



Universidad Nacional
Autónoma de México

Facultad de Ingeniería

“MODELO DE EVALUACIÓN
ECONÓMICA PARA MÉTODOS DE
RECUPERACIÓN MEJORADA
APLICADO CON XCELSIUS”

T E S I S
PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A:
CARLOS JESÚS COUTIÑO GRANADOS

Director de Tesis:

Ing. Gaspar Franco Hernández



Ciudad Universitaria, México, D.F.

2015

AGRADECIMIENTOS

El presente trabajo de tesis primeramente me gustaría agradecerle a Dios por bendecirme para llegar hasta donde he llegado, porque hiciste realidad este sueño tan anhelado y protegerme durante todo mi camino y darme fuerzas para superar obstáculos y dificultades a lo largo de mi vida.

A mi asesor y ejemplo a seguir Ing. Gaspar Franco me gustaría agradecerle sinceramente su esfuerzo y dedicación, sus conocimientos, orientaciones, su manera de trabajar, su persistencia, paciencia y motivación han sido fundamentales para mi formación. Él ha inculcado en mí un sentido de seriedad, responsabilidad y rigor académico sin los cuales no podría tener una formación completa. Se ha ganado mi lealtad y admiración, así como sentirme en deuda con él por todo lo recibido durante este período de tiempo que duro la tesis.

A mis padres y hermanas por toda la ayuda, cariño, apoyo, educación que he recibido desde el primer día que llegue a este mundo, que pese a las dificultades y con mucho esfuerzo me dieron el mejor regalo y me permitieron tener la oportunidad de estudiar una carrera. Me siento inmensamente orgulloso de la formación, enseñanzas, valores y todas y cada una de las características que gracias a ellos son parte de mí, me definen y me permiten desarrollarme como el ser humano que hoy conocen. Gracias a Dios por permitirme tener la mejor familia del mundo, este trabajo es gracias a ustedes y para ustedes.

A mis sinodales, Ing. Alberto Arias, M.C. Ulises Neri, Ing. Jose J. Sánchez e Ing. Gustavo Prado, gracias por sus recomendaciones y por el tiempo que dedicaron a leer este trabajo.

Finalmente a la UNAM, mi alma mater, por permitirme estudiar en la Facultad de Ingeniería, por brindarme todos los recursos necesarios para realizar mi carrera profesional y es un honor ser universitario Puma!!!

Contenido

Introducción	1
OBJETIVO	5
CAPÍTULO 1. Métodos de recuperación mejorada (EOR)	6
DEFINICIÓN	6
CLASIFICACIÓN DE LOS MÉTODOS DE EOR	7
Métodos Térmicos	9
Inyección de agua caliente	10
Inyección continua de vapor	15
Inyección cíclica de vapor “Huff and Puff”	17
Inyección de vapor asistida por gravedad (Steam-Assisted Gravity Drainage, SAGD)...	19
Combustión in-situ.....	25
Métodos no Térmicos	33
Métodos químicos	33
Inyección de polímeros	34
Inyección de surfactantes	36
Inyección de POLÍMEROS micelares	38
Inyección de alcalinos	39
Inyección de espuma	41
Inyección alcalino-surfactante-POLÍMERO (ASP)	42
Inyección de gases miscibles	42
CAPÍTULO 2. Métodos de Evaluación Económica	49
Definición	49
Variables que intervienen en la evaluación económica	49
Pronósticos de producción.....	49
Precios	50
Costos	51
Inversiones	51
Tiempo.....	52
Tipos de Evaluación económica	52
Evaluación determinística.....	52
Indicadores económicos	53
Valor presente neto VPN.....	53
Tasa interna de retorno	54
Relación Beneficio/Costo.....	55
Índice de Utilidad de la Inversión.....	57
Período de recuperación de la inversión.....	58
Límite económico.....	58
Evaluación probabilística y Análisis de Riesgo.....	60
Conceptos de probabilidad	60
Media aritmética	60
Desviación estándar	61
Coeficiente de Curtosis.....	62
Distribución de probabilidad	63
Distribución Normal:	64
Distribución Lognormal:.....	64
Distribución Uniforme:	65
Distribución Triangular:.....	66
Teorema del límite central	67

Análisis de sensibilidad	67
Diagrama de tornado	68
Diagrama de araña	69
Árbol de decisiones	70
Regla de Swanson	72
Simulación de Monte Carlo	73
CAPÍTULO 3. Propuesta de modelo.	74
Datos métodos de EOR	75
Selección del campo	77
Selección del proceso.....	77
Métodos de EOR aplicados.	77
Equipo utilizado para los métodos	80
Aplicación de la Metodología.....	85
Inversiones y Costos	86
Precios	87
Factor de Recuperación	87
CAPÍTULO 4. Desarrollo del Modelo	89
Consideraciones.	89
Análisis económico de las alternativas con la herramienta.	90
Caso 1 para inyección de vapor (1-Vapor).....	93
Caso 1 para inyección de Surfactantes (1-Surfactantes)	94
Caso 2 para inyección de vapor (2-Vapor).....	96
Caso 2 para inyección de Surfactantes (2-Surfactantes)	98
Caso 3 para inyección de vapor (3-Vapor).....	100
Caso 3 para inyección de Surfactantes (3-Surfactantes)	102
Análisis de Resultados	104
Conclusiones y Recomendaciones	108
Bibliografía	110

Introducción

En México existe un gran potencial petrolero por desarrollar y para explotarlo es necesario descubrir nuevos yacimientos. Sin embargo, no se debe olvidar que una gran parte de los hidrocarburos que se producen, tanto en el país como a nivel mundial, provienen de campos maduros, los cuales afrontan una declinación inminente en su producción de crudo. Lo anterior, aunado a las cada vez menores reservas disponibles, hace indispensable contar y desarrollar métodos, que si bien son sofisticados, logran una eficiente recuperación de hidrocarburos.

Debido a razones históricas operacionales, la clasificación por excelencia en lo que respecta a la explotación de un yacimiento está dividida en tres etapas:

- **Primaria:** uso de la energía natural del yacimiento e implementación de sistemas artificiales de producción para desplazar los hidrocarburos y así posibilitar su fácil extracción.
- **Secundaria:** inyección de fluidos al yacimiento de manera inmisible como agua o gas, que permite el mantenimiento de presión o desplazamiento de fluidos hidrocarburos.
- **Terciaria o mejorada:** toda aquella técnica utilizada después de la recuperación secundaria.

Una vez que las dos primeras etapas de recuperación ya fueron implementadas, los yacimientos todavía contienen, en promedio, entre 60 y 80 por ciento del volumen original de aceite, por lo que los métodos de recuperación mejorada o EOR (*Enhanced Oil Recovery*, por sus siglas en inglés) han demostrado ser una herramienta eficaz para la extracción de la mayor parte del aceite remanente.

La rentabilidad económica es el principal motor para implementar un método de EOR. Como consecuencia, su aplicación depende de los precios del aceite, tiempos de ejecución precisos y de las ganancias obtenidas. Vale la pena resaltar que a pesar del costo elevado que trae consigo su implementación y la sofisticada tecnología necesaria

para su aplicación, el uso de métodos de EOR se ha incrementado, a nivel mundial, en función de una declinación de las reservas de hidrocarburos.

Prince (1980), resalta la importancia de un análisis económico que posibilite un desarrollo integral de proyectos petroleros y que además, asegure un financiamiento a lo largo de toda su vida, mismo que cubriría, además de los gastos de capital y de la adquisición de materiales, los gastos de operación hasta que éstos sean solventados por los ingresos provenientes de la producción incremental.

Farouq Ali (2012) mostró en su webinar que actualmente, la producción mundial de crudo es de alrededor de 90,000,000 B/D, de los cuales cerca de 3,000,000 B/D son por métodos de recuperación mejorada. El hecho de que sólo una pequeña porción de la producción de petróleo a nivel internacional sea obtenida a partir de este tipo de métodos, se debe a que éstos necesitan tiempos prolongados de preparación, grandes inversiones monetarias en función de un incremento de mano de obra requerida y de una investigación detallada del yacimiento. A partir de lo anterior, resulta obvio que la inversión y búsqueda de nuevos recursos petroleros en nuestro país y en el mundo es crucial para mantener vigente el negocio de los hidrocarburos y satisfacer la creciente demanda a nivel mundial.

En Estados Unidos, sólo durante 2012, se implementaron 200 proyectos de EOR: 68 por ciento eran de inyección de gases y aproximadamente el 32 por ciento, térmicos. Por su parte, la aportación de los procesos químicos fue poco considerable Farouq Ali (2012).

México afronta un escenario muy distinto en el que un desarrollo preponderante que potencie la implementación de métodos de recuperación mejorada no existe. Bajo este contexto, la CNH (Comisión Nacional de Hidrocarburos) realizó un estudio que muestra que el gran potencial petrolero del país puede ser explotado mediante el uso de métodos de IOR-EOR; tan sólo el volumen remante de aceite en yacimientos descubiertos sobrepasa los 210 mil millones de barriles CNH (2012), mismos que podrían aprovecharse si este tipo de métodos se implementan.

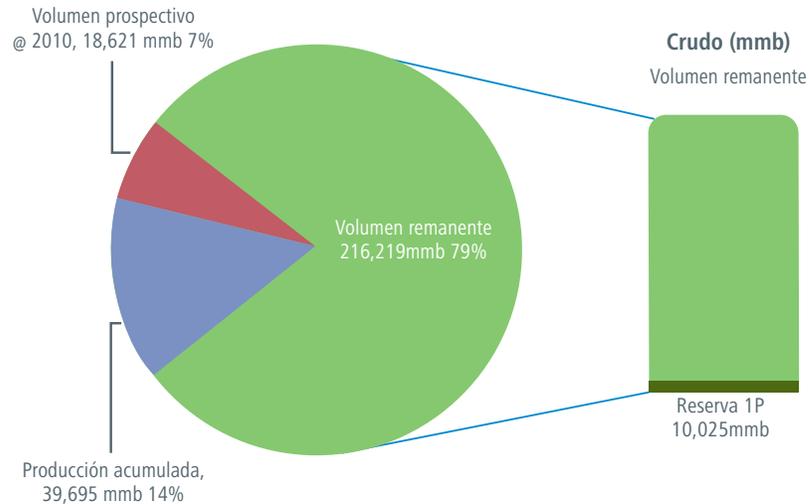


Figura 1 Volumen remanente de crudo en México. Tomada de: CNH, “El futuro de la producción de aceite en México: Recuperación avanzada y mejorada IOR-EOR”

Es indispensable un buen análisis económico que acompañe la implementación de métodos de EOR en campos mexicanos y que a su vez, fortalezca el propósito intrínseco de la aplicación de dichas técnicas: obtener una mayor rentabilidad económica, misma que se obtiene como resultado de la prolongación de la vida de un campo petrolero.

El presente trabajo propone una herramienta basada en un modelo de evaluación económica que en primera instancia, describirá el panorama al que se enfrenta cada método de recuperación mejorada de crudo; analizará y presentará dos métodos y así poder visualizar de una manera más versátil, para obtener los mejores beneficios económicos y de producción de crudo posibles, en la diversidad de yacimientos existentes en el país.

Con base a la literatura, reportes de empresas y de bases de datos internacionales se evaluó el estatus de las tecnologías EOR conforme a la litología de los yacimientos (Areniscas o carbonatos) y si estos se encuentran en tierra o costa afuera (Manrique y Romero, 2010). Estas dos variables resultan ser determinantes en la aplicabilidad y/o viabilidad técnico-económica de proyectos de esta naturaleza.

En resumen los resultados señalan lo siguiente:

- En yacimientos de areniscas dominan los procesos térmicos y químicos; en carbonatos o dolomíticas dominan los procesos de inyección de gases, especialmente la inyección de CO₂ (continua o en esquemas de inyección alternada con agua o WAG).
- Los métodos térmicos siguen siendo los procesos establecidos para yacimientos de crudos pesados y extra-pesados.
- Resalta la tendencia incremental del número de proyectos de inyección de aire a alta presión en yacimientos carbonatados de crudos ligeros en los Estados Unidos.
- La inyección de gases (continua o WAG) continúa siendo el método preferido para desarrollar yacimientos de crudos livianos y yacimientos de gas y condensados en campos costa afuera o sin acceso a mercados de gas (Alaska).
- La inyección de CO₂ como método de EOR se justifica sólo si existen fuentes cercanas de este gas y pueda generarse a costos razonables debido a que los altos costos de captura, separación y transporte de CO₂, unidos a la falta de regulaciones claras y específicas de cada país, estado o región, hacen difícil justificar técnica y económicamente este tipo de proyectos.
- Los métodos químicos aún no contribuyen de manera importante a la producción de crudo a nivel mundial. Sin embargo, existe un crecimiento importante en el número de evaluaciones y pruebas piloto que sugieren que estos métodos están mostrando una tendencia creciente en los últimos años.

OBJETIVO

Con la utilización de la herramienta que se desarrollará en este trabajo, basado en un modelo de evaluación económica, se determinará y analizará el nivel de viabilidad que resulta de la implementación de los métodos de recuperación mejorada –EOR–.

Por lo que se analizan dos métodos, de los cuales en uno se cuenta con un mayor desarrollo de pruebas y aplicación en la industria, como lo es la inyección de vapor y que si bien recientemente se demuestra un incremento de experiencias en evaluaciones de pruebas piloto y expansiones de casi todos los proyectos de recuperación mejorada, estas no necesariamente han sido publicadas en la literatura por cuestiones estratégicas.

Como segundo método se analiza la inyección de surfactantes y de esta manera poder observar el comportamiento de los indicadores económicos de cada uno de estos métodos dependiendo del impacto que tienen estas distintas variables económicas en el desarrollo del mismo, así como la etapa en la vida del yacimiento en que este sistema podría ser implementado.

CAPÍTULO 1. Métodos de recuperación mejorada (EOR)

DEFINICIÓN

La recuperación mejorada de petróleo (EOR) se refiere a todos los procesos utilizados para recuperar más hidrocarburos de un yacimiento del que se lograría por métodos primarios o secundarios, a partir de la inyección de fluidos que normalmente no se encuentran en el yacimiento

En este caso los fluidos y los procesos de inyección complementan la energía natural del yacimiento, de manera que el aceite se desplace hacia un pozo productor. CNH (2012) manifiesta que los hidrocarburos en que se implementan técnicas de EOR tienen un amplio rango de características físico-químicas: desde crudos volátiles con altas gravedades API y baja viscosidad hasta crudos con gravedades API muy bajas y de viscosidad muy alta.

Después de la producción primaria y secundaria, cierta cantidad de aceite denominada aceite remanente, queda en el yacimiento y permanece irrecuperable. En teoría, en una roca mojada por agua todo el aceite puede ser desplazado por la fase mojante (agua) si el gradiente de presión es suficientemente alto. En la práctica, el aceite desplazado dependerá de la cantidad de agua que se haya inyectado, de la velocidad y también de la razón de movilidad.

El precio del aceite y las utilidades, son factores indispensables en la evaluación de éste tipo de métodos, debido a que la tecnología, por lo tanto su complejidad, implican un costo elevado y aunado a esto el incremento en la demanda de crudo, así como la declinación de los yacimientos existentes han incrementado la utilización de este tipo de métodos

El EOR tiene como principales propósitos:

1. Mejorar la eficiencia de barrido: reducir la relación de movilidad entre los fluidos inyectados y los desplazados.
2. Eliminar o reducir las fuerzas capilares
3. Mejora la eficiencia de desplazamiento.

El objetivo principal del ciclo completo de un plan de desarrollo es maximizar el valor de los activos. Aunque sólo una fracción modesta de la producción mundial de aceite (de 3 a 5 %) se puede atribuir a EOR, una serie de campos petroleros en el mundo confían en ella como el principal mecanismo de recuperación.

CLASIFICACIÓN DE LOS MÉTODOS DE EOR

Como ya se mencionó anteriormente, históricamente se dividió en 3 etapas la explotación de un yacimiento, pero para fines de este documento, la parte a desarrollar es la parte de la recuperación terciaria o también llamada recuperación mejorada, como se muestra en la Ilustración 1.



Ilustración 1. Clasificación de las etapas de explotación de un yacimiento. Adaptada de *Integrated petroleum reservoir*, Setter & Thakur

La recuperación mejorada puede ser clasificada en dos grupos de métodos:

- Métodos térmicos: los más comunes son la inyección de vapor, agua caliente y la combustión in-situ. Esto incluye la estimulación de vapor, o "huff and puff" de su nombre en inglés, las inyecciones de vapor, drenaje de gravedad asistido por vapor (SAGD, de sus siglas en inglés), y la combustión "in situ" o, en términos

contemporáneos, de inyección de aire. Otras tecnologías comerciales actuales incluyen calefacción electromagnética de calentamiento por resistencia a bajas frecuencias para calentamiento por inducción y dieléctricos a frecuencias más altas, incluida la radiación de microondas.

- Métodos no-térmicos que a su vez se dividen en:
 - a) Inyección de gases: los más utilizados a nivel mundial son la inyección de CO_2 y N_2 y los gases de combustión. Estos métodos se asocian con frecuencia una forma de inyección de gas que usan gases como son gases hidrocarburo (enriquecido o no), dióxido de carbono y nitrógeno. Sin embargo, el disolvente, aunque no necesariamente económico, puede ser una fase líquida. Fases supercríticas, como el dióxido de carbono a alta presión, son buenos solventes.
 - b) Inyección químicos: polímeros, surfactantes e hidrocarburos solventes. Esta familia de métodos generalmente se refiere a la inyección de componentes activos interfaciales tales como tensoactivos y bases (o soluciones cáusticas), polímeros y mezclas químicas.
 - c) Otros: inyección microbiana

Algunos métodos de EOR que han sido ampliamente tratados en el campo incluyen bacterianos que podrían caer en cualquiera de las categorías anteriores, pero algunos de los mecanismos implicados no se entienden completamente.

MÉTODOS TÉRMICOS

Estos procesos son útiles para los crudos pesados (5-20 ° API) y viscosos (200-2000 cp), ya que la función principal de estos es disminuir la viscosidad del aceite, debido a que el mecanismo de producción consiste en la transferencia de energía térmica hacia el yacimiento, provocando que la temperatura se eleve drásticamente vaporizando algo de líquido incrementando su movilidad CNH (2012). De modo que en general estos métodos consisten en la inyección de vapor o agua caliente y la inyección de aire,

aplicados bajo diferentes esquemas. En los aceites ligeros, la aplicación del calor lleva a vaporizar una fracción del aceite ligero, que puede actuar como frente de solventes.

A continuación se describen los distintos métodos de recuperación térmica:

INYECCIÓN DE AGUA CALIENTE

Este método consiste en desplazar el aceite de manera inmisible, al inyectar agua caliente y agua fría. La zona contigua al pozo inyector se calienta y al mismo tiempo parte de ese calor se disipa, hacia las formaciones adyacentes. El agua introducida pierde calor rápidamente y alcanza la temperatura del yacimiento, por lo que en el borde de este frente se desplaza. Este proceso permite disminuir la viscosidad del crudo y mejorar su movilidad, reducir el aceite residual y expandir el fluido por temperatura.

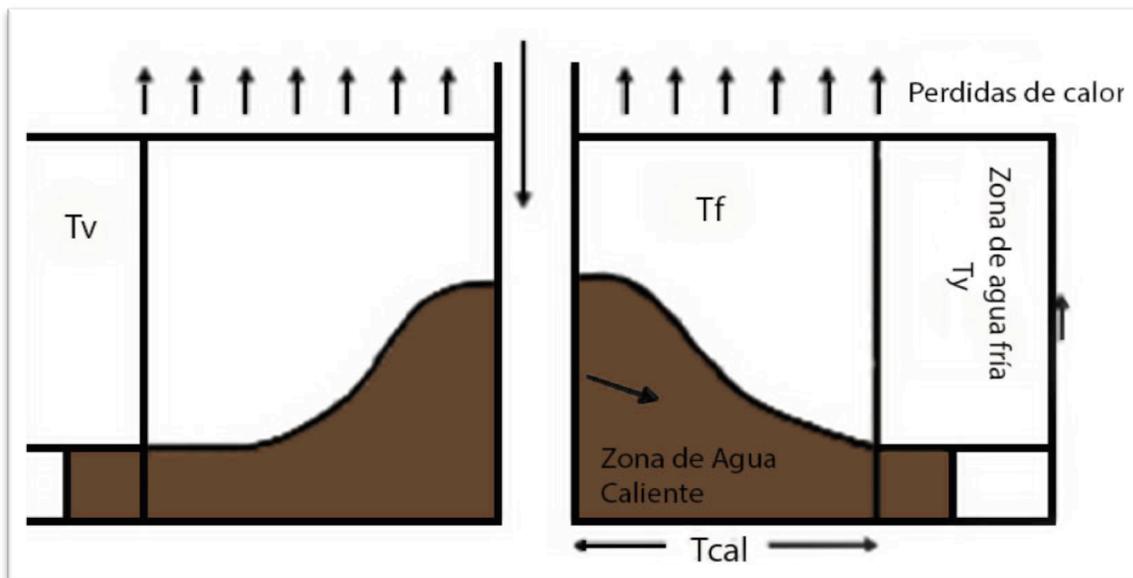


Ilustración 2. Inyección de Agua caliente, adaptada de: "Inyección de Agua y Gas en yacimientos petrolíferos, Paris de Ferrer Magdalena".

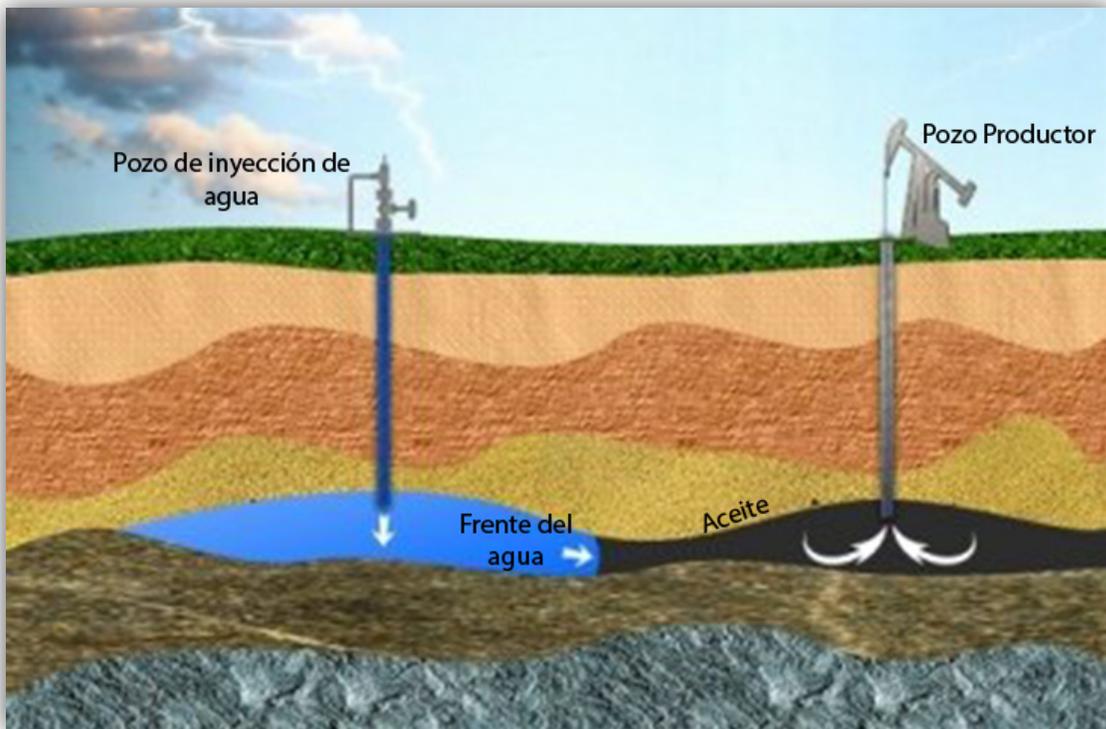


Ilustración 3. Inyección de Agua caliente, adaptada de S/A, 2010.
http://www.bolsalibre.es/articulos/view/petroleo_extraccion

EQUIPO UTILIZADO EN EL MÉTODO DE INYECCIÓN DE AGUA CALIENTE

Este método es poco aplicado, ya que los métodos térmicos como la inyección de vapor resultan ser más atractivos para su aplicación, debido a esto se cuenta con poca información sobre el equipo e instalaciones para la aplicación del método.

Una de las principales instalaciones es el sistema de tratamiento de agua para la inyección, cuyo objetivo principal es eliminar impurezas, materia orgánica o algún componente que pueda causar algún daño a la formación, equipo de inyección o al aparejo de inyección.

Uno de los arreglos sugeridos para el tratamiento de agua de ilustra enseguida:

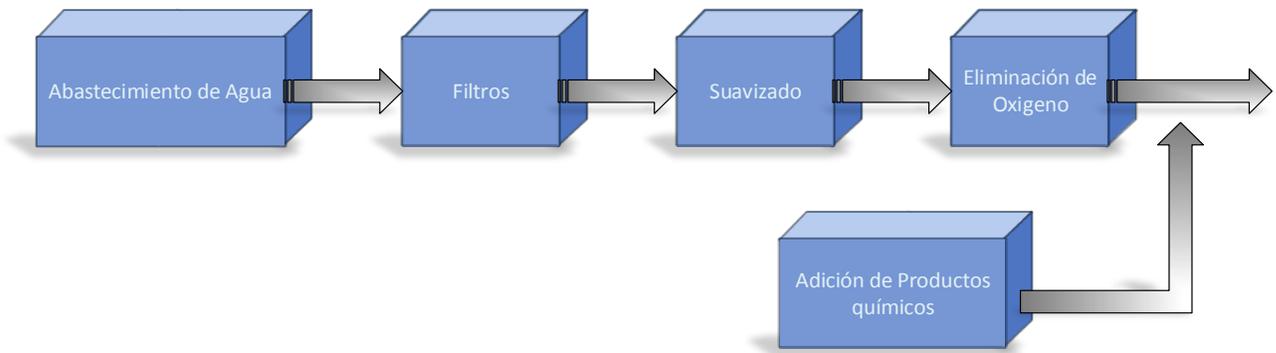


Ilustración 4 .Tratamiento de agua sugerido. Adaptada de “Enhanced Oil Recovery II Processes and Operations, Donaldson, Chilingarian and Yen”, 1989.

Paris de Ferrer (2001) indica que los tratamientos mostrados en la Tabla 1 se deben realizar para la inyección de agua en el yacimiento, con la finalidad de prolongar la vida útil de la infraestructura de inyección y de producción, para evitar la precipitación de sólidos tanto en las instalaciones como en el yacimiento.

Tratamientos al agua de inyección	
Objetivo	Tratamiento
Remover Sólidos	Filtración
Prevenir la corrosión y deposición de sales metálicas	Tratamientos químicos
Reducir el contenido de crudos y limpiar la cara de la arena	Inyecte un tapón de detergente
Eliminar los gases corrosivos	Aireación
Reducir las bacterias	Tratamiento químico del agua con cloro, aminas, fenoles o compuestos amoniacales

Tabla 1. Adaptada de, *Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos*, Paris de Ferrer Magdalena.

La siguiente Ilustración muestra un arreglo experimental para realizar pruebas de inyección de agua caliente en laboratorio.

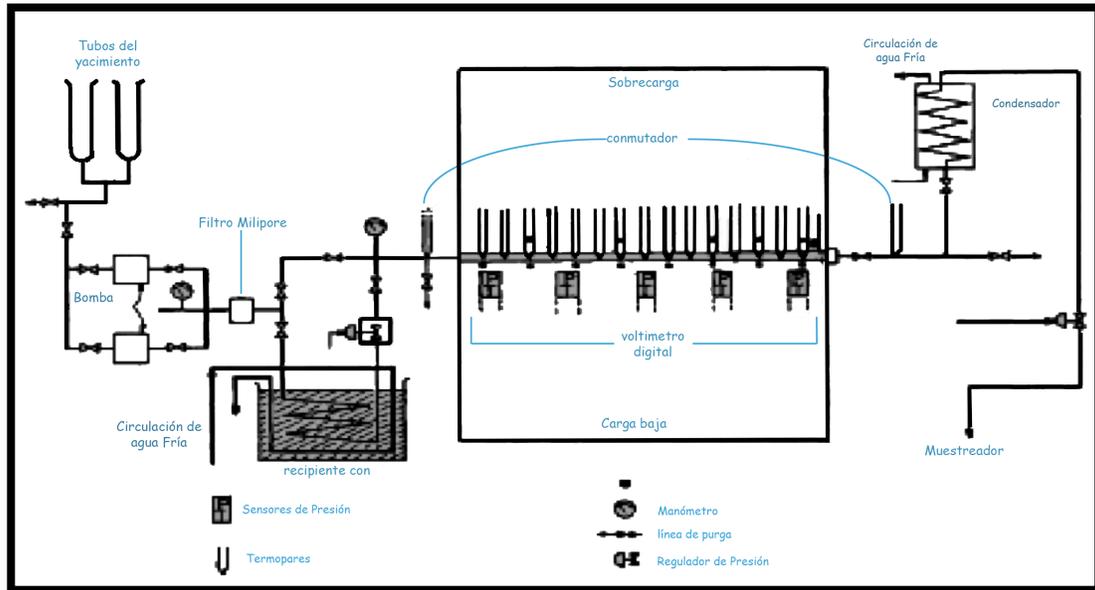


Ilustración 5. Tratamiento de Agua y Gas de inyección experimental. Adaptada de “Enhanced Oil Recovery II Processes and Operations, Donaldson, Chilingarian and Yen”, 1989.

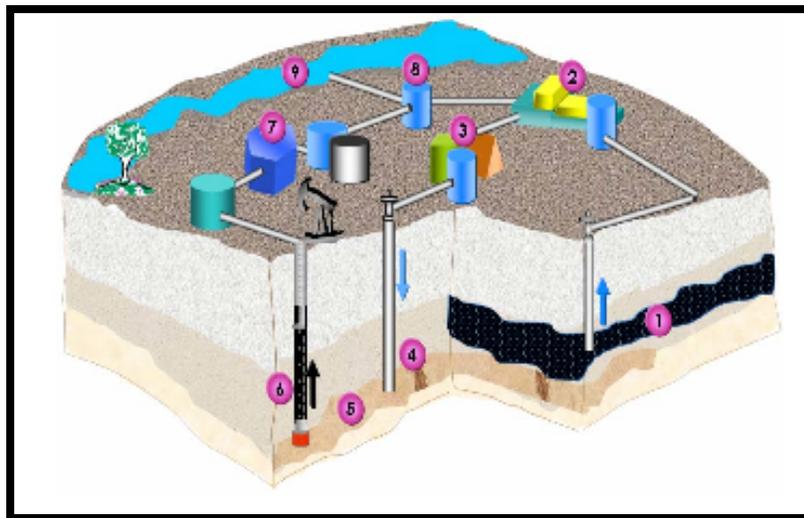


Ilustración 6. Inyección de Agua caliente. Tomada de “Sistemas encaminados al recobro mejorado, Barbosa, Cruz, Herrera, Escarria, Gómez, 2012.

1. Fuente de agua.
2. Tratamiento realizado al agua para su inyección.
3. Facilidades de inyección del agua.
4. Pozos inyectoros.
5. Formación.
6. Pozos productores.
7. Separación de fluidos en superficie.
8. Selección y tratamiento del agua de reinyección.
9. Agua de descarga.

Dependiendo del tipo de yacimiento y de su evaluación económica, se determina la geometría y la terminación a utilizar en los pozos en que se aplica la estimulación térmica.

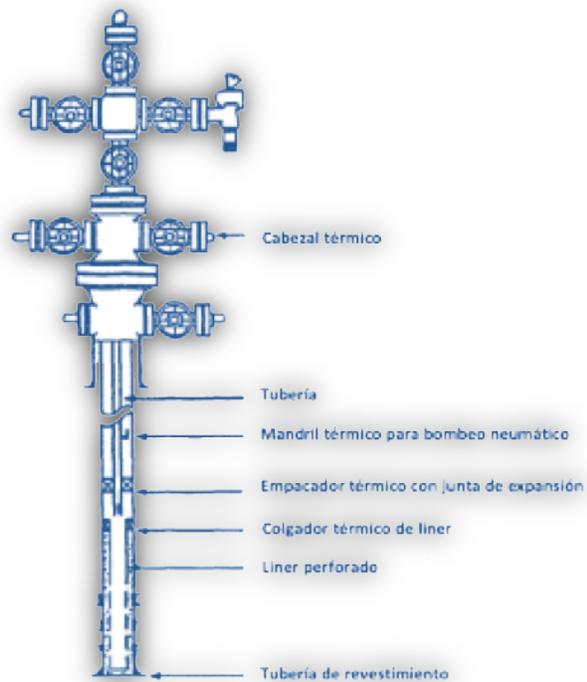


Ilustración 7. Aparejo para un pozo con tratamiento térmico. Adaptada de: “Teknica Petroleum Service, Enhanced Oil recovery”, Calgary Alberta, June 2001.

Existen variaciones del método de inyección de agua caliente, como por ejemplo: la combinación con la inyección de vapor, el cual consiste en inyectar en dos intervalos diferentes con fluidos calientes. En el intervalo más profundo se inyecta agua caliente y en el intervalo superior se inyecta vapor con una calidad mayor a 55%.

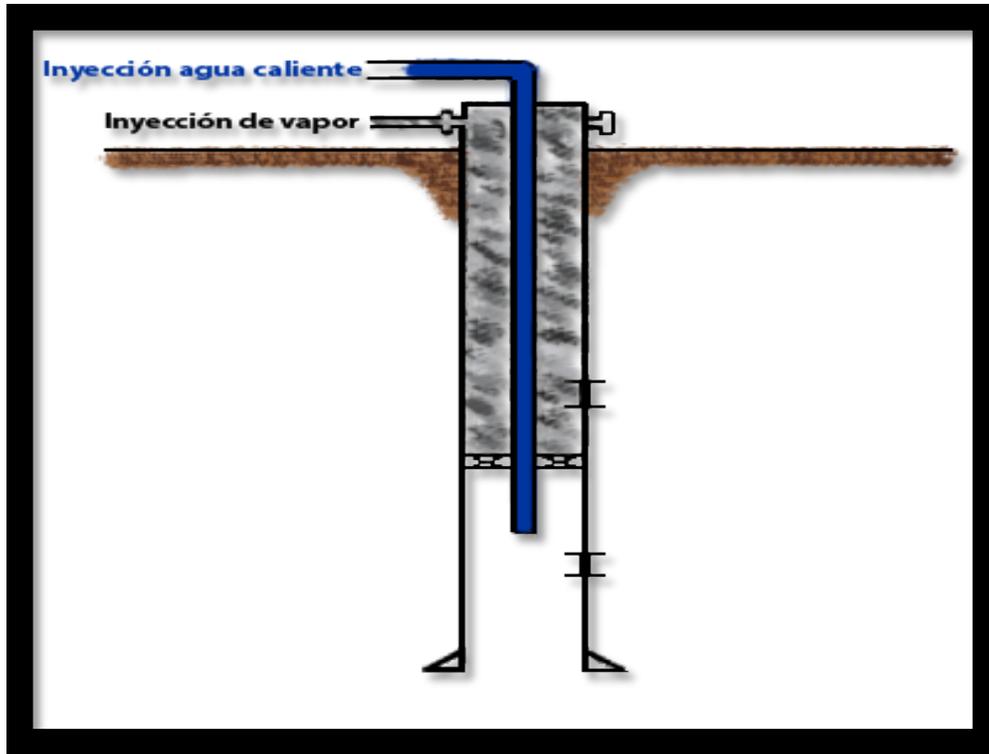


Ilustración 8. Diagrama de pozo inyector de agua caliente y vapor.

INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR

Históricamente, este método ha dado muy buenos resultados para aumentar la recuperación de aceite en yacimientos con hidrocarburos pesados, incluso en campos con una baja movilidad como los campos canadienses de bitúmenes.

Este método se lleva a cabo mediante la inyección continua de vapor. Este es producido en la superficie o en el fondo del pozo y mediante un pozo inyector, el vapor desplaza al aceite a través del medio poroso hasta un pozo productor. A condiciones del yacimiento el vapor tiende a comportarse como un fluido viscoso.

Cuando el vapor es inyectado en el pozo, se forma una zona de vapor, el condensado caliente deja la zona de vapor y forma una zona de agua caliente frente a la zona de vapor, finalmente el condensado y el aceite llega al pozo productor a temperatura de yacimiento. Resumiendo, se generan 4 zonas entre el pozo inyector y

el pozo productor: zona de aceite y agua a temperatura cercana a la del yacimiento, zona de aceite calentado, zona de agua caliente y zona de vapor y agua condensada, como se muestra en la ilustración 9. Resultando factores de recuperación por este método del 50-60% y algunas veces hasta el 75%, Donaldson (1989).

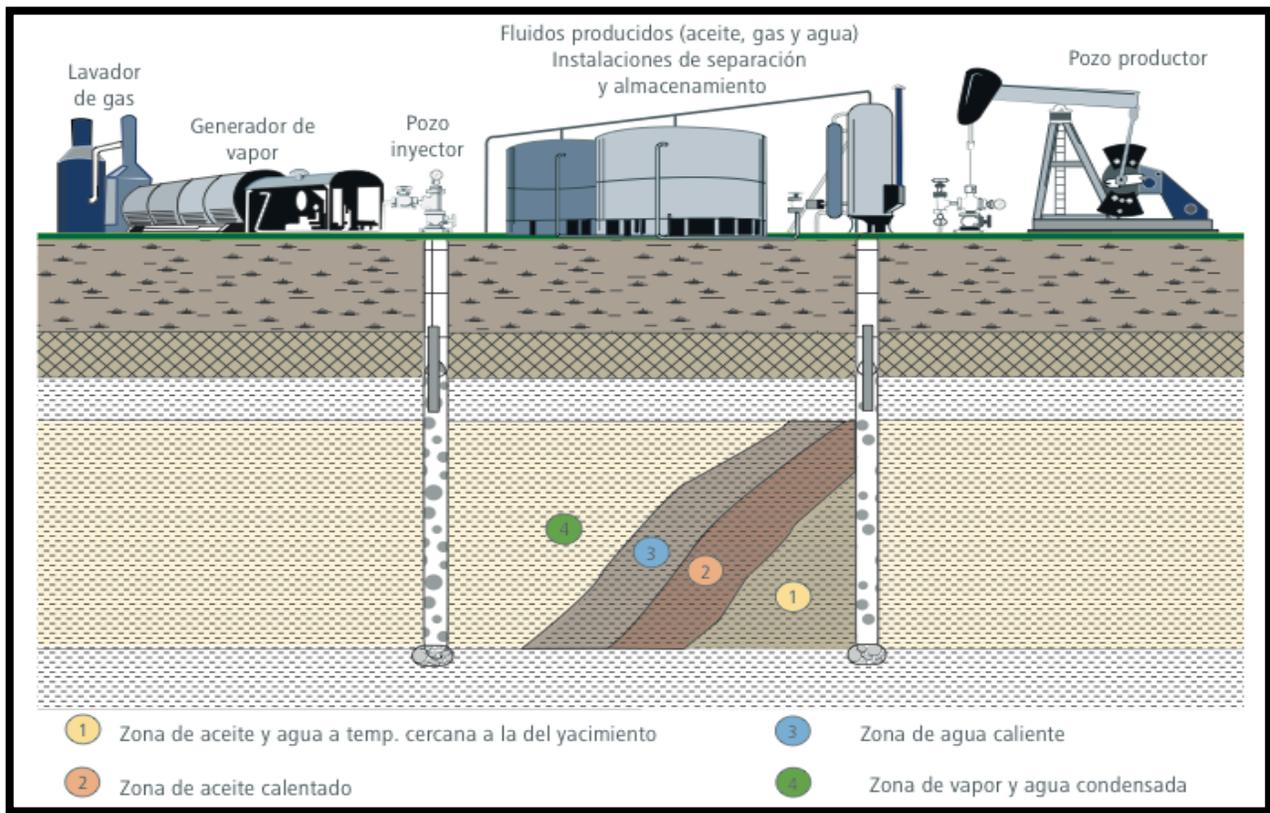


Ilustración 9 . Diagrama de Inyección Continua de Vapor. Tomada de: CNH, “El futuro de la producción de aceite en México: Recuperación avanzada y mejorada IOR-EOR, 2012”

Se recomienda que la inyección de vapor se haga de forma continua, tanto para darle continuidad al calentamiento y con ello mejorar las propiedades del crudo, así como para contrarrestar la declinación de la presión en el yacimiento.

En la inyección continua de vapor, con la transferencia de calor además de proporcionar una mayor recuperación, genera un empuje por vapor, lo que genera una expansión térmica, reduciendo la viscosidad. Esto también puede tener un impacto

económico significativo. Las principales desventajas de la inyección continua de vapor frente a la estimulación son las siguientes:

1. W. Green (1998) plantea que la principal limitante en el método es la profundidad, que esta es del orden de 3000 pies, debido a las pérdidas de calor a través de la tubería, esto en el caso del vapor generado en superficie, ya que la transferencia de calor hacia la tubería y a la formación en todo el trayecto del fluido hacia la zona de inyección.
2. Existe una menor proporción de aceite- vapor.
3. Hay un período de tiempo más largo antes de que comience la producción significativa.
4. La inyección de vapor es aplicable principalmente a aceites viscosos, altas permeabilidades para areniscas y arenas no consolidadas.
5. Debido a las excesivas pérdidas de calor en el fondo de pozo, el método, deber ser en la medida de lo posible y a una presión de inyección suficiente para mantener los gastos.

Debido a la diferencia de densidad entre el vapor de inyección y los fluidos del yacimiento, se genera segregación del vapor y por lo tanto eventualmente llegarán arriba primero los fluidos ligeros, luego el vapor y luego el aceite más pesado, quedando así el frente de desplazamiento hacia el pozo productor.

INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR “HUFF AND PUFF”

Su nombre se debe a la alternabilidad existente entre las etapas de inyección y de producción de crudo en un mismo pozo, Paris de Ferrer (2001). Puede alcanzar factores de recuperación entre el 10 y el 40 % del volumen original de aceite in-situ,

este método se utiliza frecuentemente en aceites pesados. No se recomienda para yacimientos fracturados, ya que el vapor fluye más fácilmente, debido a que su viscosidad es menor que la del aceite.

El método consiste en 3 etapas que se repiten de manera cíclica mostrada en la ilustración 10. Teniendo como etapa inicial (HUFF), inyección de un volumen preestablecido de vapor a un alto gasto. La segunda etapa (SOAK) consiste en cerrar el pozo, transfiriendo y distribuyendo la energía calorífica del vapor a la vecindad del pozo. La tercera etapa (PUFF) consta de la apertura a producción del pozo, donde inicialmente se observa un incremento de producción, por un periodo corto y posteriormente declina lentamente durante un periodo que puede ir desde varios meses hasta un año aproximadamente, Paris de Ferrer (2001).

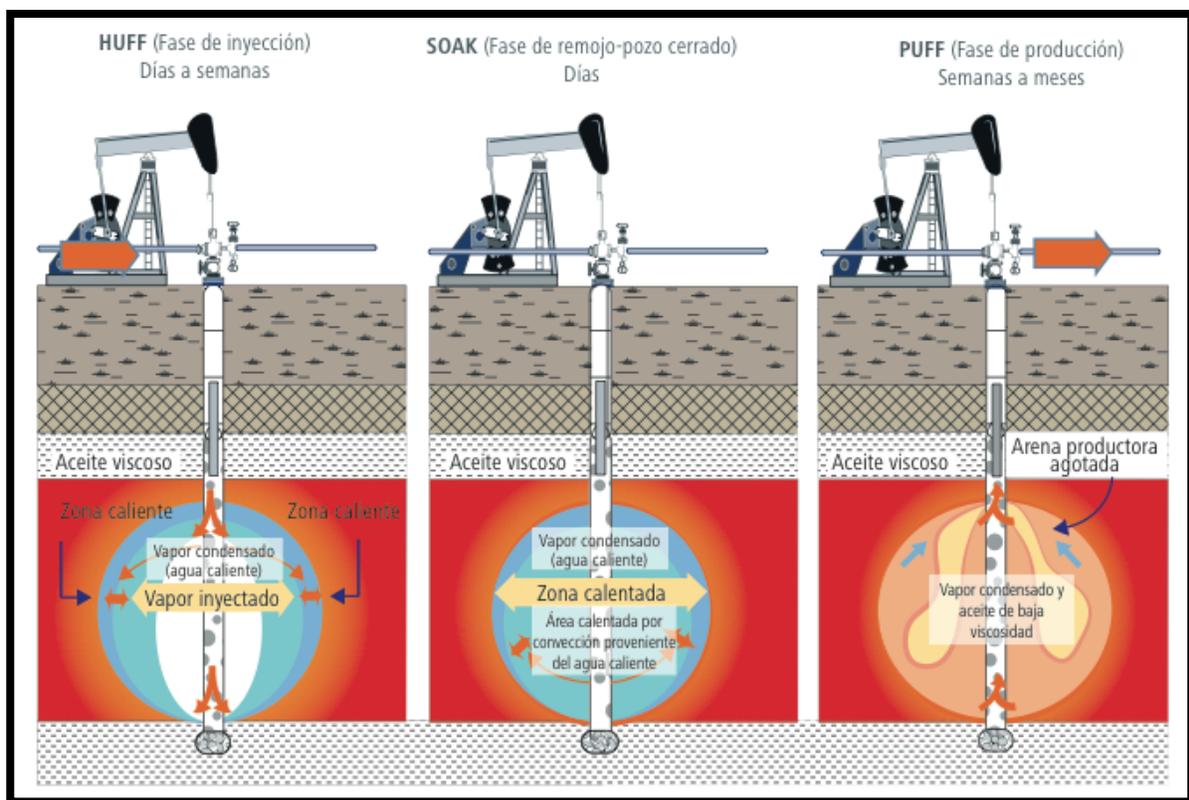


Ilustración 10. Inyección cíclica de vapor. Tomada de: CNH, "El futuro de la producción de aceite en México: Recuperación avanzada y mejorada IOR-EOR"

Este proceso es repetido hasta que el proceso deje de ser rentable o el manejo del agua producida y la presión del yacimiento ya no permitan continuar con este proceso.

Este método está principalmente basado en la transferencia de calor al yacimiento, resultando el incremento en la temperatura del aceite, reduciendo la viscosidad de éste, represionando la vecindad del pozo y mejorando así la productividad del pozo. En un yacimiento con un espesor pequeño y una cierta inclinación, el aceite caliente fluirá hacia el pozo a consecuencia de la gravedad.

INYECCIÓN DE VAPOR ASISTIDA POR GRAVEDAD (STEAM-ASSISTED GRAVITY DRAINAGE, SAGD)

El proceso, aprovecha la segregación vertical del vapor a través de un par de pozos horizontales, los cuales se encuentran acomodados en el mismo plano vertical. CNH (2012), El pozo superior inyecta vapor continuamente cerca del fondo del yacimiento, este vapor genera una cámara de vapor hacia la cima por segregación gravitacional, esto permite que el aceite calentado descienda hasta el pozo productor (Ilustración 11). El vapor inyectado fluye hacia el perímetro de la cámara de vapor y condensados, transfiriendo el calor por conducción térmica a las zonas cercanas del yacimiento, generando una alta reducción de la viscosidad, dando como resultado la movilización del aceite y el agua condensada por segregación gravitacional, hacia el pozo productor colocado en la base del yacimiento.

Los factores de recuperación con este método pueden llegar a ser del orden de 60 por ciento. Generalmente este tipo de pozos son someros y se optimizan al perforar pozos horizontales muy largos, debido a la lentitud de los procesos de drenaje gravitacional y así poder tener el drenado de un volumen significativo de aceite, CNH (2012).

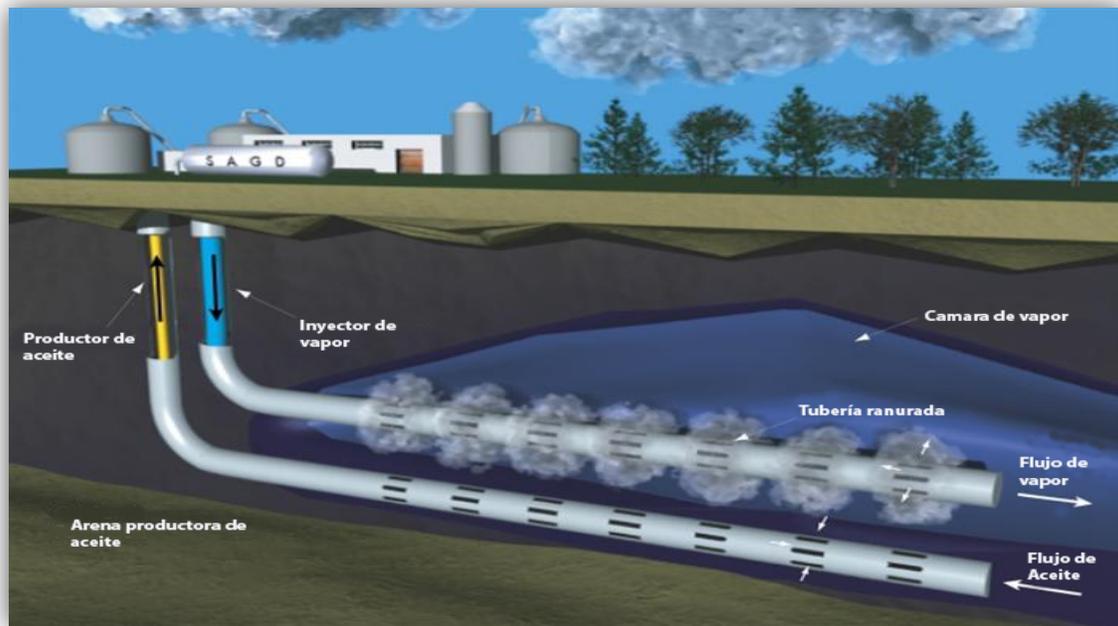


Ilustración 11. Inyección de Vapor Asistida por Gravedad (SAGD). Tomada de <http://www.ramp-alberta.org/resources/gallery.aspx?galleryimage=965>

CNH (2012) documentó que existen diversos tipos de modificaciones del SAGD como pueden ser:

VAPEX. Empleando una mezcla de solventes como fluido de inyección (como etano, propano y butano), seguido de un gas transportador (como N₂ o CO₂). El gas solvente se inyecta a condiciones del punto de rocío, para que con ello se propicie la generación de una cámara de gas solvente en la cima del área de drene.

Es-SAGD (Expansión del solvente de SAGD). Se agrega aproximadamente un 10 por ciento de vapor a la mezcla de solventes para ganar 25 por ciento en la eficiencia energética cuando se aplica el VAPEX.

SAGP (steam and gas push). Un gas no-condensable (como el gas natural o N₂) es inyectado junto con el vapor para reducir la demanda de vapor que comúnmente tiene el SAGD.

EQUIPO UTILIZADO EN LA APLICACIÓN DE LOS MÉTODOS DE INYECCIÓN DE VAPOR

Los generadores de vapor requieren una entrada de agua que no contenga minerales disueltos ni materia orgánica y la alimentación debe estar en su totalidad en fase líquida ya que los sólidos suspendidos obstruyen los descalcificadores y propician el flujo bache. La presencia de aceite en el agua de alimentación promueve adherencias.

En las operaciones de inyección de vapor y en inyección de agua son utilizadas bombas que son de dos tipos; bombas reciprocantes, ya que son de alta eficiencia y pueden operar amplios rangos de presión y de gastos, como por ejemplo: presiones por arriba de 200 bar o gastos alrededor de 1000 m³/día, y las bombas centrifugas, que son menos eficientes y robustas que las reciprocantes pero generalmente el costo de mantenimiento es menor. Este tipo de bombas pueden tener un arreglo horizontal o vertical y pueden operar con rangos más bajos de presión o gastos.

Un ejemplo del equipo utilizado son los generadores de vapor que se describen a continuación:

Generadores de vapor

Un generador de vapor húmedo es un arreglo tubular, que se encuentran llenos de agua, los cuales son rodeados por gases calientes y la flama de la quema de combustible. Los tubos pueden tener dos arreglos, generalmente tienen la forma de una bobina, el agua es bombeada a través de los tubos a gran velocidad y turbulencia en dirección contraria al flujo de los gases calientes, y el arreglo de los tubos también puede ser recto, corriendo de atrás hacia adelante a lo largo del generador (Teknica, 2001). En este caso, la unidad tiene un economizador para precalentar el agua. La Tabla 2 muestra una comparación de estos:

Tubos llenos de agua en arreglo:

	Bobina	Recto
<i>Ventajas</i>	No requieren precalentamiento del agua de alimentación.	Estructura sólida y menos posibilidades de sufrir daños.
	Requiere una menor área para su instalación y es más portátil.	Fácil remplazo de los tubos rectos.
	Bobinas de fácil limpieza por la circulación de solución ácida y enjuague.	
<i>Desventajas</i>	Temperaturas más elevadas por unidad de área calentada y mayor posibilidad de sufrir daños.	Mayor tamaño del equipo
	Dificultades en la reparación de la primera fila (externa) de la bobina.	Más pesada.
		Cargas debido a los codos en ambos extremos de la tubería recta.
		La depositación de gas carbónico en los tubos del economizador.

Tabla 2. Arreglos de Generadores de vapor. Adaptada de: "Teknica Petroleum Service, Enhanced Oil recovery", Calgary Alberta, June 2001.

Generadores de vapor pueden ser instalados como unidades móviles montados en un remolque o como instalaciones permanentes. La práctica recomendada para instalación y operación de generadores de vapor húmedo fue creada por el Instituto Americano del Petróleo (API) en 1983.

Los generadores de vapor húmedo son generalmente manejados en millones de Btu por hora de calor absorbido. Los utilizados en la recuperación mejorada se encuentran en el rango de 12 - 50 mmBtu/hr. . Pueden producir vapor de agua con la presión de saturación de 2000 - 2500 psia y la calidad de entre 80 a 85%.

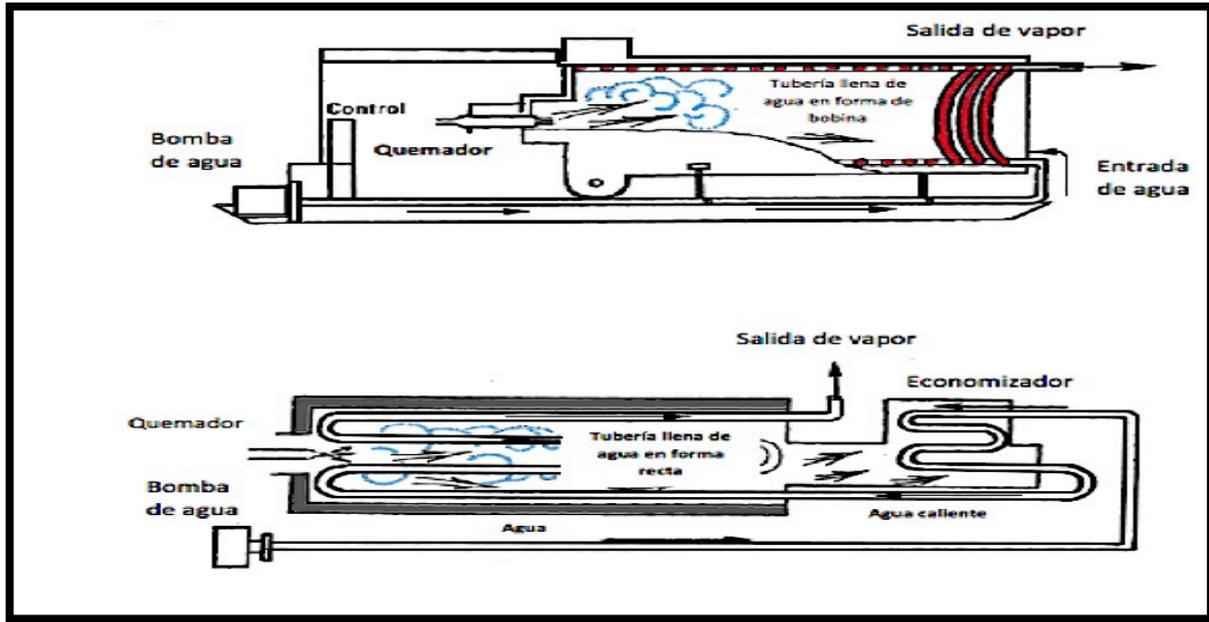


Ilustración 12. Generador de vapor húmedo con tubería en bobina y recta. Adaptada de: *“Enhanced oil recovery”*, Carcoana, Aurel, 1992

Generador de vapor de fondo de pozo

La generación de vapor en proyectos EOR se realizaba por medio de generadores en superficie. La facilidad en el mantenimiento y las altas capacidades de generación les han permitido posicionarse en la industria petrolera como la opción más acertada para llevar a cabo la generación de vapor. Sin embargo, en la actualidad existe una opción viable para la generación de vapor, ésta generada en el fondo del pozo, que puede realizarse con dos clases de generadores: los de tipo eléctrico y los que emplean combustión (Montes, 2009).

El generador es alimentado con combustible y aire, a través de dos tuberías que llegan hasta la cámara de combustión, donde se produce la reacción química que libera la energía necesaria para la evaporación del agua. Después de que el combustible es encendido por medio de ignición eléctrica, el agua se inyecta en la cámara de combustión, entra en el vaporizador, generando así el vapor y gases de combustión como se muestran en las ilustraciones 13 y 14.

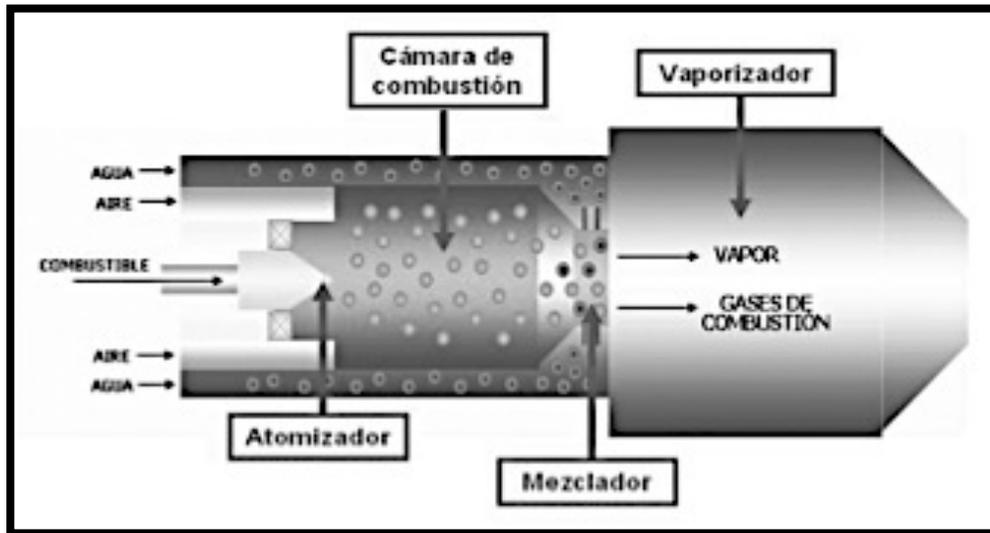


Ilustración 13. Generador de Vapor de Fondo. Tomada de: *“Aplicación de nuevas tecnologías para la recuperación de crudo pesado en yacimientos profundos”*, montes, 2009.

Los problemas mecánicos y las pérdidas de calor son las principales causas para el desarrollo de un generador de vapor de fondo, mostrando ventajas como son:

- La disminución de las pérdidas de calor.
- Un gran potencial en la aplicación a mayores profundidades con una posible disminución en la contaminación del aire.
- Potencial en proyectos costa fuera, debido a un menor tamaño de las instalaciones y el uso de agua de mar.

Sin embargo, existen desventajas en este tipo de generadores como son: la dificultad para su mantenimiento y el incremento en el riesgo de pérdida del pozo, debido a que el uso continuo de transporte de combustible y aire al fondo del pozo crea problemas de seguridad.

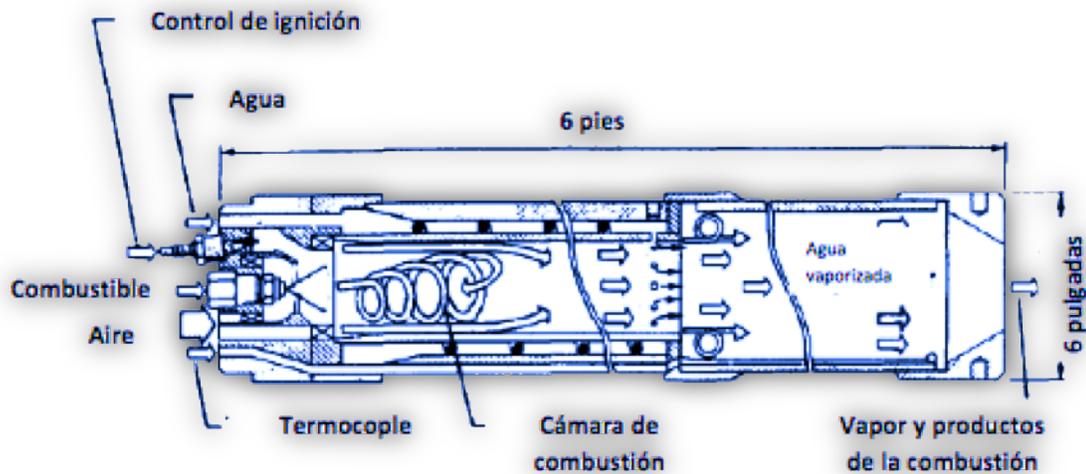


Ilustración 14. Generador de vapor de fondo Adaptada de: *“Enhanced oil recovery”*, Carcoana, Aurel, 1992.

COMBUSTIÓN IN-SITU

La razón principal para el desarrollo de este método fue la aparente necesidad de encontrar un agente de inyección que tuviera mejor inyectividad que el agua, por lo que se desarrolló inyectar aire a alta presión, que en conjunto con una ignición logra quemar una cierta cantidad de aceite en el yacimiento (cerca del 10%), generando calor, obteniendo así una alta eficiencia térmica.

En base a CNH (2012), para dar comienzo al método se baja y se coloca un calentador o quemador en el pozo inyector. Posteriormente es inyectado el aire al fondo del pozo (Se puede inyectar aire, aire enriquecido con oxígeno (O_2) o solamente O_2) y se pone a funcionar el calentador hasta lograr el encendido. Sin embargo, existen casos en donde también se presenta la ignición espontánea. Después se calientan los alrededores del fondo del pozo y se retira el calentador sin interrumpir la inyección de aire, para así mantener el avance del frente de combustión reduciendo la viscosidad del fluido debido a la temperatura y se producen gases de combustión resultando en mejores condiciones de flujo (Paris de Ferrer, 2001).

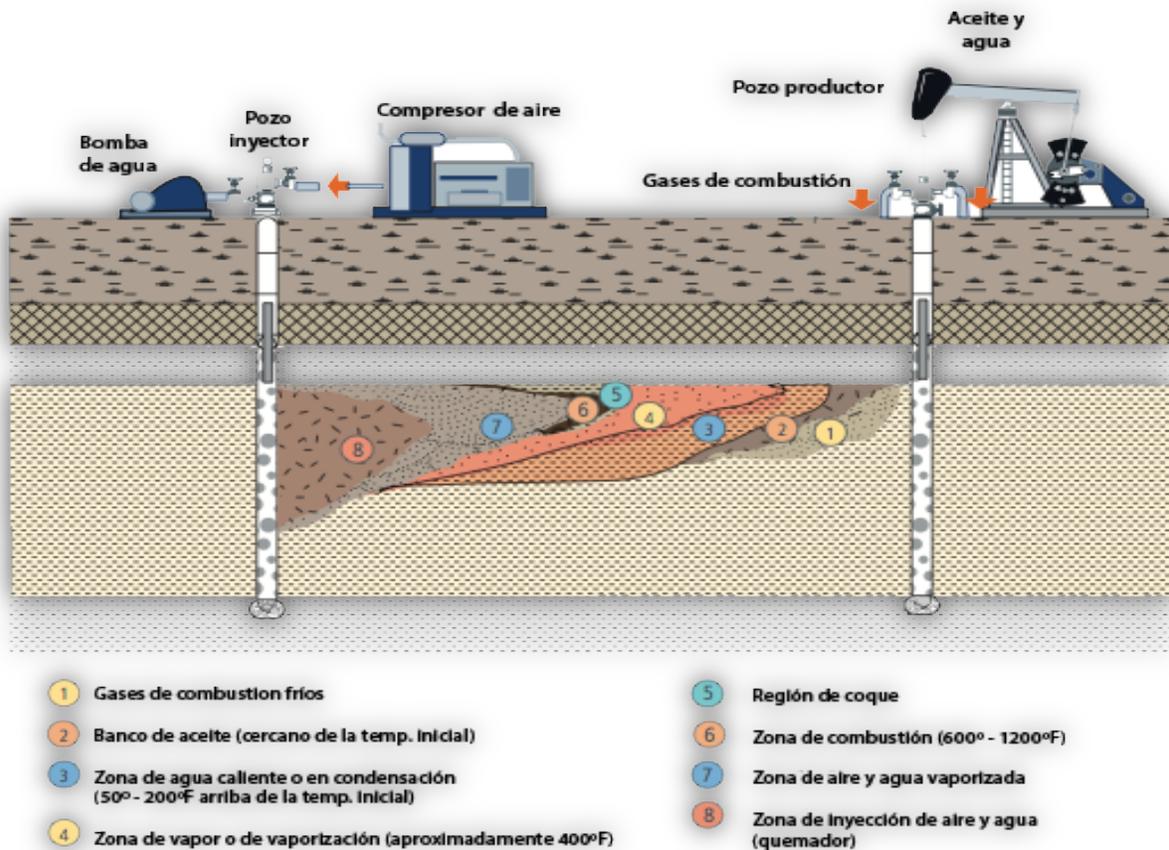


Ilustración 15. Combustión in-situ húmeda. Tomada de: CNH, "El futuro de la producción de aceite en México: Recuperación avanzada y mejorada IOR-EOR"

Existen tres tipos de procesos de combustión:

Combustión Convencional o "hacia adelante"

Paris de Ferrer (2001) indica que este tipo de combustión también es denominada combustión seca debido a que no se inyecta agua junto con el aire. La zona de combustión avanza en la misma dirección del flujo de fluidos. El aire se inyecta para oxidar el aceite, produciendo grandes volúmenes de gas. Delante de la zona de combustión, ocurre el craqueo del aceite, originando el depósito de las fracciones más pesadas (coque); en esa misma zona existe una segregación por gravedad, generando que la temperatura del pozo se incremente y el gasto de producción sea más elevado.

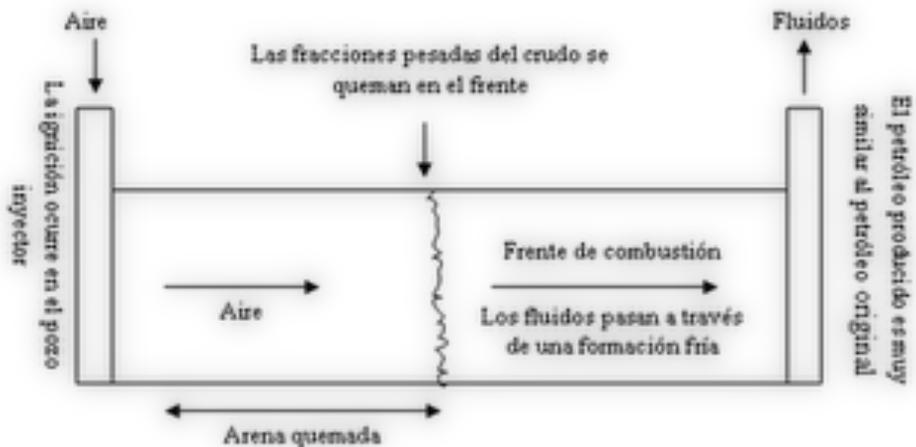


Ilustración 16. Proceso de combustión in-situ convencional. Tomada de: *"Inyección de Agua y Gas en yacimientos petrolíferos, Paris de Ferrer Magdalena"*.

La zona de combustión actúa como un pistón. Pero generalmente existe una segregación gravitacional significativa en la zona de combustión, por lo cual el frente de combustión tiende a ser más horizontal que vertical. Una vez que ocurre la ruptura en el pozo productor, la temperatura del pozo aumenta en exceso, convirtiendo así la operación en difícil y costosa.

Una de las ventajas mostradas por este método es que la parte quemada del crudo en forma de coque es menor, dejando la arena limpia detrás del frente de combustión; sin embargo, existen dos limitantes que son:

- Los hidrocarburos producidos deben pasar a través de una región fría y si estos son altamente viscosos pueden llegar a generar un bloqueo de los fluidos, pudiendo ocasionar que se termine el proceso.
- El calor almacenado fuera de la zona de combustión no se puede utilizar de manera eficiente, ya que, el aire inyectado no es capaz de transportar eficientemente el calor hacia adelante.

Este proceso termina cuando se detiene la inyección de aire, o cuando la zona de combustión se extingue o el frente de combustión alcanza los pozos productores.

Combustión en reverso

Para la realización de este método la ignición de los hidrocarburos se realiza desde el pozo productor, mientras el aire es suministrado desde el pozo inyector. El frente de combustión se desplaza hacia donde la concentración de oxígeno aumenta, desarrollando una trayectoria permeable y caliente de hidrocarburos carbonizados. Una vez que la comunicación inyector-productor es establecida, el frente de combustión se mueve hacia el pozo inyector a lo largo de la trayectoria permeable. Como se muestra en la Ilustración 17.

Los fluidos producidos deben fluir a través de las zonas de altas temperaturas hacia los pozos productores, haciendo que ocurra la reducción de la viscosidad del petróleo y por consiguiente aumento de la movilidad. Este método es utilizado en aceites viscosos.

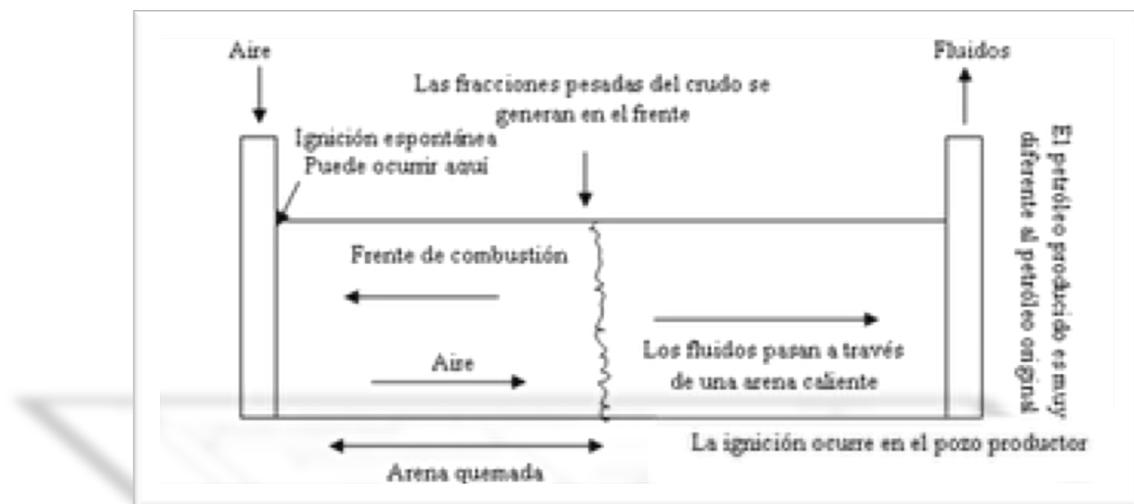


Ilustración 17. Proceso de Combustión en reverso. Tomada de: “Inyección de Agua y Gas en yacimientos petrolíferos, Paris de Ferrer Magdalena”.

Este proceso no resulta tan eficiente debido a que un porcentaje de hidrocarburos se quema como combustible, mientras que la fracción de fluidos no deseables se encuentra detrás del frente de combustión. La cantidad de aire necesaria para la inyección es mucho mayor que en la combustión convencional. Tiende a que ocurra una ignición espontánea, dependiendo del tipo de crudo, esto debido a la oxidación del crudo y al incremento en la temperatura, si es que no existe pérdidas.

Combustión húmeda

También conocido como COFCAW debido a la combinación del método de combustión convencional más la inyección de agua, ya sea simultánea o alternadamente. Como se muestra en la Ilustración 15.

Fue desarrollada para utilizar la gran cantidad de calor que se almacena detrás del frente de combustión, de lo contrario, se perdería en la formación. El agua inyectada, debido a su alta capacidad calorífica y a su calor latente de vaporización, recupera el calor detrás del frente de combustión y lo transfiere delante del frente mediante la vaporización del agua. Como consecuencia de esta energía adicional, el desplazamiento de los hidrocarburos es más eficiente y el requerimiento de aire es menor. A pesar de estas ventajas, un proceso de combustión húmeda no evita los problemas de obstrucción con líquido y su utilización es limitada por la viscosidad del crudo.

Al reducirse la viscosidad del aceite frío, se extiende la zona del vapor o zona caliente, esto hace que el aceite se mueva más fácilmente dependiendo de la cantidad del crudo quemado y el gasto de inyección del aire.

THAI y CAPRI

Thai, que por sus siglas es Toe-to-Heel Air Injection, genera calor en el fondo del pozo en vez de inyectarlo desde superficie, y dicho a grosso modo, Thai adopta una configuración especial mediante la implementación de un pozo vertical, donde se genera la ignición y un pozo productor horizontal. Por otra parte Capri es Thai más un catalizador que se agrega al relleno de grava alrededor del pozo productor. Ahora bien, combinando ambos sistemas lo que se quiere es iniciar fuego en el subsuelo y hacer fluir el crudo pesado, a la vez que se mejora la condición del crudo, en términos de densidad, antes de llegar a superficie.

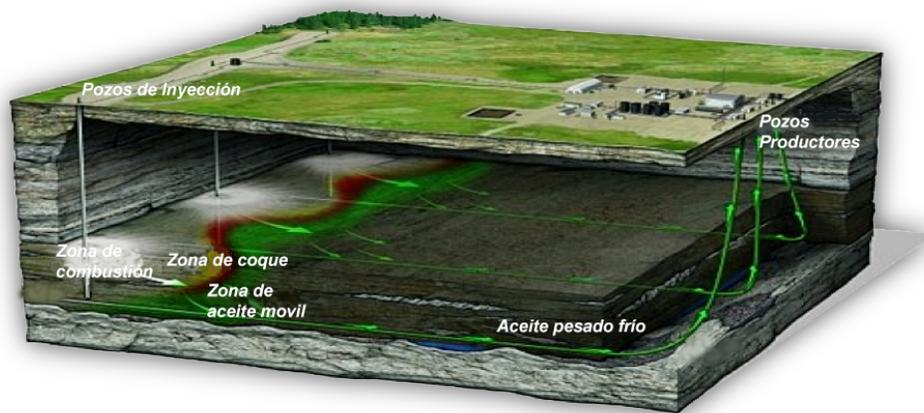


Ilustración 18. Proceso THAI. Adaptada de:

<http://ffffound.com/image/ade1330350d0ffe2cf39f1ae39f1e214c3dea814?c=9121382>

Equipo y herramientas para la aplicación de la combustión In-Situ

Tubos de combustión

El desarrollo de las pruebas para observar el comportamiento de los métodos de combustión in-situ se llevan a cabo en unas celdas de oxidación que consiste en un núcleo saturado con aceite, al cual se le inyecta aire con un gasto constante; se

calienta a 940 °F, obteniendo que la temperatura en el núcleo se incremente linealmente con respecto al tiempo. Este incremento es medido por medio de termopares. El oxígeno es consumido en la combustión y los gases resultantes son analizados. Los experimentos de combustión también pueden ser realizados en cortos o largos tubos de acero inoxidable en los cuales se crean condiciones adiabáticas.

El arreglo consiste en un cilindro de 3 a 7 pies de largo y 6 a 10 pulgadas de diámetro, el cual se someterá a alta presión (1,000 a 2,000 psi). El tubo de combustión, lleno de una mezcla de arena del yacimiento, aceite y agua, está instalado en el interior del cilindro y rodeado por los collares o calentador de bandas. Un material aislante protege el tubo de la combustión de las pérdidas de calor en el anillo. La orientación de la sonda puede ser horizontal o vertical.

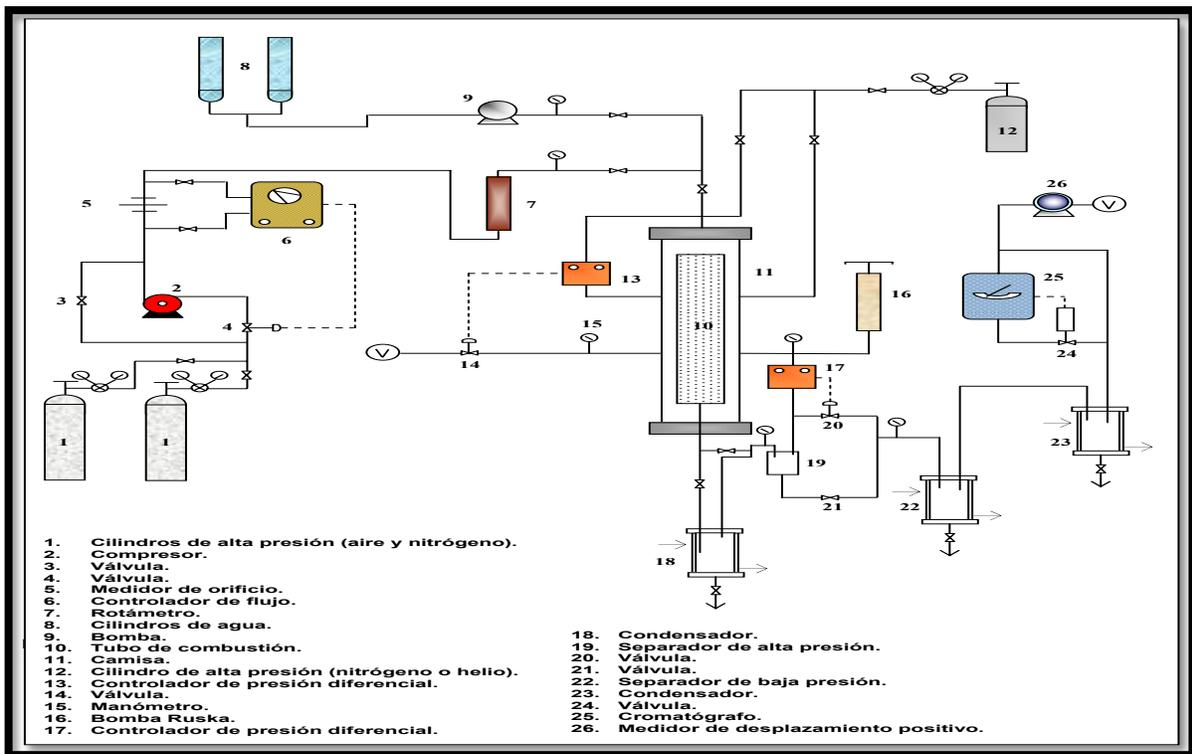


Ilustración 19. Equipo de laboratorio para pruebas de combustión in-situ. Tomada de: enhanced oil recovery marcel latil charles bardon jaques burger and Pierre.

El arreglo horizontal ayuda a evitar el efecto de la segregación gravitacional. El cilindro es soportado por unos rodillos de acero que permiten a la celda girar. Tras la ignición del crudo, se inyecta aire para mantener el frente de combustión; los gases emitidos se miden y analizan continuamente; el aceite y el agua de producción se separan y su registro de producción es determinado.

En el arreglo vertical de tubo de combustión, el aire es inyectado desde la parte superior y las corrientes salen por la parte inferior del tubo.

Los dispositivos de ignición

Cuando se logra la relación aire combustible deseada en el yacimiento, se inicia la combustión por medio de un dispositivo de ignición. Para poder controlar el momento de la ignición y garantizar una mejor eficiencia en el barrido del frente de combustión, existen diferentes aparejos de producción para este fin, por lo cual se presentan algunos que han sido reportados en los proyectos de Combustión In-situ.

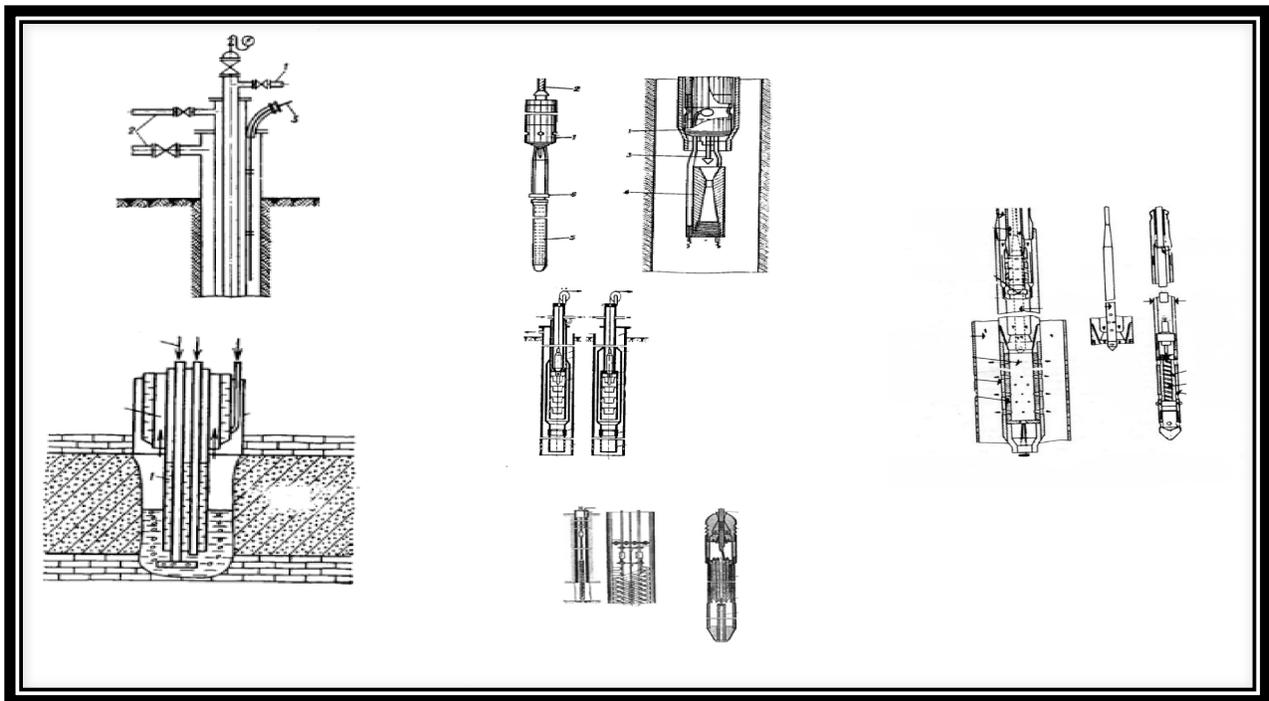


Ilustración 20. Tipos de calentadores Combustión in-situ. Adaptada de: "Enhanced oil recovery", Carcoana, Aurel, 1992.

MÉTODOS NO TÉRMICOS

Los métodos no térmicos abarcan los procesos químicos y los miscibles. Dentro de los primeros se encuentran inyección de polímeros, surfactantes, cáusticos, polímero-micelar y combinaciones. Dentro de los métodos miscibles se encuentran la inyección de gases miscibles a alta presión, como pueden ser, gases hidrocarburo, nitrógeno o dióxido de carbono, así como desplazamiento con hidrocarburos líquidos. Existen muchos tipos de variaciones posibles al aplicar estos métodos como por ejemplo: la inyección alternada de agua y gas mejor conocido como WAG (por sus siglas en inglés Water Alternating Gas) y otros métodos de recuperación que no caen estrictamente en la categoría de químicos o miscibles (Paris de Ferrer, 2001).

MÉTODOS QUÍMICOS

El objetivo de estos métodos es el aumento del número capilar, es decir, reducir la tensión interfacial, así como reducir la tensión interfacial y disminuir la relación de movilidad a fin de mejorar el control sobre la movilidad. Los procesos que comprenden estos métodos son la inyección de polímeros, surfactantes y alcalinos. Después un importante desarrollo en pruebas de campo mediante las combinaciones de éstos, el proceso dio paso a nuevas alternativas, tales como las inyecciones alcalino-surfactante-polímero (ASP), y un renovado interés en las inyecciones que usan un agente surfactante-polímero (SP).

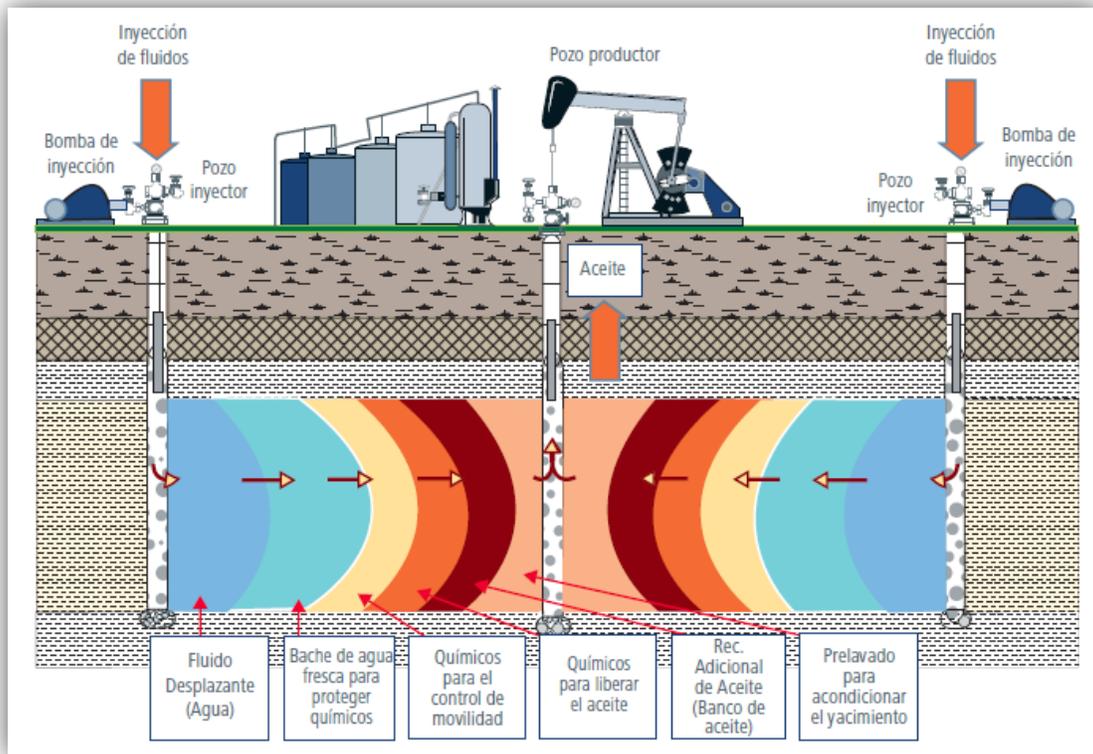


Ilustración 21. Proceso de Inyección de químicos. Tomada de: CNH, “El futuro de la producción de aceite en México: Recuperación avanzada y mejorada IOR-EOR”

INYECCIÓN DE POLÍMEROS.

El proceso de inyección de polímeros se basa en el aprovechamiento de la viscosidad de soluciones acuosas con polímeros, con el propósito de controlar la movilidad de los fluidos en la formación. Su uso más común es realizando modificaciones a procesos de inyección de agua, aumentando la viscosidad del agua por medio de los polímeros, formando un tapón de polímeros de alto peso molecular, ésta propiedad hace que mejore la razón de movilidad agua-aceite, lo cual da como resultado un mejor desplazamiento y un barrido más completo que en la inyección de agua convencional.

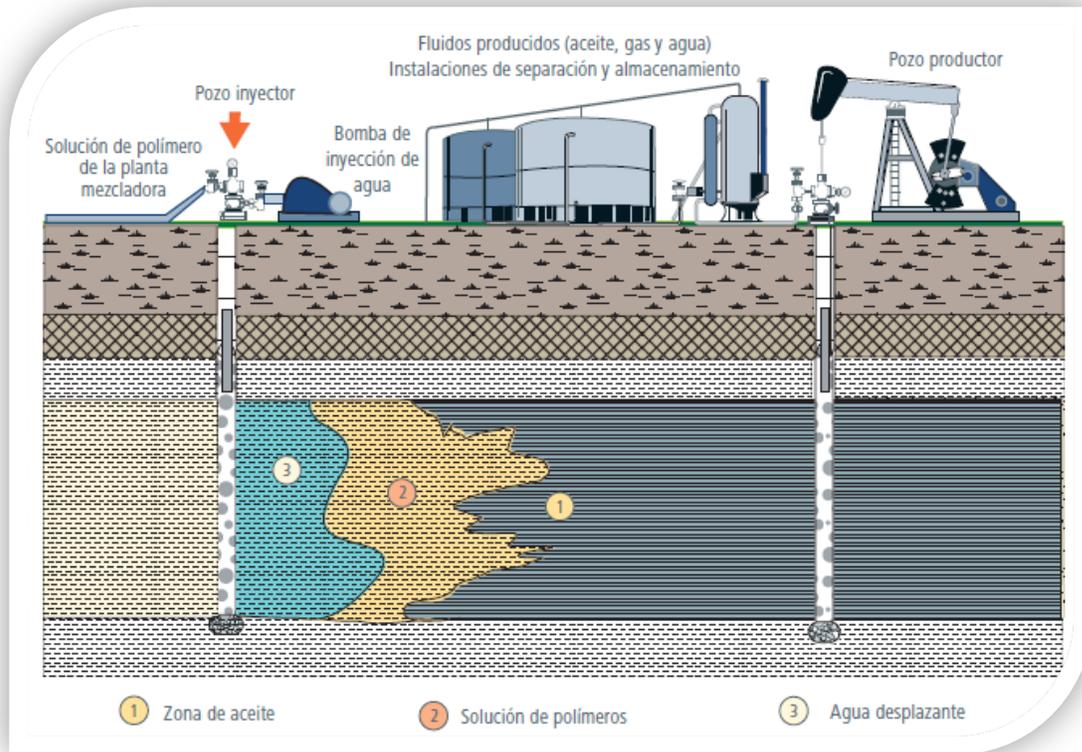


Ilustración 22. Inyección de polímeros. Tomada de: CNH, “El futuro de la producción de aceite en México: Recuperación avanzada y mejorada IOR-EOR”

Dado a que muchas veces el agua de formación afecta a los polímeros adversamente, la solución polimérica es frecuentemente precedida por una solución de baja salinidad con el fin de preparar la zona, ajustando la salinidad y el pH de la formación, previniendo alteraciones en el polímero. El polímero es inyectado en forma de bache, seguido por agua de baja salinidad, con el fin de reducir la mezcla de la solución polimérica con agua de alta salinidad. Para disminuir el contraste de movilidad entre el bache de polímeros y el bache de agua detrás de ésta, la concentración del polímero es gradualmente reducida hasta el último bache.

Entre los polímeros usados para este método se encuentran los polisacáridos (o biopolímeros), las poliacrilamidas y sus derivados y polioxidos de etileno. A bajas salinidades, las poliacrilamidas presentan una mayor relación de movilidad por medio del incremento de la viscosidad del agua y de la disminución de la permeabilidad al

agua de la formación. Los biopolímeros son menos sensibles a los efectos de salinidad, sin embargo, son más costosos en virtud de los procesos de pre-tratamiento que requieren

En definitiva, se deben escoger polímeros que a bajas concentraciones y a condiciones de yacimiento mantengan una alta viscosidad, no sean susceptibles de degradación y sean estables térmicamente. Se debe tomar en cuenta que la movilidad disminuye con el aumento de la salinidad del agua. En lo que se refiere a la degradación, su principal efecto es una reducción de la viscosidad que trae como consecuencia directa una alteración de la movilidad y la eficiencia de barrido del yacimiento.

INYECCIÓN DE SURFACTANTES.

Los surfactantes también llamados como agentes tensoactivos, pueden usarse para alterar la mojabilidad, incrementar la solubilidad del aceite en el agua, o para dispersar aditivos ya sea en el aceite o en el agua. Dos de las principales propiedades de los surfactantes son: su actividad interfacial y su tendencia a asociarse para formar estructuras organizadas. Los surfactantes son compuestos con gran actividad interfacial tanto en la superficie agua/aire como en la interfaz agua/aceite.

Este método es aplicable en arenas con una densidad en los fluidos de ligeros a intermedios, y con valores de viscosidades menores a las del caso de la inyección de polímeros. De igual manera, la temperatura del yacimiento debe ser menor a 93°C aproximadamente; y la temperatura, así como la salinidad son factores muy importantes que se deben considerar.

La CNH (2012) en su documento indica que el principal objetivo de este proceso es recuperar el aceite residual, 20 a 40% del volumen poroso, que permanece después de la recuperación primaria o de una inyección de agua. El surfactante inyectado debe disminuir la tensión interfacial hasta movilizar el aceite residual con lo cual se crea un banco de aceite donde el aceite y agua fluyan como fases continuas. Como beneficio

secundario puede también mejorar la eficiencia de barrido volumétrico. La tensión interfacial se debe de mantener en el frente de desplazamiento para evitar que el aceite movilizado sea re-atrapado. Asimismo, la retención del surfactante debe ser baja.

Habitualmente, para asegurarse de que la movilidad esté bien controlada, el tapón de surfactante se empuja con un determinado volumen de solución de polímeros. Los surfactantes pueden ser iónicos o no iónicos, como por ejemplo, dodecil sulfato de sodio, lauril sulfato de amonio y otras sales de alquilsulfato, poli-alcoholes y el poli-glicol. Además, se utilizan varios aditivos con el surfactante para protegerlo contra las sales minerales del agua de formación por la precipitación o secuestro de los cationes divalentes. Los aditivos más populares son amonio, carbonato de sodio y trifosfato de sodio (Jiménez, 2009).

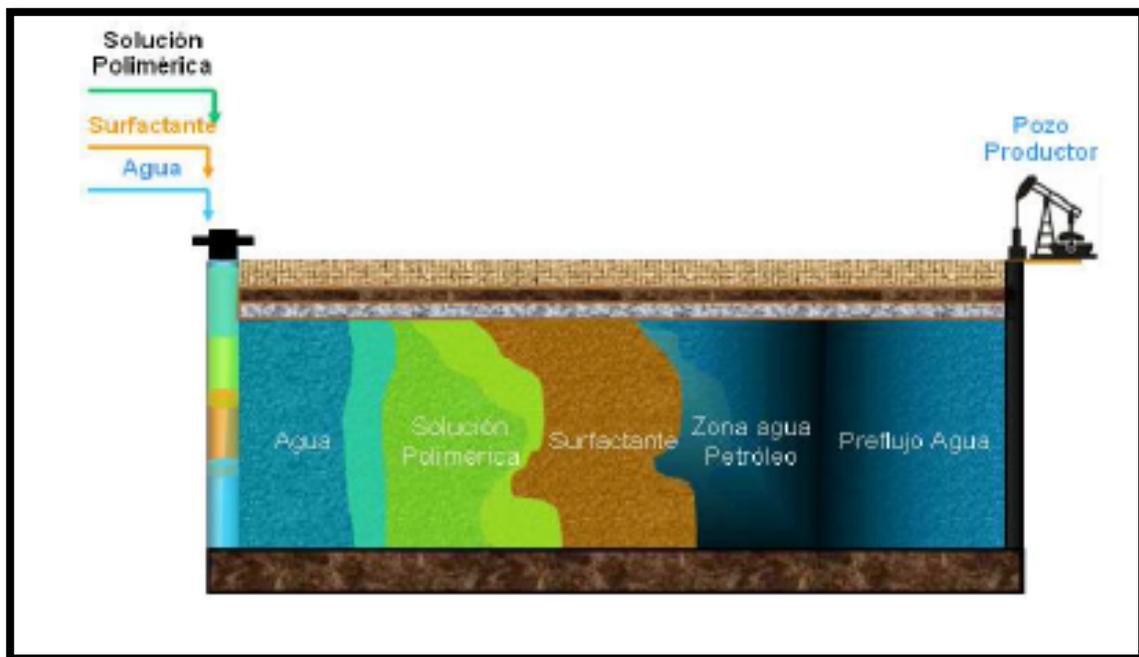


Ilustración 23. Inyección de surfactantes, tomada de: “Análisis e interpretación de yacimientos sometidos a inyección de químicos mediante analogías”, Jiménez Molano Ana María.

INYECCIÓN DE POLÍMEROS MICELARES.

La invasión micelar o microemulsión es un proceso muy complejo, pero es un método de recuperación mejorada de aceite muy prometedor para crudos livianos. Una solución micelar consiste de gotas muy finas de agua dispersas en aceite, o de aceite en agua, producidas usando surfactantes, con la adición, de ser necesaria, de co-surfactantes y soluciones de varias sales (CNH, 2012).

Este proceso consiste en la inyección de 5 a 20% de volúmenes porosos desplazables de solución micelar, la cual contiene el mismo volumen de hidrocarburos y agua, 10 al 15 % de surfactante, junto con pequeñas cantidades de sal y un alcohol adecuado; este último para controlar la viscosidad y el comportamiento de la fase. El tapón micelar fue diseñado para desplazar el aceite y el agua de manera miscible, sin embargo, frecuentemente al inicio desplaza el aceite inmisciblemente pero a muy baja tensión interfacial. Indistintamente del tipo de desplazamiento que ocurra, el tapón micelar va a generar un efecto favorable en razón de movilidades, reflejado en un incremento en la producción de crudo.

Dado que el tapón micelar posee poca movilidad, éste es impulsado por una solución diluida de un polímero soluble en agua, que tiene como función amortiguar y mejorar la relación de movilidades del bache micelar. La solución polimérica va disminuyendo gradualmente su concentración con el fin de mitigar el efecto de la adversa relación de movilidades entre la solución amortiguadora y el posterior bache de agua.

Ya que muchas veces el agua de formación afecta la solución micelar hostilmente, ésta es frecuentemente precedida por una solución de baja salinidad denominada preflujo con el fin de ajustar el pH y la salinidad, de modo que la interacción de los químicos con la formación no cause alteraciones en sus propiedades originales, tales como la densidad o la viscosidad (Thomas, Ali, 1992). Podemos observar el diagrama del proceso en la Ilustración 24.

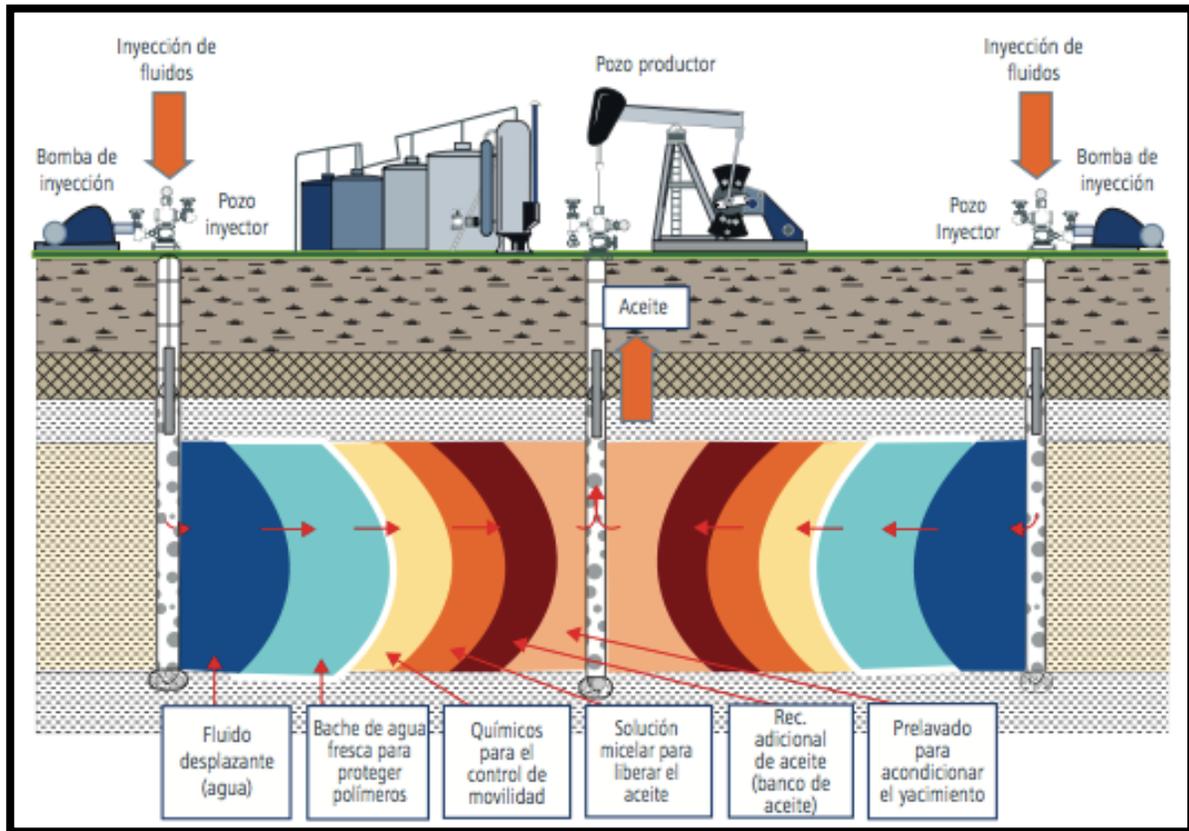


Ilustración 24. Inyección de polímeros micelares. Tomada de: CNH, "El futuro de la producción de aceite en México: Recuperación avanzada y mejorada IOR-EOR"

Este método mostró ser efectivo en para recuperar crudos livianos en yacimientos que se encuentran invadidos por agua. Mostrando como principal impedimento para su desarrollo el costo de los materiales y de los pozos, debido a que se necesitan espaciamentos pequeños.

INYECCIÓN DE ALCALINOS

Este método resulta ser muy complejo, pero la recuperación se obtiene cambiando la mojabilidad de la roca y bajando la tensión interfacial, lo cual causa una emulsificación intermedia.

La inyección de soluciones alcalinas emplean un proceso de emulsificación en el sitio, este método de EOR requiere adicionar al agua de inyección sustancias químicas como hidróxido de sodio, silicato de sodio, sosa cáustica o carbonato de sodio, las cuales reaccionan con los ácidos orgánicos que contiene el aceite del yacimiento. El contacto de estas sustancias con los componentes orgánicos del crudo genera surfactantes, lo que permite que el crudo sea producido por mecanismos como la reducción de la tensión interfacial, cambio de mojabilidad (agua-aceite, aceite-agua), emulsificación y entrapamiento del aceite, ayudando así a controlar la movilidad o en la solubilización de las partículas rígidas del aceite en la interface agua-aceite.

CNH (2012) indica que para la aplicación de este método en aceites ligeros es necesaria una mayor concentración del agente alcalino, entre el 2% y el 5%, resultando así una mayor eficiencia de desplazamiento. Por el contrario para los aceites pesados la concentración del agente alcalino debe ser menor, entre 0.1% y 1%, generando una emulsión con menor viscosidad que el aceite, mejorando el flujo a través del yacimiento (Paris de Ferrer, 2001). La ilustración 25 muestra un esquema de inyección de alcalinos.

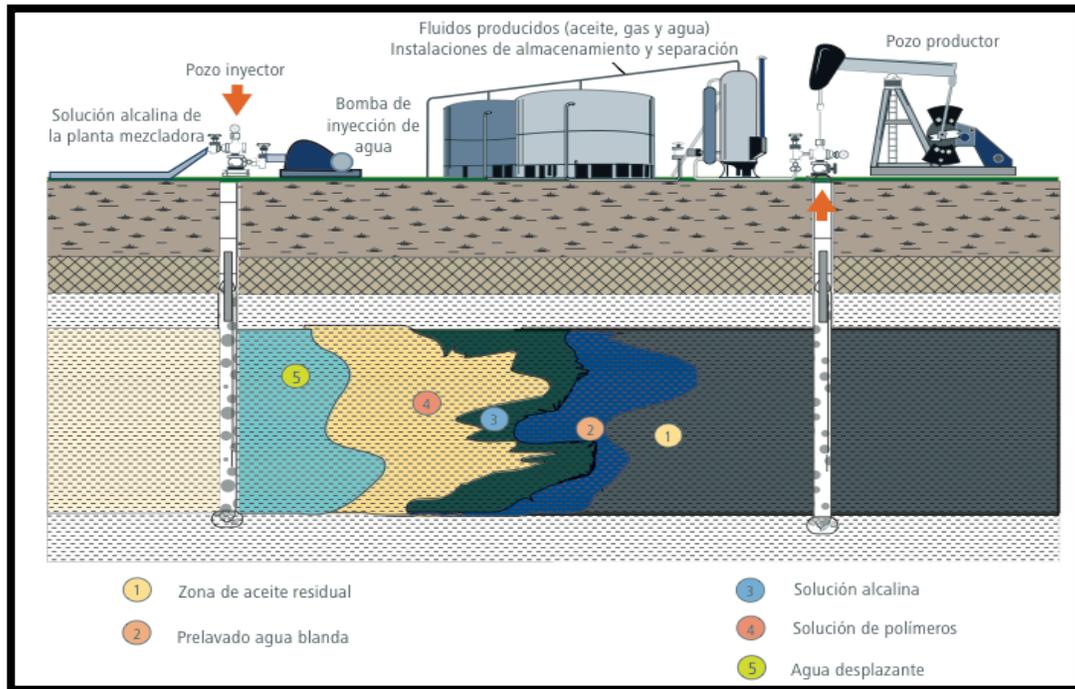


Ilustración 25. Inyección de alcalinos. Tomada de: CNH, “El futuro de la producción de aceite en México: Recuperación avanzada y mejorada IOR-EOR”

INYECCIÓN DE ESPUMA.

En la información mostrada por Paris de Ferrer (2001) se tiene que las espumas son acumulaciones de burbuja de gas separadas unas de otras por películas gruesas de líquidos, con la propiedad de tener una viscosidad mayor que la del gas o líquido que la componen. La inyección de espuma consiste en inyectar aire, agua y un agente químico que la estabiliza, y se realiza a una razón de movilidad menor que la inyección de gas o líquido solos. La calidad de la espuma se define como la razón entre el volumen de gas contenido y el volumen total de la espuma. Es altamente eficiente ya que las espumas se ubican primero en los poros más grandes, donde tienden a obstruir el flujo, los poros pequeños son invadidos luego, mientras que las secciones más permeables se van llenando de espuma y la eficiencia del barrido vertical se mejora.

INYECCIÓN ALCALINO-SURFACTANTE-POLÍMERO (ASP).

También se le cataloga como un método químico. Se define como una inyección de combinación de un sistema de alcalino, surfactante y polímero. En conjunción con el surfactante adicionado, los surfactantes generados in situ por las reacciones químicas entre el alcalino inyectado y los ácidos orgánicos naturales en el aceite pueden resultar en una tensión interfacial ultra baja. La tensión interfacial ultra baja en la interfaz salmuera–aceite ayuda a emulsionar y movilizar el aceite residual en el yacimiento. Adicionalmente, la superficie de la roca del yacimiento se carga negativamente. Estas cargas negativas no sólo previenen la adsorción de químicos aniónicos, tales como surfactantes aniónicos y polímeros, sino que también cambian la mojabilidad de la superficie de la roca. El surfactante añadido puede mejorar la tolerancia de la salinidad del álcali. El polímero inyectado puede mejorar significativamente la relación de movilidad. La adsorción de polímero en la roca del yacimiento puede reducir la permeabilidad efectiva al agua. Por lo tanto, el polímero mejora las eficiencias de barrido areales y verticales.

INYECCIÓN DE GASES MISCIBLES.

Estos procesos consisten en inyectar un agente desplazante completamente miscible con el aceite existente. En condiciones ideales, el fluido desplazante y el aceite se mezclan en una banda estrecha que se expande a medida que se mueve en el medio poroso, y desplaza todo el aceite que se encuentra delante como un pistón.

Es importante señalar que existen varios tipos de miscibilidad:

- Miscibilidad al primer contacto. Ocurre cuando los fluidos son miscibles en cualquier proporción.
- Miscibilidad de contacto múltiple por condensación. La fracción de aceite intermedia en el yacimiento se “condensa” al gas inyectado, enriqueciendo la fase líquida en equilibrio y haciéndola cada vez más ligera.

- Miscibilidad de contacto múltiple por vaporización. Se puede explicar cuando se tiene un yacimiento con aceite ligero, rico en hidrocarburos intermedios, y se le inyecta gas seco o N_2 . A través de los contactos sucesivos entre el aceite y el vapor, el cual se está enriqueciendo por la vaporización de la fracción intermedia, se alcanza una composición miscible.

Estos métodos tienen por objetivo incrementar el número capilar. Esto significa que la tensión interfacial entre el fluido inyectado y el aceite se reduce. Estos métodos recuperan aceite por transferencia de masa. Los métodos más usados son la inyección de dióxido de carbono CO_2 , la inyección de nitrógeno N_2 , la inyección de alguno de los anteriores (N_2 o CO_2) alternándolo con agua (water alternating gas, WAG), y la inyección de hidrocarburos ligeros, CNH (2012).

INYECCIÓN DE CO_2

La miscibilidad entre el aceite y el CO_2 es todavía considerada el mecanismo más importante. Existen dos procesos de inyección de dióxido de carbono: el miscible y el inmisible. Cuando se inyecta CO_2 en el yacimiento éste se vuelve soluble en el aceite residual a medida que los hidrocarburos ligeros se disuelven en el CO_2 y el CO_2 se disuelve en el aceite. Esto ocurre cuando el CO_2 está comprimido, es decir, que su densidad es alta y cuando el aceite contiene un volumen significativo de hidrocarburos ligeros. En el proceso miscible la evaporación del crudo, el desarrollo de miscibilidad y la reducción de la tensión interfacial son muy importantes.

A medida que la temperatura se incrementa y la densidad del CO_2 disminuye, o a medida que la densidad del aceite aumenta, es decir, que la fracción ligera del aceite se reduce, la presión mínima necesaria para lograr la miscibilidad entre el aceite y el CO_2 aumentará. Cuando se trata de un proceso miscible el CO_2 puede desplazar al aceite de los poros, empujándolo hacia un pozo productor. A medida que el CO_2 se disuelve en el aceite, provoca que el segundo se hinche y disminuya su viscosidad, ayudando a mejorar la eficiencia de desplazamiento.

CNH (2012) indica que cuando el proceso es inmisible, esto se logra por debajo de una cierta presión el CO_2 , la disolución del CO_2 en el aceite reduce su viscosidad y también se incrementa su factor de volumen, aunque en menor grado. Dichos cambios contribuyen a mejorar la recuperación.

Se tienen mayores factores de recuperación en yacimientos invadidos por agua, debido a que el CO_2 es altamente soluble en agua, así este se mezcla con el agua reduciendo la tensión interfacial del sistema y el entrapamiento capilar del aceite en el medio poroso. Lo que este proceso puede presentar algunas desventajas como: problemas de corrosión, reducción de la eficiencia de barrido como consecuencia de la baja viscosidad del CO_2 que tiende a canalizar desde el pozo inyector al pozo productor, entre otras.

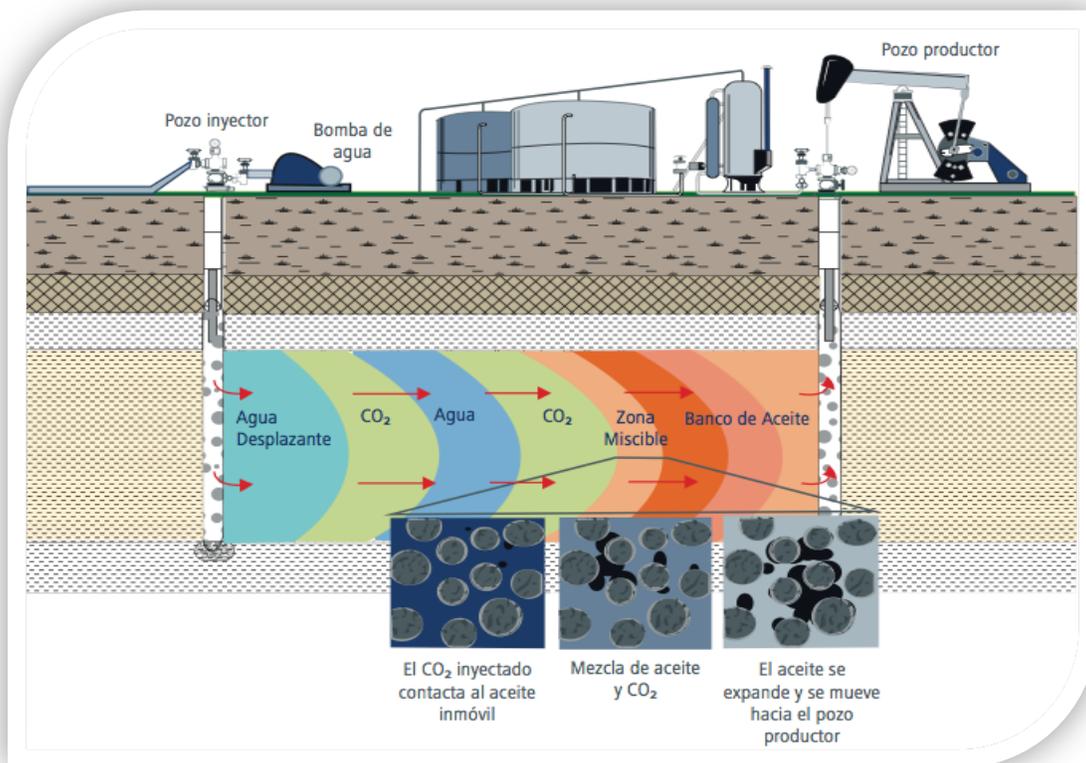


Ilustración 26. Inyección de CO_2 . Tomada de: CNH, "El futuro de la producción de aceite en México: Recuperación avanzada y mejorada IOR-EOR"

INYECCIÓN ALTERNADA DE AGUA Y GAS

Este proceso, conocido como proceso WAG, permite controlar la inestabilidad del frente de desplazamiento y mejorar la eficiencia de barrido vertical al disminuir la razón de movilidad, y consecuentemente, aumentar la eficiencia de barrido volumétrico. Consiste en la inyección de agua y baches de gas de manera simultánea o cíclica, con la finalidad de mejorar la eficiencia de barrido. Se trata de disminuir efectos de la digitación viscosa y tendencia del gas o vapor a segregarse (gas override) de los proyectos de inyección de agua e inyección de gas

WAG resulta en una mejor eficiencia de desplazamiento microscópica durante la inyección de gas y una mejor eficiencia de barrido durante la inyección de agua. Los gases utilizados en los procesos de WAG son divididos en tres grupos: CO₂, gases hidrocarburos y gases no hidrocarburos. Otros tipos de procesos son: WAG Híbrido (HWAG), WAG simultáneo (SWAG), Alternancia de vapor con procesos de vapor (WASP) y WAG asistido por espuma (FAWAG) (CNH, 2012).

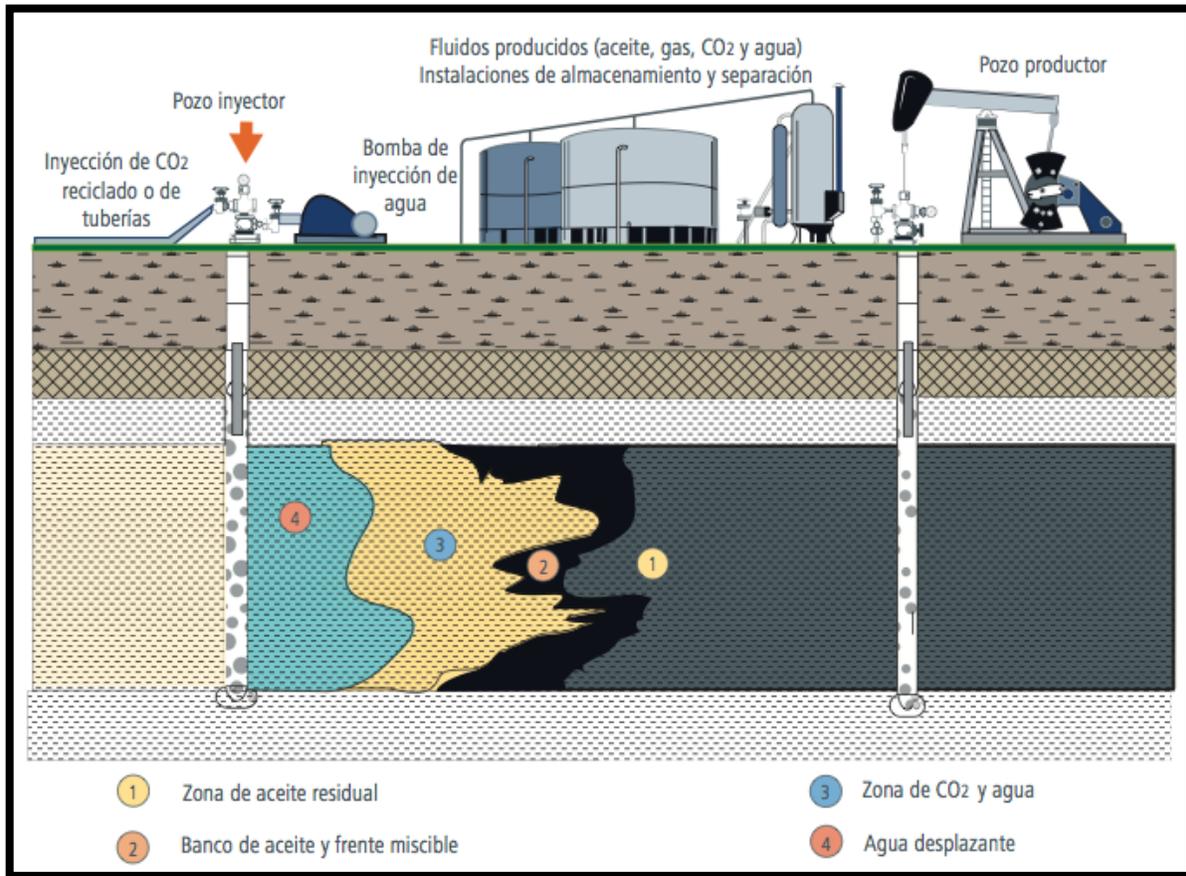


Ilustración 27. Inyección WAG, CO₂ con agua. Tomada de: CNH, “El futuro de la producción de aceite en México: Recuperación avanzada y mejorada IOR-EOR”

INYECCIÓN DE N₂

La inyección de gas miscible con N₂ se limita a yacimientos profundos de aceite volátil con presiones altas, debido a que la miscibilidad del N₂ ocurre a una mayor presión que si fuera gas natural. Este método consiste en inyectar nitrógeno al yacimiento, formándose así un frente miscible debido a la evaporación de componentes ligeros presentes en el aceite, el gas al desplazarse se va enriqueciendo de componentes del crudo, desde los pozos inyectores hasta los productores, en consecuencia el primer frente de gas puede alcanzar un alto grado de enriquecimiento, convirtiéndolo en solución o mezclándolo con el crudo, desapareciendo así la interface aceite-gas,

generándose una mezcla homogénea. Por otro lado, la inyección inmisible de N_2 se lleva a cabo para desplazar verticalmente el aceite en casos donde predomine el efecto de gravedad. Aún en este caso, el N_2 extrae parte de la fracción ligera del aceite, produciéndose en superficie esta mezcla.

La inyección de N_2 al igual que la inyección de CO_2 , se pueden llevar a cabo también como un proceso WAG es decir alternar a la inyección de gas la inyección de agua, para así mejorar la eficiencia de barrido y de esa manera obtener una mejor recuperación de aceite.

INYECCIÓN DE GASES DE COMBUSTIÓN

Como su nombre lo indica, los gases de combustión se refieren a los gases que se producen después de un proceso de combustión y es una mezcla de CO_2 y otros gases. Los gases de combustión desplazan aceite por transferencia de masa de componentes intermedios del aceite al gas inyectado, y por la subsecuente condensación de los componentes intermedios con mayor peso molecular a la fase líquida.

INYECCIÓN DE GASES HIDROCARBUROS

El gas natural inyectado es enriquecido con hidrocarburos ligeros como son: etano, propano o butano para incrementar su miscibilidad con el aceite del yacimiento. Cuando el proceso es miscible, se pueden usar tres métodos:

1. El primero usa un gas licuado de petróleo (LP) en un bache de aproximadamente 5% del volumen poroso.
2. El segundo método consiste en inyectar gas natural enriquecido con etano hasta hexano, seguido de gas seco y posiblemente agua en un bache de 10% – 20% del volumen poroso.

3. El tercer método consiste en inyectar gas seco a alta presión para vaporizar los componentes ligeros del aceite que está siendo desplazado.

La inyección miscible recupera aceite debido a que el volumen de aceite incrementa y disminuye la viscosidad del aceite (CNH, 2012).

INYECCIÓN MICROBIANA

Se inyecta una solución de microorganismos y nutrientes, estos son utilizados para producir químicos, llamados metabolitos, que mejoran la recuperación de aceite. En este método se reduce la viscosidad por la producción de gas o degradación de hidrocarburos saturados de largas cadenas; se mejora la permeabilidad absoluta de la roca debido a la generación de ácidos que disuelven la matriz de la roca; se reduce la viscosidad del aceite por biosurfactantes; se crea taponamiento selectivo por microorganismos y biopolímeros; se incrementa la viscosidad del agua debido a los biopolímeros.

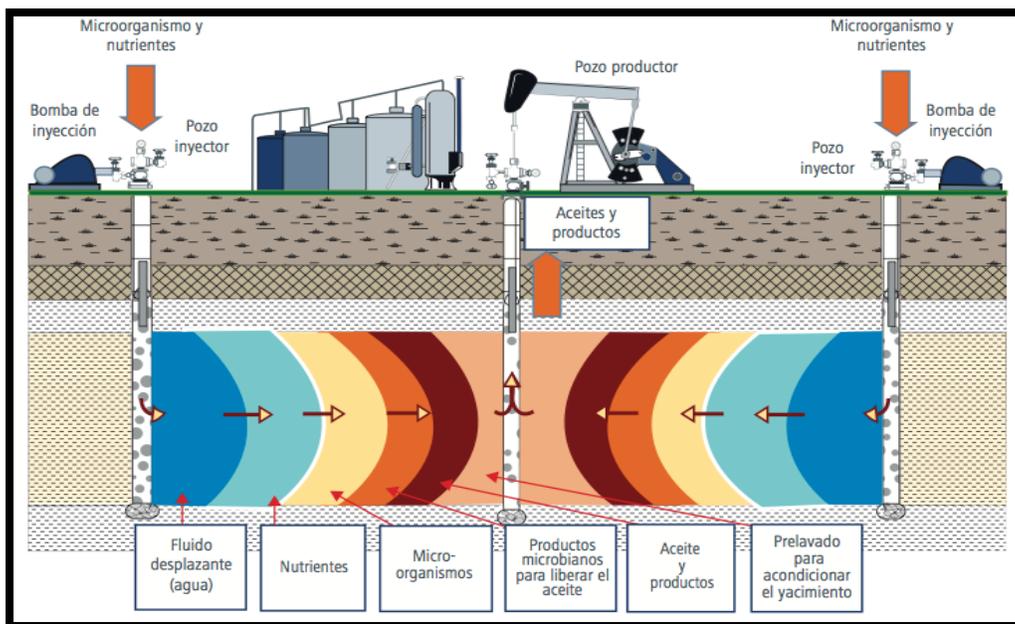


Ilustración 28 Inyección Microbiana. Tomada de: CNH, “El futuro de la producción de aceite en México: Recuperación avanzada y mejorada IOR-EOR”

CAPÍTULO 2. Métodos de Evaluación Económica

Definición

La evaluación económica de un proyecto es el procedimiento mediante el cual se determina que éste genere flujos de efectivo positivos, en otras palabras, la rentabilidad de dicho proyecto. Considerando cómo acontecen todos los flujos de efectivo, ingresos y egresos, a través del tiempo, estos se descuentan con una tasa de descuento de la empresa, para determinar el valor presente neto (VPN) de los mismos. Por lo tanto, al evaluar económicamente una opción de inversión, es indispensable considerar únicamente los flujos de efectivo, es decir, los ingresos y egresos que de ella se derivan (Murguía, 2004).

Variables que intervienen en la evaluación económica.

Se mostrará algunos términos y definiciones que intervienen en el proceso de la evaluación económica, donde todos y cada uno de ellos afectan en el análisis y por lo tanto en la decisión que se pueda tomar dependiendo de los resultados obtenidos, delimitando si el proyecto es capaz de generar ganancias a partir de un cierto capital.

PRONÓSTICOS DE PRODUCCIÓN

La generación de pronósticos siempre involucra el conocimiento de los mecanismos de empuje de los yacimientos, tanto naturales como artificiales, combinada con la productividad de pozos y otras restricciones, comúnmente referidas como condiciones de operación.

La viabilidad económica de un proyecto de recuperación de hidrocarburos, se ve influenciada por el comportamiento de producción del yacimiento bajo ciertas condiciones de operación, convirtiendo en un aspecto esencial, la evaluación del comportamiento pasado y presente, así como el pronóstico de su futuro. Lo que genera información de suma importancia sobre los volúmenes de hidrocarburos para la

Industria Petrolera.

Las técnicas más usadas en el análisis del comportamiento y estimación de producción, son:

- i. Método Volumétrico.
- ii. Método de curvas de declinación.
- iii. Método de balance de materia.
- iv. Método de simulación numérica.

PRECIOS

Es la cantidad, en términos monetarios, para darle un valor económico a un bien o servicio, en este caso específico para la obtención de una unidad de hidrocarburos. El precio del barril de petróleo es una variable incierta, debido a que no se tiene un control sobre él, ya que es dependiente de otras variables que afectan directamente la oferta y demanda de hidrocarburos.

Existen mercados regionales clave con diferentes niveles de importancia, liquidez y complejidad, donde se cotizan los denominados crudos marcadores, aunque el precio del crudo lo determina su capacidad calorífica y su densidad en grados °API, éstos sirven como base para determinar su precio. Los crudos marcadores son:

- 1) **EI BRENT**, es una mezcla de crudo producido en el Mar del Norte y es la referencia para los crudos de Europa.
- 2) **West Texas Intermediate (WTI)**, es un crudo de Texas y de Oklahoma en Estados Unidos y es la referencia para los crudos de América.
- 3) **DUBÁI**, es la referencia para los crudos en Asia.
- 4) **MINAS**, de indonesia y sirve como referencia para los crudos pesados en el lejano oriente.
- 5) **TAPIS**, en Malasia y sirve de referencia para los crudos ligeros en el lejano oriente.

Este valor cambia en el tiempo según las condiciones de mercado. El precio

también se ve impactado por la calidad del hidrocarburo y por los gastos de transporte.

COSTOS

García (2008), definió que es el valor monetario de los recursos que se entregan o prometen entregar, a cambio de bienes o servicios que se adquieren. Los costos son de diferentes tipos y se pueden clasificar de diferentes maneras, por los objetivos de esta tesis y alcances, que son de tipo operativos, podemos clasificarlos de dos tipos:

- a) *Costos fijos*: Son aquellos cuyo importe permanece constante, independiente si existen variaciones de la actividad de la empresa. Se identifican debido a que; sin importar si existen cambios la producción o no, si se vendan los hidrocarburos o no, estos deben ser solventados por la empresa.
- b) *Costos variables*: Son aquellos costos que varían a razón proporcional, de acuerdo al volumen de las actividades desempeñadas por la empresa. Son los costos por "producir" o "vender".

INVERSIONES

De acuerdo con Tarrágo (1986), "La inversión consiste en la aplicación de recursos financieros a la creación, renovación, ampliación o mejora de la capacidad operativa de la empresa". La inversión es la erogación que le permitirá a la actividad empresarial cumplir con los objetivos del proyecto en los periodos de tiempo establecidos.

Para fines de esta tesis se mencionan dos tipos de inversiones como son: *Inversión Estratégica* que se hace esperando una recompensa a futuro, refiriéndose al empleo de capital en algún tipo de actividad con el objetivo de incrementar el valor económico del proyecto, como por ejemplo; las inversiones en pozos, ductos, líneas, plantas, equipos, estaciones, estudios. Por otro lado tenemos la *Inversión operacional*, que son

necesarias para mantener el nivel actual de producción de hidrocarburos del proyecto y/o cumplir con normas legales y ecológicas, infraestructura de administración, seguridad, servicios auxiliares, etc.

TIEMPO

El tiempo es una variable fundamental y determinante en el proyecto, ya que para cualquier metodología de evaluación al transcurrir éste, las condiciones de mercado y el valor de los proyectos cambia.

Tipos de Evaluación económica.

Para fines de esta tesis clasificaremos las evaluaciones económicas en dos tipos: evaluación determinística y evaluación probabilística.

EVALUACIÓN DETERMINÍSTICA.

Un modelo determinístico es un modelo matemático donde las mismas entradas producirán invariablemente las mismas salidas, no contemplándose la existencia del azar ni el principio de incertidumbre. Está estrechamente relacionado con la creación de entornos simulados a través del estudio de situaciones hipotéticas, o para crear sistemas de gestión que permitan disminuir la incertidumbre, utilizando en esta tesis los indicadores económicos.

INDICADORES ECONÓMICOS.

Para poder llevar a cabo la evaluación económica y después de haber definido las variables del proyecto, es necesario utilizar los indicadores económicos, ya que éstos nos permiten conocer y evaluar los flujos de efectivo durante el tiempo, y estos son: Valor presente neto (VPN), tasa interna de retorno (TIR), índice de utilidad de la inversión (VPN/VPI), periodo de recuperación de la inversión (PRI), relación beneficio costo y límite económico.

A continuación se presentan sus definiciones:

VALOR PRESENTE NETO VPN.

El Valor Presente Neto (VPN) es el indicador más utilizado, esto debido a que transforma todos los flujos de efectivo tanto ingresos como egresos al tiempo actual a una tasa determinada, con la finalidad de considerar las variaciones de estos en el tiempo, para posteriormente comparar la equivalencia con la inversión inicial. Debido a su sencillez para obtenerlo y aplicarlo, nos permite contrastarlos y así conocer las posibles ganancias (Baca C, 1992).

El VPN desde el punto de vista matemático es la sumatoria de los flujos de caja puestos al tiempo actual y la forma de cálculo es la siguiente:

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

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.

t = período en el que nos encontramos.

Los criterios que se deben tomar en consideración al analizar el resultado del VPN son:

Cuando el:

- **VPN > 0**, se obtienen ganancias con el proyecto
- **VPN = 0**, el proyecto no obtiene ganancias
- **VPN < 0**, se pierde capital con el proyecto.

Este método tiene la ventaja de ser siempre único, sin importar el comportamiento de los flujos de efectivo generados por el proyecto. En la selección de la mejor alternativa, se debe escoger aquella que maximice el VPN.

TASA INTERNA DE RETORNO

Solórzano (1996) mostró que existe la tendencia generalizada a interpretarlo indiscriminadamente como una tasa de rendimiento del negocio que sin más puede ser comparada con las tasas bancarias, interpretación que pudiera conducir a conclusiones y decisiones equivocadas. La tasa interna de retorno es la tasa que reduce a cero el valor presente neto del proyecto, en otras palabras, tasa hasta donde se podrías ascender el costo del capital para que la ganancia fuera cero. Por lo tanto, es aquella tasa de interés i que satisface la siguiente ecuación:

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

Donde:

I_0 : Inversión inicial.

FE_t : Flujo de efectivo neto del periodo t .

n : Número de periodos de vida.

i : Tasa de interés.

t = período en el que nos encontramos.

La TIR determina el punto de quiebre de la rentabilidad de un proyecto, ya que muestra el tipo de descuento debajo del cual una inversión causa un VPN positivo y encima del cual, una inversión genera un VPN negativo.

RELACIÓN BENEFICIO/COSTO

Es oportuno recordar que desde que se está procediendo a evaluar un proyecto de inversión para su eventual puesta en ejecución interesa mucho conocer la razón beneficio/costo que se espera del mismo, pues saber cuántos pesos se recuperarán por cada peso que se invierta es conocer en buena medida la rentabilidad de esa inversión.

Este indicador es definida simplemente como el cociente del valor actual de los ingresos netos entre la inversión inicial (C).

$$R_{bc} = \frac{I_t}{C}$$

Donde:

$$I_t = \frac{I_1}{1+i} + \frac{I_1}{(1+i)^2} + \frac{I_1}{(1+i)^3} + \dots + \frac{I_1}{(1+i)^n}$$

De esta manera, de acuerdo con la fórmula del VPN:

$$R_{bc} = \frac{VPN + C}{C}$$

Donde:

R_{bc} = Relación beneficio/costo.

(I_t) = valor actual de los ingresos.

C = inversión inicial.

El valor de la Relación Beneficio/Costo cambiará según la tasa de actualización seleccionada, o sea, que cuanto más elevada sea dicha tasa, menor será la relación en el índice resultante.

Este indicador es una medida de rentabilidad de la inversión, o sea de su capacidad para generar rentas. Como se puede observar, esta capacidad generadora está referida exclusivamente a la inversión, y no a otros gastos; recordemos que en la definición de la R_{bc} en el denominador sólo aparece la inversión y que los gastos de operación y mantenimiento están implícitos en el numerador, restándose de los ingresos brutos.

Relación B/C > 0

Índice que por cada dólar de costos se obtiene más de un dólar de beneficio. En consecuencia, si el índice es positivo o cero, el proyecto debe aceptarse.

Relación B/C < 0

Índice que por cada dólar de costos se obtiene menos de un dólar de beneficio.

Entonces, si el índice es negativo, el proyecto debe rechazarse.

Este indicador es una medida de la rentabilidad de la inversión, o sea de su capacidad de generar rentas, o en otras palabras, nos indica el monto a obtener por cada unidad de capital invertida. Se debe tener cuidado al interpretar éste indicador económico, debido a que puede ser generado de diversas formas y por ende su interpretación debe ajustarse a la forma en que se obtuvo. Las variables a utilizar en esta tesis son el VPN y el VPI, teniendo así la siguiente ecuación:

$$IUI = \frac{VPN}{VPI}$$

Donde:

IUI= Índice de Utilidad.

VPN= Valor Presente Neto.

VPI= Valor Presente de la Inversión.

La aceptación de una inversión bajo el IUI parte de la condición que los beneficios deben exceder siempre a los costos. Si el IUI es mayor que 1 el proyecto es favorable, es decir que es capaz de generar ganancias a partir de la inversión. Por otra parte, si la relación es menor que 1, el proyecto no es capaz de cubrir sus gastos, por lo que es desfavorable la rentabilidad del proyecto. Si por alguna cuestión el IUI es igual a 1, debido a que los beneficios (VPN) son iguales a cero, cubre apenas el costo mínimo atribuible a la tasa de actualización.

PERÍODO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN

El periodo de recuperación de una inversión es el número de meses/años que tomará un proyecto para recuperar la inversión inicial y su costo de financiamiento, en otras palabras, consiste en la determinación del tiempo necesario para que los flujos de caja netos positivos sean iguales al capital invertido. Este método de análisis permite comparar los proyectos en base al tiempo de recuperación, considerando que se le dará preferencia a las opciones con un tiempo de recuperación menor. Se basa en la liquidez que pueda generar el proyecto y no específicamente en la rentabilidad del mismo (Baca, 2007).

Debe mencionarse que este método sólo considera flujos de caja netos positivos durante el plazo de recuperación, dejando de lado los flujos obtenidos después de este plazo, es decir, no determina el valor que puede llegar a tener un proyecto. Podemos determinarlo sumando los flujos de caja netos, únicamente hasta el período en que se supera la inversión inicial.

Si el período de recuperación es igual al horizonte económico se cubre la inversión inicial en el plazo total, por lo que el proyecto resulta indiferente, no se gana ni se pierde dinero. Entre menor sea el periodo de recuperación, significa que se recupera más rápido la inversión y en ese momento es capaz de generar ganancias el proyecto.

LÍMITE ECONÓMICO

El límite económico usualmente refiere a un punto en el tiempo después del cual continuar operaciones de la propiedad ya no es comercialmente rentable. Es decir que los costos de operación han superado la capacidad del proyecto para generar ganancias.

El criterio del límite económico es aceptable siempre y cuando éste sea mayor

que el período de recuperación, es decir, que la fecha a la cual el proyecto deje de generar ganancias exceda el tiempo que tarda el proyecto en regresar a la inversión inicial.

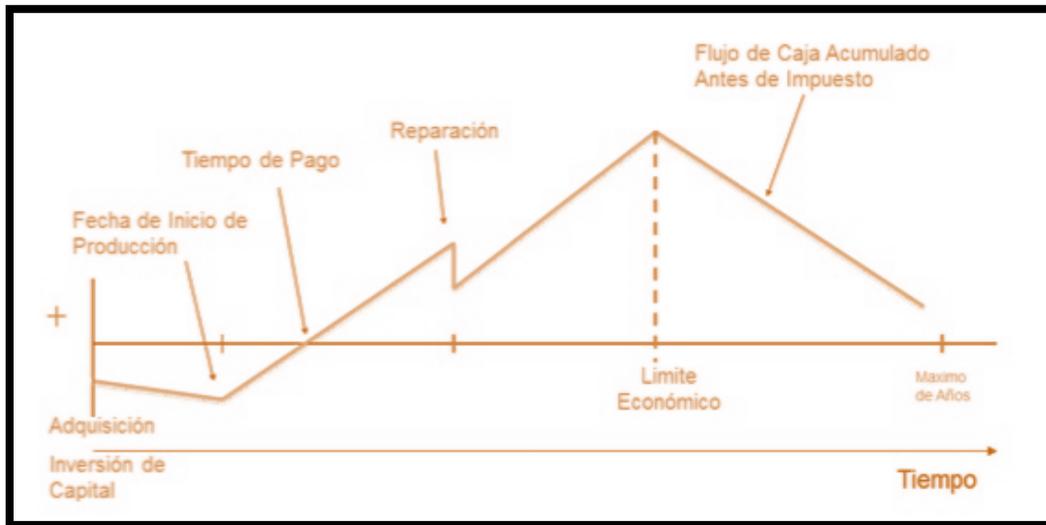


Ilustración 29. Límite económico. Tomada de: Schlumberger, *Evaluación económica de proyectos*, presentación.

El límite económico es evaluado antes de impuesto y se llega a considerar siempre y cuando éste sea mayor al tiempo de recuperación de la inversión.

Límite Económico Diario:

$$LE = \frac{\text{Costo por día}}{\text{Utilidad por Unidad}}$$

En la industria del petróleo y el gas abundan los riesgos y las incertidumbres. Ambos aspectos revisten gran importancia en todas las etapas del negocio (exploración, producción mercadotecnia y distribución de combustibles), razón por la cual existe la necesidad de la utilización de métodos sofisticados de análisis de riesgos, aunque las probabilidades varían dependiendo de muchas circunstancias. Las herramientas de análisis de probabilidades se utilizan por ejemplo, para captar las incertidumbres relacionadas con la estimación de reservas recuperables de un campo, pero no para evaluar la conveniencia económica de desarrollar un campo en condiciones de costos y precio del crudo variables (Simpson, Lamb, Finch, Dinnie, 2000).

El sofisticado análisis de riesgo puede indicar cuáles son los factores desconocidos que tienen mayor impacto sobre los resultados económicos del proyecto, representando una ventaja competitiva, donde la propagación de la incertidumbre permite que el impacto de agregar información sobre un parámetro de entrada se traslade al resultado. Generando así un modelo probabilístico que incluya explícitamente distribuciones de probabilidades para que los parámetros de interés sean capaces de indicar el grado de reducción de la incertidumbre que se puede esperar al obtenerse más información (Bryan, Malinyerno, Prange, Gonfalini, 2002).

Con base al enfoque y objetivos de esta tesis sólo se mostrarán algunos conceptos de probabilidad y el desarrollo general que este tipo de evaluación presentaría, debido a que no serán utilizados para el desarrollo del modelo y la herramienta a desarrollar.

CONCEPTOS DE PROBABILIDAD

MEDIA ARITMÉTICA

La medida más evidente que podemos calcular para describir un conjunto de observaciones numéricas es su valor medio. La media no es más que la suma de todos

los valores de una variable dividida entre el número total de datos de los que se dispone.

$$\bar{x} = \frac{\sum x}{n}$$

Donde:

\sum = Símbolo de sumatoria que indica que se deberá sumar lo que aparezca a derecha, es decir x.

X= Cada uno de los datos obtenidos de la muestra.

n= Número total de datos.

DESVIACIÓN ESTÁNDAR

La desviación estándar es la raíz cuadrada positiva de la varianza, donde, La varianza y la desviación miden la dispersión promedio alrededor de la media; es decir, como las observaciones mayores fluctúan por encima de ésta y como las observaciones menores se distribuyen por debajo de ésta como medidas de variabilidad más importantes. La desviación estándar se calcula mediante la siguiente expresión:

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

Donde:

σ = Desviación estándar.

X = Media aritmética.

n = Número de elementos.

x_j = Elemento j.

COEFICIENTE DE CURTOSIS

Mayer (1986) define que curtosis es una medida de la asimetría de una distribución alrededor de su media, en otras palabras, cuan “puntiaguda” es una distribución respecto de una forma acampanada denominada “normal”. Si la distribución tiende a la derecha, tendrá tendencia positiva. Si está a la izquierda, tendrá tendencia negativa.

El coeficiente de curtosis, g , está definido por:

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

Donde:

g : curtosis

\bar{x} : media aritmética

n : número de elementos.

x_i : elemento i .

Se clasifica 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.

DISTRIBUCIÓN DE PROBABILIDAD

Las distribuciones de probabilidad están relacionadas con la distribución de frecuencias. De hecho, podemos pensar en la distribución de probabilidad como una distribución de frecuencias teórica. Una distribución de frecuencias teórica es una distribución de probabilidades que describe la forma en que se espera que varíen los resultados. Debido a que estas distribuciones tratan sobre expectativas de que algo suceda, resultan ser modelos útiles para hacer inferencias y tomar decisiones de incertidumbre (Levin, Rubin, 2004).

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.

Los objetivos de distribuciones de probabilidad son:

- a) Introducir las distribuciones de probabilidad que más se utilizan en la toma de decisiones.
- b) Utilizar el concepto de valor esperado para tomar decisiones.
- c) Mostrar qué distribución de probabilidad utilizar, y cómo encontrar sus valores.
- d) Entender las limitaciones de cada una de las distribuciones de probabilidad que utilice.

Existen diferentes y muy variadas distribuciones de probabilidad pero para fines de esta tesis solo se muestran algunas que tienen aplicabilidad en la industria petrolera.

DISTRIBUCIÓN NORMAL:

La distribución normal es una distribución de variable continua que queda especificada por dos parámetros de lo que depende de su función de densidad y que resultan ser la media y la desviación estándar de a distribución, Su estudio teórico suele introducirse directamente a partir de su función de densidad. 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.

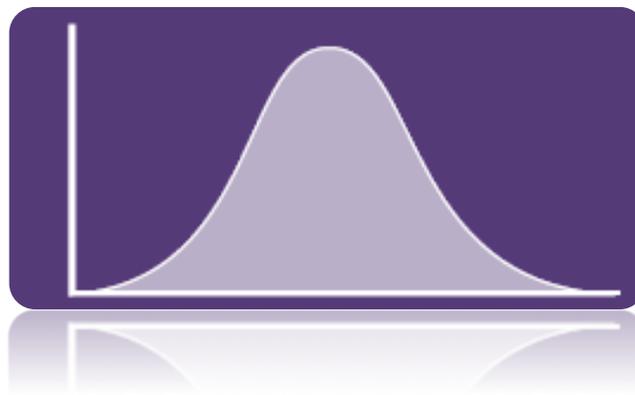


Ilustración 30. Distribución normal. Tomada de: Oilfield Review, "Riesgos medidos", schlumberger, invierno 2001.

DISTRIBUCIÓN LOGNORMAL:

La distribución lognormal es la distribución de una variable aleatoria cuyo logaritmo sigue la distribución normal. Algunos profesionales sostienen que la distribución lognormal es tan fundamental como la distribución normal. Ella surge de la combinación de términos aleatorios mediante un proceso multiplicativo. Distribución asimétrica que describe los valores futuros de muchas variables financieras, tales como precios de

activos.

Una variable aleatoria X tiene una distribución lognormal, cuando $\ln(x)$ tiene una distribución normal.

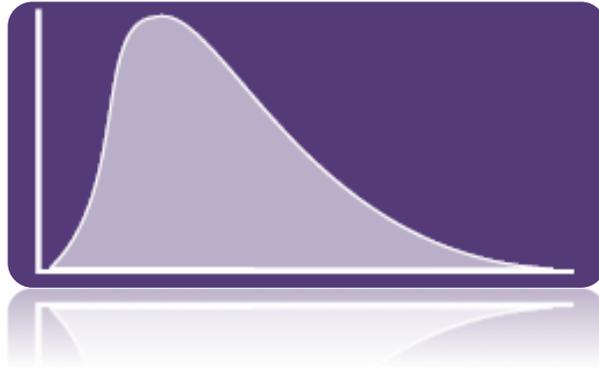


Ilustración 31. Distribución lognormal. Tomada de: Oilfield Review, "Riesgos medidos", schlumberger, invierno 2001.

DISTRIBUCIÓN UNIFORME:

Se caracteriza por el hecho de que todos los resultados en un rango de valores tiene la misma posibilidad de ocurrir. Esta se utiliza cuando existe muy poca información disponible respecto de la variable aleatoria, los parámetros mínimo y máximo se fijan para una mejor estimación del rango de valores que puede tomar la variable aleatoria.



Ilustración 32. Distribución uniforme. Tomada de: Oilfield Review, "Riesgos medidos", schlumberger, invierno 2001.

DISTRIBUCIÓN 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.

Debido a que depende de tres parámetros simples, es muy flexible para modelar una amplia variedad de supuestos. Una característica es que es cerrada, dejando fuera la posibilidad de valores extremos que quizás podrían ocurrir en realidad.

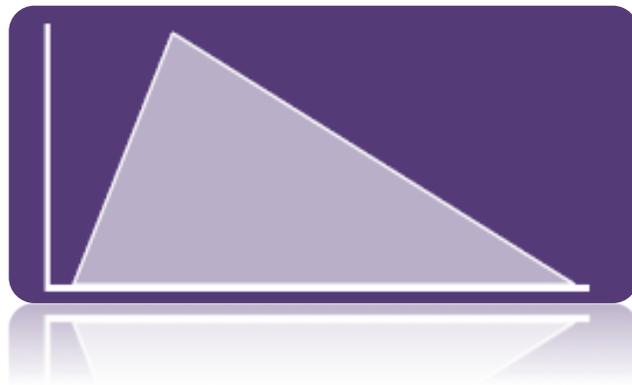


Ilustración 33. Distribución triangular. Tomada de: Oilfield Review, "Riesgos medidos", schlumberger, invierno 2001.

TEOREMA DEL LÍMITE CENTRAL

Hines y Montgomery en 1996 enunciaron el teorema como:

Si una variable aleatoria Y es la suma de n variables aleatorias independientes que satisfacen ciertas condiciones generales, entonces para n suficientemente grande, Y se encuentra aproximadamente distribuida en forma normal. (p. 237)

Para el teorema de límite central, si la población muestreada se distribuye de forma normal, entonces las medias de la muestra se distribuirán normalmente para cualquier tamaño de muestra n . Ahora bien, si la población no es normal, la distribución de las medias de la muestra será aproximadamente normal respecto a un muestral grande. También nos indica que no es necesario saber cuál es la distribución de la población para obtener relaciones 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 (Pineda, 2004).

En este teorema podemos observar que cuando existe suma de variables aleatorias independientes resultan en una distribución normal y cuando existe el producto de variables aleatorias independientes resultan en una distribución lognormal.

ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

El análisis de sensibilidad permite el estudio de la posible variación de los parámetros que causan más incertidumbre en el proyecto, en función de alguno de los criterios de valoración, debido a que, precisamente esta falta de certeza hace que la toma de decisiones sea bastante difícil. El análisis de sensibilidad se considera como una primera aproximación al estudio de inversiones con riesgo, ya que permite identificar aquellos elementos que son más sensibles ante una variación, en otras palabras, nos

indica las variables que más afectan el resultado del proyecto y cuáles son las que tienen poco impacto en el resultado final del proyecto.

Existen diferentes tipos de análisis de sensibilidad como:

DIAGRAMA DE TORNADO

Representar gráficamente el resultado del análisis de sensibilidad de un solo factor. Esto permite una evaluación de los riesgos asociados con la incertidumbre en cada una de las variables que afectan el resultado. Estos diagramas muestran gráficamente los cambios que se producen en la utilidad esperada cuando varía una cantidad o valor específico.

Análisis de un solo factor significa que podemos medir el efecto sobre los resultados de cada factor, uno a la vez, manteniendo los demás en su valor nominal (o base), obteniendo 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. La incertidumbre en el parámetro asociado a la barra más grande, el que está en la parte superior de la tabla, tiene el máximo impacto en el resultado (utilidad esperada), con cada barra sucesiva más bajo que tiene un impacto menor. Por el resultado de este arreglo se llama diagrama de Tornado, como se muestra en la ilustración 34.

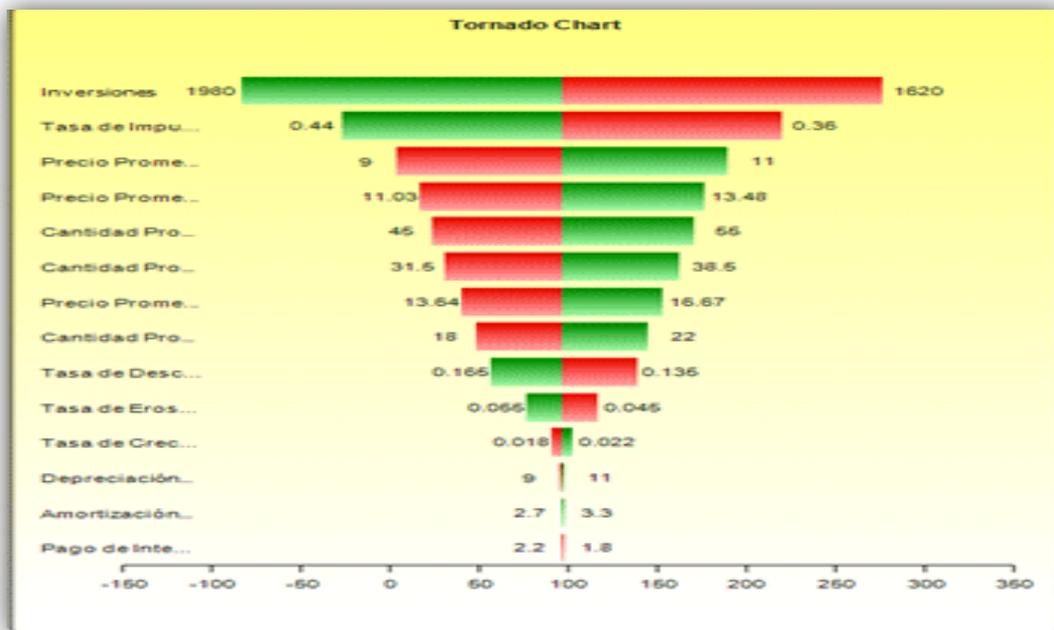


Ilustración 34. Diagrama de tornado. Tomado de: http://www.software-shop.com/in.php?mod=ver_producto&prdID=322

DIAGRAMA DE ARAÑA

Ruiz (2008) concluyó, estos diagramas representan los mismos valores y los rangos de valores que los diagramas de tornado pero su representación gráfica varían, 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.

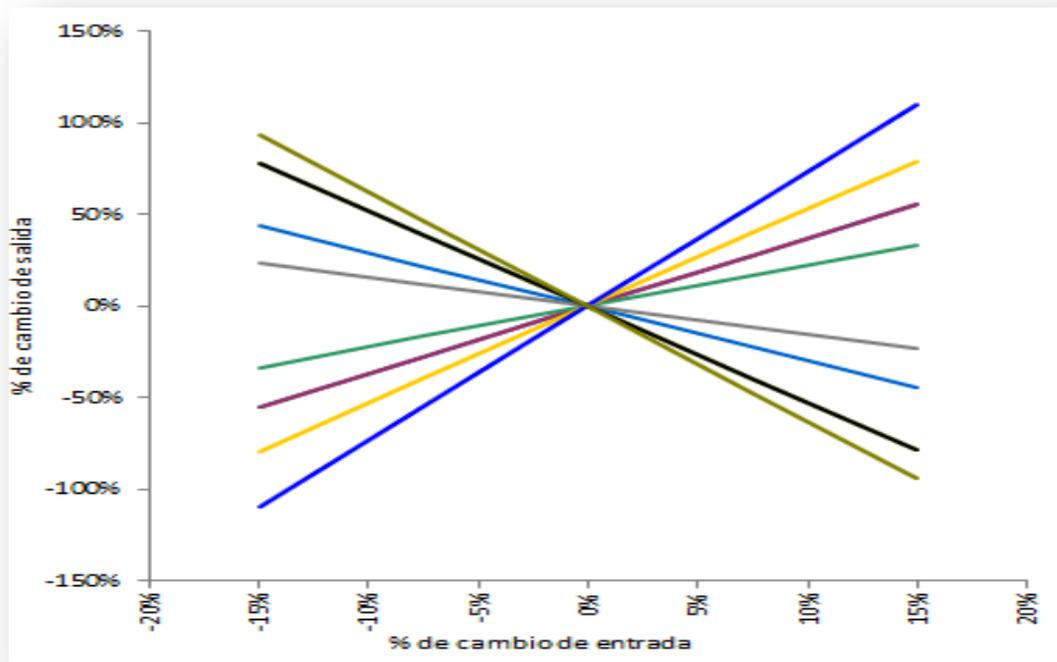


Ilustración 35. Diagrama de araña. Tomada de: <http://www.palisade-Ita.com/toprank/>

ÁRBOL DE DECISIONES

Es una representación gráfica de una secuencia de eventos y posibles resultados. No existe escala en un árbol de decisión, únicamente líneas o ramas que no tienen significado. Tampoco sus ángulos tienen significado, por lo que no es importante la precisión de estos. Mediante esta técnica se puede tener una mejor idea del panorama

completo del proyecto de inversión, debido a que todas las contingencias y posibles decisiones alternativas son definidas y analizadas de manera consistente, sin importar que tan compleja sea la decisión, ya que esta se descompone en pequeñas partes, y posteriormente estas partes son reensambladas para proporcionar un mejor enfoque para alcanzar los objetivos sobre una serie de decisiones.

Representándose los eventos en forma de nodos y las ramas como resultados, ampliando así el panorama para la toma de decisiones, debido a que, la mayoría de las tomas de decisiones, como son de suma importancia, no se efectúan en un punto en el tiempo sino más bien en etapas.

Existen tres tipos de nodos que son:

- a) **Nodo de decisión:** representa la decisión que necesita tomarse y está representado por un cuadrado.
- b) **Nodo de posibilidad:** representa el punto en donde se determinan los posibles resultados y está representado por una circunferencia.
- c) **Nodo final:** representan los resultados de los eventos que pueden realizarse.

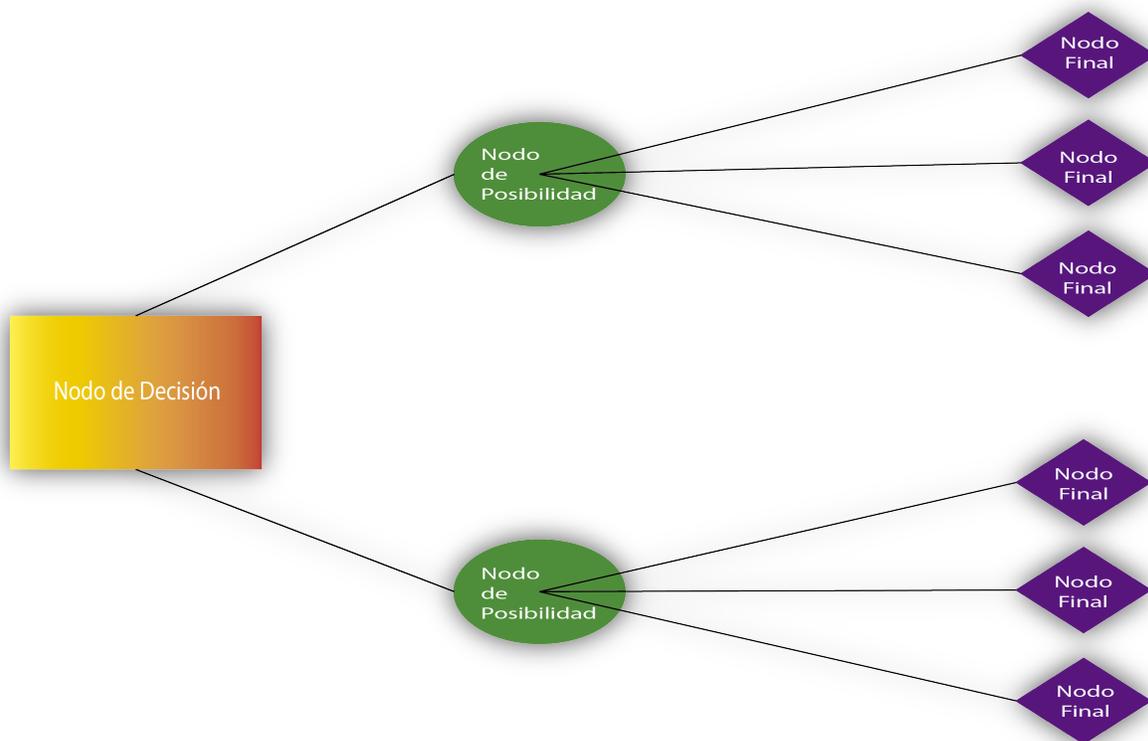


Ilustración 36. Árbol de decisión, tipos de nodos.

REGLA DE SWANSON

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 los hidrocarburos. Es una manera más simple de representar una gama de modelos geológicamente posibles para una gran posibilidad de la estimación de reservas.

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

Las tres medidas se proponen como:

- ❖ El medio (percentil 50 = mediana, P50), cuya mitad de la reserva era más grande que la mitad más pequeña.
- ❖ El máximo (percentil 10, P90), en el cual sólo el 10% eran mayores.

- ❖ El mínimo (percentil 90, P10), que el 90% eran mayores.

La regla de Swanson se define como la media $0.3P_{10} + 0.4P_{50} + 0.3P_{90}$, y proporciona una buena aproximación a los valores medios para las distribuciones modestamente sesgadas.

$$R. de Swanson = 0.3(P_{90}) + 0.4(P_{50}) + 0.3(P_{10})$$

SIMULACIÓN DE MONTE CARLO

La simulación de Monte Carlo considera el riesgo y la incertidumbre como factores integrales dentro de los cálculos. Lo más importante, es que incorpora el concepto de probabilidad. Se trata de una técnica que hace uso de la estadística y modelos matemáticos, que generan la probabilidad en función de las variables que tienen incertidumbre. Consiste en generar los valores aleatorios para cada una de las variables de entrada para generar una distribución de probabilidad para el resultado de la combinación de variables aleatorias, debido a que las entradas para este método son distribuciones de probabilidad. Después se procede a iterar n veces obteniendo 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 y así para poder observar el comportamiento del sistema o actividad que estamos analizando.

Durante una simulación Montecarlo, el muestreo es realizado, basado en los números aleatorios generados para cada variable de entrada, por lo que las áreas de alta densidad de probabilidad, son escogidas con mayor frecuencia que áreas de baja densidad de probabilidad.

Debido al alcance de esta tesis solo se desarrollara y analizara la evaluación determinística con análisis multivariable para poder tener una visión del comportamiento de las variables económicas involucradas en el desarrollo de este modelo.

CAPÍTULO 3. Propuesta de modelo.

CNH (2012) menciona que en México se cuenta con un nivel bajo de reservas 1P, comparado con el volumen remanente, esto a consecuencia de la carencia de aplicación de métodos de IOR-EOR que incrementen el factor de recuperación de estos yacimientos. Existe un gran potencial de desarrollo de este tipo de métodos en el país, pero como ya se mencionó, su implementación es bastante costosa por lo que la toma de decisiones que cumpla con los objetivos de la compañía deben estar apoyadas en un análisis técnico económico detallado para las diferentes alternativas y así optimizar y maximizar las retribuciones.

La Evaluación Económica de Proyectos de Inversión precisamente tiene como objetivo medir y aceptar sólo los proyectos que verdaderamente contribuyan a mejorar el beneficio económico. La decisión final de aceptar o rechazar un proyecto de inversión depende también de otras consideraciones políticas y sociales; sin embargo, la evaluación económica está en posibilidades de cuantificar todos los costos y beneficios que afecten directa e indirectamente al proyecto.

Bajo esta premisa, se decidió que en esta tesis se desarrollará una herramienta para determinar el comportamiento de los indicadores económicos que ayuden a tener un panorama económico de dos métodos de EOR y que pueda ayudar a la toma de decisiones, basado en indicadores como el valor presente neto, tasa interna de retorno, relación beneficio costo y periodo de recuperación de la inversión, combinando diferentes valores de precios de aceite, gas y condensados, costos operativos, inversiones, paridad, gasto de producción de aceite, RGA, costos del fluido de inyección, gasto de fluido de inyección. Es decir, contar con una herramienta que permita realizar análisis de sensibilidad multivariables de manera interactiva.

La composición de la herramienta estará constituida por dos partes la primera será: el programa Microsoft Excel, en el cual se llevan a cabo los cálculos de acuerdo la metodología de evaluación económica de proyectos para llevar a cabo una evaluación determinista, y de un programa llamado Crystal Xcelsius, con el que su base de datos es el documento de Excel antes mencionado y éste se preparará para así presentarla de manera interactiva, una vez que se cuenta con la información de manera interactiva es posible exportarla a diferentes formatos como pueden ser: Microsoft PowerPoint, PDF, HTML, entre otros, logrando una compatibilidad con cualquier tipo de ordenador.

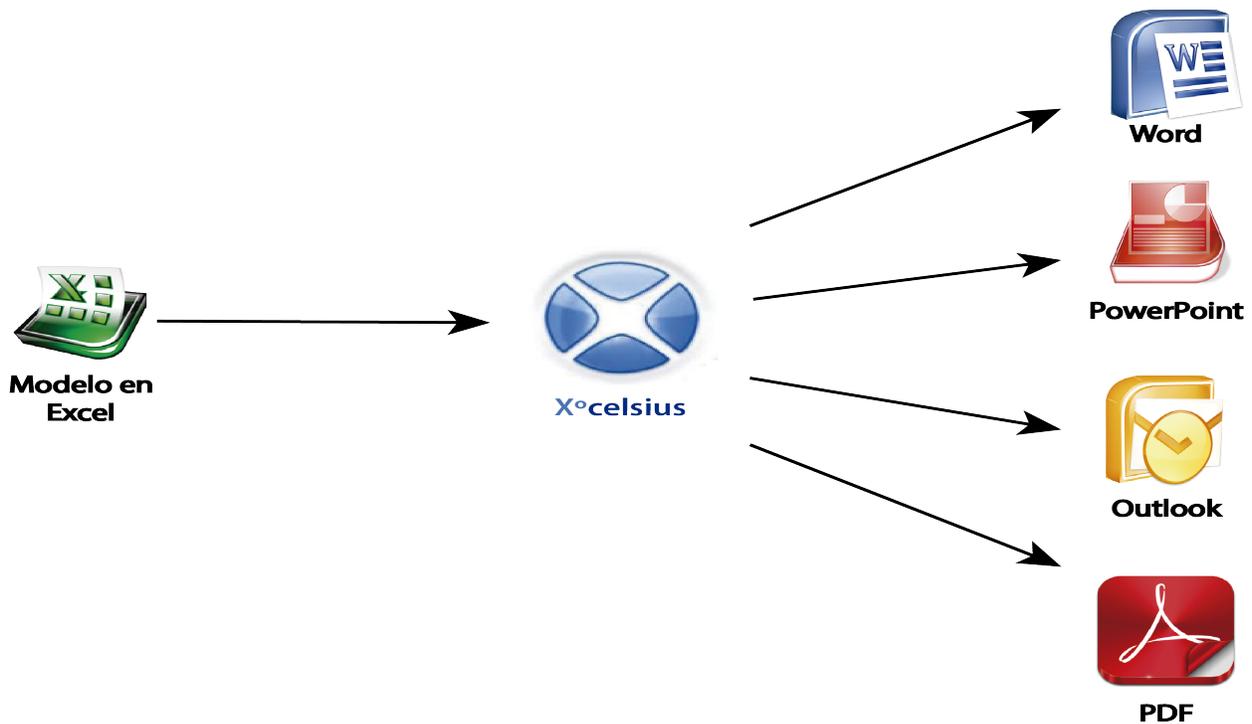


Ilustración 37. Proceso de creación de la herramienta.

Datos de los métodos de EOR

Para el desarrollo de un método de EOR es necesario considerar que su progreso está constituido en varias etapas en las cuales es necesario un periodo de tiempo dado de ejecución y con esto lograr resultados y la consolidación del proyecto

de recuperación mejorada. Como se ha podido observar en capítulos anteriores no en todos los métodos de EOR es posible obtener el mismo incremento en el factor de recuperación, ya que se mencionó que este depende de muchas características del yacimiento y asimismo analizar las alternativas viables de fluidos y variables económicas, para poder determinar qué método es el óptimo para aplicar, logrando así tener un panorama de los resultados que se pueden obtener.

Como ya se mencionó los proyectos de EOR tardan algún tiempo en consolidarse, debido a que cada etapa de este lleva diferentes periodos de tiempo. Debido a esto en la evaluación de las tecnologías de recuperación mejorada, el objetivo es reducir la incertidumbre que se tiene del yacimiento y el riesgo económico que estos procesos implican.

Bondor (2011) estipula que la ejecución del proceso de EOR consta de:

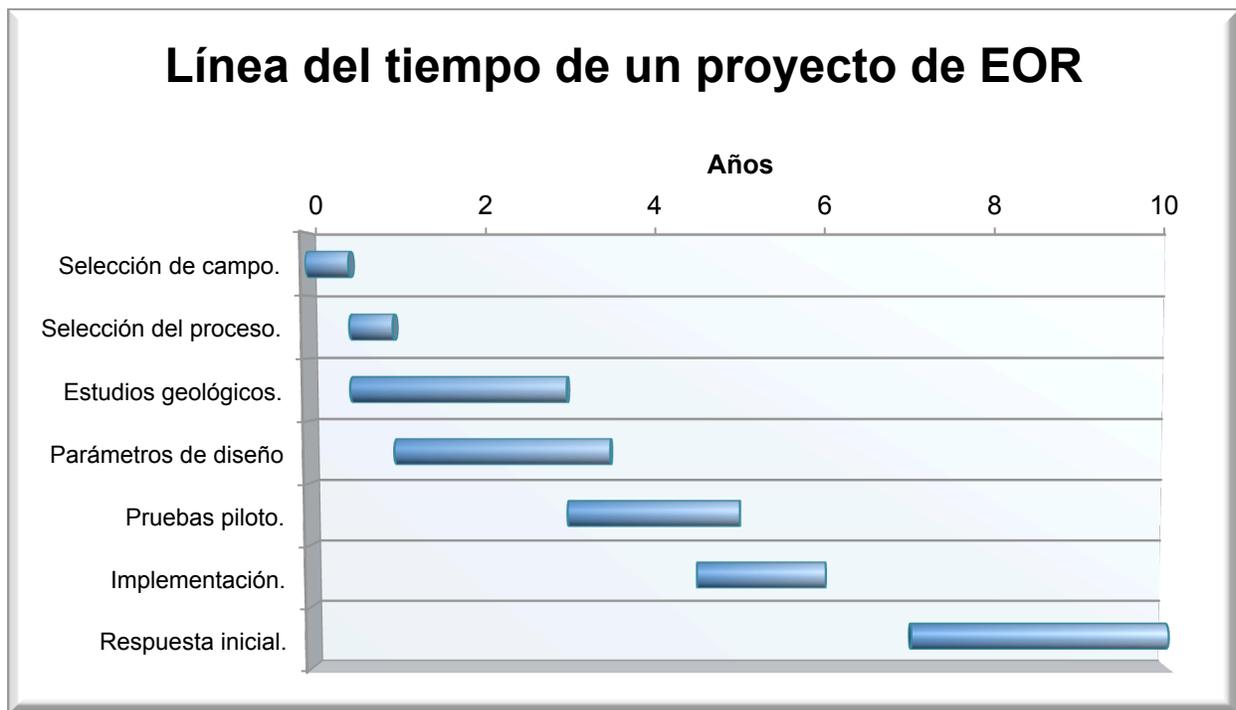


Ilustración 38. Línea del tiempo de un proyecto de recuperación mejorada. Adaptada de: EOR the Time is Now, Bondor P.

SELECCIÓN DEL CAMPO

Para la exitosa implementación de procesos de recuperación mejorada es esencial contar con un conocimiento geológico detallado de los yacimientos. Por lo tanto, es fundamental planificar y ejecutar acciones oportunas para la adquisición e interpretación de información que posibilite la adecuada caracterización de los yacimientos como de sus fluidos, y reducir de esta manera la incertidumbre en el conocimiento del subsuelo.

SELECCIÓN DEL PROCESO

Con la información recabada del yacimiento y sus fluidos, y con las reglas de escrutinio desarrolladas en las últimas décadas es posible establecer alternativas iniciales para la recuperación mejorada de manera eficiente. Cabe mencionar que estos criterios de pre-selección no se deben tomar como reglas absolutas, pero son útiles como una herramienta práctica que puede ser usada por especialistas con experiencia en las técnicas de recuperación mejorada.

MÉTODOS DE EOR APLICADOS.

Para efectuar la selección de los métodos puede realizarse un escrutinio preliminar, mediante unas tablas descriptivas de cada método que distintos autores, como las del Dr Thakur, han realizado para facilitar este proceso.

Para fines de esta tesis se analizarán económicamente dos de los métodos de EOR, un proceso térmico como es la inyección de vapor y un proceso químico como es inyección de surfactantes, esto para lograr observar un panorama de dos métodos que a lo largo de la historia han tenido un desarrollo y resultados diferentes, de los cuales

como se ha mencionado en capítulos anteriores la inyección de vapor ha tenido un amplio desarrollo con buenos resultados y es ampliamente considerado para ser aplicado en yacimientos con aceites pesados y extra pesados, a diferencia de los surfactantes que su desarrollo ha sido pobremente documentado y no se ha tenido desarrollo y el éxito esperado, consecuentemente mantiene a este método en fase de investigación y desarrollo.

Inyección de Vapor	
<p>Descripción El desplazamiento por inyección o inyección de vapor involucra la inyección continua de cerca de 80% de calidad de vapor para desplazar el frente aceite a los pozos productores. Las practicas normales son precedidas y acompañas y el desplazamiento de vapor por una estimulación cíclica de vapor en los pozos productores.</p> <p>Mecanismos La recuperación de aceite por inyección de vapor es debida a:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Calentamiento del aceite y la viscosidad es reducida • Presión de suministro para desplazar el aceite al pozo productor <p>Limitaciones</p> <ul style="list-style-type: none"> • Saturaciones de aceite pueden ser bastante altas y la zona debe ser mayor de 20 ft de espesor para minimizar las pérdidas de calor a las formaciones adyacentes. 	<ul style="list-style-type: none"> • Los ligeros, aceites viscosos más ligeros pues ser inyectados por vapor pero normalmente no será si el yacimiento responderá a una inyección ordinaria de agua. • La inyección de vapor es aplicable primariamente a aceites viscosos, altas permeabilidades para areniscas y arenas no consolidadas. • Debido a las excesivas pérdidas de calor en el fondo de pozo, la inyección de vapor en yacimientos deber ser en la medida de lo posible a una presión de inyección suficiente para mantener los gastos. • La inyección de vapor es usada normalmente en yacimientos carbonatados. <p>Problemas La relación de movilidad es adversa y existe canalización del vapor</p>
Guía de Técnicas de Escrutinio	
Aceite	
Gravedad	< 25° API (normalmente 10°-25° API)
Viscosidad	< 20 cp (rango entre 100-5000 cp)
Composición	No critica
Yacimiento	
Saturación de aceite	> 500 bbl/acre.ft (o >40-50% PV)
Tipo de formación	Arenas o areniscas con alta porosidad y permeabilidad
Espesor Neto	> 20 ft
Permeabilidad Promedio	> 200 md
Transmisibilidad	> 100 md ft/cp
Profundidad	300-5000 ft
Temperatura	No critico

Tabla 3. Guía de escrutinio para inyección de vapor. Adaptada de: *Integrated petroleum reservoir, Setter & Thakur.*

Inyección de Surfactante/Polímero

<p>Descripción</p> <p>La inyección de surfactantes/polímeros también llamada miscelar/polímero o inyección de micro emulsión, consiste en inyectar un bache que contiene agua, surfactante, electrolito (sal), usualmente un solvente (alcohol), y posiblemente un hidrocarburo (aceite). El tamaño del bache es alrededor de 5%-15% PV para un sistema de gran concentración de surfactante y 15%-50% PV para bajas concentraciones. El bache de surfactante es seguido por una capa de polímero y agua. Las concentraciones del polímero tienen rangos de 500-2000 mg/L; el volumen de la solución polimérica inyectada puede ser 50% PV, más o menos, dependiendo del proceso designado.</p> <p>Mecanismos</p> <p>La inyección de surfactantes/polímeros recupera aceite por:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Disminución de la tensión interfacial entre aceite y agua. • Solubilización del aceite • Emulsificación del aceite y agua • Mejoramiento de la movilidad <p>Aceite</p> <p>Gravedad > 25o API Viscosidad < 30 cp. Composición Bajos porcentajes de hidrocarburos intermedios son deseados</p> <p>Yacimiento</p> <p>Saturación de aceite >30% PV Tipo de formación Areniscas preferentemente Espesor Neto >10 ft Permeabilidad Promedio >20 md Profundidad < cerca de 8000 ft Temperatura < 175°F</p>	<p>Limitaciones</p> <ul style="list-style-type: none"> • Un barrido areal de más del 50% en la inyección del agua es deseado. • Una formación relativamente homogénea es preferida • Altas cantidades de anhidrita, yeso o arcillas son indeseables. • Sistemas viables proveen comportamiento óptimo sobre una serie de condiciones estrechas. • Con surfactantes comercialmente viables, la formación de cloruros puede ser <20 000 ppm y ion bivalente (Ca⁺⁺ y Mg⁺⁺)< 500 ppm <p>Problemas</p> <ul style="list-style-type: none"> • Terminación y sistema muy caro. • Posibilidad de separación cromatográfica de químicos. • Alta adsorción de surfactante • Interacciones entre surfactante y polímero • Degradación de químicos a altas temperaturas <p style="text-align: center;">Guía de Técnicas de Escrutinio</p>
---	---

Tabla 4. Guía de escrutinio para inyección de surfactante/polímero. Adaptada de: *Integrated petroleum reservoir, Setter & Thakur.*

Una vez identificadas las alternativas de recuperación mejorada, es fundamental realizar experimentos de laboratorio para definir el proceso EOR más apropiado y la formulación a inyectar; estimar a nivel de laboratorio el potencial de recuperación (factor de recuperación), y entender los principales mecanismos responsables del desplazamiento del aceite remanente. Entre los aspectos más relevantes a evaluar están los fenómenos interfaciales, el comportamiento de fases, la presión capilar, las permeabilidades relativas, la presión mínima de miscibilidad, y la interacción entre los fluidos y la roca del yacimiento. Pensando en la eficiencia, es importante que los estudios de laboratorio se realicen de manera paralela a otras fases del proceso, por ejemplo la caracterización de yacimientos.

La forma más común de llevar los resultados de laboratorio a escala de yacimiento es mediante una prueba piloto en una sección pequeña pero representativa del yacimiento. La selección, objetivos y evaluación de la prueba piloto son cruciales, ya que ayudarán a reducir la incertidumbre en el comportamiento del proceso EOR a implementar más adelante a escala de campo. Es importante enfatizar que las pruebas piloto no necesariamente deberán ser rentables, pero definitivamente deberán buscar e idealmente presentar una promesa de valor. La planeación adecuada, el planteamiento de objetivos que la prueba piloto deberá responder y la implementación de un programa de seguimiento, son elementos esenciales para el éxito de la prueba piloto.

EQUIPO UTILIZADO PARA LOS MÉTODOS

Como ya se mencionó anteriormente los métodos a analizar económicamente para fines de aplicación en esta tesis serán: inyección continua de vapor y método de surfactantes, los cuales requieren de diferentes sistemas e infraestructura para su aplicación, debido a su complejidad y extensión, se ejemplificará y describirán de manera generalizada los principales componentes empleados en cada uno de éstos.

INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR

Para la implementación de este método es necesario contar a grandes rasgos con equipos como son: pozos inyectoros y productores, generadores de vapor, tratamiento del gas, instalaciones de separación y almacenamiento de los fluidos producidos, entre otros, como se muestra en la Ilustración 41.

La implementación de estos planes de manera económicamente rentable depende principalmente de la relación vapor-crudo durante el proceso, la cual puede ser estimada con anticipación. Un proyecto de inyección de vapor debe ser capaz de pagar por su inversión y generar un retorno aceptable de la inversión. En la actualidad estos proyectos resultan ser costosos debido a un tercio crudo recuperado es utilizado para generar el vapor necesario.

Debido a la facilidad de la técnica y a su amplia aplicación resulta en un mecanismo aprovechable frente a otros métodos. La inyección continua de vapor aumenta el gasto de producción de los yacimientos y por lo general arroja resultados satisfactorios y las mayores recuperaciones en métodos probados de EOR. Es importante el conocimiento de las condiciones geológicas de las formaciones y de las propiedades de los fluidos para el diseño del mejor programa de inyección.

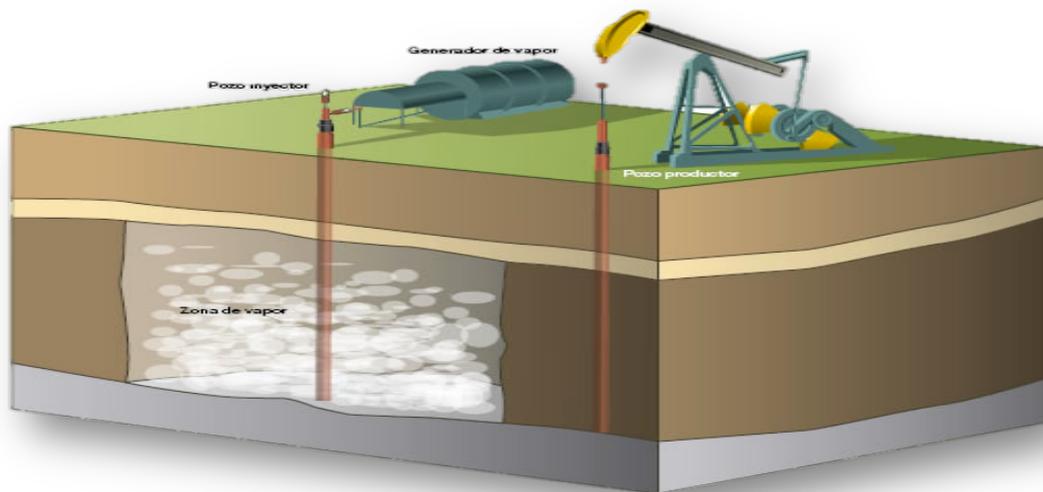


Ilustración 39. Inyección continua de vapor. Tomada de:
<http://www.ecopetrol.com.co/especiales/RevistaInnova3ed/nuevastec2.htm>

Como se desarrolló en el capítulo 1 existen diferentes generadores de vapor en los que podemos clasificarlos de dos tipos: en instalaciones superficiales o de fondo,

dependiendo del equipo será el costo y la complejidad para darle mantenimiento o realizar reparaciones a dichos equipos.

Una calidad del vapor entre 80 y 90%, expresada en porcentaje, es el valor promedio que normalmente se utiliza en inyección de vapor. Sin embargo, tales cifras pueden variar de acuerdo a las propiedades del agua usada y al tratamiento al cual ha sido sometida.

INYECCIÓN DE SURFACTANTES

Generalmente, para asegurarse de que la movilidad este bien controlada el tapón de surfactante se empuja con un determinado volumen de solución de polímeros. Además, se utilizan varios aditivos con el surfactante para protegerlo contra las sales minerales del agua de formación por la precipitación o secuestro de cationes divalentes. Como se muestra en la ilustración 42, el equipo necesario para la inyección de surfactantes básicamente es similar para todos los métodos químicos.

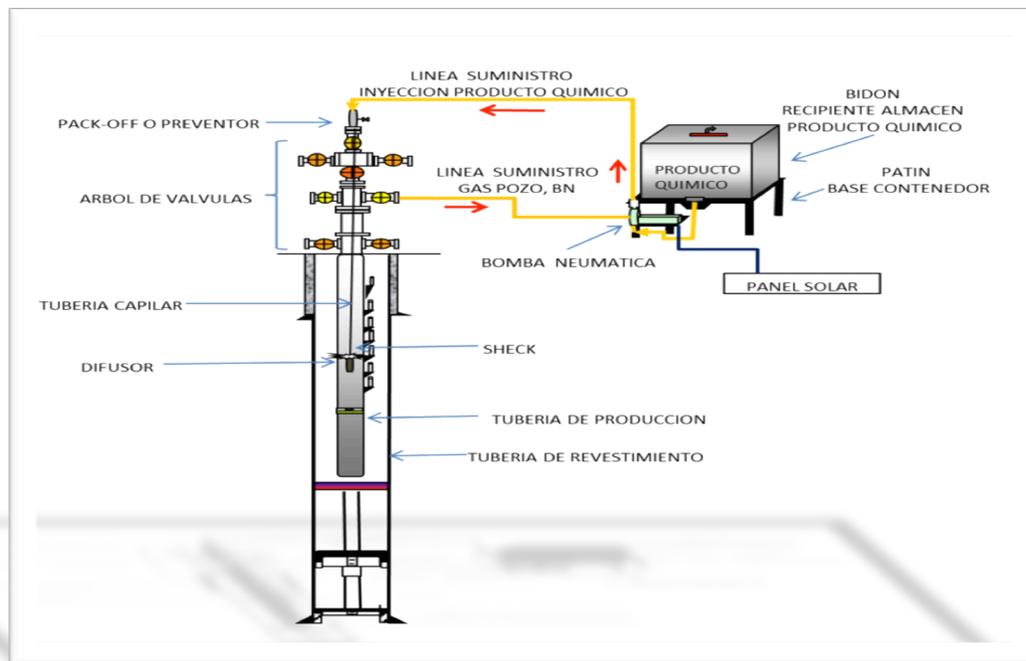


Ilustración 40. Equipo utilizado en el método de inyección de químicos. Tomada de: ANEXOS A-BG-BP-DE9-E1-F1 PQ-TUBERIA CAPILAR-AA, PEMEX.

<http://www.pep.pemex.com/Prebases/Lists/Licitaciones/Attachments/539/ANEXOS%20A-BG-BP-DE9-E1-F1%20PQ-TUBERIA%20CAPILAR-AA-ok.docx>.

Los surfactantes pueden ser clasificados por la carga iónica de la parte superficialmente activa de la molécula. En los surfactantes aniónicos, la carga molecular es negativa; en los catiónicos, positiva; en los no iónicos, no hay carga y en los anfóteros existen cargas tanto positivas como negativas en la molécula.

Son moléculas que contienen un segmento liposoluble (soluble en aceite) y otro hidrosoluble (soluble en agua). La solubilidad parcial tanto en agua como aceite permite al surfactante ocupar la interface.

- **Agentes aniónicos:** Contienen generalmente uno de cuatro grupos polares solubles - carboxilato, sulfonato, sulfato o fosfato - combinado con una cadena hidrocarbonada hidrófoba. Si esa cadena es corta son muy hidrosolubles, y en

caso contrario tendrán baja hidrosolubilidad y actuarán en sistemas no acuosos como aceites lubricantes.

- **Agentes cationicos:** Comúnmente utilizados en detergentes, agentes limpiadores, líquidos lavaplatos y cosméticos están compuestos por una molécula lipofílica y otra hidrofílica, consistente de uno o varios grupos amonio terciario o cuaternario.
- **Agentes no-iónicos:** Estos no se disocian en iones hidratados en medios acuosos. Las propiedades hidrofílicas son provistas por hidratación de grupos amido, amino, éter o hidróxilo. Cuando existe un número suficiente de estos grupos la solubilidad acuosa es comparable con la de los surfactantes iónicos.

ELECCIÓN DEL SURFACTANTE

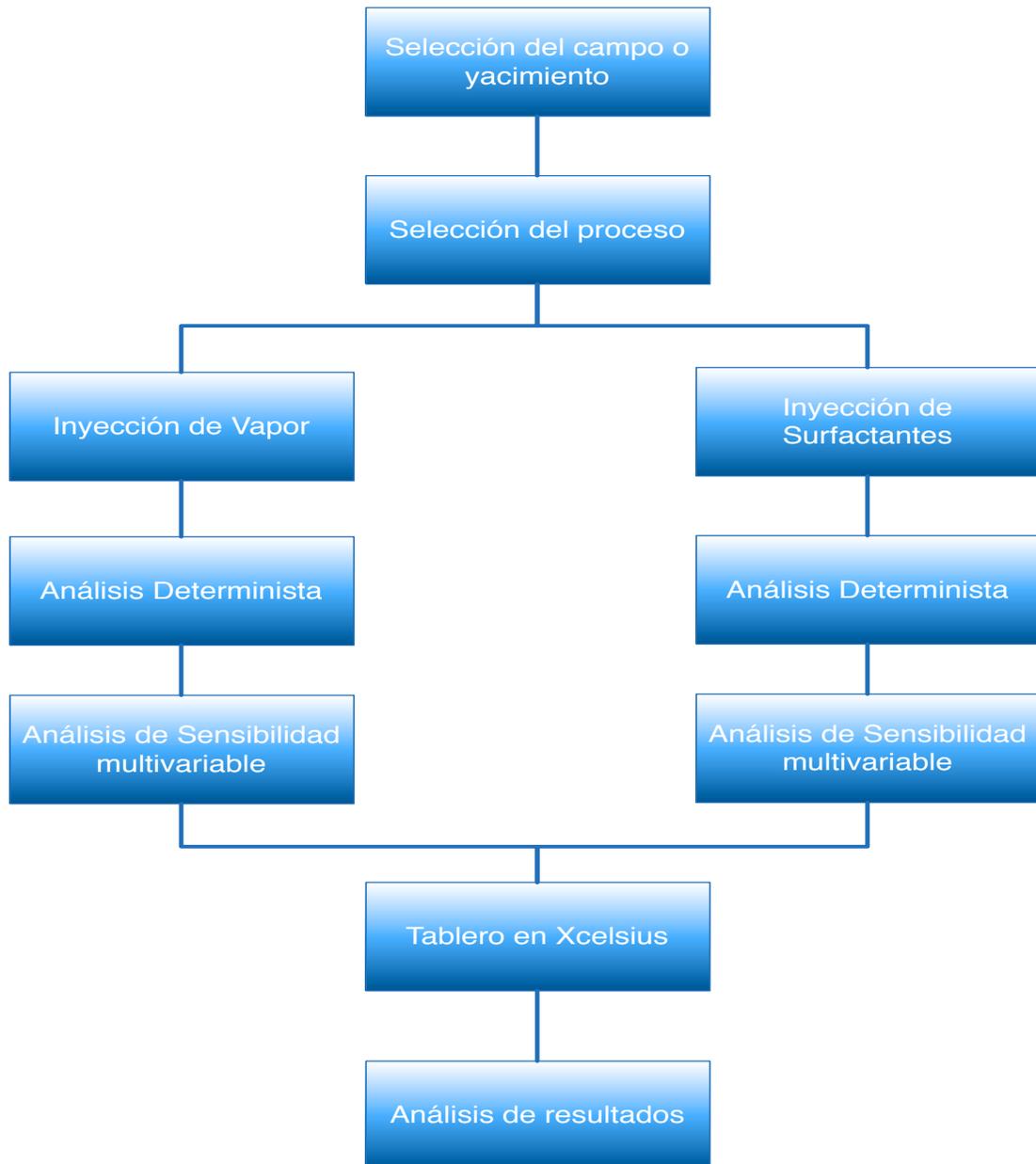
Como cada proyecto de recuperación mejorada es independiente, único y las condiciones varían, es extremadamente importante diseñar y formular el agente tensoactivo adecuado con el objetivo de optimizar el tratamiento.

Han aparecido en el mercado nuevos agentes tensoactivos que permiten la implementación de técnicas Surfactante-Polímero. Los surfactantes utilizados son sulfonatos de petróleo derivado del crudo y con alta actividad interfacial.

Existe una diferencia entre la eficiencia de desplazamiento y su peso equivalente, los sulfonatos con alto peso equivalente causan gran reducción interfacial pero no son solubles en agua y son rápidamente absorbidos. Para resolver esto, se mezclan con otros de bajo peso equivalente, lográndose el equilibrio entre la solubilidad y la reacción de tensión interfacial. Y agregando el tapón de compuestos minerales que evita la absorción in situ del surfactante en el medio poroso.

APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA

Con los datos provistos anteriormente y una vez seleccionados los métodos de EOR que serán aplicados, es necesario la estimación de los precios, las inversiones y costos necesarios para cada método.



INVERSIONES Y COSTOS

Para calcular las inversiones de cada método se utilizó la información descrita en cada método de recuperación mejorada así como en sus respectivas figuras, en las cuales podemos observar qué equipo necesita, así como algunos descritos en capítulos anteriores, se asignó un costo a cada equipo según la experiencia. Los costos del material usado en cada método se obtuvieron en a partir de la gráfica de Taber, la cual nos muestra el costo de producción de un barril dependiendo del método que apliquemos. Los costos de material utilizados fueron:

- Surfactantes \$16 USD/barril
- Inyección de vapor \$2 USD/barril

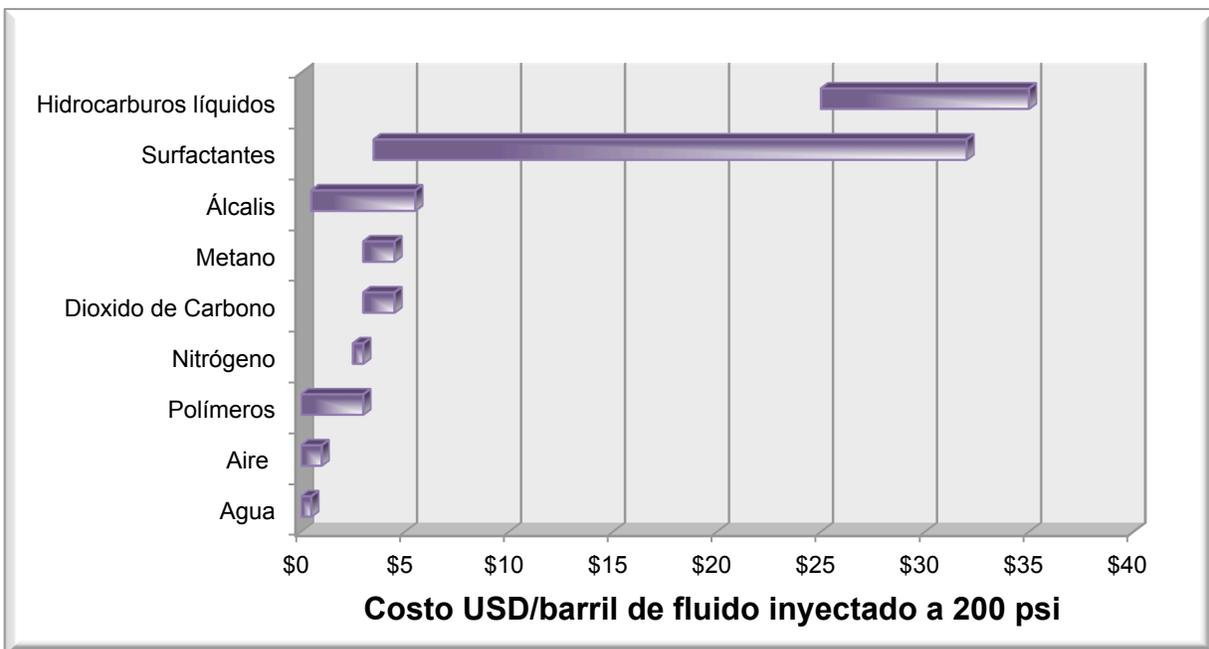


Ilustración 41. Costos de materiales usados en los métodos de EOR. Adaptada de: *Technical and Economy Criteria for Selecting Methods and Materials for enhanced Oil Recovery*, Taber J.

Para los costos del fluido a tratar será asignado el valor de 2 DIs/BI, esto es porque las alternativas se encuentran en etapa de visualización y por consiguiente no se tiene cotizados los costos de inyección y tratamiento de fluidos, dejando así la libertad que el usuario pueda utilizar premisas institucionales o las que considere adecuadas para generar su escenario. Además el propósito de este trabajo es elaborar la evaluación económica y no el proceso de estimación de inversiones y costos.

PRECIOS

Los precios al igual que los costos los valores que se le asignaran al aceite, gas y condensado, serán basados aproximadamente en los que se manejan en el mercado, esto porque día a día cambian los precios de los hidrocarburos, y además, le da la libertad al usuario de introducir los valores que le sean útiles para su evaluación.

FACTOR DE RECUPERACIÓN

Lake (1989) plantea unas tablas donde plasma la estimación del incremento del factor de recuperación por cada método y la relación de material aplicado por cada barril. No todos los métodos proporcionan el mismo incremento de factor de recuperación, de la misma manera debemos utilizar distintas cantidades de material para poder obtener un barril de aceite. Los costos finales del fluido de inyección son sumados a las inversiones.

Tabla 5. Incremento de factor de recuperación y utilización de material para los distintos procesos de EOR.
 Adaptada de Enhanced Oil Recovery, Lake L.

PROCESOS TÉRMICOS		
Proceso	Porcentaje típico de Recuperación	Utilización de agente típico
Inyección de Vapor	50-60%	0.5 barriles de aceite por barril producido
PROCESOS QUÍMICOS		
Proceso	Porcentaje típico de Recuperación	Utilización de agente típico
Polímeros	5%	0.3-0.5 lb de polímero por barril producido
Surfactante-Polímero	15%	12-25 lb de surfactante por barril producido
Alcalino-Polímero	5%	35-45 lb de químico por barril de aceite producido

Una vez obtenida la información necesaria, antes mencionada, para la evaluación económica, se procede a realizar los cálculos con ayuda del software Microsoft Excel, se programan las formulas descritas en el capítulo 2 y así poder analizar los resultados escogiendo las variables que más nos impacten y nos ayuden a tomar una decisión respecto al método que nos entregue mejor rentabilidad.

CAPÍTULO 4. Desarrollo del Modelo

Como ya se mencionó en el capítulo anterior para el desarrollo de esta tesis se eligieron dos métodos de EOR los cuales son: inyección de vapor e inyección de surfactantes. Con la ayuda de la herramienta desarrollada se realizara en análisis determinista y un análisis de sensibilidad multivariable de estas dos opciones y observar el comportamiento de los indicadores económicos para poder observar la rentabilidad de cada uno de los métodos y poder tener una decisión respecto a la aplicabilidad de éstos. La herramienta cuenta con posibilidad de guardar varios escenarios con la configuración en las variables que el usuario desee, con la única limitante que los escenarios guardados sólo estarán disponibles en la computadora en que se realizan éstos.

Consideraciones.

1. Año de evaluación y descuento 2014.
2. El modelo de evaluación se realizó para un horizonte de 25 años.
3. Las alternativas de recuperación mejorada son técnicamente factibles.
4. Los indicadores resultantes de la evaluación económica son calculados antes de impuestos.
5. La infraestructura contemplada es la necesaria para el manejo de la producción de hidrocarburos hasta el punto de venta.
6. En el costo de la inyección del fluido para recuperación mejorada, incluye la infraestructura para llevar el fluido hasta el punto de inyección.
7. La inyección del fluido para los procesos de recuperación mejorada iniciarán en el año 2017 y los beneficios asociados se presentarán de inmediato, en el caso de inyección de vapor y en el año 2018 para inyección de surfactantes.
8. En el costo del tratamiento de agua que resulta de la recuperación adicional de hidrocarburos, se incluye la infraestructura necesaria para el tratamiento y disposición.
9. Tasa de descuento utilizada es del 10%, pero puede ser modificada en la herramienta.
10. Se seleccionaron como variables a modificar: ritmo de producción de aceite (Q_o), ritmo de inyección de fluido para recuperación mejorada (Q_{iny}), ritmo de agua a tratar (QH_{2OT}), precios de aceite, gas y condensado, costo de fluido a inyectar, costo de tratamiento de agua, paridad peso-dólar y tasa de descuento.

11. Se seleccionaron los resultados del Valor Presente Neto (VPN), tasa interna de retorno (TIR), la reserva a recuperar (Np) y la relación Beneficio Costo (RBC) para determinar las mejores alternativas.
12. Las variables paridad peso-dólar y tasa de descuento, no son variables que generen una gran incertidumbre, pero ayudan a tener un panorama más amplio sobre el impacto de estas variables en una evaluación económica.

Análisis económico de las alternativas con la herramienta.

Como se señaló, se desarrolló la herramienta para facilitar y reducir el tiempo de los cálculos de los indicadores, si bien pueden ser observados, modificados y evaluados directamente en la hoja de Excel modificando las celdas correspondientes a las variables, sin embargo la reducción de tiempo y la facilidad que presenta la herramienta al mover un botón y observar el comportamiento mediante las gráficas y valores mostrados en la herramienta, deja ese tiempo para realizar un mejor análisis de los resultados.

Para ello, si se utilizara el documento de Excel una de las metodologías a emplear es el análisis de sensibilidad, que con la ayuda de la herramienta institucional de evaluación de proyectos, se podría realizar con una sola variable en movimiento a la vez para cada alternativa. Se tendría que iniciar variando el valor de la celda donde se encuentran las variables a modificar y revisar nuestros indicadores económicos resultantes.

Sin embargo, la herramienta que se presenta a continuación, pretende facilitar la elaboración de los cálculos, para permitir que los especialistas se dediquen más tiempo al análisis de resultados, con ayuda de un análisis de sensibilidad multivariable y toma de decisiones. Teniendo como propósito de esta tesis hacer notar la funcionalidad de la herramienta para evaluación económica de las dos alternativas de recuperación mejorada, mediante la facilidad que presenta para modificar las variables involucradas previamente mencionadas, gracias a la combinación de Excel-Xcelsius y que fue exportado a Microsoft PowerPoint para poder tener compatibilidad con cualquier tipo de ordenador que cuente con el sistema operativo Windows.

En la Figura 42, se muestra la herramienta con la que se pueden obtener de manera interactiva los resultados de indicadores económicos, derivados de la modificación en los valores de las variables previamente establecidas.

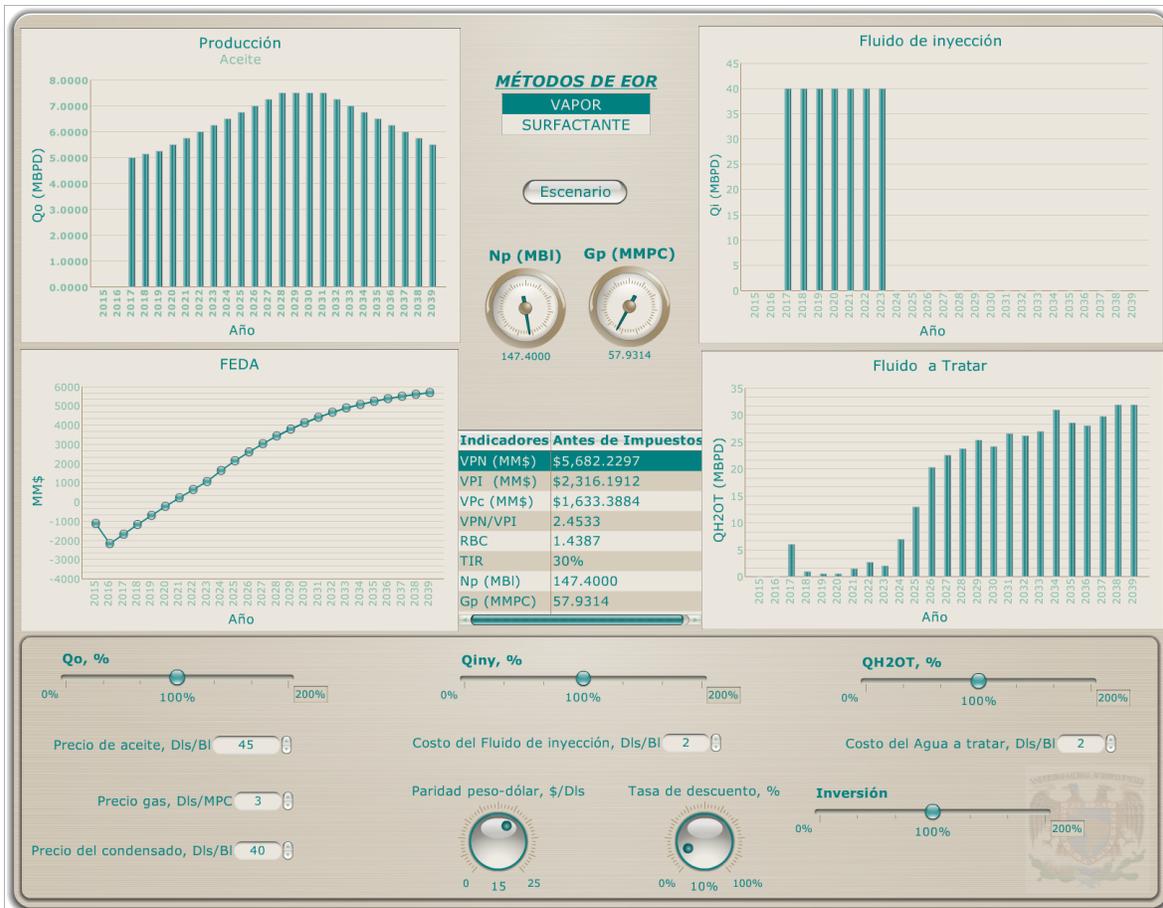


Ilustración 42. Herramienta de evaluación económica para alternativas de EOR.

En la figura anterior podemos observar que en la parte de arriba el área de visualización de los resultados y la parte de abajo muestran los controles de modificación con los que se realizan las variaciones a las variables antes definidas, que causan incertidumbre en sus valores y el impacto cuantitativo que estos generan.

En la parte central se muestran dos indicadores, uno de la reserva recuperada (Np) y complementado a esto el gas producido (Gp), siguiendo con la parte central se muestra el indicador que nos permite intercambiar la alternativa de recuperación mejorada, con la cual los valores y graficas sufren modificación para observar los valores entregados por cada una de las alternativas. También nos muestra una tabla mostrando los indicadores; VPN, NP y la RBC de la alternativa que se está evaluando. Las gráficas encontradas en cada esquina del área de visualización de resultados nos indican de manera visual el cambio que sufren esas variables al ser modificadas en el área de controles de modificación.

En el área de los controles de modificación, se tienen las variables: ritmo de producción de aceite (Qo), ritmo de inyección de fluido de recuperación mejorada

(Qiny), ritmo de agua a tratar (QH2OT), precios de aceite, gas y condensado, costo de fluido a inyectar, costo de tratamiento de agua, paridas peso-dólar y tasa de descuento, que se seleccionaron para modificar sus valores y estimar de manera cuantitativa los resultados de sus cambios.

La herramienta tiene opción de guardar escenarios, que el usuario desee conservar, para su posterior análisis, con la limitante antes mencionada que solo están disponibles en el ordenador donde se encuentre la herramienta.

Ahora bien, para que se pudiera tomar una decisión y debido a que las alternativas de recuperación mejorada analizadas, como ya se mencionó, se encuentran en etapa de visualización, se deben hacer todos los ejercicios técnicos económicos posibles para ir conceptualizando e ir definiendo la mejor opción para implementarse en la explotación de hidrocarburos. Para fines de esta tesis se realizarán tres casos para cada alternativa de recuperación mejorada, con el fin de mostrar un panorama del comportamiento de las variables económicas como el VPN, RBC y TIR, mostrando la facilidad de manejo para poder observar y analizar, así como el poco tiempo necesario para modificar las variables seleccionadas.

Para cumplir con la evaluación y análisis de sensibilidad multivariable se deben definir los parámetros con valores base, con los cuales permitirá tener resultados de los indicadores como VPN, RCB, TIR resultando en un punto de partida para las modificaciones en las diferentes variables antes mencionadas. Los cuales se mostraran 3 casos para cada método en los cuales, los casos 1 de vapor y surfactantes serán base teniendo como valores:

Tabla 6. Premisas y costos

Premisas de precios y costos		
Precio del aceite	45	Dls/BI
Precio del gas	3	Dls/MPC
Precio del condensado	40	Dls/BI
Costo del fluido de recuperación mejorada	2	Dls/BI
Costo del agua a tratar	2	Dls/BI
Paridad	15	Peso/dólar
Tasa de descuento	10	%

CASO 1 PARA INYECCION DE VAPOR (1-VAPOR)

A continuación se mostrará los valores entregados por la herramienta para un caso 1 de inyección de vapor en la cual se están tomando los valores de premisas y costos base mencionados en la tabla 6. Mostrando en la ilustración 45 como quedaría la herramienta ajustada para el caso base.

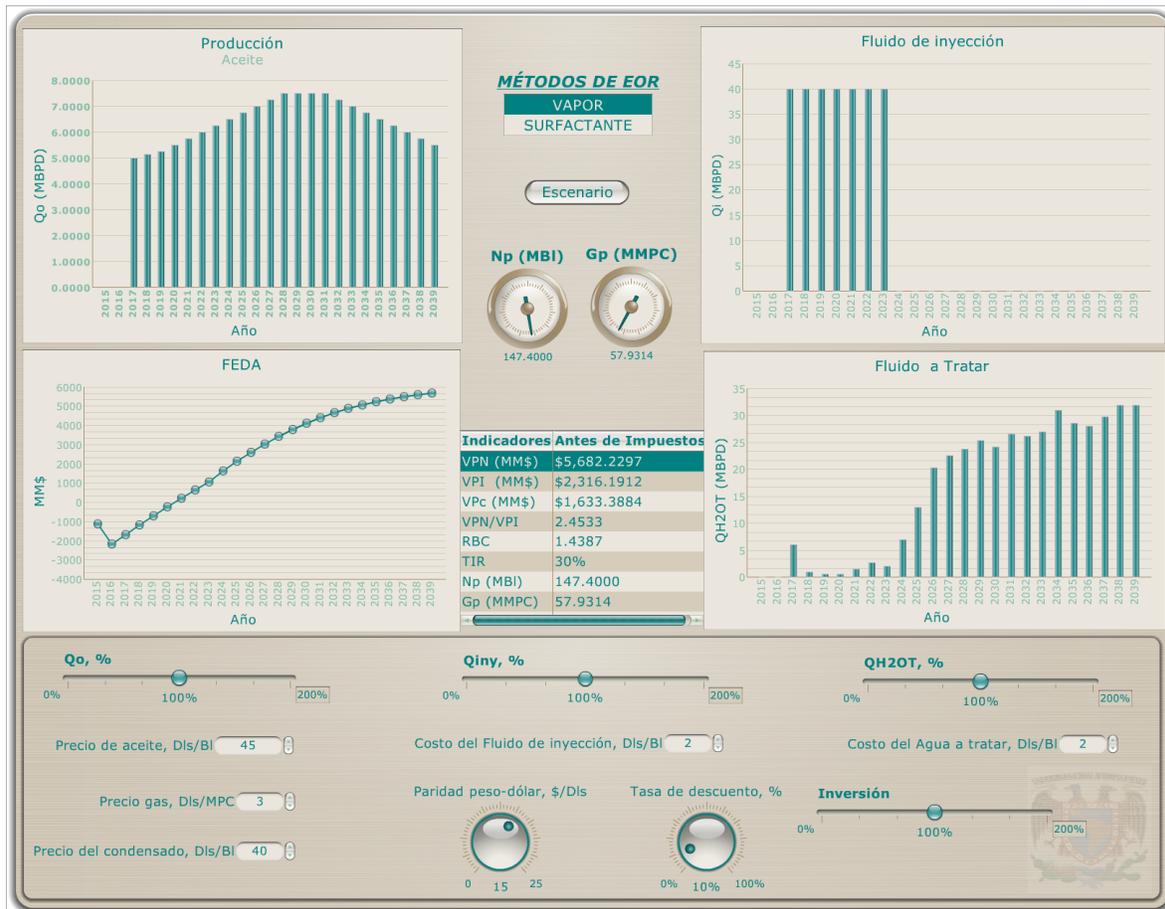


Ilustración 43. Resultados de herramienta para Caso 1 inyección de Vapor.

Como se puede observar en la ilustración anterior se los gastos de inyección (Qiny), producción de aceite (Qo), fluido a tratar (QH2OT) e inversiones se mantienen en un

perfil base, con lo que obtenemos como resultados de los indicadores elegidos, la herramienta posee los valores manifestados en la ilustración 46.

Indicadores	Antes de Impuestos
VPN (MM\$)	\$5,682.2297
VPI (MM\$)	\$2,316.1912
VPc (MM\$)	\$1,633.3884
VPN/VPI	2.4533
RBC	1.4387
TIR	30%
Np (MBI)	147.4000
Gp (MMPC)	57.9314

Ilustración 44. Resultados, Indicadores económicos caso 1 Inyección de Vapor.

CASO 1 PARA INYECCION DE SURFACTANTES (1-SURFACTANTES)

Igual que el caso anterior se mostrarán los valores entregados por la herramienta, en este caso será aplicado para un caso 1 de inyección de surfactantes en el que también se utilizaran los valores base de premisas y costos ya establecidos. Obteniendo así que la configuración de la herramienta queda mostrada en la ilustración 47.

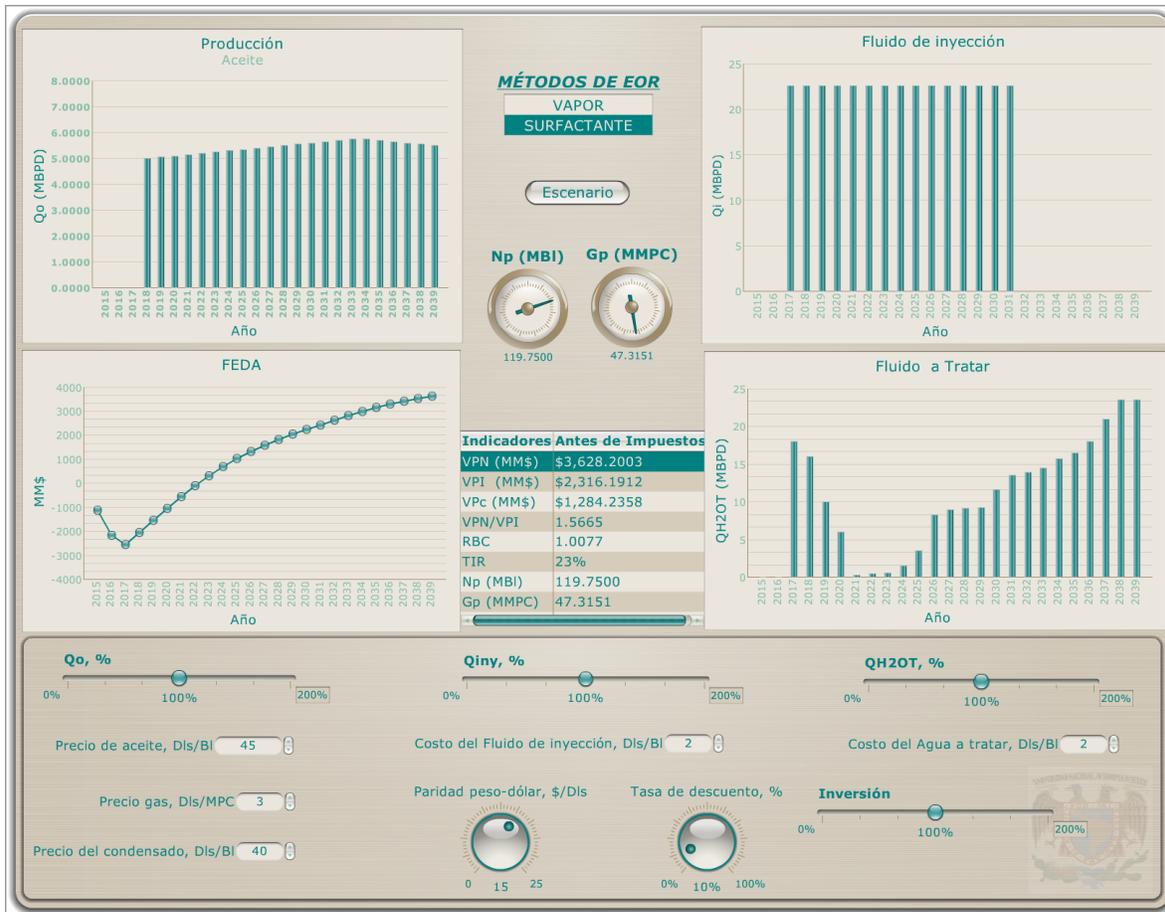


Ilustración 45. Resultados de herramienta para Caso 1 inyección de Surfactantes.

Como se puede observar en la ilustración anterior se los gastos de inyección (Qiny), producción de aceite (Qo), fluido a tratar (QH2OT) e inversiones se mantienen en un perfil base, con lo que obtenemos como resultados de los indicadores elegidos, la herramienta posee los valores manifestados en la ilustración 48.

Indicadores	Antes de Impuestos
VPN (MM\$)	\$3,628.2003
VPI (MM\$)	\$2,316.1912
VPc (MM\$)	\$1,284.2358
VPN/VPI	1.5665
RBC	1.0077
TIR	23%
Np (MBI)	119.7500
Gp (MMPC)	47.3151

Ilustración 46. Resultados, Indicadores económicos caso 1 Inyección de Surfactantes.

CASO 2 PARA INYECCION DE VAPOR (2-VAPOR)

Para poder observar que el caso 2-Vapor no es rentable a continuación se mostrará los valores entregados por la herramienta para una modificación del caso 1-Vapor en la cual se están tomando como valores de la siguiente tabla, incluyendo que el gasto de aceite será reducido 20%, la inversión aumenta 30%, el gasto de inyección aumenta 50% y el fluido a tratar aumenta 30%, los demás valores son:

Precio del aceite	45	Dls/BI
Precio del gas	3	Dls/MPC
Precio del condensado	40	Dls/BI
Costo del fluido de recuperación mejorada	8	Dls/BI
Costo del agua a tratar	5	Dls/BI
Paridad	15	Peso/dólar
Tasa de descuento	10	%

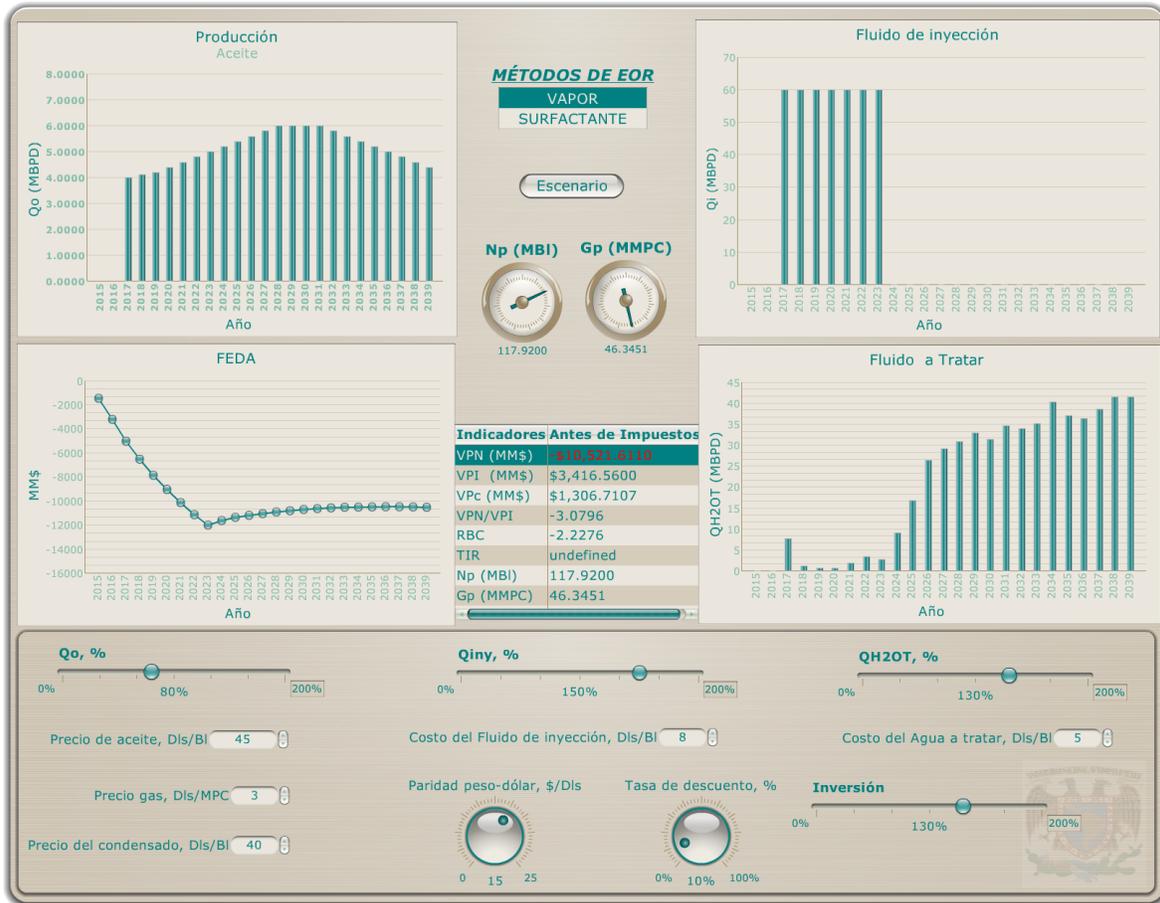


Ilustración 47. Resultados de herramienta para Caso 2 inyección de Vapor.

Los resultados arrojados por la herramienta, basado en los cálculos realizados con la información de las premisas y costos para el caso 2-Vapor, tienen los siguientes valores mostrados en la ilustración 50.

Indicadores	Antes de Impuestos
VPN (MM\$)	-\$10,521.6110
VPI (MM\$)	\$3,416.5600
VPc (MM\$)	\$1,306.7107
VPN/VPI	-3.0796
RBC	-2.2276
TIR	undefined
Np (MBI)	117.9200
Gp (MMPC)	46.3451

Ilustración 48. Resultados, Indicadores económicos caso 2 Inyección de Vapor.

CASO 2 PARA INYECCION DE SURFACTANTES (2-SURFACTANTES)

A continuación se mostrará los valores entregados por la herramienta para un caso 2 de inyección de surfactantes en la cual se están tomando como valores de la siguiente tabla, incluyendo que el gasto de aceite será reducido 20%, la inversión aumenta 30%, el gasto de inyección aumenta 50% y el fluido a tratar aumenta 30%, los demás valores son:

Precio del aceite	45	Dls/BI
Precio del gas	3	Dls/MPC
Precio del condensado	40	Dls/BI
Costo del fluido de recuperación mejorada	8	Dls/BI
Costo del agua a tratar	5	Dls/BI
Paridad	15	Peso/dólar
Tasa de descuento	10	%

En la ilustración 51 se muestra la herramienta configurada y muestra el comportamiento de las variables.

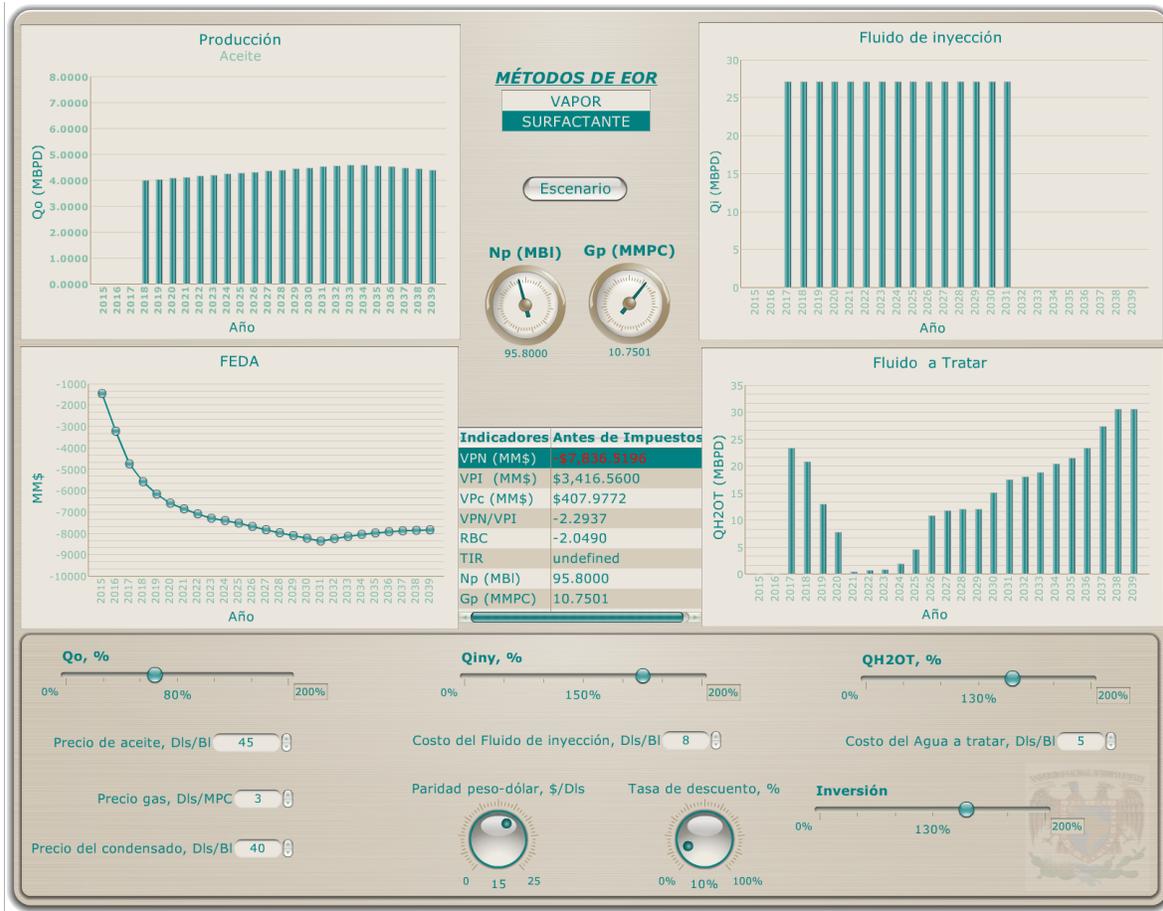


Ilustración 49. Resultados de herramienta para Caso 2 inyección de Surfactantes.

Los resultados arrojados por la herramienta, basado en los cálculos realizados con la información de las premisas y costos para el caso 2-Surfactantes, tienen los siguientes valores mostrados en la ilustración 52.

Indicadores Antes de Impuestos	
VPN (MM\$)	-\$7,836.5196
VPI (MM\$)	\$3,416.5600
VPc (MM\$)	\$407.9772
VPN/VPI	-2.2937
RBC	-2.0490
TIR	undefined
Np (MBI)	95.8000
Gp (MMPC)	10.7501

Ilustración 50. Resultados, Indicadores económicos caso 2 Inyección de Surfactantes.

CASO 3 PARA INYECCION DE VAPOR (3-VAPOR)

A continuación se mostrará los valores entregados por la herramienta para un caso 3 de inyección de vapor en la cual se están tomando como valores de la siguiente tabla, incluyendo que el gasto de aceite será aumentado el 50%, la inversión se reduce 20%, el gasto de inyección reducido 95% y el fluido a tratar reducido el 100%, los demás valores son:

Precio del aceite	55 Dls/BI
Precio del gas	3 Dls/MPC
Precio del condensado	48 Dls/BI
Costo del fluido de recuperación mejorada	8 Dls/BI
Costo del agua a tratar	5 Dls/BI
Paridad	15 Peso/dólar
Tasa de descuento	10 %

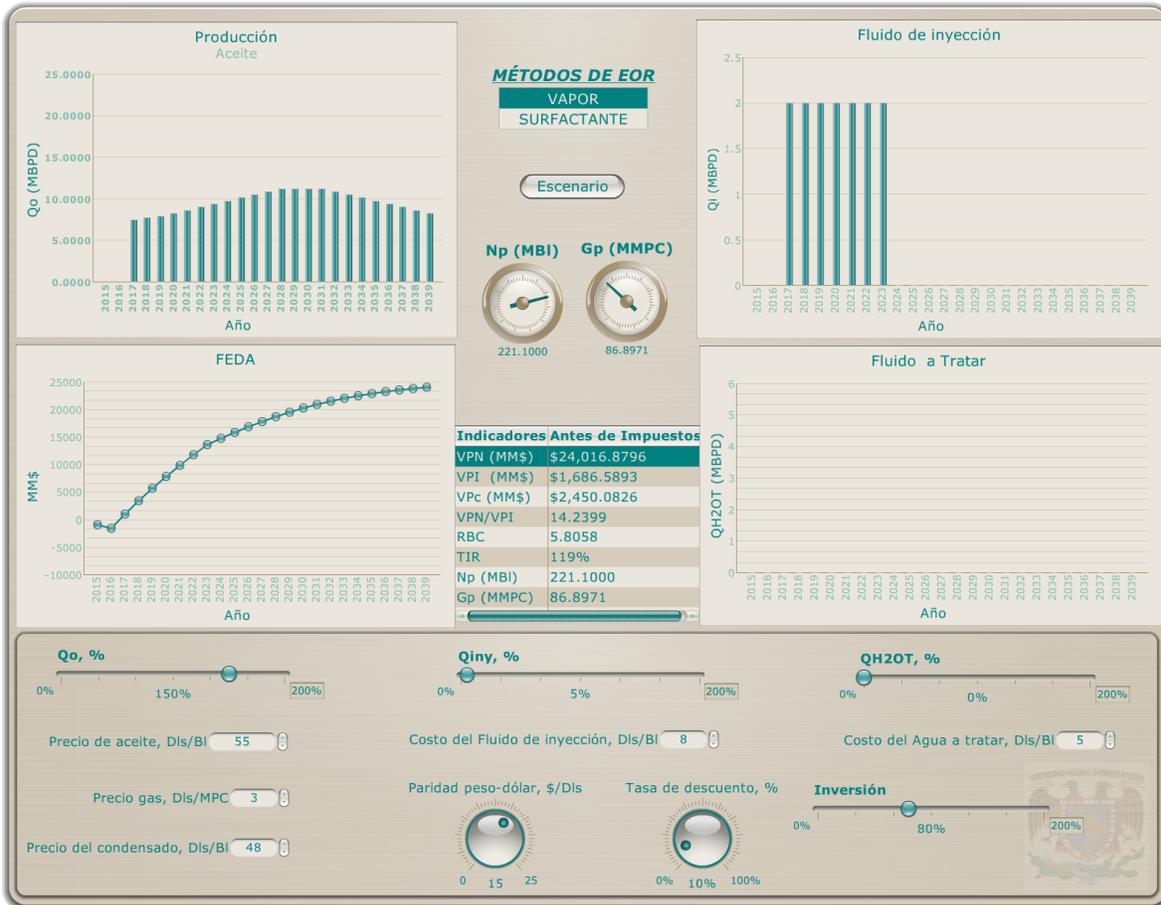


Ilustración 51. Resultados de herramienta para Caso 3 inyección de Vapor.

Los resultados arrojados por la herramienta, basado en los cálculos realizados con la información de las premisas y costos para el caso 3-Vapor, tienen los siguientes valores mostrados en la ilustración 54.

Indicadores	Antes de Impuestos
VPN (MM\$)	\$24,016.8796
VPI (MM\$)	\$1,686.5893
VPc (MM\$)	\$2,450.0826
VPN/VPI	14.2399
RBC	5.8058
TIR	119%
Np (MBI)	221.1000
Gp (MMPC)	86.8971

Ilustración 52. Resultados, Indicadores económicos caso 3 Inyección de Vapor.

CASO 3 PARA INYECCION DE SURFACTANTES (3-SURFACTANTES)

A continuación se mostrará los valores entregados por la herramienta para un caso 3 de inyección de surfactantes en la cual se están tomando como valores de la siguiente tabla, incluyendo que el gasto de aceite será aumentado el 50%, la inversión se reduce un 20%, el gasto de inyección reducido 95% y el fluido a tratar reducido el 100%, los demás valores son:

Precio del aceite	55	Dls/BI
Precio del gas	3	Dls/MPC
Precio del condensado	48	Dls/BI
Costo del fluido de recuperación mejorada	8	Dls/BI
Costo del agua a tratar	5	Dls/BI
Paridad	15	Peso/dólar
Tasa de descuento	10	%

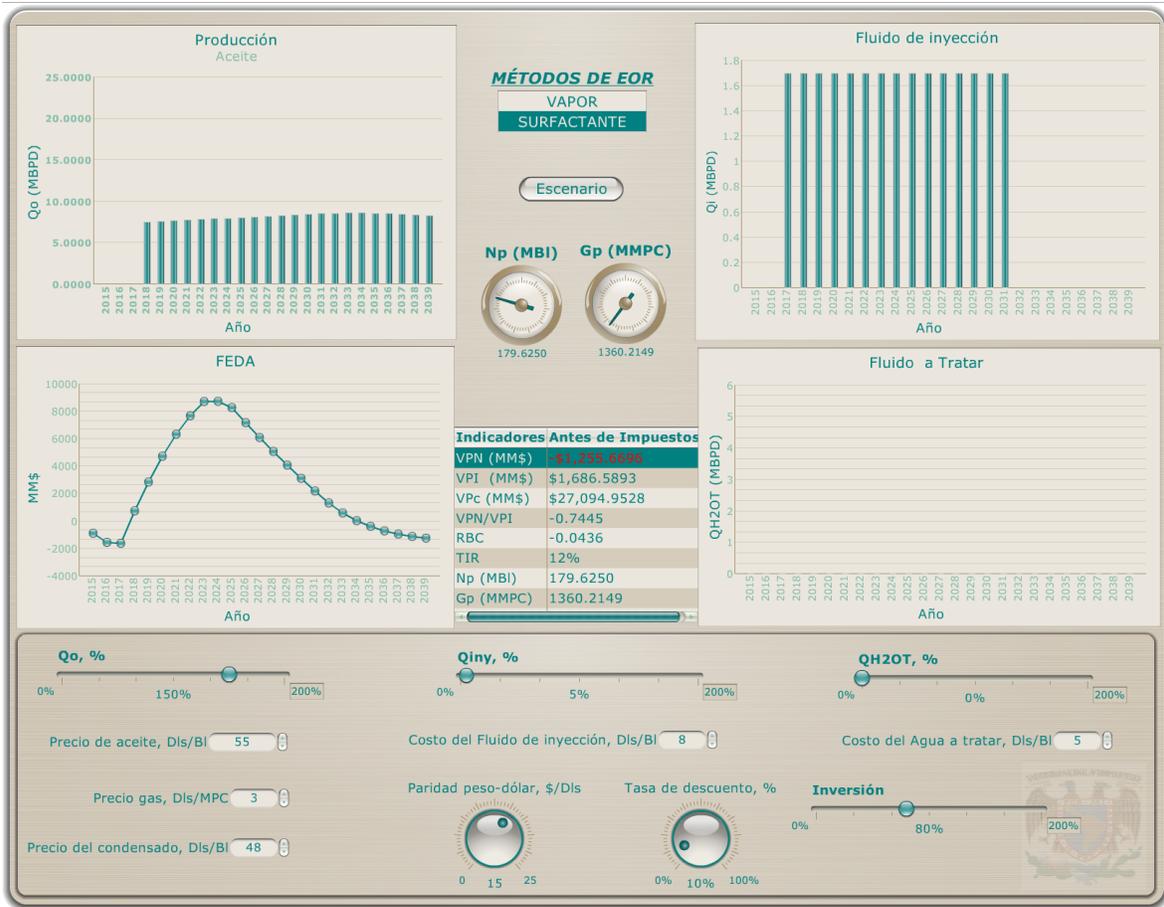


Ilustración 53. Resultados de herramienta para Caso 3 inyección de Surfactantes.

Los resultados arrojados por la herramienta, basado en los cálculos realizados con la información de las premisas y costos para el caso 3-Surfactantes, tienen los siguientes valores mostrados en la ilustración 56.

Indicadores	Antes de Impuestos
VPN (MM\$)	-\$1,255.6696
VPI (MM\$)	\$1,686.5893
VPc (MM\$)	\$27,094.9528
VPN/VPI	-0.7445
RBC	-0.0436
TIR	12%
Np (MBI)	179.6250
Gp (MMPC)	1360.2149

Ilustración 54. Resultados, Indicadores económicos caso 3 Inyección de Surfactantes.

Análisis de Resultados

El objetivo de generar diferentes casos mediante la utilización de la herramienta y tomando en cuenta la información de los Casos 1, 2 y 3, se realizan las modificaciones en el área de los controles de mando, para poder analizar el comportamiento de las variables que se eligieron y que causan incertidumbre en la toma de decisiones, aquí solo se mostraron 3 casos en los cuales se variaron generando escenarios con valores altos, medios y bajos, observando así el impacto de cada una de las variables en la rentabilidad del proyecto, en las cuales la herramienta presenta una ventaja, debido a que, pueden ser evaluadas más de una variable al mismo tiempo, permitiendo así tener un panorama amplio sobre la respuesta de la herramienta al ser modificadas como el usuario desee. Para esto los indicadores evaluados tienen los siguientes resultados:

Indicadores económicos para los casos de inyección de vapor				
	VPN (MM\$)	RBC	TIR (%)	Np (MBI)
Caso 1	5,682.2297	1.4387	30	147.40
Caso 2	-10,521.6110	-2.2276	indefinido	117.92
Caso 3	24,016.8796	5.8058	119	221.10

Analizando los valores y comparándolos con el caso base (caso 1), se logró obtener dos casos más, en los que se muestran las variables con mayor impacto sobre el VPN, como lo es la producción de aceite, debido a que como se puede mostrar en el caso 2 se redujo la producción de aceite, generando un descenso considerable en el VPN y aunado a esto con el incremento del fluido de inyección y tratamiento de agua, generan una caída del VPN, a tal grado de convertirse en pérdidas considerables del proyecto al superar un costo de fluido de inyección superior a 8 DIs/BI y 5 DIs/BI en el caso de tratamiento de agua.

Para el caso 3 el incremento en el 50% de la producción de aceite, la reducción del 95% del fluido de inyección y el 100% del tratamiento de agua, en la que la variable que causa un mayor impacto es el precio del aceite, ya que al ser reducido a 55 DIs/BI genera que el VPN disminuya, sin embargo esta disminución no es suficiente como para ser menor que el valor de VPN base, donde también se tiene un mayor valor en la RBC, esto resultado de la disminución en un 20% en la inversión.

Para el método de surfactantes se documentaron de igual manera tres casos con los mismos valores que se utilizaron en el método de inyección de vapor, sin embargo, como se puede observar en capítulos anteriores este método es mucho más

complejo, esto ocasionado por la infraestructura, materiales, diseño, entre otras características antes mencionadas, lo que genera que hasta el día de hoy el comportamiento de los fluidos no sea y por consiguiente los resultados esperados no sean los esperados, dejando este método en una fase de desarrollo que tiene mucho potencial para reducir el riesgo y pueda convertirse en un método comercial. Compaginando los resultados obtenidos por la herramienta nos queda la siguiente tabla:

Indicadores económicos para los casos de inyección de surfactantes				
	VPN (MM\$)	RBC	TIR (%)	Np (MBI)
Caso 1	3,628.2003	1.0077	23	119.750
Caso 2	-7,836.5196	-2.0490	indefinido	95.80
Caso 3	-1,255.6696	-0.0436	12	179.6250

Al igual que en el método anterior se documentaron tres casos, sin embargo, no son los únicos escenarios analizados debido a que es necesario realizar análisis de sensibilidad con valores altos medios y bajos como ya se mencionó, para poder identificar las variables que más impactan y afectan la rentabilidad del proyecto.

Los valores obtenidos los comparamos con el caso base (caso 1) de surfactantes, en las que identificaremos las variables con mayor impacto sobre el VPN, como lo es la producción de aceite, como se muestra en el caso 2 se redujo la producción de aceite un 20%, lo que genera un descenso considerable en el VPN y aunado a esto con el incremento del fluido de inyección y tratamiento de agua, generan una caída del VPN, volviéndose negativo, lo que indica que se tienen pérdidas en el proyecto, sumado a esto al superar un costo de fluido de inyección superior a 8 Dls/Bl y 5 Dls/Bl en el caso de tratamiento de agua deja de ser rentable cualquier tipo de operación a esas condiciones.

Para el caso 3 el incremento en el 50% de la producción de aceite, la reducción del 95% del fluido de inyección y el 100% del tratamiento de agua, en la que la variable que causa un mayor impacto es el precio del aceite, ya que al ser reducido a 55 Dls/Bl genera que el VPN disminuya mucho más que para el caso 2, sin embargo aun con la disminución de la inversión en un 20%, esta no tiene gran impacto en aumentar el VPN, continuando este en valores negativos.

Si bien esta herramienta solo esta aplicada para dos métodos de recuperación mejorada, uno de sus objetivo es presentar el comportamiento de las variables económicas para dos métodos los cuales se encuentran en una etapa de desarrollo muy diferente, uno en el que ha existido una amplia aplicación y resultados favorables con poco riesgo y otro con poca aplicación y alto riesgo, permitiéndole al usuario ser tan estricto con las variables como se desee.

Conclusiones y Recomendaciones

Para que una evaluación de un proyecto petrolero esté completa se debe hacer una evaluación técnica y económica, ya que la incertidumbre en las variables generan un riesgo que afectan la rentabilidad del proyecto; por lo tanto, es conveniente apoyarse de todos los medios y herramientas necesarios para poder tener un análisis detallado y así reducir la incertidumbre que éstas variables generan.

La herramienta diseñada con la combinación Excel-Crystal Xcelsius permite analizar de manera interactiva los resultados de la evaluación económica, bajo diversos escenarios de las variables seleccionadas y responder a las preguntas de una manera inmediata. Conviene señalar que la herramienta es posible aplicarle a cualquier escenario que se proponga. Permitiéndole ser utilizada para analizar el comportamiento de indicadores o de variables, siempre y cuando estas puedan ser modeladas en Excel.

Con este tipo de herramientas se pretende generar una gama de combinaciones permitiendo que los especialistas ahorren tiempo en la preparación de los datos mediante presentaciones y dediquen más tiempo al análisis de información y resultados.

Para la elección de cada escenario mostrado en esta tesis fue necesario analizar el comportamiento e identificar el impacto que tiene cada variable en la rentabilidad del método. Para llevarlo a cabo fue necesario llevar éstas al punto en que se hacen ceros los VPN, observando que la combinación de ciertas variables generan un impacto mucho mayor, dejando poco factible la aplicación de los métodos de EOR propuestos.

Los criterios de selección deben tomarse como recomendaciones generales, pues es necesario realizar estudios de laboratorio a cualquier yacimiento al que se le pretenda aplicar un método de EOR, ya que con ellos se puede predecir los mecanismos de producción, además de las reacciones que posiblemente ocurrirán en el yacimiento.

En México existe un gran número de campos maduros con potencial a ser candidatos para la implementación de métodos de recuperación mejorada, por lo que es

importante reforzar y desarrollar este tipo de proyectos, para yacimientos que su producción se encuentra en declinación o bien podrían implementarse de manera integral desde el inicio de su explotación.

Hasta ahora, la recuperación de aceites pesados por inyección cíclica de vapor es un proceso que ha mostrado excelentes resultados, si se aplica en arenas que se encuentran a poca profundidad.

Para que un método de recuperación mejorada pudiera tener el éxito esperado, es necesario pensar de manera integral, siendo conveniente desde un principio realizar una estrategia de recuperación avanzada IOR (por sus siglas en inglés), debido a su amplio rango de actividades de ingeniería petrolera. Aunado a lo anterior es importante mencionar que de esta manera se puede optimizar el proyecto, debido a que la implementación de métodos de EOR tarda aproximadamente 10 años en obtener resultados.

Esta herramienta puede ser robustecida mediante un mejor modelado de las características del yacimiento e implementar tal vez un simulador para diseñar un modelo de predicción de producción e incremento del factor de recuperación, que nos entregue los valores más precisos para cada yacimiento al cual se pretende aplicar la herramienta.

Bibliografía

1. Alvarado D. A., Banzér C., *Recuperación térmica de petróleo*, Caracas, 2002.
2. Baca Currea G., *Ingeniería económica*, octava edición, fondo educativo panamericano, Bogotá, Colombia.1992.
3. Baca Urbina G., *Fundamentos de ingeniería económica*, Mc Graw Hill, cuarta edición, México, 2007.
4. Bailey, W.etal., *Riesgos Medidos*, OilfieldReview(Winter2001).
5. Bondor P. L., *EOR the Time is Now: its contribution to world oil supply*, SPE, webinar, 2011.
6. Bryan Ian, Malinverno A., Prange M., Gonfalini M. *Comprensión de la incertidumbre*, Oilfield Review, Schlumberger, 2002/2003.
7. Carcoana A., "Enhanced oil recovery", Prentice-Hall, New Jersey, 1992.
8. CNH, *El futuro de la producción de aceite en México: Recuperación avanzada y mejorada IOR-EOR*, México, 2012.
9. Don W. Green, G. Paul Willhite, *Enhanced Oil recovery*, Prentice-Hall Inc
10. Donaldson, Chilingarian and Yen, "Enhanced Oil Recovery II Processes and Operations", 1989
11. Farouq Ali, S.M., *La Promesa Incumplida De La Recuperación Mejorada – ¿Que Es De Esperar?*, Webinar SPE, June 2012.
12. García Colín J. Gutiérrez Peñaloza L. A., *Contabilidad de costos*, McGraw-Hill Interamericana, 3a ed., México, 2008.
13. Gatta, S.R., *Decision Tree Analysis and Risk Modeling To Appraise Investments on Major Oilfield Projects*, paper SPE 53163 presented at the 1999 SPE Middle East Oil Show, Bahrain, Feb.

14. Hernández B., Steven J., Cruz A. I., Herrera J. A., Escarria M. A., Gomez M. A., *Sistemas encaminados al recobro mejorado*, Universidad industrial de Santander, Bucaramanga, 2012.
15. I. Levin Richard & S. Rubin David, *Estadística para administración y economía*, Séptima Edición. Editorial PrenticeHall, México, 2004.
16. Jensen, J.L. Lake, L.W. Corbett P.W.L. Goggin, D.J., *Statistics for Petroleum Engineers and Geoscientists*, Prentice Hall, NJ (1997).
17. Jiménez Molano A. M., *Análisis e interpretación de yacimientos sometidos a inyección de químicos mediante analogías*, Universidad industrial de Santander, 2009.
18. Manrique, E., Romero, J., *Estatus de la Recuperación Mejorada de Petróleo*, Publicación, TIORCO LLC (A Nalco & Stepan Company), Marzo, 2010.
19. Mayer P., *Probabilidad y aplicaciones estadísticas*, Ed. Addison Wesley Iberoamericana, 1986.
20. Montes E., Pacheco H., “*Aplicación de nuevas tecnologías para la recuperación de crudo pesado en yacimientos profundos*”, 2009.
21. Murguía Sandria F. J., García Gómez A., *Evaluación económica de proyectos de inversión en PEMEX exploración y producción*, Veracruz, México, 2004.
22. Paris de Ferrer M., *Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos*, Ediciones Astra Data, Maracaibo Venezuela. 2001
23. Pineda Ayala M. L., *Probabilidad y estadística*, novena edición, Pearson educación, México, 2004.
24. Prince, J. P., *Enhance Oil Recovery Potential in Canada*, Canadian Energy Research Institute, Study No. 9, 1980.

25. Ruiz Catalán J., *Análisis de sensibilidad en diagramas de influencia con incertidumbre expresada mediante intervalos*, presentación.
26. Schlumberger, *Evaluación económica de proyectos*, presentación.
27. Simpson GS, Lamb FE, Finch JH y Dinnie NC: *The Application of Probabilistic and Qualitative Methods to Asset Management Decision Making*, artículo de la SPE 59455, 2000.
28. Solórzano Luzbel N., *Criterios de rentabilidad económica para la administración de empresas petroleras de exploración y producción*, Editorial Fotolitográfica Argo. México, D.F., 1996.
29. Tarrágo Sabaté F., *Fundamentos de economía de la empresa*, Barcelona, 1986.
30. Technica Petroleum Service, *Enhanced Oil recovery*, Calgary Alberta, June 2001
31. Thomas, Sara & Ali, Farouq, *Micellar-polymer flooding: status and recent advances*, JCPT, Vol. 31, No.8. Octubre 1992
32. W. Hines William, C. Montgomery Douglas, *Probabilidad y estadística para ingeniería y administración*, Tercera reimpresión, compañía editorial continental, México, 1996.
33. Williamson, H.S. et al, *Monte Carlo Techniques Applied to Well Forecasting: Some Pitfalls*, SPEDC (Sep. 2006).
34. World oil production from latest IEA report. U.S.A. and world from OGJ Apr 2, 2012; Canada from Oil sands Review, May 2012; assumed 500,000 for China and Russia.