

**DETERMINACIÓN DEL POTENCIAL DE PRODUCCIÓN EN FORMACIONES  
DE SHALE MEDIANTE SIMULACIÓN NUMÉRICA ACOPLADA A  
DEFORMACIÓN GEOMECÁNICA**

**YESSIKA FERNANDA PACHÓN ORDÓÑEZ**

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

**2014**

**DETERMINACIÓN DEL POTENCIAL DE PRODUCCIÓN EN FORMACIONES DE  
SHALE MEDIANTE SIMULACIÓN NUMÉRICA ACOPLADA A DEFORMACIÓN  
GEOMECÁNICA**

**YESSIKA FERNANDA PACHON ORDOÑEZ**

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar por el título de  
Master en Ingeniería de Hidrocarburos**

**Director**

**José Carlos Cárdenas Montes  
Ingeniero de Petróleos, M.Sc.**

**Olga Patricia Ortiz Cancino  
Ingeniera de Petróleos, M.Sc.**

**Codirector**

**Yair Quintero  
Ingeniero de Petróleos, M.Sc.**

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

**2014**

## DEDICATORIA

*Quiero dedicar este triunfo a Dios porque sin él nada sería posible.*

*A mi madre por su apoyo y acompañamiento incondicional, por los consejos, por la confianza y sobre todo por su infinito amor.  
Te amo madre.*

*A mis hermanos Rene y Jhonny por ser parte de este gran logro.*

*A mi esposo Alexander Camacho por apoyarme en los momentos más difíciles por compartir su alegría y logros en familia, por su compañía y comprensión.  
Te amo.*

*A mi hijo, Sebastián por ser la luz en mi vida y la razón de todos mis logros.  
Te amo.*

*A mi abuelo y toda mi familia por su apoyo y por ser su gran orgullo.*

YESSIKA FERNANDA PACHON ORDOÑEZ

## **AGRADECIMIENTOS**

Quiero expresar mi gratitud y más sinceros agradecimientos a:

M.Sc. Olga Patricia Ortiz Cancino., Ingeniera de petróleos, docente de la Escuela de Ingeniería de Petróleos de la UIS, directora del proyecto, por sus aportes, consejos y colaboración.

M.Sc. Jose Carlos Cárdenas Montes., Ingeniero de petróleos, Funcionario de Ecopetrol, ICP, docente cátedra de la Escuela de Ingeniería de Petróleos de la UIS y director del proyecto, por su orientación, colaboración y apoyo incondicional en el desarrollo del proyecto.

M.Sc. Yair Quintero., Ingeniero de petróleos, Funcionario de Ecopetrol, ICP y co-director del proyecto, por su apoyo en el área de geomecánica que permitió la culminación del trabajo de grado.

A la Universidad Industrial de Santander, a la Escuela de Ingeniería de Petróleos y a los docentes por la contribución en la formación profesional y personal.

Al Instituto Colombiano del Petróleo por contribuir en el desarrollo y ejecución del proyecto y a todos los profesionales que de una u otra forma aportaron para obtener este libro producto de disciplina, esfuerzo y dedicación.

Al grupo de investigación Modelamiento de Procesos de Hidrocarburos por permitirme crear personal y profesionalmente alrededor de docentes, tesistas y semilleros que con sus vivencias, consejos y aportes hicieron realidad esta tesis. A Juan Tovar y a mi compañero Emmanuel Robles que contribuyeron fuertemente.

## CONTENIDO

Pág.

INTRODUCCIÓN.....	16
1. GENERALIDADES DE LOS YACIMIENTOS DE SHALE GAS Y GEOMECÁNICA ..	18
1.1 CARACTERÍSTICAS DE LOS YACIMIENTOS DE SHALE GAS.....	18
1.2 MECANISMO DE FLUJO .....	21
1.2.1 ADSORCIÓN Y DESORCIÓN DEL GAS .....	21
1.2.2 FLUJO NO-DARCY.....	23
1.3 FRACTURAMIENTO HIDRAULICO COMO TÉCNICA DE ESTIMULACIÓN DE LOS YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES .....	24
1.4 CONCEPTOS DE GEOMECÁNICA DEL YACIMIENTO.....	27
1.4.1 PROPIEDADES DE LOS MATERIALES.....	31
1.4.2 RELACIONES CONSTITUTIVAS.....	32
1.4.3 MODELOS ELASTOPLÁSTICOS .....	33
1.4.3.1 CRITERIO DE FALLA DE MOHR COULOMB .....	34
1.5 OCURRENCIAS NOTABLES DE LA DEFORMACIÓN DE LOS YACIMEINTOS DE SHALE GAS .....	36
1.6 PERSPECTIVA DEL SHALE GAS EN COLOMBIA .....	37
1.6.1 INICIO DE LA EXPLOTACIÓN DE LOS YACIMIENTOS DE SHALE GAS A NIVEL MUNDIAL .....	37
1.6.2 PROYECCIÓN DEL SHALE GAS AL AÑO 2040 .....	41
1.6.3 SHALE GAS EN COLOMBIA .....	42
1.6.3.1 FORMACIÓN LA LUNA, CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA 45	
1.6.3.2 FORMACIÓN GACHETA, CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES .....	46
1.6.3.3 FORMACIÓN CAPACHO, CUENCA DEL CATATUMBO .....	47
2. ECUACIONES QUE GOBIERNAN EL FLUJO DE FLUIDOS Y LA GEOMECÁNICA	48
2.1 MODELO DE FLUJO DE FLUIDOS.....	48
2.1.1 CONSERVACIÓN DE LA MASA DEL FLUIDO .....	48
2.1.2 CONSERVACIÓN DE MASA DEL SÓLIDO .....	52
2.1.3 LEY DE DARCY.....	55
2.1.4 ECUACIÓN DE ESTADO.....	56
2.2 MODELO GEOMECÁNICO .....	61

2.2.1	ECUACIONES DE EQUILIBRIO DE ESFUERZOS.....	61
2.2.2	ECUACIONES DE DEFORMACIÓN – DESPLAZAMIENTO.....	63
2.2.3	MODELO ESFUERZO - DEFORMACIÓN.....	65
3.	DESARROLLO DE LOS MODELOS DE FLUJO DE FLUIDOS Y GEOMECÁNICO .	66
3.1	MODELO CONCEPTUAL DE FLUJO DE FLUIDOS EN LA SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS.....	67
3.1.1	METODOLOGÍA DEL MODELADO DEL FLUJO DE FLUIDOS PARA UN YACIMIENTO DE SHALE GAS.....	67
3.1.2	MODELOS CONCEPTUALES DE FRACTURAS.....	67
3.1.2.1	MODELO DE POROSIDAD ÚNICA.....	68
3.1.2.2	MODELO DE DOBLE POROSIDAD.....	68
3.1.2.3	MODELO DE FRACTURA DE MÚLTIPLE INTERACCIÓN CONTINUA, MINC 70	
3.1.2.4	MODELO DE FRACTURA DISCRETA.....	72
3.1.3	MODELO ESTÁTICO.....	73
3.1.4	MODELO DINÁMICO.....	75
3.2	MODELO CONCEPTUAL DE SIMULACIÓN PARA REPRESENTAR LA DEFORMACIÓN GEOMECÁNICA DEL YACIMIENTO.....	79
3.2.1	CONSTRUCCIÓN DEL MODELO GEOMECÁNICO.....	79
3.2.1.1	METODOLOGÍA PARA EL MODELADO DE LA DEFORMACIÓN DE LA ROCA POR EFECTO GEOMECÁNICO. ....	80
3.2.2	MODELO DE PERMEABILIDAD DE LA MATRIZ, LI & CHALATURNYK.....	81
3.2.2.1	DEMOSTRACIÓN A PARTIR DE LA ECUACIÓN DE TORTIKE'S Y EL MODELO DE KOZENY-CARMAN.....	81
3.2.3	MODELO DE PERMEABILIDAD DE LA FRACTURA, BARTON-BANDIS.....	83
3.2.3.1	PROPIEDADES MECÁNICAS PARA UNA FRACTURA SIMPLE.....	83
3.2.3.2	DEFINICIÓN DEL ANCHO DE LA FRACTURA, POROSIDAD Y PERMEABILIDAD.....	85
3.2.3.3	VARIACIÓN DE LA PERMEABILIDAD DE LAS FRACTURAS NATURALES 86	
3.2.4	DIRECCIÓN DE LA FRACTURA.....	89
3.2.5	CONDICIONES INICIALES Y DE LÍMITE.....	90
3.2.5.1	OPCIONES DE ACOPLAMIENTO.....	90
3.2.6	DISTRIBUCIÓN INICIAL DEL ESFUERZO EN 3D.....	91
4	TÉCNICAS DE ACOPLA ENTRE EL MODELO DEL YACIMIENTO Y EL MODELO GEOMECÁNICO Y ESTIMACIÓN DE LA PRODUCCIÓN.....	93
4.1	FULL ACOPLA.....	95

4.2	ACOPLE ITERATIVO .....	96
4.3	ACOPLE EXPLÍCITO .....	98
4.4	PSEUDOACOPLE .....	99
4.5	SOLUCION NUMÉRICA .....	100
4.5.1	MÉTODO DE ELEMENTOS FINITOS.....	103
4.5.2	MÉTODO DE DIFERENCIAS FINITAS .....	103
4.6	ESTIMACIÓN DEL POTENCIAL DE PRODUCCIÓN A PARTIR DEL ACOPLE DE LOS MODELOS DE FLUJO DE FLUIDOS Y DEFORMACIÓN GEOMECÁNICA	103
4.6.1	MODELO CONCEPTUAL PARA EL FLUJO DE FLUIDOS .....	104
4.6.2	MODELO CONCEPTUAL PARA EL FLUJO DE FLUIDOS CON DEFORMACIÓN GEOMECÁNICA .....	108
4.7	ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DEL MODELO DE FLUJO CON LA INCLUSIÓN GEOMECÁNICA Y VALIDACIÓN DEL MODELO DE FLUJO A PARTIR DE MODELOS DE LITERATURA.....	114
4.8	RESULTADOS EN 3D DEL MODELO DE ACOPLE ENTRE EL FLUJO DE FLUIDOS Y DEFORMACIÓN GEOMECÁNICA.....	120
5	IMPACTO DE LA GEOMECÁNICA EN EL POTENCIAL DE PRODUCCIÓN DE FORMACIONES DE SHALE GAS .....	124
5.1	ESTUDIO DE SENSIBILIDADES DE LAS VARIABLES GEOEMCÁNICAS.....	124
5.1.1	EFECTO DEL CONTRASTE DE ESFUERZOS .....	126
5.1.1.1	SENSIBILIDAD ESFUERZO HORIZONTAL MÁXIMO.....	126
5.1.1.2	SENSIBILIDAD DEL ESFUERZO HORIZONTAL MÍNIMO.....	127
5.1.1.3	EFECTO DE LA PRESIÓN DE PORO .....	128
5.1.1.4	EFECTO DE LAS PROPIEDADES MECÁNICAS DE LA ROCA .....	128
5.1.1.4.1	ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DEL MÓDULO DE YOUNG Y COEFICIENTE DE POISSON PARA LA MATRIZ .....	129
5.1.1.4.2	ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DEL MÓDULO DE YOUNG Y COEFICIENTE DE POISSON PARA LA FRACTURA NATURAL.....	130
5.2	ANÁLISIS DE RESULTADOS .....	136
	CONCLUSIONES .....	137
	RECOMENDACIONES.....	140
	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	141
	ANEXOS .....	146

## LISTA DE FIGURAS

	Pág.
FIGURA 1. CARACTERÍSTICAS DEL SHALE: (A) COMPOSICIÓN MINERALÓGICA DEL SHALE Y (B) MAPA DE ESPECTRO DE RAYOS X Y MINERALOGÍA DE UNA MUESTRA DEL EAGLE FORD.....	19
FIGURA 2. TAMAÑO DE LAS MOLÉCULAS Y GARGANTA DE PORO DEL SHALE A ESCALA LOGARÍTMICA.....	19
FIGURA 3. DATOS DE PERMEABILIDAD PARA MUESTRAS DE SHALE. ....	20
FIGURA 4. MECANISMOS DE FLUJO EN EL SHALE GAS. ....	23
FIGURA 5. TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN UN POZO HORIZONTAL.....	26
FIGURA 6. EFECTO DE LA PRESIÓN DE CONFINAMIENTO SOBRE LA PERMEABILIDAD. ....	30
FIGURA 7. REPRESENTACIÓN GRÁFICA DEL MÓDULO DE YOUNG. ....	31
FIGURA 8. RELACIÓN ESFUERZO - DEFORMACIÓN DE UN MATERIAL. ....	33
FIGURA 9. ENVOLVENTE DE FALLA DE MOHR COULOMB. ....	35
FIGURA 10. OCURRENCIA DEL ÁNGULO DE FALLA PARA EL CRITERIO DE MOHR COULOMB. ....	35
FIGURA 11. PRODUCCIÓN DE SHALE GAS EN LOS ESTADOS UNIDOS. ....	38
FIGURA 12. MAPA DE CUENCAS CON EVALUACIÓN DE FORMACIONES DE SHALE GAS Y SHALE OIL.....	40
FIGURA 13. PROYECCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE SHALE GAS EN LOS ESTADOS UNIDOS AL AÑO 2040.....	41
FIGURA 14. INCREMENTO DE LA PRODUCCIÓN DEL GAS NATURAL A PARTIR DEL SHALE....	42
FIGURA 15. LOCALIZACIÓN DE LAS CUENCAS DE SHALE GAS Y SHALE OIL EN COLOMBIA. ....	44
FIGURA 16. ÁREAS PROSPECTIVAS PARA LA EXPLORACIÓN DE SHALE GAS Y SHALE OIL EN LA CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA.....	45
FIGURA 17. ÁREA PROSPECTIVA DE SHALE GAS Y SHALE OIL PARA LA CUENCA DE LOS LLANOS.....	46
FIGURA 18. ÁREA PROSPECTIVA PARA LA EXPLORACIÓN DEL SHALE GAS Y SHALE OIL EN LA CUENCA DEL CATATUMBO.....	47
FIGURA 19. DIAGRAMA DE FLUJO PARA EL MODELADO DEL FLUJO DE FLUIDOS DE UN YACIMIENTO DE SHALE. ....	67
FIGURA 20. REPRESENTACIÓN DE LA MATRIZ Y LA FRACTURA EN UNA CELDA DE SIMULACIÓN.....	69
FIGURA 21. MODELO DE FRACTURA DE DOBLE POROSIDAD. ....	70
FIGURA 22. REPRESENTACIÓN ESQUEMÁTICA DE UN MODELO DE MÚLTIPLE INTERACCIÓN CONTINUA, MINC.....	71
FIGURA 23. COMPORTAMIENTO DE LA VISCOSIDAD DEL GAS. ....	75
FIGURA 24. COMPORTAMIENTO DEL FACTOR VOLUMÉTRICO DE FORMACIÓN DEL GAS. ....	75
FIGURA 25. CURVA DE PERMEABILIDAD RELATIVA (SISTEMA GAS-AGUA). ....	76
FIGURA 26. LOCALIZACIÓN DEL POZO EN EL ENMALLADO DEL YACIMIENTO, VISTA 3D. ....	77
FIGURA 27. VOLUMEN DE YACIMIENTO ESTIMULADO (SRV) CON REFINAMIENTO LOGARÍTMICO. ....	77
FIGURA 28. REFINAMIENTO LOGARÍTMICO 9X9X1 PARA CADA UNA DE LAS CELDAS DEL ENMALLADO.....	78

FIGURA 29. DEFINICIÓN DE LA FRACTURA HIDRÁULICA EN EL SRV. ....	78
FIGURA 30. DIAGRAMA DE FLUJO PARA EL MODELO GEOMECÁNICO.....	80
FIGURA 31. REPRESENTACIÓN GRÁFICA DEL MODELO DE BARTON-BANDIS. ....	88
FIGURA 32. CONDICIONES LÍMITE DE DEFORMACIÓN DEL YACIMIENTO. ....	91
FIGURA 33. DISTRIBUCIÓN INICIAL DE LOS ESFUERZOS PRINCIPALES.....	91
FIGURA 34. DIAGRAMA DE FLUJO PARA LA TÉCNICA FULL COUPLING.....	95
FIGURA 35. DIAGRAMA DE FLUJO DEL MÉTODO ITERATIVO.....	98
FIGURA 36. DIAGRAMA DE FLUJO PARA LA TÉCNICA DE ACOPLAMIENTO EXPLÍCITO. ....	99
FIGURA 37. DIAGRAMA DE FLUJO PARA LA TÉCNICA DE PSEUDOACOPLAMIENTO.....	100
FIGURA 38. ENMALLADO DEL YACIMIENTO CONTENIDO DENTRO DEL ENMALLADO GEOMECÁNICO. ....	102
FIGURA 39. ENMALLADO GEOMECÁNICO CONTENIDO DENTRO DEL ENMALLADO DEL YACIMIENTO.....	102
FIGURA 40. PRODUCCIÓN ACUMULADA DE GAS CON EFECTO DE DESORCIÓN. ....	106
FIGURA 41. PRODUCCIÓN ACUMULADA DE GAS SIN EFECTO DE DESORCIÓN. ....	106
FIGURA 42. COMPARACIÓN DEL MODELO CON Y SIN DESORCIÓN DEL GAS. ....	107
FIGURA 43. CONTENIDO DE GAS EN EL SHALE.....	108
FIGURA 44. PRODUCCIÓN ACUMULADA DE GAS POR UN PERIODO DE 10 AÑOS CON Y SIN INCLUSIÓN DEL MODELO GEOMECÁNICO. ....	110
FIGURA 45. EFECTO DEL MODELO DE BARTON BANDIS SOBRE LA PRODUCCIÓN ACUMULADA DE GAS.....	111
FIGURA 46. PRODUCCIÓN ACUMULADA DE GAS A PARTIR DEL APORTE DE LA MATRIZ, PARA UN TIEMPO DE SIMULACIÓN DE 10 AÑOS. ....	112
FIGURA 47. PRODUCCIÓN ACUMULADA DE GAS A PARTIR DEL APORTE DE LA FRACTURA NATURAL, PARA UN TIEMPO DE SIMULACIÓN DE 10 AÑOS. ....	112
FIGURA 48. PRODUCCIÓN ACUMULADA DE GAS A PARTIR DEL APORTE DE LA FRACTURA HIDRÁULICA, PARA UN TIEMPO DE SIMULACIÓN DE 10 AÑOS. ....	113
FIGURA 49. PRODUCCIÓN ACUMULADA DE GAS PARA LOS DIFERENTES MEDIOS DE FLUJO. .....	113
FIGURA 50. PRODUCCIÓN DE GAS PARA UN PERIODO DE 30 AÑOS. ....	115
FIGURA 51. EFECTO GEOMECÁNICO EN LA PRODUCCIÓN DE GAS PARA UN PERIODO DE 30 AÑOS. ....	116
FIGURA 52. MODELO OBTENIDO A PARTIR DE LOS DATOS DE LITERATURA.....	117
FIGURA 53. MODELO DE LITERATURA.....	118
FIGURA 54. IMPACTO DEL ESFUERZO DEPENDIENTE DE LA CONDUCTIVIDAD DE LA FRACTURA PARA EL CASO CON ADSORCIÓN DEL GAS. ....	119
FIGURA 55. DESCENSO DE LA PRESIÓN DEL YACIMIENTO A UN TIEMPO FINAL DE 10 AÑOS. .....	120
FIGURA 56. COMPACTACIÓN DEL YACIMIENTO. ....	121
FIGURA 57. DEFORMACIÓN VOLUMÉTRICA DEL YACIMIENTO.....	121
FIGURA 58. VARIACIÓN DE LA POROSIDAD DEL YACIMIENTO.....	122
FIGURA 59. VARIACIÓN DE LA PERMEABILIDAD DE LA FRACTURA NATURAL.....	122
FIGURA 60. ACUMULADO DE PRODUCCIÓN POR UN PERIODO DE 10 AÑOS CON SENSIBILIDAD DEL ESFUERZO HORIZONTAL MÁXIMO.....	126
FIGURA 61. PRODUCCIÓN ACUMULADA PARA UN PERIODO DE 10 AÑOS CON SENSIBILIDAD DEL ESFUERZO HORIZONTAL MÍNIMO. ....	127
FIGURA 62. PRODUCCIÓN ACUMULADA POR UN PERIODO DE 10 AÑOS CON SENSIBILIDAD DE LA PRESIÓN DE PORO. ....	128

FIGURA 63. PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN CON SENSIBILIDAD DEL MÓDULO DE YOUNG Y COEFICIENTE DE POISSON PARA LA MATRIZ. ....	129
FIGURA 64. PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN CON SENSIBILIDAD DEL MÓDULO DE YOUNG Y COEFICIENTE DE POISSON PARA LA FRACTURA NATURAL. ....	130
FIGURA 65. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE LAS VARIABLES GEOMECÁNICAS. ....	132
FIGURA 66. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE LAS VARIABLES GEOMECÁNICAS. ....	133
FIGURA 67. REPRESENTACIÓN GRÁFICA DEL ENMALLADO DE YACIMIENTO CON EL SRV. ....	146
FIGURA 68. FACTOR DE RECOBRO PARA CADA UNO DE LOS MODELOS DESARROLLADOS. ....	147
FIGURA 69. DESCENSO DE PRESIÓN ALREDEDOR DEL SRV. ....	148
FIGURA 70. FACTOR DE RECOBRO EN EL SRV PARA CADA UNO DE LOS MODELOS DESARROLLADOS. ....	148

## LISTA DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
TABLA 1. TOP 10 DE LOS PAÍSES CON MAYOR CANTIDAD DE RECURSOS TÉCNICAMENTE RECUPERABLES DE SHALE GAS.....	39
TABLA 2. RECURSO DE GAS IN-PLACE Y RECURSO TÉCNICAMENTE RECUPERABLE POR CONTINENTE.....	39
TABLA 3. PROPIEDADES DEL YACIMIENTO DE SHALE GAS Y CANTIDADES DE RECURSOS.....	44
TABLA 4. CARACTERÍSTICAS DEL MODELO ESTÁTICO DEL YACIMIENTO.....	74
TABLA 5. CARACTERÍSTICAS DEL MODELO GEOMECÁNICO.....	92
TABLA 6. CARACTERÍSTICA DEL MODELO DE FLUJO DE FLUIDOS.....	104
TABLA 7. VALORES DE LAS CONSTANTES DE ADSORCIÓN DE LANGMUIR Y MÁXIMA ADSORCIÓN DE MASA.....	105
TABLA 8. CARACTERÍSTICA DEL MODELO GEOMECÁNICO.....	109
TABLA 9. CARACTERÍSTICA DEL MODELO DE LITERATURA.....	116
TABLA 10. SENSIBILIDAD DE ESFUERZOS.....	124
TABLA 11. SENSIBILIDAD DE LA PRESIÓN DE PORO.....	125
TABLA 12. SENSIBILIDAD DEL MÓDULO DE YOUNG Y COEFICIENTE DE POISSON.....	125
TABLA 13. IMPACTO DEL ESFUERZO HORIZONTAL MÁXIMO SOBRE LA PRODUCTIVIDAD.....	134
TABLA 14. IMPACTO DEL ESFUERZO HORIZONTAL MÍNIMO SOBRE LA PRODUCTIVIDAD.....	134
TABLA 15. IMPACTO DE LA PRESIÓN DE PORO SOBRE LA PRODUCTIVIDAD.....	134
TABLA 16. IMPACTO DEL MÓDULO DE YOUNG Y EL COEFICIENTE DE POISSON PARA LA MATRIZ SOBRE LA PRODUCTIVIDAD.....	135
TABLA 17. IMPACTO DEL MÓDULO DE YOUNG Y EL COEFICIENTE DE POISSON PARA LA FRACTURA NATURAL SOBRE LA PRODUCTIVIDAD.....	135

**TÍTULO: DETERMINACIÓN DEL POTENCIAL DE PRODUCCIÓN EN FORMACIONES DE SHALE MEDIANTE SIMULACIÓN NUMÉRICA ACOPLADA A DEFORMACIÓN GEOMECÁNICA\*.**

**AUTOR: YESSIKA FERNANDA PACHON ORDOÑEZ\*\*.**

**PALABRAS CLAVES:** Fracturamiento hidráulico, presión de poro, yacimiento no convencional, yacimiento de shale, esfuerzos, deformación y doble permeabilidad.

## **RESUMEN**

Desde hace más de una década, los yacimientos de shale han tomado fuerza como recurso natural para el abastecimiento de la demanda nacional e internacional teniendo como referencia a los Estados Unidos. En un principio se pensaba que los shale plays no aportaban una producción económicamente rentable debido a los valores muy bajos de permeabilidad de la matriz, pero con las técnicas de fracturamiento hidráulico y los pozos horizontales hacen que estos tipos de yacimientos sean vistos como potencialmente rentables para su explotación.

Los yacimientos de shale se ven afectados por los esfuerzos in situ, los cuales a su vez influyen en la reducción o pérdida de la permeabilidad de las fracturas naturales y la matriz de la roca, producto de la compactación de la formación debido a la producción de los fluidos, por ello, la importancia de estudiar el fenómeno de deformación geomecánica que impacta considerablemente en la producción, adicionalmente poco se conoce sobre los efectos de la geomecánica en la vida productiva del yacimiento.

En este estudio, el acoplamiento del modelo geomecánico con el flujo de fluidos del yacimiento son modelados mediante una herramienta software comercial donde se determinó el grado de influencia de los esfuerzos in situ y la presión de poro en el potencial de producción de las formaciones de shale y la variación de las propiedades del yacimiento producto de los efectos geomecánicos. Esto representará un aporte significativo en el desarrollo y explotación de los yacimientos no convencionales como son los shales, considerando el poco avance que existe a nivel mundial comparado con los yacimientos convencionales.

\*Trabajo de investigación

\*\*Facultad de Ingenierías Físico-Químicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos.  
Director: M.Sc. Olga Patricia Ortiz Cancino, Ingeniera de Petróleos.

\*\*Instituto Colombiano del Petróleo. Director: M.Sc. Jose Carlos Cárdenas Montes,  
Ingeniero de Petróleos.

**TÍTULO: DETERMINATION OF POTENTIAL PRODUCTION IN SHALE FORMATIONS FOR NUMERIC SIMULATION COUPLED TO GEOMECHANICAL DEFORMATION\*.**

**AUTHOR:** YESSIKA FERNANDA PACHON ORDOÑEZ\*\*.

**KEYWORDS:** Hydraulic fracturing, pore pressure, unconventional reservoirs, shale reservoirs, stress, strain and dual permeability.

**ABSTRACT**

Since more than a decade, the shale reservoir had taken power as a natural resource for the supply of the national and international demand with the United States as reference. At first it was think about the Shale plays none contribute to a rentable economic production, due to very low values of matrix permeability, but the hydraulic fracture technique and the horizontal wells make these types of reservoirs are potentially profitable for exploitation.

The reservoirs of shale are affected by the in situ efforts, which in turn influence the reduction or loss of the permeability of natural fractures and the rock matrix , due to the compaction of the formation due to the production of fluids , therefore, the importance of studying the phenomenon of geomechanical deformation significantly impacting on production, further little is known about the effects of geomechanics in the life of the reservoir .

In this study, the coupling of geomechanical model with the flow of reservoir fluids are modeled using a commercial software tool where the degree of influence of the in situ stress and pore pressure on the production potential of shale formations and the variation of the properties are determined as product of reservoir geomechanical effects. This will represent a significant contribution in the development and exploitation of unconventional reservoirs such as shales, considering that there is little progress worldwide compared to conventional fields.

\* Research Thesis.

\*\*Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: M.Sc. Olga Patricia Ortiz Cancino, Ingeniera de Petróleos.

\*\*Instituto Colombiano del Petróleo. Director: M.Sc. Jose Carlos Cárdenas Montes, Ingeniero de Petróleos.

## INTRODUCCIÓN

Los recursos de los yacimientos no convencionales como el shale gas, ha tenido en los últimos años gran acogida en todas las partes del mundo, puesto que se ha venido investigando las cantidades considerables de hidrocarburos presentes en la roca madre, así como las técnicas avanzadas que se deben implementar para la extracción del recurso, como es la perforación de pozos horizontales y el fracturamiento hidráulico. Sin embargo aunque Estados Unidos ha alcanzado un progreso bastante significativo en la producción del gas no convencional, todavía hay mucho desconocimiento en la tecnología necesaria que requiere la industria petrolera para desarrollar eficientemente los yacimientos de shale gas.

El flujo de gas en los yacimientos no convencionales está sujeto a la baja permeabilidad de la matriz y de la fractura natural, adsorción y desorción del gas, flujo no Darcy, la fuerte interacción entre la roca y los fluidos y la deformación de los poros de la fractura y las micro fracturas de la roca; de la misma forma, el comportamiento de los yacimientos de shale gas, es muy diferente a los convencionales, así como también los esquemas de producción; por lo que se hace más difícil predecir el comportamiento del yacimiento usando técnicas convencionales para extraer eficientemente el hidrocarburo existente en el subsuelo. Los simuladores de yacimientos permiten simular el comportamiento del gas en el shale de una forma compleja y se hace más difícil cuando se le incorpora modelos geomecánicos que no se integran tan fácilmente.

El incorporar los efectos geomecánicos en la simulación de los yacimientos no convencionales permite analizar los cambios significativos de las propiedades de la roca como la permeabilidad y la porosidad con el tiempo de producción y/o durante procesos de recobro. Con el fracturamiento hidráulico se genera una red

de fracturas naturales y tanto las propiedades geomecánicas en el yacimiento como los esfuerzos in situ y la deformación varían con respecto a sus valores iniciales.

Este trabajo explora un enfoque de aplicación de la simulación numérica para describir el comportamiento en el potencial de productividad de los yacimientos de shale gas con la inclusión de propiedades geomecánicas; de ahí que su desarrollo ayudará a entender los mecanismos de flujo para la producción de los shales gas, a determinar tanto la influencia de la presión de poro como el contraste de esfuerzos sobre la capacidad de entrega de la formación productora.

La investigación producto de este trabajo, conlleva a cinco capítulos, donde el primero consiste en describir los mecanismos de flujo para los yacimientos no convencionales como es el shale gas, entre ellos, el flujo no Darcy, adsorción y desorción del gas y las variables geomecánicas que impactan la productividad de los pozos, así como la técnica de perforación horizontal y fracturamiento hidráulico. El segundo capítulo describe las ecuaciones con las que se modela el flujo de fluidos en el medio poroso y las ecuaciones de deformación geomecánica. El tercer capítulo comprende el desarrollo de los modelos de flujo de fluidos y de deformación geomecánica, mediante el uso de un simulador numérico para un pozo perforado horizontalmente y con post-fracturas hidráulicas. En el cuarto capítulo se estima el potencial de producción de un pozo horizontal con post-fracturas hidráulicas usando técnicas de acoplamiento entre los modelos generados en el capítulo 3, una vez se obtiene el modelo base, se valida la representatividad del modelo con datos de literatura y en el quinto capítulo se realizan las sensibilidades a las variables geomecánicas como presión de poro y contraste de esfuerzos para determinar el impacto de éstos sobre la productividad de un pozo perforado en una formación de shale gas.

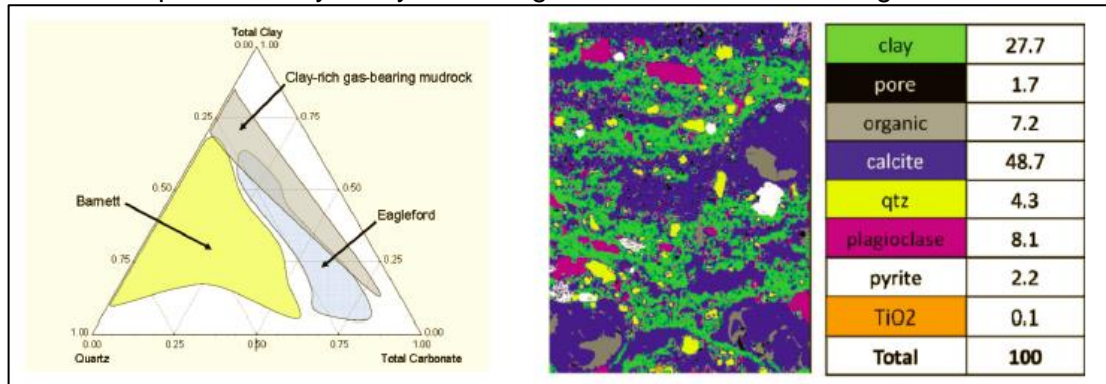
# 1. GENERALIDADES DE LOS YACIMIENTOS DE SHALE GAS Y GEOMECÁNICA

## 1.1 CARACTERÍSTICAS DE LOS YACIMIENTOS DE SHALE GAS

Los yacimientos de shale gas se caracterizan por la variabilidad en la composición mineralógica de la roca, por tener tamaños de grano extremadamente pequeño, baja permeabilidad natural del orden de nano Darcys y altos valores de TOC (total organic carbon), que está comprendido en el rango de 2% al 10%. La roca rica en materia orgánica, fue sometida a altas presiones y temperaturas debido al enterramiento y calentamiento de la roca lo suficiente para generar gas natural, lo que dio origen al gas natural, siendo el metano creado durante el proceso de generación del gas quién permaneció atrapado dentro de la roca como gas libre en los espacios porosos y en las fracturas naturales, y como gas adsorbido a la superficie rocosa, permitiendo que se almacenara ya que este tipo de roca shale tiene una porosidad comprendida en el rango de 4% al 15%.

Los shales, son rocas sedimentarias de grano fino que comprende pequeños fragmentos de roca incluyendo arcillas, marlstone, mudstone, areniscas y carbonatos, figura 1 (a), también exhiben un amplio rango de composiciones incluyendo kerógeno, arcilla, cuarzo, feldespato, pirita y materiales pesados, figura 1 (b). Las microfisuras naturales también están presentes, pero la mayoría están llenas de minerales, estas fracturas naturales llenas se comportan como planos débiles y propensos a romperse durante el fracturamiento hidráulico (Fakcharoenphol, 2013).

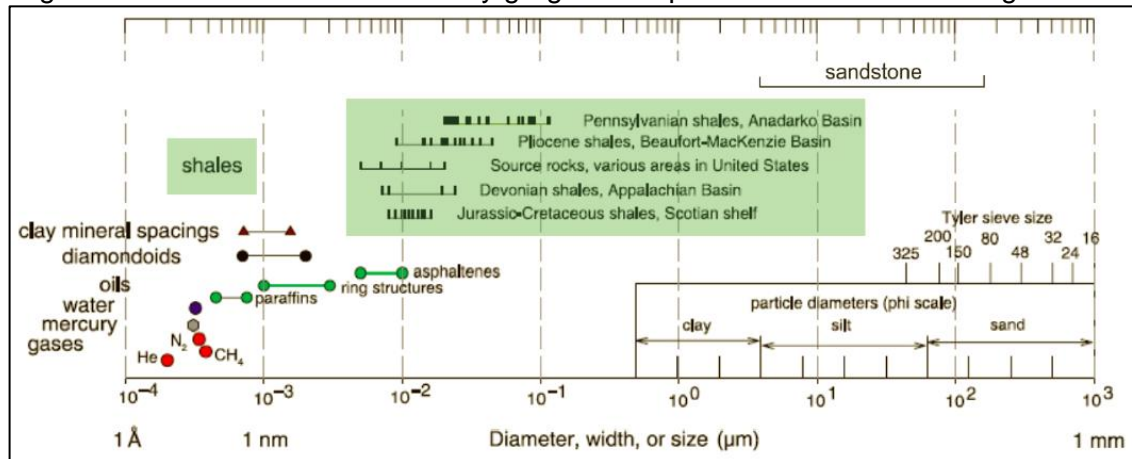
Figura 1. Características del shale: (a) composición mineralógica del shale y (b) mapa de espectro de rayos X y mineralogía de una muestra del Eagle Ford.



Fuente: Passey, Q. R. et al. From Oil Prone Source Rock to Gas-Producing Shale Reservoir Geologic and Petrophysical Characterization of Unventional Shale Gas Reservoirs. SPE 2010. y Walls, J. D., Sinclair, W. Eagle Ford Shale Reservoir Properties from digital rock physics. 2011.

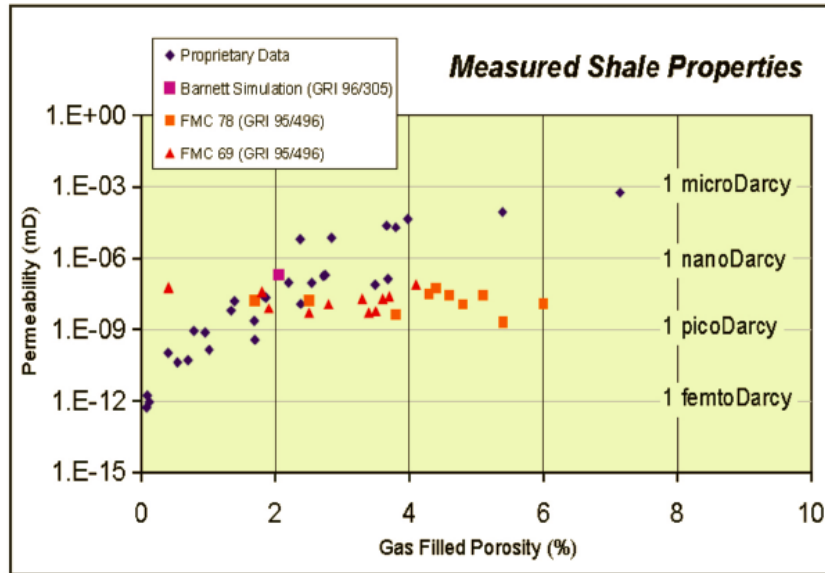
El tamaño de la garganta del poro en una roca shale puede ser muy pequeño y está en un rango de  $10^{-9}$  a  $10^{-6} \mu\text{m}$  (figura 2), así mismo la permeabilidad de la matriz está en el rango de  $10^{-6}$  a  $10^{-3}$  mD (figura 3).

Figura 2. Tamaño de las moléculas y garganta de poro del shale a escala logarítmica.



Fuente. Modificado de Nelson, P. H. Pore Throat sizes in sandstones, Tight Sandstone, and shales. AAPG 2009.

Figura 3. Datos de permeabilidad para muestras de shale.



Fuente. Cluff, R. M., Shanley, K. W., Miller, A. A. Three Things We Thought We Understood About Shale Gas. AAPG 2007.

Para que un yacimiento de shale gas pueda ser producido requiere de la perforación de pozos horizontales y de la implementación de fracturamiento hidráulico para contactar mayor área de drenaje y de esta manera activar las fracturas naturales que están más cercanas al pozo.

Las fracturas hidráulicas inducen a la creación de una red de fracturas naturales activas alrededor del pozo, conocida como el volumen de yacimiento estimulado (SRV) e incrementa el área de yacimiento contactada, lo cual provoca mayor eficiencia en la comunicación entre los poros interconectados y el wellbore.

El comportamiento del flujo en los yacimientos de shale gas está caracterizado por un flujo de fase simple debido a que el fluido corresponde a un gas seco y es transportado desde la matriz hacia la fractura natural y de ésta al pozo por canales de muy baja permeabilidad en la roca, así mismo por la alta heterogeneidad de los poros, la fractura y la sensibilidad de la roca a los esfuerzos tectónicos.

A diferencia de los yacimientos convencionales, el flujo de gas en rocas con muy baja permeabilidad, está sujeto al flujo no lineal y a procesos como la adsorción y desorción del gas, así como también al flujo no Darcy, interacción roca-fluido y deformación de la roca.

## 1.2 MECANISMO DE FLUJO

### 1.2.1 ADSORCIÓN Y DESORCIÓN DEL GAS

En formaciones de shale gas, tanto la adsorción como la desorción del gas están presentes durante la vida productiva del yacimiento, el gas natural existente en estas formaciones está presente tanto como gas libre en los poros y como gas adsorbido en la superficie de la roca. En yacimientos de shale gas, el gas es adsorbido a los componentes ricos en carbono, es decir, kerógeno. La adsorción del gas es un fenómeno de superficie y es causado por las fuerzas de atracción intermolecular; este gas adsorbido puede representar cantidades significativas de las reservas totales entre un 20-85%, lo cual no puede ser ignorado en ningún modelo.

Debido a la caída de presión durante la producción de los fluidos, las moléculas de gas adheridas a la superficie de la roca, empiezan a desprenderse pasando a formar parte del gas libre presente en las fracturas naturales contribuyendo al flujo.

Después de la desorción, el gas empieza a desplazarse por la matriz; pero, debido a que la permeabilidad de ésta es muy baja, el gas no se moverá a través de la misma con flujo Darcy, entonces, el mecanismo de transporte por la matriz se da por difusión, esto sucede porque se tiene una alta concentración de gas lejos de la fractura natural, por lo tanto una baja concentración cerca de la misma y una gran diferencia de concentraciones hace que el gas se mueva por difusión desde la matriz hacia las fracturas. Finalmente el gas entra a las microfisuras y

posteriormente a las fracturas hidráulicas desde donde se transporta por flujo Darcy hacia la cara del pozo productor. Este mecanismo es controlado por el gradiente de presión entre el yacimiento y el wellbore.

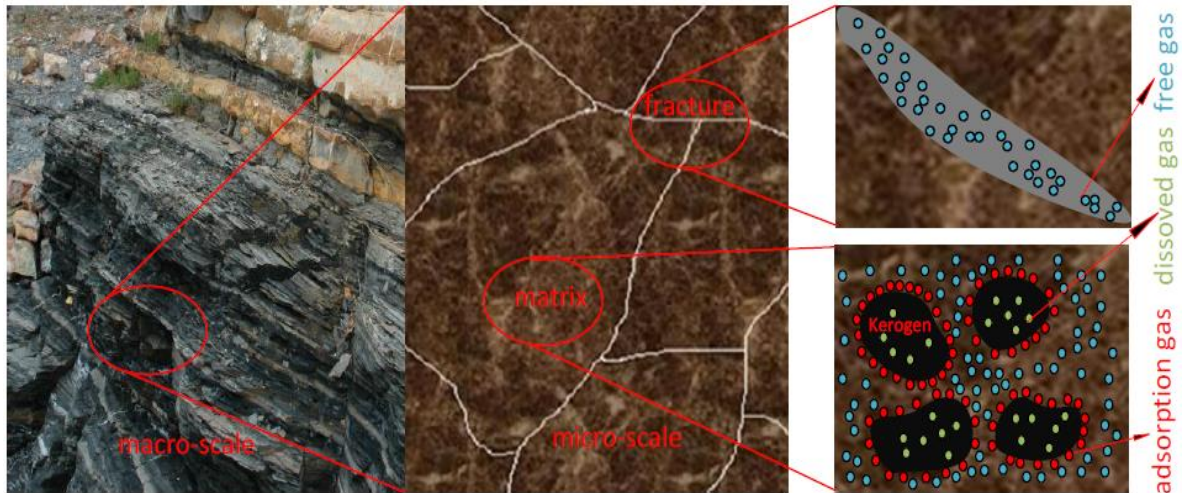
La relación de equilibrio entre el gas adsorbido y el gas de desorción que ocurre en la superficie de la roca, se representa por la isoterma de Langmuir y es función de la presión, ya que a medida que se reduce la presión, una mayor cantidad de gas se libera. La isoterma de Langmuir es en general usada para describir el contenido de gas,  $V_E$ , generalmente medido como pies cúbicos de gas por tonelada de shale neto.

$$V_E = V_L \frac{P}{P + P_L} \quad \text{Ec. 1}$$

Donde,  $V_E$ , es el contenido de gas,  $P$  es presión del gas en el yacimiento y  $P_L$  es la presión a la cual el 50% del gas corresponde a la desorción. En general, el volumen de Langmuir,  $V_L$  es una función del contenido de materia orgánica y de la madurez termal del shale.

La siguiente figura, representa el mecanismo de transporte en el que el flujo de fluidos a través de las fracturas induce un flujo en la matriz y con una suficiente caída de presión, el gas adsorbido en la superficie de los granos se libera a las microfracturas y a los poros de la matriz. Finalmente el gas desorbido fluye por difusión desde los poros de la matriz hasta las microfracturas para después ser producido.

Figura 4. Mecanismos de flujo en el shale gas.



Fuente. Chao-hua, Guo., Ming-zhen, Wei., et al. "Improved Numerical Simulation for Shale Gas Reservoirs". Missouri University of Science and Technology 2014.

### 1.2.2 FLUJO NO-DARCY

En comparación con los yacimientos convencionales, el flujo de gas en yacimientos con una muy baja permeabilidad, está más sujeto a procesos no lineales y acoplados como el flujo No Darcy. El concepto de flujo no Darcy de alta velocidad puede resultar importante en la producción de los yacimientos de shale gas. El concepto de flujo no Darcy en yacimientos de shale gas no puede ser representado por la ley de Darcy, en su lugar, la ecuación de Forchheimer es más aproximada. Forchheimer investigó el flujo de fluido a través de medio poroso en un régimen de alta velocidad. A medida que la velocidad de flujo aumenta, se observa que los efectos inerciales dominan el flujo, para cuantificar estos efectos, el autor sugirió la inclusión de un término inercial para representar la energía cinética de un fluido para la ecuación de Darcy.

$$-(\nabla\phi_{\beta}) = \frac{\mu_{\beta}}{Kz_{r\beta}}KV_{\beta} + \beta_{\beta}\rho_{\beta}V_{\beta}|V_{\beta}| \quad Ec.2$$

Donde,

$\beta_\beta$ , es el coeficiente efectivo del flujo no Darcy,  $V_\beta$  es el vector de velocidad de Forchheimer que usualmente es obtenido de datos experimentales o mediante la siguiente correlación de Tek para el flujo No Darcy.

$$\beta_\beta = \frac{C_\beta}{K^{5/4}\phi^{3/4}} \quad Ec. 3$$

### 1.3 FRACTURAMIENTO HIDRAULICO COMO TÉCNICA DE ESTIMULACIÓN DE LOS YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES

Debido a las características de las formaciones de shale, donde la permeabilidad es tan baja, se hace necesario realizar pozos horizontales para contactar mayor cantidad de área del yacimiento, que no se lograría con pozos verticales, así mismo se requiere estimular la zona cercana al wellbore con el objetivo de activar las fracturas naturales que contiene el estrato productor mediante el fracturamiento hidráulico.

El fracturamiento hidráulico es un proceso que permite mejorar la permeabilidad de las rocas donde se almacena el hidrocarburo y consiste en crear microfracturas alrededor del área de drenaje del pozo por medio de un fluido de fractura inyectado a alta presión y altas tasas, este fluido está compuesto principalmente de agua con un 90%, de arena con un 9.5% y de aditivos con un 0.5%; el material propante que puede ser arena o cerámica granulada se sitúa en las microfisuras creadas y las mantiene abiertas para permitir el flujo del hidrocarburo desde el yacimiento al pozo.

Durante la estimulación, se generan fracturas hidráulicas planares en dirección perpendicular al esfuerzo horizontal mínimo, adicionalmente se genera un número

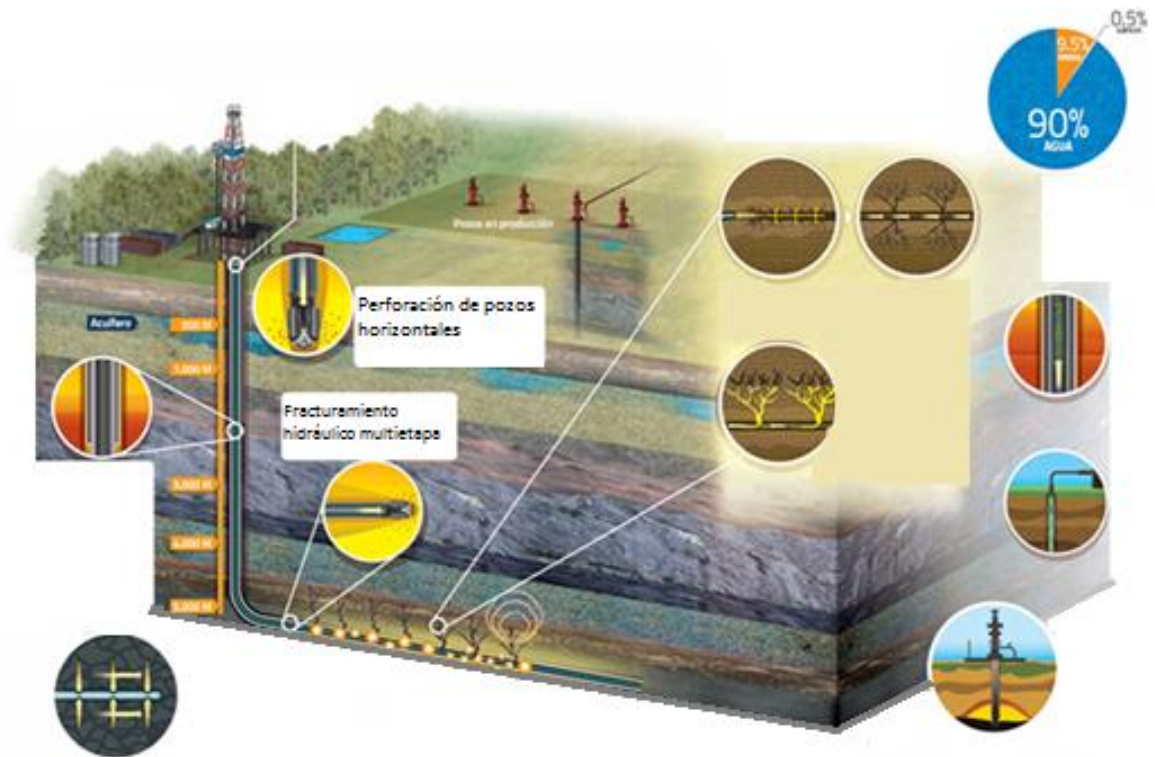
significativo de fracturas por cizalla alrededor del yacimiento. Cuando el agua inyectada se escapa desde la fractura hidráulica a los alrededores de la roca productora, el incremento de la presión de poro conduce a la producción de fracturas por cizalla sobre las existentes que son orientadas por el estado de esfuerzos (Cipolla et al., 2008; Palisch et al., 2008).

Para la explotación de los yacimientos no convencionales se requiere realizar fracturamiento multietapa (múltiples fracturas hidráulicas a lo largo de la sección horizontal del pozo), donde una fractura hidráulica puede interceptar y reactivar las fracturas naturales y de esta forma establecer una compleja red de fracturas activas, como se puede ver en la figura 5. (Fisher et al. 2002) propone que una fractura hidráulica puede interceptar y reactivar fracturas naturales creando una red de fracturas.

Una vez finalizado el fracturamiento, el fluido inyectado a la formación productora para generar las microfisuras a la roca shale, asciende a la superficie como el flujo de retorno o flowback, seguido del gas.

A pesar de la influencia del fracturamiento hidráulico sobre la formación productora, permitiendo generar una red de fracturas interconectadas y permeables facilitando de esta forma el flujo de fluidos hacia el pozo, es una técnica un poco desconocida ya que es muy difícil cuantificar su éxito y en relación a los cambios de esfuerzos, las microfracturas y las permeabilidades creadas no han sido muy bien exploradas. Por ello para el desarrollo del proyecto, se modelará un yacimiento de shale gas ya fracturado hidráulicamente con un diseño de fracturas ya establecido.

Figura 5. Técnica de fracturamiento Hidráulico en un pozo horizontal.



Fuente. Modificado de estimulación hidráulica. Revista ACP séptima edición 2013.

Gracias al fracturamiento hidráulico, la producción de gas a partir del shale, no tuvo un impacto significativo sino hasta el año 2000, cuando la producción del shale gas se convirtió en una realidad comercial con el Barnett Shale situado en el centro-norte de Texas. Como el éxito comercial del Barnett Shale se hizo verídico, otras compañías comenzaron a perforar pozos en esta formación de manera que para el año 2005, el Barnett shale estaba produciendo cerca de medio billón de pies cúbicos por año de gas natural. Como las compañías productoras de gas natural ganaron confianza en su capacidad para producir de manera rentable el gas natural en el Barnett Shale, exploraron en el Fayetteville shale en el norte de Arkansas con resultados prometedores, es allí donde empezó la búsqueda del

desarrollo de otras formaciones recursos naturales en las rocas shale, incluyendo el Haynesville, Marcellus, Woodford, y Eagle Ford.

La proliferación de la actividad de la perforación en las 48 formaciones de shale, han incrementado la producción de gas seco en los Estados Unidos de 0,3 billones de pies cúbicos en el año 2000 a 9.6 billones de pies cúbicos en el año 2012, o al 40% de la producción de gas natural seco de los EE.UU (U.S. Energy Information Administration, Junio, 2013).

#### 1.4 CONCEPTOS DE GEOMECÁNICA DEL YACIMIENTO

La geomecánica cumple un papel muy importante en los yacimientos no convencionales tanto en la estabilidad del pozo como en el diseño del fracturamiento hidráulico para la producción de los fluidos de la formación productora. A diferencia de los yacimientos convencionales, donde los efectos geomecánicos sobre la permeabilidad y la deformación de la roca son bajos, razón por la cual son ignorados en el desarrollo del yacimiento. Sin embargo la estructura poral del shale comprende tamaños de nano poros o tamaños nano para las microfisuras, por tal motivo el impacto geomecánico es bastante considerable tanto para la permeabilidad de la matriz como para las fracturas naturales, por ello debe ser incluido en la simulación numérica para el fluido de fluidos y la deformación de la roca.

(Karl Terzaghi 1943), fue el primero en desarrollar un concepto que permitiera describir la interacción de presión y esfuerzos. El esfuerzo efectivo fue definido como un esfuerzo interno sobre la roca sólida, calculada por el esfuerzo total menos la presión de poro.

La porosidad y permeabilidad efectiva de la roca es asumida al correlacionar con el esfuerzo efectivo medio.

$$\sigma'_m = \sigma_m - \alpha Pp \quad \text{Ec. 4}$$

Donde  $\alpha$  es la constante de Biots y fue introducida por Biot y Willis (1957) como la proporción de la presión del fluido el cual produce la misma deformación y esfuerzo total, y es definido como una medida del cambio en el volumen poroso con relación al cambio en el volumen total a presión constante.

El parámetro de Biot puede ser calculado por:

$$\alpha = 1 - \frac{K_b}{K_g} \quad \text{Ec. 5}$$

La constante  $\alpha$  tiene un valor de 0 a 1, donde cero representa las rocas sin interconexión entre los poros y uno representa rocas muy porosas.

Biot generalizó la teoría de Terzaghi al incluir la dependencia del esfuerzo y describir en 3D el acople poroelástico entre la estructura y el movimiento de la roca basado en la relación constitutiva de esfuerzo-deformación (Biot, 1994). La formulación de Biot se enfoca principalmente en el comportamiento mecánico de la roca y en el flujo de fluidos en el poro.

La siguiente expresión relaciona la porosidad en función del esfuerzo efectivo medio.

$$\phi = \phi(\sigma'_m) \quad \text{Ec. 6}$$

De la misma forma se relaciona la permeabilidad en función del esfuerzo efectivo medio.

$$k = k(\sigma'_m) \quad \text{Ec. 7}$$

Existen múltiples correlaciones que usan la porosidad en función del esfuerzo efectivo y la permeabilidad en función de la porosidad, Winterfeld & Wu, 2012.

A continuación, se encuentra una expresión de la porosidad en función del esfuerzo efectivo que fue propuesto por (Zimmerman et al, 1986) para el acoplamiento de la deformación de la roca con el flujo de fluidos en el medio poroso.

$$d\Phi = - \left[ \frac{1}{K} (1 - \Phi) - C_r \right] d\sigma'_m \quad \text{Ec.8}$$

Donde  $K$  es el módulo bulk (volumen total que comprende la roca con fluidos) y  $C_r$  es la compresibilidad de la roca.

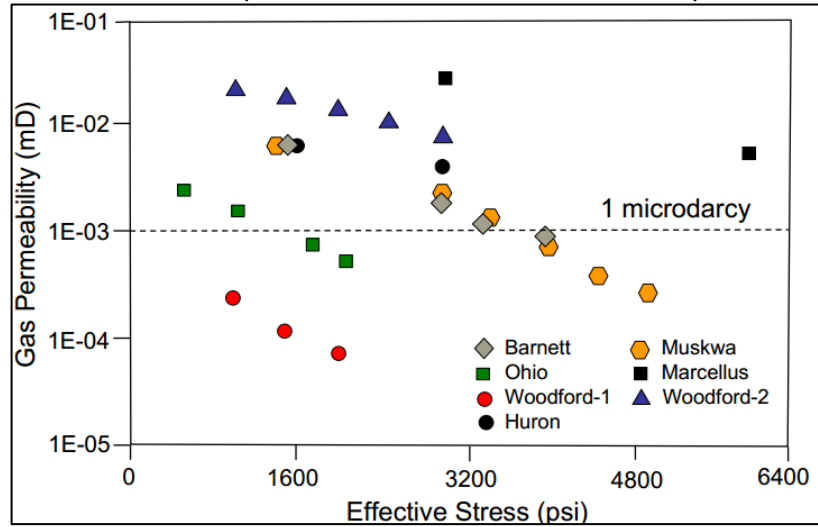
Teniendo en cuenta que la porosidad es una relación del fluido al volumen total, se obtiene la siguiente expresión:

$$V = V_o(1 - \varepsilon_v) = V_i \frac{(1 - \varepsilon_v)}{(1 - \varepsilon_{vi})} \quad \text{Ec.9}$$

Donde  $V$  es el volumen total,  $\varepsilon_v$  hace referencia a la deformación volumétrica y  $V_o$  es el volumen deformado de roca a las condiciones iniciales.

Mediante la siguiente figura, (Wang et al. 2009) representó la medida de la permeabilidad de núcleos de diferentes formaciones de shale de los Estados Unidos. Donde se pudo evidenciar que el efecto geomecánico fue mayor en la fractura que en la matriz de la roca.

Figura 6. Efecto de la presión de confinamiento sobre la permeabilidad.



Fuente. Wang, F., Reed, R. M. Pore Networks and Fluid Flow in Gas Shales. SPE 2009.

Mediante la producción del gas, la permeabilidad de la matriz y de la fractura natural se reduce en el yacimiento, principalmente por la pérdida de presión de poro que conlleva a tasas de declinación de la producción a un tiempo determinado. Esta disminución de permeabilidad es causada por el incremento de los esfuerzos efectivos in situ, lo cuales son originados por el descenso de la presión.

(Kassis y Sondergeld, 2010), encontraron que la permeabilidad de una fractura con material propante es más sensible a cambios de esfuerzos que la permeabilidad de una fractura de cizalla. La sensibilidad de esfuerzos complementarios de la permeabilidad de la matriz ha sido poco explorada, mientras que algunos estudios han logrado determinar la sensibilidad de la permeabilidad de la matriz del shale a una presión de poro (Bustin et al., 2008) o a una presión de confinamiento (Kang et al., 2010).

### 1.4.1 PROPIEDADES DE LOS MATERIALES

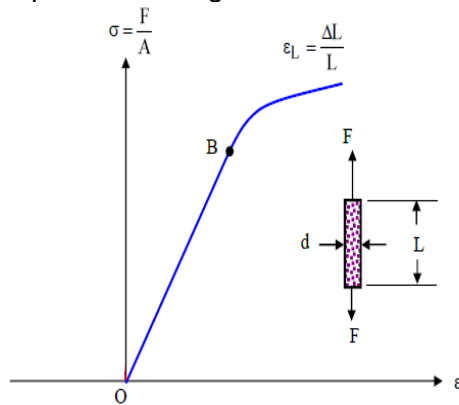
El comportamiento elástico, es aquel en donde existe una relación lineal entre el esfuerzo aplicado y la deformación de un cuerpo, obteniéndose una respuesta inmediata, pero si el esfuerzo dejara de aplicarse a un material, la deformación desaparecería recuperándose su forma inicial.

- **MÓDULO DE YOUNG:** Denotado por la letra E, se define como la relación lineal entre el esfuerzo y la deformación en una compresión o tensión uniaxial.

$$E = \frac{\sigma}{\varepsilon_L} \quad \text{Ec. 10}$$

La anterior ecuación es conocida como la ley de Hooke para un material elástico, donde  $\sigma$  representa el esfuerzo principal aplicado al material y  $\varepsilon_L$  es la deformación debido a la elongación que sufrió el cuerpo.

Figura 7. Representación gráfica del módulo de Young.



Fuente: Zhao, Nan. Integration of Reservoir Simulation and Geomechanics. University of Utah. 2012.

Gráficamente, el Módulo de Young es la pendiente de la línea OB que se observa en la figura 7.

- RELACIÓN DE POISSON ( $\nu$ ): es definida como la relación de la deformación transversal a la expansión longitudinal. Para las rocas incompresibles, el coeficiente de Poisson es 0.5 y para las rocas compresibles toma un valor de 0; por lo tanto, esta constante siempre se ubicará en un rango comprendido entre 0 y 0.5, dependiendo el tipo de roca.

$$\nu = -\frac{\varepsilon_1}{\varepsilon_3} \quad Ec. 11$$

- MÓDULO DE RIGIDEZ (G): conocido como el módulo de cizalla o de corte y hace referencia a la relación de la deformación con un esfuerzo de corte.

$$G = \frac{\tau}{\gamma} \quad Ec. 12$$

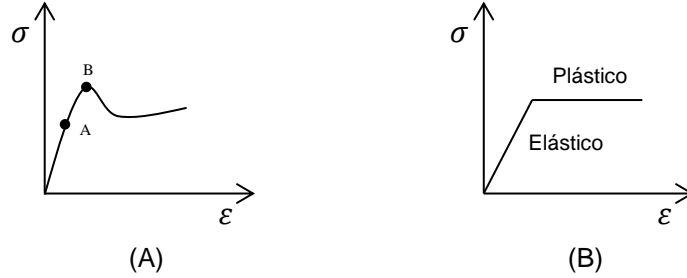
Donde  $\tau$  es el esfuerzo de corte y  $\gamma$  es la deformación debido al esfuerzo de cizalla aplicado al cuerpo.

#### 1.4.2 RELACIONES CONSTITUTIVAS

Las relaciones constitutivas son usadas para describir el comportamiento de la deformación de un material durante la carga. Los modelos elásticos, plásticos y elastoplásticos son tres grandes categorías de relaciones constitutivas geomecánicas los cuales son usadas en la simulación numérica.

En la siguiente figura, se puede evidenciar el comportamiento elástico, plástico y elastoplástico de un material sometido a un esfuerzo.

Figura 8. Relación esfuerzo - deformación de un material.



Fuente: Zhao, Nan. Integration of Reservoir Simulation and Geomechanics. University of Utah. 2012.

El límite elástico de un material está representado por la figura A en el punto A; donde el material se comporta linealmente antes de este punto y la deformación es reversible. El punto B indica el comportamiento no lineal del material en una región comprendida entre A y B. si se descarga el esfuerzo, la deformación es irreversible. En la simulación de yacimientos, la relación esfuerzo-deformación puede ser simplificada a lineal, como se muestra en la figura B y es la relación constitutiva elasto-plástica ideal. Para los yacimientos no convencionales, la simulación numérica se basa en el modelo poroelástico lineal y causa cambios mecánicos en la roca debido a la depleción de la presión de poro.

En la figura 8, si el material es sometido a esfuerzos de carga continuamente después del punto B, el material puede fallar y formar fracturas. Este fenómeno es importante en el recobro del gas de los yacimientos con muy baja permeabilidad y porosidad al generar fracturas naturales induciendo mayor flujo para la producción.

### 1.4.3 MODELOS ELASTOPLÁSTICOS

Cuando una roca es sometida a un gran esfuerzo, puede romperse y cualquier tipo de falla podría ocurrir, esto indica que las propiedades de la roca cambian y no vuelven a su estado inicial. Este comportamiento se modela a partir de criterios de falla que son relaciones entre los valores de esfuerzos principales efectivos en el

momento de ruptura de la roca, lo cual permiten analizar las condiciones en las que se puede presentar inestabilidad en el sólido debido a la resistencia que presente; los criterios más conocidos son Mohr Coulomb, Drucker Prager, Von Mises, Tresca, de los cuales el más usado es el de Mohr Coulomb por ser más conservador en la respuesta resultante.

#### 1.4.3.1 CRITERIO DE FALLA DE MOHR COULOMB

Este criterio de falla fue implementado en el año 1773 por Coulomb y posteriormente fue retomado por Mohr en el año 1900, de allí se obtuvo la hipótesis en que la falla ocurre cuando el esfuerzo de corte excede la sumatoria de la resistencia cohesiva de un material y la resistencia friccional de los planos de desplazamiento, la ecuación que representa esta teoría está dada por:

$$\tau = S_o + \mu\sigma \quad \text{Ec. 13}$$

Donde  $\tau$  es el esfuerzo de corte,  $\sigma$  es el esfuerzo normal,  $S_o$  es la cohesión del material (para materiales poco consolidados es cero) y  $\mu$  es el coeficiente de fricción. Este último hace referencia a la fricción que se causa entre un bloque que se desliza por un plano inclinado simulando las fallas creadas en una muestra a partir de la aplicación del esfuerzo de compresión sobre el material. La expresión es reescrita como:

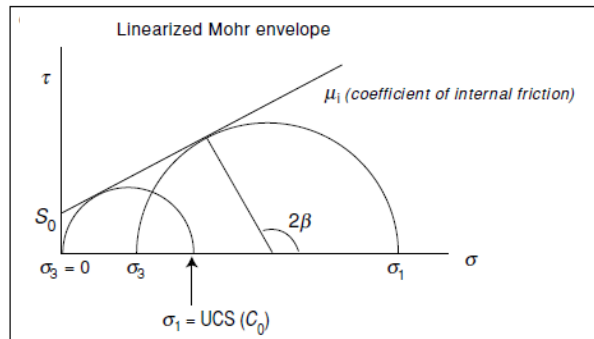
$$\tau = S_o + \sigma \tan(\varphi) \quad \text{Ec. 14}$$

Donde  $\tan(\varphi)$  es la tangente del ángulo de fricción interna.

El criterio de Mohr-Coulomb permite representar gráficamente el estado de esfuerzos principales en el plano  $\tau, \sigma$ . es importante tener en cuenta que este

criterio de falla desprecia el esfuerzo principal intermedio debido a que la fractura de la roca ocurrirá en el momento en el que el círculo de Mohr toque la envolvente, es decir para la ruptura de la roca sólo intervienen los esfuerzos principales máximo ( $\sigma_1$ ) y mínimo ( $\sigma_3$ ), los cuales se pueden desplazar a medida que estos esfuerzos varían, como se ilustra en la figura 9.

Figura 9. Envolvente de falla de Mohr Coulomb.

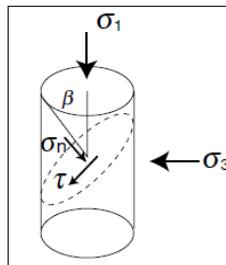


Fuente. Zoback, Marck. Reservoir Geomechanics. Department of Geophysics, Stanford University, 2007. Página 103.

En el gráfico se ilustra el parámetro  $\beta$  que significa el ángulo de falla formado cuando se logra la intersección entre la envolvente de falla y el círculo de Mohr.

El ángulo de fricción interna está comprendida en el rango de  $0^\circ$  a  $90^\circ$ , pero realmente se centra en  $30^\circ$  y el ángulo de falla se encuentra entre  $45^\circ$  y  $90^\circ$ , la cual representa la inclinación del plano de falla y está dada por la orientación del esfuerzo máximo principal y el plano de falla, como se muestra en la figura 10.

Figura 10. Ocurrencia del ángulo de falla para el criterio de Mohr Coulomb.



Fuente. Zoback, Marck. Reservoir Geomechanics. Department of Geophysics, Stanford University, 2007. Página 103.

Teniendo en cuenta las variables que influyen en la envolvente de falla, la ecuación de Mohr Coulomb puede ser escrita como:

$$\sigma_1 = S_o \tan \beta + \sigma_3 \tan^2 \beta \quad \text{Ec. 15}$$

Adicionando la resistencia compresiva uniaxial a la expresión anterior, se obtiene:

$$\sigma_1 \geq C_o + \sigma_3 \tan^2 \beta \quad \text{Ec. 16}$$

Cuando se cumpla la igualdad en la ecuación 16, la roca fallará.

El término  $C_o$  es la resistencia compresiva uniaxial que hace referencia al máximo esfuerzo compresivo uniaxial que puede ser aplicado a la roca sin que se fracture y se expresa matemáticamente así:

$$C_o = 2S_o \frac{\cos(\varphi)}{1 - \sin(\varphi)} \quad \text{Ec. 17}$$

La ecuación anterior, sólo es aplicable si el mecanismo de falla es de corte y sólo para rocas intactas, es decir sin planos de debilidad.

## 1.5 OCURRENCIAS NOTABLES DE LA DEFORMACIÓN DE LOS YACIMIENTOS DE SHALE GAS

Los problemas de deformación, ya sea por compactación o dilatación tienen un impacto significativo en la producción de los yacimientos de shale. A escala poral, la reducción del volumen poroso y la pérdida de permeabilidad puede impedir el flujo del hidrocarburo desde la matriz hacia la fractura y de esta última hacia el pozo. La compactación de la roca puede causar subsidencia en la superficie, resultando en un daño para los pozos y para la infraestructura.

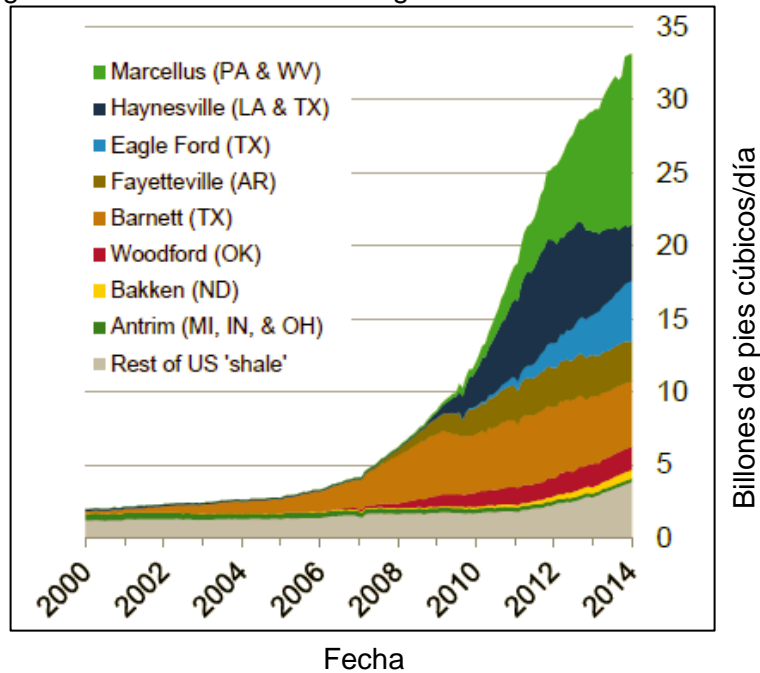
## 1.6 PERSPECTIVA DEL SHALE GAS EN COLOMBIA

### 1.6.1 INICIO DE LA EXPLOTACIÓN DE LOS YACIMIENTOS DE SHALE GAS A NIVEL MUNDIAL

A partir del año 2003 se explotó económicamente los yacimientos de shale gas y en el año 2005, se tenía una producción cercana a los 0.5 TPC de gas proveniente de los yacimientos no convencionales en los Estados Unidos con el Barnett Shale en Texas con recursos de gas técnicamente recuperables a la actualidad de 72 TPC, a partir de esta fecha, se adelantó una gran campaña de perforación de pozos en la búsqueda del recurso natural como es el shale gas y el shale oil, teniéndose como producto los grandes plays como el Fayetteville con recursos de gas técnicamente recuperables de 48 TPC, Haynesville con recursos técnicamente recuperables de 161 TPC, Marcellus con recursos de gas recuperables de 369 TPC, Woodford un volumen de recursos técnicamente recuperables de 77 TPC, Eagle Ford con recursos de gas técnicamente recuperables de 119 TPC, Bakken con recursos de gas técnicamente recuperables de 19 TPC, entre otros y para el año 2009 el gas no convencional representaba el 14% de la producción de los Estados Unidos. Se estima que para el 2035 la producción total de gas de los EEUU dependerá en un 46% del hidrocarburo no convencional (U.S. Energy Information Administration EIA, Review of Emerging Resources: U.S. Shale Gas and Shale Oil Plays. 2011 ) y (U.S. Energy Information Administration, Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources. 2013).

En el siguiente gráfico, se puede observar el incremento significativo de la producción de gas de los yacimientos de shale en los Estados Unidos, desde su apertura hasta la actualidad.

Figura 11. Producción de shale gas en los Estados Unidos.



Fuente. Modificado de U.S. Energy Information Administration, Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources, 2013.

Los recursos de shale gas y shale oil han revolucionado a Estados Unidos, donde la producción de gas natural provee aproximadamente el 40% de del total de la producción de gas en los EEUU en el 2012 y la producción de aceite provee el 29% de la producción de aceite total en este país.

Así mismo China, Argentina, México, Sudáfrica y Australia son algunos de los países con mayor potencial de reservas recuperables de hidrocarburo proveniente de roca shale.

Para muchos países el gas proveniente de los yacimientos no convencionales, específicamente del shale gas, se ha convertido en una esperanza debido a que contarían con mayor energía y de estar forma suplirían la demanda del recurso a nivel nacional, por nombrar algunos de los países como Colombia, Argentina y fundamentalmente de los Estados Unidos que desde hace más de una década

vienen incrementando sus reservas de manera exponencial en el orden de los 32.000 TPC al año 2014 y China cuenta con un volumen cercano de los 30.000 TPC de gas.

La EIA (Energy Information Administration) de los Estados Unidos realizó un estudio en el año 2013 donde pudo determinar un potencial de 7795 trillones de pies cúbicos de gas de los recursos técnicamente recuperables a nivel mundial, distribuidos en 41 países que se dividen en 95 cuencas y en un total de 137 formaciones. En la siguiente tabla se ilustran los países con los recursos de shale gas técnicamente recuperables.

Tabla 1. Top 10 de los países con mayor cantidad de recursos técnicamente recuperables de Shale gas.

<b>Número</b>	<b>País</b>	<b>Recursos, Shale gas (Trillón de pies cúbicos)</b>
<b>1</b>	Estados Unidos	1161
<b>2</b>	China	1115
<b>3</b>	Argentina	802
<b>4</b>	Algeria	707
<b>5</b>	Canadá	573
<b>6</b>	Mexico	545
<b>7</b>	Australia	437
<b>8</b>	Sur Africa	390
<b>9</b>	Rusia	285
<b>10</b>	Brasil	245
<b>Total</b>		<b>7795</b>

Fuente: Fuente. Modificado de U.S. Energy Information Administration, Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources, 2013. Página 11 y 29.

Tabla 2. Recurso de Gas in-place y recurso técnicamente recuperable por continente.

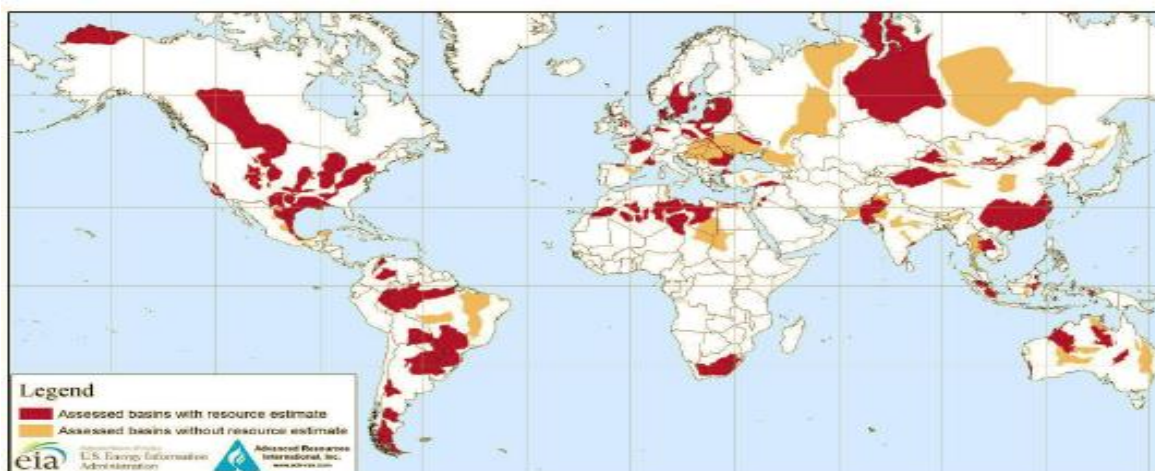
<b>Continente</b>	<b>Gas in-place, (TPC)</b>	<b>Recursos técnicamente recuperables, (TPC)</b>
<b>Norte América</b>	4647	118
<b>Australia</b>	2046	437
<b>Sur America</b>	6390	1431
<b>Europa</b>	4895	883

<b>África</b>	<b>6664</b>	<b>1361</b>
<b>Asia</b>	6495	1403
<b>Sub Total</b>	31138	6634
<b>EEUU</b>	4644	1161
<b>Total</b>	35782	7795

Fuente. Modificado de U.S. Energy Information Administration, Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources, 2013. Página 27.

Así mismo, en la siguiente figura se pueden apreciar los diferentes países que cuentan con yacimientos no convencionales desde una vista panorámica mundial; donde el color rojo representa la localización de las cuencas con formaciones de shale para los cuales las estimaciones de petróleo y gas natural in situ y los recursos técnicamente recuperables fueron proporcionados. Las áreas representadas por el color naranja hace referencia a la ubicación de las cuencas donde la estimación de los recursos no fueron suministrados debido a la falta de información necesaria para el cálculo.

Figura 12. Mapa de cuencas con evaluación de formaciones de shale gas y shale oil.



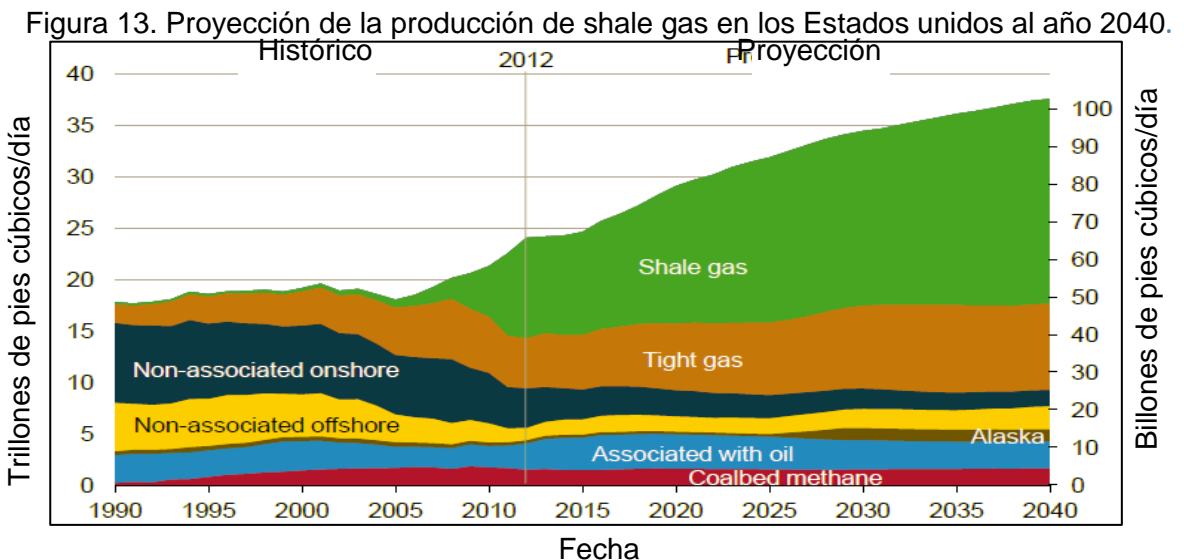
Fuente. U.S. Energy Information Administration, Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources, 2013. Página 6.

No hay que confundir el recurso técnicamente recuperable con el recurso económicamente recuperable. El primero, representa el volumen de gas que

podría ser producido con la tecnología existente independientemente del precio de los hidrocarburos y de la producción de los mismos. Recurso económicamente recuperable es un recurso que puede ser producido rentablemente bajo las condiciones actuales del mercado. Para que un recurso sea económicamente rentable requiere de tres factores: el primero es el costo de la perforación y el completamiento del (los) pozos, el segundo es la cantidad de hidrocarburo a producir a un tiempo determinado y el tercero corresponde al precio de venta del hidrocarburo (U.S. Energy Information Administration, Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources. 2013).

### 1.6.2 PROYECCIÓN DEL SHALE GAS AL AÑO 2040

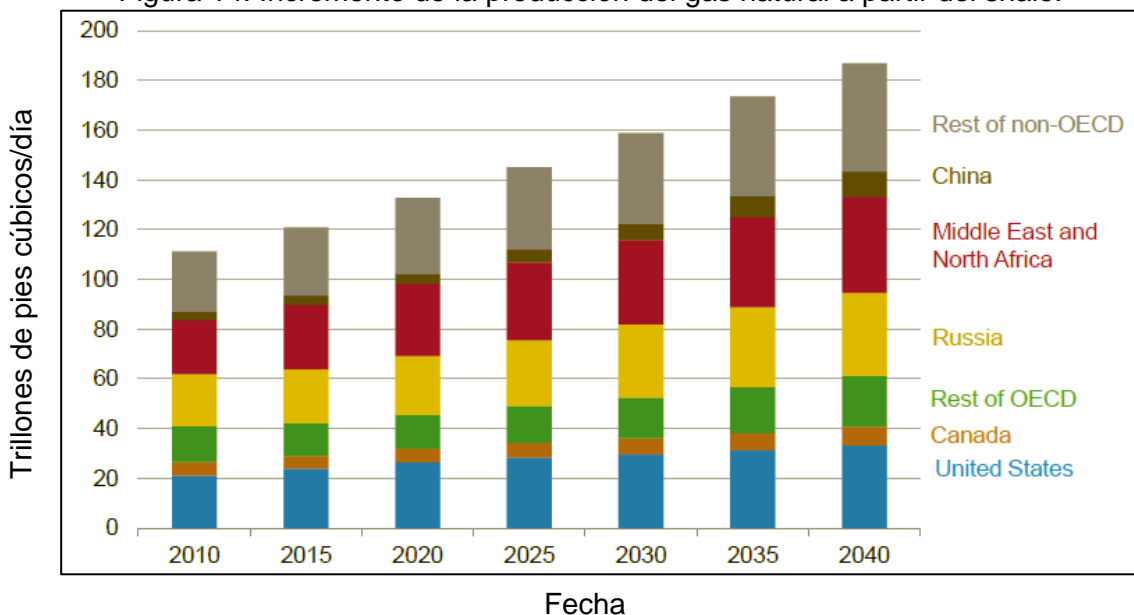
La principal fuente de energía para los estados Unidos en el año 2040 provendrá de los yacimientos no convencionales específicamente del shale gas, donde liderará el crecimiento de la producción total para llegar a la mitad de la producción de los EEUU en el año 2040, como se ilustra en la figura 13.



Fuente: U.S. Energy Information Administration, EIA. Annual Energy Outlook 2014 Early Release.

La proyección de la producción del shale gas a nivel mundial se muestra en la figura 14, donde se puede distinguir el aporte que realiza cada uno de los países con mayor potencial de recursos no convencionales como lo son China, Rusia, Estados Unidos, los países que pertenecen a la OECD (Organisation of Economy Co-operation and Development), así como los que no hacen parte de él.

Figura 14. Incremento de la producción del gas natural a partir del shale.



Fuente: U.S. Energy Information Administration, EIA. Annual Energy Outlook 2014 Early Release.

### 1.6.3 SHALE GAS EN COLOMBIA

Colombia es uno de los países que tiene un futuro promisorio en la explotación de los recursos no convencionales como es el shale gas, ya que éstos podrían cubrir su futura demanda de energía. Aunque el término de yacimientos no convencionales no es nuevo, sólo hasta hace pocos años se empezó a explorar el tema y se le suma el estudio realizado por la consultora Arthur D Little, donde se logró determinar que Colombia cuenta 32 TPC de reservas recuperables de gas,

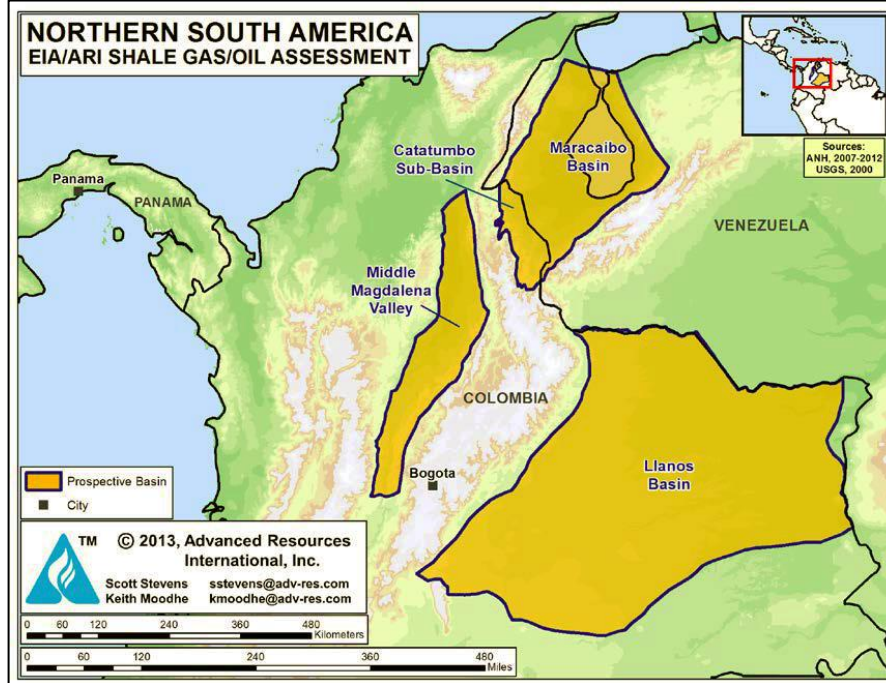
siendo un volumen considerable comparado con las reservas de gas convencional que alcanza los 5 TPC. Estos nuevos recursos para el país implicaría su autosuficiencia y no tendría que importar gas de otros países.

Según el estudio que realizó la EIA en junio del 2013 denominado *Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: And Assessment of 131 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States*, la cantidad de gas in-place que tendría Colombia es de 308 TPC, de los cuales solo 55 TPC serían técnicamente recuperables.

Los grandes descubrimientos de shale gas en Colombia, se concentran en el oriente del país en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena con las formaciones La Luna y Tablazo que contarían con un volumen de gas in-place de 135 TPC y de gas técnicamente recuperable de 18 TPC, en la cuenca de los Llanos Orientales con la formación Gachetá con una cantidad de gas in-place de 18 TPC y gas técnicamente recuperable de 2TPC y por último la Cuenca del Catatumbo con la formación Capacho que se extiende hasta Venezuela igual que la Luna, tendría un volumen de gas in-place de 183 TPC y técnicamente recuperable de 18.3 TPC (U.S. Energy Information Administration, *Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources*. 2013, página 30 y 36).

En la figura 15 se muestra una imagen de la ubicación geográfica de las cuencas.

Figura 15. Localización de las cuencas de shale gas y shale oil en Colombia.



Fuente. ARI 2013.

Tabla 3. Propiedades del yacimiento de shale gas y cantidades de recursos.

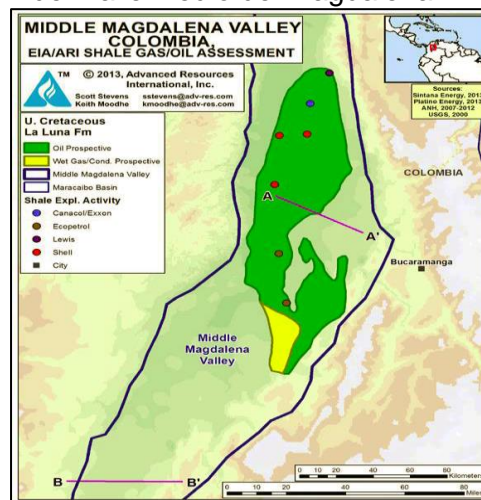
Datos Básicos	Cuenca		Valle Medio del Magdalena		Llanos	Maracaibo/Catatumbo		
	Formación		La Luna	Tablazo	Gacheta	La Luna/Capacho		
	Edad geológica		U. Cretáceo		U. Cretáceo	U. Cretáceo		
	Ambiente de depositación		Marino		Marino	Marino		
Extensión física	Área prospectiva, mi <sup>2</sup>		2390	200	1820	7280	4290	5840
	Espesor, ft	Organicamente Rico	1000	1000	600	1000	1000	1000
		Neto	300	300	210	500	500	500
	Profundidad, ft	Intervalo	3300-16400	3300-10000	13000-16400	5000-15000	5000-15000	5000-15000
Promedio		10000	8000	14500	10000	11000	12000	
Propiedades del yacimiento	Presión del yacimiento		Sobrepresionado	Sobrepresionado	Moderadamente sobrepresionado	Normal	Normal	Normal
	Promedio TOC, %		5.0%	5.0%	2.0%	5.0%	5.0%	5.0%
	Madurez térmica, %Ro		0.85%	1.15%	0.85%	0.85%	1.15%	1.60%
	Contenido de Clay		Bajo	Bajo	Bajo	Bajo	Bajo	Bajo
Recurso	Fluido	Gas asociado	Gas Húmedo	Gas asociado	Gas asociado	Gas asociado	Gas húmedo	Gas seco
	Concentración GIP, Bcf/mi <sup>2</sup>	88	150.3	40.4	40.4	71.8	176.1	255.7
	GIP, TPC	117.8	16.8	18.2	18.2	183	264.4	522.6
	Gas recuperable, TPC	14.1	4.2	1.8	1.8	18.3	52.9	130.7

Fuente. U.S. Energy Information Administration, Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources, 2013. Página 212.

### 1.6.3.1 FORMACIÓN LA LUNA, CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA

La cuenca del Valle Medio del Magdalena está comprendida entre la cordillera oriental y central y se encuentra localizada a 150 millas del norte de Bogotá. Esta cuenca es más explorada para la búsqueda de los yacimientos convencionales de petróleo y gas con más de 40 campos petrolíferos descubiertos que producen por formaciones de arena terciario. La formación La Luna es la principal roca fuente de la cuenca del Valle Medio del Magdalena, se encuentra en el rango desde los 3000ft y 15000 ft de profundidad, el tipo de kerógeno es de tipo II y la porosidad está entre 3% a 14%. La Luna está comprendida en tres miembros, La salada, Pujamana y Galembo<sup>13</sup>. La cantidad de TOC está en el rango de 3% al 12% y el espesor es de 150 m para La Salada, que se compone de lutitas calcáreas duras, negras y de capas finas y delgadas laminadas con intercalaciones delgadas de caliza de grano fino. Pujamana contiene menor cantidad de TOC y se compone de shale con capas delgadas y calcáreas. Galembo cuenta con un espesor de 220 m con un TOC entre 1% al 4% y también se compone de capas delgadas de shale calcárea y con intercalaciones arcillosas (Torres, 2012) y (Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2005).

Figura 16. Áreas prospectivas para la exploración de shale gas y shale oil en la cuenca del Valle Medio del Magdalena.



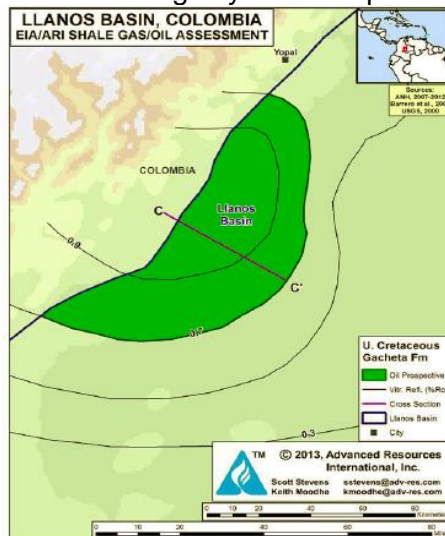
Fuente. ARI 2013.

Las formaciones Tablazo y Rosablanca tienen aproximadamente entre 480 a 920 ft de espesor con una alta cantidad de TOC de 2% a 8% y la refractancia a la vitrinita está comprendida entre 0.6% a 1.2%.

### 1.6.3.2 FORMACIÓN GACHETA, CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES

La cuenca de los Llanos Orientales se encuentra localizada al oriente de Colombia y recientemente ha sido el enfoque para la exploración de los yacimientos no convencionales como son el shale gas y el shale oil. La formación Gachetá es la roca fuente para esta cuenca y es equivalente a la formación La Luna y se extiende a una profundidad mayor de los 15000 ft de profundidad y su eje central de shale está comprendido entre 4000 ft y 10000 ft. La roca cuenta con un TOC equivalente a 1% a 3% con kerógeno tipo II y III; la madurez térmica está en el rango de la ventana de petróleo y gas húmedo con la refractancia a la vitrinita ( $R_o$ ) de 0.3% a 1.1%, con respecto al valor promedio de la porosidad, se asume un valor del 7% correlacionado con los datos de la formación La Luna en el Valle Medio del Magdalena y cuenta con un gradiente de presión de 0.5 psi/ft (Colombia, Nexen Energy, 2012).

Figura 17. Área prospectiva de shale gas y shale oil para la cuenca de los Llanos.

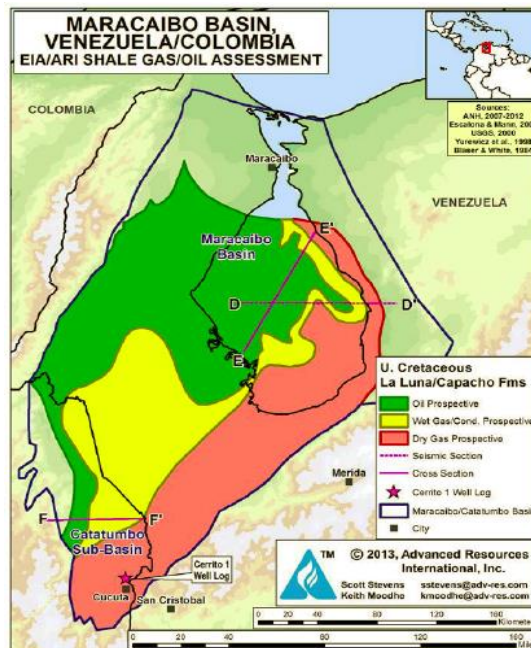


Fuente. U.S. Energy Information Administration, Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources, 2013. Página 220.

### 1.6.3.3 FORMACIÓN CAPACHO, CUENCA DEL CATATUMBO

La cuenca del Catatumbo se extiende hacia el occidente de Venezuela y el oriente de Colombia, esta cuenca contiene una secuencia rica en materia orgánica con ambiente de depositación marina y edad geológica del Cretáceo, donde su principal roca fuente se encuentra en la Luna y Capacho; esta última formación es una unidad distinta de la suprayacente La Luna, aunque su porción superior es bastante similar. En la cuenca de Maracaibo la Formación Capacho consiste en lutitas negras y calizas de color gris oscuro y es mucho más gruesa que la de La Luna, que van desde 590 a casi 1.400 metros de espesor total. La profundidad de la formación Capacho oscila entre 6.500 pies a 8.500 pies en la cuenca del Catatumbo, la cantidad de TOC es de aproximadamente 1,5% y el kerógeno es de tipo II y III; así mismo la refractancia a la vitrinita oscila entre 0.96% en el norte de Río de Oro, así como el Ro está entre 1.22 a 1.24% en muestras de pozo del sudeste (U.S. Energy Information Administration E. , Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources , 2013).

Figura 18. Área prospectiva para la exploración del shale gas y shale oil en la cuenca del Catatumbo.



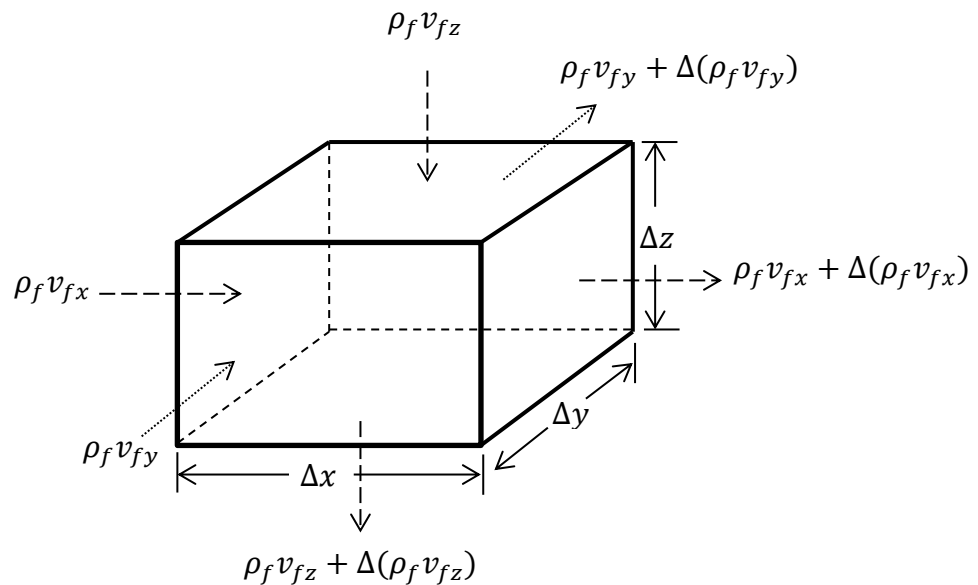
Fuente. ARI 2013

## 2. ECUACIONES QUE GOBIERNAN EL FLUJO DE FLUIDOS Y LA GEOMECÁNICA

### 2.1 MODELO DE FLUJO DE FLUIDOS

Una ecuación fundamental de flujo está representada por la ecuación de conservación de masa, una ecuación de estado y una ecuación de flujo. La forma que toma la ecuación depende de la geometría del flujo, la naturaleza del fluido en movimiento, el número de fases en el fluido y el tipo de fluido.

#### 2.1.1 CONSERVACIÓN DE LA MASA DEL FLUIDO



La velocidad volumétrica de flujo en coordenadas cartesianas, está definida de la siguiente manera, postulado por el profesor de la Universidad Nacional de Colombia Gildardo Osorio en el Libro Simulación Numérica de Yacimientos.

$$v_f = \frac{\text{Volumen del fluido}}{\text{Área transversal} * \text{tiempo}} \quad \text{Ec. 18}$$

$$v_f = \frac{V_f}{\phi A_T \Delta t} \quad \text{Ec. 19}$$

$$V_f = v_f \phi A_T \Delta t \quad \text{Ec. 20}$$

Donde,

$A_T$  = Área perpendicular al flujo

$V_T$  = Volumen del fluido

$v_T$  = Velocidad del fluido

El flujo másico, definido como el flujo de masa por unidad de tiempo por unidad de área, está dado por:

$$m_f = V_f \rho_f \quad \text{Ec. 21}$$

Reemplazando en la ecuación anterior, el volumen del fluido definido en la ecuación 20 se obtiene:

$$m_f = \phi v_f A_T \Delta t \rho_f \quad \text{Ec. 22}$$

Al efectuar el balance de masa dentro del elemento infinitesimal durante un intervalo de tiempo  $\Delta_t$ , se tiene:

$$[\text{Cantidad de masa que entra}]_{\Delta_t} - [\text{Cantidad de masa que sale}]_{\Delta_t} \pm [\text{Cantidad de masa que entra o sale de fuentes o sumideros}]_{\Delta_t} = [\text{Acumulación (+) o agotamiento (-)}]_{\Delta_t}$$

De la formulación para el balance de masa, la cantidad de masa que entra y sale al elemento durante un tiempo  $\Delta_t$  es:

$$[Cantidad\ de\ masa\ que\ entra]_{\Delta_t} = \Delta_y \Delta_z \Delta_t \phi v_{fx} \rho_f + \Delta_x \Delta_z \Delta_t \phi v_{fy} \rho_f + \Delta_x \Delta_y \Delta_t \phi v_{fz} \rho_f \quad Ec. 23$$

$$[Cantidad\ de\ masa\ que\ sale]_{\Delta_t} = \Delta_y \Delta_z \Delta_t [\phi v_{fx} \rho_f + \Delta(\phi v_{fx} \rho_f)] + \Delta_x \Delta_z \Delta_t [\phi v_{fy} \rho_f + \Delta(\phi v_{fy} \rho_f)] + \Delta_x \Delta_y \Delta_t [\phi v_{fz} \rho_f + \Delta(\phi v_{fz} \rho_f)] \quad Ec. 24$$

Teniendo en cuenta, que por definición,

$$\tilde{q}_f = \frac{[Cantidad\ de\ masa\ que\ entra\ o\ sale\ de\ fuentes\ o\ sumideros]_{\Delta_t}}{V_T \Delta_t} \quad Ec. 25$$

Por lo tanto, la cantidad de masa que entra o sale de la fuente o sumidero, por unidad de volumen del yacimiento por unidad de tiempo, está dada por la siguiente expresión:

$$[Cantidad\ de\ masa\ que\ entra\ o\ sale\ de\ fuentes\ o\ sumideros]_{\Delta_t} = \pm \tilde{q}_f V_T \Delta_t \quad Ec. 26$$

La acumulación o agotamiento de masa durante el intervalo de tiempo  $\Delta_t$ , es:

$$[Acumulación\ (+)\ o\ agotamiento\ (-)]_{\Delta_t} = [\phi V_T \rho_f]_{t+\Delta_t} - [\phi V_T \rho_f]_t \quad Ec. 27$$

Al sustituir las ecuaciones 23, 24, 26 y 27 en la expresión de balance de masa, se obtiene:

$$[Cantidad\ de\ masa\ que\ entra]_{\Delta_t} - [Cantidad\ de\ masa\ que\ sale]_{\Delta_t} \pm [Cantidad\ de\ masa\ que\ entra\ o\ sale\ de\ fuentes\ o\ sumideros]_{\Delta_t} = [Acumulación\ (+)\ o\ agotamiento\ (-)]_{\Delta_t}$$

$$\begin{aligned}
& [\Delta_y \Delta_z \Delta_t \phi v_{fx} \rho_f + \Delta_x \Delta_z \Delta_t \phi v_{fy} \rho_f + \Delta_x \Delta_y \Delta_t \phi v_{fz} \rho_f] \\
& - \{ \Delta_y \Delta_z \Delta_t [\phi v_{fx} \rho_f + \Delta(\phi v_{fx} \rho_f)] + \Delta_x \Delta_z \Delta_t [\phi v_{fy} \rho_f + \Delta(\phi v_{fy} \rho_f)] \\
& + \Delta_x \Delta_y \Delta_t [\phi v_{fz} \rho_f + \Delta(\phi v_{fz} \rho_f)] \} \pm \tilde{q}_f V_T \Delta_t = [\phi V_T \rho_f]_{t+\Delta_t} + [\phi V_T \rho_f]_t
\end{aligned} \tag{Ec. 28}$$

Dividiendo la expresión anterior en  $\Delta_x \Delta_y \Delta_z \Delta_t$ , se obtiene lo siguiente:

$$\begin{aligned}
& \frac{\phi v_{fx} \rho_f + \Delta(\phi v_{fx} \rho_f) - \phi v_{fx} \rho_f}{\Delta_x} + \frac{\phi v_{fy} \rho_f + \Delta(\phi v_{fy} \rho_f) - \phi v_{fy} \rho_f}{\Delta_y} + \frac{\phi v_{fz} \rho_f + \Delta(\phi v_{fz} \rho_f) - \phi v_{fz} \rho_f}{\Delta_z} \\
& = - \frac{[(\phi V_T \rho_f)_{t+\Delta_t} - (\phi V_T \rho_f)_t]}{\Delta_x \Delta_y \Delta_z \Delta_t} + \frac{\tilde{q}_f V_T \Delta_t}{\Delta_x \Delta_y \Delta_z \Delta_t}
\end{aligned} \tag{Ec. 29}$$

Simplificando la ecuación 29 y aplicando la definición de límites cuando los incrementos infinitesimales tienden a cero, se tiene:

$$\frac{\partial}{\partial x} (\phi v_{fx} \rho_f) + \frac{\partial}{\partial y} (\phi v_{fy} \rho_f) + \frac{\partial}{\partial z} (\phi v_{fz} \rho_f) = - \frac{\partial}{\partial t} (\phi V_T \rho_f) \frac{1}{V_T} + \tilde{q}_f \tag{Ec. 30}$$

La expresión anterior corresponde a la ecuación de conservación de masa para el flujo de fluidos y también se puede expresar así:

$$-\nabla(\phi v_f \rho_f) = \frac{1}{V_T} \frac{\partial}{\partial t} (\phi V_T \rho_f) + \tilde{q}_f \tag{Ec. 31}$$

Los términos  $\phi$  y  $v_f$  hacen referencia a la velocidad del flujo volumétrico total que relaciona la porosidad, es decir, velocidad de la ley de Darcy, que a su vez también relaciona la tasa de flujo laminar con el gradiente de presión a través de un medio poroso.

$$\phi v_f = \vec{u}_f = - \frac{k}{\mu} A_T \vec{\nabla} p \tag{Ec. 32}$$

Donde,

$k$ = Permeabilidad de la roca

$\mu$ = Viscosidad del fluido

$\vec{\nabla}p$ = Gradiente de presión

Adicionalmente, se debe tener en cuenta que si  $\tilde{q}_f > 0$  indica pozos productores y  $\tilde{q}_f < 0$  indica pozos inyectores.

### 2.1.2 CONSERVACIÓN DE MASA DEL SÓLIDO

Nuevamente se repite el procedimiento realizado en las páginas anteriores para determinar la ecuación de conservación de masa para el sólido

$$v_s = \frac{\text{Volumen del sólido}}{\text{Área transversal} * \text{tiempo}} \quad \text{Ec. 33}$$

$$v_s = \frac{V_s}{(A_T - A_p)\Delta t} \quad \text{Ec. 34}$$

$$v_s = \frac{V_s}{A_T(1 - \frac{A_p}{A_T})\Delta t} \quad \text{Ec. 35}$$

$$v_s = \frac{V_s}{A_T(1 - \phi)\Delta t} \quad \text{Ec. 36}$$

$$V_s = v_s(1 - \phi)A_T\Delta t \quad \text{Ec. 37}$$

Donde,

$v_s$  = Velocidad del sólido

$A_p$  = Área porosa

$V_s$  = Volumen de sólido

$A_T$  = Área transversal

La masa del sólido se define de la siguiente forma:

$$m_s = \rho_s V_s \quad \text{Ec. 38}$$

Donde,

$m_s$  = Masa de la roca sólida

$\rho_s$  = Densidad del grano determinada con respecto al volumen del sólido no al volumen total de la roca.

De esta forma, se determina la masa del sólido combinando las ecuaciones 37 y 38.

$$m_s = \rho_s (v_s (1 - \phi) A_T \Delta t) \quad \text{Ec. 39}$$

Una vez obtenida la masa del sólido, se procede a realizar el balance de masa dentro del elemento infinitesimal durante un intervalo de tiempo  $\Delta t$ :

$$[Cantidad\ de\ masa\ que\ entra]_{\Delta t} - [Cantidad\ de\ masa\ que\ sale]_{\Delta t} \pm [Cantidad\ de\ masa\ que\ entra\ o\ sale\ de\ fuentes\ o\ sumideros]_{\Delta t} = [Acumulaci3n\ (+)\ o\ agotamiento\ (-)]_{\Delta t}$$

De la formulaci3n para el balance de masa, la cantidad de masa que entra y sale al elemento durante un tiempo  $\Delta t$  es:

$$[Cantidad\ de\ masa\ que\ entra]_{\Delta_t} = \Delta_y \Delta_z \Delta_t (1 - \emptyset) v_{sx} \rho_s + \Delta_x \Delta_z \Delta_t (1 - \emptyset) v_{sy} \rho_s + \Delta_x \Delta_y \Delta_t (1 - \emptyset) v_{sz} \rho_s \quad Ec. 40$$

$$[Cantidad\ de\ masa\ que\ sale]_{\Delta_t} = \Delta_y \Delta_z \Delta_t \{(1 - \emptyset) v_{sx} \rho_s + \Delta[(1 - \emptyset) v_{fx} \rho_f]\} + \Delta_x \Delta_z \Delta_t \{(1 - \emptyset) v_{sy} \rho_s + \Delta[(1 - \emptyset) v_{sy} \rho_s]\} \\ + \Delta_x \Delta_y \Delta_t \{(1 - \emptyset) v_{sz} \rho_s + \Delta[(1 - \emptyset) v_{sz} \rho_s]\} \quad Ec. 41$$

La cantidad de masa que entra o sale de la fuente o sumidero, por unidad de volumen del yacimiento por unidad de tiempo, está dada por la siguiente expresión:

$$[Cantidad\ de\ masa\ que\ entra\ o\ sale\ de\ fuentes\ o\ sumideros]_{\Delta_t} = \pm \tilde{q}_s V_T \Delta_t \quad Ec. 42$$

La acumulación o agotamiento de masa del sólido durante el intervalo de tiempo  $\Delta_t$ , está dada por:

$$[Acumulación\ (+)\ o\ agotamiento\ (-)]_{\Delta_t} = [(1 - \emptyset) V_T \rho_s]_{t+\Delta_t} - [(1 - \emptyset) V_T \rho_s]_t \quad Ec. 43$$

Al sustituir las ecuaciones 40, 41, 42 y 43 en la expresión de balance de masa, se obtiene:

$$[Cantidad\ de\ masa\ que\ entra]_{\Delta_t} - [Cantidad\ de\ masa\ que\ sale]_{\Delta_t} \pm [Cantidad\ de\ masa\ que\ entra\ o\ sale\ de\ fuentes\ o\ sumideros]_{\Delta_t} = [Acumulación\ (+)\ o\ agotamiento\ (-)]_{\Delta_t} \\ [\Delta_y \Delta_z \Delta_t (1 - \emptyset) v_{sx} \rho_s + \Delta_x \Delta_z \Delta_t (1 - \emptyset) v_{sy} \rho_s + \Delta_x \Delta_y \Delta_t (1 - \emptyset) v_{sz} \rho_s] \\ - \{ \Delta_y \Delta_z \Delta_t [(1 - \emptyset) v_{sx} \rho_s + \Delta((1 - \emptyset) v_{sx} \rho_s)] + \Delta_x \Delta_z \Delta_t [(1 - \emptyset) v_{sy} \rho_s + \Delta((1 - \emptyset) v_{sy} \rho_s)] \\ + \Delta_x \Delta_y \Delta_t [(1 - \emptyset) v_{sz} \rho_s + \Delta((1 - \emptyset) v_{sz} \rho_s)] \} \pm \tilde{q}_f V_T \Delta_t \\ = [(1 - \emptyset) V_T \rho_s]_{t+\Delta_t} + [(1 - \emptyset) V_T \rho_s]_t \quad Ec. 44$$

Dividiendo la expresión anterior en  $\Delta_x \Delta_y \Delta_z \Delta_t$  y aplicando la definición de límites cuando los incrementos infinitesimales tienden a cero, se obtiene la ecuación de conservación de masa para el sólido.

$$\frac{\partial}{\partial x} [(1 - \phi)v_{sx}\rho_s] + \frac{\partial}{\partial y} [(1 - \phi)v_{sy}\rho_s] + \frac{\partial}{\partial z} [(1 - \phi)v_{sz}\rho_s] = -\frac{\partial}{\partial t} [(1 - \phi)V_T\rho_s] \frac{1}{V_T} + \tilde{q}_s \quad Ec. 45$$

La expresión anterior también se puede expresar de la siguiente forma:

$$-\nabla[(1 - \phi)v_s\rho_s] = \frac{1}{V_T} \frac{\partial}{\partial t} [(1 - \phi)V_T\rho_s] + \tilde{q}_s \quad Ec. 46$$

La ecuación de flujo de fluidos en el medio porosos contempla entre otras, la ley de Darcy y la ecuación de estado para el tipo de fluido a modelar.

### 2.1.3 LEY DE DARCY

La velocidad del flujo debe ser expresado con respecto a la velocidad del sólido.

Por lo tanto, la velocidad real del fluido es:

$$v_{rf} = v_f - v_s = \frac{q}{\phi A_T} \quad Ec. 47$$

Aplicando la ley de Darcy, definida en la ecuación 32 a la expresión anterior, se tiene:

$$\phi v_f = \vec{u}_f = -\frac{k}{\mu} A_T \vec{\nabla} p$$

$$v_{rf} = -\frac{k}{\phi\mu} \vec{\nabla} p \quad \text{Ec. 48}$$

Expresado de otra forma, se obtiene:

$$\phi(v_f - v_s) = -\frac{k}{\mu} \vec{\nabla} p \quad \text{Ec. 49}$$

$$\phi v_f = \phi v_s - \frac{k}{\mu} \vec{\nabla} p \quad \text{Ec. 50}$$

#### 2.1.4 ECUACIÓN DE ESTADO

Una ecuación de estado describe la relación que existe entre la presión, el volumen y la temperatura de una sustancia. Para la ingeniería, los yacimientos se modelan según el tipo de fluido que puede ser compresible si es un gas, levemente compresible para el petróleo e incompresible para el agua.

La siguiente expresión hace referencia a la compresibilidad del fluido sin inferir el tipo de fluido.

$$C_f = \frac{1}{\rho} \frac{\partial \rho}{\partial p} \quad \text{Ec. 51}$$

A continuación, se procede a incorporar las ecuaciones de balance de masa del fluido y del sólido, la ley de Darcy y la ecuación de estado.

Ecuación de balance de masa del fluido, definida en la ecuación 31 como:

$$-\vec{\nabla}(\phi v_f \rho_f) = \frac{1}{V_T} \frac{\partial}{\partial t} (\phi V_T \rho_f) + \tilde{q}_f$$

Primero, se incorpora la ley de Darcy de la ecuación 32 a la ecuación de balance de masa del fluido.

$$-\vec{\nabla} \left( \phi v_s \rho_f - \frac{\rho_f k}{\mu} \vec{\nabla} p \right) = \frac{1}{V_T} \frac{\partial}{\partial t} (\phi V_T \rho_f) + \tilde{q}_f \quad \text{Ec. 52}$$

Despejando el primer término del lado izquierdo, se tiene:

$$\vec{\nabla} \left( \frac{\rho_f k}{\mu} \vec{\nabla} p \right) = \vec{\nabla}(\phi v_s \rho_f) + \frac{1}{V_T} \frac{\partial}{\partial t} (\phi V_T \rho_f) + \tilde{q}_f \quad \text{Ec. 53}$$

Otra forma, de escribirla sería:

$$\vec{\nabla} \left( \frac{\rho_f k}{\mu} \vec{\nabla} p \right) = \vec{\nabla}(\phi \rho_f) v_s + \phi \rho_f \vec{\nabla} v_s + \frac{1}{V_T} \frac{\partial}{\partial t} (\phi V_T \rho_f) + \tilde{q}_f \quad \text{Ec. 54}$$

La expresión  $\vec{\nabla}(\phi \rho_f) v_s$ , es despreciable con respecto a los otros términos de la ecuación.

$$\vec{\nabla} \left( \frac{\rho_f k}{\mu} \vec{\nabla} p \right) = \phi \rho_f \vec{\nabla} v_s + \frac{1}{V_T} \frac{\partial}{\partial t} (\phi V_T \rho_f) + \tilde{q}_f \quad \text{Ec. 55}$$

Así mismo puede ser escrita de la siguiente manera:

$$\vec{\nabla} \left( \frac{\rho_f k}{\mu} \vec{\nabla} p \right) = \phi \rho_f \vec{\nabla} v_s + \frac{\rho_f}{V_T} \frac{\partial}{\partial t} (\phi V_T) + \tilde{q}_f \quad \text{Ec. 56}$$

$$\vec{\nabla} \left( \frac{\rho_f k}{\mu} \vec{\nabla} p \right) = \phi \rho_f \vec{\nabla} v_s + \frac{\rho_f}{V_T} \frac{\partial}{\partial t} (\phi V_T) + \phi \frac{\partial}{\partial t} (\rho_f) + \tilde{q}_f \quad \text{Ec. 57}$$

$$\vec{\nabla} \left( \frac{\rho_f k}{\mu} \vec{\nabla} p \right) = \phi \rho_f \vec{\nabla} v_s + \phi \rho_f \left[ \frac{1}{V_T} \frac{\partial V_T}{\partial t} + \frac{1}{\rho_f} \frac{\partial \rho_f}{\partial t} \right] + \tilde{q}_f \quad \text{Ec. 58}$$

La ecuación 58, representa el balance de masa para el fluido con inclusión de la ley de Darcy.

Luego, se le aplica la ley de Darcy a la ecuación de balance de masa del sólido, que es representada por la ecuación 46, descrita anteriormente como:

$$-\vec{\nabla}[(1 - \phi)v_s \rho_s] = \frac{1}{V_T} \frac{\partial}{\partial t} [(1 - \phi)V_T \rho_s] + \tilde{q}_s$$

$$-\vec{\nabla}\{(1 - \phi)v_s \rho_s - [\rho_s(1 - \phi)\vec{\nabla} v_s]\} = \frac{1}{V_T} \frac{\partial}{\partial t} [(1 - \phi)V_T \rho_s] + \tilde{q}_s \quad \text{Ec. 59}$$

Asumiendo que el término  $\vec{\nabla}(1 - \phi)v_s \rho_s$  es despreciable con respecto a los demás términos de la ecuación, se obtiene:

$$\vec{\nabla} v_s = \frac{1}{\rho_s(1 - \phi)} \frac{1}{V_T} \frac{\partial}{\partial t} [(1 - \phi)V_T \rho_s] + \frac{\tilde{q}_s}{\rho_s(1 - \phi)} \quad \text{Ec. 60}$$

Aplicando los conceptos de derivada de una función y simplificando los términos de la ecuación, se obtiene como resultado:

$$\vec{\nabla} v_s = \frac{\tilde{q}_s}{\rho_s(1 - \phi)} \quad \text{Ec. 61}$$

El siguiente paso es adicionarle a la ecuación 58, la ecuación de compresibilidad del fluido definida en la ecuación 51 descrita como:

$$C_f = \frac{1}{\rho_f} \frac{\partial \rho}{\partial p}$$

$$C_f \frac{\partial p}{\partial t} = \frac{1}{\rho_f} \frac{\partial \rho}{\partial t} \quad \text{Ec. 62}$$

$$\vec{\nabla} \left( \frac{\rho_f k}{\mu} \vec{\nabla} p \right) = \frac{\phi \rho_f \tilde{q}_s}{\rho_s (1 - \phi)} + \phi \rho_f \left[ \frac{1}{V_p} \frac{\partial V_p}{\partial t} + C_f \frac{\partial p}{\partial t} \right] \quad \text{Ec. 63}$$

La ecuación 63 representa el modelo de flujo de fluidos, donde el segundo término del lado derecho de la ecuación representa la variación del volumen poroso con respecto al tiempo.

De la misma forma, se puede representar la ecuación de flujo de fluidos en el medio poroso en función de los esfuerzos efectivos y la presión de poro.

$$V_p = f(\sigma_m, P_p) \quad \text{Ec. 64}$$

Donde,

$\sigma_m$  = Esfuerzo medio normal

Para las ecuaciones, los esfuerzos compresivos son positivos y los esfuerzos por tensión son negativos.

De tal manera que se puede expresar de la siguiente forma:

$$\frac{dV_p}{dt} = \left( \frac{\partial V_p}{\partial p} \right)_{\sigma_m} \frac{dp}{dt} + \left( \frac{\partial V_p}{\partial \sigma_m} \right)_p \frac{d\sigma_m}{dt} \quad \text{Ec. 65}$$

$$\frac{1}{V_p} \frac{dV_p}{dt} = \frac{1}{V_p} \left( \frac{\partial V_p}{\partial p} \right)_{\sigma_m} \frac{dp}{dt} + \frac{1}{V_p} \left( \frac{\partial V_p}{\partial \sigma_m} \right)_p \frac{d\sigma_m}{dt} \quad \text{Ec. 66}$$

Definición de la compresibilidad de la roca por la presión de poro y el esfuerzo medio normal.

$$C_{pp} = -\frac{1}{V_p} \left( \frac{\partial V_p}{\partial p} \right)_{\sigma_m} \quad \text{Ec. 67}$$

$$C_{\sigma_m} = -\frac{1}{V_p} \left( \frac{\partial V_p}{\partial \sigma_m} \right)_p \quad \text{Ec. 68}$$

Sustituyendo las ecuaciones 67 y 68 en la ecuación 66, se obtiene:

$$\frac{1}{V_p} \frac{dV_p}{dt} = C_{pp} \frac{dp}{dt} - C_{\sigma_m} \frac{d\sigma_m}{dt} \quad \text{Ec. 69}$$

Donde,  $C_{pp} = C_{\sigma_m} - C_r$ , se reescribe la ecuación anterior como:

$$\frac{1}{V_p} \frac{dV_p}{dt} = (C_{\sigma_m} - C_r) \frac{dp}{dt} - C_{\sigma_m} \frac{d\sigma_m}{dt} \quad \text{Ec. 70}$$

La ecuación 70 se reemplaza en la ecuación 55 para representar el modelo de flujo de fluidos con la variación de las compresibilidades del medio poroso y del volumen poroso que está en función del estado de esfuerzos y de la presión de poro.

$$\vec{\nabla} \left( \frac{\rho_f k}{\mu} \vec{\nabla} p \right) = \frac{\phi \rho_f \tilde{q}_s}{\rho_s (1 - \phi)} + \phi \rho_f \left[ (C_{\sigma_m} + C_f - C_r) \frac{\partial p}{\partial t} - C_{\sigma_m} \frac{d\sigma_m}{dt} \right] \quad Ec.71$$

La ecuación es válida para todo tipo de fluido.

## 2.2 MODELO GEOMECÁNICO

El modelo geomecánico, describe la deformación de la roca del yacimiento durante un tiempo determinado cuando se le encuentra sometida a un estado de esfuerzo, que puede variar debido a la producción o inyección de los fluidos, causando un cambio en el volumen de la roca.

### 2.2.1 ECUACIONES DE EQUILIBRIO DE ESFUERZOS

Para una función continua y diferenciable de x, y y z, se tiene:

$$f(x + \Delta x) \cong f(x) + \frac{\partial f}{\partial x} \Delta x \quad Ec.72$$

Se realiza el balance de fuerzas en la dirección x, y, y z y se le adiciona la fuerza de la gravedad que actúa sobre el elemento.

$$\begin{aligned} \left( \sigma_x + \frac{\partial \sigma_x}{\partial x} \Delta x \right) \Delta y \Delta z - \sigma_x \Delta y \Delta z + \left( \tau_{zx} + \frac{\partial \tau_{zx}}{\partial z} \Delta z \right) \Delta x \Delta y - \tau_{zy} \Delta x \Delta y + \left( \tau_{yz} + \frac{\partial \tau_{yz}}{\partial y} \Delta y \right) \Delta x \Delta z \\ - \tau_{yz} \Delta x \Delta z + \rho g_x \Delta x \Delta y \Delta z = 0 \end{aligned} \quad Ec.73$$

Al simplificar la expresión, resulta del balance de fuerzas en la dirección x:

$$\frac{\partial \sigma_x}{\partial x} + \frac{\partial \tau_{yx}}{\partial y} + \frac{\partial \tau_{zx}}{\partial z} + \rho g_x = 0 \quad Ec.74$$

De la misma forma, se realiza el balance de fuerzas en la dirección y y z.

$$\frac{\partial \tau_{xy}}{\partial x} + \frac{\partial \sigma_y}{\partial y} + \frac{\partial \tau_{yz}}{\partial z} + \rho g_y = 0 \quad \text{Ec. 75}$$

$$\frac{\partial \tau_{xz}}{\partial x} + \frac{\partial \tau_{yz}}{\partial y} + \frac{\partial \sigma_z}{\partial z} + \rho g_z = 0 \quad \text{Ec. 76}$$

Expresando las ecuaciones anteriores a un tiempo t, se obtiene:

$$\frac{\partial (\sigma_{xx})_t}{\partial x} + \frac{\partial (\tau_{yx})_t}{\partial y} + \frac{\partial (\tau_{zx})_t}{\partial z} + \rho g_x = 0 \quad \text{Ec. 77}$$

$$\frac{\partial (\tau_{yx})_t}{\partial x} + \frac{\partial (\sigma_{yy})_t}{\partial y} + \frac{\partial (\tau_{yz})_t}{\partial z} + \rho g_y = 0 \quad \text{Ec. 78}$$

$$\frac{\partial (\tau_{zx})_t}{\partial x} + \frac{\partial (\tau_{zy})_t}{\partial y} + \frac{\partial (\sigma_{zz})_t}{\partial z} + \rho g_z = 0 \quad \text{Ec. 79}$$

Nuevamente, las ecuaciones desde la 74 hasta la 76, se reescriben a un tiempo t+dt para que exista el equilibrio.

$$\frac{\partial (\sigma_{xx})_{t+dt}}{\partial x} + \frac{\partial (\tau_{yx})_{t+dt}}{\partial y} + \frac{\partial (\tau_{zx})_{t+dt}}{\partial z} + \rho g_x = 0 \quad \text{Ec. 80}$$

$$\frac{\partial (\tau_{yx})_{t+dt}}{\partial x} + \frac{\partial (\sigma_{yy})_{t+dt}}{\partial y} + \frac{\partial (\tau_{yz})_{t+dt}}{\partial z} + \rho g_y = 0 \quad \text{Ec. 81}$$

$$\frac{\partial (\tau_{zx})_{t+dt}}{\partial x} + \frac{\partial (\tau_{zy})_{t+dt}}{\partial y} + \frac{\partial (\sigma_{zz})_{t+dt}}{\partial z} + \rho g_z = 0 \quad \text{Ec. 82}$$

La diferencia de las ecuaciones 77, 78 y 79 con las ecuaciones 80, 81 y 82, resulta:

$$\frac{\partial \Delta \sigma_{xx}}{\partial x} + \frac{\partial \Delta \tau_{xy}}{\partial y} + \frac{\partial \Delta \tau_{xz}}{\partial z} + \rho g_x = 0 \quad \text{Ec. 83}$$

$$\frac{\partial \Delta \tau_{yx}}{\partial x} + \frac{\partial \Delta \sigma_{yy}}{\partial y} + \frac{\partial \Delta \tau_{yz}}{\partial z} + \rho g_y = 0 \quad \text{Ec. 84}$$

$$\frac{\partial \Delta \tau_{zx}}{\partial x} + \frac{\partial \Delta \tau_{zy}}{\partial y} + \frac{\partial \Delta \sigma_{zz}}{\partial z} + \rho g_z = 0 \quad \text{Ec. 85}$$

Las anteriores ecuaciones representan el incremento del esfuerzo con el tiempo.

## 2.2.2 ECUACIONES DE DEFORMACIÓN – DESPLAZAMIENTO

En este segmento se mostrarán las ecuaciones de deformación y de desplazamiento por el cambio de la forma de la roca al ser sometida a un estado de esfuerzos.

$$(\varepsilon_{xx})_t = \left( \frac{\partial u_x}{\partial x} \right)_t \quad \text{Ec. 86}$$

$$(\varepsilon_{yy})_t = \left( \frac{\partial u_y}{\partial y} \right)_t \quad \text{Ec. 87}$$

$$(\varepsilon_{zz})_t = \left( \frac{\partial u_z}{\partial z} \right)_t \quad \text{Ec. 88}$$

$$(\varepsilon_{xy})_t = \frac{1}{2} \left( \frac{\partial u_x}{\partial y} + \frac{\partial u_y}{\partial x} \right)_t \quad \text{Ec. 89}$$

$$(\varepsilon_{xz})_t = \frac{1}{2} \left( \frac{\partial u_z}{\partial y} + \frac{\partial u_y}{\partial z} \right)_t \quad \text{Ec. 90}$$

$$(\varepsilon_{yz})_t = \frac{1}{2} \left( \frac{\partial u_y}{\partial z} + \frac{\partial u_z}{\partial y} \right)_t \quad \text{Ec. 91}$$

El incremento en la deformación al pasar de  $t$  a  $t+dt$ , se obtienen las siguientes expresiones matemáticas:

$$\varepsilon_{xx} = \frac{\partial \Delta u_x}{\partial x} \quad \text{Ec. 92}$$

$$\varepsilon_{yy} = \frac{\partial \Delta u_y}{\partial y} \quad \text{Ec. 93}$$

$$\varepsilon_{zz} = \frac{\partial \Delta u_z}{\partial z} \quad \text{Ec. 94}$$

$$\Delta \varepsilon_{xy} = \frac{1}{2} \left( \frac{\partial \Delta u_x}{\partial y} + \frac{\partial \Delta u_y}{\partial x} \right) \quad \text{Ec. 95}$$

$$\Delta \varepsilon_{xz} = \frac{1}{2} \left( \frac{\partial \Delta u_z}{\partial y} + \frac{\partial \Delta u_y}{\partial z} \right) \quad \text{Ec. 96}$$

$$\Delta \varepsilon_{yz} = \frac{1}{2} \left( \frac{\partial \Delta u_y}{\partial z} + \frac{\partial \Delta u_z}{\partial y} \right) \quad \text{Ec. 97}$$

Las ecuaciones anteriores se pueden resumir por medio de la siguiente expresión:

$$\Delta \varepsilon_{i,j} = \frac{1}{2} \left( \frac{\partial \Delta u_i}{\partial x_j} + \frac{\partial \Delta u_j}{\partial x_i} \right) \quad \text{Ec. 98}$$

Donde,  $\Delta$  indica el incremento del tiempo  $\varepsilon_{i,j}$  hace referencia al desplazamiento en las direcciones  $i, j, z$  y  $u$  es el desplazamiento en la dirección  $x, y, z$ .

### 2.2.3 MODELO ESFUERZO - DEFORMACIÓN

La deformación del medio poroso estará determinada por el esfuerzo efectivo que varía sobre la roca.

$$\nabla[G\nabla(u_x)] + \nabla\left[G\frac{\partial(u_x)}{\partial x}\right] + \frac{\partial[\lambda\nabla(\Delta u)]}{\partial x} + \frac{\partial(\alpha\Delta p)}{\partial x} = 0 \quad Ec. 99$$

$$\nabla[G\nabla(u_y)] + \nabla\left[G\frac{\partial(u_y)}{\partial y}\right] + \frac{\partial[\lambda\nabla(\Delta u)]}{\partial y} + \frac{\partial(\alpha\Delta p)}{\partial y} = 0 \quad Ec. 100$$

$$\nabla[G\nabla(u_z)] + \nabla\left[G\frac{\partial(u_z)}{\partial z}\right] + \frac{\partial[\lambda\nabla(\Delta u)]}{\partial z} + \frac{\partial(\alpha\Delta p)}{\partial z} = 0 \quad Ec. 101$$

Donde,

$G, \lambda$  y  $\alpha$  son propiedades mecánicas de la roca, que varían con el esfuerzo efectivo.

### **3. DESARROLLO DE LOS MODELOS DE FLUJO DE FLUIDOS Y GEOMECÁNICO**

Los yacimientos naturalmente fracturados como los shales, requieren de un proceso especial para el modelado tanto del flujo de fluidos como geomecánico, ya que la roca puede experimentar cambios termodinámicos entre la matriz y fracturas naturales debido a las variaciones en la presión debido a la producción de los fluidos. El cambio termodinámico se propaga rápidamente en la fractura y lentamente en la matriz, por lo tanto el tiempo de respuesta es diferente para los dos ocasionando una diferencia en presiones entre la matriz y la fractura.

Barenblatt et al. (1960) desarrollaron un modelo conceptual de doble porosidad para el flujo en rocas fracturadas. Para este modelo una roca fracturada es particionada en una porosidad primaria o matriz continua, el cual representa la estructura intergranular de la roca con pequeños poros interconectados y una porosidad secundaria o fractura continua. La fractura natural y la matriz interactúan localmente a través de funciones para la transferencia del fluido, ya que el flujo total sólo ocurre a través de la fractura hacia el pozo.

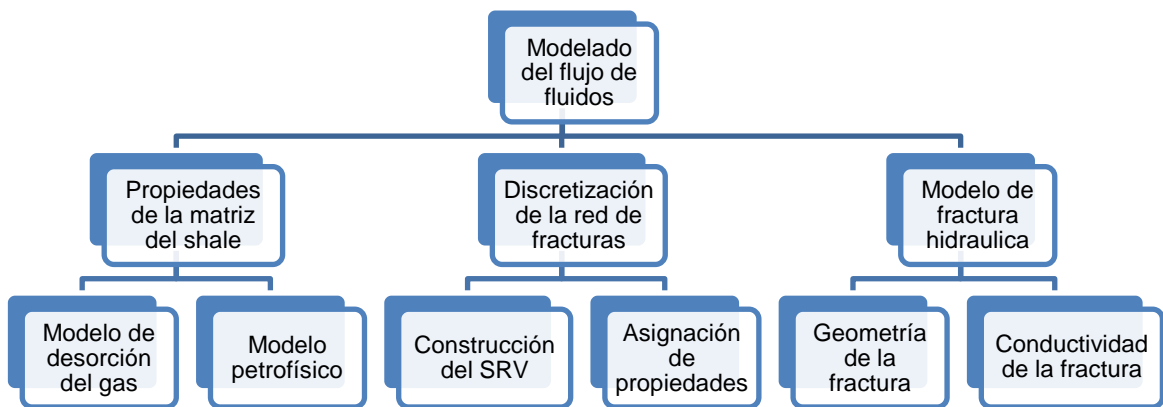
Kazemi et al. (1976) fueron los primeros en incorporar el modelo de doble porosidad a un simulador numérico, donde la simulación consistía en dos medios continuos, la matriz y la fractura natural para cada uno de los bloques del enmallado del yacimiento.

### 3.1 MODELO CONCEPTUAL DE FLUJO DE FLUIDOS EN LA SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS

#### 3.1.1 METODOLOGÍA DEL MODELADO DEL FLUJO DE FLUIDOS PARA UN YACIMIENTO DE SHALE GAS.

Para el desarrollo del modelo del yacimiento de shale gas, se plantea la siguiente metodología.

Figura 19. Diagrama de flujo para el modelado del flujo de fluidos de un yacimiento de shale.



Fuente. Autor del proyecto.

#### 3.1.2 MODELOS CONCEPTUALES DE FRACTURAS

Para la simulación de los yacimientos no convencionales como es el shale gas, resulta bastante complicado representar el comportamiento del flujo de fluidos con la adición de la deformación de la roca por geomecánica, puesto que el shale se caracteriza por presentar una doble porosidad/doble permeabilidad, permitiendo

de esta manera, que el fluido fluya desde la matriz de la roca hacia las fracturas naturales y de esta forma sea conducido hacia el pozo para luego ser producido, teniendo en cuenta que estas formaciones presentan alta complejidad geológica. Para modelar el comportamiento de la fractura natural, existen varios métodos que permiten simular adecuadamente estos yacimientos.

Cabe resaltar que para representar la red de fracturas naturales y/o hidráulicas es necesario realizar un refinamiento local del enmallado, es decir generar una zona estimulada alrededor del pozo.

#### 3.1.2.1 MODELO DE POROSIDAD ÚNICA

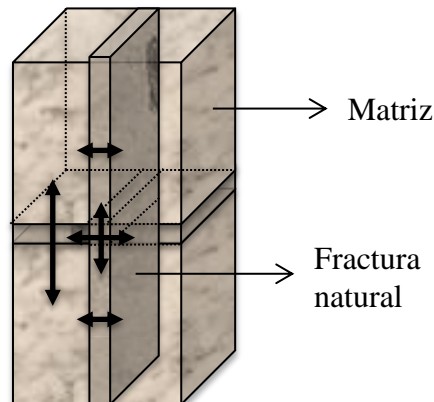
En este modelo, la matriz y la fractura natural de la roca son consideradas como la misma, pero con propiedades de porosidad y permeabilidad diferentes para cada una. Existen dos formas de representar este modelo, mediante una fractura explícita o mediante la modificación de la permeabilidad de la fractura. El modelo de porosidad única, puede ser integrado con la deformación geomecánica presentándose variaciones en la porosidad y permeabilidad de la roca mediante la simulación de yacimientos, pero no permite modelar eficientemente las fracturas complejas que son las que frecuentemente se encuentran presentes en los yacimientos naturalmente fracturados, además este método reduce la precisión de los datos resultantes y una ventaja es que disminuye el tiempo de cómputo.

#### 3.1.2.2 MODELO DE DOBLE POROSIDAD

La matriz y las fracturas naturales se representan de forma independiente para dos medios continuos. Este modelo fue propuesto por Warren y Root en el año de 1963 e introducido a un modelo para un fluido monofásico en un yacimiento fracturado (J. E. Warren., 1963). El modelo de doble porosidad plantea un sistema de fracturas paralelas interconectadas entre sí y rodeadas de bloques

que representan la matriz, estos últimos contienen la mayor parte del volumen del yacimiento y actúa como fuente o sumidero para las fracturas, pero el único camino que existe para el flujo de fluidos es a través de las fracturas naturales ya que todos los bloques de la matriz se encuentran aislados.

Figura 20. Representación de la matriz y la fractura en una celda de simulación.

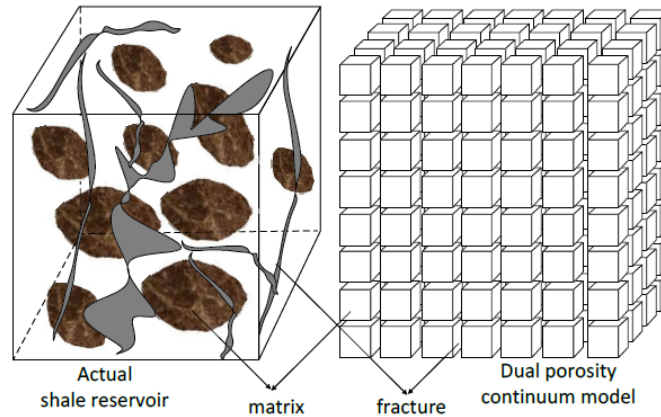


Fuente. Autor del proyecto.

Durante el proceso de discretización del yacimiento, las fracturas son representadas por las conexiones de los bloques del enmallado y cada uno tiene un valor de porosidad para la fractura. En la figura 21, se puede observar un modelo de fractura de doble porosidad.

Para modelar un yacimiento de shale, los cuales contienen micro-fisuras, existen varios métodos que podrían usarse para representar la interacción matriz–fractura natural; uno de los métodos es el de doble porosidad continua que incluye la doble porosidad y la doble permeabilidad (Warren y Root 1963), o el método MINC “Múltiple interacción continua” (Pruess et al. 1999). El otro método es modo de fractura discreta explícita (Xiong et al. 2012), siendo un modelo más robusto y complejo y está limitado debido a la intensidad computacional y a la necesidad del conocimiento de la distribución de las fracturas naturales (Civan et al 2011) y (Chaohua, 2014).

Figura 21. Modelo de fractura de doble porosidad.



Fuente. Chaohua, Guo., et al. Improved Numerical Simulation for Shale Gas Reservoirs. OTC-24913-MS. 2014.

En el modelo original de doble porosidad, se asume las mismas propiedades físicas a todos los bloques de la matriz y junto con la fractura están presentes en un mismo bloque del enmallado y la discretización es dividida en todo el yacimiento en dos modelos continuos. Para implementar este modelo se requiere de un factor de forma para calcular el flujo entre la matriz y la fractura.

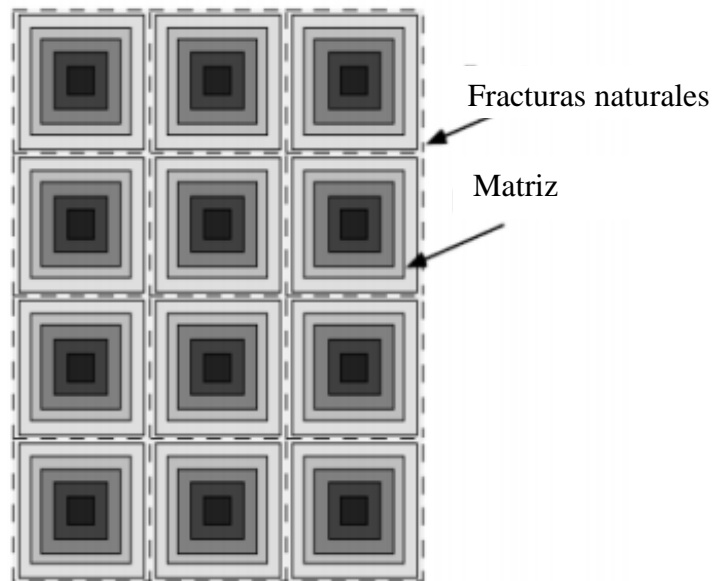
El modelo de doble porosidad puede extenderse al modelo de doble permeabilidad, donde hay flujo entre matriz-matriz y fractura-fractura entre los bloques del enmallado, pero requiere de mayor tiempo de cómputo.

### 3.1.2.3 MODELO DE FRACTURA DE MÚLTIPLE INTERACCIÓN CONTINUA, MINC

Los primeros en incorporar en modelo MINC fueron Pruess y Narasimhan en el año de 1985 al modelar el flujo de fluidos multifásico en las diferentes direcciones para un yacimiento naturalmente fracturado. El método MINC discretiza las fracturas en secuencias de elementos finitos, donde el primer elemento es totalmente conectado con las fracturas y la matriz, y cada elemento representa un equilibrio termodinámico al mismo tiempo. Además el concepto de múltiple

interacción puede determinar gradientes de presión, temperaturas y concentraciones cercanas a la superficie de la matriz o dentro de ella, subdividiendo los bloques de la matriz de forma individual relacionadas una con otra al enmallado, como se muestra en la figura 22. En la literatura se referencia que este método tiene una mejor aproximación numérica para la interacción entre la matriz y la fractura cuando el flujo no ha alcanzado el estado pseudoestable, es decir, que el flujo se encuentra en estado transitorio como ocurre en las formaciones de shale. Aunque el método MINC es el más usado para representar los yacimientos naturalmente fracturados, requiere de mayor tiempo computacional ya que se necesita dividir la celda que contiene la matriz en por lo menos 10 subceldas de forma anidada entre sí, mientras que el modelo de doble porosidad solo lo divide en dos.

Figura 22. Representación esquemática de un modelo de múltiple interacción continua, MINC.



Fuente. Modificado de Cong, Wang., et al. Modelling Analysis of Transient Pressure and Flow Behavior at Horizontal Wells with Multi-Stages Hydraulic Fractures in Shale Gas Reservoirs. SPE-168966-MS, 2014.

#### 3.1.2.4 MODELO DE FRACTURA DISCRETA

El modelo de fractura discreta fue impuesto por Wilson y Witherson al examinar el flujo de fluidos en un medio poroso fracturado y consiste en un método explícito que actúa sobre cada una de las fracturas generadas en el yacimiento teniendo en cuenta la geometría y distribución espacial de ellas en la formación que las contiene, así mismo requiere de un gran tiempo computacional y además se aplica para medios discontinuos, de esta forma, permite modelar un pequeño número de fracturas a una gran escala, por lo que se hace un poco limitado en la representación de las fracturas naturales pero atractivo para las fracturas hidráulicas. En resumen este es un modelo similar al modelo de fractura única, pero éste reduce las dimensiones de la fractura y no de la matriz.

Wilson y Witherson desarrollaron dos modelos de elementos finitos para estudiar el comportamiento del flujo en la fractura; el primer modelo consistió en representar las fracturas por elementos triangulares donde se asignaron diferentes propiedades a la fractura y la matriz como un modelo de porosidad única, en el segundo modelo las fracturas fueron representadas por líneas de elementos requiriendo menor cantidad de nodos, sin embargo el problema era resolver el modelo. Gureghian, desarrolló un modelo de fractura discreta basado en elementos finitos para la simulación en 3D del flujo de fluido en un medio poroso fracturado.

El acople entre geomecánica y el modelo de red de fracturas discretas es similar al acople con el modelo de porosidad única, ya que la matriz y la fractura son modelos en un mismo medio lo cual facilita los efectos geomecánicos dentro del cálculo. Es importante mencionar que el modelo de fracturas discretas puede usar el método de elementos finitos que también se aplica a geomecánica.

### 3.1.3 MODELO ESTÁTICO

Para representar el aporte de fluidos de un yacimiento de shale gas, se desarrolló un modelo estático y dinámico. El modelo estático representa un yacimiento con un sistema de doble permeabilidad, es decir, permite el flujo del fluido entre matriz-matriz, matriz-fractura y fractura-fractura, además contiene la perforación de un pozo horizontal en el centro del enmallado, con el objetivo de obtener un mayor área de drenaje, al cual se le realizó un fracturamiento hidráulico representado por un refinamiento de tipo 9\*9\*1, que significa nueve particiones de una celda en la dirección i, j y 1 en k, para cada bloque de la red de fracturas, esto con el fin de contactar la mayor cantidad de microfracturas contenidas en la roca para activarlas, es decir aumentar su permeabilidad, así mismo se asignaron propiedades como porosidad y permeabilidad tanto para la matriz como para las fracturas naturales sin activar y activadas para las hidráulicas. De la misma manera se establecieron otras propiedades como compresibilidad de la roca, presión, temperatura, desorción del gas, entre otros.

Para el cálculo de las propiedades petrofísicas como porosidad efectiva y permeabilidad efectiva, se debe tener en cuenta el flujo fuera y dentro del SRV (volumen de yacimiento estimulado), ya que se tiene una mayor permeabilidad de fractura dentro del SRV que por fuera de él. A continuación se mostrarán las ecuaciones para el cálculo:

$$\phi_{eff} = \frac{W_{fr} * L_{fr} * H_{fr}}{W_{lgr} * L_{lgr} * H_{lgr}} \quad Ec. 102$$

$$K_{fr_{eff}} = \frac{W_{fr} * K_{fr}}{W_{lgr}} \quad Ec. 103$$

Donde,  $W_{fr}$  representa el ancho de la fractura en ft,  $L_{fr}$  es la longitud de la fractura en ft y  $H_{fr}$  indica la altura de la fractura en ft, así mismo los términos indicados por el subíndice  $lgr$  hace referencia a la celda donde se encuentra ubicada la fractura.

En cuanto a las celdas que representan la zona estimulada (SRV), las fracturas están localizadas en el centro, en dirección  $i$  para las naturales y  $j$  para las hidráulicas en cada una de ellas, hasta formar la red de fracturas. Dentro del SRV las celdas que representen matriz tendrán porosidad de fractura igual a cero para representar la fractura hidráulica. A cada celda se le asignó un valor de permeabilidad de matriz de  $6 \text{ E-}004$  [md] y permeabilidad de fractura de  $0,00125$  [md] dentro del SRV y  $5\text{E-}006$  [md] fuera del SRV, porosidad de matriz del 8.4%, porosidad efectiva de fractura de 0.008 dentro del SRV y  $4.1\text{E-}005$  fuera del SRV, como se puede observar en la siguiente tabla.

Tabla 4. Características del modelo estático del yacimiento.

<b>Propiedades del yacimiento</b>		
Tamaño del enmallado	Espesor evaluado	Refinamiento
46*41*1	150 ft	9*9*1
Temperatura	Presión	Porosidad Matriz
190 F	7134.4 psi	0.084
Porosidad de la fractura hidráulica	Permeabilidad matriz	Permeabilidad de la fractura natural
0.02	0.0006 md	0.00125 md
Permeabilidad fractura hidráulica	Longitud horizontal del pozo	Compresibilidad de la roca
56.25 md	3000 ft	1E-005 psi-1
Tope de la formación	BHP	Tasa de gas
9850 ft	4994 psi	200 MMSCF/día

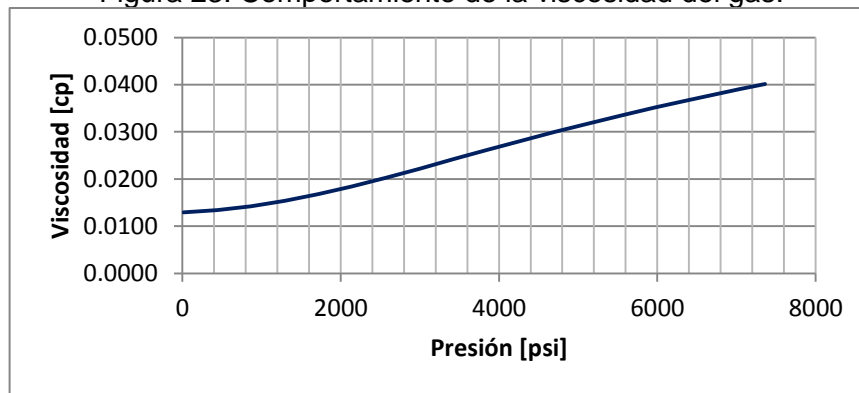
Fuente. Autor del proyecto

### 3.1.4 MODELO DINÁMICO

Para el modelo dinámico, se determinó el comportamiento del fluido a partir de correlaciones empíricas implícitas en el simulador Winprop. Con el objetivo de representar la interacción entre Roca-Fluido se usó una curva de permeabilidad relativa con agua inmóvil como se observa en la figura 25, para garantizar que todo el flujo proveniente del yacimiento fuera solo gas como es característico en los yacimientos de shale.

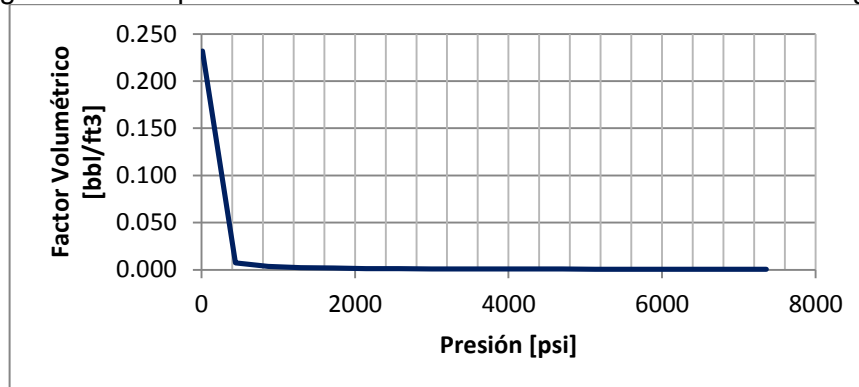
Las figura 23 y 24, representan el comportamiento de la viscosidad del gas así como el factor volumétrico de formación del gas.

Figura 23. Comportamiento de la viscosidad del gas.



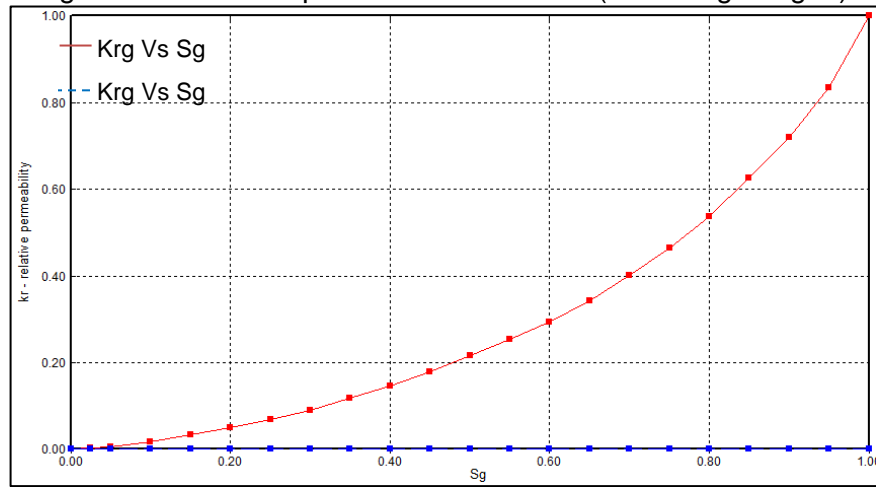
Fuente. Autor del proyecto.

Figura 24. Comportamiento del factor volumétrico de formación del gas.



Fuente. Autor del proyecto.

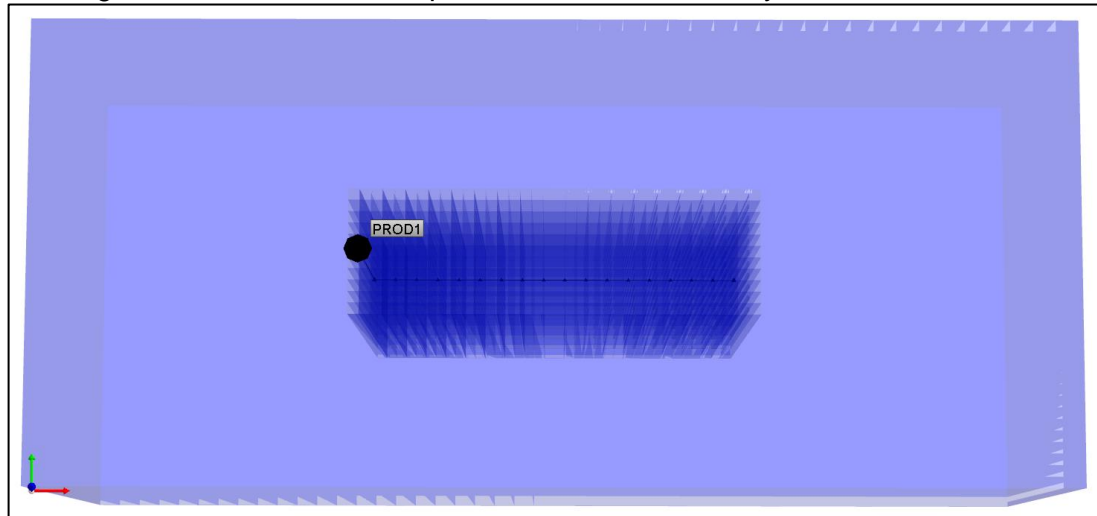
Figura 25. Curva de permeabilidad relativa (sistema gas-agua).



Fuente. Builder. Computing Modelling Group. 2012.

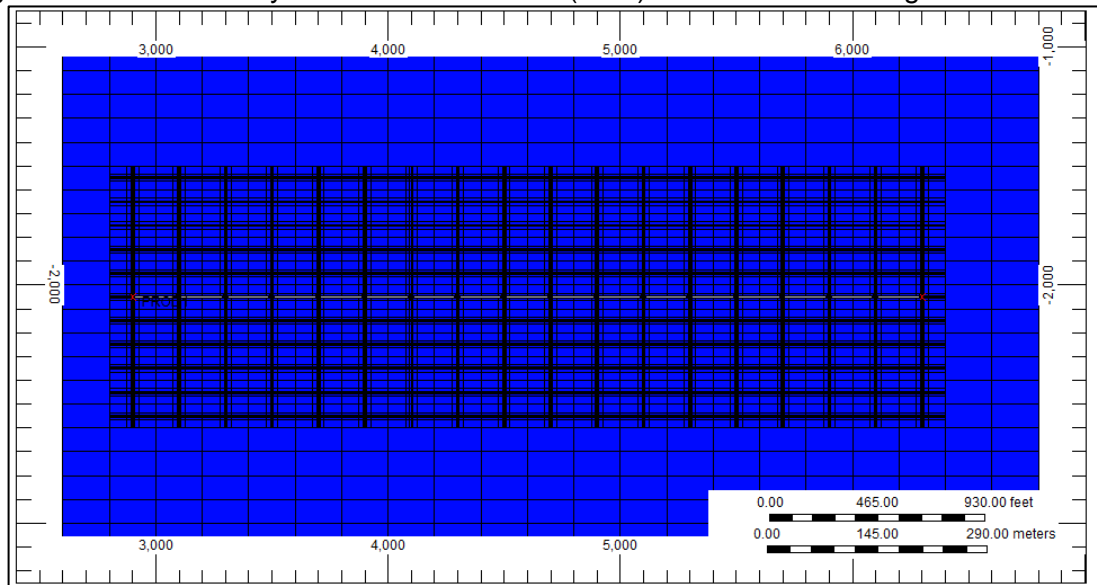
El pozo horizontal se encuentra ubicado en el centro del enmallado en la dirección  $j$ ; presenta 15 perforaciones espaciadas cada una con 200 ft para lograr una longitud horizontal de 3000 ft, por lo tanto se obtiene una fractura hidráulica en cada una de las perforaciones realizadas. Las fracturas hidráulicas inducidas generan una red de fracturas naturales activas a lo largo de la zona estimulada (SRV), como se puede observar en las figuras 26, 27 y 28. Adicionalmente, fueron asignados dos restricciones al modelo, la primera es la restricción a la máxima de producción de 200 MMSCF/día y una BHP mínima de 4994 psia. La representación gráfica de la localización del pozo en el enmallado de yacimientos es representado en la figura 26.

Figura 26. Localización del pozo en el enmallado del yacimiento, vista 3D.



Fuente. Result 3D. Computing Modelling Group. 2012.

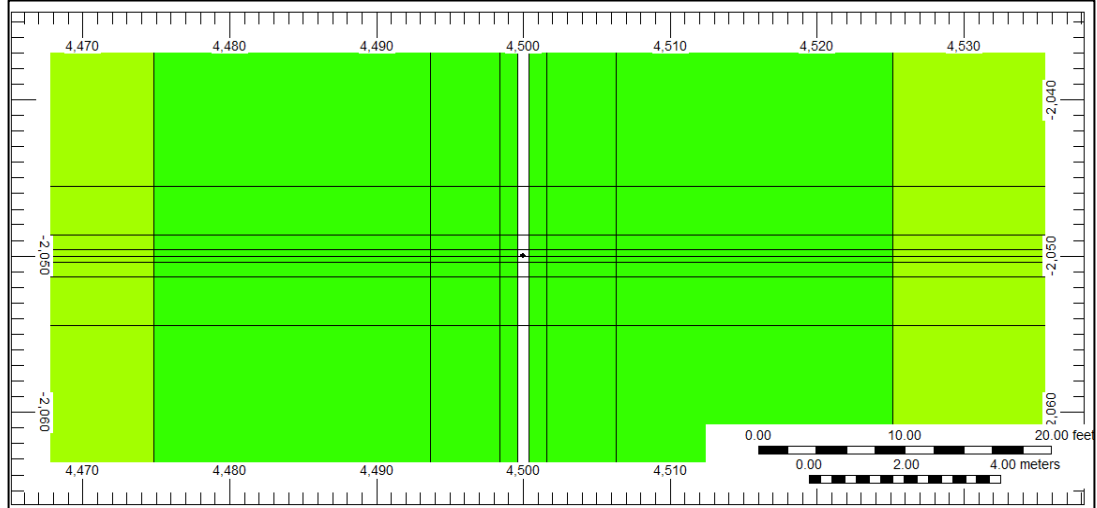
Figura 27. Volumen de yacimiento estimulado (SRV) con refinamiento logarítmico.



Fuente. Builder. Computing Modelling Group. 2012.

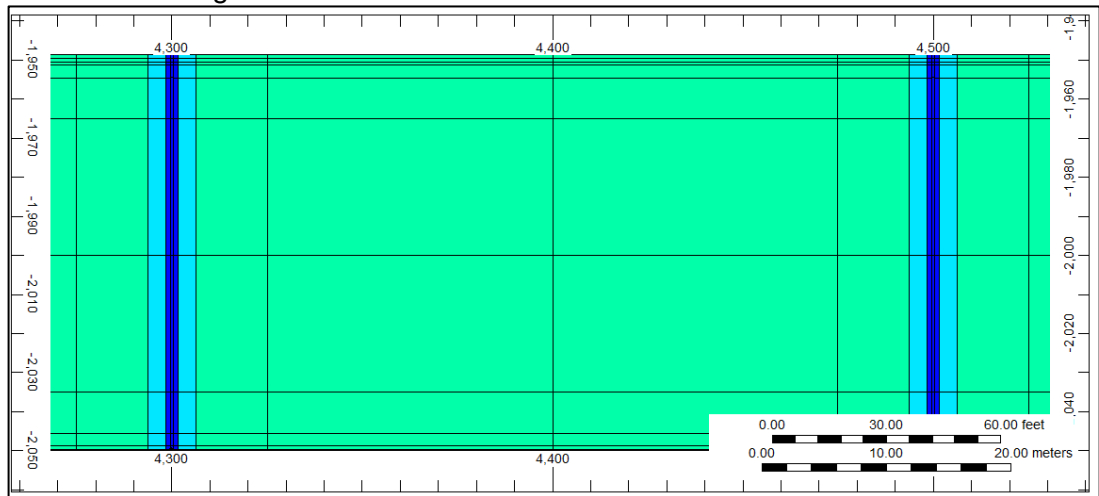
En la figura 26 se evidencia el plano de cada una de las fracturas hidráulicas ubicadas alrededor del pozo, así como también el volumen de yacimiento estimulado mostrado en la figura 27, donde se especifican propiedades de permeabilidades para a fractura natural mayor que por fuera del SRV, esto para simular las fracturas activas y valores para la hidráulica, conservando siempre la conductividad.

Figura 28. Refinamiento logarítmico 9x9x1 para cada una de las celdas del enmallado.



Fuente. Result 3D. Computing Modelling Group. 2012.

Figura 29. Definición de la fractura hidráulica en el SRV.



Fuente. Result 3D. Computing Modelling Group. 2012.

En las figuras 28 y 29 se muestra el refinamiento logarítmico 9x9x1 que se utilizó en el modelo para representar la fractura hidráulica y generar de este forma un volumen de yacimiento estimulado, así mismo se aprecia el espaciado que hay entre una fractura explícita y la otra.

## 3.2 MODELO CONCEPTUAL DE SIMULACIÓN PARA REPRESENTAR LA DEFORMACIÓN GEOMECÁNICA DEL YACIMIENTO

### 3.2.1 CONSTRUCCIÓN DEL MODELO GEOMECÁNICO

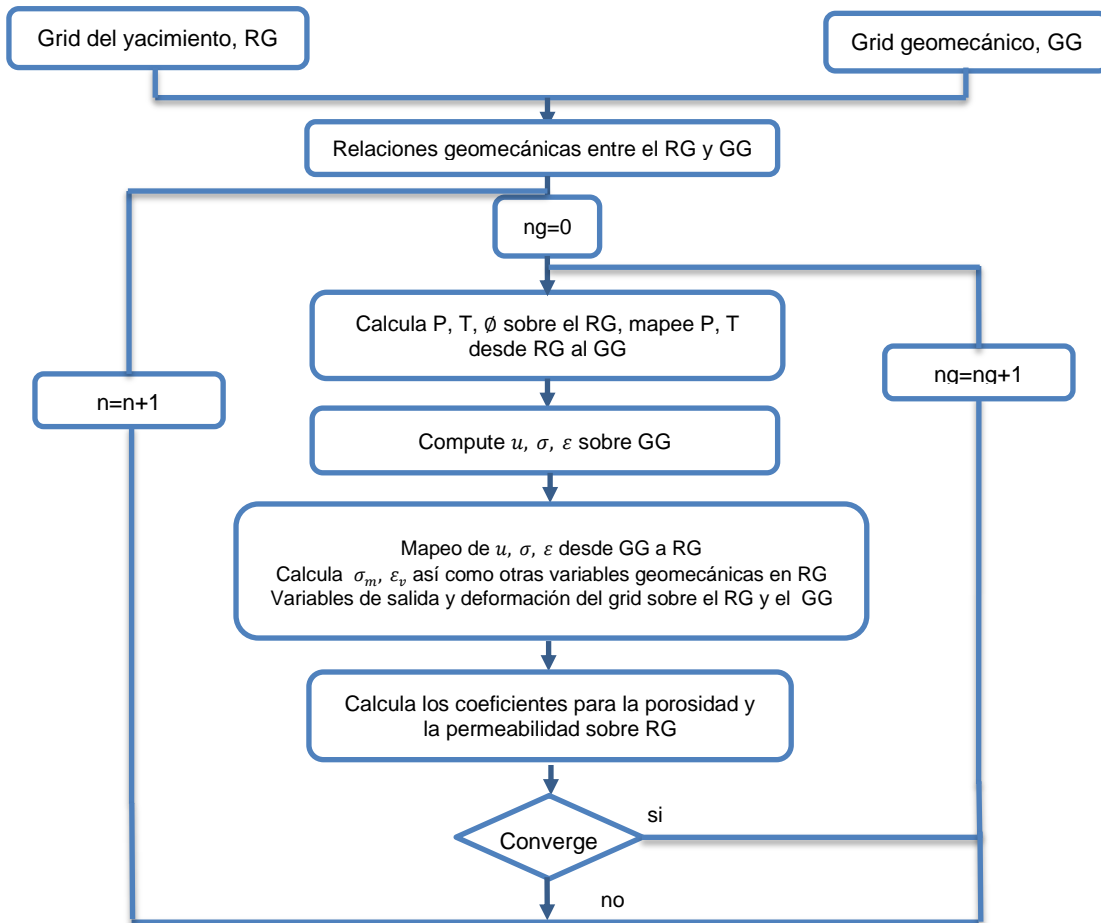
El módulo de geomecánica en CMG trabaja diferentes modelos constitutivos, como los modelos elásticos lineales y no lineales, modelos de plasticidad generalizada, elastoplásticos, modelos de superficie única y de fluencia, también solucionan el equilibrio de fuerzas de la formación y calcula la compresión volumétrica a raíz de la deformación plástica y elástica. Las opciones de acoplamiento permiten que la porosidad sea opcionalmente dependiente de la deformación, estando así en función de la presión, temperatura y deformación volumétrica o en función de la presión temperatura y el esfuerzo medio total. El cambio de permeabilidad de la matriz y fractura a raíz de los efectos geomecánicos se puede computar mediante una serie de correlaciones, incluyendo Li & Chalaturnyk y Barton-Bandis.

En este capítulo se exponen las opciones de acoplamiento, los modelos de variación de permeabilidad matriz y fractura y por último la distribución de los esfuerzos iniciales, debido a que la producción de los fluidos del yacimiento depende del hecho de que la formación productora responde dinámicamente a los cambios de los esfuerzos aplicados, los cuales incluyen deformación y accionamiento por compactación.

### 3.2.1.1 METODOLOGÍA PARA EL MODELADO DE LA DEFORMACIÓN DE LA ROCA POR EFECTO GEOMECÁNICO.

En la siguiente figura, se ilustra el diagrama de flujo para el funcionamiento del simulador geomecánico acoplado con el modelo de flujo de fluidos.

Figura 30. Diagrama de flujo para el modelo geomecánico.



Fuente. TRAN, David., BUCHANAN, Lloyd., NGHIEM, Long. Improved Gridding Technique for Coupling Geomechanics to Reservoir Flow. Computer Modelling Group. 2010.

### 3.2.2 MODELO DE PERMEABILIDAD DE LA MATRIZ, LI & CHALATURNYK

Este modelo empírico permite especificar un multiplicador de permeabilidad de la matriz, donde  $C_{nl}$  (adimensional) corresponde a un parámetro experimental del tipo de roca en un bloque. El multiplicador se expresa como:

$$\frac{k}{k^0} = \exp(C_{nl} - \varepsilon_v) \quad \text{Ec. 104}$$

Esta expresión se aplica a la permeabilidad de un bloque en las tres direcciones, en que  $\varepsilon_v$  corresponde a la deformación volumétrica.

#### 3.2.2.1 DEMOSTRACIÓN A PARTIR DE LA ECUACIÓN DE TORTIKE'S Y EL MODELO DE KOZENY-CARMAN

Tortike derivó una ecuación basada sobre el modelo de Kozeny-Carman para determinar la modificación de la permeabilidad como una función de la deformación volumétrica, el cual es inducido en el comportamiento geomecánico. (P, Li., R, Chataturnyk, 2005).

La ecuación se expresa de la siguiente forma:

$$\frac{k}{k_0} = \frac{\left(\frac{1 + \varepsilon_v}{\phi_0}\right)^3}{1 + \varepsilon_v} \quad \text{Ec. 105}$$

La ecuación anterior, se puede aplicar para calcular la variación de la permeabilidad absoluta a un proceso de descarga isotrópica.

Otra expresión de permeabilidad absoluta en función de la porosidad es:

$$\frac{k}{k_0} = \left(\frac{\phi}{\phi_0}\right) \left(\frac{1 - \phi_0}{1 - \phi}\right)^2 \quad \text{Ec. 106}$$

Basado en el modelo de Kozemy-Carman la relación de permeabilidad absoluta puede ser escrita de la siguiente manera:

$$\frac{k}{k_0} = \frac{C}{C_0} \frac{\phi^3 \tau_0 s_0}{\phi_0^3 \tau s} \quad \text{Ec. 107}$$

Aunque la ecuación de Tortike's considera un cambio en la porosidad, este asume que la tortuosidad es constante durante los procesos geomecánicos.

Para el cálculo de la permeabilidad absoluta debido al cizallamiento, se tienen en cuenta las siguientes expresiones:

Permeabilidad absoluta propuesto por Touhidi-aghini:

$$k = CD_s^2 \frac{\phi^a}{(1 - \phi)^b} \quad \text{Ec. 108}$$

Donde C, es una función de la forma de la partícula y de la forma del poro. El término D, es la medida del tamaño de la partícula sólida, a y b son constantes a ser determinadas de datos experimentales. Basado en esta ecuación, donde C es una constante y donde se derivó la siguiente ecuación para calcular la permeabilidad.

$$\ln \frac{k}{k_0} = C_{nl} \varepsilon_v \quad \text{Ec. 109}$$

Donde,

$$C_{nl} = \left[ \frac{(1 - \phi_0)a + b\phi_0}{\phi_0} \right] \quad Ec\ 110$$

Usando los términos  $a=b=B$  se obtiene lo siguiente:

$$Ln \frac{k}{k_0} = \frac{B}{\phi_0} \varepsilon_v \quad Ec.111$$

### 3.2.3 MODELO DE PERMEABILIDAD DE LA FRACTURA, BARTON-BANDIS

#### 3.2.3.1 PROPIEDADES MECÁNICAS PARA UNA FRACTURA SIMPLE

Barton (1980), Bandis et al. (1983), y Barton et al, (1985) investigaron la deformación de la roca y popusieron la siguiente expresión matemática para determinar las propiedades mecánicas del material sólido con fracturas simples.

$$\sigma'_n = \frac{K_{ni}\Delta w_f}{1 - \frac{\Delta w_f}{\Delta w_{fm}}} \quad Ec.112$$

La anterior ecuación, es una correlación empírica entre el esfuerzo normal a la deformación de la fractura.

Donde,  $(K_{ni})$  es la rigidez normal de la fractura no es una función lineal del esfuerzo efectivo que actúa normal a la fractura  $(\sigma'_n)$ , el máximo cierre de la fractura se denota por  $(w_{fm})$  y la rigidez inicial de la fractura está dada por  $(K_{ni})$ , las cuales son medidas a un esfuerzo normal cero sobre la fractura.

Otra forma de escribir la ecuación anterior es de la siguiente manera:

$$k_n = \frac{\partial \sigma'_n}{\partial w} = k_{ni} \left( 1 - \frac{\sigma'_n}{\Delta w_{fm} k_{ni} + \sigma'_n} \right)^{-2} \quad \text{Ec. 113}$$

La rigidez de corte de la roca, puede ser calculada a partir de la rigidez cortante de la fractura inicial ( $K_{si}$ ), medida a un esfuerzo normal cero sobre la fractura, el esfuerzo de corte y la deformación.

La rigidez de corte de la fractura inicial se calcula de la siguiente forma:

$$k_s = \frac{\partial \tau}{\partial \gamma} = \frac{k_{st}}{(1 + b\gamma)^2} = \frac{(k_{st} + \gamma b)^2}{k_{st}} \quad \text{Ec. 114}$$

La dilatación por cizalla ocurre cuando el desplazamiento por cizalla causa cambios en la apertura de la fractura debido a la fragilidad de la superficie de la fractura. El ángulo de dilatación por cizalla o corte se calcula así:

$$d_{n,mob} = \frac{1}{M} JRC_{mob}(\tau) \log \left( \frac{JCS}{\sigma'_n} \right) \quad \text{Ec. 115}$$

Donde, M es el parámetro de ajuste y  $JRC_{mob}$  es la fragilidad de la fractura degradada, definida como:

$$JRC_{mob}(\tau) = \frac{\text{atan} \left( \frac{\tau}{\sigma'_n} \right) - \theta_b}{\log \left( \frac{JCS}{\sigma'_n} \right)} \quad \text{Ec. 116}$$

Expresando la deformación de la fractura y el esfuerzo en un vector, se obtiene lo siguiente:

$$\begin{bmatrix} \epsilon_n \\ \epsilon_s \\ \epsilon_t \end{bmatrix} = \frac{1}{w_f} \begin{bmatrix} \frac{1}{K_n} & D & D \\ D & \frac{1}{K_n} & D \\ D & D & \frac{1}{K_n} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \sigma_n \\ \tau_s \\ \tau_t \end{bmatrix} \quad \text{Ec. 117}$$

Donde,  $\epsilon$  es la deformación de la roca, y es paralela a la dirección s,t al plano de falla, y D es la dilatación por cizalla definida como:

$$D_n = \tan(d_n) \frac{1}{k_s} = \tan(d_n) \frac{1}{k_t} \quad \text{Ec. 118}$$

### 3.2.3.2 DEFINICIÓN DEL ANCHO DE LA FRACTURA, POROSIDAD Y PERMEABILIDAD

El ancho de la fractura es determinada a partir de la deformación que toma la fractura con el tiempo, definido en la sección anterior. Como la rigidez de la fractura no es una función lineal del esfuerzo normal a la fractura, el ancho inicial de la fractura está representado mediante la siguiente expresión:

$$w_{f,k} = w_{f0} - \frac{1}{k_{nt}} \int_0^{\sigma'_{n,k}} \left( 1 - \frac{\sigma'_n}{\Delta w_{fm} k_{nt} + \sigma'_n} \right)^2 d\sigma'_n \quad \text{Ec. 119}$$

La deformación del ancho de la fractura es calculada como un incremento del paso anterior y se define como:

$$w_{f,k}^{n+1} = w_{f,k}^n - \left( \frac{1}{k_{nk}} + D_{nk} \right) \Delta\sigma'_n \quad \text{Ec. 120}$$

De esta forma, la porosidad de la fractura es calculada basada en el volumen fraccional ocupado por la fractura, teniendo en cuenta que ésta es un espacio

vacío que puede estar lleno de cualquier material, según la fractura que se desee modelar, es decir fracturas naturales o fracturas hidráulicas.

$$\phi_f = \frac{w_{fx}}{l_x} + \frac{w_{fy}}{l_y} + \frac{w_{fz}}{l_z} \quad \text{Ec. 121}$$

Donde,  $w_f$  es el ancho de la fractura en las direcciones x, y, z y  $l$  es la longitud de la fractura en las direcciones x, y, z.

La permeabilidad de la fractura se determina de la siguiente manera:

$$k_f = 0.116 * 10^{-12} w_f^2 \quad \text{Ec. 122}$$

La permeabilidad efectiva se calcula así:

$$k_{ef,t} = k_m + \sum_k (1 - \delta_{ik}) k_{f,k} \left( \frac{w_{f,k}}{l_k} \right) \quad \text{Ec. 123}$$

### 3.2.3.3 VARIACIÓN DE LA PERMEABILIDAD DE LAS FRACTURAS NATURALES

La opción del enmallado de la fractura natural para el flujo de fluidos, consiste en un sistema para la matriz de la roca y un segundo sistema que consta de bloques de fracturas que coexisten con los bloques de la matriz sobre la base de cada bloque individual.

Los cálculos de geomecánica solo son acoplados a los bloques de matriz. Sin embargo, la aplicación del modelo de Barton-Bandis permite calcular la permeabilidad en la apertura o cierre de la fractura natural o hidráulica a partir del esfuerzo efectivo de la fractura normal.

La permeabilidad de cierre, se computa de la siguiente manera:

$$k_f = k_{ccf} \left( \frac{e}{e_0} \right)^4 \leq k_{rcf} \quad \text{Ec. 124}$$

Donde,  $e_0$  es la apertura inicial de la fractura medida en pies,  $k_{ccf}$  es la permeabilidad de cierre de la fractura en mD y  $k_{rcf}$  es la permeabilidad residual de la fractura, es decir, el mínimo valor de permeabilidad que tomaría la fractura al cerrarse y cualquier esfuerzo no podría reducirlo más.

$$e = e_0 - V_j \quad \text{Ec. 125}$$

El conjunto de cierre sobre un esfuerzo efectivo normal de la fractura está dado por la siguiente expresión:

$$V_j = \frac{\sigma'_n}{k_{ni} + \frac{\sigma'_n}{V_m}} \quad \text{Ec. 126}$$

El máximo cierre de la fractura se calcula así:

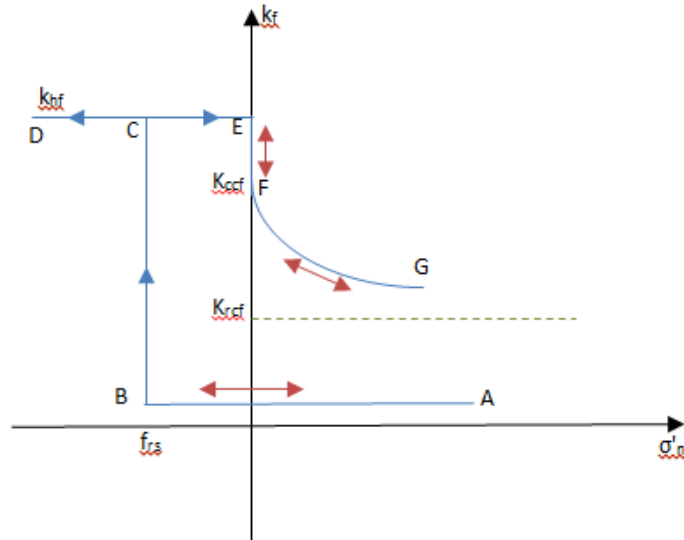
$$V_m = e_0 \left[ 1 - \left( \frac{k_{rcf}}{k_{ccf}} \right)^{1/4} \right] \quad \text{Ec. 127}$$

El esfuerzo efectivo de la fractura normal es el mínimo esfuerzo efectivo principal.

El comportamiento de apertura y/o cierre de la fractura natural o de la fractura hidráulica está representado bajo la siguiente figura, donde se requiere un esfuerzo de apertura denotado como  $f_{rs}$  el cual es negativo si se desea simular una apertura de una fractura hidráulica o positivo si se simula sólo el cierre de las

fracturas naturales, para ello también es necesario definir la rigidez de la fractura ( $k_{ni}$ ) que corresponde al módulo de young que ésta presente.

Figura 31. Representación gráfica del modelo de Barton-Bandis.



Fuente. Modificado del Manual GEM, Computing Modelling Group. 2012

A continuación se explica la trayectoria de apertura y cierre de la permeabilidad de la fractura en la figura 31, del modelo de Barton-Bandis.

- Trayectoria AB: inicialmente el esfuerzo mínimo efectivo es mayor que el esfuerzo de apertura de la fractura, por lo tanto la fractura natural o hidráulica se encuentra cerrada.
- Trayectoria BC: cuando el esfuerzo mínimo efectivo pasa a ser menor que el esfuerzo de apertura de la fractura, la fractura se abre repentinamente y la permeabilidad pasa de un valor inicial a la permeabilidad de fractura hidráulica o a la permeabilidad de la fractura natural contactada y activada.
- Trayectoria DCE: la permeabilidad de la fractura permanece constante en la permeabilidad de la fractura hidráulica o natural activa cuando el esfuerzo mínimo efectivo es menor que cero.

- Trayectoria EF y FG: cuando el esfuerzo mínimo efectivo pasa a ser mayor que cero, la permeabilidad de la fractura hidráulica o natural activada pasa a la permeabilidad de cierre de esta fractura y luego sigue el modelo de Barton-Bandis (curva FG), donde representa la permeabilidad residual que tendría la fractura a un determinado esfuerzo normal. La trayectoria FG tiene un valor asintótico en el valor de la permeabilidad residual de cierre de la fractura, así como se indica en la línea punteada del gráfico. La permeabilidad varía reversiblemente con el esfuerzo efectivo normal en la trayectoria GFED.

Para representar la variación de un sistema de doble permeabilidad, correspondiente a la matriz y fracturas naturales, se implementó el modelo de Li & Chalaturnyk para representar la variación de la permeabilidad matriz a raíz de las respuestas geomecánicas, así mismo se utilizó el modelo de Barton-Bandis para simular el cierre de las fracturas naturales implícitas obteniéndose una variación de permeabilidad de las fracturas del sistema dual con el tiempo de simulación.

#### 3.2.4 DIRECCIÓN DE LA FRACTURA

Es importante asignar la dirección de las fracturas implícitas, ya que de ésta dependerá la magnitud del esfuerzo aplicado para que se genere una respuesta de cierre de las fracturas debido a la producción de los fluidos en el yacimiento.

Cuando la roca se fractura, la dirección de la fractura depende esencialmente de la dirección del máximo esfuerzo efectivo principal que actúa sobre la roca, para ello se debe asignar los ángulos de las fracturas en la dirección x y y; estos ángulos deberán satisfacer la siguiente condición:

$$\cos^2(\theta_x) + \cos^2(\theta_y) \leq 1$$

*Ec. 128*

Donde,  $\theta_x$  es el ángulo en grados entre la fractura y la dirección de la coordenada x y  $\theta_y$  es el ángulo en grados entre la fractura y la dirección de la coordenada y.

### 3.2.5 CONDICIONES INICIALES Y DE LÍMITE

#### 3.2.5.1 OPCIONES DE ACOPLAMIENTO

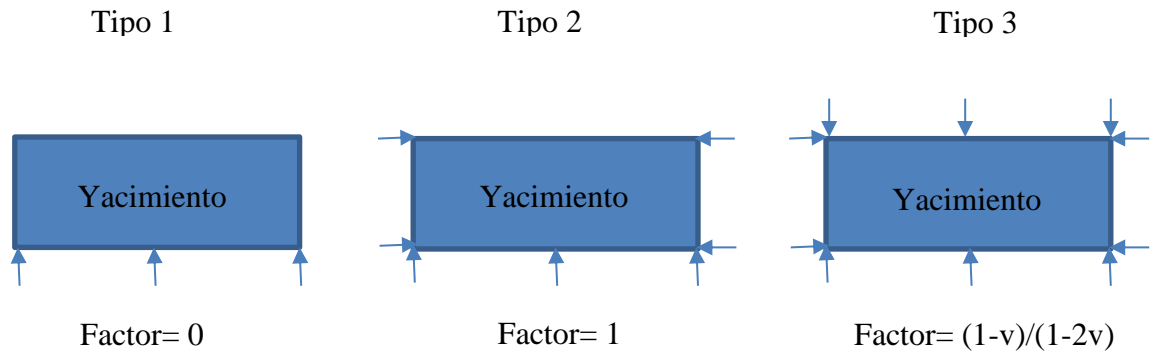
El flujo de fluidos y la deformación de la formación por geomecánica, están acoplados de manera secuencial, es decir, ambos cálculos se van alternando mientras se pasan información de un lado para el otro, que consiste en un acople iterativo, siendo la técnica usada para el desarrollo de este proyecto. Estas opciones consisten en seleccionar la forma particular de la función de la porosidad para el acoplamiento de las ecuaciones de flujo del yacimiento y los cálculos geomecánicos.

Existen varios tipos de acoplamiento, entre ellos, está el acoplamiento donde la porosidad no depende de la deformación, así como también la porosidad dependiente de la presión, temperatura y deformación volumétrica y por última, la porosidad como función de la presión, temperatura y el esfuerzo medio total.

Al modelar el flujo de fluidos con acoplamiento geomecánico, es necesario definir las condiciones de límite al yacimiento, para evitar que éste se deforme al aplicarse una fuerza.

El yacimiento se limitó en la parte inferior del enmallado, así como en los laterales y fondo, dejando el tope libre, lo cual permite un desplazamiento en la parte superior, como se muestra en la figura 32.

Figura 32. Condiciones límite de deformación del yacimiento.

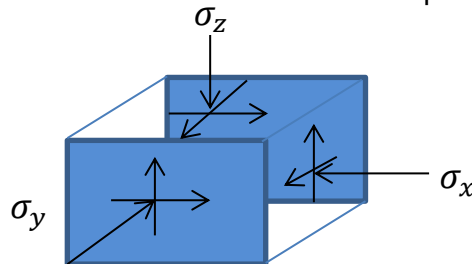


Fuente. Modificado del Manual GEM, Computing Modelling Group. 2012.

### 3.2.6 DISTRIBUCIÓN INICIAL DEL ESFUERZO EN 3D

Se asignaron al modelo geomecánico, los esfuerzos efectivos principales iniciales en las direcciones x, y, z como se ilustra en la figura 33, estos serán distribuidos en el enmallado geomecánico e irán cambiando con el tiempo. Los esfuerzos iniciales son computados en el enmallado del yacimientos, donde se obtendrá un nuevo valor de porosidad y permeabilidad dependientes de la deformación de la roca y de la presión, e ingresan al enmallado geomecánico donde se calculan los nuevos esfuerzos efectivos, así como también el desplazamiento y con este la deformación del reservorio, de esta forma se vuelve un proceso repetitivo y secuencial, proceso que se explicará en el capítulo 4.

Figura 33. Distribución inicial de los esfuerzos principales.



Fuente. Manual GEM, Computing Modelling Group. 2012.

Para la construcción del modelo geomecánico, se usó un enmallado independiente, donde el enmallado del yacimiento está contenido en el geomecánico, con el fin de representar adecuadamente la deformación de la roca y el impacto de éste en la productividad de la formación de shale, adicionalmente evitar efectos de borde en los desplazamientos.

Tabla 5. Características del modelo geomecánico.

Propiedades geomecánicas			
Tamaño del grid	Espesor evaluado	Traslación en i	Traslación en j
150*144*1	150 ft, tope 9800 ft	-10000	-5000
Dominio geomecánico	Modelo para el tipo de roca	Módulo de Young, matriz	Módulo de Young, fractura natural
Todo el grid	Mohr-Coulomb	2,4e006	4e005
Coefficiente de Poisson, matriz	Coefficiente de Poisson, fractura	Angulo de fricción	Cohesión
0,35	0,35	33°	1116,21
Restricciones	Esfuerzo efectivo en i	Esfuerzo efectivo en j	Esfuerzo efectivo en k
Límites en laterales y fondo	1753.1 psi	2740.6 psi	2740.6 psi

Fuente. Autor del proyecto

Para el modelo de tipo de roca, se seleccionó el modelo de Mohr-Coulomb ya que es el más conservador de todas las envolventes de falla que presenta el software GEM de la compañía CMG, es decir es el modelo que más aplica debido a la limitante de información mínima que requiere del simulador para su funcionamiento.

#### 4 TÉCNICAS DE ACOPLE ENTRE EL MODELO DEL YACIMIENTO Y EL MODELO GEOMECÁNICO Y ESTIMACIÓN DE LA PRODUCCIÓN

Es necesario utilizar una técnica de acoplamiento en la simulación de yacimientos para representar algunos fenómenos que ocurren durante la vida productiva de un pozo como es la compactación, subsidencia, estabilidad del pozo, producción de arena, entre otros. De la misma manera, determinar el impacto sobre la producción cuando se experimentan cambios en los esfuerzos y la deformación de la roca producto de la variación en la presión del yacimiento debido a la producción de los fluidos.

La porosidad está relacionada al desplazamiento o a otras variables geomecánicas realizadas por el balance de masa de la roca. La permeabilidad está relacionada a las propiedades mecánicas a través de la relación porosidad permeabilidad.

La ecuación de balance de masa del sólido integra la siguiente ecuación, que relaciona la porosidad y la deformación (L.K. Thomas, L.Y. Chin, R.G. Pierson and J.E. Style, 2003):

$$\phi^* = 1 - (1 - \phi_o)e^{-\varepsilon_v} \quad \text{Ec. 129}$$

Donde,  $\phi_o$  es la porosidad inicial a la permeabilidad del yacimiento,  $\phi^*$  es la porosidad verdadera y  $\varepsilon_v$  es la deformación volumétrica.

La ecuación anterior puede ser linealizada asumiendo una pequeña deformación, obteniéndose:

$$\phi = \left[ \frac{(1 - \phi_o)}{(1 - \phi^*)} \right] \phi^* \quad \text{Ec. 130}$$

La permeabilidad se relaciona a la geomecánica de la siguiente manera:

$$\frac{k}{k_o} = \left[ \frac{(1 + \frac{\epsilon_v}{\phi_o})}{(1 + \epsilon_v)} \right] \quad \text{Ec. 131}$$

Donde, la deformación volumétrica es  $\epsilon_v = \epsilon_{xx} + \epsilon_{yy} + \epsilon_{zz}$ , la  $k_o$  es la permeabilidad inicial del yacimiento y  $k$  es la permeabilidad simulada que cambia con el tiempo. A través de estas ecuaciones se permite que la deformación geomecánica actúe sobre el yacimiento. Es decir, que las variables de flujo cambian por la influencia de la geomecánica a través de las ecuaciones de esfuerzos efectivos y los dos modelos son conectados a través de las formulaciones descritas en este capítulo y en el capítulo 2, basados en métodos de acople.

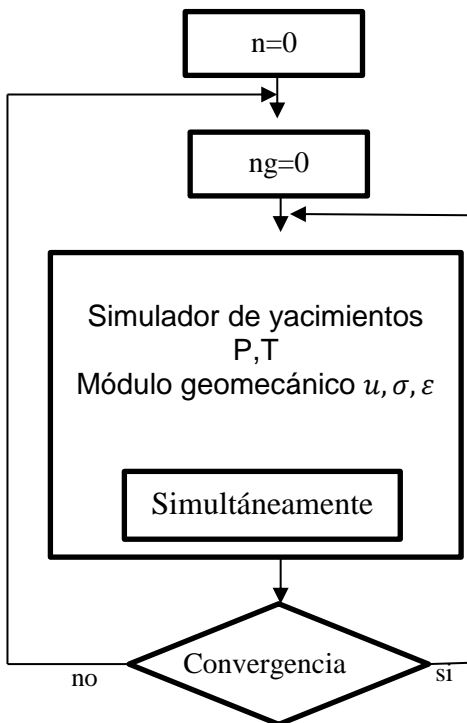
Se debe tener en cuenta que la permeabilidad se puede calcular directamente a través de la relación con la porosidad como se puede ver en la ecuación 131, o a partir de la deformación volumétrica, expresada por el modelo de Li y Chalmers para representar la variación de la permeabilidad de la matriz, de la misma manera, se puede usar el modelo de Barton Bandis descrito en el capítulo 3 para obtener una variación de la permeabilidad de la fractura natural con el tiempo de simulación.

Los métodos de acople entre el flujo de fluidos y la deformación de la roca se clasifican en cuatro tipos los cuales son el full acople, acople iterativo, acople explícito y pseudoacople.

#### 4.1 FULL ACOPLE

En este tipo de acople, las variables de flujo como presión, temperatura y respuestas geomecánicas como desplazamiento debido a la aplicación de los esfuerzos sobre la superficie rocosa, son calculadas simultáneamente a través de un sistema de ecuaciones. El método es llamado implícito siempre y cuando sea discretizado sobre un dominio del enmallado y resuelto simultáneamente. Este método es el más estable comparado con los otros tres y conserva el segundo orden de convergencia de iteraciones no lineales, pero presenta dificultades al momento de acoplar cuando al modelar existen dos enmallados independientes, requiriendo más desarrollo del código implicando mayor tiempo de cálculo, por lo que el acople explícito e iterativo resulta más eficiente.

Figura 34. Diagrama de flujo para la técnica full coupling.



Fuente. TRAN, David., SETTARI, Antoni. NGHIEM Long. New iterative Coupling Between a Reservoir Simulator and a Geomechanics Module. Computer Modelling Group. 2002.

## 4.2 ACOUPLE ITERATIVO

Las variables de flujo y geomecánicas son resueltas de forma separada y secuencialmente por el simulador de yacimientos y el módulo geomecánico, siendo iterados en cada paso del tiempo los términos de acople. Este método es controlado por un criterio de convergencia que está basado en la presión o los cambios de esfuerzos entre las últimas dos iteraciones de la solución.

Las ecuaciones básicas para la deformación de la roca y el flujo de fluidos en el yacimiento son acopladas independientemente de manera secuencial y los cálculos son resueltos alternadamente mientras se transfiere la información de un modelo a otro; de esta manera, el yacimiento actualiza los datos de presión y temperatura y el módulo geomecánico actualiza la deformación de la formación en respuesta a la información del yacimiento, en este punto, el módulo geomecánico envía la nueva información de deformación al simulador de yacimientos para ser usado en un nuevo paso del tiempo de simulación.

El simulador de flujo de fluidos calcula la porosidad como función de la presión y la temperatura. La respuesta de la deformación geomecánica es obtenida a partir de los cambios de los parámetros de flujo que son función de la porosidad. Estos parámetros son mantenidos constantes durante la convergencia pero son actualizados en cada paso de tiempo mientras que la porosidad y la masa permanecen constantes.

Las ecuaciones de acoplamiento pueden ser divididas en dos secciones, la primera contiene las variables geomecánicas como desplazamiento, esfuerzo y deformación que son calculadas a partir de la relación constitutiva esfuerzo-deformación y de la relación esfuerzo-desplazamiento; y el segundo grupo contiene las variables flujo como presión y temperatura que son determinadas de las ecuaciones de flujo, descritas en el capítulo 2. Es importante tener en cuenta

que la porosidad no solo es función de la presión y la temperatura sino también del esfuerzo aplicado sobre la roca.

La siguiente ecuación representa la porosidad del yacimiento en respuesta a la deformación volumétrica y la porosidad verdadera (settari and Mourits, 1998).

$$\phi^* = (1 - \varepsilon_v)\phi \quad \text{Ec. 132}$$

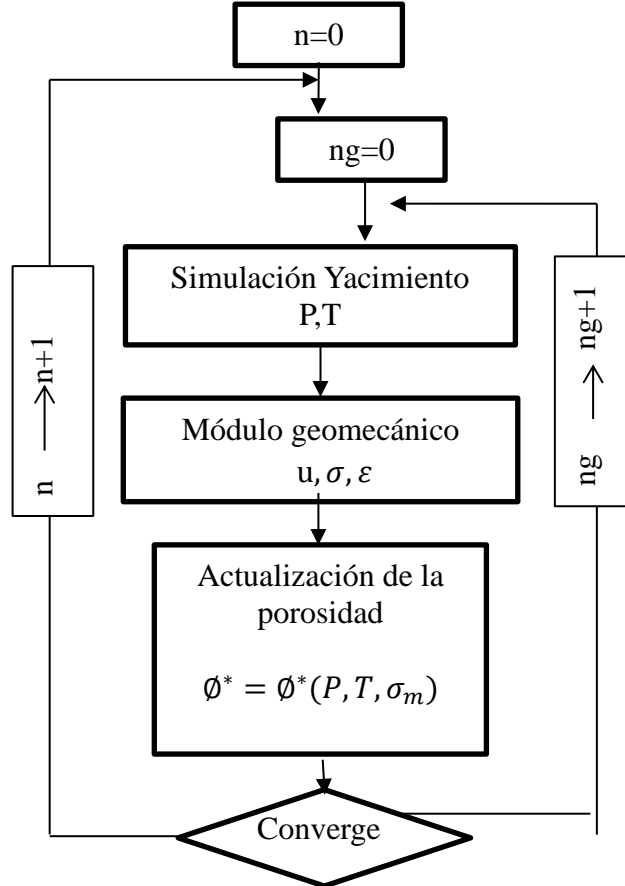
Donde,  $\varepsilon_v$  es la deformación volumétrica,  $\phi$  es la porosidad verdadera y  $\phi^*$  es la porosidad del yacimiento, la cual varía con el tiempo de simulación debido a la deformación de la roca. Es de aclarar que al tiempo inicial la porosidad verdadera y la porosidad simulada es la misma (Tran, David., Settari, Antonin., Nghiem, Long, 2002).

Como la deformación volumétrica es función del esfuerzo, presión y temperatura, la porosidad del yacimiento puede ser expresada así:

$$\phi^* = \phi^*(P, T, \sigma_m) \quad \text{Ec. 133}$$

La siguiente figura, ilustra el diagrama de flujo de un método iterativo.

Figura 35. Diagrama de flujo del método iterativo.

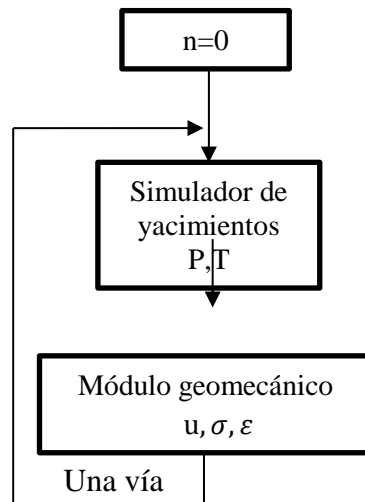


Fuente. Modificado de TRAN, David., BUCHANAN, Lloyd., NGHIEM, Long. Improved Gridding Technique for Coupling Geomechanics to Reservoir Flow. Computer Modelling Group. 2010.

### 4.3 ACOUPLE EXPLÍCITO

Este método de acople entre el flujo del yacimiento y la deformación geomecánica es el más débil y algunas veces es llamado el método de una vía, ya que la información es transferida solo en una vía desde el simulador al módulo geomecánico, esto indica que los cambios en la presión de poro induce a cambios en los esfuerzos y la deformación pero los cambios en los esfuerzos y la deformación no afectan la presión de poro.

Figura 36. Diagrama de flujo para la técnica de acoplamiento explícito.

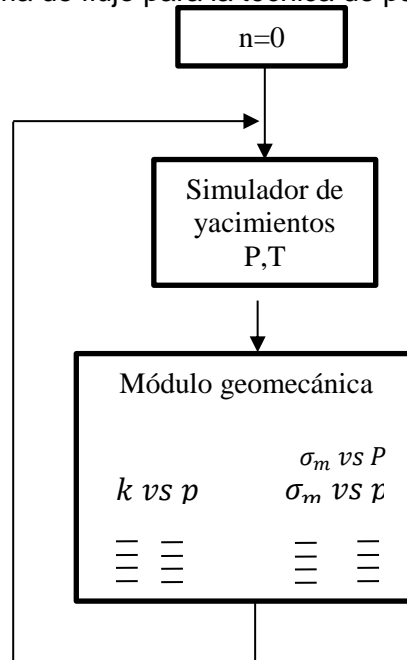


Fuente. TRAN, David., SETTARI, Antoni. NGHIEM Long. New iterative Coupling Between a Reservoir Simulator and a Geomechanics Module. Computer Modelling Group. 2002.

#### 4.4 PSEUDOACOPLE

En este tipo de acople, un simulador de yacimientos convencional puede por sí mismo calcular respuestas geomecánicas como la compactación y cambio en los esfuerzos horizontales a través de relaciones sencillas entre porosidad y esfuerzos. La porosidad y la permeabilidad son actualizadas a través de un modelo empírico que es función de la presión y se encuentra dentro del simulador expresado en tablas.

Figura 37. Diagrama de flujo para la técnica de pseudoacoplamiento.



Fuente. TRAN, David., SETTARI, Antoni. NGHIEM Long. New iterative Coupling Between a Reservoir Simulator and a Geomechanics Module. Computer Modelling Group. 2002.

Para el modelo de simulación, se seleccionó la técnica de acoplamiento iterativo. Aunque este método consume bastante tiempo de cómputo, puesto que los dos enmallados deben converger al mismo tiempo, ofrece los resultados más confiables y reales.

#### 4.5 SOLUCION NUMÉRICA

La exactitud de los resultados de la solución por el acople entre el simulador de yacimientos y el módulo geomecánico depende significativamente del mapeo o el intercambio de la información entre los dos enmallados. La naturaleza de los mapeos son complicados debido a que existen diferentes tipos, como es el enmallado en diferencias finitas, donde las variables de flujo son calculadas en el centro del enmallado y el mapeo por elementos finitos donde los desplazamientos

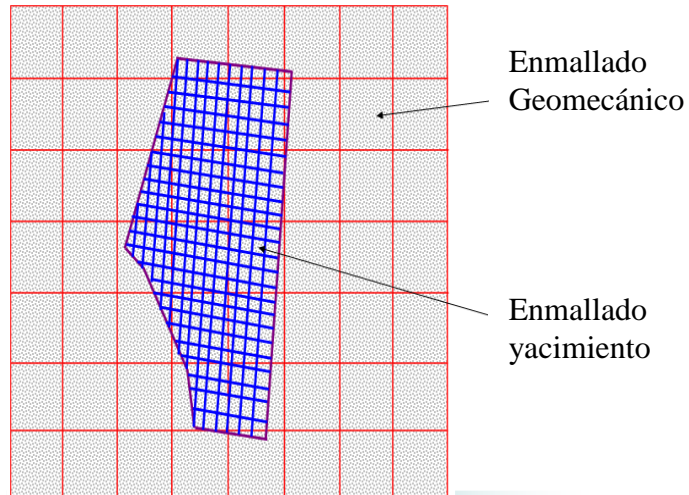
son calculados en las esquinas de un elemento finito y los esfuerzos son computados a los puntos gaussianos; la deformación aparece como el movimiento de las esquinas del enmallado del elemento finito (Tran, David., Buchanan Lloyd y Nghiem Long, 2010).

Sobre el enmallado del yacimiento, las propiedades son calculadas como el promedio del volumen total y las propiedades como porosidad y permeabilidad inicial son especificadas con respecto al yacimiento, estas propiedades puede ir cambiando con el tiempo debido a los efectos geomecánicos como compactación de la roca, lo cual se da en el módulo geomecánico por el proceso de acople.

Si el modelo conceptual del yacimiento es el mismo al modelo geomecánico con respecto a las dimensiones del enmallado, la información es transferida entre un simulador a otro de forma sencilla debido a que la deformación y los esfuerzos de un elemento finito son también la deformación y los esfuerzos sobre un bloque del enmallado del yacimiento, para este caso, el acople se logra fácilmente. Situación que no sucede cuando los dos enmallados de los modelos son diferentes, puesto que la información transferida de un enmallado a otro se hace más complejo, para este caso, el mapeo entre los modelos requiere relacionarse entre el centro del bloque del enmallado de flujo y los puntos nodales del enmallado geomecánico.

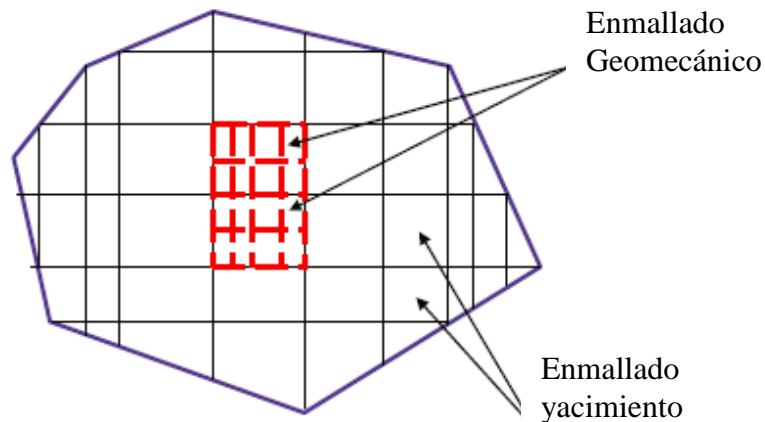
Cuando los enmallados del flujo de fluidos y de geomecánica, son diferentes, uno puede contener al otro o viceversa, como se muestra en las figuras 38 y 39:

Figura 38. Enmallado del yacimiento contenido dentro del enmallado geomecánico.



Fuente. Modificado de Tran, David., et al. Improved Gridding Technique for Coupling Geomechanics to Reservoir Flow. SPE 115514, 2010.

Figura 39. Enmallado geomecánico contenido dentro del enmallado del yacimiento.



Fuente. Modificado de Tran, David., et al. Improved Gridding Technique for Coupling Geomechanics to Reservoir Flow. SPE 115514, 2010.

Para el desarrollo de este proyecto, se realizó el enmallado geomecánico más grande que el enmallado del yacimiento, como se muestra en la figura 38 con el objetivo de evitar efectos de borde en las repuestas geomecánicas.

#### 4.5.1 MÉTODO DE ELEMENTOS FINITOS

El método de elementos finitos encuentra la solución a un problema complejo mediante la sustitución por uno más sencillo, y el problema más sencillo se construye mediante la aplicación de modelos de interpolación. Después de eso, todos los términos incluyendo las derivadas existentes en las formulaciones matemáticas pueden ser calculados y así encontrar una solución.

#### 4.5.2 MÉTODO DE DIFERENCIAS FINITAS

El método de diferencias finitas consiste en dividir el yacimiento en numerosos bloques y asignar todas las propiedades en el centro del bloque del enmallado, cada bloque es definido como un volumen finito y la combinación de todos los volúmenes finitos genera una región finita. Hay dos tipos de métodos de diferencias finitas que son muy usados, el primero es el método estándar que consiste en dividir el yacimiento en numerosos bloques rectangulares y la información de las propiedades pueden ser definidas en el centro de cada bloque del enmallado, el segundo método es el punto de esquina que consiste en fraccionar el yacimiento en numerosos bloques rectangulares irregulares y la información es definida por el punto de esquina de cada bloque del enmallado.

#### 4.6 ESTIMACIÓN DEL POTENCIAL DE PRODUCCIÓN A PARTIR DEL ACOPLAMIENTO DE LOS MODELOS DE FLUJO DE FLUIDOS Y DEFORMACIÓN GEOMECÁNICA

El modelado geomecánico de las condiciones de los esfuerzos in situ, provee información sobre el esquema más adecuado de producción de los hidrocarburos, así como la compactación resultante de la salida de los fluidos del poro de la roca y los efectos del esfuerzo-deformación. Sin embargo la aplicación de la simulación del flujo de fluidos y geomecánica se venía trabajando de forma separada, por lo tanto con el desarrollo de la tesis se acoplarán estas dos disciplinas y se

determinará el impacto que tiene la geomecánica sobre la productividad de un pozo horizontal perforado en una formación de shale gas y donde el fluido a extraer corresponde a un gas seco.

Para la determinación del potencial de producción a partir de la deformación de la roca para un pozo de gas perforado en una formación de shale, se construyeron los modelo estáticos y dinámicos tanto para el yacimiento como para geomecánica con enmallados independientes entre sí y se utilizó el método de acople iterativo, los datos que se usaron para los modelos se muestran en el capítulo 3.

#### 4.6.1 MODELO CONCEPTUAL PARA EL FLUJO DE FLUIDOS

Para la construcción del modelo conceptual se tuvo en cuenta la siguiente información:

Tabla 6. Característica del modelo de flujo de fluidos.

Modelo	Simulador GEM, CMG
Sistema	Dual permeability
Dimensiones del yacimiento	9200X4100X150
Número de bloques	46x41x1
Dimensiones del bloque	200x100x150
SRV (Volumen de yacimiento estimulado)	
Dimensiones del bloque	17X11X1
Refinamiento de cada bloque	9x9x1
Ubicación del pozo	Centro del SRV
Ubicación fractura hidráulica	5x5x1

Fuente. Autor del proyecto.

Para el Schedule del pozo, se empleó un pozo horizontal ubicado en el centro del yacimiento y en el centro del SRV, con una sección horizontal de 3000 ft de

longitud que comprende 15 etapas de fracturas hidráulicas espaciadas cada una a 200 ft y orientadas en dirección J.

Las propiedades del yacimiento fueron definidas en el capítulo 3, teniendo en cuenta que el tipo de fluido a modelar es un gas seco y que el modelo de flujo comprende la desorción del gas, esta última se incluyó en el modelo con los datos de la tabla 7.

Tabla 7. Valores de las Constantes de adsorción de Langmuir y Máxima adsorción de masa.

Componentes	Constantes de adsorción de Langmuir		Máxima adsorción de masa	
	psi	1/psi	scf/ton	gr-mol/lb
N2	355	0.0028169	232	0.13337379
co2	836	0.00119617	145	0.07931933
c1	1000	0.001	56	0.0323005
c2	811	0.00123305	91	0.05005302
c3	844	0.00118483	179	0.09582384
c4	355	0.0028169	232	0.12974261
c5	355	0.0028169	232	26.1287205
c6	355	0.0028169	232	22.7363272
c7+	355	0.0028169	232	25.4088476

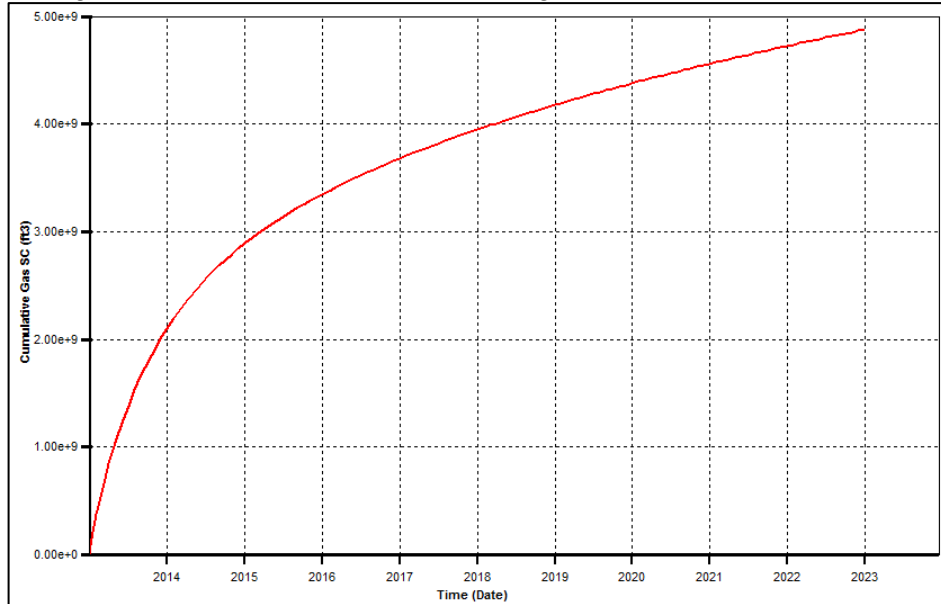
Fuente. Pabon, John., Martinez, Gonzalo. Evaluación del comportamiento de un yacimiento de shale oil utilizando un simulador numérico. 2013.

A partir de los valores de las constantes de adsorción de Langmuir, se calcularon los nuevos datos para la adsorción de masa mediante conversión de unidades, los cuales fueron ingresados al simulador de flujo de fluidos.

Para comprobar el efecto que tiene la desorción del gas sobre el modelo de flujo, es decir, sin la inclusión del modelo geomecánico; se realizaron dos corridas de simulación, la primera representa el aporte de gas que tiene el yacimiento para un tiempo de producción acumulado de 10 años con desorción, ver figura 40 y la

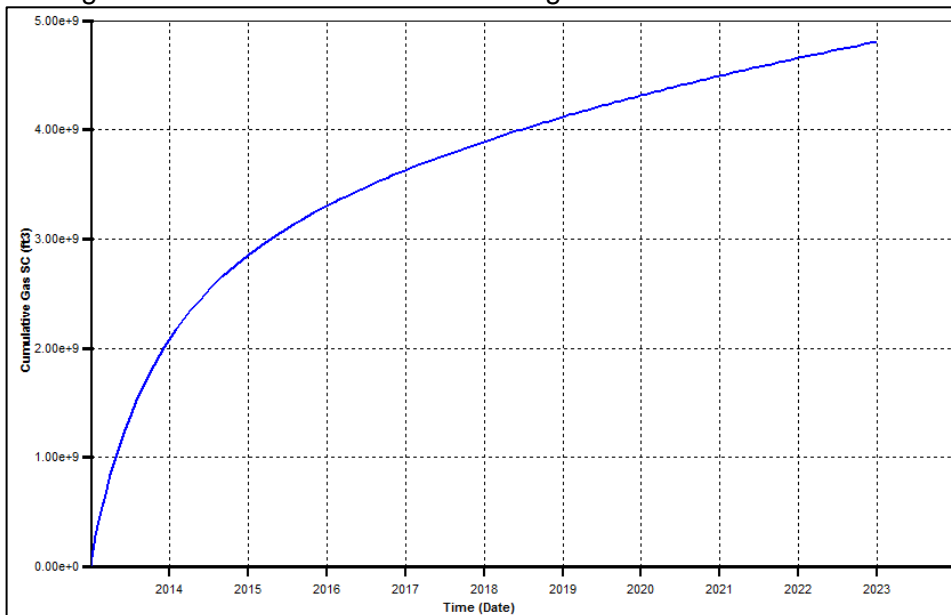
segunda representa la producción de gas acumulada al mismo tiempo de simulación sin desorción, ver figura 41.

Figura 40. Producción acumulada de gas con efecto de desorción.



Fuente. Result Graph, CMG. Computing Modelling Group. 2012.

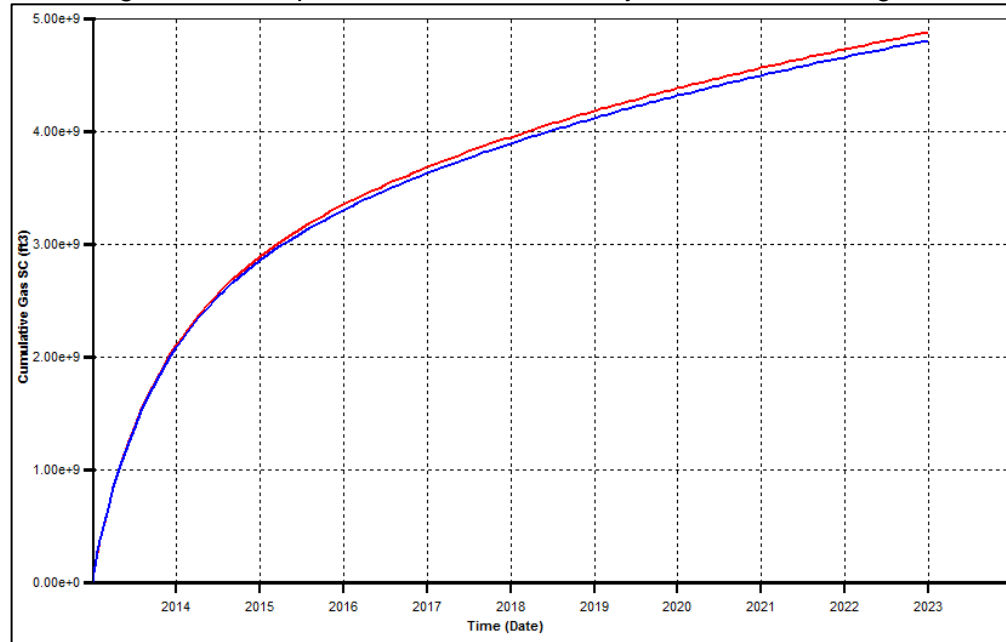
Figura 41. Producción acumulada de gas sin efecto de desorción.



Fuente. Result Graph, CMG. Computing Modelling Group. 2012.

Al realizar la comparación de las figuras 40 y 41, se obtiene el siguiente gráfico:

Figura 42. Comparación del modelo con y sin desorción del gas.

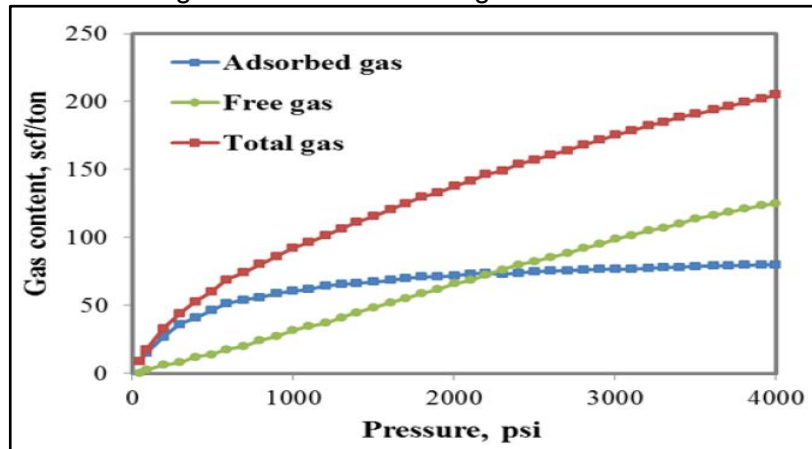


Fuente. Result Graph, CMG. Computing Modelling Group. 2012.

En la figura 42, se puede observar que existe una diferencia en producción de gas cuando se modela con y sin efecto de desorción del gas, ya que a medida que se produce el fluido la presión de yacimiento decrece por lo que induce a que el gas adsorbido a la superficie rocosa se suelte y se convierta en el gas de desorción y haga parte del gas libre, de ahí el incremento de la producción.

Para sustentar lo anteriormente dicho, en la figura 43, se ilustra el efecto de la pérdida de presión sobre la producción del gas libre y de adsorción; donde el gas libre y el gas adsorbido conforman el contenido total de gas, adicionalmente este efecto fue estudiado por Yu y Sepehmoori, 2013; Como se ilustra en la figura 50.

Figura 43. Contenido de gas en el shale.



Fuente. Wei Yu, Kamy Sepehmoori. Simulation of Gas Desorption and Geomechanics Effects for Unconventional Gas Reservoir. SPE 165377, 2013.

(Wei, Yu., Kamy, Sepehmoori. , 2013), enuncian que en la etapa temprana de producción, cuando la presión de yacimiento es alta, la contribución de la desorción del gas al recobro del mismo es insignificante, sin embargo, para largos tiempos de producción, la desorción debe ser considerada basado en pruebas de laboratorio debido a la importancia de la depleción de la presión ya que resulta en una considerable contribución al recobro del gas, como ocurre en el modelo conceptual para este proyecto.

#### 4.6.2 MODELO CONCEPTUAL PARA EL FLUJO DE FLUIDOS CON DEFORMACIÓN GEOMECÁNICA

El modelo de geomecánica en CMG soluciona el equilibrio de fuerzas de la formación y calcula la compresión volumétrica a raíz de la deformación plástica y elástica de la roca. Las opciones de acoplamiento permiten que la porosidad sea opcionalmente dependiente de la deformación, pudiendo estar en función de la presión, temperatura y deformación volumétrica o en función de la presión temperatura y esfuerzo medio total. El cambio de permeabilidad de la matriz y fractura a raíz de los efectos geomecánicos se puede computar mediante una serie de correlaciones incluyendo las de Li & Chalaturnyk y de Barton-Bandis,

mencionadas en el capítulo 3 de este trabajo. Varias prácticas de producción dependen críticamente del hecho que la formación productora responda dinámicamente a los cambios de esfuerzos aplicados.

Las características y propiedades del modelo geomecánico se presentan en la tabla 8.

Tabla 8. Característica del modelo geomecánico.

Modelo	Simulador GEM, CMG
Sistema	Independiente
Dimensiones del enmallado	30000X14400X150
Número de bloques	150x144x1
Dimensiones del bloque	200x100x150
Tipo de acople	Iterativo
Matriz	
Modelo tipo de roca	Mohr Coulomb
Módulo de Young	2.4e+006
Coefficiente de Poisson	0.35
Cohesión	1116.21
Ángulo de fractura	30
Coefficiente de Biot	1
Modelo variación de permeabilidad	Li & Chalaturnyk
Fractura Natural	
Modelo tipo de roca	Mohr Coulomb
Módulo de Young	4e+005
Coefficiente de Poisson	0.35
Cohesión	1116.21
Ángulo de fractura	30
Coefficiente de Biot	1
Modelo variación de permeabilidad	Barton Bandis
Esfuerzo horizontal mínimo, psi	1753.1
Esfuerzo horizontal máximo, psi	2740.6
Esfuerzo vertical, sobrecarga, psi	2740.6

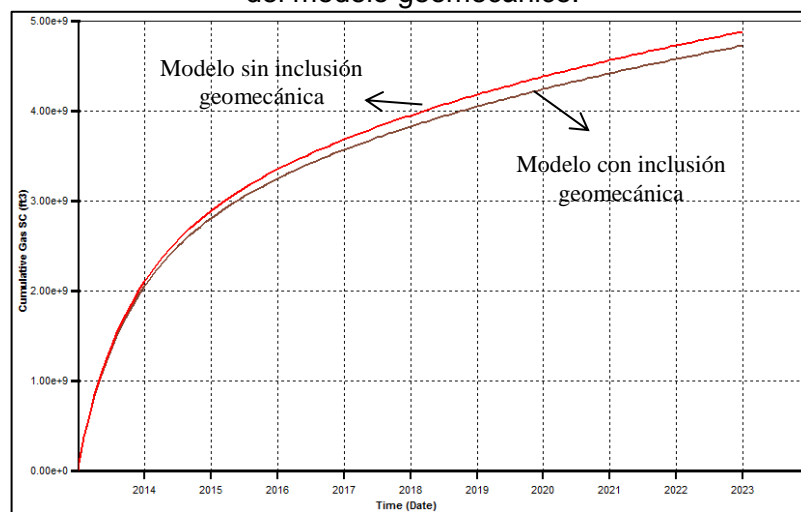
Fuente. Autor del proyecto.

Es importante aclarar que las fracturas hidráulicas fueron definidas explícitamente y que se le asignaron valores de porosidad fractura cero, para que no influyera en la deformación de la roca sobre la fractura y la cerrara mientras transcurre el tiempo de simulación, por lo que se mantienen las propiedades de la fractura hidráulica como si tuviera propante la cual impide que ésta se cierre ante el efecto de compactación de la roca.

De la misma manera, para este proyecto no se diseñaron las fracturas hidráulicas ya que el alcance del mismo implicaba determinar el potencial de producción en un pozo posfracturado, como técnica de estimulación.

Al generar el gráfico resultante del acumulado de gas a un tiempo de simulación de 10 años, se puede evidenciar en la figura 44, que producto a la compactación de la roca debido a la disminución de la presión del yacimiento ya que se produce el gas, se obtiene una disminución de la producción acumulada del 3.20% por el impacto geomecánico sobre el yacimiento, esto significa una reducción de la productividad del pozo de 156 MMSCF al tiempo final de simulación.

Figura 44. Producción acumulada de gas por un periodo de 10 años con y sin inclusión del modelo geomecánico.

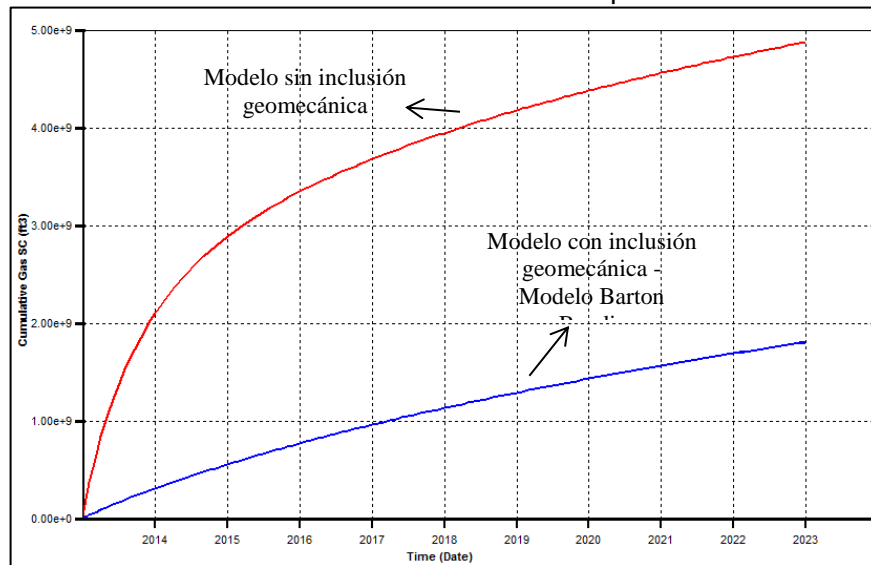


Fuente. Result Graph, CMG. Computing Modelling Group. 2012.

En la figura 44, se modela el impacto de la geomecánica sobre el yacimiento, este modelado se realizó en el módulo geomecánico del simulador GEM del software CMG, aunque se incluyeron las propiedades elásticas y tipo de roca, entre otras características que permitieran generarlo, no se tuvo en cuenta el modelo de Barton Bandis, el cual permite realizar variación en la permeabilidad de la fractura natural.

En la figura 45, se muestra el acumulado de la producción de gas a un tiempo de simulación de 10 años con inclusión del modelo de Barton Bandis, los resultados que se obtienen son de gran impacto, debido a que se evidencia una disminución considerable en la productividad del pozo del 60.2%, es decir de una reducción significativa de producción de 2937 MMSCF al mismo tiempo de simulación, esto debido a que las fracturas naturales se van cerrando a medida que se produce el gas, lo cual implica la disminución de la permeabilidad de las fracturas naturales por la variación del contraste de esfuerzos, el desplazamiento y la deformación de la roca.

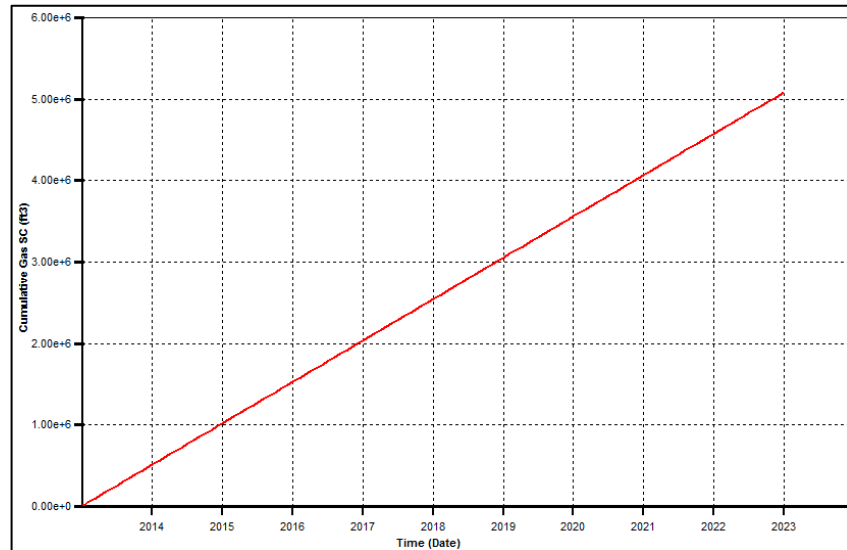
Figura 45. Efecto del modelo de Barton Bandis sobre la producción acumulada de gas.



Fuente. Result Graph, CMG. Computing Modelling Group. 2012.

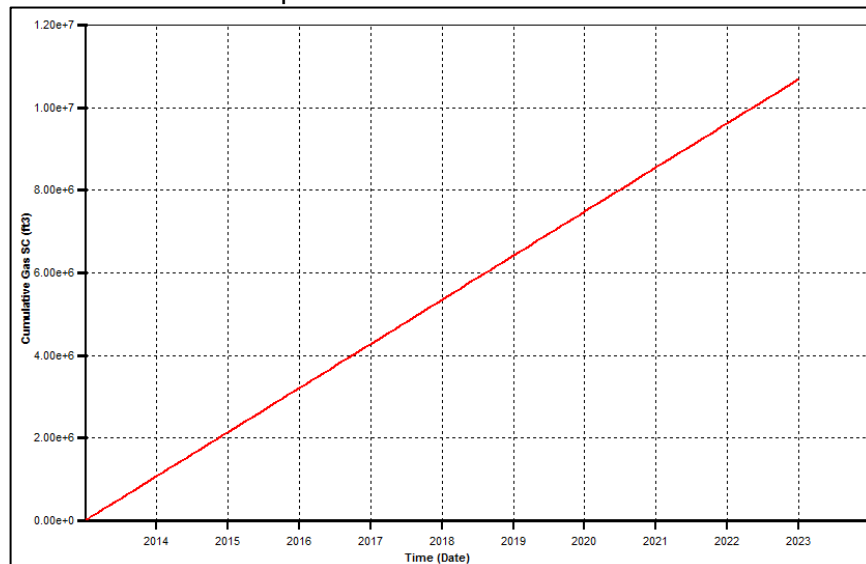
Las siguientes figuras, que corresponden a la 46, 47 y 48, ilustran para el mismo modelo, el aporte de fluido de cada uno de los medios de flujo por separado, es decir, el aporte en producción acumulada de sólo matriz, aporte de sólo fractura natural y f aporte de sólo fractura hidráulica.

Figura 46. Producción acumulada de gas a partir del aporte de la matriz, para un tiempo de simulación de 10 años.



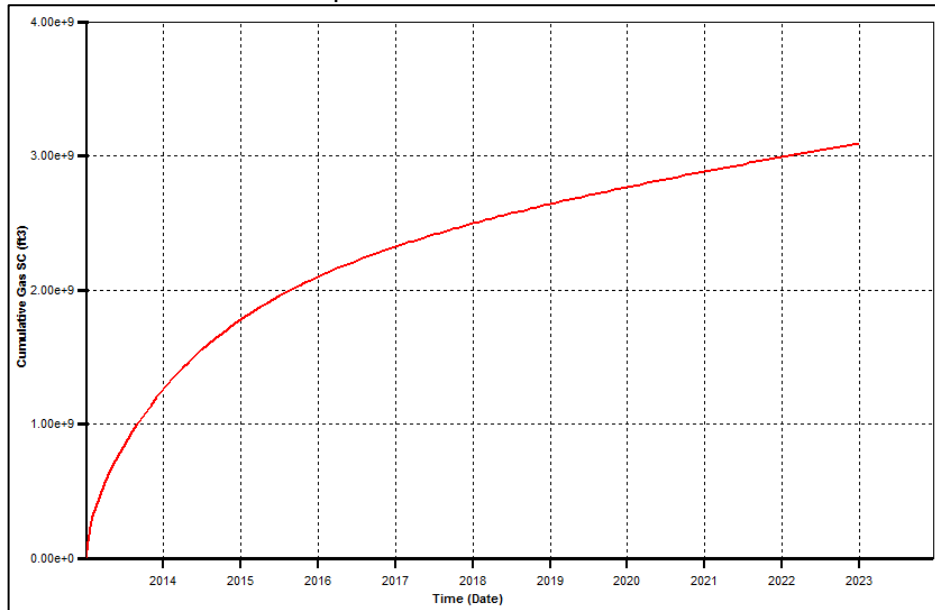
Fuente. Result Graph, CMG. Computing Modelling Group. 2012.

Figura 47. Producción acumulada de gas a partir del aporte de la fractura natural, para un tiempo de simulación de 10 años.



Fuente. Result Graph, CMG. Computing Modelling Group. 2012.

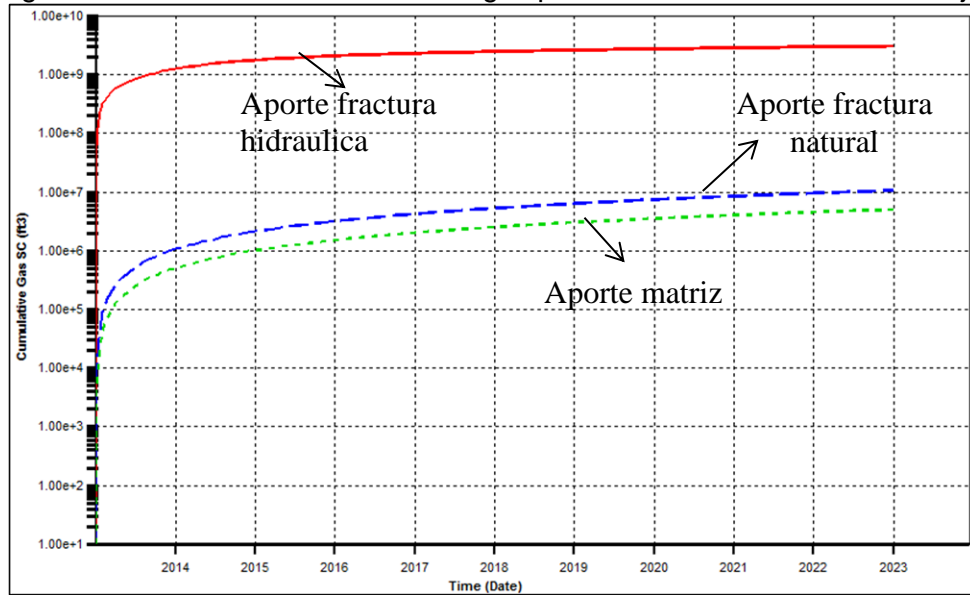
Figura 48. Producción acumulada de gas a partir del aporte de la fractura hidráulica, para un tiempo de simulación de 10 años.



Fuente. Result Graph, CMG. Computing Modelling Group. 2012.

La figura 49, muestra el aporte del fluido de cada uno de los medios, matriz, fractura natural y fractura hidráulica.

Figura 49. Producción acumulada de gas para los diferentes medios de flujo.



Fuente. Result Graph, CMG. Computing Modelling Group. 2012.

Para las diferentes respuestas de simulación del aporte de cada uno de los medios de flujo, se puede concluir que es indispensable realizar fracturamiento hidráulico al yacimiento para contactar de esta forma la mayor cantidad de fracturas naturales activándolas, es decir aumentando el valor de permeabilidad y de esta manera obtener una mayor productividad con el objetivo de tener una mayor rentabilidad y por lo tanto la viabilidad económica de un proyecto de shale; debido que el aporte en producción de gas de la matriz más la fractura hidráulica es mínimo comparado al aporte de se tiene cuando se le adiciona al modelo fracturas hidráulicas.

#### 4.7 ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DEL MODELO DE FLUJO CON LA INCLUSIÓN GEOMECÁNICA Y VALIDACIÓN DEL MODELO DE FLUJO A PARTIR DE MODELOS DE LITERATURA

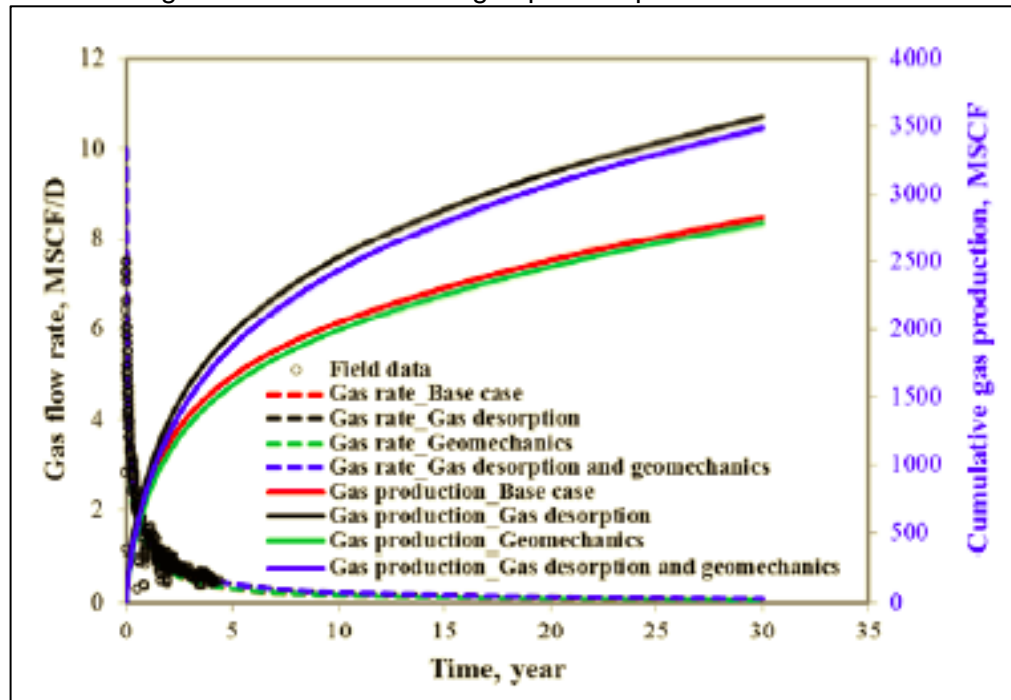
A partir de modelos de literatura, se analizó el comportamiento de la producción acumulada obtenida en el modelo realizado en este trabajo con deformación de la roca por geomecánica con los propuestos en los artículos técnicos, así mismo se realizó la validación del modelo de flujo con un modelo de literatura. Para ello se reprodujeron dichos modelos con y sin inclusión geomecánica con el objetivo de verificar la representatividad de los datos obtenidos a través del modelo desarrollado. Entre los artículos técnicos usados se encuentran:

- Simulation of Gas Desorption and Geomechanics Effects for Unconventional Gas Reservoir. SPE 165377, 2013.

Este artículo fue base para comparar la tendencia del comportamiento de la producción de gas a un tiempo final de simulación con y sin inclusión de la desorción del gas.

En el artículo técnico, se realizaron diversas simulaciones con y sin la inclusión del efecto de desorción del gas, los resultados se presentan en la figura 51, los cuales coinciden con los obtenidos en el modelo conceptual realizado.

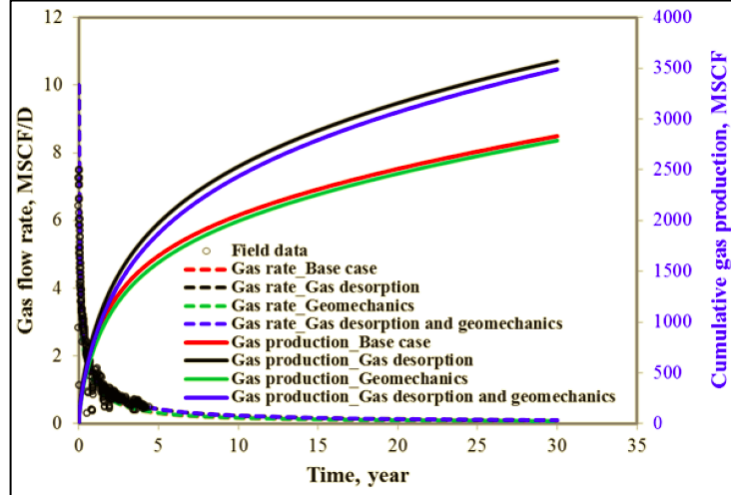
Figura 50. Producción de gas para un periodo de 30 años.



Fuente. Wei Yu, Kamy Sepehmooiri. Simulation of Gas Desorption and Geomechanics Effects for Unconventional Gas Reservoir. SPE 165377, 2013.

En las figuras 50 y 51, se observa el efecto que causa la inclusión del modelo geomecánico sobre el yacimiento, donde se tiene una respuesta en producción menor cuando actúa la deformación de la roca por los cambios de esfuerzos debido a la disminución de la presión, esto se puede observar en la línea de color verde o la línea de color azul si se le adiciona la desorción del gas.

Figura 51. Efecto geomecánico en la producción de gas para un periodo de 30 años.



Fuente. Wei Yu, Kamy Sepehmoori. Simulation of Gas Desorption and Geomechanics Effects for Unconventional Gas Reservoir. SPE 165377, 2013.

- Accurate Simulation of Non-Darcy Flow in Stimulated Fractured Shale Reservoirs. SPE 132093, 2010.

Se reprodujo el modelo de flujo, planteado en el artículo técnico a partir del modelo de flujo de fluidos planteado para este proyecto, donde se sustituyeron propiedades petrofísicas como porosidad y permeabilidad para la matriz y la fractura natural, presión inicial, temperatura, donde esta última permanece constante, dimensiones del yacimiento y la fractura hidráulica, así como también la ubicación del pozo en el enmallado.

Tabla 9. Característica del modelo de literatura.

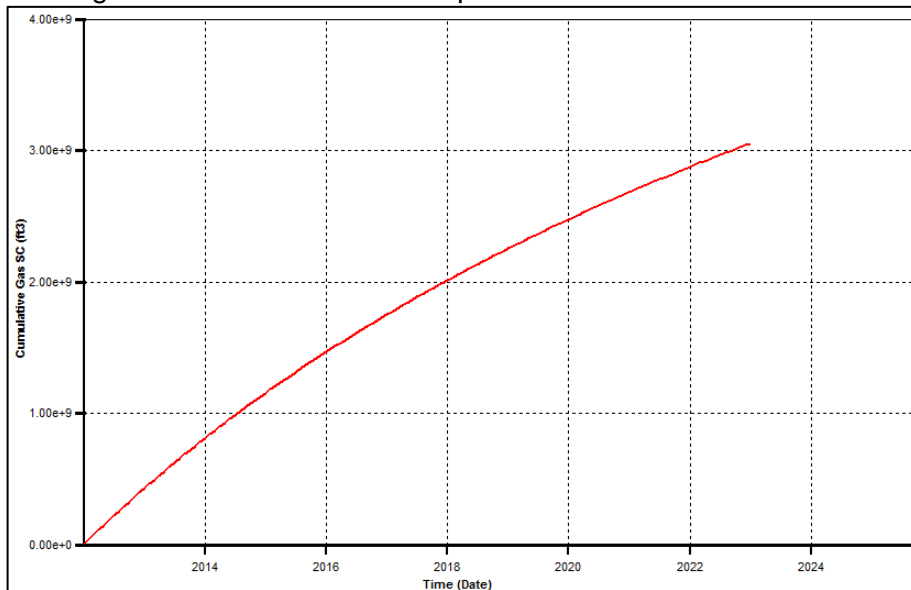
Modelo	Simulador GEM, CMG
Sistema	Dual permeability
Dimensiones del yacimiento	900X400X300
Número de bloques	45x45x1
Dimensiones del bloque	200x300x300
SRV (Volumen de yacimiento estimulado)	

Refinamiento de cada bloque	9x9x1
Ubicación del pozo	Centro del SRV
Ubicación fractura hidráulica	5x5x1
Propiedades del yacimiento	
Presión, psia	3004
Temperatura, °F	100
Porosidad matriz	0.03
Porosidad Fractura natural	1e-5
Permeabilidad matriz, Md	0.0001
Permeabilidad fractura natural, mD	0.02
Permeabilidad fractura hidráulica, mD	2

Fuente. Accurate Simulation of Non-Darcy Flow in Stimulated Fractured Shale Reservoirs. SPE 132093, 2010.

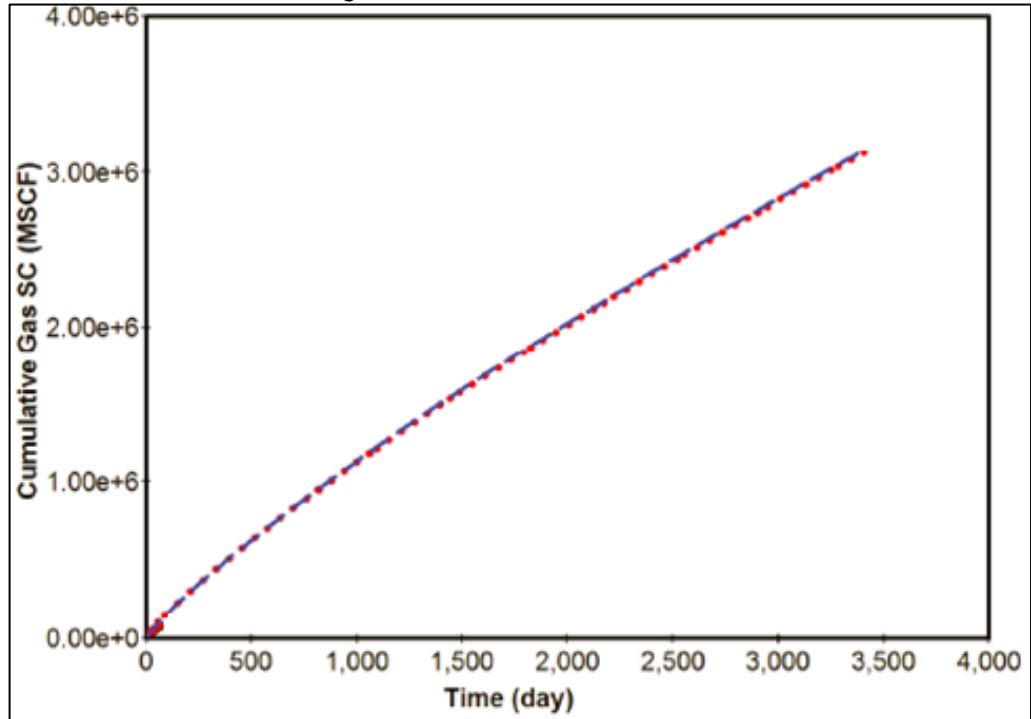
Se realizó la corrida de simulación y se obtuvo la figura que se muestra a continuación.

Figura 52. Modelo obtenido a partir de los datos de literatura.



Fuente. Result Graph, GEM. Computing Modelling Group. 2012.

Figura 53. Modelo de literatura.



Fuente. Modificado de: Barry, Rubin. Accurate Simulation of Non-Darcy Flow in Stimulated Fractured Shale Reservoirs. SPE 132093, 2010.

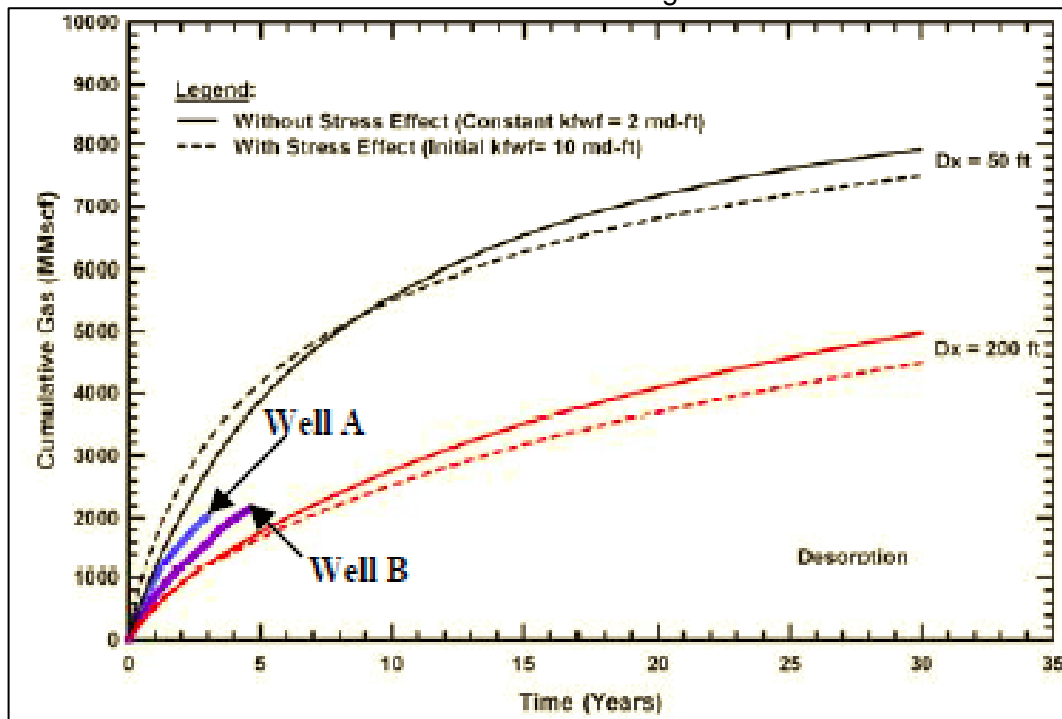
De las figuras 52 y 53, se puede decir que el modelo conceptual responde al modelo de literatura, puesto que presenta un comportamiento similar, por lo que se concluye que el modelo generado para el proyecto, es representativo. Se debe tener en cuenta que algunos datos fueron asumidos en el modelo de literatura, debido a que no se encontraban presentes en el artículo.

- Reservoir Modeling in Shale Gas Reservoirs. SPE 125530, 2009.

Este artículo técnico evalúa el impacto de la desorción del gas sobre los perfiles de producción y el recobro que podrían tener los yacimientos de shale, así mismo determina el impacto de la distribución de los esfuerzos de cierre de la red de fracturas sobre la productividad de los pozos de shale gas, evaluando la conductividad de la fractura y el espaciamiento entre ellas.

Se modela el Barnett Shale a través de dos pozos horizontales que fueron seleccionados por datos de mapeo microsísmico, se asume una conductividad para red de fracturas de 2 mD-ft para el pozo A y el pozo B, como se muestra en la figura 54.

Figura 54. Impacto del esfuerzo dependiente de la conductividad de la fractura para el caso con adsorción del gas.



Fuente. C.L.Cipolla., E.P. Lolon., J.C. Erdle., B. Rubin. Reservoir Modeling in Shale Gas Reservoirs. SPE 125530, 2009.

A partir de los diferentes ejemplos mostrados en los artículos técnicos, se puede inferir que los datos obtenidos del modelo conceptual ofrecen un grado de confiabilidad debido a que presentan las mismas tendencias obtenidas del modelo realizado para este proyecto.

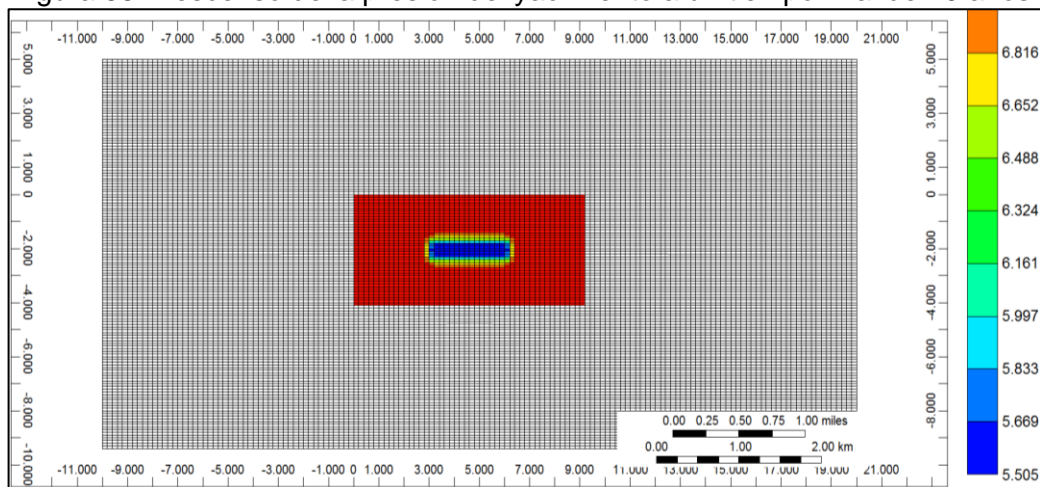
Es importante mencionar que el modelo de flujo fue reproducido por el artículo Accurate Simulation of Non-Darcy Flow in Stimulated Fractured Shale Reservoirs, donde se obtuvo el mismo comportamiento, pero no se pudo reproducir de la

misma forma el modelo de flujo con inclusión geomecánica debido a que las diferentes bibliografías consultadas no contenían los datos suficientes que permitieran obtener el mismo resultado, por tal motivo se compararon las tendencias y comportamientos de las curvas de producción acumulada del modelo conceptual con modelos de literatura, ajustándose adecuadamente.

Una vez realiza la verificación de la representatividad del modelo conceptual, se realizó las respectivas evaluaciones de contrastes de esfuerzos, presión de poro, módulo de Young y coeficiente de Poisson, que serán mostrados en el capítulo 5.

#### 4.8 RESULTADOS EN 3D DEL MODELO DE ACOPLE ENTRE EL FLUJO DE FLUIDOS Y DEFORMACIÓN GEOMECÁNICA

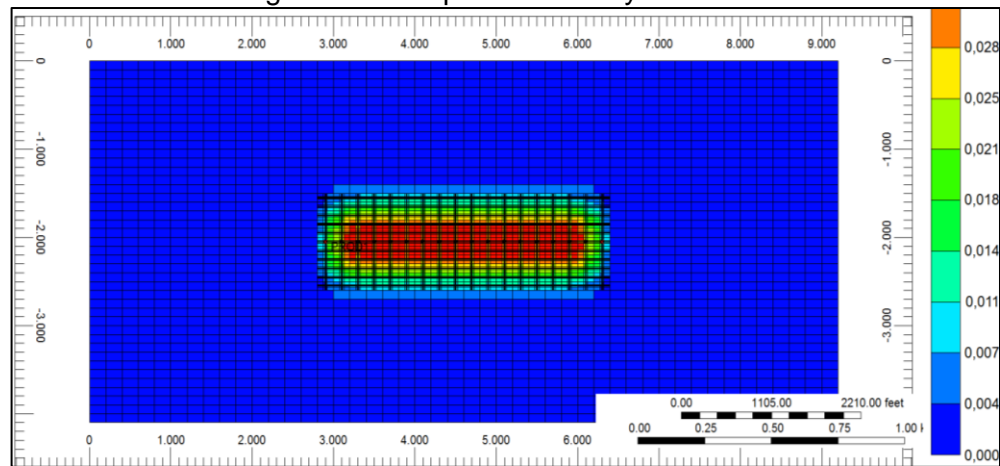
Figura 55. Descenso de la presión del yacimiento a un tiempo final de 10 años.



Fuente. Result Graph 3D, GEM. Computing Modelling Group. 2012.

En la figura 55, se observa el enmallado del yacimiento contenido dentro del enmallado geomecánico, siendo cada una de ellas independientes entre sí, también se evidencia la caída en presión que sufre el yacimiento a medida que se produce el gas, mostrándose la mayor pérdida en presión alrededor del pozo.

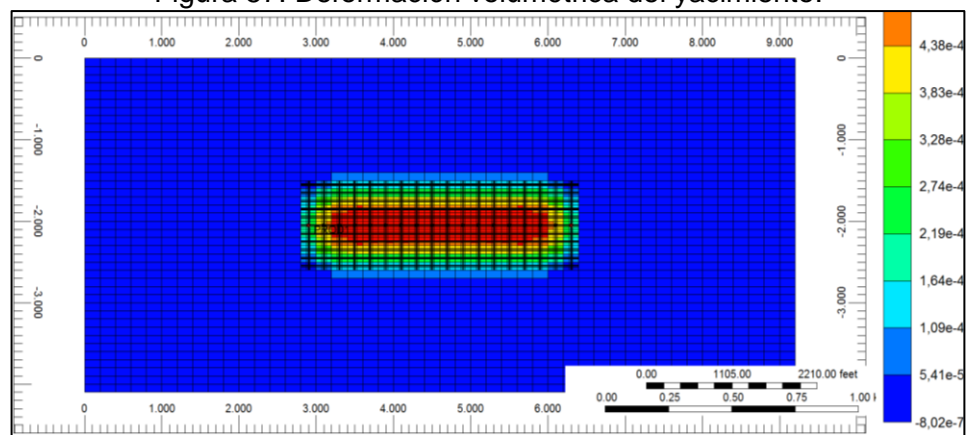
Figura 56. Compactación del yacimiento.



Fuente. Result Graph 3D, GEM. Computing Modelling Group. 2012.

En la figura 56, se ilustra una mayor compactación en la zona cercana al área de drenaje del pozo, siendo este comportamiento normal, ya que los fluidos están siendo evacuados desde la matriz de la roca a la fractura y de ésta al pozo, que es la zona de menor presión.

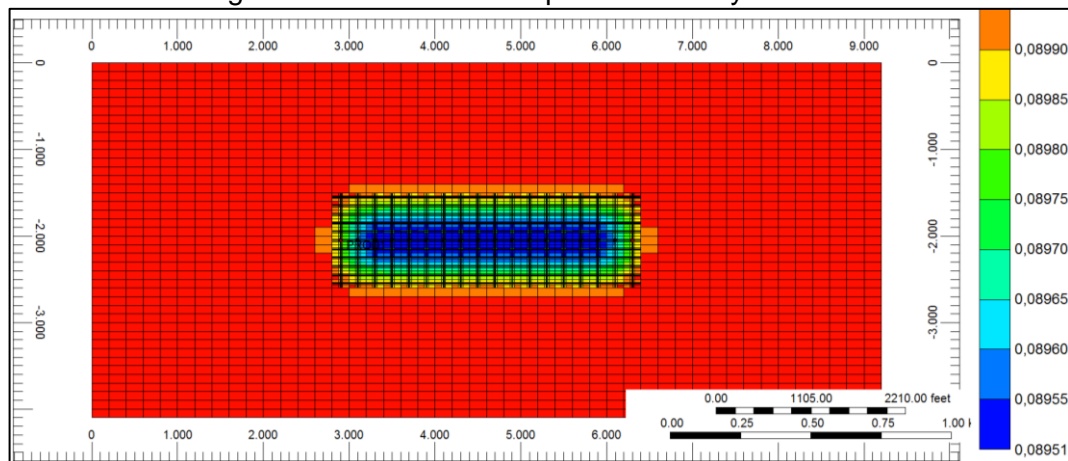
Figura 57. Deformación volumétrica del yacimiento.



Fuente. Result Graph 3D, CMG. Computing Modelling Group. 2012.

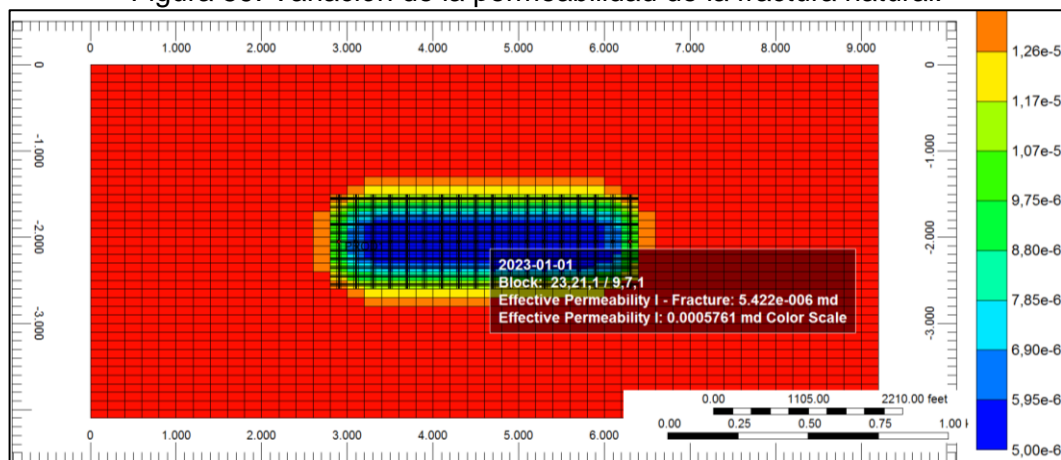
En la figura 57, la deformación de la formación productora es evidente, aunque presenta valores pequeños en la escala de deformación, este fenómeno es muy importante ya que se trata de un yacimiento de shale donde cualquier cambio en la roca ocasiona una disminución en la permeabilidad y por último afectación en la producción. Por esta razón es de gran importancia evaluar el impacto de la geomecánica en formaciones de shale situación adversa para los yacimientos convencionales donde el canal de flujo es mucho mayor por lo que asume permeabilidad constante.

Figura 58. Variación de la porosidad del yacimiento.



Fuente. Result Graph 3D, CMG. Computing Modelling Group. 2012.

Figura 59. Variación de la permeabilidad de la fractura natural.



Fuente. Result Graph 3D, GEM. Computing Modelling Group. 2012.

En las figuras 58 y 59 se muestra una variación de las propiedades de la roca, como son la porosidad y la permeabilidad, debido a los efectos geomecánicos aplicados al yacimiento, de la misma forma se puede detallar que el yacimiento sufre una reducción en la permeabilidad matriz y fractura natural que se refleja en mayor proporción alrededor del área de drenaje, estos cambios son significativos alrededor del pozo y tienen un gran impacto en la productividad de los shales. El cierre de la permeabilidad de la fractura natural es modelado por Barton-Bandis y la variación de la porosidad es producto del acoplamiento.

Wang et al. (2009) lograron demostrar que la permeabilidad en el Marcellus Shale es dependiente de la presión y disminuye con un incremento en la presión de poro o un aumento en los esfuerzos efectivos. El efecto de confinamiento de la presión sobre la permeabilidad es causado por la reducción de la porosidad.

## 5 IMPACTO DE LA GEOMECÁNICA EN EL POTENCIAL DE PRODUCCIÓN DE FORMACIONES DE SHALE GAS

La geomecánica en los yacimientos no convencionales juega un rol muy importante en la producción y en el desarrollo de los recursos. Esto es en gran parte por las fracturas naturales e hidráulicas que son el principal aporte para el flujo de fluidos hacia el pozo, pero se ven afectadas con el cambio de los esfuerzos. Para obtener tasas razonables de gas se requiere bajar la presión de fondo fluyendo al maximizar la caída de presión entre el pozo y el yacimiento, el cual causa una gran deformación de la roca al movilizar mayor cantidad de gas, esta deformación presenta un gran impacto sobre la permeabilidad matriz y fractura natural.

### 5.1 ESTUDIO DE SENSIBILIDADES DE LAS VARIABLES GEOEMCÁNICAS

En el presente proyecto, se evaluó la influencia del contraste de esfuerzos, la presión de poro, el módulo de Young y el coeficiente de Poisson en el pronóstico de producción de una formación de shale gas bajo los diferentes escenarios que se muestran en las siguientes tablas:

Tabla 10. Sensibilidad de esfuerzos.

Modelo base		
Esfuerzo horizontal mínimo, psi	Esfuerzo horizontal máximo, psi	Esfuerzo vertical, psi
1753.1	2740.6	2740.6
Sensibilidad del esfuerzo horizontal mínimo		
2253.1	2740.6	2740.6
2753.1	2740.6	2740.6
3253.1	2740.6	2740.6
3753.1	2740.6	2740.6
4253.1	2740.6	2740.6

Sensibilidad del esfuerzo horizontal máximo		
1753.1	2240.6	2740.6
1753.1	1740.6	2740.6
1753.1	1240.6	2740.6
1753.1	740.6	2740.6
1753.1	240.6	2740.6

Fuente. Autor del proyecto

Tabla 11. Sensibilidad de la presión de poro.

Modelo base				
Presión de poro, psi	BHP, psi	Esfuerzo horizontal mínimo, psi	Esfuerzo horizontal máximo, psi	Esfuerzo vertical, psi
7134.4	4994.08	1753.1	2740.6	2740.6
Sensibilidad de la presión de poro				
6834.4	4784.08	2053.1	3040.6	3040.6
6534.4	4574.08	2353.1	3340.6	3340.6
6234.4	4364.08	2653.1	3640.6	3640.6
5934.4	4154.08	2953.1	3940.6	3940.6
5634.4	3944.08	3253.1	4240.6	4240.6

Fuente. Autor del proyecto

Tabla 12. Sensibilidad del módulo de Young y coeficiente de Poisson.

Modelo base			
Matriz		Fractura natural	
Módulo de young	Coficiente de poisson	Módulo de young	Coficiente de poisson
2.4E+06	0,35	4.0E+05	0,35
Sensibilidad del Módulo de Young y coeficiente de Poisson para la matriz			
1) 7.0E+06	0,15	4.0E+05	0,35
2) 5.0E+06	0,21	4.0E+05	0,35
3) 1.0E+06	0,37	4.0E+05	0,35
4) 8.0E+05	0,41	4.0E+05	0,35
5) 5.0E+05	0,45	4.0E+05	0,35
Sensibilidad del Módulo de Young y coeficiente de Poisson para la fractura			
1) 2.4E+06	0,35	1.0E+05	0,15
2) 2.4E+06	0,35	8.0E+04	0,21
3) 2.4E+06	0,35	5.0E+04	0,37
4) 2.4E+06	0,35	3.0E+04	0,41
5) 2.4E+06	0,35	1.0E+04	0,45

Fuente. Autor del proyecto

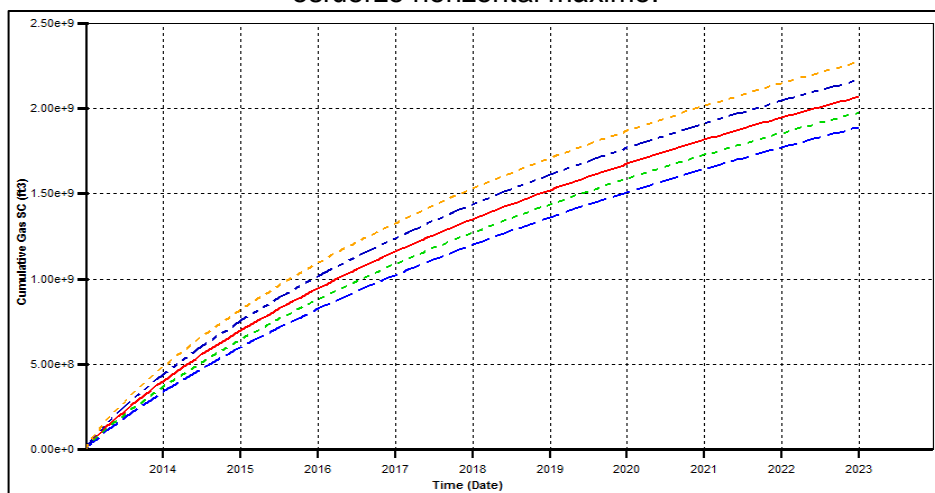
Una vez se realizaron las respectivas simulaciones con las sensibilidades en los esfuerzos horizontales máximo y mínimo, presión de poro y propiedades mecánicas de la roca, como el módulo de Young y el coeficiente de Poisson, se obtuvieron los pronósticos de producción para cada una de las sensibilidades.

### 5.1.1 EFECTO DEL CONTRASTE DE ESFUERZOS

Se realizaron las diferentes corridas de simulación para cada uno de los esfuerzos horizontales máximo y mínimo presentados en la tabla 10.

#### 5.1.1.1 SENSIBILIDAD ESFUERZO HORIZONTAL MÁXIMO

Figura 60. Acumulado de producción por un periodo de 10 años con sensibilidad del esfuerzo horizontal máximo.



Fuente. Result Graph, GEM. Computing Modelling Group. 2012.

---  $\sigma_H = 240.6 \text{ psi}$  ---  $\sigma_H = 740.6 \text{ psi}$  —  $\sigma_H = 1240.6 \text{ psi}$  ---  $\sigma_H = 1740.6 \text{ psi}$  ---  $\sigma_H = 2240.6 \text{ psi}$

En la figura 60, se evidencia un cambio significativo en la productividad del pozo, este cambio en la producción es debido a la variación de los esfuerzos, lo que induce a una deformación producto del desplazamiento de los estratos rocosos, lo cual provoca una compactación de la roca del yacimiento a medida que los fluidos son expulsados y producidos. De esta forma se puede concluir que hay una mayor deformación de la roca cuando el esfuerzo horizontal máximo tiene un valor bajo,

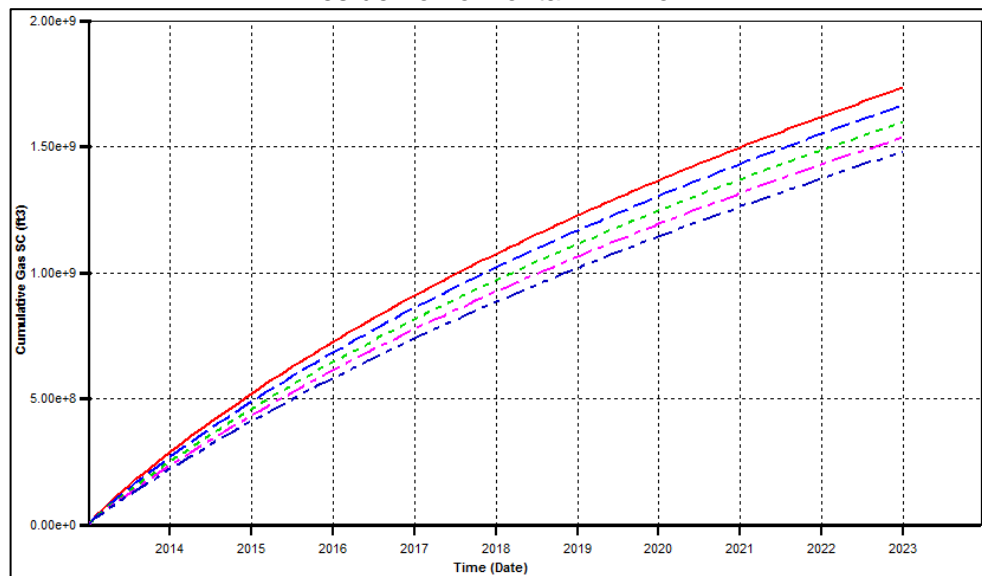
lo cual indica que la caída de presión en el yacimiento es mínima, es decir se mantiene un poco la presión del yacimiento, mientras que a un valor alto de esfuerzo horizontal máximo indica un mayor descenso de la presión por lo tanto menor producción.

Para el análisis de los gráficos de variación de esfuerzos, se debe tener en cuenta la orientación de la fractura, para que se obtenga la variación de la permeabilidad. Cualquier cambio en la magnitud de este esfuerzo responderá inmediatamente sobre el yacimiento.

Este mismo comportamiento se presenta con la variación del esfuerzo horizontal mínimo, donde un aumento del esfuerzo indica una pérdida en la productividad del pozo debido al efecto geomecánico sobre la formación productora. Ver figura 62.

### 5.1.1.2 SENSIBILIDAD DEL ESFUERZO HORIZONTAL MÍNIMO

Figura 61. Producción acumulada para un periodo de 10 años con sensibilidad del esfuerzo horizontal mínimo.

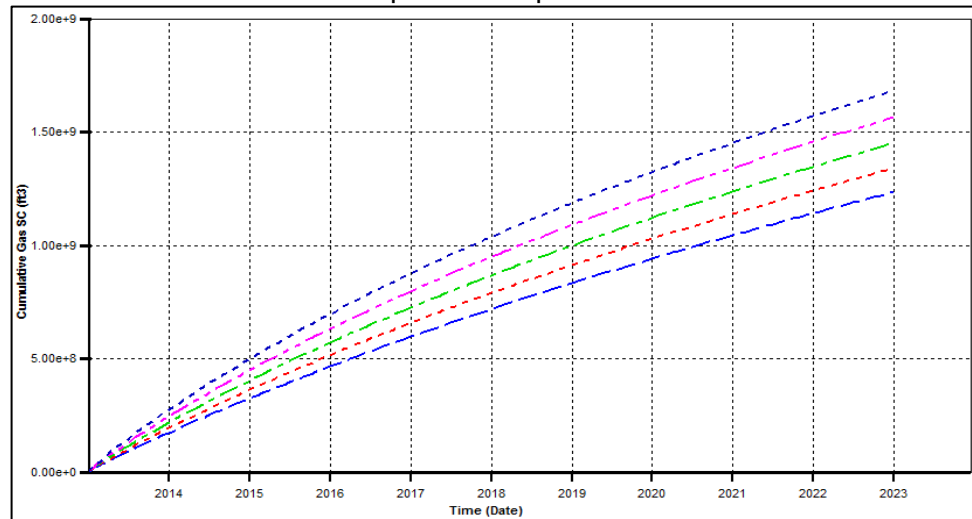


Fuente. Result Graph, GEM. Computing Modelling Group. 2012.

—  $\sigma_h = 2253.1 \text{ psi}$     - - -  $\sigma_h = 2753.1 \text{ psi}$     - - -  $\sigma_h = 3253.1 \text{ psi}$     - - -  $\sigma_h = 3753.1 \text{ psi}$     - - -  $\sigma_h = 4253.1 \text{ psi}$

### 5.1.1.3 EFECTO DE LA PRESIÓN DE PORO

Figura 62. Producción acumulada por un periodo de 10 años con sensibilidad de la presión de poro.



Fuente. Result Graph, GEM. Computing Modelling Group. 2012.

--  $P_p = 6834.4 \text{ psi}$  --  $P_p = 6534.4 \text{ psi}$  --  $P_p = 6234.4 \text{ psi}$  --  $P_p = 5934.4 \text{ psi}$  --  $P_p = 5634.4 \text{ psi}$

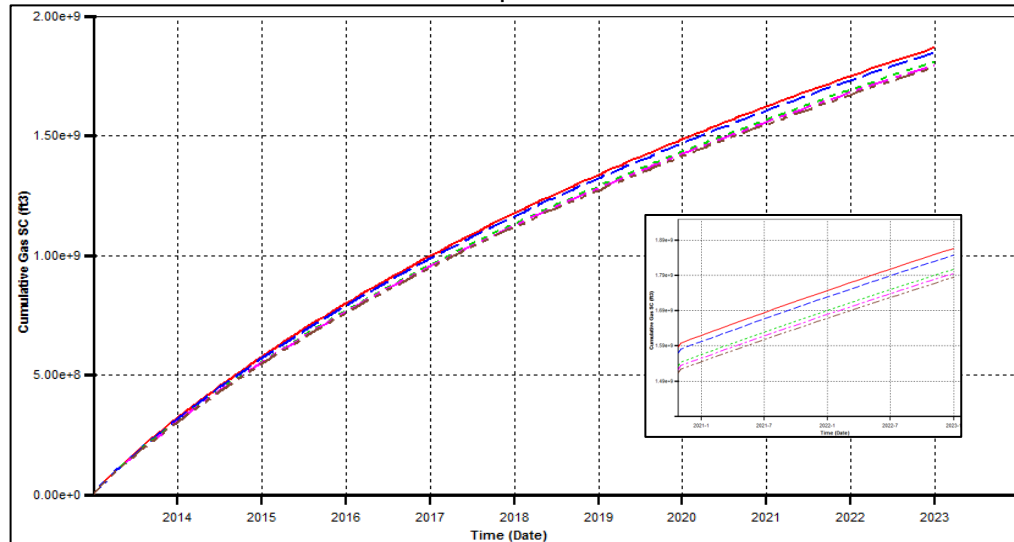
La figura anterior, ilustra el impacto de la variación de la presión de poro en la producción, ya que a medida que se produce el gas desde el yacimiento al pozo, la presión disminuye debido a que no se tiene ningún mecanismo de empuje externo que la mantenga constante. Por lo tanto, para obtener una mayor producción se debe tener una menor caída de presión alrededor del área de drenaje, este comportamiento se puede visualizar en la figura 62. Como conclusión se puede decir que cuando el yacimiento es depletado, tanto la permeabilidad de la matriz como la permeabilidad de la fractura natural disminuyen y la producción de gas se ve reducida.

### 5.1.1.4 EFECTO DE LAS PROPIEDADES MECÁNICAS DE LA ROCA

En esta sección se evalúa el impacto que tiene la variación del módulo de Young y el coeficiente de Poisson presentados en la tabla 12.

### 5.1.1.4.1 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DEL MÓDULO DE YOUNG Y COEFICIENTE DE POISSON PARA LA MATRIZ

Figura 63. Pronóstico de producción con sensibilidad del módulo de Young y coeficiente de Poisson para la matriz.



Fuente. Result Graph, GEM. Computing Modelling Group. 2012.

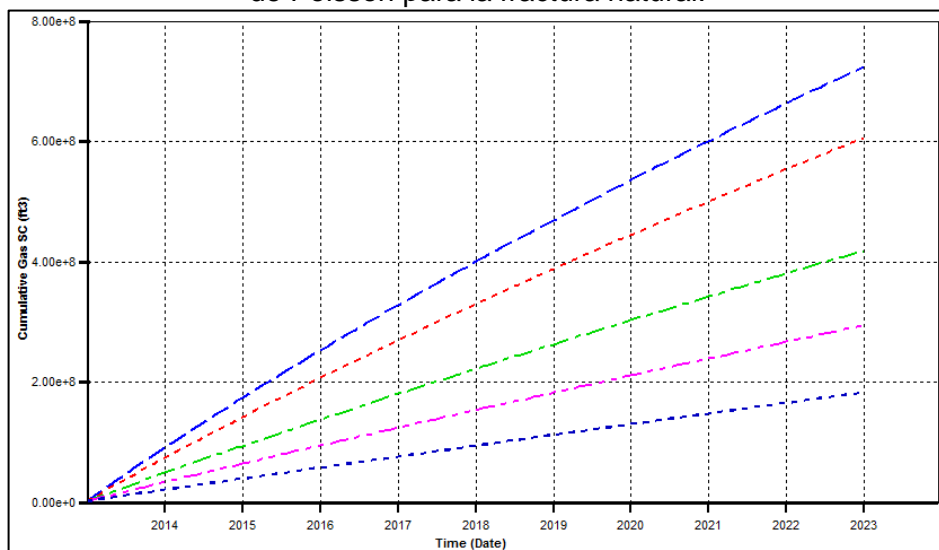
—  $Y: 7e6, P: 0.15$     - -  $Y: 5e6, P: 0.21$     - -  $Y: 1e6, P: 0.37$     - -  $Y: 8e5, P: 0.41$     - -  $Y: 5e5, P: 0.45$

En la figura 63 se puede evidenciar una menor producción, cuando el módulo de Young de la matriz es el más bajo y el coeficiente de Poisson es más alto, ya que la roca presenta un comportamiento dúctil por lo tanto una mayor deformación, esto hace que el gas libre y el gas de desorción sean expulsados desde la matriz hacia la fractura natural y de este último al pozo teniendo en cuenta que también hay flujo de fluidos entre matriz – matriz puesto que el modelo es de doble permeabilidad, por lo que hay un recobro significativo al inicio de la vida productiva pero cae por el efecto de la compactación de los fluidos en el yacimiento, este fenómeno hace que la permeabilidad de la roca sea afectada, reduciendo el canal de flujo. Es de considerar que la extracción de los fluidos desde el medio poroso en el yacimiento, transfiere los esfuerzos a la superficie de la estructura sólida de la roca compacta la matriz y esto ocasiona una reducción del volumen de poro la

cual afecta directamente la presión de poro del fluido. Situación adversa cuando se tiene una roca más rígida ya que los poros de la roca van a tardar mayor tiempo en cerrarse por lo que la permeabilidad no se va a ver tan afectada indicando una mayor productividad.

#### 5.1.1.4.2 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DEL MÓDULO DE YOUNG Y COEFICIENTE DE POISSON PARA LA FRACTURA NATURAL

Figura 64. Pronóstico de producción con sensibilidad del módulo de Young y coeficiente de Poisson para la fractura natural.



Fuente. Result Graph, GEM. Computing Modelling Group. 2012.

--- Y: 1e5, P: 0.15    - - - Y: 8e4, P: 0.21    - - - Y: 5e4, P: 0.37    - - - Y: 3e4, P: 0.41    - - - Y: 1e4, P: 0.45

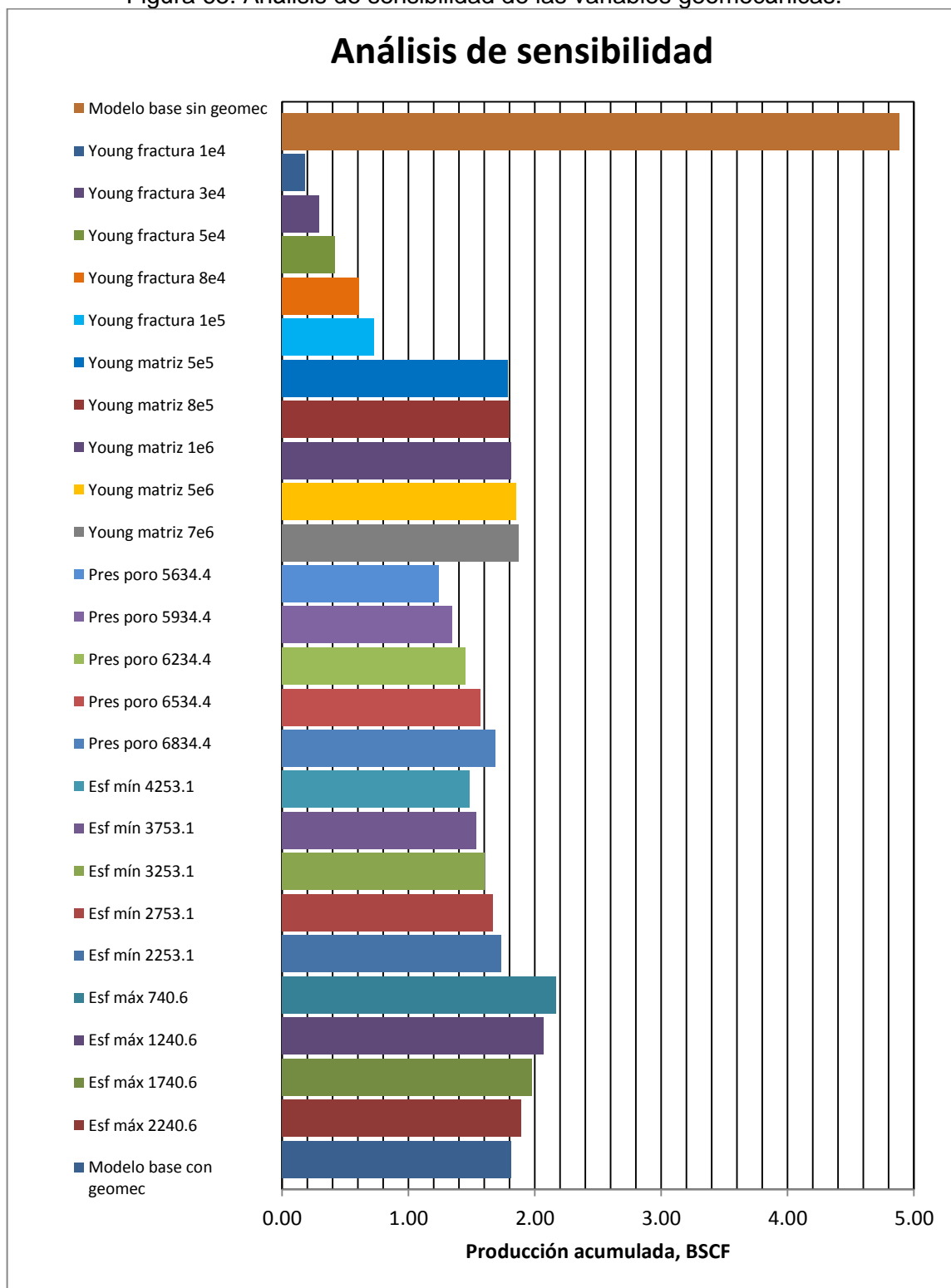
La matriz de la roca y las fracturas naturales son deformadas como resultado del cambio de la presión de poro, y los cambios de los esfuerzos efectivos; por lo que el análisis de sensibilidad del módulo de Young y coeficiente de Poisson para la fractura natural muestra una disminución de la productividad cuando la roca es dúctil, más deformable; siendo coherente con los resultados obtenidos en el análisis de sensibilidad en las propiedades elásticas de la roca para la matriz, este comportamiento es porque, al ser comprimida la roca, la fractura natural se cierra

más fácilmente lo cual implica menor cantidad de aporte de flujo de fluido a la fractura hidráulica y al pozo.

A partir de las figuras 65 y 66, se realiza el análisis de sensibilidad de cada una de las variables geomecánicas que tuvieron un mayor impacto en la productividad de un pozo posfracturado hidráulicamente en una formación de shale gas.

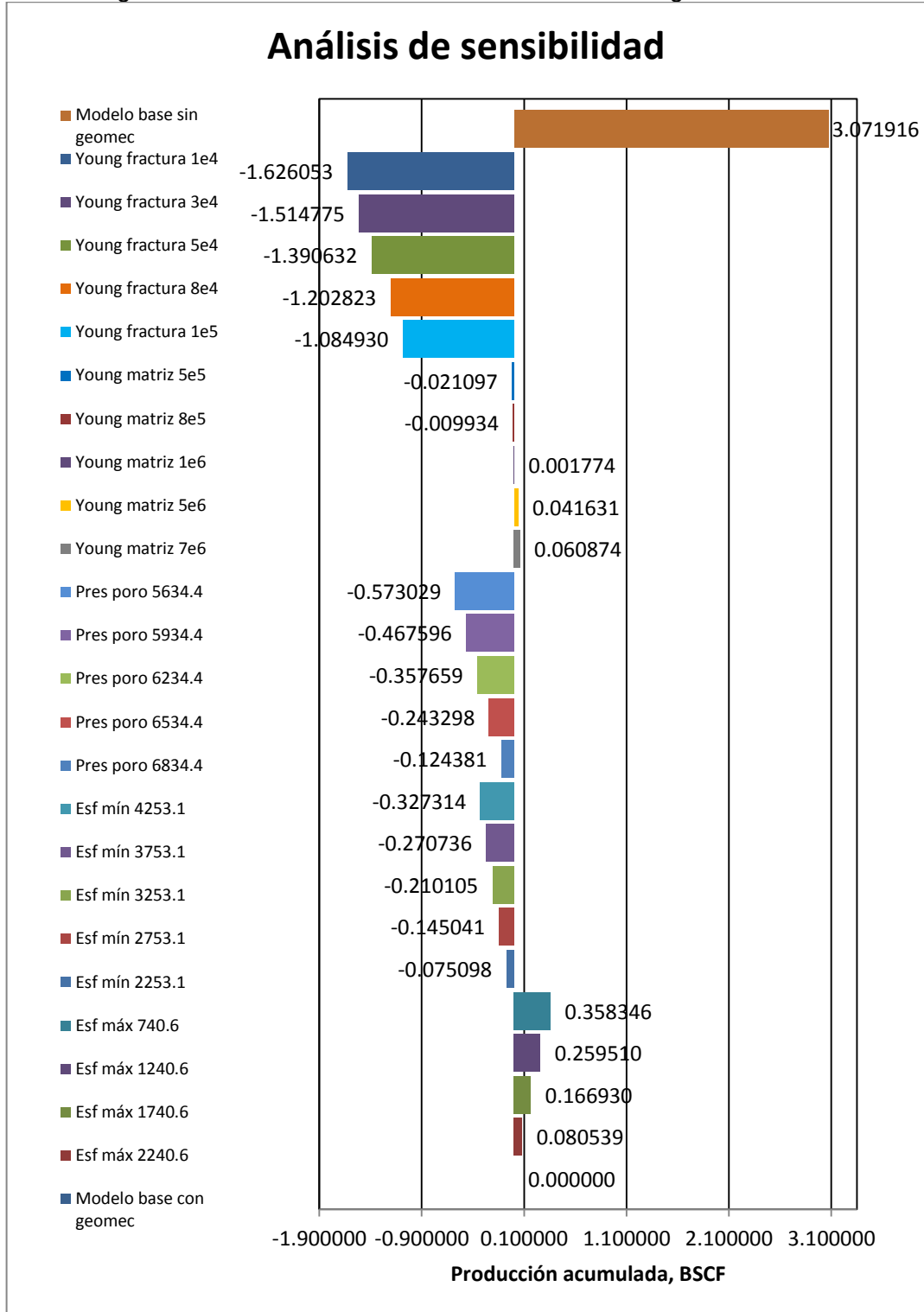
El acumulado de gas a tiempo final de simulación y el porcentaje de impacto en la productividad se relaciona en las tablas 13 al 17. De allí se puede determinar el efecto que tiene la inclusión del modelo geomecánico sobre el modelo de flujo.

Figura 65. Análisis de sensibilidad de las variables geomecánicas.



Fuente. Microsoft Excel. 2010.

Figura 66. Análisis de sensibilidad de las variables geomecánicas.



Fuente. Microsoft Excel. 2010.

Tabla 13. Impacto del esfuerzo horizontal máximo sobre la productividad.

Esfuerzo efectivo	Producción acumulada	Impacto en producción
<b>Sensibilidad del esfuerzo horizontal máximo</b>		
2240.6	1890530176	61.27%
1740.6	1976921216	59.51%
1240.6	2069500800	57.61%
740.6	2168337408	55.58%
240.6	2273577984	53.43%

Fuente. Autor del proyecto.

Tabla 14. Impacto del esfuerzo horizontal mínimo sobre la productividad.

Esfuerzo efectivo	Producción acumulada	Impacto en producción
<b>Sensibilidad del esfuerzo horizontal mínimo</b>		
2253.1	1734892672	64.46%
2753.1	1664950656	65.90%
3253.1	1599885824	67.23%
3753.1	1539255424	68.47%
4253.1	1482677632	69.63%

Fuente. Autor del proyecto.

Tabla 15. Impacto de la presión de poro sobre la productividad.

Presión de poro	Producción acumulada	Impacto en producción
<b>Sensibilidad de la presión de poro</b>		
6834.4	1685610624	65.47%
6534.4	1566693376	67.91%
6234.4	1452332288	70.25%
5934.4	1342395648	72.50%
5634.4	1236961920	74.66%

Fuente. Autor del proyecto.

En las tablas 13 y 14, se concluye que el aumento en los esfuerzos efectivos sobre el yacimiento, causan una mayor disminución en la productividad del pozo en formaciones de shale, dado que las permeabilidades son bajas, se ven afectados por pequeños cambios en presión. Esto debido a que los esfuerzos

están en función de la presión de poro. De la misma manera se observa en la tabla 15, que se tiene una mayor producción, cuando la caída de presión en el yacimiento es mínima debido a que se tiende a mantener la energía del mismo.

Tabla 16. Impacto del Módulo de Young y el Coeficiente de Poisson para la matriz sobre la productividad.

<b>Matriz</b>			
Módulo de young	Coeficiente de poisson	Producción acumulada	Impacto en producción
<b>Sensibilidad del Módulo de Young y coeficiente de Poisson para la matriz</b>			
7.00E+06	0,15	1870864896	61.68%
5.00E+06	0,21	1851621888	62.07%
1.00E+06	0,37	1811765120	62.89%
8.00E+05	0,41	1800057472	63.13%
5.00E+05	0,45	1788894336	63.36%

Fuente. Autor del proyecto.

Tabla 17. Impacto del Módulo de Young y el Coeficiente de Poisson para la fractura natural sobre la productividad.

<b>Fractura natural</b>			
Módulo de young	Coeficiente de poisson	Producción acumulada	Impacto en producción
<b>Sensibilidad del Módulo de Young y coeficiente de Poisson para la fractura</b>			
1.00E+05	0,15	725061248	85.15%
8.00E+04	0,21	607168128	87.56%
5.00E+04	0,37	419359136	91.41%
3.00E+04	0,41	295216416	93.95%
1.00E+04	0,45	183938464	96.23%

Fuente. Autor del proyecto.

Finalmente, en las tablas 16 y 17, se puede determinar que el mayor impacto sobre la pérdida de productividad se ve reflejado cuando la roca es dúctil, es decir presenta una mayor deformación, por lo que indica reducción en las propiedades de la roca, como porosidad y permeabilidad.

## 5.2 ANÁLISIS DE RESULTADOS

En las dos figuras anteriores, se esquematiza el análisis de sensibilidad de cada una de las variables como son los esfuerzos horizontales máximo y mínimo, presión de poro, módulo de Young y coeficiente de Poisson para la matriz y la fractura natural. Para el análisis de sensibilidad, en las figuras 65 y 66 se tuvo como referencia el modelo base con deformación geomecánica, aunque también se puede inferir que el modelo sin la inclusión de efectos geomecánicos sobre el yacimiento, presenta un mayor recobro primario de los fluidos. Cuando se evalúa el impacto geomecánico sobre el modelo de flujo de fluidos, se evidencia que las variables que más impactan en la productividad de los yacimientos de shale es la presión de poro, porque esta cuando decrece, el esfuerzo efectivo aumenta y provoca un cierre de las fracturas naturales e influye directamente en la disminución de la producción, así como también se obtiene el mismo comportamiento con la variación del módulo de Young y coeficiente de Poisson de la fractura natural, puesto que una disminución en la rigidez de la roca, implica una mayor deformación del yacimiento, por lo tanto un cierre temprano de la permeabilidad impidiendo el flujo del gas hacia superficie.

En la figura 65, se observa un incremento en la producción acumulada con las variaciones del esfuerzo horizontal máximo cuando éste es disminuido, puesto que a un menor esfuerzo efectivo, mayor será la presión de poro por lo que se tiene un mantenimiento de la energía del yacimiento y por ende mayor productividad. También se ilustra en la misma figura que el aporte de la matriz es prácticamente el mismo con las diferentes variaciones del módulo de Young y coeficiente de Poisson. En la figura 66 se aprecia las diferencias que presenta cada una de las sensibilidades del contraste de esfuerzos, presión de poro y constantes elásticas de la roca con respecto al modelo base con y sin geomecánica.

## CONCLUSIONES

- Se desarrolló el modelo de flujo de fluidos de doble permeabilidad y el modelo geomecánico para un pozo horizontal posfracturado hidráulicamente en una formación de shale gas, los cuales fueron acoplados mediante el método iterativo, reduciendo el tiempo de cómputo y además se obtuvo como resultado el desplazamiento y la deformación del yacimiento, producto de los cambios de esfuerzos y variaciones en las propiedades mecánicas de la roca que a su vez permitieron determinar el impacto de la geomecánica en la productividad de los shales.
- Se realizó la comparación del modelo de flujo de fluidos con el efecto de desorción del gas y sin la inclusión del mismo, teniendo como resultado una mayor productividad del pozo cuando se modela con los coeficientes de desorción, puesto que la pérdida de presión del yacimiento, debido a la producción del gas, desprende el gas que se encuentra adherido a la superficie sólida de la roca por lo que aporta un volumen del 1.47% de más.
- Se comparó el modelo acoplado desarrollado con un modelo de literatura, teniendo un buen comportamiento de la tendencia del acumulado de la producción al mismo tiempo de simulación, así mismo se comparó el modelo con varios modelos planteados en artículos técnicos, de los cuales se obtuvieron los mismos comportamientos con y sin inclusión del modelo geomecánico al modelo del yacimiento.
- El análisis de sensibilidad de los esfuerzos horizontales máximo y mínimo son razonables, debido a que se obtuvo mayor productividad del pozo, cuando el esfuerzo efectivo tenía una menor magnitud, debido a que

la presión de poro tiende a mantenerse, por lo que cualquier aumento en los esfuerzos efectivos provoca la deformación de la roca y por ende la reducción de la permeabilidad de la matriz y de la fractura natural por lo tanto se obtiene una menor producción hasta un límite económico que resulte en la viabilidad o no del desarrollo de los yacimientos de shale.

- Se determinó que el modelo con deformación geomecánica responde muy bien con las sensibilidades de la presión de poro, ya que se realizaron varias corridas de simulación con valores de presiones menores al modelo base y se observó que hay una disminución de la producción del pozo puesto que el yacimiento es depletado a medida que se extrae el gas, esto ocasiona un aumento en los esfuerzos efectivo y una reducción en la permeabilidad.
- Se demostró que las sensibilidades del módulo de Young y coeficiente de Poisson, muestran un comportamiento apropiado tanto para la matriz como para la fractura natural. Con un valor bajo del módulo de Young tanto para la matriz como para la fractura, la roca se deforma rápidamente por lo que provoca un mayor cierre de la permeabilidad afectando directamente la productividad del pozo comparada con valores altos en el las propiedades mecánicas de la roca donde la superficie sólida tarda mayor tiempo en deformarse por lo que se evidencia mayor productividad.
- Se implementó el modelo de Li & Chalaturnyk para representar el cambio de la permeabilidad matriz con el tiempo de producción; así mismo se utilizó el modelo de Barton Bandis para representar el cierre de las fracturas naturales debido a la deformación de la roca, es importante tener en cuenta que este último modelo actúa sobre las fracturas implícitas y se debe usar

adecuadamente la orientación de la fractura para obtener respuestas representativas.

- Se concluye que el software CMG permite modelar de forma independiente el yacimiento y la deformación geomecánica para luego ser acoplados y poder entender los diferentes fenómenos que sufre la formación productora por la extracción de los fluidos presentes en él debido a los cambios que sufre la roca en propiedades, así mismo es una herramienta académica versátil donde se puede definir la fractura hidráulica por refinamiento logarítmico y obtener un volumen de área estimulada y una red de fracturas activas.
- Se evidenció que el aporte en producción de la matriz y de la fractura natural es mínimo para la explotación de los shales plays, por tal motivo es necesario la implementación de fracturas hidráulicas en la formación productora para generar un volumen de yacimiento estimulado y de esta forma obtener cantidades significativas en producción.
- Se concluye que el modelo realizado en este proyecto representa adecuadamente el comportamiento de un yacimiento de shale gas con deformación geomecánica.

## RECOMENDACIONES

- Se recomienda realizar un estudio del impacto de la geomecánica sobre el yacimiento cuando se desea implementar un método de recobro secundario o terciario, para determinar la respuesta de la formación teniendo en cuenta de deformación y variación de las propiedades de la roca y concluir finalmente la viabilidad del método a implementar.
- Realizar un estudio sobre el diseño de la fractura hidráulica, para determinar el impacto que tiene sobre la productividad del yacimiento con sensibilidades en la longitud, etapas y conductividad de fractura con la inclusión del modelo geomecánico sobre el yacimiento.
- Evaluar la influencia de diferentes envolventes de fallas y determinar cuál representa el mejor comportamiento para los yacimientos de shales, teniendo en cuenta las mínimas propiedades que requiere el software para su funcionamiento.
- Realizar un modelo single well con acoplamiento del flujo de fluidos y deformación geomecánica para un pozo vertical, evaluar su desempeño mediante las mejores estrategias de fracturamiento y comparar con los resultados obtenidos en este proyecto con el objetivo de determinar el mejor tipo de pozo a utilizar en un yacimiento de shale.
- Desarrollar modelos conceptuales de simulación para los diferentes tipos de fluidos presentes en el yacimiento y determinar el impacto que tiene la geomecánica sobre las formaciones de shale.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Advanced compositional and unconventional reservoir simulator Manual GEM, Computing Modelling Group. 2012.
- [2] ANH. Agencia Nacional de Hidrocarburos. Middle Magdalena Valley, MMV Basin. 2005
- [3] Barton, Colleen A., Zoback, Mark D.; Moos, Daniel. (1995). Fluid flow along potentially active faults in crystalline rock.
- [4] Barry, Rubin. (2010) .Accurate Simulation of Non-Darcy Flow in Stimulated Fractured Shale Reservoirs. SPE 132093.
- [5] Biot, M.A., and Willis, D.C. (1957). The Elastic Coefficients of the Theory of Consolidation. Journal of Applied Mechanics.
- [6] Bustin, R. Marc., et al. (2008). Impact of shale properties on pore structure and storage characteristics. SPE Shale Gas Production Conference. Society of Petroleum Engineers
- [7] Cipolla, Craig L., et al. (2009). Modeling well performance in shale-gas reservoirs. En SPE/EAGE Reservoir Characterization & Simulation Conference. SPE 125532.
- [8] Cipolla, C. L., Lolon, E.P., Erdle, J., and Rubin, B. (2009). Reservoir Modeling in Shale Gas Reservoirs. SPE 125530.
- [9] Cipolla, C.L., Warpinski, N.R., Mayerhofer, M.J., Lolon, E., Vincent, M.C. (2008). The Relation Between Fracture Complexity, Reservoir Properties, and Fracture Treatment Design. SPE Annual Technical Conference and Exhibition.
- [10] Colombia, Nexen Energy. (2012). Nexen Explores for Shale Gas in Colombia.
- [11] Cluff, R. M., Shanley, K. W., Miller, A. A. (2007). Three Things We Thought We Understood About Shale Gas. AAPG.
- [12] Dean, Rick., Gai, Xiuli., Stone, Charles., Minkoff, Susan. (2003). A Comparison of Techniques for Coupling Porous Flow and Geomechanics. SPE 79709.

- [13] Deng, Hui., Chen, Zhangxin., LI, Daiming. (2011). Coupled Geomechanical Modeling for Underground Coa Gasification. University of Calgary. CSUG/SPE 148829.
- [14] Dutta, Riteja., MeyeT, Marie., Burns, Chris., Van, Cauter Frederik. (2014). Comparison of Empirical and Analitical Methods for Production Forecasting in Unconventional Reservoirs: Lessons from North America. SPE 167734.
- [15] EIA. Review of Emerging Resources. (2011). U.S. Shale Gas and Shale Oil Plays. U.S. Energy Information Administration.
- [16] EIA. (2013). Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources. U.S. Energy Information Administratio.
- [17] Fakcharoenphol, Parapon. (2013). A Coupled Flow and Geomechanics Model for Enhanced Oil and Gas Recovery in Shale Formations.
- [18] Fisher, M.K., Heinze, J.R., Harris, C.D., Davidson, B.M., Wright, C.A., and DUNN, K.P. (2004). Optimizing Horizontal Completion Techniques in the Barnett Shale Using Microseismic Fracture Mapping: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 90051-MS.
- [19] FontourA, S., Lautenschlager C.E, et al. (2013). Workflow for Wellbore Integrity Analysis During Reservoir Development. University of Rio de Janeiro, Petrobras, OTC 24514.
- [20] Fjar, Erling. et al. (2008). Petroleum related rock mechanics. Second edition Elsevier.
- [21] Glorioso, Juan., Rattia, Aquiles. (2012). Unconventional Reservoirs: Basic Petrophysical Concepts for Shale Gas. SPE 153004.
- [22] Gu, F., Chalaturnyk, R. (2005). Sensitivity Study of Coalbed Methane Production With Reservoir and Geomechanic Coupling Simulation. University of Alberta. JCPT.
- [23] Guo, Chaohua., Wei, Mingzhen., et al. (2014). Improved Numerical Simulation for Shale Gas Reservoirs. Missouri University of Science and Technology. OTC-24913-MS.
- [24] Islam, A., Settari, A., Sen, T. (2012). Productivity Modeling of Multifractured Horizontal Wells Coupled With Geomechanics – Comparison of Various Methods. SPE 162793.

- [25] Kang, S.M., Fathi, E., Ambrose, R.J., Akkutlu, I.Y., and Sigal, R.F. (2010). CO<sub>2</sub> Storage Capacity of Organic-Rich Shales: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 134583-MS.
- [26] K, Terzagh., (1943). Theoretical Soil Mechanics. John Wiley & sons, inc.; Chapman and Hall, limited.
- [27] Kassis, S.M., and Sondergeld, C.H. (2010). Gas Shale Permeability: Effects of Roughness, Proppant, Fracture Offset, and Confining Pressure. International Oil and Gas Conference and Exhibition in China, 131376-MS.
- [28] Li, P., Chalaturnyk, R.J. (2006). Permeability Variations Associated With Shearing and Isotropic Unloading During the SAGD Process. University of Alberta. JCPT.
- [29] L.k. Thomas, L.Y. Chin, R.G. Pierson and J.E. Style. (2003). Coupled Geomechanics and Reservoir Simulation. SPE 87399.
- [30] Mehdi, Mokhtari., Adel A. Alqahtami. (2013). Impact of Stress, Natural and Induced Fractures on Mechanical Properties of Organic-Rich Shales. Colorado School Mines. SPE 168901.
- [31] Nelson, P. H. (2009). Pore Throat sizes in sandstones, Tight Sandstone, and shales. AAPG.
- [32] Palish, T.T., Vincent, M.C., and Handren, P.J. (2008). Sclick water Fracturing: Foot for Throught. SPE Annual Technical and Exhibition.
- [33] Passey, Q. R. et al. (2010). From Oil Prone Source Rock to Gas-Producing Shale Reservoir Geologic and Petrophysical Characterization of Unventional Shale Gas Reservoirs. SPE.
- [34] Raghavan, R., et al. (2002). Productivity changes in reservoirs with stress-dependent permeability. En SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers.
- [35] Restrepo, A., Rendon, N., Marin, R., Osorio, G., Lopez, A. (2013). Geomechanics Coupled Simulation of Different Completion Schemes in Stress Sensitive Reservoir. SPE 1648118.
- [36] Revista ACP séptima edición 2013.

- [37] Reyes, L., et al. (2000). Empirical correlation of effective stress dependent shale rock properties. En Canadian International Petroleum Conference. Petroleum Society of Canada.
- [38] Rickman, Rick., Mullen, Mike., Petre, Erik., Grieser, Bill., and Kundert Donald. (2008). A Practical Use of Shale Petrophysics for Stimulation Design Optimization: All Shale Plays Are not Clones of the Barnett Shale. SPE, Halliburton. SPE 115258.
- [39] Rojas, Daniel. (2012). Desarrollo de Shale Gas y Perspectiva de Explotación. Universidad Autónoma de Mexico.
- [40] Settari, A., and Mourits, F.M. (1998). A Coupled Reservoir and Geomechanical Simulation System. SPE Journal.
- [41] Silbernagel, Matthew. (2007). Modeling Coupled Fluid Flow and Geomechanical and Geophysical Phenomena Within a Finite Element Framework.
- [42] Torres, E., Slatt, R.M., O'Brien, N., Phip, R.P., and RODRIGUES, H.L. (2012). Characterization of the Cretaceous La Luna Formation as a Shale Gas System, Middle Magdalena Basin, Colombia.
- [43] Tran, David., Buchanan Lloyd y Nghiem Long. (2010). Improved Gridding Technique for Coupling Geomechanics to Reservoir Flow. SPE 115514.
- [44] Tran, Davis., Settani Antoni. (2004). New Iterative Coupling Between a Reservoir Simulation and a Geomechanics Module. Computer Modelling Group, SPE 88989.
- [45] Tran, David., Settari, Antonin., Nghiem, Long. (2002). New Iterative Coupling Between a Reservoir Simulator and Geomechanics Module. SPE/ISRM 78192.
- [46] Vassilellis, George D., et al. (2010). Investigating the expected long-term production performance of shale reservoirs. CSUG/SPE 138134.
- [47] Vivek, Muralidharan. Simulation and Imaging Experiments of Fluid Flow Through a Fracture Surface: A New Perspective.
- [48] Wade, Adam. (2012). Impact of Hydraulic Fracture and Subsequent Increased Production Due to In-Situ Stress Changes in the Marcellus Shale. West Virginia University, SPE 161354.

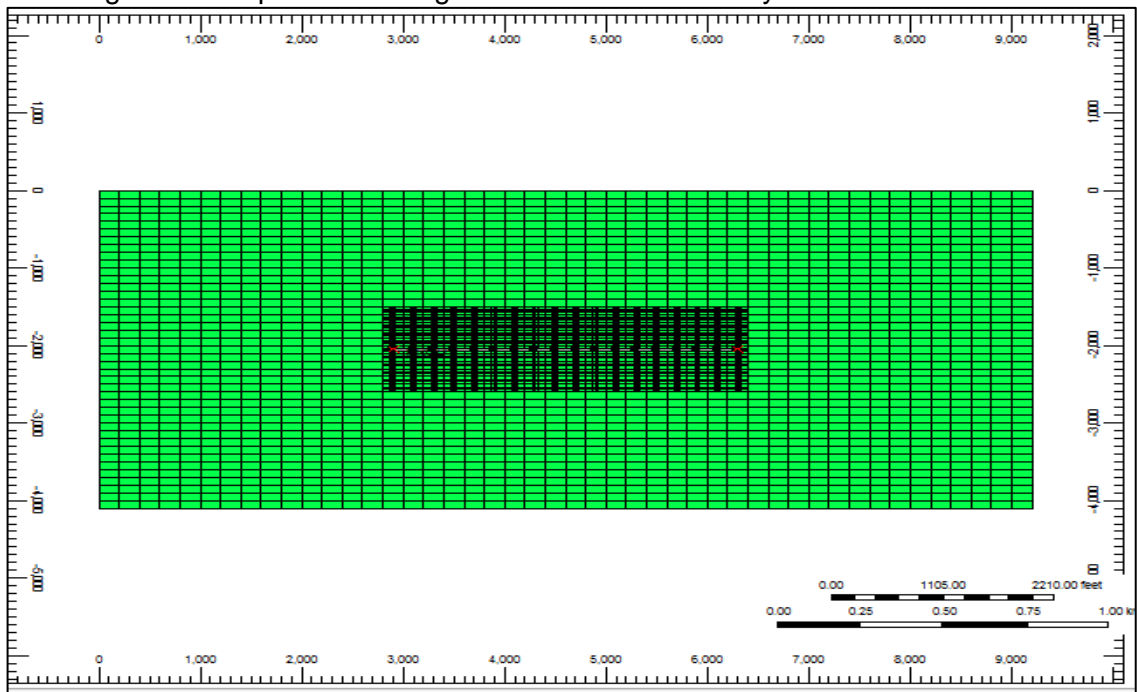
- [49] Walls, J. D., Sinclair, W. (2011). Eagle Ford Shale Reservoir Properties from digital rock physics.
- [50] Wang, Cong., et al. (2014). Modelling Analysis of Transient Pressure and Flow Behavior at Horizontal Wells with Multi-Stages Hydraulic Fractures in Shale Gas Reservoirs. SPE-168966-MS.
- [51] Wang, F.P., R.M. Reed, J.A. Jackson, and K.G. Jackson. (2009). Pore Networks and Fluid Flow in Gas Shales, SPE 124253.
- [52] Wei, Edward., Sammon, Peter. (2011). A Study Examining Coupled Geomechanics and Reservoirs Fluid Flow Modelling. Computer Modelling Group. CSUG/SPE 149004.
- [53] Winterfeld, P. H. and Y.S. Wu. (2012). A Novel Fully Coupled Thermal-Hydrologic-Mechanical Model for CO<sub>2</sub> Sequestration in Brine Aquifers.
- [54] Yu, Didier., Wu, Yu-Shu., Farah, Nicolas., Wang, Cong., Bourbiaux, Bernard. (2014). Numerical Simulation of Low Permeability Unconventional Gas Reservoirs. SPE 167711.
- [55] Yu, Wei., Sepehmoori, Kamy. (2013). Simulation of Gas Desorption and Geomechanics Effects for Unconventional Gas Reservoir. SPE 165377.
- [56] Yu, W., Sepehmoori K. (2013). Numerical Evaluation of the Impact of Geomechanics on well Performance in Shale Gas Reservoir. ARMA 13-555.
- [57] Zoback, Mark D. (2007). Reservoir geomechanics. Cambridge University Press, First published.
- [58] Zoback, Marck. (2007). Identification and Hydraulic Properties of Critically-stressed Faults and Anticipating Triggered Seismic and Aseismic Fault Slip. Stanford University.
- [59] Zimmerman, R.W., W.H. Somerton, and M.S. King.(1986). Compressibility of Porous Rocks. Vol. 91,No. B12, pp.12,765–12,777.
- [60] Zhao, Nan. (2012). Integration of Reservoir Simulation and Geomechanics. University of Utah.

## ANEXOS

### DETERMINACIÓN DEL FACTOR DE RECOBRO PARA EL MODELO DE YACIMIENTOS CON INCLUSIÓN GEOMECÁNICA

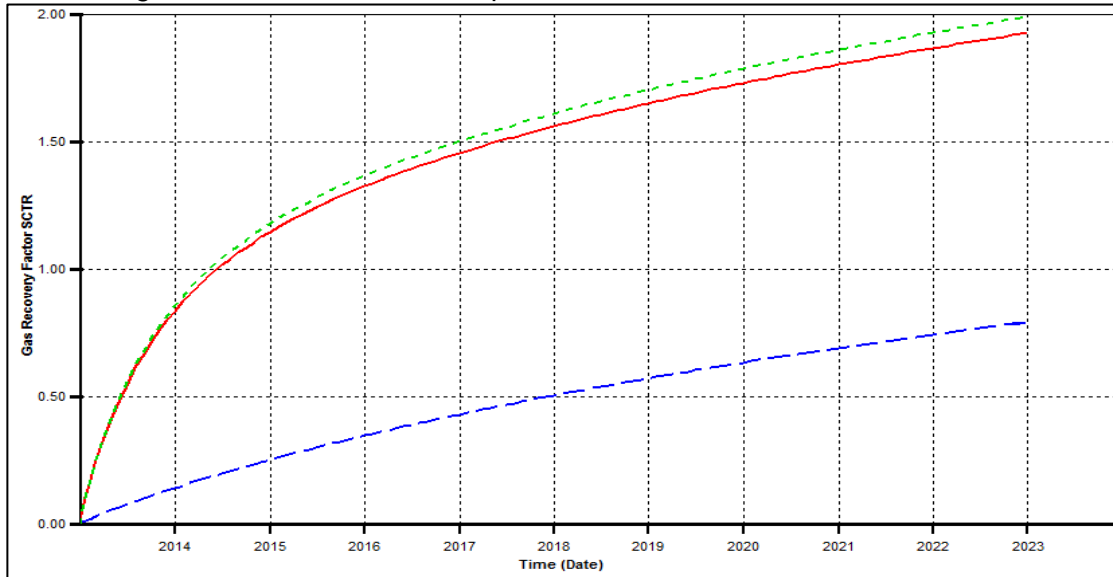
Teniendo en cuenta que las formaciones de shale gas presentan bajos valores en permeabilidad y con el tiempo de producción los canales de flujo se reducen, el factor de recobro se ve afectado y es mucho más bajo comparado con el obtenido en un yacimiento convencional. Por tal motivo se determinó el factor de recobro para los diferentes modelos desarrollados en este proyecto tanto para el yacimiento como para solo el SRV.

Figura 67. Representación gráfica del enmallado de yacimiento con el SRV.



Fuente. Result Graph, GEM. Computing Modelling Group. 2012.

Figura 68. Factor de recobro para cada uno de los modelos desarrollados.



Fuente. Result Graph, GEM. Computing Modelling Group. 2012.

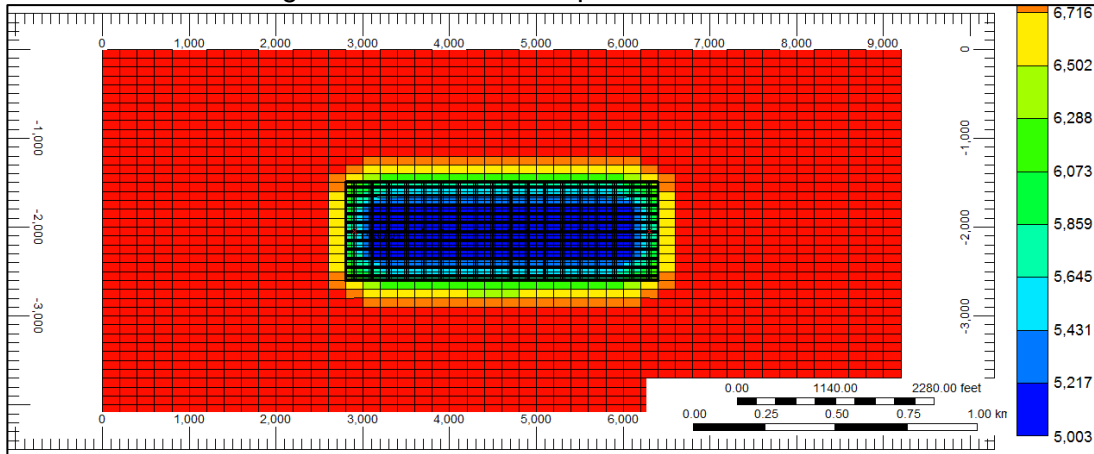
- - - Modelo sin geomecánica     
 — Modelo con geomecánica     
 - - - Modelo con Barton Bandis

Para cada uno de los modelos se calculó el factor de recobro. El modelo que no presenta inclusión de efectos geomecánicos sobre el yacimiento obtuvo un FR de 2.0%, siendo el valor más alto en la figura 68, de la misma manera el valor de FR para el modelo con inclusión geomecánica sin Barton Bandis fue de 1.92% y para el modelo con inclusión geomecánica y actuando Barton Bandis el FR fue de 0.79%. Es importante resaltar que los valores tan bajos obtenidos fueron porque el software toma el dimensionamiento total del yacimiento para realizar el cálculo del volumen de gas producido y el volumen de gas original in situ, por lo que se concluye que estos resultados no son reales, ya que realmente el yacimiento produce el gas de la zona más cercana al pozo como se puede ver en la figura 69, donde la perturbación de la presión ocurre alrededor del pozo, indicando que no todo el yacimiento aporta fluido.

Teniendo en cuenta la anterior anotación, se determinó el factor de recobro en el SRV que corresponde al volumen de yacimiento estimulado que contiene las

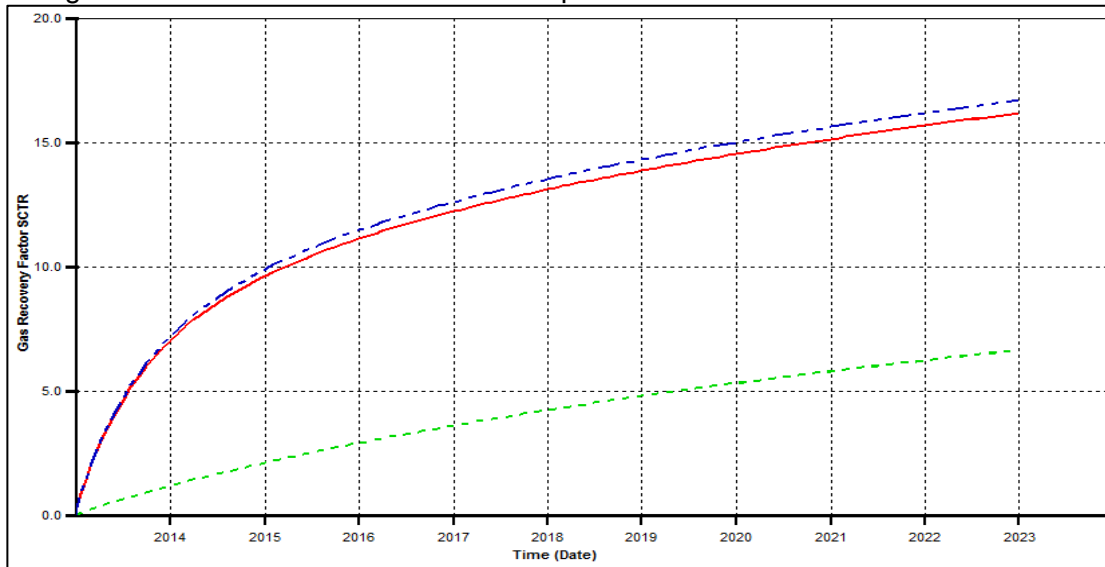
fracturas naturales contactadas por las fracturas hidráulicas y que son las que van a aportar al flujo.

Figura 69. Descenso de presión alrededor del SRV.



Fuente. Result Graph, GEM. Computing Modelling Group. 2012.

Figura 70. Factor de recobro en el SRV para cada uno de los modelos desarrollados.



Fuente. Result Graph, GEM. Computing Modelling Group. 2012.

- - - Modelo sin geomecánica
- Modelo con geomecánica
- - - Modelo con Barton Bandis

Una vez realizada las simulaciones para el sector delimitado solo al SRV, se obtuvieron los diferentes factores de recobro para cada uno de los modelos con los valores esperados, puesto que la producción acumulada y el original gas in place corresponden al área de drenaje del pozo y no a todo el yacimiento.

El factor de recobro del modelo sin geomecánica fue del 16.73%, para el modelo con geomecánica sin efecto de Barton Bandis fue de 16.19% y para el último modelo donde se empleó Barton Bandis se obtuvo un FR de 6.66%.

### CÁLCULOS DEL FACTOR DE RECOBRO PARA CADA UNO DE LOS MODELOS TOMANDO EL VOLUMEN TOTAL DEL YACIMIENTO

#### 1. Modelo de yacimiento sin inclusión geomecánica

$$N = 2.45135 * 10^{11} \text{ ft}^3 \quad \text{Ec. 134}$$

$$N_p = 4.88191 * 10^9 \text{ ft}^3 \quad \text{Ec. 135}$$

$$FR = \frac{N_p}{N} \quad \text{Ec. 136}$$

$$FR = \frac{4.88191 * 10^9 \text{ ft}^3}{2.45135 * 10^{11} \text{ ft}^3} \quad \text{Ec. 137}$$

$$FR = 0.0199 = 1.99\% \quad \text{Ec. 138}$$

#### 2. Modelo de yacimiento con inclusión geomecánica sin Barton Bandis

$$N = 2.45135 * 10^{11} \text{ ft}^3 \quad \text{Ec. 139}$$

$$N_p = 4.7259 * 10^9 \text{ ft}^3 \quad \text{Ec. 140}$$

$$FR = \frac{N_p}{N} \quad \text{Ec. 141}$$

$$FR = \frac{4.7259 * 10^9 \text{ ft}^3}{2.45135 * 10^{11} \text{ ft}^3} \quad \text{Ec. 142}$$

$$FR = 0.0192 = 1.92\% \quad \text{Ec. 143}$$

### 3. Modelo de yacimiento con inclusión geomecánica y con Barton Bandis

$$N = 2.45135 * 10^{11} \text{ ft}^3 \quad \text{Ec. 144}$$

$$N_p = 1.94416 * 10^9 \text{ ft}^3 \quad \text{Ec. 145}$$

$$FR = \frac{N_p}{N} \quad \text{Ec. 146}$$

$$FR = \frac{1.94416 * 10^9 \text{ ft}^3}{2.45135 * 10^{11} \text{ ft}^3} \quad \text{Ec. 147}$$

$$FR = 0.00793 = 0.793\% \quad \text{Ec. 148}$$

## CÁLCULOS DEL FACTOR DE RECOBRO PARA CADA UNO DE LOS MODELOS TOMANDO EL VOLUMEN YACIMIENTO ESTIMULADO (SRV)

### 1. Modelo de yacimiento sin inclusión geomecánica

$$N = 2.917531 * 10^{10} \text{ ft}^3 \quad \text{Ec. 149}$$

$$N_p = 4.21693 * 10^9 \text{ ft}^3 \quad \text{Ec. 150}$$

$$FR = \frac{N_p}{N} \quad \text{Ec. 151}$$

$$FR = \frac{4.21693 * 10^9 \text{ ft}^3}{2.917531 * 10^{10} \text{ ft}^3} \quad \text{Ec. 152}$$

$$FR = 0.1445 = 14.45\% \quad \text{Ec. 153}$$

2. Modelo de yacimiento con inclusión geomecánica sin Barton Bandis

$$N = 2.917531 * 10^{10} \text{ ft}^3 \quad \text{Ec. 154}$$

$$N_p = 4.0709 * 10^9 \text{ ft}^3 \quad \text{Ec. 155}$$

$$FR = \frac{N_p}{N} \quad \text{Ec. 156}$$

$$FR = \frac{4.0709 * 10^9 \text{ ft}^3}{2.917531 * 10^{10} \text{ ft}^3} \quad \text{Ec. 157}$$

$$FR = 0.13952 = 13.95\% \quad \text{Ec. 158}$$

3. Modelo de yacimiento con inclusión geomecánica y con Barton Bandis

$$N = 2.917531 * 10^{10} \text{ ft}^3 \quad \text{Ec. 159}$$

$$N_p = 1.9006 * 10^9 \text{ ft}^3 \quad \text{Ec. 160}$$

$$FR = \frac{N_p}{N} \quad \text{Ec. 161}$$

$$FR = \frac{1.9006 * 10^9 \text{ ft}^3}{2.917531 * 10^{10} \text{ ft}^3} \quad \text{Ec. 162}$$

$$FR = 0.06514 = 6.514\% \quad \text{Ec. 163}$$

Los cálculos para el factor de recobro en el SRV son menores a los obtenidos gráficamente ya que la perturbación del descenso de presión está concentrada más allá del área delimitada por el SRV, por lo que se tiene un aporte de fluido adicional por las zonas cercanas al SRV.