



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA
TIERRA

**“ANÁLISIS A LA DECLINACIÓN DE LOS
YACIMIENTOS DE GAS DE LUTITAS”**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A

MARIO SALVADOR ROMERO

DIRECTOR:

M.I. TOMÁS EDUARDO PERÉZ GARCÍA

CIUDAD UNIVERSITARIA, MÉXICO D.F., 2014



Contenido

	Página
Resumen.....	iv
Abstract	v
Introducción	vi
I Conceptos básicos.....	1
I.1 Yacimientos de gas de acuerdo a su composición.....	1
I.1.1 Gas y condensado	1
I.1.2 Gas seco.....	3
I.1.3 Gas húmedo	3
I.2 Recursos no convencionales de gas.....	4
I.2.1 Gas de lutitas.....	5
I.2.2 Gas de arenas compactas.....	5
I.2.3 Metano en capas de carbón.....	6
I.2.4 Hidratos de gas.....	7
I.3 Flujo de fluidos.....	8
I.3.1 Regímenes de flujo.....	8
I.3.1.1 Régimen de flujo estacionario.....	8
I.3.1.2 Régimen de flujo inestable o transitorio.....	8
I.3.1.3 Régimen de flujo pseudo-estacionario.....	9
I.3.2 Geometría del flujo en el yacimiento.....	10
I.3.2.1 Flujo radial.....	10
I.3.2.2 Flujo lineal	11
I.3.2.3 Flujo esférico y hemisférico.....	12
I.4 Yacimientos de gas de lutitas	12
I.4.1 Geología	13
I.4.2 Mineralogía	14
I.4.3 Petrofísica.....	15
I.4.3.1 Medición de la porosidad.....	16
I.4.3.2 Medición de la permeabilidad.....	17
I.4.4 Geomecánica.....	18

I.4.5	Geoquímica	18
I.5	Técnicas para explotar los yacimientos de lutitas	20
I.5.1	Pozos horizontales.....	20
I.5.2	Fracturamiento hidráulico.....	21
II	Declinación de la producción en yacimientos convencionales.....	25
II.1	Definición.....	25
II.2	Análisis con la ecuación de Arps.....	27
II.2.1	Exponencial	28
II.2.2	Hiperbólica	30
II.2.3	Armónica	32
II.3	Curvas tipo	33
II.3.1	Fetkovich	34
II.3.2	Carter.....	40
III	Declinación de la producción en yacimientos de gas de lutitas	46
III.1	Curvas tipo en yacimientos de gas de lutitas.....	47
III.1.1	Barnett.....	49
III.1.2	Fayetteville	50
III.1.3	Woodford	51
III.1.4	Haynesville	52
III.1.5	Eagle Ford.....	53
III.1.6	Comparación de las tendencias de declinación entre las curvas tipo.....	54
III.2	“Estado del arte” en técnicas de análisis de datos	61
III.2.1	Análisis de la producción de pozos horizontales de gas de lutitas	62
III.2.2	Pronóstico de producción	71
IV	Perspectivas en yacimientos de gas de lutitas a nivel mundial	74
IV.1	Perspectivas globales	74
IV.1.1	América	74
IV.1.1.1	Estados Unidos	75
IV.1.1.2	Canadá.....	76
IV.1.1.3	Argentina	78
IV.1.2	Europa	79
IV.1.2.1	Polonia.....	80

IV.1.2.2	Rusia	81
IV.1.3	Asia y el Pacífico	82
IV.1.3.1	China.....	82
IV.1.3.2	Australia	84
IV.2	México.....	85
IV.2.1	Cuenca de Burgos.....	88
IV.2.1.1	Eagle Ford.....	90
IV.2.1.2	La Casita y Pimienta.....	90
IV.2.2	Cuenca Sabinas.....	91
IV.2.2.1	Eagle Ford.....	91
IV.2.2.2	La Casita.....	91
IV.2.3	Cuenca Tampico	92
IV.2.3.1	Formación Pimienta	92
IV.2.4	Plataforma Tuxpan	93
IV.2.4.1	Formación Pimienta.	94
IV.2.4.2	Formación Tamaulipas.	94
IV.2.5	Cuenca de Veracruz.....	95
IV.2.5.1	Formación de Maltrata.....	95
	Conclusiones y recomendaciones	97
	Índice de figuras	99
	Índice de tablas	101
	Índice de ecuaciones	102
	Bibliografía	104

Resumen

Palabras clave: yacimientos de gas de lutitas, declinación de la producción, yacimientos no convencionales.

En años recientes el gas natural ha cobrado gran importancia a nivel mundial, ya que es un energético más barato y menos contaminante que el petróleo. Esto ha dado como resultado una alta demanda de este hidrocarburo buscando la posibilidad de explotarlo incluso de recursos no convencionales como lo son los yacimientos de carbón, de arenas compactas y de lutitas.

En la década de los ochentas Estados Unidos comenzó la investigación y la exploración de los yacimientos de gas de lutitas, con el objetivo de poder ser energéticamente autosuficiente. Este hecho impactó significativamente a la industria del petróleo y el gas, dado que permitió que se fuera desarrollando la tecnología para poder hacer realidad la explotación de estos yacimientos a gastos rentables.

Los yacimientos de gas de lutitas son yacimientos con una permeabilidad muy baja. Estos yacimientos podrían ser considerados como la roca madre de los yacimientos convencionales, solo que en este caso los hidrocarburos no migraron, lo que los convierte en un sistema petrolero con una roca que actúa como almacén y como sello al mismo tiempo. Para poder explotar a este tipo de yacimientos a gastos rentables, se necesita hacer uso de técnicas de perforación horizontal y de la estimulación por medio del fracturamiento hidráulico masivo.

Tal y como en los yacimientos convencionales la predicción del comportamiento en la declinación de la producción en los yacimientos de gas de lutitas es muy importante, ya que es un elemento clave en la evaluación económica de un campo. Los métodos para el cálculo de la declinación utilizados para yacimientos convencionales tienen la ventaja de ser prácticos, además pueden estimar la vida del pozo/yacimiento y el volumen de reservas. En los yacimientos gas de lutitas los métodos convencionales para predecir el comportamiento de declinación no son efectivos, y a pesar de que su complejo sistema de flujo de fluidos no está bien comprendido, se puede hacer uso de técnicas para estimar el comportamiento futuro.

El principal objetivo de este trabajo es realizar un análisis exhaustivo del comportamiento de la declinación de la producción en los yacimientos de gas de lutitas, para de esta manera tener herramientas para estimar el comportamiento de estos yacimientos que tendrán auge en México y en otras partes del mundo en un futuro cercano. Para ello, se presentarán las llamadas curvas tipo, desarrolladas a partir del análisis de cinco de las principales cuencas de Estados Unidos, además también se presentará el “estado en arte” para el análisis de datos de producción de este tipo de yacimientos.

Abstract

Keys words: shale gas reservoirs, production declination, unconventional reservoirs

In recent years, natural gas has become very important in the world, because it is energy source cheaper and cleaner than oil. This has resulted in a higher demand of this hydrocarbon looking the possibility of even exploiting unconventional resources such as deposits of coalbed methane, tight sands and shale gas.

In the eighties, the United States began the research and the exploitation of shale gas reservoirs, with the goal of being energy self-sufficient. This fact had significantly impacts on the oil and gas industry since it allowed developing the technology to make reality the exploitation of these reservoirs at profitable rates.

Shale gas reservoirs have a very low permeability. These reservoirs could be considered the source rock of conventional reservoirs, but in this case the hydrocarbon did not migrate, which makes it a petroleum system with a rock which acts as a reservoir rock and seal rock at the same time. In order to exploit this type of reservoirs to profitable rates, it is necessary to use horizontal drilling and stimulation through massive hydraulic fracturing.

As in conventional reservoir the prediction of the production declination in shale gas reservoirs is very important, due this is a key element in the economic evaluation of any field. Methods for calculating the declination used for conventional reservoirs have the advantage of being handy and it can estimate the life of well/reservoir and the volume of reserves. In shale gas reservoirs the conventional methods to predict the behavior of declination are not effective, despite its complex system of fluid flow is not well understood, it is useful to employ techniques for estimating the future behavior.

The main objective of this work is make a comprehensive analysis of the behavior of the production declination in shale gas reservoirs, thus have a tool to estimate the behavior of these reservoirs than will boom in Mexico and in the other world in the near future. In order to do this, type curves developed from analysis of five major basins in the United States are presented, in addition the 'state in art' for the analysis of production data of these kinds of reservoirs will also be presented.

Introducción

Analizar el comportamiento de la producción siempre ha sido una herramienta clave para evaluar un campo petrolero. Como bien se sabe el uso de técnicas para estimar el comportamiento de la producción tales como las ecuaciones de Arps, o las curvas tipo, es práctico, y además con estas técnicas se puede calcular el volumen de reservas y la vida del pozo o del yacimiento, con estimaciones bastante aceptables.

El principal objetivo de este trabajo es aportar una herramienta práctica para poder estimar el comportamiento de la declinación en yacimientos de gas de lutitas, los cuales tienen un comportamiento muy distinto al de un yacimiento convencional. Para estimar el comportamiento de este tipo de yacimientos no se pueden emplear las técnicas convencionales. Este trabajo presenta curvas tipo basadas en datos de producción de cinco cuencas de Estados Unidos que actualmente se explotan exitosamente, estas curvas tipo se pueden usar correlacionando las características de cada cuenca, con el yacimiento de interés. Además se presenta “el estado del arte” en técnicas de análisis de datos de producción de pozos de gas de lutitas fracturados, en el cual se describe el comportamiento del flujo de fluidos en este tipo de litología.

La importancia del poder estimar el comportamiento de la producción en yacimientos de gas de lutitas, radica en que estos yacimientos tendrán un enorme auge en los próximos años, estos yacimientos se explorarán y se explotarán en México y en otras partes del mundo, cambiando por completo a la industria de gas y el petróleo. Además como se mencionó anteriormente el análisis de la declinación es una gran herramienta para evaluar económicamente un campo petrolero, sin llegar a ser costosa, y siendo muy práctica. Evaluar correctamente un campo petrolero siempre será un factor clave en la rentabilidad de un proyecto.

En el Capítulo I se exponen los conceptos básicos, se presenta la clasificación de los yacimientos de gas de acuerdo al tipo de fluido, así como los tipos de yacimientos no convencionales de gas, también se presentan las generalidades de flujo de fluidos, y las características principales de los yacimientos de gas de lutitas, así como las técnicas que actualmente se usan para explotar el gas de lutitas, estos conceptos básicos son fundamentales para poder entender los capítulos posteriores.

En el Capítulo II se presentan las técnicas convencionales para analizar la declinación de la producción, estas técnicas son exclusivas para su uso en yacimientos convencionales. Se presentan las ecuaciones de Arps, y las curvas tipo de Fetkovich y las de Carter. La finalidad de este capítulo es dar a conocer al lector los fundamentos del análisis de la declinación en los yacimientos petroleros.

En el Capítulo III se presenta el análisis a la declinación en los yacimientos de gas de lutitas. Se presentan curvas tipo basadas en los datos de producción de cinco importantes cuencas de Estados Unidos, además se exponen las razones por las cuales las tendencias de declinación son distintas entre cuenca y cuenca. También se muestran las características más relevantes de cada cuenca analizada. Además en este capítulo se presenta el “estado en arte” en técnicas de análisis de datos de producción, en donde se explica de manera detallada el comportamiento del flujo de fluidos en los yacimientos de lutitas.

En el Capítulo IV se presentan las perspectivas mundiales en cuanto a reservas de gas de lutitas, aquí se enfatiza la importancia del desarrollo del presente trabajo, ya que a nivel mundial el gas de lutitas presentará una revolución energética. En este capítulo se muestran las reservas de los países con mayor potencial, que en años venideros desarrollarán o incluso ya están desarrollando sus recursos de lutitas.

Finalmente se dan las conclusiones y recomendaciones del trabajo.

Capítulo I

Conceptos básicos

I.1 Yacimientos de gas de acuerdo a su composición

En general, como es bien sabido si un yacimiento está por arriba de la temperatura crítica de la mezcla de hidrocarburos se considera que es un yacimiento de gas natural. En base a su diagrama de fase, es decir a la composición de los fluidos, los yacimientos de gas natural se pueden clasificar en tres categorías:

- a) Gas y condensado
- b) Gas seco
- c) Gas húmedo

I.1.1 Gas y condensado

Si la temperatura del yacimiento está entre la temperatura crítica y la cricondenterma de los fluidos, el yacimiento está clasificado como un gas con condensación retrograda, es decir un yacimiento de gas y condensado. Estos yacimientos tienen un tipo único de mezcla de hidrocarburos, su comportamiento termodinámico está controlado por el desarrollo y la declinación del yacimiento. Cuando la presión es disminuida, el fluido en vez de expandirse, (como lo haría normalmente un gas) éste se condensa, esto es válido siempre y cuando las condiciones de presión y temperatura no estén por afuera de la curva de saturación.

Se considera que la condición inicial de un yacimiento de gas y condensado está representada por el punto "A" en el diagrama de fase de mostrado en la Figura I.1, ya que la presión del yacimiento es superior a la presión de rocío, existe una sola fase (fase de vapor) en el yacimiento. A medida que se va produciendo gas en el yacimiento la presión del mismo va decreciendo isotérmicamente desde la presión inicial en el punto "A" hasta la presión de rocío en el punto "B", la atracción entre las moléculas de componentes ligeros y pesados causa que se separen más y que se muevan. Mientras esto ocurre, la atracción entre las moléculas de componentes pesados se vuelve más eficaz, por lo tanto el fluido comienza a condensarse.

Este proceso de condensación retrograda continúa pasando por el punto "C" y llegando hasta el punto "D". Una mayor reducción en la presión permitirá que las moléculas de los componentes pesados comiencen a vaporizarse. Este es el proceso por el que un menor número de moléculas de gas chocan con la superficie del líquido, lo que hace que más moléculas puedan entrar a la fase líquida. El proceso de vaporización continúa hasta que la presión de yacimiento alcanza la presión de rocío inferior. Esto significa que todo el líquido que se formó desde que entro a la curva se vaporizará debido que tienen un punto de rocío más bajo.

En la mayoría de los yacimientos de gas y condensado, el volumen del líquido condensado rara vez excede más del 15% al 19% de poros. Esta saturación de líquido no es lo suficientemente grande para permitir el flujo de cualquier líquido. Sin embargo, debe reconocerse, que alrededor del pozo, donde la caída de presión es alta, podría llegar a alcanzarse la saturación crítica para lograr que el flujo de la fase gaseosa y la fase del líquido retrógrado fluyan.

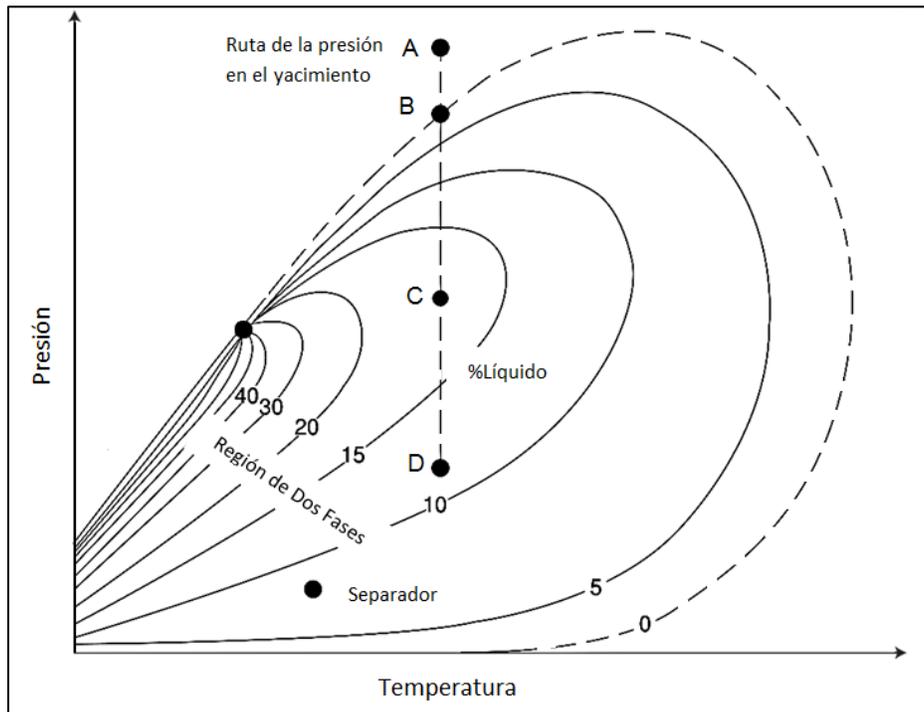


Figura 1.1 Diagrama típico de un yacimiento de gas y condensado (Modificado de Tarek, 2010)⁸

Algunas características comunes de estos yacimientos son:

- Relaciones Gas-Aceite entre 8,000 y 70,000 [pc/bl]. Generalmente esta relación aumenta con el tiempo debido a la disminución del líquido y la pérdida de componentes pesados en el líquido.
- Densidad del condensado por arriba de 50° API.
- El líquido de la muestra en tanque usualmente es claro como agua o ligeramente coloreado.

Hay una clara división entre los aceites y los condensados desde el punto de vista composicional. Los fluidos del yacimiento que contienen heptanos y son más pesados en concentraciones de más del 12.5% mol casi siempre están en la fase líquida en el yacimiento. Se ha observado a crudos con heptanos y concentraciones pesadas tan bajas como 10% y condensados de hasta 15.5%. Estos casos son raros, ahora bien, estos casos tienen por lo general una densidad API muy alta medidas a condiciones de tanque.

I.1.2 Gas seco

En este tipo de yacimientos la mezcla de hidrocarburos existe en forma de gas, tanto en el yacimiento como en superficie. El único líquido asociado a la producción en este tipo de yacimientos es el agua. Un diagrama de fase de un yacimiento de gas seco es mostrado en la Figura I.2. Usualmente un sistema que tenga una relación de gas-aceite tan grande como 100,000 [pc/bl] es considerado un yacimiento de gas seco.

La energía cinética de la mezcla es tan alta y la atracción entre las moléculas es pequeña, de modo que ninguno de estos factores logra la coalescencia del líquido en condiciones de presión y temperatura de tanque.

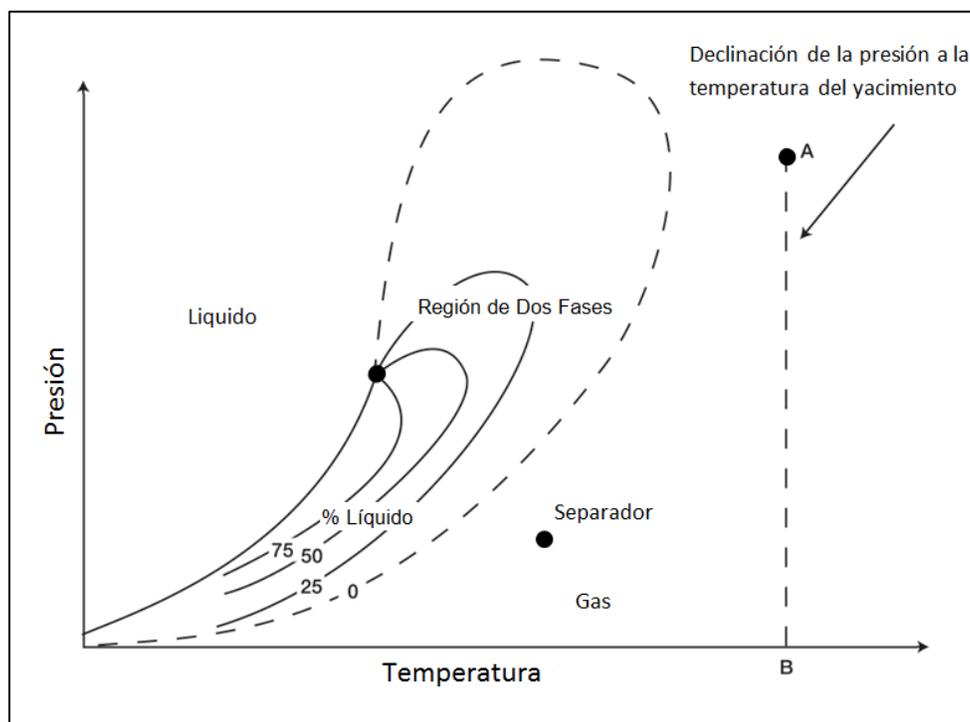


Figura I.2 Diagrama de un yacimiento de gas seco (Modificado de Tarek, 2010)⁸

I.1.3 Gas húmedo

Un diagrama típico de este tipo de yacimientos es mostrado en la Figura I.3, donde la temperatura del yacimiento está por encima de la cricondenterma de la mezcla de hidrocarburos. Debido a que la temperatura del yacimiento excede la cricondenterma, los fluidos del yacimiento siempre permanecerán en la fase de vapor hasta que el yacimiento decline isotérmicamente, como se muestra del punto A al punto B. El gas producido fluye hacia la superficie, sin embargo, la presión y la temperatura del gas disminuirán. Si el gas entra a la región de dos fases, una fase del líquido se condensará fuera del gas y se producirá en superficie en la etapa de separación. Esto es causado

debido al decremento en la energía cinética de las partículas de las moléculas pesadas con el salto de la temperatura y su subsecuente cambio a líquido debido a la fuerza de atracción entre las moléculas.

Algunas características comunes de estos yacimientos son:

- Relaciones gas-aceite entre 60,000 y 100,000 [pc/bl].
- Densidad del condensado por arriba de los 60°API.
- El líquido de la muestra en tanque usualmente es de color claro.
- Las condiciones de presión y temperatura en el separador están dentro de la región de dos fases.

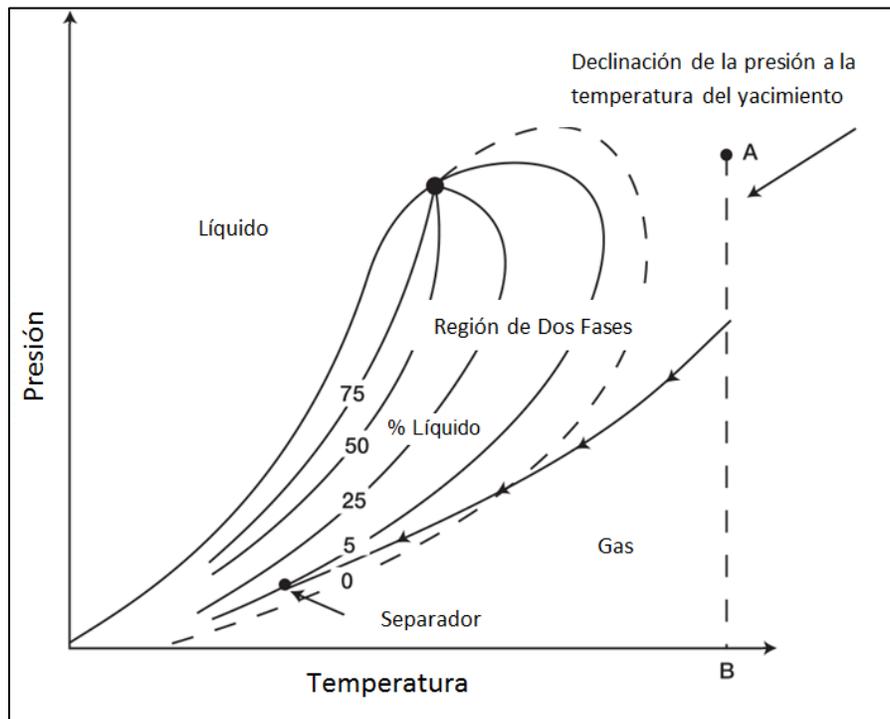


Figura I.3 Diagrama de un yacimiento de gas húmedo (Modificado de Tarek, 2010)⁸

I.2 Recursos no convencionales de gas

Debido a la gran demanda de hidrocarburos, y a que los yacimientos convencionales están en declinación, hoy en día se están buscando nuevas fuentes de hidrocarburos, llamados yacimientos no convencionales, entre los cuales están:

- Yacimientos de arenas bituminosas
- Yacimientos de aceite extra-pesado
- Yacimientos de lutitas (gas/aceite)
- Yacimientos de arenas compactas (gas/aceite)
- Hidratos de gas
- Metano en capas de carbón

Cabe señalar que los llamados yacimientos no convencionales son nombrados así cuando se invierte en tecnología adicional, para que sean explotados de forma rentable. En las secciones consecutivas solo se presentarán los yacimientos de los cuales se extrae únicamente gas, pues el trabajo está enfocado solo en este hidrocarburo.

I.2.1 Gas de lutitas

Los yacimientos de gas y aceite de lutitas son un sistema petrolero de rocas arcillosas las cuales tienen un alto contenido orgánico, pero que son de baja permeabilidad. Estos yacimientos son las rocas generadoras, o rocas madre del hidrocarburo, además también actúan al mismo tiempo como almacén y como sello.

Para poder explotar este tipo de yacimientos se requiere intervenirlos con pozos horizontales, y posteriormente hacer múltiples fracturas hidráulicas, esto con el fin de crear canales de flujo para así poder inducir el flujo de fluidos de la matriz a las fracturas y posteriormente de las fracturas al pozo.

I.2.2 Gas de arenas compactas

Los yacimientos de arenas compactas pueden ser considerados como recursos convencionales, si se considera que son yacimientos con muy baja permeabilidad. Los fluidos contenidos en estas rocas comúnmente no fluyen hacia al pozo, por lo que estos pozos deben ser intervenidos con avanzada tecnología de perforación y terminación para que su producción sea económicamente viable. Comúnmente los pozos horizontales y estimulados con múltiples fracturas hidráulicas son usados para poner a producir a este tipo de yacimientos.

Hoy en día para poder clasificar correctamente a estos yacimientos se toman variables técnicas y económicas. Los factores físicos están emparentados con la Ley de Darcy, como se muestra en la ecuación de flujo radial estabilizado (Holditch, 2006)³.

Por lo tanto, elegir un único valor de permeabilidad para definir los yacimientos de arenas compactas es de vital importancia. En grandes profundidades, grandes espesores, y altas presiones en el yacimiento, se pueden lograr excelentes terminaciones cuando la permeabilidad de la formación está en el rango de los microdarcys (i.e. 0.001 [md]). En cambio en bajas profundidades, espesores delgados, bajas presiones en el yacimiento, permeabilidades de varios milidarcys, podrían no producir a un gasto económicamente viable, aún incluso después de un fracturamiento hidráulico exitoso (Holditch, 2006)³.

La mejor definición de un yacimiento de arenas compactas es: “Aquel yacimiento que no puede producir a un gasto económicamente viable, a menos que a este se le estimule masivamente mediante fracturamiento hidráulico o con pozos horizontales o multilaterales” (Holditch, 2006)³.

Así es que no hay un yacimiento de arenas compactas típico, un yacimiento de arenas compactas puede ser de alta profundidad o de baja profundidad, de alta presión o de baja presión, alta temperatura o baja temperatura, de un gran volumen o lenticular, homogéneo o naturalmente fracturado, y puede contener uno o varios intervalos.

Una perforación y una terminación realizadas de forma óptima, además de los métodos de estimulación para cada pozo son funciones de las características del yacimiento y del análisis económico.

1.2.3 Metano en capas de carbón

Los afloramientos de carbón están entre los primeros yacimientos donde se descubrió gas natural, y entre los primeros que fueron explotados. Los afloramientos de carbón proveían combustible sólido desde los comienzos de las civilizaciones humanas, pero el gas asociado no era utilizado. Solo cuando las minas entran a yacimientos de carbón más profundos es cuando se llegan a encontrar emisiones de gas, frecuentemente con trágicos incidentes cuando el gas explotaba. Este gas fue considerado como uno de los muchos peligros de la minería del carbón, y ni siquiera se pensaba en capturarlo para darle un uso beneficioso incluso después de que comenzará la explotación de aceite y gas de yacimientos convencionales. La ciencia del metano de capas de carbón se desarrolló a partir de problemas de seguridad en minas de carbón gaseosas, la geociencia del gas de carbón y los conceptos de ingeniería de yacimientos tienen su raíz desde la perspectiva minera. Solo en la última generación el gas de carbón ha sido reclasificado como una fuente de gas no convencional junto con el gas de lutitas y el gas de arenas compactas. Los yacimientos de carbón como las demás fuentes de gas no convencionales son yacimientos difusos, heterogéneos, y además son un extenso recurso definido por la distribución y la madurez de la roca madre (Seidle, 2011)⁷.

La formación del metano se da cuando sedimentos orgánicos son sometidos a altas presiones y altas temperaturas a lo largo del tiempo geológico, en este proceso la materia orgánica se carboniza y además se generan grandes cantidades de gas. Algo de ese gas escapa a lo largo del tiempo geológico, y algunos restos estarán libres o serán absorbidos por el carbón.

Debido a la alta absorción en el carbón, este puede almacenar grandes cantidades de gas, de hecho es tanta su capacidad de almacenar que incluso una unidad de volumen de carbón puede almacenar mucho más gas que una unidad de volumen de areniscas a las mismas presiones y temperaturas. Consecuentemente, la determinación de la reserva de gas en un yacimiento de carbón requiere del desarrollo de nueva tecnología para cuantificar los volúmenes de absorción del gas. La técnica más confiable es con la medición del gas emitido por muestras de carbón recolectadas en el sitio del pozo. Los yacimientos de carbón tienen a menudo más heterogeneidades que los yacimientos convencionales, agravando la dificultad de obtener muestras representativas para las pruebas.

Los yacimientos de carbón son naturalmente fracturados, y las fracturas, denominadas “listones”, a menudo se llenan con agua. Estos depósitos son usualmente acuíferos con la presión

hidrostática del agua en las fracturas, esta fuerza sostiene el gas en la matriz del carbón, proporcionando así el sello para este yacimiento.

La explotación del gas de carbón se logra con pozos, primeramente se extrae de forma controlada el agua contenida en las fracturas, esta extracción induce una reducción de presión en el yacimiento. Con esto se libera gas desde la matriz a las fracturas, inicialmente provocando una baja saturación del gas y, por lo tanto, una baja movilidad del mismo y un gasto inicial de producción bajo. Con una continua deshidratación de los depósitos de carbón, la saturación de gas en las fracturas se incrementa, dando lugar a un incremento a la movilidad del gas y también al gasto de producción. Este ascendente gasto de producción, tiene un comportamiento opuesto al de los yacimientos de gas convencionales, y se le denomina declinación negativa. Causada por la interacción entre la deshidratación y la despresurización del yacimiento de carbón, la duración del periodo de declinación negativa y el resultado del pico del gasto de producción sigue siendo difícil de predecir puntualmente. Los gastos pueden aumentar en una relación de 2 y superiores a 10 en un periodo de deshidratación, el cual puede durar de meses a años.

I.2.4 Hidratos de gas

Los hidratos de gas son sólidos con una apariencia física muy parecida al hielo, se forman por la mezcla de agua y gas natural. Son estructuras cristalinas formadas por moléculas de agua y moléculas de gas, donde no hay ningún enlace químico, básicamente las moléculas de gas son atrapadas en celdas formadas por las moléculas de agua.

Los hidratos de gas comenzaron a tomar importancia en los años treinta cuando bloqueaban los ductos de Kazakstán, desde entonces a estas formaciones se les ha dado importancia con el objetivo de evitar su formación en los ductos o en las operaciones de perforación.

Los hidratos de gas son combinaciones especiales de hidrógeno y carbono. La unidad básica del hidrato es un cristal hueco de moléculas de agua con una sola molécula de gas flotando en el interior. Los cristales se agrupan en un enmallado compacto. Su formación se da naturalmente cuando bacterias anaerobias descomponen materia orgánica por debajo del fondo del mar, transformando esta materia en metano y otros gases, todos estos gases pueden almacenarse como moléculas huésped en los hidratos. La formación de los hidratos se da en los límites continentales, donde las aguas tienen profundidades de más de 500 metros (altas presiones y bajas temperaturas) y donde las aguas ricas en nutrientes descargan materia orgánica para su posterior transformación en gas metano por parte de las bacterias (Timothy, 2010)⁹.

Además de generar problemas en la industria del petróleo y el gas, se investiga su uso con fines benefactores, ya que los hidratos almacenan grandes cantidades de gas en reducidos espacios, lo que bien se puede usar para transportar el gas con facilidad.

I.3 Flujo de fluidos

I.3.1 Regímenes de flujo

Básicamente hay tres tipos de regímenes de flujo, los cuales se deben reconocer en orden para describir el comportamiento del flujo de fluidos y la distribución de la presión como una función del tiempo. Estos son:

- a) Régimen de flujo en estado estacionario
- b) Régimen de flujo en estado inestable o transitorio
- c) Régimen de flujo en estado pseudo-estacionario

I.3.1.1 Régimen de flujo estacionario

El régimen de flujo es identificado como estacionario si la presión en cada lugar del yacimiento es siempre constante, es decir que no cambia con el paso del tiempo. Matemáticamente esta condición se expresa como:

$$\left(\frac{\partial p}{\partial t}\right)_i = 0$$

Ecuación I.1

La Ecuación I.1 establece que la razón cambio de la presión p con respecto al tiempo t en cualquier lugar i es cero. El flujo en estado estacionario puede solo ocurrir en un yacimiento cuando este es completamente recargado y apoyado por la fuerza de un acuífero o con operaciones de recuperación secundaria para mantener la presión constante.

I.3.1.2 Régimen de flujo inestable o transitorio

El régimen de flujo de estado inestable o transitorio está definido con las condiciones en las cuales, la razón de cambio de presión con respecto al tiempo para cualquier posición en el yacimiento no es cero ni constante. Esta definición indica que la derivada de la presión con respecto al tiempo es esencialmente una función de tanto la posición i como del tiempo t , entonces se representa por la Ecuación I.2:

$$\left(\frac{\partial p}{\partial t}\right) = f(i, t)$$

Ecuación I.2

El flujo transitorio es definido como el periodo durante el cual las fronteras no afectan al comportamiento de la presión en el yacimiento, por lo que este se comportará como infinito.

I.3.1.3 Régimen de flujo pseudo-estacionario

Cuando la presión en diferentes lugares en el yacimiento declina linealmente como una función del tiempo, es decir, a una razón de cambio de declinación constante, se dice que el flujo está en el régimen de estado pseudo-estacionario. Matemáticamente, esta definición establece que la tasa del cambio de la presión con respecto el tiempo para cada posición es constante, como lo muestra la Ecuación I.3:

$$\left(\frac{\partial p}{\partial t}\right)_i = \text{constante}$$

Ecuación I.3

Se debe señalar que el régimen de flujo pseudo-estacionario también se puede referir como régimen de flujo semi-estacionario o quasi-estacionario.

La Figura I.4 muestra una comparación esquemática de la declinación de la presión como una función del tiempo para los tres regímenes de flujo. Es importante señalar que cuando se habla de que el flujo es dominado por las fronteras, este puede estar en un régimen de flujo pseudo-estacionario o en régimen de flujo estacionario (Tarek, 2010)⁸.

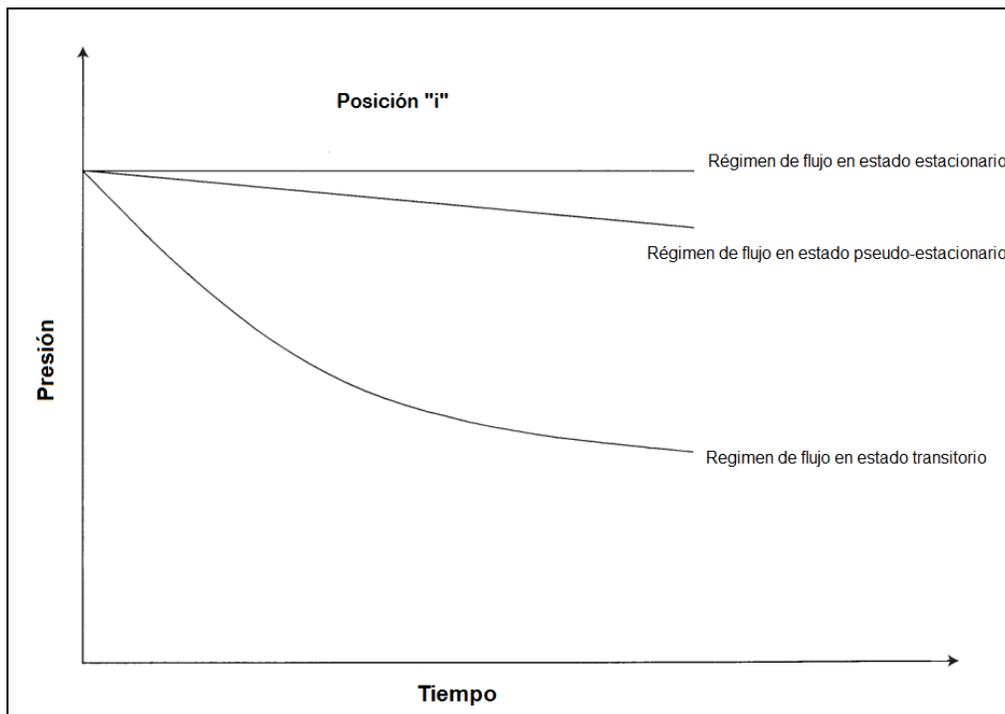


Figura I.4 Regímenes de flujo (Modificado de Tarek, 2010)⁸

I.3.2 Geometría del flujo en el yacimiento

La forma de un yacimiento tiene un efecto significativo en el comportamiento del flujo. Muchos yacimientos tienen fronteras irregulares, y una rigurosa descripción matemática de la geometría solo puede ser posible con el uso de simuladores numéricos. Sin embargo, para muchos propósitos de la ingeniería, la geometría real del flujo puede ser representada por alguna de las siguientes geometrías de flujo.

- Flujo radial
- Flujo lineal
- Flujo esférico y hemisférico

I.3.2.1 Flujo radial

En los yacimientos en los cuales no hay heterogeneidades muy marcadas, el flujo dentro o lejos del pozo sigue unas líneas de flujo radial desde una considerable distancia del pozo. Debido a que los fluidos se mueven hacia el pozo desde todas las direcciones y convergen en el pozo, se dice que se presenta una geometría de flujo del tipo radial. La Figura I.5 muestra las líneas de flujo idealizadas y las líneas iso-potenciales para un sistema de flujo radial.

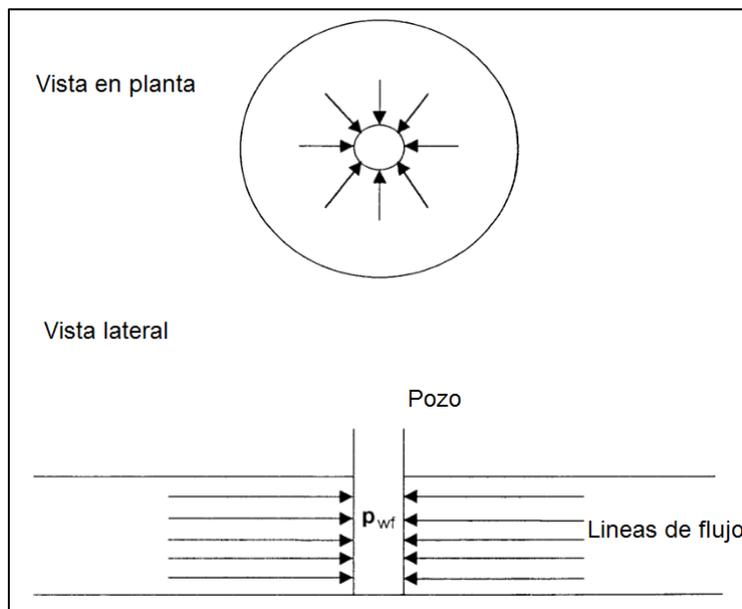


Figura I.5 Vista en planta y lateral de la geometría de flujo radial (Modificado de Tarek, 2010)⁸

I.3.2.2 Flujo lineal

El flujo lineal ocurre cuando las trayectorias de flujo son paralelas y los fluidos fluyen en una misma dirección. Además, para fluir, el área de la sección transversal debe ser constante. La Figura I.6 muestra un sistema ideal de flujo lineal, con una dirección del punto P_1 al punto P_2 , con un área transversal constante "A". Una aplicación común de las ecuaciones de flujo lineal es usada en las fracturas hidráulicas como se muestra en la Figura I.7.

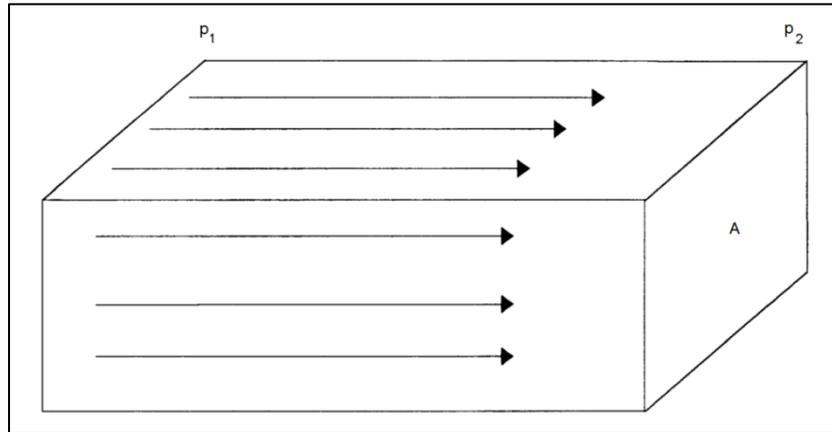


Figura I.6 Geometría de flujo lineal ideal (Modificado de Tarek, 2010)⁸

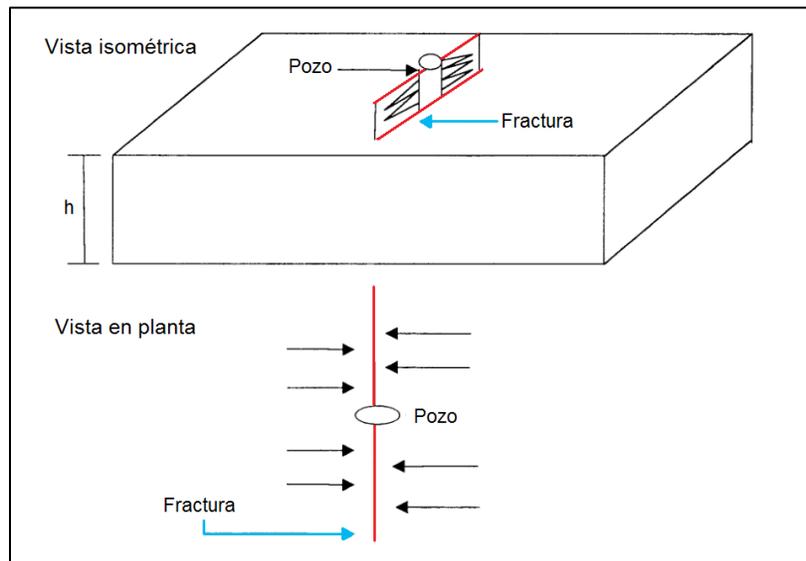


Figura I.7 Geometría ideal de flujo lineal en fracturas (Modificado de Tarek, 2010)⁸

I.3.2.3 Flujo esférico y hemisférico

Dependiendo del tipo de configuración de la terminación del pozo, es posible tener una geometría de flujo esférica o hemisférica cerca del pozo. Un pozo con un intervalo limitado disparado podría resultar en un flujo esférico en la vecindad de los disparos como se muestra en la Figura I. 8-a. Un pozo que solo penetra parcialmente la zona productiva, como se muestra en la Figura I.8-b, podría resultar en un flujo hemisférico.

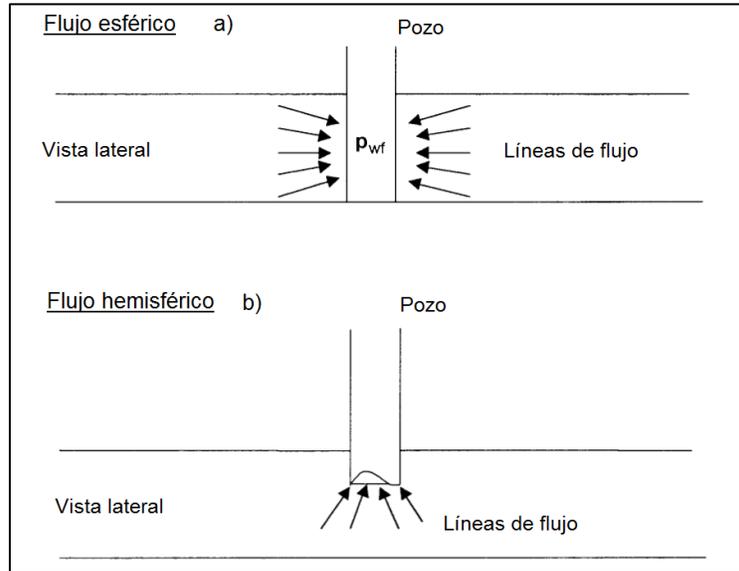


Figura I.8 Geometría de flujo esférico y flujo hemisférico de acuerdo al tipo de terminación en el pozo (Modificado de Tarek, 2010)⁸

I.4 Yacimientos de gas de lutitas

En la década de los setentas el Departamento de Energía de los Estados Unidos comenzó una serie de estudios concentrados en los *plays* de gas de lutitas (Shale Gas Project), enfocados en la caracterización geológica y geoquímica de los potenciales yacimientos no convencionales, así como estudios de ingeniería encaminados al desarrollo de operaciones de estimulación masiva.

En los ochentas se inició la producción económica del primer yacimiento no convencional de los Estados Unidos: Barnett Shale, esto impuso el estudio y evaluación de otras formaciones de lutitas del Devoniano y Carbonífero de los Estados Unidos. A pesar de esto el verdadero auge del gas/aceite de lutitas en el mundo se ha dado recientemente, el desarrollo de estos yacimientos se ha dado gracias a los pozos horizontales y al fracturamiento hidráulico masivo.

Las características que deben de cumplir este tipo de yacimientos para que sean económicamente viables son las siguientes:

- Riqueza orgánica mayor al 2% para gas; en aceite este valor puede variar.

- Madurez térmica mayor al 0.7 Ro% (reflectancia de la vitrinita).
- Espesor de más de 30 metros y gran extensión areal.
- Fracturabilidad (contenido de arcillas preferente menor a 40%).
- Sobrepresión
- Profundidad

Los últimos dos parámetros (sobrepresión y profundidad), son relativos, ya que no hay valores precisos para afirmar si es o no económicamente viable, primeramente se tendría que hacer una evaluación económica para poder confirmar su viabilidad.

Cabe señalar que aunque la tesis está enfocada únicamente en el gas de lutitas, las secciones posteriores hablan también sobre el aceite de lutitas, ya que formación, geología y demás características están relacionadas.

I.4.1 Geología

La geología es de los factores más importantes a caracterizar en un yacimiento de lutitas, pues va completamente ligada con el tipo y la cantidad de materia orgánica. La acumulación de la materia orgánica depende de factores específicos como lo son: gastos de producción, destrucción y disolución. Estos factores determinarán el contenido y la heterogeneidad de materia orgánica en el yacimiento.

En estudios recientes se ha encontrado que a pesar de que las formaciones de lutitas son ricas en materia orgánica y que además pueden tener cientos de metros de grosor del espesor (que pueden aparecer con gran homogeneidad), la variabilidad vertical en la riqueza de materia orgánica puede variar en escalas menores a un metro. (Passey, 2010)⁶. La heterogeneidad vertical observada puede estar directamente ligada a la geología y condiciones bióticas desde el momento en que se depositó el material; se debe tener en cuenta que estos sedimentos de granos finos son depositados muy lentamente y posteriormente se compactan y litifican. En esencia todas las lutitas tienen alto contenido orgánico, la construcción básica de bloques de esta roca está controlada por la estratigrafía. La unidad básica puede ser descrita como una parasecuencia. Estos patrones de depósito se repiten comúnmente docenas de veces, se apilan en conjuntos de parasecuencias y finalmente son delimitadas por los bordes de la secuencia. La rigurosa caracterización de estos paquetes permite el entendimiento y la exploración de los mejores intervalos.

Para poder predecir exitosamente el potencial de las rocas generadoras o yacimientos de gas de lutitas, se requiere interpretar varios factores, como lo es la integración de las placas tectónicas, geodinámica, y un desarrollo estructural con base en la reconstrucción de los paleo-ambientes a su vez basados en los modelos de ocurrencia.

La acumulación de la riqueza de la materia orgánica (*organic matter rich rocks*, ORR) en los ambientes de depósito es una compleja función de muchos procesos interactivos (como se discute ampliamente en Bohacs et al., 2005), y las tres principales variables por las cuales está controlada

son: tasa de producción, tasa de destrucción y tasa de disolución. El enriquecimiento significativo de la materia orgánica ocurre donde la producción de materia orgánica es maximizada, la destrucción es minimizada, y la disolución por material clástico o biogénico es optimizada, en una área con suficientes gastos de alojamiento para acumular un espesor significativo de sedimentos.

I.4.2 Mineralogía

La mineralogía es un parámetro muy importante para poder determinar la fragilidad y la ductilidad de una lutita, el contenido de minerales como el cuarzo, carbonatos y arcilla determinarán significativamente los parámetros elásticos, lo que a la vez determinará la efectividad del fracturamiento hidráulico.

Las formaciones de lutitas con alto porcentaje de cuarzo y carbonato comúnmente tienden a ser frágiles y fracturables, lo que provoca un gran número de fracturas pequeñas inducidas cuando se estimula a la formación. Por otro lado, las formaciones de lutitas con alto contenido de arcillas se comportan de manera muy dúctil cuando se la da una estimulación hidráulica. Solo si la roca tiene un porcentaje de arcilla menor al 40% se considera que es fracturable.

La composición mineralógica en los yacimientos de lutitas evidentemente varía mucho de yacimiento en yacimiento. La Figura I.9 muestra un diagrama ternario basado en cuarzo, total de arcilla y total de carbono en el cual se muestra la composición de dos *plays* de Estados Unidos, Barnett y Eagle Ford, los cuales contrastan con la composición de una lutita gasífera rica en contenido arcilloso. Como se puede ver la variación composicional abarca casi toda la gráfica aquí mostrada. Los *plays* que actualmente producen tienden a estar por debajo del 50% de contenido arcilloso. Un *play* que tenga un contenido de más de 50% en cuarzo o en carbono tiende a ser más frágil, por lo tanto responde mejor a los trabajos de estimulación hidráulica (Passey, 2010)⁶.

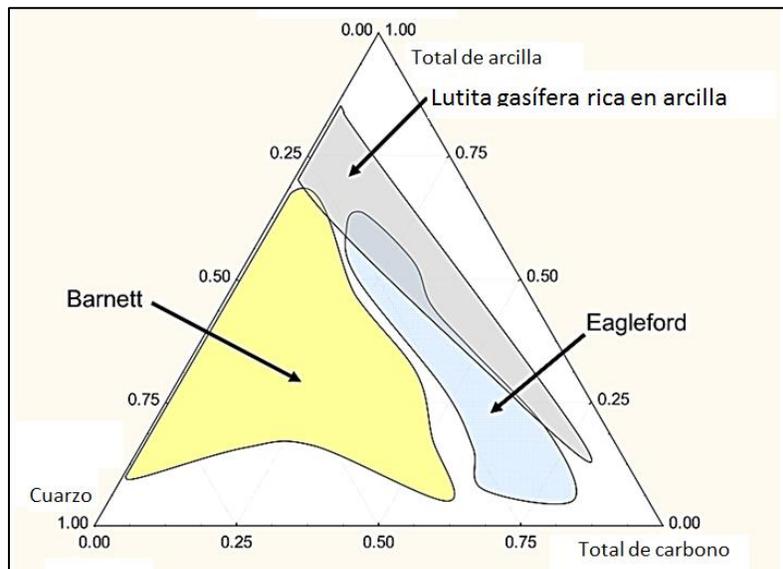


Figura I.9 Composición mineralógica en distintos yacimientos de gas de lutitas (Modificado de Passey, 2010)⁶

La variación mineralógica en los yacimientos de lutitas no solo ocurre a una escala de metros, sino que también ocurre a escala de centímetros e inclusive de milímetros. La heterogeneidad vertical de la litología en las lutitas generalmente excede a la encontrada en las areniscas.

Debido a que la materia orgánica que se convertirá en kerógeno es depositada al mismo tiempo que los sedimentos de rocas con minerales, es importante tener en cuenta que el volumen ocupado por el kerógeno es mucho mayor en porcentaje de volumen que el que ocupará en porcentaje de peso; esto se debe a la baja densidad de la materia orgánica comparado en las rocas contenidas con minerales.

El impacto de esto se puede ver en el siguiente ejemplo: Woodford que se considera que tiene un baja madurez con R_o (reflectancia de la vitrinita) de 0.58, y LOM (nivel de metamorfismo orgánico) de 8, en este caso el contenido total de materia orgánica es de 20.9% en peso, pero el correspondiente porcentaje en volumen de kerógeno es de cerca de 40%. Entonces pequeñas cantidades de porcentaje en peso de materia orgánica tienen casi el doble de impacto en términos de porcentaje en volumen. Esto es de vital importancia, ya que los registros responden a porcentajes de volumen (Passey, 2010)⁶.

I.4.3 Petrofísica

El almacenamiento y migración de los hidrocarburos en la litología del tipo lutítico es muy complejo, lento, y además no se comprende con exactitud, esto se debe al pequeño tamaño de los poros y la baja permeabilidad. Es por eso que es de vital importancia fracturar masivamente la formación, para poder producir a gastos económicamente viables. El principal obstáculo radica en la obtención de datos precisos y confiables de la porosidad y de la permeabilidad, debido a que las metodologías, técnicas y la manipulación de las muestras por los laboratorios se encuentran en debate y con resultados no comparables. Además de esto se han hecho estudios que indican que la porosidad relacionada a este tipo de formaciones también se puede dar debido a fragmentos de fósiles, que pueden ser muy importantes, tanto como en términos de almacenamiento como en términos de migración. Un claro ejemplo es la formación de Barnett, de la cual se sabe que casi toda su porosidad proviene de la descomposición de la materia orgánica (Passey, 2010)⁶.

La naturaleza de la porosidad dentro de las formaciones ricas en materia orgánica puede darnos una idea de cómo funcionan y que procedimientos usar para poder caracterizar la porosidad así como la variación de los fluidos. Dentro de los yacimientos siliciclásticos convencionales, hay una clara y evidente diferencia entre la porosidad intergranular y la porosidad secundaria dentro de los granos (porosidad intragranular), tales como los microporos en los fragmentos de las rocas, arcillas diagenéticas, y granos detríticos parcialmente disueltos (feldespatos, fragmentos de roca). Una vez que se introducen las arcillas detríticas y otras partículas muy pequeñas, se vuelve más complicada la diferenciación entre los poros llenos de líquido y el material sólido (Passey, 2010)⁶.

Los minerales de arcilla sólidos más comunes que se encuentran en los sistemas detríticos son la caolinita, clorita, y una capa mixta de illita. Todas las arcillas tienen hidróxilos como parte de su estructura cristalina, y aunque la lectura del registro de neutrón se ve afectado por el hidróxilo, es

importante reconocer que esto no es agua, ni tampoco parte de la porosidad total de la roca. Solo la illita es inherentemente radioactiva, aunque pequeñas cantidades de torio se puedan encontrar en la sustitución de la estructura cristalina de la familia de las arcillas montmorillonita. Debido al tamaño tan pequeño de las arcillas, una gran cantidad del agua de la superficie es asociada con los minerales arcillosos, tanto como agua absorbida, la cual tiene una doble capa que contiene cationes conductores de electricidad, o como agua sostenida por fuerzas capilares. A veces, todos estos se conocen como “agua de arcilla unida” pero la medición cuantitativa y la diferenciación entre ellas es problemático e impreciso, sobre todo si se opta por usar la saturación del agua como un indicador del volumen de agua (Passey, 2010)⁶.

La mayoría de los granos siliciclasticos mojados con agua indican que hay una capa muy delgada(o doble capa) de agua en la superficie de los granos; para areniscas, el volumen de esta agua es insignificante en comparación con el volumen del espacio vacío entre los granos. En rocas de grano fino, tales como las lutitas, el tamaño de la partícula es de magnitud más pequeña, y por lo tanto el área de superficie es mayor, ya que esta tiene superficie externa e interna. En rocas ricas en arcilla, el agua relacionada con las superficies de arcilla es significativo en relación con la porosidad total y, además, para algunos tipos de arcillas (esmeclitas / montmorillonitas), existe una capa intermedia de agua que algunos consideran parte de la porosidad total del sistema y otros consideran parte de la estructura cristalina. La naturaleza y los mecanismos de unión para la superficie del agua se han estudiado durante décadas, y sigue siendo un punto de discusión científica (Passey, 2010)⁶.

Para todas las arcillas existe aún otra confusión sobre las definiciones de porosidad: los iones hidróxilos (OH-) que ocupan los sitios de la red cristalina en la capa octaédrica de la mayoría de las arcillas, no son en realidad agua líquida y no conducen la electricidad a través de conducción iónica. Sin embargo, el hidrógeno en el hidróxilo es detectado por las herramientas del registro de neutrón estándar y siendo esta la causa de la separación de rutina entre neutrón y densidad observado en la marca de arcilla (Passey, 2010)⁶.

Además, la porosidad interparticular existe entre los granos de arcilla, siendo análogos a la porosidad intergranular en las areniscas, a diferencia que en las rocas ricas en arcilla los poros son mucho más pequeños debido a los tamaños de granos son más pequeños. Los poros intergranulares de arcilla son muy pequeños, y aunque las dimensiones están más allá del orden de la superficie del agua, las fuerzas capilares son comúnmente buenas. Surge la pregunta si el agua unida capilarmente es parte de la porosidad total de la roca, o se incluye como parte del término “difusa”. El problema se agrava cuando las mediciones de porosidad se realizan sobre muestras no preservadas (Passey, 2010)⁶.

1.4.3.1 Medición de la porosidad

El método utilizado para medir la porosidad en las lutitas es triturando la roca a un tamaño de partícula específico y se mide el volumen del grano de las muestras trituradas utilizando el picnómetro; sin embargo se ha reportado que al utilizar muestras secas, la medida de la porosidad

depende del tamaño del grano usado para la medición. El volumen de la masa de la muestra intacta es encontrado antes de la trituración, se obtiene usando el método de desplazamiento de volumen en el que la muestra se sumerge en un fluido, por ejemplo el mercurio.

Analizar con este método distintas muestras de un mismo intervalo y en distintos laboratorios puede arrojar valores distintos, los cuales posiblemente sean desiguales debido al manejo que le pudieron dar a la muestra, tal como la trituración y el ambiente al que estuvieron expuestas las muestras.

Un volumen de lutitas típico está compuesto de minerales inorgánicos y de materia orgánica, además de los espacios porales que hay entre estos componentes. Uno de los motivos por los cuales laboratorios obtiene valores distantes es, probablemente, a la definición que cada quien utiliza para el término porosidad. Algunos laboratorios reportan como “porosidad total en seco”, al espacio de poro que contiene a los hidrocarburos, al agua móvil y al agua irreductible compuesta de capilares, mientras que otros reportan “porosidad efectiva” o “seca-húmeda” a la porosidad a la que no incluye el espacio poroso ocupado por la superficie de arcilla mojada. Desafortunadamente la medición del agua que cubre a la arcilla, no es muy exacta o precisa, debido a condiciones variables bajo las cuales se mide (por ejemplo: temperatura, humedad), lo que dificulta al transformar de una porosidad efectiva a una porosidad total (Passey, 2010)⁶.

Los métodos de trituración de la roca en yacimientos de lutitas para poder medir la porosidad proveen resultados de forma rápida. Anqué se debe recordar que las mediciones en laboratorio son distintas a las condiciones *in situ*, debido a que en laboratorio no hay los esfuerzos que si están presentes en el yacimiento.

I.4.3.2 Medición de la permeabilidad

La permeabilidad absoluta de las rocas convencionales es medida bajo los esfuerzos del yacimiento usando métodos tales como la ecuación del estado estacionario y las pruebas de presión (i.e. aumento o decremento de la presión en el yacimiento). Para los yacimientos de gas de lutitas, el método comúnmente utilizado es similar al publicado por el Gas Research Institute (Passey, 2010)⁶, donde la permeabilidad de la matriz de la roca es medida usando una caída presión en muestras de rocas trituradas.

Tal y como en la medición de la porosidad, los valores de la permeabilidad de la matriz de la roca triturada con ausencia de los esfuerzos del yacimiento puede ser muy diferentes a los valores reales. Y al igual que en la medición de la porosidad los valores arrojados por distintos laboratorios pueden ser muy diferentes, en algunos casos por órdenes de dos y tres en magnitud. Estas discrepancias se deben obviamente, al distinto manejo que le dieron a la muestra, pero además también influye que cada laboratorio usa sus propias fórmulas para poder concluir un resultado, lo que sugiere la necesidad del uso de un estándar en toda la industria en normas y en procedimientos para evitar diferir en los resultados (Passey, 2010)⁶.

I.4.4 Geomecánica

Las propiedades geomecánicas de un yacimiento de gas de lutitas están controladas en gran medida por sus características geológicas. En este tipo de yacimientos se deben predecir los valores relativos de fragilidad y ductilidad, dos parámetros usados para medir la resistencia de la roca así como la deformación en el Módulo de Young y el Módulo de Poisson. Se realizan análisis en laboratorios, en estas pruebas se realizan esfuerzos de compresión triaxiales en la roca, esto con el fin de determinar los módulos estáticos. Para poder obtener los módulos dinámicos se realizan pruebas de velocidad ultrasónica. Según Passey (2010)⁶, en 2009 Britt y Schoeffler et al., concluyeron que para que un yacimiento de lutitas sea prospectivo de ser explotado este tiene que tener altos valores en el Módulo de Young (mayor a 3.5×10^6 [lb/pg²]) y además bajos valores del Módulo de Poisson (menor a 0.25). Además de estos datos encontrados estos autores también han hallado que las lutitas prospectivas responden a la correlación dinámica-estática del Módulo de Young para rocas clásticas.

I.4.5 Geoquímica

La geoquímica es de los aspectos fundamentales para poder afirmar la existencia de un *play* de lutitas de gas o aceite. El contenido orgánico total (%TOC), calidad (tipo de kerógeno) y madurez térmica (reflectancia de la vitrinita) son algunos de los parámetros para confirmar el potencial de un yacimiento de lutitas.

Para que una unidad pueda considerarse con potencial de yacimiento no convencional se debe de cumplir con:

- Madurez térmica igual o superior al comienzo de la ventana de generación de petróleo (Ro mayor o igual a 0.5% de preferencia mayor a 0.7%).
- Contenido de riqueza orgánica total superior al umbral mínimo establecido de 2% para gas.

En cuanto al tipo de materia orgánica, se puede decir que esta materia comúnmente está asociada a ambientes marinos o lacustres. En 1985 los geoquímicos orgánicos Tissot y Welbe usaron relaciones de carbón-hidrógeno y carbón-oxígeno para poder describir los distintos tipos de materia orgánica (o kerógeno) que puede haber en las lutitas, las cuales han generado muchos de los hidrocarburos que provienen de yacimientos convencionales; el kerógeno Tipo I y Tipo II provienen de material de algas y material herbáceo, tienen altas relaciones carbón-hidrógeno, y típicamente generarán aceite durante la fase de maduración térmica asociada al sepultamiento, tiempo y temperatura. El kerógeno Tipo III está compuesto en su mayoría de madera y generará gas durante la maduración termogénica.

Es inminente decir que el contenido de materia orgánica varía de yacimiento en yacimiento, en la Figura I.10 se muestran las variaciones en el tipo de kerógeno de distintos *plays* de Estados Unidos.

Como se dijo anteriormente los parámetros principales para identificar el contenido de materia orgánica son el porcentaje total del carbón, el nivel de maduración de la roca (asociado este factor a la reflectancia de la vitrinita), y el tipo de materia orgánica.

La examinación de docenas de formaciones de lutitas en el mundo indica claramente que la porosidad total y el contenido de gas está directamente asociado con el contenido total de materia orgánica.

Finalmente en la Figura I.11 se muestra una comparación entre distintos *plays* de lutitas de Estados Unidos en cuanto a contenido orgánico total.

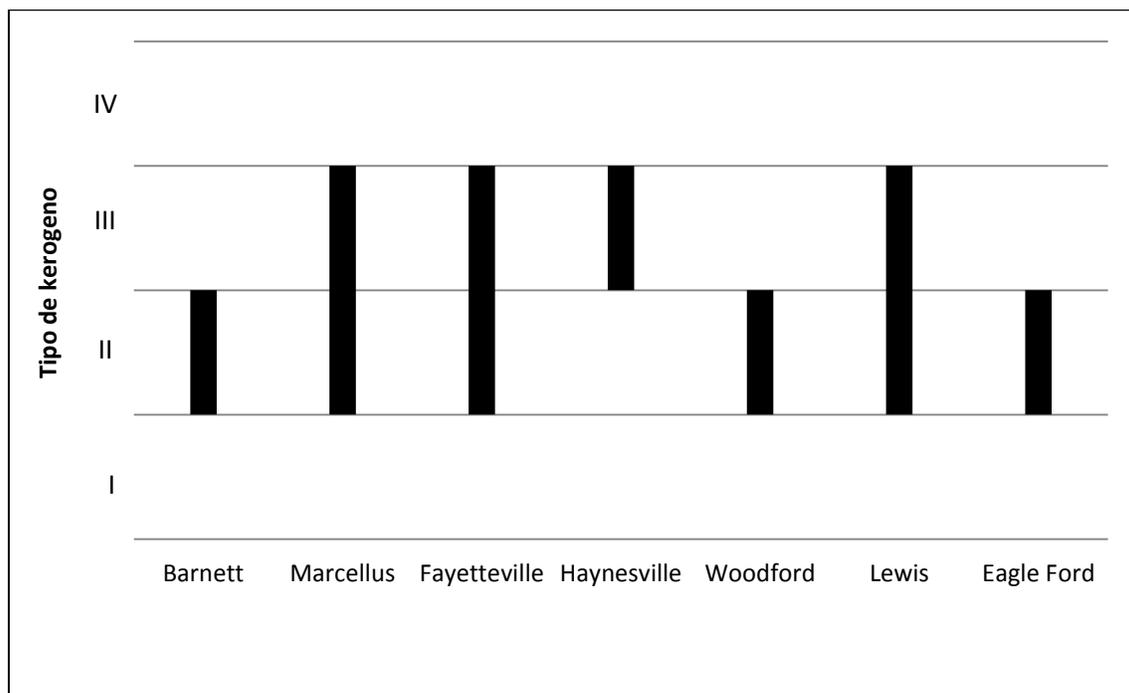


Figura I.10 Comparación del tipo de kerógeno entre distintos *plays* de lutitas de Estados Unidos (Modificado de Askenazi, 2013)¹

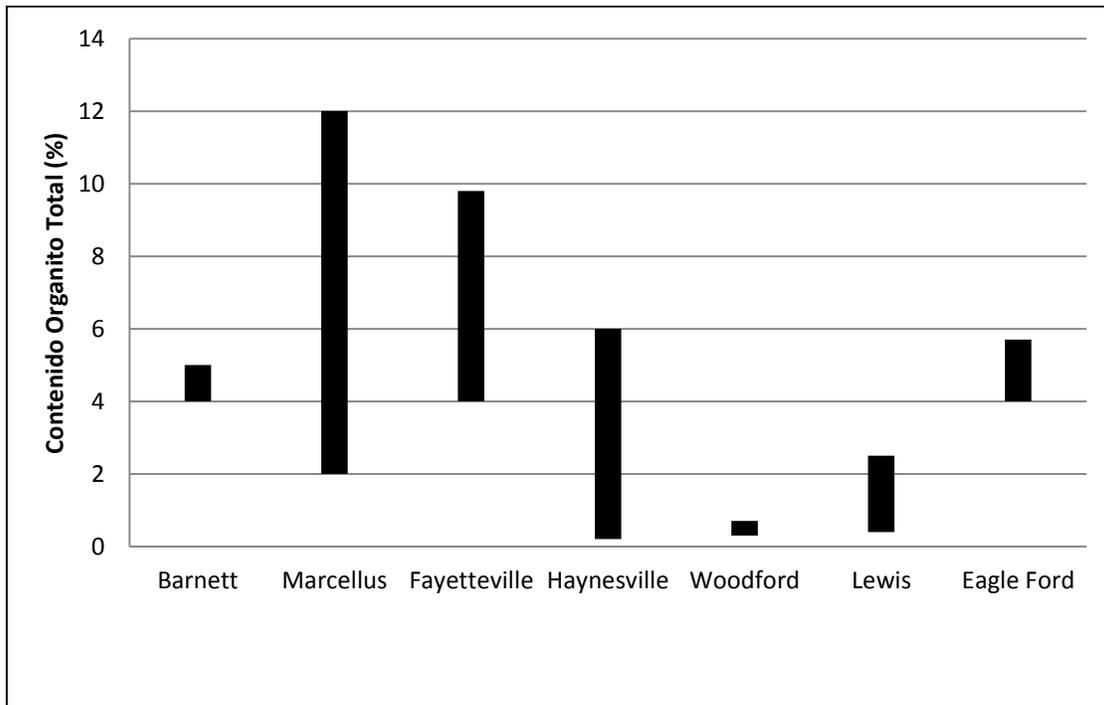


Figura I.11 Comparación de los rangos de Contenido Orgánico Total (TOC) en los principales *plays* de lutitas de Estados Unidos (Modificado de Askenazi, 2013)¹

I.5 Técnicas para explotar los yacimientos de lutitas

I.5.1 Pozos horizontales

La tecnología de los pozos horizontales tomó más de medio siglo para pasar de terminaciones a agujero descubierto a pozos entubados, como de los que se disponen hoy en día. El objetivo de los pozos horizontales es aprovechar una mayor área de contacto con la formación y producir desde todo el intervalo, pero a pesar de haber obtenido experiencia al perforar y al producir en pozos horizontales, no es posible lograr aprovechar toda el área de contacto ya que los yacimientos no son horizontalmente homogéneos. Con suficiente información del yacimiento se pueden explotar zonas horizontales heterogéneas, incluso cuando el yacimiento tiene: fracturas naturales; cambios de facies; o inclusive con fallas; esto se ha logrado aislando los intervalos seleccionados.

Inicialmente los pozos horizontales eran terminados sin cementación mediante un liner ranurado a menos que la formación fuera demasiado consolidada para dejarla en agujero abierto, ambos métodos creaban dificultades para poder determinar las zonas productoras, prácticamente era imposible seleccionar la zona correcta. En las formaciones de gas de lutitas se puede optar por dejar el pozo en agujero abierto o también por cementarlo y entubarlo, siendo más común la segunda mencionada.

El dejar el pozo en agujero abierto tiene varias ventajas económicas, pero se tienen problemas al intentar seleccionar intervalos para el fracturamiento múltiple. Las terminaciones a agujero abierto usan empacadores y válvulas, las cuales tienen ciertas ventajas en cuanto a la reducción de tiempos, pero desventajas en cuanto al tamaño de la tubería y la complejidad mecánica (King, 2010)⁴.

Por otra parte los pozos horizontales entubados y cementados son el común denominador a la hora de explotar un yacimiento de lutitas, estos métodos de terminación han sido usados en Fayetteville (King, 2010)⁴ y en Marcellus (y otros yacimientos de lutitas del Devoniano). Una buena cementación es crucial para aislar el intervalo correctamente, y así poder desarrollar las etapas de fracturamiento con éxito. Este tipo de terminación es muy usual, aunque algunos autores advierten que una invasión de cemento puede causar severos daños en las formaciones donde las fracturas naturales pueden abrirse durante la terminación.

Los nuevos pozos horizontales son perpendiculares a la dirección de las fracturas, comúnmente con largos desde 750 metros hasta más de 1,600 metros, siendo usualmente cementados y entubados, o aislados con empacadores, esto en con fin de permitir el fracturamiento en múltiples etapas (King, 2010)⁴.

I.5.2 Fracturamiento hidráulico

Desde que en 1949 la compañía Stanolind Oil introdujera el fracturamiento hidráulico, cerca de 2.5 millones de tratamientos de fracturamiento hidráulico han sido ejecutados a nivel mundial (Montgomery, 2010)⁵. Se considera que hoy en día aproximadamente 60% de los pozos perforados son estimulados con fracturamiento hidráulico. La estimulación a base del fracturamiento hidráulico no solo incrementa los gastos de producción, sino que además adiciona reservas (9 mil millones de barriles de aceite y más de 700 billones de pies cúbicos de gas adicionados desde 1949 solo en las reservas de Estados Unidos) las cuales de otra manera no hubieran sido posible desarrollar económicamente (Montgomery, 2010)⁵. Además a través de este método se acelera la producción, lo que incrementa el valor presente de las reservas.

El uso del fracturamiento hidráulico ha crecido vertiginosamente en la última década, a pesar de los bajos precios del gas, esta estimulación ha tomado su punto más alto de ejecución en Norteamérica, tanto es la demanda que en algunos casos se tienen hasta nueve meses de retraso. En el mundo se investiga el claro potencial de los recursos no convencionales (gas de lutitas/gas de arenas compactas), los cuales solo producen a gastos comerciales con ayuda del fracturamiento hidráulico.

Estrictamente hablando el fracturamiento hidráulico es un método de estimulación de pozos, con el cual se modifica el efecto del daño. Esta estimulación beneficia la producción en formaciones de permeabilidad baja a moderada, es decir remueve o reduce el daño para que la formación pueda aportar fluidos al pozo. En el caso de las formaciones de lutitas el fracturamiento hidráulico crea canales de flujo para que el yacimiento pueda aportar fluidos. Esto se logra inyectando un fluido a alta presión, hasta sobrepasar la presión de fractura de la formación, con el objetivo de fracturarla

y crear canales de flujo, además del fluido fracturante se bombea un apuntalante, la cual evita que las fracturas creadas se cierren.

A diferencia de un fracturamiento en un yacimiento convencional, el fracturamiento en yacimientos de gas de lutitas se ejecuta en múltiples etapas, a continuación se mencionan las consideraciones críticas para lograr un fracturamiento exitoso.

- *Selección del intervalo a fracturar*

Comúnmente las etapas de fracturación se distribuyen en el pozo a la misma distancia, pero debido a que la formación no es homogénea no se aprovecha en la totalidad cada fractura proyectada. Los análisis en lutitas comienzan a ser más valorados y más practicados debido a que se puede enfocar la fractura según nos convenga, y así poder incrementar la producción y mantenerla por más tiempo. Algunos métodos para identificar la zona correcta son: composición de gas proveniente del lodo; tasa de penetración de la perforación; variación del módulo y de los esfuerzos obtenidos con los registros sínicos; saturación de agua; mineralogía de los recortes y otras valoraciones petrofísicas.

El análisis del lodo nos muestra el nivel de liberación del metano, y pruebas más específicas podrían mostrar valores tanto de metano como de etano. Estos gases tienen diferente absorción isotérmica en las lutitas. Inicialmente los componentes del metano en el gas serán más altos, y los componentes del etano se incrementarán por la desorción conforme baje la presión. La comparación total del metano y la relación de metano-etano a lo largo del pozo, podría dar un indicio del tipo de método de almacenamiento del gas, y la presencia de un incremento en la porosidad o de fracturas naturales. El registro sínico puede ser útil para identificar la variación de los módulos (King, 2010)⁴.

El incremento en la saturación del agua es visto como perjudicial, aunque es normal encontrar lutitas con una moderada saturación de agua. Las moléculas de agua son ligeramente más pequeñas que las moléculas de metano, y pueden crear bloques en pequeños poros. Si la formación tiene altas saturaciones de agua, la permeabilidad efectiva de la matriz pudiera ser inexistente y aun fracturándola esta podría no aportar fluidos.

En cuanto a minerales, especialmente sílice, calcio, dolomía y arcilla son claves para identificar que tan quebradiza puede ser la roca. En general, las lutitas prospectivas tienen limitaciones en su constitución en cuanto a arcilla (generalmente menos del 40%), Módulo estático de Young de más de 3.5×10^6 [lb/pg²], los rangos del Módulo estático y Módulo dinámico de Young son consistentes con los yacimiento clásticos, y con suficiente fragilidad para que fluya el gas en condiciones de confinamiento efectivo a través de una grieta sin apuntalar por los esfuerzos del yacimiento (King, 2010)⁴.

- *Terminación (disparos)*

El diseño en la terminación de un pozo cementado tiene un enorme impacto en la efectividad de ejecutar un fracturamiento multi-etapa.

La distancia de los pozos horizontales comenzó con longitudes por el orden de los 2,000 pies, y se están incrementando a consecuencia de que la perforación horizontal está mejorando, ahora las

longitudes son de 3,000 a más de 4,000 pies (King, 2010)⁴. Pozos más largos usualmente tienen menores costos por pie perforado si las etapas de fracturamiento son exitosas.

Las especificaciones en la selección de los cargadores de los disparos y las pistolas están claramente bien definidos, pero no todas son absolutas. Una selección normal en la profundidad de cargas de penetración es con fase de disparo de 60°, enfocando para alcanzar una perforación de aproximadamente un centímetro con distancia entre disparos menores a 4 diámetros del pozo (Holditch, 2010)⁴

- *Selección de la tubería*

La selección de la tubería en pozos de gas de lutitas es similar a la de los otros pozos, a excepción de que aquí se deben considerar los altos gastos de bombeo de agua lo que significa altas presiones y además de soportar hasta más de veinte tratamientos de fracturamiento. Tubería de revestimiento de tamaños de 4-1/2 [pg] y 5-1/2 [pg] son comunes. En algunas áreas con gas termogénico (i.e. pocas cantidades de CO₂), muchos operadores usan N-80 o L-80, algunos usan P-110 para trabajos de altas presiones. En áreas con significativa generación de gas de origen bacteriano (alto contenido de CO₂), se requiere el uso de tuberías 13-Cromo.

- *Orientación del pozo, espaciamiento del pozo y espaciamiento de la fractura*

La orientación del pozo tiene cierta relevancia a la hora de producir en un yacimiento de lutitas. En la formación de Barnett se ha encontrado que los pozos localizados en áreas centrales, donde las barreras de las fracturas están presentes, la orientación del pozo puede ser importante, pero no de gran relevancia en el aspecto económico. En cambio en otras áreas, en donde hay riesgos geológicos, la orientación del pozo e incluso la dirección de las fracturas puede significar una gran diferencia en la producción. La principal dirección de la fractura es usualmente casi perpendicular al mínimo esfuerzo horizontal. La orientación de las fracturas naturales y las fracturas inducidas crecen en direcciones similares, aunque las variaciones de esfuerzos locales pueden crear excepciones.

Las mejores terminaciones según King, (2010)⁴ para maximizar la recuperación toman en cuenta las siguientes consideraciones, las cuales son específicas para el yacimiento de lutitas que se esté desarrollando:

- Conocimiento de la dirección de la fractura y una óptima dirección del pozo.
- Suficiente conocimiento de la mecánica de la roca para poder efectuar disparos eficientes y poder desarrollar las fracturas dominantes y maximizar la complejidad de la fractura.
- Conocimiento de la máxima interferencia entre fractura y fractura, tanto en el mismo pozo como en pozos adyacentes.
- Conocimiento de si el fracturamiento simultaneo incrementa la producción.

El espaciamiento óptimo de los pozos y las fracturas a lo largo del pozo está controlado por la elección entre perforar más pozos para drenar el objetivo con pocas fracturas, o el tener pocos pozos pero con más etapas de fracturamiento. Para poder tomar esta decisión se requiere:

- Calcular un balance entre costo/beneficio de las etapas de fracturamiento extras vs el costo beneficio de más pozos.
-

- Capacidad para propagar de forma estable y fiable las fracturas en estrecha proximidad en las áreas deseadas.
- Generación de ingeniería de producción especificada en lutitas para alcanzar la máxima recuperación del gas.

▪ *Selección del método de fracturamiento y de los materiales*

Aunque el fracturamiento con agua viscosa ha dominado los trabajos de fracturamiento en lutitas, no debe de asumirse que es el fluido para todas las formaciones, sobre todo si las necesidades del apuntalante son específicas. Si las características del yacimiento son favorecedoras al fracturamiento con agua viscosa entonces se debe considerar esta tecnología en el pozo candidato. Los principios y materiales de esta tecnología están ampliamente desarrollados en los 8,000 pozos de Barnett. (King, 2010)⁴.

El fracturamiento con agua viscosa en un método de fracturamiento muy simple, el cual usa una mínima cantidad de polímeros y arena de baja capacidad de arrastre como cualquiera de los geles lineales o reticulados. Este método no es ideal para todos los yacimientos de lutitas, e incluso puede no ser el correcto. La decisión de elegir entre agua viscosa, geles fracturantes, fluidos asistidos con gas o híbridos debe de estar basada en las características individuales del pozo, así como de los requerimientos para lograr una producción estable. La elección del método está enfocada a aumentar el área de contacto con el yacimiento, a satisfacer las necesidades de la colocación del apuntalante y a lograr el éxito en la producción. En resumen el método de fracturamiento con agua viscosa puede romper las fisuras, micro-grietas, fracturas naturales y los límites de los estratos, abriendo una gran superficie de contacto, pero este método también puede ocasionar una baja concentración de la arena y provocar un rápido asentamiento del apuntalante, provocando así una limitada capacidad de flujo de la fractura.

El fracasar en crear conductividad en toda la altura de la fractura puede limitar bruscamente la productividad de algunas formaciones. En algunos casos, la parte superior de la fractura sin apuntalar (con entornos de baja tensión), podría tener suficiente capacidad de flujo para que fluya gas en la parte inferior, pero no la suficiente como la que tendría el área total de la de la fractura sin apuntalar.

Britt en 2006 publicó un trabajo de las limitaciones del fracturamiento con agua viscosa haciendo énfasis en las arenas compactas. Su guía está basada tanto en las mediciones geomecánicas como en un moderno simulador de fracturamiento con geometría de doble ala, y ofrece como punto de partida la selección de fracturamiento con agua viscosa. Sin embargo en yacimientos de lutitas con alta complejidad, el fracturamiento con geometría de doble ala puede no ser conveniente a distancias individuales cortas y el desarrollo de fracturas naturales en canales de flujo (King, 2010)⁴.

Otros factores que influyen en la selección de fluidos, son el costo de los mismos, la comunicación del pozo a la fractura y el efecto de daño de que pueden provocar algunos de componentes de los fluidos fracturantes. Anteriormente la tecnología del gel reticulado usaba una alta carga de polímeros y iones de metal, los cuales eran más dañinos que la mayoría de los geles reticulados de

borato con considerablemente menos carga de polímeros. Ha habido otras propuestas de fluidos tales como espuma, nitrógeno puro, gas licuado gelificado, nitrógeno criogénico, propelentes, gas natural licuado, CO₂ licuado, geles tensoactivos, etc. (King, 2010)⁴.

Capítulo II

Declinación de la producción en yacimientos convencionales

II.1 Definición

Los dos problemas básicos en la estimación del comportamiento de un pozo son: la determinación de la longevidad del pozo y la estimación del volumen de producción. A menudo uno o ambos problemas pueden ser resueltos por cálculos volumétricos, pero no siempre hay suficientes datos para poder dar un resultado concreto. En algunos casos, la posibilidad de extrapolar la tendencia de algunas características variables tales como la producción del pozo puede ser de gran ayuda. La característica variable más fácil de manipular y siempre disponible de un pozo produciendo es el gasto, y usar esta variable es la manera más lógica para encontrar la respuesta de los dos problemas mencionados anteriormente.

Graficando cada gasto de la producción variable contra el tiempo, o contra la producción acumulada, y extrapolando la curva podremos encontrar el límite económico. El punto de intersección de la curva extrapolada con el límite económico entonces nos indica la vida futura posible del pozo o el volumen del hidrocarburo a recuperar. La base de tal estimación es la suposición de que el comportamiento futuro del pozo será gobernado por cualquier tendencia o relación matemática a la que haya obedecido en el pasado. Esta suposición pone al método de la extrapolación en un fundamento estrictamente empírico por lo cual a veces este método puede arrojar resultados inferiores a que dan los métodos volumétricos más exactos.

El gasto de producción del pozo, graficada contra el tiempo en papel cartesiano, generalmente muestra una rápida caída en el comienzo, el cual tiende a disminuir a un tiempo futuro. Cambios en el método de producción, pérdidas en la eficiencia del equipo de levantamiento y cierres por reparaciones en el pozo, generalmente interrumpen la continuidad de la curva de declinación de la producción, y se requiere el uso de métodos estadísticos o matemáticos para suavizar la tendencia.

El primer y más obvio enfoque matemático de una curva de declinación de la producción, considera que el gasto de la producción a un tiempo dado es una fracción constante de un gasto anterior, o en otras palabras, que el gasto de producción durante los intervalos de tiempo iguales forman una serie geométrica. Esto también implica que la producción caerá en un intervalo constante dado a una fracción fija o un porcentaje del gasto de producción anterior. La primera referencia en la literatura de este tipo de declinación fue hecha por Arnold y Anderson en 1908. Esta caída de la producción, como una fracción, generalmente expresada en un porcentaje por mes, es llamada "la disminución" o "la declinación". Un considerable número de curvas de declinación son enumeradas en trabajos de estimación, los cuales muestran un porcentaje de declinación aproximadamente constante, al menos sobre periodos limitados. Las curvas de declinación de este tipo son fáciles de interpolar, puesto que la curva de gasto vs tiempo será una línea recta en papel

semi-logarítmico y la curva gasto vs producción-acumulada también será recta en papel cartesiano.

La literatura entre 1915 y 1921 muestra una cantidad considerable de investigaciones y estudios sobre las curvas de producción, mucha información está en el Manual of Oil and Gas Industry. J. O. Lewis and C. N. Beal, of the Bureau of Mines.

En 1925 C. S. Larkey mostró que el método de los mínimos cuadrados puede ser usado exitosamente en las curvas de declinación, tanto a las curvas del tipo hiperbólico como a las de tipo exponencial.

En 1925 H. M. Roeser demostró que eran igualmente fiables los resultados obtenidos por prueba y error que los obtenidos por el método de los mínimos cuadrados.

En 1927 Johnson y A. L. Bollens, introdujeron un novedoso método estadístico para la extrapolación de la declinación de pozos de aceite, el cual era llamado “método de la tasa de pérdida”, el cual consistía en tabular los gastos de producción por intervalos iguales de tiempo, después la caída en la producción es enlisada en una segunda columna y la relación entre ambos factores en una tercera columna. El objetivo de este método era encontrar una relación entre las variables producción y tiempo que fuera constante y así poder crear una tendencia.

En 1928 H. N. March introdujo una curva de producción-acumulada graficada en papel cartesiano en la cual se señalaba que esta relación generalmente parece ser una línea recta. Aunque esto solo es válido si la declinación es exponencial.

En 1931 R. E. Allen mencionó cuatro tipos de declinaciones y de acuerdo a una simple relación matemática los tipos son:

- a) Aritmética, o declinación de decrementos constantes
- b) Geométrica, de gastos constantes o declinación exponencial
- c) Armónica, o declinación isotérmica
- d) Básica, o declinación de poder fraccional

En 1935 S. J. Pirson investigó las bases matemáticas del método de la tasa de pérdida y llegó a las relaciones de gasto-tiempo para las curvas de la declinación de la producción teniendo una tasa de pérdida constante, con las primeras diferencias constantes y segundas diferencias constantes.

En 1938 H. E. Gross presentó las ventajas de sustituir el porcentaje de aceite en el total del fluido para el gasto de producción en la curva de producción-acumulada de Marsh, este método dio un valor importante para prorratear la producción de agua en la Costa del Golfo.

En 1940 W. W. Cutler y H. R. Johnson, mostraron cómo las pruebas potenciales, tomadas periódicamente en pozos prorrateados pueden ser usadas para reconstruir o calcular las curvas de declinación de la producción.

En 1942 H. C. Miller de la Oficina de Minas, introdujo la relación de caída de presión acumulada en papel doble-logarítmico y mostró cómo los cambios en el comportamiento del yacimiento pueden ser detectados por abruptos cambios en la pendiente de esta curva.

Después de tantos enfoques por tratar de modelar la declinación, Arps en 1944 publicó una revisión integral de estos esfuerzos previos para analizar gráficamente el comportamiento de la

producción. En su trabajo Arps desarrolló una familia de relaciones, las cuales están basadas en el modelo de declinación hiperbólica para el análisis de la información del gasto de flujo.

Los esfuerzos de Arps proporcionaron una variedad de resultados; incluyendo las relaciones de declinación de gasto para yacimientos convencionales que se usan hoy en día: la exponencial, la hiperbólica y la armónica. Debido a la simplicidad y la consistencia de este enfoque empírico, las relaciones de Arps seguirán siendo un punto de partida en la industria del petróleo y el gas para llevar a cabo el análisis y la interpretación de los datos de producción.

La utilidad de las relaciones de Arps es la aplicabilidad de estas curvas hiperbólicas al poder usarlas en una amplia variedad de características de producción. Además, el análisis simplificado de las curvas exponencial e hiperbólica mantienen la popularidad de las relaciones de Arps.

La aplicación de las relaciones de Arps comúnmente incluye trazarlas en una gráfica semi-logarítmica de gasto contra tiempo, donde los casos de campo con tendencia hiperbólica declinan suavemente.

Una de las funcionalidades de las relaciones de Arps es que se puede hacer uso de las gráficas para poder extrapolar. Muchos análisis confían únicamente en las relaciones de Arps para predicciones del comportamiento de un pozo.

II.2 Análisis con la ecuación de Arps

Los primeros intentos para analizar las curvas de declinación trataron de encontrar técnicas de trazado o funciones que pudieran acoplarse a la historia de la producción. Debido a que las funciones lineales son simples de manipular tanto matemáticamente como gráficamente, el desempeño futuro de un pozo puede ser estimado si se considera que la tendencia de la producción permanecerá lineal para el resto de la vida del pozo o del yacimiento. La técnica más común para analizar la declinación de la producción es con las curvas de declinación semi-logarítmicas, a veces llamadas de declinación exponencial o declinación de porcentajes constantes. Sin embargo trabajos posteriores muestran que el comportamiento de todos los pozos no puede ser modelado solo con la declinación exponencial. Arps reconoció que las características de la declinación también pueden ser armónicas o hiperbólicas.

El análisis más convencional de curvas de declinación está basado en la ecuación de declinación empírica gasto vs tiempo

$$q(t) = \frac{q_i}{(1 + bDit)^{1/b}}$$

Ecuación II.1

Donde $D_i = \frac{dq(t)}{dt(t)}$ es el gasto de declinación inicial, en [días⁻¹], q_i es el gasto inicial en [Mpcd], b

es el exponente de declinación y t es el tiempo en [días].

Dependiendo del valor del exponente de declinación, b , la Ecuación II.1 tiene tres diferentes formas. Estas tres formas de declinación tienen curvas distintas al graficarlas en papel cartesiano y en semi-logarítmico. Consecuentemente, estas curvas pueden ser usadas para distintos tipos de declinaciones de diferentes de pozos, y si la tendencia es lineal se pueden extrapolar ya sea gráfica o analíticamente esto con el fin de hacer una estimación futura de la producción y de la reserva.

La Ecuación II.1 está basada en cuatro importantes supuestos que no siempre se cumplen:

- a) La ecuación considera que el pozo analizado está produciendo a una presión de fondo constante. Si la presión de fondo cambia la naturaleza de la declinación del pozo también cambiará.
- b) Se considera que el pozo analizado está produciendo desde una área de drene que no cambia (es decir que el tamaño no cambia) con fronteras sin flujo. Si el tamaño de área de drene cambia (es decir relativos cambios en los gastos), la naturaleza de la declinación de pozo también cambiará.
- c) La ecuación considera que el pozo analizado tiene una permeabilidad y factor de daño constante. Si la permeabilidad decrece y la presión de poro decrece, o si el factor de daño cambia debido a una estimulación o a otra operación o por la simple producción del pozo, la naturaleza de la curva de declinación del pozo cambiará.
- d) Debe ser aplicado solo a pozos con datos de flujo de límite estabilizado si queremos predecir el comportamiento futuro o incluso a un momento límite determinado. Si los datos ajustan con una curva que es transitoria, no podemos usar esto de base para poder hacer un análisis de predicción a largo plazo. Aun cuando todos los límites del área de drene o del yacimiento tengan influencia en la declinación del pozo, la predicciones de la curvas de declinación a largo plazo no son únicas y pueden ser erróneas o incorrectas.

II.2.1 Exponencial

La declinación exponencial, a veces llamada declinación de porcentajes constantes, está caracterizada por un decremento del gasto de producción por unidad de tiempo que es proporcional al gasto de producción. La Ecuación II.1 toma una forma especial ya que $b=0$.

$$q(t) = \frac{q_i}{e^{D_i t}} = q_i e^{-D_i t}$$

Ecuación II.2

Aplicando logaritmo natural en ambos lados de la ecuación

$$\ln[q(t)] = \ln[q_i] + \ln[e^{-D_i t}]$$

Ecuación II.3

reordenando obtenemos

$$\ln[q(t)] = \ln[q_i] - D_i t$$

Ecuación II.4

cambiando a términos del logaritmo base 10

$$\log[q(t)] = \log(q_i) - \frac{D_i t}{2.303}$$

Ecuación II.5

La forma de la Ecuación II.5 indica que al graficar en papel semi-logarítmico $q(t)$ vs t obtendremos una línea recta con una pendiente de $-D_i/2.303$ y una intersección en el eje de las ordenadas en $\log(q_i)$. Si los datos de la producción nos muestran un comportamiento lineal en una gráfica semi-logarítmica podemos usar la Ecuación II.5 para calcular D_i de la pendiente y además q_i de la intersección. Después de calcular la declinación inicial, y el gasto de producción inicial, podemos usar la Ecuación II.2 para extrapolar y poder crear nuestro perfil de producción y así poder establecer un límite económico. Con esta extrapolación también podemos estimar las reservas de gas al tiempo en el cual se alcanza el límite económico.

La curva de gasto vs producción-acumulada para la declinación exponencial trazada en una gráfica cartesiana debe ser lineal. Si se integra la Ecuación II.2 desde un tiempo inicial, un tiempo t obtenemos:

$$Q(t) = \int_0^t q(t) dt = \int_0^t q_i e^{-D_i t} dt$$

Ecuación II.6

La producción acumulada de gas es

$$G_p(t) = \left(-\frac{q_i}{D_i} e^{-D_i t} \right)_0^t$$

Ecuación II.7

Reagrupando términos

$$G_p(t) = -\frac{1}{D_i} (q_i e^{-D_i t}) + \frac{q_i}{D_i}$$

Ecuación II.8

Combinando las Ecuaciones II.2 y II.8 podemos escribir la relación de producción acumulada en términos del gasto

$$G_p(t) = -\frac{1}{D_i} q(t) + \frac{q_i}{D_i}$$

Ecuación II.9

Reordenando y resolviendo para gasto en función del tiempo $q(t)$ obtenemos

$$q(t) = -D_i G_p(t) + q_i$$

Ecuación II.10

La Ecuación II.10 anterior indica que al graficar $q(t)$ vs $G_p(t)$ obtendremos una línea recta con pendiente $-D_i$ que intercepta en q_i .

II.2.2 Hiperbólica

Cuando b está entre 0 y 1, se considera que la declinación es hiperbólica, y el comportamiento del gasto depende de la ecuación

$$q(t) = \frac{q_i}{(1 + bD_i t)^{1/b}}$$

Ecuación II.1

aplicando logaritmo base 10 de ambos lados de la ecuación y reagrupando

$$\log[q(t)] = \log(q_i) - \frac{1}{b} \log(1 + bD_i t)$$

Ecuación II.11

La Ecuación II.11 nos indica que si los datos gasto/tiempo los podemos modelar con la ecuación hiperbólica, y posteriormente graficarlos en una gráfica doble-logarítmica $q(t)$ vs $(1 + bD_i t)$, tendremos como resultado una línea recta, con una pendiente de $1/b$, y una intercepción de $\log(q_i)$. Sin embargo al analizar los datos de declinación hiperbólica, se requiere que tengamos datos previos de b y D_i , o hacer uso de un método iterativo hasta llegar a la tendencia de una línea recta en la gráfica.

La relación de producción acumulada/tiempo se obtiene al integrar la Ecuación II.1

$$G_p(t) = \int_0^t q(t) dt = \int_0^t \frac{q_i}{(1 + bD_i t)^{1/b}} dt$$

Ecuación II.12

integrando y reagrupando

$$G_p(t) = \frac{q_i}{D_i(b-1)} [(1 + bD_i t)^{(1-b)/(-b)} - 1]$$

Ecuación II.13

Si sustituimos $q_i = q_i^b q_i^{1-b}$ en la Ecuación II.13 y reagrupamos

$$G_p(t) = \frac{q_i^b}{D_i(b-1)} \{ [q_i(1+bD_i t)^{1-b}]^{1-b} - q_i^{1-b} \}$$

Ecuación II.14

Sustituyendo la Ecuación II.1 en los términos de la Ecuación II.14 se obtiene una expresión para la producción acumulada de gas en términos de gasto de flujo durante una declinación hiperbólica

$$G_p(t) = \frac{q_i^b}{D_i(b-1)} [q(t)^{1-b} - q_i^{1-b}]$$

Ecuación II.15

Como la Figura II.1 y la Figura II.2 muestran, la declinación hiperbólica nunca es una simple línea recta para cada gráfica de gasto vs tiempo o gasto vs producción acumulada.

La manera más conveniente de obtener una línea recta es usando una gráfica de un papel especial desarrollado para varios valores de b . Arps usó $q/(dq/dt)$ vs t para estimar los coeficientes b y D_i . Aunque esta técnica de graficar debería arrojar resultados aceptables, los datos de campo generalmente son muy pobres, los cuales hacen de este método difícil de aplicar en análisis prácticos de los datos de producción.

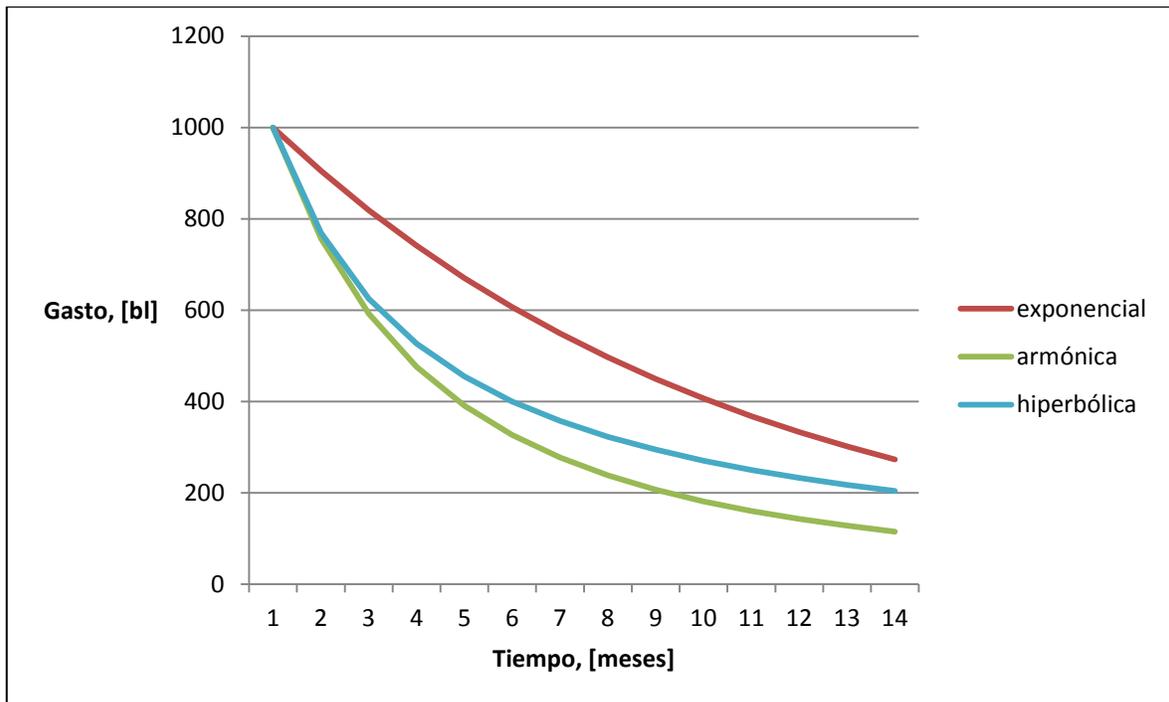


Figura II.1 Gráfica en papel cartesiano de gasto vs tiempo que muestra los distintos comportamientos de la ecuación de Arps

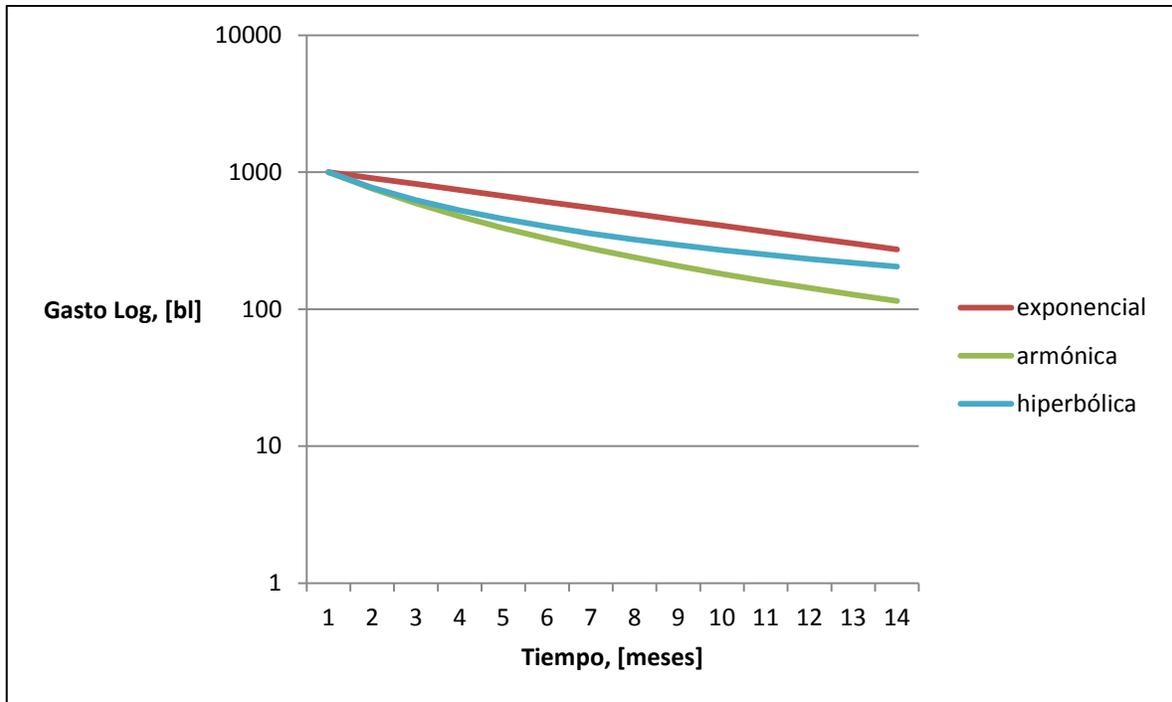


Figura II.2 Gráfica semi-logarítmica de gasto contra tiempo

II.2.3 Armónica

Cuando $b=1$, se dice que la declinación es armónica, y la ecuación general de la declinación se reduce a

$$q(t) = q_i / (1 + D_i t)$$

Ecuación II.16

Aplicando logaritmo base 10 en ambos lados de la ecuación

$$\log q(t) = \log(q_i) - \log(1 + D_i t)$$

Ecuación II.17

La forma de la Ecuación II.17 indica que $q(t)$ es una función lineal de $(1+D_i t)$ y graficada en papel doble-logarítmico mostrará una línea recta con una pendiente de -1 y una intercepción en la ordenada con $\log(q_i)$. Al predecir el comportamiento de los pozos con una tendencia de declinación del tipo armónico, se debe de asumir valores de D_i hasta graficar $\log[q(t)]$ vs $\log(1+D_i t)$ hasta que la curva sea una línea recta de pendiente -1 . Este procedimiento de cálculo requiere conocimientos previos del comportamiento de la declinación del pozo o un procedimiento de prueba y error para escoger la declinación inicial correcta. Al usar la gráfica gasto vs producción acumulada para la declinación armónica se debe de integrar la Ecuación II.16 con respecto al tiempo para obtener la relación de la producción acumulada.

$$G_p(t) = \int_0^t q(t) dt = \int_0^t \frac{q_i}{1 + D_i t} dt$$

Ecuación II.18

ó

$$G_p(t) = \frac{q_i}{D_i} \ln(1 + D_i t) = 2.303 \frac{q_i}{D_i} \log(1 + D_i t)$$

Ecuación II.19

sustituyendo el gasto de la Ecuación II.17 en la Ecuación II.19, obtenemos la relación gasto/producción-acumulada para la declinación armónica

$$G_p(t) = 2.303 \frac{q_i}{D_i} [\log q_i - \log q(t)]$$

Ecuación II.20

o en términos del gasto

$$\log q(t) = \log q_i - \left(\frac{D_i}{2.303 q_i} \right) G_p(t)$$

Ecuación II.21

La forma de la Ecuación II.21 indica que al graficar $\log q(t)$ vs $G_p(t)$ será lineal con una pendiente de $-(D_i/2.303q_i)$ e intercepta en el eje de las ordenadas en $\log(q_i)$. Este es un simple método de calcular la declinación del gasto ya que podemos graficar gasto vs tiempo directamente sin tener conocimiento de D_i .

II.3 Curvas tipo

Las curvas tipo son gráficas o soluciones teóricas de ecuaciones de flujo y pueden ser generadas para distintos tipos de modelos de yacimientos esto con el fin de que una solución general pueda describir el comportamiento de flujo. Para que las curvas tipo puedan ser usadas correctamente, el ingeniero debe entender por completo las supuestos fundamentales de la solución. Además estas consideraciones deben modelar adecuadamente las condiciones analizadas del pozo o el yacimiento. Las curvas tipo tienen que ser desarrolladas hasta que los datos reales de producción puedan ser graficados sin papeles especiales o con procedimientos de prueba y error como con los métodos de declinación de Arps. El método de curvas tipo usa gráficos doble-logarítmicos para puntuar soluciones teóricas pre-graficadas con los datos de producción reales. Además, el análisis de las curvas tipo permite estimar no solo el volumen de reservas de gas original en el lugar y las reservas de gas hasta las condiciones de abandono, sino también las características de flujo cada pozo.

II.3.1 Fetkovich

Las curvas tipo de declinación de Fetkovich están basadas en soluciones analíticas de ecuaciones de flujo para pozos con presiones de fondo constantes, y además son para un pozo centrado en un yacimiento circular, o con un área de drene sin fronteras de flujo. Aunque este tipo de curvas fueron desarrolladas para yacimientos homogéneos, se pueden usar para analizar datos de producción de gas a largo plazo de pozos fracturados hidráulicamente durante el periodo de flujo pseudo-radial y una vez que la frontera externa del yacimiento altera la respuesta de la presión.

Las curvas tipo incluyen tanto regímenes de flujo transitorios (régimen de flujo inestable) como regímenes de flujo controlados por las fronteras (régimen de flujo pseudo-estacionario o de flujo estacionario). Tanto las curvas tipo transitorias de gasto vs tiempo como de producción-acumulada vs tiempo (Figura II.3) están caracterizadas por un parámetro de correlación definido como la relación entre el radio de drene exterior y el radio aparente del pozo, r_e/r_{wa} , mientras que el régimen de flujo pseudo-estacionario está caracterizado por la constante de declinación de Arps "b". Aquí nuevamente, $b=0$ corresponde al comportamiento de declinación exponencial, mientras que $b=1$ corresponde a la declinación armónica. Valores entre el rango de 0 y 1 de b indican la declinación hiperbólica.

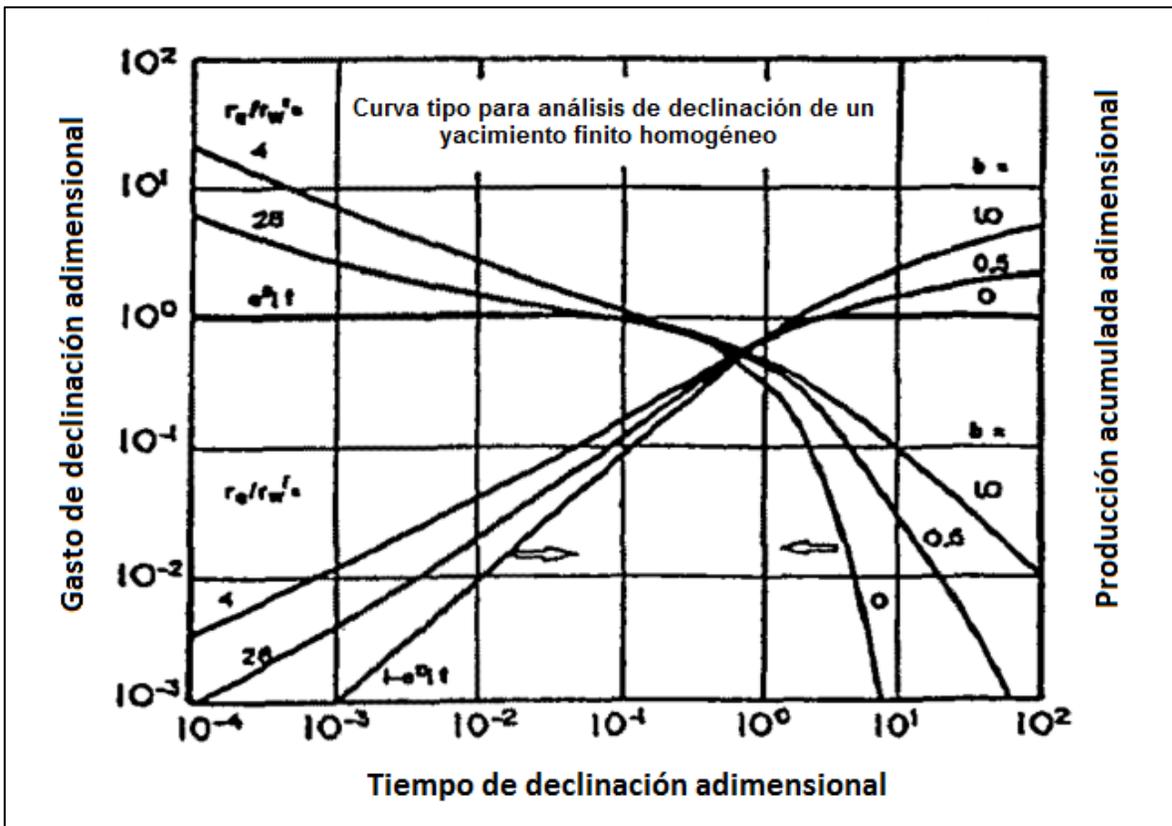


Figura II.3 Curva tipo de Fetkovich para gasto vs tiempo y para producción-acumulada vs tiempo (Modificado de Fetkovich, 1980)³

La Figura II.4 muestra un ejemplo más completo de las curvas tipo gasto vs tiempo, donde se representan dos periodos de flujo. Las curvas de pequeños valores de tiempos adimensionales, representan el gasto en respuesta al tipo de régimen de flujo, ya sea transitorio o de actuación infinita, estas curvas fueron generadas con la solución analítica de la ecuación de difusividad radial. Todas las curvas transitorias convergen a tiempos adimensionales cerca de 0.3, indicando la proximidad con el flujo dominado por fronteras. El flujo dominado por las fronteras corresponde al que se genera con la ecuación de declinación de Arps, la cual tiene la variable "b". Sin embargo Fetkovich y Fetkovich et al. mostraron que la ecuación de Arps para la declinación exponencial (i.e., $b=0$) es una solución de tiempo tardío para el caso en el cual la presión es constante. Como la mayoría de las curvas desarrolladas para datos de presión y gasto de pozos de gas, las curvas tipo de Fetkovich están graficadas en variables adimensionales (Lee, 1996)⁴.

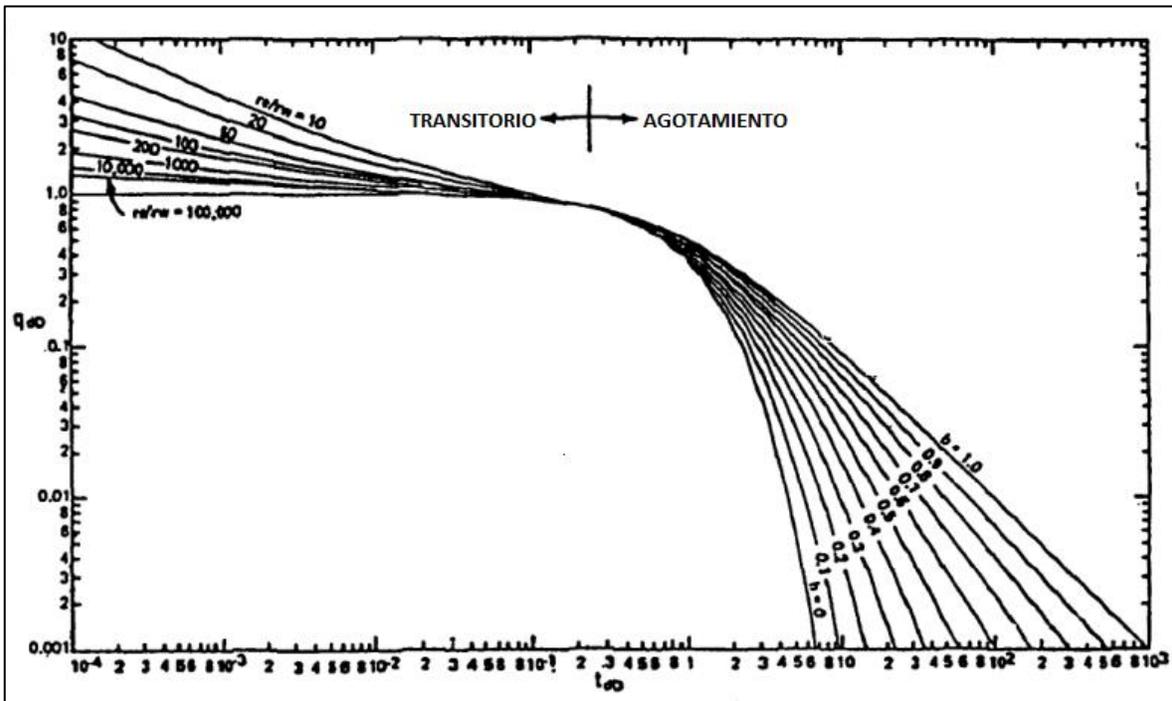


Figura II.4 Curva tipo de declinación de Fetkovich gasto vs tiempo (Modificado de Fetkovich, 1980)³

Específicamente las curvas tipo gasto vs tiempo de Fetkovich son graficadas con un gasto adimensional

$$q_{Dd} = \frac{50,300q(t)p_{sc}T[\ln(r_e/r_{wa})-1/2]}{T_{sc}kh[p_p(p_i)-p_p(p_{wf})]}$$

Ecuación II.22

contra un tiempo adimensional

$$tDd = \frac{0.00633kt / \phi\mu_g c_i r_{wa}^2}{1/2[(r_e / r_{wa})^2 - 1][\ln(r_e / r_{wa}) - 1/2]}$$

Ecuación II.23

De manera similar, la curva tipo producción-acumulada vs tiempo se grafica con variables adimensionales siendo la producción acumulada:

$$Q_{Dd} = \frac{637.8p_{sc} TG_p(t)}{T_{sc} h\phi\mu_g c_i (r_e^2 - r_w^2) [p_p(p_i) - p_p(p_{wf})]}$$

Ecuación II.24

contra el tiempo adimensional definido previamente. Al incluir las variables de las propiedades del gas como una función de la presión, las ecuaciones del gasto y de la producción acumulada deben estar en términos de pseudo-presión, p_p , introducida por Al-hussainy et al.

$$p_p = 2 \int_{p_0}^p \frac{p}{\mu_g z} dp$$

Ecuación II.25

Además, para un pozo centrado y con una área de drene circular, r_e será definido como

$$r_e = \sqrt{A / \pi}$$

Ecuación II.26

y

$$r_{wa} = r_w e^{-s}$$

Ecuación II.27

Para fronteras del yacimiento no circulares y patrones de desarrollo diferentes a los pozos centrados en yacimientos circulares, la pendiente, C_A , puede ser considerada para el factor de daño con el uso de la ecuación de Fetkovich y Vienot,

$$r_{wa} = r_w \exp(-s_{C_A})$$

Ecuación II.28

donde s_{C_A} es el factor de daño del estado pseudo-estacionario el cual se basa en los factores de la pendiente

$$s_{C_A} = \ln \sqrt{C_{A,ref} / C_{A,new}}$$

Ecuación II.29

Los factores de la pendiente para varias ubicaciones del pozo y áreas de drene del yacimiento se muestran en la Tabla II.1.

En las Ecuaciones II.22, II.23 y II.24, $q(t)$ = flujo de gas, en [Mpcd]; t =tiempo, en [días]; k =permeabilidad del gas, en milidarcyces; h =espesor de la zona productora, en pies; $p_p(p_i)$ = función de pseudo-presión del gas real evaluado a las condiciones iniciales del yacimiento, en [lb/pg²/cp]; $p_p(p_{wf})$ = función de la pseudo-presión evaluada a las condiciones de fondo fluyente, en [lb/pg²/cp]; p_{sc} = presión a condiciones estándar, en [lb/pg²]; T_{sc} = temperatura a condiciones estándar, en °R; T = temperatura de la formación, en °R; ϕ = porosidad, en fracción; μ_g = viscosidad del gas, en centipoises; y c_t = compresibilidad total del sistema, en [lb/pg²]⁻¹.

La aplicación de las curvas tipo de Fetkovich requiere que igualemos la pendiente de los datos de campo con una curva tipo. A partir de este punto, podemos estimar las reservas de gas y las propiedades de la formación.

Procedimiento para el análisis de la declinación de un pozo de gas con las curvas tipo de Fetkovich

- 1 Graficar $q(t)$ y $G_p(t)$ contra t en papel doble-logarítmico o trazar un papel con el mismo número de ciclos logarítmicos como la curva tipo de Fetkovich.
- 2 Empatar los datos de la producción acumulada con el mejor ajuste que se pueda con la curva tipo. Note que la gráfica de los datos de producción acumulada a menudo es mucho más suave que la gráfica de gasto y por lo tanto es más fácil de empatar para determinar la constante de declinación de Arps.

Debido a que el análisis de declinación de las curvas tipo está basado en condiciones de flujo dominadas por las fronteras (régimen de flujo en estado pseudo-estacionario o en estado estacionario), no hay bases para elegir el apropiado valor de b para la producción dominada por las fronteras si los datos disponibles se comportan con un de régimen de flujo transitorio. Además, debido a lo similar de la forma de las curvas, la única curva tipo a empatar es difícil de obtener solo con datos con comportamiento de flujo transitorio. Si aparentemente los datos se comportan con flujo dominado por las fronteras, los datos pueden ser empatados en una curva de un particular valor de b , y además se puede extrapolar en el futuro con precisión.

- 3 Registrar los valores de los parámetros de correlación para flujo transitorio y flujo dominado por las fronteras (es decir r_e/r_{wa} y b , respectivamente) del empatao de los datos de producción acumulada. Después, forzar un ajuste de los datos de gasto/tiempo con una curva tipo teniendo los mismos valores de r_e/r_{wa} y b . Note que las curvas de producción-acumulada vs tiempo y gasto vs tiempo no son empatadas simultáneamente sino individualmente; es decir, movemos y re-empatamos los datos graficados de campo sobre las curvas tipo.
- 4 Seleccionar un punto de igualación (*match point*) del gasto $[q(t), q_{Dd}]_{MP}$ en las curvas gasto vs tiempo y calcular las permeabilidad de la formación usando la definición de gasto de flujo adimensional obtenido a partir de la Ecuación II.22:

$$k = \left[\frac{q(t)}{q_{Dd}} \right] \frac{50,300 p_{sc} T [\ln(r_e / r_{wa})^{-1/2}]}{T_{sc} h [p_p(p_i) - p_p(p_{wf})]}$$

Ecuación II.30

- 5 Calcular el gasto de gas inicial adimensional de superficie, q_i , al $t=0$ del *match point* del gasto, con la Ecuación II.31:

$$q_i = [q(t) / q_{Dd}]_{MP}$$

Ecuación II.31

- 6 Mientras los datos están en la posición emparejada, seleccionar un *match point* del tiempo $(t, t_{Dd})_{MP}$ y calcular el gasto inicial de declinación, D_i con la Ecuación II.32

$$D_i = (t_{Dd} / t)_{MP}$$

Ecuación II.32

- 7 El volumen de poro a condiciones del yacimiento en el área de drene del pozo en el comienzo del flujo dominado por las fronteras, V_p , puede ser determinado con los *match point* del gasto y del tiempo:

$$V_p = \frac{2,000 p_{sc} T}{(\mu_g c_i)_i T (p_p(p_i) - p_p(p_{wf}))} \left(\frac{t}{t_{Dd}} \right)_{MP} \left[\frac{q(t)}{q_{Dd}} \right]_{MP}$$

Ecuación II.33

Asumiendo un área de drene circular obtenemos

$$r_e = \sqrt{V_p / \pi h \phi}$$

Ecuación II.34

y

$$A = \pi r_e^2$$

Ecuación II.35

- 8 Calcular el factor de daño de r_e/r_{wa} empatando los parámetros y valores de A o r_e del paso 7:

$$s = \ln \left[\frac{r_w (r_e / r_{wa})}{\sqrt{A / \pi}} \right] = \ln \left[\frac{r_w}{r_e} \left(\frac{r_e}{r_{wa}} \right) \right]$$

Ecuación II.36

- 9 Extrapolar la curva gasto vs tiempo a un futuro ya sea graficando a lo largo de la misma fuente usada para el emparejamiento del desempeño pasado o algebraicamente al sustituir la b elegida y calcular los valores de D_i y q_i en la ecuación general de declinación de Arps,

Los datos de producción no deben ser extrapolados al pasar el límite económico para el pozo en cuestión. La vida productiva del pozo puede ser estimada de la extrapolación de gasto/tiempo a este punto o puede ser calculado con la ecuación general de declinación desarrollada con la Ecuación II.1.

Fronteras del yacimiento	C_A	$\ln C_A$	$0.5 \ln(2.2458 / C_A)$	exacto para $t_{AD} >$	error de menos de 1% para $t_{AD} >$	Usar la solución de sistema infinito con error de menos de 1% para $t_{AD} <$
	31.62	3.4538	1.3224	0.1	0.06	0.1
	31.6	3.4532	-1.322	0	0.06	0.1
	27.6	3.3178	-0.12544	0.2	0.07	0.09
	27.1	3.2995	-1.2452	0.2	0.07	0.09
	21.9	3.0865	-1.1387	0.4	0.12	0.08
	0.098	-2.3227	1.5659	0.9	0.6	0.015
	30.8828	3.4302	-1.3106	1	0.05	0.09
	12.9851	2.5638	-0.08774	0.7	0.25	0.03
	4.5132	1.507	-0.349	0.6	0.3	0.025
	3.3351	1.2045	-0.1977	0.7	0.25	0.01
	21.8369	3.0836	-1.1373	0.3	0.15	0.025
	10.8374	2.383	-0.787	0.4	0.15	0.025
	4.51441	1.5072	-0.3491	1.5	0.5	0.06
	2.0769	0.7.09	0.0391	1.7	0.5	0.02
	3.1573	1.1497	-0.1703	0.4	0.15	0.005
	0.5813	-0.5725	0.6758	2	0.6	0.02
	0.1109	-2.1991	1.5041	3	0.6	0.005
	5.379	1.6825	-0.4367	0.8	0.3	0.01
	2.6896	0.9894	-0.0902	0.8	0.3	0.01
	0.2318	-1.4619	1.1355	4	2	0.03
	0.1155	-2.1585	1.4838	4	2	0.01
	2.3606	0.8598	-0.02449	1	0.4	0.025

Tabla II.1 Factores de la pendiente para varias formas del área de drenaje de pozos individuales
(Modificado de Lee, 1996)⁴

En yacimientos fracturados verticalmente, usar $(r_e / L_f)^2$ en lugar de A / r_w^2				error de menos		Usar la solución de sistema infinito con error de menos de 1% para $t_{AD} <$
Fronteras del yacimiento	C_A	$\ln C_A$	$0.5 \ln(2.2458 / C_A)$	exacto para $t_{AD} >$	de 1% para $t_{AD} >$	
	2.6541	0.9761	-0.0865	0.157	0.08	No se puede usar
	2.0348	0.7104	0.0493	0.175	0.09	No se puede usar
	1.9886	0.6924	0.0583	0.175	0.09	No se puede usar
	1.662	0.508	0.1505	0.175	0.09	No se puede usar
	1.1327	0.2721	0.2685	0.175	0.09	No se puede usar
	0.7887	0.2374	0.5232	0.175	0.09	No se puede usar
En yacimientos con entrada de agua/En yacimientos con valores de producción desconocidos						
	19.1/25	2.9/3.2	-0.107/-1.2	---	---	---

Tabla II.1 (Continuación) Factores de la pendiente para varias formas del área de drenaje de pozos individuales (Modificado de Lee, 1996)⁴

II.3.2 Carter

Carter presentó funciones para graficar el comportamiento del pozo, pero a diferencia de Fetkovich, estas incluían los cambios de propiedades del gas influenciados por la presión, por lo que este factor aumentó el grado de precisión a los resultados. Las curvas tipo de Carter fueron desarrolladas específicamente para analizar las curvas de declinación de pozos de gas y mejorar la precisión de los cálculos considerando las variables viscosidad y la compresibilidad (ambas en función de la presión). Carter correlacionó el comportamiento de gasto/tiempo durante el flujo dominado por las fronteras, λ , definido como la relación de $\mu_g(p_i)c_g(p_i)$ a $\bar{\mu}_g \bar{c}_g$ evaluadas a la presión promedio del yacimiento, \bar{p} , y se calcula con

$$\lambda = \frac{\mu(p_i)c_g(p_i) [p_p(p_i) - p_p(p_{wf})]}{2 [(p/z)_i - (p/z)_{wf}]}$$

Ecuación II.37

El flujo del líquido, caracterizado por un valor relativamente constante del producto de compresibilidad-viscosidad, está representado por $\lambda=1$. El mínimo valor de λ es 0.5, el cual representa al máximo valor que puede tener un yacimiento de gas de baja presión.

Las curvas tipo de Carter están basadas en la solución de diferencias finitas para las ecuaciones de flujo radial para una presión de fondo constante. En el desarrollo de las ecuaciones, Carter supuso un pozo centrado en un yacimiento simétrico con espesor, porosidad y permeabilidad constantes.

Las curvas tipo de Carter desprecian los efectos del flujo no Darciano. Las curvas tipo de Carter como se muestran en la Figura II.5 se grafican en papel doble-logarítmico con valores adimensionales de gasto, q_D , vs tiempo adimensional, t_D :

$$q_D = \frac{1,424q(t)T(1/B_1)}{\sigma kh[p_p(p_i) - p_p(p_{wf})]}$$

Ecuación II.38

y para el tiempo en días

$$t_D = \frac{0.00633kt}{\phi\mu_g(p_i)c_g(p_i)r_w^2} \alpha_1^2$$

Ecuación II.39

El parámetro σ en la Ecuación II.38 es la fracción de 2π radianes definiendo el equivalente aproximado a la forma del anillo del yacimiento (Figura II.6).

El parámetro de correlación durante el flujo dominado por las fronteras es λ , el cual es calculado con la Ecuación II.37. Similarmente el parámetro de correlación durante el periodo transitorio o es de actuación infinita es η , donde η es una función del parámetro R . La relación entre R y η se obtiene de la Figura II.7 o puede ser calculada de

$$\eta = \frac{(R^2 - 1)}{2} \left(\frac{\alpha_1^2}{B_1} \right)$$

Ecuación II.40

Donde

$$R = r_e / r_{wa}$$

Ecuación II.41

$$r_e = \sqrt{A/\pi}$$

Ecuación II.26

y

$$r_{wa} = r_w e^{-s}$$

Ecuación II.27

Para flujo radial en el yacimiento, R excedería aproximadamente 30, y entonces se usará la Ecuación II.44 para calcular α_1 :

$$\alpha_1^2 = \frac{[2/(R^2 - 1)]}{\ln(R) - 0.75}$$

Ecuación II.42

Se puede sustituir la Ecuación II.42 en la Ecuación II.40 para obtener una expresión para η en términos de B_1 y R :

$$\eta = \frac{1}{\ln(R) - 0.75} \left(\frac{1}{B_1} \right)$$

Ecuación II.43

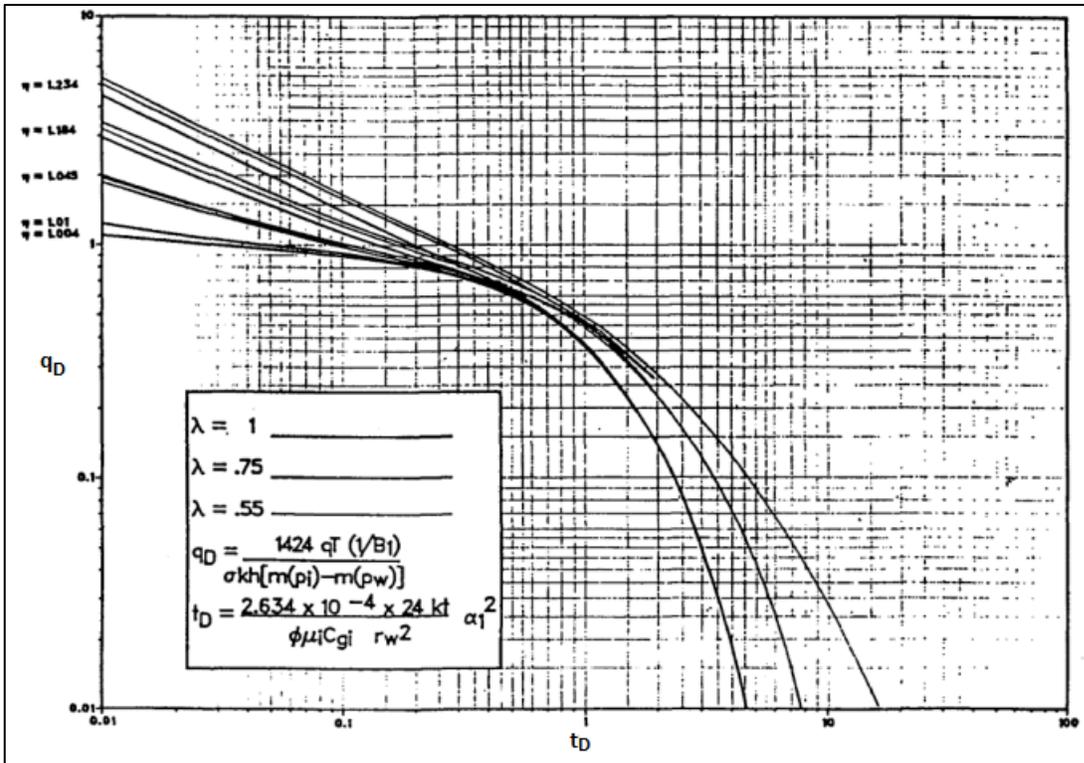


Figura II.5 Curva tipo de declinación de Carter (Carter, 1985)²

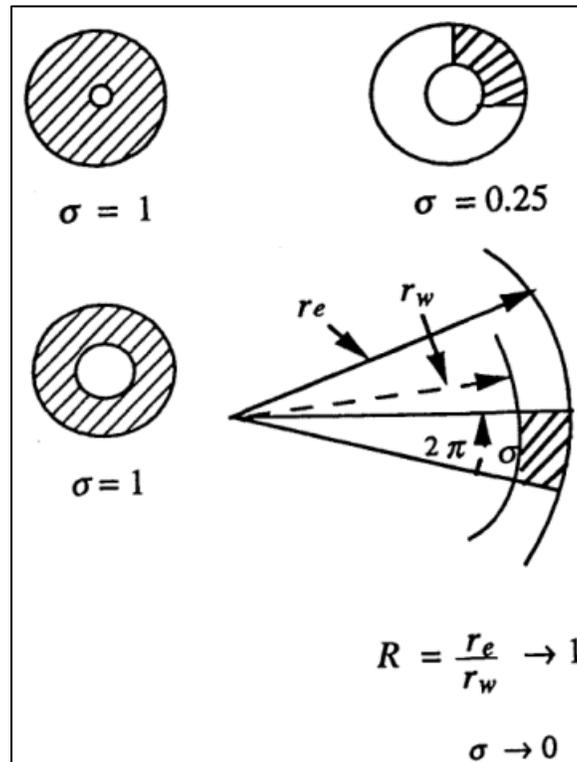


Figura II.6 Aproximación para la forma del sistema de flujo para la curva tipo de Carter (Carter, 1985)²

Debido a que η es un parámetro conocido, se puede obtener una expresión para $1/B_1$ durante el flujo radial:

$$1/B_1 = \eta[\ln(R) - 0.75]$$

Ecuación II.44

Como $R \rightarrow 1$, el flujo en el yacimiento tiende a aproximarse a la geometría de flujo lineal como ocurre en los pozos fracturados hidráulicamente antes del comienzo del flujo pseudo-radial. Hasta estas condiciones, se puede estimar α_1 y la cantidad σB_1 usando las siguientes ecuaciones:

$$\alpha_1 = \pi / 2$$

Ecuación II.45

$$\sigma B_1 = 2$$

Ecuación II.46

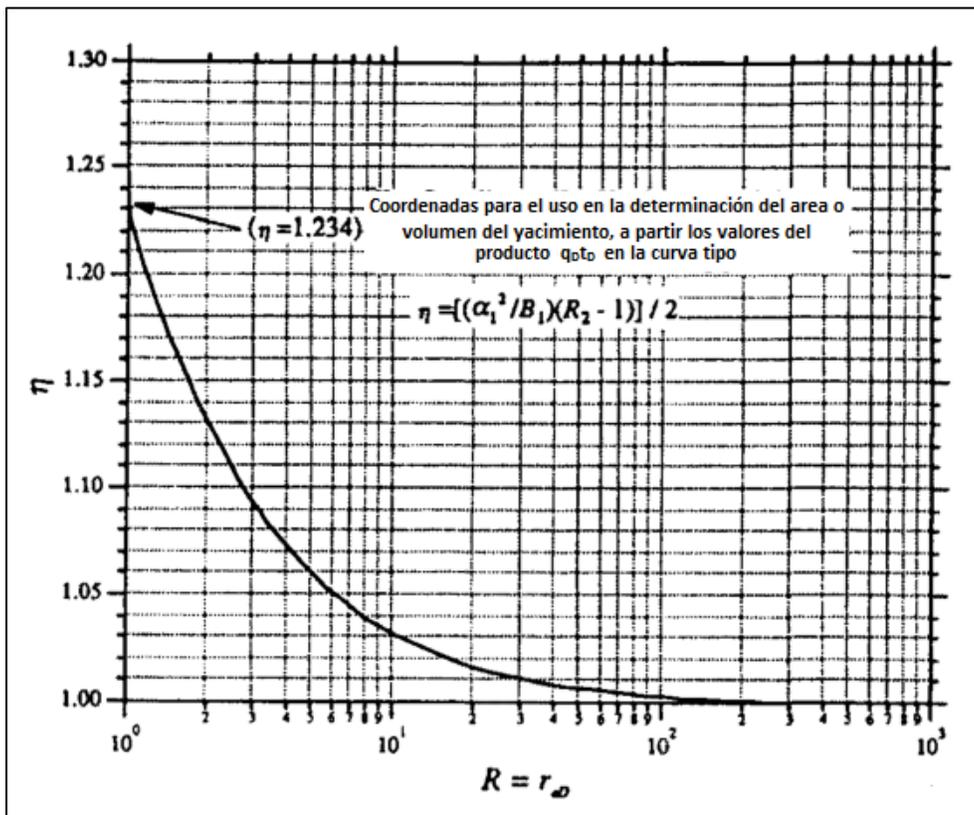


Figura II.7 Variación del parámetro η con R para la curva tipo de Carter (Modificado de Carter, 1985)²

Procedimiento para el análisis de la curva de declinación de la producción de un pozo de gas usando las curvas tipo de Carter

- 1 Calcular el parámetro de correlación del flujo en estado pseudo-estacionario, λ :

$$\lambda = \frac{\mu(p_i)c_g(p_i) [p_p(p_i) - p_p(p_{wf})]}{2 [(p/z)_i - (p/z)_{wf}]} \quad \text{Ecuación II.37}$$

- 2 Graficar el gasto del flujo del gas en [Mpcd] vs t en días en un papel con el mismo tamaño que el de las curvas tipo de Carter.
- 3 Empatar los datos de producción en las curvas tipo de Carter con el apropiado valor de λ calculado en el paso 1. Mantener los datos en la posición empatada, y seleccionar los *match point* de gasto, $[q(t), q_D]_{MP}$ y de tiempo $(t, tD)_{MP}$. Además escoger un valor η del empatado del tiempo temprano.
- 4 Con el valor de η del paso 3, leer el correspondiente valor de R de la Figura II.7. Para flujo radial, calcular B_1 de la Ecuación II.44:
Para flujo lineal, el cual ocurre en pozos fracturados hidráulicamente antes del flujo pseudo-radial, determinar α_1 de la Ecuación II.45 y αB_1 de la Ecuación II.46:

$$\alpha_1 = \pi / 2 \quad \text{Ecuación II.45}$$

$$\sigma B_1 = 2 \quad \text{Ecuación II.46}$$

- 5 Calcular la permeabilidad del *match point* del gasto usando la definición de flujo de gasto adimensional. Para flujo radial, estimar σ de la Figura II.6 y calcular la permeabilidad usando la Ecuación II.47:

$$k = \left[\frac{q(t)}{q_D} \right]_{MP} \frac{1,424T\eta[\ln(R) - 0.75]}{\sigma h [p_p(p_i) - p_p(p_{wf})]} \quad \text{Ecuación II.47}$$

Para flujo lineal

$$k = \left[\frac{q(t)}{q_D} \right]_{MP} \frac{172T}{h [p_p(p_i) - p_p(p_{wf})]} \quad \text{Ecuación II.48}$$

- 6 Si el área de drene o el radio del área de drene es conocido, podemos calcular el factor de daño. Combinando la Ecuación II.26 y la Ecuación 9.41, entonces obtenemos:

$$s = \ln \left[\frac{r_w R}{\sqrt{A/\pi}} \right] = \ln \left(\frac{r_w}{r_e} R \right)$$

Ecuación II.49

- 7 Estimar el volumen de gas recuperable, G_r , en [Mpc], cuando la presión promedio del yacimiento ha alcanzado una presión de fondo fluyente constante. Usar los *match point* del gasto y el tiempo seleccionados en el paso 3.

$$G_r = \frac{\eta}{\lambda} \left[\frac{q(t)}{q_D} \right]_{MP} \left(\frac{t}{t_D} \right)_{MP}$$

Ecuación II.50

- 8 Extrapolar el desempeño futuro para el límite económico del pozo usando la curva tipo elegida para el empatao.

Las curvas tipo son un método que nos pueden proporcionar estimaciones de volumen de gas original y las reservas esperadas al momento del abandono de un pozo o inclusive de un campo entero. Además, las curvas de declinación pueden ser usadas para estimar la producción futura del pozo e inclusive su vida productiva. Sin embargo las técnicas de análisis con curvas de declinación tienen importantes limitaciones.

Sus limitaciones radican en que se hacen suposiciones de que las condiciones a las cuales operara el pozo son constates, algo que casi nunca ocurre en campo. Es decir que si las propiedades del yacimiento y del pozo llegan a cambiar los patrones de declinación también cambiarán, por lo que habría que ajustar nuevamente las curvas de declinación para poder hacer una estimación que se acerque a la realidad.

A pesar de estos inconvenientes se debe recalcar que las curvas de declinación son una herramienta muy importante y barata para poder predecir el comportamiento de un pozo o de un campo, además se puede hacer aproximaciones bastante aceptables de las reservas, sin llegar a hacer análisis geofísicos tan sofisticados y costosos.

Capítulo III

Declinación de la producción en yacimientos de gas de lutitas

La predicción del comportamiento de los yacimientos de gas proveniente de las cuencas de lutitas ha cobrado gran importancia debido a la demanda de este importante energético, además el desarrollo que se le ha dado en Norteamérica ha impulsado a la investigación y al análisis del comportamiento de declinación de estos yacimientos no convencionales.

Los yacimientos de gas de lutitas difieren de los yacimientos convencionales en que la terminación que se hace en sus correspondientes pozos es distinta, esto se debe a que la permeabilidad de la matriz en los yacimientos de lutitas es realmente muy baja (1×10^{-6} a 1×10^{-4} milidarcy), se requiere una enorme superficie areal entre la terminación del pozo y el yacimiento para alcanzar gastos que sean económicamente rentables. Para lograr esta superficie areal es necesario estimular a la formación con múltiples fracturas hidráulicas de forma masiva, para así crear (o enlazar) la compleja red de fracturas que se conectarán al pozo. La geometría, la extensión del área, la conductividad, la capacidad de almacenaje, y el espaciamiento de esta red de fracturas inducidas son características que aún no son bien entendidas. Sin embargo distintas compañías están claramente motivadas para poder entender estas características por dos razones: 1) obtener pronósticos de producción y estimación de reservas de forma más fiable 2) usar esta información para mejorar las prácticas del campo y así poder mejorar en las perforaciones/terminaciones de los pozos (Anderson, 2010)¹.

Se debe entender que en un yacimiento de gas de lutitas, la producción primeramente comenzará por el drene de la red de fracturas creadas por la estimulación en la vecindad del pozo, por lo que en esta etapa la declinación será rápida y abrupta, posteriormente a largo plazo los fluidos provendrán de más allá de la zona estimulada, es decir los fluidos provendrán de la matriz, y en esta etapa la producción tenderá a estabilizarse y por lo tanto se hará casi constante, con un bajo gasto pero una mínima declinación, la Figura III.1 muestra gráficamente lo mencionado anteriormente.

El análisis de la producción es una herramienta invaluable en la caracterización de yacimientos, y además es una herramienta práctica y fiable, sin llegar a ser costosa. Algunas de las técnicas más populares están bien documentadas en la literatura (ecuaciones de Arps, curvas tipo de Carter o Fetkovich), pero estas pueden no ser realmente efectivas, ya que la mayoría de estas técnicas están diseñadas para evaluar yacimientos convencionales y para pozos verticales. Las dos principales limitaciones que provocan la ineficiencia al usarlas en yacimientos de lutitas es que las técnicas convencionales tienen cierta afinidad a que el comportamiento del flujo será dominado por las fronteras (flujo pseudo-estacionario o flujo estacionario), y además la caracterización de la magnitud de las propiedades en los yacimientos de lutitas no es conocida con exactitud (Anderson, 2010)¹.

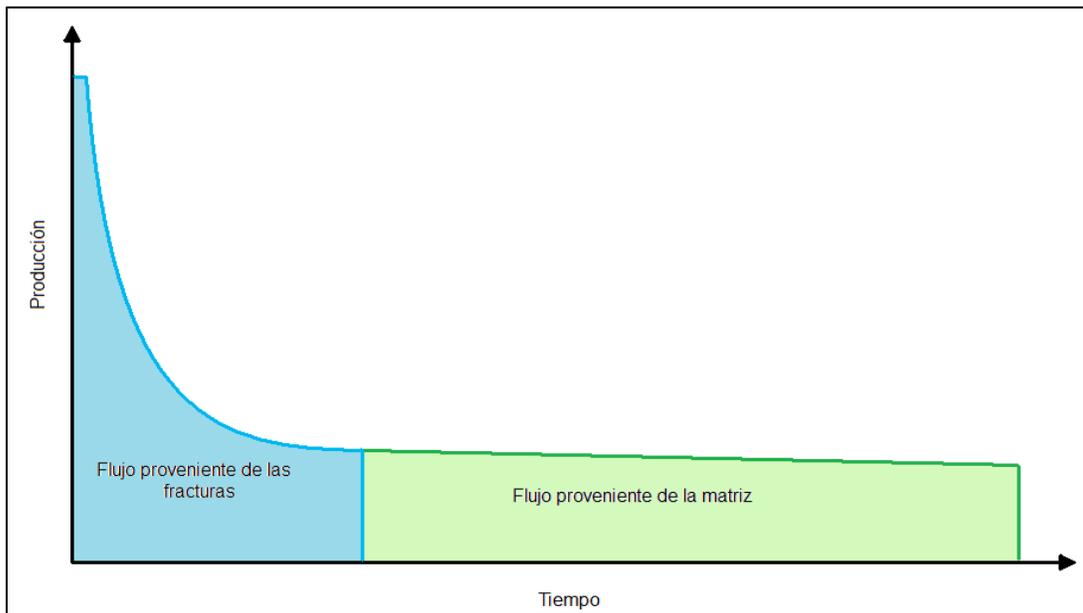


Figura III.1 Declinación típica en los yacimientos de gas de lutitas

Analizar el comportamiento de declinación de un yacimiento de gas de lutitas es complejo, y aun no hay ecuaciones que aproximen la tendencia de declinación de estos yacimientos, aquí presentaremos curvas tipo, las cuales fueron desarrolladas por Baihly, J. et al. (2010)³. Estas curvas fueron creadas con los datos de producción de cuencas ya desarrolladas, además en la segunda sección se presentará el “estado del arte” en técnicas de análisis de datos de producción desarrollada por Anderson et. al. (2010)¹, en esta sección se habla del comportamiento de flujo de fluidos que tienen los yacimientos de gas de lutitas.

III.1 Curvas tipo en yacimientos de gas de lutitas

En la presente sección se pretende hacer un análisis comparativo entre las diferentes curvas de declinación de cinco importantes cuencas de gas de lutitas que hoy en día son explotadas exitosamente, algunas producen gas y aceite, y otras solo gas, aunque cabe señalar que el análisis presentado aquí solo se realizó con datos de producción de gas. Esta comparación pretende dar herramientas para poder correlacionar las características de estas cuencas con otras cuencas del mundo, y además poder pronosticar aproximadamente el comportamiento de un pozo y/o del yacimiento.

En 2010 Jason Baihly et. al.² presentaron un análisis comparativo entre la declinación de la producción de distintas cuencas, aquí se presentará la metodología de dicho análisis, así como algunos de los resultados obtenidos.

Metodología del Análisis

Primeramente fueron recolectados datos de producción de los pozos horizontales de cada cuenca. Estos datos pasaron por un primer control de calidad, en el cual se rechazaron datos de pozos que tuvieran un comportamiento anormal, es decir en los que hubiera algún cambio abrupto en el comportamiento de la producción. Posteriormente los datos de toda la producción mensual se cambiaron con respecto al tiempo, para que la fecha de la producción en todos los pozos tuviera una misma fecha de inicio, o un “tiempo cero”. Esta referencia “tiempo cero” es el primer año de producción para cualquier pozo en la base de datos (2002). Todos los pozos son agrupados basados en la DOFP *date of first production* (fecha en la que comenzaron a producir), esta fecha es el año en el que fue reportada la primera producción. Los datos del gasto mensual se convirtieron a su equivalente pero en gasto de producción diaria de un promedio por pozo, esto después de dividir el gasto mensual por el número de días correspondientes al mes.

Posteriormente los datos fueron filtrados con segundo control de calidad. Los datos fueron elegidos cuidadosamente, de tal manera que las correlaciones fueran estadísticamente aceptables. Es decir se descartaron datos si los grupos de pozos eran muy pocos (el autor descartó grupos de 8 pozos o menos), pues esto conduciría a una pobre correlación estadística. Posteriormente pozos que tienen un gasto de producción de gas considerablemente diferente (es decir con condiciones muy distintas a las de su correspondiente grupo), son cuidadosamente examinados y vetados. Por ejemplo, pozos con producción de condensados y aceite como en Eagle Ford con una relación de aceite-gas de más de 80 [bl/MMpc] fueron excluidos de este análisis.

Finalmente los datos pasaron por un tercer control de calidad. En esta etapa se examinó el comportamiento de los pozos contados a lo largo del tiempo de cada grupo. Este control de calidad consistió en asegurar que los datos de producción de los pozos siguieran siendo casi constantes a lo largo del tiempo. Pozos con cambios abruptos en la producción, los cuales no tuvieran asociación al comportamiento de declinación del área estudiada fueron descartados del análisis.

Después de los controles de calidad realizados a los datos, al análisis se realizó con un total de 1,931 pozos, de los cuales 838 son de Barnett, 467 de Fayetteville, 305 de Woodford, 274 de Haynesville y 46 de Eagle Ford.

Posteriormente al filtro de datos, éstos fueron analizados de dos distintas maneras:

- a) Los datos fueron graficados para comparar las tendencias en cada cuenca de gas de lutitas a través del tiempo.
- b) Un análisis de curvas de declinación fue desarrollado en varios escenarios incorporando todos los datos de producción de los pozos horizontales.

El análisis de interés para este trabajo son las gráficas que indican la tendencia de declinación de la producción en cada cuenca, es decir las curvas tipo de cada cuenca, los resultados se muestran en las secciones consecutivas.

III.1.1 Barnett

Para Barnett se seleccionó un área localizada en los condados de Tarrant, Wise, Denton y Parker, se utilizaron 838 pozos horizontales perforados de 2003 a 2009. Se utilizó la producción promedio diaria por pozo, para pozos con DOFP (fecha en la cual comenzaron a producir) de 2003 hasta 2009. En la Figura III.2 se muestra la producción en donde Tiempo N es el tiempo en meses, medido desde el “tiempo cero”. A diferencia de los demás yacimientos de lutitas que fueron analizados en este estudio la producción no fue mejorando a lo largo del tiempo. En las gráficas se muestra que un pozo no interfiere con los que están adyacentes a él, las tendencias de producción son paralelas y tienen un comportamiento similar a lo largo del tiempo. Sin embargo en algunos casos las operaciones más recientes han creado comunicaciones con pozos más viejos adyacentes a los nuevos, pero debido a la extremadamente baja permeabilidad de este tipo de yacimientos no hay interferencia alguna entre pozo y pozo (Baihly et. al., 2010)².

Inicialmente en las operaciones donde se realizaron en promedio fracturas en dos etapas se incrementó a seis en 2008. Además el volumen total de fluido y del apuntalante también ha incrementado pero no de manera proporcional. Los diseños iniciales fueron con agua viscosa con 40/70 de arena los cuales fueron modificados al incluir fluidos lineales o reticulados con 30/50 o 20/40 de arena (tratamiento híbrido) en algunas operaciones (Baihly et. al., 2010)².

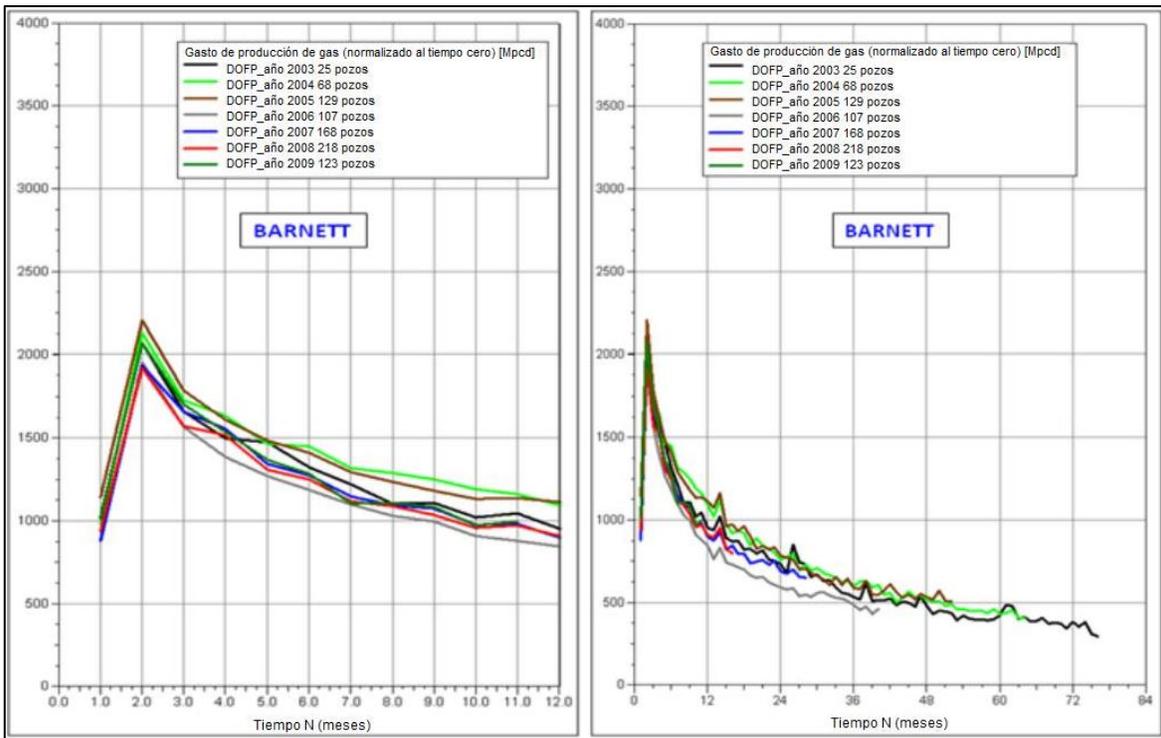


Figura III.2 Producción diaria promedio por pozo en Barnett, agrupados por DOFP y cambiados al tiempo cero, en los primeros 12 meses (izquierda) y la historia completa de producción (derecha) (Modificado de Baihly et. al., 2010)²

Un estudio desarrollado mostró que el volumen total del apuntalante bombeado tuvo una buena y positiva correlación que se reflejó en la producción. Sin embargo, en muchos pozos el volumen total del apuntalante por etapa decreció a lo largo del tiempo. Las prácticas de terminación y de estimulación han cambiado a lo largo del tiempo pero podrían no estar optimizándose ya que no se ha generado un obvio incremento en la producción. Se cree que Barnett contiene fracturas naturales, algunas de las cuales pueden ser reabiertas por los procesos de perforación. Además, la extensión del ambiente de la cuenca resulta en pequeñas anisotropías en los esfuerzos horizontales permitiendo así más fácilmente la expansión de las fracturas naturales mineralizadas contactadas durante la estimulación. La curvatura de la cuenca de Barnett puede también tener un gran impacto en la orientación de las fracturas naturales, y en la magnitud de los esfuerzos horizontales *in-situ*. La curvatura y las fracturas naturales pueden actuar en conjunto para dictaminar la última geometría de la fractura hidráulica, reduciendo el impacto del tamaño de la fractura hidráulica, en las etapas y en el diseño.

Otra causa de que los IPs sean similares y las tendencias de declinación a lo largo del tiempo también, es debido a que los gasoductos que transportan el gas de los pozos han estado funcionando a plena capacidad. Es poco probable que ocurra esto en un periodo largo de tiempo, pero aún necesita ser considerado.

III.1.2 Fayetteville

El área central del estudio de Fayetteville fue seleccionada en los condados de Conway y en Van Burel y se consideraron 467 pozos horizontales perforados del 2005 hasta el 2009. El gasto inicial de producción abarco desde 1.0 hasta 2.6 [MMpcd] para los cinco conjuntos de datos. La Figura III.3 (izquierda) muestra tres distintos grupos: uno con DOFP de 2005, otro con DOFP del 2006 y del 2007, y el tercer grupo con DOFP del 2008 y del 2009. El promedio de los gastos iniciales de producción tiene consistencia con las mejoras que ocurrieron a lo largo del tiempo: hubo un incremento del 50% al 60% desde la DOFP del 2005 hasta la DOFP del 2006/2007, seguido por un fuerte incremento de 40% al 60% desde la DOFP 2007 hasta la DOFP del 2008/2009. Este incremento en la producción se puede atribuir a la evolución de los pozos horizontales que comenzaron en 1,800 pies y abarcaron hasta los 4,300 pies a lo largo de todo este tiempo. Como la longitud lateral ha incrementado, el número de etapas se ha duplicado de tres a cuatro en 2005, hasta de seis a ocho en 2009. El volumen total de los fluidos de estimulación también se ha duplicado, el volumen total de apuntalante casi se ha triplicado, y los diseños de estimulación se han desarrollado para acomodar el volumen adicional en el mismo periodo de tiempo.

A lo largo de este periodo, las tendencias de la producción son paralelas y tienen pendientes similares para los 5 grupos de datos. Aunque otros factores pueden desempeñar un papel importante, se cree que los cambios en perforación, terminación, y las prácticas de estimulación son las causas más probables a las cuales se les atribuye este incremento en la producción conforme pasa el tiempo. La totalidad de la historia de la producción fue analizada para Fayetteville para examinar como la producción cambia a lo largo del tiempo. La Figura III.3

muestra la historia de la producción completa categorizada por la DOFP. Como se puede ver todos los conjuntos de datos arrojan gráficas con tendencias muy similares a las del primer año.

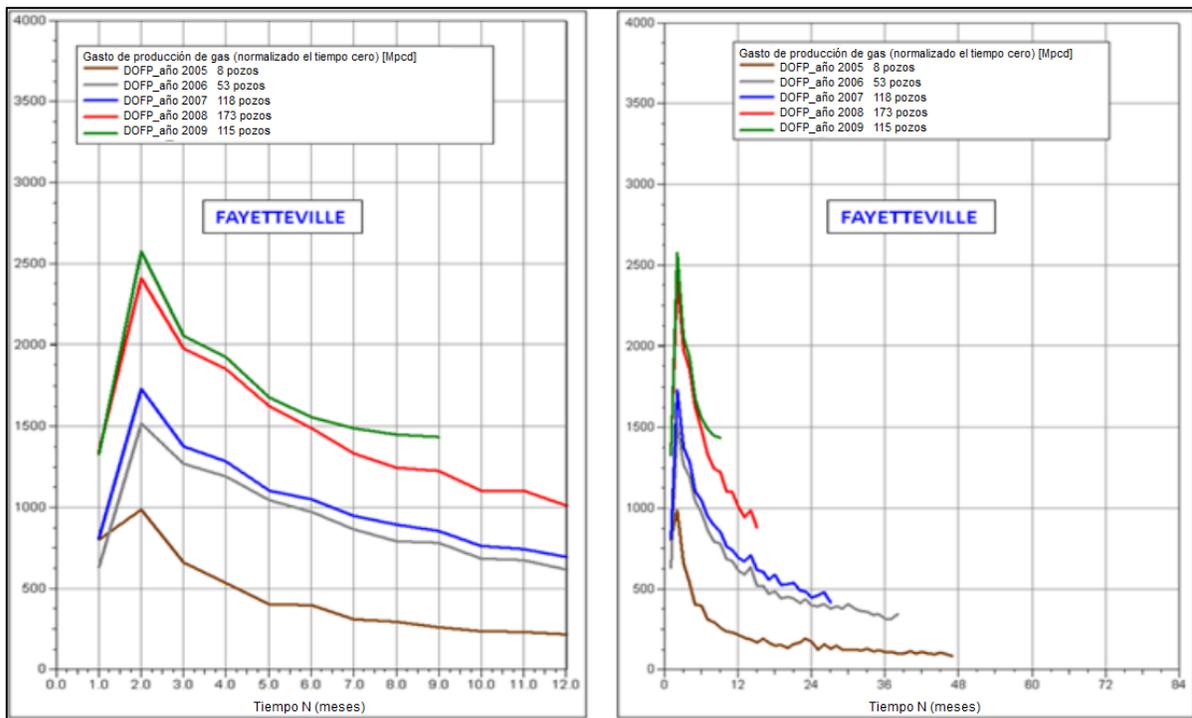


Figura III.3 Producción diaria promedio por pozo en Fayetteville, agrupados por DOFP y cambiados al tiempo cero, en los primeros 12 meses (izquierda) y la historia completa de producción (derecha) (Modificado de Baihly et. al., 2010)²

III.1.3 Woodford

Para el área central de estudio de Woodford se eligieron los condados de Hughes y Coal (cuenca de Arkoma) y se estudiaron 305 pozos perforados desde el 2006 hasta el 2009. La Figura III.4 muestra el promedio del gasto diario de gas por pozo, para pozos perforados del 2006 al 2009. La producción inicial abarca desde 2.1 a 3.6 [MMpcd] para los cuatro grupos de datos. Las gráficas muestran tres distintos grupos similares a los de Fayetteville: uno con DOFP del 2006 y del 2007, otra con la DOFP del 2008, y el tercer con DOFP del 2009. Hay un drástico incremento en el gasto de la producción inicial de aproximadamente 35% entre 2006 y 2007 comparados con los del 2008, el cual incrementó en un 20% comparado a los del 2009. Este incremento en la producción puede ser principalmente atribuido a la evolución de la longitud de los pozos horizontales de 1,800 a 4,800 pies a lo largo del tiempo. Además la continuidad lateral ha incrementado el número de etapas de fracturamiento de tres a diez etapas. Sin embargo el volumen total de los fluidos de estimulación no se ha incrementado de forma proporcional, mientras que el volumen del apuntalante sigue siendo el mismo a lo largo de este tiempo.

El perfil de declinación es bastante similar durante el primer año de producción para todos los grupos de DOFP analizados. La totalidad de la historia de producción de Woodford fue analizada para examinar los cambios de producción a lo largo del tiempo.

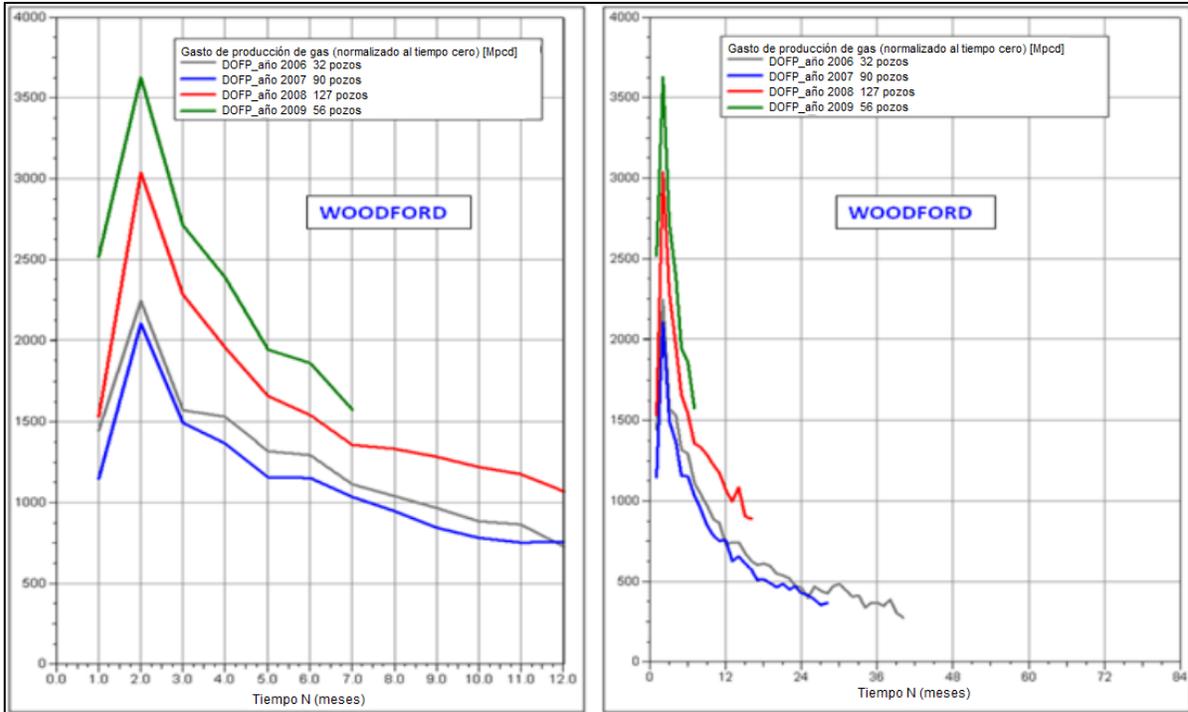


Figura III.4 Producción diaria promedio por pozo en Woodford, agrupados por DOFP y cambiados al tiempo cero, en los primeros 12 meses (izquierda) y la historia completa de producción (derecha) (Modificado de Baihly et. al., 2010)²

III.1.4 Haynesville

Para el área central de estudio de Haynesville se seleccionaron los condados de Bienville, Bossier, Caddo, De Soto, Red River y Sabine Parishes. Se analizaron 275 pozos horizontales perforados de 2008 a 2009. La Figura III.5 muestra el promedio del gasto diario de gas por pozo. El IP se ha incrementado en un 18% para los pozos con DOFP del 2009 comparado con los del 2008. Similar a los otros *plays* de lutitas, el promedio de la longitud lateral se incrementó de 2,200 a 4,800 pies, y el número de etapas de fracturamiento hidráulico se incrementó de seis a catorce. Los volúmenes de estimulación también evolucionaron proporcionalmente a la longitud lateral más que en los demás *plays* de lutitas. El promedio del bombeo para las etapas de fracturamiento hidráulico en Haynesville fue de aproximadamente 12,000 [bl] de agua aceitosa con 300,000 libras de apuntalante. Las etapas jóvenes del perfil de declinación, son similares para tanto los pozos que comenzaron a producir en 2008 como los del 2009. Debido a la alta presión en el yacimiento de Haynesville, los operadores comenzaron a controlar al abatimiento de la presión para evitar algún daño innecesario en el pozo y el yacimiento.

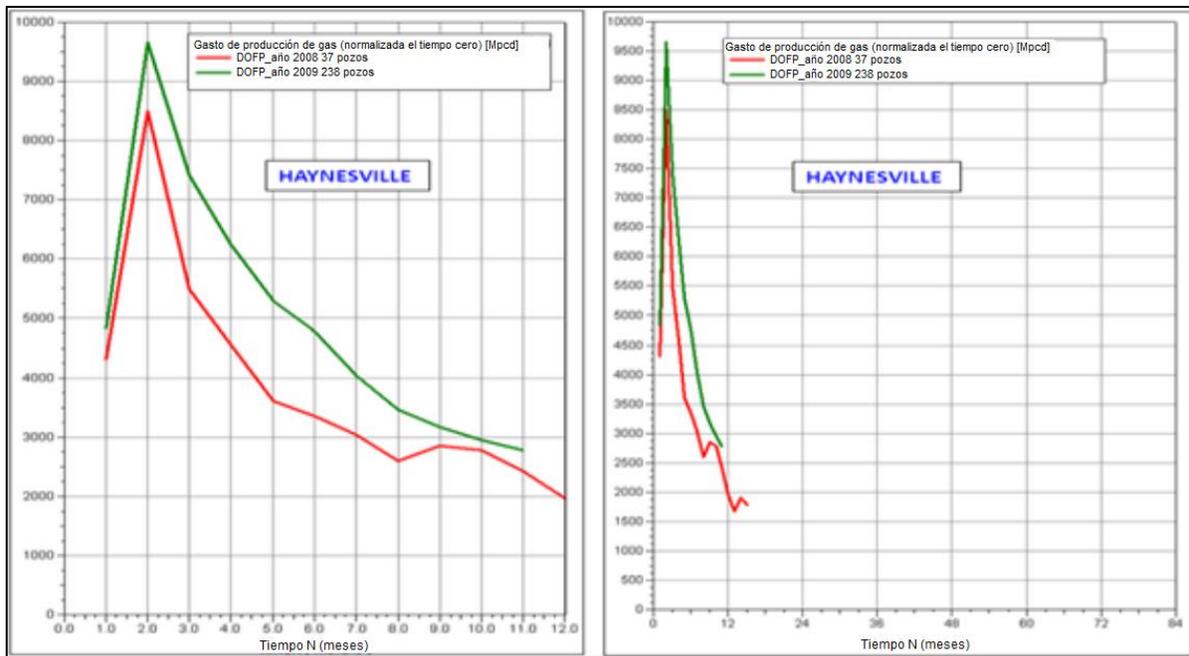


Figura III.5 Producción diaria promedio por pozo en Haynesville, agrupados por DOFP y cambiados al tiempo cero, en los primeros 12 meses (izquierda) y en la historia completa de producción (derecha) (Modificado de Baihly et. al., 2010)²

III.1.5 Eagle Ford

El área de estudio para Eagle Ford fue seleccionada en los condados de Dimmit, De Witt, La Salle, Live Oak, McMullen, y Webb, con 46 pozos horizontales analizados del 2009. Eagle Ford es una cuenca que recientemente se está explotando, por lo tanto tiene pocos pozos perforados (comparado con las otras cuencas), y además tiene pocos meses de producción.

Este *play* tiene características muy similares a las de Haynesville, tanto propias del yacimiento, como operativas. Los pozos de Eagle Ford tienen un promedio de longitud lateral de 5,000 pies y un número de etapas de estimulación que van de 12 a 14. Los volúmenes de los fluidos de estimulación también son muy similares a los de Haynesville.

Como se puede ver en la Figura III.6 la tendencia de la declinación de la producción es más abrupta, muy similar como sucede en la cuenca de Haynesville, esta declinación abrupta se debe a que Eagle Ford es una cuenca que está altamente presurizada. Este tipo de declinación también se presenta en Haynesville, y esta cuenca también tiene un alto gradiente de presión, lo que nos indica que está pendiente tan inclinada se debe a las altas presiones en el yacimiento.

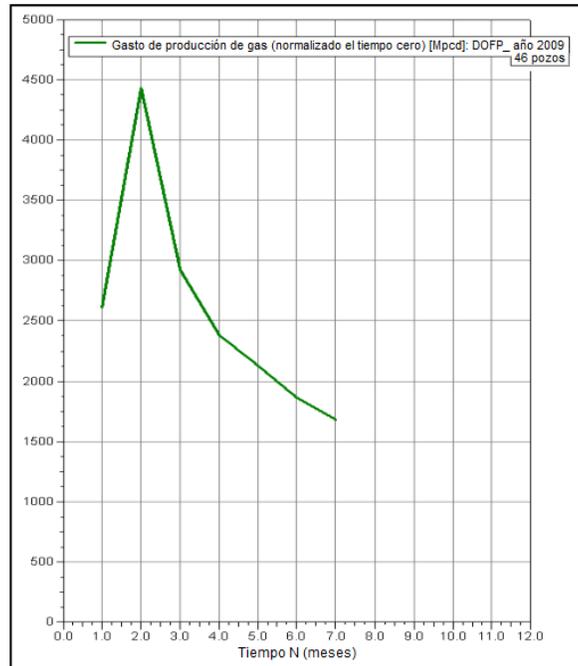


Figura III.6 Producción diaria promedio por pozo en Eagleford, agrupados por DOFP y cambiados al tiempo cero (Modificado de Baihly et. al., 2010)²

III.1.6 Comparación de las tendencias de declinación entre las curvas tipo

En esta sección se hace una comparativa de las curvas de declinación de cada cuenca, además se analizan las posibles causas del por qué las diferencias entre ellas.

En las secciones anteriores se muestran las tendencias de declinación de las cinco cuencas analizadas, comparando la DOFP (fecha en la que comenzaron a producir) del 2009 hay una clara tendencia del incremento del IP de las distintas cuencas: IP de Haynesville > IP de Eagle Ford > IP de Woodford > IP de Fayetteville > IP de Barnett. Los IPs de Haynesville y de Eagle Ford son más grandes debido a que la presión en estas cuencas es más grande que en las demás, como se muestra en la Tabla III.1. Otra razón de los IPs de estas cuencas sean más grandes, es por los métodos que usan para perforar y terminar los pozos, ya que en estas dos cuencas las perforaciones de los pozos horizontales son más largas, además las terminaciones tienen más etapas de fracturamiento y se han inyectado mayores volúmenes de fluidos y apuntalante. Estas dos razones impactan más en las disparidades del IP, que las diferencias en las propiedades petrofísicas de las distintas cuencas (Baihly et. al., 2010)².

Como se ha discutido en las secciones anteriores el incremento en la producción de las cuencas Fayetteville y Woodford a lo largo del tiempo se debe a los cambios progresivos que se han dado en las operaciones de: perforación, se ha entendido de mejor manera el direccionamiento lateral en la zona objetivo; prácticas de terminación, se han hecho mejoras en el manejo de disparos, es decir, más fases de disparos y con más etapas; diseños de estimulación, se han usado tratamientos híbridos, distintas opciones de fluidos divergentes, y se ha usado el monitoreo microsísmico de los

tratamientos de fracturamiento hidráulico, etc.; y la experiencia que se van adquiriendo a lo largo del tiempo, también se ha contribuido al incremento de la producción en los pozos.

En la Figura III.7 se muestra como la declinación de Barnett es más gradual que la declinación que de las otras cuencas, se cree que esto se debe a que el área central del estudio de Barnett, tiene propiedades las cuales son más favorables para mantener la conductividad de la fractura a lo largo del tiempo. En primer lugar en la zona estudiada de Barnett hay menos heterogeneidad vertical y también hay una moderada variación de esfuerzos verticales a comparación de las otras cuencas. En segundo lugar Barnett tiene rocas con más contenido de sílice las cuales tienen un alto Módulo de Young comparado con las otras cuencas analizadas. Las otras cuencas de lutitas tienen más volumen de arcilla que el área estudiada de Barnett, lo que provoca una afectación a la conductividad del fracturamiento hidráulico con el tiempo. En tercer lugar Barnett tiene una gran red de fracturas naturales abiertas y otras cicatrizadas, las cuales si retienen su integridad a lo largo del tiempo, pueden ayudar a reducir la declinación del gasto de gas. Barnett también tiene muy bajos esfuerzos, lo cual conduce a una baja efectividad en los esfuerzos en el apuntalado de las fracturas durante la producción. Mientras que las fracturas naturales pueden existir en todas las demás cuencas de gas de lutitas, la estructura de la roca de Barnett permite una mejor conectividad entre la serie de fracturas naturales. Por ejemplo, es conocido que Woodford tiene fracturas naturales pero estas solo están concentradas en ciertos intervalos y no en los intervalos arcillosos. Las fracturas hechas en los yacimientos arcillosos se cerrarán con paso del tiempo y en última instancia provocarán una declinación del gasto de gas más pronunciada.

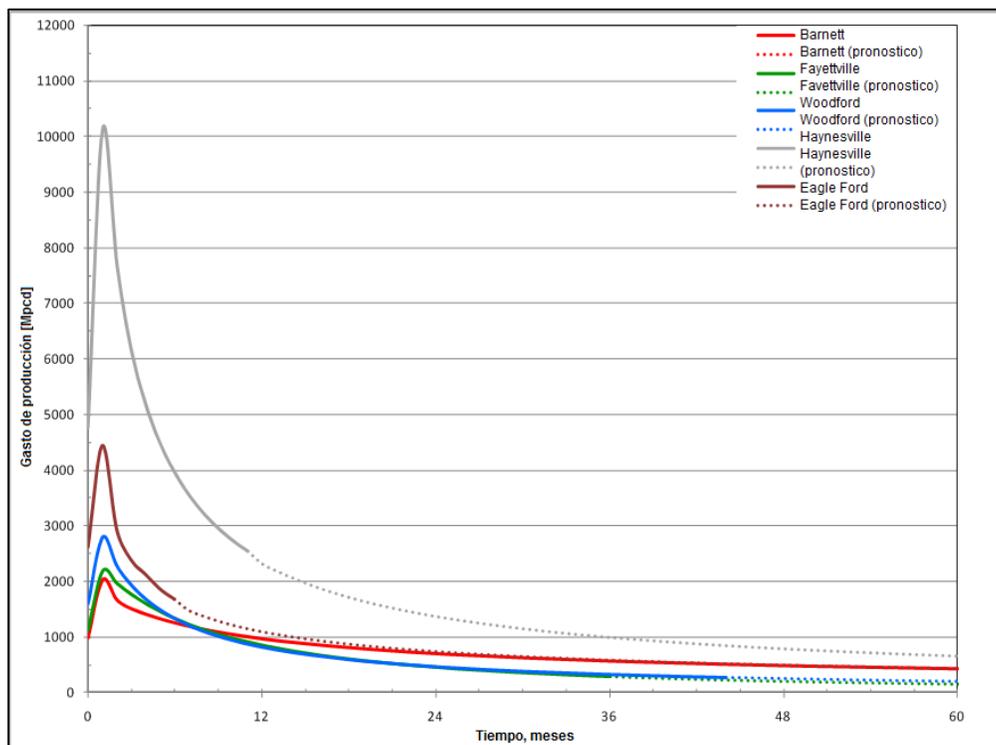


Figura III.7 Promedio absoluto de la producción diaria de gas por pozo para cada cuenca de gas de lutitas (Modificado de Baihly et. al., 2010)²

Haynesville y Eagle Ford tienen declinaciones de la producción mucho más pronunciadas comparadas con las tendencias de las demás cuencas. Estas observaciones se muestran más claramente en la Figura III.7 en la cual se muestra el gasto de producción promedio diario por pozo y en la Figura III.8 se muestra el IP normalizado del gasto de producción de gas por pozo, para cada cuenca.

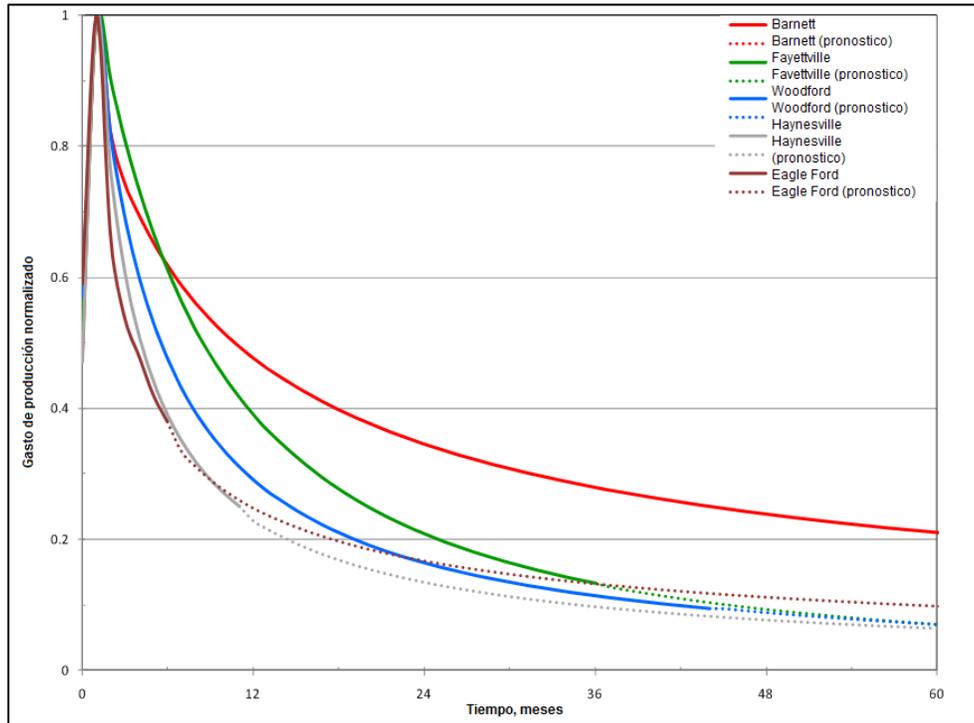


Figura III.8 IP del gasto normalizado de la producción de gas para cada cuenca de gas de lutitas (Modificado de Baihly et. al., 2010)²

Puesto que el principal mecanismo de producción en los yacimientos de gas de lutitas es la creación de un complejo sistema de fracturas en el yacimiento, esto nos indica que cualquier degradación de esta red causará que el gasto de producción de gas decline. Prevenir que esta degradación ocurra puede llegar a ser un reto más en los yacimientos altamente presurizados con rocas suaves y/o bajos Módulos de Young tal como ocurre en Haynesville y en menor medida en Eagle Ford, en donde el trituramiento y el atascamiento del apuntalante puede ocurrir. Estos dos yacimientos producen a un alto gasto de gas inicial que decrece bastante rápido en el tiempo conforme la presión del yacimiento decrece. Cuando este decremento de presión ocurre, los altos esfuerzos pueden impactar en la apertura de la red de fracturas hidráulicas y causar su degradación con el tiempo, dando resultado a un decremento en la totalidad de la conductividad del sistema de fracturas. Además, presiones más altas en el yacimiento (particularmente en Haynesville) causarán una declinación de la producción más abrupta, ya que en la etapa inicial de producción el gas proviene de la red de fracturas y este es producido más rápidamente (con altos gastos de producción iniciales) que el gas que viene de la matriz a la red de fracturas.

Mientras el gasto inicial declina debido a los cambios en la conductividad del sistema de fracturas conforme pasa el tiempo, el gasto de declinación posterior está más relacionado a la relación entre el flujo de fluidos de la matriz hacia las fracturas y a las propiedades de la matriz conforme la producción comienza a ser más influenciada por la matriz. En esta etapa, los gastos de declinación entre las cuencas son similares ya que están relacionados al flujo dominado por la matriz, el cual no tiene mucha variación entre cuenca y cuenca, como ocurre cuando el flujo es dominado por la compleja red de fracturas, donde si hay una gran variación.

La Figura III.9 muestra la sensibilidad de la producción de gas para tres distintos escenarios: un caso base, un caso con abundantes fracturas naturales y un caso en el cual la presión del yacimiento ha sido duplicada. Este análisis se llevó a cabo con las mismas propiedades genéricas para los tres escenarios. La misma presión de fondo fue usada en los tres casos. El caso con fracturas naturales muestra ligeramente un IP más grande y una declinación de la producción más gradual que el caso base, mientras que el caso con la presión aumentada muestra un IP considerablemente más grande y una declinación de la producción mucho más pronunciada. Esta gráfica es consistente con las observaciones mostradas en las curvas de cada cuenca.

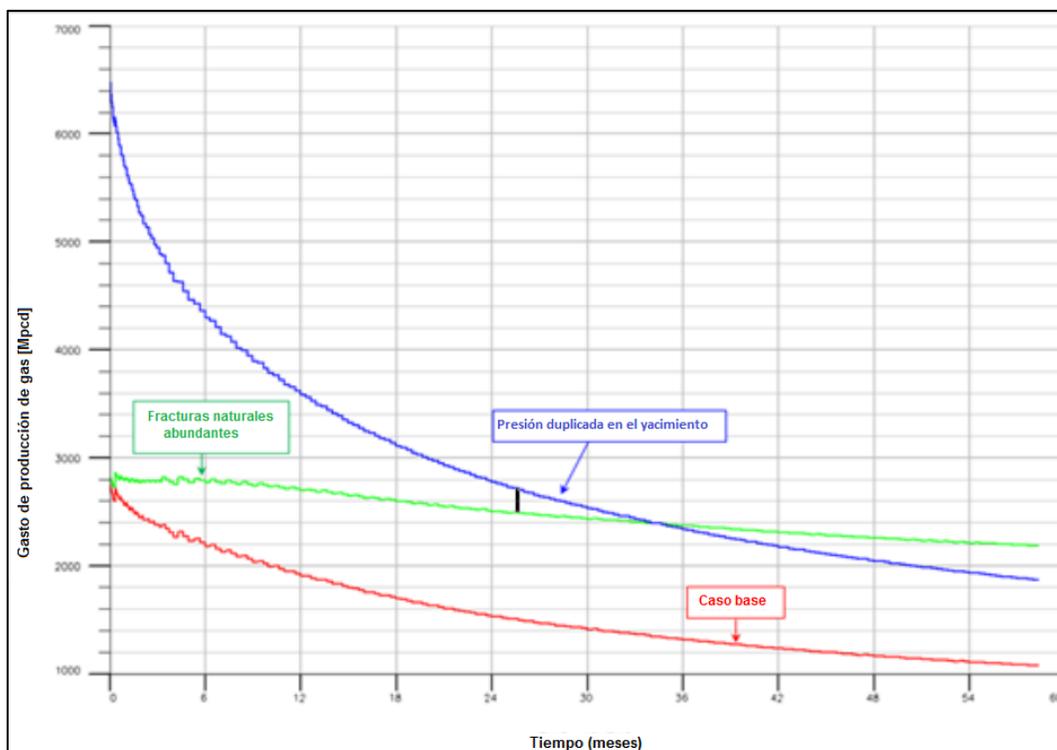


Figura III.9 Gráfica de simulación numérica de los gastos de producción de gas para tres distintos escenarios: un caso base, un caso con la presión duplicada y otro con abundantes fracturas naturales (Modificado de Baihly et. al., 2010)²

Posterior al análisis hecho podemos puntuar que los factores que más impactan a la declinación de la producción en los yacimientos de gas de lutitas son:

- Mejoras en las prácticas de perforación, terminación y estimulaciones a lo largo del tiempo pueden incrementar la producción, dando como resultados incrementos progresivos en el IP de los pozos.
- Los yacimientos que tienen rocas con un alto contenido en sílice y un alto Módulo de Young, tendrán una mejor conductividad en las fracturas, lo que resultará en una declinación más gradual, y no tan abrupta.
- Los yacimientos con un bajo volumen de arcilla y con fracturas naturales tendrán bajos esfuerzos, por lo que la declinación será gradual.
- Yacimientos con alto contenido en arcilla tendrán fracturas que se cerrarán más rápido al transcurrir el tiempo, lo que provocará una declinación más pronunciada.
- Yacimientos con altas presiones, dan como resultado altos IP, pero con declinaciones abruptas.
- Yacimientos con altas presiones y bajos Módulos de Young provocarán la compactación y la degradación del apuntalante, lo que por ende reducirá la conductividad de la fractura y a la vez provocará una declinación más abrupta. Los cambios rápidos en la presión también contribuirán a que esto suceda.
- La declinación de la producción en los yacimientos de gas de lutitas va directamente relacionada al fracturamiento hidráulico y a su eficiencia, es de decir, que de acuerdo a la rapidez del cierre de las fracturas, será la declinación del pozo/yacimiento, y esta rapidez del cierre de las fracturas va ligado a: la composición de la roca (mineralogía, es decir principalmente contenido de sílice, arcilla y carbonatos) y las presiones en el yacimiento.

Para evidenciar las diferencias en las propiedades de las cuencas en la Figura III.10 se muestra la variación mineralógica de las cinco cuencas analizadas y en la Tabla III.1 se muestra un resumen de las características de las mismas.

Podemos afirmar que además de las prácticas de perforación, terminación y estimulación, las características del yacimiento que más influyen según este estudio son: las presiones del yacimiento, la composición mineralógica de la roca (Módulos de Young) y la cantidad de fracturas naturales que tenga el yacimiento, siendo a mi parecer la mineralogía lo que más impacta en la declinación de la producción, esta propiedad está relacionada ampliamente con la estimulación, e influye en gran medida en la etapa productiva del pozo, pues de la composición de la roca depende la eficiencia de la distribución y duración efectiva del apuntalante, como se dijo anteriormente la rapidez del cierre de las fracturas está ligado a la mineralogía de la roca, y la rapidez de cierre de las fracturas influye completamente en el comportamiento de la declinación de la producción en este tipo de yacimientos.

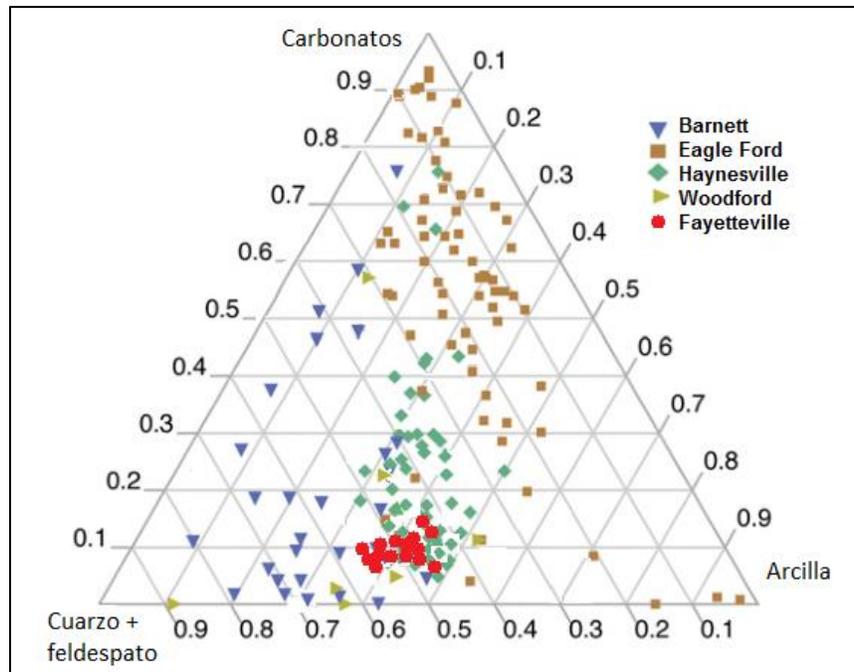


Figura III.10 Diagrama ternario de la variación mineralógica de las cinco cuencas analizadas (Modificado de Chermak 2014⁴ y Gamero 2013⁵)

Play de lutitas	Barnett	Fayetteville	Haynesville	Woodford	Eagle Ford
Edad [Ma]	320	330	150	370	95
Extensión Areal [km]	13,000	23,000	23,000	28,900	5,000
Profundidad [km]	2.0 - 2.6	0.3 - 2.1	3.2 - 4.2	1.8 - 3.4	1.2 - 4.2
Gradiente de Presión [lb/pg ² /pie]	0.43 - 0.44	—	> 0.9	—	0.6
Porosidad (%)	4.0 - 5.0	2.0 - 8.0	8.0 - 9.0	3.0 - 9.0	4.0 - 15
Espesor [m]	60 - 90	30 - 210	60 - 90	90 - 300	20 - 150
Espesor Útil [m]	15 - 60	15 - 60	61	35 - 67	25 - 100
Tipo Kerogeno	II	II-III	III	II	II
Madurez Térmica (%Ro)	0.5 - 1.5	1.0 - 3.0	0.94 - 2.62	0.5 - 3.0	0.5 - 2.2
COT(%)	3.0 - 6.0	4.0 - 9.8	4.0 - 10	0.6 - 1.0	4.5 - 5.5

Tabla III.1 Resumen de las principales características de las cinco cuencas analizadas (Modificado de Askenazi, 2013)²

Finalmente en esta sección se presenta en la Tabla III.2 los porcentajes de variación mensual aproximados para cada cuenca analizada, se puede hacer uso de la tabla de porcentajes tomando en cuenta las características mostradas en la Tabla III.1 y en la Figura III.10, para así correlacionarlas con el pozo/yacimiento de interés. Es importante señalar que estos porcentajes de declinación son aproximados, y son relativos al primer gasto de producción del pozo.

Mes	% de variación mensual de cada cuenca				
	Haynesville	Eagle Ford	Woodford	Fayetteville	Barnett
1	211%	173%	178%	183%	200%
2	158%	119%	150%	167%	170%
3	131%	92%	125%	150%	150%
4	109%	81%	103%	133%	140%
5	97%	73%	94%	125%	130%
6	86%	65%	86%	108%	120%
7	76%	57%	75%	100%	118%
8	67%	53%	69%	92%	110%
9	63%	47%	63%	83%	103%
10	58%	46%	56%	75%	100%
11	52%	41%	53%	71%	97%
12	48%	40%	50%	67%	94%
13	45%	39%	48%	64%	90%
14	43%	37%	44%	62%	88%
15	42%	35%	43%	60%	84%
16	40%	34%	40%	59%	82%
17	39%	33%	39%	58%	81%
18	37%	32%	38%	56%	80%
19	34%	31%	37%	53%	79%
20	33%	30%	36%	51%	78%
21	32%	30%	34%	50%	77%
22	31%	29%	31%	48%	76%
23	30%	28%	28%	46%	73%
24	28%	27%	27%	42%	71%

Tabla III.2 Porcentajes de variación mensual para las cinco cuencas analizadas. (Basado en las gráficas de Baihly et. al., 2010)²

Mes	% de variación mensual de cada cuenca				
	Haynesville	Eagle Ford	Woodford	Fayetteville	Barnett
25	27%	26%	26%	38%	70%
26	26%	25%	25%	35%	67%
27	25%	24%	24%	34%	64%
28	24%	24%	24%	33%	62%
29	24%	23%	23%	33%	61%
30	23%	23%	23%	32%	61%
31	23%	23%	21%	31%	60%
32	22%	23%	21%	28%	60%
33	21%	22%	20%	28%	59%
34	21%	22%	19%	27%	59%
35	21%	22%	18%	27%	58%
36	21%	22%	18%	26%	58%
37	20%	21%	17%	26%	57%
38	19%	20%	16%	24%	57%
39	19%	20%	16%	23%	56%
40	19%	20%	15%	22%	54%
41	18%	19%	14%	21%	53%
42	17%	19%	14%	20%	52%
43	17%	19%	13%	18%	50%
44	17%	18%	13%	18%	49%
45	17%	17%	12%	18%	48%
46	17%	17%	12%	17%	46%
47	17%	16%	12%	17%	45%
48	17%	16%	12%	17%	43%

Tabla III.2 (continuación) Porcentajes de variación mensual para cada cuenca analizada. (Basado en las gráficas de Baihly et. al., 2010)²

III.2 “Estado del arte” en técnicas de análisis de datos

En esta sección se presenta lo último en técnicas de análisis de datos de producción realizado por Anderson et. al. en 2010¹, estas técnicas no muestran el procedimiento integro para efectuar un pronóstico de producción, sin embargo esta sección aporta la explicación a fondo del comportamiento del flujo de fluidos en el medio poroso de los yacimientos de lutitas.

Es importante recordar que debido a la ultra baja permeabilidad de las lutitas, estos yacimientos se comportan de forma muy distinta a lo que es yacimiento convencional. En un yacimiento de lutitas no habrá comunicación entre pozo y pozo, como suele suceder en las yacimientos convencionales, además el comportamiento de los pozos de gas lutitas está claramente influenciado por las fracturas, así como la rapidez del cierre de las mismas.

III.2.1 Análisis de la producción de pozos horizontales de gas de lutitas

El análisis de la producción es una herramienta invaluable para la caracterización de un yacimiento, como se ha dicho anteriormente las técnicas convencionales para el análisis de la declinación de la producción no son efectivas para los yacimientos de gas de lutitas, esto debido a dos grandes limitaciones:

- a) Predisposición a que el flujo es dominado por las fronteras (flujo pseudo-estacionario o flujo estacionario)

Observaciones han mostrado que asumir esto no siempre es una suposición correcta en el caso de los yacimientos de arenas compactas y de lutitas. A menudo el flujo lineal es dominante, y no se ha observado en los datos de producción una tendencia a que el flujo este dominado en un largo periodo por las fronteras. En otros casos el flujo dominado por las fronteras es observado en las etapas tempranas de producción, seguido por una transición hacia el flujo de actuación infinita (flujo transitorio). Como resultado, hay una tendencia de las técnicas convencionales de subestimar el comportamiento a largo plazo de los yacimientos de gas de lutitas.

- b) La caracterización de las propiedades del yacimiento

La geometría de flujo observada en los yacimientos de lutitas usualmente es flujo lineal. Los métodos de declinación convencionales interpretan esto como si solo hubiera una única fractura asociada a la permeabilidad del yacimiento. Sin embargo, los pozos horizontales fracturados de gas de lutitas, tienen segmentos del yacimiento estimulados con múltiples fracturas.

Para sobreponerse a estas limitaciones, Anderson et. al. (2010)¹ propone un método de análisis y un modelo que se basa en el trabajo de Wattenbarger, pero a diferencia del trabajo de Wattenbarger, este toma en cuenta las múltiples fracturas de los pozos horizontales. La inclusión del concepto “red de fracturas”, opuesto al modelo de una única fractura, permite un mejor pronóstico del desempeño del pozo a largo plazo. El modelo de Wattenbarger de flujo lineal limitado sigue una progresión de flujo lineal a flujo dominado por las fronteras. El modelo de gas de lutitas propuesto por Anderson et. al. (2010)¹ se basa en la progresión de flujo lineal hacia un flujo dominado por las fronteras (flujo pseudo-estacionario o flujo estacionario) y posteriormente cambia a un flujo de actuación infinita (flujo transitorio) con geometría de flujo lineal o radial. Es importante notar que la permeabilidad de la matriz no aparece explícita en el modelo de Wattenbarger, debido a que depende solo de la ecuación $A\sqrt{k}$. Esto puede no ser cierto para el modelo de gas de lutitas que se propone Anderson et. al. en 2010¹. La magnitud de los fluidos que provienen de la matriz a largo plazo en actuación infinita (flujo transitorio) depende de la permeabilidad asumida de la matriz.

Los componentes del modelo de gas de lutitas que son considerados en el trabajo de Anderson son:

- Terminación: la terminación en un pozo horizontal que atraviesa completamente a la formación. El pozo puede ser entubado a agujero abierto.

- Red de fracturamiento: la red de fracturas consiste de múltiples fracturas planas paralelas, que intersectan el pozo horizontal en un ángulo de 90° . Se considera que la red de fracturas tiene conductividad finita y una extensión areal limitada (ver Figura III.11).
- Bloques de la matriz: los bloques de la matriz son partes de la matriz que se sitúan dentro de la red de fracturas, ocupan el espacio entre las fracturas. Se considera que la matriz es homogénea con una permeabilidad muy baja (de 1×10^{-6} a 1×10^{-4} milidarcys). Se considera que el gas contenido en la matriz es gas libre.
- El yacimiento actúa con un régimen de flujo de actuación infinita (en la zona no estimulada): el volumen del yacimiento estimulado está rodeado por una zona que actúa con flujo de actuación infinita, con la misma permeabilidad y porosidad como la de los bloques de matriz.

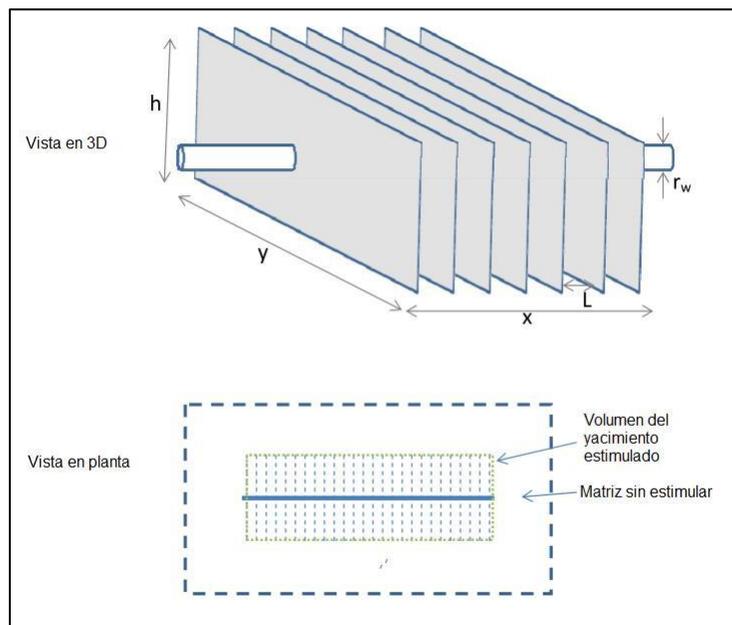


Figura III.11 Pozo horizontal en un yacimiento de gas de lutitas (Modificado de Anderson et. al., 2010)¹

La forma de declinación de la producción de los pozos de gas de lutitas es similar a la forma en la que declinan los pozos convencionales de arenas compactas. La producción inicial es dominada por una alta permeabilidad pero un bajo almacenaje del sistema de fracturas, y por lo tanto hay una rápida declinación, posteriormente la ultra baja porosidad de la matriz proporciona una producción estable a largo plazo.

Las tres gráficas usadas para analizar el comportamiento de este tipo de producción son:

- a) Doble-logarítmica
- b) Gráfica especializada raíz cuadrada del tiempo
- c) Gráfica de balance de materia en flujo

El uso apropiado de estas gráficas nos provee de una confiable identificación del régimen de flujo exhibido en los datos, así como estimaciones de las propiedades del yacimiento tales como $A\sqrt{k}$,

daño aparente y volumen de poro de hidrocarburos. Armados con esta información, se puede construir un modelo del yacimiento idóneo, el cual puede ser usado para generar curvas tipo y un pronóstico de producción a largo plazo para estimar reservas.

Gráfica doble-logarítmica

Esta gráfica es usada para identificar regímenes de flujo. Para ocupar esta gráfica es importante asegurarse que problemas operacionales y problemáticas con las presiones y gastos han sido filtrados del conjunto de datos. Se debe ser muy cuidadoso de la caída de la producción debido a la carga de líquidos en el pozo. Tales datos serán excluidos para poder interpretar correctamente el régimen de flujo del yacimiento (Anderson et al., 2010)¹.

El gasto normalizado y la inversa de la derivada del semi-logaritmo deberán ser graficados juntos en papel doble logarítmico:

$$\frac{q}{p_{pi} - p_{pwf}} \quad \text{y} \quad \left[\frac{d}{d \ln t_a} \left(\frac{p_{pi} - p_{pwf}}{q} \right) \right]^{-1} \quad \text{contra} \quad t_a$$

Ecuación III.1
ó

$$\frac{q}{p_{pi} - p_{pwf}} \quad \text{y} \quad \left[\frac{d}{d \ln t_{ca}} \left(\frac{p_{pi} - p_{pwf}}{q} \right) \right]^{-1} \quad \text{contra} \quad t_{ca}$$

Ecuación III.2

Donde q es el gasto del gas; p_{pi} es la pseudo-presión a condiciones iniciales; p_{pwf} es la pseudo-presión condiciones de fondo fluyente; t_a es el pseudo tiempo y t_{ca} es el pseudo tiempo del balance de materia.

La Ecuación III.1 debe ser usada en pozos que producen casi en condiciones de presión constante. Si hay cambios significativos en las condiciones de operación, se debe usar la Ecuación III.2.

La inversa de la derivada del semi-logaritmo es una valiosa herramienta para interpretar yacimientos de gas de lutitas fracturados, ya que no está influenciada por el daño. Como se ha notado en algunos datos de producción de campo, la producción del gas de lutitas, más que otro tipo de producción, exhibe flujo lineal con un significativo daño aparente. Bello y Watttanager(2009) han discutido este efecto de daño a detalle, atribuyendo su presencia principalmente a la convergencia de flujo en los pozos horizontales. Esto también ocurre por la caída de presión con las fracturas debido a la conductividad finita de las fracturas. Cuando está presente el efecto del daño, este oculta el comportamiento clásico esperado de flujo lineal en la función del gasto normalizado, pero este efecto no impacta a la función de la inversa de la derivada. La función de gasto podría no mostrar que hay flujo lineal, pero sí la gráfica de la derivada presenta una pendiente de $-1/2$, esto nos indica que efectivamente hay flujo lineal, por lo

que se puede confiar más en la interpretación de la gráfica de la derivada que en la interpretación de la gráfica del gasto (Anderson et al., 2010)¹.

La siguiente es la ecuación de presión adimensional para flujo lineal con daño, a un gasto constante:

$$p_D = C' \sqrt{t_D} + s$$

Ecuación III.3

Donde p_D y t_D son la presión y el tiempo adimensional, respectivamente; C' es una constante y s es el daño. Aplicando la derivada del semi-logaritmo de ambos lados de la Ecuación III.3, la caída de la presión adimensional debido al daño desaparece, porque es una constante, y entonces obtenemos:

$$\frac{dp_D}{d \ln t_D} = \frac{1}{2} C' \sqrt{t_D}$$

Ecuación III.4

La geometría de flujo observada más a menudo en la gráfica doble-logarítmica de los pozos horizontales de gas de lutitas es el flujo lineal, resultado de un régimen de flujo dominado por las fronteras. Sin embargo, el flujo bi-lineal y el flujo radial a veces también son observados en la vida temprana de producción. Estos a menudo son causados por el régimen de flujo transitorio en las fracturas, pero estos tienen relativamente una vida corta, y el estudio de Anderson et. al., estos no son analizados a detalle, pero se deben de tomar en cuenta en el daño aparente.

La Figura III.12 presenta una gráfica doble logarítmica de la simulación del desempeño de un pozo de gas de lutitas, basado en el modelo mostrado en la Figura III.11, junto con las gráficas doble-logarítmicas de los datos reales de producción de varios campos. Los regímenes de flujo están claramente identificados. La combinación del flujo lineal con daño aparente está alejada de la mayoría de los regímenes de flujo comunes en pozos con menos de un año de datos. Esto ha sido observado en todos los campos que producen gas de lutitas. La apariencia de que el flujo está dominado por las fronteras también es común, pero hay una variación importante en el tiempo. Por ejemplo, se han observado varias lutitas de Haynesville y se ha visto que el inicio de la producción aparentemente está controlado por flujo dominado por las fronteras. En muchos de estos pozos, tiempo después se desarrolla el flujo lineal (1-3 meses después de la fecha corriente). En muchos de estos pozos, el flujo lineal se desarrolla más adelante, como se muestra en la Figura III.12. En contraste, hay ejemplos de Barnett en donde el flujo dominado por las fronteras no es observado durante los primeros tres años de la producción. Este factor es de crítica importancia para la apropiada identificación del régimen de flujo usando las gráficas doble-logarítmicas (y enfocándose en la función de la derivada).

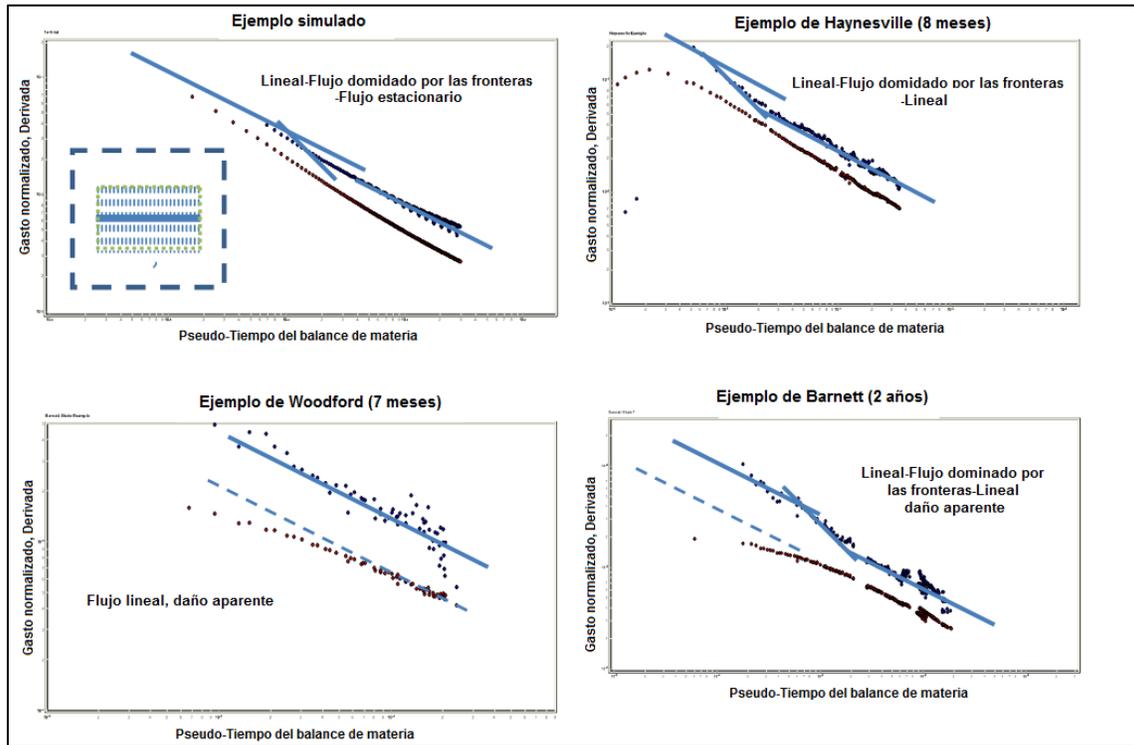


Figura III.12 Gráficas de los datos de producción + la función de la derivada de varios *plays* de gas de lutitas (Modificado de Anderson et. al., 2010)¹

Gráfica de raíz cuadrada del tiempo- identificación del flujo lineal

La función de raíz cuadrada del tiempo se obtiene al graficar:

$$\frac{p_{pi} - p_{wf}}{q} \quad \text{contra} \quad \sqrt{t}$$

Ecuación III.5

La gráfica de esta función es probablemente la más importante para caracterizar el desempeño a largo plazo de un pozo de gas de lutitas. Esto es porque los yacimientos de gas de lutitas fracturados típicamente están dominados por flujo lineal. El flujo lineal aparece como una línea recta en la gráfica de raíz cuadrada del tiempo. Para estar seguros acerca de la presencia del flujo lineal, además de observar una línea recta en la gráfica de raíz cuadrada del tiempo, se deberá observar una clara tendencia de una pendiente de $-1/2$ en la gráfica de la derivada del doble-logaritmo. Se debe de notar que la tendencia de la pendiente de $-1/2$ puede o no puede aparecer en la gráfica doble logarítmica del gasto normalizado, ya que la presencia del efecto del daño puede ocultarlo.

Parámetro de flujo lineal

La geometría de flujo dominante observado en la mayoría de pozos de gas de lutitas fracturados es el flujo lineal. En algunos casos, el flujo lineal observado puede prevalecer por varios años. Para el propósito del trabajo de Anderson et. al., se hizo la suposición de que el flujo lineal observado es un resultado del efecto del drene transitorio de la matriz en las fracturas. Esta es una suposición razonable, pero no es válida si el espaciamiento de la fractura es muy denso y/o la conductividad es baja.

La pendiente de la gráfica de la raíz cuadrada del tiempo produce el parámetro del flujo lineal ($LFP = A\sqrt{k}$), el cual es la mitad del producto del total del área de drene de la superficie de la matriz en el sistema de fracturas, $2A$, y la raíz cuadrada de la permeabilidad:

$$LFP = A\sqrt{k} = \frac{630.8T}{m} \times \frac{1}{\sqrt{(\phi\mu_g c_t)_i}}$$

Ecuación III.6

Donde m es la pendiente de la gráfica de la raíz cuadrada del tiempo; T es la temperatura del yacimiento; Φ es porosidad del yacimiento; μ_g es la viscosidad del gas y c_t es la compresibilidad total. No hay una manera de desasociar el área de flujo de la permeabilidad del análisis del flujo lineal. Se debe de estimar independientemente antes de que otro sea determinado. La Ecuación III.6 está basada en la suposición de que hay presión fluyente constante en el pozo.

Considerando una única fractura vertical de longitud " x " (ver Figura III.13-a). La A en $A\sqrt{k}$ será ahora definida como el producto de la longitud de la fractura, x , y el espesor neto, h . Y ahora se puede usar la Ecuación III.6 para calcular la permeabilidad:

$$k = \left(\frac{LFP}{xh} \right)^2$$

Ecuación III.7

Si se considera que es un pozo horizontal con múltiples fracturas paralelas que tienen un espaciamiento igual (Figura III.13-b), entonces el área será la suma de todas las áreas de las fracturas individuales y se representa por la ecuación:

$$A = \sum yh = \frac{x}{L} yh = \frac{A_{SRV}}{L} h$$

Ecuación III.8

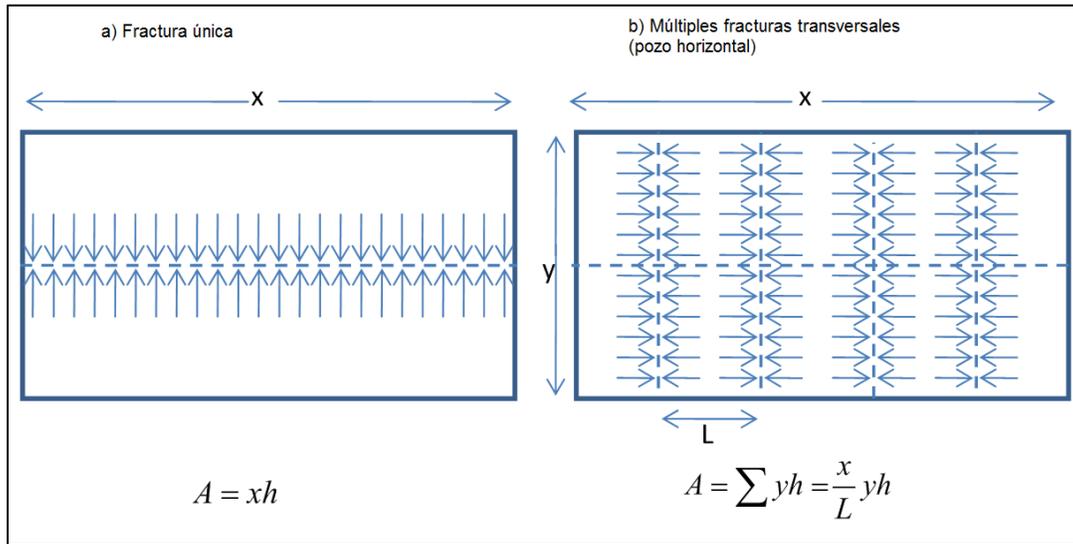


Figura III.13 Flujo lineal en un yacimiento fracturado (Modificado de Anderson et. al., 2010)¹

Donde y es la amplitud de la zona estimulada del yacimiento, A_{SRV} es el área del SRV (volumen del yacimiento estimulado) y L es el espaciado entre fractura y fractura. Combinando la Ecuación III.6 y la Ecuación III.8, obtenemos:

$$k = \left(\frac{LFP \times L}{xyh} \right)^2 = \left(\frac{LFP \times L}{A_{SRV} h} \right)^2$$

Ecuación III.9

Hay tres incógnitas en la Ecuación III.9, k (permeabilidad); L (espaciado entre fractura y fractura) y y (amplitud de la zona estimulada del yacimiento). Por lo tanto, hay que especificar de forma independiente dos las incógnitas. Como veremos, la amplitud de la zona del yacimiento estimulada puede ser estimada del SRV en la gráfica del FMB (Balance de Materia en flujo, la cual se verá más adelante), se prevé que el flujo dominado por las fronteras será alcanzado. En la ausencia del flujo dominado por las fronteras, la amplitud ideal de un yacimiento estimulado es escogida basado en la microsísmica (si está disponible), el espaciado en el pozo o el análogo. Como se estableció previamente, el rango de permeabilidad esperado para las lutitas es de 1×10^{-6} a 1×10^{-4} milidarcys. Entonces, al elegir una permeabilidad de la matriz idónea, podemos reescribir la Ecuación III.9 resuelta para al espacio de la fracturas.

$$L = \frac{xyh\sqrt{k}}{LFP}$$

Ecuación III.10

Daño aparente

En los pozos de gas de lutitas se exhibe un flujo lineal al fracturar la matriz, y un significativo efecto de daño puede ser observado desde la pérdida de presión debido a la conductividad finita en el sistema de fracturas, inclusive aunque no haya un daño mecánico en la vecindad del pozo. Este efecto de daño puede tener un impacto significativo en la productividad del pozo y por lo tanto, es un importante parámetro para el pronóstico de producción. La intersección en las ordenadas en la gráfica de raíz cuadrada del tiempo, b , representa una disminución en la presión constante, de la cual el daño aparente, s' , puede ser calculado usando la siguiente ecuación.

$$s' = \frac{kh}{1417T} b$$

Ecuación III.11

Balance de materia en flujo

El modelo de flujo dominado por las fronteras, visto en los yacimientos convencionales resulta de la transición de la presión en todo el sistema hasta alcanzar las fronteras que no aportan fluidos al sistema. Las fronteras pueden ser naturales, tales como fallas o cambios de facies, o en yacimientos con múltiples pozos, los bordes entre el área de drene entre pozo y pozo. Es poco probable que este mecanismo sea observado en los yacimientos de gas de lutitas, ya que la permeabilidad de la matriz es muy baja para permitir la transición de la presión en grandes áreas. Sin embargo, el flujo aparentemente dominado por las fronteras es visto en algunos datos de producción de los yacimientos de gas de lutitas. Se sugiere que este no es un verdadero flujo dominado por las fronteras, más bien la reducción del gasto proveniente de los bloques de la matriz, es resultado de la interferencia entre las fracturas adyacentes con el volumen del yacimiento estimulado.

La Figura III.14 ilustra la disposición esperada de las fronteras sin flujo (causado por la interferencia) para dos distintos sistemas de geometría de fracturas, y se comparan contra lo que ocurriría en un yacimiento convencional. Este flujo aparentemente dominado por las fronteras, debería en teoría, ser seguido de un flujo de actuación infinita (flujo transitorio) debido a que la matriz sin estimular que rodea a la zona estimulada continua aportando fluidos. Se han hecho observaciones con datos reales de producción apoyando esta teoría (como se muestran en la Figura III.12).

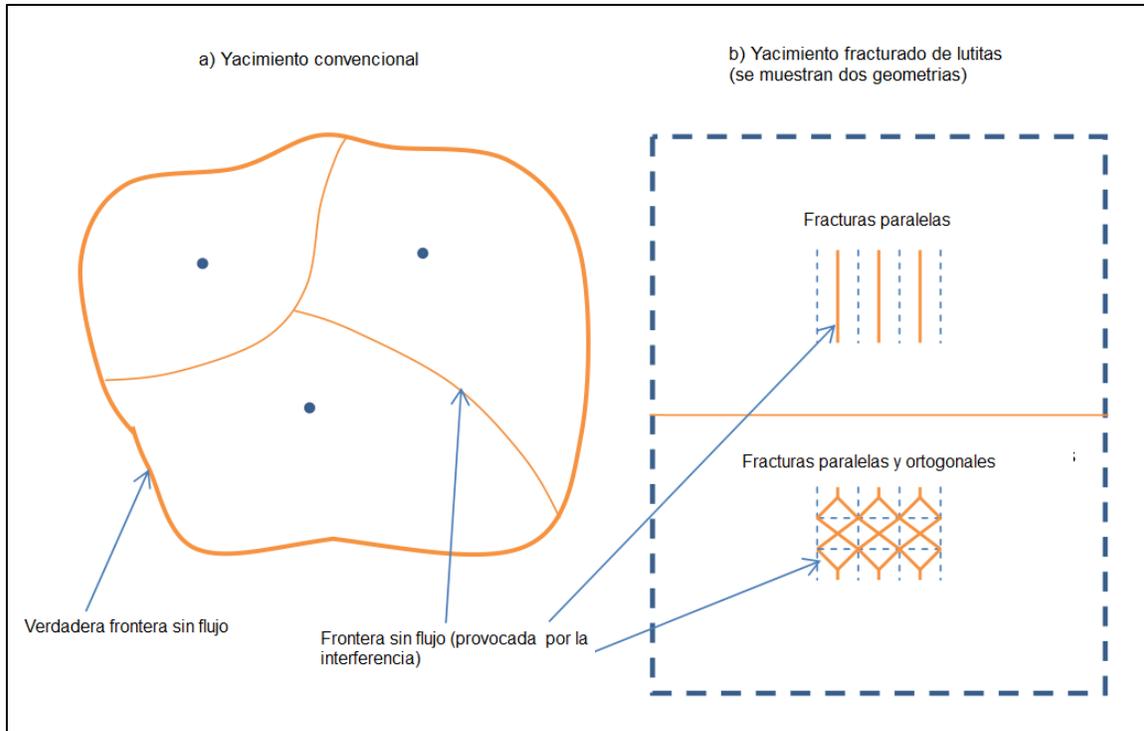


Figura III.14 Flujo dominado por las fronteras (flujo pseudo-estacionario o flujo estacionario) en yacimientos convencionales y en yacimientos de lutitas (Modificado de Anderson et. al., 2010)¹

La gráfica de interés para el Balance de Materia en flujo es gasto normalizado contra gasto normalizado acumulado, la cual se define como (Anderson et. al., 2010)¹:

$$\text{Gasto normalizado} = \frac{q}{p_{pi} - p_{pwf}}$$

Ecuación III.12

$$\text{Gasto normalizado acumulado} = \frac{2qt_{ca}p_i}{(\mu_g c_t Z)(p_{pi} - p_{pwf})}$$

Ecuación III.13

Donde p_i es la presión inicial y Z es el factor de compresibilidad del gas. El análisis al graficar la función de Balance de Materia en flujo puede ser usado para determinar los poros conectados con volumen de hidrocarburos desde una señal de flujo dominado por las fronteras (flujo pseudo-estacionario o flujo estacionario), el cual aparecerá como una línea recta en la gráfica. La señal de flujo dominado por las fronteras es representativa del volumen del yacimiento estimulado. Si el flujo dominado por las fronteras no se muestra en la gráfica doble logarítmica entonces el análisis al graficar la función de Balance de Materia en flujo no deberá ser usado para determinar el volumen del yacimiento estimulado. En este caso, se requiere una interpretación independiente del volumen del yacimiento estimulado.

Otros análisis de las gráficas

Otras “líneas rectas” en las gráficas tales como la semi-logarítmica (para flujo radial) y la raíz cuarta del tiempo (para flujo bi-lineal) pueden ser útiles si estos regímenes de flujo son identificados en la gráfica doble-logarítmica. Sin embargo, la experiencia de Anderson et.al. muestra que el flujo radial y el flujo bilineal no son comúnmente vistos, e inclusive si se presentan, típicamente solo aparecen brevemente en la vida temprana del pozo y raramente son regímenes de flujo dominantes. Entonces no se considera importante describirlas en el desempeño de los pozos de gas de lutitas a largo plazo.

III.2.2 Pronóstico de producción

Una vez terminado el procedimiento de análisis descrito anteriormente, los resultados pueden ser usados para generar un pronóstico de producción (aunque debe de aclarar que aquí no viene el procedimiento completo para calcular el pronóstico de producción). Hay dos componentes a considerar en el pronóstico de producción:

- A. El agotamiento del volumen del yacimiento estimulado.
- B. La contribución del volumen de roca (sin estimular) que rodea a la zona estimulada.

Agotamiento del volumen de yacimiento estimulado

El pronóstico de producción bajo la suposición de un volumen de yacimiento estimulado limitado es relativamente simple. De hecho, este puede ser hecho independiente del conocimiento de la permeabilidad de la matriz o del espaciamiento entre cada fractura. Los parámetros de volumen obtenidos de las gráficas de raíz cuadrada del tiempo y de Balance de Materia en flujo son suficientes por si mismos (LFP , s' y A_{SRV}). Si el flujo dominado por las fronteras no es observado en los datos, entonces la amplitud de la zona del yacimiento estimulado, y , es una incógnita y se requiere una estimación independiente de este parámetro. El mapeo de la microsísmica (si está disponible) o el espaciamiento del pozo podrían proveer tales estimaciones.

Contribución del volumen de roca sin estimular (volumen que rodea a la zona estimulada)

La productividad primaria de los yacimientos de gas de lutitas viene del drene de la red de fracturas creadas durante la terminación, es decir proviene del volumen de roca estimulado. Como se discutió anteriormente, la producción del volumen de roca sin estimular puede ser pronosticada usando los parámetros de volumen extraídos del análisis de producción. Sin embargo, puede haber una significativa contribución de fluidos a largo plazo provenientes de la matriz sin estimular que rodea la zona estimulada. La magnitud de esta contribución depende de

la permeabilidad de la matriz y también del área definida por la interface entre la zona estimulada y la zona sin estimular del yacimiento. Esta área es representada por:

$$A_{outer} = (x + y)h$$

Ecuación III.14

Puesto que típicamente no se conoce la permeabilidad de la matriz (solo que está en un rango especificado), la magnitud de la contribución de fluidos de la roca sin estimular es también una incógnita. La manera más sensata de abordar el problema es crear un pronóstico mínimo y un pronóstico máximo para el rango de las permeabilidades de la matriz.

Para ilustrar el concepto del volumen de roca sin estimular, considere las curvas tipo graficadas en la Figura III.15, las cuales están basadas en modelos analíticos con presión constante, un modelo considera un volumen del yacimiento estimulado con fronteras y la otra considera un volumen del yacimiento estimulado como un yacimiento sin límite o infinito. La inclinación y el tamaño del volumen del yacimiento estimulado usado en el análisis es típico de los pozos horizontales multi-fracturados de lutitas. De las curvas tipo, es claro que las permeabilidades de la matriz cerca del "límite inferior" de 1×10^{-6} milidarcys no permiten alguna contribución real fuera de la zona del volumen del yacimiento estimulado. A la inversa, las permeabilidades de la matriz cerca del límite superior 1×10^{-4} milidarcys mostrarán una contribución importante.

La Tabla III.3 muestra un resumen de la metodología empleada.

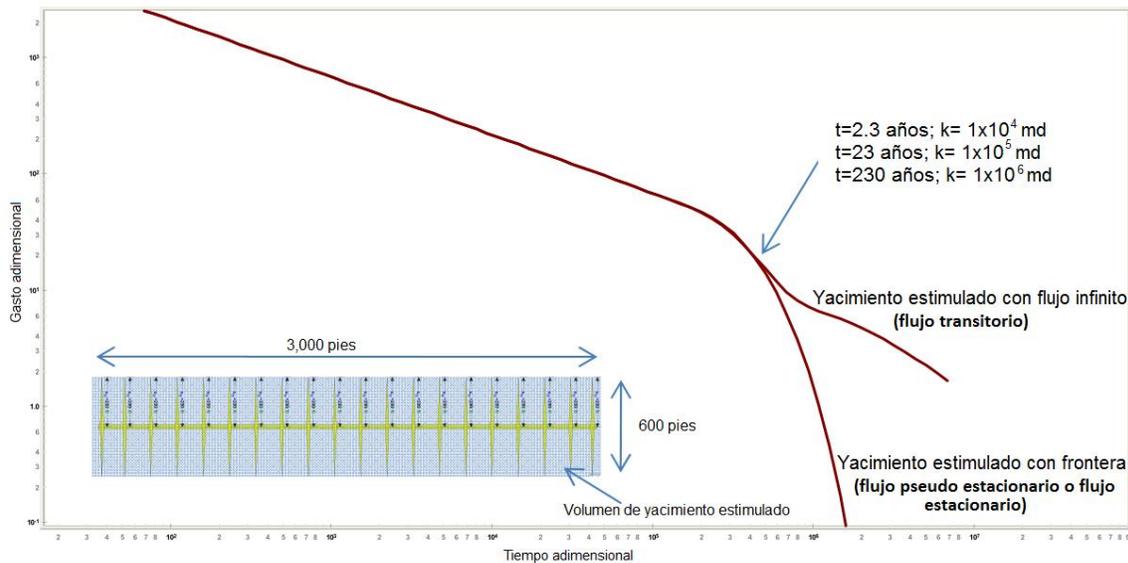


Figura III.15 Contribución de fluidos de la zona del yacimiento sin estimular (Modificado de Anderson et. al., 2010)¹

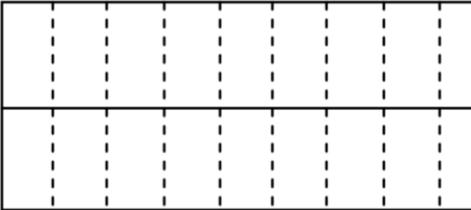
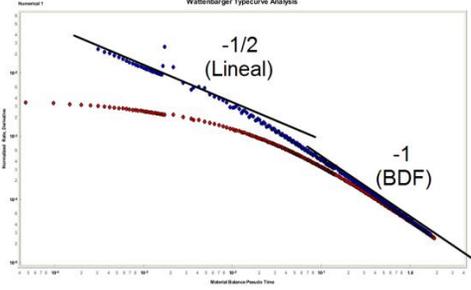
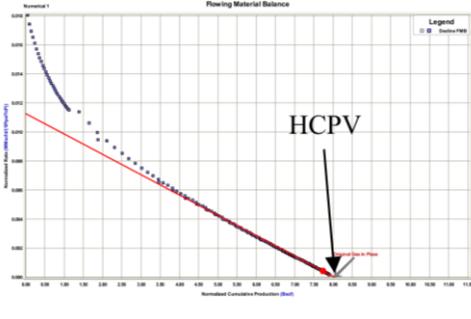
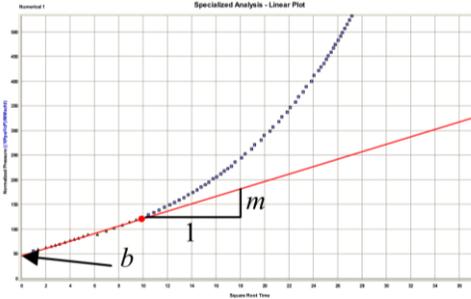
Análisis gráfico	Esquema	Ecuaciones y restricciones
<p>1. Especificar los apropiados parámetros de entrada y las restricciones.</p>		<p>x= longitud horizontal del pozo L= desconocido y= desconocido permeabilidad (k) entre 1×10^6 y 1×10^4 mD</p>
<p>2. Identificar los regímenes de flujo con la pendiente en la gráfica doble-logarítmica.</p>		<p>Flujo lineal = pendiente de $-1/2$ Flujo dominado por las fronteras (BDF) = pendiente de -1</p>
<p>3. Si se observa el régimen de flujo dominado por las fronteras, determinar el volumen de poros de hidrocarburos (HCPV), y entonces calcular la amplitud de la zona del yacimiento estimulada.</p>		$A_{SRV} = \frac{HCPV \times B_{gi}}{\phi h S_g}$ $y = \frac{A_{SRV}}{x}$
<p>4. Determinar la pendiente m y la intersección con el eje de las ordenadas (b) en la gráfica de raíz cuadrada del tiempo.</p>		$LFP = A\sqrt{k}$ $= \frac{630.8T}{m\sqrt{\phi\mu_g c_t}_i}$ $s' = \frac{kh}{1417}b$
<p>5. Si se presenta el flujo dominado por las fronteras, calcular “L” usando “y” del paso 3. Si el flujo dominado por las fronteras no está presente, calcular “L” basado en una estimación independiente de “y” (con microsismica o espaciamiento del pozo).</p>		$L = \frac{xyh\sqrt{k}}{LFP}$
<p>6. Usando modelos analíticos o numéricos, generar tres pronósticos de producción: 1) Volumen del yacimiento estimulado con fronteras; 2) Volumen del yacimiento estimulado rodeado por una matriz de 1×10^{-4} mD; 3) Volumen del yacimiento estimulado rodeado por una matriz de 1×10^{-6} mD.</p>		$EUR_{\min}, EUR_{1 \times 10^{-4}}, EUR_{1 \times 10^{-6}}$

Tabla III.3 Resumen de la metodología (Modificado de Anderson et. al., 2010)¹

Capítulo IV

Perspectivas en yacimientos de gas de lutitas a nivel mundial

IV.1 Perspectivas globales

Debido a la gran demanda de energéticos que hay actualmente, se ha dado la necesidad de incursionar en la búsqueda de nuevas opciones para poder obtener recursos hidrocarburos, una opción son los recursos de gas provenientes de las lutitas. Aquí se presentan las perspectivas globales de recursos de lutitas, se exponen los países con más recursos y en los que se pretende explotarlos en un futuro cercano. La Tabla IV.1 presenta a los diez países con más recursos de gas de lutitas técnicamente recuperables en el mundo.

Recursos de gas de lutitas técnicamente recuperables (billones de pies cúbicos)		
1	Estados Unidos	1,161
2	China	1,115
3	Argentina	802
4	Argelia	707
5	Canadá	573
6	México	545
7	Australia	437
8	Sudáfrica	390
9	Rusia	285
10	Brasil	245

Tabla IV.1 Países con mayor volumen de reservas de gas de lutitas técnicamente recuperables (Modificado de ARI, 2013)¹

IV.1.1 América

América tiene un enorme potencial en cuanto a hidrocarburos provenientes de las lutitas, Estados Unidos es el pionero en la exploración y explotación de este recurso, y además es el país que tiene mayor volumen de recursos de lutitas, en el continente americano, le siguen Argentina, Canadá y México (ARI, 2013)¹. Aunque en otros países de América como lo son Brasil, Venezuela y Colombia también hay recursos hidrocarburos provenientes de lutitas, en esta sección solo se mencionarán los cuatro más importantes en cuanto a volumen de reservas y en cuanto a las posibilidades reales que hay en cada país de explotarlos.

IV.1.1.1 Estados Unidos

Estados Unidos es el primer país en incursionar en la explotación de recursos provenientes de las lutitas. La explotación de hidrocarburos provenientes de lutitas y de otras formaciones de muy baja permeabilidad como lo son las arenas compactas se dio gracias al uso de la perforación horizontal y el fracturamiento hidráulico. Aunque la experimentación del fracturamiento hidráulico se remonta al siglo diecinueve, la aplicación de las técnicas de fracturamiento hidráulico para estimular la producción de aceite y de gas comenzó a crecer rápidamente en la década de los cincuentas. A mediados de los setentas, las compañías operadoras privadas, así como el Departamento de Energía de los Estados Unidos y el Instituto de Investigación de Gas se esforzaron en desarrollar tecnologías para lograr una producción comercial de las lutitas del Devoniano (Huron) en el este de Estados Unidos. Esta relación ayudo a fomentar tecnologías que eventualmente serian cruciales para la producción de gas natural proveniente de las lutitas, estas tecnologías incluyen a los pozos horizontales, al fracturamiento hidráulico con multi-etapas y a los fluidos fracturantes (King, 2010)^{4, Cap1}.

La llegada a gran escala de la producción de gas proveniente de lutitas no llego hasta la década de los ochentas y los noventas, Mitchell Energy and Development experimentaron para hacer posible la producción comercial de gas en la cuenca Barnett, en la parte norte-central de Texas. Debido al éxito obtenido en esta cuenca otras compañías se interesaron en explotarla, llegando a producir en el 2005 cerca de 0.5 billones de pies cúbicos de gas natural al año. Debido al éxito y a las nuevas habilidades aprendidas, algunas compañías se interesaron en explotar nuevos *plays* de lutitas como lo son: Fayetteville, Haynesville, Marcellus, Woodford, e Eagle Ford entre otros *plays* (U.S. EIA, 2011)⁶.

La masificación de la actividad en nuevos yacimientos de lutitas ha incrementado la producción de gas seco en los Estados Unidos, de 1 billón de pies cúbicos en 2006 a 4.8 billones de pies cúbicos en 2010. Las reservas de gas húmedo se han incrementado aproximadamente a 60.64 billones de pies cúbicos para finales del año 2009 (U.S. EIA, 2011)⁶.

A la fecha las estimaciones de recursos por parte de EIA y ARI ascienden a 1,161 billones de pies cúbicos de gas de lutitas que son técnicamente recuperables, lo que posicionan a Estados Unidos como el país con mayor volumen de reservas de gas de lutitas (ARI, 2013)¹. En la Figura IV.1 se muestra la distribución de los *plays* de lutitas de Estados Unidos.

Teniendo en cuenta el desarrollo en la perforación y en terminación de los pozos y la gran cantidad de reservas que tiene Estados Unidos se abre la posibilidad de que en este país se vuelva de un país importador a un país exportador de gas natural.



Figura IV.1 Principales *plays* de gas y aceite de lutitas en Estados Unidos (Modificado de U. S. EIA, 2011)⁵

IV.1.1.2 Canadá

Actualmente Canadá es el tercer productor más grande de gas natural del mundo con un promedio de producción de 6.4 billones de pies cúbicos al año (CAPP, 2014)². Canadá siempre ha tenido reservas de gas convencionales de un tamaño importante, es el país que durante décadas ha abastecido de este importante energético a Estados Unidos. Los yacimientos convencionales de gas en Canadá están en declive por lo que ahora este país está interesado en explorar y explotar los yacimientos de gas de lutitas.

A pesar de que la producción comercial de gas de lutitas a gran escala en Canadá aún no ha comenzado, muchas compañías están explorando y desarrollando los recursos de gas de lutitas en Alberta, en Colombia Británica, en Quebec y en New Brunswick. De acuerdo al NEB *National Energy Board* (Consejo Nacional de Energía de Canadá), el desarrollo de gas de lutitas y de otros recursos no convencionales, ayudará a asegurar los suministros de gas natural de Norte América por muchas décadas. En la Figura IV.2 se muestra la distribución de las cuencas de lutitas en el oeste de Canadá.

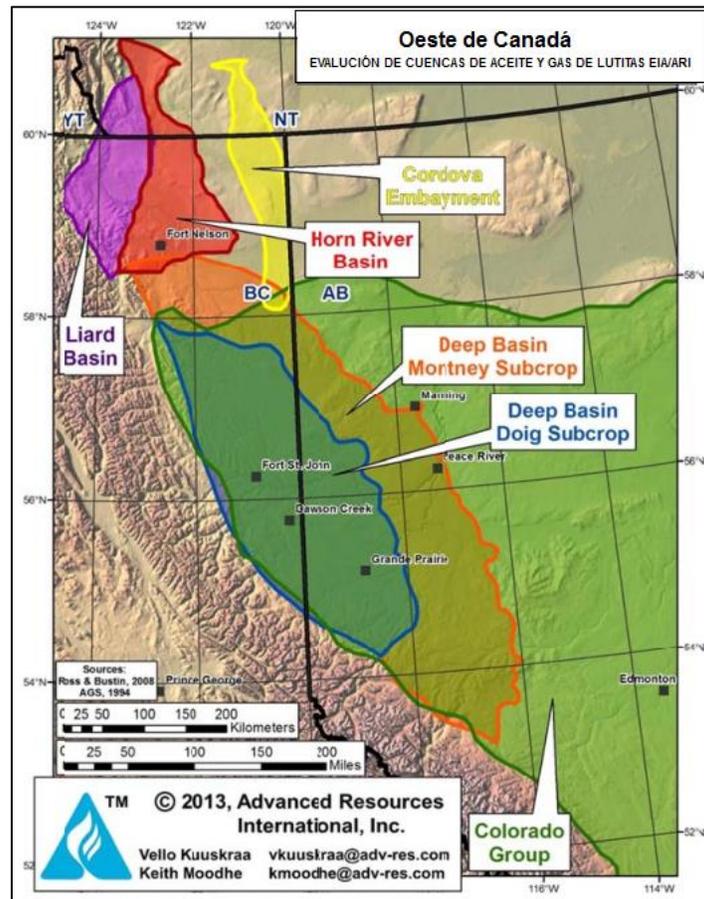


Figura IV.2 Distribución de las cuencas de lutitas en el oeste de Canadá (Modificado de ARI, 2013)¹

En la actualidad Canadá exporta aproximadamente 50% del gas natural que produce, pero este país carece de facilidades para poder procesarlo, es decir carece de infraestructura para licuarlo y transportarlo como GNL (gas natural licuado) fuera de Norte América. Con la producción de gas por parte de los Estados Unidos en crecimiento, Canadá necesitará desarrollarse en otros mercados para poder vender los excedentes del gas que produzca, y esto significa que la industria canadiense se tendrá que preparar para investigar e invertir en la infraestructura necesaria. En Octubre del 2011, NEB expidió la primera licencia a largo plazo para exportar GNL, y además propuso un proyecto de cinco mil millones de dólares para desarrollar una terminal exportadora de GNL en el noreste de la Colombia Británica. Esta terminal permitirá a Canadá exportar GNL a Japón, Corea del sur y China, permitiendo a las compañías canadienses entrar a un mercado distinto al de Estados Unidos.

Con la creciente demanda de energía y los altos costos del gas natural, el rápido desarrollo de países de Asia podría ser un fuerte incentivo para el desarrollo del mercado del GNL de Canadá.

Sin embargo Canadá puede esperar enfrentar una fuerte competencia en la región si Australia y China impulsan la producción de sus recursos de lutitas al servicio del mercado Asiático.

Hoy en día ARI (Advanced Resources International, Inc.) estima que Canadá tiene 2,413 billones de pies cúbicos de recursos de gas de lutitas, con 573 billones de pies cúbicos que son técnicamente recuperables.

IV.1.1.3 Argentina

Las exploraciones en Sudamérica han indicado un gran potencial en los yacimientos de gas de lutitas ubicados en el subsuelo de varios países tales como Argentina, Brasil, Colombia entre otros. Sin embargo solo Argentina se ha involucrado en el desarrollo de la producción de gas de lutitas a gran escala, primeramente en la cuenca Neuquén.

En Mayo del 2011 Argentina anunció que comenzaría a desarrollar los hidrocarburos a partir de fuentes no convencionales. En junio del mismo año la compañía Repsol, anuncio que YPF, perforaría 17 nuevos pozos y fracturaría 14 pozos ya existentes en Vaca Muerta, una formación perteneciente a la cuenca Neuquen, la cual es una cuenca de gas y aceite de lutitas.

Argentina pretende desarrollar a los yacimientos de gas lutitas con el objetivo de impulsar la economía del país. Aunque algunos pozos de gas de lutitas ya se han desarrollado, las compañías petroleras de Argentina necesitarán más perforación y más trabajos de terminación especializados para así poder desarrollar exitosamente sus reservas de gas de lutitas. Se espera que la producción objetivo se alcance del 2011 a cinco años posteriores. Como en otras partes del mundo, muchos de los proyectos de gas de lutitas se están desarrollando con empresas conjuntas, incluyendo las entidades mundiales de energía.

Además de darle un desarrollo a la economía del país, Argentina pretende dejar de importar gas natural de Bolivia y Qatar. Este objetivo está impulsado por el gobierno, ya que todos los proyectos de gas de lutitas serán incluidos en el marco del programa Gas Plus de Argentina, con esto el gobierno pretende mejorar los precios de venta del gas. El desarrollo del gas de lutitas en Argentina será exitoso, pues además de tener gran apoyo por parte del gobierno, los precios a los que se explotarán serán competitivos.

Las cuencas más importantes de Argentina son Neuquen, Golfo San Jorge, Austral y Paraná, (Figura IV.3) hoy en día ARI estima que Argentina tiene reservas de gas de lutitas de 3,244 billones de pies cúbicos, y de esa cantidad, 802 billones de pies cúbicos son recursos de gas técnicamente recuperables. Lo que posiciona a Argentina como una gran potencia a nivel continental y mundial en recursos proveniente de lutitas.



Figura IV.3 Distribución de las cuencas de lutitas en Argentina (Modificado de ARI, 2013) ¹

IV.1.2 Europa

En Europa, se han ubicado reservas de hidrocarburos de lutitas en países como: Reino Unido, Holanda, Alemania, Francia, Escandinavia, Noruega, Polonia y Rusia. En algunos países se están llevando a cabo actividades de exploración, a través de asociaciones para compartir riesgos y conocimientos. Pero debido a un amplio rango de obstáculos económicos, medio ambientales y de regulación, el proyecto a gran escala de la producción gas de lutitas está en duda, solo en algunos países podría ser una realidad. Factores como la competencia, los altos costos de producción y los bajos márgenes de regulación energética en cada país, están mermando el apetito por la inversión en la producción de gas y aceite de lutitas.

Comparado con Estados Unidos y con Australia, el régimen de regulación en Europa está relativamente sin desarrollar. Las compañías están forzadas a trabajar sin un marco de regulación predecible, e incluso dentro de la Unión Europea, no existe un enfoque universal. El acceso a los permisos de exploración y licencias de desarrollo es incierto, creando riesgos significativos en la regulación (KPMG, 2011)⁴.

Las reservas de Francia, Escandinavia y de otros países en el oeste de Europa están en debate a ser explotadas, ya que están cercanas a áreas pobladas y como la legislación ambientalista de Europa tiende a ser muy estricta, el potencial de desarrollo de las lutitas en un futuro parecería ser poco probable. El debate del medio ambiente de Estados Unidos ha sido expuesto en Europa, y los grupos medio ambientalistas han estado publicando los problemas sobre los químicos usados en las técnicas de fracturamiento. Fue tanta esta influencia que desde el primero de julio del 2011, en Francia se prohibió el fracturamiento hidráulico, incluyendo su uso con fines de investigación. Otro incidente semejante ocurrió en Reino Unido, donde la producción de gas de lutitas ya había comenzado en el acuífero Blackpool, en Lancashire, pero tiempo después cerraron la producción, ya que había preocupación de que las operaciones causaran actividad sísmica, el cierre fue inevitable a pesar de que esto nunca se comprobó (KPMG, 2011)⁴.

Dejando de lado los problemas del medio ambiente, los países Europeos tienen carencia de habilidades, recursos, e infraestructura, creando así mucha incertidumbre sobre la viabilidad económica que podría tener a largo plazo el desarrollo de un proyecto de explotación de hidrocarburos de lutitas (KPMG, 2011)⁴.

Otra limitante para desarrollar con éxito los recursos de lutitas es el enorme control que tiene Rusia sobre el mercado de gas europeo, Rusia podría presentar obstáculos principalmente para países en el este de Europa, como Turquía, Ucrania o Polonia, países que tienen una alta viabilidad para desarrollar sus reservas.

Hoy en día, el futuro de la producción del gas de lutitas en Europa además de los problemas antes mencionados, descansa en si los productores de gas de Estados Unidos se deciden o no, desarrollar su potencial para exportar GNL al mercado Europeo.

IV.1.2.1 Polonia

Polonia tiene un considerable volumen de reservas de gas de lutitas y además tiene el soporte del Estado para poder explotarlas. Polonia se involucró en la búsqueda de reservas de gas para disminuir las importaciones del gas proveniente de Rusia. En Polonia las compañías privadas están trabajando para desarrollar la industria en cooperación con científicos, laboratorios estatales y el servicio geológico del país, así como el servicio de regulación.

Las exploraciones han dado como resultado el hallazgo de varias cuencas (ver Figura IV.4). La cuenca del Báltico localizada en la parte norte de Polonia es la región más prospectiva de ser explotada, ya que tiene arreglos estructurales geológicos relativamente simples. La cuenca Podlasie y la cuenca Lublin también tienen cierto potencial, pero con estructuras geológicas muy complejas, con fallas con espaciamiento muy cercano las cuales pueden limitar la perforación horizontal. Una cuarta cuenca, el monoclinial Fore-Sudetic en el suroeste de Polonia, está menos reconocida pero se estima que tiene gran potencial, y se cree que tiene características similares a las de la cuenca de Cooper de Australia.

Actualmente EIA/ARI estiman que Polonia tiene recursos técnicamente recuperables de gas de lutitas por 146 billones de pies cúbicos en las cuatro cuencas antes mencionadas.



Figura IV.4 Distribución de las cuencas de lutitas en Polonia (Modificado de ARI, 2013) ¹

IV.1.2.2 Rusia

Rusia además de tener los grandes yacimientos de gas convencional que actualmente son explotados, también tiene un importante volumen en recursos de gas lutitas, la opción de explotarlos aún está en duda, ya que los inversionistas en la industria del petróleo y el gas están divididos sobre el potencial que tendría a largo plazo este recurso. Algunos inversionistas rusos no creen que las oportunidades de gas de lutitas sean significativas, especialmente por los precios actuales del gas natural.

Actualmente la compañía nacional de gas y petróleo rusa, tiene acuerdos con Exxon Movil en los cuales pretende adquirir conocimientos acerca de la explotación del gas de lutitas, lo cual indica que la compañía estatal rusa es consciente de que el gas de lutitas tendrá potencial en un futuro y que además sus reservas de yacimientos convencionales están en declinación.

A la fecha Rosneft y Exxon Movil posterior a que concluyan su estudio geológico, tienen planes de comenzar a perforar en las lutitas del Bazhenov. Gazprom y Shell, pretenden comenzar a perforar en Bazhenov en la parte oeste de Siberia. Lukoil también ha anunciado planes de probar el yacimiento de Bazhenov en dos áreas del oeste de Siberia.

objetivo de China es alcanzar a satisfacer las necesidades energéticas provenientes de fuentes alternas para el 2020, y así dejar de depender energéticamente de Rusia y de otros países. (EIA, 2012)³.

Las exploraciones en China en las cuencas de lutitas comenzaron desde el 2010, con el objetivo de posicionar al gas de lutitas como el principal energético del país.

China tiene siete importantes cuencas prospectivas de ser explotadas, Sichuan, Tarim, Jungar Songliao, la plataforma de Yangtze, Jiangham y Subei, mostradas en la Figura IV.6. Estas cuencas tienen características que indican que tienen gran potencial, incluyendo espesor prospectivo, profundidad, TOC (Contenido Total de Materia Orgánica), madurez térmica, y composición mineralógica.



Figura IV.6 Distribución de las cuencas de lutitas de China (Modificado de ARI, 2013)¹

Actualmente, hay una alianza entre PetroChina y Shell, tienen de entre 10 a 15 pozos en operación, produciendo cerca de 2,000 metros cúbicos de gas por día. Esta alianza comenzó en el último cuatrimestre del 2010 y la región explotada está situada en el oeste de China. En Octubre de 2011, la producción también comenzó en la cuenca Sichuan.

Los yacimientos de gas de lutitas de China son geográficamente diferentes a los de Estados Unidos, por lo que no se sabe si los métodos usados en Estados Unidos para la explotación del gas den resultados en el país oriental. Mientras que el agua es relativamente abundante en la

provincia de Sichuan, cabe señalar que también la agricultura es dependiente del agua en esta región, y además Sichuan abastece de una importante cantidad de granos a China.

El Ministerio de Recursos de China ha invitado a algunas de las principales compañías petroleras para lanzar los trabajos de exploración en gas de lutitas, ofreciendo cuatro licencias para la exploración en el este de China. Debido a que la producción de gas de lutitas en China apenas ha comenzado, no hay un marco regulatorio. China está buscando alianzas con compañías extranjeras para que le ayuden a enriquecer los conocimientos de cómo explotar y como extraer en el gas de las lutitas, y parece ser que el gobierno Chino continuará dando promoción y apoyo al desarrollo de gas de lutitas.

Al presente China tiene estimaciones de que hay 1,115 billones de pies cúbicos de recursos de lutitas técnicamente recuperables, los cuales principalmente provienen de las rocas madres de ambiente marino y lacustre de las cuencas de Sichuan, Tarim, Junggar, y Songlio (ARI, 2013)¹.

IV.1.3.2 Australia

Australia es uno de los países más ricos del mundo en cuanto a reservas de gas no convencional, las compañías de este país han hecho investigaciones significativas en cuanto a la producción de gas de lutitas y también en gas proveniente del carbón.

Debido a la relativa poca población de Australia, la demanda del gas natural es limitada, y el país produce gas natural para exportarlo de forma líquida. Con limitados gasoductos, limitadas plantas de licuefacción del gas natural u otra infraestructura, el desarrollo de gas de lutitas está en una etapa inmadura y su viabilidad económica aun es incierta. Además la localización de las cuencas de gas de lutitas en Australia está en lugares remotos, haciendo que sea más caro comercializarlo.

Muchos expertos creen que la producción significativa de gas de lutitas en Australia se dará en al menos diez años y esta producción enfrentará diversos retos, como lo son: los costos de perforación; la falta de infraestructura y de mano de obra calificada; los problemas medioambientales que traen consigo el fracturamiento hidráulico; y la competencia con el gas proveniente del carbón.

Puesto que la mayoría del gas de lutitas de Australia está localizado en ubicaciones remotas, su producción puede enfrentar menos oposición en cuanto al medio ambiente, que la explotación del gas del carbón, la cual se da donde hay zonas pobladas.

Para las cuatro compañías petroleras australianas, el problema más grande con el gas de lutitas son los costos de extracción. Actualmente, no hay incentivos para las compañías en la investigación en gas de lutitas. Pero si las condiciones mejoran, el país estará bien posicionado para desarrollar un mercado de exportación en países tales como Malasia, Taiwán, Japón, Corea y China, sobre todo porque algunos de estos países buscan diversificar sus fuentes de energía.

Además, Australia se ha propuesto introducir un mecanismo de fijación de precios del carbón en 2012, lo cual podría crear una mayor demanda del gas de lutitas. En resumen, si una compañía

Australiana encuentra una gran reserva en el lugar correcto para extraerlo y distribuirlo al mercado, entonces en términos económicos la producción en gas de lutitas puede hacerse viable. Actualmente hay seis importantes cuencas de lutitas, donde ARI estima que hay 2,046 billones de pies cúbicos de gas en lugar con riesgo, de los cuales 437 billones de pies cúbicos son técnicamente recuperables. La Figura IV.7 muestra la ubicación de las cuencas de lutitas en el país.

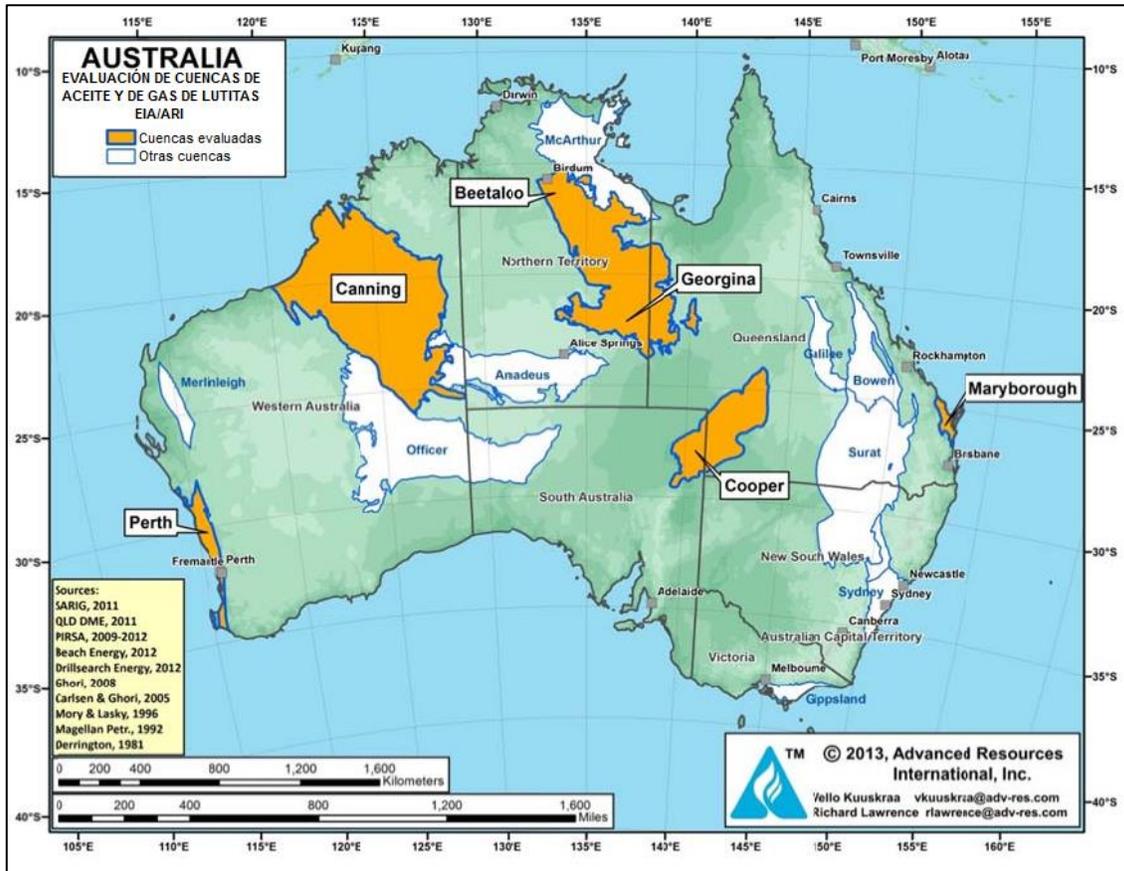


Figura IV.7 Distribución de las cuencas de lutitas en Australia (Modificado de ARI, 2013) ¹

IV.2 México

México tiene un importante volumen de reservas de gas de lutitas, actualmente se estima que ocupa el sexto lugar en volumen de reservas de gas técnicamente recuperables. En México los yacimientos de gas de lutitas se conocen desde hace más de dos décadas, pero solo hasta tiempos recientes cuando ya es rentable explotarlos, se ha estudiado la posibilidad de hacerlo.

Actualmente la compañía petrolera nacional ha iniciado el diseño de una estrategia para evaluar, en primera instancia, el potencial de gas y aceite de lutitas para poder plantear posibles escenarios

de desarrollo. Actualmente la compañía nacional ha identificado cinco cuencas potenciales ubicadas en zonas del noreste del país y costas del Golfo de México:

- Chihuahua
- Sabinas-Burro-Picachos
- Burgos
- Tampico-Misantla
- Veracruz

En apoyo a esta estrategia, desde noviembre de 2011, la compañía petrolera nacional a través del Fondo Sectorial CONACYT-SENER-Hidrocarburos, presentó la demanda específica “Asimilación y desarrollo de tecnología en diseño, adquisición, procesado e interpretación de datos sísmicos 3D-3C con enfoque a *plays* de *shale gas/oil* en México”; con el propósito de identificar las áreas de mayor potencial de gas *Sweet Spots*. En noviembre de 2012, el Comité Técnico y de Administración del Fondo Sectorial CONACYT-SENER-Hidrocarburos aprobó la iniciativa propuesta por el Instituto Mexicano del Petróleo y autorizó la asignación directa a favor de esta institución para el desarrollo del proyecto (PEMEX, 2014)⁵.

Los primeros resultados obtenidos se dieron en el *play* Eagle Ford, en donde se comprobó la continuidad de las zonas de gas seco y gas húmedo con la perforación de los pozos E-1 y H-1, respectivamente; en el área de Sabinas con el pozo P-1 se probó la extensión del *play* Eagle Ford al resultar productor de gas seco; los pozos N-1 y M-1 resultaron productores de aceite y gas húmedo, respectivamente; para probar el *play* Jurásico se perforó el pozo A-1 con resultados de aceite y gas. Se continúan los estudios de sistemas petroleros y *plays* no convencionales en las provincias de Tampico-Misantla y Veracruz (PEMEX, 2014)⁵.

En el Plan de Negocios 2014-2018 de la compañía petrolera nacional se plantea un proyecto de explotación de gas y aceite de lutitas, el cual está situado geológicamente en las provincias de Chihuahua, Sabinas, Burro-Picachos, Burgos, Tampico-Misantla y Veracruz. Se enfoca a la exploración de *plays* no convencionales de aceite y gas en lutitas, en horizontes de edad Jurásico Superior Tithoniano y Cretácico Superior Turoniano y corresponde únicamente a la primera etapa de evaluación del potencial, tiene un alcance regional que cubre una superficie aproximada de 200,000 [km²], abarcando parte de los estados de Chihuahua, Coahuila, Nuevo León, Tamaulipas y Veracruz (PEMEX, 2014)⁵.

Este proyecto está enfocado a cuantificar con mayor certidumbre los recursos prospectivos no convencionales de aceite y gas en lutitas, acelerar la conversión de estos recursos prospectivos en reservas, así como identificar las zonas de mayor potencial productivo y económico cuyo desarrollo permitirá incrementar la producción de hidrocarburos a futuro, así como incrementar la actividad económica en las zonas donde se produzcan estos hidrocarburos. El objetivo del proyecto es evaluar el potencial petrolero de las rocas que constituyen a los *plays* no convencionales de aceite y gas en lutitas, así como dar certidumbre a los recursos prospectivos que se estiman en un valor medio de 3,057 millones de pies cúbicos de petróleo crudo equivalente; mediante la realización de 71 estudios geológicos, la adquisición de 7,800 [km²] de

sísmica tridimensional, y la perforación de 175 pozos exploratorios, durante el periodo 2013-2017 (PEMEX, 2014)⁵.

Si los esfuerzos de exploración demuestran la viabilidad económica de la producción de gas de lutitas, el desarrollo a gran escala de estos recursos demandará un incremento en la perforación.

Además de la necesidad de una gran inversión, hay un gran número de retos tecnológicos los cuales se deberán de superar, como lo es el éxito en el fracturamiento hidráulico. Otro reto más a superar es el manejo y reciclaje de agua, ya que la parte norte del país donde se encuentran gran cantidad de *plays* de lutitas es una zona árida y además gran cantidad de ese recurso es usado para la agricultura.

El fracturamiento hidráulico a gran escala requiere de un cuidadoso tratamiento y reciclaje de agua para poder reducir la necesidad de utilizar agua fresca. Otras barreras del desarrollo del gas de lutitas, son la ausencia de infraestructura de gasoductos para comercializar el gas, los cuales podrían complicar las operaciones y hacer que el costo de la perforación de pozos sea significativamente más elevado que en Estados Unidos. Un plan para incrementar el transporte y capacidad de distribución del gas natural debe de ser implementado, incluyendo una red de gasoductos la cual abarque las principales áreas ricas en gas en el norte del país.

A pesar de las complicaciones anteriormente mencionadas México tiene grandes posibilidades de explotar sus recursos de lutitas con éxito, pues el precio del gas va en incremento, lo que estimula económicamente al proyecto. Además el desarrollo del gas natural de lutitas podría ser una aportación significativa para satisfacer las necesidades de gas en México a largo plazo (IEA, 2012)³.

Hoy en día estudios realizados por parte del Departamento de Energía de los Estados Unidos publicadas en 2013 a través de la EIA (Energy Information Administration) estiman que México tiene un potencial técnicamente recuperable de 545 billones de pies cúbicos y 13.1 miles de millones de aceite y condensado.

Por otra parte, la compañía nacional ha estimado un potencial de 60 miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente en recursos no convencionales de lutitas.

En la Figura IV.8 se muestra la distribución de las cuencas de lutitas de México, y en las secciones sucesivas se presenta la evaluación de las cuencas de lutitas más importantes no incluyendo a la cuenca de Chihuahua, pues de esta cuenca aún se carece de información, además se presenta un pequeño resumen de sus características y estimaciones de reservas de cada una de ellas.

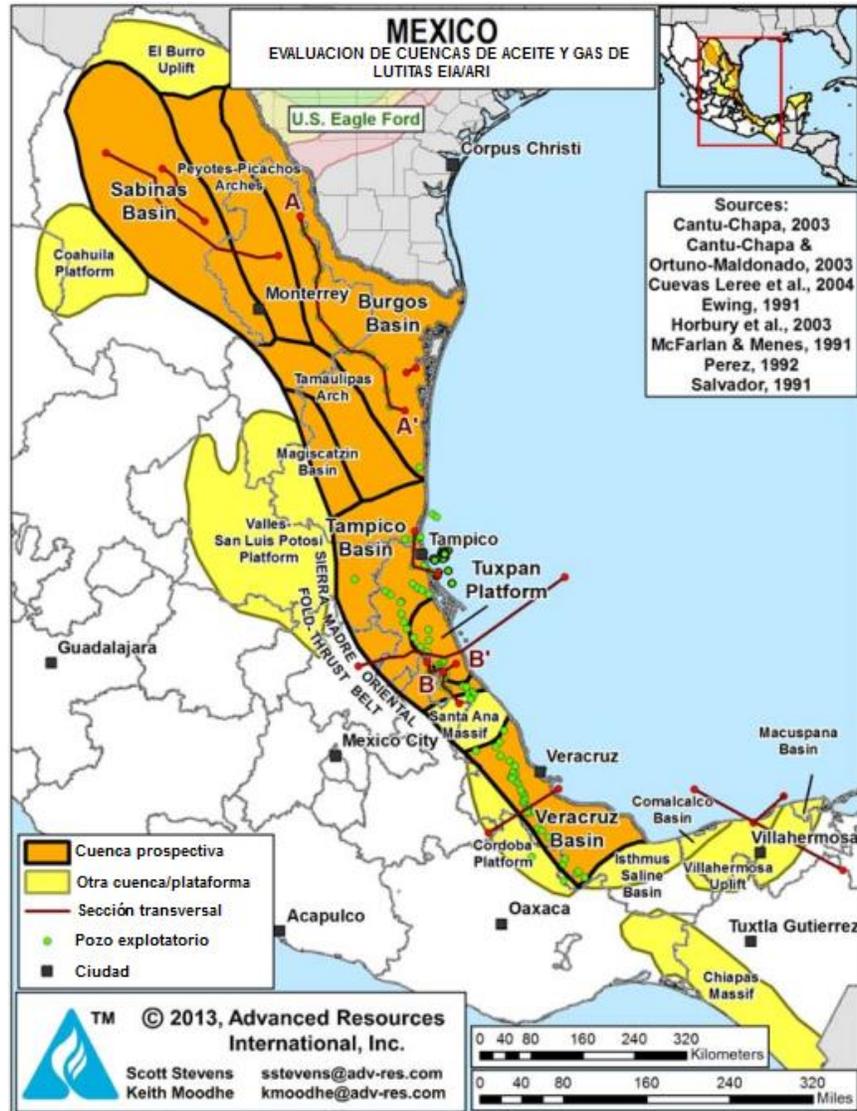


Figura IV.8 Distribución de las cuencas de lutitas en México (Modificado de ARI, 2013)¹

IV.2.1 Cuenca de Burgos

Localizada al noreste de estado de Coahuila, directamente al sur del Rio Grande la cuenca de Burgos cubre un área de aproximadamente 24,000 [mi²], sin incluir la extensión de la plataforma continental.

La cuenca de Burgos se expandió durante el Jurásico temprano y se desarrolló dentro de la plataforma carbonatada restringida, con espesores acumulados de sal que posteriormente formaron estructuras como lo son los diapiros. Las deformaciones estructurales tomaron lugar durante la Orogenia Laramídica del Cretácico tardío, resultando en un fallamiento e inclinamiento en la cuenca de Burgos. Sin embargo, este evento tectónico influyó más a la cuenca de Sabinas y a la Sierra Madre Oriental, mientras que en la cuenca de Burgos siguió siendo estructuralmente

más simple y favoreciendo el desarrollo de las lutitas. Los depósitos clásticos de la era terciaria no marinos están sobre las secuencias marinas Carbonatadas y Jurásicas, reflejando una posterior alternancia en transgresiones y regresiones marinas en el noreste de México.

Los dos más importantes objetivos prospectivos de ser explotados en México están presentes en la cuenca de Burgos: el Cretácico de Eagle Ford y el Jurásico de las formaciones La Casita y Pimienta. La porción del *play* de Eagle Ford que está en México es la porción equivalente comercial de Texas de este *play*, mientras que las formaciones La Casita y Pimienta se pueden correlacionar con la zona productiva de Haynesville de la cuenca del este de Texas. Se cree que La Casita es la principal roca madre de los yacimientos convencionales clásticos en el sureste de Burgos. Los recursos prospectivos y demás características de ambas formaciones se muestran en la Tabla IV.2.

Datos Básicos	Área de la Cuenca		Burgos (24,200 [mi ²])			
	Formación de Lutitas		Eagle Ford Shale			Lutitas del Titoniano
	Edad Geológica		Cretácico Medio-Superior			Jurásico Superior
	Ambiente de Depósito		Marino			Marino
Extensión Física	Área Prospectiva [mi ²]		600	10,000	6,700	6,700
	Espesor [pies]	Riqueza Orgánica	200	200	300	500
		Neto	160	160	210	200
	Profundidad [pies]	Intervalo	3,300-4,000	4,000-16,400	6,500-16,400	7,500-16,400
		Promedio	3,500	7,500	10,500	11,500
Propiedades del Yacimiento	Presión del Yacimiento		Altamente Sobrepresionado	Altamente Sobrepresionado	Altamente Sobrepresionado	Altamente Sobrepresionado
	Promedio de TOC [wt. %]		5%	5%	5%	3%
	Madurez Térmica [% Ro]		0,85%	1,15%	1,60%	1,70%
	Contenido de Arcilla		Bajo	Bajo	Bajo	Bajo
Recursos	Fase de Gas		Gas asociado	Gas Húmedo	Gas Húmedo	Gas Seco
	Concentración de GIP [MMpc/mi ²]		21,7	74,4	190,9	100,3
	GIP con riesgo [MMMpc]		7,8	446,4	767,5	201,6
	Con riesgo y recuperables [MMMpc]		0,9	111,6	230,2	50,4

Tabla IV.2 Propiedades y recursos de la Cuenca de Burgos (Modificado de ARI, 2013)¹

La exploración en la cuenca de Burgos data de 1942, a partir de entonces se descubrieron algunos de los 227 campos de gas natural de la cuenca hasta la fecha. Actualmente, hay cerca de 3,500 pozos activos produciendo gas natural proveniente de esta cuenca. Estos yacimientos convencionales tienen una baja permeabilidad, por lo que declinan rápidamente su producción.

El primer descubrimiento de gas de lutitas en la cuenca de Burgos se dio a finales del 2010 y a principios del 2011, se perforó el pozo E-1, el cual está localizado cerca del sur de borde de Texas y Coahuila en la continuación de la formación Eagle Ford de Texas. Este primer pozo tiene una profundidad de 2,500 metros de forma vertical, y 2,550 metros de forma lateral. Tiene 17 etapas de fracturamiento. El pozo aportó un gasto inicial de 2.8 [pcd] lo cual no es gasto rentable debido a los precios actuales del gas natural (ARI, 2013)¹.

En el último informe de la compañía nacional se reportó que han perforado cuatro pozos en la cuenca de Burgos, reportando una producción inicial para tres pozos. En estos pozos se incluye N-1 el cual está situado en la ventana de aceite, H-1 con un IP de 2.771 [MMpcd] de gas y 27 [bld] de aceite, y M-1 el cual está en la ventana de gas húmedo de la cuenca de Burgos. La ventana de gas seco en la cuenca de Burgos fue probada por E-1 (ARI, 2013)¹.

IV.2.1.1 Eagle Ford

Basado en la analogía con el *play* Eagle Ford que se encuentra en Texas, parte de la industria petrolera y ARI (Advances Resources International, Inc), consideran que la parte de Eagle Ford del lado de la cuenca de Burgos tiene un gran potencial. Eagle Ford atraviesa el oeste de la cuenca de Burgos, donde el intervalo total de la formación abarca de 328 a 990 pies de espesor. La compañía petrolera nacional estima un área prospectiva de 17,300 [mi²], significativamente menor a las estimaciones anteriores que eran de 18,100 [mi²], esta área prospectiva abarca tres distintas zonas donde las lutitas están en profundidades que abarcan de 0.62 a 3.11 [mi] (ARI, 2013)¹.

El espesor de lutitas con riqueza orgánica en el área prospectiva va de 200 a 300 pies. El TOC (contenido total de riqueza orgánica) se estima en un promedio de 5%. La Ro (reflectancia de la vitrinita) abarca de 0.85% al 1.6% dependiendo de la profundidad. Las condiciones de sobrepresión son comunes en estas cuencas y se asume un gradiente de presión de 0.65 [lb/pg²/pie]. La temperatura exterior en esta región es de aproximadamente 20°C, mientras que el gradiente geotérmico es de 23[°C/km]. Se asume que la porosidad es semejante a la de Eagle Ford del lado de Texas, es decir alrededor de 10% (ARI, 2013)¹.

IV.2.1.2 La Casita y Pimienta

Las formaciones de lutitas de La Casita y Pimienta pertenecientes al Titoniano se encuentran a varios miles de pies de profundidad más que la formación Eagle Ford, estas formaciones son consideradas las principales rocas generadoras en el este de la cuenca de Burgos. Extrapolando desde la estructura del Eagle Ford más joven, el promedio de profundidad de estas formaciones es de 11,500 pies, con un rango prospectivo de 5,000 a 16,400 pies. El espesor de la formación puede ser por arriba de 1,400 pies, con un espesor neto de riqueza orgánica de aproximadamente 200 pies. El TOC (contenido total de materia orgánica) va de 2.6% a 4%, con un promedio de 3%, el cual consiste en principalmente kerógeno Tipo II el cual solo genera gas seco con una reflectancia de vitrinita de 1.3%. La presión del yacimiento y las condiciones de temperatura se estiman similares a las de la formación Eagle Ford (ARI, 2013)¹.

IV.2.2 Cuenca Sabinas

Sabinas es una de la cuencas más grandes de la costa marina, se extiende en un área de 35,700 [mi²] en la parte noreste de México. La cuenca inicialmente se expandió durante la era Jurásica con un direccionamiento del noreste al suroeste y más tarde fue fuertemente afectada por la Orogenia Laramidica del Cretácico. Estructuralmente es compleja, la cuenca de Sabinas fue deformada con una serie de compactaciones, movimientos del noroeste al sureste, y pliegues nuclearmente evaporados provocados por los orígenes de la Orogenia Laramidica, que actualmente son llamados el Cinturón Plegado de Sabinas. La disolución de la sal del Jurásico inferior durante la edad Terciaria temprana introdujo una fuerte tectónica de un complejo de sal retrograda. Gran parte de la cuenca Sabinas es también estructuralmente deformada por el desarrollo del gas de lutitas, pero una pequeña área en el lado noreste de la cuenca está más suavemente deformada pudiendo ser un área prospectiva (ARI, 2013)¹.

Las rocas generadoras en la cuenca de Sabinas incluyen a las formaciones Olmos del Cretacico, Eagle Ford (Turoniano) y La Casita (Tithoniano). Las últimas dos unidades contienen lutitas marinas con buenas características petrofísicas para el desarrollo de la explotación de gas. En contraste la formación Olmos es una unidad no marina y carbonatada, es una buena fuente de gas natural así como de metano proveniente de carbón.

IV.2.2.1 Eagle Ford

Eagle Ford está distribuida a través de la parte noroeste, noreste y central de la cuenca de Sabinas. La zona objetivo es una secuencia de 984 pies de espesor de lutitas negras intercaladas rítmicamente con limolitas arenosas y areniscas cementadas con carbonatos. Se estima un espesor de 500 pies con riqueza orgánica, con un espesor neto de 400 pies. Las características análogas a la cuenca de Maverick de Texas se muestran en la Tabla IV.3.

La compañía petrolera nacional ha perforado un pozo de exploración en la cuenca de Sabinas, confirmando la continuación del *play* Eagle Ford. El pozo horizontal P-1, terminado en marzo del 2012, produce gas seco en un intervalo de profundidad de 3,330 a 3,390 metros. La producción inicial del pozo dio un gasto modesto de 2.17 [MMpcd], con el reporte de que la producción declina rápidamente (ARI, 2013)¹.

IV.2.2.2 La Casita

La formación la Casita corresponde a una unidad del Tithoniano, es considerada como la primera roca madre en la cuenca de Sabinas. Esta consiste en lutitas con gran riqueza orgánica depositadas en un ambiente marino de aguas profundas. La Popa es una de las numerosas sub-cuencas dentro de Sabinas. La Popa es una cuenca del tipo *pull-apart* que contiene lutitas que actúan como rocas generadoras. Por arriba de 1200 pies de limolitas carbónicas negras están presentes

excesivamente varias millas de yeso y halitas evaporíticas. El espesor total de lutitas en La Casita abarca de 190 a 2600 pies.

El área prospectiva con un alto grado para la formación La Casita promedia 11,500 pies de profundidad. La porosidad estimada correlacionando con el *play* de Haynesville de Texas y Louisiana se estima en 5%, las demás características de la cuenca y los recursos prospectivos se muestran en la Tabla IV.3.

Datos Básicos	Área de la Cuenca		Sabinas (35,700 [mi ²])	
	Formación de Lutitas		Eagle Ford	Titoniano La Casita
	Edad Geológica		Cretacico Medio a Superior	Jurasico Superior
	Ambiente de Depósito		Marino	Marino
Extensión Física	Área Prospectiva [mi ²]		9.500	9.500
	Espesor [pies]	Riqueza Orgánica	500	800
		Neto	400	240
	Profundidad [pies]	Intervalo	5,000-12,500	9,800-13,100
Promedio		9,000	11,500	
Propiedades del Yacimiento	Presión del Yacimiento		Bajo presurizado	Bajo presurizado
	Promedio de TOC [wt. %]		4%	2%
	Madurez Termica [% Ro]		1,50%	2,50%
	Contenido de Arcilla		Bajo	Bajo
Recursos	Fase de Gas		Gas Seco	Gas Seco
	Concentracion de GIP [MMpc/mi ²]		131,9	69,1
	GIP con riesgo [MMMpc]		501	118,1
	Con riesgo y recuperables [MMMpc]		100,2	23,6

Tabla IV.3 Propiedades y recursos de la Cuenca Sabinas (Modificado de ARI, 2013)¹

IV.2.3 Cuenca Tampico

Bordeada en el oeste por el cinturón plegado de la Sierra Madre Oriental y en el este por la plataforma de Tuxpan, la cuenca Tampico-Misantla se extiende al norte de la parte superior de Santa Ana hacia el arco norte de Tampico en Tamaulipas. En el margen del norte de esta cuenca esta un arco, limitado por una serie de fallas que se extienden el sur del arco de Tamaulipas.

IV.2.3.1 Formación Pimienta

La principal roca madre de la cuenca de Tampico es la formación Pimienta del Jurásico Superior. Aunque mucho más profunda que las demás cuencas, la formación Pimienta alcanza profundidades de 4,600 a 9,800 pies en el sur donde se encuentran tres estructuras sobresalientes. Los 23.5 [mi] de longitud, en dirección del noreste al suroeste atraviesan el anticlinal Piedra de Cal, en el suroeste del área de Bejuco que tiene la cima de la formación Pimienta una profundidad de aproximadamente una milla. La parte de 11.8 [mi] de longitud, en

dirección del suroeste al noreste atraviesa el sinclinal Jabonera en el sureste de Bejuco el cual tiene formaciones de lutitas a una profundidad de 9,840 pies en el este y una mínima profundidad de cerca de 7,872 pies en el oeste. Un sistema de fallas define el campo Bejuco en el centro del área. Dos grandes áreas (Llano de Bustos y La Aguada) carecen de depósitos de lutitas del Titoniano.

Cerca de la ciudad de Tampico, 50 pozos convencionales han penetrado lutitas con riqueza orgánica de la formación Pimienta a profundidades de 1,000 a 3,000 metros. Hay tres distintas ventanas de madurez (gas seco, gas húmedo y aceite) las cuales están de oeste a este, reflejando el moderado ángulo del echado estructural en esta cuenca. El promedio de profundidad de lutitas es de 5,500 a 8,000 pies. Excluyendo a las zonas altas, el área prospectiva de la formación Pimienta es aproximadamente de 13,600 [mi²]. Los detalles de los espesores aún no están disponibles, pero se estima que abarcan de 650 a 32 pies. Se estima un promedio en espesor por encima de los 200 pies. Las demás características relevantes así como las cantidades de recursos estimadas se muestran en la Tabla IV.4.

Datos Básicos	Área de la Cuenca		Tampico (26,900 [mi ²])		
	Formación de Lutitas		Pimienta		
	Edad Geológica		Jurásico		
	Ambiente de Depósito		Marino		
Extensión Física	Área Prospectiva [mi ²]		9.000	3.050	1.550
	Espesor [pies]	Riqueza Orgánica	500	500	500
		Neto	200	200	200
	Profundidad [pies]	Intervalo	3,300-8,500	4,000-8,500	7,000-9,000
Promedio		5,500	6,200	8,000	
Propiedades del Yacimiento	Presión del Yacimiento		Normal	Normal	Normal
	Promedio de TOC [wt. %]		3%	3%	3%
	Madurez Termica [% Ro]		0,85%	1,15%	1,40%
	Contenido de Arcilla		Bajo	Bajo	Bajo
Recursos	Fase de Gas		Gas asociado	Gas Humedo	Gas Seco
	Concentraci3n de GIP [MMpc/mi ²]		18,6	44,7	83
	GIP con riesgo [MMMpc]		58,5	47,7	45
	Con riesgo y recuperables [MMMpc]		4,7	9,5	9

Tabla IV.4 Propiedades y recursos de la Cuenca Tampico (Modificado de ARI, 2013)¹

IV.2.4 Plataforma Tuxpan

La plataforma Tuxpan, está localizada al sureste de la cuenca de Tampico, es un fino basamento elevado que está cubierto con una plataforma carbonatada bien desarrollada del Cretácico temprano. Un depósito de gas de lutitas prospectivo y relativamente bien definido, está localizado al sur de la Plataforma de Tuxpan. Aproximadamente a 50 [km] al sur de la ciudad de Tuxpan, cerca de Poza Rica, más de una docena de pozos de aceite convencional localizados en al área sinclinal La Mesa ha penetrado a lutitas con riqueza orgánica de las formaciones Pimienta y Tamaulipas (ARI, 2013)¹.

Una detallada sección transversal de la plataforma de Tuxpan muestra el espesor de las rocas madre provenientes del Cretácico Inferior y del Jurásico Superior, las cuales están inmersas en la cuenca del Golfo de México. Estas rocas madres alcanzan profundidades de 4.8 millas. La madurez térmica abarca rangos en la ventana de generación de aceite y también de gas.

IV.2.4.1 Formación Pimienta.

El espesor de la porción que tiene riqueza en materia orgánica proveniente del Jurásico de la formación Pimienta promedia alrededor de 500 pies (zona con altas concentraciones), los demás espesores netos se estiman en 200 pies. Sin embargo, en el sureste de Poza Rica, en algunas áreas las lutitas son muy delgadas o inclusive inexistentes, probablemente debido a la erosión submarina o a la falta de depositación. El registro de rayos gamma da respuesta a la riqueza orgánica, indicando que para la formación Pimienta el contenido total de materia orgánica (TOC) es de 3%, el cual indica que está en la ventana de generación de aceite a gas húmedo. Además tiene una reflectancia de la vitrinita (Ro) de 0.9%. Las profundidades abarcan de 6,500 a 10,000 pies, promediando alrededor de 8,500 pies.

IV.2.4.2 Formación Tamaulipas.

En el Cretácico Inferior la formación Tamaulipas abarca profundidades de 6,000 a 9,500 pies, promediando 7,900 pies. Los intervalos con riqueza orgánica promedian 300 pies de espesor, se estiman que los espesores netos están por arriba de 210 pies. El TOC se estima en 3%. El promedio de madurez térmica es ligeramente más baja que para la formación Pimienta, siendo de 0.85% Ro.

Datos Básicos	Área de la Cuenca		Tuxpan (2,810 [mi ²])	
	Formación de Lutitas		Tamaulipas	Pimienta
	Edad Geológica		Cretacico Medio a Superior	Jurásico
	Ambiente de Depósito		Marino	Marino
Extensión Física	Área Prospectiva [mi ²]		1.000	1.000
	Espesor [pies]	Riqueza Orgánica	300	500
		Neto	210	200
	Profundidad [pies]	Intervalo	6,000-9,500	6,600-10,000
Promedio		7,900	8,500	
Propiedades del Yacimiento	Presión del Yacimiento		Normal	Normal
	Promedio de TOC [wt. %]		3%	3%
	Madurez Termica [% Ro]		0,85%	0,90%
	Contenido de Arcilla		Bajo	Bajo
Recursos	Fase de Gas		Gas Asociado	Gas Asociado
	Concentración de GIP [MMpc/mi ²]		25,5	27,2
	GIP con riesgo [MMMpc]		8,9	9,5
	Con riesgo y recuperables [MMMpc]		0,7	0,8

Tabla IV.5 Propiedades y recursos de la Plataforma Tuxpan (Modificado de ARI, 2013) ¹

Las estimaciones de recursos y demás características de la formación Tamaulipas y la formación Pimienta se muestran en la Tabla IV.5

Actualmente no ha habido actividad de exploración para gas ni para aceite de lutitas en la Plataforma de Tuxpan.

IV.2.5 Cuenca de Veracruz

La cuenca de Veracruz se extiende por encima de un área marina de 9,030 [mi²], cerca de la ciudad del mismo nombre. El margen del este de la cuenca está definido por una cabalgadura de los carbonatos del Mesozoico de la plataforma de Córdoba y la Sierra Madre Oriental. La cuenca es asimétrica en la sección transversal, que representa la parte más profunda a lo largo del margen occidental. La cuenca comprende de varios importantes elementos estructurales, desde el oeste hasta el este: el Frente Tectónico Sepultado, el Anticlinal Loma Bonita, el Sinclinal Tlacotalpan, el Acuñaamiento Homoclinal, el Acuñaamiento Antón Lizardo y la altamente deformada Reentrante Coatzacoalcos en el sur.

Una reciente exploración en lutitas realizada por la compañía petrolera nacional indica que el área prospectiva de la cuenca de Veracruz es mucho más pequeña que la previamente asumida en un estudio del 2011 de EIA y ARI. Esto es debido a que las lutitas están inmersas a un ángulo mucho más pronunciado al que previamente se estimó. Además tanto la ventana de maduración de gas como de aceite de lutitas están presentes.

IV.2.5.1 Formación de Maltrata

En el Cretácico Superior de la formación Maltrata se encuentra una significativa roca madre en la cuenca de Veracruz, se estima que tiene espesores de 300 pies de calizas marinas con riqueza orgánica. El total del contenido de materia orgánica abarca de 5% a 8%, promediando aproximadamente 3%, la materia orgánica consiste en kerógeno Tipo II. La madurez térmica abarca rangos de generación de aceite (Ro promedio de 0.85%) con la ventana de generación a profundidades menores a 11,000 pies, y con rangos de generación de gas (Ro promedio de 1.4%) con la ventana de generación a una profundidad promedio por debajo de 11,500 pies. Los recursos estimados y demás propiedades del yacimiento se muestran en la Tabla IV.6.

Datos Básicos	Área de la Cuenca		Veracruz (9,030 [mi ²])	
	Formación de Lutitas		Maltrata	
	Edad Geológica		Cretasico Superior	
	Ambiente de Depósito		Marino	
Extensión Física	Área Prospectiva [mi ²]		560	400
	Espesor [pies]	Riqueza Orgánica	300	300
		Neto	150	150
	Profundidad [pies]	Intervalo	9,800-12,000	10,000-12,500
Promedio		11,000	11,500	
Propiedades del Yacimiento	Presión del Yacimiento		Normal	Normal
	Promedio de TOC [wt. %]		3%	3%
	Madurez Termica [% Ro]		0,85%	1,40%
	Contenido de Arcilla		Bajo/Medio	Bajo/Medio
Recursos	Fase de Gas		Gas Asociado	Gas Seco
	Concentracion de GIP [MMpc/mi ²]		22,4	70
	GIP con riesgo [MMMpc]		6,6	14,7
	Con riesgo y recuperables [MMMpc]		0,5	2,9

Tabla IV.6 Propiedades y recursos de la Cuenca de Veracruz (Modificado de ARI, 2013) ¹

Conclusiones y recomendaciones

Conclusiones

- Los yacimientos de gas de lutitas han cambiado por completo el concepto de lo que es un yacimiento petrolero. Estos yacimientos tienen un sistema petrolero en el cual la roca madre o generadora, actúa al mismo tiempo como roca almacén y como roca sello. Debido a la baja permeabilidad de estos yacimientos, se deben de usar técnicas como perforación horizontal y además se debe estimular masivamente a la formación por medio del fracturamiento hidráulico, con el objetivo de explotar exitosamente al yacimiento.
 - La declinación de la producción en los yacimientos de gas de lutitas está claramente influenciada por la eficiencia del fracturamiento hidráulico, el cierre de las fracturas determinará la tendencia de declinación. A su vez la eficiencia del fracturamiento depende de las características del yacimiento, pero principalmente de las presiones y de la composición mineralógica de la roca.
 - Los minerales que más influyen en la eficiencia de los trabajos de estimulación son el cuarzo y la arcilla, ya que de estos minerales depende la fragilidad y la dureza de la roca. Los factores mencionados anteriormente tienen más influencia en las primeras etapas de la producción del pozo (ya que están relacionados a las fracturas inducidas), posteriormente factores como, las fracturas naturales y la permeabilidad de la matriz influyen en la etapa en la que hay una transición de fluidos de la formación (matriz) a las fracturas inducidas. En las etapas posteriores, la producción será influenciada casi en su totalidad por la formación (aporte de la matriz y fracturas naturales), lo que dará como resultado una producción aproximadamente constante pero con bajos gastos.
 - Debido a la orientación y terminación de los pozos que se usa para explotar a los yacimientos de gas de lutitas, en las primeras etapas de producción se presenta un flujo lineal, el cual está influenciado por un daño, este daño se debe principalmente a la convergencia de flujo.
 - Anderson (2010)^{1, Cap III} estima que el comportamiento de la producción en los yacimientos de gas de lutitas, sigue una progresión de un flujo lineal, a un flujo dominado por las fronteras (flujo pseudo-estacionario o flujo estacionario), y posteriormente fluye con una actuación infinita (flujo transitorio) con una geometría de flujo lineal o radial.
-

- Se debe entender que el flujo de fluidos en una formación de lutitas es muy distinta a como se da un yacimiento convencional, en este tipo de yacimientos no hay fronteras, las “fronteras” se llegan a presentar cuando se alcanza un radio en el que la baja permeabilidad ya no permite la transferencia de flujo. Por lo tanto en este tipo de yacimientos no es válida una prueba de presión entre pozo y pozo, ya que la permeabilidad extremadamente baja no permite que se logre una transferencia del pulso.

Recomendaciones

- Debido al auge que hoy en día tienen los recursos no convencionales (y no solo el gas de lutitas) se debería de impartir al menos una introducción sobre este tipo de recursos en alguna materia de la carrera de Ingeniería Petrolera. Además el gas de lutitas, al menos en México, es el recurso no convencional más importante que se pretende explotar, por lo tanto se debería preparar al estudiante con los conceptos más importantes que involucran la explotación exitosa de este recurso.
 - Si se desea utilizar las curvas tipo de declinación de la producción de yacimientos de gas de lutitas proporcionadas en este trabajo, se debe ser cuidadoso al elegir el tipo de curva. Se deben correlacionar las características del yacimiento o pozo de interés, con las que se proporciona en el trabajo. Cabe mencionar que son curvas tipo, basadas en características de producción idóneas de las cuencas analizadas, por lo tanto pueden no ser precisas para cualquier pozo/yacimiento, pero sirven de referencia para poder estimar un pronóstico de producción y de reservas.
-

Índice de figuras

	Página
Figura I.1 Diagrama típico de un yacimiento de gas y condensado	2
Figura I.2 Diagrama de un yacimiento de gas seco	3
Figura I.3 Diagrama de un yacimiento de gas húmedo	4
Figura I.4 Regímenes de flujo	9
Figura I.5 Vista en planta y lateral de la geometría de flujo radial	10
Figura I.6 Geometría de flujo lineal ideal	11
Figura I.7 Geometría ideal de flujo lineal en fracturas.....	11
Figura I.8 Geometría de flujo esférico y flujo hemisférico de acuerdo al tipo de terminación en el pozo	12
Figura I.9 Composición mineralógica en distintos yacimientos de gas de lutitas	14
Figura I.10 Comparación del tipo de kerógeno entre distintos <i>plays</i> de lutitas de Estados Unidos	19
Figura I.11 Comparación de los rangos de Contenido Orgánico Total (TOC) en los principales <i>plays</i> de lutitas de Estados Unidos	20
Figura II.1 Gráfica en papel cartesiano de gasto vs tiempo que muestra los distintos comportamientos de la ecuación de Arps	31
Figura II.2 Gráfica semi-logarítmica de gasto contra tiempo	32
Figura II.3 Curva tipo de Fetkovich para gasto vs tiempo y para producción-acumulada vs tiempo	34
Figura II.4 Curva tipo de declinación de Fetkovich gasto vs tiempo	35
Figura II.5 Curva tipo de declinación de Carter	42
Figura II.6 Aproximación para la forma del sistema de flujo para la curva tipo de Carter	42
Figura II.7 Variación del parámetro η con R para la curva tipo de Carter.....	43
Figura III.1 Declinación típica en los yacimientos de gas de lutitas	47
Figura III.2 Producción diaria promedio por pozo en Barnett, agrupados por DOFP y cambiados al tiempo cero, en los primeros 12 meses (izquierda) y la historia completa de producción (derecha)	49
Figura III.3 Producción diaria promedio por pozo en Fayetteville, agrupados por DOFP y cambiados al tiempo cero, en los primeros 12 meses (izquierda) y la historia completa de producción (derecha)	51
Figura III.4 Producción diaria promedio por pozo en Woodford, agrupados por DOFP y cambiados al tiempo cero, en los primeros 12 meses (izquierda) y la historia completa de producción (derecha)	52
Figura III.5 Producción diaria promedio por pozo en Haynesville, agrupados por DOFP y cambiados al tiempo cero, en los primeros 12 meses (izquierda) y en la historia completa de producción (derecha)	53
Figura III.6 Producción diaria promedio por pozo en Eagleford, agrupados por DOFP y cambiados al tiempo cero	54

Figura III.7 Promedio absoluto de la producción diaria de gas por pozo para cada cuenca de gas de lutitas.....	55
Figura III.8 IP del gasto normalizado de la producción de gas para cada cuenca de gas de lutitas. 56	
Figura III.9 Gráfica de simulación numérica de los gastos de producción de gas para tres distintos escenarios: un caso base, un caso con la presión duplicada y otro con abundantes fracturas naturales.....	57
Figura III.10 Diagrama ternario de la variación mineralógica de las cinco cuencas analizadas	59
Figura III.11 Pozo horizontal en un yacimiento de gas de lutitas.....	63
Figura III.12 Gráficas de los datos de producción + la función de la derivada de varios <i>plays</i> de gas de lutitas.....	66
Figura III.13 Flujo lineal en un yacimiento fracturado	68
Figura III.14 Flujo dominado por las fronteras (flujo pseudo-estacionario o flujo estacionario) en yacimientos convencionales y en yacimientos de lutitas	70
Figura III.15 Contribución de fluidos de la zona del yacimiento sin estimular	72
Figura IV.1 Principales <i>plays</i> de gas y aceite de lutitas en Estados Unidos	76
Figura IV.2 Distribución de las cuencas de lutitas en el oeste de Canadá	77
Figura IV.3 Distribución de las cuencas de lutitas en Argentina	79
Figura IV.4 Distribución de las cuencas de lutitas en Polonia	81
Figura IV.5 Distribución de las cuencas de lutitas en Rusia	82
Figura IV.6 Distribución de las cuencas de lutitas de China	83
Figura IV.7 Distribución de las cuencas de lutitas en Australia	85
Figura IV.8 Distribución de las cuencas de lutitas en México	88

Índice de tablas

	Página
Tabla III.1 Resumen de las principales características de las cinco cuencas analizadas	59
Tabla III.2 Porcentajes de variación mensual para las cinco cuencas analizadas.	60
Tabla III.3 Resumen de la metodología	73
Tabla IV.1 Países con mayor volumen de reservas de gas de lutitas técnicamente recuperables ...	74
Tabla IV.2 Propiedades y recursos de la Cuenca de Burgos.....	89
Tabla IV.3 Propiedades y recursos de la Cuenca Sabinas.....	92
Tabla IV.4 Propiedades y recursos de la Cuenca Tampico	93
Tabla IV.5 Propiedades y recursos de la Plataforma Tuxpan	94
Tabla IV.6 Propiedades y recursos de la Cuenca de Veracruz.....	96

Índice de ecuaciones

	Página
Ecuación I.1 Flujo estacionario.....	8
Ecuación I.2 Flujo transitorio.....	8
Ecuación I.3 Flujo pseudo-estacionario.....	9
Ecuación II.1 Ecuación empirica de Arps.....	27
Ecuación II.2 Ecuacion de Arps, para declinación exponencial.....	28
Ecuación II.3	28
Ecuación II.4	29
Ecuación II.5	29
Ecuación II.6	29
Ecuación II.7 Gasto de gas acumulado, para declinacion exponencial	29
Ecuación II.8 Gasto de gas acumulado, para declinación exponencial, en terminos del gasto	29
Ecuación II.9	29
Ecuación II.10	30
Ecuación II.11	30
Ecuación II.12	30
Ecuación II.13	30
Ecuación II.14	31
Ecuación II.15 Gasto acumulado, para declinacion hiperbólica	31
Ecuación II.16 Ecuación de Arps, para declinación armónica	32
Ecuación II.17	32
Ecuación II.18	33
Ecuación II.19	33
Ecuación II.20 Gasto de gas acumulado, para declinación armónica	33
Ecuación II.21	33
Ecuación II.22 Gasto adimensional para las curvas tipo de Fetkovich.....	35
Ecuación II.23 Tiempo adimensional para curvas tipo de Fetkovich	36
Ecuación II.24 Producción acumulada para curvas tipo de Fetkovich	36
Ecuación II.25 Pseudo-presión para curvas tipo de Fetkovich.....	36
Ecuación II.26 Radio de drene.....	36
Ecuación II.27 Radio aparente del pozo	36
Ecuación II.28 Radio aparente del pozo (para fronteras del yacimiento no circulares)	36
Ecuación II.29 Factor de daño del estado pseudo-estacionario	36
Ecuación II.30 Permeabilidad de la formación	37
Ecuación II.31 Gasto inicial adimensional	38
Ecuación II.32 Gasto inicial de declinación	38
Ecuación II.33 Volumen de poro	38
Ecuación II.34 Radio de drene (asumiendo que se conoce el área de drene)	38

Ecuación II.35 Área de drene	38
Ecuación II.36 Factor de daño de r_e/r_{wa}	38
Ecuación II.37 Parámetro de correlación durante el periodo de flujo pseudo-estacionario	40
Ecuación II.38 Gasto adimensional, para curvas tipo de Carter	41
Ecuación II.39 Tiempo adimensional, para curvas tipo de Carter.....	41
Ecuación II.40 Parámetro de correlación durante el periodo de flujo transitorio	41
Ecuación II.41 Relación entre radio de drene y radio aparente del pozo	41
Ecuación II.42 Parámetro α_1	41
Ecuación II.43 Parámetro η , en terminos de B_1 y R	41
Ecuación II.44 Parámetro $1/B_1$	43
Ecuación II.45 Parámetro α_1 , para geometría de flujo lineal	43
Ecuación II.46 Parámetro $1/B_1$, para geometría de flujo lineal.....	43
Ecuación II.47 Permeabilidad de la formación para flujo radial	44
Ecuación II.48 Permeabilidad de la formación para flujo lineal.....	44
Ecuación II.49 Factor de daño	44
Ecuación II.50 Volumen de gas recuperable	45
Ecuación III.1 Ecuaciones para gráfica doble-logarítmica, para presión constante.....	64
Ecuación III.2 Ecuaciones para gráfica doble-logarítmica, para presión constante.....	64
Ecuación III.3 Presión adimensional para flujo lineal con daño	65
Ecuación III.4 Presión adimensional, aplicando la derivada del semi-logaritmo	65
Ecuación III.5 Ecuaciones para gráfica de la raíz cuadrada del tiempo.....	66
Ecuación III.6 Parámetro de flujo lineal	67
Ecuación III.7 Permeabilidad, en términos de LFP , x y h	67
Ecuación III.8 Área de fracturamiento	67
Ecuación III.9 Permeabilidad, en términos de A_{SRV}	68
Ecuación III.10 Espaciamiento de fracturas	68
Ecuación III.11 Daño aparente	69
Ecuación III.12 Gasto normalizado	70
Ecuación III.13 Gasto normalizado acumulado	70
Ecuación III.14 Área de interface entre zona estimulada y zona sin estimular	72

Bibliografía

Capítulo I

1. Askenazi, A., Biscayart, P., Cáneva, M., Montenegro S. y Moreno M. 2013. Analogía entre la Formación Vaca Muerta y Shale Gas/Oil Plays de EEUU. SPE
2. Brown, E., Thomas R. and Milne, A. 1990. The Challenge of Completing and Stimulating Horizontal Wells, *Oilfield Review*, 2 (3): 52-63.
3. Holditch, S. A. 2006. *Tight Gas Sands*, *Journal Petroleum Technology*:86-94.
4. King, G. E. 2010. Thirty Years of Gas Shale Fracturing: What Have We Learned?. SPE 133456.
5. Montgomery, C. T., Smith, M. B., 2010, Hydraulic Fracturing: History of an enduring technology. *JPT*: 26-41.
6. Passey, Q. R., Bohacs, K. M., Esch, W. L., Klimentidis, R. and Sinha, S. 2010. From Oil-Prone Source Rock to Gas-Producing Shale Reservoir – Geologic and Petrophysical Characterization of Unconventional Shale-Gas Reservoirs, Artículo SPE 131350 presentado en CPS/SPE International Oil & Gas Conference and Exhibition in China held, Beijing, China, 8–10 Septiembre.
7. Seidle, J. 2011. *Fundamentals of Coalbed Methane Reservoir Engineering*, primera edición. Tulsa, Oklahoma, Estados Unidos: Penn Well Corporation.
8. Tarek, A. 2010. *Reservoir Engineering Handbook*, cuarta edición. Burlington, Massachusetts, Estados Unidos: Gulf Professional Publishing / Elsevier.
9. Timothy S. Collett, R. Lewis, Takashi Uchida. 2010. El creciente interés en los hidratos de gas, *Oilfield Review* 46-61

Capítulo II

1. Arps, J.J. 1945. Analisis of Decline Curves. *AIME* 160: 228-247
 2. Carter, R. D. 1985. Type Curves for Finite Radial and Linear Gas-Flow Systems: Constant-Terminal Pressure Case. *SPEJ*: 719-728
 3. Fetkovich, M. J. 1980. Decline Curve Analysis Using Type Curves. *JPT*: 1065-1077.
 4. Lee, J., & Wattenbarger, R. A. 1996. *Gas Reservoir Engineering*, primera edición. Richardson, Texas, Estados Unidos: SPE Textbook Series.
-

Capítulo III

1. Anderson, D. M. et al. 2010. Analysis of Production Data from Fractured Shale Gas Wells. Artículo SPE 131787 presentado en la Conferencia de gas no convencional de la SPE, Pittsburgh, Pennsylvania, Estados Unidos, 23-25 Febrero.
2. Askenazi, A., Biscayart, P., Cáneva, M., Montenegro S. y Moreno M. 2013. Analogía entre la Formación Vaca Muerta y Shale Gas/Oil Plays de EEUU. SPE
3. Baihly, J. et al. 2010. Shale Gas Production Decline Trend Comparison Over Time and Basins. Artículo SPE 135555 presentado en la Conferencia Anual Técnica de la SPE, Florencia, Italia, 19-22 Septiembre.
4. Chermak, J., A., Schreiber M., E., 2014. Mineralogy and trace element geochemistry of gas shales en the United States: Environmental implications. Virginia Estados Unidos. International Journal of Coal Geology 126: 32.25.
5. Gamero Diaz, H., Miller, C., Lewis, R., Contreras Fuentes, C. 2013. Evaluating the Impact of Mineralogy on Reservoir Quality and Completion Quality of Organic Shale Plays. Presentado en AAPG Rocky Mountain Section Meeting, Salt Lake City, Utah, 22-24 Septiembre.

Capítulo IV

1. Advanced Resources International. 2013. EIA/ARI World Shale and Shale Oil Resource Assesment, Technically Recoverable Shale Gas and Shale Oil Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the Unites States. Arlington Virginia, Estados Unidos: ARI.
 2. Canadian Association of Petroleum Producers. Canada's Oil and Natural Gas Producers. The Resource: Natural Gas. <http://www.capp.ca/canadaIndustry/naturalGas/Pages/default.aspx#6eM9ROT7pZEr> (Consultado el 18 de agosto de 2014)
 3. International Energy Agency. 2012. Golden Rules for a Golden Age of Gas, World Energy Outlook Special Report on Unconventional Gas. Paris, Francia: IEA.
 4. KPMG Global Energy Institute. 2011. Shale Gas - A Global Perspective. KPMG International.
 5. PEMEX. 2014. Principales Elementos del Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios 2014-2018. PEMEX.
 6. U.S. Energy Information Administration. 2011. Review of Emerging Resources: U. S. Shale Gas and Shale Oil Plays. Washington D. C. Estados Unidos: U.S. EIA.
-