

**METODOLOGIA PARA LA CARACTERIZACION DE
YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES DE GAS SHALE EN
COLOMBIA-VIM**

RICARDO ANDRES PEREZ RIVERA

JUAN DIEGO PERDOMO RINCON

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

FACULTAD DE INGENIERÍA

PROGRAMA DE PETRÓLEOS

NEIVA

2013

**METODOLOGIA PARA LA CARACTERIZACION DE YACIMIENTOS
NO CONVENCIONALES DE GAS SHALE EN COLOMBIA-VIM**

RICARDO ANDRES PEREZ RIVERA

JUAN DIEGO PERDOMO RINCON

Trabajo de grado presentado como requisito académico para optar al
título de Ingeniero de Petróleos.

Director:

MSc. JAIRO ANTONIO SEPÚLVEDA GAONA

Ingeniero de Petróleos

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

FACULTAD DE INGENIERÍA

PROGRAMA DE PETRÓLEOS

NEIVA

2013

Nota de aceptación

Firma del Director

Firma del Evaluador

Firma del Evaluador

Neiva, 30 de Enero de 2013

DEDICATORIAS

Dedico éste trabajo a todas las personas que nos colaboraron, para bien o para mal, a terminar nuestro proyecto. Les expreso mis sinceros sentimientos, los quiero mucho, gracias de todo corazón.

RICARDO ANDRES PEREZ RIVERA

Dicen que las metas no se logran de la noche a la mañana, pero todo lo que he alcanzado no hubiera sido posible sin la ayuda de DIOS, de mi familia, de mis amigos y de personas que de alguna forma hicieron parte de este proyecto.

JUAN DIEGO PERDOMO RINCON.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	11
1. ANTECEDENTES GAS SHALE EN EL MUNDO Y PROSPECTOS EN COLOMBIA	12
2. PROPIEDADES DE LOS YACIMIENTOS DE GAS SHALE	18
2.1 FRACTABILIDAD Y MINERALOGÍA	18
2.2 ESPESOR Y RED PORAL	24
2.3 FISILIDAD Y ENCOGIMIENTO DE LA MATRIZ	25
2.4 PRESIÓN CAPILAR	28
2.5 CONTENIDO DE GAS	29
2.5.1 Isoterma de adsorción	32
- Volumen de Langmuir	33
- Presión de Langmuir	33
2.6 MADUREZ TÉRMICA	34
2.6.1 Método de reflectancia de la vitrinita	34
2.7 CARBÓN ORGÁNICO TOTAL	35
2.7.1 <i>Rock-Eval Pirólisis</i> de la materia orgánica	36
2.8 PRESIÓN DEL YACIMIENTO Y TRANSIENTE DE PRESIÓN EN EL YACIMIENTO	38
2.9 DESCRIPCIÓN DE CORAZONES	42
2.9.1 Métodos Convencionales para la medición de porosidad	42
- Picnómetro de Baja Presión (LPP)	42
3. EVALUACION DE PROPIEDADES DE YACIMIENTOS DE GAS SHALE	45
3.1 F.A.S.T. CBM	46
3.1.1 Cálculos Volumétricos	46
3.1.2 Cambio de la Matriz y la Relación Porosidad / Permeabilidad. Porosidad de fractura y su relación con el encogimiento de la matriz	48
- Seiddle y Huitt	48
- Palmer y Mansoori	51
3.2 PRESIÓN DE FLUJO VARIABLE	54
3.3 TEORÍA DEL ANÁLISIS DEL TRANSIENTE CURVAS TIPO	55
3.3.1 Cálculo de los parámetros: Curvas tipo para Fractura de conductividad finita.	57
3.4 PRESIÓN CAPILAR	60

3.4.1 Método Analítico - Sistema gas-crudo	60
3.4.2 Brooks Corey	60
3.5 CONTENIDO DE GAS	60
3.5.1 Isoterma de adsorción de Langmuir	61
3.5.2 Cálculos de yacimientos de gas	62
3.6 MADUREZ TÉRMICA	63
3.7 CARBÓN ORGÁNICO TOTAL - TOC	63
3.8 DESCRIPCIÓN DE CORAZONES	64
4. EVALUACION ESPECIFICA DE LAS PROPIEDADES DEL POZO USCO-69	65
4.1 PREDICCIÓN Y EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DEL TRANSIENTE DE PRESIÓN EN EL YACIMIENTO	70
4.2 ARREGLO O DISPOSICIÓN DE POZOS	86
5.CONCLUSIONES	89
6. RECOMENDACIONES	91
REFERENCIAS BIBLIOGRAFÍAS	

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Tendencia del consumo de las reservas de hidrocarburos convencionales y no convencionales.	13
Figura 2. Cuencas de gas shale en el Cono Sur	15
Figura 3. Reservas estimadas de gas no-convencional en el mundo (2010).	16
Figura 4. Cuencas potenciales de gas shale en Colombia	17
Figura 5. Cuerda/Cilindro	20
Figura 6. Diagrama tensión - deformación.	22
Figura 7. Deformación de un cuerpo y Razón de Poisson	23
Figura 8. Ejemplo de gráfico de PR vs YM	23
Figura 9. Razón de Permeabilidades K/Ki vs Presión	26
Figura 10. Curvas de presión capilar utilizados en los modelos de simulación	29
Figura 11. Isotherma de Langmuir típica mostrando la relación con el (VL)	33
Figura 12. Isotherma de Langmuir típica mostrando la relación con el (PL)	34
Figura13. Cambio de Color debido a la Reflectancia de la Vitrinita	35
Figura 14. Diagrama de Van Krevelen	37
Figura 15. Cinco regímenes de flujo típicos para pozos horizontales de gas shale con fracturas hidráulicas	41
Figura 16. Respuestas de la caída de presión y de la derivada	41
Figura 17. Diagrama de Referencia de Niveles de Porosidad en un yacimiento de Gas Shale	42

Figura 18. Cilindro para la trituración de la muestra de Shale.	43
Figura 19. Picnómetro de Baja Presión – LPP (Low Pressure Pycnometer)	43
Figura 20. Geometría de la roca: matriz y fractura (a y w respectivamente)	50
Figura 21. Formatos de escala de curva tipo para la selección del mejor tramo	56
Figura 22. Comparación de la ajuste de la curva tipo utilizando el análisis tasa-tiempo de Agarwal-Gardner con la del formato del transiente	56
Figura 23. Curvas tipo para fractura de conductividad finita	59
Figura 24. Gas almacenado estimado por el Método convencional y el de Ambrose	66
Figura 25. Contenido de Gas y Presión de Desorción del pozo USCO-69	66
Figura 26. Presión vs Razón de Permeabilidad	67
Figura 27. P vs k/ki proporcionada por diferentes pozos de una misma cuenca	69
Figura 28. Razón de Poisson vs Módulo de Young.	70
Figura 29. Comportamiento de la presión y la producción del pozo Marcellus.	71
Figura 30. Comportamiento ajustado de la presión y la producción del pozo Marcellus.	72
Figura 31. Respuestas de la caída de presión y de la derivada del pozo Marcellus.	73
Figura 32. Esquema del pozo multifracturado para el caso base realizado con el simulador	74
Figura 33. Derivada del pozo y los regímenes de flujo típicos para pozos horizontales de gas shale con fracturas hidráulicas, campo Marcellus	74
Figura 34. Isoterma de adsorción para el pozo Marcellus	75

Figura 35. Comportamiento del transiente para tiempos de balance de materia curvas tipo radiales para el pozo Marcellus.	76
Figura 36. Comportamiento del transiente para tiempos de pseudo-superposición radial curvas tipo radiales para el pozo Marcellus.	77
Figura 37. Comportamiento del transiente para tiempos de balance de materia curvas tipo para fractura de conductividad finita para el pozo Marcellus.	78
Figura 38. Comportamiento del transiente para tiempos de pseudo-superposición radial curvas tipo para fractura de conductividad finita para el pozo Marcellus.	79
Figura 39. Curva de presión capilar agua-crudo y agua-gas.	79
Figura 40. Curva de presión capilar gas-crudo.	80
Figura 41. Comportamiento de producción y presión del pozo USCO 69	82
Figura 42. Esquema del pozo multifracturado para el pozo USCO 69 realizado con el simulador.	83
Figura 43. Respuestas de la caída de presión y de la derivada del pozo USCO 69.	83
<i>Figura 44. Isoterma de adsorción para el pozo USCO 69.</i>	84
<i>Figura 45. Comportamiento de la presión en el SRV para el pozo USCO 69.</i>	84
Figura 46. Comportamiento del transiente para tiempos de balance de materia curvas tipo para fractura de conductividad finita para el pozo USCO69.	86
Figura 47. Valor presente neto del proyecto para pozo Marcellus.	87
Figura 48. Valor presente neto del proyecto para pozo USCO 69, con costo de la fractura igual a la del pozo Macerllus.	88
Figura 49. Valor presente neto de proyecto para pozo USCO 69, con costo de la fractura mayor a la del pozo Macerllus.	88

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Valores comunes de TOC de shales y carbonatos	38
Tabla 2. Grado de madurez	63
Tabla 3. Datos del Pozo USCO-69	65
Tabla 4. Módulo de Young y Razón de Poisson	67
Tabla 5. Propiedades promedio de las formaciones más relevantes	68
Tabla 6. Datos iniciales para la evaluación del transiente de presión en el yacimiento campo Marcellus	70
Tabla 7. Resultados de la estimación de OGIP, OGIPSVR y el gas recuperable para el pozo Marcellus	72
Tabla 8. Resultados del análisis del transiente curvas tipo radial para el pozo Marcellus.	76
Tabla 9. Resultados del análisis del transiente curvas tipo para fractura de conductividad finita para el pozo Marcellus	78
Tabla 10. Datos iniciales para la evaluación del yacimiento y del pozo USC 69.	80
<i>Tabla 11. Resultados de la estimación de OGIP, OGIPSVR y el gas recuperable del pozo USCO 69</i>	81
Tabla 12. Resultados del análisis del transiente curvas tipo para fractura de conductividad finita para el pozo USCO 69	85

INTRODUCCIÓN

Diversas cuencas sedimentarias de Colombia, contienen secuencias litológicas de excelentes condiciones generadoras de hidrocarburo. La ventana de generación de los *shales* y los carbones incluidos en dichas secuencias, muestra que la fase de generación de gas biogénico y termogénico se ha venido presentando a lo largo de varios períodos prolongados de tiempo, en donde las condiciones de entrapamiento de dichos gases han podido generar grandes acumulaciones de metano.

La aplicación de un procedimiento detallado en donde se incluyen los principales aspectos a tener en cuenta a la hora de verificar el potencial de un área, para la ocurrencia de estos gases ha mostrado que las posibilidades de identificar grandes acumulaciones de metano en *shale* de varias cuencas colombianas son bastante altas. Lo anterior, sumado a la estratégica posición de nuestro país y al interés de empresas extranjeras con experiencia en el desarrollo de este tipo de proyectos, nos convierte en un potencial productor fuerte de metano.

1. ANTECEDENTES DEL GAS SHALE EN EL MUNDO Y PROSPECTOS EN COLOMBIA

El uso de gas natural se ha venido implementando desde hace miles de años, fueron los chinos quiénes transportaron el gas natural a través de bambúes para evaporaciones en la salmuera para la obtención de sal.

El primer pozo de gas natural en los EE.UU se ubicó de manera accidental en 1815 cuando el capitán James Wilson perforando un domo salino, encontró una estructura de *shale* que contenía grandes cantidades de gas. Treinta (30) años después William Tompkins utilizó el gas natural en procesos de manufacturación de la sal llevándolo a través de tuberías de madera para su utilización en un horno de gas (*Burning Springs*). A partir de 1980, la industria petrolera ha buscado muchas maneras de hacer éste proceso de extracción más eficiente, debido a las grandes cantidades de gas que se han encontrado en estos yacimientos de *shale*.¹

Desde la década de 1970, el temor por la disminución de las reservas de gas natural demandó una investigación para desarrollar métodos y estimar el volumen de gas en yacimientos no convencionales, como los de *gas shale*, areniscas apretadas y mantos de carbón así como investigaciones en métodos de extracción. Debido a que el proceso de extracción del petróleo y el gas en estos tipos de yacimientos fue muy desafiante, su recuperación o recobro durante estas dos décadas era ampliamente anti-económica². Gracias a los métodos de extracción mejorados, los recursos recuperables de *gas shale* en USA están ahora siendo aprovechados para suministrar la demanda de energía doméstica.

¹ WVExp, tomado de artículo en línea.

² Extensión de la Universidad Cooperativa de Cornell, tomado de artículo en línea.

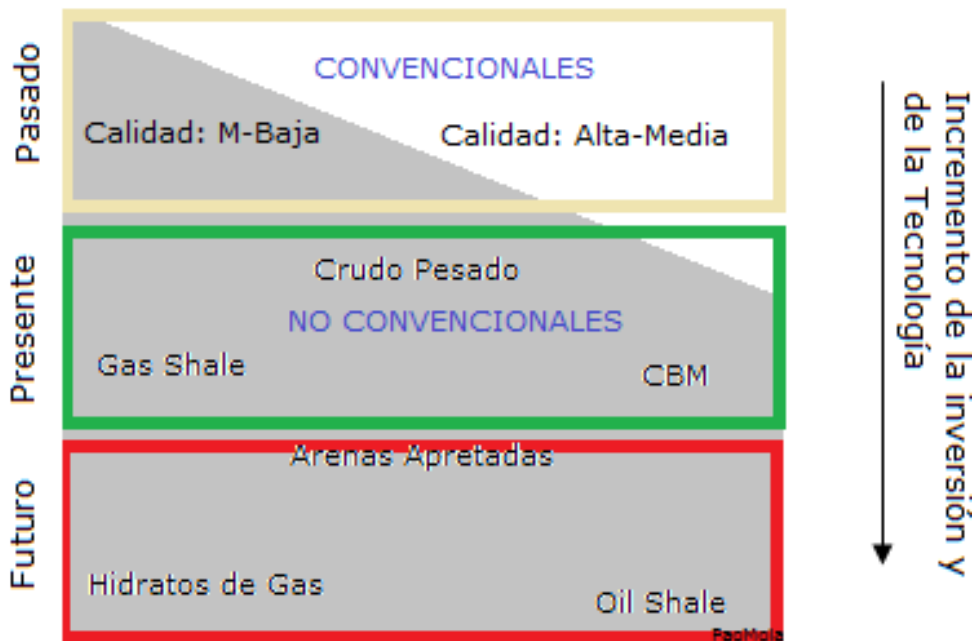


Figura 1. Tendencia del consumo de las reservas de hidrocarburos Convencionales y no convencionales

En el año 2000, la producción de *gas shale* representaba el 1% del suministro del gas natural estadounidense. Sin embargo, desde el 2005 la cifra ha podido alcanzar la cuarta parte del abastecimiento de la población americana, que continúa en constante aumento debido en gran parte al desarrollo intensivo de la extracción del *gas shale* que hizo viable su producción y que hoy en día cuenta con 862 trillones de pies cúbicos que son económicamente factibles de extraer. Lo que ha llevado al gobierno estadounidense a aumentar la proyección de consumo nacional de *gas shale* hasta en un 45% y una disminución de la dependencia por gas extranjero del 11% al 1%³.

Desde una perspectiva ambiental, el gas natural es más amigable que los productos derivados del petróleo debido a que es más limpio: emite menos gases de efecto invernadero y contaminantes durante la combustión (mercurio, dióxido de azufre entre otros provenientes del carbón). Sin embargo hay que tener cuidado con respecto al impacto ambiental y la gestión de los procesos que podrían afectar a los acuíferos (una mala cementación y tratamientos de aguas residuales deficientes) y la calidad del agua subterránea.

Un estudio solicitado por la *US Energy Information Administration*⁴ permitió revelar que existen 6.622 trillones de pies cúbicos técnicamente recuperables, una cifra prometedora dado los 6.609 trillones de pies cúbicos de reservas probadas de gas

³ RUDNICK Hugh, tomado de "La Revolución del Shale Gas"

⁴ RUDNICK Hugh, op. Cit.

natural en el mundo. Estas cifras, sumadas a las proyecciones de consumo e intercambio de gas en los diversos mercados mundiales, además de las condiciones de ciertos países, han permitido establecer al *gas shale* como alternativa real de inversión y donde existen casos emblemáticos como el de China y EE.UU., que en el muy largo plazo podrían convertirse en exportadores de gas natural.

Ahora en el caso de Suramérica, las reservas de *gas shale* para Chile se estimaron en 64 trillones de pies cúbicos que supera con creces a los 3.5 trillones de pies cúbicos de reservas probadas de gas natural, mientras que Argentina posee reservas estimadas por 774 trillones de pies cúbicos y probadas de 13.4 trillones de pies cúbicos. Esto convierte a Argentina en un potencial exportador a largo plazo, que la ubica como el tercer país del mundo con recursos potenciales de gas no convencional, detrás de China y muy cerca de Estados Unidos. Chile, que obtiene el 52% de su consumo vía importaciones tiene una buena oportunidad de iniciar la explotación y producción de sus reservas de *gas shale*, o por el contrario reiniciar importaciones desde Argentina. Ver figura 2.

La consultora *Advanced Resources International*⁵ tiene como fin reportar los recursos mundiales del *gas shale*; esta compañía fue contratada por el gobierno de EE.UU para realizar un estudio de las reservas de *gas shale* en los diferentes países a nivel mundial. Según la investigación realizada, los recursos de gas no convencional de China suman 1275 TPC; los de Estados Unidos 862 TPC, y los de Argentina 774 TPC. El mundo petrolero concibe esta posibilidad como la gran oportunidad de prolongar la vida útil de muchísimos yacimientos que declinan la producción con el paso del tiempo. Los petroleros están contentos. Sucede que las reservas de hidrocarburos evaluadas podrían ser mucho más importantes con las nuevas tecnologías que permiten extraer combustibles fósiles de otros reservorios del subsuelo.

⁵ CABOT Diego, tomado de "Argentina: Shale gas, la esperanza energética"



Figura 2. Cuencas de gas shale en el Cono Sur

Desafortunadamente, Colombia no cuenta con un buen horizonte en el abastecimiento energético a futuro por parte de los combustibles fósiles. Todos los campos de mayor producción en el país se encuentran en la fase de recuperación asistida (recobro mejorado), campos maduros, y se necesita buscar una fuente alterna para el abastecimiento energético del país. El *gas shale* la fuente que posibilitaría que el país siga siendo autosuficiente, o por el contrario pasaríamos a ser importadores de GNL ó de gas natural venezolano. Las reservas totales (probadas, probables y posibles) de gas natural en Colombia son de apenas 8.45 TPC⁶ y la mayoría se encuentran hacia el norte del país. La producción de gas natural se había mantenido en alza hasta el 2010, desde entonces se ha mantenido constante y se teme que para el 2015 si no hay un cambio en el plan de abastecimiento nacional el país será un importador neto de gas natural. Por el contrario el consumo tendrá una tasa de crecimiento promedio interanual (2011-2020) del 4.8%, un aumento de cerca de 400 MPCD en el escenario más alarmante. Por lo visto se requiere la colaboración interinstitucional tanto del sector público (Ministerio de Minas y Energía, Comisión de Regulación de Energía y Gas,

⁶ Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), tomado de "PLAN DE ABASTECIMIENTO PARA EL SUMINISTRO Y TRANSPORTE DE GAS NATURAL"

Unidad de Planeación Minero Energética, ECOPETROL) como del sector privado para implementar soluciones hacia la problemática del abastecimiento energético del país.

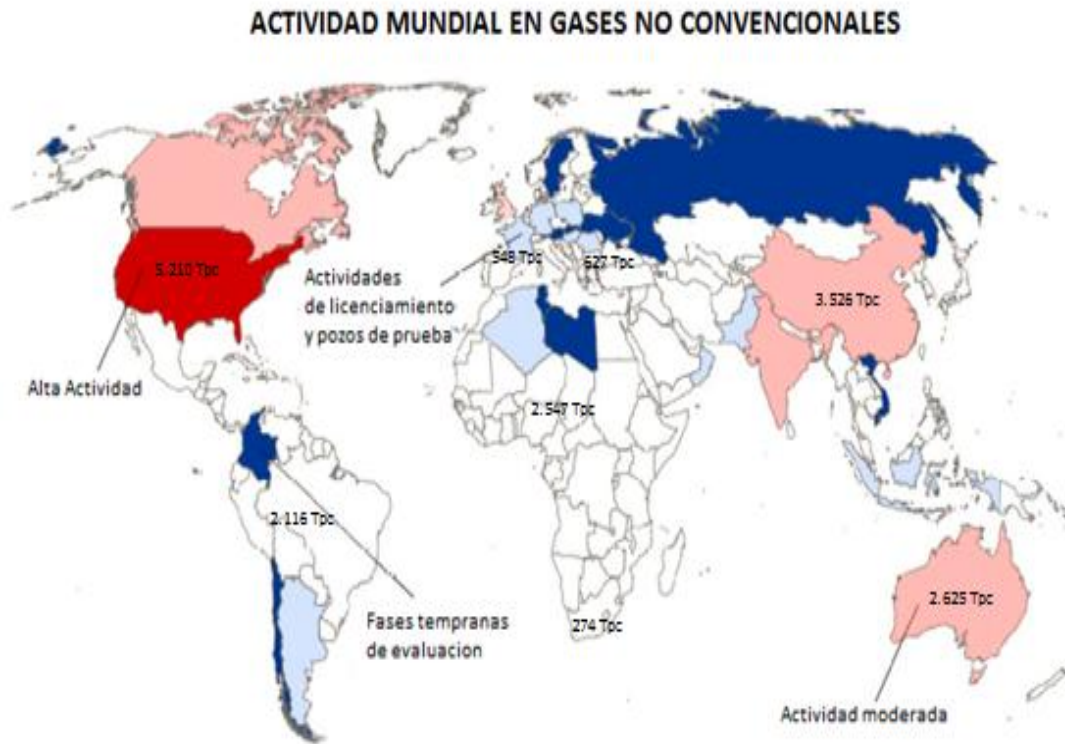


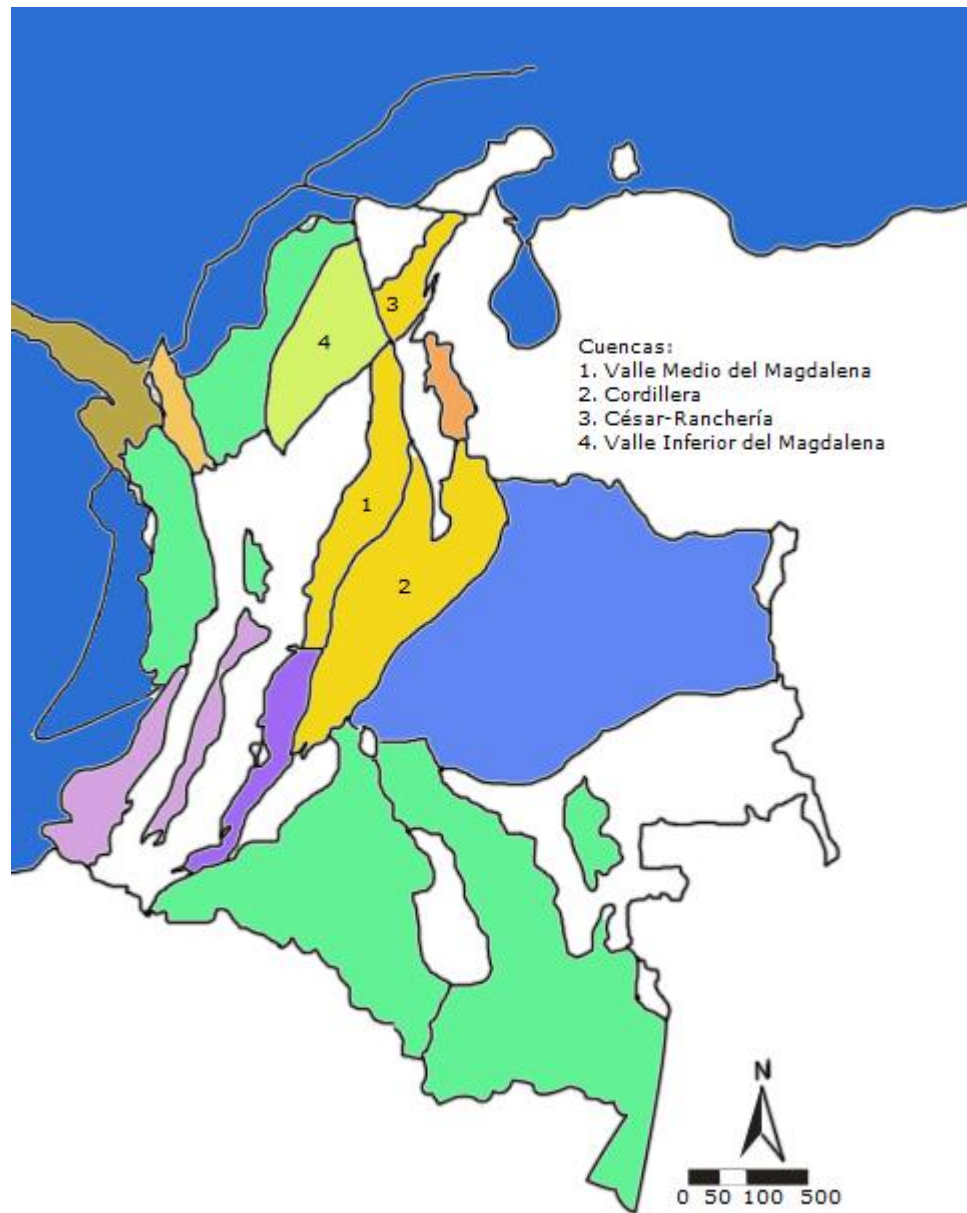
Figura 3. Reservas estimadas de gas no-convencional en el mundo (2010)

Desde el 2008, la Agencia Nacional de Hidrocarburos ha venido evaluando el potencial de los yacimientos no convencionales en Colombia con un estimado de 28-32 Tpc⁷. Aquí las cuencas que presentan mayor prosperidad según el informe de Arthur D. Little⁸ en yacimientos no convencionales de *gas shale* son el Valle Medio del Magdalena, César y Ranchería; sin embargo, se han encontrado indicios de éste tipo de hidrocarburo en la cuenca del Valle Inferior del Magdalena, en el bloque Guama en los pozos Pedernalito-1x y Cotorra-1x.⁹

⁷ VERA Julio, tomado de "PERSPECTIVAS DE LOS HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA XIII"

⁸ VERA Julio, op. Cit.

⁹ PIÑEROS Jesús. VELASQUEZ María, tomado de Predescubrimiento Cotorra. Documento en línea



Fuente: MME

Figura 4. Cuencas potenciales de *gas shale* en Colombia

2. PROPIEDADES DE LOS YACIMIENTOS DE GAS SHALE

A menudo la producción atractiva inicial de un yacimiento de *gas shale* declina rápidamente. Esto hace que sea económicamente marginado y algunas veces antipático operacionalmente. Así que para producir eficientemente éste tipo de yacimientos, es importante entender los mecanismos de flujo y los parámetros ó propiedades que controlan a los fluidos y a la roca, y que tienen un impacto significativo en el desarrollo a un tiempo determinado de producción de estos recursos.

Es el primer paso para entender cómo funcionan estos tipos de yacimientos no convencionales, porque va a permitir la viabilidad del proyecto al agregar un buen número de datos necesarios para argumentar buenas estimaciones con los procesos de simulación y el incremento de la producción en un futuro cercano. Por eso es que se evalúan las propiedades más críticas en un escenario previo para realizar proyecciones acerca de las condiciones óptimas y especificaciones técnicas de los equipos.¹⁰

2.1 FRACTABILIDAD Y MINERALOGÍA

Las compañías energéticas están agregando los recursos de hidrocarburos no convencionales a sus portafolios. Usualmente se refieren a ellos como yacimientos con una permeabilidad extremadamente baja y no pueden ser producidos a ratas o volúmenes económicos sin haber realizado una estimulación en las regiones cerca al *wellbore*. La estimulación recomendada para éste tipo de recursos es la de aplicar el procedimiento de fracturamiento hidráulico que se utiliza para incrementar el área de drenaje en los pozos, un área de contacto mayor entre estos y la formación, con lo que se crean caminos para que los hidrocarburos puedan ser producidos.

Las consideraciones de los modelos petrofísicos son muy importantes para determinar el proceso de fracturamiento que se va a llevar a cabo. Pues es éste el que determina el tipo de fluido que va a acompañar al propante, la selección del tipo de propante (tamaño y volumen) y dónde tiene que ser iniciado el proceso de fracturamiento. Además de éstas consideraciones geomecánicas también se deben tener en cuenta las propiedades geoquímicas con las que cuente el pozo: la mineralogía y la sensibilidad del fluido al fracturamiento, la utilización de ácidos en

¹⁰ CARDENAS. CASTILLO. PEREZ, tomado de Metodología para el modelamiento de producción post fractura en proyectos de shale gas

el proceso de estimulación y si los surfactantes son benéficos para el proceso, entre otros.

Es de ésta manera como se ve que la fractabilidad es una propiedad fundamental en el diseño del fracturamiento, debido a que está directamente relacionada con la composición de la roca, se espera que el contenido de arcilla en ella no supere el 45%¹¹ (el contenido de arcilla es proporcional a la capacidad de absorción de impacto que posee ésta) y que haya un buen contenido de cuarzo en la roca ó de materiales no dúctiles que permitan el buen desarrollo de ésta estimulación. La fractabilidad puede ser evaluada de dos (2) maneras: Una es la ecuación de Wang y Gale¹² para calcular el índice de fractabilidad y la otra es la utilización de la razón de Poisson y el módulo de Young¹³.

El *Brittleness Index* (BI) ó índice de fractabilidad¹⁴ es una herramienta sencilla que permite evaluar la facilidad que posee la roca para fracturarse. Está en función de la composición mineralógica del shale y hay una ecuación propuesta reportada en la literatura que relaciona el contenido mineralógico y el TOC.

$$BI = \frac{(Q+Dol)}{(Q + Dol+ Lm + Cl+ TOC)}$$

Donde:

BI : Índice de Fractabilidad
Q : Cuarzo
Cl : Arcilla
Dol : Dolomita
Lm : Caliza (Calcita)
TOC : Contenido Orgánico Total

En sí, consiste en el cálculo de un porcentaje o razón que determina la cantidad fracturable y refractable (cuarzo y dolomita) de la roca lo que significa que ésta resistirá altas temperaturas sin ablandarse y tendrá una buena estimulación en la fractura haciendo el proceso más adecuado.

Otra manera de evaluar los esfuerzos necesarios que determinan la fractura, es interpretando algunas características de la roca como la de reflejar la habilidad de

¹¹ WANG. GALE, tomado de "Screening Criteria for Shale-Gas Systems"

¹² Halliburton, tomado de Shale Gas & Shale Oil: Solutions for your Shale Gas and Liquid-Rich Challenges.

¹³ RICKMAN Rick, tomado de "A practical use of Shale Petrophysics for stimulation design optimization: All shale plays are not clones of the Barnett Shale"

¹⁴ Halliburton, op. Cit.

ésta a fallar bajo presión y mantener una fractura una vez la roca ha sido fracturada, las cuales son evaluadas por la razón de Poisson y el módulo de Young respectivamente. La ductilidad juega un papel importante porque no permite que el yacimiento sea propenso a fracturarse debido a que ésta propiedad intentará sanar la fractura. Por el contrario al ser el yacimiento más “fractable” será más propenso a ser naturalmente fracturado y responderá más favorablemente a los tratamientos para el fracturamiento hidráulico.

En éste método se cuantifica el factor de fractabilidad teniendo en cuenta lo anteriormente mencionado, osea combinando ambas propiedades mecánicas de la roca. También difiere de otros métodos porque no está basado enteramente en mediciones de core¹⁵. Utiliza interpretaciones petrofísicas que cubren el shale así como las fronteras de las capas de roca por lo que el intervalo que va a ser fracturado necesita ser enteramente registrado.

Como se puede observar en la figura 5, entre menor sea el valor de la Razón de Poisson y mayor sea el Módulo de Young la roca es más fractable, si éstas relaciones son inversas la roca tendría un comportamiento dúctil. El concepto general de la gráfica es la división parcial de los cuadrantes entre puntos de *shale* dúctil y fractable que serían los cuadrantes noreste y suroeste respectivamente. Pero qué son exactamente el Módulo de Young y la Razón de Poisson?

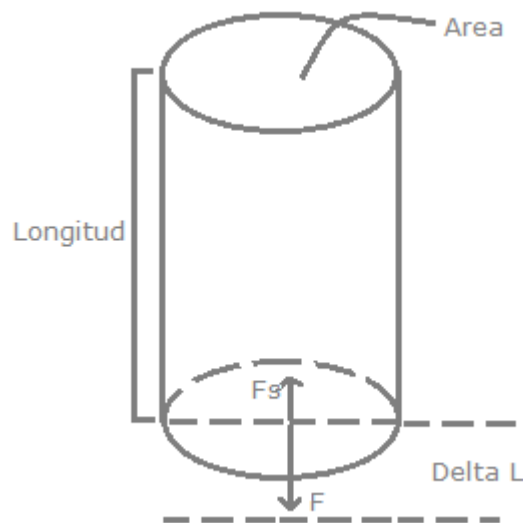


Figura 5. Cuerda/Cilindro

¹⁵ RICKMAN Rick, tomado de “A practical use of Shale Petrophysics for stimulation design optimization: All shale plays are not clones of the Barnett Shale”

Como se puede ver en la Figura 5 al aplicarse una fuerza F a una cuerda/cilindro de masa m, de compresión ó tensión se va a poder apreciar una deformación ó un cambio de longitud. Esta deformación va a ser directamente proporcional a la fuerza que se aplique y a la longitud de la cuerda e inversamente proporcional al número de cuerdas y al área transversal con las que se cuenten. Por lo que la ecuación del Módulo de Young puede expresarse de la siguiente manera:

$$\Delta L \propto \frac{F \times L}{A}$$

Por lo que se convertiría en $\frac{F}{A} = \frac{\Delta L}{L} Y$

Siendo Y la constante de proporcionalidad ó módulo de Young. La ecuación que se encuentra en la literatura es la siguiente y puede ser interpretada como una analogía a la ecuación anteriormente mostrada.

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

Dónde:

- E : Módulo de Young (*psia*)
- ε : Esfuerzo de agotamiento - *strain* (*adimensional*)
- σ : Presión - *stress* (*psia*)

En la figura 6 se ilustra el comportamiento de la σ vs ε

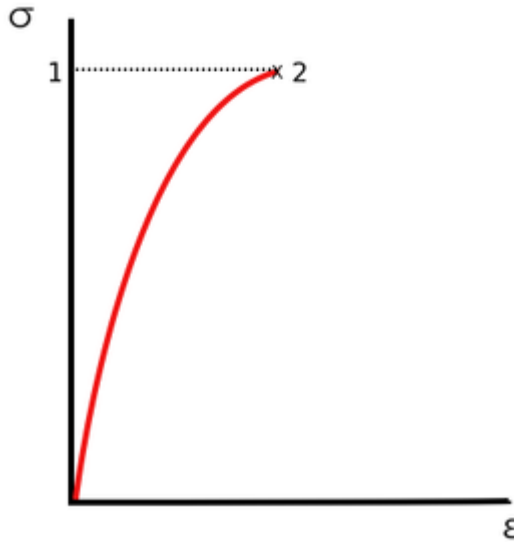


Figura 6. Diagrama tensión - deformación.

El módulo de Young viene representado por la tangente a la curva en cada punto. Para materiales como el acero (y valores de tensión dentro del rango de reversibilidad completa de deformaciones) resulta aproximadamente constante dentro del límite elástico. Sin embargo si el material está representado por una curva de tensión-deformación que no tiene tramos lineales, no se puede usar la expresión anteriormente mostrada (Eq 2.11). Por lo que se puede decir que la razón entre el estiramiento y la deformación no es directamente proporcional y se define un Módulo de Young aparente al definirlo como el incremento de esfuerzo aplicado al material y el cambio correspondiente a la deformación unitaria que experimenta en la dirección de aplicación del esfuerzo:

$$E = \frac{\partial \sigma}{\partial \epsilon}$$

Como se puede ver el módulo de Young se refiere a la razón entre la presión axial y la deformación. Describe la naturaleza elástica de una sustancia dada y puede describir convenientemente la cantidad de deformación de un objeto dado cuando una presión es aplicada. A menudo se refiere como a la fuerza o “rigidez” del material. Entre mayor sea el valor del módulo de Young menos deformación ocurrirá a una presión dada.

La razón de Poisson (ν) relaciona el cambio en tamaño de un objeto en diferentes ejes. Cuando la fuerza compresiva es aplicada a un eje en particular de un material, habrá una deformación por tensión a lo largo de los diferentes ejes. Esta propiedad es la razón de los esfuerzos de contracción a los esfuerzos de

extensión. Para darle un valor a la dirección, es positiva cuando el esfuerzo de agotamiento ocurre en la dirección de una fuerza de extensión.



Figura 7. Deformación de un cuerpo y Razón de Poisson

Se expresaría, si la fuerza de compresión/tensión estuviera siendo aplicada sobre el eje axial, de ésta manera:

$$\nu = - \frac{\epsilon_{Transversal}}{\epsilon_{Axial}} = - \frac{\Delta Y}{\Delta X} = - \frac{\Delta Z}{\Delta X}$$

Siendo ϵ la tensión o el esfuerzo (strain).

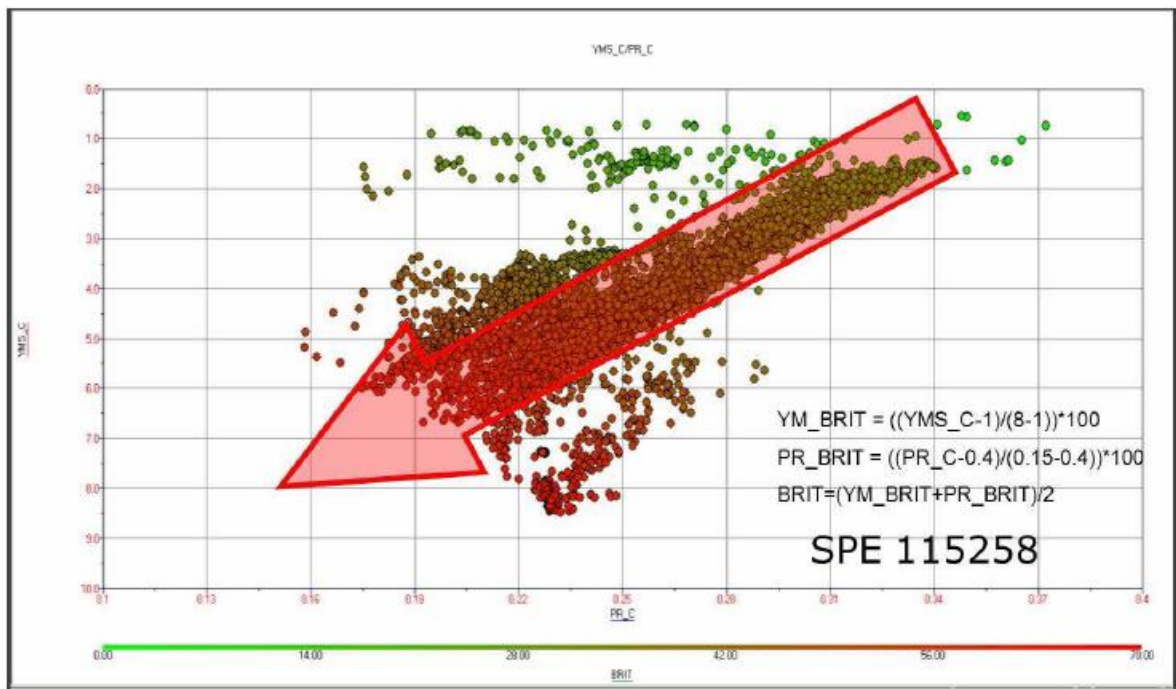


Figura 8. Ejemplo de gráfico de PR vs YM

Richman et al (2008)¹⁶ usó el Módulo de Young y la Razón de Poisson normalizados para estimar el índice de fractabilidad de la siguiente manera:

$$YM_n = 100 * \frac{(YMS_C - 1)}{7}$$

$$PR_n = -100 * \frac{(PR_C - 0.4)}{0.25}$$

$$Brittle\ Index = \frac{(YM_n + PR_n)}{2}$$

Dónde:

YM_n : Módulo de Young normalizado

YMS_C: Módulo de Young

PR_n: Razón de Poisson normalizada

PR_C: Razón de Poisson

2.2 ESPESOR Y RED PORAL

El espesor de un yacimiento es muy importante debido a que la producción de gas se ve directamente influenciada por el volumen del espacio poroso con el que se cuenta en conjunto con el gas adsorbido. Anteriormente sólo se tenía en cuenta una sola fase de gas contenida en el yacimiento, la del espacio poroso. Esto hacía que el volumen del yacimiento se viera sobreestimado, debido a que se ignoraba la capa adsorbida que tomaba una parte del volumen poroso adhiriéndose al área poral. Lo que significaba que el volumen poroso se veía reducido y se necesitaba reformular el balance de materia y en sí todo el sistema de transporte de los hidrocarburos dentro del yacimiento¹⁷.

Entonces entre mayor sea el espesor neto del yacimiento, mayores volúmenes de gas se van a encontrar. Como sabemos la porosidad es relativamente muy baja, por lo tanto entre mayor espesor de formación se tenga, mayor será la producción

¹⁶ RICKMAN Rick, tomado de "A practical use of Shale Petrophysics for stimulation design optimization: All shale plays are not clones of the Barnett Shale"

¹⁷ AMBROSE Ray, tomado de "Multi-component Sobed-phase Considerations for Shale Gas-in-place Calculations"

de gas libre que se va a tener en el yacimiento. Este gas libre es el que se encuentra en los poros y en las fracturas en la mayoría de materia inorgánica. Esta es la razón por la cual los yacimientos de gas se depletan tan rápidamente, porque su depleción está en función del volumen de gas libre contenido en la roca (sin haber realizado un proceso de estimulación.)

El contenido de gas y la capacidad de adsorción son los parámetros claves para la determinación de gas original in-situ. El gas original in-situ es calculado mediante¹⁸:

$$GOES = 1359.7 \times A \times h \times (\rho_{roca}) \times (G_{st})$$

Donde:

GOES : Gas original en sitio (in situ)

A : Área, acres

h : Espesor de la formación, ft

ρ_{roca} : Densidad del *shale* en g/cm^3

G_{st} : Contenido de gas promedio de la matriz *scf/ton*

2.3 FISILIDAD Y ENCOGIMIENTO DE LA MATRIZ

La fisilidad es la propiedad que poseen algunas rocas de partirse o dividirse por planos (extenuados en láminas muy delgadas o *sheets*) separados entre sí por distancias pequeñas. Esto es el resultado de la disposición subparalela de los minerales laminares que característicamente componen la roca como las arcillas, micas, cloritas, etc. Si la roca presenta fisilidad se denomina lutita, sino se llama fangolita.¹⁹ La permeabilidad es la capacidad de un material para permitir que un fluido fluya sin alterar su estructura interna. Se afirma que un material es *permeable* si deja pasar a través de él una cantidad apreciable de fluido en un tiempo dado, e *impermeable* si la cantidad de fluido es nula. En nuestro caso la permeabilidad es una propiedad muy importante debido a que controla la entrega de energía del pozo. Esta propiedad está directamente relacionada con la fisilidad y con la red poral del yacimiento porque en conjunto con la presión es la que modifica el camino por el que va a fluir el gas.

La permeabilidad en los *shales* o en los mantos de carbón está definida por las fracturas y la matriz de la roca. La matriz almacena el gas por adsorción y en la

¹⁸ E. Shtepani, L.A. Noll, L.W. Elrod and P.M. Jacobs, tomado de "A New Regression Based Method for Accurate Measurement of Coal and Shale Gas Content"

¹⁹ Bates, R.L., y Jackson, J.A, tomado de American Geological Institute.

matriz se refleja el flujo de gas por el proceso de difusión. ¿Pero qué tiene que ver la fisilidad con la permeabilidad? En concreto se trata de un proceso que se ve bien reflejado cuando se analiza la curva de permeabilidad absoluta vs presión y que se conoce como encogimiento de la matriz (*matrix shrinkage*). Este proceso, utilizando en los simuladores sólo la permeabilidad de las fracturas, consiste en que la curva de K_i vs K observada en el simulador presenta un comportamiento normal al aplicar una presión hasta el punto de quiebre: La matriz se encoge hasta un punto máximo de presión, hasta el punto de presión de fractura y luego la relación K/K_i aumenta más de 1. Esto se puede explicar debido a que la roca se fractura y que el espacio brindado por las láminas subparalelas es mayor, al juntarse el espacio poroso de las fracturas logradas antes de la intervención de la presión y después se ve un incremento considerable en la permeabilidad de la roca.

El modelo modificado de Palmer y Mansoori mostrado en la figura 9 corresponde a un conjunto de parámetros que se han tenido en cuenta para estudiar el proceso de desorción y su relación con la fisilidad, la permeabilidad y consecuentemente con la producción de estos tipos de pozos como son:

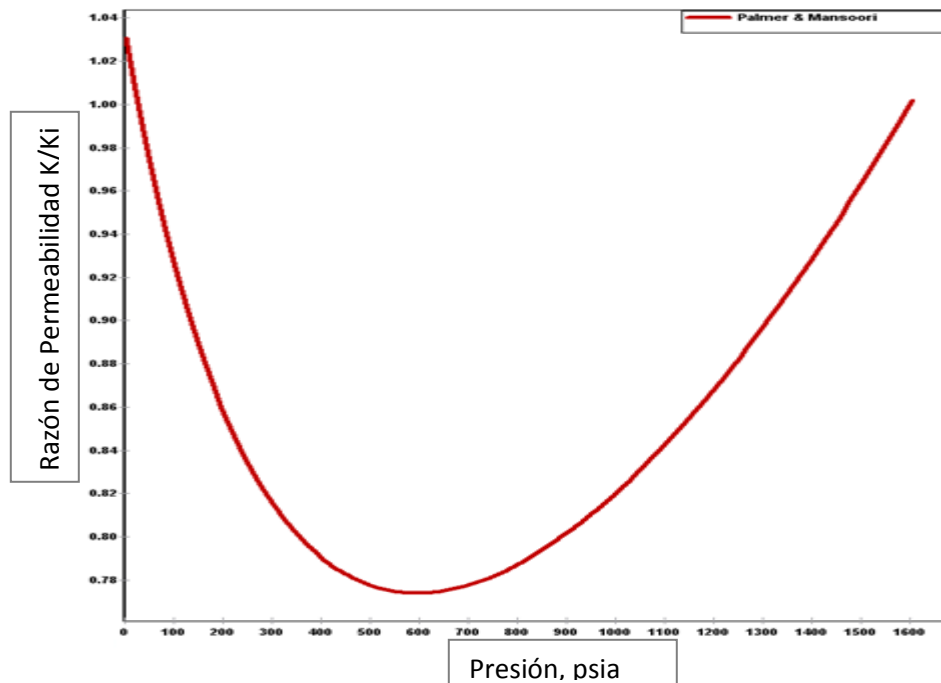


Figura 9. Razón de Permeabilidades K/K_i vs Presión

- El factor de compactación pues éste orienta las fracturas horizontal o verticalmente dependiendo del valor que se tenga (rango de 0 a 1 con los límites correspondientes a una orientación vertical u horizontal respectivamente). La presión de desorción, puesto que el encogimiento sólo ocurre una vez el gas ha sido desorbido (que sólo ocurre por debajo de la presión de desorción).
- El módulo dependiente de la porosidad, ó módulo bruto Bulk, así como el módulo de restricción Axial M.

La ecuación de Mansoori y Palmer modificada es la siguiente:

$$\frac{K}{K_i} = \left(\frac{\Phi}{\Phi_i}\right)^n$$

Donde:

K = Permeabilidad final

K_i = Permeabilidad inicial

Φ = porosidad final

Φ_i = porosidad inicial

n = exponente (normalmente seteado en 3, aunque podría llegar a ser mayor a 12)

Φ/Φ_i puede ser hallada al integrar la siguiente ecuación en un rango de cambio de presión:

Por encima de la presión de desorción

$$\delta\Phi = \frac{g}{b\Phi^{-p}} dP - \gamma \left(\frac{a\Phi^{-p}}{b\Phi^{-p}} + f - 1 \right) dP$$

Por debajo de la presión de desorción

$$\delta\Phi = \frac{g}{b\Phi^{-p}} dP - \gamma \left(\frac{a\Phi^{-p}}{b\Phi^{-p}} + f - 1 \right) dP + \left(\frac{a\Phi^{-p}}{b\Phi^{-p}} - 1 \right) \frac{d}{dp} \left(\frac{\epsilon_l P}{P + P_L} \right)$$

Dónde

a = constante del Módulo bruto Bulk (K)

b = constante del Módulo de Restricción-axial (M)

dP = cambio de presión

$d\Phi$ = cambio de porosidad

f = factor de acoplamiento (de 0 a 1), (adimensional)

p = exponente del Módulo de Restricción-axial (M)

P = presión del yacimiento (psia)

P_L = constante de presión de Langmuir (psia)

q = exponente del Módulo bruto Bulk (K)

ε_l = tensión máxima que puede ocurrir cuando P se acerca a 0 (adimensional)

γ = compresibilidad del grano, sólo de la matriz y no de las fracturas, (1/psi)

2.4 PRESIÓN CAPILAR

Cuando el agua inyectada, durante un procedimiento de recuperación mejorada, se pone en contacto con la matriz a través de las superficies de fractura, el mecanismo de imbibición de la fase agua empieza a desempeñar un papel importante en el rendimiento de la producción en el pozo. El efecto de imbibición es causado por la presión capilar entre las fases de gas y de agua. Cuanto menor sea la permeabilidad del yacimiento, mayor será la presión capilar. En los yacimientos de baja permeabilidad, la presión capilar puede ser de cientos psi ó más²⁰, y por lo tanto el efecto de imbibición que resulta en la retención de líquidos se considera como un problema particularmente grave²¹. El proceso de imbibición está dominado por las fuerzas de la presión capilar. En un estudio realizado, dos curvas de presión capilar se generan en base a correlaciones empíricas²² y en la que se utilizó la matriz del *shale*, como se muestra en la figura 9. Para un caso base la P_{c1} se utiliza tanto para la matriz y la zona de invasión, mientras P_{c2} se utiliza para la zona de invasión, para el caso en el que la invasión del agua altere la presión capilar. Para las fracturas con gran permeabilidad, la presión capilar es muy pequeña, esencialmente considerado cero.

²⁰ Holditch, tomado de "Factors Affecting Water Blocking and Gas Flow From Hydraulically Fractured Gas Wells"

²¹ Economides, M.J. and Martin, tomado de "Modern Fracturing: Enhancing Natural Gas Production, Energy Tribune Publishing Inc., Houston, Texas"

²² Gdanski, R., Fulton, D., and Shen, C, tomado de "Fracture-Face-Skin Evolution During Cleanup"

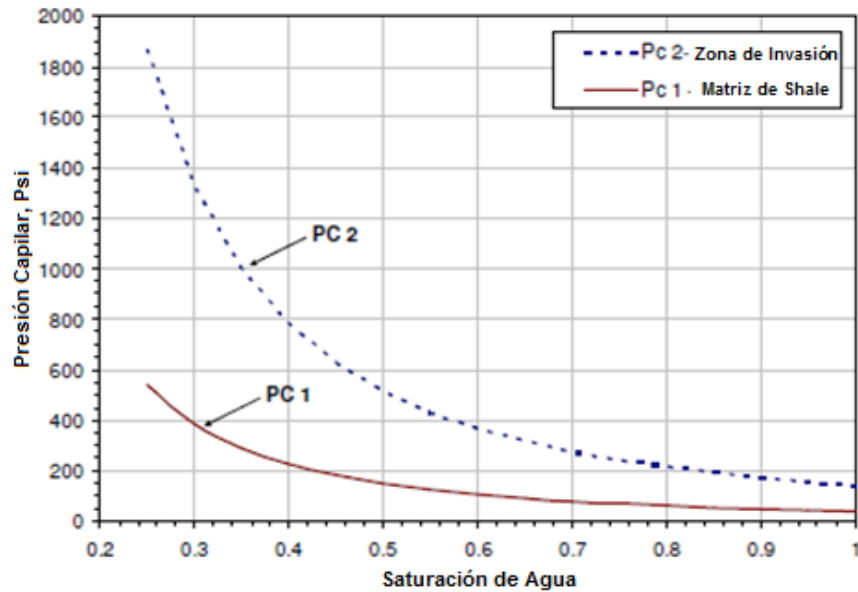


Figura 10. Curvas de presión capilar utilizados en los modelos de simulación

2.5 CONTENIDO DE GAS

En los yacimientos de gas en mantos de carbón para determinar el contenido de gas se indican los volúmenes de gas expulsado (a partir de muestras de carbón colocados en contenedores), gas residual (de carbón triturado), y gas perdido (calculado).

En yacimientos de *gas shale* es habitual reportar el gas in situ en términos de scf/ton, la adopción de la nomenclatura (CBM) metano en mantos de carbón. Para el cálculo del almacenamiento de gas total, los volúmenes de *gas shale* in situ se consideran generalmente por los siguientes términos:

- Un componente volumétrico, G_f , involucra hidrocarburos almacenados en espacios porosos en forma de gas libre, corregido para el volumen ocupado por la fase sorbida. El volumen de gas libre se cuantifica mediante modificaciones de métodos de evaluación estándar de yacimientos.
- Un componente sorbido, G_a , con el gas almacenado físicamente a lo largo del área de superficie de los micro y mesoporos. la cantidad de gas adsorbido generalmente se cuantifica a partir de mediciones de la isoterma de absorción, mediante el establecimiento de una isoterma de adsorción de equilibrio.

- Un componente volumétrico, G_{so} , con presencia de gas disuelto en el hidrocarburo líquido. Este volumen se combina generalmente con gas adsorbido en yacimientos que contienen gran fracción de hidrocarburo líquido en espacios porosos.
- Un componente volumétrico, G_{sw} , con presencia de gas disuelto en agua de formación. La cantidad de gas disuelto se estima a partir de los cálculos de la solubilidad bruta de la roca. Aunque tradicionalmente no se ha considerado importante, en un estudio reciente se discute el mejoramiento significativo de la solubilidad de gases en agua de formación cuando está confinada a pequeños poros ²³.

Por lo tanto, tenemos G_{st} el total de gas in situ:

$$G_{st} = G_f + G_a + G_{so} + G_{sw}$$

Donde G_f se define:

$$G_f = 32.0368 \frac{\emptyset(1 - S_w) - \emptyset_a}{\rho_b B_g}$$

Donde:

\emptyset : Porosidad

S_w : Saturación de agua

ρ_b : Densidad de la roca g/cm^3

B_g : Factor volumétrico del gas rcf/scf

Donde para un sistema de un solo componente, introducimos:

$$\emptyset_a = 1.318 \times 10^{-6} M \frac{\rho_b}{\rho_s} \left(G_{sL} \frac{P}{P + P_L} \right)$$

$$G_a = G_{sL} \frac{P}{P + P_L}$$

²³ AMBROSE Ray J., tomado de "MULTI-COMPONENT SORBED-PHASE CONSIDERATIONS FOR SHALE GAS-IN-PLACE CALCULATIONS "

Donde:

G_{SL} : Volumen de Langmuir *scf/ton*

P : Presión a la que se quiere evaluar el gas adsorbido en *psia*

P_L : Presión de langmuir en *psia*

M : Peso molecular del gas *lbm/lbmol*

ρ_s : Densidad de la fase sorbida *g/cm³*

Donde gas disuelto en aceite es igual a:

$$G_{SO} = \frac{32.0368}{5.6146} \frac{\emptyset S_o R_{SO}}{\rho_b B_o}$$

Donde:

\emptyset : Porosidad

R_{SO} : Relación de gas en solución *scf/STB*

S_o : Saturación de aceite

ρ_b : Densidad de la roca *g/cm³*

B_o : Factor volumétrico del petróleo (Vol de yacimiento/Vol de superficie)

Donde el gas disuelto en agua es igual a:

$$G_{SW} = \frac{32.0368}{5.6146} \frac{\emptyset S_w R_S}{\rho_b B_w}$$

Donde:

\emptyset : Porosidad

R_{SW} : Relación de gas en solución *scf/STB*

S_o : Saturación de agua

ρ_b : Densidad de la roca *g/cm³*

B_w : Factor volumétrico del agua (volumen de yacimiento/volumen de superficie)

En los cálculos estándar actuales de la industria. El gas en solución en hidrocarburos y agua móvil, y el gas adsorbido dentro de la materia orgánica se combinan en el análisis de la isoterma de adsorción.

$$G_{st} = G_f + G_a$$

La ecuación del gas in situ para un yacimiento de un sistema para un solo componente:

$$G_{st} = 32.0368 \frac{\phi(1 - S_w) - 1.318 \times 10^{-6} M \frac{\rho_b}{\rho_s} (G_{SL} \frac{P}{P + P_L})}{\rho_b B_g} + G_{SL} \frac{P}{P + P_L}$$

En esta ecuación, el primer término al lado derecho representa la capa de adsorción corregido por el volumen del gas libre, mientras que el segundo término corresponde al volumen del gas adsorbido. En esta ecuación, el factor volumétrico de formación, B_g , el peso molecular, M , la densidad de la fase sorbida, ρ_s y los parámetros de adsorción de *Langmuir* G_{SL} y P_L son dependientes de la composición y las reglas de mezcla simples se recomiendan a menudo para el cálculo de sus valores promedios.

También con el fin de determinar la variabilidad del contenido de gas con la profundidad se colectan muestras que corresponden en la columna estratigráfica a la parte inferior, media y superior de cada sección realizando un análisis de desgasificación de muestras de carbón o de *shale* que pueden ser efectuadas empleando *canisters* los cuales fueron diseñados y construidos por el Centro Internacional de Física (CIF). Estos *canisters* registran en forma automática el volumen de gas liberado por las muestras de carbón de igual manera esta metodología es utilizada para registrar el volumen de *gas shale* liberado; el propósito de este muestreo es obtener muestras tanto de carbón o *shale* saturadas en gas. Igualmente este tipo de muestreo se realiza teniendo en cuenta la posición estratigráfica de los mantos de carbón y su grado de exposición, ya que es necesario que el frente de la mina se encuentre activo al momento de muestrear. Se hace importante abarcar gran parte de la columna en cada una de las áreas²⁴.

2.5.1 Isotherma de adsorción. El *shale* es capaz de almacenar cantidades significativas de gas. El mecanismo por el cual esto ocurre es llamado adsorción. En la adsorción las moléculas de una sustancia se adhieren a la superficie de otra. La adsorción puede ser visualizada como un imán adherido a una superficie de metal. Esta es diferente de la absorción donde una sustancia es atrapada dentro de otra, como la esponja remojada por agua. La adsorción es un proceso reversivo, porque este involucra fuerzas de atracción débiles.

La isoterma de adsorción de Langmuir asume que el gas adherido a la superficie de *shale* o del carbón cubre la superficie como una mono capa de gas. Casi todo

²⁴ Agencia de noticias UNAL, tomado de artículo en línea.

el gas almacenado por adsorción existe en un condensado, cerca al estado líquido. A bajas presiones este estado denso permite que volúmenes más grandes sean almacenados por sorción tanto como sea posible por compresión. La formulación general de la isoterma de Langmuir es:

$$V(P) = \frac{V_L P}{P_L + P}$$

- **Volumen de Langmuir (V_L) o (G_{SL})**

Este es la máxima cantidad de gas que puede ser adsorbida en una pieza de *shale* a presión infinita, ver Figura 11. Este valor es asintóticamente aproximado por la isoterma a medida que la presión incrementa.

Generalmente, las unidades para el parámetro de volumen de Langmuir (V_L) son scf/ton (volumen de gas por unidad de masa de roca) el volumen puede ser convertido a scf / ft³ (volumen de gas por volumen unitario de roca) multiplicándolo por la densidad de la roca.

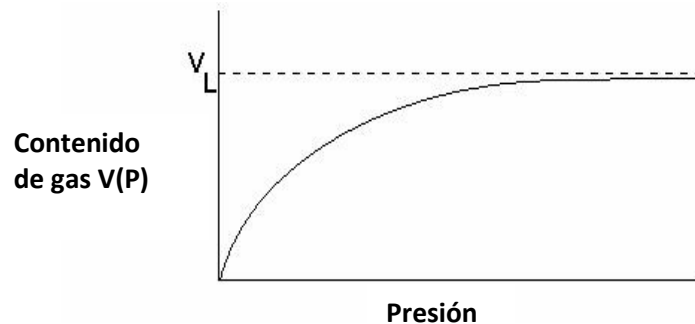


Figura 11. Isoterma de Langmuir típica mostrando la relación con el (V_L)

- **Presión de Langmuir (P_L)**

Este parámetro afecta la forma de la isoterma. La presión de Langmuir es la presión a la cual el volumen de Langmuir puede ser adsorbido.

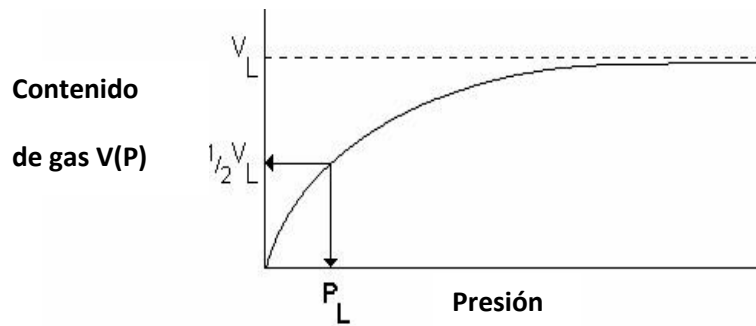


Figura 12. Isoterma de Langmuir típica mostrando la relación con el (PL)

2.6 MADUREZ TÉRMICA

La madurez térmica proporciona una indicación de la paleotemperatura máxima alcanzada por una roca origen. Los hidrocarburos comienzan a ser generados por encima del umbral de temperatura de 60° C. Este proceso, donde turbas y lignitos se deshidratan y pierden otros volátiles y el kerógeno se divide en los cuatro tipos distintivos como el "salto de carbonización". La "ventana de petróleo" se encuentra entre las temperaturas de 60-120° C, la ventana del gas entre 120-150° C. A temperaturas superiores a 150° C, se dice que la materia orgánica está posterior a la maduración y ya no es reactiva para el desarrollo de hidrocarburos. A temperaturas de 200° C, los compuestos orgánicos se reducen al grafito y metano²⁵. La reflectancia de la vitrinita es el método más común para la determinación de la madurez térmica, que se completa mediante el examen microscópico de kerógeno o con la montura de la totalidad de la roca y el registro de la reflectividad de partículas a través de un fotomultiplicador.

2.6.1 Método de reflectancia de la vitrinita. La Reflectancia de la Vitrinita (VR) es el indicador de maduración orgánica más común utilizado en la industria del petróleo. También se describen simplemente como el reflejo de macerales de un haz incidente normal de luz no polarizada²⁶. La reflectividad (R) puede ser registrado como Rv a un máximo porcentaje (Rv max%) o Ro en porcentaje (Ro%). Ambos son mediciones de porcentaje de luz reflejada por la muestra, calibrado frente a un material que muestra la reflectancia un 100% (es decir, un espejo). El análisis VR tiene aceptación mundial como una técnica capaz de producir una medición precisa de palaeotemperaturas máximas en cuencas con hidrocarburos.

²⁵ VASSOYEVICH N.B., tomado de "Principle Phase of Oil Formation. International Geology Review"

²⁶ McCartney. Teichmuller, tomado de "Classification of Coals According to Degree of Coalification by Reflectance of the Vitrinite Component"

No existe un límite marcado entre madurez e inmadurez, debido a que materias orgánicas de composición diferente responden a velocidades diferentes a los incrementos de temperatura.

- <0.60 Inmaduro
- 0.60 -1.00 Ventana de Petróleo
- 1.00 –1.40 Ventana de Condensado/Gas Húmedo
- >1.40 Ventana de Gas Seco

Gas producible puede ser encontrado acerca de 1.0 %Ro

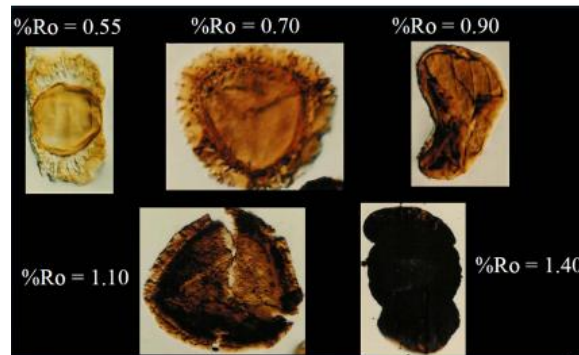


Figura 13. Cambio de Color debido a la Reflectancia de la Vitrinita

2.7 CARBÓN ORGÁNICO TOTAL

El carbono orgánico total (TOC) es una medida de la riqueza orgánica de las rocas sedimentarias. El análisis TOC es el primer paso en la selección de una formación con potencial de hidrocarburos. Los valores de TOC se reportan en porcentaje de peso de carbono. Por ejemplo, TOC a un valor de un por ciento (1%) en peso significa que en 100 g de muestra de sedimento, hay 1 g de carbono orgánico.

Hay tres componentes de un valor del TOC, a saber, la materia orgánica extraíble (MOE de carbono), carbono convertible y fracción de carbono residual. MOE de carbono es la fracción de carbono en el aceite y el gas generado pero no expulsado. El carbono convertible representa el potencial restante de una muestra de sedimento para generar petróleo y gas. Bajo condiciones de presión y de temperatura adecuadas, esta parte del TOC se transformaría en betún luego en aceite y finalmente en gas. La fracción residual de carbono representa el carbono orgánico que no tiene potencial para producir petróleo o gas debido a su composición química y estructura, ya que tiene muy poco hidrógeno por unidad de carbono orgánico.

Los dos métodos principales en el análisis para la medición del TOC son el método de combustión de *Leco* y el combinado de la pirolisis de oxidación, método de *Rock-Eval*.

En el método *Leco* solo se necesita 1 g de muestra. La muestra se tritura y luego el carbono inorgánico (carbono de carbonato) se elimina por inmersión en HCl durante 12-16 horas con agitación intermitente. Posteriormente, la muestra se enjuaga libre de HCl mediante el uso de agua, papel de filtro y un matraz de filtración. El analizador de carbono *Leco* se calibra con un acero tipo estándar de contenido de carbono conocido. Después, el carbono de la muestra se oxida a dióxido de carbono que es detectado por un receptor de infrarrojos (IR) o un detector de conductividad térmica (TCD). El contenido de carbono total y el contenido de carbono orgánico total se determinan y la diferencia es el carbono de carbonato total.

2.7.1 Rock-Eval Pirólisis de la materia orgánica. Consiste en calentar las muestras a una velocidad de 25° C/ min entre 300° C a 600° C. Cerca de 100 mg de muestra se mantiene en un horno de pirólisis. La temperatura del horno se incrementó primero a 300° C y se mantiene constante. El detector de libre ionización registra el primer pico (llamado S1) correspondiente a la liberación de hidrocarburos libres. Después, la temperatura se aumenta gradualmente a 600° C a 25° C/min. Esto conduce a la rotura de la materia orgánica o de carbono convertible obteniéndose otro pico (denominada S2). Los picos S1 y S2 se normalizaron multiplicando por 0,083 para obtener MOE estimado y los valores convertibles de carbono (0,083 se deriva del promedio en porcentaje en peso de carbono en hidrocarburos y por la conversión de mg de hidrocarburos por g de roca o de partes por mil a partes por cien (%)). Por oxidación de la muestra en un segundo horno, la fracción de carbono residual se determina (denominado valor S4 y se convierte en%).²⁷

La muestra se deja enfriar a temperatura ambiente después de completada la pirólisis. Durante el enfriamiento, el CO_2 atrapado se libera resultando un tercer pico S3. El Índice de hidrógeno (HI) está dado por $(S2 \times 100/TOC)$. El Índice de oxígeno (OI) está dada por $(S3 \times 100/TOC)$. El índice de hidrógeno es una medida de la riqueza del hidrógeno de la roca fuente y cuando se traza contra el índice de oxígeno (OI) en un diagrama modificado de Van Krevelen²⁸ (Fig.2.7), el índice de hidrogeno (HI) se puede utilizar para determinar el tipo de kerógeno presente.

²⁷ NAMRITA SONDHI, tomado de "PETROPHYSICAL CHARACTERIZATION OF EAGLE FORD SHALE 2011"

²⁸ TISSOT, tomado de "Principal Factors Controlling the Timing of Petroleum Generation"

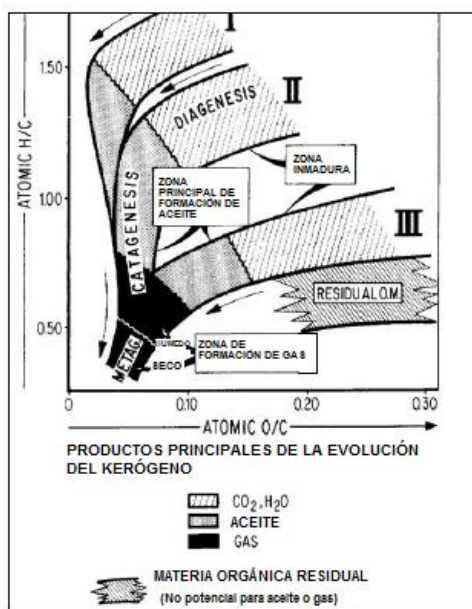


Figura 14. Diagrama de Van Krevelen

El valor de T_{max} es un parámetro normalizado, calculado a partir de la temperatura a la que el pico S2 alcanza su máximo y proporciona una medida de madurez térmica de la materia orgánica²⁹. Cualquier muestra con T_{max} inferior a 430°C se considera térmicamente inmadura. Las muestras con T_{max} entre $430 - 450^{\circ}\text{C}$ se considerará térmicamente madura y en la ventana de aceite o gas húmedo y las muestras con T_{max} mayor de 450°C se consideran en la ventana de gas³⁰.

Se demostró variabilidad orgánica a través de las diferencias en el TOC y tipos de kerógeno dentro de intervalos transgresivos y regresivos del *shale*³¹. El explicó que estos *shales* son capaces de generar grandes cantidades de hidrocarburo líquido y el carácter del kerógeno también sugiere la presencia de material propenso al crudo. Si el contenido del TOC varía desde 1 hasta 10% en peso, implica una roca fuente de alta calidad³².

La Tabla 1, muestra los valores de TOC comúnmente utilizados para *shales* y

²⁹ Espitalie J., "Source Rock Characterization Method for Petroleum Exploration, proceedings of the 9th Annual Offshore Technology Conference"

³⁰ Emeis K.C., Kvenvolden K.A, tomado de Shipboard Organic Geochemistry on JOIDES Resolution

³¹ Liro, L.M., tomado de "Sequence Stratigraphic Elements and Geochemical Variability Within a Condensed Section "

³² Popov M.A., tomado de "Basin-Centered Gas Systems of the U.S. US Geologic Survey "

carbonatos³³.

Tabla 1. Valores comunes de TOC de *shales* y carbonatos

INTERPRETACIONES CLASICAS DEL CONTENIDO DE TOC EN LOS SEDIMENTOS		
(BASADA EN LA MADUREZ TEMPRANA DE LA VENTANA DE ACEITE)		
(a)		
CUALIDAD	TOC EN <i>SHALES</i> (wt%)	TOC EN CARBONATOS (wt%)
POBRE	0.0-0.5	0.0-0.2
MEDIO	0.5-1.0	0.2-0.5
BUENO	1.0-2.0	0.5-1.0
MUY BUENO	2.0-5.0	1.0-2.0
EXCELENTE	>5.0	>2.0
(b)		
POTENCIAL DE GENERACION	TOC (wt%)	
INSUFICIENTE	0.0-0.5	
MARGINAL	0.5-1.0	
SUFICIENTE	>1.0	

2.8 PRESIÓN DEL YACIMIENTO Y TRANSIENTE DE PRESIÓN EN EL YACIMIENTO

Los pozos de *gas shale* requieren una gran longitud lateral horizontal que intercepte múltiples fracturas hidráulicas para ser económicamente viables. Debido a la naturaleza de una permeabilidad ultrabaja de la matriz del *shale*, se necesitaría un período significativo de tiempo para un pozo productor en regímenes transitorios de flujo. Por lo tanto, las características del transiente de presión para un pozo de gas son considerablemente importantes como en la evaluación de tratamiento de fractura mediante la estimación de parámetros de fractura y el yacimiento y la predicción del comportamiento de la producción a largo plazo de los pozos en la recuperación de gas.

³³ Jarvie D.M, tomado de "Total Organic Carbon (TOC) Analysis in Treatise of Petroleum Geology: Handbook of Petroleum Geology: Source and Migration Processes and Evaluation Techniques"

La respuesta del transiente de presión para un pozo horizontal de *gas shale* con múltiples fracturas transversales es controlada por una combinación específica de propiedades del yacimiento y la configuración del pozo. La investigación de las características de respuesta del transiente de presión es virtud de una serie de factores y mecanismos de flujo. Los factores que se consideran que se incluyen son la permeabilidad de la matriz, la conductividad de las fracturas hidráulicas, el espaciado del clúster, y el tamaño / aumento de la permeabilidad en la zona estimulada. Los impactos del gas de desorción y conductividad de la fractura dependiente del esfuerzo en el comportamiento del transiente de presión. Este tipo de estudio proporciona información detallada sobre las características del transiente presión durante la producción de pozos de *gas shale*.

Las características del transiente de presión para los yacimientos de gas, necesitan ser analizados en términos de pseudopresión³⁴. La pseudopresión se define convencionalmente por³⁵:

$$m_p = 2 \int_0^p \frac{p}{\mu z} dp$$

Y la caída de pseudopresión, se calcula así:

$$\Delta m_p = m_{pi} - m_p$$

Donde m_{pi} es la pseudopresión de la presión inicial del yacimiento.

Basado en la presión del fondo de pozo simulada, la pseudopresión es la primera que se calcula. Luego, la respuesta obtenida puede ser derivada y ambas respuestas pseudopresión y función de derivada, están en función del tiempo en un gráfico log-log para la identificación de los regímenes de flujo.

De las respuestas del transiente de presión, cinco regímenes de flujo distintos pueden ser identificados. La Figura 15 ilustra estos cinco regímenes y la Figura 16 presenta la respuesta del transiente de presión. La pseudopresión está indicada con marcadores rellenos y la derivada de la pseudopresión está indicada con madores abiertos.

La primera es una fractura radial / Formación de flujo lineal (RF / LF), caracterizada con las respuestas de derivadas planas³⁶. Como lo muestra la figura 15 a, durante este régimen de flujo, el flujo de gas en la fractura es convergente radialmente dentro del pozo horizontal mientras el gas fluye dentro de la fractura linealmente en la formación. Este régimen es corto, sólo dura alrededor de una hora. En la Figura 15 b se observa cómo luego resulta una pendiente de 1/4 de

³⁴ Lee, J., tomado de "Pressure Transient Testing. Textbook Series, SPE, Richardson, Texas"

³⁵ Al-Hussainy, tomado de "The Flow of Real Gases Through Porous Media"

³⁶ Larsen, L. and Hegre, tomado de "Pressure Transient Analysis of Multifractured Horizontal Wells"

derivada, lo que indica un flujo bilineal. Su duración es de más de un día (entre 1 y 30 horas), es interesante notar que mientras la conductividad de la fractura adimensional es de aproximadamente 67 años, el flujo bilineal está presente durante un período de tiempo relativamente considerable. La conductividad de la fractura adimensional se define como:

$$C_{FD} = \frac{K_f W_f}{K_m X_f}$$

Donde k_f : Permeabilidad de fractura w_f : Ancho de fractura
 K_m : Permeabilidad de la formación. X_f : Longitud de fractura

Después del BL, una formación de flujo lineal se produce con una pendiente de 0.5 de derivada hasta 4×10^3 horas. Como se observa en la Figura 15 c, el flujo va hacia la fractura linealmente al interior del yacimiento estimulado entre las fracturas. En la figura, el interior del yacimiento se esboza en el tablero rectangular como pesado y en el exterior del yacimiento está entre los tableros rectangulares pesados y ligeros.

La Figura 15, muestra como LF es seguido por un régimen único de flujo llamado Flujo cuasi –estable. Teniendo en cuenta que en el gráfico de la derivada, exhibe una línea recta con una pendiente de 0.88, durando mucho tiempo desde 4×10^3 horas hasta 5×10^4 horas. Durante este régimen de flujo, la interferencia de presión entre fracturas domina mientras empieza el flujo a lo largo de la barrera entre el interior y el exterior del yacimiento pero es insignificante. Este es un estado de flujo pseudo estable aproximado, con el cual el interior del yacimiento es depletado con contribución limitada desde la parte exterior del yacimiento. Esta puede ser la razón de porque la pendiente de la derivada no es uno pero se aproxima a este valor.

El último régimen indefinible es el flujo linear a tiempo tardío exterior con una pendiente de 0.5 como respuesta a la derivada, durante el cual un flujo linear domina desde la parte exterior del yacimiento hasta la parte interior mientras la parte interior del yacimiento ha sido depletada. Este empieza aproximadamente alrededor de las 2×10^5 horas. Hay una larga transición entre este flujo linear tardío y el previo estado quasi estable de flujo. Es interesante notar que el flujo dominante de frontera no se desarrolla al final de la simulación (50 años). Esto respalda la interpretación común que para yacimientos de *shale*, el drenaje de la parte exterior del yacimiento se limita y el mayor drenaje para un yacimiento horizontal fracturado viene de la parte interior del yacimiento entre las fracturas hidráulicas, también por lo general se refiere como el volumen de yacimiento estimulado³⁷

³⁷ Maxwell, S.C., tomado de "Imaging Seismic Deformation Induced by Hydraulic Fracture Complexity"

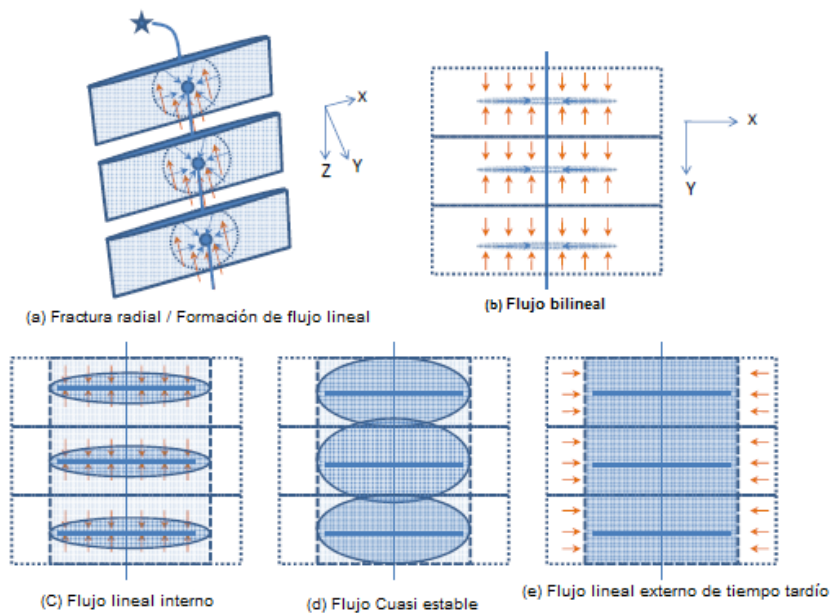


Figura 15. Cinco regímenes de flujo típicos para pozos horizontales de *gas shale* con fracturas hidráulicas

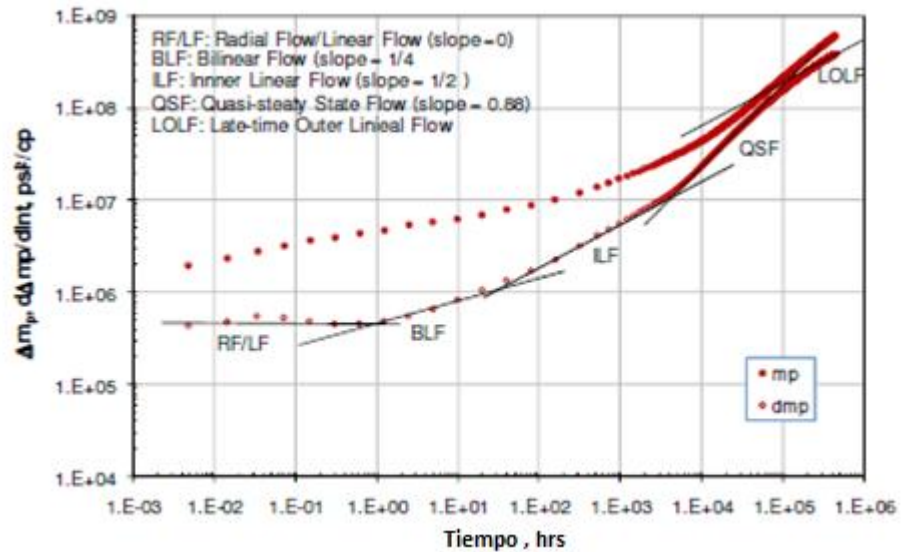


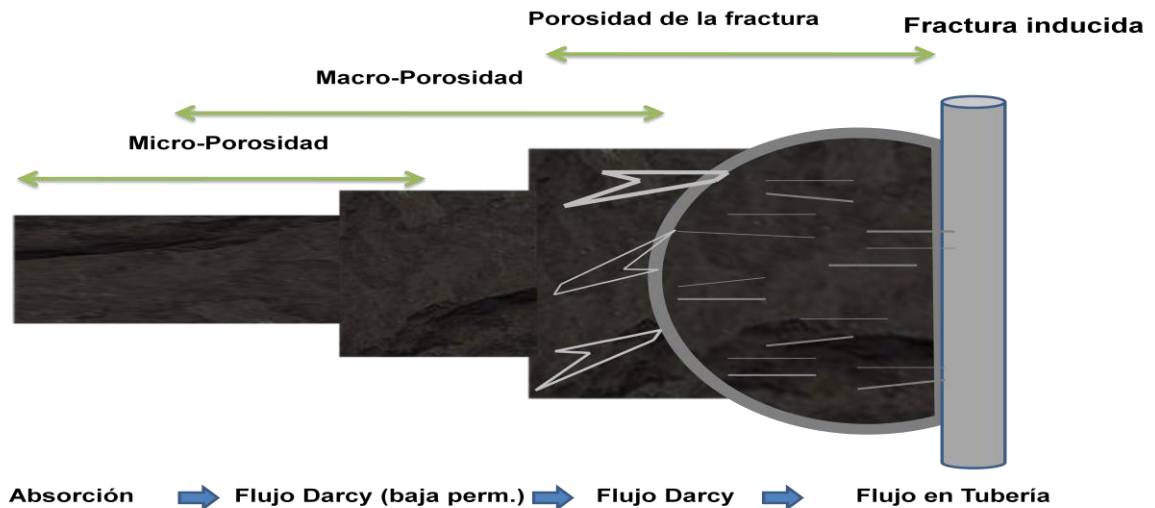
Figura 16. Respuestas de la caída de presión y de la derivada

2.9 DESCRIPCIÓN DE CORAZONES

La composición de la matriz de las *shale* es bastante variable haciendo complicado obtener la densidad del grano.

Es casi imposible calcular con precisión la saturación de gas y agua a partir de la información de registros a menos de que sea calibrada con información de núcleos. El efecto de arcilla en la porosidad neutrón usualmente elimina los efectos de gas en el registro.

Es importante conocer con certeza la porosidad en este tipo de yacimientos, ya que estos pueden afectar significativamente el cálculo de reservas (OGIP).



*Adapted from: Shale Gas Core Analyses Required for Gas Reserve Estimates, Chad Hartman, Weatherford, SPE 2008 Panel Discussion

Figura 17. Diagrama de Referencia de Niveles de Porosidad en un yacimiento de *Gas Shale*

2.9.1 Métodos Convencionales para la medición de porosidad

- Picnómetro de Baja Presión (LPP)

Es uno de los aparatos más confiables para la medición de porosidad en lutitas. Este equipo usa la ley de Boyle para medir el volumen de grano en las muestras trituradas mediante la variación de los cambios en la presión de la celda llena de helio, este se expande en una celda de calibrada previamente que contiene la muestra. La muestra es colocada en una celda de volumen conocido. El helio también permanece en otra celda de referencia de volumen y presión conocidas

(20 psi). Las dos celdas están conectadas, causando una caída de presión en una celda a medida que se llenan los espacios vacíos en la otra que contiene la muestra. El volumen que no es llenado por el helio es aquel ocupado por el volumen de los granos de la muestra y los poros no-interconectados. El Volumen de los granos puede entonces ser calculado teniendo en cuenta las presiones antes y después de conectar las celdas. Este equipo se calibra con esferas de acero de volumen conocido, cada vez que se va a realizar una medición³⁸.



Figura 18. Cilindro para la trituración de la muestra de *Shale*.



Figura 19. Picnómetro de Baja Presión – LPP (Low Pressure Pycnometer)

³⁸ Pérez Solano Leonel, tomado de "Application of Thermogravimetric – Fourier Transform Infrared Spectroscopy Analysis in Determining Heating Protocol for Porosity Measurements in Shales"

El volumen total de la muestra con el volumen de grano obtenido del LPP, se usa para calcular la porosidad, que generalmente es llamada como porosidad total o la porosidad de la ley de Boyle Ecuación.

$$\phi = \frac{V_p}{V_b} = \frac{V_b - V_g}{V_b}$$

3. EVALUACION DE PROPIEDADES DE YACIMIENTOS DE GAS SHALE

Para evaluar cada una de las propiedades cuantitativas del yacimiento, los ingenieros se valen de ciertas herramientas que les permiten determinar la viabilidad de éste. En este estudio, se utilizaron programas para simular el comportamiento del yacimiento y la relación de sus propiedades más fundamentales entre sí y en conjunto con la producción. El paquete de simuladores usados, fue brindado por la empresa Fekete que es la encargada de llevar a cabo muchos proyectos en Norteamérica desde 1973 (prácticos y fáciles de usar, con soluciones avanzadas a los proyectos de optimización de producción ó de recuperación y de ingeniería de yacimientos.)

De los 8 productos que maneja éste software, éste estudio se construyó con el F.A.S.T CBM™ y el *Fekete Harmony*. Estos son los encargados del desarrollo y análisis de yacimientos no convencionales de mantos de carbón. Para éste caso, un yacimiento de *gas shale* tiene características similares a las de un yacimiento de mantos de carbón (un sistema de doble porosidad fractura-matriz, un sistema geomecánico, un sistema de adsorción, así como un sistema de red poral, entre otros), lo que hizo que se utilizara un software de yacimientos de mantos de carbón para yacimientos de *gas shale* (puesto que la universidad no cuenta con ésta herramienta).

El CBM incluye herramientas de análisis de datos de producción para modelos analíticos y numéricos, puede realizar pronósticos de producción de gas/agua ó un cotejo histórico si es requerido y estimar ciertas propiedades del yacimiento; las herramientas que incluye para realizar estos cálculos son: volumétricas, herramientas de declinación convencional, balance de materia dinámico y estático y curvas tipo de Agarwal-Gardner (para mantos secos). También realiza análisis de riesgo usando simulaciones de Monte Carlo. Su módulo de monitoreo de producción puede ser usado para monitorear la producción de nuevos pozos. Cuenta así mismo con varios métodos para calcular la permeabilidad relativa y los efectos del encogimiento de la matriz y pueden ser fácilmente integrados al análisis.

El software de *Fekete Harmony* sirve para evaluaciones de reservas, modelamiento y caracterización del yacimiento, adquisiciones y cesiones del campo, desempeño del monitoreo y de la optimización, planeamiento del desarrollo del campo, yacimientos no convencionales y convencionales.

3.1 F.A.S.T. CBM

Como se mencionó anteriormente se adaptó el simulador para yacimientos de mantos de carbón a yacimientos de *gas shale*. La manera en que éste software evalúa las propiedades permite conocer un poco más del comportamiento del yacimiento y de su relación con las propiedades fundamentales que determinan el inicio o no de un proyecto en un campo.

Ahora, se va a realizar un marco de la evaluación. Cuáles son los pasos a seguir y a tener en cuenta para realizar una buena aproximación de las propiedades del yacimiento de gas no convencional.

3.1.1 Cálculos Volumétricos. Para los cálculos volumétricos se tiene en cuenta una ecuación ajustada por los parámetros de adsorción de Langmuir (VL y PL) de la ecuación de gas para un yacimiento convencional.

$$G_{st} = \left(\frac{G_{sl} P}{Pl+P} \right) \rho_b A h + \frac{\phi A h (1-S_w)}{B_g}$$

Si se ve con atención la ecuación anterior, se puede apreciar que la porción de volumen de gas libre del yacimiento convencional (el 2º término), se encuentra presente en el cálculo de volumen de gas almacenado en un yacimiento no convencional. Es la fracción de gas adsorbida (el 1º término) la que determina el volumen de gas adicional, que se encuentra presente en los yacimientos con una alta capacidad de sorción (no convencionales). Los estudios³⁹ han mostrado que la industria del *gas shale* estaba determinando incorrectamente los volúmenes para determinar el gas in situ en los yacimientos con una alta capacidad de sorción, al no contar apropiadamente con el volumen ocupado por la fase adsorbida. Entonces una porción del volumen total poroso sería ocupado por el gas adsorbido y no estaría disponible para moléculas de gas libre.

$$G_{st} = \left(\frac{G_{sl} P}{Pl+P} \right) + \frac{\phi (1-S_w) - \phi_a}{\rho_b B_g}$$

$$\phi_a = 1.318 \times 10^{-6} M \frac{\rho_b}{\rho_{sorbed}} \left(G_{sl} \frac{p}{p+Pl} \right)$$

³⁹ AMBROSE Ray, tomado de "Cálculos de Shale gas in situ Parte II – Efectos de la Adsorción Multicomponente del Gas"

El modelo de Langmuir es el más ampliamente usado en la industria petrolera y en varias ocasiones anteriores se compararon sus cálculos con los de un modelo termodinámicamente consistente⁴⁰. Sin embargo, las conclusiones de los experimentos fueron muy positivas para el modelo termodinámicamente débil de Langmuir pues el cálculo de volumen de gas in situ variaba menos de un 1% con respecto al modelo experimental.

El modelo de Langmuir aunque no es muy preciso para los cálculos de *gas in situ* (como el termodinámicamente riguroso – IAS) es el empleado por el software. De la misma manera, no siempre se tiene un sistema de gas adsorbido de metano puro. El *shale*, así como el carbón, pueden también adsorber cantidades apreciables de CO₂, N₂ e hidrocarburos más pesados (etano, propano, entre otros). Cada gas no es sorbido independientemente sino que compite por los mismos sitios de sorción. Debido a ésta “competencia” la sorción de cada componente es menor que cuando los gases actúan independientemente. Es de ésta manera cómo una isoterma multi-componente es necesaria para predecir la composición de gas producido, el gas in situ y las reservas. Esta isoterma multi-composicional es requerida para el recobro primario al disminuir la presión y especialmente necesaria para recobro secundario al inyectar CO₂/ N₂.

$$G_{st} = \sum_{i=1}^n G_{sli} \frac{y_i P}{P_{Li} \left(1 + \sum_{j=1}^n y_j \frac{P}{P_{Lj}} \right)} + \frac{\phi (1 - S_w) - \phi_a}{\rho_b B_g}$$

$$\phi_a = 1.318 \times 10^{-6} \dot{M} \frac{\rho_b}{\rho_{mix}} \left(\sum_{i=1}^n G_{sli} \frac{y_i P}{P_{Li} \left(1 + \sum_{j=1}^n y_j \frac{P}{P_{Lj}} \right)} \right)$$

El software cuenta con unas suposiciones para un sistema binario en el cálculo de gas in situ. Para implementar el modelo de Langmuir se dice que el volumen de gas in situ que sale es metano puro ó una composición metano-CO₂, que el gas adsorbido está siempre en equilibrio con la fase de gas libre, la presión inicial y la fracción molar del gas sorbido es conocida y la isoterma composicional de Langmuir es usada para calcular la composición del gas desorbido. Sin embargo los estudios realizados por Ambrose⁴¹, nos muestra que el porcentaje sorbido del gas libre cambia significativamente dependiendo de qué tipo de isoterma es usada (composicional o simple). La diferencia entre la isoterma de gas libre de un sólo componente a la de n gas multicomposicional cambia cerca de un 20%, lo que lo

⁴⁰ AMBROSE Ray, tomado de “Cálculos de Shale gas in situ Parte II – Efectos de la Adsorción Multicomponente del Gas”

⁴¹ AMBROSE Ray, op. Cit.

hace muy importante si se tienen que determinar las reservas recuperables en yacimientos donde una gran cantidad de gas contenida en el hidrocarburo con mayor peso molecular (gas mojado). De la misma manera, un gran impacto es observado, debido a que el gas sorbido requiere presiones de abandono menores, para que puedan ser recuperados.

3.1.2 Cambio de la Matriz y la Relación Porosidad / Permeabilidad. Porosidad de fractura y su relación con el encogimiento de la matriz. Así como el carbón, el *shale* cuenta con una matriz y un área estimulada ó fracturada llamada *cleat*, a través de los cuales se mueve el gas. El gas es almacenado por adsorción dentro de la matriz y el área estimulada, y el flujo de éste se realiza sólo cuando el agua ha salido de la roca y se alcanza la presión de desorción (proceso de difusión). Ahora se va a hablar acerca de la relación de la permeabilidad con la porosidad y el encogimiento e hinchamiento de la matriz.

- **Seiddle y Huitt**

El hinchamiento es inducido en la roca por el proceso de adsorción, sin embargo además de éste fenómeno la roca experimenta otra deformación por las fuerzas mecánicas a la que es sometida (ϵ_m y ϵ_p respectivamente). Se ve cómo se relacionan el coeficiente de hinchamiento de la matriz (C_m) con el volumen y la presión de Langmuir (V_L y P_L). La ecuación para el coeficiente de acoplamiento mecánico (C_p que representa al comportamiento de la matriz sobre cargas) es análoga a la de C_m .

$$V_n = V_L \frac{b P_n}{1 + b P_n}$$

$$\epsilon_m - \epsilon_{mi} = C_m V - C_m V_i$$

$$\epsilon_p - \epsilon_{pi} = C_p (P - P_i)$$

ξ_{mi} y ξ_{pi} tienen que ser multiplicado por 10^6 para llegar a ser una cantidad significativa, por lo que a condiciones normales (atmosféricas) es igual a 0. Entonces:

$$\epsilon_m = C_m V$$

$$\epsilon_p = C_p P$$

Si el coeficiente de deformación neto estuviera determinado por una relación entre los coeficientes mecánicos y de adsorción sería:

$$\varepsilon_{exp} = \varepsilon_m - \varepsilon_p$$

$$\varepsilon_{exp} = Cm Vl \frac{b P}{1+b P} - Cp P$$

$$Cm = \frac{\varepsilon_{exp} + Cp P}{Vl \left(\frac{b P}{1+b P} \right)}$$

Para la relación de la porosidad con la permeabilidad, se tiene que:

$$I = -\frac{1}{k} \frac{\partial k}{\partial P}$$

Y luego de operar se tiene:

$$\frac{k}{k_i} = e^{I (P_i - P)}$$

La porosidad se relaciona de una manera similar con la presión por medio de:

$$Cr = -\frac{1}{\phi} \frac{\partial \phi}{\partial P}$$

Que luego se convierte en

$$\frac{\phi}{\phi_i} = e^{Cr (P_i - P)}$$

Al aplicar logaritmo natural y dividir las ecuaciones se tiene que:

$$\frac{\ln \frac{k}{k_i}}{\ln \frac{\phi}{\phi_i}} = \frac{I (P_i - P)}{Cr (P_i - P)}$$

Si $\frac{I}{Cr} = n$, entonces:

$$\frac{k}{k_i} = \left(\frac{\phi}{\phi_i} \right)^n$$

Como se dijo anteriormente, los cambios en la matriz están relacionados directamente con la capacidad contenida de gas adsorbido de ésta y no con la presión del gas. La geometría de una roca no convencional puede ser representada como se muestra en la figura 20, los esfuerzos correspondientes a los cambios en la matriz (ε) están representados por:

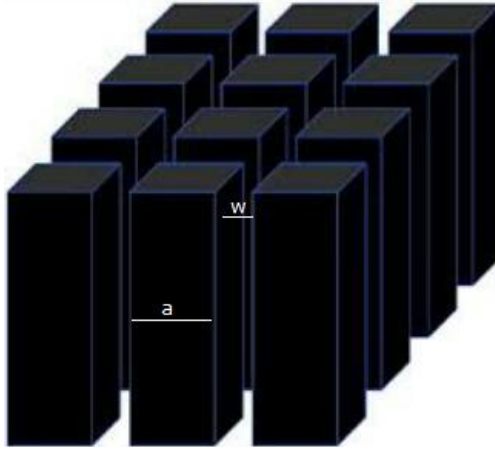


Figura 20. Geometría de la roca: matriz y fractura (a y w respectivamente)

$$\varepsilon = \frac{\Delta a}{a} 10^6 \quad \text{por lo que se tiene que:}$$

$$\Delta a = \varepsilon a 10^{-6} = \left(Cm Vl \frac{b P_i}{1+b P_i} - Cm Vl \frac{b P}{1+b P} \right) a 10^{-6}$$

$$\Delta a = \left(\frac{b P_i}{1+b P_i} - \frac{b P}{1+b P} \right) a Cm Vl 10^{-6}$$

Para la porosidad de la fractura se tiene:

$$\phi_{fractura} = \frac{2w}{a}$$

Donde la amplitud de fractura y de matriz a una presión dada están denotadas por:

$$w = w_i + \Delta a$$

$$a = a_i - \Delta a$$

Entonces una relación entre la porosidad de la fractura actual y la inicial sería:

$$\frac{\phi_f}{\phi_{fi}} = \frac{\frac{w_i + \Delta a}{a_i - \Delta a}}{\frac{w_i}{a_i}}, \text{ al aplicar la ley de la oreja y separación de términos se tiene:}$$

$$\frac{\phi_f}{\phi_{fi}} = \frac{(w_i + \Delta a) a_i}{(a_i - \Delta a) w_i} = \frac{(w_i + \Delta a)}{w_i} \frac{a_i}{(a_i - \Delta a)} = \frac{(w_i + \Delta a)}{w_i} \frac{1}{\left(\frac{a_i - \Delta a}{a_i}\right)}$$

$$\frac{\phi_f}{\phi_{fi}} = 1 + \frac{\Delta a}{w_i} \left(\frac{1}{1 - \frac{\Delta a}{a_i}} \right), \text{ se reemplaza } \Delta a:$$

$$\frac{\phi_f}{\phi_{fi}} = 1 + \frac{\varepsilon a_i 10^{-6}}{w_i} \left(\frac{1}{1 - \varepsilon 10^{-6}} \right) = 1 + \frac{\varepsilon a_i 10^{-6}}{w_i} (1 + \varepsilon 10^{-6})$$

$$\frac{\phi_f}{\phi_{fi}} = 1 + \varepsilon 10^{-6} + \frac{\varepsilon a_i 10^{-6}}{w_i} + \frac{\varepsilon^2 a_i 10^{-6^2}}{w_i}, \text{ el último término es muy pequeño último y reagrupando se tiene:}$$

$$\frac{\phi_f}{\phi_{fi}} = 1 + \varepsilon 10^{-6} \left(1 + \frac{a_i}{w_i} \right), \text{ ahora se reemplaza } a_i:$$

$$\frac{\phi_f}{\phi_{fi}} = 1 + \varepsilon 10^{-6} \left(1 + \frac{2}{\phi_{fi}} \right), \text{ Por último se despeja } \varepsilon \text{ y se obtiene:}$$

$$\frac{\phi_f}{\phi_{fi}} = 1 + \left(1 + \frac{2}{\phi_{fi}} \right) C_m V_l 10^{-6} \left(\frac{b P_i}{1 + b P_i} - \frac{b P}{1 + b P} \right)$$

- Palmer y Mansoori

Durante la producción primaria de un yacimiento, los esfuerzos efectivos incrementan y la permeabilidad disminuye debido a la compresión de las fracturas. Sin embargo, en los yacimientos no convencionales (CBM y GS) se ve que el drawdown lleva a producción de metano, acompañado con encogimiento de la matriz, que abre las fracturas e incrementa la permeabilidad. Los 2 efectos que

ocurren durante una caída de presión (compresión de fracturas y encogimiento de la matriz), actúan en direcciones opuestas a la permeabilidad.

La permeabilidad está en función de los esfuerzos y de la presión del poro, como se menciona en diversos estudios⁴². De ésta manera se parte de la ecuación de elasticidad lineal para cambios de esfuerzos en rocas porosas y se obtiene la siguiente ecuación:

$$d\varepsilon_p = \frac{d\varepsilon_r}{\phi} - \left(\frac{1 - \phi}{\phi} \right) d\varepsilon_g$$

Donde se puede observar cómo el esfuerzo incremental del volumen poroso (adimensional) se relaciona con los esfuerzos de la roca y del grano, respectivamente. Como se dijo que se iba a partir de la ecuación de elasticidad lineal (con un cambio de esfuerzo muy pequeño) y bajas condiciones de esfuerzos en una dirección, el término $d\varepsilon_p$ lleva a la siguiente ecuación:

$$-d\phi = \left[\frac{1}{M} - (1 - \phi)f\gamma \right] (dS - dP) + \left[\frac{K}{M} - (1 - \phi) \right] \gamma dp - \left[\frac{K}{M} - (1 - \phi) \right] \alpha dT$$

Donde dS , dP y dT cambio en esfuerzo de overburden, presión de poro y de temperatura respectivamente. También f , γ , M , K y α se refieren a una fracción que varía de 0 a 1 dependiendo del tipo de roca⁴³, la compresibilidad del grano, el módulo axial, el módulo bruto y la expansión termal del grano respectivamente.

El módulo de Young (E) y la razón de Poisson (ν) están directamente relacionados con M y K a través de la teoría de elasticidad isotrópica:

$$\frac{M}{E} = \frac{1 - \nu}{(1 + \nu)(1 + 2\nu)}$$

$$\frac{K}{M} = \frac{1}{3} \left[\frac{1 + \nu}{1 - \nu} \right]$$

Como en nuestro sistema de roca (*gas shale* o mantos de carbón) la porosidad es tan pequeña y el esfuerzo de overburden no cambia significativamente, la ecuación anterior puede ser reacomodada como:

$$-d\phi = -\frac{1}{M} dP + \left(f + \frac{K}{M} - 1 \right) \gamma dP - \left(\frac{K}{M} - 1 \right) \alpha dT$$

⁴² PALMER Ian. MANSOORI John, tomado de "How Permeability Depends on Stress and Pore Pressure in Coalbeds: A New Model"

⁴³ PALMER Ian. MANSOORI John, op. Cit.

Como dT es un término de expansión y contracción, si disminuye, el tejido se encoge y las fracturas aumentan en amplitud, lo que la hace análoga al proceso de desorción y al encogimiento de la matriz por lo que se puede escribir de la siguiente manera:

$$\alpha dT = \frac{d}{dP} \left(\frac{\Delta V}{V} \right) dp$$

Como el término entre paréntesis puede expresarse por medio de mediciones volumétricas de expansión en:

$$\frac{\Delta V}{V} = \varepsilon l \frac{b P}{1 + b P}$$

En la literatura ésta b tiene un valor experimental de 0.02 psi^{-1} , sin embargo tanto el término b como el término εl deben ser determinados en un laboratorio mediante pruebas mecánicas y de desorción del metano en corazones².

Como M y K son independientes de la presión y haciendo el reemplazo de los términos anteriores, la ecuación se convierte en:

$$-d\phi = C_m dP + \varepsilon l \left(\frac{K}{M} - 1 \right) \frac{d}{dP} \left(\varepsilon l \frac{b P}{1 + b P} \right) dp$$

Donde C_m se refiere a:

$$C_m = \frac{1}{M} - \left(f + \frac{K}{M} - 1 \right) \gamma dP$$

Ahora al integrar la ecuación y al dividirla por ϕ_o se obtiene finalmente:

$$\frac{\phi}{\phi_o} = 1 + \frac{C_m}{\phi_o} (p - p_o) + \frac{\varepsilon l}{\phi_o} \left(\frac{K}{M} - 1 \right) \left(\frac{b p}{1 + b p} - \frac{b p_o}{1 + b p_o} \right)$$

La roca tiende gradualmente a volverse más dura durante el *drawdown* (E suele incrementar) debido a que las fracturas no tienen la capacidad de cerrarse en rugosidades, rocas finas o mineralización. La falla en estas rocas no convencionales (carbón o *gas shale*) puede incrementar la recuperación de la permeabilidad. Cuando las condiciones son favorables, el *drawdown* puede inducir a una falla debido a los cambios en esfuerzos producidos por el encogimiento de la matriz. La falla puede llevar a un incremento de la permeabilidad debido al fenómeno conocido como dilactancia.

Este modelo puede ser comparado con el de Seidle y Huit. Este (Seidle) tiene una constante igual a 2 en vez de $(K/M - 1)$ en el término de encogimiento. Esto significa que su término de encogimiento es cerca de 2.6^{44} veces mayor que el de la ecuación de Palmer y Mansoori. Seidle y Huit calculan la relación ϕ/ϕ_0 separadamente para los efectos de los esfuerzos y de encogimiento, luego son multiplicados para obtener el efecto combinado. En cambio en el modelo de P&M son agregados y no multiplicados.

Finalmente se debe tener en cuenta que la teoría de Seidle asume que la compresibilidad del volumen poroso es constante con los cambios de la presión de poro, pero como se ha demostrado⁴⁵ esto no es cierto.

Sin embargo la nueva teoría se aplica sólo para cambios pequeños en los esfuerzos como muestra la ecuación lineal de elasticidad. Debido a la porosidad de la roca (que es muy pequeña en nuestro caso), los cambios en la porosidad se ven reflejados hasta en un factor de 2, en cambio los cambios correspondientes de permeabilidad cambian menos de un factor de 10.

3.2 PRESIÓN DE FLUJO VARIABLE

En el desarrollo inicial de esta técnica de interpretación, la presión del fluido se asume constante. Un caso adicional de presión de flujo variable también se puede considerar cuando al interpretar el gráfico de la raíz cuadrada del tiempo. El eje estándar Y de tasa recíproca es simplemente sustituir con la presión normalizada para notar los cambios en la presión de flujo durante la parte del flujo lineal de los datos. El Flujo lineal transitorio que parece ser una línea recta en la presión normalizada vs el gráfico de la raíz cuadrada del tiempo. La pendiente de la línea recta, m , se utiliza para calcular $x_f \sqrt{K}$, así:

$$X_f \sqrt{K} = f_{cp} \frac{200.8 T}{mh} \sqrt{\frac{1}{(\phi \mu c_t) i}}$$

Como se dijo anteriormente, la observación ha sido que la mayoría de los pozos no convencionales producen una alta declinación para maximizar el recobro. Debido a esta práctica común, el enfoque del pronóstico en el módulo de presión variable utiliza una disminución hiperbólica con la suposición de una presión constante para la duración del pronóstico.

⁴⁴ PALMER Ian. MANSOORI John, tomado de "How Permeability Depends on Stress and Pore Pressure in Coalbeds: A New Model"

⁴⁵ PALMER Ian. MANSOORI John, op. Cit.

3.3 TEORÍA DEL ANÁLISIS DEL TRANSIENTE CURVAS TIPO

El método de análisis transitorio curvas tipo ofrece una perspectiva alterna que es ideal para el análisis de períodos muy cortos de producción (temprano), y / o el análisis de yacimientos de muy baja permeabilidad.

En los métodos Blasingame⁴⁶, Agarwal-Gardner⁴⁷ y la integral de presión normalizada, las curvas tipo se escalan de manera que hay convergencia para una pendiente unitaria (pendiente unitaria). Esto se logra mediante el uso de un tiempo adimensional que se basa en el área (T_{DA} o T_{DD}). Una consecuencia de este tipo de escala es que hay numerosos tramos de transientes, Si un tiempo adimensional (T_D) basado en radio de un pozo es escogido en su lugar, habrá una solo tramo de transiente con una serie de curvas de límite dominada. Al ver una única curva tipo (por ejemplo: $r_{eD} = 28$) no hay diferencia entre estos dos formatos de escala (ver figura 21). Sin embargo, durante la visualización de todas las curvas tipo, la presentación del transiente proporciona una base más conveniente para el análisis de los datos del transiente. Esto se deduce del hecho de que la selección de un tramo de transiente apropiada no es necesaria.

Considere la posibilidad de un conjunto de datos de producción transitoria (permeabilidad muy baja o vida de producción limitada). Una comparación de la ajuste de la curva tipo utilizando el análisis tasa-tiempo de Agarwal-Gardner⁴⁸ con la del formato del transiente se muestra a continuación.

En este ejemplo la presentación del transiente las curvas tipo proporciona un mayor ajuste de las curvas tipo. Por la misma razón que los datos del transiente funciona mejor con el formato del transiente (Q_D vs t_D), hay que señalar que límite dominado por análisis de flujo no es aconsejable utilizarlo en este método.

⁴⁶ BLASINGAME, tomado de "Type-Curve Analysis Using the Pressure Integral Method."

⁴⁷ AGARWAL, GARDNER David C., tomado de "Analyzing Well Production Data Using Combined Type-Curve and Decline-Curve Analysis Concepts"

⁴⁸ AGARWAL, GARDNER David C., op. Cit.

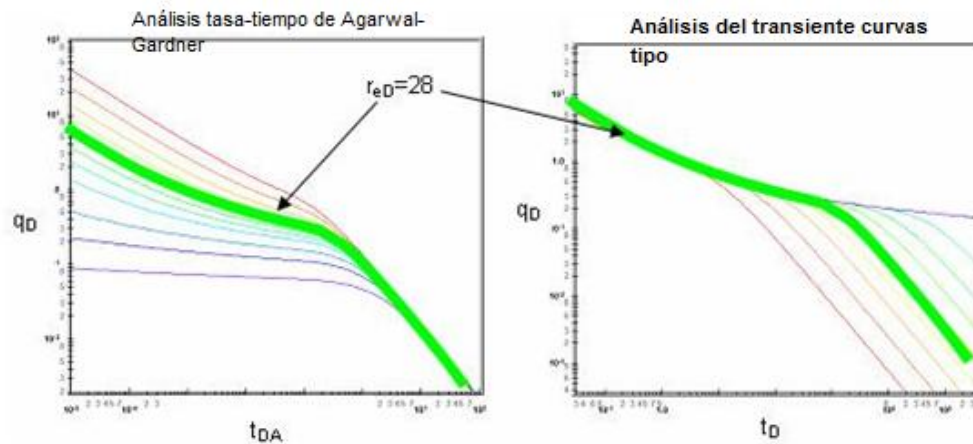


Figura 21. Formatos de escala de curva tipo para la selección del mejor tramo

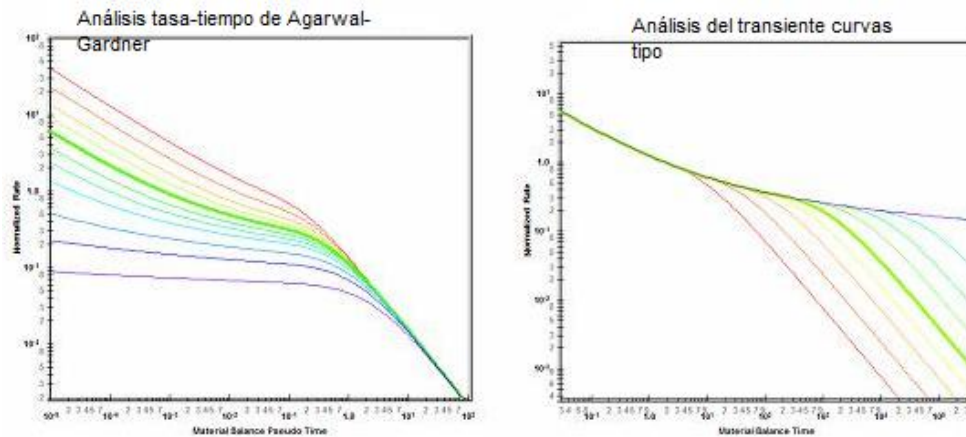


Figura 22. Comparación de la ajuste de la curva tipo utilizando el análisis tasa-tiempo de Agarwal-Gardner con la del formato del transiente

Preparación de datos

En el eje horizontal se da el tiempo de balance de materiale (pseudo-tiempo para el gas) y en el eje vertical la Tasa Normalizada, estas dos variables se representan:

- Tasa Normalizada vs Tiempo Balance de Materia

Tasa Normalizada

Pozos de Gas

$$\frac{q}{\Delta p_p} = \frac{q}{p_{pi} - p_{pwf}}$$

Pozos de Gas

$$\frac{1}{DER} = \frac{1}{\frac{\partial \frac{\Delta p_p}{q}}{[\partial \ln(t_{ca})]}}$$

En el modificado (Análisis de la Tasa del transiente RTA) grafico, el $1 / DER_i$ (el inverso de la derivada integral de presión) también se incluye.

Análisis

La tasa normalizada se representa frente al tiempo de balance de materia en una escala log-log del mismo tamaño que las curvas tipo. Este grafico se llama "grafico de datos". Cualquier unidad conveniente puede ser usada para normalizar la rata o el tiempo debido a que un cambio en unidades simplemente causa una variante a la escala logarítmica de los datos sin procesar. Se recomienda graficar tasas operadas diarias y no tasas mensuales; especialmente cuando se analizan datos transitorios.

La grafica de los datos se mueve sobre el grafico curva tipo, mientras que los ejes de los dos gráficos se mantienen paralelos, hasta obtener un buen ajuste. Existen distintos curvas tipo al que se le debe intentar obtener el mejor ajuste para todos los datos. La curva tipo que mejor se ajuste a los datos debe ser seleccionada y su " r_e / r_{wa} " (r_e / x_f para la fractura) es un valor incluido.

El análisis de las curvas tipo es hecho al seleccionar el punto de partida, y leyendo sus coordenadas del gráfico ($q / \Delta p$ y t_c) *ajustada*, y del gráfico de curvas tipo (q_D y t_D) *ajustada*. Al mismo tiempo, el valor principal " r_e / r_{wa} " (r_e / x_f para la fractura de las curvas tipo) de la curva ajustada es mostrado

Para crear un pronóstico, la curva tipo seleccionada se remonta al grafico de datos, y extrapolada. La tasa de futuro se lee del grafico de datos, de la curva tipo trazada.

- Cálculo de los parámetros - Curvas tipo radiales

Pozos de Gas

La permeabilidad se obtiene reordenando la definición de tasa adimensional:

$$q_D = \frac{1.417 * 10^6 T_R q}{k h \Delta p_p}$$

$$k = \frac{1.417 * 10^6 T_R}{h} \left(\frac{q / \Delta p_p}{q_D} \right)_{match}$$

$$t_D = \frac{0.00633 k t_{ca}}{\phi \mu_i c_{ti} r_{wa}^2}$$

La solución para radio aparente del pozo viene de las definiciones del tiempo adimensional y permeabilidad:

$$r_{wa} = \sqrt{\frac{0.00633}{\phi \mu_i c_{ti}} \left(\frac{1.417 \cdot 10^6 T_R}{h} \right) \left(\frac{t_{ca}}{t_D} \right)_{match} \left(\frac{q / \Delta p_p}{q_D} \right)_{match}}$$

Factor de daño se calcula así:

$$S = \ln\left(\frac{r_w}{r_{wa}}\right)$$

Los parámetros de volumen y del área se calculan así:

$$G = \frac{\pi(0.00633)(1.417 \cdot 10^6) s_g p_i T_{sc}}{\mu_i h s_g p_i T_{sc}} \left(\frac{t_{ca}}{t_D} \right)_{match} \left(\frac{q / \Delta p_p}{q_D} \right)_{match} (r_{eD})_{match}^2 * 10^{-9}$$

$$A = \frac{G Z_i T p_{sc}}{\phi h s_g p_i T_{sc}} \frac{1}{43560}$$

G : Volumen, *Bcf*

A : Área, *acres*

3.3.1 Cálculo de los parámetros: Curvas tipo para Fractura de conductividad finita. Las curvas tipo para fractura de conductividad finita se basan en un yacimiento de forma cuadrada con una fractura hidráulica en el centro. Éstos se representan usando el formato de tiempo adimensional, y por lo tanto se clasifican como curvas de formato transiente. Los tramos de transiente representan tres diferentes conductividades fractura adimensional (FCD) valores (0,5, 5, y 500). Las derivaciones de la barrera dominada diverge en cada una de las 4 longitudes del yacimiento adimensional (1, 2, 5, 25) x_{eD} .

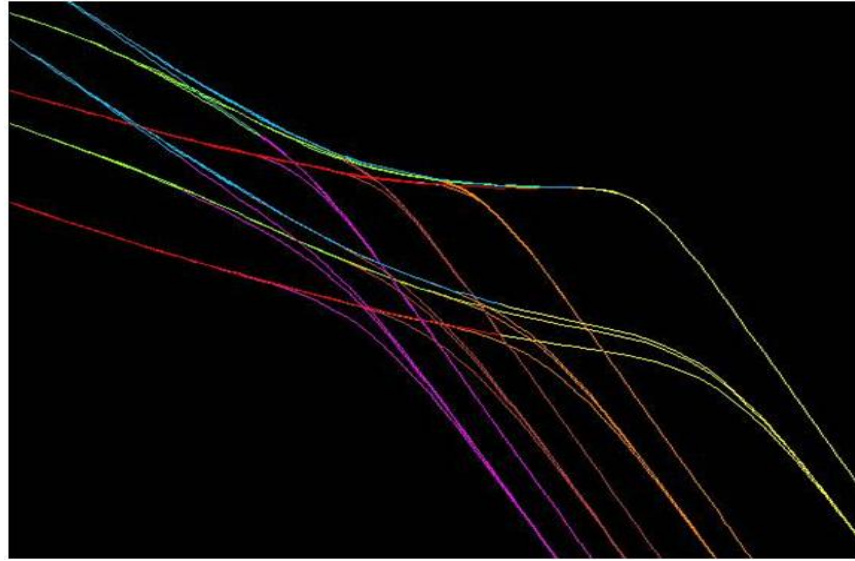


Figura 23. Curvas tipo para fractura de conductividad finita

Conductividad de la fractura adimensional:

$$F_{CD} = \frac{k_f w}{k x_f}$$

Longitud/ anchura del yacimiento adimensional:

$$X_{eD} = \frac{x_e}{x_f}$$

Donde $2X_e$ = dimensión principal del yacimiento

Pozos de Gas

La permeabilidad se obtiene reordenando la definición de tasa adimensional:

$$q_D = \frac{1.417 \cdot 10^6 T_R}{k h} \frac{q}{\Delta p_p}$$

$$k = \frac{1.417 \cdot 10^6 T_R}{h} \left(\frac{q / \Delta p_p}{q_D} \right)_{match}$$

$$t_D = \frac{0.00633 k t_{ca}}{\phi \mu_i c_{ti} x_f^2}$$

La solución para longitud media de la fractura viene de las definiciones del tiempo adimensional y permeabilidad:

$$x_f = \sqrt{\frac{0.00633}{\phi \mu_i c_{ti}} \left(\frac{1.417 \cdot 10^6 T_R}{h} \right) \left(\frac{t_{ca}}{t_D} \right)_{match} \left(\frac{q/\Delta p_p}{q_D} \right)_{match}}$$

Los parámetros de volumen y del área se calculan así:

$$G = \frac{(0.00633)(1.417 \cdot 10^6) s_g p_i T_{sc}}{\mu_i c_{ti} z_i p_{sc}} \left(\frac{t_{ca}}{t_D} \right)_{match} \left(\frac{q/\Delta p_p}{q_D} \right)_{match} (2x_{eD})_{match}^2 * 10^{-9}$$

$$A = \frac{G z_i T p_{sc}}{\phi h s_g p_i T_{sc}} \frac{1}{43560}$$

Donde:

G : Volumen, *Bcf*

A : Área, *acres*

3.4 PRESIÓN CAPILARES

3.4.1 Método Analítico - Sistema gas-crudo

$$p_{cog} = a_{g0} + a_{g1} s_{gn} + a_{g2} s_{gn}^2 + a_{g3} s_{gn}^3$$

$$s_{gn} = \frac{s_g}{1 - s_{org}}$$

Donde:

a_{g0} = coeficiente 0, a_{g1} = coeficiente 1, ..., etc.

3.4.2 Brooks Corey. El modelo de *Brooks Corey* es ampliamente aceptado para el cálculo de la presión capilar para los cálculos de la permeabilidad relativa. Este modelo es una representación modificada del modelo de *Corey* y representa la presión capilar en una forma más general.

Sistema gas-crudo

$$p_{cog} = C_O(S_{on})^{-a_o}$$

$$a_o = \frac{1}{\lambda}$$

$$S_{on} = \frac{S_o - S_{org}}{1 - S_{wirr} - S_{org}}$$

Donde:

λ = Índice de distribución del tamaño del poro

S_{wirr} = saturación de agua irreducible

S_{org} = saturación de petróleo residual a gas

3.5 CONTENIDO DE GAS

3.5.1 Isoterma de adsorción de Langmuir. La matriz de los sistemas de yacimientos de *Shale* tiene una inmensa capacidad para el almacenamiento de metano. El mecanismo por el cual ocurre se denomina adsorción. En la adsorción, las moléculas de gas se adhieren a la superficie de carbón o de material orgánico en el caso del *Shale*.

Típicamente, los depósitos de *Shale* puede almacenar mucho mas gas por adsorción que lo que depósitos convencionales puede contener por compresión a presiones inferiores a 1000 psia. Dado que el volumen de un sistema de fractura es pequeño en comparación con el volumen del yacimiento, el gas libre sólo corresponde a una pequeña parte del gas almacenado en el *Shale*. Como resultado, la relación entre el volumen y la presión se describe a menudo solamente por la isoterma de **desorción**.

- **Formulación de la isoterma de Langmuir**

La liberación de gas adsorbido se describe comúnmente por una relación de la presión llamada la isoterma de Langmuir. La isoterma de adsorción Langmuir asume que el gas se adhiere a la superficie del *Shale*, y cubre la superficie como una capa única de gas (una monocapa). A bajas presiones, este estado denso permite mayores volúmenes de almacenar por **adsorción** que los que son posibles por compresión.

La formulación típica de isoterma de Langmuir es:

$$C_g = \frac{V_L p}{p_L + p}$$

Donde C_g es el contenido de gas medido en scf / ton de *Shale*.

3.5.2 Cálculos de yacimientos de gas. Históricamente, en un yacimiento de gas, solo se consideraba gas in situ libre. Debido a esto, sólo un nombre se requería: OGIP. Sin embargo, con el creciente uso de yacimientos de gas adsorbido en la industria, Fekete ha adoptado el nombre de "OGIP_F" para definir el gas in situ para un yacimiento de gas libre. Del mismo modo, el nombre de "OGIP_A" se utiliza para definir el gas in situ en un yacimiento de gas adsorbido. El nombre OGIP ha sido mantenido para describir el total original de gas in situ.

- **Ecuación de gas libre**

Cálculo de Gas in situ libre original (OGIP_F)

$$OGIP_F = 43560 * A * h * \varnothing * (S_{gi}) * \frac{1}{B_{gi}}$$

Donde:

- A : Área, *acres*
- h : Espesor de la formación, *ft*
- \varnothing : Porosidad, %
- S_{gi} : Saturación de gas inicial, %
- B_{gi} : Factor volumétrico, *ft³/scf*

- **Ecuación de gas adsorbido**

Los yacimientos de *gas shale* suelen contener mucho más gas adsorbido que gas libre. Por lo tanto, los cálculos OGIP de yacimientos de *shale* también se deben tener en cuenta para la adsorción. Para los yacimientos de *shale*, la siguiente ecuación se usa para calcular Gas in situ adsorbido original (OGIP_A).

Cálculo de Gas in situ adsorbido original (OGIP_A).

$$OGIP_F = 43560 * A * h * (\rho_b) * \frac{V_L * p}{p_L + p}$$

Donde:

- A : Área, *acres*
- h : Espesor de la formación, *ft*
- ρ_b : Densidad del *shale* en *g/cm³*
- p : Presión a la que se quiere evaluar el gas adsorbido en *psia*
- P_L : Presión de langmuir en *psia*
- V_L : Volumen de Langmuir *scf/ton*

3.6 MADUREZ TÉRMICA

La madurez térmica es proceso químico dependiente de la Temperatura, que ocurre en las cuencas sedimentarias como consecuencia natural de la alteración térmica de la materia orgánica depositada con los sedimentos. La extensión de la reacción (cantidad de petróleo generado) es función de la temperatura a la cual ocurre la reacción y el tiempo, en este caso vamos a evaluar el grado de madurez de forma cualitativa ya que el software *Fekete Harmony* no predice el grado de madurez térmica teniendo en cuenta los rangos de temperatura para la generación de la ventana de petróleo y gas; La "ventana de petróleo" se encuentra entre las temperaturas de 60-120 ° C, la "ventana del gas" entre 120-150 ° C. A temperaturas superiores a 150 ° C, se dice que la materia orgánica esta posterior a la maduración y ya no es reactiva para el desarrollo de hidrocarburos. A temperaturas de 200 ° C, los compuestos orgánicos se reducen al grafito y metano.

Como se dijo en el capítulo II la **reflectancia de la vitrinita** es el método más común para la determinación de la madurez térmica, que se completa mediante el examen microscópico de kerógeno o con la montura de la totalidad de la roca y el registro de la reflectividad de partículas a través de un fotomultiplicador

Debido que no existe un límite marcado entre madurez e inmadurez el software *Fekete Harmony* no lo evalúa, debido a que materias orgánicas de composición diferente responden a velocidades diferentes a los incrementos de temperatura es por eso que se sigue el criterio de una evaluación cualitativa para esta propiedad del *shale*.

Tabla 2. Grado de madurez

Grado de Madurez	
<0.60	Inmaduro
0.60 -1.00	Ventana de Petróleo
1.00 –1.40	Ventana de Condensado/Gas Húmedo
>1.40	Ventana de Gas Seco
Gas producible puede ser encontrado acerca de 1.0 %Ro	

3.7 CARBÓN ORGÁNICO TOTAL - TOC

En el estudio del potencial de generación de las rocas generadoras de hidrocarburos, se evalúa el contenido total de carbono orgánico (TOC) como también otros parámetros evaluados en esta tesis.

El contenido total de carbono orgánico (TOC) debe ser como mínimo de 2% en peso para que una roca pueda generar cantidades comerciales de hidrocarburos⁴⁹. El TOC se evalúa en el laboratorio mediante pirolisis es por esto que la descripción del contenido total de carbono orgánico (TOC) en este documento se hizo de acuerdo con la clasificación propuesta mostrada en la tabla 1, que muestra los valores de TOC comúnmente utilizados para *shales*.

3.8 DESCRIPCIÓN DE CORAZONES

La Descripción de Corazones capta visualmente el brillo del carbón, las bandas, el espaciamiento de las fracturas, la mineralogía, el espesor de *shale*, entre otros factores. Proporciona datos acerca de la composición, la permeabilidad y la heterogeneidad de una secuencia de interés. Los datos de Corazones de *shale* son obtenidos de estudios realizados a pozos perforados en Colombia⁵⁰ y de la formación Marcellus en Estados Unidos clasificándolos cualitativamente qué tan buenos y malos puede ser estos yacimientos, teniendo también como ayuda el software FEKETE que nos la opción de variar ciertos parámetros para estimar reservas y rentabilidad en un yacimiento de *Gas Shale*.

⁴⁹ Camargo Jorge, tomado de “Parámetros de Rocas Generadoras”

⁵⁰ PIÑEROS. Jesús, VELASQUEZ. María, tomado de Predescubrimiento Cotorra. Documento en línea

4. EVALUACION ESPECIFICA DE LAS PROPIEDADES DEL POZO USCO-69

NOTA: El pozo Usco-69 se encuentra ubicado en el Valle Inferior del Magdalena en los departamentos de Magdalena y Cesar, sin embargo por problemas de confidencialidad con la empresa no fue posible publicar datos relevantes que comprometieran a cualquier persona involucrada en este proyecto.

El interés en las nuevas oportunidades de desarrollo en Yacimientos No-Convencionales, muestran a Colombia con un gran potencial de *gas shale* de lo cual hace atractivo en nuestro país una mayor investigación y exploración de este recurso. Estos yacimientos de gas no convencional presentan inconvenientes ya que estas formaciones de *shale* tienen una mineralogía muy variable que puede estar dominada por minerales frágiles, como el cuarzo, los carbonatos y feldespatos. La porosidad de la matriz de *shale* es muy variable. La permeabilidad del *shale* es una función del tamaño de grano fino y la porosidad (grado de compactación) y es extremadamente baja (por debajo de la gama de micro y nanodarcy), lo que hace necesario caracterizarlos.

La necesidad de evaluar los parámetros físicos de yacimientos de *gas shale* en Colombia, se debe a su potencial que ha sido estimado aproximadamente en 82 Tcf de volúmenes recuperables en cuencas que presentan prospectividad tales como el Valle Medio del Magdalena, Cordillera Oriental, Cesar-Ranchería. Tomando como base para este estudio, datos provenientes de la 7ª Semana Técnica Internacional de la Universidad Surcolombiana y de documentos realizados tanto a nivel nacional (UPME) como internacional (D'Little); Se procede a determinar el potencial de reservas del pozo USCO-69 mediante la siguiente tabla y con todas las referencias del capítulo 2 y 3, con la suposición que el área de drene sea de 120 acres.

Tabla 3. Datos del Pozo USCO-69

Datos		
porosidad total		0.21
saturación agua		0.35
densidad roca - g/cm ³		2.26
factor vol. Gas - bbs/scf		0.0042
area – acres		120
espesor - ft		2500
Metano	Peso Molecular	16
	PL, psia	977.29
	VL, scf/ton	15.88
	densidad g/cm ³	0.372

- Resultados obtenidos de Gas almacenado, donde se puede apreciar la sobreestimación de las reservas al pasar por alto una reducción en la porosidad.

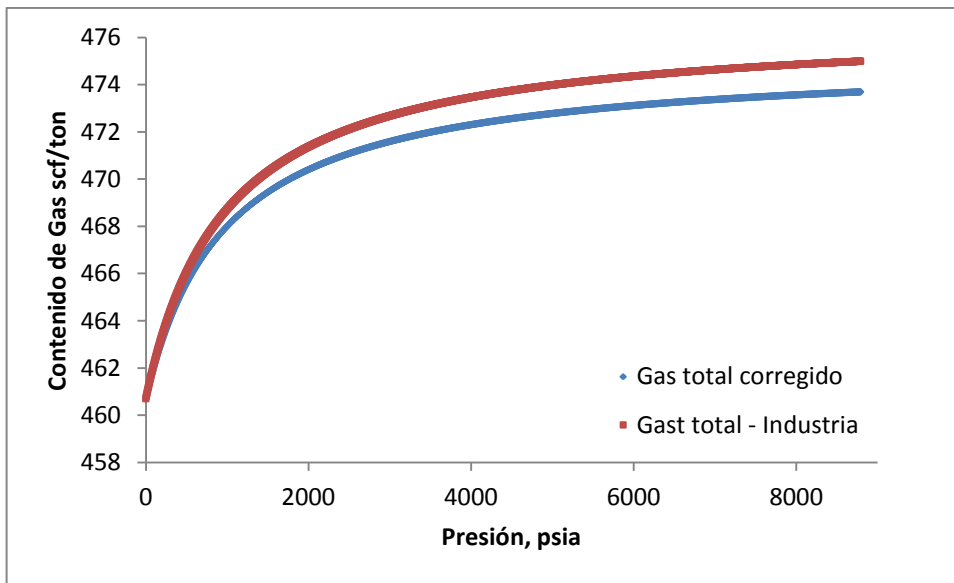


Figura 24. Gas almacenado estimado por el Método convencional y el de Ambrose

- Resultados del perfil de Adsorción

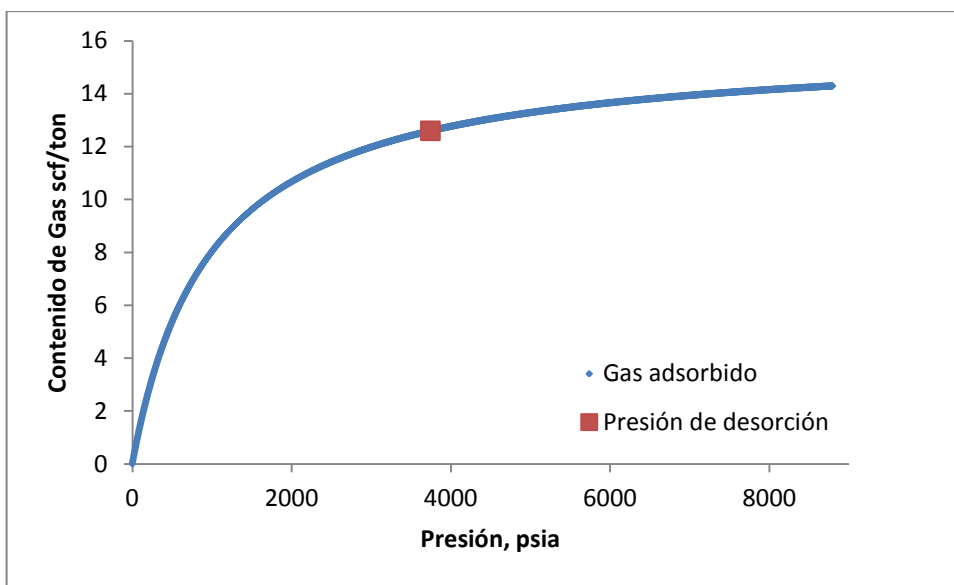


Figura 25. Contenido de Gas y Presión de Desorción del pozo USCO-69

A continuación se muestran los resultados obtenidos al comparar 5 formaciones de EEUU y el pozo USCO-69. Usando las referencias del capítulo 3 se tiene que:

Tabla 4. Módulo de Young y Razón de Poisson

DATOS					
USCO-69		BARNETT		FAYETTEVILLE	
v	0.242	v	0.21	v	0.21
E	3.6E+05	E	5.2E+06	E	7.3E+06
MARCELLUS		WOODFORD			
v	0.24	v	0.2		
E	3.7E+06	E	3.90E+06		

Los resultados obtenidos se produjeron con la tabla 4 y las siguientes anotaciones: Los datos de la fracción de la roca f , la compresibilidad del grano γ , y la relación del esfuerzo de langmuir con la constante de langmuir ϵ/B , se tomaron como constante para todos los ejemplos y son respectivamente 1, $1.30e-06 \text{ psi}^{-1}$, y 8.0; Además, se utilizó la ecuación de Palmer&Mansoori propuesta en el capítulo 3.

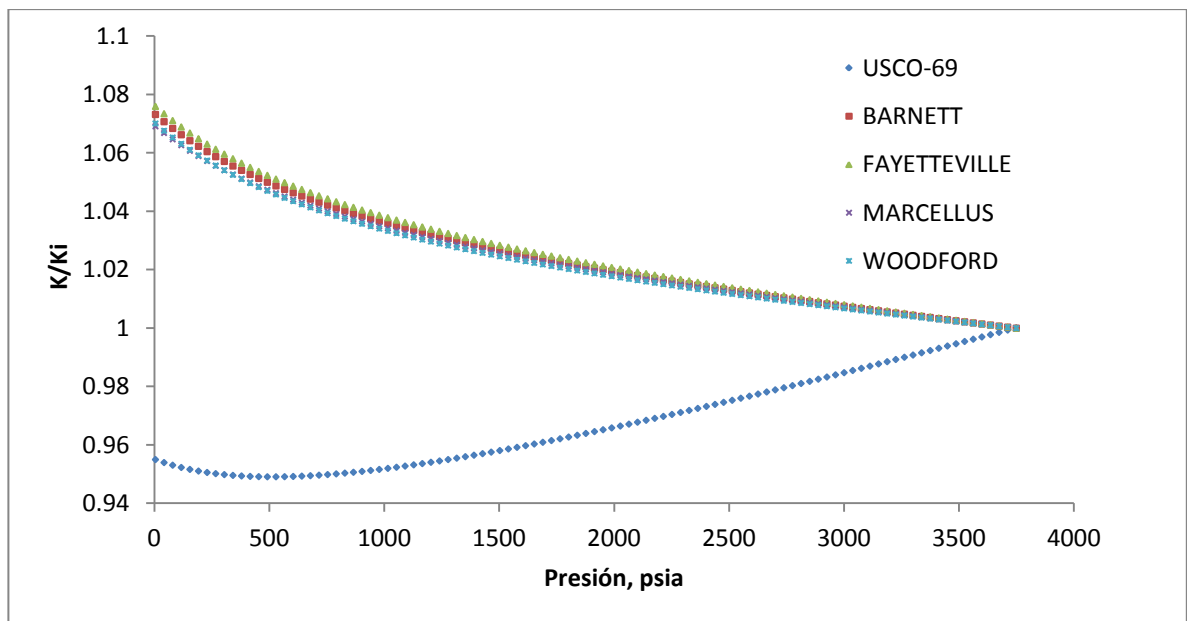


Figura 26. Presión vs Razón de Permeabilidad

Como se puede observar el módulo de Young del pozo USCO-69 es muy bajo comparado con el de los yacimientos en EEUU, lo que significa que a un esfuerzo aplicado a la superficie de la roca va a haber una deformación mayor; por lo que se deduce que la formación colombiana cuenta con un alto contenido de arcillas y material dúctil (mayor que el de las formaciones americanas), corroborado por un análisis DRX realizado a unas muestras de la formación del valle inferior a la cual pertenece el pozo. Sin embargo también se ve un comportamiento anómalo en la relación k/k_i y se cree que es mayormente debido a que las muestras no fueron probadas en el laboratorio, mediante pruebas de desorción y de elasticidad, para determinar el valor verdadero de ϵ/B , que se toma en éste ejemplo igual a 8. También, es obvio que, la suposición de la compresibilidad del grano es algo drástica debido a la variabilidad en la mineralogía mostrada en la tabla 5 que deja entre dicha una gran posibilidad composicional para las rocas encontradas a lo largo del Valle Inferior del Magdalena.

Tabla 5. Propiedades promedio de las formaciones

PROPIEDADES	WOODFORD	BARNETT	USCO-69
ϕ %	4.7	7.17	16-21
Arcilla Total %	34	27	44-54
Cuarzo Total %	33	33	37-40
Carbonato Total %	8	20	1-50
TOC %	7.52	4.8	0.7-1.2
INDX DE FRACT. W&G Fracción	0.443	0.509	0.420
ν	0.2	0.21	0.242
E	3.90E+06	5.18E+06	3.60E+05
YM_n	41.450	59.684	-9.147
PR_n	80	76	63.2
INDX DE FRACT. RICHMAN %	60.725	67.842	27.0264

Se ve que se utilizaron las 2 ecuaciones propuestas para determinar el índice de fractabilidad de la roca. Richman utilizó los parámetros geomecánicos de la roca para determinar un valor aproximado de las fuerzas de deformación que actuarían sobre varias rocas al aplicarles un mismo esfuerzo. Por su parte Wang&Gale, decidieron hacerlo mediante parámetros mineralógicos. Como se ve en la tabla 5 los valores mineralógicos del pozo USCO-69. Se determinó en éste estudio, que debido a una falta de mineralogía por parte de las muestras y a lo cerca que se encuentra éste valor (Índice de Fractabilidad W&G) del pozo de Woodford con USCO-69 que era más confiable usar la ecuación de Richman normalizada,

debido a que con menos parámetros (2) se logró una mayor precisión en la determinación del índice de fractabilidad.

Con diferentes datos de Módulo de Young, tomados de distintos pozos de la misma cuenca, se encuentra una variedad de relaciones, como se propuso anteriormente (Siendo el caso 2 el mostrado anteriormente). Ver Figura 27.

Siendo consecuente con el estudio, se graficó la Razón de Poisson contra el Módulo de Young para comprobar que la figura de Richman se acercaba de alguna manera a las conclusiones anteriormente mostradas en éste capítulo. Ver Figura 28.

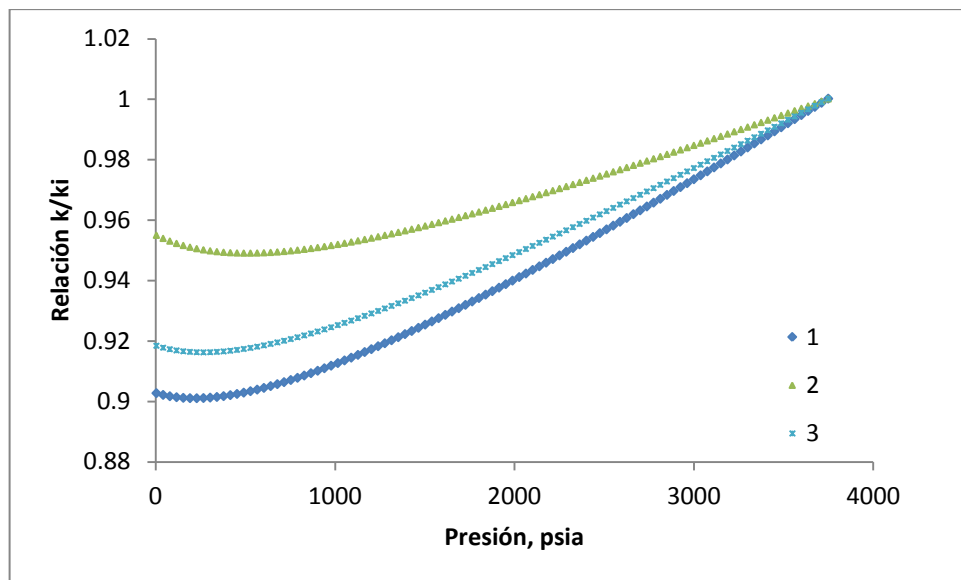


Figura 27. P vs k/k_i proporcionada por diferentes pozos del Valle Inferior del Magdalena

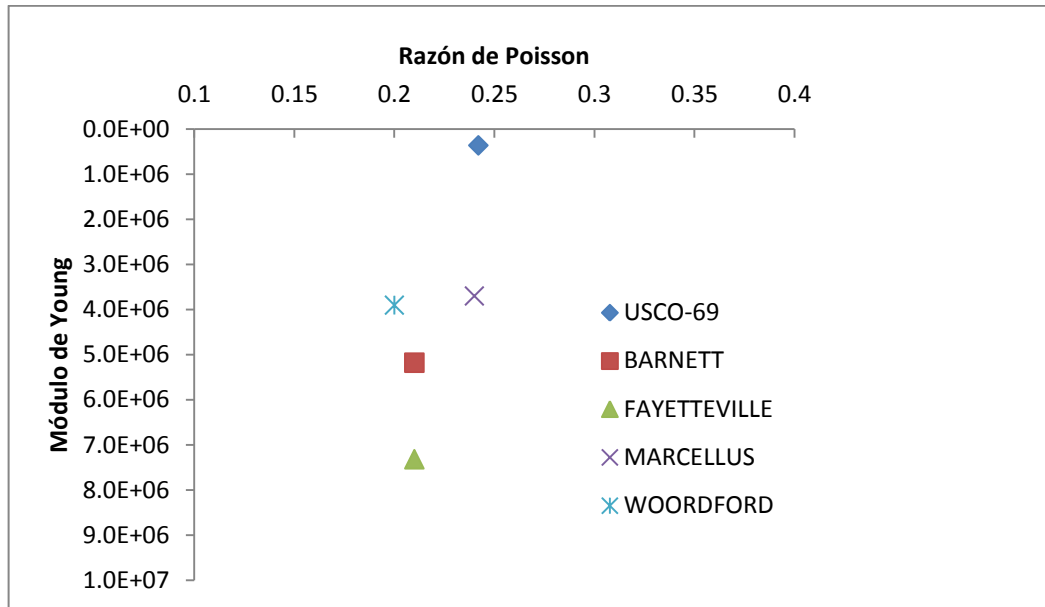


Figura 28. Razón de Poisson vs Módulo de Young.

La figura 28 demuestra que el gráfico propuesto por Richman (Figura 8), donde dice que las rocas que se encuentren en el 3er cuadrante (esquina izquierda inferior) tienen afinidad a la fractura y que las del 1er cuadrante (esquina derecha superior) tienen afinidad a absorber el impacto de los esfuerzos tiene relación con la figura 5.

4.1 PREDICCIÓN Y EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DEL TRANSIENTE DE PRESIÓN EN EL YACIMIENTO

Para realizar esta evaluación se tomaron los datos de la historia de producción de un pozo del *Shale* Marcellus en Estados Unidos, a partir de un pronóstico a 5 años (60 meses) que tiene como propiedades del yacimiento y del pozo las siguientes:

Tabla 6. Datos iniciales para la evaluación del transiente de presión en el yacimiento campo Marcellus.

Lex = 4175 ft	Ye = 1120 ft
Número de Fracturas = 13	Xf = 150 ft
Pi = 3705 psia	FCD = 20
T = 115 °F	K1 = 0.0007 mD
h = 150 ft	K2 = 0.0007 mD
Ø = 7.1%	Sgi = 66.2%
Cf = 5.6049E-06 1/psi	Swi = 33.8%
VL = 85 scf/ton	ρb = 2.6 g/cc
PL = 468 psia	Rw = 0.35 ft
Ct = 1.3044E-04 1/psi	

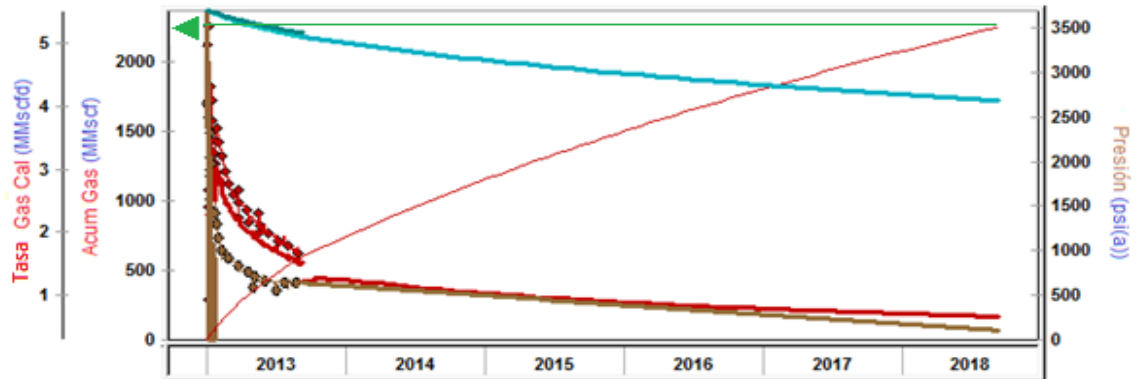


Figura 29. Comportamiento de la presión y la producción del pozo Marcellus.

Se puede observar que el pozo marcellus produjo a una tasa inicial máxima de 5.31 MMpcsd de gas durante los 5 años (60 meses).

Se procede a realizar el ajuste histórico del pozo Marcellus, una vez realizado el ajuste se tiene los siguientes parámetros con las estimaciones de OGIP, OGIPSVR y el gas recuperable para el pozo Marcellus, mostrados en la tabla 7 y se realiza el comportamiento de la presión y la producción del pozo Marcellus ajustado (ver Figura).

Tabla 7. Resultados de la estimación de OGIP, OGIPSVR y el gas recuperable para el pozo Marcellus

Lex = 4175 ft	Ye = 1120 ft
Número de Fracturas = 13	Xf = 45 ft
Pi = 3705 psia	FCD = 32.061
T = 115 °F	K1 = 0.0037 mD
h = 150 ft	K2 = 0.0011 mD
Ø = 7.1%	Sgi = 66.2%
Cf = 5.6049E-06 1/psi	Swi = 33.8%
VL = 85 scf/ton	ρb = 2.6 g/cc
PL = 468 psia	Rw = 0.35 ft
Ct = 1.3044E-04 1/psi	
Resultados de Producción	
OGIPF = 8821 MMscf	OGIPA = 4296 MMscf
OGIP = 13117 MMscf	OGIPSVR = 1056 MMscf
EURG = 2373 MMscf	RRG = 1774MMscf

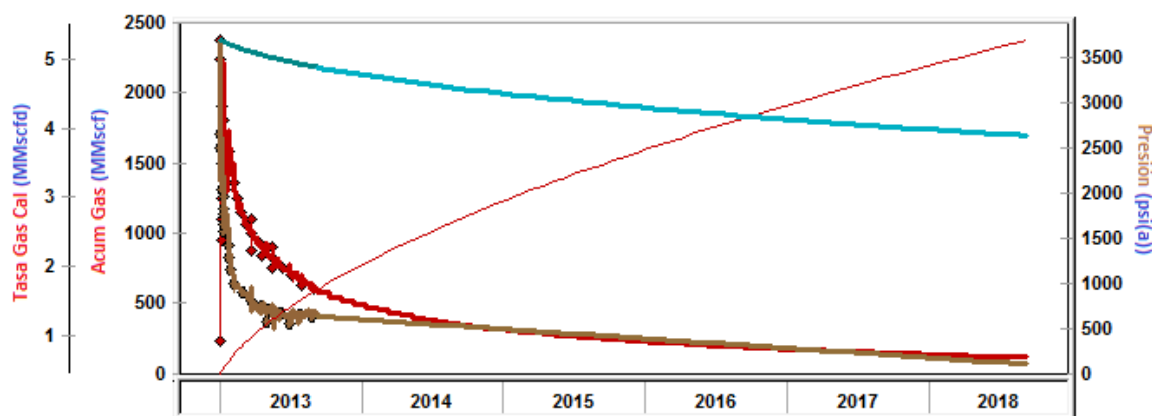


Figura 30. Comportamiento ajustado de la presión y la producción del pozo Marcellus.

De acuerdo a la Tabla 7, se observa que la mayoría de las propiedades se mantienen constantes, sólo varía la permeabilidad de área estimulada, la permeabilidad del área no estimulada (matriz), la longitud de la fractura y la conductividad adimensional.

Inicialmente se toman ambas permeabilidades como 0.0007 md porque la información suministrada para éste caso sólo habla de una permeabilidad, por lo que se entiende que sea una permeabilidad promedio. Luego a la hora de simular lo que se logró fue encontrar de manera coherente una $k_1 > k_2$ como resultado del fracturamiento hidráulico.

El valor de la longitud de la fractura cambió con respecto al real, lo que indica que el simulador encontró este valor para realizar el ajuste, ya que, de haber utilizado 250 pies no se hubiera logrado. Vale la pena aclarar que el cambio de algunas propiedades a la hora de hacer el ajuste histórico, es sólo para hacer predicciones o pronósticos futuros.

Por último se nota que el valor de FCD se conserva como una conductividad finita.

El modelamiento se realizó utilizando el simulador *FEKETE Harmony 2012 v1*, con el cual se construyó el esquema del pozo con múltiples fracturas y el esquema de las respuestas de la caída de presión y de la derivada del pozo caso base que se muestra en la figura 30 y 31.

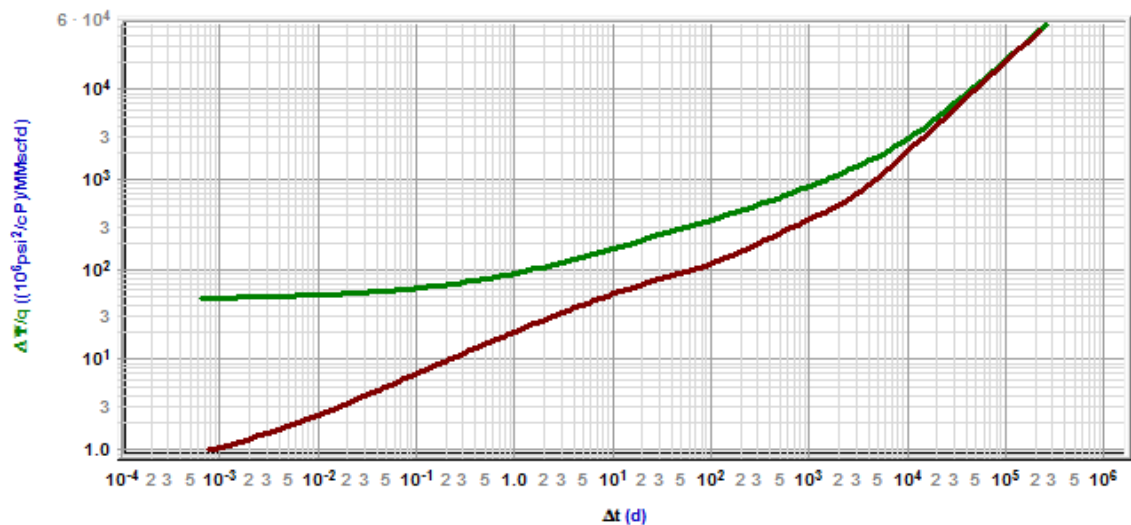


Figura 31. Respuestas de la caída de presión y de la derivada del pozo Marcellus.

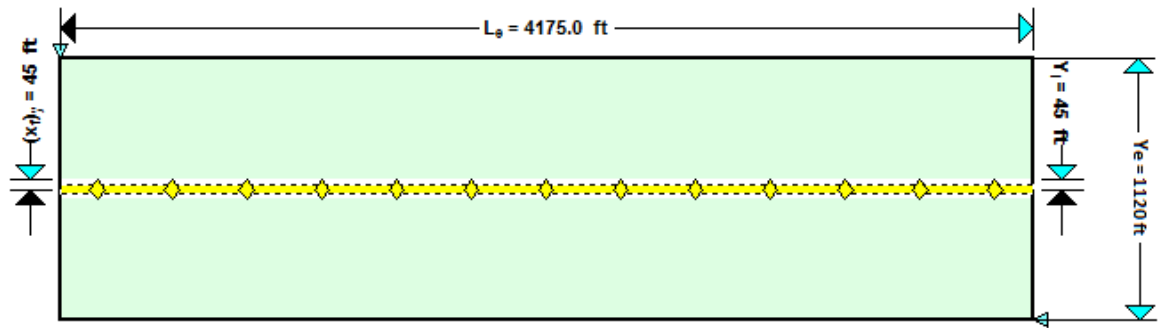


Figura 32. Esquema del pozo multifracturado para el caso base realizado con el simulador

Después de haber realizado el esquema de las respuestas de la caída de presión y de la derivada del pozo Marcellus (figura 31), se procede con la ayuda de *F.A.S.T welltest* a identificar los regímenes de flujo típicos para pozos horizontales de *gas shale* con fracturas hidráulicas del pozo Marcellus (ver figura 4.10).

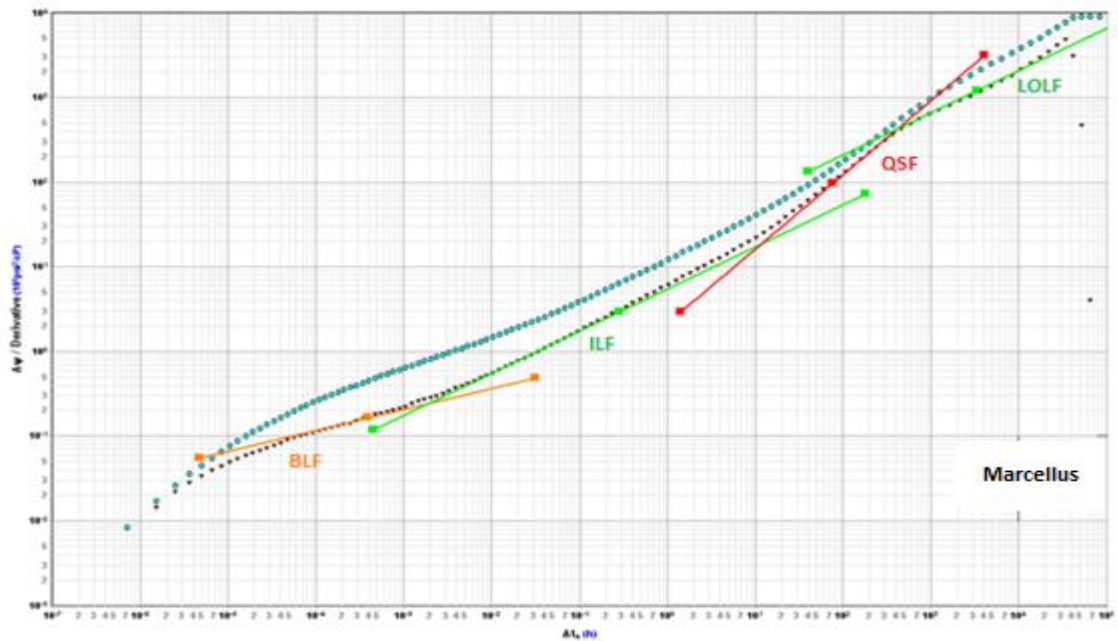


Figura 33. Derivada del pozo y los regímenes de flujo típicos para pozos horizontales de *gas shale* con fracturas hidráulicas, campo Marcellus

Ahora con los valores de $V_L=85$ y $PL=468$ se construyó la isoterma de adsorción para este caso base (ver figura 33).

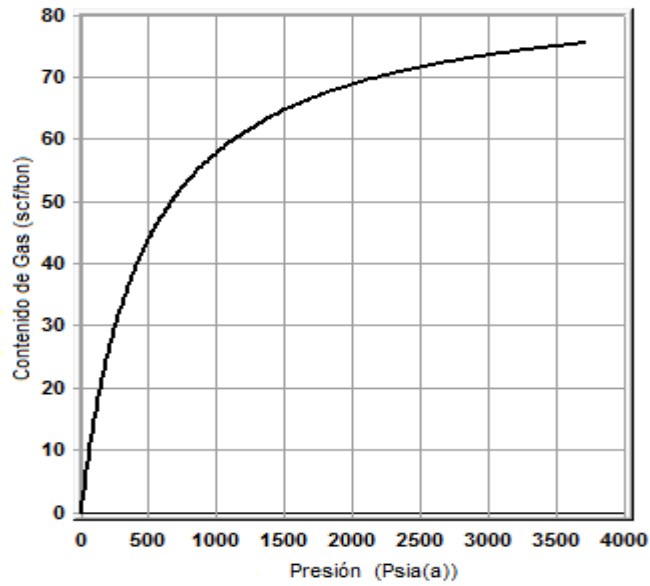


Figura 34. Isotherma de adsorción para el pozo Marcellus

Teniendo en cuenta los datos de producción, del yacimiento y el esquema de pozo y consideraron efectos de adsorción incluyendo las constantes de Langmuir y efectos geomecánicos se realizó el comportamiento del transiente curvas tipo radiales con un G_p normalizada, como lo indica los datos de la tabla 8 para tiempos de radial y de balance de materia y esquema del transiente se muestra en las figura 35 y 36.

Tabla 8. Resultados del análisis del transiente curvas tipo radial para el pozo Marcellus.

r_{ED}	7	r_{ED}	12
Rata Normalizada		Rata Normalizada	
Adsorción		Adsorción	
GeoMecánica		GeoMecánica	
TIME	MBT	TIME	Radial
r_{ED}	7	r_{ED}	12
s	-5.566	s	-5.566
A	30 acres	A	87 acres
Gp	599 MMscf	Gp	599 MMscf
Pab	319.15 psi (a)	Pab	319.15 psi
RFg	80%	RFg	80%
Pavg	2713.17 psi (a)	Pavg	3331.31 psi (a)

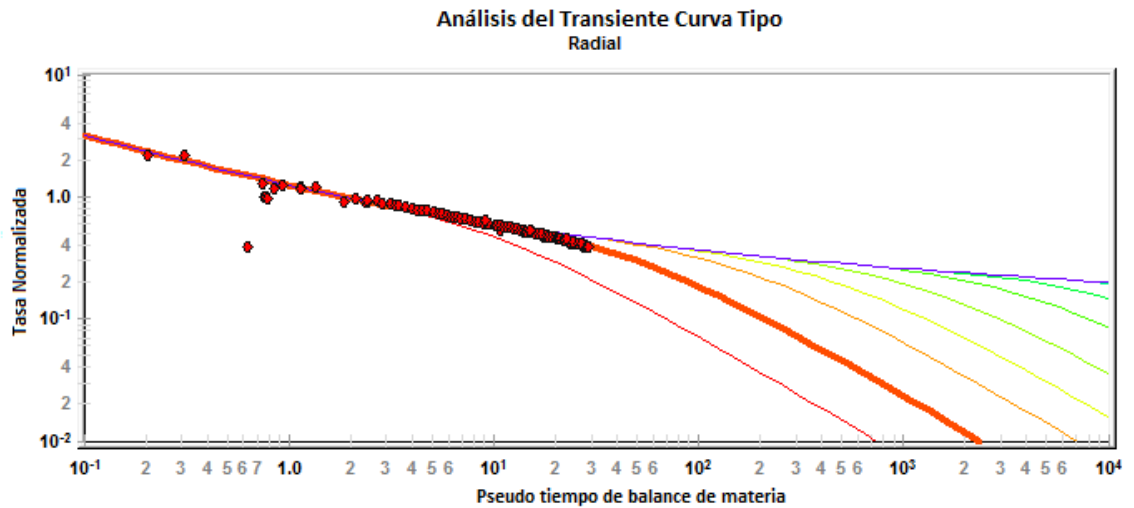


Figura 35. Comportamiento del transiente para tiempos de balance de materia curvas tipo radiales para el pozo Marcellus.

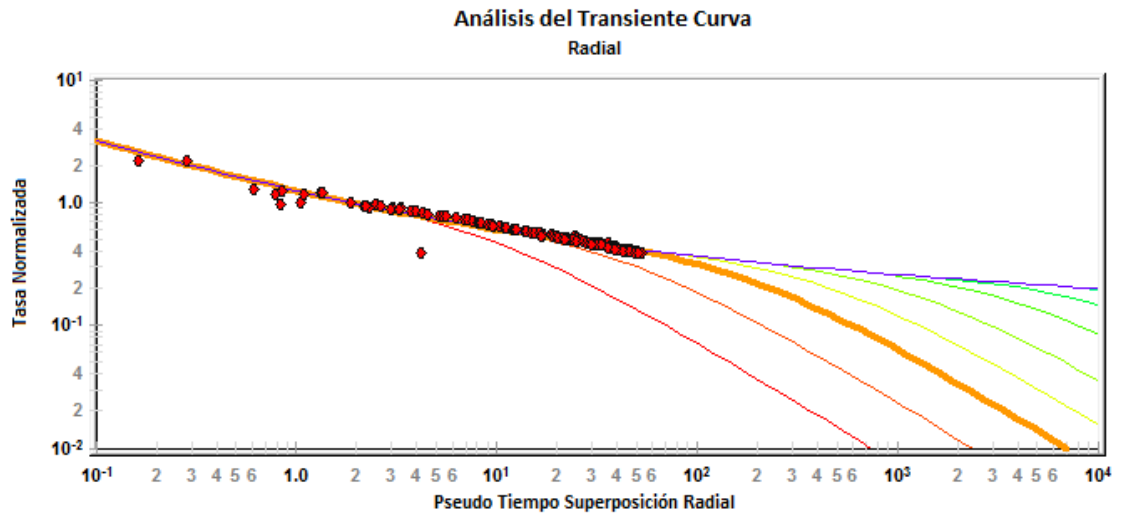


Figura 36. Comportamiento del transiente para tiempos de pseudo-superposición radial curvas tipo radiales para el pozo Marcellus.

También se realizó el comportamiento del transiente curvas tipo para Fractura de conductividad finita que es la que maneja el pozo Marcellus, con un G_p normalizada consideraron efectos de adsorción incluyendo las constantes de Langmuir y efectos geomecánicos, como lo indica los datos de la tabla 9 para tiempos de radial y de balance de materia y esquema del transiente se muestra en las figura 37 y 38.

Tabla 9. Resultados del análisis del transiente curvas tipo para fractura de conductividad finita para el pozo Marcellus

FCD	500	FCD	500
X _{ED}	5	X _{ED}	25
Rata Normalizada		Rata Normalizada	
Adsorción		Adsorción	
GeoMecánico		GeoMecánico	
TIME	MBT	TIME	Radial
FCD	500	FCD	500
X _{ED}	5	X _{ED}	25
KfW	1994 md.ft	KfW	1968 md.ft
A	65 acres	A	827 acres
Gp	599 MMscf	Gp	599 MMscf
Pab	800.7 psi (a)	Pab	800.7 psi (a)
RFg	80%	RFg	80%
Pavg	3181.14 psi (a)	Pavg	3660.51 psi (a)

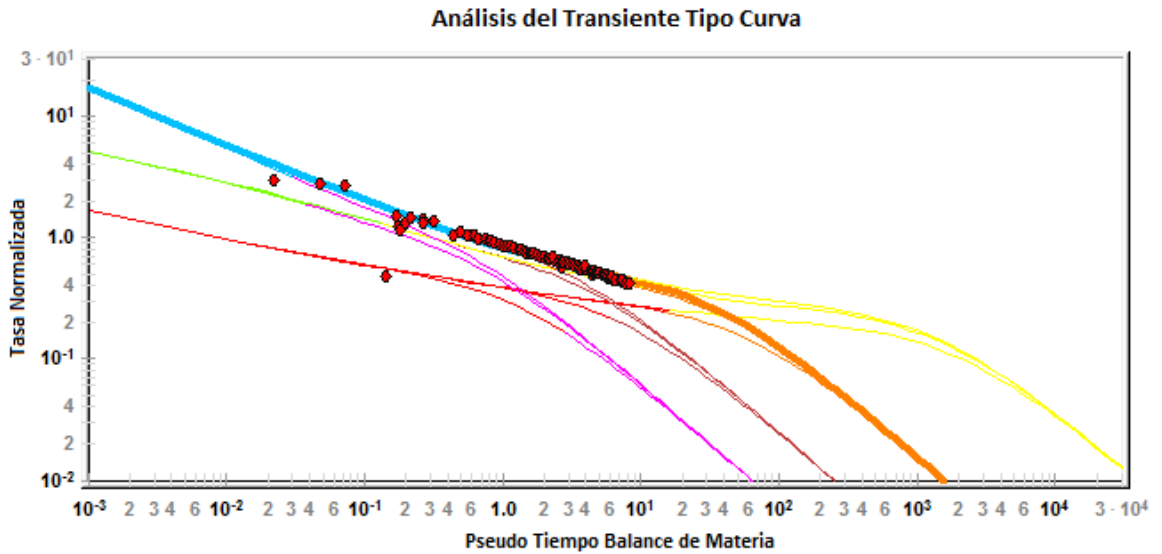


Figura 37. Comportamiento del transiente para tiempos de balance de materia curvas tipo para fractura de conductividad finita para el pozo Marcellus.

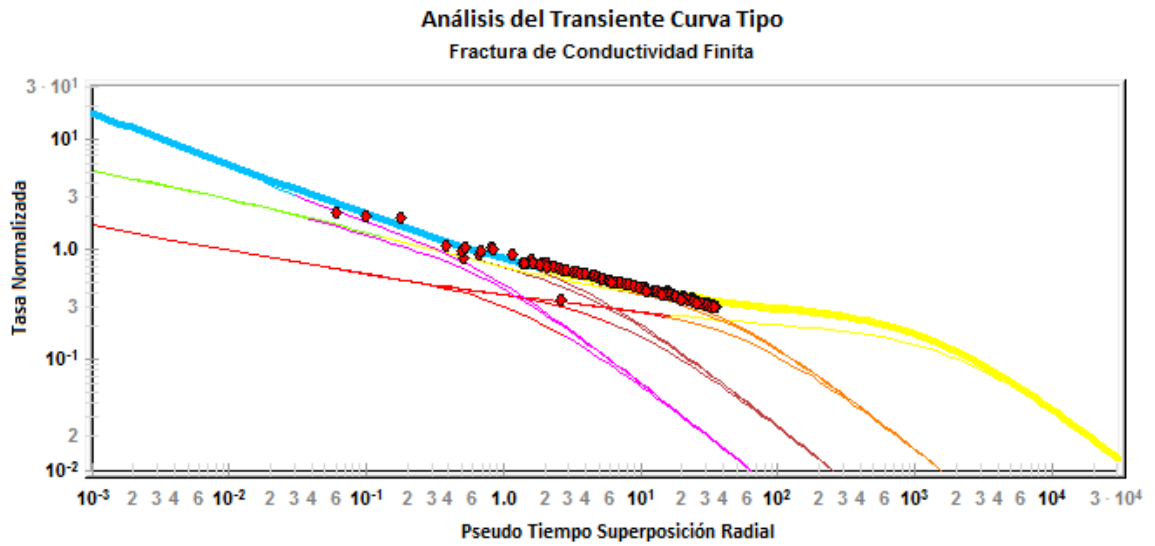


Figura 38. Comportamiento del transiente para tiempos de pseudo-superposición radial curvas tipo para fractura de conductividad finita para el pozo Marcellus.

Por último y también con la ayuda del simulador *FEKETE Harmony 2012 v1* se realizó con base al modelo de *Brooks Corey* que es ampliamente aceptado, el comportamiento y cálculo de la presión capilar con un $S_{wirr} = 20\%$ y un $S_{org} = 20\%$, mostrado en las figuras 38 y 39.

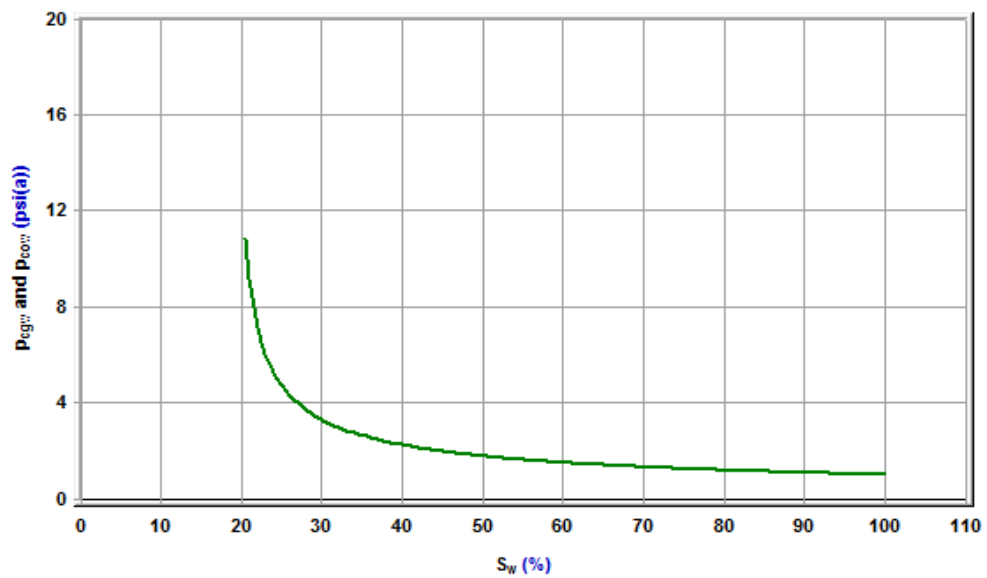


Figura 39. Curva de presión capilar agua-crudo y agua-gas.

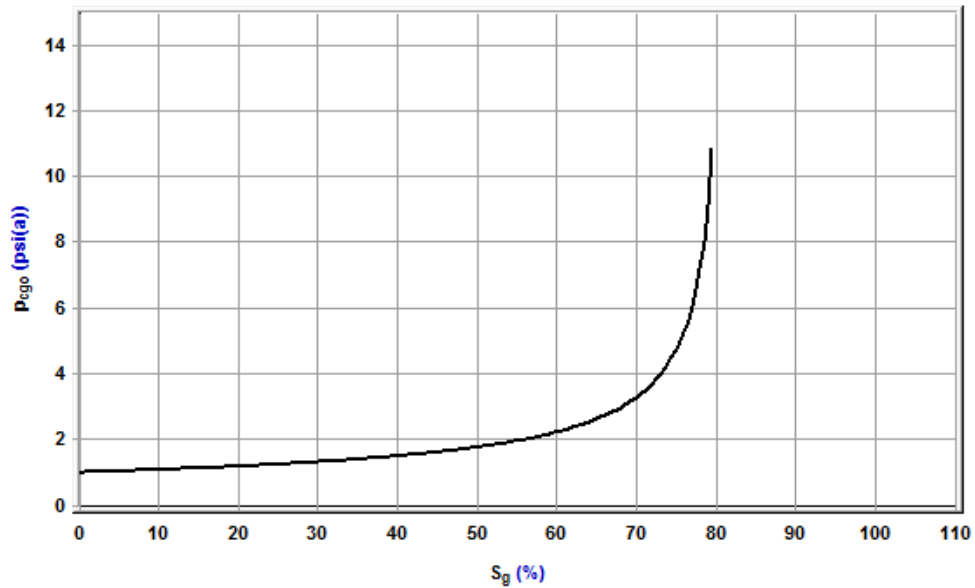


Figura 40. Curva de presión capilar gas-crudo.

4.1.1 Predicción y evaluación de un pozo colombiano USCO 69. Para éste caso Colombiano se tomaron los datos de la historia de producción de un pozo USCO 69 en Colombia, a partir de un pronóstico de un mes que tiene como propiedades del yacimiento y del pozo las siguientes:

Tabla 10. Datos iniciales para la evaluación del yacimiento y del pozo USC 69.

Pi = 3745 psia	$\phi = 21\%$
K1 = 0.0010 mD	h = 2500 ft
VL = 15.88 scf/ton	Swi = 35%
PL = 977.29 psia	Sgi = 65%
Cf = 3.5737E-06 1/psi	$\rho_b = 2.26 \text{ g/cc}$
Ct = 1.2368E-04 1/psi	Número de Fracturas = 6
Contenido orgánico total (TOC)= 13%	
Predomina Kerogeno = Tipo III Y II	

Una vez realizado el ajuste se tiene los siguientes parámetros con las estimaciones de OGIP, OGIPSVR y el gas recuperable para el pozo USCO 69, mostrados en la tabla 11.

Tabla 11. Resultados de la estimación de OGIP, OGIPSVR y el gas recuperable del pozo USCO 69

Lex = 4175 ft	Ye = 800 ft
Número de Fracturas = 6	Xf = 250 ft
Pi = 3546.74 psia	FCD = 10
T = 120 °F	K1 = 0.0020 mD
h = 2500 ft	K2 = 0.0006 mD
Ø = 21%	Sgi = 65%
Cf = 3.5737E-06 1/psi	Swi = 35%
VL = 15.88 scf/ton	ρb = 2.26 g/cc
PL = 977.29 psia	Rw = 0.35 ft
Ct = 1.2368E-04 1/psi	
Resultados de Producción	
OGIPF = 291349 MMscf	OGIPA = 8437 MMscf
OGIP = 299786 MMscf	OGIPSRV = 187366 MMscf
EURG = 8354 MMscf	RRG = 7755 MMscf

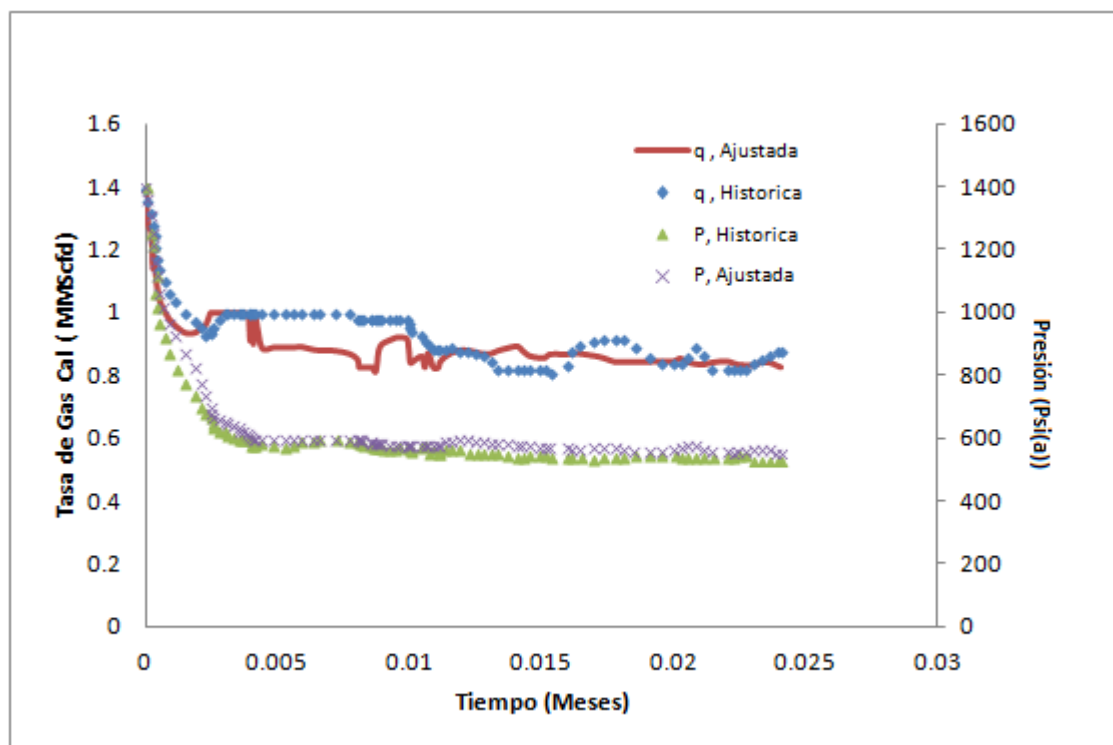


Figura 41. Comportamiento de producción y presión del pozo USCO 69

Se realiza el comportamiento de la presión y la producción del pozo USCO 69 ajustado, ver Figura 40, donde, se puede también observar que el pozo USCO 69 produjo a una tasa inicial máxima de 1.4 MMpcsd de gas durante un meses.

De acuerdo a la Tabla 11, se observa que la mayoría de las propiedades se mantienen constantes, sólo varía la permeabilidad de área estimulada, la permeabilidad del área no estimulada (matriz), la longitud de la fractura, la conductividad adimensional y pronosticando un valor del ancho del yacimiento de 800ft , según el ajuste histórico del simulador al yacimiento Colombiano.

El simulador encontró el valor de la longitud de la fractura de 250 ft para realizar el ajuste, vale la pena aclarar nuevamente que el cambio de algunas propiedades a la hora de hacer el ajuste histórico, es sólo para hacer predicciones o pronósticos futuros.

Inicialmente teniendo la permeabilidad del área estimulada igual a 0.0010 md, información suministrada de tablas de datos del pozo USCO 69, se simulo logrando encontrar de manera coherente una $k_1 > k_2$ como resultado del fracturamiento hidráulico. Por último se nota que el valor de FCD se conserva como una conductividad finita.

El modelamiento se realizó utilizando el simulador *FEKETE Harmony* 2012 v1, con el cual se construyó el esquema del pozo con múltiples fracturas y el esquema de las respuestas de la caída de presión y de la derivada del pozo caso base que se muestra en la figura 4.19 y 4.20.

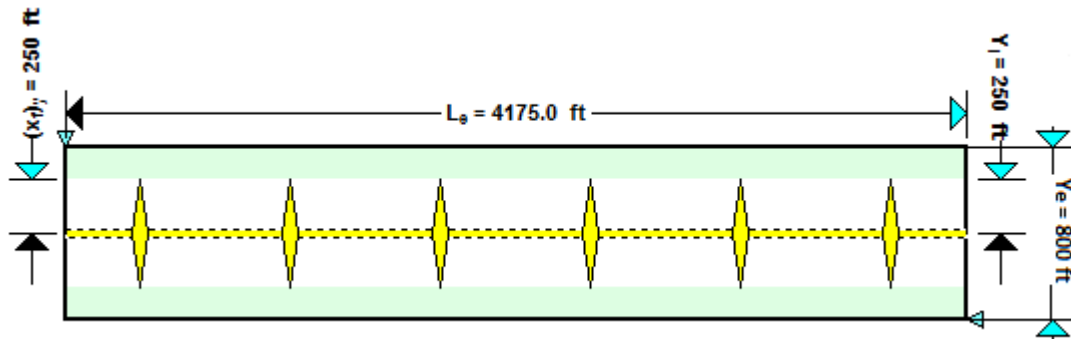


Figura 42. Esquema del pozo multifracturado para el pozo USCO 69 realizado con el simulador.

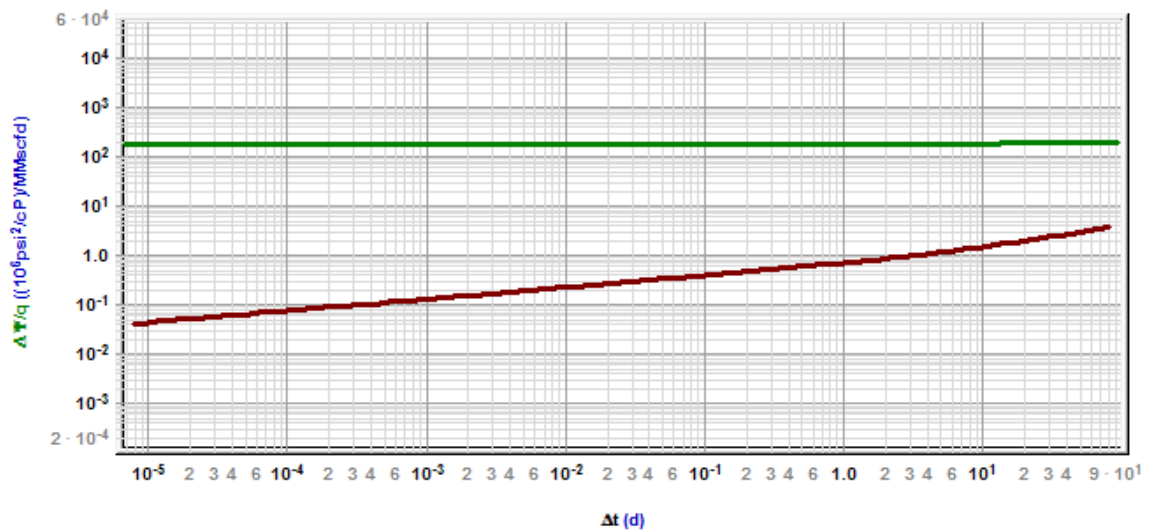


Figura 43. Respuestas de la caída de presión y de la derivada del pozo USCO 69.

Ahora con los valores de $V_L=15.88$ y $P_L=977.29$ se construyó la isoterma de adsorción para el pozo USCO 69 (ver figura 42) y el comportamiento de la presión en el SRV, como lo indica la figura 42.

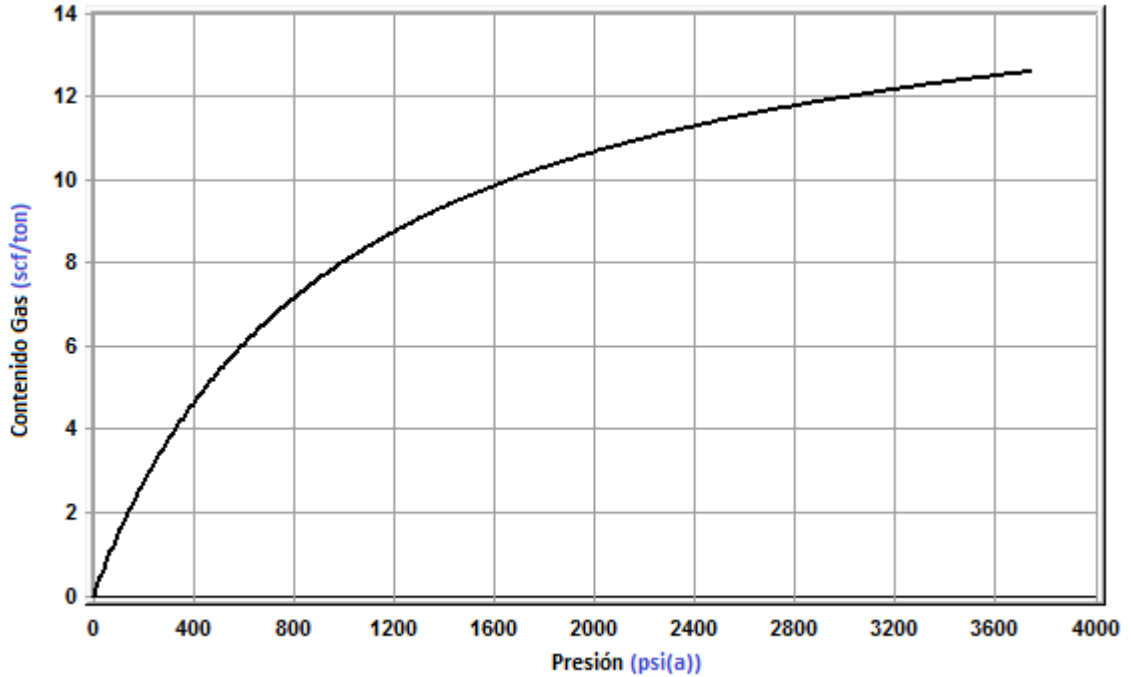


Figura 44. Isoterma de adsorción para el pozo USCO 69.

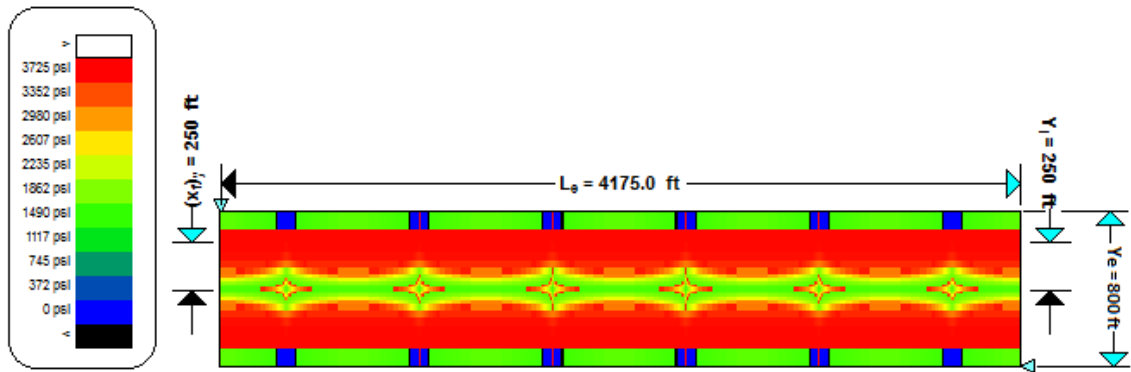


Figura 45. Comportamiento de la presión en el SRV para el pozo USCO 69.

Después de haber realizado el esquema de las respuestas de la caída de presión y de la derivada del pozo USCO 69 (figura 4.20), fue imposible identificar los regímenes de flujo típicos para pozos horizontales de *gas shale* con fracturas hidráulicas con la ayuda de *F.A.S.T welltest* ya que la prueba se hizo a un intervalo muy corto de tiempo.

Tabla 12. Resultados del análisis del transiente curvas tipo para fractura de conductividad finita para el pozo USCO 69

FCD	500
xED	5
Rata Normalizada	
Adsorción	
GeoMecánico	
TIME	MBT
FCD	500
xED	5
KfW	0.1 md.ft
A	0.003 acres
Gp	1 MMscf
Pab	763.15 psi (a)
RFg	80%
Pavg	3472.25 psi (a)

También se realizó el comportamiento del transiente curvas tipo para Fractura de conductividad finita que es la que maneja el pozo Marcellus, con un Gp normalizada consideraron efectos de adsorción incluyendo las constantes de Langmuir y efectos geomecánicos, como lo indica los datos de la tabla 4.10 para Pseudo tiempo de balance de materia y esquema del transiente se muestra en las figura 45.

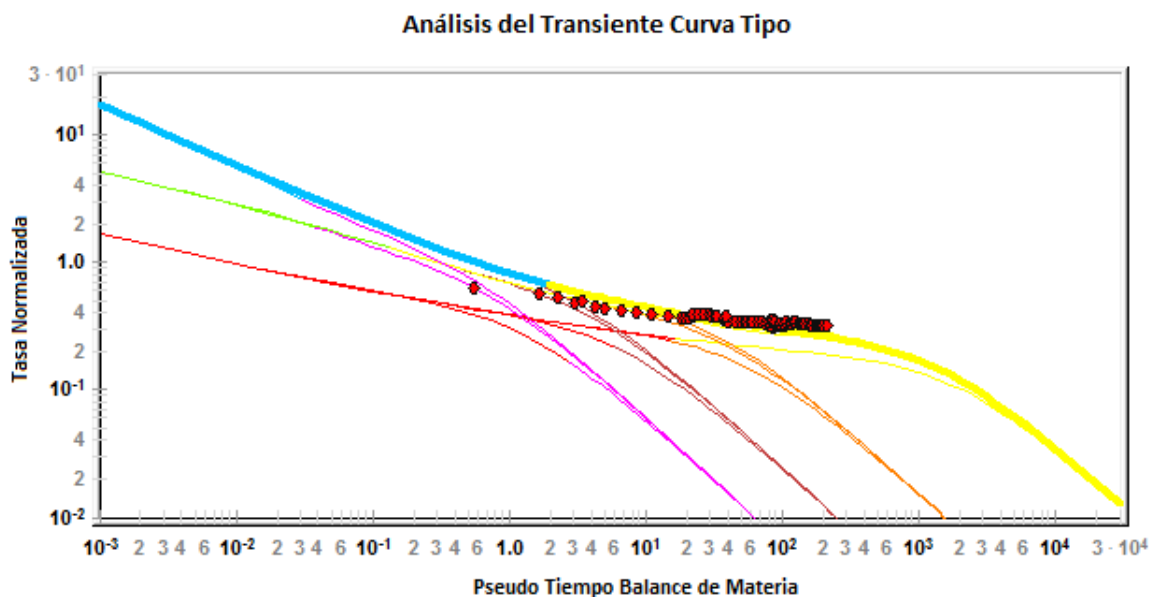


Figura 46. Comportamiento del transiente para tiempos de balance de materia curvas tipo para fractura de conductividad finita para el pozo USCO69.

4.2 ARREGLO O DISPOSICIÓN DE POZOS

Apartir de los datos de pozo y del yacimiento correspondientes a las condiciones iniciales del pozo Marcellus y del pozo USCO 69, con el fin de determinar la mejor estrategia de perforar nuevos pozos en un yacimiento se utilizara el software especializado *F.A.S.T. Evolution*, realizando 2 arreglos de pozos horizontales multifracturado anteriormente nombrados. A partir de los cuales, se obtuvieron datos de presión promedio, presión de pozo fluyendo y producción acumulada por pozo para cada arreglo, además se evaluó el mejor escenario económico.

En cada arreglo se llevó a cabo un pronóstico a 5 años (60 meses) y presiones de fondo en cada pozo de 1000 psia. La longitud lateral de todos los pozos es de 4175 pies, sólo se cambió el número de fracturas en cada arreglo.

El valor de G estimado y consultado del pozo Marcellus y del pozo USCO 69. Los parámetros o variables económicas involucradas en el análisis, para todos los arreglos son mostrados a continuación:

- Costo del pozo (US\$/Pozo): Costo capital por pozo (perforación, completamiento, estimulación, etc.), éste valor cambia para cada arreglo debido a la diferencia en el número de fracturas.

- Costo de Compresión (3500 US\$/hp): Costo de adquisición de un compresor. Se calcula con base a la presión de entrada y la presión de descarga.
- Costos Operativos fijos (2500 US\$/Pozo)/mes: Costos de labores operativas, alquiler, impuestos de propiedad, etc.
- Costos Operativos variables (0.25 US\$/Mpcs): Costos variables de procesamiento, recolección y transporte de gas.
- Regalías (23%)
- Eficiencia de la Compresión (85%): Eficiencia del compresor
- Pérdidas en superficie (5%): Porcentaje de pérdidas de volumen de gas en superficie.
- Precio del Gas (4 US\$/Mpcs)
- Tasa de Descuento (10%): Porcentaje de descuento por año Los valores de cada parámetro fueron tomados como valores promedio de las principales cuencas productoras de Estados Unidos.

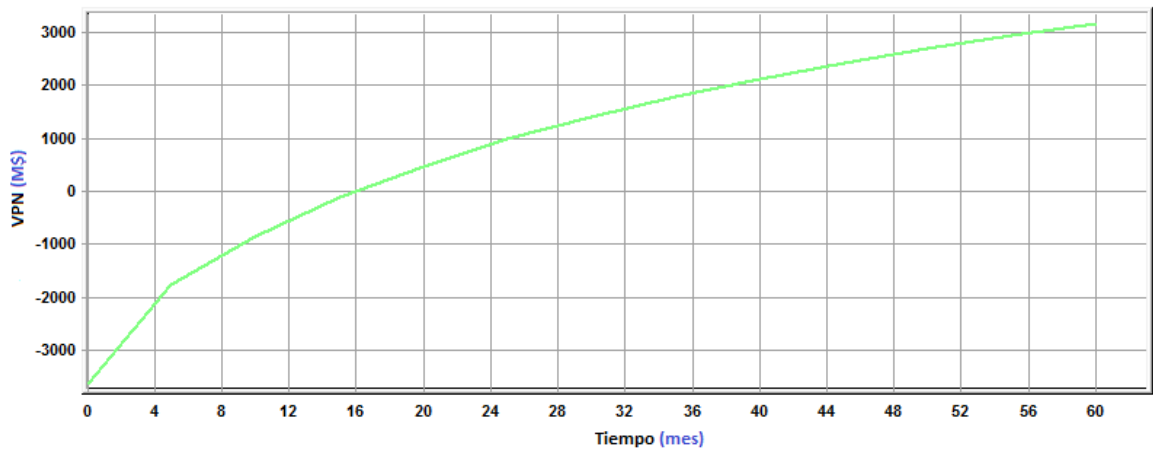


Figura 47. Valor presente neto del proyecto para pozo Marcellus.

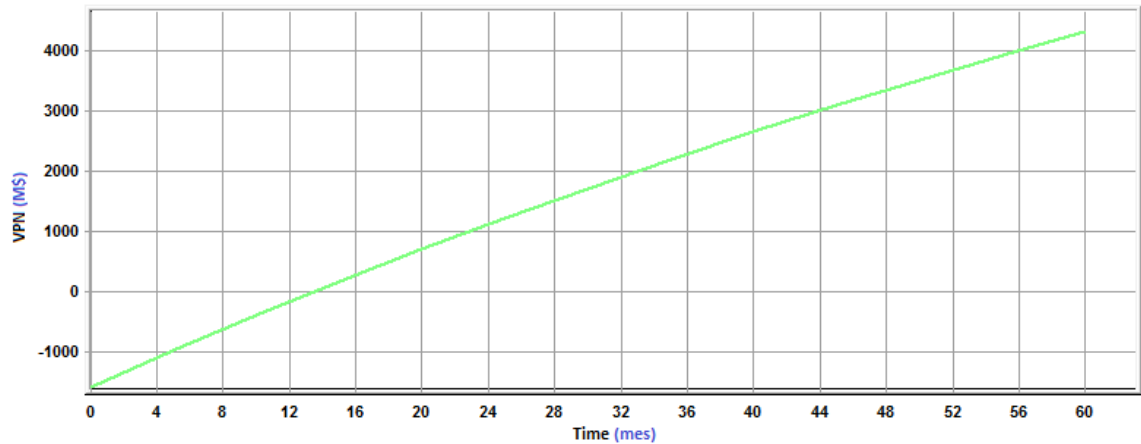


Figura 48. Valor presente neto del proyecto para pozo USCO 69, con costo de la fractura igual a la del pozo Macerllus.

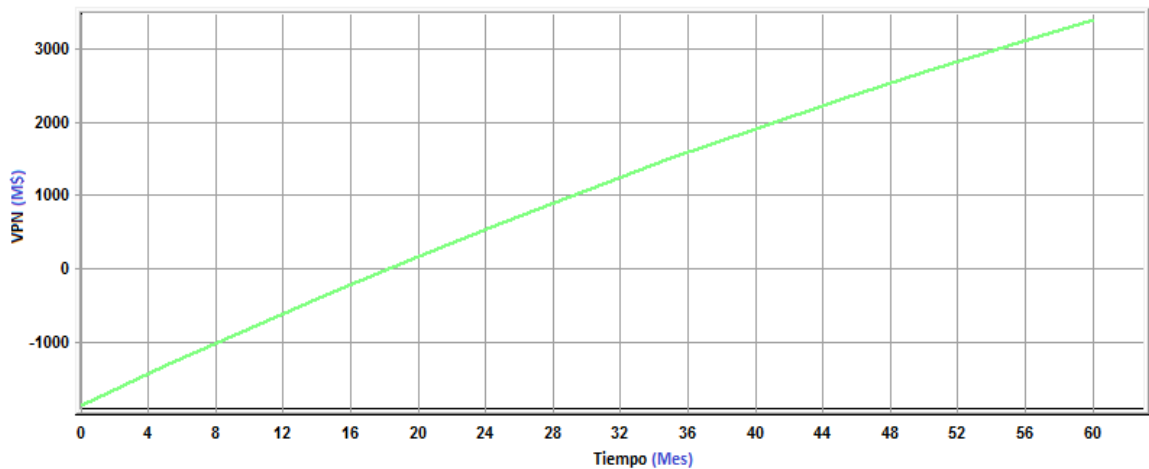


Figura 49. Valor presente neto de proyecto para pozo USCO 69, con costo de la fractura mayor a la del pozo Macerllus.

Se puede observar que el pozo USCO-69 a un mismo valor de inversión -en el proceso de fracturamiento-sería más rentable que el pozo Marcellus. Incluso si el valor aumentara (debido a que su estructura es más plástica, BI) la inversión sería recuperada en un período mayor de tiempo, el cual no es tan significativo (4 meses aproximadamente.)

5. CONCLUSIONES

- La fractabilidad y la mineralogía juegan un papel fundamental para determinar la capacidad que tiene el play de ser productivo. Puesto que al ser la roca que lo conforma, más plástica (contenido de arcilla alto) convierte el proceso de fracturamiento en inviable, se necesitará mucha más energía para poder fracturar la roca y ésta no va a responder favorablemente debido a su plasticidad (capacidad de adsorción y dispersión de energía).
- La fisilidad y el cambio en la disposición de la matriz, por la sorción del gas y por las características geomecánicas que ésta posee, pasan a ser parámetros claves al evaluar el potencial productivo del *play de gas shale*, porque pueden restringir o aumentar significativamente el flujo de gas y el factor de recobro del yacimiento.
- El Índice de fractabilidad de Richman y la ecuación de Wang y Gale se correlacionaron, sin embargo (ver la tabla 5) los valores del pozo Woodford y USCO-69 son muy cercanos al determinarlos por el 2º método, y cuentan con una mineralogía muy diferente. Por lo que se determinó que el mejor método para evaluar éste índice era la ecuación de Richman.
- Dos (2) modelos de encogimiento de la matriz fueron mostrados. El primer modelo (Seiddle y Huitt) sustituyó con una constante una relación de los módulos axial y bruto en el término de encogimiento en el segundo modelo, por ésta razón se determinó que el mejor modelo para evaluar el cambio de la porosidad y de la permeabilidad era el de Palmer y Mansoori.
- El pozo USCO-69 cuenta con el repunte de permeabilidad, pero éste ocurre muy tarde debido al alto contenido de arcillas y a su baja fisilidad.
- Es necesario corregir el volumen de gas almacenado, el cual puede alcanzar un cambio de al menos un 0.3% en el pozo USCO-69. Este parámetro es clave para determinar correctamente el gas in situ del yacimiento.
- Se evaluó la estrategia técnico-económica, para realizar el análisis de rentabilidad de las fracturas, que tienen cada uno de los pozos horizontales perforados en éste estudio. Se demostró que el pozo USCO-69 a un mismo valor de inversión -en el proceso de fracturamiento- sería más rentable que

el pozo Marcellus. Incluso si el valor aumentara (debido a que su estructura es más plástica, *B*) la inversión sería recuperada en un período mayor de tiempo, el cual no es tan significativo (4 meses aprox.)

- La simulación numérica permitió en un determinado tiempo desarrollar un ajuste histórico más preciso y a partir de éste se llevaron a cabo pronósticos en la producción y presión de cada uno de los casos.
- Los resultados obtenidos de las simulaciones del pozo Marcellus y del pozo USCO 69 demuestra que en el Valle Inferior del Magdalena existe un gran potencial y un futuro prometedor para la explotación de *gas shale*.

6. RECOMENDACIONES

- Se recomienda que para caracterizaciones futuras se tengan una lista completa de parámetros y un apoyo total de la empresa privada o pública, que vaya a brindar la información, para no limitar las variables del estudio.
- Se recomienda implementar los conocimientos de Registro de Pozos, para evaluar los *plays* de *shale* y comparar los resultados obtenidos del análisis de los registros, con los estudios propuestos en el presente proyecto.
- Se recomiendan realizar caracterizaciones geoquímicas de muestras de rocas, para determinar con mayor exactitud las propiedades que no pudieron ser evaluadas concretamente, o fueron evaluadas como “cualitativas”.
- Se recomienda que con todos los proyectos que se desarrollaron en el semillero de investigación de la Universidad Surcolombiana, COFA; se tenga en cuenta la generación de nuevas electivas, que brinden a los futuros egresados conocimientos básicos acerca de éste tipo de yacimientos en las siguientes áreas: Ingeniería de Yacimientos, Análisis de Presión, Sedimentología, Registro de Pozo, Completamiento y Perforación en yacimientos no convencionales.
- Hacer un estudio completo para el comportamiento de la derivada del pozo y los regímenes de flujo típicos para pozos horizontales de *gas shale* con fracturas hidráulicas.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGARWAL, Ram G., David C. Gardner, Stanley W. Kleinstieber, and Del D. Fussell. "Analyzing Well Production Data Using Combined Type-Curve and Decline-Curve Analysis Concepts." . New Orleans, LA. 27-30 September, 1998.

AL-HUSSAINY, R., Ramey Jr., H.J., and E Crawford, P.B. The Flow of Real Gases Through Porous Media. 1966.

AMBROSE, Ray. Cálculos de Shale gas in situ Parte II – Efectos de la Adsorción Multicomponente del Gas. 2010.

AMBROSE, Ray J., The University of Oklahoma, HARTMAN, Robert C., Weatherford Labs, y AKKUTLU, I. Yucel., the University of Oklahoma. Multi-component Sobed-phase Considerations for Shale Gas-in-place Calculations.

BLASINGAME, T.A., J.L. Johnston, and W.J. Lee. "Type-Curve Analysis Using the Pressure Integral Method.", CA. 5-7 April, 1989.

BATES, R.L., y JACKSON, J.A. (eds.). 1987. Glosario de geología, 3a. ed. American Geological Institute, Alejandría, VA. 788 p.

CABOT, Diego. - La Nación (Argentina), REPORTS OF GAS SHALE IN ARGENTINA. 15 de mayo de 2011.

CAMARGO PUERTO, Jorge Arturo. Parámetros de Rocas Generadoras, Universidad Surcolombiana. 2012

CARDENAS, J.C. CASTILLO, R.D. PEREZ, E.R Metodología para el modelamiento de producción post fractura en proyectos de shale gas. Natfrac-ICP, Ecopetrol, Ecopetrol. Presentado en el XIV Congreso Colombiano del Petróleo organizado por ACIPET. Bogota 22-25 de Nov 2001.

CHENG, Y. SPE. Impact of Water Dynamics in Fractures on the Performance of Hydraulically Fractured Wells in *Gas Shale* Reservoirs. 2010

Cornell University Cooperative Extension. Shale gas: a short history from NETL [En Línea]

ECONOMIDES, M.J. and Martin, T. Modern Fracturing: Enhancing Natural Gas Production, Energy Tribune Publishing Inc., Houston, Texas. 2007.

ESPITALIE J., Madec M., Tissot B.P., Menning J.J., Leplat P., Source Rock Characterization Method for Petroleum Exploration. 1977.

E. Shtepani, L.A. Noll, L.W. Elrod and P.M. Jacobs "A New Regression Based Method for Accurate Measurement of Coal and Shale Gas Content" 2010

GDANSKI, R., Fulton, D., and Shen, C.. Fracture-Face-Skin Evolution During Cleanup. 2009

HALLIBURTON. Shale Gas & Shale Oil: Solutions for your Shale Gas and Liquid-Rich Challenges.. Brochure. 2011

Holditch, S.A. Factors Affecting Water Blocking and Gas Flow From Hydraulically Fractured Gas Wells. 1979.

<http://www.cce.cornell.edu/EnergyClimateChange/NaturalGasDev/Documents/PDFs/Shale%20Gas-%20a%20short%20history%20from%20NETL.pdf> [Citado en Agosto, 2012]

http://www.interbolsa.com/c/document_library/get_file?uuid=db969bbb-f65a-4523-93fb-e93198686a5b&groupId=81085 [Citado en Agosto, 2012]

<http://www.agenciadenoticias.unal.edu.co/nc/detalle/article/crean-medidor-de-gas-metano-para-minas-de-carbon.html?cHash=ce5b363ef06f67e4183cdeda2592affc> [Citado en Agosto, 2012]

http://www.wvexp.com/index.php/First_Natural_Gas_Well [Citado en Agosto, 2012]

LARSEN, L. and Hegre, T.M. Pressure Transient Analysis of Multifractured Horizontal Wells. New Orleans, Louisiana, 25-28 September. 1994.

LEE, J., Rollins, J.B. and Spivey, J.P. Pressure Transient Testing. Textbook Series, SPE, Richardson, Texas. 2003.

MAXWELL, S.C., Waltman, C.K., Warpinski, N.R., Mayerhofer, M.J., and Boroumand, N. Imaging Seismic Deformation Induced by Hydraulic Fracture Complexity, San Antonio, Texas, USA, , 24-27 September. 2006.

MCCARTNEY J.T. and Teichmuller M. Classification of Coals According to Degree of Coalification by Reflectance of the Vitrinite Component. 1972.

PACHECO, Hernán F. EnerDossier, ANÁLISIS SOBRE EL MERCADO ENERGÉTICO MUNDIAL, 19 de agosto de 2011.

PALMER, Ian. MANSOORI, Jhon. How Permeability Depends on Stress and Pore Pressure in Coalbeds: A New Model. SPE, Amoco Production Co. SPE Annual Technical Conference & Exhibition, Denver, 6–9 October, 1996.

PEREZ SOLANO, Leonel. Application of Thermogravimetric – Fourier Transform Infrared Spectroscopy Analysis in Determining Heating Protocol for Porosity Measurements in Shales, Neiva, Febrero 2011

PIÑEROS, Jesús David y VELASQUEZ, Maria Adelaida. InterBolsa, Pacific Rubiales Energy: Predescubrimiento Cotorra [En Línea]. [Citado en Agosto, 2012]

POPOV M.A., Nuccio V. F., Dyman T.S., Gognat T.A., Johnson R.C., Schmoker J.W., Wilson M.S. and Bartberger C.. Basin-Centered Gas Systems of the U.S. US Geologic Survey. 2001.

CHENG. Yueming., SPE, West Virginia University PRESSURE TRANSIENT CHARACTERISTICS OF HYDRAULICALLY FRACTURED HORIZONTAL SHALE GAS WELLS.. 17 – 19 de agosto del 2011

RAY J. Ambrose, The University of Oklahoma, Robert C. Hartman, Weatherford Labs, and I. Yucel Akkutlu, The University of Oklahoma, EEUU – SPE 141416

MULTI-COMPONENT SORBED-PHASE CONSIDERATIONS FOR SHALE GAS-IN-PLACE CALCULATIONS 27–29 de marzo del 2011

RICKMAN, Rick. MULLEN, Mike. PETRE, Erik. GRIESER, Bill y KUNDERT Donald. A practical use of Shale Petrophysics for stimulation design optimization: All shale plays are not clones of the Barnett Shale. SPE 115258. 2008.

RUDNICK, Hugh. Pontificia Univ. Católica de Chile, LA REVOLUCIÓN DEL SHALE GAS. Mayo de 2011

SEIDLE, John P. y HUITT, L. G. Experimental Measurement of Coal Matrix Shrinkage Due to Gas Desorption and Implications for Cleat Permeability Increases, Amoco E&P Technology Group. 1995

SONDHI Namrita, Norman, Oklahoma. PETROPHYSICAL CHARACTERIZATION OF EAGLE FORD SHALE. 2011

TISSOT, B., J. F. Bard, and J. Espitalie.. Principal Factors Controlling the Timing of Petroleum Generation. A. D. Miall Ed., Facts and Principles of World Petroleum Occurrence: Canadian Society of Petroleum Geologists. 1980.

UNIDAD DE PLANEACION MINERO ENERGETICA (UPME) y MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA (MME). PLAN DE ABASTECIMIENTO PARA EL SUMINISTRO Y TRANSPORTE DE GAS NATURAL – Noviembre 2010 [Citado en Agosto, 2012]

VERA DIAZ, Julio César. PERSPECTIVAS DE LOS HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA XIII Congreso Nacional y IV Internacional de Servicios Públicos y TIC en Medellín, 22 de Junio de 2011, [Citado en Agosto, 2012]

VASSOYEVICH N.B., Korchagina Y.I., Lopatin N.V. and Chernyshev V.V. 1970. Principle Phase of Oil Formation.

WANG, Fred P. GALE, Julia F. W. Screening Criteria for Shale-Gas Systems. Bureau of Economic Geology, Jackson School of Geosciences, The University of Texas at Austin, University Station, Box X, Austin, Texas 78713. 2009