



**COLEGIO DE POSTGRADUADOS**

**INSTITUCIÓN DE ENSEÑANZA E INVESTIGACIÓN EN CIENCIAS AGRÍCOLAS**

**CAMPUS MONTECILLO**

**PROGRAMA DE POSTGRADO EN SOCIOECONOMÍA,  
ESTADÍSTICA E INFORMÁTICA**

**ECONOMÍA**

**EVALUACIÓN DE UN PROYECTO DE  
RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO  
EN MÉXICO CON OPCIONES REALES.**

**ANA LAURA SANTIAGO LÓPEZ**

**T E S I S**

**PRESENTADA COMO REQUISITO PARCIAL  
PARA OBTENER EL GRADO DE:**

**MAESTRA EN CIENCIAS**

**MONTECILLO, TEXCOCO, EDO. DE MÉXICO**

**2018**

**CARTA DE CONSENTIMIENTO DE USO DE LOS DERECHOS DE AUTOR Y  
DE LAS REGALIAS COMERCIALES DE PRODUCTOS DE INVESTIGACION**

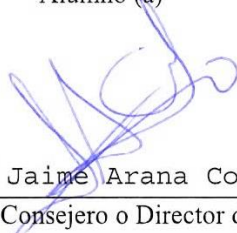
En adición al beneficio ético, moral y académico que he obtenido durante mis estudios en el Colegio de Postgraduados, el que suscribe Ana Laura Santiago Lopez, Alumno (a) de esta Institución, estoy de acuerdo en ser partícipe de las regalías económicas y/o académicas, de procedencia nacional e internacional, que se deriven del trabajo de investigación que realicé en esta institución, bajo la dirección del Profesor Dr. José Jaime Arana Coronado, por lo que otorgo los derechos de autor de mi tesis Evaluación de un proyecto de Recuperación Mejorada de Petroleo en México con Opciones Reales.

y de los productos de dicha investigación al Colegio de Postgraduados. Las patentes y secretos industriales que se puedan derivar serán registrados a nombre del colegio de Postgraduados y las regalías económicas que se deriven serán distribuidas entre la Institución, El Consejero o Director de Tesis y el que suscribe, de acuerdo a las negociaciones entre las tres partes, por ello me comprometo a no realizar ninguna acción que dañe el proceso de explotación comercial de dichos productos a favor de esta Institución.

Montecillo, Mpio. de Texcoco, Edo. de México, a 11 de Septiembre de 2018



Firma del  
Alumno (a)



Dr. José Jaime Arana Coronado  
Vo. Bo. del Consejero o Director de Tesis

La presente tesis titulada: **Evaluación de un proyecto de Recuperación Mejorada de Petróleo en México con Opciones Reales**, realizada por la alumna: **Ana Laura Santiago López**, bajo la dirección del Consejo Particular indicado, ha sido aprobada por el mismo y aceptada como requisito parcial para obtener el grado de:

MAESTRA EN CIENCIAS  
SOCIOECONOMÍA ESTADÍSTICA E INFORMÁTICA  
ECONOMÍA

CONSEJO PARTICULAR

CONSEJERO



---

DR. JOSE JAIME ARANA CORONADO

ASESOR

---

DR. MIGUEL ANGEL MARTINEZ DAMIAN

ASESOR



---

M. EN C. VICTOR MATIAS PEREZ

Montecillo, Texcoco, Estado de México, septiembre de 2018

# EVALUACIÓN DE UN PROYECTO DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO EN MÉXICO CON OPCIONES REALES.

Ana Laura Santiago López, M en C.

Colegio de Postgraduados, 2018.

## RESUMEN

En México existe un decremento de extracción de petróleo, debido a que solo se extrae un tercio con los métodos convencionales, sin embargo aún existe un volumen importante de petróleo, superior a los 210 mil millones de barriles, al que únicamente se puede acceder mediante el uso de métodos de Recuperación Mejora de Petróleo. En la presente investigación se realiza la valuación económica de un proyecto de recuperación mejorada de petróleo a través de opciones reales donde las probabilidades son modeladas mediante dos procedimientos, Modelo binomial y Cadenas de Markov. Los resultados muestran que la rentabilidad del proyecto presenta una mayor certidumbre bajo el procedimiento de Cadenas de Markov. Lo anterior se debe a una menor varianza en la distribución de probabilidades de dicho procedimiento comparado con la distribución de probabilidades del modelo binomial. Este resultado toma importancia debido a que se considera la existencia de dependencia en los precios del petróleo, ya que, implica que las probabilidades bajo el procedimiento de Cadenas de Markov muestran resultados más acordes a la realidad. De esta manera se concluye que dicho proyecto es rentable en un horizonte de 16 años. Sin embargo, sí se considera la volatilidad y dependencia de los precios, dicho proyecto muestra un Valor Presente Neto menor al determinado bajo el modelo binomial.

**Palabras clave:** Opciones reales, Cadenas de Markov, Recuperación Mejorada de Petróleo, Factor de recuperación, probabilidades.

# EVALUATION OF AN ENHANCED OIL RECOVERY PROJECT IN MEXICO WITH REAL OPTION APPROACH

Ana Laura Santiago López, M en C.

Colegio de Postgraduados, 2018.

## ABSTRACT

In Mexico there is a decrease in oil extraction, because only one third is extracted with conventional methods, however there is still a significant volume of oil, exceeding 210 billion barrels, which can only be accessed through the use of Enhanced Oil Recovery methods. In the present investigation, the economic valuation of an Enhanced oil recovery project is carried out through real options where the probabilities are modeled by two procedures, Binomial Model and Markov Chains. The results show that the profitability of the project presents greater certainty under the Markov Chains procedure. This is due to a lower variance in the probability distribution of this procedure compared with the probability distribution of the binomial model. This result is important because the existence of dependence on oil prices is considered, since it implies that the probabilities under the Markov Chains procedure show results more in line with reality. In this way, it is concluded that said project is profitable over a period of 16 years. However, if volatility and dependence on prices are considered, this project shows a lower Net Present Value than the one determined under the binomial model.

**Keywords:** Real Options, Chains of Markov, Enhanced oil recovery, Recovery factor, Probabilities.

## **AGRADECIMIENTOS**

Al Colegio de Posgraduados, campus Montecillo quien a través del Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACYT) financiaron esta investigación.

A mi papá Rodrigo, a mis hermanos Carmen, Lety, Rosa, Blanca, Toño y Manuel deseo que este trabajo sea un reconocimiento por sus enseñanzas y cariño. En especial a mi mamá Rosario quien siempre ha estado a mi lado, gracias por ser mi ejemplo de creatividad, constancia y perseverancia.

A los miembros de mi consejo particular por su dedicación y paciencia.

A mis compañeros Gris, Rome, Jeny, Reyna, Samuel, Joss y Francisco por ser los mejores compañeros que pude tener y a Vero por su apoyo incondicional.

## CONTENIDO

|   |    |
|---|----|
| RESUMEN .....   | iv |
| ABSTRACT .....  | v  |
| LISTA DE FIGURAS .....  | ix |
| LISTA DE TABLAS.....  | x  |
| CAPITULO I. INTRODUCCIÓN .....  | 1  |
| 1.1. Planteamiento del problema .....   | 3  |
| 1.2. Objetivos .....  | 4  |
| 1.2.1. Objetivo General.....  | 4  |
| 1.2.2. Objetivo específico .....  | 4  |
| 1.3. Hipótesis .....  | 4  |
| 1.3.1. Hipótesis General.....   | 4  |
| CAPITULO II. MARCO CONCEPTUAL.....  | 5  |
| 2.1. Factores técnicos que inciden en el método de recuperación mejorada de petróleo EOR .....  | 5  |
| 2.1.1. Petrofísica.....   | 5  |
| 2.1.1.1. Porosidad.....   | 5  |
| 2.1.1.2. Permeabilidad .....  | 6  |
| 2.1.2. Fractura .....   | 9  |
| 2.1.2.1. Fractura natural.....  | 9  |
| 2.1.3. Disolución .....   | 10 |
| 2.1.4. Yacimientos Heterogéneos.....  | 10 |
| 2.1.5. Importancia de los factores técnicos.....  | 13 |
| 2.1.6. Principales Yacimientos en México. ....  | 13 |
| 2.1.7. Procesos de Recuperación Mejorada.....   | 14 |
| 2.1.7.1. Selección del Método EOR. ....   | 16 |
| 2.1.8. Factor de Recuperación. ....   | 16 |
| 2.2. Factores económicos que inciden en los ingresos del proyecto de recuperación mejorada..... | 17 |
| 2.2.1. Pronostico de extracción .....   | 18 |

|   |    |
|---|----|
| 2.2.2. Precio .....   | 18 |
| 2.2.3. Costos .....   | 19 |
| 2.2.4. Volatilidad .....  | 19 |
| CAPITULO III MARCO TEORICO.....   | 21 |
| Métodos de Valuación Económica .....  | 21 |
| 3.1. Opciones reales basadas en la distribución binomial. ....                      | 21 |
| 3.2. Probabilidades basadas en Cadenas de Markov.....                               | 27 |
| CAPITULO IV. METODOLOGÍA .....  | 31 |
| Valuación económica mediante opciones reales basada en la distribución binomial.... | 31 |
| 4.1. Factores Técnicos.....   | 31 |
| 4.1.1 Selección del campo.....  | 31 |
| 4.1.2. Estimación del Factor de recuperación y Pronóstico de extracción.....        | 32 |
| 4.2. Factores Económicos.....   | 34 |
| 4.2.1 Estimación de la Volatilidad .....  | 34 |
| 4.2.2. Tasa de descuento .....  | 35 |
| 4.2.3. Precio .....   | 35 |
| 4.2.4. Costos .....   | 35 |
| 4.3. Modelo Binomial .....  | 36 |
| 4.4. Probabilidades basadas en Cadenas de Markov .....                              | 40 |
| 4.5. Valor de opción. ....  | 44 |
| CAPITULO V RESULTADOS.....  | 47 |
| CAPITULO VI CONCLUSIONES. ....  | 49 |
| LITERATURA CITADA.....  | 50 |



## LISTA DE FIGURAS

|  |    |
|--|----|
| Figura 1. Rangos de porosidad efectiva de diferentes tipos de rocas, donde se observa que la porosidad de las rocas carbonatadas va desde 1 hasta 40%.<br>.....  | 6  |
| Figura 2. Porosidad en rocas carbonatadas: A. Vugulos, B. Canales unidos, C. Canales planos a la estratificación, y D. Canales de solución. ....   | 8  |
| Figura 3. Permeabilidad media de diferentes tipos de rocas y sedimentos donde se observa que la permeabilidad de las calizas varia de 0.1 a 101.3 mD y de 1013250 a 10132500 mD para las calizas cársticas. .... | 8  |
| Figura 4. Tapones de núcleos orientados paralelos y perpendiculares a las fracturas.<br>.....  | 11 |
| Figura 5. Estabilidad del frente de desplazamiento según Habermann. ....   | 12 |
| Figura 6. Distribución Regional y áreas de Exploración y Producción .....  | 14 |
| Figura 7. Etapas de recuperación de acuerdo a la Society of Petroleum Engineers.<br>.....  | 14 |
| Figura 8. Árbol binomial del activo subyacente de 1 periodo. ....  | 24 |
| Figura 9. Ejemplo de un Árbol Binomial del activo subyacente en n periodos. ....   | 25 |
| Figura 10. Matriz de probabilidades de transición en un paso .....   | 29 |
| Figura 11. Comparación de FR y Modelo propuesto. ....  | 33 |
| Figura 12. Distribución de las probabilidades binomiales. ....   | 39 |
| Figura 13. Distribución de Probabilidad con Cadenas de Markov .....  | 43 |

## LISTA DE TABLAS

|   |    |
|---|----|
| Tabla 1. Factores de recuperación de algunos países.....                        | 17 |
| Tabla 2. Integración de costo por barril EOR-ASP .....                          | 36 |
| Tabla 3 Volumen Recuperado por año.....   | 37 |
| Tabla 4. Flujo de Caja descontado.....  | 37 |
| Tabla 5. Modelo Binomial con Probabilidades Implícitas .....                    | 38 |
| Tabla 6. Tests de bondad de ajuste para la distribución Lognormal .....         | 39 |
| Tabla 7. Distribución del incremento en precios.....                            | 40 |
| Tabla 8. Distribución inicial de Probabilidades del incremento en precios ..... | 41 |
| Tabla 9. Distribución de probabilidad después de tres ensayos. ....             | 41 |
| Tabla 10. Modelo Binomial con Probabilidades Cadenas de Markov. ....            | 42 |
| Tabla 11. Tests de bondad de ajuste para la distribución Lognormal .....        | 43 |
| Tabla 12. Valor de la opción con Probabilidades del Modelo Binomial .....       | 45 |
| Tabla 13. Valor de la opción con Probabilidades de Cadenas de Markov .....      | 46 |

## CAPITULO I. INTRODUCCIÓN

En la actualidad dos tercios del petróleo en el mundo, permanece en los yacimientos debido a que solo se extrae un tercio con los métodos convencionales (Lake *et al.*, 1992; Zekri y Jerbi, 2002; Thomas, 2008; Al-Mjenii *et al.*, 2010), por ejemplo en Norteamérica las reservas en los yacimientos disminuían más rápido que la velocidad con la que se encontraban nuevos yacimientos (Lake *et al.*, 1992), este decremento de extracción de yacimientos maduros atrajo el interés en nuevas técnicas de recuperación asistida, como lo es, la Recuperación Mejorada de Petróleo (EOR, Enhanced Oil Recovery por sus siglas en inglés) (Al-Mjeni *et al.*, 2010), la cual será de gran importancia para abastecer la demanda en los siguientes años (Alvarado y Manrique, 2010).

La extracción total de EOR representa el 12% de la extracción nacional en los Estados Unidos (Thomas, 2008) y cerca de 170 mil millones de barriles son considerados potencialmente extraíbles con los métodos EOR, situación parecida se presenta en Canadá (Lake *et al.*, 1992) y en México el yacimiento Cantarell llegó a contribuir con el 45% de la extracción mundial soportado por el campo Akal que contribuyó con el 95.2% del total explotado pero a partir de 2004 inició su proceso de declinación (Romo, 2015), además derivado del estudio El futuro de la Producción de Aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada (CNH, 2012) destaco el volumen remanente de petróleo que es superior a los 210 mil millones de barriles, al que únicamente se puede acceder mediante el uso de métodos de EOR.

Existen diferentes métodos EOR, entre ellos la inyección de químicos, la cual ha mostrado una tendencia creciente en los últimos años, en especial la inyección de químicos de surfactante, polímero y álcali (ASP, Alkali-Surfactant-Polymer por sus siglas en inglés) que se considera rentable, ya que mejora la eficiencia del barrido, y posee la tendencia a aumentar la recuperación a un costo mínimo (Funsho, 2015).

Así en los proyectos EOR, los aspectos técnicos, tiempos de ejecución y de recuperación económica son especialmente críticos, ya que se necesitan materiales costosos, inversiones en instalaciones superficiales, y un tiempo considerable para que los beneficios económicos se presenten. Es por ello que el análisis técnico y económico

debe ser una parte integral del diseño de proyectos y del desarrollo de los procesos de recuperación mejora de petróleo (Shrivastava *et al.*, 1997).

Uno de los métodos para evaluar proyectos de inversión es el enfoque de opciones reales (ROA, por sus siglas en inglés) el cual es una metodología moderna para la evaluación económica de proyectos bajo incertidumbre, cuyos resultados escapan al análisis financiero convencional. Las opciones reales analizan la flexibilidad financiera del proyecto ante los riesgos e incertidumbre y dan un panorama más claro al inversionista para revisar y tomar decisiones futuras ante circunstancias cambiantes (Armstrong *et al.*, 2004; Bailey *et al.*, 2004; Guimaraes, 2004; Pineda y Sierra 2012).

Han sido muchos los usos de ROA en diferentes sectores como por ejemplo; Pareja y Cadavid (2016) utilizaron las opciones reales a través de equivalentes de certeza y funciones de utilidad como metodología alternativa para valorar una patente, Cruz *et al.* (2009) ampliaron el método tradicional de valuación de franquicias que se basaba en el flujo descontado de efectivo al enfoque de opciones reales, González *et al.* (2015) utilizaron las opciones reales para evaluar la posibilidad de expansión de una red integrada de servicios de salud, además Isaza y Botero (2014) presentan una aplicación teórica utilizando un modelo binomial para incorporar energía eólica en vez de térmica. Todos ellos concluyen que las opciones reales permiten tomar mejores decisiones, ya que capturan a través de sus múltiples modelos las diferentes incertidumbres propias de estos mercados.

En la industria petrolera la evaluación de proyectos aplicados a un enfoque de opciones reales, ha demostrado ser muy útil para los analistas e inversionistas en la toma de decisiones bajo riesgo financiero e incertidumbre, debido a que tratan de evaluar los resultados inciertos a lo largo del tiempo con lo cual se puede determinar la decisión óptima con respecto a la asignación de los recursos escasos cuando hay grandes cantidades de dinero, como lo es, en la industria petrolera (Ekern, 1988; Suslick *et al.*, 2004)

## 1.1. Planteamiento del problema

Se debe considerar que en las opciones reales aplicadas a proyectos petroleros existen puntos claves que dificultan su valoración, por ejemplo; el pronóstico de la extracción, los costos, la probabilidad de encontrar campos económicamente viables, y el precio del petróleo el cual no es fácil de estimar (Mejía, 2003; Thomas, 2008; Alvarado y Manrique, 2010).

Por lo cual se han incorporado dos consideraciones: primero, el modelo binomial sirve de referencia para modelar el proyecto, asume que el activo subyacente sigue un proceso estocástico del tipo de caminata aleatoria llamado movimiento geométrico browniano (Cox et al., 1979; Kijima y Toshihiro, 1993; Pindyck, 1999; Guimaraes, 2004; Hull, 2009; Eriksson y Pistorius, 2015; Maya y Torres 2015): es decir, que la distribución de probabilidad de la variación de precios habida durante el período de tiempo  $t$  es independiente de la secuencia de las variaciones de precios habidas durante los períodos anteriores (Alcaraz y Villaseñor 2011).

Sin embargo esta suposición no siempre es cierta (Marín-Sánchez, 2010). Maya y Torres (2015) hacen una revisión bibliográfica extensa de este tema y concluyen que se rechaza la hipótesis de caminata aleatoria para todos los mercados, ya que se evidencia la presencia de autocorrelación en las distintas series analizadas, por lo que la segunda consideración es que existe dependencia en precios, por lo tanto se plantea que las variaciones de los precios de los activos deben ser modelados mediante métodos tales como las Cadenas de Markov ya que permite predecir el estado de un sistema en un tiempo determinado a partir de los estados precedentes, es decir, se trata de un procedimiento discreto en un tiempo discreto, en donde el valor en el tiempo  $t_1$  depende de los valores en los tiempos  $t_{-1}$  (Paegelow, Camacho y Menor, 2003).

## **1.2. Objetivos**

Dado las problemáticas expuestas anteriormente se tienen los siguientes objetivos:

### **1.2.1. Objetivo General**

Evaluar la rentabilidad económica de un proyecto EOR-ASP en el campo Akal en México a través de opciones reales, así como comparar y diferenciar la distribución de probabilidades determinadas con el modelo binomial y con Cadenas de Markov.

### **1.2.2. Objetivo específico**

Planificar una evaluación técnico- económica de un proyecto EOR-ASP, partiendo de las variables técnicas como lo es Factor de Recuperación, Volumen Poroso, Volumen acumulado por recuperar, dicho proyecto podría aplicarse a cualquier yacimiento homogéneo.

Analizar cómo las compañías petroleras pueden maximizar su valor integrando de manera óptima las opciones reales bajo los procedimientos del modelo binomial y Cadenas de Markov.

## **1.3. Hipótesis**

### **1.3.1. Hipótesis General.**

Las probabilidades implícitas usadas en la determinación de opciones reales en un modelo binomial dan la misma certidumbre en la proyección del activo subyacente que las probabilidades obtenidas mediante Cadenas de Markov.

## CAPITULO II. MARCO CONCEPTUAL

### 2.1. Factores técnicos que inciden en el método de recuperación mejorada de petróleo EOR

A continuación se mencionan las características de las propiedades técnicas con las cuales cuenta el yacimiento y se mencionan como repercuten en el Factor de Recuperación que es la base para aplicar los métodos de evaluación económica.

#### 2.1.1. Petrofísica

La petrofísica es el estudio de las propiedades físicas de las rocas y sus interacciones con fluidos (gases, hidrocarburos líquidos y soluciones acuosas), el material geológico que forma un yacimiento para la acumulación de hidrocarburos en el subsuelo debe contener una red tridimensional de poros interconectados para almacenar los fluidos y permitir su movimiento dentro del yacimiento, debido a esto la porosidad y la permeabilidad de las rocas del yacimiento son las propiedades físicas más importantes con respecto al almacenamiento y la transmisión de los fluidos (Tiab y Donalson, 2004). Por lo anterior se define el concepto de porosidad.

##### 2.1.1.1. Porosidad.

La porosidad se define como la fracción o porcentaje de espacio vacío con respecto al volumen total de la roca, se representa por el símbolo  $\phi$ , y se expresa de la siguiente manera:

$$\phi = \frac{V_p}{V_r} \quad (1)$$

donde  $V_p$  es el volumen de poros ( $m^3$ ) y  $V_r$  es el volumen total de la roca ( $m^3$ ). Por otro lado, la porosidad efectiva ( $\phi_e$ ) es la cantidad de espacios vacíos que están interconectados, la cual se representa de la siguiente manera:

( 2)

$$\phi_e = \frac{V_{pc}}{V_r}$$

donde  $V_{pc}$  es el volumen de poros conectados ( $m^3$ ) y  $V_r$  es el volumen total de roca ( $m^3$ ). En la Figura 1 se muestran rangos de porosidad efectiva para algunas rocas, además se resalta el rango de porosidad de las rocas carbonatadas.

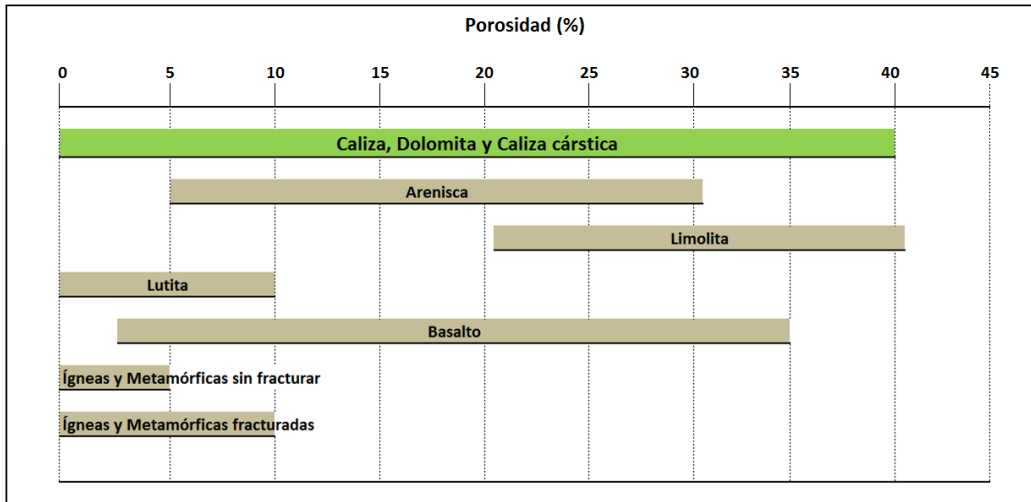


Figura 1. Rangos de porosidad efectiva de diferentes tipos de rocas, donde se observa que la porosidad de las rocas carbonatadas va desde 1 hasta 40%.

Fuente: Adaptado de (Schwartz y Zhang, 2003)

### 2.1.1.2. Permeabilidad

La permeabilidad es la propiedad de una roca para transmitir fluidos en presencia de un gradiente de energía potencial, esta se representa por el símbolo  $K$ , y se representa con la siguiente ecuación

$$K = \frac{Q\mu}{A\left(\frac{\Delta P}{L}\right)} \quad ( 3)$$

en donde  $Q$  es el flujo del fluido por unidad de tiempo ( $cm^3/s$ ),  $\mu$  es la viscosidad del fluido ( $cp$ ),  $A$  es la sección del área de la roca ( $cm^2$ ),  $L$  es la longitud de la roca ( $cm$ ), y  $\Delta P$  es la presión diferencial o caída de presión.

La permeabilidad ( $K$ ) en la ecuación anterior se denomina como permeabilidad absoluta si la roca está saturada al 100% con un solo fluido (agua, gas o aceite), mientras que la



permeabilidad efectiva es cuando en una roca se encuentran más de un fluido y es la habilidad de la roca para transmitir un solo fluido en presencia de otro fluido cuando los dos son-inmiscibles (siendo  $K_w$ ,  $K_o$ ,  $K_g$ , la permeabilidad efectiva del agua, del aceite y del gas), la suma de las permeabilidades efectivas de todas las fases será siempre menor que la permeabilidad absoluta.

Los yacimientos de petróleo pueden tener dos tipos de permeabilidad, la permeabilidad primaria que es la permeabilidad de la matriz la cual se originó en el momento de la depositación y litificación de las rocas sedimentarias, y la permeabilidad secundaria que es el resultado de la alteración de la matriz de la roca por compactación, cementación, fracturación y solución. La compactación y la cementación reducen la permeabilidad mientras que la fracturación y la solución tienden a incrementarla. La permeabilidad de una roca depende de su porosidad efectiva, en algunas rocas almacén, como los carbonatos de baja porosidad, la permeabilidad secundaria provee el principal conducto para la migración de hidrocarburos. Así, la relación entre la permeabilidad y porosidad en formaciones de rocas carbonatadas está relacionada con el tamaño de grano de la matriz de la roca, el tamaño del espacio de poro intergranular, la cantidad de cavidades individuales (fracturas y cavidades de disolución), y la presencia o ausencia de cavidades conectadas. En yacimientos carbonatos, la solución de minerales por percolación de aguas acidas superficiales y subsuperficiales a medida que pasan por los poros, fisuras, fracturas y planos de estratificación, aumentan la permeabilidad de la roca del yacimiento, en la Figura 2 se ejemplifica la porosidad secundaria en las rocas carbonatadas.

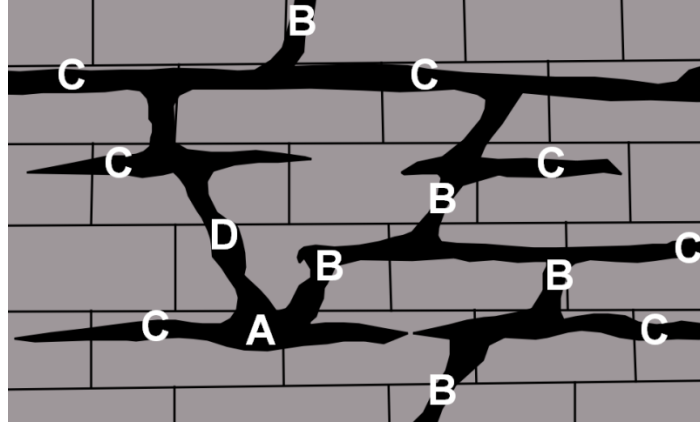


Figura 2. Porosidad en rocas carbonatadas: A. Vugulos, B. Canales unidos, C. Canales planos a la estratificación, y D. Canales de solución.

Fuente: Adaptada de (Tiab y Donalson, 2004)

La permeabilidad tiene unidades de longitud cuadrada ( $m^2$ ), el Darcy ( $1 \text{ Darcy} = 10^{-12} m^2$ ) es otra unidad común para la permeabilidad y el mili-Darcy ( $1 \text{ mD} = 10^{-15} m^2$ ) es la unidad más común en la industria petrolera (Deming, 2012), a continuación en la Figura 3 se muestra una tabla con los rangos de porosidad de algunos tipos de rocas y sedimentos, además se resaltan de color verde las rocas carbonatadas.

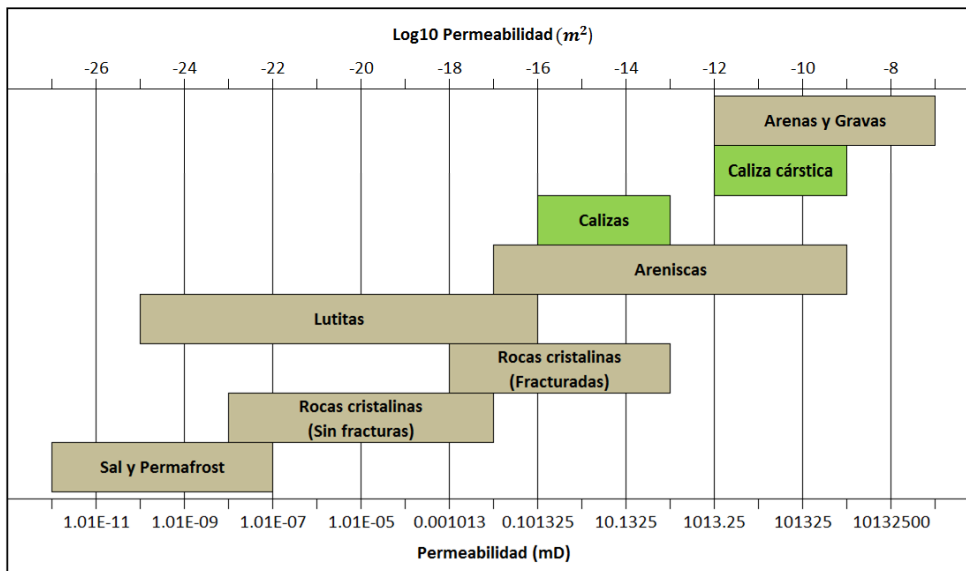


Figura 3. Permeabilidad media de diferentes tipos de rocas y sedimentos donde se observa que la permeabilidad de las calizas varía de 0.1 a 101.3 mD y de 1013250 a 101325 mD para las calizas cársticas.

Fuente: Adaptada de (Deming, 2012).

### **2.1.2. Fractura**

En términos geológicos, una fractura es cualquier discontinuidad plana o curvi-plana formada como resultado de un proceso de deformación frágil en la corteza de la tierra, las fracturas representan fallas mecánicas de la resistencia de la roca a tensiones geológicas naturales tales como los movimientos tectónicos, los cambios de presión litostática, las fuerzas de tensiones térmicas, la alta presión de fluido, la actividad de perforación, e incluso la extracción de fluido, ya que el fluido también soporta parcialmente el peso de la roca de sobrecarga. Las fracturas pueden aparecer como microfisuras con una extensión de sólo varios micrómetros, o como fracturas continentales con una extensión de varios miles de kilómetros. Pueden ser limitadas en una sola formación de roca o capa, o propagarse a través de muchas formaciones de roca o capas. Una fractura puede consistir en dos superficies de roca de forma irregular, estando más o menos en contacto entre sí y el volumen entre las superficies es el vacío de la fractura (Tiab y Donalson, 2004). Haciendo un enfoque de las fracturas de los yacimientos a continuación se define una fractura natural, las cuales se encuentran en gran cantidad en los yacimientos carbonatados y no solo son causadas por deformación frágil sino también por diagénesis física.

#### **2.1.2.1. Fractura natural**

Una fractura natural es una discontinuidad plana en la roca del yacimiento debido a la deformación o diagénesis física, la diagénesis (cambios químicos y físicos después de la deposición) modifica fuertemente las propiedades que poseía el yacimiento en el momento de la deposición. El proceso diagenético dominante consiste en cementación temprana, disolución selectiva de aragonita y reprecipitación como calcita, cementación de sepultamiento, dolomitización, y microfracturas derivadas de compactación. A continuación, se describe la disolución debido a que esta diagénesis aumenta la porosidad y por lo tanto la permeabilidad inicial de las rocas carbonatadas (Tiab y Donalson, 2004).

### **2.1.3. Disolución**

Los cambios químicos, generalmente la disolución en rocas carbonatadas, modifica la porosidad inicial. Los vugulos de alta permeabilidad, las fracturas naturales y cavernas en las rocas carbonatadas son el resultado de una intensa disolución, la disolución también es causada por diagénesis meteórica, que está relacionada con la exposición subaérea de rocas carbonatadas y se explica por la agresividad general de agua meteórica hacia los minerales sedimentarios de carbonato. La aragonita es metaestable, se disuelve y precipita en el cemento, mientras que la calcita es estable y se ve menos afectada por la disolución. La disolución provoca una variación significativa en la distribución de la porosidad y la permeabilidad en los yacimientos, definiendo la calidad del yacimiento. Aunque la porosidad absoluta proporcionada por las fracturas naturales es insignificante (<3%), la porosidad efectiva mejora considerablemente debido a que las fracturas conectan el volumen disponible de poros, por consiguiente, la permeabilidad del yacimiento y la recuperación de petróleo se incrementan considerablemente. La conectividad de las fracturas puede ser un factor decisivo en la explotación de un yacimiento en particular, por lo que se han propuesto muchos métodos para la estimación de la permeabilidad de las fracturas, como modelos de placa paralela, sistemas eléctricos analógicos, análisis de núcleos, registros de pozos, y las pruebas de presión transitoria (Tiab y Donalson, 2004). La disolución puede modificar la permeabilidad en cualquier dirección, lo cual causa una heterogeneidad de la permeabilidad en el yacimiento, por lo que es importante describir los yacimientos heterogéneos en el siguiente párrafo.

### **2.1.4. Yacimientos Heterogéneos**

En yacimientos homogéneos se asume que la permeabilidad es la misma en todas las direcciones, sin embargo, en yacimientos heterogéneos la permeabilidad en la dirección horizontal es considerablemente diferente que la permeabilidad en las direcciones “Y” y “Z”. El impacto de cómo cambia la permeabilidad en diferentes direcciones en la recuperación natural de un yacimiento y la eficiencia de un proyecto de inyección de agua puede ser de significativa importancia. El análisis de pruebas de pozos horizontales y las técnicas de pruebas de pozos en zonas selectivas proporcionan las estimaciones de la

dirección de la permeabilidad más alta. Las muestras de núcleos también se analizan para determinar la dirección de mejor permeabilidad en el laboratorio, por lo general, se utilizan tapones de núcleo para la medición de la permeabilidad en el laboratorio los cuales se cortan paralelos al plano de estratificación, desde un núcleo principal tomado del pozo y para medir la permeabilidad vertical se tiene que cortar un tapón de núcleo perpendicular al plano de estratificación (Figura 4).

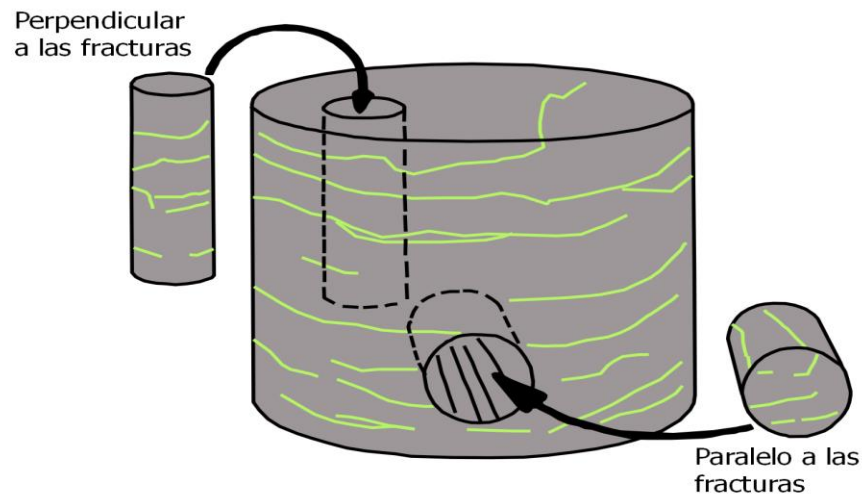


Figura 4. Tapones de núcleos orientados paralelos y perpendiculares a las fracturas. Fuente: adaptado de (Tiab y Donalson 2004)

En formaciones de carbonatos, donde la heterogeneidad texturales y cambios estructurales son comunes, sólo un pequeño número de pozos tienen núcleos debido a la dificultad y el costo de la extracción de núcleos (Tiab y Donalson 2004). La permeabilidad direccional se utiliza frecuentemente para expresar el grado de heterogeneidad en la formación, desde el punto de vista de la ingeniería, el efecto de la anisotropía es la pérdida o ganancia en la permeabilidad efectiva de una roca almacén.

#### Fenómeno de Canalización

En yacimientos heterogéneos, donde las permeabilidades varían arealmente y verticalmente, el fluido desplazante no formará un frente de desplazamiento uniforme, y a medida que avanza la inyección se tenderá a canalizar hacia los estratos o áreas que tengan mayor razón de movilidad (Paris, 2001), en la Figura 5 se muestra esta idea ya que a medida que el desplazamiento progresa, la razón de movilidad sigue aumentando en las partes del yacimiento previamente conectadas por el fluido desplazante.

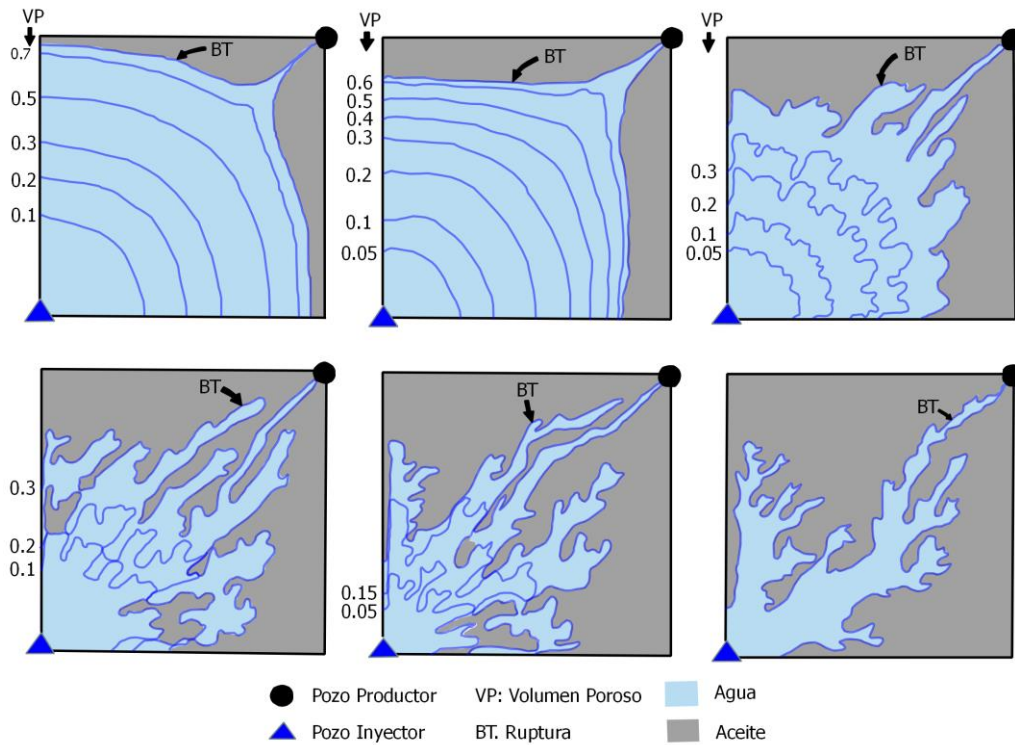


Figura 5. Estabilidad del frente de desplazamiento según Habermann.  
Fuente: (Paris, 2001)

Debido a esto es muy importante el estudio de estos yacimientos, la caracterización típica de yacimientos integra datos de múltiples fuentes, como sísmica, registros geofísicos, imágenes de pozo, petrofísica, pruebas y análisis de núcleos. Estos datos a menudo se complementan con información de afloramientos análogos, los cuales nos permiten mejorar el modelado estático de yacimientos carbonatados y se emplean cada vez más para investigar la interacción de los procesos de flujo con heterogeneidades geológicas a pequeña escala observadas en el afloramiento, por lo tanto las simulaciones de flujo basadas en afloramientos análogos nos permiten estudiar sistemáticamente cómo impactan en el flujo de fluidos y en la recuperación de hidrocarburos ciertas estructuras geológicas como la canalización, que normalmente no se consideran en las simulaciones de flujo de yacimientos a gran escala (Benson, 2013).

### **2.1.5. Importancia de los factores técnicos**

La incertidumbre geológica, la heterogeneidad en yacimientos y la información relacionada a campos nuevos o en desarrollo de yacimientos carbonatados con permeabilidad, porosidad primaria y/o naturalmente fracturados, hace indispensable aplicar un método geoestadístico, que considere toda la información de campos análogos, preferentemente aledaños, apoyados con correlaciones matemáticas entre las variables principales que impactan al volumen de hidrocarburos (área, espesor neto, porosidad, permeabilidad, disolución, fractura, saturación de agua, factor de volumen) para obtener las variables con valores máximos, y así estimar los volúmenes originales de aceite esperado de los yacimientos maduros (Álvarez y Ortuño, 2013).

### **2.1.6. Principales Yacimientos en México.**

El futuro de la Producción de Aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada (CNH, 2012) menciona que el 90% de volumen de petróleo remanente equivalente a 188,093 mil millones de barriles, corresponde a 129 principales yacimientos del país, entre ellos 86 yacimientos carbonatados con aproximadamente 102 mil millones de barriles.

La Región Marina Noreste administra 27 campos de los cuales 14 están en producción: 9 en Cantarell y 5 en Ku-Maloob-Zaap. Los yacimientos supergigantes y gigantes de Cantarell y Ku-Maloob-Zaap son carbonatados naturalmente fracturados y cuentan con la mayor cantidad de reserva con cerca de 30 mil millones de barriles remanentes almacenados, este volumen no podrá ser extraído a través de métodos convencionales, por lo que se presenta la necesidad de iniciar la implementación de métodos EOR para conseguir volúmenes importantes de extracción adicional. Para poder visualizar la distribución regional y áreas productoras se muestra un Figura 6, en donde se observa la localización de la región Marina Noreste



Figura 6. Distribución Regional y áreas de Exploración y Producción  
Fuente: Documento técnico 1 Factores de recuperación de aceite y gas en México (CNH, 2010)

### 2.1.7. Procesos de Recuperación Mejorada.

Los procesos de recuperación tradicionalmente se han dividido en tres categorías, de acuerdo a su orden cronológico: primaria, secundaria y terciaria Figura 7.

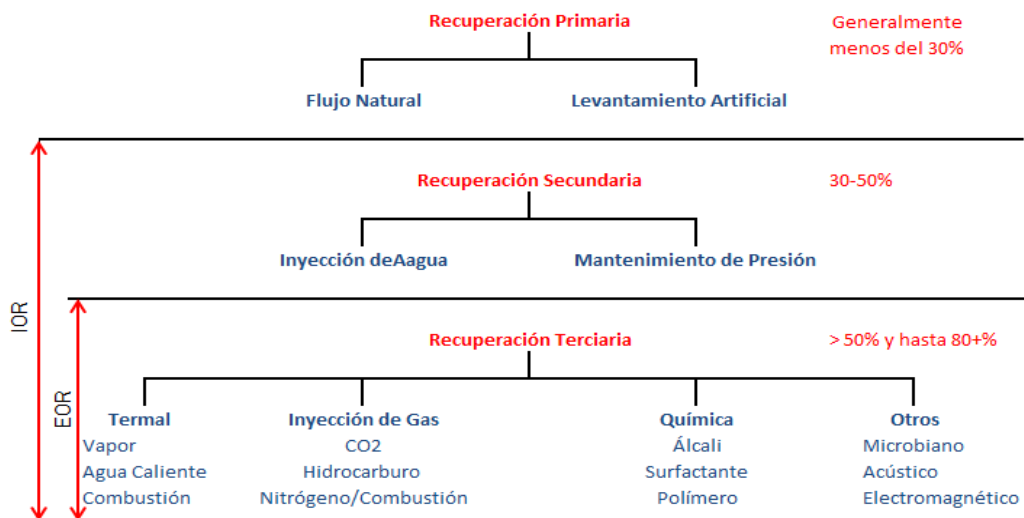


Figura 7. Etapas de recuperación de acuerdo a la Society of Petroleum Engineers.  
Fuente: Adaptado de (Kokal & Al-Kaabi, 2010)



Durante la recuperación primaria el hidrocarburo es extraído con la energía natural del yacimiento. La recuperación secundaria consiste en inyectar otros fluidos como agua o gas para aumentar la presión existente en el yacimiento. La recuperación terciaria se refiere a una etapa de extracción donde se pueden aplicar gases de forma miscible, productos químicos y/o energía térmica para desplazar aceite adicional una vez que la recuperación secundaria llega a su límite económico (Rangel, 2012).

La recuperación mejorada se refiere a la recuperación de aceite que se obtiene al inyectar materiales que normalmente no están presentes en el yacimiento, o materiales que comúnmente están en el yacimiento pero que son inyectados a condiciones específicas con el fin de alterar considerablemente el comportamiento físico-químico de los fluidos del yacimiento. Estos métodos de recuperación permiten extraer volúmenes de aceite que normalmente no se podrían obtener económicamente por los métodos convencionales de recuperación (primaria y secundaria). Existen casos de éxito en donde el factor de recuperación ha superado el 70% del volumen original en sitio (Original Oil in Place, OOIP por sus siglas en inglés). Los métodos EOR pueden aplicarse casi en cualquier tipo de sistema roca-fluido y se pueden clasificar en dos grupos: térmicos (inyección de vapor, agua caliente y combustión) y no-térmicos (inyección de químicos como surfactantes, polímeros y álcalis e inyección de gases miscibles) Las condiciones del aceite en el yacimiento tales como la saturación, distribución y su composición, son algunos de los factores que deben considerarse en la implementación de los procesos de EOR. La inyección de químicos tiene un mayor grado de incertidumbre, pero si la formulación del químico es apropiadamente diseñada y controlada para las condiciones de flujo en el yacimiento, los químicos pueden llegar a tener un alto potencial para alcanzar excelentes recuperaciones de aceite (Rangel, 2012).

En campos Mexicanos, la aplicación de los sistemas EOR para yacimientos naturalmente fracturados son limitados debido a la heterogeneidad de los yacimientos, los cuales deben ser adaptados o desarrollados para su aplicación *in-situ* (García, 2015).

### **2.1.7.1. Selección del Método EOR.**

La adecuada selección del método EOR es muy importante, para la selección efectiva de un método de recuperación mejorada en específico, los parámetros más efectivos de roca son: porosidad, permeabilidad, saturación inicial de aceite y profundidad, estas propiedades de la roca y fluido tienen gran influencia para seleccionar el método (Kamari *et al.*, 2014).

Las técnicas para recuperar una mayor proporción del OOIP se han vuelto imperativas. ASP es una de esas técnicas que ha demostrado ser exitosa debido a su capacidad para mejorar el desplazamiento y barrer la eficiencia, es ampliamente practicado en operaciones piloto y de campo con el objetivo de lograr grandes volúmenes de inyección a un costo mínimo (Olajire, 2014). Un método ASP combina lo mejor de los tres métodos químicos de inyectantes para optimizar la recuperación y ha demostrado ser significativamente prometedora (Al-Mjeni *et al.*, 2010).

Los yacimientos de carbonatos naturalmente fracturados, que son los que han contribuido en gran parte con la extracción de aceite en México, se encuentran actualmente saturados. Lo anterior da como resultado, una gran cantidad de aceite atrapado, se requieren técnicas de EOR no convencionales que ayuden a mejorar el barrido del aceite. Con base en lo anterior, y con el fin de alterar la mojabilidad de la roca, reducir la tensión interfacial y optimizar la relación de movilidades, se recomienda evaluar pruebas piloto de productos químicos ASP con formulaciones no convencionales (combinación de espumas, surfactantes, polímeros, álcalis, etc.) (CNH, 2012).

### **2.1.8. Factor de Recuperación.**

Es la relación existente entre la extracción acumulada de aceite y/o gas y el volumen original de aceite a condiciones atmosféricas. Normalmente se expresa en porcentaje (Langenkamp, 2006).

El proceso basado en surfactante, especialmente ASP ha sido identificado como proceso rentable de EOR produciendo altas tasas de recuperación de más del 20% en algunos yacimientos petrolíferos como el campo petrolero Daqing en China (Olajire, 2014) En el

Documento Técnico (DT-1) Factores de Recuperación de Aceite y Gas en México (CNH, 2010) integra ciertos factores de recuperación de algunos países en el mundo (Tabla 1), en la que se puede observar a México con un factor de recuperación de 20%, mientras que el promedio fue de 29% en 2003:

Tabla 1. Factores de recuperación de algunos países.

| País                    | FR al año 2003 en % | FR Final esperado en % |
|-------------------------|---------------------|------------------------|
| Angola                  | 38                  | 42                     |
| Brasil                  | 31                  | 38                     |
| Canadá                  | 36                  | 38                     |
| México                  | 20                  | 28                     |
| Noruega                 | 45                  | 50                     |
| Inglaterra              | 38                  | 40                     |
| Estados Unidos          | 39                  | 40                     |
| Irán                    | 26                  | 42                     |
| Venezuela               | 12                  | 22                     |
| <b>Promedio mundial</b> | <b>29</b>           | <b>38</b>              |

Fuente: Elaboración propia, adaptada de Documento Técnico (DT-1) “Factores de Recuperación de Aceite y Gas en México” CNH (2010)

## 2.2. Factores económicos que inciden en los ingresos del proyecto de recuperación mejorada

CNH (2012) menciona las principales variables que intervienen en la evaluación económica (que definirán si el proyecto es capaz de generar ganancias) son:

- El pronóstico de extracción.
- Los precios de los hidrocarburos.
- Los costos de operación.

Adicionalmente se debe de considerar el tiempo en el cual se desarrollara la opción real debido a que el ejercicio para la ejecución de una inversión en la industria petrolera no es instantáneo, por ejemplo si se tienen los derechos para explotar un campo petrolífero durante 20 años y se tarda tres desde que se toma la decisión de perforar –se ejerce la opción- hasta que se comienza a vender el petróleo extraído, implicará que la vida real de la opción es de 17 años (Mascareñas, 2007).

### **2.2.1. Pronostico de extracción**

Uno de los puntos más importantes que se debe conocer de un yacimiento es el volumen máximo de petróleo que se puede recuperar. En la actualidad se pueden perforar pozos con mayor precisión para maximizar la recuperación final (Al-Mjeni *et al.*, 2010).

La estimación de la cantidad que se recuperará a través de método EOR-ASP se basa en los parámetros reales del yacimiento. Así las evaluaciones económicas tienen incertidumbre relacionadas con la probabilidad de explorar y producir, ante lo cual los directivos corporativos se enfrentan a decisiones sobre la asignación de recursos escasos entre las inversiones que son de riesgo geológicos y financieros (Suslick *et al.*, 2009).

### **2.2.2. Precio**

A final de los años setenta los proyectos EOR mostraron un enorme crecimiento teniendo una muy baja correlación entre el precio del petróleo y nuevos proyectos. Sin embargo 1986 el precio del petróleo fue de \$12 USD/barril lo cual origino que muchas compañías detuvieron las inversiones en EOR. Los precios del crudo comenzaron a subir a mediados del año 2000, consecuentemente la actividad EOR también, ya que permitió mantener los costos en línea con el precio del petróleo (Kaminszczik y López, 2016).

(Thomas, 2008; Alvarado y Manrique, 2010) concluyen que la economía de las inyecciones químicas es sensible a la volatilidad de precios a pesar de costos menores de los aditivos químicos, combinado con los precios bajos del petróleo limita su uso. Sin embargo en una investigación reciente Al-Mjeni *et al.* (2010) afirman que en los últimos 10 años existió un crecimiento sostenido en los precios del petróleo que mantuvo el interés en este método y ha continuado incluso ante la volatilidad de los mismos.

De esta manera en una disminución importante en el precio del crudo, los métodos de recuperación mejorada del petróleo, como lo son la inyección de químicos no se consideran viables. Sin embargo, existen estrategias operativas que pueden emplearse para aplicar este método químico de una manera rentable incluso en tiempos de bajo precio del crudo. Además se debe de considerar el almacenamiento y la mezcla en las instalaciones de extracción. El despliegue en instalaciones costa afuera aumentara el costo y el riesgo asociados (Funsho, 2015).

### **2.2.3. Costos**

Al respecto las investigaciones asumen o muestran diferentes costos como por ejemplo: Kamari *et al.* (2014) consideraron gastos fijos y variables, suponiendo un costo fijo de \$ 8 USD/barril y costo variable de \$ 9 USD/barril.

En otros estudios el costo original de extracción fue de 2.50 USD/barril, y a partir de 2000 con los procesos de recuperación realizados, se elevó de entre 3.50 y 4.50 USD/barril, hasta promediar un poco más de 7.7 USD/barril entre 2010 y 2012 (Romo, 2015). Las inyecciones de ASP pueden mejorar significativamente la recuperación de petróleo con costos por EOR reportados tan bajos como \$ 2,42 por barril incremental para un campo en tierra (Olajire, 2014).

Los métodos de EOR han avanzado rápidamente, teniendo un impacto favorable en los costos de extracción, lo que permite que estos proyectos sean más eficientes y presenten menor riesgo de inversión. Sin embargo los proyectos offshore se caracterizan por una gran inversión y altas incertidumbres. Un pequeño cambio en el factor incierto puede causar una gran fluctuación de la inversión total (Cheng *et al.*, 2015)

### **2.2.4. Volatilidad**

Los modelos de opciones parten de la base de que la varianza del rendimiento medio esperado del activo subyacente es conocida y constante, lo que es un supuesto válido en las opciones financieras a corto plazo, pero cuando se habla de opciones reales éstas suelen afectar a un plazo largo de tiempo, por lo que la varianza es muy improbable que permanezca constante. Esto se debe a que el mercado potencial para los productos o

servicios puede ser desconocido y/o porque los cambios tecnológicos pueden alterar la estructura de los costos y rentabilidades de dichos productos (Mascareñas, 2007).

Hull (2009) menciona que la volatilidad, representada por la letra griega ( $\sigma$ ), es una medida de incertidumbre. Propone que la volatilidad del precio de un activo financiero puede ser dada como la desviación estándar del rendimiento proporcionado por las acciones en un año.

Entonces la desviación estándar será:

$$\sigma = \sqrt{r^2} \quad (4)$$

Donde  $r^2$  es la varianza y  $\sigma$  es la desviación estándar e indica que tan dispersos están los datos con respecto a la media, por lo cual es un buen indicador del riesgo (Brambila, 2011).

Dixit y Pindyck (1994) recomiendan  $\sigma$  entre 15% y 25% por año, Guimaraes (2004) señala un valor superior al 30%, mientras Mascareñas (2007) menciona una volatilidad del 20-30% anual para un proyecto individual.

## CAPITULO III MARCO TEORICO

### Métodos de Valuación Económica

Para realizar una valuación económica de un proyecto químico ASP de recuperación mejorada de petróleo costa afuera como lo es el campo Akal se analiza el método de Opciones Reales y Cadenas de Markov.

#### 3.1. Opciones reales basadas en la distribución binomial.

Las opciones reales son un método alternativo más acorde a la realidad que consideran flexibilidad en el proyecto para manejar la incertidumbre sobre los parámetros financieros, pero tienden a ignorar la incertidumbre sobre los parámetros técnicos como las reservas recuperables (Armstrong *et al.*, 2004; Calle y Tamayo, 2009).

La metodología para valorar una opción real se toma de la metodología de valorar una opción financiera, en la industria petrolera la compañía compra (call) una opción real: el derecho, pero no la obligación, de invertir y producir hidrocarburos, así en cualquier momento durante el plazo de la licencia puede tomar diversas decisiones, por ejemplo: a) seguir con el proyecto, b) esperar que el precio del crudo supere suficientemente al coste de extracción, c) reducir la escala de extracción, d) rediseñar el proceso de extracción, o e) en cualquier momento la directiva podría liquidar su inversión (Willigers y Bratvold, 2008; Brambila, 2011).

Las opciones pueden ser americanas o europeas, la única diferencia es que la opción americana puede ejercerse en cualquier momento durante la vida del contrato, mientras que la opción europea sólo puede ejercerse al vencimiento. La posibilidad de ejercer el derecho a la opción en cualquier momento, hace que las opciones americanas sean más valiosas que las europeas (Calle y Tamayo, 2009).

Al respecto diferentes investigaciones se han realizado utilizando opciones reales, por mencionar algunas.

Abreu y Paredes (2014) señalan que el enfoque de opciones reales es un modelo financiero cuya utilidad permite valorar inversiones cuyos resultados estratégicos escapan al análisis financiero convencional.

Galli *et al.* (1999) describen que el precio de las opciones, los árboles de decisión y las simulaciones de Monte Carlo son tres métodos utilizados para evaluar proyectos de petróleo, concluyen que las simulaciones basadas en el método de Monte Carlo se centran en modelar la incertidumbre en los valores de los parámetros e ignoran la flexibilidad gerencial. En contraste, los árboles de decisión analizan diferentes estrategias gerenciales, eligiendo la que maximiza el valor presente neto (VPN).

Pareja y Cadavid (2016) utilizaron las opciones reales a través de equivalentes de certeza y funciones de utilidad como metodología alternativa para valorar una patente, encontraron que el modelo propuesto permite representar las preferencias de inversionistas no diversificados en mercados incompletos y sus diferentes actitudes frente al riesgo.

Cruz *et al.* (2009) ampliaron el método tradicional de valuación de franquicias que se basaba en el flujo descontado de efectivo al enfoque de opciones reales, las cuales surgen como resultado de un proceso de optimización estocástico donde se busca maximizar su utilidad descontada por su costo de capital sujeto a la riqueza que posee.

González *et al.* (2015) usaron opciones reales para evaluar la posibilidad de expansión de una red integrada de servicios de salud y estimaron el parámetro de volatilidad bajo cuatro metodologías, los resultados muestran que la volatilidad estimada mediante las metodologías propuestas son similares.

Isaza y Botero (2014) utilizaron las opciones reales en los mercados de electricidad y energéticos como una alternativa para la toma de decisiones debido a que están sujetas a un alto riesgo e incertidumbre, presentando una aplicación teórica de un modelo binomial para incorporar energía eólica. Concluyen que las opciones reales permiten tomar mejores decisiones que los métodos tradicionales, ya que capturan través de sus múltiples modelos las diferentes incertidumbres propias de estos mercados.



Ekern (1988) muestra ejemplos en la industria petrolera donde sugiere que el enfoque de opciones reales puede dar rentabilidad al evaluar proyectos, en contra parte con el análisis de métodos tradicionales.

Cortázar y Schwartz (1998) usaron el enfoque de opciones reales para determinar el momento óptimo de inversión en un campo no desarrollado de petróleo, utilizando simulación Monte Carlo ya que permite fácilmente la consideración de variables aleatorias adicionales tales como costos y cantidad de reservas.

Bailey *et al.* (2004) analizan el método de flujo descontado que es estático independientemente de que se modifiquen las circunstancias y como las opciones reales superan algunas de sus limitantes utilizando un campo petrolero ficticio para demostrar que los directivos de las empresas, pueden generar mayor flexibilidad respecto de la ejecución de proyectos, capitalizar nueva información y aprovechar las cambiantes condiciones del mercado a fin de mejorar la economía de los proyectos.

Armstrong *et al.* (2004) aborda la cuestión de cómo evaluar la opción de adquirir más información en proyectos petroleros combinando el análisis bayesiano y las opciones reales, Joshi y Castanier (1998) realizan una evaluación de las variables técnicas con simulación Montecarlo y la evaluación económica con flujo de efectivo

### **Teoría del Modelo Binomial**

Cox *et al.* (1979) propusieron el modelo binomial para la valoración de opciones, el cual consiste en modelar el precio del activo subyacente a través de un diagrama para visualizar sus posibles trayectorias en el tiempo, dada su volatilidad, simplificando la valoración de opciones tanto europeas como americanas. Es un modelo en tiempo discreto que considera que la evolución del precio del activo subyacente varía según el proceso binomial multiplicativo; es decir, sólo puede tomar dos valores posibles, uno al alza ( $u=up$ ) y otro al baja ( $d=down$ ).

$$u = e^{\sigma}$$

( 5)

$$d = \frac{1}{u} \quad (6)$$

Donde  $\sigma$  es la volatilidad y  $e$  es el exponencial. Con probabilidades asociadas de subir ( $p$ ) y de bajar ( $1-p$ )

$$p = \frac{(1+r) - d}{\mu - d} \quad (7)$$

$$(1-p) \quad (8)$$

Donde  $r$  es la tasa de descuento

Con base en los parámetros anteriores y para entender la evolución del precio según el proceso binomial multiplicativo, se construye el árbol binomial del precio del activo subyacente como se muestra en la Figura 8.

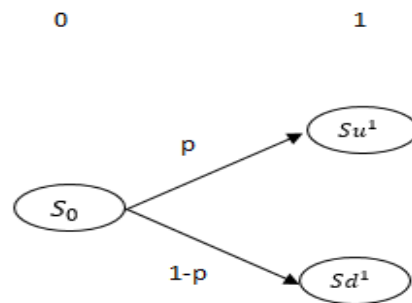


Figura 8. Árbol binomial del activo subyacente de 1 periodo.

Fuente: Elaboración propia.

Donde  $S_0$  es el precio del activo subyacente,  $Su^1$  el precio del activo subyacente al alza y  $Sd^1$  el precio del activo subyacente a la baja.

Para construir el diagrama de árbol es necesario partir del precio del subyacente en el momento inicial ( $S_0$ ) este es conocido por el inversor, a partir del mismo se inician las

trayectorias que arrojan los valores de la acción, las cuales se forman a partir de los coeficientes *up* (*u*) y *down* (*d*) de manera similar en cada nodo de los incrementos de tiempo subsiguientes puede aumentar o disminuir, generando un modelo binomial expandido en *n* períodos, como se muestra en la

Figura 9, estas trayectorias van asociadas a una probabilidad. (Bailey *et al.*, 2004).

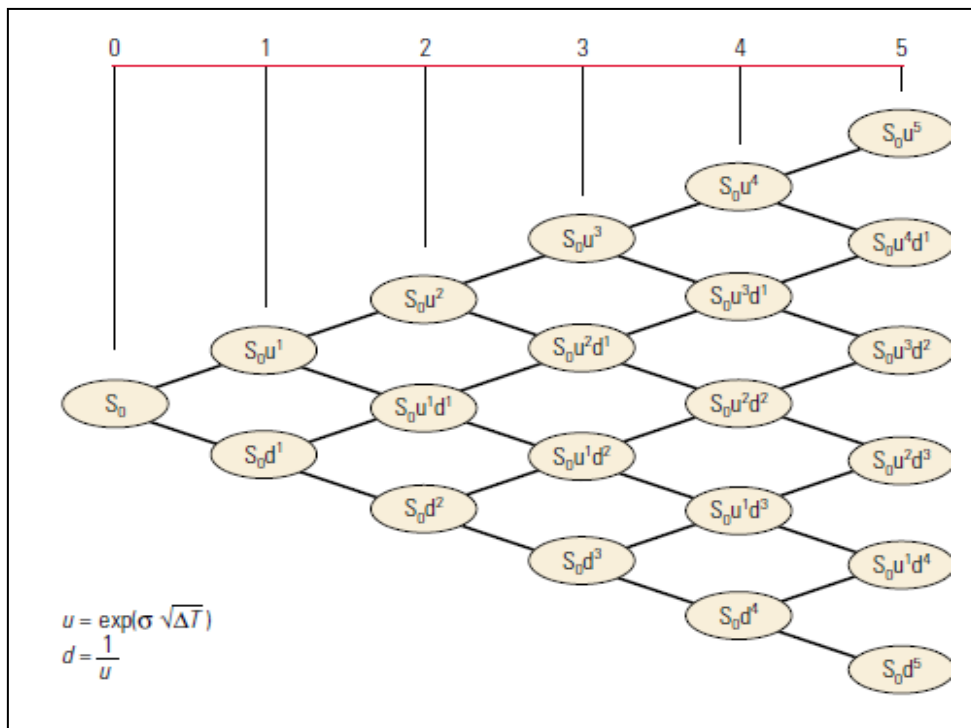


Figura 9. Ejemplo de un Árbol Binomial del activo subyacente en *n* períodos.  
Fuente: (Bailey *et al.*, 2004)

Una forma de calcular la probabilidad de llegar a un nodo en específico es multiplicar todas las probabilidades de los posibles caminos que llevan a cada nodo. Sin embargo

para facilitar los cálculos a medida que se incluyen más años se usa la fórmula de las probabilidades binomiales (Brambila, 2011).

$$\beta(n/T, p) = \frac{T!}{(T-n)!n!} p^n (1-p)^{T-n} \quad (9)$$

Donde  $\beta$  la distribución binomial,  $n$  es el número de nodos en el año en cuestión,  $T$  Total de periodos y  $p$  Probabilidad de subir.

### **Valor de la opción.**

Las opciones reales analizan la incertidumbre en el mundo, así como las interacciones entre las compañías a través de la flexibilidad financiera del proyecto y dan un panorama más claro al inversionista para tomar y revisar las decisiones futuras por los directivos de las empresas ante circunstancias cambiantes (Bailey *et al.*, 2004; Armstrong *et al.*, 2004; Pineda y Sierra 2012).

Una de las características que debe presentar un proyecto de inversión para que se pueda aplicar esta teoría es que el proyecto se pueda realizar en cualquier momento del tiempo, dichos proyectos de investigación y desarrollo se caracterizan por estar inmersos en horizontes de planeación de largo plazo con un alto grado de riesgo (Álvarez *et al.*, 2012). Por pagar una tarifa de licencia fija al gobierno, la compañía compra una opción real: el derecho, pero no la obligación, de invertir y producir hidrocarburos en cualquier momento durante el plazo de la licencia. La flexibilidad asociada con el proyecto se traduce en valor económico. El valor de tener diferentes opciones de desarrollo se conocen como el valor de la flexibilidad gerencial (Willigers y Bratvold, 2008). De esta manera si es conveniente se ejerce ese derecho, si no se deja pasar y sólo se pierde el pago previo por tener la opción (Brambila, 2011)

Abreu y Paredes (2014) señalan que el enfoque de opciones reales es un modelo financiero cuya utilidad permite valorar inversiones cuyos resultados estratégicos escapan al análisis financiero convencional. Por otro lado las opciones reales si permite una evaluación de la exposición al riesgo y el resultado esperado de la opciones conocidas no se limita a una decisión inicial e implica una secuencia de opciones a

medida que la información adicional del proyecto esté disponible (Willigers y Bratvold, 2008).

Las opciones reales se utilizan, para tener una mayor certeza en comparación con el método de flujo de fondos descontados el cual es muy simple prediciendo solo las entradas y salidas en la vida de un proyecto (Bailey et al., 2004). Sin embargo no se considerará las opciones reales como un método de valoración independiente, sino como un complemento al flujo de fondos descontado que ayuda a tener una mayor visión estratégica. (Abreu y Paredes, 2014; Bailey et al., 2004; Calle y Tamayo, 2009).

El complemento al valor del presente neto se expresa como:

$$VAN Total = VAN tradicional + Valor de la opcion \quad (10)$$

### **3.2. Probabilidades basadas en Cadenas de Markov.**

Una cadena de Markov es un modelo de un proceso que cambia de estado en el transcurso del tiempo, de cambio en cambio, se dice que ocurre una transición. La cadena de Markov corresponde a una clase específica de proceso estocástico en el ámbito de modelos probabilísticos (Ross, 2000).

Estos procesos estudian el comportamiento de variables aleatorias a lo largo del tiempo. Un proceso estocástico se denota como una colección ordenada de valores aleatorios, los procesos estocásticos describen mediante probabilidades el comportamiento aleatorio de un sistema; además de expresar su evolución durante determinado periodo de tiempo (Ibarra, 2009).

Las cadenas de Markov predicen el estado de un sistema en un tiempo determinado a partir de los estados precedentes. Es decir que la modelización no tiene en cuenta las variables explicativas y descriptivas, sino que solo se basa en el estudio de la dinámica interna del sistema. Se trata de un procedimiento discreto en un tiempo discreto, en donde el valor en el tiempo  $t_1$  depende de los valores en los tiempos  $t_{-1}$  (Paegelow et al., 2003).

Huang *et al.* (2017) consideran una cadena de Markov, para analizar las condiciones futuras, en un modelo que pronostique de manera confiable las inversiones en el mercado bursátil, prediciendo el movimiento del precio. Utilizan dos tipos de cadena la primera es la cadena regular de Markov para obtener información de lo que sucederá a largo plazo y si la distribución de los estados tiende a estabilizarse a través del tiempo de una manera eficiente, después utiliza una cadena absorbente de Markov que aporta información sobre el tiempo que transcurrirá entre los aumentos antes de llegar a un estado de decremento, así proporciona información confiable para la toma de decisiones de los inversionistas.

### **Teoría de Cadenas de Markov.**

De lo anteriormente expuesto se hace necesario analizar la teoría de Cadenas de Markov tomada de (Rincón, 2011). Una Cadena de Markov es un proceso estocástico a tiempo discreto,  $\{X_n: n = 0, 1, \dots\}$ , con espacio de estados discretos, que satisface la propiedad que para cualquier entero  $n \geq 0$ , y para cualesquiera estados  $X_0, \dots, X_{n+1}$ , se cumple

$$p(X_{n+1}|X_0, \dots, X_n) = p(X_{n+1}|X_n) \quad (11)$$

Si al tiempo  $n + 1$ , se le considera como un tiempo futuro, al tiempo  $n$ , como el presente y a los tiempos  $0, 1, \dots, n - 1$ , como el pasado, entonces la condición (11) establece que la distribución de la probabilidad del estado del proceso al tiempo futuro  $n + 1$ , depende únicamente del estado del proceso al tiempo  $n$ , y no de los estados en los tiempos pasados  $0, 1, \dots, n - 1$ .

Probabilidades de transición. Sea  $i$  y  $j$ , dos estados de una cadena de Markov. A la probabilidad

$$P(X_{n+1} = j | X_n = i) \quad (12)$$

Se le denota por  $p_{ij}(n, n + 1)$ , y representa la probabilidad de transición del estado  $i$  en el tiempo  $n$ , al estado  $j$  en el tiempo  $n + 1$ . Estas probabilidades son conocidas como

probabilidades de transición en un paso. Cuando los números  $p_{ij}(n, n + 1)$  no dependen de  $n$  se dice que la cadena es estacionaria en el tiempo, se asume tal situación de modo que las probabilidades de transición en un paso se escriben como  $p_{ij}$ , variando los índices  $i$ , y  $j$ , por ejemplo sobre el conjunto de estados  $\{0, 1, 2, \dots\}$  se obtiene la matriz de probabilidades de transición en un paso que se muestra en la Figura 10. La entrada  $(i, j)$  de esta matriz es la probabilidad de la transición  $p_{ij}$ , es decir, la probabilidad de pasar del estado  $i$ , al estado  $j$ , en una unidad de tiempo. El índice  $i$ , se refiere al renglón de la matriz, y el índice  $j$ , a la columna.

$$P = \begin{matrix} & \begin{matrix} 0 & 1 & 2 & \dots \end{matrix} \\ \begin{matrix} 0 \\ 1 \\ 2 \\ \vdots \end{matrix} & \begin{pmatrix} p_{00} & p_{01} & p_{02} & \dots \\ p_{10} & p_{11} & p_{12} & \dots \\ p_{20} & p_{21} & p_{22} & \dots \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots \end{pmatrix} \end{matrix}$$

Figura 10. Matriz de probabilidades de transición en un paso  
Fuente: Tomada de Rincón (2011, p. 29)

Además la matriz de probabilidades de transición cumple las siguientes dos propiedades

$$p_{ij} \geq 0, \tag{13}$$

$$\sum_j p_{ij} = 1 \tag{14}$$

Distribuciones estacionarias. Una distribución de probabilidad  $\pi = (\pi_0, \pi_1, \dots)$  es estacionaria o invariante para una cadena de Markov con matriz de probabilidades de transición  $P = (p_{ij})$  si: En términos matriciales, la distribución de probabilidad  $\pi$  es estacionaria si  $\pi = \pi P$

$$\pi_j = \sum_i \pi_i p_{ij} \tag{15}$$

Esta identidad tiene como consecuencia el hecho de que para cualquier número natural  $n$  se cumpla que  $\pi = \pi P^n$ , es decir,  $\pi$  es también una distribución estacionaria para la matriz  $P^n$ . Esto significa que si la variable aleatoria inicial  $X_0$  tiene esa distribución  $\pi$ , entonces la distribución  $X_n$  también es  $\pi$  ya que,

$P(X_n = j) = \sum_i \pi_i P_{ij}(n) = \pi_j$ , es decir, esta distribución no cambia con el paso del tiempo y por ello es que se le llama estacionaria o invariante.

Las Cadenas de Markov regulares son cadenas finitas que cumplen la propiedad de que a partir de un cierto momento, con probabilidad positiva se puede pasar de un estado a otro cualquiera en un paso, es decir una cadena de Markov finita es regular si alguna potencia de su matriz de probabilidades de transición tiene todas sus entradas estrictamente positivas.



## CAPITULO IV. METODOLOGÍA

La metodología desarrollada en la presente investigación se basa en las opciones reales bajo el método binomial propuesto por (Cox et al., 1979) y probabilidades obtenidas con Cadenas de Markov bajo la metodología propuesta por (Huang et al., 2017).

### **Valuación económica mediante opciones reales basada en la distribución binomial**

Antes de realizar la evaluación del proyecto EOR-ASP mediante opciones reales con el Modelo Binomial se debe evaluar y determinar diferentes factores (Zekri y Jerbi, 2002), como por ejemplo:

#### 1. Factores Técnicos

- La cantidad de crudo que se extraerá a partir del proyecto; estimaciones de la extracción diaria, extracción acumulada y recuperación definitiva.

#### 2. Factores Económicos

- Un precio mínimo para reembolsar todos los costes del proyecto y tener retorno de la inversión

- Los costos de extracción de petróleo EOR

Por consiguiente se describen cada uno de estos.

### **4.1. Factores Técnicos**

#### **4.1.1 Selección del campo.**

El Documento Técnico (DT-1) “Factores de Recuperación de Aceite y Gas en México” CNH (2010) menciona que Cantarell fue el principal productor de petróleo crudo en México. Está formado por los campos Akal, Chac, Ixtoc, Kambesah, Kutz, Nohoch, Sihil y Takín y según el informe “Dictamen Técnico del Proyecto de Explotación Cantarell (modificación sustantiva)” (CNH, 2013). El proyecto de explotación tiene como objetivo alcanzar una extracción acumulada de 1,592.8 millones de barriles de aceite y 938.4

miles de millones de pies cúbicos de gas, en el periodo 2013-2027, con una inversión de 306,339 millones de pesos.

El proyecto de explotación Cantarell contempla perforar 130 pozos de desarrollo y un pozo inyector, realizar intervenciones mayores (145 reparaciones y 8 conversiones a pozos inyectoras), así como 1,476 reparaciones menores y 288 taponamientos, la construcción de 6 plataformas de extracción y una de procesos, la instalación de una estructura adjunta tipo trípode y una adosada, y la construcción de 34 ductos para el transporte de fluidos. Asimismo, se instalarán equipos de separación, deshidratación y manejo de agua y aprovechamiento del gas.

Según el Documento Técnico (DT-1) “Factores de Recuperación de Aceite y Gas en México” (CNH, 2010) el campo Akal aporta el 80.9% del volumen original in-situ del activo teniendo un factor de recuperación de 39.9%. Por lo que se considera el campo Akal idóneo para hacer la evaluación económica. Este campo cuenta con un el volumen original de petróleo de 30,685.64 mil millones de barriles (mmb) al 1 de Enero de 2017 (CNH, 2018).

#### **4.1.2. Estimación del Factor de recuperación y Pronóstico de extracción.**

Para estimar el factor de recuperación (FR) se analizó muestras de roca de yacimientos de tipo carbonatados – son del tipo en su mayoría en el país-. Los resultados proporcionaron diferentes tipos de Factor de recuperación para cada determinado Volumen Poroso, es por ello que se propone la siguiente ecuación que pueda modelar el FR en función del Volumen poroso que se requiera.

$$FR = FR_{max} [1 - e^{-\lambda * Vol_{poroso\_iny}}] \quad (16)$$

Donde  $FR$  es el Factor de Recuperación final,  $FR_{max}$  es el Factor de Recuperación máximo,  $\lambda$  La velocidad en que se recupera FR y  $Vol_{poroso\_iny}$  es Volumen poroso inyectado, el cual está determinado por:

$$Vol_{poroso\_iny} = \frac{Gastos\ de\ Inyeccion\ * 365}{Vol\ Total\ de\ Barriles} \quad (17)$$

Así la ecuación propuesta, modela adecuadamente la información como se muestra en la figura 11:

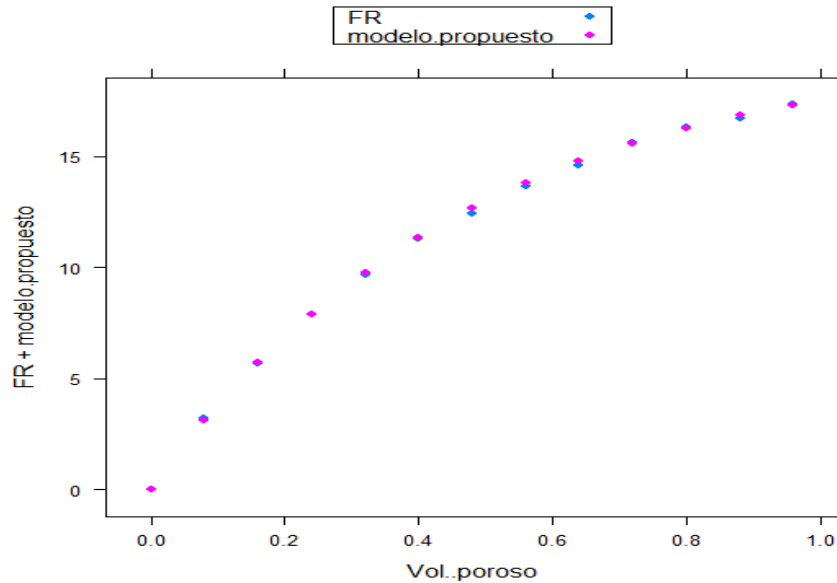


Figura 11. Comparación de FR y Modelo propuesto.  
Fuente: Elaboración propia.

Una vez que se conoce el Volumen poroso y el FR por año, se puede obtener el Volumen Recuperado Acumulado (VRA), Pronóstico de extracción, con la formula siguiente:

$$VRA = Vtb \times FR/100 \quad (18)$$

Donde  $Vtb$  es el Volumen total de barriles (1p), 1P es igual a las reservas probadas es decir existe una probabilidad de al menos 90% de que el volumen a recuperar sea igual o mayor al calculado (CNH, 2017). Para modelar el VRA, se considera gastos de inyección de 6,000,000 de barriles/ASP por día, estos gastos determinan el horizonte del proyecto de 16 años,  $Vtb$  por 30,685 mmb,  $Vol_{poroso\_iny}$  obtenido es 7% anual, para el FR se considera un  $FR_{max}$  de 20% y  $\lambda$  de 2.1.

Así el pronóstico del volumen recuperado acumulado de extracción de petróleo (VRA) es de 5,656.90 millones de barriles. En la Tabla 3 se muestra el Volumen Recuperado Acumulado y Volumen Recuperado por año.

## 4.2. Factores Económicos.

Cuando ha identificado el método de recuperación adecuado y el hidrocarburo recuperable, se debe aplicar un análisis que considere otros aspectos económicos (Shrivastava *et al.*, 1997), los cuales se muestran a continuación.

### 4.2.1 Estimación de la Volatilidad

Para obtener la volatilidad, Hull (2009) menciona que se puede utilizar un registro de las variaciones de precios para calcular la volatilidad con intervalos fijos de día, semana o mes y como regla general, se puede establecer el número de observaciones igual al número de días a los que se aplicara la volatilidad, por lo cual se analizó una base diaria de precios del petróleo por barril, correspondiente al periodo 01/01/2007 al 31/12/2017 (Banco de México, 2018).

Como primer paso calculamos el rendimiento diario con la siguiente ecuación tomada de (Hull, 2009).

$$u_i = \ln\left(\frac{S_i}{S_{i-1}}\right) \quad (19)$$

Donde  $u_i$  es el rendimiento diario,  $S_i$  es el precio al final y  $S_{i-1}$  precio al inicio

A continuación se obtiene la volatilidad por día de negociación (VDN) (Hull, 2009), siendo esta  $\sigma = 0.024$  ò 2.4% diaria, posteriormente se calcula la volatilidad anual (VA), se considera que el número de días de negociación del último año es 239 con la siguiente ecuación (Hull, 2009). Siendo el resultado  $VA = 37.6$

$$VA = VDN \times \sqrt{\text{Número de días de negociación por año}} \quad (20)$$

#### **4.2.2. Tasa de descuento**

Para la tasa de descuento se consideró 12%, la cual es la utilizada en Dictamen Técnico del Proyecto de Explotación Cantarell (Modificación Sustantiva) (CNH, 2013), Dictamen Técnico del Proyecto de Exploración Chalabil (nuevo) (CNH, 2013), Dictamen Integral Burgos (CNH, 2013).

#### **4.2.3. Precio**

La Securities and Exchange Commission (SEC, por sus siglas en inglés), entidad encargada de administrar leyes federales sobre valores en Estados Unidos, así como normas y reglamentos para brindar protección a los inversionistas, emitió disposiciones por medio de su última actualización “Modernization of Oil and Gas Reporting Requirements” (SEC, 2010) la cual señala que para obtener el precio ( $S_0$ ) se considera el promedio de la suma de precios del primer día de cada mes, siendo este de \$46.47 USD/ barril para el año 2017.

#### **4.2.4. Costos**

Para determinar el costo por barril producido se tomó como guía el informe Adquisición y desarrollo de datos de costos seleccionados para almacenamiento salino y operaciones EOR (Acquisition and Development of Selected Cost Data for Saline Storage and Enhanced Oil Recovery (EOR) Operations) (Energy Sector Planning and Analysis, 2014) para el Departamento de Energía de los Estados Unidos.

Como se menciona en dicho informe este proporciona recomendaciones para la estimación del costo operacional asociado con el desarrollo continuo de la energía fósil EOR, específicamente para CO<sub>2</sub>, sin embargo los costos se basan en la extracción de petróleo y gas y las operaciones asociadas de gestión de fluidos, como lo es EOR-ASP. Por lo cual se analizaron los conceptos y se adaptaron al proyecto EOR –ASP como se muestra a continuación:

| Concepto  | USD/Barril     |
|---|----------------|
| Precio del Químico ASP  | 1.50000        |
| Equipo de arrendamiento para la gestión de fluidos                                  | 0.00003        |
| Costos de operación y mantenimiento   | 0.46475        |
| Costos de energía   | 0.00031        |
| Costos de alquiler de equipos para nuevos pozos de inyección                        | 0.00003        |
| Costos anuales de operación y mantenimiento, incluidos trabajos periódicos de pozos | 0.00009        |
| Costos de elevación del fluido  | 0.12763        |
| Costos de energía de inyección  | 0.00004        |
| Resumen de los costos de gestión del agua   | 0.64000        |
| Costos de "próxima generación"  | 0.25000        |
| <b>Total de Costo por barril</b>  | <b>2.98288</b> |

Tabla 2. Integración de costo por barril EOR-ASP  
Fuente: Elaboración propia.

### 4.3. Modelo Binomial

Con los datos obtenidos se estima el flujo de caja descontado para cada año, considerando que los ingresos y gastos están en función del Volumen Recuperado acumulado anual por los precios determinados respectivamente.

Así el flujo de caja descontado por año se muestra en la Tabla 4 en millones de dólares, y se determina el Valor Presente del proyecto, el cual es de 138 mil millones de dólares.

Una vez que se conoce ( $S_0=138.0$ ) en este caso corresponde al VPN, volatilidad ( $\sigma=37.6$ ) y la tasa de descuento ( $r=12$ ), se puede construir el modelo binomial mostrado en la Tabla 5 para un horizonte de 16 años, también se puede conocer las probabilidades de los posibles caminos para llegar a cada nodo, usando la Fórmula 9 de probabilidades binomiales, y así conocer cuál es la frecuencia de que ocurra cada valor determinado, estas probabilidades se determinan para nodo del periodo 16.

Tabla 3 Volumen Recuperado por año

| Periodo            | 0    | 1     | 2     | 3     | 4     | 5     | 6     | 7     | 8     | 9     | 10    | 11    | 12    | 13    | 14    | 15    | 16    |
|--------------------|------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Concepto / Año     | 2018 | 2019  | 2020  | 2021  | 2022  | 2023  | 2024  | 2025  | 2026  | 2027  | 2028  | 2029  | 2030  | 2031  | 2032  | 2033  | 2034  |
| Vol. Poroso        | 0.07 | 0.14  | 0.21  | 0.29  | 0.36  | 0.43  | 0.50  | 0.57  | 0.64  | 0.71  | 0.79  | 0.86  | 0.93  | 1.00  | 1.07  | 1.14  | 1.21  |
| FR final           | 2.78 | 5.18  | 7.24  | 9.02  | 10.55 | 11.86 | 13.00 | 13.97 | 14.81 | 15.53 | 16.15 | 16.69 | 17.15 | 17.55 | 17.89 | 18.18 | 18.44 |
| Vol. Recup Acumu   | 854  | 1,589 | 2,222 | 2,767 | 3,236 | 3,640 | 3,988 | 4,287 | 4,544 | 4,766 | 4,957 | 5,121 | 5,263 | 5,384 | 5,489 | 5,579 | 5,657 |
| Vol. Recup por año | 854  | 735   | 633   | 545   | 469   | 404   | 348   | 299   | 258   | 222   | 191   | 164   | 141   | 122   | 105   | 90    | 78    |

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 4. Flujo de Caja descontado

| Periodo            | 0      | 1      | 2      | 3      | 4      | 5      | 6      | 7      | 8      | 9      | 10    | 11    | 12    | 13    | 14    | 15    | 16    |
|--------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Concepto / Año     | 2018   | 2019   | 2020   | 2021   | 2022   | 2023   | 2024   | 2025   | 2026   | 2027   | 2028  | 2029  | 2030  | 2031  | 2032  | 2033  | 2034  |
| Vol. Recup por año | 854    | 735    | 633    | 545    | 469    | 404    | 348    | 299    | 258    | 222    | 191   | 164   | 141   | 122   | 105   | 90    | 78    |
| Ingresos           | 39,699 | 34,173 | 29,417 | 25,322 | 21,798 | 18,764 | 16,152 | 13,904 | 11,969 | 10,303 | 8,869 | 7,635 | 6,572 | 5,657 | 4,870 | 4,192 | 3,609 |
| Costos             | 4,552  | 4,375  | 4,224  | 4,093  | 3,980  | 3,884  | 3,800  | 3,729  | 3,667  | 3,614  | 3,568 | 3,529 | 3,495 | 3,465 | 3,440 | 3,419 | 3,400 |
| Flujo de efectivo  | 35,147 | 29,798 | 25,193 | 21,230 | 17,817 | 14,880 | 12,352 | 10,176 | 8,302  | 6,689  | 5,301 | 4,106 | 3,077 | 2,192 | 1,430 | 773   | 208   |

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 5. Modelo Binomial con Probabilidades Implícitas

| Periodo | 0     | 1     | 2     | 3     | 4     | 5     | 6       | 7       | 8       | 9       | 10      | 11      | 12       | 13       | 14       | 15       | 16       | Probabilidad |
|---------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|----------|----------|----------|----------|----------|--------------|
| Año     | 2018  | 2019  | 2020  | 2021  | 2022  | 2023  | 2024    | 2025    | 2026    | 2027    | 2028    | 2029    | 2030     | 2031     | 2032     | 2033     | 2034     | Mbinomial    |
|         | 138.0 | 201.0 | 292.9 | 426.7 | 621.7 | 905.7 | 1,319.5 | 1,922.4 | 2,800.8 | 4,080.5 | 5,944.9 | 8,661.1 | 12,618.5 | 18,383.9 | 26,783.5 | 39,021.0 | 56,849.8 | 0.0001       |
|         |       | 94.7  | 138.0 | 201.0 | 292.9 | 426.7 | 621.7   | 905.7   | 1,319.5 | 1,922.4 | 2,800.8 | 4,080.5 | 5,944.9  | 8,661.1  | 12,618.5 | 18,383.9 | 26,783.5 | 0.0013       |
|         |       |       | 65.0  | 94.7  | 138.0 | 201.0 | 292.9   | 426.7   | 621.7   | 905.7   | 1,319.5 | 1,922.4 | 2,800.8  | 4,080.5  | 5,944.9  | 8,661.1  | 12,618.5 | 0.0073       |
|         |       |       |       | 44.6  | 65.0  | 94.7  | 138.0   | 201.0   | 292.9   | 426.7   | 621.7   | 905.7   | 1,319.5  | 1,922.4  | 2,800.8  | 4,080.5  | 5,944.9  | 0.0266       |
|         |       |       |       |       | 30.6  | 44.6  | 65.0    | 94.7    | 138.0   | 201.0   | 292.9   | 426.7   | 621.7    | 905.7    | 1,319.5  | 1,922.4  | 2,800.8  | 0.0671       |
|         |       |       |       |       |       | 21.0  | 30.6    | 44.6    | 65.0    | 94.7    | 138.0   | 201.0   | 292.9    | 426.7    | 621.7    | 905.7    | 1,319.5  | 0.1251       |
|         |       |       |       |       |       |       | 14.4    | 21.0    | 30.6    | 44.6    | 65.0    | 94.7    | 138.0    | 201.0    | 292.9    | 426.7    | 621.7    | 0.1783       |
|         |       |       |       |       |       |       |         | 9.9     | 14.4    | 21.0    | 30.6    | 44.6    | 65.0     | 94.7     | 138.0    | 201.0    | 292.9    | 0.1979       |
|         |       |       |       |       |       |       |         |         | 6.8     | 9.9     | 14.4    | 21.0    | 30.6     | 44.6     | 65.0     | 94.7     | 138.0    | 0.1730       |
|         |       |       |       |       |       |       |         |         |         | 4.7     | 6.8     | 9.9     | 14.4     | 21.0     | 30.6     | 44.6     | 65.0     | 0.1194       |
|         |       |       |       |       |       |       |         |         |         |         | 3.2     | 4.7     | 6.8      | 9.9      | 14.4     | 21.0     | 30.6     | 0.0650       |
|         |       |       |       |       |       |       |         |         |         |         |         | 2.2     | 3.2      | 4.7      | 6.8      | 9.9      | 14.4     | 0.0275       |
|         |       |       |       |       |       |       |         |         |         |         |         |         | 1.5      | 2.2      | 3.2      | 4.7      | 6.8      | 0.0089       |
|         |       |       |       |       |       |       |         |         |         |         |         |         |          | 1.0      | 1.5      | 2.2      | 3.2      | 0.0021       |
|         |       |       |       |       |       |       |         |         |         |         |         |         |          |          | 0.7      | 1.0      | 1.5      | 0.0004       |
|         |       |       |       |       |       |       |         |         |         |         |         |         |          |          |          | 0.5      | 0.7      | 0.0000       |
|         |       |       |       |       |       |       |         |         |         |         |         |         |          |          |          |          | 0.3      | 0.0000       |
|         |       |       |       |       |       |       |         |         |         |         |         |         |          |          |          |          |          | 1.0000       |

Fuente: Elaboración propia



Los datos del periodo 16 con sus respectivas probabilidades se grafican para conocer su distribución, como se muestra en la Figura 12:

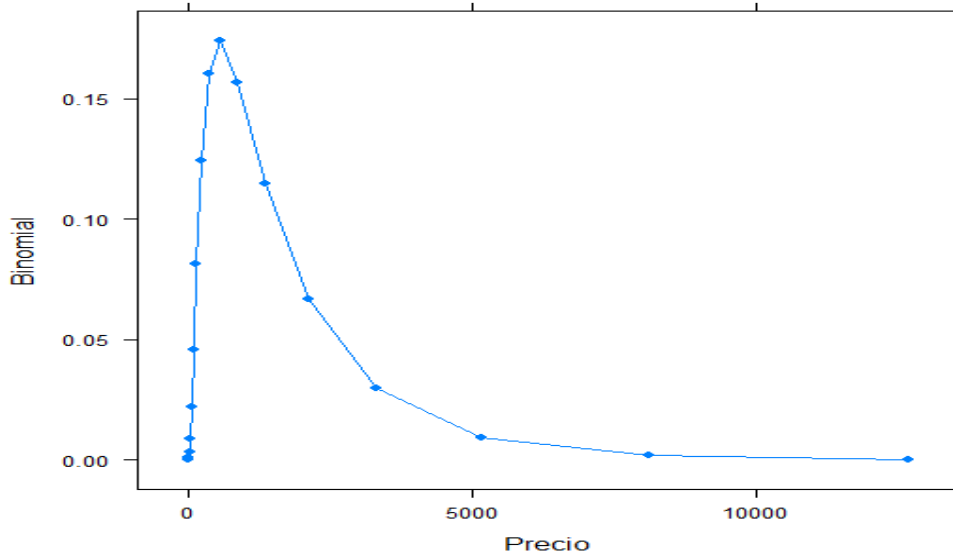


Figura 12. Distribución de las probabilidades binomiales.  
Fuente: Elaboración propia.

Como se observa en la Figura 12 los precios tienen una distribución log-normal, sin embargo se realiza una prueba de Bondad de ajuste basado en el estadístico Kolmogorov-Smirnov en el programa SAS versión 9.0 para corroborarla. Los resultados son:

Tabla 6. Tests de bondad de ajuste para la distribución Lognormal

| Test               | --Estadístico--- |            | -----P-valor----- |       |
|--------------------|------------------|------------|-------------------|-------|
| Kolmogorov-Smirnov | D                | 0.18445530 | Pr > D            | 0.125 |
| Cramer-von Mises   | W-Sq             | 0.12017402 | Pr > W-Sq         | 0.055 |
| Anderson-Darling   | A-Sq             | 0.73640707 | Pr > A-Sq         | 0.045 |

### Prueba estadística

H<sub>0</sub>: Los datos analizados siguen una distribución log-normal vs H<sub>a</sub>: Los datos analizados no siguen una distribución log-normal. Al comparar los resultados de la prueba No rechazo

H<sub>0</sub> con un nivel de significancia de alpha 0.05 y se concluye que los datos tiene una distribución log-normal.

#### 4.4. Probabilidades basadas en Cadenas de Markov

Para determinar las probabilidades dependientes en precios se utilizaron las Cadenas de Markov según el modelo propuesto por (Huang *et al.*, 2017). Se analiza una base diaria de precios del petróleo por barril, correspondiente al periodo 01/01/2017 al 31/12/2017 (Banco de México, 2018).

El primer paso es anualizar los rendimientos diarios, para ello se aplicó la Fórmula 20, para establecer una matriz de transición. La matriz de transición contiene la información necesaria para predecir lo que sucederá después, dado que sabemos lo que sucedió antes, para establecer la matriz de transición (Tabla 7), se clasificó el precio de los rendimientos anualizados en dos categorías: sube, si el precio tuvo un incremento >0, o baja si el precio tuvo un decremento <0.

Tabla 7. Distribución del incremento en precios

| <b>Estado</b> | <b>Sube</b> | <b>Baja</b> | <b>Total</b> |
|---------------|-------------|-------------|--------------|
| <b>Sube</b>   | 717         | 620         | 1337         |
| <b>Baja</b>   | 668         | 620         | 1288         |
| <b>Total</b>  |             |             | 2625         |

Fuente: Elaboración propia

Una vez obtenida la Matriz de transición, se calcula la matriz de Probabilidad inicial del incremento en precio (Tabla 8), todas las probabilidades están entre 0 y 1, la suma de las entradas en cada fila es 1, las probabilidades se calculan por cada fila, por ejemplo la primer fila tiene un total de 1337, este se divide entre cada evento ocurrido en los dos estados.

Tabla 8. Distribución inicial de Probabilidades del incremento en precios

| <b>Estado</b> | <b>Sube</b> | <b>Baja</b> | <b>Total</b> |
|---------------|-------------|-------------|--------------|
| <b>Sube</b>   | 0.54        | 0.46        | 1.00         |
| <b>Baja</b>   | 0.52        | 0.48        | 1.00         |

Fuente: Elaboración propia

A continuación si la probabilidad de estados tiende a estabilizarse con el tiempo, entonces podemos investigar la condición bajo la cual una cadena de Markov produce un equilibrio, o estado estable, por lo tanto la Cadena regular de Markov mostrada en la (Tabla 9), después de tres ensayos parece converger y estabilizarse.

Tabla 9. Distribución de probabilidad después de tres ensayos.

| <b>Estado</b> | <b>Sube</b>   | <b>Baja</b>   |
|---------------|---------------|---------------|
| <b>Sube</b>   | <b>0.5279</b> | <b>0.4721</b> |
| <b>Baja</b>   | <b>0.5279</b> | <b>0.4721</b> |

Fuente: Elaboración propia

Es decir, podemos analizar el comportamiento a largo plazo de una cadena de Markov elevando su matriz de transición a una potencia lo suficientemente alta que produzca un equilibrio.

Así la probabilidad de incrementar y disminuir son 52.79% y 47.21% respectivamente, las cuales se incluyen en el modelo binomial para obtener las nuevas frecuencias (Tabla 10) y de esta forma poder compararla con las determinadas anteriormente con las probabilidades implícitas del Modelo Binomial.

Tabla 10. Modelo Binomial con Probabilidades Cadenas de Markov.

| Periodo | 0     | 1     | 2     | 3     | 4     | 5     | 6       | 7       | 8       | 9       | 10      | 11      | 12       | 13       | 14       | 15       | 16       | Probabilidad |
|---------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|----------|----------|----------|----------|----------|--------------|
| Año     | 2018  | 2019  | 2020  | 2021  | 2022  | 2023  | 2024    | 2025    | 2026    | 2027    | 2028    | 2029    | 2030     | 2031     | 2032     | 2033     | 2034     | C.Markov     |
|         | 138.0 | 201.0 | 292.9 | 426.7 | 621.7 | 905.7 | 1,319.5 | 1,922.4 | 2,800.8 | 4,080.5 | 5,944.9 | 8,661.1 | 12,618.5 | 18,383.9 | 26,783.5 | 39,021.0 | 56,849.8 | 0.0000       |
|         |       | 94.7  | 138.0 | 201.0 | 292.9 | 426.7 | 621.7   | 905.7   | 1,319.5 | 1,922.4 | 2,800.8 | 4,080.5 | 5,944.9  | 8,661.1  | 12,618.5 | 18,383.9 | 26,783.5 | 0.0005       |
|         |       |       | 65.0  | 94.7  | 138.0 | 201.0 | 292.9   | 426.7   | 621.7   | 905.7   | 1,319.5 | 1,922.4 | 2,800.8  | 4,080.5  | 5,944.9  | 8,661.1  | 12,618.5 | 0.0035       |
|         |       |       |       | 44.6  | 65.0  | 94.7  | 138.0   | 201.0   | 292.9   | 426.7   | 621.7   | 905.7   | 1,319.5  | 1,922.4  | 2,800.8  | 4,080.5  | 5,944.9  | 0.0146       |
|         |       |       |       |       | 30.6  | 44.6  | 65.0    | 94.7    | 138.0   | 201.0   | 292.9   | 426.7   | 621.7    | 905.7    | 1,319.5  | 1,922.4  | 2,800.8  | 0.0424       |
|         |       |       |       |       |       | 21.0  | 30.6    | 44.6    | 65.0    | 94.7    | 138.0   | 201.0   | 292.9    | 426.7    | 621.7    | 905.7    | 1,319.5  | 0.0909       |
|         |       |       |       |       |       |       | 14.4    | 21.0    | 30.6    | 44.6    | 65.0    | 94.7    | 138.0    | 201.0    | 292.9    | 426.7    | 621.7    | 0.1491       |
|         |       |       |       |       |       |       |         | 9.9     | 14.4    | 21.0    | 30.6    | 44.6    | 65.0     | 94.7     | 138.0    | 201.0    | 292.9    | 0.1904       |
|         |       |       |       |       |       |       |         |         | 6.8     | 9.9     | 14.4    | 21.0    | 30.6     | 44.6     | 65.0     | 94.7     | 138.0    | 0.1915       |
|         |       |       |       |       |       |       |         |         |         | 4.7     | 6.8     | 9.9     | 14.4     | 21.0     | 30.6     | 44.6     | 65.0     | 0.1522       |
|         |       |       |       |       |       |       |         |         |         |         | 3.2     | 4.7     | 6.8      | 9.9      | 14.4     | 21.0     | 30.6     | 0.0953       |
|         |       |       |       |       |       |       |         |         |         |         |         | 2.2     | 3.2      | 4.7      | 6.8      | 9.9      | 14.4     | 0.0465       |
|         |       |       |       |       |       |       |         |         |         |         |         |         | 1.5      | 2.2      | 3.2      | 4.7      | 6.8      | 0.0173       |
|         |       |       |       |       |       |       |         |         |         |         |         |         |          | 1.0      | 1.5      | 2.2      | 3.2      | 0.0048       |
|         |       |       |       |       |       |       |         |         |         |         |         |         |          |          | 0.7      | 1.0      | 1.5      | 0.0009       |
|         |       |       |       |       |       |       |         |         |         |         |         |         |          |          |          | 0.5      | 0.7      | 0.0001       |
|         |       |       |       |       |       |       |         |         |         |         |         |         |          |          |          |          | 0.3      | 0.0000       |
|         |       |       |       |       |       |       |         |         |         |         |         |         |          |          |          |          |          | 1.0000       |

Fuente: Elaboración propia

Los datos mostrados en la Tabla 10 se grafican para conocer su distribución, como se muestra en la Figura 13.

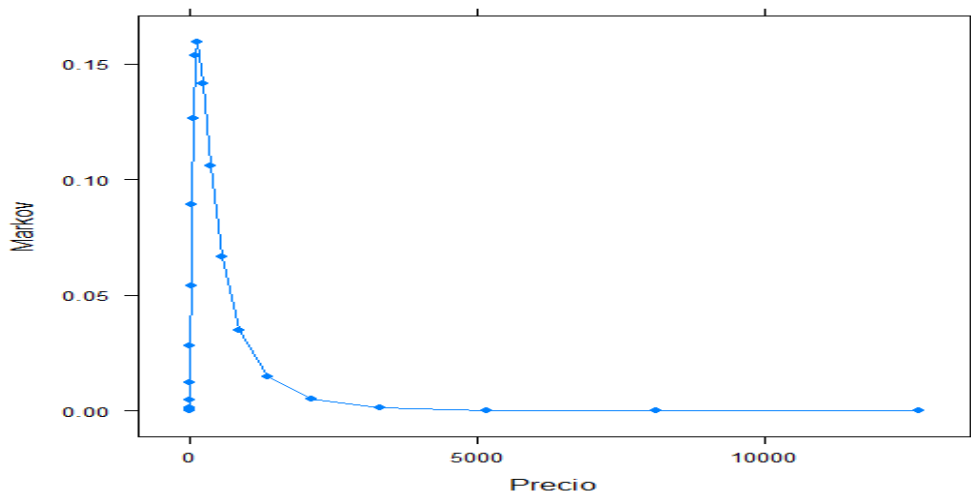


Figura 13. Distribución de Probabilidad con Cadenas de Markov  
Fuente: Elaboración propia

Como se observa en la Figura 13 las probabilidades tienen una distribución log-normal, sin embargo también se realiza una prueba de Bondad de ajuste basado en el estadístico Kolmogorov-Smirnov en el programa SAS versión 9.0 para corroborarla. Los resultados son:

Tabla 11. Tests de bondad de ajuste para la distribución Lognormal

| Test               | --Estadístico-- | -----P-valor----- |
|--------------------|-----------------|-------------------|
| Kolmogorov-Smirnov | D 0.17515754    | Pr > D >0.150     |
| Cramer-von Mises   | W-Sq 0.11512056 | Pr > W-Sq 0.067   |
| Anderson-Darling   | A-Sq 0.71361061 | Pr > A-Sq 0.051   |

### Prueba estadística

$H_0$ : Los datos analizados siguen una distribución log-normal vs  $H_a$ : Los datos analizados no siguen una distribución log-normal. Por lo tanto No rechazo  $H_0$  con un nivel de significancia de alpha 0.05 y se concluye que los datos tiene una distribución log-normal.

#### **4.5. Valor de opción.**

Dada la flexibilidad del modelo mostrado en la Tabla 5 así como las interacciones entre las compañías a través de la flexibilidad financiera se considera la decisión a la cual se enfrenta una empresa si es subcontratada para realizar el proyecto de extracción de recuperación mejorada de petróleo mediante la inyección de químicos ASP en el campo Akal en México, dicha empresa puede realizar una evaluación de la exposición al riesgo y el resultado esperado sobre las opciones conocidas.

De esta manera se consideran los siguientes supuestos a los que se enfrenta.

Primero se conoce que se tiene un FR de 20% sobre el OOIP, el cual se alcanza en un horizonte superior a los 25 años con inyección de químicos ASP de 6,000,000 barriles/diarios, sin embargo el Volumen Recuperado tiene decrementos anuales, lo que genera que a partir del periodo 17 se tengan flujos de caja descontados negativos ante lo cual el proyecto es atractivo solo en un horizonte de 16 años y a partir de ese año se puede tomar la opción de abandonar, posponer, etc.

En el presente estudio se considera que ante la evaluación del proyecto con opciones, la cual fue modelada con la volatilidad basada en los precios, una empresa puede observar en el modelo binomial todas las posibles alternativas que tendrá (alzas o baja). Para que el proyecto resulte atractivo se garantiza obtener por lo menos el VPN con el cual inicio, de esta forma se considera en el periodo 16 el monto de \$35 mmd según corresponda y se recalcula el VPN con las probabilidades incluidas en el modelo binomial (Tabla 12) y las determinadas con el procedimiento de Cadenas de Markov (Tabla 13).

Tabla 12. Valor de la opción con Probabilidades del Modelo Binomial

| Periodo | 0     | 1     | 2     | 3     | 4     | 5     | 6       | 7       | 8       | 9       | 10      | 11      | 12       | 13       | 14       | 15       | 16       |
|---------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|----------|----------|----------|----------|----------|
| Año     | 2018  | 2019  | 2020  | 2021  | 2022  | 2023  | 2024    | 2025    | 2026    | 2027    | 2028    | 2029    | 2030     | 2031     | 2032     | 2033     | 2034     |
|         | 138.0 | 201.0 | 292.9 | 426.7 | 621.7 | 905.7 | 1,319.5 | 1,922.4 | 2,800.8 | 4,080.5 | 5,944.9 | 8,661.1 | 12,618.5 | 18,383.9 | 26,783.5 | 39,021.0 | 56,849.8 |
|         |       | 94.7  | 138.0 | 201.0 | 292.9 | 426.7 | 621.7   | 905.7   | 1,319.5 | 1,922.4 | 2,800.8 | 4,080.5 | 5,944.9  | 8,661.1  | 12,618.5 | 18,383.9 | 26,783.5 |
|         |       |       | 65.0  | 94.7  | 138.0 | 201.0 | 292.9   | 426.7   | 621.7   | 905.7   | 1,319.5 | 1,922.4 | 2,800.8  | 4,080.5  | 5,944.9  | 8,661.1  | 12,618.5 |
|         |       |       |       | 44.7  | 64.9  | 94.6  | 138.0   | 201.0   | 292.9   | 426.7   | 621.7   | 905.7   | 1,319.5  | 1,922.4  | 2,800.8  | 4,080.5  | 5,944.9  |
|         |       |       |       |       | 31.0  | 44.5  | 64.6    | 94.3    | 138.0   | 201.0   | 292.9   | 426.7   | 621.7    | 905.7    | 1,319.5  | 1,922.4  | 2,800.8  |
|         |       |       |       |       |       | 22.1  | 30.9    | 44.1    | 64.1    | 93.9    | 138.0   | 201.0   | 292.9    | 426.7    | 621.7    | 905.7    | 1,319.5  |
|         |       |       |       |       |       |       | 16.9    | 22.3    | 30.6    | 43.3    | 62.9    | 92.8    | 138.0    | 201.0    | 292.9    | 426.7    | 621.7    |
|         |       |       |       |       |       |       |         | 14.7    | 17.9    | 22.6    | 29.9    | 41.5    | 60.2     | 90.4     | 138.0    | 201.0    | 292.9    |
|         |       |       |       |       |       |       |         |         | 14.6    | 16.7    | 19.4    | 23.2    | 28.8     | 38.0     | 53.9     | 83.0     | 138.0    |
|         |       |       |       |       |       |       |         |         |         | 15.8    | 17.7    | 19.9    | 22.2     | 24.9     | 27.9     | 31.3     | 35.0     |
|         |       |       |       |       |       |       |         |         |         |         | 17.7    | 19.9    | 22.2     | 24.9     | 27.9     | 31.3     | 35.0     |
|         |       |       |       |       |       |       |         |         |         |         |         | 19.9    | 22.2     | 24.9     | 27.9     | 31.3     | 35.0     |
|         |       |       |       |       |       |       |         |         |         |         |         |         | 22.2     | 24.9     | 27.9     | 31.3     | 35.0     |
|         |       |       |       |       |       |       |         |         |         |         |         |         |          | 24.9     | 27.9     | 31.3     | 35.0     |
|         |       |       |       |       |       |       |         |         |         |         |         |         |          |          | 27.9     | 31.3     | 35.0     |
|         |       |       |       |       |       |       |         |         |         |         |         |         |          |          |          | 31.3     | 35.0     |
|         |       |       |       |       |       |       |         |         |         |         |         |         |          |          |          |          | 35.0     |

Fuente: Elaboración propia

Tabla 13. Valor de la opción con Probabilidades de Cadenas de Markov

| Periodo | 0     | 1     | 2     | 3     | 4     | 5     | 6       | 7       | 8       | 9       | 10      | 11      | 12       | 13       | 14       | 15       | 16       |
|---------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|----------|----------|----------|----------|----------|
| Año     | 2018  | 2019  | 2020  | 2021  | 2022  | 2023  | 2024    | 2025    | 2026    | 2027    | 2028    | 2029    | 2030     | 2031     | 2032     | 2033     | 2034     |
|         | 132.6 | 201.0 | 292.9 | 426.7 | 621.7 | 905.7 | 1,319.5 | 1,922.4 | 2,800.8 | 4,080.5 | 5,944.9 | 8,661.1 | 12,618.5 | 18,383.9 | 26,783.5 | 39,021.0 | 56,849.8 |
|         |       | 89.8  | 138.0 | 201.0 | 292.9 | 426.7 | 621.7   | 905.7   | 1,319.5 | 1,922.4 | 2,800.8 | 4,080.5 | 5,944.9  | 8,661.1  | 12,618.5 | 18,383.9 | 26,783.5 |
|         |       |       | 58.7  | 89.8  | 138.0 | 201.0 | 292.9   | 426.7   | 621.7   | 905.7   | 1,319.5 | 1,922.4 | 2,800.8  | 4,080.5  | 5,944.9  | 8,661.1  | 12,618.5 |
|         |       |       |       | 38.8  | 58.7  | 89.8  | 138.0   | 201.0   | 292.9   | 426.7   | 621.7   | 905.7   | 1,319.5  | 1,922.4  | 2,800.8  | 4,080.5  | 5,944.9  |
|         |       |       |       |       | 26.3  | 38.9  | 58.7    | 89.7    | 138.0   | 201.0   | 292.9   | 426.7   | 621.7    | 905.7    | 1,319.5  | 1,922.4  | 2,800.8  |
|         |       |       |       |       |       | 19.0  | 26.7    | 38.9    | 58.4    | 93.9    | 138.0   | 201.0   | 292.9    | 426.7    | 621.7    | 905.7    | 1,319.5  |
|         |       |       |       |       |       |       | 15.2    | 19.8    | 27.0    | 43.3    | 57.7    | 88.6    | 138.0    | 201.0    | 292.9    | 426.7    | 621.7    |
|         |       |       |       |       |       |       |         | 13.9    | 16.7    | 22.6    | 27.2    | 37.8    | 55.8     | 86.4     | 138.0    | 201.0    | 292.9    |
|         |       |       |       |       |       |       |         |         | 14.4    | 16.7    | 18.9    | 22.3    | 27.3     | 35.7     | 50.8     | 79.8     | 138.0    |
|         |       |       |       |       |       |       |         |         |         | 15.8    | 17.7    | 19.9    | 22.2     | 24.9     | 27.9     | 31.3     | 35.0     |
|         |       |       |       |       |       |       |         |         |         |         | 17.7    | 19.9    | 22.2     | 24.9     | 27.9     | 31.3     | 35.0     |
|         |       |       |       |       |       |       |         |         |         |         |         | 19.9    | 22.2     | 24.9     | 27.9     | 31.3     | 35.0     |
|         |       |       |       |       |       |       |         |         |         |         |         |         | 22.2     | 24.9     | 27.9     | 31.3     | 35.0     |
|         |       |       |       |       |       |       |         |         |         |         |         |         |          | 24.9     | 27.9     | 31.3     | 35.0     |
|         |       |       |       |       |       |       |         |         |         |         |         |         |          |          | 27.9     | 31.3     | 35.0     |
|         |       |       |       |       |       |       |         |         |         |         |         |         |          |          |          | 31.3     | 35.0     |
|         |       |       |       |       |       |       |         |         |         |         |         |         |          |          |          |          | 35.0     |

Fuente: Elaboración propia



## CAPITULO V RESULTADOS

En la evaluación técnica EOR-ASP en el campo Akal en México, se hizo un análisis de las variables técnicas de roca como porosidad, permeabilidad, disolución, fractura, saturación inicial de aceite y profundidad, y variables del fluido como gravedad, viscosidad y temperatura que impactan en el Factor de Recuperación, el cual se determinó con la ecuación 11 propuesta, los resultados fueron modelados correctamente, comparados con experimentos en muestras de roca en dicho campo, lo que permitió tener una base confiable para determinar el pronóstico de extracción, base fundamental para evaluación económica.

Zekri y Jerbi (2002) señalan que el método químico EOR no es rentable ya que se requiere de grandes cantidades de químico, si bien esta afirmación de inyectar grandes cantidades es cierta el costo del químico ASP que se determino es de \$1.5 USD/barril, cercano a los \$2.42 USD/barril determinado por (Olajire, 2014) el cual es inferior al compararse con el precio por barril de petróleo \$46.48 USD/barril para 2017, lo que hace rentable el proyecto. Cabe mencionar que un pequeño cambio en el factor incierto puede causar una gran fluctuación de la inversión total (Cheng et al., 2015).

En el análisis de los precios del petróleo, se realizó una regresión lineal para conocer si existe correlación. La ecuación de la regresión es,

$$P_t = 0.11 + 0.99P_{t-1} + \varepsilon_t$$

Es decir, los precios de hoy están influenciados por el precio de ayer en un 99%, y según el coeficiente Durbin-Watson, no existe correlación con los residuos, esto es importante debido a que confirma que existe dependencia en los precios del petróleo, así  $P_t$  están influenciados por las variaciones de  $P_{t-1}$ .

Por lo tanto, las probabilidades del activo subyacente proyectado con las Cadenas de Markov, proporcionan una mayor certidumbre en los activos, debido a que tiene una

varianza menor, que las mostradas con las probabilidades implícitas del Modelo Binomial, como se puede apreciar en la Figura 3, donde se observa de manera gráfica las probabilidades obtenidas con ambos métodos.

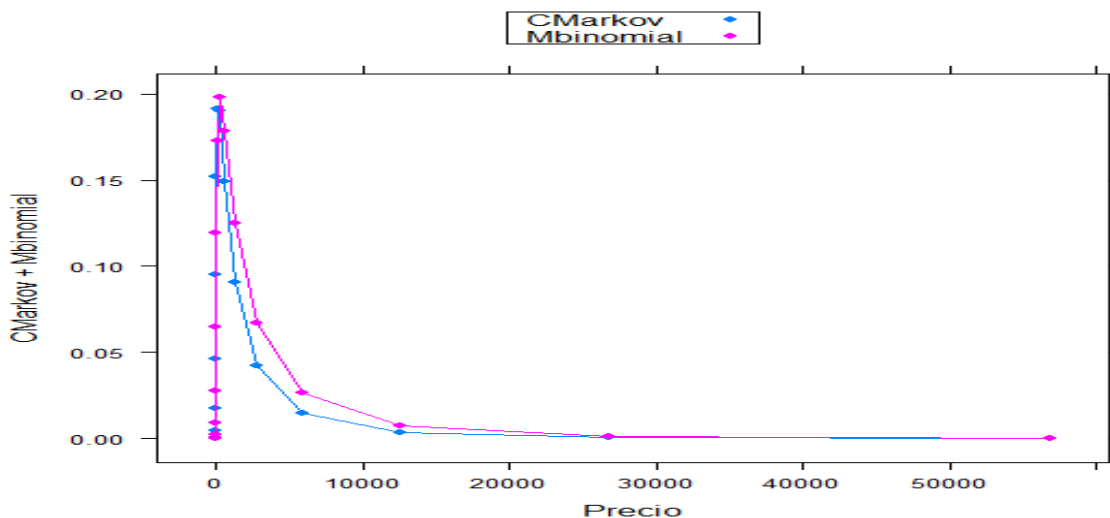


Figura 3. Grafica de Distribuciones.

Fuente: Elaboración propia

Respecto a las probabilidades del precio del petróleo, las pruebas de bondad de ajuste para la distribución lognormal, determinan que los datos tiene una distribución log-normal para las dos distribuciones y se reafirma lo mencionado por (Cox et al., 1979; Bailey et al., 2004; Milanesi, 2012) quienes también suponen que la distribución de probabilidad de los precios del activo es log-normal.

Adicionalmente cuando se pretende garantizar el VPN del proyecto de \$138 mmd y al recalcular los nodos en el modelo binomial con las probabilidades implícitas del método, éste se garantiza cuando el VPN es superior a \$35 mmd en el periodo 16. Sin embargo, cuando se realiza el mismo procedimiento y se incluyen las probabilidades obtenidas con Cadenas de Markov y bajo las mismas circunstancias el VPN no alcanza el monto inicial, por el contrario es de \$132.6 mmd.

El caso mostrado indica que el modelo binomial tiende a sobre-estimar los valores bajo la consideración de que existe dependencia en precios.

## **CAPITULO VI CONCLUSIONES.**

En la presente investigación se determinó la rentabilidad de extracción de petróleo mediante el procedimiento de recuperación mejorada, y adicionalmente se estimó el factor de recuperación durante un periodo de 25 años. Con lo cual se buscó reflejar de la manera más real el volumen acumulado de ser recuperado.

Al respecto se concluye que las probabilidades implícitas usadas en la determinación de opciones reales en un modelo binomial no dan la misma certidumbre en la proyección del activo subyacente que las probabilidades obtenidas mediante Cadenas de Markov. La razón es debido a la existencia de dependencia en los precios del petróleo la cual lleva a distribuciones diferentes en las probabilidades obtenidas mediante los procedimientos del modelo binomial y el de Cadenas de Markov.

Con relación a la evaluación del proyecto y mediante el método de recuperación mejorada de petróleo en México se concluye que dicho proyecto es rentable en un horizonte de 16 años. Sin embargo, al considerar la volatilidad y dependencia de los precios, dicho proyecto muestra un Valor Presente Neto menor al determinado bajo el modelo binomial.

Al utilizar las opciones reales permite mostrar la relevancia de la volatilidad en el análisis de la rentabilidad del proyecto, por lo que debe de ser considerado como un elemento financiero adicional en la toma de decisiones.

.

## LITERATURA CITADA

- Abreu, Z., & Paredes, D. (2014). Utilidad de las opciones reales en la valoración de proyectos de inversión. *Visión Gerencial*, 2, 175-188.
- Al-Mjeni, R; S, Arora; P, Cherukupalli; J, Wunnik; J, Edwards; B, J Felber; O, Gurpinar; G, Hirasaki; C, Jackson; M, Kristen; F, Kim; R, Ramamoorthy (2010). Has time come for EOR. *Oilfield Review*, 22, 4
- Alvarado, V., & Manrique, E. (2010). Enhanced Oil Recovery: An Update Review. *Energies*, 3, 1529-1575.
- Álvarez, E., López, P., & Venegas, F. (2012). Valuación financiera de proyectos de inversión en nuevas tecnologías con opciones reales. *Contaduría y Administración*, 57, 115-145.
- Álvarez, P., & Ortuño, E. (2013). Metodología de análisis de incertidumbre y riesgo del volumen original de aceite esperado aplicado a un campo maduro de la MNE. *Ingeniería Petrolera*, 53, 537-551.
- Álvarez, P., & Ortuño, M. (2013). Metodología de análisis de incertidumbre y riesgo del volumen original de aceite esperado aplicado a un campo maduro de la MNE<sup>o</sup>. *Ingeniería Petrolera*, 53, 537-551.
- Armstrong, M., Galli, A., Bailey, W., & Coue't, B. (2004). Incorporating technical uncertainty in real option. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 44, 67-82.
- Bailey, B., Bhandari, A., Faiz, S., Srinivasan, S., & Weeds, H. (2004). Valoración de las opciones reales. *Oilfield Review*.
- Banco de México. (20 de 01 de 2018). *Banco de México*. Obtenido de Banco de México: <http://www.banxico.org.mx/>
- Baviere, M., Ghanat, P., Plazanet, V., & Labrid, J. (1995). Improved EOR by Use of Chemicals. *SPE Reservoir Engineering*.
- Benson, G. S. (2013). Deciphering the Fundamental Controls of Flow in Carbonates Using Numerical Well-testing , Production Optimisation , & 3D High-resolution Outcrop Analogues for Fractured Carbonate Reservoir. *Society of Petroleum Engineers*, 10-13.
- Brambila, J. J. (2011). *Bioeconomía: instrumentos para su análisis económico* (primera ed.). SAGARPA.
- Calle, A. M., & Tamayo, V. M. (2009). Decisiones de Inversión a través de Opciones Reales. *Estudios Gerenciales*, 25, 107-126.
- Cheng, C., Wang, Z., Liu, M., & Zhao, Y. (2015). A Quantitative Analysis of the Impact of Production Uncertainty on the Offshore Oil Project Investment. *Energy*, 75, 3007-3013.
- CNH. (2010). *Factores de Recuperación de Aceite y Gas en México*.
- CNH. (2012). *Análisis de Información de las Reservas de Hidrocarburos de México al 1 de enero del 2012*.
- CNH. (2012). *El futuro de la Producción de Aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada*.

- CNH. (2012). *El futuro de la Producción de Aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada*.
- CNH. (2013). *Dictamen Integral Burgos*.
- CNH. (2013). *Dictamen Técnico del Proyecto de Exploración Chalabil*.
- CNH. (2013). *Dictamen Técnico del Proyecto de Explotación Cantarell (modificación sustantiva)*.
- CNH. (2017). Lineamientos que regulan el procedimiento de cuantificación y certificación de Reservas de la Nación.
- Cortazar, G., & Schwartz, E. (1998). Monte Carlo Evaluation Model of an Undeveloped Oil Field. *Journal of Energy Finance and Development*, 3(1).
- Cox, J. C., Ross, S. A., & Rubinstein, M. (1979). Option pricing: A simple approach. *Journal of Financial Economics*, 7, 229-263.
- Cruz, A., Venegas-Martínez, F., & Sánchez, A. (2009). Un modelo de optimización estocástica para la valuación de una franquicia: un enfoque de opciones reales. *Análisis Económico*, XXIV, 7-2.
- Daniel, O., Garrod, B., & Pei, Y. (2012). Option Pricing via Markov Chain. *RSG Proposal: Stochastic Finance*.
- Deming, D. (2012). *Intro to Hydrogeology*. N.Y.: McGraw-Hill.
- Dixit, A. K., & Pindyck, R. (1994). *Investment under uncertainty*. Hardcover.
- Ekern, S. (1988). An option pricing approach to evaluating petroleum projects. *Energy Economics*, 10, 91-99.
- Eriksson, B., & Pistorius, M. (2015). American Option Valuation under Continuous-Time Markov Chains. *Advances in Applied Probability*, 47, 378-401.
- ESPA. (2014). *Acquisition and Development of Selected Cost Data for Saline Storage and Enhanced Oil Recovery (EOR) Operations*.
- Funsho, A. (2015). Cost-Effective Chemical Enhanced Oil Recovery. *International Journal of Petroleum and Petrochemical Engineering (IJPPE)*, 1, 1-11.
- Galli, A. G., Armstrong, M., & Jehl, B. (1999). Comparison of three methods for evaluating oil projects. *Journal of Petroleum Technology*, 51, 44-49.
- García, G. H. (2015). Estrategia de PEMEX para Optimización de Campos Maduros.
- González-Echeverri, G., Mora-Valencia, A., & Solano, J. (2015). Opciones reales aplicadas en redes integradas de servicios de salud empleando diferentes métodos de estimación de volatilidad. *Estudios Gerenciales*, 31, 287-298.
- Guimaraes, M. A. (2004). Valuation of exploration and production assets: an overview of real options models. *Journal of petroleum science & engineering*, 44, 93-114.
- Hoek, J. V., & Elliott, R. J. (2012). American option prices in a Markov chain market model. *Applied Stochastic Models in Business and Industry*, 28, 35-59.
- Huang, J., Huang, W., Chu, P., Lee, W., Pai, H., Chuang, C., & Wu, Y. (2017). Applying a Markov chain for the stock pricing of a novel forecasting model. *Communications in Statistics - Theory and Methods*, 46(9), 4388-4402.
- Hull, J. C. (2009). *Introducción a los mercados de futuros y opciones* (Sexta ed.). (M. A. Carrion, Trad.) Pearson Educación de México.
- Ibarra, L. F. (2009). Predicciones de Markov Aplicadas en el Programa de Ingeniería Industrial de la Universidad Nacional Experimental del Táchira (UNET). *Ingeniería Industrial. Actualidad y Nuevas Tendencias*, 1, 39-51.

- Isaza, C., & Botero, B. (2014). Aplicación de las opciones reales en la toma de decisiones en los mercados de electricidad. *Estudios Gerenciales*, 30, 397-407.
- Kamari, A., Nikookar, M., Sahranavard, L., & Mohammadi, A. (2014). Efficient screening of enhanced oil recovery methods and predictive economic analysis. *Neural Comput & Applic*, 25, 815-824.
- Kaminszczik, S., & López, A. (2016). EOR: Una estrategia sustentable. *Petrotecnia*, 50-66.
- Kokal, S., & Al-Kaabi, A. (2010). Enhanced oil recovery: challenges and opportunities. *Global Energy Solutions*, 64-69.
- Lake, L. W., Schmidt, R. L., & Venuto, P. B. (1992). A niche for Enhanced Oil Recovery in the 1990s. *Oilfield Review*, 4, 55-61.
- Lamothe, P., & García, P. (2004). La Volatilidad Implícita en las Opciones sobre Índices Bursátiles. Propuesta de Metodología de Estimación. *Documentos de trabajo en finanzas de empresas*, 7.
- Langenkamp, R. D. (2006). *Hanbook of Oil Industry Therms & Phrases* (5th ed.). PENNWELL.
- Manrique, E., & Romero, J. (2010). Estatus de la Recuperación Mejorada de Petróleo. *TIORCO LLC*.
- Marín-Sánchez, F. (2010). Árboles binomiales para la valoración de opciones sobre procesos derivados de la ecuación diferencial estocástica autónoma. *Ingeniería y Ciencia*, 6(12), 145-170.
- Mascareñas, J. (2007). Opciones reales en la valoración de. *Monografías de Juan Mascareñas sobre Finanzas Corporativas*.
- Mejía, C. (2003). Para medir la flexibilidad se deben usar opciones reales: Una visión global. *Estudios Gerenciales*, 87, 95-111.
- Milanesi, G. (2012). Árboles binomiales implícitos (IBT) y la valuación opciones financieras. Un caso de aplicación. *Análisis Financiero*, 119, 14-26.
- Olajire, A. (2014). Review of ASP EOR (ASP enhanced oil recovery) technology in the petroleum industry: Prospects and challenges. *Energy*, 77, 963-982.
- Paegelow, M., Camacho, M. T., & Menor, J. (2003). Cadenas de Markov, evaluación multicriterio y evaluación multiobjetivo para la modelización prospectiva del paisaje. *Revista Internacional de Ciencia y Tecnología de la Información Geográfica*, 3, 22-44.
- Pareja, V., & Cadavid, P. (2016). Valoración de patentes farmacéuticas a través de Opciones reales: equivalentes de certeza y función de utilidad. *Contaduría y Administración*, 61, 794-814.
- Paris, M. (2001). *Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos*. Astro Data SA.
- Pindyck, R. S. (1999). The long-Run evolution of energy prices. *The Energy Journal*, 20(2), 1-27.
- Pineda, S., & Sieraa, G. (2012). Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. *Revista de estudios económicos*, 35, 67-83.
- Raffa, P., Broekhuis, A. A., & Picchioni, F. (2016). Polymeric surfactants for enhanced oil recovery: A review. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 145, 723-733.
- Rangel, E. (2012). El Futuro de la Producción de Aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada, México.

- Rincón, L. (2011). *Introducción a los procesos estocásticos* (2011 ed.). Plaza Prometeo.
- Romo, D. (2015). El Campo Petrolero Cantarell y la Economía Mexicana. *Revista Problemas del Desarrollo*, 186(6).
- Ross, S. (2000). *Introduction to Probability*. Academic Press.
- Schwartz, F. W., & Zhang, H. (2003). *Fundamentals of ground water*. N.Y.: John Wiley and Sons, Inc. New York.
- SEC. (2010). *Modernization of Oil and Gas Reporting Requirements*.
- Shrivastava, V., Coombe, D., & Belgrave, D. (1997). Numerical Simulation of Foam Flooding For Sweep Improvement. *Petroleum Society of Canada*.
- Shutang, G., & Qiang, G. (2010). Recent progress and evaluation of ASP flooding for EOR in Daqing il field. *Society of Petroleum Engineers*.
- Simonato, J. G. (2011). Computing American option prices in the lognormal jump–diffusion framework with a Markov chain. *Finance Research Letters, Elsevier*, 8(4), 220-226.
- Suslick, S. B., Schiozer, D., & Rodríguez, M. R. (2009). Uncertainty and Risk Analysis in Petroleum. *Terrae*, 6(1), 30-41.
- Taleb, N. (2007). *The black swam*. N.Y.: Random House.
- Thomas, S. (2008). Enhanced Oil Recovery-An Overview. *Oil & Gas Science and Technology*, 63, 9-19.
- Tiab, D., & Donalson, E. C. (2004). *Petrophysics: theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties* (2da ed.). Burlington: Gulf Professional Publishing.
- Willigers, B. J., & Bratvold, R. B. (2008). Valuing Oil and Gas Options by Least Squares Monte Carlo Simulation. *SPE Projects Facilities & Construction*.
- Zekri, A. Y., & Jerbi, K. K. (2002). Economic Evaluation of enhanced oil recovery. *Oil & Gas Science and Technology*, 57, 259-267.