos radiales infinitos.

Figura 30. Gráfica de la derivada para un yacimiento naturalmente fracturado



Modificado de: KAPPA. Dynamic Data Analysis. 2011, p. 243.

Una vez que el sistema de fracturas ha comenzado a producir, se establece una diferencia de presión entre la matriz y las fracturas. La matriz se encuentra todavía a presión inicial (P_i) y el sistema de fracturas corresponde a la presión de fondo fluyendo en el pozo (P_{wf}). Posteriormente, la matriz comienza a producir hacia el sistema de fracturas dando un soporte de presión, evitando una rápida declinación en la presión del yacimiento debido a que esta energía adicional tiende a estabilizarla.

5.3.3 Modelo de doble porosidad

Los modelos de doble porosidad asumen que el yacimiento no es homogéneo, pero está compuesto de bloques de matriz con alta capacidad de almacenamiento y baja permeabilidad, y el pozo está conectado por fracturas naturales de bajo almacenamiento y alta permeabilidad. Los bloques de matriz alimentan el sistema de fracturas para que los fluidos sean producidos a través de estas⁴³.

El modelo de doble porosidad se describe con la adición de dos parámetros:

Coefficiente de flujo interporoso: caracteriza la habilidad de la matriz para fluir hacia el sistema de fracturas. Depende principalmente del contraste de permeabilidades entre el sistema de matriz y fracturas, k_m/k_f .

$$\lambda = \frac{\sigma k_m r_w^2}{k_f} \quad \text{Ecuación 76}$$

Donde σ es el factor de forma, k_m es la permeabilidad de la matriz, r_w es el radio del pozo y k_f es la permeabilidad de las fracturas.

Coefficiente de almacenamiento: es la fracción de fluidos almacenada en el sistema de fracturas.

$$\omega = \frac{\phi_f c_f}{\phi_f c_f + \phi_m c_m} \quad \text{Ecuación 77}$$

Donde ϕ_f es la porosidad de las fracturas, ϕ_m es la porosidad de la matriz, c_f es la compresibilidad de las fracturas y c_m es la compresibilidad de la matriz.

⁴³ ESCOBAR, F. Análisis moderno de pruebas de presión. 2010.

Espaciamiento de las fracturas naturales

De acuerdo con Dershowitz (1984), el espaciamiento de las fracturas puede ser medido en una, dos y hasta tres dimensiones y es una de las características más importantes. Sin embargo, las medidas de campo son usualmente en una dirección, a lo largo de la cara del pozo a través del registro UBI⁴⁴.

El espaciamiento de las fracturas en una dimensión generalmente representa el número de fracturas por unidad de longitud en la roca. Puede ser estimado con la siguiente ecuación:

$$L_{x,y,z} = \frac{N}{D_{x,y,z}} \quad \text{Ecuación 78}$$

Donde N es el número de fracturas (adimensional), y $D_{x,y,z}$ es la longitud en X, Y o Z según sea el caso.

Factor de forma

El factor de forma fue introducido por Kazemi (1976) y combina la distancia media en tres direcciones perpendiculares para describir el término de flujo en un yacimiento fracturado⁴⁵.

El factor de forma es una medida de la conductividad entre el bloque de matriz y las fracturas de los alrededores. En consecuencia, σ , es una función de la geometría del bloque. Si los bloques de la matriz son rectangulares con lados L_x , L_y y L_z , el factor de forma se define como:

$$\sigma = 4 \left(\frac{1}{L_x^2} + \frac{1}{L_y^2} + \frac{1}{L_z^2} \right) \quad \text{Ecuación 79}$$

⁴⁴ JAMBAYEV, A. Discrete Fracture Network Modeling for a Carbonate Reservoir. Thesis Doctoral. Colorado School of Mines. 2013.

⁴⁵ DEAN, R. LO, L. Simulations of naturally fractured reservoirs. 1988.

Donde L_x , L_y , L_z son las longitudes de los bloques a lo largo de la dirección x, y, y z, respectivamente.

De la ecuación anterior es evidente que el factor sigma, puede ser muy grande si las celdas son muy pequeñas. Un valor alto de sigma significa que el fluido fluye muy rápido de la matriz a las fracturas⁴⁶.

5.3.3.1 Influencia de los parámetros ω y λ

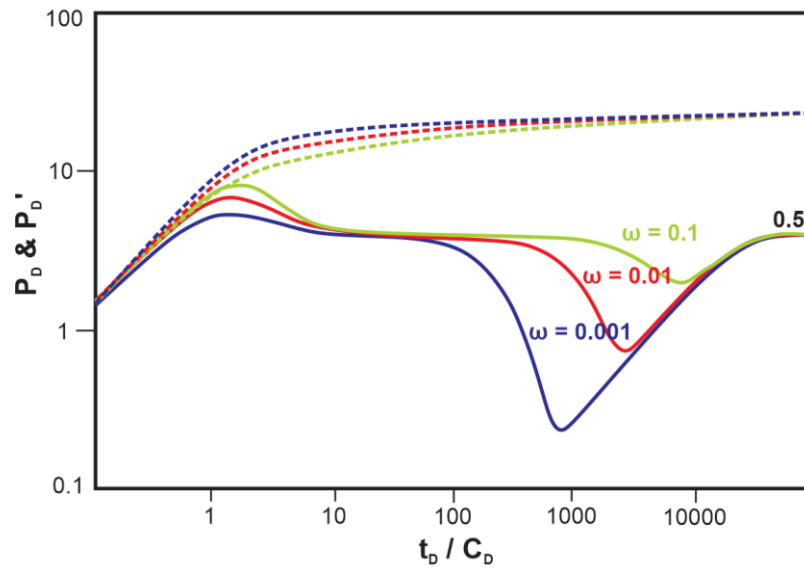
Influencia de ω

Valores muy bajos de ω corresponden a una fracción muy alta de hidrocarburos almacenado en el sistema de matriz, por lo tanto, el régimen de transición de C_{Df} a C_{Dt} es muy largo. La respuesta en la gráfica de la derivada muestra que a valores más pequeños de ω se presenta un valle más profundo y largo⁴⁷, ver Figura 31.

⁴⁶ PEÑUELA, G. CIVAN, F. HUGHES, R. G. WIGGINS, M. Time-dependent shape factors for interporosity flow in naturally fractured gas-condensate reservoirs. In SPE Gas Technology Symposium. Society of Petroleum Engineers. 2002.

⁴⁷ HOUZÉ, O., et al. Dynamic Data Analysis: The Theory and Practice of Pressure Transient, Production Analysis, Well Performance Analysis, Production Logging and the Use of Permanent Downhole Gauge Data. Houston, TX, 2011

Figura 31. Influencia de ω en un yacimiento de doble porosidad en estado pseudoestable

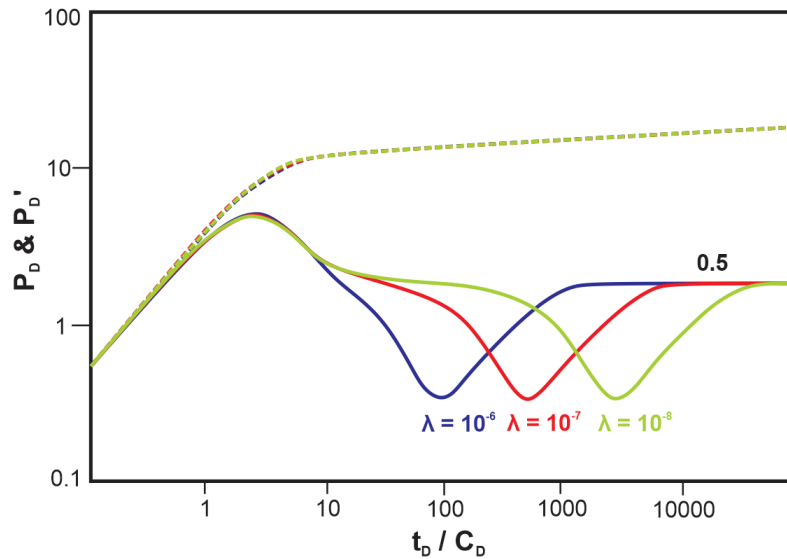


Modificado de: BOURDET, D. JOHNSON, P. Fundamentals of well test design and analysis. 2001, p. 170.

Influencia de λ

El parámetro de flujo interporoso λ , describe la capacidad de flujo de la matriz hacia las fracturas, y es una función del tamaño del bloque de matriz y su permeabilidad. Este parámetro determina el tiempo de inicio de la transición y controla la velocidad a la que la matriz va a reaccionar, por lo tanto, controla el tiempo total de la transición o su finalización.

Figura 32. Influencia de λ en un yacimiento de doble porosidad en estado pseudoestable.



Modificado de: BOURDET, D. JOHNSON, P. Fundamentals of well test design and analysis. 2001, p. 171.

Altos valores de λ significa que la permeabilidad de la matriz es relativamente alta y comenzará a aportar fluidos casi tan pronto como el sistema de fracturas comienza a producir. Por el contrario, valores bajos de λ significa una matriz muy apretada, se tendrá que establecer una gran caída de presión en el sistema de fracturas para que la matriz comience a aportar al flujo y se retardará la aparición del período de transición⁴⁸. Esto se ilustra en la Figura 32.

6.3.3.2 Efectos del coeficiente de almacenamiento del pozo

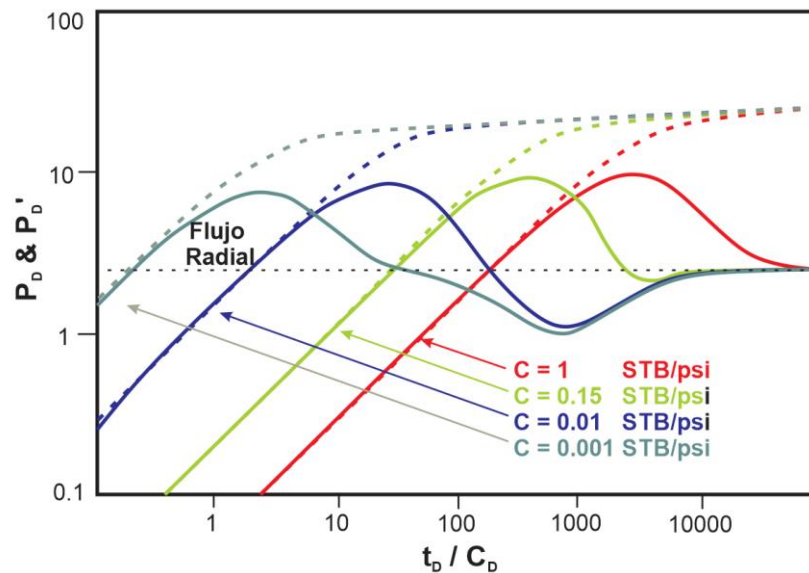
El almacenamiento del pozo puede enmascarar la respuesta de las fracturas en un yacimiento de doble porosidad. La transición puede ser fácilmente mal diagnosticada e interpretada. La constante de almacenamiento del pozo también

⁴⁸ BOURDET, D. JOHNSON, P. Fundamentals of well test design and analysis, 2001.

tiende a mostrar un valor que es inusualmente alto y refleja el incremento en el volumen del pozo debido a la presencia de las fracturas.

En la Figura 33 se observa cómo el tiempo de respuesta temprana de fracturas y la transición se ven afectados por un coeficiente de almacenamiento cada vez mayor. Con valores demasiado altos del coeficiente de almacenamiento del pozo es posible perder todo el período de transición.

Figura 33. Influencia del almacenamiento del pozo en un yacimiento de doble porosidad en estado pseudoestable



Modificado de: KAPPA. Dynamic Data Analysis. 2011, p. 249.

5.4 DAÑO DE FORMACIÓN

El daño de formación se define como una caída de presión adicional debido a cualquier restricción al flujo en el medio poroso causado por la reducción de la permeabilidad en la zona alrededor del pozo.

Como se explicó en la sección 5.1.3 el daño es la suma del daño mecánico y otro factor dependiente de la tasa llamado efecto turbulento o daño no-Darcy. Dentro

del daño mecánico se encuentra el daño debido a la precipitación de asfáltenos, daño por penetración parcial en el cañoneo, por generación de bancos de condensado o anillos de gas, etc. y otro tipo de daño asociado al cambio en los esfuerzos efectivos que ocasiona un impacto en la permeabilidad de la matriz y las fracturas, este último tipo de daño es lo que se conoce como daño geomecánico.

En un yacimiento de gas condensado, el banco o anillo de condensado constituye una restricción al flujo de gas debido a la acumulación de sus fracciones más pesadas en forma líquida a nivel de yacimiento y principalmente a nivel de pozo. Esta obstrucción al flujo se presenta sin ocasionar una reducción en el diámetro de los poros o la permeabilidad absoluta de la formación, por lo tanto, el bloqueo por condensado representa un pseudodaño⁴⁹. En la sección 2.2.3 se explica en detalle cómo se forma el banco de condensado.

El daño por bancos de condensado se puede prevenir evitando que el yacimiento disminuya su presión por debajo de la presión de rocío del fluido, esto se logra evitando producir el pozo en blowdown realizando un soporte de presión con la inyección de un fluido. Sin embargo, aun si el yacimiento está por encima de la presión de rocío y el pozo tiene un diferencial de presión alto se genera un banco de condensado alrededor del pozo⁵⁰.

Por otra parte, el daño geomecánico se define como el impacto de la productividad del pozo debido a la deformación de la roca y/o fracturas naturales. La deformación de las fracturas se debe al depletamiento del yacimiento, que produce cambios en el esfuerzo efectivo por la extracción de fluidos que disminuye la presión de poro, ocasionando el cierre o apertura de las fracturas. Los

⁴⁹ FIGUERA, A. Z., GÓMEZ, E. J. Estudio de los daños y pseudo daños asociados a yacimientos de gas y gas condensado. 2007.

⁵⁰ SANTOS, J. M. Simulación dinámica de banco de líquidos en yacimientos de gas condensado. 2010.

principales factores que contribuyen al daño geomecánico son la alta intensidad de fractura y la presencia de microfracturas⁵¹.

Debido a la presencia de fracturas naturales y un fluido composicional (gas condensado) en el Piedemonte es indispensable reconocer el porcentaje de daño asociado al banco de condensado y al daño geomecánico para tener una mayor claridad en qué tipo de daño se quiere reducir con procesos de estimulación específicos.

⁵¹ OSORIO, G. Geomecánica de reservorios. Facultad de minas, Medellín, Colombia.

6. METODOLOGÍA

La metodología aplicada para realizar este proyecto, se divide en tres partes acordes con los objetivos que se pretenden lograr con el estudio.

- Se realiza la simulación del sector del pozo P1 bajo tres escenarios diferentes:
 - Inicialmente, se construye el modelo de fluidos en WINPROP para simular un yacimiento de gas condensado en GEM con las características de la región donde se ubica el pozo.
 - A continuación, se configura el modelo anterior para simular el yacimiento como naturalmente fracturado aplicando la opción de doble porosidad y permeabilidad junto con el factor de forma de Gilman-Kazemi, con el fin de identificar el impacto en la productividad del pozo debido a la adición de fracturas naturales.
 - Posteriormente, se usa el módulo de geomecánica disponible en GEM aplicando el modelo de deformación elastoplástica de Mohr-Coulomb al modelo de Gas Condensado, con el fin de representar el cambio en los esfuerzos y las deformaciones que inciden sobre la roca provocando principalmente un cambio en la porosidad y permeabilidad.
 - Se realiza un análisis paramétrico de las principales variables asociadas a los modelos, tales como, tasa de producción de gas, factor de forma, coeficiente de flujo interporoso, coeficiente de almacenamiento, etc.
 - En cada uno de los escenarios base se realiza el ajuste histórico de la producción y la presión. Una vez ajustados los modelos se configura el cierre del pozo por un período de tiempo determinado para obtener una prueba de restauración de presión sintética.

- Se interpretan las pruebas de presión simuladas en la fase inicial para identificar el daño y la capacidad de flujo en cada escenario.
 - Inicialmente, se interpreta la prueba con los modelos radial compuesto y de doble porosidad para identificar los diferentes conjuntos de parámetros en los yacimientos de gas condensado y naturalmente fracturados, respectivamente.
 - Posteriormente, se analiza el comportamiento de la caída de presión, el banco de condensado, el daño y la permeabilidad en región cercana a la cara del pozo para identificar el impacto de cada escenario en la productividad del pozo.

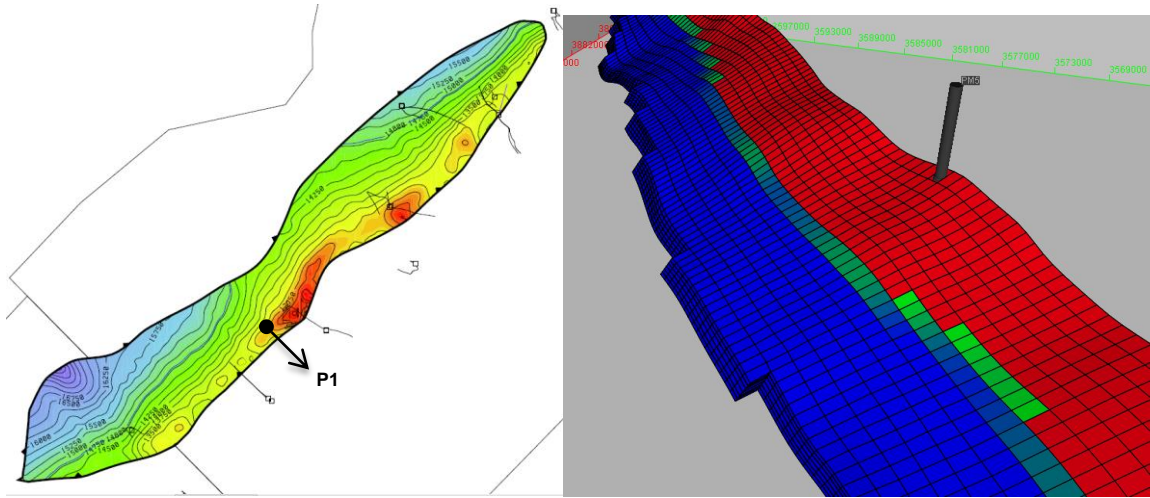
- Finalmente, se analizan todos resultados para determinar el impacto individual del daño debido al banco del condensado, el daño geomecánico debido a las fracturas naturales y las variables involucradas en el análisis paramétrico.

6.1 MODELO CONCEPTUAL DE SIMULACIÓN

6.1.1 Generalidades del campo en la zona de interés

El pozo P1 se encuentra ubicado en el complejo de Pauto, específicamente en la estructura Dele. Como se observa en la Figura 34, el pozo se encuentra ubicado en la parte alta de la estructura y actualmente es productor de gas condensado de la formación Mirador.

Figura 34. Ubicación estructural del pozo P1 en la formación Mirador



Fuente: Equion Energy Limited. Subsurface Team.

Geología general

La zona de estudio se encuentra ubicada en la Cordillera Oriental y presenta un arreglo de fallas inversas con una geometría en echelon, la cual migra hacia el este de sur a norte, al tiempo que hay una pérdida de relieve estructural en el bloque colgante de las fallas y un ensanchamiento de la cordillera⁵². Litológicamente, la zona de estudio involucra secuencias tectonosedimentarias con edades Cretácicas y Terciarias. Las unidades Cretácicas son caracterizadas por una sucesión de formaciones competentes (areniscas) e incompetentes (shales) depositadas en un mar somero. Las unidades Terciarias involucran sucesiones ambientales continentales y marinas depositadas en una cuenca foreland⁵³. Las principales fallas que afloran de Occidente a Oriente, corresponden

⁵² MORA, A. Inversion tectonics and exhumation processes in the Eastern Cordillera of Colombia (Disertación Doctoral). University of Postdam, Germany. 2007, p 146.

⁵³ DENGO, C. A., COVEY, M. C. Structure of the eastern Cordillera of Colombia: for trap Styles and regional tectonics. American Association of Petroleum Geologists, 1993, p 1315–1337.

a las fallas de Chameza, Tamara, Guaicaramo y Yopal; y como estructuras principales se encuentran el anticlinal de Monterralo y el sinclinal de Nunchia.

En el subsuelo, el área se conforma de una sucesión de escamas que cabalgan mutuamente. Cada escama presenta un anticlinal fallado con flanco frontal a invertido. También se presenta un bloque tectónico superior que corresponde al sinclinal de Nunchia, éste se encuentra separado de las demás estructuras por un retrocabalgamiento que despega en la base de la formación Carbonera⁵⁴.

La variación en los niveles de despegue termina en la formación de estructuras tipo “dúplex” y genera zonas apiladas en algunos lugares de tres o cinco escamas que repiten la misma estratigrafía⁵⁵. Estas escamas son producto del levantamiento de la Cordillera Oriental (desde aproximadamente el Mioceno medio) debido al empuje de la placa de Nazca hacia la placa Suramericana, tal evento marcó el fin de la cuenca cretácica y cambio a una cuenca tipo foreland.

Las principales fallas tienen como nivel de despegue las formaciones incompetentes (shales), como lo son las arcillas del Ordovícico, Formación Gacheta, y los miembros arcillosos de Carbonera (C2, C6, C8)⁵⁶. La posición de estas fallas de despegue cambia de Oeste a Este, secuencia arriba, y con movimientos hacia el frente de deformación.

Las principales acumulaciones de hidrocarburos en esta área son las areniscas depositadas al Grupo Guadalupe, y las formaciones Mirador y Barco. Estos reservorios están intercalados con formaciones lodosas que trabajan como sellos; el miembro C8 de la Formación Carbonera es el más importante a nivel regional. Los otros sellos importantes son la Formación Los Cuervos y Guadalupe shale.

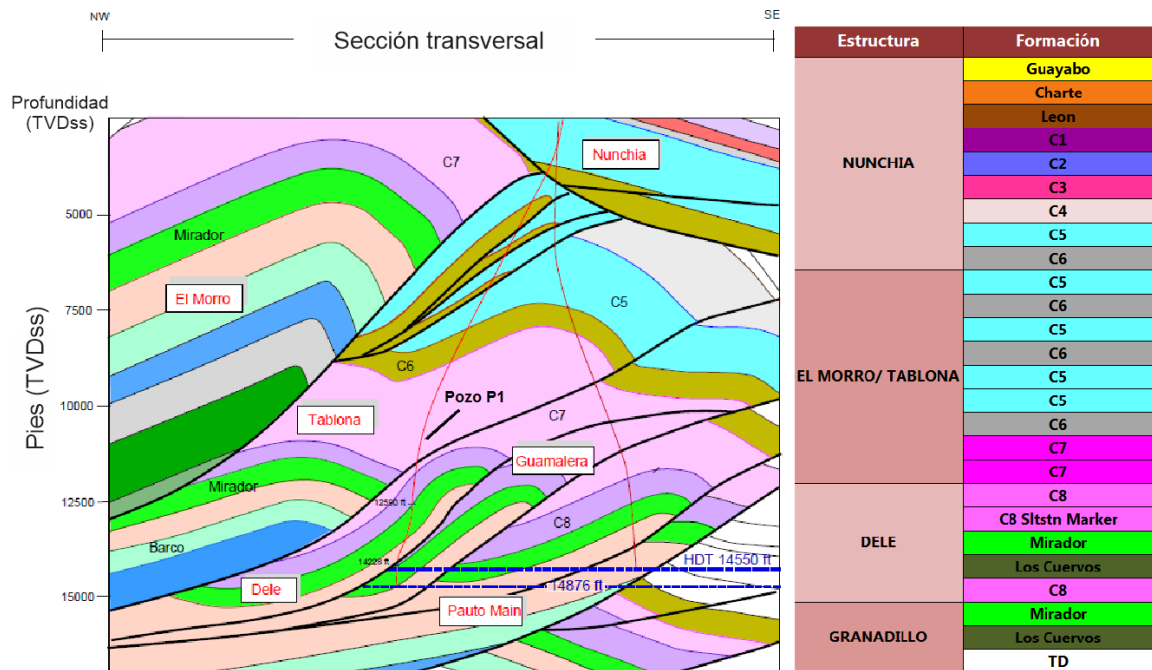
⁵⁴ VILLAR N., KAMMER A. et al. Significance of fracture associations in the structural evolution of Monterralo Anticline, Eastern Foothills, Eastern Cordillera of Colombia. *Geología Colombiana*, Universidad Nacional de Colombia. 2011, p 105-122.

⁵⁵ MARTÍNEZ J. A. Structural evolution of the Llanos foothills, Eastern Cordillera, Colombia, *Journal of South American Earth Sciences* 21, 2006, p 510-520

⁵⁶ IBÍD, p. 510-520.

Los diversos pulsos y estilos de deformación desde entonces, pueden explicar las diferentes calidades de reservorios y composición de fluidos. El fluido varía desde gas condensado pobre hasta gas condensado rico y aceite volátil. Por otra parte, la porosidad de las cuarzoarenitas está entre el 3% y el 10%. En la Figura 35 se encuentra el corte transversal del pozo P1 en el cual se puede observar la geología descrita anteriormente junto con la columna estratigráfica que perforó el pozo P1.

Figura 35. Sección transversal del pozo P1



Fuente: Equion Energy Limited. Offset Database Foothills Wells Planning: Well P1. Drilling Report.

6.1.2 Caracterización del yacimiento

Por recomendación de Equión, para la realización del modelo en GEM se consideran homogéneas las propiedades del yacimiento. En la Tabla 7 se encuentran las propiedades petrofísicas obtenidas de los registros y los núcleos en análisis previos realizados por Equión.

En la Figura 36 se presenta el minilog del pozo P-1, compuesto de izquierda a derecha por: nombre de la formación, profundidad de la capa de interés en MD (ft) y TVD (ft), registro gamma ray, registro de perforados, ubicación de las fracturas críticamente estresadas, permeabilidad, registro de producción (PLT), el azimut y buzamiento del pozo.

Tabla 7. Propiedades petrofísicas del yacimiento

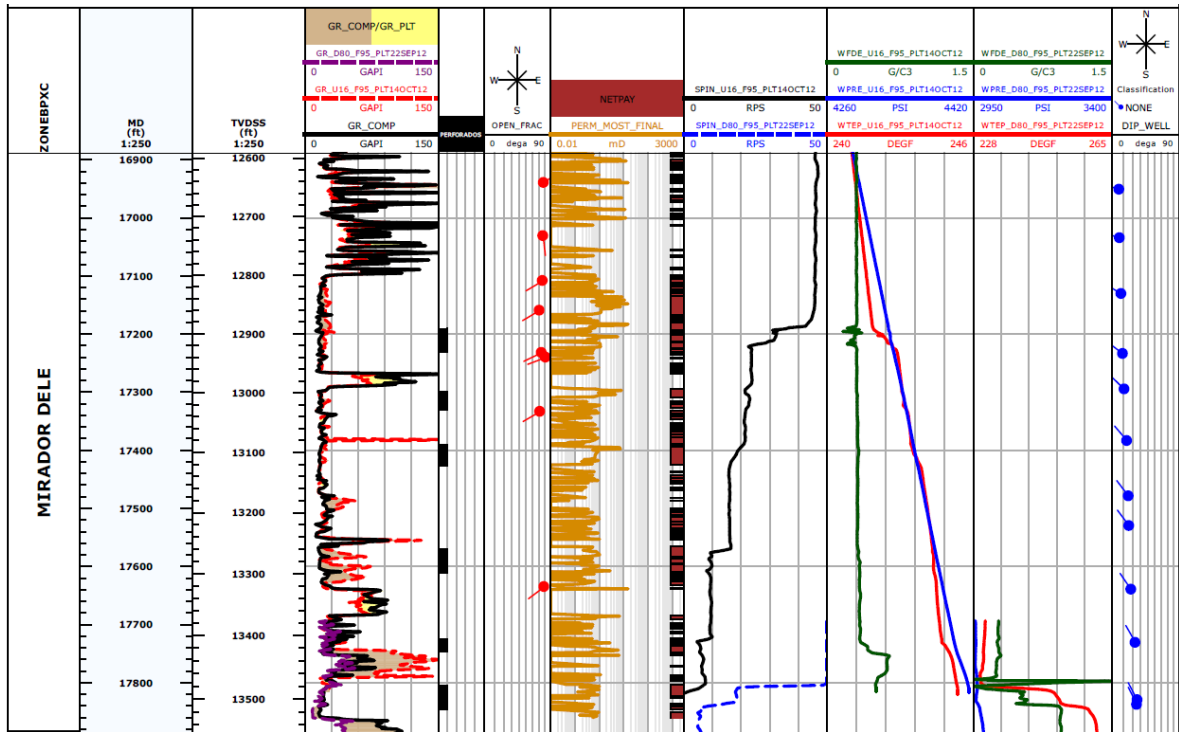
PROPIEDADES	VALOR
Porosidad	4%
Permeabilidad (<i>md</i>)	4
Net to Gross	0.55
Espesor (<i>ft</i>)	480
KH a partir de registros (<i>md-ft</i>)	1020
Compresibilidad de la roca (<i>1/psi</i>) @ 4880 psia	6E-6*

Fuente: Equion Energy Limited. Petrophysics Data. Subsurface Team.

Como se evidencia en el minilog, el pozo P-1 produce de la formación Mirador ubicada en la estructura Dele. Del registro de producción (PLT) se observa que el primer perforado, ubicado aproximadamente a 12900 ft TVD, es el que más contribuye a la producción del pozo. Debido a esto, se toma la composición inicial del gas condensado en este intervalo para evitar la simulación de un gradiente composicional vertical.

Por otra parte, el pozo posee fracturas críticamente estresadas, es decir, fracturas que debido al estado actual de los esfuerzos se encuentran abiertas. Es por esto, que el pozo P-1 es un gran candidato para este proyecto, ya que posee un fluido composicional (gas condensado) y tiene evidencia clara de la presencia de fracturas naturales.

Figura 36. Minilog del pozo P1



Fuente: Equion Energy Limited. Well Review: Minilog Well P1. 2014.

El análisis de la primera prueba de presión realizada al pozo P1 es otra prueba de la existencia de fracturas naturales en esta zona del campo Piedemonte. En la Tabla 8 se presentan los resultados de la interpretación de la prueba de presión realizada el 16 de Octubre de 2012 (1.5 meses después de iniciar la producción).

Al comparar los resultados del PBU con el análisis de los registros se obtiene que el KH interpretado es 5.6 veces el KH calculado con los registros. Eso se debe a que el PBU captura la heterogeneidad del yacimiento en un determinado radio de investigación, incluyendo el efecto de las fracturas naturales en la productividad del pozo. Por lo tanto, la diferencia entre los KH y la interpretación del registro UBI validan la existencia de fracturas naturales en esta región del campo.

Tabla 8. Resultados de un PBU realizado al pozo P1

PROPIEDADES	VALOR
Espesor (<i>ft</i>)	350
Radio del pozo (<i>ft</i>)	0.354
Compresibilidad Total (<i>1/psi</i>)	6E-06
Porosidad	0.04
Presión promedio de yacimiento (<i>psi</i>):	5544
Permeabilidad (<i>mD</i>) :	16.3
Daño Total	24.5
KH (<i>md-ft</i>)	5700

Fuente: Equion Energy Limited. Well P1: Well Test Results. Subsurface Team.

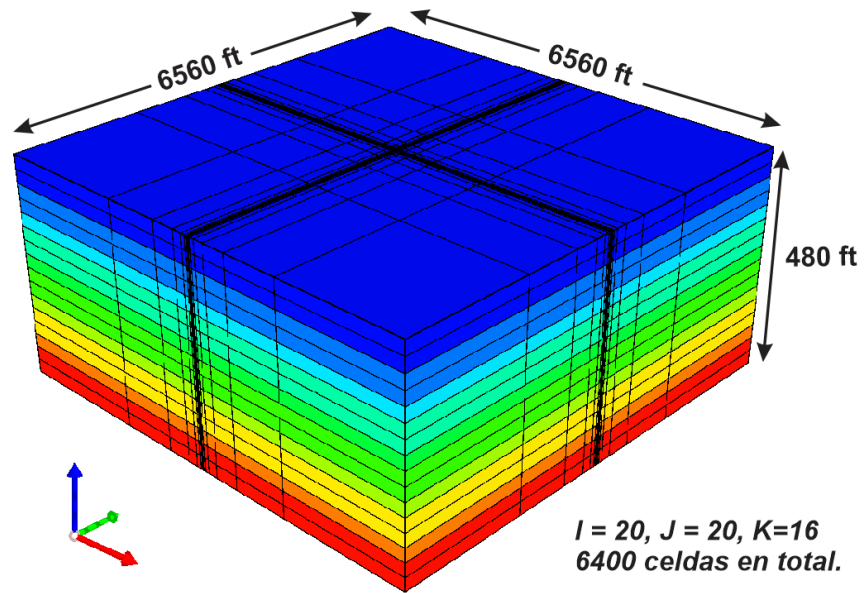
6.1.3 Construcción de la Malla

La malla del modelo fue construida teniendo en cuenta los siguientes aspectos:

- La malla necesita ubicar cinco pozos productores, un pozo principal y otros cuatro pozos en los límites del modelo para ajustar la presión promedio del yacimiento a la cual inicia la producción el pozo principal.
- El espesor de la malla es de 480 ft de acuerdo a la información de los topes de las formaciones suministrada por Equión.
- Refinamiento logarítmico en X-Y hacia la cara del pozo para representar la formación del banco de condensado.
- La extensión areal es de 2 km x 2 km, de tal forma que el área del modelo sea mayor que el área de drenaje del pozo.
- Mantener el menor número de celdas posibles considerando la complejidad que existe al simular el modelo PVT del gas condensado acoplándolo con el módulo del geomecánica.

De acuerdo a las consideraciones mencionadas anteriormente, la malla creada se puede observar en la Figura 37.

Figura 37. Malla de simulación



Fuente: Computer Modelling Group, CMG.

Para la construcción del refinamiento logarítmico se utilizó el método de Settari & Aziz⁵⁷. En la Tabla 9 se presenta la distribución logarítmica en X, que en este caso es igual para la dirección Y.

⁵⁷ AZIZ, K., SETTARI, A. Petroleum reservoir simulation. London: Applied Science Publishers, 1979.

Tabla 9. Refinamiento areal logarítmico

Celda	X_{acumulado}	X_i
1	1.35	1.81
2	3.16	4.23
3	7.39	9.88
4	17.27	23.08
5	40.34	53.91
6	94.26	125.96
7	220.22	294.29
8	514.51	687.57
9	1202.09	1606.42
10	2808.51	3753.17
X_{total} =		6560.33

6.1.4 Creación y validación del modelo PVT

El modelo PVT fue suministrado por Equión en formato VIP/Nexus y está compuesto de 12 componentes definidos por la compañía. El modelo fue convertido y validado en WINPROP, para luego exportarlo al formato del simulador GEM. El proceso para la conversión y validación del modelo PVT fue:

- Definir los 12 componentes manualmente.
- Introducir la composición molar de la mezcla.
- Construir el diagrama de fases y recalcular la presión de saturación para compararla contra el gradiente composicional real del pozo.
- Simular y graficar un experimento de Expansión a Composición Constante (CCE) para verificar el rendimiento del gas condensado.

En la Tabla 10 se encuentra los doce componentes definidos por Equión y sus respectivas propiedades físicas.

Tabla 10. Componentes y propiedades críticas del gas

Componente	MW, Lb/Lbmol	Tc, K	Pc, atm	Z_c
CO ₂	44.01	304.12	72.77	0.274
N ₂	28.01	126.20	33.53	0.291
C ₁	16.04	190.56	45.39	0.286
C ₂	30.07	305.32	48.08	0.279
C ₃	44.09	369.83	41.92	0.276
C ₄	58.12	417.93	36.82	0.277
C ₅₋₆	77.63	485.00	32.62	0.269
C ₇₋₁₀	117.78	587.75	27.89	0.270
C ₁₁₋₁₄	174.53	666.23	21.78	0.273
C ₁₅₋₂₀	239.55	737.62	16.23	0.257
C ₂₁₋₂₉	338.129	796.48	13.11	0.277
C ₃₀₊	545.598	856.31	11.36	0.368

Fuente: Equion Energy Limited. PVT Report.

Los coeficientes de interacción binaria, los factores acéntricos, los números Parachor y los volúmenes de corrección utilizados en WINPROP para el ajuste de la ecuación de estado Peng-Robinson son información confidencial de la compañía, por lo tanto no son visibles en este proyecto.

Como se mencionó anteriormente, se escogió la composición a 12900 ft para evitar simular el gradiente composicional vertical, ver Tabla 11. Así mismo, la presión de saturación a 12900 ft y 255 °F es de 6070 psia, la cual sirve para validar el modelo PVT creado en WINPROP.

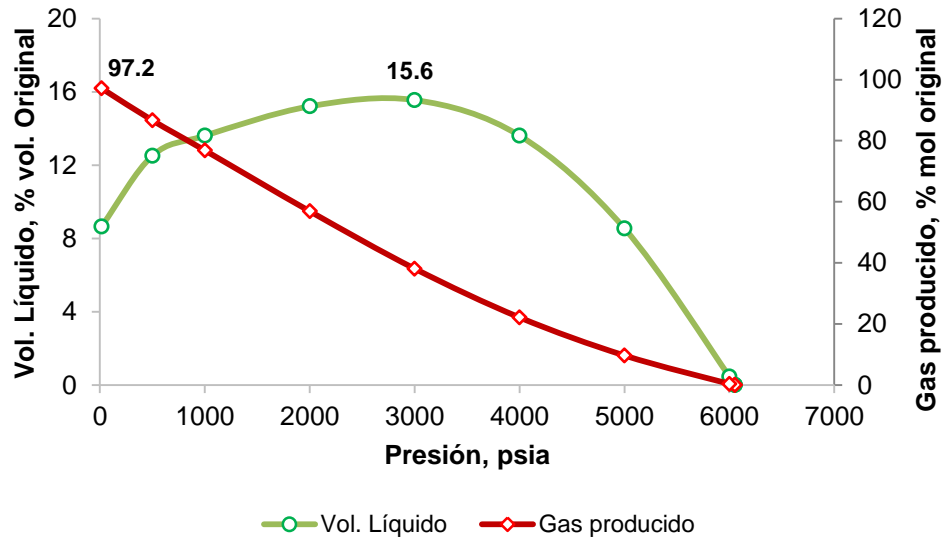
Tabla 11. Composición molar inicial del gas

Componente	% Composición molar, y_i
CO ₂	3.39
N ₂	0.57
C ₁	73.56
C ₂	8.15
C ₃	4.00
C ₄	2.44
C ₅₋₆	1.88
C ₇₋₁₀	3.22
C ₁₁₋₁₄	1.31
C ₁₅₋₂₀	0.99
C ₂₁₋₂₉	0.41
C ₃₀₊	0.09
Total =	100%

Fuente: Equion Energy Limited. PVT Report.

La validación del modelo PVT consiste en recalcular la presión de saturación y compararla con el valor real del gradiente composicional. En la Figura 38 se observa el diagrama de fase simulado con WINPROP, donde la presión de saturación calculada es 6080 psia a 255 °F.

Figura 39. Rendimiento del gas simulado en WINPROP

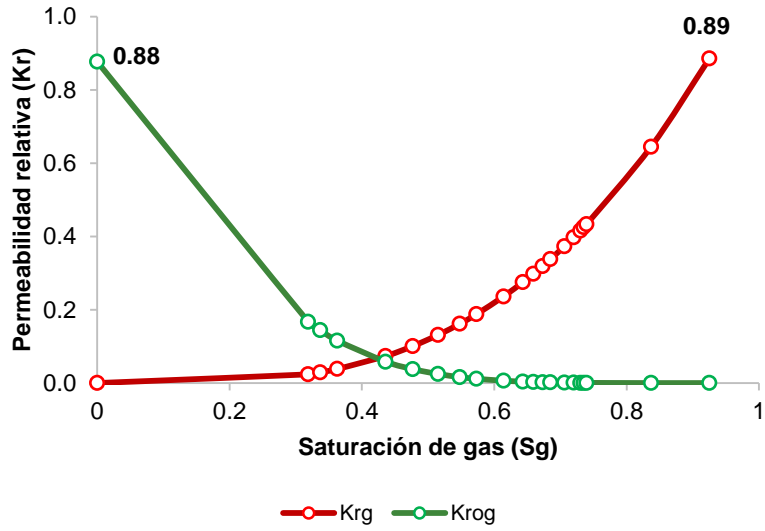


Fuente: Computer Modelling Group, WINPROP.

6.1.5 Curvas de permeabilidad relativa

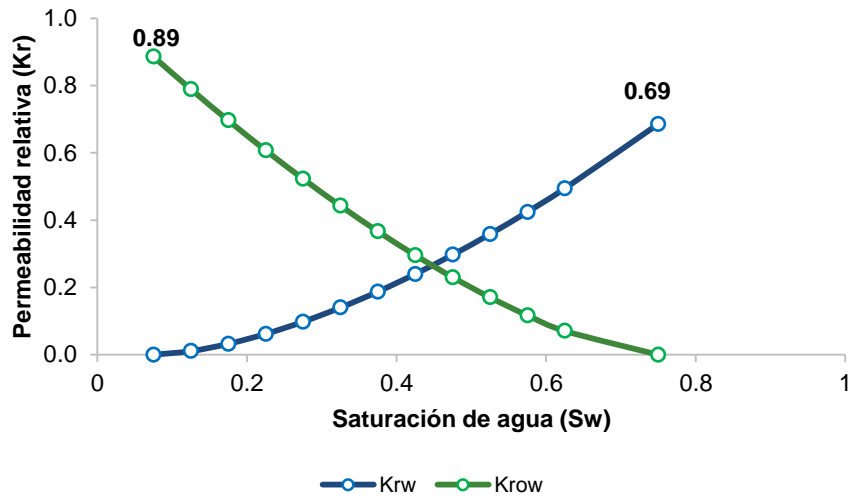
Las curvas utilizadas en el modelo se presentan en la Figura 40 y 41. Estas curvas de permeabilidad relativa fueron calculadas mediante unas pruebas de laboratorio realizadas a unos núcleos representativos del Mirador de Pauto.

Figura 40. Curva de permeabilidad relativa gas-aceite para la matriz



Fuente: Equion Energy Limited. Relative permeabilities in Mirador of Piedemonte. Subsurface Team.

Figura 41. Curva de permeabilidad relativa agua-aceite para la matriz



Fuente: Equion Energy Limited. Relative permeabilities in Mirador of Piedemonte. Subsurface Team.

6.1.6 Inicialización del modelo

Los parámetros de inicialización utilizados en el modelo se observan en la Tabla 12.

Tabla 12. Datos de inicialización del modelo

PARÁMETRO	VALOR
Temperatura del yacimiento, °F	255
Tope del modelo, ft TVDss	12590
Presión de referencia a 13000 ft, psia	6517
Contacto agua-gas (WGC), ft TVDss	14500
Gradiente de presión de poro, psi/ft	0.165

Fuente: Equion Energy Limited. Subsurface Team.

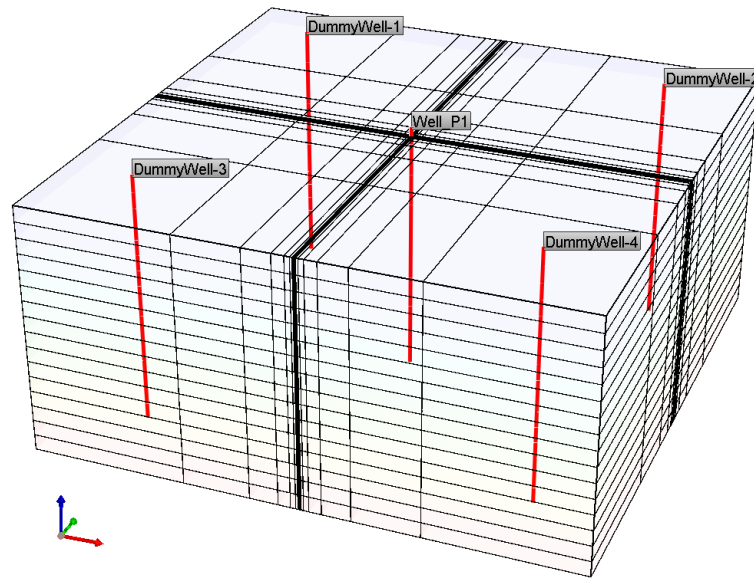
6.1.7 Configuración y completamiento de los pozos

El modelo posee 5 pozos productores verticales, un pozo principal denominado Well_P1 y otros cuatro pozos en los límites del modelo para ajustar la presión promedio del yacimiento a la cual inicia la producción el pozo principal.

Los cuatro pozos de ajuste (DummyWell-1, DummyWell2, DummyWell-3 y DummyWell-4) producen 20 MMSCF/D y tienen un $r_w = 0.25 \text{ ft}$ y $S = 0$.

El pozo principal Well_P1 está controlado por la producción histórica de gas y por lo tanto no tiene un caudal constante. Este pozo posee un $r_w = 0.354 \text{ ft}$ y $S = 10$. En la Figura 42 se puede observar la ubicación de cada uno de los cinco pozos en la malla de simulación.

Figura 42. Ubicación de los cinco pozos verticales

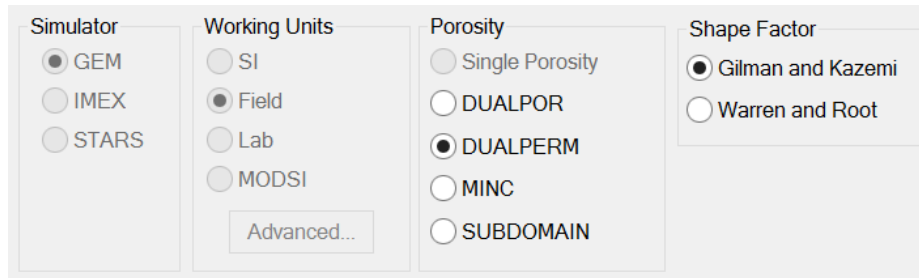


Fuente: Computer Modelling Grupo, CMG.

6.1.8 Modelo de fracturas naturales

Para la adición de fracturas naturales al modelo se aplica la configuración observada en la Figura 43, donde se establece un sistema de doble porosidad y permeabilidad con el cálculo del factor de forma según el modelo de Gilman & Kazemi (explicado en la sección 3.4.2).

Figura 43. Configuración inicial en GEM del modelo de doble porosidad y permeabilidad



Fuente: Computer Modelling Grupo, CMG.

Al escoger un sistema de doble porosidad y permeabilidad es necesario introducir varios parámetros adicionales referentes al sistema de fracturas naturales. Entre estos parámetros se encuentran la permeabilidad y porosidad de las fracturas, espaciamiento de las fracturas, curvas de permeabilidad relativa para el sistema de fracturas, etc. En la Tabla 13 se encuentran las propiedades del sistema de fracturas naturales.

Tabla 13. Propiedades petrofísicas del sistema de fracturas naturales

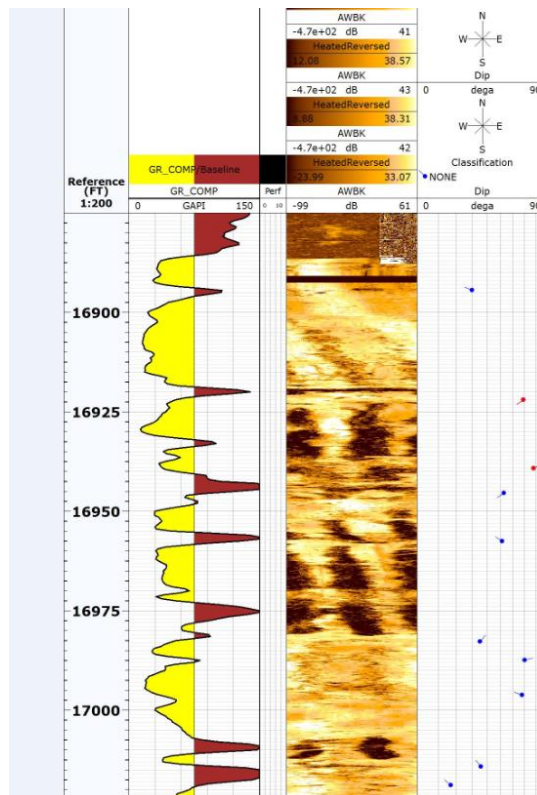
PROPIEDADES	VALOR
Porosidad de la matriz	3.96%
Porosidad de las fracturas	0.04%
Permeabilidad de la matriz (<i>md</i>)	4
Permeabilidad de las fracturas (<i>md</i>)	12
Net to Gross de las fracturas	0.55
Compresibilidad de las fracturas (<i>1/psi</i>)	6E-6

Fuente: Equion Energy Limited. Petrophysics Data. Subsurface Team.

El espaciamiento areal de las fracturas naturales se determinó con la ayuda de estudios geológicos de campo y análisis de laboratorio, se estima que es de 500 ft

en dirección X-Y. Por otra parte, para estimar el espaciamiento vertical se utilizó el registro UBI, en la Figura 44 se observa un extracto del registro UBI (Ultrasonic Borehole Imager) del pozo P1. En la Tabla 14 se encuentra el cálculo del espaciamiento de las fracturas para cada una de las capas del modelo.

Figura 44. Registro UBI para la identificación de fracturas críticamente estresadas



Fuente: Equion Energy Limited. Well P1: UBI Log.

Tabla 14. Espaciamiento vertical por capa de las fracturas naturales

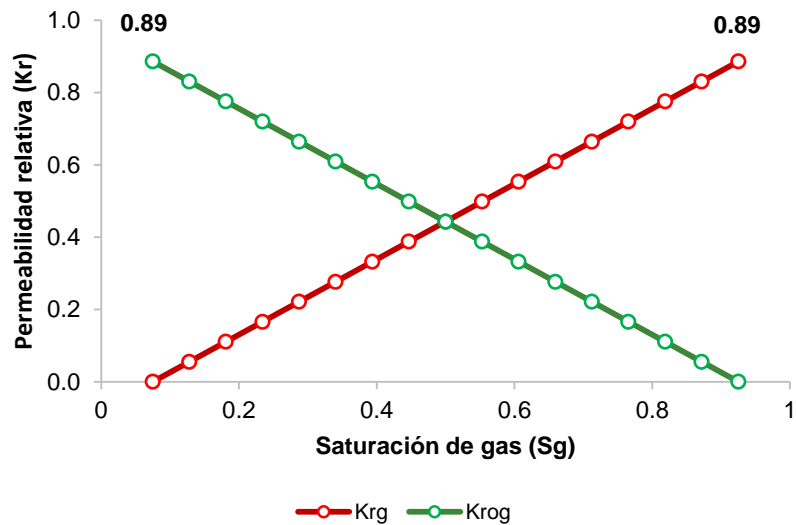
Capa	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Lz	15	0	30	30	7.5	10	0	15	0	0	30	0	30	0	0	30

Por ejemplo, como se observa en el registro UBI, en la capa 1 (aproximadamente hasta 16950 ft MD) se observan dos fracturas críticamente estresadas (representadas con color rojo), y el espaciamiento vertical corresponde al espesor de la capa 1 dividido entre el número de fracturas identificadas, $L_z = 30/2$.

Curvas de permeabilidad del sistema de fracturas naturales

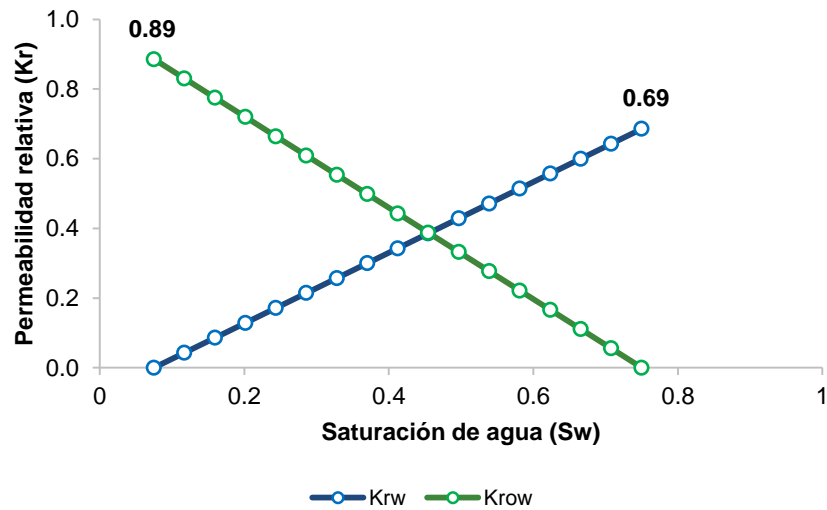
En la Figura 45 y 46 se observan las curvas de permeabilidad relativa utilizadas en el sistema de fracturas. Estas curvas conservan los endpoints utilizados en la matriz pero se linealizaron para representar la diferencia en la movilidad de los fluidos dentro del sistema de fracturas naturales.

Figura 45. Curva de permeabilidad relativa gas-aceite del sistema de fracturas



Fuente: Equion Energy Limited. Subsurface Team.

Figura 46. Curva de permeabilidad relativa agua-aceite del sistema de fracturas



Fuente: Equion Energy Limited. Subsurface Team.

6.1.9 Modelo Geomecánico

Con el objetivo de modelar el cambio de la porosidad y permeabilidad en función del cambio de esfuerzos se activa el Módulo de Geomecánica de GEM. En la Tabla 15 se encuentran los parámetros de entrada para el modelo de fluencia de Mohr-Coulomb configurado en el simulador GEM.

Tabla 15. Propiedades del modelo elastoplástico de Mohr-Coulomb

PROPIEDADES	VALOR
Módulo de Young (psi)	6.54×10^6
Relación de Poisson	0.195
Cohesión (psi)	4267

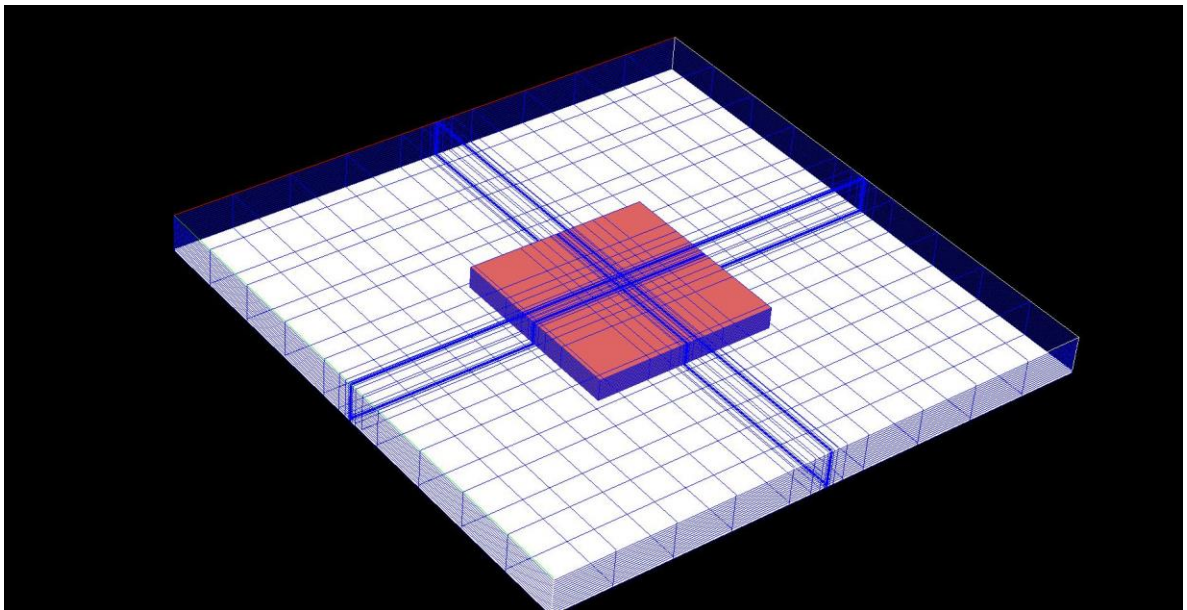
Fuente: Equion Energy Limited. Subsurface Team.

Según los datos de las propiedades elásticas y la cohesión, se puede comprobar que Mirador es una roca competente muy poco deformable. Por lo tanto, se espera que los cambios en la permeabilidad y la porosidad debido al cambio en los esfuerzos efectivos sean muy bajos.

Creación de la malla de geomecánica

Usualmente para la simulación acoplada de flujo de fluidos con geomecánica se sugiere utilizar un dominio externo (malla independiente de geomecánica) con el doble de tamaño del dominio interno (malla de flujo de fluidos) con el fin de representar correctamente las condiciones de frontera del sistema y las deformaciones originadas por los cambios de los esfuerzos efectivos. Siguiendo las recomendaciones encontradas en la literatura, se construyó la malla que se observa en la Figura 47 que mantiene el mismo refinamiento de la malla interna para representar el cambio de los esfuerzos efectivos en la cara del pozo y obtener la resolución adecuada para observar el daño geomecánico.

Figura 47. Malla de geomecánica

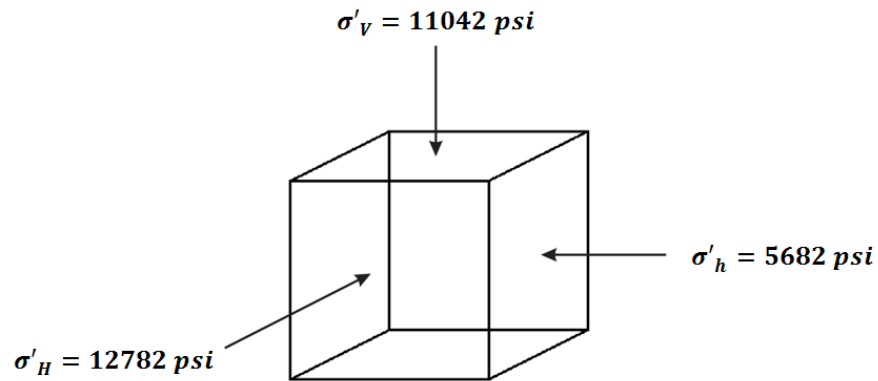


Fuente: Equion Energy Limited. Geomechanics Grid created in GOCAD. Subsurface Team.

Información de los esfuerzos efectivos in situ

Para asignar la distribución del esfuerzo inicial para elementos finitos en 3D se utilizan los valores que se observan en la Figura 48 y los gradientes de la Tabla 16.

Figura 48. Estado de esfuerzos iniciales



Fuente: Equion Energy Limited. Subsurface Team.

Tabla 16. Gradientes de esfuerzos efectivos

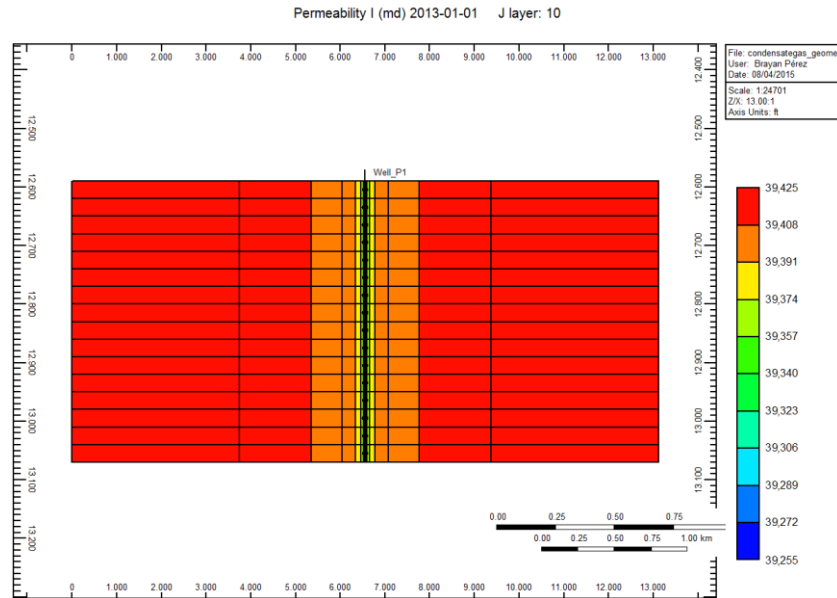
GRADIENTES EFECTIVOS	VALOR (psi/pie)
Esfuerzo Vertical , σ'_v	0.698
Esfuerzo Horizontal Máximo, σ'_H	0.808
Esfuerzo Horizontal Mínimo, σ'_h	0.359

Fuente: Equion Energy Limited. Subsurface Team.

En las Figuras 49-50 se puede observar el modelamiento del cambio de permeabilidad y porosidad en función del cambio en los esfuerzos efectivos de la roca, donde existe un mayor cambio en las propiedades en el área cercana al pozo donde existe un mayor diferencial de presión debido a la producción.

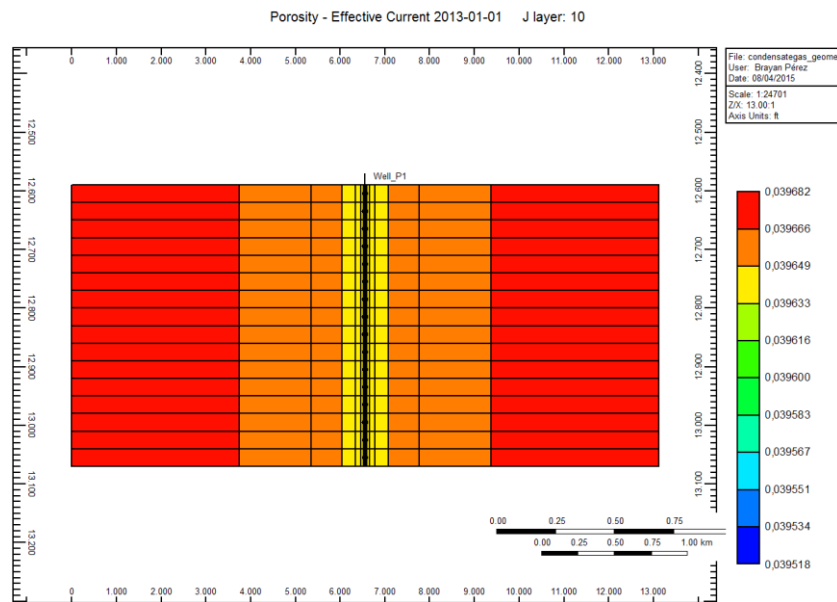
Cambios en la porosidad y permeabilidad del modelo

Figura 49. Cambios en la permeabilidad debido al cambio de esfuerzos



Fuente: Computer Modelling Group, CMG.

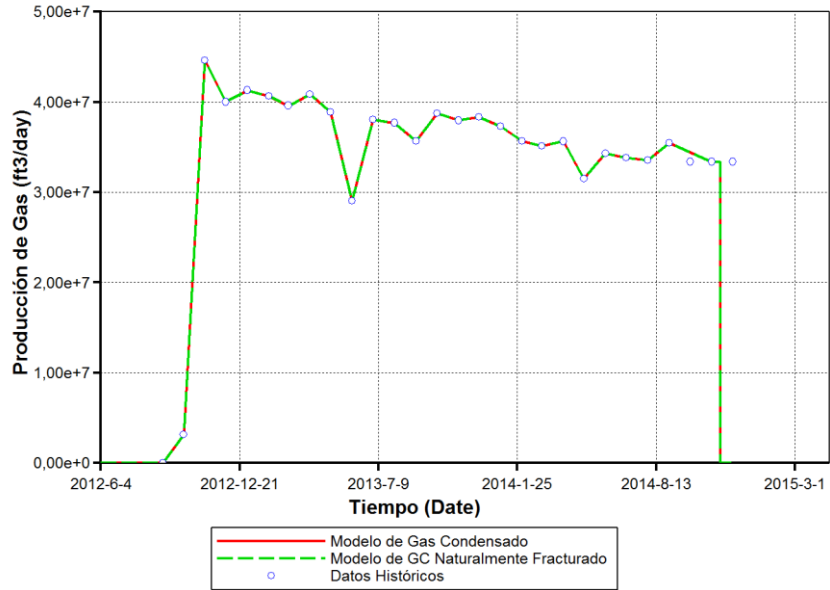
Figura 50. Cambios en la porosidad debido al cambio de esfuerzos



Fuente: Computer Modelling Group, CMG.

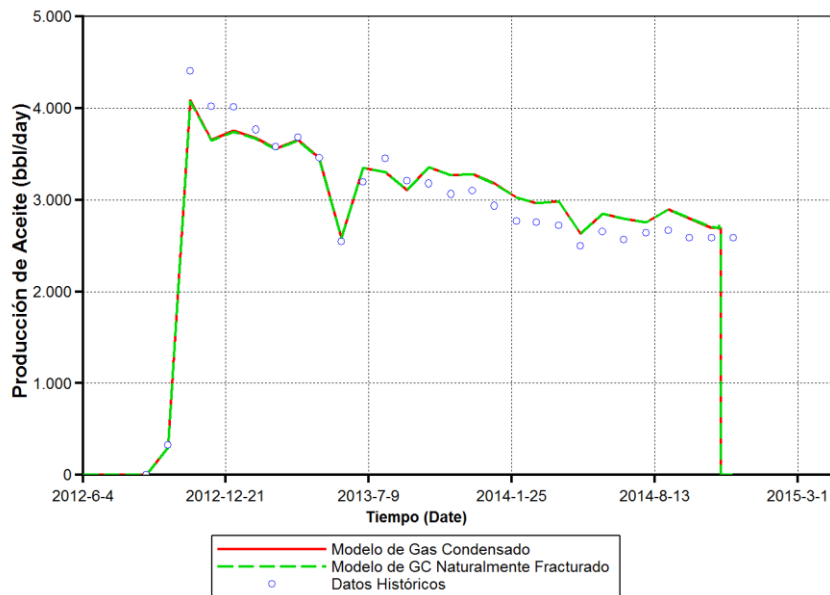
6.1.10 Ajuste histórico del pozo

Figura 51. Ajuste de la producción de gas



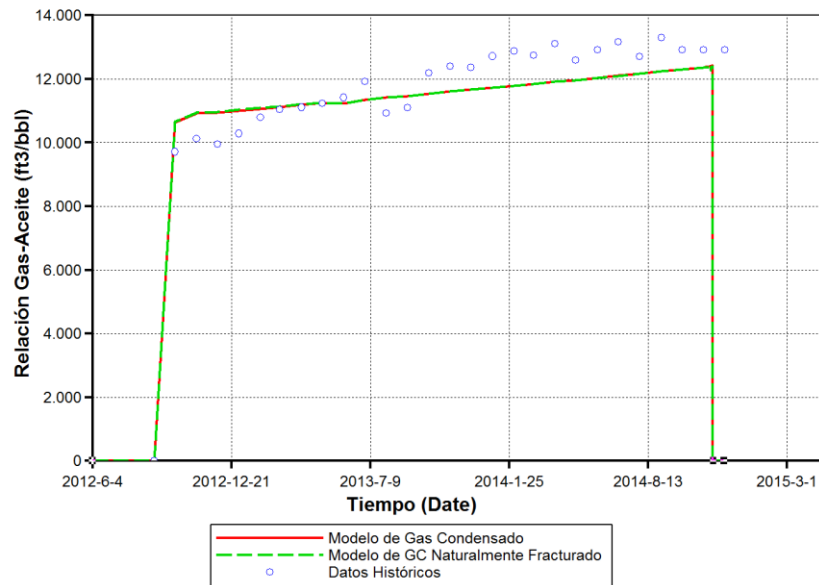
Fuente: Computer Modelling Group, CMG.

Figura 52. Ajuste de la producción de aceite



Fuente: Computer Modelling Group, CMG.

Figura 53. Ajuste de la Relación Gas-Aceite (GOR)



Fuente: Computer Modelling Group, CMG.

En las Figuras 51-53 se encuentran los resultados de los modelos de gas condensado y de gas condensado naturalmente fracturados. Debido a que el pozo P1 fue ajustado por la producción de gas, no existe una variación de los resultados de los modelos con respecto a los datos históricos de producción.

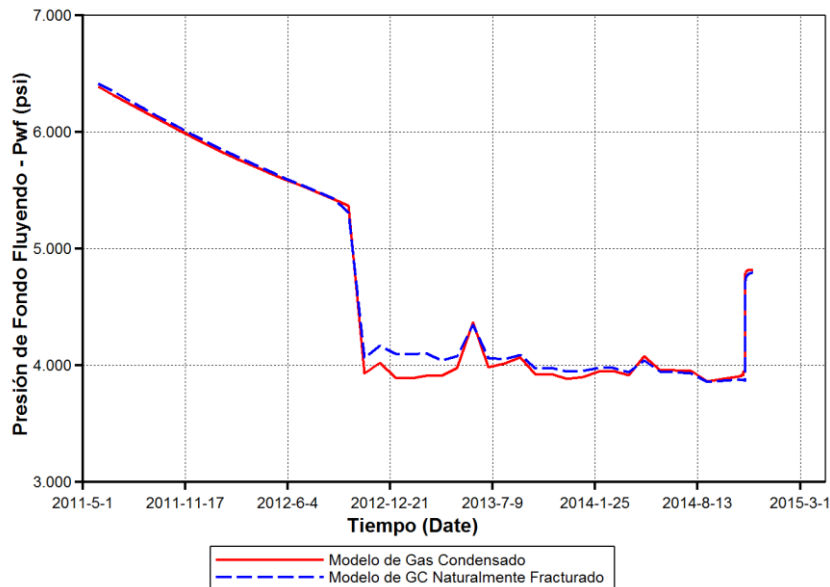
Por otra parte, la producción de aceite presenta desviaciones con respecto a los datos históricos; se puede observar una subestimación de la producción en los primeros ocho meses (del 2012-09-01 hasta el 2013-05-01) y una sobreproducción el periodo restante (2013-05-01 hasta el 2014-11-14). Esto se debe principalmente a la aproximación del modelo PVT creado en WINPROP que una pequeña desviación en el modelamiento del rendimiento del gas. Como consecuencia de las desviaciones de la producción de aceite, la relación gas-aceite (GOR) también presenta un ligero desajuste.

Sin embargo, sabiendo que los modelos creados en GEM no van a representar exactamente la realidad del subsuelo y actualmente simulan una aproximación del

comportamiento real del pozo P1 con un margen aceptable de desviación, se concluye que están aptos para la simulación de pruebas de restauración sintéticas.

En la Figura 54 se presenta la presión de fondo fluyendo (P_{wf}) en ambos modelos, y se puede evidenciar los casos base de la prueba de restauración de presión que serán utilizados como referencia en los análisis de impacto de daño, capacidad de flujo y las correspondientes sensibilidades realizadas a cada modelo.

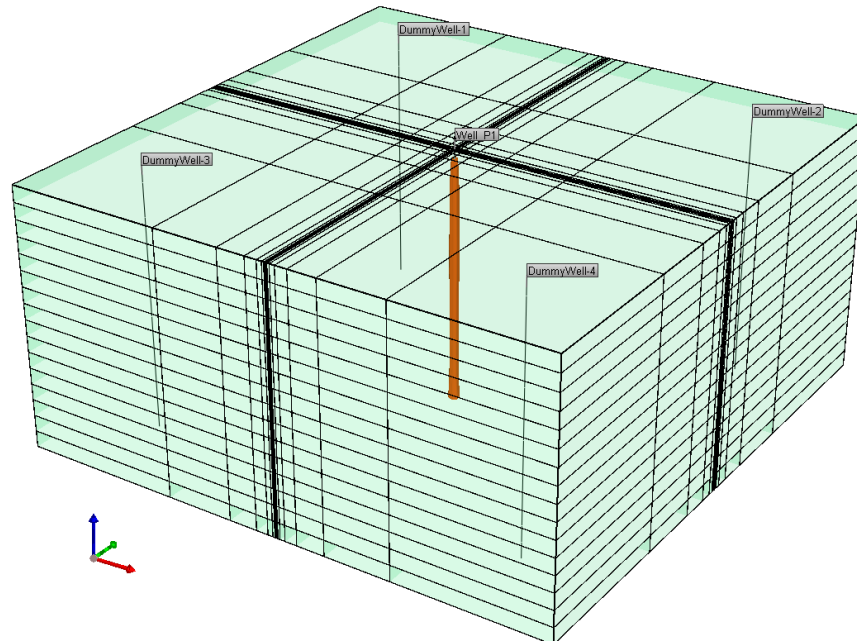
Figura 54. Presión de fondo fluyendo de los casos ajustados



Fuente: Computer Modelling Group, CMG.

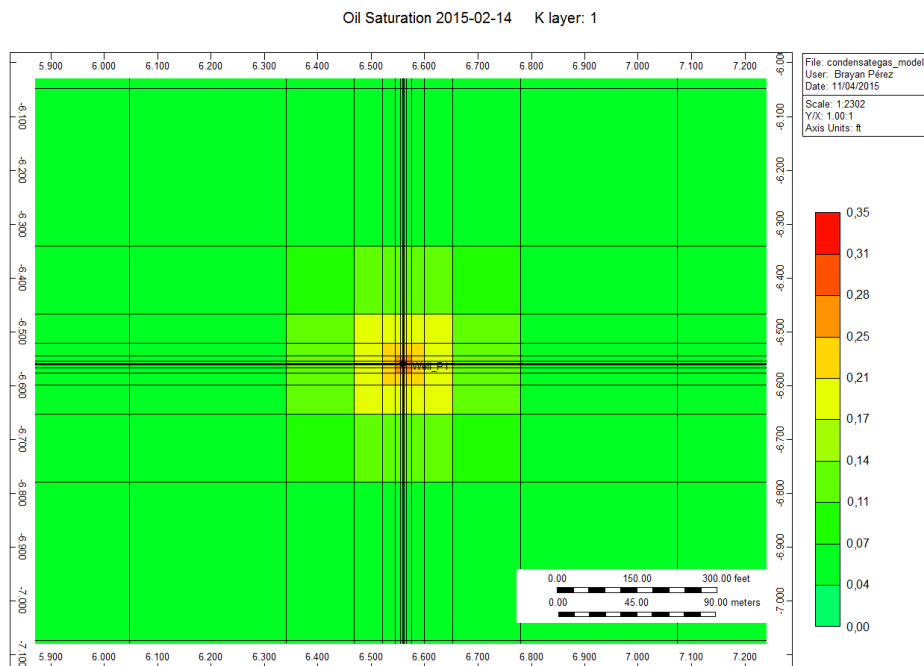
Por otra parte, en la Figura 55 se puede observar la formación del banco de condensado alrededor del pozo P1 a través de una isosuperficie a un 20% de saturación de condensado. Se utiliza un valor de 20% de saturación para representar el condensado móvil formado en la cara del pozo. Visto desde planta en el modelo creado en CMG se puede observar que la generación del banco de condensado es mayor en la región más cercana del pozo P1, debido a que en esta zona se encuentra el mayor diferencial de presión.

Figura 55. Formación del banco de condensado alrededor del pozo P1



Fuente: Computer Modelling Group, CMG.

Figura 56. Banco de condensado alrededor del pozo P1

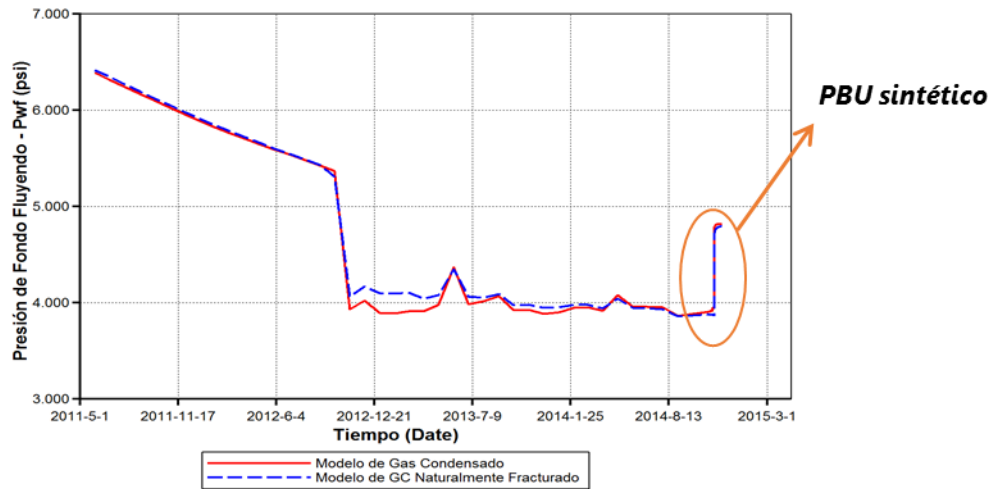


Fuente: Computer Modelling Group, CMG.

6.2 INTERPRETACIÓN DE LA PRUEBA DE PRESIÓN

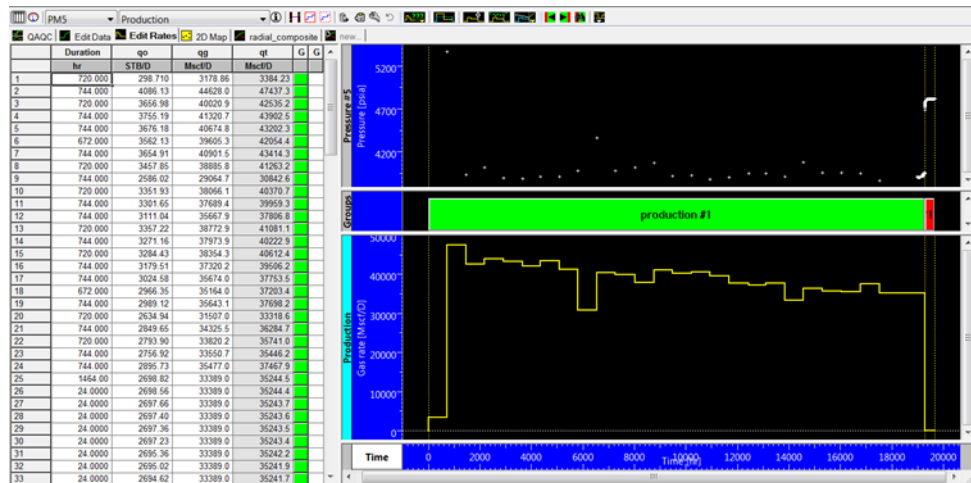
Una vez realizado el ajuste histórico del pozo se realiza el cierre del pozo P1 durante 1 mes para simular una prueba de restauración de presión. En la Figura 57 se observa el PBU sintético para el modelo base de gas condensado y de gas condensado naturalmente fracturado.

Figura 57. PBU sintético en el caso base del modelo de gas condensado



Fuente: Computer Modelling Group, CMG.

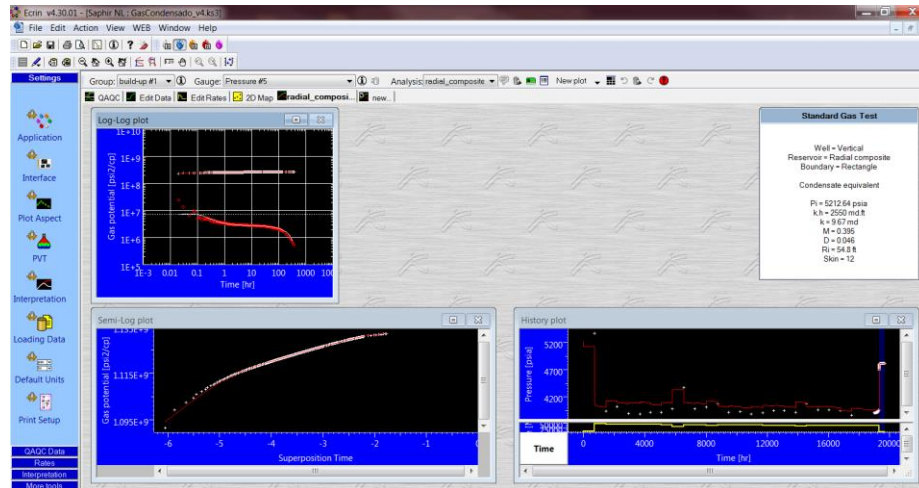
Figura 58. Datos de producción y presión cargados en Saphir



Fuente: KAPPA Software, Saphir.

El primer paso para realizar la interpretación es cargar los datos de producción de gas, aceite y la presión de fondo fluyendo en el software Saphir durante el tiempo de producción y de cierre del pozo P1. En la Figura 58 se observa la interfaz del programa una vez cargado los datos de producción y presión.

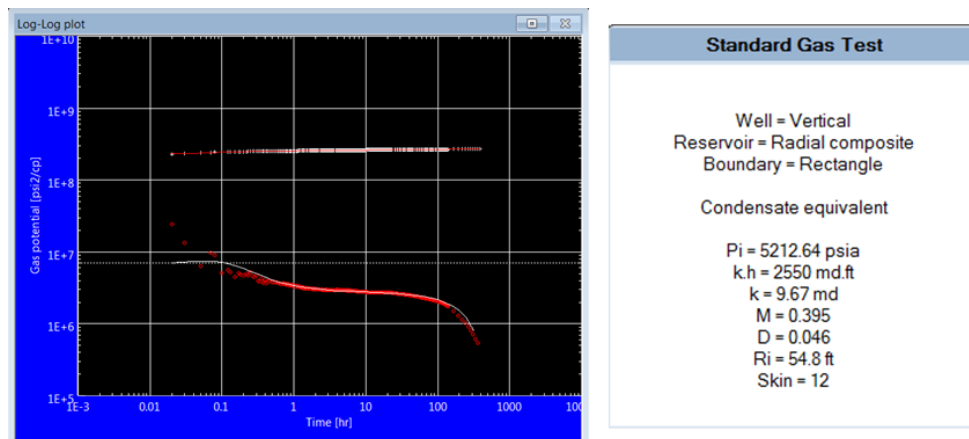
Figura 59. Extracción de la pseudopresión y su derivada en Saphir



Fuente: KAPPA Software, Saphir.

El siguiente paso es la extracción de la pseudopresión y su derivada para el periodo de cierre del pozo, tal como se observa en la Figura 59.

Figura 60. Interpretación realizada en Saphir del caso base del modelo de gas condensado



Fuente: KAPPA Software, Saphir.

Por último, debido a que el modelo de gas condensado presenta una zona interna donde el condensado es móvil y una zona externa de transición donde la saturación del condensado va aumentando pero es inmóvil, se escoge el modelo analítico radial compuesto disponible en Saphir para realizar la interpretación en este caso.

A través del software Saphir realiza un proceso iterativo utilizando la función "Improve" para encontrar un conjunto de parámetros (K, M, D, Ri y S) que ajusten el comportamiento de la pseudopresión y su derivada. Una vez ajustados, termina la interpretación del PBU simulado y se obtienen los resultados presentados en la Figura 60.

A través de esta metodología propuesta se obtuvo un modelo versátil que permite simular el efecto del gas condensado, de las fracturas naturales y la geomecánica aplicada al yacimiento. Asimismo, permitió simular un PBU en cada caso simulado y en las sensibilidades realizadas. Cada PBU se interpretó según lo explicado anteriormente y se obtuvo una serie de parámetros de resultado según el modelo analítico de interpretación, que puede ser radial compuesto o de doble porosidad.

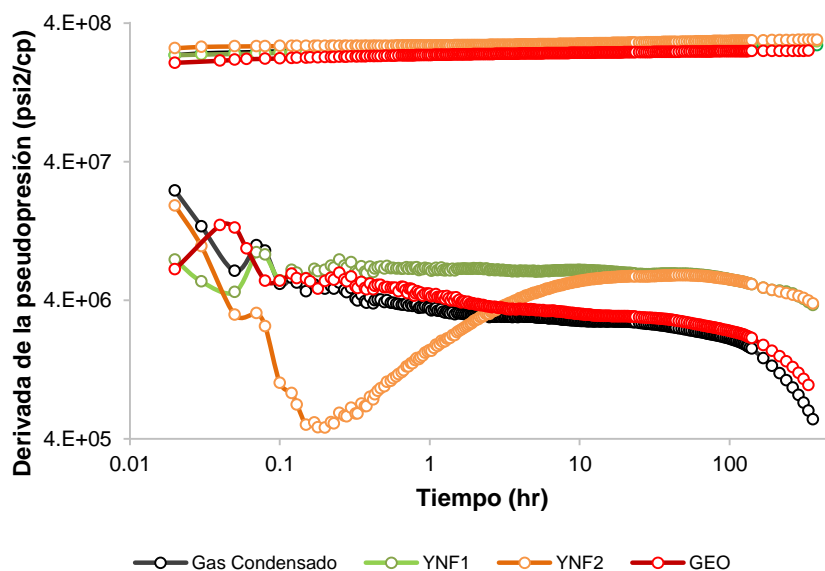
A continuación se presentan el análisis de resultados aplicando esta metodología con el propósito de resolver los objetivos planteados en el proyecto.

7. ANÁLISIS DE RESULTADOS

7.1 ANÁLISIS GENERAL DE LA INCLUSIÓN DE FRACTURAS NATURALES Y GEOMECÁNICA A UN YACIMIENTO DE GAS CONDENSADO

En la Figura 61 se encuentran las tendencias características de la derivada de la pseudopresión en un yacimiento de gas condensado incluyendo varios efectos adicionales. La curva negra corresponde a un modelo de gas condensado que presenta un comportamiento típico de un yacimiento radial compuesto, con una zona interna donde el condensado es móvil y una zona externa de transición donde la saturación del condensado va aumentando pero es inmóvil.

Figura 61. Derivadas de la pseudopresión para los diferentes modelos



Asumiendo el yacimiento de gas condensado como naturalmente fracturado, en la Figura 61 se presentan dos casos específicos; uno altamente fracturado (YNF1) y otro con pocas fracturas naturales (YNF2), los cuales tienen un espaciamiento

vertical de fracturas equivalente a 30 y 500, respectivamente. Teóricamente, cuando un yacimiento contiene muchas fracturas naturales y estas fracturas aportan al flujo de fluidos, el yacimiento se comporta como homogéneo y exhibe un flujo radial infinito, lo cual se puede evidenciar en la curva verde (YNF1) donde el efecto del banco se esconde detrás de este fenómeno y la curva tiende a ser horizontal. Por otra parte, cuando el yacimiento contiene pocas fracturas naturales, como es el caso YNF2, es posible observar en la prueba de presión un periodo de transición cuando la matriz empieza a contribuir significativamente al flujo y se observa la formación del valle característico de una prueba de presión de un yacimiento naturalmente fracturado.

Finalmente, cuando se tiene en cuenta el efecto geomecánico en la porosidad y permeabilidad del sistema, se obtiene la curva roja de la Figura 61. En este caso la producción de fluidos disminuye la presión de poro ocasionando un aumento en los esfuerzos efectivos y una reducción en la porosidad y permeabilidad. Debido a la compactación que sufre la roca se obtiene una menor permeabilidad y un mayor daño observándose la misma tendencia de la curva del modelo de gas condensado con un desplazamiento vertical positivo que representan los cambios en las propiedades petrofísicas del modelo debido a los esfuerzos.

Tabla 17. Resultados de la interpretación de los PBU en los diferentes modelos

MODELO	PARÁMETROS		
	<i>K</i> (md)	<i>S</i>	<i>Ri</i> (pies)
Gas Condensado	9.67	12	54.8
YNF1	10.5 (9%)	13.5 (13%)	30
YNF2	12.2 (27%)	15.2 (27%)	0
Con Geomecánica	8.11 (-16%)	13 (8%)	63.4

En la Tabla 17 se encuentran los resultados interpretados en Saphir de los casos anteriormente expuestos. Comparando los casos de YNF con respecto al gas condensado se obtiene un aumento de permeabilidad debido a que las fracturas representan los mayores canales de flujo con 14 md comparado con los 4 md de la matriz, dando como resultado de la prueba una permeabilidad mayor en el caso YNF1 del 9% y en el caso YNF2 del 27%. Con respecto al daño se observa un incremento del 13% y 27% en los casos YNF1 y YNF2, respectivamente. Esto se debe a la distribución del banco de condensado en la matriz y las fracturas, principalmente en estas últimas donde cualquier acumulación de condensado afecta significativamente la productividad del pozo.

Por otra parte, en el caso donde se incluye el efecto geomecánico se observa una reducción del 16% de la permeabilidad y un aumento del 8% del daño con respecto al modelo de gas condensado. Estos cambios se producen por la compactación de la roca que reduce la permeabilidad absoluta originando un aumento en el radio del banco de condensado.

7.2 ANÁLISIS PARAMÉTRICO DE UN YACIMIENTO DE GAS CONDENSADO

7.2.1 Caso Base

La interpretación del PBU realizado en el modelo base (expuesto en la sección 6.1.10) se encuentra en la Tabla 18. Además, en las Figuras 62 y 63 se presenta el comportamiento de la derivada de la pseudopresión y el desarrollo del banco de condensado y la presión desde un límite del yacimiento hasta el pozo P1. El comportamiento de las curvas y los valores obtenidos en la interpretación son el punto de referencia para realizar una comparación en las diferentes sensibilidades realizadas.

Figura 62. Curva de la pseudopresión y la derivada para el caso base

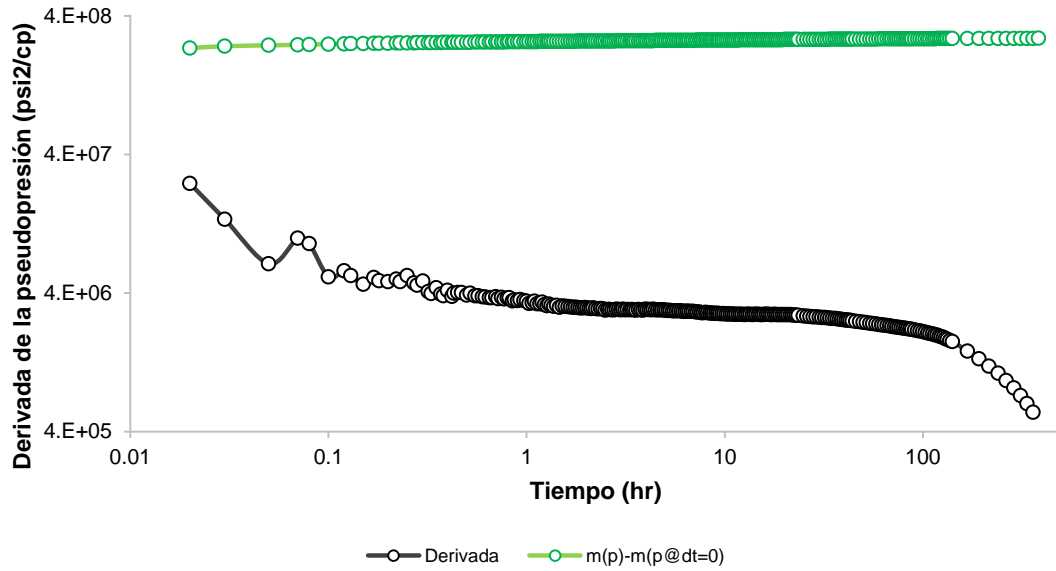


Figura 63. Perfil presión y de saturación del condensado en el caso base

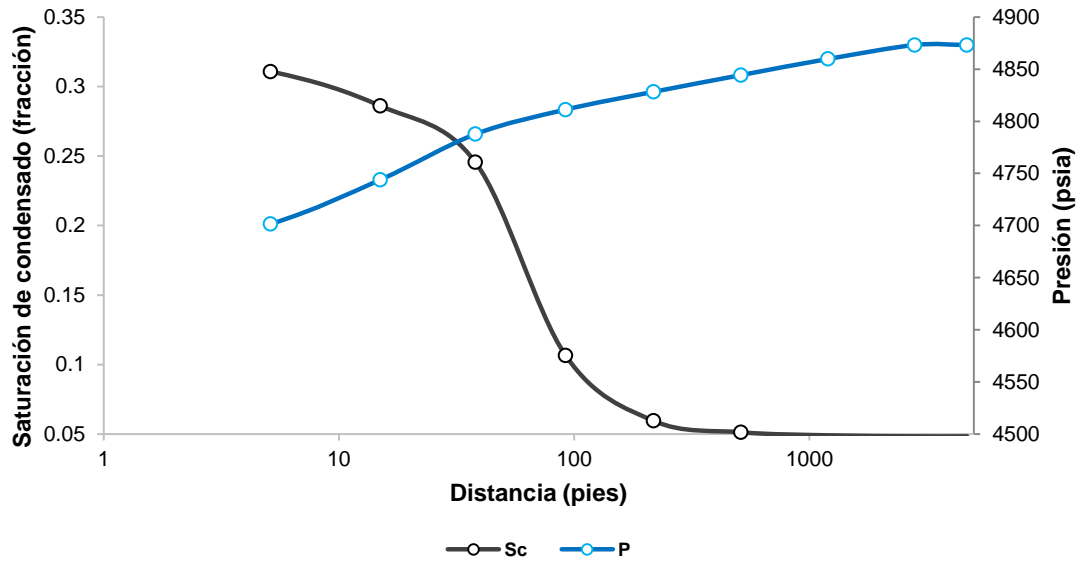


Tabla 18. Resultados del PBU interpretado en el modelo base

PARÁMETRO	VALOR
Permeabilidad del yacimiento, md	9.7
Coefficiente M, adimensional	0.395
Coefficiente D, adimensional	0.046
Radio del banco de condensado, ft	54.8
Daño, adimensional	12

A continuación se presentan los resultados obtenidos al variar parámetros del modelo de gas condensado relacionados con los efectos del flujo no Darcy, el número capilar y el desarrollo del banco de condensado a diferentes tasas y tiempos de producción adicional.

7.2.2 Variación del tiempo de producción a tasa de producción de gas constante

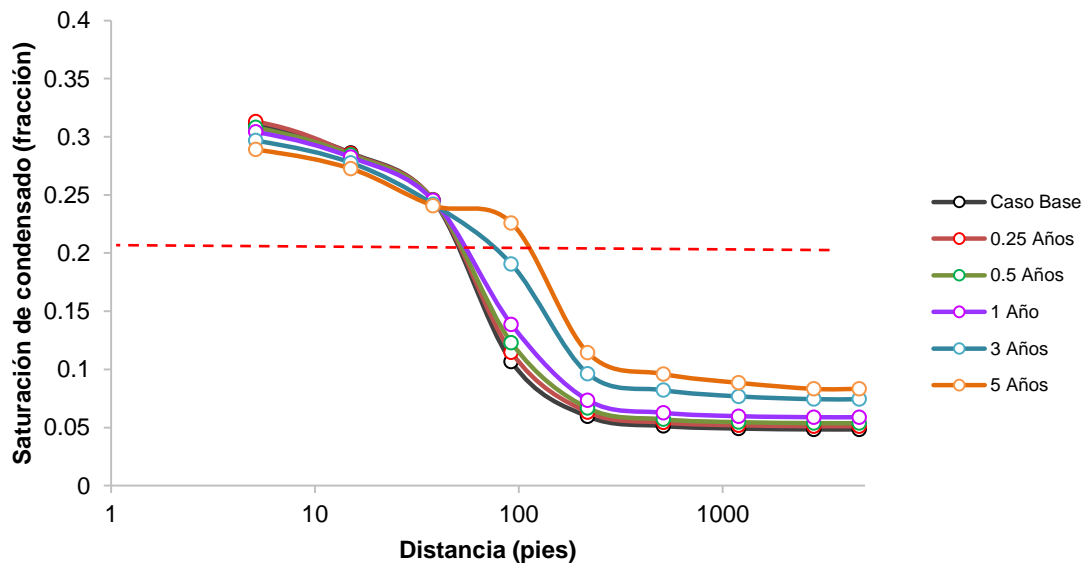
La variación del tiempo de producción se refiere a la producción adicional del pozo P1 una vez ajustado los datos históricos reales del pozo. Por lo tanto, si el pozo produjo hasta el 14 de noviembre de 2014 (14-11-2014) y se quieren adicionar 3 meses más de producción, el cierre del pozo para el PBU se realiza el 14 de Febrero del 2015 (14-02-2015).

En la Figura 64 se observan las dos regiones formadas características de un yacimiento de gas condensado, tal como se explicó en la sección 2.2.2, en este caso no existe región 3 debido a que el modelo se encuentra depletado y por lo tanto en todos los límites ya existe una saturación de condensado.

En la región 2 que corresponde al corte de la línea roja de 20% de saturación de condensado con cada caso, es donde está ocurriendo la acumulación neta del

condensado, la saturación está por debajo del valor crítico ocasionando que el líquido tenga una movilidad nula o despreciable. A mayor tiempo de producción adicional existe una mayor caída de presión a nivel de yacimiento y esto se refleja en mayores saturaciones en esta región.

Figura 64. Perfil de saturación de condensado a diferentes tiempos de producción adicional



La región 1 es la más cercana al pozo y es donde ocurre un flujo bifásico a diferentes velocidades, en esta región la saturación del condensado (S_c) es mayor a la saturación crítica (S_{cc}) y por lo tanto las dos fases son móviles. A diferencia de la región 2, existe una relación inversamente proporcional en la región 1. A mayores tiempos de producción adicional se presenta una mayor condensación en la región 2, y el gas que va llegando al pozo es cada vez más pobre en componentes intermedios y pesados. Esto se puede observar en el cambio de tendencia que tienen las curvas en un punto determinado de la Figura 64. Este fenómeno también se puede originar debido al refinamiento del modelo que no logre representar correctamente el condensado a partir de los 50 pies.

Figura 65. Perfil de presión a diferentes tiempos de producción adicional

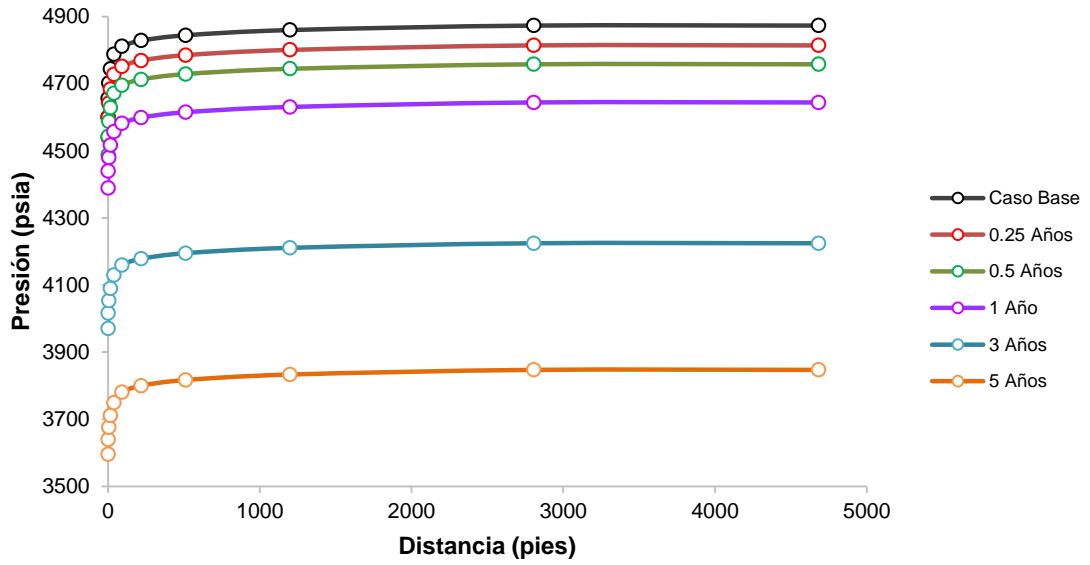
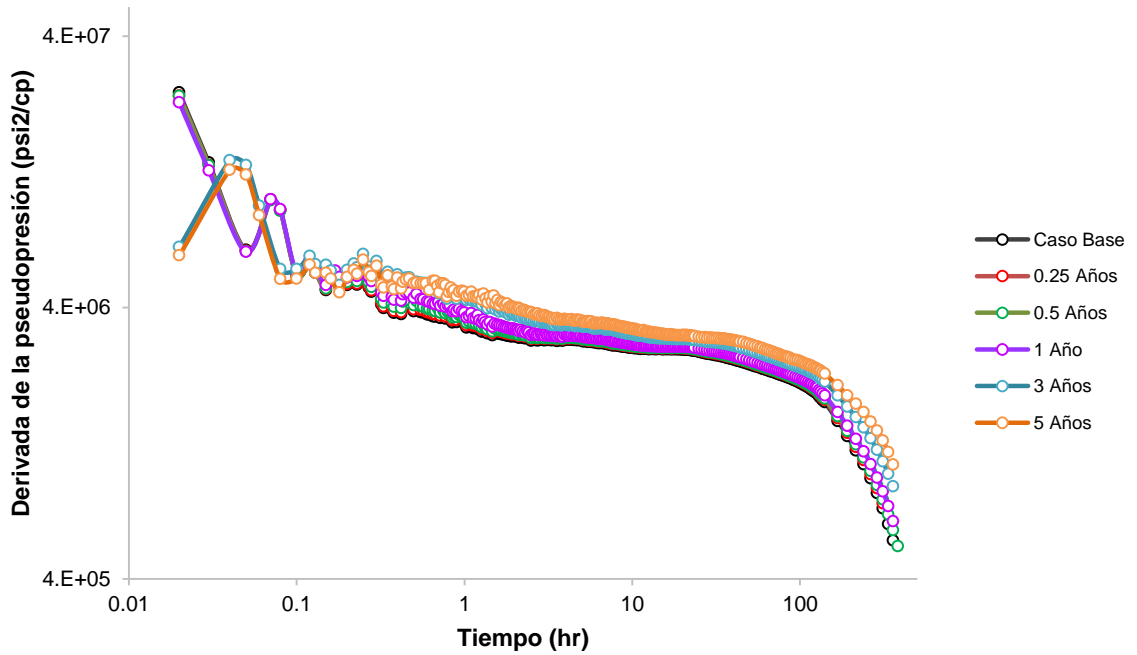


Figura 66. Derivada de la pseudopresión a diferentes tiempos de producción adicional



En la Figura 66 se presentan las curvas de la derivada de la pseudopresión para los diferentes casos modelados, donde a mayor tiempo de producción adicional y mayor cantidad de condensado a nivel de yacimiento, la curva de la derivada se desplaza hacia arriba conservando la misma tendencia.

Figura 67. Resultados de la interpretación de los PBU a diferentes tiempos de producción adicional

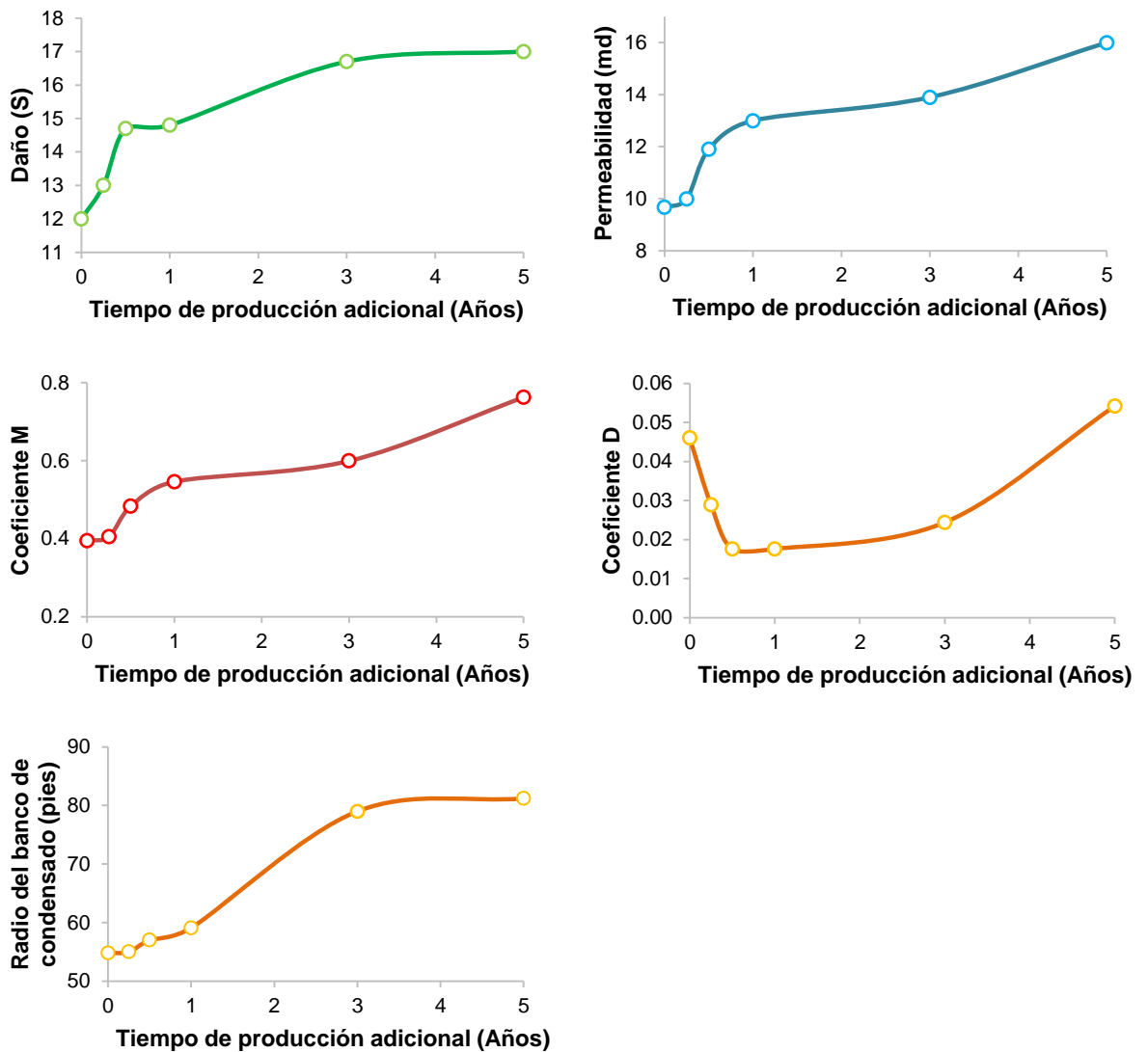


Tabla 19. Resultados de la interpretación de PBU a diferentes tiempos de producción adicional

MODELO	PARÁMETROS				
	<i>K (md)</i>	<i>S</i>	<i>M</i>	<i>D</i>	<i>Ri (pies)</i>
Caso Base	9.67	12	0.395	0.0460	54.8
0.25 Años	10 (8%)	13 (8%)	0.405	0.0289	55 (0.4%)
0.5 Años	11.9 (23%)	14.7 (23%)	0.483	0.0176	57 (4%)
1 Año	13 (34%)	14.8 (23%)	0.546	0.0176	59.1 (8%)
3 Años	13.9 (44%)	16.7 (39%)	0.599	0.0244	79 (44%)
5 Años	16 (65%)	17 (42%)	0.762	0.0542	81.2 (48%)

Como principales resultados de la interpretación de los PBU simulados se tiene que:

- A mayor tiempo de producción adicional el radio del banco de condensado puede aumentar hasta un 48% por encima del caso base originando también un aumento del daño, que en el caso de los 5 años puede aumentar hasta en un 42%.
- Debido al efecto de empobrecimiento del gas a mayores tiempos de producción, en la región más cercana del pozo existen menores saturaciones de condensado y esto se traduce en mayores permeabilidades interpretadas.
- A mayor tiempo de producción se presenta mayores saturaciones en los límites del yacimiento, lo cual va disminuyendo la relación de movilidades entre el gas y condensado ocasionando que el parámetro *M* tienda a 1. Por otra parte, la relación de difusividad (*D*) tiene un comportamiento inversamente proporcional los primeros 6 meses y posteriormente se convierte en proporcional. Esto se debe al comportamiento irregular de la saturación de condensado y posiblemente a la condensación retrograda cuando se alcanzan condiciones de presión específicas a un tiempo determinado.

7.2.3 Variación de la tasa de producción de gas a un tiempo de producción adicional constante

Utilizando el concepto anterior de tiempo de producción adicional, se configuró un caso con un año de tiempo de producción adicional bajo diferentes tasas de producción de gas (10, 20, 30, 40 y 50 MMSCF/D).

En la Figura 68 se observa el perfil de saturación de condensado para esta sensibilidad, que tiene como principal característica una mayor saturación de condensado a mayor tasa de producción de gas. A medida que se aumenta la producción de gas se obtienen mayores diferenciales de presión (ver Figura 69) y se produce este fenómeno.

Figura 68. Perfil de saturación de condensado a diferentes tasas de producción de gas

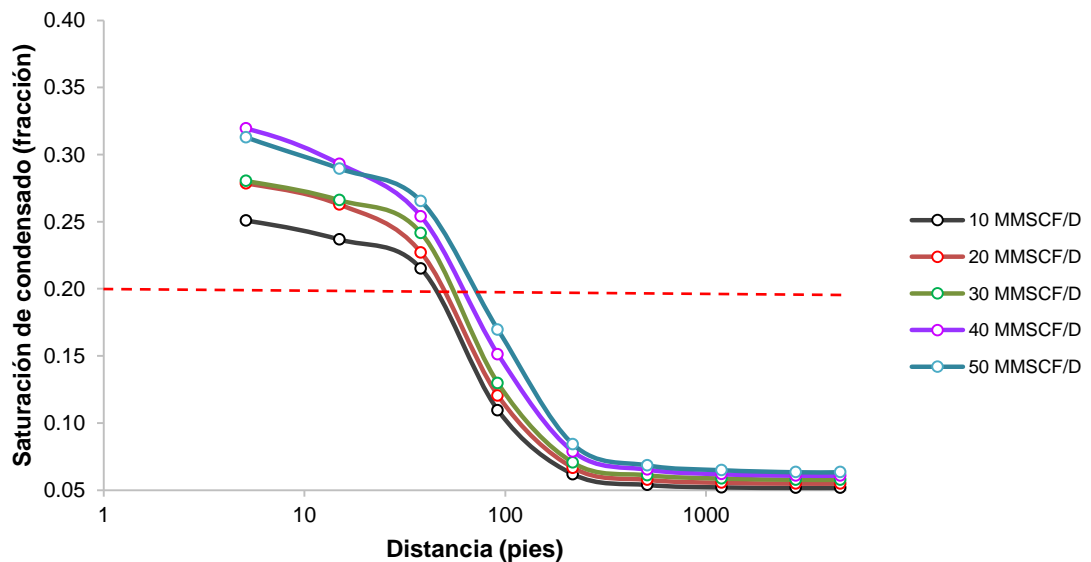


Figura 69. Perfil de presión a diferentes tasas de producción del gas

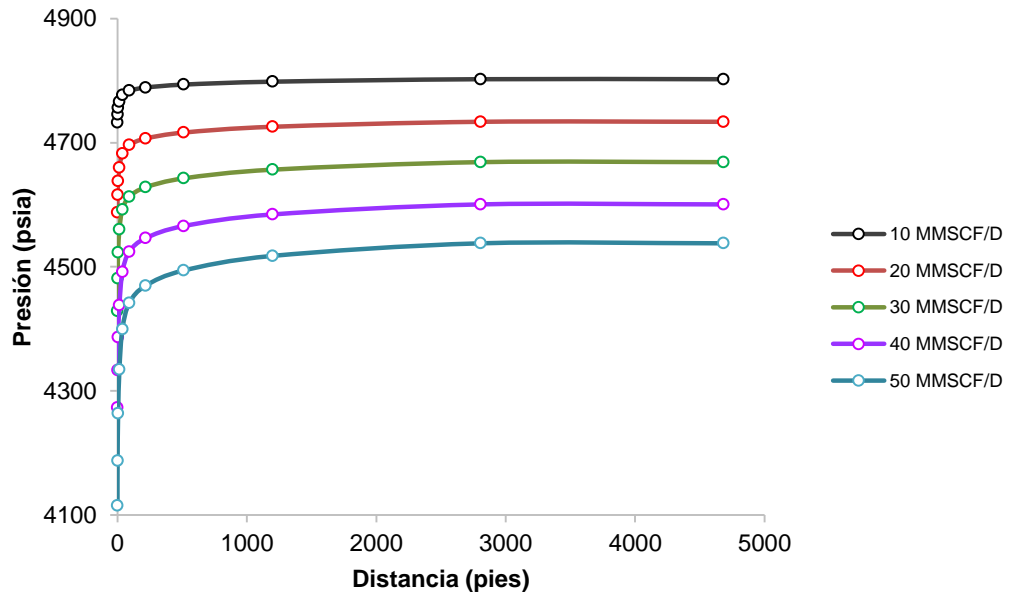
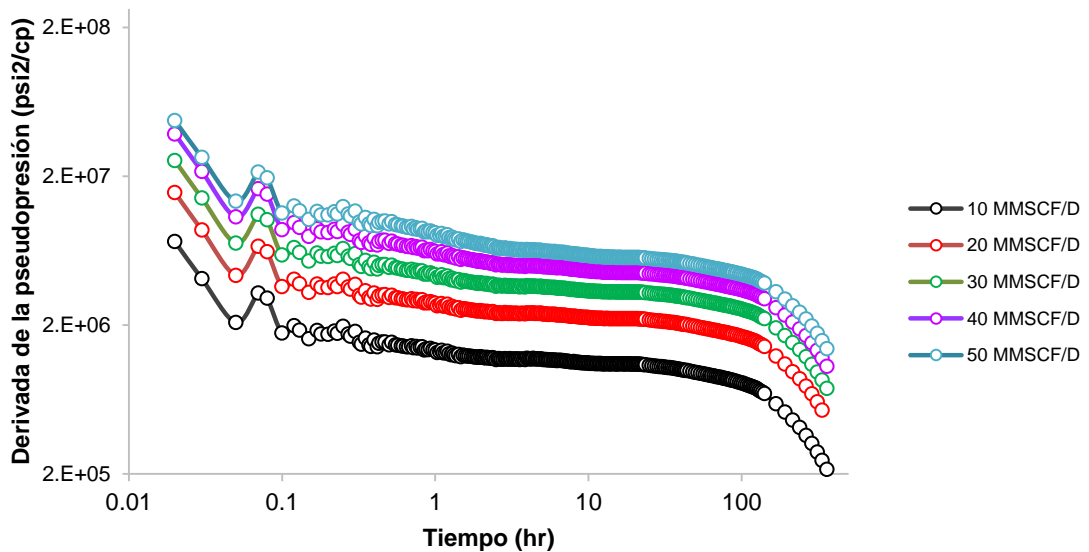


Figura 70. Derivadas de la pseudopresión a diferentes tasas de producción de gas



La curva de la derivada se desplaza hacia arriba a mayores tasa de producción debido a mayores saturaciones de condensado, que se traducen en mayor daño y

menor permeabilidad ocasionando ese desplazamiento vertical conservando la tendencia original, ver Figura 70.

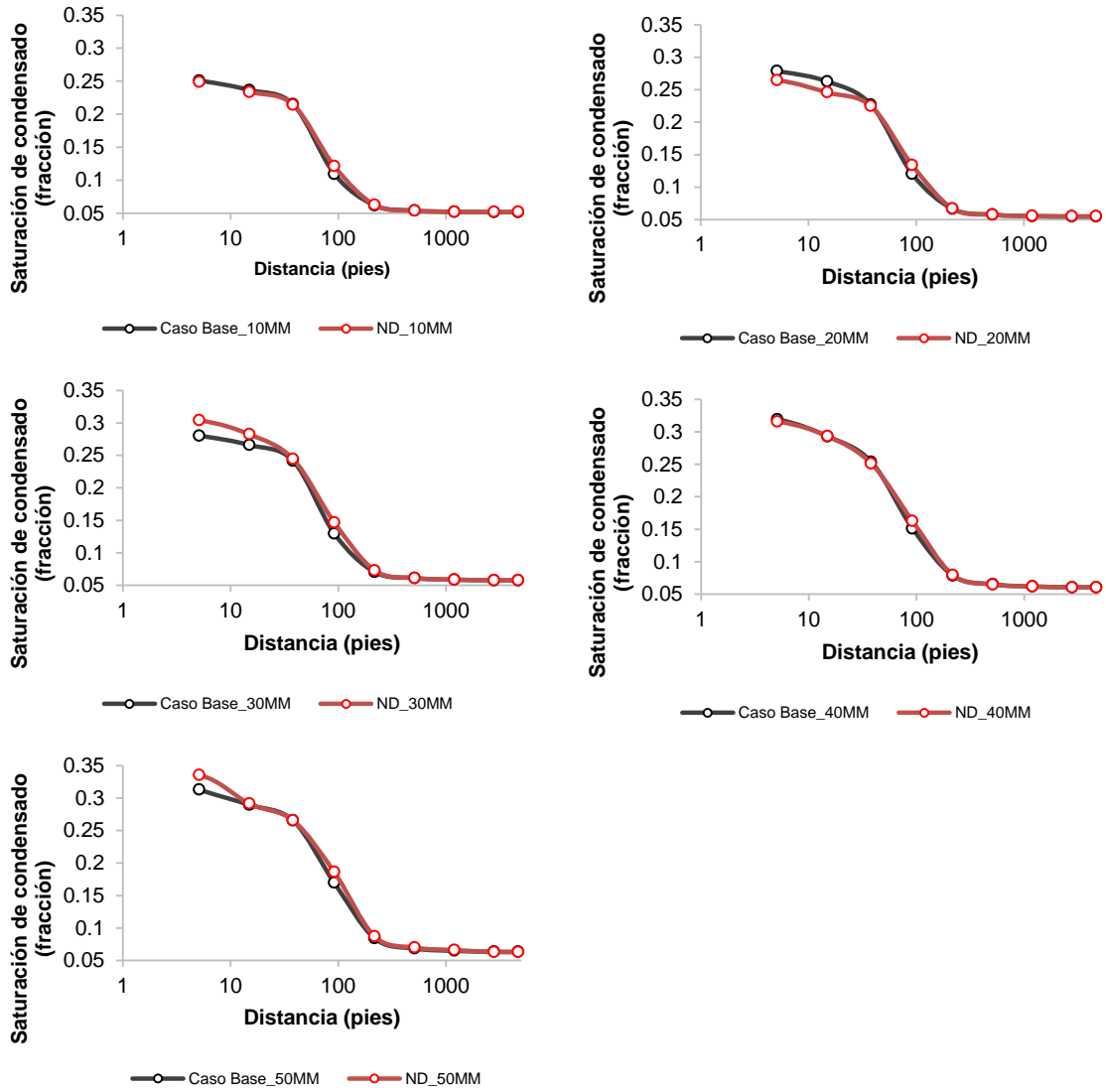
Tabla 20. Resultados de la interpretación de los PBU a diferentes tasa de producción de gas

MODELO	PARÁMETROS					
	Qg (MMSCF/D)	K (md)	S	M	D	Ri (pies)
Caso Base	10	14	13	0.577	0.0260	47
	20	14.4	14.8	0.597	0.0315	52
	30	11.5	15	0.474	0.0246	56.8
	40	12.6	17.2	0.516	0.0136	64
	50	12	18.9	0.519	0.0156	73
Flujo no Darcy	10	16.9 (21%)	16 (23%)	0.731	0.0183	31.3 (33%)
	20	12.2 (-15%)	15.2 (3%)	0.5	0.0315	56 (8%)
	30	9.9 (-14%)	17 (13%)	0.423	0.0226	50.6 (-11%)
	40	10.6 (-16%)	21.8 (27%)	0.453	0.0436	69 (8%)
	50	9.6 (-20%)	20 (6%)	0.399	0.0503	79 (8%)
Número Capilar	10	13.8 (-1%)	12.2 (-6%)	0.568	0.0423	46 (-2%)
	20	13.3 (-8%)	15 (1%)	0.561	0.0383	49 (-6%)
	30	14.4 (25%)	14.9 (-1%)	0.569	0.0155	63.3 (11%)
	40	12.4 (-2%)	17.9 (4%)	0.496	0.0174	71.4 (12%)
	50	12.3 (3%)	18 (-5%)	0.486	0.0056	72.8 (-0.3%)

7.2.4 Efecto del flujo no Darcy

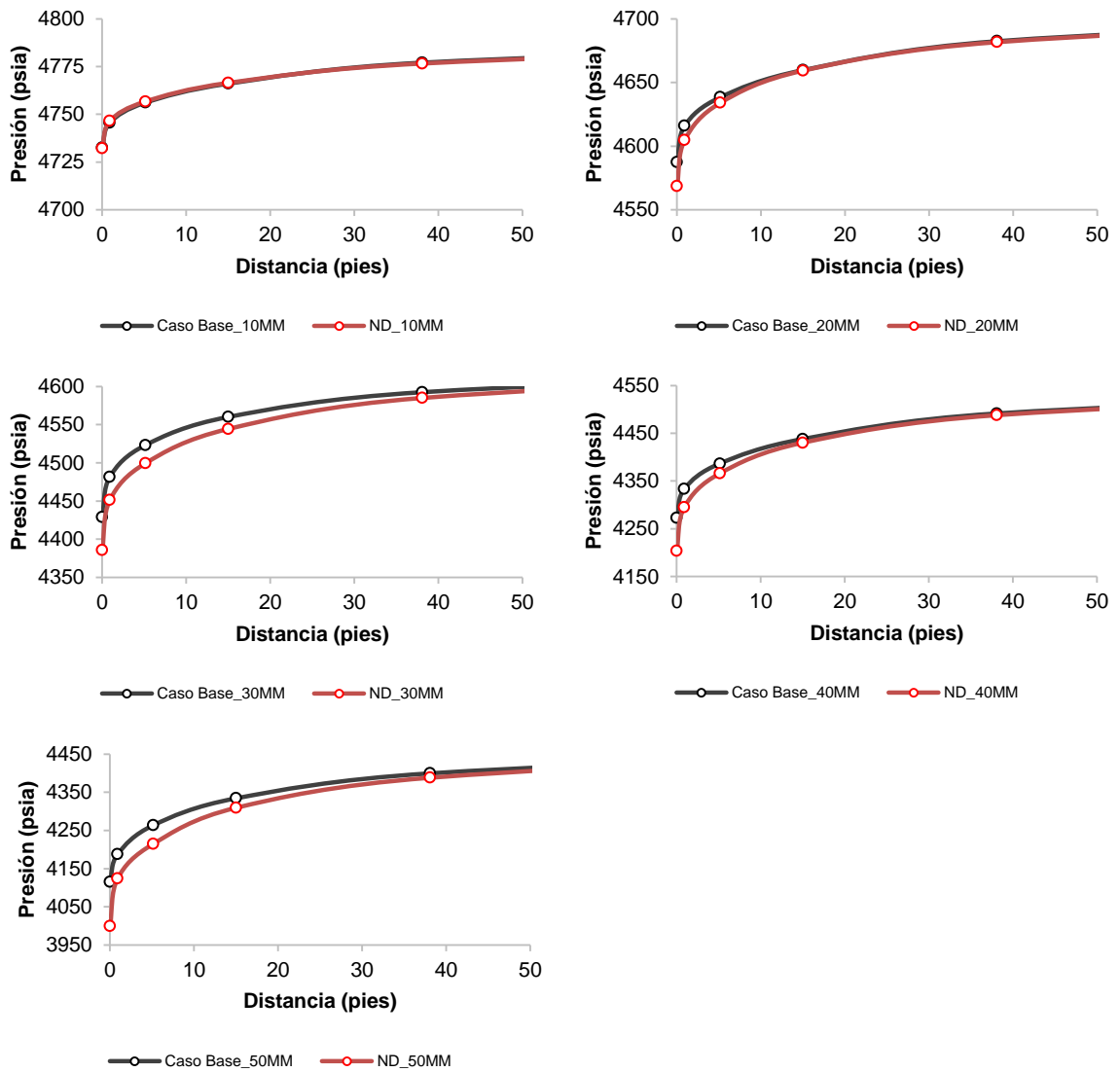
Considerando el efecto del flujo no Darcy no existen tendencias claras con respecto a los resultados obtenidos en los PBU. Esto se debe a una pequeña variación en la saturación del condensado con respecto a los modelos bases, que en algunos casos con el efecto del flujo no Darcy tiende a ser menor y en otros casos mayor (ver Figura 71). En consecuencia, es difícil establecer relaciones claras entre los casos y las interpretaciones de permeabilidad, daño, radio del condensado, etc.

Figura 71. Perfiles de saturación a diferentes tasas de producción incluyendo el efecto del flujo no Darcy



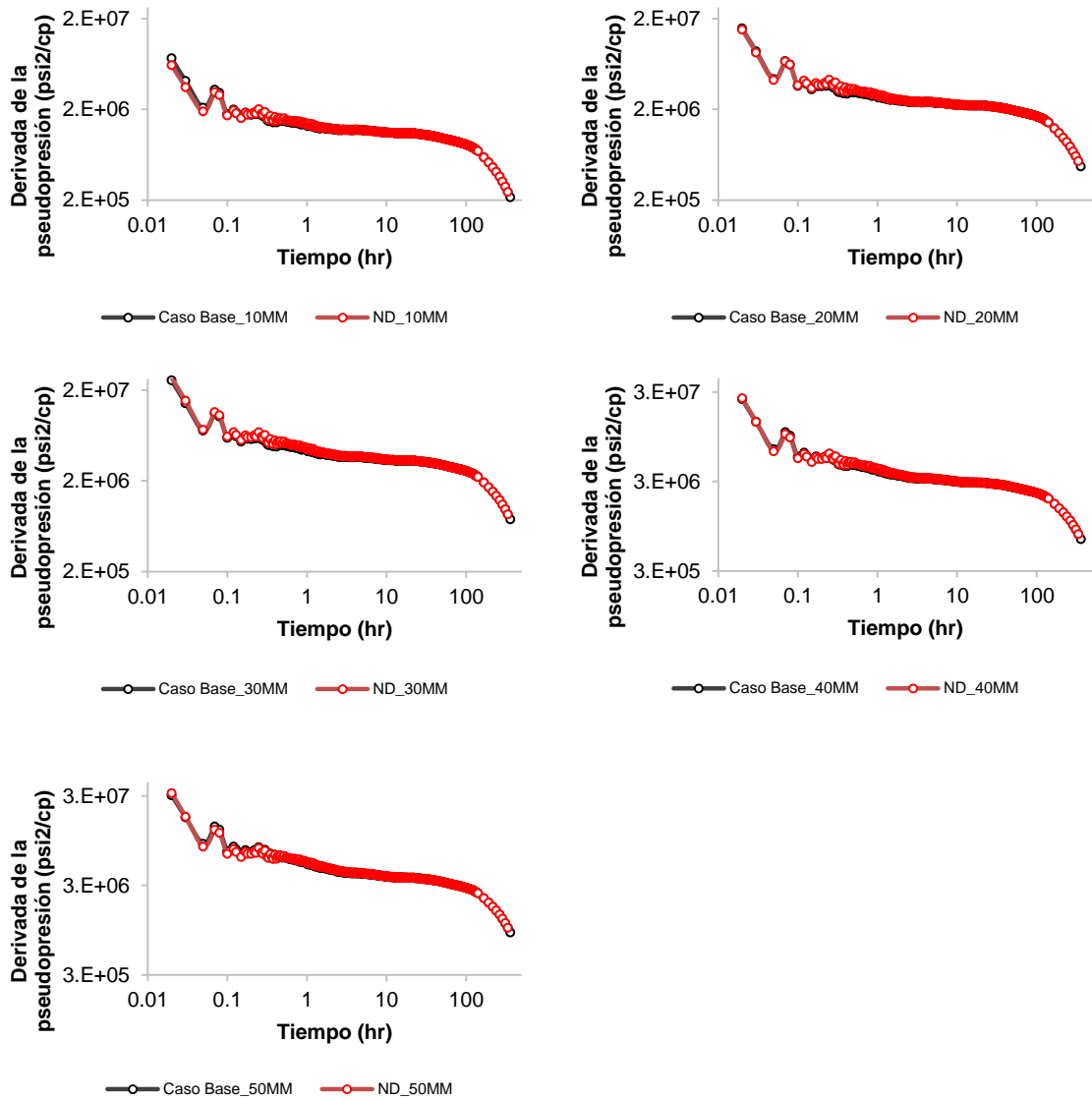
Sin embargo, cuando se analizan las caídas de presión cerca a la cara del pozo si es claro el efecto del flujo no Darcy; a mayores tasas de producción del gas se obtiene una mayor diferencia entre los casos bases y los casos que incluyen este efecto, ver Figura 72.

Figura 72. Perfiles de presión a diferentes tasas de producción incluyendo el efecto de flujo no Darcy



Por otra parte, al analizar el comportamiento de las curvas de la derivada de la pseudopresión para los diferentes casos, se puede observar en la Figura 73 que no existe un cambio representativo entre los casos bases y los casos que incluyen el efecto de flujo no Darcy.

Figura 73. Derivadas de la pseudopresión a diferentes tasas de producción de gas incluyendo el efecto de flujo no Darcy



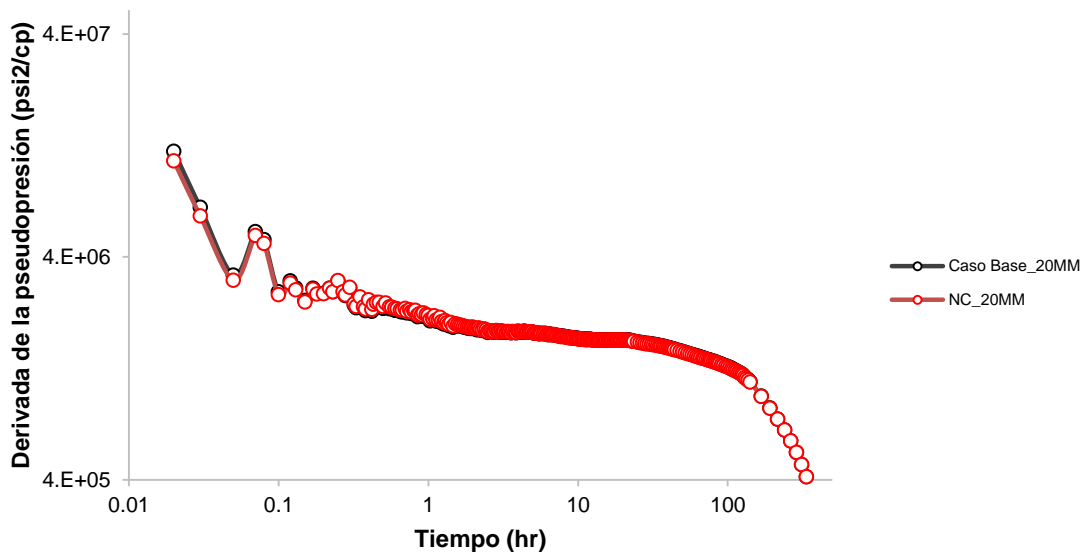
Analizando los resultados numéricos de las interpretaciones se puede destacar que en la mayoría de los casos la permeabilidad disminuye hasta un 20% debido al incremento del daño que puede llegar a ser hasta un 27%. Por lo tanto, considerar el efecto de flujo no Darcy impacta negativamente la productividad reduciendo la permeabilidad e incrementando el daño.

7.2.5 Efecto del Número capilar

Los efectos del banco de condensado son compensados por la zona de rectificación de velocidad, que incrementa la movilidad del gas en la vecindad del pozo. Esta zona de rectificación de velocidad ocurre a altos números capilares y se puede observar en todos los casos en la región más cercana al pozo ($r < 50$ pies) donde se observa una disminución de la saturación del condensado, ver Figura 75.

Asimismo, en la Figura 76 se puede observar como a mayores tasas de producción de gas, es decir mayores velocidades del gas y mayores números capilares, se va disminuyendo la brecha existente en la caída de presión de ambos casos (el caso base y el que incluye el efecto del número capilar).

Figura 74. Derivada de la pseudopresión para el caso de 20 MMSCF/D incluyendo el efecto del número capilar



En la Figura 74 se puede observar la derivada de la pseudopresión solo para el caso de 10 MMSCF/D de producción de gas debido a que no se observa ningún cambio representativo en las curvas de los diferentes casos. Por lo tanto, el efecto del número capilar está más asociado con la distribución de la saturación de gas y el diferencial de presión, aun cuando los datos de presión de la prueba suelen ser muy similares.

Figura 75. Perfiles de saturación de condensado a diferentes tasas de producción incluyendo el efecto del número capilar

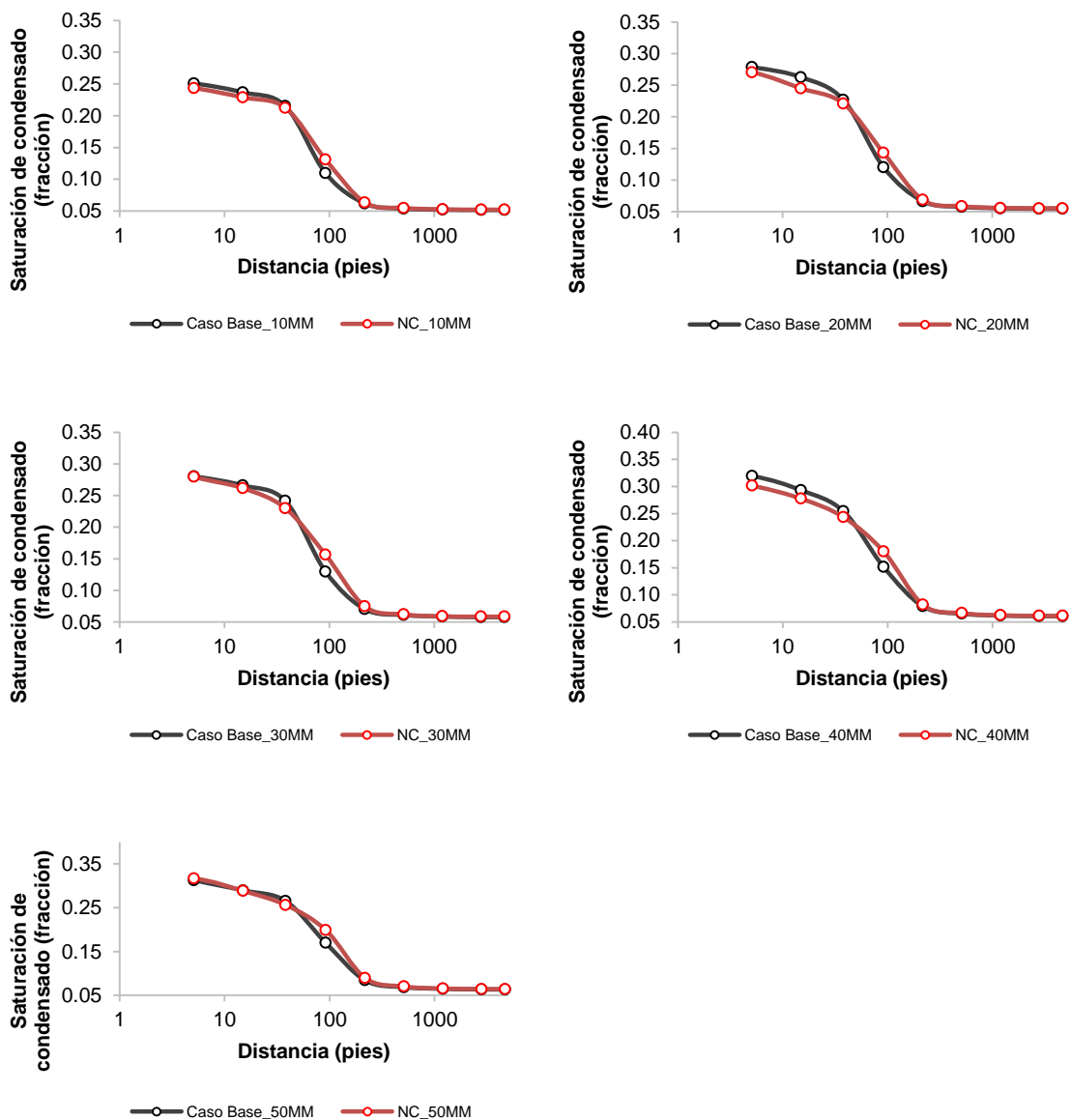
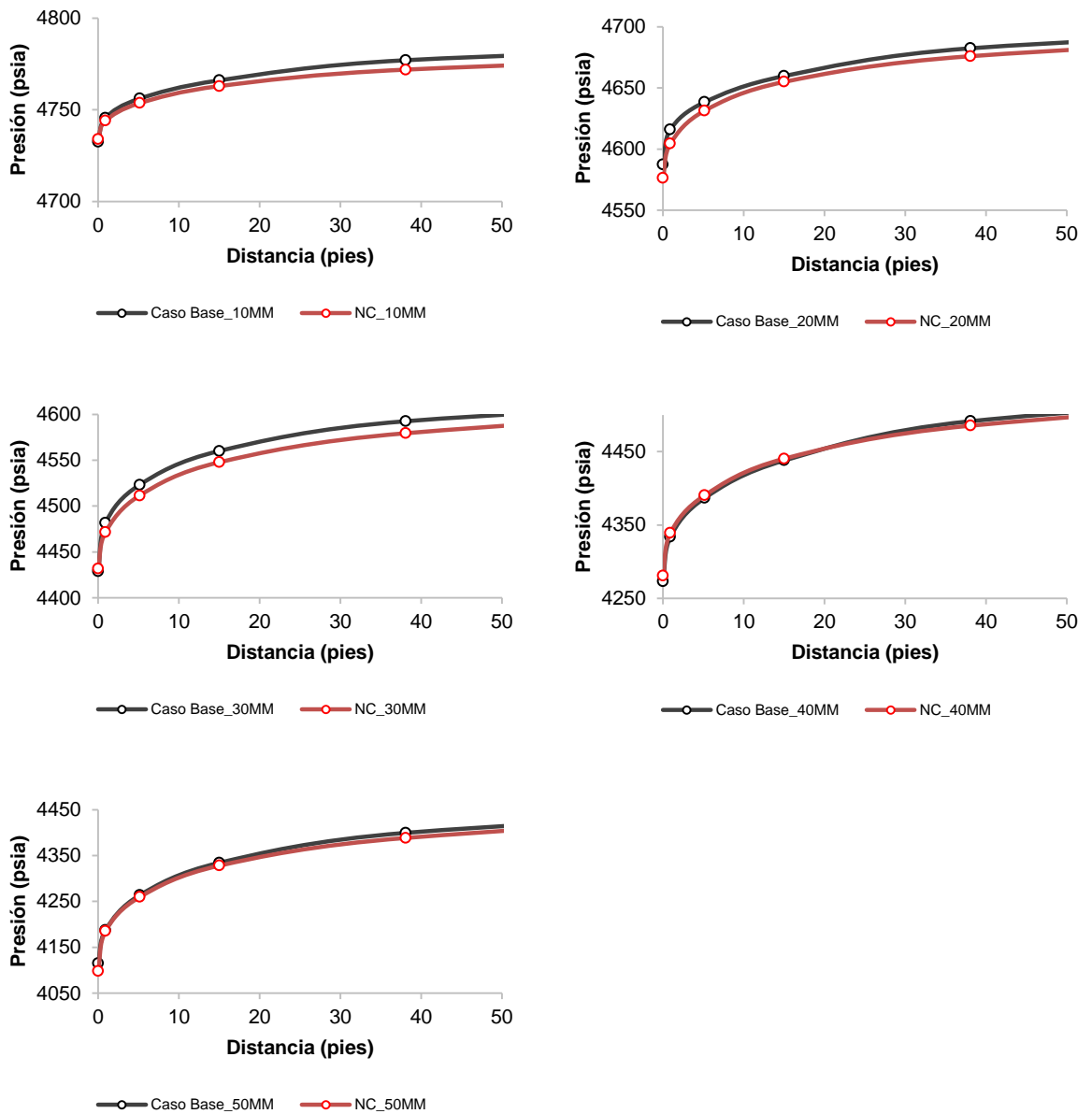


Figura 76. Perfiles de presión de a diferentes tasas de producción incluyendo el efecto de número capilar

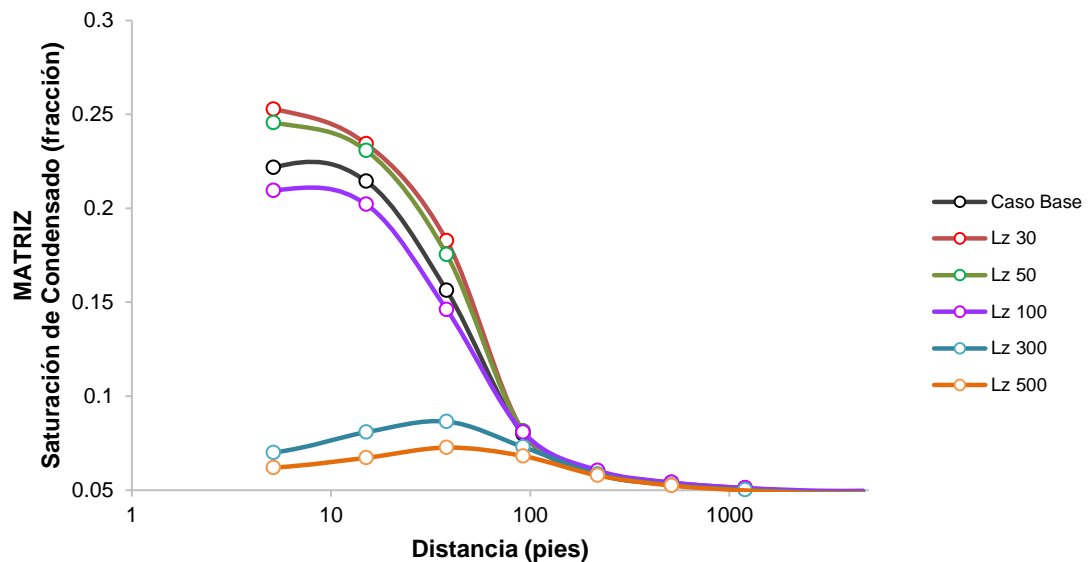


7.3 ANÁLISIS PARAMÉTRICO DE UN YACIMIENTO DE GAS CONDENSADO NATURALMENTE FRACTURADO

7.3.1 Variación del Espaciamiento de las Fracturas (Lz)

Uno de los parámetros que más impacta el comportamiento del modelo y la prueba de presión es la variación del espaciamiento vertical de las fracturas. Analizando la Figura 77 se puede observar que la saturación del condensado mantiene una tendencia con valores de Lz menores a 100, alcanzando valores entre 20% y 25%. Sin embargo, cuando Lz está entre 300 y 500 la saturación del condensado tiene como pico máximo casi un 10% y disminuye a medida que se acerca al pozo.

Figura 77. Perfiles de saturación de condensado en la matriz a diferentes espaciamientos verticales de fracturas naturales

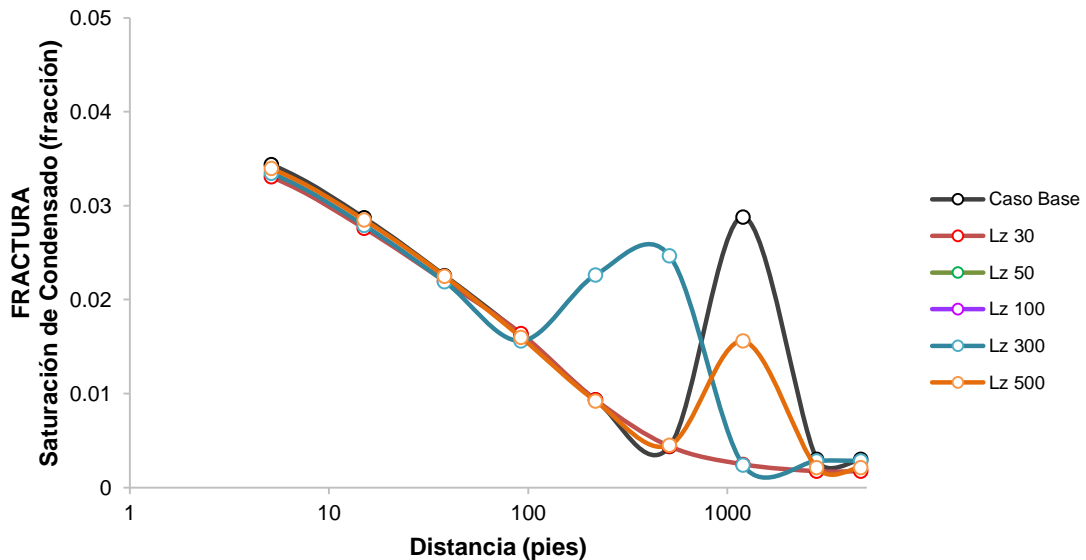


Este fenómeno está asociado al hecho de tener cada vez menos fracturas que evitan la tendencia normal del diferencial de presión en la cara del pozo. A medida que el número de fracturas disminuye, o Lz se encuentra entre 300 y 500,

la caída de presión en la matriz es aproximadamente lineal, ver Figura 79. Este cambio en la tendencia del diferencial de presión ocasiona que el perfil de saturación cambie tal como se observa en la Figura 77.

Un rasgo característico de la Figura 78 es la capacidad de las fracturas para acumular condensado en los casos con L_z igual a 300, 500 y el caso base que tiene un L_z variable de acuerdo al registro UBI (ver sección 6.1.8). Esta acumulación se presentan en regiones lejanas del pozo ($r > 92$ pies) y está asociado con el aporte de fluidos que la matriz realiza a las fracturas en todo el yacimiento. En la zona más cercana del pozo no existe esa acumulación debido al drenaje que realiza el pozo, que es igual para todos los casos y hace que las curvas tienen al mismo valor (3.4%) y muestran el mismo comportamiento.

Figura 78. Perfiles de saturación de condensado en las fracturas a diferentes espaciamientos verticales de fracturas naturales



En las Figuras 79-80 se ilustran las distribuciones de presión en la matriz y las fracturas con respecto a la distancia del pozo. Existe una diferencia en la caída de presión de la matriz debido a la capacidad que le aportan las fracturas en los diferentes casos. Se puede observar que a mayor espaciamiento vertical de las

fracturas se obtiene un menor diferencial de presión en la matriz y un mayor diferencial de presión en las fracturas naturales.

Figura 79. Perfiles de presión en la matriz a diferentes espaciamientos verticales de fracturas naturales

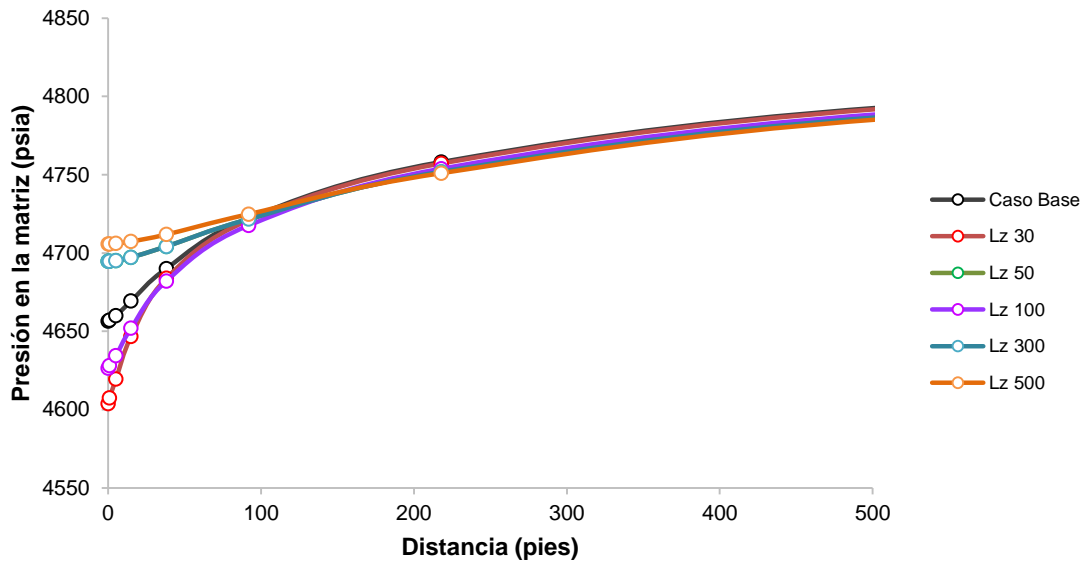


Figura 80. Perfiles de presión en las fracturas a diferentes espaciamientos verticales en las fracturas naturales

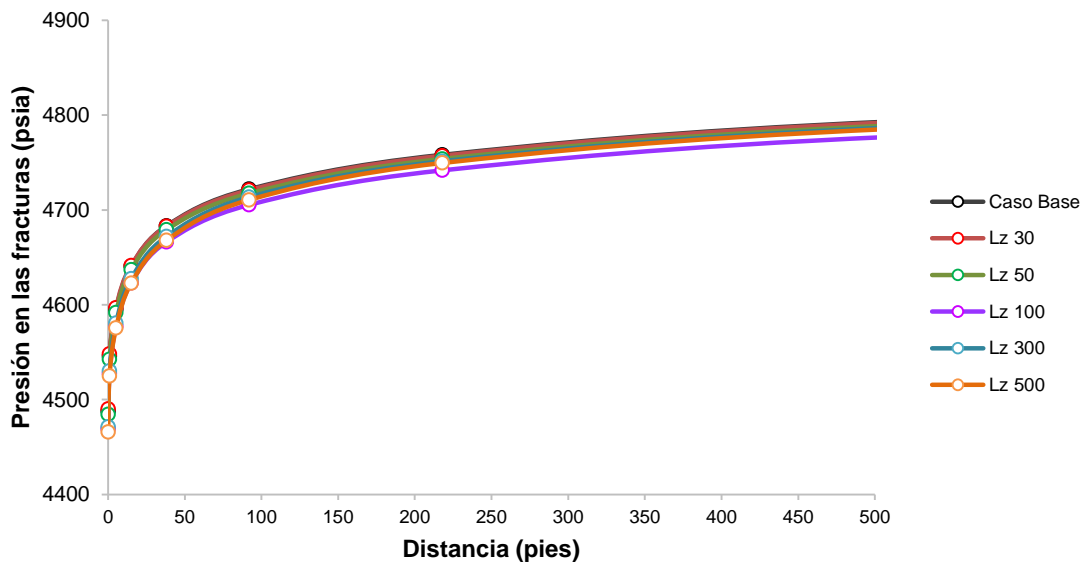
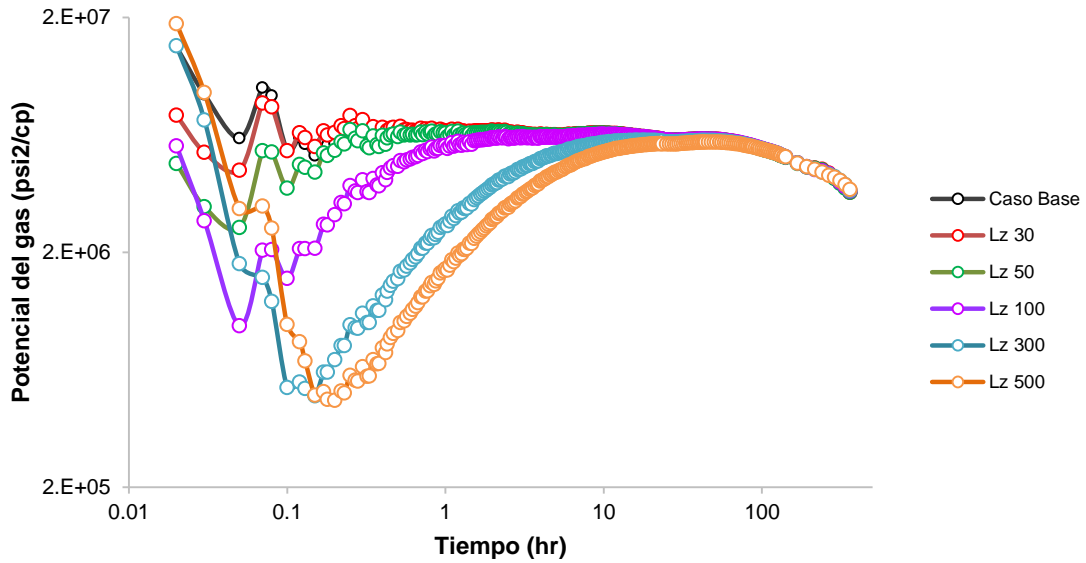


Figura 81. Derivadas de la pseudopresión a diferentes espaciamientos verticales de las fracturas naturales



Las curvas de la derivada de la pseudopresión a diferentes espaciamientos verticales de las fracturas naturales se presentan en la Figura 81. La variación de este parámetro origina el valle característico de un PBU en un YNF. Cuando el yacimiento tiene muchas fracturas naturales, representado por valores bajos de Lz, el yacimiento se comporta como uniforme y la curva tiende a ser horizontal. Sin embargo, cuando se modelan pocas fracturas naturales a través de valores altos de Lz, se puede observar en los tiempos tempranos de la prueba la transición obtenida al momento que la matriz empieza a aportar fluidos a las fracturas y al pozo.

En la Figura 82 y la Tabla 21 se observan las tendencias y resultados obtenidos en la interpretación de los PBU, y se concluye que a mayor espaciamiento Lz se obtiene mayor permeabilidad, mayor daño, menor coeficiente de almacenamiento y menores coeficientes de flujo interporoso. La permeabilidad y el daño están asociados al hecho de que existen menos fracturas disponibles para producir la misma cantidad de fluidos. El coeficiente de almacenamiento gobierna el comportamiento del valle observado en las derivadas y teóricamente mientras más

profundo sea el valle menor va ser este valor debido a que las fracturas cada vez representan menos porosidad del sistema total. Por otro lado, menores coeficientes de flujo interporoso desaceleran la aparición del valle, es por esto que a mayor espaciamiento de las fracturas el valle tiende hacia la derecha, es decir, se presenta la transición a tiempos mayores de la prueba de presión.

Figura 82. Resultados de la interpretación de PBU a diferentes espaciamientos verticales de fracturas naturales

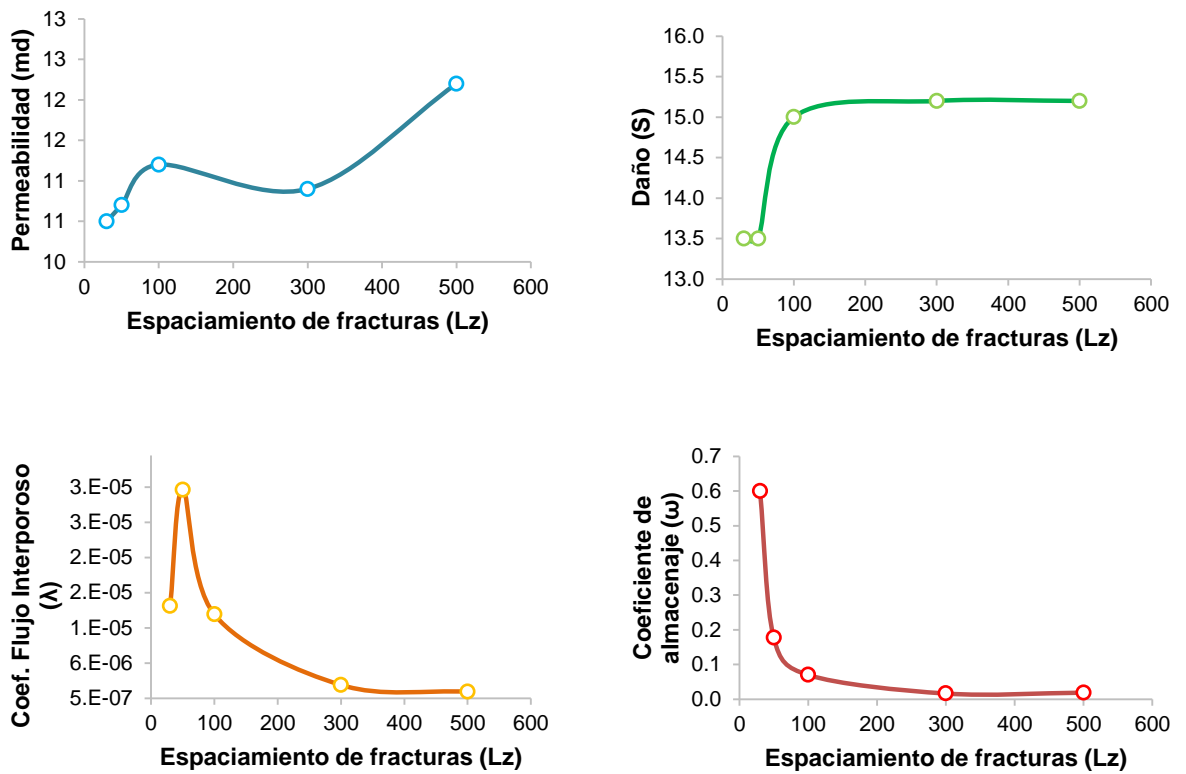
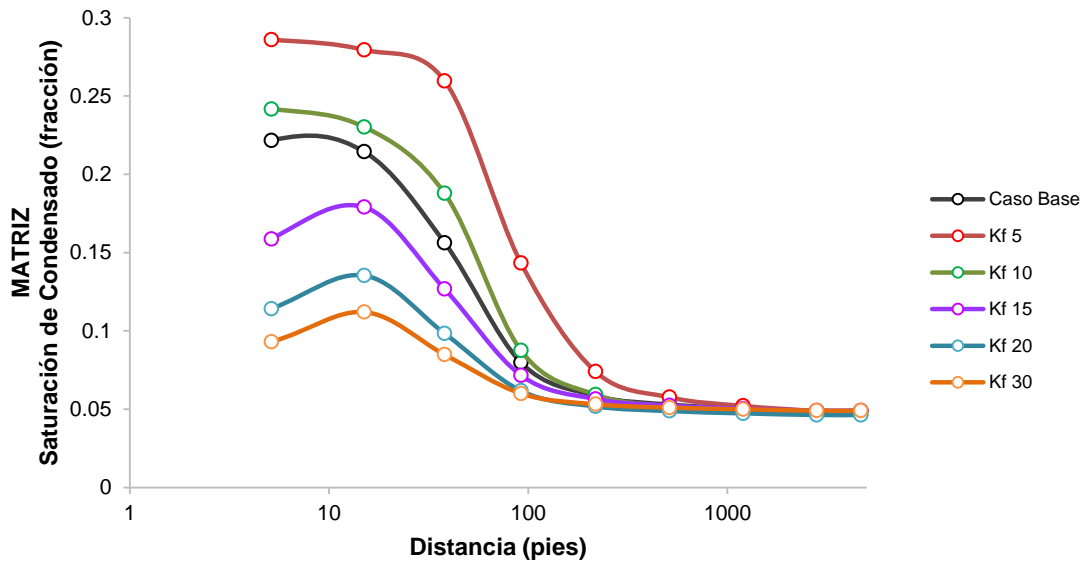


Tabla 21. Resultados de la interpretación de los PBU a diferentes espaciamientos verticales de las fracturas naturales

MODELO	PARÁMETROS			
	K (md)	ω	λ	S
Caso Base	10.5	0.999	1.08E-5	13.1
Lz 30	10.5	0.6	1.36E-5	13.5
Lz 50	10.7	0.177	3.01E-5	13.5
Lz 100	11.2	0.07	1.24E-5	15
Lz 300	10.9	0.0164	2.39E-6	15.2
Lz 500	12.2	0.0189	1.42E-6	15.2

7.3.2 Variación de la Permeabilidad de las Fracturas (Kf)

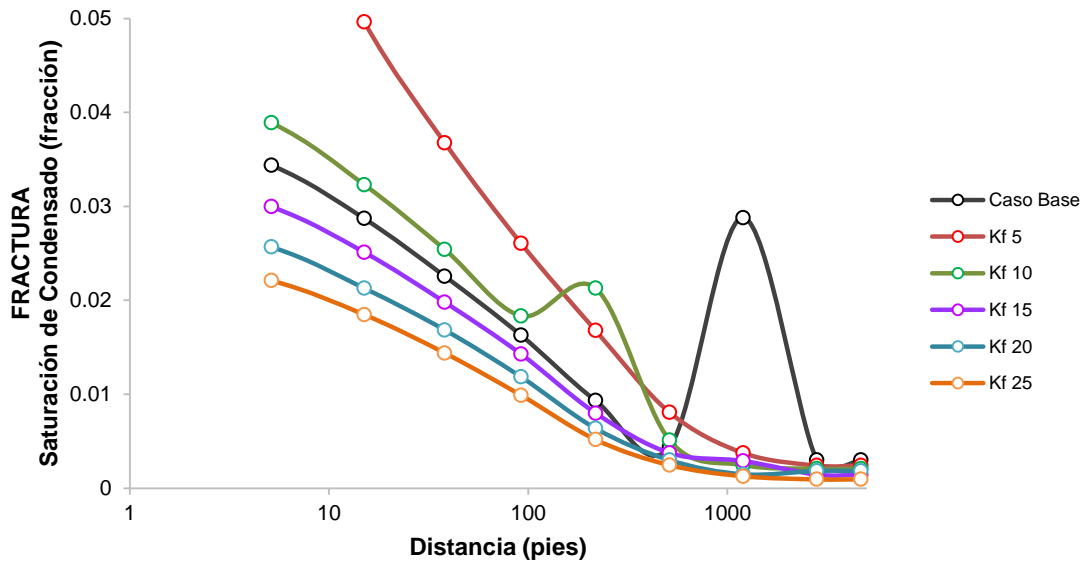
Figura 83. Perfiles de saturación de condensado en la matriz a diferentes permeabilidades de fractura



A medida que aumenta la permeabilidad la acumulación de condensado en la matriz y las fracturas disminuye, debido a que cada vez el sistema tiene mayor capacidad para movilizar el condensado (ver Figura 83-84).

Además, también se evidencia la baja capacidad de almacenamiento de condensado de las fracturas naturales donde varía entre 2% y 5% mientras que en la matriz se encuentra entre el 10% y 30%.

Figura 84. Perfiles de saturación de condensado en las fracturas a diferentes permeabilidades de fractura



Analizando los perfiles de presión de las Figura 85 y 86 se observa que la principal característica es que existe un mayor diferencial de presión en las fracturas naturales que en la matriz. Esto se debe a la capacidad de aporte al flujo de las fracturas con respecto a la matriz, que debido a su alto contraste de permeabilidad, las fracturas constituyen las principales vías para el flujo de fluidos, y por lo tanto la caída de presión en este sistema es mayor.

Figura 85. Perfiles de presión en la matriz a diferentes permeabilidades de fractura

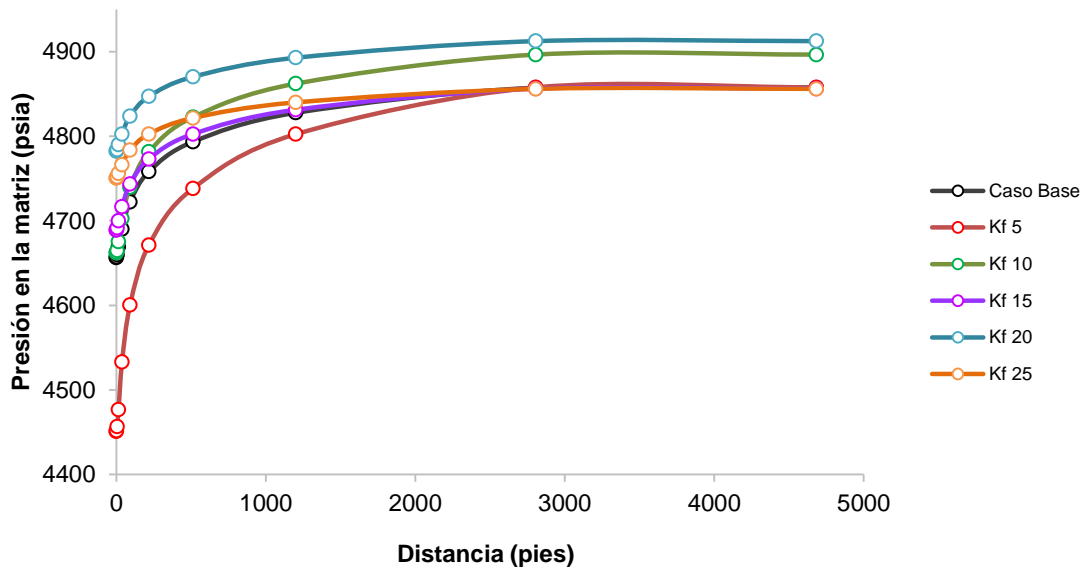


Figura 86. Perfiles de presión en las fracturas a diferentes permeabilidades de fractura

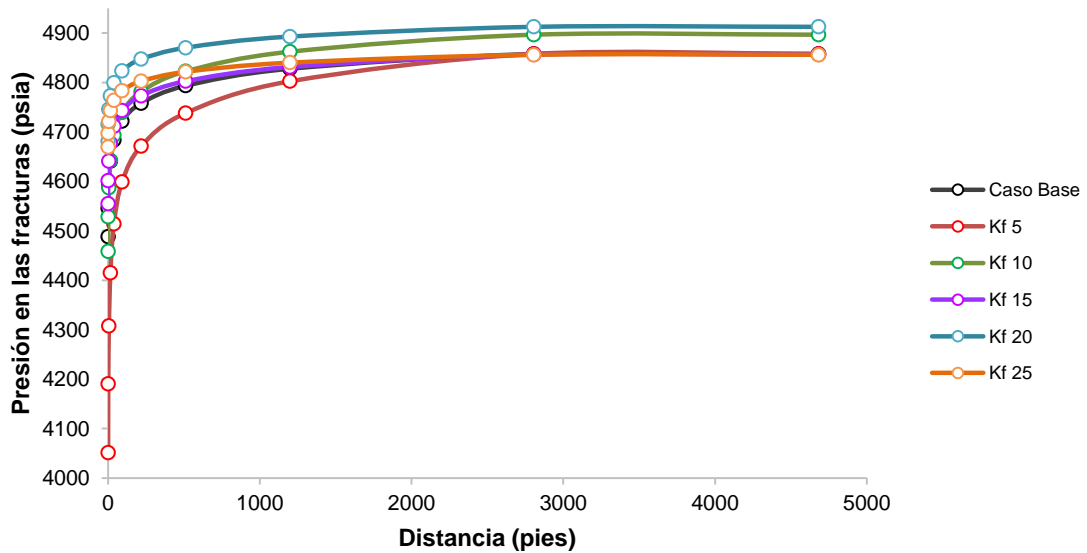
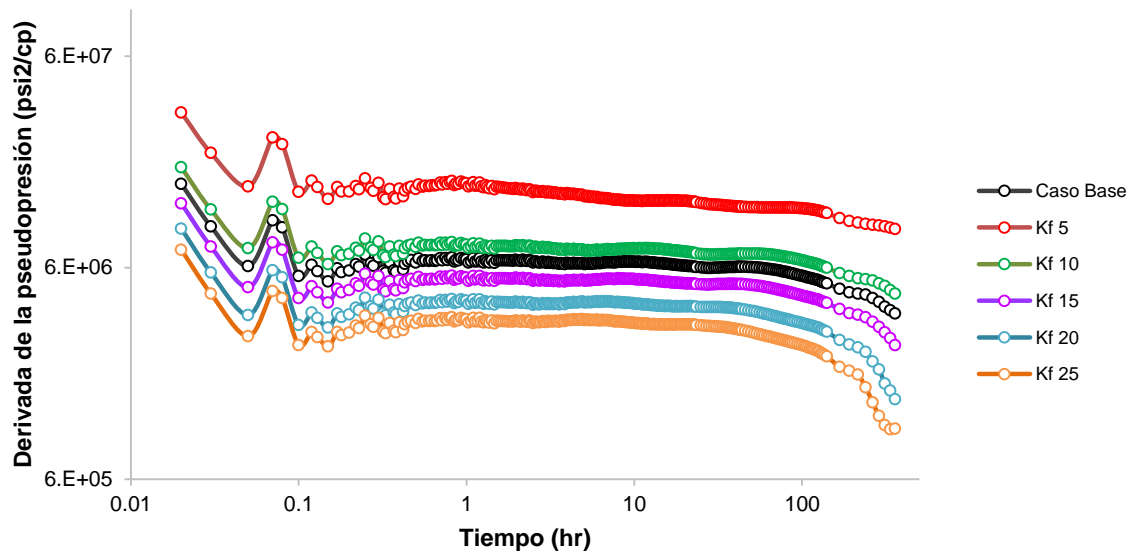


Figura 87. Derivadas de la pseudopresión a diferentes permeabilidades de fractura

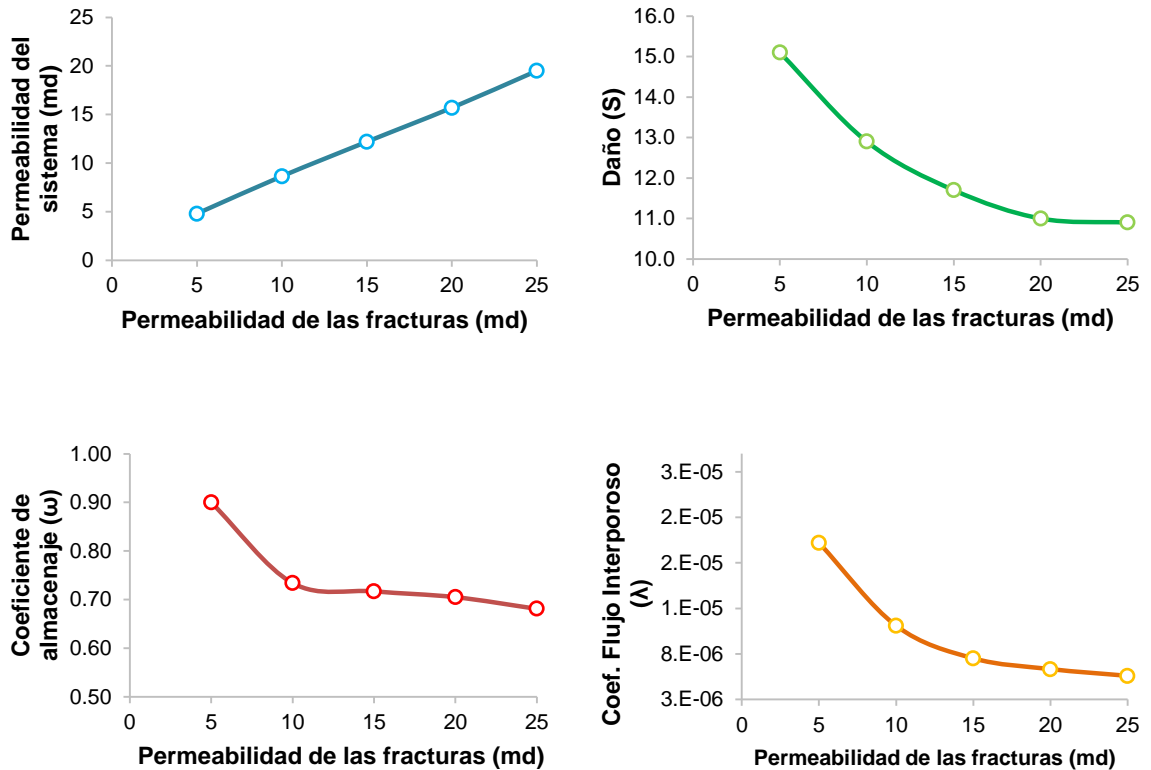


Analizando las curvas de las derivadas de la pseudopresión se puede observar que tienen un desplazamiento vertical positivo a medida que la permeabilidad de las fracturas disminuye. Sin embargo, la tendencia y forma de las curvas es la misma, ver Figura 87.

Tabla 22. Resultados de la interpretación de los PBU a diferentes permeabilidades de fractura

MODELO	PARÁMETROS			
	K (md)	ω	λ	S
Caso Base	10.5	0.999	1.08E-5	13.1
$K_f = 5$ md	4.8	0.9	2.02E-5	15.1
$K_f = 10$ md	8.65	0.734	1.11E-5	12.9
$K_f = 15$ md	12.2	0.717	7.5E-6	11.7
$K_f = 20$ md	15.7	0.705	6.34E-6	11
$K_f = 25$ md	19.5	0.681	5.6E-6	10.9

Figura 88. Resultados de la interpretación de PBU a diferentes permeabilidades de fractura



La adición de las fracturas naturales al modelo de gas condensado tiene un efecto positivo en la productividad del pozo, al aumentar la permeabilidad de las fracturas por encima del caso base (12 md) hasta un máximo de 25 md, se observa una reducción del daño de hasta el 17% con respecto al caso base ($S_b = 13.1$). Si la permeabilidad de las fracturas es menor que la del caso base se obtienen daños mayores. En la Tabla 22 se encuentran los resultados de los PBU interpretados en esta sensibilidad.

Otra característica importante es el aumento de la productividad del pozo con el aumento de la permeabilidad de las fracturas, lo que ocasiona una reducción en el coeficiente de almacenamiento de las fracturas, las cuales acumulan cada vez menos condensado debido a su aumento en su capacidad de producción.

7.3.3 Variación del coeficiente de almacenamiento (ω)

El coeficiente de almacenamiento es la relación entre la porosidad de las fracturas y la porosidad del sistema, y representa la fracción de fluidos que se almacenan en el sistema de fracturas naturales.

Debido a que este parámetro está relacionado con el sistema de fracturas naturales, no existe una gran variación en los perfiles de saturación del condensado a diferentes coeficientes de almacenamiento, tal como se observa en la Figura 89. Por el contrario, en el sistema de fracturas naturales existe una diferencia considerable en la capacidad de almacenamiento, donde a mayores valores de ω se obtienen picos más altos de acumulación de condensado. Sin embargo, al igual que las dos sensibilidades anteriores, se sigue conservando esa gran diferencia en la capacidad de almacenamiento de la matriz (25% aprox.) y las fracturas naturales que en este caso alcanza un pico máximo del 7%.

Figura 89. Perfiles de saturación del condensado a diferentes coeficientes de almacenamiento

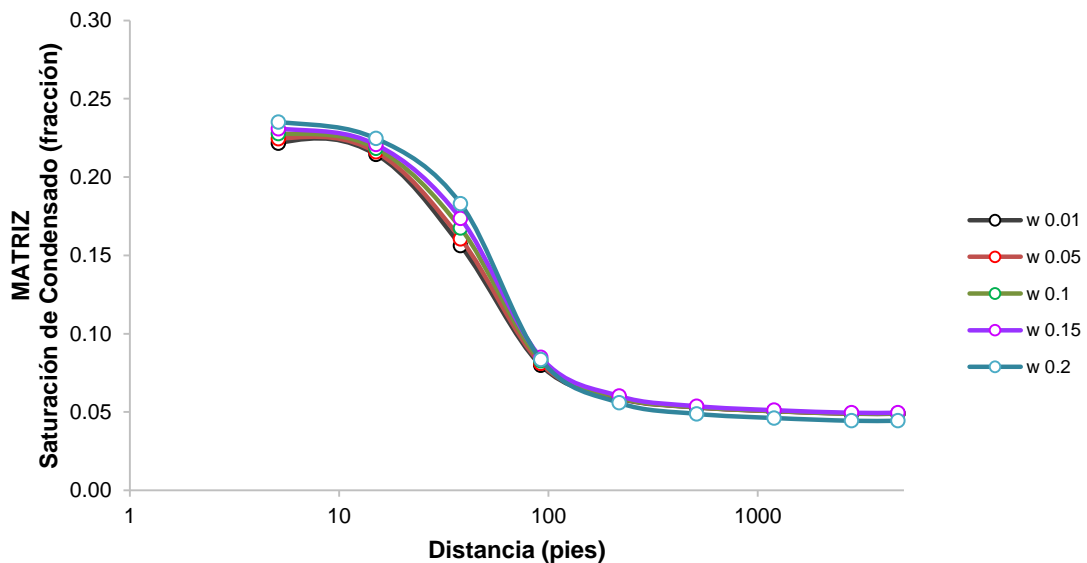


Figura 90. Perfiles de saturación del condensado en las fracturas a diferentes coeficientes de almacenamiento

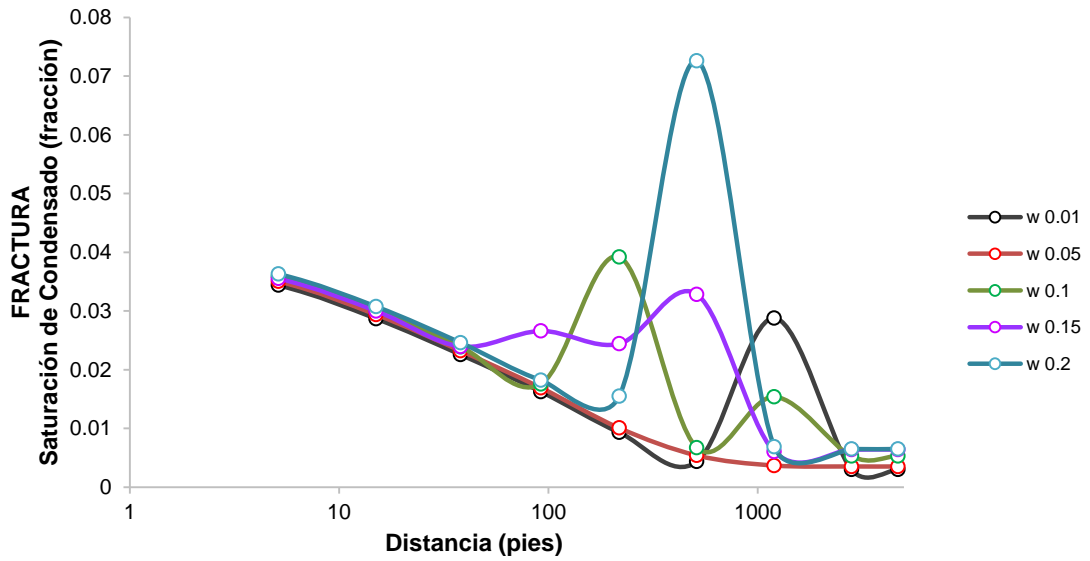


Figura 91. Perfiles de presión en la matriz a diferentes coeficientes de almacenamiento

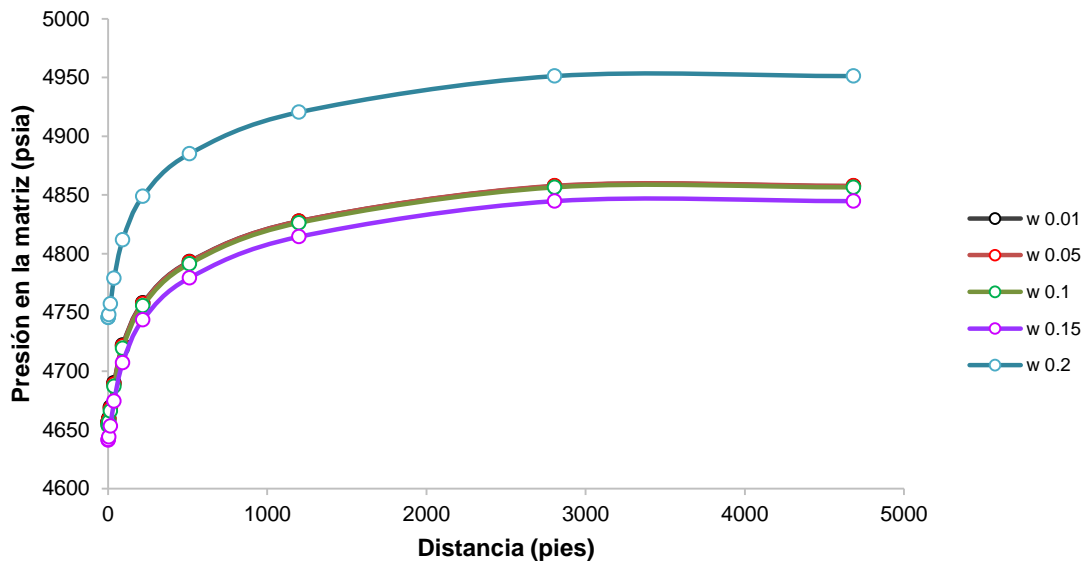


Figura 92. Perfiles de presión en las fracturas a diferentes coeficientes de almacenamiento

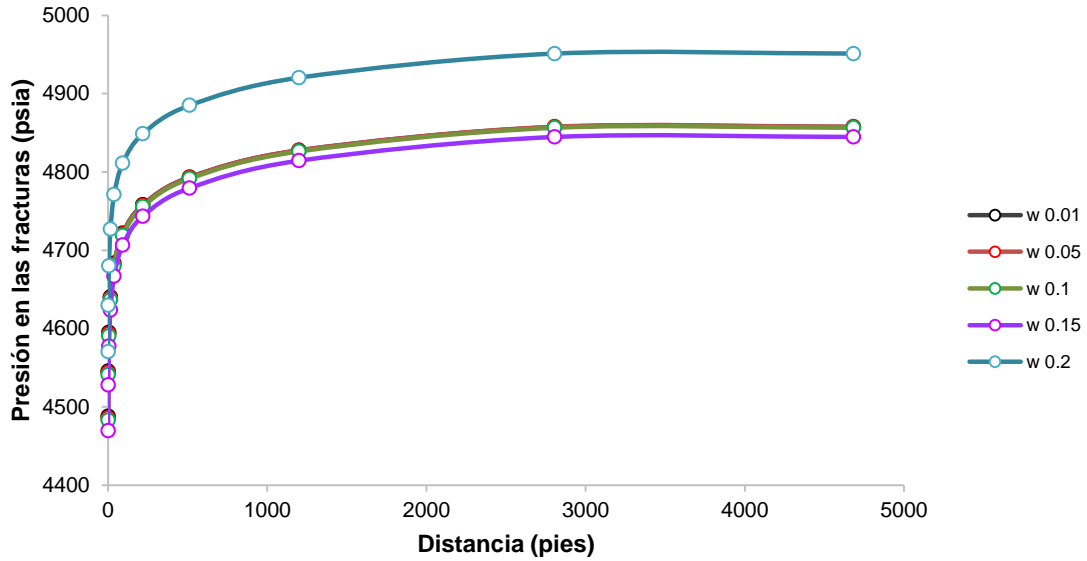


Tabla 23. Resultados de la interpretación de los PBU a diferentes coeficientes de almacenamiento

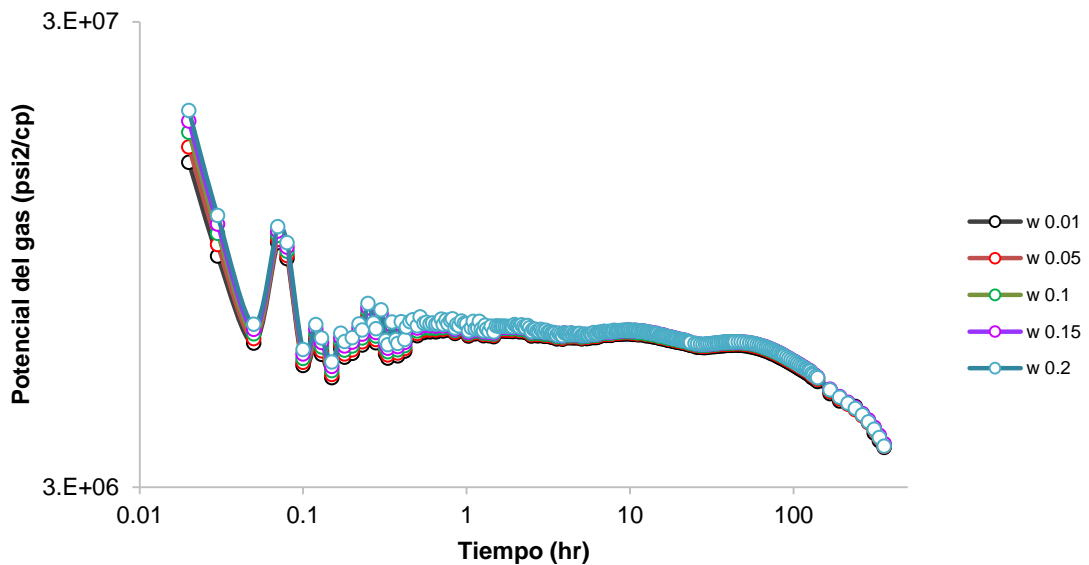
MODELO	PARÁMETROS			
	K (md)	ω	λ	S
Caso Base	10.5	0.999	1.08E-5	13.1
$\omega = 0.01$	10.3	0.775	4.39E-6	12.6
$\omega = 0.05$	10.3	0.751	4.39E-6	12.8
$\omega = 0.10$	10.1	0.731	5.28E-6	12.4
$\omega = 0.15$	9.99	0.711	4.78E-6	12.1
$\omega = 0.2$	9.95	0.688	6.01E-6	11.9

Al variar el coeficiente de almacenamiento se presenta un acumulación en la región alejada del pozo (ver Figura 90), por lo tanto, no existe una variación tan drástica de los resultados interpretados de los PBU (ver Tabla 23).

Comparando el caso de $\omega = 1\%$ con el del 20% tan solo se observa una reducción de la permeabilidad del 3% y una disminución del daño del 5%. Debido al aumento

de la capacidad de almacenamiento, la acumulación del condensado en el caso de $\omega = 20\%$ es mayor que la del $\omega = 1\%$ y en lugar de causar taponamiento alcanza rápidamente valores altos de saturación y permeabilidad relativa, y por lo tanto se produce con más facilidad.

Figura 93. Derivadas de la pseudopresión a diferentes coeficientes de almacenamiento



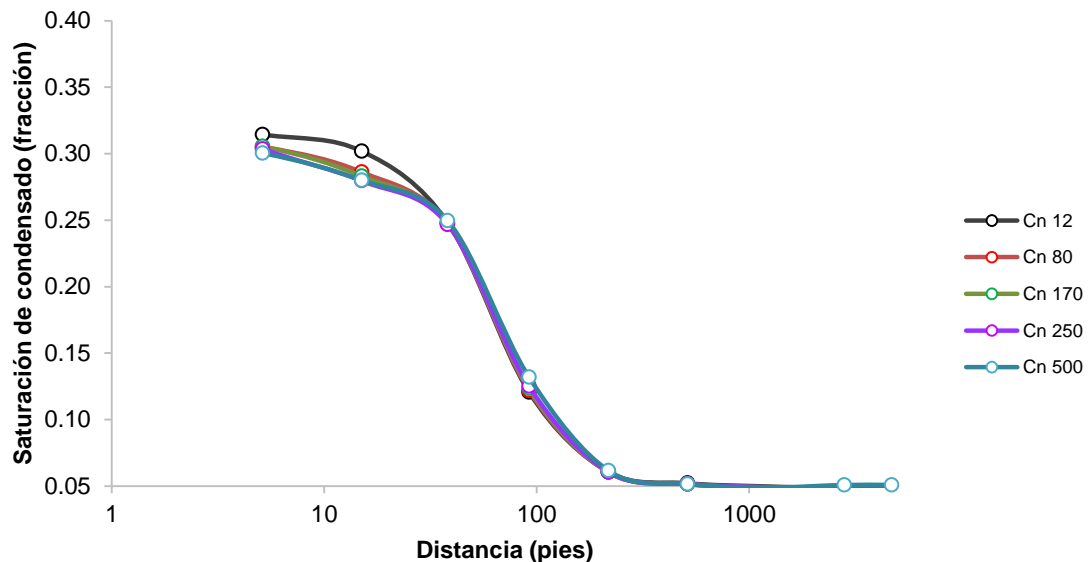
Debido a que los resultados interpretados no cambian significativamente entre los casos, las curvas de las derivadas de la pseudopresión están superpuestas con ligeras variaciones a tiempos tempranos de la prueba. En consecuencia, se puede decir que el coeficiente el coeficiente de almacenamiento no impacta la tendencia ni la forma de las curvas.

7.4 ANÁLISIS PARAMÉTRICO DE UN YACIMIENTOS DE GAS CONDESADO SENSIBLE A ESFUERZOS

7.4.1 Variación del coeficiente empírico C_{nl} de la fórmula de Touhidi-Baghini

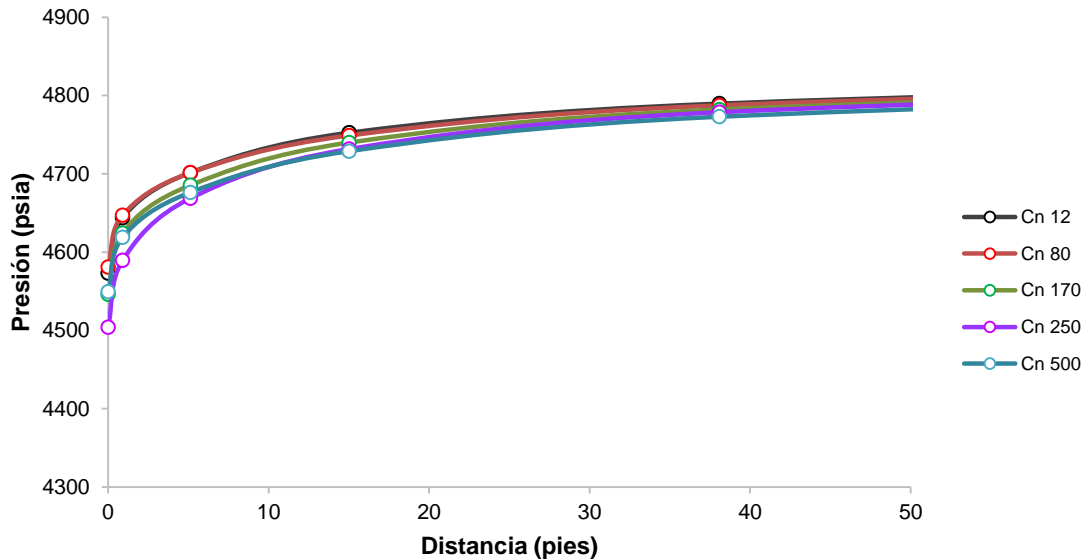
El valor empírico de la constante del modelo de Touhidi-Baghini para el cálculo de la reducción de la permeabilidad en la matriz es directamente proporcional, es decir, a mayores números de C_{nl} mayor es el cambio que sufre la permeabilidad con los esfuerzos efectivos.

Figura 94. Perfiles de saturación a diferentes coeficientes C_{nl}



Observando el perfil de saturaciones a diferentes valores C_{nl} presentados en la Figura 94 se concluye que a mayor reducción de la permeabilidad y porosidad de la matriz hay menos saturación de condensado. Sin embargo, a medida que aumenta C_{nl} el daño es mayor debido a la compactación que sufre la roca. Por lo tanto, en estos casos el daño aumenta debido al factor geomecánico, permaneciendo aproximadamente constante el daño debido al banco de condensado.

Figura 95. Perfiles de presión a diferentes coeficientes C_{nl}



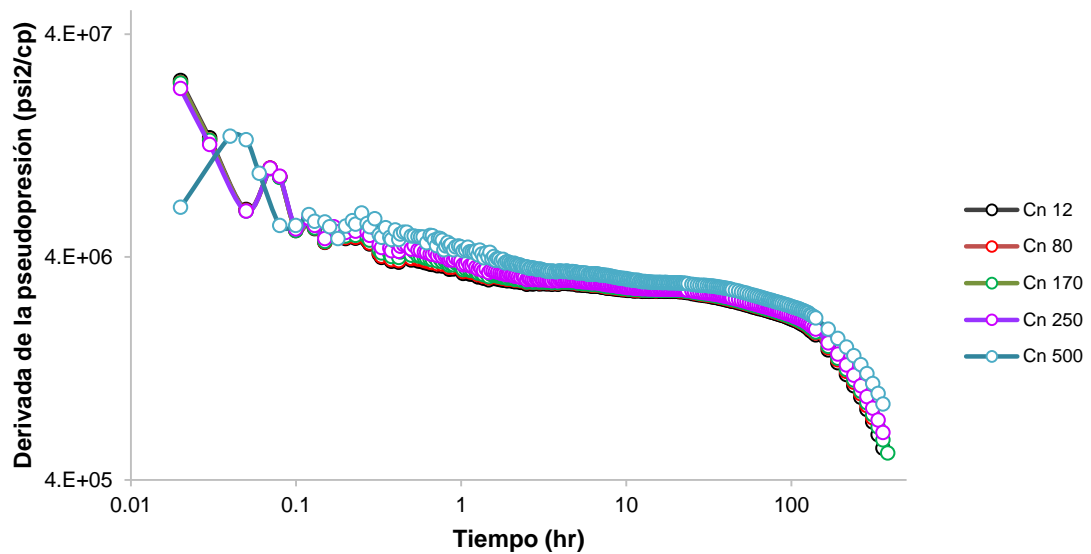
En la Figura 96 se ilustran las curvas de la derivada de la pseudopresión a diferentes valores de C_{nl} . Si el daño debido al banco de condensado permanece aproximadamente constante, y la variación del C_{nl} ocasiona mayor compactación y por lo tanto mayor daño geomecánico, el comportamiento de las derivadas se asemeja al daño debido al banco de condensado a diferentes tiempos de producción adicional analizado en la sección 7.2.2. Teóricamente, el comportamiento de las derivadas del daño del banco de condensado y el daño geomecánico son similares y esto dificulta la disgregación cuando se tienen los dos efectos combinados.

Sin embargo, si se considera el daño debido al banco de condensado constante y equivalente al valor del caso base del modelo de gas condensado ($S=12$) se obtiene que el daño geomecánico está entre el 0.83% y 8.40% variando el coeficiente C_{nl} entre 12 y 500.

En el caso de Piedemonte, donde el valor de C_{nl} puede variar entre 12 para las rocas más compactas y 170 para aquellas que sufran una mayor deformación, el

daño geomecánico puede oscilar entre el 0.83% y 6.98% según los resultados obtenidos con este estudio. Sin embargo, debido al parecido entre las derivadas del caso de gas condensado y el caso que incluye geomecánica, no es posible determinar solo con el análisis de la curva de la derivada que el pozo está sujeto a estos dos tipos de daño y se hace necesario investigar otras fuentes de información.

Figura 96. Derivadas de la pseudopresión a diferentes coeficientes C_{nl}

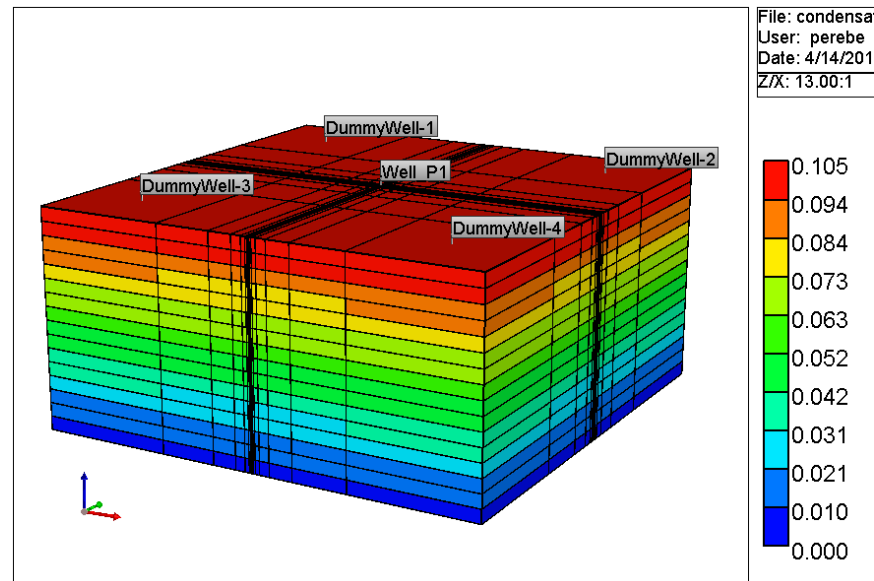


Una característica importante de estos modelos es la permeabilidad, está comprobado en los modelos de CMG que a mayores valores de C_{nl} la permeabilidad absoluta se reduce más. Sin embargo, los resultados interpretados en Saphir no siguen esta tendencia debido al aporte de la compactación de la roca al flujo de fluidos. En la Figura 97 se observa la subsidencia del modelo como prueba de la compactación que se origina en la roca.

Tabla 24. Resultados de la interpretación de PBU a diferentes coeficientes C_{nl}

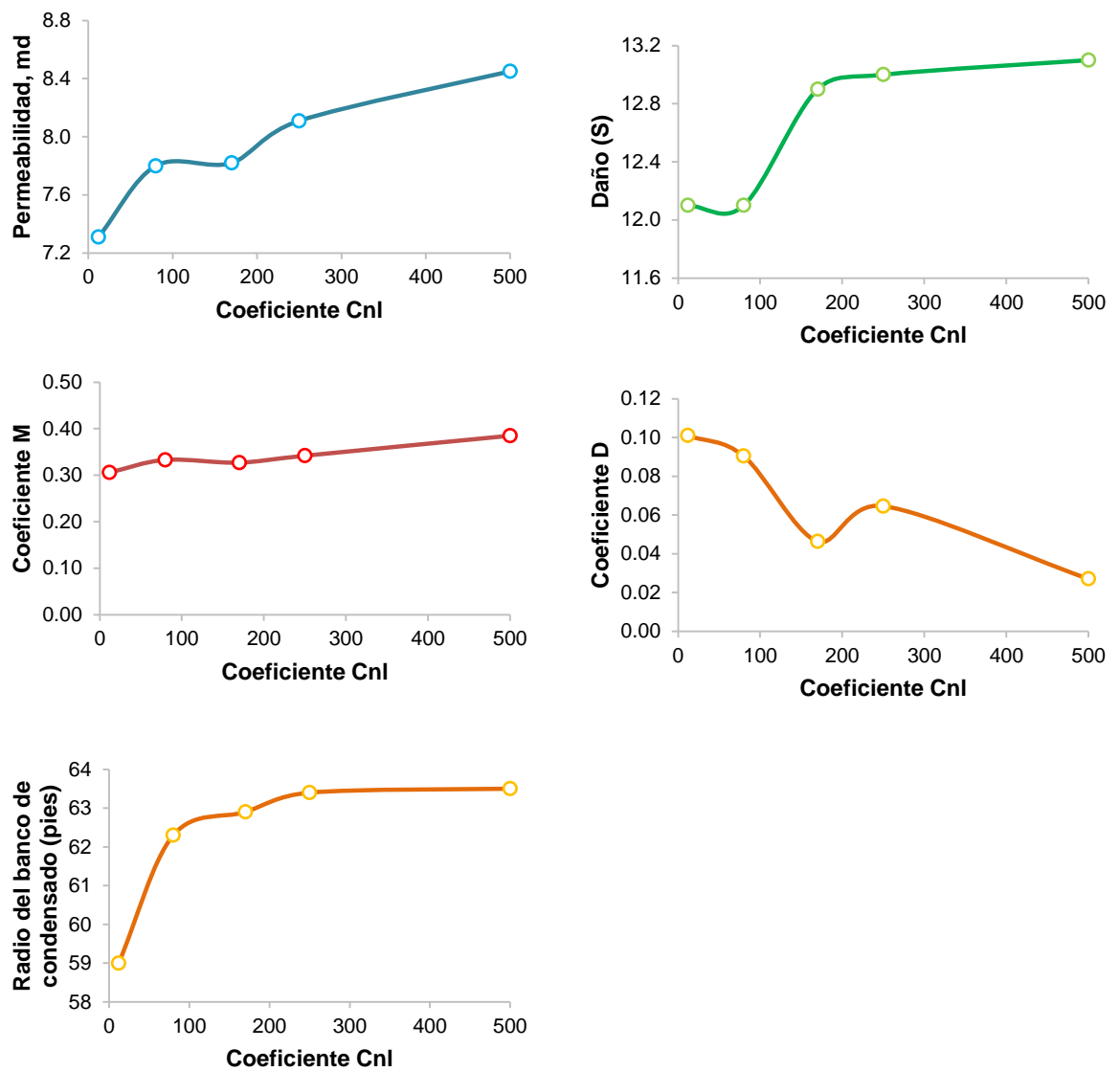
MODELO	PARÁMETROS				
	K (md)	S	M	D	Ri (pies)
$C_{nl} = 12$	7.31	12.1	0.306	0.101	59
$C_{nl} = 80$	7.8	12.1	0.333	0.0904	62.3
$C_{nl} = 170$	7.82	12.9	0.327	0.0463	62.9
$C_{nl} = 250$	8.11	13	0.342	0.0646	63.4
$C_{nl} = 500$	8.45	13.1	0.385	0.0270	63.5

Figura 97. Subsistencia debido al efecto geomecánico en el yacimiento (pies)



Fuente: Computer Modelling Group, CMG

Figura 98. Resultados de la interpretación de PBU a diferentes coeficientes C_{nl}

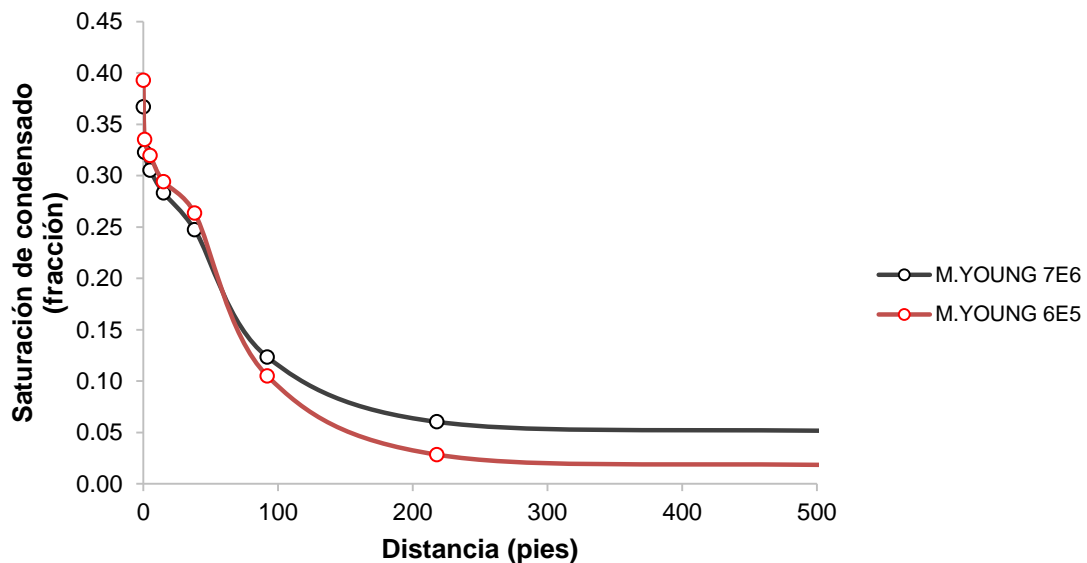


En la Figura 98 se observan las tendencias de los resultados interpretados de los PBU y tabulados en la Tabla 24.

7.4.2 Variación del Módulo de Young

El módulo de Young (E) es un indicativo de la resistencia de la roca a los esfuerzos aplicados. Valores alto de E indican menores cambios en la permeabilidad y porosidad. En la Figura 99 se pueden observar los perfiles de saturación de condensado donde a mayor E se obtiene menor acumulación de condensado en la región cercana a la cara del pozo debido a que se reduce menos la permeabilidad, y por lo tanto la productividad del pozo no se ve tan afectada con respecto al otro caso y el condensado se produce de una forma más fácil. Sin embargo, a mayor E se presenta mayor acumulación en la región lejana al pozo ($r > 50 \text{ ft}$).

Figura 99. Perfiles de saturación de condensado a diferentes módulos de Young



En la Tabla 25 se presentan los resultados de los PBU y se puede observar que a menor módulo de Young se obtiene un menor valor de permeabilidad y un daño más alto acompañado de un mayor radio del banco de condensado. Por otra

parte, en la Figura 100 se presentan las curvas de las derivadas donde no se observa un cambio significativo.

Figura 100. Derivadas de la pseudopresión a diferentes módulos de Young

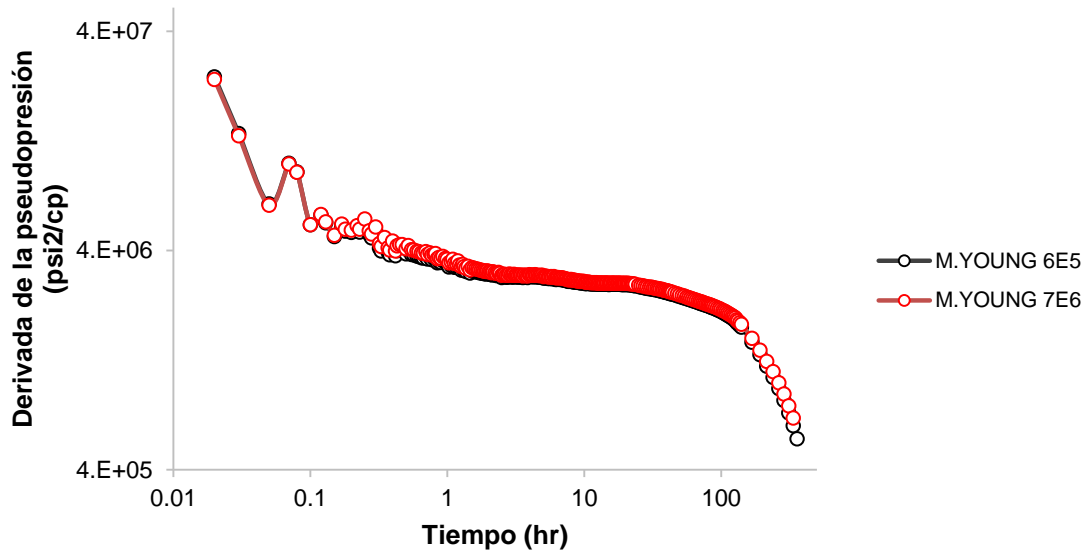


Tabla 25. Resultados de la interpretación de los PBU a diferentes módulos de Young

MODELO	PARÁMETROS				
	<i>K</i> (md)	<i>S</i>	<i>M</i>	<i>D</i>	<i>Ri</i> (pies)
E = 6E5	6.44	13	0.265	0.0046	68.8
E = 7E6	7.82	12.9	0.327	0.0463	62.9

7.4.3 Variación de la relación de Poisson

Figura 101. Perfiles de saturaciones de condensado a diferentes relaciones de Poisson

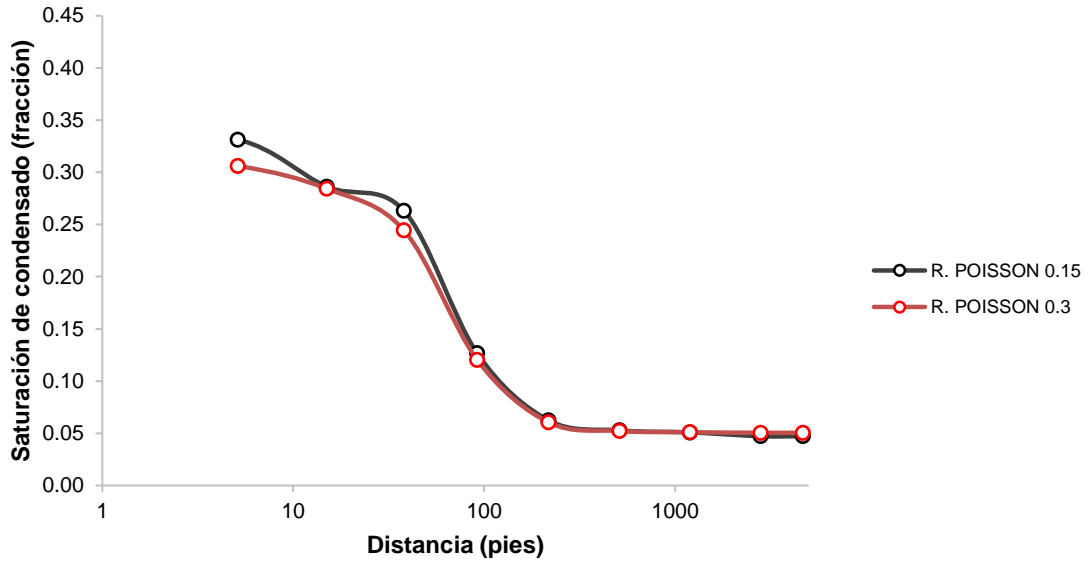


Figura 102. Perfiles de presión a diferentes relaciones de Poisson

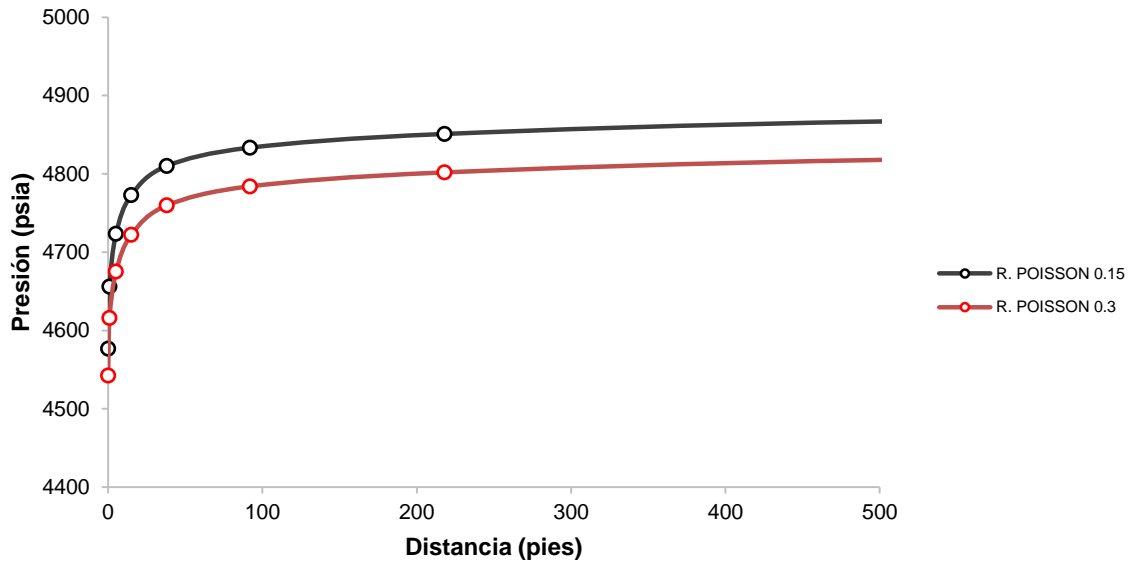
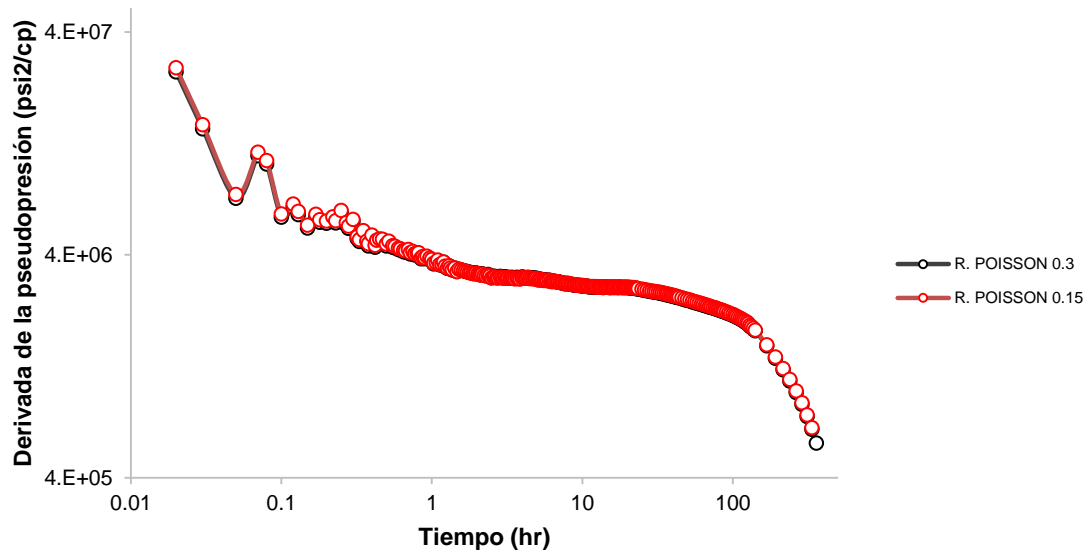


Tabla 26. Resultados de la interpretación de los PBU a diferentes relaciones de Poisson

MODELO	PARÁMETROS				
	<i>K</i> (md)	<i>S</i>	<i>M</i>	<i>D</i>	<i>Ri</i> (pies)
$\nu = 0.15$	7.25	12.1	0.313	0.1	57.7
$\nu = 0.30$	7.13	12.2	0.303	0.178	64.5

Figura 103. Derivadas de la pseudopresión a diferentes relaciones de Poisson



Al realizar una sensibilidad de la relación de Poisson se obtienen los comportamientos descritos en las Figuras 101-103 donde se evidencia que no existe una gran variación entre los dos casos extremos. Asimismo, en la Tabla 26 se presentan los resultados interpretados en los PBU donde las magnitudes de permeabilidad, daño y radio del banco de condensado no varían significativamente.

8. CONCLUSIONES

1. El daño asociado al banco del condensado es muy sensible al tiempo de producción adicional y la tasa de producción de gas. De tal forma que el daño puede aumentar hasta un 40% y 50% del valor inicial, junto con un incremento del 50% del radio del banco de condensado. Además, se comprobó que estos efectos se pueden identificar en la curva de la derivada como una serie de desplazamientos y ligeros cambios en la tendencia con respecto a la curva base.
2. Al considerar el efecto del daño por flujo no Darcy y el efecto del número capilar en el modelo de gas condensado se observa que no existen cambios significativos en la curva de la derivada. Sin embargo, estos efectos impactan la forma en como el condensado se distribuye a lo largo del yacimiento y el diferencial de presión en la región cercana del pozo.
3. Los parámetros más influyentes en el modelo de gas condensado naturalmente fracturados son el espaciamiento vertical de las fracturas y la permeabilidad de las fracturas. A mayor densidad de fracturas se enmascara el efecto del comportamiento de un modelo de doble porosidad porque el yacimiento se comporta como homogéneo y la curva de la derivada de la pseudopresión tiende a ser horizontal. Mientras que cuando existen pocas fracturas naturales, se observa la formación del valle característico de la transición entre el flujo radial infinito de las fracturas y el total del sistema, donde la matriz contribuye de forma significativa al flujo de fluidos.
4. Al adicionar las fracturas naturales al modelo de gas condensado la productividad de los pozos se impacta positivamente aumentando la permeabilidad interpretada por Saphir en los PBU. Por otra parte, el daño

disminuye debido a que el flujo se da principalmente en las fracturas y estas no poseen una alta capacidad de almacenamiento dando como resultado radios del banco de condensado menores que el modelo de gas condensado.

5. Con la adición del módulo de geomecánica al modelo de gas condensado es posible determinar el impacto del cambio de los esfuerzos efectivos en la permeabilidad y la porosidad del modelo. A partir de los análisis realizados se determinó que el daño geomecánico oscila en un rango del 1% al 7% del daño total dependiendo de la cedencia de la roca.
6. Cuando se tienen estos dos efectos combinados no es posible realizar una disgregación con un análisis básico de la prueba de presión debido a que la derivada de la pseudopresión en el modelo de gas condensado sensible a los esfuerzos se comporta de forma similar el efecto del aumento del daño debido al banco de condensado.

9. RECOMENDACIONES

- Configurar el modelo de doble porosidad y permeabilidad a través de fracturas naturales discretas realizando un refinamiento en el plano de fractura para evaluar el comportamiento de esta configuración y a través del módulo de geomecánica realizar el modelamiento del cierre de las fracturas naturales.
- Realizar un refinamiento híbrido entre el cartesiano y el logarítmico de acuerdo al radio del banco de condensado esperado para evitar problemas de inestabilidad numérica y representar mejor el crecimiento del banco de condensado.
- Realizar la interpretación de las pruebas de presión con la pseudopresión bifásica para calcular con menos incertidumbre el daño debido al banco del condensado y realizar una mejor disgregación de los daños.
- Evaluar el impacto en la productividad de los pozos al considerar la geomecánica en un yacimiento naturalmente fracturado modelando la apertura o cierre de las fracturas naturales con el modelo de Barton-Bandis.

BIBLIOGRAFÍA

AGUILERA, R. and AGUILERA, M. Aspectos geológicos y de ingeniería en yacimientos naturalmente fracturados. Revista Fuentes. Vol. 1. 2011.

AGUILERA, R. Exploring For Naturally Fractured Reservoirs. SPWLA 24th Annual Logging Symposium. Society of Petro-physicists and Well-Log Analysts. 1983.

AHMED, T. Reservoir engineering handbook. Third Edition. Gulf Professional Publishing. 2006.

ANDERSON, E. and HUBBERT, M. The dynamics of faulting and dyke formation with applications to Britain. New York: Hafner Publishing Company. 1972.

AZIZ, K. and SETTARI, A. Petroleum reservoir simulation. London: Applied Science Publishers. 1979.

BARTON, C. ZOBACK, M. and MOOS, D. Fluid flow along potentially active faults in crystalline rock. Geology: Vol. 23, No 8. 1995.

BERTHIER, A. and SAMANIEGO, V. Relative Permeabilities of Gas Condensate Heterogeneous Porous Media. SPE 59049 prepared for presentation at the European Petroleum Conference held in Villa Hermosa Mexico, February, 2000.

BOURDAROT, G. Well testing: Interpretation methods. Paris: Editions Technip. 1998.

BOURDET, D. and JOHNSON, P. Fundamentals of well test design and analysis. 2001.

BOURNE, S. J.; BRAUCKMANN, F.; RIJKELS, L.; STEPHENSON, B. J.; WEBER, A.; and WILLEMSE, E. J. M. Predictive modeling of naturally fractured reservoirs using geomechanics and flow simulation. En Society of Petroleum Engineers 87253-MS, January, 2000.

BRATTON, T., et al. La naturaleza de los yacimientos naturalmente fracturados. Oilfield Review. 2006.

BYERLEE, J. Friction of rocks. Pure and applied geophysics. Vol. 116, No 4-5. 1978.

CHEN, H. and TEUFEL, L. Coupling Fluid-Flow and Geomechanics in Dual-Porosity Modeling of Naturally Fractured Reservoirs - Model Description and Comparison. En Society of Petroleum Engineers 59043-MS, January, 2000.

CHEN, W. H.; WASSERMAN, M. L.; and FITZMORRIS, R. E. A Thermal Simulator for Naturally Fractured Reservoirs. En Society of Petroleum Engineers 16008-MS, January, 1987.

CMG. Simulador avanzado de yacimientos composicionales y no convencionales: GEM. Guía para el usuario. 2013.

DE SWAAN, A. A Three-Phase Model For Fractured Reservoirs Presenting Fluid Segregation. Society of Petroleum Engineers 10510-MS, January, 1982.

DEAN, R. and LO, L. Simulations of naturally fractured reservoirs. 1988.

DENGO, C. and COVEY, M. Structure of the eastern Cordillera of Colombia: for trap Styles and regional tectonics. American Association of Petroleum Geologists, 1993.

ESCOBAR, F. Análisis moderno de pruebas de presión. 2010

FEVANG, O. Gas condensate flow behavior and sampling. PhD thesis. Norges Tekniske Hogskole. 1995.

FIGUERA, A. y GÓMEZ, E. Estudio de los daños y pseudo daños asociados a yacimientos de gas y gas condensado. 2007.

FJAR, E. et al. Petroleum related rock mechanics. Vol. 53. Elsevier, 2008.

FJAR, E. HOLT, R. RAAEN, A. RISNES, R. and HORSRUD, P. Petroleum related rock mechanics. Vol. 53. Elsevier, 2008.

GONDOUIN, M. IFFLY, R. and HUSSON, J. An Attempt to Predict the Time Dependence of Well deliverability in Gas-Condensate Fields. Society of Petroleum Engineering Journal. June 1967.

HERRERA, C. y MONTOYA, J. Monografía sobre Yacimientos Composicionales. Universidad Nacional de Medellín. 2003.

HORNER, R. Modern well test analysis. Petroway Inc. 1995.

HOUZÉ, O., et al. Dynamic Data Analysis: The Theory and Practice of Pressure Transient, Production Analysis, Well Performance Analysis, Production Logging and the Use of Permanent Downhole Gauge Data. 2011.

JAMBAYEV, A. Discrete Fracture Network Modeling for a Carbonate Reservoir. Thesis Doctoral. Colorado School of Mines. 2013.

JHAVERI, B. and YOUNGREN, G. Three Parameter Modification of the Peng

Robinson Equation of State to Improve Volumetric Predictions. SPEERE. 1988

JONES, J. and RAGHAVAN, R. Interpretation of Pressure-Buildup Responses in Gas-Condensate Wells. SPEFE March, 1989.

KAPPA. Dynamic Data Analysis. 2011.

LIMA, B. Simulação de Reservatórios Naturalmente Fraturados. Trabajo de grado, Mestre pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil do Departamento de Engenharia Civil da Pontificia Universidade Catolica. Rio de Janeiro. 2013.

MARTÍNEZ J. Structural evolution of the Llanos foothills, Eastern Cordillera, Colombia, Journal of South American Earth Sciences 21, 2006.

MOORE, T. and SLOBOD, R. Displacement of Oil by Water-Effect of Wettability, Rate, and Viscosity on Recovery. SPE paper 502, presented at the 30th Annual Fall Meeting of the Petroleum Branch of the AIME, New Orleans. 1995.

MORA, A. Inversion tectonics and exhumation processes in the Eastern Cordillera of Colombia (Disertación Doctoral). University of Postdam, Germany. 2007.

MOSES, P. and DONOHOE, C. Gas condensate reservoirs. Petroleum Engineering Handbook. SPE. 1962.

Nexus Technical Reference. Halliburton.

NIETO, A. CAMACHO, J. y RUIZ, E. Determinación de parámetros para los modelos elastoplásticos Mohr-Coulomb y Hardening Soil en suelos arcillosos. Revista Ingenierías. Universidad de Medellín. 2009.

OSORIO, G. Geomecánica de reservorios. Facultad de Minas, Medellín, Colombia.

PENG, D. and ROBINSON, D. A New Constant Equation of State. 1976.

PEÑUELA, G. CIVAN, F. HUGHES, R. G. and WIGGINS, M. Time-dependent shape factors for interporosity flow in naturally fractured gas-condensate reservoirs. In SPE Gas Technology Symposium. Society of Petroleum Engineers. 2002.

PLAXIS. Materials models manual. Version 8. 2004.

POLLARD, D. and FLETCHER, R. Fundamentals of structural geology. Cambridge University Press. 2005.

PRAGER, W. An Introduction to Plasticity. Addison-Wesley, Amsterdam and London. 1959.

RA, N. Geologic Analysis of Natural y Fractured Reservoirs, Massachusetts, EUA. 2001.

RAGHAVAN, R., et al. Practical considerations in the analysis of gas-condensate well tests. SPE Reservoir Evaluation & Engineering. Vol. 2, No 03. 1999.

ROUSSENNAC, B. Gas Condensate Well Test Analysis. Report (Degree of Master of Science). Stanford University. Department of Petroleum Engineering. June, 2001.

SANTOS, J. Simulación dinámica de banco de líquidos en yacimientos de gas condensado. 2010.

SONIER, F.; and EYMARD, R. A New Simulator for Naturally Fractured Reservoirs. Society of Petroleum Engineers 16006-MS, January, 1987.

TOLENTINO, V. Aplicación de la mecánica de rocas de las rocas en tunelería. Curso de Métodos de Excavación de Túneles. 2014.

VAN GOLF-RACHT, T. Fundamentals of fracture reservoir engineering. Elsevier. 1982.

VILLAR N. and KAMMER A. et al. Significance of fracture associations in the structural evolution of Monterralo Anticline, Eastern Foothills, Eastern Cordillera of Colombia. Geología Colombiana, Universidad Nacional de Colombia. 2011.

WHITSON, C. and FEVANG, O. Modeling Gas Condensate Well Deliverability. SPE 30714 prepared for presentation at the 1999 SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Dallas. October, 1999.

YAMAMOTO, R. H.; PADGETT, J. B.; FORD, W. T.; and BOUBEGUIRA, A. Compositional Reservoir Simulator for Fissured Systems - The Single-Block Model. En Society of Petroleum Engineers 4293-MS, January, 1972.

ZELLOU, A. M.; OUENES, A.; and BANIK, A. K. Improved Fractured Reservoir Characterization Using Neural Networks, Geomechanics and 3-D Seismic. Society of Petroleum Engineers 30722-MS, January, 1995.

ZOBACK, M. D. Reservoir geomechanics. Cambridge University Press. 2007.