



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**ANÁLISIS DE RIESGO ECONÓMICO DE LOS MÉTODOS DE
RECUPERACIÓN SECUNDARIA Y MEJORADA (APLICACIÓN PARA
UN CAMPO MARINO)**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERA PETROLERA

PRESENTAN:

MARIBEL CUEVAS RIVERO

NAYELI ORTIZ DORANTES

DIRECTOR:

ING. ULISES NERI FLORES

DIRECTOR ADJUNTO:

M.C. HERÓN GACHUZ MURO



CIUDAD UNIVERSITARIA, MÉXICO D.F., JUNIO 2011

AGRADECIMIENTOS

A la Universidad Nacional Autónoma de México, mi Alma Mater, por todo el apoyo que me brindó a lo largo de mi carrera.

A mis padres, Juan y Grisel, porque ellos son la base de todos mis logros.

A mis hermanos, José Luis y Diana, por su cariño

A mis tíos y primos, que siempre buscaron hacerme sentir como en casa.

A mi novio Aarón Retana Pérez por su amistad, amor, apoyo y comprensión.

A mis amigos Nayeli Ortiz Dorantes, Dalia Martínez Cruz, Saúl Eduardo Espinosa García, Jorge Iván Hernández May, Víctor Alejandro Tamayo Chi, Berenice Jacobo Pérez y a todos aquellos que me hacen falta mencionar pero que saben a quienes me refiero, por reír a mi lado y por todos sus sabios consejos.

A mis directores de tesis, el M.I. Ulises Neri Flores y el M.C. Herón Gachuz Muro, por sus enseñanzas y motivación.

Y al apoyo del Ing. José Julián Mata.

Maribel Cuevas Rivero

AGRADECIMIENTOS

Nayeli Ortiz Dorantes

A Dios

Tú que en silencio me has acompañado a lo largo de mi vida y sin pedirme nada a cambio, hoy me regalas la alegría de ver realizado uno de mis sueños, guarda mi corazón cerca de ti y guíame día con día en el camino que lleva hacia ti. Gracias Dios mío.

A mis padres

Quienes me han heredado el tesoro más valioso que puede dársele a un hijo: amor. Quiero que sepan que mi principal motivación a lo largo de todo este tiempo han sido ustedes que confiaron en mí y me alentaron a seguir adelante.

A mi padre Delfino Ortiz por que ha sido para mí un hombre grande y maravilloso que siempre he admirado, gracias por guiar mi vida con energía.

A mi madre Irma Dorantes, que es el ser más maravilloso del mundo, gracias por sus consejos, cariño, que desde siempre me ha brindado. Por guiar mi camino, esto es lo que ha hecho que sea lo que soy.

Que sin escatimar esfuerzo alguno, han sacrificado gran parte de su vida para formarme y educarme. Nunca podré pagar todos sus desvelos, ni aun con las riquezas más grandes de este mundo.

Con amor y un inmenso respeto.

A mis hermanos

El más sincero agradecimiento por la confianza que en mí depositaron. Correspondiendo al esfuerzo y apoyo recibido .No olviden que mis logros también son suyos.

A la UNAM

Mi alma máter, por permitirme ser una de sus tantas hijas, además de heredarme la piel dorada y sangre azul. Siempre puma y con un gran orgullo te llevaré en mi corazón.

A mis profesores

Ulises Neri Flores, Herón Gachuz Muro, José Julián Mata Argandoña por su sabiduría y constante trabajo que contribuyeron en esta tesis. A mis sinodales por tomarse el tiempo, por sus aportaciones que acrecentaron este trabajo.

A Jesús Héctor Díaz Zertuche, Gerardo Rodríguez Gómez y a todos aquellos que conforman la Gerencia de evaluación de resultados de Petróleos Mexicanos (PEMEX); de todos aprendí mucho, agradezco su ayuda y por permitirme ser parte de un agradable ambiente de trabajo.

A mis amigos

Daniel Pacheco, por mostrarme ese maravilloso mundo lleno de elementos indispensables para sentirme feliz. Maribel Cuevas, por tu paciencia, comprensión, sencillez y por compartir este sueño conmigo; fue un placer haber trabajado contigo. Dalia Martínez, por tu fuerza, humildad y tu gran perseverancia. Soy muy afortunada por haberles conocido, los quiero mucho.

A todos ^(A-Z) los que conocí e hicieron de mi estancia en la Facultad de Ingeniería todo un baúl lleno de inolvidables momentos y gratos recuerdos. Mi gratitud y buenos deseos para todos ustedes.

“Por mi raza hablará el espíritu”

ÍNDICE

	Página
AGRADECIMIENTOS	
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO 1. ANTECEDENTES	3
1.1 Historia	3
1.2 Geología estructural	3
1.3 Estratigrafía	4
1.4 Trampa	5
1.5 Roca generadora	5
1.6 Sello	5
1.7 Propiedades de los fluidos de los yacimientos	6
CAPÍTULO 2. MÉTODOS DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA Y MEJORADA	7
2.1 Métodos de recuperación aplicados	7
2.1.1 Inyección de agua	8
2.1.2 Inyección de CO ₂	12
2.1.3 Inyección alternada agua-gas (WAG)	15
CAPÍTULO 3. EVALUACIÓN TÉCNICA DEL CAMPO SELECCIONADO	20
3.1 Estudio de las eficiencias de desplazamiento	20
3.1.1 Cálculo de la eficiencia total mediante inyección de agua	21
3.1.1.1 Caso Miztli-Terciario Bloque 1 (Arena “M”)	21
3.1.1.2 Caso Miztli-Terciario Bloque 2 (Arena “M”)	32
3.1.2 Cálculo de la eficiencia total mediante inyección de gas	37
3.1.2.1 Caso Miztli-Terciario Bloque 1 (Arena “M”). Inyección de CO ₂	38
3.1.2.2 Caso Miztli-Terciario Bloque 2 (Arena “M”). Inyección de CO ₂	44
3.2 Descripción de la herramienta CO ₂ -Prophet ⁽²⁰⁾	49
3.3 Simulaciones del Campo Marino	55
3.3.1 Inyección de agua	55

3.3.1.1 Simulación de inyección de agua en el Bloque 1 (Prueba piloto)	55
3.3.1.2 Simulación de inyección de agua en el Bloque 1 (Área total)	60
3.3.1.3 Simulación de inyección de agua en el Bloque 2 (Prueba piloto)	64
3.3.2 Inyección de CO₂	68
3.3.2.1 Simulación de inyección de CO ₂ en el Bloque 1 (Prueba piloto)	68
3.3.2.2 Simulación de inyección de CO ₂ en el Bloque 1 (Área total)	71
3.3.2.3 Simulación de inyección de CO ₂ en el Bloque 2 (Prueba piloto)	74
3.3.3 Inyección alternada agua-gas (WAG)	77
3.3.3.1 Simulación de inyección de WAG en el Bloque 1 (Prueba piloto)	77
3.3.3.2 Simulación de inyección WAG en el Bloque 1 (Área total)	81
3.3.3.3 Simulación de inyección WAG en el Bloque 2 (Prueba piloto)	83
3.4 Análisis de resultados	86
CAPÍTULO 4. PRINCIPIOS BÁSICOS DE LA EVALUACIÓN DE RIESGO ECONÓMICO	89
4.1 Metodología FEL ⁽¹⁾	89
4.1.1 Visualización	89
4.1.2 Conceptualización	90
4.1.3 Definición	90
4.2 Evaluación determinística	91
4.2.1 Índices para evaluar proyectos	92
4.2.1.1 Valor Presente Neto (VPN)	93
4.2.1.2 Índice de Utilidad (VPN/VPI) ⁽¹¹⁾	95
4.2.1.3 Tasa Interna de Retorno (TIR)	95
4.2.1.4 Periodo de Recuperación de la Inversión (PRI) ⁽²³⁾	96
4.2.2 Límite económico ⁽¹⁾	96
4.3 Evaluación probabilística	97
4.3.1 Conceptos de probabilidad	97
4.3.1.1 Media aritmética ⁽¹⁸⁾	97
4.3.1.2 Desviación estándar ⁽¹⁸⁾	97
4.3.1.3 Teorema del límite central ⁽¹⁸⁾	98
4.3.1.4 Coeficiente de Curtosis	98
4.3.1.5 Distribución de probabilidad	99

4.3.2 Análisis de sensibilidad	101
4.3.2.1 Diagrama de tornado	101
4.3.2.2 Diagrama de araña	102
4.3.3 Árbol de decisiones ⁽⁶⁾	102
4.3.3.1 Regla de Swanson ⁽¹⁹⁾	104
4.3.3.2 Gráfica de probabilidad acumulada	105
4.3.4 Simulación de Monte Carlo	106
4.3.4.1 Gráfica de probabilidad acumulada	106
4.3.5 Gráfica de valor contra riesgo	107
CAPÍTULO 5. EJEMPLO DE APLICACIÓN EN EL CAMPO SELECCIONADO	108
5.1 Evaluación determinística	108
5.1.1 Análisis de resultados	113
5.2 Evaluación probabilística	116
5.2.1 Análisis de resultados	123
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	126
APÉNDICES	128
BIBLIOGRAFÍA	130

INTRODUCCIÓN

En la actualidad es importante enfocarnos en la búsqueda de alternativas para la extracción de hidrocarburos, ya que éstos son la principal fuente de energía en el mundo. De aquí surge la necesidad de analizar todas aquellas alternativas que contribuyan en la recuperación de hidrocarburos.

Para incrementar la producción de un yacimiento que se encuentra en su etapa de declinación o desde el inicio de su explotación es necesario aportar energía adicional y una manera de hacerlo es mediante métodos de recuperación secundaria o mejorada, el cual se elige de acuerdo a criterios técnicos y económicos.

En la Industria Petrolera se tiene como objetivo primordial alcanzar el máximo beneficio económico de los proyectos sin olvidar el previo análisis técnico. Esto se logra mediante la selección de opciones técnicas y estrategias de ejecución, que con ayuda de herramientas computacionales dan la posibilidad de predecir el comportamiento de los yacimientos bajo diferentes alternativas de explotación, permitiendo así la elección del escenario óptimo de extracción que maximice el factor de recuperación.

Sin embargo, un proyecto petrolero conlleva un riesgo debido a la gran incertidumbre en las variables que determinan su comportamiento; por lo tanto, es conveniente evaluar además del beneficio económico el riesgo asociado a éste que se ve reflejado en la selección de los proyectos que proporcionan una mayor ganancia a un menor riesgo.

Este trabajo tiene como principal objetivo ser una guía que permita entender el riesgo técnico y económico de los proyectos que involucran los métodos de recuperación secundaria y recuperación mejorada.

Dentro del Capítulo 1, se dan a conocer las características petrofísicas y de fluidos generales del **yacimiento hipotético** que en este trabajo se denomina Yacimiento Terciario-Campo Miztli en el cual se aplicarán los métodos de recuperación secundaria y recuperación mejorada.

En el Capítulo 2, se seleccionan los métodos de recuperación de hidrocarburos a analizar con base a las características del yacimiento.

Dentro del Capítulo 3, se calculan las eficiencias de desplazamiento para los métodos de recuperación aplicados con el propósito de dar una idea de la cantidad de hidrocarburos adicional que se espera recuperar y en cuyo procedimiento no involucra el tiempo. Posteriormente, se lleva a cabo la evaluación técnica empleando el software llamado CO2-Prophet, el cual se utilizó por su confiabilidad además de su sencillez en el ingreso de datos. Los objetivos del capítulo son seleccionar el mejor método de recuperación, el gasto óptimo de inyección para cada bloque y, asimismo, comparar de los factores de recuperación dados por las simulaciones y las eficiencias de desplazamiento.

En el Capítulo 4, se mencionan conceptos básicos que se deben tener en cuenta para hacer una evaluación económica, analizando las variables de entrada (por ejemplo: precio del barril, inversión, producción de aceite, etcétera) e indicadores económicos que son necesarios para el cálculo de la evaluación económica, tanto determinística como probabilística.

Por último en el Capítulo 5, se efectúan los cálculos y análisis de la evaluación determinística basados únicamente en los indicadores económicos (VPN, VPN/VPI, TIR, etcétera). Consecutivamente, se hicieron los cálculos y análisis de la evaluación probabilística que considera el riesgo económico asociado a un proyecto, con apoyo de la herramienta Merak.

CAPÍTULO 1. ANTECEDENTES

El campo hipotético a analizar cuenta con dos yacimientos, **uno del Cretácico y otro del Terciario**. Es un campo marino al cual se le denominará a lo largo de esta tesis como Campo Miztli y el estudio se hará únicamente al yacimiento de edad Terciario.

Este campo se ubica en aguas territoriales del Golfo de México frente a las costas del estado de Tabasco, bajo un tirante de agua del orden de 21 metros.

Los horizontes productores del Yacimiento Terciario son del Mioceno Superior-Plioceno Inferior. La roca almacén se constituye principalmente por una secuencia rica en arenas de granulometrías medias a finas cuyo modelo de depósito se asocia a abanicos de talud.

1.1 Historia

El campo se descubrió con la perforación del pozo exploratorio Miztli-1, el cual inicio a perforarse en diciembre de 1992 y se terminó en junio de 1993 en el yacimiento de edad Cretácico.

Posteriormente con la perforación del pozo Miztli-81, terminado en junio de 2006, se descubrió el yacimiento de edad Terciario, obteniéndose una producción de aceite ligero de 32 [°API]. El pozo Miztli-81 se perforó a una profundidad total 6,480 metros y se probó el intervalo 3,990-4,065 metros, alcanzándose una producción de aceite de 2,052 barriles por día y 0.8 millones de pies cúbicos diarios de gas natural.

El volumen original probado de aceite del Yacimiento Terciario del Campo Miztli es de 211.9 millones de barriles con una reserva original de 31.785 millones de barriles de aceite derivado del mecanismo de empuje roca-fluido (15% OOIP).

1.2 Geología estructural

La estructura del Yacimiento Terciario se encuentra parcialmente seccionada por fallas normales de rumbo general Norte-Sur, con echados que presentan buzamiento Oeste y Este. En la Figura 1.1 se observa que la estructura se limita al Sur, Este y Oeste por fallas normales.

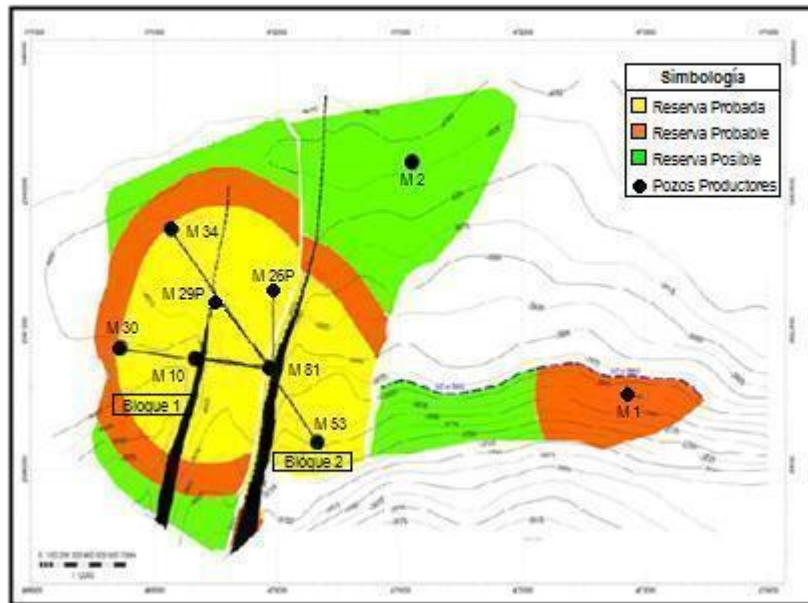


Figura 1.1 Mapa geológico del Campo Miztli-Terciario Arena "M".

1.3 Estratigrafía

La columna estratigráfica sedimentaria investigada por el pozo Miztli- 81 (Figura 1.2), en el área del campo, comienza de cima a base con la densa secuencia clástica del Terciario, constituida por una alternancia de cuerpos arenosos intercalados con lutitas, con presencia de una intrusión salina hacia la base del Mioceno Medio-Inferior, apareciendo nuevamente después de la sal la secuencia sedimentaria terrígena del Terciario.

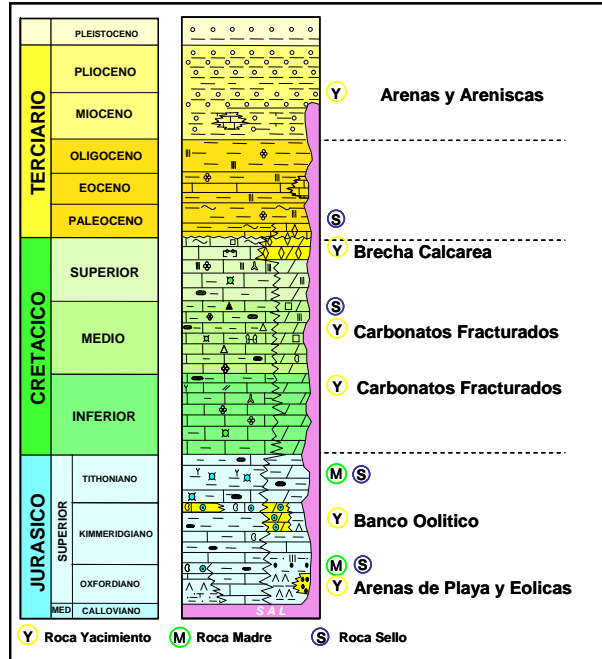


Figura 1.2 Sección estratigráfica generalizada del Campo Miztli.

1.4 Trampa

La trampa del Yacimiento Terciario es de tipo combinada, es decir, estructural y estratigráfica; en la cual se observan cambios laterales de facies. En las secciones estratigráficas se aprecia la distribución de las arenas. Estructuralmente se encuentra limitada por fallas normales al Este, Sur y Oeste y al Norte por posible intrusión salina.

1.5 Roca Generadora

La roca generadora más importante corresponde al Tithoniano, ya que ha aportado más del 90% de las reservas probadas y de la producción acumulada de hidrocarburos, esto se debe principalmente a que las rocas arcillo-calcareas son ricas en materia orgánica.

1.6 Sello

Por otro lado, el sello del Yacimiento Terciario se conforma por una secuencia litológica alternante de lutitas gris claro y gris verdoso, arenas y areniscas; correspondientes al Plio-Pleistoceno con un espesor del orden de 500 metros. Por otro lado, el sello inferior se conforma por una secuencia de

lutitas bentoníticas grises del Oligoceno, las cuales tienen un espesor de 300 metros aproximadamente.

1.7 Propiedades de los fluidos de los yacimientos

Para el Yacimiento Terciario, se determinó que existen dos áreas con diferentes propiedades PVT, las cuales se denominaron Bloque 1 y Bloque 2 (Figura 1.1), cuya información PVT representativa es la de los pozos Miztli-10 para el Bloque 1, el cual tiene una Relación Gas-Aceite (RGA) de 134 metros cúbicos entre metros cúbicos y una densidad de 32 [°API]; mientras que para el Bloque 2 la información PVT representativa corresponde al pozo Miztli-1 cuya RGA es de 73.3 metros cúbicos entre metros cúbicos, una densidad de 23 [°API].

CAPÍTULO 2. MÉTODOS DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA Y MEJORADA

Desde el inicio de la explotación del yacimiento o cuando la energía natural del yacimiento es insuficiente para producir los hidrocarburos hasta la superficie se necesita añadir energía al mismo o mejorar el barrido, y un modo de hacerlo es mediante un método de recuperación secundaria o recuperación mejorada, el cual se elige de acuerdo a criterios técnicos y económicos.

En la etapa del análisis técnico más de un método de recuperación pueden resultar como técnicamente factibles, del cual se deriva un análisis económico para cada proyecto y se elegirá el método que obtenga la mejor ganancia con el menor riesgo.⁽³⁾

2.1 Métodos de recuperación aplicados

La Figura 2.1 presenta los criterios de selección de la herramienta computacional EOR SELECTOR 1.0 (desarrollada por el Ingeniero José Julián Mata Argandoña), que se realizaron mediante estadísticas de proyectos exitosos de recuperación mejorada alrededor del mundo. Los datos empleados se tomaron de los registros de proyectos publicados por el Oil&Gas Journal.⁽¹⁵⁾

Tomando en cuenta las características del yacimiento Terciario (expuestas en el subcapítulo 3.3), los métodos de recuperación se delimitaron mediante la Figura 2.1 aunando la inyección de agua por su alta disponibilidad.

Los métodos seleccionados son: inyección de agua, N₂, CO₂ y WAG. Este trabajo se enfocará en los métodos de inyección de agua, CO₂ y WAG ya que en el análisis de riesgo económico se requieren los pronósticos de producción de cada método y la herramienta empleada para hacer la evaluación técnica sólo puede simular estos tres métodos de recuperación.

Método	Densidad (°API)	Viscosidad (cp)	Saturación (%)	Espesor (m)	Permeabilidad (mD)	Porosidad (%)	Profundidad (m)	Temperatura (°C)	Echado (grados)	Formación
Vapor	8 - 20	100 - 100,000	> 40	> 6	> 200	> 20	< 1200	NC 7.22 - 65.56	NC	*
CO ₂	> 30	< 2	> 35	NC	NC 0.1 - 500	> 10	> 1250	NC 33 - 83	> 15	**
Hidrocarburos	> 24	< 1	> 30	NC	NC 3 - 5,000	NC 4.25 - 26	> 1,100	NC 57.78 - 143.33	> 15	**
Polímeros	> 13	5 - 100	> 50	NC	> 170	> 20	< 1,700	< 85	NC	**
Surfactantes	> 20	< 35	> 35	> 3	> 10	> 20	< 2,740	< 80	NC	*
Combustión	> 10	1 - 1,000	> 50	> 3	> 90' > 10"	> 25' > 17"	< 3000	> 20	NC	**
Nitrógeno	> 35	< 0.4	> 40	NC	NC	> 10	> 1,830	NC	> 15	**
Cáusticos	13 - 35	> 200	> 35	NC	> 20	> 20	< 2,740	< 93	NC	*
WAG	30 - 45	< 2	> 35	< 30.5	< 30.5	> 20	NC	NC	> 15	**
SAGD	8 - 20	> 2,000	> 50	> 15	> 1,000	> 26	< 1,400	NC	> 15	*
Huff 'n' Puff	11 - 38	0.4 - 3,000	> 35	2 - 67	10 - 3,000	12 - 32	350 - 3,923	NC	> 15	**

NC No es un parámetro crítico * Arenas y Areniscas
** Arenas, Areniscas, Carbonatos y Basamento

Figura 2.1 Criterio de Jerarquización para EOR SELECTOR 1.0. ⁽¹⁵⁾

A continuación se hará una breve descripción de estos métodos:

2.1.1 Inyección de agua

La inyección de agua, en la actualidad, es el principal y más conocido de los métodos de recuperación secundaria con un factor de recuperación aproximado de 30 al 45%. Hoy en día, más de la mitad de la producción de aceite en Estados Unidos y Canadá se debe a la inyección de agua; en el caso de México la recuperación por este método está muy por debajo de los estándares internacionales.

La notoriedad de la inyección de agua se explica por: ⁽⁷⁾

- ◆ La disponibilidad del agua.
- ◆ La relativa facilidad con la que se inyecta, debido a la carga hidrostática que se logra en el pozo inyector.
- ◆ La facilidad con que el agua se extiende a través de una formación.
- ◆ La eficiencia del agua para desplazar el aceite.

Por otro lado, se deben realizar previos estudios puesto que al inyectar agua ajena a un yacimiento de arenas puede provocar el hinchamiento de las arcillas por consecuencia se originará una reducción en

la permeabilidad de la roca. Además el agua de inyección debe ser compatible con el agua presente inicialmente en la formación. ⁽¹²⁾

Tipos de inyección ⁽¹⁵⁾

De acuerdo con la posición de los pozos inyectoros y productores, la inyección de agua se puede llevar a cabo de dos formas diferentes: inyección periférica e inyección en arreglos.

Inyección periférica

Consiste en inyectar el agua en los flancos del yacimiento, fuera de la zona de aceite. Como se observa en la Figura 2.2, el agua se inyecta en el acuífero cerca del contacto agua-aceite.

Características:

- ◆ Se utiliza cuando la descripción del yacimiento es pobre y/o la estructura del mismo favorece la inyección de agua.
- ◆ Los pozos de inyección se colocan en el acuífero.

Ventajas:

- ◆ Se utilizan pocos pozos.
- ◆ No requiere de la perforación de pozos adicionales ya que se pueden acoplar pozos productores ya existentes a inyectoros. Esto disminuye la inversión en áreas donde se tienen pozos perforados en forma irregular o donde el espaciamiento de los pozos es muy grande.
- ◆ No es indispensable una buena descripción del yacimiento para iniciar el proceso de invasión con agua por los flancos.
- ◆ Alcanza una alta recuperación de aceite con poca producción de agua. En este tipo de proyectos, la producción de agua puede ser atrasada hasta que el agua llegue a la última fila de pozos productores. Esto disminuye los costos de las instalaciones de producción de superficie para la separación agua y aceite.

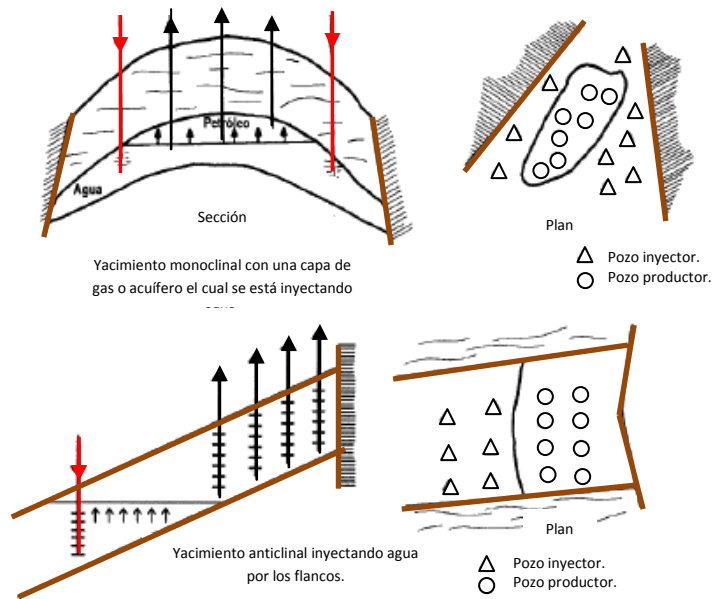


Figura 2.2 Inyección de agua periférica. ⁽¹³⁾

Desventajas:

- ◆ Una porción del agua inyectada no se utiliza para desplazar el aceite.
- ◆ No es posible lograr un seguimiento detallado del frente de invasión a diferencia de la inyección de agua en arreglos.
- ◆ En algunos yacimientos, no es capaz de mantener la presión en el centro del mismo y es necesario hacer una inyección en arreglos en esa parte de los yacimientos.
- ◆ Puede fallar por no existir una buena comunicación entre la periferia y el yacimiento.
- ◆ El proceso de invasión y desplazamiento es lento, por lo tanto, la recuperación de la inversión es a largo plazo.

Inyección en arreglos

Consiste en inyectar el agua dentro de la zona de aceite a través de un número apreciable de pozos inyectores que forman un arreglo geométrico con los pozos productores, como se observa en la Figura 2.3. El agua invade esta zona y desplaza los hidrocarburos del volumen invadido hacia los pozos productores.

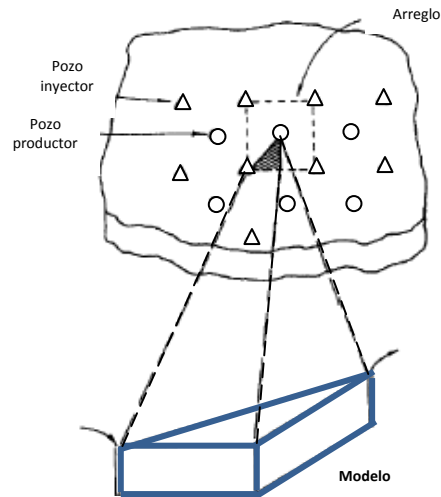


Figura 2.3 Inyección de agua en un arreglo de 5 pozos. ⁽⁷⁾

Características:

- ◆ La selección del arreglo depende de la estructura y límites del yacimiento, de la continuidad de las arenas, de la permeabilidad, de la porosidad, del número y posición de los pozos existentes.
- ◆ Se emplea, particularmente, en yacimientos con poco buzamiento y una gran extensión areal.
- ◆ A fin de obtener un barrido uniforme, los pozos inyectoros se distribuyen entre los pozos productores, para lo cual se convierten los pozos productores existentes en inyectoros, o se perforan pozos inyectoros interespaciados. En ambos casos, el propósito es obtener una distribución uniforme de los pozos, similar a la utilizada en la fase primaria de recuperación.

Ventajas:

- ◆ Produce una invasión más rápida en yacimientos homogéneos, de bajos buzamientos y bajas permeabilidades debido a que la distancia inyector-productor es pequeña. Esto es muy importante en yacimientos de baja permeabilidad.
- ◆ Rápida respuesta del yacimiento.
- ◆ Elevada eficiencia del barrido superficial.
- ◆ Permite un buen control del frente de invasión.
- ◆ Disminuye el efecto negativo de las heterogeneidades sobre la recuperación.
- ◆ Rápida respuesta en presiones.
- ◆ El volumen de la zona de aceite es grande en un periodo corto.

Desventajas:

- ◆ En comparación con la inyección periférica, este método requiere una mayor inversión, debido al alto número de pozos inyectoros.
- ◆ Requiere mejor descripción del yacimiento.
- ◆ Exige un mayor seguimiento y control, por lo tanto, mayor cantidad de recursos humanos. Es más riesgosa.

Es importante señalar que la práctica de arreglos geométricos regulares para ubicar los pozos inyectoros es algo que cada día se usa menos, ya que con los avances en descripción de yacimientos (es decir, tener una buena idea de las características de flujo y la descripción sedimentológica) es posible ubicar los pozos productores e inyectoros en forma irregular pero aprovechando al máximo el conocimiento de las características de yacimiento y optimizando el número de pozos.

Frecuentemente la inyección de agua real se comporta, aun en sus primeras etapas, en una forma muy diferente a las predichas, se obtiene una respuesta de producción de aceite más oportuna o más tardía y la surgencia inicial del agua quizás ocurre en pozos diferentes de los esperados. A veces las diferencias de comportamiento se puede atribuir a problemas de operación: fugas en las tuberías de revestimiento, perforaciones tapadas, taponamiento del pozo por sólidos o bacterias. ⁽⁷⁾

2.1.2 Inyección de CO₂

Debido a que los métodos de recuperación secundaria no pueden alterar características roca-fluido tales como la presión capilar, la mojabilidad de la roca, las curvas de permeabilidades relativas, la tensión interfacial, la relación de movilidades del yacimiento, etcétera, es necesario considerar métodos alternativos que ayuden a mejorar la eficiencia de desplazamiento del aceite. De aquí surge la recuperación mejorada que busca disminuir los efectos adversos de los factores que generan el entrapamiento del aceite, mediante diferentes métodos. Algunos controlan los frentes de desplazamiento modificando la relación de viscosidades y otros modifican la tensión interfacial, mediante procesos térmicos, químicos, miscibles y algunos especiales como el microbial. Por tanto, ahora se proseguirá con la descripción de la inyección de CO₂.

El uso del dióxido de carbono como un agente de recuperación de aceite en yacimientos ha sido investigado por muchos años. Resulta de una breve reseña con especial preocupación en cuanto a la

evidencia de la necesidad de producir un desplazamiento frontal para una recuperación exitosa de aceite. ^(10, 12)

Tanto en estudios de laboratorio y de campo han establecido que el CO₂ es un agente eficiente desplazando el aceite. El dióxido de carbono puede ser usado como una inyección de gas disuelto en agua o en un esquema alternado. ^(12, 13)

Características de la inyección de CO₂

La inyección de CO₂ a condiciones miscibles puede aportar un factor de recuperación de 50% del volumen original de aceite. Las características del dióxido de carbono son efectivas removiendo el aceite del medio poroso y se ven reflejadas por medio de las siguientes funciones: ⁽¹²⁾

1. Promueve el hinchamiento del aceite (el volumen del aceite incrementa del 10 al 20% o más).
2. Reduce la viscosidad del aceite.
3. Aumenta la densidad del aceite.
4. Es altamente soluble en agua.
5. Ejerce un efecto ácido sobre la roca.
6. Puede evaporar y extraer partes del aceite.

Se provoca una mayor reducción de la viscosidad del aceite saturado con CO₂ a medida que la presión aumente, por tanto este se puede extraer de la solución mientras la presión disminuye. Entre más pesado sea el aceite mayor será su porcentaje de reducción en la viscosidad (por ende aumenta la densidad del aceite), cuando esté saturado de dióxido de carbono. También tiene un efecto sobre el agua o salmuera que está presente en el yacimiento con la inyección del CO₂; existe cierta expansión del agua cuando éste se disuelve (2 al 7%) y disminuye la densidad del agua. En consecuencia, cuando el CO₂ se inyecta, la densidad del aceite y el agua se aproximan, lo cual disminuye las posibilidades de segregación gravitacional de estos fluidos. ^(12, 13)

A diferencia de la solubilidad del CO₂ en el aceite, en el agua es mucho menos sensible a la presión. La solubilidad es sensible a la temperatura, decreciendo como incrementa la temperatura. La salinidad también tiene un efecto sobre ella, siendo el CO₂ más soluble en agua dulce que en salmuera. ⁽¹²⁾

Por otro lado, el efecto ácido del CO₂ sobre la roca ha demostrado que mejora la inyectividad del agua a través del yacimiento por una acción estabilizadora en las arcillas, reduciendo el pH y previniendo el hinchamiento de las mismas que causarían un bloqueo en el medio poroso. ^(3, 12)

Algunas de las desventajas en la inyección de CO₂ como un proceso de recuperación mejorada son en resumen las siguientes: ⁽²²⁾

- ◆ La producción de grandes cantidades disueltas de gas, requiere de instalaciones costosas de separación y reciclaje.
- ◆ La solubilidad del CO₂ en agua puede incrementar el volumen necesario para la miscibilidad del aceite.
- ◆ Cuando se logra la miscibilidad con el aceite éste es menos viscoso que el aceite en yacimiento, causando digitación y el avance prematuro.
- ◆ La inyección de baches de agua es a menudo necesario para reducir la digitación.
- ◆ El dióxido de carbono con agua forma el ácido carbónico el cual es altamente corrosivo, y para contrarrestar este efecto se requieren aleaciones especiales así como recubrimientos, entonces la mitigación de la corrosión puede ser una parte considerablemente en el costo del proceso.
- ◆ Se requieren grandes volúmenes de CO₂, con un rango de 5 a 10 mil pies cúbicos de gas para producir un barril de aceite a condiciones de almacenamiento.
- ◆ Por lo general el CO₂ no está disponible localmente, así que se requiere de una gran red de tuberías, en consecuencia causaría retrasos costosos que podrían interferir con el éxito del proyecto.

Criterios de selección ⁽²⁰⁾

La saturación de aceite residual es la primera preocupación, dado que puede ser insuficiente para tener éxito tecnológico o económico. Una saturación con un rango de 25 al 30% es a menudo considerada como mínima.

Por otro lado, una capa de gas grande es usualmente un factor desfavorable puesto que si la presión del yacimiento es considerablemente baja respecto a la presión mínima de miscibilidad se requerirán grandes volúmenes de CO₂ para obtener la miscibilidad.

La profundidad es un factor importante debido a que la presión mínima de miscibilidad se encuentra por encima de los 84.5 kilogramos sobre centímetro cuadrado, por lo general, requiriendo así una profundidad mayor a 762 metros con el fin de no exceder la presión de fractura. La temperatura normalmente no es un factor tan significativo.

Analizar cada una de las características por separado no determina un factor, puesto que asignarle un valor a cada característica no debe considerarse una limitante rígida, sino únicamente un indicador de un orden de magnitud. Por ejemplo, un aceite con menos de 25 [°API] es considerado usualmente desfavorable para la recuperación de aceite mejorada por inyección de CO₂. Esto no debe excluir a todos los yacimientos que contengan aceite con menos del 25 [°API]; aquí pueden ser otros factores favorables que se sobrepondrán a uno desfavorable.

2.1.3 Inyección alternada agua-gas (WAG)

La inyección alternada de agua-gas es un método de recuperación de aceite inicialmente dirigido para mejorar la eficiencia de barrido de la inyección de gas utilizando principalmente agua para controlar las movilidades de los fluidos y estabilizar el frente. La inyección WAG combina la mejora de la eficiencia del desplazamiento del gas con una mejora en el barrido macroscópico por la inyección de agua, ya que, el desplazamiento microscópico del aceite por el gas es mejor que el desplazamiento por el agua. Por tanto, la recuperación de aceite por WAG se atribuye al contacto de las zonas sin barrer, sobre todo del banco de aceite mediante la explotación por segregación del gas a la parte superior o por la acumulación del agua hacia la parte inferior. Esto da como resultado un incremento en la recuperación (comparado con la inyección de agua convencional para la mayoría de los casos), lo cual se puede lograr reduciendo la movilidad del fluido de inyección, ya sea mediante la disminución de la permeabilidad de la roca a este fluido, o incrementando la viscosidad del mismo. El factor de recuperación de inyección WAG es aproximadamente del 9 al 12%. Sin embargo, cabe señalar que se pueden obtener variaciones significativas en los resultados de proyectos WAG debido a las diferencias geológicas y a la heterogeneidad de los yacimientos, la manipulación del gas, la flexibilidad operativa y la vigilancia de los proyectos, entre otros. ^(5, 14)

Como la permeabilidad relativa a un fluido disminuye durante el flujo multifásico la relación de movilidades también disminuirá notablemente por la inyección de agua y por ende se reducirá la permeabilidad al gas al aumentar la saturación del agua en la zona barrida, debido a que el agua tiene

una mayor viscosidad que el gas de inyección. Es decir, los efectos de las permeabilidades relativas y diferencias de viscosidades tienden a reducir el efecto de canalización del gas forzando al gas de inyección o al agua a entrar en los poros de la roca de la zona no barrida, mejorando de esta manera, la eficiencia de barrido ya que en este caso un fluido más viscoso que el gas llena los estratos más permeables forzando al fluido de inyección a entrar en la zona no barrida.

Hay dos formas de hacer el proceso WAG: miscible o inmisible. Cuando se realiza un desplazamiento miscible la saturación del aceite residual tiende a cero en las zonas inundadas. En ambos casos, la saturación del aceite que queda después de la inyección de gas es normalmente menor que después de la inyección de agua, lo que significa que el gas tiene una eficiencia de desplazamiento microscópica mejor que el agua. ⁽⁵⁾

Diseño de un proyecto WAG

Antes de iniciar los proyectos piloto WAG, se necesita un esfuerzo considerable de investigación teórica y de laboratorio. Por lo general, se realiza un estudio de los procesos de WAG con un modelo físico, así como pruebas en el laboratorio a condiciones de yacimiento.

Para la inyección WAG se pueden inyectar gases como nitrógeno, bióxido de carbono o gases hidrocarburos. Las principales preocupaciones para la inyección alternada agua-gas son una baja eficiencia de barrido y una temprana irrupción del gas. Se han considerado varios métodos para mejorar la eficiencia de barrido del gas y en consecuencia mejorar la recuperación de aceite del campo. Algunas de las aplicaciones de campo son:

- ◆ El uso eficaz y económico del gas teniendo en cuenta los estudios de patrones de eficiencia o las relaciones WAG para cada patrón.
- ◆ Reducción progresiva de la inyección de gas después del rompimiento del gas.
- ◆ Métodos de espumas, geles y/o tratamientos con polímeros para controlar la RGA.

Ahora bien, como el CO₂ es un gas costoso generalmente se utiliza cuando se debe lograr un proceso miscible, o si existe una fácil adquisición del mismo. Cabe recalcar que a menudo se mencionan problemas de corrosión cuando se utiliza el CO₂ y no son totalmente evitados. Por otro lado, como el gas natural se encuentra disponible directamente en la producción éste se usa en varias de las

inyecciones WAG en costa afuera; también es factible inyectar CO₂ por razones ambientales y de disponibilidad.⁽⁵⁾

Estabilidad del frente de inyección⁽¹⁷⁾

Los desplazamientos inestables son normalmente consecuencia de la baja viscosidad del gas inyectado, entonces la movilidad del banco de aceite se reduce debido a la segregación y canalización del gas, minimizando la recuperación del aceite debido a las grandes diferencias de movilidad entre la fase desplazante y la fase desplazada.

Posteriormente, se obtiene un frente estable reduciendo la relación de movilidades, lo cual es uno de los principales objetivos del proceso WAG. En el caso del agua y el aceite, la estabilidad es afectada por la viscosidad del agua y su permeabilidad. Como consecuencia del incremento en la saturación del fluido inyectado, se puede provocar una irrupción temprana. Por esto, en los proyectos WAG, el objetivo es alcanzar que las dos fases avancen con velocidades similares manteniendo cada fase una saturación baja y una baja permeabilidad, de esta manera, se mejorará la relación de movilidades y la estabilidad del frente.

Problemas operacionales⁽⁵⁾

En la vida productiva de un campo algunos problemas operacionales no se pueden evitar. La inyección WAG es más demandante que la inyección de gas o de agua convencional, ya que se tiene que cambiar el fluido de inyección con frecuencia. A pesar de esto, sólo se reportan un número pequeño de problemas, los cuales son básicamente los mismos en diferentes campos:

Irrupción temprana

Un estudio pobre o una descripción inadecuada del yacimiento pueden provocar eventos inesperados tales como la irrupción temprana del gas debido a la canalización. Estos problemas son difíciles de resolver y en algunas ocasiones, los pozos se disparan mucho antes de lo programado. Para casos costa afuera puede ser un factor crítico debido a la cantidad limitada de pozos.

Corrosión

La corrosión es un problema que enfrenta la mayoría de los proyectos de inyección WAG. Esto se debe principalmente a que la inyección WAG se utiliza como un método de recuperación después de la producción primaria del yacimiento o de un método de inyección secundaria (por ejemplo inyección de agua convencional), entonces se tendría que retirar la anterior inyección y las instalaciones que no fueron diseñadas originalmente para este tipo de inyección. Estos problemas de corrosión, en la mayoría de los casos, se han resuelto empleando acero de mejor calidad (diferentes tipos de acero o acero ferroso), recubriendo las tuberías o realizando tratamientos al equipo.

Criterio de selección⁽¹⁴⁾

El criterio de selección presentado se basa en los resultados de campo, en las características del yacimiento y sus fluidos.

Las principales propiedades del aceite y características del yacimiento que dieron resultados exitosos de 56 proyectos de inyección alternada de agua y gas se muestran en la Tabla 2.1.

Propiedades de los fluidos	
Viscosidad del aceite [cp]	< 2 (31/56)*
Densidad del aceite [°API]	30-45 (31/56)*
Características del yacimiento	
Método de producción anterior	Inyección de agua preferentemente (32/56)*
Temperatura [°C]	No es un parámetro crítico
Profundidad [m]	No es un parámetro crítico
Espesor neto [m]	< 30.5 (30/56)*
Permeabilidad promedio [mD]	< 100 (30/56)*
Tipo de formación	No es un parámetro crítico
*Número de proyectos WAG evaluados/total de proyectos WAG	

Tabla 2.1 Criterios sugeridos para proyectos de inyección alternada agua-gas.

De los proyectos analizados más del 50% de las viscosidades del aceite en los proyectos de campo están por debajo de los 2 [cp] sin importar el tipo de solvente inyectado; dichos valores se encuentran por debajo de los encontrados en procesos de inyección de CO₂ (<10 [cp]). Sin embargo, el reducido número de proyectos puede limitar este resultado.

Se han encontrado en algunos proyectos revisados de inyección alternada de agua y gas, grandes contrastes en permeabilidades, las cuales varían de los 50 hasta los 3 [mD]. No obstante, se muestra que un gran número de proyectos exitosos han sido implementados en yacimientos con permeabilidades por debajo de 100 [mD], así como, con espesores netos que están por debajo de los 30 metros.

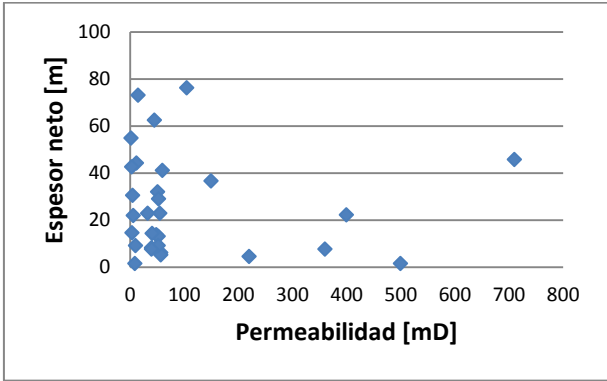


Figura 2.5 Espesor vs permeabilidad (30/56).

Finalmente las profundidades y temperaturas no son parámetros críticos para propósitos de selección. A pesar de eso, es importante señalar que los requisitos en términos de presiones mínimas de miscibilidad se incrementan con la temperatura. El rango de temperatura de los proyectos WAG evaluados está principalmente entre los 38 y 93 [°C] y las profundidades de yacimiento son mayores a 1,220 metros.

CAPÍTULO 3. EVALUACIÓN TÉCNICA DEL CAMPO SELECCIONADO

Una vez seleccionados los métodos de recuperación de hidrocarburos del Campo Mitzli, se calcularán las eficiencias de desplazamiento para la inyección de agua, CO₂, gas natural y N₂, con el propósito de dar una idea de la cantidad de hidrocarburos que se espera recuperar cuyo procedimiento no involucra el tiempo. Para la inyección de N₂ y gas natural sólo se realizarán los cálculos de las eficiencias de desplazamiento ya que pueden ser una alternativa a implementar en el yacimiento (debido a que el software no puede simularlos entonces no se hará su posterior evaluación de riesgo económico).

Posteriormente, se llevará a cabo la evaluación técnica empleando un software llamado CO₂-Prophet, el cual se utilizó por su sencillez en el ingreso de datos y de acuerdo con la experiencia encontrada en la literatura los resultados son muy similares a los arrojados por simuladores numéricos como ECLIPSE. ⁽⁹⁾ Con esta herramienta se hicieron simulaciones de inyección de agua, CO₂ y WAG en los Bloques 1 y 2.

Los objetivos del capítulo son seleccionar el mejor método de recuperación, el gasto óptimo de inyección para cada bloque, asimismo, la comparación de los factores de recuperación dados por las simulaciones y las eficiencias de desplazamiento.

3.1 Estudio de las Eficiencias de Desplazamiento

La eficiencia de desplazamiento es un factor que afecta directamente las recuperaciones secundaria y mejorada de aceite, ya que es la facilidad que tiene el fluido de inyección, en función de las propiedades del yacimiento, de lograr un buen desplazamiento del aceite.

Se puede definir como el cociente del volumen de hidrocarburos desplazados, entre el volumen de hidrocarburos existente en esos mismos poros antes de efectuarse el desplazamiento a las mismas condiciones de presión y temperatura.

La eficiencia total de una inyección se puede definir como el producto de tres eficiencias:

$$E = (E_S)(E_V)(E_D) \quad (3.1)$$

Donde:

E_S : Eficiencia superficial.

E_V : Eficiencia vertical.

E_D : Eficiencia de desplazamiento a escala de los poros (microscópica).

El producto de $(E_S)(E_V)$ es llamado eficiencia de barrido o eficiencia volumétrica y caracteriza al medio a escala macroscópica.

3.1.1 Cálculo de la Eficiencia Total mediante inyección de agua

3.1.1.1 Caso Miztli-Terciario Bloque 1 (Arena "M")

a) Al Inicio del Frente (Irrupción)

- ◆ Eficiencia Superficial u Horizontal (también denominada Eficiencia areal)

Para el cálculo de esta eficiencia se requirió de las curvas de permeabilidades relativas al agua y al aceite para la Arena "M" del pozo Miztli 2 N1, Figura 3.1. Más adelante se hará un cálculo adicional considerando el Bloque 2.

A partir de esos datos de laboratorio, se calculó la curva de flujo fraccional que es mostrada en la Figura 3.2.

Se determinó una saturación de agua atrás del frente (S_{wm}) de 0.782 y la saturación del agua al frente (S_{wf}) de 0.77, Figura 3.2. Es de notar la cercanía entre esta última saturación y la saturación máxima de agua ($S_{wm}=0.788$) ya que este tipo de curvas de flujo fraccional son debidas a la baja viscosidad del aceite.

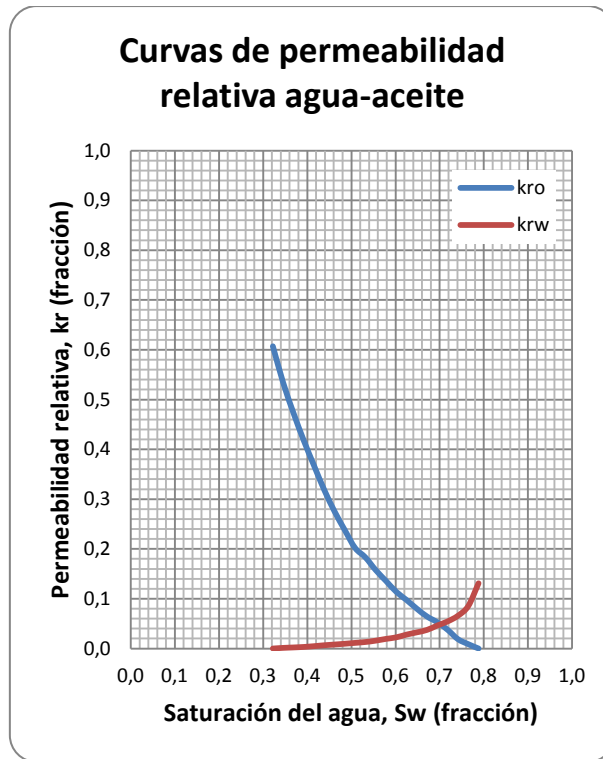


Figura 3.1 Curvas de permeabilidades relativas para agua-aceite, Arena "M".

Con esta información se calculará la Relación de movilidad (M). Éste es un parámetro importante en la recuperación de hidrocarburos, la cual se define en términos de la permeabilidad efectiva y viscosidades de los fluidos, de acuerdo con la siguiente relación:

$$M = \frac{\text{movilidad de la fase desplazante}}{\text{movilidad de la fase desplazada}} \quad (3.2)$$

$$M = \frac{(k/\mu)|_{\text{desplazante}}}{(k/\mu)|_{\text{desplazada}}} \quad (3.3)$$

$$M = \frac{(k_{rg}|_{S_{wm}})(\mu_o)}{(k_{ro}|_{S_{wi}})(\mu_w)} \quad (3.4)$$

μ_o : Viscosidad del aceite @cy [cp].

μ_w : Viscosidad del agua a inyectar @cy [cp].

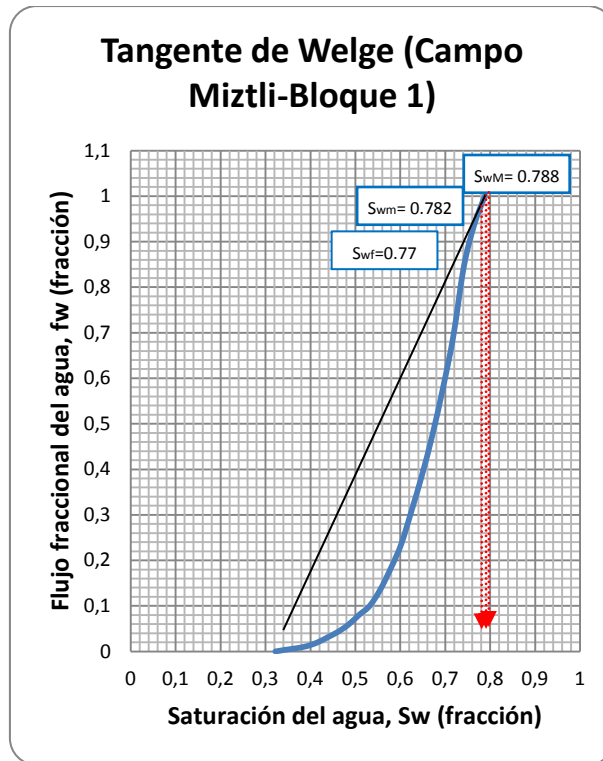


Figura 3.2 Curva de flujo fraccional, Bloque 1, Arena "M".

La movilidad puede ser favorable o desfavorable, dependiendo si su valor es mayor o menor que uno.

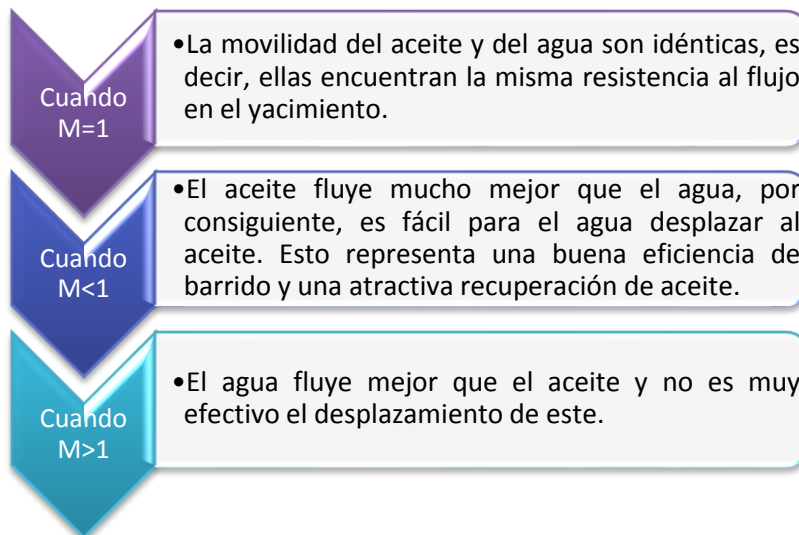


Figura 3.3 Criterios de la Relación de movilidad agua-aceite.

En general, la eficiencia de barrido y la recuperación del aceite, tienden a decrecer mientras que la razón de movilidad incrementa.

Ahora bien, prosiguiendo con los cálculos. El agua a inyectar es agua de mar con una salinidad de 33,034.66 [ppm]. A partir de S_{wm} y usando las curvas de permeabilidades relativas al agua-aceite tenemos que:

$$K_{rw}(S_{wm}) = 0.11$$

$$K_{ro}(S_{wi}) = 0.607$$

Finalmente la relación de movilidad es:

$$M = \frac{(0.11)(0.42)}{(0.607)(0.27)} = 0.282$$

Valor que es menor a la unidad por lo tanto la relación de movilidades será favorable a la irrupción.

De este valor y considerando la actual configuración de los pozos en el Campo Miztli-Terciario, Figura 3.4, el tipo de arreglo que se debe usar es el invertido de 5 pozos, Figura 3.5. Es importante mencionar que este patrón se sugiere dados los posibles esquemas de desarrollo que se pudieran tener en el campo.

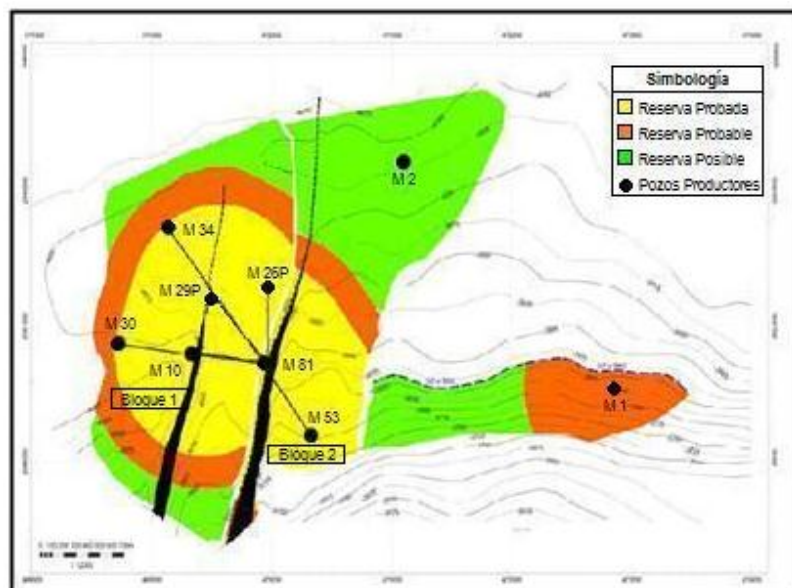


Figura 3.4 Posición de los pozos en el Campo Miztli-Terciario (Arena "M").

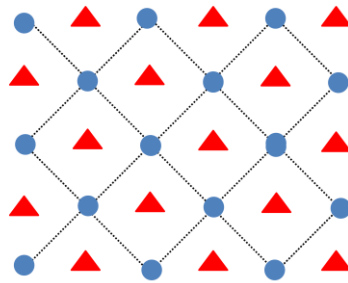


Figura 3.5 Tipo de patrón seleccionado (5-pozos invertido).

A partir de un patrón invertido de 5 pozos se realizarán los cálculos correspondientes para un posible programa de inyección de agua. De lo anterior, se obtiene una eficiencia superficial (E_s) de 0.805 (Figura 3.6).

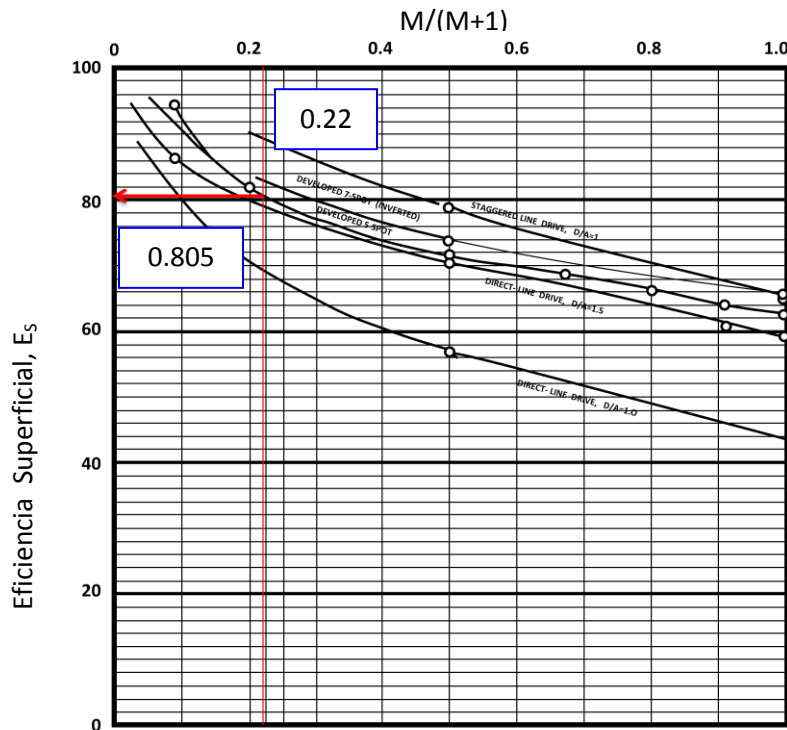


Figura 3.6 Gráfica de Exxon-Mobil al rompimiento para diversos arreglos de inyección.

◆ Eficiencia Vertical

Si se toma en cuenta que el flujo fraccional del agua a la irrupción es:

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{(k_{ro}(S_{wi}))(\mu_w)}{(k_{rw}(S_{wm}))(\mu_o)}} \quad (3.5)$$

Y la relación agua-aceite:

$$WOR = \frac{f_w}{1 - f_w} \quad (3.6)$$

Donde:

WOR: Relación de gastos de agua-aceite @cy.

Debido a la importancia de considerar la heterogeneidad del yacimiento para conocer el efecto que ésta tiene sobre la E_v , Dykstra-Parsons usaron un parámetro denominado Variación de permeabilidad (V) que permite conocer el grado de heterogeneidad de los yacimientos. Un yacimiento homogéneo tendría un valor de Variación de permeabilidad igual a 0, en contraparte uno muy heterogéneo tendría un valor de 1.

En el caso de Miztli-Terciario Arena "M" se considera el valor de Variación de la permeabilidad igual a 0.65. Este coeficiente que toma en cuenta las permeabilidades de los núcleos se ordenaron de manera decreciente de sus magnitudes, calculando el porcentaje del número total de muestras con permeabilidades mayores que cada una de las muestras de la población, graficando luego estos valores en papel probabilístico, como se ilustra en la Figura 3.7. Una vez graficados estos valores, se traza la recta que mejor se ajuste a dichos puntos, concediendo mayor peso a los puntos ubicados al centro de la gráfica. La Variación de permeabilidad se define como:

$$V = \frac{k_{50} - k_{84.1}}{k_{50}} \quad (3.7)$$

Donde:

k_{50} : Permeabilidad con una probabilidad de 50% (permeabilidad media).

$k_{84.1}$: Permeabilidad a un 84.1% del valor acumulativo de la muestra.

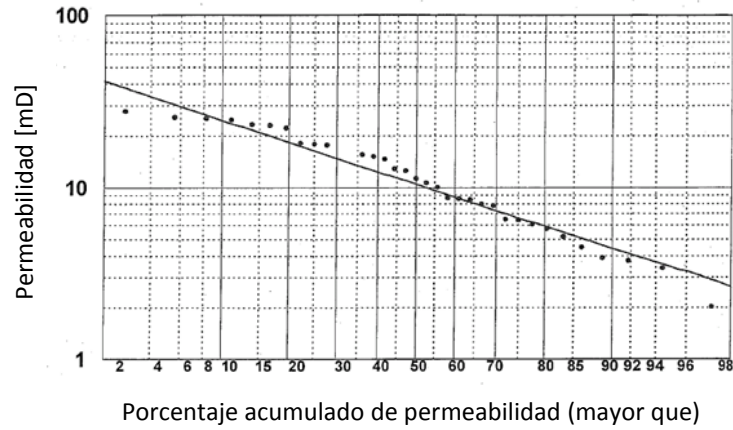


Figura 3.7 Permeabilidad contra Porcentaje acumulado de permeabilidad (mayor que).

De lo antes expuesto se calculó el flujo fraccional y la relación de gastos:

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{(0.607)(0.27)}{(0.11)(0.42)}} = 0.22$$

$$WOR = \frac{0.22}{1 - 0.22} = 0.282 \text{ @cy}$$

Considerando el valor de la movilidad, el flujo fraccional y la relación de gastos, se obtiene la Eficiencia vertical (E_v) a partir de las gráficas de Dykstra-Parsons. El valor encontrado es de 0.588.

WOR=1

$$M = \gamma = \frac{(k_{rw}|_{S_{wm}})(\mu_o)}{(k_{ro}|_{S_{wi}})(\mu_w)}$$

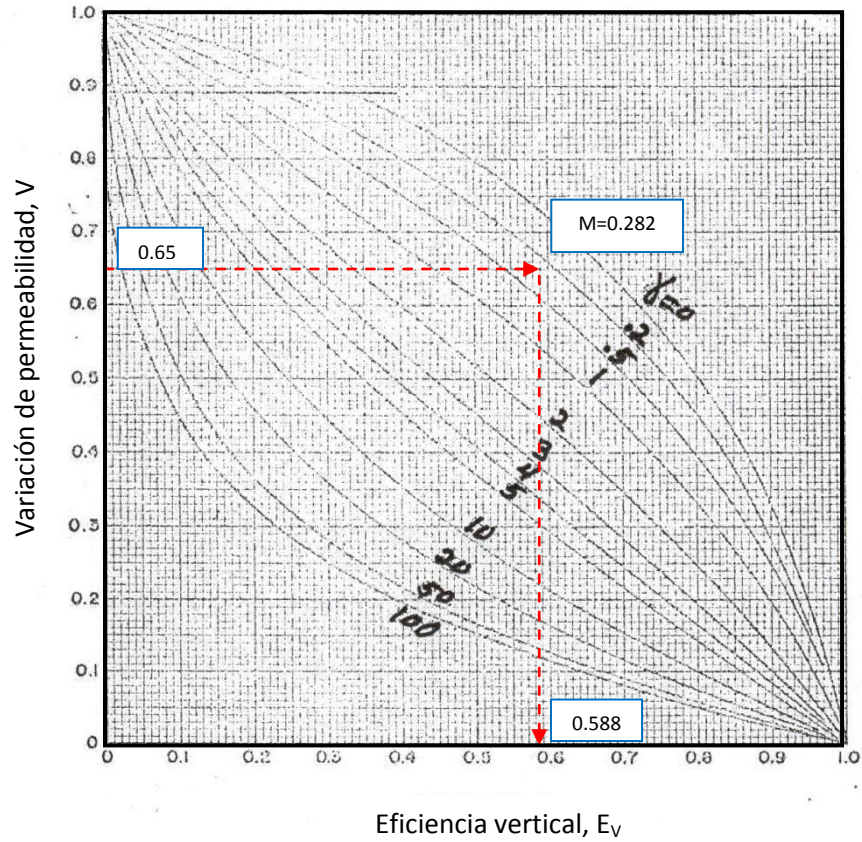


Figura 3.8 Gráfica de Dykstra-Parsons para una WOR=1.

◆ Eficiencia Microscópica

$$E_D = \frac{S_{om} - S_{oi}}{S_{oi}} \quad (3.8)$$

Siendo:
 $S_{om} = 1 - S_{wm}$
 $S_{oi} = 1 - S_{wi}$

Estas saturaciones son determinadas en la Tangente de Welge, Figura 3.2:

$$E_D = \frac{S_{wm} - S_{wi}}{1 - S_{wi}} \quad (3.9)$$

$$E_D = \frac{0.782 - 0.322}{1 - 0.322} = 0.678$$

Por lo tanto, la eficiencia total para el Campo Miztli-Terciario Bloque 1 Arena "M" al inicio de la irrupción será:

$$E = (E_S)(E_V)(E_D) \quad (3.1)$$

$$E = (0.805)(0.588)(0.678) = 0.321$$

$$E = 32.1 \%$$

b) Cálculo de la Eficiencia Total al Final del Frente (Irrupción)

◆ Eficiencia Superficial u Horizontal (Es)

De la misma gráfica de flujo fraccional calculada, se determinó una saturación de agua máxima (S_{wM}) de 0.788, Figura 3.2.

$$M = \frac{(k_{rw}(S_{wM}))(\mu_o)}{(k_{ro}(S_{wi}))(\mu_w)} \quad (3.10)$$

μ_o : Viscosidad del aceite @cy [cp].

μ_w : Viscosidad del agua a inyectar @cy [cp].

Teniendo la S_{wM} y usando las curvas de permeabilidades relativas al agua-aceite tenemos que:

$$K_{rw}(S_{gM}) = 0.131$$

$$K_{ro}(S_{wi}) = 0.607$$

Finalmente la relación de movilidades es:

$$M = \frac{(0.131)(0.42)}{(0.607)(0.27)} = 0.33$$

Valor que es menor a la unidad, por lo tanto, la relación de movilidad seguirá siendo favorable.

De este valor y considerando la misma configuración mencionada anteriormente, la eficiencia superficial (E_s) es de 0.792 (gráficas de Exxon-Mobil al rompimiento para diversos arreglos de inyección).

◆ Eficiencia Vertical

Si se toma en cuenta que el flujo fraccional del agua para este caso es:

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{(k_{ro}(S_{wi}))(\mu_w)}{(k_{rw}(S_{wM}))(\mu_o)}} \quad (3.11)$$

Entonces, con las mismas premisas que en caso antes de la irrupción y con una variación de permeabilidad (V) de 0.65 se tiene:

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{(0.607)(0.27)}{(0.131)(0.42)}} = 0.25$$

$$WOR = \frac{0.25}{1 - 0.25} = 0.33$$

La E_v a partir de las gráficas de Dykstra-Parsons es de 0.582.

WOR=1

$$M = \gamma = \frac{(k_{rw}|_{s_{wM}})(\mu_o)}{(k_{ro}|_{s_{wi}})(\mu_w)}$$

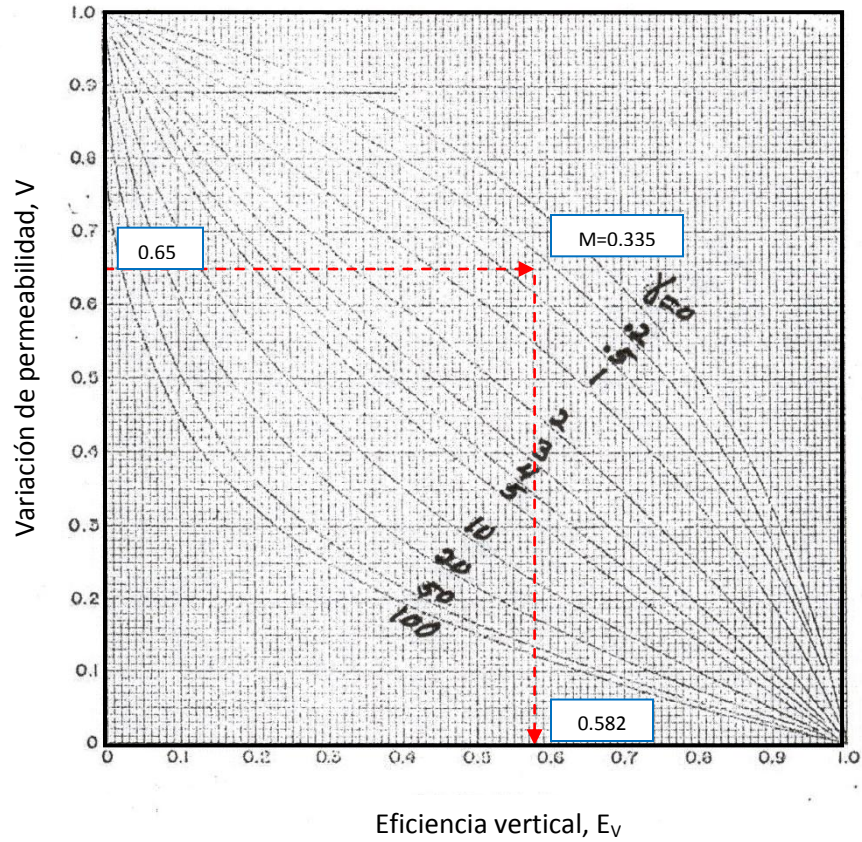


Figura 3.8 Gráfica de Dykstra-Parsons para una WOR=1.

◆ Eficiencia Microscópica

$$E_D = \frac{S_{or} - S_{oi}}{S_{oi}} \quad (3.12)$$

Siendo:

$$S_{or} = 1 - S_{wM}$$

$$S_{oi} = 1 - S_{wi}$$

$$E_D = \frac{S_{wM} - S_{wi}}{1 - S_{wi}} \quad (3.13)$$

$$E_D = \frac{0.788 - 0.322}{1 - 0.322} = 0.687$$

Por lo tanto, la eficiencia total para el Campo Miztli-Terciario Bloque 1 Arena "M" después de la irrupción será (Ecuación 3.1):

$$E = (0.792)(0.582)(0.687) = 0.316$$

$$E = 31.6 \%$$

3.1.1.2 Caso Miztli-Terciario Bloque 2 (Arena "M")

a) Cálculo de la Eficiencia Total al Inicio del Frente (Irrupción)

Partiendo de la misma metodología anterior desarrollada para el caso del Bloque 1 Arena "M", donde las características petrofísicas son diferentes, se realizarán los cálculos correspondientes para obtener la eficiencia total del Bloque 2.

◆ Eficiencia Superficial u Horizontal

Usando curvas de permeabilidades relativas agua-aceite (Figura 3.2) y obteniendo la curva de flujo fraccional mostrada en la Figura 3.9, se obtiene:

- Una saturación de agua atrás del frente (S_{wm}) de 0.74
- Una saturación del agua al frente (S_{wf}) de 0.67
- Una $K_{rw}(S_{wm}) = 0.066$
- Una $K_{ro}(S_{gi}) = 0.607$

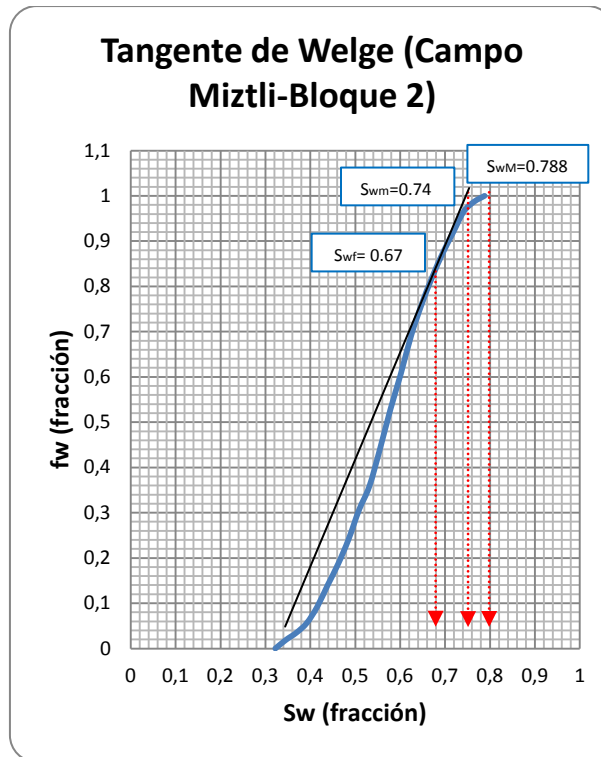


Figura 3.9 Curva de flujo fraccional, Bloque 2 Arena "M".

Con base a la Ecuación 3.10:

$$M = \frac{(0.066)(2.12)}{(0.607)(0.27)} = 0.85$$

Valor que es menor a la unidad, por lo tanto, la relación de movilidad también es favorable a la irrupción.

Partiendo del valor de la movilidad, la eficiencia superficial (E_s) es de 0.72 (gráficas de Exxon-Mobil al rompimiento para diversos arreglos de inyección).

◆ Eficiencia Vertical

A partir de las ecuaciones 3.5, 3.6 y de la variación de la permeabilidad del Bloque 2 de 0.73 (Ecuación 3.7 y Figura 3.9), la E_v es igual a 0.376.

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{(0.607)(0.27)}{(0.066)(2.12)}} = 0.46$$

$$WOR = \frac{0.46}{1 - 0.46} = 0.85 \text{ @cy}$$

WOR=1

$$M = \gamma = \frac{(k_{rw}|_{s_{wm}})(\mu_o)}{(k_{ro}|_{s_{wi}})(\mu_w)}$$

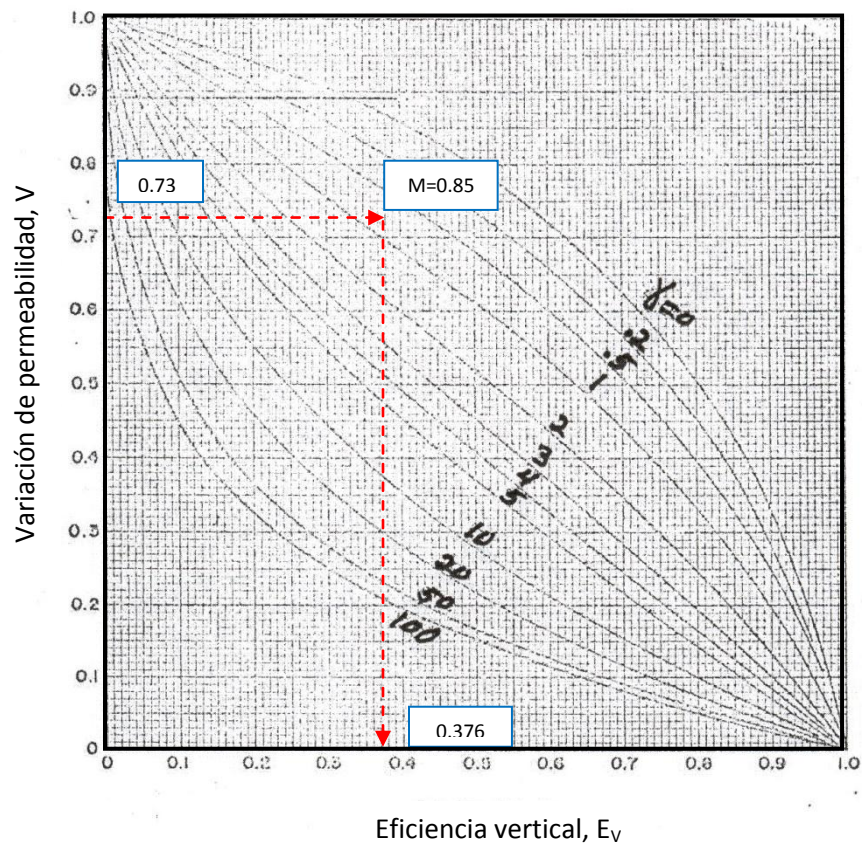


Figura 3.8 Gráfica de Dykstra-Parsons para una WOR=1

◆ Eficiencia Microscópica

$$E_D = \frac{S_{wm} - S_{wi}}{1 - S_{wi}} \quad (3.9)$$

$$E_D = \frac{0.74 - 0.322}{1 - 0.322} = 0.616$$

Por lo tanto, la eficiencia total del Bloque 2 Arena "M" al inicio de la irrupción es:

$$E = (0.72)(0.376)(0.616) = 0.167$$

$$E = 16.7\%$$

b) Cálculo de la Eficiencia Total al Final del Frente (Irrupción)

◆ Eficiencia Superficial u Horizontal (E_s)

De la misma gráfica de flujo fraccional calculada (Figura 3.9), se determinó una saturación de gas máxima (S_{wM}) de 0.788.

Teniendo la S_{wM} y usando las curvas de permeabilidades relativas al agua-aceite tenemos que:

$$K_{rw}(S_{wM}) = 0.131$$

$$K_{ro}(S_{wi}) = 0.607$$

Finalmente la relación de movilidades es (Ecuación 3.15):

$$M = \frac{(0.131)(2.12)}{(0.607)(0.27)} = 1.69$$

La relación de movilidades resulta desfavorable.

De este valor y considerando la misma configuración mencionada anteriormente, la eficiencia superficial (E_s) es de 0.692.

◆ Eficiencia Vertical

De las ecuaciones 3.10 y 3.6, de la premisa de una variación de permeabilidad (V) de 0.73 y a partir de las gráficas de Dykstra-Parsons, la E_v es de 0.28.

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{(0.607)(0.27)}{(0.131)(2.12)}} = 0.628$$

$$WOR = \frac{0.628}{1 - 0.628} = 0.169 \text{ @cy}$$

WOR=1

$$M = \gamma = \frac{(k_{rw}|_{s_{wM}})(\mu_o)}{(k_{ro}|_{s_{wi}})(\mu_w)}$$

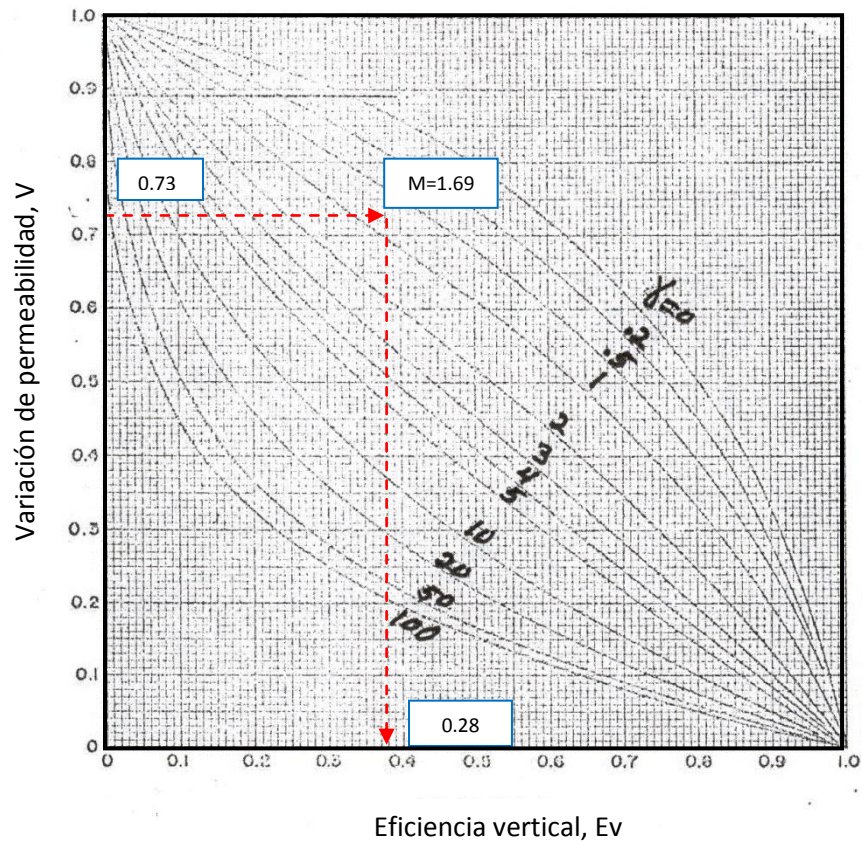


Figura 3.8 Gráfica de Dykstra-Parsons para una WOR=1.

◆ Eficiencia Microscópica

De la Tangente de Welge, Figura 3.9, y de la Ecuación 3.13, se obtiene:

$$E_D = \frac{0.788 - 0.322}{1 - 0.322} = 0.687$$

Por lo tanto, la eficiencia total para el Bloque 2 de la Arena "M" después de la irrupción es de:

$$E = (0.692)(0.28)(0.687) = 0.133$$

$$E = 13.3\%$$

3.1.2 Cálculo de la Eficiencia Total mediante inyección de gas

El objetivo principal de la inyección de gas es mantener la presión a cierto valor o proveer energía adicional al yacimiento. Ambos dan lugar a un incremento de producción. A diferencia de la inyección de agua; donde solamente ocurre un desplazamiento inmisible; en el proceso de la inyección de gas puede darse tanto desplazamiento miscible como inmisible.

El método utilizado para evaluar la eficiencia de desplazamiento por gas es similar al usado en el desplazamiento por agua. En todo caso, la alta movilidad del gas con respecto a la del aceite, hace que dicha eficiencia sea menor, salvo que esté acompañado por una segregación gravitacional considerable. La recuperación de aceite también depende de los mismos factores de eficiencia, los cuales serán de nueva cuenta descritos más adelante.

Para el caso del Campo Miztli-Terciario, se desarrollarán estudios con CO₂, así como el uso del posible gas natural y nitrógeno (los resultados de los dos últimos expuestos en la Tabla 3.1, los cuales se obtuvieron bajo el mismo procedimiento que se empleó para el cálculo de las eficiencias para la inyección de CO₂). La recuperación por gas también depende de las eficiencias descritas para el caso de la inyección de agua (E_s, E_v y E_D).

3.1.2.1 Caso Miztli-Terciario Bloque 1 (Arena "M"). Inyección de CO₂

a) Al Inicio del Frente (Irrupción)

- ◆ Eficiencia Superficial u Horizontal (también denominada Eficiencia areal)

Para el cálculo de esta eficiencia se requirió de las curvas de permeabilidades relativas al gas y al aceite para la Arena "M" del pozo Miztli 2 N1, Figura 3.10. Se consideraron las curvas de permeabilidad relativa gas-aceite.

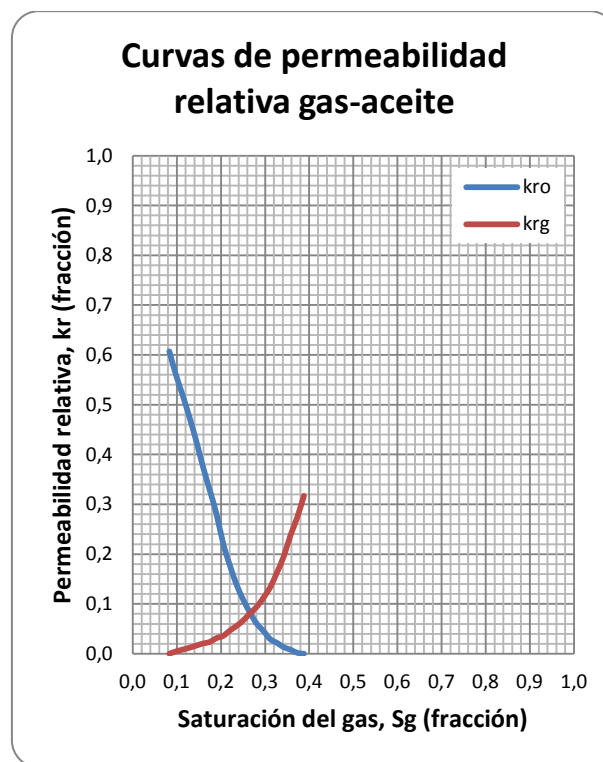


Figura 3.10 Curvas de permeabilidades relativas para gas-aceite, Arena "M".

A partir de esos datos de laboratorio, se calculó la curva de flujo fraccional que se muestra en la Figura 3.11. Partiendo de la misma metodología anterior desarrollada pero ahora enfocada en la inyección de un gas, se harán los cálculos correspondientes para obtener la eficiencia total en el sistema considerando CO₂ al 98% y Metano al 2% cuya viscosidad es de 0.0685 [cp].

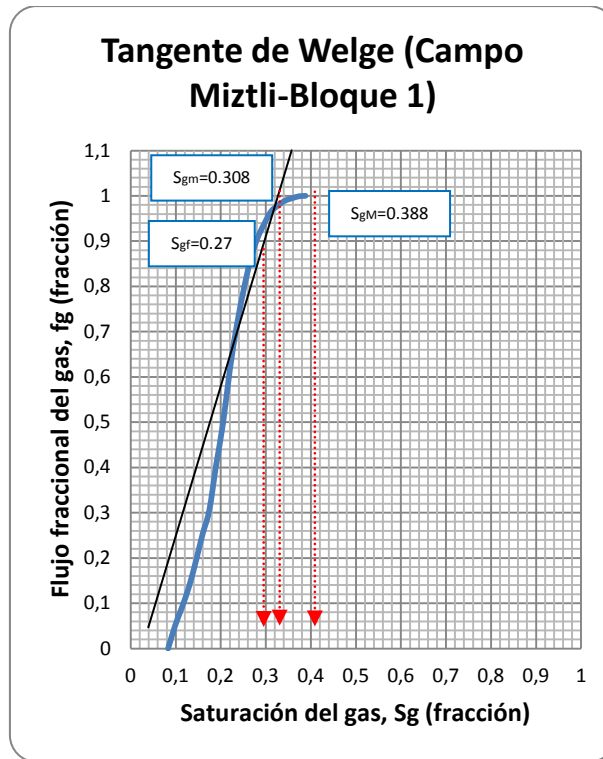


Figura 3.11 Curva de flujo fraccional, Bloque 1 Arena "M".

◆ Eficiencia Superficial u Horizontal

Haciendo uso de las curvas de permeabilidad relativas gas-aceite (Figura 3.10) y partiendo de la misma curva de flujo fraccional mostrada en la Figura 3.11, se obtiene:

- Una saturación de gas atrás del frente (S_{gm}) de 0.308
- Una saturación del gas al frente (S_{gf}) de 0.27
- Una $K_{rg}(S_{gm}) = 0.123$
- Una $K_{ro}(S_{gi}) = 0.607$

$$M = \frac{(k_{rg}(S_{gm}))(\mu_o)}{(k_{ro}(S_{gi}))(\mu_g)} \quad (3.14)$$

$$M = \frac{(0.123)(0.42)}{(0.607)(0.0685)} = 1.24$$

Valor que es menor a la unidad, por lo tanto la relación de movilidad es favorable a la irrupción.

Partiendo de la movilidad, la eficiencia superficial (E_s) será de 0.705 (gráficas de Exxon-Mobil al rompimiento para diversos arreglos de inyección).

◆ Eficiencia Vertical

Si se toma en cuenta que el flujo fraccional del gas se define como:

$$f_g = \frac{1}{1 + \frac{(k_{ro}(S_{gi}))(\mu_g)}{(k_{rg}(S_{gm}))(\mu_o)}}} \quad (3.15)$$

Y la Relación Gas-Aceite como:

$$RGA = \frac{f_g}{1 - f_g} \quad (3.16)$$

Tomando en cuenta que la variación de permeabilidad (V) del Bloque 1 es igual a 0.65, se tiene:

$$f_g = \frac{1}{1 + \frac{(0.607)(0.0685)}{(0.123)(0.42)}} = 0.554$$

$$RGA = \frac{0.554}{1 - 0.554} = 1.24 @cy$$

Se obtiene una Eficiencia vertical de 0.42.

RGA=1

$$M = \gamma = \frac{(k_{rg}|_{S_{gm}})(\mu_o)}{(k_{ro}|_{S_{gi}})(\mu_g)}$$

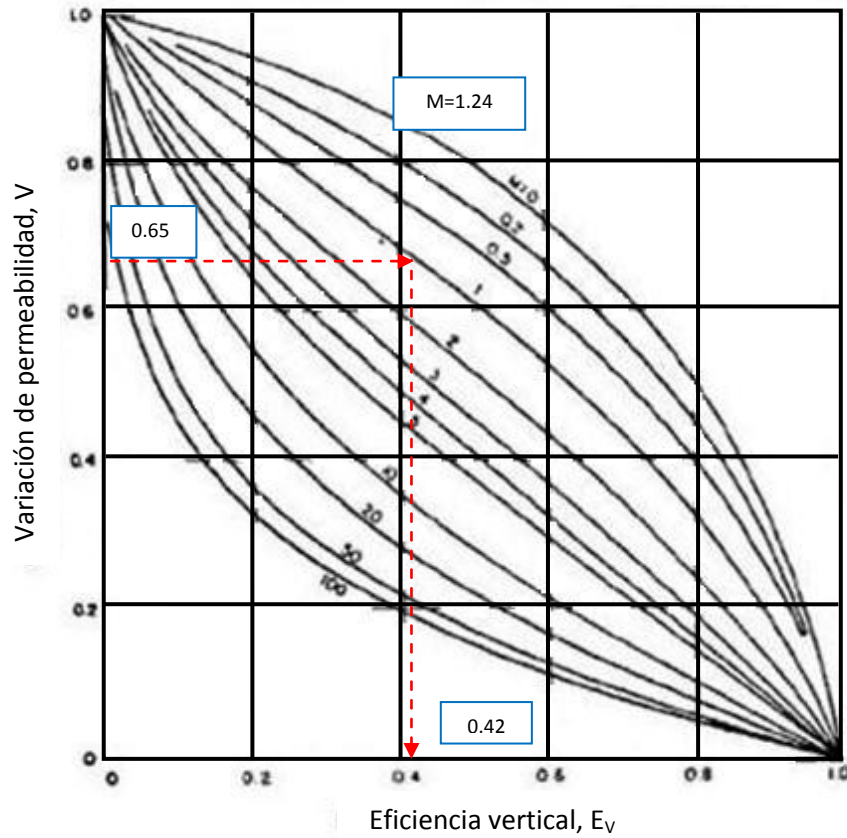


Figura 3.12 Gráfica de Dykstra-Parsons para una RGA=1.

◆ Eficiencia Microscópica

$$E_D = \frac{S_{gm} - S_{gi}}{1 - S_{gi} - S_{wi}} \quad (3.17)$$

$$E_D = \frac{0.308 - 0.083}{1 - 0.083 - 0.322} = 0.378$$

Por lo tanto, la eficiencia total (Ecuación 3.1) del Bloque 1 Arena "M" al inicio de la irrupción es de:

$$E = (0.705)(0.42)(0.378) = 0.112$$

$$E = 11.2\%$$

b) Al Final del Frente (Irrupción)

◆ Eficiencia Superficial u Horizontal (E_s)

De la misma gráfica de flujo fraccional calculada, se determinó una saturación de gas máxima (S_{gM}) de 0.388, Figura 3.11. A partir de S_{gM} y usando las curvas de permeabilidades relativas gas-aceite, se tiene:

$$K_{rg}(S_{gM}) = 0.317$$

$$K_{ro}(S_{gi}) = 0.607$$

Finalmente la relación de movilidades es:

$$M = \frac{(k_{rg}(S_{gM}))(\mu_o)}{(k_{ro}(S_{gi}))(\mu_g)} \quad (3.18)$$

$$M = \frac{(0.317)(0.42)}{(0.607)(0.0685)} = 3.2$$

La cual resulta desfavorable por ser mayor a la unidad. De este valor y considerando la misma configuración mencionada anteriormente, la eficiencia superficial (E_s) es igual a 0.674.

◆ Eficiencia Vertical

Si se toma en cuenta que el flujo fraccional del agua para este caso es:

$$f_g = \frac{1}{1 + \frac{(k_{ro}(S_{gi}))(\mu_g)}{(k_{rg}(S_{gM}))(\mu_o)}} \quad (3.19)$$

$$f_g = \frac{1}{1 + \frac{(0.607)(0.0685)}{(0.317)(0.42)}} = 0.762$$

$$RGA = \frac{0.762}{1 - 0.762} = 3.2 @cy$$

Tomando en cuenta que la variación de permeabilidad (V) del Bloque 1 es igual a 0.65, se tiene:

RGA=5

$$M = \gamma = \frac{(k_{rg}|_{S_{gM}})(\mu_o)}{(k_{ro}|_{S_{gi}})(\mu_g)}$$

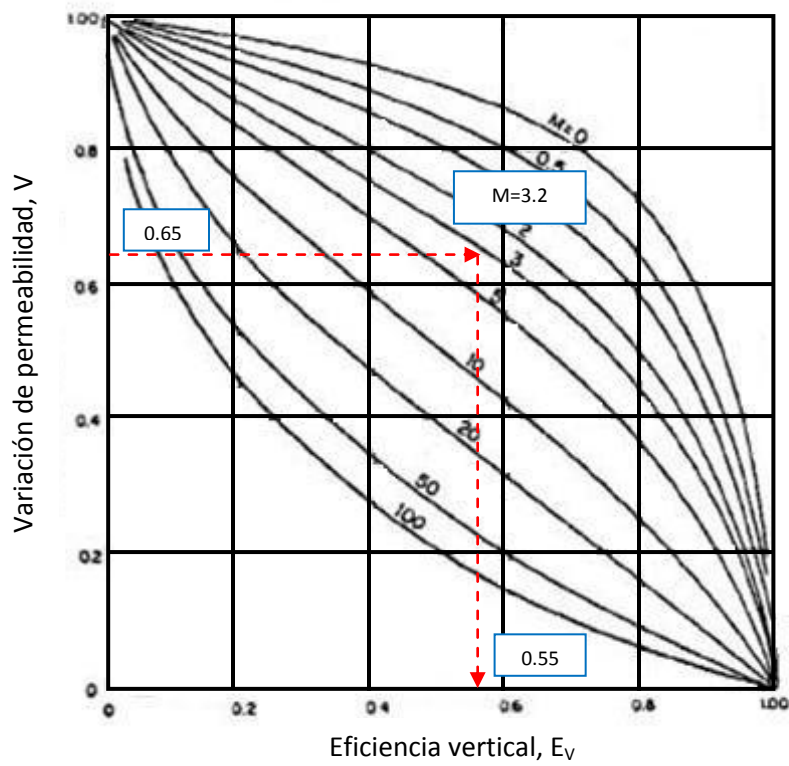


Figura 3.13 Gráfica de Dykstra-Parsons para una RGA=5.

Resultando una eficiencia vertical (E_v) a partir de las gráficas de Dykstra-Parsons de 0.55.

◆ Eficiencia Microscópica

De la Tangente de Welge, Figura 3.11, se obtiene:

$$E_D = \frac{S_{gM} - S_{gi}}{1 - S_{wi} - S_{gi}} \quad (3.20)$$

$$E_D = \frac{0.388 - 0.083}{1 - 0.322 - 0.083} = 0.513$$

Por lo tanto, la eficiencia total (Ecuación 3.1) para el Bloque 1 de la Arena "M" después de la irrupción es igual a:

$$E = (0.674)(0.55)(0.513) = 0.19$$

$$E = 19\%$$

3.1.2.2 Caso Miztli-Terciario Bloque 2 (Arena "M"). Inyección de CO₂

a) Al Inicio del Frente (Irrupción)

◆ Eficiencia Superficial u Horizontal

Con base a las curvas de permeabilidades relativas gas-aceite (Figura 3.10) y partiendo de la misma curva de flujo fraccional mostrada en la Figura 3.14, se obtiene:

-Una saturación de gas atrás del frente (S_{gm}) de 0.241

-Una saturación del gas al frente (S_{gf}) de 0.20

-Una $K_{rg}(s_{gm}) = 0.06$

-Una $K_{ro}(s_{gi}) = 0.607$

De la Ecuación 3.14:

$$M = \frac{(0.06)(2.12)}{(0.607)(0.0685)} = 3.059$$

Valor que es menor a la unidad, por lo tanto la relación de movilidad es favorable a la irrupción. Y la eficiencia superficial (E_s) es de 0.67 (gráficas de Exxon-Mobil al rompimiento para diversos arreglos de inyección).

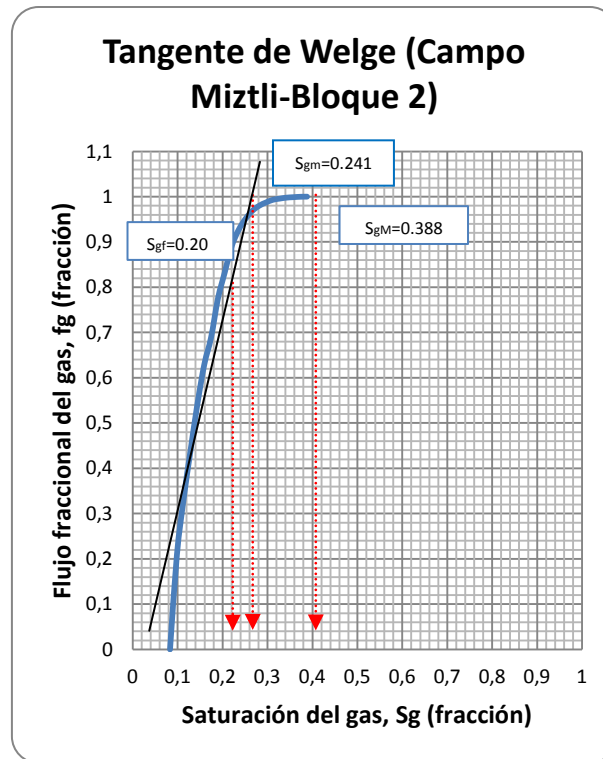


Figura 3.14 Curva de flujo fraccional, Bloque 2 Arena "M".

◆ Eficiencia Vertical

A partir de la Ecuación 3.15, tomando en cuenta una variación de permeabilidad (V) de 0.73, se tiene:

$$f_g = \frac{1}{1 + \frac{(0.607)(0.0685)}{(0.06)(2.12)}} = 0.754$$

$$RGA = \frac{0.754}{1 - 0.754} = 3.06 \text{ @cy}$$

Cuya Eficiencia vertical da un valor de 0.425

RGA=5

$$M = \gamma = \frac{(k_{rg}|_{s_{gm}})(\mu_o)}{(k_{ro}|_{s_{gi}})(\mu_g)}$$

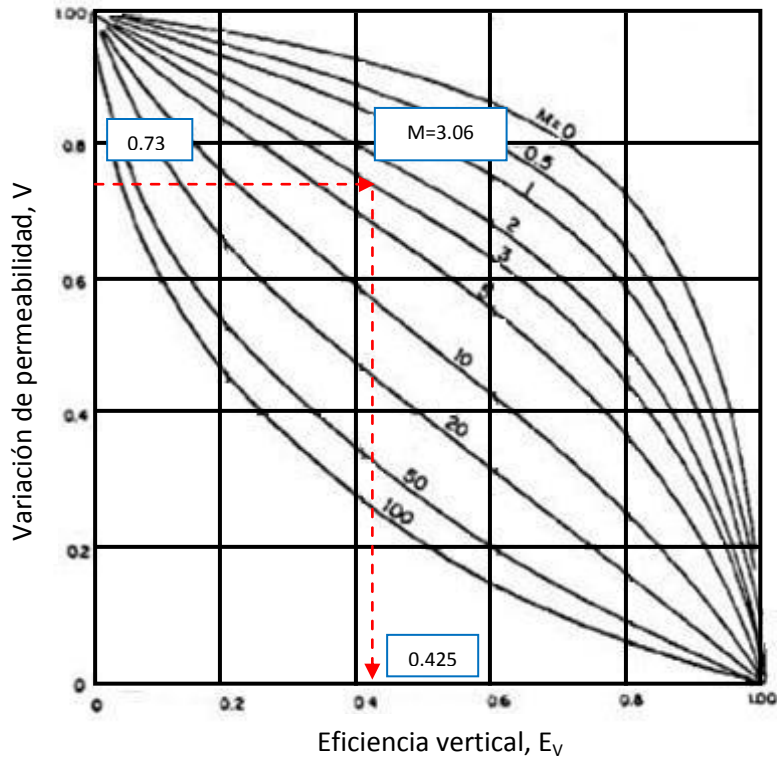


Figura 3.13 Gráfica de Dykstra-Parsons para una RGA=5.

◆ Eficiencia Microscópica

A partir de la Ecuación 3.16:

$$E_D = \frac{0.241 - 0.083}{1 - 0.083 - 0.322} = 0.265$$

Por lo tanto, la eficiencia total (Ecuación 3.1) para el Bloque 2 Arena “M” al inicio de la irrupción es igual a:

$$E = (0.67)(0.425)(0.265) = 0.075$$

$$E = 7.5\%$$

b) Al Final del Frente (Irrupción)

◆ Eficiencia Superficial u Horizontal (E_s)

De la misma gráfica de flujo fraccional calculada, Figura 3.14, se determinó una saturación de gas máxima (S_{gM}) de 0.388; y usando las curvas de permeabilidades relativas al gas-aceite, se tiene:

$$K_{rg}(S_{gM}) = 0.317$$

$$K_{ro}(S_{gi}) = 0.607$$

En consecuencia, la relación de movilidades (Ecuación 3.18) es:

$$M = \frac{(0.317)(2.12)}{(0.607)(0.0685)} = 16.16$$

La cual aparece desfavorable, por ser mayor a la unidad.

De este valor y considerando la misma configuración mencionada anteriormente, la eficiencia superficial (E_s) es de 0.635.

◆ Eficiencia Vertical

Partiendo de la Ecuación 3.19 y una variación de permeabilidad (V) de 0.73, se tiene:

$$f_g = \frac{1}{1 + \frac{(0.607)(0.0685)}{(0.317)(2.12)}} = 0.941$$

$$RGA = \frac{0.941}{1 - 0.941} = 15.95 \text{ @cy}$$

RGA=5

$$M = \gamma = \frac{(k_{rg}|_{S_{gM}})(\mu_o)}{(k_{ro}|_{S_{gi}})(\mu_g)}$$

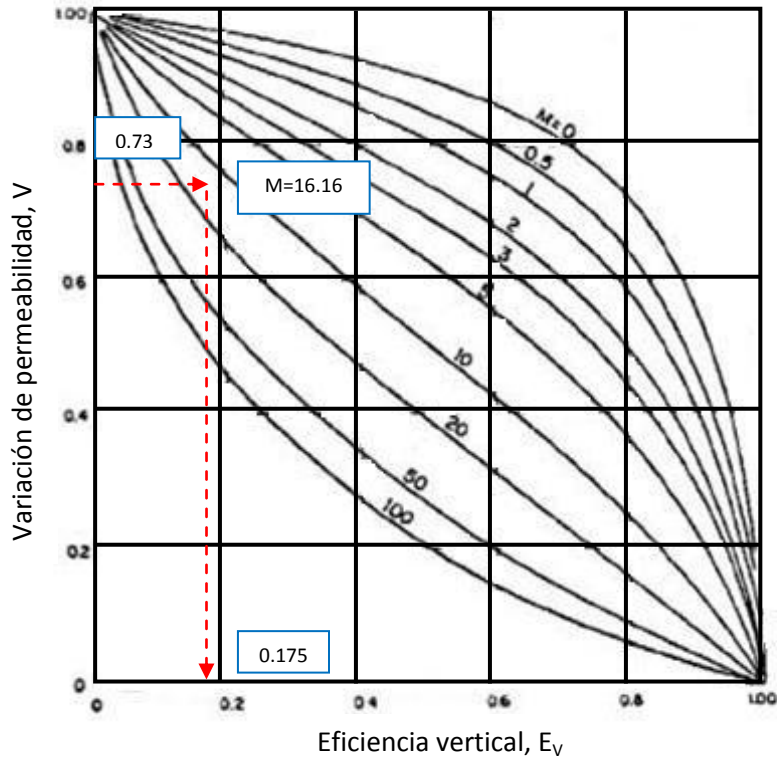


Figura 3.13 Gráfica de Dykstra-Parsons para una RGA=5.

La E_v a partir de las gráficas de Dykstra-Parsons es de 0.175.

◆ Eficiencia Microscópica

De la Tangente de Welge (Figura 3.14) y de la Ecuación 3.20, se obtiene:

$$E_D = \frac{0.388 - 0.083}{1 - 0.322 - 0.083} = 0.513$$

Finalmente, la eficiencia total (Ecuación 3.1) para el Bloque 2 de la Arena “M” después de la irrupción es igual a:

$$E = (0.635)(0.175)(0.513) = 0.057$$

$$E = 5.7\%$$

Siguiendo el mismo procedimiento, se calculó las eficiencias de desplazamiento mediante la inyección de gas natural (viscosidad igual a 0.035 [cp]) e inyección de nitrógeno (viscosidad igual a 0.0282 [cp]); cuyos resultados se expresan en la Tabla 3.1.

	BLOQUE 1						BLOQUE 2					
	CO ₂		GAS NATURAL		N ₂		CO ₂		GAS NATURAL		N ₂	
	Antes del frente	Después del frente	Antes del frente	Después del frente	Antes del frente	Después del frente	Antes del frente	Después del frente	Antes del frente	Después del frente	Antes del frente	Después del frente
E _s	0.705	0.674	0.69	0.65	0.688	0.645	0.67	0.635	0.662	0.63	0.665	0.63
E _v	0.42	0.55	0.365	0.425	0.32	0.39	0.425	0.175	0.39	0.32	0.405	0.28
E _d	0.378	0.513	0.33	0.513	0.319	0.513	0.265	0.513	0.205	0.513	0.18	0.513
E	0.112	0.19	0.083	0.1417	0.0702	0.129	0.075	0.057	0.0529	0.103	0.0484	0.0905

Tabla 3.1 Tabla de resultados de las eficiencias totales para cada método de inyección de gas (antes y después de la irrupción).

3.2 Descripción de la herramienta CO2-Prophet ⁽²⁰⁾

Ahora se mencionarán ciertas características del simulador, el cual será empleado para simular los métodos de recuperación de hidrocarburos: inyección de agua, CO₂ y WAG.

El CO2-Prophet es un software desarrollado por Texaco con el apoyo del Departamento de Energía de Estados Unidos (DOE). Es una herramienta flexible y fácil de utilizar diseñada para identificar cómo las variables clave influyen en el rendimiento de proyectos de CO₂ antes de realizar simulaciones numéricas. El modelo ha sido probado y utilizado ampliamente en la predicción de procesos de inyección de agua y CO₂ con propósitos de selección. Al igual, se ha utilizado para realizar análisis económicos de la inyección de CO₂ mediante pronósticos de gastos de producción.

Algunas características del software son:

- ◆ Una interfaz para el fácil ingreso de parámetros del yacimiento.
- ◆ Varios arreglos de pozo predefinidos para simplificar su uso.
- ◆ Capacidad de diseñar arreglos de pozo.
- ◆ Facilidad de cómputo.
- ◆ Datos de salida en unidades de estándar y adimensionales que pueden ser importadas por un procesador de datos.

Métodos de recuperación simulados por CO2-Prophet

La herramienta puede simular diferentes esquemas de inyección incluyendo la inyección de agua, de CO₂, así como la inyección alternada de agua y gas (con diferentes gastos) o cualquier combinación de estos. Se pueden especificar gastos para cada uno de los pozos de inyección en cada uno de los cuatro periodos.



Figura 3.15 Métodos de inyección simulados por CO2-Prophet.

Características del CO2-Prophet

Este software genera un modelo de direcciones de flujo para un yacimiento propuesto. Las líneas de flujo son construidas utilizando la localización de los pozos en un yacimiento arealmente homogéneo y la magnitud de los gastos de inyección especificados por el usuario. Los canales de flujo se forman a partir de las líneas de flujo y se dividen en secciones por cálculos de diferencias finitas. El área del yacimiento se mapea dentro de estas direcciones de flujo para hacer todo el volumen poroso del arreglo de pozos accesible al flujo, es decir, se considera un área cerrada por tanto no hay pérdida de fluido inyectado. La heterogeneidad areal se modela mediante la diferencia en longitud y área de las direcciones de flujo (Figura 3.16).

Un número ilimitado de patrones pueden ser manipulados con CO2-Prophet. Sin embargo, este cuenta con patrones de inyección precargados listados en la Tabla 3.2. Los patrones se definen al ingresar los vértices que delimitarán el área a analizar, así como la ubicación de los pozos inyectoros y productores mediante coordenadas cartesianas. Se pueden introducir hasta 10 pozos inyectoros y 10 pozos productores.

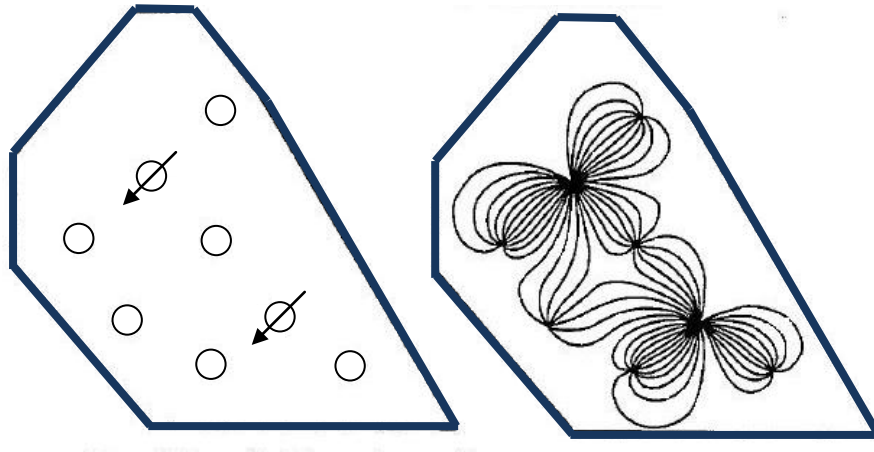


Figura 3.16 Ejemplo de arreglo de pozos y líneas de flujo generadas por CO2-Prophet.

Patrón de inyección	Número de pozos inyectores
5-pozos	1
7-pozos	2
9-pozos invertido	3
Líneas de inyección	1
3-pozos (7-pozos invertido)	2
2-pozos aislados	1

Tabla 3.2 Patrones de inyección.

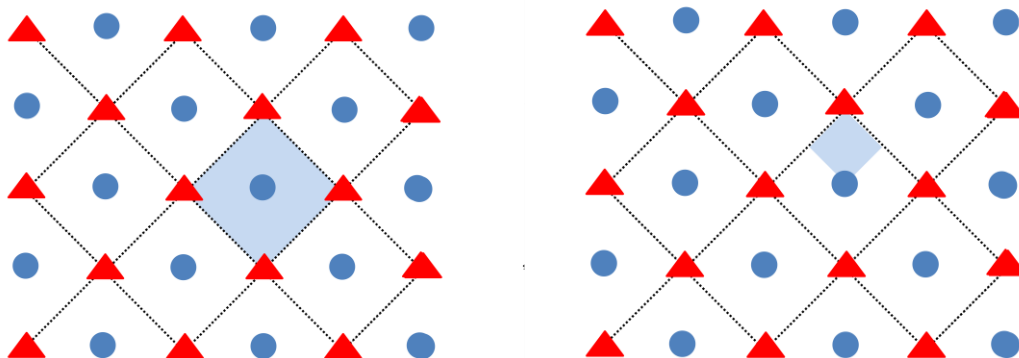


Figura 3.17 Patrón de inyección 5-pozos.

En este software, el yacimiento es dividido en un número de estratos (de igual espesor) especificado por el usuario para modelar el flujo en tres dimensiones. Con el espesor total de las capas (estratos) puede ser calculado el volumen de aceite original (OOIP). El modelo de yacimiento puede incluir hasta diez estratos, cuyo valor por defecto es de cinco. Entre las capas no se considera flujo cruzado y no se incluyen los efectos de segregación gravitacional entre las mismas.

CO2-Prophet usa el coeficiente de Dykstra-Parsons para caracterizar la heterogeneidad del yacimiento a estudiar, éste puede tener un impacto muy grande en la recuperación y se emplea para calcular la variación de las permeabilidades de los estratos en el modelo. El cálculo de las permeabilidades de la capa se hace internamente en el programa. Para que el coeficiente de Dykstra-Parsons tenga una gran influencia en la recuperación, se deben seleccionar tres o más capas. Cuando el coeficiente es grande, el aumento del número de capas de uno a cinco tiene un impacto significativo en la recuperación; pero el aumentar el número de capas mayor de cinco, generalmente tiene un pequeño efecto.

Se utilizan los esfuerzos totales de las capas para determinar la fracción del fluido inyectado que va a ser dirigido en cada capa. La Figura 3.18 ejemplifica como se distribuye la inyectividad inicial resultante con un coeficiente de Dysktra-Parsons de 0.7.

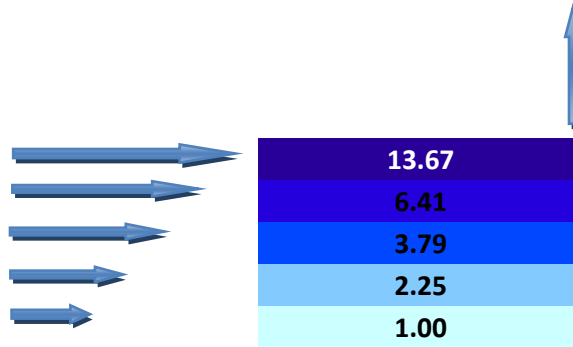


Figura 3.18 Inyectividad inicial resultante con un coeficiente de Dysktra-Parsons de 0.7.

La inyección en cada capa se determina por el producto de la resistencia de la formación y su movilidad según lo determinado por la permeabilidad relativa y la viscosidad del fluido. La inyección en cada capa cambia conforme cambian las saturaciones durante la inyección. Los fluidos miscibles son manejados mediante la variación de la viscosidad utilizando el parámetro de mezcla propuesto por Todd y Longstaff. ⁽²¹⁾ No se utilizan correlaciones empíricas para la eficiencia superficial o vertical de barrido.

Archivos de entrada y salida

```

INDATA - bloc de notas
Archivo Edición Formato Ver Ayuda
"Prueba inyeccion de agua Bloque 1"
***** WELL AND PATTERN DATA *****
'PATTERN'
'SS'
'WELLS NOINJ'
'
'WELLS 1 WELLY WELLO'
1540321.52, 6716584.65, 1
1537483.60, 6719334.15, -0.25
1543175.85, 6720866.14, -0.25
1540452.76, 6719862.73, -0.25
1537027.99, 6713221.76, -0.25
'NENDPT'
'
'BOUNDX BOUNDY'
1537467.19, 6719881.89
1537467.19, 6719888.29
1543471.13, 6718487.53
1543438.32, 6713393.02
1538090.55, 6713582.68
***** PROGRAM CONTROLS *****
'LWGEN OUTTMM'
'N' 0.0833
'==== RELATIVE PERMEABILITY PARAMETERS ==='
'SORW SORG SORH
0.21, 0.0, 0.0
'SGR SSR'
0.0, 0.0
'SWC SWIR'
0.32, 0.32
'KROCK KWRO KRSMAX KRGCW'
0.6, 0.13, 0, 0
'EMPOW EMPIV EMPS EMPC EMPOG'
2.0, 2.0, 2.0, 2.0, 2.0
'KRISSEL W'
2, 0.666
***** FLUID DATA *****
'VISO VISH'
0.42, 0.3
'BO RS API SALN CSG'
1.0, 752.4342, 32, 101000, 1.013
***** RESERVOIR DATA *****
'TRES P MMP'
237.2, 6685, 4067.9
'PRODEF PERMAV THICK POROS NLAYERS' 7
0.65, 27, 196.85, 0.18,
'SOINIT SGINIT'
0.68, 0, 0.32
'AREA XNVH'
37847254.513, 1.5
***** INJECTION PARAMETERS *****
'NTIMES WASTAG'
'NCPVI WTRRAT SOLRAT TNORVL'
2, 30000, 0, 1

```

Como primer punto se requirió ingresar los datos de entrada (datos de petrofísicos y de fluidos, coordenadas de los pozos productores e inyectores, arreglo de pozos, entre otros), en un archivo INDATA.sav; Figura 3.19.

Figura 3.19 Datos de entrada en el archivo INDATA.sav.

Enseguida se muestra la ventana ejecutable del CO2-Prophet (Figura 3.20).

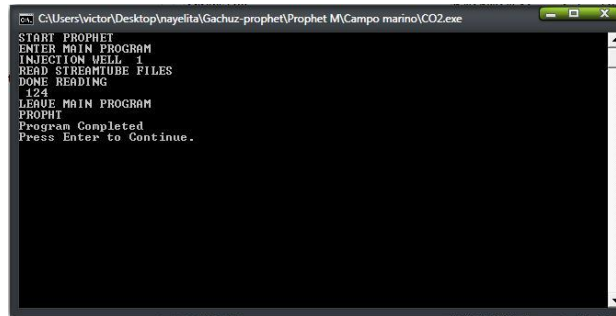


Figura 3.20 Ventana ejecutable.

Por último, los resultados se muestran en un archivo llamado LABELOUT.sav donde se lee el tiempo, factores de recuperación, volumen acumulado de aceite producido, gastos de aceite, entre otros.

YRS	ER OIL	OIL	WATER	HC GAS	SOLVENT	CUMULATIVE GOR	WOR
900IP	MSTB	MSTB	MMSCF	MMSCF	MMSCF	STB/STB	STB/STB
0.000	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.000E+00	0.000E+00
0.083	0.58	590.1	0.0	444.0	0.0	0.752E+00	0.000E+00
0.167	1.16	1180.1	0.0	887.9	0.0	0.752E+00	0.000E+00
0.250	1.74	1770.2	0.0	1331.9	0.0	0.752E+00	0.000E+00
0.333	2.33	2360.2	0.0	1775.9	0.0	0.752E+00	0.000E+00
0.416	2.91	2950.3	0.0	2219.8	0.0	0.752E+00	0.000E+00
0.500	3.49	3540.3	0.0	2663.8	0.0	0.752E+00	0.000E+00
0.583	4.07	4130.4	0.0	3107.8	0.0	0.752E+00	0.000E+00
0.666	4.65	4720.5	0.0	3551.7	0.0	0.752E+00	0.000E+00
0.750	5.23	5310.5	0.0	3995.7	0.0	0.752E+00	0.000E+00
0.833	5.81	5900.6	0.0	4439.7	0.0	0.752E+00	0.000E+00
0.916	6.39	6490.6	0.0	4883.6	0.0	0.752E+00	0.000E+00
1.000	6.98	7080.7	0.0	5327.6	0.0	0.752E+00	0.000E+00
1.083	7.56	7670.7	0.0	5771.6	0.0	0.752E+00	0.000E+00
1.166	8.14	8260.8	0.0	6215.5	0.0	0.752E+00	0.000E+00
1.250	8.72	8850.9	0.0	6659.5	0.0	0.752E+00	0.000E+00
1.333	9.30	9440.9	0.0	7103.5	0.0	0.752E+00	0.000E+00
1.416	9.88	10031.0	0.0	7547.4	0.0	0.752E+00	0.000E+00
1.499	10.46	10621.0	0.0	7991.4	0.0	0.752E+00	0.000E+00
1.583	11.04	11211.1	0.0	8435.4	0.0	0.752E+00	0.000E+00
1.666	11.63	11801.1	0.0	8879.3	0.0	0.752E+00	0.000E+00
1.749	12.21	12391.2	0.0	9323.3	0.0	0.752E+00	0.000E+00
1.833	12.79	12981.3	0.0	9767.3	0.0	0.752E+00	0.000E+00
1.916	13.37	13571.3	0.0	10211.3	0.0	0.752E+00	0.000E+00
1.999	13.95	14161.4	0.0	10655.2	0.0	0.752E+00	0.000E+00
2.082	14.53	14751.4	0.0	11099.2	0.0	0.752E+00	0.000E+00
2.166	15.11	15341.5	0.0	11543.2	0.0	0.752E+00	0.000E+00
2.249	15.69	15931.5	0.0	11987.1	0.0	0.752E+00	0.000E+00
2.332	16.28	16521.6	0.0	12431.1	0.0	0.752E+00	0.000E+00
2.416	16.86	17111.7	0.0	12875.1	0.0	0.752E+00	0.000E+00
2.499	17.44	17701.7	0.0	13319.0	0.0	0.752E+00	0.000E+00
2.582	18.02	18291.8	0.0	13763.0	0.0	0.752E+00	0.000E+00
2.666	18.60	18881.8	0.0	14207.0	0.0	0.752E+00	0.000E+00
2.749	19.18	19471.9	0.0	14650.9	0.0	0.752E+00	0.000E+00
2.832	19.76	20061.9	0.0	15094.9	0.0	0.752E+00	0.000E+00
2.915	20.34	20652.0	0.0	15538.9	0.0	0.752E+00	0.000E+00
2.999	20.93	21242.1	0.0	15982.8	0.0	0.752E+00	0.000E+00
3.082	21.51	21832.1	0.0	16426.8	0.0	0.752E+00	0.000E+00
3.165	22.09	22422.2	0.0	16870.8	0.0	0.752E+00	0.000E+00

Figura 3.21 Datos de salida en el archivo LABELOUT.sav.

3.3 Simulaciones del Campo Marino

Para realizar la evaluación técnica del Campo Miztli en sus diferentes escenarios de recuperación de hidrocarburos: inyección de agua, inyección de CO₂ o inyección alternada agua-gas (WAG); se llevó a cabo la simulación de cada proceso de inyección en ambos bloques del campo (Bloque 1 y Bloque 2), dicha simulación se realizó a través de la herramienta computacional CO2-Prophet.

El análisis muestra los diferentes métodos de recuperación con el objetivo de presentar la mejor alternativa de inyección, técnicamente hablando, para obtener una recuperación incremental de hidrocarburos en el Campo Miztli. Para iniciar con esta evaluación se partirá de los cálculos en una porción del área total de cada bloque (prueba piloto) para obtener un previo análisis de cada método, en consecuencia estos se escalarán para obtener los resultados en proporción al área total.

3.3.1 Inyección de agua

A continuación se presentará el primer método de recuperación de hidrocarburos, inyección de agua, el cual se analizará.

3.3.1.1 Simulación de inyección de agua en el Bloque 1 (Prueba piloto)

Para llevar a cabo la simulación se seleccionó un área de 0.668 kilómetros cuadrados del Campo Miztli comprendida entre los pozos M-29P, M-34, M-26P, M-81, M-10, donde se llevó a cabo una simulación para una prueba piloto de inyección de agua. La simulación se realizó mediante un software con el fin de conocer los gastos óptimos de inyección y poder observar el comportamiento de los cortes de agua y los factores de recuperación obtenidos.

En la Figura 3.22 se muestra el patrón de inyección empleado para la simulación de la prueba piloto (patrón de 5 pozos invertido). En la Tabla 3.3 se pueden observar las coordenadas de la ubicación de cada uno de los pozos que conforman dicho patrón, en la cual el pozo inyector es el M-29P. La ubicación de los pozos se estimó de manera de poder abarcar la mayor parte del área del bloque.

Pozo	x[m]	y[m]
M-29P	469490	2047215
M-34	469120	2047720
M-26P	469950	2047295
M-81	469940	2046730
M-10	469310	2046800

Tabla 3.3 Coordenadas de pozos del Bloque 1, Campo Miztli (Prueba piloto).

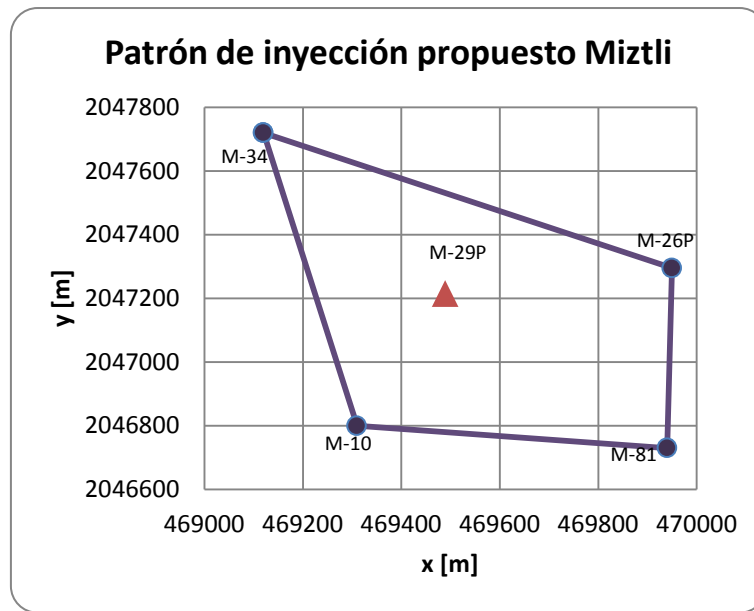


Figura 3.22 Patrón de inyección propuesto para el Bloque 1, prueba piloto (Invertido de 5 pozos).

Empleando un volumen poroso del 80%, se realizaron diversas corridas de inyección de agua para diferentes gastos de inyección. Estas corridas tienen el propósito de determinar un gasto óptimo de inyección, con el cual no se presenten valores significativos de corte de agua en tiempos cortos y a su vez se obtenga un factor de recuperación considerable. Para realizar dichas corridas fueron necesarios los siguientes datos de entrada:

Datos de roca y fluido: Pozo M-10

Parámetros de saturación y permeabilidad relativa:

Saturación de aceite residual al agua: 0.21

Saturación de agua congénita: 0.32

Saturación de aceite inicial: 0.68

Saturación de agua inicial: 0.32

Permeabilidad relativa del aceite al agua de formación: 0.6

Permeabilidad relativa del agua al aceite residual: 0.13

Datos de fluidos:

Viscosidad del aceite: 0.42 [cp]

Viscosidad del agua: 0.3 [cp]

Factor de volumen del aceite: 1.6 [m³/m³]

Relación de solubilidad: 134 [m³/m³]

Densidad del aceite: 32 [°API]

Salinidad: 101,000 [ppm]

Gravedad específica del gas: 1.013

Datos de yacimiento:

Temperatura de yacimiento: 114 [°C]

Presión de yacimiento: 470 [kg/cm²]

Presión mínima de miscibilidad: 286 [kg/cm²]

Porosidad: 18 %

Espesor: 60 [m]

Permeabilidad promedio: 27 [mD]

Coefficiente de Dykstra-Parsons: 0.65

Área: 0.668 [km²]

Relación de la permeabilidad vertical y horizontal: 1.5

Parámetros de inyección:

Volumen poroso ocupado por hidrocarburos inyectado: 0.8

Gastos de inyección: 2,500; 5,000 y 10,000 [bpd]

Comportamiento del área piloto con inyección de agua

Las corridas realizadas para los gastos de inyección empleados muestran que, para un gasto de 10,000 barriles por día se presenta que el gasto de aceite a partir del año 1.916 empieza a declinar de forma significativa además de manifestar un corte de agua que crece de manera abrupta (Figura 3.25). Por otra parte, para un gasto de inyección de 5,000 barriles por día el gasto tiende a mantenerse constante durante los primeros 4 años, sin embargo, a partir de este año se presenta un corte de agua llegando a ser de 22.57% para 5 años (Tabla 3.4).

Por último, para un gasto de inyección de 2,500 barriles por día se mantiene un gasto de aceite y no se presenta una irrupción temprana de agua durante los primeros 5 años.

Por lo tanto, se concluye en este análisis que el gasto de inyección favorable para el patrón seleccionado de Miztli Bloque 1 es de 5,000 barriles por día ya que presenta un volumen acumulado de aceite producido de 5791.4 miles de barriles equivalente a un factor de recuperación de 30%. Es necesario mencionar que los resultados obtenidos corresponden a un caso ideal para una fracción del 20% del Bloque 1, estos resultados pueden ofrecernos una buena aproximación la cual dependerá de gran medida de la complejidad del yacimiento. Consecuentemente, el área analizada debe ser escalada para tener una idea clara de las necesidades de inyección de agua para lograr producir aceite incremental de manera óptima del Bloque 1.

Los resultados arrojados en este modelo de simulación deberán ser analizados y comparados con los análisis de las eficiencias de desplazamiento, así como, con los resultados de simulación numérica con el propósito de tener una mayor certidumbre del éxito en un proceso de inyección de agua en el Campo Miztli.

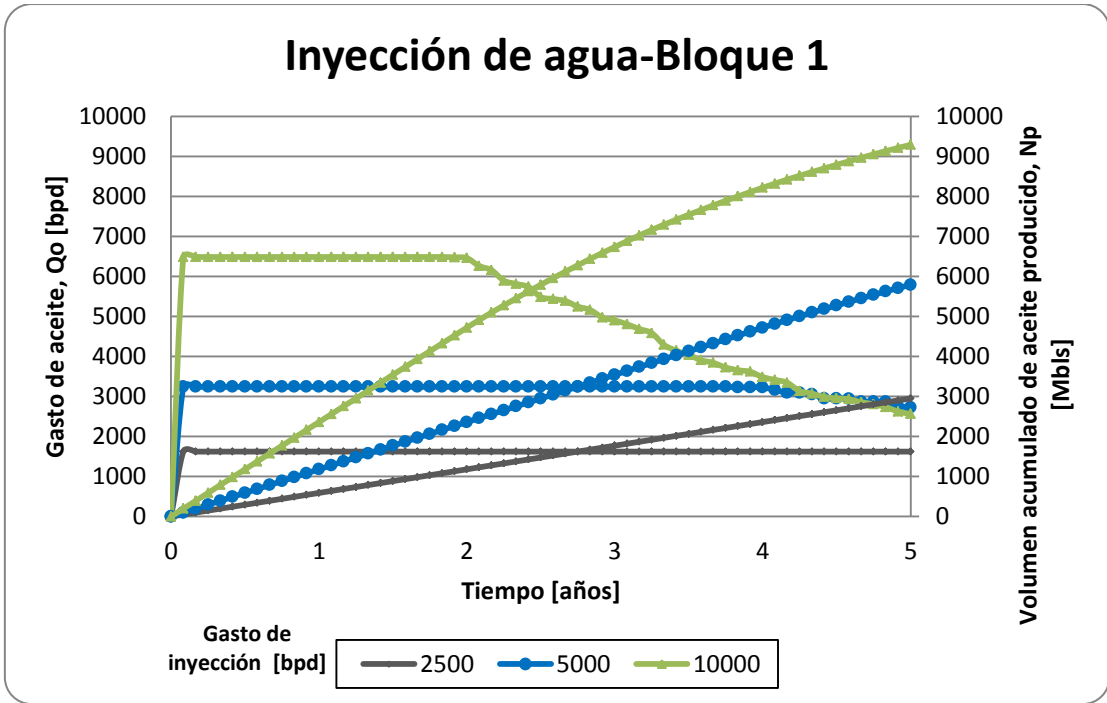


Figura 3.23 Gasto de aceite y volumen acumulado de aceite producido contra el tiempo.

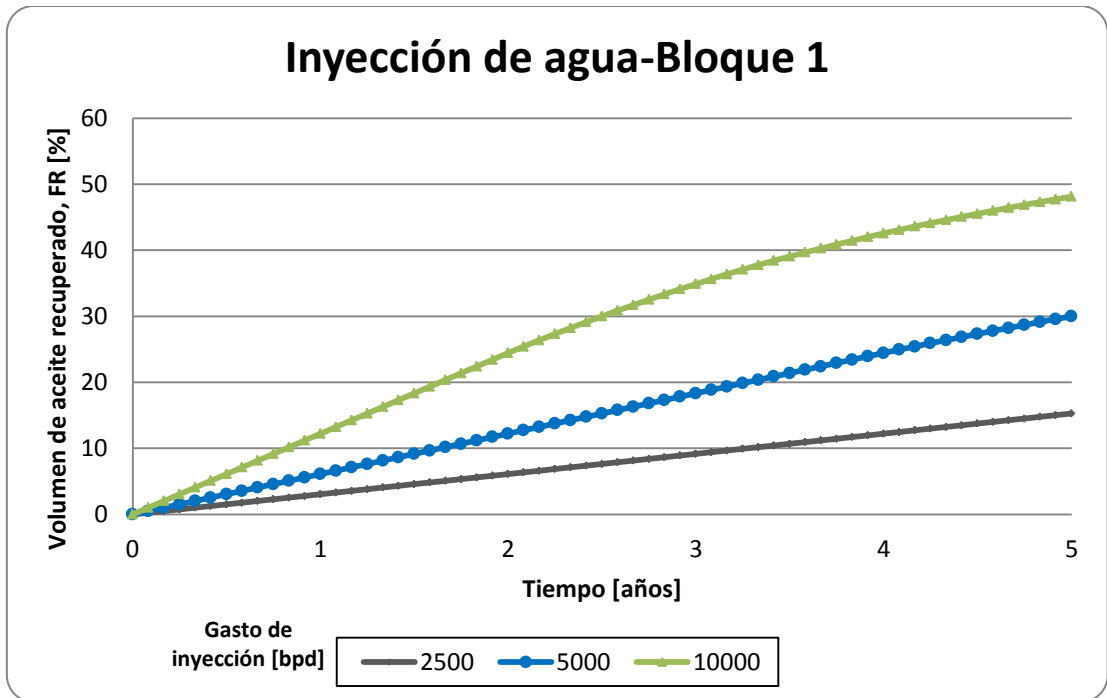


Figura 3.24 Volumen de aceite recuperado contra el tiempo.

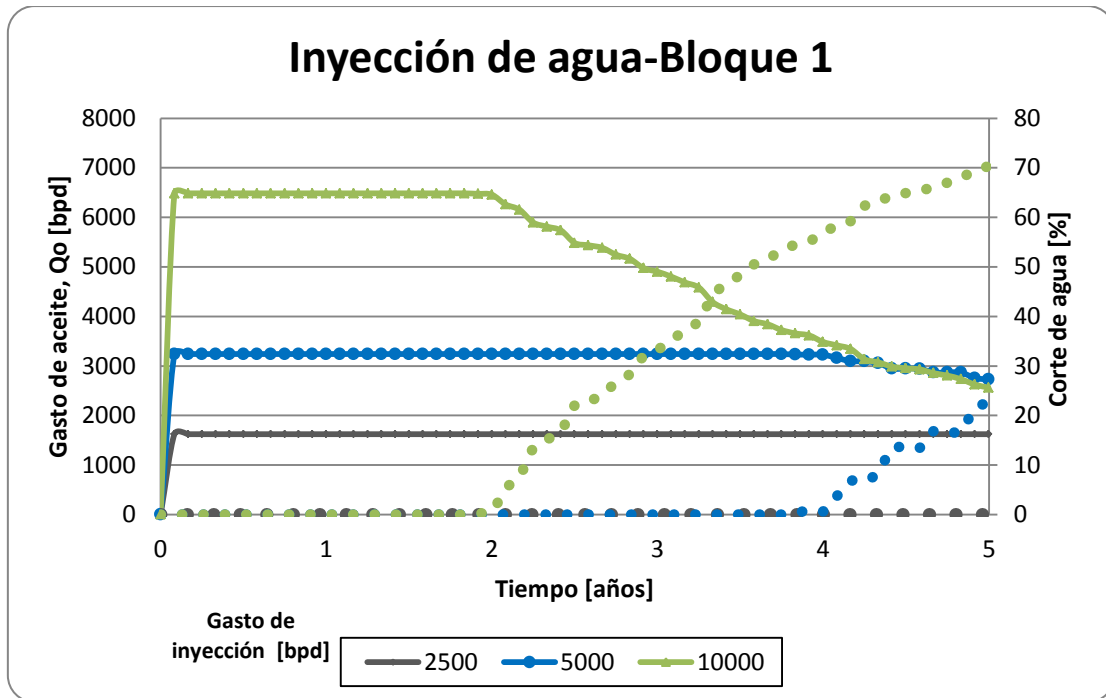


Figura 3.25 Gasto de aceite y corte de agua contra el tiempo.

Gasto de inyección [bpd]	Q _{oi} (por pozo) [bpd]	Corte de agua inicial [%]	Q _{of} (por pozo) [bpd]	Corte de agua final [%]	N _p (por pozo) [Mbbls]	N _p [Mbbls]	FR [%]
2500	405.54	0.00	405.54	0.00	737.58	2950.30	15.28
5000	810.25	0.00	681.67	22.57	1447.85	5791.40	30.00
10000	1621.33	0.00	640.45	70.32	2322.13	9288.50	48.12

Tabla 3.4 Resumen de resultados de Inyección de agua en el Campo Miztli Bloque 1 Arena "M" (Prueba piloto).

Q_{oi} : Gasto de aceite inicial.

Q_{of} : Gasto de aceite final.

N_p : Volumen acumulado de aceite producido.

FR: Factor de recuperación.

3.3.1.2 Simulación de inyección de agua en el Bloque 1 (Área total)

De acuerdo con los resultados obtenidos en el análisis previo de inyección de agua para el Bloque 1 se llevó a cabo una nueva simulación con CO₂-Prophet, con el propósito de comprobar y extrapolar los

resultados. El área comprendida corresponde a 3.516 kilómetros cuadrados, la cual representa el tamaño total del Bloque 1.

En la simulación de la inyección de agua para el área total del Bloque 1, se consideró un patrón invertido de 5 pozos (Figura 3.26), cuyas coordenadas se muestran en la Tabla 3.5.

Pozo	x[m]	y[m]
M-29P	469490	2047215
M-34	468625	2048050
M-26P	470360	2048520
M-81	469530	2045410
M-10	468495	2046190

Tabla 3.5 Coordenadas de pozos del Bloque 1, Campo Miztli (Área total).

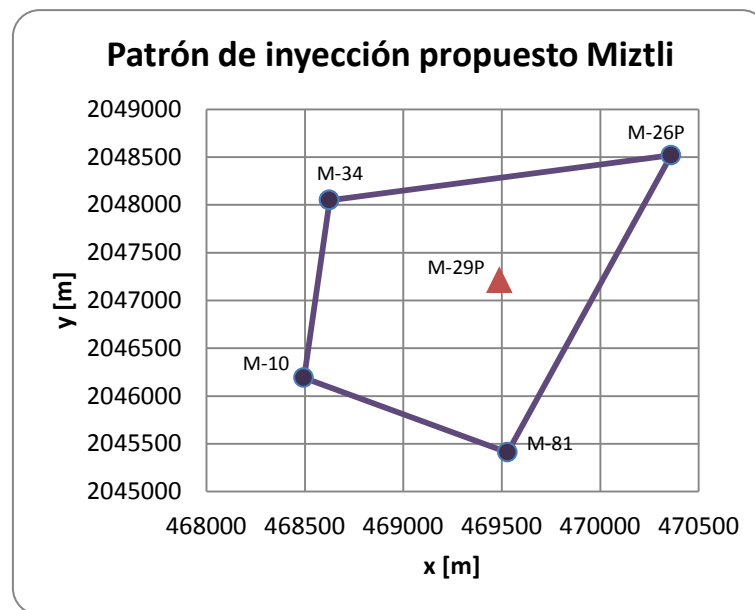


Figura 3.26 Patrón de inyección propuesto para el Bloque 1, área total (Invertido de 5 pozos).

Se realizaron diversas corridas para diferentes gastos de inyección (15,000; 20,000; 25,000 y 30,000 barriles por día) empleando un volumen poroso del 80%. Los datos petrofísicos empleados en este análisis son iguales a los del análisis previo.

Comportamiento del área total con inyección de agua

Se observa en la Figura 3.29 que para un gasto de inyección de 30,000 barriles por día, la irrupción de agua se presenta de manera temprana al año 3.333 al mismo tiempo empieza a declinar el gasto de aceite. Para un gasto de inyección de 25,000 se observa una mayor estabilidad en la producción de aceite durante los primeros 4 años con una leve caída posterior a este año. Para los gastos de inyección de 20,000 y 15,000 barriles por día se mantiene la producción de aceite sin mostrar un corte de agua hasta el año 5.

En conclusión, el gasto óptimo de inyección es de 25,000 barriles por día ya que presenta un factor de recuperación de 28.71% (Figura 3.28) lo cual representa a un volumen acumulado de aceite producido de 29.14 millones de barriles, con un corte de agua de 16.79% para el quinto año.

Los resultados arrojados fueron congruentes con el análisis previo en el cual se consideró un área de aproximadamente del 20% del área total del Bloque 1, y para el cual se definió como un gasto óptimo de inyección de 5,000 barriles por día. No obstante se debe realizar la comparación de los resultados de este software con los análisis de eficiencias de desplazamiento y los resultados de simulación numérica, ofreciendo con esto una mayor confiabilidad en el proceso de inyección de agua.

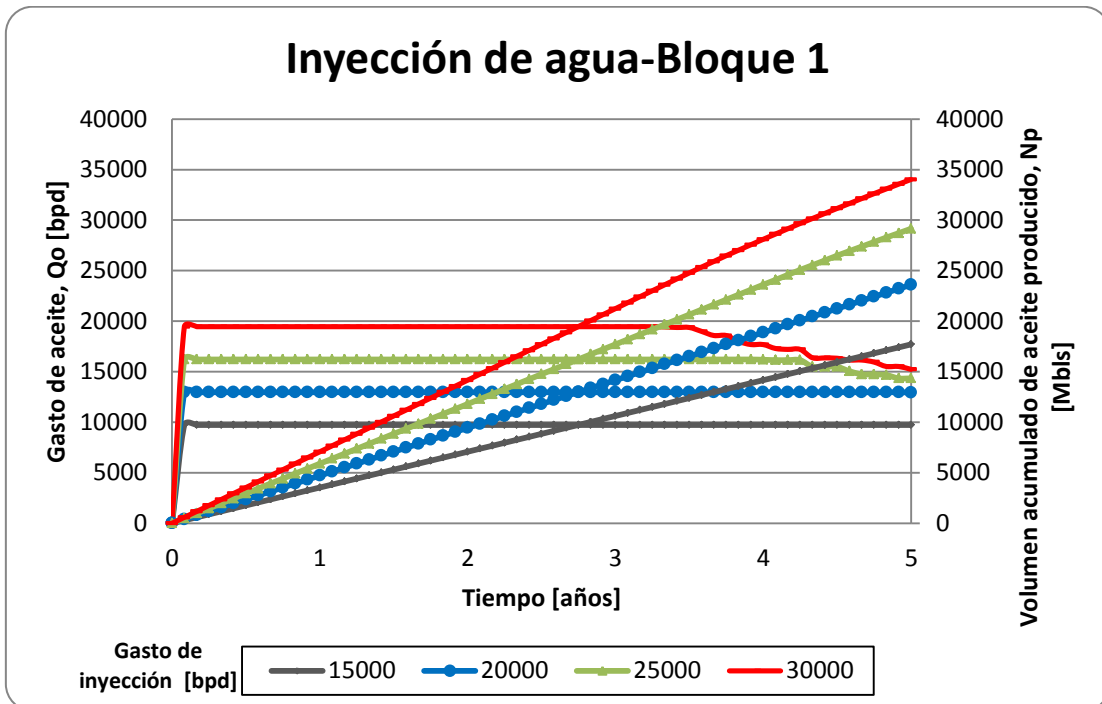


Figura 3.27 Gasto de aceite y volumen acumulado de aceite producido contra el tiempo.

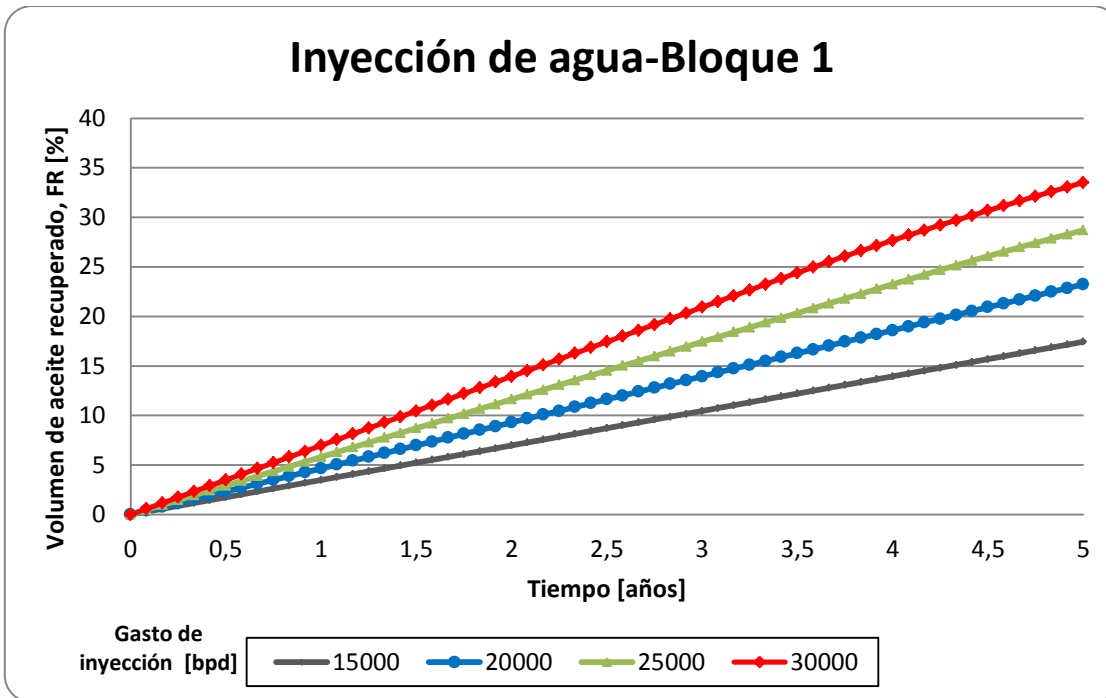


Figura 3.28 Volumen de aceite recuperado contra el tiempo.

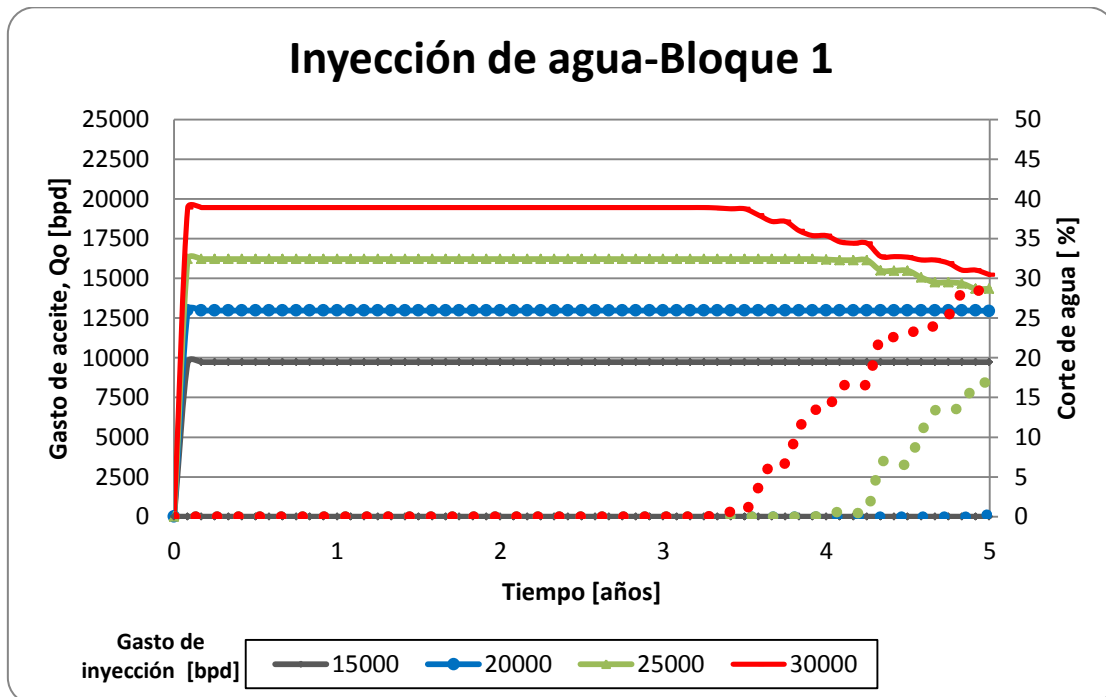


Figura 3.29 Gasto de aceite y corte de agua contra el tiempo.

Gasto de inyección [bpd]	Qoi [bpd]	Corte de agua inicial [%]	Qof [bpd]	Corte de agua final [%]	Np [Mbls]	FR [%]
15000	9726.34	0.00	9726.34	0.00	17701.70	17.44
20000	12970.66	0.00	12944.28	0.30	23601.50	23.25
25000	16211.67	0.00	14342.24	16.79	29145.40	28.71
30000	19455.98	0.00	15235.74	30.00	34023.50	33.52

Tabla 3.6 Resumen de resultados de Inyección de agua en el Campo Miztli Bloque 1 Arena "M" (Área total).

3.3.1.3 Simulación de inyección de agua en el Bloque 2 (Prueba piloto)

Para la simulación del Bloque 2, se consideró también un patrón invertido de 5 pozos (Figura 3.30) con una extensión de 0.333 kilómetros cuadrados, cuyas coordenadas de los pozos se observan en la Tabla 3.7 y fueron estimadas sobre el área de reservas probadas de este bloque. De igual modo que con el bloque anterior, los pozos empleados tanto de inyección como de producción para definir el patrón se tomaron a modo de abarcar la mayor área posible del yacimiento.

Pozo	x[m]	y[m]
M-18P	470435	2046700
M-12	470380	2047235
M-61	470750	2046700
M-53	470320	2046195
M-39	470110	2046710

Tabla 3.7 Coordenadas de pozos del Bloque 2, Campo Miztli (Área total).

El Bloque 2 presenta diferencias significativas tanto en las propiedades del aceite como en la heterogeneidad de la formación con respecto al Bloque 1, por lo cual se realizó un análisis independiente para determinar un gasto óptimo de inyección de agua.

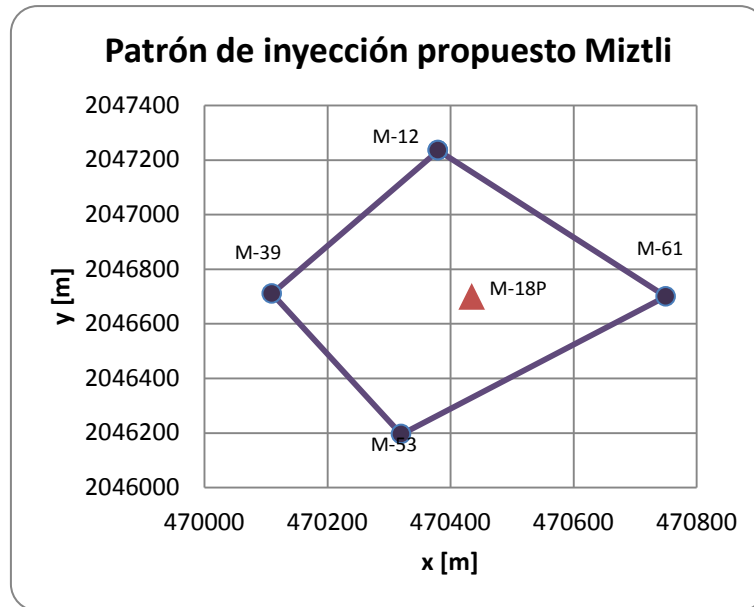


Figura 3.30 Patrón de inyección propuesto para el Bloque 2, área total (Invertido de 5 pozos).

Las propiedades empleadas son las siguientes (los valores que no se mencionan en esta sección corresponden a los valores empleados en el primer análisis reportado):

Datos de roca y fluido: Pozo M-1

Datos de fluidos:

Viscosidad del aceite: 2.12 [cp]

Relación de solubilidad: 73.3 [m³/m³]

Viscosidad del agua: 0.3 [cp]

Densidad del aceite: 23 [°API]

Factor de volumen del aceite: 1.31 [m³/m³]

Gravedad específica del gas: 0.968

Datos de yacimiento:

Temperatura de yacimiento: 105 [°C]

Área: 0.333 [km²]

Presión de yacimiento: 470 [kg/cm²]

Relación de la permeabilidad vertical y horizontal: 0.5

Presión mínima de miscibilidad: 398 [kg/cm²]

Coefficiente de Dykstra-Parsons: 0.73

Parámetros de inyección:

Volumen poroso ocupado por hidrocarburos inyectado: 0.8

Gastos de inyección: 1,000; 2,000; 3,000; y 5,000 [bpd]

Comportamiento del área piloto con inyección de agua

En la Figura 3.33 se observa que para gastos de inyección mayores de 2,000 barriles por día se presenta una producción de agua en una etapa temprana en la vida productiva de los pozos así como una pronta declinación en los gastos de producción de aceite. Por otro lado, para un gasto de inyección de 1,000 barriles por día se obtiene un volumen acumulado de aceite producido de 1.43 millones de barriles a diferencia del volumen acumulado de aceite producido para un gasto de inyección de 2,000 barriles por día de 2.5 millones de barriles para el año 5 (Tabla 3.8), es decir, una diferencia de aproximadamente de 1.07 millones de barriles para el quinto año.

En conclusión, el gasto óptimo de inyección para el Bloque 2 del Campo Miztli es de 2,000 barriles por día con un volumen acumulado de aceite producido de 2.5 millones de barriles equivalente a un factor de recuperación de 21.31% y un corte de agua de 43.83% para el año 5.

Al considerar los gastos obtenidos para el área del patrón propuesto (28.47% del tamaño total de Bloque 2), se estimó que el gasto de inyección total en el Bloque 2 Arena "M" es de 7,000 barriles por día.

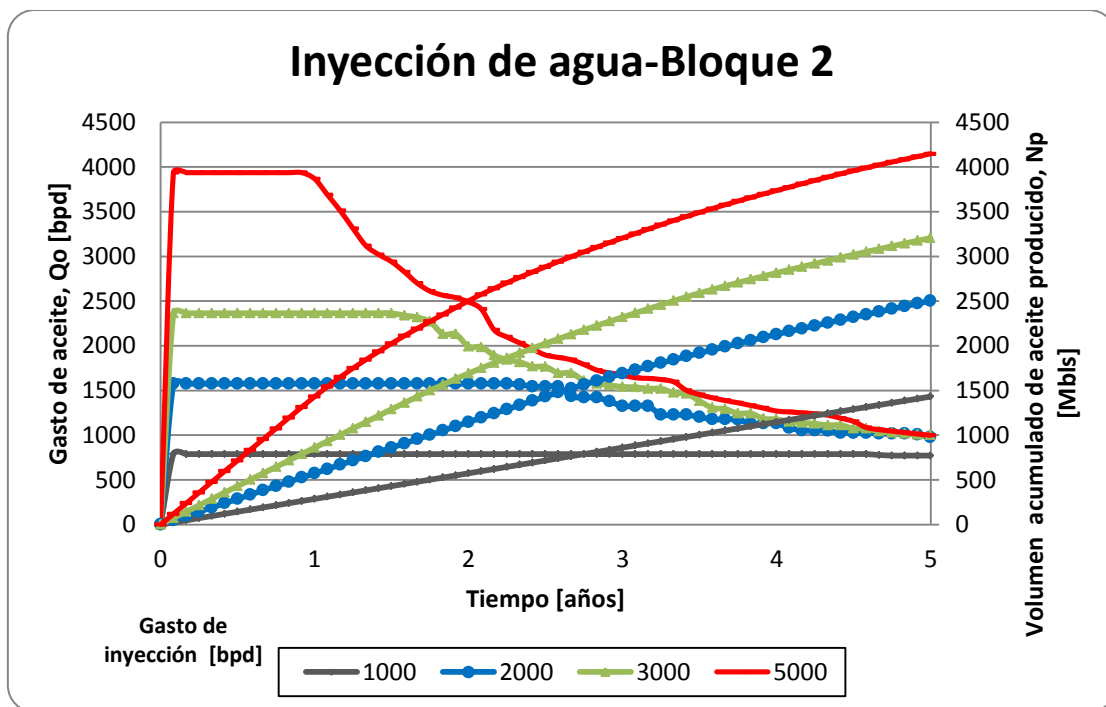


Figura 3.31 Gasto de aceite y volumen acumulado de aceite producido contra el tiempo.

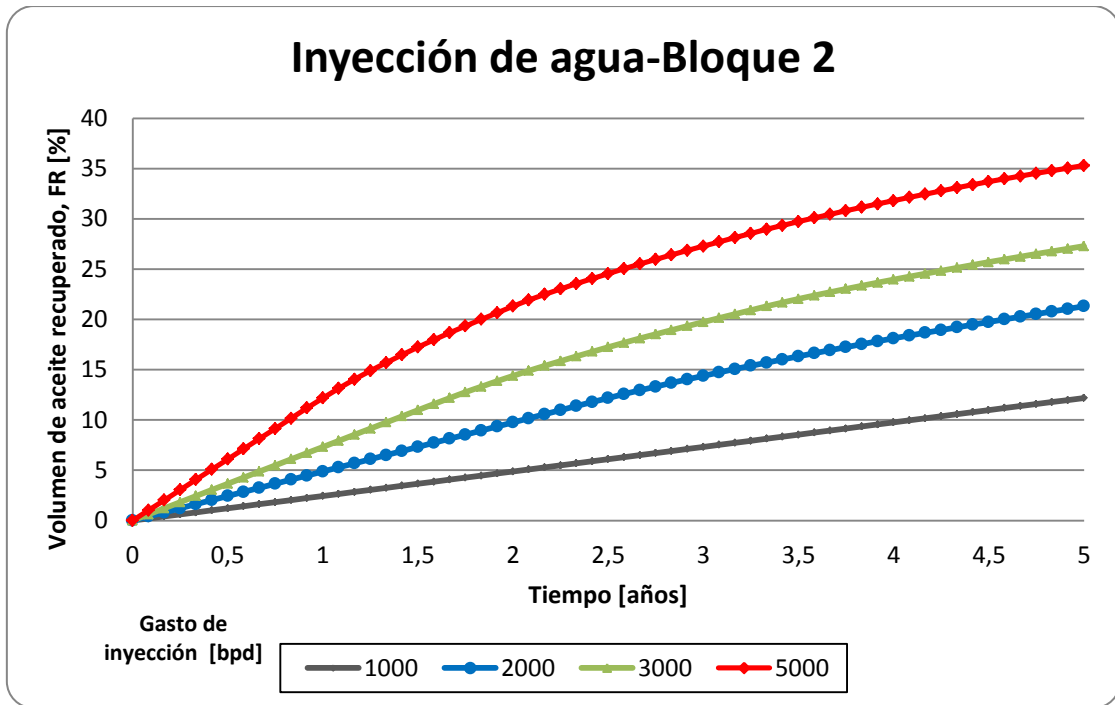


Figura 3.32 Volumen de aceite recuperado contra el tiempo.

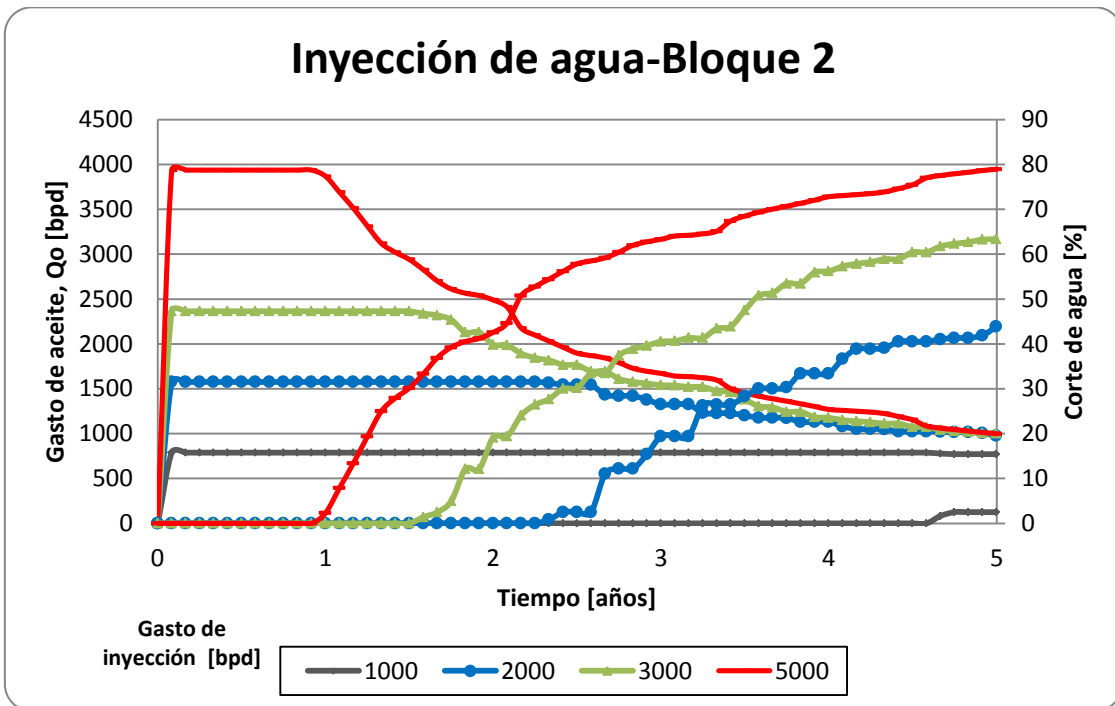


Figura 3.33 Gasto de aceite y corte de agua contra el tiempo.

Gasto de inyección [bpd]	Qoi [bpd]	Corte de agua inicial [%]	Qof [bpd]	Corte de agua final [%]	Np [Mbls]	FR [%]
1000	788.00	0.00	771.51	2.50	1431.10	12.18
2000	1576.00	0.00	975.93	43.83	2502.50	21.31
3000	2364.00	0.00	1002.31	63.33	3205.30	27.29
5000	3936.70	0.00	999.01	78.93	4147.60	35.31

Tabla 3.8 Resumen de resultados de Inyección de agua en el Campo Miztli Bloque 2 Arena "M" (Prueba piloto).

3.3.2 Inyección de CO₂

Prosiguiendo con las simulaciones, ahora se harán las corridas correspondientes al método de inyección de CO₂.

3.3.2.1 Simulación de inyección de CO₂ en el Bloque 1 (Prueba piloto)

En el Bloque 1, se realizaron 3 corridas con diferentes gastos de inyección de CO₂ (5, 10 y 20 millones de pies cúbicos diarios) en un área comprendida de 0.668 kilómetros cuadrados. Para realizar dichas corridas fueron necesarios los siguientes datos de entrada:

Datos de roca y fluido: Pozo M-10

Parámetros de saturación y permeabilidad relativa:

Saturación de aceite residual al agua: 0.21

Saturación de agua congénita: 0.32

Saturación de aceite inicial: 0.68

Saturación de agua inicial: 0.32

Permeabilidad relativa del aceite al agua de formación: 0.6

Permeabilidad relativa del agua al aceite residual: 0.13

Saturación del aceite residual al gas: 0.291

Saturación del aceite al flujo miscible del solvente: 0.291

Saturación del gas residual: 0.083

Saturación del solvente residual: 0.083

Último punto de la permeabilidad relativa del solvente en una saturación del solvente: 0.317

Permeabilidad relativa del gas para la saturación del agua congénita: 0.317

Datos de fluidos:

Viscosidad del aceite: 0.42 [cp]

Densidad del aceite: 32 [°API]

Viscosidad del agua: 0.3 [cp]

Salinidad: 101,000 [ppm]

Factor de volumen del aceite: 1.6 [m³/m³]

Gravedad específica del gas: 1.013

Relación de solubilidad: 134 [m³/m³]

Datos de yacimiento:

Temperatura de yacimiento: 114 [°C]

Permeabilidad promedio: 27 [mD]

Presión de yacimiento: 470 [kg/cm²]

Coefficiente de Dykstra-Parsons: 0.65

Presión mínima de miscibilidad: 286 [kg/cm²]

Área: 0.668 [km²]

Porosidad: 18 %

Relación de la permeabilidad vertical y

Espesor: 60 [m]

horizontal: 1.5

Parámetros de inyección:

Volumen poroso ocupado por hidrocarburos inyectado: 0.8

Gastos de inyección: 5, 10 y 20 [MMpcd]

Comportamiento del área piloto con inyección de CO₂

En la Figura 3.34 se observa que para un gasto de inyección de 10 y 5 millones de pies cúbicos por día presentan una declinación en la producción mucho menor que para un gasto de inyección de 20 millones de pies cúbicos diarios. Además, para ambos gastos de inyección de CO₂ la Relación Gas-Aceite no es alta ni aumenta disparadamente como sucede para el gasto de inyección de 20 millones de pies cúbicos diarios. Por lo tanto, el gasto óptimo de inyección es de 10 millones de pies cúbicos diarios que en un periodo de 5 años se obtuvo un factor de recuperación de 20.5%, lo cual representa un volumen producido acumulado de 3,956.6 miles de barriles de aceite (Tabla 3.9). En la misma tabla se puede observar que al incrementar el gasto de inyección, la irrupción de CO₂ se presenta rápidamente, por lo cual se debe tomar en cuenta el manejo del volumen de CO₂ producido.

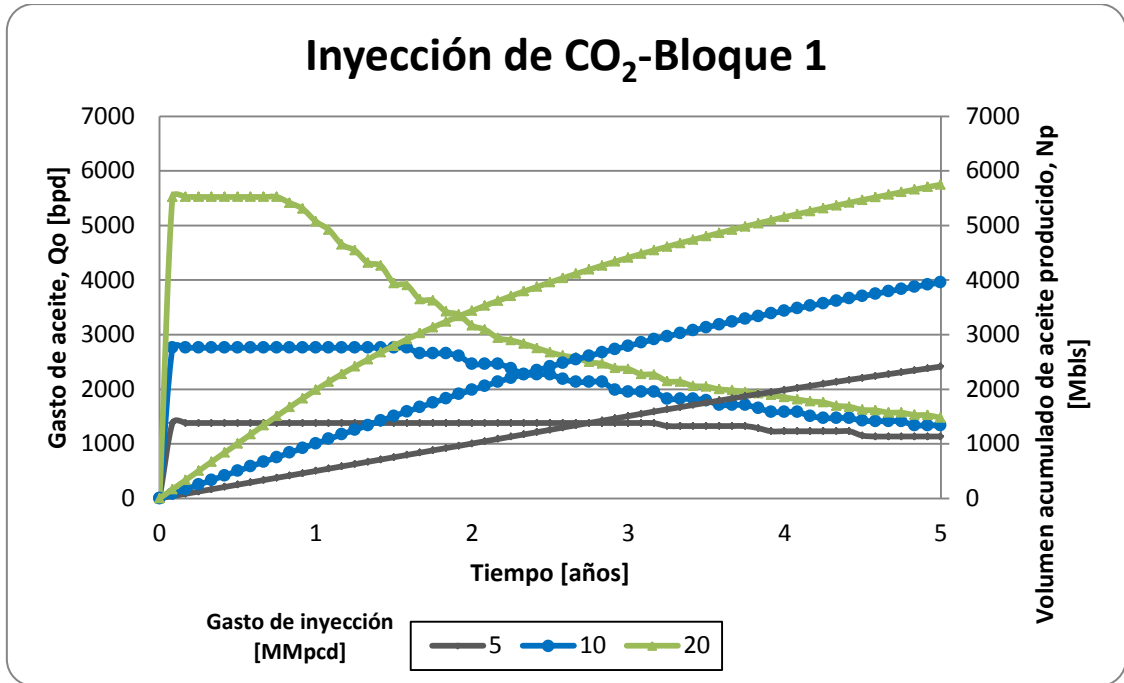


Figura 3.34 Gasto de aceite y volumen acumulado de aceite producido contra el tiempo.

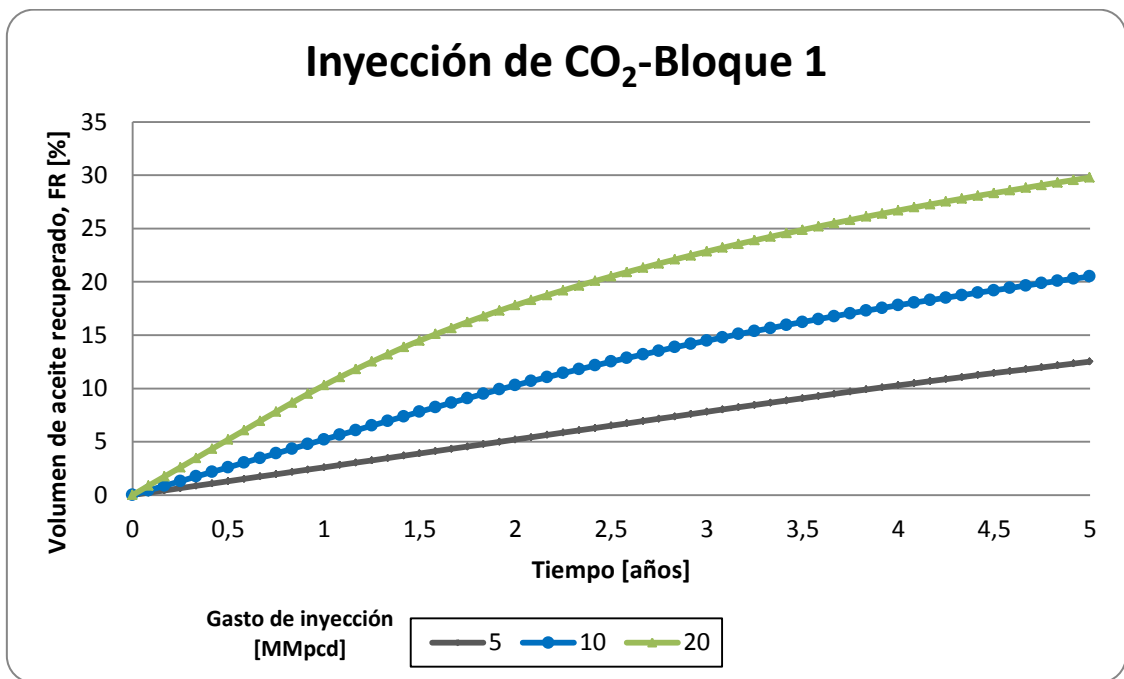


Figura 3.35 Volumen de aceite recuperado contra el tiempo.

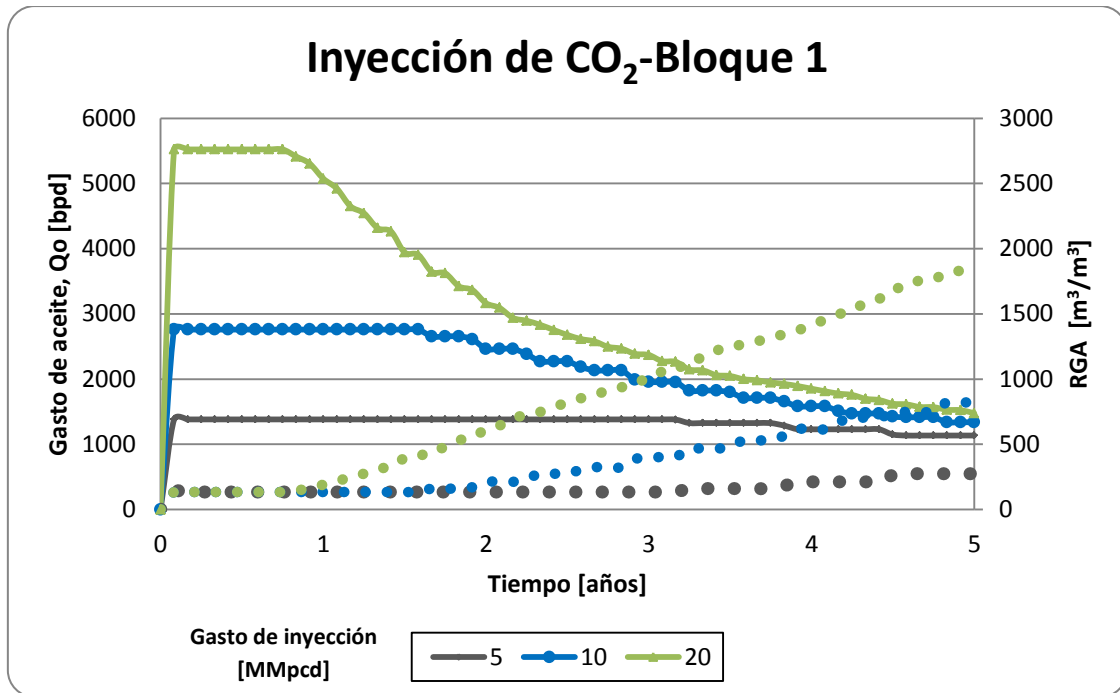


Figura 3.36 Gasto de aceite y Relación Gas-Aceite contra el tiempo.

Gasto de inyección [MMpcd]	Qoi (por pozo) [bpd]	RGA inicial [m ³ /m ³]	Irrupción [años]	QCO ₂ irrupción (por pozo) [MMpcd]	Qof (por pozo) [bpd]	QCO ₂ final (por pozo) [MMpcd]	RGA final [m ³ /m ³]	Np (por pozo) [Mbbls]	Np [Mbbls]	FR [%]
5	345.37	133.93	3.165	8.24E-04	283.55	2.23E-01	274.26	603.63	2414.50	12.51
10	689.91	133.93	1.583	8.24E-04	334.65	1.2916	821.01	989.15	3956.60	20.50
20	1380.65	133.93	0.833	9.89E-02	369.27	3.6754	1905.60	1437.00	5748.00	29.78

Tabla 3.9 Resumen de resultados de Inyección de CO₂ en el Campo Miztli Bloque 1 Arena "M" (Prueba piloto).

RGA: Relación Gas-Aceite.

Q_{CO₂}: Gasto de inyección de CO₂.

3.3.2.2 Simulación de inyección de CO₂ en el Bloque 1 (Área total)

Con el propósito de obtener el gasto óptimo de inyección para el área total del Bloque 1 (3.516 kilómetros cuadrados) y corroborar los resultados previamente expuestos, se realizaron 3 nuevas corridas para los siguientes gastos de inyección: 25, 50 y 75 millones de pies cúbicos diarios.

Comportamiento del área total con inyección de CO₂

Con base a las Figuras 3.37, 3.38, 3.39 , se concluye que el gasto óptimo es de 50 millones de pies cúbicos diarios debido a que no presenta una abrupta declinación de la producción de aceite, así como la Relación Gas-Aceite a cinco años no es muy grande. Por último, mediante este gasto de inyección se obtendrá un volumen producido acumulado de 20,177 miles de barriles por día de aceite que representa un factor de recuperación de 19.88%.

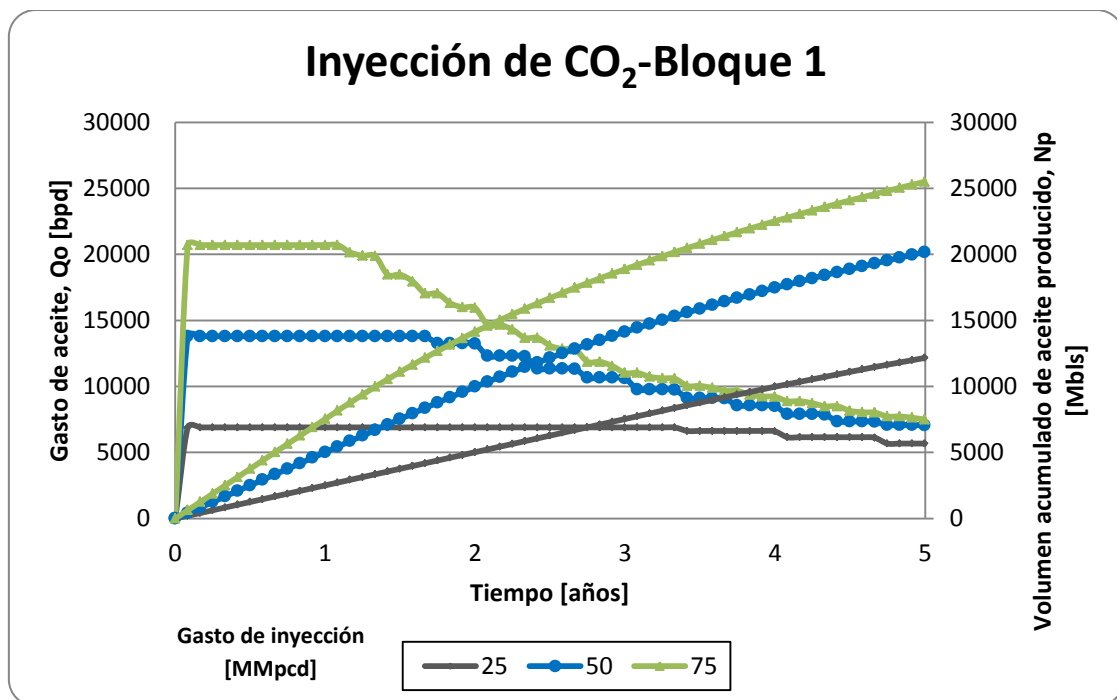


Figura 3.37 Gasto de aceite y volumen acumulado de aceite producido contra el tiempo.

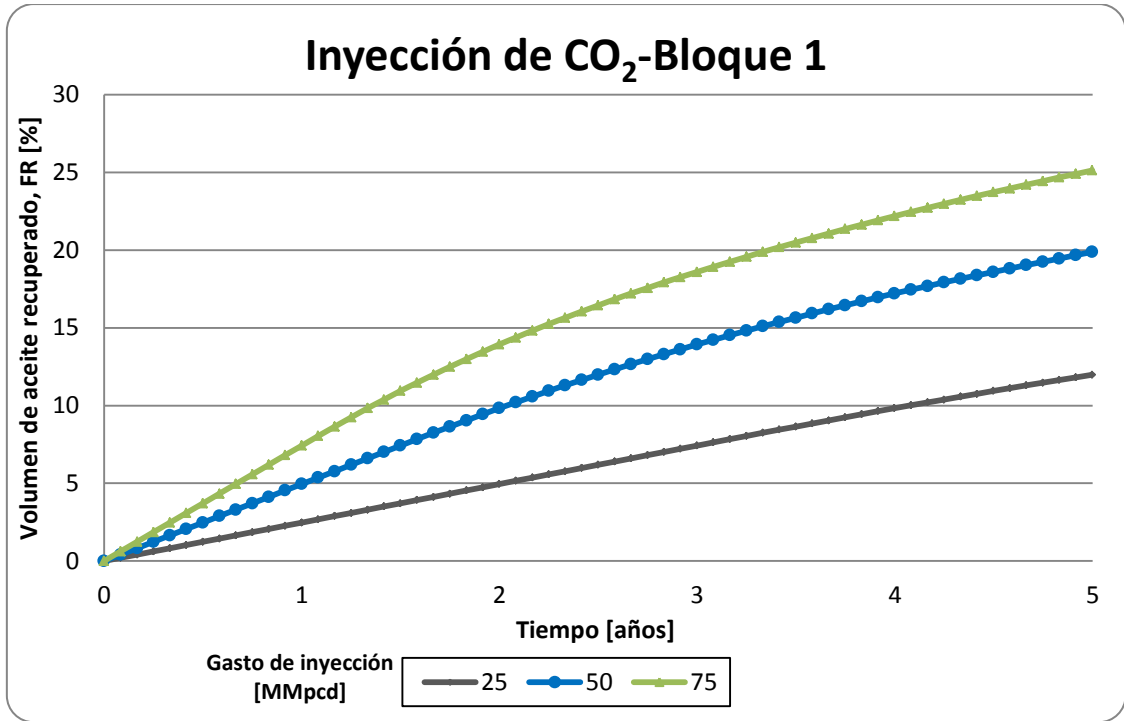


Figura 3.38 Volumen de aceite recuperado contra el tiempo.

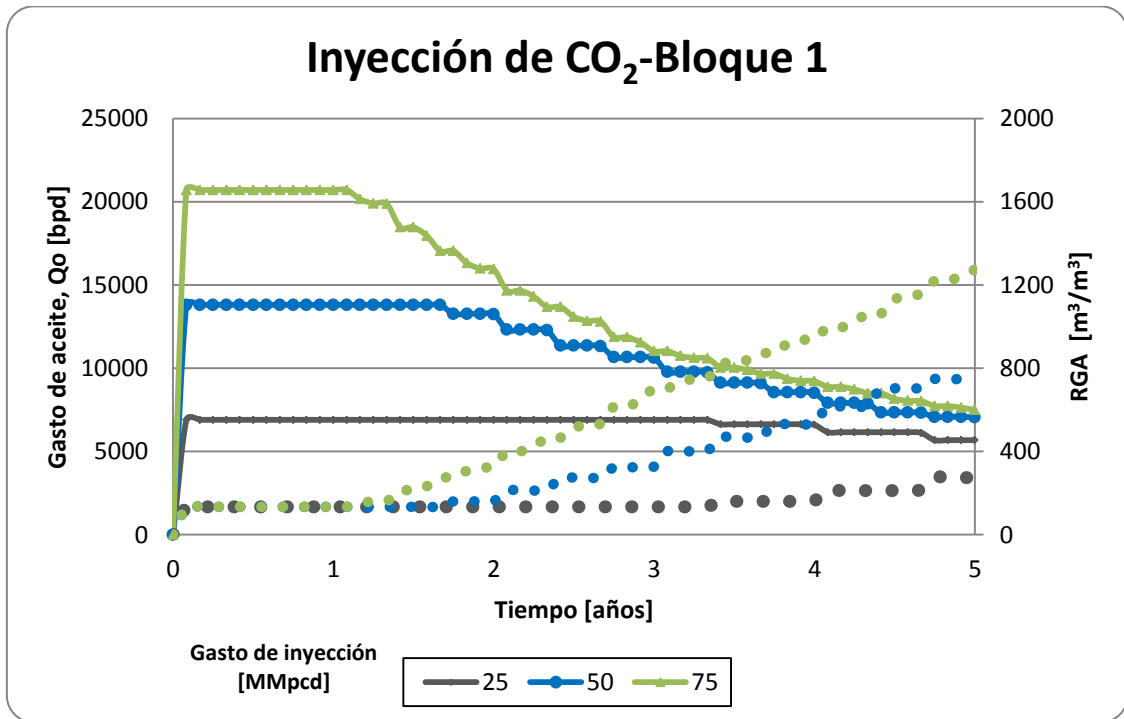


Figura 3.39 Gasto de aceite y Relación Gas-Aceite contra el tiempo.

Gasto de inyección [MMpcd]	Qoi [bpd]	RGA inicial [m ³ /m ³]	Irrupción [años]	QCO ₂ irrupción [MMpcd]	Qof [bpd]	QCO ₂ final [MMpcd]	RGA final [m ³ /m ³]	Np [Mbls]	FR [%]
25	6900.76	133.93	3.332	0.0561	5677.55	4.4477	274.26	12162.50	11.98
50	13804.81	133.93	1.666	0.0561	7049.13	24.5500	755.12	20177.00	19.88
75	20705.57	133.93	1.166	2.0112	7497.53	47.9987	1273.37	25497.70	25.12

Tabla 3.10 Resumen de resultados de Inyección de CO₂ en el Campo Miztli Bloque 1 Arena "M" (Área total).

3.3.2.3 Simulación de inyección de CO₂ en el Bloque 2 (Prueba piloto)

Finalmente se determinó un gasto de inyección de CO₂ atractivo para la explotación de este bloque que comprende un área de 0.333 kilómetros cuadrados, mediante 3 corridas de inyección de CO₂ para el Bloque 2 (2.5, 5 y 10 millones de pies cúbicos diarios).

Las propiedades empleadas son las siguientes:

Datos de roca y fluido: Pozo M-1

Datos de fluidos:

Viscosidad del aceite: 2.12 [cp]

Relación de solubilidad: 73.3 [m³/m³]

Viscosidad del agua: 0.3 [cp]

Densidad del aceite: 23 [°API]

Factor de volumen del aceite: 1.31 [m³/m³]

Gravedad específica del gas: 0.968

Datos de yacimiento:

Temperatura de yacimiento: 105 [°C]

Área: 0.333 [km²]

Presión de yacimiento: 470 [kg/cm²]

Relación de la permeabilidad vertical y

Presión mínima de miscibilidad: 398 [kg/cm²]

horizontal: 0.5

Coefficiente de Dykstra-Parsons: 0.73

Parámetros de inyección:

Volumen poroso ocupado por hidrocarburos inyectado: 0.8

Gastos de inyección: 2.5, 5 y 10 [MMpcd]

Nota: Los valores que no se mencionan en esta relación corresponden a los valores empleados en el primer análisis reportado de CO₂.

Comportamiento del área piloto con inyección de CO₂

El gasto óptimo de inyección determinado es de 5 millones de pies cúbicos diarios de CO₂ una menor declinación en la producción de aceite y la Relación Gas-Aceite no es alta. Con la inyección de este gasto se obtendrá un factor de recuperación de 14.21% (Tabla 3.11).

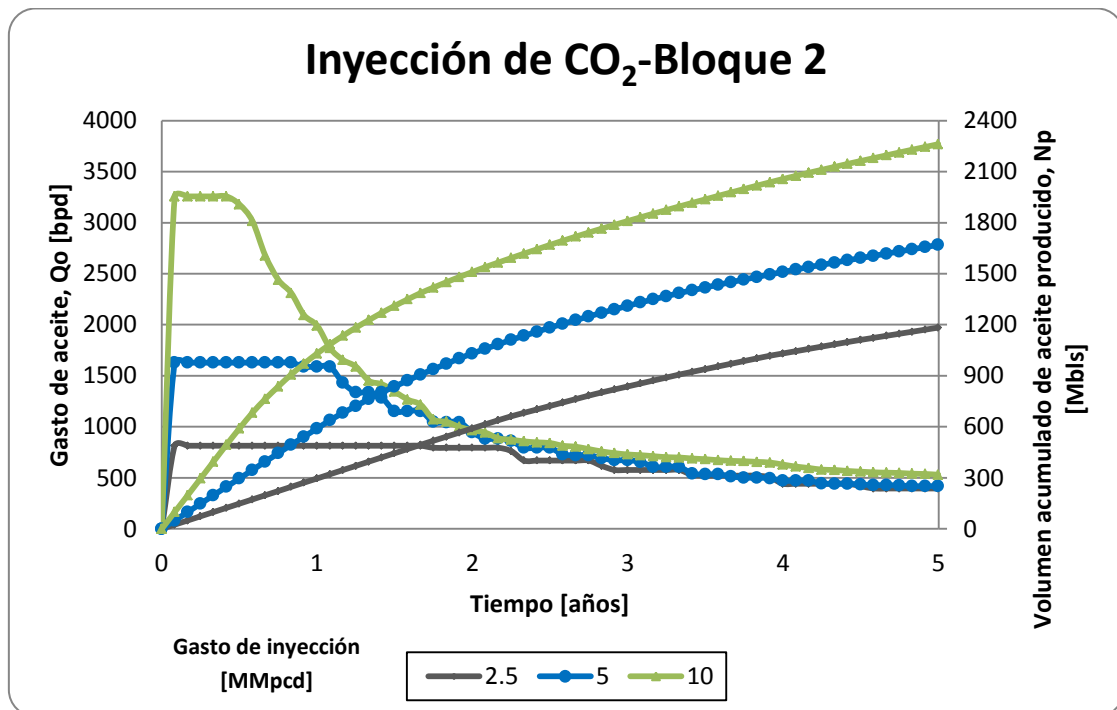


Figura 3.40 Gasto de aceite y volumen acumulado de aceite producido contra el tiempo.

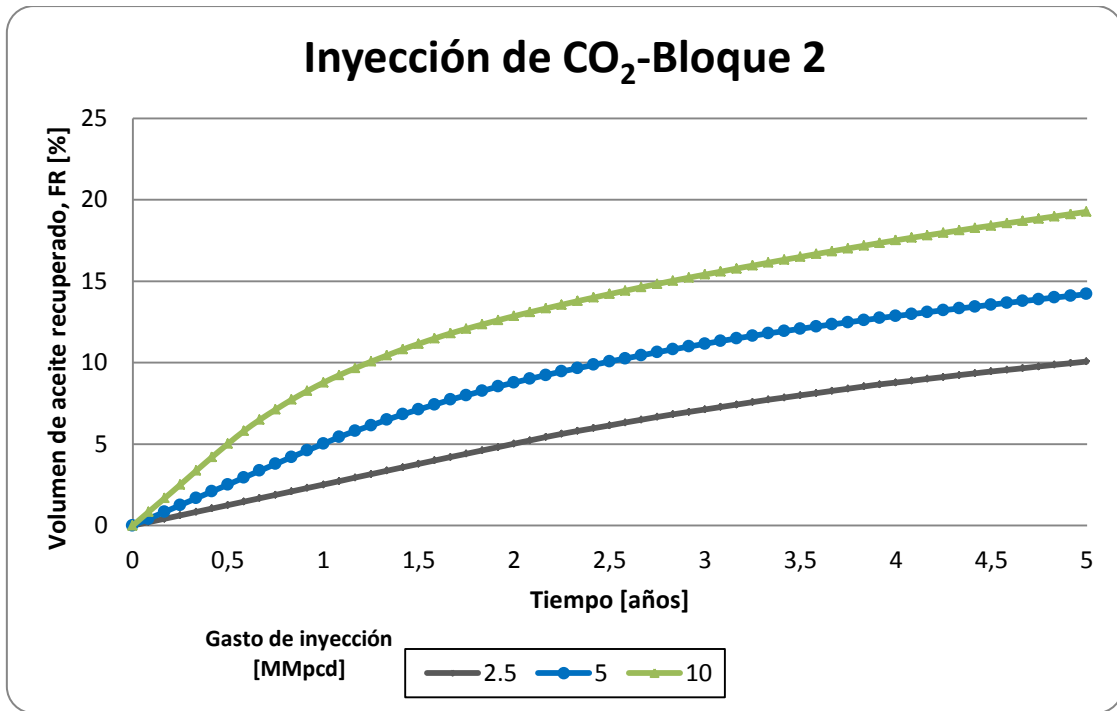


Figura 3.41 Volumen de aceite recuperado contra el tiempo.

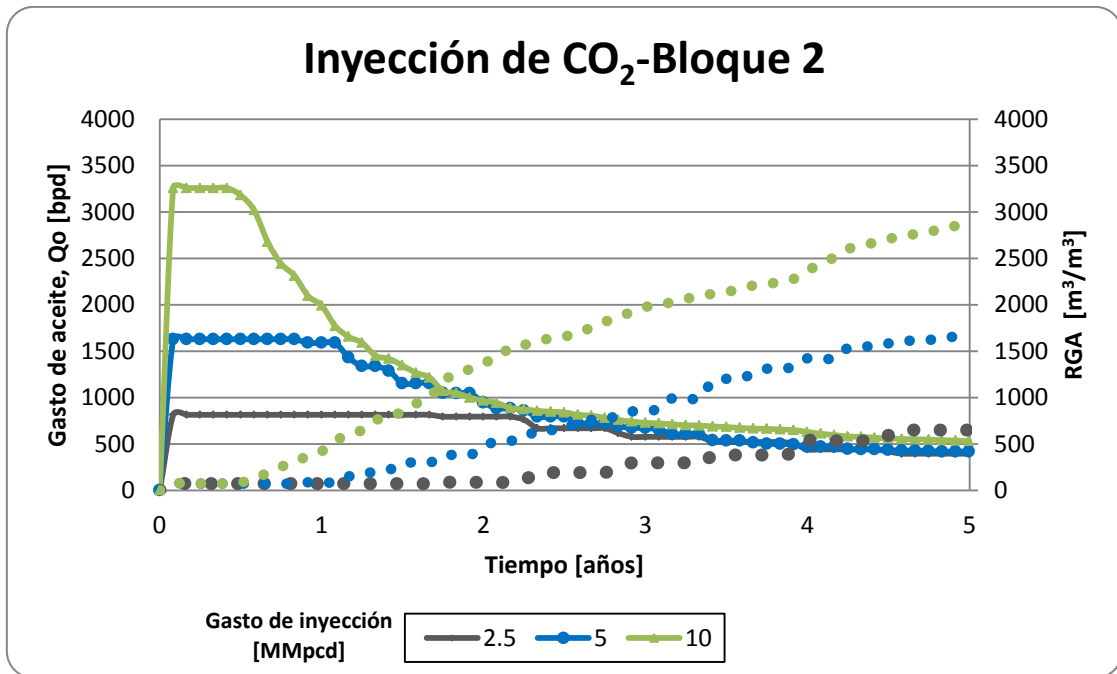


Figura 3.42 Gasto de aceite y Relación Gas-Aceite contra el tiempo.

Gasto de inyección [MMpcd]	Qoi [bpd]	RGA inicial [m ³ /m ³]	Irrupción [años]	QCO ₂ irrupción [MMpcd]	Qof [bpd]	QCO ₂ final [MMpcd]	RGA final [m ³ /m ³]	Np [Mbls]	FR [%]
2.5	814.38	73.37	1.749	0.0593	395.65	1.2859	650.04	1183.40	10.07
5	1628.75	73.37	0.916	0.1253	418.73	3.7224	1652.71	1669.40	14.21
10	3257.50	73.37	0.500	0.2506	530.83	8.3976	2885.11	2261.70	19.26

Tabla 3.11 Resumen de resultados de Inyección de CO₂ en el Campo Miztli Bloque 2 Arena “M” (Prueba piloto).

3.3.3 Inyección alternada agua-gas (WAG)

Por último, se desarrollará el análisis para la inyección alternada agua-gas en cada bloque del Yacimiento Terciario, Campo Miztli.

3.3.3.1 Simulación de inyección de WAG en el Bloque 1 (Prueba piloto)

Se llevaron a cabo tres corridas de simulación de inyección alternada de agua y gas con los siguientes gastos de inyección:

- ◆ 5 millones de pies cúbicos diarios y 5,000 barriles por día.
- ◆ 10 millones de pies cúbicos diarios y 5,000 barriles por día.
- ◆ 15 millones de pies cúbicos diarios y 5,000 barriles por día.

Dichas corridas fueron realizadas en el mismo patrón de inyección empleado en los reportes anteriores para la prueba piloto del Bloque 1, Arena “M”. Ahora bien, para el gasto de inyección de agua en el proceso de recuperación mejorada WAG, se consideró óptimo el mismo gasto que resultó en los análisis de inyección de agua para el mismo bloque. Para realizar dichas corridas fueron necesarios los siguientes datos de entrada:

Datos de roca y fluido: Pozo M-10

Parámetros de saturación y permeabilidad relativa:

Saturación de aceite residual al agua: 0.21

Saturación de agua congénita: 0.32

Saturación de aceite inicial: 0.68

Saturación de agua inicial: 0.32

Permeabilidad relativa del aceite al agua de formación: 0.6

Permeabilidad relativa del agua al aceite residual: 0.13

Saturación del aceite residual al gas: 0.291

Saturación del aceite al flujo miscible del solvente: 0.291

Saturación del gas residual: 0.083

Saturación del solvente residual: 0.083

Último punto de la permeabilidad relativa del solvente en una saturación del solvente: 0.317

Permeabilidad relativa del gas para la saturación del agua congénita: 0.317

Datos de fluidos:

Viscosidad del aceite: 0.42 [cp]

Viscosidad del agua: 0.3 [cp]

Factor de volumen del aceite: 1.6 [m³/m³]

Relación de solubilidad: 134 [m³/m³]

Densidad del aceite: 32 [°API]

Salinidad: 101,000 [ppm]

Gravedad específica del gas: 1.013

Datos de yacimiento:

Temperatura de yacimiento: 114 [°C]

Presión de yacimiento: 470 [kg/cm²]

Presión mínima de miscibilidad: 286 [kg/cm²]

Porosidad: 18 %

Espesor: 60 [m]

Permeabilidad promedio: 27 [mD]

Coefficiente de Dykstra-Parsons: 0.65

Área: 0.668 [km²]

Relación de la permeabilidad vertical y horizontal: 1.5

Parámetros de inyección:

Volumen poroso ocupado por hidrocarburos inyectado: 0.8

Gastos de inyección: 5 [mmpcd] y 5,000 [bpd]; 10 [mmpcd] y 5,000 [bpd]; y 15 [mmpcd] y 5000 [bpd]

Comportamiento del área piloto con inyección de WAG

En la Figura 3.43 se observa que el gasto óptimo de inyección es el compuesto por 10 millones de pies cúbicos diarios de CO₂ y 5,000 barriles por día de agua, puesto que presenta una menor caída en la producción de aceite y cuando se empieza con el periodo de inyección de agua se obtiene un ligero incremento en los gastos de producción. Por otro lado, la producción de CO₂ se presenta en una etapa temprana una vez iniciado el proceso (Figura 3.45). A pesar de eso, la entrada de agua aún no es evidente durante este periodo de explotación.

El volumen acumulado producido obtenido por la inyección de 10 millones de pies cúbicos diarios de CO₂ y 5,000 barriles por día de agua es de 3956.50 miles de barriles de aceite, que representa un factor de recuperación de 20.5%.

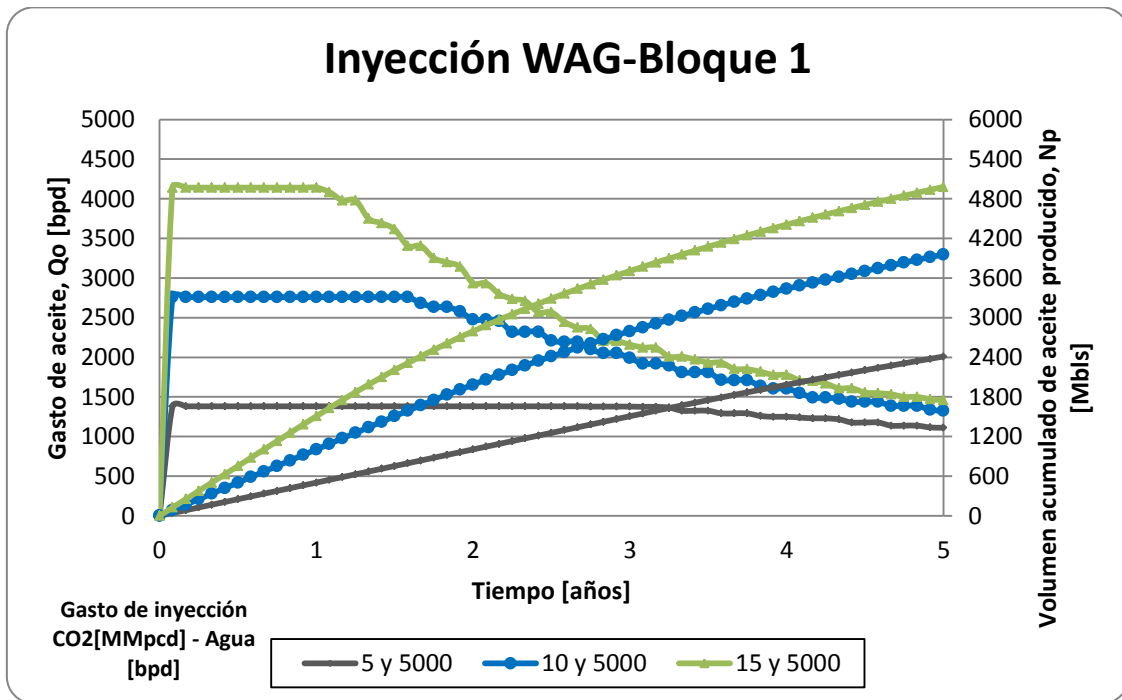


Figura 3.43 Gasto de aceite y volumen acumulado de aceite producido contra el tiempo.

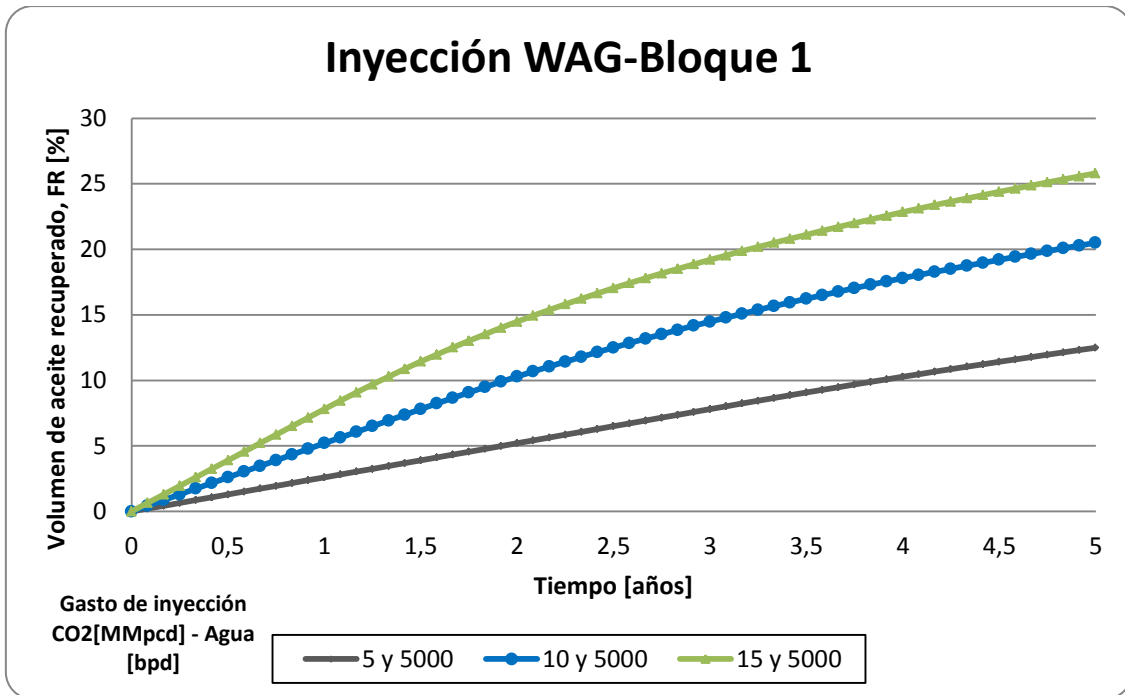


Figura 3.44 Volumen de aceite recuperado contra el tiempo.

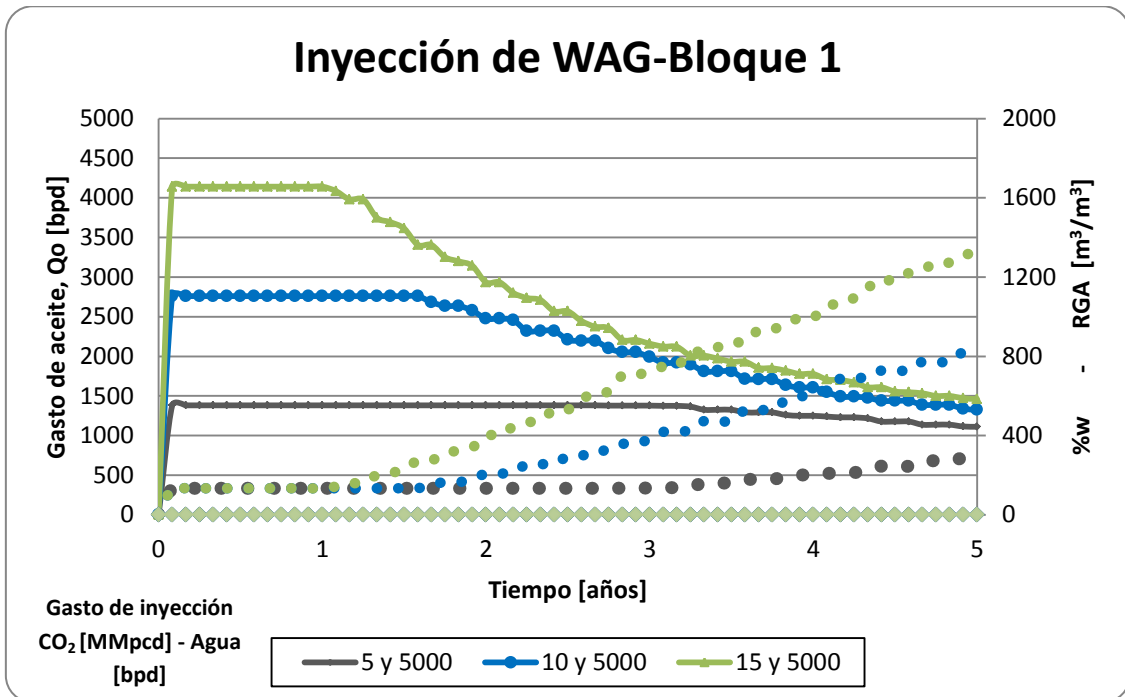


Figura 3.45 Gasto de aceite, corte de agua y Relación Gas-Aceite contra el tiempo.

Gasto de inyección	Qoi [bpd]	RGA inicial [m ³ /m ³]	Qof [bpd]	RGA final [m ³ /m ³]	Corte de agua final [%]	Np [Mbls]	FR [%]
5 MMpcd - 5000 bpd	1381.47	133.93	1111.11	290.29	0.00	2411.00	12.49
10 MMpcd - 5000 bpd	2759.64	133.93	1325.42	835.26	0.00	3956.50	20.50
15 MMpcd - 5000 bpd	4141.11	133.93	1460.60	1321.45	0.00	4980.60	25.80

Tabla 3.12 Resumen de resultados de Inyección WAG en el Campo Miztli Bloque 1 Arena “M” (Prueba piloto).

3.3.3.2 Simulación de inyección WAG en el Bloque 1 (Área total)

De igual manera para el área total del Bloque 1, Arena “M” se realizaron tres corridas de simulación para WAG, en las cuales el gasto de inyección de agua se mantuvo en 25,000 barriles por día dado que este resultó ser un gasto óptimo en el análisis previo de inyección de agua en esta misma arena.

Los gastos de inyección empleados son los siguientes:

- ◆ 25 millones de pies cúbicos diarios y 25,000 barriles por día.
- ◆ 50 millones de pies cúbicos diarios y 25,000 barriles por día.
- ◆ 75 millones de pies cúbicos diarios y 25,000 barriles por día.

Comportamiento del área total con inyección de WAG

Los resultados obtenidos fueron similares a los derivados de la prueba piloto resultando así como mejor escenario la inyección alternada de 50 millones de pies cúbicos diarios y 25,000 barriles diarios, con el cual el gasto de aceite presenta una menor declinación a lo largo de los primeros 5 años (Figura 3.46) cuyo factor de recuperación es 19.87% que se traduce a un volumen acumulado de aceite producido de 20,171.20 miles de barriles (Tabla 3.13). Cabe mencionar que, como caso similar al anterior, la producción de CO₂ se presenta a temprana edad y esto repercute en el manejo del CO₂ producido.

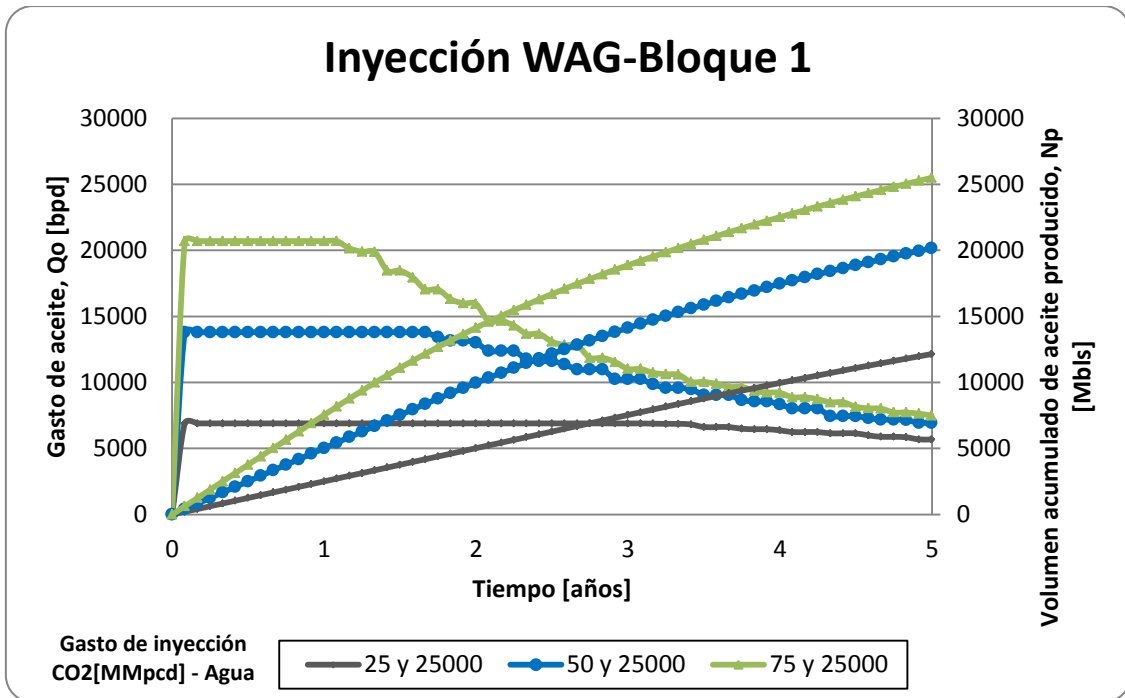


Figura 3.46 Gasto de aceite y volumen acumulado de aceite producido contra el tiempo.

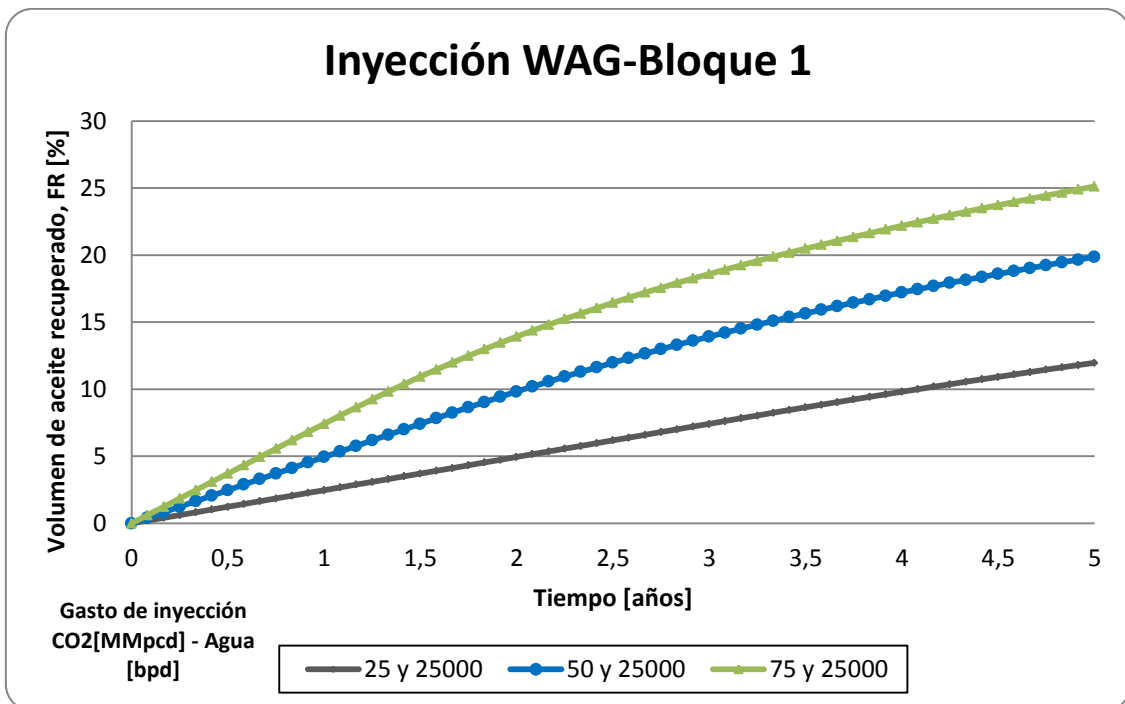


Figura 3.47 Volumen de aceite recuperado contra el tiempo.

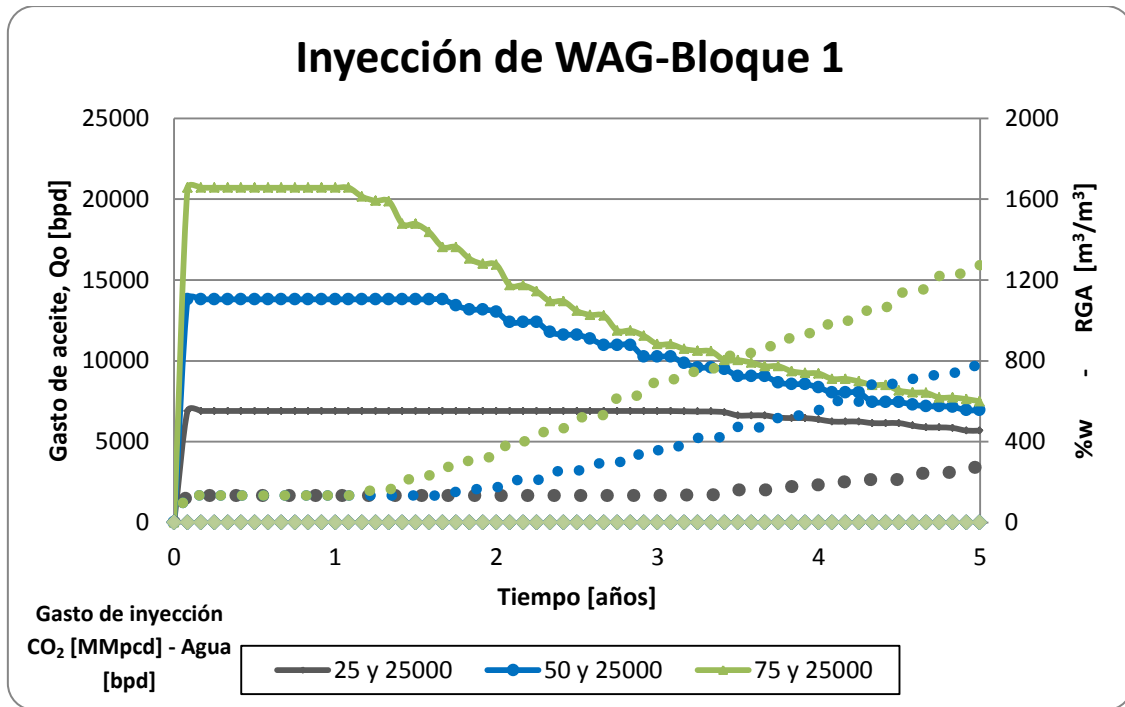


Figura 3.48 Gasto de aceite, corte de agua y Relación Gas-Aceite contra el tiempo.

Gasto de inyección [MMpcd]	Qoi [bpd]	RGA inicial [m³/m³]	Qof [bpd]	RGA final [m³/m³]	Corte de agua final [%]	Np [Mbls]	FR [%]
25 MMpcd - 25000 bpd	6900.76	133.93	5687.44	272.48	0.00	12151.00	11.97
50 MMpcd - 25000 bpd	13804.81	133.93	6946.92	772.93	0.00	20171.20	19.87
75 MMpcd - 25000 bpd	20705.57	133.93	7497.53	1273.37	0.00	25497.70	25.12

Tabla 3.13 Resumen de resultados de Inyección WAG en el Campo Miztli Bloque 1 Arena “M” (Área total).

3.3.3.3 Simulación de inyección WAG en el Bloque 2 (Prueba piloto)

Finalmente se llevó a cabo la simulación de WAG en el Bloque 2, Arena “M”, empleando los siguientes gastos de inyección:

- ◆ 2.5 millones de pies cúbicos diarios y 2,000 barriles por día.
- ◆ 5 millones de pies cúbicos diarios y 2,000 barriles por día.
- ◆ 10 millones de pies cúbicos diarios y 2,000 barriles por día.

Comportamiento de la prueba piloto con inyección WAG

De igual manera, el gasto de inyección de agua permaneció constante con base a los resultados obtenidos de las simulaciones de inyección de agua. Los posibles gastos de inyección resultaron ser 5 millones de pies cúbicos diarios y 2,000 barriles por día. No obstante, no se logró notar ningún efecto significativo en los gastos de producción o en el factor de recuperación durante un periodo de 5 años (Figura 3.49 y 3.50). Iniciando con una inyección de 5 millones de pies cúbicos diarios y 2,000 barriles por día, se obtendría un factor de recuperación 14.21%, lo cual representa un volumen acumulado de aceite producido de 1,669.40 miles de barriles. Es necesario mencionar que la pronta irrupción de CO₂ se da en una etapa muy temprana una vez que se inicia con el proceso, lo cual debe ser considerado cuidadosamente (Figura 3.51).

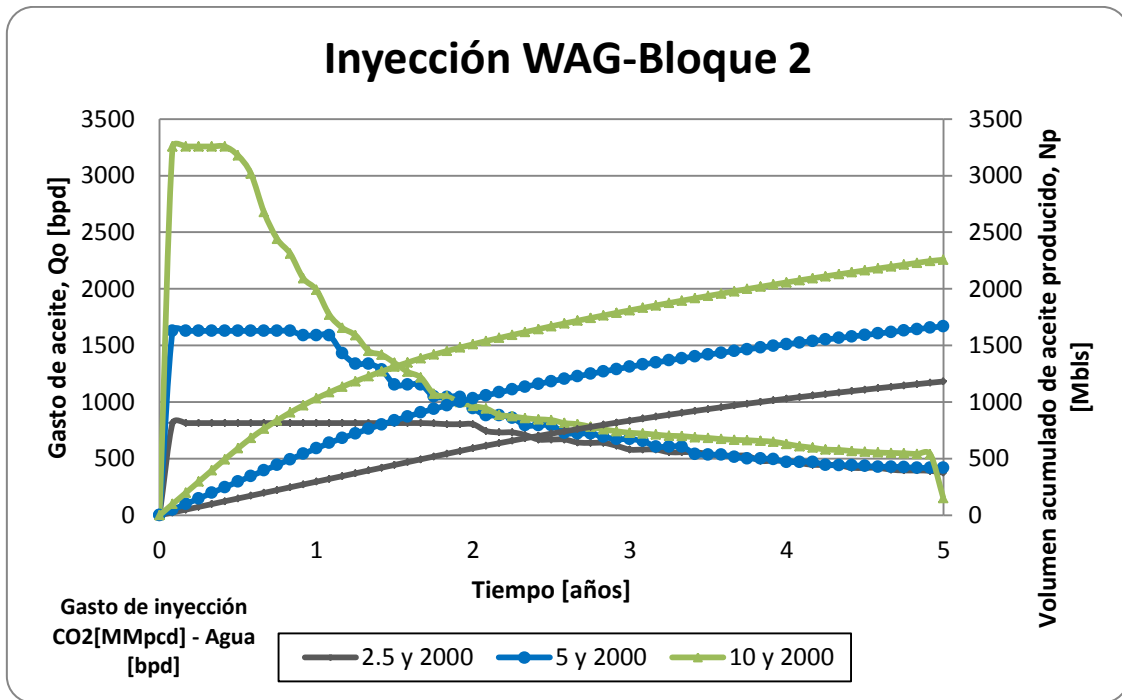


Figura 3.49 Gasto de aceite y volumen acumulado de aceite producido contra el tiempo.

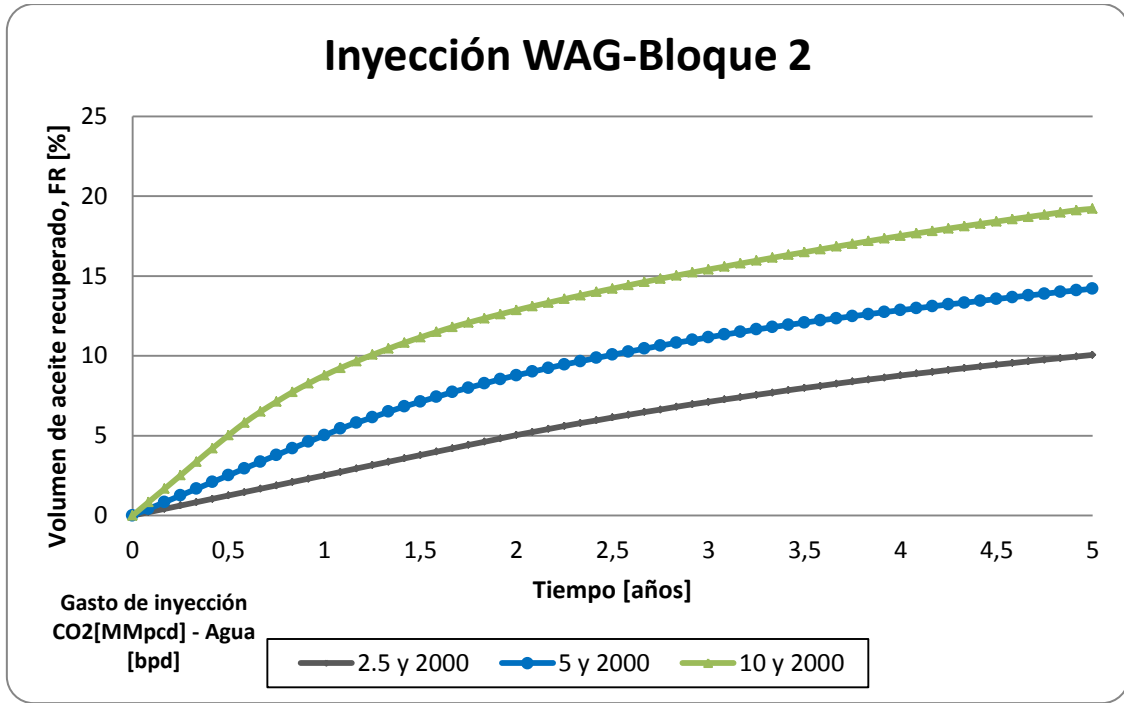


Figura 3.50 Volumen de aceite recuperado contra el tiempo.

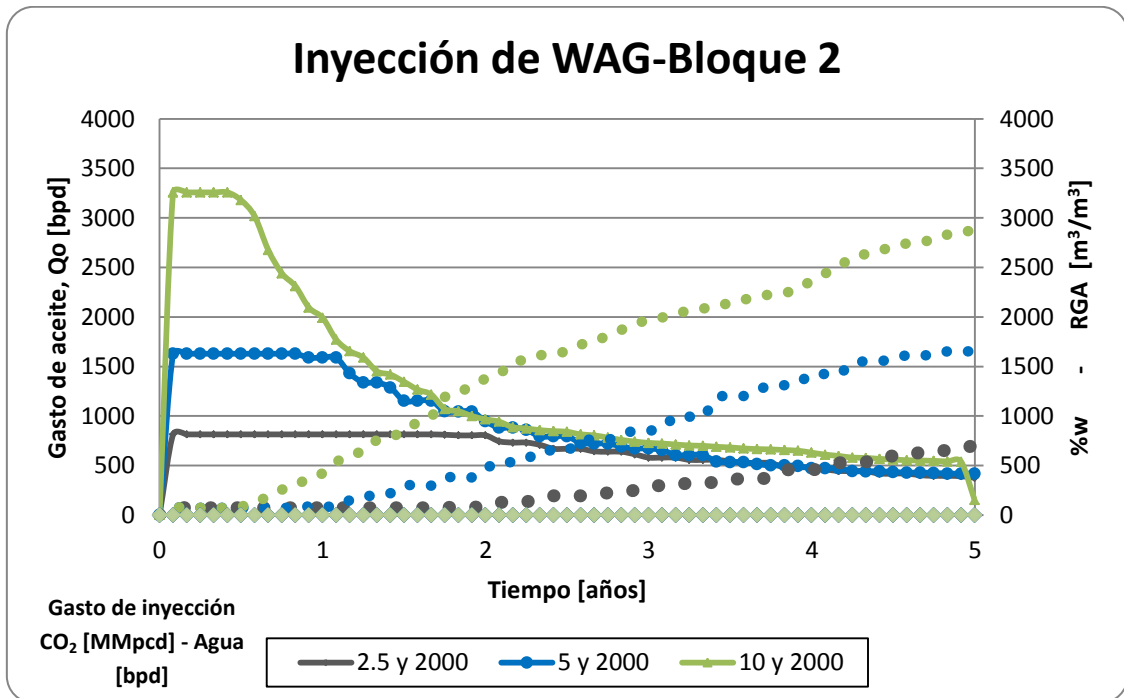


Figura 3.51 Gasto de aceite, corte de agua y Relación Gas-Aceite contra el tiempo.

Gasto de inyección [MMpcd]	Qoi [bpd]	RGA inicial [m ³ /m ³]	Qof [bpd]	RGA final [m ³ /m ³]	Corte de agua final [%]	Np [Mbls]	FR [%]
2.5 MMpcd - 2000 bpd	814.38	73.37	375.87	708.81	0.00	1181.70	10.06
5 MMpcd - 2000 bpd	1628.75	73.37	418.73	1652.71	0.00	1669.40	14.21
10 MMpcd - 2000 bpd	3257.50	73.37	151.67	2885.11	0.00	2256.90	19.21

Tabla 3.14 Resumen de resultados de Inyección WAG en el Campo Miztli Bloque 2 Arena "M" (Prueba piloto).

3.4 Análisis de resultados

BLOQUE 1								
	Agua		CO ₂		GAS NATURAL		N ₂	
	Antes del frente	Después del frente	Antes del frente	Después del frente	Antes del frente	Después del frente	Antes del frente	Después del frente
E _s	0.805	0.792	0.705	0.674	0.69	0.65	0.688	0.645
E _v	0.588	0.582	0.42	0.55	0.365	0.425	0.32	0.39
E _D	0.678	0.687	0.378	0.513	0.33	0.513	0.319	0.513
E	0.321	0.316	0.112	0.19	0.083	0.1417	0.0702	0.129
BLOQUE 2								
E _s	0.72	0.692	0.67	0.635	0.662	0.63	0.665	0.63
E _v	0.376	0.28	0.425	0.175	0.39	0.32	0.405	0.28
E _D	0.1617	0.687	0.265	0.513	0.205	0.513	0.18	0.513
E	0.167	0.133	0.075	0.057	0.0529	0.103	0.0484	0.0905

Tabla 3.15 Resumen de resultados de las eficiencias de desplazamiento obtenidos para ambos bloques.

Con base a los resultados se aprecia que, para el método de inyección de agua se consiguen las mayores eficiencias de desplazamiento (Bloque 1 fluctúa alrededor del 31.85% y para el Bloque 2 del 15%) en comparación con la inyección de bióxido de carbono (Bloque 1 aproximadamente del 15.1% y para el Bloque 2 del 6.6%), gas natural (Bloque 1 cerca del 11.235% y para el Bloque 2 del 7.795%) o nitrógeno (Bloque 1 alrededor del 9.96% y para el Bloque 2 del 6.945%) mostradas en la Tabla 3.15. Se debe tomar en cuenta la disponibilidad de los fluidos a inyectar porque esto afecta el rubro económico. Según lo expuesto, el proceso de recuperación secundaria en el Campo Miztli-Terciario mediante inyección de agua es el método más viable dado la disponibilidad del fluido, bajo costo y desde el punto de vista del yacimiento, es un buen agente de desplazamiento.

ÁREA TOTAL							
	Q inyección	Qo inicial [bpd]	Qo final [bpd]	Corte de agua final [%]	RGA final [m ³ /m ³]	Np [Mbls]	FR [%]
BLOQUE 1							
Qiny Agua [bpd]	25000	16211.67	14342.24	16.79	134*	29145.40	28.71
Qiny CO ₂ [MMpcd]	50	13804.81	7049.13	0.00	755.12	20177.00	19.88
Qiny WAG [MMpcd] y [bpd]	50 y 25000	13804.81	6946.92	0.00	772.93	20171.20	19.87
BLOQUE 2							
Qiny Agua [bpd]	7000	5512.69	3415.76	43.88	73.4*	8767.70	21.25
Qiny CO ₂ [MMpcd]	17.6	5736.89	1477.09	0.00	1652.71	5869.40	14.23
Qiny WAG [MMpcd] y [bpd]	17.6 y 7000	5736.89	1477.09	0.00	1652.71	5869.40	14.23

Tabla 3.16 Resumen de resultados de los métodos de recuperación simulados con CO₂-Prophet proyectados a 5 años.

*Relación Gas-Aceite sin producción del solvente.

Una vez seleccionados los gastos óptimos de cada método de recuperación con ayuda de las simulaciones generadas con CO₂-Prophet (Tabla 3.16), se debe hacer un análisis de los parámetros que involucran la inyección de agua, CO₂ y WAG con el fin de seleccionar el método que muestre las mejores expectativas para cada bloque en el yacimiento.

Para el Bloque 1 como se observa en la tabla anterior, con la inyección de agua se presenta una mayor recuperación de hidrocarburos a 5 años (28.71%) a diferencia de una inyección de CO₂ o WAG; además el gasto de aceite tiene una mayor estabilidad, es decir, no manifiesta una declinación abrupta.

Ahora bien, para el Bloque 2 el proyecto que mayor recuperación de aceite a 5 años deriva es la inyección de agua con un gasto de 7,000 barriles por día con un factor de recuperación del 21.25%, así como la declinación en la producción no es tan drástica como en los otros dos métodos de recuperación de hidrocarburos.

Por último, comparando las eficiencias de desplazamiento totales y los factores de recuperación obtenidos mediante las simulaciones presentan que la inyección de agua en el Bloque 1 se tienen valores muy similares (E=31.85% y FR=28.71%); sin embargo para la inyección de CO₂ (Bloque 1 y

Bloque 2) e inyección de agua (Bloque 2) los valores de las eficiencias totales resultan ser menores al factor de recuperación correspondiente. No obstante, procesos dinámicos envueltos entre el fluido de la formación y el CO₂ se consideran durante la simulación de las predicciones bajo el simulador CO2-Prophet, esto es miscibilidad del fluido del yacimiento, hinchamiento, decremento de la viscosidad, etcétera, lo que derivó mayores recuperaciones; parámetros que dentro de las eficiencias de desplazamiento no son considerados.

Por otro lado, podemos observar de la misma Tabla 3.16 que para ambos bloques la diferencia de considerar CO₂ o WAG en cuanto a la recuperación se refiere es prácticamente la misma, valores muy cercanos. Esto obviamente repercute en el aspecto económico.

Por todo lo antes descrito, el escenario base sería la inyección de agua, recurso que tenemos en abundancia y sólo requeriría tratamiento mínimo para ser usado.

CAPÍTULO 4. PRINCIPIOS BÁSICOS DE LA EVALUACIÓN DE RIESGO ECONÓMICO

Para que la evaluación de un proyecto en la Industria petrolera esté completa se debe de hacer tanto una evaluación técnica como económica. Puesto que, no siempre la mejor opción que resulta de una evaluación técnica es rentable y esto puede generar pérdidas monetarias; por ende la empresa sería afectada. De aquí, la importancia de hacer una evaluación conjunta.

En este capítulo se mencionarán conceptos básicos que se deben conocer para hacer una evaluación económica.

4.1 Metodología FEL ⁽¹⁾

A raíz de la necesidad de medir la rentabilidad de los proyectos de desarrollo surgen nuevas metodologías que generan un mayor orden en el desarrollo de procesos y proyectos de una empresa. Están basadas en métodos clásicos matemáticos, estadísticos, analíticos, etcétera que establecen lineamientos a seguir para garantizar la rentabilidad y éxito de los estudios realizados.

Front End Loading (FEL) nace en 1987. Esta metodología juega un papel importante en el logro de los costos, planificación y rendimiento de un proyecto. Es el proceso mediante el cual una compañía determina el alcance de un proyecto para lograr los objetivos del negocio mediante la aplicación de obras de mejora, minimizando las variaciones (producción, tiempo y costos) en los proyectos. Aumentando así la seguridad de la rentabilidad a nivel económico, operacional y técnico. Por lo anterior, FEL fue adoptada y aceptada como una mejor práctica por las principales compañías operadoras y la industria de Exploración y Producción (E&P) en general.

Las fases que comprende la metodología FEL son las siguientes:

4.1.1 Visualización

Se basa en una lluvia de ideas sobre los escenarios de explotación que puedan generar al caso base. Es la etapa que permite evaluar el caso del proyecto, riesgos e incertidumbres mayores, identificación de tecnologías y/o procesos nuevos, definición de costos Clase V ($\pm 50\%$ - 30% rango de exactitud del costo de inversión), escenarios factibles y elaborar documentos de soporte técnico-económico. Se

realiza un análisis FODA para estudiar cada una de las fortalezas, oportunidades, debilidades y amenazas de cada uno de los escenarios. Esta fase cuenta con la integración y participación de todas las organizaciones y corporaciones que tengan relación con el proyecto.

4.1.2 Conceptualización

Es en la que realiza la cuantificación de las variables técnicas y económicas con el fin de seleccionar el mejor escenario de todos los previamente estudiados en la fase visualización. Se efectúa un análisis de riesgo e incertidumbres para reducirlos y definir detalladamente los conceptos del proyecto y mejorar la estimación de los costos para llevarlos a Clase IV ($\pm 25\% - 15\%$). Este proceso tiene como objetivo plantear opciones para el desarrollo del activo y el ciclo de vida, y seleccionar la mejor opción económica y de riesgo para formular el Plan de desarrollo del Activo y validar el proyecto con estimados de costos Clase IV o Clase III ($\pm 25\% - 15\%$).

Es en esta etapa donde se seleccionará el mejor escenario. Para esto se requiere de una planificación para alcanzar los objetivos, garantizar la selección de la mejor opción y solicitar los fondos para ejecutar las actividades que permitan obtener un estimado de costo Clase II ($\pm 15\% - 10\%$), necesaria para la siguiente fase (FEL Definición).

4.1.3 Definición

Durante esta fase se desarrollará en detalle el alcance y el plan de ejecución del escenario seleccionado. Para ello, se debe tomar como insumo, la información generada en la fase de conceptualización con el fin:

- ◆ Permitir al Activo solicitar los fondos y obtener el financiamiento requerido para ejecutar el proyecto.
- ◆ Preparar la documentación que sirva de base para la contratación y ejecución del proyecto.
- ◆ Confirmar si el valor esperado del proyecto cumple con los objetivos del negocio.

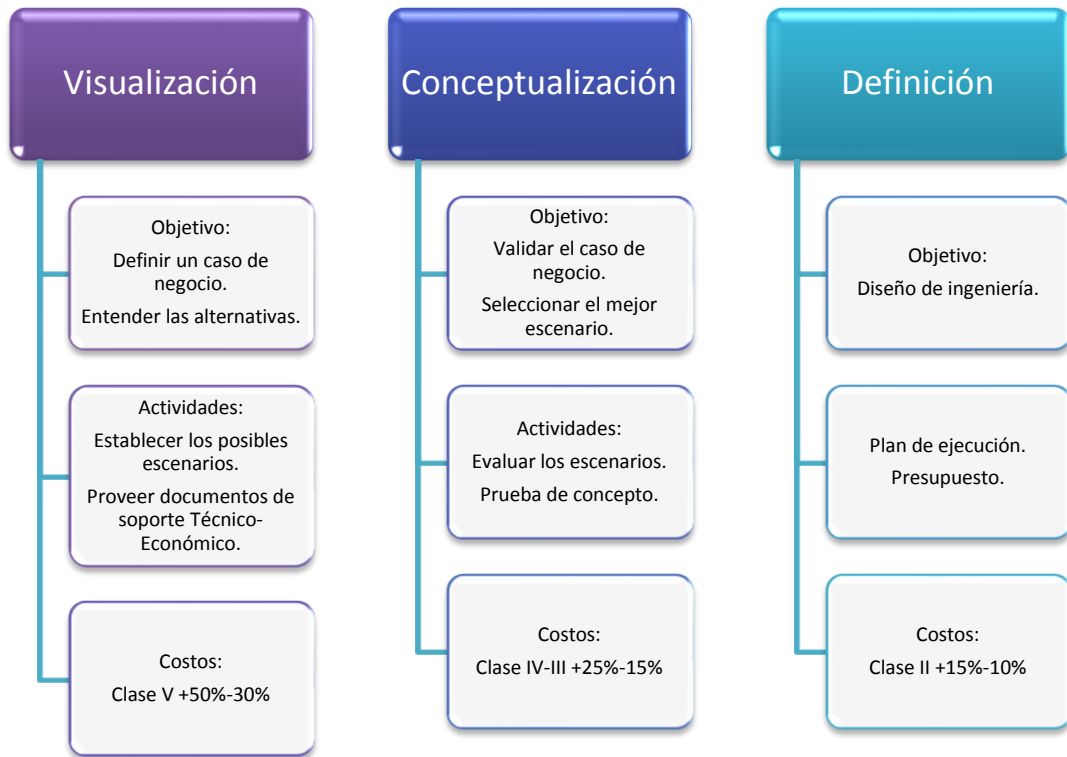


Figura 4.1 Conceptos fundamentales de FEL.

4.2 Evaluación determinística

Para llevar a cabo una evaluación determinística de un proyecto en la Industria Petrolera se requieren de variables de entrada como son:

- ◆ Pronósticos de producción

El conocimiento de los volúmenes de hidrocarburos es una información de vital importancia para la Industria Petrolera y todos aquellos sectores que de una u otra manera están relacionados con los procesos petroleros. De esta manera es posible contar con elementos ciertos para la planificación de los insumos y estrategias de explotación a aplicar.

- ◆ Precios

Se refiere a la cantidad de dinero que se tendrá que pagar para obtener los hidrocarburos. El precio del barril de petróleo es un parámetro incierto puesto que no se tiene un control sobre él. Depende

de otras variables que afectan directamente la oferta y demanda de hidrocarburos; por ejemplo, si la demanda no crece tanto como se espera, los precios actuales podrían descender.

◆ Costos fijos

Son aquellos en los que incurre la empresa y que en el corto plazo o para ciertos niveles de producción, no dependen del volumen de hidrocarburos.

◆ Costos variables

Son los costos que incurre la empresa y guarda dependencia importante con los volúmenes de fabricación.

◆ Inversiones

La inversión es todo desembolso de recursos financieros para adquirir bienes concretos durables o instrumentos de producción, denominados bienes de equipo, y que la empresa utilizará durante varios años para cumplir su objeto social.

4.2.1 Índices para evaluar proyectos

Después de formular un proyecto es necesario evaluarlo para saber si financieramente es factible o no.

Para evaluarlo existen índices tales como el Valor Presente Neto representado por VPN, que es un índice universal, y el que mejor sirve como indicador; otro índice muy usado es la Tasa Interna de Retorno representada por TIR, es un índice que para que sea confiable se deben tomar precauciones. Es por esto que es importante para la evaluación financiera de un proyecto basarse en varios indicadores para tener una mejor perspectiva.

La evaluación económica se compone principalmente de cuatro elementos básicos:

1. Los egresos.
2. Los ingresos.
3. El momento en que ocurren estos ingresos y egresos.

4. El abandono.

Los egresos corresponden a las inversiones requeridas desde la puesta en marcha del proyecto hasta su terminación o abandono. Para citar algunos ejemplos se tienen la perforación de pozos, la infraestructura requerida, equipo necesario (compresores, bombas, etcétera). Además se encuentran los egresos de operación y se conforman con los costos de operación y mantenimiento, que incluyen los costos de transporte, entre otros.

Los ingresos operación constituyen todas las entradas de la caja y corresponden principalmente a la producción obtenida multiplicada por el precio.

El momento en que ocurren los ingresos y los egresos dependen de la planeación integral del proyecto, particularmente de los programas de perforación, de producción, de adquisiciones, de mantenimiento, etcétera.

El abandono corresponde a los ingresos derivados del valor del rescate de algunos activos y a los egresos realizados al finalizar el proyecto, como el costo del desmantelamiento de plataformas.

4.2.1.1 Valor Presente Neto (VPN)

El método del Valor Presente Neto es uno de los criterios económicos más ampliamente utilizados en la evaluación de proyectos de inversión. Consiste en determinar la equivalencia en el tiempo cero de los flujos de efectivo futuros que genera un proyecto y comparar esta equivalencia con el desembolso inicial. Cuando dicha equivalencia es mayor que el desembolso inicial, entonces, es recomendable que el proyecto sea aceptado. A continuación se presenta la fórmula utilizada para evaluar el valor presente de los flujos generados por un proyecto de inversión: ⁽⁶⁾

$$VPN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{FE_t}{(1+i)^t} \quad (4.1)$$

Donde:

VPN: Valor Presente Neto.

I_0 : Inversión inicial.

FE_t : Flujo de efectivo neto del periodo t .

n : Número de periodos de vida.

i : Tasa de interés.

Criterios de selección:

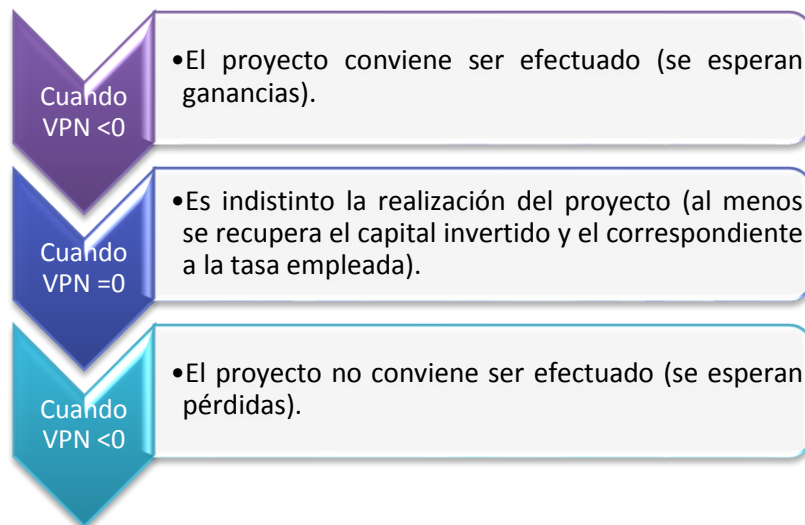


Figura 4.2 Criterios de selección para el método de Valor Presente Neto.

El método de Valor Presente Neto tiene la ventaja de ser siempre único, independientemente del comportamiento que sigan los flujos de efectivo que genera un proyecto de inversión.

Para la selección de la mejor alternativa de un mismo proyecto se debe escoger aquella que maximice el VPN, la metodología de selección es muy simple. Todo lo que se requiere hacer es determinar el Valor Presente Neto de los flujos de efectivo que genera cada alternativa y entonces seleccionar aquella que tenga el máximo valor. Sin embargo, conviene señalar que el VPN de la alternativa seleccionada deberá ser mayor que cero, ya que al menos se recupera el capital invertido y el correspondiente a la tasa empleada.

4.2.1.2 Índice de Utilidad (VPN/VPI) ⁽¹¹⁾

Es importante mencionar que otro criterio discriminante es el análisis de la siguiente razón: VPN/VPI. En donde el VPI es el valor presente de la inversión. Esta razón nos indica cuál es la utilidad por cada unidad monetaria invertida y se conoce como Índice de Utilidad.

4.2.1.3 Tasa Interna de Retorno (TIR)

La Tasa Interna de Retorno o Rendimiento es un índice de rentabilidad ampliamente aceptado. Se define como la tasa de interés que reduce a cero el valor presente equivalente de una serie de ingresos y egresos. ⁽⁶⁾ Es decir, matemáticamente la TIR es la tasa de interés a la cual el VPN se hace cero; y financieramente la TIR es la tasa a la cual son descontados todos los flujos de caja de forma tal que los ingresos y egresos sean iguales. La tasa interna de retorno de una propuesta de inversión, es aquella tasa de interés i^* que satisface la siguiente ecuación:

$$-I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{FE_t}{(1 + i^*)^t} = 0 \quad (4.2)$$

No obstante, la rentabilidad no es un índice confiable para la toma de decisiones, a menos, que se hayan tomado las precauciones del caso, esta es una de las razones por las cuales el índice TIR no es un índice universal como sí lo es el VPN.

En términos económicos la Tasa Interna de Retorno representa el porcentaje o la tasa de interés que se gana sobre el saldo no recuperado de una inversión. El saldo no recuperado de una inversión en cualquier punto del tiempo de la vida del proyecto, se puede ver como la porción de la inversión original que aún permanece sin recuperar en ese tiempo.

En conclusión, de las ideas anteriores surge el significado fundamental de la TIR: “Es la tasa de interés que se gana sobre el saldo no recuperado de una inversión, de tal modo que el saldo al final de la vida de la propuesta es cero”.

4.2.1.4 Periodo de Recuperación de la Inversión (PRI) ⁽²³⁾

Por su facilidad de cálculo y aplicación, el Periodo de Recuperación de la Inversión, PRI, es considerado un indicador que mide tanto la liquidez del proyecto como también el riesgo relativo pues permite anticipar los eventos en el corto plazo.

Es importante anotar que este indicador es un instrumento financiero que al igual que VPN y la TIR, permite optimizar el proceso de toma de decisiones.

El Periodo de Recuperación de la Inversión 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.

4.2.2 Límite económico ⁽¹⁾

Es el punto en el cual los ingresos obtenidos por la venta de los hidrocarburos se igualan a los costos incurridos en su explotación, es decir, es el punto máximo del acumulado de flujo efectivo antes de impuestos.

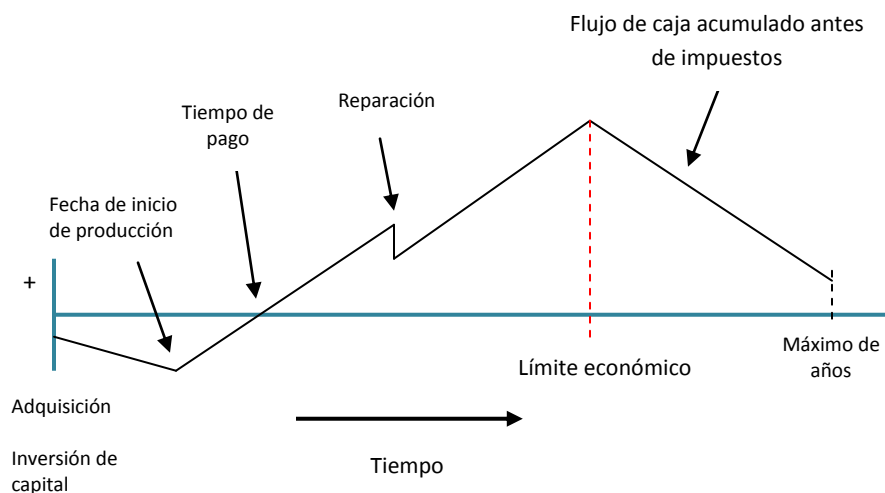


Figura 4.3 Representación del límite económico.

4.3 Evaluación probabilística

Los proyectos en la Industria Petrolera son de alto riesgo, aunque las probabilidades varían dependiendo de muchas circunstancias. La expectativa de éxito depende de: factores geológicos, económicos y, en algunos casos, variables políticas, lo que implica un grado significativo de incertidumbre. Por ello, cuando un proyecto es exitoso, tiene que ser lo suficientemente rentable como para cubrir la inversión en los trabajos que fracasaron.

4.3.1 Conceptos de probabilidad

4.3.1.1 Media aritmética ⁽¹⁸⁾

La media aritmética es un promedio. Se calcula al sumar los valores de un conjunto y al dividir el producto de esta suma entre el número de elementos del mismo.

$$\bar{x} = \frac{\sum_{j=1}^n x_j}{n} \quad (4.3)$$

\bar{x} : Media aritmética.

n: Número de elementos.

x_j : Elemento j.

4.3.1.2 Desviación estándar ⁽¹⁸⁾

La desviación estándar es la raíz cuadrada positiva de la varianza, donde la varianza de una muestra es la desviación promedio de los valores obtenidos a partir de la media. La desviación estándar se calcula mediante la siguiente expresión:

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{j=1}^n (x_j - \bar{x})^2}{n - 1}} \quad (4.4)$$

σ : Desviación estándar.

\bar{x} : Media aritmética.

n: Número de elementos.

x_j : Elemento j.

4.3.1.3 Teorema del límite central ⁽¹⁸⁾

La capacidad para utilizar muestras y obtener inferencias con respecto a parámetros de población depende del conocimiento de la distribución de muestreo. Existe una tendencia a que las distribuciones de medias sean normales. El Teorema de Límite Central plantea que si una población está distribuida de modo normal, la distribución de los valores medios de la población que se obtienen, también lo estarán respecto a cualquier tamaño de la muestra. Además, aún si la población no es normal, la distribución de los valores medios de la muestra será aproximadamente normal si el tamaño de la muestra es grande. Es una suerte, ya que indica que no es necesario saber cuál es la distribución de la población para estar en condiciones de obtener inferencias con respecto a la población a partir de datos muestrales. La única restricción es que el tamaño de la muestra sea grande. Una regla que generalmente se utiliza establece que las muestras deben incluir 30 o más observaciones.

El teorema de límite central

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

4.3.1.4 Coeficiente de Curtosis

El coeficiente de curtosis mide cuan “puntiaguda” es una distribución respecto de una estándar. Este estándar es una forma acampanada denominada “normal”, y corresponde a una curva de gran importancia en estadística.

El coeficiente de curtosis, g , está definido por:

$$g = \frac{n * \sum_{j=1}^n (x_j - \bar{x})^4}{(\sum_{j=1}^n (x_j - \bar{x})^2)^2} - 3 \quad (4.5)$$

g : Coeficiente de curtosis.

\bar{x} : Media aritmética.

n: Número de elementos.

x_j : Elemento j.

De acuerdo a su valor, la “puntudez” de los datos puede clasificarse en tres grupos:

- ◆ Leptocúrticos, con valores grandes para el coeficiente.
- ◆ Mesocúrticos, con valores medianos para el coeficiente.
- ◆ Platicúrticos, con valores pequeños para el coeficiente.

Una curva mesocúrtica tiene un coeficiente de curtosis cercano a cero. Una leptocúrtica, tiene un valor notoriamente mayor que cero. Y una platicúrtica tiene valores menores que cero.

4.3.1.5 Distribución de probabilidad

Una distribución de probabilidad indica toda la gama de resultados posibles de un experimento si este se llevase a cabo y la probabilidad de cada resultado.

Es decir, describe la probabilidad de que un evento se realice en el futuro, constituye una herramienta fundamental para la prospectiva, puesto que se puede diseñar un escenario de acontecimientos futuros considerando las tendencias actuales de diversos fenómenos naturales.

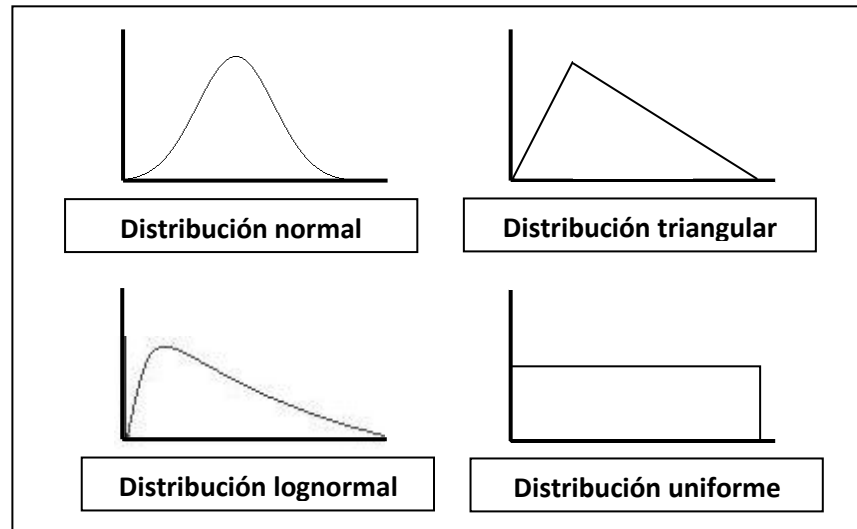


Figura 4.4 Distribución de probabilidad.

◆ Normal

En estadística y probabilidad se llama distribución normal, distribución de Gauss o distribución gaussiana, a una de las distribuciones de probabilidad de variable continua.

Es un tipo de distribución estadística, frecuentemente llamado «curva de campana» a causa de su forma, que describe con precisión muchos procesos estocásticos y también muchas distribuciones tienden a la normal, es por ello que es una de las más utilizadas. Las distribuciones normales son continuas y simétricas, además tienen la propiedad de que la mediana, la moda y la media aritmética coinciden.

◆ Lognormal

Un tipo de distribución estadística asimétrica que supuestamente describe, aproximadamente el menos, los valores futuros de muchas variables financieras, tales como precios de activos. Si una variable aleatoria, representada como X , tiene una distribución lognormal, entonces una nueva variable aleatoria, representada como Y , de tal manera que Y está formada tomando el logaritmo natural de X , tiene una distribución normal.

◆ Uniforme

Se caracteriza por el hecho de que todos los resultados posibles entre un valor mínimo y un máximo son igualmente probables. La distribución uniforme se utiliza cuando existe muy poca información disponible respecto de la variable aleatoria, los parámetros mínimo y máximo se fijan para reflejar la mejor estimación del rango de valores que puede tomar la variable aleatoria.

◆ Triangular

Se define por tres parámetros: el mínimo, el máximo, y el valor más probable. Variando la posición del valor más probable con relación a los extremos, la distribución puede ser simétrica o no.

La distribución triangular se usa usualmente como una aproximación de otras distribuciones, como la normal, o ante la ausencia de información más completa. Dado que depende de tres parámetros simples y puede tomar una variedad de formas, es muy flexible para modelar una amplia variedad de

supuestos. Una característica es que es cerrada, eliminando la posibilidad de valores extremos que quizás podrían ocurrir en la realidad.

4.3.2 Análisis de sensibilidad

Generalmente hay un elemento de incertidumbre asociado a las alternativas estudiadas. No sólo son problemáticos los estimativos de las condiciones económicas futuras, sino que además los efectos económicos futuros de la mayoría de los proyectos solamente son conocidos con un grado de seguridad relativo. Es precisamente esta falta de certeza lo que hace que la toma de decisiones sea bastante difícil. Con el objeto de facilitar esa labor puede efectuarse un análisis de sensibilidad, el cual nos indicará las variables que más afectan el resultado del proyecto y cuáles son las que tienen poca incidencia en el resultado final del proyecto.

El análisis de sensibilidad debe hacerse con respecto a los parámetros más inciertos; por ejemplo, si se tiene una incertidumbre con respecto al precio de venta es importante determinar que tan sensible es el VPN o la TIR con respecto al precio de venta, si se tienen varias alternativas es importante determinar las condiciones en que una alternativa es mejor que otra. ⁽²⁾

Existen diferentes tipos de análisis de sensibilidad como:

4.3.2.1 Diagrama de tornado

Estos diagramas muestran gráficamente los cambios que se producen en la utilidad esperada cuando varía una cantidad o valor específico.

Si se selecciona varios parámetros (un parámetro es cualquier valor susceptible de cambio), y se va cambiando cada uno de ellos en su valor, mientras los demás se dejan en su valor original; se obtendrá así un rango de utilidades esperadas por cada uno de los parámetros. Estos rangos se representan como barras en una gráfica. Ellas se ordenan de arriba abajo y de la más larga a menos larga y así se podrán comparar. Las más largas indican que el cambio de los valores del parámetro que representan implica un mayor cambio en la utilidad esperada.

Es decir, que la importancia de este parámetro para obtener una salida es más grande cuanto más grande sea la barra correspondiente en un diagrama de tornado.

4.3.2.2 Diagrama de araña

Estos diagramas representan los mismos valores y los rangos de valores que los diagramas de tornado pero su representación gráfica varía ya que aquí se representan cambios porcentuales respecto a valores fijos de referencia. Es decir, que para cada uno de los parámetros, se varía su valor en un determinado rango de porcentajes respecto a su valor original o de referencia y se ve la utilidad esperada (manteniendo fijos los valores del resto de parámetros). De esta manera, se obtiene una serie de puntos y que en su conjunto se asemejan a un segmento que indica la variación de la utilidad esperada respecto a la variación porcentual del valor de referencia.

Por cada uno de los parámetros de estudio, se obtiene una línea. Si se junta en el mismo diagrama todas las líneas, se observa que se juntan en un punto correspondiente al valor de referencia del diagrama de influencia sin realizar análisis de sensibilidad. Cuanto más inclinada sea la línea de un parámetro respecto a la horizontal, más significativo es el cambio del valor de la utilidad cuando cambia el valor del parámetro.

Es decir, la pendiente de la línea es un indicador de lo significativo que es un parámetro para el cálculo de la utilidad.

4.3.3 Árbol de decisiones ⁽⁶⁾

El uso del concepto de árboles de decisión como una base para analizar y evaluar decisiones, hacen más explícito e intuitivo el proceso de toma de decisiones. A través de esta técnica se puede tener una mejor idea del panorama completo del proyecto de inversión, es decir, se captan mejor los diferentes cursos de acción y sus posibles eventos asociados, así como la magnitud de las inversiones que cada curso de acción origina. Por tanto, el enfoque de árboles de decisión es un método conveniente para representar y analizar una serie de inversiones hechas a través del tiempo. La técnica de árboles de decisión consiste básicamente de los siguientes pasos:

1. Construir el árbol de decisión. Para su construcción es necesario considerar las diferentes alternativas o cursos de acción y los posibles eventos asociados a cada curso de acción. En la construcción de este árbol un cuadrado significa un punto de decisión, es decir, en este punto un curso de acción (el más adecuado) debe ser seleccionado. Un círculo representa los posibles eventos asociados a un curso de acción. Por ejemplo, si actualmente se analiza la

posibilidad de que una compañía petrolera decida perforar un pozo, los posibles cursos de acción serían que el pozo puede ser perforado por sus propios recursos o mediante una concesión con otra compañía:

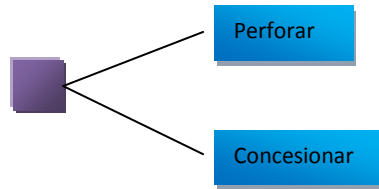


Figura 4.5 Punto de decisión.

Sin embargo, a cada curso de acción se le puede asociar una serie de eventos. Por ejemplo, es obvio que se tiene la posibilidad de que el pozo salga productor o seco. Lo anterior se presenta en árboles de decisión de la forma siguiente:

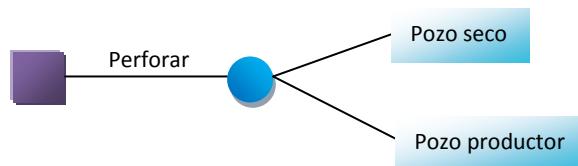


Figura 4.6 Ejemplo de Árbol de decisión.

2. Determinar los flujos de efectivo de cada una de las ramas del árbol.
 3. Evaluar las probabilidades de cada una de las ramas del árbol obtenidas en el paso anterior.
 4. Determinar el valor presente de cada una de las ramas del árbol.
 5. Resolver el árbol de decisión con el propósito de ver cuál alternativa debe ser seleccionada.
- La técnica de solución es muy simple, con esta técnica se comienza con los extremos de la rama del árbol de decisión y se marcha hacia atrás hasta alcanzar el nodo inicial de decisión. A través de este recorrido, se deben utilizar las siguientes reglas:
- a. Si el nodo es un nodo de posibilidad (círculo), se tiene el valor esperado de los eventos asociados a ese nodo.
 - b. Si el nodo es un nodo de decisión (cuadrado), entonces se selecciona la alternativa que maximiza o minimiza los resultados que están a la derecha de ese nodo.

4.3.3.1 Regla de Swanson ⁽¹⁹⁾

La evaluación asociada con una posibilidad de una serie de reservas es clave para la toma de riesgos en la exploración de hidrocarburos. El desafío de presentar una gamma de modelos geológicamente posibles para una amplia posibilidad de la estimación de reservas se dirige con la regla de Swanson 30-40-30 que fue presentada por Swanson en 1972, la cual desde entonces ha sido ampliamente utilizada en la industria de exploración de hidrocarburos.

La regla de Swanson establece seleccionar tres tamaños a lo largo de la curva de distribución de reservas, con el objetivo de reflejar el rango de la curva de distribución.

Los tres tamaños se proponen como:

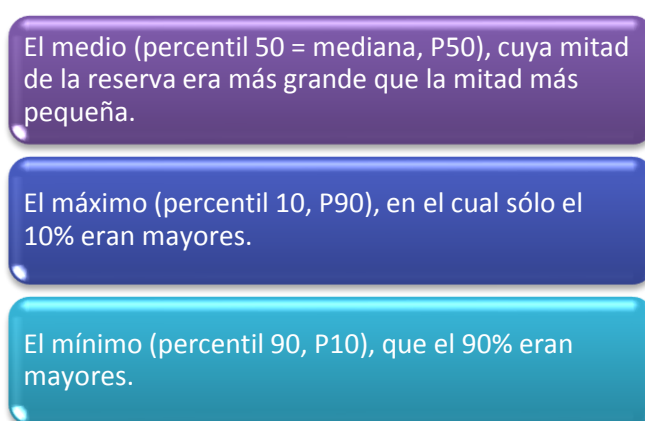


Figura 4.7 Los tres tamaños a lo largo de la curva de distribución de reservas propuestos por Swanson.

A continuación se asignan las probabilidades a P10, P50, P90 en un rango de 0-100%. Para P50, los rangos de P10 y P90 fueron de 0,40 en cada caso (es decir, 10-50% = 40%). Estos rangos de 0.40 a continuación, se redujo a la mitad y se asignó a cada una (es decir, 50-70% = 20% asignado a P50 y 70-90% = 20% asignado a P90). Mediante este método la probabilidad de P50 fue de $0.20+0.20 = 0.40$ (es decir, 30-50% y 50-70%). Después de esto, cada uno de P10 y P90 ya tenía probabilidades de 0.20 asignadas. Sumado a estas probabilidades 0.10 para representar lo restante de la distribución (es decir, 90-100% = 10% del rango total de P90), que dio una probabilidad de 0.30 para cada uno, para P10 y P90. Por lo tanto, la regla de Swanson se define como la media $0.3P10 + 0.4P50 + 0.3P90$, y

proporciona una buena aproximación a los valores medios para las distribuciones modestamente sesgadas.

4.3.3.2 Gráfica de probabilidad acumulada

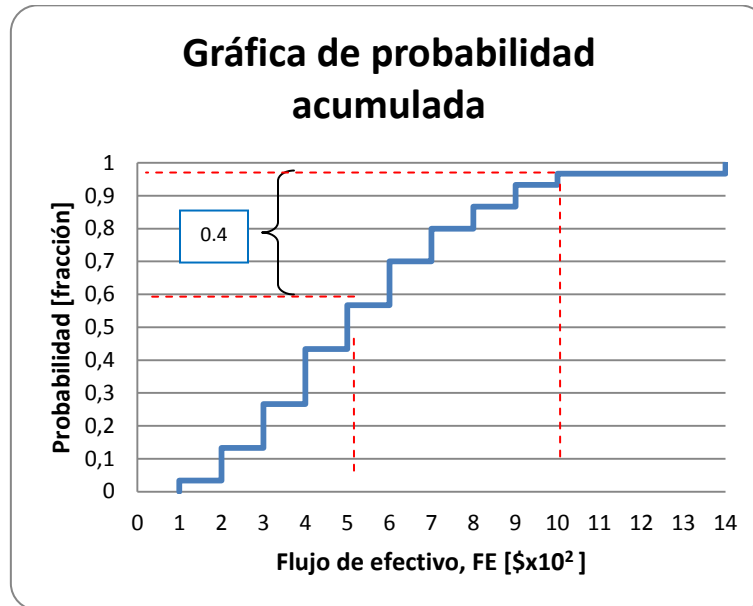


Figura 4.8 Gráfica de probabilidad acumulada creada a partir de un Árbol de decisión.

Una gráfica de probabilidad acumulada es una herramienta usada para entender los resultados de un árbol de decisión. Su función es determinar cuál es la probabilidad de obtener una cantidad monetaria, es importante mencionar que se debe de hablar de rangos de utilidad y no sólo de un único valor de utilidad cuya probabilidad de obtención sería cero, es decir, se debe hacer la pregunta de cuál es la probabilidad de obtener un rango de utilidad, por ejemplo, entre 500 y 1,000 dólares; cuya probabilidad de dicho rango será aquella que resulte de la probabilidad de 1,000 dólares menos la probabilidad de 500 dólares (Figura 4.8).

Para crear una gráfica de probabilidad acumulada se deben seguir los siguientes pasos:

- ◆ Ordenar los posibles resultados de menor a mayor.
- ◆ Graficar la probabilidad del resultado menor contra su valor.

- ◆ Para el próximo valor, graficar su probabilidad más la probabilidad previa contra su valor.
- ◆ Repetirlo para todos los puntos.

4.3.4 Simulación de Monte Carlo

Consiste en realizar un experimento (simulación) en el que la determinación del estado de cada una de las variables sea condicionada a su probabilidad de ocurrencia; como resultado del experimento se calculará su VPN, TIR o algún otro indicador. Si se simula un número suficiente de eventos (por ejemplo, 1000) se puede obtener la distribución de frecuencias del indicador seleccionado así como otras medidas de dispersión y, de esta manera, conocer la probabilidad de que el VPN se encuentre en un rango determinado. ⁽⁸⁾ Para saber si los eventos simulados son suficientes puede utilizarse el siguiente procedimiento:

Se obtiene el promedio de los resultados hasta el punto en el que la diferencia entre los dos últimos promedios sea de una magnitud tal que indique que se ha alcanzado la precisión deseada. Al principio será amplia la diferencia entre los dos últimos promedios; sin embargo, a medida que aumenta el número de simulaciones, la diferencia tenderá a disminuir, hasta el momento en que se considera que ya no es necesario incrementar el número de simulaciones.

4.3.4.1 Gráfica de probabilidad acumulada

Para crear una gráfica de probabilidad acumulada para el Método de Monte Carlo se debe:

- ◆ Ordenar los posibles resultados de menor a mayor.
- ◆ Obtener la probabilidad mediante la relación de la frecuencia con que ocurre un valor y el total de la suma de las frecuencias.
- ◆ Graficar la probabilidad del resultado menor contra su valor.
- ◆ Para el próximo valor, graficar su probabilidad más la probabilidad previa contra su valor.
- ◆ Repetirlo para todos los puntos.

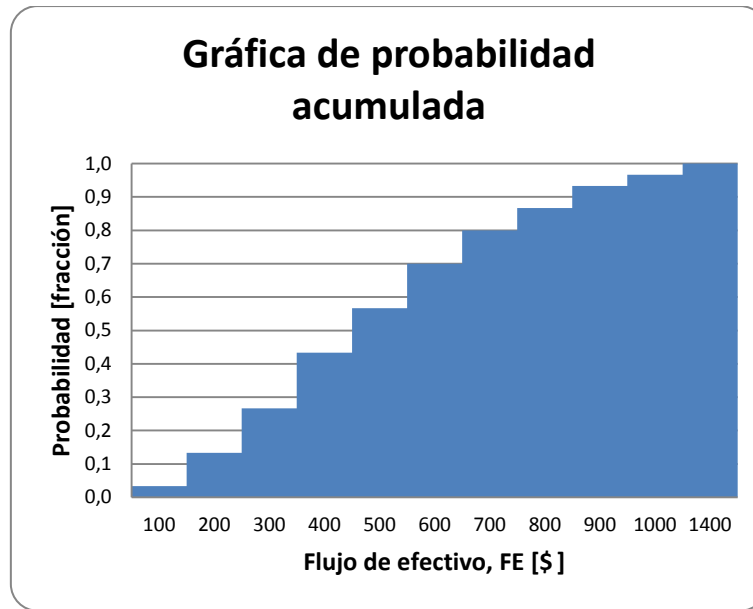


Figura 4.9 Gráfica de probabilidad acumulada creada a partir del Método de Monte Carlo.

4.3.5 Gráfica de valor contra riesgo

Es una grafica que muestra el riesgo (desviación estándar) y el ingreso (media), que genera cada proyecto para ayudar a visualizar cuál de estos es el más conveniente para ejecutar. Del siguiente ejemplo, se observa que el mejor proyecto a llevar a cabo es el número 1 debido a que presenta el mayor ingreso económico es también el de menor riesgo.

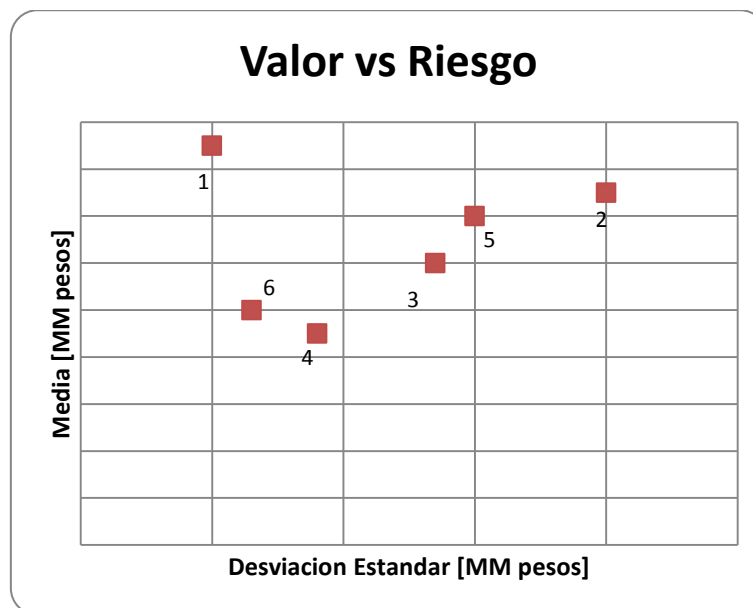


Figura 4.10 Gráfica de valor contra riesgo.

CAPÍTULO 5. EJEMPLO DE APLICACIÓN EN EL CAMPO SELECCIONADO

En este capítulo iniciará con los cálculos y análisis de la evaluación determinística basados únicamente en los indicadores económicos, haciendo hincapié en el Valor Presente Neto. Cabe recalcar que se debe hacer un análisis con más de un indicador económico para que de este modo se tenga un panorama amplio en la evaluación.

Consecutivamente, se harán los cálculos y análisis de la evaluación probabilística debido a que no sólo se debe de tomar el proyecto con mayor retribución monetaria, sino también se debe considerar el riesgo económico asociado a cada proyecto.

5.1 Evaluación determinística

La evaluación determinística partirá de la obtención de los pronósticos de producción para cada proyecto de inyección analizados en el Capítulo 3, los cuales se extendieron hasta 26 años con ayuda del software CO₂-Prophet. Las otras variables de entrada involucradas son el precio del barril de aceite, los costos totales y la inversión. Debido a que el precio es una variable de la cual no se tiene un control sobre ella, puesto que depende de muchos factores: políticos, ambientales, sociales, económicos, etcétera; se tomó el precio de 61.5 dólares por barril. Por otro lado, a partir del análisis de sensibilidad los parámetros como los costos y la inversión no son las variables que mayormente influyen por esto, los proyectos a analizar se tomaron valores basándose campos análogos.

Haciendo uso de la herramienta Excel, se hicieron los cálculos correspondientes mencionados en el Capítulo 4. El cálculo de los indicadores económicos se hizo tanto para la inyección de agua, CO₂ y WAG con los respectivos gastos de inyección analizados en el Capítulo 3.

A continuación se muestra un ejemplo de las tablas generadas con la herramienta Excel para obtener el VPN, en este caso, para la inyección de agua para el Campo Miztli-Bloque 1 (Área total) con una tasa de interés del 12%:

Tiempo [años]	Qiny agua [bpd]	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
		Producción Np [Mbbls]	15000	0.0	3540.3	7080.7	10621.0	14161.4	17701.7	21242.1	24776.8	28098.8	31156.0	34023.5	36672.5
20000	0.0		4720.5	9440.9	14161.4	18881.8	23601.5	28098.8	32136.1	35809.1	39055.8	41855.7	44380.9	46572.4	48575.7
25000	0.0		5900.6	11801.1	17701.7	23601.5	29145.4	34023.5	38301.3	41855.7	44946.2	47605.6	49880.5	51762.0	53420.3
30000	0.0		7080.7	14161.4	21242.1	28098.8	34023.5	39055.8	43153.6	46572.4	49461.9	51762.0	53724.6	55403.9	56737.6
Precio [dl/bl]		61.53	61.53	61.53	61.53	61.53	61.53	61.53	61.53	61.53	61.53	61.53	61.53	61.53	61.53
Ingresos [MMdl]	15000	0.00	217.83	435.68	653.51	871.35	1089.19	1307.03	1524.52	1728.92	1917.03	2093.47	2256.46	2403.10	2534.00
	20000	0.00	290.45	580.90	871.35	1161.80	1452.20	1728.92	1977.33	2203.33	2403.10	2575.38	2730.76	2865.60	2988.86
	25000	0.00	363.06	726.12	1089.19	1452.20	1793.32	2093.47	2356.68	2575.38	2765.54	2929.17	3069.15	3184.92	3286.95
	30000	0.00	435.68	871.35	1307.03	1728.92	2093.47	2403.10	2655.24	2865.60	3043.39	3184.92	3305.67	3409.00	3491.06
Costos [MMdl]	15000	6.27	22.43	38.59	54.76	70.92	87.08	103.25	119.39	134.55	148.51	161.60	173.70	184.58	194.29
	20000	6.27	27.82	49.37	70.92	92.47	114.02	134.55	152.99	169.76	184.58	197.36	208.89	218.90	228.04
	25000	6.27	33.20	60.14	87.08	114.02	139.33	161.60	181.13	197.36	211.47	223.61	234.00	242.59	250.16
	30000	6.27	38.59	70.92	103.25	134.55	161.60	184.58	203.29	218.90	232.09	242.59	251.55	259.22	265.31
Inversión [MMdl]	15000	300.00													
	20000	300.00													
	25000	300.00													
	30000	300.00													
Egresos [MMdl]	15000	306.27	22.43	38.59	54.76	70.92	87.08	103.25	119.39	134.55	148.51	161.60	173.70	184.58	194.29
	20000	306.27	27.82	49.37	70.92	92.47	114.02	134.55	152.99	169.76	184.58	197.36	208.89	218.90	228.04
	25000	306.27	33.20	60.14	87.08	114.02	139.33	161.60	181.13	197.36	211.47	223.61	234.00	242.59	250.16
	30000	306.27	38.59	70.92	103.25	134.55	161.60	184.58	203.29	218.90	232.09	242.59	251.55	259.22	265.31
VPI [MMdl]	15000	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00
	20000	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00
	25000	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00
	30000	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00
Flujo efectivo neto [MMdl]	15000	-306.27	195.41	397.08	598.75	800.43	1002.10	1203.78	1405.13	1594.37	1768.52	1931.86	2082.76	2218.53	2339.71
	20000	-306.27	262.64	531.53	800.43	1069.33	1338.18	1594.37	1824.35	2033.58	2218.53	2378.02	2521.87	2646.70	2760.82
	25000	-306.27	329.86	665.98	1002.10	1338.18	1653.99	1931.86	2175.55	2378.02	2554.07	2705.56	2835.15	2942.33	3036.79
	30000	-306.27	397.08	800.43	1203.78	1594.37	1931.86	2218.53	2451.95	2646.70	2811.30	2942.33	3054.12	3149.78	3225.76
Valor presente neto [MMdl]	15000	-306.27	-131.80	184.76	610.94	1119.63	1688.25	2298.12	2933.73	3577.66	4215.41	4837.42	5436.16	6005.60	6541.80
	20000	-306.27	-71.77	351.96	921.69	1601.27	2360.59	3168.34	3993.59	4814.92	5614.94	6380.60	7105.57	7784.92	8417.63
	25000	-306.27	-11.75	519.17	1232.44	2082.88	3021.39	4000.14	4984.24	5944.69	6865.71	7736.83	8551.86	9307.09	10003.04
	30000	-306.27	48.27	686.37	1543.20	2556.45	3652.64	4776.61	5885.75	6954.71	7968.49	8915.84	9793.83	10602.30	11341.56

Tabla 5.1 Obtención del VPN para el método de inyección de agua para el Campo Miztli, Bloque 1 (Área total).

Tiempo [años]	Qiny agua [bpd]	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
		15000	43153.6	44946.2	46572.4	48102.8	49461.9	50676.9	51762.0	52783.5	53724.6	54605.2	55403.9	56097.5
Producción Np [Mbbls]	20000	50285.4	51762.0	53106.4	54318.0	55403.9	56314.0	57147.9	57914.8	58639.6	59292.7	59856.7	60343.3	60790.6
	25000	54883.0	56097.5	57147.9	58099.5	58979.2	59724.4	60343.3	60899.6	61425.8	61904.6	62338.9	62718.9	63077.2
	30000	57914.8	58979.2	59856.7	60570.0	61219.5	61812.0	62338.9	62792.0	63212.0	63580.9	63926.2	64257.9	64574.5
	Precio [dl/b]	61.53	61.53	61.53	61.53	61.53	61.53	61.53	61.53	61.53	61.53	61.53	61.53	61.53
Ingresos [MMdl]	15000	2655.24	2765.54	2865.60	2959.77	3043.39	3118.15	3184.92	3247.77	3305.67	3359.86	3409.00	3451.68	3491.06
	20000	3094.06	3184.92	3267.64	3342.19	3409.00	3465.00	3516.31	3563.50	3608.09	3648.28	3682.98	3712.92	3740.45
	25000	3376.95	3451.68	3516.31	3574.86	3628.99	3674.84	3712.92	3747.15	3779.53	3808.99	3835.71	3859.09	3881.14
	30000	3563.50	3628.99	3682.98	3726.87	3766.84	3803.29	3835.71	3863.59	3889.43	3912.13	3933.38	3953.79	3973.27
Costos [MMdl]	15000	203.29	211.47	218.90	225.88	232.09	237.64	242.59	247.25	251.55	255.57	259.22	262.38	265.31
	20000	235.85	242.59	248.73	254.26	259.22	263.37	267.18	270.68	273.99	276.97	279.55	281.77	283.81
	25000	256.84	262.38	267.18	271.52	275.54	278.94	281.77	284.31	286.71	288.90	290.88	292.61	294.25
	30000	270.68	275.54	279.55	282.80	285.77	288.47	290.88	292.95	294.87	296.55	298.13	299.64	301.09
Inversión [MMdl]	15000													
	20000													
	25000													
	30000													
Egresos [MMdl]	15000	203.29	211.47	218.90	225.88	232.09	237.64	242.59	247.25	251.55	255.57	259.22	262.38	265.31
	20000	235.85	242.59	248.73	254.26	259.22	263.37	267.18	270.68	273.99	276.97	279.55	281.77	283.81
	25000	256.84	262.38	267.18	271.52	275.54	278.94	281.77	284.31	286.71	288.90	290.88	292.61	294.25
	30000	270.68	275.54	279.55	282.80	285.77	288.47	290.88	292.95	294.87	296.55	298.13	299.64	301.09
VPI [MMdl]	15000	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00
	20000	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00
	25000	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00
	30000	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00
Flujo efectivo neto [MMdl]	15000	2451.95	2554.07	2646.70	2733.88	2811.30	2880.51	2942.33	3000.52	3054.12	3104.29	3149.78	3189.30	3225.76
	20000	2858.21	2942.33	3018.91	3087.93	3149.78	3201.63	3249.13	3292.82	3334.10	3371.31	3403.44	3431.15	3456.64
	25000	3120.11	3189.30	3249.13	3303.34	3353.45	3395.90	3431.15	3462.84	3492.82	3520.09	3544.83	3566.48	3586.89
	30000	3292.82	3353.45	3403.44	3444.07	3481.07	3514.82	3544.83	3570.64	3594.57	3615.58	3635.25	3654.15	3672.18
Valor presente neto [MMdl]	15000	7043.52	7510.14	7941.88	8340.05	8705.63	9040.08	9345.10	9622.83	9875.23	10104.29	10311.80	10499.41	10668.82
	20000	9002.47	9540.02	10032.47	10482.21	10891.81	11263.54	11600.37	11905.15	12180.69	12429.45	12653.68	12855.51	13037.05
	25000	10641.48	11224.15	11754.15	12235.26	12671.35	13065.63	13421.33	13741.85	14030.50	14290.24	14523.79	14733.58	14921.96
	30000	12015.34	12628.00	13183.18	13684.79	14137.46	14545.56	14913.04	15243.53	15540.60	15807.39	16046.88	16261.83	16454.70

Tabla 5.1 Continuación. Obtención del VPN para el método de inyección de agua para el Campo Miztli, Bloque 1 (Área total).

Posteriormente, se graficaron los resultados del VPN para: Bloque 1 y Bloque 2 (Área total); con el objetivo de seleccionar los tres mejores proyectos para cada uno de los mencionados.

Gastos de inyección para la Figura 5.1:

- a) Inyección de agua con un gasto de inyección (Q_{iny}) de 15,000 [bpd].
- b) Inyección de agua con $Q_{iny} = 20,000$ [bpd].
- c) Inyección de agua con $Q_{iny} = 25,000$ [bpd].
- d) Inyección de agua con $Q_{iny} = 30,000$ [bpd].
- e) Inyección de CO_2 con $Q_{iny} = 25$ [MMpcd].
- f) Inyección de CO_2 con $Q_{iny} = 50$ [MMpcd].
- g) Inyección de CO_2 con $Q_{iny} = 75$ [MMpcd].
- h) Inyección WAG con $Q_{iny} = 25$ [MMpcd] y 25,000 [bpd].
- i) Inyección WAG con $Q_{iny} = 50$ [MMpcd] y 25,000 [bpd].
- j) Inyección WAG con $Q_{iny} = 75$ [MMpcd] y 25,000 [bpd].

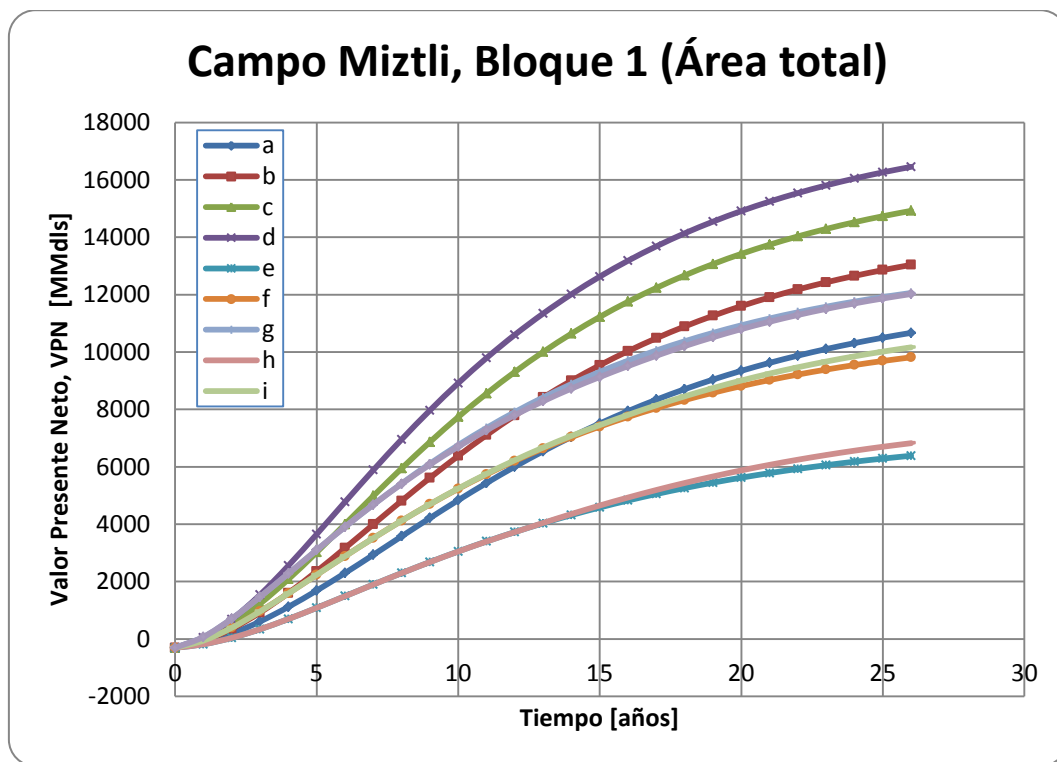


Figura 5.1 Gráfica del VPN contra el tiempo para el Bloque 1 (Área total).

Gastos de inyección para la Figura 5.2:

- a) Inyección de agua con un gasto de inyección (Q_{iny}) de 3,500 [bpd].
- b) Inyección de agua con $Q_{iny} = 7,000$ [bpd].
- c) Inyección de agua con $Q_{iny} = 10,500$ [bpd].
- d) Inyección de agua con $Q_{iny} = 17,500$ [bpd].
- e) Inyección de CO_2 con $Q_{iny} = 8.8$ [MMpcd].
- f) Inyección de CO_2 con $Q_{iny} = 17.6$ [MMpcd].
- g) Inyección de CO_2 con $Q_{iny} = 35$ [MMpcd].
- h) Inyección WAG con $Q_{iny} = 8.8$ [MMpcd] y 7,000 [bpd].
- i) Inyección WAG con $Q_{iny} = 17.6$ [MMpcd] y 7,000 [bpd].
- j) Inyección WAG con $Q_{iny} = 35$ [MMpcd] y 7,000 [bpd].

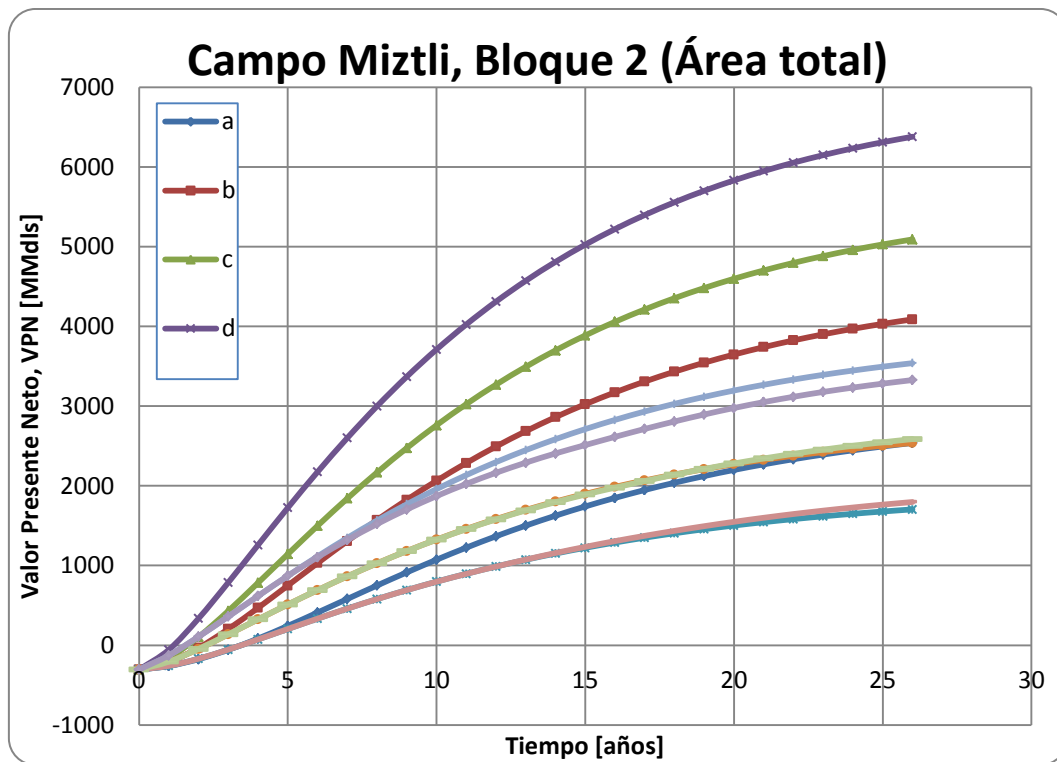


Figura 5.2 Gráfica del VPN contra el tiempo para el Bloque 2 (Área total).

5.1.1 Análisis de resultados

Las Figuras 5.3 y 5.4 exponen los tres proyectos más atractivos respecto al VPN según sea el caso, considerando que un proyecto es rentable si el Valor Presente Neto es mayor a cero (Figura 4.2). Como se puede observar, los proyectos que mayor presencia tienen son los que se basan en una inyección de agua convencional, esto puede deberse a lo expuesto en el análisis del Capítulo 3 en el cual se muestra que estos proyectos son los que más recuperación de hidrocarburos incorporan para ambos bloques; conjuntamente las variables más significativas que afectan el VPN generalmente son la producción y el precio del barril.

Si se hubieran presentado proyectos con Valor Presente Neto menor a cero dentro de los tres mejores también se hubieran tomado en cuenta porque si actualmente no son rentables en un futuro puede que sí lo sean debido a la incertidumbre que las variables de entrada exhiben.

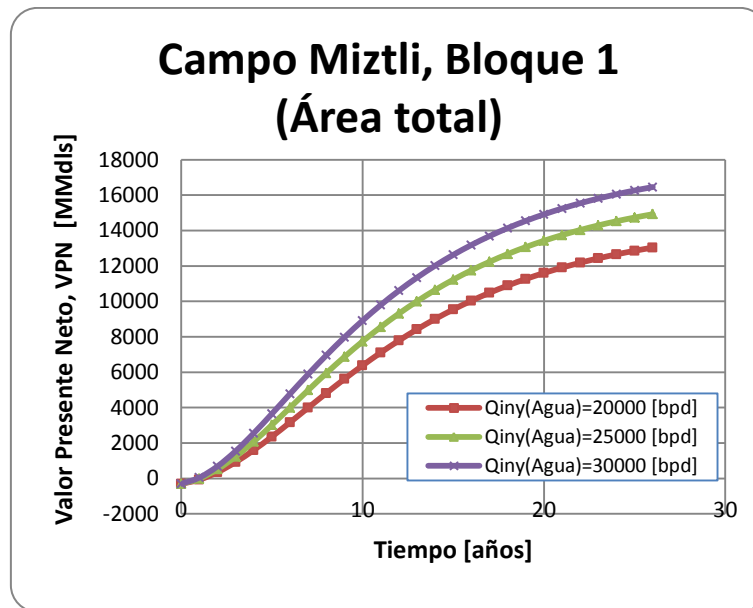


Figura 5.3 Los tres mejores proyectos basados en el VPN para el Bloque 1 (Área total).

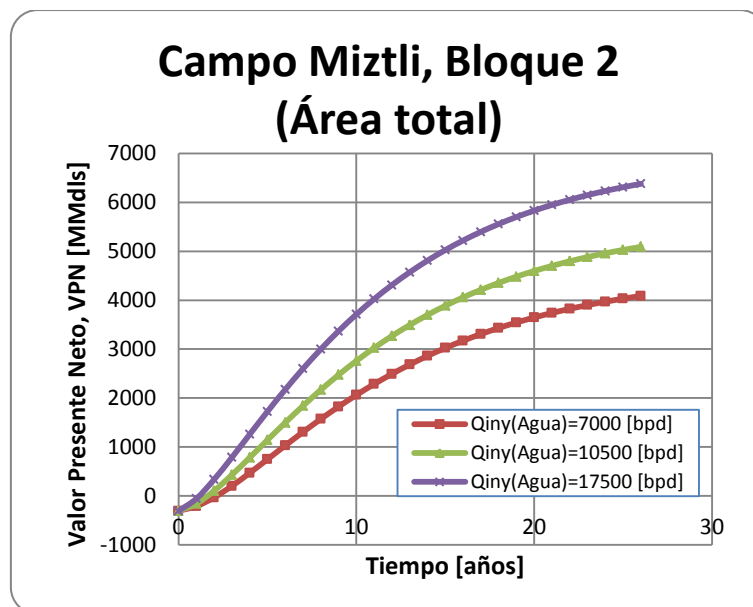


Figura 5.4 Los tres mejores proyectos basados en el VPN para el Bloque 2 (Área total).

Por último, se expone un resumen de los indicadores económicos: VPN, VPN/VPI, TIR y Periodo de Recuperación de la Inversión (PRI), para ambos bloques (Tabla 5.2).

	BLOQUE 1 (ÁREA TOTAL)									
	Inyección de Agua [bpd]				Inyección de CO2 [MMpcd]			Inyección de WAG [MMpcd] y [bpd]		
	15000	20000	25000	30000	25	50	75	25 y 25000	50 y 25000	75 y 25000
VPN [MMdl]	10668.82	13037.05	14921.96	16454.70	6386.18	9816.76	12059.32	6824.11	10164.59	12022.06
VPN/VPI	35.56	43.46	49.74	54.85	21.29	32.72	40.20	22.75	33.88	40.07
TIR [%]	119.05%	145.79%	171.35%	196.08%	93.16%	147.46%	193.85%	93.14%	147.41%	193.84%
PRI [años]	1.28	1.08	0.93	0.77	1.61	1.05	0.72	1.61	1.05	0.72
	BLOQUE 2 (ÁREA TOTAL)									
	Inyección de Agua [bpd]				Inyección de CO2 [MMpcd]			Inyección de WAG [MMpcd] y [bpd]		
	3500	7000	10500	17500	8.8	17.6	35	8.8 y 7000	17.6 y 7000	35 y 7000
VPN [MMdl]	2537.18	4087.67	5090.47	6378.75	1704.02	2536.98	3538.57	1796.61	2586.29	3326.38
VPN/VPI	8.46	13.63	16.97	21.26	5.68	8.46	11.80	5.99	8.62	11.09
TIR [%]	289.19%	189.15%	142.65%	105.51%	47.03%	66.34%	91.08%	47.08%	66.33%	90.72%
PRI [años]	0.51	0.77	0.99	1.34	2.87	1.97	1.36	2.87	1.97	1.36

Tabla 5.2 Resumen de los indicadores económicos: VPN, VPN/VPI, TIR y Periodo de Recuperación de la Inversión.

De ella se aprecia que para el Bloque 1 el Valor Presente Neto se tienen como mejores proyectos los correspondientes a 30, 25 y 20 mil barriles por día ya que presentan valores positivos y con mayor magnitud, lo cual indica que la suma de los flujos cubre totalmente el costo de inversión y arroja sobre éste un remanente. De igual forma, estos gastos de inyección resultan ser los mejores de acuerdo con el Índice de Utilidad (VPN/VPI) porque son los que más ganancia obtienen por cada dólar invertido: 54.85, 49.74 y 43.45 respectivamente. Con base a la Tasa Interna de Retorno, para los gastos de 30 mil barriles por día, 75 millones de pies cúbicos diarios y 75 millones de pies cúbicos diarios con 25 mil barriles por día se tienen las mayores TIR de los cuales sólo el primero coincide con lo analizado con los indicadores VPN y VPN/VPI; sin embargo en cuarto lugar se encuentra el correspondiente a inyectar 25 mil barriles por día. Por último, los proyectos que recuperan lo invertido en menor tiempo son de 75 millones de pies cúbicos diarios, 75 millones de pies cúbicos diarios con 25 mil barriles por día y 30 mil barriles por día. Por lo tanto, según lo analizado el mejor proyecto para el Bloque 1 es de 30 mil barriles por día.

Para el Bloque 2, en función del análisis de VPN y VPN/VPI los mejores proyectos son de 17,500; 10,500 y 7,000 barriles por día. Para la TIR, los más favorables son: 3,500; 7,000 y 10,500 barriles por día; cabe mencionar que la Tasa Interna de Retorno debe ser mayor a la tasa de interés manejada en la evaluación ($i=12\%$). Por otro lado, los proyectos que recuperan más rápidamente son 3,500; 7,000 y 10,500 barriles por día. En conclusión, los mejores proyectos para el Bloque 2 son de 17,500 y 10,500 barriles por diarios.

Cabe mencionar que la selección de los proyectos se basa en los resultados de los indicadores económicos bajo una perspectiva de lo que quiere el inversionista, algunas veces será la ganancia o VPN y en otras ocasiones podrán ser los otros indicadores. Lo ideal sería tener una combinación óptima buscando la eficiencia del proyecto contemplando a la vez todos los indicadores económicos.

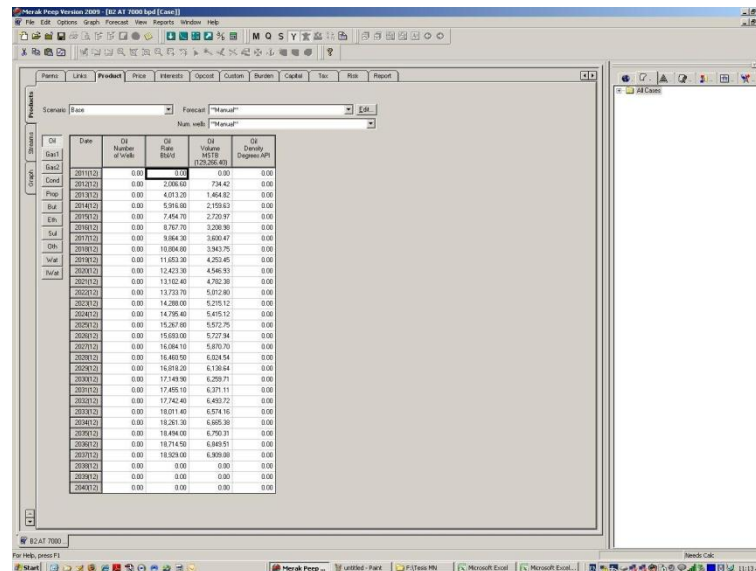
5.2 Evaluación probabilística

Mediante el uso de la herramienta Merak Peep y Merak Decision Tool Kit se llevó a cabo la evaluación probabilística de los tres proyectos más atractivos para el Bloque 1 (Área total) y para el Bloque 2 (Área total) con respecto al Valor Presente Neto.

Para llevar a cabo la evaluación probabilística se requiere hacer un análisis de sensibilidad, para el cual es necesario obtener tres tipos de escenarios: *pesimista*, *base* y *optimista*. Los pronósticos de producción base corresponden a los obtenidos previamente para la evaluación determinística. Ahora bien, para crear los pronósticos de producción pesimista y optimista de cada proyecto, se empleó el software CO2-Prophet variando parámetros petrofísicos.

A continuación se muestra el procedimiento de la obtención de datos para el posterior análisis de riesgo económico, usando como ejemplo la inyección de agua en el Bloque 2 con un gasto de 7,000 barriles por día:

- ◆ Para el ingreso de las variables de entrada se usó Merak Peep.
- ◆ En la pestaña PRODUCT, se cargaron los datos del pronóstico de producción del aceite para los tres escenarios base, pesimista y optimista.



The screenshot displays the Merak Peep software interface. The main window shows a table with columns for Date, Oil Hardness (lb/bbl), Oil Rate (BBL/D), Oil Volume (MSTB), and Oil Density (lb/cu ft). The data is organized into sections: Gas, Cond, Prep, EOR, Surf, Oth, and Water. The 'Water' section is expanded, showing a daily production forecast from 2011/1/1 to 2043/1/1. The 'Oil Rate' column shows a steady increase from 11,653.30 BBL/D in 2011 to 18,929.00 BBL/D in 2043. The 'Oil Volume' column shows a corresponding increase from 4,253.45 MSTB in 2011 to 6,909.00 MSTB in 2043. The 'Oil Density' column remains constant at 0.00 lb/cu ft.

Oil	Date	Oil Hardness (lb/bbl)	Oil Rate (BBL/D)	Oil Volume (MSTB)	Oil Density (lb/cu ft)
Water	2011/1/1	0.00	11,653.30	4,253.45	0.00
Water	2012/1/1	0.00	12,422.30	4,546.50	0.00
Water	2013/1/1	0.00	13,102.40	4,792.38	0.00
Water	2014/1/1	0.00	13,773.70	5,012.80	0.00
Water	2015/1/1	0.00	14,268.00	5,215.12	0.00
Water	2016/1/1	0.00	14,796.40	5,415.52	0.00
Water	2017/1/1	0.00	15,267.80	5,512.75	0.00
Water	2018/1/1	0.00	15,693.00	5,727.34	0.00
Water	2019/1/1	0.00	16,064.10	5,830.70	0.00
Water	2020/1/1	0.00	16,460.50	6,024.54	0.00
Water	2021/1/1	0.00	16,891.00	6,138.64	0.00
Water	2022/1/1	0.00	17,348.10	6,279.71	0.00
Water	2023/1/1	0.00	17,835.10	6,371.11	0.00
Water	2024/1/1	0.00	17,742.40	6,433.72	0.00
Water	2025/1/1	0.00	18,011.40	6,574.16	0.00
Water	2026/1/1	0.00	18,261.30	6,685.38	0.00
Water	2027/1/1	0.00	18,494.00	6,790.31	0.00
Water	2028/1/1	0.00	18,714.50	6,845.51	0.00
Water	2029/1/1	0.00	18,929.00	6,909.00	0.00
Water	2030/1/1	0.00	0.00	0.00	0.00
Water	2043/1/1	0.00	0.00	0.00	0.00

Figura 5.5 Pronóstico de producción del aceite (escenario base).

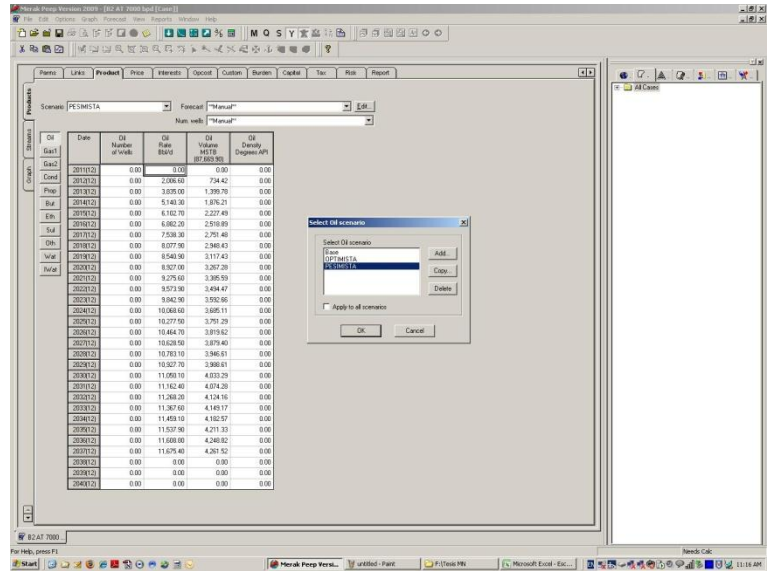


Figura 5.6 Pronósticos de producción para el escenario pesimista y optimista.

Así mismo se ingresó el gas asociado (GAS 1).

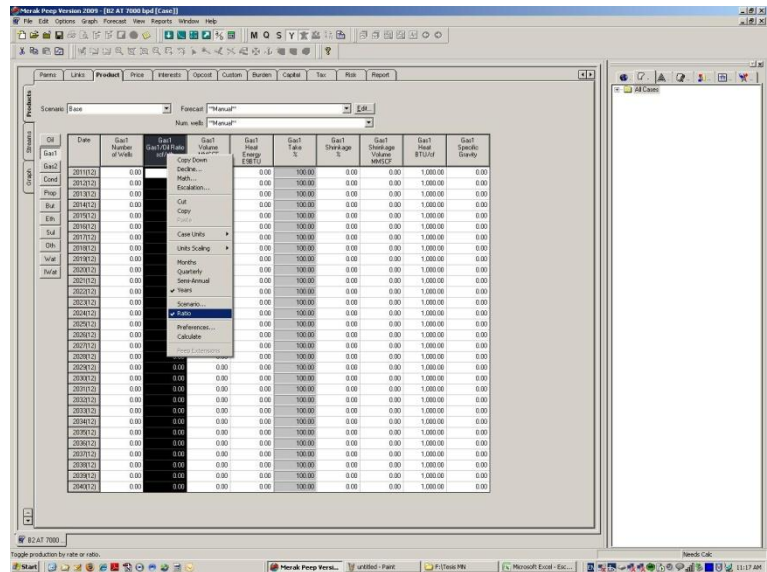


Figura 5.7 Relación Gas-Aceite.

- Seguido por el precio del aceite en dólares por barril (PRICE).

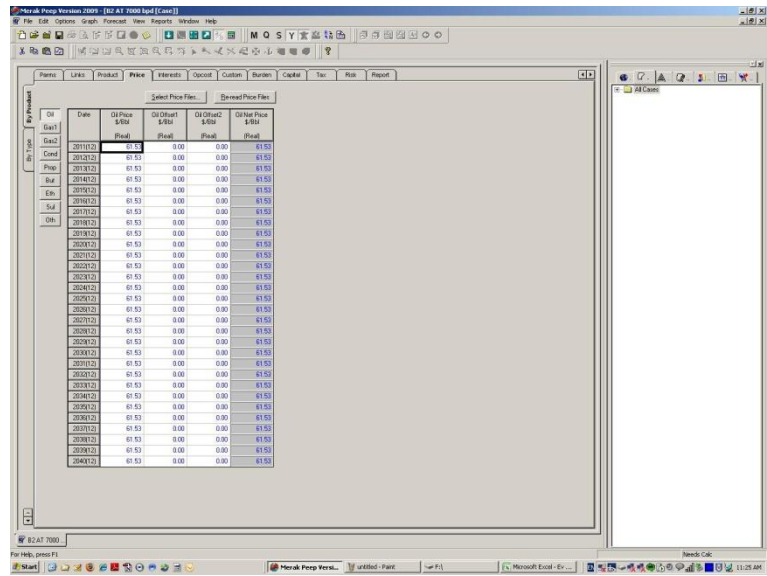


Figura 5.8 Precio del barril de aceite.

- De igual modo se ingresó el precio del gas en dólares por millones de BTU en la opción GAS 1.

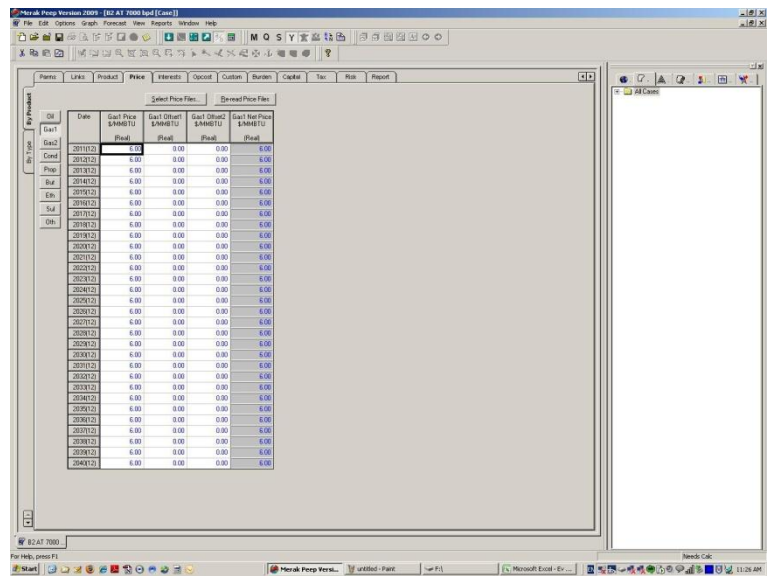


Figura 5.9 Precio del gas.

- En la pestaña OPCOST se añadieron los costos operacionales totales del proyecto.

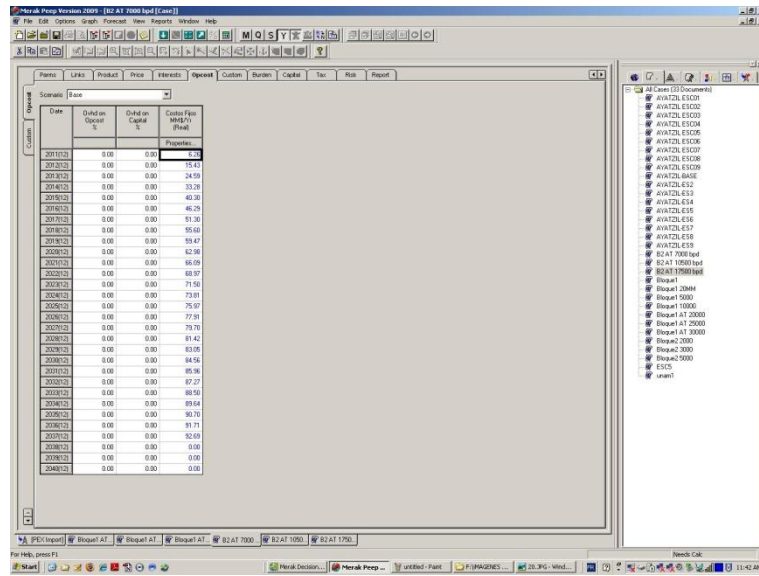


Figura 5.10 Costos operacionales totales del proyecto.

- Por último, se ingresaron las inversiones del proyecto (CAPITAL).

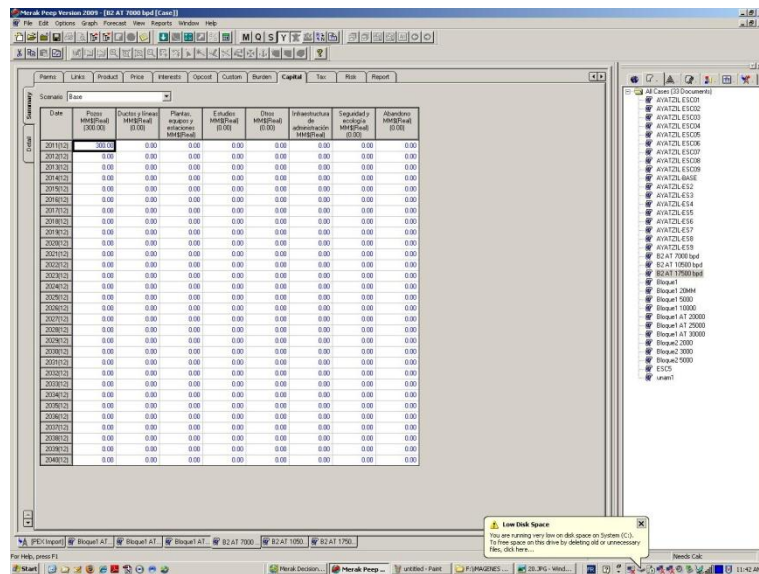


Figura 5.11 Inversiones del proyecto.

- Con todo lo anterior fue posible hacer el análisis determinística del proyecto.

- Para iniciar con el análisis de sensibilidad se debe seleccionar la opción de diagrama de tornado (NEW SENSITIVITY ENGINE) de la herramienta Merak Decision Tool Kit.



Figura 5.12 Diagrama de tornado.

- Con el diagrama de tornado se desea buscar las variables que más impactan al Valor Presente Neto con una tasa de interés del 12% (BTCASHATDISRATE2).
- Luego, se seleccionaron las variables ALL CAPITAL, ALL OPCOST, PROD: OIL VOLUM, PROD: OIL PRICE, PROD: GAS1 VOLUM, PROD: GAS1 PRICE; que corresponden a las variables ingresadas con Merak Peep.

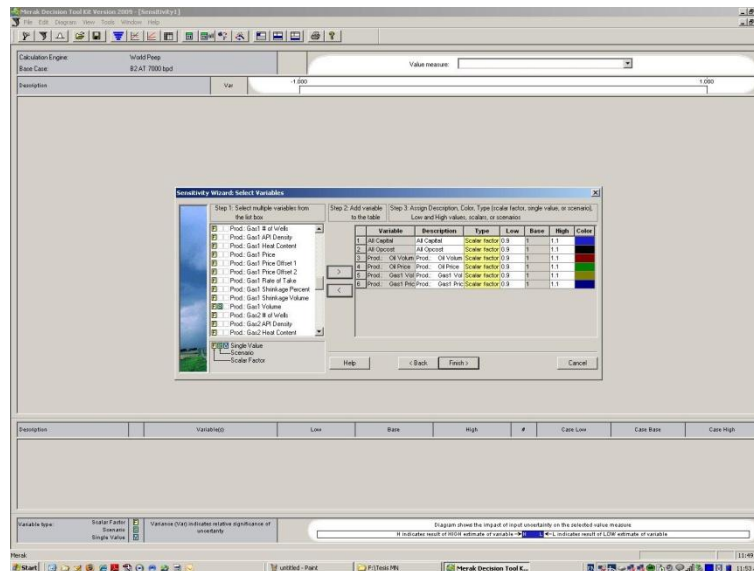


Figura 5.13 Variables All capital, All Opcost, Prod: Oil Volum, Prod: Oil Price, Prod: Gas1 Volum, Prod: Gas1 Price.

- Se modificaron para los escenarios pesimista (LOW) y optimista (HIGH) los factores de la variable precio del aceite (PROD: OIL PRICE) de 0.9 a 0.8 y 1.1 a 1.2 respectivamente. Para la variable inversión (ALL CAPITAL), se modificaron el factor para el escenario optimista de 1.1 a 1.3. Nota: La modificación de estos factores se debe a que son los que más impactan en los resultados del proyecto.

Para la variable producción de aceite (PROD: OIL VOLUM) se varió respecto a los escenarios previamente cargados y no en los factores ya que, esta variable por lo general tiene una mayor influencia en los resultados del análisis del proyecto.

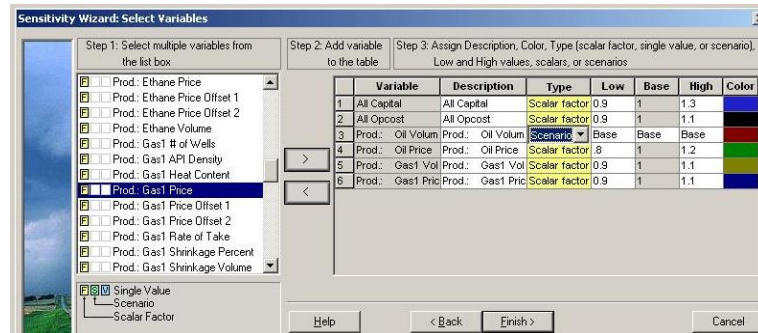


Figura 5.14 Alteración de factores y escenarios para cada variable.

- Con la información el software se calculó el análisis de sensibilidad por medio del diagrama de tornado seleccionando las variables que completan el 80% de incertidumbre comenzando con las barras de mayor valor hacia abajo.

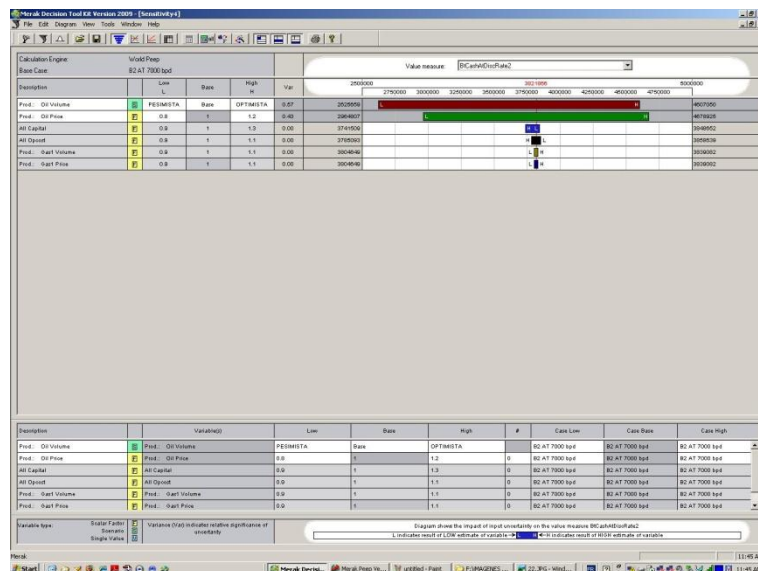


Figura 5.15 Selección de las variables que completan el 80% de incertidumbre.

- Posteriormente se creó el árbol de decisión. En caso de que una de las variables que más impacte sea la producción de aceite (PROD: OIL VOLUM) se deberán modificar las probabilidades a 30-40-30 (Regla de Swanson), dejando para el precio de aceite las probabilidades de 25-50-25.

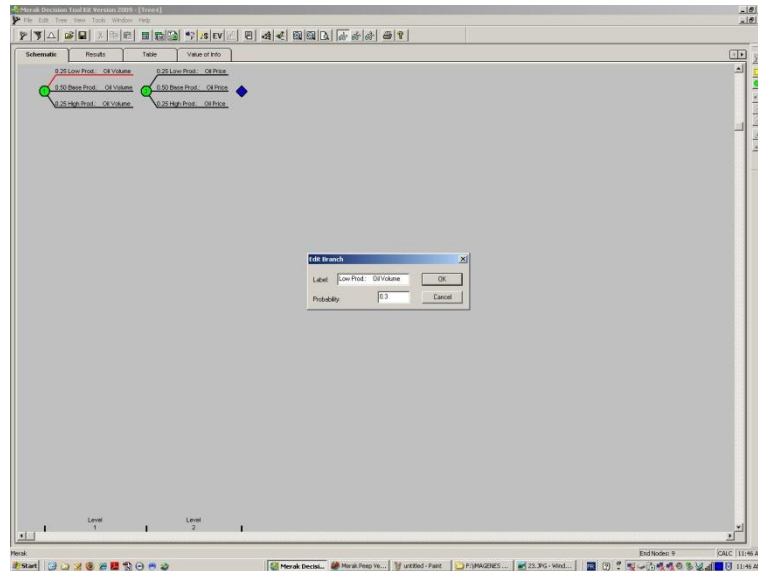


Figura 5.16 Modificación de las probabilidades de la variable PROD: OIL VOLUM.

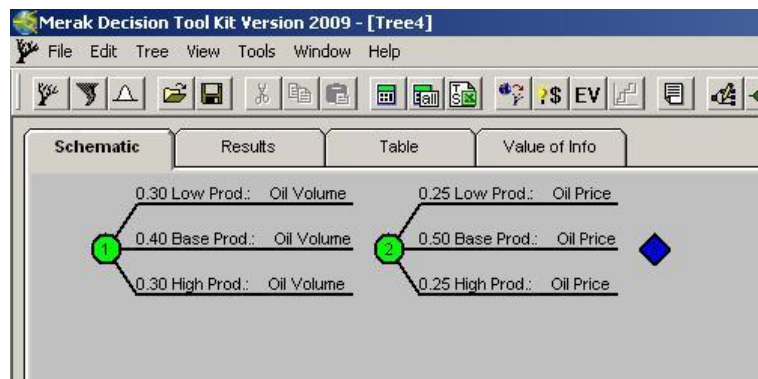


Figura 5.17 Árbol de decisión.

- Por último, para analizar el riesgo asociado al VPN se creó la gráfica de probabilidad acumulada del proyecto observando el valor esperado (media) y riesgo (desviación estándar) del mismo.

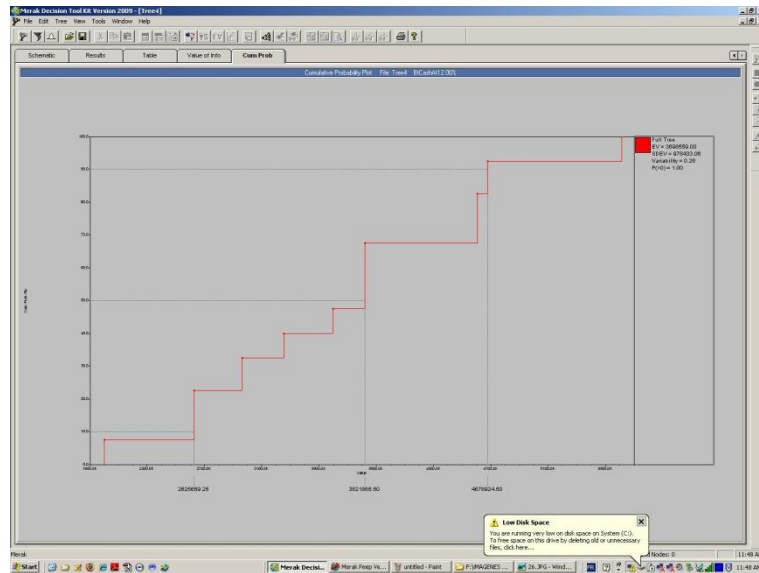


Figura 5.18 Gráfica de probabilidad acumulada.

5.2.1 Análisis de resultados

Lo anterior fue un ejemplo de un proyecto de 7,000 barriles por día, el mismo proceso se repite para los demás proyectos a analizar en cada bloque.

En la Tabla 5.3 se presenta el resumen de los resultados dados de las simulaciones realizadas con Merak Decision Tool Kit. Como anteriormente se había mencionado a partir del análisis de sensibilidad los parámetros como el precio del barril y la producción de aceite son los que mayor impacto exhiben en la evaluación de riesgo económico.

En la toma de decisiones para una cartera de proyectos siempre se buscan las opciones que den el mayor valor al menor riesgo, los cuales se representan usualmente por la media y la desviación estándar de un indicador en particular (por ejemplo: VPN, eficiencias de inversión VPN/VPI, TIR,

etcétera), obtenido de un árbol de decisión. Pero existen otros métodos como la simulación de Monte Carlo que da la posibilidad de calcular el valor y riesgo de un proyecto.

Ahora bien, de acuerdo con las Figuras 5.19 y 5.20 los proyectos que menor riesgo (expuesto en el punto 4.3.5) muestran y a su vez mayor ingreso aportan, son para el Bloque 1 el que tiene un gasto de inyección de 25,000 barriles por día y para el Bloque 2 el que tiene un gasto de inyección de 10,500 barriles por día.

Respecto a VPN	Fluido inyectado	Gasto inyectado	MEDIA [MMdl]	DESVIACION ESTANDAR [MMdl]	FACTORES
BLOQUE 1 (ÁREA TOTAL)	Agua	20000 [bpd]	969.52	215.17	PRECIO Y PRODUCCIÓN
	Agua	25000 [bpd]	1111.20	269.54	PRODUCCIÓN Y PRECIO
	Agua	30000 [bpd]	1227.89	318.18	PRODUCCIÓN Y PRECIO
BLOQUE 2 (ÁREA TOTAL)	Agua	7000 [bpd]	295.88	78.27	PRODUCCIÓN Y PRECIO
	Agua	10500 [bpd]	368.42	106.26	PRODUCCIÓN Y PRECIO
	Agua	17500 [bpd]	461.12	146.17	PRODUCCIÓN Y PRECIO

Tabla 5.3 Valor, riesgo y factores que más impacto tienen en cada proyecto usando como indicador económico VPN.

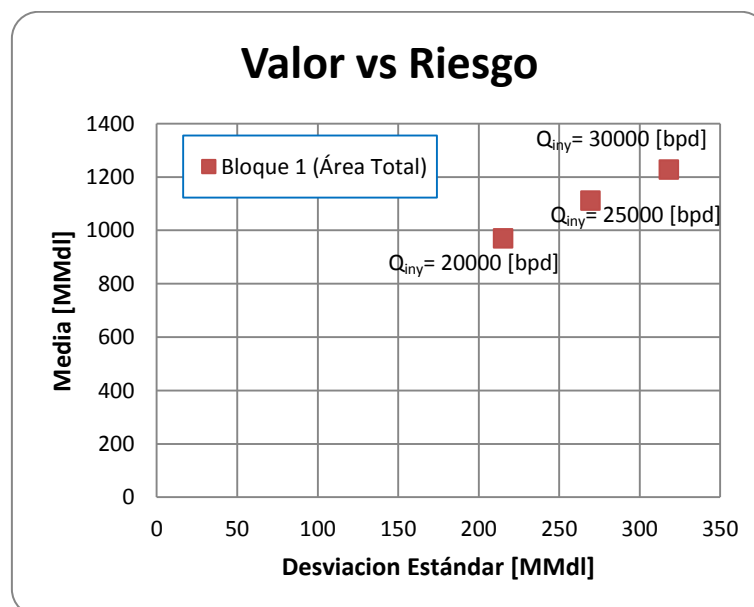


Figura 5.19 Gráfica de Valor contra Riesgo de los proyectos del Bloque 1 usando como indicador económico VPN.

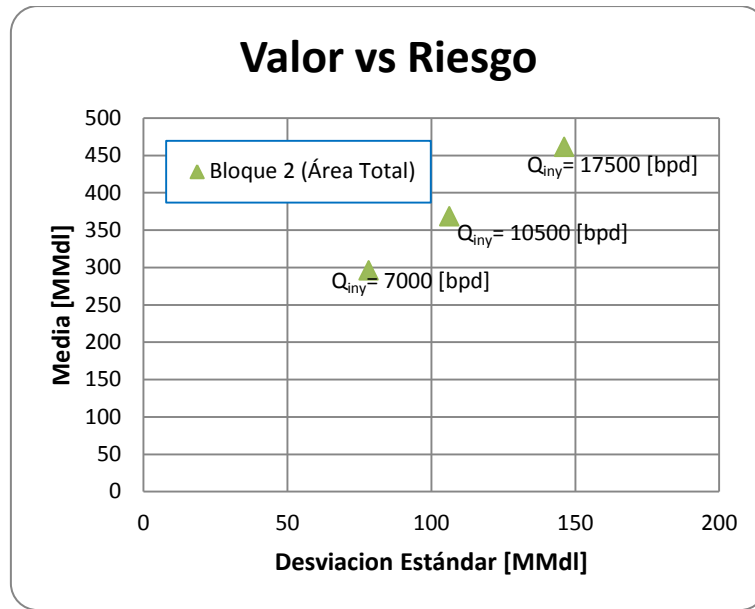


Figura 5.20 Gráfica de Valor contra riesgo de los proyectos del Bloque 2 usando como indicador económico VPN.

Por último, se complementa con las gráficas de probabilidad acumulada de los proyectos del Bloque 1 y 2 (Figura 5.21) el análisis anterior para visualizar de manera más clara los proyectos que tienen mayor riesgo (entre mayor inclinación a la derecha, entonces mayor es el riesgo asociado); cuyo análisis es el mismo observado en las Figuras 5.19 y 5.20.

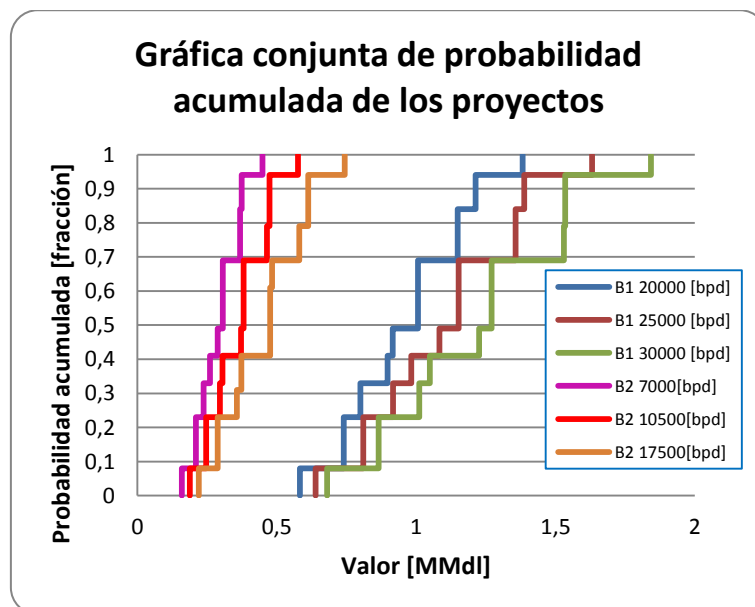


Figura 5.21 Gráfica conjunta de probabilidad acumulada de los proyectos del Bloque 1 y 2.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Como se ha ido mencionando, es fundamental enfocarse en la búsqueda de alternativas para la extracción de hidrocarburos debido a la alta demanda de este recurso no renovable en el mundo. Por lo anterior y por el alto precio del barril, muchos proyectos de recuperación secundaria y recuperación mejorada hoy en día son rentables.

Se deben realizar esfuerzos significativos para estudiar el yacimiento y así poder emplear la técnica más adecuada, para mejorar la producción de aceite, sin importar cuál sea la razón de la disminución de la producción. Es necesario aportar energía adicional al yacimiento y una manera de hacerlo es mediante métodos de recuperación secundaria o recuperación mejorada; estos proyectos ayudan a incrementar la producción del yacimiento que se encuentra en su etapa de declinación o desde el inicio de su explotación, el cual se elige de acuerdo a criterios técnicos y económicos.

En México existe un gran número de yacimientos que cuentan con un volumen total de aceite remanente de 266,701 millones de barriles, en consecuencia estos son candidatos para implementar un proyecto de recuperación secundaria o mejorada. Por ende, en México se debe reforzar más el progreso de este tipo proyectos.

Para que la evaluación de un proyecto en la Industria Petrolera esté completa se debe de hacer tanto una evaluación técnica como una económica, ya que un proyecto petrolero conlleva un riesgo debido a su gran incertidumbre en las variables que determinan su comportamiento; por lo tanto, es conveniente evaluar además del beneficio económico el riesgo asociado a este, que se refleja en la selección de los proyectos que proporcionan una mayor ganancia a un menor riesgo. Por lo anterior, se concluye que no siempre la mejor opción que resulta de una evaluación técnica es rentable y esto puede crear pérdidas monetarias que a su vez generarían que la empresa se vea afectada, por lo tanto este estudio conjunto toma fuerza e importancia.

Ahora bien, en este trabajo resultaron como proyectos más viables, tanto en el aspecto técnico como económico, proyectos de inyección de agua, recurso que tenemos en abundancia y sólo requeriría tratamiento mínimo para ser usado.

Para el Bloque 1, el inyectar agua a 25,000 barriles por día se obtiene un factor de recuperación de hidrocarburos de alrededor del 28% a cinco años, el cual resulta mayor a diferencia de una inyección de CO₂ o WAG; además el gasto de aceite tiene una mayor estabilidad, es decir, no manifiesta una declinación abrupta. De igual manera, en el rubro económico el mismo gasto de inyección es el más atractivo por generar un mayor valor a un menor riesgo.

Y para el Bloque 2 el proyecto que mayor recuperación de aceite a cinco años deriva es la inyección de agua con un gasto de 7,000 barriles por día con un factor de recuperación del 21%. Sin embargo, al realizar la evaluación de riesgo económico, el gasto que mayor ingreso aporta a un menor riesgo es el de 10,500 barriles por día. Para este punto es importante hacer hincapié en el objetivo del inversionista, ya sea generar mayor ganancia en menor tiempo o mantener una buena producción en un tiempo mayor. Además, se debe considerar que el agua se puede obtener con facilidad, tiene un bajo costo y desde el punto de vista del yacimiento, es un buen agente de desplazamiento.

Con el CO₂-Prophet se pudieron simular las inyecciones de agua, CO₂ y WAG; no obstante, cabe mencionar que no simula la inyección de nitrógeno ni de gas natural, por lo que se recomienda se haga un análisis minucioso para ellos, para tener un análisis técnico-económico más detallado. Además, se recomienda hacer un estudio más detallado de la inyección WAG, ya que se puede inyectar primero agua y después el solvente cuyos resultados dependerán de las características del yacimiento. Así como el uso de algún simulador sofisticado.

El trabajo se enfocó en el análisis del Valor Presente Neto, pero lo ideal sería tener una combinación de todos los indicadores económicos buscando la eficiencia del proyecto.

Por último, el análisis de riesgo económico se basó en árboles de decisión para la toma de decisiones de una cartera de proyectos; siempre se buscan las opciones que den el mayor valor al menor riesgo. Sin embargo, existen otros métodos como la simulación de Monte Carlo que da la posibilidad de calcular el valor y riesgo de un proyecto.

APÉNDICES

Apéndice A.

Escenarios base, optimista y pesimista de los 3 mejores proyectos para los Bloques 1 y 2

Volumen de aceite acumulado del Bloque 1 (Área total) en miles de barriles									
Qiny (Agua)	30000 [bpd]			25000 [bpd]			20000 [bpd]		
Tiempo [años]	Pesimista	Base	Optimista	Pesimista	Base	Optimista	Pesimista	Base	Optimista
0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1	7080.7	7080.7	7080.7	5900.6	5900.6	5900.6	4720.5	4720.5	4720.5
2	14147.5	14161.4	14161.4	11801.1	11801.1	11801.1	9440.9	9440.9	9440.9
3	20088.3	21242.1	21242.1	17308.9	17701.7	17701.7	14147.5	14161.4	14161.4
4	24387.3	28098.8	28322.7	21697.7	23601.5	23602.3	18279.1	18881.8	18881.8
5	27478.9	34023.5	35400.5	24970.1	29145.4	29502.9	21697.7	23601.5	23602.3
6	29643.1	39055.8	42095.8	27478.9	34023.5	35400.5	24387.3	28098.8	28322.7
7	31237.6	43153.6	48116.8	29324.2	38301.3	41031.7	26558.0	32136.1	33043.2
8	32418.8	46572.4	53568.7	30780.0	41855.7	46157.1	28278.2	35809.1	37726.6
9	33338.5	49461.9	58350.5	31859.5	44946.2	50908.4	29643.1	39055.8	42095.8
10	34010.9	51762.0	62498.1	32766.2	47605.6	55271.1	30780.0	41855.7	46157.1
11	34578.5	53724.6	66210.2	33459.6	49880.5	59075.0	31658.9	44380.9	49999.6
12	35027.5	55403.9	69462.1	34010.9	51762.0	62498.1	32418.8	46572.4	53568.7
13	35400.8	56737.6	72407.6	34492.0	53420.3	65641.3	33071.4	48575.7	56858.3
14	35734.6	57914.8	74911.2	34884.5	54883.0	68402.8	33575.0	50285.4	59784.9
15	36041.4	58979.2	77072.8	35222.7	56097.5	70987.2	34010.9	51762.0	62498.1
16	36288.6	59856.7	79048.3	35514.6	57147.9	73277.0	34401.6	53106.4	65032.8
17	36479.8	60570.0	80832.9	35787.6	58099.5	75284.2	34736.2	54318.0	67322.8
18	36647.4	61219.5	82400.8	36041.4	58979.2	77072.8	35027.5	55403.9	69462.1
19	36797.4	61812.0	83728.8	36252.4	59724.4	78734.4	35283.1	56314.0	71474.0
20	36919.8	62338.9	84958.8	36420.3	60343.3	80253.2	35514.6	57147.9	73277.0
21	37032.4	62792.0	86087.0	36565.6	60899.6	81658.4	35734.6	57914.8	74911.2
22	37140.5	63212.0	87156.4	36700.3	61425.8	82860.5	35943.1	58639.6	76372.6
23	37236.8	63580.9	88093.0	36819.2	61904.6	83939.2	36133.1	59292.7	77757.7
24	37313.6	63926.2	88902.7	36919.8	62338.9	84958.8	36288.6	59856.7	79048.3
25	37381.6	64257.9	89608.5	37014.1	62718.9	85902.5	36420.3	60343.3	80253.2
26	37446.6	64574.5	90269.8	37104.7	63077.2	86808.4	36537.6	60790.6	81388.4

Volumen de aceite acumulado del Bloque 2 (Área total) en miles de barriles									
Qiny (Agua)	17500 [bpd]			10500 [bpd]			7000 [bpd]		
Tiempo [años]	Pesimista	Base	Optimista	Pesimista	Base	Optimista	Pesimista	Base	Optimista
0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1	4530.1	5009.2	5016.5	2994.9	3009.9	3009.9	2006.6	2006.6	2006.6
2	6882.2	8767.7	9704.3	5140.3	5916.8	6019.8	3835.0	4013.2	4013.2
3	8322.3	11235.8	13131.8	6506.6	8123.8	8877.7	5140.3	5916.8	6019.8
4	9275.6	13102.4	15697.8	7538.3	9864.3	11208.9	6102.7	7454.7	7986.3
5	9960.3	14546.0	17744.7	8322.3	11235.8	13131.8	6882.2	8767.7	9704.3
6	10464.7	15693.0	19470.0	8927.0	12423.3	14743.4	7538.3	9864.3	11208.9
7	10858.2	16642.1	20942.5	9428.6	13421.7	16133.5	8077.9	10804.8	12505.3
8	11162.4	17455.1	22192.8	9842.9	14288.0	17351.0	8540.9	11653.3	13707.4
9	11414.6	18138.7	23233.4	10174.6	15036.3	18467.1	8927.0	12423.3	14743.4
10	11608.8	18714.5	24172.4	10464.7	15693.0	19470.0	9275.6	13102.4	15697.8
11	11773.1	19241.6	24994.5	10706.2	16274.0	20399.2	9573.9	13733.7	16548.6
12	11904.5	19709.6	25718.5	10927.7	16818.2	21202.4	9842.9	14288.0	17351.0
13	12017.7	20122.0	26368.5	11106.8	17304.9	21953.2	10068.6	14795.4	18116.2
14	12127.4	20498.9	26920.7	11268.2	17742.4	22639.4	10277.5	15267.8	18808.9
15	12226.7	20827.6	27439.9	11414.6	18138.7	23233.4	10464.7	15693.0	19470.0
16	12312.7	21131.7	27906.0	11537.9	18494.0	23805.3	10628.5	16084.1	20102.0
17	12394.4	21407.9	28316.7	11642.3	18822.0	24347.8	10783.1	16460.5	20676.8
18	12467.7	21673.3	28704.1	11741.2	19139.5	24841.2	10927.7	16818.2	21202.4
19	12529.6	21909.0	29073.4	11832.3	19437.6	25289.8	11050.1	17149.9	21707.7
20	12583.7	22113.3	29388.8	11904.5	19709.6	25718.5	11162.4	17455.1	22192.8
21	12634.6	22307.0	29674.3	11972.7	19960.5	26122.2	11268.2	17742.4	22639.4
22	12680.6	22491.0	29944.7	12040.0	20201.3	26485.3	11367.6	18011.4	23039.5
23	12720.0	22667.5	30200.3	12106.0	20428.4	26813.8	11459.1	18261.3	23425.7
24	12754.5	22829.6	30438.9	12168.1	20633.7	27132.3	11537.9	18494.0	23805.3
25	12787.0	22980.3	30654.0	12226.7	20827.6	27439.9	11608.8	18714.5	24172.4
26	12819.1	23125.7	30840.0	12279.1	21014.7	27726.5	11675.4	18929.0	24516.7

BIBLIOGRAFÍA

1. Apuntes de la materia Evaluación de Proyectos de Ciencias de la Tierra. UNAM-Facultad de Ingeniería. México, 2010.
2. Baca Currea, Guillermo.- Evaluación financiera de proyectos.- Editorial Fondo Editorial Panamericano.- Colombia, 2004.- Págs. 75-135.
3. Carcoana, Aurel. "Applied Enhanced Oil Recovery". Prentice Hall. E.U., 1992.
4. Chopra, A. K. (et-al). "Predictions of performance of miscible gas pilots". Artículo SPE 18078. 1998.
5. Christensen, J.R. (et-al). "Review of WAG field experience". Artículo 39883. Marzo, 1998.
6. Coss Bu, Raúl. -Análisis y evaluación de proyectos de inversión.- Editorial Limusa.- México, 2001.- Págs. 61, 62, 73-75, 253-261.
7. Craig, Forrest F. "The reservoir engineering aspects of waterflooding". Monograph Vol 3, Henry L. Doherty Series. Segunda edición. E.U., 1971.
8. De la Torre, Joaquín (et-al).-Evaluación de proyectos de inversión.- Editorial Pearson.- México, 2002.- Págs. 140, 141.
9. Dobitz, J. K. (et-al). "A stream tube model for the PC". Artículo SPE/DOE 27750. Abril, 1994.
10. Doscher, T.M. (et-al). "Carbon dioxide for the recovery of crude oil". Artículo SPE 7954. Abril 1979.
11. Glinz Férez, Irma del Carmen. "Planeación y administración de proyectos de Ciencias de la Tierra". UNAM-Facultad de Ingeniería. México, 2007.
12. Holm, L.W. (et-al). "Mechanisms of oil displacement by carbon dioxide". Artículo SPE 4736. Diciembre de 1974.
13. Latil, Marcel (et-al). "Enhanced Oil Recovery". Guif Publishing Company. Francia, 1980.
14. Manrique, E. (et-al). "Water-alternating-gas flooding in Venezuela: selection of candidates based on screening criteria of international field experiences". Artículo SPE 50645. Octubre 1998.
15. Mata Argandoña, José Julián. "Procesos de recuperación mejorada viables a aplicar mediante un criterio de selección jerarquizado". Tesis UNAM 2010.
16. Paris de Ferrer, Magdalena. "Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos". Segunda edición. Venezuela.

17. Sánchez, Néstor L. "Management of water alternating gas (WAG) injection projects". Artículo 53714. Abril, 1999.
18. Stevenson, William J.- Estadística para la administración y economía (conceptos y aplicaciones).- Editorial Harla.- México, 1981.- Págs. 23-36, 214-216.
19. Swanson, R. I. "Swanson's 30 40 30 rule". The American Association of Petroleum Geologists (AAPG). Volumen 84 Número 12, Diciembre, 2000.
20. Texaco Exploration and Production Technology Department y DOE. "Manual CO₂-Prophet, water and CO₂ flood prediction software". Copyright Texaco, Inc. All rights reserved. 1992-1994.
21. Todd, M. R. y Longstaff, W.J. "The development testing and application of a numerical simulator for predicting miscible flood performance". Artículo SPE 3484. Julio, 1972.
22. Van Pollen, H.K. and Associates, "Enhanced oil recovery". PennWell Publishing Company. E.U., 1980.
23. www.pymesfuturo.com.