

**DETERMINACION DEL ESPACIAMIENTO Y DISPOSICION DE FRACTURAS EN POZOS  
HORIZONTALES HIDRAULICAMENTE FRACTURADOS EN YACIMIENTOS DE GAS SHALE CON UN  
SIMULADOR COMPOSICIONAL (GEM)**

**CRISTIAN DAVID CADAVID GIRALDO**

**JULIAN CAMILO SERRANO ADAMES**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA**

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**PROGRAMA DE PETRÓLEOS**

**NEIVA**

**2013**

**DETERMINACION DEL ESPACIAMIENTO Y DISPOSICION DE FRACTURAS EN POZOS  
HORIZONTALES HIDRAULICAMENTE FRACTURADOS EN YACIMIENTOS DE GAS SHALE CON UN  
SIMULADOR COMPOSICIONAL (GEM)**

**CRISTIAN DAVID CADAVID GIRALDO**

**JULIAN CAMILO SERRANO ADAMES**

**Trabajo de grado presentado como requisito académico para optar al título de  
Ingeniero de petróleos**

**Director  
JAIRO ANTONIO SEPÚLVEDA GAONA, MSc.  
INGENIERO DE PETROLEOS**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA**

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**PROGRAMA DE PETRÓLEOS**

**NEIVA**

**2013**



2.3 AJUSTE HISTORICO	27
2.4 PRONOSTICO	30
3. OPTIMIZACION	33
3.1. CRITERIOS DE OPTIMIZACION	33
3.2. MODELO A SIMULAR	33
3.3. RESULTADOS DE SIMULACION	36
4. ANALISIS ECONOMICO	44
4.1. ANALISIS ECONOMICO	
5. CONCLUSIONES	49
6. RECOMENDACIONES	50

## LISTADO DE TABLAS

	PAG.
Tabla 1. Propiedades del yacimiento	24
Tabla 2. Propiedades del pozo	26
Tabla 3. Propiedades de la fractura	29
Tabla 4. Producción acumulada de los modelos	40
Tabla 5. Costos pozo real	44
Tabla 6. Costo de los casos simulados	44
Tabla 7. Tiempo de retorno y ganancia	48

## LISTADO DE FIGURAS

	PAG
Figura 1. Reservas Estimadas en el mundo (2010)	10
Figura 2. Elementos para un Play de gas productivo y comercial	11
Figura 3:Relación de Modulo de Young y coeficiente de poro elástico	18
Figura 4. Histórico de producción pozo 1A	24
Figura 5. Estado mecánico para el pozo 1A	25
Figura 6. Modelo de simulación 1	26
Figura 7. Ajuste diferentes longitudes de fracturas	28
Figura 8. Ajuste histórico del pozo A1	29
Figura 9. Ajuste histórico producción acumulada	30
Figura 10. Predicción de producción	31
Figura 11. Producción acumulada	31
Figura 12.Perfil de presión en diferentes tiempos	32
Figura 13. Modelo de simulación 5 fracturas	34
Figura 14. Modelo de simulación 6 fracturas	34
Figura 15. Modelo de simulación 7 fracturas	35
Figura 16. Modelo de simulación 8 fracturas	35
Figura 17. Modelo de simulación 9 fracturas	36
Figura 18. Caso de 5 fracturas	37
Figura 19. Caso de 6 fracturas	37
Figura 20. Caso 7 fracturas	38
Figura 21. Caso 8 fracturas	39
Figura 22. Caso 9 fracturas	39
Figura 23. Caso fracturas no par	40

Figura 24. Perfil de presión 5 fracturas	41
Figura 25. Perfil de presión 6 fracturas	41
Figura 26. Perfil de presión 7 fracturas	42
Figura 27. Perfil de presión 8 fracturas	42
Figura 28. Perfil de presión 9 fracturas	43
Figura 29. Análisis económico pozo real	45
Figura 30. Análisis económico pozo cinco fracturas	45
Figura 31. Análisis económico seis fracturas	46
Figura 32. Análisis económico siete fracturas	46
Figura 33. Análisis económico ocho fracturas	47
Figura 34. Análisis económico nueve fracturas	47

## INTRODUCCION

El desarrollo acelerado de las últimas décadas ha llevado que todos los países busquen nuevas fuentes de energía o buscar como suplir las demandas actuales que tiene el mercado; debido a esto los ojos de la industria se han volcado a los hidrocarburos no convencionales como el gas de lutita. Este tipo de yacimientos se les llama de esta manera porque no se extraen con las técnicas convencionales ya que tienen características especiales, en este caso la lutita exhibe permeabilidades muy bajas de 1 a 500 nanodarcys.

Este tipo de yacimientos presentan heterogeneidades muy marcadas y permeabilidades muy bajas, por lo cual los pozos tienen que tener un tratamiento especial de fracturamiento para mejorar la conectividad y volver rentable la extracción de este recurso.

El fracturamiento hidráulico consiste en inyectar un fluido a la roca reservorio a presiones más altas que el esfuerzo mínimo a la cual está sometida, esto hace que el fluido fracture la roca y haga canales por dentro de ella. La principal idea de este tratamiento de estimulación es crear canales de alta capacidad de flujo lo cual es mejorar la permeabilidad en la cercanías del pozo, además mejora el área de flujo de un pozo, éste es un principio crítico cuando hablamos del gas de lutita, ya que este tipo de yacimientos presentan permeabilidades muy bajas de alrededor de 0.0001 milidarcys. Este tratamiento fue aplicado por primera vez en 1947 cuando se hizo el primer fracturamiento en Kansas, el cual resultó en un éxito, tanto es así que hoy en día 7 de cada 10 pozos están estimulados con éste procedimiento en yacimientos convencionales, en los yacimientos de lutita 10 de 10 son fracturados. En la curva de aprendizaje no todo ha sido bueno, pues con esta técnica de fracturamiento también se han cometido errores como la contaminación de fuentes hídricas utilizadas, esto llevó a que las empresas enfocaran sus esfuerzos en solucionar este problema y tecnologías como los fluidos de fracturamiento limpios y la microsísmica fueran introducidos para controlar este procedimiento pasando de semanas de trabajo de completamiento, a tan solo días y ahorrando recursos como el agua.

## 1. ASPECTOS TEORICOS

### 1.1 YACIMIENTO DE GAS DE LUTITA

El gas de lutita, es el gas natural producido a partir de las lutitas. Estos son un conjunto de rocas sedimentarias de grano fino compuestos de una mezcla de minerales de arcilla y pequeños fragmentos de otros minerales especialmente cuarzo y calcita. Se caracterizan por poseer estructura foliada y composición química variable, con una estructura molecular de 1 átomo de silicio y 4 de oxígeno.

Este tipo de hidrocarburo se ha convertido en una fuente cada vez más importante de gas natural en los Estados Unidos durante la última década, y el interés se ha extendido a los productores potenciales de gas: Canadá, Europa, Asia y Australia entre otros.

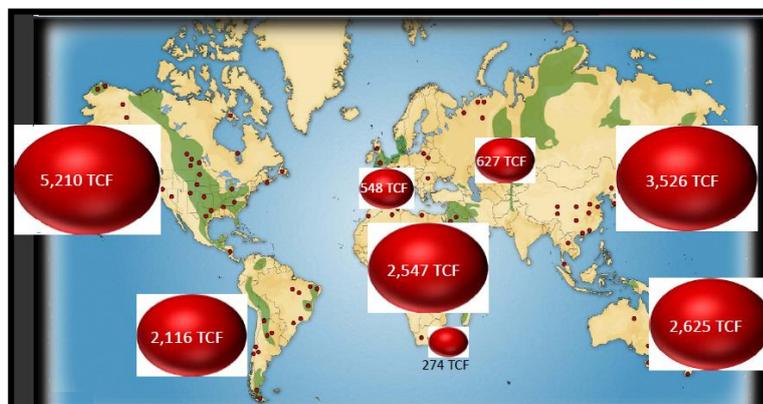
Debido a que las lutitas no suelen tener suficiente permeabilidad para permitir el flujo de fluidos significativos, la mayoría de éstos no son fuentes comerciales de gas natural y califican como recursos no convencionales, al igual que el gas asociado a mantos de carbón, las arenas apretadas y los hidratos de gas.

Las áreas donde se encuentran las lutitas gasíferas se conocen como *Plays* de gas. El riesgo geológico de no encontrar gas en los prospectos de *Plays* es bajo, por lo que el potencial de éxito por lo general es muy alto. Las lutitas tienen una baja permeabilidad de matriz, por lo que para producir gas en cantidades comerciales se requiere proporcionar cierta permeabilidad a las fracturas naturales del *Play*.

El gas en rocas lutitas se produce hace años a partir de sus fracturas naturales, sin embargo el incremento de la producción de gas de lutitas en los últimos años se ha debido al desarrollo de la perforación horizontal que en estos casos los pozos a menudo llegan a longitudes

laterales de hasta 10000 pies (3000 m); creando máxima superficie de contacto, además de la tecnología de fracturamiento hidráulico para crear fracturas artificiales y extensas alrededor del pozo.

Estos yacimientos tienen características comunes. Por lo general son ricos en materia orgánica (0.5% a 25%), y el hidrocarburo madura en la roca fuente, donde por las condiciones de altas temperaturas y altas presiones ha dado como resultado el cambio de fase de petróleo a gas. Algunas lutitas tienen la suficiente fragilidad (capacidad que tiene para fracturarse con escasa deformación) para mantener las fracturas realizadas hidráulicamente abiertas. Los intervalos de lutita con alta radiación gamma, se consideran productivos, pues la alta radiación gamma a menudo se correlaciona con gran contenido de carbono orgánico. Parte de la producción del gas se lleva a cabo en las fracturas naturales, y otra parte es desorbido en el material orgánico. El gas en las fracturas se produce inmediatamente, el gas adsorbido en el material orgánico se libera cuando se disminuye la presión de la formación. En la figura 1 se muestran las reservas estimadas por Halliburton en el año 2010 después de un estudio global de los yacimientos de Shale gas.



**Figura 1. Reservas Estimadas en el mundo (2010)**

Muchas de las lutitas prospectivos con un módulo de Young ( $E$ ), mayor a  $3.5 \times 10^6$  psi presentan poca anisotropía a nivel del núcleo (menor al 6%) mientras que las lutitas con  $E < 3.5 \times 10^6$  psi muestran casi 4 veces esta anisotropía. La mineralogía y la mecánica de rocas afectan los resultados de la prueba de fractura sin propante ya que las rocas cercanas al límite de minerales arcillosos, aunque presentan flujo de gas a la condición de esfuerzos efectivos,

éste siempre es menor que el de las lutitas más prospectivos. Las lutitas gasíferas cuando son agrietados y sometidos a presiones de confinamiento son tan frágiles que retienen conductividad y permiten el flujo de gas.

Cada *Play* es único y la estimulación y el completamiento deben ser determinados con base en sus atributos petrofísicos individuales. El primer paso para seleccionar la forma de perforar, completar y fracturar un *Play* de gas prospectivo comienza en el laboratorio. Es esencial una comprensión de las propiedades mecánicas de la roca y la mineralogía para ayudar a entender cómo debería ser completado el depósito de las lutitas. Las medidas de desorción-absorción isotérmica, el tipo de kerógeno y el volumen, son también piezas críticas de información para encontrar depósitos de Shale productivos. Con este tipo de datos disponibles, y otras correlaciones significativas, se puede lograr una integración con los datos de registros para estimar el análisis geoquímico. Así, el análisis de los registros, una vez calibrado con los datos de corazones, es un instrumento muy útil en la comprensión del yacimiento y el diseño de estimulación. En la figura 2 se muestran los elementos más significativos para determinar la comercialidad de un *Play* de gas.



## **Figura 2. Elementos para un Play de gas productivo y comercial**

De acuerdo con los geólogos, hay más de 688 lutitas en el mundo en 142 cuencas. Actualmente, solamente una docena de éstos tienen potenciales de producción conocidos, la mayor parte está en Norteamérica, lo que significa que hay literalmente centenares de *plays* en el mundo que podrían producir el gas natural. Los volúmenes potenciales de gas son enormes y esto probablemente cambie el mercado del gas significativamente, particularmente en los Estados Unidos y en Europa, y también los mercados GNL (gas natural licuado) en el mundo.

En Colombia se estima un potencial de 37 TCF de gas proveniente de capas de lutitas. Las áreas con mayor potencial se encuentran en las regiones del Valle Medio del Magdalena (VMM), Cundinamarca y Catatumbo. Actualmente se encuentra en manos de las compañías operadoras Ecopetrol S.A con el pozo La Luna-1, Nexen con los pozos Sueva-1 y Junín-1 y Occidental de Colombia.

El Potencial de gas de estas formaciones indica alto contenido de TOC (Total Organic Carbon) de un rango de 1-8%. En la formación la luna (Magdalena Medio) predomina el kerógeno tipo II, y una mezcla de kerógeno II y III domina en la formación Chipaque (Cundinamarca).

La industria debe de asumir diferentes retos para el desarrollo de gas de lutitas, primordialmente:

- Reducir la incertidumbre, el cual se obtiene durante la etapa de desarrollo y no en etapas tempranas, posteriores al descubrimiento como en los yacimientos convencionales
- Asimilar e implementar tecnologías prácticas, para mejorar los proyectos de shale gas.
- Acelerar la adquisición de información para reducir el rango de incertidumbre de los recursos prospectivos y mejorar el diseño de productos.

Actualmente existen dos tecnologías de extracción del gas en capas de lutita y funcionan de manera complementaria: *horizontal drilling* (“perforación horizontal dirigida”) e *hydraulic fracturing* (“fracturamiento hidráulico”). La primera tiene el propósito de atravesar y llegar a los yacimientos, mientras la segunda, a través de reacciones químicas y presión de fluidos, aumenta la permeabilidad de la roca. A continuación se presentarán detalles acerca de los dos métodos utilizados en la extracción.

## **1.2 Mecanismos de producción**

### **1.2.1 Perforación Horizontal**

Para realizar una perforación horizontal primero se realiza una perforación vertical para llegar unos pocos cientos de metros arriba de la altura del yacimiento. Luego, el perforador “gira” en un ángulo cercano a los 45° para así taladrar a través del depósito de lutita gasífera, permitiendo una mayor área de contacto con la formación.

Se necesitaron años de experiencia y avances tecnológicos en distintas ciencias para hacer de la perforación horizontal una técnica física y económicamente factible:

- Primero, entender que muchos pozos no son físicamente verticales, sino más bien horizontales.
- Técnicas de sondeo y monitoreo, compuestas por tres mediciones: profundidad, inclinación y azimut magnético.
- Diseños de ensamblaje de fondo de pozo para una avanzada perforación.
- Otros avances tecnológicos en: tuberías de perforación, caja y pin, collares de perforación, rimadores y estabilizadores, etc.
- Aplicación de mud motors (“motores de lodo”), los cuales utilizan el lodo para producir potencia adicional de perforación.

Sin embargo, sin fracturamiento hidráulico esta técnica no es efectiva para este tipo de yacimientos.

### **1.2.2 Fracturamiento hidráulico**

El procedimiento consiste en bombear fluidos (agua, gel, espuma, gases comprimidos, etc.) a presiones lo suficientemente altas para fracturar la roca, aumentando la porosidad y permeabilidad del canal para que el gas natural pueda fluir hacia la superficie. Esto es de vital importancia para la extracción del gas de lutitas, ya que éste se encuentra en pequeños poros independientes de la lutita, los cuales necesitan un canal común (o “puente”) para una extracción exitosa en masa. Utilizado desde los años 40’, ha aumentado la productividad de miles de pozos de hidrocarburo alrededor del mundo. No obstante, se observó que muchas de las fracturas se cerraban al apagar las bombas, debido a las altas presiones dentro del pozo. Lo anterior se solucionó agregando un 1% de material de soporte a la solución líquida, la que mantiene condiciones de permeabilidad obtenidas en la lutita hasta después de apagada la bomba. Los materiales de soporte más comunes son: arena, cerámica y polvo de aluminio.

Sumado a lo anterior, la solución suele contener químicos multipropósito: convertir el agua en gel, reducir la fricción del fluido, prevenir corrosión, controlar el pH, etc. Todo lo anterior hace que la perforación horizontal cueste hasta tres veces más que la perforación vertical. Pero, este costo extra es usualmente recuperado gracias a la producción adicional proveniente del método. De hecho, muchos pozos rentables hoy en día serían un fracaso sin estas dos tecnologías complementarias.

### **1.2.2.1 Tipos de fluido y propante utilizados**

La fractura hidráulica de rocas de baja permeabilidad es compleja. Las lutitas se dispersan en varias ubicaciones geográficas y su mecanismo de sedimentación podría variar considerablemente entre ellos, así como el campo de esfuerzos y tectonismo al que están sometidos. En otras palabras, un diseño de fractura hidráulica que resulta exitoso en un área puede no serlo en otra.

En un principio, entre las décadas de 1960 y 1980, se utilizaban –y aún se utilizan en muchos casos– fluidos a base de agua viscosificados con el agregado de un polímero –goma guar refinado (HPG o PSG), un elemento natural–, y reticulados con elementos metálicos como el borato. La adición de determinados aditivos, como estabilizadores de viscosidad y de pH, controladores de filtrado y de arcillas, rompedores de gel, inhibidores de incrustaciones, entre otros, adecuaban las propiedades de este fluido a la roca, de manera de minimizar problemas de incompatibilidad química entre ambos elementos. La viscosificación del fluido, agregado

al alto caudal de bombeo permitía crear la presión neta necesaria para mantener abierta la fractura y transportar el apuntalante necesario para mantener un canal de alta conductividad una vez que la presión hidráulica desapareciese luego de detener el bombeo. También se utilizaban fluidos bifásicos, como las espumas de nitrógeno (N<sub>2</sub>) y dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) con el fin de minimizar el volumen de agua introducido dentro del reservorio, que podía generar restricciones a la producción posterior de gas debido a la retención de agua capilar en este tipo de roca tan compatible con esta última (*water-wet*).

No obstante los esfuerzos realizados para optimizar los fluidos utilizados, presentan dos grandes inconvenientes para afrontar fracturas masivas que involucran inmensos volúmenes de fluido: el costo y su manipulación.

Así, las incipientes mejoras tecnológicas produjo sistemas fáciles de manipular y de bajo costo, aunque se sacrificaran algunas propiedades beneficiosas presentes en los fluidos convencionales y bifásicos.

El sistema de *slickwater fracturing* o fluido de “baja fricción”, que fue desarrollado inicialmente en la década de 1960 para fracturas convencionales, comenzó a ser utilizado nuevamente para la lutita de Barnett en la segunda mitad de 1990. Mitchell Energy lo aplicó por primera vez exitosamente en 1997 bombeando 800.000 galones de agua con 200.000 libras de arena a caudales superiores a 60 bpm. Luego, su aplicación se expandió rápidamente a otros operadores y yacimientos similares. Este tipo de fracturas necesita un volumen de agua mucho mayor que una fractura convencional y –para este tipo de reservorios– es muy económica en relación con el retorno de producción de gas obtenido. La *slickwater* es un fluido a base de agua a la que se agrega un bactericida, un inhibidor de arcillas (comúnmente KCl), un secuestrante de hierro, surfactante (isopropanol), para evitar las emulsiones, inhibidores de incrustaciones (Etilen-glycol) y un reductor de fricción (poliacrilamida parcialmente hidrolizada), que le confiere una muy baja viscosidad al fluido. También se agregan rompedores de gel para facilitar la degradación de los residuos de goma guar que queden en el canal conductivo.

Debido a que el propante es transportado a flujo turbulento, la viscosidad no es un factor determinante en su capacidad de suspensión, normalmente se utilizan tres tipos de apuntalantes para realizar esta clase de fracturas, que según su costo creciente son:

- Arena API (SG 2,65): que se usa en pozos someros y de profundidad media, hasta esfuerzos efectivos de cierre de 4000 psi aproximadamente.
- Cerámica de baja densidad (ISP) (SG 2,72): se usa en formaciones profundas y con esfuerzos efectivos de cierre de entre 4000 y 8000 psi.
- Propante de baja densidad (SG 1,08 a 1,40): se usa en la misma zona que la arena API. Es muy costoso, pero su ventaja radica en su facilidad y sencillez de transporte y colocación y se requiere mucho menos peso para ocupar el mismo volumen. Para ciertas aplicaciones puede ser económicamente muy efectivo.

### 1.2.2.2 Comportamiento de la roca

La selección del modelo matemático para representar el comportamiento mecánico de la roca es muy importante. Existe una amplia gama de modelos que intentan representar el comportamiento mecánico de la roca. Los hay desde el modelo lineal elástico hasta modelos complejos, que incluyen el comportamiento inelástico de las rocas, efectos de interacciones físico-químicas del sistema roca-fluido y efectos de temperatura. El modelo más conocido es el lineal elástico, el cual es ampliamente utilizado por su simplicidad (modelo de dos parámetros). Este modelo se fundamenta en los conceptos de esfuerzo(s) y deformación (e), los cuales relaciona la Ley de Hooke expresada en la siguiente ecuación (de la línea recta).

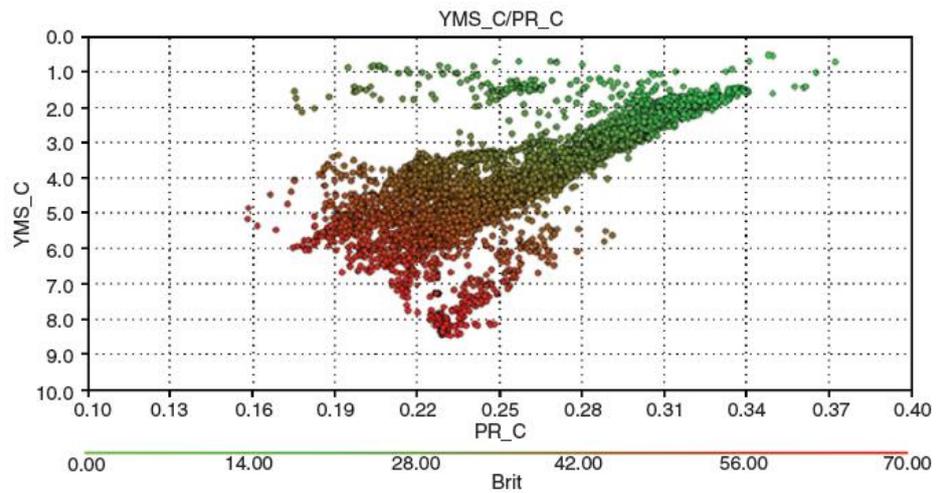
$$\sigma = E\varepsilon$$

Donde E es el primer parámetro elástico conocido como módulo de elasticidad (Young).

El segundo parámetro es la relación de Poisson que es una medida de la relación entre la expansión lateral con la contracción longitudinal o axial de la roca cuando se somete a compresión.

$$\nu = \frac{\varepsilon_l}{\varepsilon_a}$$

Cuando se incluyen los efectos de la porosidad y los fluidos contenidos en la roca en el modelo elástico, éste se convierte en un modelo poroelástico, el cual es ampliamente utilizado en simuladores comerciales para diseño de fracturamiento hidráulico. Existen diferentes criterios para definir los parámetros que representan el comportamiento de los fluidos contenidos en la roca. Uno de los más comunes es el coeficiente poroelástico (constante de Biot)  $\alpha$ , el cual es, para fines prácticos, igual a uno ( $\alpha = 1$ ), aunque algunas referencias sugieren este valor  $\alpha=0.7$  para yacimientos petroleros.



**Figura 3: Relación de Modulo de Young y coeficiente de poro elástico**

### 1.2.2.3 Mecánica de la geometría de la fractura

Las variables que deben considerarse en el diseño del proceso de fracturamiento son seis, esto además de tener en cuenta el brit que es la fractabilidad de la roca, con este índice nos da una idea de si la fractura va a ser compleja si se va a necesitar mucho propante para que la formación no se lo absorba todo.

1. Altura ( $HF$ ), usualmente controlada por los diferentes esfuerzos in situ existentes entre los diferentes estratos.
2. Módulo de Young ( $E$ ) o resistencia a la deformación de la roca.
3. Pérdida de fluido ( $C$ ), relacionada con la permeabilidad de la formación y las características de filtrado del fluido fracturante.
4. Factor de intensidad de esfuerzo crítico ( $KIC$ ) (resistencia). Resistencia aparente de la fractura, donde domina la presión requerida para propagar la fractura.
5. Viscosidad del fluido ( $\mu$ ), afecta la presión neta en la fractura, la pérdida de fluido y el transporte del material de sosten.
6. Gasto de la bomba ( $Q$ ), que afecta casi todo el proceso. Los valores de estas seis variables dominan el proceso de fracturamiento.

#### 1.2.2.3.1 Modelos de diseño

El cálculo de la geometría de fractura es esencialmente una aproximación, debido a que se supone que el material es isotrópico, homogéneo y linealmente elástico, lo cual sucede sólo en un material ideal. Además, se considera que el fluido de fractura se comporta de acuerdo con un modelo matemático en particular, lo que generalmente no es el caso. También se toma la altura de fractura como una constante e igual a un número estimado, siendo ésta la mayor causa de inexactitud en el cálculo de la geometría de fractura.

Las diferencias entre los distintos métodos de diseño de fracturas hidráulicas radican en las ecuaciones utilizadas, formuladas para los distintos eventos físicos. Tales métodos se pueden dividir en tres grupos, dependiendo de la forma que utilizan para calcular el espesor de fractura.

#### a) **Grupo 1**

Modelos desarrollados por Perkin y Kern (1961), y Nordgren (1972). En ellos se supone que el espesor de fractura es proporcional a la altura de la misma. Otra característica de estos métodos es que la fractura tiene una sección transversal, paralela a su altura, de tipo elíptico. No se puede usar esta forma de fractura cuando se calcula el transporte de arena a través de la misma; en lugar de eso, el espesor variable de la fractura debe ser reemplazado por un espesor promedio constante, tal y como proponen los métodos de Kristianovich. El método de Nordgren mejora el de Perkins y Kern, pues incluye la influencia de la filtración de fluido. Para obtener la geometría de fractura, Nordgren resuelve numéricamente las ecuaciones de fractura y filtración de fluido, por lo que se requiere el uso de una computadora para su aplicación. Sin embargo, Nordgren también presenta expresiones analíticas aproximadas que se pueden usar fácilmente para calcular manualmente la geometría de fractura.

#### b) **Grupo 2**

Modelos desarrollados por Kristianovich y Zheltov (1955), LeTirant y Dupuy (1967), Geerstma y deKlerk (1969) y Daneshy (1973). Estos modelos proponen que el ancho de fractura es proporcional a la longitud de la misma, a diferencia de Perkins y Kern y Nordgren, que proponen la proporcionalidad con la altura de la fractura. También se considera que el ancho es constante a lo largo de la altura de la fractura. Como la longitud ( $L$ ) es un parámetro que aumenta continuamente a lo largo del trabajo de fracturamiento, el espesor de fractura puede aumentar sin que aumente el  $\Delta P_c$ , el cual disminuye durante las primeras

etapas del trabajo y luego alcanza un valor constante. Dado que  $L$  aumenta más rápido que lo que disminuye  $\Delta P_c$ , el espesor de fractura aumenta durante el trabajo.

### c) **Grupo 3. Modelos tridimensionales y pseudotridimensionales**

Los modelos mencionados anteriormente están limitados debido a que se requiere especificar la altura de la fractura o asumir que se desarrollará una fractura radial. También la altura de la fractura varía del pozo a la punta de la fractura. Esto puede remediarse usando modelos planos tridimensionales (3D) y pseudotridimensionales (P3D). En los modelos 3D, los cálculos del flujo total de fluidos bidimensional (2D) en la fractura son acoplados a la respuesta elástica tridimensional (3D) de la roca, mientras que en los modelos pseudotridimensionales, por acoplamiento u otra manera, se aproximan a la elasticidad 3D. Los tres principales tipos de modelos 3D que incluyen el crecimiento de la altura se categorizan por sus principales suposiciones:

- a) Modelos generales 3D. Suponen que puede haber factores, como la orientación del pozo o el patrón de disparos, que puede causar que la fractura tome, al inicio, una dirección particular; pero, finalmente, tendrá una orientación perpendicular al mínimo esfuerzo.
- b) Modelos planos tridimensionales. Suponen que la fractura es plana y se orienta perpendicularmente al mínimo esfuerzo, no intentan hacer cálculos complejos que se desvíen de este comportamiento plano.
- c) Modelos pseudotridimensionales. Intentan capturar el comportamiento significativo de los modelos planos sin la complejidad de los cálculos. Los dos principales tipos son los modelos elípticos y los basados en celdas.

#### **1.2.2.4. Desarrollo de la fractura en tiempo real**

Los modelos de fractura son normalmente utilizados para optimizar el diseño de una fractura hidráulica. Ahora bien, más allá de estar bien desarrollados y difundidos a través de varios *softwares* comerciales, se deben tener en cuenta varias estimaciones y consideraciones para acercarse a resultados reales de formación durante una fractura. Los modelos de fractura calculan las dimensiones de ella –o geometría– de acuerdo a una serie de datos geomecánicos que se suponen acertados.

Lamentablemente, en la mayoría de los casos, esos datos son sólo estimaciones más o menos adecuadas y no pueden corroborarse hasta después de realizarse la fractura, en el mejor de los casos.

En efecto, durante la etapa de diseño se evalúan los registros sísmicos del pozo con el fin de estimar las constantes elásticas, especialmente el Módulo de Young y la Relación de Poisson, datos fundamentales para el diseño de la fractura. Pero estos valores son puntuales y varían a medida que aumenta la distancia del pozo.

Comúnmente, los modelos de fractura son utilizados para ajustar las presiones obtenidas durante el tratamiento y derivar una familia de valores para los principales parámetros, que si bien pueden no ser rigurosamente ciertos (lo que se intenta es desarrollar una ecuación con varias incógnitas), se aceptan como un valor válido. Pero este proceso no resuelve una de las grandes incógnitas en el desarrollo de una fractura: la verdadera dirección –o *azimut*– de la fractura. Este componente es vital para el desarrollo y optimización del drenaje del reservorio.

La medición del desarrollo de la fractura en “tiempo real”, mediante métodos de medición superficiales o en fondo de un pozo testigo –llamados *fracmapping* o mapeo de fractura, ha ayudado no sólo a develar esta incógnita, sino a optimizar los *software* comerciales y los programas operativos, pudiendo cambiar estos últimos durante el desarrollo de la operación de acuerdo a los resultados de las mediciones realizadas en el momento.

#### **1.2.2.5. Proceso de fracturamiento hidráulico**

El proceso consiste en aplicar presión a una formación, hasta que se produce en ésta una falla o fractura. Una vez producida la rotura, se continúa aplicando presión para extenderla más allá del punto de falla y crear un canal de flujo de gran tamaño que conecte las fracturas naturales y produzca una gran área de drenaje de fluidos del yacimiento. El efecto de incremento de drenaje de fluidos decrece rápidamente con el tiempo. Esto se debe a que la fisura se cierra y el pozo vuelve a sus condiciones casi originales. Para evitar el cierre de la fractura, se utiliza la técnica de inyectar el fluido de fractura cargado de material de sostenimiento. Durante la operación, el bombeo de fluido se realiza de forma secuencial, primero se bombea un pre colchón de salmuera o gel lineal, con el objeto de obtener parámetros (presión de ruptura) y poder optimizar el diseño propuesto. Posteriormente se bombea un colchón de gel como fluido, el cual produce la fractura y abre la roca lo suficiente como para que pueda

ingresar el agente de sostén; luego, se realiza el bombeo de tratamiento, que es un fluido cargado con arena, el cual apuntala la fractura y la mantiene abierta. Para controlar la operación, se deben registrar continuamente los valores de:

1. Presión
2. Gasto
3. Dosificación del material de sosten.
4. Dosificación de aditivos.
5. Condiciones del fluido fracturante (control de calidad).

Durante el proceso se deben monitorear en superficie las presiones siguientes:

- A) Presión de rotura: es el punto en que la formación falla y se rompe.
- B) Presión de bombeo: es la necesaria para extender la fractura, manteniendo el gasto constante.
- C) Presión de cierre instantánea ( $P_{ci}$ ): es la que se registra al parar el bombeo, cuando desaparecen todas las presiones de fricción, quedando sólo las presiones interna de la fractura y la hidrostática del pozo.

Además de la presión, también se debe registrar el gasto de operación, el cual está relacionado con el tiempo de bombeo, representando el volumen total de fluido, el cual incide directamente en el tamaño de la fractura creada. Por otra parte, el gasto relacionado con la presión resulta en la potencia hidráulica necesaria para el bombeo. De aquí la importancia de registrar los volúmenes de gasto y la presión durante la operación.

La presión de fractura ( $P_{ef}$ ) es la necesaria para mantener abierta la fisura y propagarla más allá del punto de falla. Puede variar durante la operación, la presión para extender la fractura se calcula de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$P_{ef} = P_{ci} + P_h$$

## 2. DESCRIPCION DEL MODELO A SIMULAR

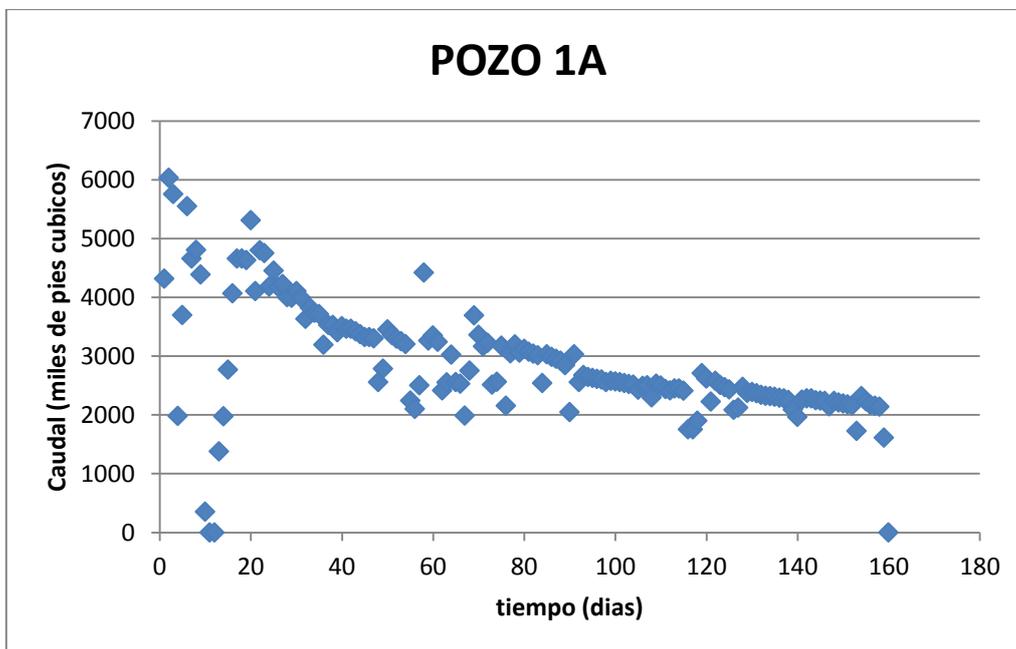
### 2.1 Descripción del yacimiento

Se tienen datos reales de un pozo del campo **A** el cual queda situado en Canadá de los cuales se tienen los siguientes datos del yacimiento:

Porosidad, $\phi$	7.7 %
Permeabilidad, k	700 nano darcy
Espesor, h	100 pies
Compresibilidad de la formación, cf	5.4e-6 1/psi
Temperatura, T	167 °f
Presión, p	2769 psi
Densidad de la roca, $\rho_r$	89.5941 lb/pie <sup>3</sup>
Volumen de Langmuir, vl	120 pie <sup>3</sup> /ton
Presión de Langmuir, pl	800 psi
Módulo de Young, E	2.6e6 psi
Relación de Poisson, $\nu$	0.31

**Tabla 1. Propiedades del yacimiento**

La información que se tiene del pozo es el historial de producción y el completamiento. A continuación se va a mostrar los datos.



**Figura 4. Histórico de producción pozo 1A**

El completamiento del pozo es el siguiente:

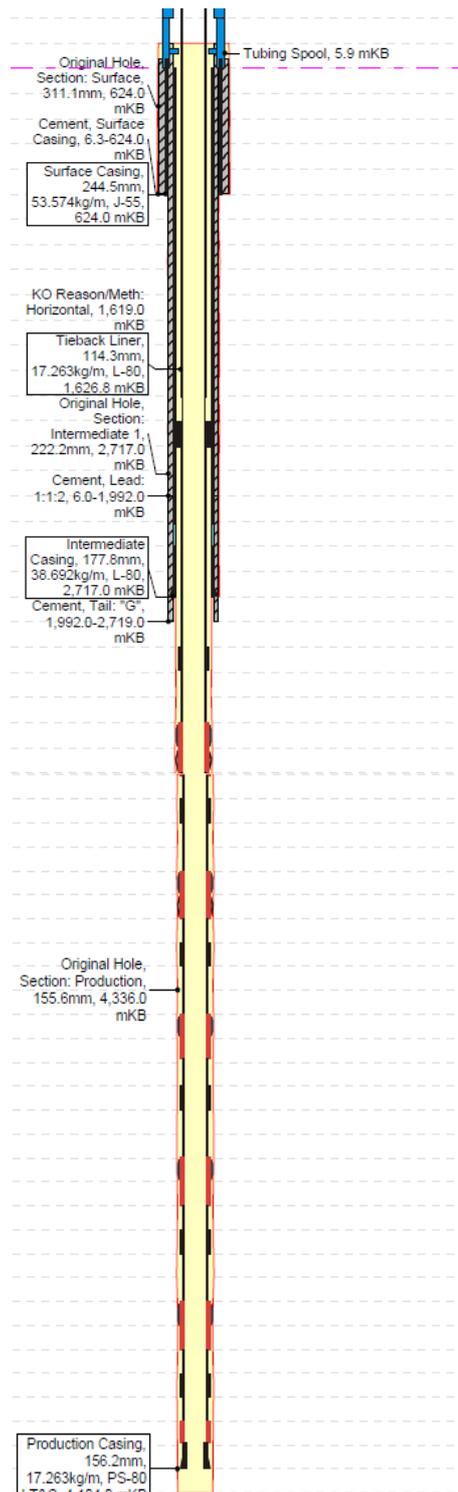


Figura 5. Estado mecánico para el pozo 1A

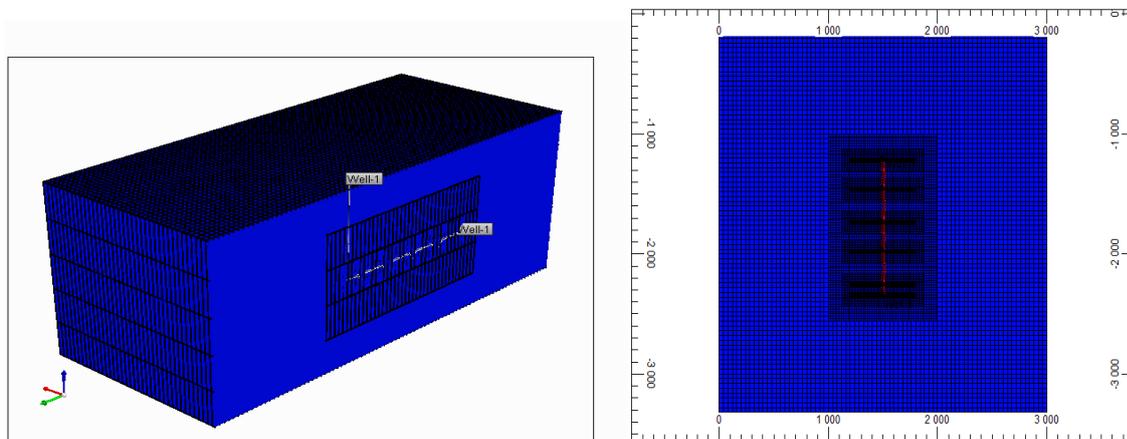
## 2.2 Modelo de simulación

Las siguientes son las características del pozo

Longitud	2520 pies
Profundidad	5680 pies
Número de fracturas	6
Longitud media de fracturas	450 pies

**Tabla 2. Propiedades del pozo**

Ya teniendo todos los datos del yacimiento y de los pozos se procede a montar el modelo en el simulador, en este caso se usó el CMG con el módulo GEM el cual es un simulador composicional pero a su vez es un geomecánico, también estos dos pozos se evalúan por separado ya que su ubicación dentro del yacimiento y la información de sus alrededores no se tiene disponible. Después de diseñar el modelo tenemos:



**Figura 6. Modelo de simulación 1**

Para el caso se tuvo que hacer un refinamiento local para las fracturas para que el simulador tuviera la estabilidad necesaria para poder correr, este refinamiento se determinó con una serie de simulaciones teniendo en cuenta principalmente la estabilidad y la velocidad a la cual realizaba el proceso; para el pozo se tiene un refinamiento óptimo, está refinamiento quedó con 3 celdas en todas las direcciones alrededor de la fractura y de 2 celdas en todas las direcciones después de éste, así llegando a 140000 celdas para el modelo 1A. Aun con este refinamiento la inestabilidad hace que el tiempo por paso de simulación fuera muy pequeño alrededor de  $1 \times 10^{-3}$  días con un total de 16 a 32 horas de simulación por modelo.

## 2.3 Ajuste histórico

Ahora el paso siguiente es hacer un cotejo histórico para calibrar el simulador y el modelo especialmente en las propiedades que se desconoce como lo son el ancho

de fractura y la conductividad de ella; después de este proceso hacemos una predicción con las condiciones actuales para 2 años. Se ha puesto en el simulador para cada día el tiempo en horas de producción para poder tener un mejor cotejo.

Durante el proceso se modificaron varios parámetros de la fractura entre ellos las siguientes: longitud de fractura, conductividad y ancho de fractura. Se estimó la longitud máxima de esta por medio de la ecuación de Nordgren:

$$L = 0.68 \left( \frac{E q_i^3}{(1 - \nu) \mu h^4} \right)^{\frac{1}{5}} * t^{\frac{4}{5}}$$

Dónde:

E= módulo de Young

qi= caudal de inyección constante

v= relación de Poisson

μ= viscosidad del fluido inyectado

h= espesor de la formación a fracturar

t= tiempo de bombeo

Teniendo en cuenta que el consumo de agua por fractura para un pozo de gas de lutitas es de alrededor de 500000 galones, vamos a calcular la longitud máxima la cual se va a tener con estas condiciones de módulo de Young y relación de Poisson.

E=2.6x10<sup>6</sup>

qi= 100000 bbl/hr

v=0.31

μ= 10 cp

h= 100 ft

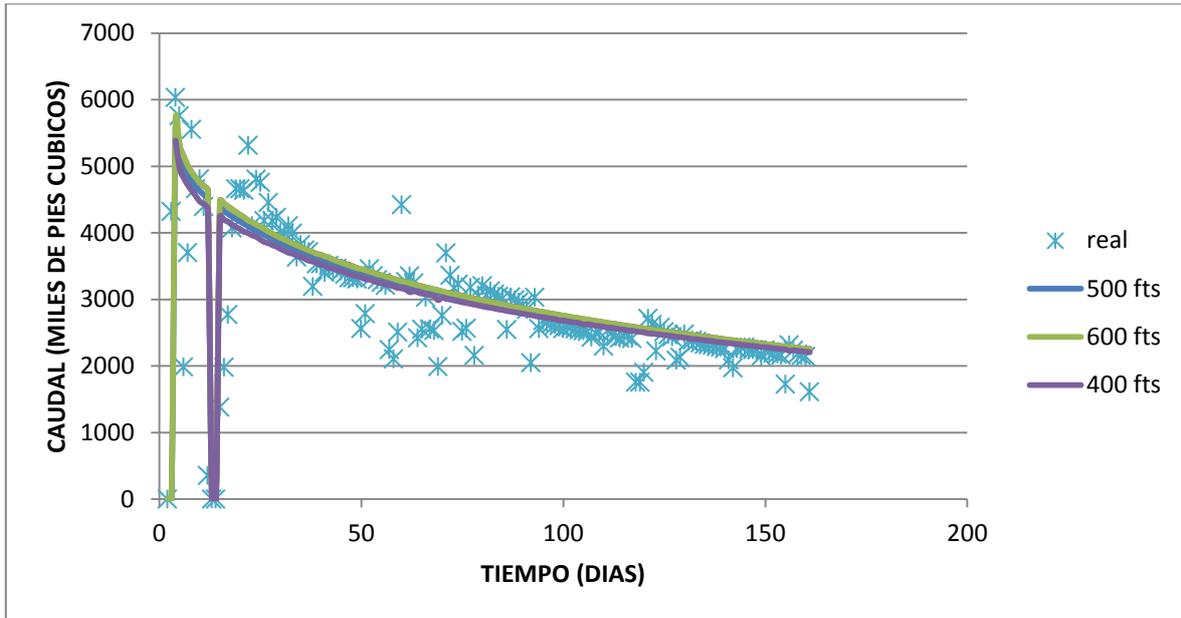
t= 5 hrs

$$L = 0.68 * \left( \frac{2.6e6 * 10000^3}{(1 - 0.31) * 10 * 100^4} \right)^{\frac{1}{5}} * 5^{\left(\frac{4}{5}\right)}$$

$$L = 800.22 \text{ ft}$$

Ya teniendo la longitud máxima calculada se tiene el máximo al cual se va a llegar con el modelo, si se tuvieran los datos de micro sísmica no se tendría que calcular esta longitud ya que ella nos podría dar la longitud y la complejidad de la fractura

Durante este estudio se corrieron varios modelos de fractura para encontrar el mejor ajuste, estos primeros modelos se corren para saber caula seria el rango más aproximado para poder hacer más rápidamente el ajuste histórico; de este ejercicio tenemos la siguiente gráfica:



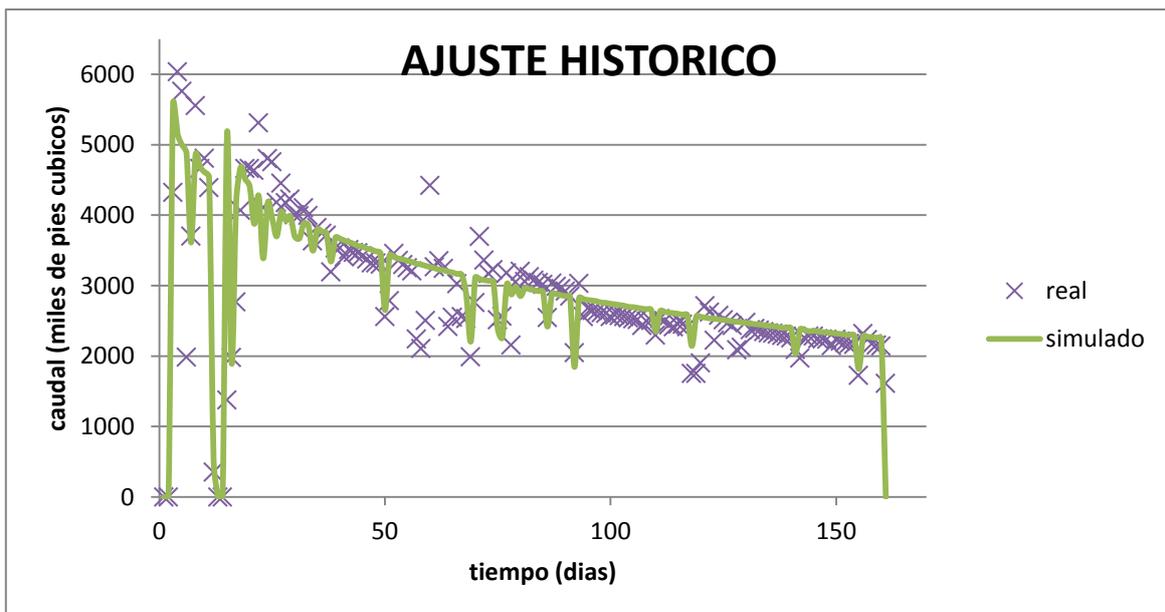
**Figura 7. Ajuste diferentes longitudes de fracturas**

Después de esta primera aproximación se refina aún más el modelo considerando todos los cierres y restricciones en la producción que tienen los datos reales, estos cierres no son programados, estos se llevaron a cabo por fallas.

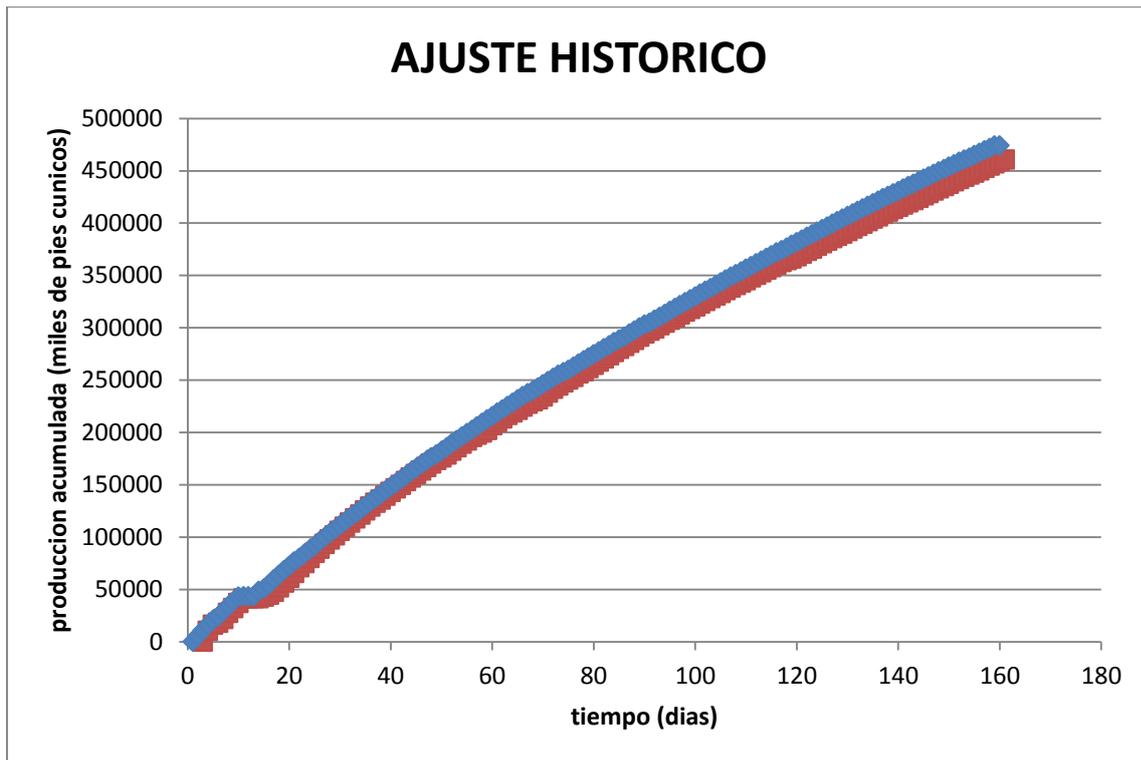
Después de modificarle las propiedades de la fractura para el pozo 1A tenemos:

Longitud de fractura	450 pies
Conductividad de fractura	$7.5 \times 10^2$ md
Ancho de fractura	5 pies

**Tabla 3. Propiedades de la fractura**



**Figura 8. Ajuste histórico del pozo A1**

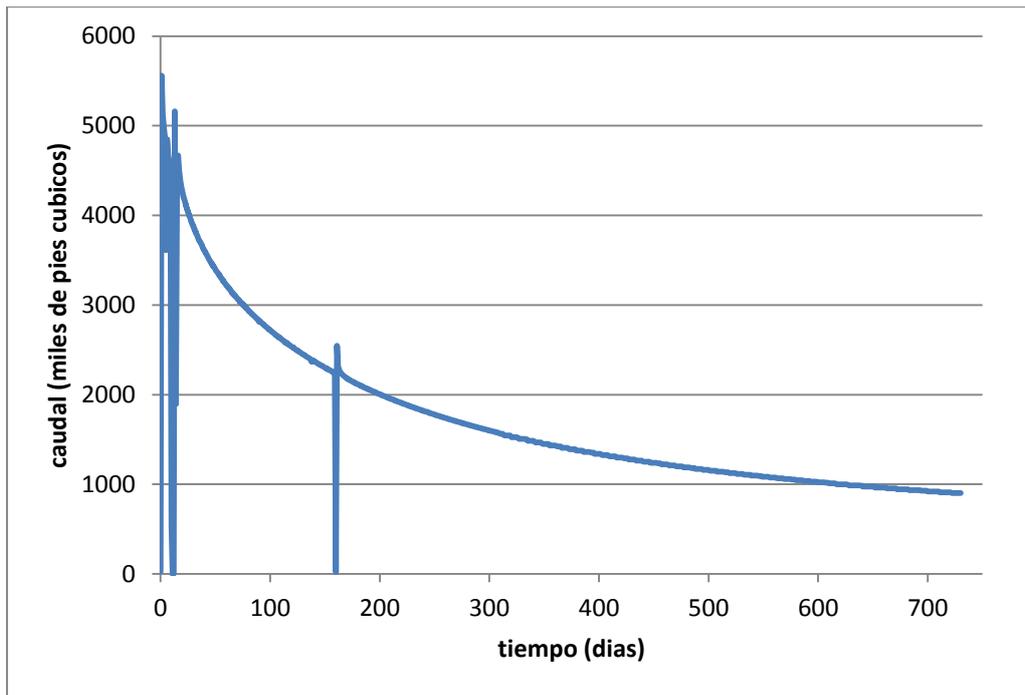


**Figura 9. Ajuste histórico producción acumulada**

El simulador no tiene la posibilidad de ponerle la compactación de la fractura hidráulica y cierre, se dice que la diferencia que hay entre el modelo simulado y el original es por efecto de la compactación de la fractura

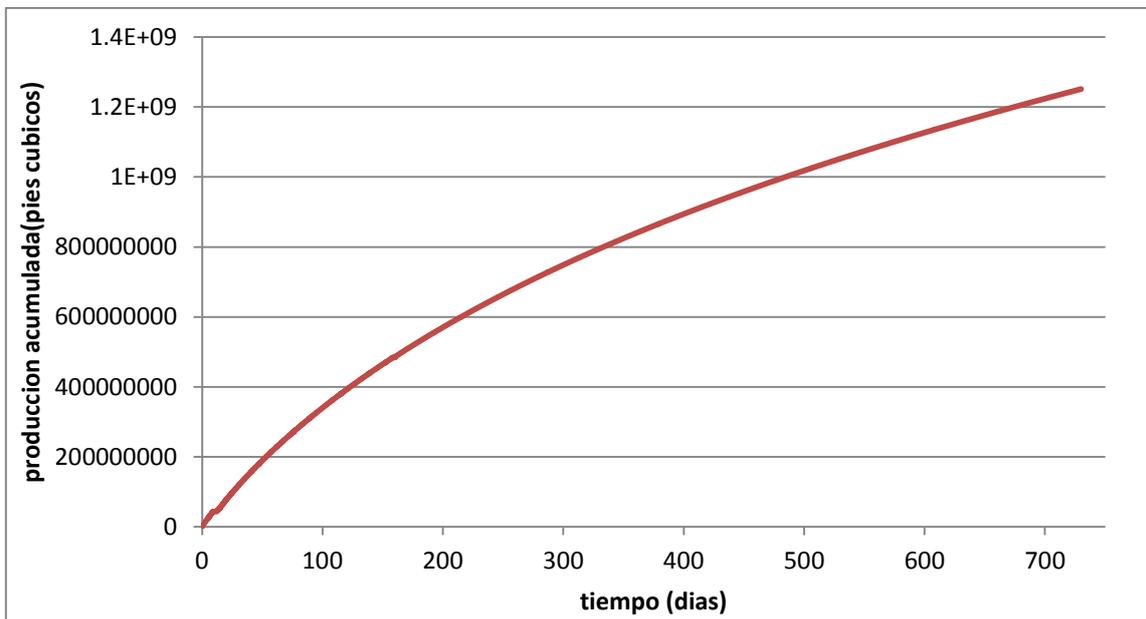
## 2.4 Pronóstico

Después de tener el ajuste histórico se hace una predicción a 2 años imprimiendo un reinicio en la data de la simulación del ajuste histórico con mejor tendencia, esta predicción se hace sin tener en cuenta cierres por fallas en el pozo o en las facilidades. Esto se hace para tener una mejor velocidad en la simulación de los casos de optimización, reduciendo de esta manera 6 horas el tiempo de máquina por modelo. Este se hace a dos años para poder tener una mejor visión de como se comporta la producción y como declina con el modelo que se tiene actualmente y así poder hacer una predicción con diferentes arreglos



**Figura 10. Predicción de producción**

Al final se ve el impacto de la optimización en la producción acumulada de gas en este tiempo.



**Figura 11. Producción acumulada**

Después de 2 años de producción se tiene el siguiente perfil de presión

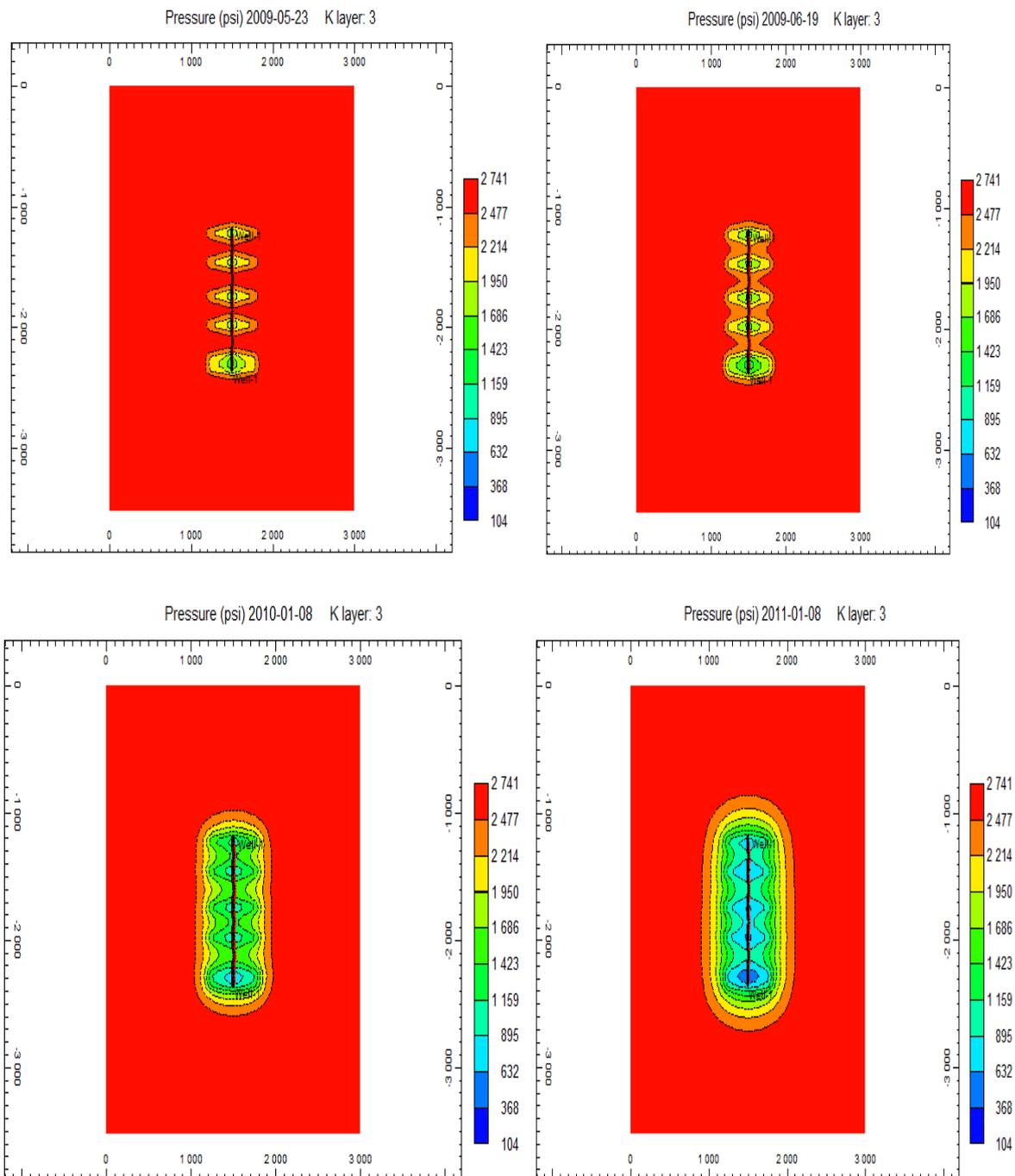


Figura 12. Perfil de presión en diferentes tiempos

### **3. OPTIMIZACION**

#### **3.1 CRITERIOS DE OPTIMIZACION**

Para hacer la optimización del modelo que se está simulando, se tiene en cuenta que las propiedades de las fracturas van a ser iguales para todos los modelos independientemente de su número. En este estudio se omite la geomecánica de la roca para los efectos de acumulación de esfuerzo por fracturamiento masivo; pero si se tiene en cuenta por regla general que a fracturamientos de menos de 100 pies se presenta un fenómeno llamado *stress shadowing*- referenciado en el paper SPE 147363 por Nangel y Sacherz “ Stress Shadowing and Microseismic Events: A Numerical Evaluation”; que consiste en un cambio de orientación en los esfuerzos ocasionando que la dirección de la fractura cambie y sea paralela al pozo; en lugar de ser perpendicular; ya que ésto produce la pérdida de un porcentaje del área de contacto. Este efecto se presenta cuando se realiza una fractura y alrededor de la fractura se genera una zona de alto esfuerzo que se acumula en función del número de fracturas y el espaciamiento entre las fracturas.

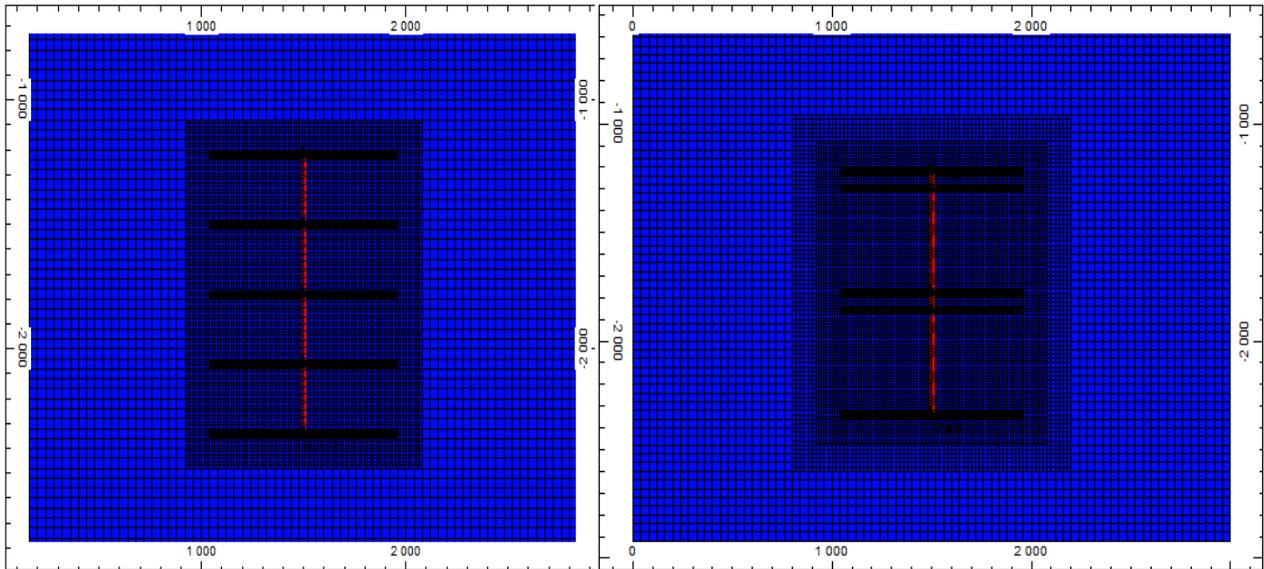
Se eligen dos casos base: El primero es el modelo de fracturas igualmente espaciadas y el segundo es el arreglo de fracturas por pares. El último tiene un espaciamiento mínimo por par y se encuentran igualmente espaciados entre par y par, facilitando el análisis de la interferencia entre fracturas, cuyo efecto se observa en la producción del pozo.

En este capítulo se tiene en cuenta el caso óptimo desde el punto de vista de producción, el análisis económico se estudia en el siguiente capítulo.

#### **3.2 MODELOS A SIMULAR**

Para asegurarse que el modelo óptimo si es el adecuado se empieza con un modelo de cinco fracturas lo cual permite visualizar el aumento de producción a partir de un estado anterior al modelo real en lo que concierne al número de fracturas.

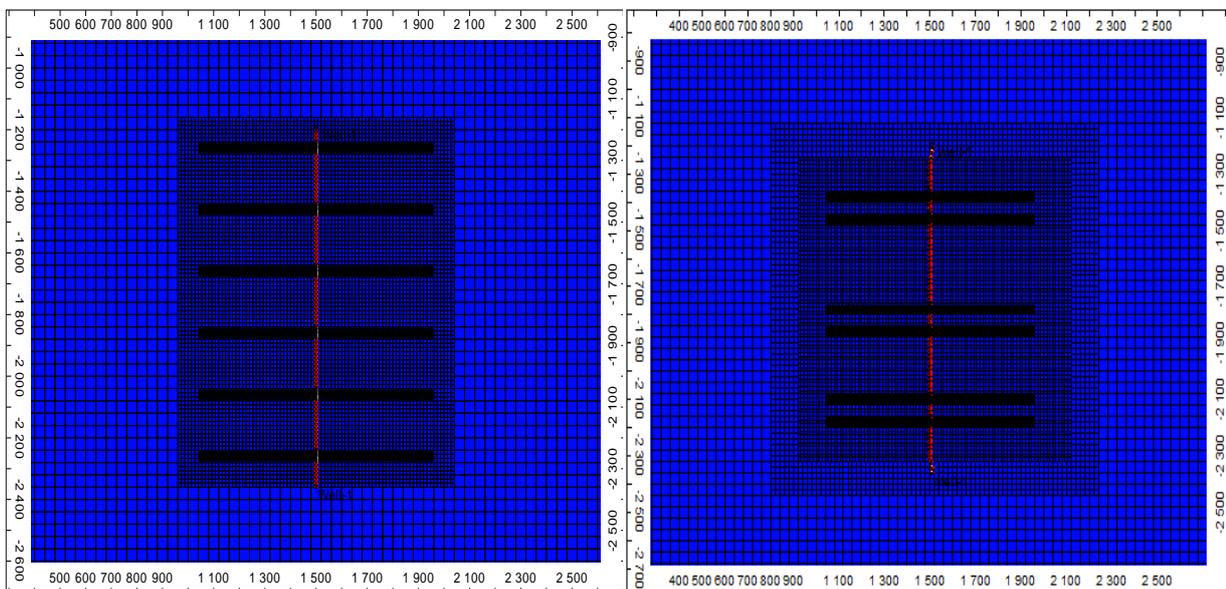
A continuación los modelos



Cinco fracturas no par

Cinco fracturas par

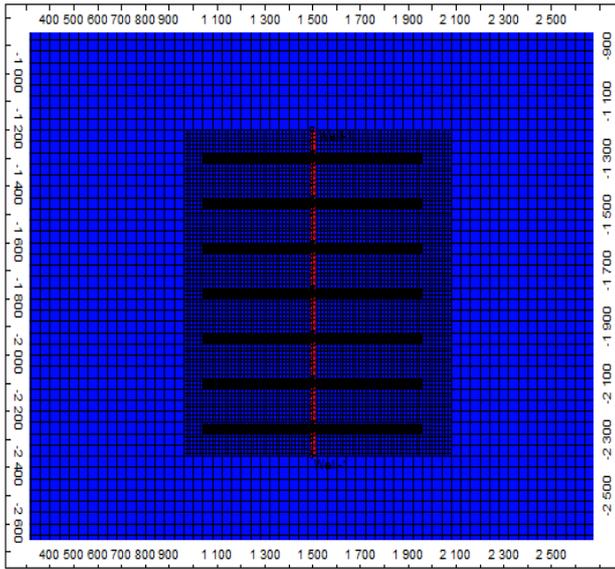
**Figura 13. Modelo de simulación 5 fracturas**



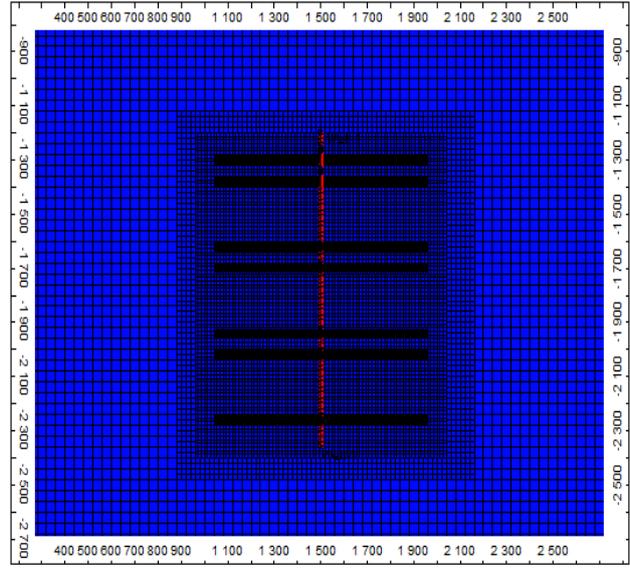
Seis fracturas no par

Seis fracturas par

**Figura 14. Modelo de simulación 6 fracturas**

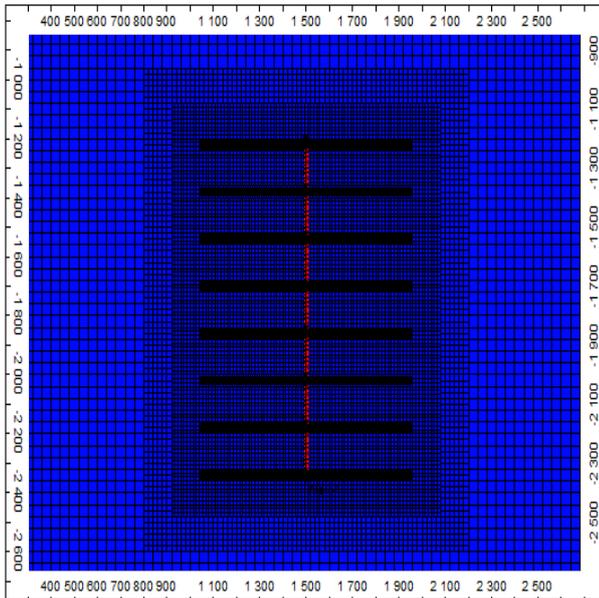


Siete fracturas no par

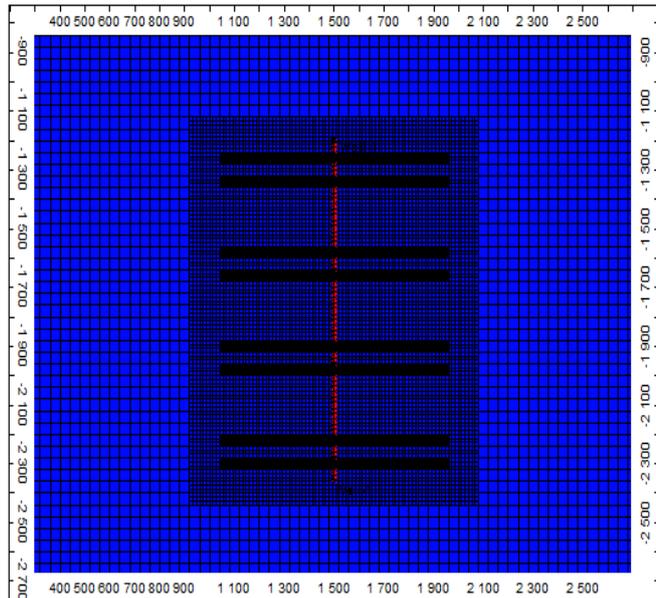


Siete fracturas par

**Figura 15. Modelo de simulación 7 fracturas**

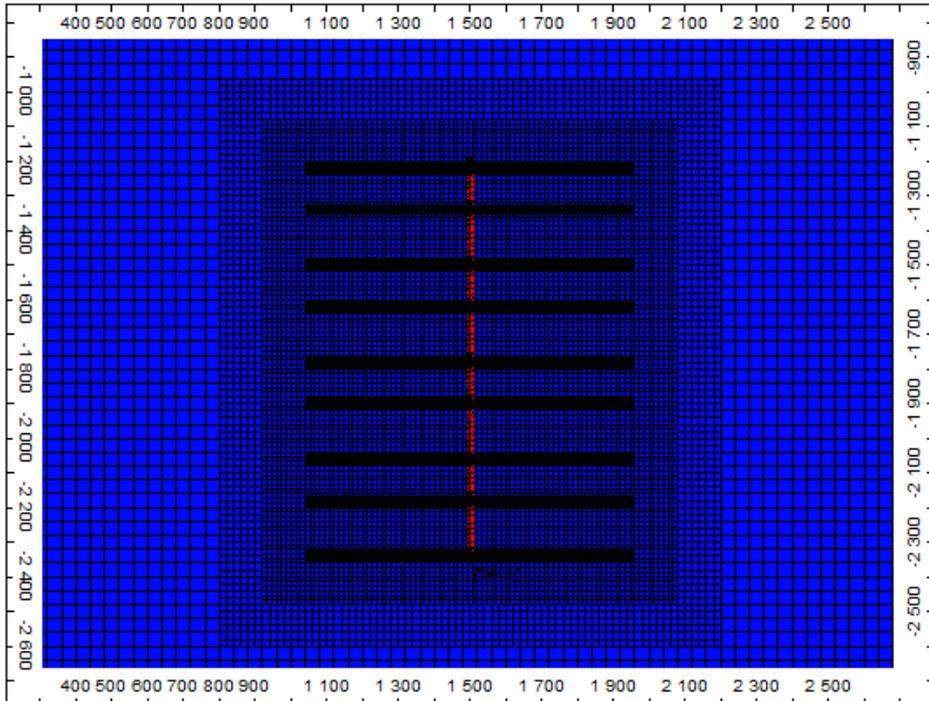


Ocho fracturas no par



Ocho fracturas par

**Figura 16. Modelo de simulación 8 fracturas**

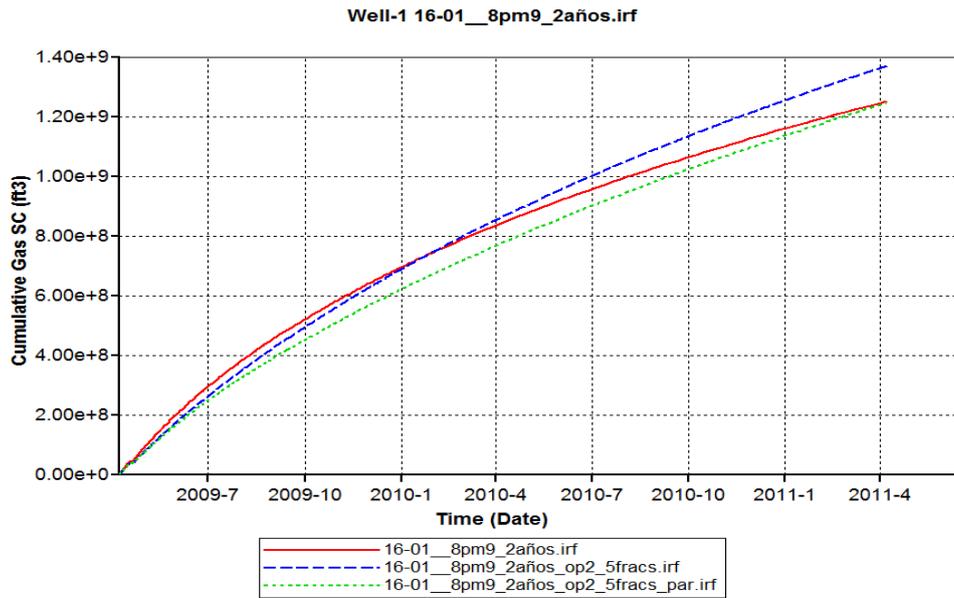


**Figura 17. Modelo de simulación 9 fracturas**

Para el modelo de nueve fracturas no se le hizo el par ya que se generaba demasiada inestabilidad por la cercanía de las fracturas, el cambio de la presión y de la saturación era muy crítica, igual el espaciamiento entre fracturas es de 80 pies y con este modelo se corre el peligro de tener un cambio en la dirección del esfuerzo y generar un giro en la dirección de los esfuerzos.

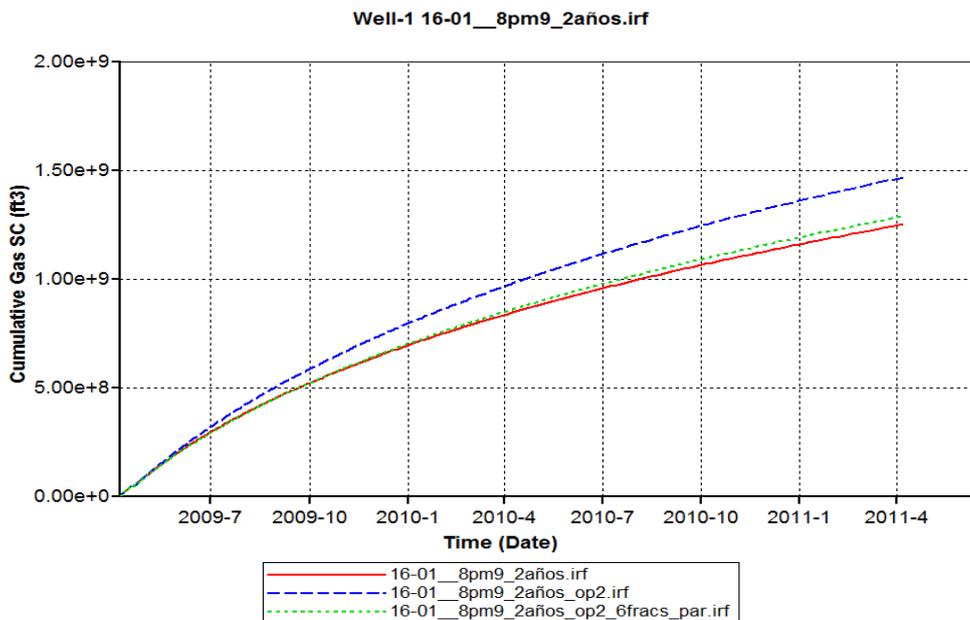
### **3.3 Resultados de la simulación**

Después de haber corrido los modelos la mejor manera de visualizar los resultados es con la gráfica del acumulado de la producción contra el tiempo, de cada uno de los modelos cotejados contra el caso del ajuste histórico para así visualizar como ha ocurrido



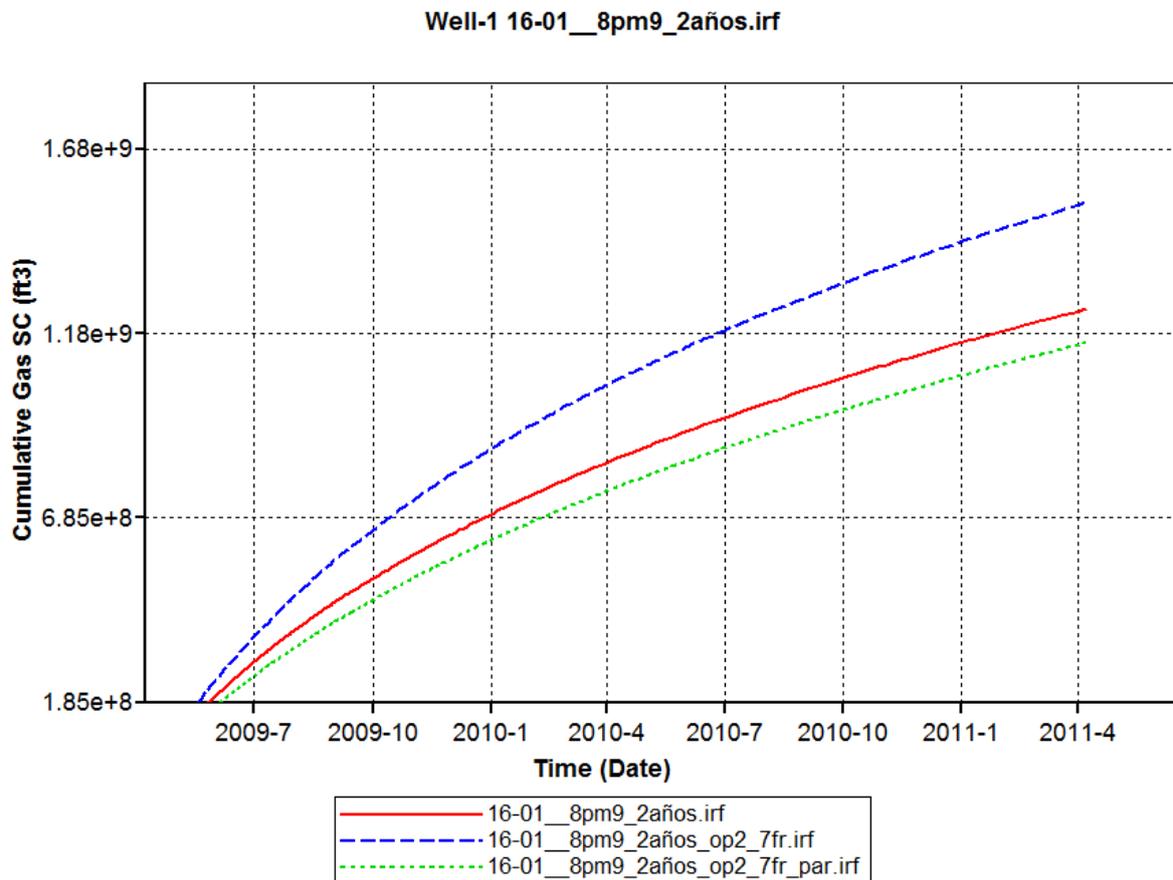
**Figura 18. Caso de 5 fracturas**

Lo primero que se quiso comprobar fue que si con menor cantidad de fracturas y un buen espaciamiento habría la posibilidad de tener mejor producción por tener una buena área contactada y no tener riesgo de interferencias entre las fracturas, así que se generó el modelo de cinco fracturas y cinco fracturas par. Efectivamente con un modelo de 5 fracturas bien espaciadas donde su área de contacto no tenía interferencia produjo más que el modelo real de seis fracturas, pero el modelo de cinco fracturas par produjo menos y esto pudo haber sido por la interferencia, así como se esperaba.



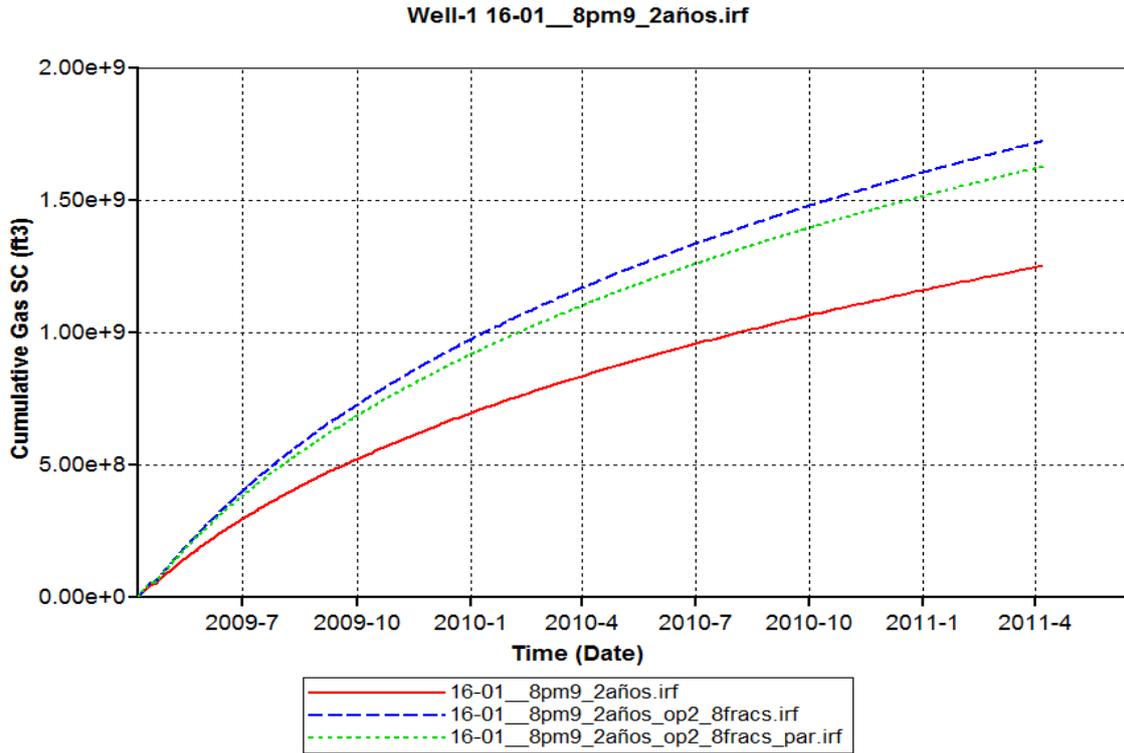
**Figura 19. Caso de 6 fracturas**

Ahora para el caso de seis fracturas se encontró que tanto el modelo con fracturas par como el igualmente espaciado produjo más que el modelo real. Esto pudo haber sido por que el modelo par tuvo interferencia por un lado de la fractura y por el otro lado tuvo suficiente espacio para poder desarrollarse, se puede observar que tan solo moviendo la posición de las fracturas se obtiene un beneficio de 180 mm de pies cúbicos.



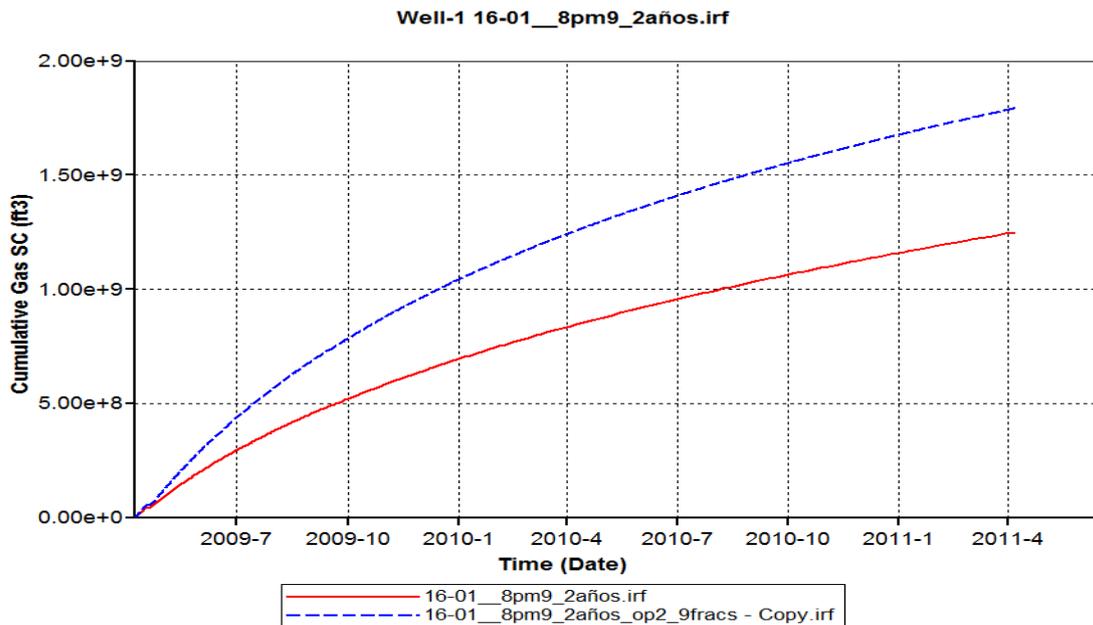
**Figura 20. Caso 7 fracturas**

Para este caso se ve que el modelo de las fracturas par produce menos que el modelo real y el igualmente espaciado mucho más que los dos últimos, se puede observar es como para el caso par la interferencia es un factor crítico para la producción tanto así que hay una diferencia de 380 mm de pies cúbicos entre los modelos de igual fractura, con esta gráfica ya se puede determinar que las simulaciones con modelos par producen menos que los que tienen un espaciamiento equilibrado.



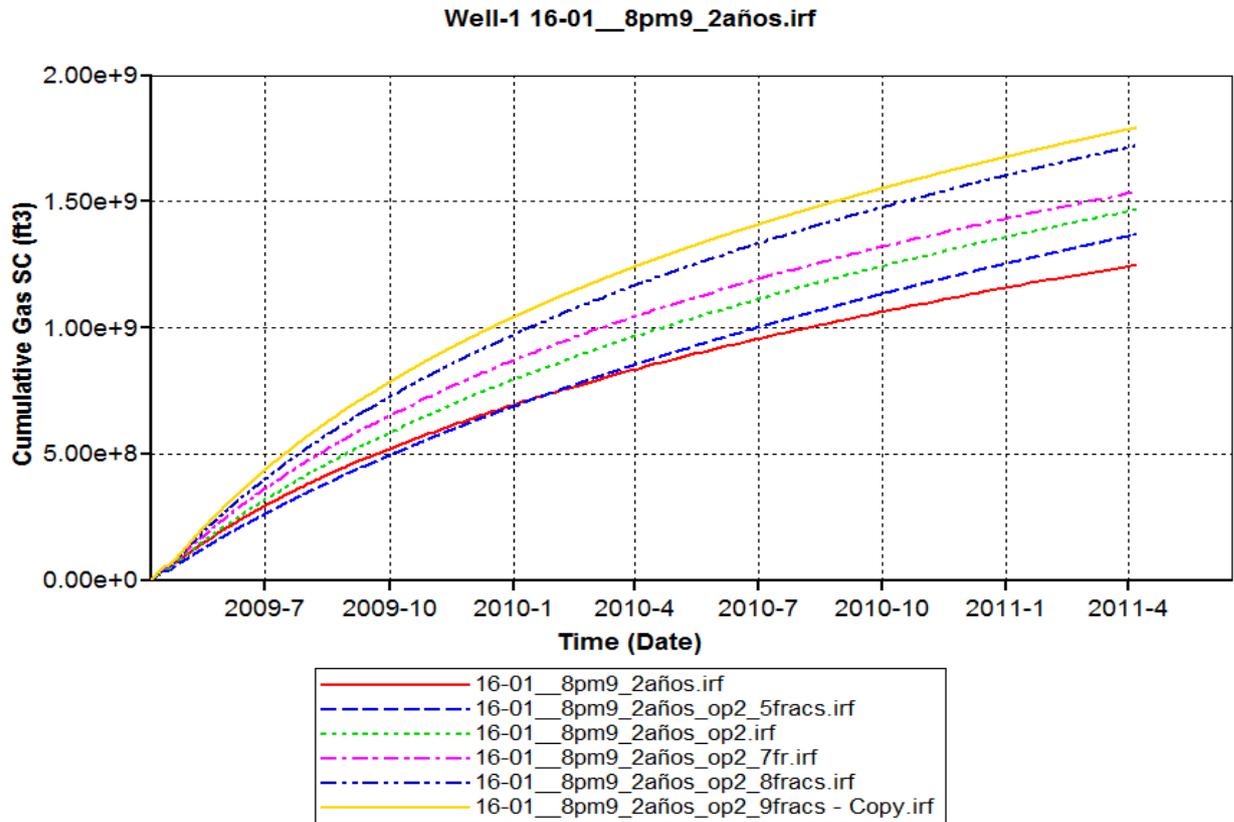
**Figura 21. Caso 8 fracturas**

A medida que la cantidad de fracturas va aumentando la diferencia entre el modelo par y el igualmente espaciado se va reduciendo ya que la interferencia entre las fracturas se aumenta a medida que el espaciamiento entre ellas se disminuye. Como se esperaba entre mayor cantidad de fracturas mayor acumulado en la producción y en comparación con el modelo real con el de ocho fracturas.



**Figura 22. Caso 9 fracturas**

Ya en este modelo de nueve fracturas la diferencia con el real es muy grande, el problema con este es que puede ocurrir lo anteriormente mencionado el *stress shadowing*.



**Figura 23. Caso fracturas no par**

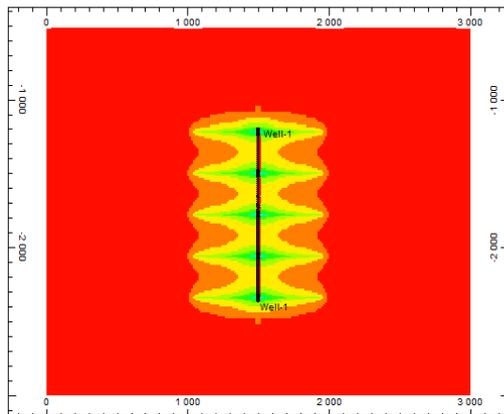
De la anterior gráfica se puede determinar que todos los modelos de simulación que tenían un espaciamiento entre fracturas igual tienen una producción acumulada mayor que el real

Modelo	Acumulado de producción (pies cúbicos)	Porcentaje de diferencia
Real	1.25145*10 <sup>9</sup>	
5 no par	1.36896*10 <sup>9</sup>	9.38%
5 par	1.24681*10 <sup>9</sup>	-0.371%
6 no par	1.46937*10 <sup>9</sup>	17.41%
6 par	1.28881*10 <sup>9</sup>	2.98%
7 no par	1.53955*10 <sup>9</sup>	23.02%
7 par	1.15897*10 <sup>9</sup>	-7.3898%
8 no par	1.72232*10 <sup>9</sup>	37.63%
8 par	1.62582*10 <sup>9</sup>	29.92%
9	1.79356*10 <sup>9</sup>	43.31%

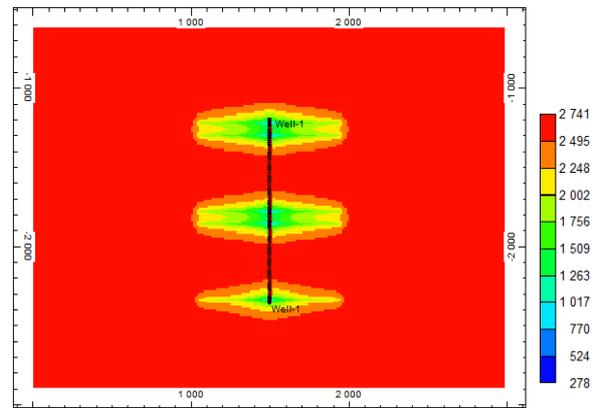
**Tabla 4. Producción acumulada de los modelos**

Como se puede observar, el aumento en la producción ocurre en la mayoría de casos simulados; resaltando los casos 8 no par y 7 no par donde el aumento es mayor al 20% siendo los arreglos más favorables. El de 9 fracturas se desprecia por el riesgo que representa la posibilidad del cambio en la dirección del estrés máximo. Se resalta el modelo 6 fracturas no par ya que con un espaciamiento igual se hubiese tenido un aumento en la producción de un 17.4% adicional, con el mismo costo de estimulación.

En las figuras 24 a 28 se mostrara la caída de presión en cada uno de los modelos para una mejor perspectiva de cuál es el área de drenaje.

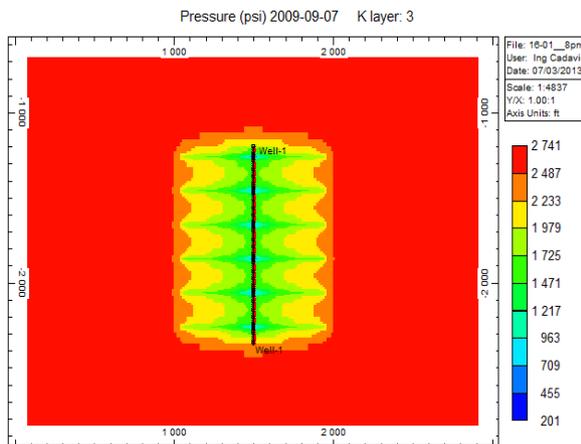


5 fracturas no par

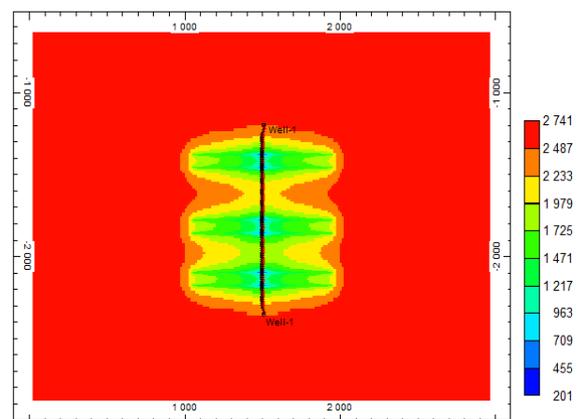


5 fracturas par

**Figura 24. Perfil de presión 5 fracturas**

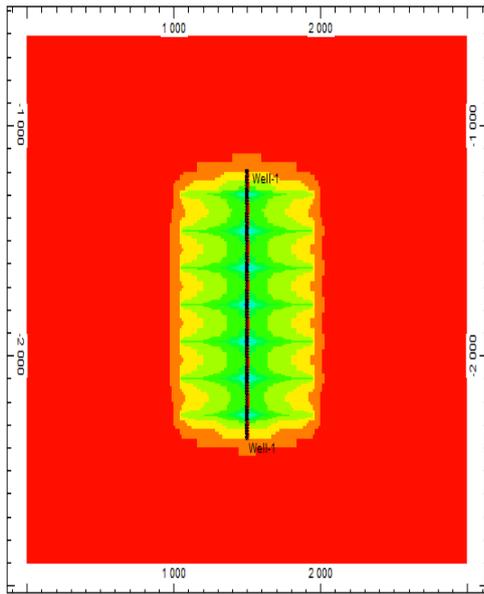


6 fracturas no par

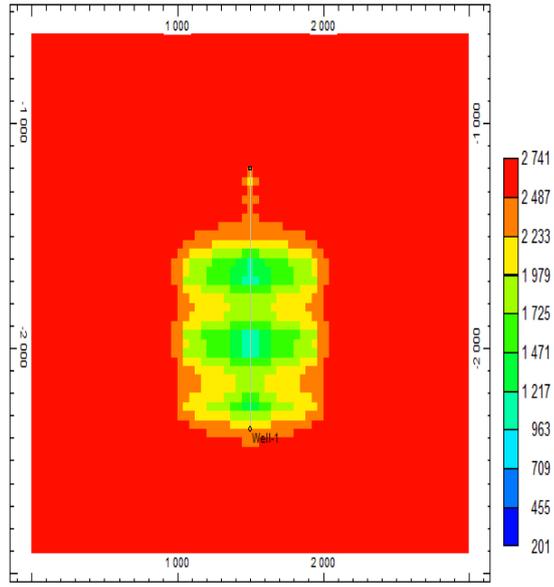


6 fracturas par

**Figura 25. Perfil de presión 6 fracturas**

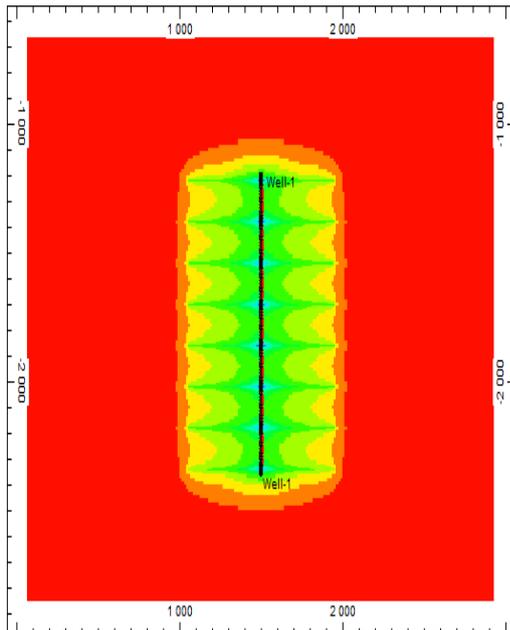


7 fracturas no par

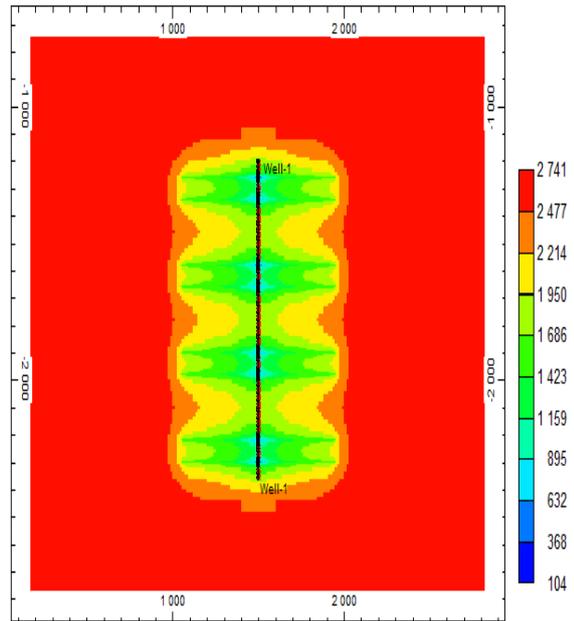


7 fracturas par

**Figura 26. Perfil de presión 7 fracturas**

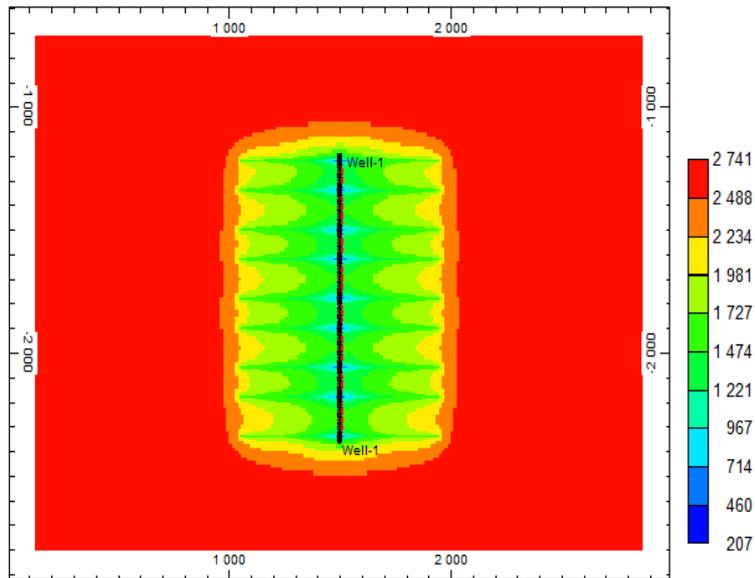


8 fracturas no par



8 fracturas par

**Figura 27. Perfil de presión 8 fracturas**



9 fracturas

**Figura 28. Perfil de presión 9 fracturas**

Como se observa en las anteriores figuras a medida que aumenta el número de fracturas la caída de presión se extiende en una mayor porción del yacimiento, lo cual nos indica que el área estimulada es mayor. Los pozos con fracturas presentan un menor porcentaje de área estimulada, reflejándose en la producción y la no uniformidad en el perfil de caída de la presión,

## 4. ANALISIS ECONOMICO

### 4.1 ANALISIS ECONOMICO

En este capítulo se va a hacer el análisis económico de los modelos anteriormente corridos de los cuales solo se va a tomar los pozos con un espaciamento igual entre fracturas. La parte fundamental de este estudio es saber cuál de los casos simulados es el mejor para aplicarlo en el campo y así obtener la mejor retribución.

El análisis que se hizo fue con base en el costo del pozo y de la estimulación tomando como base los costos que se tienen del pozo real, se tomó el precio de la estimulación (fracturamiento) y se extrapoló a los casos con sus fracturas respectivas así teniendo un costo de pozo de:

Operación	Costo (dólares)
Costo promedio por fractura	117555.0929
Costo del pozo horizontal	2516631.86

**Tabla 5. Costos pozo real**

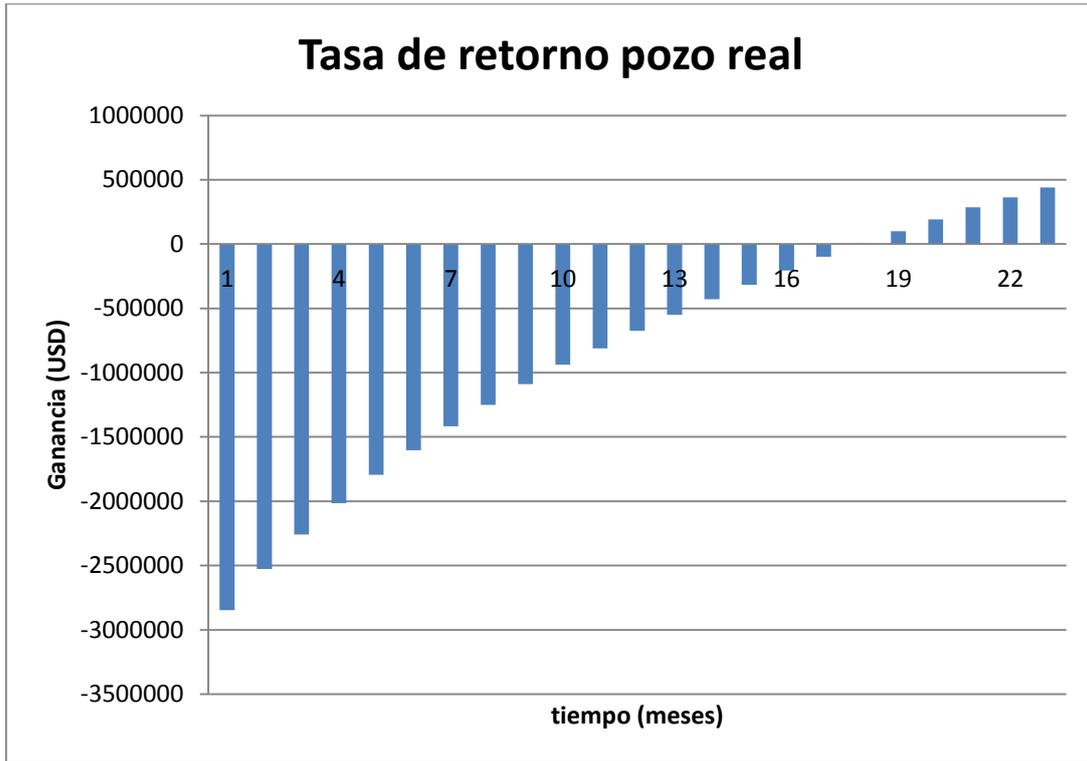
Extrapolando a cada uno de los casos:

Numero de fracturas por pozo	Costo del pozo estimulado (dólares)
Cinco fracturas	3104407.325
Seis fracturas	3221962.418
Siete fracturas	3339517.511
Ocho fracturas	3457072.604
Nueve fracturas	3574627.697

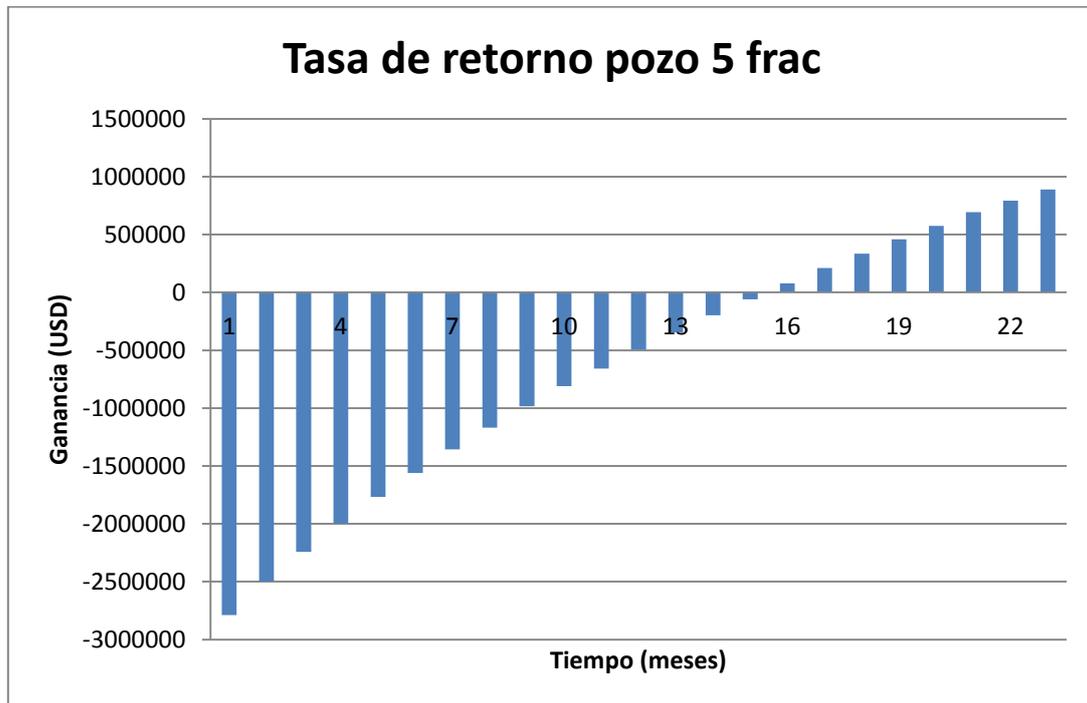
**Tabla 6. Costo de los casos simulados**

Para hacer este análisis económico se tomó como base el precio del gas promedio en Canadá durante el año 2012 con un valor de 3.95 dolares/millón de pies cúbicos, a este precio se le quitó el 19% que es para el estado y los costos de producción llegando así a 3 dólares/millón de pies cúbicos. Se generan gráficas del costo del pozo menos la producción mensual para saber cuando se llega al punto de equilibrio y cuando empieza a generar ganancias.

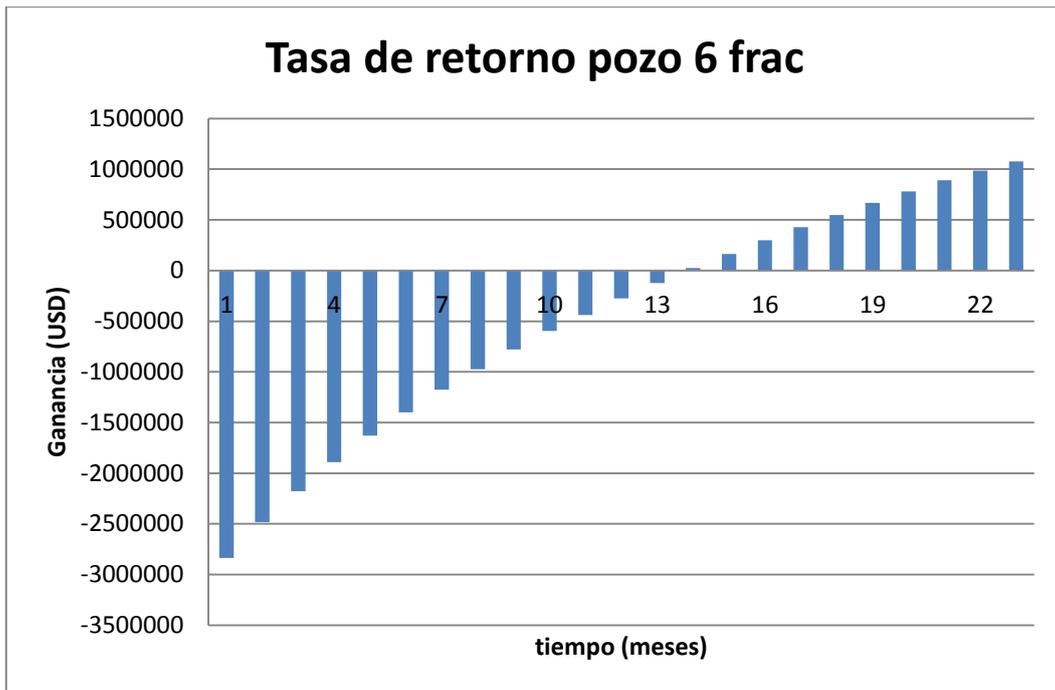
A continuación las gráficas con los costos y las producciones:



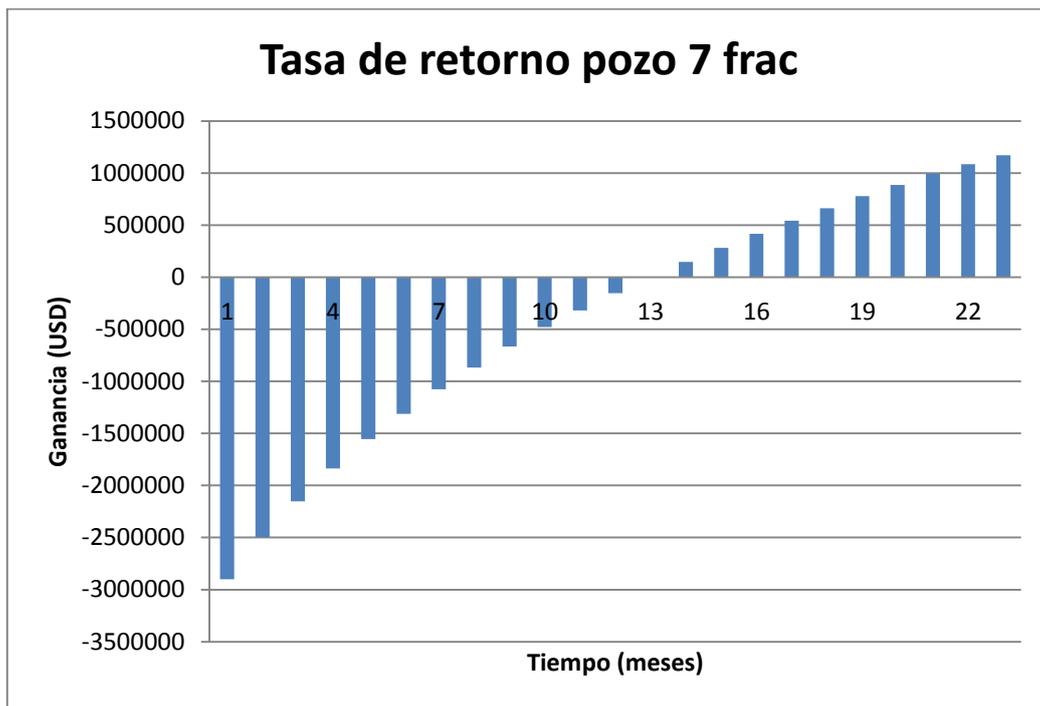
**Figura 29. Análisis económico pozo real**



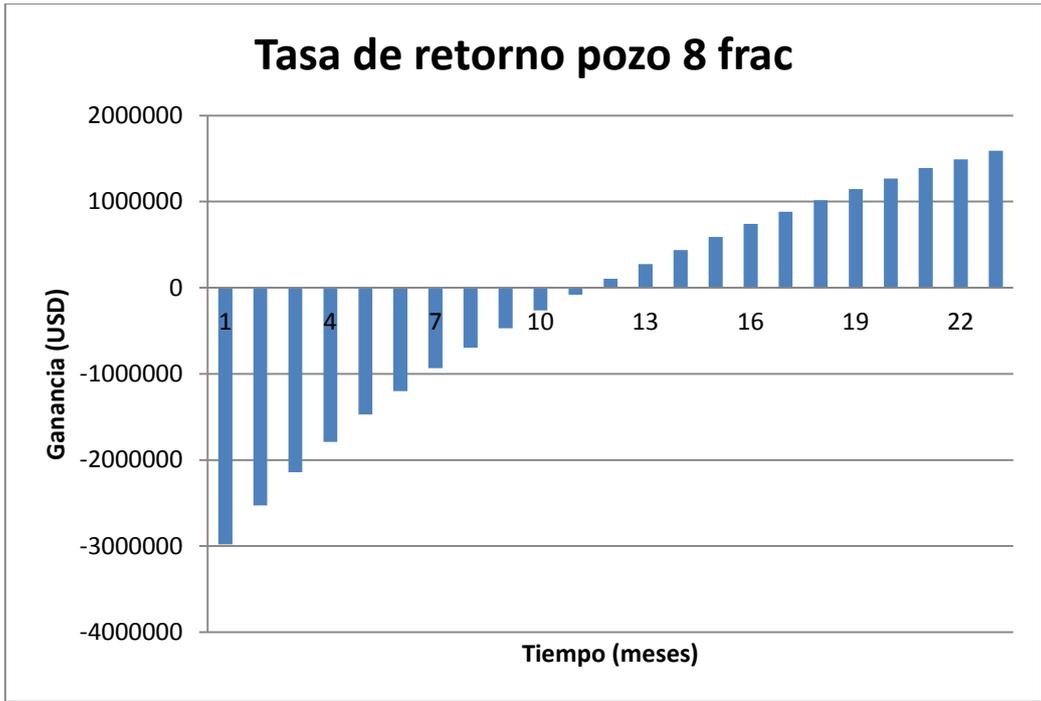
**Figura 30. Análisis económico pozo cinco fracturas**



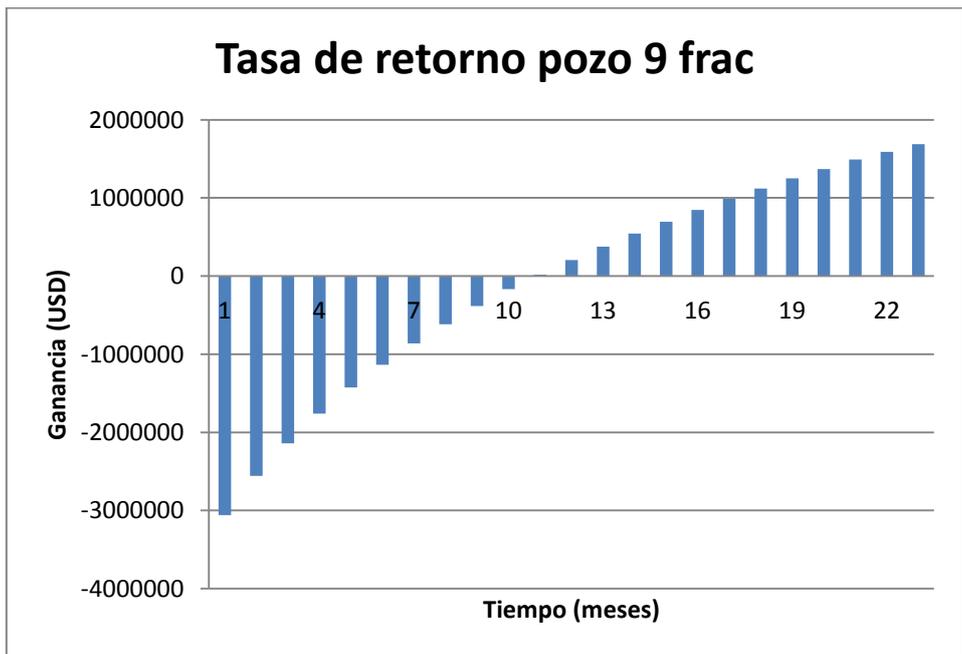
**Figura 31. Análisis económico seis fracturas**



**Figura 32. Análisis económico siete fracturas**



**Figura 33. Análisis económico ocho fracturas**



**Figura 34. Análisis económico nueve fracturas**

La siguiente tabla muestra el tiempo de retorno de la inversión y las ganancias a los dos años de producción.

Modelo	Tiempo de retorno (meses)	Ganancia a los dos años (dolares)
Real	18	440280

Cinco fracturas	16	888985
Seis fracturas	14	1075661
Siete fracturas	13	1172214
Ocho fracturas	12	1590028
Nueve fracturas	11	1687709

**Tabla 7. Tiempo de retorno y ganancia**

Como se puede observar el mejor caso resultó siendo el de nueve fracturas, pero ese no se puede escoger ya que hay muchas probabilidades que ocurra el efecto de *shadowing stress*, así que el modelo óptimo para el yacimiento son pozos de ocho fracturas ya que tiene el menor tiempo de retorno y la mayor ganancia con la menor probabilidad de generar problemas de cambio de dirección en el estrés de la roca. Se tiene que el pozo real resultó siendo el peor de todos los casos, incluso el modelo de cinco fracturas es mejor que el real, ya que tiene un tiempo de retorno de dos meses menos y una ganancia a los dos años de 100% más que este.

## 5. CONCLUSIONES

- Se determinó el espaciamiento óptimo de las fracturas mediante el análisis de la producción y la caída de la presión teniendo como mejor modelo el de ocho fracturas con un aumento de la producción de 37.6% y con una tasa de retorno de 12 meses.
- Se determinó cual es la mejor manera de posicionar las fracturas en función de la interferencia entre ellas la cual se visualizaba con la caída de la producción con el mismo número de fracturas teniendo así que las fracturas con igual espaciamiento son las que mejor producción tienen.
- Se comprobó que a mayor área de yacimiento contactada por las fracturas mayor va a ser su producción ya que a mayor cantidad de fracturas la producción aumenta y el factor determinante para escoger el mejor modelo va a ser el económico
- Se determinó mediante análisis económico que el mejor arreglo para este yacimiento es el pozo de 8 fracturas o con un espaciamiento de 120 pies la cual es una solución única ya que todos las lutitas son diferentes

## 6. RECOMENDACIONES

- Se recomienda tener el modelo geomecánico y un estudio de *stress shadowing* para tener un mejor análisis del espaciamiento entre fracturas.
- Se recomienda que se incluya en la simulación los efectos de la compactación de la fractura y del comportamiento de las capas adyacentes para tener una mejor predicción.
- El análisis económico puede estar sujeto a cambios no solo por la variación del precio del gas sino también por la disminución de los costos de estimulación y perforación del pozo generados por la introducción de nuevas tecnologías más eficientes.
- Tener un mapa del cambio de la dirección del esfuerzo en el yacimiento es fundamental para determinar cuál sería la dirección óptima de perforación de un pozo.

## 7. BIBLIOGRAFIA

A. Kalantari-Dahaghi and S.D Mohaghegh "Numerical Simulation and Multiple Realizations for Sensivity Study of Shale Gas Reservoir" SPE 141058, paper presentado en el simposio de produccion y operacion realizado en la ciudad de Oklahoma, Oklahoma 27-29 de marzo de 2011

Ayantayo Ajani and Mohan Kelkar "Interference Study in Shale Plays" SPE 151045, paper presentado en la conferencia de fracturamiento hidraulico realizada en Woodlands, Texas en febrero 6-8 del 2012

Craig L. Cipolla. "Modeling Production and Evaluating Fracture Performance in Unconventional Gas Reservoirs". SPE 118536-MS paper presutado en la revista JPT para la edicion del septiembre del 2009

Juan M. Meneses P., Diego G. Ortiz S. "Comportamiento de la Producción en Yacimientos de Gas Shale por Medio del Cálculo de Reservas y Curvas de Declinación, Estimando el Área de Fractura para Evaluar su Costo-Beneficio". Universidad Surcolombiana tesis de pregrado 2012.

Neal B. and Marisela Sánchez. "Stress Shadowing and Microseismic Events: A Numerical Evaluation" SPE 147363, paper presentado en la conferencia tecnica y exhibicion anual de la SPE realizado en Denver, Colorado 30 de octubre al 2 de Noviembre 2011.

N.P. Roussel, M.M. Sharma. "Optimizing Fracture Spacing and Sequencing in Horizontal Well Fracturing" SPE 127986, paper presentado en el simposio internacional y exhibicion de daño de formacion realizado en Lafayette, Louisianan 10-12 de febrero del 2010

Richard Rickman, Mike Mullen, Erik Petre, Bill Grieser and Donald Kundert 2009. "Petrophysics Key In Stimulating Shales". Artículo presentado en marzo del 2009 para la revista THE AMERICAN OIL AND GAS REPORTER

R. P. Nordgren. "Propagation of Vertical Hydraulic Fracture". SPE 3009 paper presentado en la reunion 45 de la SPE realizada del 4 al 7 de octubre de 1970

Software CMG manuals de los módulos de GEM y BUILDER 2009