



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE
MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

**UN SISTEMA DE CÓMPUTO PARA GENERAR VALOR EN
HIDROCARBUROS EN LUTITAS**

T E S I S

**QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO PETROLERO**

PRESENTA:

GUILLERMO ALBERTO LASTRA ORTIZ



**DIRECTOR DE TESIS:
DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO**

CIUDAD UNIVERSITARIA, MÉXICO D.F., AGOSTO 2014

ÍNDICE

<Abstract>

CAPITULO 1. INTRODUCCIÓN

1.1 Marco Teórico

- 1.1.1 *Sistema petrolero*
- 1.1.2 *Yacimientos no convencionales*
- 1.1.3 *Características de los yacimientos de lutitas*

1.2 Marco Histórico

- 1.2.1 *Antecedentes en el desarrollo de recursos en lutitas*
- 1.2.2 *Proyectos actuales en yacimientos de lutitas*

1.3 Justificación

- 1.3.1 *Recursos y reservas globales en lutitas*
- 1.3.2 *Recursos y reservas en lutitas de México*

CAPITULO 2. MITOS Y REALIDADES

2.1 En Técnicas de Perforación y Terminación

- 2.1.1 *Medición de parámetros*
- 2.1.2 *Perforación horizontal*
- 2.1.3 *Fracturamiento hidráulico*

2.2 En Medio Ambiente

- 2.2.1 *Uso del agua y riesgo ambiental*

2.3 En Desarrollo Social y Económico

- 2.3.1 *Regulación*
- 2.3.2 *Empleos*

CAPITULO 3. CURVAS DE DECLINACIÓN

3.1 Curvas de Declinación de Arps

3.1.1 Declinación exponencial

3.1.2 Declinación hiperbólica

3.1.3 Declinación armónica

3.2 Restricciones de la Metodología de Curvas de Declinación

3.3 Aplicación de Análisis de Curvas de Declinación en YNC de Lutitas

3.3.1 Métodos de análisis de curvas de declinación para YNC

3.4 Certidumbre del Pronóstico de Producción de la Metodología

CAPITULO 4. SISTEMA DE CÓMPUTO PARA PREDICCIÓN DE RESERVAS

4.1 Selección de los Modelos de Análisis de Curvas de Declinación para Predicción de Reservas

4.1.1 Declinación hiperbólica

4.1.2 Modelo de Doung

4.1.3 Modelo de Doung Modificado

4.2 Consideraciones para los Modelos y el Programa de Cómputo

4.2.1 Consideraciones en los modelos

4.2.2 Consideraciones en el programa

4.3 Descripción del Programa de Cómputo

4.3.1 Lenguaje de programación y lógica de programación

4.3.2 Instrucciones de uso

4.3.3 Disposición de los resultados

4.4 Resultados y Comparación de los Métodos

4.4.1 Análisis de resultados entre métodos

CAPITULO 5. ANÁLISIS ECONÓMICO DEL CASO EN ESTUDIO

5.1 Descripción del Caso en Estudio

5.2 Consideraciones Económicas

5.2.1 Descripción de los indicadores económicos

5.2.2 Ley de ingresos sobre hidrocarburos aplicada a campos de lutitas

5.3 Descripción de la Herramienta de Análisis Económico

5.3.1 Lógica de programación

5.3.2 Instrucciones de uso

5.4 Análisis de Resultados

5.5 Consideraciones Técnicas para el Análisis Económico

CAPITULO 6. DISCUSIÓN Y CONCLUSIONES

6.1 Discusión

6.2 Conclusiones

<Referencias>

<Nomenclatura>

Abstract

El objetivo principal de este trabajo es analizar el potencial comercial de los recursos hidrocarburos almacenados en lutitas, mediante el pronóstico de producción usando los métodos empíricos de análisis de producción (i.e. curvas de declinación) existentes en la literatura, a fin de desarrollar una herramienta computacional útil para calcular reservas con mayor certidumbre de producción, y maximizar el valor del activo tras su estudio económico.

El objetivo secundario es analizar el entorno técnico, social, ambiental y político (i.e. regulación) entendiendo las características principales de los yacimientos de lutitas, y comparándolos con los yacimientos convencionales, para encontrar los beneficios y desventajas diferentes a lo económico.

Si bien, altas producciones de gas y aceite de lutitas son un fenómeno relativamente reciente, el conocimiento de las bases de perforación de pozos horizontales, fracturamiento hidráulico y operaciones en pozos de lutitas se han desarrollado por más de tres décadas. Durante la última década del desarrollo de la explotación de lutitas gasíferas, los porcentajes de recuperación han aumentado del 2 al 50% del gas original en sitio, esto debido al desarrollo y adaptación de tecnología en estos proyectos.

Las tecnologías actuales y las que están por venir prometen más eficiencia en fracturas híbridas, complejidad de la fractura, estabilidad de flujo, métodos para reusar agua de la fractura y uso de agua salada para fracturar.

En general, hay 5 métodos frecuentes para estimar reservas: uso de información análoga, análisis volumétrico combinado con estimación de eficiencia de recuperación, análisis de curvas de declinación, uso de modelos analíticos y la simulación numérica. Dentro de estos, el análisis de curvas de declinación es el más simple y regularmente la manera más rápida de estimar volúmenes. Aún así, las bases de estos no están hechas para yacimientos no convencionales, lo cual introduce cierta incertidumbre en el cálculo.

El análisis de curvas de declinación es sin duda el método comúnmente más usado para pronosticar reservas en yacimientos no convencionales, la teoría y su aplicación son descritas en este trabajo. Básicamente, el método consiste en ajustar un modelo empírico a la tendencia de declinación del histórico de producción de un pozo y proyectar la tendencia al futuro para determinar la vida económica del pozo y pronosticar su producción acumulada final.

Abstract

The main purpose of this thesis is to create a computerized system able to estimate reserves in unconventional plays using common decline curve analysis (i.e. DCA) methods in order to add economical value to hydrocarbons in shale after profitability indicators were obtained. This work also analyzes the advantages in technologies development, environment, social growth, and policies about its exploitation.

Although high gas flow rates from shales are a relatively recent phenomenon, the knowledge bases of shale-specific well completions, fracturing and shale well operations have actually been growing for more than three decades. During the last decade of gas shale development, projected recovery of shale gas-in-place has increased from about 2% to estimates of about 50%; mainly through the development and adaptation of technologies to fit shale gas developments.

Current and next generation technologies promise even more energy availability with advances in hybrid fracs, fracture complexity, fracture flow stability, methods of re-using water used in fracturing and use of high salinity water in fracturing.

Broadly speaking, there are five common methods for estimating: use of analogs, volumetric analysis combined with an estimate of recovery efficiency, decline curve analysis (DCA), analytical models and numerical simulation. Among all of them, DCA is

the simplest and often fastest way to estimate volumes. However, the theoretical basis for most DCA approaches does not apply to unconventional reservoirs, which introduces some uncertainty into estimation of volumes. Nevertheless, it is commonly applied because of its perceived simplicity.

Decline curve analysis is arguably the most commonly used method for forecasting reserves in unconventional reservoirs, and basic theory and application are discussed in this paper. At the most fundamental level, decline curve analysis involves fitting an empirical model to the trend in production decline from a well's history, and projecting the trend into the future to determine the well's economic life and forecast its cumulative production.

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN

Al hablar de los yacimientos de lutitas (i.e. Shale Reservoirs en inglés) se puede generar una larga lista de tópicos relacionados a su exploración, producción, manejo, declinación, regulación, rentabilidad, impacto social y ambiental, entre los más importantes.

Recientemente, debido a la gran demanda mundial de energéticos hidrocarburos y la necesidad de diversificar las fuentes de energía, se ha tenido que dirigir la atención a los recursos no convencionales, en específico a los hidrocarburos almacenados en lutitas.

Gracias a los avances tecnológicos en la perforación horizontal, el fracturamiento hidráulico, la toma de registros y prospección geofísica, así como el precio actual de los hidrocarburos, es posible pensar en ubicar y desarrollar proyectos no convencionales de yacimientos de lutitas con un margen “adecuado” de rentabilidad.

El objetivo principal de este trabajo es analizar el potencial comercial de los recursos hidrocarburos almacenados en lutitas, mediante el pronóstico de producción usando los métodos empíricos de análisis de producción (i.e. curvas de declinación) existentes en la literatura, a fin de desarrollar una herramienta computacional útil para calcular reservas con mayor certidumbre de producción, y maximizar el valor del activo tras su estudio económico.

El objetivo secundario es analizar el entorno técnico, social, ambiental y político (i.e. regulación) entendiendo las características principales de los yacimientos de lutitas, y comparándolos con los yacimientos convencionales, para encontrar los beneficios y desventajas diferentes a lo económico.

1.1 Marco Teórico

Un yacimiento petrolero es una acumulación natural de hidrocarburos en el subsuelo contenidos en rocas porosas o fracturadas. Para que exista un yacimiento económicamente viable, la formación del yacimiento cumplió con los requisitos del sistema petrolero. La existencia de cada uno de los elementos del sistema petrolero garantiza la acumulación y preservación de hidrocarburos con alta probabilidad de ser extraídos. Sin embargo aún con un sistema petrolero completo, algunos yacimientos presentan características físicas, químicas y petrofísicas que dificultan su viabilidad económica. Estos yacimientos son conocidos como yacimientos no convencionales, y dentro de éstos se encuentran los yacimientos de lutitas.

1.1.1 Sistema petrolero

El sistema petrolero es un sistema natural que incluye todos los elementos y procesos geológicos necesarios para que un yacimiento de hidrocarburos exista en el subsuelo.

“Los elementos clave que definen la existencia de un sistema petrolero son las rocas generadora, almacenadora, sello, trampa y el sepultamiento necesario para la generación térmica de los hidrocarburos. Elementos que deben compartir las apropiadas relaciones espacio-tiempo para permitir que los hidrocarburos se acumulen y se preserven.”¹

“Un sistema petrolero, está relacionado con una sola roca generadora y, por ende, está formado por una sola familia de aceites. Los aceites de cada familia tienen esencialmente las mismas características moleculares, aunque las propiedades físicas y químicas de los aceites de estas familias pueden variar.” (Guzmán et al., 2001)

La ausencia de uno solo de los elementos o procesos elimina la posibilidad de tener un yacimiento comercial de hidrocarburos.

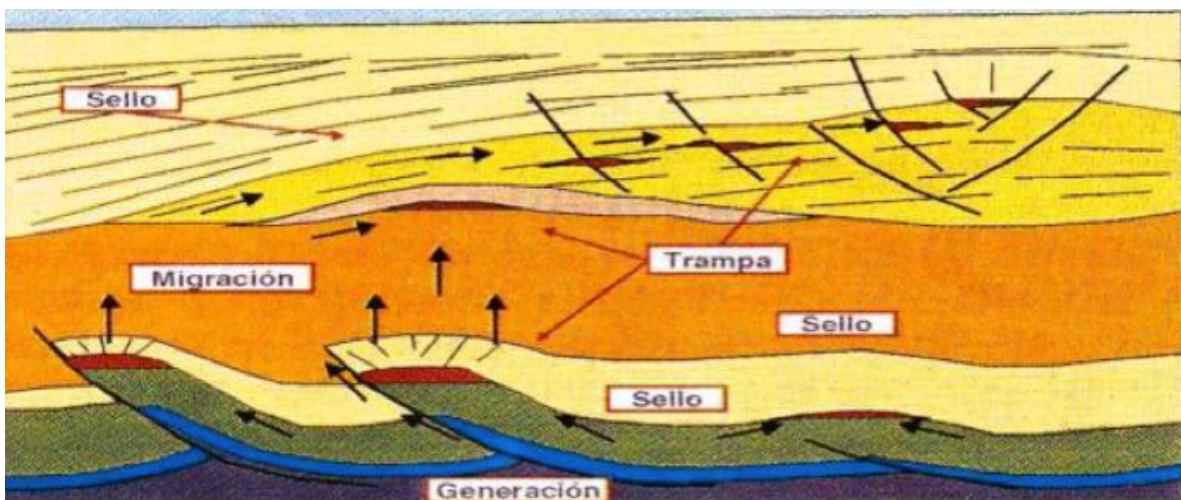


Figura 1 - Elementos del sistema petrolero en el subsuelo.

Fuente: UNAM Curso de petrofísica y registros de pozo, Ing. Bernardo Martell.

Roca Generadora. La roca generadora esta constituida por sedimentos de grano fino depositados en condiciones marinas y terrestres con ausencia la de oxígeno que favorece la preservación de la materia orgánica. Contiene grandes cantidades de Carbono Orgánico Total (i.e. COT), en general el porcentaje debe ser mayor al 1% del peso total de la roca, que en la mayoría de los casos está asociada a rocas carbonatadas o terrígenas de grano fino como lutitas; también pueden ser rocas generadoras las calizas arcillosas, las lutitas calcáreas, las limolitas y las margas.

Como se mencionó, los ambientes de depósito de esta roca pueden ser marinos o terrestres, por lo que la materia orgánica que se deposite será de los mismos ordenes. La fracción de la materia orgánica acumulada en estas rocas que es insoluble en ácidos, bases y solventes orgánicos es llamada kerógeno lo cual se transformará en hidrocarburos. El kerógeno se clasifica en cuatro tipos (ver figura 2):

Kerógeno tipo I. Presenta poco oxígeno, mucho carbono y es derivado principalmente de algas. Es generado principalmente por fitoplancton y se convierte en aceite en su mayoría.

Kerógeno tipo II. Se encuentra relacionado con materia orgánica autóctona de origen marino junto con materia de origen continental, que fue transportada y depositada mediante ríos. Es una mezcla de fitoplancton, zooplancton y restos de plantas y animales de origen continental. Produce aceite y gas.

Kerógeno tipo III. Esta conformado principalmente por restos de organismos continentales, por lo que produce principalmente gas o carbón. También puede estar constituido por materia orgánica de origen marino, pero sometida a una fuerte oxidación. Genera gas principalmente.

Kerógeno tipo IV. Materia orgánica rica en inertinita, por lo que no produce aceite o gas.

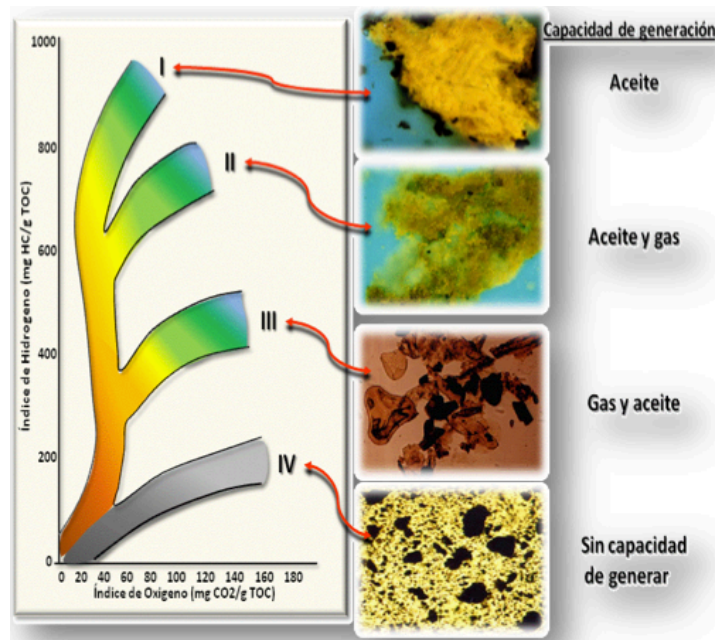


Figura 2 - Tipos de kerógeno y su capacidad de generación.

Fuente: UNAM El sistema petrolero, M. en C. Carlos Morales Gil.

La madurez de la materia orgánica se da durante tres etapas, la primera es la diagénesis la cual se tiene hasta la profundidad de 1 km y alcanza temperaturas de hasta 60°C. En esta etapa la materia orgánica se considera inmadura.

En la segunda etapa, la catagénesis, el kerógeno sufre transformación térmica y genera el petróleo, gas húmedo y condensado. Posteriormente, debido a condiciones más drásticas de temperatura y profundidad, se produce la generación de gas seco o metano catagénico. Las temperaturas que se alcanzan en esta etapa son del orden de 50° hasta 225°C aproximadamente. En relación con la temperatura, se produce gas y aceite en los siguientes intervalos:

- Gas: de 50°C a 225°C
- Aceite: de 60°C a 175°C

La última etapa es la metagénesis está considerada también como el inicio del metamorfismo. Ésta se desarrolla a temperaturas mayores a los 225 °C, y es la última etapa dentro de la transformación de la materia orgánica, considerada importante para la generación de gas. La generación de metano acaba a los 315 °C.

Una manera de determinar la madurez térmica de la materia orgánica es el método analítico de la reflectancia de la vitrinita. Se desarrolló para calificar la madurez de los carbones y ahora se utiliza en otras rocas para determinar si han generado hidrocarburos o si podrán ser rocas generadoras eficientes. La medida se presenta en unidades de reflectancia, % Ro, con valores típicos de un 0% Ro a un 3% Ro.

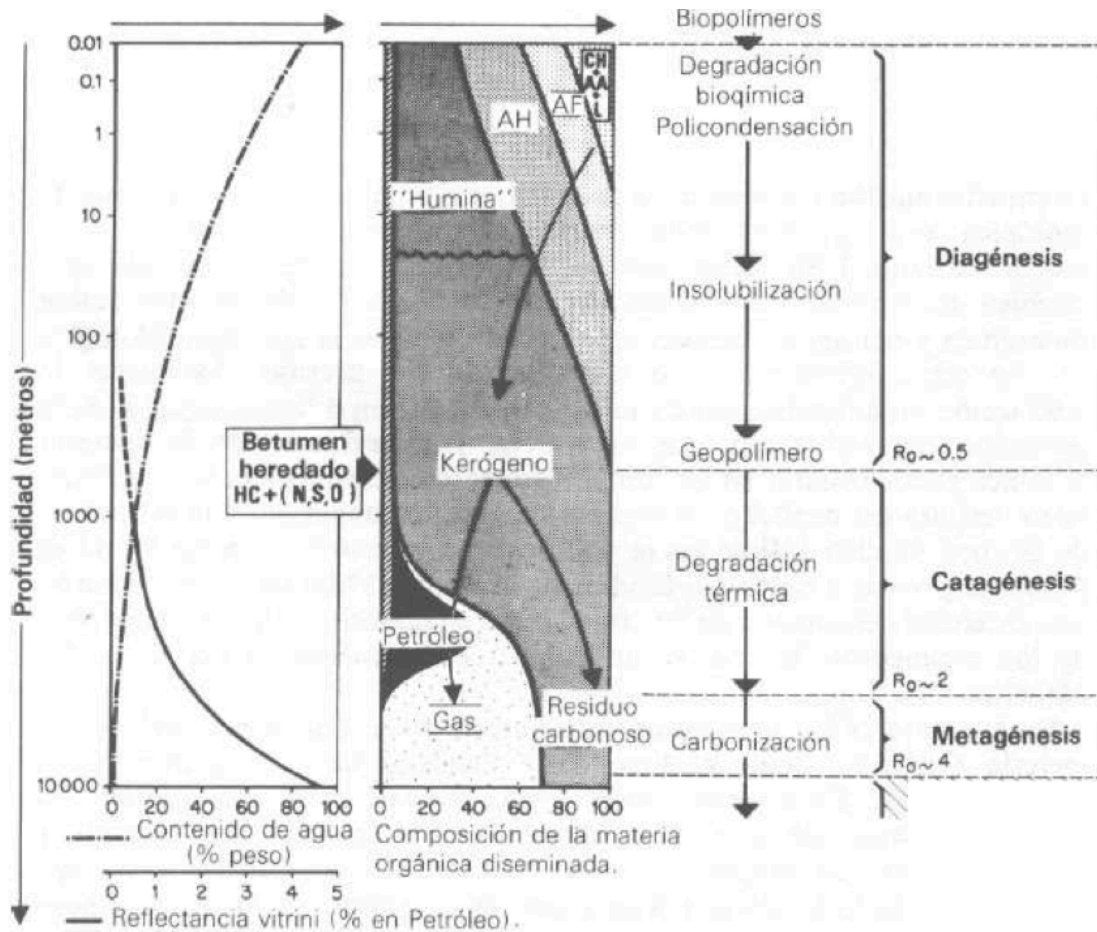


Figura 3 - Ventana del Petróleo¹.

Migración. La migración es el movimiento de los hidrocarburos a través del medio poroso resultado de la acción de diferentes fuerzas. Se clasifica en dos tipos de migración:

La migración primaria, comprende el movimiento de los hidrocarburos a partir de su desprendimiento del kerógeno, así como su transporte dentro y a través de los capilares y poros estrechos de las rocas de grano fino.

La migración secundaria, es el movimiento de los hidrocarburos, después de su expulsión de la roca generadora a través de poros más amplios de las rocas portadoras y almacenadoras, más permeables y porosas.

Las fuerzas que causan la migración son:

- Fuerzas debidas a la acción de la gravedad.
- Fuerzas moleculares.
- Fuerzas debidas a la acción química.
- Fuerzas debidas a movimientos tectónicos y a la profundidad de sepultamiento.
- Fuerzas debidas a la acción de bacterias.

Los factores que gobiernan la migración del petróleo son:

- La porosidad efectiva de las rocas.
- Grado de saturación de las rocas.
- Peso específico, viscosidad y cantidad de gas.
- La migración es favorecida por fuertes pendientes en los estratos, por las discordancias angulares y por el fracturamiento.
- La composición y cantidad del agua asociada con el petróleo afectan su migración.
- Tamaño de la garganta del poro.

Roca Almacenadora. Son todas aquellas rocas que debido a sus propiedades de porosidad y permeabilidad, permiten el flujo, almacenamiento y preservación de hidrocarburos en conjunto con la roca sello.

Las rocas almacenadoras deben cumplir con características de alta porosidad, buena permeabilidad, continuidad lateral y vertical. Debido a estas características las rocas más aptas para este tipo son terrígenas de grano grueso y carbonatos.

Roca Sello. Son aquellas que por su escasa permeabilidad o por contener poros de tamaño subcapilar no permiten el paso de los hidrocarburos, sirviendo como cierre a su migración o desplazamiento.

El espesor de la roca sello es muy variable, puede ser de espesor reducido si tiene excelente calidad (i.e. alta plasticidad), o de espesor mediano o grueso si es de calidad mediana o mala.

Las mejores roca sello son las evaporitas por su alta plasticidad, después están las calcáreo-arcillosas donde entran las lutitas, margas y calizas arcillosas.

Trampa Petrolera. Es toda aquella estructura geológica que permite que el aceite y gas se acumule y conserve de manera natural durante un cierto periodo de tiempo. Son receptáculos cerrados que existen en la corteza terrestre y que cuentan con rocas almacenadoras y rocas sello en posición tal que permiten se acumulen los hidrocarburos.

Las trampas petroleras tienen una determinada forma, tamaño, geometría, cierre y área de drene.

El cierre de la trampa petrolera es la longitud vertical máxima en la que los hidrocarburos pueden acumularse en la trampa. El área de drene es la máxima abertura (área) de la trampa, echado abajo, se mide en la parte inferior de la trampa.

La Tabla 1 muestra la relación entre los requisitos de los elementos esenciales y procesos del sistema petrolero, así como las condiciones mínimas requeridas para la generación y acumulación.

Elementos	Requisitos	Condiciones Mínimas	Procesos
Roca Generadora	1. Cantidad 2. Calidad 3. Madurez 4. Tipo de Roca	1. Riqueza Orgánica (COT>1%) 2. Tipo de Materia Orgánica (Tipo 1, 2 o 3) 3. Reflectancia de la Vitrinita (Ro>0.8%) 4. Grano fino	Generación Expulsión (Migración Primaria)
Roca Almacenadora	Porosidad Tipo de Roca Permeabilidad	Porosidad: (Moderada) >10% Permeabilidad: (Buena) >10md	Acumulación Migración secundaria
Roca Sello	Tipo de Roca: Calidad de Sello Baja Porosidad Baja Permeabilidad	Alta plasticidad y espesor (alto contenido de arcillas)	Acumulación y preservación. Sellos laterales y verticales.
Trampa	Roca Almacén y Roca Sello	Trampas estructurales. Trampas por variación de permeabilidad.	Formación de Trampa, Sincronía, Migración y Preservación

Tabla 1 - Características de los elementos de sistema petrolero.

Play Petrolero. Un Play Petrolero se define como un conjunto de yacimientos o acumulaciones que comparten características similares como geología, geografía, y propiedades temporales como roca madre, caminos de migración, sincronía, trampa o tipo de hidrocarburo (Gautier et al, 1996)².

Los límites de los elementos geológicos que definen al play son: Roca madre, estructuras geológicas, roca almacenadora y litologías sello.

1.1.2 Yacimientos no convencionales

Aquellos yacimientos cuyo contenido es mucho más difícil de producir (i.e. por sus características petrofísicas y de los fluidos almacenados), son conocidos como No Convencionales.

A pesar que los yacimientos no convencionales (i.e. YNC) poseen los plays más atractivos en Norte América, no existe una definición formal para estos³. Cander acuñó una definición a partir de la viscosidad y permeabilidad del sistema Roca-Fluido, realizando un análisis cuantitativo en vez del enfoque cualitativo mencionado en el primer párrafo de este subtema.

La solución desarrollada consiste en el gráfico de permeabilidad (k) contra viscosidad (μ). A la proporción entre estas dos propiedades se le conoce como movilidad (λ) y a partir de

esta se puede definir a los YNC. Se tomaron en cuenta estas dos propiedades porque están presentes en la ecuación de Darcy y son las que más fácil, relativamente, se pueden modificar para obtener éxito comercial.

En los Estados Unidos de América (i.e. EUA) se creó una definición política para propósitos de impuestos que definía a los YNC como aquellos con permeabilidad menor que 0.1 md. Ya que esta definición era estrictamente para gas, en la Figura 4 se puede observar una línea vertical hasta 0.3 cp (i.e. viscosidad mínima del aceite). Posterior a este punto, la línea punteada toma un comportamiento diagonal hasta 100 cp (i.e. viscosidad promedio del aceite pesado). En la Tabla 2 se puede ver la viscosidad común de los fluidos producidos.

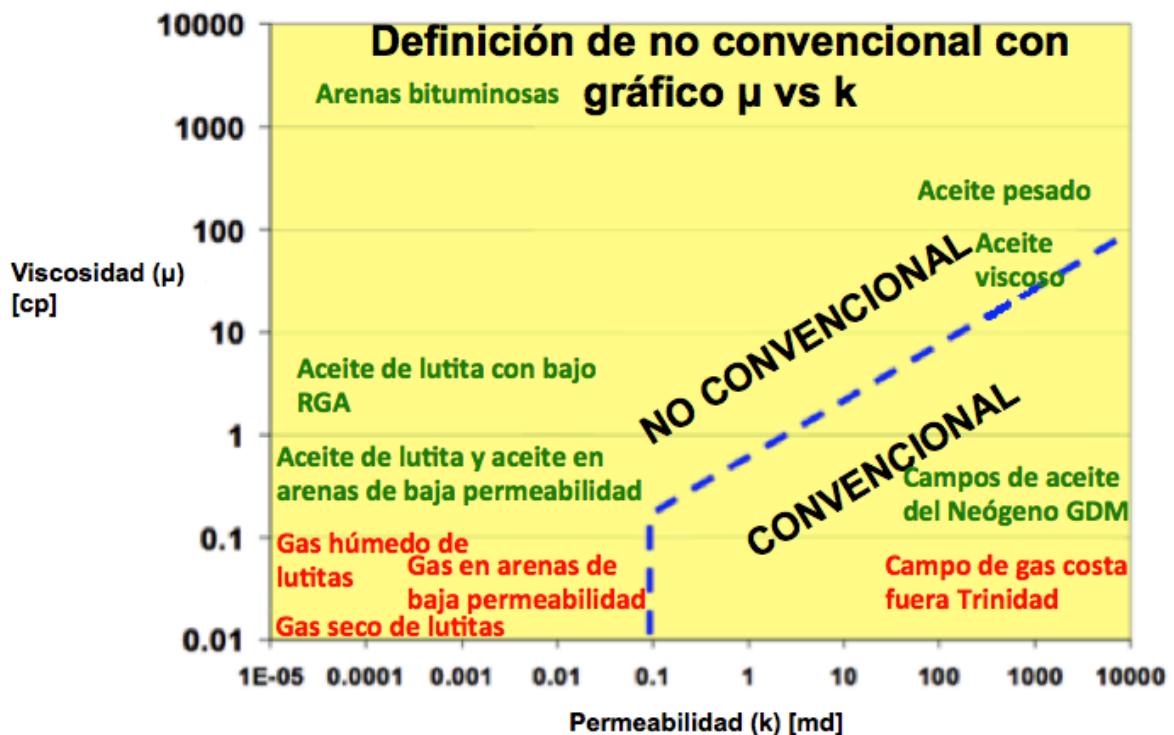


Figura 4 - Gráfico viscosidad vs permeabilidad para definir YNC ³.

Un Sistema de Cómputo para Generar Valor en Hidrocarburos en Lutitas

Sustancia	Viscosidad [cp]	Densidad [°API]
Agua	1.0	10
Bitumen	5000 – 1 mm	4-10
Aceite pesado	100 – 5000	10-20
Aceite negro	2 – 100	20-45
Aceite volátil	0.25 – 2	30-55
Gas natural	<0.25cp	

Tabla 2 - Valores comunes de viscosidad ³.

Es importante remarcar que los YNC no tienen diferente sistema petrolero que los Convencionales. El movimiento de los fluidos sigue siendo gobernado por la fuerza de flotación, presión capilar y la presión. El hidrocarburo puede ser retenido en la roca madre vía absorción y adsorción, o bien, migrar y acumularse en una trampa (Edman, 2012)³.

La industria petrolera ha clasificado como YNC a los de yacimientos de aceite de baja permeabilidad, gas en arenas de baja permeabilidad, lutitas gasíferas, aceite extra pesado, metano en carbón (i.e. Coalbed Methane), hidratos de metano, aceite en lutita y arenas bituminosas.

Debido a lo anterior se puede concluir que un YNC posee alta viscosidad o muy baja permeabilidad (i.e. del orden de ηd) por lo que se debe usar tecnología para aumentar la movilidad. Como su nombre lo indica, la definición aplica únicamente para los fluidos en el yacimiento y no en superficie o tuberías, por lo que el flujo en tuberías, la conducción y el manejo de la producción no hacen a un YNC.

El lector debe considerar que la no convencionalidad es una característica temporal, función de los avances tecnológicos y los precios de los hidrocarburos.

1.1.3 Características de los yacimientos de lutitas

La lutita es una roca sedimentaria de estructura laminar y grano muy fino que se forma por la compactación del limo (0.063-0.002 mm) y partículas del tamaño de la arcilla (menor que 0.002 mm). En su mineralogía se puede encontrar cuarzo, calcita, dolomía, fósiles y minerales de arcilla (i.e. illita, clorita, kaolonita, montmorillonita).

Esta roca sedimentaria se ha considerado anteriormente como una buena roca sello debido a su baja permeabilidad y alta plasticidad debido al contenido de arcilla. Es abundante en materia orgánica por lo que igual es una buena roca madre ya que la acumula (i.e. debido a su alta porosidad), preserva y madura. Por esta razón, el 65% de las rocas madre están constituidas por lutitas. Las lutitas ricas en contenido orgánico se caracterizan por mayores niveles de carbono orgánico total en comparación con las otras lutitas: varían de 2% a 10% como se muestra en la Tabla 3. Las lutitas ricas en contenido orgánico y térmicamente maduras ($\%R_o > 1\%$) son los principales objetivos de exploración.

COT % en peso	Potencial de Recursos
<0.5	Muy pobre
0.5 a 1	Pobre
1 a 2	Medio
2 a 4	Bueno
4 a 10	Muy bueno
>10	Desconocido

Tabla 3 – Potencial de recursos de acuerdo al COT ⁴.

Reflectancia (Ro) %	Madurez Térmica
<0.6	Inmaduro
0.6 a 0.8	Petróleo
0.8 a 1.1	Gas húmedo
>1.5	Gas seco

Tabla 4 – Madurez térmica con base en la reflectancia de la vitrinita ⁴.

Mencionado lo anterior, no es de extrañarse que esta roca pueda fungir al mismo tiempo como roca madre, roca almacén y roca sello, formando una trampa estratigráfica e impidiendo la migración de fluidos.

En la Figura 5 se puede apreciar la muestra de una lutita con alto contenido de materia orgánica vista a través de un microscopio. Se puede ver claramente como una misma roca contiene los elementos del sistema petrolero.



Figura 5 - Lutita con alto contenido de materia orgánica.

De lo anterior se puede definir a un Yacimiento de Lutitas como un YNC de hidrocarburos, de baja permeabilidad (i.e. $k < 0.1 \text{ md}$), formado por rocas sedimentarias de grano fino, ricas en materia orgánica, ver Figura 6, con buena maduración térmica, que son al mismo tiempo roca madre, roca almacén y roca sello. Los fluidos se encuentran en los microporos y microfracturas naturales o en estado adsorbido (i.e. en el caso del gas) en las moléculas y iones de la materia orgánica⁴.

Los plays no convencionales de hidrocarburos en lutitas deben contar al menos con las siguientes características:

Criterio	Descripción	Valor
COT	Alto contenido de Materia Orgánica	COT>2%
Madurez Termal	Reflectancia de la vitrinita	Ro>0.8%
Espesor y distribución	Espesor y distribución continuo	Suficiente para ser económicamente viable
Profundidad	Suficientemente profundo para tener buena presión y somero para ser rentable	>1000m <5000m (IEA, 2013)
Propiedades mecánicas favorables	Alto contenido de cuarzo/calcita y bajo contenido de arcilla. Sellado para atrapar el aceite o gas y limitar la fracturas hidráulicas.	>50% cuarzo o arcilla

Tabla 5 - Elementos clave en los plays no convencionales de lutitas. *Elaborada con datos de la CNH y IEA.*

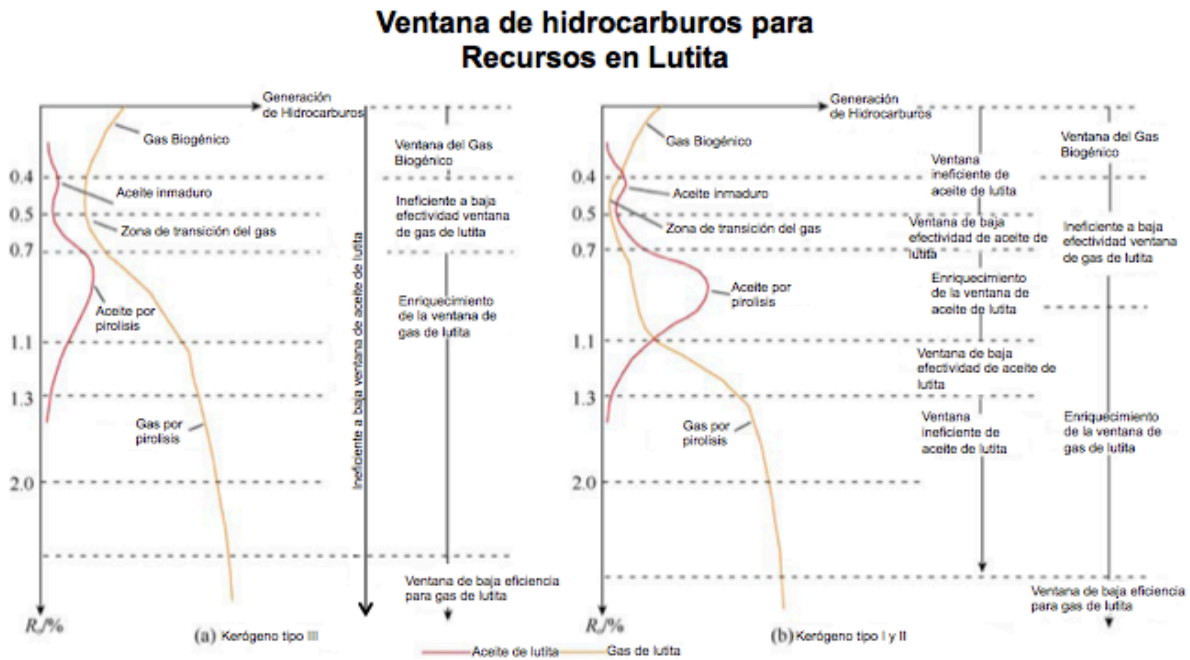


Figura 6 - Ventanas de gas y aceite en lutitas definidas por madurez ⁵.

1.2 Marco Histórico

Como se mencionó anteriormente, el desarrollo del proyectos en lutitas se asocia a las “nuevas” tecnologías de fracturamiento hidráulico y perforación horizontal. Estas tecnologías, indudablemente, son parte de la base del éxito pero no son tan nuevas como se dice.

El desarrollo de tecnología y los precios favorables para la explotación de este recurso han propiciado que en 6 años, los EUA incrementara su producción de gas de lutitas de 1.46 tcf en 2007 a 9.08 tcf en 2012 (EIA, 2012). Lo anterior se puede observar en la Tabla 6.

Año	Producción (trillones de pies cúbicos por año)	Reservas probadas (trillones de pies cúbicos)
2007	1.46	23.30
2008	2.15	34.42
2009	2.92	60.64
2010	4.01	97.45
2011	7.30	97.48
2012	9.08	97.50

Tabla 6 - Producción y Reservas¹ probadas de Shale Gas en Estados Unidos (2007 a 2012).

Fuente: LCI Energy con datos de U.S. Energy Information Administration.

¹ En la nomenclatura de Estados Unidos de América, se entiende trillones~10¹² y billones~10⁹.

Debido a lo anterior, el precio de referencia Henry Hub de Estados Unidos, ha ido a la baja en una forma considerable, como se observa en la Figura 7, ubicándose en alrededor de \$3.5 USD/MMBTU, mientras que en la Unión Europea es de aproximadamente \$12 USD/MMBTU, y en Asia alcanza hasta los \$21 USD/MMBTU.

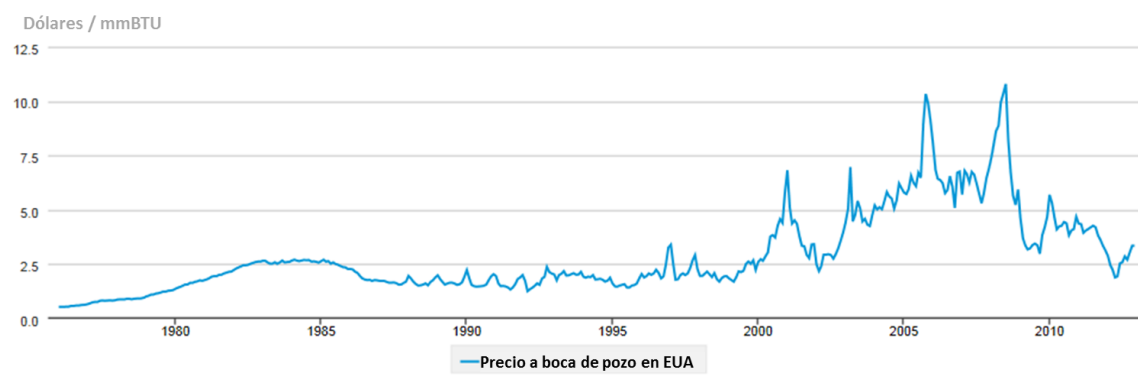


Figura 7 - Desempeño histórico de los precios del gas en EUA (enero de 1976 a enero de 2013).²

Fuente: U.S. Energy Information Agency.

1.2.1 Antecedentes en el desarrollo de recursos en lutitas

El fracturamiento hidráulico inició su uso experimental en 1947 con la empresa Stanolind Oil en un pozo en Kansas. Para 1949 ya se tenían aplicaciones comerciales exitosas por la compañía Howco, Halliburton Oil Well Cementing Company.

² Un pie cúbico de gas natural despiden en promedio 1,000 BTU, aunque el intervalo de valores varía entre 500 y 1,500 BTU.

Se atribuye que el 30% de la producción de Estados Unidos se debe al fracturamiento hidráulico de los pozos. Para el año 2010 se estimaba que el 60% de todos los pozos nuevos de aceite y gas alrededor del mundo fueron fracturados hidráulicamente. En 2012 se calcula que se han hecho 2.5 millones de trabajos de fracturamiento a nivel mundial y más de un millón en los EUA. En México la cifra es del orden de varias decenas de miles.

Desde 1949 el fracturamiento hidráulico es responsable del incremento de reservas recuperables, más que cualquier otra tecnología, y en 63 años con más de dos millones de trabajos de fracturamiento no existe un solo caso documentado de contaminación en acuíferos.

La aplicación práctica de la perforación horizontal inició en los primeros años de la década de los 1980 con el perfeccionamiento de los motores de fondo y con la invención de otros equipos y materiales de apoyo, particularmente los de telemetría que permitieron “navegar” la perforación a través de las formaciones de una manera controlada. En la Figura 8 se puede observar como a partir del 2004 se comienza a aumentar la tendencia de pozos horizontales en los EUA debido al auge de los recursos en lutitas.

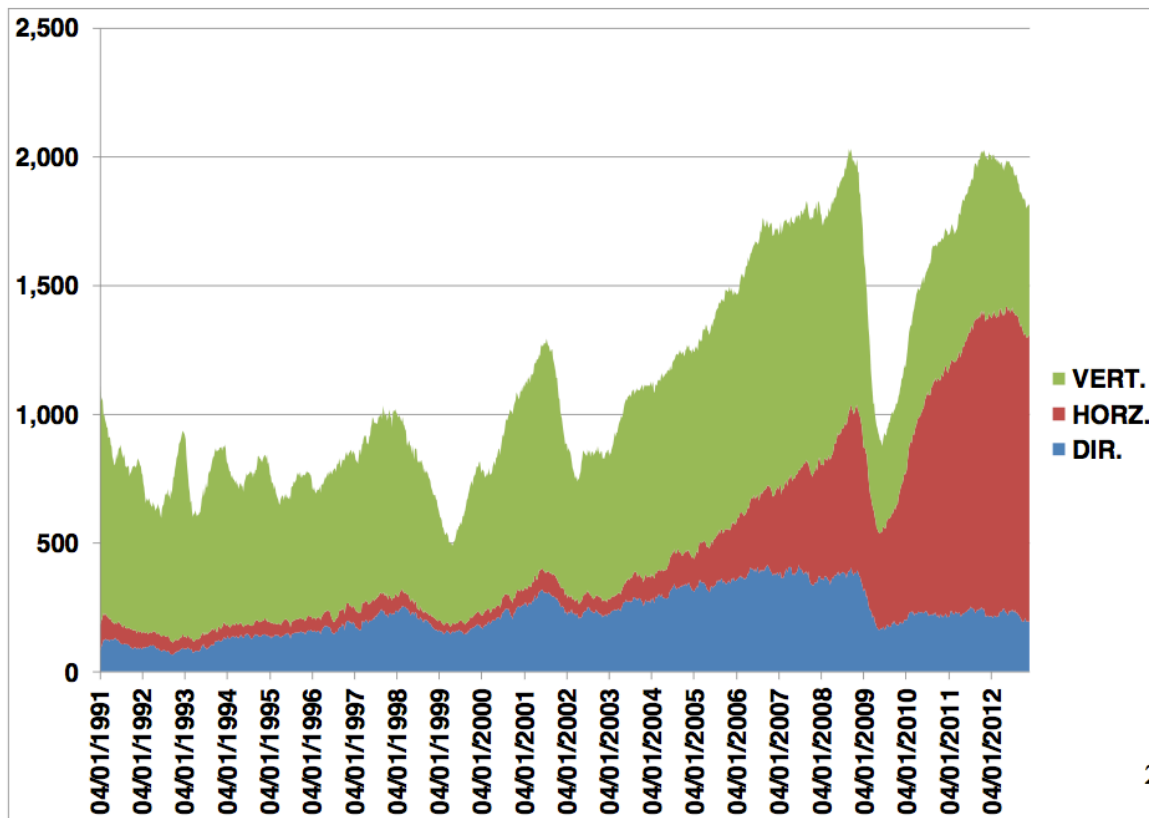


Figura 8 - Equipos de perforación por tipo en los EUA ⁶.

Es necesario comentar, que se conjuntaron una serie de factores además de nuevas tecnologías de fracturamiento y pozos horizontales para generar la explotación exitosa de lutitas en los EUA. Un hecho importante fue el precio alto del gas y otro más, la persistencia en la experimentación de la empresa operadora “Mitchell Energy” desde el año 1981. Esta empresa invirtió grandes cantidades de dinero en el área de Barnett así como un periodo largo de tiempo para “aprender” cómo estimular de forma eficiente y rentable las formaciones lutíticas para que pudieran fluir comercialmente⁷.

A mediados de los 90's, la investigación y desarrollo tecnológico de "Mitchell Energy" llegaron a una estimulación que le llamaron "Sand Frac" con rentabilidad modesta, precisamente en esos tiempos, súbitamente, el precio del gas empezó con una tendencia a la alza. Para finales de esa década se había perfeccionado la técnica y la habían aplicado a cientos de pozos, llamando hasta ese momento la atención de la industria petrolera en los EUA.

El Sr. George Mitchell, propietario de "Mitchell Energy" se considera el padre de la tecnología para la explotación de Shale Gas (i.e. lutitas gasíferas).

1.2.2 Proyectos actuales en yacimientos de lutitas

En la actualidad los EUA es el país líder en el aprovechamiento de este recurso, con más de 6 plays en producción a lo largo del país como se observa en las Figura 9 y 10, de los cuales sobresalen por su alta producción Barnett, Fayetteville, Haynesville, Eagle Ford y Marcellus.

Un Sistema de Cómputo para Generar Valor en Hidrocarburos en Lutitas

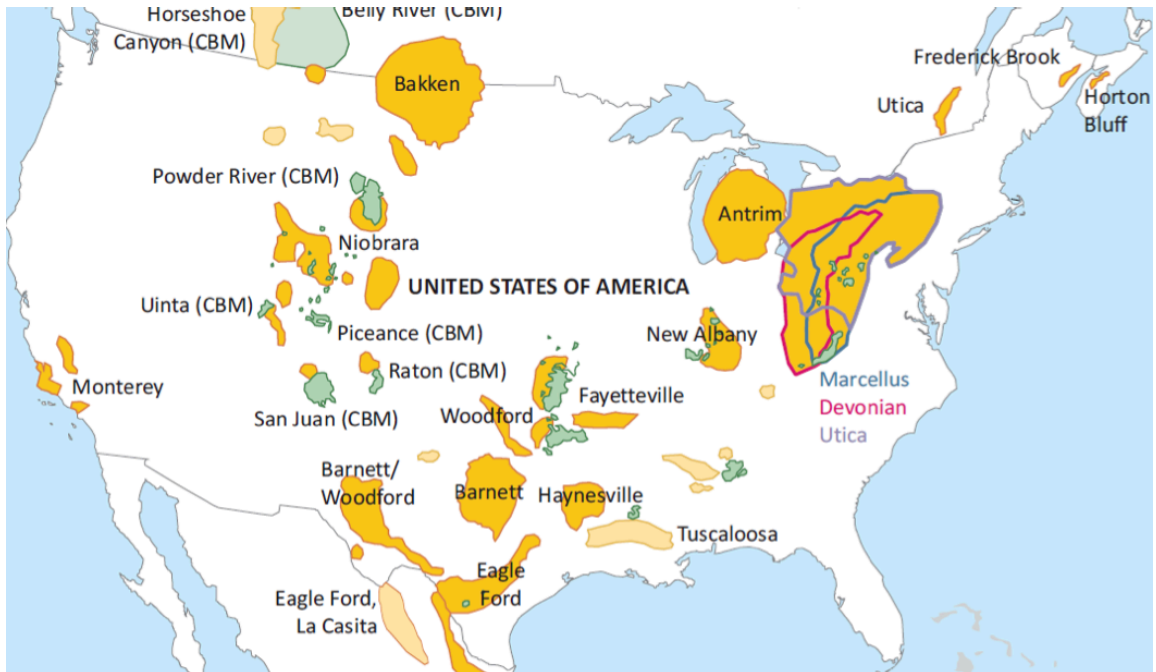


Figura 9 - Plays No Convencionales de lutitas y arenas compactas en los EUA ⁸.

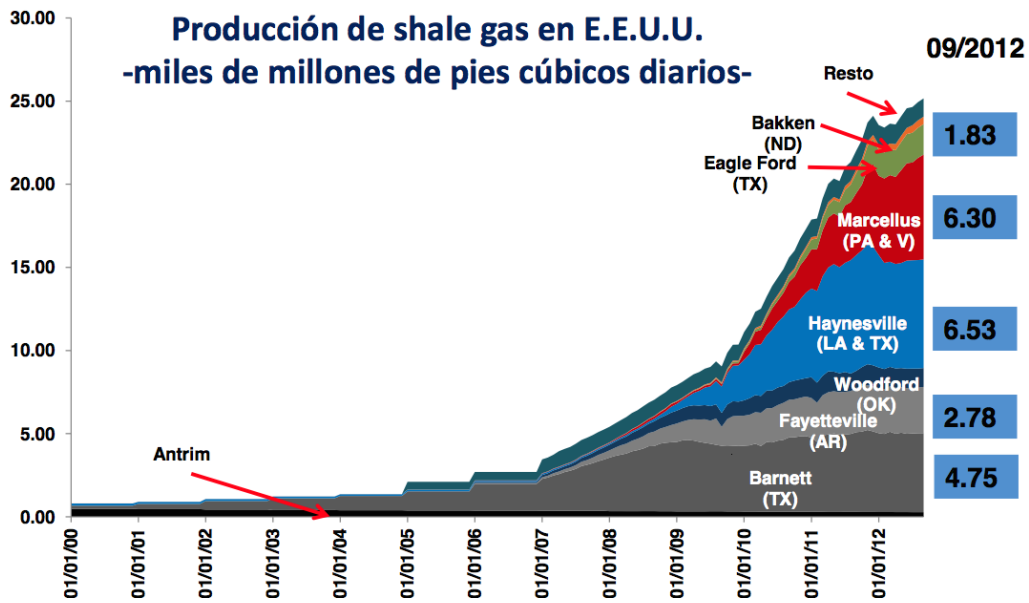


Figura 10 - Producción de shale gas en los EUA ⁸.

Para lograr la producción que los EUA tiene hoy en día en recursos de lutitas se ha llevado a cabo una campaña masiva de perforación de pozos (i.e. principalmente horizontales) desde principios del siglo XXI. Un claro ejemplo de esto es Barnett, Figura 11.

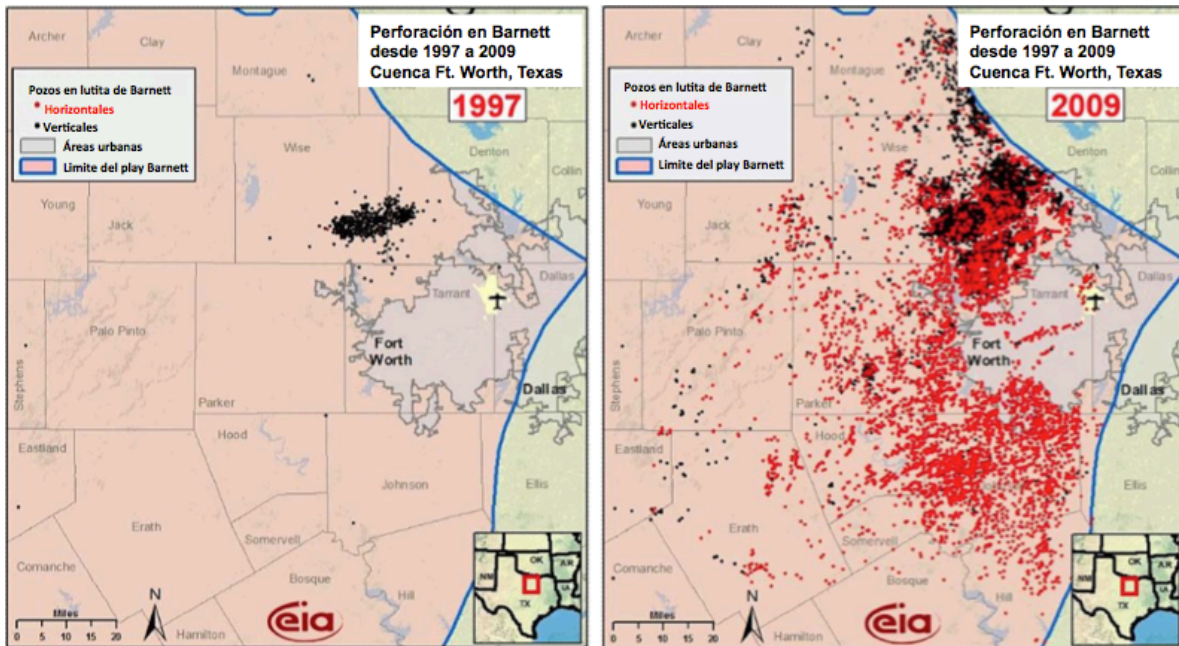


Figura 11 - Perforación de pozos en Barnett de 1997 a 2009 ⁶.

La mayor parte de la producción de estos plays es gas, con excepción del play Eagle Ford como se muestra en la Figura 12.

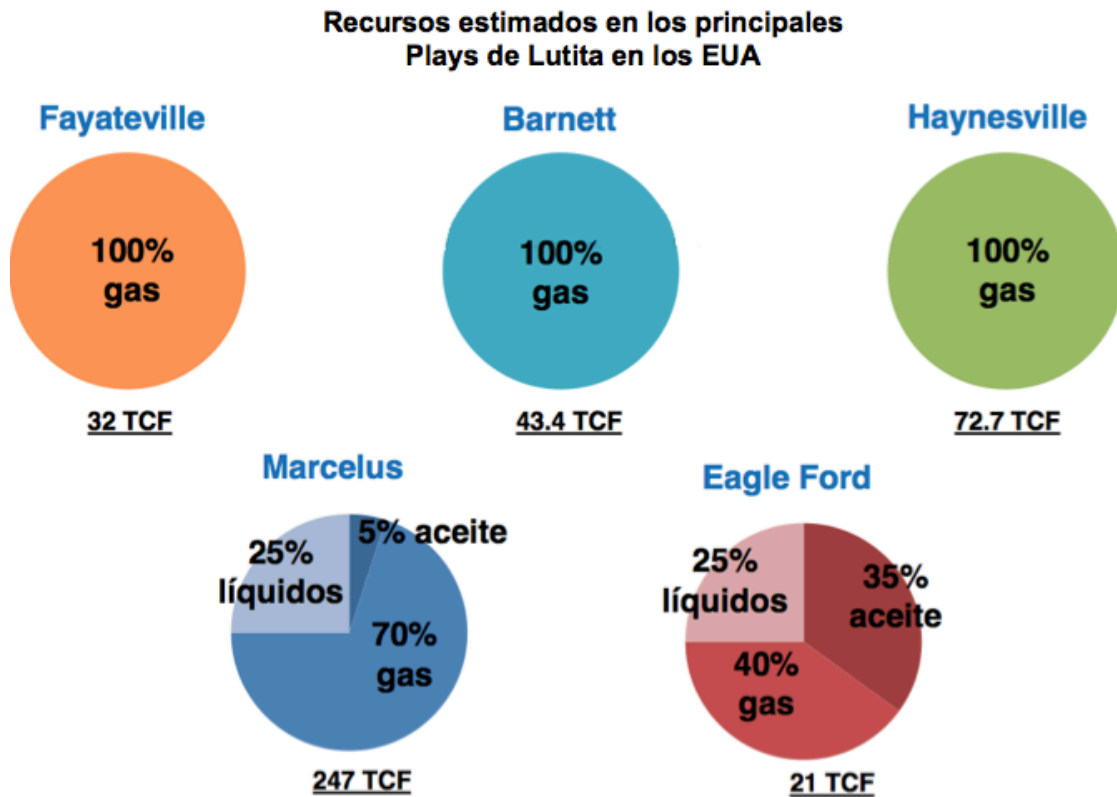


Figura 12 - Distribución de los fluidos contenidos en los mayores plays de los EUA ⁸.

Fuera de los EUA no se tiene reporte de países que actualmente tengan producción comercial de recursos en lutitas. Existen recursos como el gas y aceite en arenas compactas, arenas bituminosas y metano en carbón que comparten características petrofísicas y métodos de producción similares a los de los hidrocarburos en lutitas, que son explotados en otros países, por lo que no deben ser confundidos con los referentes a este trabajo.

1.3 Justificación

Si bien, la hipótesis principal de este trabajo es el de predecir con gran certeza las reservas de estos proyectos, ¿por qué es tan importante tener tanta certidumbre en cuanto a estas reservas y recursos?. La respuesta a la pregunta planteada es la justificación de este trabajo, ya que por tratarse de recursos no convencionales, las prácticas tradicionales no aplican del todo para estos y el pronóstico de reservas se complica.

En general, se cree que la mayor parte del contenido en rocas de lutita es gas, lo cual no necesariamente es cierto, dado que cada caso es independiente y particular. En México casi el 50% de los recursos prospectivos en lutitas estimados por PEMEX⁹ a la fecha, son aceite. Lo anterior, sin duda, hace aún más atractivos a estos recursos ya que el precio del aceite es mucho mayor al del gas y esto genera una mayor ganancia para el proyecto.

Para sustentar las conclusiones de los análisis, en el presente trabajo se usan datos publicados por SENER, PEMEX Exploración y Producción (i.e. PEP), la Comisión Nacional de Hidrocarburos (i.e. CNH), estadísticas publicadas por la agencia norteamericana Energy Information Administration (i.e. EIA), artículos técnicos de la “Society of Petroleum Engineers” (i.e. SPE), publicaciones de la International Energy Agency (i.e. IEA), y la “Canadian Society for Unconventional Gas”, entre los más importantes.

1.3.1 Recursos y reservas globales en lutitas

Para comenzar este subtema, se definirán los conceptos de Reservas y Recursos, ya que son de suma importancia para el desarrollo del objetivo de este trabajo:

De acuerdo con la US Securities and Exchange Commission (i.e. SEC), Regla S-X, los recursos prospectivos (i.e. Recursos) son los volúmenes de hidrocarburos estimado, a una fecha dada, que pueden ser técnicamente recuperables a partir de acumulaciones no descubiertas a través de la aplicación de proyectos futuros de desarrollo³. Mientras las reservas probadas, también identificadas como 1P, son aquellos volúmenes de hidrocarburos que se puede estimarse, con certeza razonable, de ser recuperables comercialmente a partir de una fecha dada en adelante, de yacimientos conocidos y bajo condiciones económicas, métodos de operación, y reglamentación gubernamental definidas. Si se utilizan métodos probabilísticos debería haber por lo menos una probabilidad de 90% que las cantidades realmente recuperadas igualarán o excederán la estimación. A las reservas probables, 2P, se les asigna una probabilidad de 50% y a las reservas posibles, 3P de sólo 10%. Los recursos prospectivos no son reservas y su probabilidad asociada es menor a la considerada para las reservas 3P.

La EIA en su “Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources 2013” presenta estimaciones de reservas mundiales probadas de gas en formaciones de lutitas de 97 trillones de pies cúbicos mientras que para aceite no se tienen reservas probadas. En cuanto a recursos para gas y aceite (i.e. en lutitas) se tienen 7,201 trillones de pies

³ Ver referencia 10: Procedimiento del estudio de ARI para evaluar los recursos mundiales en lutitas.

Un Sistema de Cómputo para Generar Valor en Hidrocarburos en Lutitas

cúbicos y 345 billones de barriles respectivamente lo cual constituye el 10% en los recursos totales de aceite y el 32% de los recursos totales de gas en el mundo, tal como se observa en la Tabla 7.

Mundo	Aceite crudo (MMMbbl)	Gas natural (tcf)
Reservas probadas de aceite y gas de lutita	n/a	97
Reservas no probadas de aceite y gas de lutita	345	7,201
Otras reservas probadas	1,642	6,741
Otras reservas no probadas	1,357	22,882
Total	3,357	22,882
Porcentaje respecto al total por recursos en lutitas	10%	32%

Tabla 7 - Distribución de los reservas mundiales de aceite y gas ¹⁰.

Lo anterior es cotejado con el informe de la EIA en conjunto con la Advanced Resources International, Inc. (i.e. ARI) "World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment (mayo, 2013)" en donde claramente, de la Figura 13, se puede observar el potencial de los recursos mundiales de hidrocarburos en lutitas, así como los países que poseen la mayor cantidad de estos.

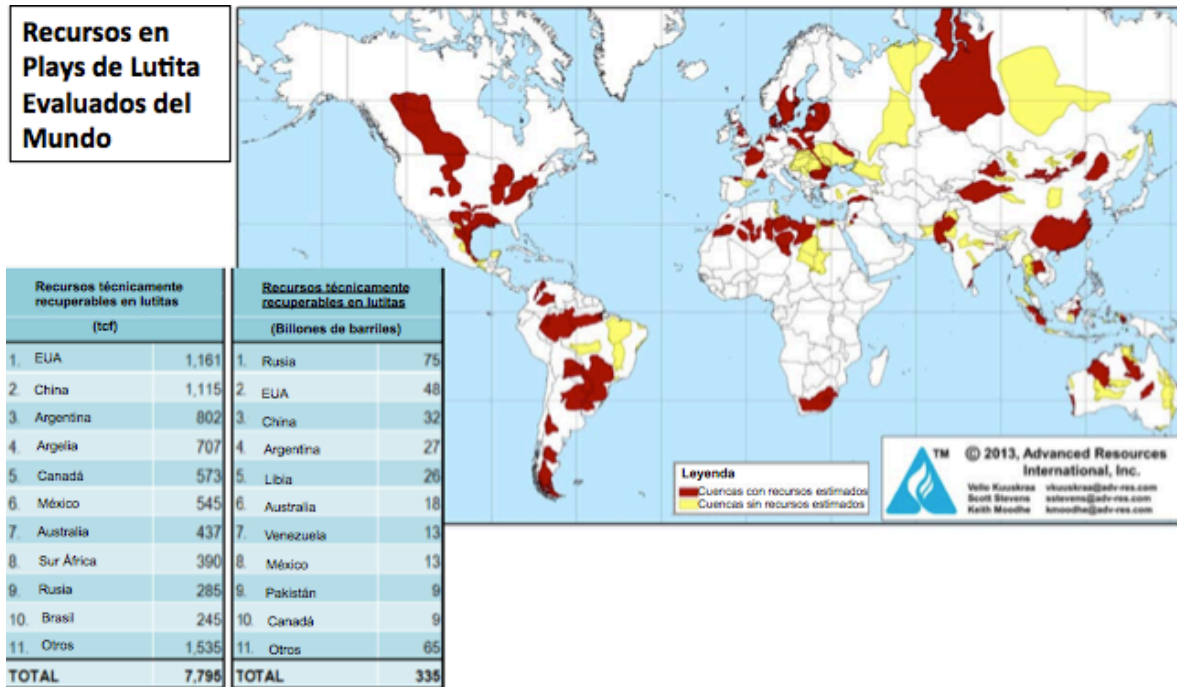


Figura 13 - Recursos de gas y aceite en lutitas estudiados por ARI¹¹.

1.3.2 Recursos y reservas en lutitas de México

Como se observa en la Figura 13, se reporta un recurso potencial para México de 545 trillones de pies cúbicos (Tcf); mientras que en sus primeras evaluaciones, PEMEX ha presentado recursos potenciales que van de los 150 a los 459 trillones de pies cúbicos. México se encuentra en una etapa en la que se están llevando a cabo inversiones para identificar y estimar estos recursos potenciales, ver Tabla 8.

Cuenca de Shale Gas	Informe U.S. EIA (Tcf)	PEMEX (inferior, central y superior) (Tcf)
Cretácico Superior	446.3	54-106-171
Cretácico Medio	0.7	0
Jurásico Superior	98	95-190-285
TOTAL	545	150-297-459

Tabla 8 - Comparación de las estimaciones de recursos prospectivos de PEP y la U.S. EIA¹².

Fuente: Elaboración de la CNH con información de PEMEX y U.S. EIA.

Los cálculos preliminares del volumen en sitio de las 5 cuencas analizadas, ver Figura 14, ubican los recursos en 2,233 trillones de pies cúbicos. La cantidad técnicamente recuperable se estima en 545 trillones de pies cúbicos representando un factor de recuperación de 24%.

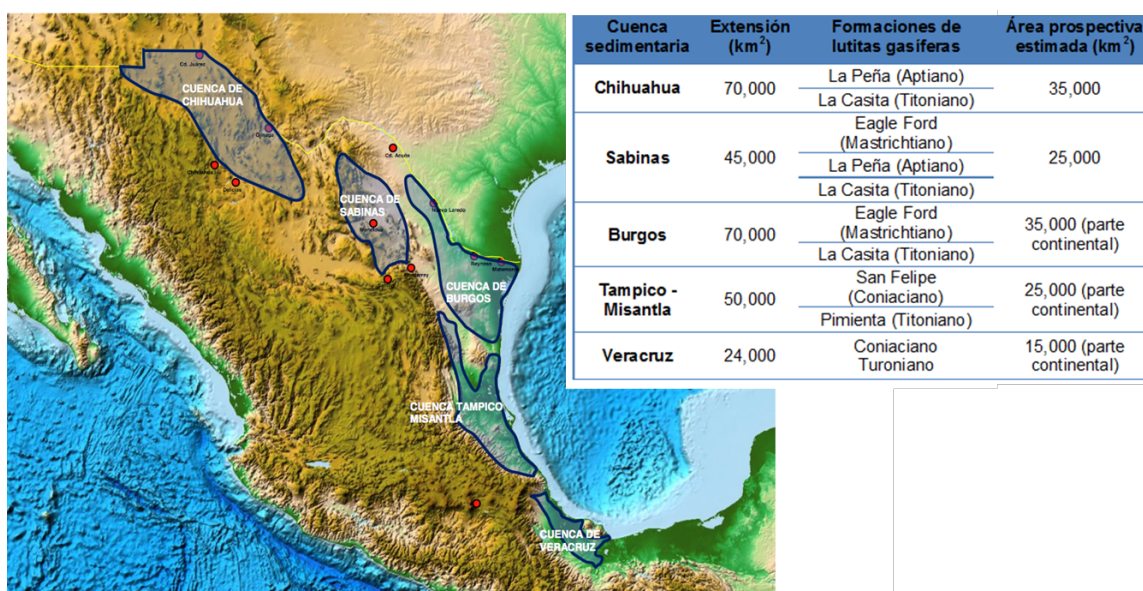


Figura 14 - Cuencas de Shale Gas en México⁴.

Fuente: Petróleos Mexicanos.

Los yacimientos presentan edad geológica similar a los productores en Estados Unidos: Eagle Ford, Haynesville, Bossier y Pearsall.

El mapa de la República Mexicana en la Figura 15, presenta la localización y las estimaciones del tipo de yacimientos que se encontraran: Aceite, gas y condensado, y gas seco.

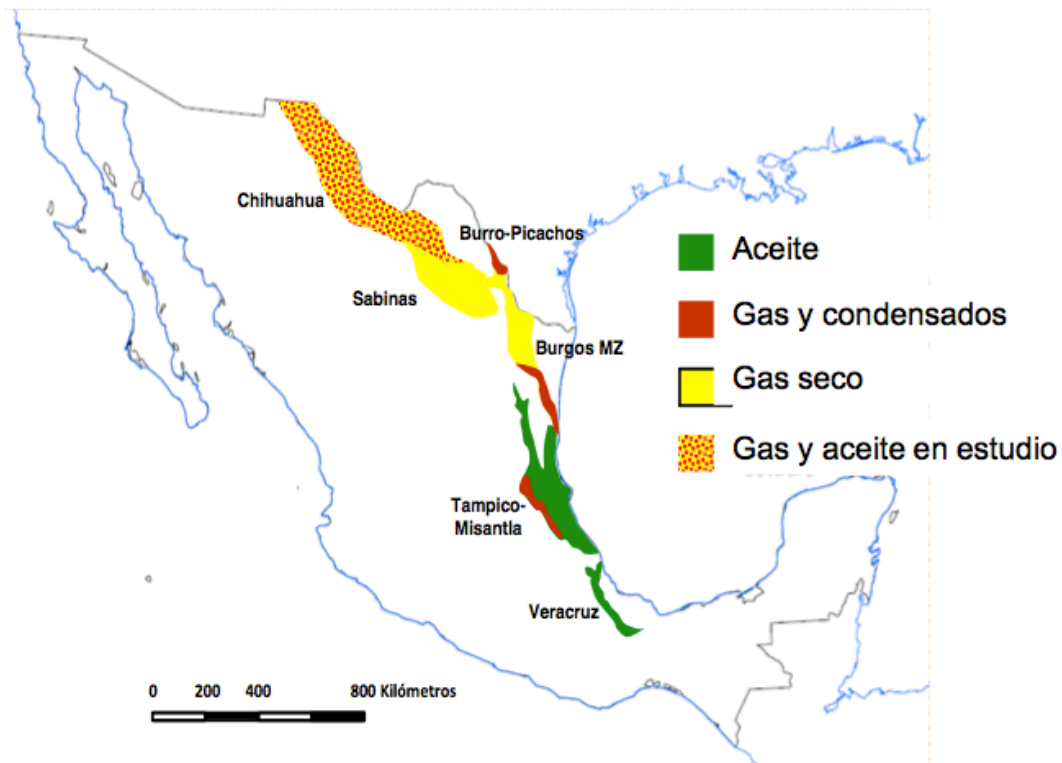


Figura 15 - Cuencas de lutitas en México⁹.

Fuente: Petróleos Mexicanos.

Todavía hay áreas en estudio, y se aclara que la estimación todavía no está completa en lo que se refiere a los plays en México.

CAPITULO 2. MITOS Y REALIDADES

En este capítulo se identifican algunos de los mitos más relevantes en la explotación de hidrocarburos en lutitas, relacionados con los tópicos: tecnología de explotación, medio ambiente y desarrollo económico y social, entre los más importantes.

Se presentan enunciados que se indican como “MITOS” así como el análisis de la información necesaria para concluir acerca de su veracidad finalizando con un apartado denominado “REALIDAD”, en otras palabras, inicia con el “MITO”, la información pertinente, y finaliza con un enunciado de “REALIDAD”. Son numerados por orden de aparición, no por jerarquía.

Para llegar a la realidad del mito se ha consultado una extensa literatura publicada de las principales agencias reguladoras de la industria petrolera y se hace alusión a varios datos mencionados en el Capítulo 1 de este escrito.

2.1 En Técnicas de Perforación y Terminación

Si bien, producciones altas de gas y aceite de lutitas son un fenómeno relativamente reciente, el conocimiento de las bases de perforación de pozos horizontales, fracturamiento hidráulico y operaciones en pozos de lutitas se han desarrollado por más

de tres décadas y el aprovechamiento de estos recursos se remonta a casi 190 años en los EUA¹³.

Muchos de los mitos relacionados a la tecnología ligada al desarrollo de plays de lutitas son subestimados, ya que no generan tanta controversia como los relacionados al medio

ambiente. Sin embargo, éstos son de mucha importancia ya que van directamente de la mano con las buenas prácticas para maximizar el aprovechamiento y evitar el daño posible a la naturaleza.

2.1.1 Medición de parámetros

En este subtema se parte de la premisa que no hay dos lutitas que sean iguales. El entendimiento y predicción del comportamiento de un pozo productor en lutitas requiere de la identificación de una serie de datos críticos que deben ser recopilados durante el desarrollo del proyecto.

MITO #1: Todas las formaciones de lutitas con alto contenido en materia orgánica (i.e. MO) son candidatas para terminaciones tipo Shale Gas (i.e. pozo horizontal terminado con fracturamiento hidráulico).

La industria petrolera como cualquier otra industria tiene el objetivo de maximizar el valor de sus activos, por esta razón se sigue la misma doctrina en los proyectos en lutitas. En estos proyectos se busca obtener la mayor producción posible, técnicamente y de manera racional, sin embargo los límites más importantes en la producción, frecuentemente son económicos.

Debido a su estatus no convencional y sus características complejas, la producción en rocas lutitas requiere de una serie de elementos tecnológicos que no son baratos y mucho menos abundantes.

Con la perforación horizontal se busca tener mayor contacto con la formación productora para hacer más eficiente la estimulación, pero esta ventaja tiene su costo y es el de 3000 a 4000 pies más de tuberías¹⁴, más la misma longitud en estimulación.

Por lo anterior, uno de los aspectos críticos en el éxito de estos proyectos es la adquisición continua y suficiente de datos que aseguren un alto contenido de recursos económicamente recuperables.

Como se mencionó en el primer párrafo de este subtema, no hay dos lutitas iguales, incluso en un mismo pozo las tendencias horizontales y verticales varían, y más aún al momento de la perforación donde es clave el monitoreo en tiempo real de las características y los esfuerzos a los que se encuentra sometida la roca y su contenido.

Para evaluar los prospectos de plays de lutitas se han usado una docena de variables, algunas de estas variables pueden ser manipuladas con facilidad y otras no.

Como se observa en la Figura 16, G. E. King clasificó las características de las lutitas (i.e. roca y contenido) de acuerdo a los límites económicos y técnicos. Las de mayor necesidad de ser calculadas y medidas con mayor exactitud son el gas en sitio, fracturas naturales, presión, madurez, espesor, y diagénesis. Estas características a pesar de no ser manipulables son las más importantes ya que indican la viabilidad económica del proyecto por lo que a mayor conocimiento de éstas, mayor será la estimación de rentabilidad del proyecto y mayor será el valor del activo.



Figura 16 - La importancia de las características de la lutita dependerá de la disponibilidad técnica y los costos para lograr la producción esperada¹⁵.

El gas total en sitio es un valor calculado que incluye gas libre, gas absorbido y gas adsorbido. La exactitud depende en la predicción correcta de la porosidad efectiva, el espesor, el área y la saturación de gas a condiciones de yacimiento.

La presencia y habilidad para mantener el flujo en el sistema de fracturas naturales son puntos clave en la producción.

La madurez es el indicador del tipo de hidrocarburo que se encontrará en la roca. Los yacimientos de gas seco con 7056 kcal/m³ (1000 BTU/MPC) entran usualmente en zonas con reflectancia de la vitrinita mayores de 1.4 a 2 con algunos yacimientos con 2.2 %Ro para alcanzar dicha cifra. Si la roca es menos madura (i.e. %Ro < 1.4), la energía del gas estará en el rango de 7761 a 9173 7056 kcal/m³ y se encontrarán hidrocarburos líquidos.

Los estudios geomecánicos de la roca permiten analizar las variaciones de los esfuerzos a lo largo de la lutita y su correcta interpretación permiten controlar el inicio del fracturamiento y su desarrollo. Otros métodos para localizar las partes más productivas del yacimiento son: composición del gas presente en el lodo de perforación, ritmo de perforación (i.e. ROP), lecturas del registro sísmico, en variación de esfuerzos y módulos, saturación de agua en la roca, mineralogía de los recortes de perforación, entre los más importantes.

Las lutitas con alto modulo de Young y bajo índice de Poisson son consideradas frágiles (i.e. debido al alto contenido de sílice y calcita) y serán fáciles de fracturar, abriendo

caminos de flujo que permanecerán estables después del fracturamiento, incluso sin grandes cantidades de apuntalantes como se requiere en lutitas de alta plasticidad.

Comparaciones entre mejoramiento de producción y evaluación de fracturamiento muestran un incremento en la complejidad de la fractura, productividad y factor de recuperación. El promedio de 3000 a 4000 pies de fracturamiento en Barnett ha bajado de 250 a 350 ft gracias a la selección correcta de intervalos a fracturar.

REALIDAD: No todas las formaciones de lutitas son económicamente rentable, aun las que tienen alto contenido en MO, y esto lo define la disponibilidad técnica y los costos. No hay una terminación universal para lutitas, sin embargo, los elementos de selección de diseño de fractura son similares. La necesidad de pozos horizontales para aumentar la producción es imprescindible, lo que se puede modificar es el diseño de la fractura tras el estudio adecuado de la formación y sus características, reduciendo substancialmente costos de terminación y sus derivados obteniendo la máxima producción en condiciones ideales.

2.1.2 Perforación horizontal

Los pozos horizontales han reemplazado casi por completo a los pozos verticales en la última década en los plays de lutitas en los EUA. Éstos usualmente se perforan paralelamente a través del estrato y transversamente a la dirección de la fractura. Los antecedentes de esta tecnología se encuentran en el Capítulo 1 de este trabajo.

MITO #2: Los pozos horizontales son los únicos adecuados para el desarrollo de plays de lutitas.

Las terminaciones en Barnett fueron sin duda los primero antecedentes de altas producciones de gas, empezando con pozos verticales con fracturas sencillas y progresando a pozos horizontales de alcance extendido de múltiples etapas de fracturamiento.

Los pozos horizontales han sido aceptados como estándar en la perforación de lutitas, pero hay casos creados por limitaciones del yacimiento, formaciones estratificadas o límites de arrendamiento en los que se requiere de pozos verticales o desviados. En la mayoría de los casos, obtener núcleos, correr registros y probar estimulaciones en pozos verticales, relativamente más económicos que los horizontales, es la mejor opción para evaluar plays de lutitas¹⁵.

REALIDAD: El uso de pozos verticales para explorar las formaciones de lutitas, recopilar información, correr pruebas de terminación y examinar respuestas de producción es una herramienta muy útil y económica, que se ha convertido en una de las prácticas más novedosas en el desarrollo de estos recursos. El uso de pozos horizontales de alcance extendido ha probado que es la mejor técnica de perforación para explotar eficientemente estos recursos.

MITO #3: Los pozos horizontales son perforados con tubería de revestimiento y cementados.

Las terminaciones en formaciones lutíticas pueden ser en agujero descubierto o revestidas usando un número de diferentes métodos para entrar a la zona de interés. Las terminaciones en pozo revestido usualmente son llevadas a cabo por arreglos de pistolas aunque se han propuesto válvulas accionadas. Las terminaciones en agujero descubierto presentan ventajas económicas, al igual que problemas en el fracturamiento de múltiples etapas. Los nuevos sistemas de terminación en agujero descubierto usan empacadores y válvulas que tienen ventajas en tiempo, pero desventajas en dimensiones de la tubería y complejidad mecánica¹⁷.

Las terminaciones en pozos horizontales revestidos y cementados son más comunes en Barnett, Fayetteville y Marcellus. La cementación es un elemento clave en estas terminaciones ya que favorece al aislamiento de etapas de fracturamiento y el desarrollo de la complejidad de la fractura. Las terminaciones en cemento son comunes, pero algunos autores advierten que la invasión del cemento puede cerrar fracturas naturales abiertas.

REALIDAD: Los pozos horizontales en lutitas pueden ser revestidos y cementados tanto como de agujero descubierto. No hay una norma que establezca cual es el mejor, las características de la formación, el tiempo y la rentabilidad del proyecto dictarán cual es el

adecuado. Ambos sistemas de terminación tienen ventajas y desventajas, el operador decidirá lo que conviene para el desarrollo óptimo del proyecto.

2.1.3 Fracturamiento hidráulico

El fracturamiento hidráulico Slickwater fracturing (i.e. SWF) es una de las tecnologías básicas en la terminación de pozos en lutitas y ha desplazado el uso de fluidos de fractura base gel, gas y espuma en muchos plays de lutitas. El SWF ha reducido los costos de fracturamiento, penetrando e incrementando el área de contacto sin daño, sacrificando su capacidad de apuntalar debido a su baja densidad.

Los materiales y principios del SWF han sido ampliamente desarrollados en los 8,000 pozos en lutita de Barnett al norte del centro de Texas desde finales de 1980 hasta 2009¹⁵.

MITO #4: El fracturamiento hidráulico o SWF es el mejor método de estimulación para fracturar la lutita y obtener altos gastos de producción.

Los métodos más comunes para fracturar en lutitas incluyen fluidos de espuma con o sin apuntalantes, dióxido de carbono (CO₂) y nitrógeno fase gas (i.e. sin apuntalantes), geles, geles visco-elásticos, SWF, fluidos reactivos y una variedad de fracturamientos híbridos.

En la mayoría de los casos con excepción de las formaciones de alta permeabilidad, se requiere de apuntalantes para mantener la producción después del primer mes.

Aunque los fluidos de fractura base gas y espuma parecen ser ideales para formaciones de lutitas, sus producciones no se comparan con la producción obtenida con SWF. Parte de este problema es por la inhabilidad de invadir e incrementar la longitud del sistema natural de fracturas así como un menor área de contacto comparado con SWF. Los fluidos base espuma tienen dificultades de flujo debido a la resistencia a la deformación de las burbujas. El nitrógeno y el dióxido de carbono tienen la habilidad de invadir por completo el sistema de fracturas pero carecen del transporte de apuntalantes. El gas hidrocarburo gelificado usa propano o butano y puede ser una tecnología innovadora para las formaciones lutíticas sensibles al agua.

Inicialmente, las fracturas en Barnett fueron todas con gel o espuma hasta 1999, cuando Nick Steinsberger uso SWF para Mitchell Energy entregando resultando en ahorros del orden de 35% comparado con las fracturas con gel. Algunas características del SWF son:

- Al minimizar la viscosidad del fluido, se incrementa el alcance del fluido a las fracturas y se aumentan los caminos de flujo.
- Se incrementa el área de contacto debido a los grandes volúmenes de agua inyectada. La mayoría del agua bombeada permanece en la matriz de la roca.
- La capacidad de transportar apuntalantes es muy baja, usualmente de 2 a 3 lb por galón.

- Las fracturas producidas por SWF son más estrechas que las producidas por gel, pero más profundas.

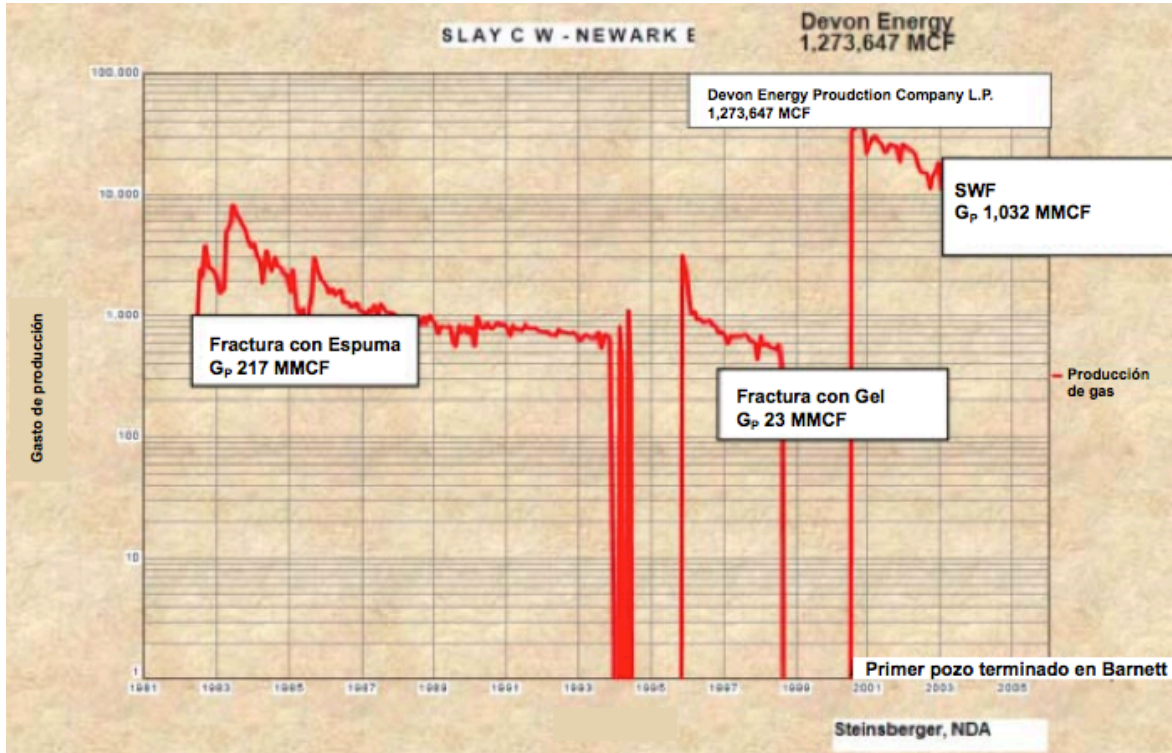


Figura 17 - Historial de producción del primer pozo completado en Barnett¹⁵.

La sensibilidad de la roca puede requerir el uso de sal en el agua para evitar el hinchamiento de la lutita aunque esto sea raro en rocas de baja permeabilidad¹⁵. Los fluidos con base diferente a geles (e.g. agua) inicialmente son considerados para rocas no reactivas frágiles y bajo contenido en arcilla. Los fluidos base gel son reconocidos por su

buen desempeño en rocas dúctiles, de alta permeabilidad (i.e. donde son requeridos una gran cantidad de apuntalantes)¹⁴.

REALIDAD: Entre todos los métodos, la selección del fluido apropiado depende de las propiedades de la formación. En general, la elección entre fluidos base agua o gel depende del control de la pérdida de fluido y la conductividad de la fractura.

MITO #5: El fluido de SWF contiene una gran cantidad de agua dulce, aditivos químicos altamente contaminantes y apuntalantes.

Del 2006 al 2009, el diseño del fracturamiento ha incrementado sus materiales por fractura (i.e. en todo el pozo) en peso de apuntalantes de 418×10^3 kg a 1.8×10^6 kg, en volumen de fluido de 8.3×10^3 m³ a 13×10^3 m³ y en etapas de 3 a 8 ó más.

Del volumen total del fluido, 99.9 a 99.95% es agua, principalmente agua dulce. Aunque la mayoría de las lutitas tienen alto contenido de agua, agregar más agua, sin importar el contenido de sal, parece reducir la resistencia de la roca.

La necesidad de agua dulce para las fracturas se estableció en los inicios del desarrollo de Barnett, cuando los químicos básicos, particularmente los reductores de fricción, surfactantes e inhibidores de incrustaciones no funcionaban bien en salmueras con salinidad mayor de 20,000 a 30,000 ppm. Debido a desarrollos recientes en los aditivos ahora se puede operar con salmueras con salinidad de más de 75,000 ppm, sin embargo el uso de agua salina hace complicado el tratamiento y re uso del agua.

Entre 0.01 a 0.05% del contenido corresponde a los aditivos químicos en el fluido de fractura. Normalmente los químicos en el agua de fractura son reductores de fricción (Poliacrilamida de 0.001 a 0.01%), biocidas (e.g. amonio cuaternario de 0.005 a 0.01%) e inhibidores de incrustaciones (e.g. polímeros). Los reductores de fricción se usan para disminuir la necesidad de más caballos de fuerza en el bombeo. Las biocidas son necesarios para evitar corrosión en el pozo por el ácido producido por bacterias en los fluidos reciclados. Algunas compañías están empleando el uso de químicos de recuperación mejorada para incrementar la recuperación de fluidos y abrir más caminos de flujo.

La mayor cantidad de los aditivos quedan atrapados en la formación y usualmente regresaran en pequeñas cantidades a la superficie¹⁸.

REALIDAD: Las características de los elementos del fluido en SWF dependen en gran medida a las propiedades físicas y químicas de la formación. El desarrollo de métodos en tratamiento y reciclado del agua que regresa a superficie, así como el uso de químicos con mayor tolerancia a la salinidad minimizará la dependencia al agua dulce en el fracturamiento. La cantidad de materiales usados dependerá del espesor de la formación, cantidad de fracturas naturales, barreras de las fracturas, dureza, ente otras. Algunos de los aditivos son tóxicos sin embargo la mayoría quedan atrapados en la formación (i.e. adsorbidos y absorbidos) o regresan a la superficie.

MITO #6: Las fracturas hidráulicas generadas en la lutita son las únicas que aportan fluidos a la producción de la formación.

Casi todas las formaciones de lutitas productivas presentan fracturas naturales pero son muy raras las que aportan fluidos antes de un tratamiento de fracturamiento. Generalmente las fracturas se encuentran cerradas o mineralizadas (i.e. tapadas) ofreciendo un plano de debilidad para la fractura hidráulica. De trabajos realizados en laboratorio se ha descubierto que las aberturas son del rango de 0.05 mm.

Con la presencia de fracturas naturales (i.e. primarias y secundarias) se incrementa la posibilidad de un fracturamiento complejo aumentando el área de contacto. La densidad de las fracturas naturales puede variar desde unas grietas hasta enormes áreas de fracturas a lo largo de la formación debido a la anisotropía volumétrica de estas formaciones.

Un fracturamiento complejo o red de fracturas consiste en crear fracturas principales agregando una gran área de contacto creada por la apertura y estabilización de las fracturas naturales en la roca. Cipolla (2008, SPE 115769) esquematizó en la Figura 18 diferentes sistemas de fracturas.

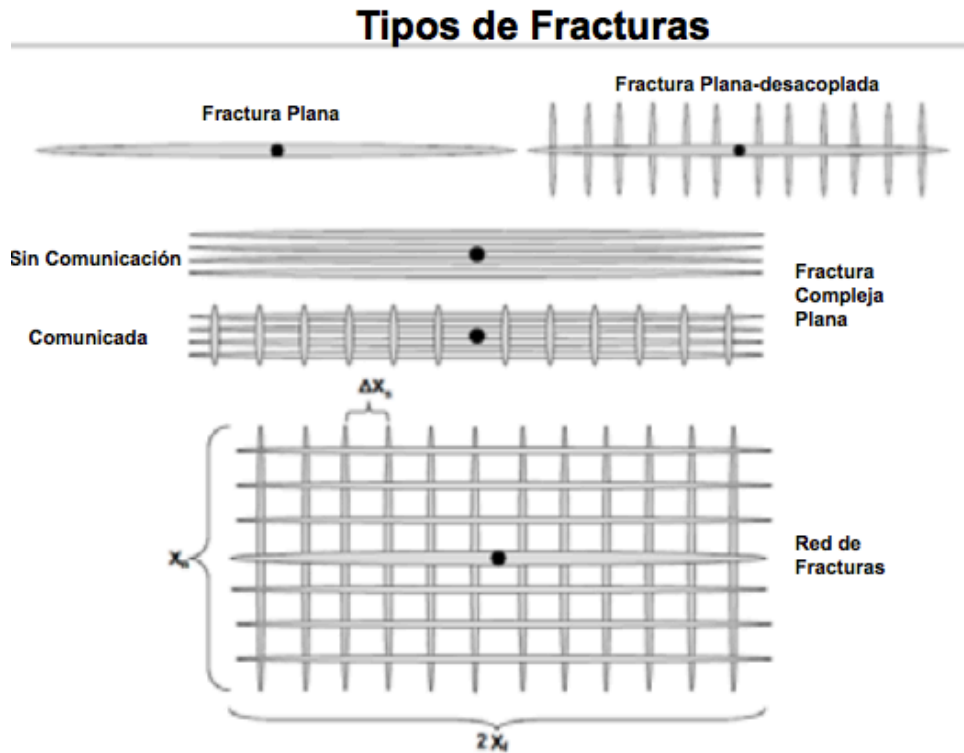


Figura 18 - Posibles conceptos de sistemas de fracturas complejas en formaciones con fracturas naturales¹⁹.

Aún con los avances en el fracturamiento hidráulico, el abrir y conectar las fracturas naturales no asegura que estas permanecerán abiertas, y apuntalar fracturas pequeñas y microfracturas presentan un gran reto que hasta el momento no ha sido del todo efectivo. Se discute el uso de apuntalantes mas pequeños y apuntalantes creados in-situ.

REALIDAD: Las fracturas hidráulicas son el principal camino de flujo hacia los pozos en lutitas, sin embargo las fracturas naturales de la formación son las que aportan la mayor cantidad de fluidos al pozo una vez re abiertas a la red de fracturas. Para estabilizar y mejorar la producción, se requiere mejorar el desarrollo y longevidad de las fracturas naturales con el desarrollo de apuntalantes adecuados a éstas.

2.2 En Medio Ambiente

Los mitos en el tema del medio ambiente son los de mayor popularidad en la industria energética y en la sociedad. Son tan conocidos que incluso existen sociedades en contra de la explotación de los recursos en lutitas por los posibles daños ambientales que pueden ocasionar. Afortunadamente para la industria petrolera, la realidad diverge del mito.

2.2.1 Uso del agua y riesgo ambiental

Como se mencionó en el tema anterior, el uso de agua dulce en el fracturamiento hidráulico es extenso e incrementa en gran medida la producción en lutitas. Sin embargo, la disponibilidad del agua, los costos de suministro, los costos de disposición, la responsabilidad ambiental y las regulaciones gubernamentales han impulsado el avance en tratamiento y reciclamiento del agua producida.

MITO #7: El fluido de fractura inyectado al yacimiento se queda en el subsuelo y con frecuencia migra a mantos de agua dulce por encima de la formación, contaminando y provocando sismos de baja magnitud.

Al inicio de este subtema se hace mención del agua utilizada para fracturar, al igual que en el mito #5. El agua producida es el fluido de fractura, del cual, su factor de recuperación varía en función de las características de la lutita, el diseño de la fractura y

el tipo de fluido. En las fracturas convencionales de alto alcance y menor complejidad, generalmente se recupera el fluido rápidamente y el porcentaje de recuperación es alto. En las fracturas complejas o donde la lutita reacciona con el agua, la cantidad recuperada ronda del 10 al 50% de la cantidad total bombeada, regresando en orden de semanas. Estas relaciones dependen de la energía de sistema y los esfuerzos de cierre de la roca.

Las fracturas más pequeñas pueden ser la principal razón de los retrasos en el regreso del agua. Las principales causas de los retrasos son la permeabilidad relativa en las fracturas más angostas, la mojabilidad y la tortuosidad del camino hecho por la fractura. A medida que la presión del yacimiento declina, es aún más escasa la posibilidad que retorne el agua.

La presión capilar es un problema usualmente ignorado en SWF. A medida que la permeabilidad efectiva al agua decrece, la presión capilar incrementa²⁰. Otro factor que influye en la permeabilidad efectiva al agua es la saturación inicial de agua, la cual es del orden del 25 al 45% en lutitas gasíferas. Después del fracturamiento la saturación de agua en las fracturas más pequeñas es probablemente mucho más alta, al menos hasta que el gas alcance la saturación crítica, aumente su saturación y aumente la presión capilar. Esto puede explicar de alguna manera los altos gastos iniciales de gas y su rápida declinación.

Reducir la presión capilar servirá para recuperar los fluidos de fractura con mayor facilidad, incrementando la capacidad de producir gas²⁰. La presión capilar incrementa al

momento que se comienza a recuperar el agua de la fractura y la saturación de agua en los poros decrece. Los surfactantes u otros químicos para reducir la tensión superficial serán efectivos si no son adsorbidos por una formación preferente a éstos.

Los métodos tradicionales para rastrear el comportamiento del agua de retorno son el volumétrico y la salinidad de los fluidos recuperados. Éstos ayudan a documentar el contenido de aditivos e impurezas provenientes del yacimiento.

Como ya se indicó, desde 1949 el fracturamiento hidráulico es responsable del incremento de reservas recuperables más que cualquier otra tecnología y en 63 años con más de dos millones de trabajos de fracturamiento no existe un caso documentado de contaminación en acuíferos.

El crecimiento de la fractura esta limitado por el fluido perdido en las fracturas o en la matriz, incluso a altos gastos de inyección, y rápidamente alcanza el punto en el que la perdida de fluido es igual al gasto de inyección y la fractura no puede crecer más. La dificultad más común en el fracturamiento es hacer crecer la fractura a 400 pies (i.e. aproximadamente 120 m) sobre los disparos, lo cual implica un gran costo para asegurar que la zona de interés este completamente estimulada.

Es importante mencionar, para aportar elementos sólidos a la discusión, que los acuíferos se encuentran a profundidades menores a 300 metros de la superficie y que los intervalos

fracturados típicamente están a más de 1800 metros de profundidad, lo cual hace una diferencia de al menos 1.5 km de distancia.

Sin embargo, existen algunos videos en internet que presentan casos reales de contaminación de acuíferos por gas. Los ambientalistas, y algunos ciudadanos preocupados insisten en que los fracturamientos contaminan el suelo y las aguas superficiales.

Pueden existir causas naturales y también generadas por el hombre. Las naturales incluyen el movimiento normal de los gases del subsuelo hacia la superficie por millones de años. Los generados por el hombre incluyen pozos mal terminados o muy viejos que no se taponaron adecuadamente y es trascendental hacer notar que muchos de ellos ni siquiera fueron estimulados con fracturamiento hidráulico.

En materia ambiental, la regulación¹² debe prevenir afectaciones al medio ambiente, particularmente las relacionadas con el uso, manejo y disposición del agua y, desde el inicio de operaciones, es necesario realizar estudios de monitoreo ambiental y establecer la línea base que permita evaluar el impacto de las actividades petroleras.

El derrame superficial de productos químicos y agua de estimulación podría generar problemas de contaminación al suelo y a los acuíferos muy someros, por lo cual es necesario tener medidas de seguridad industrial y de protección ambiental que reduzcan al mínimo la posibilidad de que estos sucedan.

Es necesario antes de efectuar el fracturamiento hidráulico, realizar un análisis geológico-tectónico de la zona que permita identificar fallas geológicas de alta conductividad y alcance para evitar riesgos.

Respecto a la sismicidad, es relevante comentar que todos los días hay millones de pequeños temblores, la gran mayoría de ellos imperceptibles, generados por el movimiento de las placas tectónicas de la tierra. Sin embargo, es necesario mencionar que existen casos documentados de movimientos telúricos muy leves asociados a los fracturamientos hidráulicos¹⁵.

REALIDAD: Parte del agua inyectada a la formación regresa a superficie después de unas semanas conteniendo impurezas. El fracturamiento hidráulico en formaciones de lutitas no pone en riesgo los acuíferos, sin embargo es importante asegurar un buen diseño e integridad del pozo y considerar estudios geológicos regionales para localizar fallas conductivas.

MITO #8: El fluido de fractura producido no puede ser utilizado para realizar otras operaciones de fracturamiento.

Uno de los aspectos críticos en los plays de lutitas es la disposición del agua producida. La reinyección al subsuelo es una práctica común en algunas áreas, sin embargo puede no ser la mejor opción económicamente hablando ya que la reinyección puede costar de

\$1 a \$2 por barril inyectado (i.e. USD) en el área de Barnett y de \$6 a \$10 por barril inyectado en Marcellus¹⁵.

A parte de no ser la opción económicamente mas viable, la disponibilidad de agua dulce es otro aspecto que rige la disposición del agua producida. Por esta razón se ha hecho común el tratamiento y re uso del agua. Sin embargo, la efectividad de esta opción debe considerar los siguientes puntos:

1. La cantidad de agua que regresa varia de pozo a pozo, forzando a decidir si se deben construir instalaciones de tratamiento para la máxima producción esperada o construir contenedores para la máxima producción y después construir instalaciones de tratamiento para la cantidad real producida.
2. La composición del agua que retorna varia durante periodos, en los periodos iniciales es agua dulce con alto contenido de químicos y después con altas concentraciones de sal que llegan de 80,000 ppm a 100,000 ppm en los flujos tardíos. El contenido de sal dicta el mejor proceso de tratamiento, mientras la concentración de aditivos dicta los requerimientos de remoción.

Durante la producción de agua se presenta el decremento de los iones de sulfato mientras la presencia de calcio, estroncio y bario incrementa. En general, los niveles orgánicos, inorgánicos y biológicos deben ser regulados para el re uso efectivo del agua a la sensibilidad de los químicos aditivos.

A pesar del avance en la tolerancia a la salinidad de los aditivos químicos, si el fluido de fractura regresa con niveles arriba de 50,000 ppm, el proceso de desalar se vuelve complicado y costoso. Se debe contemplar que desalinizar salmueras de alta salinidad representa una gran cantidad de energía, lo cual se traduce en tiempo y costo.

Otro de los problemas que se presentan al reciclar agua es el control de bacterias. Las bacterias reductoras de sulfato producen ácido sulfhídrico (H_2S) en el proceso de inyección de agua, lo cual trae problemas de corrosión por H_2S y sulfuro de hierro. En SWF el control de bacterias es desconocido debido a los grandes volúmenes de agua inyectada. Por esta razón, reciclar agua puede alimentar toda el agua con bacterias. Por el momento se esta desarrollando pruebas con luz ultravioleta para llevar el control.

En conclusión, el tratamiento del agua producida puede incluir la remoción de sólidos suspendidos, hidrocarburos líquidos y gaseosos, tratamiento de H_2S y CO_2 , control bacterial y desalado. Gupta (2009) ha remarcado el éxito de un proyecto de reciclaje de agua en 50 pozos, con atractivos indicadores económicos. Minimizar químicos, definitivamente es una ventaja para los proyectos de reciclaje del agua.

REALIDAD: El reciclaje del fluido de fractura producido es una práctica que cada vez se vuelve más común por las ventajas en disponibilidad de agua fresca y reducción de costos que presenta. Se debe considerar la composición original del fluido, la composición a su salida y la capacidad de tratamiento disponible ya que cada diseño de fractura esta

en función del área de contacto que se desea abarcar, las necesidades de apuntalantes y las metas de producción.

2.3 En Desarrollo Social y Económico

El gran mito en la explotación de recursos en lutitas, es el desarrollo económico y social que esta actividad lleva consigo a las localidades donde se realizan las actividades de producción. Éste es un mito que se ha comprobado en los últimos 10 años en los EUA, sin embargo lo que sigue siendo un mito son las regulaciones en producción y las estrategias que se han llevado a cabo para maximizar éstos.

2.3.1 Regulación

Para asegurar la rentabilidad de estos proyectos, es muy importante tener en cuenta los aspectos críticos que se han mencionado en las áreas de exploración, perforación, terminación, producción y transporte. Debido a que explotar estos recursos genera un costo más elevado que el de los recursos convencionales, se requiere optimizar cada proceso para hacer más eficiente la inversión.

MITO #9: No se requiere nueva regulación para la exploración y producción de no convencionales.

En el sector Energía de México, hay la conciencia de que la regulación debe ayudar, que la sobrerregulación estorba y genera pérdida de valor, pero también que, la falta de regulación o la regulación incompleta, provocan incertidumbre a los actores económicos con los consecuentes resultados negativos.

La regulación que aplica para la exploración y explotación de aceite y gas convencional en México también tiene efecto sobre los recursos no convencionales. Sin embargo, en México, como lo han hecho otros países, se requiere una regulación especial para los no convencionales. La SENER, PEMEX, PEP y la CNH, están de acuerdo con lo anterior.

El esquema regulatorio de la CNH identifica los estándares y mejores prácticas nacionales e internacionales para definirlos como norma obligatoria. En concordancia con su Ley, antes de emitir nueva regulación, debe mantener una comunicación eficiente con la SENER y el Regulado, PEMEX Exploración y Producción, para tomar en consideración las problemáticas operativas, entre otras cosas.

Es indispensable revisar, junto con PEMEX, la regulación actual aplicable a los no convencionales, a fin de priorizar los temas a regular y definir la regulación faltante. En los procesos de diseño y desarrollo regulatorio la CNH deberá trabajar en coordinación con otras dependencias y organismos de la administración pública y continuar con la transferencia de experiencias y conocimientos a nivel internacional. La aplicación de las mejores prácticas de la industria será fundamental para lograr la eficiencia operativa, la seguridad, el cuidado del medio ambiente y la rentabilidad.

REALIDAD: Todos los países han reconocido la importancia y necesidad de tener regulación específica para recursos hidrocarburos en lutitas, al igual que las autoridades de SENER, CNH y PEMEX.

MITO #10: La regulación prescriptiva en el área de Exploración y Explotación de Petróleo es mejor que la regulación basada en desempeño.

En general cuando se habla de regulación, las personas imaginan un conjunto de reglas que especifican qué se puede y qué no se puede hacer. Sin embargo, la regulación puede plantear metas u objetivos de desempeño, más que ordenar, mandar o determinar qué hacer o prohibir, ya que lo anterior tiene la ventaja de permitir a los regulados la elección de la mejor forma de alcanzarlos.

En el área de la industria petrolera lo anterior tiene un “sentido especial” ya que los cambios son constantes y rápidos, por ejemplo la tecnología avanza rápidamente en herramientas y procedimientos así como las condiciones del mercado y sociales.

La filosofía regulatoria en los países sigue las dos grandes ramas mencionadas, dependiendo muchas veces en forma particular de la agencia regulatoria, la prescriptiva-proscriptiva que especifica detalladamente el cómo efectuar los procesos, qué hacer y qué no hacer, y la que regula en base al comportamiento de desempeño. En Estados Unidos existen ambos ejemplos en agencias reguladoras relacionadas con la Industria petrolera.

Debe quedar claro que una regulación basada en el desempeño, le da flexibilidad a las empresas operadoras para innovar y alcanzar los resultados definidos al mejor costo que puedan obtener. Sin embargo, los expertos del tema siguen discutiendo las ventajas y desventajas y es notable que en algunas áreas la regulación basada en el desempeño es casi nula. Algunos expertos argumentan que algunas agencias gubernamentales no tienen la capacidad para especificar, medir y monitorear el comportamiento, y que tener información confiable es difícil y a veces imposible de obtener lo cual genera un instrumento regulatorio ineficiente e inoperante.

La Universidad de Harvard²¹, en 2002 realizó un taller para definir políticas regulatorias en las áreas de la salud, la seguridad y el medio ambiente en los EUA, con la participación de una docena de líderes de agencias gubernamentales así como líderes investigadores en los campos de la ingeniería, la economía, las leyes y la Ciencia Política.

En esa reunión definieron que el diseño de estándares, esto es, la regulación prescriptiva, debe ser preferido cuando existan altos riesgos en los procesos y se tengan tecnologías comprobadas de buen funcionamiento.

REALIDAD: Dependiendo del caso específico deberá preferirse la regulación basada en desempeño sobre la prescriptiva, pero es importante considerar que para el caso de hidrocarburos en lutitas ésta deberá ser híbrida dependiendo del tópico a regular.

MITO #11: La regulación de Shale Gas en Estados Unidos es demasiado estricta en todos los aspectos, pero principalmente en el cuidado del medio ambiente.

No existe una regulación única en los EUA²², cada estado tiene una específica, a diferencia de México, en que la regulación es federal y no estatal.

En el año 2013, la publicación Oil & Gas Financial Journal²³, publica que en Bakken una de los principales áreas de explotación en los EUA, el porcentaje de gas quemado es cercano al 30%, ver Figura 19.

Las autoridades han externado que no están satisfechas y están buscando incentivos vía impuestos para incrementar el aprovechamiento, además de buscar alternativas para usos del gas que se quema.

Las problemáticas operativas en Bakken están relacionadas con la falta de redes de distribución y con la contrapresión de las líneas existentes. Algunos pozos de baja presión no alcanzan a “entrar” a la red de tuberías.

Quema de Gas en Bakken, 2013.

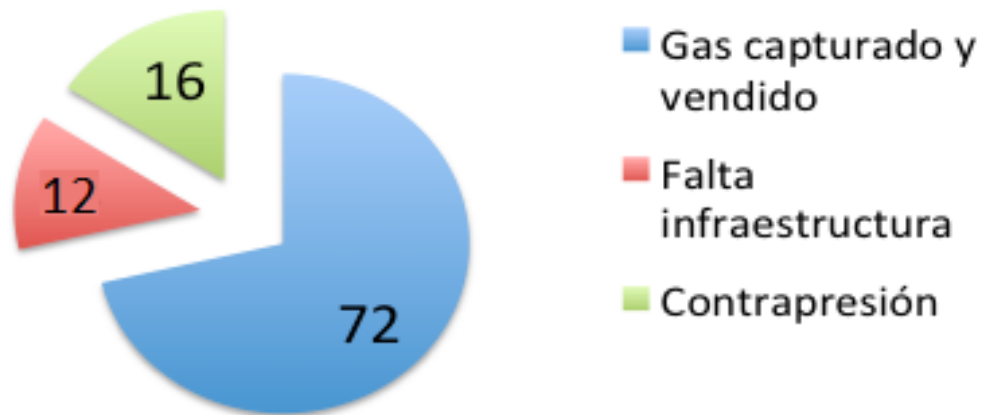


Figura 19 – Aprovechamiento de gas en la formación Bakken en el estado de Dakota del Norte E.U.A.

Fuente: Oil & Gas Financial Journal, The fight to limit Bakken shale flaring, 7 de mayo de 2013.

En la Figura 20, se presenta la curva de producción aceite de Bakken donde se observa la tendencia incremental de los últimos años. La producción ha crecido muy rápidamente haciendo al estado, el productor número 2 de los EUA, de acuerdo con los datos del “North Dakota Geological Survey”.

Es claro que si la regulación de quema y venteo fuera más estricta, se observarían cambios negativos en la producción futura y también disminuciones en los factores de rentabilidad. La estrategia más certera para cuidar el medio ambiente y mantener el crecimiento en la producción, con relación a la regulación técnica, es plantear metas de aprovechamiento reales y con metas retadoras que mejoren a través del tiempo.

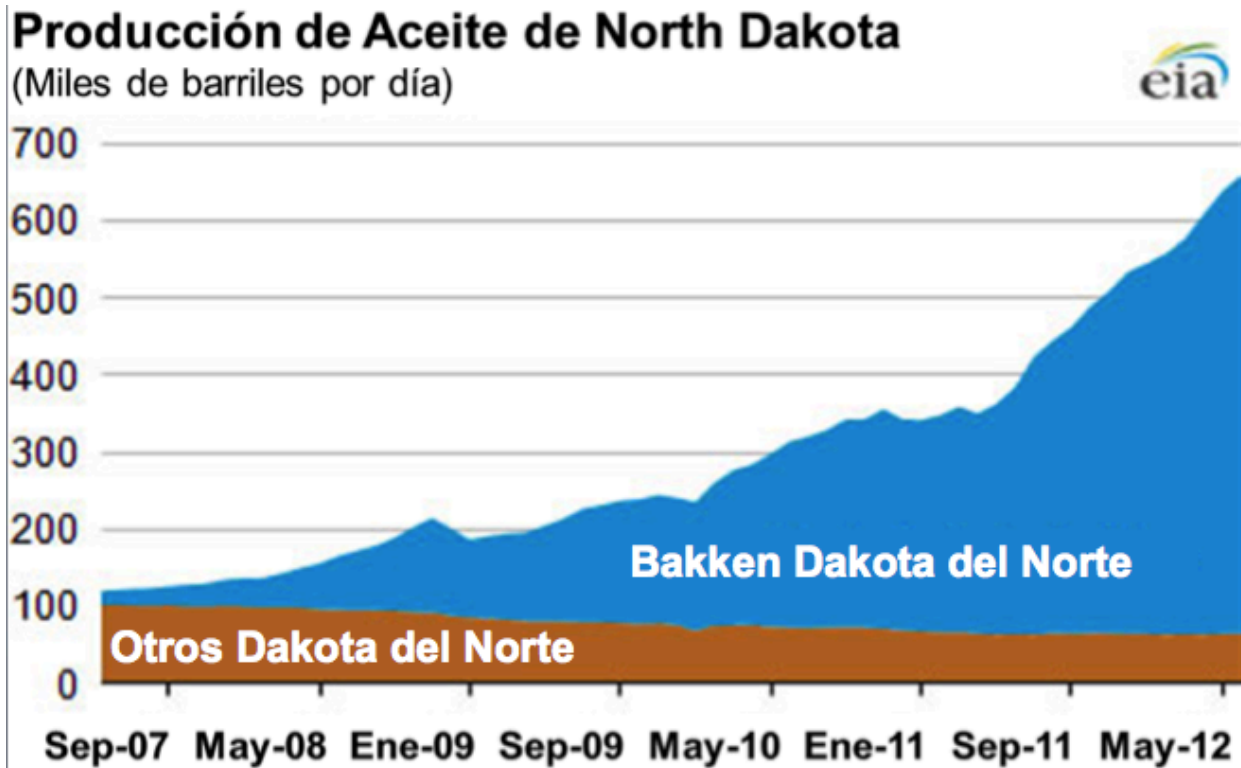


Figura 20 - Comportamiento de la producción de aceite en Bakken.

Fuente: U.S. Energy Information Administration.

REALIDAD: Cada Estado regula las actividades de la industria petrolera en forma diferente pero todas coinciden en incentivar la generación de valor y el crecimiento económico considerando también los aspectos de medio ambiente y la salud.

2.3.2 Empleos

Como se ha mencionado a lo largo de este trabajo, la explotación de las lutitas requiere de una alta capacidad técnica y representa una gran derrama económica. Los pozos

tienen un alto factor de declinación, ver Figuras 21 y 22, por lo que la única manera de mantener e incrementar la producción éstos plays, es mantener una logística eficiente de perforación masiva de pozos para alcanzar producciones comercialmente viables.

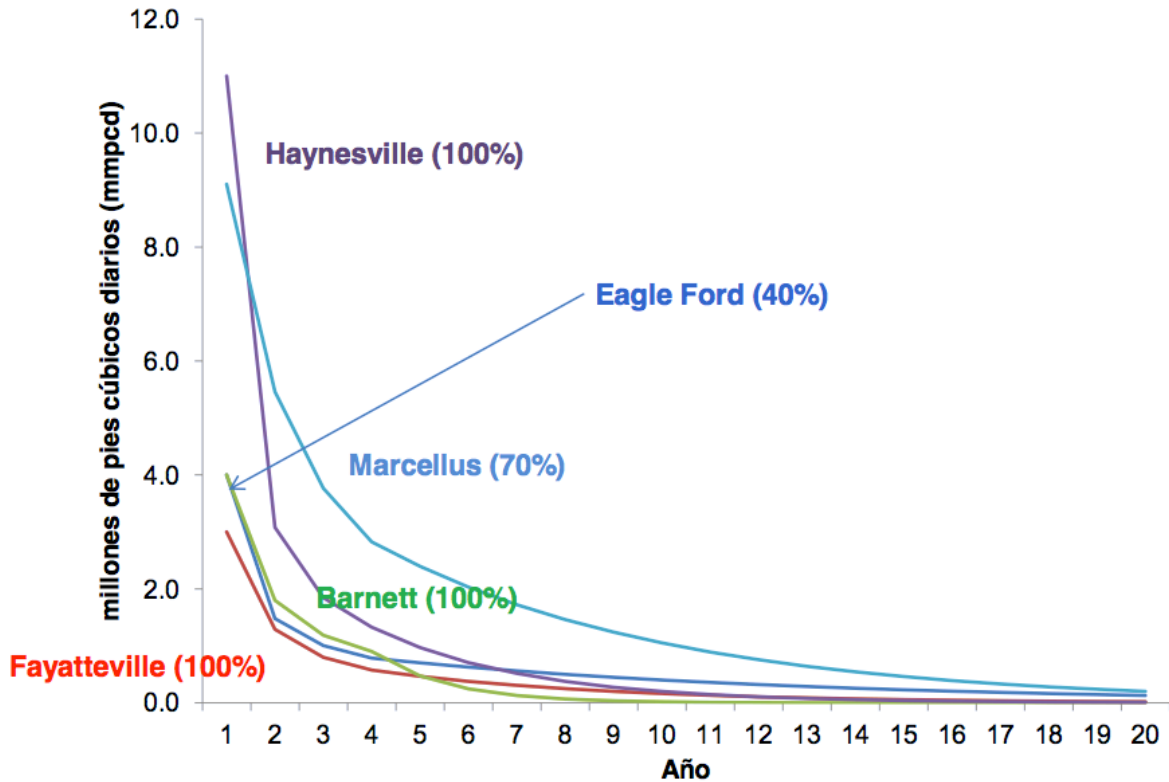


Figura 21 - Comportamiento de la declinación de la producción en varios Plays en EUA.

Fuente: U.S. Energy Information Administration.

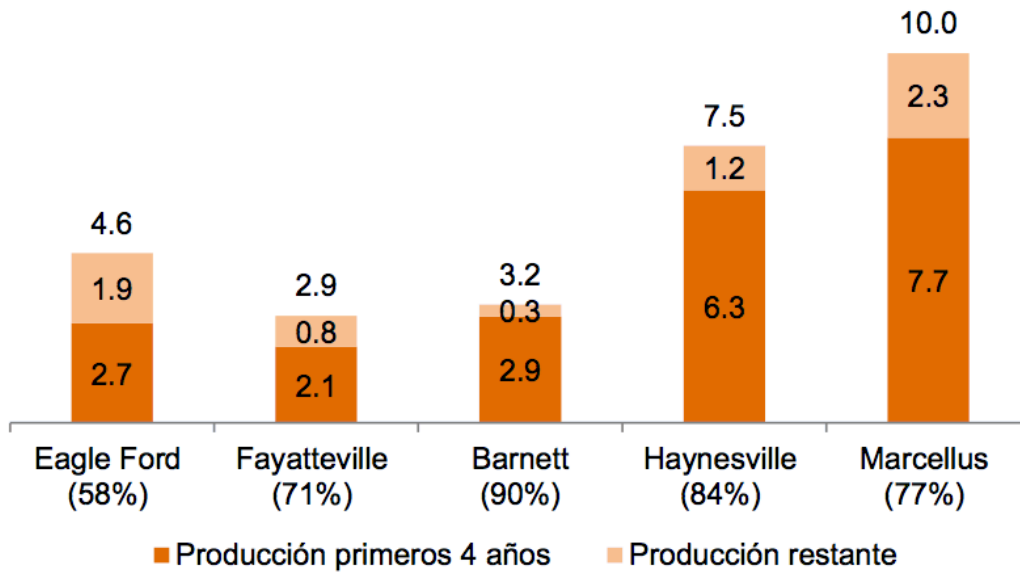


Figura 22 - Comportamiento del Volumen recuperado de Gas en billones de pies cúbicos.

Fuente: U.S. Energy Information Administration.

MITO #12: La exploración y explotación de lutitas es para empresas pequeñas y genera pocos empleos.

La complejidad técnica genera la atracción de compañías de todos los tamaños, especializadas o no en explotación de lutitas. En su búsqueda de generar valor, se crea la necesidad de capacitar personal lo cual es un fuente de empleo y una fuente de servicios educativos. Aunado a esto se requiere adquirir terrenos, equipos, pagar impuestos y más servicios que significa flujo de efectivo.

Por ejemplo, el Estado de Dakota del Norte ha experimentado un boom económico a raíz de la explotación de lutitas. Desde 2009 tiene el mayor crecimiento en salarios, creación de empleo y recaudación tributaria de los 50 estados de la Unión Americana²⁴.

La compañía más grande de la India, Reliance Industries, en preparación para la explotación de los recursos de su país, en 2010 invirtió 3.4 billones de dólares en acciones de la empresa Carrigo Oil & Gas que explota yacimientos de gas en lutitas en el área de Marcellus. Esta estrategia persigue la mejor forma de capacitación, esto es, “aprender-haciendo”. PEMEX-PEP tiene una estrategia de internacionalización bien estudiada que en breve pondrá en acción.

La compañía Total anunció su primer inversión de 750 millones de dólares, en 2010 en Australia, para un proyecto de coal-seam-gas. Statoil en 2010 adquirió 59,000 acres de Chesapeake Energy en el Play Marcellus.

REALIDAD: Los recursos no-convencionales son motivo de negocio para todos, empresas grandes, medianas y pequeñas, a semejanza de lo que han sido los recursos convencionales por más de 150 años.

CAPITULO 3. CURVAS DE DECLINACIÓN

Dos de los mayores problemas en la evaluación de pozos productores son, calcular la vida futura más probable del pozo, y estimar su producción futura. Algunas veces, uno o los dos problemas pueden ser resueltos con cálculos volumétricos, pero no siempre se cuenta con la información necesaria para eliminar toda la incertidumbre. En esos casos, existe la posibilidad de extrapolar la tendencia de características variables tales como la producción y el diferencial de presión. La manera más lógica de encontrar la solución a los problemas mencionados, es graficar la variable de producción contra el tiempo o la producción acumulada, extendiendo la curva y así obtener el límite económico. A lo anterior se le conoce como análisis de curvas de declinación.

En 1944, Arps²⁶ publicó un trabajo de análisis de curvas de declinación enfocado en tres puntos: condiciones necesarias para que la producción pasada sea el pronosticador del comportamiento futuro, modelos matemáticos apropiados para describir las tendencias observadas, y métodos disponibles para identificar modelos de parámetros. En las siguientes décadas aparecieron preguntas adicionales respecto a cómo incorporar conceptos de ingeniería de yacimientos, tales como estado pseudoestacionario, balance de materia, etcétera, con el propósito de restringir las variables del modelo de curvas de declinación a un rango físicamente razonable.

En los 80's era inevitable aplicar la declinación hiperbólicas a pozos en formaciones de muy baja permeabilidad pero pronto se identificó que la información (i.e. sólo histórico de

producción) era insuficiente para el éxito del modelo hiperbólico²⁷. La aplicación del modelo a yacimientos no convencionales presentó más problema aún²⁸. Como consecuencia, en los últimos años, diversos autores han agregado más variables a las ecuaciones básicas de Arps incrementando la confiabilidad de pronóstico de estos métodos.

La estimación más precisa de las reservas ha sido un punto clave en el desarrollo de los múltiples plays de lutitas en los EUA debido a que éstas impactan directamente a los activos y al valor de las compañías. El cálculo de reservas es requerido (i.e. económicamente hablando) por las siguientes razones:

1. Para crear una plataforma que sirva para tomar decisiones internas de negocio;
2. Para satisfacer requerimientos de regulación de las bolsas de valores y de los gobiernos de los países;
3. Para asegurar la financiación de proyectos.

El objetivo de este capítulo es responder explícitamente con argumentos, qué son los métodos de curvas de declinación para pronóstico de producción, cuáles son sus alcances y sus consideraciones, por qué presentan dificultades al aplicarse a formaciones de lutitas y cuáles son apropiados para pronosticar satisfactoriamente dichos recursos.

3.1 Curvas de Declinación de Arps

En el trabajo de Arps, "Análisis de Curvas de Declinación", el autor recopiló información desde 1908 hasta 1943 de autores que habían estudiado el comportamiento de la producción y que empezaron a notar que existía una relación matemática fácil de interpretar en los gráficos entre el gasto y la caída de presión en el tiempo.

Arps propuso una clasificación tentativa, la cual perdura hasta la fecha, de las diferentes curvas de declinación con base al índice de pérdida (i.e. Loss Ratio en inglés) el cual se explicará adelante.

El primer y mas obvio enfoque matemático para describir curvas de declinación supone que la producción a cualquier tiempo es una fracción constante de su gasto a un tiempo anterior, en otras palabras, los gastos de producción forman una serie geométrica a intervalos de tiempo iguales. A esta caída de producción, usualmente expresada en porcentaje mensual, se le conoce como declinación. Una curva de declinación con las características mencionadas será fácil de extrapolar ya que la curva gasto contra tiempo será una línea recta en papel semilogarítmico, y la curva gasto contra producción acumulada será curva en papel cartesiano.

A fin de analizar la influencia de ciertas características del yacimiento a las curvas de declinación, en primer lugar se asumió que se trataba de un yacimiento ideal, sin empuje por agua y la presión es proporcional a la cantidad total de aceite remanente. Después se

suposó que los índices de productividad de los pozos eran constantes a lo largo de su vida, de esta manera los gastos de producción siempre eran proporcionales a la presión del yacimiento.

La relación lineal entre gasto y producción acumulada es típica de la declinación exponencial o semilog y se representa como una línea recta en papel semilog.

En la mayoría de los yacimientos actuales, las condiciones mencionadas no ocurren. La presión no es proporcional al aceite remanente, pero parece declinar a un ritmo menor a medida que el aceite remanente igual disminuye. La mismo tiempo, los índices de productividad no son constantes, aún así muestran una tendencia de declinación al aumentar la relación gas aceite. El resultado de estas tendencias en una relación gasto contra producción acumulada que no muestra una línea recta sino una curva suave, convexa al origen.

Si la curvatura es muy pronunciada, la curva puede ser representada algunas veces con una ecuación exponencial y la relación gasto contra producción acumulada forma una línea recta en papel semilog. Ésta es la declinación armónica y en este tipo de declinación el porcentaje de declinación es directamente proporcional al gasto de producción.

Cuando la curvatura de la relación gasto contra producción acumulada no es suficientemente pronunciada para formar una línea recta en papel semilog, se puede usar

papel log-log para formar la línea recta. Esto la identifica como una hipérbola y se conoce como declinación hiperbólica o log-log.

3.1.1 Declinación exponencial

La declinación exponencial es llamada también, declinación geométrica, semilog o de porcentaje constante. Está caracterizada por el hecho que la caída en el gasto de producción por unidad de tiempo es proporcional al gasto de producción.

El método mas simple para reconocer la declinación exponencial estadísticamente, es el procedimiento del índice de pérdida. En este método se tabulan los gastos de producción (i.e. q) a mismos intervalos de tiempo en una columna, la caída de producción (i.e. Δq) en una segunda columna y por último una tercera columna con el índice de pérdida (i.e. $a = \text{Loss Ratio} = q / \Delta q$). Si el índice de pérdida es constante o tiende a serlo, se puede concluir que se trata de una declinación exponencial.

Relación Gasto-Tiempo

La curva de la relación gasto-tiempo para el caso de declinación exponencial tiene un índice de pérdida constante, lo cual se puede representar en la siguiente ecuación diferencial⁴:

$$\frac{q}{dq/dt} = -a \quad , \quad (1)$$

⁴ Ver lista de símbolos al final.

en la cual a es una constante positiva. Después de integración de esta ecuación y de la eliminación de la constante de integración por condiciones iniciales $q = q_0$ en $t = 0$, se obtiene la siguiente relación gasto-tiempo:

$$q = q_0 e^{-t/a} . \quad (2)$$

Relación Gasto-Producción Acumulada

La expresión de la curva gasto-producción acumulada se obtiene de la integración de la definición de producción acumulada como se muestra a continuación:

$$C = \int q dt = \int q_0 e^{-t/a} dt , \quad (3)$$

la cual después de la integración y eliminación de la constante de integración por condiciones iniciales $C = 0$ para $t = 0$, queda:

$$C = a (q_0 - q) = 100 \frac{(q_0 - q)}{D} , \quad (4)$$

donde D es la declinación porcentual por unidad de tiempo y se puede obtener de la ecuación siguiente:

$$D\% = \frac{100}{a} = 100 \frac{(q_0 - q)}{c} . \quad (5)$$

3.1.2 Declinación hiperbólica

Este tipo de declinación es la más frecuente y puede ser reconocida por el hecho los índices de pérdida forman una serie aritmética y su incremento será mas o menos constante hasta converger.

De forma similar a la declinación exponencial, la forma estadísticamente mas sencilla de reconocer este tipo de declinación es llenar las mismas tres columnas del método tabular de declinación exponencial. Sin embargo para este tipo de declinación se requiere de una cuarta columna con la primera derivada del índice de pérdida nombrada b . A continuación se explica el procedimiento para su obtención.

Relación gasto-tiempo

Cuando los índices de pérdida no son constantes y van en incremento, se puede establecer la ecuación siguiente:

$$\frac{d\left(\frac{q}{dq/dt}\right)}{dt} = -b , \quad (6)$$

en la cual b es una constante positiva. La integración de la ecuación 6 lleva a:

$$\frac{q}{dq/dt} = -bt - a_0, \quad (7)$$

en donde a_0 es una constante positiva que representa el índice de pérdida en el $t = 0$. La ecuación 7 puede ser simplificada quedando:

$$\frac{dq}{q} = \frac{dt}{a_0 + bt}. \quad (8)$$

La segunda ecuación diferencial puede ser integrada y las constantes eliminadas estableciendo $q = q_0$ para $t = 0$, lo que resulta en la relación gasto-tiempo para declinación hiperbólica:

$$q = q_0 \left(1 + \frac{bt}{a_0}\right)^{-1/b}. \quad (9)$$

Como se ha mencionado en este capítulo, la curva generada por la aplicación de la ecuación 9, graficada en papel log-log forma una línea recta, cuya pendiente será $-1/b$.

Relación gasto-producción acumulada

Para encontrar esta relación, la ecuación 9 puede ser integrada tal como se hizo con el caso de declinación exponencial:

$$C = \int q dt = \int q_0 \left(1 + \frac{bt}{a_0}\right)^{-1/b} dt . \quad (10)$$

Después de llevar a cabo la integración para el caso donde b es diferente a la unidad, y teniendo en cuenta que la producción acumulada igual a cero en el tiempo cero, se obtiene la siguiente relación:

$$C = \frac{a_0 q_0}{b-1} \left\{ \left(1 + \frac{bt}{a_0}\right)^{1-1/b} - 1 \right\} . \quad (11)$$

La ecuación 11 puede ser simplificada eliminando t con la ecuación 9, obteniendo:

$$C = \frac{a_0 q_0^b}{1-b} (q_0^{1-b} - q^{1-b}) . \quad (12)$$

La relación encontrada en la ecuación 12 forma una línea recta en papel log-log después de cambiar la escala horizontal de la producción acumulada.

El porcentaje de declinación por unidad de tiempo se encuentra con la siguiente expresión:

$$D\% = \frac{100}{a_0 Q_0^b} q^b . \quad (13)$$

En otras palabras, en caso de declinación hiperbólica, el porcentaje de declinación es proporcional a la potencia b del gasto de producción.

3.1.3 Declinación armónica

La declinación armónica es un caso especial de la declinación hiperbólica cuando el diferencial del índice de pérdida es igual a la unidad. Las ecuaciones que describen las relaciones gasto-tiempo y gasto-producción acumulada siguen el mismo desarrollo mostrado en la declinación hiperbólica y son las siguientes:

Relación gasto-tiempo

$$q = \frac{q_0}{\left(1 + \frac{t}{a_0}\right)} . \quad (14)$$

Relación gasto-producción acumulada

$$C = a_0 q_0 (\log q_0 - \log q) . \quad (15)$$

La Tabla 9 resume todo lo mencionado en este tema y propone una clasificación de las diferentes curvas de declinación basada en el índice de pérdida²⁶. En este apartado únicamente se consideraron los medios estadísticos y matemáticos para la identificación de tendencias, sin embargo existen métodos gráficos, los cuales son descritos en el trabajo de Arps

	Índice de Pérdida $a = \frac{q}{\Delta q}$	Diferencial del Índice de Pérdida $b = \Delta a = \Delta \left(\frac{q}{\Delta q} \right)$	
Valores de a	Constante	Gradiente Aritmético	
Tipo de Declinación	$a = \frac{q}{\Delta q} = \text{constante}$ Entonces: <i>Declinación Exponencial</i>	$b = \text{constante}$ ($0 < b < 1$) Entonces: <i>Declinación Hiperbólica</i>	$b = 1$ Entonces: <i>Declinación Armónica</i>
Relación Gasto-Tiempo (q , t)	$q = q_0 e^{-t/a}$ (línea recta en papel semilog)	$q = q_0 \left(1 + \frac{bt}{a_0} \right)^{-1/b}$ (Línea recta en papel log-log)	$q = \frac{q_0}{\left(1 + \frac{t}{a_0} \right)}$ (Línea recta en papel log-log)
Relación Gasto-Producción Acumulada (C , q)	$C = a (q_0 - q)$ (línea recta en papel semilog)	$C = \frac{a_0 q_0^b}{1-b} (q_0^{1-b} - q^{1-b})$ (línea recta en papel log-log)	$C = a_0 q_0 (\log q_0 - \log q)$ (línea recta en papel semilog)
Porcentaje de Declinación (D%)	$D\% = \frac{100}{a}$ <i>Declinación Constante</i>	$D\% = \frac{100}{a_0 q_0^b} q^b$ <i>Declinación proporcional a la potencia b del gasto</i>	$D\% = \frac{100}{a_0 q_0} q$ <i>Declinación proporcional al gasto</i>

Tabla 9 - Clasificación de curvas de declinación basada en el índice de pérdida²⁶.

3.2 Restricciones de la Metodología de Curvas de Declinación

Algunas de las principales restricciones y suposiciones físicas y matemáticas ya se mencionaron en el tema anterior, sin embargo se volverán a revisar en éste, debido a la necesidad de entender el modelo aplicado a la producción del yacimiento tomando en cuenta la premisa que no hay yacimientos iguales en la naturaleza, en especial al hablar de yacimientos no convencionales de lutitas.

La primera restricción y la más obvia, es que no se puede aplicar un método de pronóstico de producción por curvas de declinación a un pozo en donde la producción este incrementando. En los métodos propuestos por Arps el único dato requerido para el cálculo es la historia de producción a partir del punto en el que la producción comenzó a caer. De igual manera se debe considerar que los cambios en el método de producción, la pérdida de eficiencia del equipo, las reparaciones y demás situaciones que modifiquen la producción, interrumpirán la continuidad de la curva de declinación de la producción por lo que se deberá modificar el pronóstico.

A partir de la siguientes suposiciones vienen las demás restricciones de uso, que en comparación con la primera, no impide la aplicación del método, sin embargo limita la exactitud del pronóstico y compromete su éxito.

El modelo de Arps supone que los pozos exhiben un índice de productividad constante (i.e. no hay cambio en el daño o estimulaciones, el daño es constante), el radio de drene

es constante y la producción se mantiene a una presión de fondo constante. Si todas las condiciones existen, b permanecerá constante a lo largo de la vida del pozo.

Dentro de las suposiciones para los modelos de curvas de declinación, se establece, para la declinación exponencial que el fluido contenido en el yacimiento debe ser de compresibilidad constante y debe existir el estado pseudoestacionario (i.e. dominado por la frontera) en el mismo, es decir un yacimiento cerrado con presión de fondo fluyente constante. Por otro lado, las condiciones para la declinación hiperbólica son las mismas que la declinación exponencial, sin embargo han sido tema de discusión por mas de 80 años²⁸.

Fetkovich²⁹ *et al* en 1990 realizaron un estudio basado en la presión y gasto de un yacimiento de gas de dos estratos sin flujo cruzado, donde la producción permanecía a presión de fondo fluyente constante. Lo más relevante de su estudio fue lo siguiente:

Pozos de gas con valores de b entre 0.5 y 1.0 sugieren la presencia un yacimiento estratificado, grandes porcentajes de declinación iniciales (i.e. no atribuible a la producción por flujo transitorio) seguido de porcentajes de declinación menores.

Posteriormente en 1996, Fetkovich³⁰ *et al* establecieron las características de declinación mas importantes de los yacimientos estratificados sin flujo cruzado, llegando a las conclusiones ya mencionadas en su trabajo anterior y añadiendo que los pozos estimulados en formaciones de baja permeabilidad dan una respuesta similar a los

yacimientos estratificados en su curva de declinación en papel semilog. Éstos se pueden diferenciar entre si en papel log-log.

En un estudio reciente, Rushing³¹ *et al* validaron muchos de los puntos a los que llegó Fetkovich *et al*, usaron un estudio de simulación numérica para evaluar la validez de la declinación hiperbólica para el pronóstico de reservas en arenas de baja permeabilidad. Comparando los resultados obtenidos usando declinación hiperbólica a diferentes intervalos de tiempo con la producción acumulada de referencia (i.e. la obtenida de la simulación numérica) se llegó a la conclusión que las reservas estimadas con la relación gasto-producción acumulada de la declinación hiperbólica tienden a tener mejor porcentaje de error a medida que incrementa el tiempo. La principal fuente de error al usar el método de declinación hiperbólica es al aplicarlo durante flujo transitorio o en el periodo transicional entre el fin del último y el inicio del flujo dominado por frontera. Durante el periodo transicional se pueden apreciar exponentes b mayores que la unidad, correspondientes a pronósticos con errores mayores al 100 por ciento.

3.3 Aplicación de Análisis de Curvas de Declinación en YNC de lutitas

Como se mencionó al principio de este capítulo, los métodos volumétricos se aplican comúnmente para el cálculo de EUR (i.e. Estimated Ultimate Recovery) en yacimientos convencionales. Sin embargo en los YNC la presencia del flujo dominado por la frontera puede o no presentarse en la vida tardía del yacimiento, por lo que no se puede establecer la permeabilidad de la matriz ni el área de drenaje³². Lo anterior complica el uso

de métodos volumétricos al tener que obtener la información por otros medios aumentando el costo del pronóstico.

En general, hay 5 métodos frecuentes para estimar reservas: uso de información análoga, análisis volumétrico combinado con estimación de eficiencia de recuperación, análisis de curvas de declinación, uso de modelos analíticos y la simulación numérica. Dentro de estos, el análisis de curvas de declinación es el más simple y regularmente la manera más rápida de estimar volúmenes. Aún así, las bases de estos no están hechas para YNC, lo cual introduce cierta incertidumbre en el cálculo.

A fin de obtener cálculos más exactos y confiables, en los últimos años, diferentes autores han modificado las expresiones obtenidas por Arps con base a los diferentes regímenes de flujo presentes en los YNC. De igual forma han añadido métodos gráficos para obtener parámetros de extrapolación derivados de las tendencias reflejadas por los regímenes de flujo.

3.3.1 Métodos de análisis de curvas de declinación para YNC

De un estudio realizado en 2013 por Meyet³³ *et al*, se identificó cuáles eran los métodos de análisis de curvas de declinación más usados en la industria petrolera para estimar reservas y producción de YNC en lutitas. En este documento los autores analizan el comportamiento de las curvas de declinación calculadas usando métodos recientes de pronóstico en pozos de diferente geometría (i.e. verticales y horizontales) y fluidos

producido, comparándolos con un método analítico³⁴ para establecer un punto de referencia.

Los métodos en discusión del artículo son la declinación exponencial e hiperbólica de Arps, un modelo propuesto por Robertson³⁵ llamado declinación hiperbólica modificada, el método de Doung³² y su versión modificada por Joshi y Lee³⁶, el método exponencial de ley de potencias por Ilk²⁸ *et al.* y el modelo de crecimiento logístico (i.e. LGM por sus siglas en inglés) propuesto por Clark³⁷ *et al.* A continuación se describe brevemente cada uno de los anteriores con excepción de los métodos de Arps que ya fueron descritos.

Es importante hacer saber al lector que la simbología de las ecuaciones de Arps ha cambiado con el tiempo, el índice de pérdida (i.e. a) ya no es utilizado directamente en las ecuaciones, ahora esta implícito en la variable D (i.e. ritmo de declinación) que esta dada por $1/a$.

Declinación hiperbólica modificada

Propuesta por Robertson en 1988, también conocida como el método de Arps con declinación terminal mínima, consiste en utilizar declinación hiperbólica en la vida temprana del pozo cambiando a una declinación exponencial en la vida tardía. El cambio ocurre a un predeterminado ritmo de declinación límite (i.e. D_{lim}) que ocurre a un tiempo t^* , tomado generalmente de la producción pronosticada en vez del periodo cubierto por el historial de producción. El modelo queda de la manera siguiente:

$$q_g(t) = \left(\begin{array}{l} \frac{q_{gi}}{(1+bD_i t)^{\frac{1}{b}}} \\ q_{gi} e^{[D_{lim} t]} \end{array} ; t < t^* \right). \quad (16)$$

Este método es usado comúnmente el pronóstico de producción aun cuando la selección de D_{lim} es arbitraria y no tiene bases físicas.

Método exponencial de ley de potencias

El método PLE por sus siglas en inglés, supone que el índice de pérdida (i.e. $1/D$) se aproxima por una función de ley de potencias en declinación con un comportamiento constante en tiempos iniciales. El gasto esta dado por:

$$q = \hat{q}_i e^{-D_\infty - \hat{D}_i t^n} , \quad (17)$$

donde:

\hat{q}_i = "intersección " del gasto [i.e. $q(t=0)$];

D_1 = "intersección " de la Constante de declinación al tiempo 1 definida por:

$$D = D_\infty + D_1 t^{-(1-n)} ; \quad (18)$$

D_∞ = Constante de declinación a tiempo infinito definida por ecuación 18;

\hat{D}_i = Constante de declinación [i.e. $\hat{D}_i = D_1/n$];

n = Tiempo “exponente” definido en la ecuación 18.

Como uno se espera, en este método el parámetro D de la ecuación 18 exhibe un comportamiento de declinación por la transición de flujo transitorio a pseudoestacionario y después tiende a un valor constante (i.e. D_∞) a largos tiempos.

Método de Doung

Este método fue desarrollado en 2011 específicamente para yacimientos de lutitas gasíferas fracturadas. Supone que la densidad de fracturas conectadas incrementará con el tiempo debido a los cambios de esfuerzos debidos a la declinación de la presión en un régimen de flujo lineal.

La ecuación de gas producido tiene la forma siguiente:

$$G_p = \frac{q_1}{a} e^{\frac{a}{1-m}(t^{1-m}-1)} , \quad (19)$$

donde q_1 es el gasto al día 1, t es tiempo en días y a y m son constantes obtenidas de un grupo de datos dados que se derivan de un gráfico log-log de q/G_p contra tiempo en días de la forma:

$$\frac{q}{G_p} at^{-m} . \quad (20)$$

Los valores de a y m se determinan típicamente de la intersección al eje x y pendiente, respectivamente, del gráfico log-log mencionado. Una vez determinado los valores de a y m se realiza un gráfico de $t(a,m)$ contra el flujo, la pendiente de la línea recta mejor ajustada será q_1 . La intersección al eje x proporcionará q_∞ , flujo a tiempo infinito. Aun cuando, teóricamente q_∞ es igual a cero, q_∞ no será cero debido a las condiciones de operación del pozo.

En el mismo trabajo, Doung presenta un diagrama de flujo de análisis estadístico que puede ser usado para generar curvas tipo P10, P50 y P90 usando datos proporcionados, satisfaciendo las especificaciones establecidas por la SEC mencionadas en el Capítulo 2 de esta tesis.

Método de Doung modificado

En 2013 Joshi y Lee sugirieron que el método original de Doung no podía pronosticar EUR por pozo adecuadamente a largo plazo ya que sólo consideraba flujo lineal y no flujo dominado por fronteras presente a largo plazo. Ellos propusieron dos cambios en el método:

1. Debido a que q_∞ no es cero en el gráfico log-log se genera un error al estimar reservas, por lo que sugirieron manipular la línea recta para forzar su cruce en cero.
2. Cambiar a la declinación hiperbólica de Arps a cierto ritmo de declinación a fin de representar el flujo pseudoestacionario. Se propone un D_{switch} de 5% (lo cual es

usado comúnmente como D_{lim} en el modelo hiperbólico modificado). Además sugirieron un valor de 0.4 para b .

Modelo de crecimiento logístico

El LGM propuesto por Clark en 2011 es una solución empírica en la cual los modelos crecen en producción acumulada de gas y aceite hasta una máxima capacidad (i.e. Carrying Capacity en inglés). Cuando se alcanza la máxima capacidad no puede haber más crecimiento. Clark *et al* modificaron el modelo estadístico para hacerlo valido al pronostico de producción de aceite y gas en la forma siguiente:

$$Q(t) = \frac{Kt^n}{a+t^n} , \quad (21)$$

donde $Q(t)$ es la producción acumulada en el tiempo t , K es la máxima capacidad, a es una constante y n es un exponente hiperbólico. Los valores de a y n son determinados en un grafico de $\log(K/Q-1)$ contra $\log(t)$ y ajustando una línea recta en el grafico. a es la intersección de la tendencia lineal y n su pendiente. La forma de la ecuación del gasto de este modelo puede ser expresada de la manera siguiente:

$$q(t) = \frac{dQ}{dt} = \frac{Knb t^{n-1}}{(a+t^n)^2} . \quad (22)$$

Al explicar los términos K , n y a , los autores observaron que K puede ser igualada a EUR sin un límite económico, y puede ser calculada por métodos volumétricos o estimada usando curvas que le ajusten.

3.4 Certidumbre del Pronóstico de Producción de la Metodología

Los métodos descritos en el tema anterior fueron evaluados en el trabajo citado³³, pronosticando producción suponiendo una vida 30 años para diferentes pozos usando la herramienta de análisis TAMU Rate-Time³⁸.

Se realizaron varias comparaciones basadas en la geometría de los pozos, el tipo de fluido y tipo de yacimiento. De los gráficos de los pronósticos se llegó a las siguientes conclusiones:

- El método hiperbólico modificado arroja resultados de EUR más grandes que todos los métodos con excepción de la declinación hiperbólica original. Esto se puede deber a la selección arbitraria del parámetro D_{lim} .
- En todos los casos, el método modificado de Doung exhibe las estimaciones de EUR más conservadoras después de la declinación exponencial de Arps. Ver Figuras 23, 24 y 25.
- Las estimaciones por los métodos PLE y LGM son consistentes generalmente en todos los escenarios planteados.

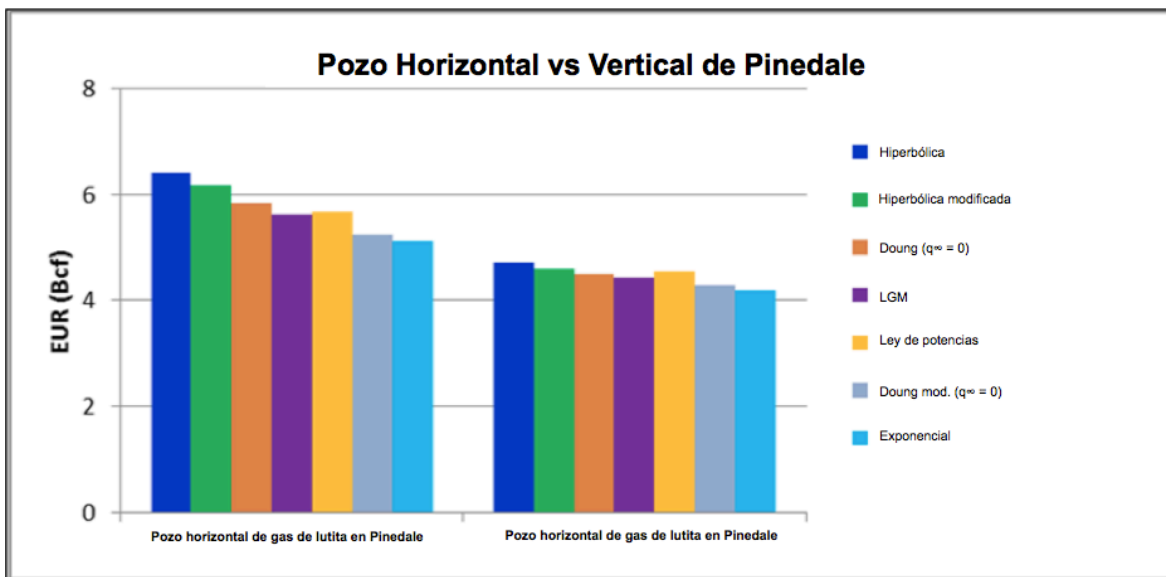


Figura 23 - Comparación de los valores de EUR estimados por los diferentes métodos en diferentes geometrías de pozos en el play Pinedale³³.

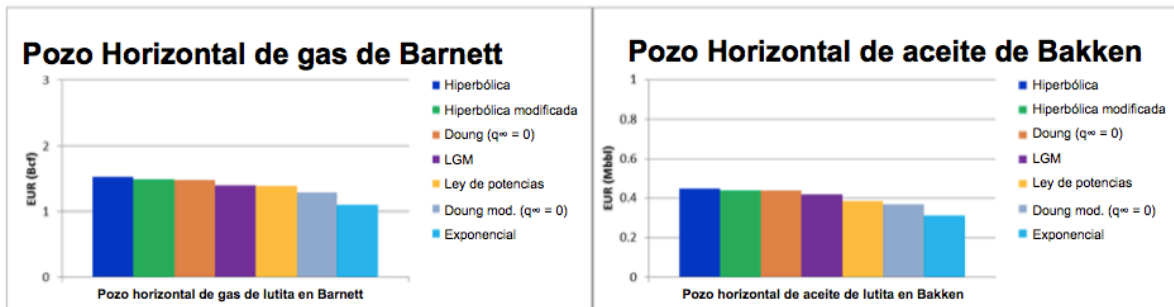


Figura 24 - Comparación de los valores de EUR estimados por los diferentes métodos con diferente fluido producido en Barnett y Bakken³³.

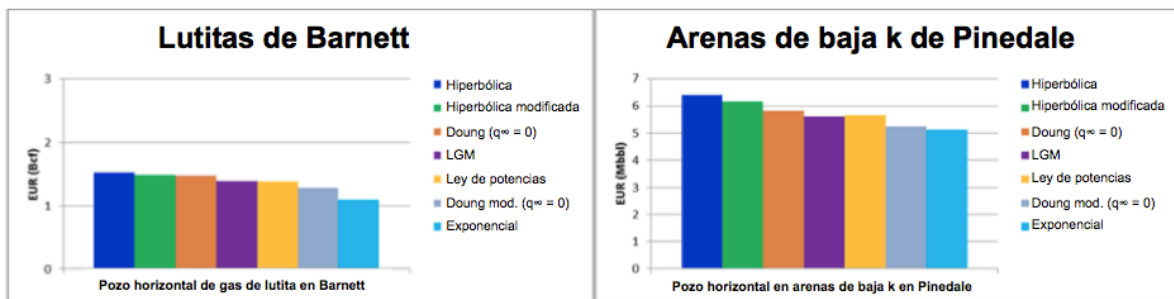


Figura 25 - Comparación de los valores de EUR estimados por los diferentes métodos en diferente tipo de yacimiento³³.

La comparación de los métodos empíricos de pronóstico se llevo a cabo con un modelo analítico que estimó la producción de un pozo horizontal de aceite multifracturado en Eagle Ford, ver Figura 26. Las propiedades que alimentaron el modelo analítico fueron obtenidas del dominio público y publicaciones técnicas. El historial de producción fue el obtenido de DI Desktop.

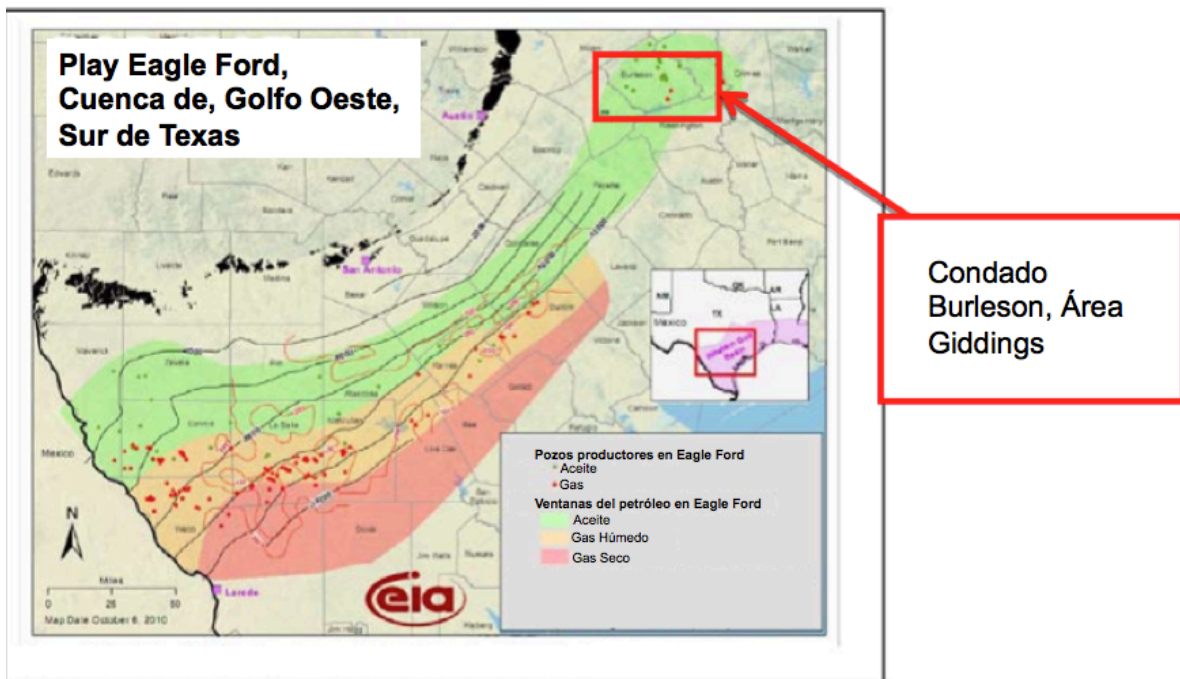


Figura 26 - Localización del pozo en estudio³³.

Las consideraciones principales del modelo fueron:

- Presión en la cabeza del pozo constante debido a la falta de historial de presión;

- Presión de fondo fluvente casi constante, calculada a partir de la presión en la cabeza del pozo;
- Flujo monofásico.

Los pronósticos obtenidos por los métodos empíricos y el método analítico se muestran en las figuras 27 y 28.

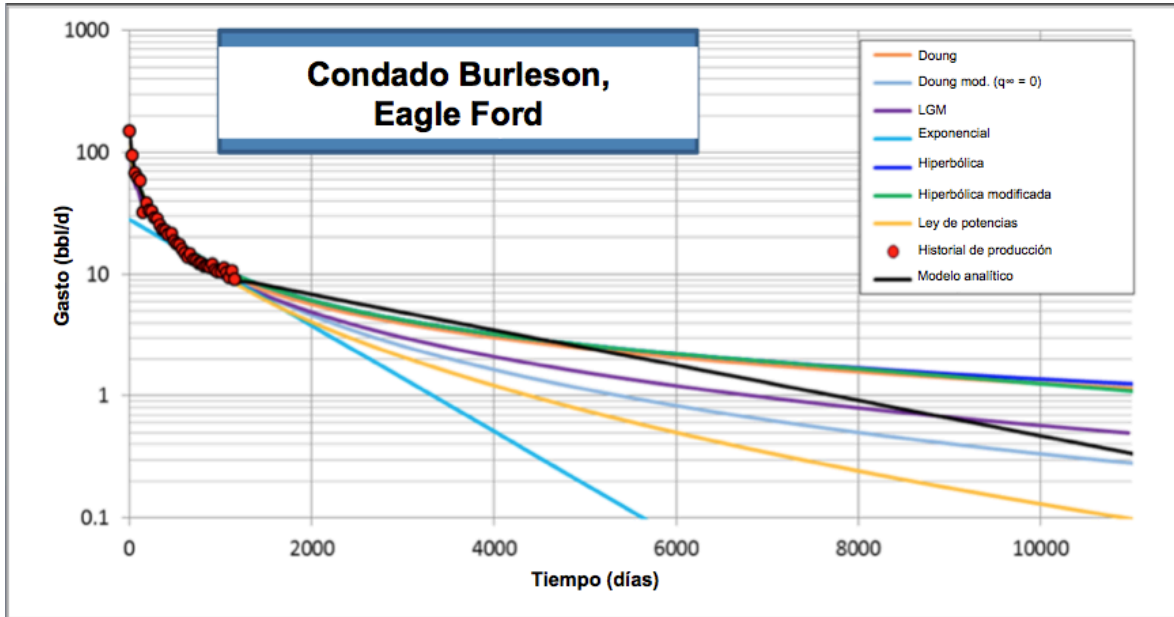


Figura 27 – Comparación de los métodos en grafico gasto contra tiempo³³.

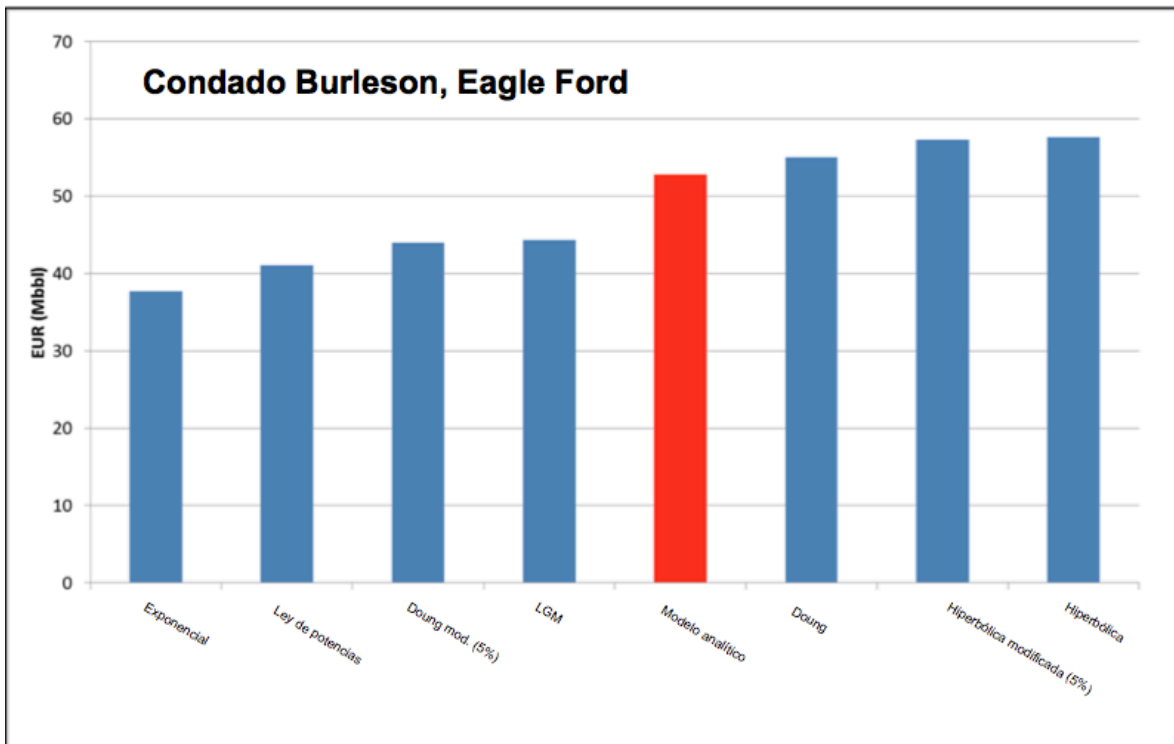


Figura 28 – EUR (Mbbbl por pozo) por método³³.

Los valores calculados por los métodos son muy similares entre ellos. El método analítico muestra una tendencia a declinar exponencialmente, esto puede ser relacionado a la falta del historial de presiones y la consideración de presión en la cabeza del pozo constante.

De la comparación entre los métodos empíricos y el analítico se puede concluir que los métodos empíricos son muy confiables y pueden ser una herramienta útil cuando no se cuenta con suficiente información para hacer más exactos los métodos analíticos. Es importante notar que el método de Doung fue desarrollado para pozos de gas, aún así, exhibe un comportamiento constante en diferentes geometrías de pozo y con diferente fluido producido. De lo anterior queda demostrado que puede ser utilizado en situaciones diferentes a la de su desarrollo.

CAPÍTULO 4. SISTEMA DE CÓMPUTO PARA PREDICCIÓN DE RESERVAS

Este capítulo contiene la selección de modelos de predicción más aceptados y con mejores resultados comprobados en la literatura publicada hasta la fecha. De igual forma incluye las consideraciones hechas para la aplicación de los modelos en un programa de cómputo explicando las restricciones de su uso. Se describen los elementos del programa así como la disposición de resultados y las instrucciones de uso. Por último se analizan y comparan los resultados entre los modelos de pronóstico seleccionados.

4.1 Selección de los Modelos de Análisis de Curvas de Declinación para Predicción de Reservas

En el Capítulo 3 se describieron los métodos de análisis de curvas de declinación más conocidos en la literatura, los modelos de Arps. Asimismo se explicó, consultando una gran cantidad de artículos técnicos, que estos modelos no son aptos para la predicción de reservas en YNC, en especial de lutitas. Meyet³³ *et al*, describen los métodos de análisis de curvas de declinación más recientes en la literatura publicada para yacimientos de lutitas y comparan su aplicación en diferentes escenarios de producción. De lo anterior, el modelo que tuvo mejores resultados, especificando que al hacer referencia al mejor resultado se quiere decir al que calculó las reservas más conservadoras, de menor magnitud, fue el modelo de Doung modificado.

A fin de aportar una herramienta útil a los estudiantes de Ingeniería Petrolera y a la Industria Petrolera del país, se seleccionaron los modelos de declinación hiperbólica, el modelo de Doung y su versión modificada, buscando comprobar su aplicación y comparar resultados en diferentes escenarios.

4.1.1 Declinación hiperbólica

Por su extendido uso para evaluar YNC, este modelo se seleccionó con fines comparativos. No obstante, como ha sido señalado, los estudios hechos sobre la interpretación de su parámetro b demuestran que no es apto para estos yacimientos.

De acuerdo a la teoría, la relación gasto/tiempo del modelo hiperbólico de Arps considera que la producción declinará a cero en algún punto. De otra forma, si la curva de declinación de la producción esperada presenta un valor de b mayor a la unidad, teóricamente, esta curva se extenderá a un tiempo infinito. Los históricos de producción de yacimientos con grandes cambios en su permeabilidad (i.e. medios anisótropos), estratificados, natural y/o artificialmente fracturados exhiben este fenómeno (i.e. valores de b mayor a la unidad). Los valores de b resultantes son productos de un flujo cruzado de larga duración alimentado de zonas de baja permeabilidad a zonas de alta permeabilidad que sirven de caminos de flujo al pozo.

Arps, y más reciente Kelkar y Pérez (1988)³⁹, llegaron a la conclusión que las técnicas convencionales de análisis de curvas de declinación no son aplicables para el estudio de yacimientos con el tipo de flujo descrito anteriormente.

4.1.2 Modelo de Doung

El modelo de Doung fue elegido por versatilidad y confiabilidad para predecir el comportamiento de sistemas de lutitas gasíferas hidráulicamente fracturadas. Aunque fue concebido para la producción de gas, en la comparación de los métodos de Meyet, resultó confiable para pronosticar el gasto de aceite de pozos en lutitas.

La base del modelo de Doung se desarrolla a partir de la definición de la Tasa de Reservas/Producción (R/P)³⁹, ver ecuaciones 23 a 25.

$$\frac{R}{P} = \frac{Q_p}{q}, \quad (23)$$

donde R/P es el recíproco del ritmo de declinación exponencial:

$$\frac{R}{P} = \frac{1}{D}, \quad (24)$$

De lo anterior se puede establecer una igualdad entre la ecuaciones 23 y 24 obteniendo:

$$D = \frac{q}{Q_p} . \quad (25)$$

Con el uso de la ecuación 25 se puede conocer la declinación exponencial a un tiempo t . De esta manera, si se realiza el gráfico de q/Q_p (i.e. del histórico de producción) contra el tiempo, al ajustar una línea de tendencia potencial se obtendrán los parámetros a y m descritos en el Capítulo 3 que servirán para calcular gastos futuros haciendo uso de la ecuación 26.

$$\frac{q}{q_1} = t^{-m} e^{\frac{a}{1-m}(t^{1-m}-1)} , \quad (26)$$

donde

$$t^{-m} e^{\frac{a}{1-m}(t^{1-m}-1)} = t(a, m) , \quad (27)$$

usando la nomenclatura de la ecuación 27, la ecuación 26 queda:

$$\frac{q}{q_1} = t(a, m) , \quad (28)$$

de la cual se puede obtener q_1 aplicando una regresión lineal cuya pendiente será el valor de q_1 y la ordenada al origen será el gasto a un tiempo infinito, q_∞ .

Aplicando los parámetros obtenidos, se puede calcular el gasto a cualquier tiempo con la ecuación:

$$q = q_1 t(a, m), \quad (29)$$

y así, la suma de los gastos obtenidos será el Qp o EUR del pozo.

4.1.3 Modelo de Doung Modificado

En 2013, Joshi y Lee sugirieron que el método original de Doung no podía pronosticar el EUR por pozo adecuadamente a largo plazo ya que sólo consideraba flujo lineal y no flujo dominado por fronteras presente a largo plazo. Ellos propusieron dos cambios en el método:

1. Debido a que q_∞ no es cero en el gráfico log-log se genera un error al estimar reservas, por lo que sugirieron manipular la ecuación de la línea recta para forzar su cruce en cero.
2. Cambiar a la declinación hiperbólica de Arps a un ritmo de declinación conocido a fin de representar el flujo pseudoestacionario. Se propone una D_{switch} de 5% (lo cual es usado comúnmente como D_{lim} en el modelo hiperbólico modificado). Además sugirieron un valor de 0.4 para b .

4.2 Consideraciones para los Modelos y el Programa de Cómputo

Las consideraciones del programa incluyen aquellas hechas en los modelos de predicción, mismas que se incluyen en seguida. Durante el cálculo de los parámetros de los modelos debe guardarse especial precaución con las unidades del tiempo usadas en las graficas. En cuanto a las consideraciones del programa de cómputo, son principalmente para restringir su uso en condiciones favorables para el pronóstico.

4.2.1 Consideraciones en los modelos

Las consideraciones que se tomaron en cuenta en los modelos son aplicadas en la obtención de los parámetros que se encuentran en las ecuaciones para calcular el gasto. A continuación se explicarán para cada modelo.

Consideraciones para el modelo de declinación hiperbólica

Para este modelo se utilizó la ecuación:

$$q = \frac{q_i}{(1+bD_it)^{\frac{1}{b}}}, \quad (30)$$

donde

q : es el gasto calculado a un tiempo t, en unidades de volumen (v) entre tiempo (t);

q_i : es el gasto inicial en unidades de volumen (v) entre tiempo (t);

D_i : es la declinación inicial, en unidades de $1/t$;

b : es parámetro del modelo de Arps, adimensional;

t : es el tiempo, unidades de tiempo.

Las tres incógnitas de esta ecuación son q_i , b y D_i . Para este modelo se supone que los pronósticos de gasto se hacen anualmente. Por lo anterior, para calcular q_i se suma la los primeros 12 datos del histórico de producción.

El parámetro b se estableció teóricamente, de acuerdo con Kupchenko⁴⁰ et al (2008) se ha demostrado que los regímenes de flujo lineal y bilineal exhiben valores de b correspondientes a dos y cuatro respectivamente.

Por último, la declinación inicial anual, D_i , se calcula como se indica en “Análisis del procedimiento para calcular los parámetros de la ecuación hiperbólica de Arps”³⁹:

$$D = \frac{\ln\left(\frac{q_1}{q_2}\right)}{t} . \quad (31)$$

La ecuación 31 se aplica de manera anual, es decir, se toma la producción del mes uno como q_1 , la del mes 13 como q_2 y t igual a 1.

Consideraciones para el modelo de Doung

De igual manera, las consideraciones para este modelo se hicieron para la obtención de sus parámetros. Pese a que el pronóstico es anual, los parámetros se obtienen mensualmente para disponer de más datos de entrada y hacer más exacto el cálculo.

Para obtener q_1 anual, se calcula el q_1 mensual mediante los gráficos mencionados del método en conjunto con el histórico de producción a 24 meses. Se calculan los parámetros a y m usando regresión potencial por el método de mínimos cuadrados con las expresiones 32 y 33:

$$\log a = \frac{\sum \log(t)^2 \sum \log\left(\frac{q}{Q_p}\right) - \sum \log(t) \sum \log(t) \log\left(\frac{q}{Q_p}\right)}{N \sum \log(t)^2 - (\sum \log(t))^2} . \quad (32)$$

Aplicando antilogaritmo a la ecuación 32 se obtiene la constante de intersección, a , de unidades de 1/mes.

La pendiente, que siempre es negativa, se calcula como:

$$m = \frac{\sum \log(t) \log\left(\frac{q}{Q_p}\right) - \log a \sum \log(t)}{\sum \log(t)^2} . \quad (33)$$

Una vez obtenidos los parámetros a y m , se calcula $t(a,m)$ para cada hasta 24. El cálculo de q_1 , se realiza por el método de descomposición del valor singular (DVS).

El método DVS calcula los coeficientes del problema de mínimos cuadrados y está basado en la factorización de la matriz de esos coeficientes. La técnica inicia con la conformación de la matriz de diseño a partir de los datos base, o sea, una matriz A de orden $(m \times n)$, cuyos elementos están definidos por la siguiente expresión:

$$a_{ij} = g_j(x_i) . \quad (34)$$

Si “ y ” denota al vector de “ m ” términos independientes $\{y_i\}$ y “ c ” al vector de “ n ” componentes c_j , entonces la aproximación del modelo matemático lineal, está dada por:

$$\sum_{j=1}^n c_j g_j(x_i) \approx y_i , i = 1, 2, \dots, m , \quad (35)$$

y en forma matricial se tiene:

$$A\bar{c} \approx \bar{y} . \quad (36)$$

El método DVS descompone a la matriz A en las matrices Σ , U y V . Sigma es una matriz diagonal de orden $(m \times n)$ y sus elementos $\{\sigma_i\}$ no-negativos, son los valores singulares de la matriz A . Las matrices U , de orden $(m \times m)$, y V , de $(n \times n)$, son ortogonales y unitarias, y se emplean en la transformación del sistema $Ac \approx y$, en un sistema equivalente $(\Sigma c \approx y)$. Por lo que, si A se expresa como $U \Sigma V^t$, se tendrá que:

$$U \Sigma V^t \bar{c} \approx \bar{y} . \quad (37)$$

Dado el carácter ortogonal de U y V (esto es, $U U^t = 1$ y $U^{-1} = U^t$), la expresión anterior puede escribirse como:

$$\Sigma V^t \bar{c} \approx U^t \bar{y} , \quad (38)$$

o también:

$$\Sigma \bar{c}' \approx \bar{y}' , \quad (39)$$

donde:

$$\bar{c}' \approx V^t \bar{c} , \quad (40)$$

$$\bar{y}' \approx U^t \bar{y} . \quad (41)$$

Los valores singulares de la matriz A , están dados por la raíces cuadradas de los valores característicos de la matriz AA^t , que por cierto son iguales a los de la matriz A^tA . Los vectores singulares, izquierdo y derecho, son los vectores característicos de las matrices AA^t y A^tA , respectivamente, y constituyen las columnas de las matrices U y V .

Si las funciones base $g_j(x)$ fueran linealmente independientes en los puntos dato, entonces los valores singulares serian diferentes de cero.

El método DVS debe considerar una tolerancia τ , la cual refleje la precisión de los datos originales. Cualquier valor singular σ_i mayor que dicha tolerancia, será aceptado y su correspondiente coeficiente c_j podrá evaluarse con la relación:

$$c_j = \frac{\bar{y}_j}{\sigma_i} . \quad (42)$$

Si algún valor singular σ_i es menor que τ , se considerara nulo y su coeficiente asociado se igualará a cero. Una vez definido los valores singulares máximo y mínimo, puede efectuarse el cociente entre ambos para obtener, de manera alternativa, el numero de condición de la matriz A , es decir:

$$Cond(A) = \frac{\sigma_{máx}}{\sigma_{mín}} . \quad (43)$$

Para el caso de q_1 mensual, la matriz queda de 24×1 , ya que el término de la ordenada al origen fue forzado a ser cero para mejores resultados como lo sugieren Joshi y Lee³⁶.

Una vez determinado q_1 se calcula 12 valores de gasto con las ecuación 29 y se suman resultando en el gasto q_1 anual.

Por último, para el pronóstico de gasto por año, se obtienen valores de $t(a,m)$ anuales. Esto se debe a que las unidades de los parámetros a y m están en meses. Por lo que al usar la ecuación 27, t se introduce en periodos de 12 meses para obtener $t(a,m)$ anual.

Consideraciones para el modelo de Doung modificado

Como se mencionó, el modelo de Doung modificado consta de dos segmentos de predicción, uno con el modelo tradicional, y otro con una declinación hiperbólica al alcanzarse una declinación porcentual propuesta.

Las consideraciones para el segmento convencional de Doung son las ya mencionadas. Para determinar el punto de cambio se utiliza la ecuación de declinación exponencial anual, ecuación 31.

Al cambiar al modelo de declinación hiperbólica, se usa D_{switch} como D_i y el valor de b igual al propuesto. En cuanto al tiempo t que se utiliza en la ecuación 30, comienza en uno hasta el tiempo restante de pronóstico.

4.2.2 Consideraciones en el programa

A fin de hacer más agradable y eficiente el programa para el usuario, éste se realizó bajo las siguientes consideraciones. La consideración y más importante, es que el programa calcula el gasto para una sola fase (i.e. aceite o gas). De igual forma, para el cálculo del pronóstico de producción se considera que la producción será continua a lo largo de la proyección y estará afectada por trabajos de reparación, estimulación o cualquier otro evento que pudiera detener la producción.

Datos de entrada del histórico de producción

El histórico de producción que el usuario debe introducir en los datos de entrada debe ser de 24 meses con sus respectivos gastos. Las unidades del gasto que considera el programa están en miles de pies cúbicos al mes (i.e. MPCM) para gas y miles de barriles de petróleo al mes (i.e. MBPM) para aceite. El usuario debe ser cuidadoso en las unidades ya que todos los resultados son expresados en dichas cantidades.

Datos de entrada de los parámetros de los modelos

La consideración más importante en esta sección es que el pronóstico se realiza a 30 años. La razón de lo anterior se debe a que en la mayoría de los artículos se realiza de esta manera, asimismo da oportunidad de apreciar el cambio que se realiza en el método de Doung modificado y permite observar las tendencias de las curvas de declinación de los métodos a tiempos largos.

En la hoja "Datos" del libro de Microsoft Excel donde se elaboró el programa se encuentran los parámetros de los modelos que el usuario debe introducir, los demás parámetros son calculados automáticamente por el programa. Los que pueden ser modificados son la b del modelo de declinación hiperbólico, la D_{switch} y b propuesta del modelo de Doung modificado.

Gráficos

Los datos de entrada de los gráficos del programa se encuentran preseleccionados con sus respectivas unidades, etiquetas y títulos. No hay necesidad de modificar nada en éstos.

4.3 Descripción del Programa de Cómputo

El programa de cómputo para la predicción de reservas de un pozo de gas o aceite en lutitas desarrollado para esta tesis consiste en una macro elaborada en Microsoft Excel usando lenguaje de programación de Visual Basic para Office de Microsoft. Se orienta a

realizar cálculos para aceite y gas de forma optimizada y distinguiendo los resultados para cada fluido en forma.

4.3.1 Lenguaje de programación y lógica de programación

Lenguaje de programación

El programa se realizó como una macro de Microsoft Excel. Para comenzar se dará un breve introducción de Excel y sus macros.

Microsoft Excel es un software para el manejo de hojas electrónicas agrupadas en libros para cálculos de casi cualquier índole. Entre muchas otras aplicaciones, es utilizado en el tratamiento estadístico de datos, así como para la presentación gráfica de los mismos.

El lenguaje Visual Basic para Aplicaciones (VBA), en el contexto de Excel, constituye una herramienta de programación que permite usar código Visual Basic adaptado para interactuar con las múltiples facetas de Excel y personalizar las aplicaciones que hagamos en esta hoja electrónica.

Las unidades de código VBA se llaman macros. Las macros pueden ser procedimientos de dos tipos: funciones (function) y subrutinas (Sub).

Las funciones pueden aceptar argumentos, como constantes, variables o expresiones. Están restringidas a entregar un valor en una celda de la hoja. Las funciones pueden llamar a otras funciones y hasta subrutinas (en el caso de que no afecten la entrega de un valor en una sola celda).

Una subrutina realiza acciones específicas pero no devuelven ningún valor. Pueden aceptar argumentos, como constantes, variables o expresiones y puede llamar funciones.

Tanto las funciones, como las subrutinas pueden ser escritas en el código de la macro en lenguaje VBA, sin embargo, el programador debe elegir un lugar del proyecto donde hacerlo a fin de cumplir el objetivo del programa. Se pueden escribir en un Módulo o en un Formulario.

El Módulo permite simplificar tareas comunes en el código, como manipulación de cadenas, realización de cálculos matemáticos, obtención de información del sistema, realización de operaciones de archivo, directorio, etcétera.

Un Formulario es una ventana de Windows y se usa para interactuar con el usuario, ya que en dicha ventana o formulario, se encuentran los controles, cajas de texto y demás objetos gráficos que serán la interfaz del proyecto. Los formularios también son llamados "formas" o "Forms" por su nombre en inglés. En éste se debe incluir además de los controles, el código necesario para que se ejecuten instrucciones de acuerdo a las acciones que realice el usuario.

El botón de comando es el control principal de la forma, contiene el código principal del programa y su activación por el usuario provoca que se realicen los principales procesos del problema planteado. Nos permite ejecutar alguna rutina, función o procedimiento, generalmente en el evento clic del mismo.

Lógica de programación

El programa da la posibilidad de distinguir el cálculo de reservas para gas y aceite, permitiendo borrar los resultados anteriores en cada nuevo cálculo. Con este fin, se utilizó una macro que tomó los datos de entrada en una hoja del libro denominada "Datos". Mediante el lenguaje VBA se incluyeron los modelos programados en dos botones, uno para cada fluido, condicionados con una serie de funciones cíclicas que dieron lugar al cálculo de parámetros y de gastos futuros. Para hacer posible la acción de calcular para cada fase, se creó un formulario el cual contiene cuatro botones de comando y tres cajas de texto, ver Figura 29.

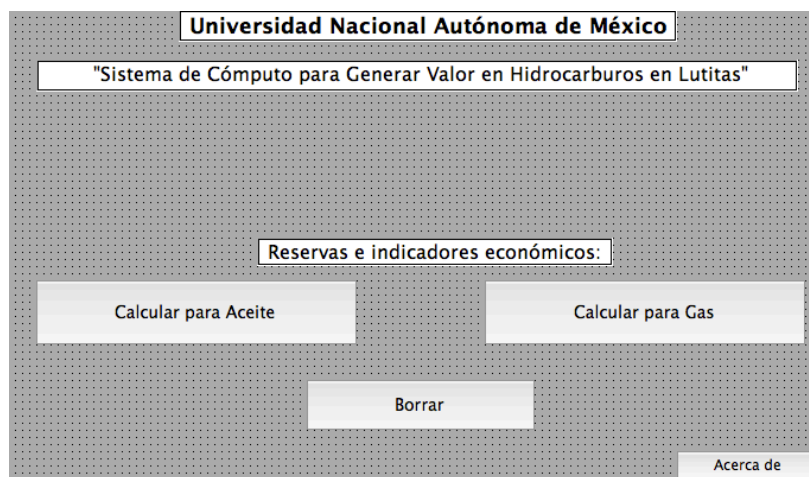


Figura 29. Formulario del programa de cómputo.

Las cajas de texto se colocaron para dar título al programa e indicar la acción que realiza cada botón. Es importante mencionar que el título “Sistema de Cómputo para Generar Valor en Hidrocarburos en Lutitas” se debe a que más adelante en este trabajo, este programa se complementará con el análisis económico y al momento de dar clic en los botones de cálculo automáticamente se calcularán los indicadores económicos del proyecto. Lo mismo para la caja de texto “Reservas e indicadores económicos”.

En cuanto a los botones “Calcular para aceite” y “Calcular para gas”, éstos están programados individualmente para obtener los parámetros de los modelos mediante los métodos descritos en el tema anterior y posteriormente con éstos, calcular el gasto. La única diferencia que existe entre los códigos de ambos botones es la disposición de los resultados, de lo que se hablará en breve.

El botón “Borrar”, como su nombre lo indica, vacía el contenido de las celdas ocupadas en las hojas “Parámetros de Doung”, “Pronóstico D. Hiperbólica”, “Pronóstico de Doung” y “Pronóstico Doung Mod.”, así como los valores calculados por la Subrutina SVD en la Hoja 7 que está oculta.

En caso de cualquier duda que se genere al utilizar el programa, ya sea del código, la entrada de datos o bien la salida de datos, el botón “Acerca de” ha sido programado para exhibir los datos del autor al dar clic en él.

4.3.2 Instrucciones de uso

El uso del programa es sencillo y éste siempre ha sido el objetivo en todo momento de su elaboración. El uso de análisis de curvas de declinación para el pronóstico de reservas busca en su aplicación, el proporcionar una herramienta confiable que se pueda operar sin la necesidad de muchos datos de entrada, para ser específicos, como único requisito el tener que suministrar el histórico de producción. A continuación se enlistan las instrucciones para el uso del programa de cómputo.

1. Acceder a Microsoft Excel



Imagen 1 del Instructivo

2. Una vez abierto Excel, seguir la ruta:

Archivo → Abrir → “Sistema de Cómputo” → Aceptar.

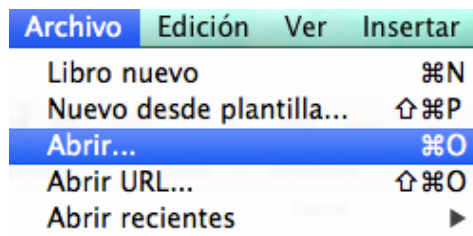


Imagen 2 del Instructivo

El archivo “Sistema de Cómputo” es el nombre del programa por lo que al dar clic en “abrir” el usuario debe buscarlo en la ubicación en la que lo tenga guardado.

3. Al abrir el programa se abrirá un cuadro de diálogo el cual le pregunta al usuario: “¿Desea deshabilitar la macros antes de abrir el archivo?”. Se debe dar clic en “Habilitar Macros”. El archivo es seguro siempre y cuando se haya obtenido directamente de este trabajo.

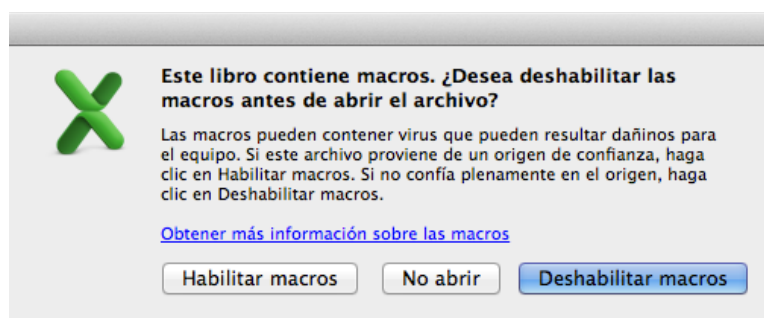


Imagen 3 del Instructivo

4. Una vez realizados los pasos de arriba, el siguiente paso es introducir los datos de entrada en la Hoja “Datos”. Los datos de entrada se reparten en dos tablas “Histórico de Producción” y “Modelos de Declinación”. El resto de los datos se llenan por default al ejecutar el programa.

“Historico de Producción”

Se deben colocar 24 gastos correspondientes a los 24 meses de producción, de la celda B4 a la celda B26. Nuevamente se señala que las unidades de gasto deben ser congruentes con las que maneja el programa.

“Modelos de Declinación”

Los únicos datos que se deben introducir son “b” (Celda E5) del modelo de declinación hiperbólico; y “D switch”(Celda E12) y “b propuesta”(Celda E13) del modelo de Doung modificado.

Modelos de Declinación ³	
Método:	Declinación Hiperbolica Arps 1945
Di	1/Año
b	Adim.
qi**	
Método:	Método de Doung SPE 137748
qi**	
a	Adim.
m	Adim.
Método:	Doung Modificado² SPE 163870
D Switch	%/Año
b propuesta	Adim.

<p>**Gasto en MPCA para Gas Gasto en MBPA para Aceite</p> <p>² Doung Mod. Utiliza los mismo valores que Doung</p> <p>³ Pronósticos a 30 años</p>
--

Imagen 4 del Instructivo

Histórico de Producción	
Tiempo (t) [meses] ¹	Gasto (q)*
1	
2	
3	
4	
5	
6	
7	
8	
9	
10	
11	
12	
13	
14	
15	
16	
17	
18	
19	
20	
21	
22	
23	
24	

<p>*Gasto en MPCM para Gas Gasto en MBPM para Aceite</p> <p>¹ Histórico de 24 meses</p>
--

Imagen 5 del Instructivo

5. Ya con los datos de entrada colocados en su lugar, dar clic en:

Herramientas → Macros → Editor de Visual Basic

Un Sistema de Cómputo para Generar Valor en Hidrocarburos en Lutitas

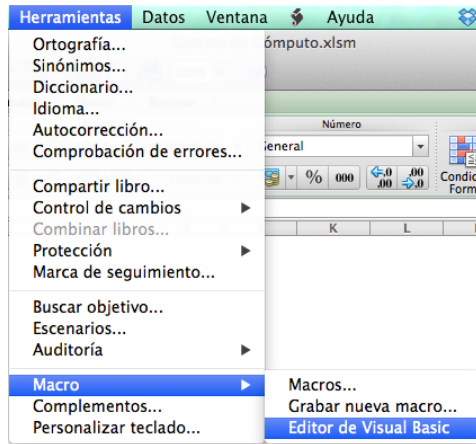


Imagen 6 del Instructivo

- Al realizar el paso 5 aparecerá una ventana como la que se muestra en la imagen. Tal como se muestra en la imagen, seleccionar el formulario “Interfaz” de la carpeta “Formas” y dar clic en el botón Ver Objeto

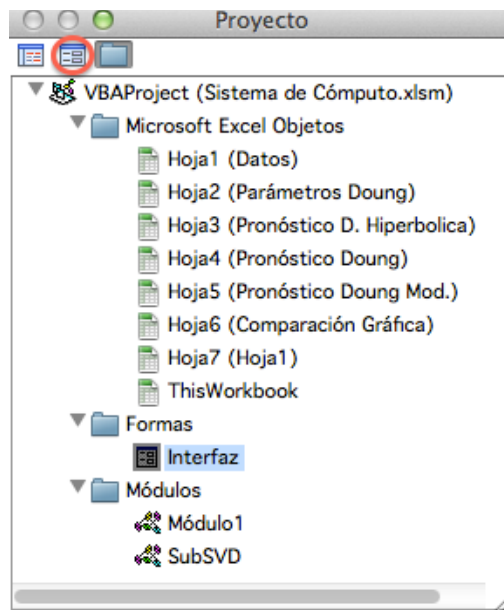


Imagen 7 del Instructivo

- Por último, una vez abierto el formulario dar clic en él, no importa donde, e ir la pestaña:

Ejecutar → Ejecutar Sub/UserForm

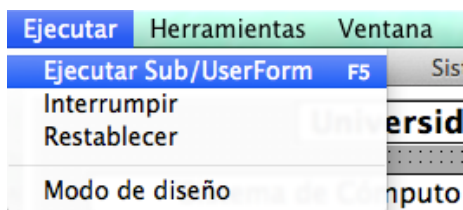


Imagen 8 del Instructivo

8. Al dar clic en ejecutar aparecerá una ventana con el ejecutable del formulario “Interfaz” tal como se muestra en la Imagen 9 del instructivo.

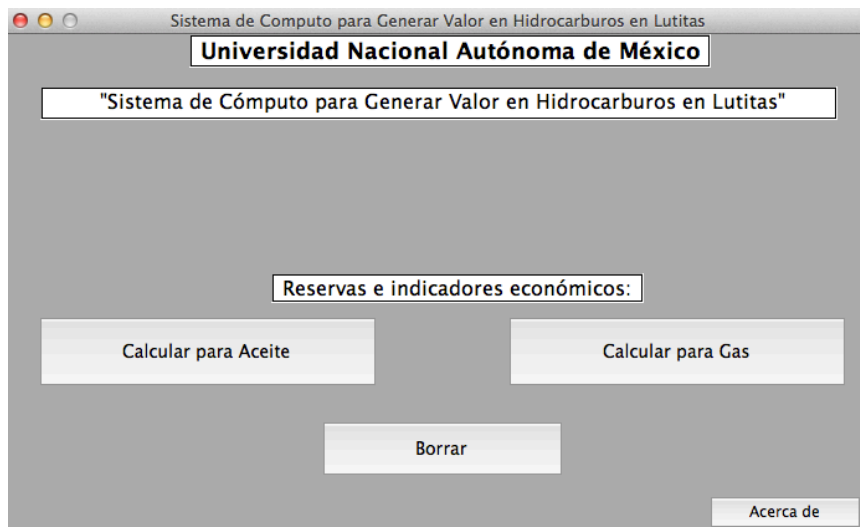


Imagen 9 del Instructivo

9. Para iniciar el cálculo de reservas se debe dar clic en el botón correspondiente al fluido que se produce en el histórico aportado. Para ver los resultados es necesario cerrar el ejecutable dando clic en el botón rojo de la esquina izquierda superior. Los resultados aparecerán en las hojas de cálculo de pronósticos en la disposición siguiente.

4.3.3 Disposición de los resultados

Una vez cerrada la ventana del ejecutable, los resultados obtenidos por el programa aparecerán en las hojas del libro siguientes:

→Parámetros Doung: En esta hoja se imprimen los datos necesarios para realizar los cálculos de los parámetros presentes en la ecuación 29 mediante el uso de los métodos de mínimos cuadrados y DVS. Usando mínimos cuadrados se obtiene los valores de “a” (celda D3) y “m” (D5). Posteriormente con la ecuación 27, se calcula la columna $t(a,m)$ para encontrar el gasto inicial mensual con el uso del método DVS. Con el valor q_1 mensual determinado, se realiza una columna de pronóstico a 24 meses a fin de cumplir dos objetivos: el primero, cotejar los resultados del pronóstico con el histórico de producción, esta comparación se muestra en el Gráfico 4 del programa incluido en la misma hoja. El segundo objetivo es calcular q_1 anual sumando los 12 primeros gastos del pronóstico. El gasto inicial anual se presenta en celda “I3” de la hoja. Asimismo, en esta hoja se presentan los Gráficos 2 y 3, los cuales son para ilustrar el comportamiento de los parámetros mencionados. Es importante resaltar que esta hoja dispone de los resultados sin importar que sea gas o aceite.

→Pronóstico D. Hiperbólica: En esta hoja se mostrará el resultado del pronóstico con la declinación hiperbólica. En la Figura 30 se puede observar que los resultados se imprimen en una tabla que indica para qué fluido se realiza el pronóstico. En la parte superior de la tabla va el año correspondiente al gasto. El programa imprime gasto y producción

Un Sistema de Cómputo para Generar Valor en Hidrocarburos en Lutitas

acumulada. En la tabla inferior se imprime las reservas del pozo para el fluido seleccionado.

Año	1	2	...	4	5
Pronóstico para Aceite					
qo [MBPA]					
Np [MBP]					
Pronóstico para Gas					
qg [MPCA]					
Gp [MPC]					
% Producción Total					
Aceite					
Gas					

Reservas del Pozo (EUR) por Método:	
Aceite	MBP
Gas	MPC

Figura 30. Tabla superior: Disposición de los resultados del pronóstico de gasto y producción acumulada para gas o aceite en el tiempo. Tabla inferior: Reservas del pozo (EUR) de gas o aceite.

Con el EUR y el gasto por año calculados, se puede obtener el porcentaje de la producción total por año. Este dato es muy útil si se quisiera establecer un límite económico en función del porcentaje de la producción esperada.

La Figura 31 corresponde al Gráfico 5 del programa de cómputo realizado automáticamente con los datos preseleccionados del pronóstico de aceite (línea azul) o gas (línea roja) contra el tiempo en años.

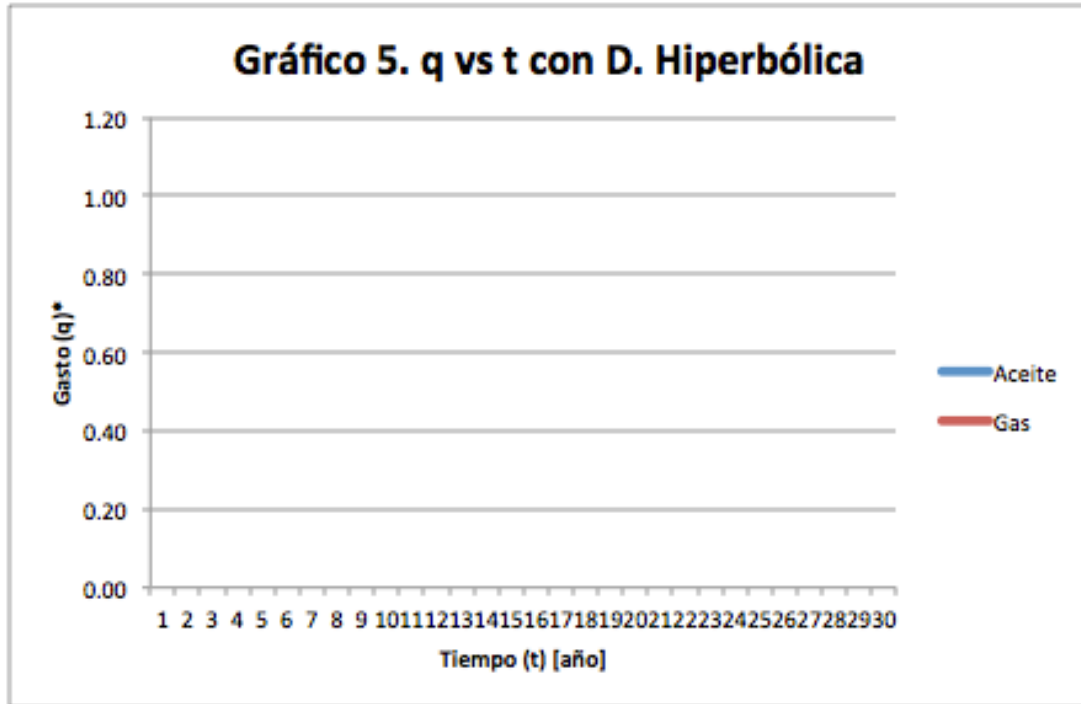


Figura 31. Gráfico 5 del programa de cómputo, q vs t.

→ Pronóstico Doung: Esta hoja tiene el mismo formato que la hoja de la declinación hiperbólica, dispone de los resultados para gas y aceite en forma independiente así como realiza el mismo el gráfico q vs t. La única diferencia es la inclusión de una tabla t(a,m) anual la cual es independiente del fluido que se elija. La tabla se agregó ya que los valores de los parámetros de Doung se calculan en meses. Se elaboró la tabla usando valores de t en meses pero en pasos de 12 meses para obtener su valor anual.

→ Pronóstico Doung Mod.: Al igual que las hojas de pronóstico ya mencionadas, la disposición del gasto y la producción acumulada para cada fluido sigue siendo la misma. Lo mismo sucede con el gráfico. En esta hoja se agregó un indicador del año en el que se alcanza la declinación porcentual anual de cambio (D_{switch}) propuesta por el usuario.

→ Comparación Gráfica: Esta es la última hoja de resultados del programa de predicción de reservas y contiene cuatro gráficos donde se puede observar la comparación, por modelo y tipo de fluido, del pronóstico de gasto y EUR. La Figura 32 muestra los cuatro gráficos.

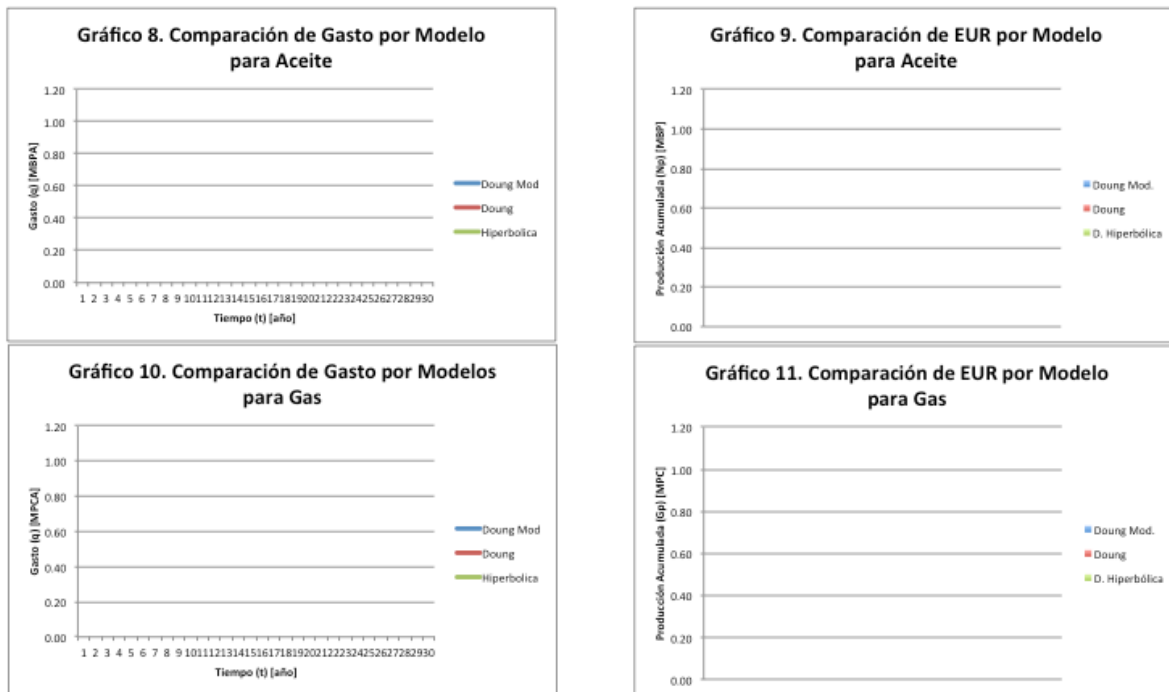


Figura 32. Gráficos de la hoja “Comparación Gráfica”

4.4 Resultados y Comparación de los Métodos

El programa de cómputo se probó con el histórico de producción de un pozo de gas en lutitas del play Barnett en el Condado Denton en Texas. El histórico se obtuvo del artículo 163870 publicado por la SPE. Desafortunadamente los datos no estaban disponibles en

tabla por lo que fueron interpretados del gráfico que se muestra en la Figura 33. El error asociado a la interpretación de los valores del gasto no influye en el resultado obtenido por el programa ya que no se está comparando con el resultado publicado en el artículo.

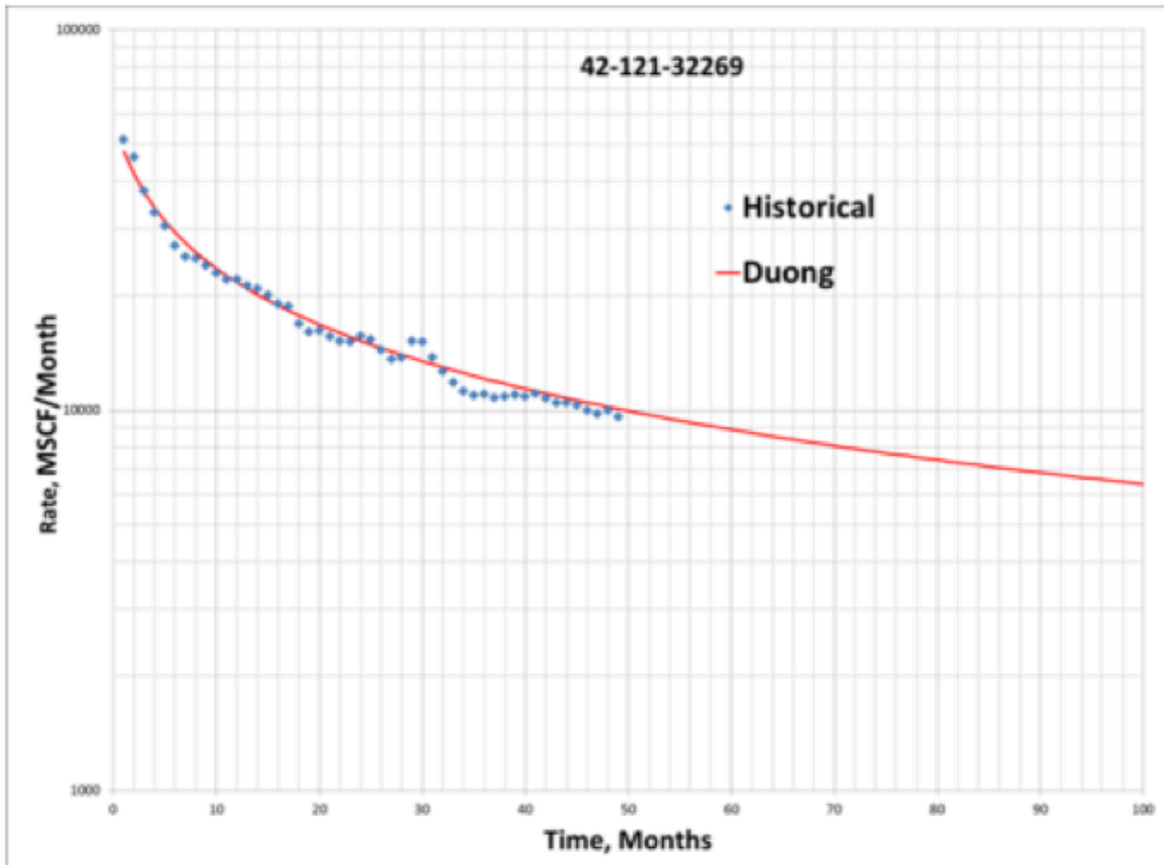


Figura 33. Gráficos del histórico de producción del pozo 42-121-32269 del Condado Denton, TX.

El histórico de producción que se pudo interpretar fue el siguiente:

Histórico de Producción	
Tiempo (t) [meses]	Gasto (q) [MPCM]
1	51000
2	47000
3	38000
4	34000
5	31000
6	27000
7	26000
8	26000
9	25000
10	24000
11	23000
12	23000
13	21500
14	21000
15	20000
16	19000
17	18800
18	16800
19	16700
20	16600
21	16000
22	15800
23	15700
24	15600

Tabla 10. Histórico de producción del programa de cómputo.

4.4.1 Análisis de resultados entre métodos

Siguiendo las instrucciones de uso, se introdujo el histórico de producción de la Tabla 10, así como los parámetros:

- $b = 2$ para el modelo de declinación hiperbólica
- $D_{\text{switch}} = 7 \text{ \%/año}$ para el modelo de Doung modificado
- b propuesta = 0.4 para el modelo de Doung modificado.

Al finalizar la entrada de datos se ejecutó el programa para calcular las reservas del pozo de gas 42-121-32269 a 30 años. Los parámetros de los modelos de declinación quedaron de la forma:

Modelos de Declinación		
Método:	Declinación Hiperbólica Arps 1945	
D _i	0.86	1/Año
b	2	Adim.
q _i	375000	MPCA
q _i	51000	MPCM
Método:	Método de Doung SPE 137748	
q ₁	374620.91	MPCA
q ₁	48351	MPCM
a	1.003	Adim.
m	-1.149	Adim.
Método:	Doung Modificado² SPE 163870	
D Switch	7	%/Año
b propuesta	0.4	Adim.

Tabla 11. Parámetros de los modelos aplicados al histórico producción del pozo 42-121-32269.

De la hoja "Parámetros Doung" se obtuvo lo siguiente:

→De los gráficos 2 y 3 del programa de cómputo se puede comprobar el funcionamiento correcto de los métodos de mínimos cuadrados y DVS. En la Tabla 11 se observa que los valores calculados por el método de mínimos cuadrados, $a = 1.003$ y $m = -1.149$, son iguales a los obtenidos en la Figura 34 aplicando regresión potencial en Microsoft Excel. En la Figura 35 se observa que el valor de q_1 mensual es de 48351 MPCM el cual es igual al valor mostrado en la Tabla 11 calculado con el método DVS. Ver Figuras 34 y 35

→Se obtuvo la Figura 36 de la que se observa que el pronóstico de Doung a 24 meses se ajusta muy bien al histórico de producción.

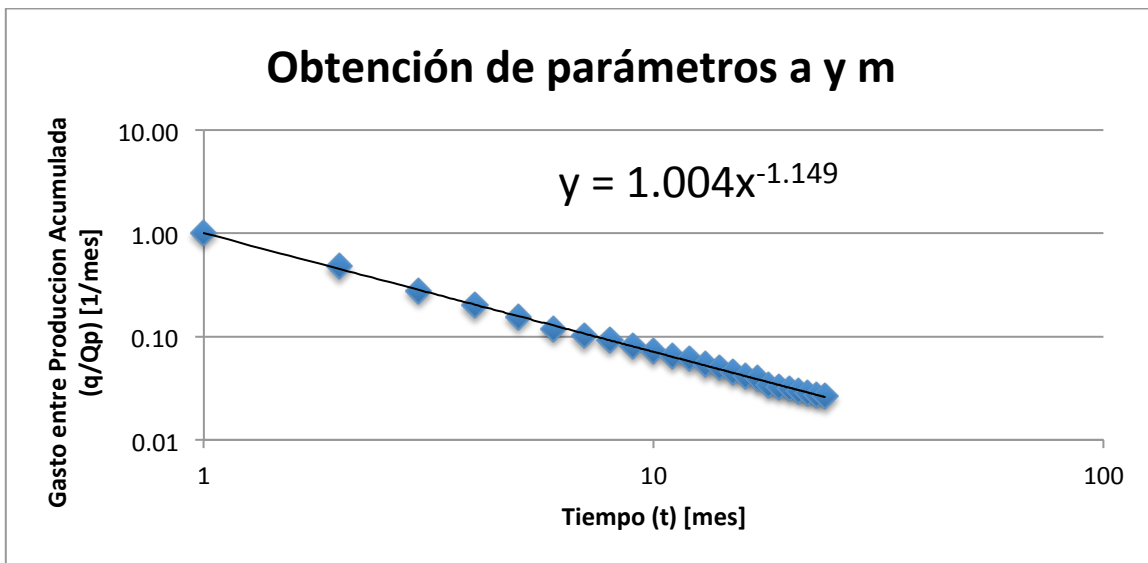


Figura 34. Obtención de parámetros a y m.

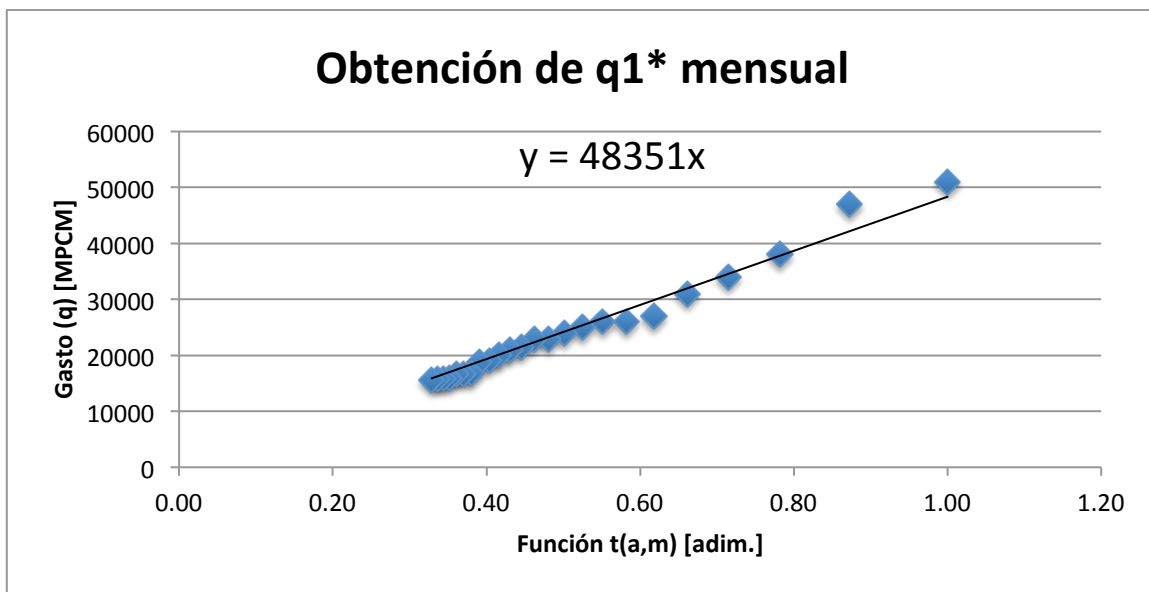


Figura 35. Obtención del gasto inicial mensual del modelo de Doung.

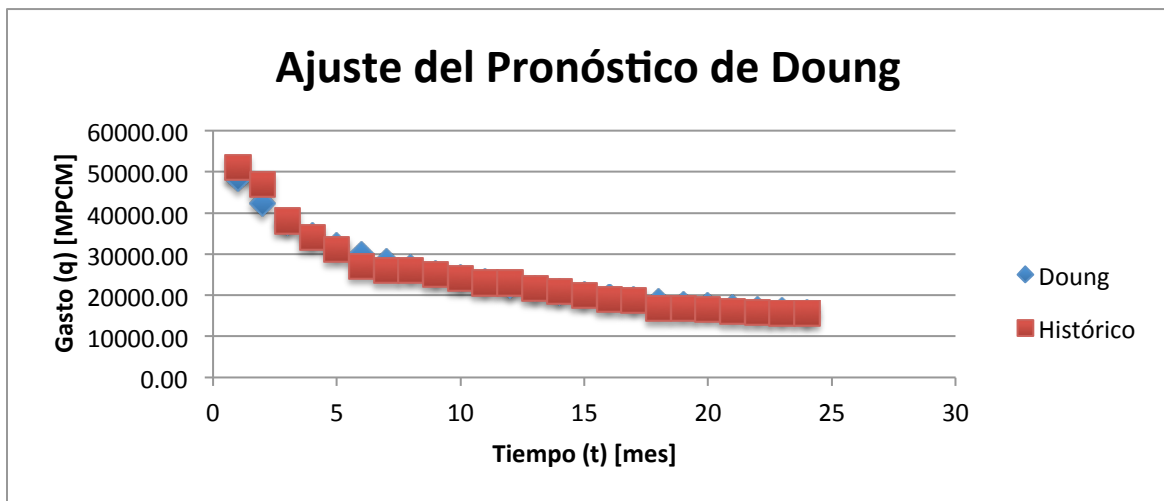


Figura 36. Gráfico del ajuste del Pronóstico de Doung al histórico de producción.

Los pronósticos de gasto obtenidos por cada modelo se muestran en la Figura 37, mientras el EUR por modelo en la Figura 38. Las curvas de declinación obtenidas, mostradas en la Figura 37, exhiben el típico comportamiento de declinación de la

producción de los pozos en lutitas donde el mayor porcentaje de producción es alcanzado en los primeros años de producción, ver Tabla 12.

Modelo de Declinación	Año	Porcentaje de la Producción Total
Hiperbólica	10	53.08%
Doung	6	51.49%
Doung modificado	6	53.46%

Tabla 12. Porcentaje de la producción total mayor al 50%.

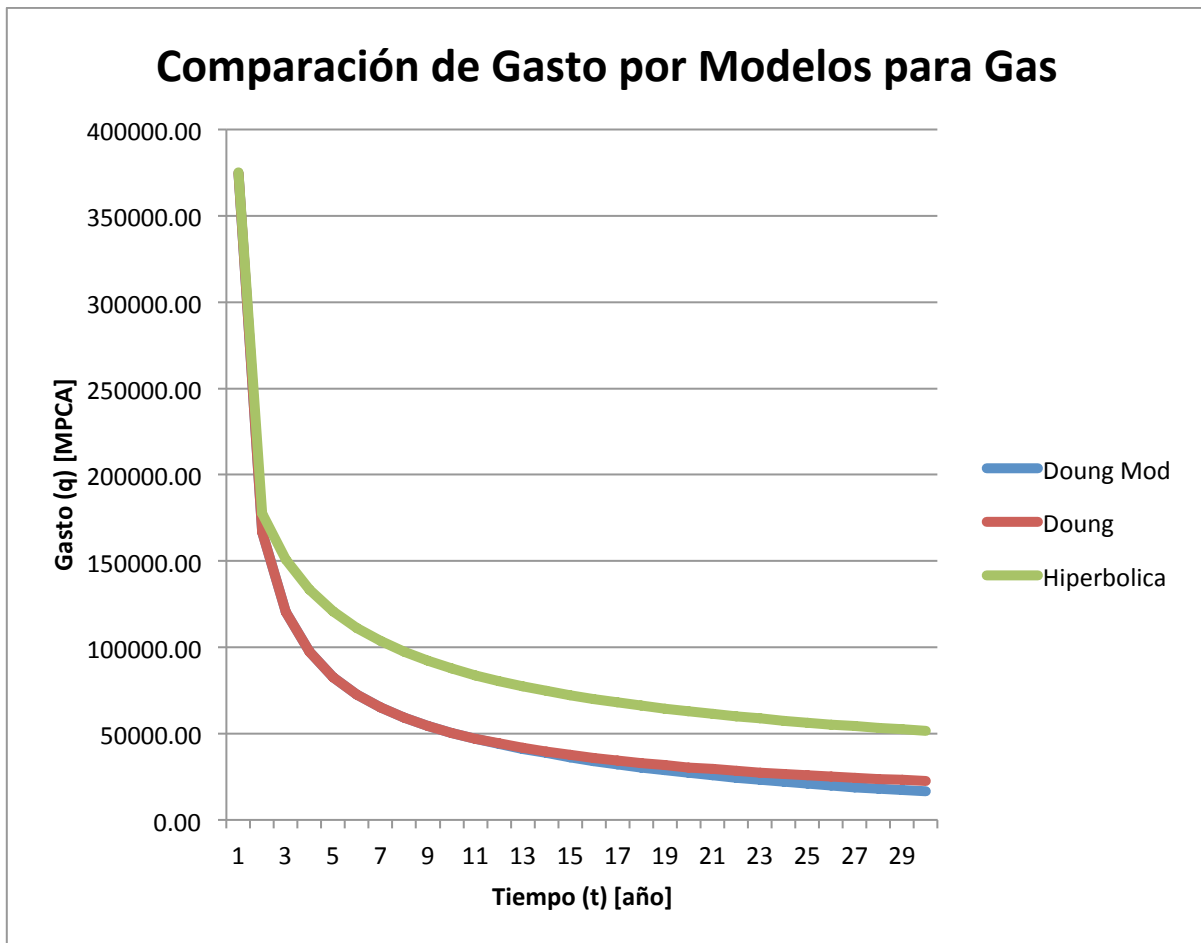


Figura 37. Comparación de gasto por modelos para gas.

Los resultados obtenidos fueron los esperados de acuerdo a la comparación de modelos realizada en el Capítulo 3 de este trabajo. El EUR más alto fue el de la declinación hiperbólica con 2,731,477.25 MPC, seguido por 1,775,957.63 MPC y 1,710,674.25 MPC por los modelos de Doung y Doung modificado, respectivamente.

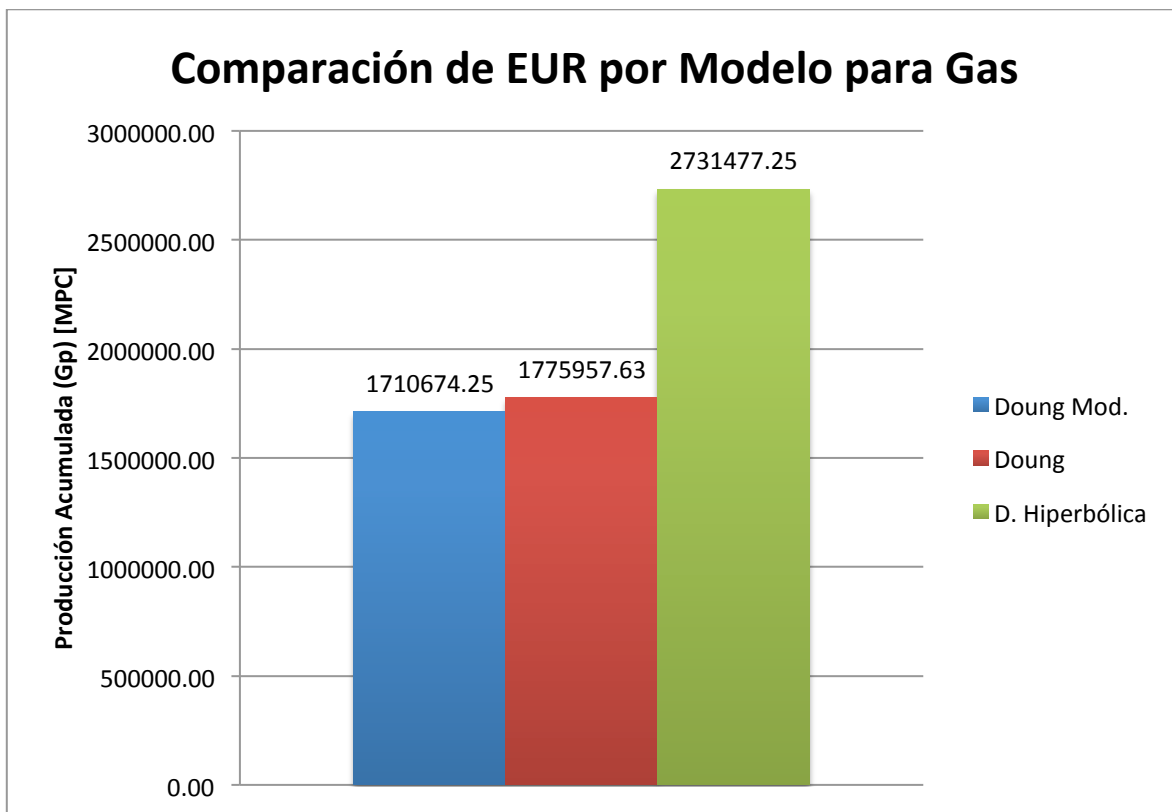


Figura 38. Comparación de EUR por modelos para gas.

La diferencia entre el modelo de Doung y su versión modificada es de 3.7%. Aunque no se logra apreciar en la Figura 37 el cambio de método en la curva de declinación por el

método de Doung modificado, en la hoja "Pronóstico Doung Mod." se indica que en el año 11 se alcanzó la declinación porcentual anual propuesta, 7%, y a partir de ese año se comenzó a pronosticar con declinación hiperbólica. Lo anterior indica, de acuerdo al planteamiento de Joshi and Lee, que a partir del año 11 el intervalo producido por ese pozo alcanzó la condición de flujo dominado por frontera.

Es importante recordarle al lector que los métodos de análisis de curvas de declinación requieren únicamente el histórico de producción del pozo, yacimiento, campo o cualquier activo que se quiera analizar. Sin embargo se recomienda utilizar estos métodos de manera discreta analizando por pozo e históricos con gastos medidos en intervalos cortos de tiempo durante un periodo largo de producción para poder obtener un promedio de éstos y por ende parámetros característicos de la declinación más exactos.

CAPÍTULO 5. ANALISIS ECONÓMICO DEL CASO EN ESTUDIO

En este capítulo se realiza la evaluación económica, basada en los principales indicadores económicos, de un caso real de un pozo productor de gas en lutitas. Se diseñó y programó una herramienta de cómputo que, en complemento con el programa de cómputo para predicción de reservas, da como resultado un sistema que genera valor en recursos hidrocarburos en lutitas. Se describe la elaboración de la herramienta y las consideraciones financieras actuales vigentes en el país, con las que fue creada. La herramienta considera un modelo de ganancias compartidas Gobierno/Empresa (i.e. en este caso PEP). Por último se analizan los resultados obtenidos y los límites económicos basados en consideraciones de producción.

5.1 Descripción del Caso en Estudio

En este ejercicio se analiza el pozo 42-121-32269 en el play de lutitas de Barnett para comprobar los resultados del programa de cómputo descrito en el capítulo anterior. Se intentó conseguir un histórico de producción de un pozo en México, sin embargo debido al estatus de exploración que posee este recurso en nuestro país no fue posible conseguirlo.

El play de Barnett ha evolucionado desde inicios de los 80's hasta la fecha en uno de los principales áreas de gas en los EUA y es considerado por muchos el campo en tierra más grande de ese país⁴¹. Se estima que la parte productiva de la formación cubre un área de

5,000 millas cuadradas, abarcando 19 condados como se muestra en la Figura 39. De acuerdo a las figuras de la “Comisión de Ferrocarriles de Texas” (i.e. Texas Railroad Commission) publicadas en junio de 2008, existen más de 7700 pozos productores y 185 compañías operadoras en Barnett con permisos para 4,500 pozos adicionales. Actualmente la producción de Barnett excede 3.7 bcf/d, esto representa más del 15% de la producción de gas en Texas⁴¹.

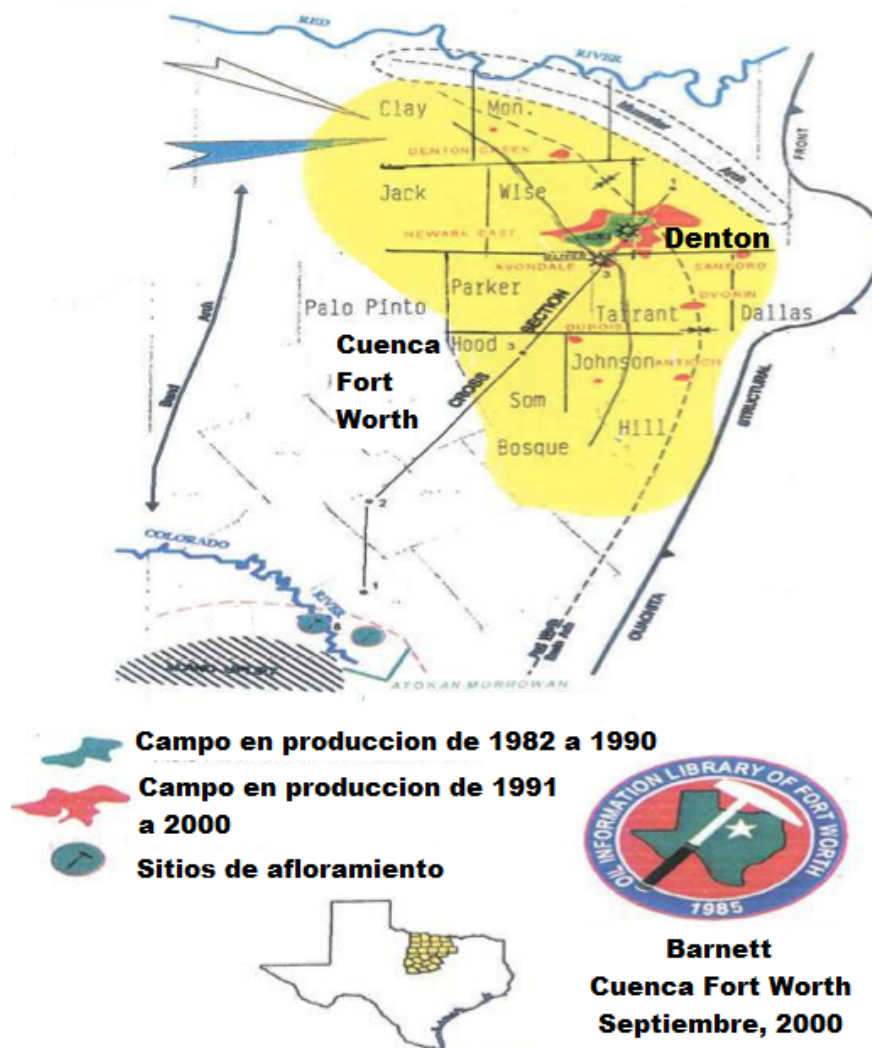


Figura 39. Ubicación y extensión del campo Barnett⁴¹.

Los primeros pozos en Barnett eran terminados con fracturamiento hidráulico masivo usando un millón de libras de apuntalantes transportados con fluidos base gel. Posteriormente, en un esfuerzo para reducir los costos de estimulación sin sacrificar producción, se comenzó a utilizar SWF alcanzando una mayor superficie de contacto y minimizando el daño a la formación y la fractura. Una de las desventajas del método, que se comprobó con la medición del flujo de retorno post fractura, es que del 60 al 90% del agua inyectada permanece en el yacimiento. La anterior se debe principalmente a la gran invasión que logra el método SWF en zonas del yacimiento con alta presión capilar, esfuerzos moleculares y baja permeabilidad.

Barnett es un intervalo del Mississípico superior (i.e. 330-323 millones de años), de la cuenca Fort Worth, que presenta litología, espesor y características variables. Se encuentra sobre estratos de carbonatos del Ordovícico de los intervalos Ellenberger/Viola-Simpson (i.e. 458-443 millones de años) como se muestra en la Figura 40. El estrato de lutitas de Barnett tiene un espesor de 300 a 500 pies a profundidades de entre 6,500 y 8,500 pies.

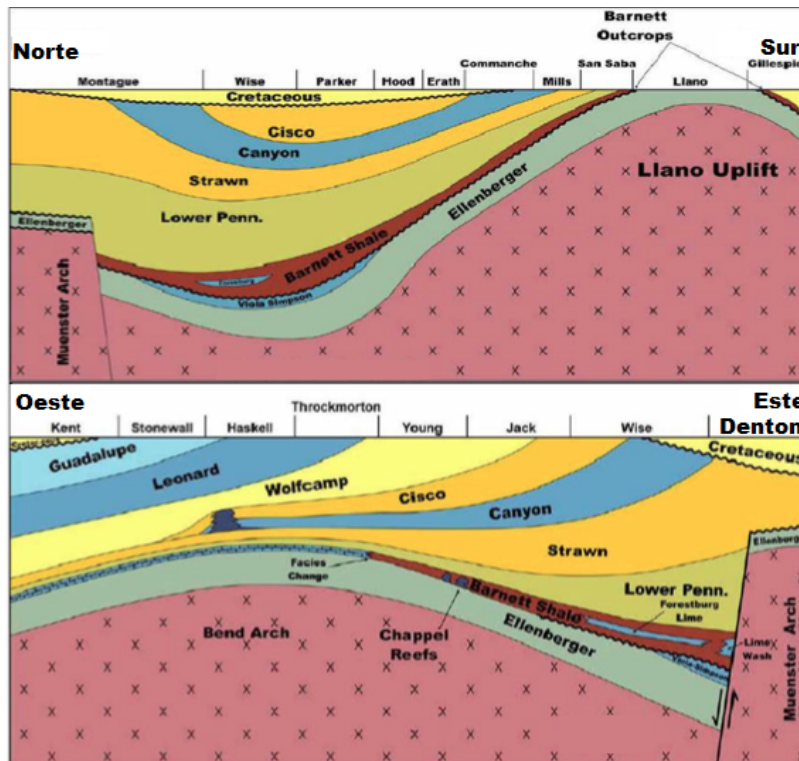


Figura 40. Formaciones del área de Barnett y su distribución por Condados⁴².

La porosidad promedio en Barnett es de 3 a 6% en áreas productivas de la formación, con una permeabilidad en la matriz del orden de nano Darcys. Se cree que con la estimulación inicial (i.e. fracturamiento hidráulico) se puede recuperar solamente del 6 a 12% del volumen de gas in situ⁴².

De acuerdo con los datos publicados por la EIA y expuestos en el seminario de Shale Gas en la CNH por la Compañía Simons & Company⁸, los recursos de gas en Barnett son de 43,370 miles de millones de pies cúbicos con un EUR por pozo estimado de 3.2 miles de millones de pies cúbicos. El costo promedio por pozo en Barnett es de 5.4 millones de

dólares (i.e. USD) y el costo total por millar de pies cúbicos es de 1.7 dólares, ver Tabla 13.

Reservas y Costos Promedio en Barnett		
Recursos Estimados de Gas [MMMPC]	43,370	
EUR por Pozo [MMMPC]	3.2	
Costo por Pozo [MMUSD]	CAPEX: 1.9	TOTAL: 5.4
	OPEX: 3.5	
Costo TOTAL por millar de pies cúbicos [USD/MPC]	CAPEX: 1.1	TOTAL: 1.7
	OPEX: 0.6	

Tabla 13. Reservas y costos promedio en Barnett.

Fuente: Elaborada con datos de la EIA⁸.

Los costos totales por millar de pies cúbicos consideran costos de capital y costos por operación y mantenimiento. En los costos de capital se incluye el costo del pozo (i.e. perforación y terminación), líneas de descarga, edificios administrativos y toda la infraestructura necesaria para su comercialización, distribuidos a lo largo de la vida económica del proyecto. Los costos por operación y mantenimiento engloban los costos fijos y variables como el salario del personal, mantenimiento de las instalaciones, la disposición del agua de retorno del fracturamiento, cuotas y cualquier otro tipo de gasto relacionado a mantener la producción.

5.2 Consideraciones Económicas

Los indicadores económicos que se discuten en este capítulo, una vez que han sido aplicados e interpretados de manera correcta, hacen posible que antes de llevar a cabo cualquier proyecto de inversión se pueda dar respuesta a prácticamente todas las interrogantes que pudieran surgir respecto de su viabilidad. A través de los indicadores se pueden prever los beneficios y costos, expresados en términos relativos o absolutos, desde diversos enfoques.

5.2.1 Descripción de los indicadores económicos

Por grande que sea la complejidad de los proyectos que se vayan a evaluar, el análisis de rentabilidad económica solo requiere del manejo de cuatro conceptos elementales que son la inversión inicial, el costo de capital, la vida económica y los ingresos netos⁴³.

La inversión inicial, C , comprende todos los gastos que se realizan desde que se piensa por primera vez en el proyecto, hasta que el proyecto está listo para comenzar a producir los bienes o servicios para los que fue concebido; así, forman parte de la inversión inicial los gastos en:

- investigaciones previas,
- estudios de campo,

- laboratorio y gabinete,

- pruebas piloto,

- todos los activos que conforman el proyecto, incluyendo intereses que el dinero invertido haya generado desde la primera erogación hasta el momento en que el proyecto comience a trabajar.

El costo del capital, i , es la tasa a la cual se pagan intereses por el uso del capital que se invierte. Esta tasa es la que se acuerda con la institución que financia el proyecto; si el capital es propio, su costo es la tasa a la que ganaría intereses en una inversión alternativa de mínimo riesgo y máxima liquidez, como pudiera ser un fondo de inversión.

La vida económica, n , es el número de periodos estimados como duración de los activos que integran la inversión inicial. Podríamos decir que es el tiempo que va desde la puesta en marcha del proyecto hasta cuando la inhabilidad de costear la reposición de partes hace indispensable la reposición total.

Los ingresos netos, I_k , para $k=1$ a n , son la diferencia entre los ingresos brutos y los costos de operación y mantenimiento. Los ingresos brutos, se obtienen multiplicando el volumen de las ventas por el precio; los costos de operación y mantenimiento son sólo erogaciones requeridas para el funcionamiento y conservación del negocio, y no incluyen la amortización de la inversión inicial.

Ganancia o valor presente neto

La ganancia, G, es la diferencia de los ingresos netos y la inversión inicial, todos en valor actual. Por su traducción literal del inglés también se le llama valor presente neto del flujo de efectivo (i.e. VPN).

$$G = \frac{I_1}{1+i} + \frac{I_2}{(1+i)^2} + \frac{I_3}{(1+i)^3} + \dots + \frac{I_{n-1}}{(1+i)^{n-1}} + \frac{I_n}{(1+i)^n} - C . \quad (44)$$

La ecuación 44 supone que todos los ingresos a medida que se obtienen, se destinan en su totalidad al pago de la inversión, lo que no es usual en la práctica. A lo anterior, se propone amortizar la inversión al plazo de la vida económica en pagos iguales distribuidos en el tiempo n, es decir, una serie con la ecuación:

$$A = P \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} , \quad (45)$$

donde:

A = es el valor de los pagos iguales;

P= es el valor actual de la inversión.

Una vez obtenido el valor de la serie, la ecuación 44 queda:

$$G = \frac{I_1-A}{1+i} + \frac{I_2-A}{(1+i)^2} + \frac{I_3-A}{(1+i)^3} + \dots + \frac{I_{n-1}-A}{(1+i)^{n-1}} + \frac{I_n-A}{(1+i)^n} . \quad (46)$$

Es importante hacer notar al lector, que la ecuación anterior es valida para flujo de efectivo antes de impuestos.

Relación beneficio/costo

La relación beneficio costo, R_{bc} , la cual es simplemente el cociente del valor actual de los ingresos netos (I_t) entre la inversión inicial (C):

$$R_{bc} = \frac{I_t}{C} , \quad (47)$$

donde:

$$I_t = \frac{I_1}{1+i} + \frac{I_2}{(1+i)^2} + \frac{I_3}{(1+i)^3} + \dots + \frac{I_n-A}{(1+i)^n} , \quad (48)$$

por lo que podemos reescribir la ecuación 47 como:

$$R_{bc} = \frac{G+C}{C} . \quad (49)$$

Podemos observar que mientras la ganancia se expresa en términos absolutos y señala el número de pesos que constituyen la utilidad, la razón beneficio/costo mide el tamaño relativo de los ingresos netos al hacer porcentual el cociente. Este indicador es una medida de rentabilidad de la inversión, o sea de su capacidad para generar rentas. Como se puede observar, esta capacidad generadora está referida exclusivamente a la inversión, y no a otros gastos; recordemos que en la definición de la R_{bc} en el denominador sólo aparece la inversión y que los gastos de operación y mantenimiento están implícitos en el numerador, restándose de los ingresos brutos.

Tasa de rendimiento

Supongamos que los ingresos netos, a medida que se van obteniendo, se depositan en un fondo donde ganan intereses a la tasa i , y que ahí permanecen depositados por el resto de la vida del proyecto. De acuerdo con esto, la cantidad S que habremos acumulado en el fondo al terminar el periodo n será:

$$S = I_1(1+i)^{n-1} + I_2(1+i)^{n-2} + \dots + I_{n-1}(1+i) + I_n . \quad (50)$$

El ingreso I_1 se deposita al terminar el periodo 1 y permanece en el fondo ganando intereses durante $n-1$ periodos, por lo que se convierte en $I_1(1+i)^{n-1}$; el ingreso I_2 se deposita al terminar el periodo 2 por lo que al término del periodo n se ha convertido en $I_2(1+i)^{n-2}$; y así sucesivamente, hasta el ingreso de I_n que no genera intereses.

Si en lugar de invertirlo en el proyecto hubiéramos depositado el capital C directamente en un fondo para que ganara intereses a la tasa i , después de n periodos se convertiría en:

$$C(1 + i)^n . \quad (51)$$

Sin embargo, es obvio que no vamos a utilizar el capital C para invertirlo en un fondo de inversión. Lo queremos para invertirlo en un negocio, y si el negocio es bueno la cantidad obtenida con la ecuación 50 debería ser mayor que la cantidad de la ecuación 51. Pero si insistiéramos en invertir el capital en un banco y a la vez quisiéramos obtener los mismos rendimientos que nos ofrece el negocio, ese banco, si existiera, tendría que pagarnos intereses muy altos, digamos a una tasa r tal que al termino de n periodos la cantidad $C(1+r)^n$ que hubiéramos logrado acumular fuera igual a (50):

$$C(1 + r)^n = I_1(1 + i)^{n-1} + I_2(1 + i)^{n-2} + \dots + I_n , \quad (52)$$

de donde se despeja r :

$$r = \sqrt[n]{\frac{I_1(1+i)^{n-1} + I_2(1+i)^{n-2} + \dots + I_n}{C}} - 1 . \quad (53)$$

La tasa r es la tasa a la que ganaríamos intereses en un banco ficticio para obtener el mismo rendimiento que no da C en el proyecto. r es la tasa de rendimiento del capital. También puede ser expresada en términos de la ganancia. Si la expresión 52 es dividida entre $(1+i)^n$ y simplificada, queda:

$$r = (1 + i)^n \sqrt[n]{\frac{G+C}{C}} - 1 . \quad (54)$$

Tasa interna de retorno

Este es quizá el indicador más ampliamente utilizado. Sin embargo en no se utilizará en este proyecto debido a que las inversiones son amortizadas a lo largo de la vida económica por lo que el flujo de efectivo no tendrá ningún valor negativo lo cual es indispensable para el cálculo este indicador. De todas formas se explica a continuación.

Existe la tendencia generalizada a interpretarlo indiscriminadamente como una tasa de rendimiento del negocio que sin más puede ser comparada con las tasas bancarias, interpretación que pudiera conducir a conclusiones y decisiones equivocadas. Para contribuir a la clarificación de su significado, comentaremos cuatro de sus posibles interpretaciones:

- 1) Tasa hasta donde podría ascender el costo del capital para que la ganancia fuera cero;

- 2) Rentabilidad o tasa de rendimiento del negocio para el caso en que fuera posible reinvertir los ingresos en el mismo;
- 3) Rentabilidad del saldo no recuperado de la inversión;
- 4) Rapidez de la inversión.

En la primera interpretación, la tasa t_{ir} que hace a la ganancia cero se desprende de la expresión:

$$G = \frac{I_1}{1+t_{ir}} + \frac{I_2}{(1+t_{ir})^2} + \frac{I_3}{(1+t_{ir})^3} + \dots + \frac{I_{n-1}}{(1+t_{ir})^{n-1}} + \frac{I_n}{(1+t_{ir})^n} - C = 0 \quad (55)$$

donde

$$C = \sum_{k=1}^n \frac{I_k}{(1+t_{ir})^k} \quad (56)$$

La obtención del valor t_{ir} a partir de la expresión 55 tiene que hacerse por ensaye y error. El procedimiento consiste en calcular el calor de la sumatoria a diversas tasas, hasta que sea igual a C.

En la segunda interpretación seguiremos un razonamiento semejante al que utilizamos para la tasa de rendimiento; pero en este caso supondremos que los ingresos se reinvierten en el negocio a medida que se van obteniendo, para que “ganen intereses” a la

tasa de rentabilidad del negocio r , la cual es al mismo tiempo mayor que i . De esta manera al transcurrir n periodos se habrá logrado reunir la cantidad.

De la ecuación:

$$C = \frac{I_1}{1+r} + \frac{I_2}{(1+r)^2} + \frac{I_3}{(1+r)^3} + \dots + \frac{I_n}{(1+r)^n} , \quad (57)$$

se puede obtener r por ensaye y error que será la t_{ir} . Por lo tanto, y en virtud de que reinvertir permanentemente los ingresos, supuesto básico de este enfoque, no siempre es factible, la tasa interna de retorno se puede interpretar como una de rendimiento optimista, que raras veces puede ocurrir en la práctica.

Para su tercera interpretación, calculando la tasa interna de retorno con la expresión 57, se puede entender que la t_{ir} es una tasa de rendimiento del negocio que se aplica exclusivamente al saldo no recuperado de la inversión.

Para la cuarta y última interpretación, se dice que la rapidez de recuperación del capital en un proyecto es la tasa interna de retorno, por lo que, para conocer su valor, se deberá igualar el valor actual de los ingresos netos (I_t) al valor presente del capital y despejar i , que será t_{ir} .

5.2.2 Ley de ingresos sobre hidrocarburos aplicada a campos de lutitas

La Ley de ingresos sobre hidrocarburos de México es el documento Oficial que especifica los impuestos y derechos que PEMEX Exploración y Producción (i.e. PEP) debe pagar a la Secretaria de Hacienda y Crédito Público (i.e. SHCP) al explotar los yacimientos de hidrocarburos.

Para el caso de campos de lutitas aún no se cuenta con un régimen fiscal especial, por esta razón se optó por utilizar el “Régimen especial para la extracción en campos de Chicontepec y aguas profundas” ya que éste reconoce que existen campos que son más costosos de explotar como lo es el caso en estudio. Se aplica a la extracción de crudo y gas natural y consiste en los siguientes derechos:

- Especial sobre hidrocarburos (30% sobre ingresos netos);
- Adicional sobre hidrocarburos (52% sobre diferencia por precios arriba de 60 USD/B);
- Para la investigación científica y tecnológica en materia de hidrocarburos (0.65 % sobre ingresos brutos);
- Para regular y supervisar la exploración y explotación de hidrocarburos (CNH 0.03% sobre ingresos brutos);
- Sobre extracción de hidrocarburos (15% sobre ingresos brutos).

Para la producción sujeta a este régimen tributario, el Derecho Especial sobre hidrocarburos prevé una tasa sobre ingresos netos de 30% (la cual puede elevarse a 36% cuando la producción acumulada del campo de que se trate supere los 240 millones de barriles de petróleo crudo equivalente), especificándose cuáles serán los costos y gastos deducibles. La base impositiva o ingresos netos será igual a los ingresos brutos menos los impuestos deducibles (i.e. por investigación científica y tecnológica en materia de hidrocarburos y por extracción de hidrocarburos) y menos gastos deducibles (i.e. costos de operación y mantenimiento y capital de inversión). Para el caso de esta herramienta se tomará de 30% ya que se trata de la producción de un sólo pozo y para alcanzar la producción acumulada en 30 años de 240 MMBCFE se requeriría de un pozo que produzca a un gasto constante aproximadamente de 22 MBCE al día lo cual es imposible.

El resto de los derechos, a excepción del adicional sobre hidrocarburos, se causan sobre la base de los ingresos brutos, y en conjunto representan una tasa de 15.653%, independientemente si se trata de petróleo crudo o gas.

En relación con el derecho adicional sobre hidrocarburos, es preciso mencionar que se trata del elemento que le otorga progresividad a este régimen, capturando parte de la diferencia por precios por arriba de 60 dólares por barril.

Este régimen es considerablemente menos oneroso que el régimen general, principalmente porque el límite de costos es más alto y la tasa promedio es menor.

5.3 Descripción de la Herramienta de Análisis Económico

La herramienta de análisis económico se realizó en el mismo libro de Microsoft Excel que el programa de cálculo de reservas. La principal razón de lo anterior, como ya se ha mencionado, es unir ambas herramientas para obtener un sistema que permita calcular reservas y automáticamente determinar la rentabilidad de ese proyecto (i.e. el pozo) basado en los principales indicadores económicos, y así, aumentar el valor del activo con datos sólidos de productividad y rentabilidad.

5.3.1 Lógica de programación

El análisis económico se realizó siguiendo la lógica establecida en el programa de cómputo de cálculo de reservas para distinguir el cálculo por diferente fluido producido. Se añadieron dos hojas más al libro, la primera hoja, nombrada “Finanzas”, es donde se introducen los datos y la segunda con el nombre “Valor Agregado” presenta dos tablas con el contenido final del sistema incluyendo EUR e indicadores económicos. En ambas hojas, el análisis económico se realizó con la programación de las ecuaciones de los indicadores económicos y funciones en las celdas de las mismas. En esta sección del sistema no se usaron macros.

La primera parte de la herramienta consiste en la hoja “Finanzas”. En esta hoja se introducen los datos pertinentes al análisis económico y mediante la programación de las celdas, la herramienta adquiere los datos de producción de las hojas de pronóstico de los

Un Sistema de Cómputo para Generar Valor en Hidrocarburos en Lutitas

métodos para posteriormente realizar los cálculos financieros. Los datos de entrada son introducidos en las tablas “Consideraciones”, “Costos Totales” y “Costo de Pozo” tal como se muestra en las Tablas 14, 15 y 16.

Costos Totales	
Aceite	
Opex	USD/B
Capex	MMUSD/AÑO
Gas	
Opex	USD/MPC
Capex	USD/MPC

Tabla 14. Costos Totales

Costo de Pozo	
Gas	
D. Hiperbólica	MMUSD
M. Doung	MMUSD
M. Doung Mod.	MMUSD
Aceite	
	MMUSD
Tiempo de amortización (años)	

Tabla 15. Costo de Pozo

Consideraciones		
Precios:	Barril de petróleo	USD/B
	Gas	USD/MPC
Equivalencia física gas/aceite		MPC/B
Referencia del valor anual del barril de crudo equivalente		USD/BCE
Tasa de interés del impuesto por derecho adicional por Hcs.		%
Tasa de interés del impuesto por derechos especiales por Hcs.		%
Tasa de interés del impuesto por Investigación científica		%
Tasa de interés del impuesto por extracción de Hcs.		%
Tasa de interés del impuesto por la CNH		%
Costo de capital (i)		%

Tabla 16. Tabla de Consideraciones.

En la tabla “Consideraciones” se deben introducir todos los valores manualmente y en las unidades que se indican. Como su nombre lo indica, son consideraciones que el usuario puede manipular a fin de crear diferentes escenarios de rentabilidad. A pesar de poder modificar los intereses de los impuestos se recomienda usar el valor establecido por la Ley de ingresos sobre hidrocarburos. De igual forma se recomienda usar una equivalencia física de gas/aceite de 5 MPC/BCE si no se cuenta con una equivalencia comercial. Los

datos de esta tabla no distinguen si es aceite o gas por lo que no deben ser modificados por tipo de fluido más que en el precio de venta.

El contenido de la tabla “Costos Totales” es de suma importancia para el análisis económico y por esta razón se debe entender correctamente. El manejo de los costos totales para aceite y gas son diferentes debido a los datos de entrada que se consiguieron para probar la herramienta, sin embargo ambos manejan capex y opex.

Los costos para aceite se dividen en variables y fijos para opex y capex respectivamente. El costo por opex es variable ya que depende de la producción y éste es asignado por el usuario, mientras el costo por capex es fijo y representa una serie periódica de pagos anuales para amortizar el costo del pozo durante un periodo de amortización que el usuario asigna en la celda “Tiempo de amortización” en la tabla “Costo de Pozo”. Este costo se calcula automáticamente con la Ecuación 45 a partir del costo del pozo que el usuario introduzca en la tabla costo de pozo. A diferencia de los costos totales para aceite, para gas ambos costos son variables. El usuario debe introducir el costo de opex y capex en las celdas donde se indica y el programa las sumará colocando el costo total en la celda “Gas” de la cual tomará dicho valor y se realizarán los cálculos de egresos. La celda “Aceite” permanece vacía. Cuando se vaya a ejecutar el programa los costos introducidos por el usuario para el fluido diferente al de estudio deben ser ceros, automáticamente el programa pondrá en ceros los que son calculados para el mismo.

La tabla “Costo de Pozo” contiene el costo de pozo para los dos fluidos. El costo para pozo de aceite es introducido por el usuario mientras que el costo de pozo para gas depende de la producción estimada por método y el capex para gas suministrado. Los costos se calculan automáticamente.

Tras haber introducido los datos en las tablas de entrada, el programa toma los pronósticos de producción de las hojas de pronóstico del libro y los introduce a la “Tabla de Cálculo” donde se realiza el cálculo de ingresos brutos, egresos, ingresos netos o flujo de efectivo, impuestos (i.e. ingresos para SHCP), flujo de efectivo después de impuestos (i.e. flujo de efectivo para PEP).

Después de calcular los elementos mencionados, la herramienta calcula la ganancia, la relación beneficio/costo y la tasa de rendimiento para el proyecto, para SHCP (i.e. sólo ganancia) y para PEP. El cálculo se realiza por la programación de las ecuaciones mencionadas en los indicadores económicos en las celdas correspondientes.

La hoja siguiente, “Valor Agregado”, es un resumen del Sistema de Cómputo para Generar Valor en Hidrocarburos en Lutitas. Los resultados son mostrados en dos tablas que se rellenan automáticamente con datos de la hoja “Finanzas”, una para aceite y una para gas. Ver Tabla 17.

5.3.2 Instrucciones de uso

Debido a que esta herramienta se utiliza en complemento con el programa de cómputo para el cálculo de reservas, al ejecutarlo, automáticamente se ejecuta la herramienta de análisis económico. Para su funcionamiento óptimo se deben introducir los datos de entrada antes de ejecutar el programa en las tablas “Consideraciones”, “Costos Totales” “Costo de Pozo” de la hoja “Finanzas” tal como se describió en los párrafos anteriores tomando en cuenta las recomendaciones brindadas.

Resumen de la Producción de Aceite de Lutitas				
Resumen de la Producción				
EUR por Método				
Declinación Hiperbólica		0.00		MBP
Método de Doung		0.00		MBP
Método de Doung Modificado		0.00		MBP
Indicadores Económicos por Método		Proyecto	SHCP	PEP
Declinación Hiperbólica				
Ingresos	MMUSD	0.00	0.00	0.00
Egresos	MMUSD	0.00	0	0.00
Flujo de Efectivo	MMUSD	0.00	0.00	0.00
Ganancia o VPN	MMUSD	0.00	0.00	0.00
Relación Beneficio Costo	ADIM.	1.00	-	1.00
Tasa de Rendimiento	% Anual	0.00	-	0.00
Porcentaje del Proyecto @VPN	%		0.00	0.00
Método de Doung				
Ingresos	MMUSD	0.00	0.00	0.00
Egresos	MMUSD	0.00	0	0.00
Flujo de Efectivo	MMUSD	0.00	0.00	0.00
Ganancia o VPN	MMUSD	0.00	0.00	0.00
Relación Beneficio Costo	ADIM.	1.00	-	1.00
Tasa de Rendimiento	% Anual	0.00	-	0.00
Porcentaje del Proyecto @VPN	%		0.00	0.00
Método de Doung Modificado				
Ingresos	MMUSD	0.00	0.00	0.00
Egresos	MMUSD	0.00	0	0.00
Flujo de Efectivo	MMUSD	0.00	0.00	0.00
Ganancia o VPN	MMUSD	0.00	0.00	0.00
Relación Beneficio Costo	ADIM.	1.00	-	1.00
Tasa de Rendimiento	% Anual	0.00	-	0.00
Porcentaje del Proyecto @VPN	%		0.00	0.00

Tabla 17. Tabla de resultados del Sistema para Aceite.

5.4 Análisis de Resultados

Tal como se mencionó al inicio de este capítulo, el caso en estudio es el pozo 42-121-32269 en el Condado Denton del Campo Barnett al norte de Texas en los EUA. Los datos de entrada para el análisis se especificaron en la descripción del caso en estudio y en la Ley de ingresos sobre hidrocarburos a excepción de precio del gas por millar de pie cubico. El precio de venta del gas en México no es constante ya que depende del precio de referencia Henry Hub de Estados Unidos, sin embargo para el caso de estudio se utilizó 3.5 dólares por millar de pie cubico. Las Tablas 18, 19 y 20 muestran como quedaron los datos de entrada:

Consideraciones		
Precios:	Barril de petróleo	100 USD/B
	Gas	3.5 USD/MPC
Equivalencia física gas/aceite		5 MPC/B
Referencia del valor anual del barril de crudo equivalente		60 USD/BCE
Tasa de interés del impuesto por derecho adicional por Hcs.		52 %
Tasa de interés del impuesto por derechos especiales por Hcs.		30 %
Tasa de interés del impuesto por Investigación científica		0.65 %
Tasa de interés del impuesto por extracción de Hcs.		15 %
Tasa de interés del impuesto por la CNH		0.03 %
Costo de capital (i)		12 %

Tabla 18. Tabla de consideraciones para el caso en estudio.

Costos Totales	
Aceite	
Opex	0 USD/B
Capex	0.00 MMUSD/AÑO
Gas	
Opex	0.6 USD/MPC
Capex	1.1 USD/MPC

Tabla 19. Tabla costos totales para el caso en estudio.

Costo de Pozo	
Gas	
D. Hiperbólica	3.00 MMUSD
M. Doung	1.95 MMUSD
M. Doung Mod.	1.88 MMUSD
Aceite	
	0 MMUSD
Tiempo de amortización (años)	0

Tabla 20. Tabla costo de pozo para el caso en estudio.

Después de introducir los datos, se ejecutó el programa de cómputo para el cálculo de reservas para gas. Las reservas e indicadores económicos se imprimieron en la tabla “Resumen de la Producción de Gas de Lutitas” de la hoja “Valor Agregado” del sistema, ver Tabla 21.

Resumen de la Producción de Gas de Lutitas				
Resumen de la Producción				
EUR por Método				
Declinación Hiperbólica		2731477.31		MPC
Método de Doung		1775957.62		MPC
Método de Doung Modificado		1710674.34		MPC
Indicadores Económicos por Método		Proyecto	SHCP	PEP
Declinación Hiperbólica				
Ingresos	MMUSD	9.56	2.53	9.56
Egresos	MMUSD	4.64	0	7.17
Flujo de Efectivo	MMUSD	4.68	2.53	2.39
Ganancia o VPN	MMUSD	1.99	1.03	0.97
Relación Beneficio Costo	ADIM.	1.66	-	1.32
Tasa de Rendimiento	% Anual	1.91	-	1.05
Porcentaje del Proyecto @VPN	%		51.56	48.83
Método de Doung				
Ingresos	MMUSD	6.22	1.64	6.22
Egresos	MMUSD	3.02	0	4.66
Flujo de Efectivo	MMUSD	3.20	1.64	1.55
Ganancia o VPN	MMUSD	1.57	0.81	0.77
Relación Beneficio Costo	ADIM.	1.81	-	1.39
Tasa de Rendimiento	% Anual	2.23	-	1.24
Porcentaje del Proyecto @VPN	%		51.36	48.64
Método de Doung Modificado				
Ingresos	MMUSD	5.99	1.58	5.99
Egresos	MMUSD	2.91	0	4.49
Flujo de Efectivo	MMUSD	3.08	1.58	1.50
Ganancia o VPN	MMUSD	1.57	0.80	0.76
Relación Beneficio Costo	ADIM.	1.83	-	1.40
Tasa de Rendimiento	% Anual	2.28	-	1.28
Porcentaje del Proyecto @VPN	%		51.36	48.64

Tabla 21. Tabla de resultados para el caso en estudio.

Es importante recordar antes de interpretar los resultados que el Sistema esta diseñado para el cálculo por pozo, mientras que los impuestos en la Ley de Hidrocarburos fueron diseñados para campos, por lo que la Referencia del Valor Anual del Barril de Crudo puede ser muy elevada para lo que se obtiene en un proyecto de producción de gas por pozo. Para este caso el valor anual del petróleo crudo equivalente fue de 17.5 USD/BCE en los tres métodos. Para que este valor aumente, se debe incrementar el precio del millar de pies cúbicos lo cual aumentaría el ingreso bruto sin modificar la producción anual.

Ya que los resultados del proyecto se comportan de manera similar entre métodos las observaciones se harán de manera general y en caso de hacer alguna observación individual se especificará el método correspondiente.

En todos los escenarios (i.e. métodos) del proyecto, los egresos fueron casi del 50% del valor de los ingresos. Desde esta primera observación se puede deducir que las ganancias no serán muy altas. El escenario que más ingresos obtuvo fue el de la declinación hiperbólica por tener la mayor producción. Este indicador depende más que nada de los costos de totales y el precio de venta.

Tras aplicar el VPN, las ganancias que se obtienen son aproximadamente de menos del 50% del flujo de efectivo y la relación beneficio/costo de un poco más de 1.5, es decir, por cada peso que se invirtió (i.e. inversión inicial) en el proyecto se recuperó ese peso más cincuenta centavos. El escenario de mayor relación beneficio/costo fue el de Doung

modificado ya que el de menor producción y la inversión era un costo variable en función de la producción.

La tasa de rendimiento del proyecto no pasó del 2.28% anual, es decir que si se invirtiera el capital de inversión en un banco a 30 años, el banco tendría que pagar el 2.28% anual para entregar un ganancia igual a la del proyecto al término de la vida económica. Una vez más esta tasa se obtuvo del escenario de Doung modificado ya que tiene el menor costo de inversión. Los resultados del proyecto son muy bajos por lo que las ganancias de PEP serán menor aún.

Los impuestos constituyeron el 51.36% de las ganancias del proyecto para los tres escenarios. Este porcentaje puede ser mayor si el precio del millar de pies cúbicos aumenta (i.e. por el impuesto por derecho adicional sobre hidrocarburos) pero al mismo tiempo las ganancias y los demás indicadores económicos se elevarían.

El porcentaje de ganancias para PEP fue de 48.64% en todos los escenarios. A pesar que PEP es quien paga los costos del proyecto, después de impuestos le queda un porcentaje bastante generoso. Desafortunadamente el proyecto no tiene grandes ganancias así que la tasa de rendimiento es muy baja en los tres escenarios llegando al 1.05% en el escenario de la declinación hiperbólica, interés que cualquier banco podría pagar sin problema y sin necesidad de afrontar riesgos de inversión. La relación beneficio costo más alta fue de 1.4 en el escenario de Doung Modificado, una vez más, esto se debe a ser el que menor inversión inicial tiene.

Desde el punto de vista de rentabilidad, el escenario de pronóstico con el método de Doung modificado es el que mejores resultados presenta. A pesar de ser el que menor ganancia genera es el que mayor rendimiento le otorga a sus inversiones tanto para el proyecto como para Pemex Exploración y Producción.

5.5 Consideraciones Técnicas para el Análisis Económico

Los aspectos técnicos en los proyectos de explotación de hidrocarburos son ignorados en la mayoría de los casos. Lo anterior es un error frecuentemente realizado en el análisis económico y a la larga conlleva a gastos inesperados y proyecciones económicas erróneas. Estos aspectos, al ser tomados en cuenta desde el inicio del proyecto, maximizan la ganancia fijando un límite económico con bases físicas.

La premisa de esta tesis fue la de proporcionar una herramienta que generará valor a los recursos hidrocarburos en lutitas mediante un análisis económico con base al correcto pronóstico de reservas usando métodos de análisis de curvas de declinación específicamente realizados para éstos. Sin embargo, esta herramienta de cómputo puede ser mejorada si se incluyen límites económicos en el análisis, basados en los aspectos técnicos de la producción de hidrocarburos.

De lo mencionado en los capítulos de este trabajo, a continuación se hace mención de dos aspectos técnicos comentados aquí, que al ser tomados en cuenta podrían maximizar las ganancias del proyecto. El primer aspecto es el rápido abatimiento de la presión en el

yacimiento y por ende en la cabeza del pozo. El segundo es la abrupta declinación de la producción en los primeros años del pozo.

En el capítulo 2, se hace mención de la problemática que hubo en el campo Bakken en 2013. El 18% del gas producido en el campo se quemó o venteó por falta de infraestructura o por la contrapresión en las líneas de descarga. Ver Figura 19. El 16% de la producción de gas se perdió por que no se pronostico el comportamiento de la presión en la cabeza del pozo a la par del pronóstico de producción. De haberse conocido este dato, se hubieran tomado medidas desde la planeación del proyecto para construir líneas de menor presión, plantas de generación eléctrica en sitio, etcétera, proyectos que aprovecharan esa producción perdida.

Se consultó el libro “Gas Reservoir Engineering”⁴⁴ para encontrar una relación entre la producción y la presión. En efecto se encontraron métodos basados en el índice de productividad del pozo, pero una vez más, el régimen transitorio característico de los yacimientos de lutitas, impide su correcta aplicación. Por lo anterior, se invita a la comunidad petrolera a realizar estudios para encontrar estas relaciones en YNC de lutitas.

En cuanto los altos porcentajes de declinación presentes en los pozos en lutitas se recomienda realizar una tabla con los porcentajes de producción total recuperada como la que se realizó en el programa de cómputo para predicción de reservas. De esta manera se puede saber que porcentaje de la producción se ha recuperado a cualquier tiempo.

Este indicador de producción puede servir para fijar un límite económico con base a los costos de producción. Lo anterior dio como resultado el boom de perforación de pozos en los plays de lutitas, ya que la mayoría de éstos producen el 80% de sus reservas en 4 años y aunque se reduzcan los costos variables, los costos fijos seguirán pesando en el flujo de efectivo. Por esta razón los pozos son cerrados en poco tiempo y su producción es reemplazada con la de uno nuevo.

A fin de modificar este comportamiento se recomienda tomar en cuenta aplicar métodos de recuperación mejorada para reducir tensión superficial e interfacial así como presión capilar en yacimientos en los que valga la pena invertir ya que muchos de éstos pueden no ser candidatos por su escasa rentabilidad.

CAPÍTULO 6. DISCUSIÓN Y CONCLUSIONES

A lo largo de este trabajo, se buscó cumplir los objetivos planteados en la introducción. La pregunta central y eje principal sobre el cual giró todo el contenido fue, ¿cómo maximizar el valor de los recursos hidrocarburos en lutitas?. Partiendo de esta pregunta se plantearon otras relacionadas a su explotación con el objetivo de analizar cuales son los elementos que más impactan en su aprovechamiento. Sin duda alguna, se plantearon argumentos sólidos, respaldados con casi 50 referencias y un sistema de cómputo, que permitieron llegar a la discusión y conclusiones siguientes.

6.1 Discusión

Después de analizar la pregunta central, se comprobó que una manera de maximizar el valor de los recursos hidrocarburos en lutitas era su correcto pronóstico de producción para calcular reservas. Aunado a esto, con la intención de comprobar su viabilidad económica se realizó un análisis financiero en el cual se consideraron las condiciones fiscales actuales de México.

Lo anterior se llevó a cabo con la elaboración de un sistema de cómputo capaz de pronosticar producción de gas o aceite con métodos de análisis de curvas de declinación especialmente realizados para yacimientos de lutitas y, posteriormente con los pronósticos calculados, aplicar los principales indicadores económicos para visualizar los

beneficios y costos, expresados en términos relativos o absolutos, desde diversos enfoques.

Se seleccionaron el método de Doung y su versión modificada por ser los que pronostican menor EUR en diferentes escenarios de producción. De igual forma se tomó en cuenta el modelo de declinación hiperbólica de Arps a fin de comparar resultados y demostrar su sobreestimación de reservas.

El caso en estudio fue un pozo de gas del campo Barnett en Texas, Estados Unidos. Se pronosticó con el sistema de cómputo a un periodo de 30 años y los resultados obtenidos fueron exitosos. El comportamiento de declinación de la curva de producción exhibió el típico comportamiento de fuertes caídas de producción en los primeros años de vida del pozo característico de los pozos en lutitas. En los casos del método de Doung y su versión modificada, se obtuvo más del 50% de la producción total esperada en 6 años, mientras en la declinación hiperbólica se obtuvo hasta los 11 años. Los resultados deben parte de su éxito a las consideraciones que se tomaron al aplicar los modelos, en especial el modelo hiperbólico.

El modelo de Doung, en teoría, es un método muy confiable para el pronóstico de producción debido a las bases de su planteamiento las cuales consideran el régimen transicional. Su versión modificada añade la parte del pronóstico cuando el flujo es dominado por la frontera, es decir cuando la producción declina a un porcentaje constante. Sin embargo las bases para establecer ese porcentaje de declinación carecen

de bases físicas por lo que se asocia un error al cálculo. En la práctica, ambos métodos estimaron reservas menores a la reserva obtenida por el modelo de declinación hiperbólica lo cual se considera un éxito al considerarse como métodos conservadores. La diferencia entre el método de Doung y su versión modificada fue de 3.7% en el caso analizando, la cual no representa gran cambio entre métodos. Este porcentaje puede incrementarse o reducirse en función del porcentaje de declinación final y el valor de “b” que se utilice en el cálculo del método de Doung modificado donde el flujo es dominado por la frontera. Por lo anterior, se puede confiar en el método de Doung y su versión modificada, sin embargo, su versión modificada aún requiere de estudios para determinar el porcentaje de declinación óptimo y el valor “b” para obtener un pronóstico más confiable.

Para evaluar la rentabilidad del pozo con los pronósticos obtenidos, se creó dentro del sistema de cómputo una herramienta de análisis económico con indicadores de ganancia (i.e. VPN), relación beneficio costo y tasa de rendimiento. Se consideraron las condiciones actuales del mercado como costos totales por millar de pie cúbicos (i.e. del campo Barnett), precio por millón de BTU e impuestos (i.e. impuestos en México).

Los resultados del proyecto fueron positivos, sin embargo, las ganancias fueron pocas. Lo anterior se debe en gran medida a lo barato del precio del millar de pies cúbicos. De igual forma, los costos de inversión y de operación y mantenimiento influyeron en el rendimiento del proyecto dando como resultado una tasa de rendimiento de 2.28% anual en el mejor de los escenarios (i.e. pronóstico de Doung modificado). Las ganancias de PEP fueron aún menores ya que se pagó el 51% de las ganancias totales en impuestos

obteniendo una relación beneficio costo de 1.4, una vez más con el método de Doung modificado.

De esta manera, se observa que el escenario del pronóstico del método de Doung modificado fue el que mejores resultados económicos obtuvo en cuanto al rendimiento de la inversión ya que las ganancias son proporcionales a la producción y éste es el que menos reservas estima.

Es importante considerar en la interpretación de los resultados económicos, que los costos totales para gas se tomaron considerando el modelo de perforación de pozos masivo de la zona de Barnett que los abarata. Para aceite, debido a su alto precio de venta, se tomó un esquema individual para su análisis.

Así, para finalizar esta discusión, se confirma que el correcto pronóstico de producción para calcular reservas mediante métodos confiables para pozos en lutitas, aunado al análisis económico basado en la producción esperada genera valor, ya que se conoce cuales serán sus ganancias y el rendimiento que generará la inversión y de esta manera se podrán tomar decisiones internas de negocio, satisfacer los requerimientos de los gobiernos de los países y asegurar el financiamiento de proyectos, entre otros.

6.2 Conclusiones

Es indispensable comenzar a transformar los recursos en lutitas en reservas mediante el desarrollo de tecnología, técnicas de pronóstico y regulación a fin de abaratar costos e incrementar la rentabilidad y sustentabilidad energética. Se concluye y recomienda lo siguiente:

- A los precios actuales del gas natural, se requerirá hacer una evaluación económica de las áreas a desarrollar y seleccionar correctamente el conjunto de tecnologías.
- Para que estos proyectos sean rentables, es necesario manejar costos de operación muy bajos. Se deben hacer consideraciones de producción esperada, porcentaje de flujo de retorno y automatización de procesos para disminuir la cantidad de costos variables y fijos.
- Se debe continuar mejorando las tecnologías aplicadas en la perforación y terminación de pozos, con el objeto de aumentar su relación beneficio costo.
- Se recomienda tomar en consideración las redes de recolección para establecer un límite económico basado en la presión de las líneas de descargar y aprovechar el gas que no cuenta con la presión necesaria para entrar en éstas.
- Se necesita contar primero con las soluciones técnicas y después diseñar alternativas legales (i.e. regulación) y los esquemas fiscales necesarios.
- Se requieren nuevas estrategias en la manera que podamos financiar y manejar proyectos en lutitas. El gas de lutitas se convertirá en la fuente principal de gas natural en México y en el mundo por lo que la regulación será la clave de su éxito.

- La regulación apropiada es fundamental para el desarrollo masivo del gas de lutitas y para incrementar las reservas de gas natural.
- La planeación energética no debe resultar del pronósticos de los operadores, debe ser el resultado de la política energética.
- Las regalías sobre ingresos brutos juegan un papel relevante al contribuir con alrededor del 50% de las ganancias del proyecto. Se deben proponer los esquemas fiscales adecuados basados en los costos de explotación de estos recursos tal y como se aplicó para Chicontepec y aguas profundas.
- Los recursos en lutitas requieren una regulación eficiente que maximice la renta económica privilegiando la salud de los trabajadores y la población, así como el bienestar del medio ambiente.
- Se recomienda adoptar lecciones aprendidas en otros países y crear un grupo multidisciplinario entre reguladores internacionales, centros de investigación e industria con el objeto de mantener actualizada la información relevante a la explotación de recursos en lutitas y su regulación.
- Es importante considerar que la explotación de recursos en lutita puede coadyuvar en forma notable al crecimiento de la industria del país al proporcionar gas barato. Por lo cual aunque la rentabilidad sea baja, el Estado deberá incentivarlos para incrementar el bienestar de los mexicanos.

Referencias

1. Guzmán V. M. A., y Holguín, Q. N., (2001): El concepto de sistema petrolero y la geoquímica orgánica en México: Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, v. 59, No. 1-2, p. 10-13.
2. Gautier et al, (1996). USGS NOGA Online. <http://energy.cr.usgs.gov/oilgas/noga>.
3. Cander H., (2012): What Are Unconventional Resources? A Simple Definition Using Viscosity and Permeability. AAPG 80217.
4. Seminario Shale Gas: Recursos de Shale Gas/Oil en México. Comisión Nacional de Hidrocarburos, CNH. Marzo 2013.
5. LU S., HUANG W., CHEN F., LI J., WANG M., XUE H., WANG W., CAI X. (2012): Classification and evaluation criteria of shale oil and gas resources: Discussion and application. PETROL. EXPLOR. DEVELOP., 2012, 39(2): 268–276.
6. Domínguez V.,G.: Seminario Shale Gas: Aspectos tecnológicos de la explotación de gas de lutitas. Comisión Nacional de Hidrocarburos, CNH. Marzo 2013.
7. Marc Airhart.: The Father of the Barnett Natural Gas Field, George Mitchell, Jackson School of Geosciences, The University of Texas at Austin, www.geology.com.
8. Simmons & Company Seminario Shale Gas.: Análisis de rentabilidad plays de gas de lutitas y arenas compactas en los EUA. Comisión Nacional de Hidrocarburos, CNH. Marzo 2013.
9. M. en Ing. Gustavo Hernández García.: Shale "Gas/Oil in Mexico. Presentación en el foro de Platts Shale Gas and Oil in Latin America, June 25, 2012, Westin Galleria Houston.
10. World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 regions outside the USA.

Informe EIA, 2013.

11. World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment. Informe EIA, 2013.
12. Dr. Néstor Martínez Romero.: Aspectos jurídicos y regulatorios del desarrollo de hidrocarburos no convencionales en México. Foro de Petróleo y Gas no Convencional, Buenos Aires, Argentina, Sept. 2012.
13. Drake, S.: "Unconventional Gas Plays," AAPL, Southwest Land Institute, April 12, 2007.
14. Pope, C.D., Peters, B., Benton, T., Palisch, T.: "Haynesville Shale: One Operators Approach to Well Completions in This Evolving Play," Paper SPE 125079, presented at 2009 SPE Annual Technical Meeting, New Orleans, LA, USA, 4- 7 October.
15. King, G. E.: "Thirty Years of Gas Shale Fracturing: What Have We Leraned?," SPE 133465. Presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Florence, Italy, 19–22 September 2010.
16. Johnson, M. D.: "Using Completion Diagnostics to Optimize Completion Designs in Several Horizontal Shale Plays" SPE 166488. Presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in New Orleans, Louisiana, 30 September – 2 October 2013.
17. Alexander, Tom, presentation at the Canadian Shale and Unconventional Gas Symposium in Calgary, March 2008, on completion results in the Fayetteville shale.
18. King, G. E., Lee, R.M.: "Adsorption and Chlorination of Mutual Solvents Used in Acidizing," SPE Production Engineering, Cvol.3, No. 2, May 1988, pp 205-209.
19. Cipolla, C., Warpinski, N.R., Mayerhofer, M.J., Lolon, E.P., Vincent, M.C.: "The Relationship Between Fracture Complexity, Reservoir Treatment and Fracture Treatment Design," Paper SPE 115769, presented at the 2008 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado, 21-24 September.

20. Paktinat, J., Pinkhouse, J.A., Johnson, N., Williams, C., Lash, G.G., Penny, G.S., Goff, D.A.: "Case Study: Optimizing Hydraulic Fracturing Performance in Northeastern United States Fractured Shale Formations," Paper SPE 104306, presented at 2006 SPE Eastern Regional Meeting, Canton, Ohio, USA, 11-13 October.
21. Cary Coglianese Jennifer Nash Todd Olmstead. Performance-Based Regulation: Prospects and Limitations in Health, Safety and Environmental Protection.. Harvard University, John F. Kennedy School of Government, Mayo, 2002.
22. Taller regulatorio EUA-México sobre la regulación operativa y ambiental del gas no convencional. Organizado por la SENER, Febrero 2013.
23. Sandy Fielden. The fight to limit Bakken shale flaring, Oil & Gas Financial Journal, Mayo 2013.
24. Tony Daltorio.: 10 ways the U.S. Shale Oil Boom has made North Dakota an "Economic Miracle". Money Morning, <http://moneymorning.com>, Mayo 2013.
25. Gupta, D.V.S., Hildek, B.T.: "Frac Fluid Recycling and Water Conservation: A Case History," Paper SPE 119478, presented at 2009 SPE Hydraulic Fracturing Conference, The Woodlands, TX, USA, 19-21 January.
26. Arps, J.J. 1944. Analysis of Decline Curves.. Trans. AIME: 160: 228-247.
27. Maley, S. 1985. The Use of Conventional Decline Curve Analysis in Tight Gas Well Applications. Paper SPE 13898 presented at the SPE Low Permeability Gas Reservoirs Symposium, Denver, March 19-22.
28. Ilk, D., Perego, A.D., Rushing, J.A., and Blasingame, T.A. 2008. Exponential vs. Hyperbolic Decline in Tight Gas Sands - Understanding the Origin and Implications for Reserve Estimates Using Arps' Decline Curves. Paper SPE 116731 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado, 21-24 September.

29. Fetkovich, M.J., Works, A.M., Thrasher, T.S., and Bradley, M.D.: Depletion Performance of Layered Reservoirs Without Crossflow. SPEFE (Sept. 1990).
30. Fetkovich, M.J., Fetkovich, E.J., and Fetkovich, M.D.: Useful Concepts for Decline-Curve Forecasting, Reserve Estimation, and Analysis. SPERE (February 1996) 13-22.
31. Rushing, J.A., Perego, A.D., Sullivan, R.B., and Blasingame, T.A.: Estimating Reserves in Tight Gas Sands at HP/HT Reservoir Conditions: Use and Misuse of an Arps Decline Curve Methodology. SPE 109625 presented at the Annual SPE Technical Conference and Exhibition, Anaheim, CA., 11-14 November 2007.
32. Duong, A.N., (2011): An Unconventional Rate Decline Approach for Tight and Fracture-Dominated Gas Wells. SPE 137748.
33. Meyet, M., Dutta, R., Burns, C.: Comparison of Decline Curve Analysis Methods with Analytical Models in Unconventional Plays. SPE 166365 presented at the Annual SPE Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, 2013.
34. Stalgorova, E., & Mattar, L. (2012): Practical Analytical Model to Simulate Production of Horizontal Wells with Branch Fractures. SPE 162515
35. Robertson, S. (1988): Generalized Hyperbolic Equation. SPE 18731.
36. Joshi, K. & Lee, J. (2013): Comparison of Various Deterministic Forecasting Techniques in Shale Gas Reservoirs. SPE 163870
37. Clark, A.J., Lake, L.W. & Patzek, T.W. (2011): Production Forecasting with logistic Growth Models. SPE 144970.
38. Ilk, D., Currie, S.M. & Blasingame, T.A. (2010): Production Analysis and Well Performance Forecasting of Tight Gas and Shale Gas Wells. SPE 139118.
39. Poston, S.W. Poe, B.D. Jr.: Analysis of Production Decline Curves. Printed in The United States of America by The SPE. Copyright 2008.

40. Kupchenko, C.L., Gault, B.W. & Mattar, L. (2008): Tight Gas Production Performance Using Decline Curves. SPE 114991
41. Mutalik, P.N. Gibson, B.: Case History of Sequential and Simultaneous Fracturing of the Barnett Shale in Parker County. SPE 116124
42. Penny, G.S. Pursley, J.T. Clawson, T.D.: Field Study of Completion Fluids To Enhance Gas Production in the Barnett Shale. This paper was prepared for presentation at the 2006 SPE Gas Technology Symposium held in Calgary, Alberta, Canada, 15–17 May 2006. SPE 100434
43. Napoleón S., L.: Criterios de rentabilidad económica para la administración de empresas petroleras de exploración y producción. Sin Editorial. Bochil, Chiapas; agosto de 1996.
44. Lee, J. Wattenbarger, R. A.: Gas Reservoir Engineering. SPE Textbook Series Vol. 5. Richardson, TX. 1996.

Nomenclatura

a = Índice de pérdida en ecuaciones de Arps ecuaciones 1 a 15. También Coeficiente para los modelos LGM y Doung; ecuaciones 21/22 y 19/20 respectivamente

a_0 = Índice de pérdida al tiempo cero

b = Exponente hiperbólico

Bcf = billones de pies cúbicos (1×10^9 pies cúbicos)

BCE = Barril de petróleo crudo equivalente

BTU = British Thermal Units

C = Producción acumulada en los modelos de Arps. También inversión inicial en los indicadores económicos.

D = Recíproco del índice de pérdida

$D\%$ = Declinación porcentual en los modelos de Arps

D_i = Ritmo de declinación inicial

\hat{D}_t = Coeficiente de declinación para el modelo de Ley de potencias exponencial

D_∞ = Coeficiente de declinación terminal del modelo de ley de potencias exponencial

D_{lim} = Coeficiente de declinación terminal del modelo hiperbólico modificado

D_{switch} = Coeficiente de declinación al cual cambia a modelo hiperbólico el método de Doung modificado

DVS = Método de descomposición del valor singular

EUA = Estados Unidos de América

EUR = Recuperación estimada final (i.e. Estimated Ultimate Recovery en inglés)

G = ganancia

G_p = Producción acumulada

K = Máxima capacidad en el modelo logístico de crecimiento

LGM = Logistic Growth Model

MBP = Miles de barriles

MBPA = Miles de barriles de petróleo al año

MPC = Miles de pies cúbicos

MPPA = Miles de pies cúbicos al año

m = Exponente de tiempo en el modelo de Doung

n = Exponente de tiempo para los modelos PLE y LGM

PEP = PEMEX exploración y producción

PLE = Power Law Exponential

q = Gasto

q_g = Gasto de gas

q_{gi} = Gasto de gas inicial

q_0 = Gasto inicial en los modelos de Arps

\hat{q}_l = Gasto inicial en el modelo PLE

q_1 = Gasto inicial para el modelo de Doung

Q_i = Gasto inicial, MSCF/día

r = tasa de rendimiento, %.

R_{bc} = Relación beneficio costo, adim.

SEC = (United States) Securities and Exchange Commission

SHCP = Secretaría de Hacienda y Crédito Público

SWF = Slickwater fracturing

t = Tiempo de producción

t^* = Tiempo de cambio en el método hiperbólico modificado, ecuación 16

tcf = trillones de pies cúbicos (1×10^{12} pies cúbicos)

VPN = Valor presente neto

YNC = Yacimientos No Convencionales

$^{\circ}\text{API}$ = Medida de densidad del aceite