

**EVALUACIÓN DEL EFECTO DE LA COMPACTACIÓN DE LA ROCA SOBRE
LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS MEDIANTE SIMULACIÓN
NUMÉRICA DE YACIMIENTOS**

JAIRO ENRIQUE DIMATÉ BAUTISTA

JAVIER ORLANDO MURCIA PEÑA

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA
2011**

**EVALUACIÓN DEL EFECTO DE LA COMPACTACIÓN DE LA ROCA SOBRE
LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS MEDIANTE SIMULACIÓN
NUMÉRICA DE YACIMIENTOS**

JAIRO ENRIQUE DIMATÉ BAUTISTA

JAVIER ORLANDO MURCIA PEÑA

**TRABAJO DE GRADO PARA OPTAR EL TÍTULO DE
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**ING. CESAR AGUSTO PINEDA GÓMEZ
DIRECTOR**

**ING. ELKIN RODOLFO SANTAFE RANGEL
CO-DIRECTOR**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2011

DEDICATORIA

A DIOS, a quien una vez hice la promesa de que “Todo lo que haga lo haré para ÉL”, promesa que recordé hace unos momentos, Promesa que no volveré a olvidar y sobre la cual se basará mi vida de nuevo.

A mis Padres, Rosalía Bautista y Héctor Jairo Dímaté, a mis hermanitos, Tatis y John Edinson Dímaté [Mi familia]. Los AMO, he llegado hasta acá gracias a Ustedes.

**SIEMPRE HAN SIDO MI MÁS GRANDE MOTIVACIÓN
Y LO SEGUIRÁN SIENDO.**

Jairo E. Dímaté Bautista.

DEDICATORIA.

*A Dios, por brindarme sabiduría, entendimiento y darme vida para
cumplir esta gran primer meta.*

*A mis padres Orlando Murcia Ruiz y Nubia Stella Peña Quiroga,
por enseñarme la importancia del estudio y el trabajo, por su
perseverancia y optimismo ante las situaciones difíciles de la vida,
por brindarme su apoyo y amor incondicional.*

*A mis hermanos Sandra Milena Murcia y Julian David Murcia
Peña, por estar con mígo en las buenas y malas, por colaborarme ellos
momento más difíciles y entender la importancia de la unidad
familiar.*

*A mis padrinos Dora María Murcia Ruiz y Luis Alberto Mancera
Fontecha, por brindarme un apoyo fundamental en mí desarrollo
profesional y moral A toda mi familia por creer en mí..*

*A Nidia María Reina Díaz, por acompañarme durante gran parte
de mí vida, por ser la mujer confidente y cariñosa que siempre he
conocido, por estar en las buenas y malas, por enseñarme la
importancia de querer y amar y por ayudar a construir la persona
que soy hoy en día.*

A mis amigos de infancia, porque gracias a ellos entendí lo que es correcto y lo que no es correcto.

A mis amigos de carrera, Milena, Lida, Yeison, Norida, Monicas, Jose Miguel, Arcadio, wandu, marcela, uyasaba, juancho, chupas, yeison gíl, Oviedo, Gustavo, John, Jhon, Abuelo, Sergio el español, lisseth, , curva, con algunos de ellos comencé mi proceso de aprendizaje y espero verlos pronto a todos en el ámbito profesional.

A mis amigos de Juego, Gerardo, Josefer, Karel, Víctor, Darwin, Stíck, Morales, Murcia, wisley, Yuly, jym, catherín, por pasar momentos muy agradables y fabulosos.

A mis grandes amigos de estudio y confianza, yessica, wilmar, andres y martha. Conocerlos es un gran privilegio y espero poder seguir compartiendo experiencias junto a ellos.

A mi compañero de tesis Jairo Dímaté, por acompañarme en este gran proceso, sus ideas son parte fundamental de este trabajo.

Javier Orlando Murcia Peña

AGRADECIMIENTOS

A Javier Murcia por la paciencia que me tuvo y el empeño que invirtió en este proyecto.

A Elkin Santafé, Por su apoyo y por esforzarse en transmitírnos que con esfuerzo podemos hacer cosas grandes.

A William Navarro, A Cesar Pineda, por sus aportes y apoyo en el desarrollo del proyecto.

Al cuerpo docente de la Escuela De Ingeniería De Petróleos, por aportarnos sus valiosos conocimientos y experiencias para nuestra formación profesional y académica.

A mis amigas Mónica y Stephy por su compañía, sus consejos y su apoyo. Las quiero mucho.

A mi Nata, Gracias por los nuevos planes.

A mis amigos, Sergio Álvarez (compañero de lucha), Gabriel Vélez, Michelle, Laura O, John Jarver, Julián L., Milénita, Daniela, Flavia, lida, Sergio (españolote), y a todos los que hicieron parte de esta familia. Por los momentos que compartimos, por su apoyo, y por acompañarme durante lo que por 5 años fue como mi casa.

A todos los que de una u otra manera aportaron para permitirme alcanzar este logro y que por cuestiones desmemoriales se me escapan en este momento.

Jairo E. Dímaté Bautista

AGRADECIMIENTOS

*A tan gran prestigiosa Universidad por brindarme su conocimiento.
UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER.*

*A Elkin Rodolfo Santafé Rangel, por apoyarme, brindarme su
confianza y conocimiento.*

*A Cesar Augusto Pineda, por creer en nosotros, apoyarnos y
brindarnos su conocimiento.*

*A William Navarro, por colaborarnos con su conocimiento, por
asesorarnos en todas las dudas presentes en este trabajo, por ser una
persona tolerante y paciente, muchas gracias.*

AL ex grupo de investigación GITAH y sus ex integrantes.

*A todos los docentes de la Escuela de Ingeniería de Petróleos, su
conocimiento es muy valioso y espero puedan seguir transmitiendo
este conocimiento generación tras generación.*

Javier Orlando Murcia Peña

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	26
1. CONCEPTOS FUNDAMENTALES.	29
1.1.ESFUERZO.	29
1.1.1. Fuerzas Internas.	30
1.1.2. Fuerzas Externas.	31
1.2. PRINCIPIO DE ESFUERZO EFECTIVO:	33
1.3. DEFORMACIÓN.	36
1.3.1. Deformación Irrotacional.	36
1.4. DIAGRAMA ESFUERZO vs. DEFORMACIÓN.	37
1.5. HISTORIA DE SEDIMENTACIÓN.	41
1.6. LA COMPRESIBILIDAD DE LA ROCA	42
1.7. COMPACTACIÓN.	43
1.7.1. Causas.	45
1.7.2. Parámetros de yacimiento afectados.	46
1.7.3. Yacimientos sensibles a la compactación.	47
1.7.4. Pruebas de Laboratorio.	51
1.8. LA IMPORTANCIA DE DETERMINAR LA VARIACIÓN DE LA POROSIDAD Y PERMEABILIDAD EN EL YACIMIENTO.	55
2. PARÁMETROS PETROFÍSICOS Y TIPOS DE YACIMIENTOS.	58
2.1. COMPRESIBILIDAD DE LA FORMACIÓN.	62
2.2. POROSIDAD.	71
2.2.1. Factores que gobiernan la magnitud de la porosidad.....	72
2.2.2. Variación de la porosidad por efecto de la presión neta de confinamiento. 73	
2.3. YACIMIENTOS APRETADOS (TIGHT GAS).	75
2.3.1. Experimentos de laboratorio acerca del efecto del esfuerzo sobre la permeabilidad.	75
2.4. YACIMIENTOS NO CONSOLIDADOS.....	78

2.5. YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS.....	79
2.5.1. Clasificación de los yacimientos fracturados.	80
2.5.2. Importancia de la compresibilidad en yacimientos calizas.	81
3. CONSTRUCCIÓN DEL MODELO CONCEPTUAL DE SIMULACIÓN	83
3.1. INFORMACIÓN NECESARIA PARA LA SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS.....	83
3.1.1. Descripción física del yacimiento.	83
3.1.2. Construcción de los modelos conceptuales.	84
3.1.3. Dimensiones del Grid de simulación.	85
3.1.4. Propiedades de los fluidos.	85
3.1.5. Propiedades de la roca.	85
3.2. YACIMIENTO APRETADO (TIGHT GAS).....	86
3.2.1. Compresibilidades.	87
3.2.2. Variación de la porosidad y permeabilidad por efecto de la presión neta de confinamiento.	90
3.2.3. Efecto del aumento de la presión neta de confinamiento (Compactación). 95	
3.2.4. Componentes del modelo conceptual.	96
3.2.5. Tabla de Permeabilidad Relativa.....	99
3.2.6. Otras características.	101
3.2.7. Resultado Obtenidos.....	102
3.3. YACIMIENTO NO CONSOLIDADO.....	103
3.3.1. Compresibilidad.	105
3.3.2. Componentes.	105
3.3.3. Efecto de la compactación.	106
3.3.4. Reducción en la permeabilidad.	109
3.3.5. Permeabilidades relativas.	111
3.3.6. Otras características.	113
3.3.7. Resultados Obtenidos.....	113
3.4. YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS.....	116

3.4.1. Compresibilidad.	118
3.4.2. Componentes.	119
3.4.3. Efecto de la compactación.	124
3.4.4. Reducción en la permeabilidad.	125
3.4.5. Permeabilidades Relativas.	125
3.4.6. Otras características.	129
3.4.7. Resultados Obtenidos.	130
4. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD.	132
4.1. YACIMIENTO APRETADO (TIGHT GAS).	133
4.1.1. Análisis de sensibilidad a la porosidad.	133
4.1.2. Análisis de sensibilidad a la permeabilidad.	134
4.1.3. Análisis de sensibilidad a la compresibilidad.	135
4.1.4. Análisis de sensibilidad a los multiplicadores de porosidad.	136
4.1.5. Análisis de sensibilidad a la permeabilidad normalizada.	142
4.1.6. Análisis de sensibilidad “método telaraña”.	146
4.2. MODELO NO CONSOLIDADO.	147
4.2.1. Análisis de sensibilidad a la porosidad.	147
4.2.2. Análisis de sensibilidad a la permeabilidad.	148
4.2.3. Análisis de sensibilidad a la compresibilidad.	150
4.2.4. Análisis de sensibilidad a la compresibilidad de compactación.	151
4.2.5. Análisis de sensibilidad a la presión de compactación.	153
4.2.6. Análisis de sensibilidad a los multiplicadores de permeabilidad.	155
4.2.7. Análisis de sensibilidad “método telaraña”.	157
4.3. YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS.	158
4.3.1. Análisis de sensibilidad a la porosidad.	158
4.3.2. Análisis de sensibilidad a la permeabilidad.	161
4.3.1. Análisis de sensibilidad a la compresibilidad.	163
4.3.1. Análisis de sensibilidad a la compresibilidad de compactación.	164
4.3.2. Análisis de sensibilidad a la presión de confinamiento.	166

4.3.3. Análisis de sensibilidad a los multiplicadores de permeabilidad.....	169
4.3.4. Análisis de sensibilidad “método telaraña”.....	170
4.3.5. Cuantificación de las variables más sensibles.....	172
CONCLUSIONES	174
RECOMENDACIONES	176
BIBLIOGRAFIA	177
NOMECLATURA	181

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Fuerza Externa actuando sobre un bloque de material continuo.....	32
Figura 2. Representación esquemática de la presión litostatica y sus componentes.	35
Figura 3. Esquema del esfuerzo de los estratos de sobrecarga y presión de poros.	35
Figura 4. Diagrama de Esfuerzo vs. Deformación	40
Figura 5. Variación del número de contactos y la porosidad con la profundidad de enterramiento.....	42
Figura 6. Histéresis de la compactación.	44
Figura 7. Caso del Campo Zuata	48
Figura 8. Estimaciones locales de la evolución del stress debida a la variación en la presión de poro y la temperatura.	50
Figura 9. Clasificación de esfuerzos de compactación.	52
Figura 10. Prueba de compactación Tensión-Uniaxial.	53
Figura 11. Prueba Hidrostática Para la Compactación	55
Figura 12 Esquema de esfuerzos que actúan sobre una roca totalmente saturada a una profundidad dada.	60
Figura 13. Efecto de la compactación con aumento de la presión neta de confinamiento.....	62
Figura 14. Esquema del efecto de las presiones de poro y confinamiento sobre la roca.	66
Figura 15. Esquema de compresibilidades para yacimientos clásticos.	67
Figura 16. Relación de compresibilidades versus presión aplicada, para arenas no consolidadas, illite clay, limestone, areniscas y shales.	68
Figura 17. Comportamiento de la compresibilidad en función de materiales dúctiles y duros.	70
Figura 18. Esquema de la morfología de la roca, prospecto A (a la izquierda) y prospecto D (a la derecha).	70
Figura 19. Esquema de granos de diferente tamaño (A) y con forma esférica (B).	72
Figura 20. Relación permeabilidad Normalizada Vs Presión neta de confinamiento	77
Figura 21. Reducción de la permeabilidad normalizada de areniscas con fragmento de shale y sin fragmentos.	77
Figura 22. Comparación efecto de la compactación.	78
Figura 23. Sistema de clasificación de yacimientos naturalmente fracturados	80

Figura 24. Modelo conceptual para un yacimiento tight gas.	87
Figura 25 Grafica de porosidad versus presión neta de confinamiento, para cada tipo de roca.	88
Figura 26. Porosidad versus Presión de yacimiento.	88
Figura 27. Compresibilidad de la formación versus Presión de yacimiento.	90
Figura 28. Permeabilidad versus porosidad para cada tipo de roca.	91
Figura 29. Permeabilidad versus Presión, para cada tipo de roca.....	92
Figura 30. Porosidad normalizada versus Presión del yacimiento.....	93
Figura 31. Permeabilidad normalizada versus Presión del yacimiento.	94
Figura 32. ingreso de Porosidad y Permeabilidad normalizadas en función de la presión de yacimiento.	95
Figura 33. Zg versus Presión.	97
Figura 34. Viscosidad del gas versus presión de yacimiento.....	97
Figura 35. Factor volumetrico del gas versus Presión de yacimiento.	98
Figura 36. Eg versus Presión de yacimiento.....	98
Figura 37. Permeabilidad relativa del agua versus Saturación de Agua (K_{rw} vs S_w).....	100
Figura 38. Permeabilidad Relativa del gas versus Saturación de Líquido (K_{rg} vs S_l).	100
Figura 39. Cambio de valor a la permeabilidad de 30.000 md en la primera capa radial.	101
Figura 40. Cambio de valor de la permeabilidad en las 3 capas.....	102
Figura 41. Acumulación de Gas versus tiempo de simulación.	103
Figura 42. Modelo conceptual de un yacimiento no consolidado.....	104
Figura 43. Porosidad versus presión de yacimiento a 2500 ft de profundidad....	108
Figura 44. Ingreso del valor de compresibilidad y presión de confinamiento.	108
Figura 45. Reducción de la permeabilidad normalizada versus la presión de yacimiento, bajo diferentes multiplicadores de permeabilidad.	110
Figura 46. Permeabilidad relativa del aceite y agua versus saturación de agua.	112
Figura 47. Permeabilidad relativa del aceite y gas versus saturación de líquido.....	112
Figura 48. Esquema del yacimiento conceptual y sus perforaciones en las 10 capas.	113
Figura 49. Comparación de la producción acumulada de aceite para los dos primeros casos de simulación.	114
Figura 50. Comparación de los 3 casos de simulación.....	114
Figura 51. Registro yacimiento Valhall.....	116
Figura 52. Modelo conceptual de un yacimiento no consolidado.....	117
Figura 53. Esquema de la variación de la compresibilidad en función de la porosidad y la presión del yacimiento.	118

Figura 54. Creación del PVT mediante la opción Import Black OIL PVT.....	120
Figura 55. Región PVT.....	120
Figura 56. Simulador de PVT KAPPA v2.01.01.....	121
Figura 57. Datos generados por el simulado KAPPA.....	121
Figura 58. Factor volumétrico del aceite, ingresado mediante IMEX y corregido por STARS.	122
Figura 59. Densidad del aceite, ingresado mediante IMEX y corregido por STARS.	122
Figura 60. Viscosidad del aceite, ingresado mediante IMEX y corregido por STARS.	123
Figura 61. Relación Gas/Aceite, ingresado mediante IMEX y corregido por STARS.	123
Figura 62. Ingreso del valor de compresibilidad y presión de confinamiento.....	124
Figura 63. Variación de la permeabilidad para los diferentes valores de porosidad, multiplicador de permeabilidad de 30	126
Figura 64. Permeabilidad relativa del aceite y agua versus saturación de agua, capa 1-5.....	127
Figura 65. Permeabilidad relativa del aceite y agua versus saturación de agua, capa 6.....	127
Figura 66. Permeabilidad relativa del aceite y agua versus saturación de agua, capa 7-8.....	128
Figura 67. Permeabilidad relativa del aceite y agua versus saturación de agua, capa 9-11.....	128
Figura 68. Permeabilidad relativa del aceite y agua versus saturación de agua, capa 11-20.....	129
Figura 69. Esquema del yacimiento conceptual y sus perforaciones en las 20 capas.....	129
Figura 70. Comparación de la producción sin efecto de la compactación y con efecto de la compactación.....	131
Figura 71. Comparación de la producción sin efecto de la compactación, efecto de la compactación y aplicación de la reducción en la permeabilidad.....	131
Figura 72. Variación de gas acumulado bajo diferentes valores de porosidad. ...	133
Figura 73. Variación de gas acumulado bajo diferentes valores de permeabilidad.....	135
Figura 74. Muestra el comportamiento de la función polinomial orden 3 para los factores 0.3 y 0.1.....	138
Figura 75. Porosidad normalizada versus Presión del yacimiento.....	139
Figura 76. Variación de la producción acumulada de gas bajo los factores de 0.8, 1 y 1.2 sobre los multiplicadores de porosidad.....	142

Figura 77. Esquema de los valores de permeabilidad normalizados.	143
Figura 78. Variación de la producción acumulada de gas bajo factores de 0.8 y 1.2 sobre los multiplicadores de permeabilidad.	146
Figura 79. Análisis de sensibilidad método telaraña, modelo yacimiento apretado (Tight gas).....	147
Figura 80. Variación de la compactación y su reducción en la permeabilidad bajo los diferentes valores de porosidad.	148
Figura 81. Variación de la compactación y su reducción en la permeabilidad bajo los diferentes valores de permeabilidad.....	149
Figura 82. Variación de la compactación y su reducción en la permeabilidad bajo los diferentes valores de compresibilidad.	150
Figura 83. Variación de la compresibilidad, en función de la presión del yacimiento a una presión de confinamiento, porosidad de 0.29 y permeabilidad de 1000 md (caso base).	152
Figura 84. Variación de la compactación y su reducción en la permeabilidad bajo los diferentes valores de compresibilidad de compactación.	152
Figura 85. Variación de la presión del yacimiento la presión de confinamiento a una porosidad de 0.29 permeabilidad de 1000 md (caso base).	154
Figura 86. Variación de la compactación y su reducción en la permeabilidad bajo los diferentes valores de presión de compactación.	155
Figura 87. Variación de la compactación y su reducción en la permeabilidad bajo los diferentes valores de multiplicadores de permeabilidad.....	156
Figura 88. Análisis de sensibilidad método telaraña, modelo yacimiento no consolidado.....	157
Figura 89. Extrapolación e interpolación de los datos.....	159
Figura 90. Variación de la compactación y su reducción en la permeabilidad bajo los diferentes valores de porosidad.	160
Figura 91. Variación de la compactación y su reducción en la permeabilidad bajo los diferentes valores de permeabilidad de matriz.	162
Figura 92. Variación de la compactación y su reducción en la permeabilidad bajo los diferentes valores de permeabilidad de fractura.....	162
Figura 93. Variación de la compactación y su reducción en la permeabilidad bajo los diferentes valores de compresibilidad.	164
Figura 94. Interpolación de porosidad y presión de confinamiento, para determinados valores de compresibilidad.....	165
Figura 95. Variación de la compactación y su reducción en la permeabilidad, en el análisis de la acumulación de aceite bajo diferentes valores de compresibilidad de compactación.....	166
Figura 96. Interpolación de porosidad y presión de confinamiento, para	

determinados valores de compresibilidad.....	167
Figura 97. Variación de la compactación y su reducción en la permeabilidad bajo los diferentes valores de presión de confinamiento.	169
Figura 98. Variación de la compactación y su reducción en la permeabilidad bajo los diferentes valores de multiplicadores de permeabilidad.....	170
Figura 99. Análisis de sensibilidad método telaraña, modelo yacimiento naturalmente fracturado.....	171
Figura 100. Porcentaje de error para yacimiento apretado.....	172
Figura 101. Porcentaje de error para yacimiento no consolidado.....	173
Figura 102. Porcentaje de error para yacimiento naturalmente fracturado.....	173

LISTA DE TABLAS

Pág.

Tabla 1. Características del modelo conceptual.....	86
Tabla 2. Variación de la comprensibilidad por efecto de la disminución de la presión del yacimiento.	89
Tabla 3. Valores de Permeabilidad en función de la presión del yacimiento.....	92
Tabla 4. Normalización de la porosidad en función de la presión del yacimiento..	93
Tabla 5. Permeabilidad Normalizada en función de la presión del yacimiento.....	94
Tabla 6. Descripción de las condiciones iniciales del yacimiento.....	96
Tabla 7. Valores asignados para crear la tabla de permeabilidad relativa mediante correlaciones.....	99
Tabla 8. Características del modelo conceptual.....	104
Tabla 9. Descripción de las condiciones del fluido de yacimiento.....	105
Tabla 10. Presiones de sobrecarga Vs porosidad.....	106
Tabla 11. Presión de yacimiento y sobrecarga con su respectivo valor de porosidad.....	107
Tabla 12. Valores asignados para crear la tabla de permeabilidad relativa mediante correlaciones.....	111
Tabla 13. Características del modelo conceptual.....	117
Tabla 14. Valores de porosidad, comprensibilidad y presión de confinamiento para las capas del modelo.....	119
Tabla 15. Descripción del fluido de yacimiento.....	124
Tabla 16. Características de la creación de las permeabilidades relativas.....	126
Tabla 17. Producción acumulada de gas para diferente valor de porosidad bajo su respectivo carácter.....	134
Tabla 18. Producción acumulada de gas para diferente valor de permeabilidad bajo su respectivo carácter.....	135
Tabla 19. Valores definidos de las constantes a, b, c, d con sus respectivos cambios en los factores.....	136
Tabla 20. Resultados de valores de (Y) en función de los factores 0.3 y 0.1.....	137
Tabla 21. Nuevos resultados de (Y) al incorporar los valores 3 y 1 dentro de la función polinómica.....	137
Tabla 22. Valores de las constantes en función del factor 0.2, para la porosidad normalizada.....	140
Tabla 23. Producción acumulada de gas para diferentes valores de porosidad normalizada en función del factor 0.2 con su respectivo carácter.....	141
Tabla 24. Valores de las constantes en función del factor 0.2, para la permeabilidad normalizada.....	144

Tabla 25. Producción acumulada de gas para diferente valores de permeabilidad normalizada en función del factor 0.2 con su respectivo carácter.....	145
Tabla 26. Variación de la producción acumulada de aceite para los escenarios de porosidad propuestos sobre la corrida de simulación tres (yacimiento compactado y su reducción en la permeabilidad).	148
Tabla 27. Variación de la producción acumulada de aceite para los escenarios de permeabilidad propuestos sobre la corrida de simulación tres (yacimiento compactado y su reducción en la permeabilidad).	149
Tabla 28. Variación de la producción acumulada de aceite para los escenario de compresibilidad propuestos sobre la corrida de simulación 3 (yacimiento compactado y su reducción en la permeabilidad).	151
Tabla 29. Variación de la producción acumulada de aceite para los escenario de compresibilidad de compactación propuestos sobre la corrida de simulación 3 (yacimiento compactado y su reducción en la permeabilidad).....	153
Tabla 30. Variación de la producción acumulada aceite para los escenarios de presión de compactación propuestos sobre la corrida de simulación 3 (yacimiento compactado y su reducción en la permeabilidad).	155
Tabla 31. Variación de la producción acumulada para los escenario de multiplicadores de permeabilidad propuestos sobre la corrida de simulación 3 (yacimiento compactado y su reducción en la permeabilidad).....	156
Tabla 32. Valores de porosidad con su correspondiente factor multiplicador.	158
Tabla 33. Interpolación de los datos.....	159
Tabla 34. Asignación de los valores de compresibilidad y presión de confinamiento para cada valor de porosidad.....	159
Tabla 35. Variación de la producción acumulada de aceite para los escenarios de porosidad propuestos sobre la corrida de simulación 3 (yacimiento compactado y su reducción en la permeabilidad).	160
Tabla 36. Variación de la producción acumulada para los escenarios de permeabilidad de matriz propuestos sobre la corrida de simulación 3 (yacimiento compactado y su reducción en la permeabilidad).	161
Tabla 37. Variación de la producción acumulada para los escenarios de permeabilidad de fractura propuestos sobre la corrida de simulación 3 (yacimiento compactado y su reducción en la permeabilidad).	163
Tabla 38. Variación de la producción acumulada de aceite para los escenarios de compresibilidad propuestos sobre la corrida de simulación 3 (yacimiento compactado y su reducción en la permeabilidad).	163
Tabla 39. Interpolación de los valores de porosidad y presión de confinamiento en función de la compresibilidad de confinamiento.....	165
Tabla 40. Variación de la producción acumulada de aceite para los escenario de	

compresibilidad de compactación propuestos sobre la corrida de simulación 3 (yacimiento compactado y su reducción en la permeabilidad).....	166
Tabla 41. Valores de porosidad con su correspondiente factor multiplicador.....	167
Tabla 42. Interpolación de la porosidad y presión de confinamiento en función de la presión de confinamiento.....	168
Tabla 43. Variación de la producción acumulada para los escenario de presión de compactación propuestos sobre la corrida de simulación 3 (yacimiento compactado y su reducción en la permeabilidad).....	168
Tabla 44. Variación de la producción acumulada para los escenarios de multiplicadores de permeabilidad propuestos sobre la corrida de simulación 3 (yacimiento compactado y su reducción en la permeabilidad).....	169

RESUMEN

TÍTULO: EVALUACIÓN DEL EFECTO DE LA COMPACTACIÓN DE LA ROCA SOBRE LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS MEDIANTE SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS*.

AUTORES: DIMATÉ BAUTISTA Jairo Enrique, MURCIA Javier Orlando.**

PALABRAS CLAVES: Compactación, esfuerzo efectivo, Presión de poro, compresibilidad, variación de la permeabilidad, variación de la porosidad.

DESCRIPCIÓN:

El principal objetivo de esta tesis es valorar el efecto de la compactación de la roca de yacimiento sobre la producción de hidrocarburos mediante el diseño de modelos conceptual usando como herramienta la simulación numérica de yacimientos.

La metodología propuesta para el desarrollo de esta tesis, se basa en la construcción de modelos de simulación con características representativas de yacimientos apretados, no consolidados y naturalmente fracturados, en los cuales se estudia la influencia de la compactación sobre la producción en yacimientos de hidrocarburos. Para hacer posible este estudio se hace necesario identificar variables de control para el modelamiento del sistema roca-fluido, así como diseñar escenarios de trabajo que permitan analizar los efectos del fenómeno.

La caída de la presión en un campo productor de hidrocarburos, bajo determinadas condiciones, puede conducir a la compactación de un yacimiento, también al movimiento de los estratos de sobrecarga y a la subsidencia de la superficie que se encuentra por encima de la zona productora del yacimiento. La compactación de un yacimiento es un proceso que puede resultar costoso, tanto para las instalaciones de producción como para las instalaciones de superficie. Sin embargo, "no puede ignorarse el efecto positivo que estos procesos pueden generar sobre la producción, donde en algunos yacimientos el fenómeno denominado empuje de roca puede ser varias veces mayor que el empuje por expansión de fluidos".

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos.

Director: Esp. César Augusto Pineda Gómez. Co-Director: Elkin Rodolfo Santafé Rangel
Director: Esp. César Augusto Pineda Gómez. Co-Director: Elkin Rodolfo Santafé Rangel
[Ingeniero de Petróleos, (C) M. Sc. Ing. Sistemas e Informática]

ABSTRACT

TITLE: EVALUATION OF COMPACTION EFFECT ON THE HYDROCARBONS PRODUCTION THROUGH NUMERICAL RESERVOIR SIMULATION.*

AUTHORS: DIMATÉ BAUTISTA Jairo Enrique, MURCIA PEÑA. Javier Orlando.**

KEY WORDS: Compaction, effective stress, Pore pressure, variation of permeability, variation of porosity.

DESCRIPTION:

The main purpose of this thesis is to evaluate the compaction effect of the reservoir rock on the Hydrocarbons production through conceptual modeling using numerical reservoir simulation.

The proposed methodology for the development of this thesis is based on building simulation models with representative features of tight, naturally fractured and unconsolidated reservoirs, where the influence of compaction on production of hydrocarbon reservoirs was evaluated. To make this study was needed to identify control variables for the modeling of rock-fluid system, and to design work scenarios to analyze the effects of this phenomenon.

The pressure drop in an oil producing field, under certain conditions, can lead to compaction of a reservoir, and also to the movement of the overburden and surface subsidence that is above the producing zone of the reservoir. A reservoir compaction is a process that can be costly, both for production and surface facilities. However, "it cannot be ignored the positive effect that these processes can be generated on the hydrocarbon production, where in some fields the phenomenon called *thrust of rock* can be several times greater than the fluid expansion drive".

* Grade Thesis

** Faculty Physique Chemical Engineering's, School Petroleum's Engineering.

Director: Esp. César Augusto Pineda Gómez. Co-Director: Elkin Rodolfo Santafé Rangel [Petroleum Engineer, (C) M. Sc. Ing. Systems]

INTRODUCCIÓN

En la actualidad los yacimientos que anteriormente presentaban cierta dificultad para poderlos manejar han empezado a tener mayor interés. La demanda de recursos energéticos a nivel mundial ha permitido que una gran cantidad de recursos económicos, tecnológicos y humano sean invertidos para poder entender de una mejor manera el comportamiento de dichos yacimientos, sus características, la manera de prolongar su vida productiva y la manera de solucionar los problemas que típicamente pueden presentarse desde el momento en que se explora el yacimiento hasta los que se pueden presentar durante toda la vida productora de estos, para poder así suplir esta demanda.

El drenaje de fluidos desde el yacimiento de hidrocarburos puede causar una caída considerable en la presión de poro. Mientras que el peso de las capas que se encuentran por encima del yacimiento permanece constante, parte de este peso es soportado por la roca que compone al yacimiento y la otra parte la soporta la presión de poro, ella también ayuda a soportar el peso de las capas superiores. Consecuentemente cuando la presión de poro cae, una gran parte de la presión de la carga de overburden será soportada por la roca del yacimiento. Como resultado del aumento de la carga, la roca del yacimiento se comprimirá (compactación) hasta que se alcance un nuevo estado de equilibrio.

Unos de los problemas presentes durante la vida productiva de algunos yacimientos son la compactación y la subsidencia. Estos problemas se encuentran muy ligados pero describen procesos diferentes, la compactación es en pocas palabras la reducción del volumen del yacimiento, mientras que la subsidencia es el cambio de nivel de una superficie determinada con respecto un punto de referencia.

La compactación y subsidencia de un yacimiento son procesos que pueden resultar costosos, tanto para las instalaciones de producción como para las instalaciones de superficie. Sin embargo, “no puede ignorarse el efecto positivo que estos procesos pueden generar sobre la producción, donde en algunos yacimientos el fenómeno denominado empuje de roca [compactación] puede ser varias veces mayor que el empuje por expansión de fluidos”¹

A pesar de que la compactación y la subsidencia son procesos muy ligados en este proyecto se valorará el efecto de la compactación de la roca sobre las propiedades físicas del sistema, tales como la porosidad y la permeabilidad, su capacidad de flujo y contribución o no al mejoramiento de la productividad del yacimiento. Para poder evaluar este efecto se hace necesaria la comparación de los resultados obtenidos para cada uno de los yacimientos a estudiar, cuando no hay compactación y cuando se presenta compactación.

La compactación es un fenómeno influenciado por la composición de los fluidos contenidos en los poros de la roca, la naturaleza y el tamaño de los granos que componen la matriz de la roca y la presión.

El desarrollo de este trabajo se ha dividido en cuatro etapas, inicialmente se realiza una revisión bibliográfica, basada en los principios básicos que sirven para comprender como se desarrolla la compactación en un yacimiento y como se ha desarrollado el estudio de este fenómeno a través del tiempo. Se ha documentado durante mucho tiempo que hay cierto tipo de yacimientos en los que es muy probable que la compactación se presente, por ejemplo los yacimientos débilmente compactados, los yacimientos apretados y los yacimientos naturalmente fracturados o YNF. Cada uno de ellos presenta características particulares y podría decirse que su comportamiento en torno a la compactación

¹ Dirk D., Tron Golder K., Neal B., Phillip D., Colin S. (Invierno de 2006/2007). COMPACTACION Y SUBSIDENCIA. Oilfield Review .p. 50–69.

también lo es. En la tercera etapa se ha realizado un estudio de simulación mediante la construcción de los escenarios apropiados para el desarrollo de la compactación como se ha descrito anteriormente, en base a estos modelos se evaluará el efecto de la compactación en la productividad del yacimiento.

La metodología de simulación para los modelos nombrados tuvo en cuenta aspectos como; variaciones de la porosidad y la permeabilidad con respecto a la presión del yacimiento, la caracterización de los yacimientos se realizó a partir de trabajos ya documentados, con el fin de que los resultados obtenidos sean valores representativos.

1. CONCEPTOS FUNDAMENTALES.

La compactación es la reducción del volumen de los sedimentos debida a la compresión de la roca. Se caracteriza por una reducción en el volumen poroso del yacimiento. Generalmente, la compactación es el resultado de la acción mecánica del enterramiento de los sedimentos y el aumento del peso de los mismos durante la subsidencia (si se hace presente). En efecto el esfuerzo (stress) se aplica en la mayoría de los casos en dirección vertical y dirigida hacia abajo. Sin embargo, la compactación puede ser también el resultado de fuerzas aplicadas en varias direcciones debidas al movimiento tectónico de las capas adyacentes al yacimiento. Fertl (1976), estableció que la compactación puede relacionarse con varios parámetros tales como:

- σ : El esfuerzo del sistema (stress).
- ρ : La densidad de la formación.
- \emptyset : La porosidad de la formación.
- k : La permeabilidad de la formación.
- D : La profundidad.
- C : La compresibilidad de la roca.

Entre otras.

1.1. ESFUERZO.

El esfuerzo es una función de la fuerza aplicada por unidad de área y se representa por la letra griega sigma (σ), su unidad en el S.I. es el pascal [N/m²].

$$\sigma = \frac{\text{Fuerza}}{\text{Area}} \quad (1.1)$$

La fuerza empleada en la ecuación.1.1 debe ser perpendicular al área analizada y aplicada en el centroide del área para así tener un valor de σ constante que se distribuye uniformemente sobre el material.

Karato Shun-Inchiro (2008) define el stress como la fuerza por unidad de área que actúa sobre un plano dado a lo largo de una dirección y explica que cuando una fuerza se aplica sobre un medio continuo, el esfuerzo se desarrolla dentro de él.

Si se analiza cualquier material continuo deformado o en deformación y se considera un pequeño bloque del material, pueden definirse dos tipos de fuerzas que actúan sobre dicho material; las fuerzas externas y las fuerzas internas. Las fuerzas internas pueden clasificarse en dos categorías, las cuales son: las fuerzas a pequeña escala (short range) que se deben a interacción atómica dentro del cuerpo sólido y las fuerzas a gran escala (long range) que se deben a campos de fuerzas externas como el campo gravitacional.

1.1.1. Fuerzas Internas.

1.1.1.1. Fuerzas a pequeña escala.(Interacción entre los átomos del cuerpo):

Los átomos dentro de un material están en constante movimiento, estos pequeños desplazamientos crean fuerzas que actúan sobre los átomos circundantes. Por lo que se asumen de pequeña escala. Al tomar un par de átomos A y B que interactúan entre sí, se tendría por ley de Newton² que:

$$f_{AB} = (-)f_{BA} \quad (1.2)$$

Como resultado se tendría que las fuerzas ejercidas entre dichos átomos se cancelan entre sí. Esta simple deducción deja claro que este tipo de fuerza es nula para el desarrollo del esfuerzo en un material.

² "Con toda acción ocurre siempre una reacción igual y contraria: o sea, las acciones mutuas de dos cuerpos siempre son iguales y dirigidas en sentido opuesto."

1.1.1.2. Las fuerzas a gran escala. (Campos de fuerzas como el campo gravitacional).

Llamadas también (body force), este tipo de fuerza es la que ejerce la gravedad de manera uniforme sobre cada átomo que compone el material. Teniendo en cuenta que para simplificar estas definiciones se tomó como referencia un bloque pequeño de algún material continuo y que la magnitud de este tipo de fuerza es realmente pequeña comparado con las fuerzas aplicadas sobre la superficie del material (fuerzas externas), entonces se puede considerar despreciable. De manera que este tipo de fuerza tampoco aporta en lo absoluto al desarrollo del esfuerzo en el material.

Por último, está la fuerza que actúa desde afuera del material en proceso de deformarse o compactarse.

1.1.2. Fuerzas Externas.

Corresponde a las fuerzas que actúan sobre el pequeño bloque a través de su superficie, se aplican desde los materiales o cuerpos adyacentes y correspondería a la fuerza neta aplicada sobre él de manera perpendicular a su superficie como se muestra en la figura 1.

Esta fuerza es la generada generalmente por el peso de los sedimentos por encima del yacimiento y es igual al producto de su masa (M) y la aceleración de la gravedad (g), por lo que la ecuación 1.1 se expresa también de la siguiente manera:

$$\sigma = \frac{M * g}{A} \quad (1.3)$$

Dónde:

M= la masa de los sedimentos sobreyacentes.

g= la gravedad.

A= área superficial en la que se aplica la fuerza.

La masa de los sedimentos es igual al producto de su densidad promedio (ρ_b) y su volumen (el cual se expresa como el producto de su área y el espesor (h) de los sedimentos sobre el yacimiento), la ecuación anterior se podría expresar también como:

$$\sigma = \frac{\bar{\rho}_b * g * A * h}{A} \quad (1.4)$$

De manera que al simplificar términos, la presión total de overburden es:

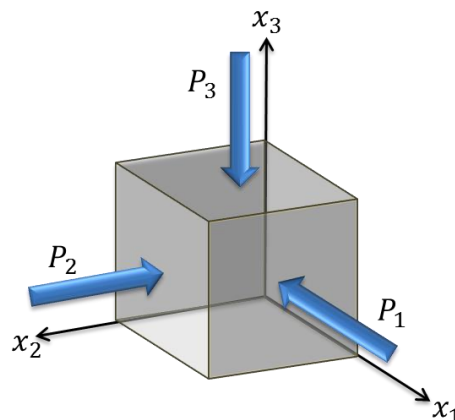
$$\sigma = \bar{\rho}_b * g * h \quad (1.5a)$$

O más precisamente:

$$\sigma = g \int_0^h \rho_b(h) dh \quad (1.5b)$$

Esta expresión es válida cuando se considera un cuerpo de material continuo, es decir, no poroso.

Figura 1. Fuerza Externa actuando sobre un bloque de material continuo.



Fuente: Modificado Shun-Ichiro Karato (2008), "Deformation of Earth Materials".

1.2. PRINCIPIO DE ESFUERZO EFECTIVO.

Considerando que la roca que forma los sedimentos es porosa y se encuentra saturada por fluidos como se muestra en la figura 2, se puede redefinir la ecuación.(1.5a) para formaciones porosas de la siguiente manera:

$$\sigma = gh[\bar{\phi}\bar{\rho}_f + (1 - \bar{\phi})\bar{\rho}_{ma}] \quad (1.6)$$

Donde

$\bar{\rho}_f$ = Densidad promedio del fluido en [g/cm³],

$\bar{\rho}_{ma}$ =Densidad promedio de la matriz de roca en [g/cm³]

$\bar{\phi}$ =Porosidad promedio de la formación.

El componente $P_{lit.}$ es la presión litostática e incrementa con la profundidad, corresponde a la presión ejercida por la roca, el componente P_h es conocida como la presión del fluido intersticial o presión de poro y es igual a la presión de la columna hidrostática. Ambas presiones dan lugar al esfuerzo y puede asumirse que son uniformemente proporcionales a la profundidad figura 3 (izq.) (las líneas de color azul y amarilla muestran la tendencia lineal que tienen las presiones con la profundidad).

El resultado de tener un fluido presurizado en el medio poroso es que tanto el fluido como la roca soportan los esfuerzos que se ejerce sobre él. Este concepto es el principio de esfuerzo efectivo, que establece que el esfuerzo que afecta el comportamiento de un material sólido es el esfuerzo aplicado menos el soporte de la presión del fluido intersticial o la presión de poro. La relación también se denomina principio de esfuerzo neto y se expresa de la siguiente manera:

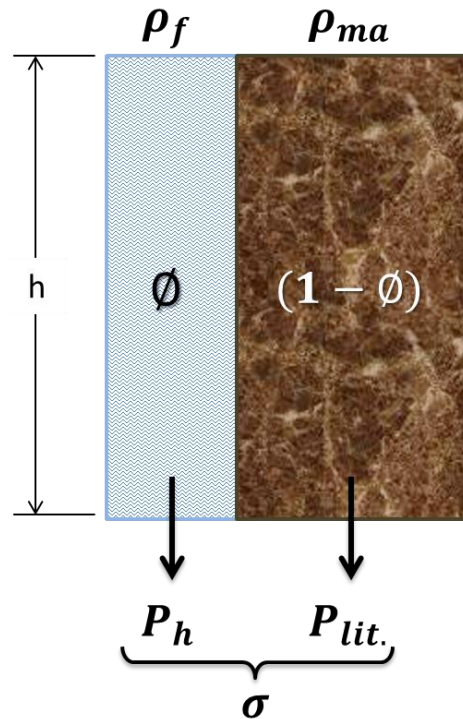
$$\sigma = S - P \quad (1.7)$$

Dónde σ es el esfuerzo neto o efectivo aplicado sobre el material sólido (roca), S es el esfuerzo total aplicado al medio poroso y P es la presión de poro.

Para no dar lugar a confusiones, se debe aclarar que anteriormente se designaba a σ como la presión ejercida sobre el medio poroso, es decir, la suma de la presión hidrostática y la presión litostática. Para la ecuación (1.7) y en adelante la presión neta de confinamiento será expresada como σ .

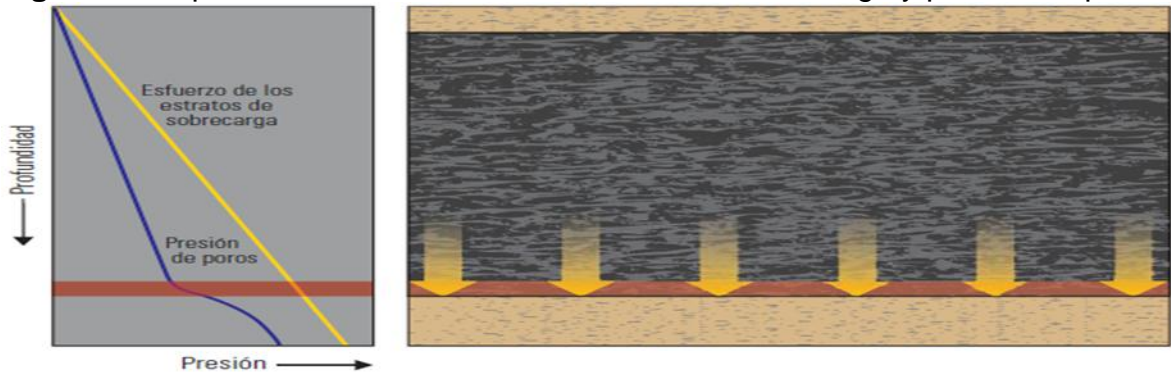
El efecto del esfuerzo que se aplica al medio poroso depende de las siguientes situaciones: 1) se está drenando fluidos de la formación que se está comprimiendo. 2) el fluido contenido en el yacimiento no tiene vías de migración. Si se observa la figura 3 el esfuerzo de los estratos de overburden comprime a la formación (flechas amarillas, a la derecha). El esfuerzo ejercido por estos estratos (curva amarilla, a la izquierda) se determina integrando la densidad de los mismos ecuación 1.5b. La presión de poro (curva azul, der.) también incrementa con la profundidad con un gradiente determinado por la densidad de la salmuera. Debajo de un estrato impermeable (franja roja), el fluido intersticial se sobrepresiona a medida que la formación se compacta bajo el peso adicional (si no se está produciendo fluidos del yacimiento).

Figura 2. Representación esquemática de la presión litostática y sus componentes.



Fuente: Autores.

Figura 3. Esquema del esfuerzo de los estratos de sobrecarga y presión de poros.



Fuente: Dirk D., Tron Golder K., Neal B., Phillip D., Colin S. (Invierno de 2006/2007). COMPACTACION Y SUBSIDENCIA. Oilfield Review #, 50–69.

Cuando se producen fluidos desde un yacimiento, el peso de los estratos de sobrecarga no se reducen pero si lo hacen la presión de poro, lo que incrementa el esfuerzo efectivo vertical que actúa sobre la matriz sólida de la roca haciendo que

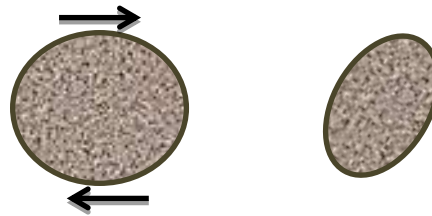
esta se compacte. El grado de compactación resultante depende de la compresibilidad de la roca y de las condiciones de borde implicadas.

La compactación de la roca implica cambio en la forma, el tamaño y la localización de los granos de la roca. Estos cambios en los granos de la roca se denominan deformaciones.

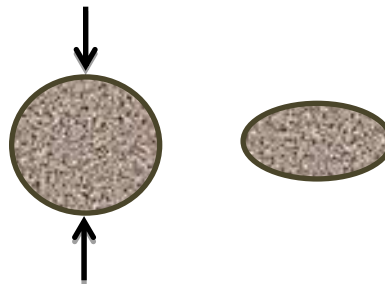
1.3. DEFORMACIÓN.

La deformación hace referencia al cambio en la forma del material. La deformación debe relacionarse a variación espacial o al gradiente de desplazamiento de los granos de la roca. Hay dos tipos de deformación, según la manera en que la fuerza aplicada actúa en los granos de la roca, ellas son:

1.3.1. Deformación Irrotacional.



1.3.2. Deformación Rotacional.



Las rocas pueden deformarse de tres maneras:

- Deformación Elástica: El cuerpo de roca se deforma cuando se le somete a un esfuerzo pero vuelve a su posición original cuando este cesa. Si supera el límite de elasticidad, la roca puede presentar deformación.
- Deformación Frágil: El cuerpo de roca se deforma observándose a simple vista fracturas en la roca.
- Deformación Dúctil: El cuerpo rocoso se deforma sin que se aprecien a simple vista fracturas del bloque de roca. No existe un límite neto entre la deformación frágil y dúctil, sino más bien una zona de transición.

Los esfuerzos tectónicos producen dos tipos de deformaciones permanentes en las rocas; la deformación plástica y la fractura o rotura.

- La deformación plástica: se produce cuando las rocas tienen un comportamiento dúctil y se pliegan a causa de su plasticidad, son deformaciones continuas.
- La fractura o rotura: ocurre cuando las rocas presentan un comportamiento frágil y se fracturan al sobrepasar su límite de resistencia, se denominan discontinuas.

1.4. DIAGRAMA ESFUERZO vs. DEFORMACIÓN.

Muchas veces es necesario caracterizar el comportamiento de algún fenómeno. La tendencia de una gráfica de esfuerzo contra deformación permite caracterizar la manera que se comporta la roca cuando se somete a esfuerzos. Los diagramas son similares si se trata del mismo material o similares y de manera general permite agrupar los materiales dentro de dos categorías con propiedades afines que se denominan materiales dúctiles y materiales frágiles. Los diagramas de materiales dúctiles se caracterizan por ser capaces de resistir grandes

deformaciones antes de ruptura, mientras que los frágiles presentan un alargamiento bajo cuando llegan al punto de ruptura.

En un diagrama Esfuerzo vs. Deformación se observa un tramo de recta inicial que va hasta un punto denominado límite de proporcionalidad. Este límite tiene gran importancia para la teoría de los sólidos elásticos, ya que esta se basa en el citado límite. Este límite es el superior para un esfuerzo admisible.

Los puntos importantes del diagrama de esfuerzo deformación figura 4 son:

- Límite de proporcionalidad: hasta este punto la relación entre el esfuerzo y la deformación es lineal.
- Límite de elasticidad: más allá de este límite el material no recupera su forma original al ser descargado, quedando con una deformación permanente.
- Punto de cedencia: aparece en el diagrama un considerable alargamiento o cedencia sin el correspondiente aumento de carga. Este fenómeno no se observa en los materiales frágiles.
- Esfuerzo último: máxima ordenada del diagrama esfuerzo vs. deformación.
- Punto de ruptura: cuando el material falla o se fractura.

Dado que el límite de proporcionalidad, elasticidad y punto de cedencia están tan cerca se considera para la mayoría de los casos como el mismo punto. De manera que el material al llegar a la cedencia deja de tener un comportamiento elástico y la relación lineal entre el esfuerzo y la deformación deja de existir (Beer y Johnston, 1993; Popov, 1996; Singer y Pytel, 1982).

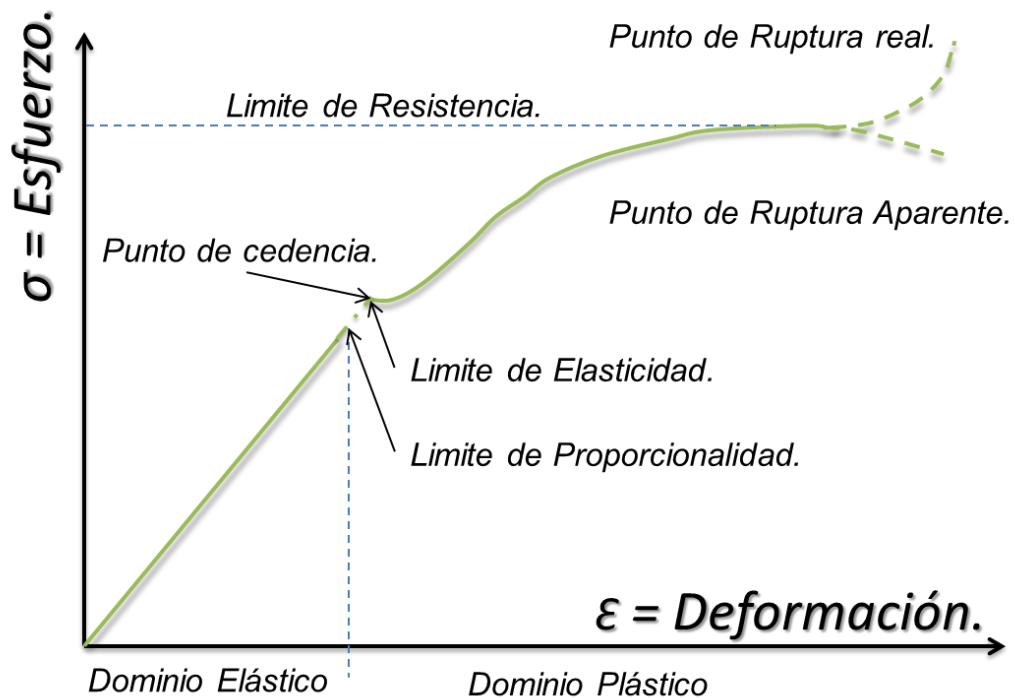
Al someter una muestra de roca a un esfuerzo definido por ejemplo en una prueba de esfuerzo uniaxial, se obtiene una respuesta o deformación. Para los primeros estados de la deformación, esta es normalmente casi lineal y con pendiente fuerte

y va desde el origen a un punto llamado límite de proporcionalidad, lo que implica que para grandes aumentos del esfuerzo solo se desarrollan pequeñas deformaciones, luego de superar este límite se pasa a un nuevo estado de deformación, que constituye el límite elástico, el cual es el esfuerzo más allá del cual el material no recupera totalmente su forma original al retirarse el esfuerzo aplicado, sino que queda con una deformación residual llamada deformación permanente, avanzando en el diagrama se encuentra el punto de cedencia, que es aquel en el que aparece un considerable alargamiento o cedencia del material sin el correspondiente aumento de carga, un poco más adelante en el diagrama se tiene el esfuerzo último o límite de resistencia, éste es la máxima ordenada o el máximo valor de esfuerzo de la curva de Esfuerzo vs. Deformación y por último el punto de ruptura o esfuerzo en el punto de ruptura, donde el material colapsa. Los parámetros graficados en el diagrama Esfuerzo vs. Deformación son: σ = esfuerzo aplicado, en el eje de las ordenadas y ϵ = Deformación Unitaria, en el eje las abscisas.

En el diagrama esfuerzo – deformación, la línea recta indica que la deformación es directamente proporcional al esfuerzo en el tramo elástico, este principio conocido como la ley de Hooke.

Todas estas definiciones son la base para comprender la manera en que se genera la compactación y como se generan sus efectos en la roca. Esta puede ser reversible como puede que no lo sea.

Figura 4. Diagrama de Esfuerzo vs. Deformación



Fuente: Modificada de, Singer F. (1982).

Las tendencias presentes en la curva Esfuerzo-Deformación indican claramente que existe una región en la que la deformación en la roca es elástica, por lo que si se retira el esfuerzo de sobre la roca, esta vuelve a su estado inicial de cuando no había dicho esfuerzo aplicado. Esto sucede en las pruebas de laboratorio, pero, aunque la roca del yacimiento se encuentre en régimen elástico de deformación, retirarle el esfuerzo sería una tarea muy difícil que solo se lograría si parte de las capas superiores logran erosionarse o aumentando la presión del fluido dentro del medio poroso para que de esa manera el esfuerzo efectivo disminuya y así la roca retornara a un estado anterior.

Hay otros conceptos necesarios para conocer de una mejor manera el fenómeno de la compactación. Un medio poroso tal como una formación productora de hidrocarburos, contiene fluidos dentro de su estructura porosa. Esta observación

aunque parezca simple posee implicaciones profundas si el material es sometido a esfuerzos. El principio de Esfuerzo Efectivo, la compresibilidad de la roca y el proceso histórico de sedimentación son aspectos importantes para la comprensión del proceso de compactación.

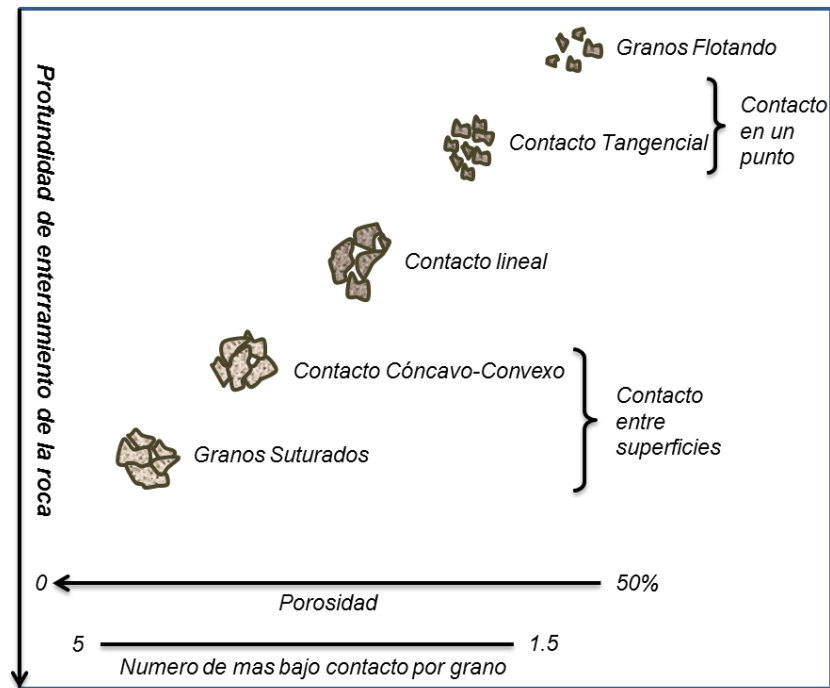
1.5. HISTORIA DE SEDIMENTACIÓN.

Este parámetro es importante porque la compactación tiende a causar cambios irreversibles en la estructura de la roca. Los granos se desplazan; las partículas de arcilla se deforman; las adherencias cementadas se rompen; e incluso los granos pueden triturarse bajo los efectos del overburden.

Taylor (1950) estableció que el tipo de contacto que existe entre los granos de las rocas cambia a medida que los sedimentos son enterrados figura 5, desde tener un contacto tangencial, luego comienza a elongarse, cóncavo o convexo, hasta finalmente suturado o lado a lado. El cambio en la porosidad debida a la compactación depende también del grado de sorteo que presenta la roca inicialmente, una roca pobremente sorteada es menos porosa que una roca bien sorteada, sin embargo la reducción en la porosidad con la profundidad es menos rápida para una roca pobremente sorteada. Una vez los granos más grandes se han reestructurado y cambiado el tipo de contacto entre ellos por el desplazamiento de granos pequeños, llevarán la mayoría de la carga y así protegerán los granos más pequeños de la fuerza externa. Los granos pequeños ocuparán el volumen permitido por el arreglo de los demás granos grandes, y continuará haciéndolo hasta el punto en que la tensión empieza a comprimir los granos. Basado en los resultados de las mediciones de porosidad de 17,367 muestras de corazonas, Atwater & Miller, 1965 establecieron que la porosidad se reduce lineal y continuamente a profundidades por debajo de los 1050 pies. McCulloh (1967) por otro lado, definió que el cambio de la porosidad con la profundidad no es lineal, este estudio se basó en 4,000 mediciones de porosidad de muestras de corazón. Estas contradicciones permitieron determinar que la

variación de la porosidad incluye también todos los procesos biogénicos asociado con el enterramiento de los sedimentos.

Figura 5. Variación del número de contactos y la porosidad con la profundidad de enterramiento.



Fuente: Modificada de TAYLOR, J.M. (1950). - Pore space reduction in sandstones.

1.6. LA COMPRESIBILIDAD DE LA ROCA

Relaciona los cambios de volumen con los cambios de esfuerzo aplicado. Existen muchas formas de expresar la compresibilidad de un medio poroso, pero comúnmente se utilizan dos. La compresibilidad de volumen poroso C_{pv} es una medida del cambio del volumen poroso, causado por un cambio en el esfuerzo aplicado. La compresibilidad volumétrica C_{bv} es una medida del cambio del volumen aparente debido a un cambio en el esfuerzo aplicado; es la inversa del módulo de compresibilidad. Bajo la hipótesis de que los granos son incompresibles, C_{bv} es el producto $\Phi \cdot C_{pv}$ donde (Φ) es la porosidad³. El valor de la

³ Zimmerman R: Compressibility of Sandstones, Developments in Petroleum Science 29. Amsterdam: Elsevier Scientific Publishing Company, 1991.

compresibilidad depende de la composición de la roca y de la historia de sedimentación y puede variar con la composición cambiante del fluido intersticial.

1.7. COMPACTACIÓN.

Es una reducción del volumen de un yacimiento resultante de la reducción de la presión del yacimiento⁴ y la producción de fluidos. De una mejor manera, la presión litostática de los estratos sobre yacentes al yacimiento debe ser soportada por el sistema roca-fluido. La presión de poro o del fluido corresponde por la ley de acción y reacción a la parte de la presión litostática que debe soportar el fluido del yacimiento, y la diferencia entre la presión litostática y la presión de poro es la que le corresponde a la roca como tal, denominada esfuerzo efectivo. A medida que se va drenando el fluido desde el yacimiento la presión de poro disminuye, como resultado, la roca tendrá que soportar cada vez más un mayor esfuerzo lo cual llevará a un reacomodamiento de los granos de la roca, este movimiento llevará a la compactación y a la consecuente subsidencia.

Los términos compactación y subsidencia describen dos procesos bien definidos y relacionados en gran medida (Siendo este segundo el hundimiento de una superficie, tal como el nivel del terreno, con respecto a un punto de referencia estable). La compactación es un cambio volumétrico producido en un yacimiento (debida a la reducción de la porosidad y/o permeabilidad), mientras que la subsidencia es un cambio en el nivel de una superficie, aquí cabe aclarar que dicha superficie podría ser un tope de formación, la línea de lodo de una zona submarina o una sección de superficie de la tierra situado por encima de la formación en proceso de compactación.

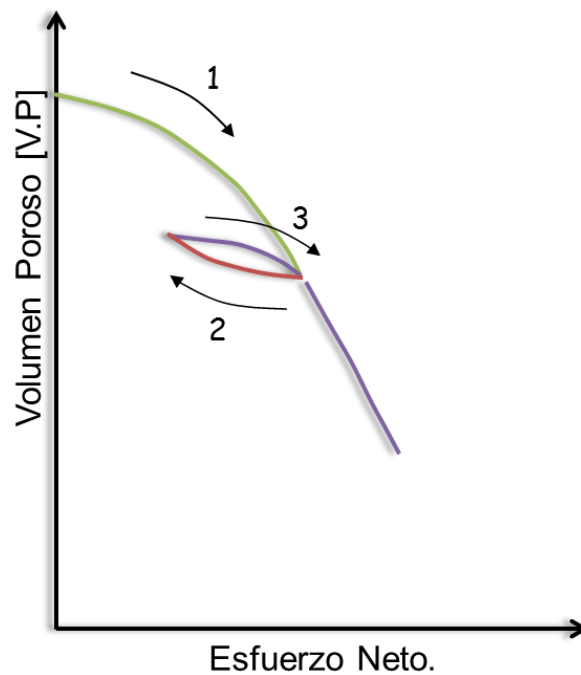
La compactación de los yacimientos generada por la extracción de hidrocarburos afecta el sistema roca-fluido, produciendo un reacomodo de las partículas y

⁴ la presión litostática es la suma del esfuerzo efectivo y la presión del fluido atrapado en los poros.

generando la expulsión de los fluidos. Este fenómeno puede aumentar el factor de recobro de hidrocarburos a medida que aumenta su valor y puede aprovecharse como mecanismo de producción. Sin embargo, también puede impactar negativamente produciendo subsidencia o hundimiento de la superficie.

La roca exhibe histéresis, cuando el esfuerzo ejercido sobre la roca se reduce, lo que sucede si parte del peso de los estratos de sobrecarga fuera erosionado (figura 6).

Figura 6. Histéresis de la compactación.



Fuente: Dirk D., Tron Golder K., Neal B., Phillip D., Colin S. (Invierno de 2006/2007). COMPACTACION Y SUBSIDENCIA. Oilfield Reviwe. P 50-69.⁵

⁵ El incremento del esfuerzo neto sobre un material en estado plástico produce una rápida reducción del volumen (1). Si el material es descargado, el rebote del volumen no es tan grande como lo fue el colapso, y a menudo se aproxima a la respuesta elástica (2). La recarga del material produce inicialmente una respuesta cuasi-elástica, hasta que se alcanza el estado previo de esfuerzo neto alto (3). En ese punto, el material sigue nuevamente la línea de falla plástica.

Se han desarrollado diversas formulaciones matemáticas para modelar el comportamiento de las rocas bajo esfuerzo, pero hasta la fecha no existe ninguna formulación aceptada por la industria en forma preferencial respecto a las otras.

El mejor de estos modelos posee mecanismos para las deformaciones elásticas y plásticas⁶, los efectos termales y los efectos dependientes del tiempo, o efectos del deslizamiento. Algunas rocas son más débiles cuando se encuentran saturadas, al menos parcialmente, por agua que cuando lo están por petróleo. Aunque este efecto del fluido saturante de la roca sobre la compresibilidad de la roca no es completamente comprendido hasta el momento existen modelos que incluyen algoritmos para representar el efecto de debilitamiento producido por el agua.

En realidad lograr observar la compactación de una formación es difícil; sin embargo, suele ser fácil visualizar la subsidencia en la superficie. La subsidencia ha sido un indicador fundamental de la compactación en los campos petroleros desde que se observó por primera vez en el Campo Goose Creek en 1918.

1.7.1. Causas. La compactación es causada principalmente por el incremento del esfuerzo efectivo de carga sobre la roca causado por el drenaje de fluidos desde el yacimiento. Aunque esta sea la “principal causa” de que se genere compactación en un yacimiento se deben tener en cuenta algunos otros factores que aunque no sean causantes a gran escala de la compactación, si intervienen en alguna medida.

Se debe recordar que la compactación es un fenómeno que depende de la composición del material y el entorno que le rodea. Un yacimiento como lo hemos

⁶ Una deformación es elástica si, después de un cambio de esfuerzos, un material retoma su forma inicial cuando los esfuerzos vuelven a sus condiciones iniciales. Las deformaciones que tienen como resultado un cambio de forma permanente después de un ciclo de presión como “S” se denomina plástica o inelástica. El deslizamiento describe una deformación que persiste después de detenerse el cambio de esfuerzos.

dicho, es un sistema complejo conformado por la fase roca y la fase fluido y sus alrededores. Hay varios factores determinantes en el desarrollo de la compactación en yacimientos y los enumera así:

- La termodinámica de la formación.
- La composición química la roca.
- La composición mineralógica de la roca (que va ligada con la química de la roca).
- El tamaño de grano que compone la roca.
- El lapso de tiempo de aplicación del esfuerzo.
- La humectabilidad de la roca.
- La presión o esfuerzo aplicado.

Cada uno de ellos contribuye de una manera u otra al desarrollo del fenómeno de la compactación en yacimientos, y cada uno de ellos es más influyente que otro dependiendo del tipo de yacimiento en que se encuentre influenciando el proceso de compactación.

1.7.2. Parámetros de yacimiento afectados. En yacimientos poco consolidados la compactación del yacimiento puede reducir la permeabilidad debido a la alta reducción de la porosidad, Ferféra et al., 1997; Wong et al., 1997. En yacimientos compactados, el efecto de colapso de poro puede presentarse como resultado del aumento del esfuerzo aplicado y la remota posibilidad del reacomodo de las partículas del medio poroso, también se puede presentar una reducción de la permeabilidad absoluta. En yacimientos naturalmente fracturados se puede presentar la creación de nuevas fracturas y/o el cierre de algunas ya existentes, lo que se traduce en un incremento o reducción de la permeabilidad de la roca, depende de la orientación de las fracturas, la densidad de ellas, y la orientación de la aplicación del esfuerzo. Como podemos ver, los parámetros que resultan afectados en gran medida son la porosidad y al permeabilidad de la roca,

y por ende la productividad del yacimiento debido a que la porosidad brinda el almacenamiento del hidrocarburo y la permeabilidad la facilidad de producirlo, en algunos casos el cambio es favorable, pero, en otros no lo es.

1.7.3. Yacimientos sensibles a la compactación. El análisis de los efectos de la compactación en yacimientos inducida por la producción de hidrocarburos se podría dividir según el tipo de yacimiento en el que se desea reproducir sus efectos. Según P. Longuemare⁷ se pueden definir al menos tres tipos de yacimientos en los que los efectos de la compactación son notables y en cierta medida son diferentes. Hablamos entonces de los yacimientos pobremente compactados o débiles, los altamente compactados o consolidados y los yacimientos fracturados o fallados.

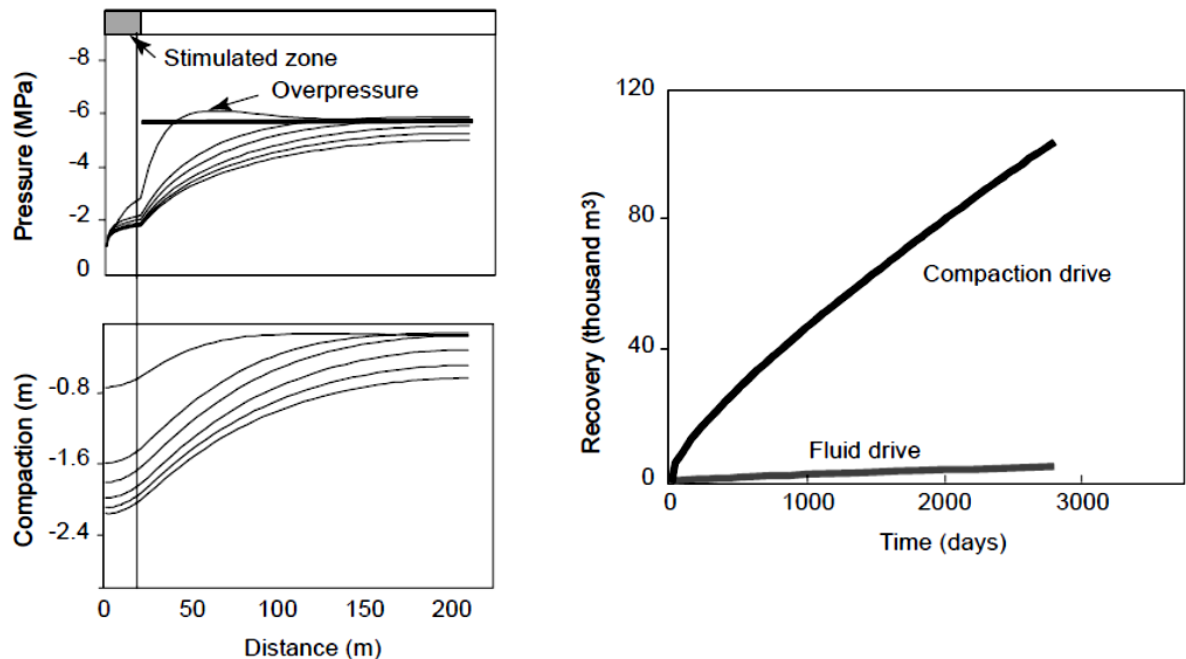
1.7.3.1. Yacimientos Pobremente Compactados. Como primer caso, los yacimientos débiles, en éstos se puede mejorar el factor de recobro de hidrocarburos como efecto de la compactación, sin embargo la compactación del yacimiento puede además reducir su permeabilidad, causar la subsidencia de la superficie y generar daños en la tubería y/o en los equipos en superficie. El principal efecto geomecánico asociado con la producción en yacimientos débiles es la compactación del yacimiento y se asocia al mejoramiento del recobro de fluidos. En el caso del campo Bachaquero en Venezuela, la compactación fue encontrada como la principal causa de la producción en la mitad del yacimiento (Merle et al., 1976).

Charles (1997) describe el efecto dominante de empuje por compactación en la tasa de recobro durante la producción en el campo Zuata. Modela la producción de un área cilíndrica de drenaje incluyendo la línea de pozos de inyección hasta

⁷ P. Longuemare, M. Mainguy, P. Lemonnier A. Onaisi, Ch. Gérard and N. Koutsabeloulis, (2002), Geomechanics in Reservoir Simulation_Overview of Coupling Methods and Field Case Study, *Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP*, Vol. 57, No. 5

los productores. Los resultados indican claramente que el factor de recobro está fuertemente influenciado por el proceso de empuje por compactación figura 9. El comportamiento que constituye a los yacimientos débilmente compactados es no-lineal [elástico-(visco)-plástico], incluyendo el mecanismo de colapso de poro y fuerte dependencia de la orientación del stress y la temperatura. En el caso de las cretas altamente porosas, el comportamiento puede ser altamente afectado por el mecanismo de la humectabilidad o mojabilidad de la roca, el cual es más influyente cuando la roca se encuentra mojada por agua (Hermansen et al., 2000; Homand, 2000; Matá, 2001).

Figura 7. Caso del Campo Zuata



Fuente: Charlez, 1997

“Dependiendo de las condiciones de overburden, la compactación del yacimiento pueden propagarse hasta la superficie y generar subsidencia”. Las tolerancias sobre la magnitud de la subsidencia demuestran que esta depende fuertemente del contexto y la ubicación del campo.(Bouteca et al., 1996). Por ejemplo, una magnitud de varios metros de subsidencia fue peligrosamente dañina para el campo Ekofist [Mar del norte], mientras que debido a limitantes ambientales el rango de magnitud crítica es de algunos centímetros a diez centímetros en el campo Groningen [Geertma, 1989].

1.7.3.2. Yacimientos Apretados. La producción en yacimientos que se encuentran fuertemente compactados se encuentra asociada a la baja compactación que puede presentar el yacimiento, y los principales efectos geomecánico inducidos en el yacimiento son un posible fracturamiento y cambios en la conductividad de las fracturas ya presentes causados por efectos termo-poro-elástico (Gutierrez and Makurat, 1997). Para estos yacimientos el efecto termo-elástico predomina gradualmente con el incremento de la rigidez mecánica de la roca (stiffness). Unos cálculos de la variación del esfuerzo debida a efectos termo-hidro-elásticos se presentan en la figura 8. Asumiendo dos tipos de roca de yacimiento [de alto y bajo contenido de dolomita⁸, una variación de 100 bares (1450 psi) de presión de poro y una variación de 35°C de temperatura. Por un lado se llegó a que el efecto termo-elástico puede generar gran magnitud de variación del stress para rocas rígidas comparado con la variación inducida por el efecto hidro-elástico. Y por otro lado, a escala de campo, el efecto termo-elástico generalmente permanece concentrado de los inyectores de agua, mientras que los efectos hidro-elásticos afectan todo el campo.

⁸ La dolomita, denominada de esa forma en honor al geólogo francés Déodat Gratet de Dolomieu, es un mineral compuesto de carbonato de calcio y magnesio [CaMg(CO₃)₂]. Se produce una sustitución por intercambio iónico del calcio por magnesio en la roca caliza (CaCO₃).

Figura 8. Estimaciones locales de la evolución del stress debida a la variación en la presión de poro y la temperatura.

Thermo-elastic effect: $\sigma_{\text{Thermal}} = E \alpha \Delta T / (1-\nu)$		
	High dolomitic content	Low dolomitic content
E	240 000 bar	120 000 bar
ν	0.2	0.2
α	2.5E-5	2.5E-5
$\alpha_{\text{Thermal}}/1^{\circ}\text{C}$	7.5 bar/ $^{\circ}\text{C}$	3.75 bar/ $^{\circ}\text{C}$
$\Delta\text{stress } (\Delta T = 35^{\circ}\text{C})$	262 bar	131 bar

Hydro-elastic effect: $\sigma_{\text{Hydro}} = b \Delta P (1-2\nu)/(1-\nu)$	
Biot's coefficient	0.7
ν	0.2
$\alpha_{\text{Hydro}}/1\text{bar}$	0.87 bar/bar
$\Delta\text{stress } (\Delta P = 100 \text{ bar})$	87 bar

p = pore pressure, E = Young's modulus, ν = Poisson's ratio,
 α = thermal expansion

Fuente: P. Longuemare, M. Mainguy, P. Lemonnier A. Onaisi, Ch. Gérard and N. Koutsabeloulis, (2002), Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP, Vol. 57, No. 5.

1.7.3.3. Yacimientos Fracturados. Los yacimientos fracturados y fallados son generalmente bien compactados y por lo tanto severamente afectados por los cambios inducidos al incrementar el esfuerzo debido a efectos térmicos del yacimiento (por ejemplo en un yacimiento de inyección de agua fría). Como resultado de los cambios del esfuerzo puede aumentar o reducirse la conductividad de las fracturas y crear perfiles de flujo preferencial en alguna dirección.

El principal detalle de dichos yacimientos es el complejo comportamiento termo-poro-mecánico del sistema de fracturas. Su comportamiento depende de la densidad y la orientación de los grupos de fracturas, el estado inicial de stress, y la orientación del esfuerzo durante la producción del yacimiento. Debido a la alta dureza de la matriz (roca intacta), la deformación se localiza sobre la fractura y planos de falla alterando su conductividad hidráulica. Trabajos publicados soportan algunas evidencias de direcciones de flujo preferenciales durante la

inyección de agua, en ambos, YNF y yacimientos no fracturados, Koutsabeloulis et al., (1994); Heffer et al., (1994).

1.7.4. Pruebas de Laboratorio. En realidad lograr observar la compactación de una formación es difícil; sin embargo, se han de desarrollado pruebas de laboratorio⁹ que permiten la determinación de las propiedades mecánicas y petrofísicas del campo para usarlos en simulaciones que permitan establecer el comportamiento en cuanto a compactación del yacimiento a largo plazo.

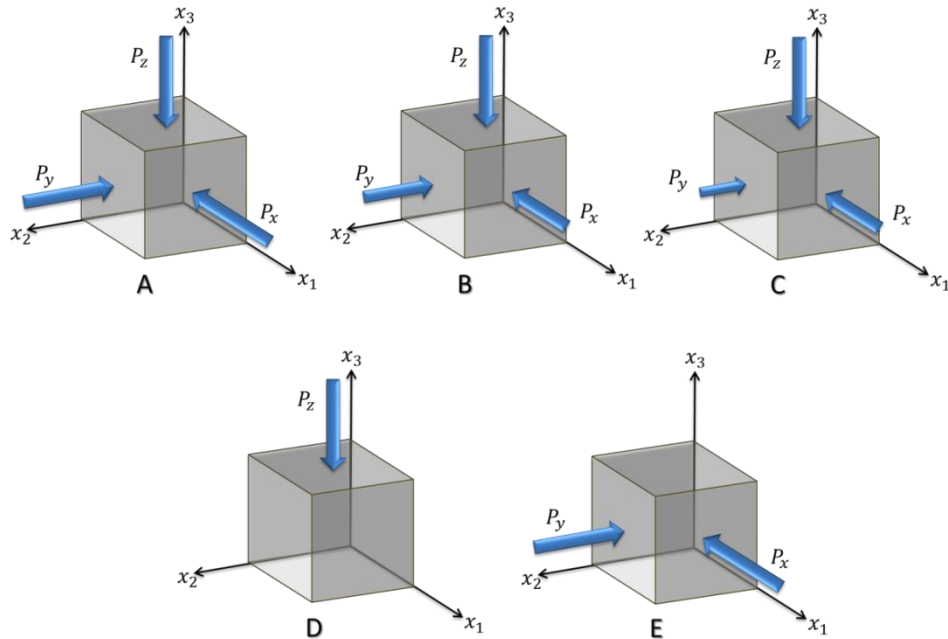
Sawabini et al., (1974) realizaron una clasificación de los esfuerzos de compactación y bajo esta clasificación se diseñaron las pruebas de laboratorio que conocemos hoy día (figura 9).

Las pruebas deben someter a la muestra a las condiciones de esfuerzo encontradas durante la vida productiva del campo. Adicionalmente, la manera en que la tensión es aplicada, debe tener en cuenta la naturaleza y el ambiente del esfuerzo (en el yacimiento. Generalmente la compactación ocurrirá en la dirección vertical con un desplazamiento mínimo en la dirección horizontal.

El tipo de prueba de laboratorio de la compactación que simula más cercanamente el comportamiento real del yacimiento es la Uniaxial-strain test.

⁹ Johnson J.P., Rhett D.W., Slemers W.T., (1989). "Rock Mechanics of the Ekofisk Reservoir in the Evaluation of Subsidence". Journal of Petroleum Technology, July, .p. 717–722.

Figura 9. Clasificación de esfuerzos de compactación.



Fuente:¹⁰ Modificado de SAWABINI, C.T., CHILINGAR, G.V., & ALLEN, D.R. (1974).

(A) Esfuerzo hidrostático ($P_x = P_y = P_z$); (B) Esfuerzo triaxial ($P_x = P_y < P_z$); (C) Esfuerzo poliaxial ($P_y < P_x < P_z$); (D) Esfuerzo Uniaxial (Las cuatro caras que son paralelas al esfuerzo P_z son inactivas); (E) Esfuerzo biaxial ($P_x = P_y$) y los esfuerzos de las caras paralelas a esos dos esfuerzos se mantienen inactivas)

1.7.4.1. prueba uniaxial para la compactación. La cualidad común de los modelos de compactación en yacimientos realizados a partir de pruebas de esfuerzos uniaxiales es que este fenómeno se trató como un problema de una dimensión (Uniaxial strain) debido a que se asume que solo hay deformación en dirección vertical y cada columna de bloques se deforma independientemente figura 10.

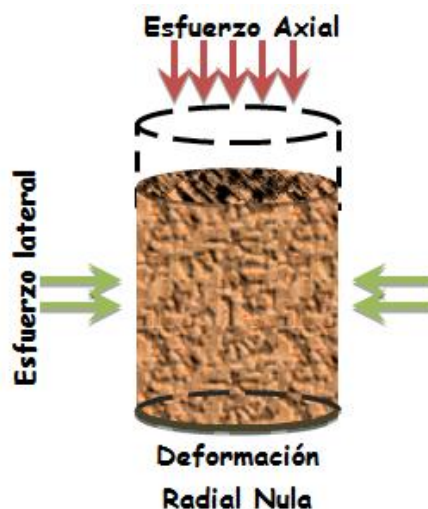
En estas pruebas la tensión axial sobre la muestra cilíndrica de la roca del yacimiento (core) se incrementa y la tensión radial es ajustada para que el radio de la muestra permanezca constante a lo largo de la prueba, la muestra es

¹⁰ SAWABINI, C.T., CHILINGAR, G.V., & ALLEN, D.R. (1974). - Compressibility of unconsolidated, arkosic oil sands. Soc. Petrol. Eng. J., 14, p.14. G.V., & ALLEN, D.R. (1974). - Compressibility of unconsolidated, arkosic oil sands. Soc. Petrol. Eng. J. p.14.

comprimida axialmente con deformación radial nula. Durante una prueba, la medida de la deformación del core es moderada presentando un desplazamiento lineal llamado (Linear Variable Differential Transformers LVDT's).

Para comenzar esta prueba, el core es llevado a condiciones de tensión axial del yacimiento cuando fue descubierto, la tensión lateral y radial y la presión de poro del fluido. La tensión lateral puede calcularse a partir de las propiedades del material de la roca a las condiciones de sobrecarga y presión inicial de poro y la temperatura del yacimiento. La muestra debe mantenerse durante 24 a las condiciones iniciales del yacimiento.

Figura 10. Prueba de compactación Tensión-Uniaxial.



Fuente: Autores.

La presión de poro del fluido es entonces reducida, mientras que aumenta el efecto del esfuerzo sobre la muestra causando que ésta se compacte. Esta prueba reproduce muy cercanamente el incremento del efecto del stress sobre la roca del yacimiento a medida que la presión del yacimiento decrece durante su vida productora. La presión de confinamiento es controlada a través del LVDT's radial, el cual constantemente mide las dimensiones del radio del core. Las señales del LVDT's radial son evaluadas continuamente por un computador, el cual activa una

configuración de presión en la bomba cuando las dimensiones radiales de la muestra exceden estrechamente un límite definido.

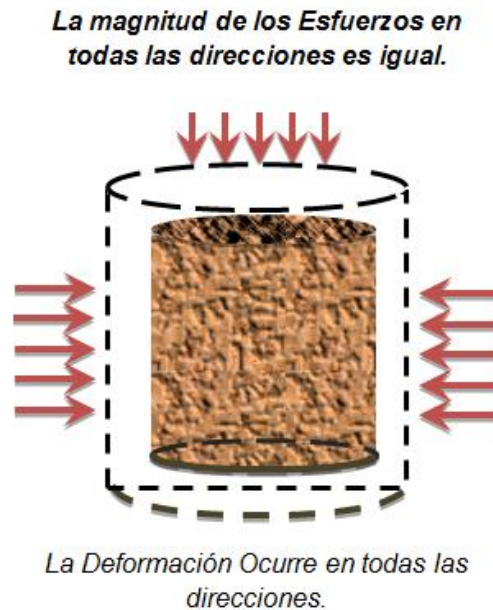
1.7.4.2. Prueba hidrostática de laboratorio. Un segundo tipo de prueba figura 11 para la compactación en el laboratorio es la prueba hidrostática. En esta prueba, las tensiones axiales y radiales son iguales y la muestra se deforma en cada una de las direcciones en respuesta a los esfuerzos aplicados. Una prueba hidrostática es más fácil de correr que una prueba de esfuerzo uniaxial y cuando se interpreta apropiadamente, proporciona un medio conveniente para desarrollar una base de datos más grande y estudiar una variedad de parámetros que podrían afectar el comportamiento de la compactación. La prueba se desarrolla bajo ciertas condiciones de control en la que se mantiene constante la presión del poro dentro de la muestra y se aumenta la presión en el exterior de la muestra confinándola para obtener un aumento del esfuerzo efectivo.

La consolidación, o tensión volumétrica, de la muestra es determinado midiendo la cantidad de fluido del poro expelido del core cuando es compactado.

Las dimensiones de las muestras para esta prueba son de 1" [in]= [2.54 cm], de diámetro, el core se restaura rutinariamente por la limpieza apacible, seguida por el establecimiento de las condiciones de saturación de agua y de aceite del yacimiento. Todas las pruebas se corren a la temperatura del yacimiento.

Los resultados obtenidos de las pruebas de laboratorio son utilizados generalmente para crear modelos de simulación que reproduzcan de una manera confiable el comportamiento mecánico de yacimiento.

Figura 11. Prueba Hidrostática Para la Compactación



Fuente: Autores.

1.8. LA IMPORTANCIA DE DETERMINAR LA VARIACIÓN DE LA POROSIDAD Y PERMEABILIDAD EN EL YACIMIENTO.

Desde el mismo momento en que se comienza a formar un yacimiento la deposición de sedimentos por encima de él es continua y avanza a un ritmo variado. Ésta es una de las primeras causas de la pérdida de la porosidad en los yacimientos aunque también lo es los cambios fisicoquímicos y la cementación de la roca que integra a la formación. Estos eventos avanzan hasta llegar a un estado “definitivo”, este estado es en el que hoy día se descubren (por no decir todos) la gran mayoría de los yacimientos de hidrocarburos. Esto no significa que las propiedades del yacimiento y el fluido almacenado en él ya no vayan a cambiar nunca más porque ya ha pasado un largo proceso para estar como están cuando se descubren. Bien se sabe que casi todas las propiedades del complejo sistema roca-fluido comienzan a alterarse nuevamente a partir del momento en que se perfora el primer pozo.

La caída de la presión de un campo productivo puede conducir a la compactación del yacimiento, al movimiento de los estratos de sobrecarga a la subsidencia de la superficie que se encuentra por encima del yacimiento¹¹.

Tradicionalmente las propiedades petrofísicas han sido cruciales para valorar las reservas del yacimiento y la caracterización del flujo de fluidos en el medio poroso. La permeabilidad y la porosidad son unas de ellas y son de las más importantes. La porosidad es clave para la estimación de reservas mientras que la permeabilidad es el principal parámetro al momento de predecir las tasas de flujo, el diseño del sistema de fondo y por lo tanto el completamiento del pozo.

Hace un tiempo, la creencia común era que, una vez determinadas, estas propiedades permanecían constantes a lo largo de la vida productiva del yacimiento. Estudios realizados por Van Ditzhuijzen¹², et al (1984), Ruistuen, H¹³., et al (1996), Belha j.¹⁴, et al (2004), Vaziri H.H.¹⁵, et al (2009), entre muchos otros estudios, muestran que ésta no es una suposición realista. Aunque decir que la permeabilidad y la porosidad son constantes durante la vida productiva del yacimiento es una buena aproximación teniendo en cuenta que en muchos yacimientos el cambio de estas propiedades es casi insignificante, pero, en muchos otros casos no lo es.

¹¹ Dirk D., Tron Golder K., Neal B., Phillip D., Colin S. (Invierno de 2006/2007). COMPACTACIÓN Y SUBSIDENCIA. Oilfield Review p, 50–69. [Informe 001]

¹² Van Ditzhuijzen, P.J.D. and de Waal, J.A., Reservoir Compaction and Surface Subsidence in the Central Luconia Gas Bearing Carbonates, Offshore Sarwak, East Malaysia; paper SPE 12400 presented at the Southeast Asia Show, Singapore, 21-24 February 1984.

¹³ Ruistuen, H., Teufel, L.W. and Rhett, D., Influence of Reservoir Stress Path on Deformation and Permeability of Weakly Cemented Sandstone Reservoirs; paper SPE 36535 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, CO, 6-9 October 1996.

¹⁴ Belha j, H.A., Ryan , R.J., Nouri , A.M., Butt , S.D., Frem pong , P. and Islam , R.M., A New Coupled Fluid Flow/Stress Model for Porous Media Behavior: Numerical Modeling and Experimental Investigation; paper SPE 90265 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, TX, 26-29 September 2004.

¹⁵ Belhaj H. A., Vaziri H. H., Islam M. R., Laboratory investigation of effective Stresses Influence on Petrophysical Proprieties of Sandstone Reservoirs During Depletion; Journal of Canadian Petroleum Technology JCPT, Vol 48, No.7, July 2009

Durante el proceso de depleción del yacimiento debido al efecto del drenaje de fluidos, el esfuerzo efectivo aplicado a la formación va en incremento. Se ha logrado identificar que el efecto del esfuerzo del yacimiento sobre la porosidad y la permeabilidad de la formación es más severa cuando estas propiedades son grandes en el yacimiento, es decir en yacimientos con alta porosidad o alta permeabilidad. Por otro lado, varios estudios tales como los desarrollados por Hubbert and Willis¹⁶, Voight and St. Pierre¹⁷ and Rosepiler¹⁸ muestran que este efecto también puede ser eventualmente significativo en yacimientos con permeabilidades y porosidades bajas. El efecto del esfuerzo efectivo sobre la formación influencia fuertemente la permeabilidad en dirección horizontal y vertical, igualmente pasa con la porosidad y no se estima cambios en el volumen de roca.

La primera fase de la consolidación es una reestructuración mecánica de los granos¹⁹. Durante esto ellos rueda o se deslizan fácilmente y rápidamente unos sobre otros dependiendo de su forma o su organización, debido a la tensión vertical ejercido por los sedimentos sobreyacentes al yacimiento puestos allí desde su deposición. Esto produce una estructuración más firme o más compacta de los granos de la roca y de esa manera una reducción de la porosidad, llevando a un aumento en la densidad de la roca y a la reducción del volumen del yacimiento.

¹⁶ Hubbert , M.K. and Willis , D.G., Mechanics of Hydraulic Fracturing; Petroleum Transactions of the American Institute of Mining and Metallurgical Engineers, Vol. 210, pp. 153-166, 1957.

¹⁷ . Voight , B. and St. Pierre , B.H.P., Stress History and Rock Stress; in Advances in Rock Mechanics, Proceedings of the Third International Congress of the Society of Rock Mechanics, Part A, Vol. 3, pp. 508-582, 1974.

¹⁸ Rosepiler , M.J., Determination of Principal Stresses and Confinement of Hydraulic Fractures in Cotton Valley; paper SPE 8405 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Las Vegas, NV, 23-26 September 1979.

¹⁹ Allen & Chilingarian, 1975.

2. PARÁMETROS PETROFÍSICOS Y TIPOS DE YACIMIENTOS.

La pérdida de porosidad inducida por la caída de presión en una formación productora puede tener un impacto sobre toda la productividad del yacimiento. La reducción del volumen poroso en la formación puede resultar en la expulsión de hidrocarburo y un importante método de recuperación para los yacimientos débiles. Este mecanismo es comúnmente llamado empuje por compactación. Para evaluar el empuje por compactación en la producción histórica del yacimiento, se requiere un buen conocimiento de la comprensibilidad de la formación. Sin embargo debido a que el espacio del poro se reduce, algunas rutas de migración de fluido pueden bloquearse resultando en una reducción de la permeabilidad, esto depende del tipo de roca, el contenido de minerales, el grado de endurecimiento, y la configuración tectónica.

Con el fin de estimar el efecto de la caída de presión sobre la productividad del yacimiento, es importante entender cómo responderá la permeabilidad a cambios en el volumen poroso como resultado de la compactación de yacimiento inducida por la caída de presión.

El estado de esfuerzos que actúa sobre la roca yacimiento de origen gravitacional, mecánico o químico es afectado por la caída de presión, lo cual incrementa el esfuerzo efectivo neto (Presión neta de confinamiento), que puede alterar en detalle la geometría del poro de la roca yacimiento, específicamente la forma, dimensiones del cuerpo y la garganta de poro.

Hay dos esfuerzos básicos sobre la superficie de las rocas, son: uno, los esfuerzos grano-grano causado por el peso total del material de overburden y Dos, la presión de poro de los fluidos intersticiales, como se muestra en la figura 12. El esfuerzo efectivo neto (presión neta de confinamiento) actúa sobre cualquier plano a través de la roca y es la resultante de los dos esfuerzos ecuación 2.1.

La tasa de declinación de la permeabilidad con el incremento del esfuerzo efectivo neto es altamente variable. Como un resultado de esta variabilidad, las características relacionadas con la permeabilidad tales como la presión de abandono, varía ampliamente incluso dentro de un simple campo o formación. Los problemas de producción ocasionados por el efecto del cambio de permeabilidad y porosidad inducidas por el esfuerzo efectivo ocurren en yacimientos fracturados, no-fracturados, no consolidados con altos valores de permeabilidad y porosidad de matriz y consolidados que se caracterizan por su baja permeabilidad y porosidad de matriz, también llamados yacimientos apretados. En estos yacimientos hay una gran necesidad de entender y modelar la dinámica del cambio de permeabilidad en función de la presión del yacimiento.

Fatt y Davis²⁰ fueron los primeros en observar un decrecimiento en la permeabilidad absoluta de arenas bajo un incremento de la presión neta de confinamiento. Mclatche et al²¹. atribuyeron la reducción de la permeabilidad a la compresibilidad de la roca. Dobrynin²² estudió el efecto de la presión neta de confinamiento y encontró resultados similares al trabajo de Fatt and Davies. Wilhelmi et al²³. Desarrollaron un método para medidas simultáneas de propiedades de poro y elásticas de la roca bajo esfuerzos no uniformes. Gray et al²⁴. Mostraron que la anisotropía de la permeabilidad para varios yacimientos de areniscas es una función de la presión de overburden.

²⁰ Fatt, I. And Davis, T. H.: .The reduction in Permeability with Overburden Pressure,. (1952), 329; *Trans.*, AIME **195**.

²¹ McLatchie, A. S., Hemstock, R. A., and Young, J. W.: .The Effective Compressibility of Reservoir Rock and Its Effects on Permeability,. (September 1958) 386-388 *Trans.*, AIME **213**.43

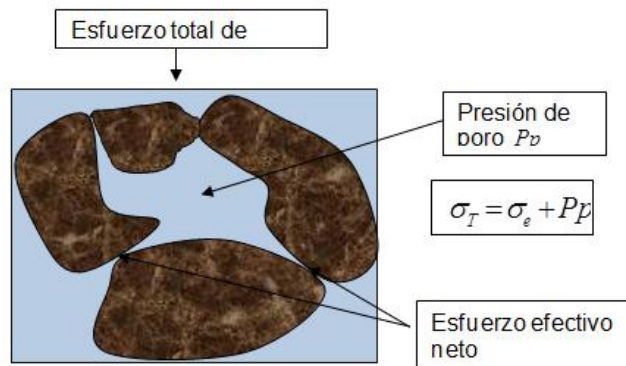
²² Dobrynin, V.: "Effect of Overburden Pressure on Some Properties of Sandstone", *Soc. Pet. Eng. J.* (Oct. 1962) pp.360-366.

²³ Wilhelmi, B., and Somerton, W.H.: "Simultaneous Measurement of Pore and Elastic Properties of Rock Under Triaxial Stress Conditions". *Soc. Pet. Eng. J.* (Sept. 1967) pp. 238-294: *Trans.*- AIME 240.

²⁴ Gray, D. H., Fatt, I., and Bergamini, G.: .The Effect of Stress on Permeability of Sandstone Cores,. *SPEJ* (June 1963) 95-100; *Trans.*, AIME **228**.

Estudios sobre areniscas de Berea y Bandera mostraron que la permeabilidad de estos materiales decrece sobre la aplicación de una presión de overburden simulada. Brower et al²⁵. Examinaron el efecto de la presión sobre la estructura del poro y la consecuencia del cambio en la permeabilidad del gas para una variedad de media de poros naturales y sintéticos. Ostensen²⁶. Desarrolló un modelo de dependencia de la permeabilidad a esfuerzos sobre la base de flujo a través de grietas. La reducción relativa de la permeabilidad es frecuentemente mayor que un factor de diez. Este corresponde con las observaciones de la tasa de flujo en yacimientos de tight-gas que son frecuentemente mucho menor que las predicciones basadas sobre análisis de datos de corazones. Marek²⁷. Observó un drástico decrecimiento en la permeabilidad absoluta acompañada por un pequeño decrecimiento en la porosidad bajo presión de confinamiento. El decrecimiento en la porosidad y permeabilidad es atribuido al colapso de poros.

Figura 12 Esquema de esfuerzos que actúan sobre una roca totalmente saturada a una profundidad dada.



Fuente: Autores-

²⁵ Brower, K. R., and Morrow, N. R.: .Fluid Flow in Cracks as Related to Low- Permeability Gas Sands,. paper SPE 11623 presented at the 1983 SPE/DOE Symposium on Low Permeability, Denver, 14-16 March.

²⁶ Ostensen, R. W.: .The Effect of Stress-Dependent Permeability on Gas Production and Well Testing,. *SPEFE* (June 1986) 227-35; *Trans.*, AIME **284**.

²⁷ Marek, B.F.: "Permeability Loss in Depletion of Reservoirs", paper SPE 8233 presented at the 54th Annual Meeting, Las Vegas, Sept. 1979, P. 23-26.

De acuerdo a la figura 12, el esfuerzo efectivo neto (Presión neta de confinamiento) se expresa de la siguiente manera:

$$\sigma_e = \sigma_T - P_p \quad (2.1)$$

Dónde:

σ_e = Presión neta de confinamiento.

σ_T = Presión de Overburden.

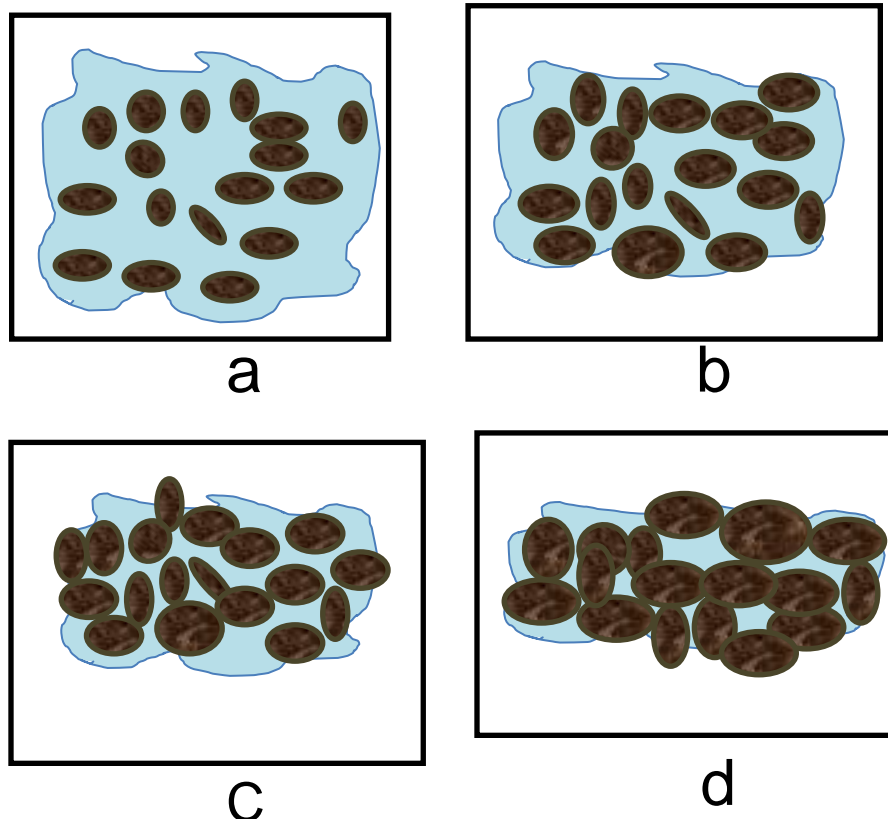
P_p = Presión de poro (Yacimiento).

Esta ecuación se calcula a partir de un gradiente de overburden de un psi por cada pie de profundidad (1 psi/ft). Sin embargo, la presencia de aire en las arenas a una profundidad de varios cientos de pies, o rocas con baja densidad, puede reducir este valor. En tales casos se recomienda seleccionar registros de pozos representativos que incluyan densidad de registros a poca profundidad y hacer correcciones apropiadas²⁸.

La figura 13, muestra el efecto de la presión de overburden en la roca. El estado (a) representa la roca sin efecto del esfuerzo, el estado (b), (c) y (d) representa la misma roca a medida que incrementa el esfuerzo. Mientras las condiciones de esfuerzo ejercido sobre la roca no cambien, los granos de la componen no sufrirán cambios (a); a medida que el esfuerzo neto de confinamiento aumenta los granos de la roca tenderán a reorganizarse y a juntarse más, de manera que la roca se va haciendo menos porosa (b) y (c). Una vez que los granos no pueden cambiar más de posición comienzan a sentirse comprimidos y algunos de esos granos comienzan a pierden su forma y otros se fracturan efecto del continuo incremento del esfuerzo aplicado sobre ellos.

²⁸ Application of Stress-Dependent Rock Properties in Reservoir Studies, George D. Vassilellis, SI International Consulting, Inc., and Stanley C. Jones, Consultant.

Figura 13. Efecto de la compactación con aumento de la presión neta de confinamiento



Fuente: Autores.

2.1. COMPRESIBILIDAD DE LA FORMACIÓN.

La compresibilidad de la formación ha sido reconocida como un importante factor que influye en el comportamiento de yacimientos sobre presionados de petróleo y gas. Sin embargo, estos parámetros no son reconocidos de manera sistemática y el uso de la compresibilidad de la formación en el análisis de yacimientos es a menudo simplificado²⁹.

La Compresibilidad es el parámetro que cuantifica la relación entre la presión externa sobre un cuerpo y el cambio en su volumen. Un material no poroso tiene

²⁹ D.P. Yale, G.W. Nabor.* and J.A. Russell, Mobil R&D Corp., and H.D. Pham** and Mohamed Yousef,+Mobil E&P U.S. Inc. "Application of Variable Formation Compressibility for Improved Reservoir Analysis." SPE 2664,

una sola compresibilidad (C) definida por Collins (1961) como:

$$c = -\frac{1}{V} \frac{\partial V}{\partial P} \quad (2.2)$$

Donde V es el volumen del cuerpo, P es la presión hidrostática externa sobre la superficie del material. En general la compresibilidad de la roca en términos de cambio del volumen de poro deberá ser una cantidad negativa. Sin embargo el efecto de un incremento en el volumen de poro con un incremento en la presión puede ser visto como un incremento en el tamaño del contenedor de los fluidos del yacimiento.

Si la deformación del volumen: $d\varepsilon = Cdp$ (Cambio de la compresibilidad con la presión) y el volumen del yacimiento se mantiene constante, el mismo efecto puede ser logrado por la contracción adicional de los mismos fluidos contenidos. Por consiguiente, la compresibilidad efectiva de la roca puede ser considerada como una cantidad positiva aditiva a la compresibilidad del fluido, lo que es usual en la termodinámica convencional.

Como se muestra en la ecuación 2.3, el volumen bulk V_b es definido como el volumen neto que se mide si la presencia de los poros fuera ignorada. El volumen de poro V_p es definido como aquella parte del volumen bulk que no es ocupada por rocas minerales. Los dos volúmenes relacionados por:

$$V_b - V_p = V_s \quad (2.3)$$

Donde V_s es el volumen ocupado por los granos minerales de la roca. Los geofísicos e ingenieros de petróleo usualmente cuantifican la cantidad relativa de espacio de poro y minerales en la roca por la porosidad ϕ , definida por:

$$\phi = \frac{V_p}{V_b} \quad (2.4)$$

A menudo se usa la relación de vacío e , definida por.

$$e = \frac{V_P}{V_S} = \frac{V_P}{V_S - V_P} = \frac{\emptyset}{1 - \emptyset} \quad (2.5)$$

Ya que se ha definido que la presión de poro y la presión de confinamiento pueden modificar el volumen bulk y el volumen poroso de la roca, entonces podemos definir cuatro diferentes comprensibilidades que se pueden asociar con el medio poroso. Cada una de estas comprensibilidades relaciona los cambios tanto el volumen de poro V_p y el volumen bulk V_b a cambios en la presión de poro P_p y presión de confinamiento P_c . Para definir estas relaciones se usa una notación en la cual el primer subíndice indica el cambio del volumen relevante, y el segundo subíndice indica la presión con respecto a la cual se analiza un volumen bulk o el volumen poroso, las definiciones más comunes de comprensibilidad son las siguientes.

$$C_{bc} = -\frac{1}{V_b} \left[\frac{\partial V_b}{\partial P_c} \right]_{P_p} \quad (2.6)$$

$$C_{bp} = -\frac{1}{V_b} \left[\frac{\partial V_b}{\partial P_p} \right]_{P_c} \quad (2.7)$$

$$C_{pc} = -\frac{1}{V_p} \left[\frac{\partial V_p}{\partial P_c} \right]_{P_p} \quad (2.8)$$

$$C_{pp} = -\frac{1}{V_p} \left[\frac{\partial V_p}{\partial P_p} \right]_{P_c} \quad (2.9)$$

Las dos comprensibilidades definidas en las ecuaciones 2.6 y 2.7, es decir C_{bc} y C_{bp} , son referidas a comprensibilidades bulk, ya que ellas involucran cambios en el volumen bulk de la roca. La comprensibilidad bulk C_{bc} es análoga a la comprensibilidad de un material no poroso como se definió en la ecuación 2.2. En cuanto a los fluidos saturados puede ser tratado como un material homogéneo, C_{bc} será su mayor comprensibilidad efectiva. La otra comprensibilidad bulk, C_{bp} que es llamada por Fatt (1958), “compresibilidad pseudo-bulk”, refleja la influencia de la presión de poro sobre el volumen bulk.

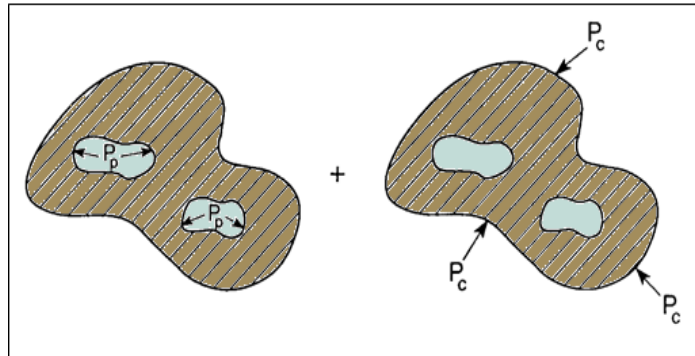
Las compresibilidades definidas en las ecuaciones 2.6 y 2.7 involucran cambios en el volumen neto de la roca y no presentan variación en la presión sobre el volumen del espacio vacío de la roca. Se Podría señalar que estas compresibilidades son aplicadas principalmente a la ingeniería de materiales tales como aceros o cerámicas, y comúnmente usadas en la ingeniería civil para prevenir daños extensivos en las construcciones y subsidencia en las superficies. Ejemplos bien conocidos sobre subsidencia en campos de petróleo son Wilmington-Long Beach en el sur de california, y el campo en el Mar del Norte, Ekofisk. En la industria del gas y el petróleo, C_{bc} y C_{bp} son muy utilizadas para aplicación geofísica a gran escala tectónica así como en los problemas de propagación de ondas.

Las otras dos compresibilidades, C_{pc} y C_{pp} son las compresibilidades de poro, y expresan el efecto de la variación de presión sobre el volumen de espacio vacío contenido en la roca. Hall (1953) se refiere a C_{pc} como el “Coeficiente de compactación de la formación” y C_{pp} como la “compresibilidad de poro efectiva”. La compresibilidad de poro C_{pp} es usada en análisis de yacimientos, ya que refleja el volumen de fluido de los poros en exceso que se puede almacenar en el espacio poroso con un aumento de la presión. Esta compresibilidad se añade a la de los fluidos del yacimiento como C_f , para representar la compresibilidad de la roca yacimiento; termino que es usado en la ecuación básica de análisis de yacimientos. En la figura 14 se puede ver el efecto de las dos presiones que actúan sobre la roca, Presión de poro y Presión de confinamiento, estas presiones afectan el volumen bulk y el volumen del espacio vacío.

De acuerdo a este orden de ideas la ecuación 2.9 se puede modificar para representar la compresibilidad de la formación de la siguiente manera.

$$C_F = -\frac{1}{V_P} \left[\frac{\partial V_P}{\partial P_P} \right]_{P_C} \quad (2.10)$$

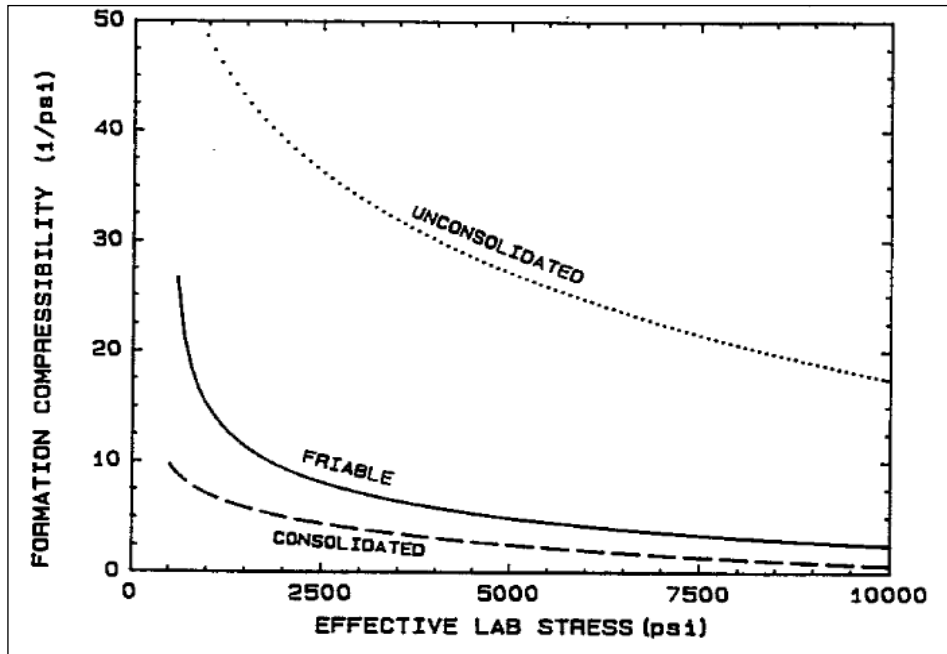
Figura 14. Esquema del efecto de las presiones de poro y confinamiento sobre la roca.



Fuente: R.W Zimmerman, "Compressibility of sandstone"

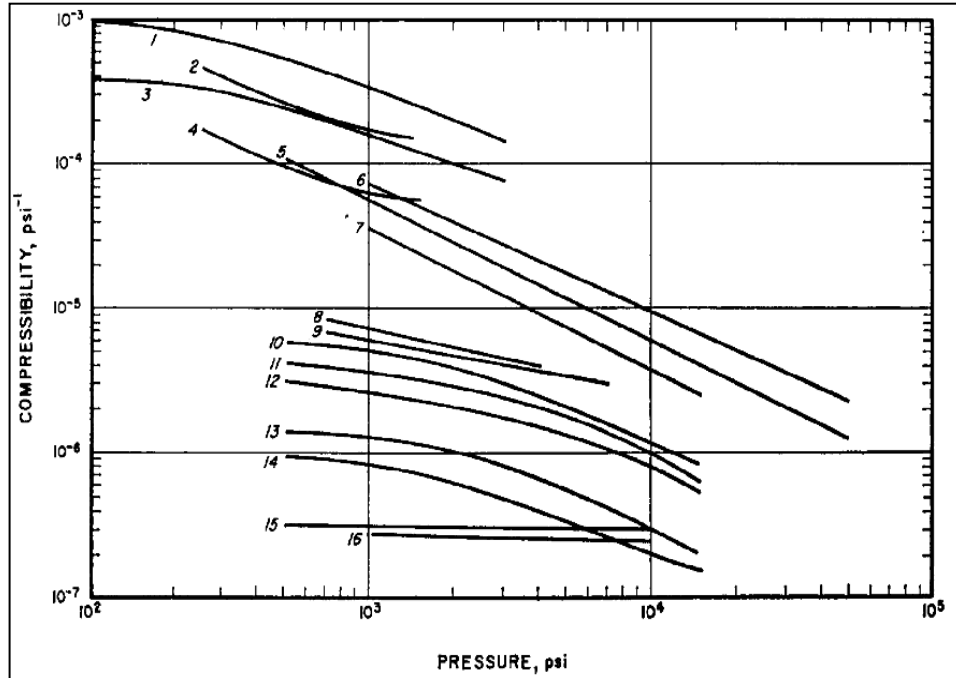
Muchos investigadores han presentado datos de compresibilidad sobre rocas consolidadas, sedimentos no consolidados, shales y varios materiales arcillosos. Estos datos relacionan la compresibilidad con respecto a su porosidad o presión aplicada. En la figura 15 se aprecia el efecto de la compresibilidad sobre diferentes tipos de roca: no consolidada, Friable y consolidada para yacimientos clásticos Hall (1953) presentó una correlación entre compresibilidad efectiva de la roca C_f y porosidad. Esta correlación ha sido ampliamente usada para areniscas y caliza, pero no es aplicable para arenas no consolidadas o formaciones altamente fracturadas. Algunos datos sobre compresibilidad de rocas consolidadas y sedimentos no consolidados han sido presentado por Fatt (1958), Van der Knaap y Van der Vlis (1967), Sawabini (1971), Newman (1973), Zimmerman et al. (1986) y otros. Una comparación de la relaciones entre compresibilidades y la presión aplicada para arenas no consolidadas, illite clay, limestone, areniscas, y shales se presentan en la figura 16.

Figura 15. Esquema de compresibilidades para yacimientos clásticos.



Fuente: D.P.Yale, G.W. Nabor,* and J.A. Ruseell, Mobil R&D Corp., and H.D, Pham**and Mohamed Yousef,+ Mobil E&P U.S. Inc. "Application of Variable Formation Compressibility for Improved Reservoir Analysis.

Figura 16. Relación de compresibilidades versus presión aplicada, para arenas no consolidadas, illite clay, limestone, areniscas y shales.



No.	Investigator	Rock type	Type of applied pressure	Compressibility
1	The writers	California unconsolidated arkosic sands*	Triaxial	Pore $[-(1/V_p)(\partial V_p/\partial p_e)\sigma]$
2	Kohlhaas and Miller (1969)	California unconsolidated sands	Uniaxial	Pore
3	The writers	California unconsolidated arkosic sands*	Triaxial	Bulk $[-(1/V_s)(\partial V_s/\partial p_e)\sigma]$
4	Kohlhaas and Miller (1969)	California unconsolidated sands	Uniaxial	Bulk
5	The writers	Illite clay (API No. 35) (wet)**	Uniaxial	Bulk $[-(1/e + 1)(de/dp_e)]$
6	The writers	Illite clay (API No. 35) (dry)	Uniaxial	Bulk $[-(1/h)(dh/dp_e)]$
7	Knutson and Bohor (1963)	Repetto Fm. (Grubb Zone) (wet)*	Net confining	Pore $[-(1/V_p)(\partial V_p/\partial \sigma)_p]$
8	Knutson and Bohor (1963)	Lansing-Kansas City Limestone (wet)*	Net confining	Pore
9	Carpenter and Spencer (1940)	Woodbine Sandstone (wet)	Net confining	Pseudo bulk $[-(1/V_s)(\partial V_s/\partial p)]$
10	Fatt (1958b)	Feldspathic graywacke (no. 10) (wet)***	Net confining****	Bulk
11	Fatt (1958b)	Graywacke (No. 7) (wet)***	Net confining	Bulk
12	Fatt (1958b)	Feldspathic graywacke (No. 11) (wet)***	Net confining	Bulk
13	Fatt (1958b)	Lithic Graywacke (No. 12) (wet)***	Net confining	Bulk
14	Fatt (1958b)	Feldspathic quartzite (No. 20) (wet)***	Net confining	Bulk
15	Podio <i>et al.</i> (1968)	Green River Shale (dry)	Net confining	Bulk
16	Podio, <i>et al.</i> (1968)	Green River Shale (wet)**	Net confining	Bulk

Fuente: George V. Chilingarian, Jalal Torabzadeh, John O. Robertson, Herman H. Rieke, and S.J. Mazzullo, Capitulo 9, Compressibility.

Dónde:

* Saturada con agua de formación.

* * Saturada con agua destilada.

* * * Saturada con Kerosene.

* * * * Presión neta de confinamiento = presión hidrostática externa = $P_e = (\sigma - 0.85 P_p)$,

σ : Esfuerzo total de overburden.

P_p : Presión de poro donde 0.85 deberá ser 1 según el autor.

De acuerdo a Rudy³⁰ la compresibilidad tiene un comportamiento muy variable, este depende de dos mecanismos. El primero involucra el desplazamiento y rotación de los granos; las arenas débiles típicamente son jóvenes y tienen un proceso de sedimentación y compactación bajo, además un bajo esfuerzo efectivo inicial. La morfología de estas arenas tienden a ser dominante por el contacto grano a grano. Estos factores conducen a un significativo aumento en la compresibilidad por el deslizamiento y rotación de los granos. El segundo proceso es la mineralogía, que desde un punto de vista mecánico se puede considerar en dos sistemas de componentes. El primer componente consiste predominantemente de minerales duros tales como cuarzo, feldespatos y otros minerales. El segundo componente son los minerales relativamente débiles, materiales dúctiles tales como arcillas y fragmentos de roca, que típicamente son alrededor de 30 a 40 veces más débil que los cuarzos³¹.

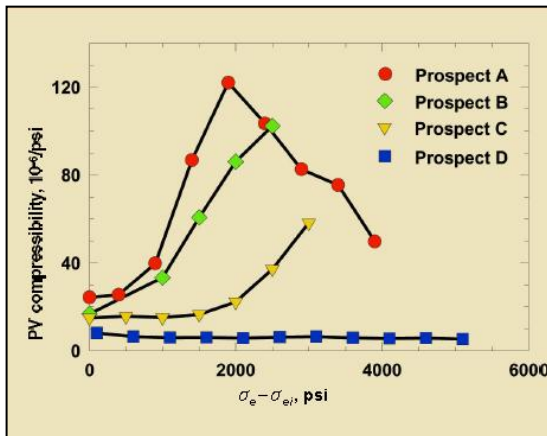
Cuando aplicamos un incremento en el esfuerzo o presión neta de confinamiento y esta fuerza supera la fuerza grano-dúctil, comienza el deslizamiento y rotación de los granos, lo que incrementa la compresibilidad rápidamente hasta un pico donde el deslizamiento y la rotación se detiene y comienza una disminución paulatina de esta propiedad, provocando un reagrupamiento de los granos y una gradual

³⁰ I.Ruddy, SPE, AMOCO NORWAY Oil Co.; Mark A. Andersen, SPE, P.D. Pattillo, SPE, and M. Bishlawi, Amoco Production Co; and N.Foged, Danish Geotechnical Inst y modificado.

³¹ Klein, C. and Hurlbut, C.S.: Manual of Mineralogy, (after J.D.D a n a), John Wiley & Sons, New York City (1977) 202–03.

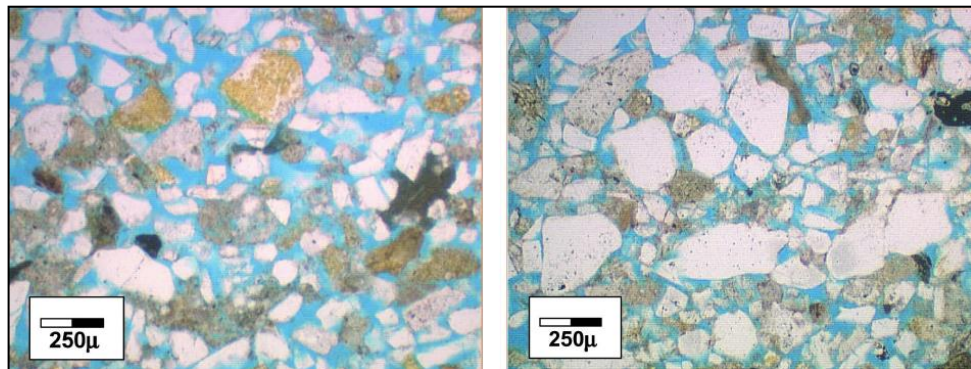
deformación o apretamiento del material dúctil³². Esto puede ser observado en la figura 17.

Figura 17. Comportamiento de la compresibilidad en función de materiales dúctiles y duros.



Fuente: R.M. Ostermeler, SPE, Shell Intl. E&P Inc "Compaction Effects on porosity and permeability: Deepwater Gulf of Mexico Turbidites".

Figura 18. Esquema de la morfología de la roca, prospecto A (a la izquierda) y prospecto D (a la derecha).



Fuente: R.M. Ostermeler, SPE, Shell Intl. E&P Inc "Compaction Effects on porosity and permeability: Deepwater Gulf of Mexico Turbidites".

La figura 18, establece la morfología del tipo de roca prospecto A y Prospecto D, la muestra Prospecto D exhibe un largo rebote, que puede ser explicado en términos

³² R.M. Ostermeir, SPE, Shell Intl. E&P Inc. " Compaction Effects on Porosity and Permeability: Deepwater Gulf of Mexico Turbidities". Pag 4-3.

procesos elásticos cuarzo a cuarzo, contrario a la muestra prospect A debido a que la compactación de estas muestras es asociada con los procesos inelásticos deslizamiento/rotación y deformación componente dúctil.³³

2.2. POROSIDAD.

Los granos de arenas y partículas de materiales carbonatados que constituyen los yacimientos de arenas y calizas nunca encajan perfectamente debido al alto grado de irregularidad en forma. El espacio vacío creado a lo largo de las camas de los granos, es llamado espacio poroso o intersticial que es ocupado por fluidos (líquidos o gases). La porosidad de una roca es definida como la fracción del volumen bruto del yacimiento que no es ocupado por estructura sólida. Esto puede ser expresado en forma matemática como:

$$\phi = \frac{V_b - V_{gr}}{V_b} = \frac{V_P}{V_b} \quad (2.11)$$

Donde

ϕ = Porosidad, Fracción

V_b = Volumen del bulk de la roca y acimienta

V_{gr} = Volumen de grano.

V_P = Volumen de poro.

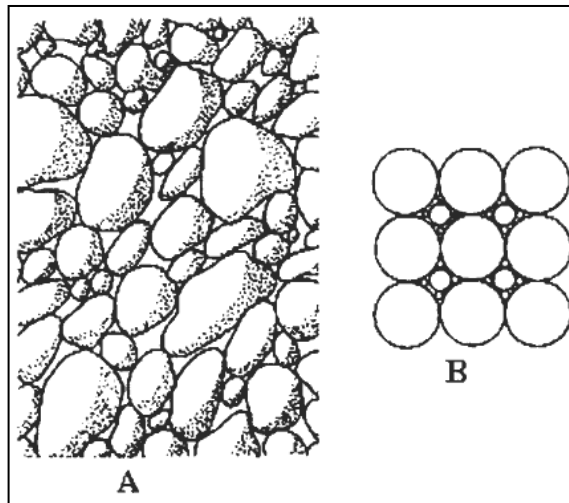
De acuerdo a esta definición, la porosidad de los materiales podría tener cualquier valor, pero la porosidad de las rocas sedimentarias generalmente menor que el 50%.

³³ R.M. Ostermeir, SPE, Shell Intl. E&P Inc. "Compaction Effects on Porosity and Permeability: Deepwater Gulf of Mexico Turbidities". Pag 3.

2.2.1. Factores que gobiernan la magnitud de la porosidad. En un esfuerzo para determinar aproximadamente los valores límites de la porosidad, Fraser and Graton³⁴ determinaron la porosidad de varios agrupamientos de paquetes de esferas uniformes. Ellos han demostrado que la arreglo cubico, o todo lleno tiene una porosidad de 47.6% y los romboédricos o apretadas tiene una porosidad de 25%. La porosidad de tales sistemas es independiente del tamaño de grano (diámetro esférico). Sin embargo si una cantidad de esferas pequeñas son mezcladas con otro sistema, la relación de espacio de poro para la estructura sólida se hace menor y la porosidad es reducida³⁵. Este efecto puede apreciarse en la figura 19 esquemas bajo diferentes tamaños de grano.

La porosidad en yacimientos de petróleo se encuentra en un rango de 5 al 40% pero más frecuentemente entre 10 al 20%.

Figura 19. Esquema de granos de diferente tamaño (A) y con forma esférica (B).



Fuente: Djebbar Tiab and Erle C. Donaldson. Second Edition with New and Update Materials "Petrophysics". P 119.

³⁴ Fraser, J.J. and Graton, L.C. "Systematic Packing of Spheres with Particular Relations to Porosity and Permeability." J. Geol., Nov,Dec. 1035, pp. 785-909.

³⁵ Gatlin, C. petroleum Engineering-Drilling and Well Completions. Prentice-Hall Book Co., Englewood Cliffs, NJ, 1960, pp. 21-22.

Los factores que gobiernan la magnitud de la porosidad en sedimentos clásticos son:

- Uniformidad del tamaño de grano.
- Grado de cementación o consolidación.
- Cantidad de compactación durante y después de la depositación.
- Métodos de empaquetamiento.

2.2.2. Variación de la porosidad por efecto de la presión neta de confinamiento. La implementación de un método que calcule la variación de la porosidad en función de la caída de presión de yacimiento, se relaciona a partir de la compresibilidad de poro o compresibilidad de la formación, ecuación 2.10. Como se muestra a continuación.

$$C_F = -\frac{1}{V_P} \left[\frac{\partial V_P}{\partial P_P} \right]_{P_C} \quad (2.10)$$

La definición de porosidad se establece a través de la siguiente expresión.

$$\text{Porosidad } (\phi) = \frac{V_p}{V_b} \quad (2.12)$$

La variación del volumen se da con respecto al volumen del poro y no al volumen bulk. A partir de esta suposición, se toma el V_b del diferencial de la ecuación anterior.

$$C_F = -\frac{1}{\phi * V_b} \left[\frac{\partial(\phi * V_b)}{\partial P_P} \right]_{P_C} \quad (2.13)$$

$$C_F = -\frac{1 * V_b}{\phi * V_b} \left[\frac{\partial \phi}{\partial P_P} \right]_{P_C} \quad (2.14)$$

Obteniéndose la siguiente ecuación:

$$C_F = \frac{1}{\phi} \left[\frac{\partial \phi}{\partial P_P} \right]_{P_C} \quad (2.15)$$

Al separar variables e integrar se puede llegar a:

$$C_F * \partial P_P = \frac{1}{\phi} * \partial \phi \quad (2.16)$$

$$C_F \int_{P_O}^P \partial P_P = \frac{1}{\phi} \int_{\phi_O}^{\phi} \partial \phi \quad (2.17)$$

$$C_F(P - P_O) = Ln \left(\frac{\phi}{\phi_O} \right) \quad (2.18)$$

Al despejar la porosidad ϕ se obtiene:

$$\phi = \phi_O e^{C_F(P - P_O)} \quad (2.19)$$

La notación de expansión en serie de euler se expresa:

$$e^X = 1 + x + \frac{x^2}{2!} + \frac{x^3}{3!} + \dots \dots \quad (2.20)$$

Al Usar la expansión de la serie y truncarla después del segundo término (El aporte de los términos a la serie después del segundo término es insignificante)

Se tiene³⁶:

$$\phi = \phi_O [1 + C_F(P - P_O)] \quad (2.21)$$

Esta es la ecuación que se debe implementar dentro de los simuladores para

³⁶ <http://www.lacomunidadpetrolera.com/cursos/propiedades-de-la-roca-yacimiento/definicion-de-compresibilidad.php>.

modelar el cambio en la porosidad en función de la variable compresibilidad y caída de presión³⁷.

A continuación se hará una breve descripción de los tipos de yacimientos donde el efecto de la compactación tiene gran influencia, yacimientos apretados, no consolidados y fracturados.

2.3. YACIMIENTOS APRETADOS (TIGHT GAS).

Los yacimientos apretados (tight gas) se caracterizan por tener una matriz con un bajo rango de permeabilidad ($K < 0.1$ mD). Documentos relacionados acerca de experimentos de laboratorio bajo condiciones restauradas de yacimiento, muestran que la dependencia de las propiedades de la roca a esfuerzos es más significativa en yacimientos apretados, que en yacimientos consolidados y no consolidados.

2.3.1. Experimentos de laboratorio acerca del efecto del esfuerzo sobre la permeabilidad.

Varios autores han estudiado la reducción de la permeabilidad debido a esfuerzos en la roca. Vairogs et al³⁸ estudiaron el efecto de la presión de confinamiento aplicada hidrostáticamente y con diferente presión. El efecto del esfuerzo sobre corazones que presentan una permeabilidad menor a 0.1 mD, fue mucho mayor que el efecto sobre otras muestras con mayor permeabilidad. La explicación dada para este fenómeno se relaciona con el pequeño radio de poro. Incrementos de los esfuerzos comprensivos aplicados a los pequeños radios de poros pueden disminuir su capacidad de flujo siendo proporcionalmente mayor que en las de largos poros. Los experimentos de laboratorio validaron que la reducción en la permeabilidad es mayor en bajas-permeabilidades que en corazones de altas-permeabilidades.

³⁷ Advanced Process and Thermal Reservoir Simulator By Computer Modelling Group Ltd. STARS p 321.

³⁸ Vairogs, J. and Rhoades, V. W.: .Pressure Transient Test in Formations Having Stress-Sensitive Permeability,. *JPT* (August 1973) 965-70; *Trans.*, AIME, **255**.

Las medidas de permeabilidad fueron hechas a varios niveles de presión de confinamiento para cada corazón, fluyendo nitrógeno a través de este. La figura 20 y 21 muestran algunas observaciones generales hechas durante el curso del estudio. Cada gráfica tiene una relación k/k_i (permeabilidad a una dada presión de confinamiento/permeabilidad a una presión de confinamiento de 500 psig), como una función de la presión de confinamiento. La presión inicial de confinamiento (500 psig) fue la condición inicial para cada serie de medidas de permeabilidad (ver Vairogs et al).

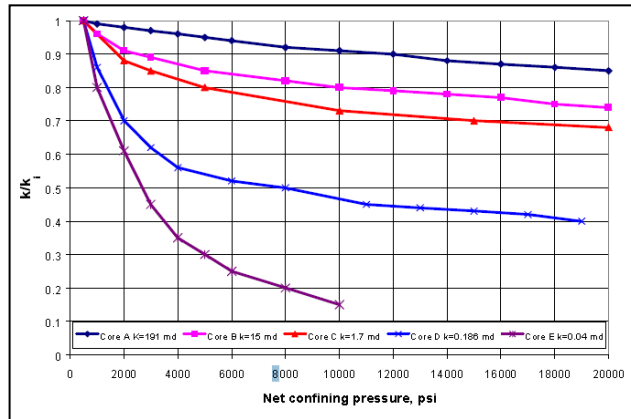
En la figura 20 se ilustra el mayor grado de reducción de la permeabilidad con corazones de baja permeabilidad que con corazones de alta permeabilidad. El corazón A es una arenisca de Chanute, el corazón B es una arenisca de Andres, el corazón C y D son areniscas de Springer y el corazón E es una arenisca de Frio. Trabajos previos realizados por Davies y Davies³⁹ revelan que la diagénesis es un fundamental control sobre la geometría del poro y la sensibilidad a esfuerzos de los yacimientos consolidados de areniscas. La diagénesis es conocida por variar con cambios en 1) ambiente deposicionales, 2) posición estratigráfica, 3) la locación de los elementos de la estructura tales como fallas, etc. y 4) locaciones relativas de la cresta estructural. Por lo tanto un entendimiento de la tendencia diagenética vertical y lateral en un campo es significativo para entender la distribución de la dependencia de la permeabilidad a esfuerzos dentro de un yacimiento. Un detalle del conocimiento de la diagénesis llega a ser un factor importante en yacimientos consolidados grandes, estratigráficos o de complejidad estructural donde varios episodios diagenéticos puedan caracterizar una simple capa estratigráfica.

La presencia de fragmentos de shale y líneas de fracturas involucran un drástico

³⁹ J.P. Davies, Spe, Chevron USA Inc., and D.K. Davies, Spe, David K. Davies & Associates, Inc: "Stress-Dependent Permeability: Characterization and Modeling".

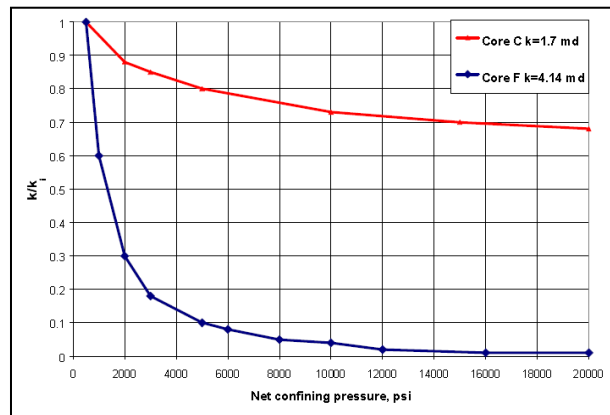
incremento en la reducción de la permeabilidad debido a los esfuerzos. Este fenómeno se puede observar en la figura 21, donde el corazón F es una arenisca de Springer laminada con fragmento de shale y exhibe líneas de fracturas, y el corazón C es una arenisca de Springer.

Figura 20. Relación permeabilidad Normalizada Vs Presión neta de confinamiento



Fuente: Mariela F. Barbara. Submitted to the Office of Graduate Studies of Texas A&M University. May 2004 "Effect Of Pressure-Dependent Permeability on Tight Gas Wells"

Figura 21. Reducción de la permeabilidad normalizada de areniscas con fragmento de shale y sin fragmentos.

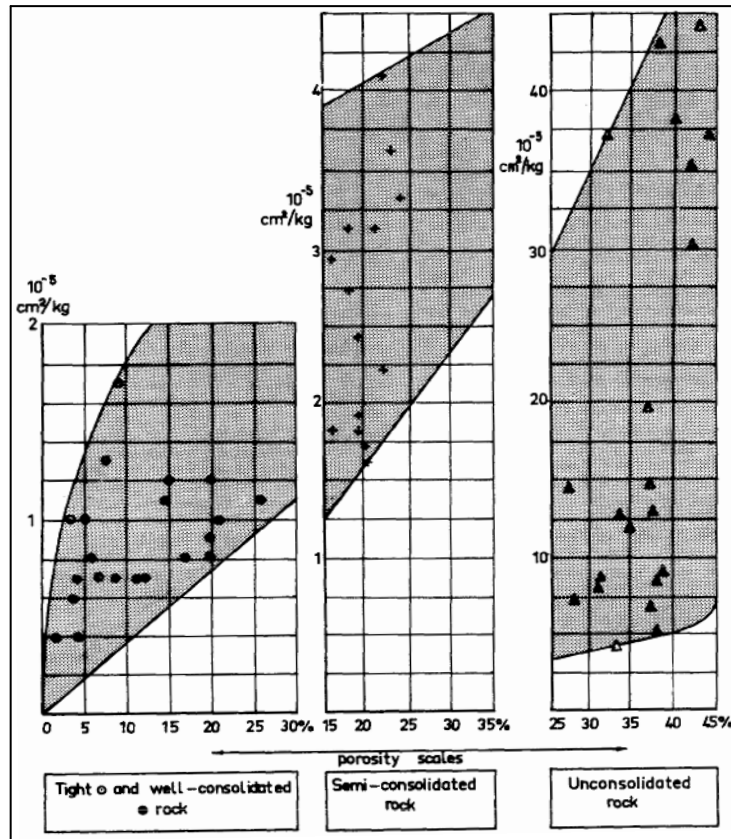


Fuente: Mariela F. Barbara. Submitted to the Office of Graduate Studies of Texas A&M University. May 2004 "Effect Of Pressure-Dependent Permeability on Tight Gas Wells".

2.4. YACIMIENTOS NO CONSOLIDADOS.

Se caracterizan por ser yacimientos someros por tener un alto valor de permeabilidad y valores de porosidad que oscilante entre 21 y 40 %, estos altos valores y el no poseer un material cementante, ocasionan un desequilibrio de la carga de los granos cuando la presión del fluido es disminuida, generando una rápida pérdida del volumen de poro lo que conduce a una reducción en su porosidad y permeabilidad “Compactación” (que puede ayudar drásticamente en la producción por aplastamiento del petróleo provocando una expulsión de hidrocarburo a la cara del pozo. Sin embargo como anteriormente se dijo, causa una reducción en la permeabilidad lo que ocasiona una reducción en la producción de petróleo).

Figura 22. Comparación efecto de la compactación.



Fuente: J. Geertsma, SPE-AIME, Koninklijke/Shell Exploratie en Productie Laboratorium: “ Land Subsidence Above Compacting Oil and Gas Reservoirs”.

En la Figura 22 se aprecia el fuerte impacto de la compactación sobre las rocas no consolidadas. Este fenómeno se evidencia por la subsidencia que se produce en la superficie del yacimiento, generando problemas operacionales.

Yacimientos de gran importancia a nivel de investigación en torno al tema de subsidencia ocasionada por la compactación son el campo Wilmington en California, Goose Creek en Harris County, Texas, campos limítrofes al lago Maracaibo. Datos de subsidencia fuera de América son muy escasos⁴⁰.

2.5. YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS.

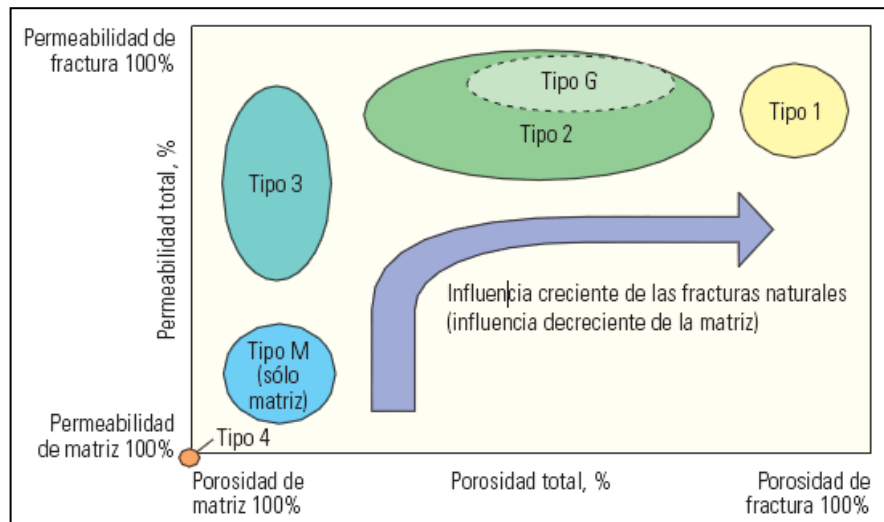
A la hora de desarrollar y modelar los yacimientos fracturados, la capacidad de comprender y predecir las características de los sistemas de fracturas y fallas es esencial. La complejidad de los sistemas de fracturas naturales se capta en los métodos descriptivos, genéticos y geométricos que los geocientíficos emplean para clasificar las fracturas naturales. El conocimiento de los tipos de fracturas mejora la simulación del flujo de fluidos a través de las fracturas, porque los diversos tipos de fracturas conducen el fluido en forma diferente.

Para apreciar los esquemas de clasificación comunes, se necesita un conocimiento básico de cómo se desarrollan las fracturas naturales. No obstante, para adquirir ese conocimiento se requiere algo más que la amplia observación de las fracturas naturales; es necesario vincular esas observaciones con datos de experimentos de laboratorio controlados. En el laboratorio, los tipos de fracturas se dividen en dos grupos relacionados con su modo de formación: las fracturas por esfuerzo de corte (cizalladura) que se forman con la cizalladura paralela a la fractura creada y las fracturas por esfuerzos de tracción que se forman con una tracción perpendicular a la fractura creada.

⁴⁰ Geertsma, SPE-AIME, Koninklijke/Shell Exploratie en Productie Laboratorium: " Land Subsidence Above Compacting Oil and Gas Reservoirs. Pag 1.

2.5.1. Clasificación de los yacimientos fracturados. La mayoría de los yacimientos, si no todos, contienen fracturas. El grado en que las fracturas inciden en el flujo de fluidos a través de un yacimiento es lo que debería dictar el nivel de recursos necesarios para identificar, caracterizar y modelar las fracturas. Los efectos de las fracturas pueden cambiar a lo largo de la vida productiva del yacimiento como las presiones y los tipos de fluidos cambian durante las etapas de recuperación primaria y secundaria. Por otra parte, las fracturas no siempre conducen fluido; a menudo constituyen barreras para el fluido. Los yacimientos fracturados se clasifican en base a la interacción existente entre las contribuciones de porosidad y permeabilidad relativas tanto del sistema de fracturas como del sistema de matriz⁴¹

Figura 23. Sistema de clasificación de yacimientos naturalmente fracturados



Fuente: Tom Bratton Denver, . Dao Viet Canh, Nguyen Van Que. Cuu Long Joint Company (JOC) Saigón Vietnam. Nguyen V. Duc VietSovPetro, Vung Tau City, Vietnam. Paul Gillespie, David Hunt Hyro, Hydro, Bergen, Noruega. Bingiam Ahmadi, Kuwait. Richard Marcinew, Satyaky Ray, Calgary, Alberta, Canda. Bernard Montaron, Dubai, Emiratos Arabes Unidos. Ron Nelson Broken N Consulting, Incorporated Cat Spring, Texas, EUA. David Schoderbek, ConocoPhillips, Calgary. Lars Sonneland, Stavanger, Noruega. Pag 7.

⁴¹ 20. Nelson, referencia 1: 101–124.

En los yacimientos de Tipo 1, las fracturas proveen tanto los elementos de porosidad como los elementos de permeabilidad. Los yacimientos de Tipo 2 poseen baja porosidad y baja permeabilidad en la matriz y las fracturas proveen la permeabilidad esencial para la productividad. Los yacimientos de Tipo 3 poseen alta porosidad y pueden producir sin fracturas, de manera que las fracturas en estos yacimientos proveen permeabilidad adicional. Los yacimientos de tipo M poseen alta porosidad y permeabilidad matricial, de manera que las fracturas abiertas pueden mejorar la permeabilidad, pero las fracturas naturales a menudo complican el flujo de fluidos en estos yacimientos a través de la formación de barreras. Las fracturas no suman porosidad y permeabilidad adicional significativa a los yacimientos de Tipo 4, sino que, por el contrario, suelen constituir barreras para el flujo. Otra clase de yacimientos, los de Tipo G, ha sido creada para los yacimientos de gas fracturados no convencionales, tales como los yacimientos CBM (mantos de carbón), y para los yacimientos de gas condensado fracturados. La mayoría de los yacimientos de Tipo G corresponden o se aproximan a la clasificación de Tipo 2.

El estado de los esfuerzos es importante en los yacimientos YNF porque determina en gran medida si las fracturas están abiertas para conducir los fluidos de yacimiento. Además, la magnitud y dirección de los esfuerzos horizontales desempeñan roles cruciales en el diseño de los fracturamientos hidráulicos; tratamientos que constituyen el método de estimulación primaria para los yacimientos YNF.

2.5.2. Importancia de la compresibilidad en yacimientos calizas. Algunos campos de petróleo del mar del norte grandes o de mayor importancia son yacimientos de calizas. En estos campos es importante medir la compactación y compresibilidad del yacimiento ya que pueden resultar en subsidencia de la superficie. Además una estimación cercana a la reservas de petróleo no pueden ser hechas sin primero medir la compresibilidad y la estimación de reservas y

compactación es difícil ya que la compresibilidad cambia durante el ciclo de vida del campo⁴².

⁴² "A Review of Pore Compressibility and Its Implications for the Valhall Field," Amoco Norway Oil. Co. (May 1987).

3. CONSTRUCCIÓN DEL MODELO CONCEPTUAL DE SIMULACIÓN

La simulación numérica es una herramienta que permite predecir el comportamiento de los yacimientos cuando estos son sometidos a diferentes esquemas de explotación, además de otros procesos.

3.1. INFORMACIÓN NECESARIA PARA LA SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS.

Para realizar una correcta y confiable simulación se debe contar un una información básica que represente las condiciones de yacimiento, de lo contrario los datos obtenidos por el simulador no predecirán el comportamiento de este cuando sea sometido a un determinado método de recobro. A continuación se menciona aquellas características básicas para la construcción del modelo conceptual de simulación.

3.1.1. Descripción física del yacimiento. La descripción física del yacimiento es la base para la simulación numérica, ésta se debe apoyar de un estudio completo de la zona de interés que defina estratigráficamente y estructuralmente al yacimiento. La cantidad de datos necesarios para introducir al simulador depende de la complejidad del proceso que se desee reproducir, algunos de los datos necesarios para el simulador se muestran a continuación⁴³.

1. Mapas geológicos y petrofísicos del área,

- Límites del yacimiento.
- Discontinuidades de las capas
- Características de la formación y del acuífero (si hay presencia de este)

⁴³MEDINA M “ Análisis de sensibilidad de las variables presentes en un piloto vertical de inyección continua de vapor de cinco puntos utilizando simulación numérica de yacimientos” pag 71.

2. Propiedades petrofísicas

- Permeabilidades.
- Porosidades
- Saturaciones (agua, aceite y gas)
- Compresibilidad de la roca y de los fluidos

3. Propiedades PVT

- Viscosidad del aceite y del agua
- Factor volumétrico del aceite
- Comportamiento de fases.

4. Estado mecánico de los pozos.

- Orientación de cada pozo
- Profundidad
- Radio del pozo
- Datos del revestimiento
- Calendario de eventos

3.1.2. Construcción de los modelos conceptuales. Los modelos conceptuales permiten evaluar el comportamiento de los yacimientos cuando estos son sometidos a diferentes esquemas de explotación sin tener en cuenta la historia de producción de este. Para su construcción es necesario determinar las dimensiones del grid de simulación y conocer las propiedades de la roca y de los fluidos.

3.1.3. Dimensiones del Grid de simulación. La herramienta Builder del simulador CMG, tiene las siguientes opciones para el tipo de enmallado:

- Cartesiano
- Radial
- Espesor Variable

La utilización de cada una de ellas, depende de las necesidades requeridas para reproducir de una manera cercana las condiciones estratigráficas del yacimiento a modelar.

3.1.4. Propiedades de los fluidos. El comportamiento de los fluidos presentes en el yacimiento, depende de factores como: temperatura, presión y saturación. Además de dichos factores, también es necesario conocer la viscosidad, las permeabilidades relativas, densidades y saturaciones; los cuales permiten modelar el flujo de uno de los fluidos respecto a los demás presentes en el yacimiento. Estas propiedades juegan un papel importante a medida que van evolucionando los fluidos en un yacimiento de hidrocarburo, tomando como base fundamental el comportamiento termodinámico de fases y parámetros que permiten reconocer la relación; gas-liquido (petróleo ó condensado), gravedad API y color del líquido.

3.1.5. Propiedades de la roca. Las propiedades de la roca son un factor importante en la simulación numérica de yacimientos, a través de ellas podemos determinar la cantidad de hidrocarburo almacenado y la capacidad de flujo del fluido.

3.2. YACIMIENTO APRETADO (TIGHT GAS).

Se desarrolló un modelo conceptual para validar el efecto de la presión neta de confinamiento, este se basó en el trabajo realizado por Davies y Davies. Los datos para el análisis son obtenidos de núcleos convencionales de areniscas terciarias fluviales y deltaicas recuperados de yacimientos onshore del Golfo de México, específicamente las formaciones Travis Peak, Wilcox and Vicksburg⁴⁴.

La tabla 1 muestra las características que se usaron para la construcción del modelo de simulación. La figura 24 ilustra el modelo conceptual construido que representara un yacimiento apretado (Tight gas).

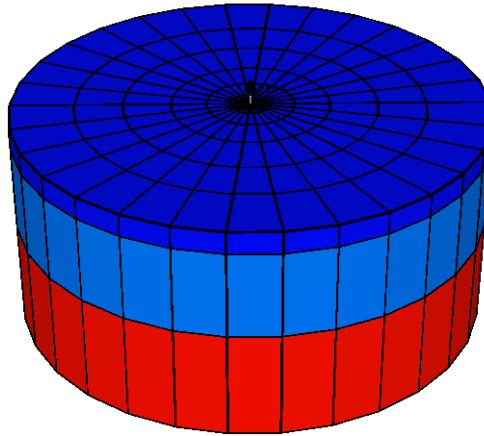
Tabla 1. Características del modelo conceptual.

Modelo	Radial
Angulo	30°
División del radio	12
Numero de capas	3
Área de drenaje	160 acres
Espesor de las capas	10, 40, y 50 pies.
Porosidad	10%
Permeabilidad	0.1 md.
Saturación de agua (irreducible)	25%
Gravedad Especifica	0.66
Presión inicial	7000 psi.
Profundidad	8000 pies.

Fuente: J.P. Davies, Spe, Chevron USA Inc., and D.K. Davies, Spe, David K. Davies & Associates, Inc: "Stress-Dependent Permeability: Characterization and Modeling".

⁴⁴ J.P. Davies, Spe, Chevron USA Inc., and D.K. Davies, Spe, David K. Davies & Associates, Inc: "Stress-Dependent Permeability: Characterization and Modeling" pag 4

Figura 24. Modelo conceptual para un yacimiento tight gas.



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Implicit- Explicit Black Oil Simulator, IMEX.

La construcción de 3 capas en la zona vertical se implementó para identificar 3 tipos de roca presentes dentro del modelo de simulación.

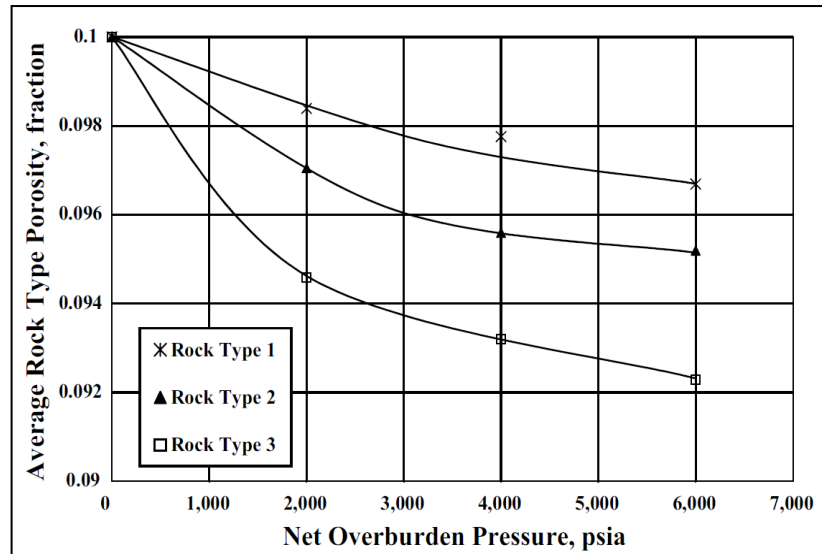
El modelo conceptual fue realizado en el simulador de yacimientos CMG, (Implicit-Explicit Black Oil Simulator “IMEX”), con el fin de reproducir un yacimiento de gas y ajustarlo a las condiciones de (Tight Gas).

3.2.1. Compresibilidades. Se determinaron a partir de la ecuación 2.19 planteada en el capítulo 2.

$$\phi = \phi_0 e^{C_F(P-P_0)} \quad (2.19)$$

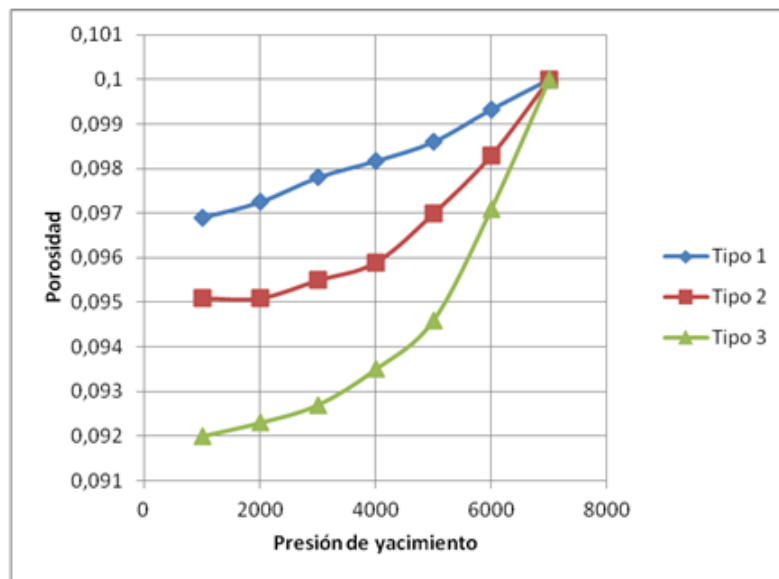
Se partió de los valores de porosidad versus presión neta de confinamiento establecidos en la figura 25 de este trabajo basados en el trabajo de Davies and Davies, se procedió a determinar esta variable en función de la presión del yacimiento obteniendo la figura 26. (Se utilizó la herramienta Excel para obtener los valores de compresibilidades).

Figura 25 Grafica de porosidad versus presión neta de confinamiento, para cada tipo de roca.



Fuente: J.P. Davies, Spe, Chevron USA Inc., and D.K. Davies, Spe, David K. Davies & Associates, Inc: "Stress-Dependent Permeability: Characterization and Modeling"

Figura 26. Porosidad versus Presión de yacimiento.



Fuente: Autores.

Se despeja la compresibilidad de la formación en función de la porosidad y presión del yacimiento como se muestra a continuación.

$$C_F = \frac{\ln\left(\frac{\phi}{\phi_0}\right)}{P - P_0} \quad (3.1)$$

Se implementó esta ecuación y se determinaron los valores de compresibilidad correspondientes para cada tipo de roca presente en el yacimiento, estos resultados se pueden observar en la tabla 2.

Tabla 2. Variación de la compresibilidad por efecto de la disminución de la presión del yacimiento.

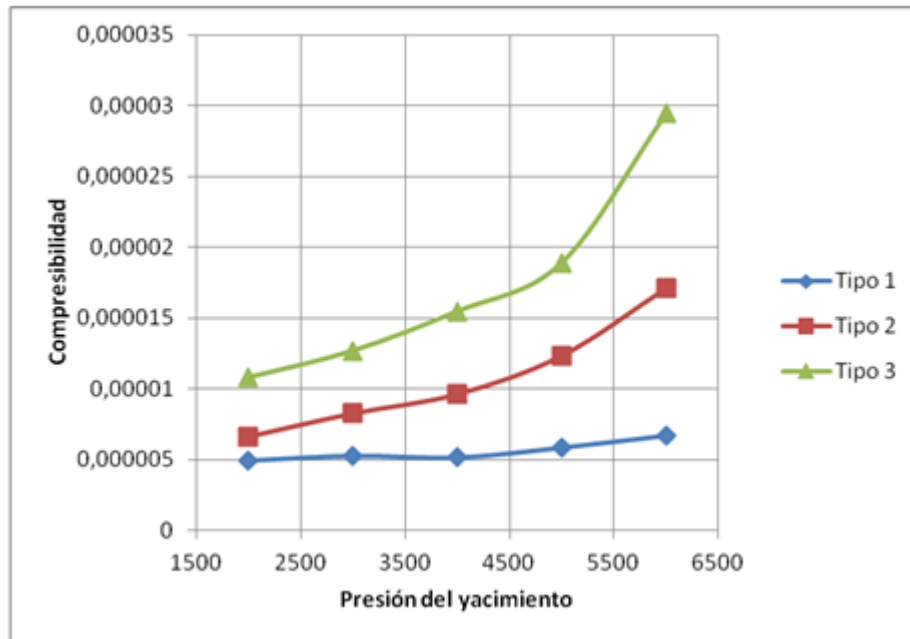
	Compresibilidad		
Presión de yacimiento	Tipo 1	Tipo 2	Tipo 3
6000	6.72255E-06	1.71462E-05	2.94288E-05
5000	5.87349E-06	1.2359E-05	1.889E-05
4000	5.17435E-06	9.63259E-06	1.54576E-05
3000	5.29066E-06	8.27376E-06	1.26743E-05
2000	4.95362E-06	6.61901E-06	1.07906E-05

Fuente: Autores.

Para una mejor ilustración de estos resultados se crea la figura 27, que muestra la variación de la compresibilidad en función de la presión del yacimiento.

Para propósitos iniciales o de corrida de simulación en el desarrollo del modelo conceptual se optó por seleccionar los valores de compresibilidad para la presión de yacimiento de 2000 psi.

Figura 27. Compresibilidad de la formación versus Presión de yacimiento.



Fuente: Autores.

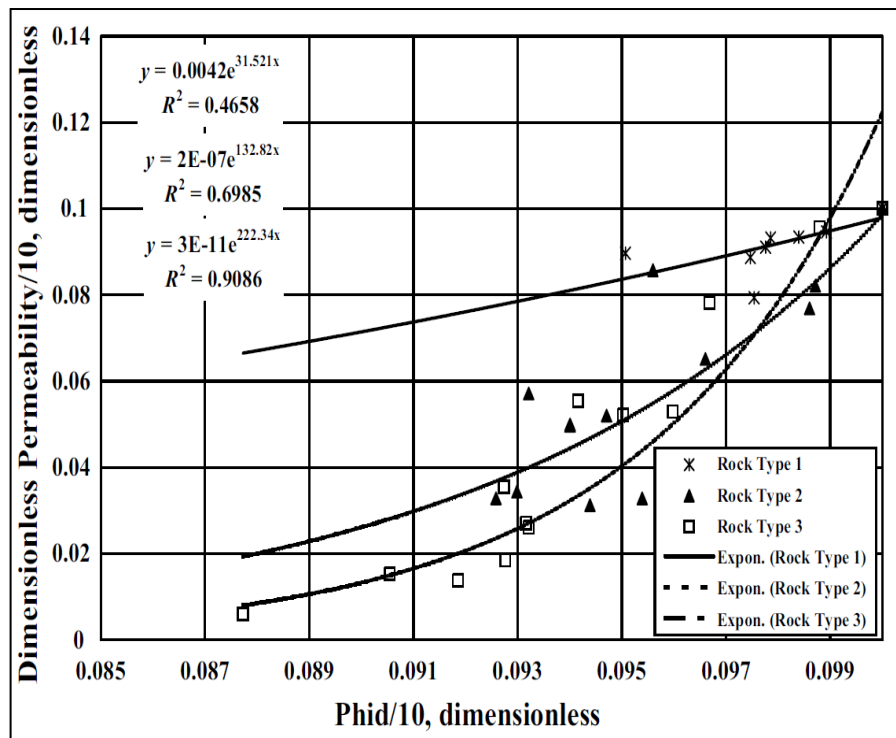
3.2.2. Variación de la porosidad y permeabilidad por efecto de la presión neta de confinamiento. En la figura 26 (porosidad vs PNC) se evidencia una disminución en la porosidad a medida que la presión del yacimiento disminuye, observando una gran pérdida de porosidad en las rocas tipo II y tipo III, este aspecto surge debido a que el tipo de formación, distribución y tamaño de grano, son más sensibles a los esfuerzos (Presión de confinamiento)⁴⁵.

En el trabajo de Davis and Davis la variación en la permeabilidad se establece como una función de la fracción de la porosidad con su respectivas líneas de tendencias, como se ilustra en la figura 28.

⁴⁵ J.P. Davies, Spe, Chevron USA Inc., and D.K. Davies, Spe, David K. Davies & Associates, Inc: "Stress-Dependent Permeability: Characterization and Modeling". Pag 8.

Para determinar la Permeabilidad en función de la presión del yacimiento, se partió de las correlaciones dispuestas en la figura 29, donde a partir de estas ecuaciones se halla los valores de permeabilidad para cada valor de porosidad y se relacionan con su respectivo valor de presión (figura 26). Estos datos fueron tabulados según se muestra en la tabla 3.

Figura 28. Permeabilidad versus porosidad para cada tipo de roca.



Fuente: J.P. Davies, Spe, Chevron USA Inc., and D.K. Davies, Spe, David K. Davies & Associates, Inc: "Stress-Dependent Permeability: Characterization and Modeling".

Correlaciones figura 29.

$$y = 0.0042 * e^{31.521*x} \tag{3.2}$$

$$y = 2E - 7 * e^{132.82*x} \tag{3.3}$$

$$y = 3E - 11 * e^{222.34*x} \tag{3.4}$$

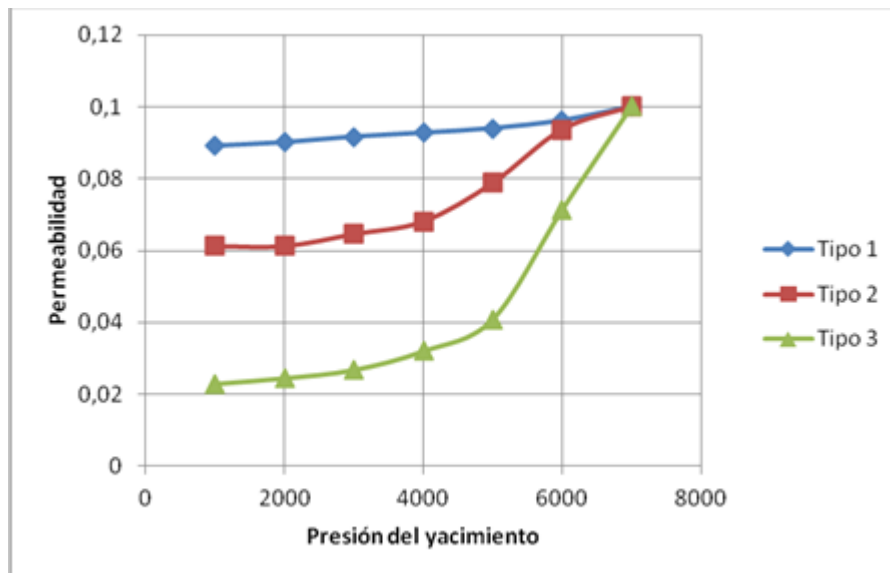
Tabla 3. Valores de Permeabilidad en función de la presión del yacimiento.

Presión de yacimiento.	Permeabilidad		
	Tipo 1	Tipo 2	Tipo 3
7000	0.1	0.1	0.1
6000	0.096165	0.093598355	0.07131777
5000	0.09397747	0.078755397	0.04090677
4000	0.09271229	0.068050142	0.03203156
3000	0.09163729	0.064529134	0.026812
2000	0.09006231	0.061190308	0.02453041
1000	0.08907417	0.061190308	0.02294756

Fuente: Autores.

Para propósitos de visualización se graficó la variación de la permeabilidad en función de la presión, apreciándose la gran pérdida de permeabilidad de su valor inicial de las rocas tipo II y tipo III, como se muestra en la figura 29.

Figura 29. Permeabilidad versus Presión, para cada tipo de roca.



Fuente: Autores.

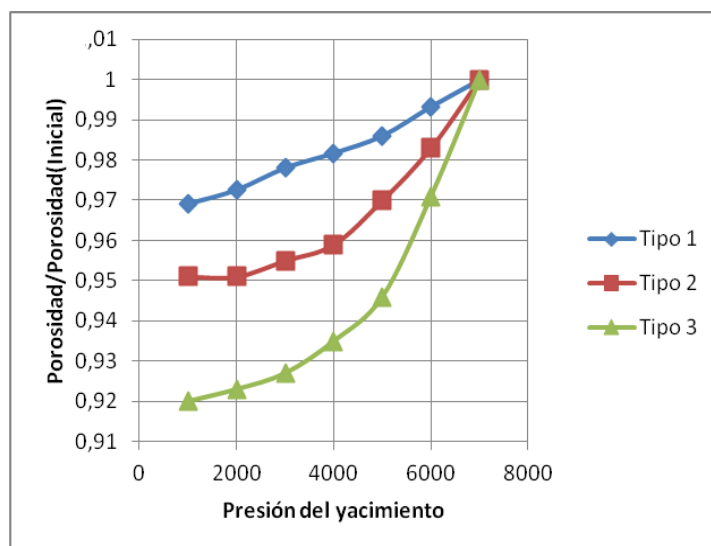
Al obtener los datos de porosidad y permeabilidad en función de la presión del yacimiento, se procedió a normalizar los datos, (porosidad / porosidad inicial, permeabilidad/permeabilidad inicial) como se muestra a continuación en las tablas 4 y 5, en las figuras 30 y 31.

Tabla 4. Normalización de la porosidad en función de la presión del yacimiento.

Presión de yacimiento	Porosidad /porosidad Inicial		
	Tipo 1	Tipo 2	Tipo 3
7000	1	1	1
6000	0.9933	0.983	0.971
5000	0.986	0.97	0.946
4000	0.9817	0.959	0.935
3000	0.978	0.955	0.927
2000	0.9725	0.951	0.923
1000	0.969	0.951	0.92

Fuente: Autores.

Figura 30. Porosidad normalizada versus Presión del yacimiento.



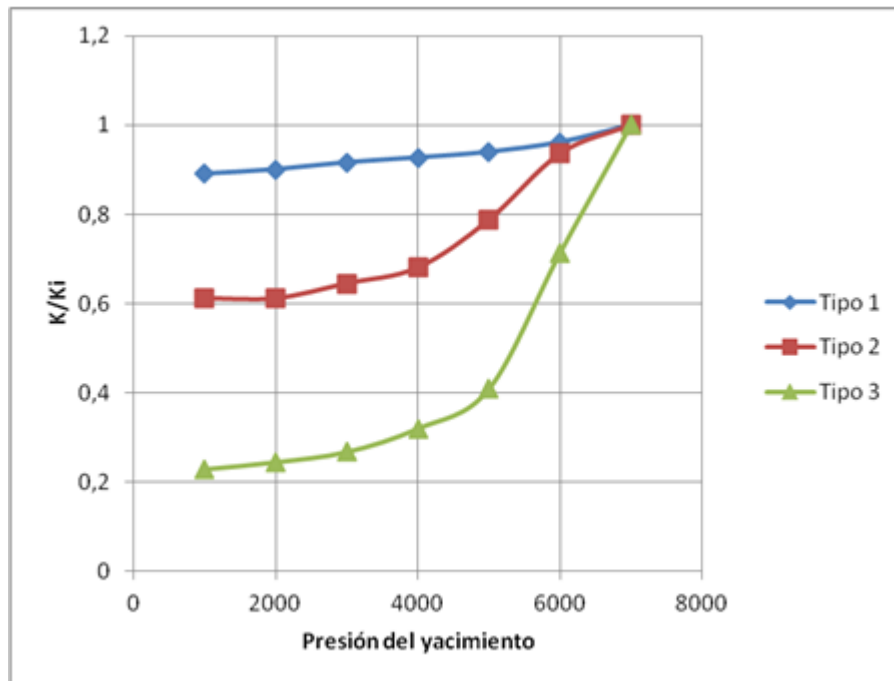
Fuente: Autores.

Tabla 5. Permeabilidad Normalizada en función de la presión del yacimiento

Presión de yacimiento	K/K(i)		
	Tipo 1	Tipo 2	Tipo 3
7000	1	1	1
6000	0.96164999	0.93598355	0.71317771
5000	0.93977475	0.78755397	0.40906769
4000	0.92712295	0.68050142	0.32031556
3000	0.91637294	0.64529134	0.26812
2000	0.90062311	0.61190308	0.24530409
1000	0.89074173	0.61190308	0.22947558

Fuente: Autores.

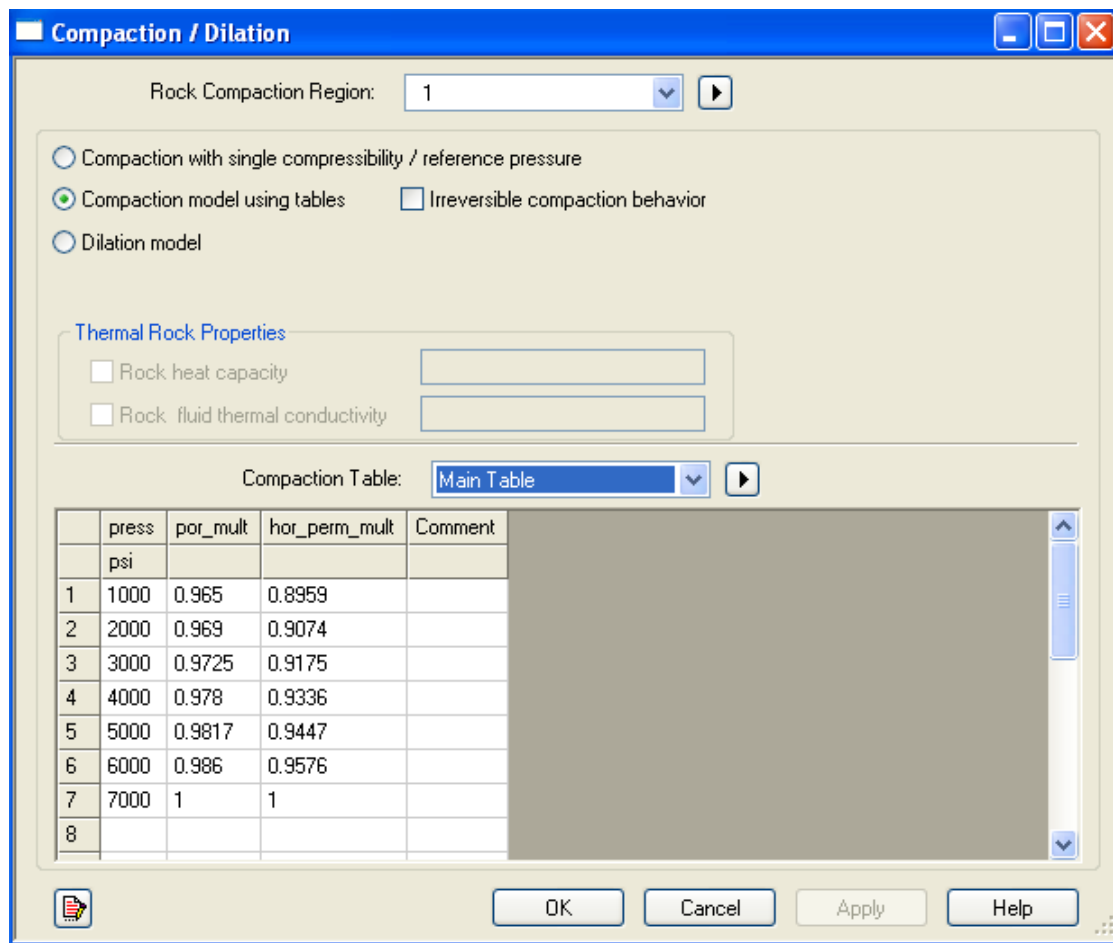
Figura 31. Permeabilidad normalizada versus Presión del yacimiento.



Fuente: Autores.

3.2.3. Efecto del aumento de la presión neta de confinamiento (Compactación). Para simular el comportamiento del aumento de la presión neta de confinamiento, es necesario tabular la porosidad y permeabilidad normalizadas en función de la presión del yacimiento. En la opción “Compaction / Dilation region” seleccionar la opción “Compaction model using tables”, como muestra la figura 32.

Figura 32. ingreso de Porosidad y Permeabilidad normalizadas en función de la presión de yacimiento.



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Implicit- Explicit Black Oil Simulator, IMEX.

Este procedimiento se realiza para los tres tipos de roca que caracterizan el modelo conceptual.

Para los tipos de roca II y III se aplica la opción “Irreversible compaction behavior” ya que según las figuras 26 y 31 este tipo de roca, solo tiene 20 al 50% de la permeabilidad inicial, lo que conlleva a que este tipo de formación no vuelva a sus condiciones iniciales al comenzar un proceso de restauración de presión.

3.2.4. Componentes del modelo conceptual. Se implementaron bajo las correlaciones que posee el simulador para tener valores aproximados a las condiciones de yacimiento, los valores ingresados y que caracterizan el yacimiento se tabulan en la tabla 6.

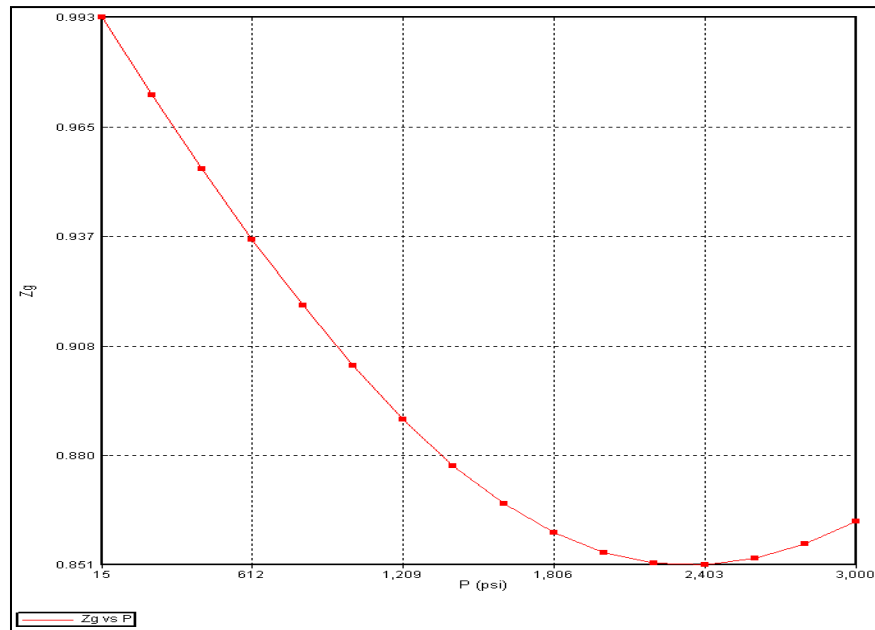
Tabla 6. Descripción de las condiciones iniciales del yacimiento.

Descripción	Valor
Temperatura del Yacimiento	190 °F
Gravedad del gas	0.7
Presión de viscosidad de agua	0
Presión de referencia para el agua	3600 psi
Densidad del agua	61.3 lb/ft ³

Fuente: Tomado y modificado: J.P. Davies, Spe, Chevron USA Inc., and D.K. Davies, Spe, David K. Davies & Associates, Inc: “Stress-Dependent Permeability: Characterization and Modeling”.

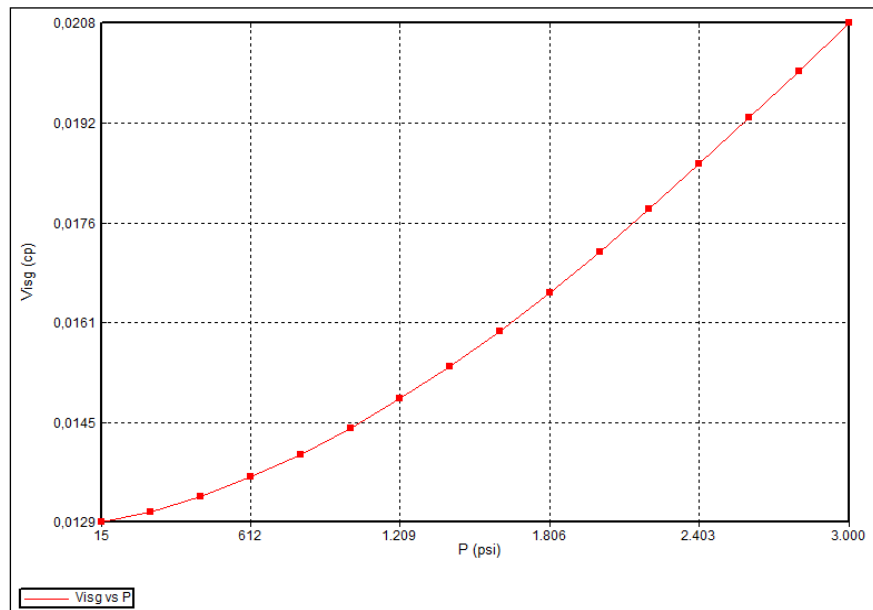
A partir de las condiciones mencionadas en la tabla 6, el simulador generó las figuras 33, 34, 35 y 36.

Figura 33. Zg versus Presión.



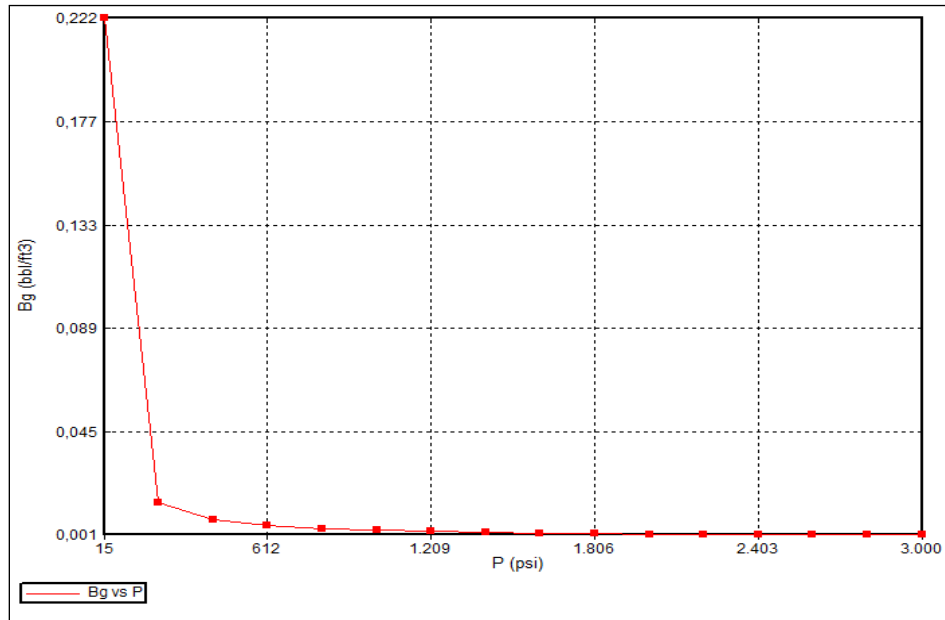
Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Implicit- Explicit Black Oil Simulator, IMEX.

Figura 34. Viscosidad del gas versus presión de yacimiento.



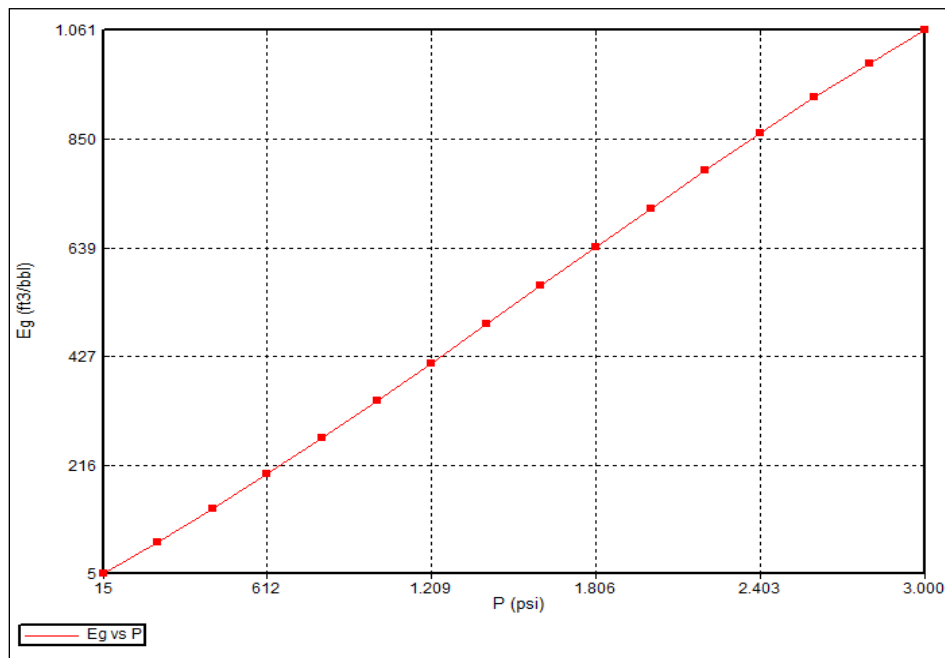
Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Implicit- Explicit Black Oil Simulator, IMEX.

Figura 35. Factor volumetrico del gas versus Presión de yacimiento.



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Implicit- Explicit Black Oil Simulator, IMEX.

Figura 36. E_g versus Presión de yacimiento.



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Implicit- Explicit Black Oil Simulator, IMEX.

3.2.5.Tabla de Permeabilidad Relativa. Las tablas de permeabilidad relativa se reprodujeron por medio de las correlaciones de Hirasaki, los valores establecidos se pueden observar en la tabla 7.

Tabla 7. Valores asignados para crear la tabla de permeabilidad relativa mediante correlaciones.

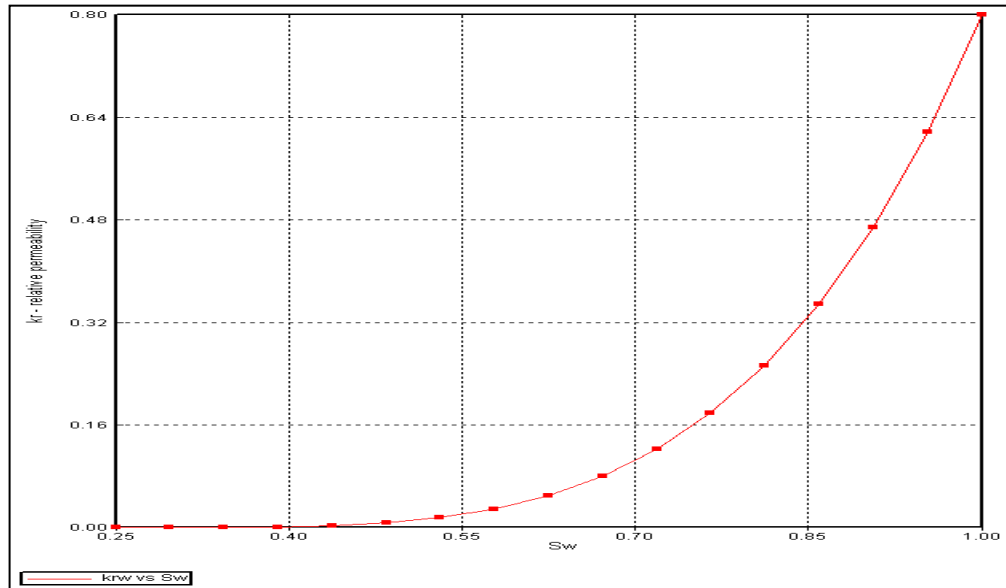
Descripción	Valores
SWCON	0.25
SWCRIT	0.25
SGCON	0.25
SGCRIT	0.25
KRWRO	0.8
KRGCL	0.43
Exponente para calculo KRWRO	4
Exponente para calculo KRGCL	4

Fuente: J.P. Davies, Spe, Chevron USA Inc., and D.K. Davies, Spe, David K. Davies & Associates, Inc: "Stress-Dependent Permeability: Characterization and Modeling".

La asignación del valor cuatro en los exponentes para determinar KRWRO y KRGCL, se ingresa de acuerdo a la guía suministrada por la herramienta CMG, para yacimientos cementados o limeston vagular.

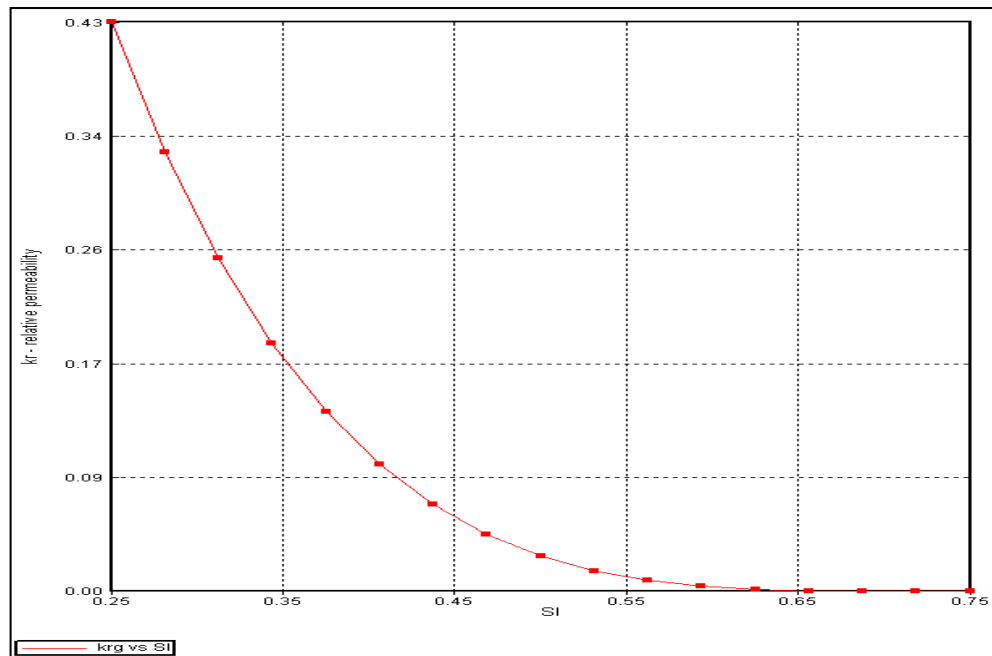
A partir de las correlaciones de Hirasaky el simulador generó las figuras 37 y 38.

Figura 37. Permeabilidad relativa del agua versus Saturación de Agua (K_{rw} vs S_w).



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Implicit- Explicit Black Oil Simulator, IMEX.

Figura 38. Permeabilidad Relativa del gas versus Saturación de Líquido (K_{rg} vs S_l).

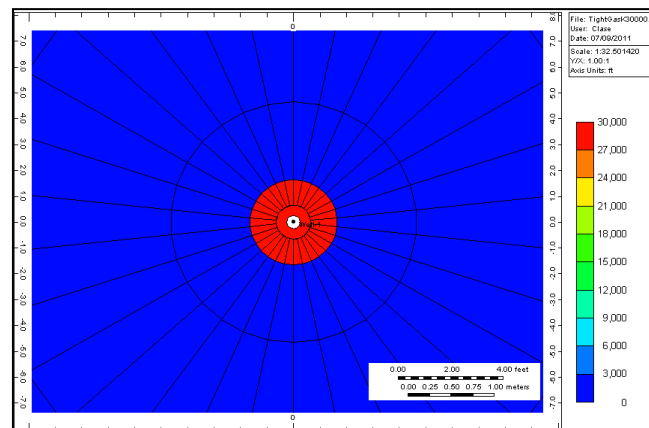


Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Implicit- Explicit Black Oil Simulator, IMEX.

3.2.6. Otras características.

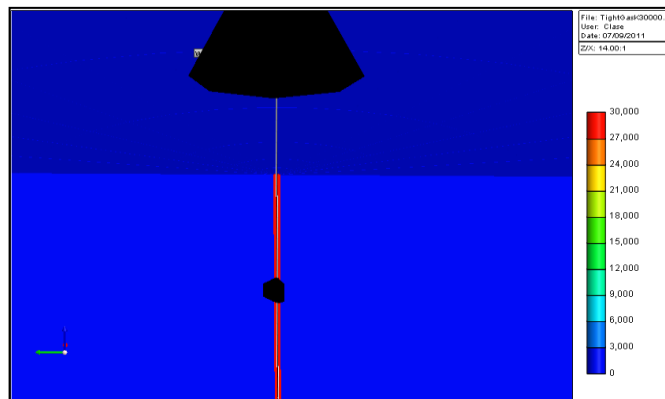
- Se perforaron las 3 capas.
- Se tomó un contacto agua-gas de 9000 ft, para evitar producción de agua.
- Se perforó un solo pozo en el centro del modelo conceptual.
- La producción de los yacimientos apretados (Tight) se realiza mediante un proceso de estimulación (fracturamiento hidráulico) para simular este proceso se aplicó un cambio de valor a la permeabilidad de 30.000 md, a la primera capa en dirección radial y se propagó para las 3 capas. Este efecto se puede apreciar en las figuras 39 y 40.

Figura 39. Cambio de valor a la permeabilidad de 30.000 md en la primera capa radial.



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Implicit- Explicit Black Oil Simulator, IMEX.

Figura 40. Cambio de valor de la permeabilidad en las 3 capas.



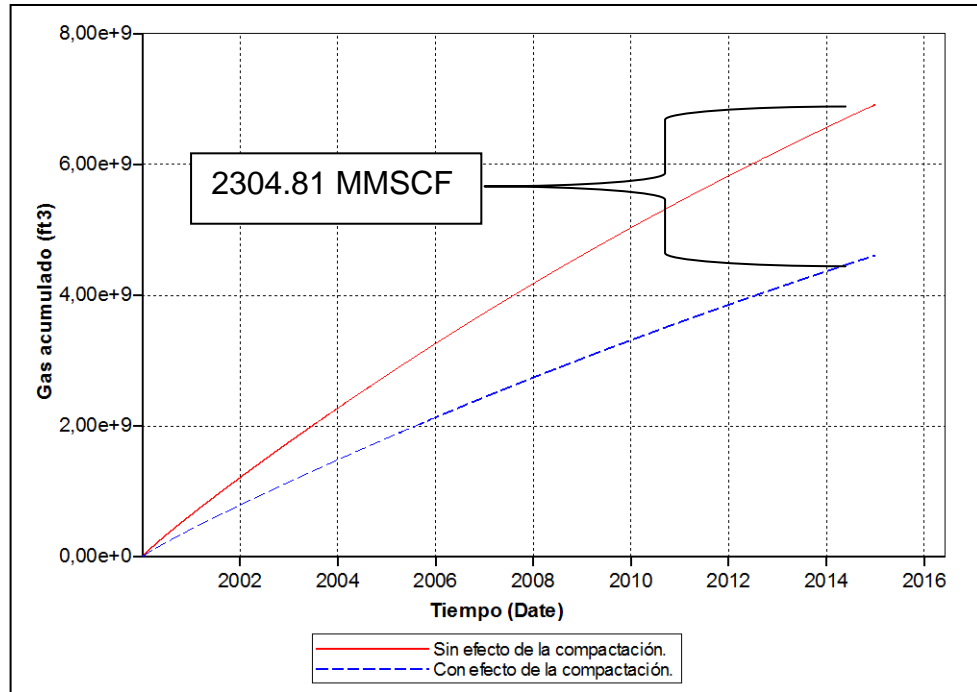
Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Implicit- Explicit Black Oil Simulator, IMEX

3.2.7. Resultado Obtenidos. Se compararon dos escenarios de simulación en la primera no se incorporó el efecto de la compactación, la producción de gas inicial es 4,800 Mscf/D, y la producción acumulada de gas en 15 años es aproximadamente 7.0 Bcf. En el segundo escenario se implementó el efecto de la compactación, con una producción de gas inicial de 4,100 Mscf/D. El factor de recobro después de 15 años es disminuido alrededor de 20%. En este resultado se puede evidenciar la importancia de la incorporación del efecto de compactación, una reducción en la producción del yacimiento de algunos MMSCF, tiene un efecto a nivel económico muy grande.

Como se mencionó en el capítulo uno gran cantidad de yacimientos han sufrido este efecto de compactación y las pérdidas económicas son muy grandes. Por este motivo es importante entender el comportamiento mecánico del yacimiento a desarrollar, con el fin de mejorar el aprovechamiento del recurso y el rendimiento de la explotación.

La figura 41 ilustra la comparación entre los dos escenarios propuesto para la simulación. Una reducción en la producción de 2304.81 MMSCF equivalente a 10% en el factor de recobro.

Figura 41. Acumulación de Gas versus tiempo de simulación.



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Implicit- Explicit Black Oil Simulator, IMEX.

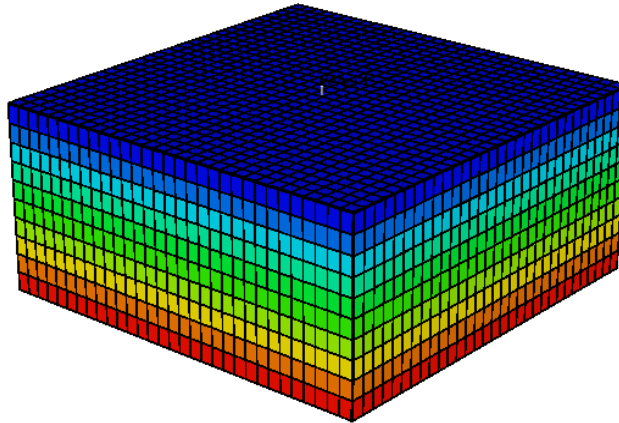
3.3. YACIMIENTO NO CONSOLIDADO.

Se desarrolló un modelo conceptual para validar el efecto de la presión neta de confinamiento, este se basó en el yacimiento Wilmington localizado en el sur de California y caracterizado por ser uno de los campos más grandes de los U.S. Se encuentra a una profundidad de 2000 a 6500 ft. Este trabajo analizó un segmento de la formación Tar que se encuentra a una profundidad de 2350 a 2600, evaluándose 60 ft de formación⁴⁶. La figura 42 ilustra el modelo conceptual construido que representara un yacimiento no consolidado.

En la tabla 8 se describe, las condiciones utilizadas para generar el modelo conceptual.

⁴⁶ Xenophon C. Colazas and Richard W. Strehle " Subsidence in the Wilmington Oil Field, Long Beach, California, USA. Capítulo 6.

Figura 42. Modelo conceptual de un yacimiento no consolidado.



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS.

Tabla 8. Características del modelo conceptual.

Modelo	Cartesiano
Numero de capas	10
Área de drenaje	24 acres
Espesor de la capa	6 pies
Porosidad	29%
Permeabilidad	1000 md.
Saturación de agua (irreducible)	23%
Gravedad Especifica	0.66
Presión inicial	1170 psi.
Profundidad	2500 pies.

Fuente: Tomado y modificado: Zhengming Yang and Iraj Ershaghi, University of Southern California, Los Angeles, California, USA; and Julius J. Mondragon and Scorr Hara, Tidelands Oil Production Wilmington, California, USA “ A Simulation Study of Steamflooding in a Highly Stress-Sensitive Heavy Oil Formation”.

El modelo conceptual se realizó en el simulador de yacimientos CMG, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS

3.3.1. Compresibilidad. Se definió un valor de compresibilidad de $2E-5$ 1/psi para condiciones iniciales de yacimiento, este valor se obtuvo de los valores que generalmente representan un yacimiento no consolidado⁴⁷. Se Asignó un valor $113E-6$ 1/psi a la compresibilidad que representa condiciones de compactación⁴⁸.

3.3.2. Componentes. Se incorporaron dos fluidos aceite y agua, con presiones y temperaturas críticas iguales a cero, con el fin de eliminar la liberación de gas durante la caída de presión del yacimiento. Para observar el proceso de compactación con más detalle en la tabla 9 se muestran las características del fluido de yacimiento.

Tabla 9. Descripción de las condiciones del fluido de yacimiento.

Descripción	Valor
Temperatura	123 °F
Gravedad API	14 API
Compresibilidad	$5e-6$ 1/psi
Viscosidad (123°F)	194 cp
Viscosidad (400°F)	2.2 cp
Presión de referencia	1170 psi

Fuente: Zhengming Yang and Iraj Ershaghi, University of Southern California, Los Angeles, California, USA; and Julius J. Mondragon and Scorr Hara, Tidelands Oil Production Wilmington, California, USA “A Simulation Study of Steamflooding in a Highly Stress-Sensitive Heavy Oil Formation”.

⁴⁷ George V. Chilingarian, Jalal Torabzadeh, John O. Robertson, Herman H. Rieke, and S:J. Mazzullo, Capítulo 9, Compressibility. Figura 1. Línea 4.

⁴⁸ Akkutlu, I.Y., Handy, L.L., Ershaghi, I., University of Southern California, Mondragon III, J.J., Tidelands Oil Production Company “Conceptual Model Of FBIIA, Wilmington Field, From Field Performance Data” SPE 38309, Tabla 3.

3.3.3. Efecto de la compactación. Se determinó una presión de confinamiento de 1000 psi, a partir de pruebas triaxiales realizadas a este campo, estas pruebas se pueden apreciar en el trabajo realizado por [Xenophon C. Colazas and Richard W.]⁴⁹.

La evaluación del cambio de la porosidad por aumento de la presión de confinamiento para propósito de evaluación se realizó entre 2410 y 2659 pies de formación. Estos valores se pueden apreciar en la tabla 10.

Tabla 10. Presiones de sobrecarga Vs porosidad.

Presión confinamiento (psi)	Porosidad
200	33.6
300	32.7
400	32.3
500	32.1
600	31.7
800	30.9
1000	30.3
1500	28.2
2000	27.1
2500	26

Fuente: Xenophon C. Colazas and Richard W. Strehle " Subsidence in the Wilmington Oil Field, Long Beach, California, USA. Capítulo 6.

De acuerdo a la tabla 10 si la profundidad de yacimiento es de 2500ft, la presión de confinamiento es de $2500 \text{ ft} * 1\text{psi/ft} = 2500 \text{ psi}$, se determina la presión de yacimiento $2500 \text{ ft} * 0.465 \text{ psi/ft} = 1162.5 \text{ psi}$. Aplicar la ecuación 2.1.

⁴⁹ Xenophon C. Colazas and Richard W. Strehle " Subsidence in the Wilmington Oil Field, Long Beach, California, USA. Capítulo 6 Pg 313.

$$\sigma_e = \sigma_T - P_p \quad (2.1)$$

$$\sigma_e = 2500 \text{ psi} - 1162.5 \text{ psi} \quad (3.5)$$

$$\sigma_e = 1337.5 \text{ psi} \quad (3.6)$$

Se Definió una presión de fondo fluyendo de 300 psi para propósitos de simulación y se procede a realizar el mismo cálculo.

$$\sigma_e = \sigma_T - P_p \quad (2.1)$$

$$\sigma_e = 2500 \text{ psi} - 300 \text{ psi} \quad (3.7)$$

$$\sigma_e = 2200 \text{ psi} \quad (3.8)$$

A partir de los valores obtenidos se definió un rango de aproximación que encaje dentro de los valores establecidos de presión.

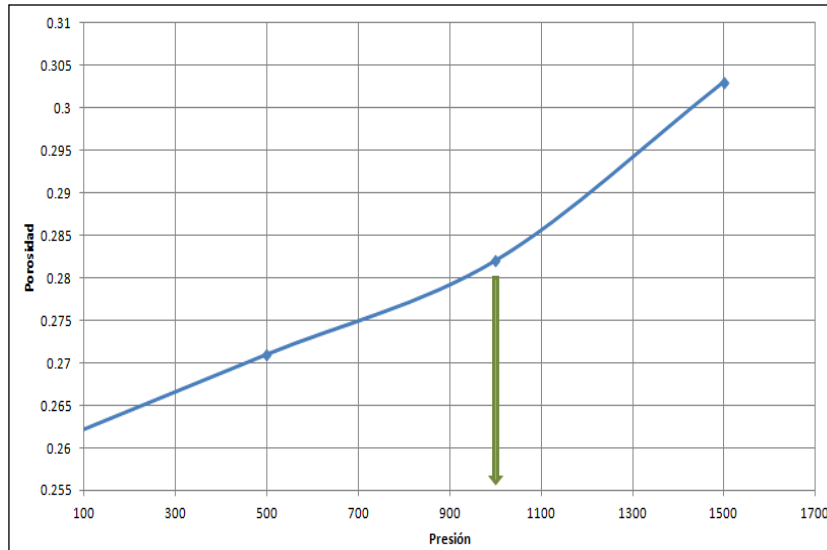
Tabla 11. Presión de yacimiento y sobrecarga con su respectivo valor de porosidad.

Presiones sobrecarga Psi.	Presión de yacimiento. Psi	Porosidad
1000	1500	30.3
1500	1000	28.2
2000	500	27.1
2500	0	26

Se Realizó una gráfica presión de yacimiento versus porosidad para determinar cuál es la presión de confinamiento. Esta se determina por un cambio en la pendiente de la gráfica. Como se aprecia en la figura 43, la línea verde se identifica un cambio en la tendencia de la reducción de la porosidad a una presión de 1000 psi, lo que puede concluir que a este valor hay un cambio de comportamiento elástico a plástico (presión de fluencia o presión de confinamiento). Para habilitar la opción de compactación del yacimiento, se debe seleccionar el módulo “Compaction Rebouding” e ingresar el valor de

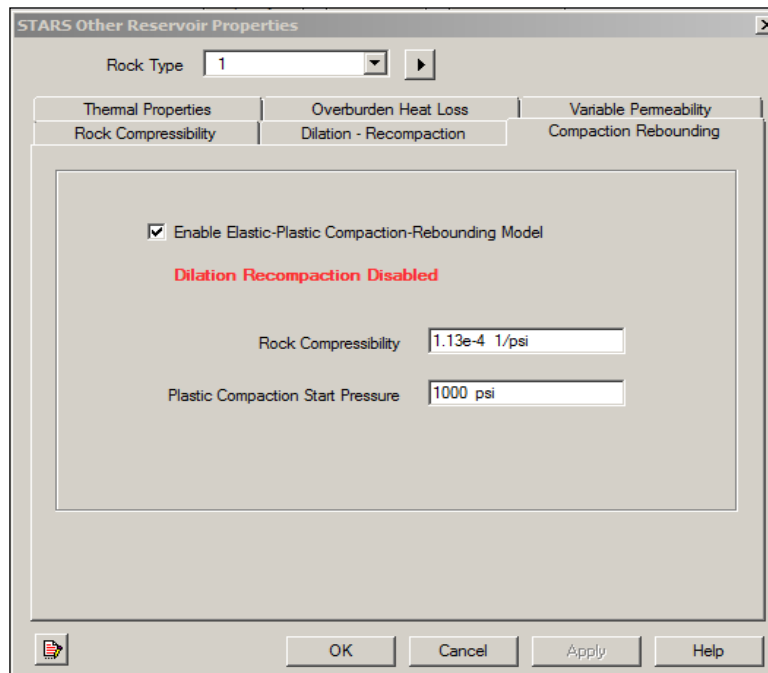
compresibilidad y presión correspondientes al proceso de compactación (figura 44).

Figura 43. Porosidad versus presión de yacimiento a 2500 ft de profundidad.



Fuente: Autores.

Figura 44. Ingreso del valor de compresibilidad y presión de confinamiento.



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS.

3.3.4. Reducción en la permeabilidad. Como se mencionó anteriormente, la compactación tiene un efecto negativo sobre la permeabilidad ya que reduce su valor a medida que la caída de presión comienza a aumentar. Esta reducción depende de la forma, el contacto, y la distribución de los granos, por este motivo se puede encontrar arenas donde exista una reducción muy fuerte del valor de permeabilidad.

El simulador de yacimientos CMG, bajo el módulo STARS, posee una opción para la reducción de permeabilidad “Variable Permeability”. En esta opción se puede encontrar diferentes formas de ingresar la reducción de la permeabilidad, dentro de las cuales se encuentran:

- Permeabilidad en función de la porosidad por medio de la relación de Carman-Kozeny.
- Ingreso de tablas que relacionen la variación de la permeabilidad y la porosidad, por medio cartesiano y por medio semilogaritmico.
- Ingreso de multiplicadores de permeabilidad en las direcciones i,j,k.

Cuando se ingresa el comportamiento de compactación por medio de la opción anteriormente mencionada, el procedimiento para aplicar la reducción de la permeabilidad según describe el simulador, se debe implementar los multiplicadores de permeabilidad, los cuales se ingresan a la siguiente ecuación.

$$K = K_o * \exp \left[K_{mul} * \left(\frac{\phi - \phi_o}{1 - \phi_o} \right) \right] \quad (3.9)$$

Dónde:

K_o y ϕ_o . Son los valores iniciales de la porosidad y la permeabilidad.

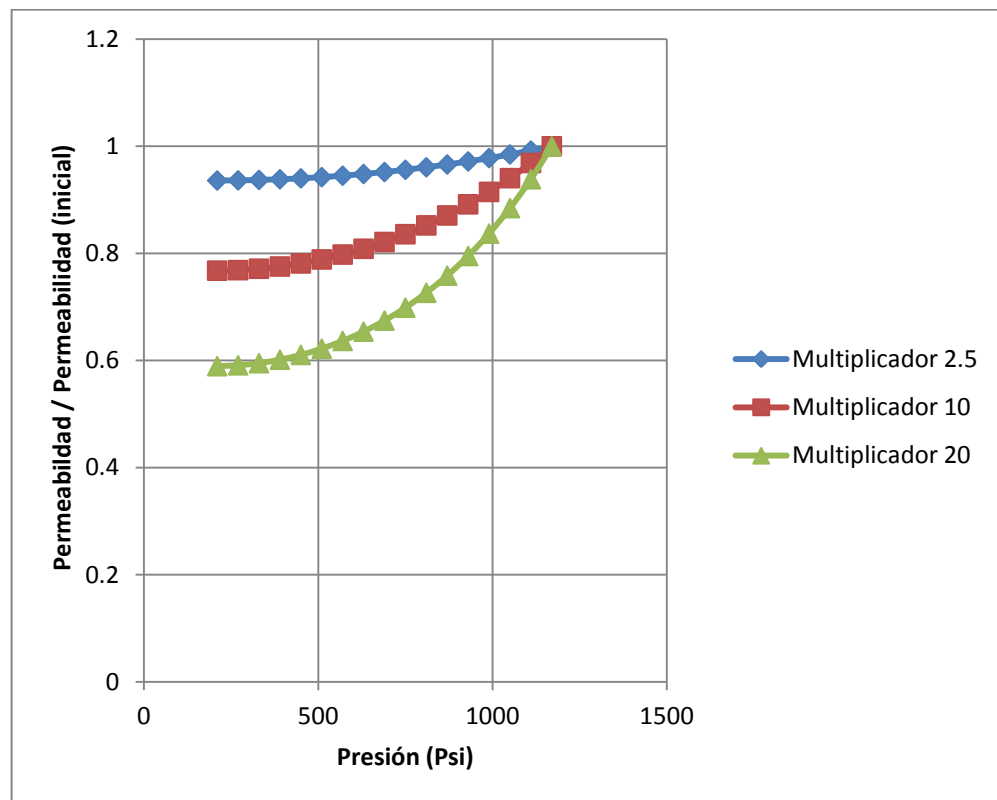
K_{mul} . Multiplicadores de permeabilidad suministrados por el usuario.

Con este procedimiento, se mostró la influencia de un aumento en este valor, asignando valores de 2.5, 10 y 20. Para resultados iniciales se propuso un multiplicador de permeabilidad inicial de:

$$I = 2.5 \quad J = 2.5 \quad K = 2.5 / 2.1$$

Esta reducción se puede apreciar en la figura 45, donde se compara la permeabilidad normalizada versus la presión. Los valores se determinaron a partir de la tabla 11 a través de extrapolaciones de los datos. Luego se realiza cálculos de reducción de permeabilidad bajo diferentes multiplicadores. Estos resultados solo se presentan para la dirección (i) del modelo.

Figura 45. Reducción de la permeabilidad normalizada versus la presión de yacimiento, bajo diferentes multiplicadores de permeabilidad.



Fuente: Autores.

3.3.5. Permeabilidades relativas. Las tablas de permeabilidad relativa se establecieron mediante correlaciones establecidas por el simulador de yacimientos “Hirasaky”. Estos valores se asignaron a través del trabajo realizado por Zhengming Yand and Iraj Ershaghi⁵⁰.

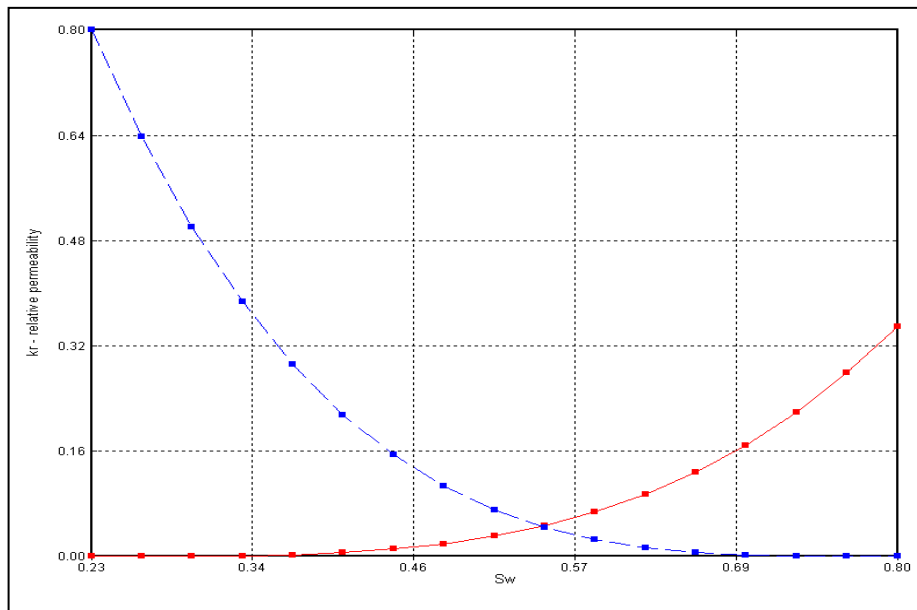
Tabla 12. Valores asignados para crear la tabla de permeabilidad relativa mediante correlaciones.

Descripción	Valores
SWCON	0.23
SWCRIT	0.23
SOIRW	0.2
SORW	0.2
SOIRG	0
SORG	0
SGCON	0
SGCRIT	0
KROCW	0.8
KRWIRO	0.35
KRGCL	0.1
Exponente para calculo KRWIRO	3.5
Exponente para calculo KROCW	3.5
Exponente para calculo KROGCG	3.5
Exponente para calculo KRGCL	3.5

La asignación del valor 3.5 en los exponentes para determinar KRWIRO, KROCW, KROGCG Y KRGCL, se ingresa de acuerdo a la guía suministrada por la herramienta CMG, para yacimientos no consolidados. Los resultados se muestran en las figuras 46 y 47.

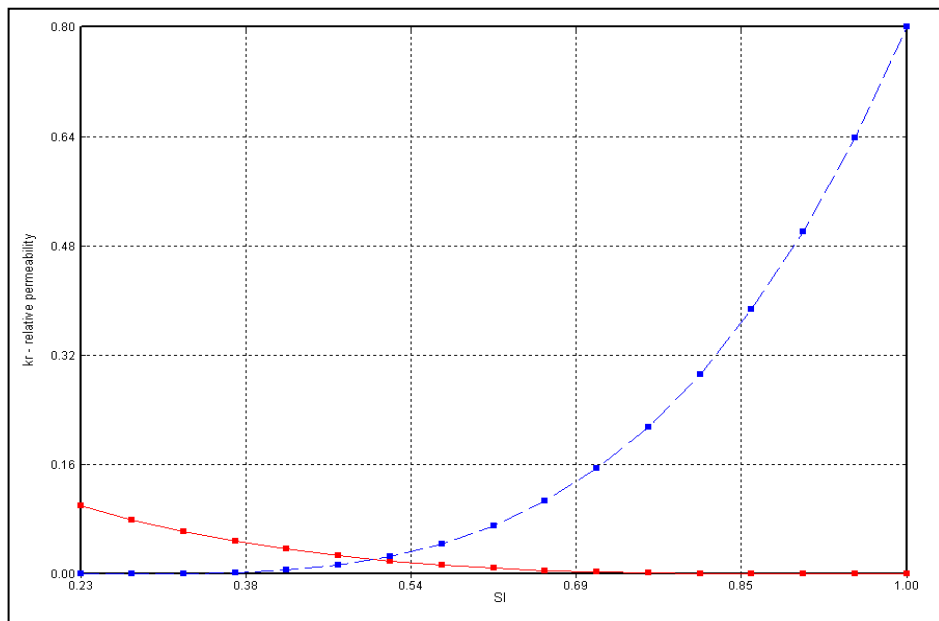
⁵⁰ Zhengming Yang and Iraj Ershaghi, University of Southern California, Los Angeles, California, USA; and Julius J. Mondragon and Scorr Hara, Tidelands Oil Production Wilmington, California, USA “ A Simulation Study of Steamflooding in a Highly Stress-Sensitive Heavy Oil Formation”.

Figura 46. Permeabilidad relativa del aceite y agua versus saturación de agua.



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS

Figura 47. Permeabilidad relativa del aceite y gas versus saturación de líquido.

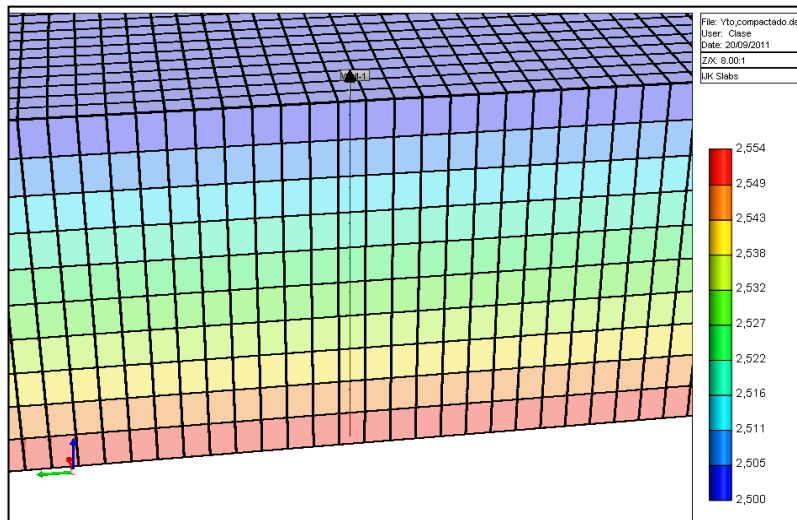


Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS

3.3.6. Otras características.

- Se perforaron las 10 capas.
- Solo hay un pozo productor ubicado en el centro del modelo conceptual.
- El pozo produce a una presión de fondo fluyendo de 300 psi.

Figura 48. Esquema del yacimiento conceptual y sus perforaciones en las 10 capas.



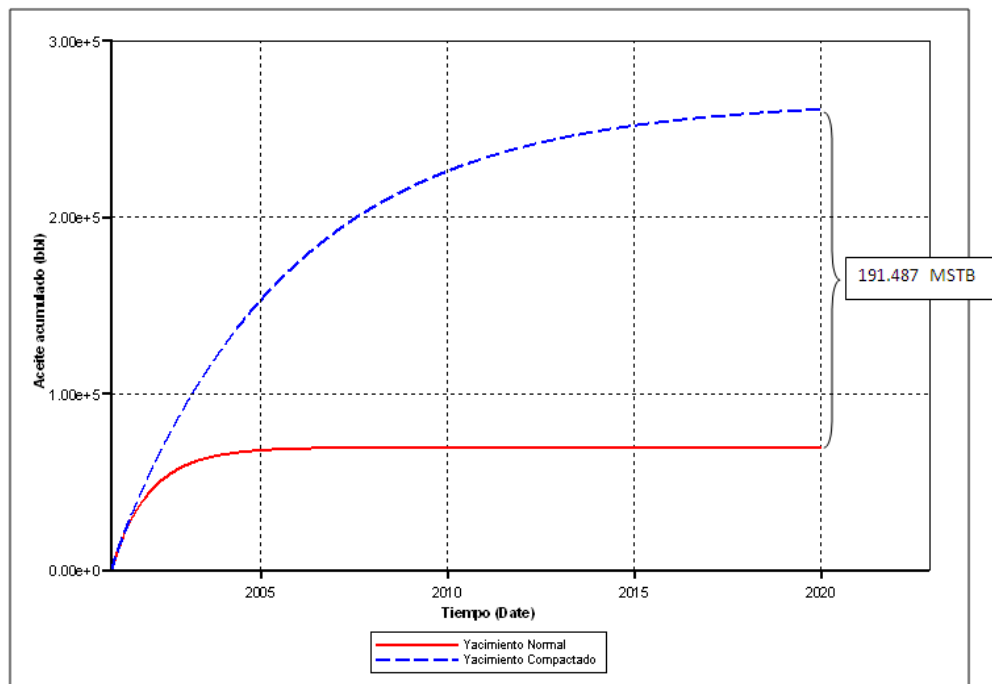
Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS

3.3.7. Resultados Obtenidos. Se realizaron 3 corridas de simulación.

- primera: se corrió a partir de un valor de compresibilidad constante de $2e-5$ 1/psi valor común en yacimientos no consolidados.
- Segunda: se incorporó el efecto de compactación con un valor de compresibilidad de $1.13e-4$ 1/psi a una presión de confinamiento de 1000 psi.
- Tercera: se introdujo la reducción e la permeabilidad por medio de multiplicadores de permeabilidad.

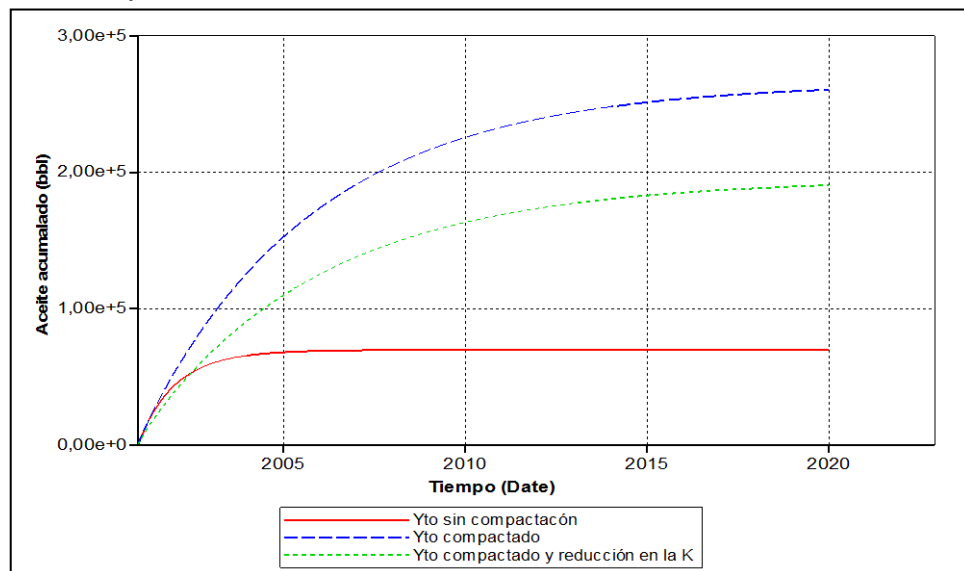
Finalmente se obtuvo un aumento en la producción como se muestra en la figura 49.

Figura 49. Comparación de la producción acumulada de aceite para los dos primeros casos de simulación.



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STAR

Figura 50. Comparación de los 3 casos de simulación.



Fuente:

Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS

Si solo se incorpora el efecto de la compresibilidad como mecanismo de producción primaria, se estaría subestimando la producción de hidrocarburo, en 194.487 MSTB (equivalente al 10.5 FR) generando errores y malos diseños de completamientos. Por esto es importante un análisis de la variación de los parámetros petrofísicos, para identificar la influencia sobre la producción.

El efecto de la compactación puede contribuir a factores de recobro que pueden oscilar entre un 10 y 20% según trabajos realizados en diversos yacimientos del golfo de México⁵¹. Una manera coloquial de explicar el fenómeno de compactación podría ser como un aplastamiento de la roca yacimiento, por esto sus factores de recobros mayores.

Como se mencionó el en capítulo uno de este trabajo, la compactación tiene un efecto negativo sobre la permeabilidad, generando una reducción paulatina de esta propiedad a medida que la presión del yacimiento disminuye, generando una reducción en la producción de aceite.

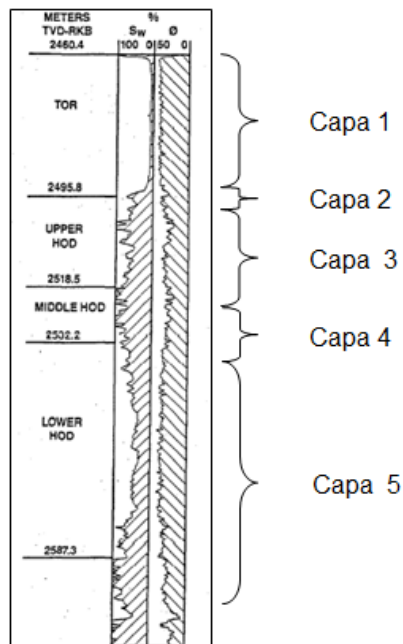
⁵¹ Alvin Wing-Ka Chan, University Stanford "Production-Induced Reservoir Compaction, Permeability loss and Land Surface Subsidence. P 63, figura 3.12.

3.4. YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS.

Se desarrolló un modelo conceptual para validar el efecto de la presión neta de confinamiento, este se basó en el campo Valhall. Yacimiento sobre presionado y subsaturado, se encuentra localizado a 290 Km costa afuera en el graben del mar del norte en el extremo sur de Noruega. Fue descubierto en 1975 y su desarrollo inicio en 1981. El yacimiento se encuentra a una profundidad de 7875 ft y consiste de dos formaciones productoras: La formación Tor Y Hod. Alrededor de 3/4 partes y la mayor producción se encuentra en la formación Tor, caracterizada por 95 al 98% de calcita, altos valores de porosidad (hasta 50%), y gran saturación de aceite (90% o mayor). La figura 52 ilustra el esquema desarrollado para modelar un yacimiento naturalmente fracturado.

La figura 51 muestra un registro de la formación Tor Y Hod, y las capas que se usaron para generar el modelo conceptual.

Figura 51. Registro yacimiento Valhall



Fuente: I.Ruddy, SPE, AMOCO NORWAY Oil Co.; Mark A. Andersen, SPE, P.D. Pattillo, SPE, and M. Bishlawi, Amoco Production Co; and N.Foged, Danish Geotechnical Inst.

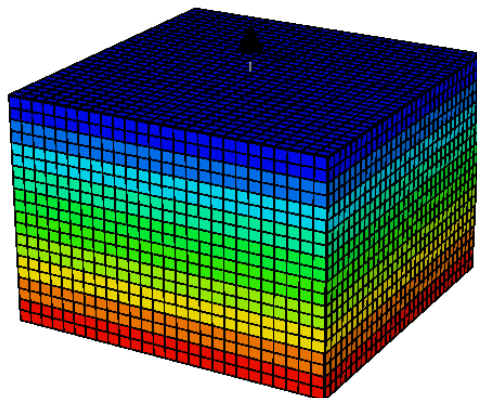
En la tabla 13 se especifica las características petrofísicas y de enmallado para el modelo conceptual. Estas se basaron en datos del trabajo realizado por Yong and Perk, Mark and Bishlaw ⁵².

Tabla 13. Características del modelo conceptual.

Modelo	Cartesiano
Numero de capas	20
Área de drenaje	8.26 acres
Espesor de las capas	5*20.81 1*20.81 3*20.81 2*20.81 9*20.81
Porosidades	5*45 1* 40 3*35 2* 35 9*45 %
Permeabilidades matriz	5*5 1* 5 3* 5 2* 5 9*5 md.
Permeabilidad Efectiva	5*120 1*5 3* 5 2* 5 9*5 md
Saturaciones de agua	5*5 1* 5 3* 50 2*80 9*30 %
Espaciamiento fracturas i,j,k	150 0.083 0.01
Gravedad Especifica	0.76
Presión inicial	6500 psi.
Profundidad	8072 pies.

Fuente: S.D York, SPE, and C.P. Peng, SPE, Amoco Production Co., and T.H. Joslin,* SPE, Amoco Norway Oil Co. "Reservoir Management of Valhall Field, Norway" y modificado.

Figura 52. Modelo conceptual de un yacimiento no consolidado.



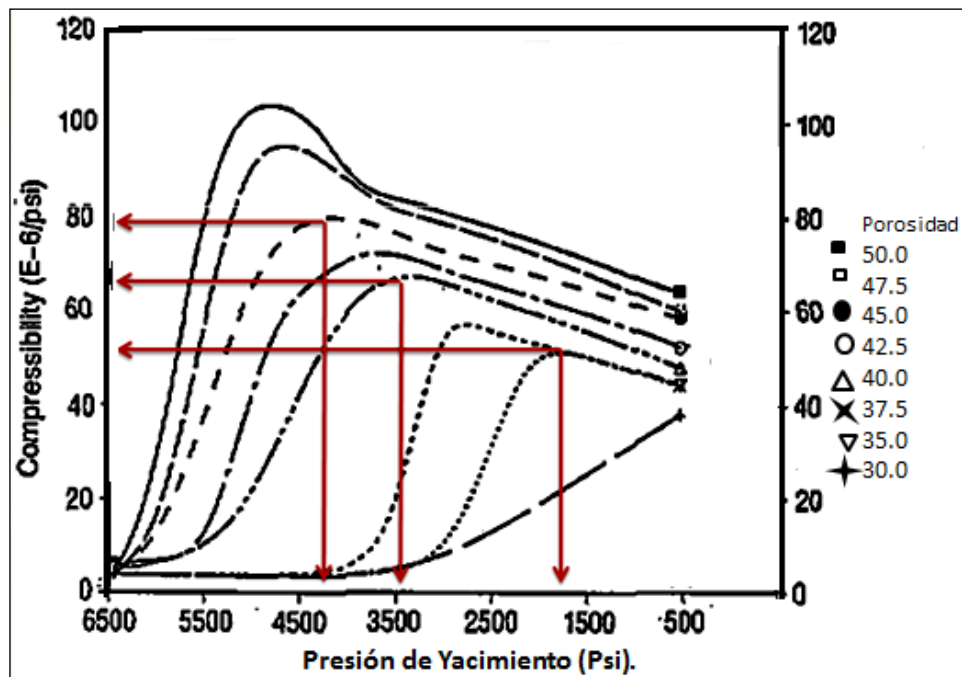
Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS

⁵² S.D York, SPE, and C.P. Peng, SPE, Amoco Production Co., and T.H. Joslin,* SPE, Amoco Norway Oil Co. "Reservoir Management of Valhall Field, Norway" y modificada. p 3.

Se creó un sistema de doble porosidad y se definió una fractura en las primeras 5 capas, los valores fueron establecidos por promedio, el margen de valores de permeabilidad de la matriz oscila entre 1 a 10 md estableciéndose 5 md como un valor promedio y la fractura entre 120 y 300 md, tomándose como valor inicial 120 md. Los valores de porosidad se establecieron por medio del registro (figura 51).

3.4.1. Compresibilidad. Se definió una compresibilidad inicial 17×10^{-6} según lo planteado por Rudd, Mark y Bishlawi⁵³, posteriormente se asignaron valores de compresibilidad para representar el efecto de la compactación de acuerdo a los valores de porosidad iniciales como se ilustra en la figura 53.

Figura 53. Esquema de la variación de la compresibilidad en función de la porosidad y la presión del yacimiento.



Fuente: I.Ruddy, SPE, AMOCO NORWAY Oil Co.; Mark A. Andersen, SPE, P.D. Pattillo, SPE, and M. Bishlawi, Amoco Production Co; and N.Foged, Danish Geotechnical Inst.

⁵³ I.Ruddy, SPE, AMOCO NORWAY Oil Co.; Mark A. Andersen, SPE, P.D. Pattillo, SPE, and M. Bishlawi, Amoco Production Co; and N.Foged, Danish Geotechnical Inst P 1.

Se tabularon las interpolaciones en la tabla 14.

Tabla 14. Valores de porosidad, compresibilidad y presión de confinamiento para las capas del modelo.

Capa	Porosidad	Compresibilidad 1/psi	Presión de confinamiento psi
1-5	45	80e-6	4300
6	40	68e-6	3500
7-8	35	50e-6	1900
9-11	35	50e-6	1900
11-20	45	80e-6	4300

3.4.2. Componentes. Se estableció que este yacimiento posee un fluido Black Oil, ya que de acuerdo a las características vistas en los trabajos realizados a este campo, posee un GOR menor de 1500 un API de 37.2, factores volumétricos de 1.717⁵⁴, y de acuerdo a William McCain⁵⁵ estas características encajan dentro del fluido establecido. Se definió un GOR de 200 para evitar la liberación de gas en solución a tempranas caídas de presión para así evidenciar el efecto de la compactación sobre la producción de hidrocarburo.

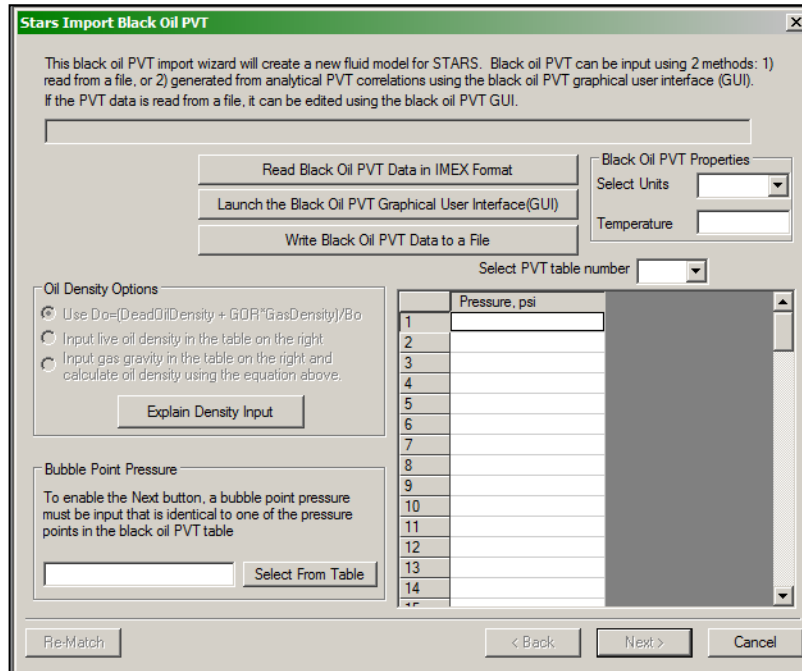
El PVT se creó mediante la opción importar Black Oil PVT, figura 54. Posteriormente se creó el PVT en la opción Launch the Black Oil Pvt Graphic User Interface (GUI), figura 55.

Se ingresaron los datos establecidos a partir de los datos creados mediante el simulador de PVT (Kappa PVT v2.01.01) figura 56.

⁵⁴ S.D York, SPE, and C.P. Peng, SPE, Amoco Production Co., and T.H. Joslin,* SPE, Amoco Norway Oil Co. "Reservoir Management of Valhall Field, Norway" y modificada. p 3.

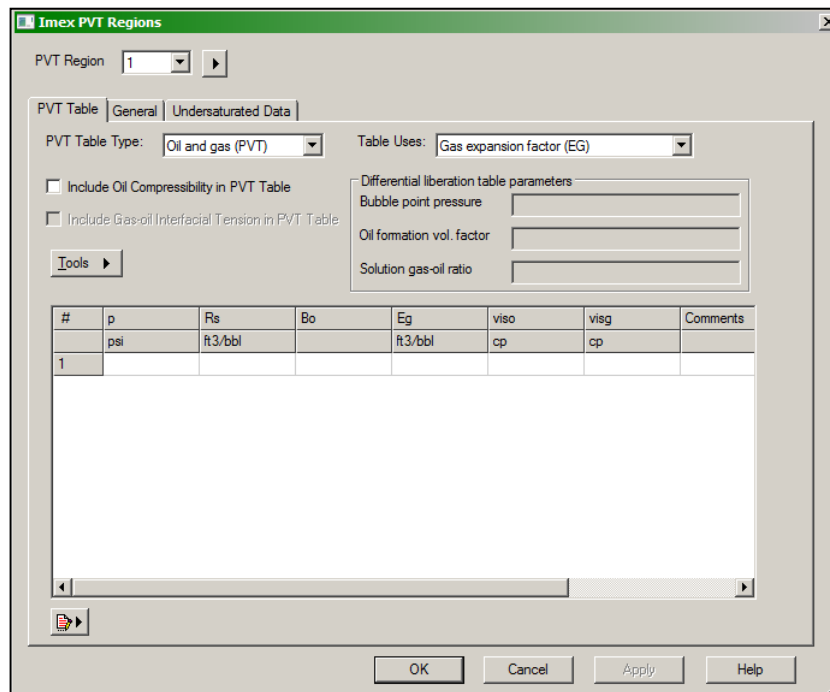
⁵⁵ William D. McCain, Jr. The Properties Of Petroleum fluids, second edition. P 233.

Figura 54. Creación del PVT mediante la opción Import Black Oil PVT.



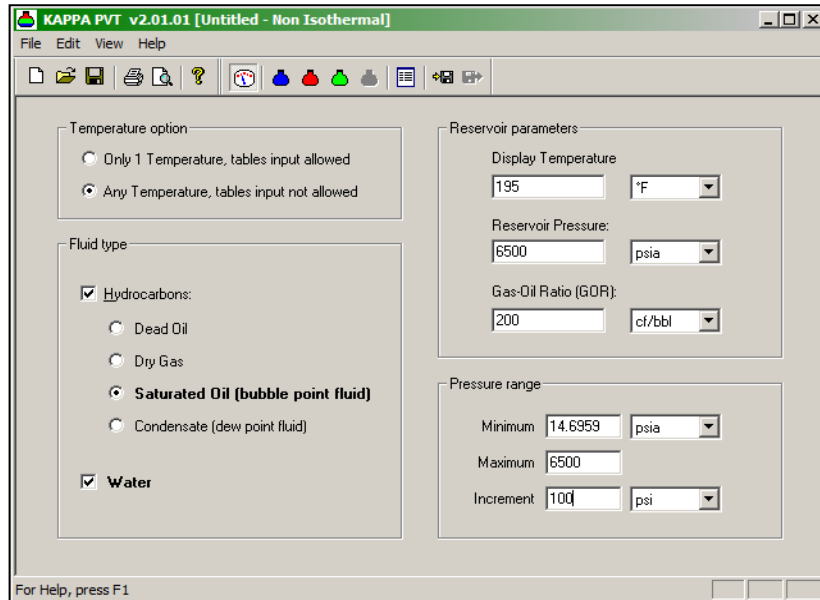
Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS.

Figura 55. Región PVT.



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS.

Figura 56. Simulador de PVT KAPPA v2.01.01.



Fuente: KAPPA Engineering - www.kappaeng.com - infos@kappaeng.com Kappa PVT V2.01.01 - Sept. 18, 2002

Obteniéndose los siguientes datos exportados a Excel.

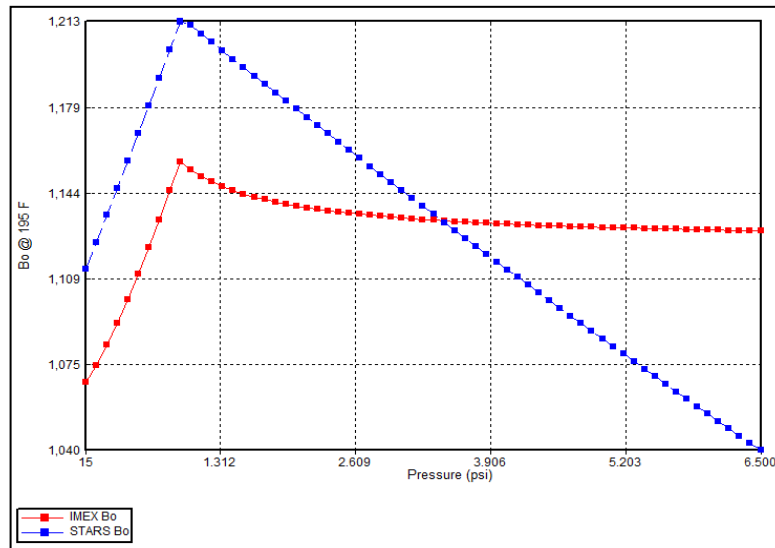
Figura 57. Datos generados por el simulado KAPPA.

Pressure (psia)	Rs (cf/bbl)	Z	BG (B/Scf)	Bo (B/STB)	co (psi-1)	Muo (cp)	Mug (cp)
14.6959	4.41474	0.9986	0.2240142	1.06766	0.026531	1.54852	0.012891
217.362	38.5656	0.978739	0.0148445	1.08262	5.34E-04	1.29895	0.0130425
420.027	80.1123	0.958368	0.007522	1.10123	2.05E-04	1.10356	0.0132811
622.693	125.859	0.938181	0.004967	1.1222	1.16E-04	0.958978	0.0135863
825.359	174.678	0.918807	0.00367	1.14506	7.71E-05	0.849669	0.0139549
926.692	200	0.909598	0.0032359	1.1571	2.68E-05	0.804714	0.0141629
1129.36	200	0.892438	0.0026051	1.15195	2.20E-05	0.820588	0.0146268
1332.02	200	0.877285	0.0021713	1.14838	1.87E-05	0.839908	0.0151545
1534.69	200	0.864449	0.001857	1.14576	1.62E-05	0.86232	0.0157451
1737.35	200	0.85415	0.0016208	1.14376	1.43E-05	0.887573	0.0163962
1940.02	200	0.846515	0.0014385	1.14217	1.28E-05	0.915481	0.0171036
2142.69	200	0.841593	0.0012949	1.14089	1.16E-05	0.945904	0.0178613
2345.35	200	0.83936	0.0011798	1.13983	1.06E-05	0.978732	0.0186617
2548.02	200	0.839733	0.0010865	1.13894	9.76E-06	1.01388	0.0194961
2750.68	200	0.842582	0.0010098	1.13818	9.04E-06	1.05127	0.0203551
2953.35	200	0.847741	0.0009463	1.13753	8.42E-06	1.09084	0.0212295
3156.02	200	0.855019	0.0008931	1.13696	7.88E-06	1.13254	0.0221106
3358.68	200	0.864211	0.0008483	1.13646	7.40E-06	1.17631	0.0229907
3561.35	200	0.875109	0.0008101	1.13601	6.98E-06	1.22211	0.0238636
3764.01	200	0.887503	0.0007773	1.13562	6.61E-06	1.26988	0.0247244
3966.68	200	0.901194	0.000749	1.13526	6.27E-06	1.31959	0.0255695
4169.34	200	0.915994	0.0007243	1.13494	5.96E-06	1.37116	0.0263969
4372.01	200	0.931732	0.0007026	1.13465	5.69E-06	1.42456	0.0272054
4574.68	200	0.948251	0.0006834	1.13439	5.43E-06	1.47972	0.0279949
4777.34	200	0.965415	0.0006662	1.13415	5.20E-06	1.53658	0.0287659
4980.01	200	0.983105	0.0006508	1.13392	4.99E-06	1.59507	0.029519
5182.67	200	1.00122	0.0006369	1.13372	4.80E-06	1.65513	0.0302555
5385.34	200	1.01967	0.0006242	1.13353	4.62E-06	1.71668	0.0309766
5588	200	1.03839	0.0006126	1.13335	4.45E-06	1.77964	0.0316834
5790.67	200	1.05731	0.0006019	1.13319	4.29E-06	1.84393	0.0323771
5993.34	200	1.0764	0.0005921	1.13304	4.15E-06	1.90946	0.0330588
6196	200	1.0956	0.0005829	1.13289	4.01E-06	1.97613	0.0337293
6398.67	200	1.1149	0.0005744	1.13276	3.89E-06	2.04386	0.0343895
6500	200	1.12457	0.0005704	1.1327	3.83E-06	2.07808	0.034716

Fuente: Autores.

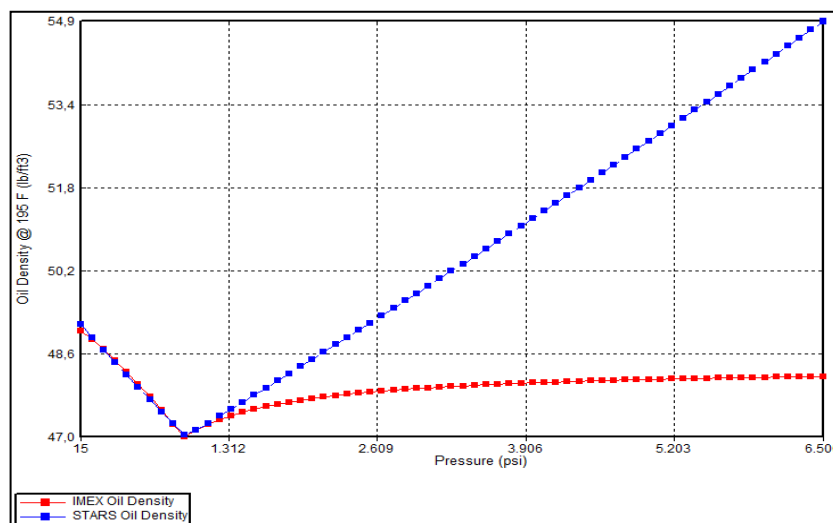
Estos valores son ingresado al Launch the Black Oil Pvt Graphic User Interface (GUI). Finalmente el simulador adopta las condiciones establecidas de GOR, presión de burbuja y genera las siguientes figuras. 58, 59, 60, 61.

Figura 58. Factor volumétrico del aceite, ingresado mediante IMEX y corregido por STARS.



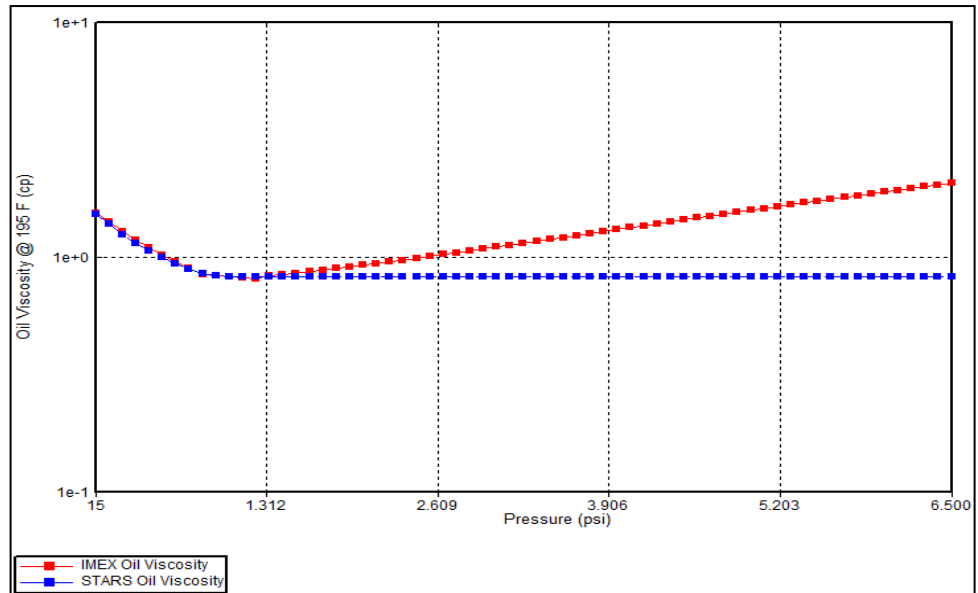
Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS.

Figura 59. Densidad del aceite, ingresado mediante IMEX y corregido por STARS.



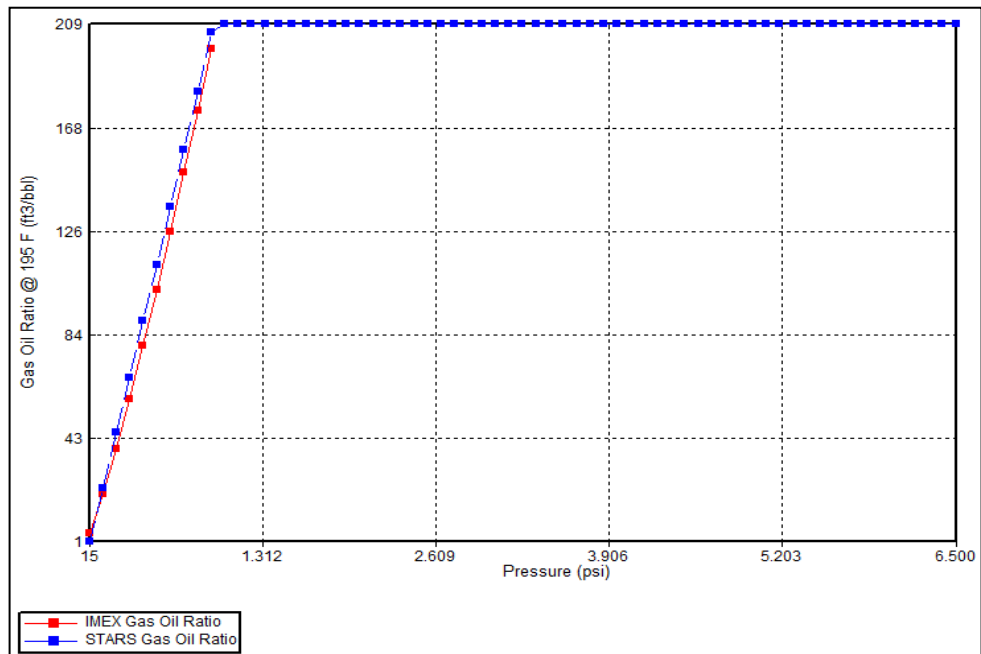
Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS.

Figura 60. Viscosidad del aceite, ingresado mediante IMEX y corregido por STARS.



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS.

Figura 61. Relación Gas/Aceite, ingresado mediante IMEX y corregido por STARS.



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS.

Tabla 15. Descripción del fluido de yacimiento.

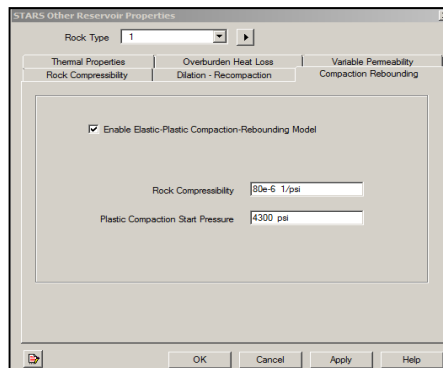
Descripción	Valor
Temperatura	195 °F
Densidad	37.2 API
Compresibilidad	1e-5 1/psi
Viscosidad (195°F)	0.33
GOR	200
Densidad del Gas	0.76
Presión de referencia	6500 psi

Fuente: S.D York, SPE, and C.P. Peng, SPE, Amoco Production Co., and T.H. Joslin,* SPE, Amoco Norway Oil Co. "Reservoir Management of Valhall Field, Norway" y modificada.

3.4.3. Efecto de la compactación. En la tabla 14, se Observa que cada capa se caracteriza por sus propios valores de porosidad con sus respectivos valores de compresibilidad a punto de fluencia y presiones de confinamiento o presión de plasticidad, figura 53.

Para habilitar la opción de compactación del yacimiento, debemos seleccionar el módulo "Compaction Rebouding" e ingresar el valor de compresibilidad y presión correspondientes al punto de fluencia. Este procedimiento se realiza para cada tipo de roca presente en el modelo (figura 62).

Figura 62. Ingreso del valor de compresibilidad y presión de confinamiento.



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS.

3.4.4. Reducción en la permeabilidad. Se realizó el mismo procedimiento establecido en el modelo no consolidado. Determinamos multiplicadores de permeabilidad para la matriz y la fractura, inicialmente se partió de la ecuación 3.9, que representa la variación de la permeabilidad en función de los multiplicadores de permeabilidad.

$$K = K_o * \exp \left[K_{mul} * \left(\frac{\phi - \phi_o}{1 - \phi_o} \right) \right] \quad (3.9)$$

Dónde:

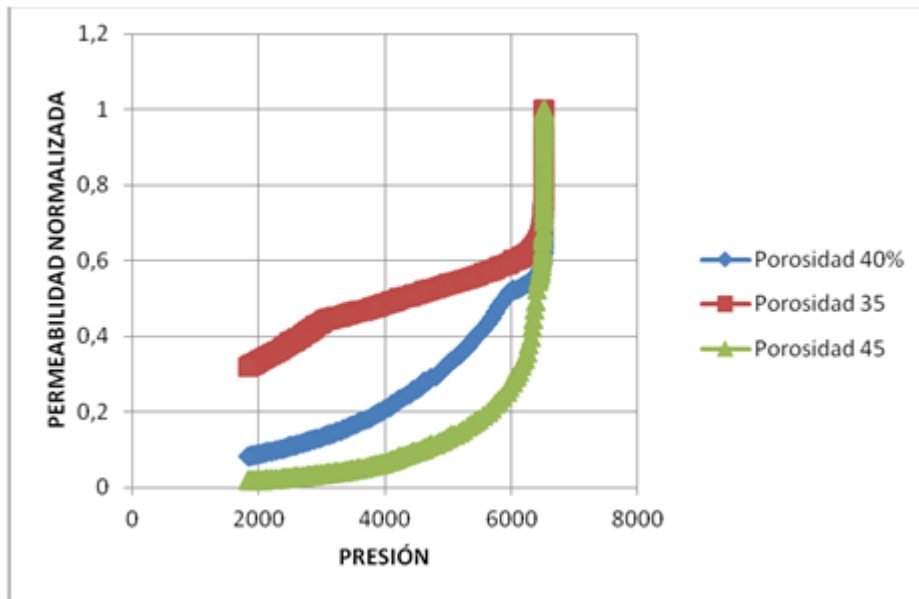
K_o y ϕ_o . Son los valores iniciales de la porosidad y la permeabilidad.

K_{mul} . Representa los multiplicadores de permeabilidad suministrados por el usuario.

La figura 63, presenta una variación de la permeabilidad en función de las porosidades presentes en el modelo conceptual, para un multiplicador de permeabilidad de 30. La variación de la porosidad se obtuvo de los resultados del simulador de yacimientos, estos datos fueron exportados y se procedió a realizar los cálculos para observar la variación. Para propósitos iniciales del modelo de simulación se optó por considerar este multiplicador como valor inicial.

3.4.5. Permeabilidades Relativas. Se realizaron mediante las correlaciones de Hirasaky establecidas en el simulador de yacimiento CMG. Se establecieron 5 permeabilidades relativas según lo observado en el registro de las formaciones Tor y Hod, figura 51. Donde se evidencia 5 saturaciones de agua inicial para cada capa establecida. Para propósitos de simulación y de observar el comportamiento de la compactación se asumió una saturación inicial de gas de (0), para que no haya producción primaria por empuje por gas.

Figura 63. Variación de la permeabilidad para los diferentes valores de porosidad, multiplicador de permeabilidad de 30



Fuente: Autores.

Se implementó un exponente de N para el cálculo de las permeabilidades como se muestra en la tabla 16 (este valor de N se asignó a las 5 permeabilidades).

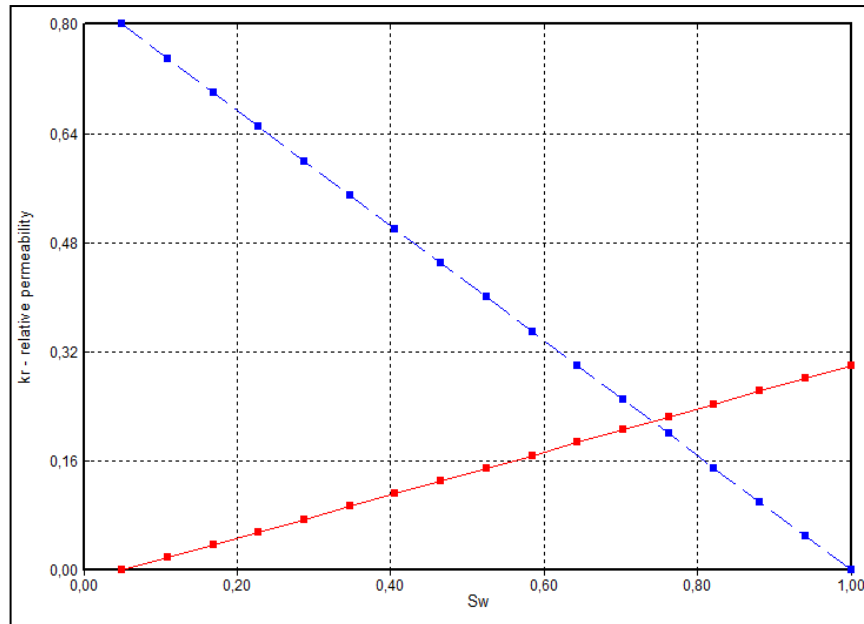
La tabla 16 muestra un esquema de las condiciones ingresadas al simulador para generar las curvas de permeabilidades relativas.

Tabla 16. Características de la creación de las permeabilidades relativas.

Capas	Saturación %	Exponente
1-5	5	1
6	5	2
7-9	50	2
10-11	80	2
11-20	30	2

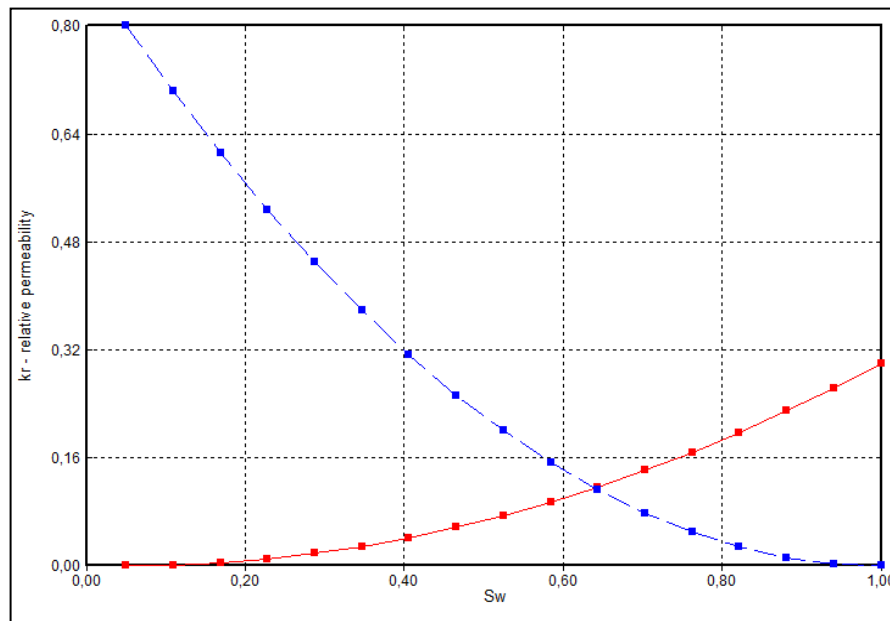
A partir de los datos de la tabla 16, se generaron las siguientes Permeabilidades relativas, como se muestra en las figuras 64, 65, 66, 67 y 68.

Figura 64. Permeabilidad relativa del aceite y agua versus saturación de agua, capa 1-5.



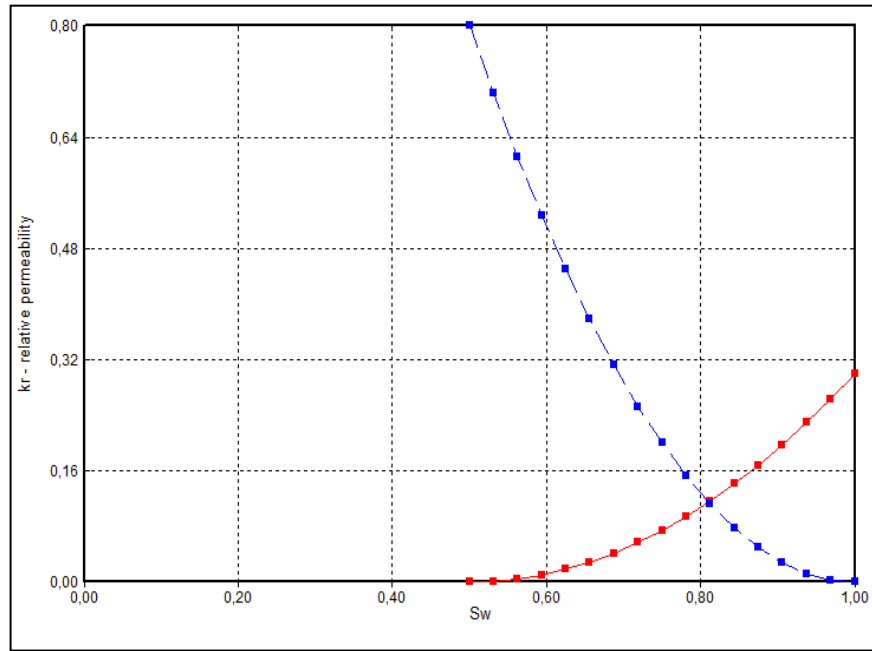
Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS.

Figura 65. Permeabilidad relativa del aceite y agua versus saturación de agua, capa 6.



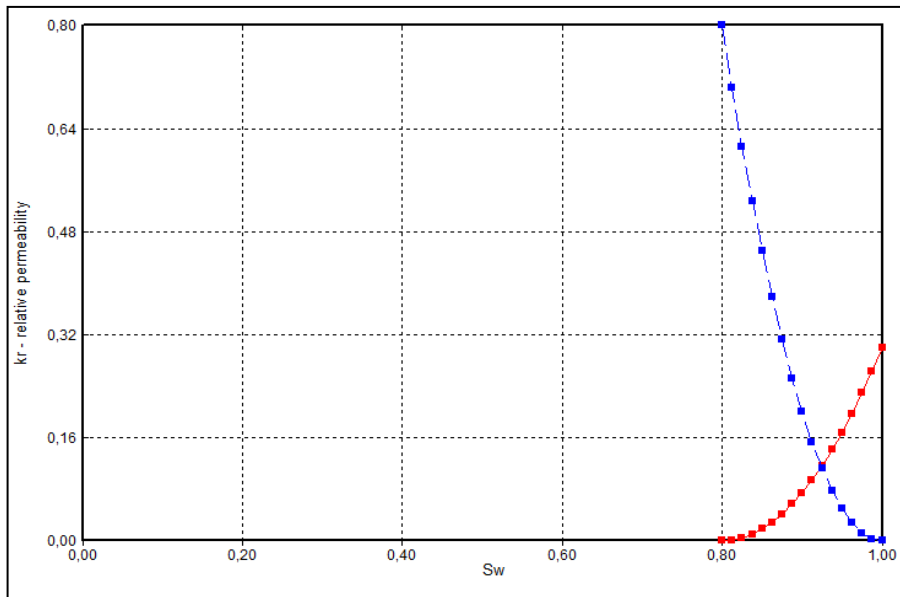
Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS.

Figura 66. Permeabilidad relativa del aceite y agua versus saturación de agua, capa 7-8.



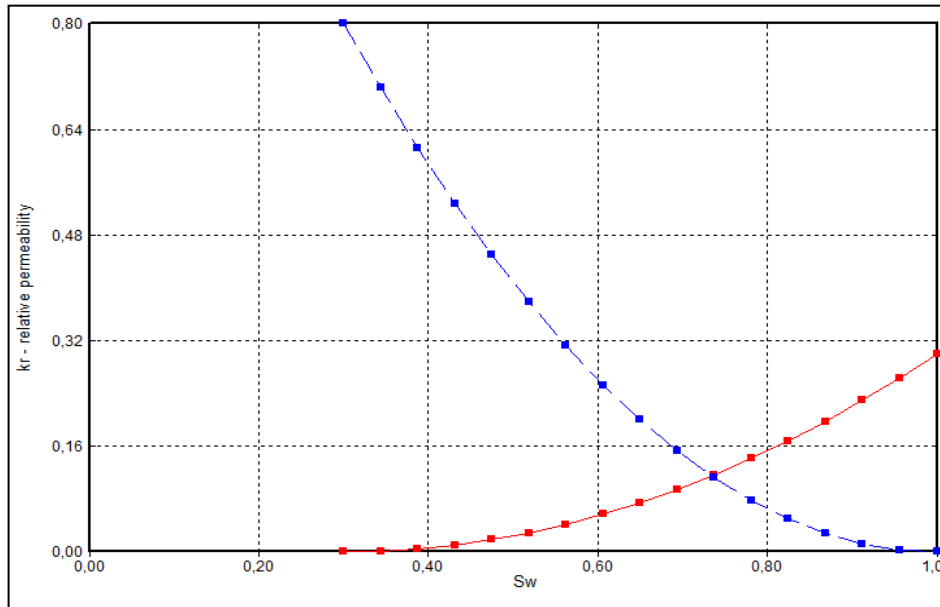
Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS.

Figura 67. Permeabilidad relativa del aceite y agua versus saturación de agua, capa 9-11.



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS.

Figura 68. Permeabilidad relativa del aceite y agua versus saturación de agua, capa 11-20.

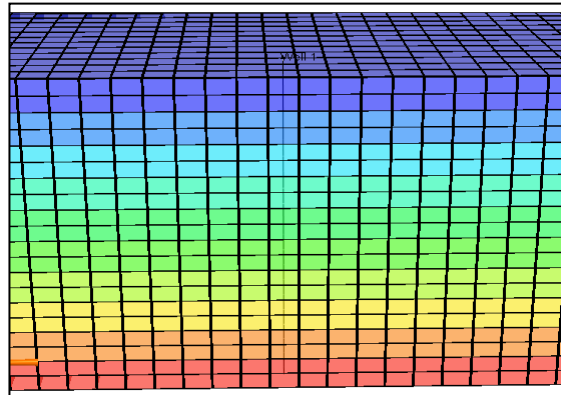


Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS.

3.4.6. Otras características.

- Se perforaron las 20 capas.
- Solo hay un pozo productor ubicado en el centro del modelo conceptual.
- El pozo produce a una presión de fondo fluyendo de 500 psi.

Figura 69. Esquema del yacimiento conceptual y sus perforaciones en las 20 capas.



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS.

3.4.7. Resultados Obtenidos. Se realizaron tres corridas de simulación.

- primera: se corrió a partir de un valor de compresibilidad constante de 17×10^{-6} 1/psi de acuerdo al planteamiento de trabajos realizados a este campo⁵⁶.
- Segunda: Se incorporó el efecto de compactación con los respectivos valores de compresibilidad para cada capa.
- Tercera: se introdujo la reducción en la permeabilidad por medio de multiplicadores de permeabilidad.

Finalmente se analizaron los casos donde se puede apreciar que el efecto de la compactación en yacimientos fracturados puede contribuir en un aumento de la producción de hidrocarburos, este efecto puede alcanzar factores de recobro del 10 al 70% según trabajos realizados en diversos yacimientos (Golfo de México)⁵⁷. El efecto a este modelo conceptual contribuyo a 1211.11MSTB equivalente aproximadamente al 12% en el factor de recobro, como se muestra en la figura 70.

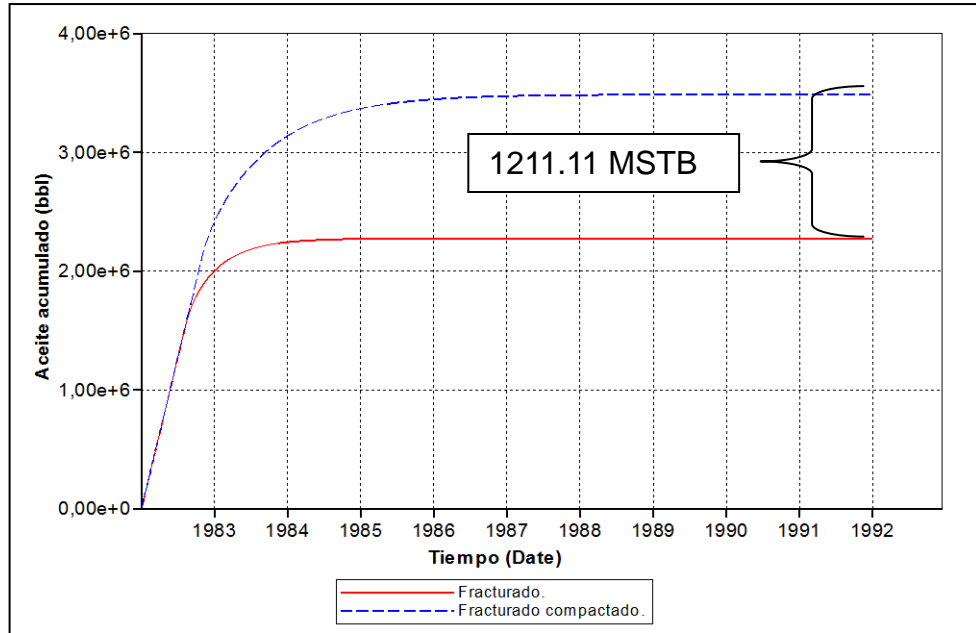
Como se ha mencionado anteriormente el aumento en la producción de hidrocarburo se debe a un aplastamiento de la roca, además del mantenimiento de presión que se genera cuando el yacimiento alcanza su punto de fluencia.

La reducción en la permeabilidad redujo la acumulación de aceite 765.21 MSTB equivalente aproximadamente al 9% en el factor de recobro. Figura 71.

⁵⁶ I.Ruddy, SPE, AMOCO NORWAY Oil Co.; Mark A. Andersen, SPE, P.D. Pattillo, SPE, and M. Bishlawi, Amoco Production Co; and N.Foged, Danish Geotechnical Inst P 1.

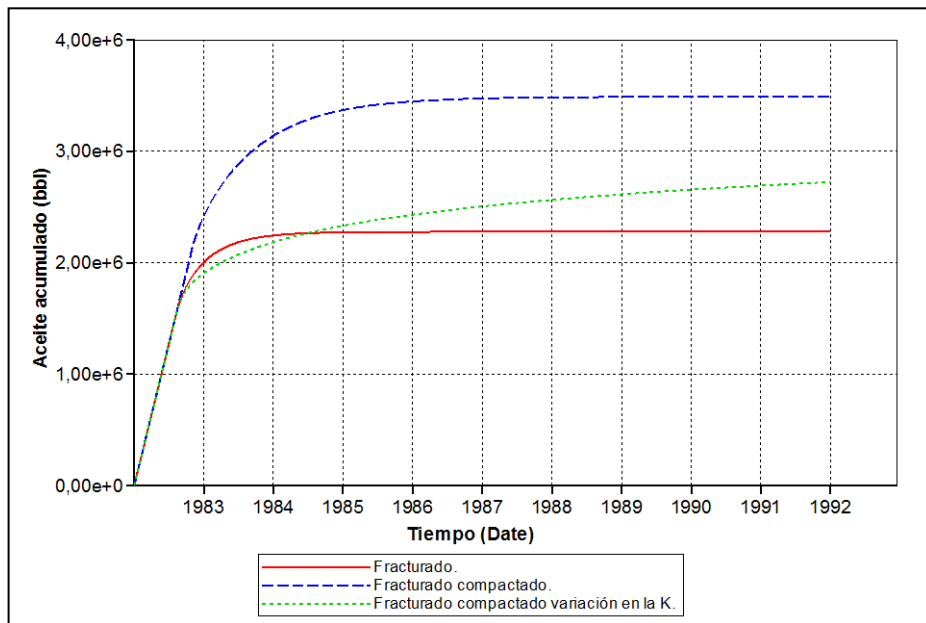
⁵⁷ C.C. Cook, SPE, and Stephen Jewell, SPE, Amerada Hess Norge A/S “ Simulation of a North Sea Field Experiencing Significant Compaction Drive”. P 4.

Figura 70. Comparación de la producción sin efecto de la compactación y con efecto de la compactación.



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS.

Figura 71. Comparación de la producción sin efecto de la compactación, efecto de la compactación y aplicación de la reducción en la permeabilidad.



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS.

4. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD.

De acuerdo al trabajo realizado, las propiedades petrofísicas son los factores más sensibles a la presión neta de confinamiento, dentro de la cuales encontramos la porosidad, permeabilidad, compresibilidad de la formación, presión de confinamiento, compresibilidad de compactación y multiplicadores de permeabilidad, estos parámetros serán variados con el fin de observar su impacto sobre la producción de hidrocarburo (producción acumulada).

Se utilizara el diagrama telaraña, que involucra los parámetros más vulnerables en la simulación, Merna (2004)⁵⁸ dice que un beneficio de esta técnica es saber el espectro de máximos y mínimos efectos que afectan un proyecto, brindando información clave para la toma de decisiones, especialmente para las variables más sensibles, brindando más énfasis en su seguimiento y control.

Para ello se procederá a establecer tres escenarios de simulación con un factor de 0.1 por encima y por debajo de los valores bases de la simulación, este representa un valor óptimo para analizar todas las variables mencionadas. Cada escenario tiene su respectiva asignación de caracteres 1, 2 y 3 siendo el 2 el caso base de simulación. Este proceso será implementado a los tres tipos de yacimientos presentes en este trabajo, con un cambio en el factor a 0.2 para el yacimiento apretado (Tight Gas) por sus valores tan bajos en las propiedades petrofísicas.

⁵⁸ Merna, Tony. Risk Management in projects and organizations. Edición 2004.

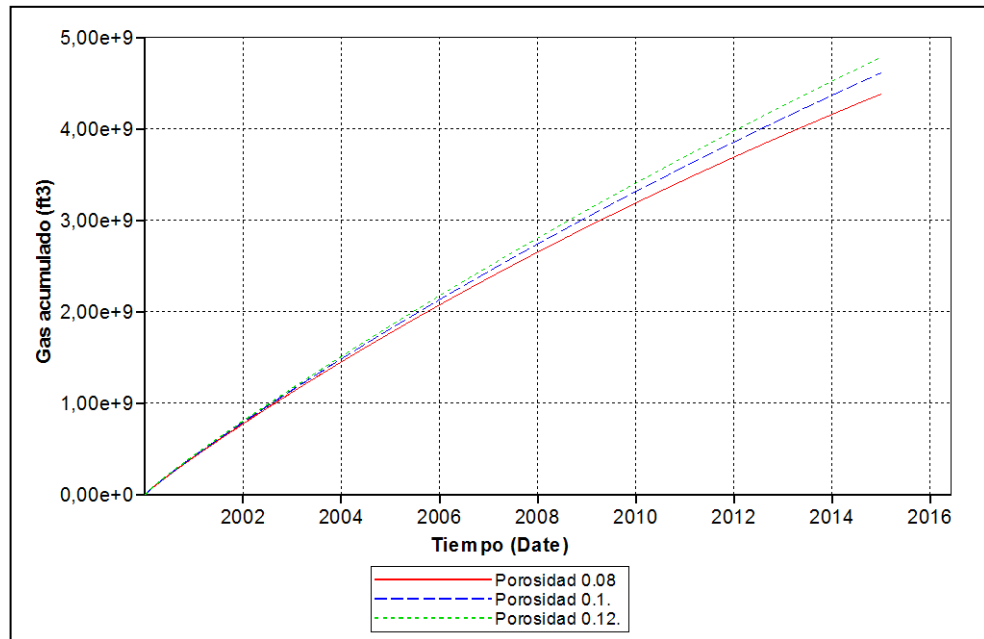
4.1. YACIMIENTO APRETADO (TIGHT GAS).

Por las características que presenta un yacimiento apretado (bajos valores petrofísicos), se establecieron condiciones diferentes en los factores, estableciéndose 0.2 por encima y por debajo de los valores originales del caso base.

4.1.1. Análisis de sensibilidad a la porosidad. Se asignan valores de 0.08, 0.1 (caso base) y 0.12. Se comparan los tres escenarios bajo la corrida de simulación que incorpora el efecto de la compactación. (Dependencia de la presión neta de confinamiento).

La figura 72 muestra la comparación entre los 3 escenarios, posteriormente se exporta los datos de producción acumulada de gas al final de la simulación y se consignan en la tabla 17 con sus respectivos caracteres.

Figura 72. Variación de gas acumulado bajo diferentes valores de porosidad.



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS.

En La figura 72, se observa que un aumento o disminución en el valor de porosidad es directamente proporcional a la producción de hidrocarburo. Resultado que es lógico, ya que la porosidad es un parámetro que cuantifica la cantidad de hidrocarburo presente en el yacimiento.

Tabla 17. Producción acumulada de gas para diferente valor de porosidad bajo su respectivo carácter.

Porosidad	Gp MMSCF	Carácter
0.08	4415.68	1
0.1	4649.76	2
0.12	4822.28	3

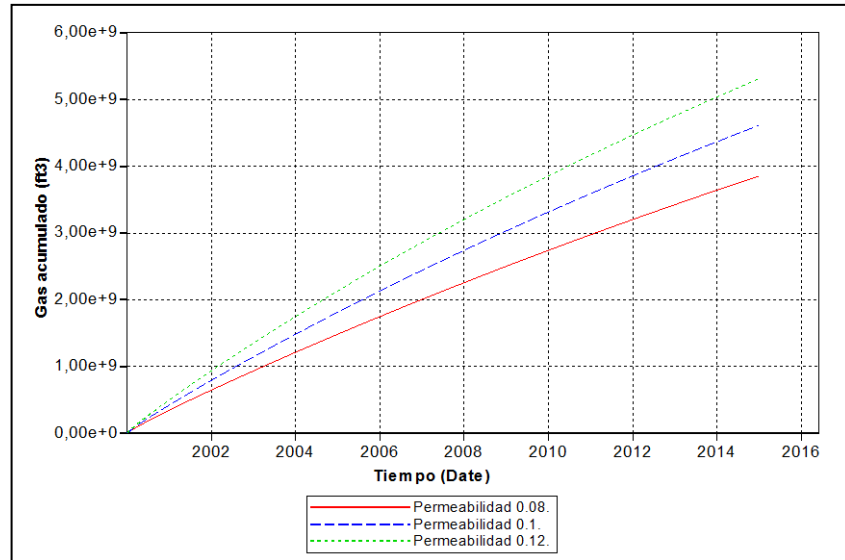
Fuente: Autores.

4.1.2. Análisis de sensibilidad a la permeabilidad. Se asignad valores de 0.08, 0.1 (caso base) y 0.12, factores de 0.2 por encima y por debajo del valor base. Comparando los tres escenarios bajo la corrida de simulación que incorpora el fenómeno de compactación (Dependencia de la presión de confinamiento).

En la figura 73 se observa la variación de la producción acumulada de gas para los tres escenarios. Posteriormente se exporta los datos de producción acumulada de gas al final de la simulación y se consignan en la tabla 18 con sus respectivos caracteres.

Como se mencionó en el capítulo dos, la permeabilidad es el parámetro más influenciado por el esfuerzo efectivo o presión neta de confinamiento, reduciendo o aumentando su producción de acuerdo al caso planteado.

Figura 73. Variación de gas acumulado bajo diferentes valores de permeabilidad.



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS.

Tabla 18. Producción acumulada de gas para diferente valor de permeabilidad bajo su respectivo carácter.

Permeabilidad	Gp MMSCF	Carácter
0.08	3886.78	1
0.1	4649.76	2
0.12	5352.36	3

4.1.3. Análisis de sensibilidad a la compresibilidad. Al incorporar el efecto de la compactación mediante tablas (multiplicadores de porosidad y permeabilidad normalizados) como se realizó en el procedimiento 3.2.3. El simulador calcula internamente los valores de compresibilidad correspondientes. Por lo tanto un análisis de sensibilidad a este parámetro analizado mediante la corrida de simulación donde se incorpora el efecto de la compactación por tablas no puede ser realizado.

4.1.4. Análisis de sensibilidad a los multiplicadores de porosidad. Como se estableció en el capítulo tres a partir de los datos presentados en el trabajo Davis and Davis, se obtuvo la figura 31 que muestra la porosidad normalizada en función de la presión del yacimiento. Para poder incluir un factor de 0.2 a estas funciones fue necesario un análisis empírico y comparativo de cuál es la mejor forma de representar un aumento y una disminución de peso para variar estos valores. Para ello se utilizó la herramienta Excel, se partió de una función polinómica de grado 3, se tabularon valores y se halló los valores de (y) correspondientes.

$$a * x^3 + b * x^2 + c * x + d = y$$

x	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
y	10	49	142	313	586	985	1534	2257	3178	4321

Procedimiento.

- Se Incorporó factores de 0.3 y 0.1 por encima y por debajo de los valores correspondiente como se ilustra en la tabla 19.

Tabla 19. Valores definidos de las constantes a, b, c, d con sus respectivos cambios en los factores.

Constantes	Valores	Factor de 0.3		Factor 0.1	
a	4	2.8	5.2	3.6	4.4
b	3	2.1	3.9	2.7	3.3
c	2	1.4	2.6	1.8	2.2
d	1	0.7	1.3	0.9	1.1

- Se Calculó los nuevos valores de (Y) a partir de los factores hallados, los resultados obtenidos se observan en la tabla 20.

Tabla 20. Resultados de valores de (Y) en función de los factores 0.3 y 0.1.

X	Factor de 0.3		Factor 0.1	
	0.7	1.3	0.9	1.1
1	7	13	9	11
2	34.3	63.7	44.1	53.9
3	99.4	184.6	127.8	156.2
4	219.1	406.9	281.7	344.3
5	410.2	761.8	527.4	644.6
6	689.5	1280.5	886.5	1083.5
7	1073.8	1994.2	1380.6	1687.4
8	1579.9	2934.1	2031.3	2482.7
9	2224.6	4131.4	2860.2	3495.8
10	3024.7	5617.3	3888.9	4753.1

En esta tabla se puede apreciar que existe una diferencia en el primer valor de (Y) de 3 y 1 para un valor de x=1 respecto al valor original de 10.

- Los valores de 3 y 1 se ingresan con un valor adicional a la función polinómica, con el fin de reproducir el comportamiento inicial de los valores originales en este caso 10. Obteniendo los siguiente nuevos resultados (tabla 21).

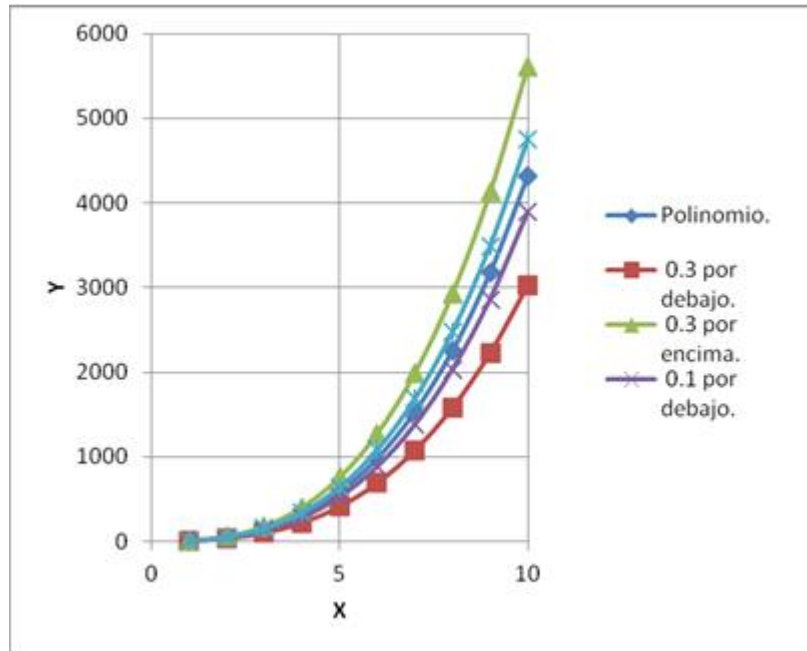
$$a * x^3 + b * x^2 + c * x + d \pm 3 = y \quad a * x^3 + b * x^2 + c * x + d \pm 1 = y$$

Tabla 21. Nuevos resultados de (Y) al incorporar los valores 3 y 1 dentro de la función polinómica.

X	Factor de 0.3		Factor 0.1	
	0.7	1.3	0.9	1.1
1	10	10	10	10
2	37.3	60.7	45.1	52.9
3	102.4	181.6	128.8	155.2
4	222.1	403.9	282.7	343.3
5	413.2	758.8	528.4	643.6
6	692.5	1277.5	887.5	1082.5
7	1076.8	1991.2	1381.6	1686.4
8	1582.9	2931.1	2032.3	2481.7
9	2227.6	4128.4	2861.2	3494.8
10	3027.7	5614.3	3889.9	4752.1

Se puede apreciar que los valores no varían considerablemente, lo que considerarse un ajuste para nuestro propósito. Estos resultados se aprecian en la figura 74.

Figura 74. Muestra el comportamiento de la función polinómica orden 3 para los factores 0.3 y 0.1.

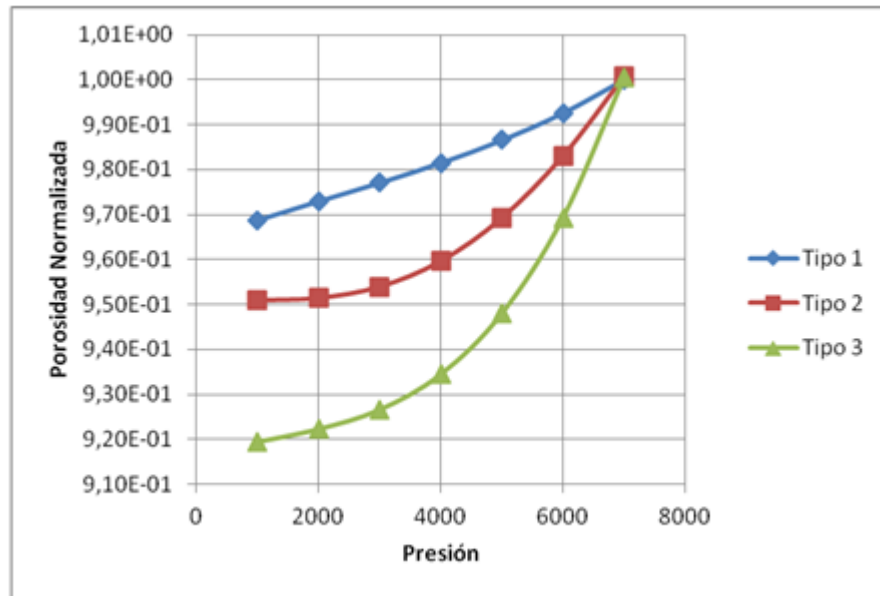


Fuente: Autores.

A partir de este procedimiento se determinaron los factores de 0.2 para las funciones de porosidad y permeabilidad normalizada.

4.1.4.1. Porosidad normalizada. En la figura 75 se observa los datos de porosidad normalizada con sus respectivos polinomios, estos se obtuvieron a través de la opción agregar línea de tendencia, en la curva tipo 3 los factores fueron modificados con el fin de obtener una aproximación más cercada a los datos originales.

Figura 75. Porosidad normalizada versus Presión del yacimiento.



Fuente: Autores.

Ecuaciones:

Tipo 1

$$6 * 10^{-14} * x^3 - 4 * 10^{-10} * x^2 + 5 * 10^{-6} * x + 0.9641 = y$$

Tipo 2

$$-2 * 10^{-17} * x^4 + 4 * 10^{-13} * x^3 - 9 * 10^{-10} * x^2 + 7 * 10^{-7} * x + 0.9507 = y$$

Tipo 3

$$3.5 * 10^{-13} * x^3 - 1.73 * 10^{-9} * x^2 + 4.5 * 10^{-6} * x + 0.916 = y$$

Partiendo de la hipótesis anteriormente propuesta y planteando que el comportamiento de la roca que se generara a partir de los factores, coincide con el comportamiento del caso base. Se Procede a obtener los nuevos valores de las constantes de acuerdo al factor 0.2. Como se ilustra en la tabla 22.

Tabla 22. Valores de las constantes en función del factor 0.2, para la porosidad normalizada.

	Tipo 1	Tipo 2	Tipo 3
a	6.00E-14	-2.00E-17	3.50E-13
b	-4.00E-10	4.00E-13	1.37E-09
c	5.00E-06	9E-10	4.50E-06
d	0.9641	0.0000007	0.916
e		0.9507	
Factor 0.8			
	Tipo 1	Tipo 2	Tipo 3
a	4.80E-14	-1.60E-17	2.80E-13
b	-3.20E-10	3.20E-13	1.10E-09
c	4.00E-06	7.20E-10	3.60E-06
d	7.71E-01	5.60E-07	7.33E-01
e		7.61E-01	
Factor 1.2			
	Tipo 1	Tipo 2	Tipo 3
a	7.20E-14	-2.40E-17	4.20E-13
b	-4.80E-10	4.80E-13	1.64E-09
c	6.00E-06	1.08E-09	5.40E-06
d	1.16E+00	8.40E-07	1.10E+00
e		1.14E+00	

Fuente: Autores.

Se Procede a ingresar los nuevos valores dentro de la funciones polinomicas, tabulamos la diferencia del primer valor e incluimos esta diferencia dentro de las ecuaciones planteadas obteniéndose los siguientes resultados.

Tipo 1

Por encima

$$7.20 * 10^{-14} * x^3 - 4.80 * 10^{-10} * x^2 + 6.0 * 10^{-6} * x + 1.16 - 0.2 = y$$

Por debajo

$$4.8 * 10^{-14} * x^3 - 3.20 * 10^{-10} * x^2 + 4 * 10^{-6} * x + 0.771 + 0.2 = y$$

Tipo 2

Por encima

$$-2.40 * 10^{-17} * x^4 + 4.80 * 10^{-13} * x^3 - 1.08 * 10^{-9} * x^2 + 8.40 * 10^{-7} * x + 1.14 - 0.2 = y$$

Por debajo

$$-1.60 * 10^{-17} * x^4 + 3.20 * 10^{-13} * x^3 - 7.20 * 10^{-10} * x^2 + 5.60 * 10^{-7} * x + 0.761 + 0.2 = y$$

Tipo 3

Por encima

$$4.20 * 10^{-13} * x^3 - 1.64 * 10^{-9} * x^2 + 5.40 * 10^{-6} * x + 1.10 - 0.2 = y$$

Por debajo

$$2.80 * 10^{-13} * x^3 - 1.10 * 10^{-9} * x^2 + 3.60 * 10^{-6} * x + 0.733 + 0.2 = y$$

A partir de las ecuaciones anteriormente dichas se calculan los nuevos valores de porosidad normaliza y se procede a implementarlos en el simulador. Para propósitos de análisis la variación en la permeabilidad se mantiene igual como se estableció en el caso base.

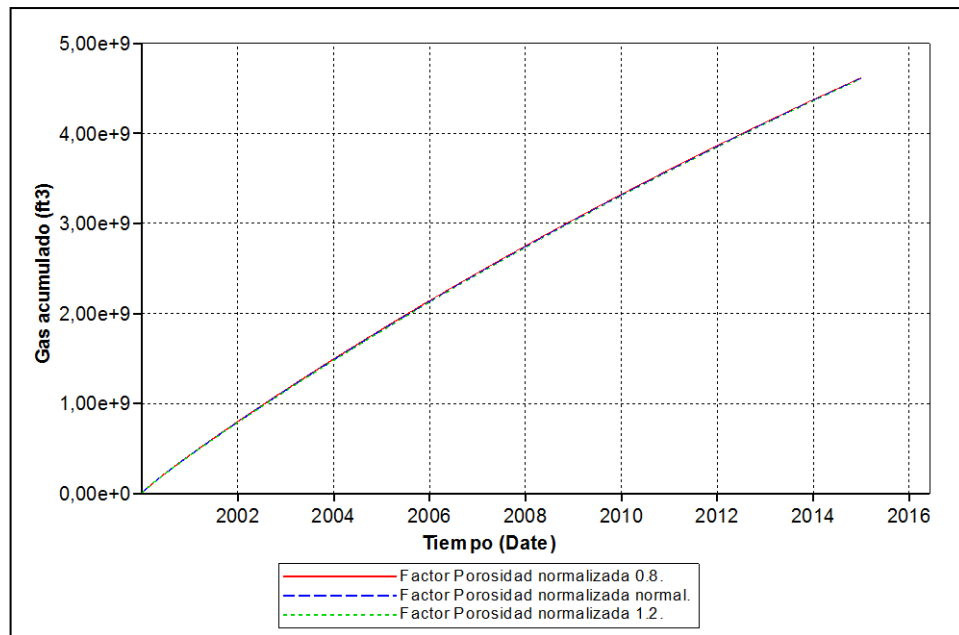
La figura 76 muestra el esquema de la influencia en las variables de porosidad normalizada en la producción de gas acumulado, estos valores se tabulan en la tabla 23.

Tabla 23. Producción acumulada de gas para diferente valores de porosidad normalizada en función del factor 0.2 con su respectivo carácter

Porosidad Normalizada	Gp MMSCF	Carácter
0.8	4655.66	1
1	4649.76	2
1.2	4641.80	3

Fuente: Autores.

Figura 76. Variación de la producción acumulada de gas bajo los factores de 0.8, 1 y 1.2 sobre los multiplicadores de porosidad.



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS.

Como se aprecia en la figura 76, no hay una fuerte influencia de este parámetro, esto se debe a que en yacimientos muy consolidados la estructura o agrupamientos de los granos está muy definida, además por poseer un material cementante, llevan a una variación muy pequeña de este parámetro.

4.1.5. Análisis de sensibilidad a la permeabilidad normalizada. Dentro del desarrollo de este análisis se establecerá el mismo procedimiento realizado al análisis de la porosidad normalizada.

Inicialmente se establece los polinomios que se ajustan de una manera muy aproximada a los valores de permeabilidad normalizada, se agrega líneas de tendencia dentro de las cuales se modificaron sus valores constantes con el fin de dar una aproximación más exacta. La figura 77 muestra las tendencias con sus respectivos polinomios.

Ecuaciones.

Tipo 1

$$1.80 * 10^{-12} * x^3 - 1.95 * 10^{-8} * x^2 + 7.30 * 10^{-5} * x + 0.83 = y$$

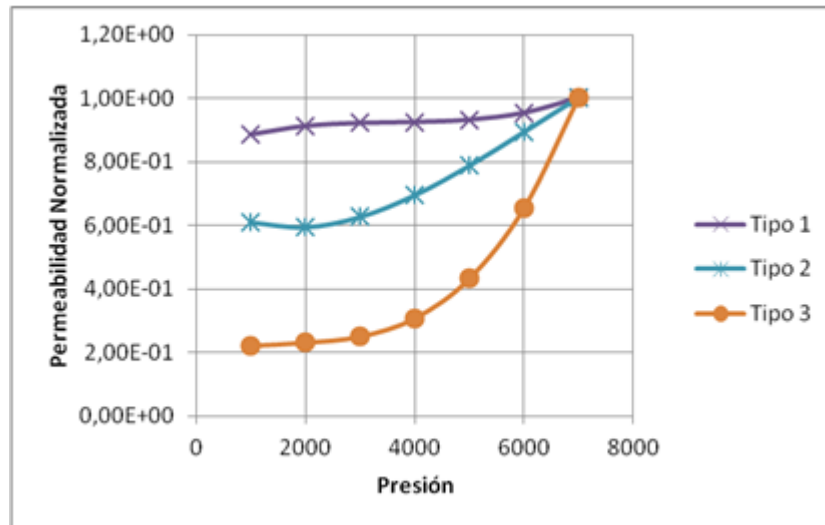
Tipo 2

$$-1.89 * 10^{-12} * x^3 + 3.50 * 10^{-8} * x^2 - 1.07 * 10^{-4} * x + 0.685 = y$$

Tipo 3

$$4.86 * 10^{-12} * x^3 - 2.45 * 10^{-8} * x^2 + 4.90 * 10^{-5} * x + 0.193 = y$$

Figura 77. Esquema de los valores de permeabilidad normalizados.



Fuente: Autores.

Se procedió a realizar los nuevos valores de permeabilidad normalizada en función del factor 0.2 (0.8 y 1.2). y se tabulo en la tabla 24.

Se Procede a ingresar los nuevos valores dentro de la funciones polinomicas, se tabula la diferencia del primer valor y se incluye esta diferencia dentro de las ecuaciones planteadas obteniéndose los siguientes resultados.

Tabla 24. Valores de las constantes en función del factor 0.2, para la permeabilidad normalizada.

	Tipo 1	Tipo 2	Tipo 3
a	1.80E-12	-1.89E-12	4.86E-12
b	-1.95E-08	3.50E-08	-2.45E-08
c	7.30E-05	-1.07E-04	4.90E-05
d	0.83	0.685	0.193
Factor 0.8			
	Tipo 1	Tipo 2	Tipo 3
a	1.44E-12	-1.51E-12	3.89E-12
b	-1.56E-08	2.80E-08	-1.96E-08
c	5.84E-05	-8.56E-05	3.92E-05
d	6.64E-01	5.48E-01	1.54E-01
Factor 1.2			
	Tipo 1	Tipo 2	Tipo 3
a	2.16E-12	-2.27E-12	5.83E-12
b	-2.34E-08	4.20E-08	-2.94E-08
c	8.76E-05	-1.28E-04	5.88E-05
d	9.96E-01	8.22E-01	2.32E-01

Fuente: Autores.

Tipo 1

Por encima

$$2.16 * 10^{-12} * x^3 - 2.34 * 10^{-8} * x^2 + 8.76 * 10^{-5} * x + 0.996 - 0.2 = y$$

Por debajo

$$1.44 * 10^{-12} * x^3 - 1.56 * 10^{-8} * x^2 + 5.84 * 10^{-5} * x + 0.664 + 0.2 = y$$

Tipo 2

Por encima

$$-2.27 * 10^{-12} * x^3 + 4.20 * 10^{-8} * x^2 - 1.28 * 10^{-4} * x + 0.822 - 0.2 = y$$

Por debajo

$$-1.51 * 10^{-12} * x^3 + 2.80 * 10^{-8} * x^2 - 8.56 * 10^{-5} * x + 0.548 + 0.2 = y$$

Tipo 3

Por encima

$$5.83 * 10^{-12} * x^3 - 2.94 * 10^{-8} * x^2 + 5.88 * 10^{-5} * x + 0.233 - 0.2 = y$$

Por debajo

$$3.89 * 10^{-12} * x^3 - 1.96 * 10^{-8} * x^2 + 3.92 * 10^{-5} * x + 0.154 + 0.2 = y$$

A partir de las ecuaciones anteriormente dichas se calculan los nuevos valores de permeabilidad normaliza y se procede a implementarlos en el simulador. Para propósitos de análisis la variación en la porosidad se mantiene igual como se estableció en el caso base.

La figura 78 muestra el esquema de la influencia en las variables de porosidad normalizada en la producción de gas acumulado, estos valores los tabulamos en la tabla 25.

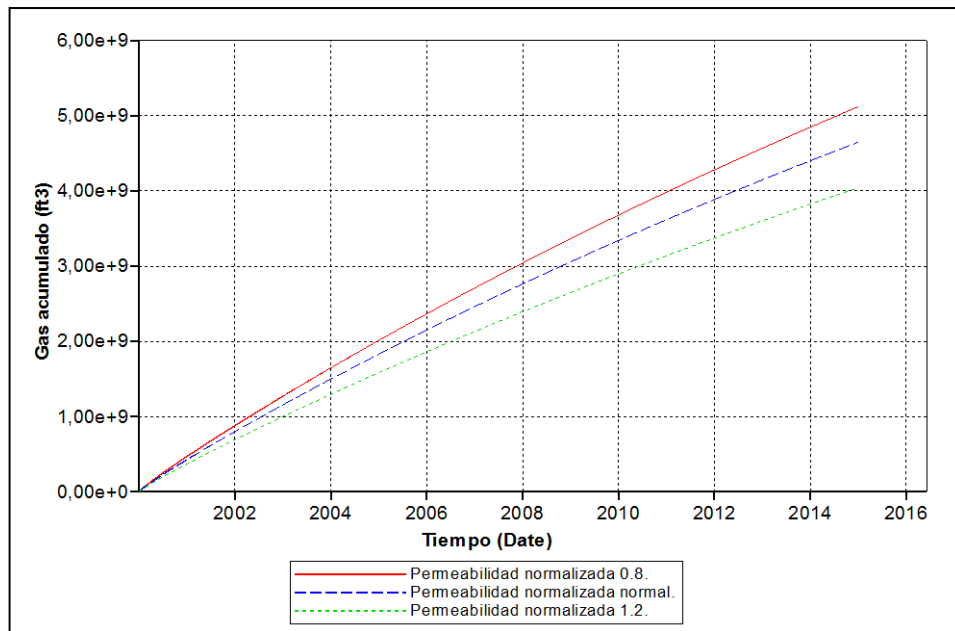
Tabla 25. Producción acumulada de gas para diferente valores de permeabilidad normalizada en función del factor 0.2 con su respectivo carácter.

Permeabilidad Normalizada	Gp MMSCF	Carácter
0.8	5121.81	1
1	4649.76	2
1.2	4044.32	3

Fuente: Autores.

La figura 78 establece que una variación en la reducción o aumento de la permeabilidad normalizada afecta inversamente y fuertemente la producción de hidrocarburo.

Figura 78. Variación de la producción acumulada de gas bajo factores de 0.8 y 1.2 sobre los multiplicadores de permeabilidad.

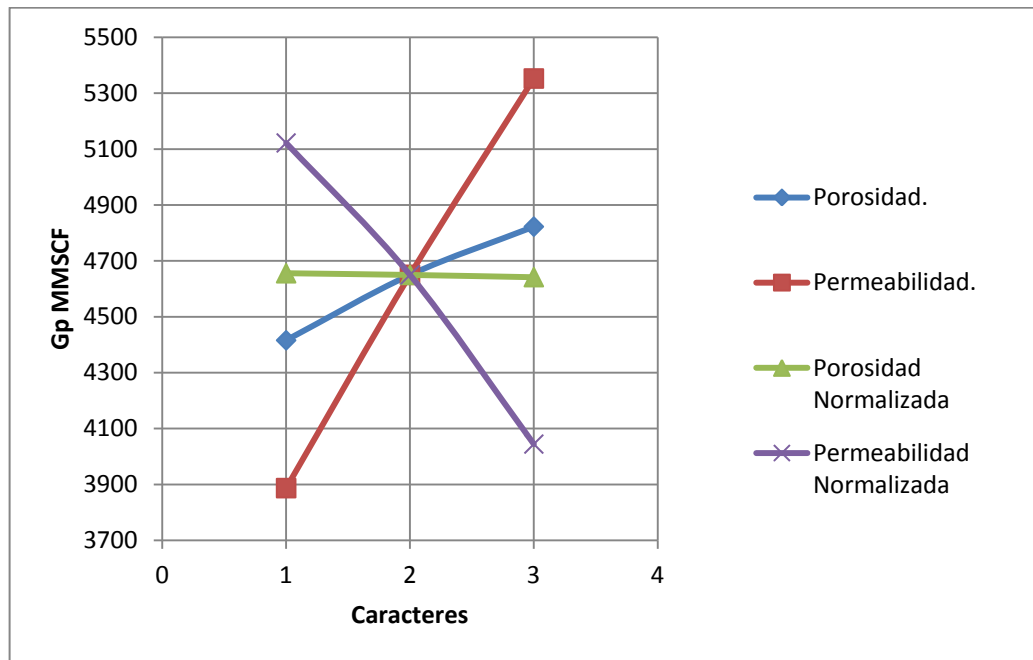


Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS.

4.1.6. Análisis de sensibilidad “método telaraña”.

La figura 79 muestra los resultados obtenidos para cada parámetro establecido, porosidad, permeabilidad, porosidad normalizada y permeabilidad normalizada observándose una fuerte influencia por el parámetro permeabilidad. Como se mencionó en el capítulo 2, la permeabilidad en yacimientos apretados tiene una fuerte reducción al cambio de la presión neta de confinamiento, por el efecto del contacto entre los granos punto a punto. Un mal cálculo de esta variable tiene grandes implicaciones en la estimación de la producción de gas, así una precisa estimación de la reducción de la permeabilidad es necesaria. El cambio en la porosidad con respecto al tiempo no es un parámetro influyente, ya que la gran consolidación de la roca no permite el movimiento o deslizamiento entre los granos. Bajo este argumento el análisis de la variación de la porosidad en función del tiempo dentro de un modelo complejo puede ser despreciado o ignorado.

Figura 79. Análisis de sensibilidad método telaraña, modelo yacimiento apretado (Tight gas).



Fuente: Autores.

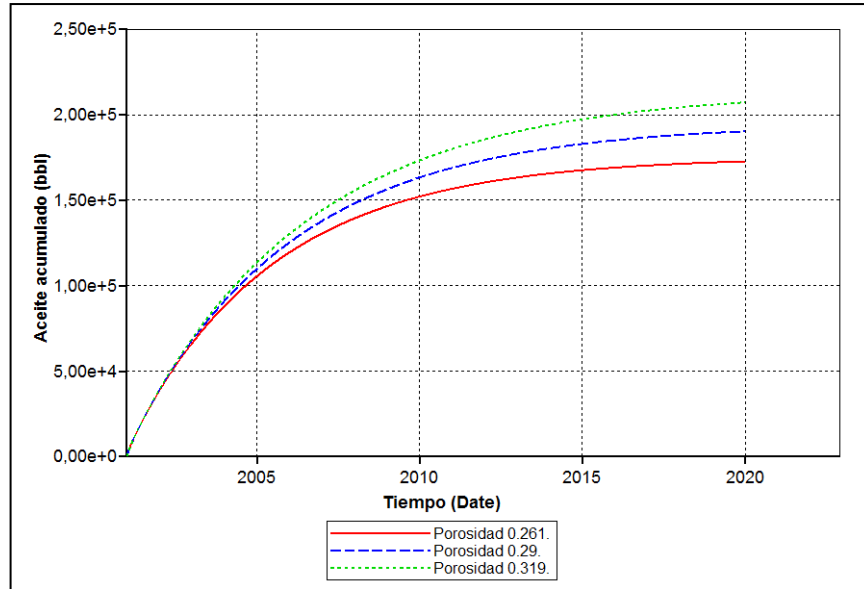
4.2. MODELO NO CONSOLIDADO.

4.2.1. Análisis de sensibilidad a la porosidad. Se asignan valores de 0.261, 0.29 (caso base) y 0.319, factores de 0.1 por encima y por debajo del valor base. Se comparan los tres escenarios bajo la corrida de simulación 3 (yacimiento compactado y su reducción en la permeabilidad).

La figura 80 muestra la comparación entre los tres escenarios, posteriormente se exporta los datos de producción acumulada al final de la simulación y se consignan en la tabla 26 con sus respectivos caracteres.

Como se mencionó y se aprecia en la figura 80, la porosidad cuantifica la cantidad de hidrocarburo presente; y en yacimientos no consolidados este parámetro es muy influenciado por sus altos valores.

Figura 80. Variación de la compactación y su reducción en la permeabilidad bajo los diferentes valores de porosidad.



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS.

Tabla 26. Variación de la producción acumulada de aceite para los escenarios de porosidad propuestos sobre la corrida de simulación tres (yacimiento compactado y su reducción en la permeabilidad).

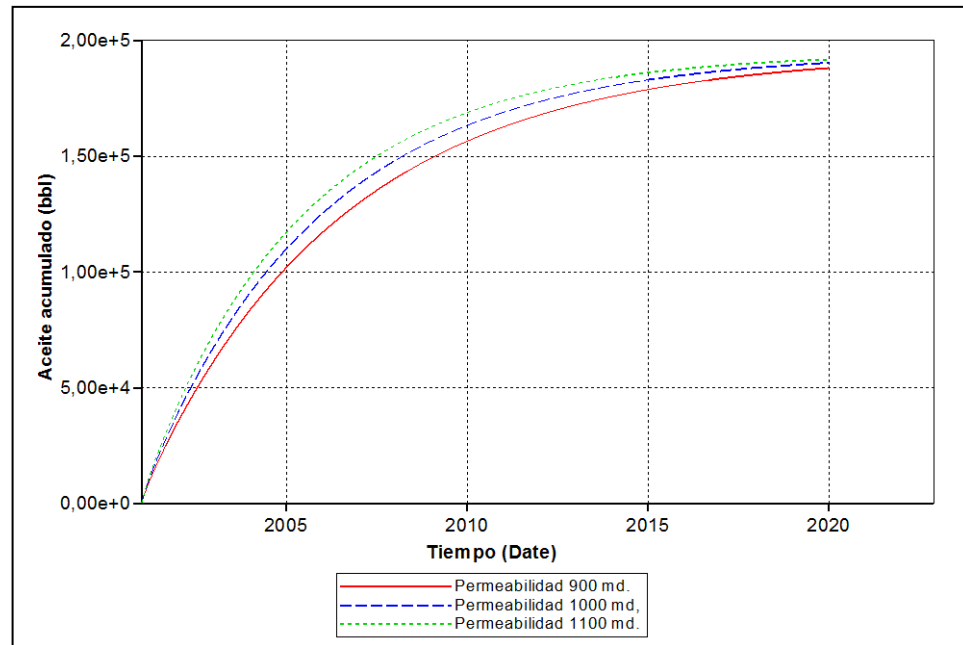
Porosidad	Np MSTB	Carácter
0.261	172.163	1
0.29	190.389	2
0.319	207.327	3

Fuente: Autores.

4.2.2. Análisis de sensibilidad a la permeabilidad. Se asignan valores de 900, 1000 (caso base) y 1100, factores de 0.1 por encima y por debajo del valor base. Se comparan los tres escenarios bajo la corrida de simulación 3 (yacimiento compactado y su reducción en la permeabilidad).

En la figura 81 se observa la variación de la producción acumulada para los tres escenarios. Se procede a exportar los datos de producción acumulada al final de la simulación y se tabula en la tabla 27.

Figura 81. Variación de la compactación y su reducción en la permeabilidad bajo los diferentes valores de permeabilidad.



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS.

Tabla 27. Variación de la producción acumulada de aceite para los escenarios de permeabilidad propuestos sobre la corrida de simulación tres (yacimiento compactado y su reducción en la permeabilidad).

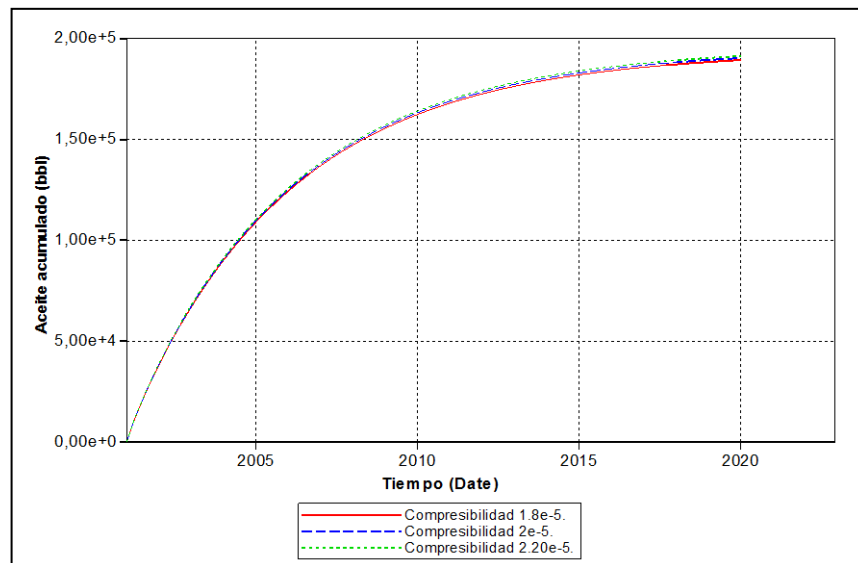
Permeabilidad	Np MSTB	Carácter
900	188.137	1
1000	190.389	2
1100	191.876	3

Fuente: Autores.

4.2.3. Análisis de sensibilidad a la compresibilidad. Se asignan valores de 1.80×10^{-5} , 2×10^{-5} (caso base) y 2.20×10^{-5} , factores de 0.1 por encima y por debajo del valor base. Se comparan los 3 escenarios bajo la corrida de simulación 3 (yacimiento compactado y su reducción en la permeabilidad).

En la figura 82 se observa la variación de la producción acumulada para los tres escenarios. Se procede a exportar los datos de producción acumulada al final de la simulación y se tabula en la tabla 28.

Figura 82. Variación de la compactación y su reducción en la permeabilidad bajo los diferentes valores de compresibilidad.



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS.

La compresibilidad como se mencionó en el capítulo dos, es un parámetro que cuantifica la variación del espacio poroso en función de la presión del yacimiento, lo cual puede concluir que es un parámetro muy influenciado en la producción de hidrocarburo, pero como la variación de este parámetro es muy pequeña no se puede apreciar una gran influencia de éste (figura 82).

Tabla 28. Variación de la producción acumulada de aceite para los escenarios de compresibilidad propuestos sobre la corrida de simulación 3 (yacimientos compactados y su reducción en la permeabilidad).

Compresibilidad 1/psi	Np MSTB	Carácter
1.8e-5	189.361	1
2e-5	190.389	2
2.20e-5	191.414	3

Fuente: Autores.

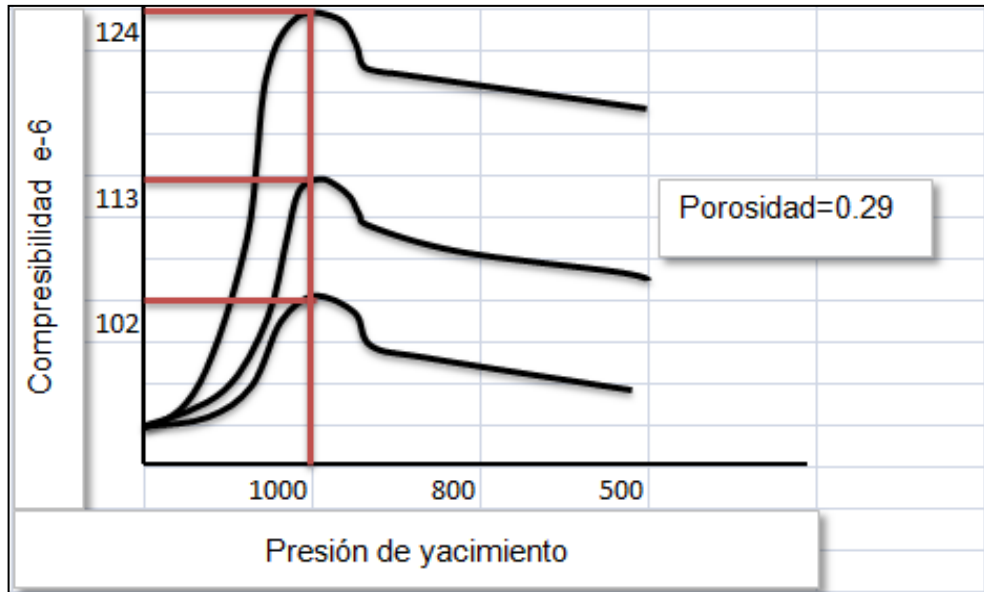
4.2.4. Análisis de sensibilidad a la compresibilidad de compactación.

Como se planteó en el capítulo dos, un análisis de sensibilidad para la compresibilidad de compactación, debe involucrar un análisis mineralógico, morfológico y mecánico, donde muestre la variación que existe entre los diferentes tipos de roca que se pueden presentar en el yacimiento.

Para propósitos de interés por conocer el efecto de un aumento o una disminución sobre la compresibilidad de compactación se establecieron tres escenarios involucrando el caso base, con valores de 102e-6, 113e-6 (caso base) y 224e-6, como se ilustra en la figura 83 que muestra como sería el comportamiento de la compresibilidad en función de la presión del yacimiento.

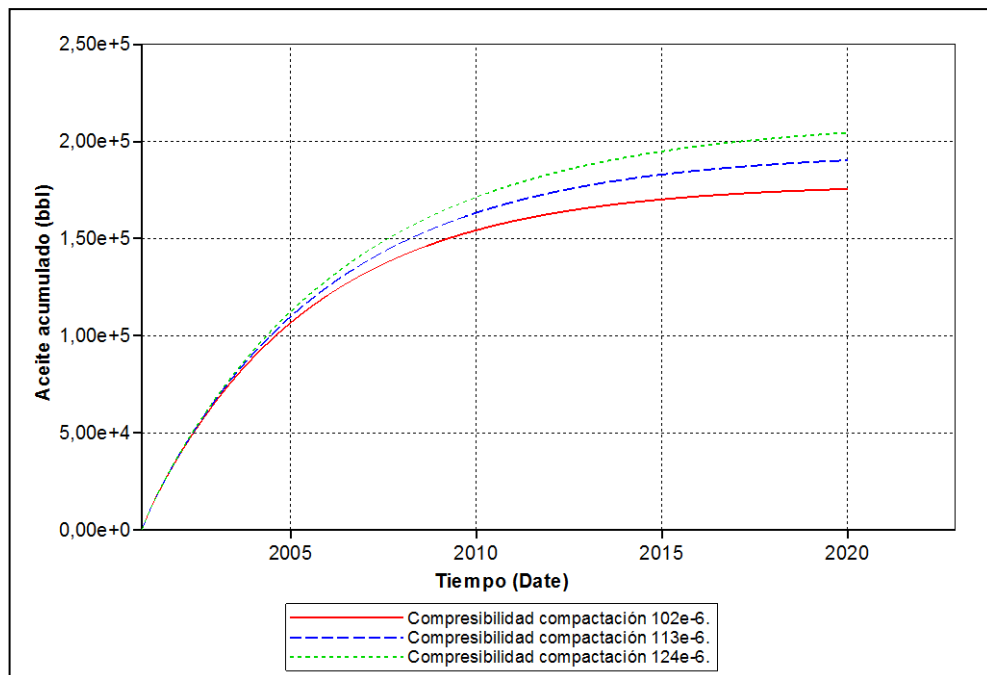
En la figura 84 se observa la variación de la producción acumulada para los 3 escenarios. Se procede a exportar los datos de producción acumulada al final de la simulación y se tabula en la tabla 29.

Figura 83. Variación de la compresibilidad, en función de la presión del yacimiento a una presión de confinamiento, porosidad de 0.29 y permeabilidad de 1000 md (caso base).



Fuente: Autores.

Figura 84. Variación de la compactación y su reducción en la permeabilidad bajo los diferentes valores de compresibilidad de compactación.



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS.

La compresibilidad de compactación refleja la distribución de granos que se encuentra en el yacimiento, a mayor compresibilidad de compactación indica que los granos tienen más espacio para poder tener el efecto de rotación y translación, siendo directamente proporcional a la producción de hidrocarburo, ya que este rotación y traslación hace varias los canales de flujo, permitiendo mayor fluidez del yacimiento al pozo.

Tabla 2929. Variación de la producción acumulada de aceite para los escenarios de compresibilidad de compactación propuestos sobre la corrida de simulación 3 (yacimiento compactado y su reducción en la permeabilidad).

Compresibilidad 1/psi	NP MSTB	Carácter
102e-6	175.600	1
113e-6	190.389	2
124e-6	204.456	3

Fuente: Autores.

4.2.5. Análisis de sensibilidad a la presión de compactación. La presión de confinamiento se involucra directamente a la mineralogía y morfología de la roca, como se mencionó anteriormente existen componentes duros y frágiles cada uno posee presiones de confinamiento diferentes como se ilustra en la figura 53. Por este motivo para realizar un análisis de sensibilidad de este parámetro se debe realizar un análisis de esfuerzo de deformación donde se establezca la presión a la cual la roca pasa de un comportamiento elástico a plástico, cabe mencionar que este valor será muy bajo para yacimientos con componentes duros y alto para componente frágiles⁵⁹, como es el caso del modelo base planteado, donde se alcanza la presión de confinamiento a 1000 psi.

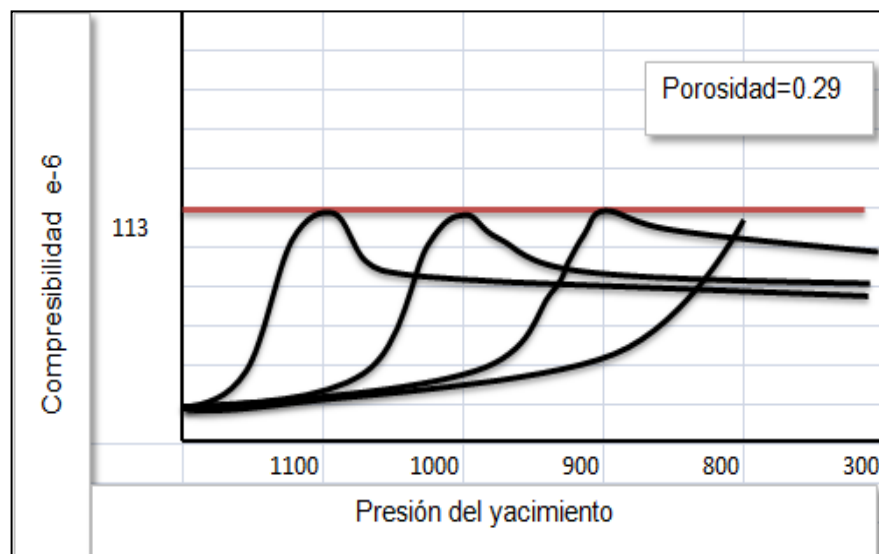
⁵⁹ R.M. Ostermeler, SPE, Shell Int. E&P Inc. "Compaction Effects on Porosity and Permeability: Deepwater Gulf of Mexico Turbites pag 3.

Como se realizó anteriormente en la compresibilidad de compactación, se propuso un análisis para tres escenarios diferentes, 900psi, 1000psi (caso base) y 1100 psi. La figura 85 muestra un esquema de los escenarios planteados y la tendencia que se esperaría tener sobre la compresibilidad.

En la figura 86 se observa la variación de la producción acumulada para los tres escenarios. Se procede a exportar los datos de producción acumulada al final de la simulación y se tabula en la tabla 30.

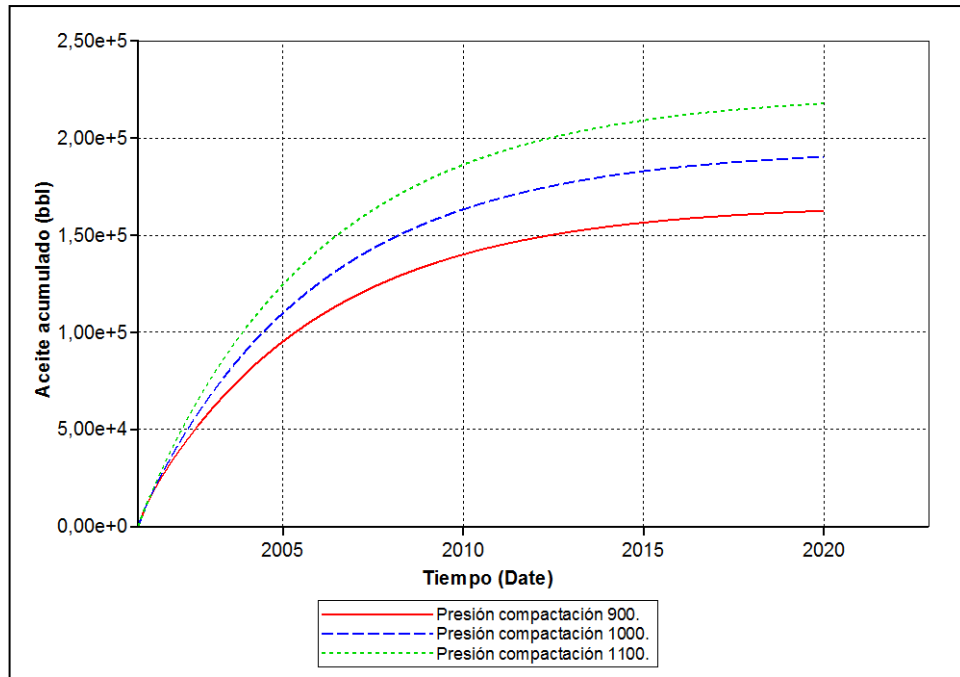
La presión de compactación mide la dureza de la roca mientras más dura sea, menor producción de hidrocarburo tendrá, esto debido a que el efecto de la rotación y translación es más influyente cuando se alcanza rápidamente la presión de compactación.

Figura 85. Variación de la presión del yacimiento la presión de confinamiento a una porosidad de 0.29 permeabilidad de 1000 md (caso base).



Fuente: Autores

Figura 86. Variación de la compactación y su reducción en la permeabilidad bajo los diferentes valores de presión de compactación.



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS.

Tabla 30. Variación de la producción acumulada aceite para los escenarios de presión de compactación propuestos sobre la corrida de simulación 3 (yacimiento compactado y su reducción en la permeabilidad).

Presión de compactación (psi)	NP MSTB	Carácter
900	162.624	1
1000	190.389	2
1100	217.871	3

Fuente: Autores.

4.2.6. Análisis de sensibilidad a los multiplicadores de permeabilidad.

Se asignan valores de 2.25, 2.5 (caso base) y 2.75, factores de 0.1 por encima y por debajo del valor base. Se comparan los tres escenarios bajo la corrida de simulación tres (yacimiento compactado y su reducción en la permeabilidad).

En la figura 87 se observa la variación de la producción acumulada para los tres escenarios. Se procede a exportar los datos de producción acumulada al final de la simulación y se tabula en la tabla 31.

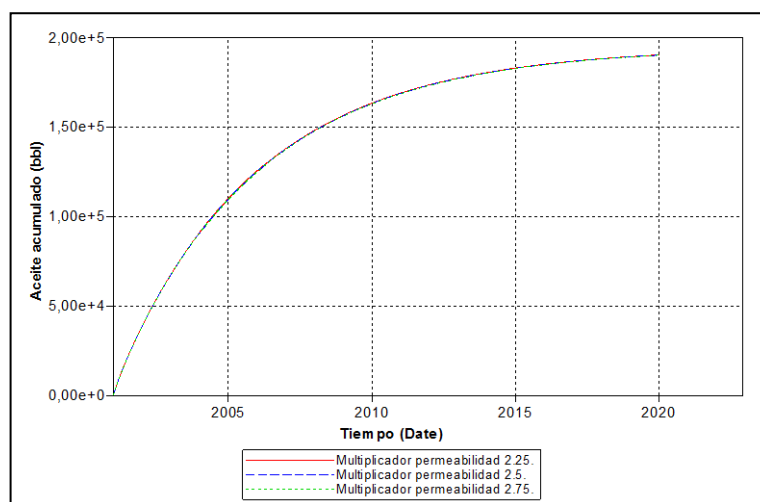
La reducción de la permeabilidad depende del tipo de roca presente en el yacimiento, hay rocas que de acuerdo a su mineralogía, retienen gran cantidad de la permeabilidad inicial, pero en función de análisis es un factor que no influencia la producción de hidrocarburo como se puede apreciar en la figura 87.

Tabla 31. Variación de la producción acumulada para los escenarios de multiplicadores de permeabilidad propuestos sobre la corrida de simulación 3 (yacimientos compactados y su reducción en la permeabilidad).

Multiplicador de permeabilidad	NP MSTB	Carácter
2.25	190.389	1
2.5	190.389	2
2.75	190.389	3

Fuente: Autores.

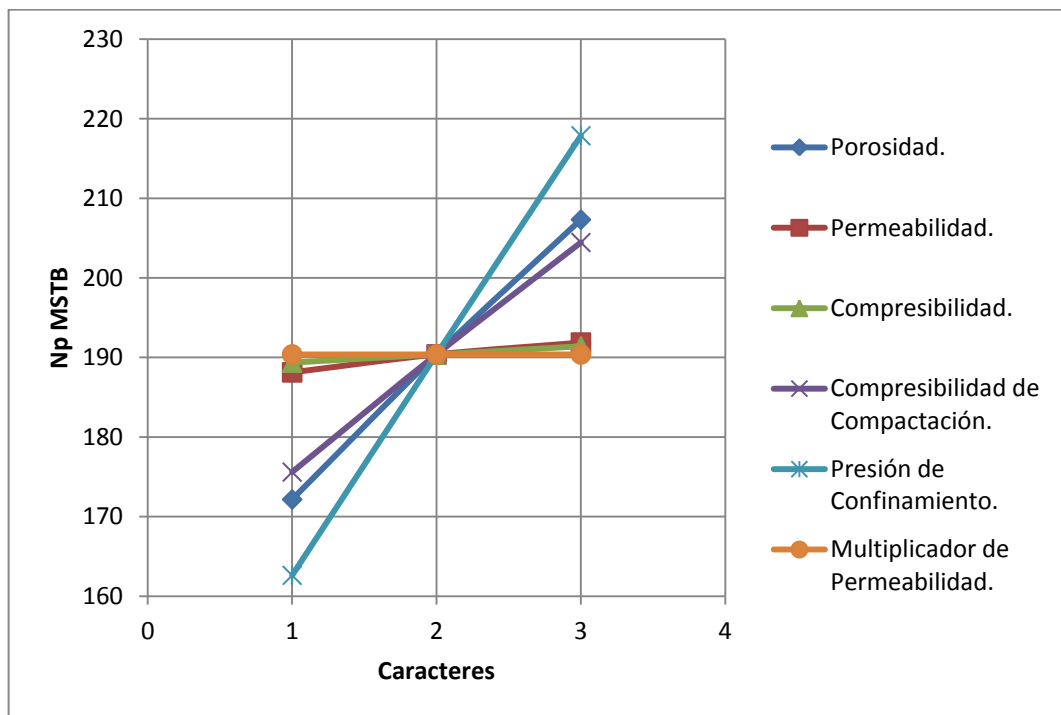
Figura 87. Variación de la compactación y su reducción en la permeabilidad bajo los diferentes valores de multiplicadores de permeabilidad.



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS.

4.2.7. Análisis de sensibilidad “método telaraña”. Según la metodología de análisis para el método telaraña las líneas que se caracterizan por tener la mayor pendiente, son las más influyentes o las más susceptibles a las variaciones pequeñas de su propiedad en este caso la porosidad, la presión de confinamiento y compresibilidad de compactación son las líneas de mayor pendiente, lo cual refiere a la búsqueda de un valor representativo con un margen de error pequeño del yacimiento a analizar. Si no se implementa un valor cercano o igual al yacimiento puede sobre estimar o subestimarse la producción de aceite. Figura (88)

Figura 88. Análisis de sensibilidad método telaraña, modelo yacimiento no consolidado.



Fuente: Autores.

4.3. YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS.

4.3.1. Análisis de sensibilidad a la porosidad. Como se estableció por medio de la figura 51 la porosidad a través de la sección vertical del yacimiento no es constante e involucra cambios a niveles de compresibilidad y presiones de confinamiento, figura 53. (Existen comportamientos diferentes para cada valor de porosidad en función de la compresibilidad y presión del yacimiento), por lo tanto un cambio en esta variable debe ser complementada con todos sus respectivos cambios.

Para establecer las condiciones de cambio de la compresibilidad y presiones de confinamiento se interpolara los datos establecidos en la figura 53. La tabla 32 muestra los factores de multiplicación correspondientes para cada valor de porosidad establecida en el modelo.

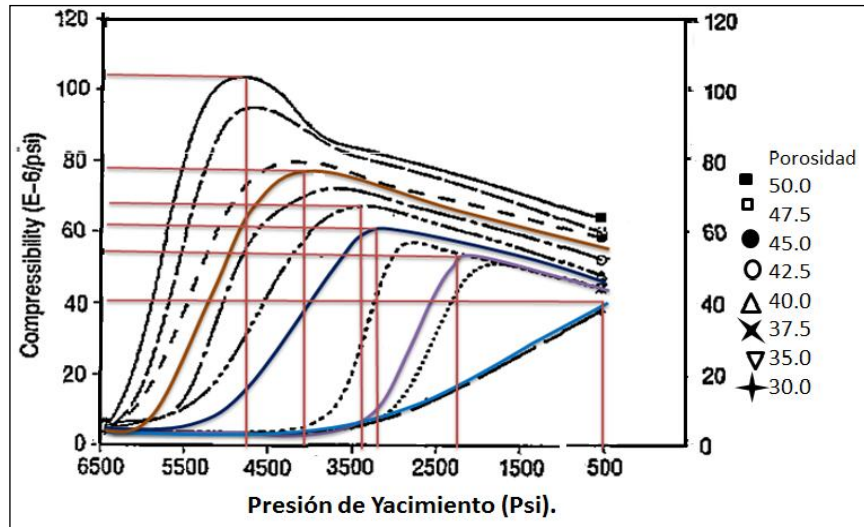
Tabla 32. Valores de porosidad con su correspondiente factor multiplicador.

Porosidad	Factor 0.9	Factor 1.1
45	40.5	49.5
40	36	44
35	31.5	38.5

Fuente: Autores.

En la figura 89 se observa la interpolación de los datos a partir de la figura 53. Posteriormente se tabulan los datos que serán las condiciones iniciales de simulación en la tabla 34. Los valores que tiene una diferencia de 0.05 de los establecidos en la figura 53, se aproximaron al valor indicado en la figura; por ejemplo para la porosidad de 45 y sus factores 40.5 y 49.5, se optó por determinar los valores de compresibilidad y presión de confinamiento bajo los valores de 40 y 50. Ya que la diferencia entre sus valores es muy pequeña.

Figura 89. Extrapolación e interpolación de los datos.



Fuente: I.Ruddy, SPE, AMOCO NORWAY Oil Co.; Mark A. Andersen, SPE, P.D. Pattillo, SPE, and M. Bishlawi, Amoco Production Co; and N.Foged, Danish Geotechnical Inst y modificado.

Tabla 33. Interpolación de los datos.

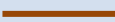

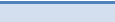
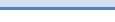
Color línea	Porosidad %
	44
	38.5
	36
	31.5

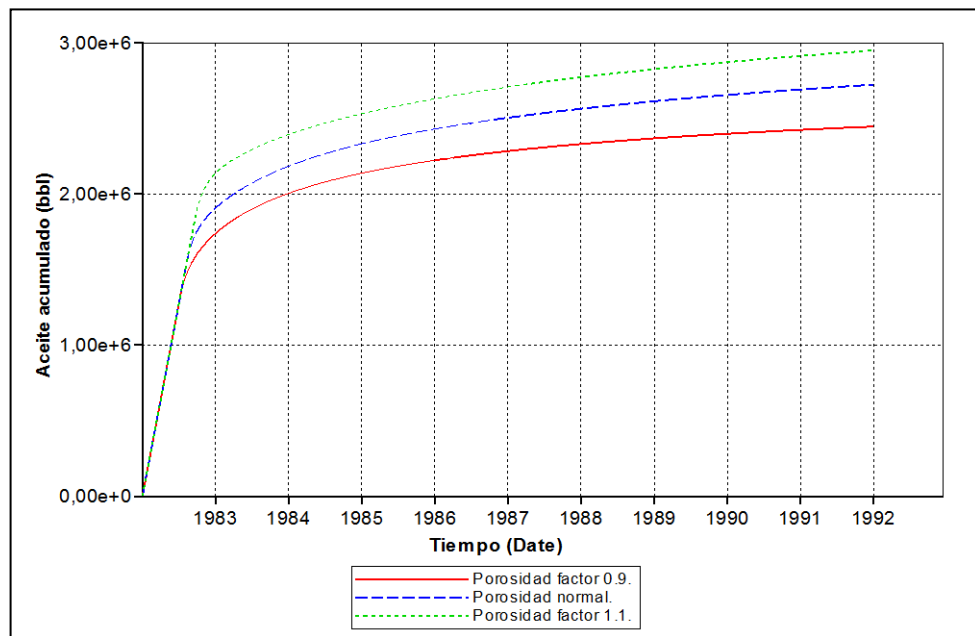
Tabla 34. Asignación de los valores de compresibilidad y presión de confinamiento para cada valor de porosidad.

Factores	Porosidad %	Compresibilidad de confinamiento (1/psi)	Presión de confinamiento (psi)
1.1	50	105e-6	4750
0.9	40	68e-6	3500
1.1	44	78e-6	4100
0.9	36	55e-6	2300
1.1	38.5	63e-6	3200
0.9	31.5	40e-6	500

Se comparan los tres escenarios bajo la corrida de simulación tres (yacimiento compactado y su reducción en la permeabilidad).

La figura 90 muestra la variación de la producción acumulada de aceite bajo los tres escenarios, posteriormente se exporta los datos de producción acumulada al final de la simulación y se consignan en la tabla 35 con sus respectivos caracteres.

Figura 90. Variación de la compactación y su reducción en la permeabilidad bajo los diferentes valores de porosidad.



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS.

Tabla 35. Variación de la producción acumulada de aceite para los escenarios de porosidad propuestos sobre la corrida de simulación 3 (yacimiento compactado y su reducción en la permeabilidad).

Porosidad	Np MSTB	Carácter
0.9	2445.840	1
1	2725.240	2
1.1	2956.310	3

Como se ha mencionado anteriormente el parametro porosidad es proporcional a la produccion de hidrocarburo por que cuantifica la cantidad de hidrocarburo presente en el yacimiento. La variacion de mas parametros al variar uno, implica que el comportamiento en los factores por encima y por debajo de la condicion base sean diferentes y tengan diferentes interpretaciones (figura 90).

4.3.2. Análisis de sensibilidad a la permeabilidad. Al referirnos a un sistema de fracturas las permeabilidades de matriz y fracturas juegan un rol muy importante, para evaluar la importancia de cada una de ellas se analizara por separado.

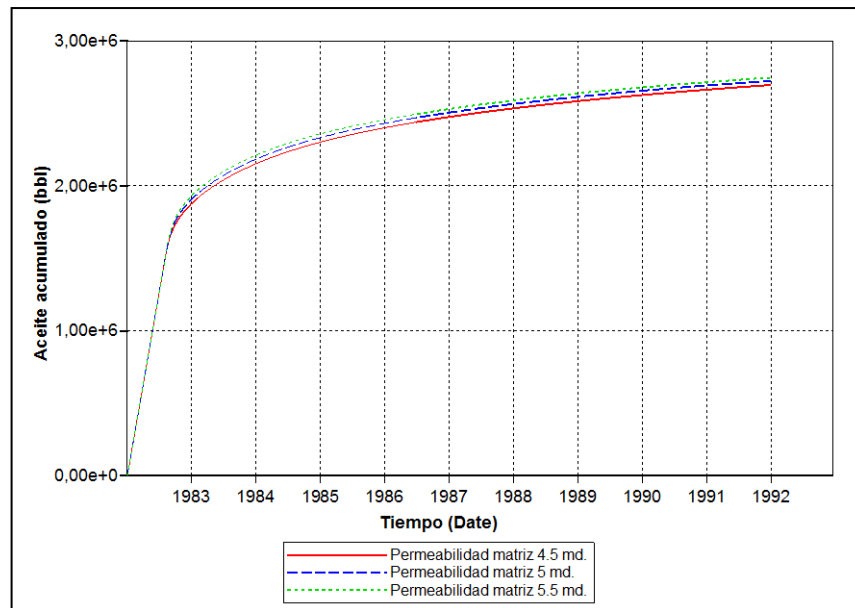
Se evaluara la permeabilidad de matriz en tres escenarios 4,5, 5(caso base) y 5,5 md. La permeabilidad de la fractura mediante 108, 120(caso base) y 132 md. Se comparan los tres escenarios bajo la corrida de simulación tres (yacimiento compactado y su reducción en la permeabilidad).

En la figura 91 y 92 se observa la variación de la acumulación de aceite para los 3 escenarios propuestos, observando que un aumento en la permeabilidad refleja un aumento en la producción de hidrocarburo, esto debido a que un aumento o disminución en este parámetro es proporcional a la producción según la ecuación de darcy. Posteriormente procedemos a exportar los datos de producción acumulada al final de la simulación y se tabula en la tabla 37 y 38.

Tabla 36. Variación de la producción acumulada para los escenarios de permeabilidad de matriz propuestos sobre la corrida de simulación 3 (yacimiento compactado y su reducción en la permeabilidad).

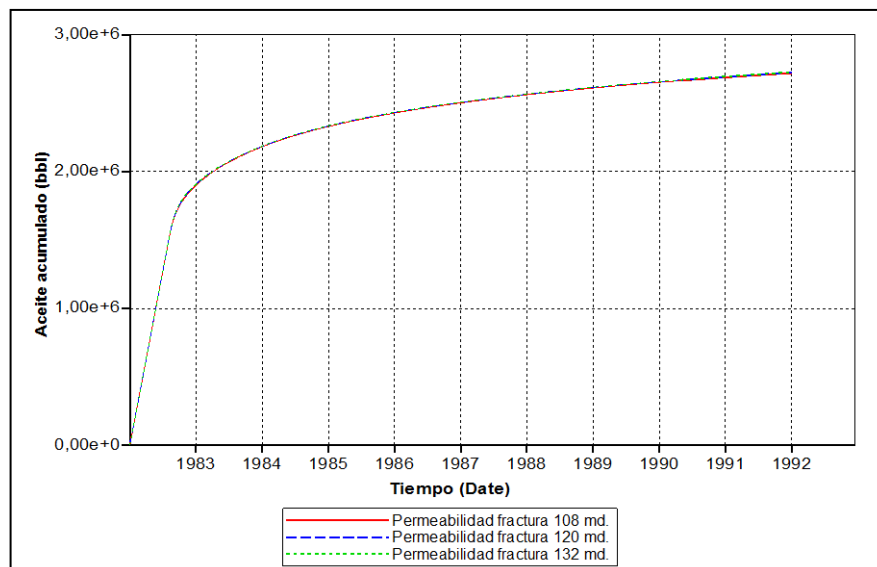
Permeabilidad md	Np MSTB	Carácter
4.5	2697.610	1
5	2725.240	2
5.5	2753.100	3

Figura 91. Variación de la compactación y su reducción en la permeabilidad bajo los diferentes valores de permeabilidad de matriz.



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS.

Figura 92. Variación de la compactación y su reducción en la permeabilidad bajo los diferentes valores de permeabilidad de fractura.



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS.

Tabla 37. Variación de la producción acumulada para los escenarios de permeabilidad de fractura propuestos sobre la corrida de simulación 3 (yacimiento compactado y su reducción en la permeabilidad).

Permeabilidad md	Np MSTB	Carácter
108	2724.300	1
120	2725.240	2
132	2720.080	3

Fuente: Autores.

4.3.1. Análisis de sensibilidad a la compresibilidad. Se asignan valores de $15.3e-6$, $17e-6$ (caso base) y $18.7e-6$, factores de 0.1 por encima y por debajo del valor base. Se comparan los tres escenarios bajo la corrida de simulación tres (yacimiento compactado y su reducción en la permeabilidad).

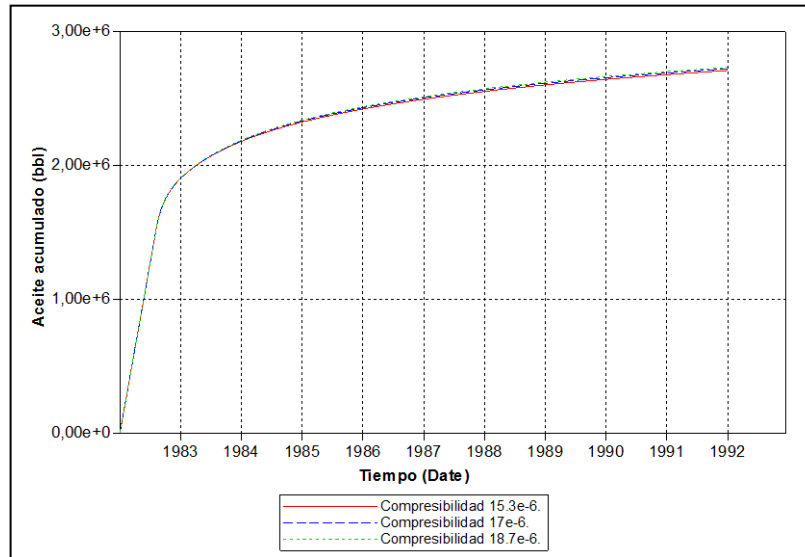
En la figura 93 se observa la variación de la producción acumulada para los tres escenarios observando que un aumento en la compresibilidad refleja un aumento en la producción de hidrocarburo. Posteriormente se procede a exportar los datos de producción acumulada al final de la simulación y se tabula en la tabla 39.

Tabla 38. Variación de la producción acumulada de aceite para los escenarios de compresibilidad propuestos sobre la corrida de simulación 3 (yacimiento compactado y su reducción en la permeabilidad).

Compresibilidad 1/psi	Np MSTB	Carácter
15.3e-6	2711.490	1
17e-6	2724.710	2
18.7e-6	2735.230	3

Fuente: Autores.

Figura 93. Variación de la compactación y su reducción en la permeabilidad bajo los diferentes valores de compresibilidad.



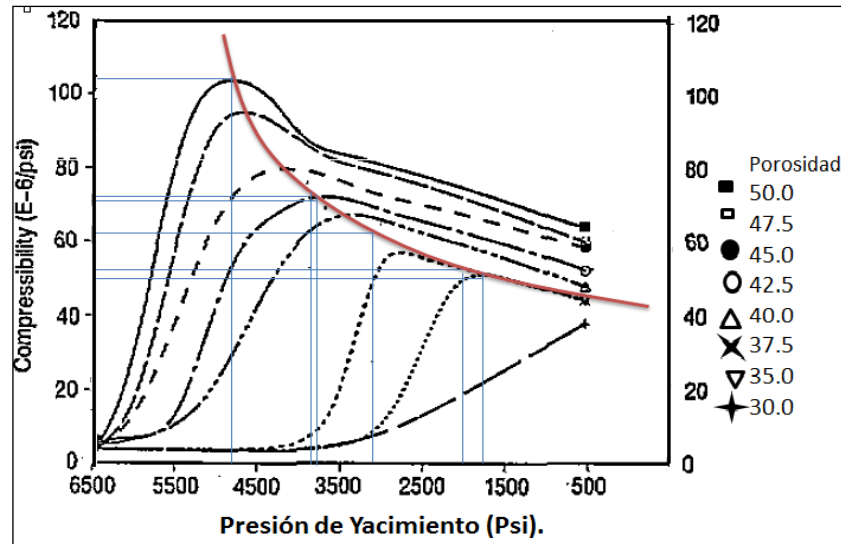
Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS.

4.3.1. Análisis de sensibilidad a la compresibilidad de compactación.

Como se procedió anteriormente en el análisis a la porosidad, se debe implementar un procedimiento similar, ya que hay valores establecidos de compresibilidad de compactación para determinado valor de porosidad que a su vez influyen en la presión de compactación. La interpolación de los datos de la figura 53 se muestra en la figura 94. La tabla 39 señala los valores correspondientes a compresibilidad de compactación con sus respectivos factores de multiplicación e interpolaciones de porosidad y presión de confinamiento.

En la figura 95 se observa la variación de la producción acumulada para los tres escenarios. Se procede a exportar los datos de producción acumulada al final de la simulación y se tabula en la tabla 40. Como se mencionó anteriormente la compresibilidad de compactación refleja la posibilidad de rotación y translación de los granos, que a tempranas caídas de presión genera una alta producción de hidrocarburo.

Figura 94. Interpolación de porosidad y presión de confinamiento, para determinados valores de compresibilidad.



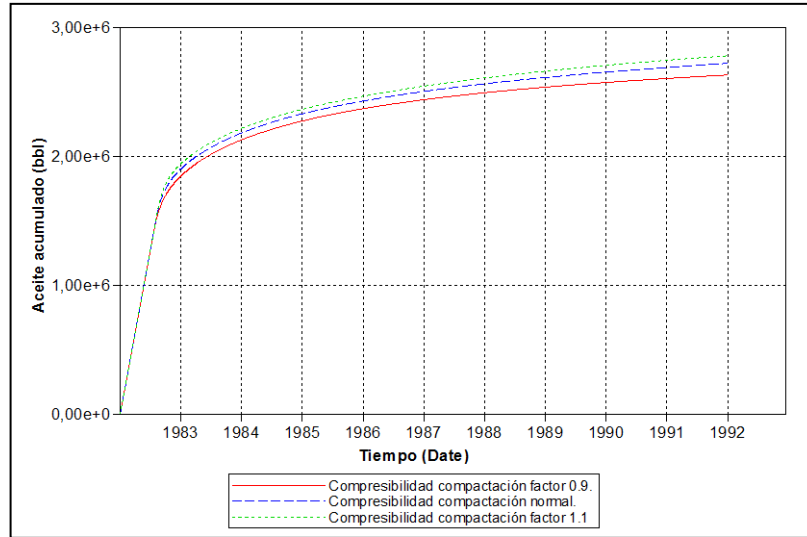
Fuente: I.Ruddy, SPE, AMOCO NORWAY Oil Co.; Mark A. Andersen, SPE, P.D. Pattillo, SPE, and M. Bishlawi, Amoco Production Co; and N.Foged, Danish Geotechnical Inst y modificado.

Tabla 39. Interpolación de los valores de porosidad y presión de confinamiento en función de la compresibilidad de confinamiento.

Factores	Compresibilidad	Porosidad %	Presión de confinamiento
0.9	72e-6 1/psi	42.5	3800 psi
Caso base	80e-6 1/psi	45	4300 psi
1.1	88e-6 1/psi	47	4550 psi
0.9	61.2e-6 1/psi	38.5	3100 psi
Caso base	68e-6 1/psi	40	3500 psi
1.1	74.8e-6 1/psi	43	4000 psi
0.9	45e-6 1/psi	31	550 psi
Caso base	50e-6 1/psi	35	1900 psi
1.1	55e-6 1/psi	36.5	2300 psi

Fuente: Autores.

Figura 95. Variación de la compactación y su reducción en la permeabilidad, en el análisis de la acumulación de aceite bajo diferentes valores de compresibilidad de compactación.



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS.

Tabla 40. Variación de la producción acumulada de aceite para los escenarios de compresibilidad de compactación propuestos sobre la corrida de simulación 3 (yacimientos compactados y su reducción en la permeabilidad).

Compresibilidad Compactación	Np MSTB	Carácter
0.9	2555.490	1
1	2725.240	2
1.1	2803.530	3

Fuente: Autores.

4.3.2. Análisis de sensibilidad a la presión de confinamiento. Como se muestra en la figura 53 este parámetro involucra cambios en la compresibilidad y la porosidad del yacimiento.

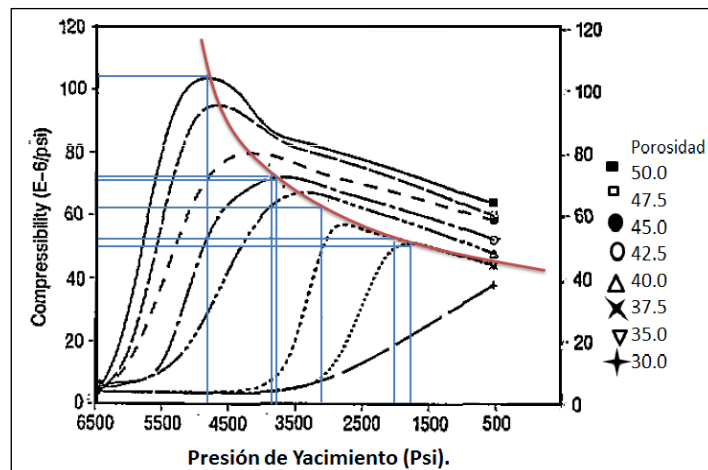
Existen dos posibilidades de analizar este parámetro la primera involucra cambios en la compresibilidad de compactación, a lo que se refiere un cambio en la

porosidad y un valor de compresibilidad a punto de fluencia. La segunda se mantendría la porosidad constante y solo se procedería a calcular un valor de compresibilidad diferente a la compresibilidad de compactación. Pero según las condiciones de inicio o de ingreso al simulador, la segunda opción no sería válida. Como se mencionó anteriormente en el capítulo tres implementar la opción de compactación en el yacimiento, se debe hacer ingresando una compresibilidad de compactación a una presión de confinamiento, por esta razón la segunda posibilidad de análisis para la variable presión de confinamiento no se podría aplicar para nuestro análisis. Como se ha procedido anteriormente se debe interpolar los datos de porosidad y compresibilidad de la figura 53 como se ilustra en la figura 96.

Tabla 41. Valores de porosidad con su correspondiente factor multiplicador.

Presión de confinamiento	Factor 0.9	Factor 1.1
4300	3870	4730
3500	3150	3850
1900	1710	2090

Figura 96. Interpolación de porosidad y presión de confinamiento, para determinados valores de compresibilidad.



Fuente: I.Ruddy, SPE, AMOCO NORWAY Oil Co.; Mark A. Andersen, SPE, P.D. Pattillo, SPE, and M. Bishlawi, Amoco Production Co; and N.Foged, Danish Geotechnical Inst y modificado.

Se Tabularon los datos, los cuales serán condiciones iniciales, tabla 42.

Tabla 42. Interpolación de la porosidad y presión de confinamiento en función de la presión de confinamiento.

Factores	Presión de confinamiento (psi)	Porosidad %	Compresibilidad de compactación (1/psi)
0.9	3870	42.8	72
Caso base	4300	45	80
1.1	4730	50	105
0.9	3150	38	63
Caso base	3500	40	68
1.1	3850	42.5	71
0.9	1710	34	49
Caso base	1900	35	50
1.1	2090	36.5	53

Fuente: Autores.

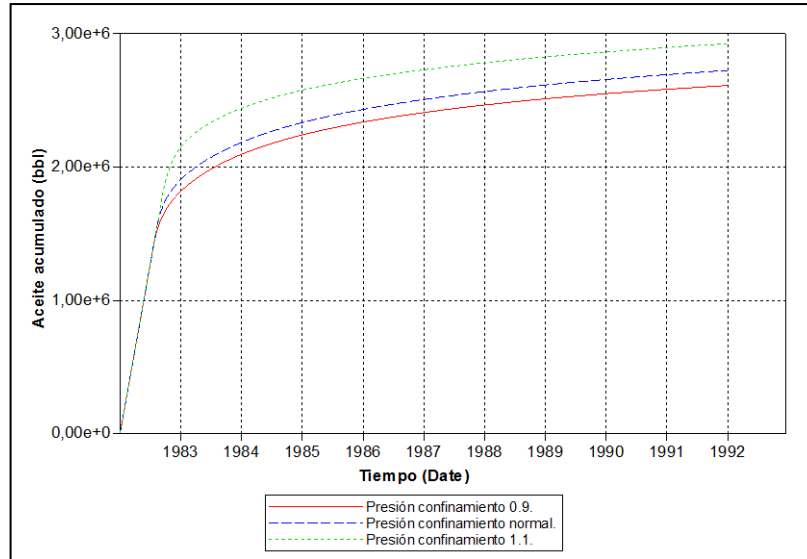
En la figura 97 se observa la variación de la producción acumulada para los tres escenarios, donde se puede observar que tiene un fuerte impacto sobre los factores por encima del valor estándar, lo cual implica un cuidado en la determinación de este parámetro. Posteriormente se procede a exportar datos de producción acumulada al final de la simulación y se tabula en la tabla 43.

Tabla 43. Variación de la producción acumulada para los escenario de presión de compactación propuestos sobre la corrida de simulación 3 (yacimiento compactado y su reducción en la permeabilidad).

Presión de confinamiento	NP MSTB	Carácter
0.9	2612.190	1
1	2725.240	2
1.1	2926.180	3

Fuente: Autores.

Figura 97. Variación de la compactación y su reducción en la permeabilidad bajo los diferentes valores de presión de confinamiento.



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS.

4.3.3. Análisis de sensibilidad a los multiplicadores de permeabilidad.

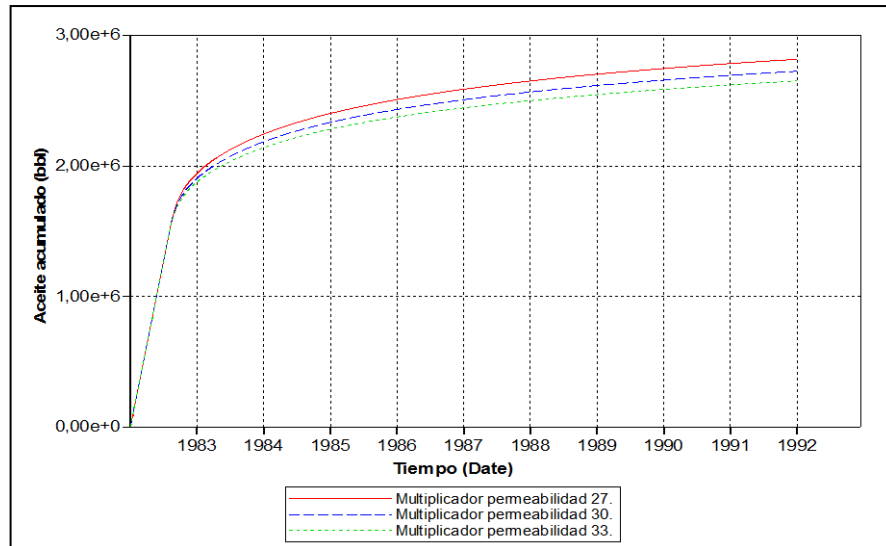
Se asignan valores de 27, 30 (caso base) y 33, factores de 0.1 por encima y por debajo del valor base. Se comparan los tres escenarios bajo la corrida de simulación tres (yacimiento compactado y su reducción en la permeabilidad). En la figura 98 se observa la variación de la producción acumulada para los tres escenarios y los resultados de producción acumulada al final de la simulación se tabulan en la tabla 44.

Tabla 44. Variación de la producción acumulada para los escenarios de multiplicadores de permeabilidad propuestos sobre la corrida de simulación 3 (yacimiento compactado y su reducción en la permeabilidad).

Multiplicador de permeabilidad	NP MSTB	Carácter
27	2816.920	1
30	2725.240	2
33	2651.440	3

Fuente: Autores.

Figura 98. Variación de la compactación y su reducción en la permeabilidad bajo los diferentes valores de multiplicadores de permeabilidad.



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS.

Al definir un valor de multiplicador de permeabilidad alto y variar a condiciones por encima y por debajo, puede observarse la importancia de este efecto. Aunque no sea significativo en función de su cambio es un parámetro muy importante de observar y de calcular.

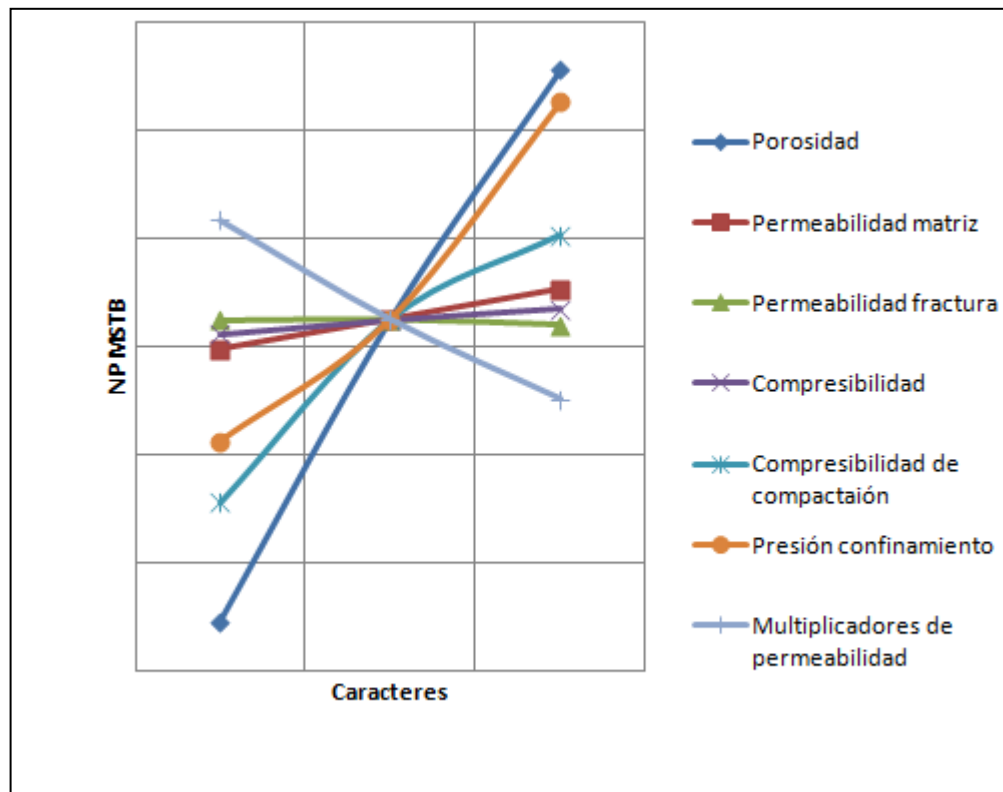
4.3.4. Análisis de sensibilidad “método telaraña”. La figura 99 muestra los resultados obtenidos para cada parámetro establecido, apreciándose una fuerte influencia de los valores de porosidad, presión de confinamiento y compresibilidad de compactación. Resultado que puede deberse a que alguna variación en cualquiera de estas propiedades debe ajustarse a cambios en las otras dos propiedades.

Este efecto se debe a la rotación y deslizamiento de los granos que se da hasta alcanzar la presión de confinamiento. Lo cual conduce a la generación de dos recta para las propiedades, presión de confinamiento y compresibilidad de compactación.

Para la presión de confinamiento los valores obtenidos a partir de un factor de 0.1 por debajo de la condición normal son menos susceptibles, lo contrario sucede con un factor de 0.1 por encima, son muy susceptibles a la variación. En el caso de la compresibilidad de compactación sucede lo contrario un factor de 0.1 por debajo de la condición normal es la más susceptible a la variación, que al factor de 0.1 por encima. Este comportamiento depende

Los multiplicadores de permeabilidad tiene un efecto negativo en la producción de hidrocarburo, como se mencionó en el capítulo dos una reducción drástica implica una disminución en la producción de hidrocarburo.

Figura 99. Análisis de sensibilidad método telaraña, modelo yacimiento naturalmente fracturado.

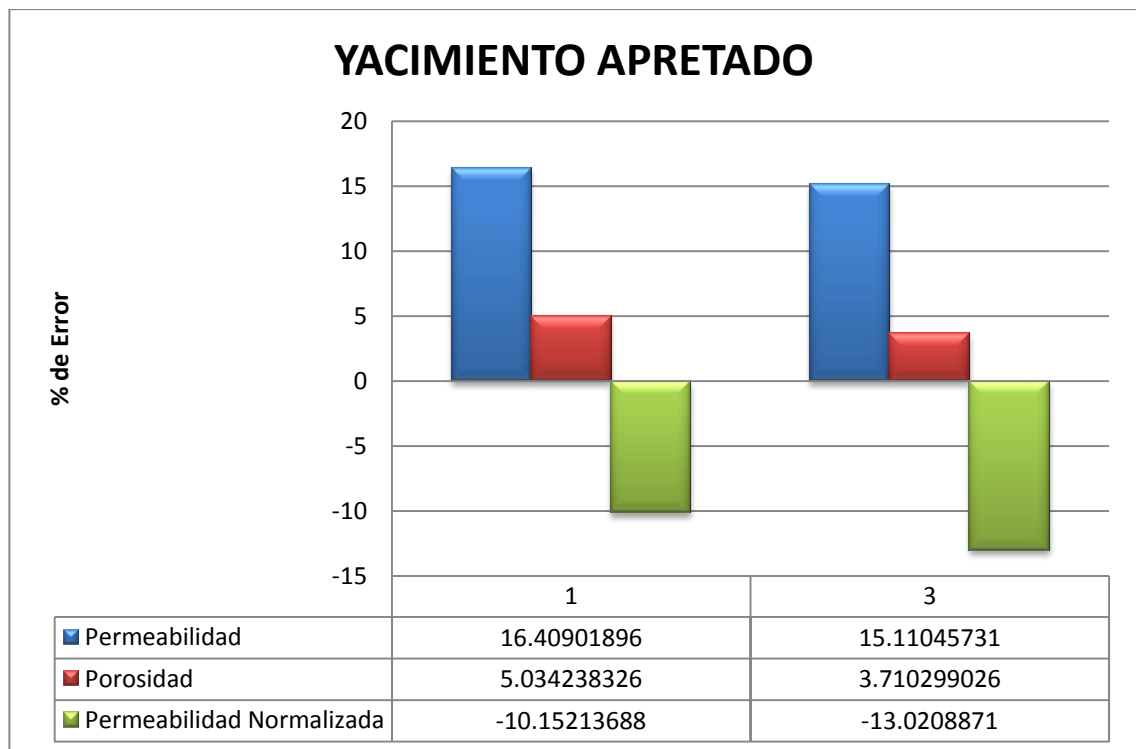


Fuente: Autores.

4.3.5. Cuantificación de las variables más sensibles. Como se apreció durante el análisis de sensibilidad, se establecieron propiedades que son muy sensibles a cualquier variación. Para cuantificar estas propiedades en función de valores o porcentajes, se procedió a crear gráficos de barras haciendo una función error de su valor original (Valor del carácter 2 (caso base) menos los valores de los caracteres 1 y 3 dividido entre el valor del carácter 2, multiplicado por 100).

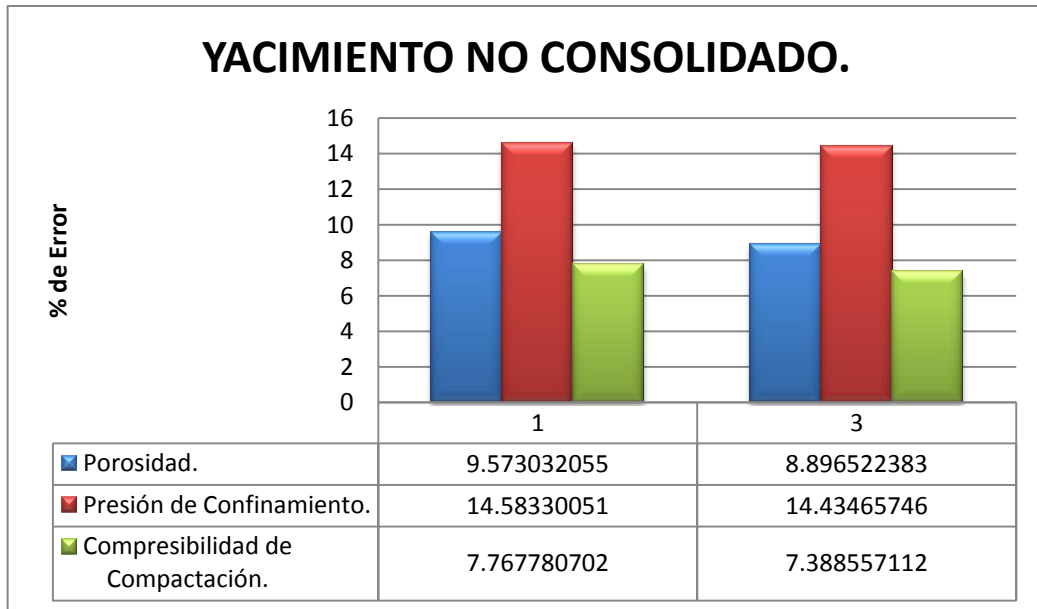
Bajo este procedimiento se establecieron márgenes de errores para estas variables, para cada uno de los yacimientos. Como se ilustra en las figuras 100, 101 y 102.

Figura 100. Porcentaje de error para yacimiento apretado.



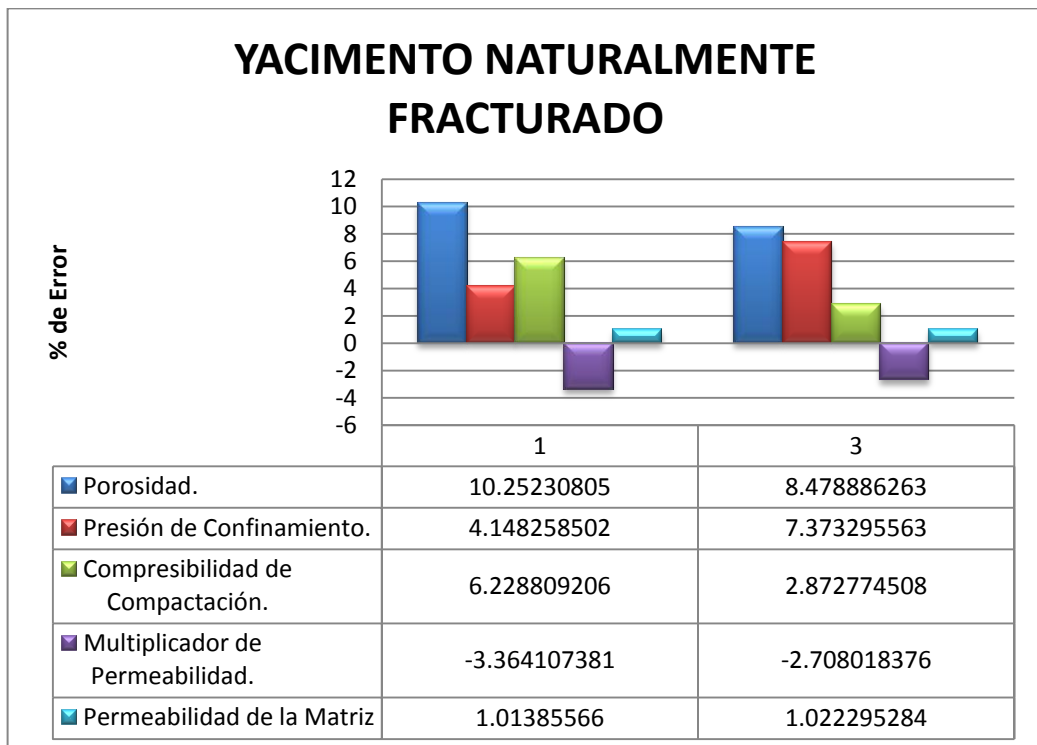
Fuente: Autores

Figura 101. Porcentaje de error para yacimiento no consolidado.



Fuente: Autores.

Figura 102. Porcentaje de error para yacimiento naturalmente fracturado



Fuente: Autores.

CONCLUSIONES

El fenómeno de compactación se caracteriza por ser un mecanismo de producción primaria, en arenas consolidadas este factor puede contribuir al 5% en el factor de recobro. Pero en yacimientos no consolidados y naturalmente fracturados, como se observó en este trabajo contribuye a un significativo aumento en la producción de hidrocarburo.

En el desarrollo de simulación del efecto de la compactación se deben obtener una buena estimación del modelo geofísico y petrofísico, además pruebas de laboratorio donde se observe la variación en las propiedades porosidad, permeabilidad y compresibilidad por el aumento de la presión neta de confinamiento. El simulador se ajustara a estas variaciones, sin la necesidad incorporar un modelo geomecánico.

La permeabilidad en yacimientos apretados es un parámetro muy influyente, por lo que es necesario realizar una buena estimación de su reducción cuando se encuentra bajo el efecto de compactación, ya que un pequeño cambio de este parámetro produce resultados significativos sobre el recobro de hidrocarburos. Según los resultados obtenidos de las sensibilidades hechas al modelo de dicho yacimiento, la permeabilidad puede contribuir a errores que oscilan entre 14 al 15% de la condición inicial.

Según la metodología establecida para el análisis de sensibilidad de yacimientos no consolidados, los parámetros más sensibles son la porosidad, presión de confinamiento y compresibilidad de compactación, siendo la presión de confinamiento el parámetro más sensible del análisis, el cual puede contribuir a errores que oscilan entre el 14 y 14.5%. Cabe aclarar que el procedimiento usando es experimental, haciendo necesario la aplicación de procedimientos más precisos.

La porosidad, permeabilidad y compresibilidad propiedades que frecuentemente se asumen constantes durante todo el ciclo de vida del yacimiento. Este estudio deja claro que no son constantes. En algunos casos su variación es mínima pero en otros los cambios son tales que se reflejan en la subsidencia de la superficie. Por lo tanto, se deben tener en cuenta el estudio de la compactación para que de esa manera se pueda tener una muy buena predicción del comportamiento del yacimiento con el tiempo.

RECOMENDACIONES

El análisis del efecto de la compactación mediante simulación numérica de yacimientos nos puede brindar un primer acercamiento de la consecuencia que conlleva este efecto. Se hace necesario una evaluación geomecánica, para observar el comportamiento mecánico de la roca, evaluando la deformación lateral y vertical del yacimiento.

Desarrollar un piloto de simulación, en donde se pueda observar el efecto de subsidencia producido por la compactación, para determinar las posibles zonas potenciales en la producción de hidrocarburo.

Para esta tesis se analizó el efecto de la compactación en un yacimiento en el que se está produciendo hidrocarburos por un solo pozo. Para análisis más profundos, podría considerarse diversos esquemas de producción o explotación (inyección y producción de fluidos).

Se debería implementar el estudio del efecto que tiene la mojabilidad de la roca sobre la compactación, ya que se ha encontrado en la bibliografía que las rocas mojadas por agua presentan mayor susceptibilidad a compactarse.

BIBLIOGRAFÍA

1. Al-Hussainy, R., Ramey, H. J., and Crawford, P. B.: .The Flow of real gases Through Porous media,. (May 1966), 624-636; *Trans.*, AIME 237.
2. Antonin (Tony) Settari and Dale A. Walters, 1999, Advances in Coupled Geomechanical and Reservoir Modeling With Applications to Reservoir Compaction, SPE.
3. Brignolio M., Di Federico A., (2004). "Compaction of Unconsolidated Sands and Stress Path Effects: Laboratory Evidence". ARMA [American Rock Mechanics Association] ARMA/NARMAS 04-615.
4. Brower, K. R., and Morrow, N. R.: .Fluid Flow in Cracks as Related to Low-Permeability Gas Sands,. paper SPE 11623 presented at the 1983 SPE/DOE Symposium on Low Permeability, Denver, 14-16 March.
5. David E. Simon., Gerald R. Coulter., George King., George Holman. Nov. 1982. North Sea Completions-A Laboratory Study. Society of Petroleum Engineers of AIME, SPE10395-PA, Journal of Petroleum Technology, Volume 34, Number 11, Pages: 2531-2536.
6. Djebbar Tiab, Erle C. Donaldson. (2004). Génesis de las funciones mentales más altas. En Gulf Professional Publishing (Eds.), Petrophysics (pp. 488-553). USA: GPP, ELSEVIER.
7. Dirk D., Tron Golder K., Neal B., Phillip D., Colin S. (Invierno de 2006/2007). COMPACTACION Y SUBSIDENCIA. Oilfield Reviwe #, 50–6.
8. Fatt, I.: .The effect of Overburden Pressure on Relative Permeability,.

(1953), 325-326; *Trans.*, AIME 198.

9. Fatt, I. And Davis, T. H.: .The reduction in Permeability with Overburden Pressure,. (1952), 329; *Trans.*, AIME 195.
10. Fatt, I.: .Pore Volume Compressibility of Sandstone Reservoir Rocks,. (January 1958) 362-64 *Trans.*, AIME 213.
11. Gray, D. H., Fatt, I., and Bergamini, G.: .The Effect of Stress on Permeability of Sandstone Cores,. *SPEJ* (June 1963) 95-100; *Trans.*, AIME 228.
12. H.A. Belha j., H.H. Vaziri., M.R. Islam., Julio (2009). Laboratory Investigation of Effective Stresses' Influence on Petrophysical Properties of Sandstone Reservoirs During Depletion. *Journal of Canadian Petroleum Technology (JCPT)*.,Volume 48, No. 7
13. Jelmert, T. A., and Selseng, H.: .Pressure *Transient* Behavior of Stress-Sensitive Reservoirs,. paper SPE 38970 presented at the 1997 SPE Latin American/Caribbean Petroleum Engineering Conference, Rio De Janeiro, Brazil, 30 Aug.3 Sept.
14. Johnson J.P., Rhett D.W., Slemers W.T., (1989).”Rock Mechanics of the Ekofisk Reservoir in the Evaluation of Subsidence”. *Journal of Petroleum Technology*, July, (717–722).
15. Kikani, J., and Pedrosa, O. A.: .Perturbation Analysis of Stress-Sensitive Reservoirs,. paper SPE 20053 presented at the 1990 SPEFE California Regional Meeting, Ventura, 4-6 April.

16. Marek, B.F.: "Permeability Loss in Depletion of Reservoirs", paper SPE 8233 presented at the 54th Annual Meeting, Las Vegas, Sept. 1979, PP.23-26.
17. McLatchie, A. S., Hemstock, R. A., and Young, J. W.: .The Effective Compressibility of Reservoir Rock and Its Effects on Permeability,. (September 1958) 386-388 *Trans.*, AIME 213.43.
18. Ostensen, R. W.: .The Effect of Stress-Dependent Permeability on Gas Production and Well Testing,. *SPEFE* (June 1986) 227-35; *Trans.*, AIME 284.
19. P. Longuemare, M. Mainguy, P. Lemonnier A. Onaisi, Ch. Gérard and N. Koutsabeloulis, (2002), *Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP*, Vol. 57, No. 5
20. Pinzon, C. L., Chen, H., and Teufel, L. W.: .Complexity of Well Testing Analysis of Naturally-Fractured Gas-Condensate Wells in Colombia,. paper SPE 59013 presented at the 2000 SPE International Petroleum Conference and Exhibition, Mexico City, 1-3 February.
21. Pedrosa, O. A. Jr.: .Pressure Transient Response in Stress-Sensitive Formations, paper SPE 15115 presented at the 1986 SPE California Regional Meeting, Oklahoma City, 2-4 April.
22. Raghavan, R., Scorer, J. D. T., and Miller, F. G.: .An Investigation by Numerical Methods of the Effect of Pressure-Dependent Rock and Fluid Properties on Well Flow Tests,. *SPEJ* (June 1972) 267-75; *Trans.*, AIME 253.

23. Rodriguez adriana; Ramirez Gladyz; Elberg Maria, 2006, Simulacion Geomecanica aplicada a la extraccion de crudo a partir de un modelo elastoplastico., Revista Ciencia e Ingenieria, Vol 27, # 3 pag. 137 - 143.

24. Samaniego-V, F., Brigham, W. E., and Miller, F. G.: .An Investigation of Transient of Reservoir Fluids Considering Pressure-Dependent Rock and Fluid Properties,. *SPEJ* (April 1977) 140-50; *Trans.*, AIME 263.

25. Shun-Ichiro Karato (2008), "Deformation of Earth Materials", New York U.S.A, Cambridge University Press.

26. Vairogs, J. and Rhoades, V. W.: .Pressure Transient Test in Formations Having Stress-Sensitive Permeability,. *JPT* (August 1973) 965-70; *Trans.*, AIME, 255.

27. Vairogs, J., Hearn, C. L., Dareing, D. W., and Rhoades, V. W.: .Effect of Rock Stress on Gas Production From Low-Permeability Reservoirs,. *JPT* (September 1971) 1161-67; *Trans.*, AIME, 251.

28. Wilhelmi, B., and Somerton, W.H.: "Simultaneous Measurement of Pore and Elastic Properties of Rock Under Triaxial Stress Conditions". Soc. Pet. Eng. J. (Sept. 1967) pp. 238-294: *Trans.*- AIME 240.

29. Wyble, D. O.: .Effect of Applied Pressure on Conductivity, Porosity and Permeability of Sandstones,. (1958) 430-432; *Trans.*, AIME 213.

30. Zimmerman R.W, 1991, "Compressibility of Sandstones"- Series 29 [Developments in Petroleum Science], Amsterdam, ELSEVIER.

NOMENCLATURA

σ = Esfuerzo

M = Masa de los sedimentos sobreyacentes al yacimiento

A = Area transversal, perpendicular a la direccion de aplicacion de la fuerza

g = Gravedad

ρ_b = Densidad promedio de los sedimentos

h = Espesor de los sedimentos sobreyacentes

$\bar{\phi}$ = Porosidad promedio de los sedimentos

σ_e = Esfuerzo neto de confinamiento

σ_T = Esfuerzo de sobrecarga

P_p = Presión del yacimiento o presión de poro

V = Volumen

P = Presión hidrostática externa

ε = Deformación

C = Compresibilidad

C_{bc} = Compresibilidad del volumen total con respecto a la presión de confinamiento

C_{bp} = Compresibilidad del volumen total con respecto a la presión de poro

C_{pc} = Compresibilidad del volumen poroso con respecto a la presión de confinamiento

C_{pp} = Compresibilidad del volumen poroso con respecto a la presión de poro

C_F = Compresibilidad de la formación