

CENTRO DE INVESTIGACIÓN Y DOCENCIA ECONÓMICAS, A. C.



**POLÍTICA REGULATORIA EN BUSCA DE
LA EXPLOTACIÓN DE YACIMIENTOS EN GAS LUTITA**

T E S I N A

**QUE PARA OBTENER EL TITULO DE
LICENCIADO EN ECONOMÍA**

**PRESENTA
PABLO ANTONIO ORTIZ CASILLAS**

**DIRECTOR DE LA TESINA
DR. JUAN DE DIOS ENRIQUE ROSELLÓN DÍAS**

MÉXICO, D.F. OCTUBRE 2014

Índice

1. Introducción	3
2. ¿Qué es el Shale Gas?	8
2.1. Shale Gas en México	10
2.2 Consecuencias ambientales del Shale Gas	14
3. Trabajos Relacionados con la explotación de Gas Lutita	17
4. Estimación del Valor Presente Neto	25
5. Cambios en la Regulación del Sector Energético	42
6. Conclusión	47
Bibliografía	51

1. Introducción

La explotación del gas lutita cambió el panorama energético de Estados Unidos. El precio del gas natural que estaba entre \$5.73 y \$10.33 dólares por miles de pies cúbicos (mcf) en 2004 paso a estar entre \$1.89 y \$3.5 en 2012, los precios han bajado porque la aumenta de gas natural ha aumentado cómo consecuencia de la explotación de yacimientos de gas lutita. Estados Unidos ha logrado explotar estos yacimientos de una manera exitosa. La agencia de información energética de Estados Unidos (EIA) explica que el gas lutita o shale gas ha rejuvenecido la industria del gas natural en este país¹. En el 2011 Estados Unidos sólo importó el 5% de su consumo total de gas natural² y se espera que la producción de este hidrocarburo aumente en 44% el próximo año. La mayor parte de este aumento va a estar dado por yacimientos de gas lutita puesto que se espera que en el 2040 se extraigan 16.7 trillones de pies cúbicos (tcf).

De acuerdo con Joskow (2012) la explotación del shale gas sucedió muy rápidamente. El shale gas aportará el 49% de la producción total de gas natural en Estados Unidos para 2035. Dado este aumento en la oferta de hidrocarburos se espera que Estados Unidos sea un exportador neto de gas natural para 2021³. De acuerdo con Gerónimo Gutiérrez Director General del North American Development Bank, la explotación del gas lutita ha generado 65 miles de millones de dólares en el estado de Tejas en los últimos 4 años⁴.

¹ EIA disponible en http://www.eia.gov/energy_in_brief/article/about_shale_gas.cfm

²Ibid

³ Shale Gas from shortages to abundance in the U.S. pag 9

⁴ Exposición Foro Banorte Estrategia México 2014

Al igual que Estados Unidos México también cuenta con reservas de gas lutita. México tiene la sexta reserva más grande de shale gas con 545 (tcf)-⁵ Si se explota este hidrocarburo México puede convertirse en un exportador neto y revertir la tendencia actual. En el 2012 México importó 425 miles de millones de pies cúbicos (bcf) de gas natural.⁶ El tamaño de las importaciones está aumentando puesto que la demanda de gas ha crecido más rápido que la oferta. Para darnos cuenta del tamaño de las reservas de gas lutita, si México mantiene la tasa de consumo de gas natural del 2012 las reservas alcanzarían para 232 años. El valor de esta reserva, asumiendo que el precio del gas natural es de \$4 usd por mil pies cúbicos, es aproximadamente de \$2,180 billones de dólares.

Petróleos Mexicanos (PEMEX) realizó el primer descubrimiento de un yacimiento de gas lutita en la cuenca de Burgos en 2010. El primer pozo generado después de este descubrimiento es el Emergente-1 el cual se localiza a unos kilómetros de la frontera entre Coahuila y Tejas⁷. Este primer intento de PEMEX costo entre \$20 y \$25 millones de dólares e inicio produciendo 2.8 millones de pies cúbicos diarios, lo cual no es rentable con los precios actuales del gas natural⁸. Actualmente, PEMEX ha explotado 4 pozos, tres en la reserva de Eagle Ford y uno en Sabinas. El pozo que reporta la producción diaria más alta es el Arbolero-1 con 3.2 millones de pies cúbicos diarios⁹.

Una pregunta relevante en este contexto es cómo debe el Estado regular la explotación del gas lutita. En particular, cuales son las ventajas de permitir que la iniciativa privada entre al mercado de explotación de gas lutita. El objetivo de esta tesina es comparar la eficiencia

⁵ <http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/>

⁶ <http://www.eia.gov/countries/country-data.cfm?fips=mx>

⁷ Reporte EIA página 70

⁸ Ibid

⁹ Reporte EIA página 70

de un productor privado en Estados Unidos con los obtenidos por PEMEX. Este análisis es oportuno porque puede indicar que productor es más eficiente en la extracción de gas lutita y en consecuencia el más adecuado para explotar los yacimientos en México. La metodología de esta tesina consiste en comparar el valor presente neto (VPN) del pozo Arbolero-1 con un pozo promedio en Estados Unidos. Las características de un pozo de gas lutita en Estados Unidos se obtuvieron del trabajo de Duman (2012). En dicho artículo se simula el comportamiento de un pozo de shale gas en la cuenca de Marcellus en el estado de Pensilvania. La simulación se realiza con base en los resultados de tres compañías en este Estado.

Con el objetivo de encontrar el VPN de un pozo de gas lutita en un horizonte de 10 años se pronostican los precios del gas natural por medio de un modelo ARIMA. En particular el modelo cuenta con un componente autoregresivo de 9 periodos y un MA de 4 periodos. Los modelos ARIMA son modelos de memoria corta y en consecuencia no son adecuados para horizontes de tiempo mayores a dos años. La justificación para utilizar este modelo es que la mayor parte del gas se extrae en los primeros años de vida del proyecto y la tasa con la que se descuentan los flujos en el tiempo ocasiona que el futuro importe cada vez menos. Así, el error en el pronóstico más alejado en el tiempo tiene un impacto pequeño en el valor del proyecto.

La valuación del pozo de extracción se realiza con base en el modelo *Derivative Asset Value (DAV)* el cual fue propuesto por Jacoby y Laughton (1992). En este trabajo Jacoby et.al analizan el valor de un proyecto de exploración de petróleo en Europa. El modelo por medio de un Monte Carlo encuentra el VPN promedio de un proyecto de exploración. Los flujos se descuentan a una tasa del 10%.

El valor económico del proyecto se dividió en beneficios para los inversionistas y el valor para el Estado. El supuesto es que el Estado cobra una tasa impositiva del 30% sobre la utilidad del pozo. Los hallazgos principales de esta tesina se resumen en la siguiente tabla:

Variables	Simulación Pozo Cuenca de Marcellus	Arbolero-1	Diferencia Marcellus-Arbolero1
Producción de gas natural (bcf)	4,380	3,230	-807
VPN Inversionistas	\$4,817,800	\$3,773,200	-\$1,044,600
VPN Recaudación Fiscal	\$1,633,300	\$1,306,700	-\$326,600

El VPN del proyecto en Estados Unidos es mayor al de PEMEX por \$1, 044,600. Esta diferencia en valor está dada porque en el pozo de la cuenca de Marcellus se extraen 807 (bcf) más que el Arbolero-1. La estructura de costos es igual para los dos pozos. PEMEX planea desarrollar 750 pozos de shale gas para 2025. Si se considera la pérdida agregada por los 750 pozos la suma agregada es de \$1 billón de dólares. En este sentido se pueden notar ciertas ventajas si se permite la participación de la iniciativa privada en la producción de gas lutita. Primero, el Estado comparte el riesgo de la producción de gas lutita lo cual lo hace menos vulnerable ante proyectos que no sean exitosos. Segundo, este obtiene más recursos si impone un impuesto a la compañía privada que a PEMEX puesto que los ingresos netos del primero son mayores que los del segundo. Finalmente existe una liberación de recursos

ya que el Estado no tiene que invertir en el desarrollo de pozos. Dichos fondos se pueden utilizar en el desarrollo de otros programas sociales.

En esta tesina se realizó un análisis de las implicaciones que el resultado modelado puede tener sobre la arquitectura de mercado elegida por el gobierno. En la ley secundaria se propone el esquema de integración vertical con liberalización. Es decir, PEMEX y la iniciativa privada van a competir en el mercado de exploración y extracción mientras que el dueño de la red de gas natural va a seguir siendo PEMEX. De acuerdo con Armstrong y Vickers (2009), la liberalización con separación es una opción cuando el regulador no cuenta con mucha información, no hay economías de alcance sustanciales y las ganancias en eficiencia tras permitir la competencia son grandes. La ganancia estimada de la competencia fue estimada en esta tesina y es de aproximadamente un billón de dólares. Así, puede ser que el esquema más eficiente dados los problemas regulatorios sea no permitir a PEMEX competir en las licitaciones de yacimientos de gas lutita. No obstante, esta conclusión no se puede sostener con base en el análisis realizado.

Este documento está compuesto por cuatro secciones. En la primera sección se analiza qué es el gas lutita y cuál son sus diferencias con otros hidrocarburos. En segundo lugar, se realiza una descripción de la reserva de gas lutita en México en donde se, mencionan, entre otras cosas, el tamaño de la reservas de shale gas y su localización geográfica. En tercer lugar se presentan los resultados de varios trabajos relacionados con el shale gas y se realiza la estimación del VPN para un pozo en Estados Unidos y otro desarrollado por PEMEX. Finalmente, se concluye que la ganancia de la competencia es mayor a un billón de dólares, y en consecuencia, se debe considerar el modelo de liberalización con separación para la explotación de gas lutita.

2. ¿Qué es el Shale Gas?

De acuerdo con la EIA el gas lutita es una fuente no convencional lo que significa que este hidrocarburo no fluye directamente hacia el pozo¹⁰ después de la excavación. Como resultado de algunas mejoras tecnológicas en técnicas de perforación la extracción de gas lutita se convirtió en una operación económicamente viable. Actualmente, el 25% de la producción de gas natural en Estados Unidos proviene de shale gas¹¹.

Las lutitas son formaciones geológicas de rocas con muy baja permeabilidad, donde, a diferencia de los campos tradicionales, los hidrocarburos quedan atrapados dentro de la roca y no fluyen. Los hidrocarburos, tanto de gas natural como de petróleo son liberados mediante un procedimiento llamado fraccionamiento hidráulico (hydraulic fracking) que aumenta la permeabilidad de las lutitas¹². En este procedimiento se inyecta una solución formada por agua y otros químicos a la lutita a una gran presión lo cual aumenta su permeabilidad. El fraccionamiento hidráulico se realiza un número de veces antes de que el pozo pueda producir gas¹³.

El otro avance tecnológico necesario para la explotación de yacimientos de shale gas es la perforación horizontal. Esta tecnología consiste en crear un pozo horizontal una vez que se llega a la reserva de gas lutita, lo cual aumenta el acceso a la reserva de gas natural¹⁴. Sin estas tecnologías la explotación del gas lutita no sería económicamente viable¹⁵. Los pozos de shale gas tienen una profundidad promedio de entre 2 y 2.5 km. Si el hidrocarburo se

¹⁰ <http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/>

¹¹ Paul Joskow

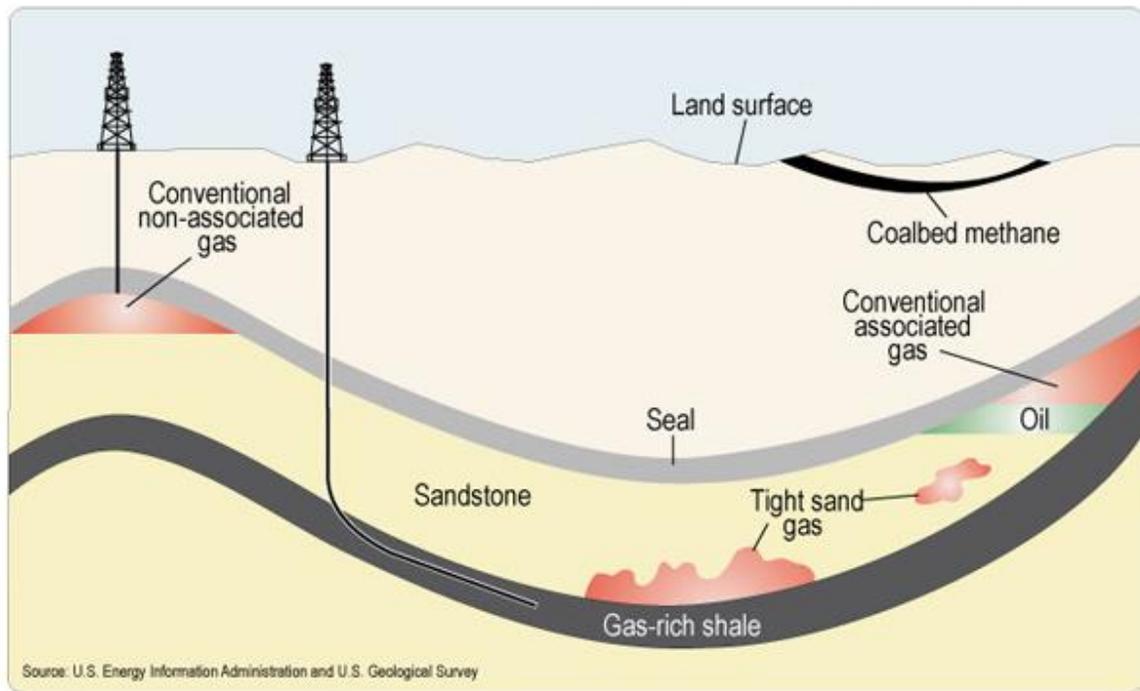
¹² IMCO México ante la revolución energética del siglo XXI

¹³ Economic Viability of shale gas pg 12

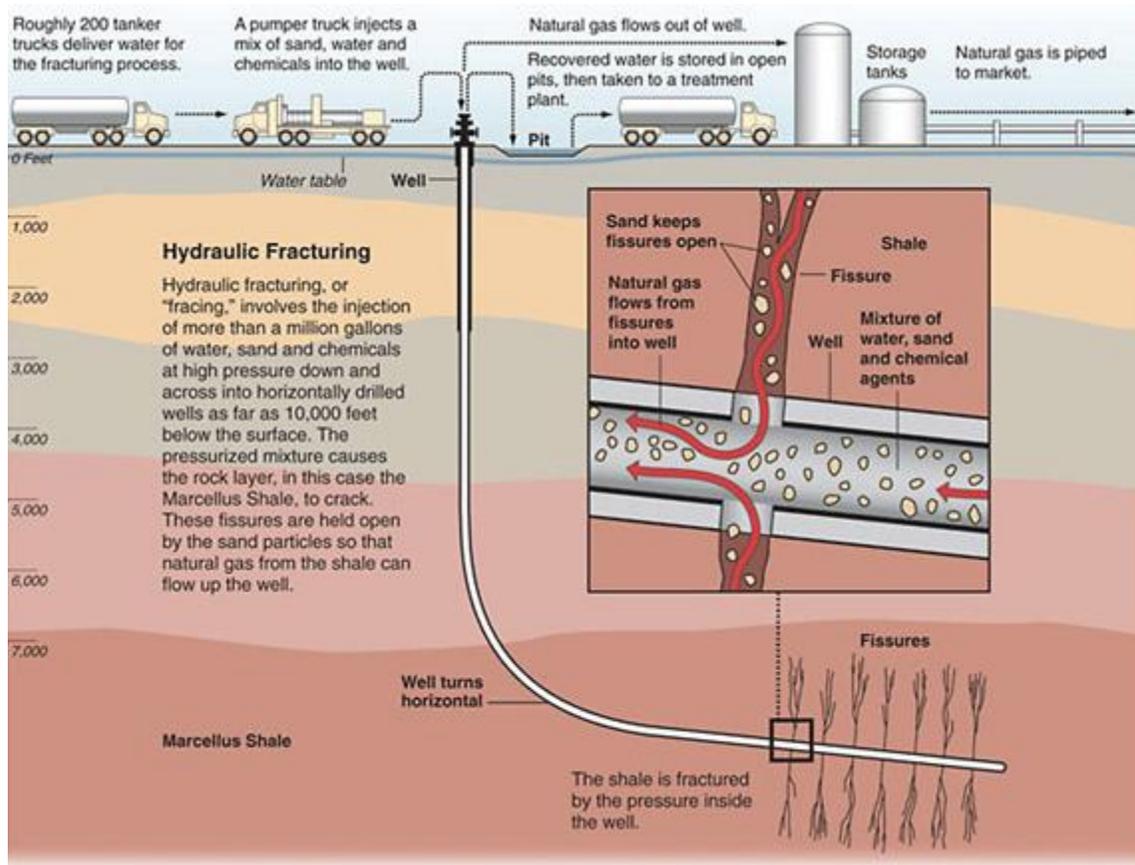
¹⁴ Ibid

¹⁵ Ibid

localiza a una profundidad mayor a los 5 km entonces no es técnicamente viable explotar el pozo. En el siguiente esquema se puede comparar un pozo de shale gas con la extracción de otros hidrocarburos:



En el siguiente esquema se puede notar cómo funciona un pozo de gas lutita. Después de la inyección de la solución líquida la piedra se rompe y se una mezcla de gas natural, agua y agentes químico fluye hacia el ducto. Después de la separación de estos componentes, el agua se almacena en un tanque para después ser enviado a una planta de tratamiento y el gas natural se transporta por ductos a algún lugar para ser refinado.



2.1 Shale gas en México

México cuenta con 545 trillones de pies cúbicos (tcf) de gas natural en sus yacimientos de gas lutita¹⁶, lo cual lo convierte en el país con la sexta reserva más en tamaño. El valor económico de esta reserva a un precio del gas natural de \$4 dólares por mcf es de \$2,180 billones de dólares. La reserva más importante de los yacimientos en México se encuentra en la reserva de Eagle Ford en la cuenca de Burgos. Esta cuenca se encuentra en el estado de Coahuila. La reserva de Eagle Ford es una continuación de su contraparte con el mismo nombre en Tejas. La EIA estima que en esta reserva se encuentran 343 trillones de

¹⁶ Reporte EIA página 60

pies cúbicos (tcf) de gas lutita. Es decir en la reserva de Eagle Ford se encuentra aproximadamente el 63% de todo el gas lutita en México.

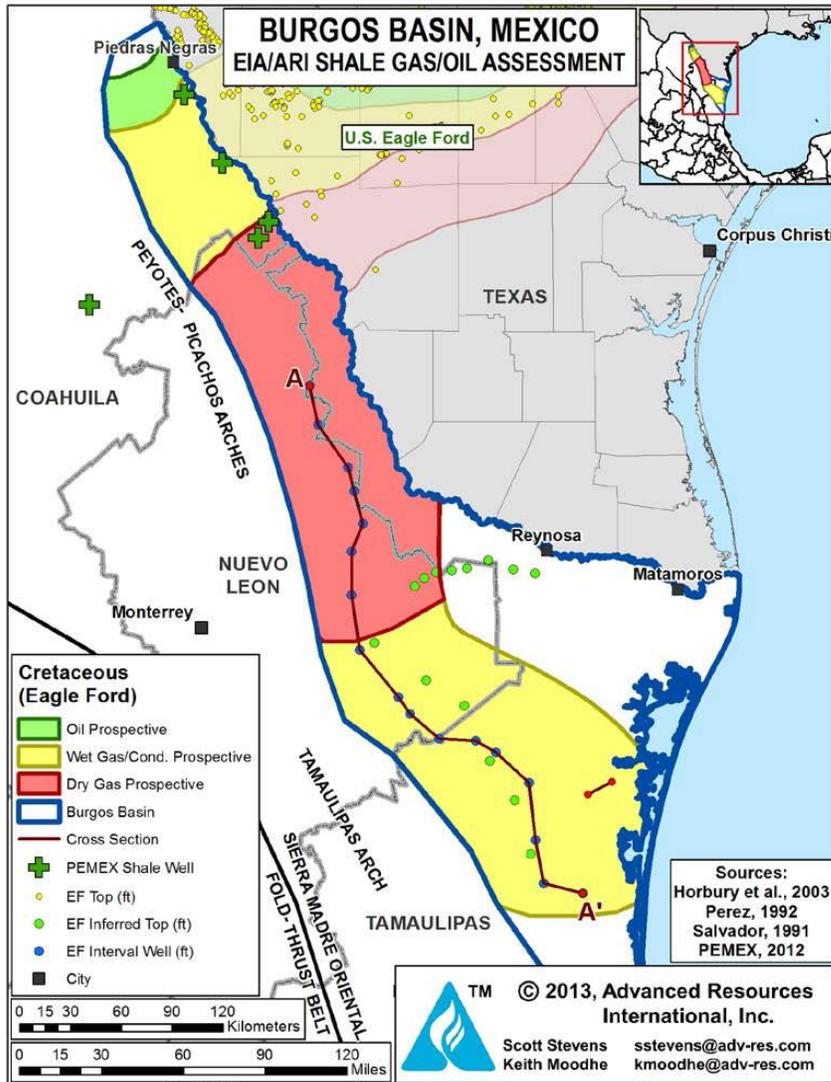
En el siguiente mapa se puede observar la localización de las reservas de shale gas en México.



La plataforma de Burgos está localizada en el estado de Coahuila y cubre un área no marina de 24,200 millas cuadradas. Esta plataforma es la continuación de la de la cuenca de Maverick en Tejas. En esta última se localizan las reservas de Eagle Ford y Pearsall. Las dos reservas con mayor potencial de México se localizan en la cuenca de Burgos: la reserva

de Eagle Ford y La Casita y la Pimientita. Actualmente, la parte de la reserva de Eagle Ford que se encuentra en Tejas está siendo explotada.

En el siguiente mapa se puede observar la localización de la cuenca de Burgos. En este trabajo solo se va a estudiar un pozo donde se extrae gas seco. Es decir, se excluyen del análisis gases líquidos como butano y propano. La justificación es que estos gases tienen un precio diferente al del gas natural lo cual implica más complejidad al modelo sin agregar mucho valor puesto que el principal producto a extraer es el gas natural. Los pozos de gas natural seco se encuentran en el área con sombra color rosa.



Actualmente en México se están desarrollando varios proyectos de gas lutita. La explotación del gas lutita en México inició a finales de 2011¹⁷. En mayo del 2013 PEMEX había perforado, por lo menos, seis pozos en la reserva de Eagle Ford. De acuerdo con el reporte de la EIA, PEMEX planea incrementar la producción de shale gas a 2 billones de pies cúbicos para el 2025, lo cual sería el resultado de invertir aproximadamente \$1 billón de dólares para 750 pozos. Así, PEMEX gastaría aproximadamente un millón trescientos treinta

¹⁷ Ibid

y tres mil pesos en cada pozo. En esta tesina se asume que el costo de perforación de un pozo es \$4.5 millones de dólares. Esta cantidad es mayor a la que tiene programada PEMEX.

PEMEX realizó el primer descubrimiento de un yacimiento de gas lutita en la cuenca de Burgos en 2010. El primer pozo generado después de este descubrimiento es el Emergente-1 el cual se localiza a unos kilómetros de la frontera entre Coahuila y Tejas¹⁸. Este primer intento costó entre \$20 y \$25 millones de dólares e inició produciendo 2.8 millones de pies cúbicos diarios, lo cual no es rentable con los precios actuales del gas natural¹⁹. Actualmente, PEMEX ha explotado 4 pozos, tres en la reserva de Eagle Ford y uno en Sabinas. El pozo que reporta la producción diaria más alta es el Arbolero-1 con 3.2 miles de pies cúbicos diarios²⁰. Duman (2012) encuentra que un pozo en la cuenca de Marcellus en Estados Unidos tiene una producción inicial de 4,000 pies cúbicos y un costo de perforación de \$4.5 millones de dólares. De acuerdo con estos datos parece ser que PEMEX es menos competitivo que las empresas que explotan el shale gas en Estados Unidos.

2.2 Consecuencias ambientales del Shale Gas

Una preocupación adicional del proceso de extracción del shale gas son los daños ambientales. El principal riesgo asociado al fraccionamiento hidráulico es la contaminación de los mantos acuíferos. Existe poca evidencia que demuestre la contaminación de los mantos acuíferos después de un proceso de fraccionamiento hidráulico, lo cual es lógico puesto que el shale gas se encuentra a una distancia considerable de los mantos acuíferos. No obstante, los mantos acuíferos se pueden contaminar si el pozo tiene fisuras puesto que el líquido puede

¹⁸ Reporte EIA página 70

¹⁹ Ibid

²⁰ Reporte EIA página 70

ingresar hacia dichos mantos. Además, la solución del fraccionamiento se puede escapar hacia la superficie y en consecuencia contaminar las reservas de agua.

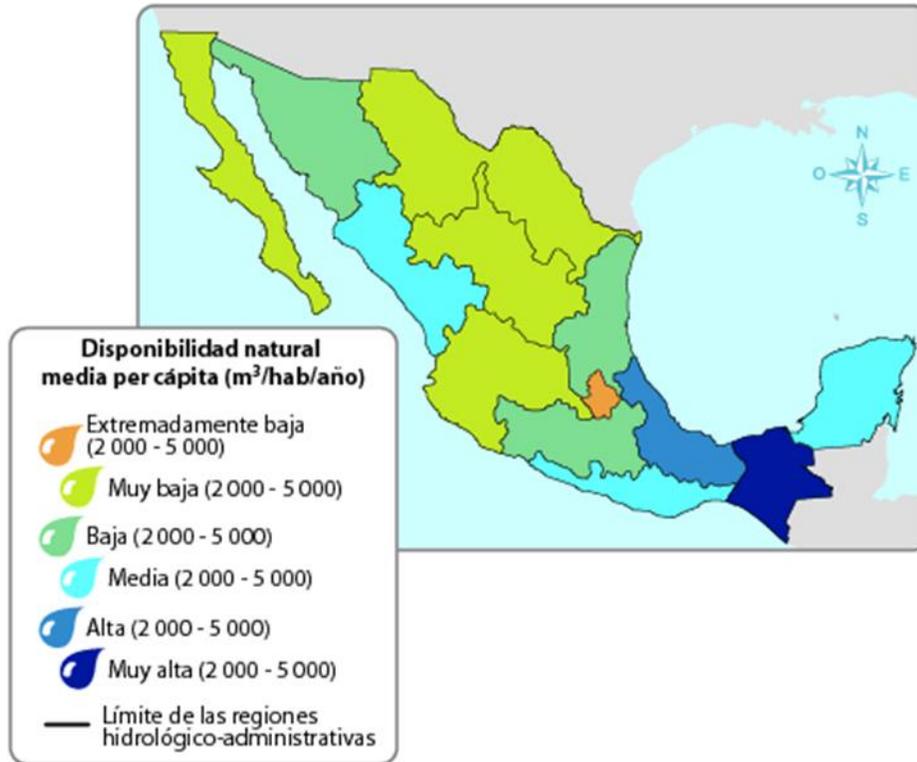
Otros problemas ambientales derivados de esta actividad son el uso intensivo de agua y los terremotos generados al romper la roca del subsuelo²¹. En México el agua es un reto puesto que las áreas en donde se localizan el shale gas tienen poca agua, cómo se puede apreciar en el siguiente mapa²². No obstante algunas estimaciones señalan que en promedio un proceso de fraccionamiento hidráulico utiliza 6 millones de galones de agua en un año mientras que un campo de golf usa de 30 a 35 millones de galones de agua anualmente²³. Además, el sur de tejas tiene recursos hídricos parecidos a los de México y en esta región ya se está desarrollando el shale gas. En cuanto a los terremotos, hasta ahora todos han sido de magnitudes mínimas y no han ocasionado daños humanos ni económicos²⁴.

²¹ IMCO México ante la Reforma Energética p 33

²² Inegi. Disponible en <http://cuentame.inegi.org.mx/territorio/agua/dispon.aspx?tema=T>

²³ Ibid

²⁴ Ibid.



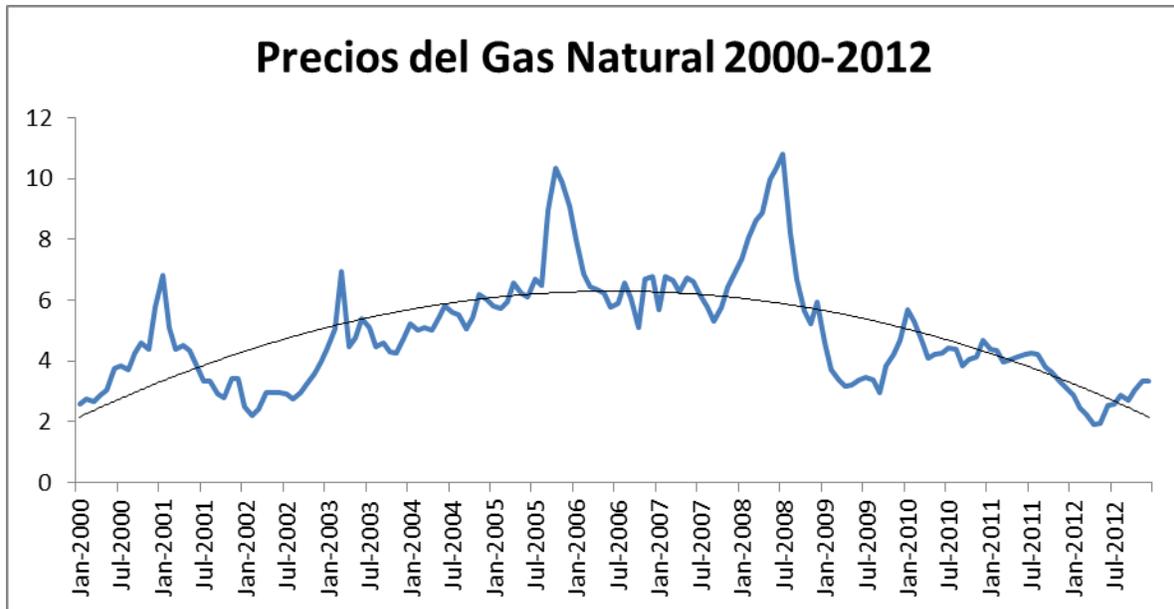
En vista de estos problemas ambientales es necesario que el Estado regule la explotación de shale gas para minimizar el daño ambiental. Joskow (2012) menciona que el Estado debe implementar una regulación que asegure el manejo responsable del agua y la cimentación de los pozos con el objetivo de no tener filtraciones a los mantos acuíferos²⁵. Además es importante que las compañías sean transparentes en el manejo de los desechos y los daños al ambiente. Cómo menciona este autor para explotar este recurso es necesario que las personas conozcan los daños del shale gas y confíen en la regulación impuesta.

²⁵ Paul Joskow Natural Gas From shortages to abundance pg. 14

3. Trabajos Relacionados con la explotación de Gas Lutita

Para obtener las características de un pozo de explotación de shale gas esta tesina utiliza el trabajo de Duman (2012). En este trabajo se explica como la explotación de yacimientos de gas lutita ha ocasionado un boom en la industria energética en donde el panorama paso de escasos a una abundancia. Duman (2012) estima el valor presente neto y la tasa interna de retorno de un proyecto para explotar el shale gas en la reserva de Marcellus, esta última se encuentra en el estado de Pennsylvania en Estados Unidos. En el análisis de este autor el proyecto tiene una duración de diez años y se recupera 4.14 billones de pies cúbicos de gas natural, el proyecto tiene un valor presente neto de \$1, 156,284 dólares con una tasa de descuento del 10%. Esta última asegura Duman (2012) que es la tasa mínima que aceptaría un inversionista dado el riesgo del proyecto. La tasa interna de este proyecto es de 19%, que es casi el doble de la tasa requerida por los inversionistas.

La explotación de shale gas está enfrentando un entorno difícil. Primero, la producción de gas no convencional es más cara que la producción de gas convencional puesto que el primero requiere de perforación horizontal y fraccionamiento hidráulico. Además, los precios del gas natural mantienen una tendencia a disminuir como se puede notar en la siguiente gráfica.



Si la producción de gas natural sigue aumentando es posible que los precios sigan disminuyendo. Además, la demanda de insumos para desarrollar el gas lutita ha aumentado fuertemente, en consecuencia, el costo de los recursos humanos y técnicos ha aumentado²⁶.

Como ya se había mencionado, los costos de producción de un pozo convencional son mayores a los de otro no convencional por el fraccionamiento hidráulico. De esta forma realizar varias etapas de fraccionamiento puede sumar a los costos del proyecto una cantidad entre 2 y 3 millones de dólares²⁷. Por ejemplo el pozo Emergente-1 de PEMEX fue estimulado 17 veces.

Las partes que integran el costo final del pozo de gas lutita son costos de arrendamiento del terreno, el porcentaje de las ganancias que se da a los dueños del mismo, costos de permisos y preparación del sitio. En Estados Unidos las compañías deben de comprar los derechos de hidrocarburos de los dueños del terreno que quieren explotar. Con

²⁶ Economic Viability of Shale gas pg 15

²⁷ Economic Viability of Shale gas pg 21

este fin estas compañías ofrecen un bono por firmar y un porcentaje de las ganancias derivadas de la explotación. Los productores de gas lutita necesitan por lo menos un terreno de 1 milla cuadrada²⁸. En este trabajo se asume que la compañía paga \$2, 208,000 dólares por una milla cuadrada.

Adicionalmente Duman (2012) considera los costos de los permisos y la preparación del sitio antes de la perforación del pozo. Para perforar un pozo en la cuenca de Marcellus en Pennsylvania se requiere un permiso del departamento de protección ambiental. El costo de este permiso depende de la profundidad del pozo. En este trabajo se asume que el pozo tiene una profundidad de 10,000, y en consecuencia, el permiso tiene un costo de \$2,600 dólares. Además, la compañía está obligada a pagar un bono \$2,500 dólares para incentivarla a recuperar el sitio después de extraer el hidrocarburo. Finalmente, la compañía tiene que construir un camino para transportar los materiales de construcción y el personal, además, se debe construir un estanque en el cual se almacenen los líquidos utilizados en el proceso de fraccionamiento hidráulico. La suma de estos costos es de \$405,100 dólares. El costo de perforación es de \$4.5 millones de dólares, este es el componente más grande los costos totales del proyecto.

Uno de los factores más importantes del proyecto es la cantidad de gas que se puede extraer de un pozo en cada momento del tiempo. Duman (2012) asume una tasa de descuento hiperbólica de acuerdo a la siguiente especificación:

$$q_t = q_i(1 + bD_it)^{\left(-\frac{1}{b}\right)}$$

²⁸ Economic Viability of Shale gas pg 25

$q_t =$ tasa de producción

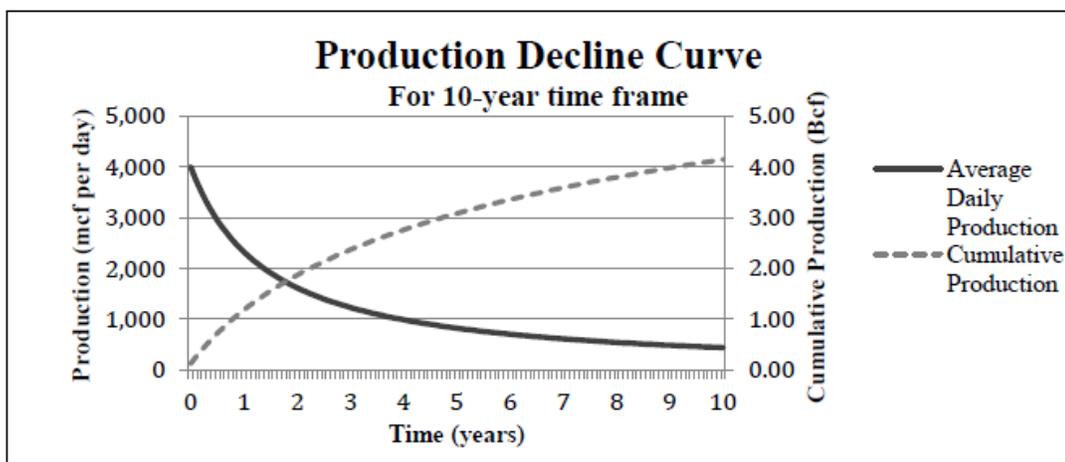
$q_i =$ tasa de producción en el tiempo i

$D_i =$ tasa de decrecimiento inicial

$b =$ exponente hiperbólico

$t =$ tiempo en meses

El exponente hiperbólico es de .9. El autor justifica este exponente argumentando que es representativo de tres compañías que han extraído shale gas en la reserva de Marcellus: Chesapeake Energy, Range Resources y EQT Corporation²⁹. No obstante, en su trabajo Duman (2012) no dice cuál es el valor D_i . Con esta ecuación se encuentra la cantidad de gas natural que se puede extraer del pozo mensualmente. Este autor analiza un pozo de gas seco. Así, se asume que el único hidrocarburo que se extrae del es gas natural. En la siguiente gráfica se puede ver la curva de producción del pozo en el tiempo.



²⁹ Economic Viability of Shale gas pg 40

La línea solida representa las tasas de shale gas diarias mientras que la línea punteada representa la cantidad total que se extrae del pozo. En los diez años que dura el proyecto se extraen 4.14 billones de pies cúbicos. Se asume que inicialmente el proyecto produce 4,000 mcf diarios. Así, la tasa de descuento es de 70% anual.

Initial input values for cost variables	
Drilling and completion costs	\$4,500,000
Lease operating costs	\$0.70
Initial price of natural gas	\$4.04 per mcf
Site prep and permitting fees	\$405,100
Royalty percentage rate	17%
Total lease acquisition costs (based on \$3,450 bonus payment per acre)	\$2,208,000

En la tabla anterior se pueden ver los valores que usa Duman (2012) como insumo para calcular el VPN, la TIR, y el precio de equilibrio para un pozo en la reserva de Marcellus. En esta tesina se asumen los mismos valores que toma en cuenta para un proyecto de 10 años a diferencia del coeficiente Di. Los resultados como ya se mencionó anteriormente, es un VPN de \$ 1, 156,284 dólares y una tasa de retorno de 19%. Estos hallazgos implican que el proyecto es atractivo para inversionistas puesto que la TIR es casi el doble de lo que espera un inversionista. La importancia de este resultado es que estos proyectos son atractivos aun en un contexto de precios disminuyendo y costos aumentando.

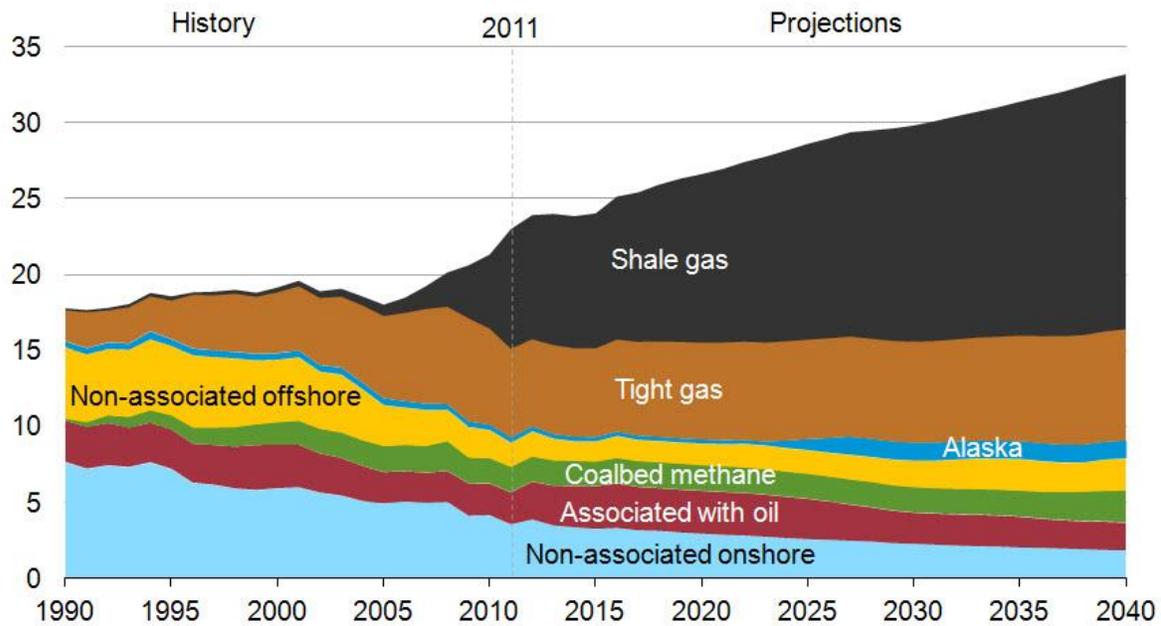
Estado Unidos ha logrado explotar el gas lutita de una manera exitosa. La EIA explica que el gas lutita ha rejuvenecido la industria del gas natural en este país³⁰. En el 2011 del consumo total de gas natural de Estados Unidos sólo se importó el 5%³¹. Actualmente se

³⁰ EIA disponible en http://www.eia.gov/energy_in_brief/article/about_shale_gas.cfm

³¹Ibid

espera que Estados Unidos aumente su producción de gas natural en 44%. La mayor parte de este aumento se debe al incremento en la producción de gas lutita, el cual se espera que aumente de 7.8 trillones de pies cúbicos (tcf) a 16.7 tcf en 2040. En la siguiente gráfica se pueden ver las proyecciones de la EIA de 2011 a 2040:

U.S. dry natural gas production trillion cubic feet



Source: U.S. Energy Information Administration, *Annual Energy Outlook 2013 Early Release*

Si México quiere explotar sus reservas de gas lutita es prudente que analice cómo logró Estados Unidos este aumento en la producción tan rápido. En particular, se debe analizar el contexto regulatorio de Estados Unidos para saber si México cuenta con los elementos necesarios para explotar estas reservas eficientemente. Joskow (2012) explica la relación entre el contexto regulatorio de Estados Unidos y la industria del gas lutita. El trabajo de este autor es importante para esta tesina porque identifica los elementos clave de la regulación del gas natural. La conclusión principal es que la explotación del gas lutita en

Estados Unidos no se hubiera realizado de una manera tan oportuna y eficiente si no fuera por la desregulación del precio, la desagregación de servicios de transportación y producción y el desarrollo de mercados de gas natural con liquidez. Joskow (2012) argumenta que si el precio del gas natural hubiera estado regulado no se hubieran dado los incentivos a invertir en nueva tecnología puesto el precio dependía del *cost of service*. Además, la flexibilidad de permisos para construir ductos combinado con una industria capaz de construir y administrar una red de gas natural ocasionó que se pudieran explotar los yacimientos de gas lutita los cuales no se encontraban en zonas con la infraestructura necesaria para llegar a los puntos de venta del gas natural.

El artículo de Swartz (2013) explica las principales fuentes de contaminación asociadas al proceso de fraccionamiento hidráulico y cómo manejar el riesgo ambiental. Este autor argumenta que los principales riesgos ambientales del *Fracking* son la gran cantidad de agua que se utiliza, la contaminación de mantos acuíferos con líquido *fracking* o metano y la probabilidad de una explosión del pozo. Dicho autor también explica que existen códigos y mejores prácticas para disminuir la probabilidad de una catástrofe ambiental. Por ejemplo, para disminuir el riesgo de que el agua con los aditivos para el *fracking* contamine otras fuentes de agua después de una tormenta se debe crear presas en donde haya una distancia amplia entre el borde y el nivel del agua. El Estado debe adoptar una regulación que considere las externalidades ocasionadas en la explotación del gas lutita.

Rosellón (2012) analiza la regulación del precio del gas natural en México. En este artículo se explica que el precio del gas natural en el punto de venta está dado por una *netback rule* la cual toma el precio del gas natural en el Los Ramones en el estado de Nuevo León y suma los costos de transporte. Así, el precio del gas natural en México se encuentra ligado al

mercado de Houston porque la cantidad que se exporta a México determina el precio en el punto de arbitraje. De esta forma, esta tesina analiza cómo va a cambiar el precio del gas en Houston en el futuro para determinar el VPN del proyecto.

4. Estimación del Valor Presente Neto

El modelo que se utiliza en esta tesis para calcular el VPN fue propuesto por Kalymon (1981). Este autor propone un modelo que depende de los siguientes parámetros:

C = costo total del proyecto.

q_t = nivel de operación anual en el año t .

n = tiempo de operación del proyecto.

m = tiempo de construcción del proyecto.

p_t = precio del barril en el año t .

c_t = costo operativo por barril en el año t .

d = exención de impuestos por depreciación.

τ = impuesto como porcentaje.

r = tasa de retorno del proyecto.

k = tasa de retorno requerida para el proyecto.

Así, la tasa interna de retorno en un proyecto de energía a gran escala está dado por la siguiente ecuación:

$$\sum_{t=1}^m \frac{\frac{C}{M}}{(1+r)^t} - \sum_{t=m+1}^{m+n} \frac{q_t(p_t - C_t)(1-\tau)}{(1+r)^t} - \left(\frac{\tau d}{r+d}\right) \sum_{t=1}^m \frac{\frac{C}{M}}{(1+r)^t} = 0$$

El primer término se refiere a los costos de construcción del proyecto. En segundo lugar, se encuentran los ingresos que recibe el inversionista desde la construcción del proyecto hasta que se agotan las reservas del hidrocarburo. Finalmente, la última expresión es el subsidio que recibe el inversionista por la depreciación del capital.

Después el autor propone un modelo para pronosticar el precio del hidrocarburo durante la duración del proyecto.

$Q =$ Reservas mundiales del hidrocarburo

$$E_t = ap_t^{-(1+\gamma)}(1+g)^{(t-1)}$$

D Demanda mundial de hidrocarburos.

$h =$ costo marginal de extracción

$R =$ tasa de interés

Asumiendo el supuesto de maximización de beneficio el autor encuentra las siguientes condiciones de optimalidad:

$$p_t = h + \varphi_1(1+R)^t$$

Si el mercado de hidrocarburos es perfectamente competitivo y la siguiente expresión si el mercado es monopolístico:

$$p_t = \frac{(1+\gamma)}{\gamma}h + \vartheta_2(1+R)^t$$

Donde ϑ_1 y ϑ_2 son multiplicadores que provienen de la siguiente condición:

$$\sum_{t=1}^T E_t = Q$$

Finalmente al integrar los precios a la ecuación de la tasa de retorno obtenemos la siguiente ecuación que toma en cuenta los principales riesgos en un proyecto de energía de gran escala:

$$r = \frac{(h^* - c) \left(1 - \left(\frac{1}{1+r}\right)^n\right) + \vartheta^* (1 + R)^{m+1} \left(1 - \left(\frac{1+R}{1+r}\right)^n\right) / \left(1 - \frac{R}{r}\right)}{\frac{c}{q} \left(\frac{1}{mr} \left((1 + r)^m - 1\right)\right) \left(\frac{1}{1-\tau}\right) \left(1 - \frac{\tau d}{r+d}\right)}$$

La forma en que este artículo evalúa el precio no es adecuada para evaluar el precio del gas lutita, puesto que no incorpora la incertidumbre en la estimación del precio. Es decir, al utilizar este modelo se asume que los agentes no descuentan a una tasa adecuada a sus preferencias.

Así, se utilizará el modelo de Jacoby et al. (1992) para evaluar el proyecto de gas lutita. En este artículo se propone el modelo DAV el cual es más realista que el modelo *Discounted Cash Flow* (DCF). Los autores argumentan que el DCF realiza supuestos poco realistas e impreciso para estimar la relación entre riesgo y valor económico. En sustitución, los autores proponen un modelo de información que, con base en las técnicas de valuación de derivados, sirve para pronosticar los precios del petróleo en el futuro.

El modelo ajusta la expectativa del precio P en el tiempo u , P_u a la información con la cual se cuenta en el periodo s . Así en el primer periodo la estimación del precio es $E_0(P_u)$. Es decir, los autores proponen dos tiempos en el modelo. El primero está dado por el subíndice s y representa el tiempo en el que se recibe la información. El segundo se refiere al momento del precio con incertidumbre y es representado por el subíndice u . Por ejemplo $E_1(p_2)$ se refiere a la expectativa que se tiene en el primer periodo del precio en $t=2$.

Jacoby et al (1992) asumen que en el momento que se decide el precio $s=0$ los precios para $u>0$ son desconocidos. No obstante es posible conocer una tendencia del precio P_u y hacer supuestos sobre cómo se resolvería la incertidumbre a medida que cambia el tiempo de información s .

En el momento $s=u$ se va a conocer el precio el cual va a cumplir con la ecuación $E_{s=u}(P_u) = P_u$.

Jacoby et al (1992) suponen que en el periodo $s=0$ se cuenta con la estructura futura del precio y que conforme se obtiene más información en cada periodo las expectativas del precio se van modificando de acuerdo con la siguiente regla:

$$E_{s+\Delta s}(P_u) - E_s(P_u) = E_s(P_u)\sigma_{P,OM,s}\Delta Z_{OM,s}$$

El subíndice OM identifica la información que proviene de los mercados de petróleo. Así, se la información $\Delta Z_{OM,s}$ va cambiando de manera aleatoria suponiendo que $E_s[\Delta Z_{OM,s}] = 0$ y $E_s[\Delta Z_{OM,s}^2] = \Delta s$. Así el ajuste de las expectativas es igual al precio del inicio del periodo $E_s(P_u)$ ajustado por la nueva información $\Delta Z_{OM,s}$. El parámetro $\sigma_{P,OM,s}$ determina la proporción del ajuste en la expectativa.

La teoría está diseñada para que los cambios en $\Delta Z_{OM,s}$ sean cambios infinitesimales, pero el modelo se puede adaptar para variables anuales con la siguiente transformación:

$$Z_{OM,s} = \int_s^{s+1} \Delta Z_{OM,s}$$

La información anual $Z_{OM,s}$ es una variable normal con varianza unitaria. Así, en la práctica la ecuación anterior se vuelve:

$$E_{s+1}(P_u) = E_s(P_u) \exp\left(-\frac{1}{2}\sigma_{P,OM,s}^2 + \sigma_{P,OM,s}Z_{OM,s}\right)$$

Los parámetros que hay que estimar son la estructura actual de expectativas $E_0(P_u)$ y los parámetros de volatilidad σ . Estos últimos se pueden estimar con la historia del precio del petróleo asumiendo que el futuro va a tener un comportamiento similar al pasado.

Finalmente sólo falta calcular la tasa de interés a la cual se van a descontar los flujos de efectivo en el futuro. Jacoby et al (1992) proponen que la tasa de interés esté dada por la siguiente ecuación:

$$R_s(P_u) = r_s + PRisk_{OM,s}\sigma_{p,OM,s}$$

La lógica detrás de esta ecuación es que el precio se puede ver como un bono cuyos pagos son igual a una unidad de petróleo. Esta ecuación depende de los siguientes parámetros:

$r_s =$ *tasa libre de riesgo.*

$PRisk_{OM,s} =$ *precio en el tiempo s ajustada a la incertidumbre en el mercado.*

Así, el valor del precio en el tiempo es:

$$V_0 = E_0(P_u) \exp((-r + PRisk\sigma)u).$$

Un insumo del modelo *derivative asset pricing* es la expectativa de precios para cada periodo del tiempo.

Para construir la estructura de precios esta tesina emplea un modelo ARIMA. Cabe mencionar que este tipo de modelos sirven para pronósticos en un periodo corto puesto que después de un año los pronósticos regresan a la media del proceso, así este modelo no es muy adecuado para pronósticos de 10 años. La justificación para utilizar el modelo ARIMA es la rápida tasa de declive en la producción del modelo puesto que el 50% de la extracción del yacimiento se realiza en los primeros 44 meses del proyecto. Además, en el modelo de Kalymon el futuro se va descontando y, en consecuencia, los flujos futuros son menos importantes.

El primer paso para obtener pronósticos adecuados es averiguar si la serie de precios es estacionaria. Con este objetivo se realiza la prueba Dicky Fuller aumentada en la cual la hipótesis nula es que la serie tiene raíz unitaria. A continuación, se pueden observar los resultados de esta prueba.

Null Hypothesis: PRECIOS has a unit root
 Exogenous: Constant
 Lag Length: 1 (Automatic - based on SIC, maxlag=17)

	t-Statistic	Prob.*
Augmented Dickey-Fuller test statistic	-2.797718	0.0594
Test criticalvalues:		
1% level	-3.444923	
5% level	-2.867859	
10% level	-2.570200	

*MacKinnon (1996) one-sided p-values.

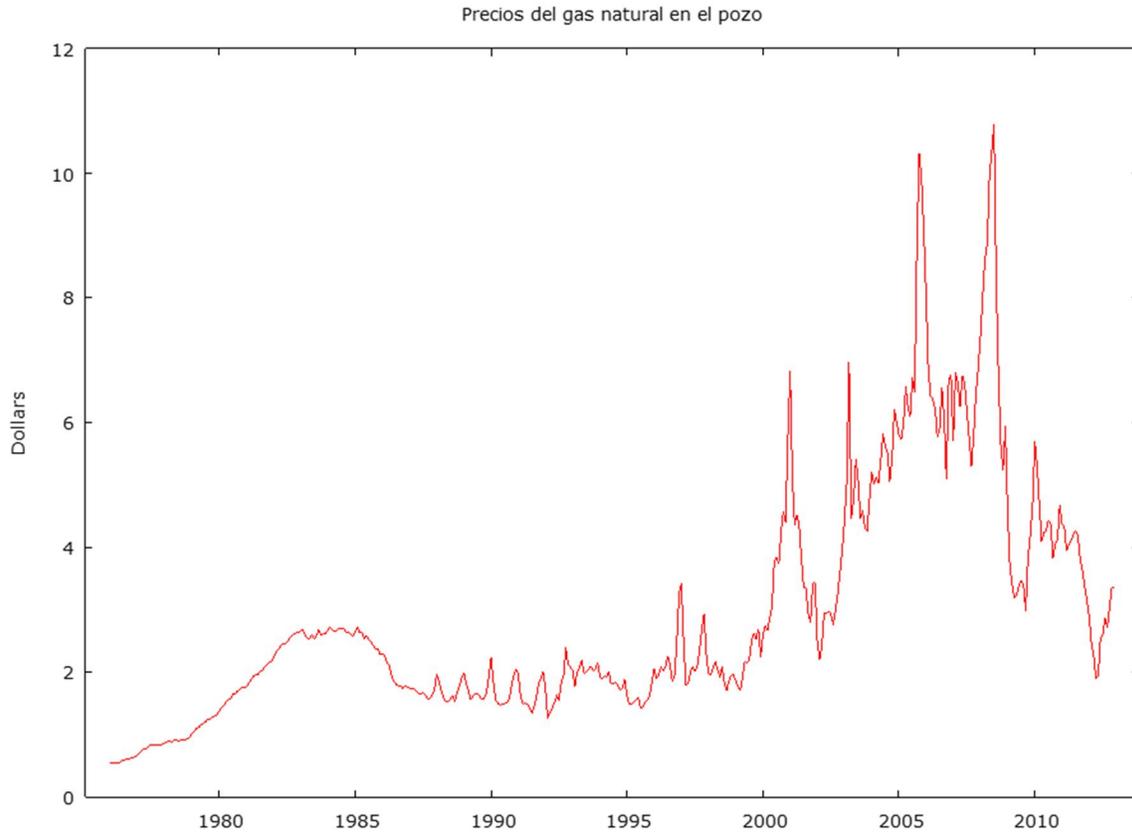
Augmented Dickey-Fuller Test Equation
 Dependent Variable: D(PRECIOS)
 Method: LeastSquares
 Date: 05/07/14 Time: 14:29
 Sample (adjusted): 1976M03 2012M12
 Included observations: 442 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
PRECIOS(-1)	-0.028327	0.010125	-2.797718	0.0054
D(PRECIOS(-1))	0.160536	0.047026	3.413802	0.0007
C	0.087401	0.034955	2.500389	0.0128
R-squared	0.038864	Mean dependentvar		0.006357
Adjusted R-squared	0.034486	S.D. dependentvar		0.407711
S.E. of regression	0.400620	Akaikeinfocriterion		1.015156
Sum squaredresid	70.45781	Schwarzcriterion		1.042925
Log likelihood	-221.3495	Hannan-Quinncrier.		1.026109
F-statistic	8.875668	Durbin-Watson stat		1.964574
Prob(F-statistic)	0.000166			

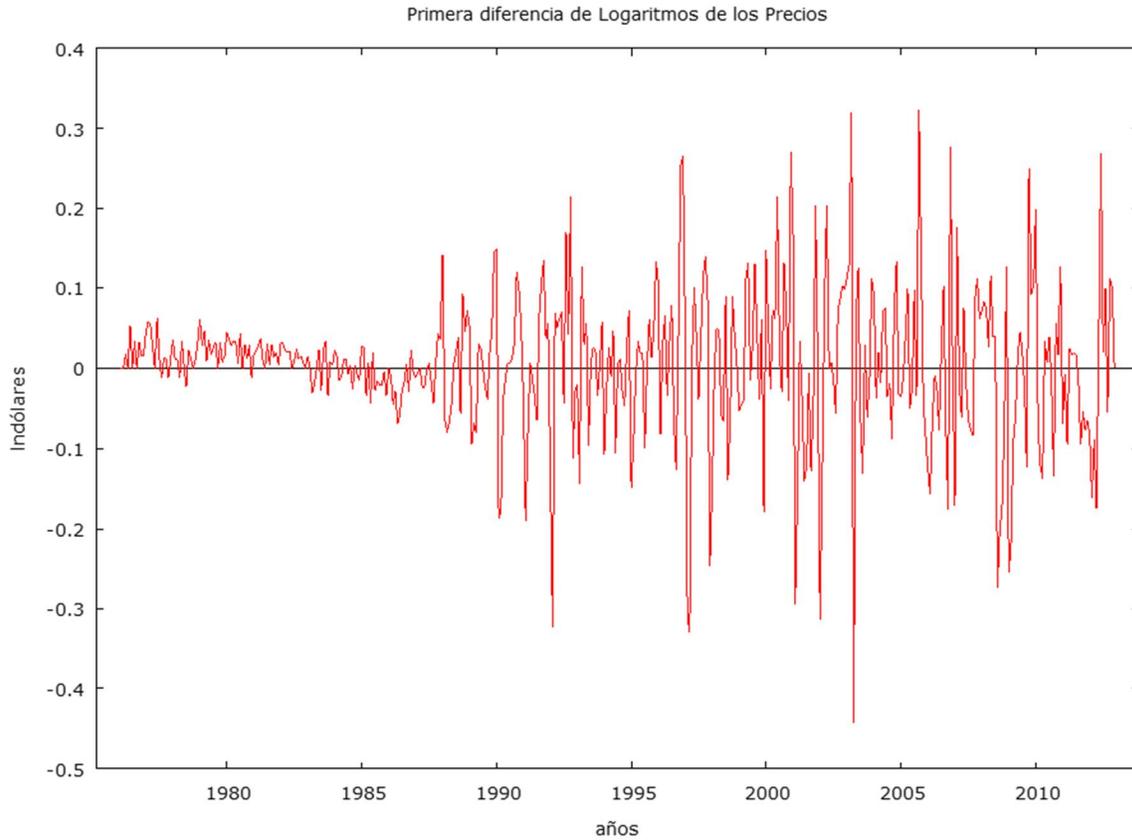
En la tabla se puede notar que fallamos en rechazar la hipótesis nula al 95%, lo cual indica que la serie no tiene raíz estacionaria. En la siguiente gráfica se ve el precio del gas natural, como se puede notar el proceso no es estacionario puesto que la media cambio en el tiempo. Así diferenciamos la serie una vez aplicando la siguiente transformación:

$$\Delta y_t = y_t - y_{t-1}$$

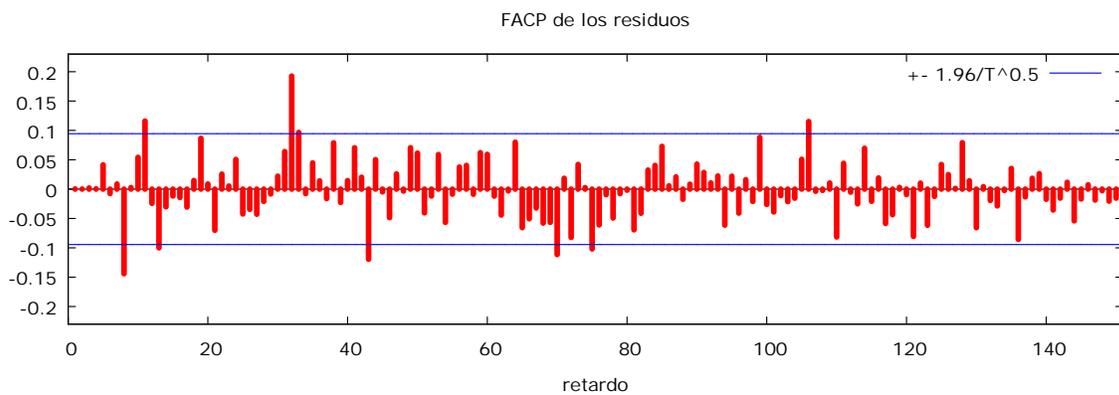
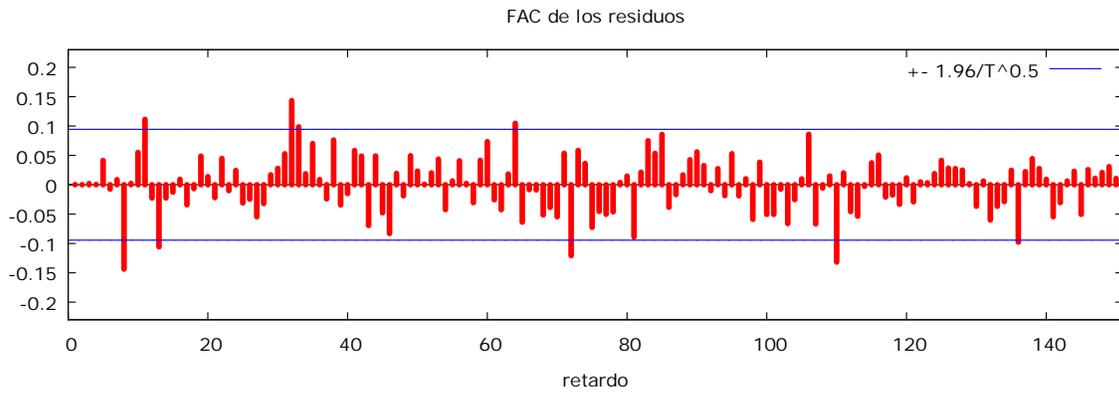
Adicionalmente aplicamos la función logaritmo a la serie con el objetivo de reducir la varianza y obtener pronósticos más exactos.



Los resultados de aplicar logaritmos y diferenciar la serie se pueden ver en la siguiente gráfica. La variable se encuentra alrededor de una media de cero la cual no parece cambiar con el tiempo, así parece ser que esta serie es estacionaria.

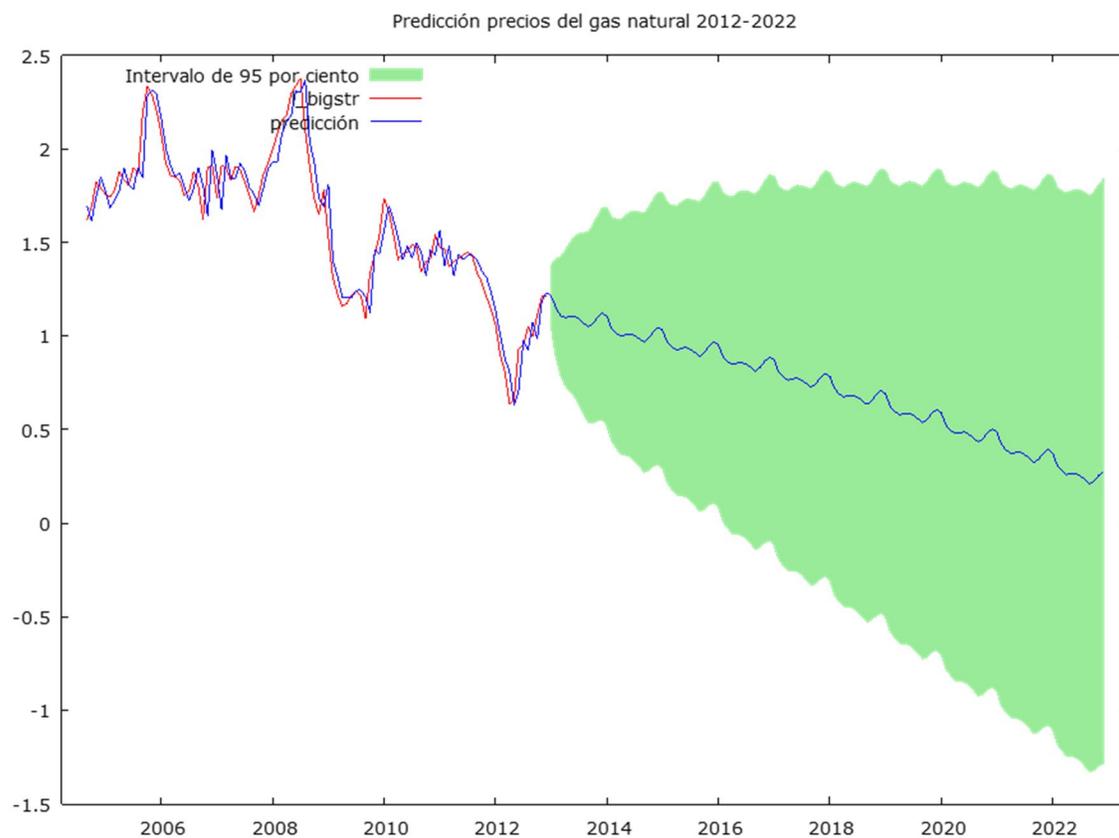


Ahora procedemos a limpiar la serie para que el error sea un ruido blanco. Con el modelo ARIMA con rezagos AR específicos en 1, 3, 5, 7,9 y MA en 1, 2, 3,4 y diferencias estacionales logramos rechazar la prueba Q. Jung box para 100 rezagos. La hipótesis nula de esta prueba es que las covarianzas no tienen relación con su pasado. Así, podemos asegurar no hay autocorrelación entre los errores de la serie para 100 rezagos. Así, este modelo es adecuado para pronosticar los precios del gas natural.



En las gráficas anteriores se puede observar la función de autocorrelación y la función de autocorrelación parcial. Aunque se puede ver que algunos rezagos salen del intervalo de confianza la prueba Q. Jung Box nos indica que estos son estadísticamente iguales a cero.

En la siguiente gráfica se puede ver los pronósticos de la serie en escala logarítmica. El intervalo de confianza al 95% aumenta a medida que pasa el tiempo, lo cual es una característica de estos modelos para horizontes de tiempo largos puesto que después de un tiempo el pronóstico es la media de la serie. Se puede observar que el precio del gas natural mantiene una tendencia a la baja lo cual es intuitivo por el aumento en la oferta debido a la explotación de yacimientos de gas lutita.



El primer escenario que se analiza son los pronosticados por el modelo ARIMA. A comparación del modelo de Duman (2012) en esta tesina no se analizan los costos del terreno, puesto que no se cuenta con información de estos parámetros. Además, se asume una tasa impositiva constante del 30%. En la siguiente tabla se pueden ver los supuestos sobre los costos del proyecto:

Parámetros de la valuación	
Costos de excavación del pozo	\$4,500,000
Costo marginal de extracción por mcf	\$.70
Costos de preparación del sitio	\$405,100
Prima de riesgo anual	40% ³²
Tasa libre de riesgo	4.1545% ³³
Tasa de impuestos	30% mensual
Varianza	3.58

Los parámetros de costos son iguales a los utilizados en el trabajo de Duman (2012). La prima de riesgo anual es la que utilizan Jacoby et al para descontar un proyecto de exploración y explotación de petróleo. Así, se asume que el riesgo en un proyecto de exploración de petróleo y gas natural son similares. La tasa libre de riesgo es el promedio de la tasa de descuento interbancaria a 28 días desde 2013 a la fecha. La varianza proviene de los precios del gas natural desde Enero de 1976 hasta Diciembre del 2012³⁴.

En la siguiente gráfica se pueden observar las curvas de producción de este proyecto. La gráfica superior se refiere a la tasa de extracción diaria que se obtiene durante un mes. La

³² Es la prima de riesgo que utiliza Jacoby y Laughton para descontar un proyecto de exploración y extracción de petróleo. Derivative Asset Valuation pg 38.

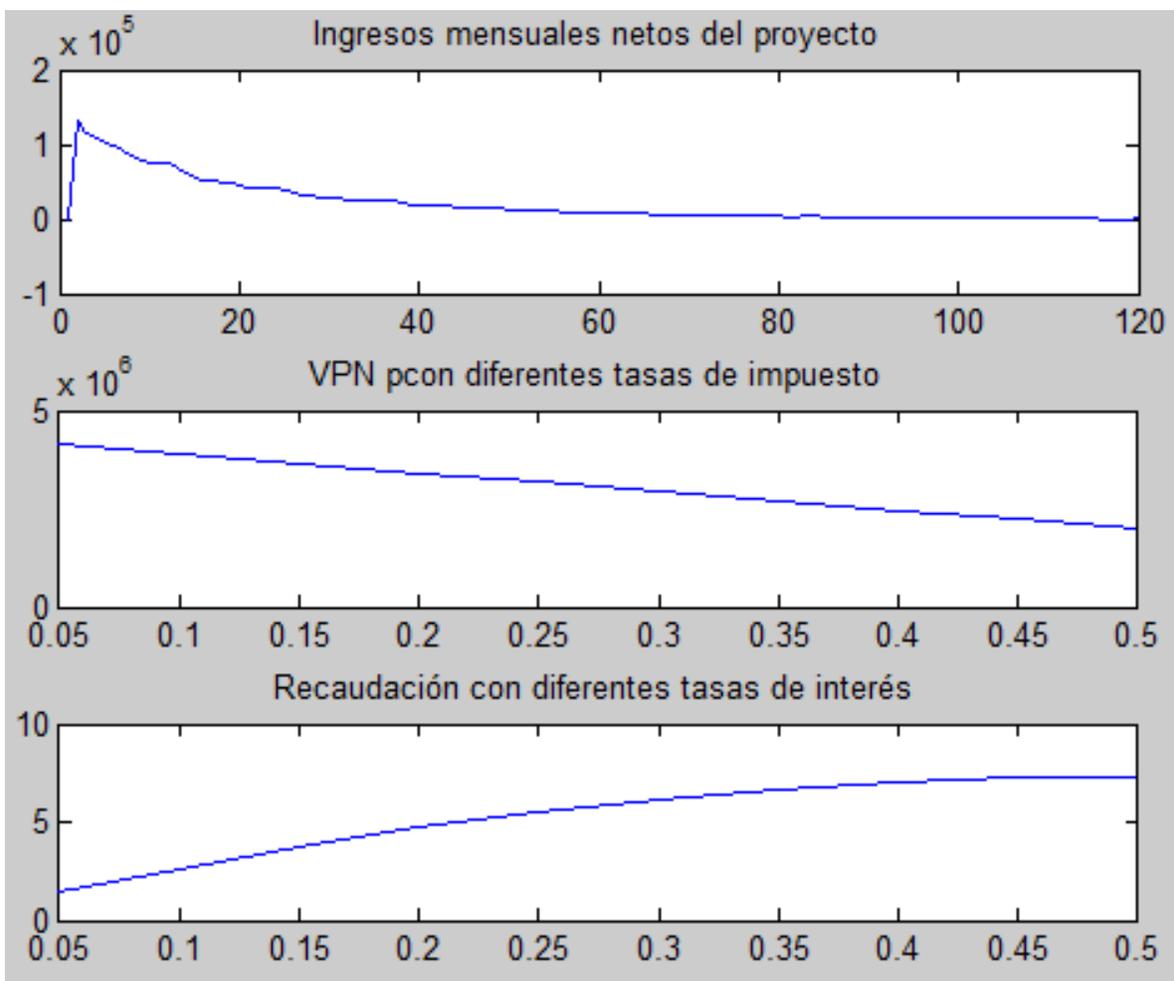
³³ Es el promedio de la tasa de descuento TIE a 28 días desde 2013 hasta 2014. Banxico disponible en <http://www.banxico.org.mx/SieInternet/consultarDirectorioInternetAction.do?accion=consultarCuadro&idCuadro=CF101§or=18&locale=es>

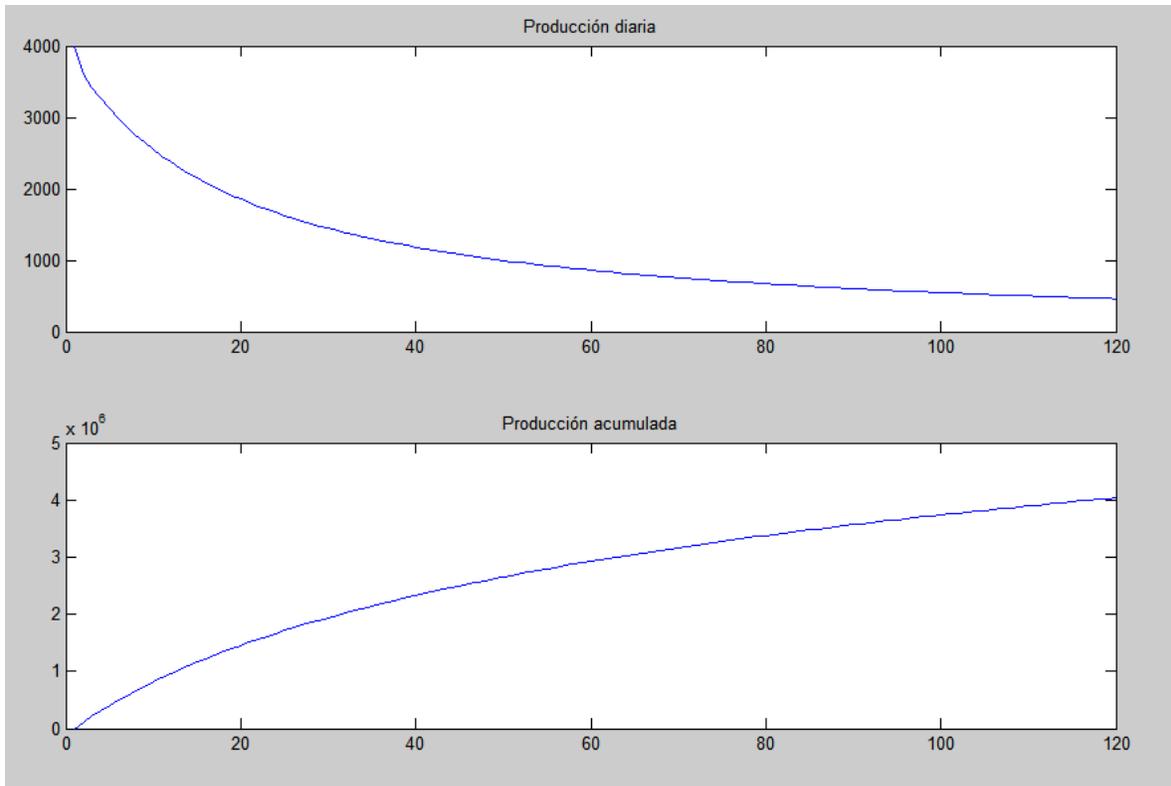
³⁴ EIA disponible en <http://www.eia.gov/dnav/ng/hist/n9190us3m.htm>

gráfica inferior es la suma de todo el gas natural extraído en el pozo. Ambas curvas fueron calculadas de acuerdo a la tasa de descuento hiperbólica que supone Duman (2012):

$$q_t = q_i(1 + bD_it)^{\left(-\frac{1}{b}\right)}$$

En este documento se asume que el parámetro D_i es 5.83% ya que es el parámetro que aproxima los resultados de Duman con un error marginal.





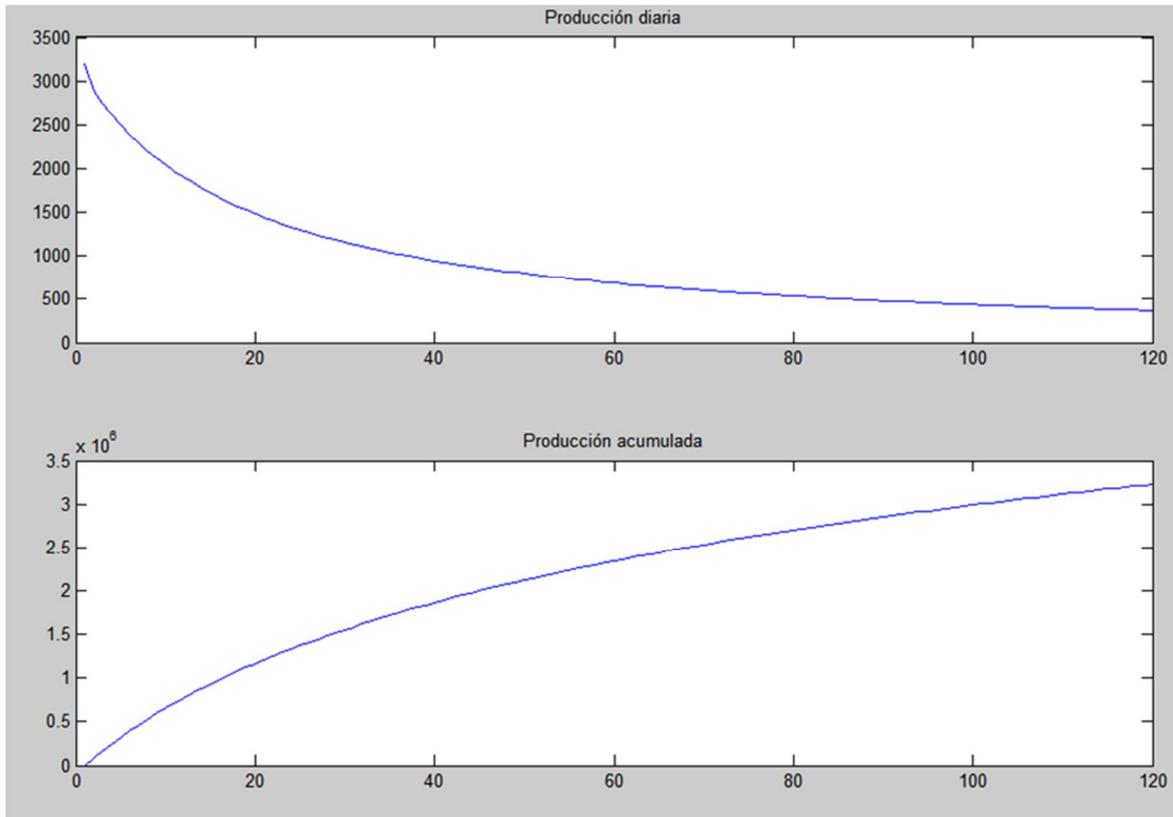
Los resultados de este primer ejercicio son los siguientes. Como se puede notar el proyecto tiene un valor neto positivo después de impuestos y en consecuencia el gobierno logra recaudar una cantidad positiva.

Resultados Simulación	
VPN del proyecto	\$4,817,800
Recaudación total del proyecto	\$1,633,300

Con el objetivo de comparar la eficiencia de un pozo privado con uno público se comparan estos resultados con los obtenidos en el pozo Arbolero-1 el cual reporta la tasa de producción más alta de los cuatro pozos de gas lutita que tiene PEMEX. Esta empresa no reportó el costo de este pozo. Pero una aproximación puede ser el costo del pozo Emergente1

que estuvo entre 20 y 25 millones de dólares³⁵. No obstante con el objetivo de no sobreestimar la pérdida de eficiencia se asume que la estructura de costos de PEMEX es idéntica a la de Duman (2012).

En la simulación se asume que el pozo inicia produciendo 3.2 millones de pies cúbicos diarios³⁶ puesto que este es el nivel más alto de producción de un pozo de PEMEX. Esta es la única diferencia con la simulación del pozo en la cuenca de Marcellus. Es decir, no se toma en cuenta que a la fecha los costos de producción de PEMEX son más altos que los del trabajo de Duman (2012).



³⁵Ibid

³⁶ Reporte EIA página 70

Variabes	Simulación Pozo		Diferencia
	Cuenca de Marcellus	Arbolero-1	
Producción(bcf)	4,038	3,230	-8,076
VPN para Inversionistas	\$4,817,800	\$3,773,200	-\$1,044,600
Recaudación Fiscal	\$1,633,300	\$1,306,700	-\$326,600

En la tabla anterior se pueden ver el resultado de estas simulaciones. PEMEX planea tener 75 pozos para el 2015. Con los resultados simulados se puede notar que si PEMEX lleva a cabo esta plan la diferencia en VPN sería de \$78,345,000 dólares y la pérdida en recaudación del Estado a una tasa del 30% es de \$24,495000 dólares. Cabe mencionar que se están realizando dos supuestos en esta comparación; primero se está comparando un pozo en la cuenca de Marcellus con otro en Burgos, lo cual puede no ser justo debido a las condiciones geológicas de cada reserva. Segundo, se asume que el valor que reporta PEMEX para el Arbolero-1 es la tasa más alta de extracción, la cual se obtiene al principio del proyecto. A pesar de estos supuestos, la comparación no parece tan injusta ya que el costo Emergente-1 estuvo dentro del intervalo de \$20 a \$25 millones de dólares, mientras que en

este análisis se mantuvo la estructura de costo del proyecto de Duman(2012) la cual es mucho menor.

Para 2025 PEMEX va a llevar a cabo la explotación de 750 pozos de gas lutita. De acuerdo a las simulaciones realizadas en este documento la pérdida por ecaudación y vpn sería aproximadamente de 1 billón de dólares. Estos resultados sugieren que PEMEX es menos eficiente que la empresas que actualmente están explotando los pozos en la cuenca de Marcellus. Así, es pertinente considerar la participación de este tipo de empresas en la producción en México. Existen varios tipos de contratos que el Estado puede implementar para mantener la propiedad del petroleo pero mejorando la eficiencia al incorporar la experiencia de la inciativa privada.

5. Cambios en la Regulación del Sector Energético

De acuerdo con la propuesta de Ley de Hidrocarburos se posibilita la participación privada en los sectores energéticos de México, incluyendo las actividades estratégicas de exploración y extracción de petróleo y gas natural³⁷. Anteriormente el marco regulatorio en México encomendaba todas las funciones de exploración y extracción únicamente a PEMEX³⁸. En esta propuesta de ley se argumenta que dado el riesgo de algunas actividades de esta industria cómo son la producción de aceite y gas de lutita, en varios países estas se llevan a cabo por varios actores³⁹.

Esta propuesta contempla que las actividades de exploración y extracción del petróleo y otros hidrocarburos se pueden llevar a cabo por empresas productivas del Estado (PEMEX o la Comisión Federal de Electricidad) en asociación de particulares nacionales e internacionales⁴⁰. Las modalidades de contratación propuestas en esta reforma son contratos de servicios, de utilidad o producción compartida y de licencia. También se especifica que las contraprestaciones de estos contratos serán en efectivo para los contratos de servicios, un porcentaje de utilidad para los contratos de utilidad compartida, un porcentaje de la producción obtenida para los contratos de producción compartida y con la transmisión de los hidrocarburos una vez extraídos del subsuelo para las licencias⁴¹.

Los mecanismos legales que usualmente se utilizan en el sector petrolero se pueden dividir en dos categorías concesiones y sistemas contractuales⁴². En el primer tipo la

³⁷ Ley de Hidrocarburos página 3

³⁸ Ibid

³⁹ Ley de Hidrocarburos página 4

⁴⁰ Ibid

⁴¹ Ibid

⁴² IMCO México ante la revolución energética del siglo XXI pg 22

producción en especie es dividida entre el operador y el gobierno. En el segundo tipo se paga una tarifa al contratista típicamente en efectivo⁴³. A su vez los sistemas contractuales se pueden subdividir en contratos de servicios de riesgo, en la cual la tarifa esta ligada a las utilidades, y contratos de servicio puro. La concesión es el instrumento legal en donde la mayor parte del riesgo y de la inversión la asume el operador quien tiene una mayor libertad para deducir costos⁴⁴. En contraste un esquema contractual basado exclusivamente en contratos de servicio puros es mucho menos eficiente para atraer inversión y talento ya que el Estado asume la mayor parte del riesgo y la inversión. Así, el esquema que se planea adoptar en México es más eficiente que el que se tenía anteriormente puesto que se puede compartir el riesgo de actividades de exploración y explotación además de utilizar el *know how* de la iniciativa privada.

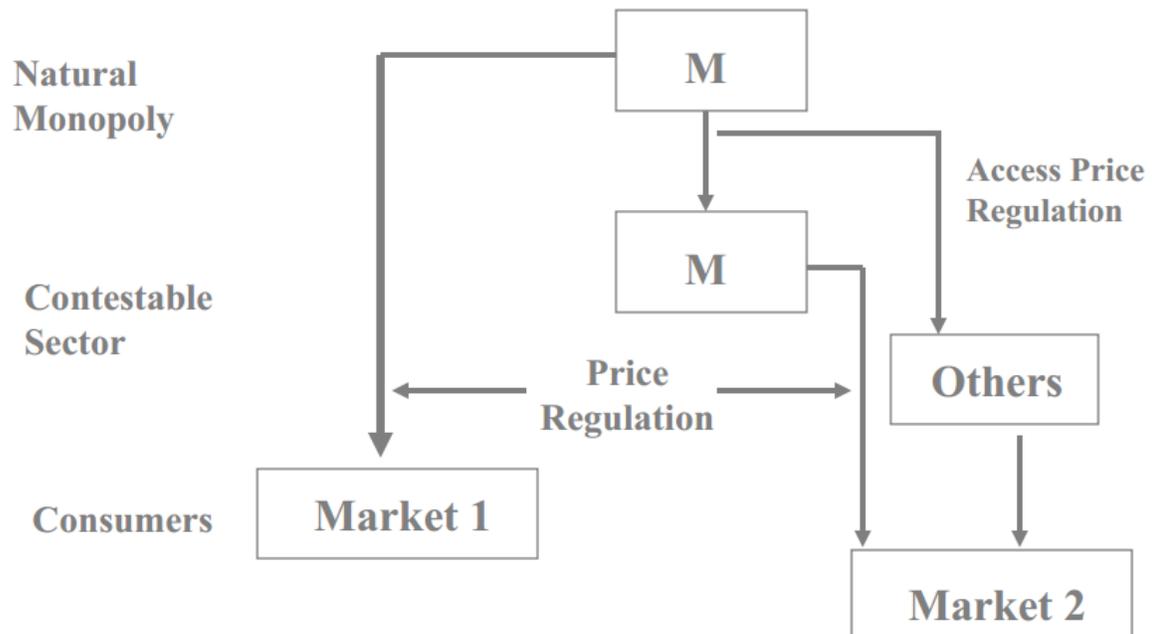
En la teoría de la regulación económica el esquema que va a adoptar México se conoce como integración vertical con liberalización⁴⁵. En este punto se considera si se debe permitir que PEMEX o CFE puedan participar en el proceso de licitación de gas lutita asumiendo que la simulación realizada en está tesina es adecuada y PEMEX es menos eficiente que las empresas privadas en la producción de hidrocarburos.

⁴³ Ibid.

⁴⁴ Ibid

⁴⁵ Armstrong, M., Cowan , S., Vickers J. (1994): Chapters 4 and 5 pg. 136

Vertical Integration with Liberalization



En el esquema anterior se puede observar la nueva arquitectura de mercado en la exploración y explotación de gas lutita. En este caso existe un monopolio natural en la red de transmisión de gas natural puesto que los costos hundidos de esta red son demasiado grandes. El sector contestable, es decir en el cual puede haber competencia, es la explotación y exploración de yacimientos de gas lutita, lo cual ya fue demostrado puesto que en Estados Unidos hay competencia en este sector. Finalmente el mercado 2 se refiere al mercado de consumidores de gas natural que en este caso puede ser PEMEX o refinarias privadas.

De acuerdo con Armstrong et al (2009) existen tres grandes tipos de arquitectura de mercados: 1) monopolio integrado verticalmente, 2) separación vertical con liberalización e 3) integración vertical con liberalización⁴⁶. En particular para el caso de México antes de la reforma, PEMEX era un monopolio integrado verticalmente puesto que se dedicaba de la

⁴⁶ Armstrong Vickers pg. 161

producción de hidrocarburos y su transmisión. Ahora la reforma propone integración vertical con liberalización. Al respecto Armstrong et al (2009) comentan que hay tres factores clave al analizar cual es el modelo de mercado más adecuado: las eficiencias generadas por economías de alcance, el peligro que la integración vertical pueda disminuir las ganancias en eficiencia de la competencia y la efectividad de la regulación entre el monopolio natural y el sector contestable⁴⁷.

Economías de alcance se refiere a la disminución del costo medio al producir dos bienes similares, en este caso, la extracción de hidrocarburos y la transmisión de estos. Si las economías de alcance son grandes entonces la combinación de estas actividades puede ser naturalmente monopolística aunque una actividad por si sola no lo sea. En este caso la opción más apropiada es la integración vertical. Si las economías de escala no son grandes pero si pueden llegar a ser significativas entonces la regulación de interconexión puede ser adecuada para fomentar la competencia y, al mismo tiempo, aprovechar dichos beneficios. No obstante, los autores argumentan que dados los incentivos del monopolio y la información con la que cuenta el regulador puede ser que la regulación de interconexión sea inadecuada. Así, la conclusión de este análisis es que si la regulación del conducto es complicada y se piensa que las ganancias de la competencia son significativas, entonces se debe considerar la separación vertical con liberalización⁴⁸

El argumento de Armstrong et al (2009) puede ser relevante para el caso de la reforma energética en México puesto que se puede comparar las ventajas y desventajas teóricas del esquema planteado por la reforma. De acuerdo con el análisis realizado en esta tesina las

⁴⁷ Ibid

⁴⁸ Armstrong Vickers pg 162.

ganancias de la competencia son substanciales: aproximadamente un billón de dólares en VPN más la ganancia por el costo de oportunidad de los fondos públicos. En este documento no se cuenta con la información sobre la economía de escala generadas por PEMEX en la transmisión y generación de hidrocarburos. No obstante considerando la dificultad de regular las tarifas de interconexión y las ganancias substanciales de la competencia es razonable suponer que la separación vertical con liberalización puede ser un esquema más beneficioso para el Estado.

Un factor adicional a considerar es la asimetría de información que se va a tener en el proceso de licitación puesto que PEMEX va a tener más información sobre la calidad de los yacimientos de gas lutita que los inversionistas privados. Es decir, es razonable asumir que PEMEX que ya ha explotado varios pozos de gas lutita y cuenta con información de varios estudios geológicos tiene más y mejor información que un inversionista privado. El Estado debe regular los mecanismos de transmisión con el objetivo de nivelar el terreno para la industria privada. En el trabajo de Hughart (1975) se analiza que sucede en un proceso de subastas cuando un participante tiene más información sobre el valor del yacimiento antes de la subasta. El resultado principal del análisis de Hughart (1975) es que una subasta a sobre cerrado en la cual el postor con la oferta más alta gana el yacimiento no es óptima. Este aspecto es otro punto que el regulador debe considerar para obtener los beneficios de la competencia.

6. Conclusión

La explotación del gas lutita cambió el panorama energético de Estados Unidos. Como consecuencia del aumento en la oferta del gas natural hubo una disminución substancial en el precio del gas natural que pasó de un intervalo de \$5.73 y \$10.33 dólares por miles de pies cúbicos (mcf) en 2004 a \$1.89 y \$3.5 mcf en 2012. Estados Unidos ha logrado explotar el gas lutita de una manera exitosa. La EIA explica que el gas lutita ha rejuvenecido la industria del gas natural en este país⁴⁹. En el 2011 del consumo total de gas natural de Estados Unidos sólo se importó el 5%⁵⁰. Actualmente se espera que Estados Unidos aumente su producción de gas natural en 44%. La mayor parte de este aumento se debe al incremento en la producción de gas lutita, el cual se espera que aumente de 7.8 trillones de pies cúbicos (tcf) a 16.7 tcf en 2040.

México cuenta con un potencial energético para desarrollar sus yacimientos de gas lutita. Este país cuenta con la sexta reserva más grande de shale gas con 545 trillones de pies cúbicos (tcf)⁵¹. El consumo de gas natural en México en 2012 fue de 2,356.43 billones de pies cúbicos. Si México mantuviera esta tasa de consumo la totalidad de las reservas de gas lutita equivaldrían aproximadamente 232 años. El valor económico de esta reserva a un precio del gas natural de \$4 dólares por mcf es de \$2,180 billones de dólares.

Petroleos Mexicanos (PEMEX) realizó el primer descubrimiento de un yacimiento de gas lutita en la cuenca de Burgos en 2010. El primer pozo generado después de este descubrimiento es el Emergente-1 el cual se localiza a unos kilómetros de la frontera entre

⁴⁹ EIA disponible en http://www.eia.gov/energy_in_brief/article/about_shale_gas.cfm

⁵⁰ Ibid

⁵¹ <http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/>

Coahuila y Tejas⁵². Este primer intento de PEMEX costo entre \$20 y \$25 millones de dólares e inicio produciendo 2.8 millones de pies cúbicos al día lo cual no es rentable con los precios del gas natural⁵³. Actualmente, PEMEX ha explotado 4 pozos, tres en la reserva de Eagle Ford y uno en Sabinas. El pozo que reporta la producción diaria más alta es el Arbolero-1 con 3.2 millones de pies cúbicos diarios⁵⁴.

Con el objetivo de arrojar luz sobre el debate de la reforma energética en esta tesina se simuló un proyecto de exploración y extracción de gas lutita privado con los datos obtenidos por PEMEX. Los resultados de este análisis se pueden observar en la siguiente tabla:

Variables	Simulación Pozo Cuenca de Marcellus	Arbolero-1	Diferencia Marcellus-Arbolero1
Producción de gas natural (bcf)	4,038	3,230	-807
VPN Inversionistas	\$4,817,800	\$3,773,200	-\$1,044,600
VPN Recaudación Fiscal	\$1,633,300	\$1,306,700	-\$326,600

⁵² Reporte EIA página 70

⁵³ Ibid

⁵⁴ Reporte EIA página 70

Cómo se puede notar la pérdida en VPN entre el pozo simulado y el de PEMEX es de 1 millón de dólares y la pérdida en recaudación a una tasa impositiva del 30% es de \$326,600 dólares. PEMEX planea realizar 750 pozos para 2025. Asumiendo que los pozos mantienen la misma estructura la pérdida en VPN y recaudación sería de aproximadamente 1 billón de dólares.

La metodología para calcular el VPN estuvo basada en dos modelos. El cálculo del VPN se realizó con base en el artículo de Jacoby et al (1992). El modelo propuesto por estos autores se conoce cómo *Derivative Asset Valuation* y consiste en resolver por medio de un Monte Carlo la incertidumbre asociada a un proyecto de energía.

Para pronosticar los precios del gas natural se utilizó un modelo ARIMA. Con el modelo ARIMA con rezagos AR específicos en 1, 3, 5, 7,9 y MA en 1, 2, 3,4 y diferencias estacionales se puede rechazar la prueba Q. Jung box para 100 rezagos. La hipótesis nula de esta prueba es que las covarianzas tienen relación con su pasado. Así, podemos asegurar no hay autocorrelación entre los errores de la serie para 100 rezagos. Cabe mencionar que los modelos ARIMA tienen memoria corta en el sentido que después de un tiempo regresan a la media del proceso. La justificación para emplear este modelo a pesar de que el proyecto tiene una duración de diez años es que la producción del pozo va disminuyendo a una tasa de descuento hiperbólica y aparte el futuro es descontado para ajustar por riesgo. Estos efectos combinados ocasionan que los flujos futuros, que tienden hacia la media de la serie, tienen un peso menor en el valor del proyecto.

Finalmente se realizó un análisis de las implicaciones que el resultado modelado en esta tesina puede tener sobre la arquitectura de mercado elegida por el gobierno. En la ley

secundaria se propone el esquema de integración vertical con liberalización. Es decir, PEMEX y la iniciativa privada van a competir en el mercado de exploración y extracción mientras que el dueño de la red de gas natural va a seguir siendo PEMEX.

De acuerdo con Armstrong et. Al 2009, la liberalización con separación es una opción cuando el regulador no cuenta con mucha información, no hay economías de alcance sustanciales y las ganancias en eficiencia tras permitir la competencia son grandes. La ganancia estimada de la competencia en esta tesina es aproximadamente de un billón de dólares, lo cual significa que si hay ganancias en eficiencia por la competencia. Así, puede ser que el esquema más eficiente dados los problemas regulatorios sea no permitir a PEMEX competir en las licitaciones de yacimientos de gas lutita. No obstante, esta conclusión no se puede inferir del análisis realizado y puede ser sujeto a un trabajo más adelante.

Bibliografía

Armstrong y Vickers

Banco de México. tasa de descuento TIE a 28 días desde 2013 hasta 2014. Banxico <http://www.banxico.org.mx/SieInternet/consultarDirectorioInternetAction.do?accion=consultarCuadro&idCuadro=CF101§or=18&locale=es>

Basil A. Kalymon en su artículo *Methods of Large Project Assessment Given Uncertainty in Future Energy Pricing*

Economic Viability of Shale Gas Production in The Marcellus Shale; Indicated by Production Rates, Costs and Current Natural Gas Prices. Ryan J. Duman

Energy Information Administration disponible en <http://www.eia.gov/dnav/ng/hist/rngwhhdA.htm>.

Exposición Foro Banorte Estrategia México 2014

Henry D. Jacoby y David G. Laughton. Project. *Evaluation: A practical Asset Pricing Method.* (1992)

Instituto Mexicano para la Competitividad. *México ante la revolución energética del siglo XXI.* (2013). Disponible en: <http://imco.org.mx/wp-content/uploads/internacional/ICI2013-completo.pdf>

Ley de Hidrocarburos. Disponible en http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5355989&fecha=11/08/2014

Shale Gas .from shortages to abundance in the U.S. Paul. L. Joskow. (2012)

Thomas Swartz, *Hydraulic Fracturing: risks and risk management.* (2011). Disponible en: <http://usa.marsh.com/NewsInsights/ThoughtLeadership/Articles/ID/12717/Hydraulic-Fracturing-Risks-and-Risk-Management.aspx>