

**METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE PERMEABILIDADES
GLOBALES Y PARÁMETROS DE FRACTURA EN YACIMIENTOS DE SHALE
GAS HIDRÁULICAMENTE FRACTURADOS MEDIANTE ANÁLISIS DE
PRUEBAS DE PRESIÓN.**

MARIA FERNANDA DIEZ DIAZ

MARIA CAMILA LAGUADO ARIZA

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS**

2016

**METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE PERMEABILIDADES
GLOBALES Y PARÁMETROS DE FRACTURA EN YACIMIENTOS DE SHALE
GAS HIDRÁULICAMENTE FRACTURADOS MEDIANTE ANÁLISIS DE
PRUEBAS DE PRESIÓN.**

MARIA FERNANDA DIEZ DIAZ

MARIA CAMILA LAGUADO ARIZA

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar por el título de
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**Director
MSc. JOSE CARLOS CÁRDENAS MONTES**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS**

2016

DEDICATORIA

« La destinée ne vient pas du dehors à l'homme, elle sort de l'homme même ».
Rainer Maria Rilke

Dios y la Virgen me guiaron por el camino de la mejor profesión que pude escoger, junto con los mejores compañeros, profesores y experiencias que ni de aún haberlas propuesto, las hubiese podido conseguir en otro lugar, en otro momento. Porque así es la vida, se va construyendo de pequeños logros a diferentes tiempos, hasta que, hacia el final del camino, se tiene en frente la satisfacción de haber recorrido un largo pero agradable trayecto, un trayecto donde me llevé lo mejor de cada persona que conocí y dejé lo mejor de mí.

Gracias totales a mis padres, mi familia y mi hermana, las personas con las que cuento con un apoyo infinito e inigualable.

A Camila, mi compañera de tesis, con la que viví el mejor de los semestres de mi carrera en Oklahoma, con la que saqué adelante un trabajo de grado del cual me siento orgullosa y con la que saqué una amistad que espero perdure por muchos años más.

Con éste trabajo culmina una etapa de mi vida que abre las puertas de otra etapa con mayores retos y sueños. Gracias UIS por haberme preparado de la mejor manera para enfrentarlos.

María Fernanda Díez Díez.

DEDICATORIA

A Dios todopoderoso, por bendecirme, darme la salud y los medios para poder culminar esta etapa.

A mis Padres, por las palabras correctas en el momento indicado, por su apoyo incondicional y por todo el sacrificio que han hecho para que pueda cumplir el sueño de ser profesional.

A mis hermanos, por sus alegrías y compañía en todo momento.

A Miguelito, por su nobleza, humildad y su disposición siempre para ayudar en todo lo que le fuera posible.

A Mafe, mi compañera de tesis y de intercambio. Por haber compartido conmigo, una de las mejores épocas de mi vida en Oklahoma y por toda la persistencia y disciplina que le dedicó a este proyecto para así hacerlo posibles juntas.

A Jorge, por brindarme todo el apoyo y ser siempre un ejemplo a seguir como persona y profesional.

Con este proyecto culmino una etapa de mi vida. Esta experiencia no sólo me ha convertido en una Ingeniera de Petróleos sino en una excelente profesional y persona, capaz de asumir cualquier reto que se proponga. Es una meta lograda de muchas que quedan por venir.

Maria Camila Laguado Ariza.

AGRADECIMIENTOS

Las autoras de éste proyecto de grado quieren dar agradecimiento a:

A la **Universidad Industrial de Santander** y a la **Escuela de Ingeniería de Petróleos**, nuestro segundo hogar durante todo este tiempo, el alma máter que nos vio formarnos como profesionales y al cual le debemos este logro y los futuros que vendrán.

A la **Universidad de Oklahoma** y el **Departamento de Relaciones Exteriores**, por habernos dado la oportunidad de estudiar en tan prestigiosa universidad.

A nuestro director de tesis **MSc. José Carlos Cárdenas Montes**, por su colaboración desde que tuvimos la idea del proyecto, gracias a él la pudimos consolidar y profundizar nuestro conocimiento en éste tema. Gracias por su tiempo y amabilidad siempre.

A todas las personas que con su conocimiento nos ayudaron a desarrollar este proyecto de grado. A todos los docentes que nos formaron y nos prepararon para afrontar el mundo laboral. A nuestros amigos, que hicieron de estos años de universidad, de los más memorables de nuestra vida.

CONTENIDO

Pág.

INTRODUCCIÓN	21
1. ANTECEDENTES SHALE GAS	23
1.1 MERCADO GLOBAL Y ACTUALIDAD DE SHALE GAS	23
1.1.1 Estadísticas actuales de shale gas.	23
1.2 EVALUACION TECNICO-ECONOMICA PARA EL DESARROLLO DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES	26
1.2.1 Parámetros de entrada para la evaluación técnico-económica de shale gas	26
1.2.2 Ciclo de evaluación técnico-económica de vida productiva de shale gas	27
1.3 CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS DE SHALE GAS	28
1.3.1 Definición shale	28
1.3.2 Ciclo de formación	28
1.3.3 Propiedades petrofísicas	29
1.3.4 Propiedades geoquímicas	31
1.4 MECANISMO DE ALMACENAMIENTO:	35
1.4.1 Gas libre	35
1.4.2 Gas adsorbido	36
1.4.3 Cálculo de gas original in situ (OGIP)	40
1.5. DESARROLLO DE UN YACIMIENTO DE SHALE GAS	42
1.5.1 Perforación	42
1.5.2 Cementación	44
1.5.3 Fracturamiento hidráulico	45
1.5.4 Producción	48
2. GENERALIDADES DE LAS PRUEBAS DE PRESIÓN EN POZOS DE GAS	51
2.1 TIPOS DE PRUEBAS DE PRESIÓN	51
2.1.1 Análisis de pruebas de flujo o drawdown	51
2.1.2 Análisis de pruebas de ascenso de presión	53
2.2 COMPLICACIONES EN PRUEBAS REALES	56
2.3. CONCEPTO DE RADIO DE INVESTIGACIÓN	56
2.4 REGIONES DE TIEMPO EN LAS GRÁFICAS DE LAS PRUEBAS	58
2.5 EFECTOS DEL ALMACENAMIENTO EN EL POZO	60
2.5.1 Análisis de estimulación y daño	61
2.6 CONCEPTOS BASE DE PRUEBAS DE PRESIÓN TRANSITORIA EN POZOS DE GAS	62

3. PTA (PRESSURE TRANSIENT ANALYSIS) EN YACIMIENTOS DE SHALE GAS	64
3.1 PRESENCIA DE RED DE FRACTURAS NATURALES	64
3.1.1 Propiedades físicas de las rocas fracturadas	66
3.2 PERFORACIÓN HORIZONTAL	69
3.3. FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO MULTI ETAPA	70
3.3.1 Fracturas de flujo uniforme	70
3.3.2 Fracturas de conductividad infinita:	72
3.4 REGÍMENES DE FLUJO EN SHALES CON PRESENCIA DE FRACTURAS NATURALES FRACTURADOS HIDRÁULICAMENTE	73
3.4.1 Escenarios Yacimientos/Fracturas Hidráulicas según Clarkson (2010).	74
4. MODELOS ANALÍTICOS PARA PTA EN SHALES	79
4.1 Modelo Kim and Lee (2015)	79
4.2 Modelo Jing Lu, Zhu Tao & Djebbar Tiab (2009)	79
4.3 Modelo Cheng (2011)	80
4.4 Modelo F. Medeiros, B. Kurtoglu, E. Ozkan, y H. Kazemi, (2007)	80
4.5 Modelo A. Aboaba y. Cheng (2010)	80
4.6 Modelo M. Al-Kobaisi, E. Ozkan, H. Kazemi, B. Ramirez (2006)	81
4.7 Hassan Bahrami, Jamal Siavoshi (2013)	81
5. SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTO DE SHALE GAS	82
5.1 MODELOS DE ANÁLISIS PTA SELECCIONADOS	82
5.1.1 Modelo A. Aboaba y Y. Cheng (2010)	82
5.1.2. Modelo Jing Lu, Zhu Tao & Djebbar Tiab (2009)	87
5.2 SELECCIÓN DE MODELO BARNETT SHALE	92
5.3 CONSTRUCCIÓN DE MODELO SINTÉTICO ORIGINAL	96
5.3.1 Modelo Conceptual	96
5.3.2 Desarrollo de la simulación	98
5.4 VALIDACIÓN DE DATOS	103
6. DESARROLLO DE METODOLOGÍA	106
6.1 ETAPA 1: Desarrollo y análisis prueba de presión PDD.	108
6.2 ETAPA 2: Aplicación de modelos PTA seleccionados	113
6.2.1 Modelo A. Aboaba y Y. Cheng (2010) ¹	113
6.2.2. Modelo Jing Lu, Zhu Tao & Djebbar Tiab (2009) ²	116
7. ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS	122
7.1 Análisis Flujo lineal: Modelo A. Aboaba y Y. Cheng (2010) ¹	122
7.2 Análisis Flujo Bilineal: Modelo A. Aboaba y Y. Cheng (2010) ¹	123
7.3 Análisis Flujo Radial Tardío: Modelo Jing Lu, Zhu Tao & Djebbar Tiab (2009) ²	124

7.4	Análisis Flujo Lineal Compuesto: Modelo Jing Lu, Zhu Tao & Djebbar Tiab (2009) ²	125
7.4.1	Método 1 Determinación K fracturas naturales:	125
7.4.2	Método 2 Determinación K fracturas naturales:	126
8.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	128
	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	130
	BIBLIOGRAFÍA	131

TABLA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Reservas Mundiales de Shale Gas.	23
Figura 2. Producción diaria Shale Gas EEUU.	24
Figura 3. Distribución de Reservas de Shale Gas en Canadá.	25
Figura 4. Ciclo de desarrollo económico en campos de Shale Gas.	27
Figura 5. Sistema Poroso en Shale gas.	30
Figura 6. Porosidad del sistema de matriz en Shale Gas (Kerógeno+Matriz inorgánica)	31
Figura 7. Tipos de Kerógeno en base a contenido C-O-H.	32
Figura 8. Cambios en componentes orgánicos en base a maduración térmica.	33
Figura 9. Maduración Térmica y Refractancia a la Vitrinita.	34
Figura 10. Diagrama de flujo para determinación de Gas Libre.	36
Figura 11. Isoterma de Langmuir.	38
Figura 12. Isotermas Langmuir IUPAC.	39
Figura 13. Modelo volumétrico para estimación OGIP en shales.	41
Figura 14. Representación gráfica de los tres tipos de perforación horizontal: (de izquierda a derecha) 1) Perforación ramificada, 2) Stacked wells 3) Perforación multilateral.	44
Figura 15. Casing y cementación típica para un pozo horizontal.	45
Figura 16. Proceso de Fracturamiento Hidráulico.	47

Figura 17. Curvas de declinación a lo largo del tiempo para cuatro shale plays en Estados Unidos.	49
Figura 18. Técnica de análisis para datos de pruebas de flujo de tasa constante.	53
Figura 19. Modelamiento de una prueba de ascenso de presión en términos de tasa de producción variable	54
Figura 20. Técnica de análisis gráfico para una prueba de ascenso de presión.	55
Figura 21. Radio de investigación como función de tiempo de flujo durante una prueba de descenso de presión.	57
Figura 22. Radio de investigación como función del tiempo de cierre durante una prueba de ascenso de presión.	58
Figura 23. Forma característica de la curva exhibida durante una prueba de flujo.	59
Figura 24. Forma característica de la curva exhibida durante una prueba de ascenso de presión	59
Figura 25. Gráfica de presión de cierre vs $\text{Log}(t_p + dt)/dt$ para yacimientos naturalmente fracturados	66
Figura 26. Flujo lineal.	71
Figura 27. Flujo bilineal.	71
Figura 28. Flujo lineal en tiempos intermedios	72
Figura 29. Flujo transicional.	72
Figura 30. Secuencia de regímenes de flujo comúnmente encontrados en yacimientos de shale gas fracturados hidráulicamente.	73
Figura 31. Diagrama log-log en yacimientos de shale hidráulicamente fracturados.	74

Figura 32. clasificación de 8 posibles escenarios yacimiento/ fracturas hidráulicas según Clarkson y Pedersen (2010).	76
Figura 33. Diagrama Log-Log de pseudopresión y derivada de la pseudopresión vs tiempo.	77
Figura 34. Modelo fracturas hidráulicas caso de estudio Aboaba & Cheng.	83
Figura 35. Gráfico linear cartesiano para periodo de flujo linear	84
Figura 36. Modelo caso de estudio Jing Lu, Zhu Tao & Djebbar Tiab.	88
Figura 37. Localización formación Barnett Shale.	93
Figura 38. Isoterma de Lagmuir Barnett Shale.	95
Figura 39. Modelo conceptual yacimiento a simular.	96
Figura 40. Zoom zona SRV modelo conceptual.	97
Figura 41. Vista Superior Geometría Yacimiento Sintético.	98
Figura 42. Distribución zona USRV con SRV y localización de pozo.	99
Figura 43. Vista superior 3D yacimiento sintético.	101
Figura 44. Curva Permeabilidades Relativas.	102
Figura 45. Curva Viscosidad de Gas.	103
Figura 46. Producción modelo Barnett Shale para 30 años. Literatura.	104
Figura 47. Validación de Modelo sintético de shale para producción de 30 años.	105
Figura 48. Metodología propuesta.	107
Figura 49. Derivada de la pseudo presión y pseudo presión vs tiempo.	110

Figura 50. Tiempos tempranos de producción Yacimiento Shale.	112
Figura 51. Tiempos medios de producción Yacimiento Shale.	112
Figura 52. Tiempos medios a tardíos de producción Yacimiento Shale.	112
Figura 53. Gráfico diagnóstico Aboaba & Cheng, flujo lineal.	113
Figura 54. Gráfico diagnóstico Aboaba & Cheng, flujo bilineal.	115
Figura 55. Identificación de flujo. Lu,Tao & Tiab, flujo radial tardío.	117
Figura 56. Gráfico diagnóstico Lu,Tao & Tiab, flujo radial tardío.	118
Figura 57. Gráfico diagnóstico Lu,Tao & Tiab, flujo lineal compuesto.	119

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. División de espacio poroso en shales.	29
Tabla 2. Valores mínimos para yacimientos de shale económicamente viables.	34
Tabla 3. Clasificación estructuras porosas en base a Isoterma de Lagmuir. IUPAC.	38
Tabla 4. Resumen de ecuaciones usadas en análisis de pruebas de presión convencionales.	63
Tabla 5. Modelos de PTA en shale gas.	79
Tabla 6. Determinación de parámetro de flujo interporoso. Método 2. Paso 3.	91
Tabla 7. Datos básicos Barnett Shale.	93
Tabla 8. Datos modelo sintético Barnett.	94
Tabla 9. Datos básicos Barnett Shale.	95
Tabla 10. Distribución de permeabilidades y porosidades en Modelo Sintético.	102
Tabla 11. Resultados del análisis Aboaba & Cheng, flujo lineal.	114
Tabla 12. Resultados del análisis Aboaba & Cheng, flujo Bilineal	116
Tabla 13. Resultados del análisis Lu, Zhu Tao & Djebbar Tiab, Flujo Radial Tardío.	119
Tabla 14. Resultados del análisis Lu, Zhu Tao & Djebbar Tiab, Flujo Lineal Compuesto.	120
Tabla 15. Resultados del análisis Lu, Zhu Tao & Djebbar Tiab, Flujo Lineal Compuesto.	121
Tabla 16. Comparación de resultados, Aboaba & Cheng -flujo lineal.	123
Tabla 17. Comparación de resultados, Aboaba & Cheng -flujo Bilineal.	123

Tabla 18. Comparación de resultados, Lu, Zhu Tao & Djebbar Tiab, Flujo Radial Tardío	124
Tabla 19. Comparación de resultados, Lu, Zhu Tao & Djebbar Tiab, Flujo Lineal Compuesto.	126
Tabla 20. Comparación de resultados, Lu, Zhu Tao & Djebbar Tiab, Flujo Lineal Compuesto.	127
Tabla 21. Comparación de resultados Finales.	128

RESUMEN

TÍTULO: METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE PERMEABILIDADES GLOBALES Y PARÁMETROS DE FRACTURA EN YACIMIENTOS DE SHALE GAS HIDRÁULICAMENTE FRACTURADOS MEDIANTE ANÁLISIS DE PRUEBAS DE PRESIÓN.*

AUTORES: MARIA FERNANDA DIEZ DIAZ
MARIA CAMILA LAGUADO ARIZA **

PALABRAS CLAVE: Shale Gas, análisis pruebas de presión, fracturamiento hidráulico, yacimientos naturalmente fracturados, yacimientos no convencionales, permeabilidades globales.

Los yacimientos no convencionales se caracterizan por tener mecanismos de flujo completamente diferentes a aquellos de los yacimientos convencionales por efecto del fracturamiento hidráulico y bajas permeabilidades. Es de alta importancia, entonces, el análisis de la conexión y/o interferencias que existen entre la matriz, la red de fracturas tanto hidráulicas como naturales. Éste análisis es a su vez clave en la determinación de parámetros esenciales de caracterización como permeabilidad y propiedades de fractura a partir de pruebas de presión.

Los modelos actuales de PTA (Pressure Transient Analysis) emergen del análisis de modelos de yacimientos convencionales, los cuales consideran que no existe ningún tipo de variación entre las permeabilidades antes y después ocasionada por el fracturamiento. En éste trabajo de grado se desarrolla una metodología para la determinación de parámetros de fractura y permeabilidades globales (matriz, fracturas hidráulicas, fracturas naturales y total) en base a la combinación de dos modelos analíticos (A. Aboaba y. Cheng¹; Jing Lu, Zhu Tao & Djebbar Tiab²) aplicados en los regímenes de flujo observados en una prueba de descenso de presión. Para verificar la efectividad del estudio, la metodología es aplicada a un caso base de shale simulado bajo los principales parámetros que rigen el flujo en estos yacimientos: una zona estimulada y otra zona no estimulada. Se concluye después del análisis de comparación, que la metodología propuesta es satisfactoria en la mayoría de parámetros obtenidos, siendo una metodología versátil, adaptable a diferentes regímenes de flujo y útil para aplicaciones de investigación en caracterización de yacimientos no convencionales

* Proyecto de grado.

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: José Carlos Cárdenas Montes.

ABSTRACT

TITLE: METHODOLOGY FOR DETERMINING GLOBAL PERMEABILITIES AND FRACTURE PARAMETERS IN HYDRAULICALLY FRACTURED SHALE GAS RESERVOIRS USING PRESSURE TRANSIENT ANALYSIS.*

AUTHORS: MARIA FERNANDA DIEZ DIAZ
MARIA CAMILA LAGUADO ARIZA**

KEY WORDS: Shale Gas, Hydraulic Fracturing, Naturally Fractured Reservoirs (NFR), unconventional reservoirs, global permeabilities.

Unconventional reservoirs are characterized for having flow mechanisms that differ from those from conventional reservoirs due to hydraulic fracturing and low permeability values. Thus, it is of great importance the analysis on the interferences and/or connections that may exist between matrix and hydraulic fractures as well as natural fractures networks. This analysis is at the same time key point in determining essential parameters on reservoir characterization such as fracture properties and permeability by using well test analysis.

Current PTA (Pressure Transient Analysis) models emerge from conventional reservoir analytic models, which do not consider any type of variation in permeability before and after the fracturing. This project develops a methodology for determining fracture parameters and global permeabilities (matrix, hydraulic fractures, natural fractures and total) based on the usage of two analytical models (A. Aboaba y. Cheng¹; Jing Lu, Zhu Tao & Djebbar Tiab²) applied in the flow regimes presented on a Pressure Draw Down Test.

In order to verify the effectiveness of the study, the proposed methodology is applied to a base case of shale simulated under the main parameters that dominate flow in these reservoirs: A stimulated and non-stimulated zone. It is finally concluded, after a comparative analysis that the proposed methodology satisfies in a broad range most of the parameters obtained, becoming as a result into a versatile and adaptable methodology to various flow regimes with utility to unconventional reservoir characterization research.

* Undergraduate Research Project.

** Physicochemical Engineering College, Petroleum Engineering School. Advisor: MSc. José Carlos Cárdenas Montes

INTRODUCCIÓN

Los yacimientos de shale gas corresponden actualmente la mayor fuente probada de recursos fósiles para el futuro. Aunque hoy en día popular, su alta demanda y explotación no ha omitido el hecho de que se tratan de yacimientos con mecanismos de flujo completamente diferentes a aquellos de los yacimientos convencionales. El término “no convencional” ha venido siendo adaptado hace algunos años para describir a estos recursos junto con el shale oil, tight gas y CMB (Coalbed Methane), donde una perforación vertical no aporta tasas de producción viables en términos económicos. Pero gracias a los avances en fracturamiento hidráulico (Desarrollado desde 1940 en Estados Unidos) y perforación horizontal, describir a los shale plays como “no convencionales” está pasando a ser más una convención que una verdad. A pesar de que el fracturamiento hidráulico logra una mayor área de drenaje y conexión de las fracturas naturales que generalmente se encuentran, uno de sus principales puntos débiles es un apropiado análisis de la conexión y/o interferencias que existen entre la matriz, la red de fracturas inducidas y naturales. Para determinar este desempeño, las pruebas de presión representan una herramienta útil para la estimación de parámetros petrofísicos y de fractura y así poder dar estimaciones a largo plazo sobre la vida productiva del pozo. La clave del análisis radica entonces en el entendimiento de los principales regímenes de flujo y en la correcta elección de un modelo que los describa.

Desafortunadamente, en cuanto al análisis de pozos que han sido hidráulicamente fracturados y la respectiva evaluación de parámetros, los modelos actuales de PTA (Pressure Transient Analysis) emergen del análisis de modelos convencionales, los cuales consideran que no existe ningún tipo de variación entre la permeabilidad antes y después ocasionada por el fracturamiento, flujo por difusión o diferentes valores de permeabilidad en una misma matriz.

Por otro lado, representar un modelo de PTA para pozos hidráulicamente fracturados de Shale Gas es un trabajo complejo, pues en estos yacimientos el flujo de gas o aceite almacenado es el resultado de la combinación de distintos parámetros como son difusión, desorción, flujos viscosos, sensibilidad a esfuerzos (Cierre de fracturas naturales con el tiempo durante producción), así como también la descripción petrofísica que se tenga del yacimiento. En la literatura actual, se pueden encontrar modelos como los de doble porosidad, triple porosidad-doble permeabilidad, pero pocos autores han abarcado modelos matemáticos que integren de una manera simultánea la acción de los mecanismos anteriormente mencionados en la explotación de yacimientos no convencionales.

Es por ello, que este trabajo de grado tiene como enfoque principal desarrollar una metodología sencilla y practica que permita calcular de una manera precisa valores neurálgicos como son parámetros de fractura y permeabilidades en un modelo sintético de yacimiento de shale gas simulado bajo los principales parámetros que rigen el flujo en estos yacimientos: una zona estimulada y otra zona no estimulada. La correcta aplicación de los modelos actuales analíticos en el modelo numérico simulado, será entonces, un medio útil para identificar características de flujo respecto al tiempo, que posteriormente pueden ser utilizadas para la determinación de decisiones a largo plazo para extender la vida productiva de estos campos.

La primera parte del trabajo consta con las bases teóricas necesarias para entender el comportamiento de Shale Gas, sus estadísticas a nivel mundial y las bases de la interpretación de pruebas de presión tanto en yacimientos convencionales como no convencionales. Posteriormente, se desarrolla una simulación de un yacimiento sintético, donde se discuten los principales parámetros que se tuvieron en cuenta y el resultado final.

La siguiente parte del libro, corresponde al desarrollo de una metodología sencilla en base a etapas para la detección y posterior análisis de datos de presión vs tiempo a una tasa de flujo constante. La metodología es entonces aplicada al yacimiento sintético donde se detectan distintos regímenes de flujo a partir de la aplicación de una prueba de presión. Las soluciones analíticas escogidas para el desarrollo de la metodología son usadas para la determinación de parámetros de fractura, conductividad de fractura, permeabilidad de matriz, permeabilidad de fracturas naturales estimuladas y permeabilidad de fracturas hidráulicas.

El último capítulo corresponde a un análisis comparativo entre los datos de entrada en la simulación numérica junto con los datos obtenidos con el fin de evaluar la veracidad del proceso propuesto. Finalmente, un análisis de resultados junto con conclusiones y recomendaciones es realizado.

1. ANTECEDENTES SHALE GAS

1.1 MERCADO GLOBAL Y ACTUALIDAD DE SHALE GAS

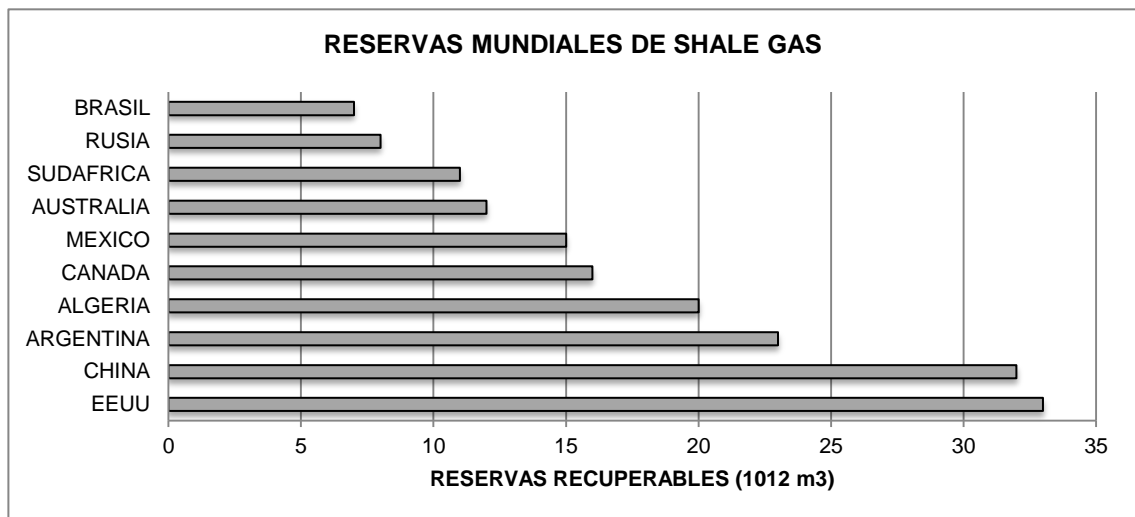
La producción de hidrocarburos no convencionales ha aumentado radicalmente durante los últimos años, especialmente en Estados Unidos, gracias a los avances en producción de shale gas.

El término “no convencional” ha venido siendo adoptado hace algunos años para describir a recursos como son el shale gas, shale oil, tight gas y CMB (Coalbed Methane), donde una perforación vertical no aporta tasas de producción viables en términos económicos. Pero hoy en día, junto con los avances en fracturamiento hidráulico (Desarrollado desde 1940 en Estados Unidos) y perforación horizontal, describir a los shale plays como “no convencionales” está pasando a ser más una convención que una verdad.

1.1.1 Estadísticas actuales de shale gas.

La Figura 1 representa una comparación en términos de reservas recuperables de Shale Gas en los principales países productores de éste recurso.

Figura 1. Reservas Mundiales de Shale Gas.



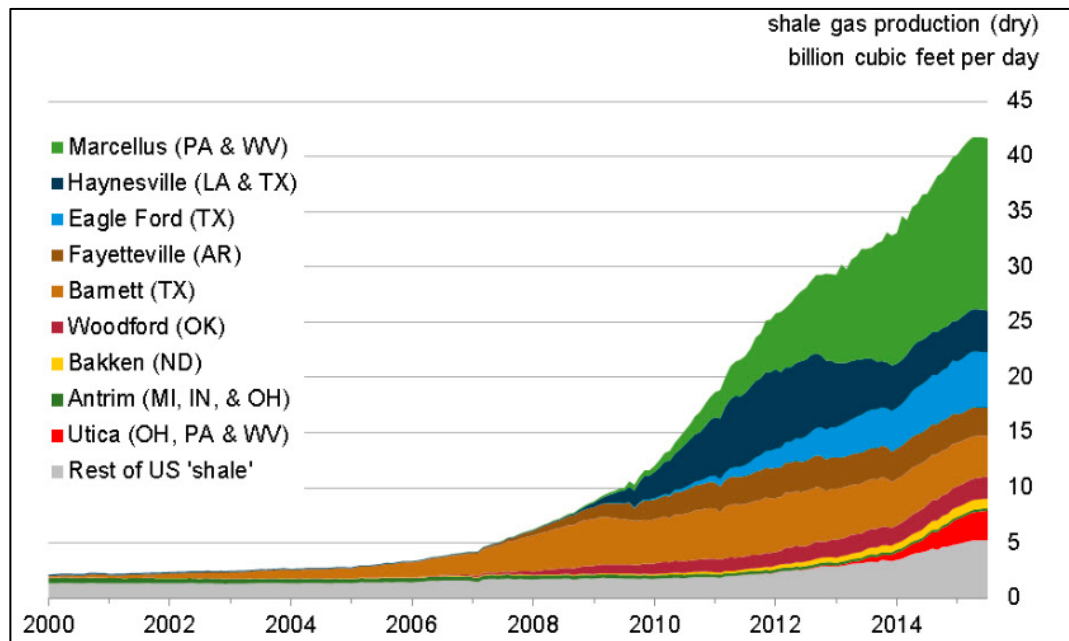
Fuente: JIEHUI Yuan, DONGKUN Luo, Lianyong Feng. “A review of the Technical and Economic Evaluation Techniques for Shale Gas Development”. School of Business Administration, China University of Petroleum. Beijing, China. Marzo 2015. Disponible en: <http://www.elsevier.com/locate/apenergy>. Fig 2, Pág 51. Modificado por autor.

1.1.1.1 Estados Unidos

Desde el año 2000 Estados Unidos ha venido aumentando su producción de gas por parte del desarrollo de métodos de fracturamiento hidráulico que hicieron que la producción de shale se hiciera viablemente comercial en la formación Barnett. Éste desarrollo, ha permitido que hoy en día la nación se proclame como una nación autosuficiente y exportadora en materia energética con plays en desarrollo en alrededor de 30 estados.

La Figura 2 representa la producción diaria aproximada de shale gas en las principales formaciones productoras. Actualmente, según el Annual Energy Outlook 2014, las reservas recuperables de Estados Unidos correspondientes a Shale gas se estiman en 610 TSCF.

Figura 2. Producción diaria Shale Gas EEUU.



Fuente: "Shale in the United States". U.S Energy Information Administration. Agosto 15, 2105.Web. Septiembre 5, 2015.
<http://www.eia.gov/energy_in_brief/article/shale_in_the_united_states.cfm> Modificado por autor.

1.1.1.2 Canadá

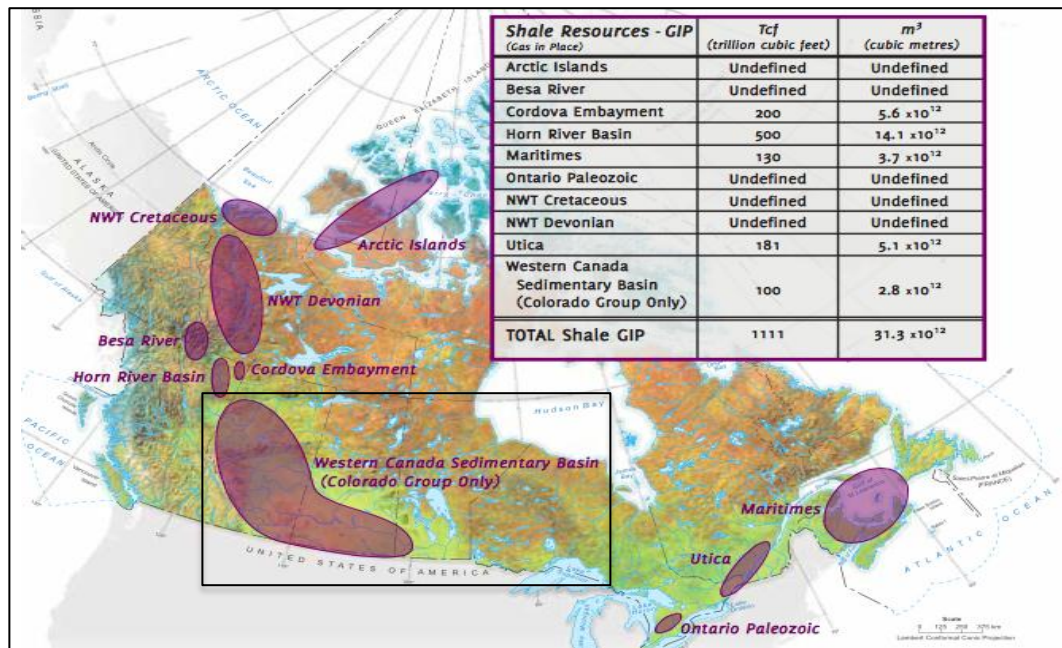
Canadá es considerado el segundo país con la mayor producción económicamente viable de shale gas. Actualmente, sus reservas probadas se encuentran alrededor de 343 TSCF. La mayor parte de éste recurso se encuentra

acumulado en la cuenca sedimentaria Western Canada. (WCSB), como es mostrado en la Figura 3.

1.1.1.3 China

China, al igual que Estados Unidos, posee una gran reserva de shale gas. De acuerdo a la Agencia Nacional de Administración de Energía (National Energy Administration) las reservas alcanzan a llegar a los 880 TSCF. A pesar de estas reservas, la geología de estos yacimientos es compleja, encontrándose en su mayoría a grandes profundidades y en terrenos montañosos donde es difícil acceder. Por otro lado, el uso de gas natural en China alcanza sólo el 2% del consumo total de energía, por lo que el desarrollo de Shale Gas se encuentra en una etapa inicial con una producción promedio de 134 MSCF.

Figura 3. Distribución de Reservas de Shale Gas en Canadá.



Fuente: "Understanding Shale Gas in Canada". Canadian Society for Unconventional Gas, CSUG.N.a. Web. Septiembre 5, 2015
 <http://www.csur.com/sites/default/files/shale_gas_English_Web.pdf>Modificado por autor.

1.2 EVALUACIÓN TÉCNICO-ECÓNOMICA PARA EL DESARROLLO DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES

Actualmente el shale representa un rol importante en la oferta mundial de hidrocarburos, gracias a los avances tecnológicos que han permitido desarrollar éstos yacimientos de una manera económica y ambientalmente viable. Como todo proyecto, la ejecución de un plan de exploración y producción debe ser antecedido por una etapa de planeación y análisis de riesgo, donde se tenga en cuenta una correcta evaluación de las alternativas, objetivos y factores de riesgo involucrados con el fin de reducir al máximo el grado de incertidumbre, y por ende, aumentar la relación costo-beneficio basada en una exitosa toma de decisiones.

1.2.1 Parámetros de entrada para la evaluación técnico-económica de shale gas

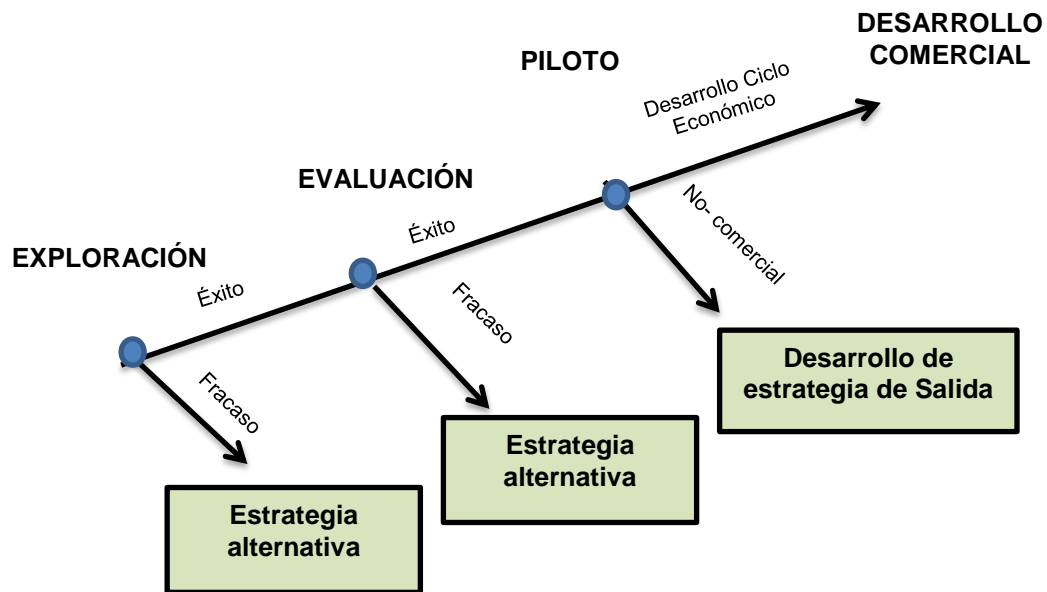
La evaluación inicial de desarrollo de un campo de shale gas tiene en general una común estructura: alta cantidad de inputs, bajo beneficio y alto riesgo asociado. La exactitud de las predicciones obtenidas en la evaluación inicial en comparación con la realidad va a depender en gran medida de la calidad de los datos de entrada. Dentro de los principales factores a tener en cuenta para la evaluación y análisis de un proyecto de shale gas se encuentran:

- **Costos de perforación:** Representan en promedio, 40-60% de los costos totales (Bonkdarpour et al). Estos costos se pueden determinar en base a modelos matemáticos y probabilísticos basados pozos de correlación y en la estructura y longitud perforadas. (Valdes et al).
- **Costos de fracturamiento:** Están basados por etapa de fracturamiento y a su vez en base a las propiedades de la fractura (tamaño y longitud).
- **Costos de facilidades de superficie:** La actual actividad de perforación en formaciones shale conlleva a una constante inversión en facilidades de superficie basadas en las capacidades esperadas de producción. Actualmente los modelos de determinación de costos están basados en costo por área y construcción de líneas de transporte. (Li et al, Mitschanek et al).
- **Costos de producción:** Los costos de producción pueden ser evaluados como costo/unidad de producción (Connors et al), costo/unidad de tiempo, ingresos anuales (Marongiu-Porcu et al) o en base a porcentaje representativo de capital invertido (Mian). En estos costos se deben tener en cuenta variables como fluctuación del mercado y análisis probabilístico basado en datos históricos de producción.

1.2.2 Ciclo de evaluación técnico-económica de vida productiva de shale gas

El correcto análisis y elección de datos confiables para la evaluación económica a futuro de yacimientos de shale en base en modelos como curvas de declinación, determina en gran medida la toma de decisiones, alcances del proyecto e inversión inicial. Es por ello, que un correcto uso de modelos de predicción del desempeño de yacimientos de shale tales como son Curvas de Declinación, Simulación Numérica o Métodos Probabilísticos, van a definir la duración del ciclo económico "Viable" para la producción de shale gas. La Figura 4 representa un ciclo básico de desarrollo de campos de shale gas. El éxito o fracaso del plan inicial, o de las estrategias alternativas de desarrollo dependerá en gran medida de la evaluación y optimización de parámetros como son etapas de fracturamiento, longitud perforada, cantidad de propano y espaciado entre pozos, pues éstos representan los rubros con mayor inversión e influencia en la elección o no de desarrollo de un campo de shale gas.

Figura 4. Ciclo de desarrollo económico en campos de Shale Gas.



Fuente: JIEHUI Yuan, Dongkun Luo, Lianyong Feng. "A review of the Technical and Economic Evaluation Techniques for Shale Gas Development". School of Business Administration, China University of Petroleum. Beijing, China. Marzo 2015. Disponible en: <http://www.elsevier.com/locate/apenergy>. Fig 7, Pág 60. Modificado por autor.

1.3 CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS DE SHALE GAS

1.3.1 Definición shale

“Rocas detríticas de grano fino con estructura laminar formadas principalmente por la consolidación de limo, cuarzo y arcilla, cuya materia orgánica depositada y transformada en kerógeno la hace una roca generadora de hidrocarburos. Debido a su estructura y propiedades, parte del hidrocarburo formado es retenido, ya sea por mecanismos de adsorción o dentro del medio poroso, convirtiéndolo en una fuente también productora de hidrocarburos”.

Dentro de las propiedades más importantes que se deben determinar ya sea por métodos convencionales como toma de núcleos o análisis de registro, se encuentran:

- Volumen de gas inicial (OGIP)
- TOC (Contenido de Materia Orgánica por sus siglas en inglés)
- Contenido de gas de desorción
- Isotermas de adsorción
- Maduración térmica Kerógeno
- Contenido de gas adsorbido
- Porosidad
- Permeabilidad
- Saturación inicial de agua
- Composición mineral
- Módulo elástico

1.3.2 Ciclo de formación

Ambientes de depositación

Establecer la composición inicial es fundamental para tratamientos de estimulación. Los shales principalmente tienen su origen en medios marinos o lacustres (ambientes anaeróbicos de media a alta profundidad).

Maduración

La etapa de maduración ocurre cuando las variables presión y temperatura empiezan a actuar sobre la materia orgánica anteriormente depositada, modificando su estructura molecular hasta pasar al kerógeno y posteriormente al hidrocarburo (gas o petróleo).

1.3.3 Propiedades petrofísicas

Litología

La composición de los shales varía dependiendo de su ambiente de depositación. Su determinación, ya sea por métodos de laboratorio como son Difracción de rayos X o SEM (Microscopía Electrónica de Barrido por sus siglas en inglés) es vital para la calibración de registros y posterior evaluación cuantitativa de las propiedades del yacimiento

Comúnmente, la matriz de los shales puede dividirse en dos componentes principales: kerógeno (restante de la maduración térmica) y material inorgánico. La Tabla 1 presenta una común división de la matriz de un shale (Glorioso & Rattia, 2012) y el fluido contenido en el espacio poroso.

Tabla 1. División de espacio poroso en shales.

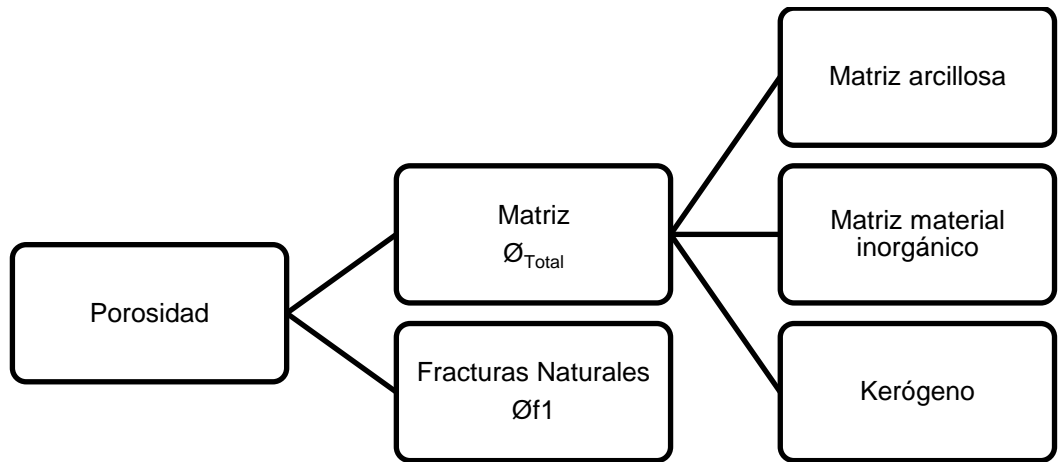
MATRIZ	FLUIDO
KERÓGENO	Gas (adsorbido- libre)
MATRIZ INORGÁNICA (Contenido Arcilla + Minerales)	Gas (libre)
	Agua (Ligada a arcillas- Connata)

La determinación de las propiedades petrofísicas se realiza normalmente en pruebas de laboratorio mediante métodos convencionales. (Gas Research Institute, GRI method).

Porosidad

La Figura 5 Presenta un esquema sobre la clasificación de la porosidad en los sistemas shale (sistemas naturalmente fracturados). A su vez, la porosidad efectiva tanto del sistema de fracturas como del sistema de la matriz estará ligado a los poros interconectados, volumen de arcilla ($\emptyset_{\text{Arcilla}}$), y cantidad de agua connata ($\emptyset_{\text{Connata}}$) y ligada a las arcillas ($\emptyset_{\text{Agua-Arcillas}}$). La caracterización de un yacimiento de shale empieza por la determinación del tamaño y tipo de poro. Actualmente avances en métodos como Resonancia Magnética Nuclear (NMR) y Microscopía Electrónica de Barrido (SEM) permiten la determinación de la estructura porosa de yacimientos de shale en escalas micro a nano, permitiendo así una mejor caracterización de yacimiento para la evaluación de éste en el desempeño a largo plazo. La Figura 6 representa una SEM de una muestra de shale

Figura 5. Sistema Poroso en Shale gas



Saturación de fluidos

La saturación de hidrocarburos va a estar altamente ligada a la determinación de la porosidad efectiva. De esta manera:

$$\mathbf{Fluidos Libres} = \mathbf{\varnothing_{Total}} - \mathbf{\varnothing_{Agua}} - \mathbf{\varnothing_{Arcillas}} - \mathbf{\varnothing_{Connata}} \dots\dots\dots [1]$$

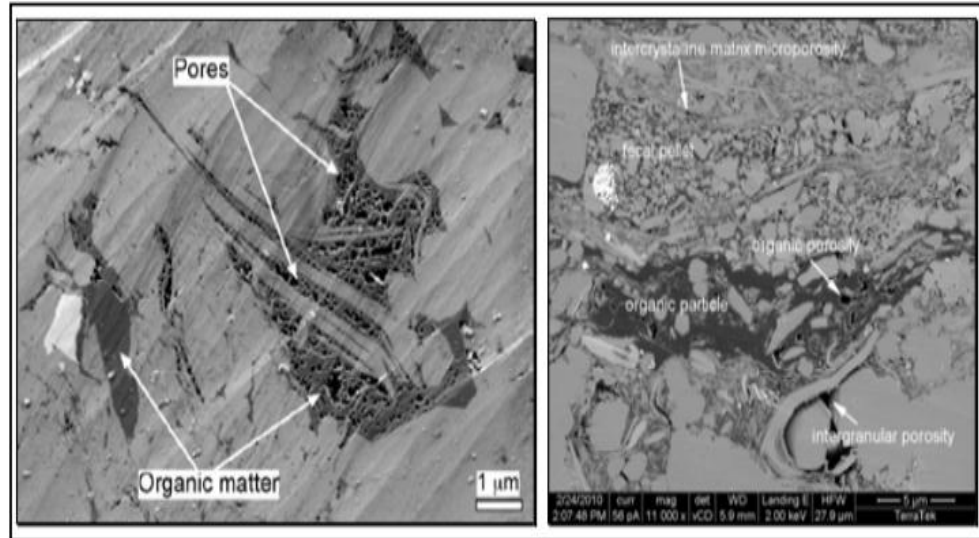
Permeabilidad

La permeabilidad de la matriz constituye un factor determinante en el sostenimiento de producción de hidrocarburos a largo plazo. Debido a los bajos valores encontrados en éstas formaciones (NanoDarcies), los métodos convencionales de laboratorio conllevan a un alto grado de incertidumbre pues las condiciones de prueba no tienen en cuenta factores como presión litostática, sistemas de microfracturas naturales y efecto Klinkenberg. Es por esto, que el uso de modelos analíticos es una alternativa viable para la determinación de permeabilidades efectivas de los fluidos en shales.

Propiedades mecánicas

El contenido arcilloso determina índices como el módulo elástico de Young (índice del comportamiento elástico dependiendo de la dirección de aplicación del esfuerzo) y Poisson (Medida de la elongación longitudinal de un material). Éstos, a su vez determinan el comportamiento de éstas formaciones ante esfuerzos regionales, respuesta ante procesos de fracturamiento hidráulico (y su efecto sobre propiedades como la porosidad y permeabilidad). Por otro lado, los componentes no arcillosos como Cuarzo, Calcita, Dolomita, determinan el índice de Fragilidad (Brittleness Index).

Figura 6. Porosidad del sistema de matriz en Shale Gas (Kerógeno+Matriz inorgánica)



Fuente: GLORIOSO J. C. & RATTIA, A. Unconventional Reservoirs: Basic Petrophysical Concepts for Shale Gas. SPE 153004. 2012. Fig 17, Pág 14.

1.3.4 Propiedades geoquímicas

Maduración térmica.

El tipo de hidrocarburo formado y almacenado en el medio poroso del shale dependerá del tipo de kerógeno inicial y su grado de exposición a presión y temperatura en función del tiempo.

El kerógeno es una mezcla compleja, de alto peso molecular de componentes orgánicos insolubles en solventes orgánicos. Pruebas como degradación química, pirólisis y procesos de combustión, son usadas en laboratorio para la determinación del tipo de kerógeno presente, Contenido de Materia Orgánica (TOC) y su potencial de generación de hidrocarburos.

Tipo de Kerógeno

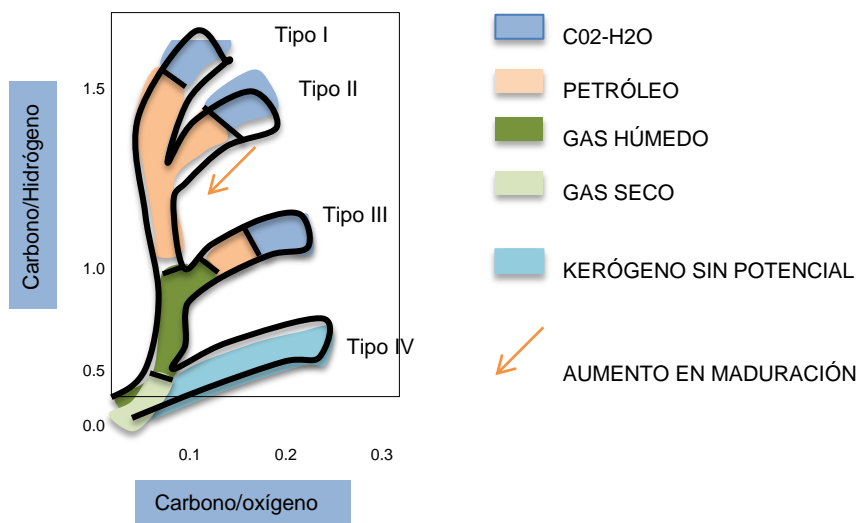
El kerógeno puede dividirse en 4 tipos principales, cada uno de ellos varía dependiendo del tipo de materia orgánica inicial depositada y a su vez el tipo de Kerógeno final determina el tipo de hidrocarburo con potencial para ser formado.

La figura 7 representa un esquema básico de los tipos de kerógeno y el tipo de hidrocarburo derivado en base al contenido de Carbono, Oxígeno e Hidrógeno.

TOC

El TOC representa el contenido total de carbono, es decir, la cantidad total de componentes orgánicos depositados en la roca. En otras palabras, representa una medida de la calidad de la roca generadora. Valores promedio entre 2%-6% pueden ser encontrados en shales. El contenido TOC puede ser determinado por medio de la ecuación [2]

Figura 7. Tipos de Kerógeno en base a contenido C-O-H.



Fuente: GLORIOSO J. C. & RATTIA, A. Unconventional Reservoirs: Basic Petrophysical Concepts for Shale Gas. SPE 153004. 2012. Fig 5, Pág 4. Modificado por autor.

$$TOC = \frac{Vol_{Ker} * \rho_{Ker}}{\rho_b * K} \dots\dots\dots [3]$$

Donde:

Vol_{Ker} : Volumen Kerógeno $\left(\frac{Vol}{Vol}\right)$

ρ_{Ker} : Densidad Kerógeno $\left(\frac{g}{cc}\right)$

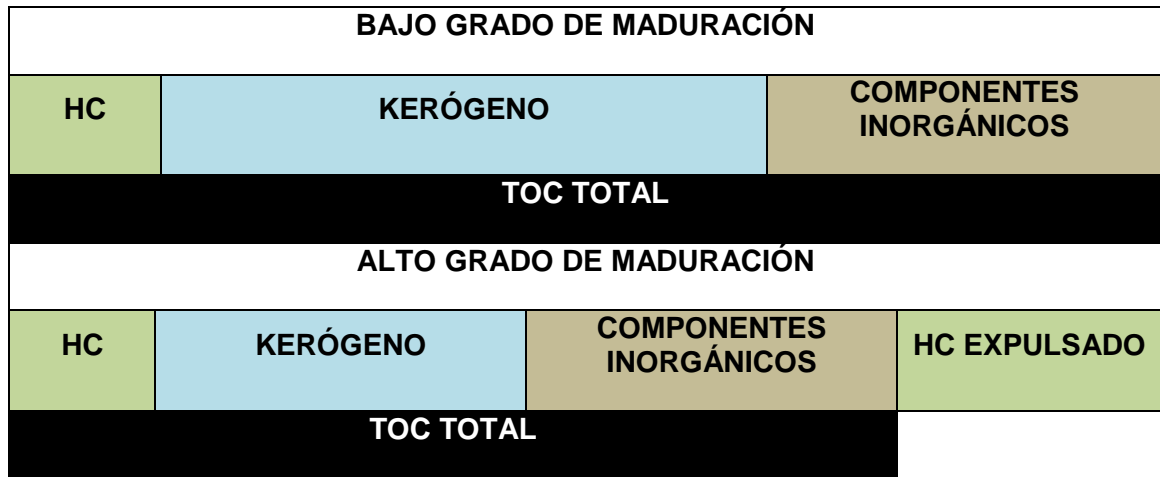
ρ_b : Densidad Formación $\left(\frac{g}{cc}\right)$

K : Factor de Conversión (-1.2)

Potencial de generación (maduración térmica)

El grado de maduración térmica y biogénica (maduración por degradación bacteriana) determina tanto el tipo de hidrocarburo como el contenido final de kerógeno depositado en la matriz. La Figura 8 representa los cambios en TOC y kerógeno bajo diferentes grados de maduración. .

Figura 8. Cambios en componentes orgánicos en base a maduración térmica

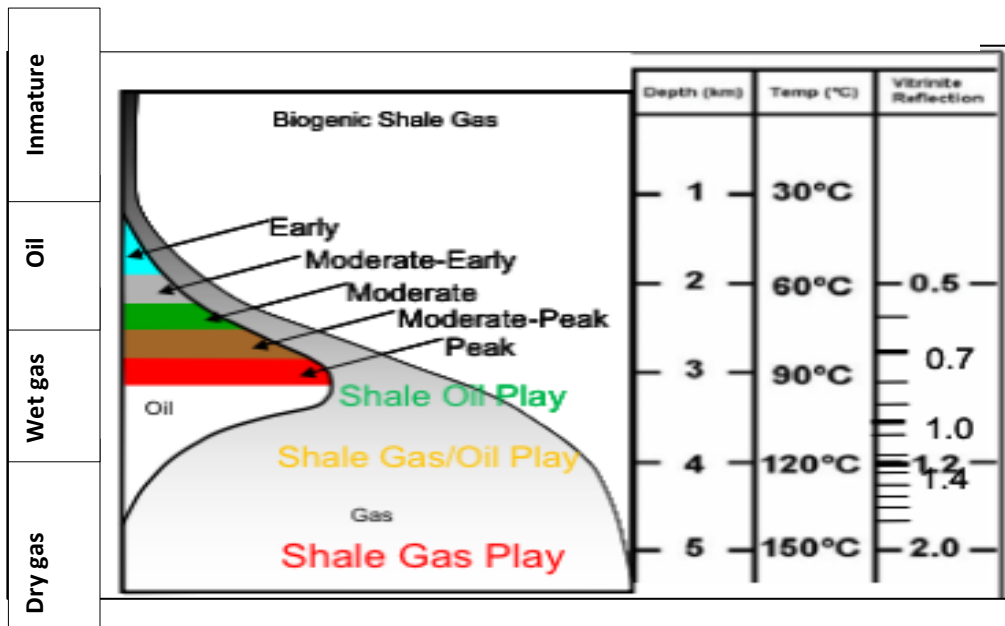


Fuente: GLORIOSO J. C. & RATTIA, A. Unconventional Reservoirs: Basic Petrophysical Concepts for Shale Gas. SPE 153004. 2012. Fig 8, Pág 7. Modificado por autor.

El grado de maduración puede ser estimado a partir de valores de reflectancia a la vitrinita (R_o) como es representado en la Figura 9.

En resumen, la correcta determinación de propiedades petrofísicas y geoquímicas ya sea por métodos analíticos como registros o pruebas de laboratorio, determinará en sí el correcto cálculo de reservas y tendencias de producción. La Tabla 2 sintetiza, de forma general, los valores promedio mínimos necesarios en yacimientos de Shale Gas para ser considerados comercialmente viables.

Figura 9. Maduración Térmica y Refractancia a la Vitrinita.



Fuente: GLORIOSO J. C. & RATTIA, A. Unconventional Reservoirs: Basic Petrophysical Concepts for Shale Gas. SPE 153004. 2012. Fig 9, Pág 7. Modificado por autor.

Tabla 2. Valores mínimos para yacimientos de shale económicamente viables.

PARÁMETRO	VALOR MÍNIMO
Contenido de Materia Orgánica (TOC)	>2%
Refrac. a Vitrinita (Ro)	>1%
Porosidad (Ø)	>4%
Saturación Agua (S _w)	<45%
Saturación Petróleo (S _o)	<5%
Permeabilidad (K)	>100nD

1.4 MECANISMO DE ALMACENAMIENTO:

Dependiendo de su historia de depositación así como también de su grado de maduración térmica y biogénica, en formaciones de shale el gas se puede presentar de tres formas:

- Gas libre en el espacio poroso y fracturas naturales.
- Gas adsorbido en la materia orgánica (Kerógeno) restante.
- Gas disuelto en materia orgánica (componente mínimo).

De esta manera:

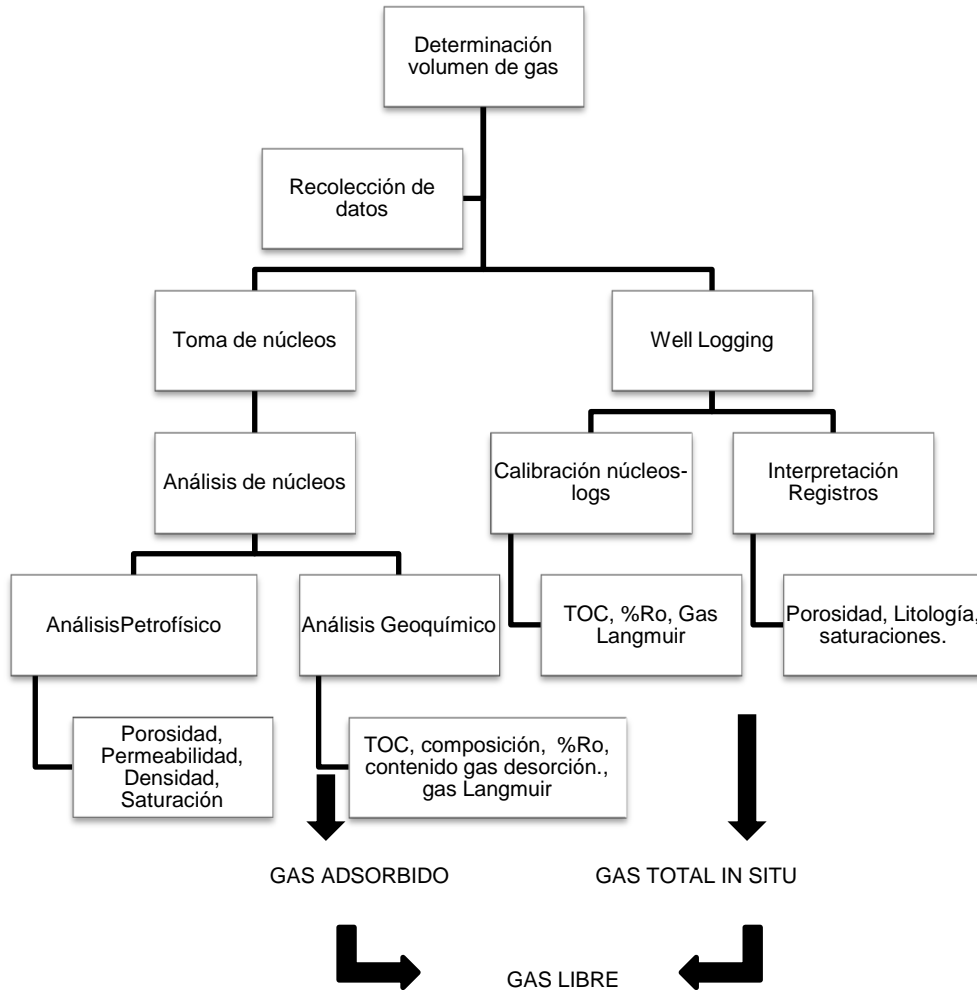
$$\text{GAS ADSORBIDO} + \text{GAS LIBRE} + \text{GAS DISUELTO} = \text{TOTAL GAS IN SITU}$$

Comúnmente el método más usado para la determinación del volumen inicial de gas (OGIP) en la industria es el análisis de curvas de declinación, pero debido a la cantidad limitada de información de producción de shale y al grado de incertidumbre asociado, métodos de análisis volumétrico son aceptados para la valoración de reservas. La Figura 10 representa un diagrama de flujo general de los diferentes métodos (Directos e indirectos) para la determinación del gas total libre, el cual representa el objetivo principal en el desarrollo de un shale play. Dentro de los métodos directos se encuentra el análisis de núcleos para la determinación de gas adsorbido en base a la determinación de propiedades petrofísicas y geoquímicas. Por otro lado, dentro de los métodos indirectos, el análisis de registros de pozo representa una herramienta útil para la determinación de gas in situ total.

1.4.1 Gas libre

El gas libre normalmente se encuentra almacenado en el espacio poroso correspondiente a la matriz de material no-orgánico y en la red de fracturas naturales. Éste gas será el gas producido en la primera etapa de producción a altas tasas en su etapa inicial con una depleción rápida hasta llegar a un estado estable, donde el gas en producción pasa de ser gas libre a ser gas liberado por mecanismos de desorción.

Figura 10. Diagrama de flujo para determinación de Gas Libre.



Fuente: GLORIOSO J. C. & RATTIA, A. Unconventional Reservoirs: Basic Petrophysical Concepts for Shale Gas. SPE 153004. 2012. Appendix II. Modificado por autor.

1.4.2 Gas adsorbido

Parte del volumen de gas total en shale, corresponde a gas que se encuentra adsorbido en la materia orgánica no madurada. La adsorción corresponde a un fenómeno donde el gas se acumula en las paredes de un sólido (Kerógeno), resultando en la creación de una película de moléculas alrededor de éste. El proceso inverso, desorción, corresponde al mecanismo de producción de éste tipo de gas.

Para la determinación del volumen de gas adsorbido, Irwin Langmuir (Premio Nobel de Química, 1932) desarrolló una ecuación para la adsorción de gases en sólidos. Para determinar el máximo contenido de gas que puede ser adsorbido, la isoterma que relaciona el volumen de gas adsorbido respecto a la presión, está descrita por:

$$gc = \frac{V_l * p}{p + P_l} \dots\dots\dots [3]$$

Donde

$$gc = \text{contenido de gas adsorbido} \left(\frac{\text{scf}}{\text{ton}} \right)$$

$$V_l = \text{Volumen Langmuir} \left(\frac{\text{scf}}{\text{ton}} \right)$$

$$p = \text{Presión de yacimiento (Psia)}$$

$$P_l = \text{Presión Langmuir (Psia)}$$

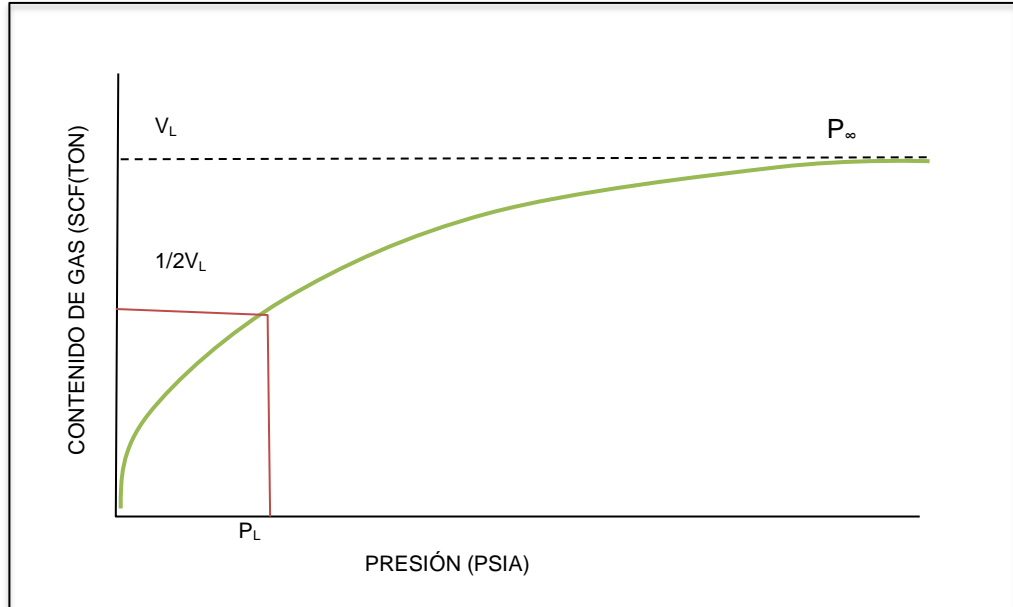
La validación de la ecuación (4) se hace en base a 4 asunciones:

- La superficie de adsorción es una superficie uniforme.
- Todas las zonas de adsorción son similares.
- No hay interacción lateral entre las moléculas adsorbidas.
- Sólo se forma una película de moléculas sobre la superficie.

La Figura 11 representa la Isoterma de Langmuir. Dependiendo del volumen Langmuir (Volumen de gas adsorbido a una presión infinita) y de la Presión Langmuir (Presión donde la mitad del gas a infinita presión ha pasado por un proceso de desorción), la forma de la isoterma variará. La curva, en sí, representa el equilibrio entre el gas adsorbido y el gas libre en función de la presión a una temperatura constante. La isoterma es obtenida mediante pruebas de laboratorio hechas en núcleos. El uso de ésta gráfica está limitado a yacimientos de gas seco (metano en gran proporción).

Debido a que en su mayoría, las 4 asunciones propuestas por Langmuir para la validación de su modelo no se cumplen. IUPAC (International Union of Pure and Applied Chemistry) ha clasificado el sistema poroso de los yacimientos de shale gas en 6 tipos, dependiendo de la forma de la Isoterma de Langmuir. La Figura 12 y la Tabla 3 representan los 6 tipos de estructuras porosas y su descripción.

Figura 11. Isotherma de Langmuir.

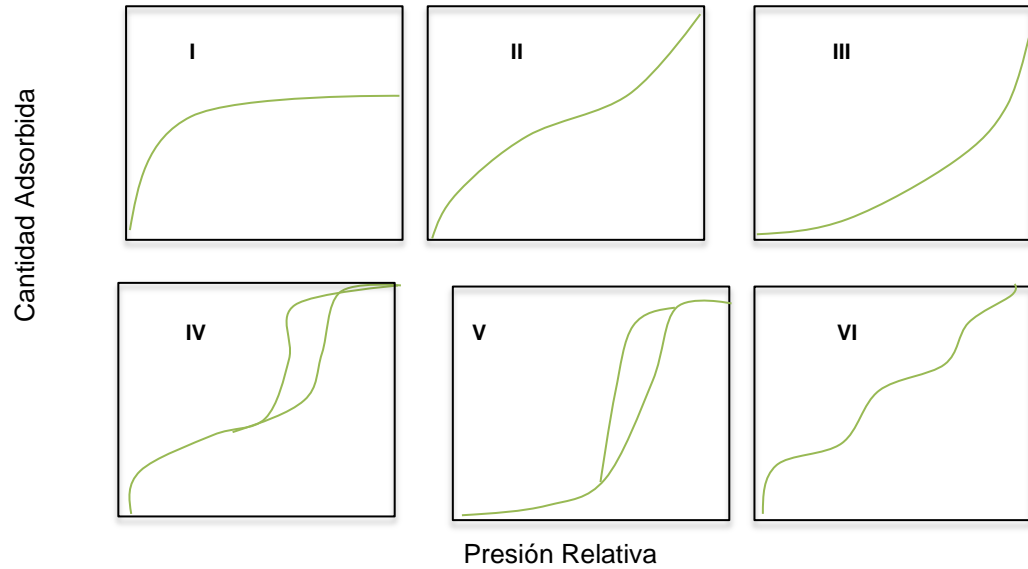


Fuente: GLORIOSO J. C. & RATTIA, A. Unconventional Reservoirs: Basic Petrophysical Concepts for Shale Gas. SPE 153004. 2012. Fig 13, Pág 9. Modificado por autor.

Tabla 3. Clasificación estructuras porosas en base a Isotherma de Lagmuir. IUPAC.

TIPO	DESCRIPCIÓN
I	Sólidos con micro-poros. (Kerógeno)
II	Sólidos no porosos.
III	Sistemas con débil relación adsorbente-adsorbido.
IV	Sólido mesoporoso. (Poros entre 2-50 nm)
V	Sistemas con débil relación adsorbente-adsorbido.
VI	Modelo teórico, no presente en la naturaleza.

Figura 12. Isotermas Langmuir IUPAC



Fuente: AMBROSE Raymond J. “Micro-structure of Gas Shales and Its Effects on Gas Storage and Production Performance”. PhD Dissertation. Graduate College. University of Oklahoma. Norman, OK, USA. 2011. UMI Number: 3468560. Fig 18, pág 38. Modificado por autor.

1.4.2.1 Corrección de isoterma de Langmuir a temperatura y TOC de yacimiento

Para poder determinar una correcta correlación entre los núcleos y los registros de pozo para el cálculo de reservas, es necesario corregir la isoterma generada a las variaciones de temperatura y TOC a lo largo del yacimiento.

La ecuación [4] y [5] modela la corrección del volumen Langmuir respecto a la temperatura:

$$Vl(T) = 10^{(-0,0027*(T+c4))} \dots\dots\dots[4]$$

$$Pl(T) = 10^{(-0,005*(P+c8))} \dots\dots\dots[5]$$

$$c8 = \log P_l + (c7 * T_i)$$

$$c4 = \log V_l + (0,0027 * T_i)$$

Donde:

$V_l(T)$ = Volumen Langmuir a temperatura de yacimiento $\left(\frac{\text{scf}}{\text{ton}}\right)$
 $P_l(T)$ = Presión Langmuir a temperatura de yacimiento (psia)
 T = Temperatura de yacimiento ($^{\circ}\text{C}$)
 T_i = Temperatura Isoterma Langmuir ($^{\circ}\text{C}$)

Para determinar el volumen Langmuir en base al contenido TOC:

$$V_{lc} = V_l(T) * \frac{TOC_{log}}{TOC_{iso}} \dots\dots\dots[6]$$

Donde:

V_{lc} = Volumen Langmuir a TOC corregido a Temperatura de yacimiento $\left(\frac{\text{scf}}{\text{ton}}\right)$
 TOC_{log} = Nivel TOC calculado por registros (%)
 TOC_{iso} = Nivel TOC usado para medir la isoterma Langmuir (%)

De ésta manera, el gas real adsorbido está dado por la ecuación (8):

$$GC = \frac{V_{lc} * p}{(p + P_{lt})} \dots\dots\dots[7]$$

1.4.3 Cálculo de gas original in situ (OGIP)

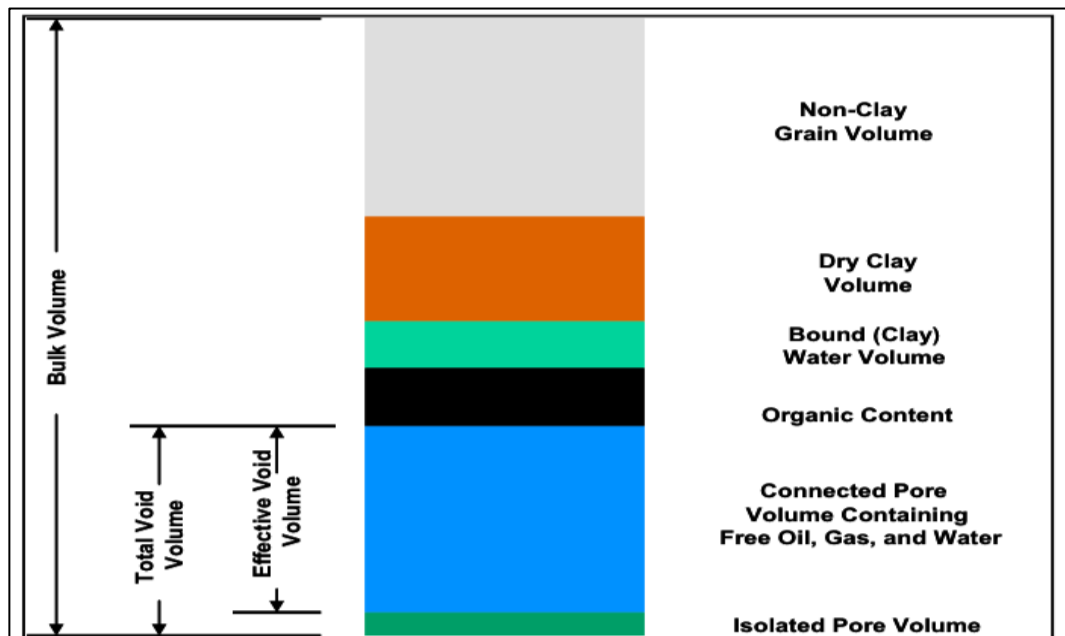
Uno de los parámetros más importantes para correcta caracterización de yacimientos de shale y determinación de su viabilidad para ser desarrollado es la estimación de reservas. En yacimientos convencionales, técnicas como balance de materia, simulación numérica y análisis probabilístico son altamente usados para la estimación de reservas.

Para el caso de shales, dado que el balance de materia requiere el conocimiento de saturaciones iniciales, compresibilidades y propiedades de fluidos y actualmente la determinación de estos parámetros mediante correlación de núcleos-registros-pruebas de presión conlleva a un alto grado de incertidumbre, un modelo más sencillo como el mostrado en la Figura 13 para el análisis volumétrico es usado. La matriz de shale, como fue mencionado anteriormente, está constituida por un componente orgánico y no orgánico, y un espacio poroso ocupado tanto por hidrocarburos como por agua connata.

Como fue expresado en la ecuación [3] el volumen total de gas almacenado está compuesto por:

- G_f = Gas libre en el medio poroso no-orgánico. (Evaluado por métodos convencionales de evaluación de yacimientos).
- G_s = Gas adsorbido en microporos de la matriz orgánica.
- G_{so} = Gas disuelto en el hidrocarburo liquido presente (Si es el caso).
- G_{sw} = Gas disuelto en el agua contenida en el espacio poroso.

Figura 13. Modelo volumétrico para estimación OGIP en shales.



Fuente: AMBROSE Raymond J. "Micro-structure of Gas Shales and Its Effects on Gas Storage and Production Performance". PhD Dissertation. Graduate College. University of Oklahoma. Norman, OK, USA. 2011. UMI Number: 3468560. Fig 25, pág 54.

Adjuntando todos los términos anteriores, el balance de materia para el cálculo de OGIP para shales está dado por:

$$OGIP = G_f + G_s + G_{so} + G_{sw} \dots\dots\dots [8]$$

Donde:

$$Gf = 32,0368 * \frac{\emptyset(1-Sw-So)}{\rho_b * B_g} \dots\dots\dots[9]$$

$$Gs = V_{lc} * \frac{p}{p+P_L} \dots\dots\dots[10]$$

$$Gs = 1,3597 \times 10^{-6} * gc * Area(acres) * \rho_b \left(\frac{g}{cc}\right) * h(ft) \dots\dots\dots[11]$$

$$G_{so} = \frac{32,0368 * \emptyset * S_o * R_{so}}{5,6146 * \rho_b * B_o} \dots\dots\dots[12]$$

$$G_{sw} = \frac{32,0368 * \emptyset * S_w * R_{sw}}{5,6146 * \rho_b * B_w} \dots\dots\dots[13]$$

Para la determinación de las variables incluidas en las ecuaciones (10) a (14), es esencial la correlación de núcleos y registros, pues un mal manejo de muestras puede conllevar a valores erróneos en saturaciones de agua y densidades.

Normalmente, el gas en solución es incluido en el volumen de gas calculado a partir de la isoterma Langmuir, por lo tanto:

$$OGIP = G_s + G_f \dots\dots\dots[14]$$

1.5. DESARROLLO DE UN YACIMIENTO DE SHALE GAS

Como se mencionó, en la sección anterior, los yacimientos convencionales de gas contienen gas libre en el espacio poroso interconectado que puede fluir fácilmente hacia el pozo. Por el contrario, los yacimientos no convencionales de gas están compuestos de formaciones con muy baja permeabilidad. Este gas muchas veces es proveniente de la misma roca del yacimiento, es decir se encuentra absorbido en la matriz. Debido a la baja permeabilidad de estas formaciones, es necesario estimular el yacimiento aumentando la permeabilidad de este y así proporcionar el área suficiente que permita una producción apta para dicho campo.

1.5.1 Perforación

La mayoría de los recursos de shale gas están ubicados a profundidades de 6000 ft o más debajo del subsuelo, y pueden ser relativamente delgadas (p.e. La formación de Shale Marcellus está entre 50-200 ft); por otro lado, el gas natural no fluiría fácilmente a pozos verticales gracias a la baja permeabilidad del shale. Es por esta razón, que la extracción eficiente del gas de una capa tan delgada y tan poco permeable requiere de la perforación horizontal a través de la formación.

Este tipo de perforación direccional es realizada perforando verticalmente hacia abajo hasta que la broca alcanza una distancia de 900 ft aproximadamente desde

la formación de shale; en este punto se extrae la tubería del pozo para conectar un motor hidráulico (accionado por flujo de lodo) entre la broca y la tubería de perforación, esto permite la rotación aislada de la broca (sin rotación de la tubería de perforación), la cual se utiliza para crear una curva gradual de 90°; así, el pozo se convierte en horizontal cuando alcanza su profundidad óptima dentro del shale, alcanzando una trayectoria horizontal de 5000 ft o más, conectándose al yacimiento tanto como sea posible.

Los recursos no convencionales requieren de una alta densidad de pozos para su completo desarrollo. La tecnología que pueda reducir los costos de los pozos e incrementar el contacto de estos con el yacimiento puede tener un impacto significativo en los costos, tasas de producción y en la recuperación final; por ejemplo, estas son algunos de los tipos de perforación horizontal.

- **Perforación ramificada (Pad drilling):**

Se realiza perforando múltiples pozos desde la misma plataforma, más o menos de seis a ocho pozos.

Generalmente, el pozo ramificado drena un área rectangular (aproximadamente de media milla de ancho y dos millas de largo) en donde la rama principal de tubería se posiciona en el centro del rectángulo. Este tipo de perforación permite que se perforen simultáneamente dos diferentes formaciones en dos unidades diferentes; incrementando así la eficiencia de producción y el factor de recobro y de la misma manera disminuyendo el impacto ambiental y los costos de perforación, de infraestructura y de uso de tierras.

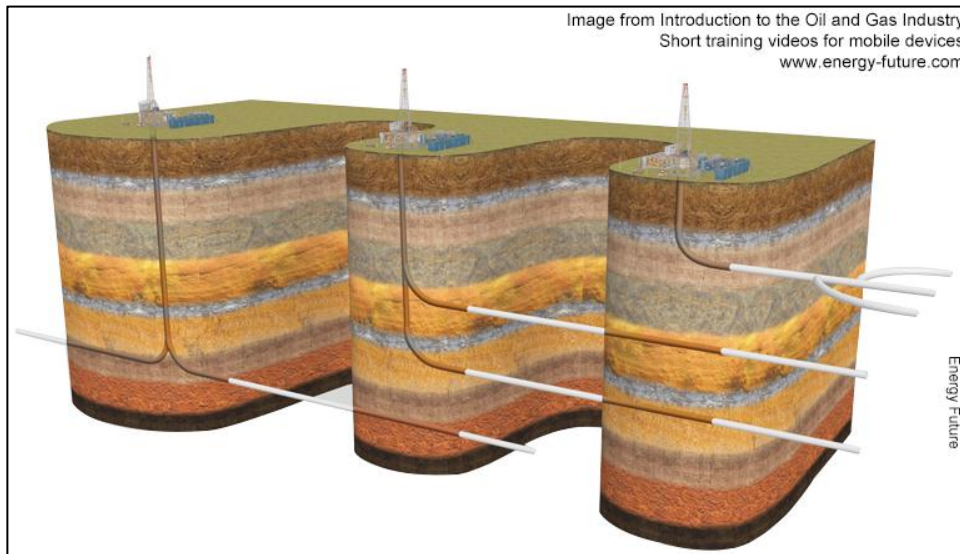
- **Pozos apilados (Stacked Wells):**

La perforación de pozos horizontales apilados es favorable cuando el shale es lo suficientemente grueso o cuando se encuentran múltiples estratos de shale uno encima del otro. Un pozo vertical puede ser usado para producir gas desde diferentes pozos horizontales a diferentes profundidades. De esta manera, se reduce el impacto ambiental en la superficie por el uso reducido de tierras.

- **Perforación multilateral:**

Este tipo de perforación es similar a la de pozos apilados, sin embargo en esta se perforan dos o más pozos horizontales desde el mismo pozo vertical. Con la perforación multilateral, los pozos horizontales acceden a diferentes áreas del shale a una misma profundidad, pero en diferentes direcciones; esto permite que la tasa de producción se incremente con una reducción significativa de los costos.

Figura 14. Representación gráfica de los tres tipos de perforación horizontal: (de izquierda a derecha) 1) Perforación ramificada, 2) Stacked wells 3) Perforación multilateral.



Fuente: “Connecting to the Reservoir”. N.a. Septiembre 10, 2015. <www.energy-future.org/connecting-to-the-reservoir.>

1.5.2 Cementación

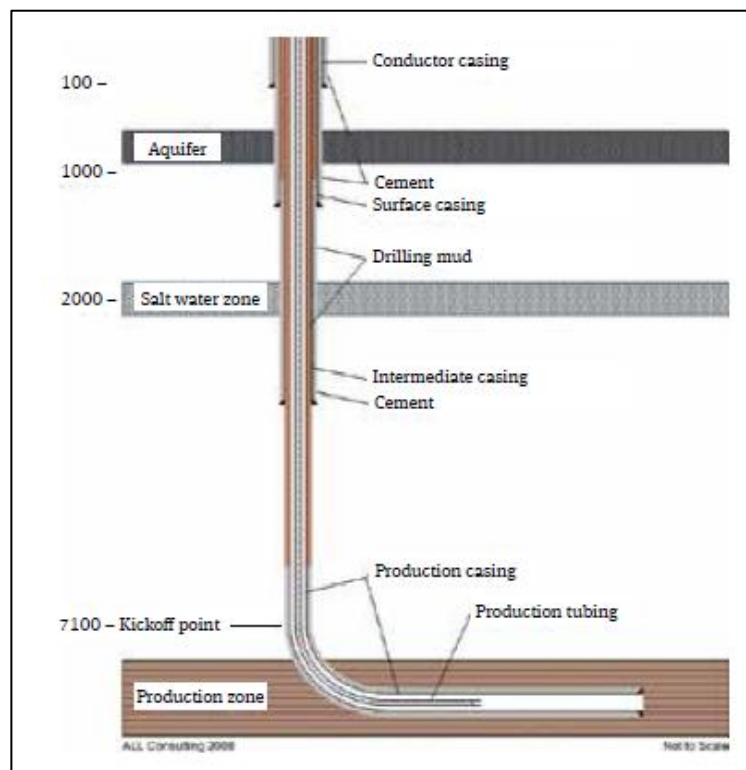
En varias etapas de la perforación, se detiene el proceso para instalar el casing de acero en el pozo. El cemento es bombeado dentro del anular o el espacio vacío entre el casing y la formación mineral circundante. Tan pronto como se llega a la profundidad deseada, debajo del acuífero más profundo, se instala casing y cemento para prevenir la contaminación del agua debido al proceso de perforación. Adicionalmente, se debe instalar más casing y cemento cuando se alcanza la totalidad de la longitud horizontal. Este proceso se realiza para prevenir la fuga de gas desde el pozo a las capas de rocas que se encuentran desde la formación de shale hacia la superficie, y también el escape hacia la superficie a través del anular. Entre los aspectos de diseño más importantes para asegurar un pozo sin fugas están:

- Perforar el pozo con especificaciones (sin giros ni cavidades adicionales)
- Posicionar el casing en el centro del pozo antes de la cementación; esto se realiza con la ayuda de centralizadores ubicados a intervalos específicos a lo

largo del casing mientras este se introduce en el hueco para así mantenerlo lejos de la cara de la formación.

- Elección adecuada del cemento. El diseño de este debe ser estudiado tanto por sus propiedades líquidas a la hora del bombeo (asegurar que llegue al lugar correcto), como por su esfuerzo mecánico y flexibilidad, así este quedará intacto. El tiempo de fraguado del cemento también es un factor crítico (el cemento que tarda mucho en fraguar puede tener un esfuerzo bajo, de la misma manera, el cemento que fragüe antes de ser bombeado totalmente necesitará remediaciones que pueden resultar complicadas).

Figura 15. Casing y cementación típica para un pozo horizontal.



Fuente: Shale Gas Handbook. Norton Rose Fubright 2013.

1.5.3 Fracturamiento hidráulico

Adicionalmente, todos los yacimientos de shale gas requieren de estimulación de fracturas para conectar la red de fracturas naturales al pozo (la dirección de la ruta

de perforación se basa en la tendencia de las fracturas de cada área), de esta forma se maximiza el volumen estimulado del yacimiento (SRV, por sus siglas en inglés). Por lo tanto, se crean mecánicamente un gran número de fracturas en la roca, permitiendo que el gas natural atrapado en las formaciones del subsuelo se mueva a través de estas fracturas hacia el pozo y por consiguiente hacia la superficie.

El proceso consiste en perforar la sección horizontal del casing usando pequeños explosivos, a continuación se inyecta varios millones de galones de fluido de fracturamiento a alta presión a través de estos agujeros; este bombeo causa que se fracture la roca, incrementando la permeabilidad de la roca y permitiendo el flujo de gas.

Generalmente el fluido de fracturamiento generalmente está compuesto por:

- 98-99% de mezcla de agua y propante (normalmente arena),
- 0.5-2% de mezcla de químicos: ácidos para limpiar el shale y mejorar el flujo de gas, biocidas para prevenir que se generen organismos que puedan obstruir las fracturas, inhibidores de corrosión y escamas para proteger la integridad del pozo, geles o gomas para añadir viscosidad al fluido y suspender el propante, y reductores de fricción para mejorar el flujo y la habilidad del fluido da infiltrarse y llevar el propante a las pequeñas fracturas dentro del shale.

Sin embargo, la elección de la composición de este fluido dependerá de muchos factores, entre ellos, la sensibilidad de las arcillas al agua (algunas se hinchan en la presencia de agua fresca), o la respuesta del yacimiento a algunos fluidos en particular, esto solo se puede determinar por medio de experimentos.

Aproximadamente 1000 ft del pozo es hidráulicamente fracturado al mismo tiempo, esto quiere decir que cada pozo debe ser fracturado en múltiples etapas, comenzando por el extremo más lejano del pozo.

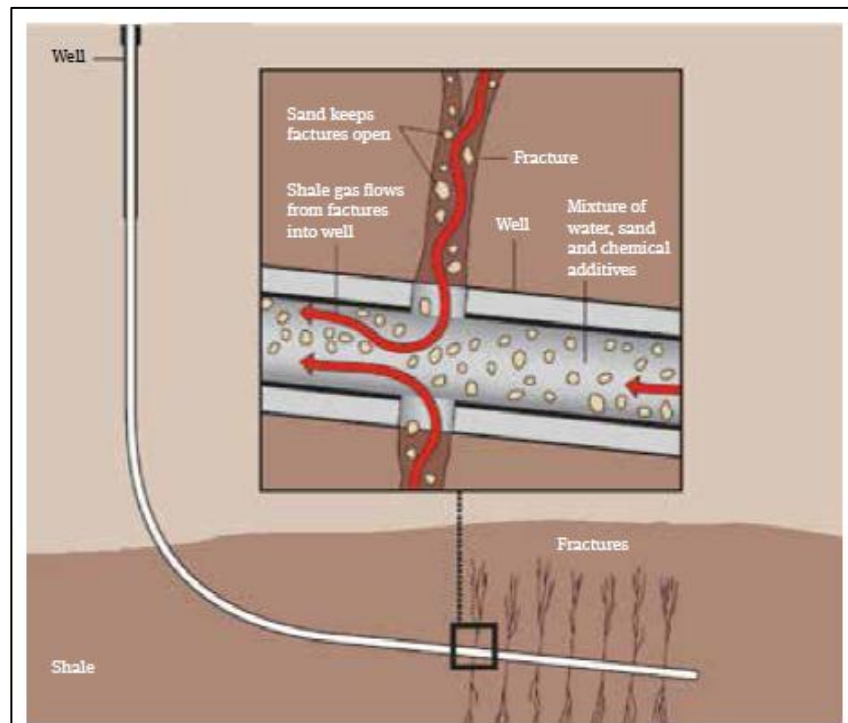
Una vez la presión es liberada, una porción de fluido de fracturamiento llamado comúnmente flow-back water retornará a la superficie debido a las presiones del subsuelo; este fluido que es recuperado contiene tanto químicos que estaban presentes en el fluido de fracturamiento, como químicos que se encontraban naturalmente presentes en el yacimiento (hidrocarburos, sales, minerales y materiales radiactivos de origen natural). La composición de este fluido varía dependiendo de la formación y del tiempo de completamiento. El volumen de este fluido se reducirá continuamente y será reemplazado por la producción del gas natural. Las fisuras creadas por el proceso de “fracking” se mantienen abiertas gracias a las partículas de arena contenidas en el propante, así el gas dentro del shale puede fluir hacia adentro del pozo. Una vez, liberado el gas en el pozo, este es capturado, almacenado y transportado hacia una unidad de tratamiento.

En muchos casos, este flujo de agua puede ser reutilizado para operaciones de fracturamiento posteriores, dependiendo de la calidad del agua y de otras alternativas de tratamiento, de lo contrario el agua será tratada para su disposición: riego, almacenamiento o re-inyección.

Existen dos factores que incrementan la habilidad de los shales a fracturarse:

- 1) La presencia de minerales duros como sílice, y la calcita inducen fracturas en el shale cuando este se encuentra bajo presión; sin embargo, la arcilla tiende a absorber más presión y muchas veces llega a doblarse bajo presión sin llegar a la ruptura. Por lo tanto, las formaciones ricas en sílice son buenas candidatas para el fracking.
- 2) Las formaciones sobre-presionadas son óptimas para el proceso de fracturamiento, ya que estas almacenan más gas sobre-presionado, y por consiguiente la red de fracturas creadas artificialmente podrá penetrar más en la formación ya que el shale estará más cerca de su punto de ruptura que en las formaciones de shale normalmente-presionadas.

Figura 16. Proceso de Fracturamiento Hidráulico.



Fuente: Shale Gas Handbook. Norton Rose Fubright 2013.

Los parámetros críticos de una fractura hidráulica controlan el desempeño de un pozo, entre ellos, el espaciamiento, longitud media, conductividad; y su optimización es importante para obtener el escenario más rentable. Por lo tanto, es preciso desarrollar un método para cuantificar los rangos de incertidumbres de estos parámetros y la optimización de la producción de shale gas con un análisis económico en un modo eficiente y práctico.

1.5.4 Producción

Como se mencionó anteriormente, las propiedades del almacenamiento del gas en las arcillas o shales son diferentes a los yacimientos convencionales, pues además de tener gas presente en los poros como los yacimientos convencionales, los shales tienen también gas adsorbido en la superficie del material orgánico. Por lo tanto, la contribución y combinación del gas libre en la porosidad de la matriz y de la desorción de gas adsorbido es un factor determinante en el perfil de producción del pozo.

La cantidad y distribución del gas dentro del shale es determinado por, entre muchos otros factores, la presión inicial del yacimiento, las propiedades petrofísicas de la roca y sus características de adsorción.

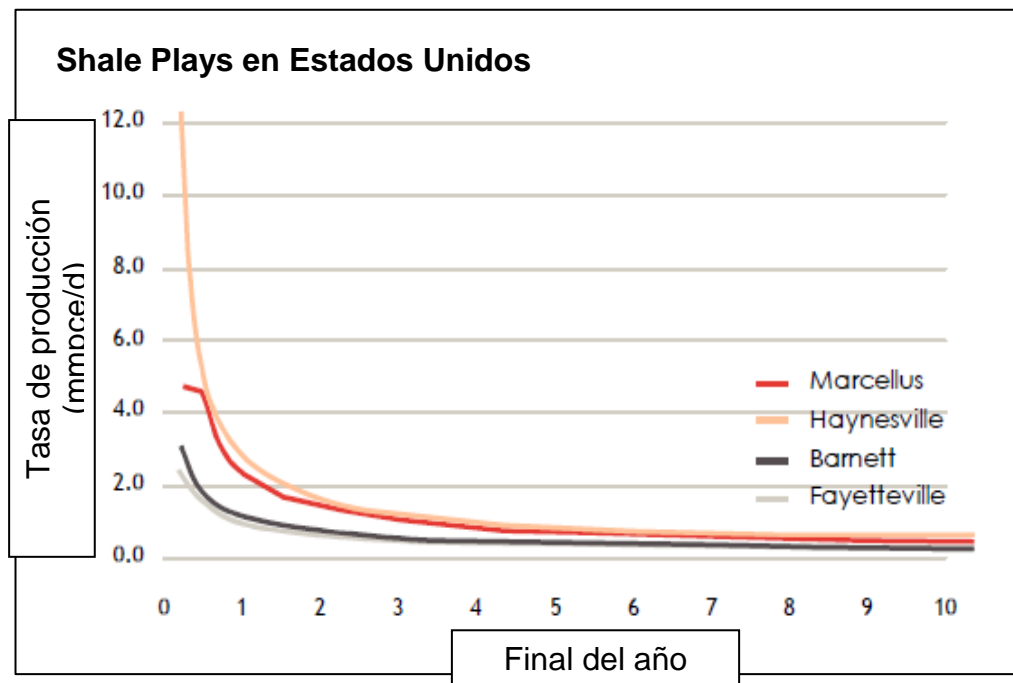
Durante la producción actúan tres procesos principales:

- 1) La producción inicial de gas es dominada por la depleción del gas desde la red de fracturas. Esta forma de producción declina rápidamente debido a la limitada capacidad de almacenamiento
- 2) Después de la estabilización de la tasa de declinación, la depleción del gas almacenado en la matriz se convierte en el proceso de producción principal. La cantidad de gas retenido en la matriz depende particularmente de las propiedades del yacimiento de shale, que a su vez son difíciles de estimar.
- 3) Seguido de este proceso de depleción está la desorción, donde el gas adsorbido es liberado desde la roca a medida que la presión del yacimiento declina. La tasa de producción de gas debido a este proceso de desorción depende de la existencia de una caída significativa en la presión de yacimiento.

La presión en el yacimiento cambia muy poco debido a la baja permeabilidad de este. En esta medida, se requiere poco espaciado entre los pozos para permitir la caída de la presión de yacimiento suficiente para provocar la desorción de cantidades significativas de gas adsorbido.

La superposición de estos tres procesos de producción resulta en un perfil de producción de carácter hiperbólico que declina bruscamente (generalmente entre un 60 y 80 por ciento) durante el primer año. El diagrama a continuación muestra la variación de la tasa de producción contra el tiempo para pozos de shale en cuatro plays.

Figura 17. Curvas de declinación a lo largo del tiempo para cuatro shale plays en Estados Unidos.



Fuente: Chesapeake-2010 Institutional Investor and Analyst Meeting, 13/10/2010.

Debido a estas propiedades particulares, la recuperación final del gas in place alrededor de un pozo de shale en particular puede ser del orden del 28 al 40 por ciento (mientras que la recuperación en un pozo convencional puede ser hasta de 60 – 80 por ciento). Por lo tanto, el desarrollo de shale plays difiere significativamente del desarrollo de los recursos convencionales como ya se ha mencionado en los capítulos anteriores.

La producción rentable de gas natural de un yacimiento no convencional de shale gas es alcanzada por una combinación de perforación horizontal y estimulación del yacimiento por medio del fracturamiento por etapas. Idealmente, cada etapa de este tratamiento de fracturas será exitoso, pero la experiencia en diferentes campos ha demostrado que no todas las etapas son estimuladas por igual. Las regiones de SRV (Volumen estimulado del yacimiento) entre cada etapa, pueden

ser diferentes en tamaño, forma, confinadas a lo largo de un plano o dispersadas ampliamente en el yacimiento.

También se ha observado que la presión de fracturamiento (gradiente de fractura) puede variar entre cada etapa, algunas veces hasta un punto en donde la presión de bombeo no puede alcanzar la presión de fractura requerida para propagar la fractura. Estas variaciones en el resultado del fracturamiento hidráulico son causadas por las heterogeneidades en las propiedades mecánicas y de deformación de la roca, la presencia de fracturas naturales, y/o las variaciones de los esfuerzos in situ en el yacimiento.

El completamiento de los pozos también tiene un rol importante, pues cada shale requiere su propio completamiento específico, que depende de las propiedades de la roca. De igual forma, la selección correcta de la orientación del pozo, equipo de estimulación, tamaño de fractura, y los fluidos de fracturamiento pueden afectar el desempeño de un pozo.

La tasa de producción inicial de un pozo en particular depende en gran medida de la calidad de la fractura y del completamiento de este; por ejemplo, ésta se puede incrementar, incrementando el número de etapas de fracturamiento así como el número de perforaciones por etapa. Se puede también mejorar la calidad de la fractura a medida que se desarrollan las propiedades del fluido.

2. GENERALIDADES DE LAS PRUEBAS DE PRESIÓN EN POZOS DE GAS

El término prueba de presión “transitoria” se refiere a una prueba en la cual se genera y se mide el cambio de la presión en un pozo como función del tiempo. A partir de esta respuesta de presión calculada se pueden determinar importantes propiedades de la formación que puede ser de gran potencial en la optimización de un plan de completamiento individual o depleción para el yacimiento. Las pruebas de presión transitorias pueden estar agrupadas en dos categorías generales: de un solo pozo y de múltiples pozos.

Las pruebas de un solo pozo miden el ascenso de la presión “buildup”, el descenso de la presión “drawdown”, “falloff”, así como la inyectividad. En estas pruebas, se utiliza la respuesta de la presión medida para determinar propiedades promedio en una parte o en la totalidad del área de drenaje del pozo en cuestión.

Las pruebas de pozos múltiples, incluyen pruebas de interferencia y de pulsos, y son usadas para estimar propiedades en una región central a lo largo de una línea que conecta pares de pozos. En este caso, el objetivo es producir desde (o inyectar en) un pozo, llamado el pozo activo, y observar la respuesta de la presión en un o más pozos vecinos, o pozos de observación.

El presente proyecto estará enfocado a pruebas de presión de un solo pozo, más específicamente a pruebas de ascenso de presión o “buildup” test.

2.1 TIPOS DE PRUEBAS DE PRESIÓN

2.1.1 Análisis de pruebas de flujo o drawdown

Esta prueba es conducida por un pozo en producción a una tasa o tasas conocidas mientras se hace la medición de los cambios de la presión en fondo de pozo (BHP) como función del tiempo. Este tipo de pruebas son diseñadas principalmente para cuantificar las características de flujo del yacimiento, incluyendo la permeabilidad y el factor de daño. Además, cuando la presión es afectada por los límites de yacimiento se pueden estimar también el volumen de aceite en el área de drenaje de dicho pozo; es por esto que también son llamados prueba de límites de yacimiento.

Estas pruebas pueden ser de caudal constante; sin embargo esta condición es muy difícil lograrla, por lo cual también se desarrolló una metodología para analizar dichas pruebas con variaciones discretas en el caudal.

La relación entre la presión de fondo fluyendo (BHFP, Bottomhole flowing pressure), P_{wf} , y la formación y las características de un pozo produciendo un líquido ligeramente compresible a una tasa constante es:

$$P_{wf} = P_i - \frac{162,6q\mu\beta}{kh} \left[\log \frac{kt}{\phi\mu c_t r_w^2} - 3,23 + 0,869 * S \right] \dots\dots\dots[15]$$

Donde el factor del daño, s, es usado para cuantificar ya sea el daño o la estimulación de la formación.

La ecuación 15 describe la variación de la presión en el pozo con el tiempo cuando un pozo es producido a un caudal constante. La producción en una tasa constante puede ser considerada una prueba de descenso de presión “drawdown” o prueba de flujo. Comparando la ecuación 15 con la ecuación de una línea recta, $y = mx + b$, se deriva una técnica de análisis en la cual los siguientes términos son análogos:

$$y \sim P_{wf}$$

$$x \sim \log t$$

$$m \sim \frac{162,6q\mu\beta}{kh}$$

$$b \sim P_i - \frac{162,6q\mu\beta}{kh} \left[\log \frac{kt}{\phi\mu c_t r_w^2} - 3,23 + 0,869 * S \right] \dots\dots\dots[16]$$

Estas analogías indican que una gráfica de P_{wf} vs $\log t$ exhibirá una línea recta donde la pendiente, m, nos permite estimar k y s. La Figura 18 es un ejemplo de gráfica semilog donde los datos fueron obtenidos de una prueba de flujo a tasa constante. La pendiente de la línea, m, es la diferencia entre dos presiones, $P_{wf,1}$ y $P_{wf,2}$, apartadas un ciclo logarítmico.

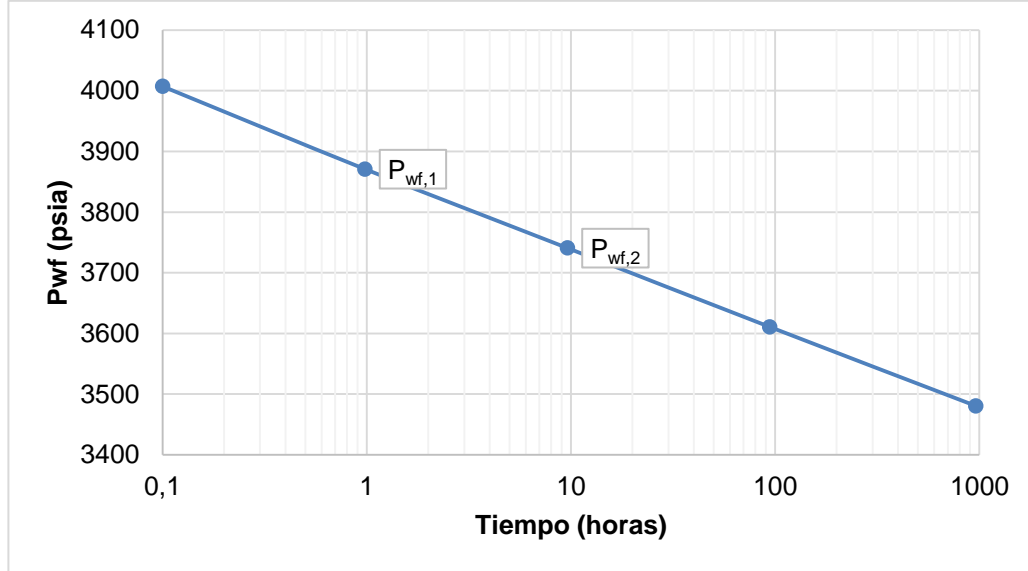
Para flujos de una sola fase, la permeabilidad de la formación en el área de drenaje del pozo es determinada así:

$$k = \frac{162,6q\mu\beta}{mh} \dots\dots\dots[17]$$

Donde se utiliza el valor absoluto de m. Combinando las ecuaciones 17 y 15, estableciendo el tiempo de flujo, t, igual a 1 hora, y usando el símbolo P_{1hr} para la presión de fondo fluyendo o BHFP (Bottom Hole Flowing Pressure) a este tiempo, resulta en:

$$S = 1,151 \left[\left(\frac{P_i - P_{wf}}{m} \right) - \log \frac{kt}{\phi\mu c_t r_w^2} + 3,23 \right] \dots\dots\dots[18]$$

Figura 18. Curvas de declinación a lo largo del tiempo para cuatro shale plays en Estados Unidos.



2.1.2 Análisis de pruebas de ascenso de presión

Esta prueba es conducida por un pozo produciendo a una tasa constante por algún tiempo, a continuación se cierra el pozo (normalmente en la superficie), permitiendo que la presión ascienda en el pozo, y registrando la presión (normalmente en el fondo) del pozo como función del tiempo. De estos datos, es posible estimar la permeabilidad de la formación y la presión actual del área de drenaje, y caracterizar el daño o estimulación y las heterogeneidades o límites del yacimiento.

De igual manera, en la mayoría de los casos es difícil lograr una tasa constante en la producción de un pozo, por lo cual se desarrollaron diferentes metodologías para el análisis de estas pruebas teniendo en cuenta un caudal variable antes del cierre del pozo.

Una ecuación que modela una prueba de ascenso de presión puede ser desarrollada con el uso de la superposición en el tiempo. En términos de la solución por línea recta dada por la ecuación 19, la presión de fondo (BHP) para la historia de tasas mostrada en la Figura 19 es

$$P_{ws} = P_i - \frac{162,6q\mu\beta}{kh} \left\{ \log \left[\frac{k(t_p + \Delta t)}{\phi\mu c_t r_w^2} \right] - 3,23 + 0,869 * S \right\} - \frac{162,6(-q)\mu\beta}{kh} \left\{ \log \left[\frac{k\Delta t}{\phi\mu c_t r_w^2} \right] - 3,23 + 0,869 * S \right\} \dots\dots\dots [19]$$

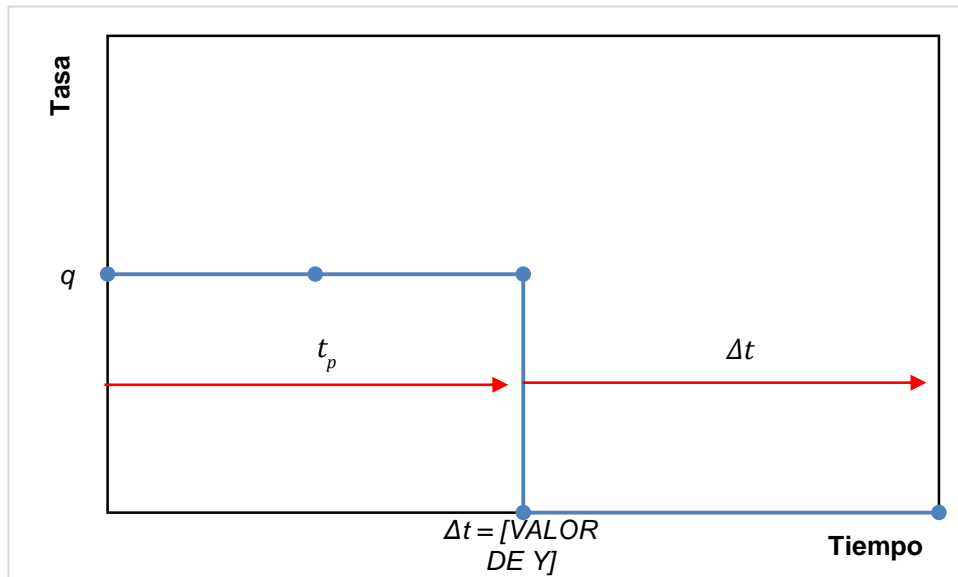
Donde

P_{ws} = presión de cierre en el fondo,

t_p = duración del período de producción a tasa constante antes del cierre, y

Δt = duración del período de cierre.

Figura 19. Modelamiento de una prueba de ascenso de presión en términos de tasa de producción variable



Si se combinan términos y se simplifica, eq. 19 puede ser reescrita como

$$P_{ws} = P_i - \frac{162,6q\mu\beta}{kh} \left\{ \log \left[\frac{(t_p + \Delta t)}{\Delta t} \right] \right\} \dots\dots\dots [20]$$

Comparando eq. [20] a la de una línea recta, $y = mx + b$, se obtiene

$$y \sim P_{ws} \quad b \sim P_i$$

$$m \sim \frac{162,6q\mu\beta}{kh}$$

$$x \sim \log \left[\frac{(t_p + \Delta t)}{\Delta t} \right]$$

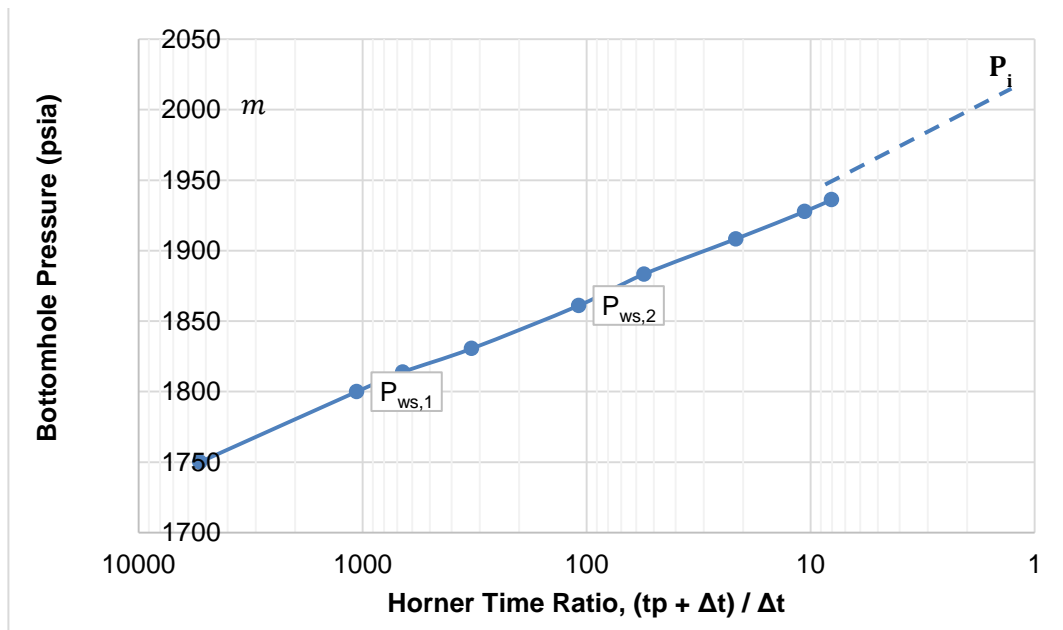
Esto sugiere que una gráfica de presión de cierre de fondo, P_{ws} , de una prueba de ascenso de presión como una función del log de la función de la razón del tiempo de Horner, $(t_p + \Delta t)/\Delta t$, exhibirá una línea recta con pendiente m . La pendiente es la diferencia entre dos valores de presiones $P_{ws,1}$ y $P_{ws,2}$ apartados un ciclo logarítmico.

Para calcular la permeabilidad, se usa el valor absoluto de la pendiente:

$$k = \frac{162,6q\mu\beta}{mh} \dots\dots\dots [21]$$

De la gráfica semilog, la presión original del yacimiento, P_i , es estimada por la extrapolación de la línea recta al tiempo de cierre infinito donde $(t_p + \Delta t)/\Delta t = 1$. La Figura 20 ilustra el cálculo de la pendiente y de la presión inicial del yacimiento.

Figura 20. Técnica de análisis gráfico para una prueba de ascenso de presión.



También es posible resolver para el factor de daño, S , de una prueba de ascenso de presión. En el instante en el que el pozo es cerrado, la BHFP es

$$P_{wf} = P_i - \frac{162,6q\mu\beta}{kh} \left[\log \frac{kt_p}{\phi\mu c_t r_w^2} - 3,23 + 0,869 * S \right] \dots\dots\dots [22]$$

Combinando las ecuaciones 20, 21 y 22, se puede derivar una expresión para el factor de daño:

$$S = 1,151 \left[\left(\frac{P_{ws} - P_{wf}}{m} \right) - \log \frac{k\Delta t}{\phi\mu c_t r_w^2} + 3,23 + \log \left[\frac{(t_p + \Delta t)}{\Delta t} \right] \right] \dots\dots\dots [23]$$

Donde m = pendiente de la línea recta semilog. Ajustando $\Delta t = 1$ hora, se introduce el término P_{1hr} por P_{ws} a $\Delta t = 1$ hora en la línea recta semilog, y se desprecia el término $\log [(t_p + \Delta t)/\Delta t]$; resultando en:

$$S = 1,151 \left[\left(\frac{P_{1hr} - P_{wf}}{m} \right) - \log \frac{k}{\phi\mu c_t r_w^2} + 3,23 \right] \dots\dots\dots [24]$$

Donde P_{wf} =BFHP en el instante del cierre. En resumen, usando la información obtenida de una gráfica de P_{ws} vs $\log [(t_p + \Delta t)/ t_p]$, se puede estimar k, P_i , y S.

2.2 COMPLICACIONES EN PRUEBAS REALES

Las técnicas del análisis presentadas en la sección anterior fueron derivadas asumiendo un modelo de yacimiento homogéneo y por lo tanto representan condiciones ideales. En la realidad los yacimientos no son homogéneos, y la respuesta real de la presión durante una prueba de flujo o de ascenso se desvía del comportamiento ideal. Estas desviaciones son usualmente causadas por las condiciones en el pozo y el radio de drenaje del yacimiento, los cuales no son considerados en el modelo simplificado.

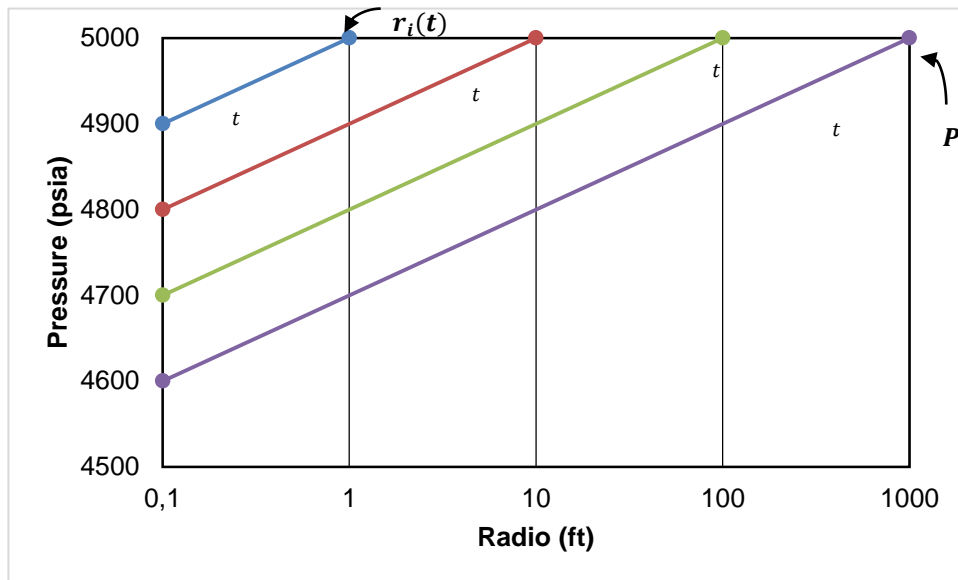
2.3. CONCEPTO DE RADIO DE INVESTIGACIÓN

La presión es una función del radio para un flujo a tasa constante a varios tiempos desde el principio del flujo como lo muestra la Figura 21. La presión en el pozo continúa decreciendo a medida que el tiempo de flujo incrementa. Simultáneamente, el área desde donde el fluido es drenado incrementa, y la presión transitoria se mueve más hacia el yacimiento. El radio de investigación, definido como el punto en la formación más allá del cual el descenso de la presión es despreciable, es una medida de cuán lejos la presión transitoria se ha adentrado en la formación siguiendo cualquier cambio en la tasa del pozo y físicamente representa la profundidad a la cual las propiedades de la formación están siendo investigadas a cualquier tiempo de la prueba. La posición

aproximada del radio de investigación a cualquier tiempo es estimado con la relación:

$$r_i = \sqrt{\frac{kt}{948\phi\mu c_t}} \dots\dots\dots [25]$$

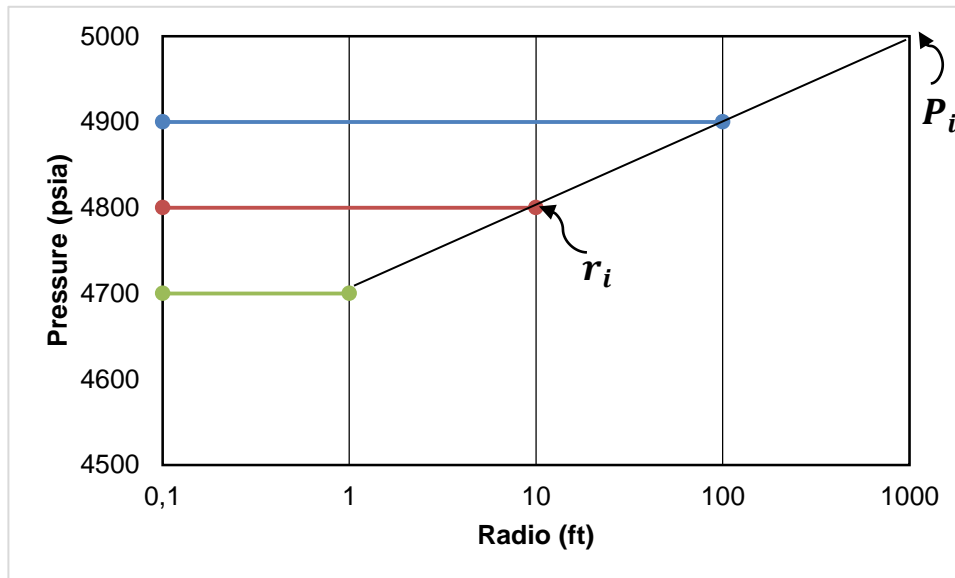
Figura 21. Radio de investigación como función de tiempo de flujo durante una prueba de descenso de presión.



Similarmente para una prueba de ascenso de presión, la distribución de presiones a continuación de un cierre sigue los perfiles ilustrados en la Figura 22. El radio al cual la tasa de cambio en la presión se vuelve despreciable para un tiempo particular de cierre, se adentra en el yacimiento con el tiempo, el radio alcanzado por esta presión está dado por la presión:

$$r_i = \sqrt{\frac{k\Delta t}{948\phi\mu c_t}} \dots\dots\dots [26]$$

Figura 22 Radio de investigación como función del tiempo de cierre durante una prueba de ascenso de presión.



2.4 REGIONES DE TIEMPO EN LAS GRÁFICAS DE LAS PRUEBAS

En pruebas de flujo o de ascenso de presión reales, difícilmente se evidencia la línea recta que predice la teoría ideal durante el rango total de tiempos de prueba. Las Figura 23 y 24 evidencian la forma de una curva real, en las cuales se puede evidenciar tres regiones del tiempo (tempranos, medianos y tardíos) basados en el concepto de radio de investigación.

- **Tiempos tempranos:** La presión transitoria está cercana al pozo en la región dañada o estimulada. La descarga del pozo o el flujo de fluido almacenado en el pozo también distorsiona los datos de la prueba durante este período.
- **Tiempos medianos:** La presión transitoria se ha movido en una formación no dañada. Durante este período, se evidencia una línea recta, con pendiente relacionada con la permeabilidad efectiva de la fase fluyente. Este período, llamado flujo radial o región de tiempos medianos, es la base de técnicas de análisis de pruebas de presión convencionales.
- **Tiempos tardíos:** La presión transitoria se encuentra con, ya sea en los límites del yacimiento, efectos de interferencia de otros pozos productores, o cambios masivos en las propiedades del yacimiento. La curva del flujo se desvía de la línea recta establecida durante la región de tiempos tardíos.

Figura 23. Forma característica de la curva exhibida durante una prueba de flujo.

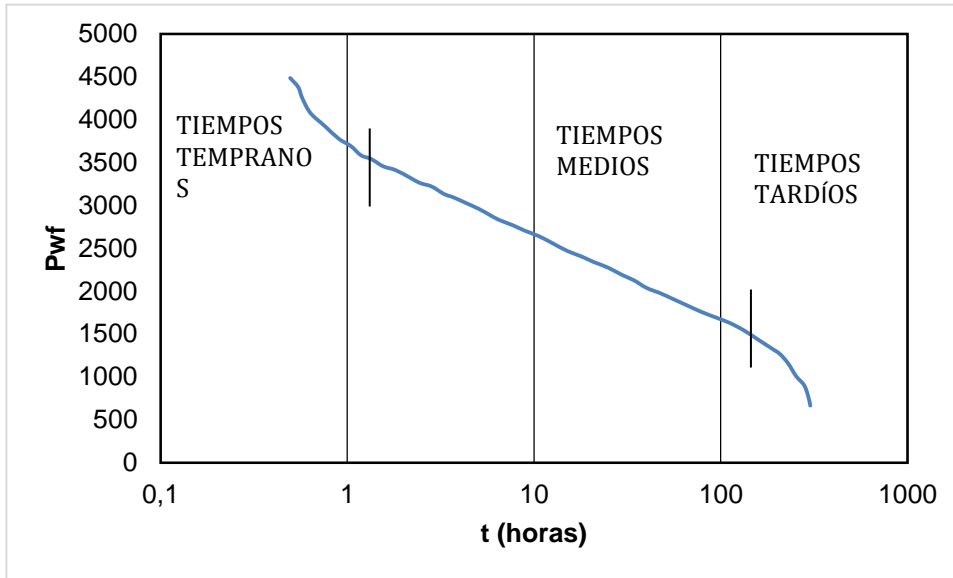
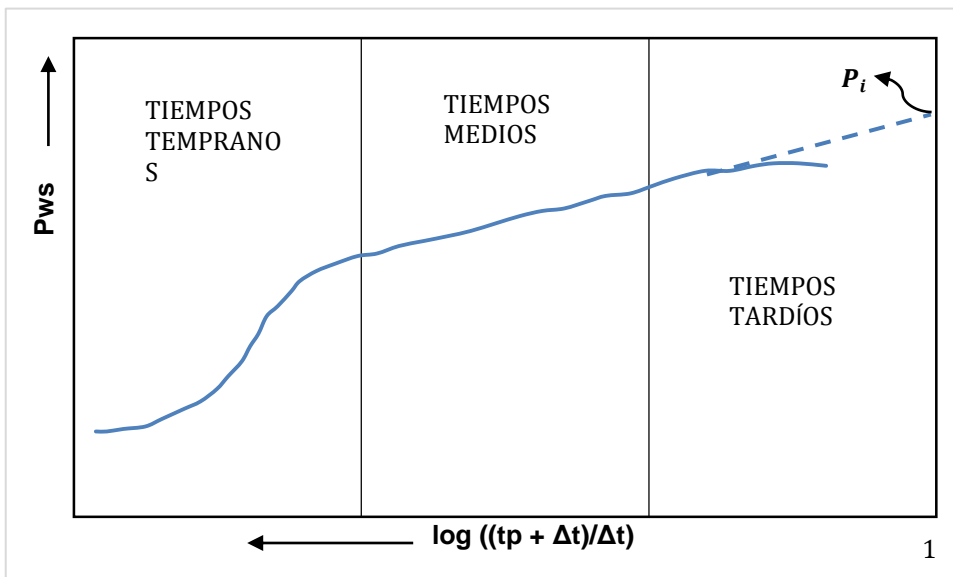


Figura 24. Forma característica de la curva exhibida durante una prueba de ascenso de presión



2.5 EFECTOS DEL ALMACENAMIENTO EN EL POZO

En la mayoría de los casos, la longitud de la región de tiempos tempranos está determinada por la duración de la distorsión de los datos de la prueba debido al almacenamiento en el pozo.

En pruebas de flujo, el fenómeno del almacenamiento es llamado descarga del pozo, el cual ocurre porque el fluido de producción inicial calculado en la superficie se origina de fluidos almacenados en el pozo en vez de provenir de la formación en sí. Solo después de un tiempo prolongado, la tasa en el fondo del pozo se iguala aproximadamente a la tasa de superficie, es acá donde se satisfacen las ecuaciones de flujo y las gráficas establecidas.

El almacenamiento también afecta la respuesta temprana de la presión en pruebas de ascenso de presión. Después del cierre en superficie, el fluido continúa fluyendo desde el yacimiento en el pozo, comprimiendo gas y líquido ya existente en el pozo y almacenando más fluido; esto es denominado flujo-posterior. La línea recta predicha por la teoría ideal para una gráfica de Horner no aparece hasta que la tasa del flujo-posterior disminuya a menos de 1% de la tasa antes del cierre.

Siguiendo un balance de masa en el pozo, se define un coeficiente de almacenamiento, C, como

$$C = \frac{\Delta V}{\Delta p} \dots\dots\dots [27]$$

Donde

ΔV = cambio en el volumen de fluido en el pozo a condiciones de pozo, bbl

Δp = cambio en BHP, psi

La forma de C depende en las fases de fluido en el pozo. Para un pozo con una interface líquido/gas que está ascendiendo o cayendo,

$$C = \frac{25,64A_{wb}}{\rho_{wb}} \dots\dots\dots [28]$$

Donde A_{wb} = área del pozo. Si el pozo contienen solo una fase de fluido (ya sea líquido o gas), entonces

$$C = V_{wb}C_{wb} \dots\dots\dots [29]$$

Donde

V_{wb} = volumen del pozo

C_{wb} = compresibilidad del fluido evaluada a condiciones de pozo.

2.5.1 Análisis de estimulación y daño

Muchos pozos tienen una zona de permeabilidad reducida cerca del pozo resultado de las operaciones de producción y completamiento, o zonas que han sido estimuladas por acidificación o fracturamiento hidráulico. Una técnica común para incorporar estos efectos o las condiciones cercanas al pozo que han sido alteradas es el factor del daño.

Una técnica de modelamiento para el daño, considera a la formación como un yacimiento de dos regiones, en el cual la región dañada o estimulada es considerada equivalente a una región alterada de permeabilidad uniforme, k_s , extendida un radio, r_s ; afuera de esta zona, la formación tiene una permeabilidad, k , inafectada por la perforación o el completamiento. Con este modelo, el factor de daño para cuantificar ya sea el daño o la estimulación de la formación en términos de las propiedades de la zona alterada es

$$s = \left(\frac{k}{k_s} - 1 \right) \ln \frac{r_s}{r_w} \dots\dots\dots [30]$$

Un factor S positivo indica daño o una reducción de la permeabilidad, y uno negativo indica un mejoramiento en la permeabilidad por acidificación o fracturamiento hidráulico. El factor de daño en la formación que no se encuentra dañada o estimulada es cero.

El radio efectivo del pozo también puede ser calculado en términos de factor de daño

$$r_{wa} = r_w e^{-s} \dots\dots\dots [31]$$

Cabe notar que, para factores de daño positivos (zonas dañadas), el radio efectivo del pozo modela un pozo sin daño pero con un radio más pequeño y una caída de presión más grande en el pozo. A su vez, para pozos estimulados, el radio efectivo del pozo modela un pozo sin estimular pero con un radio de pozo bastante grande.

Se puede cuantificar también el factor de daño en términos de la caída de presión adicional asociada a la zona dañada, o

$$\Delta P_s = \frac{141,2q\mu\beta}{kh} s \dots\dots\dots [32]$$

2.6 CONCEPTOS BASE DE PRUEBAS DE PRESIÓN TRANSITORIA EN POZOS DE GAS

Las técnicas de análisis mencionadas anteriormente son válidas para líquidos ligeramente compresibles con propiedades relativamente constantes. Sin embargo, para flujo de gases compresibles en donde las propiedades son función de la presión, la Eq. 2.1 no es lo suficientemente exacta para el análisis de pruebas de presión en pozos de gas. En este caso, es debido hacer algunas modificaciones de la ecuación introduciendo transformaciones en las variables de presión y tiempo que tienen en cuenta la variación de las propiedades del gas con la presión.

Las ecuaciones que resumen el análisis de pruebas de presión en pozos de gas en estado inestable se encuentran a continuación:

$$P_{a,i} - P_{a,wf} = \frac{162,6q_g \bar{\mu}_g \bar{\beta}_g}{kh} \left[\log \left(\frac{kt}{\phi \bar{\mu}_g c_t r_w^2} \right) - 3.23 + 0.869 \cdot S' \right] \dots\dots\dots [33]$$

Donde el subíndice (a) hace referencia a las variables normalizadas ajustadas como se muestra a continuación:

$$P_a = \frac{1}{2} \left(\frac{\bar{\mu}_g \bar{z}}{\bar{P}} \right) P_p = \frac{\bar{\mu}_g \bar{z}}{\bar{P}} \int_0^P \frac{P}{\mu_g z} dp \dots\dots\dots [34]$$

Donde S' = factor de daño total que incluye el resultado de daño real o estimulación de la formación, s, y un efecto no-Darcy.

Las propiedades del gas son evaluadas a la presión estática de área de drenaje \bar{P} , sin embargo, esta puede no estar disponible al inicio del análisis, por lo cual es posible usar P* (la presión en la línea recta de la gráfica semilog extrapolada a una razón de tiempo de Horner igual a uno) como una estimación de \bar{P} , ya que la elección de una presión de referencia es completamente arbitraria.

En relación a pruebas de flujo, la presión ajustada P_a puede ser reemplazada por la presión normal, por lo tanto, el análisis con una tasa de producción de gas constante está basada en la solución

$$P_i - P_{wf} = \frac{162,6q_g \bar{\mu}_g \bar{\beta}_g}{kh} \left[\log \left(\frac{kt}{\phi \bar{\mu}_g c_t r_w^2} \right) - 3.23 + 0.869 \cdot S' \right] \dots\dots\dots [35]$$

Donde igualmente el FVF promedio del gas y su viscosidad son evaluadas a una presión promedio en el área de drenaje del pozo.

La Tabla 4 a continuación presenta un resumen de las diferentes ecuaciones utilizadas en estos análisis.

Tabla 4. Resumen de ecuaciones usadas en análisis de pruebas de presión convencionales.

ECUACIONES USADAS EN EL ANÁLISIS DE PRUEBAS DE PRESIÓN TRANSITORIA EN POZOS DE GAS		
	ACEITE	GAS
PRUEBA DE DESCENSO DE PRESIÓN		
Variables de la gráfica semilog	P_{wf} vs. t	$P_{a,wf}$ vs. t
Permeabilidad utilizando m de la línea recta de la gráf. semilog	$k = \frac{162,6q_o\mu_o\beta_o}{mh}$	$k = \frac{162,6q_g\bar{\mu}_g\bar{\beta}_g}{mh}$
Cálculo de factor de daño	$S = 1,151 \left[\left(\frac{P_i - P_{1hr}}{m} \right) - \log \frac{kt}{\phi\mu_o c_t r_w^2} + 3,23 \right]$	$S = 1,151 \left[\left(\frac{P_{a,i} - P_{a,1hr}}{m} \right) - \log \frac{kt}{\phi\bar{\mu}_g \bar{c}_t r_w^2} + 3,23 \right]$
PRUEBA DE ASCENSO DE PRESIÓN		
Variables de la gráfica semilog	P_{ws} vs $(t_p + \Delta t)/\Delta t$	$P_{a,ws}$ vs $(t_p + \Delta t_a)/\Delta t_a$
Permeabilidad utilizando m de la línea recta de la gráf. semilog	$k = \frac{162,6q_o\mu_o\beta_o}{mh}$	$k = \frac{162,6q_g\bar{\mu}_g\bar{\beta}_g}{mh}$
Cálculo de factor de daño	$S = 1,151 \left[\left(\frac{P_{1hr} - P_{wf}}{m} \right) - \log \frac{kt}{\phi\mu_o c_t r_w^2} + 3,23 \right]$	$S = 1,151 \left[\left(\frac{P_{a,1hr} - P_{a,wf}}{m} \right) - \log \frac{kt}{\phi\bar{\mu}_g \bar{c}_t r_w^2} + 3,23 \right]$

3. PTA (PRESSURE TRANSIENT ANALYSIS) EN YACIMIENTOS DE SHALE GAS

Las pruebas de presión en yacimientos ya sean de gas o petróleo son generadas principalmente para la determinación de propiedades de yacimiento, presiones promedio y determinación de daño para posteriores operaciones de estimulación. Las primeras pruebas de presión en yacimientos de gas fueron hechas en yacimientos altamente permeables y porosos (*Schellherdt & Rawlins*). Posteriormente, hacia el año 1960, estos estudios fueron llevados a yacimientos con permeabilidades más bajas donde era más común encontrar grandes reservas de gas.

Las pruebas de presión en estos yacimientos pueden ser aplicadas antes o después de la etapa productiva ya sea para evaluar la posibilidad de estimulación (Fracturamiento hidráulico) o para determinar el estado del yacimiento después de la estimulación. De esta manera, la obtención de datos confiables depende en la rigurosa toma de datos de pozos estables y del conocimiento previo del tipo de yacimiento que se encuentra en explotación por medio de muestras de corazonamiento y análisis geológico, pues el principal objetivo de una prueba de presión es aplicar un modelo analítico que se ajuste a los datos obtenidos para su posterior análisis y toma de decisiones.

Los yacimientos de shale gas normalmente tienen 3 principales características que representan 3 factores de riesgo para el análisis de pruebas de presión:

- Red de Fracturas naturales
- Perforación Horizontal
- Fracturamiento hidráulico Multietapa

Estos factores modifican la estructura petrofísica natural de los yacimientos y a su vez ésta estructura natural es diferente de la de yacimientos convencionales que son perforados verticalmente.

3.1 PRESENCIA DE RED DE FRACTURAS NATURALES

Antes de ser perturbados mediante la perforación, los yacimientos de shale gas son generalmente naturalmente fracturados, lo que significa que presentan dos tipos de porosidad y permeabilidad. Por un lado, la matriz está representada por una porosidad ϕ_m y permeabilidad, k_m . Por otro lado, las fracturas presentan permeabilidad, k_f y porosidad, ϕ_f . A lo largo de los años, distintos autores han estudiado el flujo interporoso en este tipo de yacimientos. Debido a su naturaleza, la geometría y distribución de fracturas en estos yacimientos es comúnmente

desconocida, por lo que los modelos analíticos más conocidos (Warren and Root, 1963) describen su geometría como un bloque homogéneo e isotrópico interceptado por fracturas ortogonales tanto para flujos en estado transitorio, estable y pseudo-estable.

La capacidad de almacenamiento tanto de la red de fracturas como de la matriz ($S_x = \phi_x * k_x * c_x$) determinará el comportamiento de flujo en el yacimiento, que generalmente se da desde la matriz a través de las fracturas hasta la cara de pozo:

- Si las permeabilidades de ambas zonas son iguales, el yacimiento se comportará como homogéneo sin fractura.
- Si la matriz no tiene permeabilidad y las fracturas están homogéneamente distribuidas, el yacimiento se comportará como un yacimiento homogéneo.

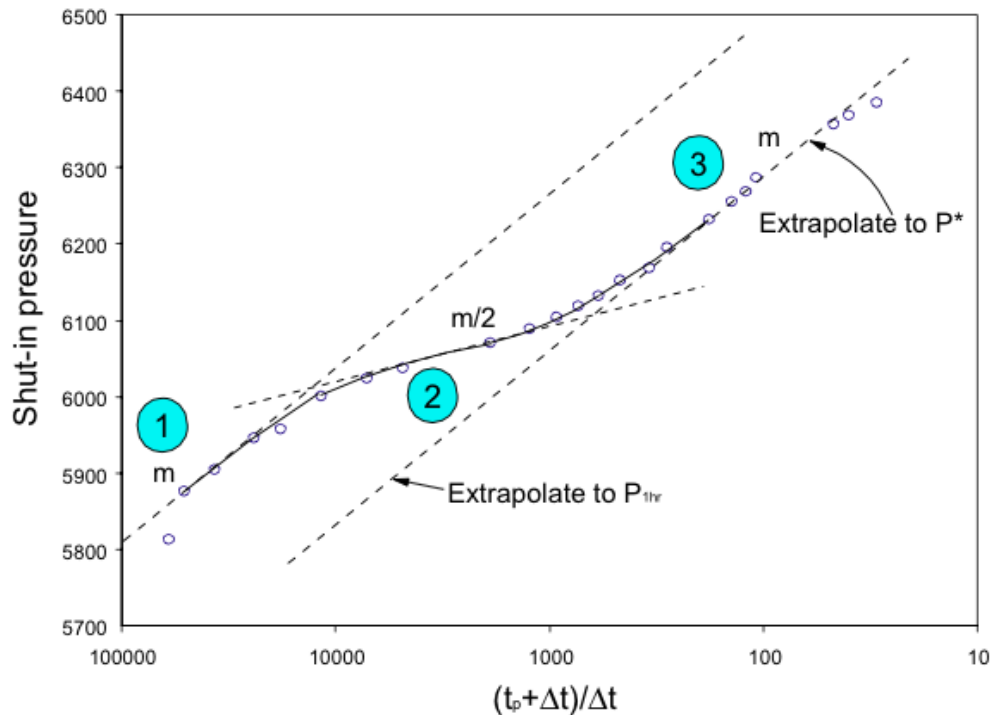
De esta manera, las únicas 3 condiciones que deben estar presentes para considerar un yacimiento de shale gas como naturalmente fracturado son:

1. La porosidad de la matriz es mayor que la porosidad de la fractura.
2. La permeabilidad de la matriz no es cero, pero su permeabilidad es mucho más pequeña que la permeabilidad de la fractura.
3. El pozo intercepta la fractura.³

En el análisis de pruebas de presión en yacimientos naturalmente fracturados es común encontrar un comportamiento de con dos líneas paralelas en una gráfica de presión de cierre vs $\text{Log}(t_p + dt)/dt$. (Warren & Root). De esta primera línea es posible calcular la conductividad de las fracturas naturales y el factor de daño por métodos convencionales como el de Horner. Mediante la extrapolación de la segunda línea es posible la determinación de presión promedio igualmente mediante técnicas convencionales. (Ver Figura 25). Por otro lado, la distancia vertical entre las dos líneas presentes, es útil para determinar la capacidad de almacenamiento de las fracturas, definida como $\phi_x * C_t$.

³ESCOBAR Freddy Humberto. "Análisis Moderno de Presiones de pozos". Neiva, Huila, Colombia. 2003. Capítulo 7. Yyacimientos Naturalmente Fracturados. Página 265.

Figura 25. Gráfica de presión de cierre vs Log $(t_p + dt)/dt$ para yacimientos naturalmente fracturados



Fuente: LEE Sang Kun, Kim Hong Tae. "Pressure-Transient Characteristics of Hydraulically Fractured Horizontal Wells in Shale-Gas Reservoirs With Natural- and Rejuvenated-Fracture Networks". Journal of Canadian Petroleum. Engineering. July 2015. Society Of Petroleum Engineers. SPE. Página 24, figura 2.3.

3.1.1 Propiedades físicas de las rocas fracturadas

El estudio de las propiedades físicas de las rocas y fluidos tales como la permeabilidad, y porosidad es de gran importancia en el modelamiento de yacimientos naturalmente fracturados, ya que estas se tienen en cuenta como propiedades de fractura o del sistema matriz-fractura.

En este capítulo se describirán las propiedades en cuestión con referencia a la fractura, ya que las referentes a la matriz representan propiedades comunes de un yacimiento convencional.

De igual manera se discuten temas como la compresibilidad de sistema matriz-fractura y el fluido saturando el sistema, ya que estos están involucrados en la capacidad de almacenamiento del flujo transitorio.

3.1.1.1 Porosidad

Los yacimientos de rocas fracturadas están compuestas de dos sistemas porosos; uno intergranular forado por espacios vacíos entre los granos de la roca, y el segundo formado por espacios vacíos en las fracturas y las cavidades.

El primer tipo es llamado porosidad primaria y es típica de las arenas o las calizas. El segundo tipo es llamado *porosidad secundaria* o, cuando se refiere solo a las cavidades y fracturas, *porosidad de fractura o vugular*.

La porosidad secundaria es encontrada generalmente en rocas compactas y frágiles de porosidad intergranular relativamente baja, tales como las calizas compactas, las arcillas, las arenas arcillosas, limolitas, esquistos, etc. La porosidad secundaria es causada normalmente por el fracturamiento de la roca, junto con la disolución del agua circundante.

Frecuentemente la porosidad secundaria es reducida con el tiempo ya que es parcialmente llenada con minerales más jóvenes que aquellos que conforman la matriz. Estos minerales son el resultado de la disolución y la precipitación.

Definición de doble porosidad:

En un yacimiento fracturado la porosidad total (ϕ_t) es el resultado de la adición de la porosidad primaria y la secundaria.

$$\phi_t = \phi_1 + \phi_2 \dots\dots\dots[36]$$

Esta porosidad total es equivalente a la definición estática de almacenamiento de la roca o espacio vacío total.

Se encontró gracias a numerosas pruebas de laboratorio en varios tipos de roca, que la porosidad de fractura es considerablemente menor que la porosidad de la matriz. Las dos porosidades son expresadas por definiciones convencionales, y están relacionadas con el volumen total de la roca (matriz + fracturas)

$$\left. \begin{aligned} \phi_1 &= \frac{\text{espacio vacío en la matriz}}{\text{volumen total de la roca}} \\ \phi_2 &= \frac{\text{espacio vacío de la fractura}}{\text{volumen total de la roca}} \end{aligned} \right\} \dots\dots\dots[37]$$

Sin embargo, se debe tener en cuenta que para la correlación de ϕ_m , la porosidad de la matriz se relaciona únicamente con el volumen total de la matriz, así:

$$\phi_m = \frac{\text{volumen vacío de la matriz}}{\text{volumen total de la matriz}}$$

Mientras que la porosidad de fractura,

$$\phi_2 \approx \phi_f \dots \dots \dots [38]$$

En este caso, la porosidad primaria, como función de la porosidad de la matriz, es expresada por,

$$\phi_1 = (1 - \phi_2)\phi_m \dots \dots \dots [39]$$

3.1.1.2 Permeabilidad

Los conceptos básicos sobre permeabilidad establecidos para yacimientos convencionales se mantienen válidos en el caso de un yacimiento fracturado. Pero en presencia de dos sistemas (matriz y fractura), la permeabilidad puede ser redefinida como permeabilidad de la matriz, permeabilidad de la fractura y permeabilidad del sistema (fractura-matriz).

Permeabilidad intrínseca de la fractura, k_{ff}

La permeabilidad intrínseca de la fractura está asociada con la conductividad calculada durante el flujo de un fluido a través de una sola fractura o a través de una red de fracturas, independientemente de la roca circundante (matriz). En este caso el flujo de la sección transversal está representada solamente por los espacios vacíos de la fractura (excluyendo el área de la matriz circundante). En un caso simplificado de un bloque, donde la fractura es paralela a la dirección de flujo, la tasa de flujo a través de la fractura está dada por,

$$q_f = a * b * \frac{b^2}{12\mu} * \frac{\Delta P}{\Delta l} = a \frac{b^3}{12\mu} * \frac{\Delta P}{l} \dots \dots \dots [40]$$

Si la fracción forma un ángulo con la dirección de flujo, la sección transversal (a*b) quedaría intacta, pero la fractura estaría proyectada en la dirección de flujo:

$$q_f = a * b * \frac{b^2 \cos^2 \alpha}{12\mu} * \frac{\Delta P}{l} \dots \dots \dots [41]$$

Por otro lado, basados en el concepto de Darcy, si se limita e flujo de la sección transversal, $A = a*b$, la tasa es expresada por,

$$q_f = A * \frac{K_{ff}}{\mu} * \frac{\Delta P}{\Delta l} = ab * \frac{K_{ff}}{\mu} * \frac{\Delta P}{l} \dots \dots \dots [42]$$

Dando como resultado la definición de K_{ff} ,

$$K_{ff} = \frac{b^2}{12} \cos \alpha^2 \dots\dots\dots[43]$$

Permeabilidad convencional de la fractura, k_f

La permeabilidad intrínseca de la fractura, pasa por alto el volumen total de la roca asociado a la fractura en cuestión o al grupo de fracturas; por otro lado, en la permeabilidad convencional de la fractura (basada en la definición clásica de Darcy) la fractura y el volumen total de roca asociados forman una unidad hidrodinámica. Esto quiere decir que la sección de flujo transversal no es expresada por $A = ab$, sino por la siguiente expresión

$$A_B = ah \dots\dots\dots[44]$$

Y por lo tanto,

$$q = A_B * \frac{K_f}{\mu} * \frac{\Delta P}{l} = ah * \frac{K_f}{\mu} * \frac{\Delta P}{l} \dots\dots\dots[45]$$

Si comparamos la ecuación 40 y la 45, y la aplicamos a la definición de K_{ff} (43) se obtiene la siguiente expresión:

$$K_f = K_{ff} \frac{ab}{ah} = K_{ff} \frac{b}{h} = \frac{b^3}{12h} \dots\dots\dots[46]$$

Permeabilidad del sistema matriz-fractura

La permeabilidad del sistema matriz-fractura puede ser representada por la simple adición de las permeabilidades de matriz K_m y la fracturas K_f ,

$$K_t = K_m + K_f \dots\dots\dots[47]$$

Es evidente que la permeabilidad total dependerá de la dirección de flujo. Cualquier cambio en la dirección de flujo cambiará el valor de K_f , ya que este depende de la relación entre la fractura y la dirección de flujo.

3.2 PERFORACIÓN HORIZONTAL

El análisis del transiente de presión en pozos horizontales se hace en base a 4 regímenes posibles de flujo que se evidenciarán o serán enmascarados dependiendo de los parámetros de yacimiento y la relación de la geometría del

pozo con ellos.

Los regímenes teóricos que se evidencian ya sea en una prueba de restauración (PBU) o de declinación (PDD) de presión son:

- **Flujo radial a tiempos tempranos**

Este tipo de flujo se presenta durante tiempos cortos si el estrato es de un bajo espesor, así como también si la relación de permeabilidades K_H/K_V es pequeña. El flujo radial se caracteriza por una pendiente de 0 de la derivada en una gráfica Log dP vs Log t.

- **Flujo lineal a tiempos intermedios**

Si existe solo una barrera de no flujo, antes de alcanzar el flujo lineal, se evidenciará un flujo hemisférico. Al alcanzar ambas barreras que limitan al estrato productivo, el flujo lineal será evidenciado con una pendiente de 0.5 de la derivada en una gráfica Log dP vs Log t.

- **Flujo radial a tiempos tardíos**

Posterior a un periodo de flujo considerable lineal, que varía en relación directa a la longitud de pozo y el espesor del estrato, el flujo hacia la cara de pozo se vuelve nuevamente radial. Este solo será observado si las barreras del estrato no aportan flujo ni sostenimiento de presión.

- **Flujo lineal a tiempos tardíos (estado pseudoestable)**

Este flujo se dará sólo cuando las barreras paralelas del yacimiento han sido alcanzadas y está relacionado al radio de investigación.

3.3. FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO MULTI ETAPA

Debido a que la mayoría de explotación de yacimientos de shale requiere de procesos de fracturamiento, el análisis de pruebas de presión, debe tener en cuenta entonces, los regímenes de flujo presentes en las fracturas artificiales así como también la influencia de sus geometrías.

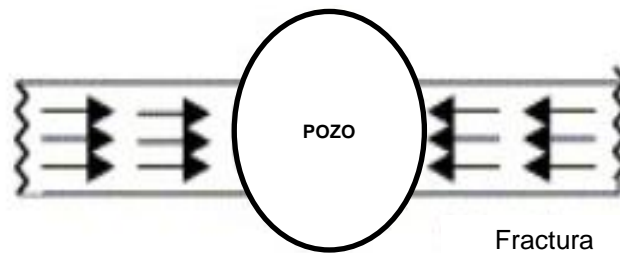
Dependiendo de la geometría de la fractura se pueden encontrar:

3.3.1 Fracturas de flujo uniforme:

Aquellas que aportan una cantidad de fluido por unidad de área provocando una caída de presión dentro de la fractura. Este tipo de fracturas, cuya conductividad es *finita*, puede ser evidenciado por los siguientes regímenes de flujo:

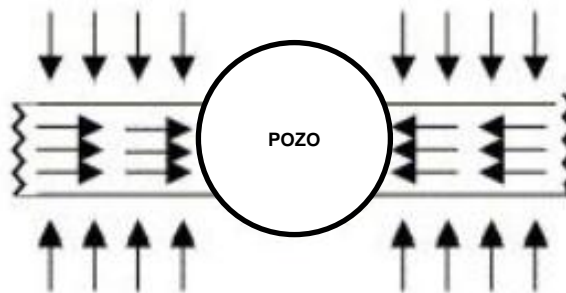
-Flujo lineal. Evidenciado pendiente de $\frac{1}{2}$ en tiempos tempranos, correspondiente al flujo dentro de la fractura. (Generalmente no es evidenciado por el corto tiempo de duración).

Figura 26. Flujo lineal.



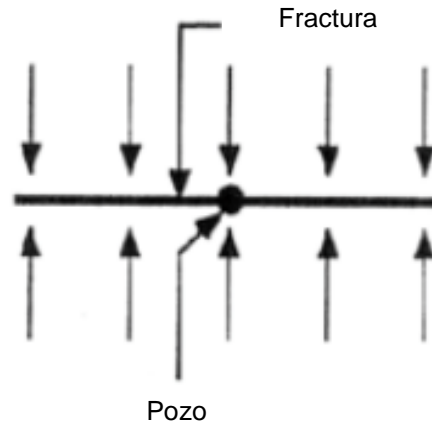
-Flujo bilineal. Evidenciado en una pendiente de $\frac{1}{4}$ en tiempos tempranos, debido a que la caída de presión a lo largo de la fractura contribuye a un flujo lineal en la fractura y a un flujo lineal también desde la formación hasta ella.

Figura 27. Flujo bilineal.



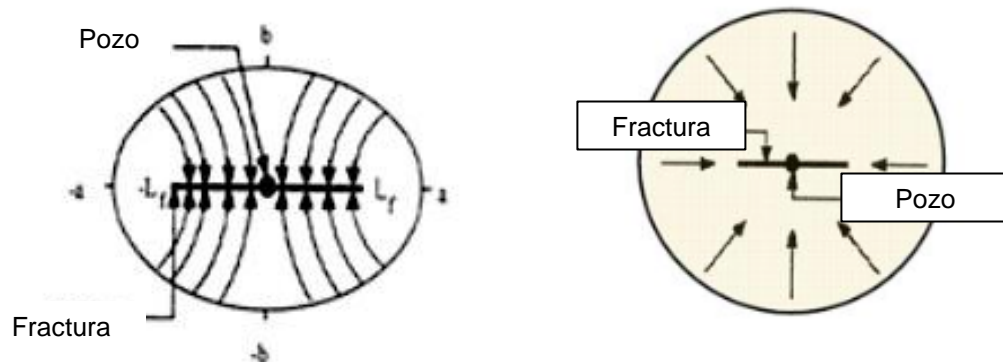
-Flujo lineal en tiempos intermedios. Correspondiente a flujo dentro de la formación (red de fracturas naturales).

Figura 28. Flujo lineal en tiempos intermedios.



-Flujo transicional. El cual ocurre cuando el flujo se desvía de la geometría lineal seguido de un flujo pseudo radial al alcanzar los límites.

Figura 29. Flujo transicional.



3.3.2 Fracturas de conductividad infinita:

Aquellas cuya distribución de presión es uniforme a lo largo de la fractura. Este comportamiento es evidenciado por los siguientes regímenes de flujo:

- Flujo lineal evidenciado por una pendiente de $\frac{1}{2}$ en tiempos tempranos.
- Flujo transicional seguido de un flujo pseudo radial.

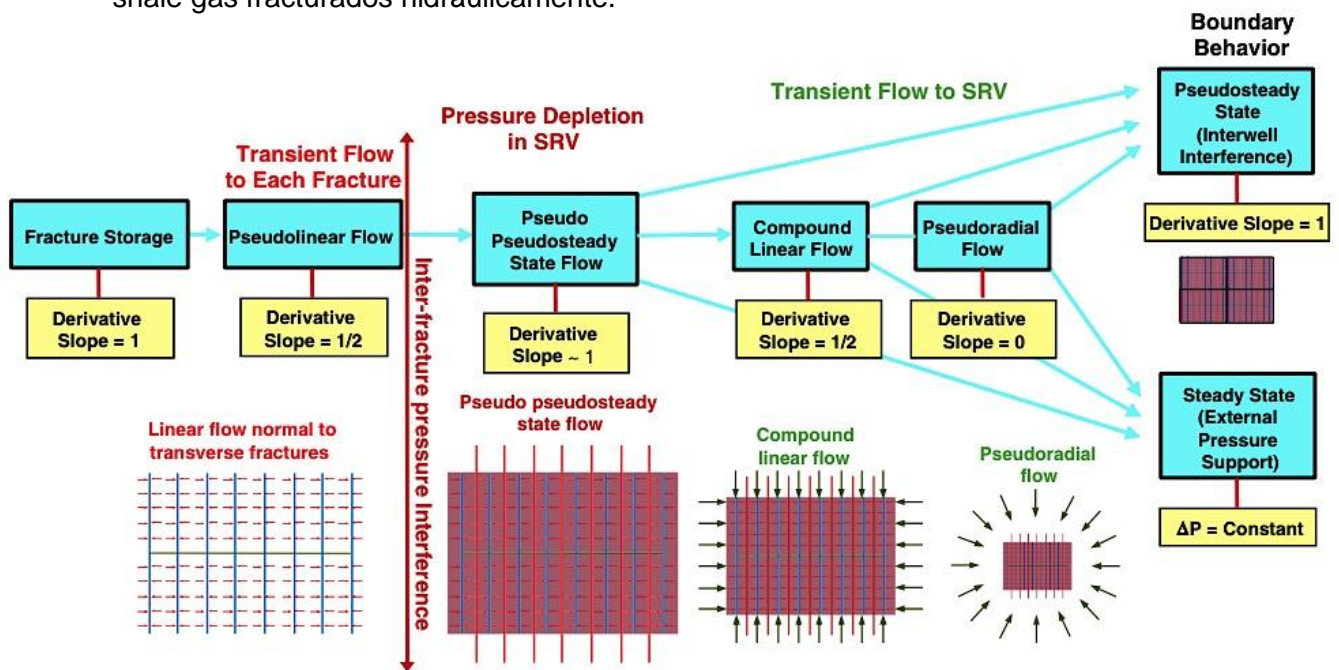
3.4 REGÍMENES DE FLUJO EN SHALES CON PRESENCIA DE FRACTURAS NATURALES FRACTURADOS HIDRÁULICAMENTE

La secuencia de los regímenes de flujo en yacimientos naturalmente fracturados de Shale gas en compañía con multifracturas hidráulicas varía ligeramente de los yacimientos convencionales fracturados hidráulicamente. La presencia o no de un régimen de flujo dependerá de la relación matriz-fracturas naturales y de la geometría y distribución de las fracturas artificiales. La Figura 30 representa un diagrama conceptual de ésta secuencia de regímenes en shale gas.

La principal diferencia en este tipo de yacimientos radica en la ausencia de flujo elíptico o radial en tiempos temprano. En tiempos intermedios, cada fractura producirá dentro de su propio volumen de drenaje (SRV), pero después de ésta etapa el flujo provendrá de la zona no estimulada (NSRV).

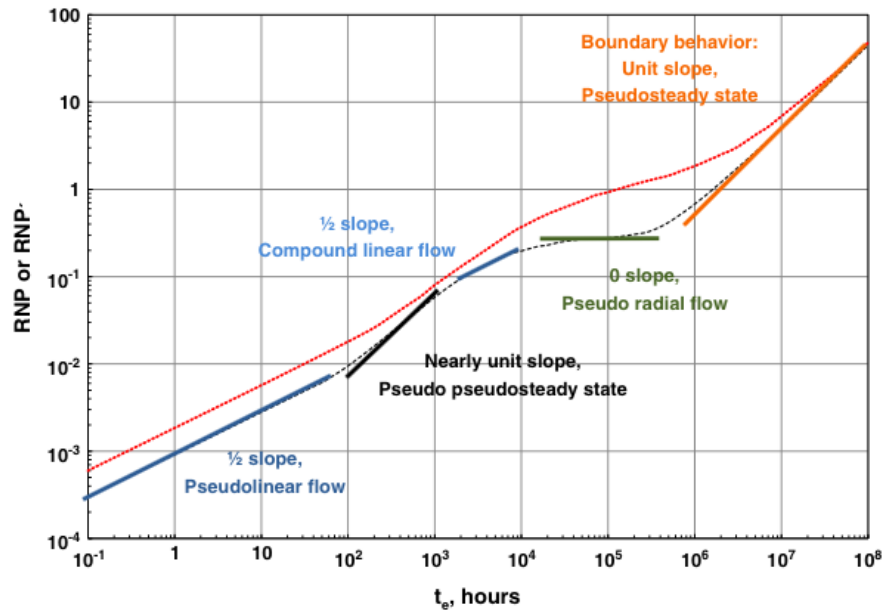
La Figura 31 es un diagrama Log- Log de presión y su derivada vs tiempo que representa una posibilidad de secuencia de regímenes de flujo a encontrar en yacimientos de shale hidráulicamente fracturados.

Figura 30. Secuencia de regímenes de flujo comúnmente encontrados en yacimientos de shale gas fracturados hidráulicamente.



Fuente: CLARKSON C.R. "Production Data Analysis of Unconventional Gas Wells: Review of Theory and Best Practices". Review Article. International Journal of Coal Geology. Elsevier Publishing. 2013. Figura 6, página 107.

Figura 31. Diagrama log-log en yacimientos de shale hidráulicamente fracturados.



Fuente: CLARKSON C.R. "Production Data Analysis of Unconventional Gas Wells: Review of Theory and Best Practices". Review Article. International Journal of Coal Geology. Elsevier Publishing. 2013. Figura 7, página 108.

3.4.1 Escenarios Yacimientos/Fracturas Hidráulicas según Clarkson (2010).

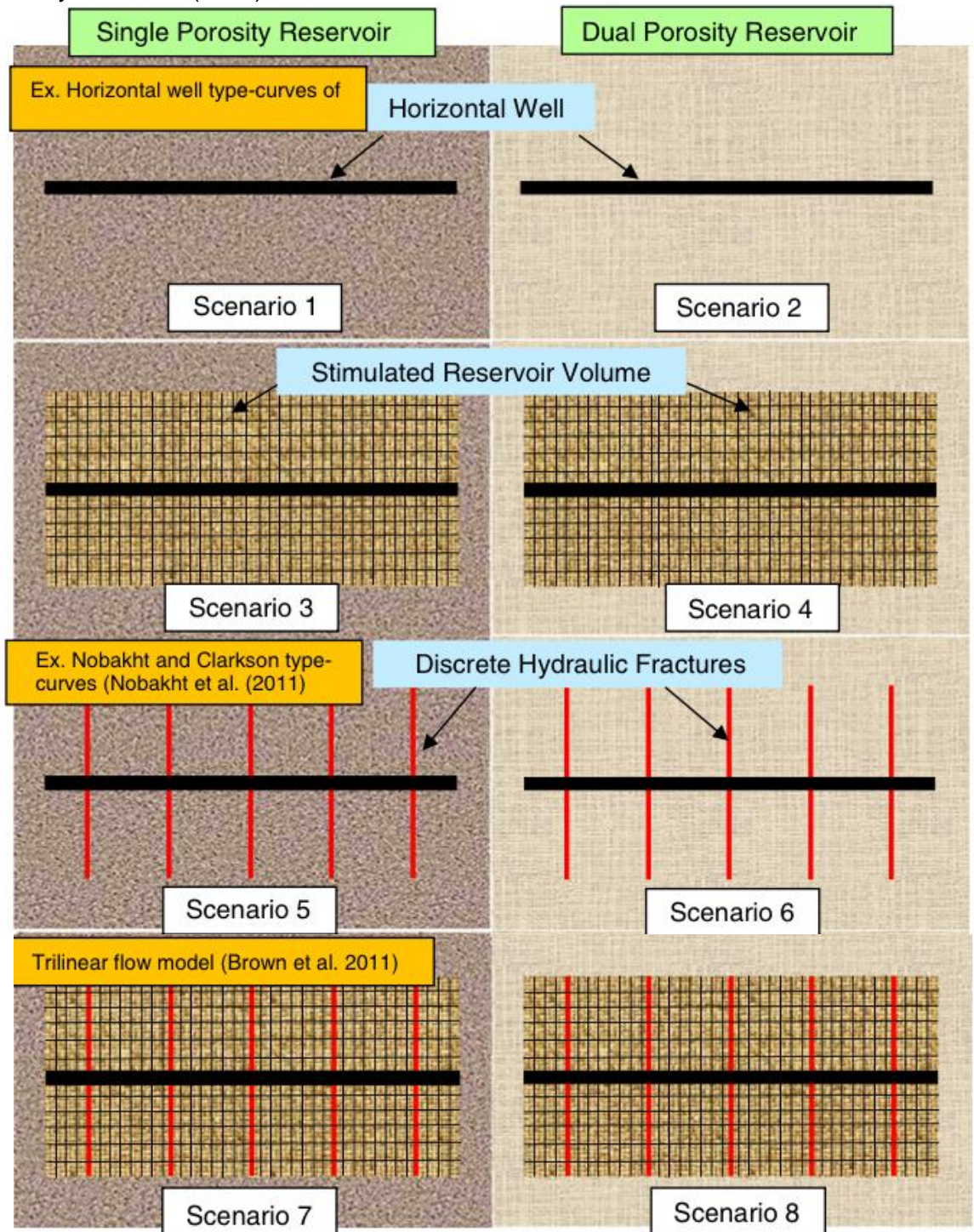
Como puede ser visto, las propiedades de yacimiento así como la geometría de pozo y fracturas tienen un impacto en los regímenes de flujo encontrados durante la fase de producción de un yacimiento no convencional. De esta manera, Clarkson and Pedersen (2010) realizaron una clasificación de 8 posibles escenarios yacimiento/ fracturas hidráulicas, como es mostrado en Figura 32. Estos 8 escenarios corresponden a la base de los principales modelos analíticos usados para la interpretación de pruebas de presión. Las características principales de estos escenarios corresponden a:

- **Escenario 1.** Yacimiento de porosidad simple penetrado por un pozo horizontal.
- **Escenario 2.** Yacimiento de doble porosidad penetrado por un pozo horizontal.
- **Escenario 3.** Yacimiento de porosidad simple penetrado por un pozo horizontal rodeado de un área estimulada compuesta por una red de fracturas naturales.
- **Escenario 4.** Yacimiento penetrado por un pozo horizontal, rodeado de un área estimulada compuesta por una red de fracturas naturales donde tanto la matriz como la red de fracturas naturales tienen diferentes valores de porosidad.

- **Escenario 5.** Yacimiento de porosidad simple penetrado por un pozo horizontal con una serie de fracturas hidráulicas simples.
- **Escenario 6.** Yacimiento de doble porosidad penetrado por un pozo horizontal con una serie de fracturas hidráulicas simples.
- **Escenario 7.** Yacimiento de porosidad simple penetrado por un pozo horizontal con fracturas hidráulicas rodeado de un área estimulada compuesta por una red de fracturas naturales. Base del modelo trilineal (Brown et al, 2011).
- **Escenario 8.** Yacimiento penetrado por un pozo horizontal con fracturas hidráulicas, rodeado de un área estimulada compuesta por una red de fracturas naturales donde tanto la matriz como la red de fracturas naturales tienen diferentes valores de porosidad.

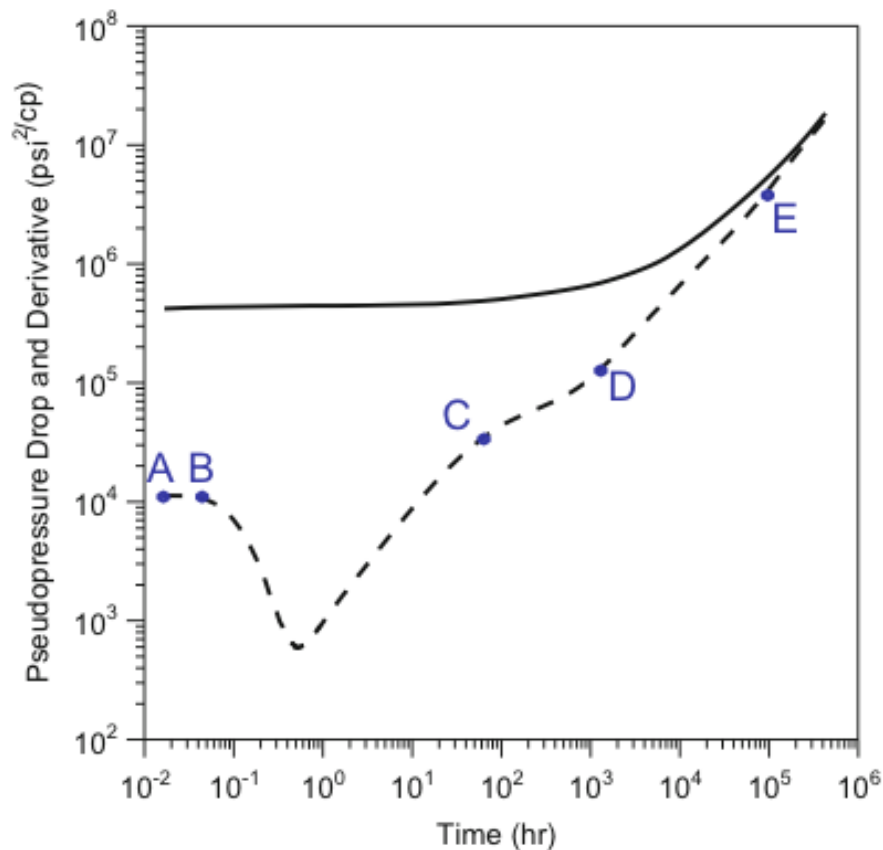
La mayoría de yacimientos de shale gas hidráulicamente fracturados se encuentran dentro de los escenarios 7 y 8. Autores como Kim and Lee (2015) han descrito este tipo de yacimientos mediante la división de éstos en dos zonas: una zona no estimulada (USRV) correspondiente a la matriz y red de fracturas naturales, y una zona estimulada (SRV) correspondiente a la zona afectada por el fracturamiento hidráulico, correspondiente entonces a éstas fracturas artificiales, fracturas naturales estimuladas por el fracturamiento y matriz. Para éste tipo de descripción de yacimiento, los autores han descrito los siguientes regímenes de flujo, como es mostrado en la Figura 33 en un diagrama Log-Log de pseudopresión y derivada de la pseudopresión vs tiempo.

Figura 32. Clasificación de 8 posibles escenarios yacimiento/ fracturas hidráulicas según Clarkson y Pedersen (2010).



Fuente: CLARKSON C.R. "Production Data Analysis of Unconventional Gas Wells: Review of Theory and Best Practices". Review Article. International Journal of Coal Geology. Elsevier Publishing. 2013. Figura9, página 109.

Figura 33. Diagrama Log-Log de pseudopresión y derivada de la pseudopresión vs tiempo.



Fuente: LEE Sang Kun, Kim Hong Tae. “Integrative Understanding of Shale Gas”. Springer Briefs in Applied Sciences and Technology. 2016. Figura 4.22, página 88.

- **Segmento AB:** Representado por un flujo radial, correspondiente a flujo principalmente en las fracturas hidráulicas.
- **Segmento BC:** Representa la diferencia de presiones entre las fracturas y la matriz en un sistema de doble porosidad. Al final de este periodo, se alcanza un equilibrio dinámico.
- **Segmento CD:** Correspondiente al flujo transitorio. En este periodo, flujo bilineal y lineal son observados.
- **Segmento DE:** Representa un periodo de transición entre la zona SRV y la zona USRV. Debido a la gran diferencia de permeabilidades, el comportamiento es como el de una barrera de no flujo. Este tipo de flujo es conceptualizado por Kim and Lee (2015) como flujo dominado por una pseudo-barrera y es identificado por una pendiente entre $\frac{1}{2}$ y 1.
- **Línea E:** Representa flujo dominado por una barrera.

Algunas características a considerar en el uso de este modelo SRV incluyen:

- La permeabilidad “estimada” de las fracturas naturales en la zona SRV afecta todos los regímenes de flujo, exceptuando los tiempos tardíos.
- A medida que esta permeabilidad “estimada” aumenta, el flujo interno de las fracturas hidráulicas alcanza más rápido el equilibrio.
- La permeabilidad de la matriz afecta el flujo de doble porosidad. A mayor permeabilidad, mayor flujo hacia las nuevas fracturas naturales y se logra un equilibrio en menor tiempo.
- La permeabilidad de las fracturas naturales en la zona USRV afecta la pendiente de la zona de flujo dominado por una pseudo-barrera.
- Todos los parámetros de fractura afectan todos los tiempos de producción.
- A medida que el área SRV aumenta, el estado pseudo estable se alcanza en un menor tiempo.

4. MODELOS ANALÍTICOS PARA PTA EN SHALES

Para el análisis de pruebas de presión realizadas a yacimientos no convencionales como shale gas, se han utilizado tanto técnicas convencionales, útiles para el análisis de pruebas en pozos verticales, análisis de curvas tipo así como también técnicas modernas como lo es el análisis de la derivada. Actualmente, en la literatura se pueden encontrar variedad de modelos aplicables a yacimientos fracturados de shale gas, dependiendo de las consideraciones que envuelva el modelo, ya sea un modelo de doble porosidad, triple porosidad, o variación en la geometría y distribución de fracturas hidráulicas. La

Tabla 5 recopila algunos de los modelos más usados en la industria para shale gas, junto con el tipo de técnica en el cual se ubica y las consideraciones que envuelve.

Tabla 5. Modelos de PTA en shale gas.

4.1 Modelo Kim and Lee (2015)
<p>Tipo de Técnica: Moderna. Simulación Numérica. Curvas Tipo.</p> <ul style="list-style-type: none"> -Efecto de la permeabilidad de la matriz y permeabilidad tanto de las fracturas naturales como de las fracturas naturales “rejuvenecidas” por el fracturamiento hidráulico. -Parámetros de fractura (Ancho, alto, longitud media). -Yacimiento dividido en dos zonas: Área de yacimiento estimulado (SRV) y no estimulado (USRV). -Pozo horizontal penetra toda la formación y en la mitad de esta para producir el gas efectivamente. -Producción llevada a cabo durante 50 años a tasa constante. -Producción únicamente de gas, agua permanece inmóvil. -Propiedades de las fracturas hidráulicas son constantes a lo largo de ésta. -Efectos de almacenamiento y daños son ignorados.
4.2 Modelo Jing Lu, Zhu Tao & Djebbar Tiab (2009)
<p>Tipo de Técnica Moderna: Síntesis Directa de Tiab.</p> <p>Los autores presentan una solución analítica para el transiente de presión en yacimientos de shale gas de doble porosidad-doble permeabilidad, mediante una ecuación a partir de la transformación de Fourier y La Place. Igualmente, se presenta la aplicación de la TDS (Síntesis Directa de Tiab) para la determinación de parámetros en estado pseudo estable. A partir de este modelo es posible caracterizar la relación de permeabilidades matriz/fracturas, parámetro de flujo interporoso y almacenamiento.</p>

Tabla 5. Continuación modelos PTA en shale gas.

4.3 Modelo Cheng (2011)
Tipo de Técnica: Moderna. Simulación Numérica.
<p>El autor realiza una investigación en una formación hidráulicamente fracturada de shale gas (Marcellus) sobre las características de la respuesta de presión en estado transitorio considerando parámetros como conductividad de fracturas, espaciamiento entre éstas, y permeabilidad de la zona estimulada. También se estudia el impacto de desorción y esfuerzos.</p> <p>Consideraciones:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Producción de flujo monofásico en una formación isotrópica. • Fracturas son tratadas con conductividad finita. • Se crea una zona estimulada alrededor de las fracturas hidráulicas.
4.4 Modelo F. Medeiros, B. Kurtoglu, E. Ozkan, y H. Kazemi, (2007)
Tipo de Técnica: Moderna. Modelo semi-analítico.
<p>Los autores presentan un modelo semi analítico para el diagnostico de la respuesta transitoria de presión en pozos horizontales hidráulicamente fracturados (con fracturas tanto longitudinales como trasversas) localizados en formaciones naturalmente fracturadas. Se realiza un análisis del volumen estimulado en base a las permeabilidades efectivas de las fracturas naturales.</p>
4.5 Modelo A. Aboaba y. Cheng (2010)
Tipo de Técnica: Moderna. Convencional
<p>El método presentado por el autor utiliza datos disponibles de caudales de producción, los cuales los convierte en valores equivalente de una prueba de caída de presión a una tasa constante (PDD) para luego estimar valores de longitud media de fractura y permeabilidad de formación. La técnica se basa el análisis de la presión transitoria para el régimen de flujo lineal.</p> <p>Consideraciones:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Se usan datos de producción a tiempos tempranos. • Se considera cada fractura como un medio poroso de geometría rectangular paralelepípeda que penetran todo el ancho de la formación. • A tiempos largos, un pozo multifracturado se comporta como una sola fractura entre las dos fracturas más exteriores a través del pozo horizontal

Tabla 5. Continuación modelos de PTA en shale gas.

4.6 Modelo M. Al-Kobaisi, E. Ozkan, H. Kazemi, B. Ramirez (2006)
Tipo de Técnica: Modelo híbrido numérico-analítico
<p>Se usa este método para simular el impacto de las propiedades de fractura en los regímenes de flujo a tiempos tempranos y las características de las presiones en dichos pozos horizontales fracturados. Su objetivo es analizar los regímenes de flujo a tiempos tempranos es decir los inducidos por el almacenamiento en la fractura y de esta manera mostrar la importancia que tiene la geometría de la fractura la caída de presión adicional que una distribución de permeabilidad desigual en las fracturas debido a la disposición del propante y del flujo no-Darcy.</p> <p>Consideraciones:</p> <ul style="list-style-type: none"> • La permeabilidad es independiente de la dirección en el eje y (el flujo solo se da en las direcciones x y z en la fractura) • Se considera cada fractura como un medio poroso de geometría rectangular paralelepípeda que penetran todo el ancho de la formación. • Las esquinas de las fracturas se asumen como límites de no flujo. • Se tiene en cuenta el flujo no-Darcy solo dentro de la fractura ya que la convergencia del flujo a través del pozo crea altas velocidades especialmente en yacimientos de gas.

4.7 Hassan Bahrami, Jamal Siavoshi (2013)
Tipo de Técnica: Modelo convencional (derivada de la presión)
<p>Se realiza de nuevo un análisis de regímenes de flujo característicos en los pozos horizontales multifracturados en donde se analiza la respuesta derivada de la presión vs la función del tiempo. Según las pendientes características del flujo radial y lineal se pueden obtener la permeabilidad y la longitud media de la fractura respectivamente. La gráfica de la segunda derivada de la presión también se tiene en cuenta para evitar la incertidumbres que se presentan debido los tiempos de cambios en los regímenes de flujo</p> <p>Consideraciones:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Se realiza una prueba build-up • El inicio del régimen de flujo radial se considera a aproximadamente 2.5 ciclos logaritmos después de la región del almacenamiento

5. SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTO DE SHALE GAS

Dado que uno de los principales objetivos de éste proyecto de grado consiste en construir un modelo sintético de yacimiento de shale multifracturado con un pozo horizontal, para posteriormente realizar una prueba de presión y así generar gráficas diagnósticas que permitan aplicar modelos numéricos para la determinación de permeabilidades globales y parámetros de fractura, primero es necesaria la elección de modelos manejables y manipulables capaces de ser ajustados a un modelo sintético y ser combinados en conjunto. De acuerdo a los modelos propuestos en la tabla 4, se eligen entonces, dos modelos que más se ajustan al objetivo. Los modelos seleccionados cumplen con las siguientes consideraciones:

- Las propiedades del yacimiento son isotrópicas en toda su extensión y corresponde a un yacimiento homogéneo de ultra baja permeabilidad.
- Efectos de almacenamiento y daño son ignorados.
- Un fluido en una sola fase de compresibilidad constante y viscosidad constante fluye del yacimiento al pozo a tasa constante.

5.1 MODELOS DE ANÁLISIS PTA SELECCIONADOS

5.1.1 Modelo A. Aboaba y Y. Cheng (2010)¹

El método presentado por el autor utiliza datos disponibles de caudales de producción, los cuales los convierte en valores equivalente de una prueba de caída de presión a una tasa constante (PDD) para luego estimar valores de longitud media de fractura y permeabilidad de formación. La técnica se basa el análisis de la presión transitoria para el régimen de flujo lineal.

Los datos de entrada usados por el autor son:

- Datos de producción a tiempos tempranos y mediciones de presión en fondo de pozo
- Propiedades básicas de yacimientos y del fluido

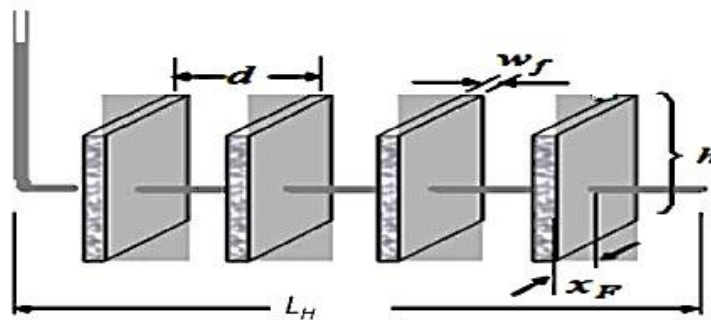
¹ ABOABA, A, CHENG, Y. Estimation of Fracture Properties for a Horizontal Well with Multiple Hydraulic Fractures in Gas Shale”. Paper 138524. Presentado en SPE Eastern Regional Meeting en Morgantown, West Virginia, USA. Octubre 12-14, 2010.

Consideraciones:

- El yacimiento es penetrado por un pozo horizontal con múltiples fracturas transversales.
- Cada fractura hidráulica transversa es un medio poroso paralelepípedo rectangular de dimensiones $2x_f * h_f * w_f$
- Las fracturas tienen una longitud media de x_f y un ancho de w_f y penetran todo el espesor, h , de la formación.
- Las fracturas hidráulicas están separadas una distancia d (ft) a lo largo de un pozo horizontal de longitud L_H (ft).

A tiempos grandes, un pozo horizontal multifracturado se comporta como una sola fractura entre las fracturas más exteriores a través del pozo horizontal. Bajo las condiciones asumidas en este estudio, no existe caída de presión a lo largo del pozo horizontal y por lo tanto la respuesta de la presión transitoria de un pozo horizontal con n_F fracturas idénticas puede ser modelada considerando una de las fracturas produciendo de una sección de yacimiento rectangular a una tasa igual a $q_g = q_t / n_F$ donde q_t es la tasa de flujo total del pozo horizontal.

Figura 34. Modelo fracturas hidráulicas caso de estudio Aboaba & Cheng.



Fuente: ABOABA, A, CHENG, Y. Estimation of Fracture Properties for a Horizontal Well with Multiple Hydraulic Fractures in Gas Shale". Paper 138524. Presentado en SPE Eastern Regional Meeting en Morgantown, West Virginia, USA. Octubre 12-14, 2010. Figura 2, página 2.

Existen algunas expresiones analíticas que son aproximaciones de la respuesta de la presión transitoria, las cuales describen cada régimen de flujo presentado con una relación lineal entre la presión o la derivada de la presión vs el tiempo.

Estas relaciones lineales pueden ser tanto semi-logarítmica como de raíz cuadrada.

Flujo lineal en tiempos tempranos:

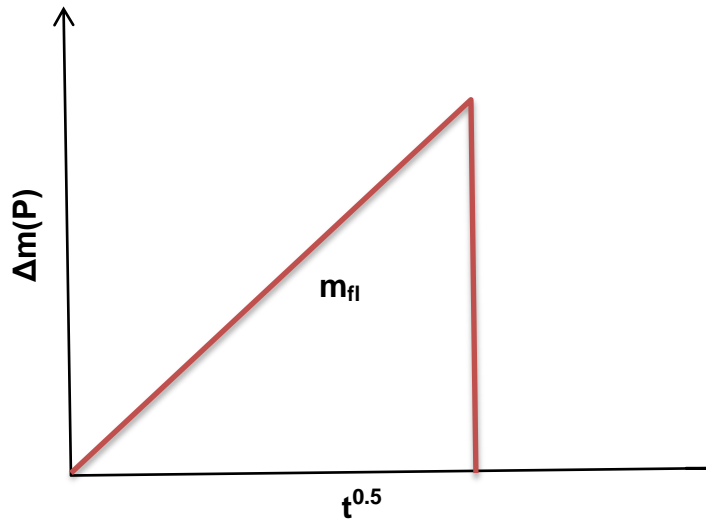
La respuesta de la presión de un pozo horizontal interceptando de forma transversal fracturas de conductividad finita durante el período de flujo lineal en la formación, es decir, flujo netamente dentro de las fracturas hidráulicas presentes, se da por las siguientes ecuaciones:

Para gas;

$$\Delta m(p) = \frac{40,93qT}{h_f x_f} \sqrt{\frac{t}{k\mu\phi c_t}} + \frac{1424qT}{kh} S_p(F_{CD}, h_D) \dots\dots\dots[48]$$

Donde S es el daño en la superficie de fractura y $S_p(F_{cd}, X_f, h_D)$ es un pseudo-factor de daño que tiene en cuenta la caída de presión adicional debido a la conductividad finita, la obstrucción de flujo y la geometría de fractura. Los tiempos tempranos del período de flujo lineal está caracterizado por una línea de pendiente 0,5 en una gráfica log-log de la respuesta de la derivada. En coordenadas cartesianas, P_{wf} es una función lineal de $t^{1/2}$ (Figura 35).

Figura 35. Gráfico lineal cartesiano para periodo de flujo lineal



Por lo tanto, para gas, una gráfica de la pseudo presión vs la raíz cuadrada del tiempo resulta en una línea recta con una pendiente de

$$m_{fl} = \frac{40,93qT}{k^{0,5} x_f h (\phi\mu c_t)^{0,5}} \dots\dots\dots[49]$$

Donde el período de flujo lineal termina en (John Lee, 1996)

$$t_D \approx 0,016$$

Metodología para determinación de permeabilidad de formación, K_m , y longitud media de fractura, X_f :

1. Identificar los regímenes de flujo existentes de un gráfico diagnóstico de la derivada de pseudo-presión vs tiempo.
2. Si hay flujo lineal, identificar el inicio y el fin de éste.
3. Estimar la pendiente m del flujo lineal en un gráfico lineal de pseudo-presión vs raíz cuadrada de t en el rango estimado en el paso anterior.

En la literatura (John Lee, 1996) el tiempo adimensional en términos de la longitud media de la fractura está definido por

$$t_D = \frac{0,0002637kt}{\phi\mu c_t x_f^2} \dots\dots\dots[50]$$

Reordenando la ecuación 49 que define la pendiente de la gráfica (ΔP vs \sqrt{t}) se puede obtener:

$$x_f k^{0,5} = \frac{40.93q_g T}{mh} \left(\frac{1}{\phi\mu c_t} \right)^{0,5} \dots\dots\dots[51]$$

Combinando las ecuación 50 con el valor del cual sabemos que el flujo lineal a la formación termina a un tiempo adimensional de

$$t_{Delf} \approx 0,016$$

Se obtiene:

$$\frac{0,0002637kt_{elf}}{\phi\mu c_t x_f^2} = 0,016 \dots\dots\dots[52]$$

Despejando x_f y a continuación k se obtiene:

$$x_f = 0,128 \sqrt{t_{elf}} \left(\frac{k}{\phi\mu c_t} \right)^{0,5} \dots\dots\dots[53]$$

$$k^{0,5} = \frac{x_f}{0,128 \left(\frac{t_{elf}}{\phi\mu c_t} \right)^{0,5}} \dots\dots\dots[54]$$

Substituyendo las ecuaciones 53 y 54 en la ecuación 51, se puede obtener la longitud media de fractura como:

$$x_f = 2,289t^{0,25}_{elf} \left(\frac{q_g T}{mh \phi \mu c_t} \right)^{0,5} \dots\dots\dots [55]$$

Y la permeabilidad de la formación como:

$$k_m = \frac{319,77q_g T}{mh \sqrt{t_{elf}}} \dots\dots\dots [56]$$

4. Aplicar las ecuaciones 55 y 56 para la determinación de la permeabilidad de la formación y de la longitud media de fractura.

Flujo bilineal en tiempos tempranos:

Este período de flujo ocurre en fracturas de conductividad finitas a medida que el fluido fluye desde la formación circundante hasta dentro de la fractura y antes de que los efectos de los bordes de fractura comiencen a influenciar el comportamiento del pozo. Los tiempos tempranos del período de flujo bilineal está caracterizado por una línea de pendiente 0,25 en una gráfica log-log de la respuesta de la derivada. En coordenadas cartesianas, dP_{wf} es una función lineal de $t^{1/4}$.

Metodología para determinación de permeabilidad de fractura, K_F :

1. Identificar los regímenes de flujo existentes de un gráfico diagnóstico de la derivada de pseudo-presión vs tiempo.
2. Si hay flujo bilineal, identificar el inicio y el fin de éste.
3. Estimar la pendiente m del flujo lineal en un gráfico lineal de pseudo-presión vs $t^{1/4}$ en el rango estimado en el paso anterior.
4. Aplicar la ecuación 57 para la determinación de la permeabilidad de la fractura hidráulica , si conocen la permeabilidad y espesor de la formación.

$$m_{bl} = \frac{444.75qT}{h(k_f w_f)^{0,5} (\phi \mu c_t k)^{0,25}} \dots\dots\dots [57]$$

5.1.2. Modelo Jing Lu, Zhu Tao & Djebbar Tiab (2009)²

Los autores presentan una solución analítica para el transiente de presión en yacimientos de shale gas de doble porosidad-doble permeabilidad, mediante una ecuación a partir de la transformación de Fourier y La Place. Igualmente, se presenta la aplicación de la TDS (Síntesis Directa de Tiab) para la determinación de parámetros en estado pseudo estable. A partir de este modelo es posible caracterizar la relación de permeabilidades matriz/fracturas, parámetro que anteriormente había sido descrito por otros autores (Barenblatt-Zhel'tov-Kochina, 1960) pero con soluciones analíticas complejas y no prácticas de usar, y que por lo tanto, en la literatura la mayoría de modelos son en base al modelo de Warren & Root, que considera sólo doble porosidad- una permeabilidad.

Algunos de los problemas que encontraron los autores en las técnicas convencionales de pruebas de presión como análisis de gráficos Log-Log y curvas tipo, es que en los NFR no todos los regímenes de flujo son observados, por éstas técnicas tendrían problemas o estarían incompletas.

Es por ello, que aplican la TDS (Síntesis Directa de Tiab por sus siglas en inglés), el cual utiliza puntos de intersección característicos, pendientes y tiempos de un gráficos log-log de la presión y su derivada. Estos puntos obtenidos son relacionados con la solución analítica para obtener los parámetros de yacimiento.

Ha sido aplicada satisfactoriamente en:

- Modelos de fracturas verticales infinitas de flujo uniforme, (1989).
- Yacimientos homogéneos con daño y almacenamiento (1995).
- Pozos verticales y horizontales en yacimientos NFR. (1986)
- Pozos horizontales en medios anisotrópicos. (1996).

Consideraciones

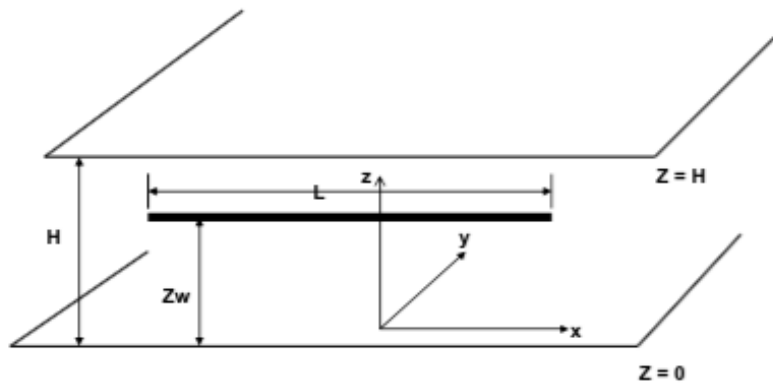
El modelo consiste en un pozo horizontal de longitud L paralelo a la dirección X con las siguientes consideraciones:

- El yacimiento es de doble porosidad-doble permeabilidad. Los valores de permeabilidad, espesor y porosidad son constantes a lo largo del yacimiento.

² LU Jing, Tao Zhu, Djebbar Tiab." Pressure Behavior of Horizontal Wells in Dual-Porosity, Dual-Permeability Naturally Fractured Reservoirs". Paper SPE 120103. Presentado en SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference en Bahrain International Exhibition Centre, Kingdom of Bahrain. Marzo 15-18, 2009.

- La presión inicial es constante y uniforme a lo largo de todo el yacimiento.
- La producción ocurre a lo largo de un pozo horizontal de radio R_w , localizado a una distancia Z_w del fondo de la formación.
- Flujo pseudo estable interporoso ocurre entre la matriz y las fracturas. Ambos sistemas pueden participar en la producción del pozo.

Figura 36. Modelo caso de estudio Jing Lu, Zhu Tao & Djebbar Tiab.



Fuente: LU Jing, Tao Zhu, Djebbar Tiab.” Pressure Behavior of Horizontal Wells in Dual-Porosity, Dual-Permeability Naturally Fractured Reservoirs”. Paper SPE 120103. Presentado en SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference en Bahrain International Exhibition Centre, Kingdom of Bahrain. Marzo 15-18, 2009. Figura 2, página 18.

Para el desarrollo del modelo analítico, tienen en cuenta algunos parámetros importantes como son:

- Relación de permeabilidades:

$$D = \frac{K_m}{K_{fn}} \dots\dots\dots[58]$$

$$K_t = K_m + K_{fn} \dots\dots\dots[59]$$

- Relación de caudales:

$$Q_w = Q_m + Q_{fn} \dots\dots\dots[60]$$

- Relación de capacidades de almacenamiento:

$$\omega = \frac{\phi_{fn} C_{fn}}{\phi_{fn} C_{fn} + \phi_m C_m} \dots\dots\dots[61]$$

- Parámetro de flujo interporoso:

$$\lambda = \frac{\alpha K_m H^2}{K_m + K_{fn}} \dots \dots \dots [62]$$

Donde α representa un factor característico de los yacimientos NFR (Unidades de $1/\text{ft}^2$).

Regímenes de flujo:

- Flujo radial: Se presenta en los tiempos tempranos. Es de tiempo corto. Durante este tiempo puede ocurrir un volumen de almacenamiento considerable que puede alterar los datos de la prueba. En la mayoría de casos este régimen se ve enmascarado por este efecto. (Pendiente equivalente a la unidad)
- Flujo lineal intermedio: Ocurre cuando la onda de presión ha alcanzado los límites superior e inferior. (Pendiente 0.5)
- Flujo radial tardío: Ocurre en tiempos tardíos.
- Estado pseudo estable: Normalmente no es alcanzado, debido a que en este caso se considera un yacimiento de extensión lateral infinita.

Entre los regímenes de flujo lineal y tardío normalmente se presenta un periodo de transición cuya forma en la derivada va a variar dependiendo del contraste entre el almacenamiento y permeabilidad entre la matriz y el sistema de fracturas

Efecto de doble porosidad-doble permeabilidad:

Para el análisis de las gráficas de presión adimensional vs tiempo adimensional, se tienen en cuenta los parámetros D , ω y λ definidos anteriormente.

Después de realizar el sistema de ecuaciones, y aplicando el principio de superposición, transformada de la Place y de Courier, los autores proponen los siguientes métodos de determinación de la relación de permeabilidades en base a la elección del régimen de flujo observado.

5.1.2.1 Método 1.

Los periodos de flujo lineal, transicional y radial tardío son observados.

1. Identificar el flujo radial tardío representado en la gráfica log-log de la derivada vs tiempo. Calcular la permeabilidad total, K_t , mediante:

$$K_t = \frac{70.6 \mu BQ}{(t\Delta P')_{rH}} \dots\dots\dots [63]$$

- Identificar el periodo de flujo lineal. En un gráfico de presión vs raíz cuadrada del tiempo, este periodo se verá representado en un línea recta de pendiente m, con la cual se puede hallar el factor X definido como:

$$\chi = \left(\frac{LHm_l}{2.588 BQ}\right) \left(\frac{K_t(\phi C)_t}{\mu}\right)^{0.5} \dots\dots\dots [64]$$

- Determinar el valor de ω a partir de la ecuación 61 y determinar el valor de D mediante:

$$\chi = \frac{1+D}{D\sqrt{\eta_m} + \sqrt{\eta_{fn}}} \dots\dots\dots [65]$$

$$\eta_m = \frac{1-\omega}{\beta}, \eta_2 = \omega(1 + D) \dots\dots\dots [66]$$

$$\beta = D(1 + D) \dots\dots\dots [67]$$

- Con el valor de D determinar finalmente los valores de K_{fn} y K_m con las ecuaciones 57 y 58.
- Para propósito de verificación, identificar el flujo lineal intermedio en la gráfica de la derivada, y determinar la permeabilidad total, K_t , mediante:

$$K_t = \left(\frac{\mu}{(\phi C)_t}\right) \left(\frac{1.294\chi BQ}{LH(t\Delta P')_{t1}}\right)^2 \dots\dots\dots [68]$$

5.1.2.2 Método 2.

Durante el periodo de producción, el flujo lineal intermedio no es observado.

- Identificar el tiempo radial tardío en el gráfico de la derivada y calcular la permeabilidad total, K_t como:

$$K_t = \frac{70.6 \mu BQ}{(t\Delta P')_{rH}} \dots\dots\dots [69]$$

- La permeabilidad total K_t , también puede ser determinada a partir del gráfico semi-log de pseudo-presión vs tiempo mediante:

$$K_t = \frac{162.6\mu BQ}{m_r H} \dots\dots\dots [70]$$

3. Debido a que el flujo lineal no es observado, no es posible determinar matemáticamente un valor de X y consecuentemente D , por lo tanto, es posible hacerlo mediante prueba y error si se tiene el valor de ω si se identifican los puntos mínimo de la derivada y máximos del flujo radial en la misma gráfica para determinar un valor de flujo interporoso mediante:

$$\log\left(\frac{1}{\lambda}\right) = a + b\left(\frac{(t\Delta p')_{min}}{(t\Delta p')_r}\right) + c\left(\frac{(t\Delta p')_{min}}{(t\Delta p')_r}\right)^2 + d\left(\frac{(t\Delta p')_{min}}{(t\Delta p')_r}\right)^3 \dots\dots\dots[71]$$

Los coeficientes a,b,c y d usados en la ecuación 70 para diferentes valores de D y ω son mostrados en la Tabla 6 y son válidos para $10^{-8} < \lambda < 10^{-3}$.

6. Determinar mediante prueba y error el valor de D y a partir de este valor determinar finalmente los valores de K_{fn} y K_m con las ecuaciones 57 y 58

Tabla 6. Determinación de parámetro de flujo interporoso. Método 2. Paso 3.

D	ω	a	b	c	d
0.01	0.001	14.7	-215.7	1528.9	-3850.4
	0.01	57.7	-1060.8	7014.6	-15512.0
	0.05	2189.1	-22453.0	76959.0	-87984.0
	0.1	6521.8	-49899.0	127432.0	-108560.0
0.05	0.001	24.1	-200.4	698.2	-867.4
	0.01	56.4	-545.5	1926.8	-2313.8
	0.05	459.2	-3283.8	7948.2	-6462.9
	0.1	2269.8	-13754.0	27893.0	-18900.0
0.1	0.001	37.2	-252.9	670.4	-624.7
	0.01	74.3	-547.1	1447.8	-1306.2
	0.05	422.3	-2500.5	5026.9	-3402.8
	0.1	2254.0	-11853.0	20871.0	-12284.0
0.25	0.001	81.1	-420.9	793.1	-517.2
	0.01	155.6	-834.8	1559.0	-988.4
	0.05	754.7	-3543.6	5620.2	-2996.0
	0.1	5366.1	-23304.0	33820.0	-16390.0
0.5	0.001	207.9	-921.8	1420.6	-746.1
	0.01	421.7	-1878.3	2846.9	-1454.1
	0.05	2596.6	-10536.0	14324.0	-6514.1
	0.1	16804.0	-63199.0	79315.0	-33207.0

Fuente: LU Jing, Tao Zhu, Djebbar Tiab." Pressure Behavior of Horizontal Wells in Dual-Porosity, Dual-Permeability Naturally Fractured Reservoirs". Paper SPE 120103. Presentado en SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference en Bahrain International Exhibition Centre, Kingdom of Bahrain. Marzo 15-18, 2009. Tabla 2, página 16.

5.2 SELECCIÓN DE MODELO BARNETT SHALE

Para la aplicación de los modelos seleccionados es necesaria la construcción de un modelo sintético que se ajuste en su mayoría a las consideraciones involucradas en cada uno de ellos de manera que los resultados arrojados tengan un grado de confiabilidad aceptable.

Para ello, un correcto entendimiento de pozos hidráulicamente fracturados en Shale Gas es un trabajo complejo, pues en estos yacimientos el flujo de gas o aceite almacenado es el resultado de la combinación de distintos parámetros como son difusión, desorción, flujos viscosos, sensibilidad a esfuerzos (Cierre de fracturas naturales con el tiempo durante producción). Para este tipo de yacimientos, la simulación numérica corresponde una herramienta ideal que permite incorporar todos los parámetros mencionados anteriormente y obtener resultados confiables siempre y cuando los datos de entrada tengan un considerable grado de validez. Antes de iniciar manipulando la herramienta de simulación (Para este proyecto de grado será el simulador IMEX-CMG®), primero fue necesaria una búsqueda de base de datos en la literatura actual sobre un yacimiento de shale.

En este caso, el modelo a usar corresponde a una serie de datos de campo y laboratorio de Barnett Shale.⁴

La formación Barnett Shale se encuentra localizada en la Cuenca Forth Worth en el norte de Texas, Estados Unidos (Figura 37). Actualmente es la fuente de los principales campos de gas en Texas desde el año 2002 gracias a la empresa estadounidense Devon, la cual desde ese año ha implementado tecnología de perforación horizontal junto con fracturamiento, convirtiendo a esta formación en una de las de mayor producción en Norte América. Hoy en día, la mayoría de los pozos (más de 15000) localizados en esta formación han sido optimizados mediante técnicas de levantamiento artificial y re-fracturamiento. La Tabla 7 presenta un resumen sobre índices de producción en general de esta formación.

⁴ WEI, Yu. "Simulation of gas desorption and geomechanics effects for unconventional gas reservoirs". Review Article. Fuel Journal. Elsevier Publishing. 2013.

Tabla 7. Datos básicos Barnett Shale.

BARNETT SHALE	
Producción Neta (2015)	182 MSTBD (27% líquidos)
Reservas (Diciembre 2015)	841 MMSTBD (25% líquidos)

Fuente: DEVON Energy. Barnett Shale[En línea]. [Citado Junio, 2016]. Disponible en: <<http://www.devonenergy.com/operations/barnett-shale>>. Modificado por autor.

Figura 37. Localización formación Barnett Shale.



Fuente: DEVON Energy. Barnett Shale[En línea]. [Citado Junio, 2016]. Disponible en: <<http://www.devonenergy.com/operations/barnett-shale>>

5.2.1 Parámetros a tener en cuenta

Para el desarrollo del modelo, se tuvieron en cuenta las propiedades y condiciones representadas en la Tabla 8, las cuales son extraídas de la literatura de un campo perteneciente a esta formación.

Tabla 8. Datos modelo sintético Barnett.

Parámetro	Valor	Unidad
Dimensiones del modelo	3000 (longitud) x 1500 (ancho) x (300) altura	Pies
Profundidad	5463	Pies
Gradiente Presión de poro	0.54	Psi/Pies
Presión inicial de yac.	2950	Psi
Presión de fondo de pozo (BHP)	500	Psi
Tiempo de producción	30	Años
Temperatura	150	°F
Viscosidad del gas	0.0201	Cp
Saturación de gas inicial	0.7	Fracción
Compresibilidad Total	0.0003	Psi ⁻¹
Permeabilidad Matriz (K_m ó K_1)	0.00015	mD
Porosidad Matriz, ϕ_1	0.06	Fracción
Conductividad Fractura	1	mD-Pies
Longitud media fractura	350	Pies
Espaciamiento fracturas	100	Pies
Altura Fracturas	300	Pies
Longitud Horizontal Pozo	2968	Pies
Número de fracturas	28	Número

Fuente: WEI, Yu. "Simulation of gas desorption and geomechanics effects for unconventional gas reservoirs". Review Article. Fuel Journal. Elsevier Publishing. 2013. Tabla 2. Página 5. Modificado por autor.

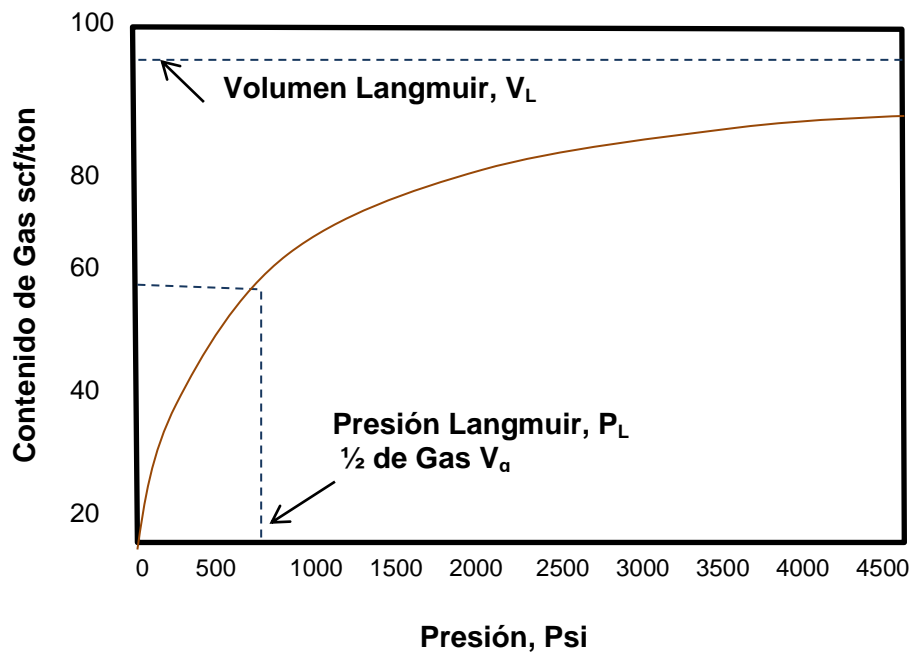
5.2.1.1 Desorción

Debido a que la desorción puede llegar a ser un mecanismo considerable de producción especialmente en tiempos tardíos, es necesario determinar el volumen de gas que puede llegar a ser producido mediante este mecanismo con la isoterma de Langmuir. Algunos estudios sugieren que este parámetro puede

aumentar de 5-15% la producción total de gas en un periodo de 30 años (Cipolla et al, 2010).

La Figura 38 presenta la isoterma de Langmuir que junto con los datos extraídos de la literatura presentados en la Tabla 9, pueden ser usados para determinar el contenido de gas adsorbido usando la ecuación 7.

Figura 38. Isotherma de Lagmuir Barnett Shale.



Fuente: WEI, Yu. “Simulation of gas desorption and geomechanics effects for unconventional gas reservoirs”. Review Article. Fuel Journal. Elsevier Publishing. 2013. Figura 2. Página 4. Modificado por autor.

Tabla 9. Datos básicos Barnett Shale.

BARNETT SHALE	
Volumen Langmuir	96 SCF/ton
Presión Langmuir	650 psi
Densidad Bulk	2.58 g/cc

Fuente: WEI, Yu. "Simulation of gas desorption and geomechanics effects for unconventional gas reservoirs". Review Article. Fuel Journal. Elsevier Publishing. 2013. Tabla 1. Página 4. Modificado por autor.

De manera que, aplicando la ecuación 7 con los datos disponibles:

$$G_s = \frac{96 \frac{scf}{ton} * 650 \text{ psi}}{650 \text{ psi} + 2950 \text{ psi}} = 17.33 \frac{scf}{ton} * 2.58 \frac{g}{cc} * 0.031185 = 0.54 \frac{SCF}{CF}$$

5.2.1.2 Geomecánica

El principal factor geomecánico que puede afectar el flujo o tiempo de producción en shale gas está asociado a la presión o esfuerzo de cierre en las fracturas hidráulicas, el cual se refiere a la diferencia entre el esfuerzo horizontal mínimo y la presión dentro de la fractura. Éste parámetro, que afecta directamente la conductividad de la fracture, varía ampliamente dependiendo del tipo de propante usado y del tipo de shale, es decir, de su contenido mineralógico, materia orgánica y esfuerzos locales asociados. Para el caso de Barnett shale, estudios demostraron que a mayores Módulos de Young, como es el caso de ésta formación (6×10^6 - 10×10^6), la geomecánica, en comparación con el efecto de desorción tiene un impacto despreciable en la producción de gas tanto en tiempos tempranos como tardíos.

5.3 CONSTRUCCIÓN DE MODELO SINTÉTICO ORIGINAL

5.3.1 Modelo Conceptual

La Figura 39 representa un esquema del yacimiento sintético a ser considerado para la aplicación de los modelos seleccionados y posterior análisis. Igualmente, se presentan las convenciones que serán usadas para describir los parámetros de cada red de fracturas. Partiendo de éste esquema, el modelo consiste en un yacimiento compuesto de una zona estimulada y una zona no estimulada con consideración de distribución de fracturas artificiales, naturales, el cual es simulado con las propiedades extraídas de la literatura (Capítulo 5.2).

Figura 39. Modelo conceptual yacimiento a simular.

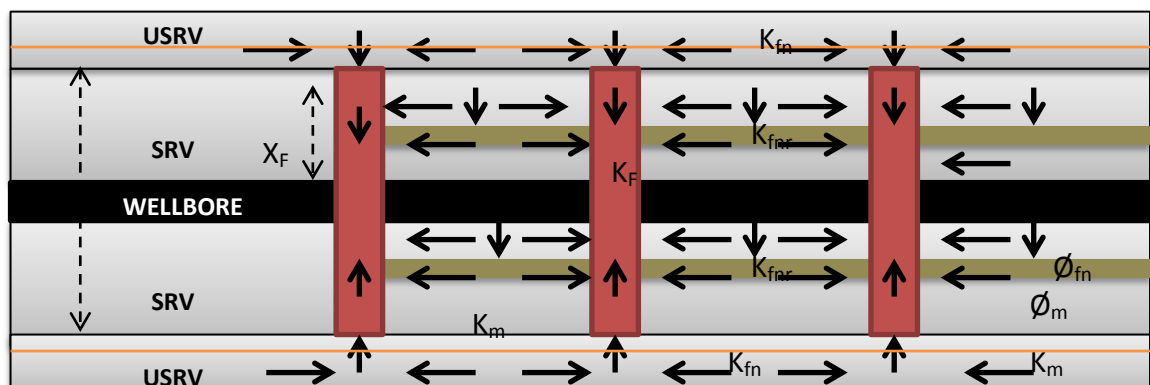
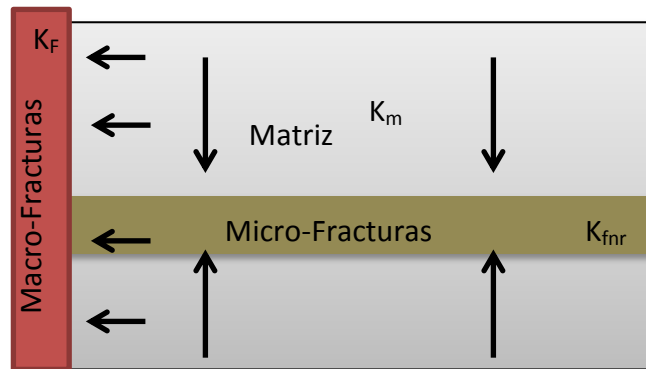


Figura 40. Zoom zona SRV modelo conceptual.



Para el desarrollo del modelo, se asume un yacimiento de shale gas rectangular naturalmente fracturado, tal como el cual descrito por los autores Clarkson y Pedersen (2010) (Escenario 8, Figura 32), con las siguientes consideraciones:

- El yacimiento se encuentra perturbado por un pozo horizontal centrado que penetra completamente la formación (longitud pozo=Longitud Yacimiento Estimado) y produce a una presión de fondo constante.
- La presión inicial del yacimiento, P_i , se encuentra distribuida a lo largo de toda el área, tanto en la zona USRV como en la SRV.
- La zona USRV está compuesta por: Micro Fracturas y matriz.
- La zona SRV está compuesta por: Micro Fracturas, Matriz y Macro Fracturas.
- Las macro fracturas producto del fracturamiento hidráulico penetran completamente el yacimiento (Conductividad finita), son perpendiculares al pozo horizontal y están distribuidas equitativamente a lo largo de éste.
- La red de micro-fracturas naturales son perpendiculares a las macro-fracturas.
- Mecanismo de flujo:
 - Zona SRV: Se considera flujo desde las macro-fracturas hasta el pozo.
 - Zona USRV: Se considera flujo desde la matriz hasta la red de fracturas en estado pseudo-estable.
 - Flujo entre zonas USRV-SRV: El flujo ocurre entre las micro-fracturas de la zona estimulada y las micro-fracturas de la zona no estimulada en estado inestable. (Unsteady state flow).
- Se considera un coeficiente de compresibilidad del gas constante.

- En adición al flujo de gas por depleción, producción de gas por desorción y difusión es considerado. Éste es simulado mediante la modificación de curvas viscosidad y permeabilidad en la codificación del archivo.
- Efectos de gravedad y fuerzas capilares no son considerados.

5.3.2 Desarrollo de la simulación

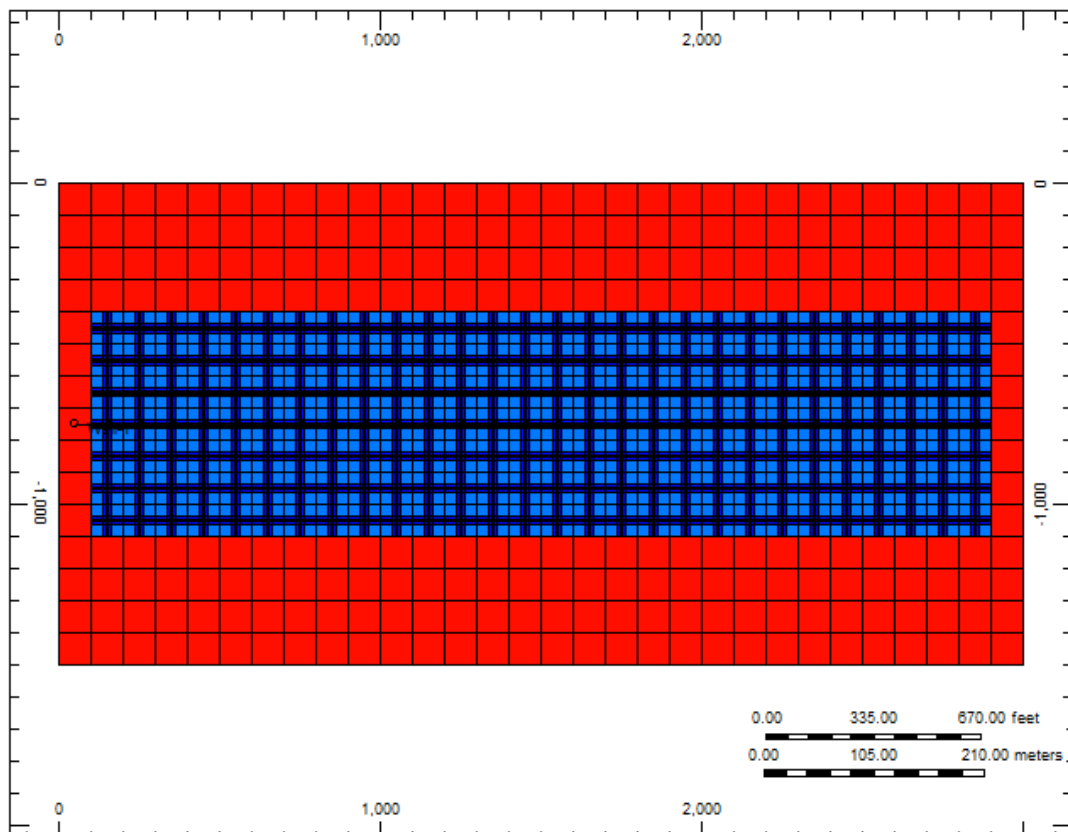
La elección de ésta geometría de yacimiento, la cual combina la forma más general de distribución de fracturas naturales (Warren & Root) y la distribución de distintas permeabilidades y valores de porosidad, corresponde entonces a un yacimiento de doble permeabilidad-porosidad, cuyo aporte de flujo se da tanto de matriz a fracturas como de fracturas a fracturas, pero el flujo hacia el pozo es solo directamente aportado por las fracturas hidráulicas simuladas.

A continuación, se explica de una manera breve el archivo plano archivo .SET codificado para correr la simulación en base al orden que lleva la estructura del mismo.

5.3.2.1 Descripción del yacimiento

La Figura 41 presenta una vista superior de la geometría del yacimiento, el cual para ajustarse a las dimensiones de los datos extraídos de la literatura (tabla 8) se dimensionó en una malla 3D de 30x15x1 celdas con dimensiones de 100x100x300 pies respectivamente.

Figura 41. Vista Superior Geometría Yacimiento Sintético.



Para la localización de las fracturas hidráulicas, el simulador comercial de IMEX-Computer Modelling Group CMG® arroja resultados confiables con anchos de fractura de mínimo 0.8 ft. (En un estudio presentado por el manual denominado como un proceso de “Pseudoization” para ajustar el flujo no Darcy, fue concluido que cambios razonables de presión en la fractura puede ser representada por una pseudo fractura de 1ft si se tenía en cuenta el redimensionamiento y refinamiento logarítmico). Por lo tanto, para ajustar este valor al valor de conductividad de la literatura, la permeabilidad de la fractura debe ser:

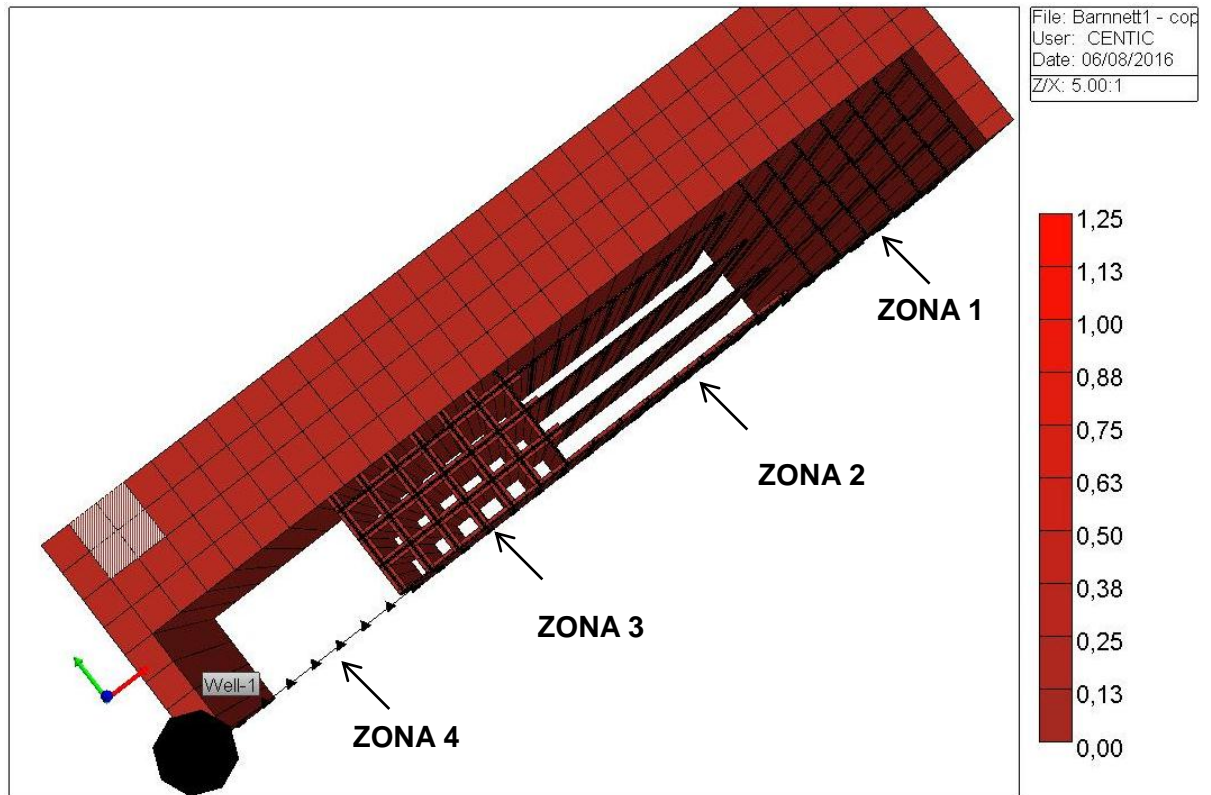
$$K_F = \frac{F_c}{W_F} = \frac{1 \text{ md} - \text{ft}}{0.8 \text{ft}} = 1.25 \text{ mD}$$

Las fracturas hidráulicas se construyen en la mitad de cada celda principal refinada (es decir en la celda 5,5,1 de cada una). Esta localización se realiza en tres celdas principales de la zona SRV (100 ft cada una de alto) para obtener la longitud media total de fractura de 300 ft, La Figura 43, presenta un acercamiento a las 4 zonas que constituyen el yacimiento en sí hecho mediante cortes transversales y de capa.

- La zona 1 representa la distribución de las fracturas hidráulicas creadas.
- La zona 2 representa la distribución de las fracturas naturales en la zona SRV. Todas las fracturas presentan las mismas propiedades y atraviesan la zona estimulada.
- La zona 3 representa la intersección de las fracturas naturales con las fracturas hidráulicas en la zona SRV.
- La zona 4 representa tanto la zona SRV como USRV.

La distribución de permeabilidades y porosidades se realiza igualmente con RG (Refine Grid) en la zona SRV y un valor continuo para la zona USRV. Los valores son mostrados en la Tabla 10.

Figura 43. Vista superior 3D yacimiento sintético.



5.3.2.2 Descripción Propiedades del Fluido

Como es especificado en la tabla 8, el yacimiento sólo presenta flujo de gas (saturación inicial del 70%). La Figura 44, presenta las curvas de permeabilidad usadas, de manera que es posible observar que a la $S_{m\acute{a}x}$ de gas la permeabilidad relativa del agua es aproximadamente cero, con el fin de asegurar sólo flujo de gas en el tiempo de producción.

Igualmente, la Figura 45 presenta una curva de viscosidad usada disponible en la literatura, donde se usó la correlación CKB (Carr Kobayashi Burrows), la cual es válida para gases con concentraciones de H_2S , CO_2 y N_2 menores al 15% y temperaturas dentro del rango de 40 a 200 °F.

Tabla 10. Distribución de permeabilidades y porosidades en Modelo Sintético.

ZONA SRV		
Porosidad	Valor	Unidades
Matriz, \emptyset_m	0.06	Fracción
Fracturas Naturales, \emptyset_{fn}	8.3 E-005	Fracción
Permeabilidad	Valor	Unidades
Matriz, K_m	0.00015	mD
Fracturas Naturales Estimuladas, K_{fnr}	0.0025	mD
Fracturas Hidráulicas, K_F	1.25	mD
ZONA USRV		
Porosidad	Valor	Unidades
Matriz, \emptyset_m	0.06	Fracción
Fracturas Naturales, \emptyset_{fn}	8.3 E-005	Fracción
Permeabilidad	Valor	Unidades
Matriz, K_m	0.00015	mD
Fracturas Naturales Estimuladas, K_{fnr}	0.0000018 0375	mD

Figura 44. Curva Permeabilidades Relativas.

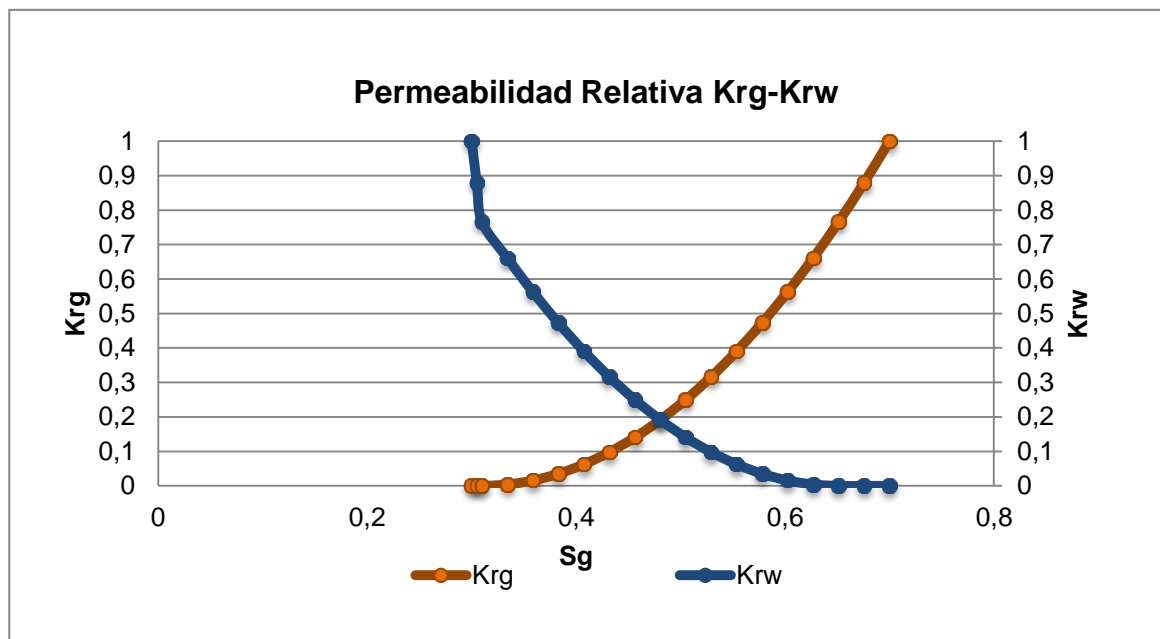
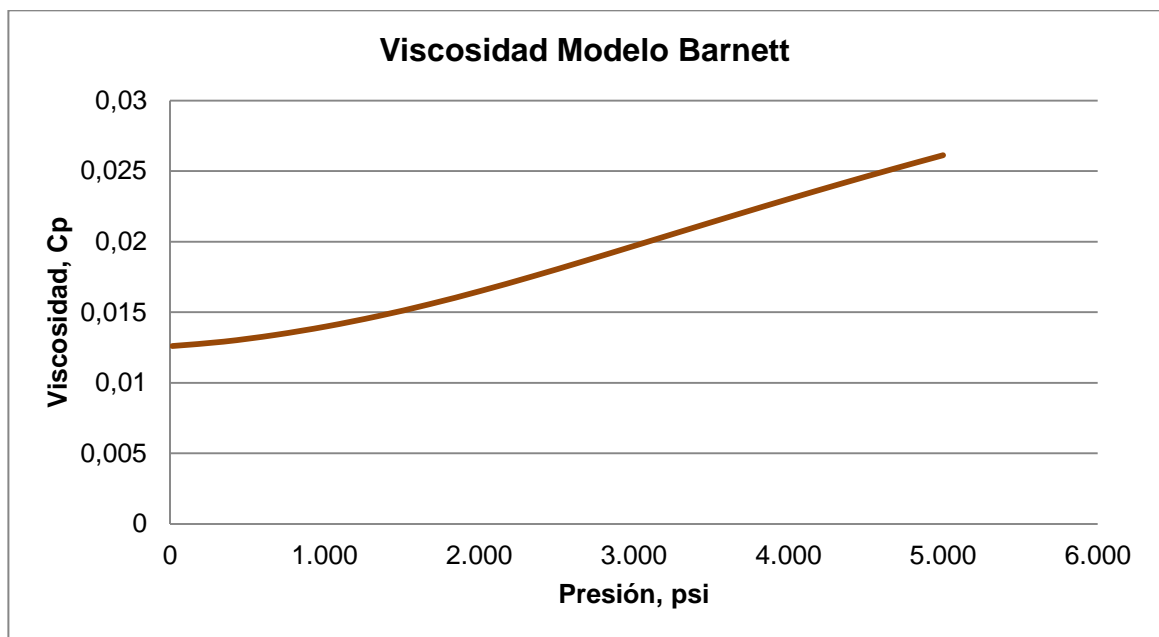


Figura 45. Curva Viscosidad de Gas.



5.4 VALIDACIÓN DE DATOS

Después de haber simulado de la manera más cercana al comportamiento real el yacimiento con los datos recopilados, la siguiente fase consiste validar la simulación realizada en el simulador comercial CMG® y verificar que el comportamiento del yacimiento se asimila al comportamiento presentado en la literatura de donde se extrajeron los datos de fluido y roca.

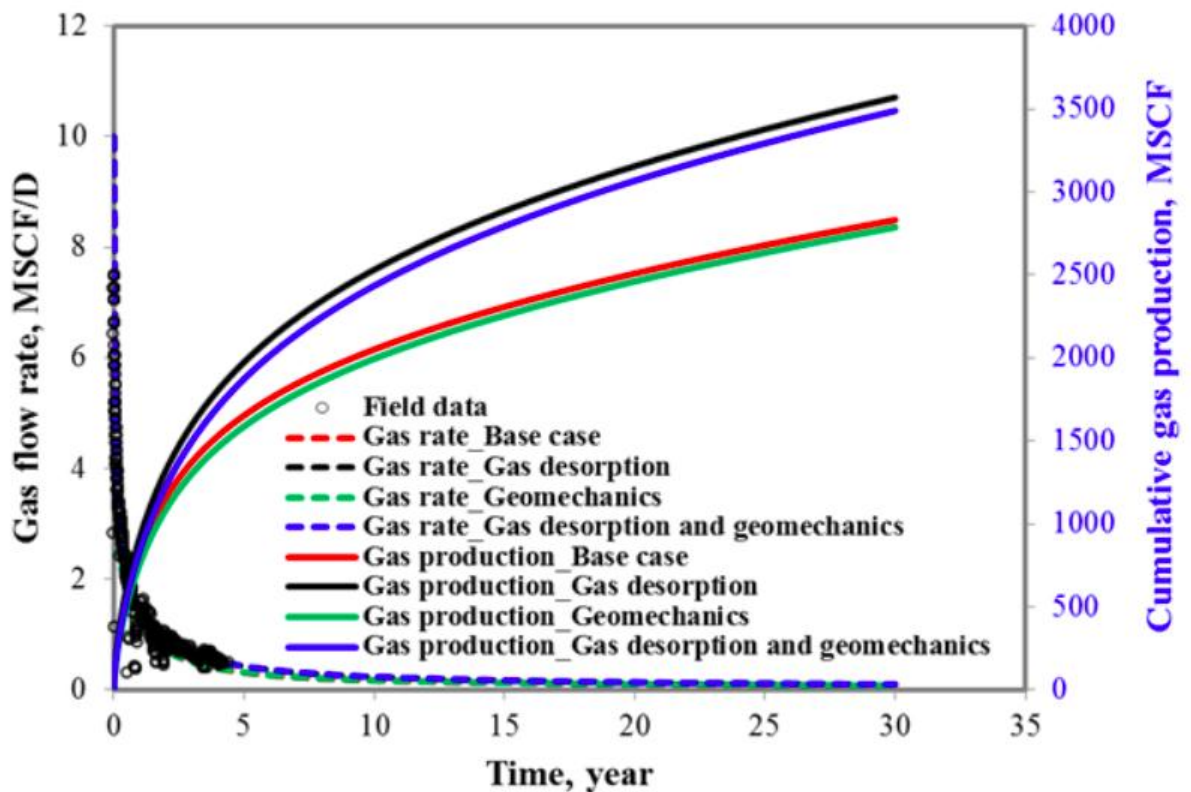
El parámetro de verificación del modelo corresponde a la curva de producción diaria y acumulada con el tiempo para 30 años de producción. Se corrió el modelo para éste periodo de tiempo, bajo las mismas especificaciones explicadas anteriormente. Dado que el modelo de la literatura, y teóricamente, la producción de gas en shale se ve afectada no sólo por gas libre encontrado en el espacio

poroso sino también por gas adsorbido en la matriz y materia orgánica presente, para ajustar ésta diferida o diferencia en producción en contraste a un modelo convencional que no tiene en cuenta éste parámetro de desorción, se varían las curvas de viscosidad y permeabilidad relativa como fue explicado anteriormente, ya que la última controla la tasa de desplazamiento del fluido dependiendo de la forma de las curvas y la distribución de los fluidos, lo cual va a afectar el desempeño de la producción.

Los datos de producción de la literatura son extraídos usando la herramienta Digitize It para la Figura 46, sólo para la curva correspondiente al modelo base con presencia de geomecánica y desorción ya que es el que más se asemeja al comportamiento real de shale gas.

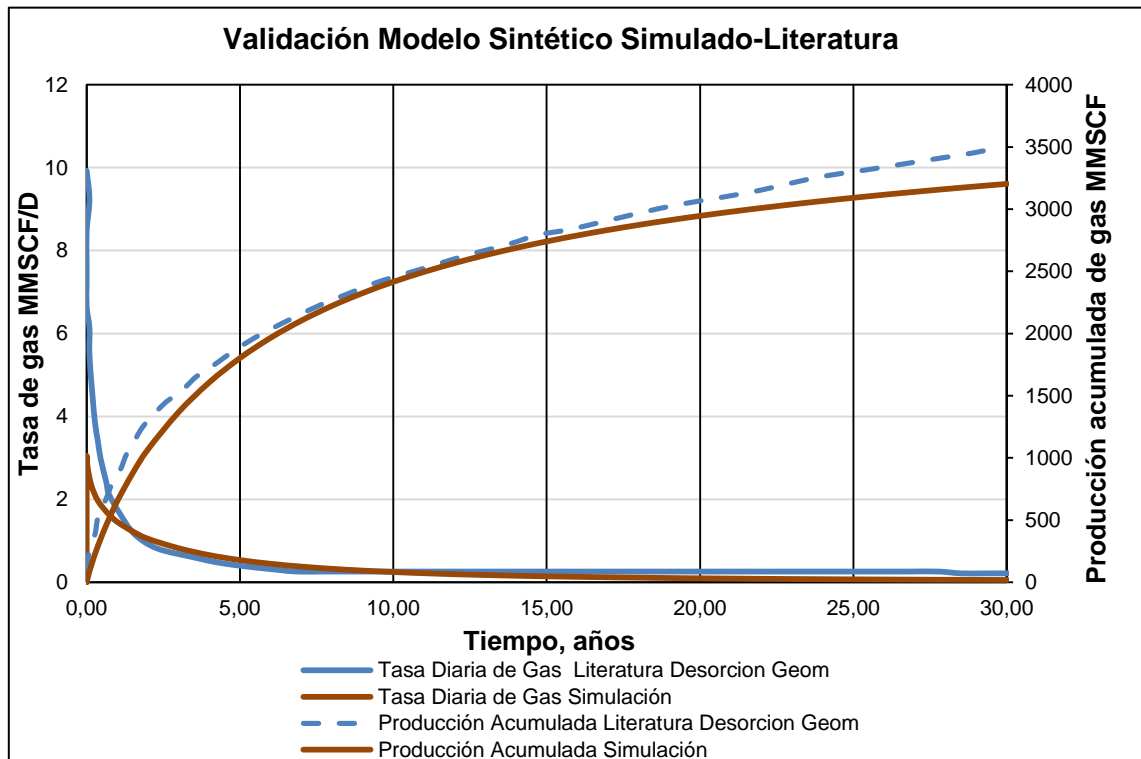
Los resultados obtenidos se presentan en la Figura 47, demostrando así que el comportamiento del yacimiento simulado se asemeja al presentado en la literatura, y por ende, a un comportamiento real de shale gas, ya que los datos son datos de roca y fluido son datos extraídos de pruebas de laboratorio y registros. De esta manera, asegurando que el comportamiento de la producción es confiable, la siguiente fase consiste en ejecutar las pruebas de presión.

Figura 46. Producción modelo Barnett Shale para 30 años. Literatura.



Fuente: WEI, Yu. "Simulation of gas desorption and geomechanics effects for unconventional gas reservoirs". Review Article. Fuel Journal. Elsevier Publishing. 2013. Figura4. Página 6.

Figura 47. Validación de Modelo sintético de shale para producción de 30 años.



6. DESARROLLO DE METODOLOGÍA

La metodología a desarrollar consiste en un proceso en base a etapas para el análisis de datos de presión vs tiempo a una tasa de flujo constante. Los parámetros claves a determinar corresponden a:

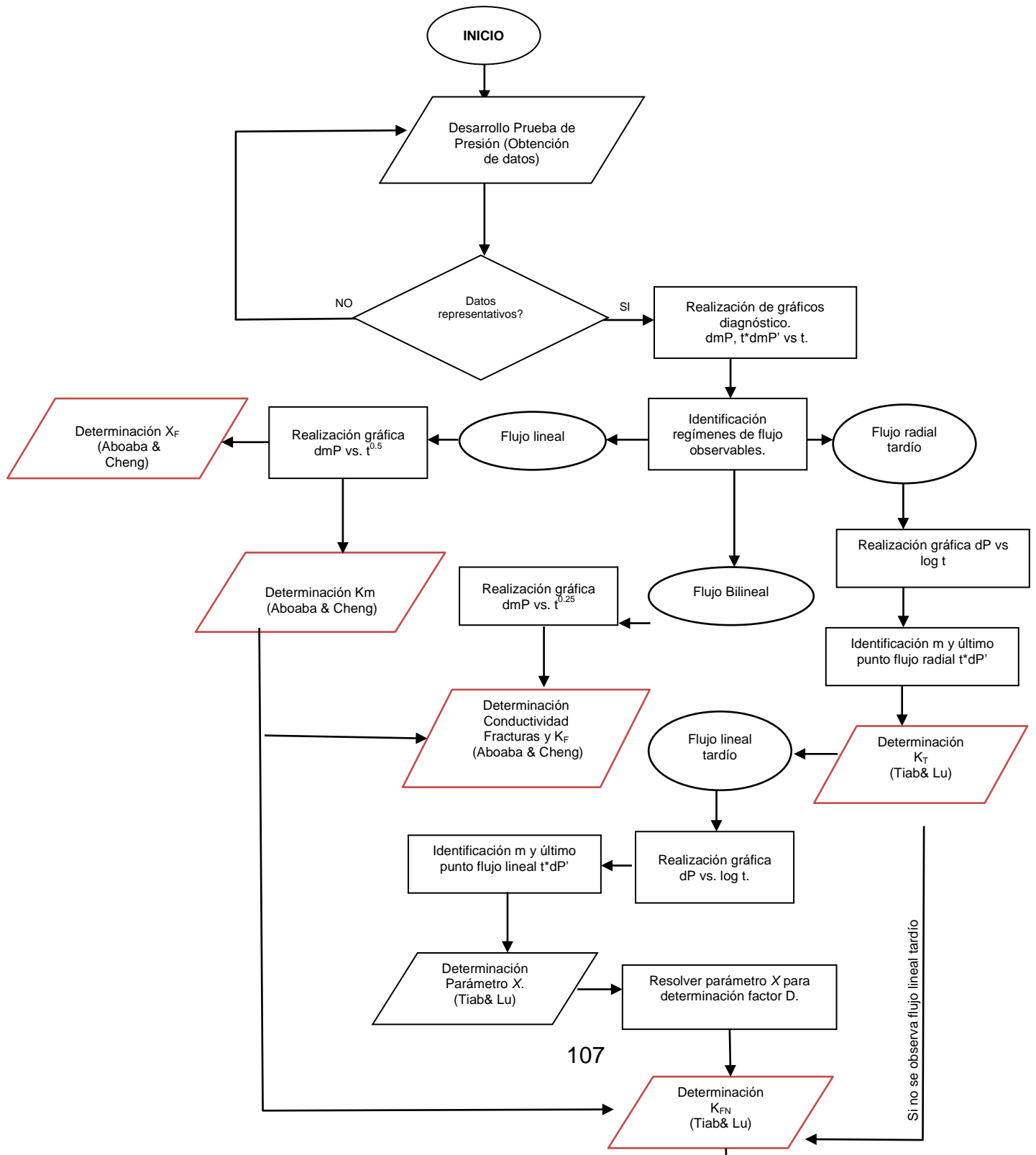
- Permeabilidad Matriz, K_m
- Permeabilidad Fracturas Naturales Estimuladas, K_{FN}
- Permeabilidad Fracturas Hidráulicas, K_F
- Longitud Media de fractura X_F

Para el desarrollo de la metodología propuesta, es necesario un tiempo de producción prudente que permita la aparición de, al menos, los siguientes regímenes de flujo:

- Flujo Bilineal en tiempos tempranos.
- Flujo Lineal en tiempos tempranos.
- Flujo Lineal compuesto en tiempos tardíos.
- Flujo Pseudo-radial o radial tardío.

Los pasos a seguir son propuestos en la Figura 48. Después de analizar los regímenes de flujo presentes, se procede a aplicar los modelos numéricos escogidos para la determinación de parámetros anteriormente mencionados.

Figura 48. Metodología propuesta.



6.1 ETAPA 1: Desarrollo y análisis prueba de presión PDD.

Paso 1. Desarrollo Prueba de Presión.

Después de haber simulado de la manera más cercana al comportamiento real el yacimiento con los datos recopilados y modificados, la siguiente fase consiste en la aplicación de una prueba de descenso de presión (PDD) debido a que los modelos a utilizar requieren de un caudal constante y regulado de gas.

Para la prueba de presión se determinaron los siguientes periodos de tiempo usando:

- Tiempo de producción-estabilización: 1 año de producción a una BHP de 500 psi.
- Tiempo de cierre: Después de la etapa de producción el pozo se cerró durante 6 meses con el fin de estabilizar la presión de fondo y empezar la prueba de descenso de presión.
- Prueba descenso de presión: Se abrió el pozo durante el tiempo necesario con el fin de observar los regímenes de flujo necesarios para la aplicación de los métodos numéricos.

Para la determinación del tiempo de prueba se tomaron rangos que pueden ser viables para una prueba de presión: de 3 a 6 meses, dando un tiempo de 5 meses como el ideal para observar los regímenes de flujo necesarios para caracterizar el yacimiento en tiempos tempranos. Debido a que el segundo modelo numérico seleccionado requiere de la aparición de regímenes de flujo que en yacimientos de shale se presentan en tiempos medios, se debió seguir dejando el pozo en producción hasta un tiempo final de 2 años. En tiempos mayores se observó el comportamiento de tiempos tardíos pseudo estable correspondientes a la aparición del efecto de la zona USRV.

Para la determinación del caudal a usar, se realizó un análisis a prueba y error de caudales que variaban dentro del rango de estabilización de la curva de producción (Figura 47) obteniendo un caudal de 800 MSCFD como el caudal que permitía ver un comportamiento más amplio pero controlado de la caída de presión en el mismo periodo de tiempo. Este caudal, se puede representar en caudal/fractura como 28,571 MSCFD para un total de 28 fracturas.

Paso 2. Realización de Gráficas Diagnóstico.

Una vez el software generó los datos de presión contra el tiempo, que en este caso se programaron time-steps de una hora, se procede a graficar los datos, primero mediante la obtención de las variables necesarias para ello.

- **Pseudo- presión**

Debido a que las propiedades del gas van variando en función de la presión, los datos de presión obtenidos del software deben ser entonces normalizados acorde a la ecuación [34] de pseudo- presión:

$$P_p = \frac{\bar{\mu}_g \bar{Z}}{\bar{P}} \int_0^P \frac{P}{\mu_g Z} dp$$

Para este caso, debido a que se contaban con más de 12000 datos de presión, se programó un macro VBA en Excel con esta fórmula a fin de determinar más fácilmente el valor de pseudo presión para una determinada hora.

Con los valores obtenidos de pseudo presión, se obtuvieron los valores de delta de pseudo presión (dmP), restando cada valor al valor de presión inicial para poder realizar el análisis convencional de la prueba.

- **Derivada de pseudo-presión**

Para poder realizar un análisis de los regímenes de flujo observados, la mejor técnica consiste en la determinación de la derivada del delta de pseudo presión (dmP*) que puede ser definida como:

$$f'(x) = \lim_{n \rightarrow \infty} \frac{f(x+\Delta x) - f(x)}{\Delta x} \dots\dots\dots [72]$$

Resolviendo la ecuación, la derivada de la presión en un punto t, corresponde a:

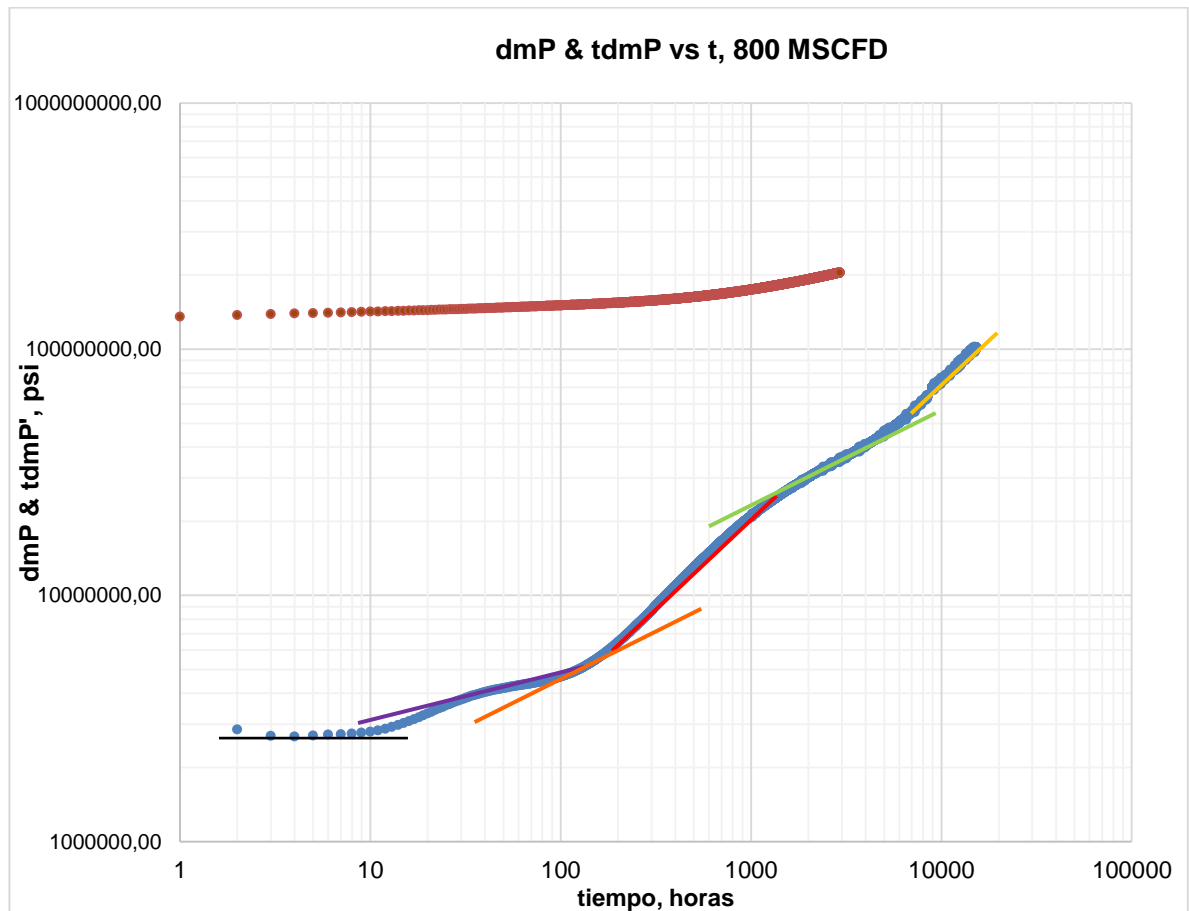
$$dmP' = \frac{Ln\left(\frac{t}{t-1}\right) * dmP_{+1}}{Ln\left(\frac{t+1}{t}\right) * Ln\left(\frac{t+1}{t-1}\right)} + \frac{Ln\left(\frac{t+1 * t-1}{t^2}\right) * dmP}{Ln\left(\frac{t+1}{t}\right) * Ln\left(\frac{t}{t-1}\right)} - \frac{Ln\left(\frac{t+1}{t}\right) * dmP_{-1}}{Ln\left(\frac{t+1}{t-1}\right) * Ln\left(\frac{t}{t-1}\right)} \dots\dots\dots [73]$$

Paso 3. Análisis de gráficos diagnóstico: Identificación de regímenes de flujo observables.

Para poder determinar el comportamiento del yacimiento respecto a la presión, se usó la técnica moderna, la cual consiste en analizar los datos de la derivada de la pseudo presión vs tiempo en una escala log-log como es mostrado en la Figura 49

La grafica fue realizada en Excel con el fin de obtener una curva suave y definida que permitiera trabajar sobre ella.

Figura 49. Derivada de la pseudo presión y pseudo presión vs tiempo.



Se evidencian los siguientes periodos de flujo:

- Flujo radial de fractura: Representado en los tiempos tempranos por la línea negra de pendiente 0. Este flujo representa al flujo principalmente en las fracturas hidráulicas después de que el efecto de almacenamiento ha sido superado. (Generalmente este tiempo es de corta duración por lo que no es común verlo).
- Flujo bilineal: Representado en los tiempos tempranos por la línea morada de pendiente 0,25. Este flujo representa una caída de presión a lo largo de la

fractura, lo cual contribuye a un flujo lineal en la fractura y a un flujo lineal también desde la formación hasta ella.

- Flujo lineal: Representado en los tiempos tempranos por la línea naranja de pendiente 0,5. Este flujo representa el aporte de flujo por parte principalmente de la formación, y parte de las fracturas transversas naturales a las fracturas hidráulicas. Cada fractura se comporta independientemente de las otras.
- Zona de transición: Representa un periodo de transición de la zona SRV donde la matriz inicia aporte de fluido hacia las fracturas hidráulicas. Debido a la gran diferencia de permeabilidad y de presiones, el comportamiento es como el de una barrera de no flujo. Es identificado por una pendiente entre $\frac{1}{2}$ y 1, en este caso por la línea roja. Dado que la longitud de las fracturas es grande en comparación con el área de drenaje del yacimiento el flujo pseudo-radial temprano es enmascarado por este efecto de frontera.
- Flujo lineal compuesto tiempos tardíos: Durante este período, las fracturas interactúan y la producción se da por un flujo lineal de la formación a la red de fracturas. Está representado por la línea verde con pendiente de 0,5.
- Flujo compuesto pseudo-radial: El flujo hacia todo el sistema fractura-pozo es radial o elíptico y el flujo a través de los elementos más exteriores se convierte en dominante. Dado que la longitud de las fracturas es grande en comparación con el área de drenaje del yacimiento el flujo pseudo-radial es enmascarado por este efecto de frontera que se da al cambiar de la zona SRV a la USRV.
- Estado Pseudo Estable: Se identifica como periodo donde se empiezan a sentir los límites de frontera. Es identificado por una pendiente entre $\frac{1}{2}$ y 1, en este caso por la línea amarilla.

Para observar a fondo el comportamiento de la presión a lo largo del tiempo respecto a la geometría de yacimiento simulado, se capturaron tres momentos de la simulación: tiempos tempranos, tiempos medios y tiempo final de la simulación. Las Figura 50, 51, y 52 muestran los resultados capturados:

- **Tiempos tempranos (Figura 50):** Como se puede observar en la figura, la caída de presión sólo se observa en la zona estimulada por las fracturas hidráulicas. En estos tiempos tempranos, se observan los regímenes de flujo radial de fractura y bilineal. En este periodo, el aporte de flujo proviene principalmente de las fracturas y el efecto de almacenamiento puede ser observado.
- **Tiempos medios (Figura 51):** En este periodo, como es posible observar en la fractura, la caída de presión ya se ha ampliado tanto lateral como verticalmente, evidenciándose así en el flujo lineal por aporte de la formación. En este periodo inicia el periodo de transición pues la caída de presión empieza a tocar los límites de la zona Fractura hidráulica-SRV. En este caso, el límite más cercano corresponde al lateral, pues la longitud de pozo es cercana a la longitud total del yacimiento.

- **Tiempos medios a tardíos (Figura 52):** En este periodo e flujo, la caída de presión ya alcanzó los límites laterales del yacimiento, y cada fractura produce en su propio volumen. El aporte de flujo proviene tanto de matriz como de fracturas y se empieza a evidenciar el flujo pseudo-estable.

Figura 50. Tiempos tempranos de producción Yacimiento Shale.

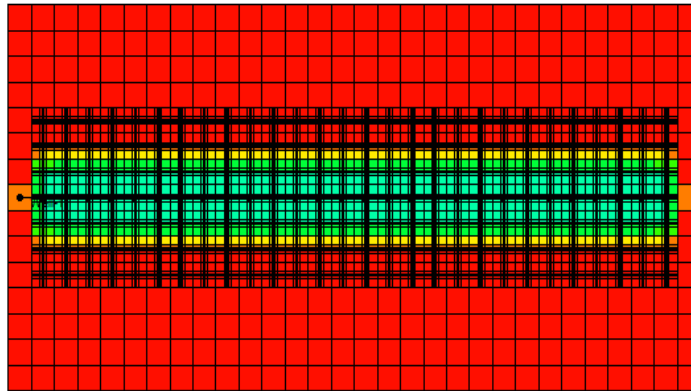


Figura 51. Tiempos medios de producción Yacimiento Shale.

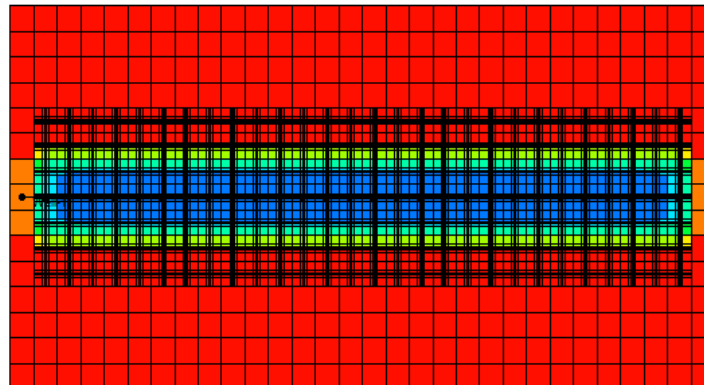
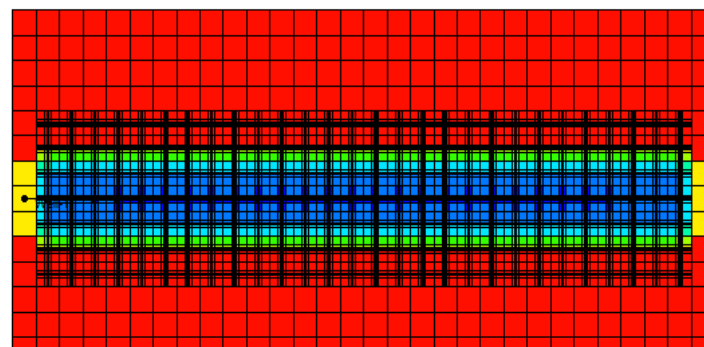


Figura 52. Tiempos medios a tardíos de producción Yacimiento Shale.



6.2 ETAPA 2: Aplicación de modelos PTA seleccionados

6.2.1 Modelo A. Aboaba y Y. Cheng (2010)¹

Dado que el flujo lineal sí es observado, se utilizará el método 1 de éste modelo explicado anteriormente.

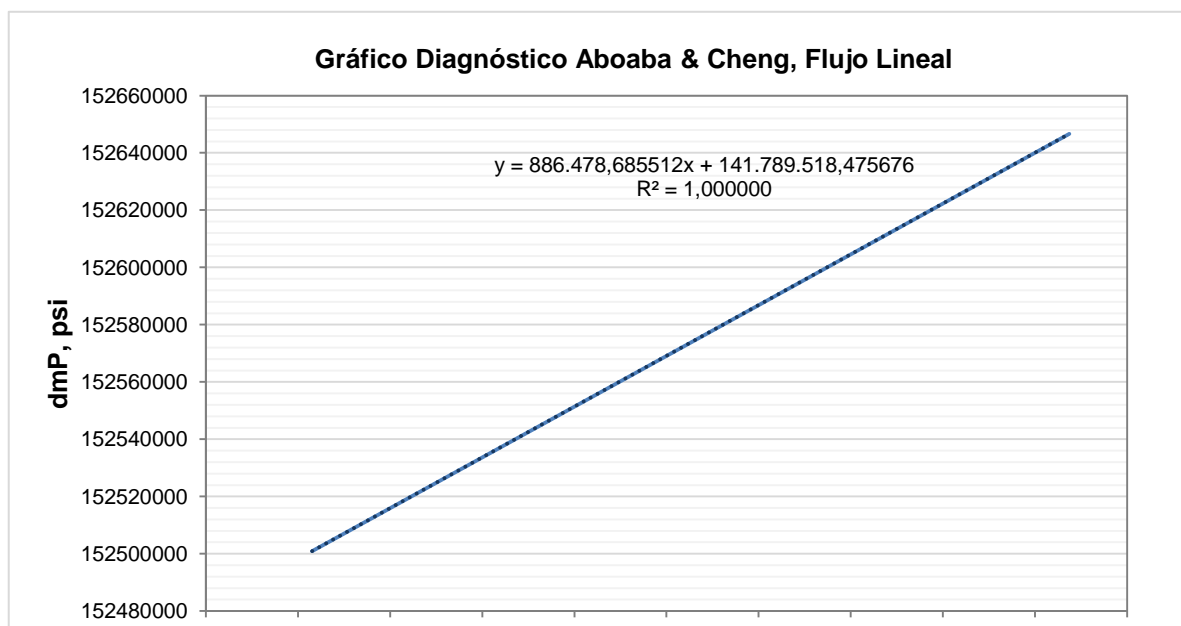
6.2.1.1. Análisis Flujo Lineal

Para poder realizar los cálculos respectivos del flujo lineal en este modelo, se identificó el tiempo de inicio y final del flujo lineal, para lo cual se identificó un rango de datos a los que les corresponde una pendiente de 0.5 o aproximadamente este valor, según el gráfico de la derivada de la pseudopresión ($tdmP'$) vs tiempo.

Teniendo en cuenta lo anterior y observando la Figura 49 en donde ya se realizó la discretización de los diferentes regímenes de flujo, se aislaron estos datos para realizar el respectivo cálculo de la permeabilidad de la matriz del shale, K_m , y la longitud media de la fractura; para posteriormente comparar los resultados con sus valores teóricos, es decir los utilizados en la simulación numérica.

Se procede a realizar un gráfico lineal de la caída de la pseudopresión (dmP) vs la raíz cuadrada del tiempo ($t^{1/2}$) para realizar el cálculo de la pendiente de la línea recta, obteniendo un valor de $m = 886478,68$. Igualmente, durante el tiempo real de simulación del pozo, el flujo lineal culmina a un tiempo de 16168 horas.

Figura 53. Gráfico diagnóstico Aboaba & Cheng, flujo lineal.



Se continúa a calcular X_f y K_m , con las ecuaciones 55 y 56 respectivamente:

$$x_f = 2.289t_{elf}^{0,25} \left(\frac{q_g T}{mh \phi \mu c_t} \right)^{0,5}$$

$$k_m = \frac{319.77 q_g T}{mh \sqrt{t_{elf}}}$$

En donde,

Q_g = tasa de gas durante la prueba/número de fracturas, MSCFD

t_{elf} = tiempo de finalización del flujo lineal, hrs

T = temperatura, °R

h = espesor del yacimiento, pies

ϕ = porosidad, fr

μ = viscosidad, cp

c_t = compresibilidad total de la formación, psi^{-1}

m = pendiente

En la siguiente Tabla 11 se muestran los resultados obtenidos.

Tabla 11. Resultados del análisis Aboaba & Cheng, flujo lineal.

	Valor modelo	Unidades
X_F	347.39	Pies
K_m	0.000164809	mD

6.2.1.2 Análisis flujo bilineal

Teniendo ya delimitados los intervalos de cada régimen de flujo, aislamos los que muestren una pendiente de 0.25 en el gráfico de la derivada (Figura 49) para

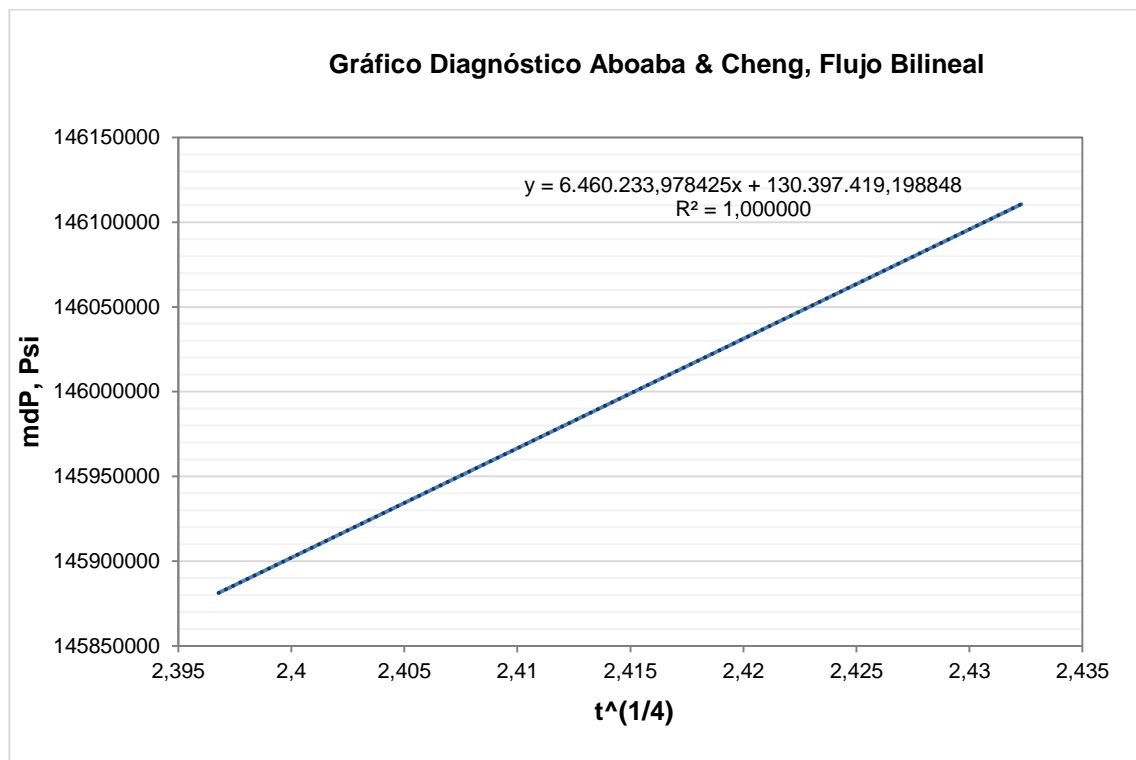
realizar el respectivo análisis para calcular en este caso la conductividad de la fractura (k_{FWF}) y a partir de esta, la permeabilidad de las fracturas hidráulicas k_F .

Se realiza a continuación un gráfico lineal con este intervalo de tiempos, de la caída de la pseudopresión mdP vs la raíz cuadrática del tiempo ($t^{1/4}$) (Figura 54)

Utilizando la ecuación 57, y teniendo como valor conocido ya la permeabilidad de la matriz hallada en el análisis anterior, se realiza el cálculo de la conductividad de fractura.

$$m_{bl} = \frac{444.75qT}{h(k_f w_f)^{0.5} (\phi \mu c_t k)^{0.25}}$$

Figura 54. Gráfico diagnóstico Aboaba & Cheng, flujo bilineal.



A partir de este valor de conductividad $K_f W_f$, es posible hallar la permeabilidad de la fractura si se conoce el valor del ancho de ésta. Como fue mostrado anteriormente, para la simulación se ajustó el valor de conductividad de la siguiente manera:

$$K_F = \frac{F_c}{W_F} = \frac{1 \text{ md} - \text{ft}}{0.8 \text{ft}} = 1.25 \text{ mD}$$

Por lo tanto, para efectos de análisis, se comparan tanto el valor de la conductividad como el valor de la permeabilidad de fractura (con $W_F=0.8$ ft), aun teniendo en cuenta que éste valor de W_F normalmente es desconocido y la eficiencia del fracturamiento se evalúa en base a la conductividad principalmente.

Los datos obtenidos son mostrados en la Tabla 12.

Tabla 12. Resultados del análisis Aboaba & Cheng, flujo Bilineal

	Valor modelo	Unidades
$W_F K_F$	2.07	mD- Ft
K_F	2.59	mD

6.2.2. Modelo Jing Lu, Zhu Tao & Djebbar Tiab (2009)²

Para poder realizar los cálculos respectivos que propone este modelo, se requieren identificar tanto el flujo radial tardío como el flujo lineal compuesto.

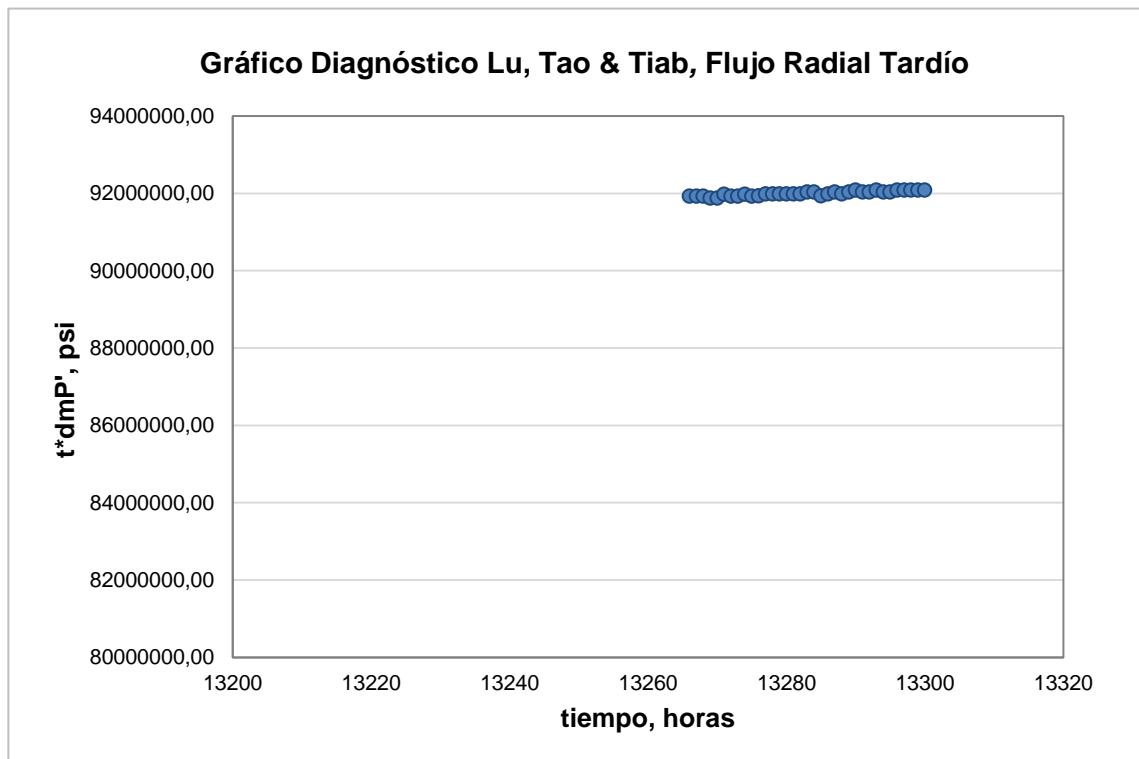
6.2.2.1. Análisis Flujo Radial Tardío

Si no hay un soporte continuo de presión, y el pozo se encuentra en producción durante un tiempo razonable, es posible observar este periodo de flujo que corresponde netamente a aporte de un flujo estable por parte del yacimiento hacia la zona estimulada. Para el caso de la prueba de presión simulada, este periodo de flujo se ve enmascarado en la gráfica, lo cual puede ser dado por valores de longitud de fractura (350 ft) relativamente grandes en comparación con el área de drenaje.

Para identificar si en cuestión se presentó este flujo, se calcularon las pendientes en cada punto de los datos obtenidos para la derivada de la presión en función del tiempo. En base a estos valores, se identificaron las zonas con pendientes entre 0 y 0.001 como un margen de error. La zona identificada con mayor rango de datos corresponde efectivamente a una región después del flujo lineal compuesto representado por la línea verde en la Figura 49 Para fines de comprobación, dado que el flujo radial es identificado por una pendiente de 0, es decir, con un valor constante de derivada, se graficaron estos datos como es mostrado en la Figura

55, comprobando así, que aunque durante un tiempo corto, el flujo radial tardío sí se pudo evidenciar.

Figura 55. Identificación de flujo. Lu, Tao & Tiab, flujo radial tardío.



De esta manera, el siguiente paso consiste en obtener el valor de la permeabilidad total definida como:

$$K_T = K_m + K_{FNaturales}$$

Donde las fracturas naturales corresponden a las fracturas estimuladas por el fracturamiento hidráulico, ya que el tiempo no es lo suficientemente grande para analizar las fracturas alejadas de la zona estimulada.

La permeabilidad total puede ser calculada a partir de la ecuación 63:

$$K_t = \frac{70.6 \mu B Q}{(t \Delta P')_r H}$$

Donde:

Q = tasa de gas durante la prueba/número de fracturas, MSCFD

H = espesor del yacimiento, pies

μ = viscosidad, cp

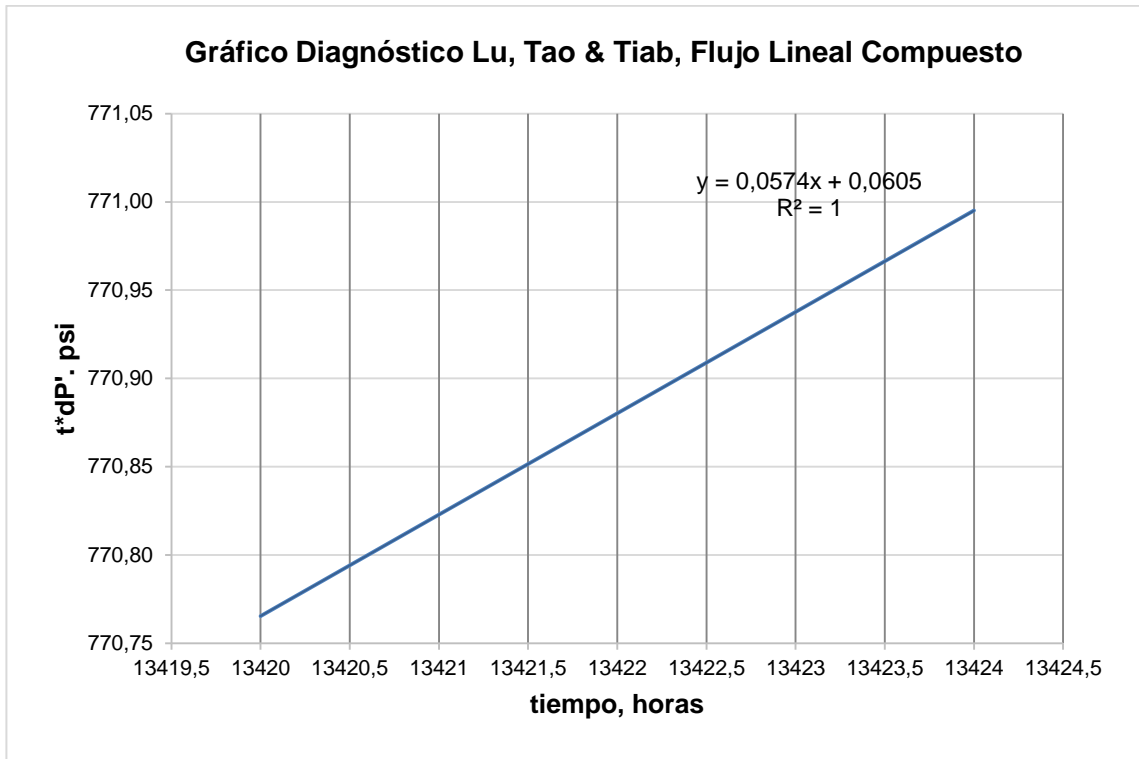
c_t = compresibilidad total de la formación, psi^{-1}

$(t \Delta P')_r$ = punto promedio de la derivada de dP.

B = Factor volumétrico del gas RB/MSCF

Se procede a aplicar la ecuación 63 con los datos obtenidos. De acuerdo al procedimiento, se grafica el rango de derivada constante obtenidos en la Figura 55 en otra gráfica de dP vs logt (Figura 56). De acuerdo a los datos de prueba, el valor promedio de $(t \Delta d m P')_r$ es de 92787678.22 psi, lo que es equivalente a un valor de $(t \Delta d P')_r$ de 770.88 psi. Para el factor volumétrico, se tomó en base a la presión inicial con un valor de 0.61 RB/Mscf.

Figura 56. Gráfico diagnóstico Lu, Tao & Tiab, flujo radial tardío.



En la siguiente Tabla 13 se muestran los resultados obtenidos.

Tabla 13. Resultados del análisis Lu, Zhu Tao & Djebbar Tiab, Flujo Radial Tardío.

	Valor modelo	Unidades
K_T	0.0029	mD

6.2.2.1. Análisis Flujo Lineal Compuesto

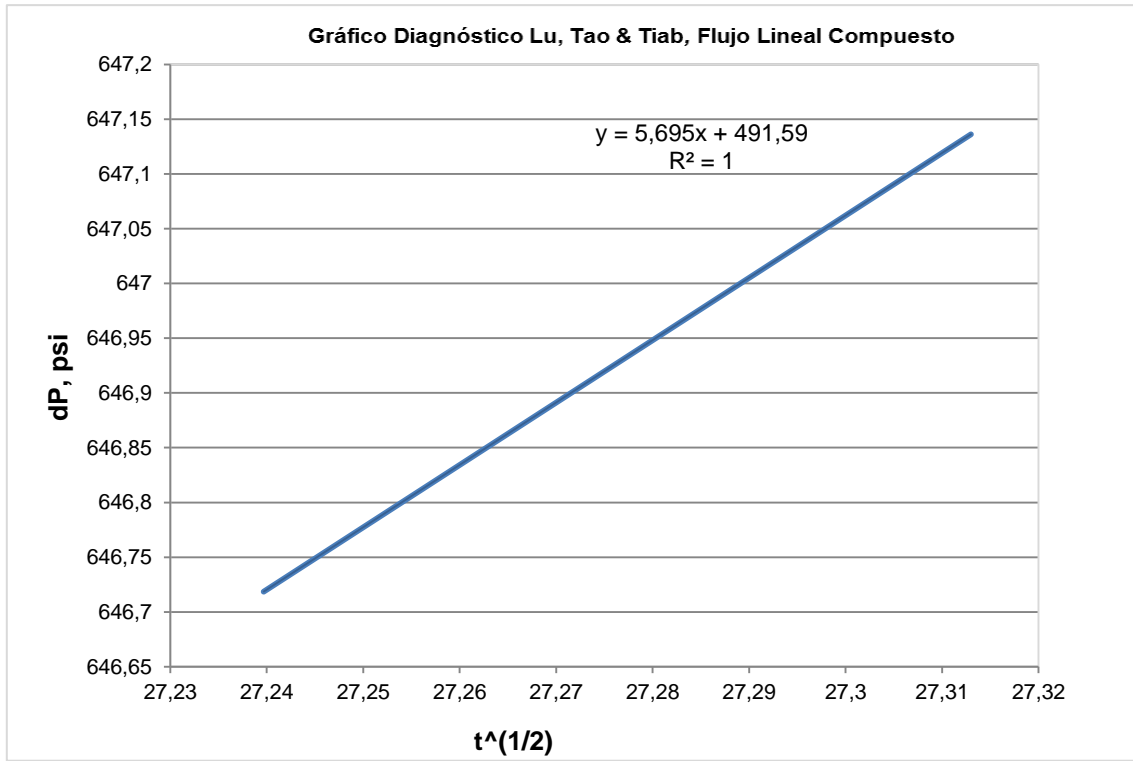
Teniendo ya delimitados los intervalos de cada régimen de flujo, aislamos los que muestren una pendiente de 0.5 en el gráfico de la derivada, en tiempos intermedios (línea verde, figura 49) para realizar el respectivo análisis para calcular en este caso el parámetro X.

Se realiza a continuación un gráfico lineal con este intervalo de tiempos, de la caída de dP vs la raíz cuadrada del tiempo ($t^{1/2}$) (Figura 57)

Utilizando la ecuación 64, y teniendo como valor conocido ya la permeabilidad total hallada en el análisis anterior y una pendiente de 5.695 en base a la figura 57, se realiza el cálculo de X.

$$\chi = \left(\frac{LHm_l}{2.588 BQ} \right) \left(\frac{K_t(\phi C)_t}{\mu} \right)^{0.5}$$

Figura 57. Gráfico diagnóstico Lu, Tao & Tiab, flujo lineal compuesto.



- Q: Debe estar en unidades de STBD. El equivalente de 800 MSCFD, 142.475 STBPD.
- El factor volumétrico del gas debe estar en unidades de RB/STB.

En la siguiente Tabla 14 se muestran los resultados obtenidos.

Tabla 14. Resultados del análisis Lu, Zhu Tao & Djebbar Tiab, Flujo Lineal Compuesto.

	Valor modelo
X	6.68

El siguiente paso consiste en determinar el valor de D mediante la ecuación 65:

$$\chi = \frac{1 + D}{D\sqrt{\eta_m} + \sqrt{\eta_{fn}}}$$

Donde:

$$\eta_m = \frac{1 - \omega}{\beta}, \beta = \frac{D}{1 + D}$$

$$\eta_2 = \omega(1 + D)$$

Para determinar el parámetro ω se aplica la ecuación 61:

$$\omega = \frac{\phi_{fn}C_{fn}}{\phi_{fn}C_{fn} + \phi_m C_m} = \frac{8.3 \text{ E} - 005 * 0.0003}{8.3 \text{ E} - 005 * 0.0003 + 0.06 * 0.0003} = 0.001$$

Posterior a la determinación de estos parámetros, por medio del uso de SOLVER en la herramienta Excel, se despeja el valor de D dado en la ecuación 65:

$$6,68 = \frac{1 + D}{D\sqrt{\eta_m} + \sqrt{\eta_{fn}}} = \frac{1 + D}{D\sqrt{\frac{(1 - 0.001)(1 + D)}{D}} + \sqrt{0.001(1 + D)}}$$

Para un valor final de D de 0.0129. Como ya el valor de D que representa la relación de permeabilidades es conocido, y se conoce por el método anterior la permeabilidad de la matriz, se determina entonces la permeabilidad de las fracturas naturales estimuladas mediante la ecuación 58:

$$K_{fnEstimuladas} = \frac{K_m}{D} = \frac{0.00016}{0.0129} = 0.013$$

La Tabla 15 resume los resultados obtenidos.

Tabla 15. Resultados del análisis Lu, Zhu Tao & Djebbar Tiab, Flujo Lineal Compuesto.

	Valor modelo
D	0.0129
K_{fnEstimuladas}	0.0128

7 ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS

Para verificar la viabilidad de la metodología propuesta, la siguiente etapa consiste en la comparación de los resultados obtenidos teniendo en cuenta que ya se conocen de antemano los valores originales de yacimiento incluidos en el código para la simulación. Las Tabla 16 a 19 muestran los valores obtenidos vs los valores “reales”.

7.1 Análisis Flujo lineal: Modelo A. Aboaba y Y. Cheng (2010)¹

La primera etapa del análisis corresponde a la interpretación del flujo lineal donde es posible obtener el valor de la permeabilidad de la matriz junto con la longitud media de fractura.

Tabla 16. Comparación de resultados, Aboaba & Cheng -flujo lineal.

	Valor teórico	Valor Obtenido
X_F , ft	350	347.39
K_m , mD	0.00015	0.00016

Se observa un error aceptable teniendo en cuenta las diferentes variables que influyen directamente en valores como la permeabilidad de la matriz. Para este caso, se asume que la permeabilidad de la matriz dentro de la zona estimulada es igual que la de la zona no estimulada. Por otro lado, las variaciones en la longitud de fractura pueden ser dadas a factores geomecánicos que en la realidad influyen a lo largo del tiempo, pues dependiendo del esfuerzo local, propante usado y propiedad de la roca de yacimiento, estas fracturas hidráulicas tienden a cerrarse.

Se pudo evidenciar que éste modelo es válido para pruebas con largos periodos de tiempo, hecho que se vio tanto en el presente trabajo de grado como en el artículo base. El tiempo usado debe entonces corresponder al tiempo real del pozo, es decir el tiempo desde que el pozo empieza su ciclo de producción y no tiempo de prueba como tal, en el caso de que el pozo no sea un pozo tipo A1, sino un pozo con una historia de producción previa. Esto es debido a que independiente del tiempo y momento donde se realice la prueba de presión, la declinación inicia en el momento en que se empieza a presentar un draw-down o caída de presión.

7.2 Análisis Flujo Bilineal: Modelo A. Aboaba y Y. Cheng (2010)¹

La segunda etapa del análisis corresponde a la interpretación del flujo bilineal donde es posible obtener el valor de la conductividad de las fracturas hidráulicas.

Tabla 17. Comparación de resultados, Aboaba & Cheng -flujo Bilineal.

	Valor modelo	Valor Obtenido
$W_F K_F$, mD-pies	1	2.07
K_F , mD	1.25	2.59

En este caso se observa un error del 107% en los dos casos, dado que la permeabilidad es dependiente de la conductividad. Esta magnitud de error puede deberse a dos factores:

- Por motivos prácticos, en el ejemplo del artículo en el que se desarrolla este modelo, no realizan una prueba de presión en un modelo sintético ni real de un pozo, en vez de esto realizan una deconvolución de datos de producción con presión variable, a datos de producción con tasa constante y presión variable. A partir de ellos, se realiza el análisis numérico, por lo que se pueden presentar diferencias en el comportamiento de la presión respecto al tiempo.
- Por problemas de convergencia en la naturaleza del simulador comercial usado, en el modelo sintético se debieron usar valores “no reales” de permeabilidad de fractura (K_F) y de ancho de fractura (W_F) para así poder ajustar la conductividad de la fractura ($W_F K_F$) al valor de 1 md-ft indicado en el artículo. Por esta razón, el valor mínimo de W_F que pudo ser utilizado para que la simulación fuera exitosa es 0.8 pies y su respectivo K_F es 1.25. Consecuentemente, realizar una comparación de estos parámetros es poco útil en este caso, siendo de mayor interés un valor de conductividad que es el que realmente es usado para la evaluación del desempeño de las fracturas.

7.3 Análisis Flujo Radial Tardío: Modelo Jing Lu, Zhu Tao & Djebbar Tiab (2009)²

Después de haber analizado tiempos tempranos de la prueba de presión, la tercera etapa consiste en analizar los tiempos intermedios-tardíos de la prueba de presión usando el método de Lu, Zhu y Tiab. Mediante el análisis del flujo radial tardío es posible obtener el valor de la permeabilidad total, es decir el valor de la permeabilidad de la matriz junto con el valor de la permeabilidad de las fracturas naturales estimuladas.

De esta manera, el valor de la permeabilidad total es definida como:

$$K_T = K_m + K_{FN} = 0.00015 \text{ mD} + 0.0025 \text{ mD} = 0.00265 \text{ mD}$$

La Tabla 18 muestra los resultados obtenidos junto con los teóricos.

Tabla 18. Comparación de resultados, Lu, Zhu Tao & Djebbar Tiab, Flujo Radial Tardío

	Valor modelo	Valor Obtenido
K_T mD	0.00265	0.0029

Como se puede observar, se obtiene un resultado aceptable al compararlo con el valor teórico. El flujo radial tardío se presentó durante un muy corto periodo de tiempo, lo cual se debe principalmente a:

- La relación de longitud media de fracturas comparada el área de drenaje es muy pequeña, por lo que el flujo se puede no evidenciar durante un largo periodo de tiempo por la rápida caída de presión hacia los límites laterales.
- Se comprobó que el caudal es determinante en el tiempo en que se presenta este periodo de flujo. A caudales mayores al caudal promedio de estabilización (Figura 47), la presión cae drásticamente en tiempos tempranos y no se observan claramente los regímenes de flujo a tiempos intermedios.

Teóricamente, para obtener un régimen de flujo radial durante un periodo de tiempo considerable, el yacimiento debe producir durante un largo periodo de tiempo, a una baja tasa, y en un yacimiento cuya área no estimulada sea de proporciones mayores a la región estimulada. Las condiciones más favorables para la aparición de éste flujo corresponde a fracturas de alta conductividad (>100) y formaciones de alta permeabilidad. Para el caso del modelo sintético, ambas condiciones no se cumplen, por lo que el parámetro restante “manipulable” para la observación de este flujo corresponde al caudal y tiempo.

A pesar de éstas restricciones, se obtuvo un resultado satisfactorio dentro de la zona estimulada. Por ello, se puede concluir que la TDS (Tiab’s Direct Technique) es útil para la evaluación de yacimientos de baja permeabilidad.

7.4 Análisis Flujo Lineal Compuesto: Modelo Jing Lu, Zhu Tao & Djebbar Tiab (2009)²

7.4.1 Método 1 Determinación K fracturas naturales:

La última etapa del análisis consiste en la interpretación del flujo lineal compuesto donde mediante la obtención de un factor X y con la permeabilidad anteriormente obtenida. Primero se deben determinar los valores teóricos, empezando por la relación de permeabilidades de la zona estimulada, dada por la ecuación 58:

$$D = \frac{K_m}{K_{FN}} = \frac{0.00015}{0.0025} = 0.06$$

A partir de éste valor teórico de D, se puede obtener el parámetro X formulado por Lu, Zhu y Tiab, el cual es definido por la ecuación 65 explicado anteriormente.

De esta manera se obtiene el parámetro X teórico como:

$$\chi = \frac{1+D}{D\sqrt{\eta_m} + \sqrt{\eta_{fn}}} = \frac{1+D}{D\sqrt{\frac{(1-\omega)(1+D)}{D}} + \sqrt{\omega(1+D)}} = 3.72$$

Con los dos parámetros ya determinados, se procede a compararlos con los valores determinados mediante el modelo numérico. La Tabla 19 presenta los resultados.

Tabla 19. Comparación de resultados, Lu, Zhu Tao & Djebbar Tiab, Flujo Lineal Compuesto.

	Valor Teórico	Valor Obtenido
X	3.7242	6.68
D	6%	1.3%
K_{FN, mD}	0.0025	0.0128

Para la obtención de éstos resultados, el modelo numérico usa diferentes parámetros relacionados al flujo interporoso y la relación matriz-fractura. Se puede observar que los resultados se alejan de la realidad. Ésta diferencia se debe a que la ecuación involucra varios parámetros sensibles a factores como geomecánica y compresibilidad, ya que éstos afectan el flujo entre matriz-fracturas naturales. Por otro lado, el proceso de la metodología propuesta conlleva a concatenar los valores anteriormente obtenidos, incrementando así el error de los resultados posteriores.

Para motivos de un análisis rápido sobre valores de permeabilidades en yacimiento, éste método presenta una ventaja, ya que el factor D es de fácil interpretación pues éste es adimensional y se puede interpretar como porcentaje. Para el caso base, se tiene una diferencia de 5% entre el valor obtenido y teórico, pero al ser ambos valores menores al 10%, se puede considerar un valor práctico para concluir que la relación de permeabilidades representa una estimulación mucho mayor en las fracturas naturales que en la matriz en sí.

7.4.2 Método 2 Determinación K fracturas naturales:

Otro método también válido es propuesto en caso de que:

- Flujo lineal compuesto no es representativo o identificable.
- Sólo es necesaria una estimación de K de fracturas naturales sin determinación de parámetros de flujo interporoso.

Éste método simplemente corresponde el asumir como fue hecho antes que:

$$K_T = K_m + K_{FN}$$

De estos valores, gracias al análisis de flujo lineal en tiempos tempranos y el análisis de flujo radial, se cuentan con los valores de permeabilidad total y permeabilidad de matriz. Por lo tanto, es posible despejar el valor de la permeabilidad de las fracturas naturales que corresponde en sí a la permeabilidad de las fracturas naturales estimuladas por el fracturamiento hidráulico, es decir, que se encuentran en la zona SRV.

De esta manera:

$$K_T = K_m + K_{FN} = 0.0029mD - 0.00016 mD = 0.00274 mD.$$

La Tabla 20 muestra los resultados obtenidos.

Tabla 20. Comparación de resultados, Lu, Zhu Tao & Djebbar Tiab, Flujo Lineal Compuesto.

	Valor Teórico	Valor Obtenido
$K_{FN, mD}$	0.0025	0.0027

Consecuentemente a partir de éste análisis, es posible hallar la relación D, para poder ser usada en análisis posteriores que involucren éste valor, así como también para evaluar el mejoramiento o no de la relación matriz-fracturas naturales pre y post fracturamiento.

De esta manera:

$$D = \frac{K_m}{K_{FN}} = \frac{0.00016}{0.0027} = 0.59 = 5.9\%$$

Donde el valor teórico calculado anteriormente fue de 6%.

Esta sencilla ecuación permite un análisis más profundo de la relación matriz-fracturas naturales siempre y cuando los análisis anteriores propuestos en la metodología sean hechos con precisión y en los regímenes de flujo estipulados.

La Tabla 21 presenta un resumen final de los valores obtenidos por los dos métodos analíticos usados y combinados junto con los valores teóricos introducidos en primera instancia durante la simulación.

Tabla 21. Comparación de resultados Finales.

	Propiedad	Valor Teórico	Valor Obtenido
Modelo A. Aboaba y Y. Cheng	Longitud media de fractura, X_F , pies	350	347.39
	Conductividad de Fractura, $W_F X_{F\ mD}$	1	2.07
	Permeabilidad de Matriz, $K_{m, mD}$	0.00015	0.00016
Zhu Tao & Djebbar Tiab	Permeabilidad de Total Roca, $K_{T\ mD}$	0.00265	0.0029
	Permeabilidad de Fracturas Naturales Estimuladas, $K_{FN\ mD}$	0.0025	Método 1: 0.0128
			Método 2: 0.0027

8 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- Se desarrolló una metodología práctica para la determinación de propiedades de fractura y permeabilidades globales en pozos hidráulicamente fracturados de Shale Gas. La metodología, propone una serie de etapas que combinan dos modelos analíticos de PTA aplicados a cuatro regímenes de flujo observados en la etapa de producción.
- Mediante el uso de un simulador comercial, se desarrolló una simulación de un yacimiento de shale gas teniendo en cuenta los parámetros indicados en un artículo base, obteniendo un comportamiento satisfactorio. Finalmente, se realizó una prueba de presión cuyos datos fueron procesados y graficados para el análisis de los regímenes de flujo observados.

- El estudio confirma, en su mayor parte, que la metodología desarrollada es versátil y flexible, pues hace uso de técnicas convencionales (uso de presión y pseudo presión) y modernas (uso de la derivada de presión) para el análisis de pruebas de presión. Con sólo la obtención en campo de datos de presión vs tiempo, el proceso es sencillo de realizar.
- Durante la aplicación de la metodología, dado a que se divide en base a cada régimen de flujo se pudieron identificar restricciones asociadas a cada flujo que afectan de manera directa la exactitud de resultados. La geometría de fractura y efectos geomecánicos asociados a ésta tienen su mayor efecto en tiempos tempranos de producción (Flujo Bilineal, Lineal- Método Aboaba & Cheng). Por otro lado, en tiempos medios de producción, el método presenta su restricción en cuanto a la vinculación de datos. Es decir, los pasos que propone la metodología son interdependientes, una etapa está directamente relacionada a la otra, pues la exactitud de ésta depende del valor que se obtenga en la etapa anterior. De esta manera, el proceso va reduciendo el número de incógnitas a lo largo del camino, evitando procesos iterativos.
- El método más efectivo en la simulación numérica de yacimientos de Shale Gas es el modelo de doble permeabilidad (DK) junto con un espaciamiento logarítmico (LS-LGR) para la distribución de propiedades en el espacio. Ésta opción, permite que el yacimiento sea discretizado en dos medios continuos en un mismo espacio (Matriz-Fractura), permitiendo al usuario manipular la distribución de permeabilidades y la geometría de fractura.
- Errores asociados a los resultados obtenidos se deben a parámetros relacionados a las consideraciones tomadas en la simulación, como es el caso de no asumir efectos de geomecánica en el cierre de fracturas. Para el caso de efectos de desorción, para el tipo de yacimiento seleccionado (Barnett Shale), la literatura propone que éste fenómeno no tiene gran impacto en el comportamiento de la producción. Igualmente, la desorción, tiende a verse en tiempos tardíos donde el gas libre ya fue producido, y depende de la composición de la roca, maduración y TOC. Para el alcance de éste proyecto, la prueba se realiza durante tiempos que no alcanzan a llegar a zona no estimulada (USRV), por lo que se puede considerar que no abarca tiempos tardíos de producción.
- El estudio desarrollado cuenta con tres enfoques de aplicación. Desde un enfoque investigativo, la metodología propuesta puede llegar a ser beneficiosa en la caracterización de yacimientos antes y después de una estimulación como lo es el fracturamiento hidráulico. Operacionalmente, es una herramienta útil en la toma de decisiones importantes en la

optimización de producción, pues puede dar indicios sobre operaciones preventivas o correctivas en las actividades de fracturamiento. Estos dos enfoques, a su vez, afectan directamente la rentabilidad del campo, pues, al tener una toma de decisiones basadas en resultados confiables, el factor de riesgo asociado a la falla de las operaciones se ve reducido, reflejándose en mejores portafolios de inversión y pronósticos de producción.

- Se recomienda expandir el análisis realizado hacia cambios entre las zonas SRV-USRV, logrando así identificar áreas de drenaje, límites de yacimiento y presencia de fallas. Este estudio también tendría gran utilidad en caso de poder ser ampliado hacia cálculos más representativos de reservas que representan el activo de las empresas.
- En la simulación de estos tipos de yacimientos teóricamente se deberían incluir diferentes parámetros de flujo como efectos de desorción y geomecánica. Una simulación que incluya la influencia de la desorción en las curvas de producción mediante el uso de los estudios hechos en modelamiento de desorción en CMB por Seidle & Arri, podría ser útil para tener un pronóstico más preciso del comportamiento futuro del yacimiento.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] ABOABA, A, CHENG, Y. Estimation of Fracture Properties for a Horizontal Well with Multiple Hydraulic Fractures in Gas Shale”. MSc. Thesis. College of Engineering and Mineral Resources. West Virginia University. Morgantown, West Virginia, USA. 2010. Paper 138524. Presentado en SPE Eastern Regional Meeting en Morgantown, West Virginia, USA. Octubre 12-14, 2010.

[2] LU Jing, Tao Zhu, Djebbar Tiab.” Pressure Behavior of Horizontal Wells in Dual-Porosity, Dual-Permeability Naturally Fractured Reservoirs”. Paper SPE 120103. Presentado en SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference en Bahrain International Exhibition Centre, Kingdom of Bahrain. Marzo 15-18, 2009.

[3] ESCOBAR Freddy Humberto. "Análisis Moderno de Presiones de pozos". Neiva, Huila, Colombia. 2003. Capítulo 7. Yacimientos Naturalmente Fracturados. Página 265

[4] WEI, Yu. "Simulation of gas desorption and geomechanics effects for unconventional gas reservoirs". Review Article. Fuel Journal. Elsevier Publishing. 2013.

BIBLIOGRAFÍA

ABOABA, A, CHENG, Y. Estimation of Fracture Properties for a Horizontal Well with Multiple Hydraulic Fractures in Gas Shale". MSc. Thesis. College of Engineering and Mineral Resources. West Virginia University. Morgantown, West Virginia, USA. 2010. Paper 138524. Presentado en SPE Eastern Regional Meeting en Morgantown, West Virginia, USA. Octubre 12-14, 2010.

AGUILERA, R. "Well Test Analysis of Naturally Fracture Reservoirs". SPEFEJ Sept. 1987: 239-252.

AGUILERA Roberto F; Radetzki, Marian. "Shale gas and oil: fundamentally changing global energy markets". Oil & Gas Journal; Dec 2, 2013; 111, 12; ProQuest pg. 54.

AKUON, Corinne. "Pressure Behavior of Horizontal Wells With Multiple Hydraulic Fractures Completed In Shale". MSc. Thesis. College of Engineering and Mineral Resources. West Virginia University. Morgantown, West Virginia, USA. 2011.

AL-KOBAISI, M., OZKAN, E., KAZEMI, H. et al. "Pressure- Transient-Analysis of Horizontal Wells with Transverse, Finite-Conductivity Fractures". Paper 2006-162. Presentado en Petroleum Society's 7th Canadian International Petroleum Conference (57th Annual Technical Meeting), Calgary, Alberta, Canada, June 13-15, 2006.

AMBROSE Raymond J. "Micro-structure of gas shales and its effects on gas storage and production performance". PhD Dissertation. Graduate College. University of Oklahoma. Norman, OK, USA. 2011. UMI Number: 3468560

ARÉVALO VILLAGRÁN, Jorge Hernán. "Metodología para caracterizar yacimientos de gas convencionales y no convencionales: casos de campo". Disertación PhD. Ingeniería de Petróleos. Academia de Ingeniería. Ciudad de México, México. 2011.

ARWISHAD, Abdallah. "Impact of Gas Desorption on Production from Multiply Fractured Horizontal Well in Shale". MSc. Thesis. College of Engineering and Mineral Resources. West Virginia University. Morgantown, West Virginia, USA. 2011.

CANADIAN SOCIETY FOR UNCONVENTIONAL GAS. "Understanding Shale Gas in Canada". Canadian Society for Unconventional Gas, CSUG. [En línea]. [Septiembre 5, 2015]. Disponible en: http://www.csur.com/sites/default/files/shale_gas_English_Web.pdf

CHAUDHRY Amanat. "Gas Well Testing Handbook". Advanced TWPSOM Petroleum Systems. Houston, Gulf Publishing. 2003.

CHENG Yueming. "Pressure Transient Characteristics of Hydraulically Fractured Horizontal Shale Gas Wells". Paper SPE 149311. Presentado en SPE Eastern Regional Meeting en Columbus, Ohio, USA, Agosto 17-19, 2011.

CIPOLLA C.L, Lolon E.P et al. "Reservoir Modeling in Shale Gas Reservoirs". Paper SPE 125530. Presentado en SPE Eastern Regional Meeting en Charleston, West Virginia, USA, Septiembre 23-25, 2009.

CLARKSON C.R. "Production Data Analysis of Unconventional Gas Wells: Review of Theory and Best Practices". Review Article. International Journal of Coal Geology. Elsevier Publishing. 2013.

DA PRAT, Giovanni. "Well Test Analysis for Naturally Fractured Reservoirs". PhD Dissertation. Department of Petroleum Engineering. Stanford University. USA. 1981.

DJEBBAR Tiab. "Gas Reservoir Engineering". Lecture Notes PE 4356. Norman, Oklahoma, USA. 2000.

ENERGY FUTURE, "Connecting to the Reservoir". [En línea] [Septiembre 30, 2015]. Disponible en: www.energy-future.org/connecting-to-the-reservoir

ESCOBAR Freddy Humberto. "Análisis Moderno de Presiones de pozos". Neiva, Huila, Colombia. Editorial Universidad Surcolombiana. 2003.

GLORIOSO J. C. & RATTIA, A. Unconventional Reservoirs: Basic Petrophysical Concepts for Shale Gas. Paper SPE 153004. Presentado en SPE/EAGE European Unconventional Resources Conference and Exhibition en Vienna, Austria. Marzo 20-22, 2012.

GOLF-RACHT, T. D. van. "Fundamentals of Fractured Reservoir Engineering". Amsterdam, Netherlands. Elsevier Publishing, 1982.

JIEHUI Yuan, Dongkun Luo, Lianyong Feng. "A Review of the Technical and Economic Evaluation Techniques for Shale Gas Development". School of Business Administration, China University of Petroleum. Beijing, China. Marzo 2015.

LEE Sang Kun, Kim Hong Tae. "Pressure-Transient Characteristics of Hydraulically Fractured Horizontal Wells in Shale-Gas Reservoirs with Natural- and Rejuvenated-Fracture Networks". Journal of Canadian Petroleum Engineering. July 2015. Society of Petroleum Engineers. Paper SPE 176027. 2015.

LEE Sang Kun, Kim Hong Tae. "Integrative Understanding of Shale Gas". Springer Briefs in Applied Sciences and Technology. 2016.

LU Jing, Tao Zhu, Djebbar Tiab. "Pressure Behavior of Horizontal Wells in Dual-Porosity, Dual-Permeability Naturally Fractured Reservoirs". Paper SPE 120103. Presentado en SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference en Bahrain International Exhibition Centre, Kingdom of Bahrain. Marzo 15-18, 2009.

MEDEIROS F, Ozkan E. et al. "A Semianalytical, Pressure-Transient Model for Horizontal and Multilateral Wells in Composite, Layered, and Compartmentalized Reservoirs". Paper SPE 102834. Presentado en SPE Annual Technical Conference and Exhibition en San Antonio, Texas, U.S.A. Septiembre 24-27, 2006.

MEDEIROS F, B. Kurtoglu, et al. "Pressure-Transient Performances of Hydraulically Fractured Horizontal Wells in Locally and Globally Naturally Fractured

Formations”. International Petroleum Technology Conference. IPTC 11781. Presentado en International Petroleum Technology Conference en Dubai, U.A.E. Diciembre 4-6, 2007.

SABA Raeisi. “The Flow Regimes Associated with Hydraulic Fractured Horizontal Wells in Shale Formations”. MSc. Thesis. College of Engineering and Mineral Resources. West Virginia University. Morgantown, West Virginia, USA. 2013.

SAMARTH D. Patwardhan, FATEMEH Famoori, et al. “Simulation and Mathematical Modeling of Stimulated Shale Gas Reservoirs”. Industrial & Chemistry Engineering Research. ACS Publications. 2014. Págs 19788-19805.

SANDALOW David, Jingchao Wu, Qing Yang, Anders Hove and Junda Lin. “Meeting China’s shale gas goals”. Columbia Univeristy, Center on Global Energy Policy. September 2014.

SIAVOSHI, J, BAHRAMI H. “Interpretation of Reservoir Flow Regimes and Analysis of Well Test Data in Hydraulically Fractured Unconventional Oil and Gas Reservoirs”. Paper SPE 164033. Presentado en SPE Middle East Unconventional Gas Conference and Exhibition en Muscat, Oman. Enero 28-30. 2013.

SPEIGHT James G. “Shale Gas Production Processes”. Oxford, MA, USA. Elsevier Publishing. 2013.

Shale Gas Handbook. Norton Rose Fubright. Texas, USA. 2013.

SPEIGHT, James G. Shale Gas Production Processes. 2013.

TABAR, Essa. “Analysis of Pressure Data from the Horizontal Wells with Multiple Hydraulic Fractures in Shale Gas”. MSc. Thesis. Department of Petroleum and Gas Engineering. West Virginia University. Morgantown, West Virginia, USA. 2011.

US ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, “Shale in the United States”. [En línea, Agosto 15,2015] [Septiembre 5, 2015] Disponible en: <http://www.eia.gov/energy_in_brief/article/shale_in_the_united_states.cfm>

WANG Jaiqui. “Studies of influencing factors for shale gas reservoir performance”. MSc Thesis. Department of Petroleum Engineering, Missouri University of Science and Technology. Missouri, USA. 2014.

WEI, Yu. “Simulation of gas desorption and geomechanics effects for unconventional gas reservoirs”. Review Article. Fuel Journal. Elsevier Publishing. 2013.

