



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**  
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA  
EN EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE RECURSOS NATURALES – YACIMIENTOS

**OPTIMIZACIÓN DE LA EXPLOTACIÓN DE YACIMIENTOS NO-CONVENCIONALES**

MODALIDAD DE TESIS PARA OPTAR POR EL GRADO DE:  
**MAESTRO EN INGENIERÍA**

PRESENTA:  
**CARLOS FELIPE SILVA ESCALANTE**

DIRECTOR DE TESIS:  
**Dr. RODOLFO GABRIEL CAMACHO VELÁZQUEZ**  
**PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA**

CIUDAD DE MÉXICO, OCTUBRE 2020.



Universidad Nacional  
Autónoma de México



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

## **JURADO ASIGNADO**

Presidente: Dr. Sergio Berumen Campos

Secretario: Dra. Ana Paulina Gómora Figueroa

1<sup>er</sup> Vocal: Dr. Rodolfo Gabriel Camacho Velázquez

2<sup>do</sup> Vocal : Dr. Néstor Martínez Romero

3<sup>er</sup> Vocal: Dr. Bruno Armando López Jiménez

Lugar donde se realizó la tesis: Ciudad Universitaria, Ciudad de México, México

### **Tutor de Tesis:**

Nombre: Dr. Rodolfo Gabriel Camacho Velázquez.



---

Firma.

Esta tesis utilizó información petrolera proporcionada por la Comisión Nacional de Hidrocarburos, de acuerdo con el anexo C de la licencia de uso de la información a favor de la UNAM, de fecha 11 de diciembre de 2017, bajo la nomenclatura CNIH-C-00417. Dicha información es propiedad de la Nación y su acopio, resguardo, uso administración y actualización, así como de publicación de la misma corresponde a la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

## **AGRADECIMIENTOS**

*A mis padres:*

*Juan Carlos Silva López, que siempre me ha apoyado incondicionalmente, me ha escuchado, aconsejado y me has entendido. Gracias a la vida que me ha dado un padre tan maravilloso como tú, gracias por protegerme en todo momento. Durante toda mi vida me veré eternamente agradecido por tenerte... eres mi ídolo pa'.*

*María Guadalupe Escalante Cruz, que me das tu amor incondicional y que tienes el corazón más grande del mundo. Gracias por siempre cuidarme, por escucharme y por dedicarme todo tu tiempo, realmente no sé qué haría sin ti... espero algún día recompensarte por todo esto que me das, Te amo mami.*

*Ambos son lo mejor que le pude pedir a esta vida y me siento la persona más afortunada del mundo por tenerlos...Los amo con todo mi corazón, no me imagino la vida sin ustedes, por favor, quédense siempre conmigo.*

*A mi abuelito, Felipe Silva. Por ser un apoyo fuerte e incondicional para que yo siga construyendo este camino, por acogerme como un hijo más y por demostrarme mucho amor sin condiciones.*

*Abuelita, espero se sienta orgullosa de mí...*

*A mi tía, Norma Lilia, que se ha preocupado en ser como una madre para mí, gracias por cuidarme, escucharme y aconsejarme...la quiero muchísimo.*

*A mis padrinos, por hacerme sentir parte de su familia, los quiero mucho. Conmigo, tienen a un hijo agradecido por tan buenos tratos, los llevo en mi corazón.*

*A mi tutor y gran profesor, el Dr. Rodolfo Camacho, gracias por tener paciencia y por su asesoría, usted es una persona sumamente admirable, le agradeceré siempre su tiempo y me llevo una gran experiencia de haberlo conocido.*

*Al Dr. Fernando Samaniego. Para mí fue un verdadero placer haberlo conocido después de conocer su gran trayectoria y la trayectoria que ha forjado a través de los años. Soy un afortunado por haber sido su alumno, gracias por su asesoría y apoyo.*

*A mis compañeros, Demian, Emilio y Trejo, por apoyarme, asesorarme, ayudarme y por hacer de mi estancia del posgrado una gran experiencia, conmigo cuentan para todo y espero no perder su amistad.*

*...Gracias a la UNAM por hacerme cumplir un sueño que tanto desee, te llevo en el corazón.*



# CONTENIDO

	Pág.
Resumen.....	5
Objetivo General.....	6
Objetivos Especificos.....	6
<b>1. Antecedentes.....</b>	<b>7</b>
1.1 Yacimientos No-Convencionales en México.....	7
1.2 Técnica para la Explotación de Yacimientos No-Convencionales.....	7
1.3 Sensibilidad de Parámetros y Optimización.....	8
<b>2. Revisión de la literatura.....</b>	<b>9</b>
2.1 Aspectos Generales de los Yacimientos de Gas de Lutitas.....	9
2.2 Evaluación Petrofísica de los Yacimientos No-Convencionales.....	10
2.2.1 Clasificación Geológica del Sistema de Fracturas Naturales.....	13
2.2.2 Propiedades del Sistema de Fracturas Naturales.....	14
2.2.3 Fractalidad en Propiedades Petrofísicas.....	15
2.3 Ingeniería de Yacimientos No-Convencionales de Baja Permeabilidad.....	17
2.3.1 Transporte de Gas en Lutitas.....	18
2.3.2 Flujo de gas a través de Nano-Poros.....	19
2.3.3 Desorción de Gas en Lutitas.....	24
2.3.4 Difusión de Gas en Kerógeno.....	24
2.4 Estimulación de Yacimientos No-Convencionales.....	25
2.4.1 Mecánica de Rocas.....	25
2.4.2 Orientación de la Fractura Hidráulica.....	26
2.4.3 Geometría de la Fractura Hidráulica.....	28
2.4.4 Agente Apuntalante.....	29
2.4.5 Fracturamiento Hidráulico Multietapas.....	31
2.4.6 Modelo de Fracturas Hidráulicas.....	31
2.5 Simulación Numérica de Yacimientos: Ajuste Histórico de Producción.....	32
2.5.1 Error de Calibración.....	32
2.5.2 Interpretación de Resultados.....	33
2.6 Fundamentos de Análisis Económico.....	34
2.6.1 Flujo de Caja Neto(NCF).....	35
2.6.2 Valor Presente Neto(NPV).....	35
2.6.3 Tasa Mínima Interna de Retorno(MIRR).....	36
2.6.4 Eficiencia de Inversión(IE) y Tiempo de Remuneración(Payback).....	37
<b>3. Metodología y Resultados.....</b>	<b>38</b>
3.1 Modelo de Yacimiento.....	38
3.2 Modelo de Pozo "E-1H".....	41
3.3 Modelo A.....	41
3.4 Modelo FL.....	52
3.5 Modelo FR.....	56
3.6 Modelo E.....	59
<b>4. Conclusiones.....</b>	<b>66</b>
<b>5. Recomendaciones y Mejoras.....</b>	<b>67</b>
Referencias	
APÉNDICE A. Propiedades y sus valores en los Yacimientos No-Convencionales	
APÉNDICE B. Modelo económico enfocado a los Yacimientos No-Convencionales	
APÉNDICE C. Sensibilidad de la longitud del pozo	
Nomenclatura	

## LISTA DE FIGURAS

	Pág.
<b>Figura 1.</b> Provincias geológicas con recursos no-convencionales	7
<b>Figura 2.</b> Explotación mediante el múltiple fracturamiento hidráulico en pozos horizontales	8
<b>Figura 3.</b> Esquema de yacimientos convencionales y no-convencionales	9
<b>Figura 4.</b> Gas adsorbido en matriz-fracturas	11
<b>Figura 5.</b> Clasificación de pruebas en función del tamaño de poro	11
<b>Figura 6.</b> Escaneo de microscopio electrónico(SEM)	12
<b>Figura 7-a.</b> Efecto del tipo de kerógeno en la adsorción del metano	12
<b>Figura 7-b.</b> Efecto de la madurez térmica( $R_o$ ) en la de adsorción del metano	13
<b>Figura 8.</b> Fracturas naturales a gran escala(izquierda) y a pequeña escala(derecha)	13
<b>Figura 9.</b> Características del sistema fracturado en pruebas BIB(Broad Ion Beam)	14
<b>Figura 10.</b> Esquema del método de conteo de cajas	16
<b>Figura 11.</b> Dirección de flujo en función de $D$ ; (a)Lineal: $D = 1$ , (b)Fractal: $1 < D < 2$ , (c)Radial: $D = 2$	17
<b>Figura 12.</b> Flujo de trabajo en modelado y simulación de yacimientos	17
<b>Figura 13.</b> Número de Knudsen en función de la presión del yacimiento y diferentes porosidades con la ecuación de flujo correspondiente	19
<b>Figura 14.</b> Comparación de modelos para la predicción de la producción de gas acumulado	23
<b>Figura 15.</b> Adsorción isotérmica del metano y la capacidad máxima de adsorción	24
<b>Figura 16.</b> Esfuerzo vs deformación, <b>A</b> : roca frágil, <b>B</b> : roca dúctil	26
<b>Figura 17.</b> Fracturas conforme a la magnitud de esfuerzos	27
<b>Figura 18.</b> Orientación de fracturas conforme a su configuración de esfuerzos	27
<b>Figura 19.</b> Modelo tradicional de propagación de una fractura hidráulica desde un perfil vertical	29
<b>Figura 20.</b> Representación de fractura apuntalada y su anchura	30
<b>Figura 21.</b> Arenas Ottawa y Brady respectivamente	30
<b>Figura 22.</b> Arenas ISP, LWCP y RCS respectivamente	30
<b>Figura 23.</b> Pozos horizontales con múltiple fracturamiento hidráulico	31
<b>Figura 24.</b> Modelo de fracturamiento hidráulico	32
<b>Figura 25.</b> Comparación previa al ajuste histórico entre el caso base(en negro) y datos reales de producción(en azul)	32
<b>Figura 26.</b> Progreso de ajuste de historia	33
<b>Figura 27.</b> Gráfica de tornado de sensibilidad de parámetros de ajuste	34
<b>Figura 28.</b> Gráfica de ajuste histórico de producción	34
<b>Figura 29.</b> Tasa Mínima Interna de Retorno ( <b>MIRR</b> )	37
<b>Figura 30.</b> Comportamiento de " <b>Payback</b> "	37
<b>Figura 31.</b> Datos de entrada para correlación de permeabilidad relativa	40
<b>Figura 32.</b> Graficas de permeabilidad relativa	40
<b>Figura 33.</b> Gráficas de expansión y viscosidad de gas	40
<b>Figura 34.</b> Trayectoria de Emergente-1H	41
<b>Figura 35.</b> Yacimiento Euclidiano con Zona de Fracturas naturales Homogénea	42
<b>Figura 36.</b> Progreso de Ajuste Histórico	43



<b>Figura 37.</b> Ajuste de Historia de Producción del modelo A	43
<b>Figura 38.</b> Ajuste de historia del gasto de gas en el modelo A	43
<b>Figura 39.</b> Ajuste de historia de producción de agua en el modelo A	44
<b>Figura 40.</b> Sensibilidad de parámetros en función a su aporte en la producción	44
<b>Figura 41.</b> Ajuste de historia de producción y modelo A en 30 años	45
<b>Figura 42.</b> Sensibilidad del número de etapas de fracturamiento	45
<b>Figura 43.</b> Producción acumulada en función de las etapas de fracturamiento	46
<b>Figura 44.</b> Análisis NPV del número de FH	46
<b>Figura 45.</b> Sensibilidad del ancho de fractura hidráulica	47
<b>Figura 46.</b> Sensibilidad de longitud media de fractura hidráulica	47
<b>Figura 47.</b> Sensibilidad de permeabilidad de fractura hidráulica	48
<b>Figura 48.</b> Sensibilidad de permeabilidad de fracturas naturales	49
<b>Figura 49.</b> Sensibilidad de la porosidad en fracturas naturales	49
<b>Figura 50.</b> Sensibilidad de la permeabilidad de la matriz	50
<b>Figura 51.</b> Sensibilidad de porosidad de matriz	51
<b>Figura 52.</b> Sensibilidad de compresibilidad en matriz y fractura natural	51
<b>Figura 53.</b> Modelo FL	52
<b>Figura 54.</b> Muestra de núcleo del yacimiento	53
<b>Figura 55.</b> “Cuento de Cajas” en núcleo con 60 y 216 cajas respectivamente	53
<b>Figura 56.</b> Determinación de la dimensión fractal del núcleo del yacimiento	54
<b>Figura 57.</b> Ajuste entre Modelo FL e Historia de Producción	55
<b>Figura 58.</b> Sensibilidad de los parámetros fractales en la producción	56
<b>Figura 59.</b> Modelo FR	57
<b>Figura 60.</b> Ajuste entre Modelo FR e historia de producción	58
<b>Figura 61.</b> Ajuste de los diferentes modelos con la historia de producción	59
<b>Figura 62.</b> Modelo E con 1 Pozo en el centro	60
<b>Figura 63.</b> Alteración en la producción debido al cambio en el área del yacimiento	61
<b>Figura 64.</b> Producción acumulada en función al número de pozos	61
<b>Figura 65.</b> Producción en función del número de pozos y del radio de drene.	62
<b>Figura 66.</b> Efectos de drene debido a la asimetría de $X_e$ y las fronteras laterales.	62
<b>Figura 67.</b> Análisis NPV en diferentes periodos	63
<b>Figura 68.</b> Tiempo de recobro con 5, 8 y 10 pozos	64
<b>Figura 69.</b> Escenarios de eficiencia de inversión en diferentes periodos de tiempo	64
<b>Figura 70.</b> Sensibilidad en la RD en el NPV de 8 pozos	65
<b>Figura 71.</b> MIRR del escenario de 8 pozos	65

## Lista de Tablas

	Pág.
<b>Tabla 1.</b> Tipos de kerógeno y su potencial de hidrocarburos	10
<b>Tabla 2.</b> Calidad del kerógeno en función del TOC en rocas generadoras	10
<b>Tabla 3.</b> Ecuaciones de flujo en función del número de Knudsen	19
<b>Tabla 4.</b> Propiedades intrínsecas y ambientales de roca-fracturamiento hidráulico	25
<b>Tabla 5.</b> Columna geológica de Burgos. Información PEMEX-CNIH	39
<b>Tabla 6.</b> Propiedades del modelo de yacimiento	39
<b>Tabla 7.</b> Resumen del Ajuste de historia	42
<b>Tabla 8.</b> Valores resultantes del “Conteo de Cajas”	53
<b>Tabla 9.</b> Valores óptimos del Modelo FL	54
<b>Tabla 10.</b> Distribución Fractal derivada de una $D=0.7$ y $\theta=0$ , correspondiente al yacimiento	55
<b>Tabla 11.</b> Valores de $k_f$ y $\phi_f$ fractales en función de $D$ y $\theta$	56
<b>Tabla 12.</b> Valores óptimos del Modelo FR	58
<b>Tabla 13.</b> Dimensiones de Modelo E	60

## RESUMEN

El objetivo del trabajo es optimizar la explotación de un **Yacimiento No-Convencional** de Gas seco mediante la variación de los valores en los parámetros que configuran al pozo-yacimiento y su condición fractal con uso de software comercial de Simulación de Yacimientos y datos de un pozo de la cuenca Burgos en México. Se generan diferentes modelos de yacimiento que se ajustan al comportamiento real de producción con el fin de aproximar sus características al yacimiento en estudio. En estos modelos, se analizan: la sensibilidad de parámetros en la producción y la distribución fractal en la zona estimulada de yacimiento(**SRV**).

Se ajusta un primer modelo(**Modelo A**) al historial de producción, se analiza la sensibilidad de sus parámetros en la producción y se optimiza el número de etapas de fracturamiento. Este modelo considera ser Euclidiano(un caso especial de fractalidad) y con propiedades de matriz-fractura homogéneas en toda su extensión, es decir, no contiene una **SRV**.

Se generan un par de modelos más para ajustarse a la historia de producción, los cuales cuentan con una distribución fractal dentro de sus **SRV**, el **Modelo FL** con **SRV** local y el **Modelo FR** con **SRV** regional. Las propiedades fractales pertenecen a las fracturas naturales, propias de su porosidad y permeabilidad. Camacho et. al. (2008) presentan la influencia del modelo fractal en datos de producción, mostrando que tiene un impacto muy fuerte. Por esta razón se analiza la sensibilidad de los parámetros fractales en la producción acumulada: dimensión fractal(**D**) y conectividad de las fracturas( **$\theta$** ).

Considerando que el yacimiento en estudio contiene fractalidad, se calcula la **D** de un núcleo representativo, resultante en **D = 0.7** y se asume conectividad total de las fracturas naturales, esto es:  **$\theta = 0$** . Para este ajuste, la distribución fractal se considera constante. Una vez esto, se varían los valores en los parámetros que no afecten la distribución fractal hasta ajustar los modelos al historial de producción.

Finalmente se genera un modelo con un área amplia de yacimiento (**Modelo E**), para optimizar el número de pozos y analizar el espaciamiento entre ellos. Para efectos prácticos, la configuración de los pozos en este modelo se basa en el **Modelo A**(Euclidiano), pues incluir fractalidad de manera automatizada en softwares comerciales no es posible. La optimización se genera con análisis de indicadores económicos.

## **OBJETIVO GENERAL**

Optimizar económicamente la explotación de un Yacimiento No-Convencional mediante la variación de los parámetros considerando modelos de yacimiento fractales.

## **OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- Diseñar modelos con distribución fractal que se ajusten al comportamiento de yacimientos no-convencionales.
- Analizar la sensibilidad en la producción de los parámetros que configuran al pozo y yacimiento.
- Determinar la dimensión fractal de un núcleo representativo del yacimiento de la cuenca de Burgos, México.
- Analizar el comportamiento de la distribución de los parámetros fractales en el modelo de fracturas con espaciado logarítmico del simulador comercial.
- Sensibilizar las propiedades fractales y analizar sus efectos en la producción.
- Analizar el ajuste de las diferentes SRV en el comportamiento de producción.
- Diseñar un modelo económico enfocado a los yacimientos no convencionales de lutitas hidráulicamente fracturados.
- Optimizar y analizar económicamente escenarios producción variando el número de pozos en un área de yacimiento amplia.

# 1 Antecedentes

## 1.1 Yacimientos No-Convencionales en México

Los **recursos** de los **Yacimientos No-Convencionales** en México se encuentran en diversos **plays** de las provincias geológicas de Chihuahua, Sabinas, Burro-Picachos, Burgos, Tampico-Misantla y Veracruz como se muestra en la **Figura 1**. Estos recursos se estiman a octubre del 2019(CNH,2019), en: 64.2 miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente(MMMbce), de los cuales, 35.9 miles de millones de barriles(MMMb) son de petróleo y 141.5 billones de pies cúbicos(Bpc) son de gas. Estas dos últimas cifras equivalen al 53% y 63% de los recursos prospectivos totales en el país provenientes de yacimientos convencionales y no convencionales.(CNH, 2019).



Figura 1. Provincias geológicas con recursos no-convencionales. Modificado de CNH, 2017.

## 1.2 Técnica para la explotación de Yacimientos No-Convencionales

Debido a la muy baja permeabilidad de los yacimientos no-convencionales, las cantidades de producción serían pequeñas sin aplicar alguna estimulación al yacimiento. Por este motivo, se han generado avances en la tecnología de explotación en el yacimiento como son los pozos horizontales con fracturamiento hidráulico multi-etapas. Ver **Figura 2**.

El fracturamiento hidráulico multi-etapas cumple con producir cantidades económicamente viables de hidrocarburos al percibir una mayor área del yacimiento, acompañado de a una buena apertura de fractura y óptimo espaciamiento entre etapas de fracturamiento. Esta técnica puede ser aplicada a **yacimientos no-convencionales de lutitas** y de arenas compactas(Tight).

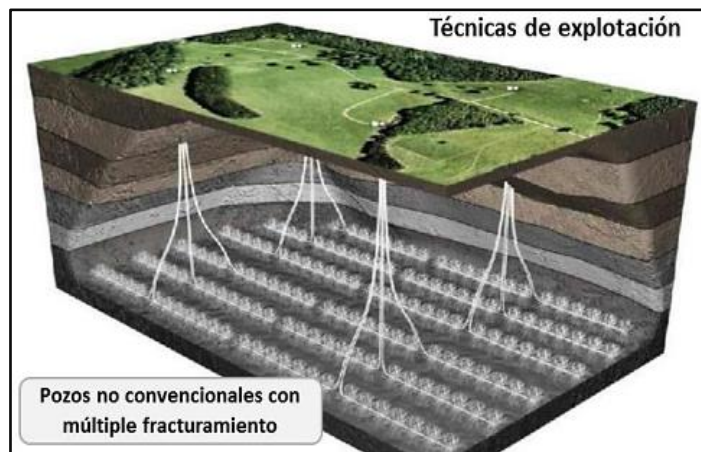


Figura 2. Explotación mediante el múltiple fracturamiento hidráulico en pozos horizontales. CNH, 2017.

### 1.3 Sensibilidad de Parámetros y Optimización

El ajuste de producción entre el modelo de simulación y los datos reales tiene la hipótesis de que la combinación resultante de los valores sensibilizados será la mejor representación del yacimiento. Sin embargo esto no siempre es correcto, la heterogeneidad en los yacimientos no-convencionales cambian el ajuste en poco tiempo después de haberse cumplido.

Dong et al.(2013) investigaron las propiedades que afectan la predicción del comportamiento de yacimientos de gas de lutitas ubicados en los Estados Unidos de América(Barnett, Eagle Ford, Marcellus y Haynesville). Dong et al.(2014) analizaron las propiedades sensibles al comportamiento de producción, las cuales se enlistaron como:

- Temperatura de Yacimiento
- Presión de Fondo Fluyendo
- Longitud de Yacimiento
- Ancho de Yacimiento
- Densidad de Roca
- Longitud Media de Fractura Hidráulica
- Longitud Horizontal de Pozo
- Etapas de Fracturamiento Hidráulico
- Presión de Langmuir
- Capacidad de Almacenamiento de Gas Adsorbido
- Flujo de Gas Interporoso( $\lambda$ )
- Relación de Almacenamiento en las fracturas naturales( $\omega$ )

Sus estudios de simulación se ajustaron con la historia real de producción y aportaron rangos de valores en cada parámetro. Los valores resumidos en el estudio de Dong et al.(2014) se muestran en el **Anexo A**.

La optimización brinda los escenarios de producción más rentables. Los **Yacimientos No-Convencionales** generan altos costos de explotación debido a su complejidad y pueden resultar no rentables si no se cumple con un diseño efectivo. El objetivo de la optimización es agregarle valor al proyecto de explotación.

## 2 Revisión de la Literatura

### 2.1 Aspectos Generales de los Yacimientos de Gas de Lutitas

Se define a un **Yacimiento No-Convencional** como aquel que no utiliza los métodos de explotación convencionales o bien, que no cumple con los cinco elementos que integran un sistema petrolero: roca generadora, roca almacenadora, roca sello, una trampa y una migración de fluido entre los distintos tipos de rocas. Los yacimientos de aceite y gas en lutitas tienen un sistema petrolero de rocas arcillosas orgánicamente ricas con microfracturas y de muy baja permeabilidad, que actúan como generadoras, almacenadoras y sello. Su producción en cantidades comerciales demanda técnicas de fracturamiento hidráulico para crear canales con alta permeabilidad y estimular las microfracturas.

Los **Yacimientos No-Convencionales** se pueden clasificar como yacimientos de: **gas de lutitas(Shale Gas)**, **aceite de lutitas(Shale Oil)**, gas en arenas compactas (Tight Gas), aceite en baja permeabilidad (Tight Oil) e hidratos de gas (Gas Hydrates), Aceites pesados(Heavy Oil), metano en capas de carbón(Coalbed Methane). La tecnología para explotar estos yacimientos es muy costosa y requiere de avances tecnológicos. Ver **Figura 3**. En términos simples, el hidrocarburo de lutitas es aquel que es producido de rocas cuyos granos son muy finos y contienen una estructura laminar, así como una muy baja permeabilidad y sensibilidad al agua.

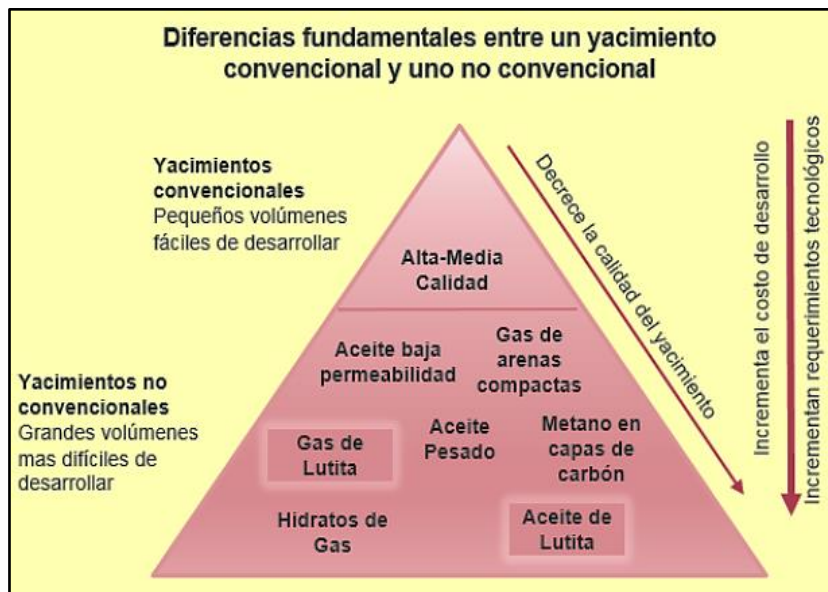


Figura 3. Esquema de yacimientos convencionales y no-convencionales. CNH, 2017.

Las **Lutitas** son rocas sedimentarias clásticas compuestas principalmente por limos y arcillas. La geología define a estas rocas con grano fino de un diámetro menor a 0.00039 milímetros.

El hidrocarburo en lutitas se originó de animales, plantas y bacterias. La mayor parte de esta materia orgánica, después de su acumulación y sepultamiento, entra en una etapa de diagénesis. Debido al incremento de presión y temperatura, la materia se transforma en kerógeno, del que se generan hidrocarburos, como se describe en la **Tabla 1**.

**Tabla 1.** Tipos de kerógeno y su potencial de hidrocarburos. Modificado de Holditch, 2011.

Tipo de kerógeno	Ambiente	Referencia	Origen	Potencial de HC
I	Marino	2.7% de las reservas mundiales	<ul style="list-style-type: none"> <li>Materia algácea, planctónica</li> </ul>	Aceite
II		Principal en las reservas mundiales	<ul style="list-style-type: none"> <li>Material planctónico con origen marino.</li> <li>Esporas y polen.</li> <li>Plantas herbáceas.</li> </ul>	
III	Terrestre	El segundo más común en las reservas	<ul style="list-style-type: none"> <li>Fibras y fragmentos de plantas.</li> </ul>	Gas, Aceite
				Gas
IV			<ul style="list-style-type: none"> <li>Materia orgánica residual con ausencia de hidrógeno.</li> </ul>	Ninguno

El potencial de las lutitas gasíferas se determina con base en análisis geoquímicos. Estas pruebas se realizan sobre núcleos, recortes de formación y muestras de afloramientos. Su objetivo principal es determinar si existe alto contenido orgánico para la generación de hidrocarburos. Otra herramienta útil para este fin es la reflectancia de la vitrinita, la cual arroja resultados sobre la madurez de la materia orgánica en rocas potencialmente generadoras. El contenido orgánico total(**TOC**) de las Lutitas, comúnmente es de 0.5% a 8%.(Boyer et al., 2006) La **Tabla 2** describe la calidad del kerógeno en función del TOC.

**Tabla 2.** Calidad del kerógeno en función del TOC en rocas generadoras. Boyer et al., 2006.

TOC	Calidad del kerógeno
< 0.5	Muy mala
0.5 a 1	Mala
1 a 2	Regular
2 a 4	Buena
4 a 12	Muy buena
>12	Excelente

El sistema de almacenamiento de gas(gas adsorbido) en los **Yacimientos No-convencionales** comprende los espacios porosos de la matriz, de las microfracturas y de la fractura hidráulica. Ver **Figura 4**. El almacenamiento *in situ* del gas es un factor crítico para evaluar económicamente un yacimiento.



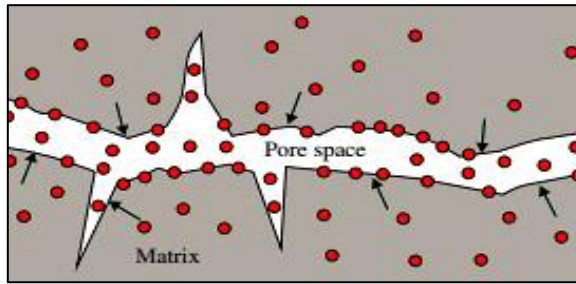


Figura 4. Gas adsorbido en matriz-fracturas. Soeder, 1988.

La **adsorción** es la adhesión de moléculas de los fluidos en la superficie de los minerales, esto comprime la matriz y el kerógeno depositado en la misma. Este proceso puede ser considerado como el mecanismo principal de producción que en conjunto con el gas libre y disuelto en el kerógeno se tienen altos rendimientos de producción. Debido a esto, se tiene una producción inicial con altos gastos el cual declina rápidamente (aproximadamente un 60% el primer año) y gradualmente declina manteniéndose con gastos bajos estables durante décadas. La cantidad de gas producido está relacionada directamente al contacto que haya entre: la matriz, el sistema de fracturas naturales y las fracturas hidráulicas.

## 2.2 Evaluación Petrofísica de Yacimientos No-Convencionales

Una correcta caracterización involucra evaluaciones petrofísicas, diagnóstico de flujo y la estimación de parámetros del yacimiento.

Los poros en la matriz de lutitas son muy pequeños. La porosidad con la que cuenta un yacimiento no-convencional está en la matriz ( $\theta_m$ ) y en las fracturas naturales ( $\theta_f$ ). El tamaño de poros se ve reflejado en la producción por la cantidad de gas adsorbido. Se han establecido clasificaciones de la porosidad según su tamaño que van desde microporos (<2 nm de diámetro), mesoporos (2 a 50 nm) y macroporos (>50 nm). Ver **Figura 5**. La experiencia dicta que los microporos y mesoporos dan grandes cantidades de producción (Keller et al, 2011).

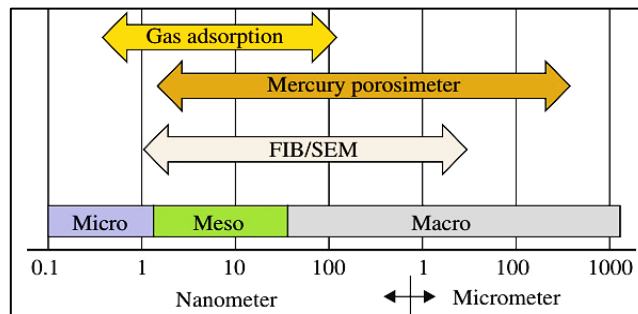
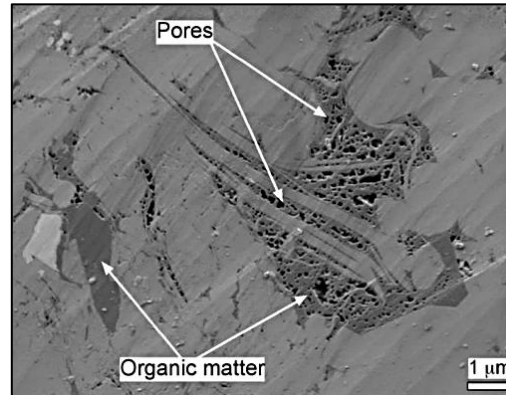


Figura 5. Clasificación de pruebas en función del tamaño de poro. Rouquerol, 1994.

El sistema de permeabilidad tiene magnitudes muy pequeñas, comúnmente en unidades de **nano-Darcy** ( $1 \times 10^{-6}$  mD) o **micro-Darcy** ( $1 \times 10^{-3}$  mD) y es función de la mineralogía, porosidad, presión de confinación y presión de poro. Al igual que el sistema de porosidad, la permeabilidad cuenta con dos parámetros efectivos: la permeabilidad de la fractura ( $k_f$ ) y la de la matriz ( $k_m$ ). Para la determinación de estos parámetros se aplican pruebas de presión en pozo y pruebas en laboratorio con inyección de nitrógeno

y/o gas natural para simular el comportamiento *in situ* utilizando una caída de presión en una muestra de roca. Otras técnicas para la determinación de la permeabilidad son la inyección de mercurio(MICP), la resonancia magnética(NRM) y el escaneo de microscopio electrónico(SEM). Este último se muestra en la **Figura 6**.

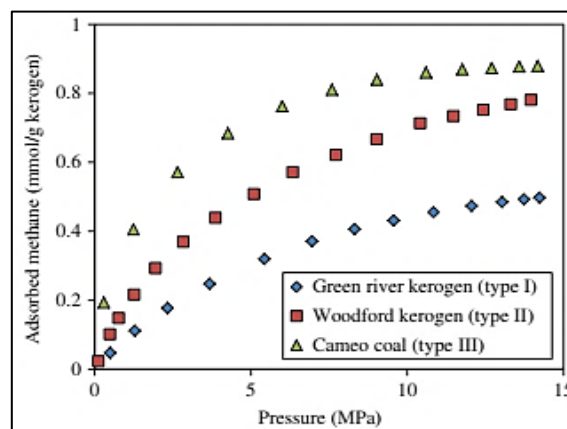


**Figura 6.** Escaneo de microscopio electrónico(SEM). Ambrose et al. 2010; Wang & Reed 2009.

Para la medición de la saturación de los fluidos, existen métodos como el de “Dean Stark” y el de “Réplica”, ambos recomendados por el American Petroleum Institute(API), en general una combinación de análisis de laboratorio es suficiente para determinar la saturación del hidrocarburo.

La calidad de la materia orgánica es importante para la capacidad de adsorción del gas, estudios han mostrado que la adsorción del gas decrece con el kerógeno de orden tipo III > tipo II > tipo I; a esto se le suma la madures térmica( $R_o$ ), la cual nos dice que entre mayor sea la madurez de la materia orgánica, existe mayor adsorción del gas(Zang et al, 2012). Ver **Figura 7-a y 7-b**. Los métodos comunes para medir la cantidad de gas adsorbido son los volumétricos y los gravimétricos. El primero se relaciona con la ecuación de Langmuir el cual será descrito más adelante.

Las condiciones geológicas también juegan un papel importante, puesto que se ha estudiado el comportamiento de almacenamiento por adsorción, el cual incrementa al igual que la presión mientras la temperatura y liberación de gas disminuyen(Alexander et al, 2011).



**Figura 7-a.** Efecto del tipo de kerógeno en la adsorción del metano. Zang et al, 2012.

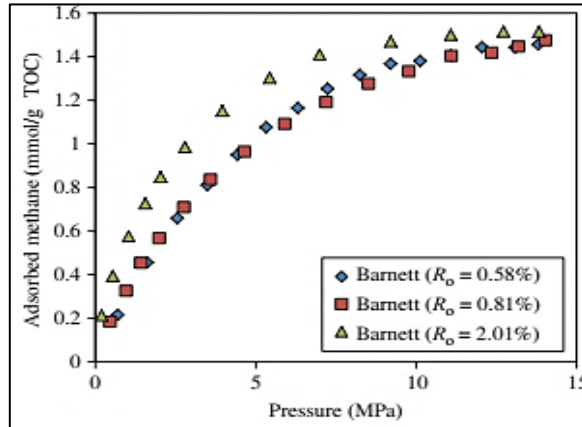


Figura 7-b. Efecto de la madurez térmica ( $R_o$ ) en la de adsorción del metano. Zang et al. 2012.

## 2.2.1 Clasificación Geológica del Sistema de Fracturas Naturales

La interpretación del sistema de fracturas envuelve aspectos geológicos y de mecánica de rocas. Existen patrones establecidos de fracturas naturales, los cuales son interpretados por técnicas de campo (Información geomecánica) o escaneo de imágenes BIB (Broad Ion Beam) en laboratorios. Para esto, existen algunos modelos físicos y matemáticos que representan los esfuerzos de la roca y la distribución de fracturas. La **Figura 8** muestra fracturas naturales a diferentes escalas.

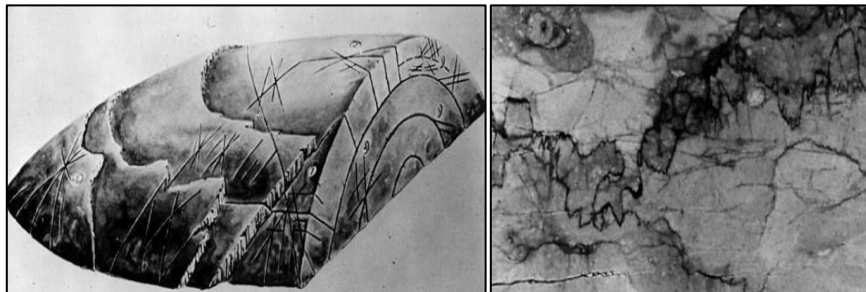


Figura 8. Fracturas naturales a gran escala (izquierda) y a pequeña escala (derecha). Modificado de Nelson, 2001.

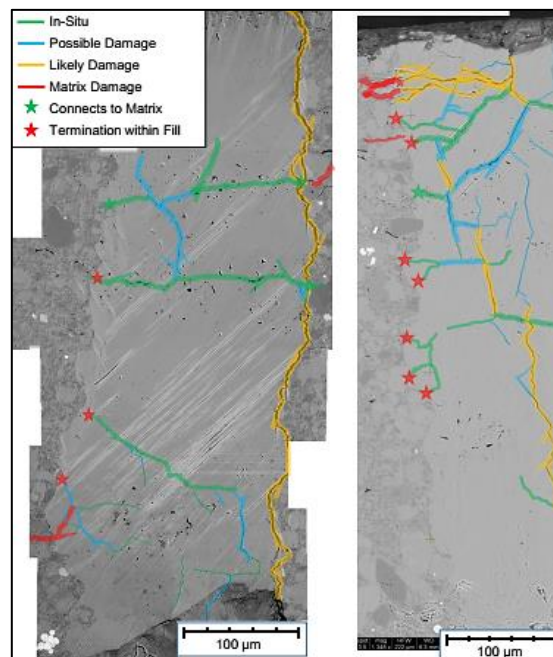
Nelson (2001), clasifica el origen de las fracturas naturales de acuerdo a:

- Origen tectónico
- Esfuerzos regionales
- La contracción
- Las operaciones superficiales

Las fracturas de **origen tectónico** penetran los pliegues y pueden ser representadas por los afloramientos en superficie, asumiendo que las fracturas tienen la misma orientación y apertura. Las fracturas por **esfuerzos regionales** no penetran con la misma magnitud debido a pequeños cambios en la orientación de esfuerzos y están limitadas por regiones y escalamientos, comúnmente son ortogonales y paralelas entre sí (Szwilski, 1984), también pueden llegar a ser muy densas en estructuras pequeñas y no suelen cambiar su patrón.

Las **fracturas por contracción** suelen ser microfrazas generadas por el resultado de cambios de fases en minerales o cambios en gradientes térmicos. Esto brinda un pequeño cambio de fuerzas en un volumen de roca en zonas específicas del yacimiento por lo que permite que estas microfrazas se orienten en cualquier dirección resultando pequeños canales que unen fracturas regionales y a su vez fracturas por origen tectónico.

Las **fracturas por operaciones superficiales** son el resultado del cambio que ocurre en un volumen dinámico de roca debido a la perforación, inyección o producción de fluidos del yacimiento, estas operaciones cambian el esfuerzo de roca generando microfrazas similares a las fracturas por contracción. La diferencia entre estas es que a las fracturas por operaciones comúnmente tienen una conexión en la boca del pozo, mientras que las generadas por contracción no necesariamente pueden estar comunicadas. La **Figura 9** describe una muestra de núcleo con fracturas naturales(en colores), sus conexiones y otras características desde una prueba de amplitud iónica, **BIB**.



**Figura 9.** Características del sistema fracturado en pruebas BIB(Broad Ion Beam). Landry et al, 2014.

## 2.2.2 Propiedades del Sistema de Fracturas Naturales

Las propiedades más importantes del sistema de fracturas naturales para una evaluación son:

- Permeabilidad
- Porosidad
- Saturación de fluidos

En los yacimientos de lutitas se pueden combinar técnicas como pruebas de presión o las de laboratorio mencionadas con anterioridad, aunque no siempre se encuentran resultados tan claros por la complejidad de las propiedades en función de la escala.

La  $k_f$  suele ser **más grande que** la  $k_m$  y la  $\theta_f$  **es menor que** la  $\theta_m$ . Estas condiciones son típicas en los **Yacimientos No-Convencionales** de lutitas. Por otro lado, se infiere que las fracturas naturales son más compresibles que la matriz, por lo que la  $k_f$  y  $\theta_f$  en estas reduce más rápido.

Para la existencia de fracturas deformadas, se necesita alguna alteración subsecuente a las condiciones iniciales, esto genera anisotropía en la  $k_f$ .

Como se mencionó anteriormente, la  $\theta_f$  es menor que la  $\theta_m$ , normalmente menor al 0.01. Para el cálculo de este parámetro se puede optar por:

- Análisis de Núcleos
- Correlación de datos de campo
- Registros
- Pruebas de Pozo

### 2.2.3 Fractalidad en Propiedades Petrofísicas

Según Acuña y Yortsos(1995) un objeto fractal *“es el resultado de la repetición de un algoritmo dado o patrón sobre una multitud de escalas de diferente magnitud”*.

Sahimi & Yortsos(1990) determinaron a la  $\theta_f$  y  $k_f$  como **parámetros fractales**. Tradicionalmente el modelo de fracturas en la red es el de doble porosidad y permeabilidad establecido por Warren & Root(1963), el cual es restrictivo, ya que considera que las fracturas están uniformemente distribuidas, todas interconectadas, y a una sola escala. Este modelo es un modelo **Euclidiano, el cual es un caso especial de fractalidad, en donde la dimensión fractal es 1, 2, ó 3, según sea la dirección de flujo**.

Una de las características de la geometría fractal es la inclusión de una dimensión fraccional(menor a la dimensión Euclidiana), esto indica que las propiedades del medio poroso no son ideales. **La dimensión fractal( $D$ ) es una dimensión fraccional**. En la realidad, un volumen de roca fracturado no tiene una distribución uniforme de fracturas, ni una comunicación completa entre todas ellas. Por este motivo, se requiere determinar una dimensión fractal( $D$ ), la cual nos represente el comportamiento del flujo dentro del volumen rocoso.

El método aplicado en este trabajo para determinar la  $D$ , es el “Box Counting Method” o **“Cuento de Cajas”**. Este método consiste en sobreponer una malla con cierto número de celdas sobre la muestra y contar el número de celdas ocupadas por fracturas naturales. Un volumen rocoso con fracturas naturales y su  $D$  se comporta como una ley de potencias, como se describe:

$$N(r) \sim r^{-D} \quad (1)$$

Donde  $N(r)$  se refiere al número de celdas ocupadas,  $r$  es el número de celdas en la superficie, y  $D$  es la dimensión fractal.

La pendiente que resulte de una gráfica doble logarítmica de  $N(r)$  vs  $1/(r)$  representa la magnitud de la  $D$ . Ver Figura 10.

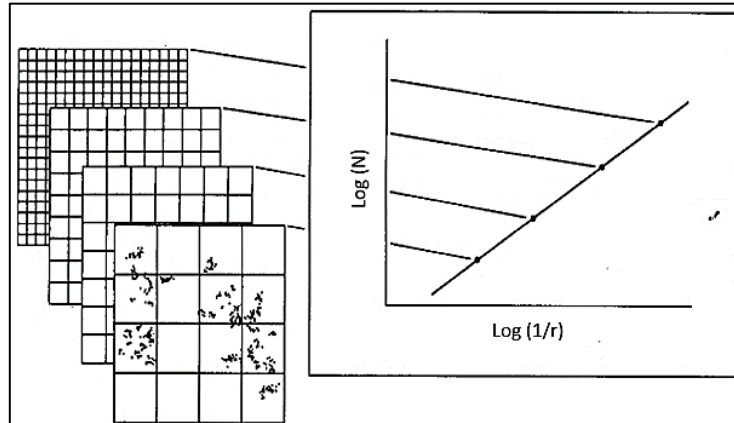


Figura 10. Esquema del método de conteo de cajas.

Físicamente se espera que un comportamiento aproximado de un volumen de roca refleje una  $D$  menor a la Euclidiana( $d$ ), es decir, una  $D < d$ . En un caso Euclidiano no se esperaría un cambio de valores en  $k_f$  y  $\theta_f$  conforme la escala varíe. Sin embargo, en con un comportamiento fractal, sería:

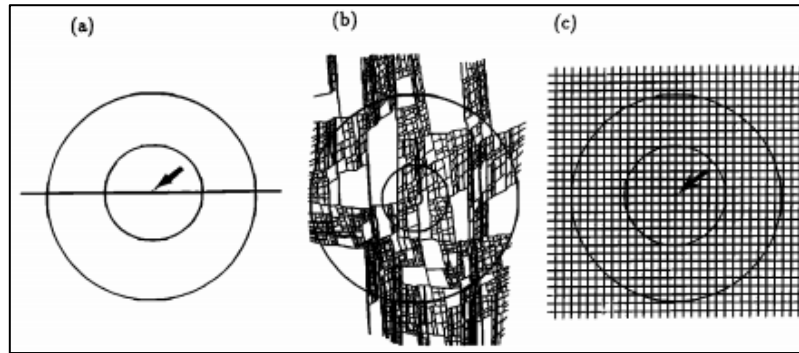
$$\varphi(r) = \varphi_0 \left(\frac{r}{r_0}\right)^{D-d} \quad (2)$$

$$K = K_0 \left(\frac{r}{r_0}\right)^{D-d-\theta} \quad (3)$$

Donde  $\varphi(r)$  es la porosidad macroscópica en una región  $r$ , en el valor de inicio  $\varphi_0$ ,  $r = r_0$ , esta igualdad es a la medida más pequeña de bloque. En la permeabilidad se considera que  $\theta$  se refiere a la conectividad de las fracturas naturales( $\theta = 0$ , indica conexión total entre fracturas,  $\theta = 1$ , indica que las fracturas no se comunican) y es función de la conductividad, probabilidad de percolación y longitud de correlación, respectivamente:  $\xi, \beta, \nu$

$$\theta = \frac{(\xi - \beta)}{\nu} \quad (4)$$

La Figura 11 muestra el comportamiento de flujo bajo diferentes  $D$ .

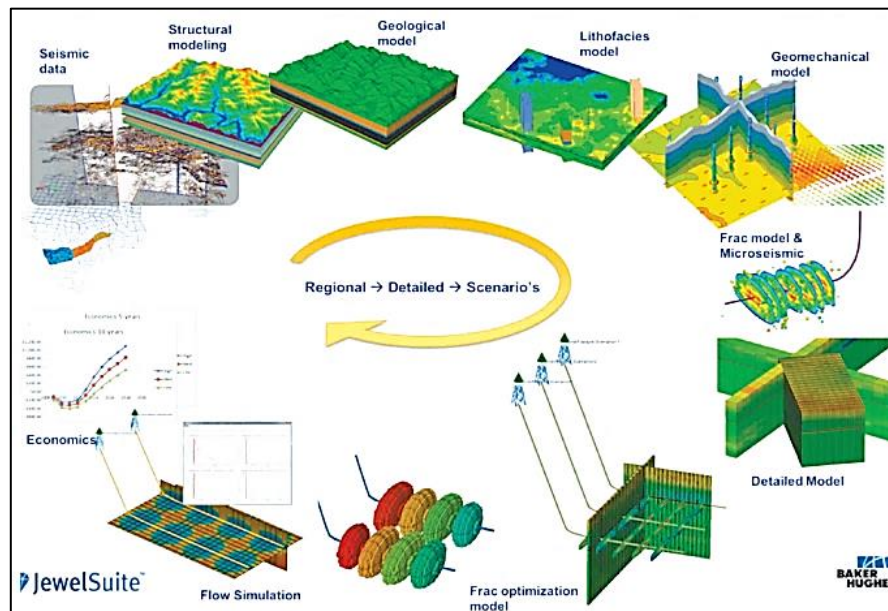


**Figura 11.** Dirección de flujo en función de  $D$ ; (a) Lineal  $D = 1$ , (b) Fractal  $1 < D < 2$ , (c) Radial  $D = 2$ .  
Acuña & Yortsos, 1995.

### 2.3 Ingeniería de Yacimientos No-Convencionales de Baja Permeabilidad

Se requiere un enfoque multidisciplinario de yacimientos en los que se incluyen prácticas y herramientas como sísmica 3D, 4D, modelado geológico-petrofísico, modelos geomecánicos y de flujo de fluidos, etc. El flujo de trabajo típico comprende de modelos estáticos, estructurales, geomecánicos, de fracturamiento y de flujo, entre otros. Ver **Figura 12**.

Los parámetros dados en el modelo estático son discretizados dentro de un modelo de simulación de yacimientos, el cual resuelve ecuaciones de flujo y que puede ser utilizado en un ajuste de historia de producción o para predecir el comportamiento bajo diferentes alternativas y escenarios de producción. Estos escenarios permiten optimizar económicamente la producción del yacimiento.



**Figura 12.** Flujo de trabajo en modelado y simulación de yacimientos. Ahmed, 2016.

En los **Yacimientos No-Convencionales** se puede llegar a complicar el modelado debido a que:

- El flujo de fluido es diferente(No-Darciano).
- Los mecanismos de almacenamiento son difíciles de caracterizar.
- La distribución de fracturas naturales interfiere con el tratamiento del fracturamiento hidráulico.

Como ya se mencionó anteriormente los mecanismos de producción de gas en las lutitas se definen como:

- Gas libre.
- Gas adsorbido en las paredes de los poros.
- Gas disuelto en el kerógeno.

### 2.3.1 Transporte de Gas en Lutitas

La ecuación de la Ley de Darcy(1856) ha sido utilizada por más de 150 años debido a su práctica aplicación a flujo de fluidos en medios porosos. Klinkenberg demostró que existe relación entre la permeabilidad y la presión del medio, esto nos describe el incremento del flujo de gas cuando la presión decremента.

$$k(p_m) = k_D \left(1 + \frac{b}{p_m}\right) \quad (5)$$

Donde,  $k(p_m)$  es la permeabilidad a la presión media del yacimiento. Los parámetros  $b$  y  $k_D$  son la pendiente y la intersección al origen en una gráfica de  $k(p_m)$  contra  $1/p_m$ . La intersección  $k_D$  es la permeabilidad intrínseca de la muestra.

El efecto de Klinkenberg ha sido utilizado para modelar el flujo de gas en yacimientos convencionales cuyo rango de diámetro en poros va hasta cientos de micrómetros.

En el caso de los no convencionales su rango va hasta los nanómetros(**1-100nm**), las moléculas de gas(en su mayoría metano) contenidas en los poros son de aproximadamente el mismo tamaño(**≈0.5 nm**), a ciertas presiones y temperaturas la distancia entre las moléculas incrementan hasta exceder el tamaño de los poros. En estas condiciones, las moléculas de gas se mueven individualmente por los poros y el concepto de flujo continuo no aplica(flujos Darciano). El número de Knudsen( $K_n$ ) es la relación del camino libre de las moléculas( $\lambda$ ) hacia el diámetro de poros( $d_p$ ), y se puede utilizar para identificar diferentes regímenes de flujo.

$$K_n = \frac{\lambda}{d_p} \quad (6)$$

Donde;

$$\lambda = \frac{k_B T}{\sqrt{2} \pi \delta^2 p} \quad (7)$$

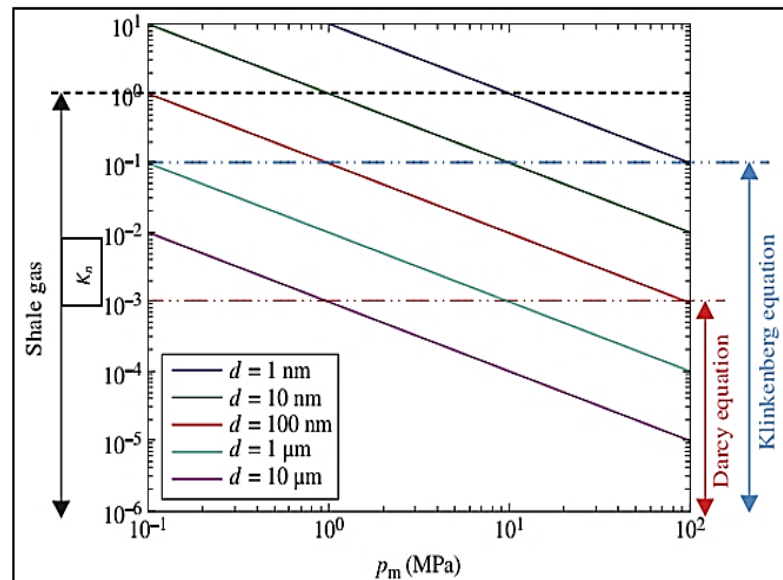
En el que  $k_B$  es la constante de Boltzmann(**1.3805 x10<sup>-23</sup> J/K**),  $T$  es la temperatura en grados Kelvin,  $p$  es la presión en Pascales, y  $\delta$  es el diámetro de colisión de la molécula de gas en metros. La **tabla 3** presenta



regímenes de flujo correspondientes a rangos del número de Knudsen. La ecuación de la ley de Darcy es válida para valores de  $K_n < 10^{-3}$ , mientras que Klinkenberg aplica para valores de  $K_n < 10^{-1}$ , los cuales se presentan en yacimientos convencionales y de arena compacta(Tight). Por otro lado, en los sistemas de lutitas existen nanoporos, por lo que el número de Knudsen( $K_n$ ) debe ser más grande que 0.1, en consecuencia se necesitan nuevas ecuaciones de flujo de gas. La **Figura 13** muestra el número de Knudsen como función del tamaño de poro y presión media de yacimiento, así como la validez de las diferentes ecuaciones de flujo.

**Tabla 3.** Ecuaciones de flujo en función del número de Knudsen. Modificado de Rezaee, 2015

	Número de Knudsen ( $K_n$ )		Régimen de flujo	
	Rango mínimo	Rango máximo		
Yacimientos de Gas de Lutitas	0	$10^{-3}$	Ecuación de continuidad / Ecuación de Darcy	Ecuación de Navier-Stokes
	$10^{-3}$	$10^{-2}$	Flujo por deslizamiento	
	$10^{-2}$	$10^{-1}$	Flujo transitorio	
	$10^{-1}$	$10^0$		
	$10^0$	$10^1$	Flujo con moléculas libres	
$10^1$	$\infty$			



**Figura 13.** Número de Knudsen en función de la presión del yacimiento y diferentes porosidades con la ecuación de flujo correspondiente. Javadpour et al. 2007.

### 2.3.2 Flujo de Gas a través de Nano-Poros

El flujo de masa total de gas a través de un nanoporo es el resultado de la combinación de la difusión de Knudsen y fuerzas de presión, como se presenta en la ecuación (8).

$$J = J_a + J_D \quad (8)$$

Donde  $J$  es el flujo total de masa en  $\text{kg/s.m}^2$ . El primer término es el flujo debido a las fuerzas de presión y el segundo es el término de difusión de Knudsen. De acuerdo con Javadpour(2009) para sistemas de gas de lutitas.

$$J_a = U \cdot \nabla_c \quad (9)$$

$$J_D = -D_K: \nabla \nabla_c \quad (10)$$

Donde  $U$  es la velocidad promedio en un poro y  $D_K$  es el coeficiente de la difusión de Knudsen,  $c$  es la concentración.

Roy et. al.(2003) mostraron que la difusión de Knudsen en nanoporos puede ser descrita en forma de gradiente de presión. El flujo de masa de gas por difusión con efectos de viscosidad despreciables en nanoporos es descrito por la ecuación (11).

$$J_D = \frac{MD_K}{10^3 RT} \nabla p \quad (11)$$

Donde  $M$  es la masa molar,  $D_K$  es la constante de difusión de Knudsen,  $R$  es la constante de gas(8.314 JK/mol) y  $T$  es la temperatura absoluta en Kelvin. La constante de difusión de Knudsen se define como:

$$D_K = \frac{2r}{3} \left( \frac{8RT}{\pi M} \right)^{0.5} \quad (12)$$

El flujo de masa dependiente a fuerzas de presión,  $J_a$ , para un gas ideal, considerando flujo laminar, en un medio circular con longitud despreciable se puede derivar de la forma de Hagen-Poiseuille, como:

$$J_a = -\frac{\rho r^2}{8\mu} \nabla p \quad (13)$$

Aplicando la ley de gases ideales para relacionar a la densidad con la presión, obtendremos:

$$J_a = -\frac{r^2 \rho_1}{8\mu p_1} p \nabla p \quad (14)$$

Donde  $\rho_1$  en  $\text{kg/m}^3$  y  $p_1$  en Pascales son la densidad y presión en la entrada del poro, respectivamente. Integrando la ecuación (14) sobre la longitud de poro ( $L$ ) y definiendo que  $\rho_{avg} = 0.5(\rho_1 + \rho_2)$  y  $p_{avg} = 0.5(p_1 + p_2)$  donde el subíndice 2 se refiere a la salida del poro, tenemos:

$$J_a = -\frac{r^2 \rho_1}{8\mu L} \nabla p \quad (15)$$

La velocidad de deslizamiento en la superficie de un nanoporo facilita el flujo de gas. Brown et al. (1946) introdujo un coeficiente adimensional ( $F$ ) para corregir la velocidad de deslizamiento, como se describe en la ecuación (16):

$$F = 1 + \left( \frac{8\pi RT}{M} \right)^{0.5} \frac{\mu}{r\rho_{avg}} \left( \frac{2}{\alpha} - 1 \right) \quad (16)$$

El término  $\alpha$  es el coeficiente de acomodo tangencial de momentum (TMAC) o la fracción de las moléculas de gas reflejadas difusivamente desde la pared del poro, su valor varía de cero a uno, donde cero es de comportamiento no difusivo ("Specular Reflection") y 1 el difusivo ("Diffusive Reflection"), y depende de la superficie del poro, el tipo de gas, temperatura y presión (Agrawal y Prabhu, 2008; Arkilic et al, 2001). Para determinar  $\alpha$  se requiere mediciones experimentales para sistemas específicos de lutitas.

La ecuación cuya finalidad es describir el flujo de masa a través de un nanoporo con una combinación de términos de deslizamiento y de difusión de Knudsen la estableció Javadpour (2009) como sigue:

$$J = \left\{ \frac{2rM}{3 \times 10^3 RT} \left( \frac{8RT}{\pi M} \right)^{0.5} + F \frac{r^2 \rho_{avg}}{8\mu} \right\} \frac{p_2 - p_1}{L} \quad (17)$$

Donde  $r$  es el radio del poro en metros, esta ecuación demuestra que en poros muy pequeños y en presiones muy bajas resultan en valores de  $F$  grandes.

Para la obtención de la permeabilidad aparente, se parte de la ecuación de Darcy para gases compresibles representada por la ecuación (18).

$$\frac{q}{A} = \left( \frac{k_D \rho_{avg}}{\mu} \right) \left( \frac{p_2 - p_1}{L} \right) \quad (18)$$

Donde  $k_D$  es la permeabilidad de Darcy,  $A$  es el área de sección transversal y  $L$  es la longitud del medio. Esta ecuación puede ser utilizada para sistemas convencionales, en donde el rango del tamaño de poros va de decenas a centenas de micrómetros. Similarmente el flujo volumétrico de gas para nanoporos se presenta:

$$\frac{q}{A} = \left( \frac{2rM}{3 \times 10^3 RT \rho_{avg}} \left( \frac{8RT}{\pi M} \right)^{0.5} + F \frac{r^2}{8\mu} \right) \frac{(p_2 - p_1)}{L} \quad (19)$$

La ecuación (19) se simplifica a la ecuación de Darcy si se incrementa el tamaño de los poros o la presión. Si igualamos la ecuación (18) y (19), despejando la permeabilidad  $k_D$ , obtenemos una permeabilidad aparente  $k_{app}$  dependiente de las propiedades del flujo de gas a una presión y temperatura específica.

$$k_{app} = \frac{2r\mu}{3 \times 10^3 p_{avg}^2} \left( \frac{8RT}{\pi M} \right)^{0.5} + F \frac{r^2}{8\rho_{avg}} \quad (20)$$

La permeabilidad de Darcy aparente escrita en la forma de Klinkenberg es:

$$k_{app} = k \left( 1 + \frac{b}{p_{avg}} \right) \quad (21)$$

$k$  es la permeabilidad de Darcy.

Azom y Javadpour (2012) identificaron las limitaciones de la ecuación (18), donde el flujo de masa es tratado como un flujo volumétrico. Los autores establecen a  $b$  como:

$$b = \frac{16\mu}{3 \times 10^3 r} \left( \frac{8RT}{\pi M} \right)^{0.5} + \left( \frac{8\pi RT}{M} \right)^{0.5} \left( \frac{2}{\alpha} - 1 \right) \frac{\mu}{r} \quad (22)$$

Roy et al.(2003) validaron diferentes componentes de este modelo en microcanales en bajas presiones, por lo que definieron a este modelo estrictamente válido para gases ideales fluyendo en tubos capilares.

Azom y Javadpour(2012) mostraron la validez de la ecuación (21) para gases reales en un medio poroso. El final de la ecuación tiene la misma forma que (22) pero ahora  $b$  se define como:

$$b = \frac{16\mu c_g p_{avg}}{3 \times 10^3 r} \left( \frac{8zRT}{\pi M} \right)^{0.5} + \left( \frac{8\pi RT}{M} \right)^{0.5} \left( \frac{2}{\alpha} - 1 \right) \frac{\mu}{r} \quad (23)$$

Donde  $c_g$  es la compresibilidad del gas,  $z$  es el factor de compresibilidad.

Darabi et al.(2012) aplicaron varias modificaciones para adaptar el modelo desarrollado por Javadpour(2009) de tal manera que sea aplicará para un nanoporo con las mismas características pero para una red de poros ultra compactados, interconectados y tortuosos. Darabi et al.(2012) encuentran que la permeabilidad aparente está dada por:

$$k_{app} = \frac{\mu M \phi}{RT \tau \rho_{avg}} (\delta)^{D_f - 2} D_k + k \left( 1 + \frac{b}{p_{avg}} \right) \quad (24)$$

Donde  $\phi$  es la porosidad,  $\tau$  es la tortuosidad y  $\delta$  es el radio molecular normalizado ( $r_m$ ) respecto al promedio del radio del poro ( $r_{avg}$ ), siendo  $\delta = r_m / r_{avg}$ ; la difusión de Knudsen ( $D_k$ ) está definida como:

$$D_k = \frac{2r_{avg}}{3} \left( \frac{8RT}{\pi M} \right)^{0.5} \quad (25)$$

Donde  $r_{avg}$  es el radio promedio del poro el cual es aproximadamente igual a  $(8k_D)^{0.5}$ . Este último puede ser determinado por experimentos de laboratorio empleando un proceso de inyección de mercurio y adsorción de nitrógeno, así como toma de imagen utilizando SEM.(Darabi, 2012).

El modelo de permeabilidad de Civan (2010) asume que la permeabilidad es una función de la permeabilidad intrínseca, el número de Knudsen, del coeficiente de dilatación  $\alpha_2$  y del coeficiente de deslizamiento  $b$ .

$$k = k_{\infty} (1 + \alpha_2 K_n) \left( 1 + \frac{4K_n}{1 - bK_n} \right) \quad (26)$$

El coeficiente de dilatación está dado por:

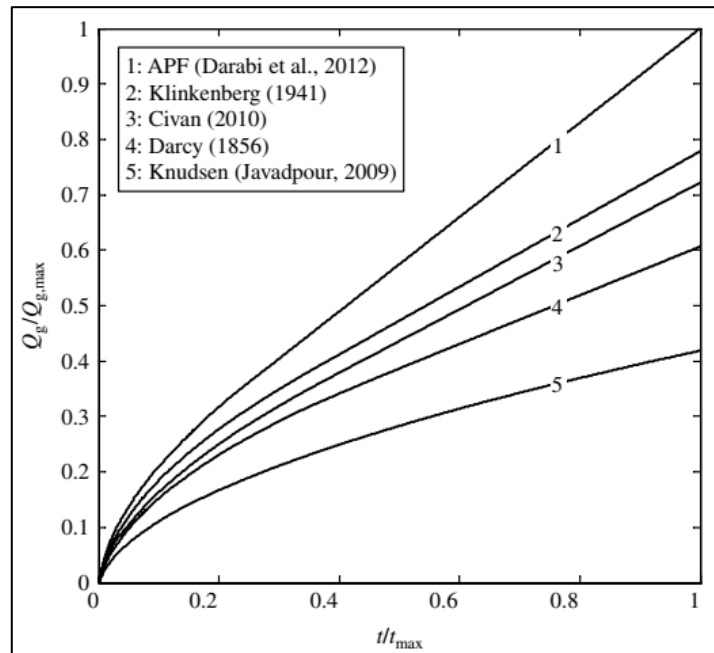
$$\alpha_2 = \alpha_0 \left( \frac{K_n^B}{A + K_n^B} \right) \quad (27)$$

El límite más bajo de  $\alpha_2 = 0$  corresponde al régimen de deslizamiento y el límite más alto  $\alpha_0$  corresponde al límite asintótico de  $\alpha_2$  cuando  $K_n \rightarrow \infty$ , el cual corresponde al flujo de moléculas libres.  $A$  y  $B$  sirven como los parámetros que pueden ser ajustados con base en el régimen de flujo dominante en el medio poroso de Lutitas. Civan (2010) reporta los valores como  $A = 0.178$ ,  $B = 0.4348$  y  $\alpha_0 = 0.1358$  para modelar el flujo de gas en arenas compactas, también supone que  $b = -1$  y que el número de Knudsen como:

$$K_n = 12.639 k_{\infty}^{-1/3} \quad (28)$$

Con estas suposiciones el único parámetro no conocido que sigue permaneciendo es  $k_{\infty}$ , el cual puede ser determinado de mediciones de permeabilidad experimentales.

La **Figura 14** compara el comportamiento de la producción de un yacimiento homogéneo de lutitas sintético modelado con los modelos anteriormente expuestos y se puede observar la contribución de la difusión de Knudsen y la sobre estimación de los modelos de Darcy y Klinkenberg.



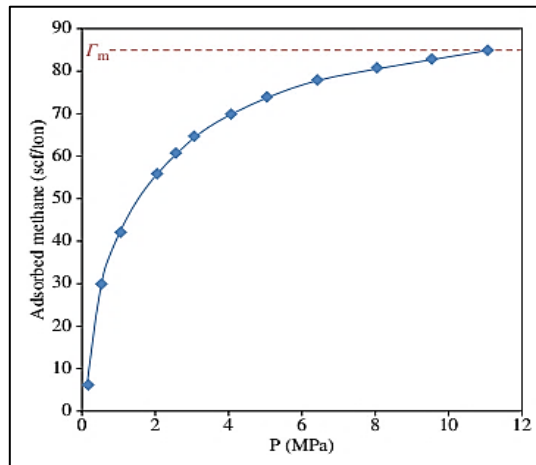
**Figura 14.** Comparación de modelos para la predicción de la producción de gas acumulado, Civan, 2010.

### 2.3.3 Desorción de Gas en Lutitas

Este mecanismo depende del contenido orgánico total(**TOC**), la madurez, y la temperatura del yacimiento. El efecto isotérmico de Langmuir muestra la efectividad de la capacidad de desorción de gas en las lutitas. El modelo más simple de Langmuir relaciona la masa del gas liberado dependiente de la presión:

$$\Gamma = \Gamma_{max} \left( \frac{\alpha(T)P}{1+\alpha(T)P} \right) \quad (29)$$

Donde  $\Gamma$  es la masa del gas adsorbido (g/unidades de masa de la muestra),  $P$  es la presión de equilibrio del gas en el sistema(atm),  $T$  es la temperatura absoluta en Kelvin,  $\Gamma_{max}$  es la cantidad máxima de gas adsorbido a cierta temperatura y presión infinita (por unidad de masa de la muestra), y  $\alpha$  es el parámetro de Langmuir ( $\text{atm}^{-1}$ ). La presión de Langmuir es el inverso del parámetro de Langmuir  $\alpha$ . Ver **Figura 15**.



**Figura 15.** Adsorción isotérmica del metano y la capacidad máxima de adsorción. Rezaee, 2015.

Existen dos procesos involucrados en la desorción que podrían cambiar la permeabilidad. El primero es el cambio en el tamaño del poro como resultado de la liberación de gas en su interior, el segundo es el cambio de la presión de poro resultado de la desorción. Shabro et al.(2011) y Swami et al.(2013) desarrollaron un modelo numérico que liga la desorción con el flujo de gas en un sistema de lutitas.

### 2.3.4 Difusión de Gas en Kerógeno

Algunas de las moléculas de gas son adsorbidas en la superficie del kerógeno y eventualmente algunas de ellas están disueltas dentro de cuerpos de kerógeno hasta llegar a ser parte de este. El control del proceso de transporte de masa del gas disuelto es la difusión molecular; dependiendo de la geoquímica de la materia orgánica se podría esperar una solubilidad de gas diferente.

Una vez que la producción inicia, el gas comprimido en espacios intersticiales del poro se expande, entonces el gas adsorbido en las paredes de los poros en el kerógeno se libera de la matriz. En este punto, la

concentración molecular del gas en el interior de los poros decrece y crea una concentración en el kerógeno de tal modo que se activa la difusión del gas (Etminan et al. 2014).

Etminan et al. (2014) desarrollaron una técnica de descomposición de la presión por lotes (BPD) para medir con precisión los aportes de los diferentes procesos y mecanismos de almacenamiento/producción del gas *in situ*. Con la misma prueba también se mide la difusión molecular del gas en el kerógeno. En el Método BPD una pequeña muestra es necesaria para presurizarse a una cierta presión usualmente menor que la presión crítica del gas. Una vez que el gas suministrado a la muestra ha cedido se identifican los diferentes procesos de transporte (expansión de gas en los poros, desorción y difusión). El tiempo de esta técnica es de días a semanas.

## 2.4 Estimulación de Yacimientos No-Convencionales

La estimulación se aplica para obtener mayores cantidades de producción de los yacimientos en los cuales sus propiedades no permiten un volumen de hidrocarburos económicamente viable. El fracturamiento hidráulico es el medio de producción y método de estimulación en los yacimientos no-convencionales. El diseño de la fractura hidráulica comprende principalmente a su orientación y su geometría. Ambas dependen de los esfuerzos de la formación *in situ*, los cuales son estudiados en la mecánica de rocas.

### 2.4.1 Mecánica de Rocas

Esta ciencia analiza las propiedades, comportamiento y características de los cuerpos rocosos que están sometidos a esfuerzos que actúan en su entorno. En la ingeniería petrolera se estudian estos efectos para controlar adversidades y problemas que puedan ocurrir en la perforación, operación, estimulación y procesos de recuperación en pozos.

Las propiedades mecánicas de las rocas junto con el fracturamiento hidráulico resultan en propiedades intrínsecas y ambientales que sirven como parámetros para configurar la estimulación de un yacimiento. Ver **Tabla 4**.

**Tabla 4.** Propiedades intrínsecas y ambientales de roca-fracturamiento hidráulico. Contenido de Navarro, 2017

Propiedades Intrínsecas de las rocas.	
Propiedad	Descripción
Composición	Define la ductilidad o rigidez de la roca. En rocas rígidas habrá más fracturas naturales en comparación con rocas dúctiles aplicando un mismo esfuerzo.
Espesor litológico	En una estructura homogénea delgada existe mayor densidad de fracturas naturales que en una estructura de las mismas características pero con mayor grosor.
Diagénesis	Define las transformaciones físicas, biológicas y químicas de la roca después de ser depositada, estas características reflejarán propiedades en el sistema de fracturas naturales como apertura de fracturas, tamaño de grano, mineralización, etc.
Permeabilidad	Se considera que con permeabilidad de matriz baja se tendrían fracturas alargadas en el yacimiento, en altas permeabilidades la fractura hidráulica sería corta y alta.
Porosidad	En porosidades bajas se tendrían fracturas hidráulicas más largas que en altas debido a la pérdida de fluido fracturante que pueda ocurrir.

Propiedades isotrópicas o anisotrópicas	La deformación de rocas isotrópicas es nula antes de fracturarse, por ello su rigidez. En rocas anisotrópicas existe deformación por lo consiguiente se clasifican plásticas. En rocas rígidas el fracturamiento hidráulico ocurre con menos esfuerzo.
Tamaño de grano	Se relaciona con la permeabilidad de la roca en un sistema con fracturas naturales abundantes.
Ubicación estructural	Permite ubicar características litológicas más atractivos para un óptimo diseño de fracturamiento hidráulico.
Propiedades Ambientales	
Propiedad	Descripción
Contenido de fluidos	La presencia de fluidos con un cambio de temperatura puede cambiar el estado de deformación de la roca.
Presión	La presión de confinamiento modifica la plasticidad de la roca, con una presión de confinamiento alta se requiere mayor esfuerzo para fracturar.
Profundidad	En comportamientos normales, las rocas más profundas requieren mayor esfuerzo para fracturarse.
Temperatura	Cuando aumenta, más plasticidad de roca, en disminuciones de temperaturas mayor rigidez.

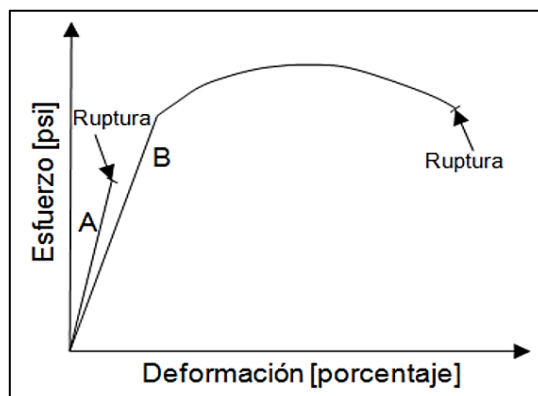


Figura 16. Esfuerzo vs deformación, A : roca frágil, B : roca dúctil. Aceñolaza, 1984.

De la **Figura 16** la roca dúctil tiene un amplio intervalo de deformación antes de la fractura en comparación con una roca frágil.

## 2.4.2 Orientación de la Fractura Hidráulica


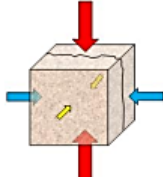
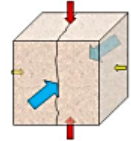
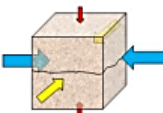
La orientación de las fracturas hidráulicas son controladas por los esfuerzos *in situ* de la formación. El campo de esfuerzos *in situ* es un tensor de esfuerzos que actúan sobre la roca en la formación. Estas rocas sufren esfuerzos de tensión y compresión. Sus componentes son:

- Esfuerzo vertical ( $\sigma_v$ )
- Esfuerzo horizontal mínimo ( $\sigma_h$ )
- Esfuerzo horizontal máximo ( $\sigma_H$ )

El esfuerzo vertical se define como la sobrecarga de los estratos conforme a su profundidad. En la mayoría de las ocasiones suele ser el esfuerzo de mayor magnitud; en profundidades someras puede ser el esfuerzo mínimo principal. Los esfuerzos resultantes al confinamiento y campos tensionales o compresionales son los esfuerzos horizontales (mínimo y máximo). La magnitud de los esfuerzos *in situ* define la orientación de la

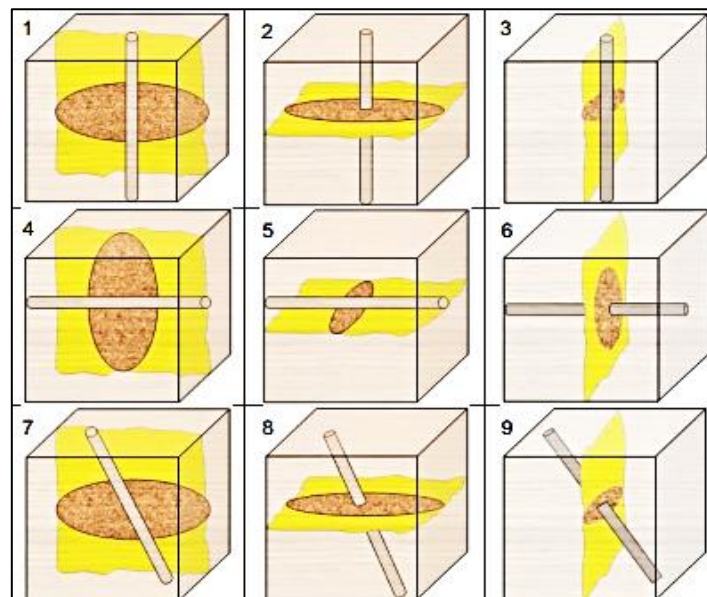


fractura hidráulica la cual siempre se dirige perpendicularmente a la dirección del esfuerzo mínimo principal, **Figura 17.**

Tipo de fractura	Configuración de los esfuerzos	
Vertical	$\sigma_v > \sigma_H > \sigma_h$	
Vertical	$\sigma_H > \sigma_v > \sigma_h$	
Horizontal	$\sigma_H > \sigma_h > \sigma_v$	

**Figura 17.** Fracturas conforme a la magnitud de esfuerzos. Navarro, 2017.

La **Figura 18** representa las posiciones entre la fractura hidráulica (con una elipse), el plano de la fractura (con un recuadro amarillo perpendicular al esfuerzo mínimo) y el pozo (cilindro).



**Figura 18.** Orientación de fracturas conforme a su configuración de esfuerzos. Modificado de Navarro, 2017.

En la **Figura 18** los recuadros 1, 3, 4 y 5 representan fracturas axiales las cuales se generan cuando un esfuerzo, con excepción del mínimo horizontal, es paralelo al pozo. Los recuadros 2 y 6 describen una fractura normal, la cual ocurre si el esfuerzo principal menor es paralelo al eje del pozo y la fractura es

perpendicular a la dirección del pozo. Por último, una fractura inclinada es creada cuando ninguno de los esfuerzos principales es paralelo al eje del pozo (recuadros 7, 8 y 9).

### 2.4.3 Geometría de la Fractura Hidráulica

Además de los esfuerzos existen factores que influyen en la configuración de una fractura hidráulica los cuales son: la presión de poro, compresibilidad de la roca, módulo de Young ( $E$ ) y relación de Poisson ( $\nu$ ).

El módulo de Young ( $E$ ) define la deformación de la roca con un esfuerzo compresional y la relación de Poisson ( $\nu$ ) es la relación de capacidad que tiene un material de expandirse lateralmente debido a los esfuerzos axiales. En muestras de núcleos suelen hacerse pruebas de esfuerzos y comportamiento de deformación, en condiciones estáticas. Estas relaciones se calculan mediante pruebas de compresión triaxial en laboratorio. En condiciones dinámicas (*din*) suelen tomarse mediciones de registros acústicos de características ultrasónicas resultando en la caracterización del tensor de esfuerzos en la anisotropía de las lutitas. El número de pruebas a realizar dependerá de su anisotropía o isotropía (mayor anisotropía requiere más datos) del medio, las lutitas tienen mucha anisotropía debido a la gran cantidad de capas laminadas que las caracterizan.

Las pruebas necesarias para la determinación de  $E$  y  $\nu$  se realizan con registros convencionales de compresión (**DTC**) y corte de onda lenta (**DTS**) en conjunto con las ecuaciones (30) y (31).

$$E_{din} = 2\rho_b \left[ \frac{1}{DTS} \right]^2 (1 + V_{din})(133474.44) \quad (30)$$

$$\nu_{din} = \frac{1}{2} \left[ \frac{\left( \frac{DTS}{DTC} \right)^2 - 2}{\left( \frac{DTS}{DTC} \right)^2 - 1} \right] \quad (31)$$

Donde  $\rho_b$  es la densidad de roca con unidades; g/cm<sup>3</sup>,  $V_{din}$  es la velocidad acústica de onda en  $\mu\text{seg}/\text{ft}$ , **133474.44** es un factor de conversión, las pruebas **DTS** y **DTC** tiene unidades en  $\mu\text{seg}/\text{ft}$ , el módulo de Young dinámico ( $E_{din}$ ) se expresa en miles de psi mientras la relación de Poisson dinámico ( $\nu_{din}$ ) es adimensional.

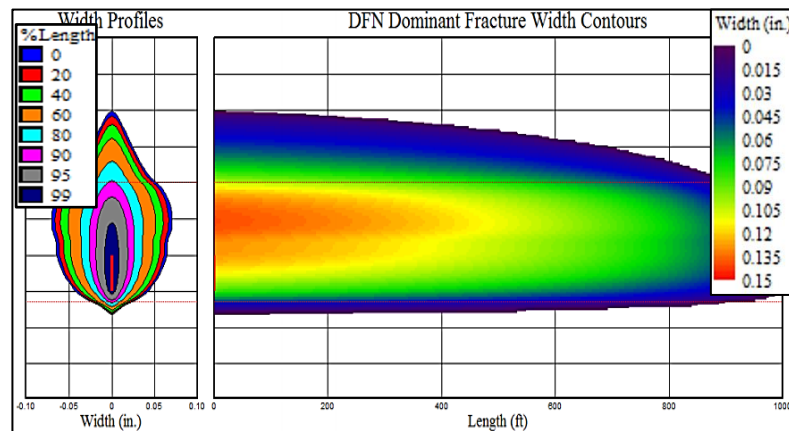
También es necesaria la determinación de la dureza de "Brinell" (prueba BHN), la cual consiste en la resistencia a la deformación que se le aplica a los núcleos de lutitas como indicador de la admisión del apuntalante. También se utiliza para la optimización del posicionamiento de los pozos y geometría de la fractura, entre otros.

La geometría de la fractura se enfoca en los siguientes parámetros:

- Altura de la Fractura: Se define por el campo de esfuerzos, propiedades de la formación y altos gastos de inyección.

- Longitud de la Fractura: Es función del gasto de inyección, el volumen de tratamiento, esfuerzos de la formación y propiedades de la roca.
- Ancho de la Fractura: Está en función del  $E$  y la  $\nu$ .

La **Figura 19** nos muestra la geometría convencional de una fractura hidráulica resultado de un modelo **DFN**(Discrete Fracture Network) con base en pruebas de registros. El modelo representa la distribución de geometría de fractura, el modelo en el perfil de anchura(width profile) describe las capas (distribución de colores) y su porcentaje de longitud con respecto al 100% de la longitud alcanzada por la fractura. En cuanto al perfil de longitud, se representa el alcance de la fractura y su distribución del ancho de la fractura en el interior del ala de fractura.



**Figura 19.** Modelo tradicional de propagación de una fractura hidráulica desde un perfil vertical. Modificado de Meyer, 2011.

#### 2.4.4 Agente Apuntalante

Es el material granular requerido para colocar dentro de las fracturas inducidas en la formación el cual permite que éstas no se cierren y aumenten la conductividad hacia el pozo, ver **Figura 20**. Algunas características a considerar para la selección de este material son: su tamaño, redondez, resistencia granular y a la compresión; una clasificación simple de los tipos de apuntalantes es:

- Arenas Naturales, ver **Figura 21**:
  - Ottawa.
  - Brady.
- Arenas Sintéticas, ver **Figura 22**:
  - Bauxita.
  - Cerámicos de Resistencia Intermedia(**ISP**).
  - Cerámicos Livianos(**LWCP**).
  - Arenas Recubiertas con Resina(**RCS**).

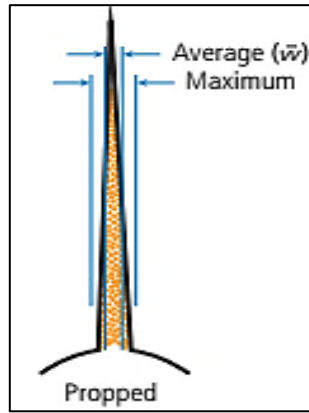


Figura 20. Representación de fractura apuntalada y su anchura. Modificado de Ahmed & Meehan, 2016.

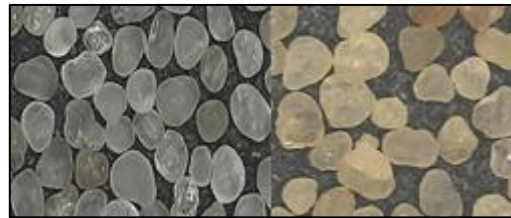


Figura 21. Arenas Ottawa y Brady respectivamente. Economides & Brady, 2007.



Figura 22. Arenas ISP, LWCP y RCS respectivamente. Foto por Carbo Ceramics Inc.

La fractura hidráulica permite incrementar la conductividad del flujo desde el yacimiento hacia el pozo. La conductividad de la fractura hidráulica está definida como el producto de la permeabilidad apuntalada en la fractura hidráulica y el ancho promedio de la fractura apuntalada ( $k_{FH}\bar{w}_f$ ) resultando en miliDarcy-pie (mD-ft). A esta relación, junto a la permeabilidad de yacimiento y la longitud media de la fractura se le define como la Conductividad de fractura adimensional ( $C_{fD}$ ), ecuación (32).

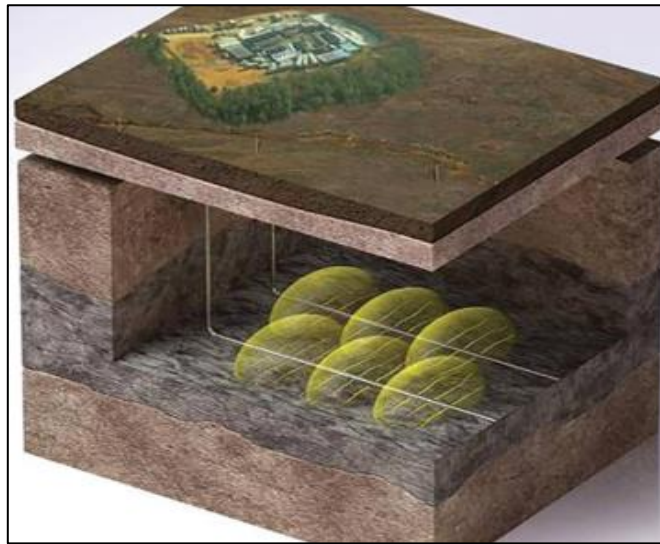
$$C_{fD} = \frac{k_{FH}\bar{w}}{L_f k_m} \quad (32)$$

Donde  $k_{FH}$  es la permeabilidad de la fractura hidráulica (apuntalada) en miliDarcy,  $\bar{w}$  es el ancho de fractura apuntalada en pies preferentemente,  $L_f$  es la longitud media en pies y  $k_m$  es la permeabilidad de la matriz en miliDarcy comúnmente; esta ecuación resulta con valores adimensionales.

## 2.4.5 Fracturamiento Hidráulico Multietapas

El fracturamiento multietapas en pozos horizontales es la técnica de producción dirigida a los yacimientos no-convencionales. Ver **Figura 23**. En conjunto con el diseño de la fractura, aplicación del apuntalante y configuración del pozo con un cierto número de etapas fracturadas se tienen los mejores comportamientos de producción. Entre algunos objetivos específicos de este proceso integral se identifican:

- No dañar adicionalmente la formación
- Dimensionar las fracturas hidráulicas y ajustarlas con el diseño del apuntalante
- Eficiencia de la producción y optimización del valor económico mediante la configuración de las fracturas hidráulicas



**Figura 23.** Pozos horizontales con múltiple fracturamiento hidráulico. Ahmed, 2016.

## 2.4.6 Modelo de Fracturas Hidráulicas

El modelo de fracturas en este estudio está basado en el diseño de Rubin(2010) como se muestra en la **Figura 24** utilizando un espaciado logarítmico, localmente refinado adyacente a la fractura hidráulica, con doble permeabilidad y con un enmallado grueso(LS-LR-DK) que simula un modelo de lutitas con fracturas naturales y permeabilidades en nano-Darcy, también representa la caída de presión en la interface de la matriz-fractura, este modelo fue diseñado para mejorar los tiempos de simulación y precisión de respuesta.

El modelo de doble permeabilidad permite un flujo simultaneo entre matriz-fractura. El refinamiento local de la malla representa la zona estimulada de yacimiento(**SRV**) en la frontera de la fractura hidráulica y su característica es que los bloques más cercanos a la fractura es de tamaños muy pequeños y a medida que se aleja de la fractura va incrementando su tamaño de manera logarítmica.

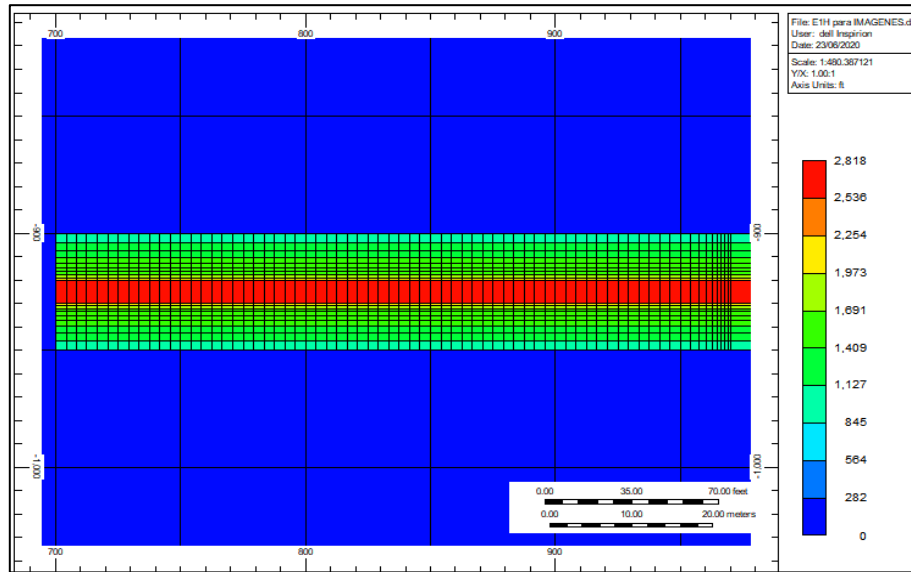


Figura 24. Modelo de fracturamiento hidráulico.

## 2.5 Simulación de Yacimientos: Ajuste Histórico de Producción

El ajuste histórico de producción (*History Matching*) es el proceso en cual los parámetros del modelo de simulación son alterados de tal manera que los resultados o datos de salida (producción acumulada, producción de inyección, etcétera.) se ajustan al comportamiento de datos reales del yacimiento. El ajuste histórico es un ejercicio de calibración con la suposición de que si el modelo puede representar el pasado y presente, entonces puede predecir el futuro en diferentes escenarios desarrollados (Giltman & Ozgen, 2013). El propósito de dicho proceso no solamente es ajustar el historial de producción si no producir modelos que pueden ser utilizados para predecir el comportamiento del yacimiento con una tolerancia aceptable (Caers, 2005). Un buen resultado de ajuste es aquel que tenga un error (%) pequeño en la relación de datos simulados sobre los reales.

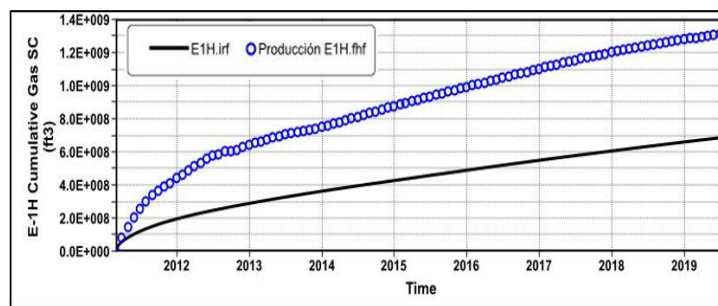


Figura 25. Comparación previa al ajuste histórico entre el caso base (en negro) y datos reales de producción (en azul).

### 2.5.1 Error de Calibración

Es la diferencia entre resultados de simulación y los reales. El cálculo del error de calibración para el gasto de un pozo se establece como:

$$Q_i = \frac{1}{\sum_{j=1}^{N(i)} tw_{i,j}} \sum_{j=i}^{N(i)} \sqrt{\frac{\sum_{t=1}^{T(i,j)} (Y_{i,j,t}^s - Y_{i,j,t}^m)^2}{NT(i,j)}} \frac{(100\%)(tw_{i,j})}{Escala_{i,j}} \quad (33)$$

Donde los subíndices  $i,j,t$  representan al pozo, datos de producción y tiempo respectivamente,  $N(i)$  es el número total de datos de producción para el pozo  $i$ ,  $NT(i,j)$  es el número total de datos medidos,  $Y_{i,j,t}^s$  representa a los datos simulados,  $Y_{i,j,t}^m$  son los datos medidos (reales),  $tw_{i,j}$  término de ponderación,  $Escala_{i,j}$  es la escala normalizada igual a 1.

## 2.5.2 Interpretación de Resultados

Existen múltiples herramientas para visualizar resultados, la gráfica de Progreso(*Run Progress*) nos indica la solución óptima(en rojo) como lo muestra la **Figura 26** y es la unión entre el error global(%) de ajuste y el número identificador de corrida(ID) la cual contiene resultados de los parámetros discretos a sensibilizar. Los valores de parámetros en la corrida mejor ajustada pueden consultarse en la tabla de resultados identificándolos con el ID.

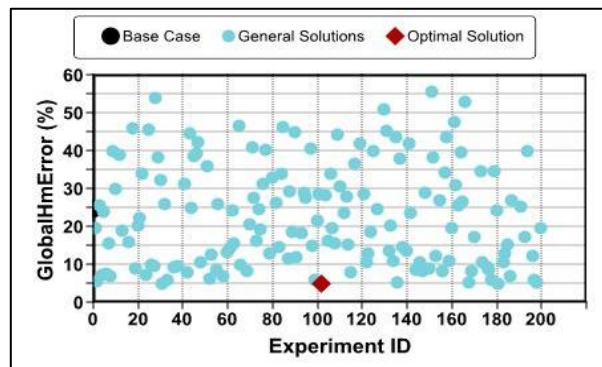


Figura 26. Progreso de ajuste de historia.

La sensibilización de parámetros(*Effect Estimates*) es una combinación de datos que dan resultados en diferentes corridas. La **Figura 27**, conocida como gráfica de tornado, permite establecer información sobre la magnitud de parámetros y sus impactos. Sus propiedades están establecidas con márgenes como: el máximo, el objetivo y el mínimo(**Maximum, Target, Minimum** respectivamente). Los parámetros más sensibles y de mayor aporte sobre el caso base tendrán un alcance mayor hacia la derecha y los que hagan que el caso base tenga menos aporte se desplazarían hacia la izquierda, esto permite identificar parámetros claves.

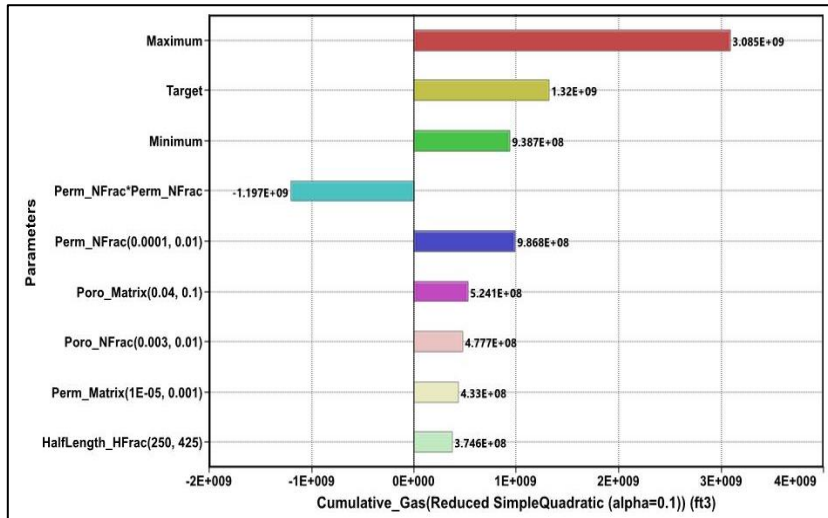


Figura 27. Gráfica de tornado de sensibilidad de parámetros de ajuste.

Cuando el ajuste ha determinado una solución óptima en un número variable de corridas (es recomendable tener 200 corridas) se genera una gráfica en donde se representan los comportamientos de cada simulación, del historial de producción (círculos azules), del caso base (en negro) y el óptimo (en rojo). Ver **Figura 28**.

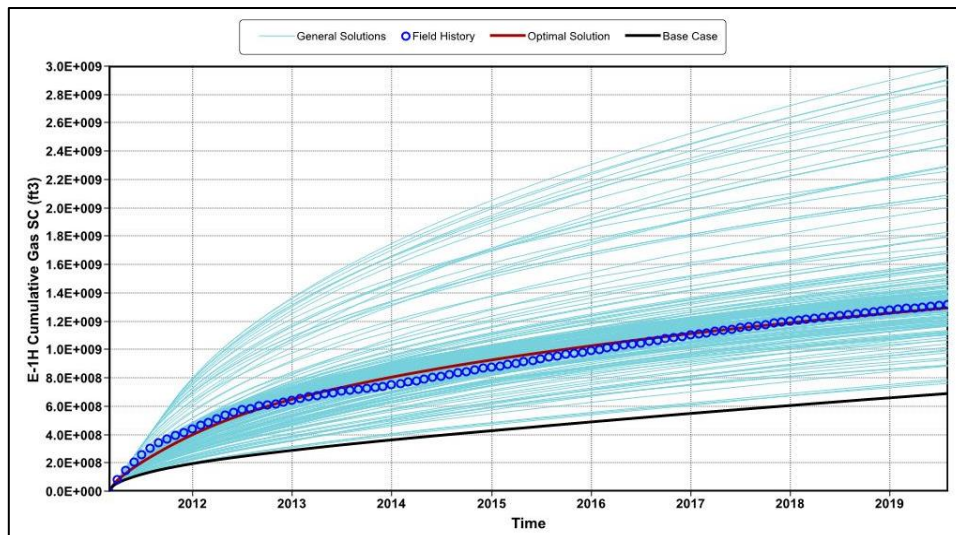


Figura 28. Gráfica de ajuste histórico de producción.

## 2.6 Fundamentos de Análisis Económico

La optimización de un yacimiento no convencional requiere una evaluación y análisis de las propiedades asociadas a la economía del proyecto de inversión con el fin de tomar de decisiones sobre el mejor escenario económicamente viable.



### 2.6.1 Flujo de Caja Neto(NCF)

El flujo de caja neto(**NCF**) es una herramienta para la toma de decisiones en inversiones, involucra a los elementos que constituyen al proyecto y por medio de indicadores económicos se pueden comparar escenarios. Las razones por las cuales se aplica el Flujo de Caja Neto son:

- Medir el retorno económico del proyecto y su liquidación en conjunto con el Valor Presente Neto(**NPV**)
- Calcular los riesgos económicos que involucran al proyecto
- Optimizar la vida económicamente productiva del proyecto

El flujo de caja neto se calcula por periodos de tiempo(comúnmente cada año) y determina los ingresos posteriores a los costos. La ecuación (34) enfocada a este trabajo se ha definido como:

$$NCF = R - (CAPEX + OPEX + TX + WTC) \quad (34)$$

Donde **R** se refiere a los ingresos, **CAPEX** son los gastos de capital, **OPEX** son los gastos operativos, **TX** a los impuestos y **WTC** son los gastos por tratamiento de agua. A su vez, un modelo económico simple enfocado a la explotación de yacimientos, puede establecerse como:

$$R = GM * GP + OM * OP \quad (35)$$

$$CAPEX = WEX + OCEX + VFF * FFWTR \quad (36)$$

$$WEX = WDC + WCC + (HFC * NHF) \quad (37)$$

$$WDC = DDC + ODC \quad (38)$$

$$WTC = WP * WTR \quad (39)$$

En resumen, los ingresos es el capital proveniente de la producción por determinado tiempo multiplicado por el precio del producto. Los costos de operación consiste en costos directos como los de los materiales utilizados para la operación, e indirectos como las rentas, salarios o cualquier costo que implique realizar la operación entre otros. Los impuestos son críticos pues hay varios tipos de ellos; impuestos por producción, por ventas, impuestos nacionales o regionales e impuestos extras, por esto el análisis de impuestos debe ser claro.

### 2.6.2 Valor Presente Neto(NPV)

Este método de evaluación es uno de los más comunes y ampliamente utilizado debido a que es efectivo para tomar decisiones identificando escenarios en el futuro.

Es importante identificar el ciclo de vida del proyecto y su distribución de flujo de caja por años desde el comienzo hasta un fin establecido. El Valor Presente Neto (**NPV**) determina el valor económico actual del flujo de caja neto mediante la diferencia entre un valor monetario de inversión inicial y la suma de los flujos de caja, para términos prácticos la inversión inicial se considera con valor negativo. El cálculo del NPV, se define:

$$NPV = NCF_0 + \frac{NCF_1}{(1+RD_1)^1} + \frac{NCF_2}{(1+RD_2)^2} + \dots + \frac{NCF_{i+1}}{(1+RD_i)^n} \quad (40)$$

Donde el subíndice *i* nos indica el año correspondiente a la propiedad y el superíndice *n* el número de año de forma continua ascendente hasta un fin establecido, **NCF** es el flujo de caja neto, **NCF<sub>0</sub>** es igual a la inversión inicial y **RD** es la tasa de descuento(o costo de capital) variable o constante.

Si se asume que la tasa de descuento es constante, se establece un valor (comúnmente 10 %) y se espera un NPV estable con la consideración que la tasa de retorno será idealizada. Cuando el valor del descuento es variable, se espera un NPV diferente y más realista. Las consideraciones y decisiones del NPV en la rentabilidad del proyecto son:

- NPV < 0 : Proyecto no rentable
- NPV = 0 : Mínima rentabilidad esperada
- NPV > 0 : Proyecto económicamente rentable

La expresión que describe la tasa de descuento o rendimiento variable con los años la representa la ecuación (41):

$$RD = \frac{1+INT}{1+INF} - 1 \quad (41)$$

Donde **INT** y **INF** se refieren a la tasa de interés y de inflación respectivamente con valores porcentuales.

### 2.6.3 Tasa Mínima Interna de Retorno (MIRR)

Es la tasa de descuento (**RD**) que hace que el NPV sea igual a cero o es la tasa que iguala la suma de los flujos de caja descontados a la inversión inicial. Ver **Figura 29**. Se llama así porque se supone que el dinero que se gana año con año se reinvierte en su totalidad. Es decir, es la tasa de rendimiento generada en su totalidad por medio de la reinversión. Para que el **RD = MIRR** se requiere **NPV = 0** y esto implica que se está ganando lo mínimo aceptado como rendimiento.

Para que un proyecto sea económicamente rentable se espera que **MIRR > RD** pues significa que el rendimiento será mayor al mínimo aceptado del proyecto, de lo contrario, no es rentable (**MIRR < RD**).

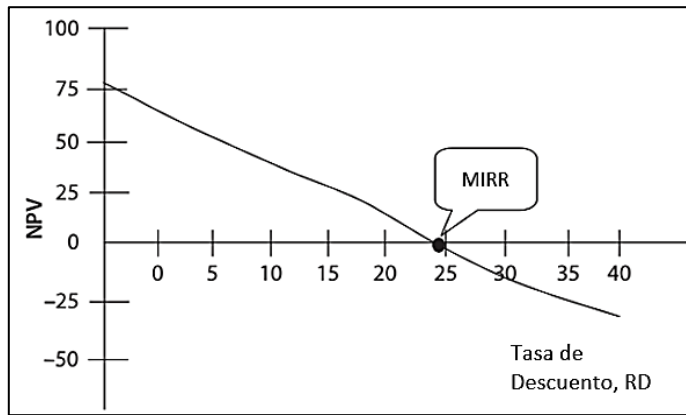


Figura 29. Tasa Mínima Interna de Retorno (MIRR). Modificado de El-Reedy, 2016

### 2.6.4 Eficiencia de Inversión(IE) y Tiempo de Remuneración(Payback)

El **tiempo de remuneración** o “Payback” permite identificar el tiempo que se requiere para recuperar el capital invertido en un proyecto, es decir, el tiempo en el cual el valor acumulado de los flujos de caja(descontados o sin descontar) es igual a cero. Mientras más corto sea este tiempo, más atractivo será el proyecto. Aunque es un criterio sencillo, no debe de aislarse de otros factores para determinar la rentabilidad de un proyecto.

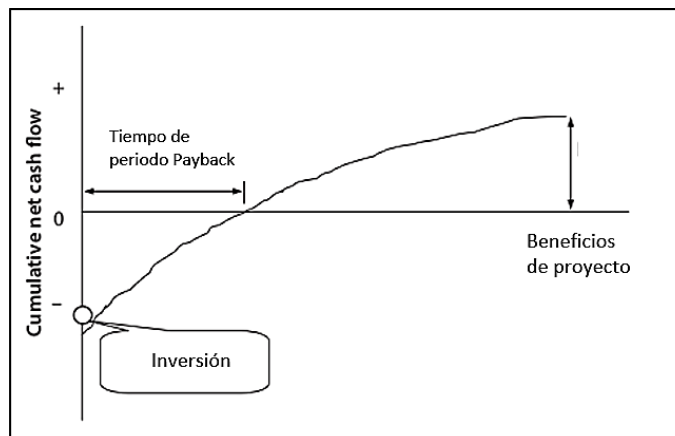


Figura 30. Comportamiento de Payback. Modificado de El-Reedy, 2016

La Eficiencia de Inversión(IE) es la relación que existe entre el NPV y valor presente de la inversión total; es la rentabilidad que se obtiene por cada unidad monetaria invertida.

$$IE = \frac{NPV_i}{NPV_0} \quad (42)$$

### 3 Metodología y Resultados

La metodología de este estudio basa en la variación de los valores de cada parámetro que configura al pozo y yacimiento (**con fractalidad**) dentro de modelos que buscan aproximarse al comportamiento real del yacimiento en función de ajustes a la historia de producción. De tal manera, los valores arrojados por el ajuste serán los que representen mejor al yacimiento y permitan optimizar el número de pozos. Los modelos diseñados en este trabajo contienen una distribución fractal y diferentes geometrías de las zonas estimuladas y no estimuladas en el yacimiento.

Debido a la falta de automatización en el ingreso de la distribución fractal en los simuladores comerciales, se añaden los valores dato a dato sobre malla refinada la cual representa la zona estimulada de yacimiento (**SRV**). El análisis de la sensibilidad de los parámetros en la producción tiene lugar a lo largo de este estudio. La optimización económica está aplicada a los diferentes escenarios del número de etapas de fracturamiento y el número de pozos. Para este trabajo se diseñó un modelo económico el cual se describe en el **Anexo B**.

La configuración está basada en datos reales de un yacimiento y pozo de gas seco de lutitas en la formación “Eagle Ford del cretácico superior” de la provincia “Burgos” ubicada en el noreste del México.

Los modelos diseñados se describen en sus respectivas secciones y establecen consideraciones específicas. Las consideraciones generales de todos los modelos, son:

- El pozo es horizontal y está centrado en la malla.
- Los pozos son producidos mediante etapas de fracturamiento hidráulico.
- Las etapas de fracturamiento comprende a una fractura hidráulica en el modelo de simulación.
- El alto de fractura hidráulica es el mismo que el de la formación y consecuentemente de la malla de simulación.
- La longitud media de fractura hidráulica comprende la distancia de un solo lado, entre el pozo y la punta de fractura.
- El modelo consta de ser de doble porosidad o doble permeabilidad.
- El modelo económico no especifica costos por el tipo de apuntalante, más bien, los incluye de manera general en un costo por cada fractura hidráulica.

#### 3.1 Modelo de Yacimiento

La formación almacenadora contenida de lutitas es Eagle Ford Inferior del *play* “Shale Gas” del Cretácico Superior (K.S. Eagle Ford), su columna geológica se describe en la **Tabla 5**. El modelo consta de una malla cartesiana con doble permeabilidad de Gas/Agua de IMEX ® con un registro de producción del primero de marzo de 2011.

**Tabla 5.** Columna geológica de Burgos. Información PEMEX-CNIH.

Formación	Profundidad vertical bajo la mesa rotaria, m	Espesor, ft
Eoceno Wilcox	Aflora	
P. Midway	770	
K. S. Escondido	925	
K. S. Olmos	1,494	
K. S. San Miguel	1,745	
K. S. Austin	2,208	
<b>K. S. Eagle Ford</b>	<b>2,445 (≈8,020 ft)</b>	<b>206</b>
	<b>2,508 (≈8.226 ft)</b>	<b>122</b>
K. Buda	2,545	

Las propiedades definidas en el modelo de yacimiento con base en la información proporcionada por la Comisión Nacional de Hidrocarburos(CNH) mediante su Centro Nacional de Información de Hidrocarburos (CNIH) para la simulación se describen en la **Tabla 6**.

**Tabla 6.** Propiedades del modelo de yacimiento

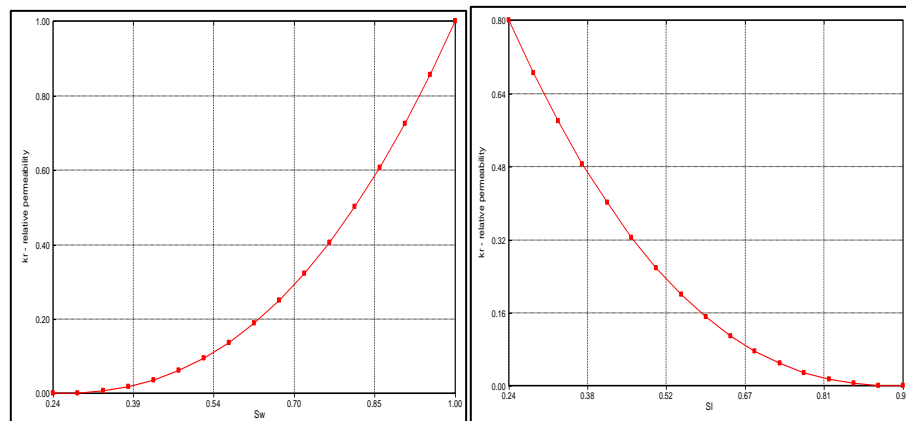
Propiedad	Valor
Tamaño de celda(en todas las direcciones)	50 ft
Dimensión en <i>i</i>	2,000 ft
Dimensión en <i>j</i>	6,500 ft
Dimensión en <i>k</i>	150 ft
Presión de Referencia	2,700 psi
Presión de Fondo Fluyendo	1,000 psi
Temperatura de yacimiento	253 °F
TOC	4.82 %
Contacto Gas-Agua, WGC	8350 ft
Porosidad de la matriz	0.06
Porosidad de fracturas naturales	0.005
Permeabilidad de la matriz	0.0001 mD
Permeabilidad de fracturas naturales	0.001 mD
Espaciamiento de fracturas naturales	0.5 ft
Compresibilidad de matriz	$1 \times 10^{-6}$ psi <sup>-1</sup>
Compresibilidad de fracturas naturales	$1 \times 10^{-6}$ psi <sup>-1</sup>
Saturación de Agua	0.24
Densidad de Roca	2.5 g/cm <sup>3</sup> (156 lb/ft <sup>3</sup> )
Capacidad de Almacenamiento de gas adsorbido de Langmuir	64 ft <sup>3</sup> /Ton (0.032 ft <sup>3</sup> /lb)
Constante de Adsorción de Gas (inverso de la Presión de Langmuir)	0.001 psi <sup>-1</sup>
Constante de Adsorción de Gas en fracturas naturales(inverso de la presión de Langmuir en fracturas).	0.01 psi <sup>-1</sup>
Peso específico de gas	0.728
Densidad de agua de yacimiento	59.68 lb/ft <sup>3</sup>
Salinidad de agua	10,000 ppm

Para el cálculo de permeabilidades relativas se utiliza correlaciones y los datos de entrada como se representa en la **Figura 31** y sus respectivos gráficos en la **Figura 32**; los resultados PVT con una presión de referencia de 2,700 psi y 8,300 ft en la **Figura 33**.

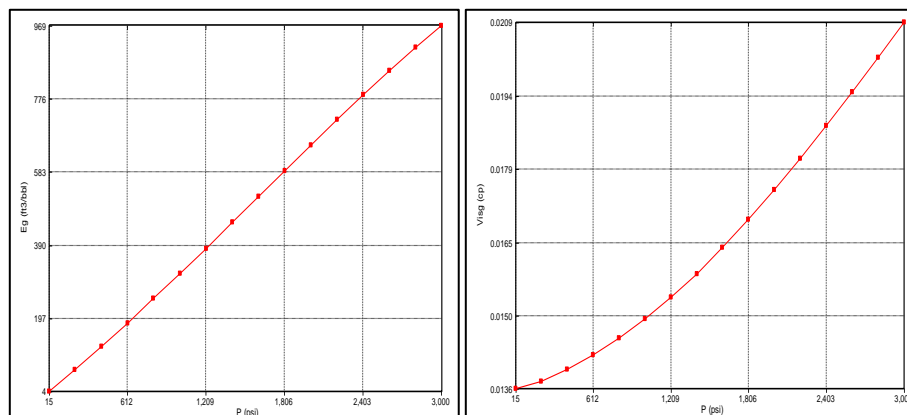
Liquid saturations do not include connate water

#	Description	Value
1	SWCON - Endpoint Saturation: Connate Water	0.24
2	SWCRIT - Endpoint Saturation: Critical Water	0.24
3	SGCON - Endpoint Saturation: Connate Gas	0.05
4	SGCRIT - Endpoint Saturation: Critical Gas	0.05
5	KRWIRO - $K_{rw}$ at 100% water	1
6	KRGCL - $K_{rg}$ at Connate Liquid	0.8
7	Exponent for calculating $K_{rw}$ from KRWIRO	2.4
8	Exponent for calculating $K_{rg}$ from KRGCL	2.4

**Figura 31.** Datos de entrada para correlación de permeabilidad relativa.



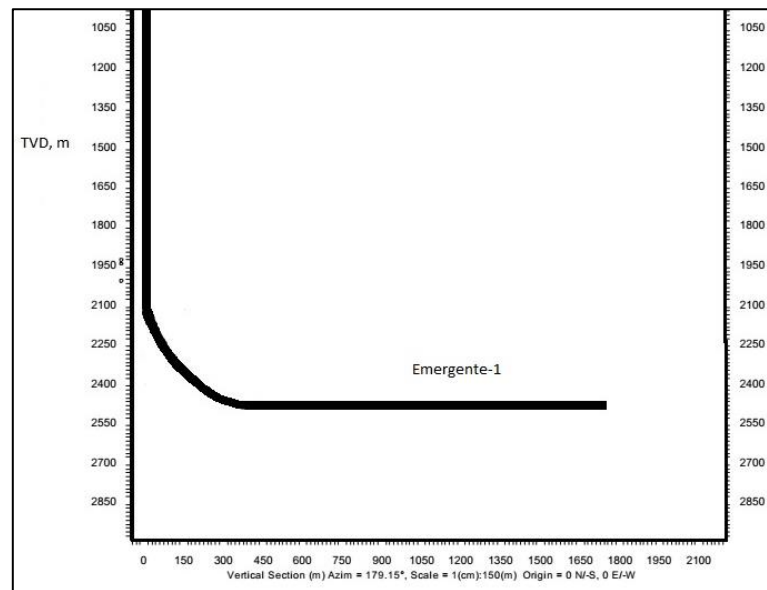
**Figura 32.** Gráficas de permeabilidad relativa.



**Figura 33.** Gráficas de expansión y viscosidad de gas.

### 3.2 Modelo de Pozo “E-1H”

El pozo “E-1H” está basado en la configuración del pozo horizontal Emergente-1H el cual fue el primer pozo en yacimientos de gas de lutitas en México operado por Petróleos Mexicanos(PEMEX). La geometría del pozo se estableció con 4,071 metros ( $\approx 13,353$  ft) desarrollados por debajo de la mesa rotaria, una profundidad vertical de 2,503.08 metros ( $\approx 8,200$  ft) y una distancia horizontal (longitud desarrollada menos la profundidad vertical) de 5,000 ft como se muestra en la **Figura 34** para efectos prácticos del modelo de simulación, pozo fluyendo por tubería de 4 in, con una  $P_{wf} = 1,000$  psi e iniciando con un  $Q_g = 2.69$  MMpcd.

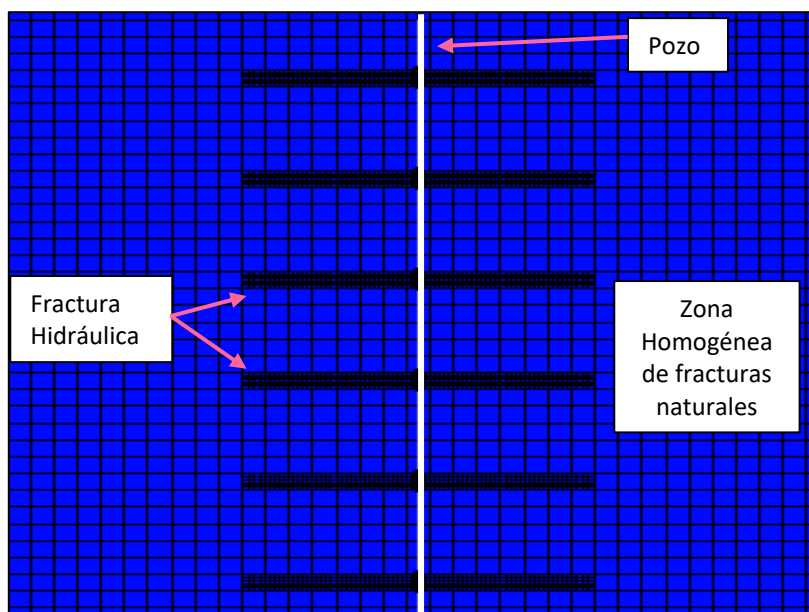


**Figura 34.** Trayectoria de Emergente-1H. Editado de PEMEX-CNIH.

### 3.3 Modelo A

El primer modelo, llamado “Modelo A”, tiene un comportamiento Euclidiano, el cual es un caso especial de fractalidad en donde se asume que las fracturas naturales están completamente conectadas entre sí( $\theta = 0$ ) y que la distribución de su permeabilidad( $k_f$ ) y porosidad( $\phi_f$ ) son homogéneas en toda la extensión del yacimiento, esto implica una  $D = 1$ . La dirección del flujo es perpendicular a la cara de la fractura hidráulica.

Este modelo no incluye una zona estimulada de yacimiento en donde incrementen las propiedades de las fracturas naturales( $k_f$  y  $\phi_f$ ) ni se distribuyan de manera fractal. El modelo se describe en la **Figura 35**.



**Figura 35.** Yacimiento Euclidiano con Zona de Fracturas naturales Homogénea.

La **Tabla 7** muestra los valores previos al ajuste (valores por defecto) los cuales generan un “caso base”, las sus magnitudes de cada valor para sensibilizar y los valores óptimos que dan un ajuste con la historia de producción. Los valores por defecto fueron seleccionados a optimizarse debido a que se considera que pueden variar a lo largo del yacimiento por la heterogeneidad de los no-convencionales.

Con la ayuda de Software Asistido (**CMOST®**) se han hecho 200 corridas en busca del mejor escenario con un menor error de ajuste, como se describe en la **Figura 36**.

**Tabla 7.** Resumen del Ajuste de historia

Parámetro	Clave	Valor por defecto	Valor mínimo	Valor máximo	Valor óptimo
Compresibilidad de Matriz (psi <sup>-1</sup> )	Comp_Matrix	1x10 <sup>-6</sup>	1x10 <sup>-6</sup>	1x10 <sup>-5</sup>	<b>8.7x10<sup>-6</sup></b>
Compresibilidad de fracturas Naturales (psi <sup>-1</sup> )	Comp_NFrac	1x10 <sup>-6</sup>	1x10 <sup>-6</sup>	1x10 <sup>-5</sup>	<b>4.27x10<sup>-6</sup></b>
Longitud Media de Fractura Hidráulica (ft)	HalfLength_HFrac	350	200	500	<b>350.2</b>
Permeabilidad de Fractura Hidráulica (mD)	Perm_HFrac	1,000	1,000	5,000	<b>2,900</b>
Permeabilidad de Matriz (mD)	Perm_Matrix	1x10 <sup>-5</sup>	1x10 <sup>-5</sup>	0.001	<b>0.00052</b>
Permeabilidad de Fracturas Naturales (mD)	Perm_NFrac	0.0001	0.0001	0.01	<b>0.0096</b>
Porosidad de Matriz (adim)	Poro_Matrix	0.06	0.04	0.1	<b>0.04</b>
Porosidad de Fracturas Naturales (adim)	Poro_NFrac	0.005	0.001	0.01	<b>0.002</b>
Espaciamiento de Fracturas Naturales (ft)	Spac_NFrac	0.5	0.1	1	<b>0.3</b>
Espaciamiento en Fracturas Hidráulicas (ft)	Spac_HFrac	300	250	450	<b>300</b>
Ancho de fractura Hidráulica (ft)	Width_HFrac	0.0083 (0.1 in)	0.00083 (0.01 in)	0.0083 (0.1 in)	<b>0.0052 (0.0624 in)</b>



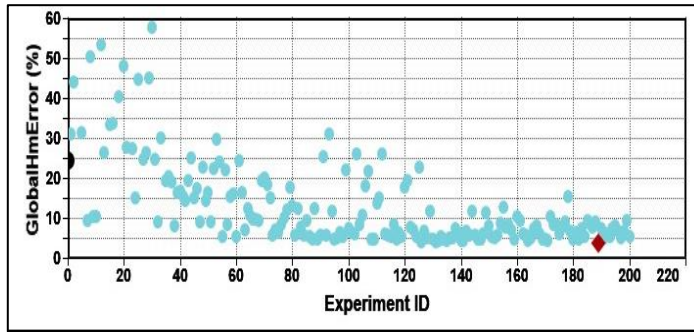


Figura 36. Progreso de Ajuste Histórico.

El comportamiento de los ajustes se muestra de las **Figura 37** a la **Figura 39**. Debido a la ausencia de datos de producción de agua, se considera al comportamiento resultante del ajuste como el represente la entrada de agua.

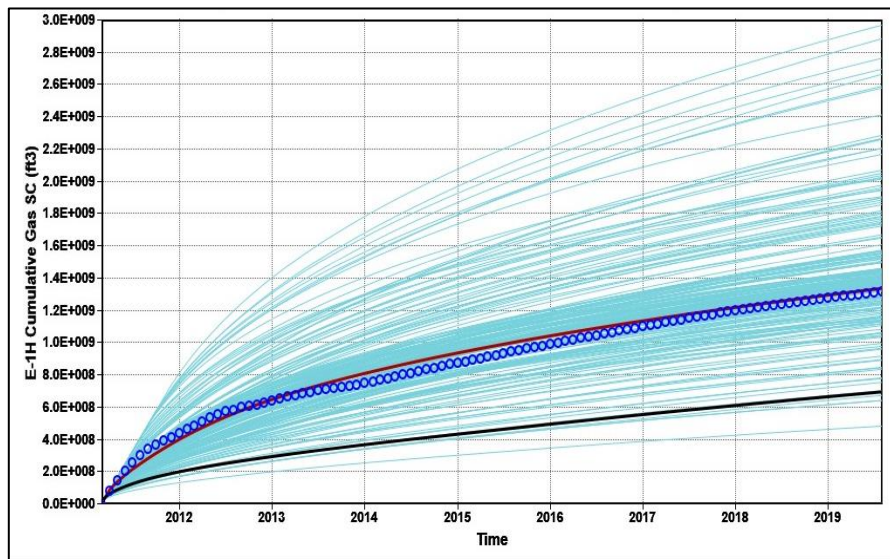


Figura 37. Ajuste de Historia de Producción del modelo A

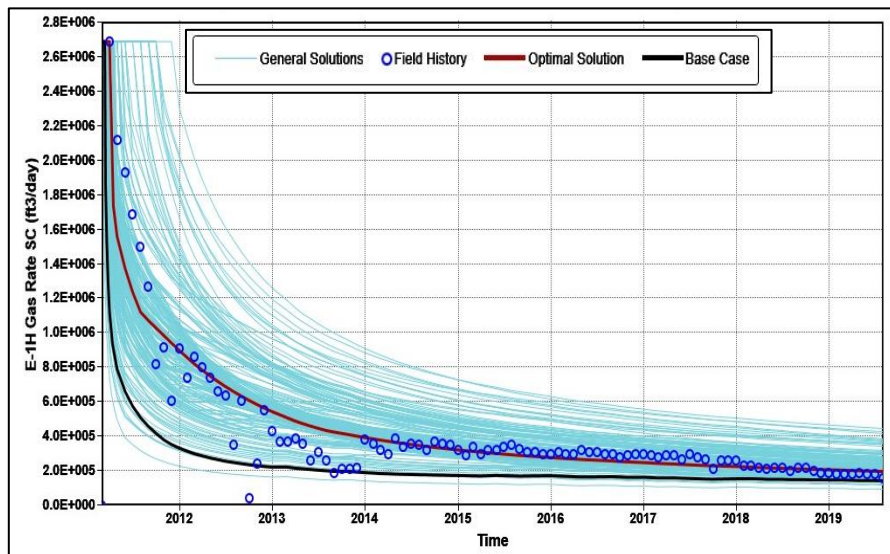


Figura 38. Ajuste de historia del gasto de gas en el modelo A.

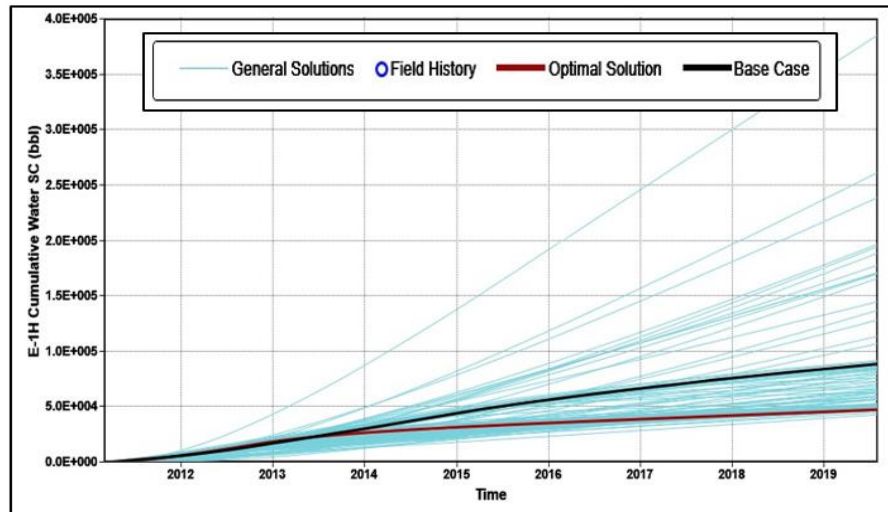


Figura 39. Ajuste de historia de producción de agua en el modelo A.

A continuación se muestra la sensibilidad de cada parámetro en función de sus aportes en la producción. Ver Figura 40. Los parámetros con mayor efecto son los que más aporte dan al variar sus valores, en este caso: la permeabilidad de fracturas naturales, seguida por la de la matriz y las porosidades del sistema. Los aportes negativos indican que la variación de los valores en parámetro resultan en una producción por debajo del “caso base”(con valores por defecto).

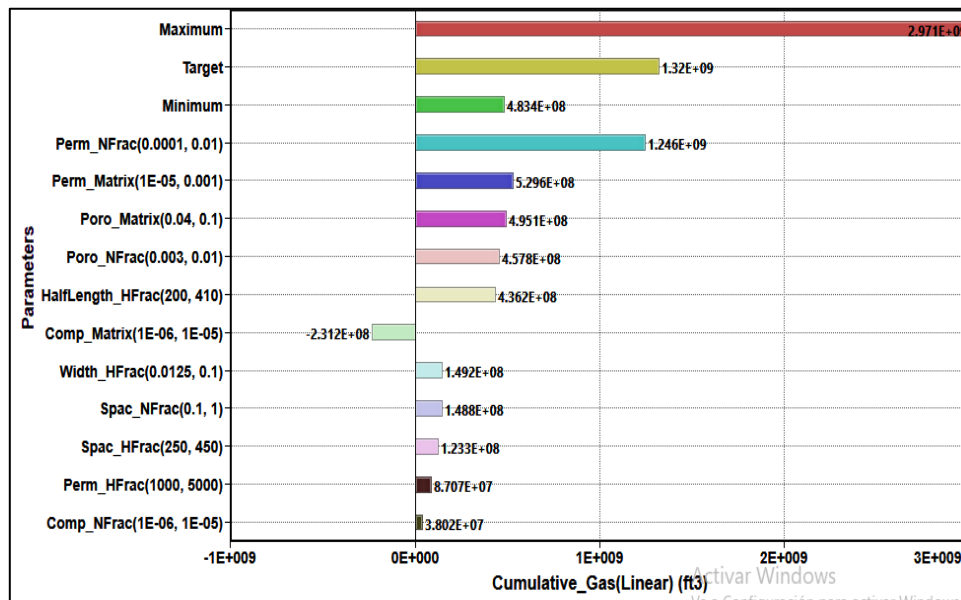


Figura 40. Sensibilidad de parámetros en función a su aporte en la producción.

Una vez ajustado el modelo, se decide proyectar su comportamiento hasta un periodo largo de tiempo, arbitrariamente se establecieron **30 años** como un periodo de producción. Los resultados de esto, se muestran en la Figura 41.

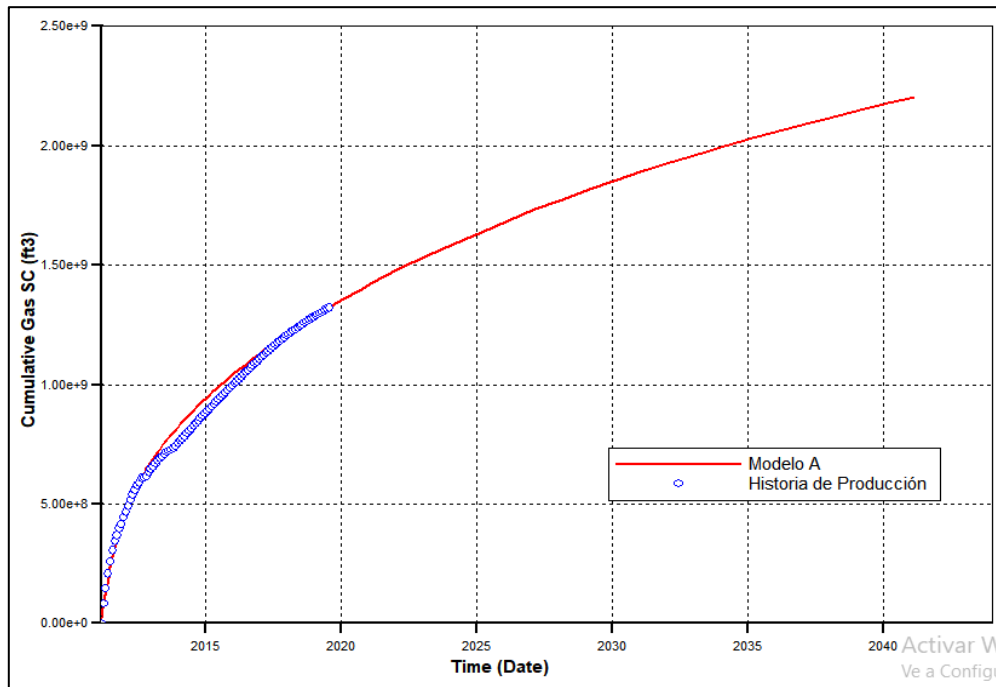


Figura 41. Ajuste de historia de producción y modelo A en 30 años.

Ahora se grafican los efectos en la producción al variar los valores de cada parámetro sobre el “Modelo A” simulado a 30 años con el fin de analizar sus sensibilidades.

El primer análisis es sobre el número de fracturas hidráulicas(FH) en función del espaciamento entre ellas( $X_f$ ) a lo largo de la distancia horizontal del pozo. Ver Figura 42.

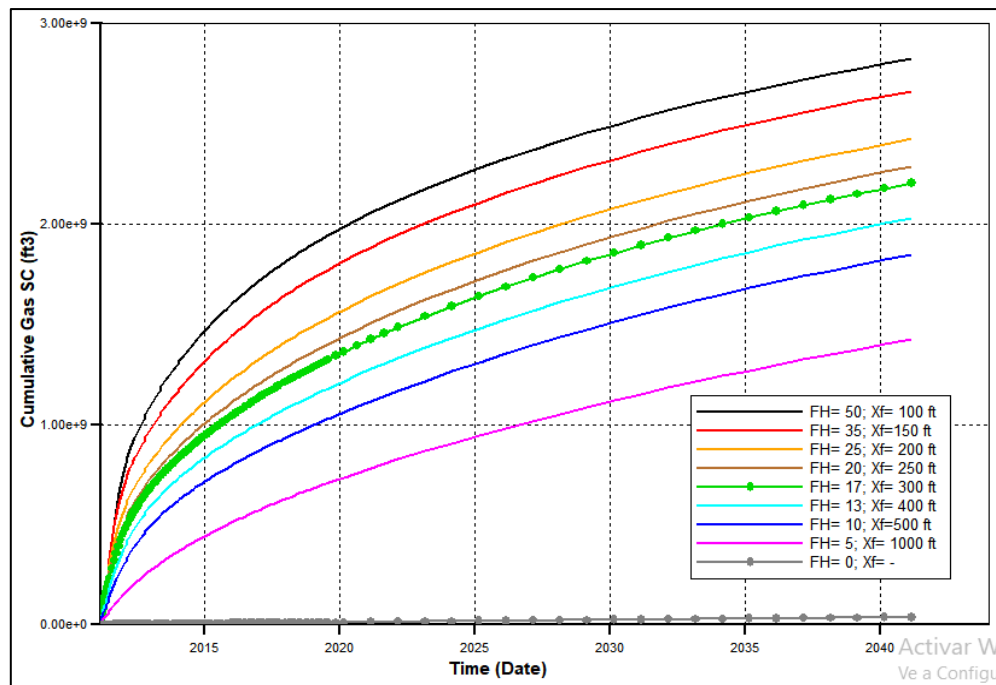
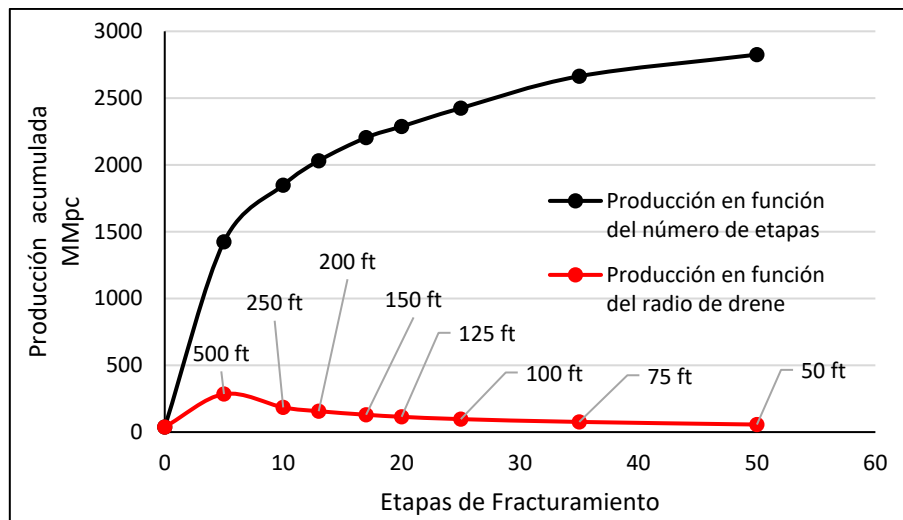


Figura 42. Sensibilidad del número de etapas de fracturamiento.

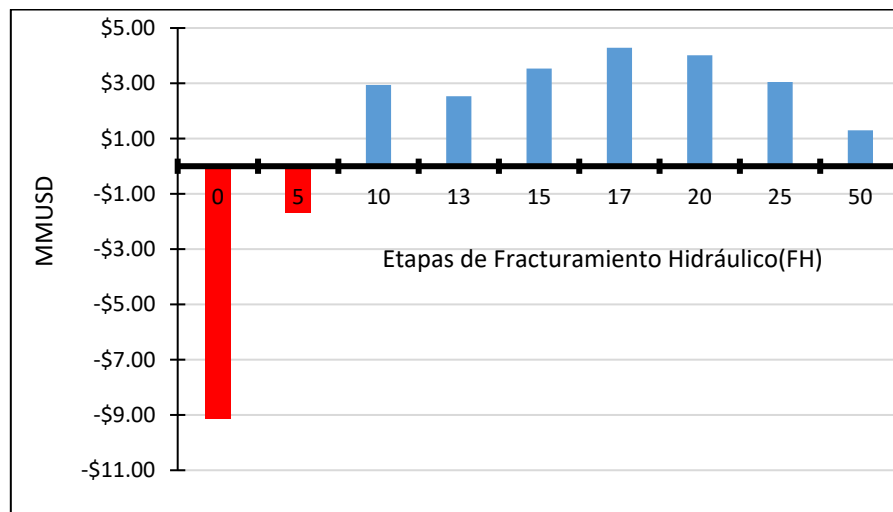
El comportamiento del pozo sin fracturamiento hidráulico(FH= 0), remarcado en gris, es casi nulo durante todo el periodo debido a la muy baja permeabilidad de la formación, lo que confirma la necesidad de producir hidráulicamente los yacimientos no-convencionales. Un análisis de la longitud del pozo sin fracturamiento hidráulico es adjunto al **Anexo C**.

La **Figura 43** nos muestra la producción acumulada por cada escenario y la producción que ejerce cada etapa de fracturamiento en función a su radio de drené( $r_f$ ). El  $r_f$  se asume como la distancia media entre el espaciamento de las etapas de fracturamiento( $X_f$ ). Es decir  $r_f = X_f/2$ . La producción por cada etapa en función del  $r_f$  y  $X_f$ , se reduce conforme el número de etapas incrementa. Debido a que  $X_f$  está limitado por la longitud horizontal del pozo. Por consiguiente, al distribuir homogéneamente un número mayor de etapas a lo largo del pozo,  $X_f$  y  $r_f$  decrecen, y con ellos, la producción de cada etapa en sus respectivos escenarios. La **Figura 43** nos muestra que el radio de drené que permite mayor producción entre etapas es de 500 ft.



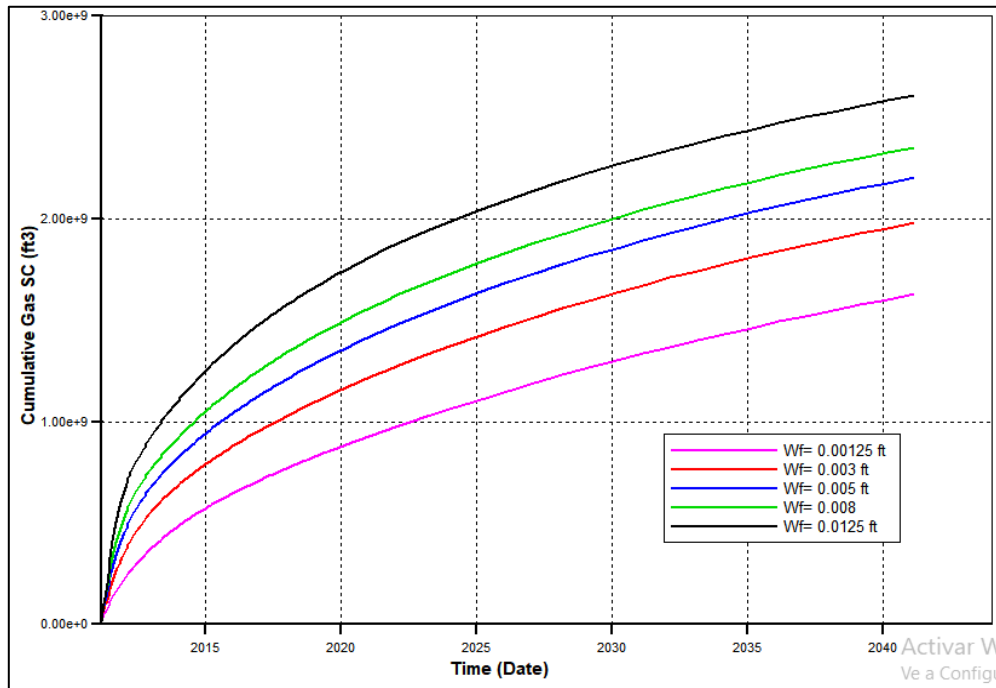
**Figura 43.** Producción acumulada en función de las etapas de fracturamiento.

El análisis económico de los escenarios se resume en la **Figura 44** en donde el escenario más rentable es el de FH= 17, la cual, para su identificación, se marca en verde dentro de la **Figura 42**.

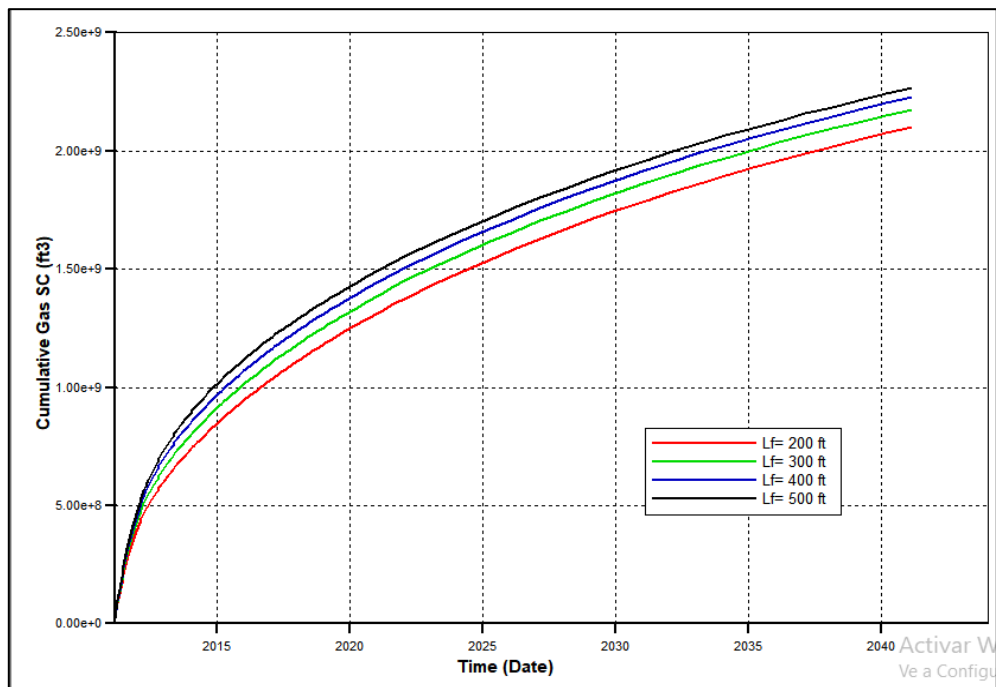


**Figura 44.** Análisis NPV del número de FH.

El siguiente análisis comprende a las fracturas hidráulicas, en donde se sensibiliza su ancho ( $w_f$ ), su longitud media ( $L_f$ ) y su permeabilidad ( $k_{FH}$ ). **Figura 45, 46 y 47** respectivamente.



**Figura 45.** Sensibilidad del ancho de fractura hidráulica.



**Figura 46.** Sensibilidad de longitud media de fractura hidráulica.

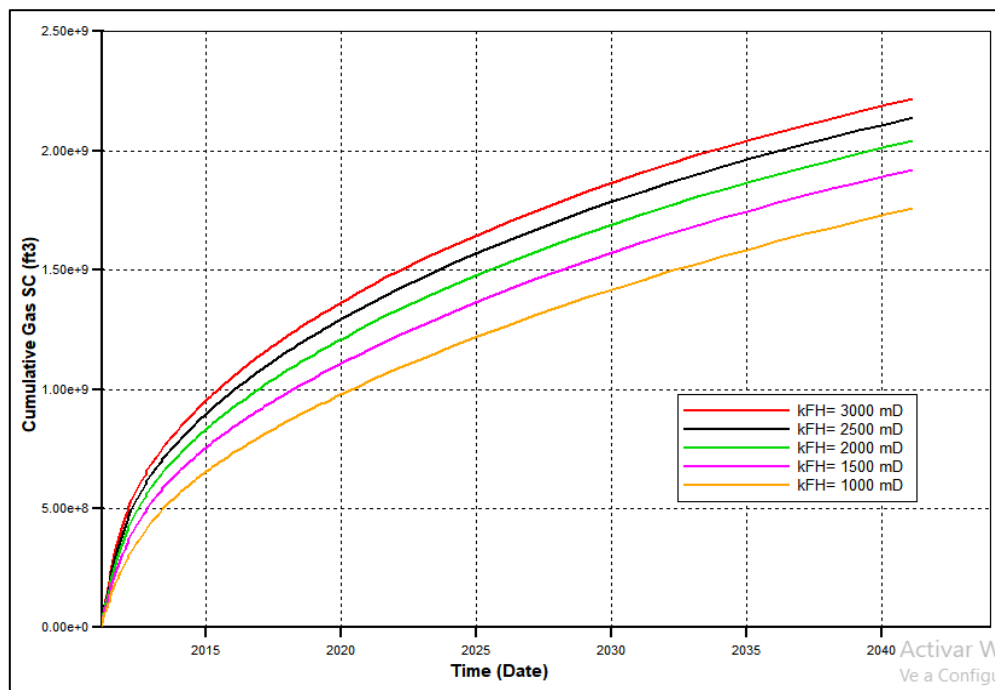


Figura 47. Sensibilidad de permeabilidad de fractura hidráulica.

El parámetro que más efecto tiene en la producción es el  $w_f$ , seguido de la  $k_{FH}$ , por lo que resultan parámetros claves en el ajuste. El comportamiento de la  $k_{FH}$  es similar a la del número de etapas de fracturamiento, y se espera que superando los 3,000 mD (como se muestra en la gráfica) el incremento sea cada vez menor. La  $L_f$  tiene pocos efectos conforme cambian sus magnitudes, también se espera que al incrementar el largo de la fractura el aumento de la producción sea cada vez menor e igual al escenario antecesor.

El siguiente análisis se enfoca en la permeabilidad ( $k_f$ ) y porosidad ( $\phi_f$ ) de las fracturas naturales, como se muestran en la Figura 48 y Figura 49.

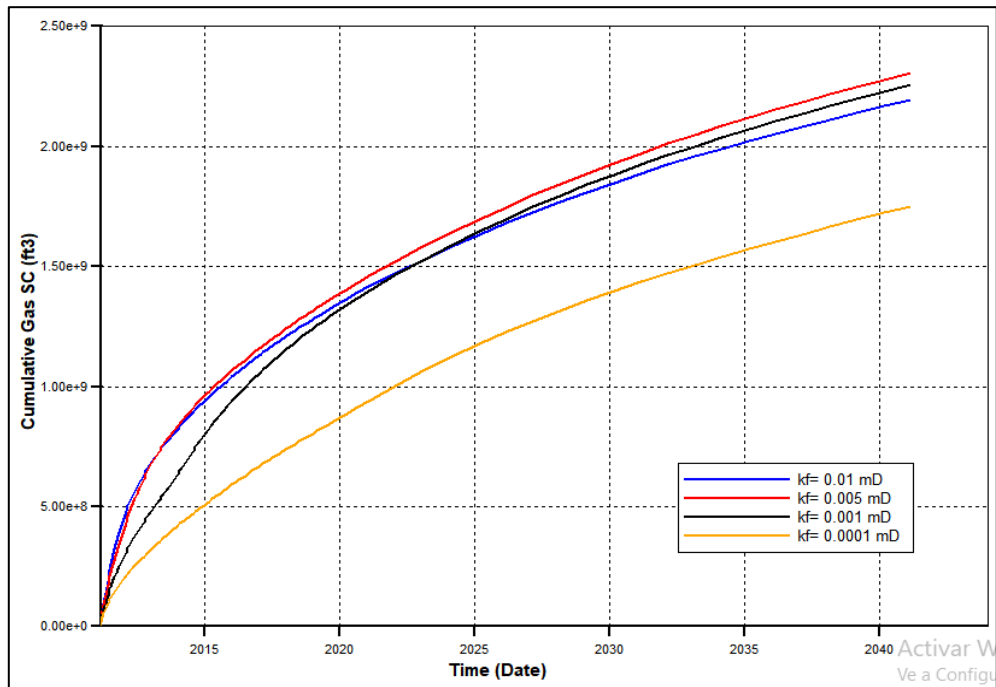


Figura 48. Sensibilidad de permeabilidad de fracturas naturales.

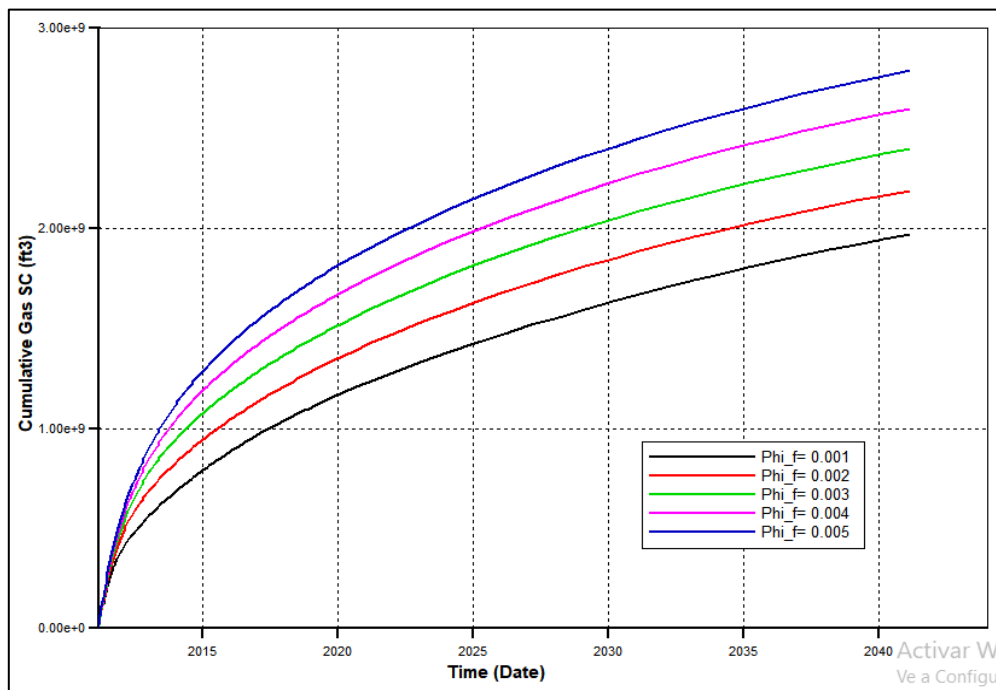


Figura 49. Sensibilidad de la porosidad en fracturas naturales.

La grafica de sensibilidad de  $k_f$  muestra que existe un incremento amplio de 0.0001 mD a 0.001 mD, mientras que de este último a 0.005 mD el incremento es muy pequeño, por lo que una variación entre 0.001 y 0.005 mD no se consideraría objeto de controversia. Conforme la  $k_f$  aumenta a 0.01 mD existe una menor producción, se infiere que es debido a la disminución de velocidad en el flujo no-Darciano considerado en las fracturas naturales que rodean a las fracturas hidráulicas. Esto hace que se aproxime a la velocidad de un flujo Darciano.

En cuanto a la sensibilidad de la porosidad en fracturas naturales(Figura 49) muestra que existe aparentemente un incremento constante en función de la magnitud.

La siguiente Figura 50 es referente a la sensibilidad de la permeabilidad de la matriz( $k_m$ ). En ella se observa que el incremento de producción en permeabilidades entre  $1 \times 10^{-5}$  mD y  $1 \times 10^{-4}$  mD es muy pequeño. El incremento con un margen más amplio es el de  $1 \times 10^{-4}$  mD a  $5 \times 10^{-4}$  mD, mientras que a partir del último hasta  $1 \times 10^{-3}$  mD será cada vez menor conforme la  $k_m$  aumenta. Comúnmente los valores propios de  $k_m$  en los yacimientos no-convencionales rondan entre  $1 \times 10^{-5}$  mD a  $5 \times 10^{-4}$  mD, aunque existen casos especiales de láminas a través de las heterogeneidades del yacimiento que pueden tener  $1 \times 10^{-3}$  mD. Por este motivo, se seleccionaron los valores a sensibilizar.

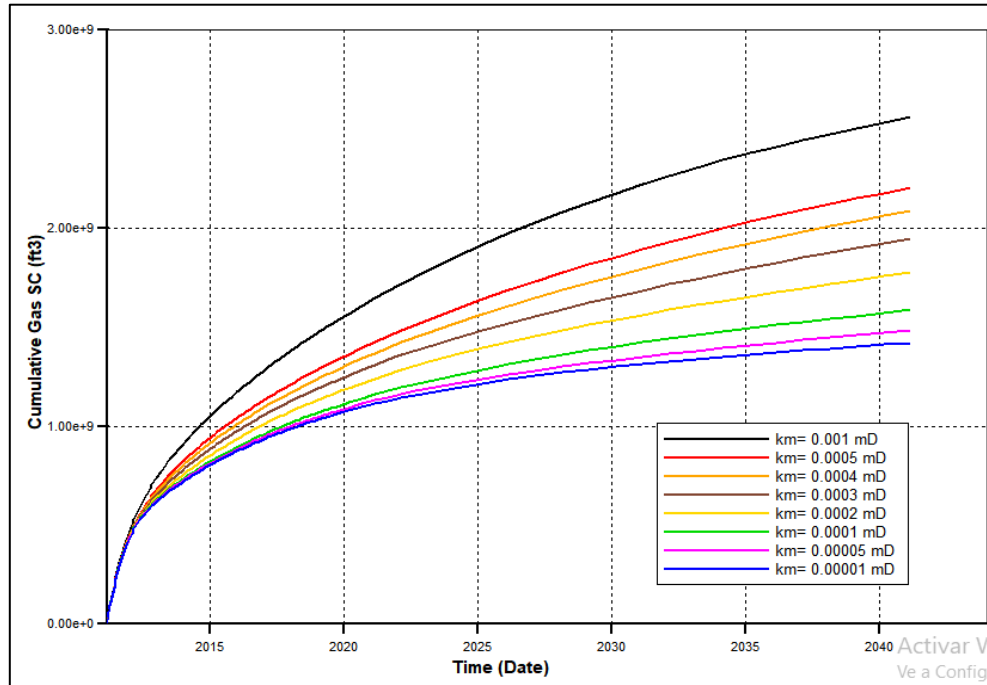


Figura 50. Sensibilidad de la permeabilidad de la matriz.

El comportamiento de la porosidad de la matriz( $\phi_m$ ) al ser sensibilizado, es similar al de  $\phi_f$ , pues existe un incremento aparentemente constante conforme la magnitud aumenta. Figura 51. El impacto en la producción puede ser grande dependiendo de que valores manejemos, en los valores más grandes de  $\phi_m$ (0.12 y 0.10) tenemos una producción que sobrepasa los 3 mil millones de pies cúbicos, magnitud que hasta ahora ningún parámetro ha dado. Por lo que una roca con  $\phi_m$  grande daría altas producciones.



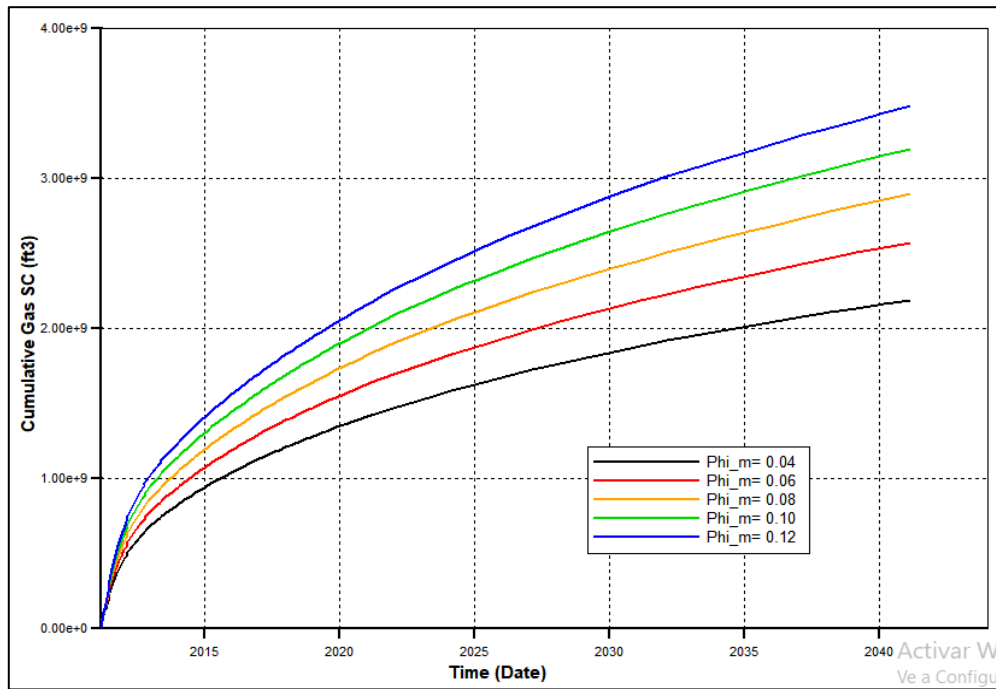


Figura 51. Sensibilidad de porosidad de matriz.

Para efectos prácticos se sensibiliza compresibilidad de  $1 \times 10^{-5} \text{ psi}^{-1}$  y  $1 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$  en matriz ( $c_m$ ) y fractura ( $c_f$ ) por igual. Cualquier combinación independiente de  $c_f$  y  $c_m$  se encontrarían dentro del margen de producción mostrado en la Figura 52. Los efectos en la producción de estos dos parámetros son pequeños.

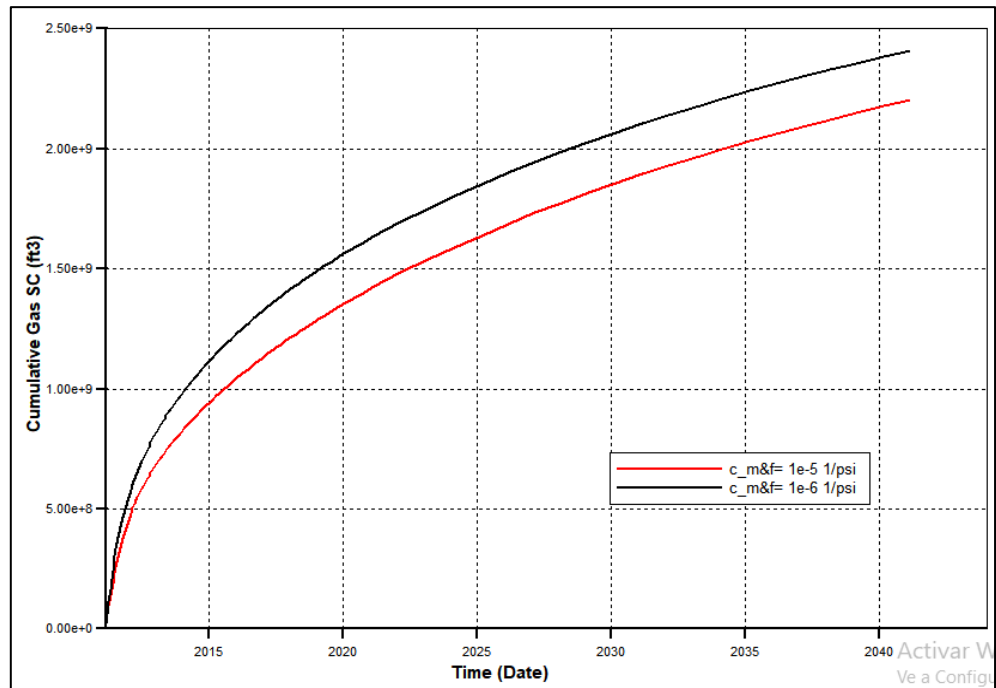


Figura 52. Sensibilidad de compresibilidad en matriz y fractura natural.

### 3.4 Modelo FL

El **Modelo FL** hace referencia a un modelo con una zona estimulada de yacimiento (**SRV**) de manera **local con distribución fractal**, rodeando a las fracturas hidráulicas y sin existir contacto entre zonas estimuladas, lo que da lugar a un volumen no estimulado de yacimiento (**URV**) como se describe en la **Figura 53** en donde la distribución de colores indica una diferencia en la magnitud de  $k_f$  ó  $\phi_f$  (el color rojo indica mayor valor y el azul un menor valor).

El objetivo de este modelo es aproximar el comportamiento del yacimiento el cual físicamente considera que las fracturas naturales adyacentes a la fractura hidráulica están estimuladas por filtraciones debidas a la inyección del fluido de fracturamiento y esta estimulación de fracturas es de corto alcance, es decir, no llega a comunicar fracturas estimuladas de etapas de fracturamiento vecinas.

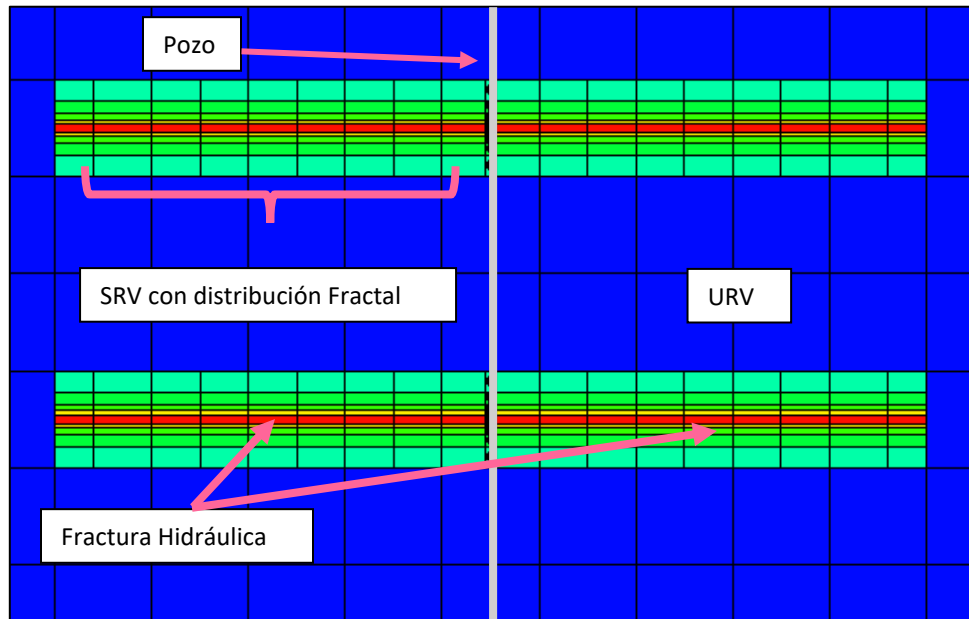


Figura 53. Modelo FL

Las consideraciones de este modelo son:

- La distribución fractal de la **SRV** es función de la dimensión fractal y conectividad.
- El número de valores de  $k_f$  y  $\phi_f$  fractales distribuidos es función del refinamiento logarítmico(9 en este trabajo).
- El flujo de gas es lineal en dirección perpendicular hacia la cara de las fracturas naturales, por lo que la dimensión fractal estará comprendida entre **0** y **1**.
- La dimensión fractal es determinada del método de conteo de cajas aplicada a un núcleo representativo del yacimiento.
- La distribución fractal comprende el valor óptimo de  $k_f$  en la cara de la fractura y su decremento conforme se aleja de esta, en dirección contraria al flujo.
- Entre cada **SRV** correspondiente a una etapa de fracturamiento existe una zona no estimulada.
- La  $k_f$  en la zona no estimulada(**URV**) es menor que en la **SRV** pero más grande que la  $k_m$ .
- En la variación de valores para el ajuste,  $L_f$  y el número de etapas de fracturamiento se mantienen constantes para no afectar la distribución fractal dentro de la **SRV**.

- Para este caso se considera que las fracturas naturales están totalmente conectadas entre sí, es decir  $\theta = 0$ .

La dimensión fractal ( $D$ ) se determina desde una muestra de núcleo del yacimiento en el caso de estudio por el método de "Conteo de Cajas" o "Box Counting". Consecuentemente, se enmalla la superficie de la muestra de núcleo mostrada en la **Figura 54**.



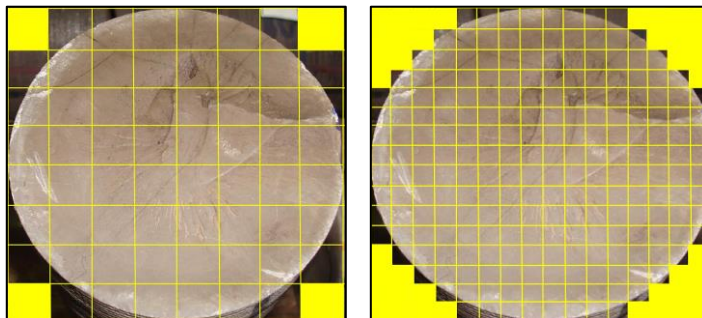
**Figura 54.** Muestra de núcleo del yacimiento.

Los datos resultantes del conteo de cajas se muestran en la **Tabla 8**.

**Tabla 8.** Valores resultantes del "Conteo de Cajas".

$r$	$N(r)$	$1/r$
4	4	0.25
16	14	0.0625
60	48	0.016666667
216	160	0.00462963
1,024	740	0.000976563

La **Figura 55** muestra dos ejemplos de enmallados con sus respectivos valores descritos.



**Figura 55.** "Conteo de cajas" en núcleo con 60 y 216 cajas respectivamente.

La dimensión fractal, resultante de la pendiente de la gráfica entre  $N(r)$  y  $1/r$ , se muestra en la **Figura 56**.

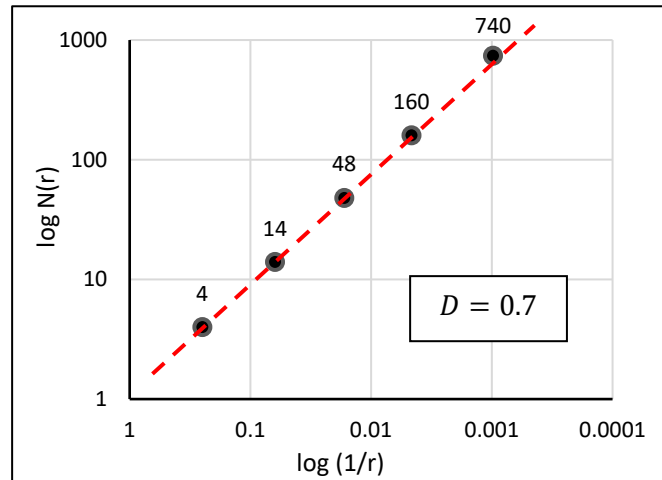


Figura 56. Determinación de la dimensión fractal del núcleo del yacimiento.

La pendiente determina una  $D = 0.7$  y se considera que representa al yacimiento.

Se optimiza el modelo en busca del ajuste con el historial de producción basándose en los valores arrojados del **Modelo A** ajustado y en las consideraciones del modelo. En la **Tabla 9** se brindan los valores que ajustan el modelo en función de la producción acumulada, en la **Figura 57**.

Tabla 9. Valores óptimos del Modelo FL.

Propiedad	Valor
$k_f$ dentro de la SRV en la proximidad de la fractura hidráulica	0.0096 mD
$k_f$ en la URV	0.0008 mD
$k_{EH}$	3,450 mD
$k_m$	0.0002 mD
$\phi_m$	0.06
$\phi_f$	0.0037
$\phi_f$ en la URV	0.001
$w_f$	0.005 ft
$L_f$	350 ft
$c_f$	8.77 E-6 1/psi
$c_m$	4.27 E-6 1/psi
Espaciamiento de Fracturas naturales	0.3 ft

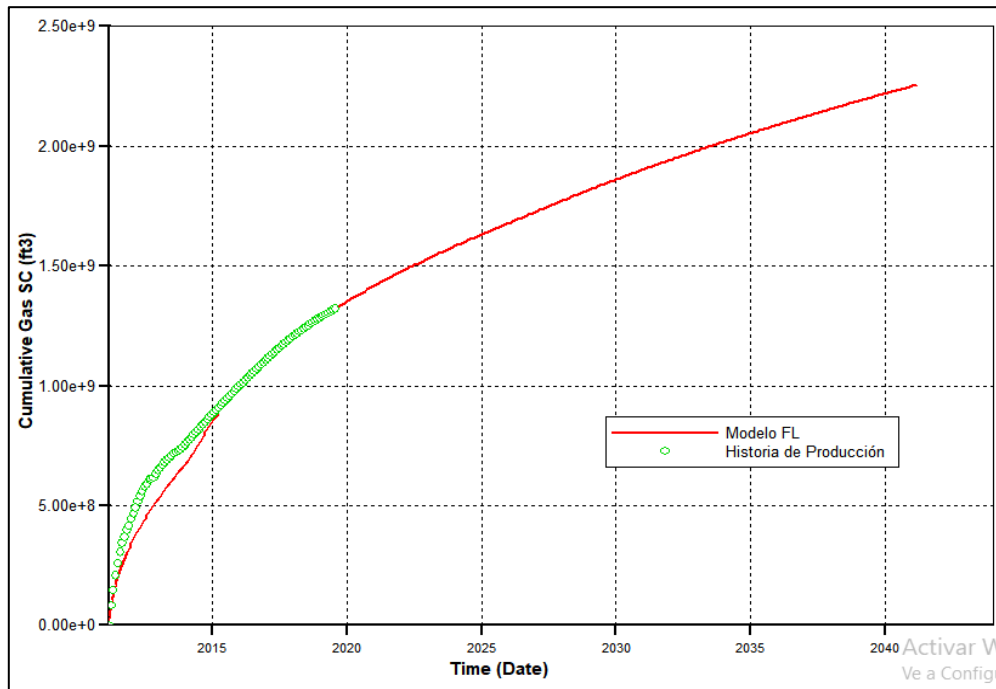


Figura 57. Ajuste entre Modelo FL e Historia de Producción.

La distribución fractal en la **SRV** del **Modelo FL** se describe en la **Tabla 10**.

**Tabla 10.** Distribución Fractal derivada de una  $D=0.7$  y  $\theta=0$ , correspondiente al yacimiento.

$k_f$ , mD	$\phi_f$ , adim.
<b>0.0096</b>	<b>0.0037</b>
0.0066	0.0026
0.0053	0.0021
0.0044	0.0018
0.0037	0.0015

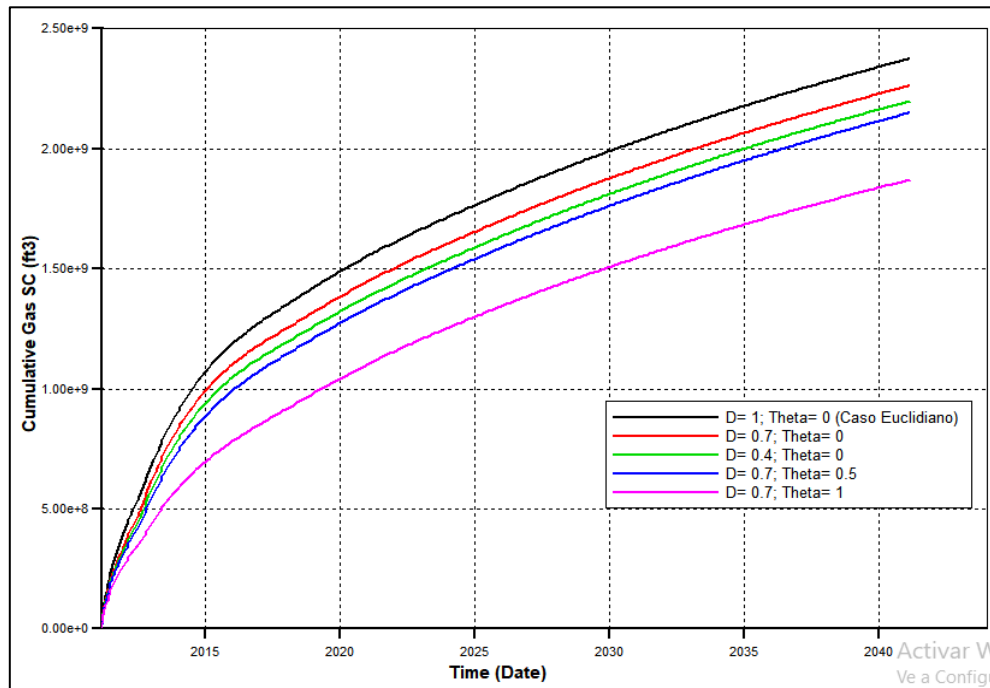
En la tabla anterior, los valores remarcados corresponden a los datos del ajuste del **Modelo A** y son los ubicados en la cara de la fractura hidráulica, la  $k_f$  y  $\phi_f$ , disminuyen conforme se alejan de la fractura hidráulica hasta el límite de la **SRV** con la **URV**.

En la realidad, difícilmente habría un escenario con  $\theta = 0$  e incluso nuestro yacimiento tendría una variación de  $D$  por efectos de la escala. Debido a esto, es pertinente analizar el comportamiento e identificar la sensibilidad de los parámetros fractales en la producción al cambiar sus valores

En la **Figura 58** se presentan diferentes escenarios de producción, el primero, uno **Euclidiano** con una  $D = 1$  y  $\theta = 0$ , que considera que existe una distribución homogénea(**no fractal**) en la **SRV**, en la cual hay una  $k_f= 0.0096$  mD y una  $\phi_f= 0.0037$ , mientras que en la **URV**, una  $k_f=$  de **0.0008** mD y una  $\phi_f= 0.001$ . Todos los demás parámetros del yacimiento son los arrojados del **Modelo FL**.

El segundo escenario con una  $D = 0.7$  y  $\theta = 0$ , siendo el mismo del **Modelo FL** ajustado. El tercer escenario disminuyendo la  $D$  en **0.4** y manteniendo la  $\theta=0$ . Un cuarto escenario que contiene una  $D = 0.7$  y  $\theta = 0.5$  y un último escenario considerando  $D = 0.7$  y  $\theta = 1$  el cual asume que las fracturas naturales

no están conectadas entre sí. La distribución fractal de  $k_f$  y  $\phi_f$  de estos escenarios se muestran en la **Tabla 11**. La distribución de una  $D = 0.7$  y  $\theta = 0$  se mostraron con antelación, en la **Tabla 10**.



**Figura 58.** Sensibilidad de los parámetros fractales en la producción.

**Tabla 11.** Valores de  $k_f$  y  $\phi_f$  fractales en función de  $D$  y  $\theta$ .

$D=1$ y $\theta=0$		$D=0.4$ y $\theta=0$		$D=0.7$ y $\theta=0.5$		$D=0.7$ y $\theta=1$	
$k_f$ , mD	$\phi_f$ , adim	$k_f$ , mD	$\phi_f$ , adim	$k_f$ , mD	$\phi_f$ , adim	$k_f$ , mD	$\phi_f$ , adim
0.0096	0.0037	0.0096	0.0037	0.0096	0.0037	0.0096	0.0037
0.0096	0.0037	0.0047	0.0019	0.0039	0.0026	0.0022	0.0026
0.0096	0.0037	0.0030	0.0012	0.0021	0.0021	0.0008	0.0021
0.0096	0.0037	0.0021	0.0008	0.0013	0.0018	0.0004	0.0018
0.0096	0.0037	0.0015	0.0006	0.0008	0.0015	0.0002	0.0015

De la **Figura 58** se puede concluir que la  $\theta$  es el parámetro con más sensibilidad en la producción, al aumentar su valor, hipotéticamente se considera que la comunicación entre fracturas naturales tiende a no existir. Esto resulta en decrementos de producción considerables. En cambio, la  $D$  tiene menos efecto al disminuir su valor. Conforme la  $D$  disminuye, la producción decrece cada vez menos.

### 3.5 Modelo FR

Este modelo considera una **SRV regional** entre etapas de fracturamiento, de manera regional y una **URV externa** a la SRV como se muestra en la **Figura 59**.

Físicamente, este modelo supone que en la **SRV** se extiende entre etapas de fracturamiento, consecuentemente considera que existe comunicación entre fracturas naturales estimuladas por las filtraciones del fluido de fracturante y no considera una **URV** entre las etapas como en el **Modelo FL**. A su vez, considera que las fracturas naturales van disminuyendo su estimulación conforme se alejan de la cara

de la fractura hidráulica en dirección opuesta al flujo, por lo que da lugar a una distribución fractal de manera regional. La  $k_f$  y  $\phi_f$  disminuyen conforme se alejan de la cara de la fractura hidráulica hasta un punto intermedio entre etapas, inmediatamente comienzan a incrementar sus valores conforme se acercan a la siguiente etapa de fracturamiento.

También, el modelo considera que:

- La distribución fractal de la **SRV** es función de la dimensión fractal y conectividad.
- El número de valores de  $k_f$  y  $\phi_f$  fractales distribuidos es función del refinamiento logarítmico(9 en este trabajo).
- El flujo de gas es lineal en dirección perpendicular hacia la cara de las fracturas naturales, por lo que la dimensión fractal estará comprendida entre 0 y 1.
- La dimensión fractal es determinada del método de conteo de cajas aplicada a un núcleo representativo del yacimiento.
- La distribución fractal comprende el valor óptimo de  $k_f$  en la cara de la fractura y su decremento conforme se aleja de esta, en dirección contraria al flujo.
- Todas las fracturas naturales estimuladas están comunicadas. No existe **URV** entre etapas de fracturamiento.
- La **URV** tiene lugar fuera de los límites de la **SRV**.
- La  $k_f$  en la **URV** es menor que en la **SRV** pero más grande que la  $k_m$ .
- En la variación de valores para el ajuste,  $L_f$  y el número de etapas de fracturamiento se mantienen constantes para no afectar la distribución fractal dentro de la **SRV**.
- Para este caso se considera que las fracturas naturales están totalmente conectadas entre sí, es decir  $\theta = 0$ .

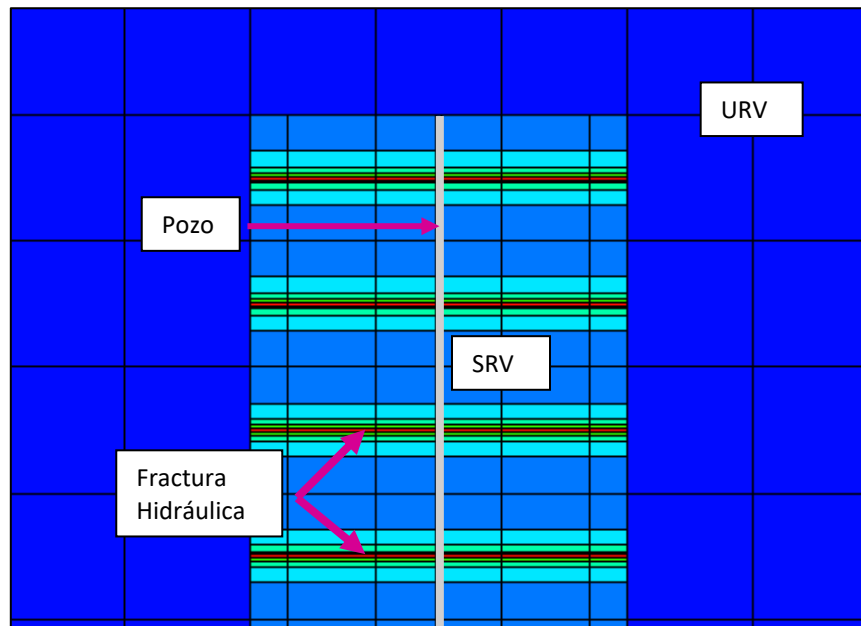


Figura 59. Modelo FR.

Al igual que el anterior modelo, los colores rojos indican mayores valores de  $k_f$  ó  $\phi_f$  y los azules, valores menores.

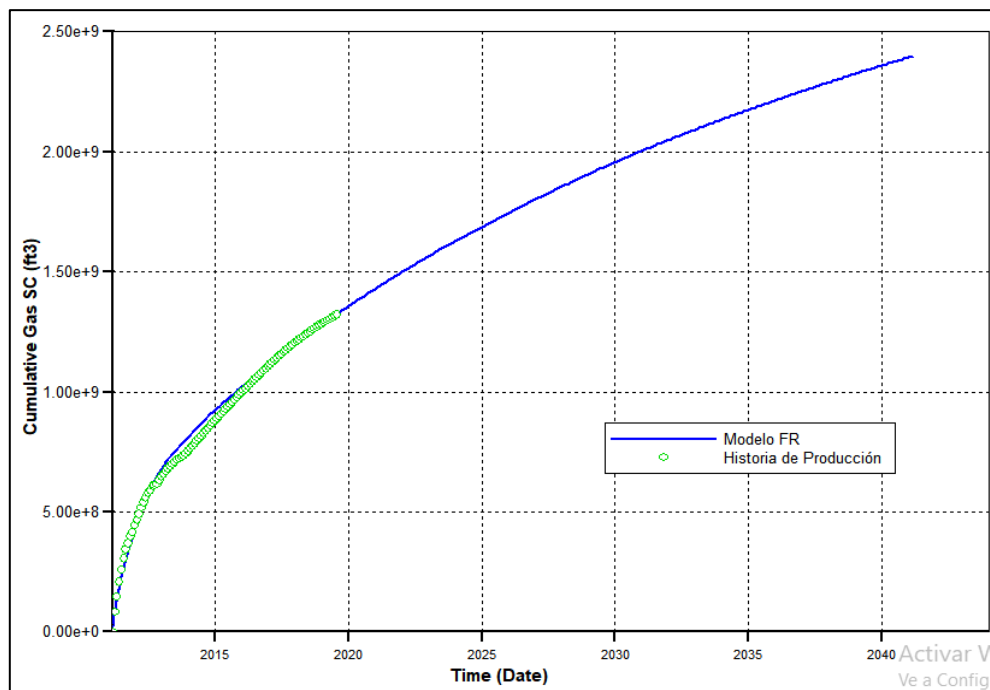
Los parámetros fractales son los mismos que en el **Modelo FL** ( $D = 0.7$  y  $\theta = 0$ ), pues se considera el mismo yacimiento. La distribución fractal es la misma comprendida en la **Tabla 11**.

De la misma manera que el **Modelo FL**, se ajustan los parámetros de los resultantes del **Modelo A**. Los valores óptimos para el **Modelo FR** se muestran en la **Tabla 12**.

**Tabla 12.** Valores óptimos del Modelo FR.

Propiedad	Valor
$k_f$ dentro de la SRV en la proximidad de la fractura hidráulica	0.0096 mD
$k_f$ en la URV	0.00035 mD
$k_m$	0.0006 mD
$k_{FH}$	4400 mD
$\phi_m$	0.045
$\phi_f$	0.0037
$\phi_f$ en la URV	0.0015
$w_f$	0.005 ft
$L_f$	350 ft
$c_f$	1 E-5 1/psi
$c_m$	1 E-5 1/psi
Espaciamiento de Fracturas	0.345 ft

El ajuste del **Modelo FR** con la historia de producción se muestra en la **Figura 60**.

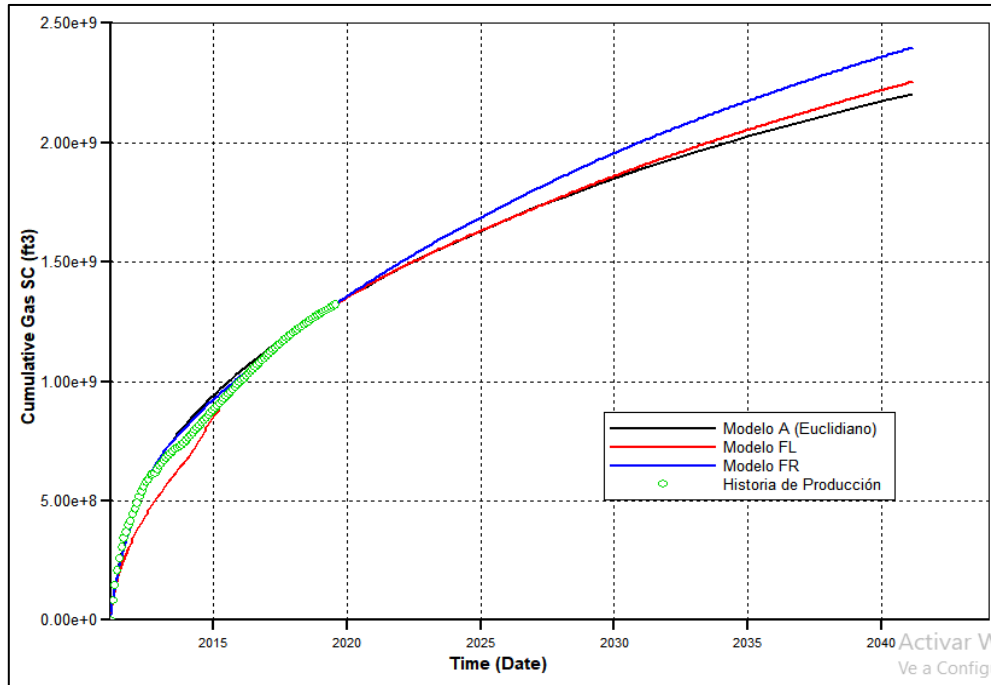


**Figura 60.** Ajuste entre Modelo FR e historia de producción.



Hasta ahora se ha observado que estos últimos dos modelos (**Modelo FL** y **Modelo FR**) con distribución fractal tuvieron un buen ajuste, de tal manera que en conjunto con otras herramientas de caracterización de yacimientos, se puedan refinar algunos parámetros y aproximar un modelo con **SRV fractal** como los establecidos en este trabajo.

La **Figura 61** presenta los ajustes de los 3 diferentes modelos fractales presentados hasta ahora: el modelo **Euclidiano (Modelo A)**, el modelo de **SRV local (Modelo FL)** y el modelo de **SRV regional (Modelo FR)**.



**Figura 61.** Ajuste de los diferentes modelos con la historia de producción.

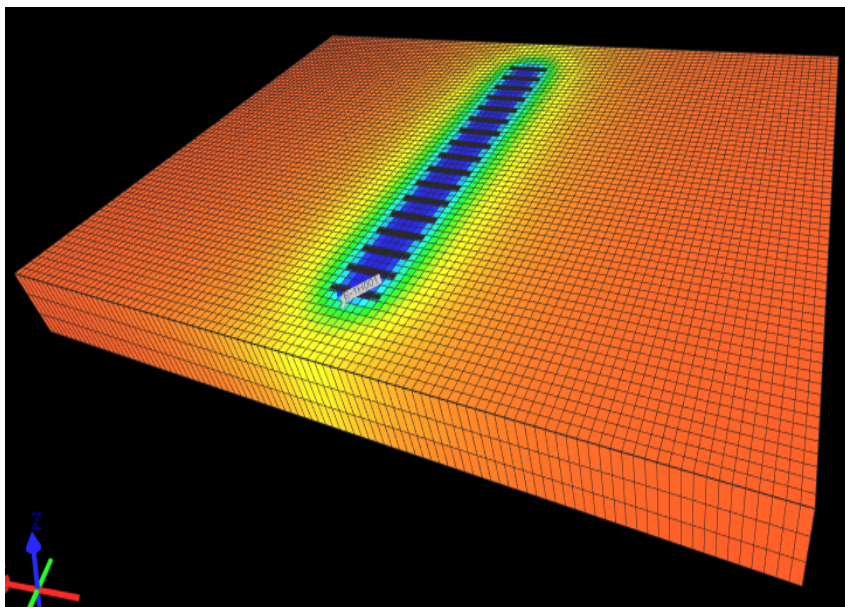
En la **Figura 61** se observan buenos ajustes hasta el último dato de la historia de producción, de ahí los escenarios cambian en función del tipo de modelo. El **Modelo FL** no se ajusta muy bien desde el principio sino hasta la mitad de la historia de producción, y lo hace con mucha certeza. Los **Modelos A (Euclidiano)** y **FR** se aproximan más al comportamiento de producción real. Sin embargo, sus cantidades de producción en 30 años son diferentes. En cambio, entre el **Modelo FL** y el **Modelo A** la diferencia de producción es muy baja.

### 3.6 Modelo E

Este modelo optimiza el número de pozos en función al espaciado lateral entre ellos ( $X_e$ ) de un **yacimiento más amplio** que el de los modelos anteriores. El acomodo de los pozos es en dirección horizontal a través de la malla de simulación con un espaciado simétrico entre ellos y las fronteras. La optimización se logra en conjunto con análisis de indicadores económicos. El **Modelo E** utiliza las dimensiones descritas en la **Tabla 13** y se muestra gráficamente en la **Figura 62**.

**Tabla 13.** Dimensiones de Modelo E.

Tamaño de celda en $i$	100 ft
Tamaño de celda en $j$	100 ft
Tamaño de celda en $k$	50 ft
Dimensión en $i$	10,000 ft
Dimensión en $j$	6,500 ft
Dimensión en $k$	150 ft



**Figura 62.** Modelo E con 1 Pozo en el centro.

Para fines prácticos, el modelo de los pozos incluidos en esta optimización es el resultante del **Modelo A**, pues agregar la distribución fractal a la malla refinada de manera automatizada en el simulador comercial es imposible y el tiempo de diseño sería innecesariamente largo.

Al cambiar las dimensiones de la malla de simulación, existe una alteración del volumen original de hidrocarburos *in situ* y del área de drene, entre otros. Consecuentemente los escenarios de producción tendrían comportamientos diferentes. Ver **Figura 63** . Esto concluye que el área de yacimiento es clave en el modelado de simulación. Para fines prácticos, se omite la alteración debida al cambio del área del yacimiento.

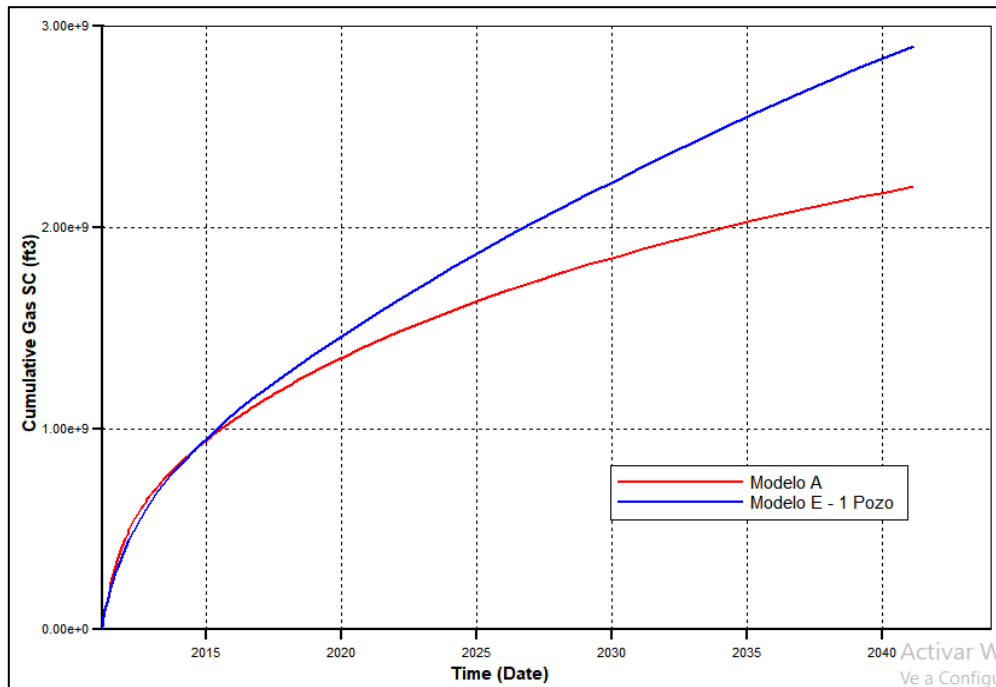


Figura 63. Alteración en la producción debido al cambio en el área del yacimiento.

La Figura 64 muestra los diferentes escenarios de producción aumentando el número de pozos en función al espaciamento( $X_e$ ) entre ellos.

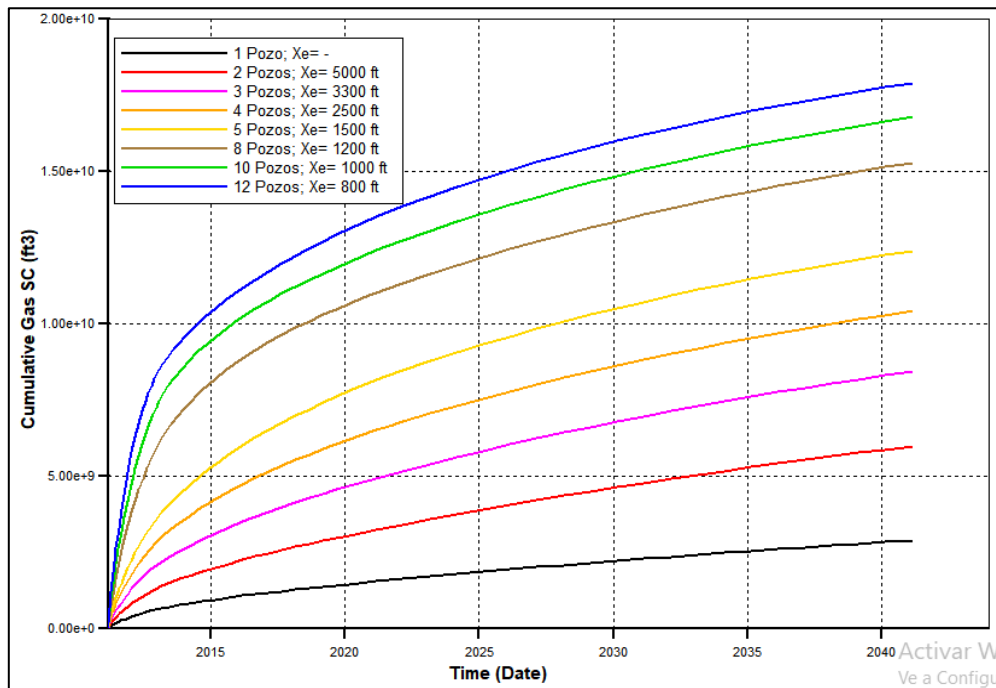
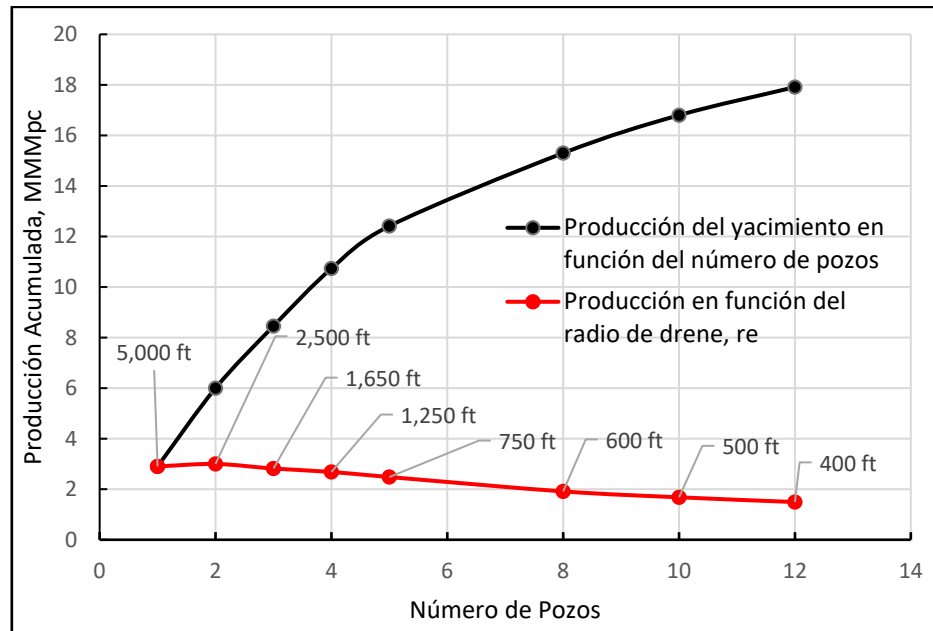


Figura 64. Producción acumulada en función al número de pozos.

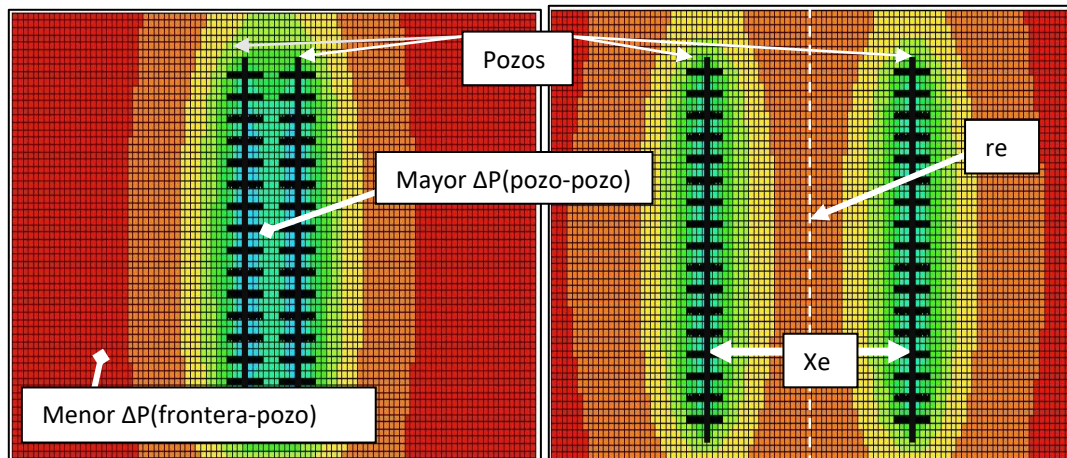
La Figura 65 muestra la producción total del yacimiento bajo diferentes escenarios de número de pozos y la producción de cada pozo en función al radio de drenaje( $r_e$ ). Similarmente al análisis de las etapas de fracturamiento, se asume que  $r_e = X_e/2$  en ambas laterales del pozo. Con esta suposición, se puede

conocer de manera independiente la producción del pozo respecto a su radio de drenaje(en función al  $X_e$ ) con caídas de presión( $\Delta P$ ) simétricas en ambos lados. Una distribución asimétrica de pozos con espaciados desiguales entre ellos y las fronteras laterales podría generar una  $\Delta P$  menor en el espacio del pozo con la frontera y una  $\Delta P$  mayor en el espacio entre pozos, o viceversa. Este problema puede ocurrir debido a que la malla de simulación se genera con dimensiones laterales constantes y una distribución simétrica de los pozos estaría limitada. La **Figura 66** muestra el efecto de caídas de presión debido a un espaciado asimétrico entre dos pozos con las fronteras laterales.



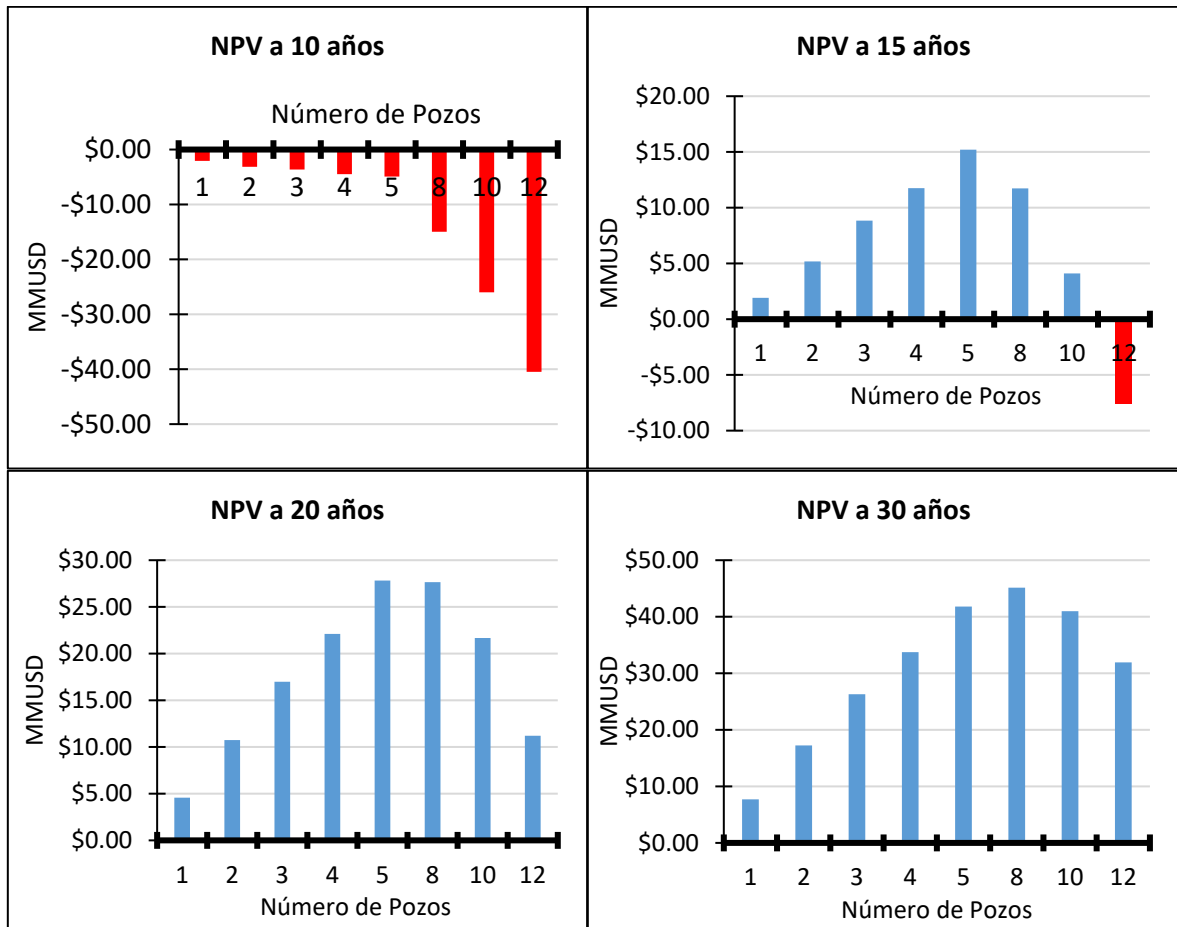
**Figura 65.** Producción en función del número de pozos y del radio de drenaje.

La **Figura 65**(en su enmarcado rojo) muestra que un  $r_e$  de 2500 ft brinda mayor producción acumulada, y esta decrece conforme el  $r_e$ (en función del  $X_e$ ) disminuye. En la misma figura(enmarcado en color negro) se observa la producción del yacimiento y su tendencia a estabilizarse conforme el número de pozos aumenta. Esta tendencia sería cada vez más horizontal al producir cantidades cercanas a la del volumen original *in situ*(lo que implica un número mayor de pozos). Este comportamiento comienza a estabilizarse desde 5 pozos.



**Figura 66.** Efectos de drenaje debido a la asimetría de  $X_e$  y las fronteras laterales.

La optimización en este trabajo se enfoca en conocer el número de pozos necesarios para que la explotación del yacimiento sea rentable. Debido a esto, se genera un análisis **NPV** que nos indica el valor presente a diferentes periodos. Ver **Figura 67**.



**Figura 67.** Análisis NPV en diferentes periodos.

Dependiendo del periodo de tiempo en el que evaluemos nuestro proyecto de explotación se pueden obtener diferentes escenarios con mayor rentabilidad. En este análisis se obtienen escenarios no rentables en 10 años de producción, los **NPV** más negativos corresponden a los escenarios con más inversión y número de pozos, si se decide evaluar el valor del proyecto en 15 ó 20 años se obtendrían mayores ganancias de un número de 5 pozos. Si el objetivo es conseguir una mayor cantidad de ganancias en 30 años, 8 pozos serían ideales. Los escenarios con mayor número de pozos incrementan su **NPV** conforme los tiempos son cada vez más largos.

El tiempo de recobro (*Payback*) de tres escenarios diferentes (5, 8 y 10 pozos) se muestra en la **Figura 68**.

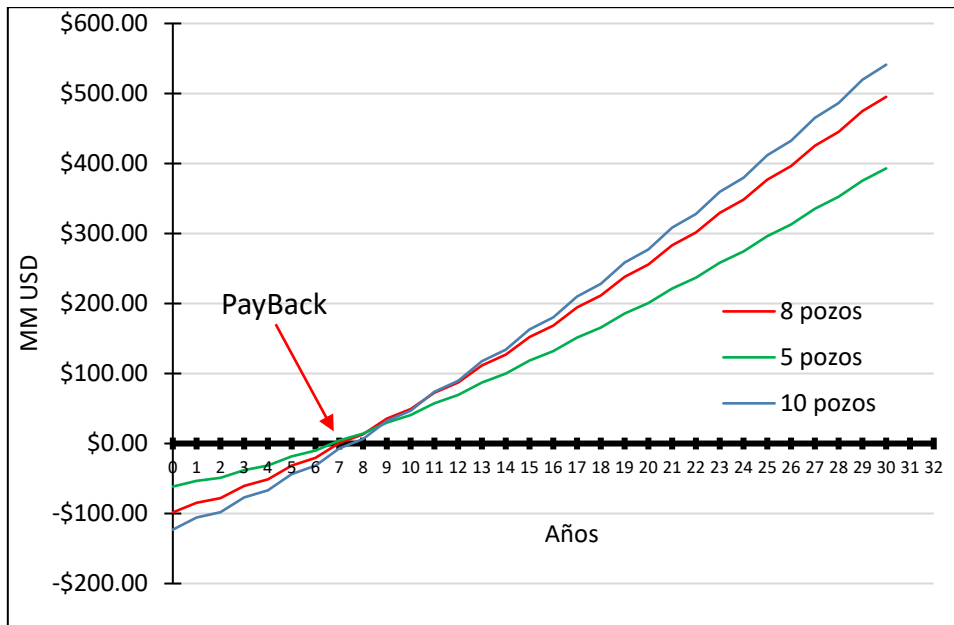


Figura 68. Tiempo de recobro con 5, 8 y 10 pozos.

En la figura anterior se observa el tiempo de recobro, o el “Payback” en los 3 escenarios. El escenario con 5 pozos da recobros positivos en menor tiempo que 8 y 10 pozos. La diferencia del tiempo de recobro entre el 5 pozos y 10, se estima en 1 año.

La siguiente gráfica, en la **Figura 69**, muestra la eficiencia de inversión(IE) de cada escenario en diferentes periodos de tiempo. Las mayores IE las tienen los escenarios con 3, 2, 4 y 5 pozos respectivamente, en la figura también se puede observar que la IE disminuye conforme el número de pozos aumenta.

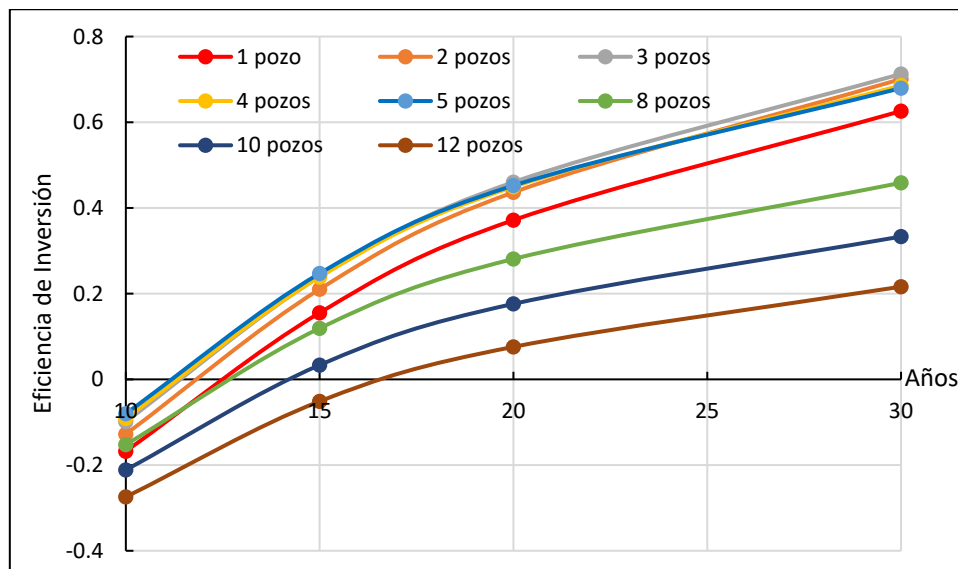


Figura 69. Escenarios de eficiencia de inversión en diferentes periodos de tiempo.

La **Figura 70** muestra el comportamiento del **NPV** en función a una tasa de descuento(**RD**). Se genera un margen con una variación del 10 al 15% en la **RD** que nos permite estimar el rendimiento de nuestro proyecto. Con una **RD** del 15% el **NPV** de nuestro proyecto sería muy bajo. La **RD** es un indicador con alto impacto que requiere mucha atención.

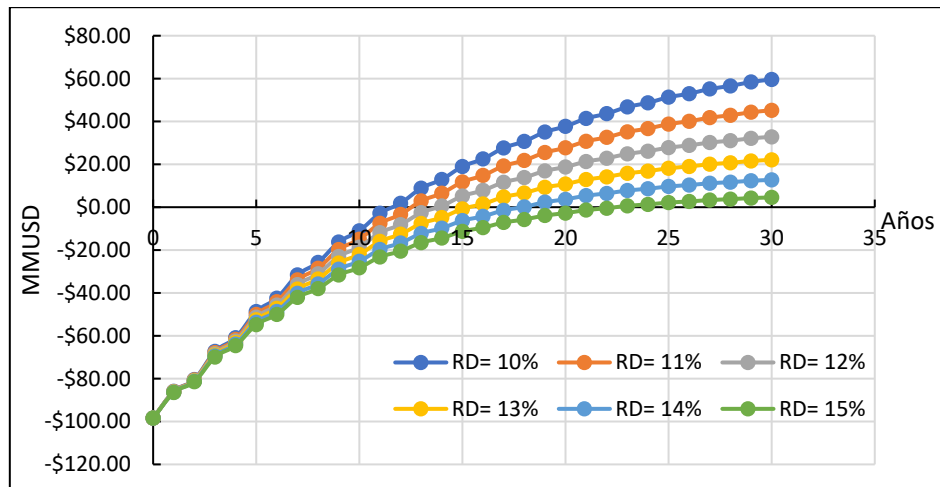


Figura 70. Sensibilidad en la RD en el NPV de 8 pozos.

La **Figura 71** nos muestra la Tasa Mínima Interna de Retorno (**MIRR**) del escenario de 8 pozos en un periodo de 30 años dentro del **Modelo E**. Resulta importante averiguar la **MIRR**, pues nos indica la **RD** en el que el valor de nuestro proyecto de explotación es nulo (**NPV=0**). Esto ayuda a tomar decisiones técnicas para evitar que el yacimiento pierda valor con el tiempo.



Figura 71. MIRR del escenario de 8 pozos.

#### 4. Conclusiones.

- ❖ En los **Yacimientos No-Convencionales** es necesario el fracturamiento hidráulico para producir cantidades suficientes de hidrocarburos que permitan recuperar el valor de la inversión.
- ❖ La longitud de pozo, el número de etapas de fracturamiento hidráulico, el número de pozos y el ancho de la fractura hidráulica tienen comportamientos similares. Estos reflejan incrementos en la producción cada vez menores conforme los valores de sus propiedades aumentan. Es decir, si se aumentan los valores en las propiedades el incremento de cada escenario será cada vez menor hasta igualarse al escenario antecesor, en algún punto.
- ❖ Los parámetros fractales brindan escenarios de producción acumulada menores al de condiciones Euclidianas debido a que reducen el área impregnada por fracturas naturales y su participación en la producción. Sin embargo, esto permite un enfoque realista del **SRV** en el yacimiento.
- ❖ La distribución fractal se ajusta al modelo de fracturamiento del software comercial de simulación de yacimientos. Combinado con el modelo de flujo no-Darciano en fracturas hidráulicas y los modelos de doble permeabilidad/porosidad en dicho software, los diferentes modelos en este trabajo sugieren comportamientos más realistas.
- ❖ Es posible adaptar una distribución fractal mediante el modelo de refinamiento local en fracturas hidráulicas en el software comercial CMG®. Sin embargo, existe una falta de automatización en el ingreso de las propiedades fractales y su distribución. Esto indica un área oportunidad importante para la simulación de yacimientos.
- ❖ En este estudio se identifica a la conectividad de fracturas naturales como el parámetro fractal con alto impacto en la producción.
- ❖ Los modelos diseñados en este trabajo, se ajustan satisfactoriamente al historial de producción del del *play* en estudio. Estos representan una aproximación realista del yacimiento con sus diferentes geometrías y localizaciones del **SRV**. Aunque al final del periodo simulado(30 años) existe una diferencia considerable en la cantidad de gas producido por cada modelo.
- ❖ Se asume que la geometría del **SRV** del modelo de simulación(de los generados en este trabajo) que se ajuste con mayor precisión al comportamiento del yacimiento real sería la que mejor se aproxime al **SRV** en la realidad.
- ❖ La sensibilidad del área de yacimiento es clave para evitar ajustes erróneos en los modelos de simulación. Debido a que debe tomarse en cuenta en la optimización.
- ❖ El método para el análisis de la sensibilidad del radio  $r_e$  (en función del  $X_e$ ) ejercido en este trabajo es útil para evitar  $\Delta P$  asimétricas en las laterales del pozo y consecuentemente comportamientos de presión erróneos.
- ❖ A medida que la producción acumulada del yacimiento se acerque al volumen original *in situ* (al incrementar el número de pozos) tendrá un comportamiento estabilizado (horizontal). Esto permite observar un límite técnico con un cierto número de pozos, es decir que, una vez que la producción acumulada se estabilice el incremento del número de pozos no generará mayor producción.
- ❖ Los proyectos de explotación más rentables no son necesariamente los que tienen mejores escenarios de producción acumulada.



- ❖ La optimización del número de pozos en función al **NPV** depende del periodo de tiempo en el que se decida evaluar.
- ❖ Conforme el tiempo de evaluación del proyecto sea más largo, escenarios con mayor cantidad de pozos darán un mayor **NPV**.
- ❖ La eficiencia de inversión disminuye conforme el número de pozos incrementa.
- ❖ La **RD** es un parámetro muy sensible y demanda atención en la toma de decisiones para evitar que el **NPV** del proyecto de explotación sea nulo(**NPV=0**).

## 5. Recomendaciones y Mejoras

- ❖ Generar modelos de simulación más robustos en los cuales se agreguen:
  - Modelos de datos sísmicos para la caracterización de la zona estimulada de hidrocarburos(**SRV**) y de las fracturas hidráulicas.
  - Modelos de datos petrofísicos para la caracterización de la heterogeneidad y regiones del yacimiento.
- ❖ Caracterizar los efectos geomecánicos en las fracturas hidráulicas en función de los esfuerzos *in situ* de la formación.
- ❖ Caracterizar el comportamiento de flujo de entrada en el pozo desde cada etapa de fracturamiento basándose en la hipótesis de que las etapas de fracturamiento no producen el mismo volumen.
- ❖ Automatizar la distribución fractal mediante la inclusión de la dimensión fractal y la conectividad de las fracturas naturales como parámetros disponibles en el ajuste de historia de CMOST®.
- ❖ Aplicación de la metodología presentada en este trabajo hacia yacimientos no-convencionales de gas y condensados.
- ❖ Detallar costos en el fracturamiento hidráulico dentro del modelo económico incluyendo variables como: costo de tipo de apuntalante, costo de inyección en función al gasto, costos operativos de fracturamiento, entre otros.
- ❖ Generar escenarios económicos con márgenes de precios(mínimo y máximo) de los hidrocarburos en el mercado para su análisis económico.
- ❖ Considerar variaciones en el acomodo lateral de los pozos para analizar los efectos en la producción.
- ❖ Aplicar métodos de recuperación secundaria, mejorada o re-fracturamiento hidráulico. Analizar la producción en función de la configuración de cada método y el momento idóneo de su aplicación.
- ❖ Diseñar la explotación económicamente rentable integrando la infraestructura superficial que permita analizar los costos desde la extracción de los hidrocarburos hasta el punto de venta.

## REFERENCIAS

1. Aceñolaza, G. et al. 1984. Deformación de las rocas. Conferencia del Instituto Superior de Correlación Geológica. Los Angeles, Cal.
2. Acuna, J., and Yortsos, Y. 1995. Application of fractal geometry to the study of networks of fractures and their pressure transient: *W. R. Res.*; 31(3): 527-540.
3. Advanced Resources International(ARI) & Energy Information Administration(EIA). 2013. EIA/ARI World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment. Sitio Web: <https://www.eia.gov>.
4. Agrawal A, Prabhu SV. 2008. Survey on measurement of tangential momentum accommodation coefficient. *Journal Science and Technology.* ;26 (4):634–645.
5. Ahmed, U. Meehan, N. 2016. Unconventional Oil and Gas Resources, Exploitation and Development. Baker Huges. CRC press, New York, USA; 1: 384-397, 446-489.
6. Alexander T., Baihly J., Boyer C., Clark B., Waters,G., Jochen V., Calvez J., Lewis R., Miller, C., Thaeler J., Toelle BE. 2011. Gas shale revolution. *Oilfield Rev.*;23:40–55
7. Arkilic E., Kenneth S., Martin A.. 2001. Mass flow and tangential momentum accommodation in silicon micromachined channels. *J. F. M.*;437:29–43.
8. Azom P, Javadpour F. 2012. Dual-continuum modeling of shale and tight gas reservoirs. SPE Annual Technical Conference and Exhibition; October; San Antonio, TX. doi:10.2118/159584-MS.
9. Boyer C, Kieschnick J, Suarez-Rivera R, Lewis RE, Waters G. 2006. Producing gas from its source. *Oilfield Rev*;18 (3):36–49.
10. Brown G., Dinardo A., Cheng G., Sherwood T. 1946. The flow of gases in pipes at low pressures. *J Appl Phys*;17: 802–813.
11. Bruce GH, Peaceman DW, Hachford HH. 1952. Calculation of unsteady- state gas flow through porous media. *Trans AIME*; 221G:1–16.
12. Caers, J. 2005. Petroleum Geostatistics. Richardson, Texas: Society of Petroleum Engineers.
13. Camacho Velazquez, R., Fuentes-Cruz, G., and Vasquez-Cruz, M. A. 2008. Decline-Curve Analysis of Fractured Reservoirs with Fractal Geometry. *SPEREE* 11 (3): 606–619. SPE-104009-PA. <https://doi.org/10.2118/104009-PA>.
14. Centro Nacional de Información de Hidrocarburos (CNIH) , 2017. Portal de información técnica, Sitio Web: [portal.cnih.cnh.gob.mx](http://portal.cnih.cnh.gob.mx).
15. Civan F, Rai C, Sondergeld C. 2012. Determining shale permeability to gas by simultaneous analysis of various pressure tests. *SPE J.*;17 (3):717–726.
16. Civan F. 2010. Effective correlation of apparent gas permeability in tight porous media. *Transport in Porous Media*;82 (2):375–384. DOI: 10.1007/s11242-009-9432-z.
17. Comisión Nacional de Hidrocarburos(CNH). 2017. Atlas Geológico de Recursos No Convencionales(Lutita gas/aceite). Centro de Información de Hidrocarburos. 73 p.
18. Comisión Nacional de Hidrocarburos(CNH). 2017. Recursos No Convencionales. Gaceta Trimestral, publicada en Enero-Marzo,10.
19. Coppens M. 1999. The effect of fractal surface roughness on diffusion and reaction in porous catalysts from fundamentals to practical applications. *Catal Today*;53 (2):225–243.
20. Coppens M., Dammers AJ. 2006. Effects of heterogeneity on diffusion in nanopores from inorganic materials to protein crystals and ion channels. *Fluid Phase Equilib*;246 (1–2):308–316.

21. Cozzolino, J. 1977. A Simplified Utility Framework for the Analysis of Financial Risk, Economics and Evaluation Symposium of the Society of Petroleum Engineers, Dallas, Texas. Paper 6359.
22. Crank J. 1979. The Mathematics of Diffusion. London: Oxford University Press. Jun.
23. Cruz, M., & Aguilera, R. 2018. Eagle Ford and Pimienta Shales in Mexico: A Case Study. Society of Petroleum Engineers. March. doi:10.2118/189797-MS
24. Darabi H, Ettehad A, Javadpour F, Sepehrnoori K. 2012. Gas Flow in ultra-tight shale strata. J Fluid Mech FirstView :1–18. DOI: 10.1017/jfm.2012.424.
25. Darcy H. 1856. Les Fontaines Publiques de la Ville de Dijon. Paris: Dalmont.
26. Dong Z., Holditch S., McVay D. 2013. Resource evaluation for shale gas reservoirs. SPE Econ Manage 2013;5(1): 5–16. SPE-152066-PA
27. Dong Z., Holditch S., McVay D. 2014. Probabilistic Assessment of World Recoverable Shale Gas Resources. Paper SPE 1667768-MS presented at 2014 SPE/EAGE European Unconventional Conference and Exhibition; February 2; Vienna, Austria; 2014.
28. Economides, M., Martin, T. 2007. Morden Fracturing: Enhancing Natural Gas Production, ET Publishing Co., Houston, Texas
29. Economides, M.J., Nolte, K. 2000. Reservoir Stimulation, Chap. 3, 3rd edition. West Sussex, England: John Wiley and Sons, Ltd.
30. El-Reedy, M. 2016. Project Management in the Oil and Gas Industry. Scrivener Publishin. 1: 39-49.
31. Etminan, S., Javadpour F., Maini, B., Chen Z. 2014. Measurement of gas storage processes in shale and of the molecular diffusion coefficient in Kerogen.
32. Giltman, J., Ozgen, C. 2013. Reservoir Simulation: History Matching and Forecasting. Society of Petroleum Engineers, pag 8-10, 33.
33. Holditch, S.A. 2011. Unconventional Oil and Gas go for the Source, presentation, Texas A&M University.
34. Holditch, S.A., 2013. Unconventional oil and gas resource development .Let's do it right. Journal of Unconventional Oil and Gas Resources 1–2, 2–8.
35. Javadpour F, Fisher D, Unsworth M. 2007. Nanoscale gas flow in shale gas sediments. J Can Pet Technol ;46 (10):55–61. DOI: 10.2118/07-10-06.
36. Javadpour F. 2009. Nanopores and apparent permeability of gas flow in mudrocks (shales and siltstone). J Can Pet Technol;48 (8):16–21. DOI: 10.2118/09-08-16-DA.
37. Keller LM, Holzer L, Wepf R, Gaser P. 2011. 3D geometry and topology of pore pathways in Opalinus clay: Implications for mass transport. Appl Clay Sci;52:85–95
38. Kennedy RB. 2010. Shale Gas Challenges/Technologies Over the Asses Life Cycle. Paper present at U.S. China Oil and Gas Industry Forum; September 1; Fort Worth, TX; 2010.
39. Kraemer, C., Lecerf, B., Parra, P., Valenzuela, A., Watkins, H. 2015. Revelación del potencial de los yacimientos no convencionales. Oilfield Review 26 (4). 4-17.
40. Lalehrokh, F., & Bouma, J. 2014. Well Spacing Optimization in Eagle Ford. Society of Petroleum Engineers. September 4. doi:10.2118/171640-MS
41. Landry, C., Eichhubl, P., Prodanovic, M., & Tokan-Lawal, A. 2014. Matrix-Fracture Connectivity in Eagle Ford Shale. Unconventional Resources Technology Conference. August 25. doi:10.15530/URTEC-2014-1922708.

42. Meyer, B. R., & Bazan, L. W. 2011. A Discrete Fracture Network Model for Hydraulically Induced Fractures - Theory, Parametric and Case Studies. Society of Petroleum Engineers. January 1. doi:10.2118/140514-MS
43. Mullen, J., Lowry, J. C., & Nwabuoku, K. C. 2010. Lessons Learned Developing the Eagle Ford Shale. Society of Petroleum Engineers. January 1. doi:10.2118/138446-MS.
44. Navarro, C. 2017. Teoría del Fracturamiento Hidráulico. Tesis de licenciatura Ingeniería Petrolera. Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México. Ciudad de México.
45. Nelson, R.A. 2001. Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs. Second Edition. Gul Professional Publishing, Houston, Tx.
46. Plataforma del Centro Nacional De Información de Hidrocarburos de la Comisión Nacional de Hidrocarburos(CNH). 2019. Reporte de Reservas de Hidrocarburos y Recursos Prospectivos. Sitio Web:[https://hidrocarburos.gob.mx/media/3384/reporte\\_reservas\\_recursos7.pdf](https://hidrocarburos.gob.mx/media/3384/reporte_reservas_recursos7.pdf).
47. Rezaee, R. 2015. Fundamentals of Gas Shale Reservoirs. Wiley, Department of Petroleum Engineering. Curtin university. Cap 14.
48. Rhine T, Loayza MP, Kirkham B. et al. 2010. Channel Fracturing in Horizontal Wellbores: The New Edge of Stimulation Techniques in the Eagle Ford Formation. Paper SPE 145403-MS presented at SPE Annual Technical Conference and Exhibition; October 2; Denver.
49. Rouquerol J., Avnir D., Fairbridge C., Everett D., Haynes J., Pernicone N., Ramsay J., Sing K., Unger K. 1994. Recommendations for the characterization of porous solids. International Union of Pure and Applied Chemistry. Pure Appl Chem;68:1739–1758.
50. Roy S, Raju R, Chuang HF, Cruden BA, Meyyappan M. 2003. Modeling gas flow through microchannels and nanopores. J Appl Phys; 93:4870–4879
51. Rubin, B. 2010. Accurate Simulation of Non-Darcy Flow in Stimulated Fractured Shale Reservoirs Presented at the SPE Western Regional Meeting, Anaheim, California, USA. Mayo 27-29. SPE-132093-MS.
52. Sahimi, M., Yortsos, Y. 1990. Application of fractal geometry to porousmedia: A review, paper SPE 20476, New Orleans La., September. 23-26.
53. Shabro V, Torres-Verdin C, Javadpour F. 2011. Numerical simulation of shale gas production: from pore-scale modeling of slip flow, Knudsen diffusion and Langmuir desorption to reservoir modeling of compressible flow. SPE 144355, SPE North American Unconventional Gas Conference and Exhibition; June 12–16; The Woodlands, TX.
54. Soeder DJ. 1988. Porosity and permeability of Eastern Devonian gas shale. SPE Formation Eval;3:116–124.
55. Stevens, S. H. and Moodhe, K. D. 2015. Evaluation of Mexico's Shale Oil and Gas Potential. Paper SPE 177139 presentado en la conferencia SPE-LACPEC. Quito, Ecuador. 18-20 November.
56. Swami V., Settari A., Javadpour F. 2013. A numerical model for multi- mechanism flow in shale gas reservoirs with application to laboratory scale testing. SPE 164840, EAGE Annual Conference & Exhibition incorporating SPE Europec; June 10–13; London, UK.
57. Szwilski, A.B., 1984, "Determination of the Anisotropic Elastic Moduli of Coal," International Journal Rock Mech. and Mining Sci., vol. 21, no. 1, pp. 3–12.
58. Turner, J. Rodney. 1993. The handbook of project-based management. McGraw-Hill, London. "The Building Commissioning Guide," U.S. General Services Administration Public Buildings Service Office of the Chief Architect, April 2005.

59. Wang FP, Reed RM. 2009. Pore networks and fluid flow in gas shale. SPE Annual Technical Conference and Exhibition; New Orleans, LA, USA. SPE124253; October 4–7.
60. Warren, J. E., Root, P. 1963. The behavior of naturally fractured reservoirs, Society of Petroleum Engineers Journal., 3, 245.
61. Wu YS, Pruess K, Persoff P. 1998. Gas flow in porous media with Klinkenberg effects. Transport of Porous Media;32:19–137.
62. Zhang T, Ellis GS, Ruppel SC, Milliken K, Yang R. 2012. Effect of organic-matter type and thermal maturity on methane adsorption in shale-gas systems. Org Geochem;47:120–131.

## APÉNDICE A

### Propiedades y sus valores en los Yacimientos No-Convencionales

Dong y colaboradores en 2013 investigaron las propiedades esenciales y sus valores en estudios de yacimientos no-convencionales ubicados en los Estados Unidos de América (Barnett, Eagle Ford, Marcellus y Haynesville), las cuales enlistó:

Parámetro	Barnett	Eagle Ford	Marcellus	Haynesville
Área del <i>play</i> , acre	3,200,000	3,000,000	15,000,000	5,700,000
Tamaño de yacimiento.	4,800 ft x 1,000 ft	6,400 ft x 1,000 ft	6,500 ft x 1,000 ft	5,500 ft x 1,000 ft
Profundidad, ft	6,500 - 8,500	5,500 - 14, 400	3,300 - 8,800	10,000 - 14,000
Netpay. ft	100 - 600	3 - 326	45 - 384	200 - 300
Porosidad, %	4 - 5	3 - 12	3 - 13	8 - 14
Permeabilidad de matriz, 10 <sup>-5</sup> mD	7 - 500	10 - 70	20 - 90	800 - 400
Saturación de agua, %	25 - 43	9 - 44	6 - 53	16 - 41
Presión inicial, psia	3,000 - 5,000	4,300 - 10,900	2,000 - 5,100	7,000 - 10,000
Contenido de gas, scf/ton	60 - 125	7 - 120	41 - 148	100 - 330
Temperatura de yacimiento, °F	205	170 - 231	110 - 160	300 - 350
TOC, %	2.4 - 5.1	0.3 - 5.4	2 - 8	0.5 - 4
R <sub>o</sub> , %	0.6 - 1.6	1.5	1.25	2.2
Densidad de roca, g/cm <sup>3</sup>	2.5	2.36 - 2.65	2.3 - 2.6	<2.57
Espaciamiento de pozo, acre.	111	147	104	124
Longitud lateral de yacimiento, ft	4,000	5,600	3,700	4,600
Etapas de fracturamiento	7 - 9	12 - 18	12 - 16	12 - 15
Longitud media de fracturas, ft	300 - 400	350	300 - 400	300
Pozos perforados a finales de 2011	9,449	177	837	1,156
Producción inicial de gas, MMpc/d	1.2 - 4.7	2 - 6	7.7	10

**Tabla A-1.** Resumen de las propiedades y sus valores en yacimientos no-convencionales.

## APÉNDICE B

### Modelo económico enfocado a los Yacimientos No-Convencionales

Se diseña un modelo económico enfocado a costos en la explotación de los yacimientos no convencionales sin considerar costos de infraestructura con la flexibilidad de agregar parámetros y costos.

Parámetro	Unidad	Descripción	Valor
CAPEX	USD	Gastos de Capital	WEX+OCEX+(VFF*FFWTR)
WDC	USD	Costo Total de Perforación	DDC*LW+ODC
DDC	USD/ft	Costos Directos de la Perforación por pie(Valor Promedio)	860
ODC	USD	Costos fijos de Operación en la Perforación	1,000,000
RD	%, adimensional (≈0.1)	Tasa de Descuento	0.11
GM	USD	Precio de Gas	4.5 USD/MMBTU
GP	ft <sup>3</sup> x 10 <sup>3</sup>	Gas producido	-
HFC	USD / Etapa	Costo por Fracturamiento Hidráulico	200,000
INF	%, adimensional	Tasa de Inflación	0.16
INT	%, adimensional	Tasa de Interés	0.05
n	adimensional	Años Acumulados	-
NCF	USD	Flujo de Caja Neto	R-(TX-WTC-OPEX)
NHF	adimensional	Número de etapas de fracturamiento	-
NPV	USD	Valor Presente Neto	$\sum \frac{NCF}{(1 + RD)^n}$
OCEX	USD	Otros Gastos CAPEX	FOCEX *N
VOCEX	USD	Valor de OCEX por Pozo	1,200,000
OM	USD	Precio de Aceite	70 USD/bls
OP	bls	Aceite Producido	-
OPEX	% de Ingresos(≈10%), USD	Gastos Operativos	(0.1)*R
R	USD	Ingresos Totales	(GP*GM)+(OP*OM)
TX	% de Ingresos, USD	Impuestos	0.20
VFF	bls	Volumen de Fluido Fracturante Inyectado(se considera igual al volumen total de Fracturas Hidráulicas)	-
WCC	USD	Costos por la terminación	2,400,000
WEX	USD	Costos de Pozo	[WDC+WCC+(HFC*NHF)]*N
WTC	USD	Costo de Agua Producida	WP*WTR
WTR	USD / bls	Costo de Tratamiento de Agua	4
FFWTR	USD / bls	Tasa de Tratamiento de Fluido Fracturante	2
WP	bls	Agua Producida	-
N	adimensional	Numero de Pozos	-
LW	ft	Longitud de pozo	-

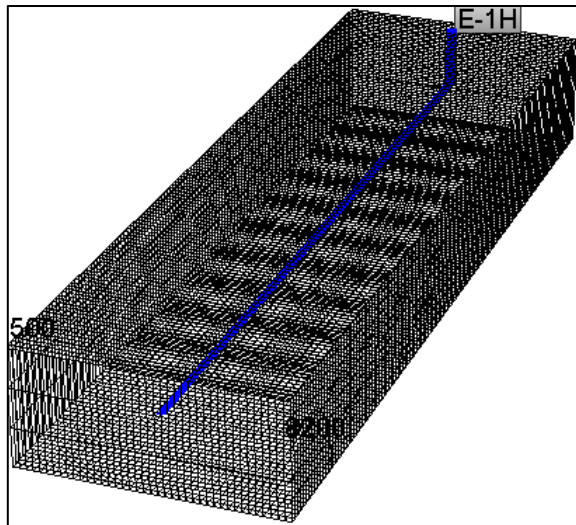
**Tabla B-1.** Modelo económico enfocado a los yacimientos no-convencionales.

## APÉNDICE C

### Sensibilidad de la longitud del pozo

Como un complemento se adjunta la sensibilidad de la longitud horizontal del pozo ( $L_w$ ) del **Modelo de Pozo “E-1H”**.

El modelo se muestra en la **Figura C-1**, en donde el pozo **E-1H** se muestra en color azul.



**Figura C-1.** Malla del pozo sin fracturamiento hidráulico.

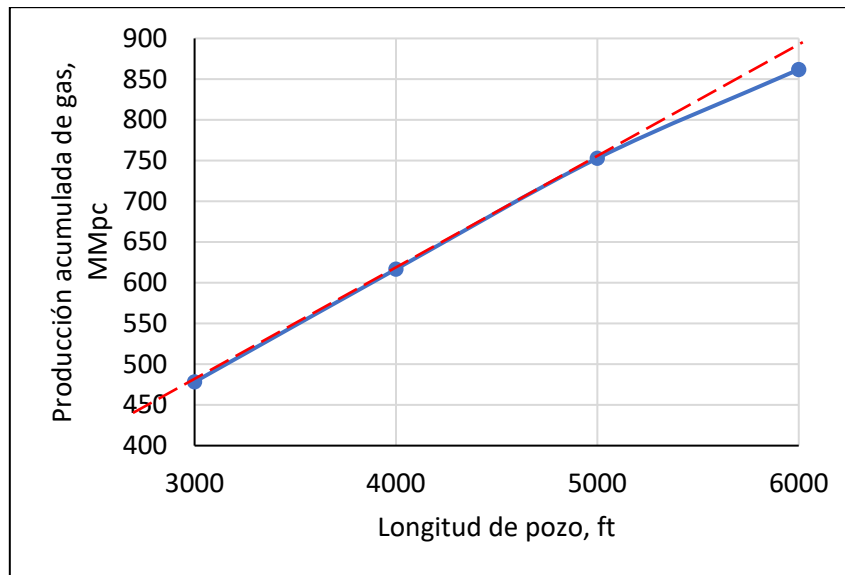
Para este análisis se considera que:

- El pozo es plenamente horizontal.
- El pozo no tiene etapas de fracturamiento hidráulico por las cual producir.
- Por practicidad, el pozo produce a lo largo de su horizontalidad, hipotéticamente en agujero descubierto.
- El pozo está centrado en el yacimiento.
- El pozo está limitado a extenderse en la dimensión de la malla.

La consideración de este análisis de producir a agujero descubierto es tomada por practicidad. Si se considera que el pozo únicamente produce en la boca (en agujero entubado sin fracturamiento hidráulico), sería el mismo comportamiento que un pozo vertical en agujero entubado. De esta manera, el análisis busca captar la producción a lo largo del yacimiento y representar el comportamiento de la producción al variar  $L_w$ .

La siguiente **Figura C-2** muestra la producción acumulada a 30 años por cada escenario de  $L_w$ .

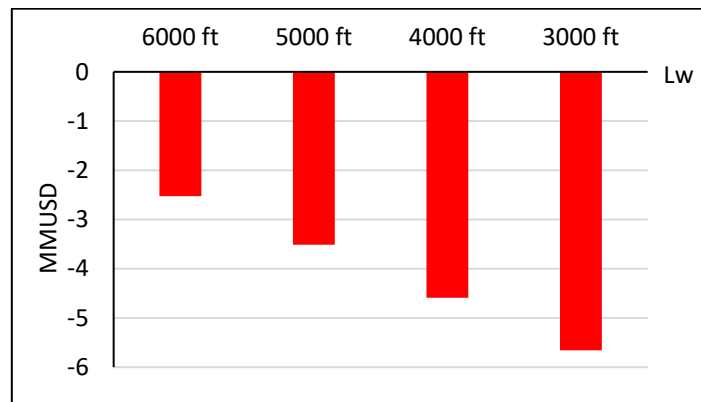




**Figura C-2.** Producción acumulada final para cada  $L_w$ .

En la figura anterior se traza una línea de tendencia (línea roja) para mostrar la ligera variación de producción al aumentar la longitud más allá de 5,000 ft.

Como se mencionó en el apartado 3 (en el análisis de etapas de fracturamiento), los pozos en yacimientos no-convencionales requieren ser estimulados hidráulicamente para poder producir la cantidad suficiente en la que se obtengan ganancias. Para comprobar esto, se grafica el NPV de cada escenario de  $L_w$ . Ver la **Figura C-3**.



**Figura C-3.** Análisis NPV con diferentes valores de  $L_w$ .

En todos los escenarios obtenemos valores presentes negativos, por lo que un pozo horizontal produciendo en agujero descubierto sin etapas de fracturamiento no es rentable.

## NOMENCLATURA

### Esquema técnico.

- $C_{fD}$  = conductividad de fractura hidráulica adimensional; adim.
- $k_f$  = permeabilidad de fractura hidráulica; mD, m<sup>2</sup>
- $k_f \bar{w}$  = conductividad de la fractura hidráulica; mD-ft
- $\bar{w}$  = ancho promedio de fractura apuntalada; ft
- $x_f$  = longitud de fractura hidráulica; ft
- $\rho_b$  = densidad de roca; g/cm<sup>3</sup>
- $\sigma_h$  = esfuerzo horizontal mínimo; psi, Pa
- $\sigma_H$  = esfuerzo horizontal máximo; psi, Pa
- $\sigma_v$  = esfuerzo vertical; psi, Pa
- $\mu$  = viscosidad; Pa-s.
- A, B = constantes de adecuación; adim.
- b = coeficiente de deslizamiento; adim.
- c = concentración; mol.
- $c_g$  = compresibilidad de gas; 1/Pa.
- d = diámetro de poro; cm, ft
- D = dimensión fractal; adim.
- $D_k$  = coeficiente de difusión de Knudsen; m<sup>2</sup>/s.
- E = módulo de Young; psi, Pa
- F = coeficiente teórico de velocidad de deslizamiento; adim.
- J = flujo de masa total; kg/s/m<sup>2</sup>.
- $J_a$  = flujo de masa por fuerzas de presión; kg/s/m<sup>2</sup>.
- $J_D$  = flujo de masa por difusión de Knudsen; kg/s/m<sup>2</sup>.
- k = permeabilidad; m<sup>2</sup>, mD
- $k(\rho_m)$  = permeabilidad dependiente de la presión media de yacimiento; m<sup>2</sup>, mD
- $k_{app}$  = permeabilidad aparente; m<sup>2</sup>, mD
- $K_B$  = constante de Boltzmann; 1.3805 x 10<sup>-23</sup> J/K.
- $K_n$  = número de Knudsen; m<sup>2</sup>/s.
- M = masa molar; kg/K-mol.

$p$	= presión; Pa, psi
$R$	= constante de gas; 8.314 J-K/mol.
$r$	= radio de poro; cm, ft
$R_o$	= madurez térmica; adim.
$T$	= temperatura; K.
$U$	= velocidad promedio dentro de un poro; m/s
$z$	= factor de compresibilidad de gas; adim.
$\delta$	= diámetro de molécula de gas; cm.
$\theta$	= conectividad de fracturas naturales; adim.
$\lambda$	= coeficiente de camino libre de moléculas de gas; cm.
$\phi$	= porosidad; adim.
$\alpha$	= coeficiente de acomodo tangencial; adim.
$\alpha_2$	= coeficiente de dilatación; adim.
$\nu$	= relación de Poisson; adim.
$\rho$	= densidad de gas; kg/m <sup>3</sup> .

### **Esquema económico.**

CAPEX	= gastos de capital, USD
DDC	= costo directo de perforación, USD
FFWTR	= tasa de tratamiento de fluido fracturante, USD/bls
GM	= precio de gas, USD
GP	= gas producido, MMpc
HFC	= costo por fracturamiento hidráulico, USD/día
INF	= tasa de inflación, %
INT	= tasa de interés, %
n	= número de años comportamiento continuo, adim.
NCF	= flujo de caja neto, USD
NHF	= número de fracturas hidráulicas, adim.
NPV	= valor presente neto, USD
OCEX	= otros gastos CAPEX, USD
ODC	= costo por operación en perforación, USD

ODFEX = factor de operación por perforación, USD  
OM = precio de aceite, USD  
OP = aceite producido, bls  
OPEX = gastos operativos, USD  
R = ingresos totales, USD  
RD = tasa de descuento, %  
TX = impuestos, %  
VFF = volumen de fluido fracturante inyectado, bls  
WCC = costo por terminación, USD  
WDC = costo total de perforación, USD  
WEX = costo de pozo, USD  
WP = agua producida, bls  
WTC = costo de tratamiento de agua, USD  
WTR = tasa de tratamiento de agua, USD/bls