

**TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

**ESTUDIO DE LOS YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES TIPO SHALE GAS A  
TRAVÉS DEL MODELAJE GEOMÉTRICO, DISEÑO DE LAS FRACTURAS Y SU  
EFICIENCIA EN EL COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN**

Presentado ante la Ilustre  
Universidad Central de Venezuela  
Por el Br Guzmán Correas, Jharson Enrique  
Para optar por el Título de Ingeniero de Petróleo

Caracas, octubre 2022



## **TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

### **ESTUDIO DE LOS YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES TIPO SHALE GAS A TRAVÉS DEL MODELAJE GEOMÉTRICO, DISEÑO DE LAS FRACTURAS Y SU EFICIENCIA EN EL COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN**

Tutor académico: Prof. Eliana Alvarado.

Presentado ante la Ilustre  
Universidad Central de Venezuela  
Por el Br Guzmán Correas, Jharson Enrique  
Para optar por el Título de Ingeniero de Petróleo

Caracas, octubre 2022



Los abajo firmantes, miembros del jurado designado por el Concejo de Escuela de Ingeniería de Petróleo, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por el bachiller Guzmán Correas Jharson Enrique, titulado:

**ESTUDIO DE LOS YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES TIPO SHALE GAS A TRAVÉS DEL MODELAJE GEOMÉTRICO, DISEÑO DE LAS FRACTURAS Y SU EFICIENCIA EN EL COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN**

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero de Petróleo y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el autor, lo declaran **APROBADO**.

---

Prof. Diego Marchan

**Jurado**

---

Prof. Miguel Expósito

**Jurado**

---

Prof. Eliana Alvarado

**Tutora**



## DEDICATORIA

*A mi madre Ivon por educarme con los mejores valores, siempre apoyarme y estar para mí incondicionalmente ¡te amo!*

*A mis hermanas Jhonarly y Jhorliz por su tenacidad y amor único, mis modelos a seguir.*

*A mis amigos más cercanos, hermanos que te da la vida José y Miguel que están en las adversidades y en los mejores momentos.*

*A todas las personas que de alguna manera ayudaron a moldear mi carácter y conocimiento durante mi vida universitaria.*



## AGRADECIMIENTOS

A mi madre y mis hermanas por todas las enseñanzas que me han brindado para ser la persona que soy hoy.

A la Universidad Central de Venezuela por darme la oportunidad de educarme incluso más allá de lo académico y profesional.

A todos los profesores de la Universidad Central de Venezuela que lograron transmitirme sus conocimientos para alcanzar este logro, ustedes hacen la Universidad.

A mis amigos Adriana, Henry, José y Miguel por todas esas arduas horas que dedicamos al estudio y ser mi soporte durante los momentos académicos más complicados.

A mi tutora académica Eliana Alvarado por guiarme y aconsejarme durante todas las etapas de la realización de este trabajo, una profesora digna de ¡admirar!

A mis compañeros y amigos Angel, Marrero y Laura por estar presente y ayudarme de la mejor manera cuando lo necesite.

A mis estudiantes de preparaduría, el enseñarles a ustedes también fue un aprendizaje para mí.

A mi equipo Energía de todos aprendí y crearon una de las mejores experiencias de mi vida universitaria.

A todas las personas con que interactúe a lo largo de mi carrera universitaria de una u otra manera ustedes influyeron en este logro.

¡Gracias!



**Guzmán C., Jharson E.**

**ESTUDIO DE LOS YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES TIPO SHALE GAS A TRAVÉS DEL MODELAJE GEOMÉTRICO, DISEÑO DE LAS FRACTURAS Y SU EFICIENCIA EN EL COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN.**

**Tutor Académico: Profa. Eliana Alvarado.**

**Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de Petróleo.**

**Año 2022, 117 p.**

**Palabras claves:** Yacimientos no Convencionales, *Shale Gas*, geometría de fractura, CMG, espaciamiento, longitud, altura, apertura y orientación de la fractura.

**Resumen:** Los yacimientos no convencionales tipo *Shale Gas* presentan una permeabilidad extremadamente baja la cual limita y en algunos casos impide totalmente el movimiento de los hidrocarburos dentro del yacimiento, para el desarrollo de estos yacimientos es necesaria la estimulación a través de la fracturación hidráulica. El trabajo previo a la fracturación se presenta como el diseño geométrico de fracturas, este diseño comprende lo que serían los parámetros espaciamiento entre fracturas, longitud, altura, apertura y orientación de la fractura. La presente investigación tiene como objetivo principal diseñar y modelar la geometría de las fracturas para desarrollar los yacimientos no convencionales tipo *Shale Gas* y determinar su eficiencia en el comportamiento de producción de los mismos por medio de datos representativos del yacimiento tipo *Shale Gas* como lo es Eagle Ford. Dicho yacimiento, asociado a diversos diseños geométricos de fracturas se modeló y simuló a través del software computacional *Computer Modelling Group* (CMG), los resultados obtenidos fueron analizados en términos de comportamiento de producción, comportamiento de propagación de las fracturas, productividad y sostenibilidad de la tasa de gas a corto y largo plazo, identificando así el diseño geométrico de fractura más eficiente con una tasa de gas inicial de 17 MM ft<sup>3</sup>/d y 20 MMM ft<sup>3</sup> de gas acumulado en un periodo de 13 años. Para mantener una congruencia con la realidad se realizó un cotejo de producción a los resultados obtenidos (comportamiento de producción) con datos obtenidos de artículos científicos asociados al yacimiento Eagle Ford. Por último, con base a los resultados obtenidos se concluyó lo siguiente, la productividad del pozo tiende a aumentar a medida que los parámetros de longitud y altura de la fractura son mayores, así mismo, cuando el espaciamiento entre fracturas es más corto la productividad del pozo tiende a aumentar a corto y a largo plazo.



## CONTENIDO

LISTA DE FIGURAS .....	III
LISTA DE TABLAS .....	IX
INTRODUCCIÓN.....	1
CAPÍTULO I EL PROBLEMA .....	3
1.1 Planteamiento del problema.....	3
1.2 Objetivos .....	4
1.2.1 Objetivo General .....	4
1.2.2 Objetivos Específicos.....	4
1.3 Justificación .....	4
1.4 Alcance .....	5
1.5 Limitaciones.....	6
CAPÍTULO II MARCO TEÓRICO.....	7
2.1 Antecedentes del estudio .....	7
2.2 Fundamentos teóricos .....	12
2.2.1 Roca sedimentaria .....	12
2.2.2 Lutita .....	13
2.2.3 Recursos no convencionales .....	17
2.2.4 Yacimientos no convencionales.....	18
2.2.5 Yacimientos tipo Shale Gas .....	19
2.2.6 Comportamiento de producción en yacimientos tipo Shale Gas .....	25
2.2.7 Determinación del GOES en yacimientos no convencionales.....	27
2.2.8 Fracturas.....	28
2.2.9 Diseño de fracturas y modelaje geométrico .....	42
2.2.10 Área de estudio.....	44
2.2.11 Simulación de yacimientos .....	49
CAPÍTULO III METODOLOGÍA.....	53
3.1 Nivel de investigación .....	53
3.2 Diseño de investigación .....	53
3.3 Técnicas e instrumentos de recolección de datos .....	54
3.4 Metodología de la investigación.....	54

3.4.1 Recopilación y revalidación de parámetros de yacimiento .....	55
3.4.2 Construcción de diseños geométricos fracturas.....	58
3.4.3 Montaje del modelo base .....	61
3.4.4 Características geoquímicas del modelo base.....	62
3.4.5 Incorporación de parámetros geomecánicos.....	64
3.4.6 Montaje de diseños geométricos de fracturas .....	66
3.4.7 Análisis de sensibilidades .....	71
3.4.8 Creación de tablas y gráficas .....	71
<b>CAPÍTULO IV PRESENTACIÓN Y ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS.....</b>	<b>73</b>
4.1 Tabulación, gráficas y resultados .....	73
4.2 Diseños geométricos de fracturas creados.....	73
4.3 Parámetro Espaciamiento .....	75
4.4 Parámetro Longitud.....	77
4.5 Parámetro Altura .....	79
4.6 Identificación del diseño geométrico más eficiente .....	81
4.7 Cotejo del comportamiento de producción .....	84
<b>CONCLUSIONES .....</b>	<b>95</b>
<b>RECOMENDACIONES .....</b>	<b>97</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA .....</b>	<b>99</b>
<b>APÉNDICE.....</b>	<b>107</b>
Anexo I.....	107
Diseños geométricos de fracturas creados .....	107

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Estructura de roca sedimentaria. Entenderlaciencia.blogspot.com (2014). .....	13
Figura 2. Lutitas de diferentes colores. Geoscience News and Information Geology (2021).....	14
Figura 3. Clasificación preliminar de los poros de la matriz. Loucks (2010). .....	16
Figura 4. Poros interparticulares e intraparticulares. Loucks (2010). .....	16
Figura 5. Clasificación de yacimiento en función de la permeabilidad. Modificado de Rahim (2016). .....	17
Figura 6. Triangulo de recursos. Modificado de Chan (2011). .....	18
Figura 7. Ejemplo de sistema petrolero convencional. Modificado de U.S Energy Information Administration (2011). .....	19
Figura 8. Diferenciación entre los tipos de corte dúctil y frágil. Rodríguez (2004).....	20
Figura 9. Modelo teórico de almacenamiento de triple porosidad. Modificado de Arevalo (2014). .....	22
Figura 10. Pozo horizontal. Modificado de U.S Energy Information Administration (2011). ....	23
Figura 11. Mecanismos de transporte de gas en poros inorgánicos y orgánicos en una matriz Shale. Peng (2020). .....	24
Figura 12. Elementos básicos para explotar yacimientos de Shale Gas. Castellanos (2015).....	25
Figura 13. Curva de producción conceptual de Shale Gas. Guo & Zhang (2016). .....	26
Figura 14. Curva de Langmuir. Wang (2017). .....	28
Figura 15. Fracturas subverticales en roca sedimentarias. Moreno (2016). .....	28
Figura 16. Deformación cortical. Boggetti C. (2010).....	29
Figura 17. Grietas de desecación. Vera Miguel León (2008).....	29
Figura 18. Falla por liberación de esfuerzo. Flickr.com, Imágenes Geológicas (2008).....	30
Figura 19. Fractura plana, elíptica y singular. ....	31
Figura 20. Perfil de esfuerzos principales. ....	32

Figura 21. Longitud de fractura. ....	33
Figura 22. Altura de la fractura. ....	34
Figura 23. Apertura de la fractura. ....	35
Figura 24. Comparación de la fractura creada con la fractura apuntalada. Modificado de Ahmed (2016). ....	35
Figura 25. Conductividad de la fractura. Lake (2007).....	36
Figura 26. Propagación de la fractura en el plano perpendicular al esfuerzo mínimo sin importar la orientación del pozo. Ahmed (2016). ....	36
Figura 27. Fracturas longitudinales y transversales. Modificado de Yang (2016). ....	38
Figura 28. Espaciamiento entre fracturas transversales. ....	39
Figura 29. Perfil de esfuerzos alterado para tres fracturas paralelas con un espaciamiento de 100 ft. Cheng (2012). ....	40
Figura 30. Modelo de flujo lineal en fractura. Escobar (2012). ....	41
Figura 31. Diferencias entre una fractura plana simple y una red de fracturas complejas. Modificado de Mayerhofer (2010). ....	42
Figura 32. Eagle Ford mapa de hidrocarburos y pozos productores. Eagle Ford Shale News, MarketPlace, Jobs (2022). ....	44
Figura 33. Registros eléctricos Eagle Ford. Beau (2015). ....	45
Figura 34. Registro eléctrico para identificar potencial de COT en la unidad estratigráfica Eagle Ford. ....	46
Figura 35. Registro eléctrico para identificar el volumen de arcilla en la unidad estratigráfica Eagle Ford. Beau (2015). ....	47
Figura 36. Diferencia de potencial productivo entre fracturas transversales y longitudinales. Yang (2016). ....	48
Figura 37. Modelo base. ....	56
Figura 38. Flujo de trabajo para creación de fracturas. ....	61

Figura 39. Módulo de control Builder.....	62
Figura 40. Porosidad y dirección del pozo horizontal del modelo base.....	63
Figura 41. Permeabilidad homogénea del modelo base.....	64
Figura 42. Módulo de control Geomechanical Rock Type.....	65
Figura 43. Módulo de control Geomechanics Stress.....	66
Figura 44. Módulo de control Hydraulic Fracturing Wells.....	67
Figura 45. Geometría de la fractura “Fracture Geometry”.....	68
Figura 46. Variación del parámetro longitud o “Half Length”.....	68
Figura 47. Variación del parámetro altura o “Height”.....	69
Figura 48. Módulo de control Fractures.....	70
Figura 49. Variación del parámetro espaciamento o “Minimun Fracture Spacing”.....	70
Figura 50. Módulo de control Results, opciones de navegación del proyecto creado.....	72
Figura 51. Curvas tasa de gas aumentando el parámetro espaciamento.....	76
Figura 52. Curvas gas acumulado aumentando el parámetro espaciamento.....	76
Figura 53. Curvas tasa de gas aumentando el parámetro longitud.....	78
Figura 54. Curvas gas acumulado aumentando el parámetro longitud.....	79
Figura 55. Curvas tasa de gas aumentando el parámetro altura.....	80
Figura 56. Curvas gas acumulado aumentando el parámetro altura.....	80
Figura 57. Tasa de gas diseño más eficiente.....	83
Figura 58. Gas acumulado diseño más eficiente.....	83
Figura 59. Diseño geométrico de fractura creado más eficiente.....	83
Figura 60. Patrón de producción yacimiento Shale Gas. Guo & Zhang (2016).....	84
Figura 61. Diseño geométrico de fractura más eficiente, (grafico semi-log) tasa de gas versus tiempo.....	85

Figura 62. Historial de producción (grafico semi-log), tasa de gas y presión de fondo versus tiempo. Davis & Blasingame (2016).....	86
Figura 63. Diseño geométrico de fractura más eficiente, (grafico log-log) tasa de gas versus tiempo. .....	86
Figura 64. Historial de producción (grafico log-log), tasa de gas versus tiempo. Davis & Blasingame (2016). ....	87
Figura 65. Historial de producción (grafico cartesiano), tasa de gas, gas acumulado y presión de fondo versus tiempo. Davis & Blasingame (2016). ....	87
Figura 66. Diseño geométrico de fractura más eficiente, (gráfico cartesiano) tasa de gas versus tiempo. ....	88
Figura 67. Comportamiento de producción. Modificado de Fuentes (2017). ....	88
Figura 68. Diseño geométrico de fractura más eficiente, (gráfico log-log) tasa de gas versus tiempo. .....	89
Figura 69. Modelo base con el diseño geométrico de fractura más eficiente y cotejo histórico realizado por Xu. Modificado de Xu (2012). ....	90
Figura 70. Eagle Ford Shale Counties. Ikewun (2012). ....	90
Figura 71. Historial de producción well#1: Hawkville unit, La Salle County. Modificado de Ikewun (2012). ....	91
Figura 72. Curvas tasa de producción versus tiempo. ....	92
Figura 73. Diseños geométricos con parámetro longitud 200 ft y parámetro altura 50 ft. ....	107
Figura 74. Diseños geométricos con parámetro longitud 250 ft y parámetro altura 50 ft. ....	108
Figura 75. Diseños geométricos con parámetro longitud 300 ft y parámetro altura 50 ft. ....	108
Figura 76. Diseños geométricos con parámetro longitud 350 ft y parámetro altura 50 ft. ....	109
Figura 77. Diseños geométricos con parámetro longitud 400 ft y parámetro altura 50 ft. ....	109
Figura 78. Diseños geométricos con parámetro longitud 200 ft y parámetro altura 100 ft. ....	110
Figura 79. Diseños geométricos con parámetro longitud 250 ft y parámetro altura 100 ft. ....	110

Figura 80. Diseños geométricos con parámetro longitud 300 ft y parámetro altura 100 ft.....	111
Figura 81. Diseños geométricos con parámetro longitud 350 ft y parámetro altura 100 ft.....	111
Figura 82. Diseños geométricos con parámetro longitud 400 ft y parámetro altura 100 ft.....	112
Figura 83. Diseños geométricos con parámetro longitud 200 ft y parámetro altura 150 ft.....	112
Figura 84. Diseños geométricos con parámetro longitud 250 ft y parámetro altura 150 ft.....	113
Figura 85. Diseños geométricos con parámetro longitud 300 ft y parámetro altura 150 ft.....	113
Figura 86. Diseños geométricos con parámetro longitud 350 ft y parámetro altura 150 ft.....	114
Figura 87. Diseños geométricos con parámetro longitud 400 ft y parámetro altura 150 ft.....	114
Figura 88. Diseños geométricos con parámetro longitud 200 ft y parámetro altura 200 ft.....	115
Figura 89. Diseños geométricos con parámetro longitud 250 ft y parámetro altura 200 ft.....	115
Figura 90. Diseños geométricos con parámetro longitud 300 ft y parámetro altura 200 ft.....	116
Figura 91. Diseños geométricos con parámetro longitud 350 ft y parámetro altura 200 ft.....	116
Figura 92. Diseños geométricos con parámetro longitud 400 ft y parámetro altura 200 ft.....	117



## LISTA DE TABLAS

<b>Tabla 1.</b> Tamaño de poro general en lutitas. Rouquerol (1994) .....	15
<b>Tabla 2.</b> Calidad de la porosidad. Paris de F. (2009).....	15
<b>Tabla 3.</b> Escala de permeabilidad. Amaury R. (2015).....	17
<b>Tabla 4.</b> Relación entre el carbono orgánico total y el potencial de los recursos. Marrero & Rendón (2021) .....	21
<b>Tabla 5.</b> Madurez térmica asociada al tipo de hidrocarburo. Modificado de Marrero & Rendón (2021) .....	21
<b>Tabla 6.</b> Orientaciones óptimas de fracturación en pozos horizontales. Modificado de Rahim (2016) .....	39
<b>Tabla 7.</b> Datos necesarios para la construcción del modelo base. Modificado de Marrero & Rendón (2021) .....	57
<b>Tabla 8.</b> Datos necesarios para construir los diseños geométricos de fracturas. Modificado de Marrero & Rendón (2021).....	58
<b>Tabla 9.</b> Rango de parámetros para los diseños geométricos de fracturas creados. Modificado de Marrero & Rendón (2021).....	59
<b>Tabla 10.</b> Parámetros geomecánicos formación Eagle Ford. ....	64
<b>Tabla 11.</b> Parámetros de los diseños geométricos de fracturas creados. ....	74
<b>Tabla 12.</b> Diseños geométricos aumentando el parámetro espaciamiento entre fracturas. ....	75
<b>Tabla 13.</b> Diseños geométricos aumentando el parámetro longitud de la fractura.....	77
<b>Tabla 14.</b> Diseños geométricos aumentando el parámetro altura de la fractura.....	79
<b>Tabla 15.</b> Diseño geométrico de fractura más eficiente. ....	82
<b>Tabla 16.</b> Diseños geométricos con parámetro longitud 200 ft y parámetro altura 50 ft. ....	107
<b>Tabla 17.</b> Diseños geométricos con parámetro longitud 250 ft y parámetro altura 50 ft. ....	108
<b>Tabla 18.</b> Diseños geométricos con parámetro longitud 300 ft y parámetro altura 50 ft. ....	108

<b>Tabla 19.</b> Diseños geométricos con parámetro longitud 350 ft y parámetro altura 50 ft.....	109
<b>Tabla 20.</b> Diseños geométricos con parámetro longitud 400 ft y parámetro altura 50 ft.....	109
<b>Tabla 21.</b> Diseños geométricos con parámetro longitud 200 ft y parámetro altura 100 ft.....	110
<b>Tabla 22.</b> Diseños geométricos con parámetro longitud 250 ft y parámetro altura 100 ft.....	110
<b>Tabla 23.</b> Diseños geométricos con parámetro longitud 300 ft y parámetro altura 100 ft.....	111
<b>Tabla 24.</b> Diseños geométricos con parámetro longitud 350 ft y parámetro altura 100 ft.....	111
<b>Tabla 25.</b> Diseños geométricos con parámetro longitud 400 ft y parámetro altura 100 ft.....	112
<b>Tabla 26.</b> Diseños geométricos con parámetro longitud 200 ft y parámetro altura 150 ft.....	112
<b>Tabla 27.</b> Diseños geométricos con parámetro longitud 250 ft y parámetro altura 150 ft.....	113
<b>Tabla 28.</b> Diseños geométricos con parámetro longitud 300 ft y parámetro altura 150 ft.....	113
<b>Tabla 29.</b> Diseños geométricos con parámetro longitud 350 ft y parámetro altura 150 ft.....	114
<b>Tabla 30.</b> Diseños geométricos con parámetro longitud 400 ft y parámetro altura 150 ft.....	114
<b>Tabla 31.</b> Diseños geométricos con parámetro longitud 200 ft y parámetro altura 200 ft.....	115
<b>Tabla 32.</b> Diseños geométricos con parámetro longitud 250 ft y parámetro altura 200 ft.....	115
<b>Tabla 33.</b> Diseños geométricos con parámetro longitud 300 ft y parámetro altura 200 ft.....	116
<b>Tabla 34.</b> Diseños geométricos con parámetro longitud 350 ft y parámetro altura 200 ft.....	116
<b>Tabla 35.</b> Diseños geométricos con parámetro longitud 400 ft y parámetro altura 200 ft.....	117

## INTRODUCCIÓN

El estudio de yacimientos no convencionales de gas natural se ha ido extendiendo de forma acelerada a nivel mundial, con la finalidad de satisfacer la demanda (que crece día a día) de esta importante fuente de energía. Los *Shale Gas* son definidos como yacimientos no convencionales de gas natural presente en lutitas con una alta capacidad de generación y retención de gas.

La permeabilidad de estos yacimientos es baja, ocasionando niveles de producción de fluidos no rentables y en algunos casos nada de producción antes aplicar algún proceso de fracturación de la roca. Las fracturas crearan un camino de alta permeabilidad que permitirá una tasa de flujo mucho mayor a la que ocurriría de manera natural Ahmed & Meehan (2016).

Para poder crear estas fracturas en yacimientos no convencionales tipo *Shale Gas*, el *fracking* o fracturamiento hidráulico se presenta como la principal técnica de extracción, se basa en la inyección de fluidos en el yacimiento a alta presión para generar las fracturas en la roca.

El comportamiento de producción de los yacimientos no convencionales de tipo *Shale Gas* es un estudio complejo, para poder interpretarlo se tienen que tomar en cuenta las distintas características que influyen en la explotación de estos recursos, construcción del pozo y su trayectoria, espaciamiento entre los pozos, características del yacimiento, diseño de completación, implementación de fracturas hidráulicas y las limitaciones operativas, para así poder llegar a la eficiencia de productividad del pozo, cada una de las características mencionadas implican el estudio de diversos parámetros que deben ser considerados Mohagheh (2019).

Las fracturas representan uno de los elementos principales para la producción de estos *Shale*, por lo tanto, esto las hace un objeto de estudio fundamental. Dicho esto, se pretende realizar una investigación sobre el diseño y modelaje de la geometría de estas fracturas e identificar la eficacia que estas puedan generar en el comportamiento de la tasa de producción.



## CAPÍTULO I

### EL PROBLEMA

#### 1.1 Planteamiento del problema

Los yacimientos no convencionales se clasifican como acumulaciones litológicas extensas y profundas, que comúnmente se presentan sin la presencia de trampas estructurales o estratigráficas, con porosidades y permeabilidades muy bajas que no permiten el movimiento de los fluidos Porras (2016). Las características que presentan estos yacimientos no los hacen comercialmente rentable aplicando el desarrollo de explotación habitual de los yacimientos convencionales.

Los *Shale Gas* o gas de lutita, forman parte de dicha clasificación. Debido a la alta demanda de energía de las últimas décadas y a consecuencia de la tecnología de extracción *fracking* o fracturamiento hidráulico; los yacimientos no convencionales tipo *Shale Gas* se han convertido en fuentes de gas beneficiosas, esta técnica de extracción genera fracturas en el yacimiento como consecuencia de la inyección de fluidos a altas presiones, dichas fracturas crean una mejor conductividad del yacimiento hacia el pozo creando una producción de gas comercialmente rentable.

La fractura es uno de los elementos esenciales por el cual los yacimientos no convencionales tipo *Shale Gas* han alcanzado niveles de producción comerciable. Según Yu, Dahi, Gonzales & Lian (2018), mientras los operadores buscan diferentes fluidos y programas de bombeo para mejorar la complejidad de las fracturas, los mecanismos que rigen el proceso no se comprenden del todo, estos mecanismos se pueden ver afectados por la geometría de las fracturas, geoquímica, geomecánica y el tipo de flujo de fluidos.

Hasta el día de hoy los sistemas de fracturas siguen siendo materia de investigación, por lo cual, el diseño de las mismas es de suma importancia. Las características de la geometría que presenten estas fracturas, como son, el espaciamiento, longitud, altura, apertura y orientación, afectará directamente en la eficiencia de la tasa de producción, de esta manera, es necesario diseñar y modelar un programa de fracturas que permita un óptimo desarrollo del plan de explotación, para así poder obtener una posibilidad de pronóstico en el comportamiento de producción de los pozos.

## 1.2 Objetivos

### 1.2.1 Objetivo General

Diseñar y modelar la geometría de las fracturas para desarrollar los yacimientos no convencionales tipo *Shale Gas* y determinar su eficiencia en el comportamiento de producción de los mismos.

### 1.2.2 Objetivos Específicos

1. Revisión bibliográfica sobre los diseños y modelos de fracturas para el desarrollo de yacimientos no convencionales.
2. Revalidación del modelo estático base de un yacimiento no convencional tipo *Shale Gas* con los parámetros geoquímicos y geomecánicos necesarios para caracterizar mejores zonas o “*sweet spots*”.
3. Realizar diversos diseños geométricos de fracturas.
4. Modelar los diseños geométricos de fracturas a través de la simulación numérica de yacimientos para un yacimiento no convencional tipo *Shale Gas*.
5. Cotejar el comportamiento productivo del yacimiento no convencional tipo *Shale Gas* obtenido por medio de la simulación numérica de yacimientos.
6. Identificar el diseño geométrico de fracturas más adecuado y óptimo para una mayor eficiencia en el comportamiento de su producción.

## 1.3 Justificación

En la actualidad los *Shale* se han convertido en fuentes beneficiosas de hidrocarburos, y para todo proyecto de explotación un desarrollo óptimo y eficiente es necesario para obtener las mejores ganancias.

Como ya se mencionó, la fractura es uno de los elementos principales para la explotación de los yacimientos no convencionales tipo *Shale Gas*, un diseño y modelaje de fracturas apropiado es imperativo para la caracterización del comportamiento de producción, y una vez tipificado, poder

obtener una tasa de producción eficiente para futuros pozos, en consecuencia, se podría mejorar el valor actual neto y el flujo de caja, obteniendo ganancias más rápidamente.

Un programa geométrico de fracturas óptimo alargara la vida útil de los pozos, prolongando tratamientos de rehabilitación como lo pueden ser programas de refracturamiento para la mejora del factor de recobro. También da la posibilidad de poder realizar programas de explotación más eficientes para estos recursos no convencionales en proyectos futuros.

#### **1.4 Alcance**

La investigación estará limitada al diseño y modelaje de la geometría (espaciamiento, longitud, altura, apertura y orientación) de las fracturas generadas a través de la técnica del fracturamiento hidráulico o *fracking* en un pozo horizontal de un yacimiento no convencional tipo *Shale Gas*, a su vez inferir el impacto que estas geometrías puedan generar en la tasa de producción y en el comportamiento histórico de producción.

El modelo estático base o referencial de yacimiento no convencional tipo *Shale Gas* el cual será usado para esta investigación, es extraído del trabajo especial de grado “Descripción de los fenómenos de transporte del gas en yacimientos no convencionales tipo *shale gas*”, realizado y presentado en la Universidad Central de Venezuela Caracas 2021, por los ingenieros Marrero Graterol, Eduardo Javier y Rendón Vargas, Laura Gabriela.

Los diseños geométricos de fracturas que se pretenden modelar y el historial de la tasa de producción de gas que se obtenga por medio de la simulación numérica de yacimientos, será cotejada por los datos de producción obtenidos a través de artículos científicos asociados al yacimiento no convencional de *Shale Gas* ubicado en Norteamérica de nombre Eagle Ford.

Tomando en cuenta la eficiencia del historial de tasa de producción obtenido, al realizar simulaciones dinámicas de diversas geometrías de diseños de fracturas en el simulador numérico GEM de *Computer Modelling Group* (CMG), se pretende identificar el diseño y modelo de fractura óptimo que genere una mayor eficiencia en la tasa de producción para ser aplicado en pozos futuros.

## 1.5 Limitaciones

El modelado de las fracturas generadas a través del fracturamiento hidráulico o *fracking* serán estudiadas desde la perspectiva de yacimiento, es decir, no se abarcará el método de fracturamiento ni el diseño o modelado del tipo de apuntalante a utilizar o el tipo de mezcla de fluidos de inyección necesaria para la aplicación de esta técnica de extracción de hidrocarburos bajo la estimulación, el estudio de estos elementos engloba un área extensa de investigación con objetivos que difieren de los planteados para este trabajo especial de grado.

Por otra parte, la investigación estará sujeta a la fidelidad y veracidad de los datos referenciales usados y obtenidos a través de la revisión documental de publicaciones disponibles.

## CAPÍTULO II

### MARCO TEÓRICO

En este capítulo se establecerá la teoría que fundamenta la investigación, su estudio y razón de ser. Se presentarán citas bibliográficas, antecedentes relacionados con la investigación y los fundamentos teóricos que sirvan de soporte a este trabajo especial de grado.

#### 2.1 Antecedentes del estudio

Marrero, E. & Rendón, L. (2021). En su trabajo especial de grado para optar por el título de Ingeniero de Petróleo en la Universidad Central de Venezuela, titulado: “*Descripción de los Fenómenos de Transporte del gas en yacimientos no convencionales tipo Shale Gas*” presentan lo siguiente:

En los Yacimientos No Convencionales tipo *Shale Gas* se hace muy difícil una predicción del comportamiento de los fenómenos, que rigen el transporte del gas como difusión, la adsorción, y el flujo no Darcy, ya que estos no se rigen por los modelos conocidos en yacimientos convencionales. La adsorción es un mecanismo relacionado al almacenamiento del gas, pero la desorción contribuye con el flujo mediante la entrega, la difusión contribuye desde la migración primaria con la dispersión del gas y cuando se inicia el proceso de producción actúa también con la entrega del gas desde la matriz hasta la fractura, mientras que el flujo No Darcy opera en las fracturas. La presente investigación tiene como objetivo principal describir los fenómenos de transporte del gas en estos yacimientos. Se creó un modelo de yacimiento construido a través del simulador GEM, con datos representativos de un yacimiento tipo *Shale Gas* como lo es Eagle Ford, para estudiar el impacto que tienen estos fenómenos sobre la curva de producción acumulada de gas. Partiendo de un modelo base, el cual contempló todos los fenómenos juntos y luego se evaluó el efecto de cada fenómeno por separado. Obteniendo como resultado, que el gas acumulado disminuye en un 33,2% cuando no se considera el flujo no Darcy, mientras que sin la adsorción el efecto observado fue contrario con un aumento del 7%. Con la difusión no se obtuvieron cambios significativos. Por lo que se concluyó que todos los fenómenos tienen un impacto sobre el acumulado de gas, siendo el flujo no Darcy el de mayor importancia, seguido por la adsorción y finalmente la difusión, lo cuales deben ser simulados en conjunto.

Mahmood, M. N., & Guo, B. (2019). En artículo técnico, presentado en *SPE Liquids-Rich Basins Conference - North America*, titulado: “*An Analytical Method for Optimizing Fracture Spacing in Shale Oil Reservoirs*” presentan lo siguiente:

La fracturación hidráulica es la técnica más importante para aumentar la productividad de los pozos en los yacimientos de *Shale* petróleo y gas. El espaciamiento entre los grupos de perforaciones, con el método de fracturación Plug-and-Perf (PnP) también se cree que el espaciamiento de las fracturas, es uno de los parámetros que deben ser optimizados en el diseño de la fracturación. Este trabajo presenta un método analítico para optimizar el espaciado de las fracturas basado en la evaluación de los datos de producción de pozos horizontales multifracturados. En este estudio se consideraron como ejemplos cinco pozos horizontales fracturados hidráulicamente en una formación *Shale* de alto contenido en arcilla. Basándose en la teoría del flujo en estado pseudoestable (PSS), se investigó la productividad de los pozos petrolíferos, prestando especial atención al espaciado de los grupos de perforación. Se cree que los pozos que muestran un flujo lineal en los análisis de tasas transitorias tienen un potencial de mejora de la productividad con espaciamientos de fracturas más cortos. Se identificó el potencial de productividad del petróleo con un menor espaciamiento de las fracturas en los pozos del mismo yacimiento. El resultado de los análisis muestra que algunos pozos experimentaron un flujo transitorio lineal, lo que indica una separación significativa entre las fracturas hidráulicas. El uso de un modelo analítico de productividad de pozos para simular la producción pseudoestacionaria indica que el espaciamiento de las fracturas podría haberse reducido para mejorar la productividad de los pozos. Estos pozos pueden considerarse candidatos a la re-fracturación si es posible. Los futuros pozos que se perforen en la zona cercana deberían completarse con un espaciado más corto de los grupos de perforación. Algunos pozos de los campos del caso no muestran un flujo transitorio lineal, lo que indica interferencias entre las fracturas hidráulicas y/o las naturales. Estos pozos no deben ser re-fracturados. Los nuevos pozos cercanos a estos pozos no deberían completarse con un espaciado de fracturas inferior a los valores de espaciado utilizados en los pozos existentes.

Chen, R. (2019). En su artículo técnico, presentado en *SPE Society of Petroleum Engineers, Odessa* titulado: “*The Impact of Cluster Spacing on Multi-Fractured Well Performance*” presentan lo siguiente:

Uno de los principales retos pendientes en el desarrollo de pozos no convencionales es determinar el espaciamiento óptimo de las fracturas. El espaciamiento entre los grupos de fracturas influye en la geometría de la fractura hidráulica, el volumen de drenaje, las tasas de producción y la recuperación final estimada (EUR) de un pozo. En este artículo se examina sistemáticamente el impacto del espaciamiento de los grupos de fracturas en los pozos de Eagle Ford *Shale*, calibrando la geometría de la fractura, las propiedades de la fractura y del yacimiento mediante datos de inyección y producción de campo y evaluando el espaciamiento óptimo de los grupos de fracturas en diferentes condiciones de yacimiento.

Exploramos una técnica secuencial para evaluar y optimizar el espaciado de las agrupaciones utilizando un ensayo de campo controlado en el yacimiento de Eagle Ford. Este estudio identifica primero la geometría de la fractura mediante el ajuste histórico de la presión de tratamiento de inyección en el campo. Utilizando la simulación de flujo basada en el Método de Marcha Rápida y el ajuste histórico multi-objetivo, igualamos el volumen de drenaje del pozo y la producción acumulada para calibrar las propiedades de la fractura y del SRV. Se examina el impacto del espaciamiento de los grupos en el EUR utilizando los modelos calibrados. Realizamos previsiones de inyección y producción para varios espaciamentos de grupos de fracturas con el fin de investigar la terminación óptima en diferentes condiciones de yacimiento.

El conjunto único de datos de inyección y producción utilizado para este estudio incluye dos pozos horizontales completados uno al lado del otro. El pozo con un espaciamiento más estrecho tiene un mayor volumen de drenaje y un mejor rendimiento de producción. Esto se debe a la mayor complejidad de las fracturas, a pesar del impacto de los efectos de la sombra de esfuerzos que conducen a fracturas más cortas. Los modelos calibrados sugieren que la mayoría de las fracturas son planas en Eagle Ford *Shale*. El pozo con un espaciamiento de grupos más amplio tiende a desarrollar fracturas más largas, pero el pozo con un espaciamiento de grupos más estrecho tiene un volumen de yacimiento mejor estimulado con una mayor permeabilidad, lo que da lugar a un mejor volumen de drenaje y rendimiento de la producción. A partir de las ejecuciones de optimización bajo diferentes condiciones de yacimiento, nuestros resultados parecen indicar que cuando hay fracturas naturales o cuando la anisotropía del suelo es alta sin fracturas naturales, los pozos con un espaciamiento de grupos más estrecho tienden a superar a los pozos con un

espaciamiento de grupos más amplio. Sin embargo, se observa un severo efecto de sombra de tensión cuando la anisotropía del suelo es baja y no hay fracturas naturales, lo que probablemente hace que los pozos con un espaciamiento de agrupación más estrecho sean menos favorables.

Las geometrías y propiedades de las fracturas calibradas con un conjunto único de datos del yacimiento de Eagle Ford explican la variación del rendimiento de las terminaciones que utilizan diferentes espaciamientos de las agrupaciones dentro del yacimiento y proporcionan información sobre el espaciamiento óptimo de las agrupaciones en diferentes condiciones del yacimiento (anisotropía del suelo baja frente a alta y con/sin fracturas naturales).

Jones, M. (2018). En su artículo técnico, presentado en *SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Texas* titulado: **“Model-Based Cluster Spacing Optimization Increase Recovery and Profitability in Eagle Ford”** presentan lo siguiente:

Uno de los aspectos más difíciles del desarrollo de yacimientos no convencionales es la optimización de los diseños de las terminaciones. Muchas empresas han ensayado diseños de terminaciones más grandes y espaciamientos de grupos de fracturas más estrechos, pero la mayoría no ha realizado los estudios técnicos para optimizarlos. Este artículo explica un proceso para optimizar el espaciado de los grupos de fracturas mediante simulaciones basadas en modelos. Este proceso se utilizó para optimizar el espaciamiento de los grupos de fracturas en la ventana de fluidos de gas húmedo de Eagle Ford. Esta optimización la realizó un operador de Eagle Ford, por lo que se analizaron los datos reales de los pozos de esta región para desarrollar modelos predictivos precisos. Los resultados de la simulación del estudio de optimización del gas húmedo de Eagle Ford se demuestran en este documento. Además, se incluye un ejemplo de cómo un espaciado más estrecho de los grupos de fracturas mejora el rendimiento del pozo tal y como se predijo en la ventana de fluidos de gas húmedo de Eagle Ford.

Los grupos de fracturas muy espaciadas estimulan mal la roca del yacimiento, lo que conduce a un pequeño agotamiento de la presión entre las fracturas y deja atrás los hidrocarburos no recuperados. Mejorar el espaciamiento de los grupos de fracturas tiene muchos beneficios, incluyendo el aumento del volumen de drenaje y la creación de una mejor distribución de las fracturas y, por lo tanto, de longitudes medias de fractura más predecibles. Lo más importante es que el espaciamiento óptimo de los grupos de fracturas agota el volumen del yacimiento estimulado (SRV) de manera

más eficiente, lo que conducirá a una mayor producción, a un retorno más rápido y a un mejor factor de recuperación. (Gherbati 2018) La optimización del espaciamiento de los grupos de fracturas, cuando se combina con un espaciamiento de pozos y un diseño de fluidos de finalización adecuados, puede mejorar significativamente el factor de recuperación, el agotamiento de la presión y la rentabilidad de los pozos individuales. El flujo de trabajo desarrollado ofrece la capacidad de optimizar el espaciamiento de los grupos de fracturas y predecir los aumentos de la producción a partir de un espaciamiento más ajustado.

Guk, V., Bychina, M., Wolcott, D., & Economides, M. J. (2014). En su artículo técnico, presentado en *SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control, Louisiana* titulado: **“Reconciliation of Fracture Performance and Fracture Geometry with Design”** presentan lo siguiente:

Desde hace más de 50 años, la visión de una fractura hidráulica que es vertical con dos alas simétricas ha sido aceptada por dos ciencias muy diversas en la producción de petróleo: la mecánica de la fractura y los modelos de ingeniería de producción y de yacimientos. En ambas ciencias, la fractura tiene una altura, una longitud de punta a punta y una apertura media.

Para determinar las dimensiones de la fractura se suele emplear un modelo de propagación de la misma. La mecánica de la fractura elástica lineal apunta a una relación entre la longitud de la fractura (e, implícitamente, la altura) y la presión de fractura. Por lo tanto, el análisis de la presión durante la ejecución sirve para 1) determinar la geometría generalizada de la fractura y 2) cuantificar las dimensiones de la fractura, como la longitud y la apertura.

Una vez que el pozo se pone en producción, la geometría de la fractura puede determinarse mediante una prueba del pozo o mediante el análisis de los datos de producción a largo plazo, o ambos. Los modelos que se emplearon para este ejercicio han sido ampliamente utilizados y se les ha atribuido un éxito considerable en la evaluación del tratamiento de la fractura hidráulica. Los patrones de presión condujeron a la determinación de la semilongitud aparente de la fractura y del producto permeabilidad apertura de la fractura.

Desgraciadamente, a menudo se produce una discrepancia, incluso grave, en las dimensiones de las fracturas obtenidas con las dos metodologías.

Aquí se presentan varias teorías que describen la discrepancia y cuantificamos el impacto de los parámetros del yacimiento y de la fractura. Estos incluyen la anisotropía de la permeabilidad del yacimiento, los daños en el paquete de apuntalamiento, la discontinuidad en la conductividad de la fractura y, por supuesto, los efectos de turbulencia en los fluidos. Aplicamos este enfoque a 23 pozos fracturados hidráulicamente en un yacimiento de petróleo y gas de menos de 1 mD en Siberia Occidental y logramos una conciliación razonable entre los resultados de los diversos métodos de determinación de la geometría de la fractura y el impacto de las variables del yacimiento y la fractura. Los tratamientos de fracturación diseñados para otros pozos del yacimiento tienen en cuenta estas conclusiones.

## **2.2 Fundamentos teóricos**

En este apartado de fundamentos o bases teóricas, la finalidad es desarrollar aquellos conceptos respetando un orden propuesto y así enmarcar las ideas que sustenten el objetivo a investigar, comenzando con la definición elemental de lo que es una roca sedimentaria como las lutitas, cómo este concepto es visto cuando se habla de yacimientos no convencionales que posean este tipo de litologías como principal fuente de sedimentos y generación de hidrocarburos, los principales aspectos que deben ser tomados en cuenta en la caracterización de los yacimientos no convencionales tipo lutitas gasíferas que de ahora en adelante se denominará *Shale Gas* hasta llegar a profundizar en los aspectos importantes a saber sobre las Fracturas (concepto, geometría, modelaje) para culminar con la relación de estos aspectos con el comportamiento de producción de los pozos que producen de este tipo de yacimientos no convencionales.

### **2.2.1 Roca sedimentaria**

La palabra sedimentaria indica la naturaleza de estas rocas, derivando de la palabra latina *sedimentum*, que hace referencia al material sólido que se deposita a partir de un fluido (agua o aire). La mayor parte del sedimento, pero no todo, se deposita de esta manera. Conforme se acumulan las pilas de sedimentos, los materiales próximos al fondo se compactan. Durante largos períodos, la materia mineral depositada en los espacios que quedan entre las partículas cementa estos sedimentos, formando una roca sólida Tarbuck & Lutgens (2005).

Tarbuck & Lutgens (2005) afirman que, el sedimento tiene dos orígenes principales, derivados de la meteorización mecánica y química; los depósitos procedentes de estas meteorizaciones son denominados rocas sedimentarias detríticas y rocas sedimentarias químicas respectivamente.

Por lo general las rocas sedimentarias presentan la siguiente estructura:

- ✓ Matriz: fracción detrítica más fina que los clastos y que llena los huecos que existen entre ellos de manera parcial o total.
- ✓ Cemento: material de precipitación química que se forma durante la diagénesis y sella los huecos de la roca llenándolos parcial o totalmente. Su origen puede ser calcáreo, silíceo o ferruginoso.
- ✓ Clastos: formado por el conjunto de granos o partículas de mayor tamaño que construyen el cuerpo de la roca.

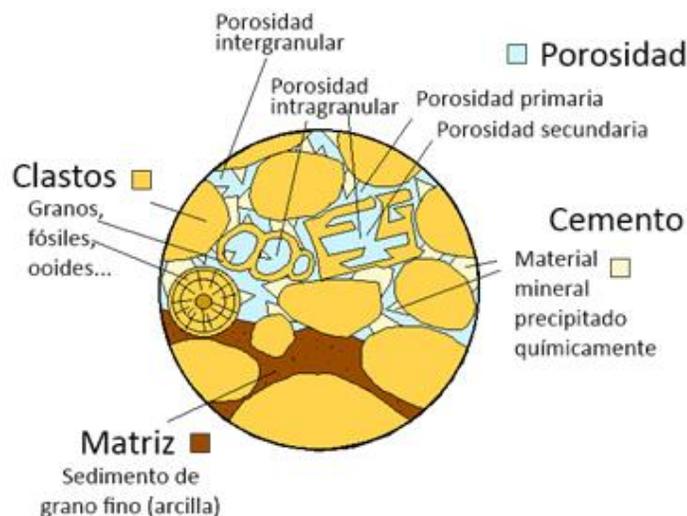


Figura 1. Estructura de roca sedimentaria. Entenderlaciencia.blogspot.com (2014).

### 2.2.2 Lutita

La lutita o *shale* por su nombre en inglés, es una roca sedimentaria compuesta por partículas de origen detrítico del tamaño del limo (menos de 1/256 milímetros) y la arcilla (1/256 y 1/16 milímetros). Sus diminutas partículas indican que su depósito se produjo a consecuencia de la sedimentación gradual de corrientes no turbulentas relativamente tranquilas. Entre esos ambientes

se cuentan los lagos, las llanuras de inundación, lagunas y zonas de las cuencas oceánicas profundas Tarbuck & Lutgens (2005).

Las lutitas tienden a quebrarse en delgadas láminas de bordes afilados, pueden ser conseguidas en distintos colores, rojo, amarillo (para ambientes oxigenantes) y marrón, gris y negro (para ambientes reductores).



*Figura 2.* Lutitas de diferentes colores. Geoscience News and Information Geology (2021).

Como características de la roca al igual que las areniscas o calizas, las lutitas también poseen los conceptos para definir sus propiedades de almacenaje y flujo, como lo son la porosidad y permeabilidad respectivamente.

#### ***2.2.2.1 Porosidad en las lutitas***

Estrada (2013) establece que, los poros de las lutitas son extremadamente pequeños, la medida estándar para estos son los nanómetros (nm), una milmillonésima parte de un metro. El tamaño promedio de un poro de lutita se encuentra entre los 3 nm, aunque algunos pueden llegar a medir más de 100 nm, en la tabla 1 se presentan los tamaños de poros generales presente en las lutitas. De acuerdo con Ahmed (2016), el porcentaje típico de porosidad de las lutitas es bajo, ubicado en el rango de 5 a 12%. En la tabla 2 se puede observar la relación de dicho porcentaje con la calidad de almacenamiento de estas rocas sedimentarias.

**Tabla 1.** Tamaño de poro general en lutitas. Rouquerol (1994)

Macroporos	>50 nm.
Mesoporos	2-50 nm.
Microporos	<2 nm.

*Nota.* Nanómetro = nm = 10<sup>-9</sup> m.

**Tabla 2.** Calidad de la porosidad. Paris de F. (2009)

Calidad	Porosidad (%)
Muy buena	>20
Buena	15-20
Moderada	10-15
Pobre	5-10
Muy pobre	<5

Por otra parte, Loucks, Reed, Ruppel & Hammes (2010) identifican dos tipos de poros básicos que se dividen en los asociados a la materia orgánica (figura 3) y los que no lo están, los poros dentro de la materia orgánica se encuentran relacionados a la maduración térmica de la misma. Los poros de la materia no orgánica pueden dividirse en tipos interparticulares e intraparticulares (figura 4) y se ven afectados fuertemente por la diagénesis. Los poros interparticulares se producen entre los granos y los cristales minerales, mientras que los poros intraparticulares se encuentran dentro de los límites de los granos. Estos últimos incluyen moldes de disolución en fósiles y partículas, poros intercristalinos dentro de los framboides de pirita, inclusiones fluidas en los cristales y poros de fosfato. Así mismo, Wang & Reed (2009) mencionan las fracturas naturales como un medio poroso no orgánico y sugiere que la porosidad de la materia orgánica puede ser cinco veces mayor que la de la matriz no orgánica.

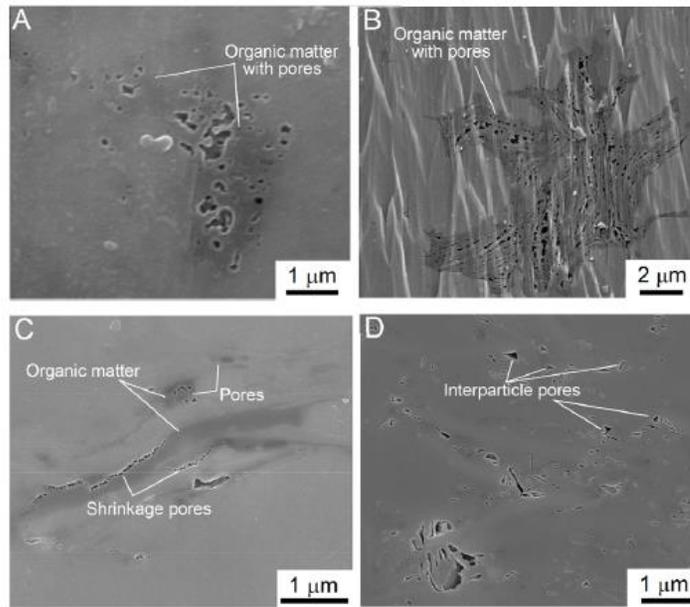


Figura 3. Clasificación preliminar de los poros de la matriz. Loucks (2010).

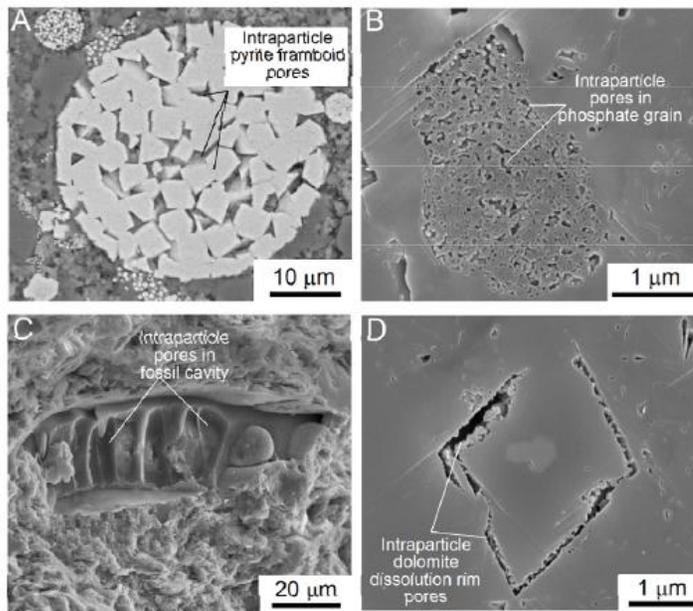


Figura 4. Poros interparticulares e intraparticulares. Loucks (2010).

#### 2.2.2.2 Permeabilidad en las lutitas

La permeabilidad es la capacidad que posee una roca de movilizar diferentes fluidos a través de sus espacios porales interconectados, en los yacimientos de lutitas o *shales* se presenta como una de sus características principales, son rocas de muy baja permeabilidad, del orden de los nanodarcys

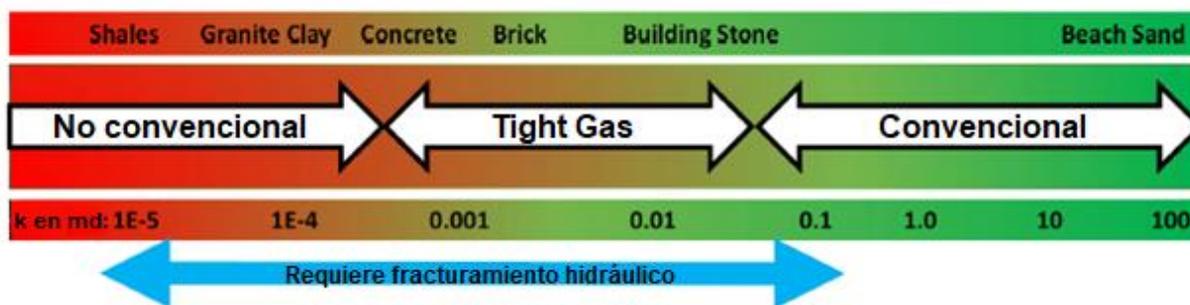
(tabla 3). Debido a esto, Cotrina (2014) señala que, es difícil y costoso utilizar la metodología estándar convencional para determinar la permeabilidad, lo que conlleva a que distintos laboratorios utilicen metodologías confidenciales no estandarizadas, significando en diferentes resultados para una misma muestra.

**Tabla 3.** Escala de permeabilidad. Amaury R. (2015)

Milidarcys	0,1 – 1 mD
Microdarcy	0,001 – 0,1 mD
Nanodarcy	0,00001 – 0,001 mD

Por otra parte, Sakhaee-pour & Bryant (2011) en su estudio prevén que la permeabilidad de la matriz de un yacimiento de lutita o *shale* aumentara significativamente a lo largo de la vida de un pozo, en un factor de tres o más, a medida que la producción continúe y disminuya la presión. Esto debido a que, a altas presiones típicas para presiones iniciales en yacimientos tipo *shale gas* el efecto de absorción de las paredes del yacimiento domina la fase de desplazamiento del gas.

En la siguiente figura, se puede observar la clasificación de los yacimientos no convencionales, *tight gas* y convencionales en función de la permeabilidad.



*Figura 5.* Clasificación de yacimiento en función de la permeabilidad. Modificado de Rahim (2016).

### 2.2.3 Recursos no convencionales

Ahmed & Meehan (2016) definen los recursos no convencionales (petróleo y gas) como hidrocarburo producido o extraído mediante técnicas distintas de los métodos convencionales de pozos de petróleo y gas.

Por otra parte, el tipo de hidrocarburo caracteriza o clasifica al yacimiento, existen diversas características que los diferencian unos de otros, como son, las propiedades de los fluidos y las propiedades de la roca que los contiene, en la siguiente figura se puede observar la clasificación propuesta por Chan (2011) para estos recursos y el incremento en precio y tecnología necesaria para su explotación.

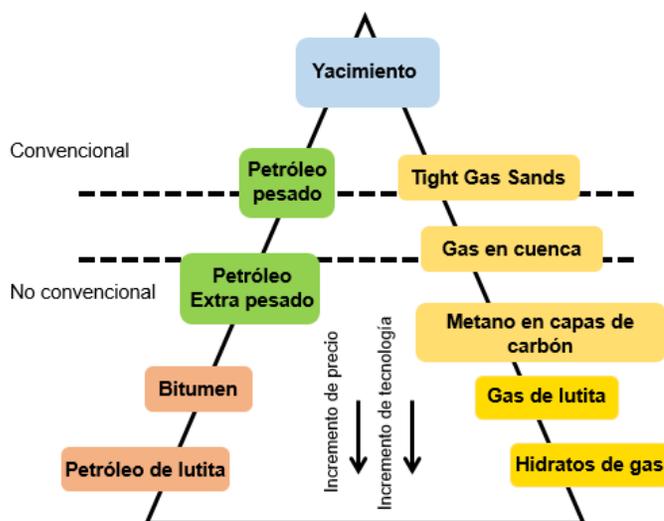


Figura 6. Triángulo de recursos. Modificado de Chan (2011).

*Nota.* Se destaca de la figura mostrada por Chan (2011) que en Venezuela el petróleo extra pesado no es considerado como un recurso hidrocarburo no convencional.

#### 2.2.4 Yacimientos no convencionales

Cotrina (2014) los define como aquellos yacimientos de baja permeabilidad que requieren de tecnologías avanzadas de perforación y estimulación para lograr una producción comercialmente rentable.

Por otra parte, como se ilustra en la figura 7, el sistema petrolero convencional consta de una serie de elementos que deben estar presentes en una línea de tiempo específica para así poder generar hidrocarburos, como lo son, la roca madre, roca yacimiento, roca sello, roca sobrecarga, trampa estructural, migración y acumulación de hidrocarburos desde la roca madre a la roca yacimiento; al faltar alguno de estos elementos se clasificaría como yacimiento no convencional.

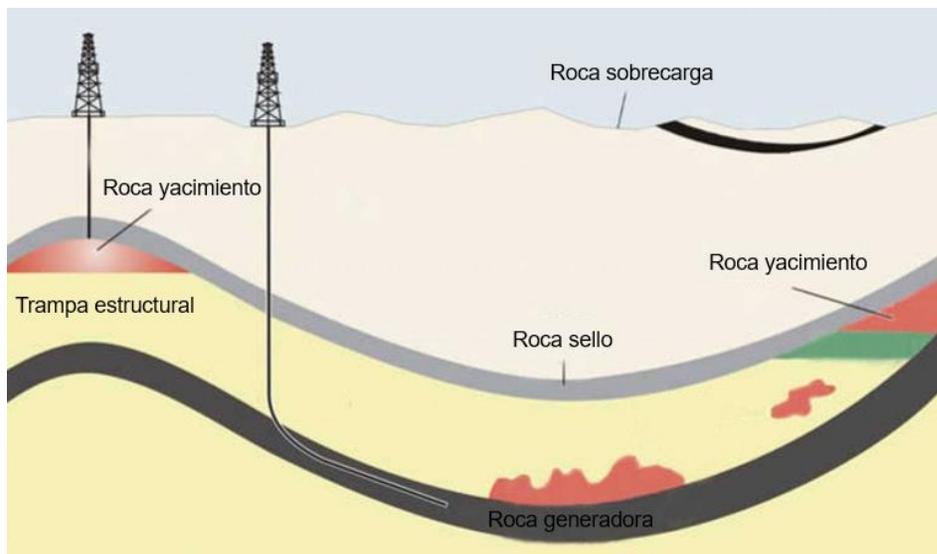


Figura 7. Ejemplo de sistema petrolero convencional. Modificado de U.S Energy Information Administration (2011).

## 2.2.5 Yacimientos tipo Shale Gas

Los yacimientos de *Shale Gas* entran en la clasificación de no convencionales; como se expresó anteriormente, son yacimientos de grano muy fino donde el movimiento del gas es mínimo a causa de la baja permeabilidad presente en esta litología.

En estos yacimientos la alta presión sedimentaria tiende a expulsar el mayor volumen de gas hasta zonas más porosas y permeables. El gas remanente atrapado en la roca se denomina *Shale Gas*, gas de lutita, gas de esquisto o gas de pizarra Estrada (2013).

Un ambiente depositacional o ambiente sedimentario es simplemente un punto geográfico donde se acumulan los sedimentos. Cada lugar se caracteriza por una combinación particular de procesos geológicos y condiciones ambientales Tarbuck & Lutgens (2005).

A continuación, se presentan aspectos resaltantes a considerar cuando se estudian yacimientos tipo *Shale Gas* como yacimientos no convencionales:

### 2.2.5.1 Ambiente de depositación en yacimientos de Shale Gas

Es importante conocer si el *shale* se depositó en un ambiente marino o no marino. Los *shales* depositados en ambientes marinos tienden a tener menor contenido de arcilla y tienden a tener alto contenido de minerales frágiles de cuarzo, feldespato y carbonatos. Los *shales* frágiles responden

favorablemente a la estimulación hidráulica. Por otro lado, los *shales* depositados en ambientes no marinos (lacustres o fluviales) tienden a tener mayor contenido de arcilla, ser más dúctiles y menos sensibles a la estimulación hidráulica Cotrina (2014).

En la siguiente figura se muestra la diferencia entre los tipos de corte dúctil y frágil a través de la prueba de ensayo tipo *Scratch* en una muestra de lutita perteneciente a la formación Carapita, Venezuela.



Figura 8. Diferenciación entre los tipos de corte dúctil y frágil. Rodríguez (2004).

#### 2.2.5.2 Geoquímica en yacimientos de *Shale Gas*

Escobar M. (2008) define la geoquímica como la ciencia que estudia la química del planeta tierra, en términos de la distribución y migración de los elementos químicos dentro de las distintas partes de la tierra. La geoquímica del petróleo es una de las subdivisiones de la geoquímica orgánica. Puede ser definida como la aplicación de los principios de la química al estudio del origen, generación, migración, acumulación y alteración del petróleo. Así mismo, para identificar la calidad de un yacimiento de *Shale Gas*, aplicando lo explicado anteriormente, es necesario identificar las mejores zonas o “*sweet spots*” que estén vinculados con el porcentaje necesario de carbono orgánico total (COT, referenciado en la tabla 4), tipo de kerógeno y madurez térmica (RO%, referenciado en la tabla 5), los cuales son elementos imprescindibles para la generación de hidrocarburos.

**Tabla 4.** Relación entre el carbono orgánico total y el potencial de los recursos. Marrero & Rendón (2021)

<b>Carbono orgánico total, % en peso</b>	<b>Potencial de los recursos</b>
<0.5	Muy pobre
0.5 a 1	Pobre
1 a 2	Mediano
2 a 4	Bueno
4 a 10	Muy bueno
>10	Desconocido

**Tabla 5.** Madurez térmica asociada al tipo de hidrocarburo. Modificado de Marrero & Rendón (2021)

<b>RO%</b>	<b>Tipo de hidrocarburo</b>
0 – 0.55	Inicio de la generación
0.55 – 0.9	Pico de la producción
0.9 – 1.1	Gas húmedo
1.2 – 1.4	Gas húmedo o gas seco
1.4 – 2.1	Gas seco
>2.1	CO <sub>2</sub>

### **2.2.5.3 Almacenamiento de gas en yacimientos de Shale Gas**

Las lutitas o *shales* presentan dos principales formas de almacenamiento del gas, gas libre en los poros de la matriz y en las fracturas naturales, y el gas adsorbido en la superficie de las partículas de la matriz orgánica de la roca. Para considerar todo el gas que se encuentra almacenado en las formaciones de tipo *shale*, se considera un modelo teórico de triple porosidad, que incluye tanto el gas libre como el gas adsorbido.

En la siguiente figura se representa la porosidad 1 en los microporos de la matriz, la porosidad 2 en las fracturas naturales y el gas adsorbido como porosidad 3 Arevalo (2014).

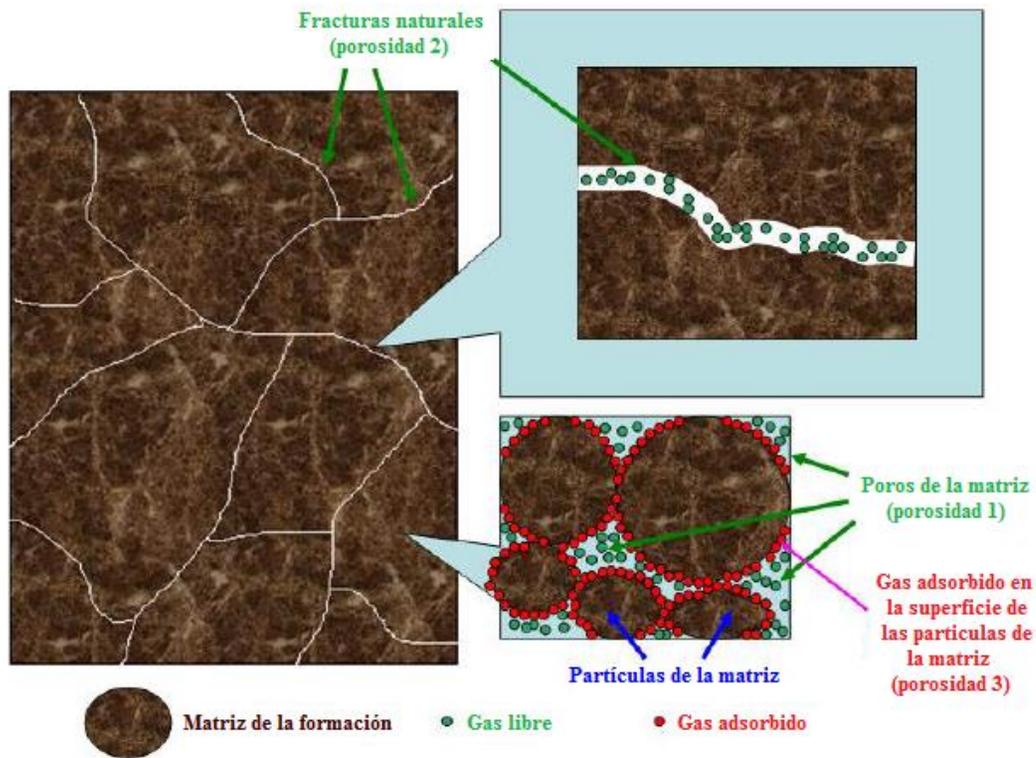


Figura 9. Modelo teórico de almacenamiento de triple porosidad. Modificado de Arevalo (2014).

#### 2.2.5.4 Geomecánica en yacimientos de Shale Gas

Ahmed & Meehan (2016) definen la ingeniería geomecánica como la ciencia que estudia el comportamiento mecánico del suelo y la roca bajo un esfuerzo. Las dos principales disciplinas de la geomecánica son la mecánica del suelo y la mecánica de las rocas. Estos son los principios subyacentes que se utilizan para evaluar la respuesta del subsuelo a los cambios de los esfuerzos impuestos durante el desarrollo de un yacimiento.

El papel principal de la disciplina de ingeniería geomecánica en el desarrollo de recursos no convencionales puede agruparse en tres categorías:

- ✓ Caracterizar e identificar “sweet spots” geológicos (mejores intervalos o zonas para fracturar) en todo el volumen de la formación.
- ✓ Orientar y perforar pozos estables.
- ✓ Diseñar y modelar trabajos de estimulación de fracturación hidráulica.

### 2.2.5.5 Perforación horizontal en yacimientos de Shale Gas

Criado (2015) expresa que, el propósito principal de un pozo horizontal es aumentar el contacto con el yacimiento, y por lo tanto incrementar la productividad de éste, especialmente en unidades estratigráficas con poco o ningún buzamiento, esto es altamente deseable en formaciones en las cuales los hidrocarburos no fluyen fácilmente debido a condiciones de baja permeabilidad, las lutitas o *shales* presentan estas condiciones, y el gas que éstas contienen no puede ser extraído mediante tecnologías de explotación convencionales. Por otra parte, la geometría y la calidad del yacimiento tendrán una influencia importante en si el pozo horizontal supone un beneficio comparado con uno vertical.

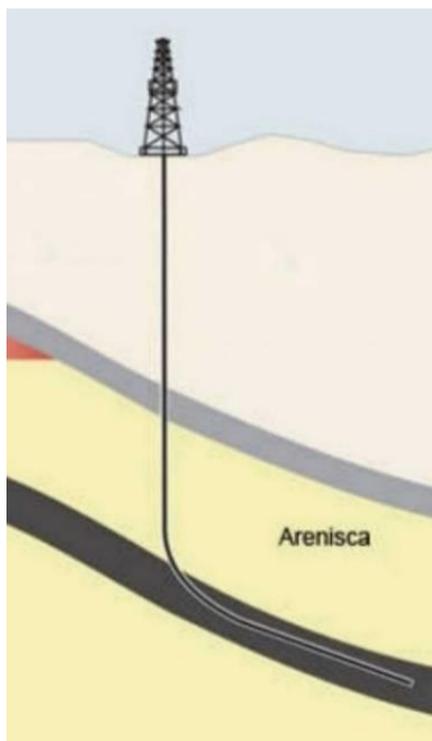


Figura 10. Pozo horizontal. Modificado de U.S Energy Information Administration (2011).

### 2.2.5.6 Flujo de fluido en yacimientos de Shale Gas

Según Amin, Mohammad, Ehsan, Liu & Mehdi (2020), el flujo de fluido a través de los nanoporos del *Shale Gas* es diferente al flujo en los yacimientos convencionales. La presencia de gargantas de poros ultra-apretados, gas adsorbido y disuelto en la materia orgánica hace que este tipo de rocas

planteé desafíos para modelar los mecanismos de transporte del gas. Así mismo, el flujo es gobernado por la interacción que existe entre las partículas del fluido y el medio poroso.

Como se muestra en la figura 11, el mecanismo de transporte en nanoporos inorgánicos incorpora flujos viscosos, flujo por deslizamiento y la difusión de Knudsen. Por otra parte, en los nanoporos orgánicos, el flujo viscoso es inducido por colisiones intermoleculares, el flujo de deslizamiento y la difusión de Knudsen son el resultado de colisiones significativas entre las moléculas de gas y la pared del nanoporo, la difusión superficial es causada por un gradiente de concentración entre la región de volumen y la capa de adsorción debido a una gran cantidad de moléculas de gas adsorbidas en la superficie de los poros orgánicos.

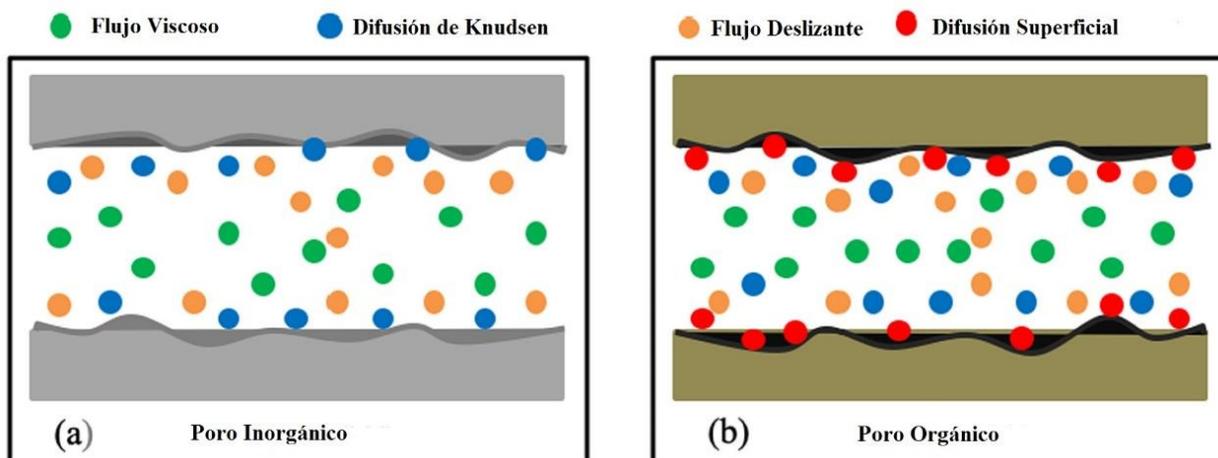


Figura 11. Mecanismos de transporte de gas en poros inorgánicos y orgánicos en una matriz *Shale*. Peng (2020).

#### 2.2.5.7 Etapas de explotación en yacimientos de *Shale Gas*

Según King (2010), afirma que para la explotación de estos recursos no convencionales se debe tener en cuenta lo siguiente, cada formación de lutitas o *shales* tienen sus propias características; las lutitas varían con respecto al área y verticalmente, incluso a lo largo del yacimiento; las diferencias en la generación (sedimentación), esfuerzos naturales y los cambios geológicos, son suficientes para requerir cambios en la estimulación de un pozo para obtener una recuperación óptima; el entendimiento y predicción del comportamiento de un pozo productor de *Shale Gas*, requiere la identificación de una serie de datos que deben recabarse para permitir la optimización del diseño de la terminación y estimulación; cada diseño de terminación y estimulación de pozos productores de *Shale Gas*, es diferente y propio de acuerdo a las características de la formación.

En la siguiente figura se presentan los elementos básicos de las etapas a seguir para un proyecto de explotación de un yacimiento tipo *Shale Gas*:

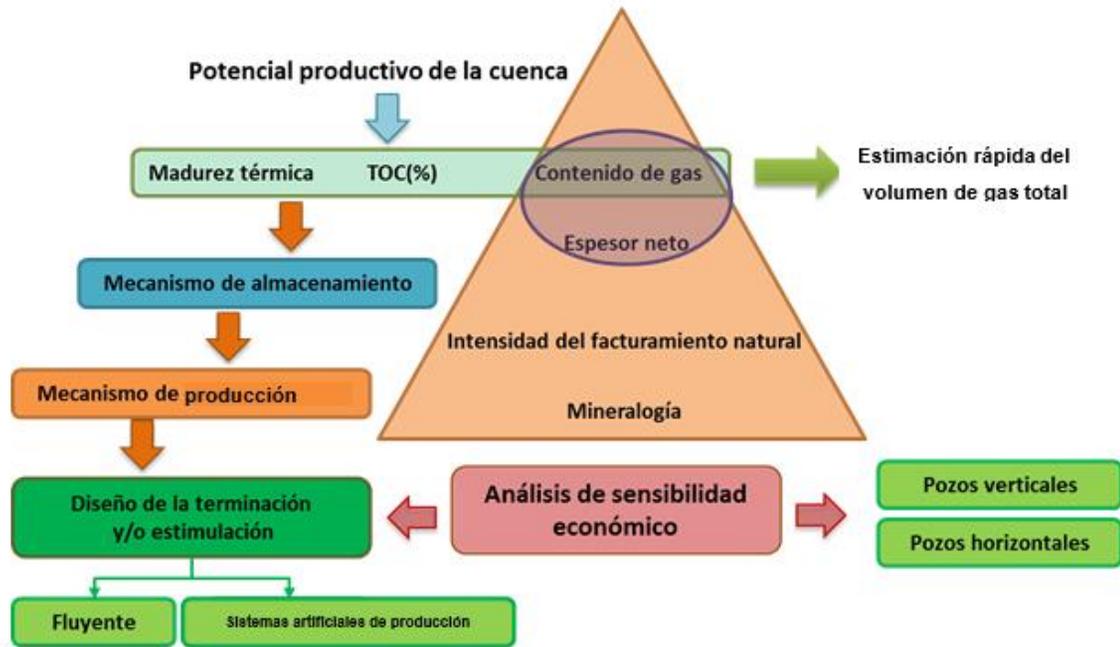


Figura 12. Elementos básicos para explotar yacimientos de *Shale Gas*. Castellanos (2015).

### 2.2.6 Comportamiento de producción en yacimientos tipo *Shale Gas*

La metodología de análisis de curvas de declinación se centra en el ajuste de las tasas de producción observadas de un solo pozo, o grupo de pozos, mediante una función matemática para predecir el rendimiento futuro mediante la extrapolación de la función de la curva de declinación ajustada Guo & Zhang (2016).

Arps (1945) identifica tres tipos de comportamiento de disminución de la tasa de producción: Exponencial, Hiperbólica y Harmónica.

$$q(t) = q_0 e^{-\lambda(t-t_0)} \quad (1)$$

$$q(t) = q_0 [1 + \lambda\beta(t - t_0)]^{-1/\beta} \quad (2)$$

$$q(t) = q_0 [1 + \lambda(t - t_0)]^{-1} \quad (3)$$

Donde:

$q(t)$ : Tasa producción a un tiempo  $t$ .

$q_0$ : Tasa de producción a un tiempo  $t_0$  en el cual la producción comienza a declinar.

$\lambda$ : Tasa de declinación.

$\beta$ : Exponente de declinación.

Guo & Zhang (2016) realizan un estudio a los patrones de producción de 1084 pozos pertenecientes a la formación Eagle Ford *Shale Gas* utilizando análisis de curvas de declinación, en este estudio se constató que la mayoría de los pozos de *Shale Gas* investigados en la formación Eagle Ford tienen un patrón de producción caracterizado por alcanzar rápidamente un pico de producción seguido por un fuerte declinación y bajos niveles de producción a largo plazo, al cual el comportamiento exponencial es el que mejor se ajusta.

La tasa de declinación anual de la producción de un pozo de *Shale Gas* es de alrededor del 70% y durante los dos primeros años se pierde alrededor del 80% del nivel de producción inicial debido esto, que es mucho más alto que el del gas natural convencional.

En la siguiente figura se puede apreciar el comportamiento de producción conceptual descrito por Guo & Zhang (2016) en su estudio:

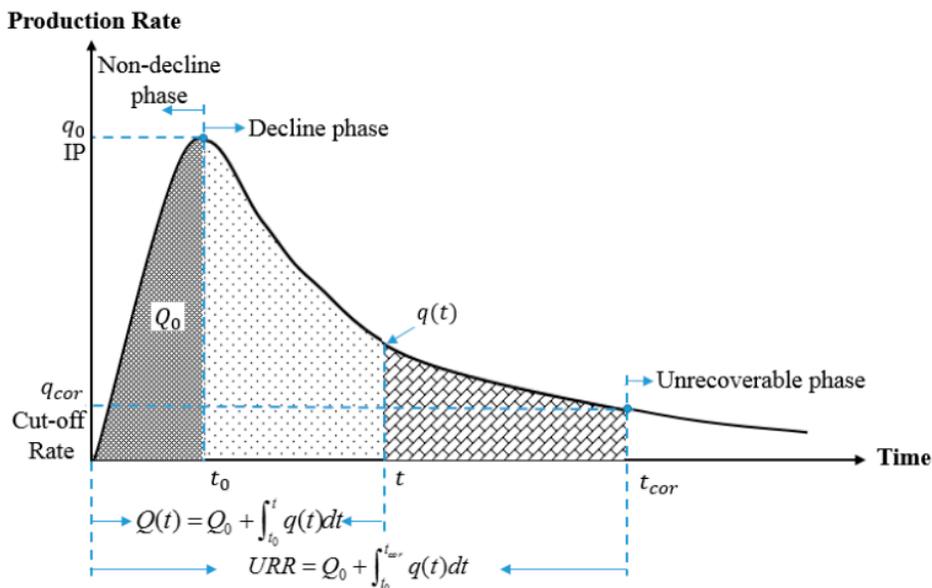


Figura 13. Curva de producción conceptual de Shale Gas. Guo & Zhang (2016).

*Nota.* Se destaca para la figura presentada por Guo & Zhang (2016), que el valor “ $Q_o$ ” representa el volumen de producción “*flash*” que ocurre en la primera etapa de producción del pozo.

### 2.2.7 Determinación del GOES en yacimientos no convencionales

Según Fernández & Salazar (2019), para lograr una cuantificación del gas original presente en yacimientos no convencionales, se deben establecer consideraciones como la existencia de un gas libre, definido como el gas atrapado dentro del poro de la roca, además existe la estimación por características de la formación, la roca absorberá gas dentro de su estructura, siendo este la definición de gas absorbido, para poder cuantificar se debe mediante una interpretación de curvas, denominadas curvas o ecuación de Langmuir.

Dicho esto, se presenta la siguiente ecuación para determinar el GOES para los yacimientos de *Shale Gas*:

$$GOES = Gas\ libre\ in\ situ + Gas\ adsorbido\ in\ situ \quad (4)$$

Donde:

$$Gas\ libre\ in\ situ = \frac{43560 \times A \times h \times \emptyset \times (1 - Sw)}{\beta g} \quad (5)$$

De esta manera, el gas libre original en sitio, se calcula conociendo el área ( $A$ ), espesor ( $h$ ), porosidad ( $\emptyset$ ), saturación de agua ( $Sw$ ) y factor volumétrico de formación del gas ( $\beta g$ ) del yacimiento bajo estudio.

$$Gas\ adsorbido\ in\ situ = 43560 \cdot A \cdot h \cdot \rho_c \cdot V_a \cdot (1 - \emptyset) \quad (6)$$

El gas original en sitio adsorbido por la roca, se determina conociendo el área ( $A$ ), espesor ( $h$ ), porosidad ( $\emptyset$ ) del yacimiento. Además se deben definir dos parámetros muy importantes que son  $\rho_c$ , que es la densidad aparente del gas, y  $V_a$ , determinado a partir  $V_L$  y  $P_L$  (volumen y presión Langmuir respectivamente), que representa el contenido inicial de gas obtenido a través de la ecuación y curvas de Langmuir como se muestra en la siguiente figura.

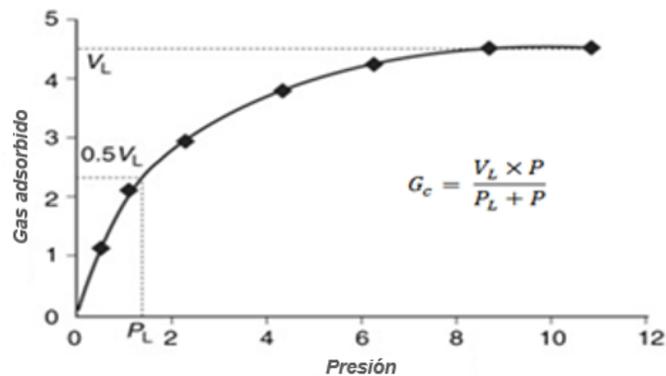


Figura 14. Curva de Langmuir. Wang (2017).

Ya descrita la caracterización de los yacimientos no convencionales tipo *Shale Gas*, a continuación, se presentan los aspectos más importantes sobre las fracturas y su intrínseca relación a este tipo de yacimientos.

### 2.2.8 Fracturas

Heiningen (2008) describe una fractura como un plano de ruptura de la roca. En rocas sedimentarias la mayoría de las fracturas son subverticales, prácticamente perpendiculares a la estratificación (figura 15). En general la formación de fracturas es causada por los siguientes procesos geológicos, por movimientos y deformaciones corticales, por desecación y contracción de los sedimentos, y por liberación de esfuerzos, a continuación, se describen dichos elementos.



Figura 15. Fracturas subverticales en roca sedimentarias. Moreno (2016).

Las deformaciones corticales ocurren en las rocas que conforman la corteza terrestre, los movimientos tectónicos generan grandes esfuerzos sobre estas rocas causando su deformación (figura 16).



Figura 16. Deformación cortical. Boggetti C. (2010).

Las altas temperaturas deshidratan los sedimentos causando una contracción en los mismos, lo que conlleva a la creación de grietas denominadas grietas de desecación o *mud cracks* (figura 17).



Figura 17. Grietas de desecación. Vera Miguel León (2008).

La fuerza por unidad de área sobre una roca sedimentaria puede ser denominada como esfuerzo, y la liberación de este esfuerzo genera fallas o fracturas en el cuerpo de la roca como se puede observar en la siguiente figura.



Figura 18. Falla por liberación de esfuerzo. Flickr.com, Imágenes Geológicas (2008).

Así mismo, los yacimientos tipo *Shale Gas* pueden estar naturalmente fracturados y almacenar gas en dichas fracturas en forma de gas libre.

Por otra parte, existen también las fracturas inducidas mecánicamente, a continuación, en esta sección se presentan las características y elementos esenciales para comprender el comportamiento de dichas fracturas inducidas.

#### **2.2.8.1 Fracturamiento hidráulico**

Como se explicó anteriormente, debido a las bajas permeabilidades que presentan los yacimientos tipo *Shale Gas* es necesario aplicar distintas técnicas de explotación a las convencionales, para así poder lograr una producción comercialmente rentable.

Álvarez (2012) explica la técnica de fracturamiento hidráulico como el bombeo de un fluido viscoso a una alta tasa y a una presión mayor a la presión de fractura de la formación, la cual creará nuevas fracturas, que pueden mantenerse abiertas una vez que se libera la presión de bombeo, mediante la colocación de agentes apuntalantes, o la adición de sistemas ácidos que graban las paredes de la fractura de manera heterogénea por la disolución del material de la roca al contacto con el ácido.

Así mismo, cabe mencionar la geometría de las fracturas, trabajo de diseño y modelaje que se lleva a cabo previo a la realización del fracturamiento hidráulico; de ahora en adelante el enfoque de este trabajo especial de grado estará centrado en las características, conceptos y propiedades a tomar en cuenta para la realización de dicho trabajo y la eficiencia que estas geometrías aportan en el comportamiento de producción de los yacimientos no convencionales tipo *Shale Gas*.

Para una mejor comprensión y sencillez de las características y propiedades de las fracturas, éstas serán tratadas como fracturas planas, elípticas y de naturaleza singular. En este mismo orden de ideas, Chen (2019) demuestra a través de su estudio que la mayoría de las fracturas son planas en la formación Eagle Ford debido a la alta anisotropía de los esfuerzos.

En tal sentido, Chayres (2017) considera que una fractura es plana debido a que esta se deforma en un solo plano determinado, es decir será una fractura que se propaga solo en dos dimensiones. Además, se puede decir que una fractura plana inducida en un pozo, poseerá dimensiones de longitud, altura y apertura que moldearan una forma elíptica como se muestra en la siguiente figura, donde la zona de color gris representa la fractura y el cilindro puntuado representa al pozo.

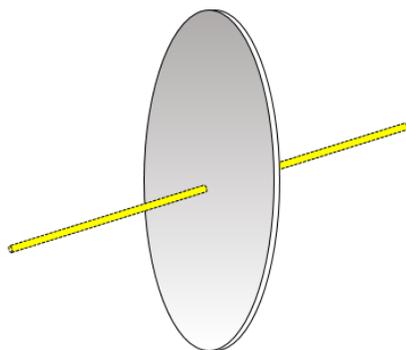


Figura 19. Fractura plana, elíptica y singular.

#### **2.2.8.2 Geometría de la fractura**

Es uno de los campos previos al fracturamiento hidráulico, donde el objetivo principal es diseñar y modelar las dimensiones y características más convenientes de la fractura, para poder así optimizar la operación. Cuando se tiene un buen conocimiento de estas características, se puede tener más control en la operación para que ésta resulte exitosa, ya que incluso se podrían disminuir los costos Álvarez (2012). Los parámetros que conforman la geometría de la fractura pueden ser identificados como espaciamiento, longitud, altura, apertura y orientación.

#### **2.2.8.3 Mecánica de la fractura**

Antes de entrar a describir estos conceptos asociados a la geometría de las fracturas, la mecánica de la roca es un factor muy importante para poder diseñar la fractura, y saber cómo se va a ir desarrollando y que posibles resultados se obtendrán Álvarez (2012). La mecánica de rocas

controla y manipula los siguientes conceptos con el propósito de diseñar un modelo del comportamiento de una fractura:

- ✓ El régimen de esfuerzo define la mecánica de la fractura.
- ✓ El Módulo de Young y la Relación de Poisson definen el esfuerzo mínimo horizontal.

Lake (2007), Álvarez (2012) & Busanello (2014) afirman que, existen tres esfuerzos principales, los cuales son diferentes entre sí y mutuamente perpendiculares. Estos esfuerzos normalmente son compresivos.

En la siguiente figura se puede observar el régimen de esfuerzo, representado por, el esfuerzo de sobrecarga ( $\sigma_1$ ) debido al peso de la roca de la formación superpuesta al yacimiento, y los esfuerzos horizontales ( $\sigma_2$  y  $\sigma_3$ ) que representan la consecuencia del esfuerzo de sobrecarga, presión del yacimiento y fuerzas tectónicas.

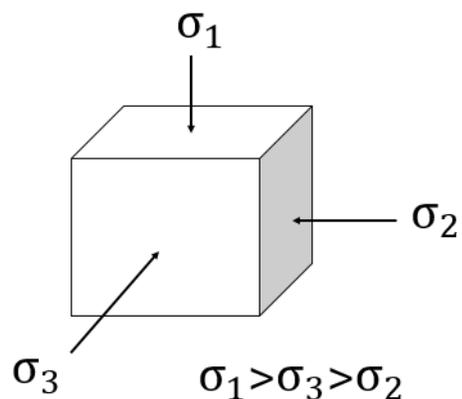


Figura 20. Perfil de esfuerzos principales.

Por otra parte, el Módulo de Young es la propiedad elástica de la roca según la dirección en la que se aplica una fuerza. Es un parámetro que se obtiene a través de pruebas de laboratorio con núcleos de formación, de tal manera, que permite determinar la propiedad estática lineal de la roca, por lo que convierte a este concepto en el único parámetro utilizado en el diseño de una fractura que puede medirse mediante pruebas de laboratorio Álvarez (2012).

$$E = \frac{\sigma}{\varepsilon} \tag{7}$$

Donde:

$E$ : Módulo de Young

$\sigma$ : Esfuerzo

$\varepsilon$ : Deformación

La Relación de Poisson, también conocida como Coeficiente de Poisson ( $\nu$ ), es una propiedad mecánica de la roca que relaciona las deformaciones transversales con las deformaciones longitudinales Álvarez (2012).

$$\nu = - \frac{\varepsilon_{transversal}}{\varepsilon_{longitudinal}} \quad (8)$$

Donde:

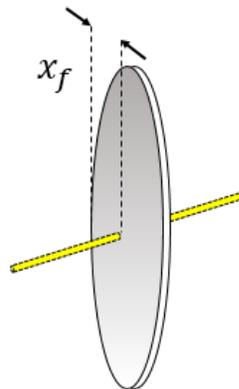
$\nu$ : Coeficiente de Poisson

$\varepsilon$ : Deformación

Concluyendo con los conceptos asociados a la mecánica de rocas a continuación, se presentan los principales parámetros que definen la geometría de la fractura.

#### **2.2.8.4 Longitud de la fractura**

Chayres (2017) define la longitud de la fractura ( $x_f$ ) o longitud media de la fractura en algunas literaturas, como la distancia que se genera desde la pared del pozo hasta la punta de la fractura medida en un ángulo horizontal, como se puede observar en la siguiente figura.



*Figura 21.* Longitud de fractura.

### 2.2.8.5 Altura de la fractura

La altura de la fractura es aquella longitud de la fractura medida de punta a punta en un ángulo vertical y abierta al flujo una vez que es liberada la presión de bombeo, comúnmente denominada como  $h_f$  (figura 22).

La altura es controlada por la mecánica de las rocas que incluye el perfil de esfuerzos in-situ de la formación y la presión neta la cual se conoce como la diferencia entre la presión en cualquier punto en la fractura y la presión a la cual la fractura se cierra Álvarez (2012).

Por otra parte, Álvarez (2012) también afirma que a medida que aumenta la diferencia entre el perfil de esfuerzos (figura 20) de los estratos de la formación, la altura de la fractura se reduce y la longitud de la fractura aumenta; en cambio si  $\Delta\sigma$  disminuye, la altura de la fractura crece y la longitud de la fractura se reduce.

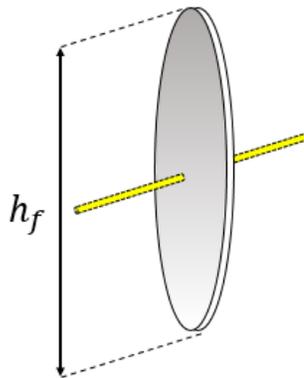


Figura 22. Altura de la fractura.

### 2.2.8.6 Apertura de la fractura

Chayres (2017) expresa que, la apertura de la fractura ( $w_f$ ) es la amplitud de la fractura formada a lo largo de la longitud y altura abierta al flujo (figura 23). Este parámetro depende de la longitud de la fractura creada, ya que las fracturas más largas son también más anchas.

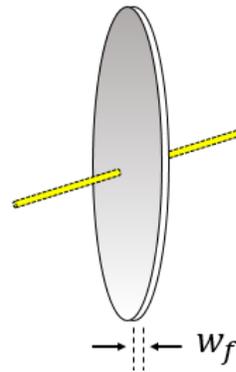


Figura 23. Apertura de la fractura.

Así mismo, Ahmed & Meehan (2016) afirma que cuando se detiene el bombeo de fluidos para inducir las fracturas, éstas tienden a cerrarse y la apertura se reduce hasta que las caras de la fractura se cierran sobre el apuntalante. En consecuencia, la apertura de la fractura creada es siempre igual o mayor que la apertura de la fractura apuntalada (figura 24).

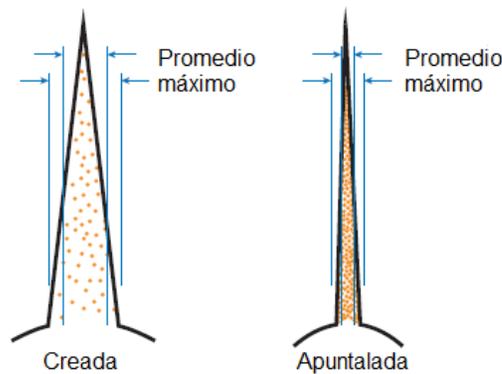


Figura 24. Comparación de la fractura creada con la fractura apuntalada. Modificado de Ahmed (2016).

#### 2.2.8.7 Conductividad de la fractura

La conductividad de la fractura es el producto de la apertura de la fractura apuntalada y de la permeabilidad del agente apuntalante (figura 25). La permeabilidad de todos los agentes apuntalantes usados comúnmente son de 100 a 200 darcys cuando ningún esfuerzo se haya aplicado. Sin embargo, la conductividad de la fractura disminuirá durante la vida del pozo debido al aumento del esfuerzo sobre los agentes apuntalados, la corrosión por efecto del esfuerzo afecta la fuerza del apuntalante, aplaste del apuntalante, empotramiento del apuntalante dentro de la formación y daño resultante del gel remanente o pérdidas de aditivos Álvarez (2012).

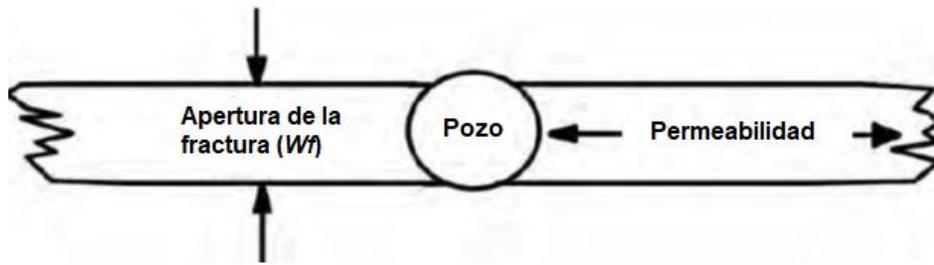


Figura 25. Conductividad de la fractura. Lake (2007)

Por otra parte, Golf-Racht (1982) expresa que la permeabilidad intrínseca a la fractura está asociada a la conductividad medida durante el flujo de fluido a través de una sola fractura o a través de una red de fracturas, independientemente de la roca circundante (matriz). En este caso, la sección transversal del flujo está representada solo por las áreas vacías de fractura (excluyendo el área de la matriz que lo rodea).

#### 2.2.8.8 Orientación de la fractura

La fractura se propaga perpendicularmente al esfuerzo mínimo principal ( $\sigma_h$ ) ejercido sobre el yacimiento, es decir; para que se inicie la fractura, la presión de bombeo del fluido en la cara de la formación debe ser mayor a este esfuerzo mínimo (figura 26).

En otras palabras, la fractura hidráulica se propagará perpendicularmente hacia la zona donde se tenga el menor esfuerzo principal. En algunas formaciones someras, el menor esfuerzo principal es el esfuerzo de sobrecarga; esto provocará una fractura horizontal. En yacimientos con una profundidad mayor a 1000 pies, el menor esfuerzo principal probablemente será horizontal; resultando en una fractura vertical Álvarez (2012).

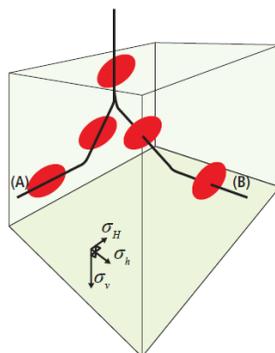


Figura 26. Propagación de la fractura en el plano perpendicular al esfuerzo mínimo sin importar la orientación del pozo. Ahmed (2016).

### 2.2.8.9 Fracturas longitudinales y transversales

Rahim, Al-Kanaan, Soliman & Pacheco (2016) presentan las principales directrices para el diseño y la optimización de pozos horizontales con múltiples fracturas inducidas, donde el objetivo principal es garantizar el aumento de la productividad y la sostenibilidad de las tasas a largo plazo. También expresa que, la configuración de fracturas más eficaz se determina en función de las características del yacimiento, el flujo de fluidos y los criterios de producción. Los pozos con fracturas transversales han sido la primera opción en los *Shales* de baja permeabilidad, esto con la finalidad de aumentar el número de fracturas que crecen de forma independiente, incrementando así el área de contacto con el yacimiento. Sin embargo, Yang, Britt & Dunn-Norman (2016) expresan que la eficacia de las fracturas transversales se ve afectada en formaciones de gas de “alta” permeabilidad, por el efecto de estrangulamiento cerca del pozo (reducción de la permeabilidad del agente apuntalante) debido a la turbulencia o flujo no darciano representado por la ecuación de Forchheimer (ecuación 9), en cuyo caso son preferibles las fracturas longitudinales.

$$-\frac{dP}{dL} = \frac{\mu v}{k} + \beta \rho v^2 \quad (9)$$

Donde:

$\frac{dP}{dL}$ : Gradiente de presión

$\mu$ : Viscosidad

$k$ : Permeabilidad

$\rho$ : Densidad del fluido

$\beta$ : Constante inercial obtenida normalmente por medio de correlaciones empíricas como la de Firoozabadi and Katz.

$$\beta = \frac{2.6 \times 10^{10}}{k^{12}} \quad (10)$$

Donde:

$\beta$ : Constante inercial

$k$ : Permeabilidad

Por lo tanto, el factor clave para generar fracturas longitudinales y transversales es la perforación direccional del pozo con referencia a los ejes de esfuerzo mínimo y máximo ( $\sigma_h$  y  $\sigma_H$ ) respectivamente presentes en la formación (figura 27). Así mismo, Ahmed & Meehan (2016) observan las diferencias entre fracturas longitudinales y transversales inducidas a lo largo de un pozo horizontal, en la figura 27 se puede observar que hay un límite en el número de fracturas longitudinales que se pueden colocar a lo largo del pozo, antes de que comiencen a superponerse y perder eficacia. En cambio, el número de fracturas transversales que pueden colocarse eficazmente a lo largo del pozo solamente está limitado por la complejidad tecnológica y económica.

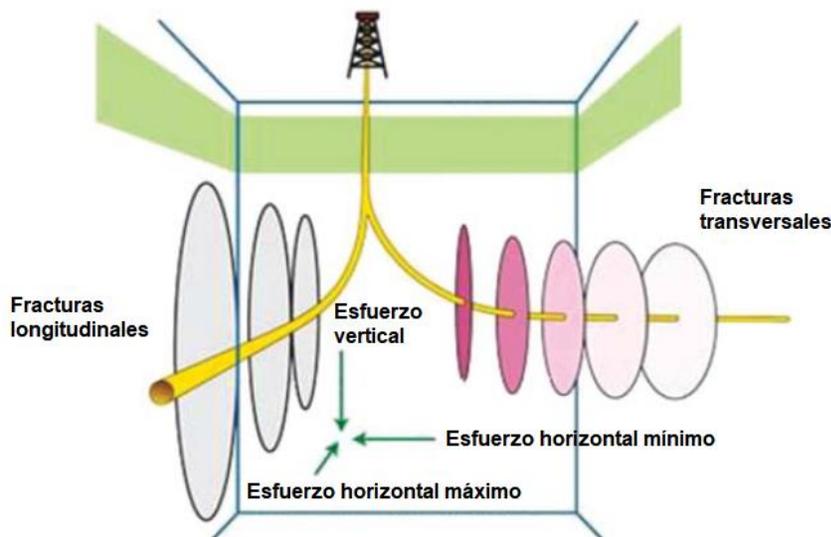


Figura 27. Fracturas longitudinales y transversales. Modificado de Yang (2016).

A continuación, se presenta una tabla que se centra en la mejor estrategia de configuración de fracturas en pozos horizontales en función de la calidad del yacimiento que mejorará la producción de gas.

**Tabla 6.** Orientaciones óptimas de fracturación en pozos horizontales. Modificado de Rahim (2016)

Mejor opción	Permeabilidad de la formación (mD)	Observación
Fracturas Longitudinales	$k > 5$	Debido al efecto de turbulencia, las fracturas transversales son menos eficaces
Fracturas Longitudinales	$0.5 < k < 5$	Las conexiones “estranguladas” entre las fracturas y el pozo hacen relativamente ineficientes las fracturas transversales
Fracturas Transversales	$0.1 < k < 0.5$	Recomendado
Fracturas Transversales	$k < 0.1$	Recomendado

#### 2.2.8.10 Espaciamiento entre fracturas

En el área de fracturamiento hidráulico existe lo que se conoce como etapas, refiriéndose a la división de la longitud de la sección horizontal del pozo perforado entre el espacio existente entre las fracturas inducidas, siendo este último el parámetro de interés se procede a su definición. El espaciamiento ( $S_f$ ) se conoce como el espacio de separación entre dos o más fracturas adyacentes inducidas artificialmente en un pozo horizontal o vertical (figura 28). Ahmed & Meehan (2016) afirman que cuanto más cerca estén las fracturas entre sí más rápido disminuirá la productividad inicial, debido al aumento en la tasa de producción.

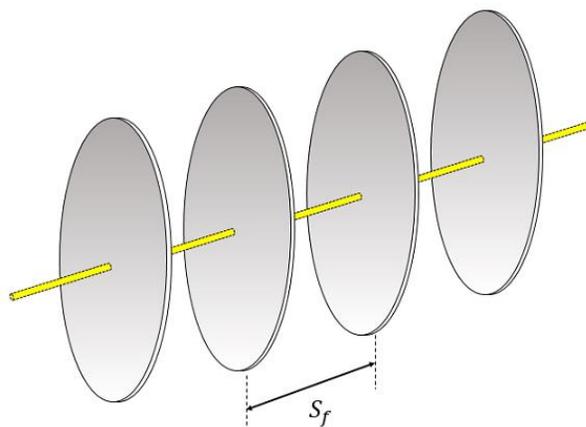


Figura 28. Espaciamiento entre fracturas transversales.

Por otra parte, Cheng (2012) afirma que la creación de fracturas hidráulicas altera el perfil de esfuerzos principales en la región alrededor de la fractura, este cambio de esfuerzos es conocido a menudo como concentración de esfuerzos o sombra de esfuerzos, el cual decae con la distancia a la fractura como se muestra en la siguiente figura.

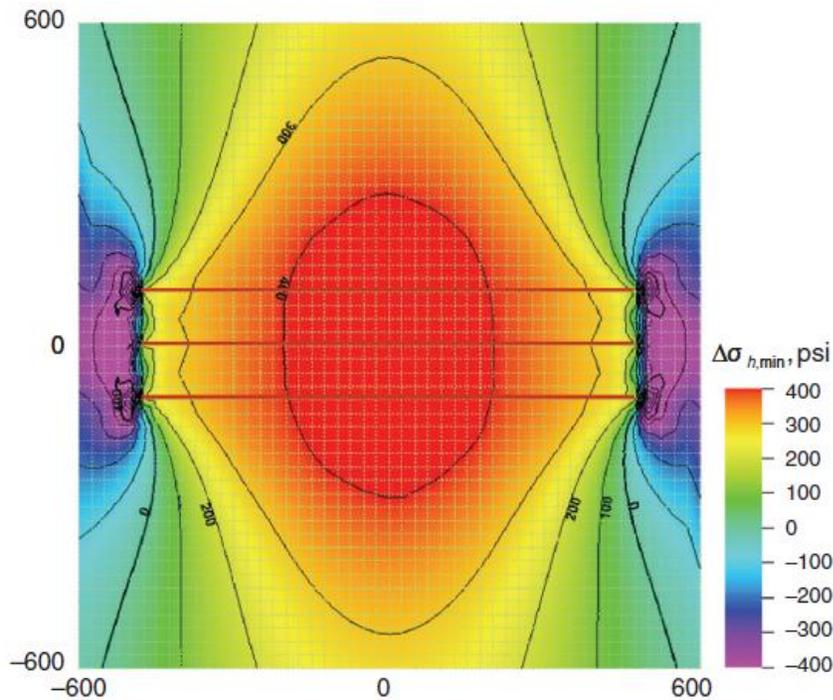


Figura 29. Perfil de esfuerzos alterado para tres fracturas paralelas con un espaciamento de 100 ft. Cheng (2012).

Basado en lo propuesto por Cheng anteriormente Sahai, Jackson & Rai (2013) concluyen que, un espaciamento pequeño entre fracturas inhibirá el crecimiento de las fracturas inducidas debido al efecto de concentración de esfuerzos.

#### 2.2.8.11 Flujo a través de fracturas

En yacimientos naturalmente fracturados según Escobar F. (2012), normalmente la matriz tiene baja permeabilidad y contiene la mayor parte de los fluidos (96 - 99%). Aunque las fracturas naturales contienen muy poco fluido, generalmente menor del 4% del total, ellas juegan un papel importante en las tasas de flujo. La presencia de fracturas naturales es común en rocas sedimentarias y se forman por tectonismo o reorientación del campo de esfuerzos.

Los yacimientos tipo *Shale* también presentan fracturas naturales en la roca, no obstante, es de mayor importancia contactar estas fracturas naturales mediante las fracturas inducidas de forma artificial para una mejor efectividad de flujo.

Escobar F. (2012) también expresa el significado de las fracturas como medios para permitir el paso de fluidos, esto se puede evaluar considerando una fractura simple extendida cierta distancia dentro de la roca, usando la ecuación de hidrodinámica para flujo a través de placas paralelas:

$$q_f = \frac{w^3 h \Delta P}{12 \mu L} \quad (11)$$

Donde:

$h$ : Altura o espesor de fractura (cm)

$w$ : Apertura de fractura (cm)

$L$ : Longitud de fractura (cm)

$\mu$ : Viscosidad del fluido (poise)

$\Delta P$ : Caída de presión (dinas/cm<sup>2</sup>)

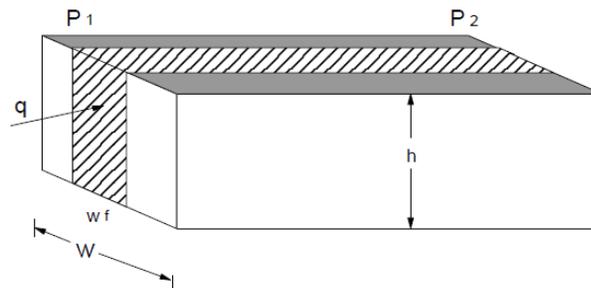


Figura 30. Modelo de flujo lineal en fractura. Escobar (2012).

#### 2.2.8.12 Complejidad de las fracturas

Hasta aquí se ha hablado de una fractura como si fuera plana, elíptica y de naturaleza singular. Es casi seguro que esto no es así y la realidad es que utilizamos analogías elípticas para imitar fracturas de complejidad desconocida Ahmed & Meehan (2016). Como se ha comentado anteriormente, para generar suficiente área de afluencia en estos yacimientos de baja permeabilidad, se orienta intencionalmente las fracturas inducidas a las redes de fracturas naturales, con el fin de explotar el área de contacto que esto proporciona. La interacción de las fracturas inducidas con las fracturas

naturales da como resultado una compleja red de fracturas (figura 31) que es muy difícil de predecir y modelar.

Esta compleja red de fracturas presenta una propagación de las fracturas inducidas en más de dos dimensiones, creando interconexiones que difieren de la analogía con las fracturas planas y de naturaleza singular, este sistema de fracturas se desarrolla como un todo, es un trabajo posterior; de optimización y su modelaje geométrico emplea la interpretación avanzada de datos microsísmicos, Cipolla (2011), Potocki (2012), Bazan & Meyer (2015). Desde un punto de vista académico y abarcando los objetivos planteados se sugirió para este trabajo especial de grado una descripción de las fracturas inducidas como fracturas planas simples de naturaleza singular (figura 31) y sus efectos en las zonas más cercanas a éstas.

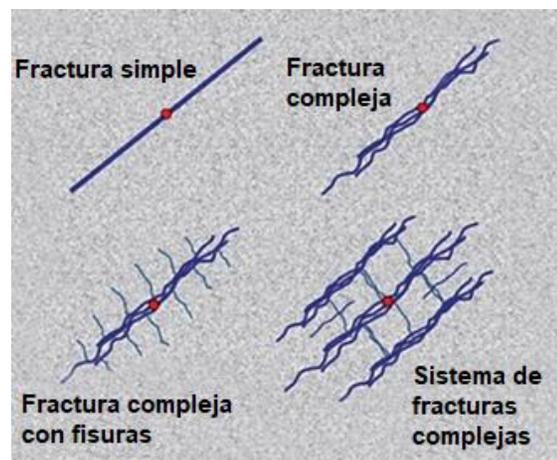


Figura 31. Diferencias entre una fractura plana simple y una red de fracturas complejas. Modificado de Mayerhofer (2010).

### 2.2.9 Diseño de fracturas y modelaje geométrico

Conociendo ya todas las características y propiedades que describen las fracturas inducidas en yacimientos de *Shale Gas*, se puede describir el diseño de fracturas y el modelaje geométrico.

El diseño de fracturas es un proceso meticuloso, es el trabajo en el cual se controla a voluntad las propiedades y las dimensiones de la fractura plana simple con base en toda la teoría planteada anteriormente.

Así mismo, el modelaje geométrico de fracturas, se refiere al conjunto de las dimensiones geométricas de las fracturas (longitud, apertura, altura, orientación y espaciamiento) y la

configuración o combinaciones de las mismas, con la finalidad de observar su desarrollo y relacionar su eficiencia en el comportamiento de producción. Para este trabajo especial de grado, se trabajará con un modelaje geométrico que combinará todas estas dimensiones dando como resultado una fractura plana simple.

En base a lo expresado en estos párrafos anteriores, se tiene como objetivo para un pozo horizontal realizar diversos modelos geométricos de fracturas inducidas, de acuerdo con la teoría planteada por Ahmed & Meehan (2016) donde expresan que el espaciamiento entre fracturas se encuentra asociado directamente al aumento o disminución de la tasa de producción e igualmente influye en la longitud que obtendrán las fracturas. Así mismo Álvarez (2012) exhibe que la diferencia entre el perfil de esfuerzos de la formación tiene un impacto en la altura y la longitud de la fractura inducida; por otra parte, Chayres (2017) postula que la apertura a lo largo de la altura se encuentra coligada a la longitud de la fractura inducida y Rahim, Al-Kanaan, Soliman & Pacheco (2016) manifiestan que la orientación de las fracturas está directamente ligada a los esfuerzos mínimos y máximos de la formación. Todas las dimensiones y propiedades de las fracturas conforman un todo y el diseño o control de todos estos parámetros como un conjunto repercutirá directamente en el comportamiento de producción.

Como mencionan Rahim, Al-Kanaan, Soliman & Pacheco (2016), el objetivo principal del diseño es garantizar el aumento de la productividad y la sostenibilidad de las tasas a largo plazo, los diversos diseños perseguirán dicho objetivo.

En tal sentido, para hacer sustento al trabajo realizado a través del modelado geométrico de fracturas inducidas Eker, Uzun & Kazemi (2017) expresan lo siguiente en su artículo técnico, la geometría de las fracturas hidráulicas, haciendo énfasis en la longitud y la apertura, afecta a la productividad de los pozos en los yacimientos de *Shale* no convencionales; por otra parte, Jones (2018) resalta que la optimización del espaciamiento entre fracturas permite drenar de forma más eficiente el volumen del yacimiento estimulado y aumentar la recuperación final esperada y la producción inicial.

## 2.2.10 Área de estudio

La formación Eagle Ford está situada al sur de Texas en los Estados Unidos abarcando un área de aproximadamente 51.200 km<sup>2</sup>, con más de 1.5 billones de barriles de petróleo y 4.2 billones de pies cúbicos de gas producidos hasta el momento Gupta, Rai, Sondergeld & Devegowda (2017), esta formación produce a varias profundidades, entre 4.000 y 14.000 pies. Toma su nombre de la ciudad de Eagle Ford Texas, la formación data del cretácico tardío (cenomaniense) y presenta un potencial de producción de petróleo, gas condensado y gas seco; para el presente estudio se tomó como referencia la zona de gas seco ubicada al sur oeste de la formación (figura 32).

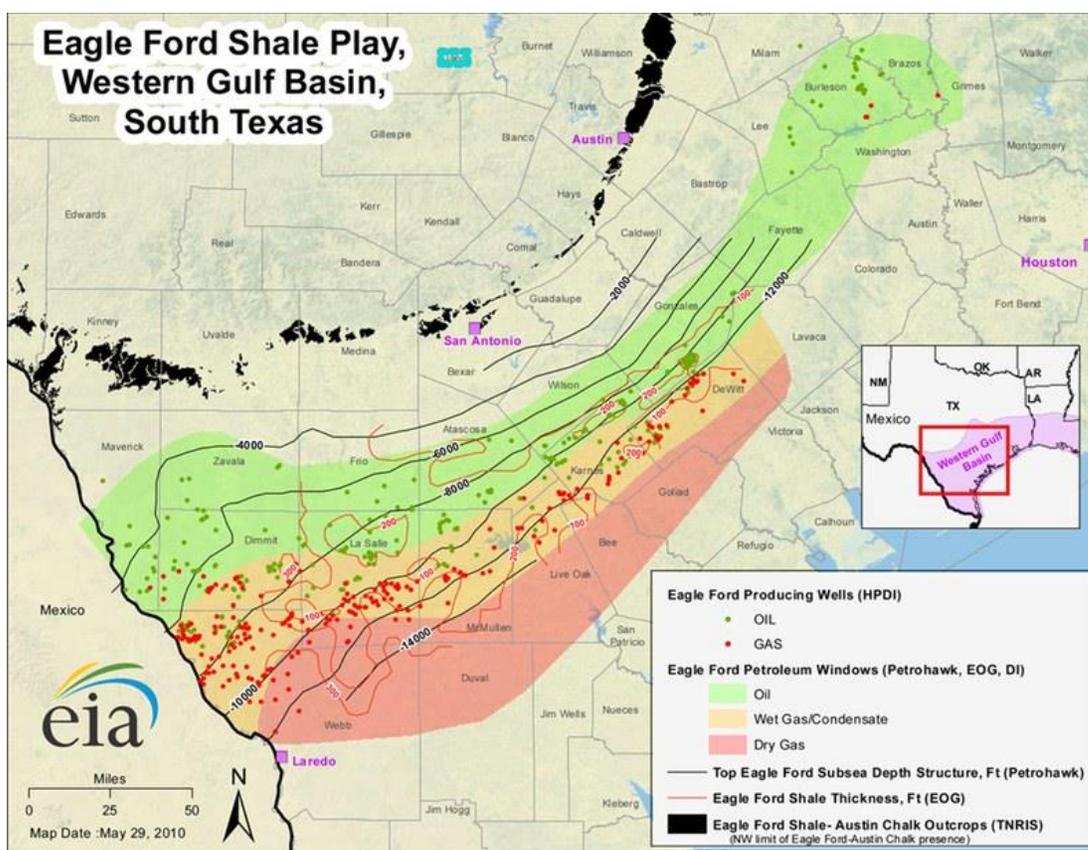


Figura 32. Eagle Ford mapa de hidrocarburos y pozos productores. Eagle Ford Shale News, MarketPlace, Jobs (2022).

Beau (2015) basándose en registros eléctricos divide la formación Eagle Ford en cuatro distintas litologías y unidades estratigráficas, Eagle Ford superior (*Upper EF*), Eagle Ford Medio (*Middle EF*), Eagle Ford Inferior (*Lower EF*) y Eagle Ford base (*Basal EF*) como se muestra en la figura

33, siendo Eagle Ford Medio e Inferior las unidades más favorables en potencial productivo y principal objetivo de la industria para perforaciones de pozos horizontales.

En la figura 33 se pueden observar diversos registros eléctricos, como gamma ray (GR), XRF registro detector de distintos elementos como la arcilla ( $Al_2O_3$ , CaO, etc), Modulo de Young (Y. Mod), Relación de Poisson (PR), Resistividad, Porosidad entre otros, que permiten identificar los intervalos de interés de la formación Eagle Ford.

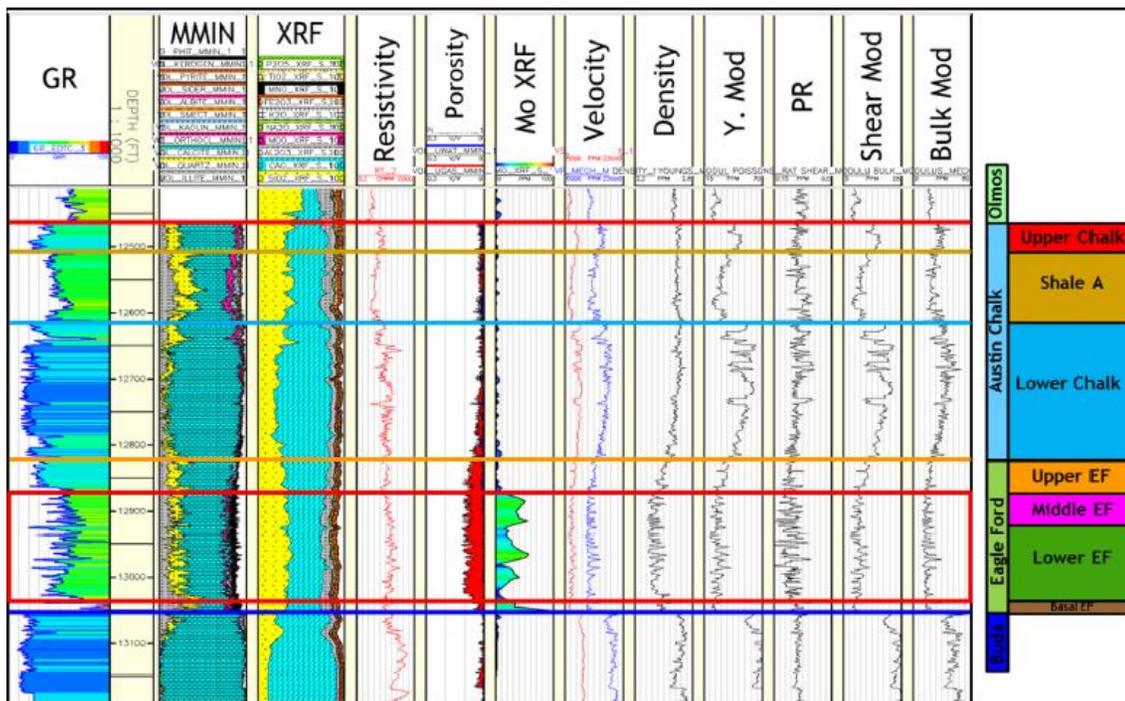


Figura 33. Registros eléctricos Eagle Ford. Beau (2015).

### 2.2.10.1 Mejores zonas o “sweet spots”

Las mejores zonas, intervalos de interés o “sweet spots” en términos de ingeniería de yacimientos se le atribuye a un área objetivo dentro de una o varias unidades estratigráficas de una formación donde se puede obtener el mejor potencial productivo, los ingenieros toman en cuenta los aspectos geomecánicos, petrofísicos y geoquímicos para la identificación de estos “sweet spots” Ramírez (2022).

En términos geoquímicos Benavides & Martín (2018) expresan que el querógeno precursor de los hidrocarburos presentes en Eagle Ford es el querógeno tipo II con una mezcla menor de querógeno tipo I. Por otra parte, Quirein (2013) afirma que la formación Eagle Ford presenta un rango de

carbono orgánico total de 2.1 a 5.2% en peso, lo que representa un potencial de recursos de bueno a muy bueno, así mismo, Quirein (2013) también expresa que esta formación tiene una madurez térmica orgánica en un rango de  $R_o$  0.68 a 1.5% lo que indica presencia de petróleo y rocas generadoras de gas húmedo y gas seco.

Beau (2015) afirma que el carbono orgánico total COT es uno de los dos impulsores de rendimiento claves para delinear las mejores zonas o “sweet spots”, en su estudio mencionan que hacia el sur oeste de la formación en la unidad estratigráfica Eagle Ford Medio el contenido de COT se encuentra en un rango de 2.5 a 5% en peso (figura 34) lo que concuerda con lo expresado por Quirein (2013), también se puede observar (figura 34) que para la unidad estratigráfica Eagle Ford Inferior el contenido de COT llega a alcanzar el 10% en peso (figura 34) y que en dicha zona se encuentran los pozos de mejor rendimiento.

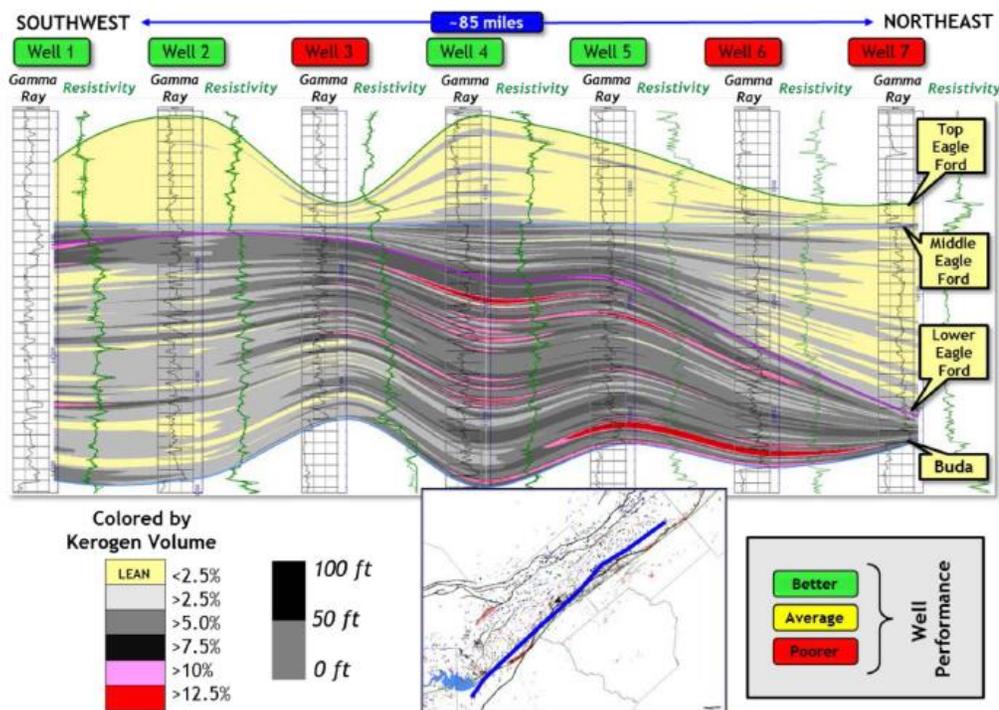


Figura 34. Registro eléctrico para identificar potencial de COT en la unidad estratigráfica Eagle Ford. El segundo impulsor de rendimiento para delinear las mejores zonas o “sweet spots” de acuerdo con Beau (2015) es el volumen de arcilla que puede dar un indicio de que tan frágil o dúctil puede ser la litología, acorde con su estudio hacia el sur oeste de la formación para las unidades

estratigráficas Eagle Ford Medio e Inferior se presenta un volumen de arcilla en un rango de 15 a 30% (figura 35) lo que coincide con la zona de los pozos con mejor rendimiento.

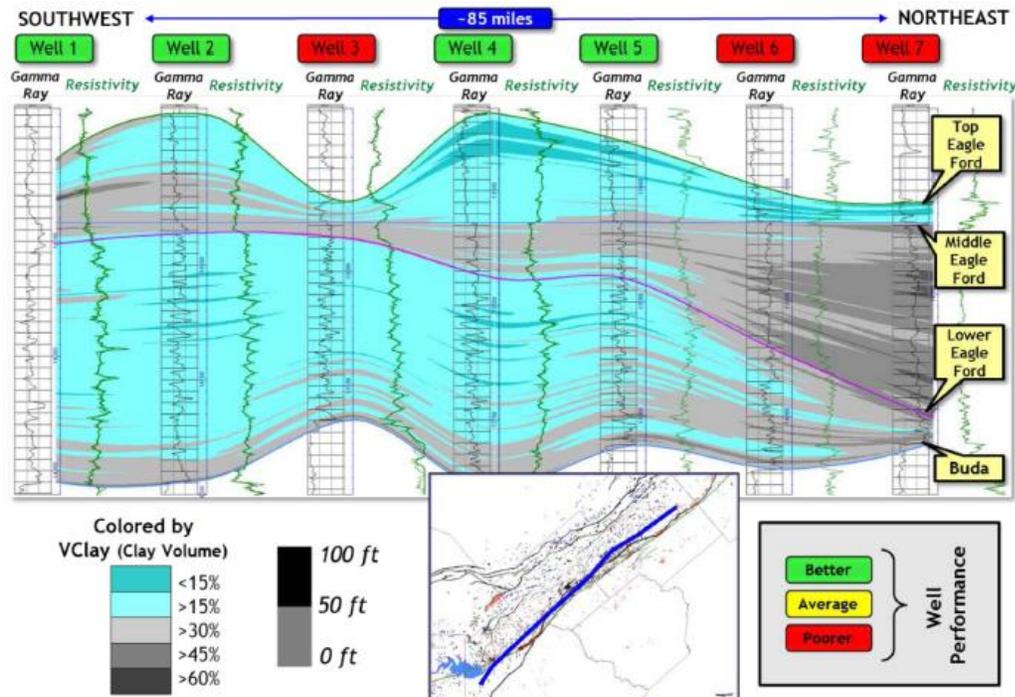


Figura 35. Registro eléctrico para identificar el volumen de arcilla en la unidad estratigráfica Eagle Ford. Beau (2015).

### 2.2.10.2 Parámetros de Fracturas

A continuación, se presentan los parámetros de fracturas asociados a la formación Eagle Ford y a distintos estudios del modelado de dicha formación.

### 2.2.10.3 Longitud de fractura

De acuerdo con Mendoza (2011), Jones (2018) y Marrero & Rendón (2021) la longitud típica de fractura inducida para Eagle Ford abarca un rango de 200 a 400 ft.

### 2.2.10.4 Apertura de fractura

Mendoza (2011), Marrero & Rendón (2021) expresan una apertura de fractura inducida para Eagle Ford que oscila en el rango de 0.001 a 0.016 ft.

### 2.2.10.5 Altura de fractura

Mendoza (2011), Chen (2019), Jones (2018), y Marrero & Rendón (2021) plantean una altura de fractura inducida que se encuentra entre 50 a 450 ft.

### 2.2.10.6 Permeabilidad efectiva de la fractura

De acuerdo con Mendoza (2011), Marrero & Rendón (2021) y lo expresado en sus investigaciones establecen un modelado de permeabilidad efectiva de la fractura inducida para la formación de Eagle Ford en un promedio de 5 md.

### 2.2.10.7 Orientación de la fractura

De acuerdo con Rahim, Al-Kanaan, Soliman & Pacheco (2016), el objetivo principal de las fracturas inducidas es garantizar el aumento de la productividad y la sostenibilidad de las tasas a largo plazo. Así mismo Ahmed & Meehan (2016) mencionan que hay un límite en el número de fracturas longitudinales que se pueden colocar a lo largo de un pozo horizontal, antes de que comiencen a superponerse y perder eficacia.

Según lo expresado por Yang, Britt & Dunn-Norman (2016) la formación Eagle Ford presenta pozos horizontales con fracturas transversales y longitudinales, en la siguiente imagen se puede apreciar el potencial de ambas orientaciones de fractura con respecto al gas acumulado para dos pozos Mustang Ranch C#1 y Mustang Ranch #1.

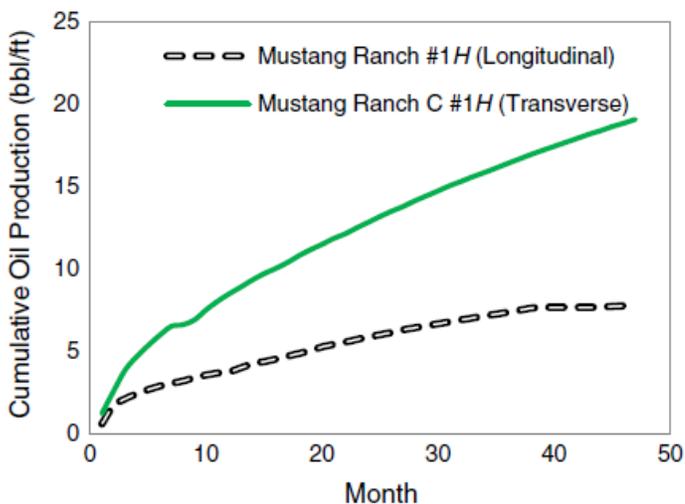


Figura 36. Diferencia de potencial productivo entre fracturas transversales y longitudinales. Yang (2016).

### ***2.2.10.8 Espaciamiento entre fracturas***

Jones (2018), Chen (2019) y Marrero & Rendón (2021) expresan un espaciamiento entre fracturas transversales inducidas para la formación Eagle Ford que puede variar entre 20 a 450 ft.

A continuación, se hace una introducción a la simulación de yacimientos con la finalidad de comprender los conceptos necesarios para representar de manera numérica los diversos modelos de fracturas a través de un software computacional y así obtener los resultados esperados.

### **2.2.11 Simulación de yacimientos**

Según Alfonzo & Caicedo (2007), la simulación de yacimientos es un proceso que permite reproducir el comportamiento de un yacimiento real a través de un modelo numérico el cual es usado para cuantificar e interpretar los fenómenos físicos con la habilidad de extrapolar éstos para estimar un comportamiento futuro y aproximado del yacimiento bajo uno o varios esquemas de explotación. Este modelo deberá ser capaz de reproducir el comportamiento de producción, de presión del yacimiento, validar el petróleo original en sitio (POES) y el gas original en sitio (GOES), para garantizar la validez de los resultados.

La simulación de yacimientos está relacionada con la construcción y operación de un modelo estático y dinámico capaz de reproducir el comportamiento real del yacimiento.

#### ***2.2.11.1 Datos para la simulación de yacimientos***

Para lograr una simulación de yacimientos lo más acertada posible es necesaria la obtención de la siguiente información:

Datos del yacimiento: son obtenidos de datos sísmicos (dan la estructura y geometría geológica), análisis de núcleos, registros eléctricos, datos de pozos, con el fin de obtener una descripción detallada del yacimiento. Los yacimientos pueden ser calificados como clásticos (arenas) o carbonáticos, donde se describe en ambos un modelo de depositación distinto; la construcción de dicho modelo permite la obtención de las variaciones en las propiedades de la roca junto con la descripción de las discontinuidades y la estratificación. De esta manera se obtienen datos como la permeabilidad relativa, presión capilar, compresibilidad de la roca, permeabilidad vertical, distribución de la permeabilidad absoluta, saturación de agua inicial, Fernández & Salazar (2019).

Propiedades del fluido: el apropiado entendimiento del comportamiento del fluido en el sistema como función de la presión y la temperatura es esencial. De esta manera los fluidos en el sistema pueden ser categorizados como petróleo negro, petróleo volátil, gas condensado, gas húmedo y gas seco Fernández & Salazar (2019).

Datos del comportamiento del campo: el simulador calcula los fluidos en sitio y su distribución luego que los datos geológicos, de roca y fluido han sido introducidos apropiadamente en el modelo. Se puede considerar al campo en varias etapas de su desarrollo, la etapa inicial, cuando tiene menos de un año en producción, la intermedia, cuando está produciendo bajo un agotamiento o un mantenimiento de presión por menos de cinco años, totalmente desarrollado, cuando ha estado en producción por más de diez años, y campos bajo mecanismos de recuperación mejorada Fernández & Salazar (2019).

Para lograr un modelaje numérico exitoso de un yacimiento de *Shale Gas*, se debe definir con mucha precisión el modelo estático del mismo. Para ello deben conocerse los parámetros principales que son definidos en un modelo estático, como lo son los datos petrofísicos (porosidad, permeabilidad, saturación de agua y densidad de grano), datos de la petrografía (mineralogía, tipo y tamaño de poro), los datos geoquímicos (contenido orgánico, madurez), datos geomecánicos (esfuerzos y propiedades elásticas), y fluidos (PVT). De esta manera debe comprenderse que, realizando la integración adecuada de todos los datos mencionados anteriormente, puede realizarse un modelaje numérico con éxito Fernández & Salazar (2019).

### **2.2.11.2 Computer Modelling Group (CMG)**

*Computer Modelling Group Ltd.*, abreviado como CMG, es una compañía generadora de software de simulación de yacimientos para la industria del petróleo y el gas. Tiene su sede en Calgary, Alberta, Canadá, con sucursales en Houston, Dubai, Bogotá, Río de Janeiro, Londres y Kuala Lumpur.

El software computacional presenta el pre-procesador *Builder* que simplifica la creación de modelos de simulación proporcionando un marco para la integración de datos y la gestión del flujo de trabajo entre IMEX, GEM, STARS y fuentes de datos externas.

- ✓ IMEX, un simulador de aceite negro convencional utilizado para procesos de recuperación de petróleo primario, secundario y mejorado o mejorado.
- ✓ GEM, un simulador de composición y estado avanzado de Ecuación de Estado (EoS) avanzado.
- ✓ STARS, un simulador de procesos térmicos y avanzados de valor k.

Por otra parte, CMG también ofrece el post-procesador *Results* que ayuda a aumentar la comprensión y el conocimiento de los procesos de recuperación y el rendimiento de los yacimientos gracias a sus capacidades de visualización y análisis de última generación.

Además, CMG ofrece CMOST, una herramienta de ingeniería de yacimientos que lleva a cabo un emparejamiento automático del historial, análisis de sensibilidad y optimización de modelos de yacimientos.



## CAPÍTULO III METODOLOGÍA

El objetivo de este capítulo es abordar los criterios metodológicos con los cuales se alcanza el objetivo general planteado, engloba una serie de protocolos prácticos que conducen la investigación hacia la obtención de unos resultados. Se especifica el nivel y el diseño de investigación, también las técnicas e instrumentos para la recolección y el análisis de datos.

### 3.1 Nivel de investigación

Alayón (2020) explica que, de acuerdo a la cantidad y calidad de antecedentes de un estudio, y conforme a la profundidad y alcances de sus planteamientos teóricos, un estudio puede ostentar distintos niveles.

El nivel de investigación exploratorio es propio de estudios con escasos antecedentes, se caracteriza porque el campo de estudio tiene pocas referencias teóricas que permitan delimitar y definir con precisión el objeto de estudio, por lo tanto, su finalidad es conocer algo poco conocido. El interés en el desarrollo de yacimientos no convencionales tipo *Shale* es relativamente reciente, y toda investigación en este ámbito conlleva a un aporte de valor a la industria petrolera, por ende, se puede decir que el presente trabajo especial de grado abarca un nivel de investigación exploratorio.

### 3.2 Diseño de investigación

Alayón (2020) denomina el diseño de la investigación como el modelo de investigación asumido en el estudio, donde el modelo es un protocolo práctico en el que se siguen unos procedimientos universales para lograr la obtención de unos datos.

El presente trabajo busca diseñar y modelar la geometría de las fracturas para desarrollar los yacimientos no convencionales tipo *Shale Gas* y determinar su eficiencia en el comportamiento de producción de los mismos. La revisión bibliográfica de *papers* y trabajos científicos sirvió como soporte para el progreso y desarrollo de la investigación lo que permite clasificarlo en el ámbito de una investigación de tipo documental.

Alayón (2020) define el diseño documental como, la obtención de datos a partir de libros, revistas y otras fuentes documentales, sean impresas o digitales. Por otra parte, se puede decir que el diseño de investigación de tipo experimental aplica de igual manera, ya que se pretende realizar un análisis de sensibilidades de las distintas variables relacionadas con el diseño de distintas geometrías de fracturas para así observar su eficiencia en el comportamiento de producción. Alayón (2020) expresa que, en el estudio experimental, se somete una parte de la realidad a determinadas condiciones que manipula el investigador y que llamamos *variables independientes*, porque no son consecuencia de otra variable. Estas producen determinados efectos en la experimentación que llamamos *variables dependientes*, porque son consecuencia de los factores manipulados durante el experimento.

### 3.3 Técnicas e instrumentos de recolección de datos

Alayón (2020) expresa que, una técnica de recolección de datos es un método para obtener datos, en tanto que el instrumento es el soporte físico o digital en el que se registran dichos datos.

En el presente trabajo se desarrolla la siguiente técnica, análisis documental y análisis de contenido el cual es obtenido principalmente mediante fuentes digitales y almacenado en herramientas de uso computacional.

### 3.4 Metodología de la investigación

Alayón (2020) describe esta sección vinculada con los objetivos específicos, es un desglose de los mismos en una lista de pasos sobre la ejecución de la investigación.

En tal sentido, el presente trabajo especial de grado se desglosa en una serie de etapas las cuales representan distintas funciones de suma importancia para conseguir de manera eficiente los objetivos planteados. A continuación, las distintas etapas:

**Etapa I:** búsqueda y recopilación de información asociada a los yacimientos no convencionales tipo *Shale Gas*, características geoquímicas y geomecánicas, diseño y modelaje geométrico de fracturas inducidas y su eficiencia en el comportamiento de producción. Seguidamente, análisis e interpretación de contenido con la finalidad de extraer la información más relevante y valiosa para

la construcción de un marco teórico que explica a detalle las características y propiedades de los yacimientos no convencionales tipo *Shale Gas* en especial en el ámbito de las fracturas inducidas.

**Etapa II:** primero, revalidación de parámetros de yacimientos del modelo base a usar asociado a la formación Eagle Ford y caracterizar los parámetros geoquímicos y geomecánicos para las mejores zonas o “*sweet spots*”; segundo, construcción de diversos diseños geométricos de fracturas inducidas para posteriormente realizar su modelaje a través de la simulación numérica de yacimientos por medio del uso del software CMG.

**Etapa III:** esta etapa comprende todo lo vinculado al uso del software CMG y la construcción de diferentes casos de modelaje, a continuación, una breve descripción de los mismos:

- ✓ Familiarización con el software CMG.
- ✓ Montaje del modelo base.
- ✓ Montaje de características geomecánicas al modelo base.
- ✓ Montaje de diseños geométricos de fracturas al modelo base.
- ✓ Estudió de la herramienta de visualización *Results*.

**Etapa IV:** análisis de sensibilidades de los diseños geométricos de fracturas a partir del modelo base usado como referencia.

**Etapa V:** creación de tablas y gráficas de resultados con la ayuda de la herramienta de visualización *Results*, las cuales se exponen en el capítulo IV.

**Etapa VI:** redacción del informe final donde será plasmada detalladamente la completa investigación, así como, las conclusiones y recomendaciones.

### 3.4.1 Recopilación y revalidación de parámetros de yacimiento

Primeramente, para este Trabajo Especial de Grado se escogió un yacimiento no convencional como caso de estudio, el yacimiento Eagle Ford tipo *Shale Gas* ubicado al sur de la ciudad de Texas en Estados Unidos. La razón por la cual se utilizó este yacimiento como estudio es porque forma parte de la continuación de una investigación que inició con el trabajo presentado por Fernández & Salazar (2019), y luego por Marrero & Rendón (2021), donde se quiere llevar a cabo los estudios por las diferentes etapas que conlleva la caracterización de este tipo de yacimientos no

convencionales tipo *Shale Gas*. Seguidamente se decide utilizar las características principales del modelo base (figura 37), extraído del trabajo especial de grado presentado por Marrero & Rendón (2021) realizando una revalidación de todos los parámetros de yacimiento presentes en dicho modelo, también se recopiló diversos parámetros de fracturas inducidas e información sobre el comportamiento de producción asociado al yacimiento *Shale Gas* Eagle Ford, para así, como se mencionará más adelante, poder construir diversos diseños geométricos de fracturas y realizar un cotejo de los resultados obtenidos.

La siguiente imagen muestra el modelo base con una leyenda de profundidad la cual ubica el tope del yacimiento a 10875 ft, este yacimiento numérico presenta unas dimensiones de 5500 ft × 4500 ft × 253 ft, esto corresponde a lo largo, ancho y alto respectivamente, este modelo presenta solo un pozo horizontal (con una sección horizontal de 4694 ft), así mismo, a dicho modelo se le agregaron características geomecánicas para caracterizar mejores zonas o “*sweet spots*”.

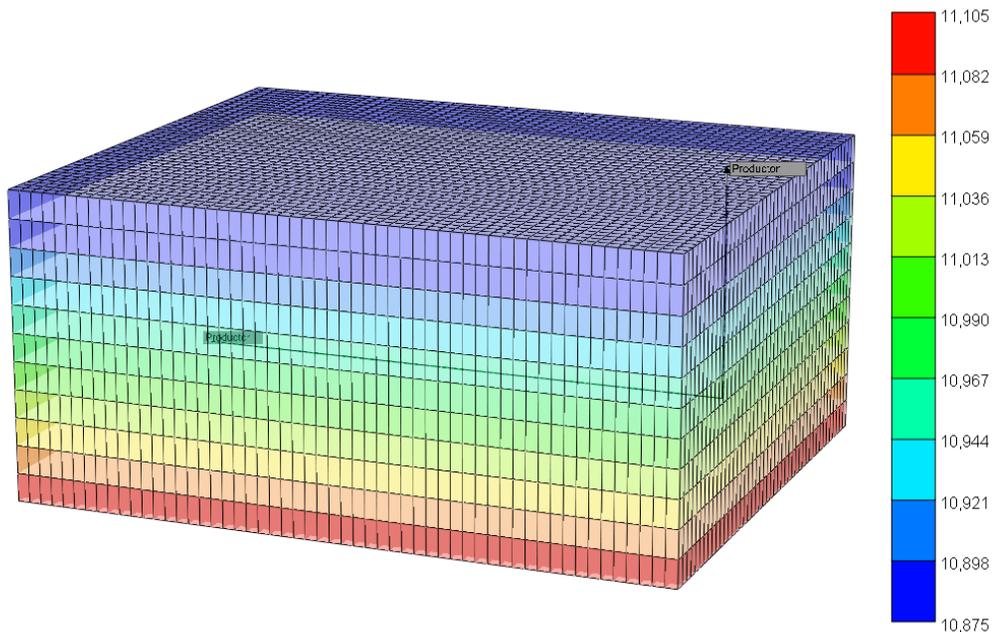


Figura 37. Modelo base.

Para contar con un mayor orden al momento de construir el modelo base y los diseños geométricos de fracturas inducidas se construyeron las siguientes tablas. La tabla 7 consta con los datos de yacimiento, roca, fluido y fenómenos de transporte, y en la tabla 8 se presentan solo los parámetros requeridos para la construcción de los diseños geométricos de las fracturas inducidas.

**Tabla 7.** Datos necesarios para la construcción del modelo base. Modificado de Marrero & Rendón (2021)

Parámetro	Valor	Unidad	Referencia
Profundidad de yacimiento	10875	ft	Fernández & Salazar (2019)
Presión inicial del yacimiento	10000	psi	
Temperatura inicial del yacimiento	300	°F	
Compresibilidad de la roca	$6 \times 10^{-5}$	psi <sup>-1</sup>	
Densidad de la roca	156	lb/ft <sup>3</sup>	Rezaee (2015)
Saturación de gas inicial matriz	0.75	-	Wei & Sepehrnoori (2013)
Saturación de agua inicial matriz	0.25	-	
Saturación de gas inicial fractura	0.9	-	
Saturación de agua inicial fractura	0.1	-	
Porosidad de la matriz <i>middle</i> Eagle Ford	0.09	-	Gong, Tian, McVay, Ayers & Lee (2013)
Porosidad de la matriz <i>lower</i> Eagle Ford	0.12	-	
Permeabilidad de la matriz	100	nD	Computer Modelling Group Ltd. (2121)
Porosidad de la fractura	0.001	-	Weijun, Yanmei, Xizhe, Weigang & Jiangrui (2016)
Compresibilidad de la fractura	$6 \times 10^{-5}$	psi <sup>-1</sup>	Benavides & Martín (2018)
Presión de fondo	1500	psi	Gong, Tian, McVay, Ayers & Lee (2013)
Caída de presión máxima	500	psi	Marrero & Rendón (2021)
Extensión horizontal del pozo	4694	ft	Gong, Tian, McVay, Ayers & Lee (2013)
Presión de Langmuir	1500	psi	Wei & Sepehrnoori (2013)
Volumen de Langmuir	720	scf/ton	Fernández & Salazar (2019)
Difusividad del gas	0.00006	cm <sup>2</sup> /s	Shen, Xu, Xizhe, Huang & Gu (2016)
Factor de corrección no Darcy	1704.94*	-	Computer Modelling Group Ltd. (2121)

Nota. \*Parámetro calculado por el simulador.

**Tabla 8.** Datos necesarios para construir los diseños geométricos de fracturas. Modificado de Marrero & Rendón (2021)

Parámetro	Valor	Unidad	Referencia
Longitud		ft	
Apertura		ft	
Altura		ft	
Permeabilidad efectiva de la fractura		mD	
Orientación		-	
Espaciamiento		ft	

Se destaca que las unidades de los parámetros presentados en las tablas anteriores están asociadas a las requeridas por el simulador CMG, por lo cual, se llevó a cabo una transformación de unidades para los casos necesarios.

### 3.4.2 Construcción de diseños geométricos fracturas

Cuando se habla de geometría de fracturas se habla de sus dimensiones y características como lo expresa Álvarez (2012), de esta manera y haciendo referencia a los investigadores citados en la sección de fracturas del capítulo anterior se puede llegar a la conclusión como se muestra en la tabla 8, que los parámetros necesarios a controlar para construir los diseños geométricos de fracturas, son los siguientes: longitud, apertura, altura, orientación y espaciamiento.

Así mismo, haciendo referencia a los parámetros de diseño geométrico expuesto en la tabla 8, se crearon diversos diseños geométricos en los cuales los parámetros fueron controlados en los rangos que se presentan en la tabla 9. Es conveniente acotar que los rangos de control de los parámetros de los diseños geométricos de fracturas (tabla 9) están sustentados a las características reales del yacimiento Eagle Ford de *Shale Gas* que fueron extraídas a través de *papers* y trabajos científicos publicados. En el mismo contexto estos rangos también están sujetos a las dimensiones y delimitaciones del modelo base (figura 37).

**Tabla 9.** Rango de parámetros para los diseños geométricos de fracturas creados. Modificado de Marrero & Rendón (2021)

Parámetro	Valor	Unidad	Referencia
Longitud	200 - 400	ft	Mendoza (2011) Jones (2018) Marrero & Rendón (2021)
Apertura	0.001 - 0.016	ft	Mendoza (2011) Marrero & Rendón (2021)
Altura	50 - 450	ft	Mendoza (2011) Jones (2018) Marrero & Rendón (2021) Chen (2019)
Permeabilidad efectiva de la fractura	4 - 6	mD	Mendoza (2011) Marrero & Rendón (2021)
Orientación	Transversal - Longitudinal	-	Rahim, Al-Kanaan, Soliman & Pacheco (2016) Ahmed & Meehan (2016)
Espaciamiento	20 - 450	ft	Jones (2018) Chen (2019) Marrero & Rendón (2021)

Los diseños creados son presentados con sus respectivos resultados en el siguiente capítulo del presente trabajo.

Mendoza (2011) expresa que, en la mayoría de los proyectos de ingeniería, los datos de entrada necesarios para ser técnicamente 100% correctos nunca están realmente disponible. En tal caso, se trata de obtener los datos mejores sustentados de los cuales se hayan obtenido resultados correctos y positivos con la finalidad de realizar un trabajo aceptable y confiable.

Jones (2018) señala lo siguiente, la estimación de los parámetros en la optimización basada en modelos base es el paso más desafiante.

Tanto Chen (2019), Jones (2018) y Mendoza (2011) obtienen los datos para sus respectivas investigaciones a través de operadores de la formación Eagle Ford, de igual manera ninguno de los autores incluye información específica de los operadores para mantener la confidencialidad de la información obtenida.

Jones (2018) en su artículo técnico “*Model-Based Cluster Spacing Optimization Increase Recovery and Profitability in Eagle Ford*” estima los parámetros de su modelo a través del cotejo histórico analítico y el análisis de producción transitoria (RTA) asociado a aproximadamente 150 pozos de la formación Eagle Ford. El trabajo realizado por Jones (2018) presenta un flujo de trabajo en la cual estima parámetros de yacimiento, de la terminación, construcción de un modelo de producción de un solo pozo para encontrar un espaciamiento óptimo, la similitud con el desarrollo del presente trabajo permitió hacer uso de los parámetros presentados en su artículo científico.

En el artículo técnico presentado por Chen (2019) “*The Impact of Cluster Spacing on Multi-Fractured Well Performance*” al igual que Jones (2018) realiza una estimación de los parámetros geométricos de fractura a través de un cotejo histórico de presión de inyección en el campo Eagle Ford. Chen (2019) en sus conclusiones demuestra un fiable flujo de trabajo a través de dos softwares computacionales de simulación para realizar cotejo histórico y determinar parámetros para la formación Eagle Ford, obteniendo así resultados favorables para su investigación. Con base a lo expresado se decide hacer uso de los datos presentados en su artículo científico para el progreso del presente trabajo.

Rahim, Al-Kanaan, Soliman & Pacheco (2016) realizan un estudio enfocado en determinar la mejor completación (fracturas transversales o longitudinales) para pozos horizontales de gas en términos de logística y desempeño de producción para asegurar un desarrollo óptimo del campo. A través de la construcción y simulación de un modelo teórico los autores concluyen lo siguiente, la diferencia en la producción de gas entre la configuración transversal y longitudinal del pozo aumenta a medida que disminuye la permeabilidad del yacimiento, se puede lograr más del 50% de producción adicional en yacimientos de 0,01 md mediante la inducción de fracturas transversales. Dicha afirmación conlleva a determinar las fracturas transversales como parámetro principal para el modelo base (figura 37) a desarrollar en el presente trabajo.

Por último, Marrero & Rendón (2021) en su trabajo especial de grado realizan la construcción de un modelo base asociado a la formación Eagle Ford con resultados de simulación positivos y exitosos, por lo que se decidió tomar en cuenta los parámetros presentados para su modelo en la presente investigación.

### 3.4.3 Montaje del modelo base

Este apartado se dividió en dos partes las cuales están comprendidas en la **Etapa III** de la metodología presentada, primero familiarización con el software computacional CMG y segundo el montaje del modelo base (figura 37) en dicho software.

Cabe destacar que el uso del software computacional CMG se realizó en las instalaciones computacionales de la Universidad Central de Venezuela, Facultad de Ingeniería, Escuela de Petróleo y a través de una licencia académica suministrada por la misma.

Primero, refrescar conocimientos previamente aprendidos sobre el software computacional CMG a través de cursos online ya grabados disponibles en la página web oficial de CMG y en sus plataformas asociadas, para así, poder hacer uso del pre-procesador *Builder*, del simulador composicional GEM y el post-procesador *Results*.

Se estudió el flujo de trabajo presentado por CMG a través de cursos online, para la modelación de las fracturas inducidas (figura 38) y las distintas características o propiedades que pueden ser controladas en los parámetros asociados a estas fracturas.



Figura 38. Flujo de trabajo para creación de fracturas.

Segundo, el montaje de las características del modelo base (tabla 7) realizado a través del pre-procesador *Builder*, a continuación, se presenta una imagen que presenta el módulo de control y las diferentes opciones del pre-procesador *Builder*.

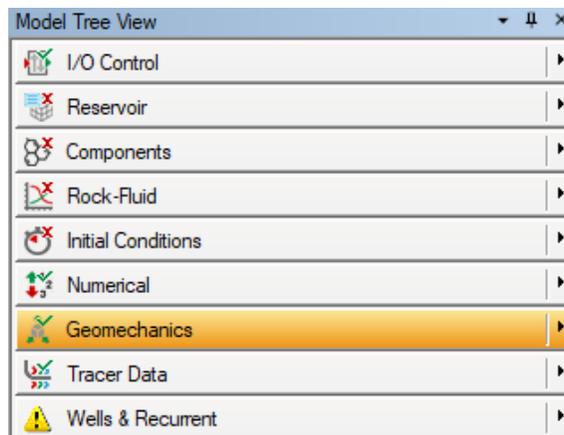


Figura 39. Módulo de control *Builder*.

De la misma manera, se resalta que el modelo base (figura 37) contiene distintos fenómenos de transporte del gas que ocurren desde la matriz hacia las caras del pozo, Marrero & Rendón (2021) definen estos fenómenos de la siguiente manera:

- ✓ La difusión como la transferencia de moléculas individuales a través de un fluido por medio de los desplazamientos individuales y desordenados de las moléculas, debido a una diferencia de concentraciones.
- ✓ La desorción como un fenómeno de superficie donde las moléculas de un adsorbato o soluto se desprenden de una superficie sólida, por la acción de fuerzas intermoleculares de Van der Waals entre el soluto y el sólido.
- ✓ El flujo no Darciano como un flujo turbulento a través de las fracturas inducidas, que se presenta a medida que la velocidad del gas aumenta y se aleja del comportamiento laminar o Darciano.

### 3.4.4 Características geoquímicas del modelo base

A continuación, se presentan las características geoquímicas asociadas al modelo base (figura 37), carbono orgánico total (COT), tipo de querógeno y madurez térmica.

De acuerdo con lo expresado por Marrero & Rendón (2021), el modelo es dividido en dos unidades estratigráficas, Eagle Ford Medio e Inferior los cuales presentan valores de COT entre 6 y 12% respectivamente, un tipo de querógeno tipo II con una mezcla menor de tipo I y una madurez térmica que está asociada a la medida en reflectancia a la vitrina %Ro de 1.4%, lo que sugiere que

estaría generando gas hacia la zona que fue ya delimitada en Eagle Ford como zona productora de gas.

Marrero & Rendón (2021) expresan que las propiedades geoquímicas son la clave para realizar el estudio de los yacimientos no convencionales, ya que a través de ellas se define el potencial (cantidad, calidad y madurez) de un *Shale*, en este caso de gas.

Haciendo énfasis en lo mencionado en el párrafo anterior, las propiedades geoquímicas del modelo de Eagle Ford, han sido confirmadas en su validación con sus parámetros de evaluación COT, calidad y madurez, acotando que estos parámetros permiten dar cualitativamente el potencial del yacimiento y son expresados cuantitativamente a través de las características de porosidad y permeabilidad respetando los valores obtenidos en la evaluación geoquímica, que en conjunto con los parámetros geomecánicos (Módulo de Young, Relación de Poisson y los tres esfuerzos principales), permite seleccionar las mejores zonas o “*sweet spots*” para colocar un pozo horizontal y modelar en la etapa de la simulación de yacimientos.

En la siguiente imagen se puede apreciar el modelo base con una leyenda que representa la porosidad del mismo, también se puede observar el pozo horizontal que perfora la capa o estrato inferior de la formación Eagle Ford el cual representa la zona de mejor potencial.

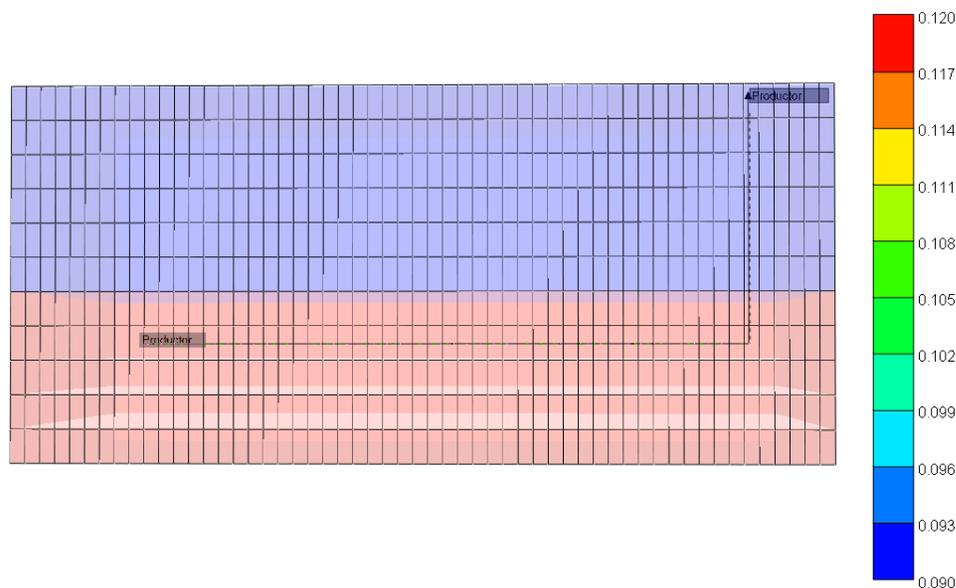


Figura 40. Porosidad y dirección del pozo horizontal del modelo base.

En cuanto a la permeabilidad de la matriz del modelo base, es fijada para todo el yacimiento en 100 nD como se muestra en la siguiente figura.

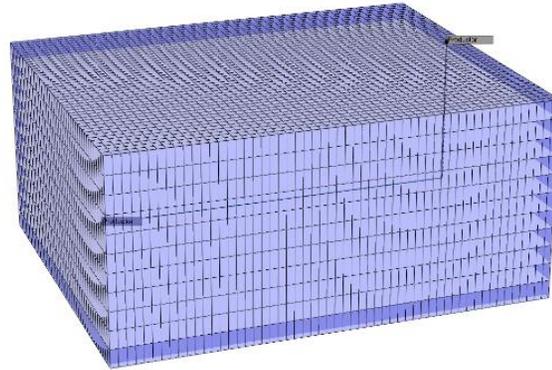


Figura 41. Permeabilidad homogénea del modelo base.

### 3.4.5 Incorporación de parámetros geomecánicos

En esta sección, se llevó a cabo la incorporación de los parámetros geomecánicos al modelo base.

Los parámetros geomecánicos de la formación Eagle Ford son introducidos al modelo de CMG como Módulo de Young, Relación de Poisson y los tres esfuerzos principales. Los siguientes valores (tabla 10) fueron extraídos a través de *papers* y trabajos científicos publicados.

Tabla 10. Parámetros geomecánicos formación Eagle Ford.

Parámetro	Valor	Unidad	Referencia
Esfuerzo vertical total	1.070	psi/ft	Agharazi (2016)
Esfuerzo horizontal máximo	0.944	psi/ft	
Esfuerzo horizontal mínimo	0.910	psi/ft	
Módulo de Young	6.09 – 6.91	Mpsi	Chen (2019)
Relación de Poisson	0.21 – 0.31	-	

Agharazi (2016) en su estudio describe la metodología para la estimación de la dirección y magnitud de los esfuerzos principales partiendo de datos micro sísmicos provenientes de cuatro (4) pozos horizontales de las unidades estratigráficas Eagle Ford Medio e Inferior, obteniendo los resultados mostrados en la tabla 10.

Por otra parte, Chen (2019) en su estudio sobre el impacto del espaciado entre fracturas en el rendimiento de pozos fracturados, obtiene datos geológicos a través de un operador de la formación Eagle Ford en los cuales se incluyen valores para el Módulo de Young y la Relación de Poisson como se muestra en la tabla 10.

Continuando con la incorporación de los parámetros, el Model Tree View (figura 39) presente en el pre-procesador *Builder*, se encuentra el módulo “*Geomechanics*” en el cual se encuentran las opciones para modelar los parámetros presentados en la tabla 10, en la sección “*Geomechanical Rock Type*” (figura 42) se escoge el criterio de rotura que utilizara el software para la simulación, como sugerencia de los cursos online dictados por CMG se selecciona el criterio Mohr-Coulomb debido a su sencillez y rapidez al momento que el software realiza los cálculos, en esta misma sección se incorporó el Módulo de Young haciendo un promedio con los valores presentados en la tabla 10 y de igual forma se introdujo la Relación de Poisson.

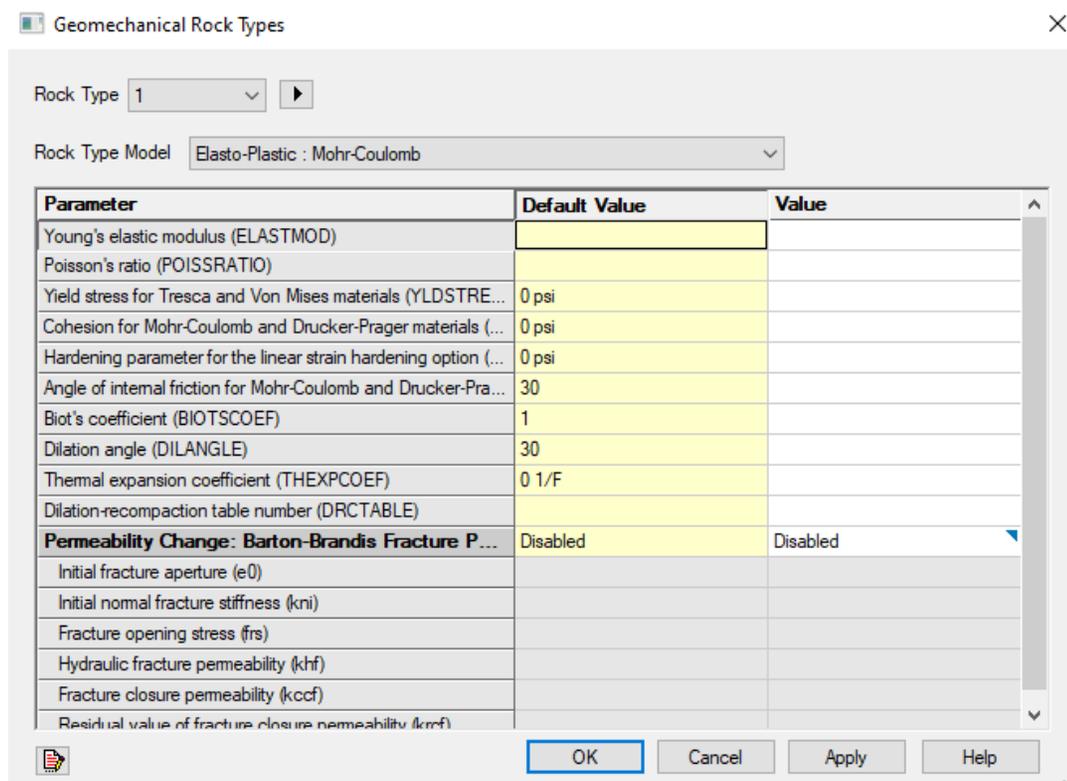


Figura 42. Módulo de control *Geomechanical Rock Type*.

El módulo “*Geomechanics*” también presenta la sección “*Geomechanics Stress*” (figura 43) en la cual se introducen los valores de los tres esfuerzos principales para el tope de la formación (10875

ft), esfuerzo horizontal máximo ( $\sigma_3$ ), esfuerzo horizontal mínimo ( $\sigma_2$ ) y esfuerzo vertical ( $\sigma_1$ ), como también un gradiente para cada uno de estos esfuerzos (tabla 10), las casillas sigma\_xy, sigma\_yz y sigma\_xz (figura 43) se toman como cero (0) para ubicar los esfuerzos en direcciones perpendiculares a las caras de las celdas.

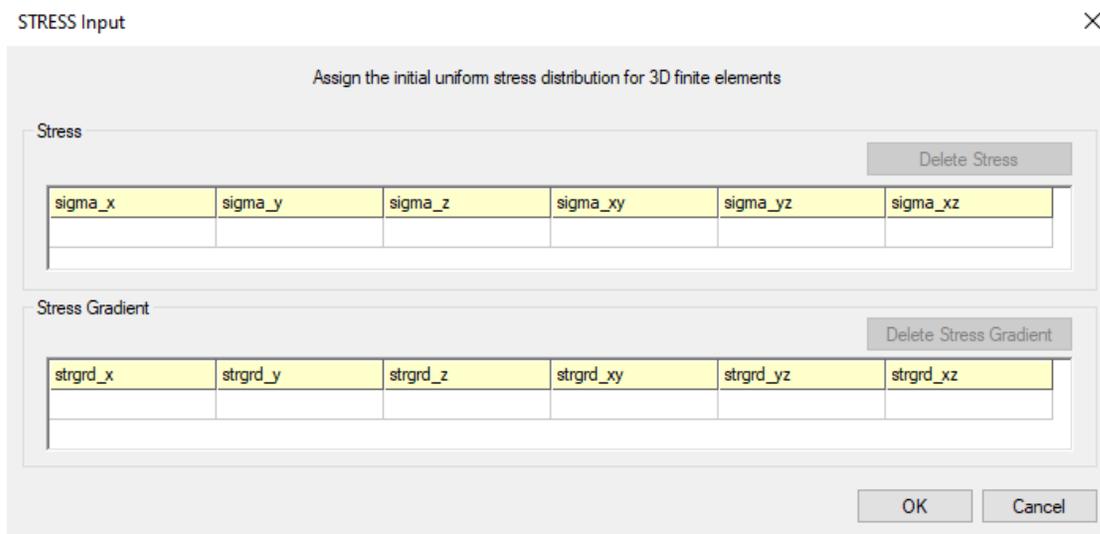


Figura 43. Módulo de control *Geomechanics Stress*.

### 3.4.6 Montaje de diseños geométricos de fracturas

Partiendo del modelo base (figura 37) construido a partir de los parámetros asociados al yacimiento Eagle Ford de *Shale Gas*, se crean diversos diseños geométricos de fracturas haciendo control de los siguientes parámetros: longitud, apertura, altura, permeabilidad, orientación y espaciamiento, cabe destacar que los cambios realizados en los diseños geométricos de las fracturas, como son, el aumento o disminución de los parámetros en unidades de longitud, están sustentados con la teoría presentada en el marco teórico.

Se realizaron una serie de pasos para la construcción de estos diseños geométricos de fracturas:

**Paso 1:** Una vez construido el modelo base se procedió a la sección “*Wells and Recurrent*” presente en el pre-procesador *Builder* (figura 39), seguidamente a la opción “*Hydraulic Fracturing Wells*” la cual presenta dos pestañas “*Fractures*” y “*Templates*” (figura 44), en la pestaña “*Templates*” se encuentran definidos los siguientes parámetros, longitud, apertura, altura, permeabilidad y orientación de la fractura, a través de esta pestaña se hizo control de dichos parámetros para la

creación de los diseños geométricos de fracturas. De esta manera, el pre-procesador *Builder* permite la creación de diversos “*Templates*” con características o parámetros diferentes, los cuales pueden ser aplicados individualmente al modelo base a voluntad.

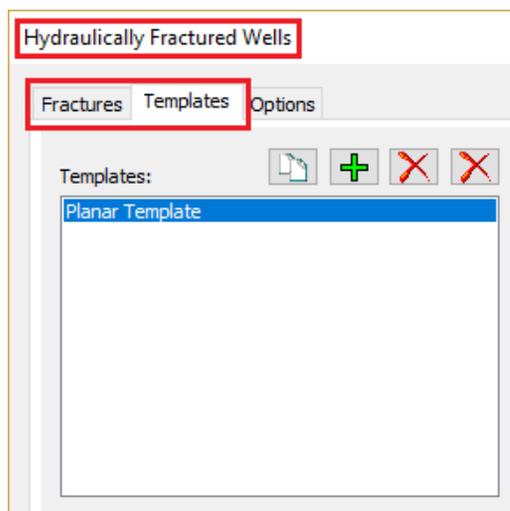


Figura 44. Módulo de control *Hydraulic Fracturing Wells*.

**Paso 2:** A continuación, se controlaron los siguientes parámetros dentro de cada “*Template*”, “*Fracture Width*” opción que representa la apertura de la fractura y “*Intrinsic Permeability*” permeabilidad intrínseca de la fractura, estos dos valores son correlacionados a través del pre-procesador *Builder* dando como resultado la “*Effective Permeability*” o permeabilidad efectiva de la fractura. Seguidamente se asigna la “*Orientation*” u orientación de la fractura (figura 45), transversales o longitudinales con referencia al pozo horizontal, la cual se representa sobre un mallado cartesiano en el cual se construyó el modelo base, en el presente trabajo se les asignó a las fracturas una orientación transversal, para abarcar un volumen de estimulación mayor en el modelo base y ser consistente con las características presentes de la formación Eagle Ford.

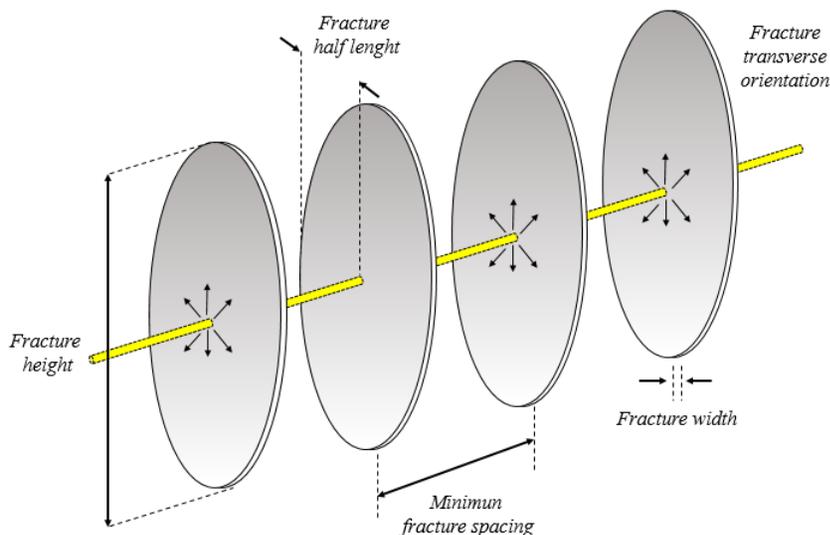


Figura 45. Geometría de la fractura “Fracture Geometry”.

Luego, se asignó la “Half Length” o longitud de la fractura (figura 46) para la cual es posible configurar con longitudes desiguales, esta opción es útil cuando se presentan casos donde el pozo horizontal se aterriza muy cerca de los límites dimensionales de interés del yacimiento a simular, de esta manera la longitud de la fractura se puede modelar dentro de los límites del mismo. En la siguiente imagen se puede apreciar la variación del parámetro longitud dentro del rango ya propuesto con anterioridad.

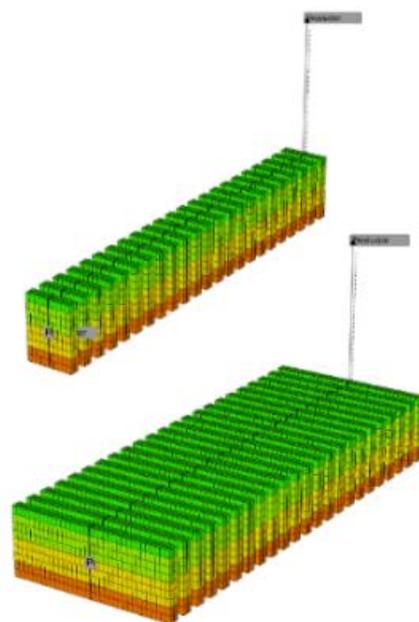


Figura 46. Variación del parámetro longitud o “Half Length”.

Por último, la altura de la fractura o “*Height*” (figura 47), ésta última es posible representarla de dos maneras: abarcando distintas unidades estratigráficas de la formación lo que limita al parámetro de la altura a tomar los valores de los espesores de estas unidades estratigráficas, o asignando un valor arbitrario de altura en unidades de longitud. Para la construcción de estos “*Templates*” se utilizó la segunda opción para alcanzar una mayor precisión y tener un mayor control para el parámetro altura al momento de crear los diversos diseños geométricos. En la siguiente imagen se puede apreciar la variación del parámetro altura dentro del rango ya propuesto con anterioridad.

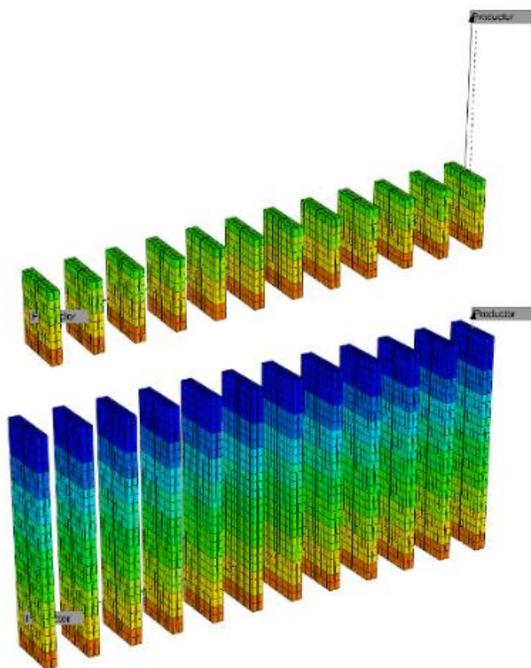


Figura 47. Variación del parámetro altura o “*Height*”.

**Paso 3:** Se procedió a la pestaña “*Fractures*” (figura 48), con la finalidad de asignar el “*Minimum Fracture Spacing*” o espaciamiento mínimo entre fracturas (figura 49) y el tipo de fracturas a aplicar, para el presente trabajo se asignó la opción “*New Planar Fracture Stage*” fracturas planas (figura 19).

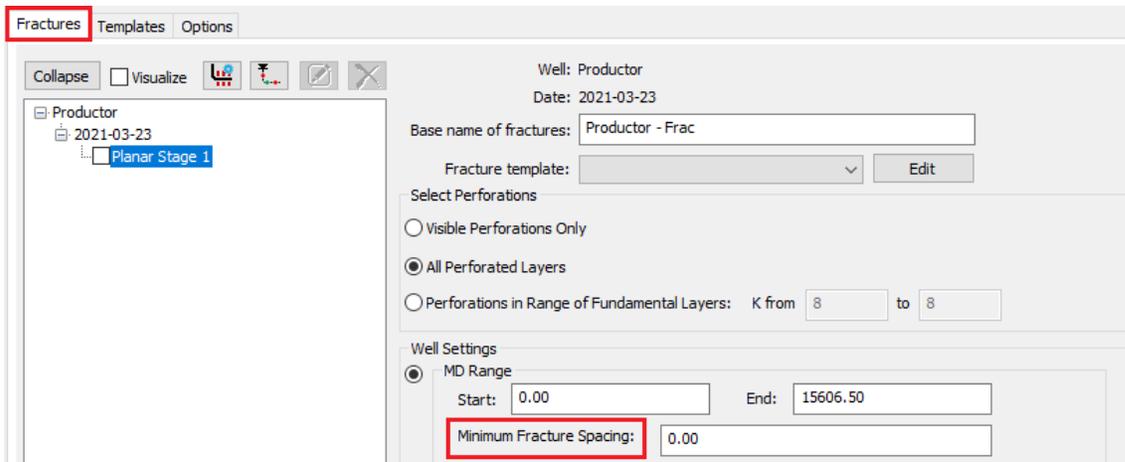


Figura 48. Módulo de control *Fractures*.

En la siguiente imagen se puede apreciar la variación del parámetro espaciamento dentro del rango ya propuesto con anterioridad.

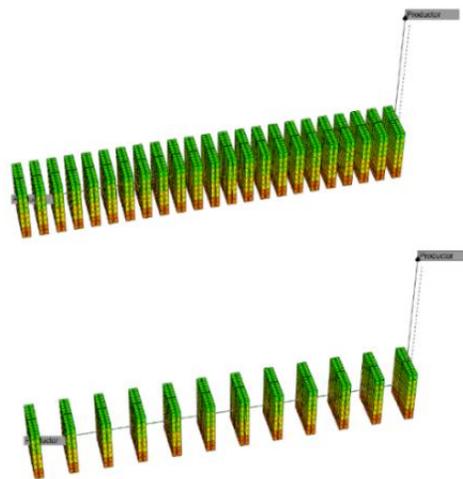


Figura 49. Variación del parámetro espaciamento o “*Minimum Fracture Spacing*”.

Cada diseño geométrico de fracturas fue creado aplicando los tres pasos anteriores y cada uno de los diseños fue aplicado al modelo base (figura 37) siguiendo la metodología mencionada anteriormente.

Cabe considerar, como se mencionó en el capítulo anterior que las variables presentes en cada diseño funcionan como un todo, al modificar una variable implica la alteración de otras, lo que da como resultado, que cada diseño creado sea completamente diferente uno de otro.

Luego se procedió a realizar un análisis de sensibilidades el cual será descrito a continuación.

### 3.4.7 Análisis de sensibilidades

El modelo base es creado con el propósito de implementarle o añadirle los diseños geométricos de fracturas, tomando en cuenta los cambios que conlleva el aplicar a dicho modelo cada nuevo diseño creado e identificar el más eficiente.

Realizando una combinación con los valores de los parámetros espaciamiento, longitud y altura, se generaron cien (100) diseños geométricos de fracturas diferentes, cada uno de estos diseños aplicado al modelo base arrojó un comportamiento de producción diferencial (tasa de gas y gas acumulado) para un tiempo de producción determinado de 13 años, lo cual permitió realizar un análisis extenso para poder determinar los resultados más congruentes con base a los datos disponibles de la formación Eagle Ford. Todos los diseños geométricos de fracturas creados son presentados en la sección apéndice Anexo I.

Luego de determinar los resultados más congruentes se procedió a identificar el diseño más eficiente tomando en cuenta lo expresado por Rahim, Al-Kanaan, Soliman & Pacheco (2016), el objetivo principal para el diseño de fracturas es garantizar el aumento de la productividad y la sostenibilidad de las tasas a largo plazo, con base a esto y al comportamiento de propagación de las fracturas presentado en el Capítulo II sección Fracturas, se realizó un análisis de sensibilidades a través de las curvas de producción (tasa de gas y gas acumulado) para identificar el diseño más eficiente.

Por último, los resultados de producción obtenidos del diseño geométrico de fractura más eficiente fueron cotejados haciendo uso de datos obtenidos a través de artículos científicos, los cuales presentan el comportamiento de producción de gas asociado a la formación Eagle Ford.

### 3.4.8 Creación de tablas y gráficas

Finalmente se ejecutó el simulador de yacimiento GEM, cada corrida con un diseño geométrico de fractura diferente, obteniendo resultados gráficos y numéricos a través del módulo “*Results*” herramienta de visualización y análisis para aumentar la comprensión y conocimiento de los procesos de producción (figura 50).

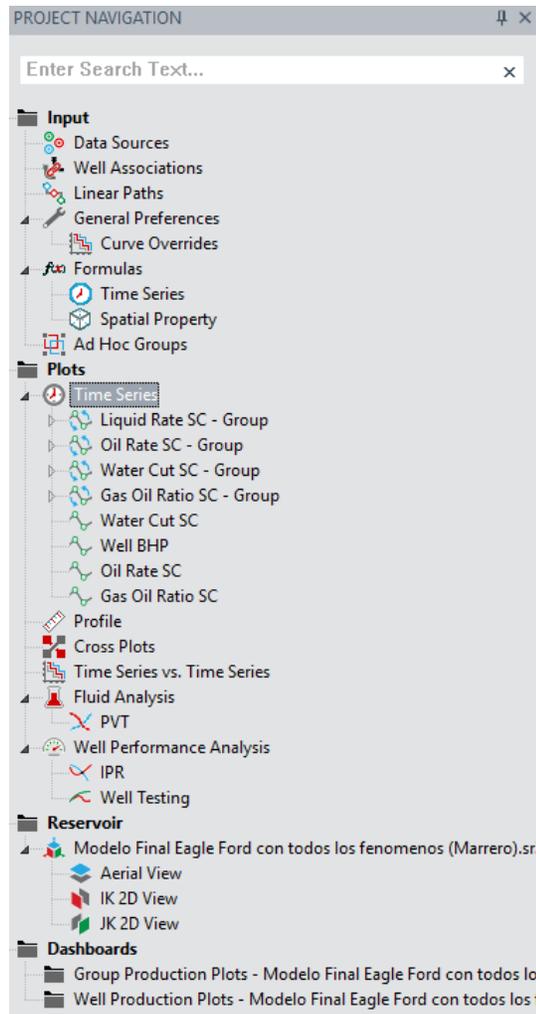


Figura 50. Módulo de control *Results*, opciones de navegación del proyecto creado.

De esta manera, los datos obtenidos a través del módulo “*Results*” fueron agrupados en tablas y gráficas para finalmente ser interpretados y realizar el análisis de los resultados.

## CAPÍTULO IV

### PRESENTACIÓN Y ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS

En este capítulo se procede a dar respuesta a los objetivos planteados, así mismo, se presentan los resultados obtenidos de acuerdo con la metodología expuesta en el capítulo anterior.

#### 4.1 Tabulación, gráficas y resultados

Antes de continuar con la presentación y el análisis de los resultados, es importante destacar que los resultados obtenidos están ligados directamente al yacimiento simulado y todas las características propias del mismo. Al momento de simular no se usaron restricciones en cuanto a la tasa de producción, ya que se quería ver cuál era la producción sin incluir algún tipo de control. De esta manera, el presente trabajo se desarrolla tomando en cuenta un trabajo de fracturación hidráulica previamente realizado de manera correcta, por último, cabe acotar que no se cuenta con un histórico de producción real para el pozo simulado, en tal sentido, se realizó un proceso de cotejo de producción con base a estudios publicados en *papers* científicos asociados a la formación Eagle Ford con la finalidad de mantener una congruencia con los resultados obtenidos.

#### 4.2 Diseños geométricos de fracturas creados

Realizando una combinación con los valores de los parámetros espaciamiento, longitud y altura, se generaron cien (100) diseños geométricos de fracturas diferentes los cuales se simularon a través del software computacional CMG arrojando diversos resultados.

A consecuencia del gran volumen de datos obtenidos a través de los cien (100) diseños se procedió a realizar un análisis extenso para poder determinar los resultados más congruentes con base a los datos disponibles de la formación Eagle Ford.

No obstante, los cien (100) diseños geométricos de fracturas y sus resultados son presentados individualmente en la sección apéndice Anexo I del presente trabajo.

En la siguiente tabla se presentan de manera agrupada los datos de cada diseño geométrico de fractura creado.

**Tabla 11.** Parámetros de los diseños geométricos de fracturas creados.

Parámetro	Valor	Unidad	Referencia
Longitud	200-250-300-350-400	ft	(Mendoza, 2011) (Jones, 2018) (Marrero & Rendón, 2021)
Apertura	0.001	ft	(Mendoza, 2011) (Marrero & Rendón, 2021)
Altura	50-100-150-200	ft	(Mendoza, 2011) (Chen, 2019) (Jones, 2018) (Marrero & Rendón, 2021)
Permeabilidad efectiva de la fractura	5	mD	(Mendoza, 2011) (Marrero & Rendón, 2021)
Orientación	Transversal	-	(Rahim, Al-Kanaan, Soliman, & Pacheco, 2016) (Ahmed & Meehan, 2016)
Espaciamiento	100-200-300-400-450	ft	(Jones, 2018) (Chen, 2019) (Marrero & Rendón, 2021)

*Nota.* Para los valores de apertura y permeabilidad efectiva de la fractura se realizó un promedio; debido a que el rango de variación de estos parámetros para Eagle Ford es mínimo y no representaba un cambio de impacto en los resultados obtenidos.

Los valores elegidos para los rangos de los parámetros mostrados en la tabla 12 fueron necesarios y suficientes para poder obtener resultados que suministraran la información necesaria para lograr los objetivos propuestos.

A continuación, se presentan los resultados más representativos de la formación Eagle Ford obtenidos a través de la simulación numérica de yacimientos para un tiempo de producción aproximado de trece (13) años. Para un mejor orden al momento de analizar los resultados obtenidos se tabularon los parámetros de espaciamiento, longitud y altura, con sus respectivos valores oscilando en rangos ya definidos en la tabla 11, de esta manera se pudo observar con mejor detalle los cambios obtenidos para cada diseño geométrico de fractura.

### 4.3 Parámetro Espaciamiento

En esta sección se presentan los diseños enfocados en el incremento del parámetro espaciamiento entre fracturas y los respectivos resultados obtenidos.

Los diseños agrupados en la siguiente tabla se representaron de manera gráfica para poder apreciar a detalle los cambios ocurridos en producción.

**Tabla 12.** Diseños geométricos aumentando el parámetro espaciamiento entre fracturas.

Espaciamiento (ft)	Longitud (ft)	Altura (ft)	Tasa inicial de gas (MM ft <sup>3</sup> /d)	Gas acumulado (MMM ft <sup>3</sup> )
100	200	50	47	32
200	200	50	32	28
300	200	50	17	20
400	200	50	17	20
450	200	50	17	20

En la siguiente gráfica (figura 51) se pueden observar las curvas de tasa de producción de gas de los resultados mostrados en la tabla 12, la curva de color amarillo representa el diseño que comprende un espaciamiento de 100 ft y presenta una tasa inicial de gas de 47 MM ft<sup>3</sup>/d, por otra parte en la misma gráfica, se puede observar la curva de color rojo la cual presenta una tasa de gas inicial de 32 MM ft<sup>3</sup>/d cuando el espaciamiento ha incrementado a 200 ft, con base a estos dos resultados se calculó una disminución en la tasa de gas inicial del 32% aproximadamente, esta disminución procedente del incremento en 100 ft del parámetro espaciamiento.

Para la curva color azul con un espaciamiento de 300 ft (figura 51) la disminución en la tasa inicial de gas se calculó en un 64% aproximadamente, de lo cual se puede decir que existe una fuerte caída en la tasa inicial de gas a medida que incrementa el espaciamiento.

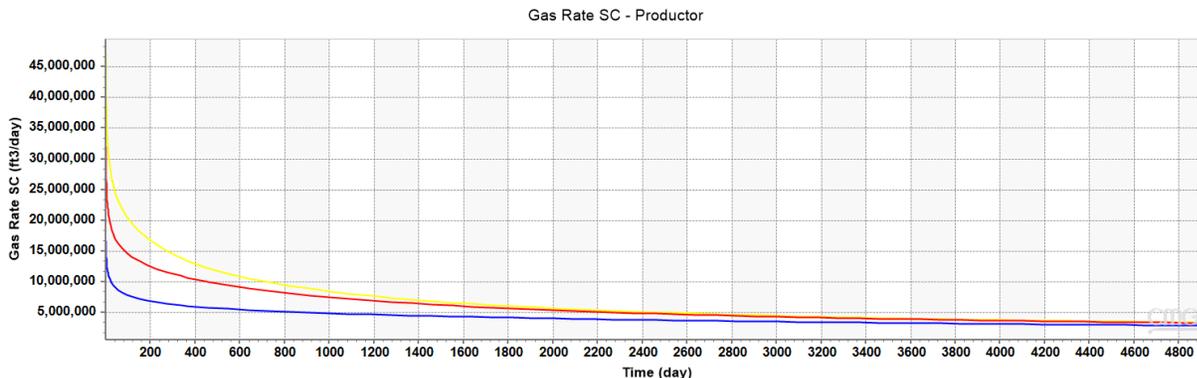


Figura 51. Curvas tasa de gas aumentando el parámetro espaciamento.

Los resultados de gas acumulado mostrados en la tabla 12 y para un periodo de tiempo de producción de 13 años son presentados en la siguiente gráfica (figura 52). Realizando un análisis de producción para un periodo de tiempo completo se obtiene un gas acumulado de 32 MMM ft<sup>3</sup> asociado a un diseño geométrico con espaciamento de 100 ft y representado en la gráfica por la curva color amarillo, de la misma manera la curva color rojo se asocia a un diseño geométrico con espaciamento de 200 ft y una producción de gas a acumulado de 28 MMM ft<sup>3</sup> lo que representa una disminución del 12% aproximadamente en comparación con el primer diseño; en el mismo contexto, la curva de color azul representa un espaciamento de 300 ft con una producción de 20 MMM ft<sup>3</sup> de gas acumulado y en comparación con el primer diseño tiene una disminución del 37% aproximadamente.

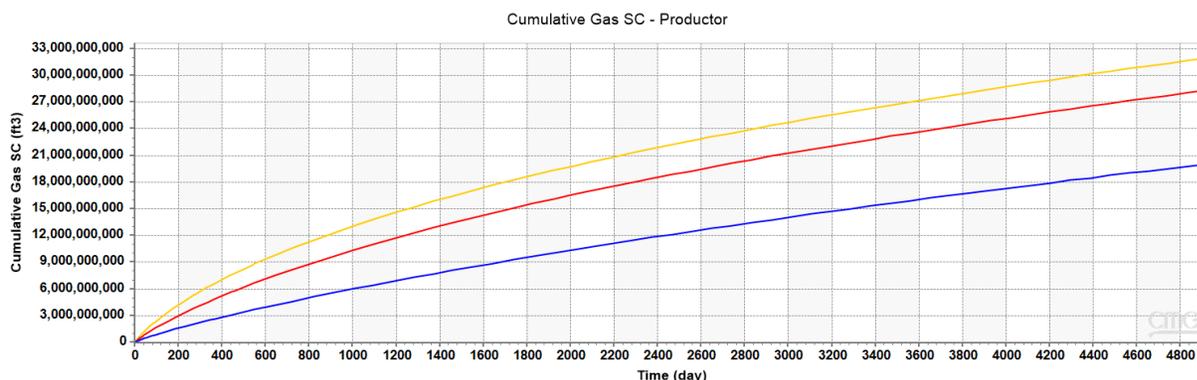


Figura 52. Curvas gas acumulado aumentando el parámetro espaciamento.

El primer parámetro geométrico a controlar fue el espaciamento entre fracturas, como se puede observar en la tabla 12 para cada diseño geométrico dicho parámetro tiene un incremento de 100 ft, a excepción del último diseño que tiene un incremento de 50 ft, esta limitación es debido a la

longitud de la sección horizontal del pozo simulado y las características reales de los pozos de la formación Eagle Ford.

De los resultados obtenidos, se puede apreciar una tendencia en la tasa de producción de gas con relación al incremento de espaciamento entre fracturas; con base a estos resultados se puede afirmar que, a medida que el espaciamento entre fracturas es más corto la productividad del pozo tiende a aumentar en la etapa inicial de producción y a largo plazo. Dicha afirmación es sustentada por Mahmood & Guo (2019) y su estudio que es presentado en el Capítulo II sección Antecedentes del estudio.

Por otra parte, se puede ver (tabla 12) que se llega a un cierto punto en el cual la tasa de gas y el gas acumulado se mantienen constante indiferentemente a que el espaciamento entre fracturas siga aumentando, esto se debe a las características propias del modelo simulado, como son, las dimensiones del yacimiento, potencial de producción del mismo y el aporte mayoritariamente de la matriz.

#### 4.4 Parámetro Longitud

En esta sección se presentan los diseños enfocados en el incremento del parámetro longitud de la fractura y los respectivos resultados obtenidos.

Los diseños agrupados en la siguiente tabla se representaron de manera gráfica para poder apreciar a detalle los cambios ocurridos en producción.

**Tabla 13.** Diseños geométricos aumentando el parámetro longitud de la fractura.

<b>Espaciamento (ft)</b>	<b>Longitud (ft)</b>	<b>Altura (ft)</b>	<b>Tasa inicial de gas (MM ft<sup>3</sup>/d)</b>	<b>Gas acumulado (MMM ft<sup>3</sup>)</b>
200	200	50	25	28
200	250	50	26	31
200	300	50	27	35
200	350	50	29	38
200	400	50	32	41

En la siguiente gráfica (figura 53) se pueden observar las curvas de tasa de gas, cada una representando un diseño diferente, la curva color marrón con una tasa inicial de gas de 24 MM ft<sup>3</sup>/d se asocia a una longitud de fractura de 200 ft, seguidamente la curva color verde con una tasa inicial de gas de 26 MM ft<sup>3</sup>/d y una longitud de fractura de 250 ft. De la misma manera las otras curvas color azul, rojo y amarillo representan un incremento en el parámetro de longitud de fractura en 50 ft, realizando un cálculo de porcentaje entre la tasa inicial de las curvas color marrón y verde se obtiene un aumento de la tasa inicial en un 4% aproximadamente, igualmente al analizar las curvas de color azul, rojo y amarillo, presentaron un aumento de 4, 8 y 12% respectivamente en la tasa inicial de gas.

Se puede apreciar gráfica y numéricamente que la tasa de gas tiende a aumentar a medida que se incrementa la longitud de la fractura.

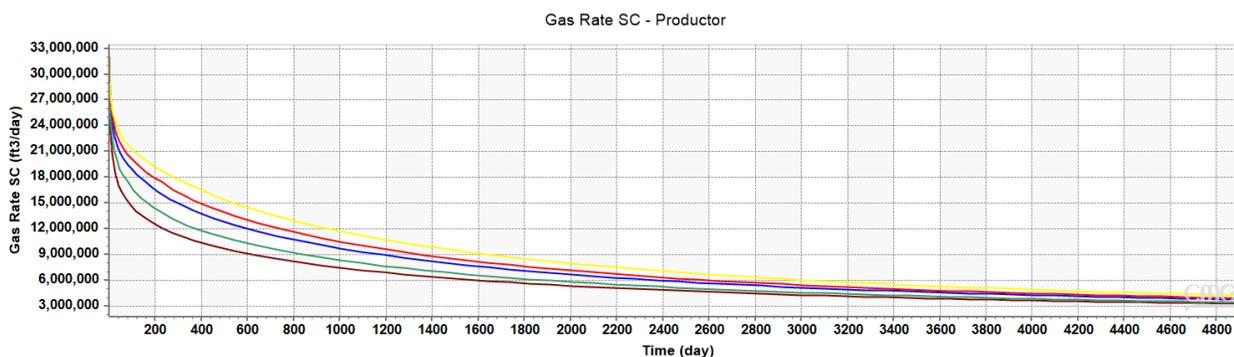


Figura 53. Curvas tasa de gas aumentando el parámetro longitud.

Los resultados de gas acumulado mostrados en la tabla 13 para un periodo de tiempo de producción de 13 años son presentados en la siguiente gráfica (figura 54), realizando un análisis de producción para un periodo de tiempo completo se obtuvo lo siguiente, la curva de color marrón con un gas acumulado de 28 MMM ft<sup>3</sup> se asocia a una longitud de fractura de 200 ft y la curva color verde con un gas acumulado de 31 MMM ft<sup>3</sup> con una longitud de fractura de 250 ft; al realizar un cálculo de porcentaje entre estas dos curvas se obtuvo un aumento de 11% para el gas acumulado, así mismo las curvas de color azul, rojo y amarillo presentan un aumento de gas acumulado aproximado de 11, 10 y 10% respectivamente.

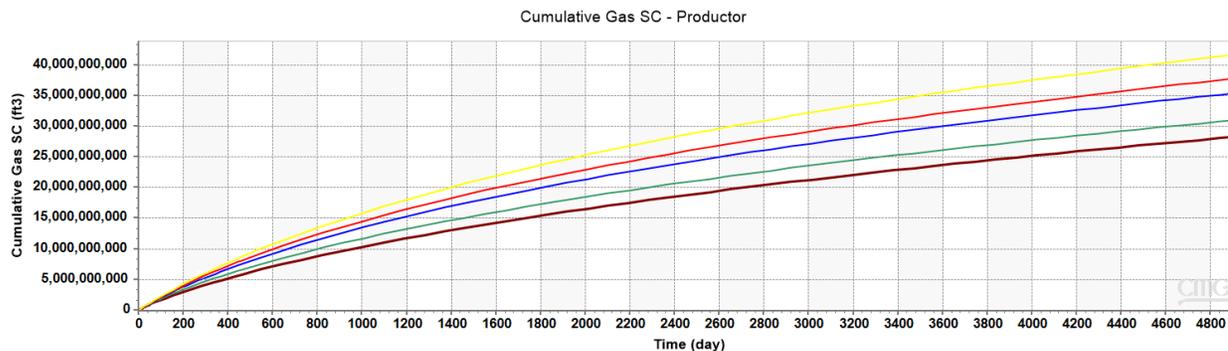


Figura 54. Curvas gas acumulado aumentando el parámetro longitud.

Con base a los resultados analizados en esta sección, se puede afirmar un incremento de la tasa de gas en la etapa inicial de producción y a largo plazo a medida que el parámetro de longitud de fractura aumenta y de igual manera esta afirmación aplica para el gas acumulado a largo plazo.

#### 4.5 Parámetro Altura

En esta sección se presentan los diseños enfocados en el aumento del parámetro altura de la fractura y los respectivos resultados obtenidos.

Los diseños agrupados en la siguiente tabla se representaron de manera gráfica para poder apreciar a detalle los cambios ocurridos en producción.

Tabla 14. Diseños geométricos aumentando el parámetro altura de la fractura.

Espaciamiento (ft)	Longitud (ft)	Altura (ft)	Tasa inicial de gas (MM ft <sup>3</sup> /d)	Gas acumulado (MMM ft <sup>3</sup> )
200	200	50	27	28
200	200	100	29	33
200	200	150	31	36
200	200	200	32	37

La siguiente gráfica (figura 55) contiene las curvas de tasa de gas de los diseños agrupados en la tabla 14. La curva color verde con una tasa inicial de gas de 27 MM ft<sup>3</sup>/d se asocia a una altura de fractura de 50 ft, seguidamente la curva color azul se asocia a una tasa inicial de 29 MM ft<sup>3</sup>/d y una altura de fractura de 100 ft; al analizar y realizar un cálculo de porcentaje entre estas dos curvas se

obtuvo un aumento de la tasa inicial de gas en un 7% aproximadamente al incrementar en 50 ft el parámetro altura de la fractura. De la misma manera, las curvas color rojo y amarillo presentaron un aumento en la tasa inicial de gas de 7 y 4% respectivamente.

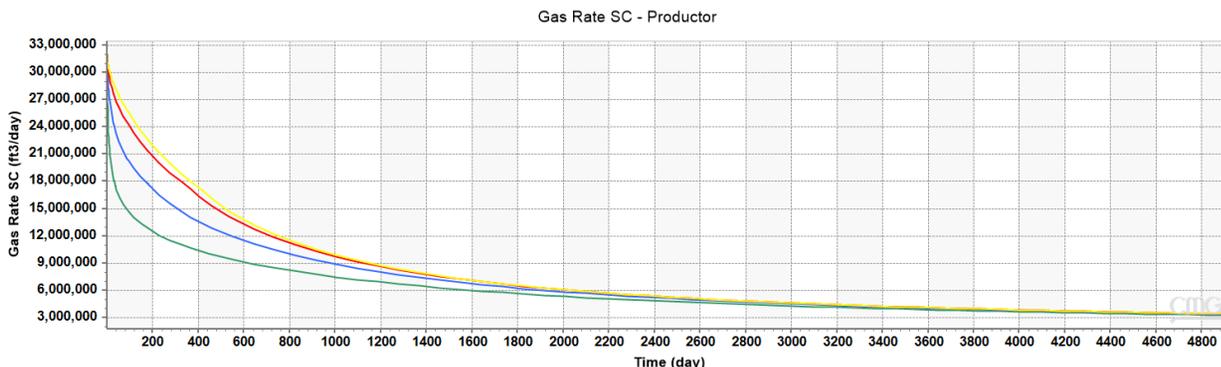


Figura 55. Curvas tasa de gas aumentando el parámetro altura.

Los resultados de gas acumulado mostrados en la tabla 14 para un periodo de tiempo de producción de 13 años son presentados en la siguiente gráfica (figura 56). Realizando un análisis de producción para un periodo de tiempo completo se obtuvo lo siguiente, la curva color verde es asociada a 28 MMM ft<sup>3</sup> de gas acumulado con una altura de fractura de 50 ft, seguidamente la curva color azul a 33 MMM ft<sup>3</sup> de gas acumulado con una altura de fractura 100 ft; al analizar y realizar un cálculo de porcentaje entre estas dos curvas se obtuvo un aumento del gas acumulado en un 18% aproximadamente, análogo a este análisis las curvas de color rojo y amarillo presentaron un aumento de 11% y 4% respectivamente.

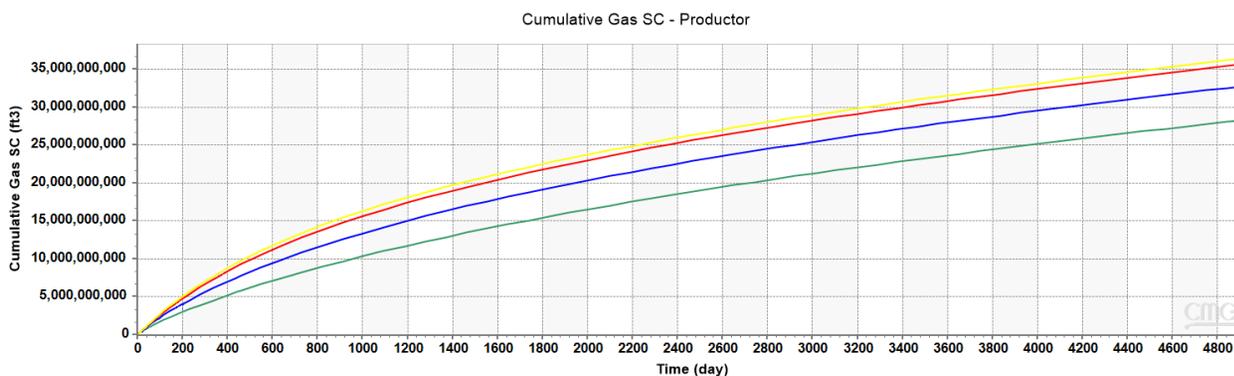


Figura 56. Curvas gas acumulado aumentando el parámetro altura.

Con base a los resultados analizados en esta sección, se puede afirmar que a medida que se incrementa el parámetro altura de la fractura la tasa de gas tiende a aumentar en la etapa inicial de

producción y a largo plazo de igual manera esta afirmación aplica para el gas acumulado a largo plazo.

Se puede afirmar de acuerdo a los resultados obtenidos en este apartado que el proceso de simulación en el software computacional CMG en cuanto a los diseños geométricos de fracturas se presenta como un proceso sensible a los cambios realizados, esto se le puede acreditar a que de las cien (100) simulaciones el noventa (90) por ciento de los diseños creados y simulados arrojaron resultados distintos.

#### **4.6 Identificación del diseño geométrico más eficiente**

Para determinar el diseño geométrico de fractura creado más eficiente es necesario tener en cuenta lo siguiente: los parámetros de longitud, altura y orientación de la fractura son parámetros dependientes de la mecánica de la roca, en otras palabras, dependientes de los esfuerzos principales, el módulo de Young y la relación de Poisson presentes en el yacimiento, así mismo, la apertura de la fractura depende de la longitud de la fractura y el tipo de apuntalante utilizado al momento del trabajo de fracturación como es expresado por Chayres (2017). En el mismo contexto, el parámetro de espaciamiento entre fracturas es un parámetro independiente, es controlado a voluntad al momento de realizar el trabajo de fracturación, por lo que dicho parámetro para el siguiente análisis tuvo una mayor relevancia por sobre los demás.

Con base en los resultados obtenidos, un espaciamiento corto entre fracturas tiende a generar una mayor tasa de producción de gas, así mismo se puede destacar también lo demostrado en el estudio realizado por Chen (2019), los pozos con espaciamiento corto tienden a generar el desarrollo de fracturas más cortas y con un mejor volumen de yacimiento estimulado en Eagle Ford.

Para identificar el diseño geométrico de fractura más eficiente el principal criterio a tomar en cuenta fue el siguiente, que los resultados obtenidos mantuvieran una coherencia con los datos de producción disponibles de la formación Eagle Ford.

También se tomaron en cuenta las siguientes afirmaciones del comportamiento de creación de las fracturas ya expuesto y referenciado en el Capítulo II para realizar la identificación del diseño geométrico de fractura más eficiente:

- ✓ Un espaciamiento entre fracturas corto tiende a refrenar el crecimiento de las fracturas inducidas.
- ✓ Las fracturas de mayor longitud tienden a tener mayor apertura.
- ✓ A mayor anisotropía en el perfil de esfuerzos la altura de la fractura se reduce y la longitud de la fractura aumenta.

Manteniendo la congruencia de los resultados con los datos de producción disponible de la formación Eagle Ford y con base en las afirmaciones anteriores se procedió a identificar el diseño geométrico de fractura más eficiente tomando también en cuenta el aumento de la productividad y la sostenibilidad de las tasas a largo plazo, se llegó a la conclusión que el siguiente diseño (tabla 15) representó el diseño más admisible a la realidad con una mejor eficiencia de producción por sobre los demás diseños creados, con una tasa de gas inicial aproximada (figura 57) de 17 MM ft<sup>3</sup>/d y 20 MMM ft<sup>3</sup> de gas acumulado aproximadamente a lo largo de trece (13) años (figura 58).

**Tabla 15.** Diseño geométrico de fractura más eficiente.

Parámetro	Valor	Unidad
Longitud	200	ft
Apertura	0.001	ft
Altura	50	ft
Permeabilidad efectiva de la fractura	5	mD
Orientación	Transversal	-
Espaciamiento	300	ft

En las siguientes imágenes se presentan las curvas de producción asociadas al diseño geométrico de fractura más eficiente. Para el caso de la tasa de gas (figura 57), presenta el comportamiento o patrón habitual de desarrollo de los yacimientos no convencionales tipo *Shale Gas*, una tasa de producción que se caracteriza por alcanzar rápidamente un pico de producción seguido por una fuerte declinación y bajos niveles de producción a largo plazo.

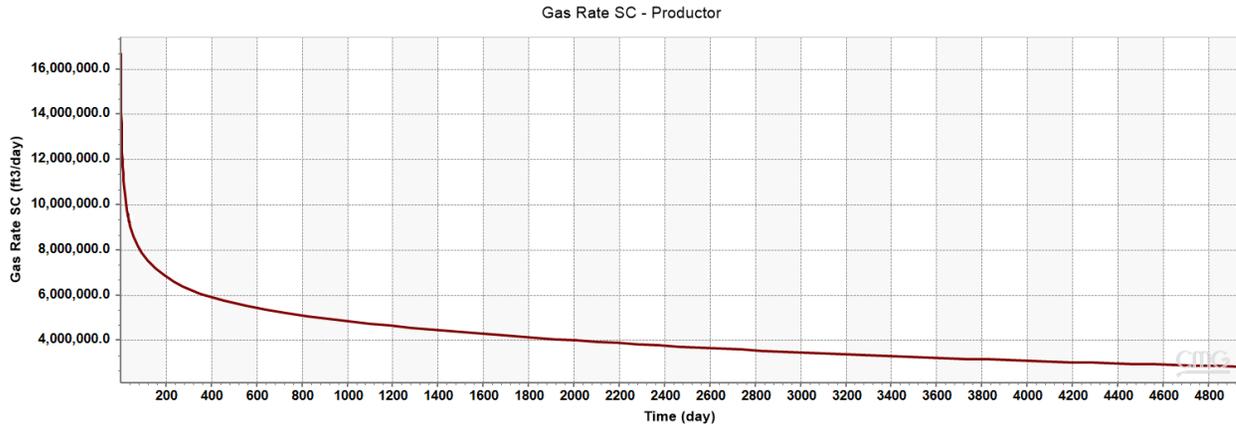


Figura 57. Tasa de gas diseño más eficiente.

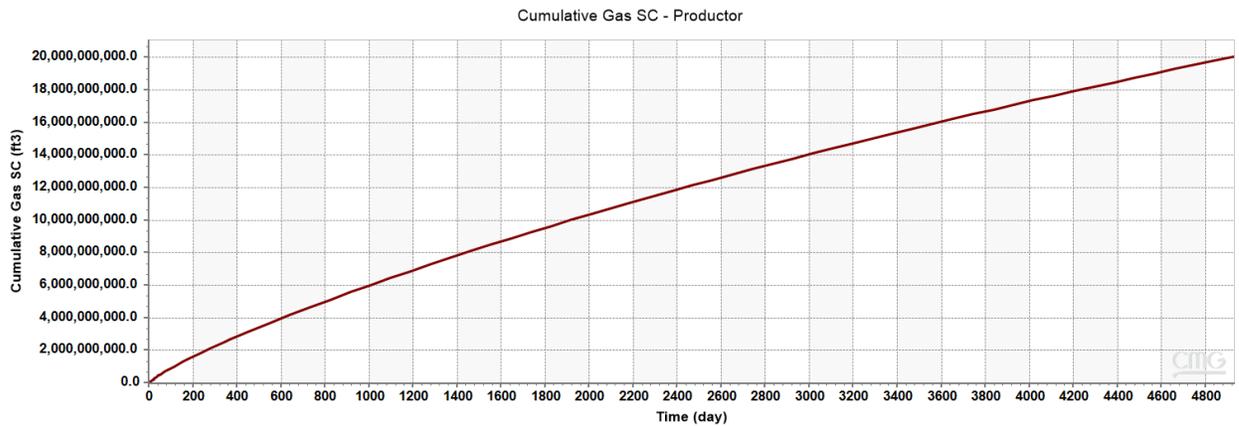


Figura 58. Gas acumulado diseño más eficiente.

Por último, se presenta la siguiente imagen extraída del software computacional CMG donde se puede observar desde dos perspectivas una representación espacial del diseño geométrico de fractura más eficiente aplicado en el modelo base (figura 37).

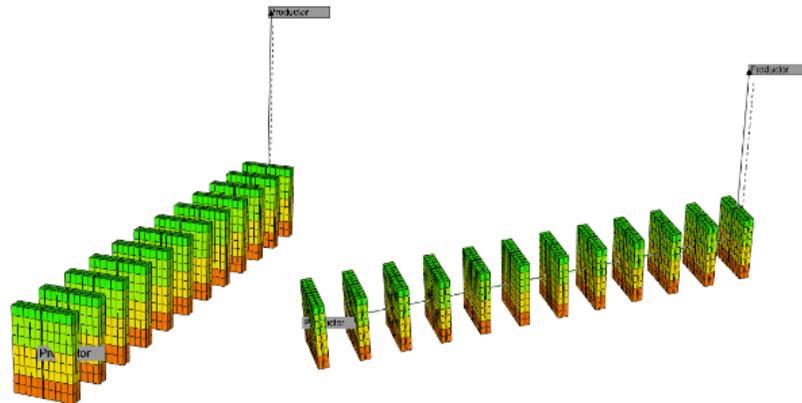


Figura 59. Diseño geométrico de fractura creado más eficiente.

#### 4.7 Cotejo del comportamiento de producción

Luego de presentar los resultados obtenidos a través de la simulación de los diseños geométricos de fracturas e identificar el diseño más eficiente, se continuó con la interpretación del comportamiento de producción.

Para todos los casos, en los diseños creados y simulados se presentó un patrón habitual (figura 60) acorde con los yacimientos no convencionales tipo *Shale Gas*, una tasa de producción que se caracteriza por alcanzar rápidamente un pico de producción seguido por una fuerte declinación y bajos niveles de producción a largo plazo lo que concuerda con lo estudiado y publicado por Guo & Zhang (2016) en su artículo científico “*Production Patterns of Eagle Ford Shale Gas: Decline Curve Analysis Using 1084 Wells*”.

Por consiguiente, se puede decir que, haciendo énfasis en los resultados obtenidos a través del modelo base y los diseños geométricos de fracturas creados y aplicados a dicho modelo; independientemente del parámetro del diseño geométrico de fractura que varíe o cambie, sea espaciamiento, longitud o altura el patrón o comportamiento de producción se mantiene constante.

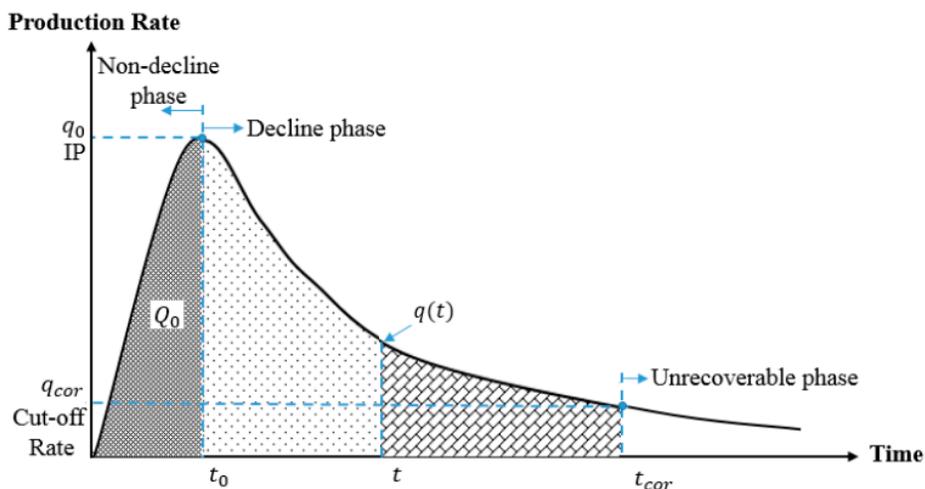


Figura 60. Patrón de producción yacimiento Shale Gas. Guo & Zhang (2016).

A continuación, se presenta el cotejo de los resultados obtenidos de la simulación del modelo base con el diseño geométrico de fractura más eficiente (tabla 15) haciendo uso de datos obtenidos a través de artículos científicos.

Davis & Blasingame (2016) en su estudio “*A Well Performance Study of Eagle Ford Shale Gas Wells Integrating Empirical Time-Rate and Analytical Time-Rate-Pressure Analysis*” tienen como propósito caracterizar un yacimiento basándose en el desempeño presentado a través de datos de tasas y presiones medida de dos pozos en una zona de gas dentro de la formación Eagle Ford, dichos datos son presentados en su investigación por medio de gráficas las cuales sirvieron de utilidad para realizar un cotejo con los resultados obtenidos del diseño geométrico de fractura más eficiente.

En la siguiente imagen (gráfico semi-log) se presenta la tasa de gas versus tiempo obtenida de la simulación del modelo base con el diseño geométrico de fractura más eficiente (tabla 15).

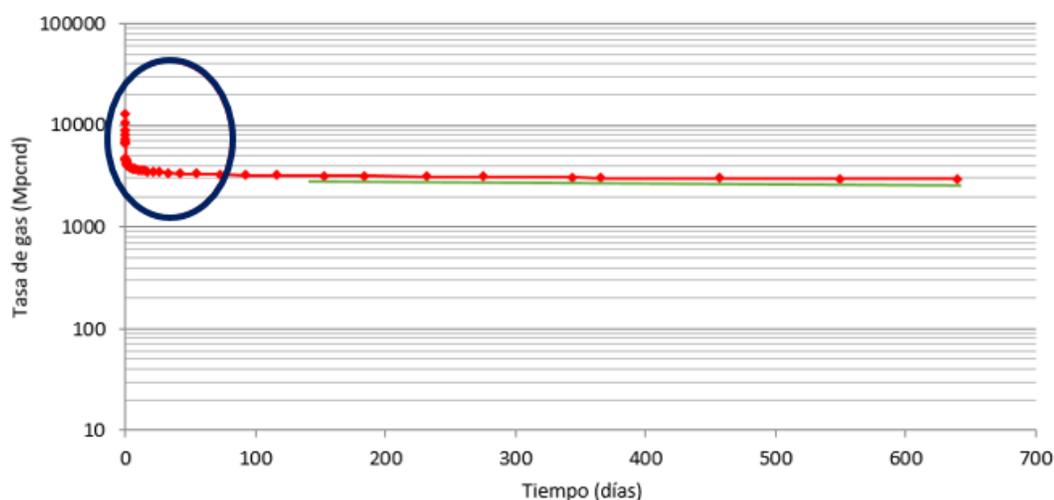


Figura 61. Diseño geométrico de fractura más eficiente, (grafico semi-log) tasa de gas versus tiempo.

De las gráficas (figura 62) presentadas por Davis & Blasingame (2016) asociadas a dos pozos de la formación Eagle Ford se puede observar un comportamiento similar en el rango de la tasa inicial de producción (resaltada con el círculo azul) con la tasa de producción obtenida del modelo base con el diseño geométrico de fractura más eficiente (figura 61).

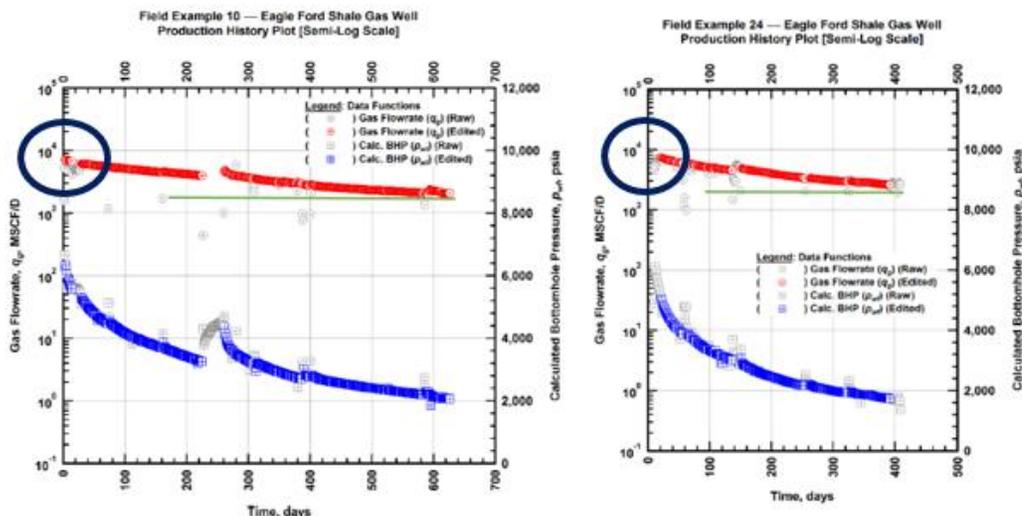


Figura 62. Historial de producción (grafico semi-log), tasa de gas y presión de fondo versus tiempo. Davis & Blasingame (2016).

Davis & Blasingame (2016) en su investigación grafican (figura 64) los datos reales de tasa de gas de dos pozos asociados a la formación Eagle Ford, con la finalidad de poder analizar e identificar el tipo de régimen de flujo actual y anterior experimentados por los pozos. Al realizar el mismo gráfico presentado por Davis & Blasingame (2016) con los datos obtenidos del modelo base con el diseño geométrico de fractura más eficiente (figura 63) se puede apreciar una gran similitud en las pendientes (líneas negras puntuadas) que al ser interpretadas presentan un tipo de régimen de flujo bilineal al principio que luego pasa a ser lineal.

La siguiente imagen (gráfico log-log) presenta la tasa de gas versus tiempo obtenida de la simulación del modelo base con el diseño geométrico de fractura más eficiente (tabla 15).

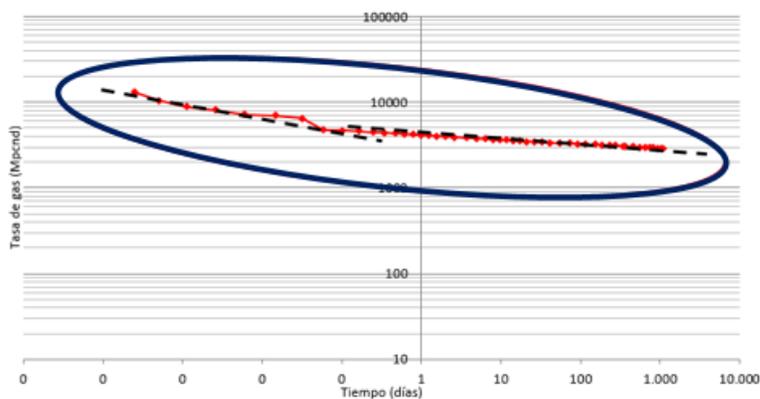


Figura 63. Diseño geométrico de fractura más eficiente, (grafico log-log) tasa de gas versus tiempo.

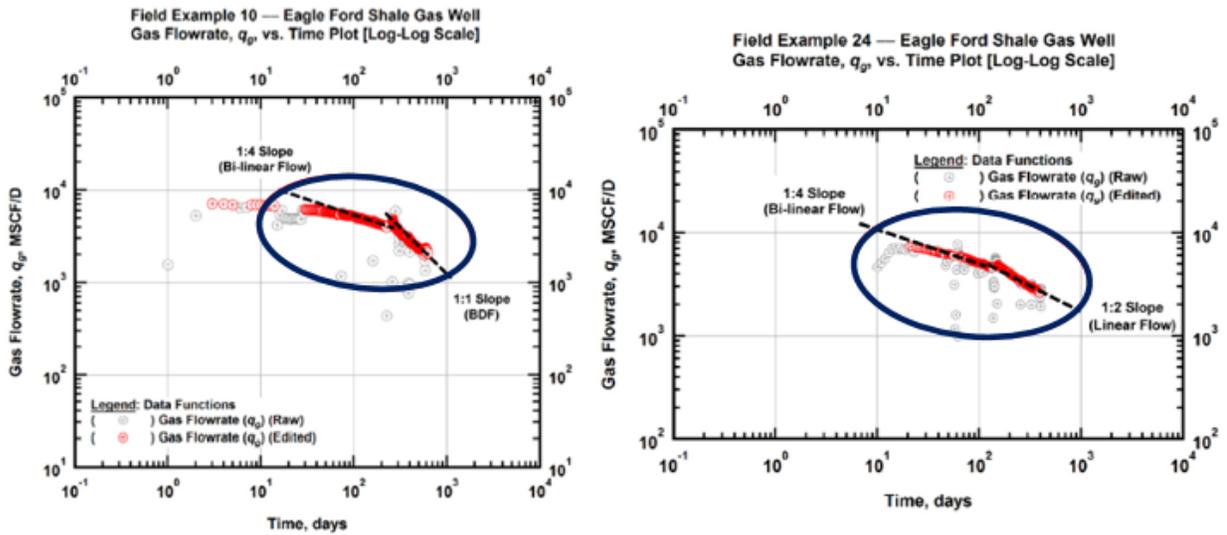


Figura 64. Historial de producción (grafico log-log), tasa de gas versus tiempo. Davis & Blasingame (2016).

Para concluir con la investigación de Davis & Blasingame (2016) se presenta el siguiente cotejo, ellos presentan los datos reales de tasa de gas (curvas rojas) de dos pozos asociados a Eagle Ford en un gráfico cartesiano en conjunto con sus modelos (línea negra continua) (figura 65), haciendo énfasis en lo resaltado por los círculos verdes se puede apreciar un comportamiento similar en la tasa inicial de gas con el resultado obtenido en la figura 66.

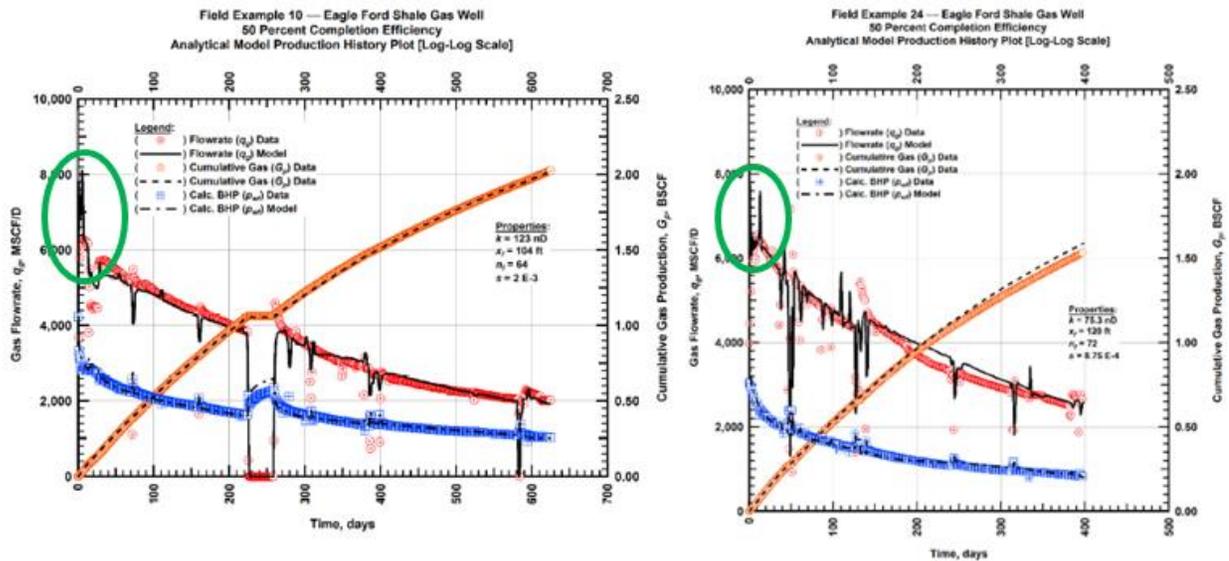


Figura 65. Historial de producción (grafico cartesiano), tasa de gas, gas acumulado y presión de fondo versus tiempo. Davis & Blasingame (2016).

La siguiente imagen (gráfico cartesiano) presenta la tasa de gas versus tiempo obtenida de la simulación del modelo base con el diseño geométrico de fractura más eficiente (tabla 15).

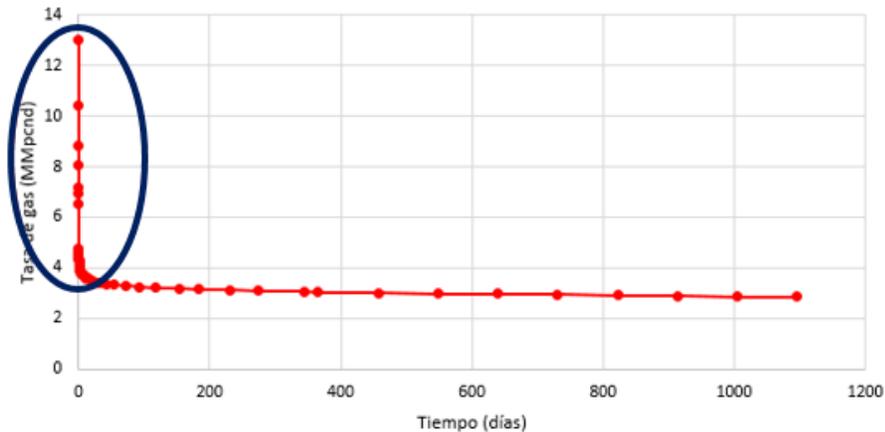


Figura 66. Diseño geométrico de fractura más eficiente, (gráfico cartesiano) tasa de gas versus tiempo.

Fuentes G. (2017) en su artículo de investigación analiza con métodos semi-analíticos datos de histórico de producción a través de modelos desarrollados para caracterizar yacimientos tipo *Shale Gas*. Fuentes G. (2017) también expresa que los modelos propuestos en su artículo pueden utilizarse no solo para caracterizar, sino además para realizar pronósticos de producción y recuperación final esperada.

En la siguiente imagen se observa una gráfica de gasto de gas como la identifica el autor Fuentes G. (2017) para un yacimiento tipo *Shale Gas*, resaltado por el círculo azul se puede identificar el rango de tasa inicial de gas que presenta su modelo.

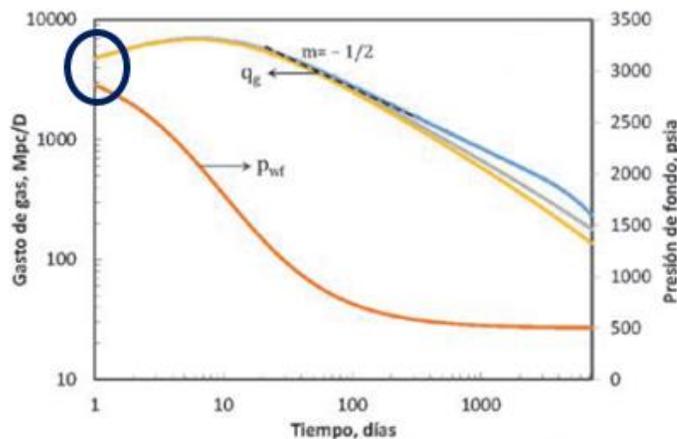


Figura 67. Comportamiento de producción. Modificado de Fuentes (2017).

La siguiente imagen (gráfico log-log) presenta la tasa de gas versus tiempo obtenida de la simulación del modelo base con el diseño geométrico de fractura más eficiente (tabla 15). Cotejando con la gráfica expuesta por Fuentes G. (2017) (figura 67) se puede observar dentro del círculo rojo que se logra alcanzar un resultado análogo de la tasa inicial de gas.

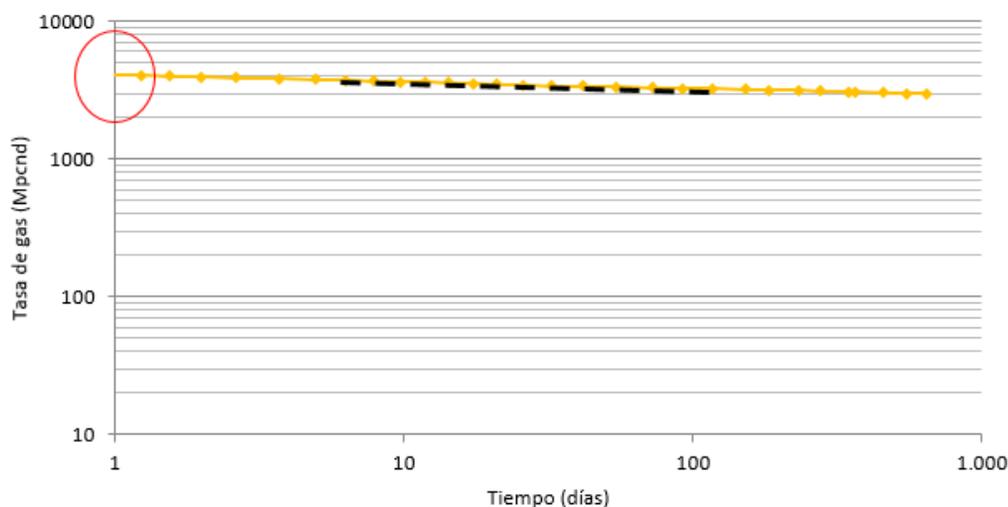


Figura 68. Diseño geométrico de fractura más eficiente, (gráfico log-log) tasa de gas versus tiempo.

Por otra parte, Xu (2012) en su estudio “*Production Data Analysis in Eagle Ford Shale Gas Reservoir*” utiliza un modelo numérico de doble porosidad con fracturas transversales de “alta” permeabilidad para realizar un cotejo histórico de producción con datos procedentes de la formación Eagle Ford e identificar diferentes tipos de regímenes de flujo que se puedan presentar en estos yacimientos no convencionales.

En la siguiente imagen (figura 69) se presenta una comparación del comportamiento de producción del modelo base con el diseño geométrico de fractura más eficiente (tabla 15) y los resultados presentados por Xu (2012) en su artículo científico. En los gráficos se puede observar un comportamiento similar para ambos casos muy parecidos, con una declinación en la tasa de producción y un incremento del gas acumulado (círculo rojo) alcanzado en un periodo de tiempo análogo para ambos casos.

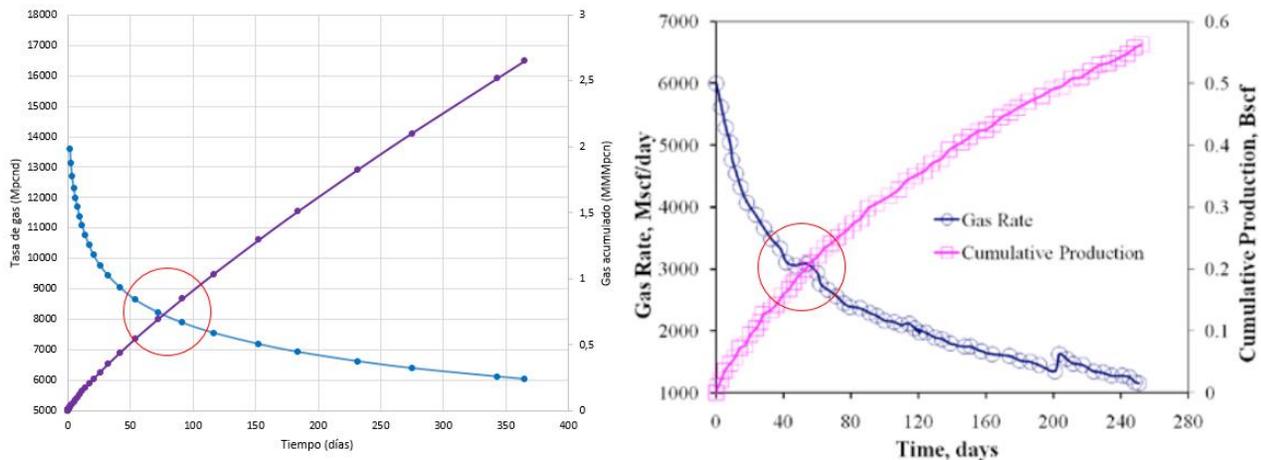


Figura 69. Modelo base con el diseño geométrico de fractura más eficiente y cotejo histórico realizado por Xu. Modificado de Xu (2012).

Ikewun (2012) en su estudio “*Production Optimization and Forecasting of Shale Gas wells Using Simulation Models and Decline Curve Analysis*” utiliza modelos de simulación y análisis de curvas de declinación para la optimización de pozos de *Shale Gas*. Los datos de producción presentados en dicho estudio son provenientes de tres pozos vecinos (figura 70) en la formación Eagle Ford. Los resultados de su simulación destacan el cómo y cuándo influyen, la desorción, el cierre de fractura por agotamiento, la geometría de fractura, las fracturas naturales en el comportamiento de producción del pozo.

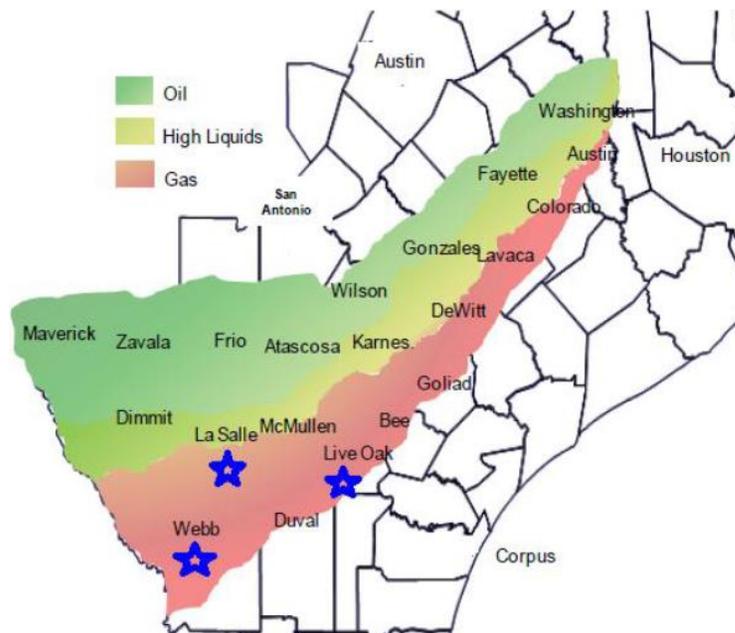


Figura 70. Eagle Ford Shale Counties. Ikewun (2012).

Ikewun (2012) en su artículo presenta el histórico de producción de uno de los tres pozos que utiliza como referencia para su estudio, los datos del pozo ubicado en el condado de La Salle (figura 70) es presentada en una tabla (figura 71) con datos de tiempo de producción, tasa de gas, gas acumulado, entre otros parámetros, esta información presento la oportunidad de poder realizar un cotejo de mayor apreciación haciendo uso de los resultados obtenidos de la simulación del modelo base con el diseño geométrico de fractura más eficiente (tabla 15) y los resultados presentados por Marrero & Rendón en su estudio “*Descripción de los Fenómenos de Transporte del Gas en Yacimientos no convencionales tipo Shale Gas*”.

Tabla 2. Well #1 Hawkville unit, La Salle County							
Online well days	Days	Date (Month)	Gas (MCF)	Online well days	Days	Date (Month)	Gas (MCF)
18	18	1	93230	31	475	16	44138
30	48	2	95043	30	505	17	38249
31	79	3	78022	31	536	18	36343
31	110	4	71566	30	566	19	34565
29	139	5	55836	31	597	20	34263
31	170	6	39400	31	628	21	32585
30	200	7	11695	30	658	22	42218
31	231	8	0	31	689	23	33703
30	261	9	29729	30	719	24	32003
31	292	10	64980	31	750	25	31490
31	323	11	39897	31	781	26	32064
30	353	12	49500	29	810	27	27231
31	384	13	46525	31	841	28	30923
31	415	14	44084	30	871	29	29101
29	444	15	40527				

Figura 71. Historial de producción well#1: Hawkville unit, La Salle County. Modificado de Ikewun (2012).

En la siguiente imagen (figura 72) se puede observar la comparación entre las curvas de tasas de gas, donde la curva verde representa los datos del pozo well#1 Hawkville unit en condado de La Salle, la curva color naranja representa los resultados obtenidos por (Marrero & Rendón, 2021) en su estudio y por último la curva azul obtenida de la simulación del modelo base con el diseño geométrico de fractura más eficiente (tabla 15).

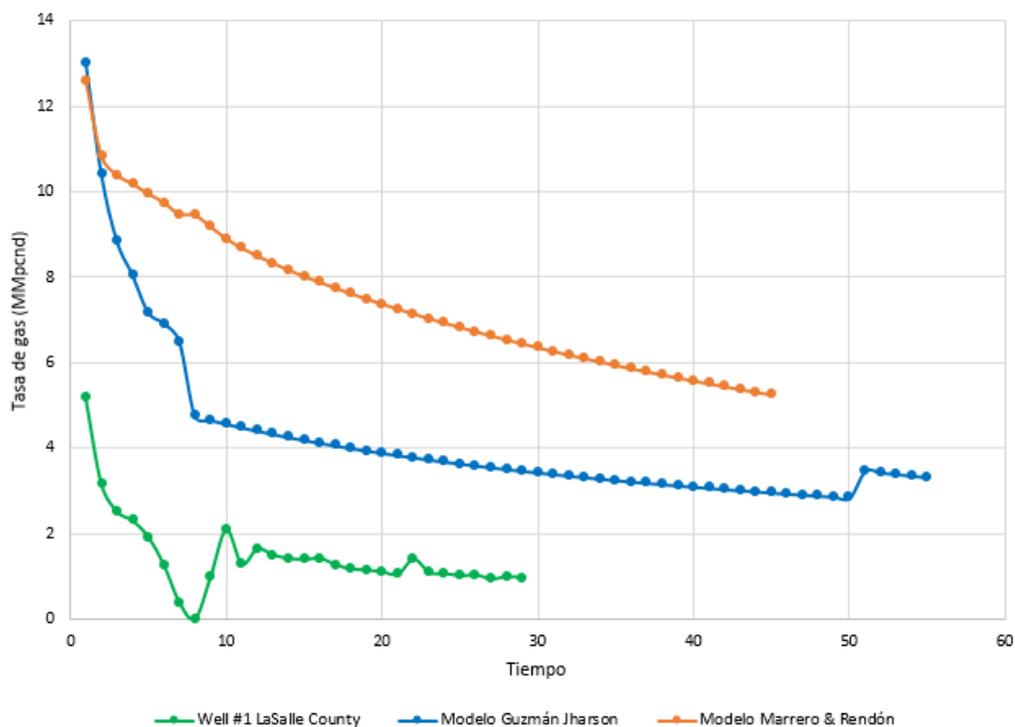


Figura 72. Curvas tasa de producción versus tiempo.

Nota. En la curva de producción del pozo well#1 Hawkville unit, se presenta una declinación de la producción a cero, esto puede deberse a diversas situaciones operacionales las cuales no pueden ser verificadas debido a que la información no fue suministrada por el operador de la formación.

Se pudo observar que la curva color azul del modelo base con el diseño geométrico de fractura más eficiente presenta un comportamiento congruente y muy similar con la curva color verde a excepción de una caída de producción a cero debido a un cierre del pozo well#1 para ese intervalo, de igual manera, comparando con la curva color naranja presentada por Marrero & Rendón (2021) se pudo confirmar que los resultados del modelo base con el diseño geométrico de fractura más eficiente se encontraron dentro de un rango o limite aceptable y objetivo con la producción real de la formación Eagle Ford.

En la medida que se va optimizando el modelo de fractura a través de la geometría de las mismas, obteniendo información, valores de parámetros y datos de producción reales dicho modelo se va aproximando a un modelo más similar a la realidad, se consigue minimizar la incertidumbre, sin embargo, siempre existirá una desigualdad entre lo conceptual y la realidad con base a la caracterización de datos de yacimientos, como son, la ubicación del pozo, geometría de fractura,

tipo de apuntalante utilizado, entre otras cosas que hacen que los resultados obtenidos difieran, a pesar de que siempre existirá una diferencia propia en los pozos productores ya que para estos yacimientos no convencionales tipo *Shale Gas* es el escenario que se presenta.

La realización de un trabajo de optimización para los diseños geométricos de fracturas en yacimientos no convencionales tipo *Shale Gas* es de gran importancia, un diseño óptimo y eficiente conlleva a una larga vida útil de los pozos productores acortando los tiempos de retorno, también prolongará los trabajos de rehabilitación como pueden ser el refracturamiento hidráulico para mejorar el factor de recobro.

Por otra parte, para mantener la producción a largo plazo en los yacimientos tipo *Shale Gas* se requiere de un plan de explotación acorde y adecuado que pueda afrontar los retos que impone el comportamiento de producción característico de estos yacimientos, es necesario realizar la perforación de “nuevos pozos” cada cierto tiempo para compensar la declinación de la producción de los “pozos viejos” y así mantener o aumentar los niveles de producción. Haciendo referencia a lo anterior mencionado se crea la posibilidad de replicar los programas de explotación haciendo uso de los diseños geométricos de fracturas más eficientes para estos recursos.

En este capítulo se presentaron los resultados obtenidos de acuerdo con el desarrollo del presente trabajo y sus respectivos análisis, logrando de esta manera dar respuesta a todos los objetivos propuestos.

A continuación, se presentan de manera concreta las conclusiones obtenidas con base a todo el trabajo realizado y las recomendaciones pertinentes.



## CONCLUSIONES

1. Se logró el estudio del desarrollo de yacimientos tipo *Shale Gas* a través del diseño geométrico de fracturas inducidas y su modelado en el software de simulación numérico CMG, pudiendo realizar el análisis de cien diseños geométricos de fracturas diferentes con datos de parámetros asociados o correlacionados a la formación Eagle Ford en la zona de gas seco.
2. El proceso de simulación a través del software computacional CMG en cuanto a los diseños geométricos de fracturas se presenta como un proceso sensible a los cambios realizados, esto se le puede acreditar a que de las cien (100) simulaciones el noventa (90) por ciento de los diseños creados y simulados arrojaron resultados distintos.
3. El diseño geométrico de fracturas inducidas en yacimientos tipo *Shale Gas* está directamente relacionado al desarrollo y eficiencia de producción de los mismos.
4. El comportamiento de producción o interacción fractura-matriz de los yacimientos no convencionales tipo *Shale Gas* se mantiene constante a pesar de los cambios realizados a los parámetros de los diseños geométricos de fracturas, una tasa de producción caracterizada por alcanzar rápidamente un pico de producción seguido por una fuerte declinación y bajos niveles de producción a largo plazo.
5. Se identificó el diseño geométrico de fractura más eficiente asociado al modelo base, arrojando unos valores de tasa de gas inicial de 17 MM ft<sup>3</sup>/d aproximadamente y 20 MMM ft<sup>3</sup> de gas acumulado aproximadamente a lo largo de trece (13) años, dicho diseño se logró cotejar haciendo uso de datos asociados al comportamiento de producción de gas de la formación Eagle Ford obtenida a través de artículos científicos.
6. De todos los parámetros presentes en el diseño geométrico de fracturas el espaciamiento entre fracturas se presenta como un parámetro independiente y de mayor importancia e impacto al momento del desarrollo del yacimiento, a menor espaciamiento entre fracturas mayor producción de gas. Partiendo de un espaciamiento entre fracturas de 300 ft a uno de 100 ft se logró obtener un incremento en la tasa inicial de gas en más del 64%.
7. De los parámetros del diseño geométrico de fracturas se puede afirmar que a medida que incrementan los parámetros longitud y altura de manera independiente, incrementa la tasa

de producción y el gas acumulado. Partiendo de una longitud de fractura de 200 ft a una de 400 ft se logró obtener un incremento en la tasa inicial de gas del 28%; análogo para una altura de fractura de 50 ft a una de 200 ft se logró obtener un incremento en la tasa inicial de gas del 18%.

## RECOMENDACIONES

1. El presente trabajo especial de grado sigue una línea de trabajo que inicio en la caracterización estática de un yacimiento no convencional tipo *Shale Gas* realizada por los investigadores Salazar & Fernández, (2019) y el estudio del movimiento del gas en dichos yacimientos no convencionales realizado por los investigadores Marrero & Rendón, (2021). De esa manera se continuó la investigación incluyendo el desarrollo de los *Shale Gas* a través del diseño geométrico de fracturas, y se recomienda seguir con el análisis del comportamiento de producción basado en otras metodologías como RTA (*rate transient analysis*) e ir optimizando parámetros como el volumen estimulado de yacimiento, para la estimación de la recuperación final.
2. Elaborar un estudio a profundidad sobre el comportamiento de propagación y formación de las fracturas inducidas en yacimientos de *Shale Gas*, haciendo énfasis en las características propias de estos yacimientos, tales como los esfuerzos principales, el módulo de Young y la relación de Poisson.
3. Realizar un estudio con la implementación de datos micro sísmicos, con la finalidad de representar una red de fracturas más complejas y observar el cambio o efecto que dicha red pueda ocasionar en el comportamiento y la eficiencia de producción.
4. Elaborar un estudio cuando no todas las fracturas inducidas sean productivas y analizar el impacto en el comportamiento de producción.
5. Se propone llevar a cabo la implementación de pozos vecinos hidráulicamente fracturados a la simulación e interpretar la eficiencia y el comportamiento de producción cuando exista conexión o interferencia entre fracturas de diferentes pozos.
6. Se recomienda realizar un estudio económico de un modelo que implemente las características mencionadas anteriormente, ya que los cambios de algunos parámetros pueden tender a ocasionar un impacto negativo en producción.



## BIBLIOGRAFÍA

- Agharazi, A. (2016). *Determining Maximum Horizontal Stress With Microseismic Focal Mechanisms – Case Studies in the Marcellus, Eagle Ford, Wolfcamp*. San Antonio: SPE - AAPG - SEG. doi:<https://doi.org/10.15530/URTEC-2016-2461621>
- Ahmed, U., & Meehan, D. N. (2016). *Unconventional Oil and Gas Resources Exploitation and Development*. Abhijit Y. Dandekar.
- Alayón, J. (2020). *Criterios APA-UPEL*. Caracas: Universidad Central de Venezuela.
- Alfonzo, M., & Caicedo, D. (2007). *Simulación Numérica del Yacimiento U2M, L (SOC-5) del Campo Socororo Este*. Caracas: Universidad Central de Venezuela.
- Álvarez, B. (2012). *Fracturamiento Hidráulico Multietapas*. México D.F: Ciudad Universitaria.
- Amaury, R. (2015). *Optimización de los Sistemas de Perforación y Terminación de Pozos en Yacimientos de Shale Gas*. México: Universidad autónoma de México.
- Amin, T., Mohammad, S., Ehsan, H., Liu, K., & Mehdi, O. (2020). *Flow modeling in Shale Gas reservoirs: A comprehensive review*. doi:[doi:https://doi.org/10.1016/j.jngse.2020.103535](https://doi.org/10.1016/j.jngse.2020.103535)
- Andrade, G. (2007). *Activación y caracterización de materiales nanoestructurados (CNx y CST): remoción de cadmio*. Instituto Potosino de Investigación Científica y Tecnológica, A.C.
- Arevalo, J. (2014). *Caracterización Dinamica de Yacimientos No Convensionales. Casos de Campo*. México: Universidad Nacional Autonoma de México.
- Arps, J. (1945). *Analysis of Decline Curves*. doi:[doi:10.2118/945228-g](https://doi.org/10.2118/945228-g)
- Bahadori, A. (2014). *Natural Gas Processing Technology and Engineering Design*. Elsevier Inc.
- Bazan, L., & Meyer, B. (2015). *Fracture Complexity: Analysis Methodology and Signature Pressure Behavior of Hydraulic Fracture Propagation from Horizontal Wellbores*. SPE Asia Pacific Unconventional Resources Conference and Exhibition. doi: [doi:10.2118/176919-ms](https://doi.org/10.2118/176919-ms)
- Beau, T., McChesney, M., & Hector, B. (2015). *Multi-Source Data Integration: Eagle Ford Shale Sweet Spot Mapping*. Texas: Unconventional Resources Technology Conference. doi:<https://doi.org/10.15530/URTEC-2015-2154534>
- Benavides, E., & Martín, J. (2018). *Analisis conceptual de la tecnologia de las estimulaciones hidraulicas masivas y su potencial aplicacion en yacimientos no convencionales de shale en colombia*. Bogotá: Fundacion Universidad de América.

- Busanello, G. (2014). *Land Seismic Surveys for Challenging Reservoirs*. Oilfield Review Schlumberger. Oilfield Review Schlumberger.
- Cámara, R., & Pendás, F. (2013). *Gas no convencional en España, una oportunidad para el futuro*. Madrid: Consejo Superior de Colegios de Ingenieros de Minas.
- Carpenter, C. (2014). *Characterization of Hydraulic Fracture Geometry in Shale Gas Reservoirs*. Journal Of Petroleum Technology.
- Castellanos, F. (2015). *Caracterización Dinámica de Yacimientos no Convencionales de Gas*. Ciudad de Mexico.
- Cengel, Y. (2012). *Mecánica de Fluidos Fundamentos y Aplicaciones*. Mc Graw Hill interamericana editores, s.a. de c.v.
- Chan, P. (2011). *Guidelines for application of the Petroleum resources management system*. SPE, AAPG, WPC,SPEE,SEG.
- Chan, P., Etherington, J., & Aguilera, R. (2010). *A Process To Evaluate Unconventional Resources*. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. doi:doi:10.2118/134602-ms
- Chayres, A. (2017). *Diseño de fracturamiento hidráulico para yacimientos de gas y aceite en lutitas de México*. Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería.
- Chen, R. (2019). *The Impact of Cluster Spacing on Multi-Fractured Well Performance*. Odessa: Society of Petroleum Engineers. doi:https://doi.org/10.2118/197103-MS
- Cheng, Y. (2010). *Impacts of the Number of Perforation Clusters and Cluster Spacing on Production Performance of Horizontal Shale Gas Wells*. SPE Eastern Regional Meeting. doi:doi:10.2118/138843-ms
- Cheng, Y. (2012). *Impacts of the Number of Perforation Clusters and Cluster Spacing on Production Performance of Horizontal Shale-Gas Wells*. SPE Reservoir Evaluation & Engineering. doi:doi:10.2118/138843-pa
- Cipolla, C., Weng, X., Mack, M., Ganguly, U., Gu, H., Kresse, O., & Cohen, C. (2011). *Integrating Microseismic Mapping and Complex Fracture Modeling to Characterize Hydraulic Fracture Complexity*. SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference. doi:doi:10.2118/140185-ms
- Cotrina, I. (2014). *Metodologías para la estimación del factor de recobro de hidrocarburos en yacimientos no convencionales de shale oil y shale gas*. Perú: Universidad Nacional de Piura.
- Criado, J. (2015). *Estudio de las tecnologías para la recuperación de Shale Gas*. Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Minas y Energía.

- Davis, A., & Blasingame, A. (2016). *A Well Performance Study of Eagle Ford Shale Gas Wells Integrating Empirical Time-Rate and Analytical Time-Rate-Pressure Analysis*. Texas: Society of Petroleum Engineers. doi:<https://doi.org/10.2118/179119-MS>
- Eker, E., Uzun, I., & Kazemi, H. (2017). *Hydraulic Fracture Propagation Modeling for Well Performance Analysis: Eagle Ford Formation Case Study*. California: Society of Petroleum Engineers.
- Escobar, F. (2012). *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos*. Colombia: Universidad Surcolombiana.
- Escobar, M. (2008). *Fundamentos de la geoquímica del petróleo*. Isla de Margarita, Venezuela: Universidad del Zulia.
- Estrada, J. (2013). *Desarrollo del Gas Lutita (Shale Gas) y su impacto en el mercado energético de México: Reflexiones para Centro América*. México: Naciones Unidas, Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL).
- Fernández, A., & Salazar, F. (2019). *Diseño de una Metodología Orientada a la Caracterización de Yacimientos No Convencionales de Shale Gas*. Caracas: Universidad Central de Venezuela.
- Frantz, J., Sawyer, W., MacDonald, R., & Williamson, J. (2005). *Evaluating Barnett Shale Production Performance-Using an Integrated Approach*. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. doi:[doi:10.2118/96917-MS](https://doi.org/10.2118/96917-MS)
- Fuentes, G. (2017). *Yacimientos de Gas Lutita: Modelación, Retos Científicos y Tecnológicos*. Instituto Mexicano del Petróleo.
- Fuentes, G., Moctezuma, A., & Hernández, H. (2017). *Yacimientos de gas de lutitas: modelación, retos científicos y tecnológicos*. Mexico: Instituto Mexicano del Petróleo.
- Gluyas, J., & Swarbrick, R. (2004). *Petroleum Geoscience*. Blackwell Science Ltd.
- Golf-Racht, T. V. (1982). *Fundamentals of fractured reservoir engineering*. Amsterdam: Elsevier.
- Gong, B., Qin, G., Towler, B., & Wang, H. (2011). *Discrete Modeling of Natural and Hydraulic Fractures in Shale-Gas Reservoirs*. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. doi:[doi:10.2118/146842-MS](https://doi.org/10.2118/146842-MS)
- Gong, X., Tian, Y., McVay, Ayers, W., & Lee, J. (2013). *Assessment of Eagle Ford Shale Oil and Gas Resources*. Calgary: Society of petroleum engineers. doi:<https://doi.org/10.2118/167241-MS>
- Guk, V., Bychina, M., Wolcott, D., & Economides, M. (2014). *Reconciliation of Fracture Performance and Fracture Geometry with Design*. SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control. doi:[doi:10.2118/168199-MS](https://doi.org/10.2118/168199-MS)

- Guo, K., & Zhang, B. (2016). *Production Patterns of Eagle Ford Shale Gas: Decline Curve Analysis Using 1084 Wells*. Multidisciplinary Digital Publishing Institute (MPDI). doi:<https://doi.org/10.3390/su8100973>
- Gupta, I., Rai, C., Sondergeld, C., & Devegowda, D. (2017). *Rock Typing in Eagle Ford, Barnett, and Woodford formations*. Texas: SPE, AAPG & SEG. doi:DOI 10.15530/urtec-2017-2669624
- Heiningen, M. (2008). *Espeleogénesis: La formación de las cuevas*. Retrieved from <http://espeleogenesis.blogspot.com>
- Ikewun, P. (2012). *Production Optimization and Forecasting of Shale Gas wells Using Simulation Models and Decline Curve Analysis*. California: Society of Petroleum Engineers. doi:<https://doi.org/10.2118/153914-MS>
- Johannes, P. (2011). *Biomass Pyrolysis for Chemicals*.
- Jones, M. (2018). *Model-Based Cluster Spacing Optimization Increase Recovery and Profitability in Eagle Ford*. Dallas: Society of Petroleum Engineers.
- Jones, M. (2018). *Model-Based Cluster Spacing Optimization Increase Recovery and Profitability in Eagle Ford*. Dallas: Society of Petroleum Engineers. doi:<https://doi.org/10.2118/194036-STU>
- King, G. (2010). *Thirty Years of Gas Shale Fracturing: What Have We Learned?* SPE Annual Technical Conference and Exhibition. doi:doi:10.2118/133456-ms
- Lake, L. (2007). *Petroleum Engineering Handbook: Production Operations Engineering Vol. IV*. Austin, Texas: University of Texas.
- Lin, R., Ren, L., Zhao, J., Tao, Y., & Tan, X. (2019). *Hydraulic Fractures Simulation and Stimulated Reservoir Volume Estimation for Shale Gas Fracturing*. SPE Europec Featured at 81st EAGE Conference and Exhibition. doi:doi:10.2118/195547-ms
- Loucks, R., Reed, R., Ruppel, S., & Hammes, U. (2010). *Preliminary Classification of Matrix Pores in Mudrocks*.
- Ltd, Computer Modelling Group. (2021). *Modelling of Shale, Tight Oil and Gas Reservoirs V.2019.10 Tutorial*. Calgary: CMG- Kiran Vanepalli.
- MacNeill, H. (2015). *Difusión*. Visionlearning Vol. 3.
- Mahmood, M., & Guo, B. (2019). An Analytical Method for Optimizing Fracture Spacing in Shale Oil Reservoirs. *SPE Liquids-Rich Basins Conference - North America*. doi:doi:10.2118/197083-ms
- Mahmood, M., & Guo, B. (2019). *An Analytical Method for Optimizing Fracture Spacing in Shale Oil Reservoirs*. SPE Liquids-Rich Basins Conference - North America. doi:doi:10.2118/197083-ms

- Marrero, E., & Rendón, L. (2021). *Descripción de los Fenómenos de Transporte del Gas en Yacimientos no convencionales tipo Shale Gas*. Caracas: Universidad Central de Venezuela.
- Mendoza, E. (2011). *Optimizing Horizontal-Well Hydraulic-Fracture Spacing in the Eagle Ford Formation, Texas*. Texas: Society of Petroleum Engineers. doi:<https://doi.org/10.2118/143681-MS>
- Mohaghegh, S. (2019). *Shale Descriptive Analytics; Which Parameters are Controlling Production in Shale*. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. doi:[doi:10.2118/196226-ms](https://doi.org/10.2118/196226-ms)
- Moreno, M., Hincapié, G., Ossa, C., & Toro, L. (2016). *Caracterización geológico-estructural de algunas zonal de cizalla en el complejo Quebrada Grande en los alrededores de Manizales y Villamaría*. Boletín de Geología. doi:<http://dx.doi.org/10.18273/revbol.v38n4-2016001>
- Pang, W., Du, J., Zhang, T., Mao, J., & Di, D. (2016). *Production Performance Modeling of Shale Gas Wells with Non-Uniform Fractures Based on Production Logging*. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. doi:[doi:10.2118/181398-ms](https://doi.org/10.2118/181398-ms)
- Paris de F, M. (2009). *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos*. Maracaibo: Ediciones Astro Data S.A.
- Peng, H., Feng, G., Jian, H., Jia, L., Xue, Y., & Zhaopeng, Z. (2020). *Shale gas transport mechanisms in inorganic and organic pores based on lattice Boltzmann simulation*. Energy Reports. doi:<https://doi.org/10.1016/j.egy.2020.09.021>
- Porras, J. (2016). *Yacimientos No Convencionales en el Campo La Concepción, Cuenca de Maracaibo*.
- Potocki, D. (2012). *Understanding Induced Fracture Complexity in Different Geological Settings Using DFIT Net Fracture Pressure*. SPE Canadian Unconventional Resources Conference. doi:[doi:10.2118/162814-ms](https://doi.org/10.2118/162814-ms)
- Quirein, J. (2013). *A Workflow to Evaluate Mineralogy, Porosity, TOC, and Hydrocarbon Volume in the Eagle Ford Shale*. Brisbane: Society of Petroleum Engineers.
- Rahim, Z., Al-Kanaan, A., Soliman, M., & Pacheco, E. (2016). *Horizontal Wells with Multistage Transverse and Longitudinal Fractures - What is the Optimal Production Scenario? Examples from Carbonate Reservoirs*. International Petroleum Technology Conference. doi:[doi:10.2523/iptc-18855-ms](https://doi.org/10.2523/iptc-18855-ms)
- Ramírez, A. (2022). *Generación y evaluación de un modelo geomecánico analítico para la simulación del fracturamiento hidráulico de pozos*. Caracas: Universidad Central de Venezuela.
- Rezaee, R. (2015). *Fundamentals of gas shale reservoirs*. New Jersey: Curtin University.
- Rodríguez, J., Martínez, M., & M, S. (2004). *Determinación de los parámetros mecánicos básicos en lutitas, formación Carapita, oriente de Venezuela, mediante el uso del sistema TSI*. Boletín técnico del IMME.

- Rouquerol, J., Avnir, D., Fairbridge, C., Everett, D., Haynes, J., Pernicone, N., & Unger, K. (1994). *Recommendation for the characterization of porous solids*. International union of pure and applied chemistry.
- Roussel, N., & Sharma, M. (2011). *Optimizing Fracture Spacing and Sequencing in Horizontal-Well Fracturing*. SPE Production & Operations. doi:doi:10.2118/127986-pa
- Sahai, V., Jackson, G., & Rai, R. (2013). *Effect of Non-uniform Fracture Spacing and Fracture Half-length on Well Spacing for Unconventional Gas Reservoirs*. EAGE Annual Conference & Exhibition Incorporating SPE Europec. doi:doi:10.2118/164927-ms.
- Sakhaee-pour, A., & Bryant, S. (2011). *Gas Permeability of Shale*. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. doi:doi:10.2118/146944-ms
- Samandarli, O., McDonald, B., Barzola, G., Murray, M., & Richmond, P. (2014). *Understanding Shale Performance: Performance Analysis Workflow with Analytical Models in Eagle Ford Shale Play*. SPE Unconventional Resources Conference. doi:doi:10.2118/169004-ms
- Samaniego, F. (2012). *Apuntes de la materia Mecánica de Yacimientos*. Facultad de Ingeniería: UNAM.
- Shah, K., Shelly, R., Gusain, D., & Lehman, L. (2013). *Development of the Brittle Shale Fracture Network Model*. SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference. doi:doi:10.2118/163829-ms
- Shen, W., Xu, Y., Xizhe, L., Huang, W., & Gu, J. (2016). *Numerical simulation of gas and water flow mechanism in hydraulically fractured shale gas reservoirs*. Journal of natural gas science and engineering. doi:http://dx.doi.org/10.1016/j.jngse.2016.08.078
- Somorjai, G. (1994). *Introduction to Surface chemistry and catalysis*. doi:doi:10.1080/07373939508916972
- Tarback, E., & Lutgens, F. (2005). *Ciencias de la Tierra. Una introducción a la geología física*. Prentice Hall, trad. 8ª ed.
- Valenzuela, C. (2005). *Adsorción*. Academia de Ciencias Matemáticas, Físico-Químicas y Naturales de Granada.
- Wang, F., & Reed, R. (2009). *Pore Networks and Fluid Flow in Gas Shales*. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. doi:doi:10.2118/124253-ms
- Wang, H. (2017). *What Factors Control Shale-Gas Production and Production-Divide Trend in Fractured Systems: A Comprehensive Analysis and Investigation*. SPE Journal. doi:doi:10.2118/179967-pa
- Wei, Y., & Sepehrnoori, K. (2013). *Simulation of Gas Desorption and Geomechanics Effects for Unconventional Gas Reservoirs*. California: Society of petroleum engineers.

- Weijun, S., Yanmei, X., Xizhe, L., Weigang, H., & Jiangrui, G. (2016). *Numerical simulation of gas and water flow mechanism in hydraulically fractured shale gas reservoirs*. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. doi:<https://doi.org/10.1016/j.jngse.2016.08.078>
- Wu, K., & Olson, J. (2013). *Investigation of the Impact of Fracture Spacing and Fluid Properties for Interfering Simultaneously or Sequentially Generated Hydraulic Fractures*. *SPE Production & Operations*. doi:[doi:10.2118/163821-pa](https://doi.org/10.2118/163821-pa)
- Xu, B. (2012). *Production Data Analysis in Eagle Ford Shale Gas Reservoir*. Vienna: Society of Petroleum Engineers.
- Yang, F., Britt, L., & Dunn-Norman, S. (2016). *Performance Comparison of Transversely and Longitudinally Fractured Horizontal Wells Over Varied Reservoir Permeability*. *SPE Journal*. doi:[doi:10.2118/173331-pa](https://doi.org/10.2118/173331-pa)
- Yanhua, Y., Ning, Z., Baker, H., & Qirong, L. (2018). *Fracture Optimization Orientated Geosteering Within Fracable Window can Improve Production Performance*. *SPE Asia Pacific Drilling Technology Conference*. doi:[doi:10.2118/191027-ms](https://doi.org/10.2118/191027-ms)
- Ye, Z., Ghassemi, A., & Riley, S. (2017). *Laboratory Investigation of Fluid Flow and Permeability Evolution Through Shale Fractures*. *Proceedings of the 5th Unconventional Resources Technology Conference*. doi:[doi:10.15530/urtec-2017-2674846](https://doi.org/10.15530/urtec-2017-2674846)
- Yu, H., Dahi, A., Gonzalez, M., & Lian, Z. (2018). *Is Complexity of Hydraulic Fractures Tunable? A Question from Design Perspective*. *SPE/AAPG Eastern Regional Meeting*. doi:[doi:10.2118/191809-18erm-ms](https://doi.org/10.2118/191809-18erm-ms)



## APÉNDICE

### Anexo I

#### Diseños geométricos de fracturas creados

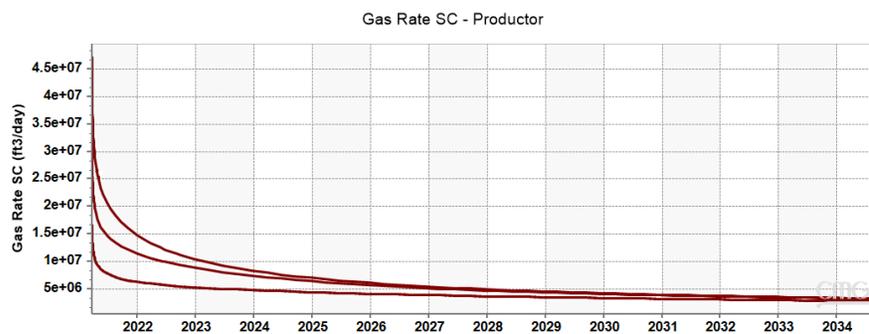
A continuación, se presentan los cien (100) diseños geométricos de fracturas creados agrupados e identificados en tablas con sus respectivas gráficas de tasas de gas.

Para ejecutar las cien simulaciones se siguió la metodología mostrada en las siguientes tablas, se fijaron los parámetros espaciamiento entre fracturas, altura de la fractura y se procedió a variar el parámetro longitud de la fractura.

Se destaca que los parámetros apertura y orientación de la fractura son constantes para todos los diseños geométricos de fractura como ya se expresó con anterioridad en el presente trabajo, y que para algunos casos la diferencia entre diseños se aprecia en la tasa inicial de gas para el primer periodo de producción o en una mayor o menor declinación de la curva de producción a corto o largo plazo.

**Tabla 16.** Diseños geométricos con parámetro longitud 200 ft y parámetro altura 50 ft.

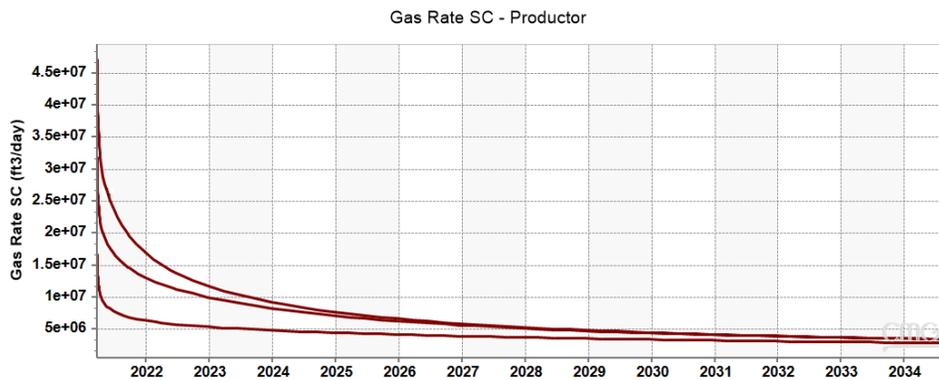
Diseño	Espaciamiento (ft)	Longitud (ft)	Altura (ft)
1	100	200	50
2	200	200	50
3	300	200	50
4	400	200	50
5	450	200	50



**Figura 73.** Diseños geométricos con parámetro longitud 200 ft y parámetro altura 50 ft.

**Tabla 17.** Diseños geométricos con parámetro longitud 250 ft y parámetro altura 50 ft.

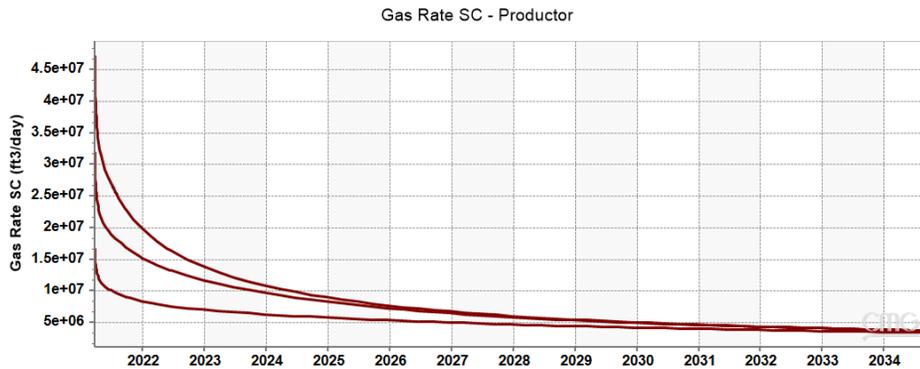
Diseño	Espaciamiento (ft)	Longitud (ft)	Altura (ft)
6	100	250	50
7	200	250	50
8	300	250	50
9	400	250	50
10	450	250	50



**Figura 74.** Diseños geométricos con parámetro longitud 250 ft y parámetro altura 50 ft.

**Tabla 18.** Diseños geométricos con parámetro longitud 300 ft y parámetro altura 50 ft.

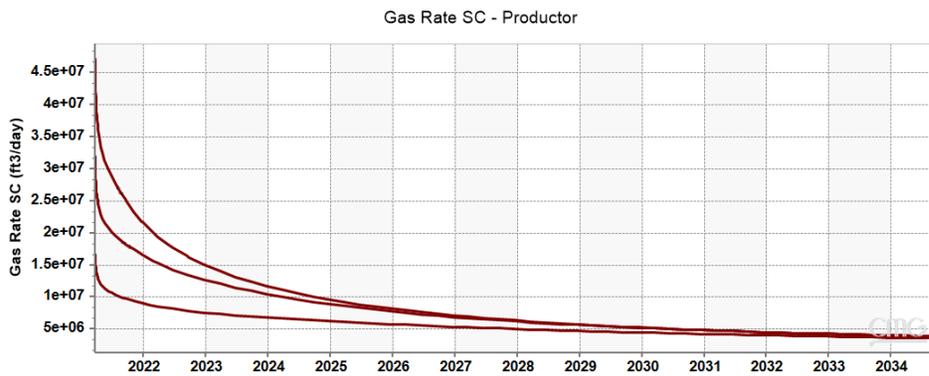
Diseño	Espaciamiento (ft)	Longitud (ft)	Altura (ft)
11	100	300	50
12	200	300	50
13	300	300	50
14	400	300	50
15	450	300	50



**Figura 75.** Diseños geométricos con parámetro longitud 300 ft y parámetro altura 50 ft.

**Tabla 19.** Diseños geométricos con parámetro longitud 350 ft y parámetro altura 50 ft.

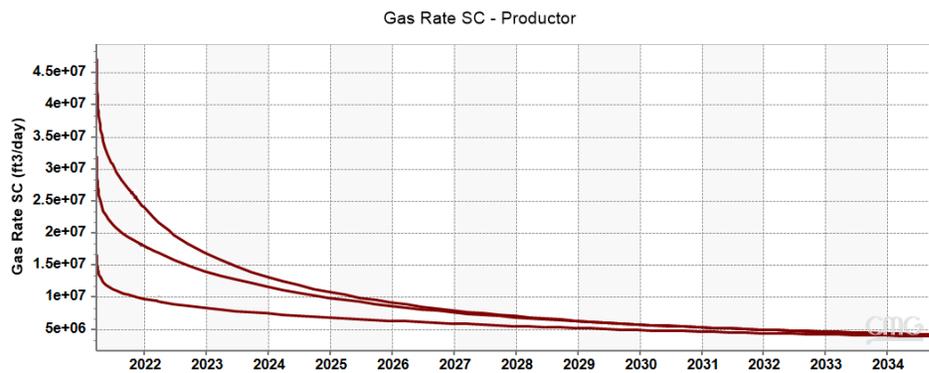
Diseño	Espaciamiento (ft)	Longitud (ft)	Altura (ft)
16	100	350	50
17	200	350	50
18	300	350	50
19	400	350	50
20	450	350	50



**Figura 76.** Diseños geométricos con parámetro longitud 350 ft y parámetro altura 50 ft.

**Tabla 20.** Diseños geométricos con parámetro longitud 400 ft y parámetro altura 50 ft.

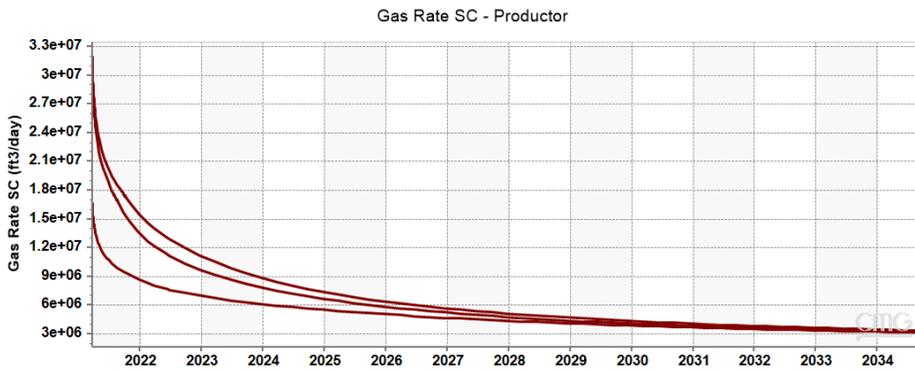
Diseño	Espaciamiento (ft)	Longitud (ft)	Altura (ft)
21	100	400	50
22	200	400	50
23	300	400	50
24	400	400	50
25	450	400	50



**Figura 77.** Diseños geométricos con parámetro longitud 400 ft y parámetro altura 50 ft.

**Tabla 21.** Diseños geométricos con parámetro longitud 200 ft y parámetro altura 100 ft.

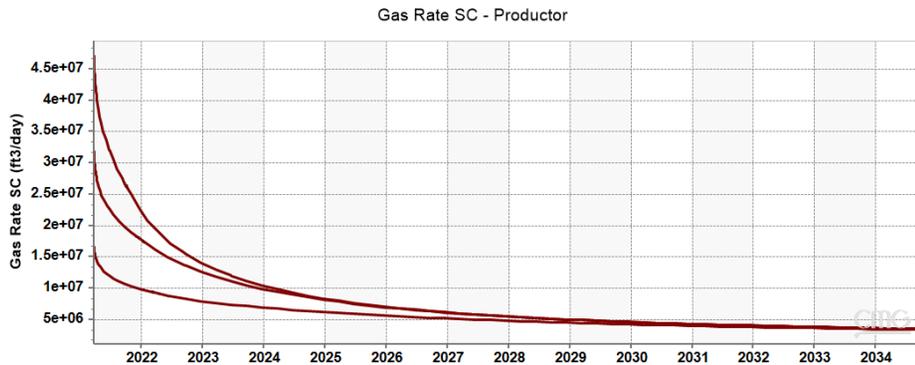
Diseño	Espaciamiento (ft)	Longitud (ft)	Altura (ft)
26	100	200	100
27	200	200	100
28	300	200	100
29	400	200	100
30	450	200	100



**Figura 78.** Diseños geométricos con parámetro longitud 200 ft y parámetro altura 100 ft.

**Tabla 22.** Diseños geométricos con parámetro longitud 250 ft y parámetro altura 100 ft.

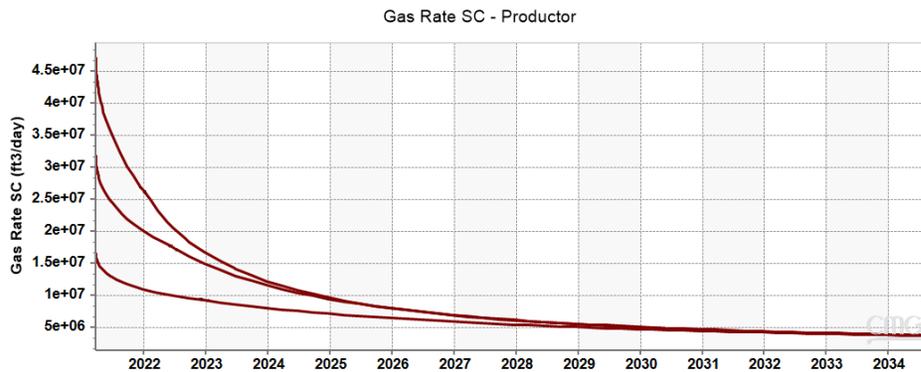
Diseño	Espaciamiento (ft)	Longitud (ft)	Altura (ft)
31	100	250	100
32	200	250	100
33	300	250	100
34	400	250	100
35	450	250	100



**Figura 79.** Diseños geométricos con parámetro longitud 250 ft y parámetro altura 100 ft.

**Tabla 23.** Diseños geométricos con parámetro longitud 300 ft y parámetro altura 100 ft.

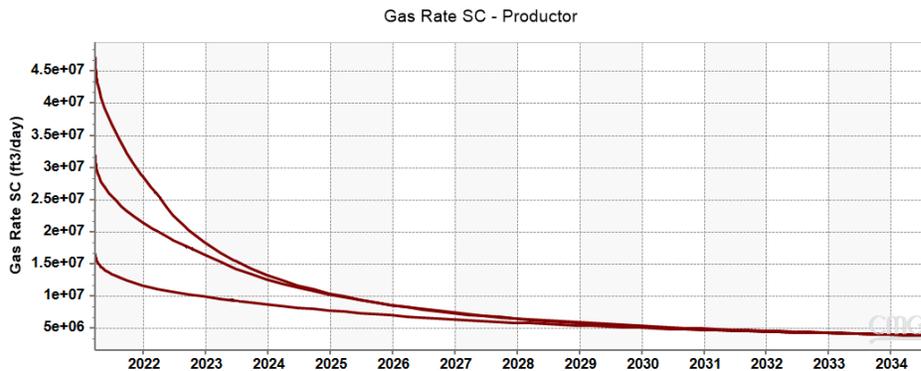
Diseño	Espaciamiento (ft)	Longitud (ft)	Altura (ft)
36	100	300	100
37	200	300	100
38	300	300	100
39	400	300	100
40	450	300	100



**Figura 80.** Diseños geométricos con parámetro longitud 300 ft y parámetro altura 100 ft.

**Tabla 24.** Diseños geométricos con parámetro longitud 350 ft y parámetro altura 100 ft.

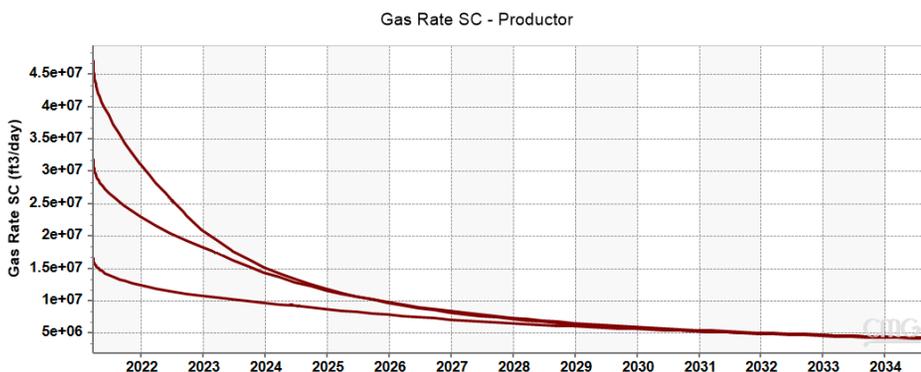
Diseño	Espaciamiento (ft)	Longitud (ft)	Altura (ft)
41	100	350	100
42	200	350	100
43	300	350	100
44	400	350	100
45	450	350	100



**Figura 81.** Diseños geométricos con parámetro longitud 350 ft y parámetro altura 100 ft.

**Tabla 25.** Diseños geométricos con parámetro longitud 400 ft y parámetro altura 100 ft.

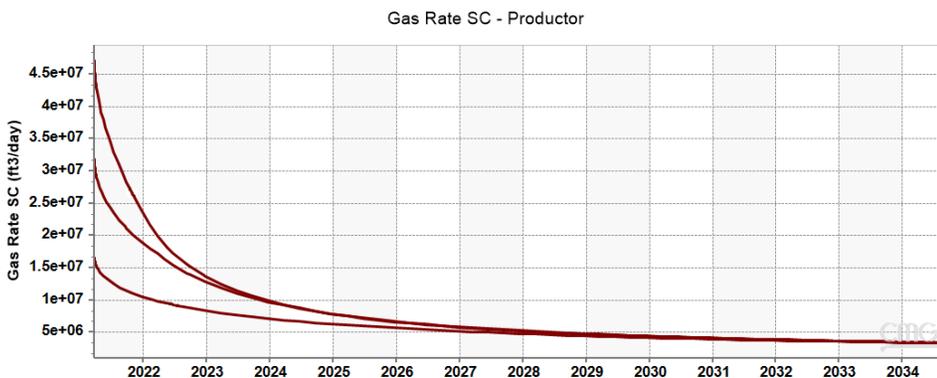
Diseño	Espaciamiento (ft)	Longitud (ft)	Altura (ft)
46	100	400	100
47	200	400	100
48	300	400	100
49	400	400	100
50	450	400	100



**Figura 82.** Diseños geométricos con parámetro longitud 400 ft y parámetro altura 100 ft.

**Tabla 26.** Diseños geométricos con parámetro longitud 200 ft y parámetro altura 150 ft.

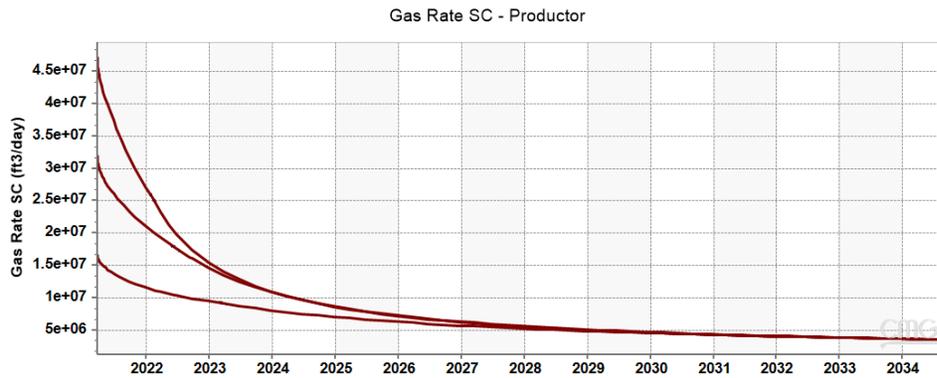
Diseño	Espaciamiento (ft)	Longitud (ft)	Altura (ft)
51	100	200	150
52	200	200	150
53	300	200	150
54	400	200	150
55	450	200	150



**Figura 83.** Diseños geométricos con parámetro longitud 200 ft y parámetro altura 150 ft.

**Tabla 27.** Diseños geométricos con parámetro longitud 250 ft y parámetro altura 150 ft.

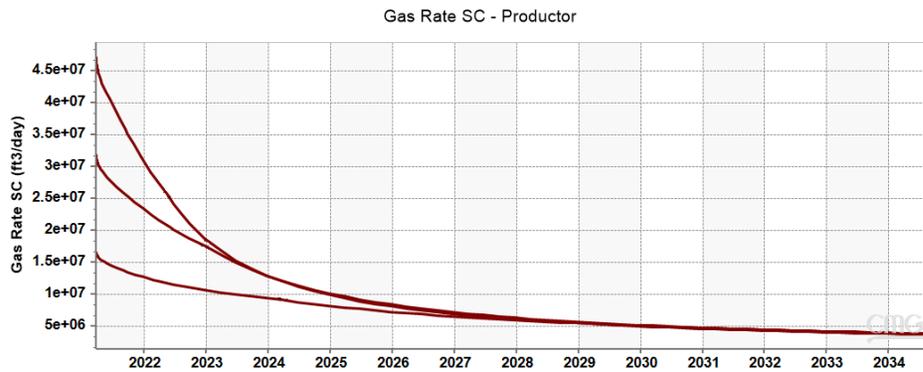
Diseño	Espaciamiento (ft)	Longitud (ft)	Altura (ft)
56	100	250	150
57	200	250	150
58	300	250	150
59	400	250	150
60	450	250	150



**Figura 84.** Diseños geométricos con parámetro longitud 250 ft y parámetro altura 150 ft.

**Tabla 28.** Diseños geométricos con parámetro longitud 300 ft y parámetro altura 150 ft.

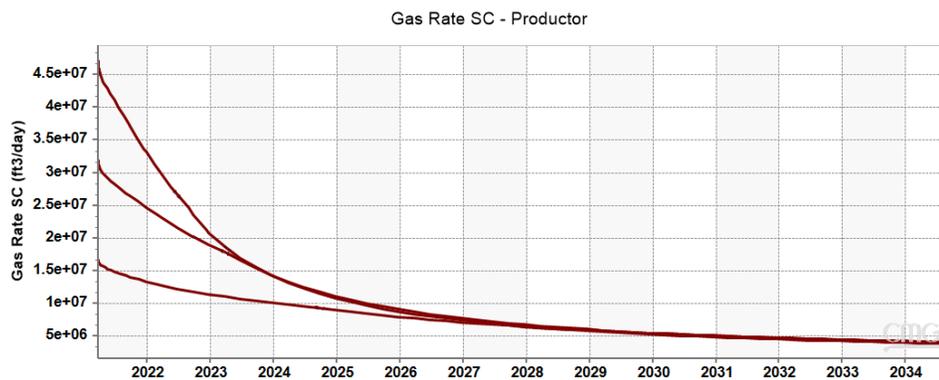
Diseño	Espaciamiento (ft)	Longitud (ft)	Altura (ft)
61	100	300	150
62	200	300	150
63	300	300	150
64	400	300	150
65	450	300	150



**Figura 85.** Diseños geométricos con parámetro longitud 300 ft y parámetro altura 150 ft.

**Tabla 29.** Diseños geométricos con parámetro longitud 350 ft y parámetro altura 150 ft.

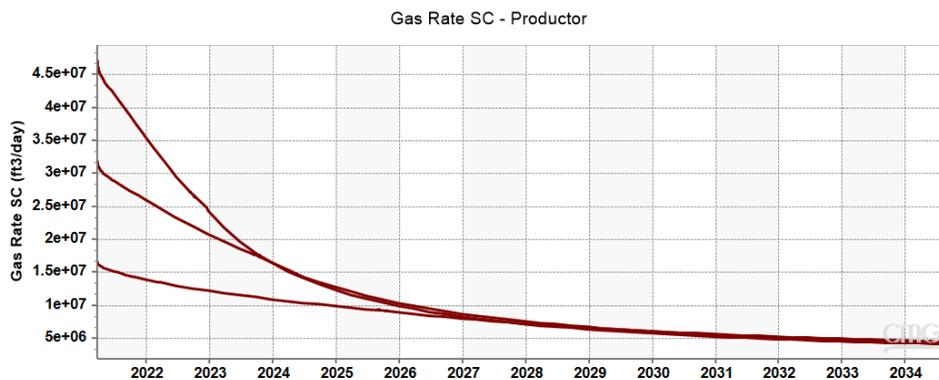
Diseño	Espaciamiento (ft)	Longitud (ft)	Altura (ft)
66	100	350	150
67	200	350	150
68	300	350	150
69	400	350	150
70	450	350	150



**Figura 86.** Diseños geométricos con parámetro longitud 350 ft y parámetro altura 150 ft.

**Tabla 30.** Diseños geométricos con parámetro longitud 400 ft y parámetro altura 150 ft.

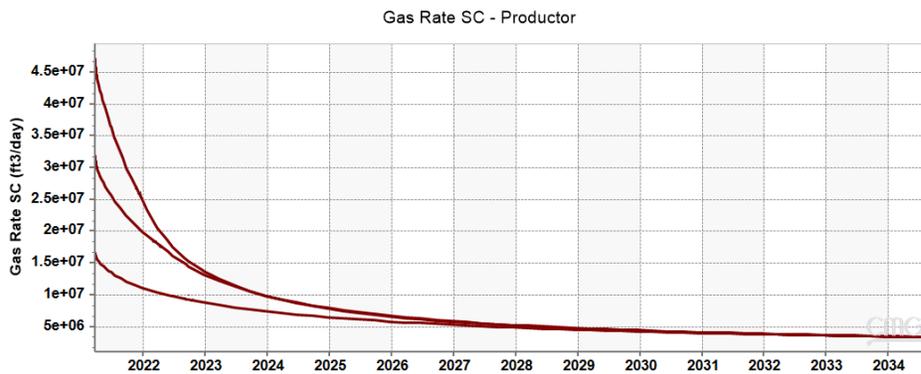
Diseño	Espaciamiento (ft)	Longitud (ft)	Altura (ft)
71	100	400	150
72	200	400	150
73	300	400	150
74	400	400	150
75	450	400	150



**Figura 87.** Diseños geométricos con parámetro longitud 400 ft y parámetro altura 150 ft.

**Tabla 31.** Diseños geométricos con parámetro longitud 200 ft y parámetro altura 200 ft.

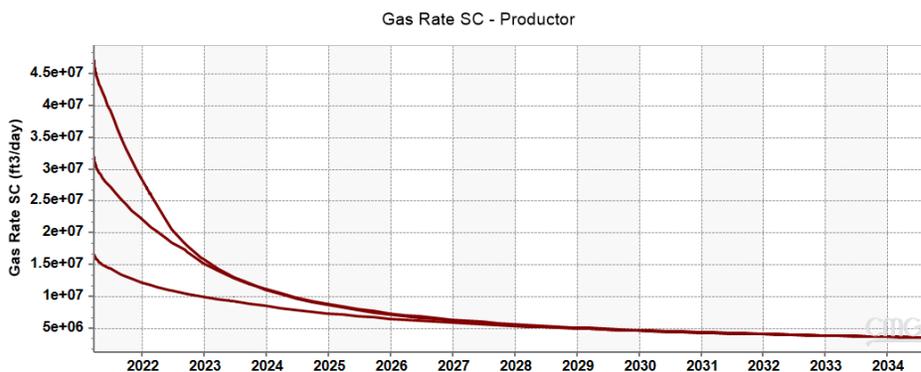
Diseño	Espaciamiento (ft)	Longitud (ft)	Altura (ft)
76	100	200	200
77	200	200	200
78	300	200	200
79	400	200	200
80	450	200	200



**Figura 88.** Diseños geométricos con parámetro longitud 200 ft y parámetro altura 200 ft.

**Tabla 32.** Diseños geométricos con parámetro longitud 250 ft y parámetro altura 200 ft.

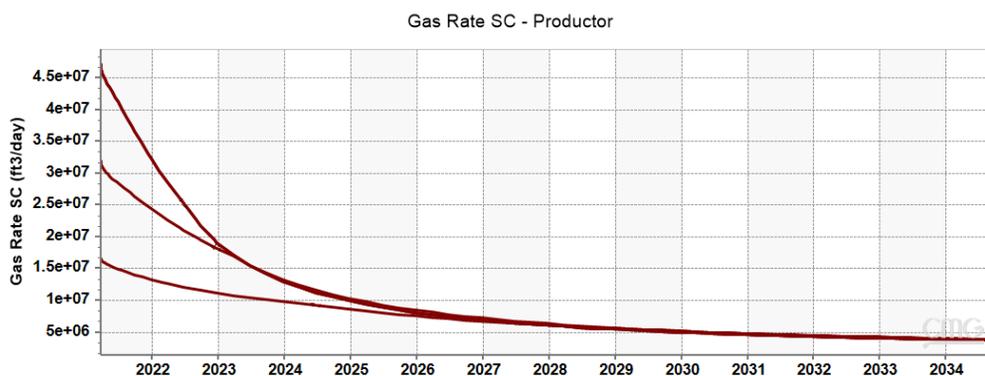
Diseño	Espaciamiento (ft)	Longitud (ft)	Altura (ft)
81	100	250	200
82	200	250	200
83	300	250	200
84	400	250	200
85	450	250	200



**Figura 89.** Diseños geométricos con parámetro longitud 250 ft y parámetro altura 200 ft.

**Tabla 33.** Diseños geométricos con parámetro longitud 300 ft y parámetro altura 200 ft.

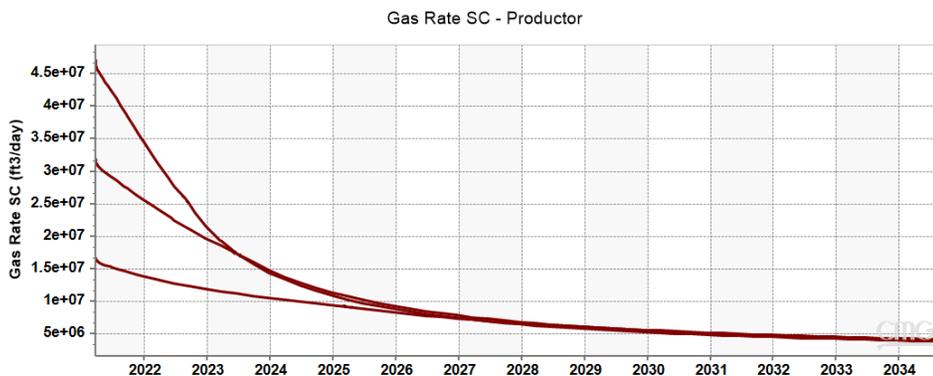
Diseño	Espaciamiento (ft)	Longitud (ft)	Altura (ft)
86	100	300	200
87	200	300	200
88	300	300	200
89	400	300	200
90	450	300	200



**Figura 90.** Diseños geométricos con parámetro longitud 300 ft y parámetro altura 200 ft.

**Tabla 34.** Diseños geométricos con parámetro longitud 350 ft y parámetro altura 200 ft.

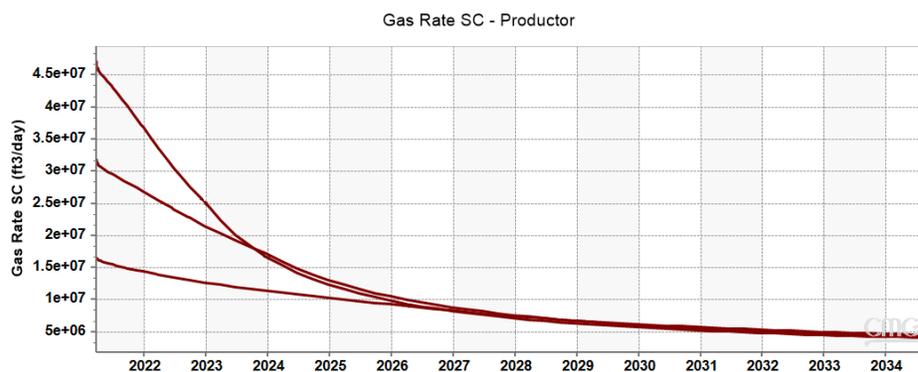
Diseño	Espaciamiento (ft)	Longitud (ft)	Altura (ft)
91	100	350	200
92	200	350	200
93	300	350	200
94	400	350	200
95	450	350	200



**Figura 91.** Diseños geométricos con parámetro longitud 350 ft y parámetro altura 200 ft.

**Tabla 35.** Diseños geométricos con parámetro longitud 400 ft y parámetro altura 200 ft.

Diseño	Espaciamiento (ft)	Longitud (ft)	Altura (ft)
96	100	400	200
97	200	400	200
98	300	400	200
99	400	400	200
100	450	400	200



**Figura 92.** Diseños geométricos con parámetro longitud 400 ft y parámetro altura 200 ft.