



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**METODOLOGÍA DE SELECCIÓN DE OPCIONES TÉCNICAS Y ESTRATÉGICAS DE
EJECUCIÓN DE MÉTODOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA BAJO EL CONCEPTO DE
VALOR Y RIESGO ECONÓMICO**

TESIS

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERA PETROLERA

PRESENTA:

PAULINA ANAID ARIAS NACAR

DIRECTOR:

MC. ULISES NERI FLORES

MÉXICO D.F. CIUDAD UNIVERSITARIA NOVIEMBRE 2012



Agradecimientos

Hoy, cumpla una más de mis metas, hace cinco años comencé con éste sueño y gracias a Dios hoy culmina, es por eso que quiero agradecer a todas esas personas que estuvieron conmigo a lo largo de éste camino y que seguirán acompañándome para siempre.

A mi hijita María Inés, gracias por llegar a mi vida en el momento preciso, eres lo más hermoso que me ha pasado en la vida; llevarte en mi pancita, verte nacer y tu carita sonriendo son las más bellas imágenes que llevo en mí mete. Princesita eres mi mayor tesoro, el motor de mi vida, juntas seguiremos por éste camino. Te dedico éste logro y todos los que sigan... Te amo!

A mis padres Miguel y Carmen, agradezco a Dios el tener unos padres como ustedes, que pese a tantas dificultades y mucho esfuerzo me dieron la oportunidad de estudiar una carrera, yo sé que no fue fácil y que tal vez mi carácter complicó muchas veces todo. Este logro también es suyo ya que sin su ayuda no hubiera sido posible. Muchas gracias por siempre confiar en mí, por su amor, por sus palabras de aliento y por todo lo que soy. Los amo mucho

A mi hermana, Jessica Monserrat, Comaye: gracias por estar siempre a mi lado, por tus risas y enojos, por las discusiones que me hicieron ser más tolerante, por las luchitas que me divertían en los días de aburrimiento, por ser la mejor hermana del mundo... mil gracias por ser mi compañera eterna... te quiero mil!!!

A Javier Rosado por sus recomendaciones y consejos, por todo el cariño, la paciencia, por el apoyo y comprensión que me brindó durante la realización de ésta tesis. Gracias por las palabras de aliento cuando me desanimaba, por hacer que creyera en mí y en lo que puedo lograr, por estar conmigo en todo momento y por esa bebé hermosa que tenemos. ... Te amo!!!!

A mis abuelos Luis † , Imelda † y Margarita, por cuidar de mí cuando era niña, por inculcar en mí la fe, y los viejos pero buenos valores... siempre estarán en mi corazón.

A mi familia: tíos, tías, primos, primitas y sobrinos muchas gracias por esos fines de semana, por los juegos, salidas familiares, fiestas, etc... gracias por estar conmigo en todo momento, brindándome su cariño y apoyo.

A mis Amigos de carrera por los momentos inolvidables que pasamos juntos, estudiando, haciendo tareas y proyectos y sobre todo divirtiéndonos, gracias por eso y por acompañarme en los momentos más importantes en mi vida!!!

A Karí y Diana, gracias por el apoyo que me brindaron cuando más lo necesitaba, por ser mis confidentes y consejeras, por esos momentos inolvidables que hemos pasado juntas son mis hermanas del alma para siempre... las quiero!!!

A mis profesores que durante toda la carrera tuve, gracias por transmitirme sus conocimientos, anécdotas, en especial a mi asesor de tesis, Ing. Ulises Nerí, por su infinito apoyo, y por darme la oportunidad de realizar éste trabajo, mil gracias!

A mis sinodales: Ing. Manuel Villamar, Ing. Mario Becerra, Dra. Irma Glíngz, y al Dr. Enrique Serrano, gracias por sus recomendaciones y por el tiempo que dedicaron a leer este trabajo.

Finalmente a la UNAM, mi alma mater, por permitirme estudiar en la Facultad de Ingeniería, por brindarme todos los recursos necesarios para realizar mi carrera profesional en la mejor universidad de México, aún recuerdo mi piel erizada el primer día de clases... es un honor ser Puma!!!

Paulina

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO 1. Conceptos básicos de la recuperación de hidrocarburos	5
1.1 Introducción	6
1.2 Sistema petrolero	7
1.2.1 Roca generadora	7
1.2.2 Roca almacenadora	7
1.2.3 Roca sello	7
1.2.4 Trampa	7
1.2.5 Clasificación de yacimientos	8
1.3 Propiedades del sistema roca-fluidos	8
1.3.1 Porosidad	8
1.3.2 Permeabilidad	9
1.3.3 Saturación de fluidos	10
1.3.4 Presión capilar	10
1.3.5 Mojabilidad	11
1.4 Propiedades de los fluidos	12
1.4.1 Densidad	12
1.4.2 Tipos de aceite	12
1.4.3 Gravedad API	13
1.4.4 Viscosidad	13
1.4.5 Factor de volumen	13
1.4.6 Relación de solubilidad	14
1.4.7 Relación gas-aceite	15
1.4.8 Presión de saturación	15
1.4.9 Diagrama de fases	15
1.4.10 Compresibilidad	16
CAPÍTULO 2. Principios básicos de la estimación de reservas	17
2.1 Introducción	18
2.2 Definiciones básicas para la clasificación de reservas	19
2.2.1 Volumen original de hidrocarburos	19

2.2.2	Factor de recuperación	19
2.2.3	Petróleo crudo equivalente	20
2.2.4	Recursos contingentes	20
2.3	Clasificación de reservas	20
2.3.1	Reservas probadas	21
2.3.2	Reservas probables	22
2.3.3	Reservas posibles	23
2.4	Métodos de estimación	25
2.4.1	Métodos de rendimiento	25
2.4.2	Métodos volumétricos	26
2.4.3	Métodos análogos estadísticos	27
CAPÍTULO 3. Procesos de la recuperación de hidrocarburos		28
3.1	Introducción	29
3.2	Recuperación primaria	30
3.2.1	Mecanismos naturales de producción	31
3.2.2	Sistemas artificiales de producción	37
3.3	Recuperación secundaria	40
3.3.1	Inyección de gas	41
3.3.2	Inyección de agua	42
3.4	Recuperación mejorada	44
3.4.1	Definición de EOR e IOR	45
3.4.2	Eficiencia de recuperación	46
3.4.3	Eficiencia de desplazamiento microscópica	46
3.4.4	Eficiencia de desplazamiento macroscópica	47
3.4.5	Razón de movilidad	48
3.4.6	Tensión interfacial	49
3.4.7	Número capilar	49
3.4.8	Adsorción	49
3.4.9	Solubilidad	50
3.4.10	Miscibilidad	50
3.5	Clasificación de los métodos de EOR	50

3.5.1	Métodos térmicos	51
3.5.2	Métodos químicos	63
3.5.3	Métodos de inyección de gases miscibles	67
3.5.4	Otros métodos	72
CAPÍTULO 4. Aspectos de la aplicación de los métodos de recuperación mejorada		73
4.1	Introducción	74
4.2	Estatus de EOR a nivel mundial	75
4.2.1	Madurez de métodos de EOR	76
4.3	Etapas de un proyecto de EOR	77
4.4	Proceso de escrutinio, tablas descriptivas	82
CAPÍTULO 5. Conceptos básicos de economía		92
5.1	Introducción	93
5.2	Variables económicas	94
5.2.1	Producción	94
5.2.2	Precio	94
5.2.3	Costo	95
5.2.4	Inversión	96
5.2.5	Tiempo	96
5.3	Indicadores económicos	97
5.3.1	Flujo de efectivo	97
5.3.2	Valor presente neto	98
5.3.3	Valor presente de la inversión	98
5.3.4	Índice de rentabilidad	99
5.3.5	Periodo de recuperación de la inversión	99
5.3.6	Tasa interna de retorno	99
5.3.7	Límite económico	100
CAPÍTULO 6. Análisis de riesgo		101
6.1	Introducción	102
6.2	Definiciones básicas de probabilidad	103

6.2.1	Mediana	103
6.2.2	Moda	103
6.2.3	Curtosis	103
6.2.4	Media aritmética	104
6.2.5	Desviación estándar	104
6.3	Distribución de probabilidad	104
6.3.1	Distribución normal	105
6.3.2	Distribución triangular	105
6.3.3	Distribución log-normal	106
6.3.4	Distribución uniforme	107
6.4	Teorema del límite central	107
6.5	Valor esperado	108
6.6	Regla de Swanson	108
6.7	Análisis de sensibilidad	109
6.7.1	Diagrama de tornado	109
6.8	Árboles de decisión	111
6.8.1	Construcción de un árbol de decisión	112
6.8.2	Gráfica de probabilidad acumulada de un árbol de decisión	113
6.9	Simulación Montecarlo	114
CAPÍTULO 7. Metodología y ejemplo de aplicación		115
7.1	Introducción	116
7.2	Descripción del campo	117
7.3	Diagrama de flujo de la metodología propuesta	118
7.4	Aplicación de la metodología	119
7.4.1	Análisis determinista	120
7.3.2	Análisis de sensibilidad	121
7.3.3	Análisis probabilista	124
7.4	Análisis de resultados	131
CONCLUSIONES		135
BIBLIOGRAFÍA		139

INTRODUCCIÓN

Después de las principales etapas de producción de un yacimiento petrolero, queda aproximadamente el sesenta por ciento del volumen original de aceite dentro de él, el cual no se puede seguir extrayendo debido a la pérdida de presión dentro del yacimiento o por algún otro factor que impide que el aceite llegue a superficie. La falta de nuevos descubrimientos sumado a la declinación de la producción nos llevan a buscar nuevas alternativas rentables para poder cubrir la demanda de hidrocarburos del país, una de ellas es la recuperación mejorada, la cual consiste en inyectar al yacimiento sustancias que normalmente no se encuentran dentro de él, con el fin de poder recuperar la mayor cantidad de aceite posible. La aplicación depende de los precios del aceite y de las ganancias, debido a que la tecnología de EOR es muy cara y compleja. Los métodos de recuperación mejorada tradicionalmente se implementaban en la tercera etapa de recuperación de hidrocarburos, después de las recuperaciones primaria y secundaria, hoy en día, existen países que aplican algún proceso de recuperación mejorada sin esperar a que estas etapas concluyan o se lleven a cabo.

En la industria petrolera se debe tomar diversas decisiones que determinan la dirección y el curso de los proyectos de explotación, una de ellas es la implementación de algún método de recuperación mejorada. Estos métodos involucran diversas incertidumbres y riesgos de carácter técnico y económico. El objetivo de la implementación de estos métodos es maximizar el factor de recuperación de los yacimientos y por lo tanto los ingresos. Es por lo anterior que el entendimiento de las incertidumbres asociadas a este tipo de proyectos será determinante en la mejor toma de decisiones.

La implementación de algún método de recuperación mejorada es un proceso que tarda aproximadamente 10 años en obtener resultados, ya que consta de diferentes etapas las cuales van desde el surgimiento de la idea o necesidad de aplicar algún proceso de EOR hasta la aplicación en campo, pasando por muchas otras etapas. Normalmente en la industria, se elige el método que mayor satisfacción económica nos ofrezca pero se dejan a un lado otros factores importantes que implican el riesgo que presente cada propuesta, el periodo de recuperación de las inversiones o cuál es la probabilidad de tener beneficios mayores o menores según el análisis económico.

Este trabajo de tesis plantea la utilización de una metodología, la cual además del análisis económico determinístico analizara el riesgo y la probabilidad de éxito del método, el mejor método sería el que mayor satisfacción económicas nos ofrezca pero que a la vez presente el

menor riesgo, dejando claro que la mejor decisión es aquella que cumpla los requerimientos de la empresa, es decir qué es lo que la empresa quiere, tener mayor satisfacción económica, elegir la propuesta que presente menor riesgo, recuperar mis inversiones en el menor tiempo posible o bien, un balance de las anteriores.

La propuesta de la metodología general de selección de alternativas de recuperación mejorada es aplicable a diversos tipos de yacimientos, se realiza bajo el proceso de análisis de riesgo técnico y económico utilizando herramientas como el diagrama de tornado para realizar el análisis de sensibilidad y la simulación Montecarlo para determinar el riesgo de la propuesta. A continuación se presenta un resumen de cada capítulo de este trabajo.

En el Capítulo 1 se enlistan los conceptos básicos de la recuperación de hidrocarburos, los cuales son utilizados en la ingeniería petrolera con el fin de conocer características indispensables del sistema roca-fluidos, de la roca y de los fluidos, y así poder determinar las características en las que se llevará a cabo la perforación o producción de un pozo e inclusive para determinar qué método de recuperación mejorada va a requerir el yacimiento.

El Capítulo 2 muestra los principios básicos para la recuperación de hidrocarburos, en él se describen las reservas petroleras y su clasificación, las cuales pueden estimarse por procedimientos deterministas o probabilistas. Los procedimientos probabilistas, modelan la incertidumbre de diferentes parámetros como, porosidad, espesor neto, saturaciones etc. Los procedimientos deterministas, son principalmente métodos volumétricos, métodos de balance de materia y los de simulación numérica.

El capítulo 3 se describen las distintas etapas de recuperación de hidrocarburos y los procesos más comunes que las conforman. Un yacimiento petrolero cuenta con distintas etapas de producción, no siempre puede fluir de manera natural y puede requerir de un sistema artificial de producción que le ayude a llevar los hidrocarburos a la superficie, con el paso del tiempo la presión dentro del yacimiento va declinando hasta que ya no es posible que siga produciendo, y necesita de un método de recuperación secundario o mejorado que le ayude a seguir produciendo.

El Capítulo 4 trata de los aspectos de aplicación de los métodos de recuperación mejorada y de asuntos relevantes de un proyecto de recuperación mejorada, ya que los proyectos de recuperación mejorada, son proyectos que tardan algún tiempo en consolidarse, ya que contiene

diferentes etapas y para cada etapa es necesario un lapso de tiempo dado; los resultado no se ven si no años después de la aplicación.

En el Capítulo 5 se definen las principales variables e indicadores económicos los cuales son de suma importancia para realizar el análisis económico de un proyecto, en la industria petrolera nos debemos enfrentar con dos medios importantes ligados entre sí, el técnico y el económico. El éxito que tenga un proyecto de recuperación mejorada para producir hidrocarburos depende de la determinación de la rentabilidad de éste. Es de suma importancia realizar un conjunto de análisis económicos que en conjunto con la evaluación técnica determinan si un proyecto es o no rentable.

EL análisis de riesgo, del cual se habla en el Capítulo 6, nos permite evaluar las diferentes alternativas de un proyecto para poder conocer la probabilidad de éxito y/o fracaso técnico y económico de los proyectos para así poder tomar la mejor decisión, en este capítulo se muestran algunas de las diferentes herramientas utilizadas en el análisis de sensibilidad y en el análisis de riesgo por ejemplo el análisis de tornado y la simulación Montecarlo respectivamente.

Finalmente, en el Capítulo 7, se realizará un ejemplo, en el cual se analizarán las propiedades de un yacimiento dado para poder realizar el escrutinio principal y poder seleccionar algunas opciones de métodos de recuperación mejorada que mejor se adapten al yacimiento, después se analizaran económicamente cada método con el fin de poder determinar el análisis de riesgo utilizando la simulación Montecarlo, así determinaremos el riesgo de cada alternativa y se seleccionará la que menor riesgo y mejor satisfacción económica nos ofrezca.

CAPÍTULO 1

“Conceptos básicos de la recuperación de hidrocarburos”

1.1 Introducción

En ingeniería petrolera existen diversos conceptos que son utilizados con el fin de conocer características indispensables de los yacimientos y de los fluidos que contiene, estas características determinan la manera en la cual se efectuará la perforación de un pozo y la producción del mismo.

Son indispensables para seleccionar algún método de recuperación mejorada que requiera el yacimiento, ya que al contar con ciertas características del yacimiento y de los fluidos se puede llevar a cabo la aplicación del criterio de escrutinio y ver qué métodos son factibles para aplicar al yacimiento dadas esas características, también son necesarios para el cálculo y estimación de las reservas petroleras como lo veremos más adelante.

Existen diversas pruebas que se realizan al yacimiento y a los fluidos para conocer sus características, tales como el análisis de pozo y los análisis PVT; el análisis de pozo son pruebas que se realizan con el fin de determinar la habilidad de la formación para producir fluidos; y en base al desarrollo del campo se pueden dividir en:

- Identificación de la naturaleza de los fluidos del yacimiento
- Estimación del comportamiento del pozo.

Los parámetros que se calculan con las pruebas de pozo son los siguientes:

- Área de drene
- Presión del yacimiento (P)
- Permeabilidad de la formación (K)
- Daño a la formación (s)
- Volumen del yacimiento

Mientras que los análisis PVT (Presión, Volumen y Temperatura), son estudios enfocados a entender el comportamiento y propiedades de los fluidos a diferentes condiciones, realizado en laboratorio a una muestra de hidrocarburos a la cual se le miden las variaciones de presión, volumen y temperatura, registrando los cambios a nivel molecular.

En éste capítulo describiré brevemente algunos conceptos básicos de geología, propiedades del sistema roca-fluidos y de las propiedades de los fluidos que son necesarios para el desarrollo de ésta tesis, sin dejar de mencionar que en el ámbito petrolero existen muchos más.

1.2 Sistema petrolero

Es un conjunto de elementos geológicos y procesos físicos que interactúan simultáneamente para la generación y/o acumulación de los hidrocarburos. Se compone por roca generadora, roca almacenadora, roca sello, trampa y los hidrocarburos que contenga.

1.2.1 Roca generadora¹

Roca sedimentaria compuesta de grano muy fino y con abundante contenido de carbono orgánico que se deposita bajo condiciones de baja energía, propiciando a través del tiempo la generación de hidrocarburos

1.2.2 Roca almacenadora¹

Roca sedimentaria (calizas, arenas o lutitas) que permite que el aceite migre hacia ellas, y dadas, sus características estructurales o estratigráficas forma una trampa que se encuentra rodeada por una capa sello que evitará el escape de los hidrocarburos.

1.2.3 Roca sello¹

Roca impermeable comúnmente lutita anhidrita o sal, que forman una barrera o capa arriba o alrededor de la roca del yacimiento de tal manera que los fluidos no puedan migrar más allá del yacimiento.

1.2.4 Trampa¹

Es una estructura geológica que define un yacimiento con una geometría que permite la concentración de hidrocarburos y los mantiene en condiciones hidrodinámicas propicias impidiendo que estos escapen. Se dividen en estructurales y estratigráficas.

¹ Arias A. Apuntes de geología. Facultad de Ingeniería UNAM, Semestre 2008-2

1.2.5 Clasificación de yacimientos

Un yacimiento es la porción de una trampa geológica que contiene aceite, gas y/o agua, la cual se comporta como un sistema hidráulico intercomunicado.²

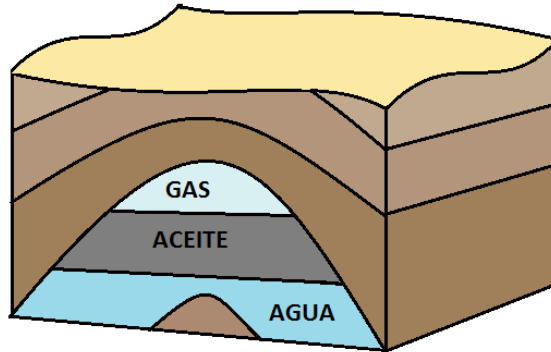


Figura 1. Yacimiento típico en un anticlinal

Existen diferentes clasificaciones de yacimientos, las cuales son de acuerdo a:

- Tipo de roca almacenadora
- Tipo de trampa
- Tipos de fluidos almacenados
- Presión original
- Tipo de empuje predominante
- Diagrama de fases

1.3 Propiedades del sistema roca-fluidos

1.3.1 Porosidad, Φ .³

Es una medida de la capacidad de almacenamiento de la roca se define como la porción del volumen de poro V_p , entre el volumen total de la roca, V_t

$$\Phi [\%] = \frac{V_p}{V_t}$$

² Rodríguez Nieto R. Apuntes de comportamiento de yacimientos. Facultad de Ingeniería, UNAM, Semestre 2010-1.

³ Economides M. Petroleum production systems. Ed. Prentice Hall, 1994

Un parámetro también importante es la porosidad efectiva ya que es la relación de volumen interconectado con el volumen total de la roca, la cual indica la habilidad de la roca para conducir fluidos a través de ella.³

1.3.2 Permeabilidad, k .³

Es la propiedad de la roca para permitir el paso de los fluidos a través de ella. Se mide en Darcy. Henry Darcy fue el primero que realizó estudios relacionados con el flujo de fluidos a través de medios porosos. En 1856 Darcy realizó estudios experimentales de flujo de agua a través de filtros de arena no consolidada. El equipo utilizado por Darcy consistió en un gran cilindro que contenía un paquete de arena no consolidada de un metro de longitud, el cual estaba sostenido entre dos pantallas de gasa permeable. En cada extremo había un manómetro conectado, los cuales medían la presión en la entrada y la salida del filtro cuando se dejaba fluir agua a través del paquete de arena no consolidada.

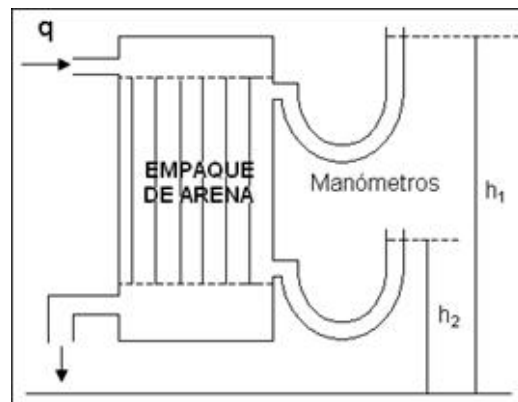


Figura 2. Experimento de Darcy

Con los resultados del experimento Darcy desarrolló la siguiente ecuación:

$$v = K \left(\frac{h_1 - h_2}{L} \right) = K \frac{\Delta h}{L}$$

Donde:

v = Velocidad aparente de flujo (cm/seg).

L = Longitud del empaque de arena (cm).

Δh = Diferencia de los niveles manométricos (cm).

K = Constante de proporcionalidad (permeabilidad).

La permeabilidad se divide en permeabilidad absoluta, efectiva o relativa, y se describen a continuación.

Permeabilidad absoluta: Es la permeabilidad de la roca cuando el fluido está contenido en los poros.

Permeabilidad relativa: Es la capacidad que presenta un fluido para pasar por la roca cuando se encuentra saturada con dos o más fluidos.

Permeabilidad efectiva: Es una medida relativa de la capacidad de un medio poroso de transmitir un fluido cuando el medio poroso se encuentra saturado con más de un fluido. La suma de las permeabilidades efectivas de cada fluido (agua, aceite, gas) es menor o igual a la permeabilidad absoluta.

1.3.3 Saturación de fluidos.²

Es la parte del volumen poroso que se encuentra ocupado por algún fluido, agua, gas o aceite.

$$S_w + S_o + S_g = 100\%$$

Saturación de agua, S_w : Es la parte porcentual de agua que se encuentra contenida de la roca

Saturación de aceite, S_o : Es la parte porcentual de aceite que se encuentra contenida de la roca

Saturación de gas, S_g : Es la parte porcentual de gas que se encuentra contenida en la roca.

1.3.4 Presión capilar, P_c .⁴

Es la fuerza por unidad de área causada por las fuerzas a la interfase de dos fluidos. Es una interacción roca-fluido causada por la tensión interfacial que actúa en un tubo capilar. Si un pequeño tubo capilar se coloca en la interfase de dos fluidos, el fluido más pesado se coloca en la parte superior del tubo capilar, un nivel arriba de la interfase.

⁴ Towler B. Fundamental principles of reservoir engineering. Society of Petroleum Engineers, 2002

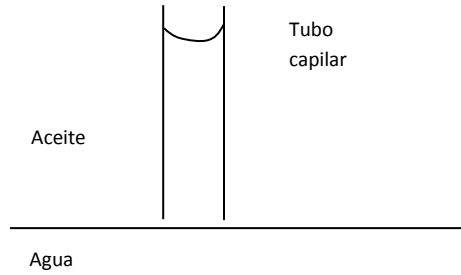


Figura 3. Tubo capilar

Se define por:

$$P_c = \frac{2\sigma \cos \theta}{r}$$

Donde:

σ = tensión en la interfase

θ = ángulo de contacto

r = radio del tubo capilar

1.3.5 Mojabilidad. ⁴

Es la capacidad de un fluido para adherirse a la roca. Y está dada por el ángulo de contacto entre la roca y el fluido, θ . Cuando θ menor a 90° la roca es mojada por agua, mientras que cuando θ mayor a 90° la roca es mojada por aceite.

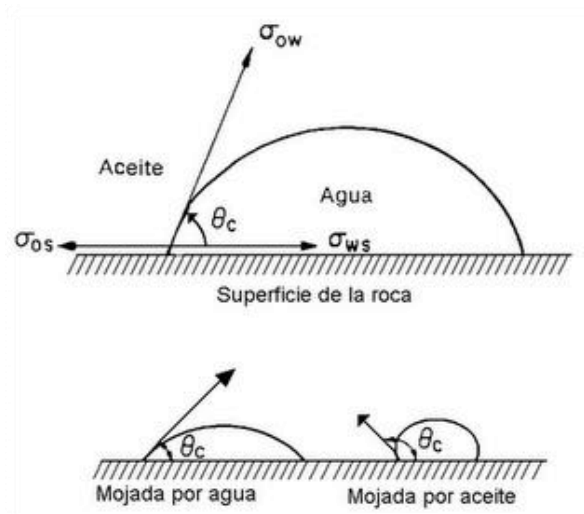


Figura 4. Ángulo de contacto

1.4 Propiedades de los fluidos

1.4.1 Densidad, ρ .²

Es una propiedad intensiva de la materia que relaciona la masa de una sustancia y su volumen. Normalmente se expresa en gr/cm^3 o en lb/gal .

$$\rho = \frac{\text{masa}}{\text{volumen}}$$

Densidad relativa, ρ_r : Es un número adimensional que está dado por la relación del peso del cuerpo al peso de un volumen igual de una sustancia que se toma como referencia.

1.4.2 Tipos de aceite.⁵

Existen distintas formas de clasificar el aceite, una de ellas es la del *American Petroleum Institute*, el cual clasifica el aceite de acuerdo a su gravedad

Aceite	Densidad [g/cm^3]	Densidad [$^{\circ}\text{API}$]
<ul style="list-style-type: none">• Extrapesado• Pesado• Mediano• Ligero• Superligero	<ul style="list-style-type: none">• > 1.0• $1.0 - 0.92$• $0.92 - 0.87$• $0.87 - 0.83$• < 0.83	<ul style="list-style-type: none">• < 10.0• $10.0 - 22.3$• $22.3 - 31.1$• $31.1 - 39$• > 39

Para su exportación, en México se preparan tres variedades de petróleo crudo:

- Istmo: ligero con densidad de 33.6°API y 1.3% de azufre en peso
- Maya: pesado con densidad de 22°API y 3.3% de azufre en peso
- Olemeca: superligero con densidad de 39.3°API y 0.8% de azufre en peso

⁵ Instituto Mexicano del Petróleo. <http://www.imp.mx>

1.4.3 Gravedad API ⁵

Según American Petroleum Institute, es la medida de la densidad de los hidrocarburos, la cual se deriva de su densidad relativa, se expresa en grados API (°API) y se define con la siguiente ecuación:

$$\text{Densidad API} = \frac{141.5}{\rho_r} - 131.5$$

Donde:

ρ_r = Densidad relativa

1.4.4 Viscosidad, μ .²

Es la resistencia que presentan los fluidos a fluir, resultante de los efectos combinados de la cohesión y la adherencia. También puede definirse como la oposición de un fluido a las deformaciones tangenciales. La unidad en el sistema CGS para la viscosidad dinámica es el poise (p), Normalmente se usa el centipoise (cp) que es igual a 0,01 poise.

Se define como la fuerza requerida en dinas para mover un plano de un centímetro cuadrado de área, sobre otro de igual área y separado un centímetro de distancia entre sí y con el espacio relleno del líquido analizado, para obtener un desplazamiento de un centímetro en un segundo.

$$1 \text{ poise} = 100 \text{ centipoise} = 1 \text{ g}/(\text{cm}\cdot\text{s}) = 0,1 \text{ Pa}\cdot\text{s}.$$

1.4.5 Factor de volumen⁶

Es la relación de los fluidos típicos del yacimiento (agua, gas y aceite) medidos a condiciones de yacimiento entre el mismo fluido a condiciones estándar. A continuación se describen:

⁶ Ramírez J. Productividad de pozos petroleros. Facultad de Ingeniería, UNAM, México, 2007.

Factor de volumen del gas, B_g

Es la relación entre el volumen de gas medido a condiciones de yacimiento y el volumen del mismo gas pero medido a condiciones estándar⁶:

$$B_g = \frac{\text{volumen de gas @c. y.}}{\text{volumen de gas @c. s.}}$$

Factor de volumen del aceite, B_o ⁶

Es la relación entre el volumen de aceite más el volumen de gas disuelto que contenga medido a condiciones de yacimiento y el volumen de aceite muerto medido a condiciones estándar:

$$B_o = \frac{\text{volumen de aceite + gas disuelto @c. y.}}{\text{volumen de aceite muerto @c. s.}}$$

Factor de volumen del agua, B_w ⁶

Es la relación entre el volumen de agua más gas disuelto medido a condiciones de yacimiento y el volumen de agua medido a condiciones estándar:

$$B_w = \frac{\text{volumen de agua + gas disuelto @c. y.}}{\text{volumen de agua @c. s.}}$$

1.4.6 Relación de solubilidad, R_s ⁵

Es definida como el número de pies cúbicos estándar de gas, que se disolverá en un barril de aceite cuando ambos son llevados a las condiciones de presión y temperatura prevalecientes en el yacimiento.

1.4.7 Relación gas-aceite, RGA.⁵

Es la relación de la producción de gas del yacimiento y la producción de aceite, medidos a condiciones atmosféricas.

1.4.8 Presión de saturación.⁷

Es la presión a la cual se forma la primera burbuja de gas, al pasar de la fase líquida a la región de dos fases. La presión existente en el yacimiento antes de ser explotado se denomina presión original.

1.4.9 Diagrama de fases⁸

Es una representación gráfica de las fronteras entre las diferentes fases de los hidrocarburos, en función de presión y temperatura, de ésta manera podemos obtener una clasificación de los yacimientos de acuerdo a su diagrama de fases.

En un diagrama de fase existen diferentes puntos clave, los cuales se describirán a continuación.

Punto crítico: es el valor de presión y temperatura donde las propiedades intensivas del gas y del líquido son continuas e idénticas.

Punto de burbuja: es el punto en el que dadas ciertas condiciones de presión y temperatura el líquido libera la primera burbuja de gas.

Punto de rocío: es el punto en el que dadas ciertas condiciones de presión y temperatura el gas se condensa para formar la primera gota de líquido.

Crincondebara: máxima presión a la cual el líquido y el vapor pueden coexistir en equilibrio.

Cricondenterma: máxima temperatura a la cual el líquido y el vapor pueden coexistir en equilibrio.

⁷ Petróleos Mexicanos. http://www.pemex.com/files/DCF/glosario_031231.pdf

⁸ McCain W. The properties of petroleum fluids. Ed. Pen Well, segunda edición. Tulsa, Oklahoma, 1990.

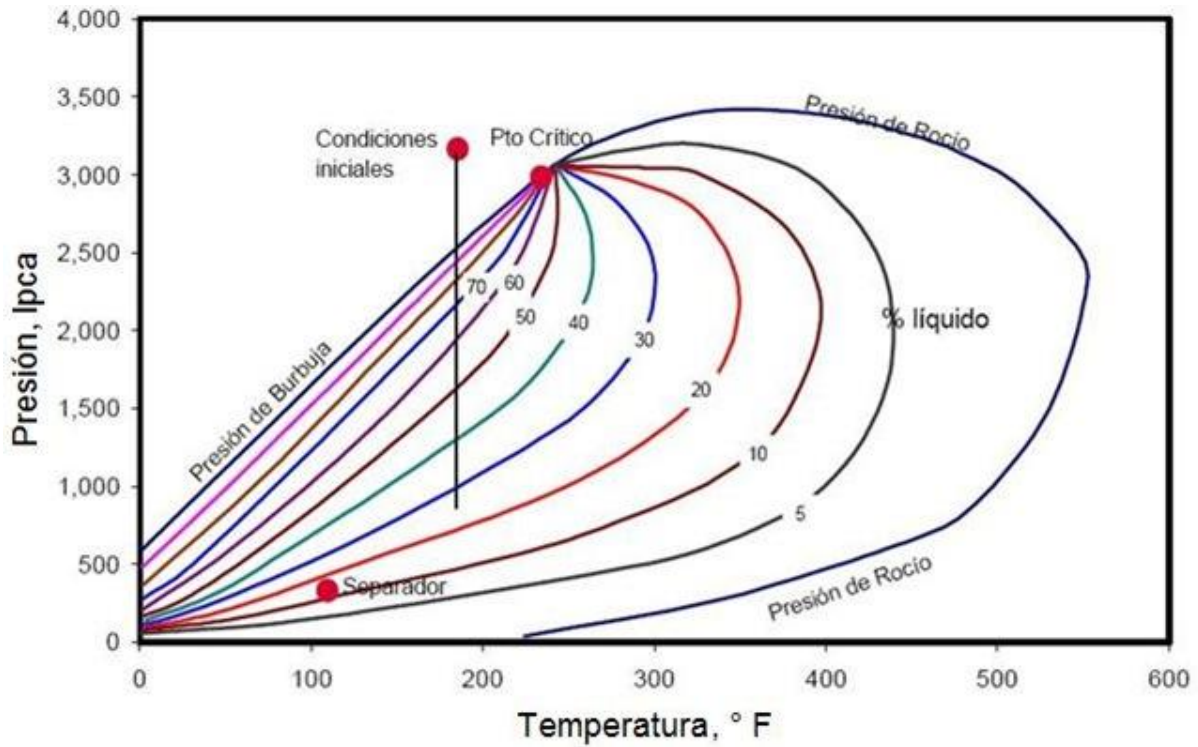


Figura 5. Diagrama de fases/Tomada de: *Fundamentos de Ingeniería de Yacimiento* .Escobar F

1.4.10 Compresibilidad.^{2,4}

Es el cambio de volumen por unidad de volumen inicial, causado por una variación de presión.

La compresibilidad de la formación, está dada por la siguiente ecuación

$$C_f = -\frac{1}{V_\phi} \left(\frac{\delta V_\phi}{\delta p} \right)$$

CAPÍTULO 2

“Principios básicos de la estimación de Reservas”

2.1 Introducción

El tamaño de las reservas de hidrocarburos, no es una cantidad que permanezca constante con el tiempo, estas varían según diversos factores que producen cambios en ellos; como lo son las distintas técnicas de explotación, o las condiciones económicas, comerciales e incluso políticas que son presentes al momento de hacer la estimación.

Las estrategias de explotación en los proyectos de inversión permiten llevar a cabo actividades como la perforación y la reparación de pozos, la implementación de sistemas artificiales de producción, la aplicación de procesos de recuperación secundaria y mejorada; modifican el comportamiento de los yacimientos que en conjunto con los nuevos descubrimientos y la producción de los pozos que se encuentran en producción contribuyen a las variaciones de los volúmenes de hidrocarburos que asociadas a las inversiones, a los costos de operación y mantenimiento, a los precios de venta de los hidrocarburos, generan la estimación de las reservas de hidrocarburos. Es por eso que la cuantificación de las reservas es un procedimiento el cual debe realizarse constantemente para determinar las reservas actuales de un yacimiento, campo, región, país o incluso las reservas a nivel mundial.

Venezuela es el primer lugar a nivel mundial en reservas petroleras, seguido por Arabia Saudita e Irán , mientras que México se ubica en el lugar 17, según la OPEC (Organization of the Petroleum Exporting Countries). El principal consumidor de crudo, son los Estados Unidos, que con el 6% de la población mundial consume el 25% de la reserva total, con una tasa de crecimiento en su consumo de 1% anual, el mismo que es abastecido a través de la compra de por lo menos el 50% de crudo en el exterior. En México las reservas probadas de hidrocarburos se estima, se agoten en un par de décadas, según US Geological Survey las cuantifica en 23,000 MM BPCE, mientras que PEMEX para 2011 las cuantifico en 43,073.6 MM BPCE.

Las reservas probadas de hidrocarburos, pese a nuevos descubrimientos, disminuyen día a día, es por eso que es necesaria la implementación de nuevas técnicas como lo son la recuperación secundaria y mejorada con el fin de poder extraer la mayor cantidad de hidrocarburos de un yacimiento.

2.2 Definiciones básicas para la clasificación de reservas

2.2.1 Volumen original de hidrocarburos⁷

Es una acumulación que se estima existe inicialmente en un yacimiento en el cual la acumulación se encuentra en equilibrio a la presión y temperatura del yacimiento. Éste volumen puede estimarse por procedimientos determinista o probabilistas. Los procedimientos probabilistas, modelan la incertidumbre de diferentes parámetros como, porosidad, espesor neto, saturaciones etc. Los procedimientos deterministas, son principalmente métodos volumétricos, métodos de balance de materia y los de simulación numérica.

Volumen original de hidrocarburos total en sitio.: El volumen original de hidrocarburos total en sitio es la cuantificación de la acumulación de hidrocarburos a condiciones de yacimiento.

Volumen original de hidrocarburos no descubierto: Es la cantidad de hidrocarburos evaluada, a una fecha dada, de acumulaciones que todavía no se descubren pero que han sido deducidas.

Volumen original de hidrocarburos descubiertos: Es la cantidad de hidrocarburos evaluada, a una fecha dada, de acumulaciones conocidas antes de su producción. Puede ser clasificado como económico, cuando existe generación de valor económico como resultado de la explotación de los hidrocarburos, o no económico.

2.2.2 Factor de recuperación

El factor de recuperación es la relación existente entre la reserva original y el volumen original de hidrocarburos medido a condiciones atmosféricas. Se expresa:

$$\text{Fr} = \frac{\text{reserva}}{\text{volumen original}} = \%$$

2.2.3 Petróleo crudo equivalente⁹

Es la suma de petróleo crudo, condensado y gas seco equivalente al líquido, un barril de petróleo crudo equivalente (bpce) es el volumen de gas expresado en barriles de petróleo crudo a 60°F, y que equivalen a la misma cantidad de energía obtenida del crudo.

2.2.4 Recursos contingentes¹⁰

Es el volumen de hidrocarburos estimado a una fecha dada, para ser recuperables de acumulaciones conocidas, pero que el proyecto que se aplicará no se considera lo suficientemente maduro para su desarrollo comercial.

2.3 Clasificación de reservas

Las reservas son cantidades de hidrocarburos de las cuales se tiene la certeza que existen, son económicamente rentables y se pueden extraer con nuevas y/o existentes tecnologías en un periodo determinado de tiempo. Las reservas siempre tienen un grado de incertidumbre, la cual depende de la cantidad y calidad de datos conocidos al tiempo de estimación e interpretación. Este nivel de incertidumbre clasifica a las reservas en probadas y no probadas.

Las reservas deben cumplir con cuatro principales criterios:

1. Deben estar descubiertas
2. Deben ser recuperables
3. Deben permanecer sustentadas
4. Deben ser comerciables

La comercialización para los hidrocarburos, varía de acuerdo a las condiciones de cada lugar. Ya que no en todos los lugares se extraen el mismo tipo de hidrocarburos a los mismos costos de operación.

⁹ Secretaría de Energía. http://sie_se.energia.gob.mx/GlosarioDeTerminos/DICCIO_SSIE.pdf

¹⁰ PEMEX, Exploración y Producción. Las reservas de hidrocarburos de México. México, 2009.

Las reservas se clasifican en:

- Probadas
- Probables
- Posibles

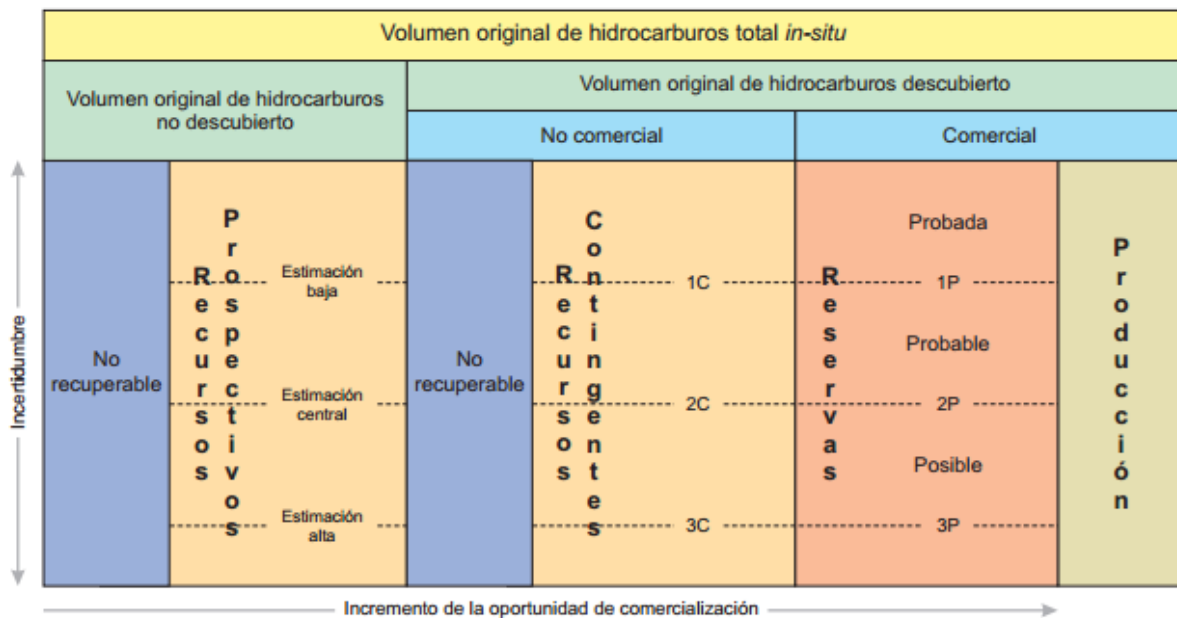


Figura 6. Clasificación de recursos y reservas de hidrocarburos/Tomada de: PEMEX Exploración y Producción

2.3.1 Reservas Probadas¹⁰

Son volúmenes de hidrocarburos los cuales están comprobados, por diversos estudios de ingeniería y geociencias, que existen y que pueden ser económicamente recuperados en años futuros. Se debe de disponer de datos que justifiquen los parámetros y métodos utilizados para la evaluación y determinación de las reservas, como gastos iniciales, factores de recuperación, relaciones gas-aceite, mecanismos de recuperación, etc. Los precios de hidrocarburos, costos de operación, métodos de producción, métodos de recuperación, transporte, abandono, entre otros, son condiciones operativas y económicas existentes. En conclusión, las reservas son consideradas probadas si la productividad comercial del yacimiento está sustentada por datos de producción reales o pruebas de producción terminadas. El volumen de hidrocarburos que se considera como probado, incluye el volumen delimitado por la perforación y el volumen por el contacto de los

fluidos, además de porciones no perforadas del yacimiento que puedan ser comercialmente productoras de acuerdo a la información disponible.

Las reservas que se producirán por métodos de recuperación secundaria y/o mejorada EOR se clasifican como probadas cuando se tiene un resultado exitoso a partir de una prueba piloto representativa, cuando exista respuesta favorable de un proceso de recuperación en el mismo yacimiento o en uno con característica similares, o cuando los métodos de recuperación hayan sido satisfactoriamente probados en la misma formación.

Las reservas probadas tienen una sub-clasificación: probadas desarrolladas y probadas no desarrolladas.

Desarrolladas: Son aquellas reservas que se espera sean recuperadas de pozos existente. En el caso de reservas asociadas a recuperación secundaria y/o mejorada, serán consideradas desarrolladas cuando la infraestructura requerida para el proceso esté instalada o cuando los costos requeridos sean menores y la respuesta de producción haya sido considerada en la planeación del proyecto.

No desarrolladas: Son aquellas reservas que se espera serán recuperadas por medio de pozos nuevos en áreas aún no perforadas en un plazo no mayor a cinco años. Para las técnicas de EOR las reservas se consideran no desarrolladas cuando dichas técnicas hayan sido probadas en el área y en la misma formación.

2.3.2 Reservas probables¹⁰

Las reservas probables son volúmenes de hidrocarburos no probados en los que la información geológica y de ingeniería indica un grado de certeza menor, a comparación del de las reservas probadas. Las reservas probables pueden ser estimadas suponiendo condiciones económicas futuras favorables. Las reservas probables tienen una probabilidad del 50% de que el volumen a recuperar sea igual o mayor que la suma de las reservas probadas más la probables.

En los métodos de EOR las reservas son probables cuando un proyecto o prueba piloto ha sido planeado, pero aún no ha sido implementado. Y cuando las características del yacimiento parecen favorables para una aplicación comercial.

Existen cuatro condiciones para poder clasificar las reservas como probables:

- Reservas en formaciones que parecen ser productivas, separadas por fallas geológicas y en donde la información geológica indique que el volumen se encuentra estructuralmente más alta que el área probada.
- Reservas que se atribuyen a perforación de futuras intervenciones, estimulaciones o cambios de equipo. que se atribuyen a un método de recuperación mejorada que ha sido establecido por una repetida aplicación comercial exitosa.
- Reservas incrementales en formaciones productoras en donde una nueva interpretación del comportamiento de los datos volumétricos, indique que existen reservas adicionales a las probadas.
- Reservas adicionales asociadas a pozos intermedios y que pueden haber sido clasificadas como probadas al momento de la evaluación.

2.3.3 Reservas posibles¹⁰

Las reservas posibles son volúmenes de hidrocarburos contenidos en áreas donde la información geológica y de ingeniería indica, desde el punto de vista de su recuperación, un grado menor de certeza comparado con el de las reservas probables. Estas estimaciones se hacen cuando se suponen condiciones económicas y gubernamentales futuras favorables, si se utilizan métodos probabilísticos para su estimación, estas deben tener por lo menos un 10% de probabilidades de éxito.

En general, las reservas posibles pueden incluir:

- Reservas que, basadas en interpretaciones geológicas, podrían existir más allá del área clasificada como probable dentro del mismo yacimiento.
- Reservas en formaciones que parecen contener hidrocarburo, según análisis de núcleos y registros, pero pueden no ser rentables.
- Reservas incrementales atribuidas a perforación que están sujetas a incertidumbre técnica.

- Reservas en un área donde la formación parece estar separada del área probada por fallas geológicas y la interpretación geológica indica que el área objetivo esta estructuralmente más baja que el área probada.
- Reservas atribuidas a métodos de recuperación mejorada cuando un proyecto piloto está planeado pero no en operación o las características de roca y fluido del yacimiento son tales que existe duda que el proyecto será realizado

Las reservas también se clasifican en:

- 1P: que son las reservas probadas, las cuales tiene un 90% de incertidumbre
- 2P: reservas Probadas + Probables, las cuales tienen un 50% de incertidumbre
- 3P: reservas Probadas+ Probables + Posibles, las cuales tienen un 10% de incertidumbre

Los reportes de evaluación y cuantificación de las reservas de hidrocarburos de México al 1 de enero de 2011 que PEP (PEMEX Exploración y Producción) presentó, se resumen a lo siguiente:

Las reservas totales del país, 3P ascienden a 43,073.6 MM BPCE de este volumen, 13,796 MMB son reservas probadas, 15,013.1 MMB son probables y 14,264.5 MMB son reservas posibles.

La figura 7 muestra las gráficas comparativas de las reservas de 2011 con las reservas de 2009 y 2010, para 2010 las reservas disminuyeron 487.9 MMBPEC comparadas con las de 2009, y para 2011 disminuyeron 1.1 MMBPCE en relación a 2010.

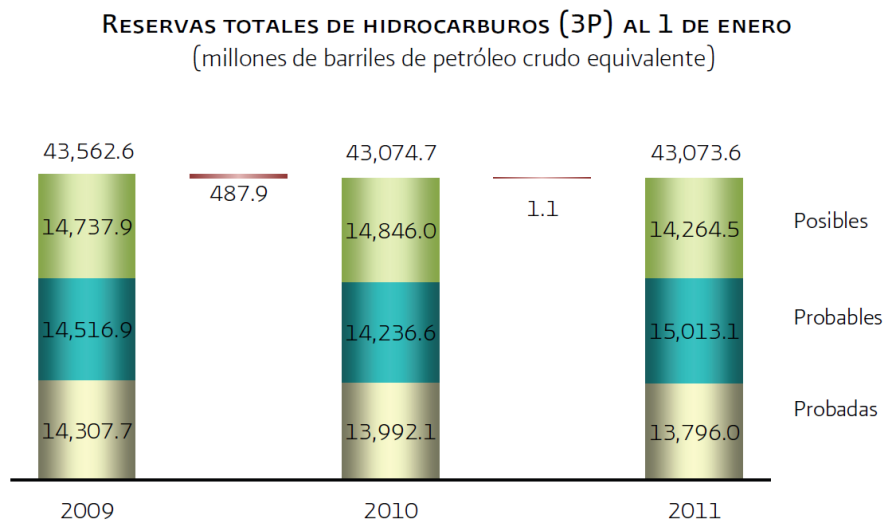


Figura 7. Reservas 3P de México/ Tomada de: PEMEX Exploración y Producción.

2.4 Métodos de estimación¹¹

Existen diferentes métodos para la estimación de reservas los cuales son:



Figura 8. Métodos de estimación de reservas.

2.4.1 Métodos de rendimiento¹¹

Se usan después de que un campo, yacimiento o pozo se ha mantenido en producción suficiente tiempo para identificar y analizar matemáticamente una tendencia de presión y/o producción. Estos procedimientos se basan en que aquellos factores que han controlado las tendencias en el pasado continuaran controlándolas en el futuro.

- Análisis de Curvas de Declinación: Se refiere al análisis de tendencias de declinación producción de petróleo o gas, contra el tiempo o la producción acumulada para estimar reservas.
 - Hiperbólica
 - Armónica
 - Exponencial
- Balance de Materiales: Este método involucra la estimación de los volúmenes remanentes en el yacimiento, tomando como base los cambios de presión del yacimiento a medida que los volúmenes son producidos del mismo. Es aplicable sólo cuando existen suficientes datos de presión y producción, permite estimar el volumen original en sitio y el probable mecanismo de producción

¹¹ Schlumberger. Evaluación económica de proyectos, presentación

2.4.2 Métodos volumétricos ¹¹

Son los más utilizados en las etapas iniciales de caracterización de yacimientos, ya que, se requiere muy poca información. Se basan en la estimación de propiedades petrofísicas de roca y fluido del yacimiento. Principalmente se utilizan la porosidad, permeabilidad, saturación de fluidos, presión capilar, factor de formación, volumen de arcilla, geometría del yacimiento, etc. Tiene grandes ventajas como que es muy económico, no requiere de mucha información y da una estimación aceptable inicialmente; pero también tiene grandes desventajas ya que no es muy exacto.

El volumen original del aceite calculado numéricamente se basa en la siguiente ecuación:

$$N = \frac{A[\text{acres}] * h[\text{ft}] * \phi * (1 - S_w) * 7.758}{B_o} = [\text{Bls}]$$

Donde:

N: volumen original de aceite

A: área del yacimiento

h: espesor promedio

ϕ : porosidad

S_w : saturación de agua %

B_o : factor de volumen de aceite [B/Bl]

El volumen original del gas calculado numéricamente se basa en la siguiente ecuación:

$$N = \frac{A[\text{acres}] * h[\text{ft}] * \phi * (1 - S_w) * B_g}{B_o} = [\text{ft}^3]$$

Donde:

N: volumen original de gas

A: área del yacimiento

h: espesor promedio

ϕ : porosidad

S_w : saturación de agua %

B_o : factor de volumen de aceite [B/Bl]

B_g : factor de volumen de gas

2.4.3 Métodos análogos estadísticos¹¹

Métodos análogos: Se usan típicamente para prospectos no perforados y como un complemento a los métodos volumétricos en las primeras etapas del desarrollo de un yacimiento. Esta metodología es basada en asumir que yacimientos análogos son comparables en aspectos como la recuperación final de aceite o gas, utilizan factores de recuperación o eficiencias de recuperación de yacimientos similares para estimar la recuperación en yacimientos en estudio.

Para que tenga validez deben ser comparables en aspectos como:

- Estructura
- Ambiente deposicional
- Grado de heterogeneidad
- Relación de arena neta a total
- Petrofísica, sistema roca fluido
- Propiedades de los fluidos de los yacimiento, mecanismo de producción
- Temperatura y Presión inicial, etc.

Métodos Estadísticos: Dependiendo de la cantidad de datos disponibles del área de interés los métodos estadísticos pueden ser usados como complemento de los método análogos para estimar reservas. Una disposición geológica dada una distribución log-normal es una aproximación razonablemente buena a la distribución de los tamaños de los campos y las reservas iniciales de aceite y gas en esos campos.

CAPÍTULO 3

“Procesos de recuperación de hidrocarburos”

3.1 Introducción

Un yacimiento petrolero cuenta con distintas etapas de producción, no siempre puede fluir de manera natural y puede requerir de un sistema artificial de producción, por ejemplo, que le ayude a llevar los hidrocarburos a la superficie.

Con el paso del tiempo la presión dentro del yacimiento va declinando hasta que ya no es posible que siga produciendo, y necesita de un método de recuperación secundario o mejorado que le ayude a seguir produciendo, ya que cuando un yacimiento llega al final de su vida productiva, el volumen residual (aproximadamente dos tercios del volumen original) queda dentro de él, debido a que es demasiado complejo además de muy costoso el recuperar éste volumen. Se estima que al recuperar el 1% del volumen que permanece dentro del subsuelo se obtendrían entre 20 y 30 billones de barriles de petróleo.¹²

Antiguamente se pensaba que cuando las etapas de recuperación primaria y secundaria concluían, era el momento óptimo para llevar a cabo la etapa de recuperación mejorada, sin embargo, hoy en día sabemos que se puede implementar algún proceso de EOR sin esperar a que las primeras etapas de producción terminen, o incluso antes que estas se lleven a cabo, el implementar tempranamente un proceso de recuperación mejorada ayuda a garantizar la producción óptima y alargar la vida productiva del yacimiento con el fin de obtener un mayor factor de recuperación.

Cada vez es más necesario y será indispensable en un futuro contar con técnicas económicas para aumentar la recuperación de aceite y la reactivación de yacimientos no productores.

Existen tres principales etapas de recuperación de hidrocarburos primaria, secundaria y terciaria o mejorada.

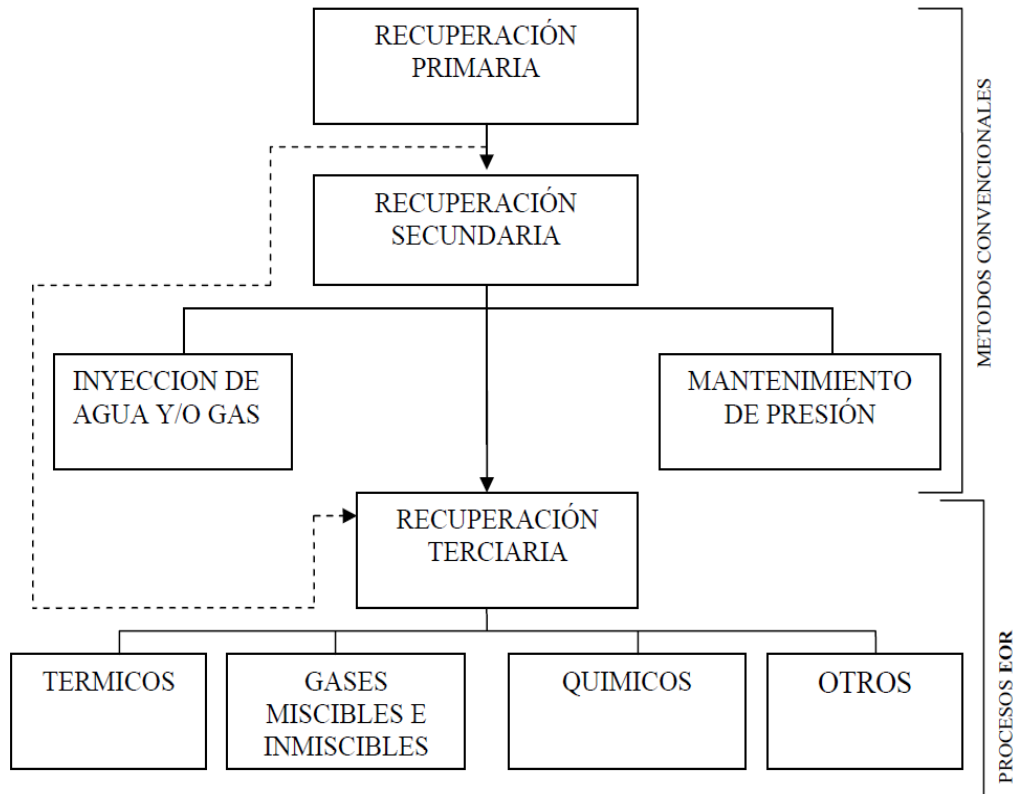


Figura 9. Etapas de recuperación de hidrocarburos/Tomada de *Integrated petroleum reservoir*, Setter & Thakur

3.2 Recuperación primaria¹²

El aceite en el yacimiento, drena naturalmente hacia los pozos debido a una diferencial de presión entre el yacimiento y la superficie, por alguno de los mecanismos naturales de producción como:

- Expansión del sistema roca-fluido
- Expansión por gas disuelto liberado
- Expansión del casquete de gas
- Empuje por acuífero asociado
- Segregación gravitacional

¹² Salager J. Recuperación mejorada de petróleo. Facultad de Ingeniería, Universidad de los Andes. Mérida, Venezuela. 2005

O por alguno de los sistemas artificiales de producción¹³:

- Bombeo Mecánico
- Bombeo Neumático
- Bombeo Electro-Centrífugo
- Bombeo Hidráulico.

En la mayoría de los yacimientos profundos la presión es mayor que la presión hidrostática, y debido a esto el aceite llega a la superficie por la presión del yacimiento.

A medida que se expanden los fluidos en el yacimiento la presión tiende a bajar, según los mecanismos de producción involucrados.

Puede existir un mecanismo de compensación natural que reduzca notablemente la velocidad del decaimiento de la presión, la invasión del acuífero o la lenta expansión de un casquete de gas.

Cuando la presión se ha reducido, se necesita un aporte energético extra para disminuir la caída de presión en el yacimiento. Se puede bombear el aceite desde el fondo del pozo o se puede inyectar gas para incrementar la presión dentro del yacimiento, por ejemplo.

La recuperación primaria tiene una duración variable y depende del mecanismo de producción y el ritmo de producción que se utilice en el yacimiento. Termina cuando la presión del yacimiento ha bajado demasiado o cuando se producen grandes cantidades de otros fluidos (agua o gas). El factor de recuperación de aceite original en sitio que obtiene la recuperación primaria es 10-15%.

3.2.1 Mecanismos naturales de producción¹³

El mecanismo de empuje del yacimiento es aquel que aporta la energía con la cual el hidrocarburo dentro del yacimiento se mueve hacia el pozo para ser producido. Un análisis de las curvas de declinación de la producción proporciona una buena indicación del mecanismo de empuje dominante.

¹³ Díaz Zertuche. Curso de sistemas artificiales de producción. Facultad de Ingeniería, UNAM. Semestre 2011-2.

Cada mecanismo de desplazamiento, de empuje o de producción está conformado por una serie de empujes que dependerán del tipo de yacimiento, el nivel de presión que se tenga en el mismo y de los hidrocarburos existentes.

La ecuación de balance de materia, más que un balance de masa es un balance volumétrico, y es una forma por demás sencilla y práctica que aplica este principio físico que gobierna la producción de hidrocarburos. La aplicación de la ecuación de balance de materia hace una serie de suposiciones que se deben de tener en mente en todo momento.

Estas suposiciones simplifican de manera sustancial su aplicación y por lo tanto obtiene un gran ahorro de tiempo y de recursos económicos, sin embargo, los resultados obtenidos en su aplicación, son de una precisión muy confiable, en proporción directa de la calidad de la formación utilizada obviamente.

Los factores de recuperación que se pueden obtener, según Satter y Thakur, de acuerdo a cada tipo de empuje se muestran en la siguiente figura,

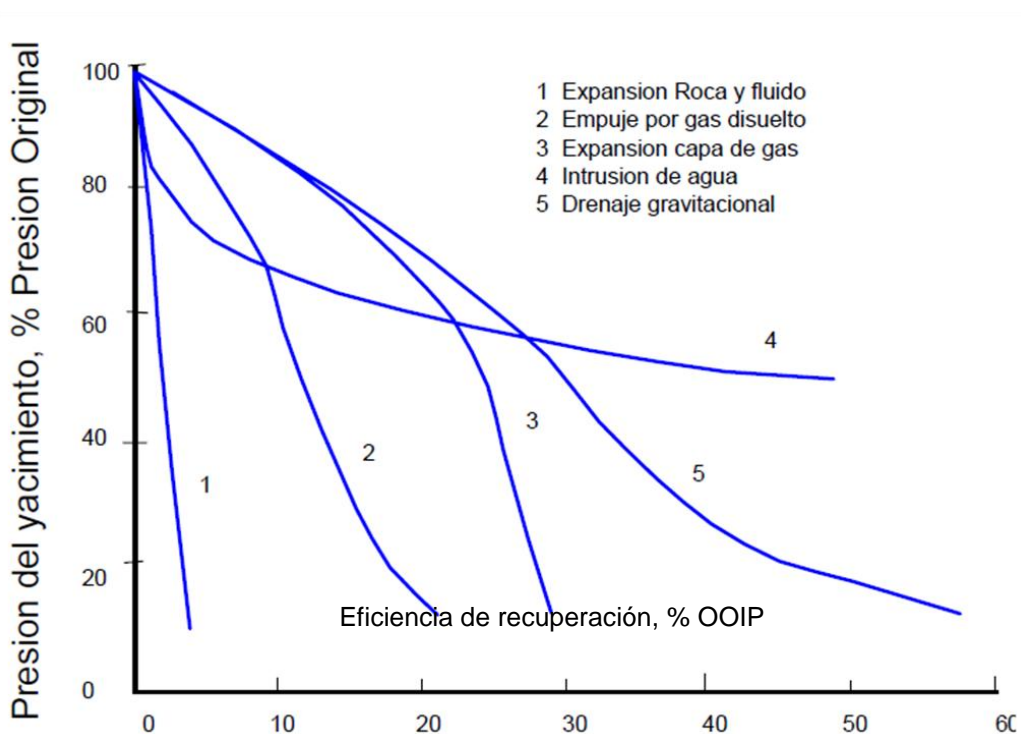


Figura 10. Mecanismos de empuje/Tomada de: *Integrated petroleum reservoir, Setter & Thakur*

Se conocen seis mecanismos de empuje los cuales son:

- Expansión roca-fluido
- Expansión por gas disuelto liberado
- Expansión por casquete de gas
- Segregación gravitacional
- Empuje por agua o hidráulico
- Empujes combinados

La siguiente tabla muestra un resumen y algunas características importantes de los mecanismos de empuje o producción primaria presentes en los yacimientos petroleros.

Tabla 1. Mecanismos de empuje, características. Tomada de: *Integrated petroleum reservoir, Setter & Thakur*

Mecanismo	Presión del yacimiento	RGA	Producción de agua	Eficiencia	Otros
1. Expansión de la roca y los fluidos	Declina rápida y continuamente $P_i > P_b$	Permanece baja y constante	Nula (excepto en yacimientos con alta S_w)	1 a 10% Promedio 3%	
2. Empuje por gas en solución	Declina rápida y continuamente	Primero baja, luego sube a un máximo y cae nuevamente	Nula (excepto en yacimientos con alta S_w)	5 a 35% Promedio 20%	Requiere bombeo al comienzo de la producción
3. Empuje por casquete de gas	Declina suave y continuamente	Aumenta continuamente en pozos buzamiento arriba	Ausente o despreciable	20a 40% Promedio 25%	La ruptura del gas en los pozos buzamiento abajo indican empuje por casquete de gas
4. Empuje por agua	Permanece alta, es sensible a las tasas de producción de aceite, agua y gas	Permanece baja, si la presión permanece alta	Aumenta apreciablemente y los pozos de baja inmersión producen agua	35 a 80% Promedio 50%	N calculado con balance de materia, aumenta cuando W_e no se considera
5. Segregación gravitacional	Declina rápida y continuamente	Permanece baja en pozos buzamiento abajo y alta en pozos buzamiento arriba	Ausente o despreciable	40 a 80% Promedio 60%	Cuando k es >200 md y el buzamiento es $>10^\circ$ y la viscosidad del aceite baja $<5c_p$

Expansión del sistema roca-fluido.^{2,14}

Los hidrocarburos que se encuentran atrapados en el yacimiento, pueden ser movidos hacia los pozos productores para poder extraerlos, este movimiento de hidrocarburos puede ser originado por los procesos físicos que ocurren generalmente combinados como lo son la expansión de la roca, expansión del gas y el agua de formación congénita.

La expansión de la roca y de los fluidos ocurre en los yacimientos de aceite bajo saturados, hasta que se alcanza la presión de saturación. La expulsión del aceite se debe a la expansión del sistema. El aceite, el agua congénita y la roca se expanden, desalojando hacia los pozos productores el aceite contenido en el yacimiento. Dada la baja compresibilidad del sistema, el ritmo de declinación de la presión con respecto a la extracción es muy pronunciado.

Expansión por gas disuelto liberado

El aceite bajo ciertas condiciones de presión y temperatura en los yacimientos puede contener grandes cantidades de gas disuelto. Cuando la presión del yacimiento disminuye, debido a la producción de hidrocarburos, el gas se libera, se expande y desplaza al aceite del yacimiento hacia los pozos productores, figura 11.

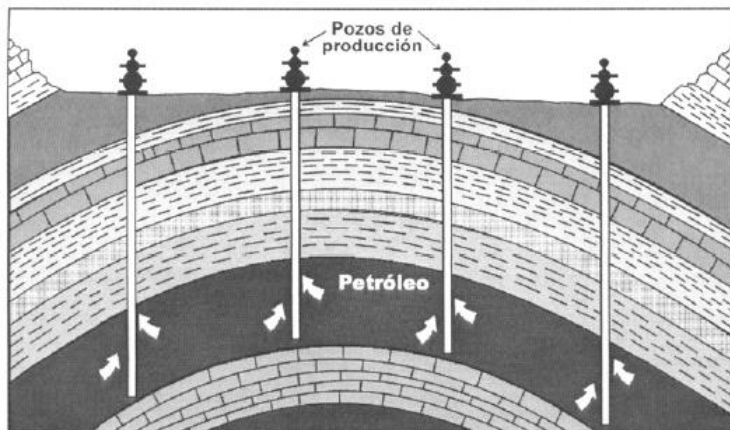


Figura 11. Expansión por gas disuelto liberado/ Tomada de: *Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos*, París de Ferrer.

¹⁴ Sttefani O. Curso de comportamiento de yacimientos. Facultad de Ingeniería, UNAM. Semestre 2010-1

La eficiencia de este mecanismo de empuje depende de la cantidad de gas en solución, de las propiedades de la roca y el aceite y de las estructuras geológicas del yacimiento. El gas liberado no fluye inicialmente hacia los pozos, si no que se acumula en forma de pequeñas burbujas aisladas, las cuales por motivo de la declinación de la presión llegan a formar posteriormente una fase continua que permitirá el flujo de gas hacia los pozos. El gas liberado llena totalmente el espacio desocupado por el aceite producido. La saturación del aceite disminuirá constantemente, debido a su producción y encogimiento por la liberación del gas disuelto; por lo tanto, mientras que la permeabilidad al aceite disminuye continuamente, la permeabilidad al gas aumentará. El gas fluirá más fácilmente que el aceite, debido a que es más ligero, menos viscoso y que su trayectoria se desplaza por la parte central de los poros.

Expansión del casquete de gas^{2,14}

Cuando un yacimiento tiene un casquete de gas muy grande, debe existir una gran cantidad de energía almacenada en forma de gas comprimido, el cual provoca la expansión del casquete a medida que los hidrocarburos se extraen del yacimiento, a manera que el aceite se desplaza por el empuje del casquete de gas ayudado por el drenaje gravitacional.

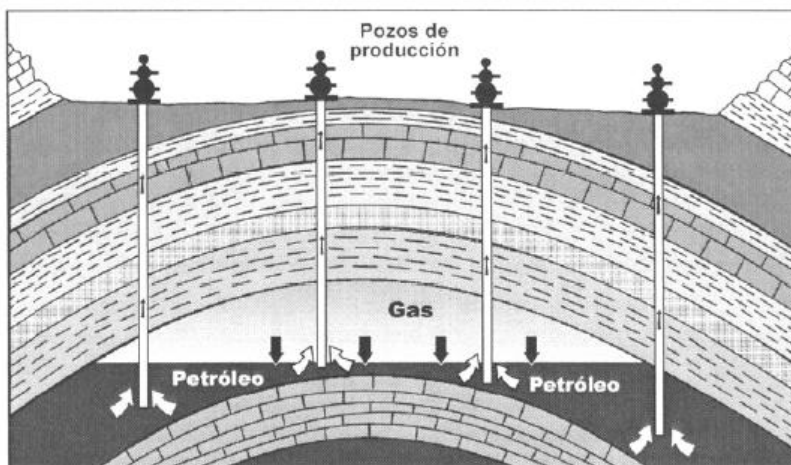


Figura 12. Expansión del casquete de gas/ Tomado de Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos, París de Ferrer.

Considerando la naturaleza del desplazamiento cuando la presión del yacimiento se mantiene constante por inyección del gas, y analizando a continuación las diferencias que surgen cuando se permite la declinación de la presión en el yacimiento. Si la presión del yacimiento se mantiene en

su valor original, el gas inyectado no tiene acceso a la zona de aceite, excepto atrás o en el frente de avance del gas libre y por lo tanto, la parte inferior de la estructura conserva sus condiciones originales de saturación de aceite, hasta que se invade por el gas inyectado. La producción de aceite proviene de los pozos localizados en la zona de aceite, pero el aceite producido es remplazado por el que se mueve adelante del frente de gas. En esta forma el proceso obliga al aceite a moverse hacia la parte inferior del yacimiento.

Segregación gravitacional^{2,14}

La segregación gravitacional es la tendencia del aceite, gas y agua a distribuirse en el yacimiento de acuerdo con sus densidades. El drena por gravedad puede participar activamente en la recuperación del aceite, por ejemplo, en un yacimiento bajo condiciones favorables de segregación, gran parte del gas liberado fluirá a la parte superior del yacimiento, en vez de ser arrastrado hacia los pozos por la fuerza de la presión, contribuyendo a la formación o agrandamiento del casquete de gas y aumentando la eficiencia del desplazamiento. Los yacimientos presentan condiciones propicias a la segregación de sus fluidos cuando poseen espesores considerables o alto relieve estructural, alta permeabilidad y cuando los gradientes de presión aplicados no gobiernan totalmente el movimiento de los fluidos.

Empuje hidráulico^{2,14}

Un yacimiento con empuje de agua tiene una conexión hidráulica entre el yacimiento y una roca porosa saturada con agua llamada acuífero. El agua en el acuífero está comprimida, pero a medida que la presión del yacimiento se reduce debido a la producción, se expande y crea una invasión natural de agua en el límite yacimiento-acuífero, desplazando progresivamente al aceite desde las fronteras exteriores del yacimiento hacia los pozos productores. Cuando el acuífero es muy grande y contiene suficiente energía, todo el yacimiento puede ser invadido por esa agua.

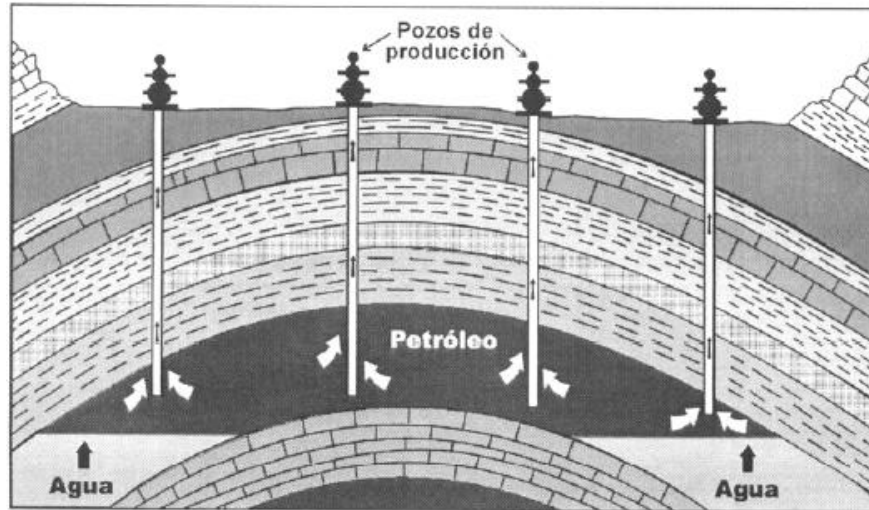


Figura 13. Empuje hidráulico/Tomado de *Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos*, París de Ferrer.

Empujes combinados^{2,14}

Es cuando en un yacimiento se encuentran presentes dos o más empujes que intervienen en la producción de hidrocarburos.

3.2.2 Sistemas Artificiales de producción¹³

Un sistema artificial de producción se define como cualquiera de las técnicas empleadas para extraer el aceite de la formación productora a la superficie, cuando la presión del yacimiento es insuficiente para elevar el aceite en forma natural hasta la superficie.⁵

Los principales sistemas artificiales de producción son:

- Bombeo Neumático
- Bombeo Mecánico
- Bombeo Electrocentrífugo
- Bombeo Hidráulico

Bombeo Neumático¹³

Es un método de levantamiento artificial de fluidos desde el fondo del pozo hasta la superficie, el cual se realiza mediante la inyección de gas a una presión alta a través del espacio anular, el gas pasa a la tubería de producción a través de válvulas conectadas en uno o más puntos de inyección. Se puede llevar a cabo por uno de los métodos siguientes:

- Bombeo Neumático Continuo: introduce un volumen continuo de gas a alta presión por el espacio anular a la TP para aligerar la columna hidrostática hasta que la reducción de presión del fondo permita una diferencial suficiente a través de la formación causando que se produzca el gasto deseado.
- Bombeo Neumático Intermitente: se introduce un volumen de gas de manera cíclica o intermitente para así desplazar la producción en forma de tapones de líquido hasta la superficie.

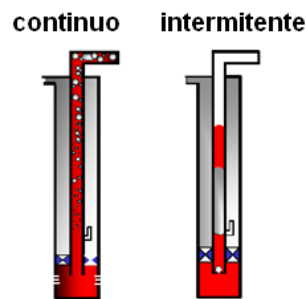


Figura 14. Bombeo neumático continuo e intermitente

Los objetivos principales del bombeo neumático son:

- Aligerar la columna de fluido lo cual permite reducir la presión ejercida sobre la formación.
- Disminuir la densidad de fluido.
- Desplazamiento del fluido debido a la expansión del gas.

Bombeo Mecánico¹³

Es un método de levantamiento de fluidos desde el fondo del pozo hasta la superficie. Se realiza por medio de una sarta de varillas, la cual va conectada a un sistema superficial y a uno subsuperficial. El sistema superficial transforma un movimiento semicircular a un movimiento vertical el cual es transmitido a la sarta de varillas y de ésta al barril, el cual se llena y debido al movimiento vertical sube el aceite.

Las ventajas del bombeo mecánico son que es de fácil operación, mejora la eficiencia, la unidad puede ser cambiada fácilmente, puede ser controlada a control remoto y existe una amplia disponibilidad de software de diseño y análisis.

Mientras que las desventajas son, presenta problemas con arenas, la producción es limitada por la profundidad, su aplicación se limita a pozos costa afuera y presenta problemas en pozos desviados.

Bombeo Electrocentrífugo¹³

Es un sistema artificial de levantamiento el cual está compuesto por dos partes el equipo subsuperficial o de fondo y el equipo superficial.

Algunas ventajas del BEC son, que cuenta con buena capacidad para producir altos volúmenes de fluido a profundidades someras e intermedias, tiene una baja inversión en profundidades someras e intermedias. También cuenta con grandes desventajas como lo es que el cable eléctrico es muy débil, presenta poca flexibilidad para variar las condiciones de producción, tiene tiempos de cierre prolongados, requiere de fuentes económicas.

Bombeo Hidráulico¹³

Es uno de los sistemas de levantamiento artificial menos aplicados. Los sistemas de bombeo hidráulico transmiten su potencia mediante el uso de un fluido presurizado que es inyectado a través de la tubería, este fluido de potencia es utilizado por una bomba subsuperficial que actúa como transformador para convertir la energía de dicho fluido a energía potencial o de presión en

el fluido producido que es enviado a la superficie. Los fluidos de potencia pueden ser agua o crudos livianos. Su clasificación depende del tipo de bomba subsuperficial puede ser de bombas hidráulicas tipo pistón o de bombas hidráulicas tipo jet.

Algunas ventajas del bombeo hidráulico tipo pistón son, adecuado para el bombeo de crudos pesados y puede operarse en pozos direccionales y alcanza grandes profundidades. Mientras que el bombeo hidráulico tipo jet puede manejar grandes cantidades de arena y partículas sólidas, puede ser instalado a grandes profundidades y puede manejar crudos de alta viscosidad cuando se utiliza crudo como fluido de potencia.

3.3 Recuperación secundaria¹²

Anteriormente, se explotaba al yacimiento mediante la recuperación primaria, hasta que los gastos de explotación se vuelvan excesivos; y después de esto se continuaba con los métodos de recuperación secundaria, hoy en día se inician los métodos de explotación secundaria mucho antes de llegar a ese punto.

Los métodos de recuperación secundaria consisten en inyectar dentro del yacimiento un fluido menos costoso que el aceite para mantener un gradiente de presión. Se puede inyectar agua o gas. Existen factores que influyen en la recuperación de hidrocarburos por inyección de agua y gas, como:

- **Geometría del yacimiento:** La estructura es el principal factor que determina el drenaje gravitacional. En presencia de altas permeabilidades, la recuperación por drenaje gravitacional puede reducir la saturación de aceite a un valor al cual no resulta económica la aplicación de la inyección.
- **Litología:** La porosidad, la permeabilidad y el contenido de arcillas son factores litológicos que afectan el proceso de inyección.
- **Profundidad:** En los yacimientos profundos la saturación de petróleo residual después de las operaciones primarias son más bajas que en yacimientos someros. Las grandes profundidades permiten usar mayores presiones y un mayor espaciamiento.
- **Porosidad:** Oscila entre 10 a 35%. En calizas y dolomías de 2 a 11% debido a las fracturas

- **Permeabilidad:** La magnitud de la permeabilidad de un yacimiento controla el gasto de inyección de agua que se puede mantener en un pozo para una determinada presión.

3.3.1 Inyección de gas¹⁵

Como es más ligero que el aceite, tiende a formar un casquete artificial de gas bien definido, aún en formaciones de poco buzamiento. Si la producción se extrae de la parte más baja del casquete, dará como resultado una forma de conservación de energía y la posibilidad de mantener los gastos de producción relativamente elevados.

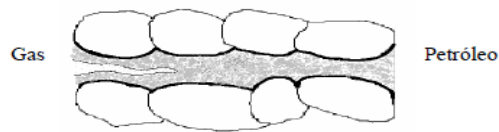


Figura 15. Desplazamiento de aceite por los canales de flujo mediante la inyección de gas/ Tomada de: *Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos, París de Ferrer.*

Se dispone de gas en algunas áreas de producción ya sea del mismo yacimiento que se está explotando o de otras fuentes y como es un fluido no reactivo con la roca del yacimiento puede inyectarse.

¹⁵ Cruz J. Criterio de selección para métodos de recuperación secundaria y mejorada, versión 2.0. Instituto Mexicano del Petróleo, México, 2006

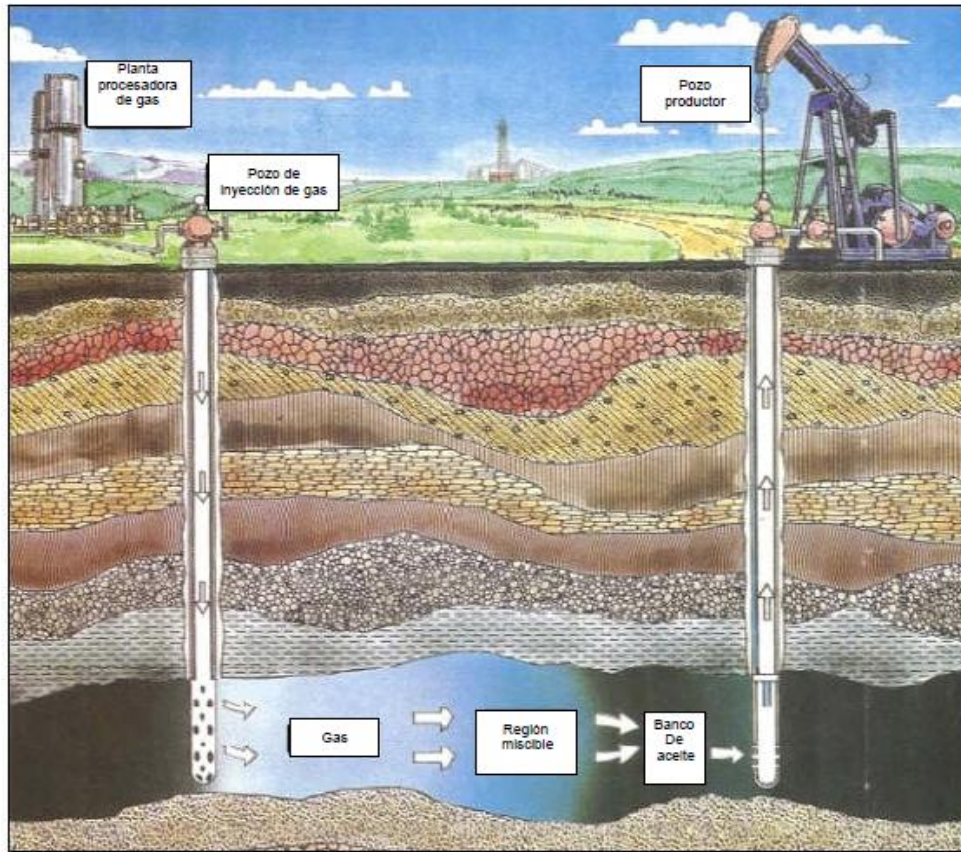


Figura 16. Proceso típico de inyección de gas/Tomada de: *Criterios de Selección para Métodos de Recuperación Secundaria y Mejorada*, Cruz J.

3.3.2 Inyección de agua¹⁵

Bajo condiciones favorables, la inyección de agua es un método efectivo para recuperar aceite adicional de un yacimiento. Los factores que son favorables para una alta recuperación por inyección de agua incluyen: baja viscosidad del aceite, permeabilidad uniforme y continuidad del yacimiento.

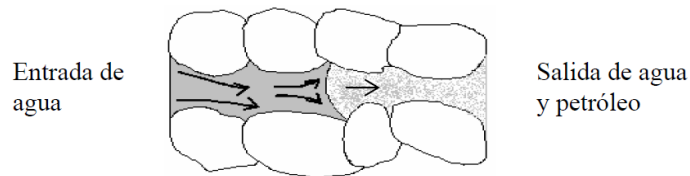


Figura 17. Desplazamiento de aceite por los canales de flujo mediante inyección de agua/Tomada de: *Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos*, París de Ferrer.

Una de las primeras consideraciones en planeación de un proyecto de inyección de agua es localizar una fuente accesible de agua para la inyección, el agua debe de tener ciertas características como las siguientes:

- No debe ser corrosiva
- No debe depositar minerales bajo condiciones de operación
- No debe contener sólidos suspendidos en suficiente cantidad que pueda causar taponamiento
- No debe reaccionar para causar hinchamiento de arcillas
- Debe ser compatible con el agua de formación
- Debe ser inyectada a una presión que no fracture la formación

En la determinación de la factibilidad de inyección de agua en un yacimiento, es necesario conocer la máxima presión de inyección aconsejable, tomando en cuenta la profundidad del yacimiento, la relación entre el gasto y el espaciamiento a partir de datos de presión y permeabilidad ya que esto permite determinar rápidamente los pozos adicionales que deben perforarse en un tiempo razonable.

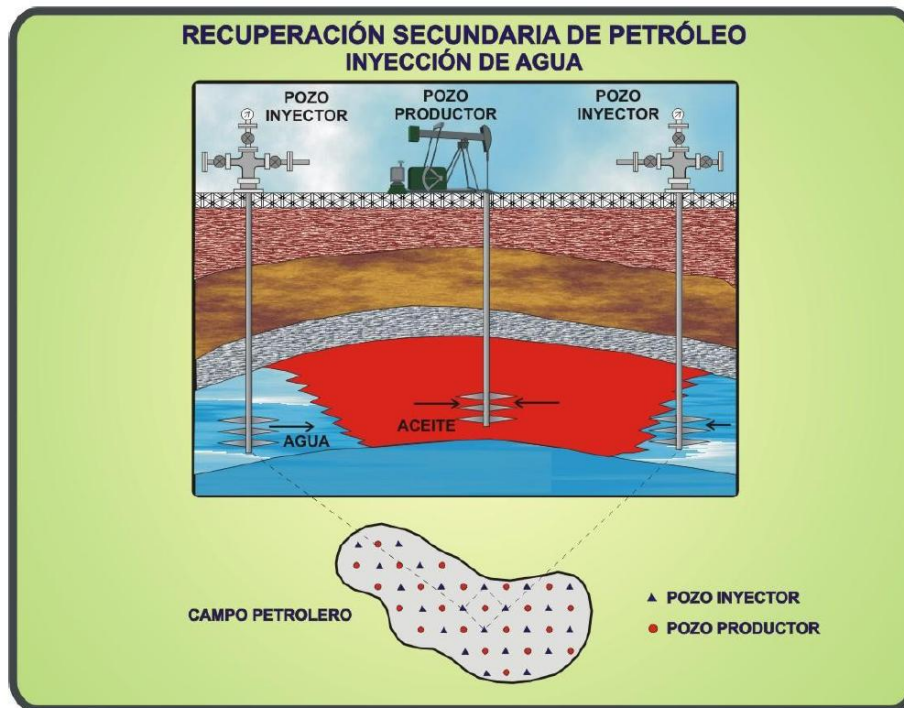


Figura 18. Proceso típico de inyección de agua/ Tomada de: *Criterios de Selección para Métodos de Recuperación Secundaria y Mejorada*, Cruz J.

3.4 Recuperación mejorada

Cuando un yacimiento llega al final de su vida productiva, el volumen residual aproximadamente dos tercios del volumen original, queda dentro de él, debido a que es demasiado complejo además de muy costoso recuperar éste volumen. Se estima que recuperar el 1% del volumen que permanece dentro del subsuelo se obtendrían entre 20 y 30 billones de barriles de aceite.¹⁶

Antiguamente se pensaba que cuando las etapas de recuperación primaria y secundaria concluían, era el momento óptimo para llevar a cabo la etapa de recuperación mejorada, sin embargo, hoy en día sabemos que es factible implementar algún proceso de EOR sin esperar a que las primeras etapas terminen, o incluso antes que estas se lleven a cabo, el implementar tempranamente un proceso de recuperación mejorada ayuda a garantizar la producción óptima y alargar la vida productiva del yacimiento con el fin de obtener un mayor factor de recuperación¹⁷. Cada vez es más necesario y será indispensable en un futuro contar con técnicas económicas para aumentar la recuperación de aceite y la reactivación de yacimientos no productores.

Estadísticamente, durante cada etapa de producción se recuperan las distintas cantidades de aceite, dependiendo del tipo de aceite que contenga en yacimiento:¹⁸

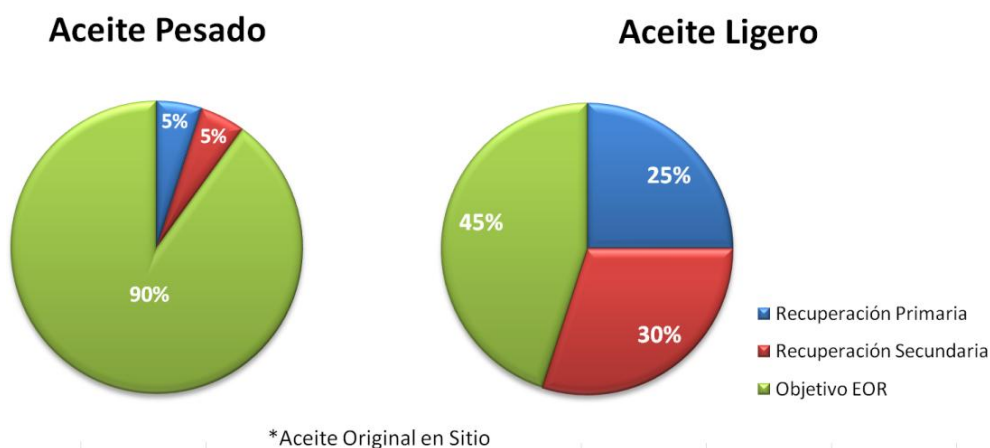


Figura 19. Porcentajes de recuperación de acuerdo al tipo de aceite/Tomada de: Enhanced Oil Recovery and Overview, Thomas S.

¹⁶ Shell. [Http://www.shell.com.mx/](http://www.shell.com.mx/)

¹⁷ Comisión Nacional de Hidrocarburos. El futuro de la producción de aceite en México: Recuperación avanzada y mejorada IOR-EOR, CNH, México, 2012.

¹⁸ Thomas S. enhanced oil recovery an overview. Oil and Gas science and Technology, Rev. IFP, vol. 63, 2008.

La recuperación mejorada consiste en inyectar al yacimiento fluidos o sustancias que comúnmente no se encuentran presentes dentro de él; en algunas ocasiones se puede inyectar fluidos presentes en el yacimiento siempre y cuando tengan diferentes condiciones.

La recuperación mejorada no sólo depende del tipo de aceite para poder aplicar un método, también depende de otros factores como la litología de la formación de los yacimientos. En los yacimientos de areniscas dominan los procesos de EOR por métodos térmicos y químicos. En las formaciones carbonatadas y dolomíticas dominan los procesos de inyección de gases, especialmente inyección de CO₂.

3.4.1 Definición de EOR e IOR

Comúnmente se confunden los términos IOR y EOR, y es porque están ligados entre sí; ya que la recuperación avanzada o IOR (Improved Oil Recovery), se refiere a cualquier método de recuperación mejorada el cual se lleva a cabo mediante el uso de las mejores tecnologías disponibles para efectuar dichos procesos, por ejemplo la sísmica. Con éste método se pretende recuperar aceite móvil.¹⁷ Los métodos de IOR combinan los métodos de recuperación mejorada así como nuevas perforaciones y tecnologías en pozos, administración integral de yacimientos, técnicas avanzadas de monitoreo y la aplicación de métodos de recuperación primaria y secundaria.¹⁹

Mientras que la recuperación mejorada o EOR (Enhanced Oil Recovery), implica adicionar al yacimiento fluidos que normalmente no se encuentran dentro de él para poder recuperar aceite inmóvil. De acuerdo al objetivo de éste trabajo de tesis, hablaré de la recuperación mejorada la cual tiene como principales propósitos:

- Mejorar la eficiencia de barrido, para reducir la razón de movilidad entre los fluidos inyectados y los desplazados
- Reducir las fuerzas capilares
- Mejorar la eficiencia de desplazamiento

¹⁹ Paris M. Inyección de agua y gas en yacimientos petroleros, segunda edición. Ed. Astro Data. Maracaibo, Venezuela, 2007

La aplicación depende de los precios del aceite y de las ganancias, debido a que la tecnología de EOR es muy cara y compleja, aun así el uso de los métodos se ha incrementado debido a la declinación de las reservas de hidrocarburos. Existen algunos conceptos fundamentales que están involucrados con la recuperación mejorada, los cuales se enuncian a continuación.

3.4.2 Eficiencia de recuperación¹⁹

La eficiencia de desplazamiento total de cualquier proceso de recuperación de aceite se considera que es igual al producto de las eficiencias microscópicas y macroscópicas del desplazamiento:

$$r = E_D \times E_v$$

Donde

r: es el factor de recuperación

E_D: es la eficiencia de desplazamiento microscópica expresada en fracción

Y E_v: eficiencia de desplazamiento macroscópica en fracción

3.4.3 Eficiencia de desplazamiento microscópica: ²⁰

A escala microscópica, el aceite puede quedar atrapado en medio de los poros cuando el agua fluye alrededor del aceite en una formación mojada por agua. De esta manera el aceite queda retenido entre los poros invadidos por agua, para poder recuperar éste aceite un método químico como la inyección de surfactantes o álcalis podría ser viable, ya que estas sustancias penetran a nivel de poro removiendo el aceite.

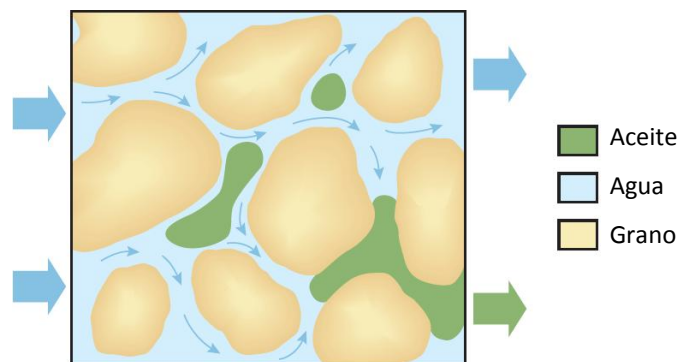


Figura 20. Eficiencia de desplazamiento macroscópica/Tomada de: *Has the Time Come for EOR?*, Al Mjeni R.

²⁰ Al-Mjeni R. Has the time come EOR?. Schlumberger, Oilfield Review Winter 2010/2011: 22, no. 4

3.4.4 Eficiencia de desplazamiento macroscópica:²⁰

La eficiencia macroscópica se divide en eficiencia de barrido vertical y eficiencia de barrido areal:

Eficiencia de barrido vertical.^{20,21}

Después de un método de recuperación secundaria, existen áreas verticales dentro del yacimiento que debido a su heterogeneidad el fluido barre mejor que en otras, por ejemplo el agua, que al tener mejor movilidad que el aceite ésta avanza dentro del yacimiento dejando atrapado el aceite, de esta manera los pozos productores comienzan a producir cada vez más agua. En estos casos se requiere disminuir la movilidad del agua por lo que un método químico como la inyección de polímeros funcionaría adecuadamente en estos casos.

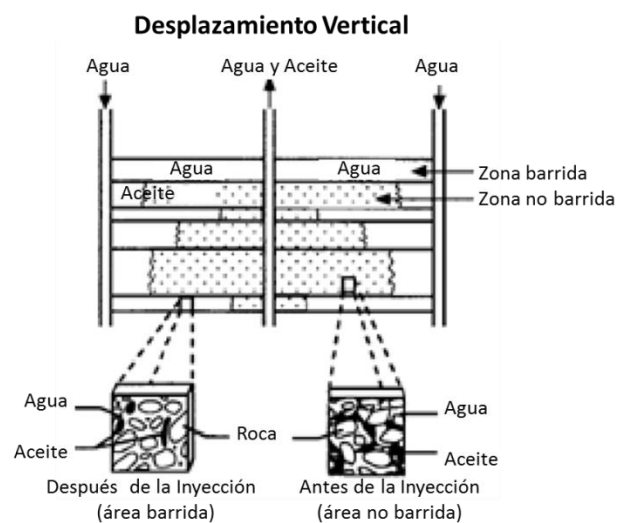


Figura 21. Eficiencia de barrido vertical/ Tomada de: *Integrated Petroleum Reservoir, Setter & Thakur*

Eficiencia de barrido areal.^{20,21}

Así mismo, existen áreas horizontales dentro del yacimiento que debido al arreglo de los pozos inyectoras, no abarcan por completo ciertas áreas en las cuales el aceite queda atrapado a manera de lentes como se aprecia en la Figura 22.

²¹ Thakur G. *Integrated petroleum reservoir management*. Ed. Pen Well. Tulsa, Oklahoma, 1994.

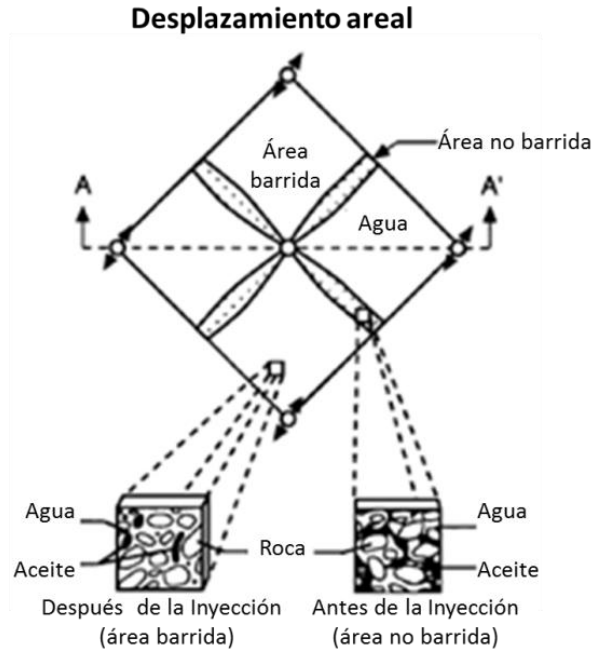


Figura 22. Eficiencia de barrido areal/ Tomada de: *Integrated petroleum reservoir, Setter & Thakur*

3.4.5 Razón de movilidad.¹⁹

Se define como la movilidad de la fase desplazante dividida entre a movilidad de flujo desplazado

$$M = \frac{\lambda_D}{\lambda_a}$$

Este factor influye en la eficiencia de desplazamiento Ya que en la eficiencia microscópica ayuda al desplazamiento del aceite en los poros

- Si $M > 1$ el fluido desplazante se mueve más rápido
- $M < 1$ desplazamiento óptimo, cuando la fase mojante es agua, ya que fluye el aceite

En EOR, la razón de movilidad se puede mejorar bajando la viscosidad del aceite, aumentando la viscosidad de la fase desplazante, aumentando la permeabilidad efectiva y disminuyendo la permeabilidad efectiva de la fase desplazante.

3.4.6 Tensión interfacial.¹⁹

Cuando dos fluidos inmiscibles están en contacto existe una fuerza entre ellos que impide que se mezclen, a esta fuerza se le denomina tensión interfacial, y es el resultado de la energía existente en las moléculas de ambos fluidos.

3.4.7 Número capilar.¹⁹

El número capilar está dado por:

$$N_c = \mu v / \sigma$$

A medida que aumenta el número capilar disminuye la saturación de petróleo residual. Se logra reduciendo la viscosidad o aumentando el gradiente de presión o disminuyendo la tensión interfacial. La tensión interfacial debe reducirse por un factor de 1000 o más para tener recuperación significativa de aceite

3.4.8 Adsorción²²

Es la acumulación preferencial de una sustancia en fase líquida o gaseosa sobre la superficie de un sólido. El sólido recibe el nombre de adsorbente y el componente que se absorbe se denomina adsorbato.

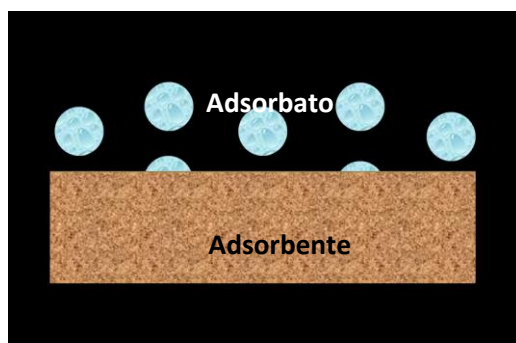


Figura 23. Proceso típico de Adsorción.

²² Picado B. Química I. Ed. UNED. San José, Costa Rica , 2008.

3.4.9 Solubilidad, s.²²

Es la capacidad de una sustancia de disolverse en otra, se exprese en término de la masa de una sustancia (denominada soluto) que puede disolverse en la masa de otra sustancia (denominada solvente)

$$s = \frac{m_{\text{solute}}}{m_{\text{solvente}}}$$

3.4.10 Miscibilidad²²

Es la habilidad de dos o más sustancias líquidas para mezclarse entre sí y formar una o más fases. Los líquidos al mezclarse forman una solución homogénea. Cuando dos líquidos no se pueden mezclar decimos que son inmiscibles. Un ejemplo de fluidos inmiscibles son el agua y el aceite; cuando dos líquidos inmiscibles llevan a mezclarse se conoce como emulsión.

3.5 Clasificación de métodos de EOR

La recuperación mejorada se divide principalmente en los siguientes grupos:



Figura 24. Clasificación de los métodos de recuperación mejorada.

Dentro de los métodos cuyo propósito es mejorar la eficiencia del desplazamiento mediante una reducción de las fuerzas capilares, se pueden presentar una reducción de la tensión interfacial con soluciones de surfactantes o soluciones alcalinas. Parea mejorar la eficiencia de barrido se puede reducir la viscosidad del crudo mediante calentamiento, aumentando la viscosidad del agua con polímeros hidrosolubles, se pueden inyectar hidrocarburos gaseosos, el CO₂, el N₂ y los gases de combustión. Los procesos térmicos típicos se refieren al uso de vapor o agua caliente, o bien a la generación en sitio de energía térmica mediante la combustión del aceite con el fin de reducir la viscosidad del aceite (generalmente pesado) para mejorar así la eficiencia de desplazamiento.¹⁵

La descripción y clasificación de los métodos más usados, se describirá brevemente a continuación.

3.5.1 Métodos Térmicos

Los métodos térmicos, se usan principalmente para recuperar aceites pesados (10-20 °API) con viscosidades de (mayores a 100 cp), en yacimientos no muy profundos (menos de 3000 pies). El objetivo principal de estos métodos es aumentar la temperatura dentro del yacimiento (200 a 800 °C) para así mejorar la razón de movilidad reduciendo la viscosidad del aceite.²³

²³ National Energy Technology Laboratory <http://www.netl.doe.gov/technologies/oil-gas/eor/eordraw.html>

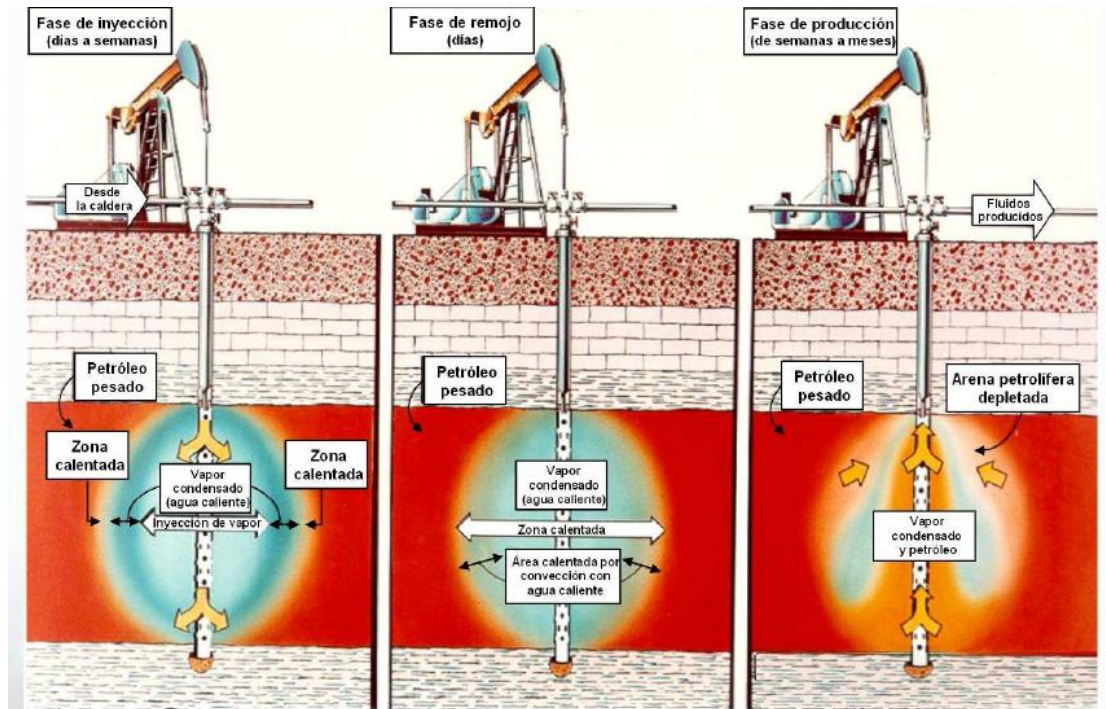


Figura 25. Métodos térmicos/Tomada de National Energy Technology Laboratory

Los métodos térmicos más usados se describen brevemente a continuación.

Inyección de agua caliente¹⁹

Es un proceso de desplazamiento en el cual el aceite se desplaza inmisciblemente. Consiste en la inyección de agua caliente por medio de un pozo inyector al yacimiento. Durante el proceso la zona vecina al pozo inyector se va calentando. Dentro de los métodos térmicos es el método más simple y más seguro, además de ser muy económico.

La temperatura del agua caliente cuando está en la formación disminuye a comparación de cuando es inyectada, a medida que se inyecta más agua la zona de agua caliente va avanzando, el aceite caliente desplaza al que se encuentra al frente.

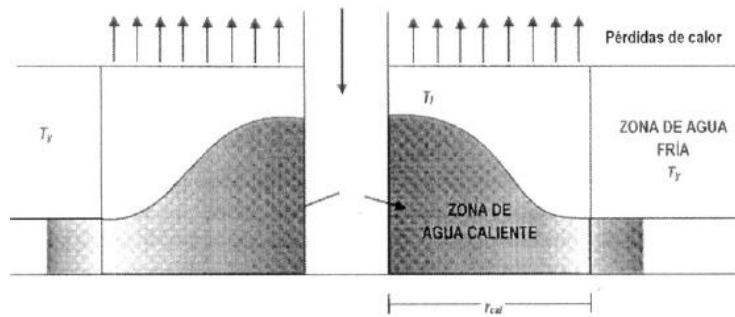


Figura 26. Inyección de agua caliente/ Tomada de: *Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos*, París M.

La viscosidad del agua inyectada es menor que en una inyección de agua convencional, lo cual provoca un mejor desplazamiento en la zona calentada e incrementa el factor de recuperación final.

Los mecanismos de desplazamiento de este proceso son:

- Mejoramiento de la movilidad del aceite al reducir su viscosidad
- Reducción del aceite residual por altas temperaturas
- Expansión térmica del aceite

Se aplica a aceites con alta viscosidad. La desventaja que presenta en comparación con la inyección de vapor, es que la temperatura es 3 veces menor.

Inyección de vapor,^{15, 19, 21,24}

Se emplea en yacimientos que contienen aceites muy viscosos. El vapor además de desplazara el aceite, reduce la viscosidad debido a que se produce un incremento de la temperatura. El vapor se genera en la superficie y se inyecta por la tubería de producción (de un pozo con buena producción) de manera que el contenido del pozo es desplazado a las tuberías laterales y así emerge a la superficie. También se puede inyectar vapor en un pozo inyector y recuperar aceite por medio del pozo productor. Existen dos técnicas para la inyección de vapor: la inyección continua de vapor y la inyección cíclica de vapor.

²⁴ Carcoana, A. Applied enhanced oil recovery. Prentice Hall. 1992

Inyección continua de vapor.^{15,24,25}

La inyección continua de vapor consiste en inyectar vapor continuamente al yacimiento por medio de un pozo inyector, con el fin de aumentar la temperatura en el yacimiento y disminuir la viscosidad del aceite, para así poder recuperar una porción de aceite que aún continúa en el yacimiento. Se estiman factores de recuperación mayores al 50%. Las pérdidas de vapor pueden ser considerables si la zona productora es menor a 10 pies. El vapor a medida que avanza dentro de la formación va perdiendo temperatura hasta que se condensa. El calor liberado cuando el vapor se condensa se llama calor latente de vapor. Un valor alto de calor latente de vapor tiende a incrementar la eficiencia térmica de los proyectos de inyección continua y el calor latente de vapor disminuye con un incremento de la presión alcanzando cero en el punto crítico. De esta manera los proyectos a baja presión tienden a comportarse mejor que los proyectos de alta presión. Debido a que el vapor se condensa en el yacimiento, no puede ser factible inyectar vapor en formaciones que contienen arcillas, ya que son sensibles al agua dulce. Se aplica principalmente en yacimientos someros, con arenas no consolidadas o de alta permeabilidad; que contengan aceites pesados (<25°API) y con viscosidades altas. Los costos son mayores que los de la inyección cíclica, pero la recuperación de aceite es mayor en la inyección continua de vapor. El proceso no puede ser usado en profundidades mayores a 5000 pies, ya que la presión hidrostática puede exceder la presión crítica del vapor (3202 psia). Algunos factores favorables de éste proceso son los bajos costos de los combustibles utilizados, la gran disponibilidad del agua para producir el vapor, mientras que los factores desfavorables se encuentran el fuerte empuje de agua y la fracturas extensivas.

²⁵ Lake L. Enhanced oil recovery. Prentice Hall, EUA, 1989.

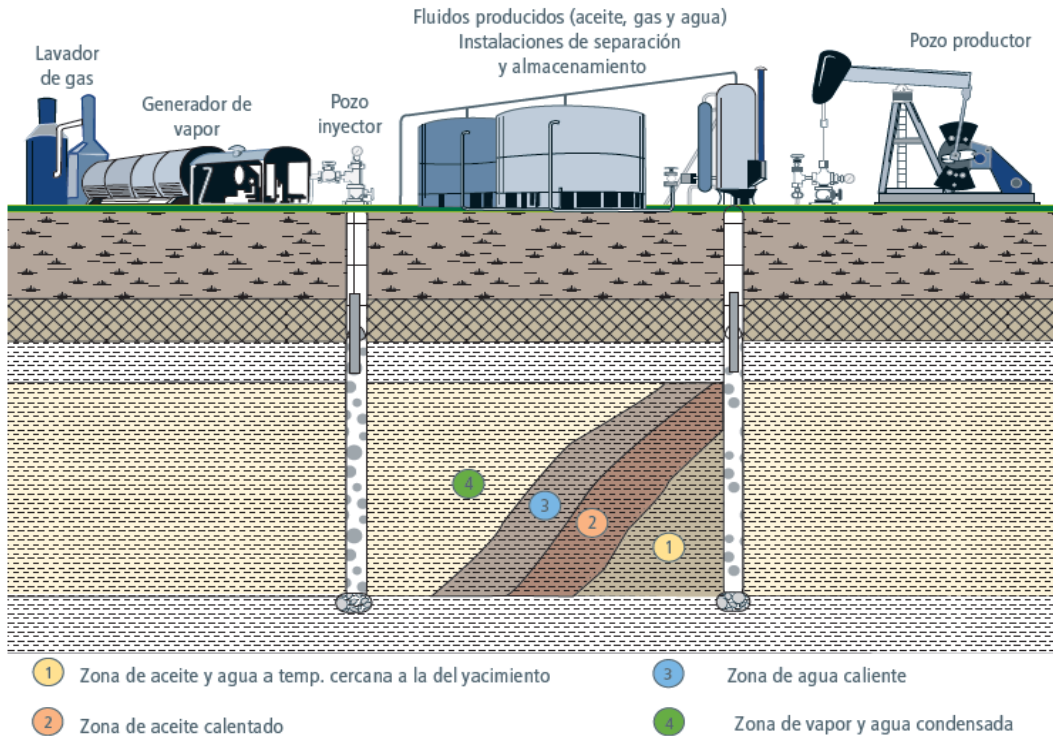


Figura 27. Diagrama de inyección de vapor/ Tomada de: *El futuro de la Producción de Aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada IOR-EOR, CNH.*

Inyección cíclica de vapor.^{19, 25}

También conocida como “huff and puff”, es un proceso cíclico en el cual el mismo pozo es usado para inyección y producción. Su nombre se refiere a la alternabilidad entre la etapa de inyección y producción. Los ciclos se repiten hasta que deje de ser rentable o se incremente la producción de agua. Se aplica en aceites pesados, el vapor reduce la viscosidad del aceite mejorando la movilidad. Cuando el aceite se enfría se repite el proceso hasta que deje de ser rentable. Se usa en yacimientos poco profundos.

Consiste en inyectar en un pozo un volumen prestablecido de vapor por un periodo de tiempo (1 a 3 semanas), posteriormente, el pozo se cierra y se deja en remojo por unos días para que el vapor caliente la formación productora y se disperse uniformemente alrededor del pozo. Finalmente se abre nuevamente el pozo a producción. Éste ciclo se repetirá varias veces, en cada nuevo ciclo se producirá una cantidad de aceite menor que en el ciclo anterior. En un proceso típico se inyectan aproximadamente 1000 barriles de agua en forma de vapor por día.

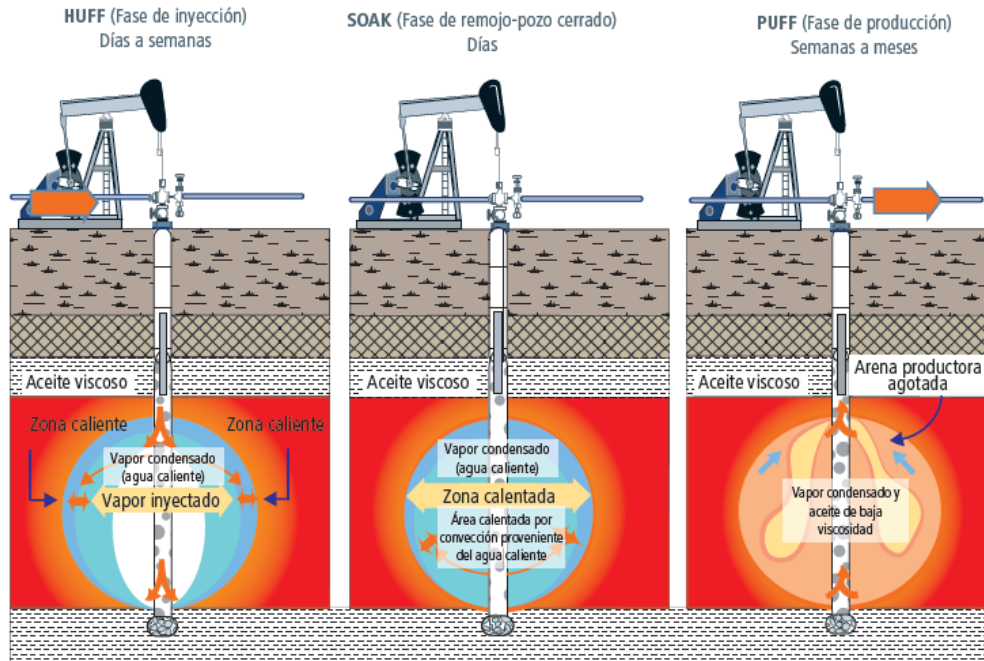


Figura 28. Diagrama de inyección de vapor/ Tomada de: *El futuro de la Producción de Aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada IOR-EOR*, CNH.

La relación de aceite-vapor es de 1ft^3 de vapor inyectado por cada 1ft^3 de aceite producido. La recuperación es baja debido a que el frente del calor sólo afecta a una parte del yacimiento.

Las ventajas de éste proceso son que tienen bajo costo al efectuar el proceso en el campo y los costos de desarrollo son menores que en otros procesos térmicos. Una desventaja es que existe el riesgo que la expansión térmica cause daños a la formación mientras se está inyectando el vapor.

SAGD.²⁰

Steam Assisted Gravity Drainage, la inyección de vapor asistida por segregación gravitacional aprovecha la segregación vertical del vapor a través de dos pozos horizontales, el pozo productor horizontal se encuentra localizado en el mismo plano vertical. El proceso de inyección de vapor asistido por gravedad SAGD sólo se ha implementado en arenas bituminosas de Canadá.

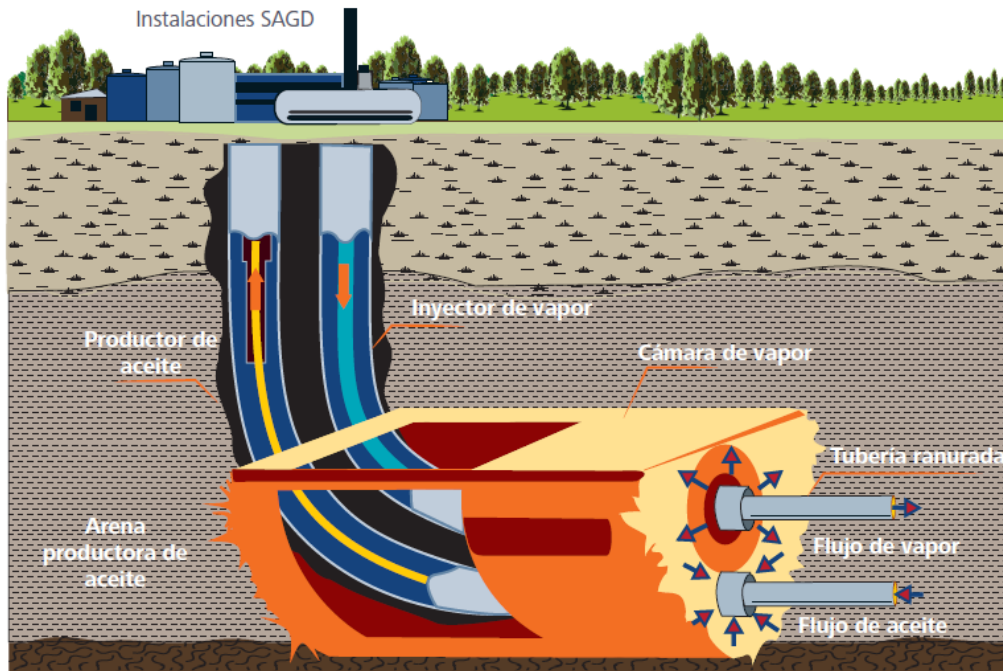


Figura 29. Diagrama de inyección de vapor asistida por segregación gravitacional/Tomada de: *El futuro de la Producción de Aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada IOR-EOR, CNH.*

El objetivo del proceso es introducir el vapor continuamente y remover el vapor condensado que se va formando al ir avanzando el frente de calentamiento junto con el aceite que se va calentando, el cual ha reducido su viscosidad y por lo tanto mejora la eficiencia de desplazamiento.

En la figura siguiente, podemos observar cómo funciona el proceso, el pozo inyector se encuentra en la parte superior mientras que en la parte inferior se encuentra el pozo productor, el vapor se introduce por el pozo inyector en un punto no muy alejado de la base del yacimiento y tiende a elevarse, mientras que el aceite calentado tiende a caer hacia el fondo. La cámara de vapor que se va formando encima del pozo productor, se mantiene a una presión constante durante todo el proceso y está rodeada de la arena petrolífera fría a través de la cual fluye el vapor hacia la interfase y se condensa, esto permite que el aceite drene por gravedad hasta el pozo productor.

Es deseable inyectar a una presión igual o ligeramente menor que la existente en los alrededores del yacimiento, para prevenir el flujo de fluidos fuera del patrón de recuperación.

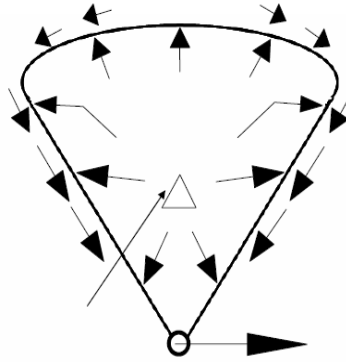


Figura 30. Funcionamiento del proceso SAGD/ Tomada de: *Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos, París M.*

Combustión en sitio.^{14, 15, 25}

Recupera el aceite por medio del aumento de temperatura y presión debido a la generación de calor por oxidación de hidrocarburos y producción de gases ligeros y vapor de agua. Es un método utilizado con gran frecuencia, ya que existe una gran disponibilidad de aire, el costo es bajo.

El proceso inicia bajando un calentador o quemador que se coloca en el pozo inyector, después se inyecta aire hacia el fondo del pozo y se efectúa una ignición (espontánea o inducida), después de que se calientan los alrededores del fondo del pozo, se saca el calentador, pero se continúa con la inyección de aire para mantener la combustión y así esta avanza, cerca del 10% del aceite en el yacimiento se quema para generar calor, así se obtiene una alta eficiencia térmica. El aire se enriquece con oxígeno, y se inyecta para oxidar el petróleo, dando como resultado la producción de grandes volúmenes de gases residuales que causan problemas mecánicos como: baja eficiencia de bombeo, abrasión, erosión etc. Además se crea más restricción al flujo de aceite en el yacimiento debido a la alta saturación de gas. A medida que el proceso de combustión avanza, se genera calor dentro de una zona de combustión muy estrecha, hasta una temperatura muy elevada (200 a 800 °C). Inmediatamente delante de la zona de combustión, ocurre el craqueo del aceite que origina el depósito de las fracciones más pesadas (coque), las cuales se queman para mantener la combustión

Existen tres procesos de combustión en el yacimiento:

- Convencional o hacia adelante, la combustión avanza en la misma dirección del flujo de fluidos
- Combustión en reverso o en contracorriente , la zona de combustión se mueve en dirección opuesta a la del flujo de fluidos
- Combustión húmeda COFCAW, en el que se inyecta agua alternadamente con aire, así se crea vapor que contribuye a una mejor utilización del calor y reduce los requerimientos del aire

La combustión en sitio ha demostrado ser económica en la recuperación de aceite pesado de yacimientos someros, y en aceite más ligero de yacimientos profundos.

En aceites pesados la generación de vapor de agua y la subsecuente reducción de la viscosidad son los principales mecanismos de desplazamiento. En aceites ligeros, el calor generado es de vapor secundario y la generación de gases de combustión es el factor primario en el desplazamiento de aceite.

Combustión convencional o hacia adelante.¹⁹

La combustión es hacia adelante porque la ignición ocurre cerca del pozo inyector y el frente de combustión se mueve del pozo inyector al pozo productor. La zona de combustión actúa como un pistón, debe quemar o desplazar todo lo que se encuentre delante de su avance. A medida del avance la operación se vuelve más costosa y difícil.

Combustión en reverso¹⁹

La formación se enciende desde los pozos productores, la zona de combustión se mueve en contra de la corriente de aire, en la dirección hacia donde aumenta la concentración de oxígeno. Los fluidos producidos deben fluir a través de las zonas de altas temperaturas (500-700°F), hacia los productores. La viscosidad del aceite disminuye por un factor de 10000 o más, se aplica en aceites muy viscosos.

No es tan eficiente como la combustión convencional, ya que una fracción considerable del aceite se quema como combustible, mientras que la fracción no deseable permanece en la región detrás

del frente de combustión. Además requiere el doble de cantidad de aire que el método convencional.

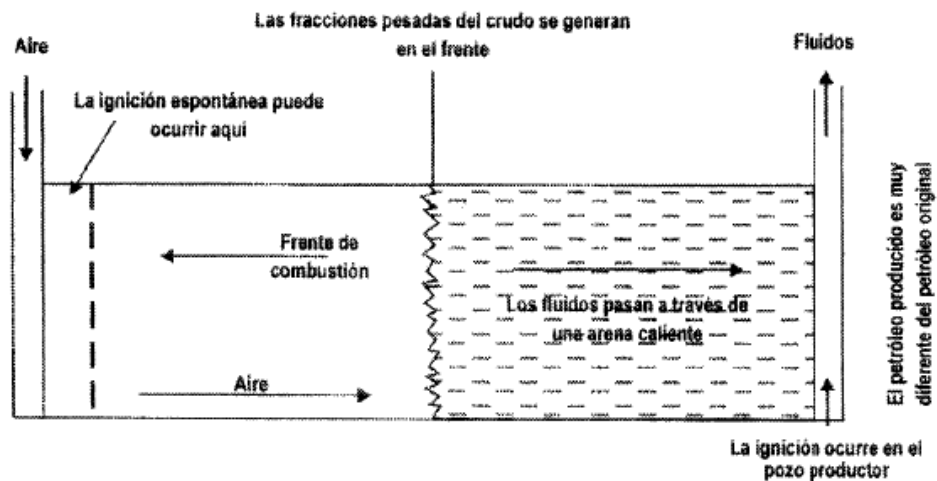


Figura 31. Diagrama de combustión en sitio en reverso/Tomada de *Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos*, París M.

Combustión húmeda ¹⁹

El agua por su capacidad calorífica y a su calor latente de vaporización puede utilizarse ventajosamente. Cuando el agua se inyecta en el pozo inyector se logra la recuperación del calor ya que toda o parte del agua se vaporiza y pasa a través del frente de combustión, con lo cual transfiere calor adelante.

Las ventajas que reducen la relación aire-aceite se alcanzan con la combustión húmeda, ya que al reducirse la viscosidad del aceite frío se extiende la zona del vapor o zona caliente a una distancia mayor delante del frente de combustión, lo que permite que el aceite se mueva y opere a menor presión y con menos combustible. Factor de recuperación de 50%, la relación aire-aceite es 1000-3000 ft³.

En la siguiente figura podemos observar las distintas zonas que se presentan durante éste proceso, con el fin de incrementar la producción de hidrocarburos.

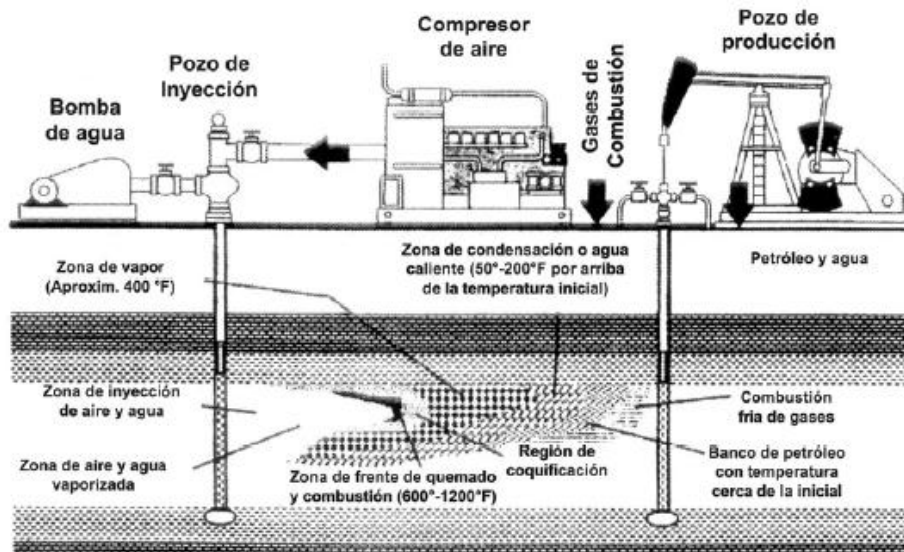


Figura 32. Zonas de un proceso de combustión in situ/Tomada de Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos, París M.

1. Zona de aire inyectado y zona de agua: se extingue a medida que el frente de combustión avanza
2. Zona de aire y agua vaporizada: el agua inyectada se convierte en vapor en esta zona debajo del calor residual. El vapor fluye hacia la zona no quemada y ayuda a calentarla
3. Zona de combustión: avanza a través de la formación hacia los pozos productores.
4. Zona de craqueo: Las altas temperaturas que se desarrollan delante de la zona de combustión causan que las fracciones más livianas del aceite se vaporicen, dejando un carbón residual formado por las fracciones más pesadas "coque" actúa como combustible para mantener el avance del frente de combustión.
5. Zona de vapor o vaporización: a los 400°F se desarrolla una zona de vaporización que contiene productos de la combustión, hidrocarburos livianos vaporizados y vapor
6. Zona de condensación o de agua caliente: debido a la distancia del frente de combustión, tiene enfriamiento y causa que los hidrocarburos livianos se condensen y que el vapor se convierta en agua caliente (50 a 200 F) esto desplaza al aceite miscible hacia los pozos productores, el agua lo adelgaza.
7. Banco de aceite: se encuentran presentes aceite más agua más gases de combustión
8. Gases fríos de combustión: El banco de aceite se enfriará a medida que se mueva hacia los pozos productores, la temperatura caerá hasta un valor cercano a la temperatura inicial del

yacimiento. El CO₂ contenido en los gases de combustión es beneficioso debido a su disolución con el crudo, lo cual produce hinchamiento y reducción de la viscosidad.

Este método presenta grandes limitaciones ya que el aceite producido debe pasar a través de una región fría y si es muy viscoso, ocurrirá un bloqueo de los líquidos, lo cual puede ocasionar la finalización del proceso, el calor almacenado fuera de la zona quemada no es utilizado ya que el aire no es capaz de transportar el calor hacia delante y los gases de combustión y vapores livianos tienden a ocupar la porción superior de la zona de producción

THAI, Toe to Heel Air Injection ¹⁵

Es un proceso de pozos horizontales, y opera con un desplazamiento de corta distancia, repara los problemas que causa la combustión en sitio ya que opera con un desplazamiento de larga distancia, (cientos de metros de distancia entre la zona de aceite móvil y el pozo). Es utilizada mayormente en aceites pesados y poco frecuente en aceites medianos, los cuales se mueven en la zona de aceite móvil, que se encuentra delante del frente de combustión, drena en la sección abierta del pozo productor horizontal situado abajo a una distancia corta.

Opera con un régimen de alta temperatura de oxidación HTO (high temperature oxidation), entre 450 y 600°C en aceites pesados, es esencial para evitar baja temperatura de oxidación LTO (low temperature oxidation).

El factor de recuperación es de 80 a 85% del aceite original en sitio, el aumento en la calidad del aceite de 6 a 8 °API alta eficiencia térmica y reducción considerable de efectos ambientales nocivos ya que presenta una reducción de azufre 30-40%, nitrógeno >90%, metales pesado >90%.

Existe una variación de éste proceso llamada CAPRI, la cual únicamente se le agrega al proceso convencional de THAI un catalizador relleno de grava alrededor del pozo productor horizontal, el aceite, más ligero de la zona de aceite móvil es desplegado y fluye por la capa anular del catalizador.

3.5.2 Métodos químicos²³

Los métodos químicos consisten en inyectar al yacimiento sustancias químicas que normalmente no se encuentran dentro de él, con el fin de mejorar la movilidad del aceite y reducir la tensión interfacial, los métodos son inyección de polímeros, surfactantes, alcalinos y algunas combinaciones entre ellos.

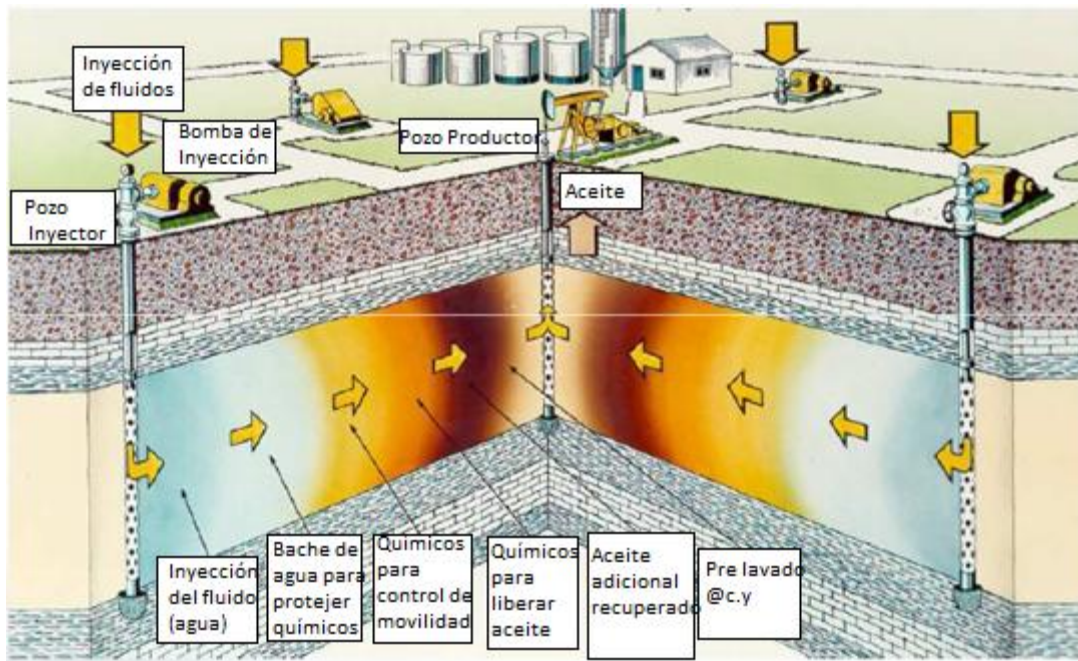


Figura 33. Métodos químicos/ Tomada de: National Energy Technology Laboratory

Inyección de polímeros.^{15, 19, 21}

Consiste en añadir al agua de inyección un bache de polímeros solubles en agua, de alto peso molecular, para reducir su movilidad, como resultado se incrementa la viscosidad de la solución polimérica y decrece la permeabilidad de la formación, al bajar la permeabilidad incrementa la eficiencia de inundación de la solución a través de un aumento de la eficiencia de recuperación y una disminución de la saturación del aceite. Debido a esto mejora la movilidad agua-aceite, lo cual da como resultado un mejor desplazamiento y barrido más completo.

El objetivo de la inyección de polímeros consiste en mejorar la eficiencia desplazamiento y el barrido volumétrico

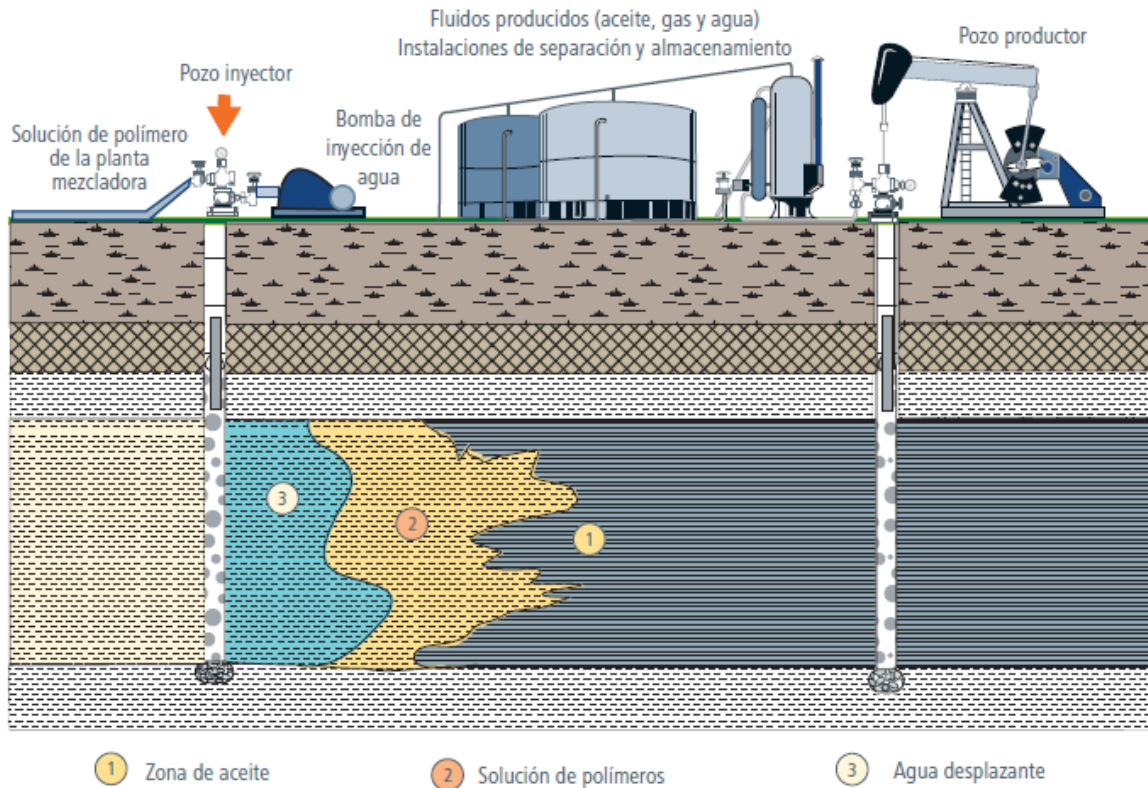


Figura 34. Inyección de polímeros/Tomada de: *El futuro de la Producción de Aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada IOR-EOR, CNH.*

La inyección de polímeros puede ser económicamente viable únicamente cuando la movilidad del agua de inyección es alta, el yacimiento es altamente heterogéneo o ambos factores. Esta técnica incrementa el factor de recuperación aproximadamente 5%. Los polímeros usados son solubles en agua e insolubles en aceite como policramidas, polisacáridos y polóxidos.

Son usadas en tres formas para incrementar la recuperación de aceite:

- Tratamiento con polímeros cerca del pozo: los tratamientos en pozos de producción son diseñados para reducir el flujo de fluidos desde zonas que producen mucha agua. Los tratamientos en pozos de inyección son diseñados para reducir el volumen de agua que ingresa a las zonas de alta permeabilidad.
- Gelación en sitio: se usa para taponar zonas de alta permeabilidad. La técnica funciona agregando a la solución polimérica a inyectar un catión metálico inorgánico que une las moléculas del polímero inyectado con las moléculas que rodean la superficie de la roca.

- Desplazamiento con soluciones poliméricas: reduce la movilidad de los fluidos desplazantes de esta manera mejora la eficiencia a la cual el aceite debe ser desplazado. La inyección polimérica no reduce la saturación residual del aceite, pero reduce la cantidad de agua que debe ser inyectada antes de alcanzar la saturación residual.

Inyección de surfactantes^{15, 19, 21}

Los surfactantes son compuestos orgánicos provenientes del petróleo crudo y otros aditivos, que mezclados a bajas concentraciones en agua reducen la tensión interfacial, cuando la tensión interfacial entre dos líquidos inmiscible es menor, se lleva a cabo la emulsión.

La inyección de surfactantes-polímeros, consiste en inyectar al yacimiento un bache de agua, surfactante, carbonato de sodio, un codisolvente (generalmente alcohol), y posiblemente hidrocarburo. Éste primer bache es empujado por otro de polímeros para asegurarse que la movilidad de el primer bache esté controlada.

Recupera del 20 a 40% del petróleo residual en sitio, mejora la eficiencia del barrido volumétrico, provoca un desplazamiento miscible sin desventajas de movilidad desfavorable y segregación gravitacional.

La principal causa de falla es que las tensiones interfaciales no se reducen lo suficiente. Los surfactantes son baratos y fáciles de obtener

Los surfactantes son moléculas de cadena intermedia a larga que poseen una sección hidrofílica como una sección hidrofóbica. Por lo tanto, las moléculas se acumulan en la interfase agua-aceite y reducen la tensión interfacial entre las fases. Las fuerzas capilares impiden que el aceite se desplace a través de las restricciones mojables por agua, como las gargantas de poro, la reducción de estas fuerzas puede incrementar la recuperación. Cuando el número capilar es muy alto predominan las fuerzas viscosas y el aceite remanente puede ser desplazado.

Los surfactantes se encuentran entre los inyectantes más caros para los proyectos de EOR.

Invasiones álcalis.^{15, 19, 21}

La inyección de soluciones alcalinas emplea un proceso de emulsificación en sitio. Los álcalis reaccionan en sitio con los ácidos del aceite formando surfactantes. El método consiste en añadir al agua de inyección ciertas sustancias químicas (hidrato de sodio, carbonato de sodio, sosa cáustica o silicato de sodio) las cuales reaccionan con los ácidos orgánicos del aceite en el yacimiento, así se van formando surfactantes, así el aceite se produce por:

- Reducción de la tensión interfacial
- Cambio de mojabilidad, de mojado por aceite a mojado por agua o viceversa
- Emulsificación y entrapamiento de aceite para ayudar a controlar la movilidad
- Emulsificación y arrastre de aceite
- Solubilización de las partículas rígidas de aceite en la interfase agua-aceite

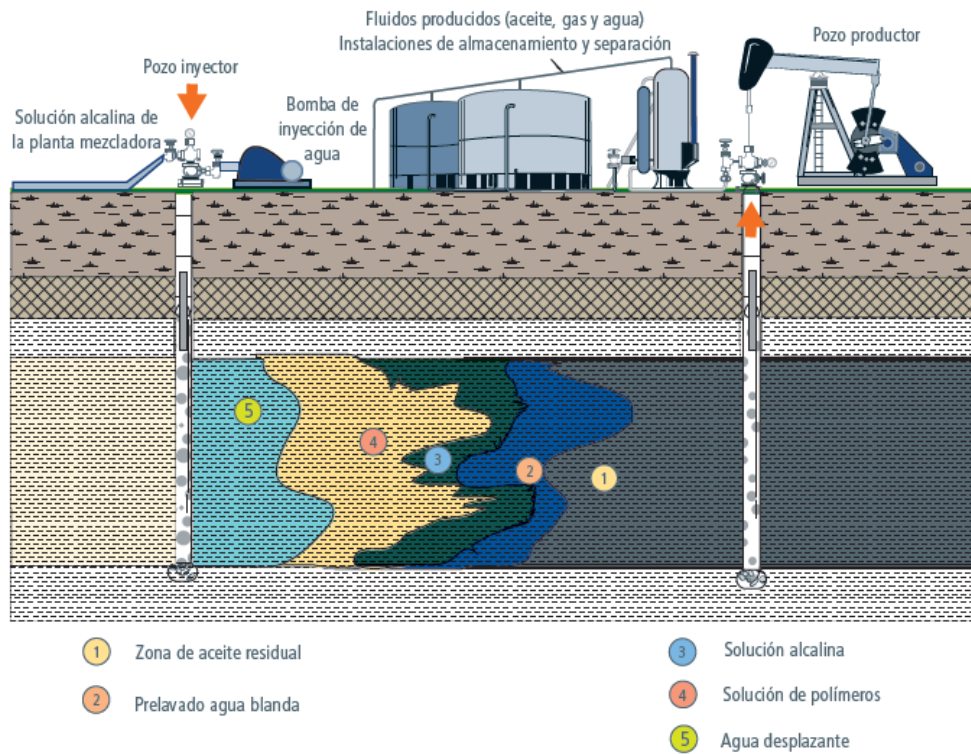


Figura 35. Inyecciones álcalis/ Tomada de: *El futuro de la Producción de Aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada IOR-EOR, CNH.*

En crudos livianos existe mayor concentración de álcali mientras que en crudos pesados existe menor concentración. Se aplica a aceites de alta viscosidad y puede mejorar la eficiencia de barrido y de desplazamiento. Si existen altas temperaturas se puede consumir álcali en exceso, debido a las reacciones que tiene con arcillas, minerales, sílice presentes en la arena. No se aplica en carbonatos, ya que contienen anhidrita y yeso, los cuales reaccionan desfavorablemente con sustancias cáusticas

Es un proceso barato, además de ser aplicable en un amplio rango de yacimientos, presenta algunas desventajas ya que puede provocar corrosión en tuberías y tanques de almacenamiento además de que es necesario un gran consumo de solución alcalina.

3.5.3 Métodos de inyección de gases miscibles²¹

Los métodos de inyección de gases miscibles tienen como propósito reducir la tensión interfacial entre el fluido inyectado y el aceite dentro del yacimiento. Los métodos más usados son la inyección de dióxido de carbono CO_2 , la inyección de nitrógeno N_2 , el inyección de alguno de los gases anteriores (N_2 o CO_2) alternándolo con agua (water alternating gas, WAG), y la inyección de hidrocarburos ligeros.

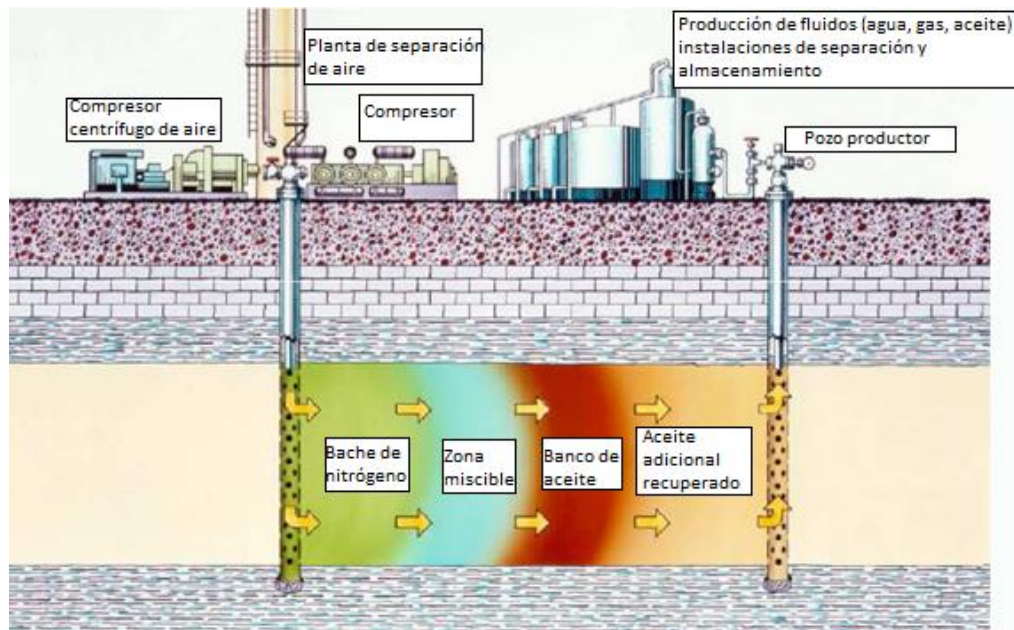


Figura 36. Métodos de inyección de gases/Tomada de: National Energy Technology Laboratory

Inyección de CO₂^{15,19, 21, 25}

Es el método miscible más usado además de ser el principal método de recuperación en Estados Unidos para yacimientos que ya fueron tratados antes con inyección de agua.

Se aplica a un amplio rango de yacimientos, a presiones de miscibilidad mucho más bajas que en los procesos con gas vaporizante. Reduce la viscosidad del aceite y la tensión interfacial, se usa en aceites moderadamente ligeros a ligeros (mayores a 25°API), en yacimientos profundos, se debe tener disponibilidad de CO₂, (recomendablemente de una fuente cercana ya que el transporte y la infraestructura necesaria para el CO₂ incrementa sustentablemente la inversión en éste método). Es soluble en agua, lo que ocasiona pérdidas de CO₂, para su reinyección.

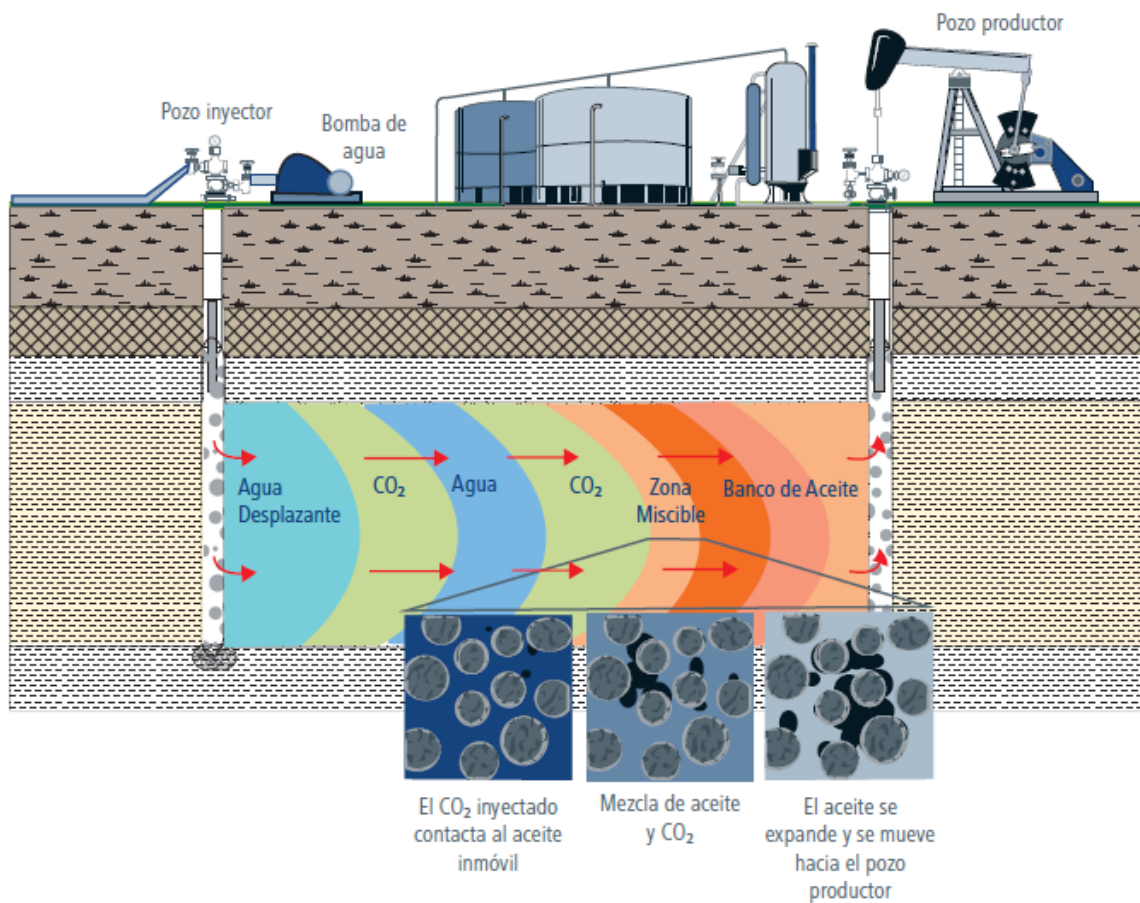


Figura 37. Inyección de CO₂/Tomada de: *El futuro de la Producción de Aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada IOR-EOR, CNH.*

Existen dos procesos de inyección de dióxido de carbono: el miscible y el inmisible. En el proceso miscible la evaporación del crudo, el desarrollo de miscibilidad y la reducción de la tensión interfacial son muy importantes, mientras que en el desplazamiento inmisible la reducción de la viscosidad del crudo y el hinchamiento del aceite son efectos más importantes.

La inyección de CO₂ es prácticamente implementada y basada en fuentes naturales de CO₂ cercanas a los yacimientos. El uso de CO₂ como método de EOR se justificará si existen fuentes cercanas de este gas y el mismo pueda generarse a costos razonables debido a los altos costos de captura, separación y transporte de CO₂ unido a la falta de regulaciones claras de cada país

Éste proceso presenta algunas desventajas como: problemas de corrosión, reducción de la eficiencia de barrido como consecuencia de la baja viscosidad del CO₂ que tiende a canalizar desde el pozo inyector al pozo productor, entre otras.

Para incrementar la recuperación de hidrocarburos bajando al mínimo la tensión interfacial y consecuentemente la retención capilar de aceite, se requiere una inyección de gases a presiones mayores que la PMM (presión media de miscibilidad, definida como la condición física entre dos o más fluidos que permitirán que se mezclen en todas las proporciones sin la presencia de una interfase) con estas condiciones se puede incrementar los factores de recuperación de 7 a 23%.

Se tienen mayores factores de recuperación en yacimientos invadidos por agua, ya que el CO₂ es altamente soluble en agua, así el CO₂ se mezcla con el agua reduciendo la tensión interfacial del sistema y el entrapamiento capilar del aceite en el medio poroso. El buzamiento en la formación es deseable ya que hay cierta estabilización de la gravedad del desplazamiento que normalmente tiene una relación de movilidad desfavorable.

La inyección de CO₂ plantea la oportunidad de utilizar los yacimientos agotados para el almacenamiento de CO₂ lo cual contribuye al cuidado del medio ambiente reduciendo el efecto invernadero.

Inyección de N₂^{15, 19 21}

Consiste en inyectar nitrógeno al yacimiento, de ésta manera se forma un frente miscible debido a la evaporación de componentes ligeros presentes en el aceite, el gas al irse desplazando se va enriqueciendo de componentes del crudo, desde los pozos inyectoros hasta los pozos productores, en consecuencia el primer frente de gas puede alcanzar tan alto grado de enriquecimiento que se convierte en solución o se mezcla con el crudo, la interfase entre el aceite y el gas desaparece, y se forma una mezcla homogénea. La inyección de N₂ al igual que la inyección de CO₂, se pueden llevar a cabo también como un proceso WAG es decir alternar a la inyección de gas la inyección de agua, para así mejorar la eficiencia de barrido y de esa manera obtener una mejor recuperación de aceite.

Éste método se aplica en yacimientos con profundidad igual o mayor a 5000 pies a fin de mantener las altas presiones de inyección (iguales o mayores a 5000 psi), las cuales son necesarias para alcanzar miscibilidad del crudo con el nitrógeno sin fracturar la formación. Se aplica en aceites ligeros (mayores a 35°API) y ricos en etano y hexano. Se espera inyección de nitrógeno en el golfo de México dada la capacidad de generación de N₂ en la zona.

WAG^{15,19}

Es un proceso que permite controlar la inestabilidad del frente de desplazamiento y mejorar la eficiencia de barrido vertical al disminuir la razón de movilidad, y por lo tanto, aumentar la eficiencia de barrido volumétrico. Consiste en inyectan tapones de agua y gas alternadamente, los cuales se mueven secuencialmente recorriendo la misma ruta en el yacimiento hacia los pozos productores en una relación agua-gas determinada, de manera que el tapón de agua no alcance el banco de fluido miscible (gas) donde está ocurriendo el mayor desplazamiento principal.

WAG es el método preferido para desarrollar yacimientos de crudo liviano y gas condensado en campos costa afuera.

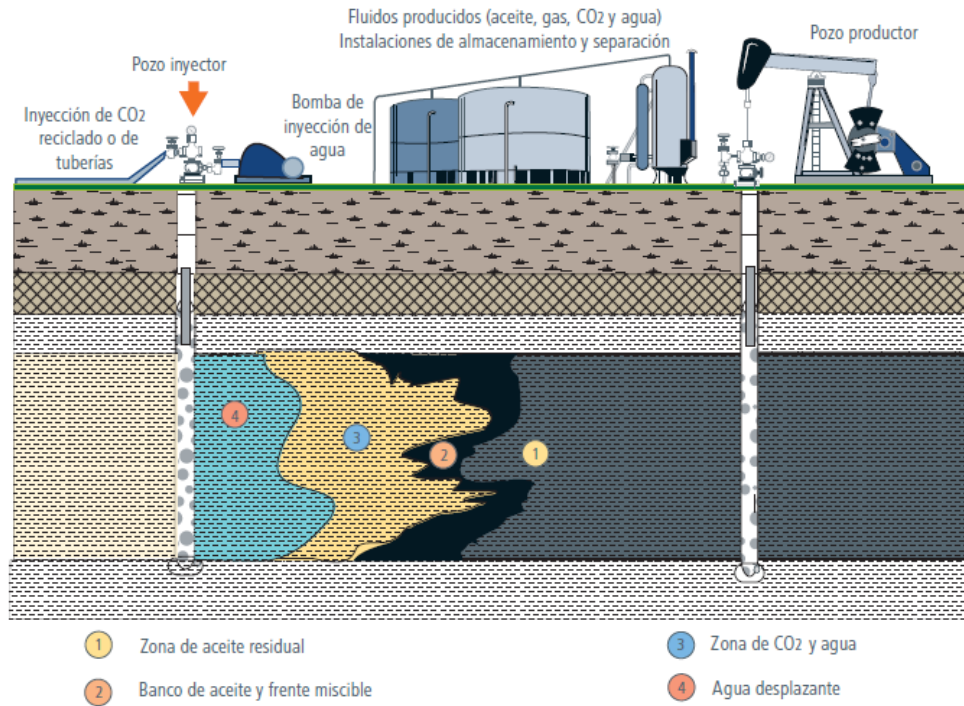


Figura 38. Inyección de CO₂ alterno con agua, proceso WAG/ Tomada de: *El futuro de la Producción de Aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada IOR-EOR*, CNH.

Inyección de Hidrocarburos miscibles ²¹

Consiste en inyectar hidrocarburos ligeros al yacimiento, son usados tres diferentes métodos. Un método es la inyección de gas licuado de petróleo (LPG) en el cual se inyecta un bache de aproximadamente 5% del volumen poroso, seguido del gas natural u otro gas y agua. El segundo método es la inyección de gas enriquecido, el cual consiste en inyectar un bache de gas natural enriquecido con etano hasta hexano seguido por otro gas (comúnmente metano) y posiblemente agua, éste bache es aproximadamente de 10 a 20 % del volumen poroso; los componentes con los cuales el gas se ha enriquecido se transfieren al aceite. Finalmente, el tercer método es inyectar gas vaporizante a alta presión, el cual vaporiza los componentes del aceite para que éste sea desplazado.

3.5.4 Otros métodos

Existen algunos otros métodos que no entran en alguna de las clasificaciones anteriores como lo es la inyección microbiana entre muchas otras que aún no han sido implementadas o no son muy comunes.

Inyección microbiana¹⁷: consiste en inyectar una solución de microorganismos y nutrientes, los cuales son utilizados para producir químicos que contribuyen a mejorar la recuperación de aceite. Como resultado de éste método se reduce la viscosidad del aceite debido a la producción de gas, se mejora la permeabilidad absoluta de la roca debido a los ácidos que disuelven la matriz de la roca, se crea taponamiento por microorganismos.

CAPÍTULO 4

“Aspectos de aplicación de los métodos de recuperación mejorada”

4.1 Introducción

Después de un proceso de recuperación primaria y secundaria, aún queda dentro del yacimiento de 60 a 80% del volumen original de aceite, que no se ha logrado recuperar por diversos factores, principalmente por la pérdida de presión dentro del yacimiento. Es por eso que la implementación de algún proyecto de recuperación mejorada en un yacimiento que ha perdido tanta presión como para disminuir drásticamente su producción, sería conveniente ya que con el podríamos incrementar el factor de recuperación.

Los proyectos de EOR, son proyectos que tardan algún tiempo en consolidarse, ya que contiene diferentes etapas y para cada etapa es necesario un lapso de tiempo dado, en la siguiente figura se muestra la gráfica de tiempo de algunas de las etapas de un proyecto de EOR.²⁶

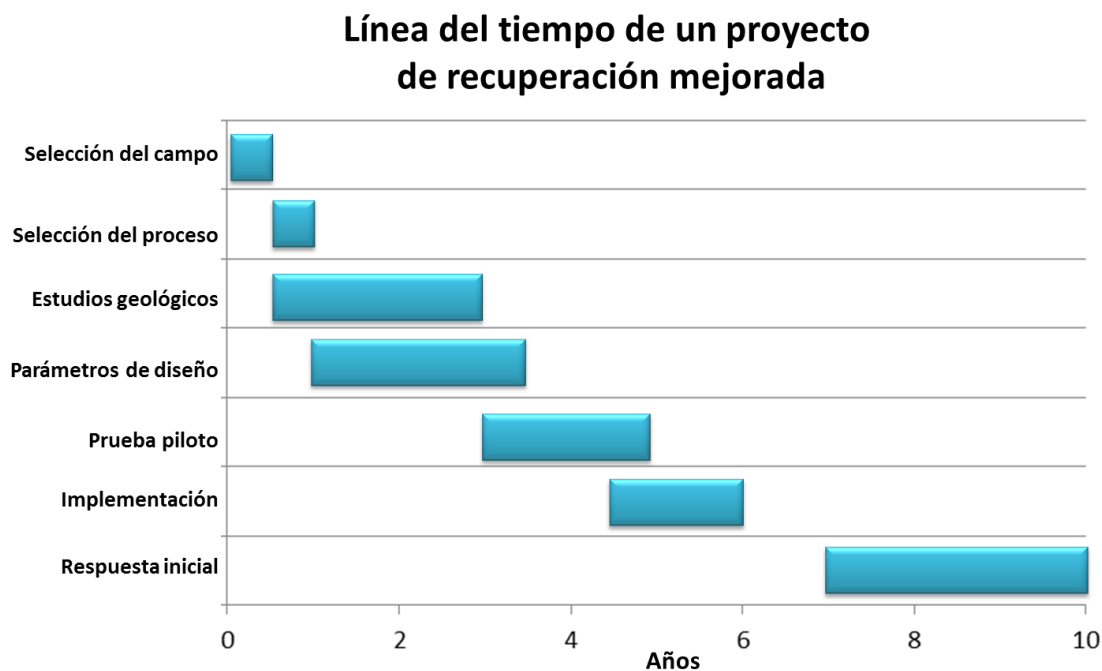


Figura 39. Línea del tiempo de un proyecto de recuperación mejorada/Tomada de: *EOR the Time is Now*, Bondor P.

²⁶ Bondor P. *EOR the time is now*. Society of Petroleum Engineers, SPE.

4.2 Estatus de EOR a nivel mundial²⁷

La producción mundial de aceite proveniente de métodos de EOR, se ha mantenido estable durante los últimos años, contribuyendo con cerca de 3 millones de barriles por día en 2010, comparándola con la producción mundial total para ese año (85 millones BPD) representa el 3.5 % de la producción.

El siguiente diagrama de pastel muestra la posible aportación de cada país según el potencial que tienen para producir por algún método de EOR, cabe señalar que lo anterior no significa que en este momento se esté llevando a cabo algún proceso de EOR, como en el caso de México, el cual se ubica según el diagrama en el quinto lugar mundial en el potencial de producir por métodos de recuperación mejorada, pero por el momento sólo cuenta con un proyecto de este tipo, esto nos indica que en México existe un gran volumen que podría ser recuperado por algún método.

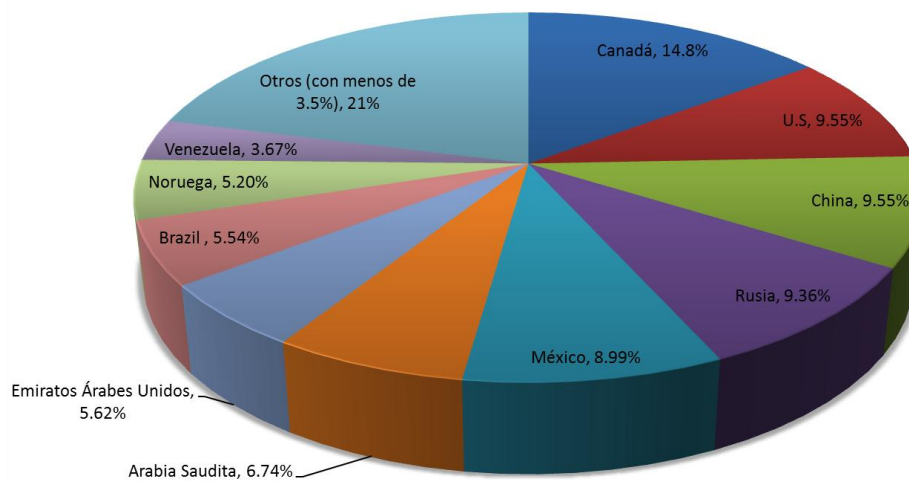


Figura 40. Producción mundial de EOR para 2015, según el potencial de cada país/ Tomada de: EOR: Promesa incumplida o un gran futuro?. Manrique E.

La mayor parte de la producción por EOR proviene de los métodos térmicos los cuales aportan 2 millones de barriles por día, que incluye aceite pesado de Canadá, Estados Unidos de América, Venezuela, Indonesia, Omán, China entre otros. La inyección de CO₂ contribuye con un tercio de millón de barriles por día en la cuenca de Pérmico en EUA y en el campo Weyburn en Canadá. La

²⁷ Kocal S. Enhanced oil recovery: challenges and opportunities. EXPEC Advanced Research Centre, Saudi Aramco, 2010.

inyección de gas de hidrocarburos contribuye con un tercio de millón de barriles por día, esto proviene de proyectos en Venezuela, Alaska, Canadá y Libia. La inyección de químicos, que mayormente se aplica en China aporta un tercio de millón de barriles de petróleo por día. Lo anterior se puede observar en la siguiente gráfica.²⁷

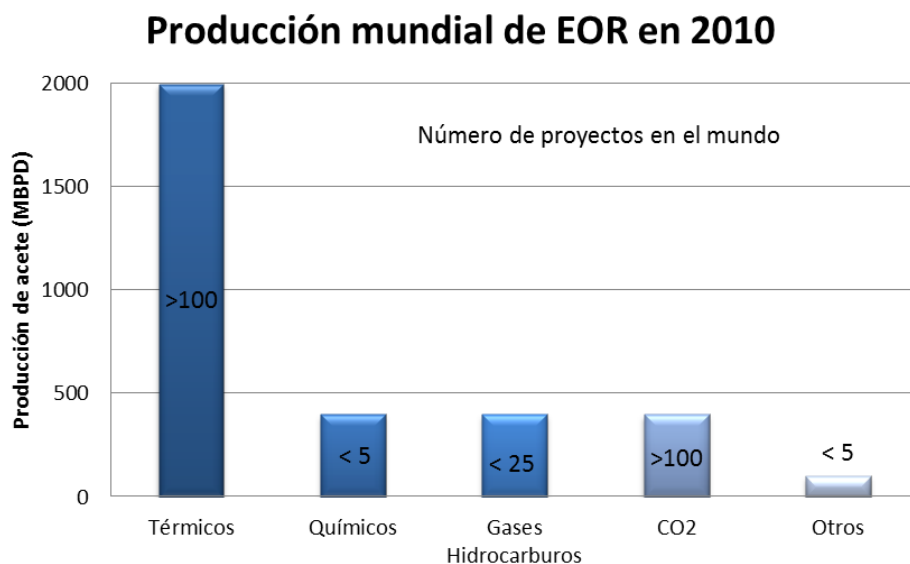


Figura 41. Producción mundial de EOR en 2010/ Tomada de: *Enhanced oil recovery: challenges and opportunities*, Kosal S

4.2.1 Madurez de métodos de EOR

Pese a que existen muchos métodos de recuperación mejorada hoy en día, no todos nos ofrecen la misma certidumbre de su funcionamiento, ya que muchos no han sido llevados a nivel de campo y se han quedado en la etapa de prueba piloto. Pero existen otros métodos que han madurado al ser más frecuentemente utilizados ya que brindan buenos resultados técnicos y económicos. Los métodos más usados son la inyección de vapor y la inyección de gases miscibles las cuales son tecnologías maduras. En cuanto a los procesos químicos la inyección de polímeros ha ido alcanzando un estatus comercial, como lo apreciamos en la Figura 42. La inyección de ácidos de gas, la combustión en sitio, la inyección de vapor a alta presión y las combinaciones de inyecciones de químicos aún están en la etapa de desarrollo de la tecnología. Las nuevas tecnologías de inyección microbiana y procesos híbridos están en la fase de investigación y desarrollo.

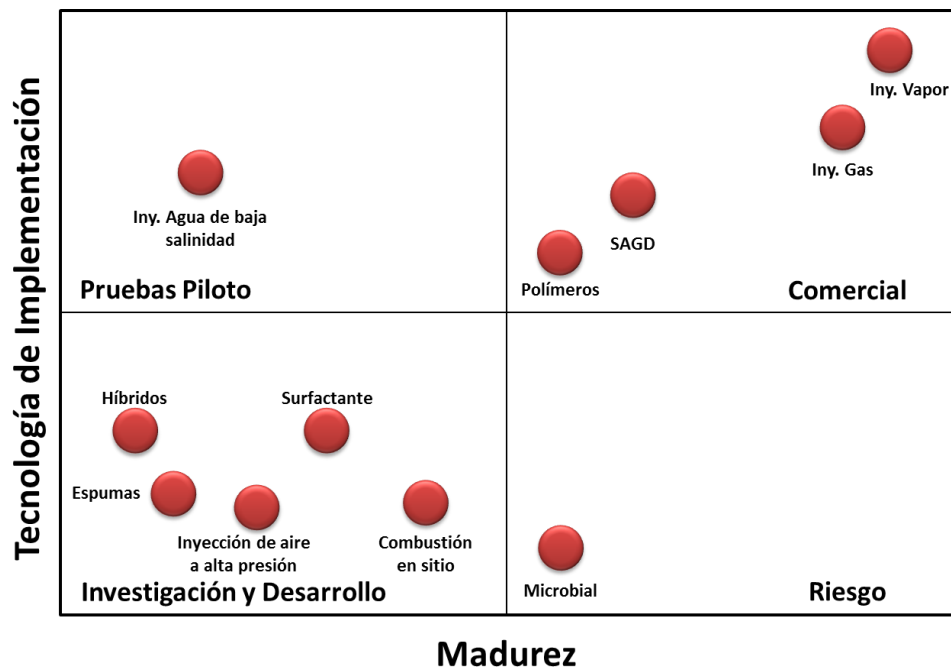


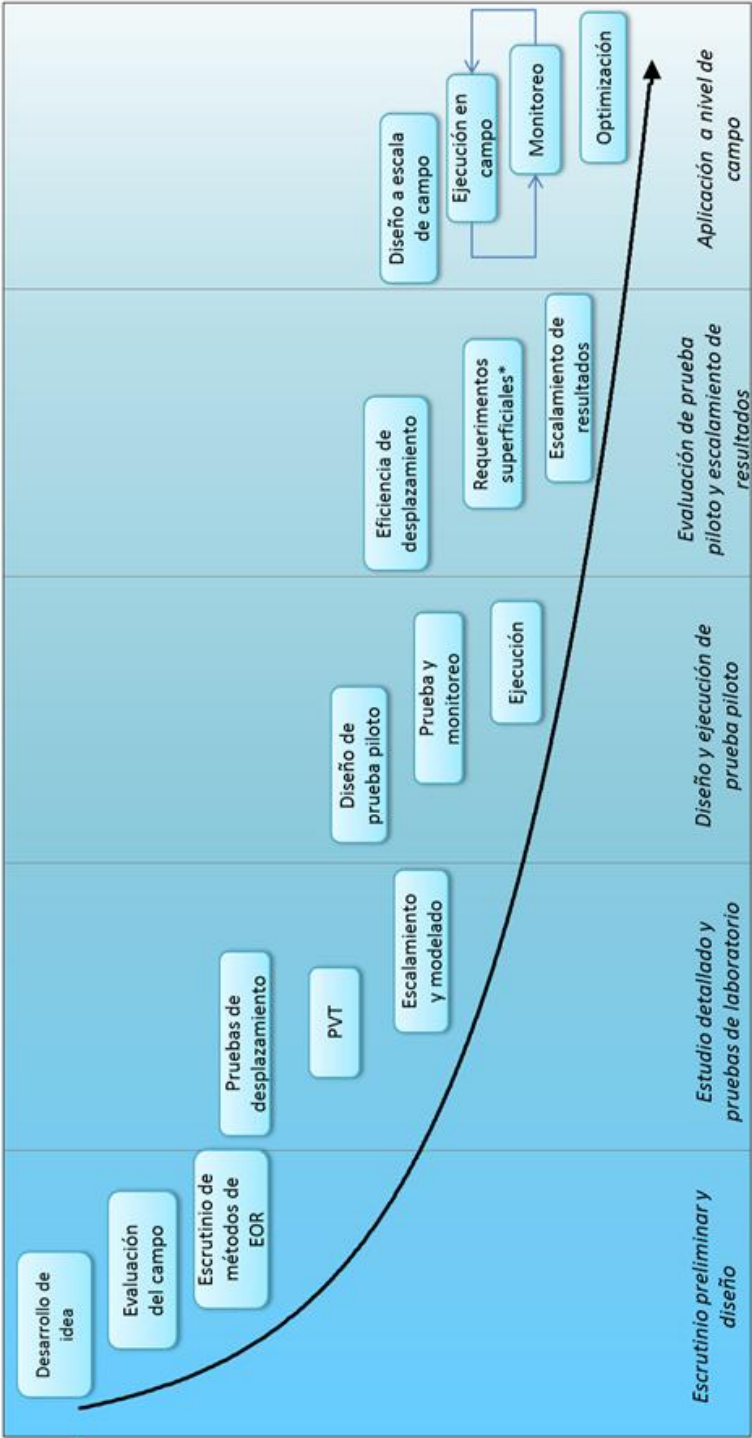
Figura 42. Madurez y desarrollo de los procesos de EOR/Tomada de: *Enhanced oil recovery: challenges and opportunities* Kokal S.

4.3 Etapas de un proyecto de EOR

EL objetivo de una evaluación de los métodos de EOR es el reducir la incertidumbre del yacimiento así como el riesgo económico. Los procesos de EOR son tecnologías que requieren de varias etapas que tardan diferentes periodos de tiempo (Figura 39) antes de obtener resultados, en la siguiente figura podemos observar las distintas etapas que conlleva la aplicación de dichos procesos. Las primeras etapas son las que contienen mayor riesgo e incertidumbre y menor esfuerzo en inversión, mientras que en las etapas finales podemos observar que el riesgo se reduce considerablemente e incrementa la inversión y el esfuerzo.

La ejecución de un proceso de EOR consta de las siguientes etapas:

1. Escrutinio preliminar y diseño
2. Estudio detallado y pruebas de laboratorio
3. Diseño y ejecución de prueba piloto
4. Evaluación de prueba piloto y escalamiento de resultados
5. Aplicación a nivel de campo



Riesgo/Incertidumbre

Esfuerzo/Inversión

Figura 43. Etapas de un proceso de recuperación mejorada/Tomada de: *Has the Time Come for EOR?*, Al Mjeni R.

La metodología inicia con actividades relativamente baratas, que se desarrollan en el laboratorio, estas actividades avanzan a ensayos de campo y la implementación, las cuales implican un costo más elevado y un requerimiento de tiempo mayor. En cualquier etapa si el proyecto no satisface los criterios técnicos y financiero de la compañía para esa etapa no se pasa a la siguiente etapa. El equipo a cargo puede efectuar iteraciones de los pasos previos para hallar una mejor solución con menos incertidumbre o bien abandonar el proyecto.

La evaluación inicia con la etapa de escrutinio preliminar y diseño, en la cual primero surge la idea o la necesidad de implementar un método de recuperación mejorada, se efectúa un análisis de campo basado principalmente con la información existente, comparando el campo con algún otro con características parecidas y ver el éxito que ha tenido algún método de EOR aplicado en él, con las características del campo o yacimiento se realiza un escrutinio preliminar para efectuar la selección de uno o varios métodos de recuperación mejorada que dadas la características proporcionadas sean los que mejor se adapten y ofrezcan mejores resultados.

Si el proyecto pasa este primer paso, continua con las pruebas de laboratorio, en la cual se realiza un estudio más detallado como pruebas de desplazamiento análisis PVT y dados los resultados obtenidos se selecciona un método para proceder a la realización de la prueba piloto (etapa de diseño y ejecución de la prueba piloto) en la cual frecuentemente se aplica el método en un pozo dentro de algún yacimiento del campo y se evalúa y observan los resultados.

Si el proyecto no pasa por algún obstáculo técnico o económico, puede ser abandonado o volver al paso anterior y reevaluar algún otro método de EOR. Si la prueba piloto da buenos resultados tanto técnicos como económicos se escalan los resultados a nivel de campo y se realiza una estimación de los requerimientos técnicos, económicos y de personal que se necesitaran para efectuar el método a nivel de campo. Las pruebas piloto deben diseñarse para responder preguntas específicas en el menor tiempo posible. Los objetivos de las pruebas piloto pueden incluir la evaluación del proceso de EOR para el desarrollo de campo:

- Evaluación de la eficiencia de recuperación
- Evaluación de los efectos de la geología del yacimiento sobre el desempeño
- Reducción del riesgo técnico y económico en los pronósticos de producción

- Obtención de los datos para calibrar los modelos de simulación de yacimientos
- Identificación de problemas e inquietudes operacionales
- Evaluación del efecto de las opciones de desarrollo sobre la recuperación
- Evaluación del impacto ambiental
- Evaluación de la estrategia operativa para mejorar los aspectos económicos t la recuperación

Finalmente, se lleva a cabo la aplicación a nivel de campo en la cual la ejecución adecuada del proceso y el monitoreo constante nos brindaran resultados favorables en cuanto a la recuperación de reservas.

Los procesos de EOR tienen costos de producción más elevados que los del aceite producido tradicionalmente. Debido a esto y a que son métodos más complejos, las empresas operadoras se concentran en la explotación de aceite mediante procesos de menos costos.

La Figura siguiente muestra la conexión entre el costo de producción y los recursos de aceite y el costo de convertirlos a reservas. EL producto más barato de inyectar es el agua. Mientras las empresas puedan producir aceite mediante la inyección de agua seguirán haciéndolo ya que esto no incrementará los precios del aceite, pero si es necesario aplicar algún otro material para inyectar o alguna tecnología que no se tenga elevará los precios del aceite considerablemente. Frecuentemente los procesos de EOR se implementan cuando el precio del aceite oscila entre \$20 y \$80 USD por barril.

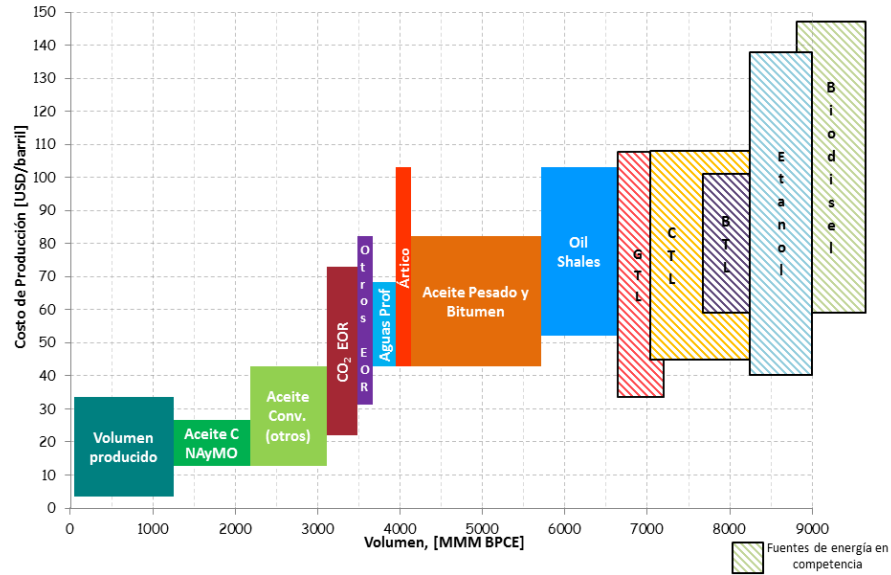


Figura 44. Costos de producción de los recursos provenientes del aceite/Tomada de: *Enhanced oil recovery: challenges and opportunities* Kokal S.

Como ya se ha mencionado, en los métodos de recuperación mejorada se requiere inyectar al yacimiento sustancias que normalmente no se encuentran dentro de él, los cuales implican un costo adicional, que puede ser por la adquisición del material, el tratamiento e incluso el traslado de ellos hasta el yacimiento. Un ejemplo de lo anterior son los métodos químicos en los cuales las sustancias que se le adicionan al yacimiento representan un costo mucho mayor y por lo tanto el precio del barril de aceite se incrementará. Por lo cual el ingeniero después de seleccionar las opciones de los métodos de recuperación mejorada que son aplicables para un campo o yacimiento, debe realizar un análisis económico el cual incluya todos los costos que el método requiera y así seleccionar el método que ofrezca mejores resultados técnicos y económicos.

En la siguiente figura se muestran los costos de los distintos materiales utilizados en la recuperación mejorada, el costo que se muestra es el que representa producir un barril por ese método.

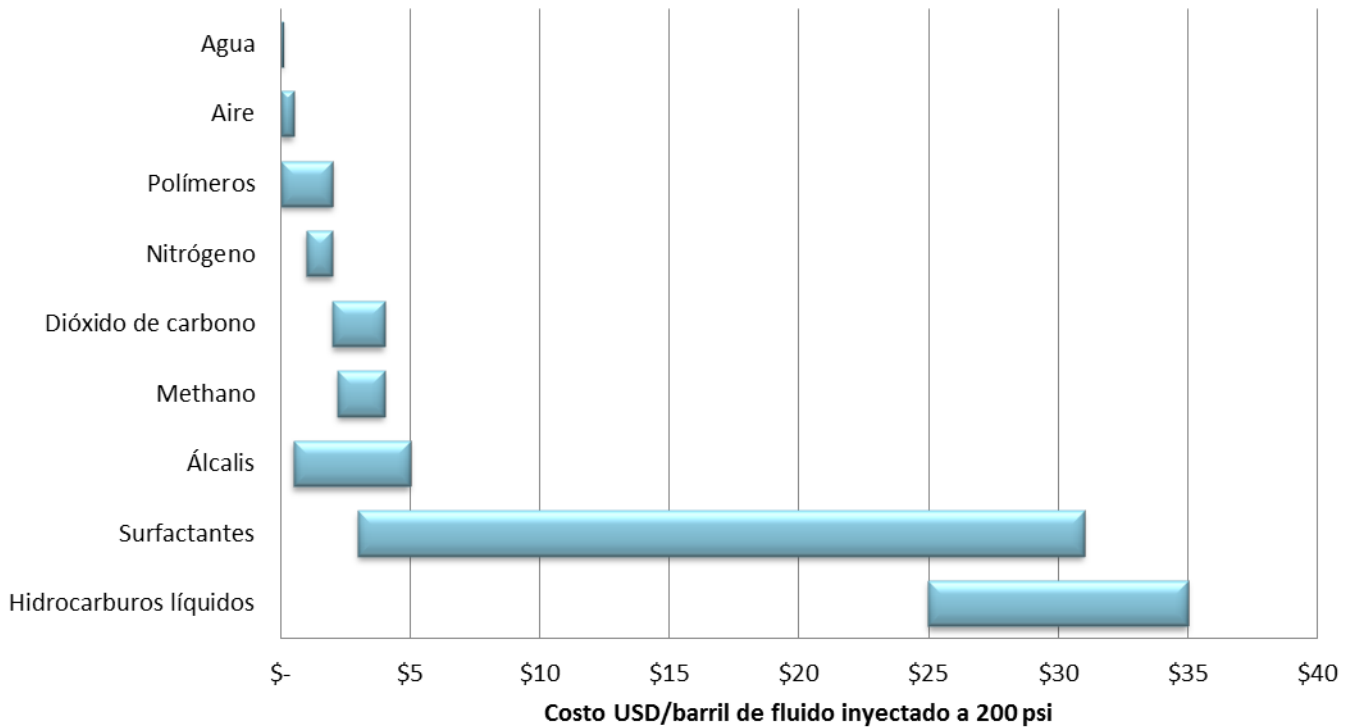


Figura 45. Costos de materiales usados en los métodos de recuperación mejorada/ Adaptada de: *Technical and Economy Criteria for Selecting Methods and Materials for enhanced Oil Recovery*, Taber J.

4.4 Proceso de escrutinio, tablas descriptivas.

No en todos los procesos de recuperación mejorada podemos obtener el mismo incremento del factor de recuperación, ya que como se ha mencionado anteriormente en esta tesis, se requieren de muchas características económicas, del yacimiento y de los fluidos para poder determinar qué método se va a aplicar y cuáles son los resultados aproximados que vamos a obtener.

El Dr. Larry Lake propone unas tablas en las cuales estima el incremento del factor de recuperación de acuerdo a cada método y de la relación del material utilizado por cada barril. Como podemos observar en la siguiente tabla, no todos los métodos proporcionan el mismo incremento de factor de recuperación, de la misma manera debemos utilizar distintas cantidades de material para poder obtener un barril de aceite. Por ejemplo, dentro de los procesos térmicos, la combustión en sitio requiere quemar 10,000 pies³ de aire para producir un barril de aceite, y puede incrementar el factor de recuperación hasta en un 15%.²⁵

Tabla 2. Incremento de factor de recuperación y utilización de material para los distintos procesos de EOR/ Tomada de Enhanced Oil Recovery, Lake L.

PROCESOS TÉRMICOS		
Proceso	Porcentaje típico de recuperación	Utilización de agente típico
Inyección de vapor	50-60%	0.5 barriles de aceite por barril producido
Combustión en sitio	10-15%	10 M pies cúbicos de aire por barril de aceite producido
PROCESOS DE INYECCIÓN DE GASES		
Proceso	Porcentaje típico de recuperación	Utilización de agente típico
Inmiscible	5-15%	10 M pies cúbicos de gas por barril de aceite producido
Miscible	5-10%	10 M pies cúbicos de gas por barril de aceite producido
PROCESOS QUÍMICOS		
Proceso	Porcentaje típico de recuperación	Utilización de agente típico
Polímeros	5%	0.3-0.5 lb de polímero por barril producido
Surfactante-Polímero	15%	12-25 lb de surfactante por barril producido
Alcalino-Polímero	5%	35-45 lb de químico por barril de aceite producido

Para efectuar la selección de los métodos que podrían ser aplicados a un campo y/o yacimiento se necesitan distintas características como del sistema roca-fluidos, de los fluidos y de la litología existente para poder realizar un escrutinio preliminar, este se puede hacer mediante a tablas descriptivas de cada método que distintos autores han realizado para facilitar este proceso. En esta tesis mostraré una traducción de las tablas que el Dr. Ganesh Thakur propone.²¹

Tabla 3. Guía de escrutinio para inyección de vapor.

Inyección de vapor	
Descripción.	
La inyección de vapor implica la inyección continua de vapor el cual debe tener una calidad de alrededor del 80%, el cual va a desplazar el aceite hacia los pozos productores. Normalmente se acompaña y precede de una estimulación cíclica de vapor en los pozos productores.	
Mecanismos de producción.	
La inyección de vapor recupera el aceite por:	
* Calentamiento del aceite y reducción de la viscosidad	
* Abastecimiento de presión para conducir el aceite a los pozos productores	
GUÍAS TÉCNICAS DE ESCRUTINIO	
Aceite	
Gravedad API	< 25 °API (rango normal de 10 a 25° API)
Viscosidad	> 20 cp (rango normal de 100-5000 cp)
Composición	No crítica
Yacimiento.	
Saturación de aceite	> 500 bbl acre-pie
Tipo de formación	Arenas/areniscas con alta porosidad y permeabilidad
Espesor neto	> 20 pies
Permeabilidad promedio	>200 md
Transmisibilidad	>100 md pie/cp
Profundidad	300-5000 pies
Temperatura	No crítica

Tabla 4. Guía de escrutinio para combustión en sitio.

Combustión en sitio	
Descripción.	
Consiste en iniciar una combustión dentro del yacimiento con el fin de incrementar la temperatura dentro de el yacimiento y por lo tanto reducir la viscosidad. En este proceso es quemada una parte del aceite dentro del yacimiento	
Mecanismos de producción.	
La combustión en sitio recupera el aceite por:	
* Transferencia de calor, la cual aumenta la temperatura y disminuye la viscosidad del crudo	
* Se suministra presión al yacimiento debido a la inyección de aire	
GUÍAS TÉCNICAS DE ESCRUTINIO	
Aceite	
Gravedad API	< 40 °API (rango normal de 10 a 25° API)
Viscosidad	> 100 cp
Composición	Componentes asfálticos que contribuyan con la deposición del coque.
Yacimiento.	
Saturación de aceite	> 500 bbl acre-pie
Tipo de formación	Arenas/areniscas con alta porosidad
Espesor neto	> 10 pies
Permeabilidad promedio	>100 md
Transmisibilidad	>20 md pie/cp
Profundidad	>5000 pies
Temperatura	> 65.5 °C

Tabla 5. Guía de escrutinio para inyección de polímeros

Inyección de polímeros	
Descripción.	
El objetivo es mejorar la eficiencia desplazamiento y de barrido volumétrico durante la inyección de agua a la cual se le adicionan polímeros solubles en agua para así inyectarla en el yacimiento. Usualmente se requiere inyectar de 15-25% del total del volumen poroso del yacimiento.	
Mecanismos de producción.	
La inyección de polímeros recupera el aceite por:	
*Aumento de la viscosidad del agua	
* Reducción de la movilidad del agua	
GUÍAS TÉCNICAS DE ESCRUTINIO	
Aceite	
Gravedad API	>25 °API
Viscosidad	< 150 cp (preferentemente <100)
Composición	No crítica
Yacimiento.	
Saturación de aceite	> 10% de volumen poroso del aceite movable
Tipo de formación	Areniscas preferentemente, pero se puede utilizar en carbonatos
Espesor neto	No crítico
Permeabilidad promedio	>10 md
Profundidad	< 9000 pies
Temperatura	<93.3°C para minimizar la degradación

Tabla 6. Guía de escrutinio para inyección de surfactantes

Inyección surfactante/polímero	
Descripción.	
<p>Consiste en inyectar un bache compuesto de agua surfactante, electrolitos (sal), usualmente un cosolvente (alcohol), y posiblemente aceite. El tamaño del bache es de 5 a 15% del volumen poroso para un surfactante de alta concentración, para uno de baja concentración es de 15 a 50% del volumen poroso. El bache de surfactante es seguido por uno de agua con polímeros, la solución de polímero debe ser de 50% del total del volumen poroso aproximadamente.</p>	
Mecanismos de producción.	
<p>La inyección surfactante/polímero recupera el aceite por:</p> <ul style="list-style-type: none"> *Reducción de la tensión interfacial entre el agua y el aceite * Solubilización del aceite * Emulsificación del aceite y el agua * Mejora de la movilidad 	
GUÍAS TÉCNICAS DE ESCRUTINIO	
Aceite	
Gravedad API	> 25° API
Viscosidad	< 30 cp
Composición	
Yacimiento.	
Saturación de aceite	> 30% del volumen poroso
Tipo de formación	Areniscas preferentemente
Espesor neto	> 10 pies
Permeabilidad promedio	>20 md
Profundidad	< 8,000 pies
Temperatura	> 79.4 °C

Tabla 7. Guía de escrutinio para inyección de álcalis

Inyección de álcalis	
Descripción.	
<p>Involucra la inyección de algunos agentes químicos tales como hidróxido de sodio, silicato de sodio o carbonato de sodio. Esos químicos reaccionan con los componentes orgánicos del petróleo para crear surfactantes en sitio, esta reacción cambia la mojabilidad en las rocas. La concentración de álcalis es normalmente de 0.2 a 5%, el tamaño del bache es de 10 a 50% del volumen poroso.</p>	
Mecanismos de producción.	
<p>La inyección de álcalis recupera el aceite por:</p> <ul style="list-style-type: none"> * Reducción de la tensión interfacial, por la producción de surfactantes * Cambio de la mojabilidad de mojado por aceite a mojado por agua * Cambio de la mojabilidad de mojado por agua a mojado por aceite * Emulsificación y arrastre del aceite * Emulsificación y entrapamiento del aceite para ayudar en el control de la movilidad * La solubilización de las películas de aceite rígidas en la interfase agua-aceite 	
GUÍAS TÉCNICAS DE ESCRUTINIO	
Aceite	
Gravedad API	13-35° API
Viscosidad	< 200 cp
Composición	Requiere componentes orgánicos ácidos
Yacimiento.	
Saturación de aceite	Por encima de la inyección de agua residual
Tipo de formación	Areniscas preferentemente
Espesor neto	No crítico
Permeabilidad promedio	>20 md
Profundidad	< encima de 9,000 pies
Temperatura	> 93.3 °C

Tabla 8. Guía de escrutinio para inyección de hidrocarburos miscibles

Inyección de hidrocarburos miscibles	
Descripción.	
Consiste en inyectar hidrocarburos ligeros al yacimiento de manera miscible. Tres diferentes métodos son usados. Un método usa arriba del 5% del volumen poroso de gas licuado de petróleo, como propano, seguido de gas natural o gas y agua. El segundo método es el de gas enriquecido, consiste en	
Mecanismos de producción.	
La inyección de hidrocarburos miscibles recupera el aceite por:	
* Generación micibilidad	
* Aumento del volumen de aceite	
* Reducción de la viscosidad del aceite	
GUÍAS TÉCNICAS DE ESCRUTINIO	
Aceite	
Gravedad API	> 35° API
Viscosidad	< 10 cp
Composición	Alto porcentaje de hidrocarburos ligeros (C2- C7)
Yacimiento.	
Saturación de aceite	>30 % del volumen poroso
Tipo de formación	Areniscas o carbonatos con altas permeabilidades y fracturas mínimas
Espeor neto	Relativamente delgado a menos que la formación presente buzamiento
Permeabilidad promedio	No crítica
Profundidad	>2000 pies
Temperatura	No crítica

Tabla 9. Guía de escrutinio para inyección de CO₂

Inyección de dióxido de carbono	
Descripción.	
Se realiza la inyección de altas cantidades de CO ₂ en el yacimiento, aunque el CO ₂ no es verdaderamente miscible con el aceite, extrae los componentes ligeros y medianos del aceite , si la presión es suficientemente alta , desarrolla miscibilidad para desplazar el aceite del yacimiento.	
Mecanismos de producción.	
La inyección de CO ₂ recupera el aceite por:	
*Generación de miscibilidad	
* Hinchamiento del aceite	
* Reducción de la viscosidad del aceite	
* Reducción de la tensión interfacial entre el aceite y el CO ₂	
GUÍAS TÉCNICAS DE ESCRUTINIO	
Aceite	
Gravedad API	> 26° API (preferiblemente >30°)
Viscosidad	< 15 cp (preferiblemente <10 cp)
Composición	Alto porcentaje de C5- C20
Yacimiento.	
Saturación de aceite	> 30 % del volumen poroso
Tipo de formación	Areniscas o carbonatos con altas permeabilidades y fracturas mínimas
Espesor neto	Relativamente delgado a menos que la formación presente buzamiento
Permeabilidad promedio	No crítica
Profundidad	Lo suficientemente profundo para permitir presiones altas (> 2000 pies)
Temperatura	No crítica

Tabla 10. Guía de escrutinio para inyección de nitrógeno

Inyección de nitrógeno y gases de combustión	
Descripción.	
Utiliza gases no hidrocarburos baratos para desplazar al aceite en sistemas que pueden ser miscibles e inmiscibles, dependiendo de la presión y la composición del aceite. Se inyectan grandes cantidades de gas.	
Mecanismos de producción.	
La inyección de nitrógeno recupera el aceite por:	
* Vaporización de componentes ligeros del aceite y generación de miscibilidad si la presión es lo suficientemente alta	
* Proporciona una	
GUÍAS TÉCNICAS DE ESCRUTINIO	
Aceite	
Gravedad API	> 24 °API (>35 para nitrógeno)
Viscosidad	< 10 cp
Composición	Alto porcentaje de hidrocarburos ligeros
Yacimiento.	
Saturación de aceite	> 30% del volumen poroso
Tipo de formación	Areniscas o carbonatos con pocas fracturas y alta permeabilidad
Espesor neto	Relativamente delgado a menos que la formación
Permeabilidad promedio	No crítica
Profundidad	> 4500 pies
Temperatura	No crítica

CAPÍTULO 5

“Conceptos básicos de economía”

5.1 Introducción

En la industria petrolera nos debemos enfrentar con dos medios importantes ligados entre sí, el técnico y el económico. El éxito que tenga un proyecto petrolero para producir hidrocarburos depende de la determinación de la rentabilidad de éste. Es de suma importancia realizar un conjunto de análisis Económicos que en conjunto con la evaluación técnica determinan si un proyecto es o no rentable, es por eso que se debe de encontrar un equilibrio de ambas evaluaciones. Para que un proyecto sea aprobado debe tener un esquema coherente desde el punto de vista técnico, ya que así se podrá obtener la utilización eficiente y administración de los recursos limitados para obtener la máxima satisfacción.

Los diferentes métodos de evaluación de proyectos son herramientas de decisión que permiten calcular el valor del proyecto para así definir si el proyecto será o no aceptado.

La Industria Petrolera tiene las siguientes características económicas:

- Tiene un flujo de efectivo intensivo: grandes proyectos que involucran flujos de efectivo substanciales.
- Grandes periodos de tiempo entre las inversiones y la ganancia resultante.
- Las decisiones se toman en ambientes de gran incertidumbre y riesgo.
- Los factores técnicos y económicos interactúan complejamente.
- Los costos operativos incrementan con el tiempo mientras en otras industrias declinan.

Los proyectos en la industria Petrolera se deben analizar económicamente debido a que se le pueden dar un valor monetario a los proyectos, para ayudar a la toma de decisión cuando existe una gran variedad de proyectos como oportunidades, para mitigar el riesgo, para predecir los flujos de caja y preparar presupuesto y para seguir el rendimiento de proyectos contra presupuesto.

Es importante analizar económicamente los proyectos de Recuperación Mejorada, ya que nos permite hacer una evaluación compleja para que después que se hayan seleccionado técnicamente un método de recuperación para un yacimiento, se debe analizar económicamente para determinar su rentabilidad, es decir si lo que nos va a costar llevar a cabo el proyecto va a ser menor que las ganancias que vamos a obtener por la producción. A continuación se definen los principales conceptos de economía.

5.2 Variables económicas

5.2.1 Producción¹⁰

Es el volumen de aceite medido en barriles y/o el volumen de gas medido en pies cúbicos, que produce un pozo, yacimiento, campo, región o país, con el fin de poder obtener de él una ganancia por su venta.

5.2.2 Precio²⁸

Es el valor monetario recibido por cada unidad producida y vendida de petróleo o gas, este valor cambia en el tiempo según las condiciones del mercado. El precio también se ve impactado por la calidad del hidrocarburo y por los gastos de transporte.

La intersección de las curvas de oferta y demanda determina el precio al cual se realizará la venta, Figura 46. El precio del barril de petróleo es incierto puesto que de otras variables que afectan directamente la oferta y demanda de hidrocarburos.

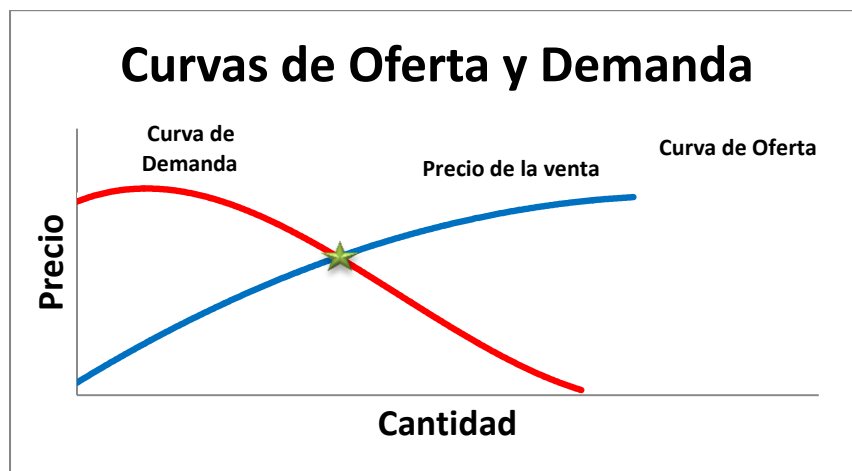


Figura 46. Precio determinado por curvas de oferta y demanda

²⁸ Delgado J. Curso Introducción al análisis económico empresarial. Facultad de Ingeniería, UNAM. Semestre 2012-2.

Precio de los hidrocarburos.²⁹

El precio del petróleo con su volatilidad es un factor predominante en la economía mundial. La SEC (Serviter Exchange Commission) establece que los precios de venta de los hidrocarburos que deben utilizarse en la evaluación económica de las reservas, deben ser el promedio aritmético considerando los doce meses anteriores, de los precios respectivos al primer día de cada mes.

La OPEP (Organización de Países Exportadores de Petróleo) tiene como intervenir en el mercado petrolero, ya sea con la implementación de políticas en los países miembros o tratando de influir en los precios internacionales del crudo. La determinación del precio del aceite se basa en la cotización de los llamados crudos marcadores, que son los siguientes:

Brent Blend; compuesto de quince crudos procedentes de campos de extracción en los sistemas Brent y Ninian de los campos del Mar del Norte, este crudo se almacena y carga en la terminal de las Islas Shetland . La producción de crudo de Europa, África y Oriente Medio sigue la tendencia marcada por los precios de este crudo.

West Texas Intermediate (WTI); para el crudo estadounidense y el de Latinoamérica.

Dubái; se usa como referencia para la producción del crudo de la región Asia-Pacífico.

Tapis ; de Malasia es usado como referencia para el crudo ligero del Lejano Oriente.

Minas; de Indonesia es usado como referencia para el crudo pesado del Lejano Oriente.

5.2.3 Costo³⁰

Es un sacrificio de algo, para obtener algo más. Se divide en costos fijos y costos variables.

Costos fijos.

Son los costos que deben pagarse, a corto plazo, sin tener en cuenta el volumen de producción de hidrocarburos, tales como sueldos del personal de operación, intereses, etc. Se definen generalmente como aquel conjunto de costos asociados con una actividad en marcha pero cuyo total permanecerá relativamente constante durante toda la actividad de la operación.

²⁹ Apuntes de comercialización de crudo y gas natural. Facultad de Ingeniería, UNAM. Semestre 2012-1

Costos variables.

Son los costos que varían con el volumen de producción a largo plazo

5.2.4 Inversión³⁰

Son costos realizados en bienes que aumentan o remplazan activos reales productivos. La inversión implica una idea de beneficio a futuro, por lo que los gastos o consumos son opuestos a la inversión.

5.2.5 Tiempo²⁹

El valor del dinero no es una cantidad que permanezca constante a través del tiempo, depende de la inflación, devaluos incluso de cuestiones políticas Es por eso que debemos medir el valor del dinero en el tiempo constantemente.

El valor del dinero en el tiempo es un concepto que se refiere al hecho que un dólar en el futuro vale menos que un dólar hoy. También considere que la inflación disminuirá el valor del dinero. Este concepto es aplicado a través de los procesos de Composición y Descuento

- Composición. Refiere al movimiento de un valor presente hacia un valor futuro en el tiempo.

$$VF = VP(1 + i)^n$$

Donde:

VF = Valor Futuro

VP = Valor Presente

i = Tasa de Interés Anual

n = número de años

- Descuento. Refiere al movimiento de un valor futuro hacia un valor presente en el tiempo

$$VP = VF \frac{1}{(1 + i)^n}$$

Donde:

VF = Valor Futuro

VP = Valor Presente

i = Tasa de Interés Anual

n = número de años

5.3 Indicadores económicos

5.3.1 Flujo de efectivo³⁰

Es un estado financiero proyectado de las entradas y salidas de efectivo en un periodo determinado. Se realiza con el fin de conocer la cantidad de efectivo que requiere el negocio para operar durante un periodo determinado (semana, mes, trimestre, semestre, año). El flujo de efectivo ayuda a planear y controlar a corto y mediano plazo las necesidades de recursos.

$$F.E. = \text{Ingreso Operativo} - \text{Inversiones}$$

Permite conocer anticipadamente:

- Cuándo habrá un excedente de efectivo, y tomar la decisión del mejor mecanismo de inversión a corto plazo.
- Cuándo habrá un faltante de efectivo, y tomar a tiempo las medidas necesarias para solventar ese faltante, por ejemplo pedir un préstamo
- Cuándo y en qué cantidad se deben pagar préstamos adquiridos previamente.
- Cuándo efectuar desembolsos importantes de dinero para mantener en operación a la empresa.
- De cuánto se puede disponer para pagar prestaciones adicionales a los trabajadores (como aguinaldos, vacaciones, reparto de utilidades, etc.)

³⁰ Glinz I. Planeación y administración de proyectos de ciencias de la tierra. Facultad de Ingeniería, UNAM, México, 2007.

5.3.2 Valor presente neto³¹

Es el valor neto o beneficio neto de un proyecto cuando todos los costos se han actualizado al presente mediante la tasa de interés de cuenta. Puede ser positivo o negativo, pero, para que el proyecto sea aceptable, debe de ser igual a cero.

El método del VPN consiste en determinar la equivalencia en el tiempo cero de los flujos de efectivo futuros que generará un proyecto y comparar esta equivalencia con la inversión inicial.

$$VPN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{FE_t}{(1+i)^t}$$

Donde:

VPN: Valor presente neto

I₀=inversión inicial

FE_t=Flujo de efectivo neto del periodo t

N= número de periodos de vida

i= tasa de interés

Para ver si el proyecto conviene o no ser aceptado, se utilizan los siguientes principios de VPN:

- Si VPN>0 el proyecto conviene ser efectuado ya que habrá ganancias.
- VPN=0 es indistinto la realización del proyecto, se recupera la inversión únicamente, es decir no habrá ganancias pero tampoco pérdidas.
- VPN<0 El proyecto no conviene ser efectuado, habrá pérdidas monetarias.

5.3.3 Valor presente de la inversión³²

Es el valor de la inversión al día de hoy. Valor presente de las inversiones realizadas durante el horizonte de evaluación de un proyecto.

³¹ Pappas J. Fundamentals of managerial economics, Florida, USA, 1980.

5.3.4 Índice de rentabilidad³¹

También conocido como índice de utilidad o eficiencia de la inversión. Es otro criterio que se debe tener en cuenta para seleccionar la mejor alternativa de un proyecto, el cual indica cuál es la utilidad por cada unidad monetaria invertida, definido por la siguiente relación:

$$\frac{VPN}{VPI}$$

Donde:

VPI= Valor Presente de la Inversión

VPN= Valor Presente Neto.

5.3.5 Periodo de recuperación de la inversión³²

Es considerado por su facilidad de cálculo y aplicación, un indicador que mide tanto la liquidez del proyecto como también el riesgo relativo pues permite anticipar los eventos en el corto plazo. Es un instrumento que permite medir el plazo de tiempo que se requiere para que los flujos netos de efectivo de una inversión recuperen su costo o inversión inicial.

5.3.6 Tasa interna de retorno³²

Es la tasa de interés, en porcentaje, que iguala los pagos recibidos por una inversión, con los pagos hechos por la misma. El saldo aún pendiente de una inversión puede verse como la porción de la inversión inicial que está por recuperarse después de los pagos de interés y los ingresos que se han agregado y deducido, respectivamente, hasta el momento sobre la escala de tiempo que se esté considerando. Es la tasa de interés a la cual el VPN se hace cero.

La TIR debe, matemáticamente cumplir con la siguiente ecuación.

$$-I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{Fe_t}{(1+i^*)^t} = 0$$

³² Bolívar H. elementos para la evaluación de proyectos de inversión, segunda edición. Facultad de Ingeniería, UNAM, México, 2005.

5.3.7 Límite económico³²

Es el punto en el cual los ingresos obtenidos por la venta de un producto, hidrocarburos, se igualan a los costos incurridos por su producción. Es el punto máximo acumulado de flujo de efectivo antes de impuestos.

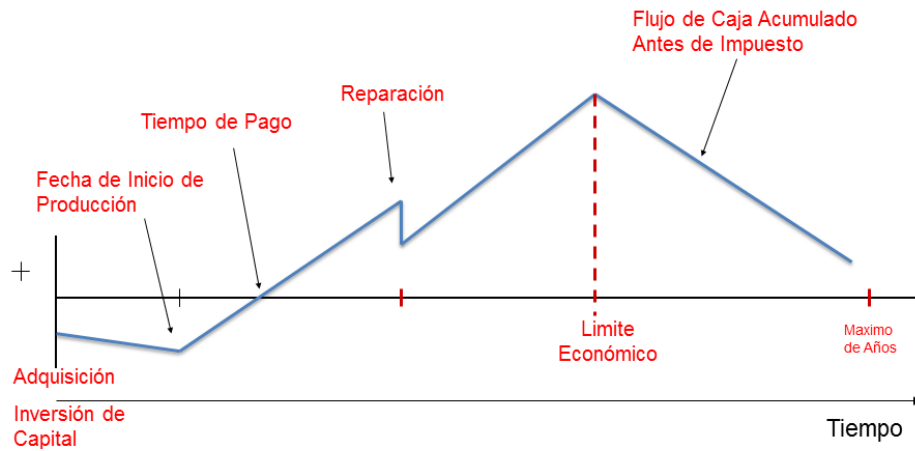


Figura 47. Límite económico

CAPÍTULO 6

“Análisis de Riesgo”

6.1 Introducción

El análisis de riesgo se define como un estudio de las probabilidades de que un proyecto obtenga una tasa de rendimiento satisfactoria y más probable de variabilidad a partir de la mejor estimación de la tasa de rendimiento. Se utiliza cuando se conocen las funciones de distribución de probabilidades de costos, beneficios, vida útil de un proyecto, etc.

En la industria petrolera existe una gran incertidumbre en cada etapa, exploración, producción, perforación, distribución, administración, entre otras; además enfrentan nuevos riesgos frecuentemente. Por lo tanto es necesario utilizar diversos métodos y enfoques para evaluar los riesgos a los que nos enfrentamos.

En muchas ocasiones las grandes compañías se basan en la intuición y la experiencia en la rama, en lugar de utilizar las herramientas de evaluación de riesgo que existen, y que no son utilizadas al máximo de su potencial. Las herramientas de análisis de probabilidad se utilizan para proporcionar una ventaja competitiva, mediante una correcta evaluación del riesgo.³³

Existen diversas herramientas que contribuyen a la evaluación del riesgo como el flujo de efectivo descontado, el análisis de Montecarlo, la teoría de cartera de inversiones, los árboles de decisión entre otras, en este trabajo de tesis se utilizará el análisis de Montecarlo para la determinación del riesgo.

Existen unas gráficas llamadas mapas de riesgo, en las cuales se muestran las diversas opciones a evaluar, en el eje vertical se observa el Valor Presente Neto, VPN, contra la desviación estándar que representa el riesgo ubicada en el eje horizontal. Las opciones se ubican de manera puntual en la gráfica y podemos observar la distribución de estas en la gráfica para así decidir que opción tomaremos, si la que nos ofrece mayor VPN pero tiene un riesgo alto o alguna otra que tenga menor riesgo con buenos resultados económicos.

³³ Bailey W. Riesgos medidos. Schlumberger. Aberdeen, Escocia, Reino Unido, 2011

6.2 Definiciones básicas de probabilidad

La probabilidad es una ciencia que mide la frecuencia con la que se obtiene un resultado, es por eso que es muy usada en la Ingeniería Petrolera como una herramienta indispensable para hacer pronósticos de reservas y poder determinar qué nivel de incertidumbre presentan los proyectos y clasificarlas según su nivel de incertidumbre para así poder hacer la planificación de un proyecto, encontrar la mejor alternativa económica con la cual se obtengan mayores beneficios para llevar a cabo un proyecto y hacerlo más rentable, etcétera.

6.2.1 Mediana³⁴

Es una medida de tendencia central; es el valor que se encuentra justo en medio de un conjunto de valores.

6.2.2 Moda³⁵

En un conjunto de valores, es aquel o aquellos que más veces se repiten dentro de ese conjunto.

6.2.3 Curtosis³⁵

También llamada medida de concentración central. Es una medida del apuntamiento de una distribución de probabilidad, la cual se enfoca en estudiar la zona de mayor y/o menor concentración de frecuencias alrededor de la media y en la zona central de la distribución. Compara una distribución x con una de tipo normal.

$$g = \frac{n * \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^4}{(\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2)^2} - 3$$

Donde:

g : curtosis

\bar{x} : Media aritmética

n : número de elementos

x_i : elemento i

³⁴ Neri U. Curso de evaluación económica de proyectos de ciencias de la tierra. Facultad de Ingeniería, UNAM. Semestre 2011-2

³⁵ Mayer P. Probabilidad y aplicaciones estadísticas. Ed. Addison Wesley Iberoamericana. 1986

6.2.4 Media aritmética³⁵

Es un valor obtenido al sumar los valores de un conjunto y dividirlo entre el número de elementos de dicho conjunto, es decir un promedio. Se representa con la siguiente ecuación:

$$\bar{x} = \frac{\sum_{i=1}^n x_i}{n}$$

Donde:

\bar{x} : Media aritmética

n: número de elementos

x_i : elemento i

6.2.5 Desviación estándar (σ)³⁵

La desviación estándar o desviación típica es una medida de centralización o dispersión para variables de razón (ratio o cociente) y de intervalo, de gran utilidad en la estadística descriptiva. Es la raíz cuadrada de la varianza. Cuanto más pequeña sea la desviación estándar, más estrecha será la distribución de probabilidad y más bajo será el riesgo de la alternativa.

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2}{n - 1}}$$

Donde:

\bar{x} : Media aritmética

n: número de elementos

x_i : elemento i

6.3 Distribución de probabilidad³⁵

La distribución de probabilidad de un conjunto de valores de una variable aleatoria x, es un función la cual asigna a cada valor de la variable x la probabilidad de que dicho valor aparezca.

Cuando la variable aleatoria toma valores en el conjunto de los números reales, la distribución de probabilidad está completamente especificada por la función de distribución, cuyo valor en cada real y es la probabilidad de que la variable aleatoria sea menor o igual que y. Las distribuciones de probabilidad se clasifican en:

6.3.1 Distribución normal^{35,36}

Conocida como distribución de Gauss, es una distribución de variable continua, de forma simétrica en la cual la moda, la media y la mediana coinciden en un mismo punto. Se le conoce también como “curva de campana” debido a su forma.

A continuación se muestra su fórmula:

$$f(x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}}, \text{ para } -\infty \leq x \leq \infty$$

Donde:

σ : desviación estándar

μ : media

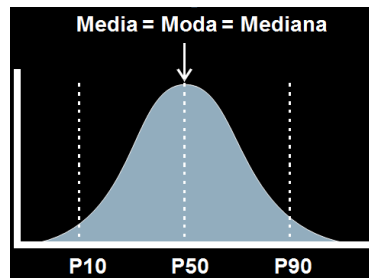


Figura 48. Distribución normal

6.3.2 Distribución triangular^{35,36}

Una distribución triangular se define por tres parámetros: el mínimo, el máximo y el valor más probable, la distribución puede ser simétrica o no. Usualmente se utiliza como una aproximación de otras distribuciones.

Está definida por la siguiente función de probabilidad:

$$f(x) = \frac{2(x-a)}{\{(b-a)(m-a)\}} \text{ cuando } a \leq x \leq m \text{ y } a \leq m \leq b$$

$$= \frac{2(b-x)}{\{(b-a)(b-m)\}} \text{ cuando } m \leq x \leq b \text{ y } a \leq m < b$$

$$= 0 \text{ en todos los demás casos}$$

Donde:

a: valor mínimo

b: valor máximo

m: moda

La ubicación de la moda, media y mediana se muestra comúnmente en esta distribución de la siguiente manera:

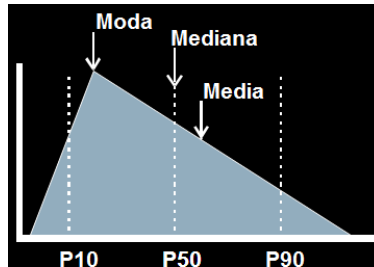


Figura 49. Distribución triangular

6.3.3 Distribución log-normal^{35,36}

Es una distribución asimétrica, que comienza a partir de cero, aumenta hasta llegar a un máximo y luego va disminuyendo lentamente hacia infinito. Se relaciona a una distribución normal, ya que, X tiene una distribución log-normal cuando $\ln(X)$ tiene una distribución normal. Su función es la siguiente:

$$f(x) = \frac{1}{\sigma_1 x \sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(\ln x - \mu_1)^2}{2\sigma_1^2}}, \text{ para } 0 \leq x \leq \infty$$

Donde:

σ : desviación estándar

μ : media

En la distribución log-normal la Moda < Mediana < Media

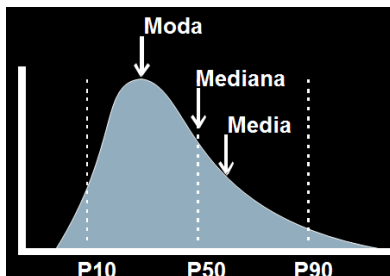


Figura 50. Distribución log-normal

6.3.4 Distribución uniforme^{35,36}

Es una distribución donde en un rango de valores todos tienen la misma probabilidad de ocurrir.

La moda es igual a la mediana e igual a la media en sus correspondientes percentiles.

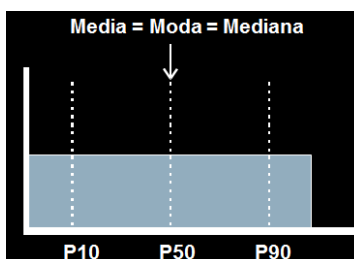


Figura 51. Distribución uniforme

6.4 Teorema del límite central³⁶

El teorema del límite central plantea que si una gama de valores está distribuida de modo normal, la distribución de los valores medios de la gama que se obtienen, también lo estarán respecto a cualquier tamaño de la muestra. Aún si la gama de valores no es normal, la distribución de los valores medios de la muestra será aproximadamente normal si el tamaño de la muestra es grande. Indica que no es necesario saber cuál es la distribución de la población para estar en condiciones de obtener inferencias con respecto a la gama a partir de datos muestrales. La única restricción es que el tamaño de la muestra sea grande de 30 a más observaciones.

El teorema del límite central es:

- Si la gama de valores muestreada está distribuida de manera normal, la distribución de los valores medios de la muestra estarán normalmente distribuidos respecto a todos los tamaños muestrales.
- Si la gama de valores no es normal, la distribución de los valores medios de la muestra serán aproximadamente normal respecto a un tamaño muestral grande.

³⁶ Stevenson W. Estadística para la administración y economía. Ed. Harla. México, 1981.

6.5 Valor esperado³⁷

El valor esperado de una variable aleatoria es la suma de la probabilidad de que ocurra cada suceso multiplicado por su valor. Es el promedio ponderado de todos los posibles resultados. Es generalmente imposible de llevar a cabo el valor esperado en una sola prueba.

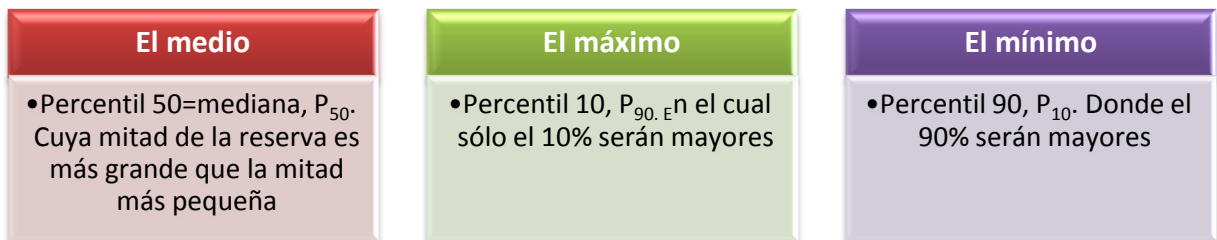
Si un proyecto idéntico puede hacerse muchas veces, entonces el promedio del resultado debe ser parecido al valor esperado.

6.6 Regla de Swanson³⁸

La regla 30-40-30 de Swanson es una manera más sencilla de representar una gama de modelos que geológicamente son posibles para una gran posibilidad de la estimación de reservas.

La regla de Swanson consiste en seleccionar tres medidas a lo largo de la curva de distribución, con el objetivo de reflejar el rango de la curva de distribución de reservas y ponderando las probabilidades discretas, tendremos el valor promedio de las reservas potenciales.

Las tres medidas que Swanson propone son:



Las probabilidades se asignan a P_{10} , P_{50} y P_{90} sobre la base de las proporciones del rango total de 0 a 100% correspondientes a cada uno. Para P_{50} , los rangos P_{10} y P_{90} fueron 0.40 del rango total en cada caso (por ejemplo, 10 a 50%=0.40). Estos rangos de 0.40 a continuación, se reduce a la mitad y se asigna a cada uno (por ejemplo, 50-70%= 0,20 de la gama total asignada a P_{50} y 70-90%= 0,20 de la gama total asignado a P_{90}). Por este método la probabilidad de P_{50} fue de 0.20 +0.20=0.40 (por ejemplo, 30-50% y 50-70%). Después de esto, cada uno P_{10} y P_{90} ya tenían asignado

³⁷ Thuesen G. Engineering economy. Ed. Prentice Hall. 1986

³⁸ Hurts A. Swanson's 30-40-30 rule. The American Association Petroleum Geologists, Vol. 84 no. 12. 2000

probabilidades de 0.20. Añadido a estas probabilidades 0.10 para representar el restante de la distribución (por ejemplo, 90-100% =0.10 de P_{90}), que dio una probabilidad de 0.30 para cada uno, P_{10} y P_{90} , (por ejemplo , 70-90% para P_{10} y 90-100% para P_{90}).

Los coeficientes de P_{10} , P_{50} y P_{90} fueron 0,30 0,40 y 0,30, respectivamente, sumando 1 (por ejemplo, 0-100%). Esto define a la regla general de Swanson 30-40-30:

$$\textit{Regla de Swanson} = 0.3(P_{90}) + 0.4(P_{50}) + 0.3(P_{10})$$

6.7 Análisis de sensibilidad³²

Es un estudio de la repercusión que las variaciones del costo y los beneficios tendrán sobre la rentabilidad de un proyecto. Nos indica de todas las variables del proyecto, cuál o cuáles son las que tienen mayor impacto en este. Se realiza con parámetros en los cuales hay poca certeza de que ocurran. Existen diferentes métodos de análisis de sensibilidad como el diagrama de tornado y el diagrama de araña por mencionara algunos, con el objetivo de este trabajo de tesis, describiré únicamente el método de diagrama de tornado.

6.7.1 Diagrama de tornado ³²

Es una representación visual de las variables que presentan mayor impacto dentro de un proyecto, esto facilita el análisis económico, ya que hace más simple el análisis de decisión debido a que descarta las variables de menor impacto. Un diagrama de tornado se crea calculando el Valor de Medición (VM), flujo de efectivo por ejemplo, usando el estimado base de todas las variables, se calcula el VM usando el estimado alto y bajo de cada variable. El estimado base es generalmente el estimado para el valor más común, la estimación del nivel alto y bajo es más difícil ya que el rango debe ser lo suficientemente amplio para capturar más posibilidades, pero no tanto como para que el rango carezca de sentido. El rango de las incertidumbres capturadas debe ser comparable para todas las variables (se recomienda P_{10} y P_{90}). Después de debe calcular el cambio en el VM entre bajo y alto para cada variable y finalmente se grafican cada cambio en una barra horizontal colocando el más significativo en la parte superior. Se realiza de la siguiente manera:

De cada una de las variables que se desea analizar, se calcula el valor base. Se calculan el valor bajo y alto de cada variable al multiplicar el valor base por el porcentaje aproximado de variación de cada variable ($\pm X\%$). Se calcula el flujo de efectivo base y se realiza un eje donde se pondrán los valores de cada flujo de efectivo, colocando al centro de esa línea el valor del flujo de efectivo base.

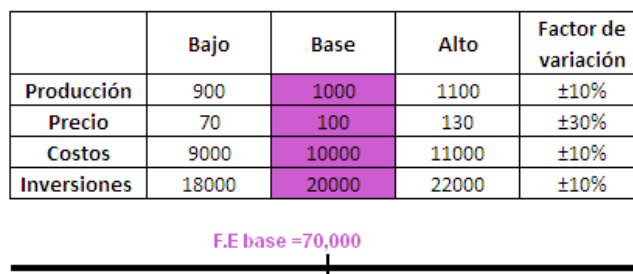


Figura 52. Construcción de diagrama de tornado

A continuación los flujos de efectivo de cada variable considerando el valor bajo y el alto, (las demás variables se consideran con el valor base) y se construye una línea que vaya del flujo efectivo bajo al alto.

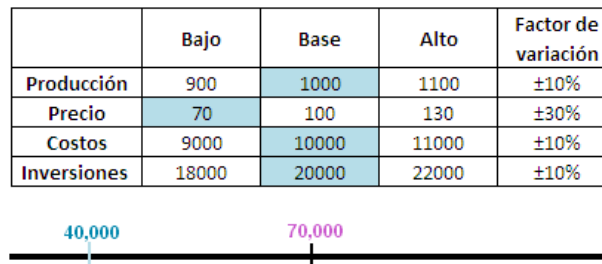


Figura 53. Construcción de diagrama de tornado



Figura 54. Construcción de diagrama de tornado

Se repite el paso anterior para cada variable. Obteniendo la siguiente figura.

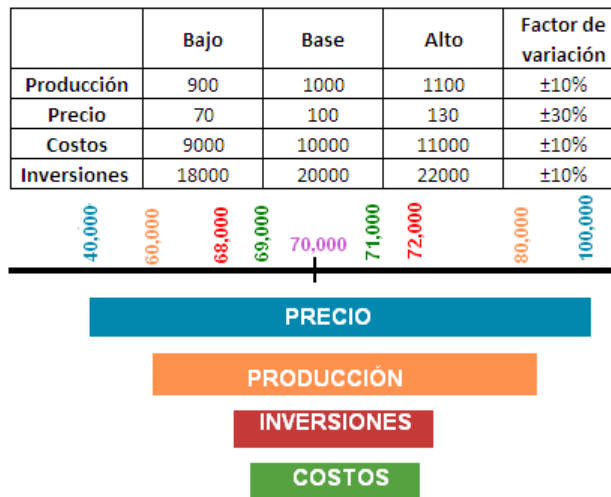


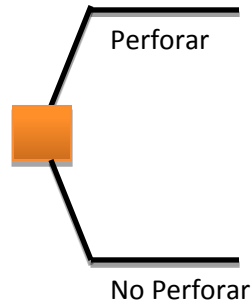
Figura 55. Diagrama de Tornado

Como se muestra en la figura anterior, las variables que más impactan son aquellas que abarcan un mayor rango en la línea de flujo de efectivo, en éste ejemplo fue el precio y la producción. Ahora ya con éstas variables seleccionadas se puede realizar un análisis de decisión más sintetizado.

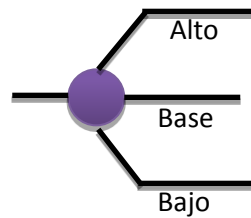
6.8 Árboles de decisión.³¹

Un árbol de decisión, es una representación gráfica de una secuencia de eventos y posibles resultados. La mayoría de las tomas de decisiones de importancia no se efectúan en un punto en el tiempo sino más bien en etapas. La decisión final se toma en etapas, y las decisiones subsecuentes dependerán de los resultados de las decisiones anteriores. La secuencia de acontecimientos puede representarse en forma similar a las ramas de un árbol. El empleo de un árbol de decisión es muestra alternativas posibles de eventos al azar. Los eventos se muestran como nodo, y los resultados como ramas que salen de cada nodo. Los nodos pueden ser:

- **Nodos decisión:** Los nodos de decisión representan la decisión que necesita tomarse



- **Nodos incertidumbre:** Los nodos de incertidumbre representan incertidumbres no controladas. Un elemento común de un árbol de decisión es el nodo de incertidumbre de tres ramas, se usa para representar una variable continua en una forma simplificada.



- **Nodos finales:** Los nodos finales representan resultados o estados de eventos que pueden realizarse



6.8.1 Construcción de un árbol de decisión. ³⁵

A continuación se describe el algoritmo para construir un árbol de decisión.

- Se consideran las variables que en el análisis de sensibilidad fueron las que más impactan al proyecto, y se consideran cada una como nodos de decisión.
- A cada nodo de decisión, se le colocan los posibles eventos que conlleva esa opción, a cada posible evento se le atribuye un nodo de incertidumbre.
- Se determinan los Flujos de Efectivo de cada rama del árbol

- Se evalúan las probabilidades de ocurrencia de cada rama obtenidas anteriormente.
- Se determina el valor presente neto de cada rama y se le asigna un nodo final
- Finalmente, se resuelve cada una de las alternativas, para así analizar cuál será seleccionada. La selección se realiza a partir del nodo final en el cuál esté el menor riesgo, yendo hacia el nodo incertidumbre y finalmente hacia el nodo decisión.

6.8.2 Gráfica de probabilidad acumulada de un árbol de decisión

Las gráficas de probabilidad acumulada son utilizadas para comprender los resultados de un árbol de decisión. Para crear una gráfica de probabilidad acumulada, se deben ordenar los posibles resultados de mayor a menor, y se comienza graficando la probabilidad del resultado más bajo contra su valor, para el siguiente dato se grafica su probabilidad más la probabilidad del valor anterior contra su valor; se repite esto para todos los valores, obteniendo la gráfica de probabilidad acumulada.

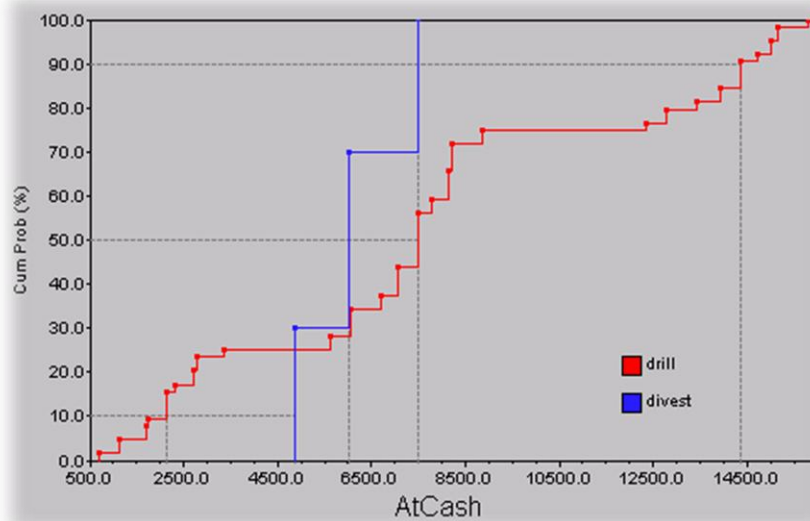


Figura 56. Gráfica de probabilidad acumulada

6.9 Simulación Montecarlo³⁹⁴⁰

Es una técnica que permite visualizar todos los posibles escenarios. Considera todo el rango de posibles valores de parámetros como producción precio, costos, inversiones, etcétera. Es una técnica cuantitativa que hace uso de la estadística y de modelos matemáticos con el fin de realizar operaciones con variables que tienen incertidumbre, ya que considera el riesgo y la incertidumbre como factores integrales dentro del cálculo.

Es un método iterativo que consiste en generar una distribución de probabilidad para el resultado de la combinación de variables aleatorias. Para una simulación Montecarlo, las entradas son distribuciones de probabilidad. Los valores aleatorios son generados para cada entrada y las salidas y son calculadas. Durante una simulación Montecarlo, números son generados aleatoriamente para cada variable de entrada El muestreo es realizado, por lo que las áreas de alta densidad de probabilidad, son escogidas con mayor frecuencia que áreas de baja densidad de probabilidad.

Si la región A tiene el doble de la densidad de probabilidad que la región B, debe haber dos veces más valores generados de A que de B. Repitiendo esto, obtenemos un histograma de posibles resultados Hay una considerable relación entre árboles de decisión y simulación Montecarlo

- Ambos modelan incertidumbre
- Ambos calculan valor esperado
- Ambos consideran rangos de resultados

La diferencia clave es cómo se emplean estos datos de salida. Los árboles de decisión usan los valores de los resultados y sus probabilidades asociadas para determinar un promedio ponderado. Este es el valor esperado del árbol En el análisis Montecarlo, el valor esperado es calculado tomando la media de todos los resultados. No hay ponderación por probabilidad debido a que el muestreo de las distribuciones de entrada cumple con esto.

³⁹ Tortike W. Variance simulation: A practical alternative to Monte Carlo simulation and sensitivity analysis. SPE, 1994

⁴⁰ Evers J. How to use Monte Carlo simulation in profitability analysis. American Institute of Mining, Metallurgical and Petroleum Engineers Inc. 1973

CAPÍTULO 7

“Metodología y ejemplo de aplicación”

7.1 Introducción

En la industria petrolera hay una gran cantidad de riesgos e incertidumbres, la mayoría de las decisiones que se toman en cualquiera de las áreas para algún proyecto conllevan algún porcentaje de riesgo, a medida que mejor evaluemos las alternativas posibles de una decisión y contamos con la mayor información posible, el riesgo de éxito de un proyecto disminuye.

Existen diversos métodos y herramientas para evaluar el riesgo, como ya se han mencionado anteriormente, sin embargo se sabe que normalmente no se utilizan al máximo, muchas compañías utilizan la intuición y la experiencia para tomar decisiones. Evaluar las alternativas utilizando herramientas que evalúan el riesgo y la incertidumbre representa una gran ventaja.

En los proyectos de recuperación mejorada muchas veces se toma el escenario o alternativa que mayor satisfacción económica nos ofrezca, pero se deja a un lado el riesgo que representa ese método, ya que muchas veces la alternativa que mayor satisfacción económica nos ofrece también puede tener gran riesgo, es ahí cuando las necesidades de la empresa son fundamentales, ya que ésta debe decidir qué es lo que busca, mayor satisfacción económica, recuperar en el menor lapso de tiempo sus inversiones, tomar la alternativa con menor riesgo siempre y cuando sea rentable o bien, un balance de las todas. La metodología propuesta, abarca la evaluación económica determinista y también evalúa probabilísticamente cada alternativa para así poder tomar la mejor decisión posible.

7.2 Descripción del campo

Con el fin de ejemplificar la metodología propuesta se analizó un campo de EUA el cual fue tomado de la base de datos del Oil and Gas Journal la cual se encuentra disponible en internet, el campo lleva por nombre Twofreds, fue descubierto en el año de 1957 después de una buena producción asistida por inyección de agua en 1973, la producción declinó hasta estar cerca del límite económico, dada esta circunstancia se decidió aplicarle un método de recuperación mejorada, inyección de CO₂, la cual fue implementada al yacimiento en 1974.

Twofreds se encuentra en Ward, Loving y el condado de Reeves a 17 millas al noreste de Pecos, Texas. El yacimiento está en una trampa estratigráfica, y su litología se basa en arenas, se encuentra a una profundidad de 4900 pies, el área es de 4392 acres y cuenta con un espesor promedio de 251 acres y un espesor máximo de 412 acres.

La producción máxima la alcanzó en 1967, produciendo 2700 Barriles por día, en ese momento se encontraba bajo inyección de agua, la producción después de los métodos de recuperación primaria y secundaria fue de 8,400,000 barriles, se estima que contó con un volumen original de 52,000,000 de barriles de aceite original en sitio, demás datos del campo se resumen en la siguiente tabla.

Tabla 11. Características del yacimiento.

Litología	Arenas
Porosidad	19.50%
Permeabilidad	32 md
Profundidad	4900 pies
Densidad API	36°API
Viscosidad	1.5 cp
Temperatura	105°F

7.3 Diagrama de flujo de la metodología propuesta



* Estimación de volumen a recuperar para asignación de incrementos de producción
 ** Análisis de infraestructura material requerido para estimación de costos e inversiones

Figura 57. Diagrama de flujo

7.4 Aplicación de la Metodología

Con los datos proporcionados anteriormente y utilizando la información de las tablas 3 a la 10, realizamos en Excel un código sencillo para realizar el escrutinio de los métodos para seleccionar aquellos que son técnicamente aplicables al campo. Los métodos aplicables según las características del campo fueron:

1. Inyección de polímeros
2. Inyección de surfactantes
3. Inyección de hidrocarburos miscibles
4. Inyección de N₂
5. Inyección de CO₂

Posteriormente, utilizando la Tabla 2 se asignó a cada método un incremento porcentual al factor de recuperación, y un porcentaje de riesgo de acuerdo a la madurez y desarrollo de los métodos y las tecnologías que usan el cual se obtuvo de la Figura 42. Para calcular las inversiones de cada método se utilizó la información descrita en cada método de recuperación mejorada así como en sus respectivas figuras, en las cuales podemos observar qué equipo necesita, y se asignó un costo a cada equipo según la experiencia. Los costos del material usado en cada método se obtuvieron en la Figura 45, la cual nos muestra el costo de producción de un barril dependiendo del método que apliquemos. Los costos de material utilizado fueron:

- Polímeros \$2 USD/barril
- Surfactantes \$16 USD/barril
- Hidrocarburos miscibles \$30 USD/barril
- Nitrógeno \$1.5 USD/barril
- Dióxido de carbono \$4 USD/barril

La obtención de los costos de material final se sumó a las inversiones, posteriormente se tomó el 20% de las inversiones base y se dividió entre el número de años que durará el proyecto, el cual se calculó con el software Merak Peep versión 2009 y fue de 29 años, de la división anterior obtuvimos los costos, los cuales serán uniformes durante los 29 años. Lo anterior dio como resultado la siguiente tabla:

Aternativa	Factor de recuperación	Desviación estandar	Costos (MUSD)	Inversiones (MMUSD)
Base		20%	620	90
Iny. de Polímeros	5%	35%	620	90.1
Iny. de Surfactantes	15%	45%	620	110
Iny. de Hidrocarburos miscibles	7%	30%	620	107
Iny. de Nitrógeno	5%	30%	620	90.1
Iny. de Dióxido de carbono	10%	30%	620	93

Tabla 12. Evaluación de casos

7.4.1 Análisis determinista

Con ayuda del software Merak Peep, se realizó el análisis determinista, en el cual se calculó el flujo de efectivo de cada alternativa así como el tiempo de recuperación de la inversión y la eficiencia de inversión. Se obtuvo el incremento de producción de cada método con ayuda de los factores de recuperación mostrados en la tabla anterior, y la reserva a recuperar la cual se obtuvo con datos del campo, y fue de 8,372 M barriles y como resultado obtuvimos lo siguiente:

Tabla 13. Incremento de producción.

Caso	NP (Mbarriles)
Base	
Polímeros	418.6
Surfactantes	1255
Hidrocarburos Miscibles	586
Nitrógeno	4186.6
Dióxido de carbono	837.2

Los resultados de la evaluación determinista se muestran en la Tabla 14, podemos observar que si sólo se analizara el flujo de efectivo, la mejor alternativa sería la inyección de dióxido de carbono

pues nos garantiza el 6% más de retribución económica que la alternativa base, la cual es explotar al yacimiento sin ningún método de recuperación. En los datos para la evaluación determinística se consideró el precio del aceite en \$96.59 USD/barril, el cual fue el precio de la mezcla mexicana al 25 de octubre de 2012. El precio del gas fue de \$3.34 USD/MMBTU

Tabla 14. Evaluación determinista

Caso	Determinista		
	F.E. (MMUSD)	T.R. (meses)	E.I.
Base	739	11.6	8.21
Polímeros	781	11.1	8.67
Surfactantes	845	12.4	7.67
Hidrocarburos Miscibles	770	13.1	7.25
Nitrógeno	739	11.6	8.21
Dióxido de carbono	819	11	8.78

7.4.2 Análisis de sensibilidad.

Utilizando el mismo software, y con los datos de la evaluación determinista, se realizó un análisis de sensibilidad utilizando el diagramas de tornado, para evaluar en cada alternativa las variables que más impactan al proyecto, como podemos observar en las siguientes figuras, en todas las alternativas evaluadas las variables de mayor impacto fueron el precio del hidrocarburo y la producción. Aunque en cada alternativa se tienen diferentes inversiones puesto que requieren de diferente infraestructura y los costos de los materiales inyectados varían mucho, como en el caso de los surfactantes que es uno de los métodos más caros; es así que pese a mayor inversión en algunas alternativas estas no llegan a tener un impacto tan relevante en el proyecto, siempre y cuando este sea rentable.

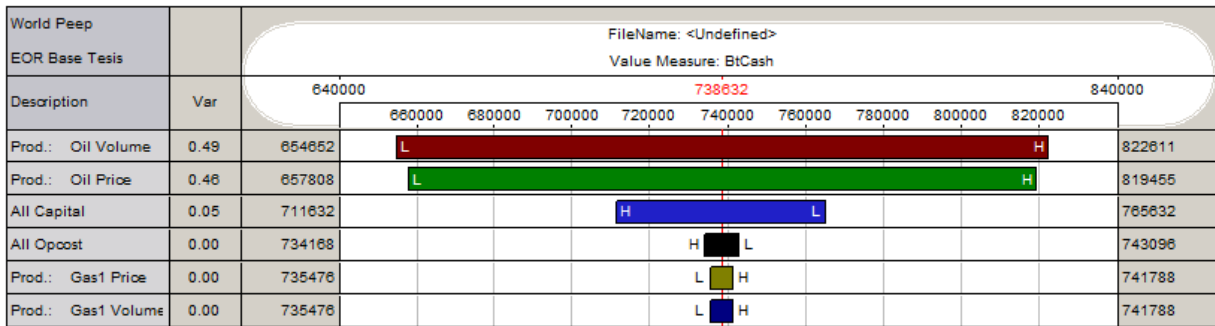


Figura 58. Análisis de sensibilidad utilizando diagrama de tornado del caso base

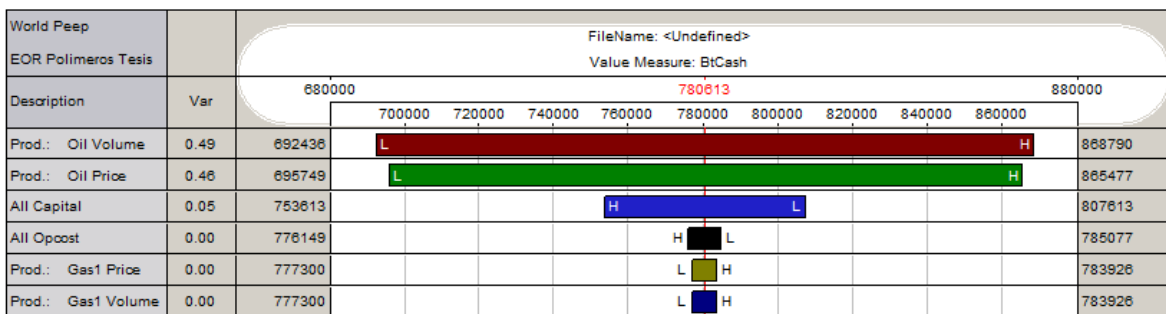


Figura 59. Análisis de sensibilidad utilizando diagrama de tornado del caso polímeros

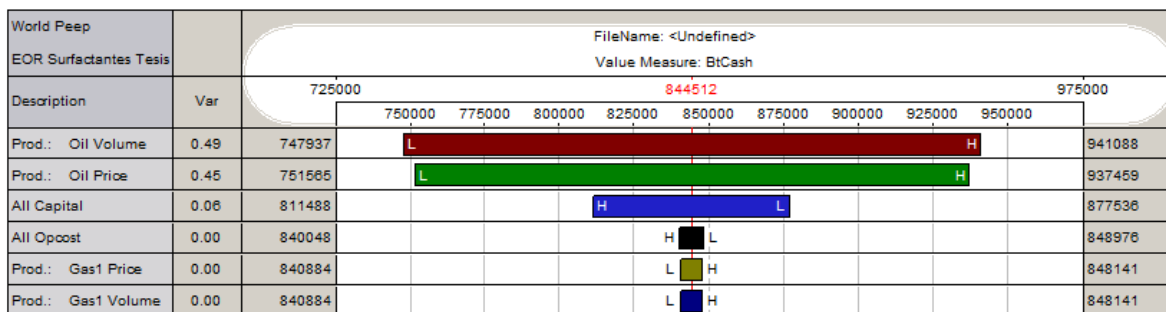


Figura 60. Análisis de sensibilidad utilizando diagrama de tornado del caso surfactantes

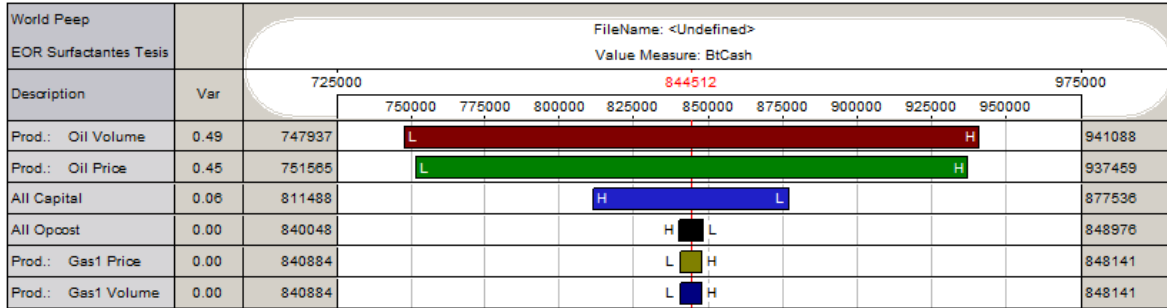


Figura 61. Análisis de sensibilidad utilizando diagrama de tornado del caso hidrocarburos miscibles

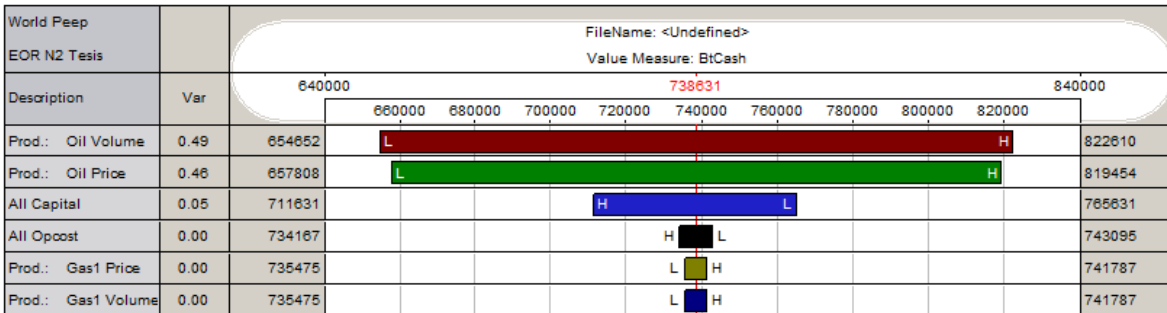


Figura 62. Análisis de sensibilidad utilizando diagrama de tornado del caso nitrógeno

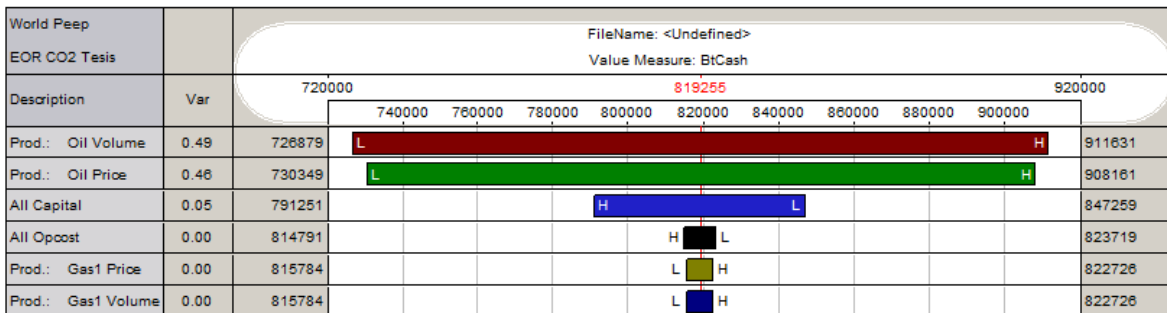


Figura 63. Análisis de sensibilidad utilizando diagrama de tornado del caso dióxido de carbono

7.4.3 Análisis probabilista

Considerando las variables de mayor impacto, producción y precio el riesgo que implica cada método y un comportamiento de las reservas de modo log-normal se analizó probabilísticamente cada alternativa, obteniendo con ayuda de la simulación Montecarlo la P50, media, desviación estándar e incremento de la producción de cada proceso. Se realizaron 500 iteraciones utilizando el método de Montecarlo, que como se explicó anteriormente debido a la facilidad de obtención de datos y a la toma de distintos puntos dentro de la distribución se realizan las iteraciones, esto permite la obtención de diversas alternativas y muestra probabilidades de obtener valores mayores a los que inicialmente tenemos. Para realizar la simulación se considero que el precio y la producción tienen un comportamiento log-normal, en cada método se decidió poner una desviación estándar distinta, de acuerdo a la madurez y son las que se muestran en la Tabla 12, las figuras mostradas a continuación son únicamente del caso base, muestran el comportamiento del precio y producción, para los otros casos se consideraron los respectivos parámetros de cada método.

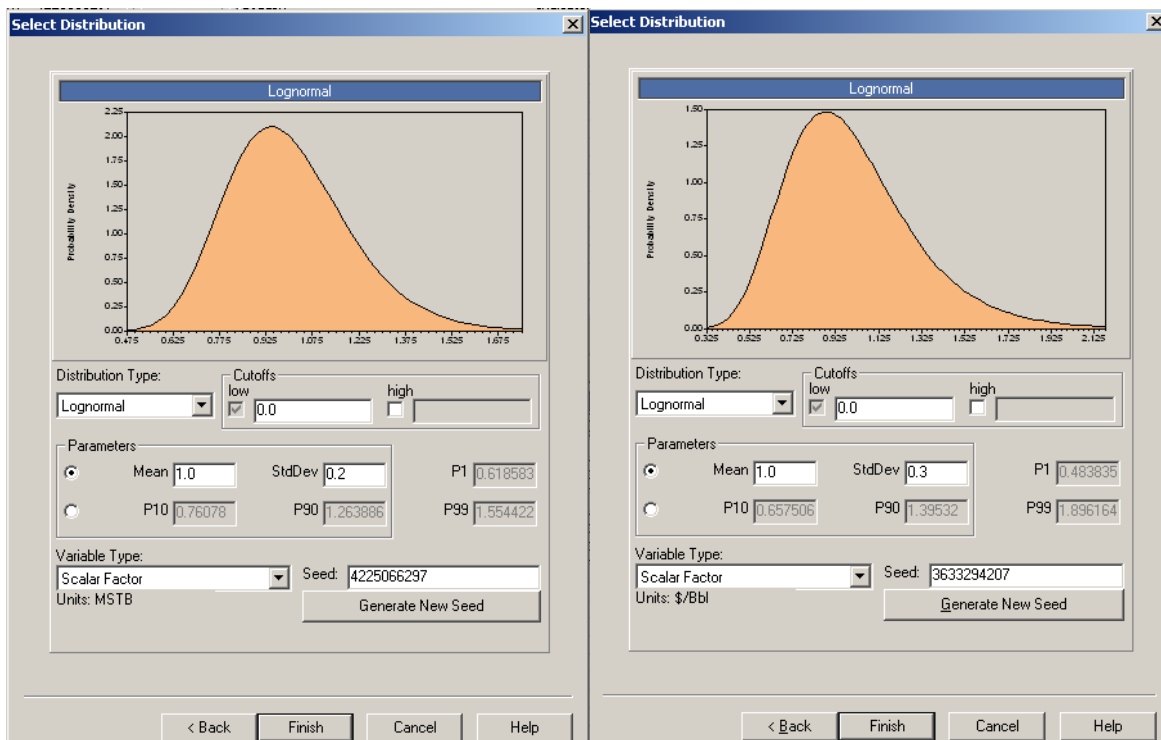


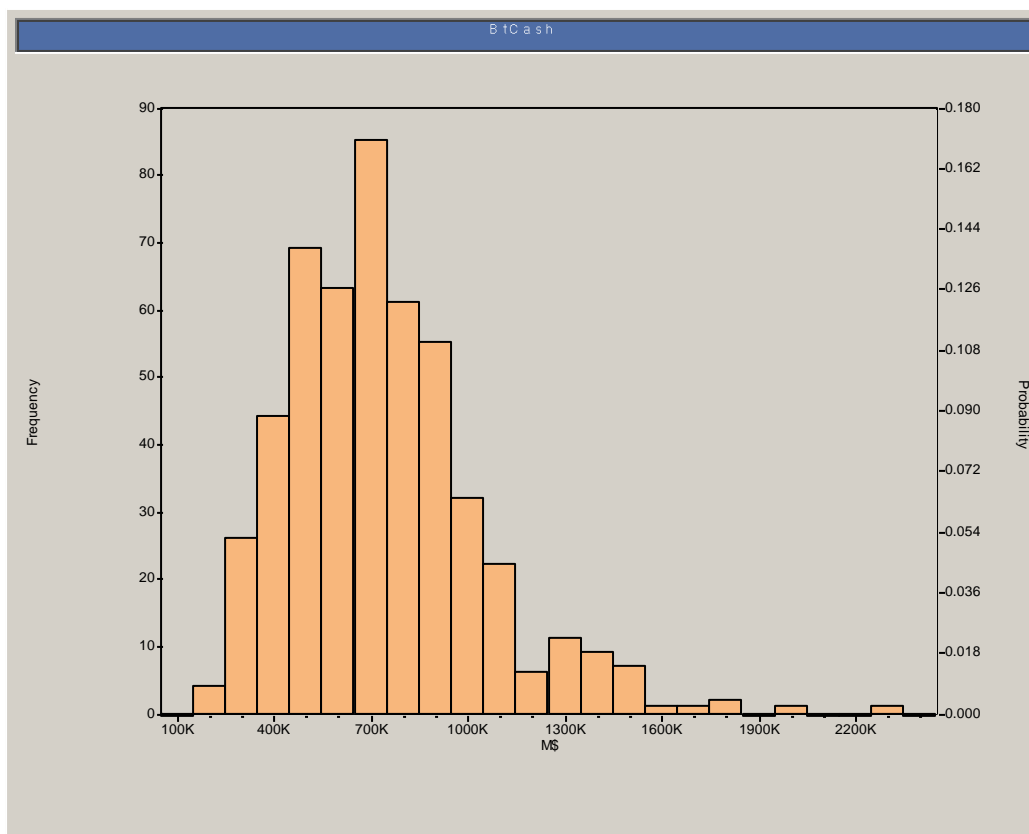
Figura 64. Comportamiento de la producción y el precio del caso base.

Los resultados obtenidos al realizar la simulación de Montecarlo para cada método, en los cuales se utilizaron los datos anteriores se presentan a continuación,:

Caso base.

Caso Base	
Número de simulaciones:	500.00
Media:	735,968.88
Desviación estándar:	294,298.78
Varianza:	86,611,772,735.86
Asimetría:	1.16
Curtosis:	2.67
Media con error:	13,161.44
Variabilidad:	0.40
Mínimo:	185,200.72
Máximo:	2,313,476.71

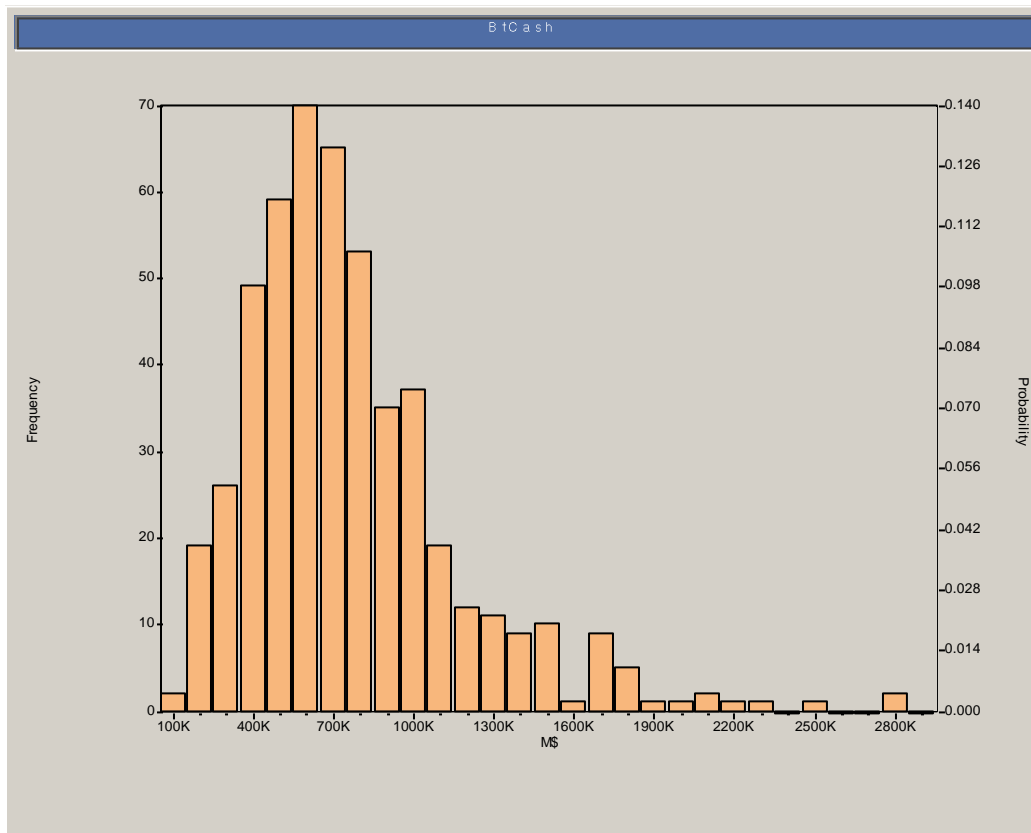
Percentil	Valor
10	407,278.62
50	705,759.51
90	1,081,929.08



Caso polímeros.

Caso Polímeros	
Número de simulaciones:	500.00
Media:	767,783.00
Desviación estándar:	400,314.53
Varianza:	160,251,725,796.37
Asimetría:	1.55
Curtosis:	3.90
Media con error:	17,902.61
Variabilidad:	0.52
Mínimo:	117,177.38
Máximo:	2,847,873.87

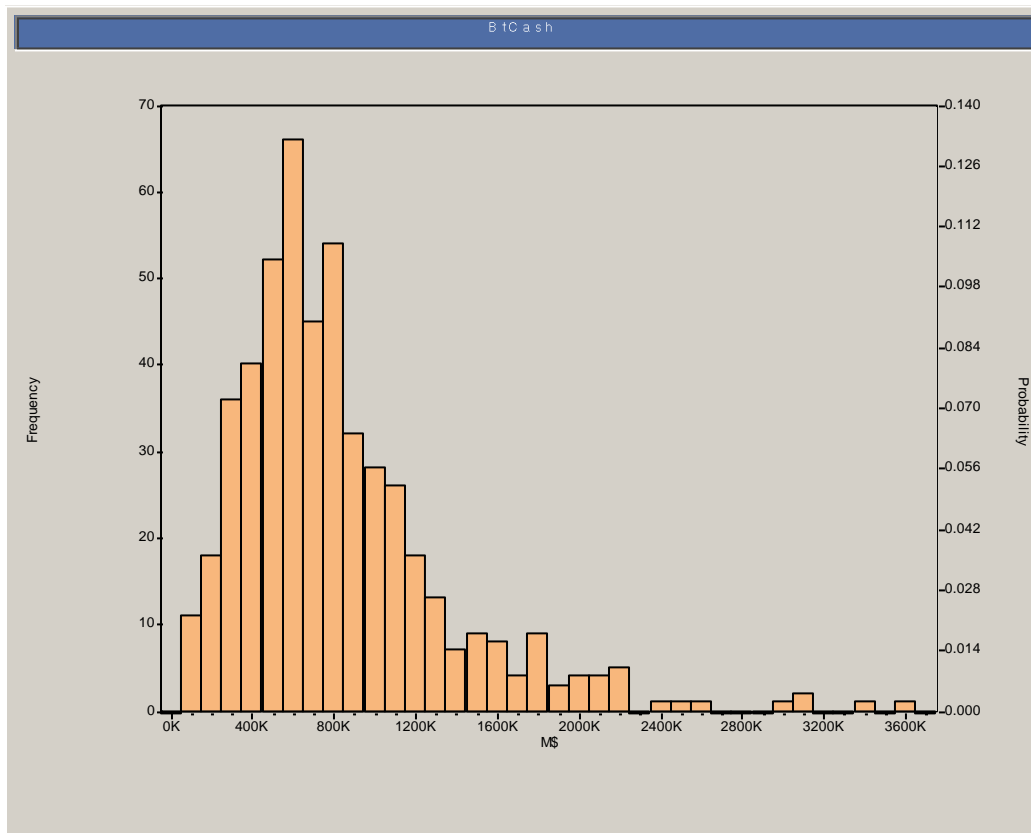
Percentil	Valor
10	354,755.84
50	698,566.21
90	1,309,447.31



Caso surfactantes:

Caso Surfactantes	
Número de simulaciones:	500.00
Media:	823,233.22
Desviación estándar:	515,065.12
Varianza:	265,292,073,786.19
Asimetría:	1.81
Curtosis:	4.96
Media con error:	23,034.41
Variabilidad:	0.63
Mínimo:	72,182.88
Máximo:	3,645,978.10

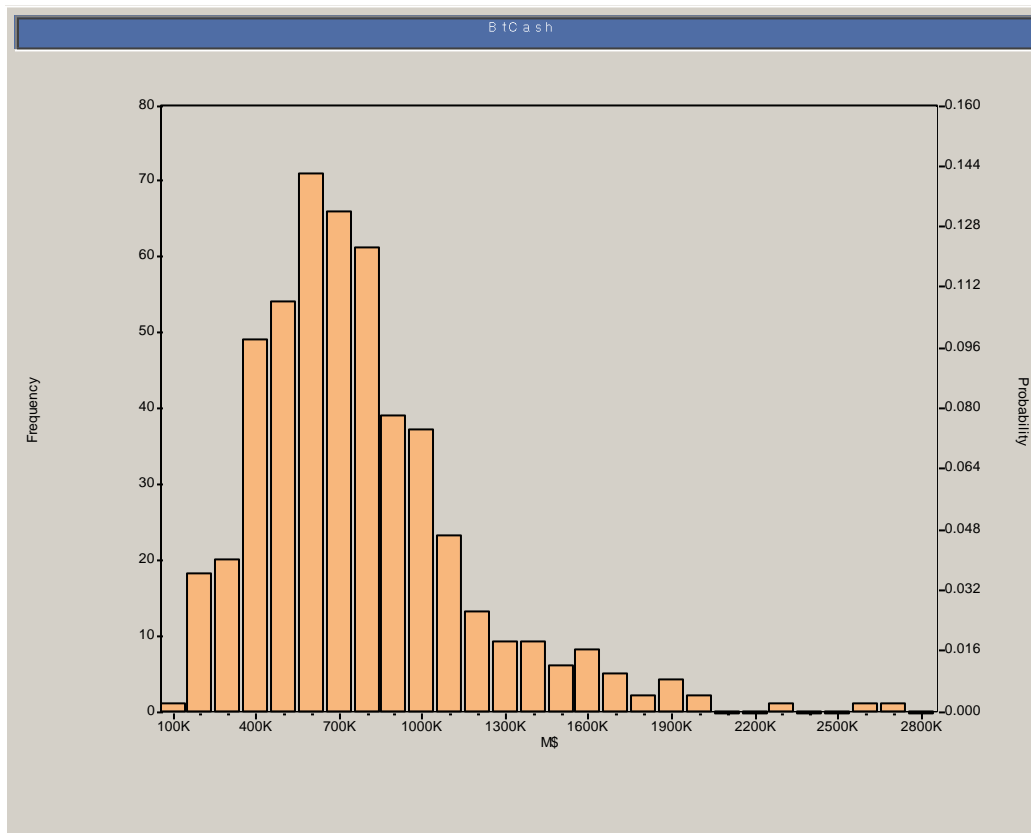
Percentil	Valor
10	327,080.71
50	712,640.20
90	1,491,586.97



Caso hidrocarburos miscibles.

Caso Hidrocarburos Miscibles	
Número de simulaciones:	500.00
Media:	770,158.39
Desviación estándar:	374,424.47
Varianza:	140,193,680,039.61
Asimetría:	1.43
Curtosis:	3.47
Media con error:	16,744.77
Variabilidad:	0.49
Mínimo:	128,834.95
Máximo:	2,747,958.50

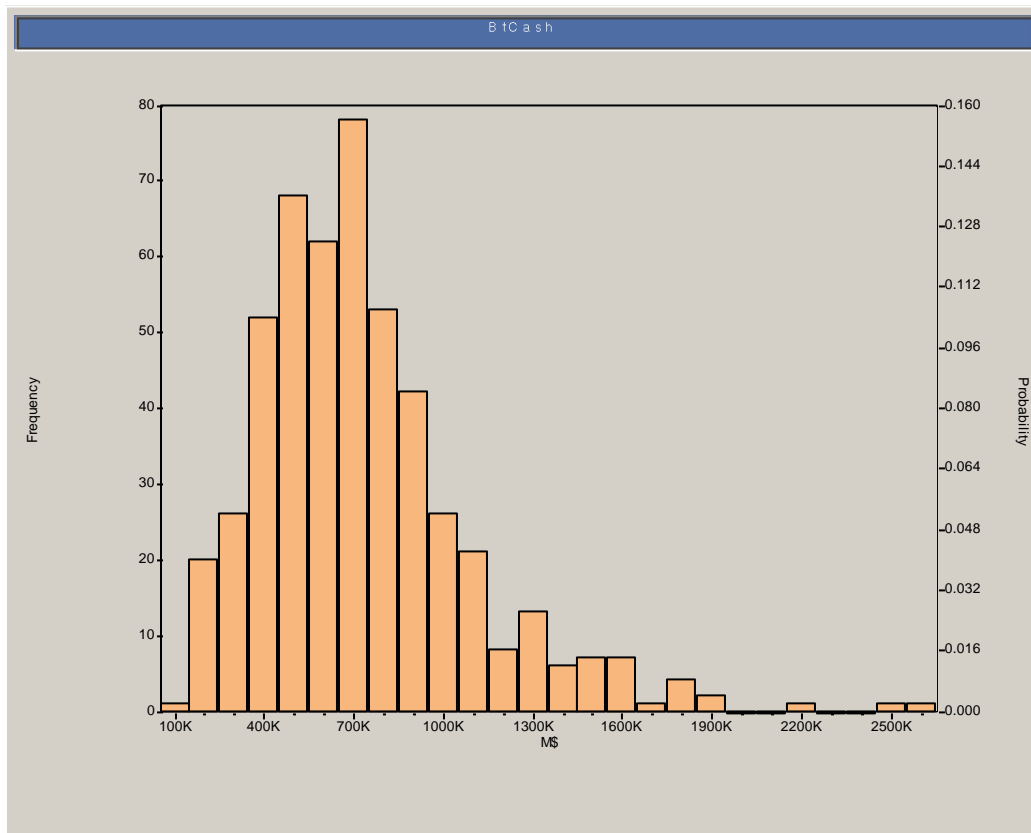
Percentil	Valor
10	374,568.33
50	708,016.67
90	1,233,661.73



Caso nitrógeno.

Caso Nitrógeno	
Número de simulaciones:	500.00
Media:	729,592.39
Desviación estándar:	349,930.81
Varianza:	122,451,570,383.19
Asimetría:	1.43
Curtosis:	3.47
Media con error:	15,649.38
Variabilidad:	0.48
Mínimo:	130,221.59
Máximo:	2,578,006.77

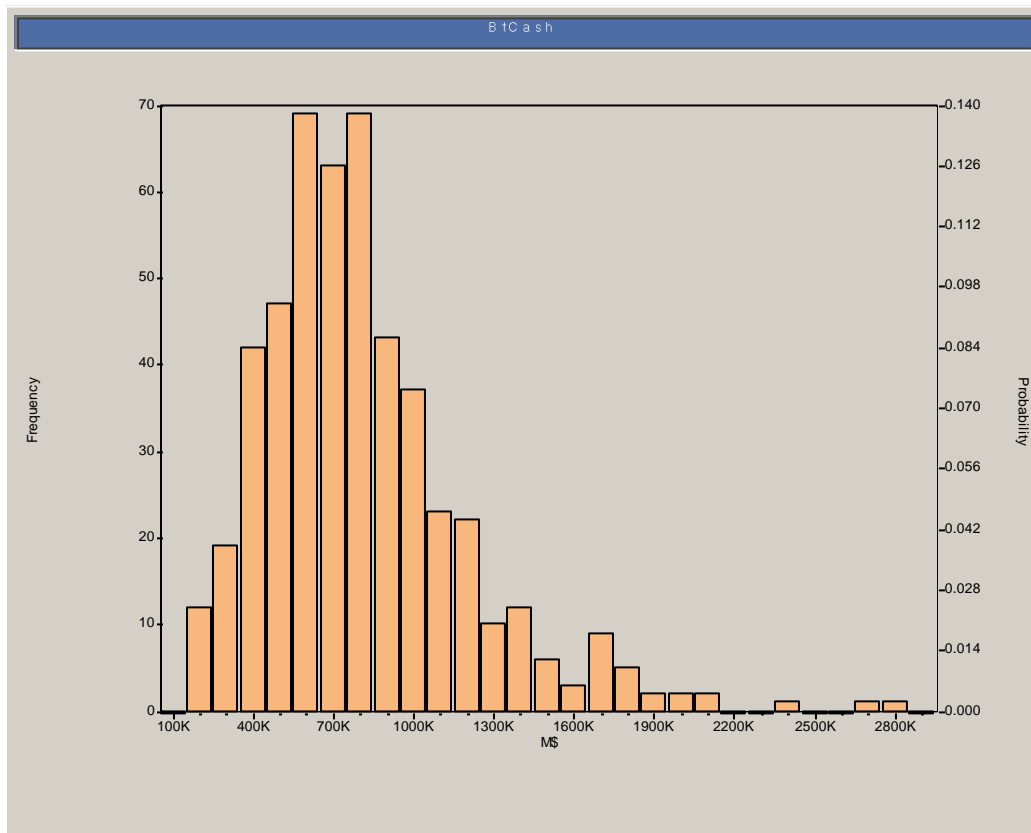
Percentil	Valor
10	359,881.64
50	671,516.86
90	1,162,775.06



Caso dióxido de carbono.

Caso Dióxido de carbono	
Número de simulaciones:	500.00
Media:	809,312.77
Desviación estándar:	384,922.34
Varianza:	148,165,208,071.17
Asimetría:	1.43
Curtosis:	3.47
Media con error:	17,214.25
Variabilidad:	0.48
Mínimo:	150,008.31
Máximo:	2,842,565.23

Percentil	Valor
10	402,631.39
50	745,428.78
90	1,285,811.51



De los datos obtenidos anteriormente se realizó la siguiente tabla en la cual se resumen los datos más relevantes:

Tabla 15. Análisis probabilista

Probabilista		
P50 (MMUSD)	Media (MMUSD)	σ (MMUSD)
706	736	294
699	768	400
713	823	515
708	770	374
672	730	350
745	809	385

7.5 Análisis de Resultados.

Considerando el análisis probabilista se realiza una gráfica en la que el eje horizontal se encuentra representada la desviación estándar que es el riesgo de cada proyecto, y el eje vertical se representa la P50 que representa un valor en el cual existe el 50% de probabilidad de existencia de un valor mayor, en la cual podemos analizar que considerando el riesgo y el éxito económico el método más propicio sería la inyección de CO₂ la cual aunque presenta mayor riesgo que el caso base nos ofrece cerca de 50 Millones de dólares más que el caso base, la inyección de CO₂ fue seleccionada en el campo Twofreds como método de recuperación mejorada en 1974.

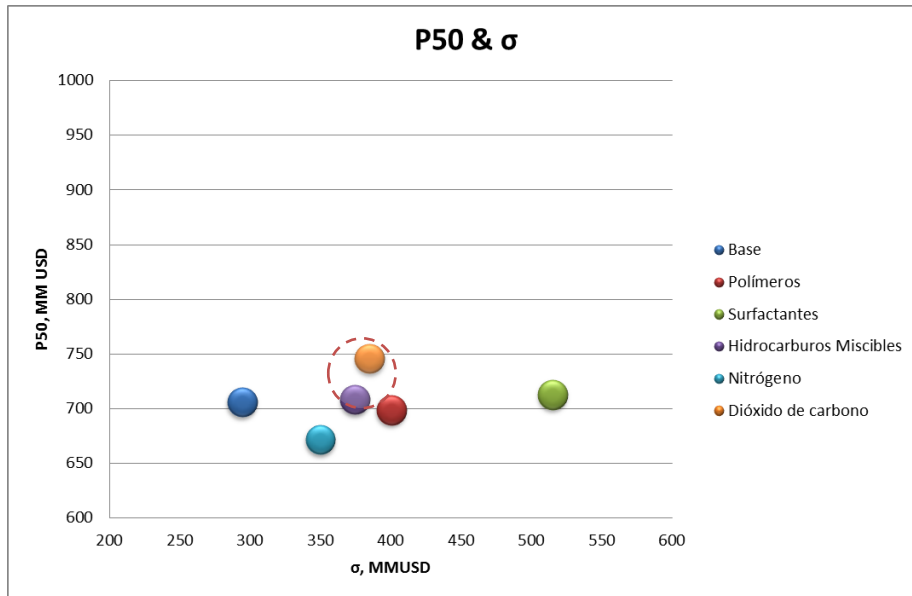


Figura 65. P50 contra Riesgo

Si analizáramos la media contra el riesgo los resultados serían similares, pero la media es más generosa en cuanto a la asignación de valores, mientras que la P50 es más reservada. El caso que mayor ventaja económica presenta es el de surfactantes, pero a la vez es el que presenta mayor riesgo, si consideramos un riesgo entre 300 y 400 Millones de dólares el de mayor ventaja económica sería nuevamente, la inyección de dióxido de carbono.

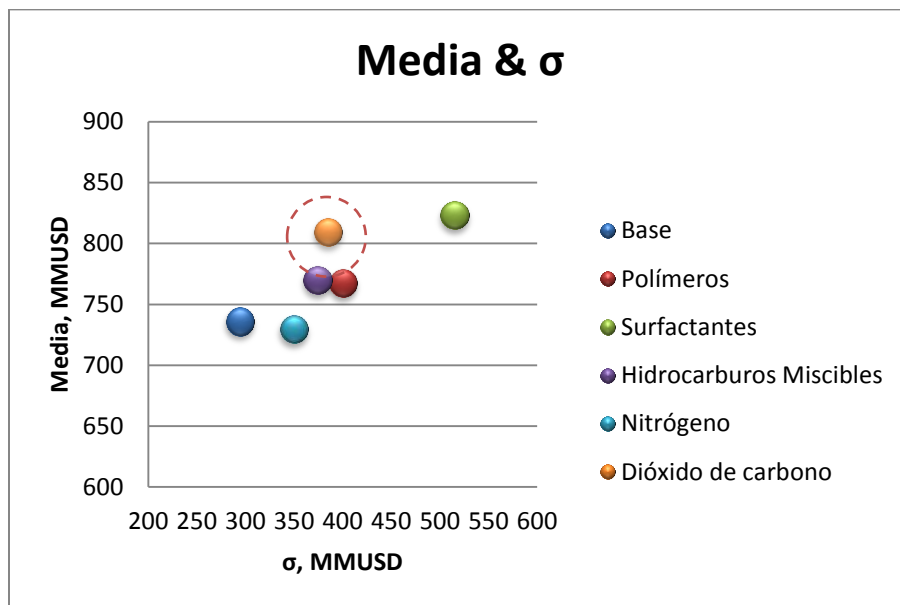


Figura 66. Media contra riesgo

Si como tradicionalmente se toman las decisiones en cuanto un proyecto, se eligiera aquel que en base al flujo de efectivo, el mejor caso sería la inyección de surfactantes, pero como se pudo apreciar en las gráficas anteriores, es la de mayor riesgo, la gráfica de barras del flujo de efectivo de cada método se muestra a continuación.

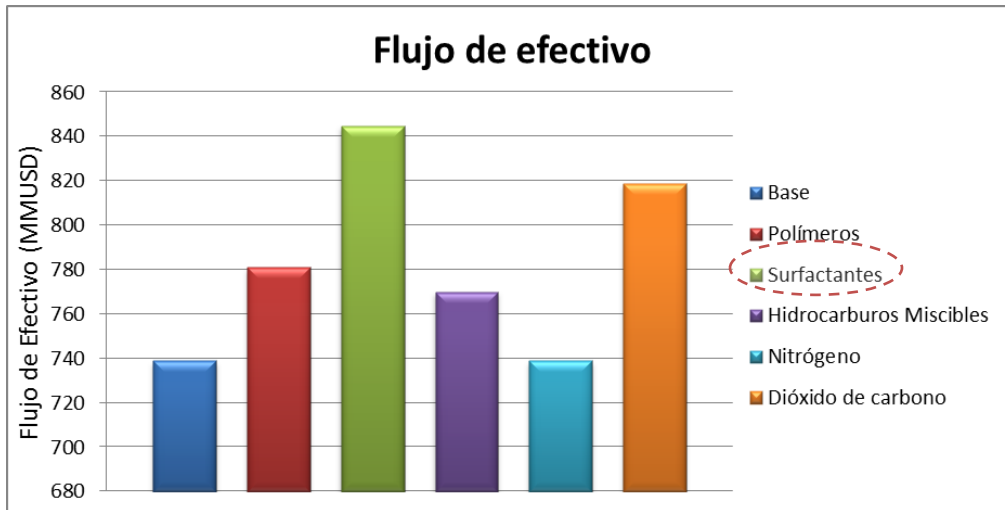


Figura 67. Flujo de efectivo

Si se considerara el tiempo de recuperación de la inversión el método que menor tiempo de recuperación tiene es la inyección de CO₂ con un tiempo de recuperación de la inversión de 11 meses después de iniciar las operaciones en le proyecto, debemos recordar que un proceso de recuperación mejorada implica aproximadamente 10 años desde el inicio de la idea hasta la obtención de resultados.

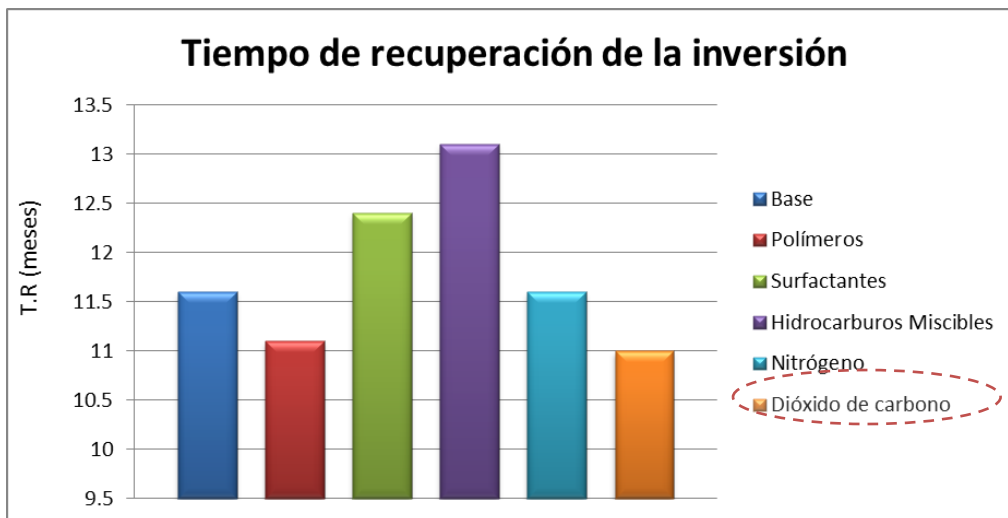


Figura 68. Tiempo de recuperación de la inversión

En conclusión, según el ejemplo desarrollado del campo Twofreds, la mejor opción que aplicada la tecnología se obtuvo, fue la inyección de CO₂, el la cual obtenemos el mejor ingreso económico con el menor riesgo posible, el dinero invertido se recupera en el menor tiempo, 11 meses, el incremento de producción es el segundo mejor presentado al igual que el flujo de efectivo y finalmente cuenta con una eficiencia de la inversión de 8.78 dólares por cada dólar invertido.

Comparando los resultados obtenidos con ésta metodología con los obtenidos en el campo Twofreds, podemos observar que ambos resultados son iguales, aunque carecemos de información acerca del procedimiento de toma de decisiones del proyecto, podemos concluir que para las características dadas del campo la mejor opción de métodos recuperación mejorada es sin duda, la inyección de dióxido de carbono. Cabe señalar que finalmente, la mejor opción es la que se ajuste a las necesidades de la empresa, es decir, qué es lo que la empresa está buscando mayor flujo de efectivo, menor riesgo, un balance de ambas, mayor producción, menor tiempo de recuperación de la inversión, etcétera.

CONCLUSIONES

Conclusiones

En la industria petrolera nos debemos enfrentar con dos medios importantes ligados entre sí, el técnico y el económico. El éxito que tenga un proyecto petrolero para producir hidrocarburos depende de la determinación de la rentabilidad de éste. Es de suma importancia realizar un conjunto de análisis Económicos que en conjunto con la evaluación técnica determinan si un proyecto es o no rentable, es por eso que se debe de encontrar un equilibrio de ambas evaluaciones. Para que un proyecto sea aprobado debe tener un esquema coherente desde el punto de vista técnico, ya que así se podrá obtener la utilización eficiente y administración de los recursos limitados para obtener la máxima satisfacción.

Existe una gran incertidumbre en cada etapa, exploración, producción, perforación, distribución, administración, entre otras; además enfrentan nuevos riesgos frecuentemente. Por lo tanto es necesario utilizar diversos métodos y enfoques para evaluar los riesgos a los que nos enfrentamos. En la industria existe una gran cantidad de riesgos e incertidumbres, la mayoría de las decisiones que se toman en cualquiera de las áreas para algún proyecto conllevan algún porcentaje de riesgo, a medida que mejor evaluemos las alternativas posibles de una decisión y contamos con la mayor información posible, el riesgo de éxito de un proyecto disminuye.

Después de las principales etapas de producción de un yacimiento petrolero, queda aproximadamente el sesenta por ciento del volumen original de aceite dentro de él, el cual no se puede seguir extrayendo debido a la pérdida de presión dentro del yacimiento o por algún otro factor que impide que el aceite llegue a superficie.

Los métodos de recuperación mejorada consisten en adicionar al yacimiento sustancias que normalmente no se encuentran dentro de él con el fin de recuperar una mayor cantidad de reservas, tradicionalmente se implementaban en la tercera etapa de recuperación de hidrocarburos, hoy en día, se puede aplicar proceso de recuperación mejorada sin esperar a que estas etapas concluyan o se lleven a cabo. La implementación de algún método de recuperación mejorada es un proceso que tarda aproximadamente 10 años en obtener resultados, ya que consta de diferentes etapas las cuales van desde el surgimiento de la idea o necesidad de aplicar algún proceso de EOR hasta la aplicación en campo, pasando por muchas otras etapas

La producción mundial de aceite proveniente de métodos de EOR, se ha mantenido estable durante los últimos años, contribuyendo con cerca de 3 millones de barriles por día en 2010,

comparándola con la producción mundial total para ese año (85 millones BPD) representa el 3.5 % de la producción. La mayor parte de la producción por EOR proviene de los métodos térmicos los cuales aportan 2 millones de barriles por día. La inyección de CO₂ contribuye con un tercio de millón de barriles por día. La inyección de gas de hidrocarburos contribuye con un tercio de millón de barriles por día. La inyección de químicos aporta un tercio de millón de barriles de aceite por día.

Pese a que existen muchos métodos de recuperación mejorada hoy en día, no todos nos ofrecen la misma certidumbre de su funcionamiento, ya que muchos no han sido llevados a nivel de campo y se han quedado en la etapa de prueba piloto.

El análisis de riesgo se define como un estudio de las probabilidades de que un proyecto obtenga una tasa de rendimiento satisfactoria y más probable de variabilidad a partir de la mejor estimación de la tasa de rendimiento. Se utiliza cuando se conocen las funciones de distribución de probabilidades de costos, beneficios, vida útil de un proyecto, etc. Existen diversos métodos y herramientas para evaluar el riesgo, como ya se han mencionado anteriormente, sin embargo se sabe que normalmente no se utilizan al máximo, muchas compañías utilizan la intuición y la experiencia para tomar decisiones.

La simulación Montecarlo es una técnica que permite visualizar todos los posibles escenarios. Considera todo el rango de posibles valores de parámetros como producción precio, costos, inversiones, etcétera. Es una técnica cuantitativa que hace uso de la estadística y de modelos matemáticos con el fin de realizar operaciones con variables que tienen incertidumbre, ya que considera el riesgo y la incertidumbre como factores integrales dentro del cálculo

En los proyectos muchas veces se toma el escenario o alternativa que mayor satisfacción económica nos ofrezca, pero se deja a un lado el riesgo que representa ese método, ya que muchas veces la alternativa que mayor satisfacción económica nos ofrece también puede tener gran riesgo. Se propone una metodología de selección de métodos de recuperación mejorada, la cual además del análisis económico determinístico analizara el riesgo y la probabilidad de éxito del método, el mejor método sería el que mayor satisfacción económica nos ofrezca pero que a la vez presente el menor riesgo.

La metodología consta de realizar primeramente una evaluación determinística en la cual obtendremos flujo de efectivo, tiempo de recuperación de la inversión y eficiencia de la inversión,

posteriormente se realiza un análisis de sensibilidad y se escogen las alternativas que más impactan al proyecto. Con la determinación anterior, se realiza con ayuda de Merak Peep, en análisis de Montecarlo para obtener las probabilidades de riesgo del proyecto. La mejor opción, según la metodología propuesta es la que presente la mayor satisfacción económica en balance con el menor riesgo. Aunque finalmente la mejor decisión es aquella que cumpla los requerimientos de la empresa.

Según el ejemplo desarrollado del campo Twofreds, la mejor opción que aplicada la tecnología se obtuvo, fue la inyección de CO_2 , en la cual obtenemos el mejor ingreso económico con el menor riesgo posible, el dinero invertido se recupera en el menor tiempo, 11 meses, el incremento de producción es el segundo mejor presentado al igual que el flujo de efectivo y finalmente cuenta con una eficiencia de la inversión de 8.78 dólares por cada dólar invertido. Comparando los resultados obtenidos con ésta metodología con los obtenidos en el campo Twofreds, podemos observar que ambos resultados concluyen que la inyección de dióxido de carbono es la mejor opción.

BIBLIOGRAFÍA

Bibliografía.

1. Arias A. Apuntes de geología. Facultad de Ingeniería UNAM, Semestre 2008-2
2. Rodríguez Nieto R. Apuntes de comportamiento de yacimientos. Facultad de Ingeniería, UNAM, Semestre 2010-1.
3. Economides M. Petroleum production systems. Ed. Prentice Hall, 1994
4. Towler B. Fundamental principles of reservoir engineering. Society of Petroleum Engineers, 2002
5. Instituto Mexicano del Petróleo. <http://www.imp.mx>
6. Ramírez J. Productividad de pozos petroleros. Facultad de Ingeniería, UNAM, México, 2007.
7. Petróleos Mexicanos. http://www.pemex.com/files/dcf/glosario_031231.pdf
8. McCain W. The properties of petroleum fluids. Ed. Pen Well, segunda edición. Tulsa, Oklahoma, 1990.
9. Secretaría de Energía. http://sie_se.energia.gob.mx/GlosarioDeTerminos/DICCIO_SSIE.pdf
10. PEMEX, Exploración y Producción. Las reservas de hidrocarburos de México. México, 2009.
11. Schlumberger. Evaluación económica de proyectos, presentación
12. Salager J. Recuperación mejorada de petróleo. Facultad de Ingeniería, Universidad de los Andes. Mérida, Venezuela. 2005
13. Díaz Zertuche. Curso de sistemas artificiales de producción. Facultad de Ingeniería, UNAM. Semestre 2011-2.
14. Sttefani O. Curso de comportamiento de yacimientos. Facultad de Ingeniería, UNAM. Semestre 2010-1
15. Cruz J. Criterio de selección para métodos de recuperación secundaria y mejorada, versión 2.0. Instituto Mexicano del Petróleo, México, 2006
16. Shell. <Http://www.shell.com.mx/>
17. Comisión Nacional de Hidrocarburos. El futuro de la producción de aceite en México: Recuperación avanzada y mejorada IOR-EOR, CNH, México, 2012.
18. Thomas S. enhanced oil recovery an overview. Oil and Gas science and Technology, Rev. IFP, vol. 63, 2008.

19. Paris M. Inyección de agua y gas en yacimientos petroleros, segunda edición. Ed. Astro Data. Maracaibo, Venezuela, 2007
20. Al-Mjeni R. Has the time come EOR?. Schlumberger, Oilfield Review Winter 2010/2011: 22, no. 4
21. Thakur G. Integrated petroleum reservoir management. Ed. Pen Well. Tulsa, Oklahoma, 1994.
22. Picado B. Química I. Ed. UNED. San José, Costa Rica , 2008.
23. National Energy Technology Laboratory. <http://www.netl.doe.gov/technologies/oil-gas/eor/eordraw.html>
24. Carcoana, A. Applied enhanced oil recovery. Prentice Hall. 1992
25. Lake L. Enhanced oil recovery. Prentice Hall, EUA, 1989.
26. Bondor P. EOR the time is now. Society of Petroleum Engineers, SPE.
27. Kokal S. Enhanced oil recovery: challenges and opportunities. EXPEC Advanced Research Centre, Saudi Aramco, 2010.
28. Manrique E. EOR: Promesa incumplida o un gran futuro?. Work Shop EOR. Neuquén, 2010.
29. Delgado J. Curso Introducción al análisis económico empresarial. Facultad de Ingeniería, UNAM. Semestre 2012-2.
30. Apuntes de comercialización de crudo y gas natural. Facultad de Ingeniería, UNAM. Semestre 2012-1
31. Glinz I. Planeación y administración de proyectos de ciencias de la tierra. Facultad de Ingeniería, UNAM, México, 2007.
32. Pappas J. Fundamentals of managerial economics, Florida, USA, 1980.
33. Bolívar H. elementos para la evaluación de proyectos de inversión, segunda edición. Facultad de Ingeniería, UNAM, México, 2005.
34. Bailey W. Riesgos medidos. Schlumberger. Aberdeen, Escocia, Reino Unido, 2011
35. Neri U. Curso de evaluación económica de proyectos de ciencias de la tierra. Facultad de Ingeniería, UNAM. Semestre 2011-2
36. Mayer P. Probabilidad y aplicaciones estadísticas. Ed. Addison Wesley Iberoamericana. 1986
37. Stevenson W. Estadística para la administración y economía. Ed. Harla. México, 1981.

38. Thuesen G. Engineering economy. Ed. Prentice Hall. 1986
39. Hurts A. Swanson's 30-40-30 rule. The American Association Petroleum Geologists, Vol. 84 no. 12. 2000
40. Evers J. How to use Monte Carlo simulation in profitability analysis. American Institute of Mining, Metallurgical and Petroleum Engineers Inc. 1973