



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

“GESTIÓN Y OPTIMIZACIÓN DE PROYECTOS
PARA LA EXPLOTACIÓN DE CAMPOS
MADUROS: CASO MÉXICO”

TESIS

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A N

**CÉSAR GANDULAY OCHOA
SUSANA TAPIA TEJEIDA**

DIRECTOR DE TESIS:

DRA. IRMA DEL CARMEN GLINZ FÉREZ

CIUDAD UNIVERSITARIA, MÉXICO, D.F. MAYO DE 2012



ÍNDICE

ÍNDICE	i
RESUMEN	v
INTRODUCCIÓN	vii
CAPITULO 1	
CAMPOS MADUROS	1
1.1 DEFINICIÓN.....	1
1.2 CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LOS CAMPOS MADUROS.....	7
1.3 RELEVANCIA DE LOS CAMPOS MADUROS.....	9
1.4 RENTABILIDAD DE LOS CAMPOS MADUROS.....	14
CAPITULO 2	
RESERVAS REMANENTES EN CAMPOS MADUROS DE MÉXICO	18
2.1 DEFINICIONES.....	18
2.1.1 FACTOR DE RECUPERACIÓN.....	18
2.1.2 ETAPAS DE RECUPERACION DE YACIMIENTOS.....	20
2.1.3 PARÁMETROS IMPORTANTES DE LOS YACIMIENTOS QUE AFECTAN LA RECUPERACIÓN FINAL DE HIDROCARBUROS.....	23
2.1.4 RESERVAS.....	24
2.2 FACTORES DE RECUPERACIÓN EN CAMPOS MADUROS DE MÉXICO.....	33
2.2.1 FACTORES DE RECUPERACIÓN EN DIFERENTES PAÍSES.....	33
2.2.2 FACTORES DE RECUPERACION EN CAMPOS MADUROS DE MÉXICO.....	41
2.3 RESERVAS DE HIDROCARBUROS AL 1° DE ENERO DEL 2012.....	43
CAPITULO 3	
TECNOLOGÍAS DE EXPLOTACIÓN APLICADAS A CAMPOS MADUROS	48

3.1 RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO.....	50
3.2 DEFINICIÓN DE EOR (ENHANCED OIL RECOVERY).....	50
3.3 PRINCIPIOS DEL EOR.....	54
3.4 FACTOR DE RECUPERACIÓN DE ACEITE CON EOR.....	55
3.5 PROCESOS DE EOR.....	57
3.5.1 INYECCIÓN DE GASES	57
3.5.2 PROCESOS QUÍMICOS.....	61
3.5.3 PROCESOS TÉRMICOS.....	66
3.5.4 OTROS PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA	72
3.5.5 MICROBIAL (MEOR)	73
3.6 RESUMEN DE CRITERIOS DE SELECCIÓN PARA MÉTODOS DE EOR MÁS EMPLEADOS	76

CAPITULO 4

NORMATIVIDAD VIGENTE PARA LA EXPLOTACIÓN DE CAMPOS MADUROS EN MÉXICO.....79

4.1 REGULACIONES.....	80
4.1.1 REGIMEN FISCAL.....	80
4.1.2 RÉGIMEN FISCAL PARA CAMPOS ABANDONADOS.....	82
4.2 ESTANDARES INTERNACIONALES	88
4.3 CONTRATOS INTEGRALES	91

CAPITULO 5

GESTIÓN DE PROYECTOS DE EXPLOTACIÓN EN CAMPOS MADUROS.....98

5.1 FRONT END LOADING (FEL)	98
5.1.1 GENERALIDADES.....	99
5.1.2 OBJETIVOS DEL FEL.....	100
5.1.3 FASES DE FEL.....	101
5.1.4 BENEFICIOS UTILIZANDO FEL.....	105
5.2 VCD	106
5.2.1 Metodología VCD.....	107
5.3 Impacto del VCD	111

CAPITULO 6**OPTIMIZACIÓN DE UNA CARTERA DE PROYECTOS DE CAMPOS MADUROS 114**

6.1 CARACTERÍSTICAS DE LA CARTERA..... 115

6.2 VENTAJAS DEL ANÁLISIS DE RIESGO 116

6.3 MODELO MATEMÁTICO 118

6.3.1 MODELO BGH 118

6.3.2 PROGRAMACIÓN ENTERA 118

6.3.3 ESTRUCTURA DEL MODELO 141

6.3.3.3 RESTRICCIONES..... 144

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES 153**APÉNDICE 1****EJEMPLOS DE APLICACIÓN DE MÉTODOS DE EOR EN EL MUNDO..... 155****BIBLIOGRAFÍA 165**

RESUMEN

Más de del 48% de la producción mundial de petróleo proviene de campos maduros. Y alrededor de un 70% del aceite producido en la actualidad proviene de campos que han producido por más de 30 años, los cuales contienen la mitad de las reservas mundiales de crudo.

El mejoramiento de la recuperación en yacimientos conocidos en 1% implicaría la incorporación de 10 mil millones de barriles de petróleo crudo equivalente al volumen de las reservas mundiales, lo que centra el interés de la industria petrolera en los campos petroleros maduros.

Este trabajo se enfoca en la gestión de proyectos, enfocándose principalmente en recuperación terciaria y mejorada en campos maduros para poder incrementar el factor de recuperación y así mismo su rentabilidad, enfocándose en los campos maduros de México.

En el capítulo I se define que es un campo maduro, características y relevancia de estos campos en México y el mundo.

Los factores de recuperación de petróleo varían considerablemente en las diferentes regiones del mundo y entre los distintos yacimientos, oscilando del 5% al 37% en promedio. En México se tiene un factor de recuperación promedio del 13%. En el capítulo II se mencionan los factores de recuperación de los campos maduros ubicados en las distintas zonas petroleras de México, junto con sus reservas remanentes.

En el capítulo 3 se detallan las tecnologías aplicadas en la explotación de campos maduros, es necesario evaluar y seleccionar de la mejor manera posible que tecnología emplear para así poder incrementar el factor de recuperación final esperado.

Las decisiones estratégicas de la industria petrolera están marcadas por leyes, reglas, disposiciones y normas (regulación). Los parámetros y variables que se desprenden de

la regulación definen los proyectos. Los objetivos, metas e indicadores de los proyectos definen los parámetros de los contratos y su diseño (modelo económico). Actualmente Pemex acaba de poner en marcha los contratos integrales EP que son de gran trascendencia para la industria en México. En el capítulo IV se detallan los aspectos legales relacionados con estos contratos y su importancia para los campos maduros de México.

En el capítulo V se habla sobre la metodología para la visualización conceptualización y definición de proyectos, así como de su impacto.

Y finalmente en el capítulo VI se presenta un modelo matemático para la optimización de una cartera de proyectos de explotación de campos maduros, este modelo permite obtener un mejor panorama para tomar las mejores decisiones para la explotación de un campo maduro y a su vez poder maximizar el beneficio económico.

INTRODUCCIÓN

Se puede decir que la industria del petróleo en México nació en 1904 con el descubrimiento del pozo “la pez” en el campo de El Ébano, posteriormente se fueron encontrando más y más campos que se encuentran produciendo desde entonces. Estos campos tienen más de 30 años de producción y actualmente se encuentran produciendo por medio de recuperación secundaria con inyección de agua o gas y métodos de recuperación mejorada.

La mayoría de estos campos (gran parte de ellos pertenecientes a la Región Norte) presenta ya una declinación en su producción y algunos están próximos a alcanzar su límite económico. Los campos de petróleo en estas condiciones son conocidos en la industria como campos maduros.

Muchas veces los recursos y esfuerzo invertidos en localizar nuevos campos de petróleo son mayores que los de aumentar la recuperación en campos maduros y en muchos casos los volúmenes de las reservas a recuperar de estos campos sobrepasan por mucho las reservas en campos por descubrir.

Es por esto que recientemente los campos maduros han adquirido una gran importancia, dado el alto precio del petróleo y la relativa facilidad para incrementar la producción a partir de estos campos.

CAPITULO 1

CAMPOS MADUROS

CAPITULO 1

CAMPOS MADUROS

1.1 DEFINICIÓN

No hay unanimidad entre los profesionales de la industria petrolera para dar una definición de campo maduro, en las definiciones encontradas podemos observar características que pueden definir a un campo como maduro, entre ellas se encuentran:

- Cantidad de reservas
- Tiempo de producción
- Reducción en la producción
- Declinación de la producción
- Empleo de recuperación secundaria o terciaria
- Rentabilidad
- Pico de producción
- Alta producción de agua y sedimentos

Las definiciones encontradas en los artículos no consiguen explicar completamente o determinar un límite cuantitativo para clasificar un campo como maduro.

De cualquier forma, la tendencia es definir el periodo de declinación indicado por la flecha en la Figura 1.1, periodo que generalmente se alcanza después de haber hecho trabajos de recuperación secundaria.

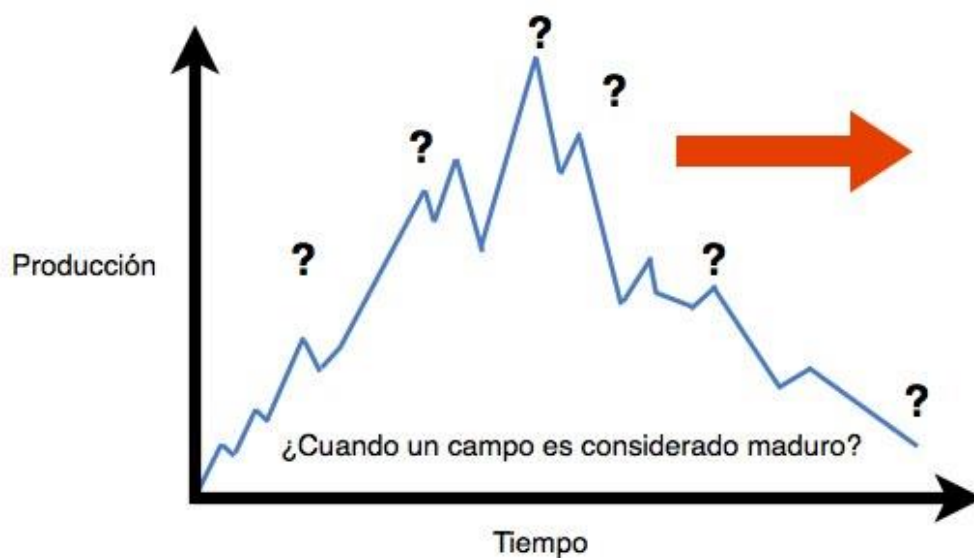


Figura 1.1

Para algunos autores un campo maduro se relaciona con su límite económico, como Cheatwood y Guzmán (2002) lo definen: *“Campos maduros son campos que históricamente poseen un bajo margen económico”* .

Para Fleckenstan (2000).El campo Carpinteria (California, Estados Unidos) es considerado un campo maduro por que no está dentro del límite económico de producción. Para estos autores, la madurez está relacionada con el límite económico del campo, lo que sugiere un vínculo entre los campos maduros y los factores económicos como los ingresos, el valor presente neto y gastos, entre otros.

Ponga y Clark (1994) dicen que *“Los yacimientos maduros son definidos por la capacidad adicional de recuperación mediante la implementación de técnicas y herramientas de caracterización avanzadas de yacimientos, Se caracterizan por la necesidad de implementar algún mecanismo de recuperación secundaria, un análisis para implementar un método de recuperación terciaria u otro método de recuperación mejorada y probablemente muy necesario para extender la vida productiva del campo”* . Smith et al. (2001) dice que *“el campo Furrial (Venezuela) se*

encuentra en un estado maduro debido a la implementación de gas a alta presión” . La recuperación secundaria y terciaria como herramienta para una definición de campo maduro ha sido utilizada por varios autores de todo el mundo.

Otra manera de definir un campo maduro es la usada por Coste y Valois (2000) que toma en cuenta el tiempo de producción y el número de pozos productores en el campo. Ellos afirman que *“Los campos maduros son campos con un historial de producción relativamente grande (más de 10 y hasta 70 años de producción y con muchos pozos perforados (hasta 1000 pozos)”* .

Esta definición, a pesar de que es cuantitativa, entra en conflicto con diversos autores que definen un campo maduro sin que tenga las características mencionadas.

Por ejemplo, para Bush et al. (2001) el campo Fife, ubicado en la parte del Mar del Norte correspondiente a Inglaterra, que entró en operación en 1995, es considerado como maduro por ese autor, contradiciendo así la definición dada por Coste y Valois.

Otro ejemplo que entra en conflicto con esta definición se encuentra en el artículo escrito por Waryan et al. (2001). Ella dice que el campo Serang ubicado en Indonesia es un campo maduro, a pesar de que solo tiene 11 pozos, quedando fuera del perfil propuesto por Coste y Valois.

Já Palke y Rietz (2001) lo conceptualizan de la siguiente manera *“Un yacimiento maduro es todo aquel que ha producido lo suficiente para desarrollar una tendencia bien definida de producción y presión”* . Esta podría ser una buena definición, aunque también abre un amplio horizonte interpretativo.

Algunos autores clasifican los campos como maduros a partir de algunas características del campo. Esa clasificación es elaborada por profesionales de empresas operadoras por lo que es el punto de vista propio de la compañía.

Por ejemplo, para Mathis et al. (2000), "El Campo Tejón (California, Estados Unidos) es maduro por que posee una baja tasa de producción y el petróleo es relativamente pesado, de alta viscosidad" .

La primera característica usada por el autor es una baja tasa de producción, pero una baja producción no necesariamente implica que un campo sea maduro. Las otras dos características están relacionadas con el aceite producido por el campo. Un campo que produce un aceite con las características descritas tienen mayores dificultades a la producción, pero esta dificultad no puede ser asociado con la madurez.

Otra característica que implica madurez en la industria del petróleo es la producción de agua.

De acuerdo con Fabel et al. (1999) "El campo maduro de Ruhlermoon (Alemania) se caracteriza por un bajo flujo de aceite, alto corte de agua y problemas con el aumento en la producción de arena.

Una alta producción de agua es un factor que indica la longevidad productiva del campo pero no es un factor determinante para el concepto de madurez, es decir, en un campo que tiene un alto porcentaje de producción de agua podría considerarse la posibilidad de madurez mas no se podría afirmar con seguridad. De la misma forma que un campo que tiene una baja producción de agua puede estar en una fase madura.

La producción de arena no está relacionada con la madurez si no con la compactación de la roca del yacimiento, puede aumentar proporcionalmente con la producción de petróleo, pero depende más de la génesis de la roca.

Otra forma de conceptualizar los campos maduros a través de sus características puede ser observada a partir de dos artículos escritos por Schulte et al. (1993) y Fah et al (1997).

De acuerdo a Schulte “el campo Brent del Mar del Norte (Inglaterra) se considera maduro por que ya ha producido un 74% de sus reservas iniciales” y Fah dice: “el campo East Champion (Brunei) es maduro porque ya se han desarrollado 70% de sus reservas iniciales. Los autores emplean la cantidad de petróleo que ha sido extraído como un indicativo de madurez.

Una de las maneras más usadas para definir un campo como maduro, es verificando la curva de producción de un campo. Para Sams et al. (1999) “Varios campos de petróleo y gas de la región sureste de Asia están llegando a la madurez.

En estos campos se alcanzó el pico de producción o se encuentran en declinación, al igual que el Dr. Heber Cinco Ley ex director del Instituto Mexicano del Petróleo que define un campo como maduro tomando como punto de partida la etapa de declinación del campo *“Campos maduros son aquéllos que han alcanzado el pico de su producción y comienza su etapa de declinación.”*

Cuando un campo llega a esta etapa de desarrollo es porque seguramente ya tiene una larga historia de producción y puede ser un fuerte indicio de madurez.

El Dr. Luis Roca Ramisa, ex director en México de Schulmberger propone la siguiente definición para los campos maduros de México:

“Los campos maduros y/o marginales en México se definen como aquellos campos donde el margen de utilidad es rentable pero no suficientemente competitivo con otros proyectos en la cartera de inversiones de Pemex Exploración y Producción. El concepto de madurez y/o marginalidad es dinámico, es decir, puede ser temporal en función de las condiciones del mercado y nivel de costos de extracción y producción.”

Aquí cabe mencionar que en el mundo se define otro tipo de campos que son los campos marginales. En el caso de México y PEMEX en particular, no hace tal distinción. Se usa como sinónimo de campo maduro decir campo marginal.

Roberto José Batista Cámara et al. (Brasil) realizó una encuesta a aproximadamente 350 profesionales que se desenvuelven en varios segmentos de la industria petrolera (ingenieros, geólogos, consultores, académicos entre otros) para conocer como se

percibe en la industria el concepto de campo maduro. Las principales características aportadas para la clasificación de estos campos fueron las siguientes:

1. Reservas actuales
2. Declinación en la producción
3. Reducción en la producción
4. Sistema de recuperación secundaria/terciaria
5. Alta producción de agua/sedimentos
6. Pasó el pico de producción
7. Tiempo de producción
8. Estado avanzado de explotación
9. Rentabilidad
10. Campo bien definido
11. Otros

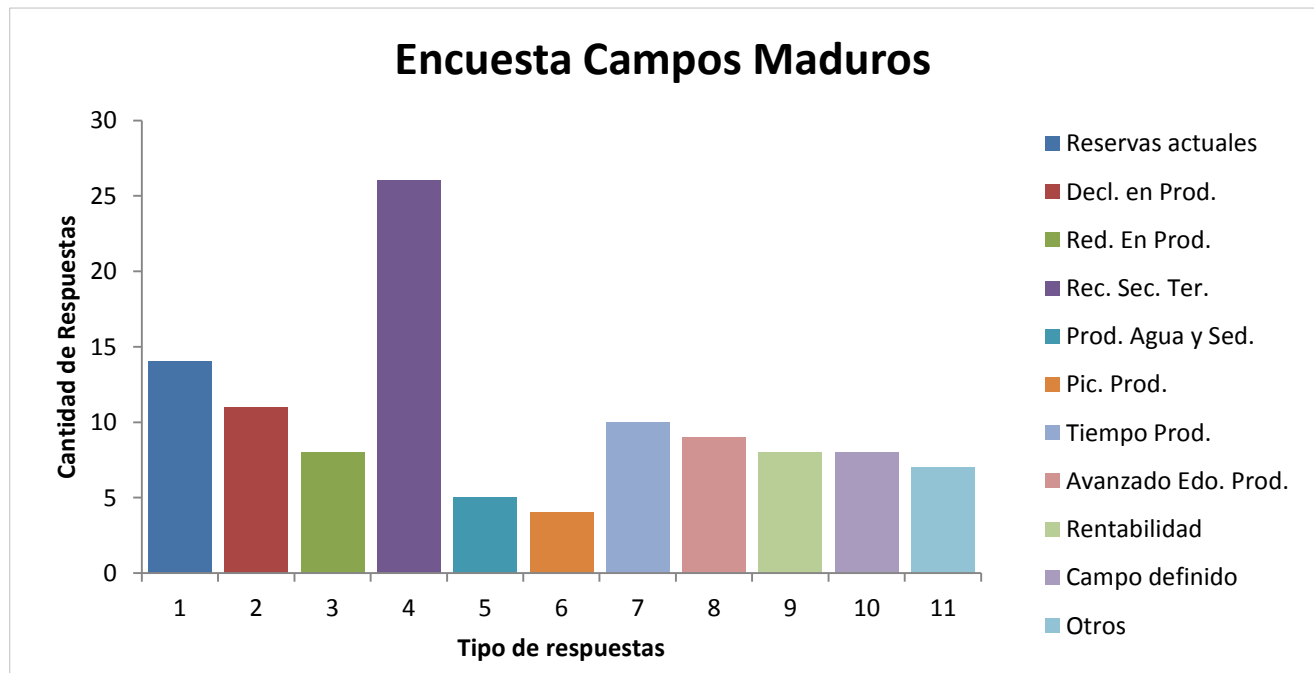


Figura 1.2. Resultados de la encuesta sobre campos maduros

Fuente: Roberto José Batista Câmara et al. *Campos maduros de petróleo, definición para efectos regulatorios*. Brazil

Se puede ver en la gráfica la mayoría relaciona a los campos maduros con la situación en la que el campo se encuentren en una etapa de recuperación secundaria o terciaria junto con las reservas actuales.

Como se comentó al principio, no hay una definición objetiva para poder establecer la madurez de un campo, más bien es una combinación de características a través de la cuales los profesionales determinan la madurez del campo.

Para aspectos relacionados con la siguiente tesis proponemos la siguiente definición de campo maduro:

Un campo maduro de petróleo es aquel que ha alcanzado su pico de producción y se encuentra en etapa de franca declinación.

1.2 CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LOS CAMPOS MADUROS

Cada campo maduro de petróleo tiene características únicas aunque algunas son comunes a ellos como las siguientes:

- **Alta complejidad geológica**

Esta implica un reto para definir localizaciones para perforar nuevos pozos en caso de que sea necesario, dificulta predecir el comportamiento productivo y también el diseño y ejecución de fracturas.

- **Bajos factores de recuperación**

El factor de recuperación promedio en el mundo es bajo (35%-37%) y en campos que llevan produciendo más de 30 años suele ser menor debido a la falta tecnología e información disponible para poder planear la explotación de los yacimientos de una manera más eficiente.

- **Avanzado estado de agotamiento**

Dado que la mayoría de campos maduros han estado produciendo por 30 años o más, es obvio que el estado de agotamiento ya es importante. Esto implica una dificultad para mantener la producción y muchos pozos dentro del campo emplean algún sistema artificial para poder hacerlo.

- **Altas tasas de declinación de producción**

Debido al avanzado estado de agotamiento en que se encuentran los campos maduros, es normal que conforme se siga explotando el campo la declinación de la producción del mismo se vaya incrementando.

- **Baja relación producción/reservas**

- **Grandes cortes de agua**

Estos se deben principalmente a la intrusión del acuífero natural en las zonas productivas así como de los programas de inyección de agua. La producción de agua también afecta los costos de extracción.

- **Distribuciones complejas de fluidos y presiones**

Transcurridos varios años de producción, muchos campos petroleros exhiben distribuciones complejas de fluidos y presiones de yacimientos. Uno de los principales desafíos con que se enfrentan los operadores de campos maduros es la comprensión de la distribución y el flujo de fluidos existentes dentro de un yacimiento. Esto se puede lograr, pozo por pozo, a través de la aplicación de las técnicas modernas de adquisición de registros detrás del revestimiento.

- **Presentan grandes desafíos tecnológicos**

Los operadores deben manejar la declinación de la producción en el corto plazo aumentando al mismo tiempo los factores de recuperación a largo plazo. Aun así, muchos campos maduros están siendo operados utilizando la tecnología implementada en la etapa de desarrollo original del campo. El mejoramiento de la recuperación con este equipo, que a veces alcanzaría varias décadas de longevidad, es difícil por no decir imposible. Es preciso entonces evaluar nuevas tecnologías, tales

como los registros de producción modernos, las instalaciones de superficie actualizadas, los mecanismos de levantamiento adecuados con fines específicos, o los estudios sísmicos adquiridos con la técnica de repetición para determinar qué elementos resultan económicamente adecuados para la situación económica.

1.3 RELEVANCIA DE LOS CAMPOS MADUROS

Alrededor de un 70% del petróleo producido en la actualidad proviene de campos de más de 30 años de longevidad, lo que centra el interés de la industria precisamente frente a los campos petroleros maduros.

Los yacimientos gigantes de petróleo han tenido y tienen una gran importancia en la producción de petróleo del mundo, hasta, el año 2005 la producción diaria de petróleo era de 70 mmbpd de los cuales 40 mmbpd eran aportados por los yacimientos gigantes. Pero la oportunidad de encontrar yacimientos gigantes decrece conforme pasa el tiempo.

La frecuencia de descubrimiento de campos gigantes alcanzó su pico a finales de los 60's y a principios de los 70's y fue declinando de forma importante en las últimas dos décadas.

Si tomamos en cuenta que cerca de treinta yacimientos gigantes comprenden la mitad de las reservas mundiales de petróleo y la mayoría de ellos están clasificados como campos maduros, además de que el factor de recuperación promedio en el mundo es del 35% al 37%, es fácil darse cuenta que los campos maduros tienen un gran potencial y continúan jugando un papel muy importante en la industria del petróleo.

La Figura 1.3 nos muestra la contribución de los campos gigantes del mundo (la mayoría de ellos maduros) a la producción mundial de petróleo.

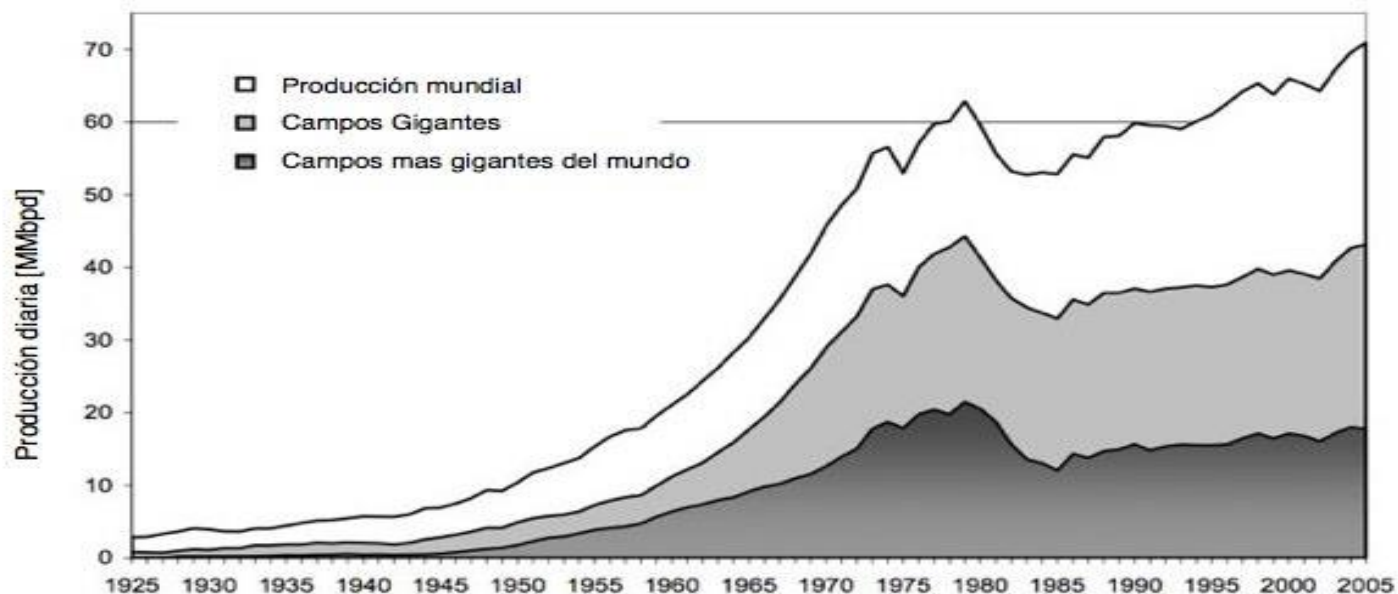


Figura 1.3. Producción mundial de petróleo, excluyendo el condensado, en millones de barriles por día [MMbpd], y la contribución de 312 campos gigantes y 21 campos con una producción que excede 0.1 [MMbpd] Fuente: GFP

Existen campos maduros en todo el mundo. El área marina de América del Norte y la plataforma continental del Golfo de México tienen muchos campos que se encuentran en etapas avanzadas de sus vidas productivas.

Numerosos campos petroleros del Mar del Norte ya han rebasado su pico de producción y el potencial que albergan los campos más longevos de Rusia es considerable.

Otras regiones incluyendo China, India, Australia y Argentina, contienen una importante cantidad de campos maduros. Muchos lugares del mundo que aún se encuentran desarrollando sus recursos, también cuentan con campos petroleros que están ingresando en la meseta tardía de la curva de producción incluyendo México, Tailandia, Nigeria, Egipto y Colombia.

El factor de recuperación promedio en los yacimientos del mundo es del 35% al 37%, lo cual implica que del 63% al 65% de las reservas permanecen en el subsuelo, por supuesto que se puede obtener una recuperación adicional pero esta depende de

contar con la tecnología apropiada, de que sea viable económicamente y de una estrategia efectiva en la administración del yacimiento.

Los campos maduros de México poseen una gran importancia tanto social como económica y jugarán en el futuro un papel importante para cubrir la demanda de hidrocarburos del país. El director general de Pemex, Juan José Suárez Coppel afirmó en marzo de 2010 que existen grandes oportunidades de reactivar diversos yacimientos maduros y que se tiene gran potencial en ellos (cosa que ya se está llevando a cabo con la licitación del primer bloque en la región sur).



Figura 1.4. Localización de algunos campos maduros más grandes del mundo

En México la mayoría de los campos en explotación tienen más de 30 años de producción y se encuentran en etapa de declinación como se puede apreciar en la Figura 1.5.

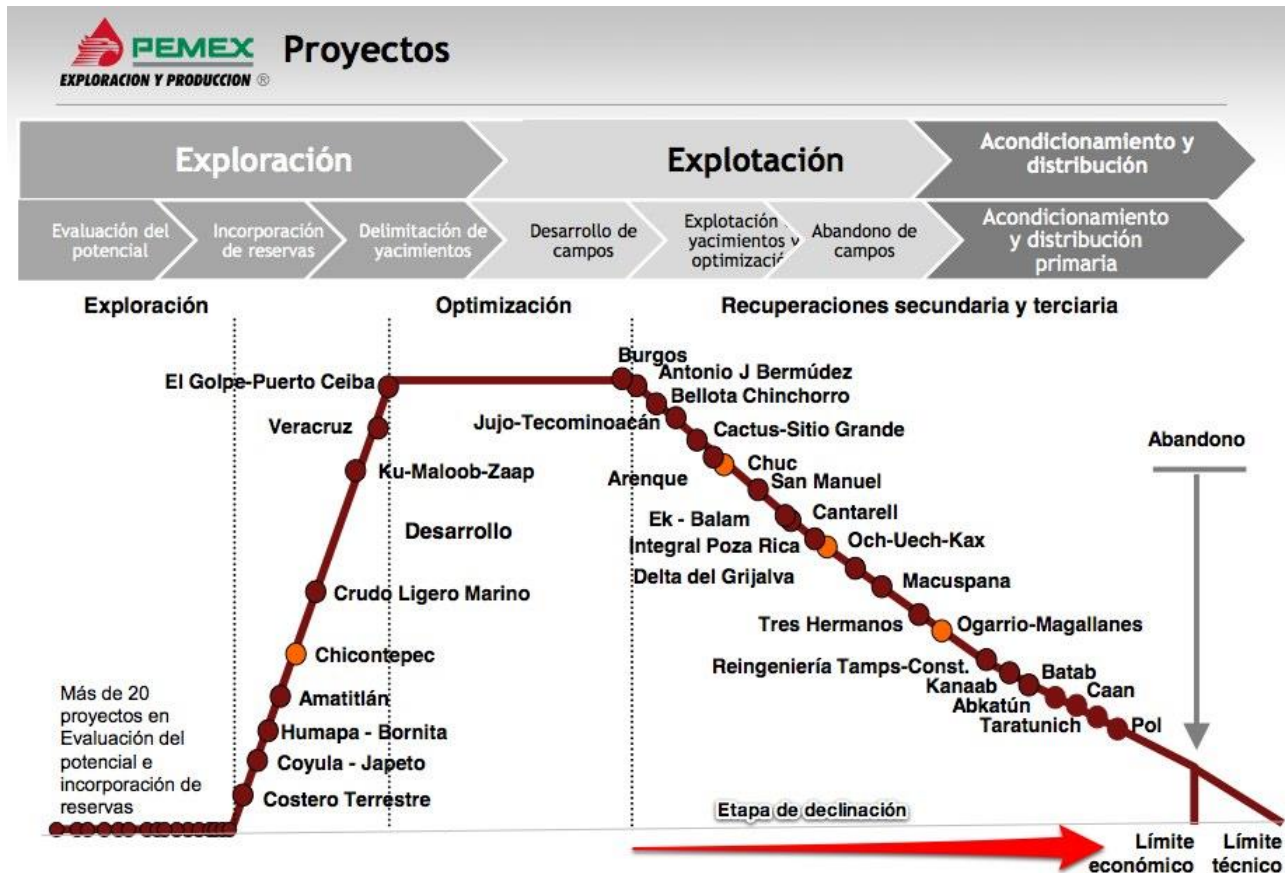


Figura 1.5. Proyectos de Pemex. Fuente: PEMEX

Durante varios años Cantarell, que actualmente es el campo maduro mas grande de México, fue el pilar que sostuvo la producción petrolera de México, en el año 2003 aportó cerca del 64% de la producción total del país y en ese mismo año alcanzó su pico de producción con 2.21 millones de barriles diarios, a partir de allí inicio una rápida declinación.

El gobierno estima que, durante la siguiente década, Cantarell produzca cerca de un millón de barriles diarios y represente una participación en la producción total anual de México del 37%. A pesar de este pronóstico, la declinación de Cantarell obligó a

iniciar un conjunto de proyectos de desarrollo que habían permanecido en espera en el Plan de Negocios de Pemex.

En lo que respecta a los campos maduros se aplicarán los llamados contratos incentivados, estos contratos pueden ser integrales o no, es decir, pueden ser para una actividad específica o para una actividad más integrada y una de las principales características de estos es que permitirán la participación de empresas privadas en la explotación de campos maduros debido a que precisamente serán estos campos los primeros en beneficiarse de este esquema de contratación.

Los campos que se verían beneficiados con este esquema fiscal, en el cual participaría eventualmente el sector privado en su explotación por activo son:

Magallanes Cinco Presidentes	Arenque	Altamira
Blasillo	Arenque	Altamira
Cinco Presidentes	Atún	Barcodón
La Vanta	Bagre	Cacalilao
Magallanes	Carpa	Corcovado
Ogarrio	Escualo	Ébano
Otates	Isla de lobos	Limón
Rodador	Jurel	Pánuco
San Alfonso	Lobina	Salinas
San Ramón	Marsopa	Tamaulipas
	Mejillón	Constituciones
	Morsa	Topila
	Náyade	

Fuente: PEMEX

Los campos maduros tienen gran potencial para incrementar la producción de petróleo en México e incluso convertirse en un nuevo mercado.

1.4 RENTABILIDAD DE LOS CAMPOS MADUROS

Dado el factor de recuperación promedio en el mundo que es del 35% al 37% y en particular el de México que es en promedio del 20%, es claro que los campos maduros son una buena oportunidad de negocio. Los campos maduros tienen muchas ventajas pero las principales son:

1. El alto precio del petróleo hoy día (lo que los hace más atractivos) y
2. El nivel de incertidumbre es mínimo por lo que el riesgo para las empresas o compañías es muy poco o prácticamente nulo.

Tan solo el mejoramiento en el factor de recuperación en yacimientos conocidos en sólo un uno por ciento implicaría la incorporación de 10 mil millones de barriles (1600 millones de m³) de petróleo crudo equivalente al volumen de las reservas mundiales.

Es por esto que Pemex creó los Contratos Integrales EP derivados de la Reforma Energética de 2008, estos contratos forman parte del plan de negocios de PEP y buscan expandir y fortalecer las operaciones de PEP, mediante un modelo rentable y competitivo que representa una nueva forma de colaboración entre PEMEX y la industria petrolera. En el capítulo 4 de la presente tesis se habla con mayor detalle de los Contratos Integrales EP.

En México Las reservas de hidrocarburos en campos maduros de las cuencas del sureste y norte contienen el 29% de las reservas totales del país y se tienen inventariados 286 campos maduros en la región sur y norte de aceite de los cuales:

- 132 son campos inactivos
- 45 tienen un gasto de aceite mayor de 5 mmpd
- 111 tienen un gasto menor de 5 mmpd

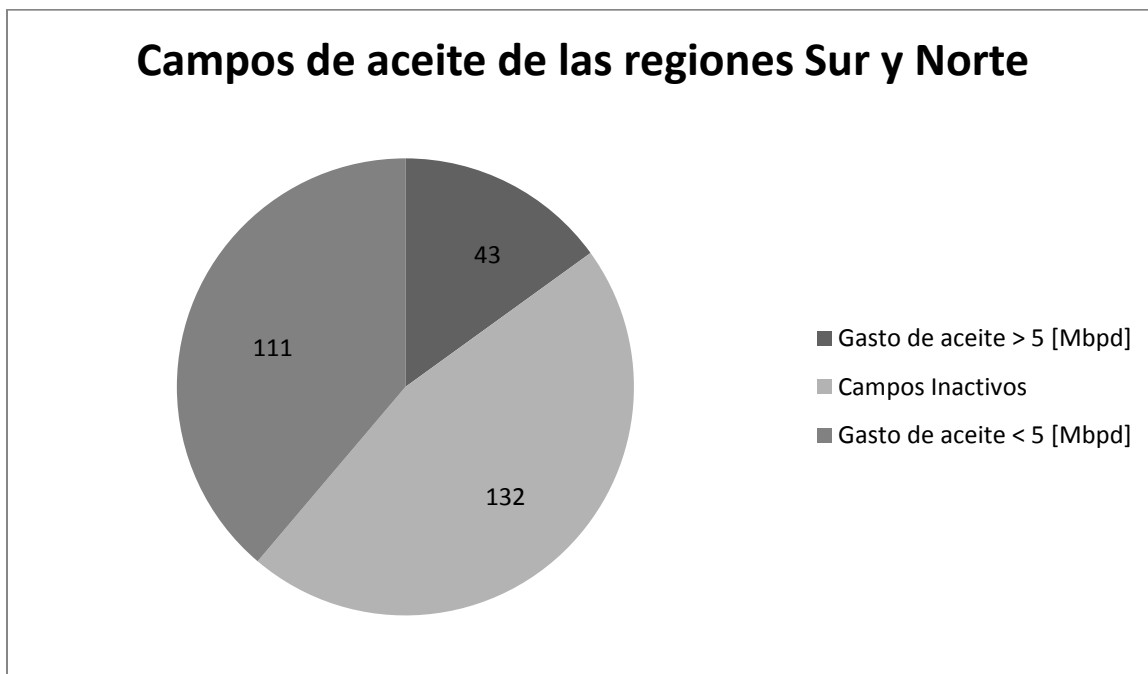


Figura 1.6. Inventario de campos maduros en la región sur y norte. No incluye Chicontepec. Información de las regiones norte y sur, y datos del libro de reservas la primero de enero de 2010. Fuente: PEMEX

Actualmente Pemex tiene en revisión 26 áreas que comprenden 71 campos con un volumen de reservas 3P de 5744 MMBpce.

	Área	Campos	Reservas 3P	Volumen Original 3P
Región Sur	8	28	250	4,866
Región Norte	18	43	5,494	53,570
*Poza Rica-Altamira	7	32	271	15,186
*Chicontepec	11	11	5,223	38,384
TOTAL	26	71	5,744	58,436

Figura 1.7. Áreas en revisión para Contratos Integrales. Fuente: PEMEX

Petróleos Mexicanos lanzó el 1 de marzo de 2011 la primera licitación de contratos incentivados en la región sur que comprende las áreas de Magallanes, Santuario y Carrizo.

En esta licitación participaron 17 empresas, de las cuales una empresa británica y una mexicana fueron las ganadoras. La británica Petrofac Facilities Management Limited operará en Magallanes y Santuario; mientras que la mexicana Proyectos de Campos explotará la zona de Carrizo. En estas áreas las reservas de petróleo suman 207 millones de barriles.



Figura 1.8. Campos sujetos a Contratos Integrales EP en la región Sur. Fuente: PEMEX

Como podemos ver el inventario de campos maduros para su optimización o reactivación es amplio y puede ir aumentando en tamaño. Considerando los volúmenes originales de aceite y los factores de recuperación actuales, los campos maduros de México ofrecen grandes y atractivas oportunidades de negocio para las compañías interesadas en ellos.

CAPITULO 2

RESERVAS REMANENTES EN CAMPOS MADUROS DE MÉXICO

CAPITULO 2

¹RESERVAS REMANENTES EN CAMPOS MADUROS DE MÉXICO

2.1 DEFINICIONES

2.1.2 FACTOR DE RECUPERACIÓN

Es la relación que existe entre la producción acumulada de aceite y/o gas y el volumen original de aceite (OOIP), a condiciones atmosféricas. Normalmente se expresa en %.

El valor o estimación del factor de recuperación de un yacimiento es función del tiempo que tiene en producción, además se considera que es función de varios parámetros del mismo yacimiento o campo, es también función de la etapa de explotación en la que se encuentra y de las prácticas operativas con las que se haya explotado el yacimiento o campo. También tiene relación con la tecnología que se emplea para su explotación y finalmente, influyen también los costos de producción y el precio del petróleo para obtener el máximo valor del factor de recuperación.

Factor de recuperación:

$$(Fr) \text{ a la fecha de cálculo, en \%} = \frac{\text{Producción acumulada de aceite o gas a esa fecha}}{\text{Volumen original de aceite o gas en el yacimiento}}$$

¹ Gran parte de este capítulo está basado en el Documento técnico 1 Factores de recuperación de aceite y gas en México publicado por la Comisión Nacional de Hidrocarburos

Factor de recuperación total:

$$(FR)_{tot.} = \frac{\text{Producción acumulada} + \text{Reserva remanente}}{\text{Volumen original de aceite o gas}}$$

Las unidades de la producción acumulada y del volumen original son comúnmente barriles de petróleo crudo a condiciones de superficie (bpc).

En el caso de yacimientos de gas, se usa indistintamente millones de pies cúbicos de gas (mpc) o se convierte el gas a barriles de petróleo crudo equivalente, ambos a condiciones de superficie.

En la industria petrolera, también es de uso común calcular el factor de recuperación final o último esperado al término de la vida del yacimiento, el cual se obtiene de la siguiente manera:

Factor de recuperación final esperado:

$$(FRF) \text{ en } \% = \frac{\text{Producción acumulada final esperada de aceite o gas (Np o Gp final)}}{\text{Volumen original de aceite o gas en el yacimiento}}$$

Las unidades son las mismas que se señalaron arriba.

La industria petrolera en todas partes del mundo, incluido México, ha determinado que uno de los elementos que afectan el factor de recuperación de los yacimientos es la manera en la que se producen los mismos. Es decir, el factor de recuperación final que se obtenga de un yacimiento dependerá en una buena parte de la forma en que se ha explotado el yacimiento. Además, de los ritmos de producción que se obtuvieron del mismo y de la manera en que se aprovechó la energía natural que contenía el yacimiento, al momento de descubrirlo.

La producción acumulada final esperada se obtiene de varias maneras, dependiendo de los estándares de cada compañía o país. A continuación se presentan las dos formas más utilizadas:

- a) N_p o G_p , final = Producción acumulada a la fecha de cálculo + Reservas probadas.
- b) N_p o G_p , final = Producción acumulada a la fecha de cálculo + Reservas probadas + Reservas probables.

En casos extremos, se ha encontrado que algunos países incluyen para calcular la producción acumulada total esperada, las reservas posibles que tienen estimadas. Esto, no es la mejor práctica, ya que dichas reservas posibles pueden no llegar a convertirse en reservas probadas y por tanto, sus FRF resultarán optimistas.

2.1.2 ETAPAS DE RECUPERACION DE YACIMIENTOS

En la ingeniería de yacimientos, en general se considera que existen 3 etapas de explotación en la vida de los mismos:

RECUPERACION PRIMARIA

Comienza desde el inicio de la explotación de un campo o yacimiento por la diferencia de presiones, en esta etapa se aprovecha la energía natural con la que cuenta el campo. Para esta etapa se puede considerar el empleo de tecnologías en el pozo como el uso de sistemas artificiales de producción de varios tipos, el fracturamiento hidráulico de la formación, así como en el área de perforación, el empleo de pozos horizontales y multilaterales. Durante esta etapa el porcentaje de recuperación es hasta de 18%.

RECUPERACION SECUNDARIA EN YACIMIENTOS DE ACEITE Y GAS

Durante esta etapa, el objetivo es inyectar al yacimiento energía adicional mediante la inyección de un fluido inmisible manteniendo o reiniciando el desplazamiento del aceite hacia los pozos productores, ya sea a través de inyección de agua o gas natural, ambos procesos para mantenimiento de presión o como métodos de desplazamiento de fluidos dentro del yacimiento.

Se han desarrollado diferentes formas para inyectar el agua a los yacimientos. Hasta hoy, los más comunes han sido dos: Inyección periférica y el uso de patrones de inyección.

Dentro de la inyección de agua, además se desarrolló toda una industria alrededor de este proceso, utilizando incluso varias fuentes de abastecimiento del agua a inyectar.

En general, se utilizan tres:

- Agua congénita producida del mismo yacimiento.
- Agua dulce producida de acuíferos cercanos a los yacimientos donde se va a inyectar.
- Agua de mar tratada químicamente, para evitar incompatibilidad con la formación productora de los yacimientos a los que se va a inyectar.

Durante esta etapa, también se pueden emplear tecnologías como sistemas artificiales de producción, fracturamiento hidráulico de la formación, pozos horizontales y/o multilaterales. En esta etapa se puede recuperar de un 18 a un 30% de hidrocarburos.

RECUPERACION MEJORADA EN YACIMIENTOS DE ACEITE Y GAS

Después de la explotación de los yacimientos a través de la recuperación primaria y de la recuperación secundaria, todavía hay posibilidades de aumentar el factor final de recuperación de los mismos, especialmente cuando los precios de petróleo son altos. Para ello, se aplican métodos adicionales, algunos de ellos muy sofisticados, para agregar energía a los campos.

Es en esta etapa, en la que para continuar la explotación de un campo o yacimiento se adiciona energía extraña al yacimiento donde los fluidos inyectados interactúan con las propiedades roca- fluidos, para aumentar los factores de recuperación de aceite y gas, se requiere implantar otros métodos, como: térmicos (inyección de vapor o inyección de aire, para generar una combustión in-situ en el yacimiento), químicos

(como inyección de polímeros o surfactantes, para reducir la tensión interfacial), o gases miscibles (como CO₂, gases enriquecidos, gases exhaustos o nitrógeno, este último como proceso miscible o inmisible).

En general, el objetivo de estos métodos de recuperación mejorada es disminuir la saturación residual de aceite que tiene todavía el yacimiento, y que se encuentra en los poros de la formación retenida por las fuerzas capilares y viscosas, que impiden que fluya hacia los pozos.

En el caso de yacimientos naturalmente fracturados, como muchos de los que tiene México, el problema todavía es mayor, ya que la saturación residual de aceite se encuentra preferencialmente en los bloques de matriz y la interacción matriz-fractura es algo que todavía no se resuelve técnicamente, por lo que los volúmenes de aceite remanentes que todavía existen en ese tipo de yacimientos son considerables.

La recuperación mejorada implica la aplicación de varios tipos de procesos, los que en general se pueden dividir en:

- Procesos térmicos.
- Procesos de inyección de gases.
- Procesos químicos.

La aplicación de cada uno de estos procesos en particular, depende de las características propias del yacimiento al que se va a aplicar y que incluyen: formación productora (tipo, porosidad, permeabilidad, permeabilidades relativas y mojabilidad), tipo de aceite en el yacimiento, relación agua-aceite y gas-aceite en la superficie, presión del yacimiento en el momento de iniciar el proceso de recuperación mejorada y la profundidad de la formación productora, principalmente.

Además de estos procesos, la industria petrolera está tratando de aplicar otros procesos en la etapa de recuperación mejorada, como:

- La inyección de bacterias
- Inyección de surfactantes y vapor
- Inyección de agua y gas

Se tiene que reconocer que en el caso de algunos yacimientos, no es fácil identificar estas tres etapas. Incluso se ha encontrado que en ciertos yacimientos no existió la etapa primaria y fue necesario pasar a la secundaria e incluso a la mejorada, sin haber ocurrido las anteriores. Un buen ejemplo de estos casos es el de yacimientos de aceite muy pesado y viscoso, que no pudieron ser producidos en su etapa primaria ni secundaria y solo se obtuvo aceite de ellos a través de la inyección de vapor, que se consideraría ya como la etapa de recuperación mejorada.

En la etapa de recuperación mejorada se emplean tecnologías y procesos diseñados para modificar las características de los fluidos en el yacimiento o las propiedades petrofísicas de la formación productora.

2.1.3 PARÁMETROS IMPORTANTES DE LOS YACIMIENTOS QUE AFECTAN LA RECUPERACIÓN FINAL DE HIDROCARBUROS.

Desde el año de 1967, a través del American Petroleum Institute (API) en un estudio de Arps¹, la ingeniería de yacimientos ha tratado de correlacionar los factores de recuperación con parámetros que se puedan medir en la superficie, lo que hasta la fecha no ha sido posible. El mismo API, en una actualización del estudio anterior, que se publicó en 1984, determinó que tales correlaciones no eran posibles debido fundamentalmente a la heterogeneidad de los yacimientos y a las diversas características geológicas de los mismos en todo el mundo.

La Petroleum Society de Canadá publicó un estudio en 1947, en el cual lleva a cabo un esfuerzo estadístico importante para obtener alguna correlación entre parámetros de

los yacimientos y los factores de recuperación de los mismos. Sin embargo, no lo pudieron lograr en la muestra de yacimientos considerada, al buscar una correlación con porosidad, espesor de la formación, saturación de agua y litología de los yacimientos, esto indica lo complejo que ha sido hasta ahora, para la ingeniería de yacimientos el tratar de encontrar correlaciones prácticas entre los parámetros físicos del yacimiento y los factores finales posibles de recuperación.

En general, lo que se ha identificado hasta ahora, en los diferentes tipos de yacimientos que se han encontrado en el mundo, es que los factores de recuperación final tienden a ser mayores de 40%, en los siguientes casos:

- Campos de aceite ligero, con densidad en grados API arriba de 25°.
- Campos o yacimientos de gran tamaño, en términos de su volumen original, ya sean gigantes o supergigantes.
- Relacionado con lo anterior, yacimientos de gran espesor.
- Formaciones productoras con permeabilidades altas, por arriba de 300 md.
- Formaciones productoras con porosidades entre el 6 y el 15%, para areniscas y de 3 a 10% para carbonatos.

Por el contrario, aquellos campos o yacimientos que presentan valores opuestos a los anteriores, en general obtendrán factores de recuperación inferiores y en algunos casos, de menos del 20%.

2.1.4 RESERVAS

De acuerdo a la definición dada en el documento de Sistema de Gestión de Recursos Petrolíferos de SPE/WPC/AAPG/SPEE (SPE-PRMS) las reservas se definen como esas cantidades de petróleo que se anticipan como recuperables comercialmente a través de la aplicación de proyectos de desarrollo a las acumulaciones conocidas desde cierta fecha en adelante bajo condiciones definidas. Las reservas deben además satisfacer cuatro criterios:

- deben estar descubiertas
- deben ser recuperables

- deben ser comerciales, y
- remanentes (en la fecha de la evaluación) basado en el/los proyecto(s) de desarrollo aplicado(s).

Las reservas pueden además ser categorizadas de acuerdo con el nivel de certeza asociado con las estimaciones y pueden ser sub-clasificadas basado en la madurez del proyecto y/o caracterizadas por el estado de desarrollo y producción.

Las reservas también pueden definirse como el volumen de hidrocarburos, medido a condiciones estándar (presión= 14.7lb/pg² y temperatura= 60°F), que se puede producir económicamente con cualquiera de los métodos y sistemas de explotación aplicables (recuperación primaria, recuperación secundaria, etc.) en el momento de su evaluación.

La exactitud de las reservas depende de la calidad y la cantidad de los datos disponibles, su valor más cercano a la realidad se obtendrá a medida que transcurra la vida productiva del yacimiento.

Cada año, cada una de las empresas operadoras así como los países productores actualizan sus reservas de hidrocarburos de acuerdo con definiciones empleadas internacionalmente y aceptadas por la comunidad financiera. En el caso de las reservas probadas, las definiciones usadas corresponden a las emitidas por la Securities and Exchange Comisión (SEC). Para las reservas probables y posibles se aplican las definiciones de la Society of Petroleum Engineers (SPE), y de la American Association of Petroleum Congresses (WPC).

Las estimaciones de las reservas generalmente serán revisadas conforme se disponga de información adicional, geológica y/o de ingeniería, y cuando existan cambios en las condiciones económicas (precio del petróleo, costo de operación o costo del barril producido).

Las reservas son definidas como "Las cantidades de petróleo que son anticipadamente a ser recuperadas de yacimientos conocidos de una fecha en particular hacia adelante". Todos los cálculos aproximados de reservas involucran la incertidumbre en diferentes grados. Evidentemente, el nivel de la incertidumbre depende de la cantidad

de datos geológicos y los creados en la época en que el cálculo aproximado es hecho y la interpretación de estos datos.

Es de igual importancia la incertidumbre financiera, política y contractual, se debe considerar el cálculo aproximado que refleja el futuro del desarrollo y de la producción. Para complacer los niveles de la incertidumbre, las definiciones de SPE / WPC conservan las dos clasificaciones principales de reservas; como las probables y las reservas posibles, para denotar incrementar la incertidumbre técnica y financiera, o política.

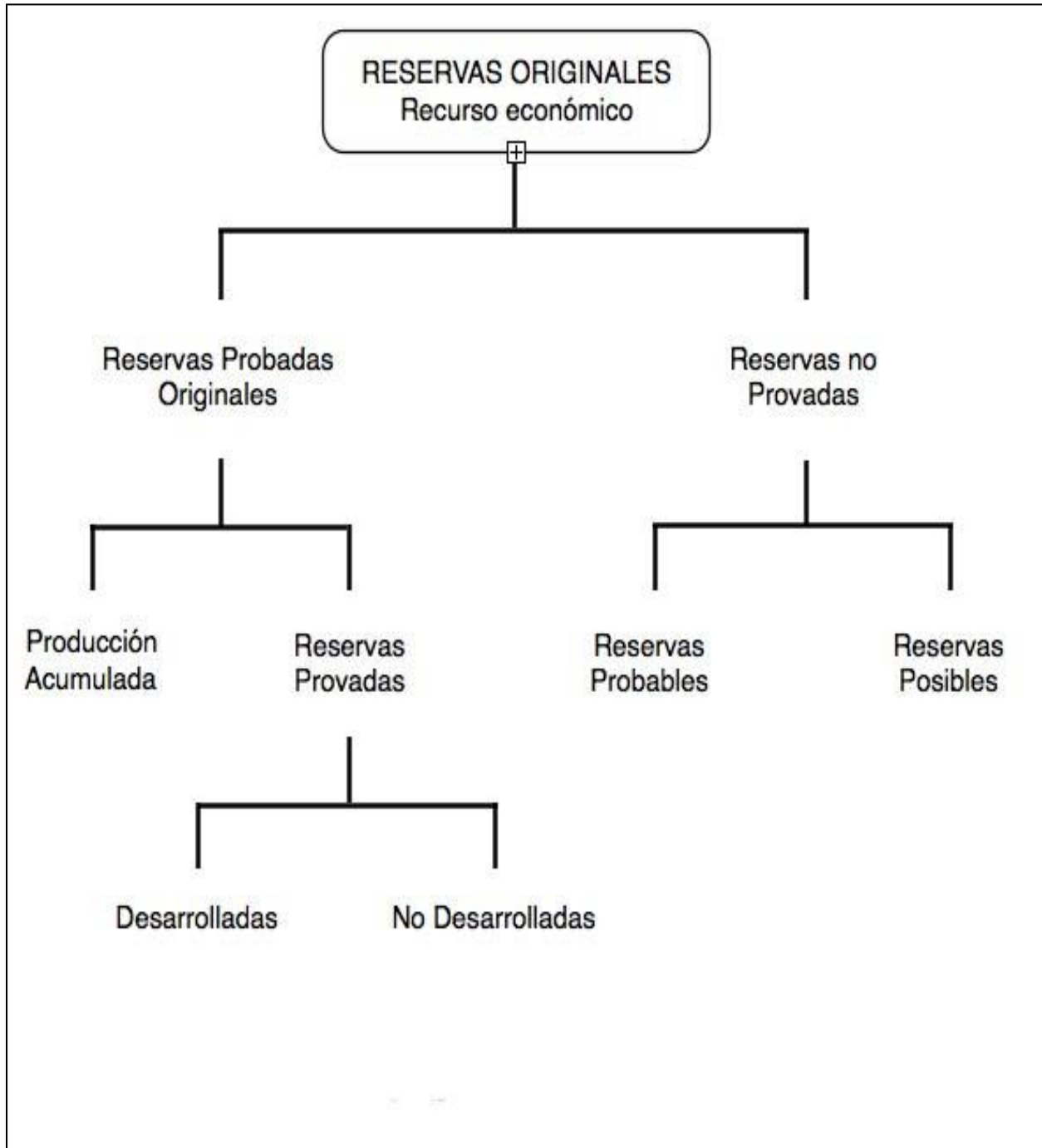


Figura 2.1: Clasificación de Reservas

VOLUMEN ORIGINAL DE ACEITE Y/O GAS

Cantidad de aceite y/o gas que se estima existe originalmente en el yacimiento, y está confinado por límites geológicos y de fluidos, pudiéndose expresar tanto a condiciones de yacimiento como a condiciones de superficie.

RESERVA ORIGINAL

Es aquel valor de reservas que se calcula al considerar los volúmenes originales tanto de crudo, como los de gas y condensados, un factor de encogimiento y un factor de recuperación.

El factor de encogimiento se aplica para considerar los cambios experimentados por los hidrocarburos al pasar de las condiciones del yacimiento a las condiciones atmosféricas. El factor de recuperación estima el volumen efectivo que puede ser extraído de acuerdo al tipo de yacimiento y la tecnología que sea aplicada al momento de la explotación. También se puede decir que la reserva original es la fracción del recurso que podrá obtenerse al final de la explotación del yacimiento.

RESERVA DE ACEITE

Son aquellas cantidades de aceite medidos a condiciones estándar que se anticipa serán recuperados desde las acumulaciones conocidas a partir de la fecha dada con cualquiera de los métodos y sistemas de recuperación.

RESERVA DE GAS ASOCIADO

Es aquella cantidad de gas que se encuentra disuelta en el aceite, que se pueden producir económicamente con los sistemas de recuperación conocidos.

RESERVAS DE GAS LIBRE

Son aquellas cantidades de gas que no se encuentran disueltas en el aceite, éste se presenta como casquete de gas, que se anticipa, serán recuperadas desde las acumulaciones conocidas a partir de la fecha dada.

RESERVAS PROBADAS

Las reservas probadas de hidrocarburos son cantidades estimadas de aceite crudo, gas natural y líquidos del gas natural, evaluadas a condiciones atmosféricas, las cuales, mediante datos de geociencias y de ingeniería, demuestran con certidumbre razonable que serán que serán comercialmente recuperables a partir de una fecha dada bajo condiciones económicas, métodos de operación y regulaciones gubernamentales existentes a una fecha específica. Las reservas probadas se pueden clasificar como desarrolladas o no desarrolladas.

Si los métodos de probabilidad son usados, debe haber probabilidad al menos de un 80 % de que las cantidades verdaderas serán recuperadas y excederán el cálculo aproximado. Las reservas probadas son las que aportan la producción y tienen mayor certidumbre que las probables y posibles. Desde el punto de vista financiero, son las que sustentan los proyectos de inversión

RESERVAS DESARROLLADAS

Son aquellas reservas que se espera sean recuperadas de pozos existentes, incluyendo las reservas atrás de la tubería, que pueden ser extraídas con la infraestructura actual mediante actividades adicionales con costos moderados de inversión. En el caso de las reservas asociadas a procesos de recuperación secundaria y, o mejorada, serán consideradas desarrolladas únicamente cuando la infraestructura requerida para el proceso esté instalada o cuando los costos requeridos para ello, sean considerablemente menores, y la respuesta de producción haya sido la prevista en la planeación del proyecto correspondiente.

RESERVAS NO DESARROLLADAS

Son reservas que se espera serán recuperadas a través de pozos nuevos en áreas no perforadas, o donde se requiere un gasto relativamente grande para terminar los

pozos existentes y/o construir las instalaciones de producción y transporte. Lo anterior aplica tanto en procesos de recuperación primaria como recuperación secundaria y mejorada. En el caso de inyección de fluidos, u otra técnica de recuperación mejorada, las reservas asociadas se consideran probadas no desarrolladas cuando tales técnicas hayan sido efectivamente probadas en el área y en la misma formación.

RESERVAS NO PROBADAS

Son volúmenes de hidrocarburos evaluados a condiciones atmosféricas, al extrapolar características y parámetros del yacimiento más allá de los límites de razonable certidumbre, o de suponer pronósticos de aceite y gas con escenarios tanto técnicos como económicos que no son los que prevalecen al momento de la evaluación. En situaciones de desarrollo no inmediato, los volúmenes de hidrocarburos descubiertos comercialmente producibles, pueden ser clasificados como reservas no probadas.

RESERVAS PROBABLES

Son aquellas reservas no probadas cuyo análisis de datos geológicos y de ingeniería sugieren que son más tendientes a ser que a no ser comercialmente recuperables. Para los métodos probabilísticos, esto implica que se tendrá una probabilidad de al menos 50 % de que las cantidades actualmente recuperadas serán iguales o mayores que la suma de las reservas estimadas probadas más las probables.

Las siguientes condiciones conducen a clasificar las reservas como probables:

- a) Reservas localizadas en áreas donde la formación productora aparece separada por fallas geológicas, y la interpretación correspondiente indica que este volumen se encuentra en una posición estructural más alta que la del área probada.
- b) Reservas atribuibles a futuras intervenciones, estimulaciones, cambio de equipo u otros procedimientos mecánicos; cuando tales medidas no han sido exitosas al aplicarse en pozos que exhiben un comportamiento similar, y que han sido terminados en yacimientos análogos.

- c) Reservas incrementales en formaciones productoras, donde una reinterpretación del comportamiento o de los datos volumétricos, indica que existen reservas adicionales a las clasificadas como probadas.
- d) Reservas adicionales asociadas a pozos intermedios, y que pudieran haber sido clasificadas como probadas si se hubiera autorizado un desarrollo con un espaciamiento menor, al momento de la evaluación.

RESERVAS POSIBLES

Son aquellas reservas que el análisis de datos geológicos y de ingeniería sugieren que son menos probables de ser comercialmente recuperables que las reservas probables. De acuerdo con esta definición, cuando son utilizados métodos probabilistas, la suma de las reservas probadas más probables más posibles tendrá al menos una probabilidad de 10 por ciento de que las cantidades realmente recuperadas sean iguales o mayores. En general, las reservas posibles pueden incluir los siguientes casos:

- a) Reservas basadas en interpretaciones geológicas y que pueden existir en áreas adyacentes a las áreas clasificadas como probables dentro del mismo yacimiento.
- b) Reservas ubicadas en formaciones que parecen estar impregnadas de hidrocarburos, con base al análisis de núcleos y registros de pozos.
- c) Reservas adicionales por perforación intermedia, la cual está sujeta a incertidumbre técnica.
- d) Reservas incrementales atribuidas a esquemas de recuperación secundaria o mejorada cuando un proyecto o prueba piloto está planeado pero no se encuentra en operación, y las características de la roca y fluido del yacimiento son tales que existe duda de que el proyecto se ejecute.
- e) Reservas en un área de la formación productora que parece estar separada del área probada por fallas geológicas, y donde la interpretación indica que la zona de estudio se encuentra estructuralmente más baja que el área probada.

RESERVAS REMANENTES

Son aquellas reservas que se calculan al restar a los componentes de la reserva original, los volúmenes de crudo, gas y condensado que han sido extraídos durante la vida productiva del yacimiento.

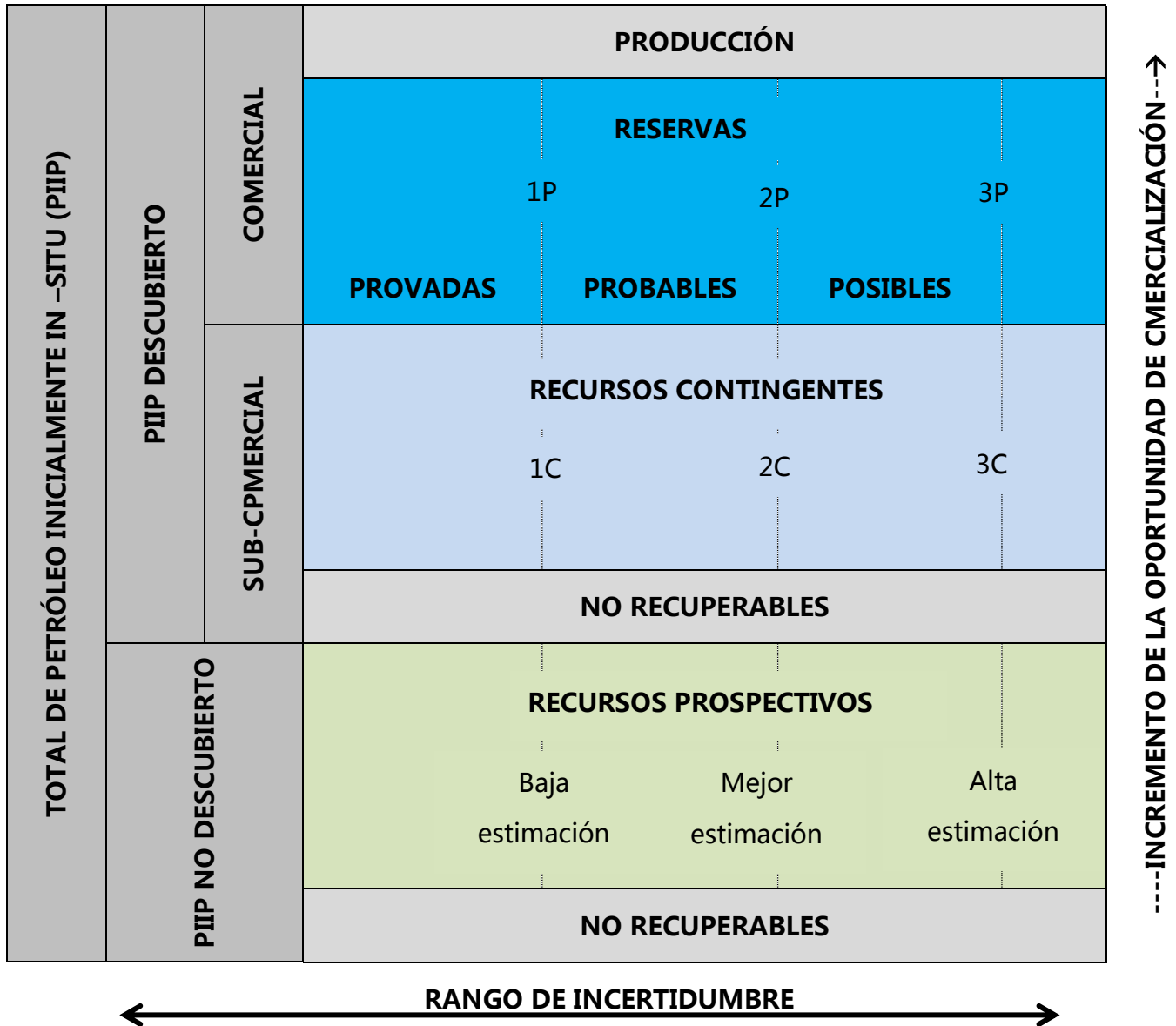


Figura 2.2 Maco de clasificación de reservas. Obtenido del documento de Sistema de Gestión de Recursos Petrolíferos de SPE/WPC/AAPG/SPEE (SPE-PRMS)

2.2 FACTORES DE RECUPERACIÓN EN CAMPOS MADUROS DE MÉXICO

2.2.1 FACTORES DE RECUPERACIÓN EN DIFERENTES PAÍSES.

En general, existe poca información publicada acerca de los factores de recuperación en el mundo. La mayoría de las veces, solo se mencionan algunos factores promedio para varios países o se conoce la información promedio de compañías petroleras que mencionan los factores de recuperación que están obteniendo. En casi todos los casos, no se explica la metodología de cálculo que se utilizó para obtener los factores de recuperación, ni si se refieren a factores de recuperación actuales o finales. Falcone en el año de 2007, discute algunas de estas deficiencias que tiene la industria petrolera para calcular los factores de recuperación e incluso propone la creación de una base de datos mundial con información que se pueda comparar.

Por otro lado, en el caso de varios órganos o entidades reguladoras como el Directorado Noruego del Petróleo (NPD) y de la Energy Resources Conservation Board de Alberta (ERCB), si se han publicado diversos estudios y análisis llevados a cabo, en los cuales calculan los factores de recuperación que esperan obtener de sus yacimientos.

En años recientes, se ha resaltado en la industria petrolera, la necesidad de aumentar los factores de recuperación en los campos ya descubiertos y en explotación. Se menciona fundamentalmente que la industria petrolera requiere aumentar sus reservas probadas y que una manera de lograrlo, es a través de incrementar los factores de recuperación de sus diferentes campos y yacimientos.

En este sentido, en diciembre de 2003, Leif Magne Meling de Statoil, presentó un trabajo, señalando los factores de recuperación de varios países. No explica su metodología de cálculo, pero si presenta los factores de recuperación obtenidos hasta

esa fecha, así como los factores finales esperados, algunos de los cuales se presentan a continuación:

País	Factor de recuperación al año 2003 en %	Factor de recuperación final esperado en %
Angola	38	42
Brasil	31	38
Canadá	36	38
México	20	28
Noruega	45	50
Inglaterra	38	40
Estados Unidos	39	40
Irán	26	42
Venezuela	12	22
PROMEDIO MUNDIAL	29	38

Figura 2.3: Factores de Recuperación de Algunos Países

Fuente: 2o Regional Meeting del World Petroleum Congress de diciembre de 2003, Leif Magne Meling, Tomado del Artículo técnico de la CNH

Se observa que los factores de recuperación que se tienen para algunos otros países son muy optimistas y probablemente difíciles de obtener con el estado actual de la tecnología petrolera. Varios de estos llegan a valores superiores al 60% del volumen original.

Se han presentado varios trabajos y publicaciones escritas por diversos autores, en las cuales se señala la importancia de establecer definiciones comunes entre los diferentes países, para poder hacer comparaciones y estudios de "benchmarking" .

Ya que de no ser así, no tiene ningún sentido hacer comparaciones de factores de recuperación entre varios países o incluso entre un mismo país, si las definiciones son diferentes. También se hace ver que muchas de las estimaciones de crecimiento de producción en el mundo son optimistas y esto hace necesario tratar de obtener la mejor estimación de recuperación final de los yacimientos actuales. Problema difícil de

resolver, ya que esta información se maneja como confidencial, excepto en Noruega y en el Reino Unido.

En el caso de Estados Unidos, el Departamento de Energía publicó un trabajo donde se pueden calcular los factores de recuperación obtenidos hasta 2006, que resultan ser de 35.7%, con un factor final de esperado de 52.9%. Este último, considerando la aplicación de recuperación mejorada en sus diferentes modalidades y la utilización de nueva tecnología aún en desarrollo.

Los Factores de Recuperación en Noruega son uno de los parámetros que le permiten al Directorado Noruego del Petróleo (NPD) conocer la eficiencia de los operadores, así como establecer una planeación a mediano y largo plazo con respecto a las reservas y a la producción de los hidrocarburos. Por esta razón, el factor de recuperación se documenta en el libro *The Petroleum Resources on the Norwegian Continental Shelf* que publica anualmente el NPD.

Uno de los objetivos de las autoridades noruegas es que se recupere la mayor cantidad posible de los recursos probados que se encuentran en la plataforma continental noruega, de manera que se genere el mayor valor posible para la sociedad de ese país.

En 1997, el NPD estableció la meta de incrementar el factor de recuperación final de los campos para alcanzar un valor de 50% para aceite y 75% para gas. El NPD está consciente de que establecer valores y convencer a las empresas para lograr estas metas es un reto tanto para la industria como para las autoridades noruegas. Hoy, la industria petrolera en Noruega alcanza un factor de recuperación promedio de 46% para aceite de acuerdo a los planes de desarrollo aprobados. A pesar de estos esfuerzos es interesante notar que el factor de recuperación en Noruega a partir del año 2004 se ha mantenido alrededor de 46% y desde el año 2000 solo se ha

incrementado en 2%. Esto demuestra la complejidad técnica que existe, el tratar de mejorar los factores de recuperación de la industria.

En la siguiente gráfica, se muestra la evolución del factor de recuperación de los campos Noruegos clasificado por tamaño de los campos y el total nacional. Es importante observar la relación que se encuentra entre el factor de recuperación y el tamaño de los campos.

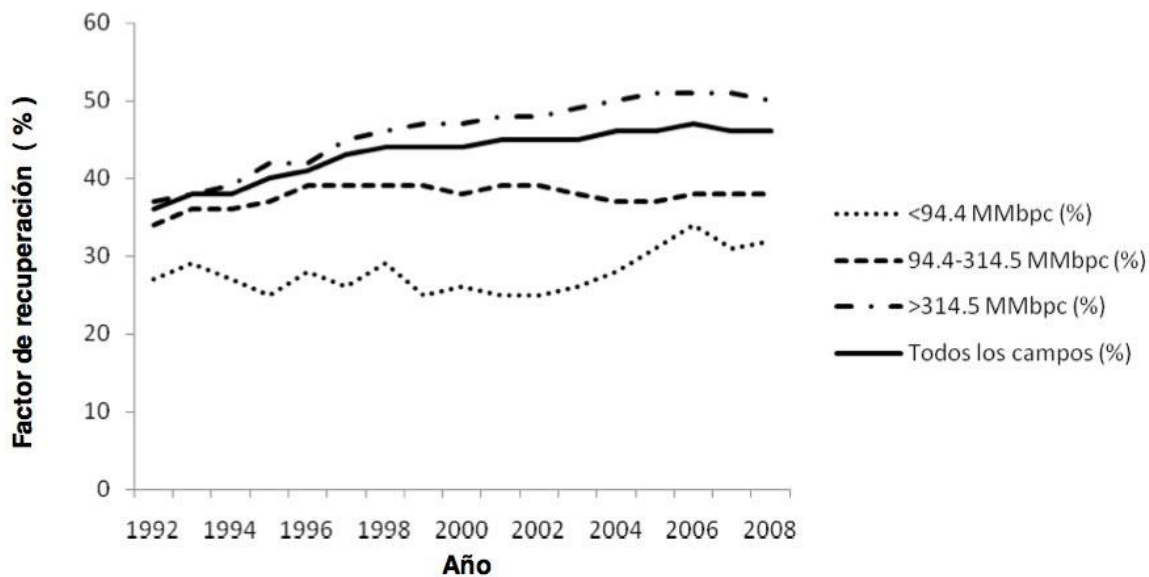


Figura 2.4: Tendencia del FR de los campos petroleros de Noruega

Fuente: Facts 2009, NPD

Por otra parte, el NPD ha realizado una investigación amplia para establecer cómo el factor de recuperación se encuentra relacionado directamente con la complejidad de los campos. Actualmente, CNH y NPD trabajan conjuntamente en varias áreas para compartir experiencias y conocimiento. Con el objeto de obtener una correlación entre las características físicas de los yacimientos y el factor de recuperación, el NPD en conjunto con las compañías Statoil y Norks Hydro, iniciaron un proyecto para

definir un Índice de Complejidad de los Yacimientos (RCI) basándose en 17 factores que caracterizan a los yacimientos.

Permeabilidad promedio
Contraste de permeabilidad
Fracturas
Complejidad estructural
Continuidad estratigráfica lateral
Comunicación horizontal y vertical del yacimiento
Echado del yacimiento
Volumen original in-situ (STOOIP)
Densidad original de la roca
Viscosidad del aceite (cp)
Tendencia a la conificación
Mecanismo de empuje
Compactación y mecanismo de empuje por gas disuelto
Presión del yacimiento/empuje
Parámetros de aseguramiento de flujo
Temperatura
Tirante de agua

Figura 2.5: Parametros utilizados por el NPD para establecer el RC. Fuente: NPDI

Es claro para el NPD, que los esfuerzos para mejorar los factores de recuperación requieren un gran compromiso de las compañías petroleras, además de considerables inversiones en recuperación secundaria y mejorada. Por otra parte, el desarrollo de nuevas tecnologías de recuperación será un factor que permita mejorar los factores de

recuperación en el futuro. Por esta razón el gobierno Noruego impulsa la investigación en este campo.

Otro ejemplo lo tenemos con Canada, en 2005, Mahendra K. Verma realizó una evaluación para el U.S. Geological Survey, sobre el potencial para el crecimiento de las Reservas Futuras en la Cuenca Sedimentaria Oeste de Canadá (WCSB) la cual incluye el Suroeste de Manitoba, el sur de Saskatchewan, Alberta, el noreste de Columbia Británica y la esquina suroeste de los Territorios del Noroeste.

De este estudio se realizó un análisis a detalle del crecimiento de los volúmenes originales, así como las reservas probadas para la provincia de Saskatchewan, lo que ha ocasionado que los factores de recuperación del aceite se hayan reducido en los últimos 40 años, como se observa en la gráfica siguiente.

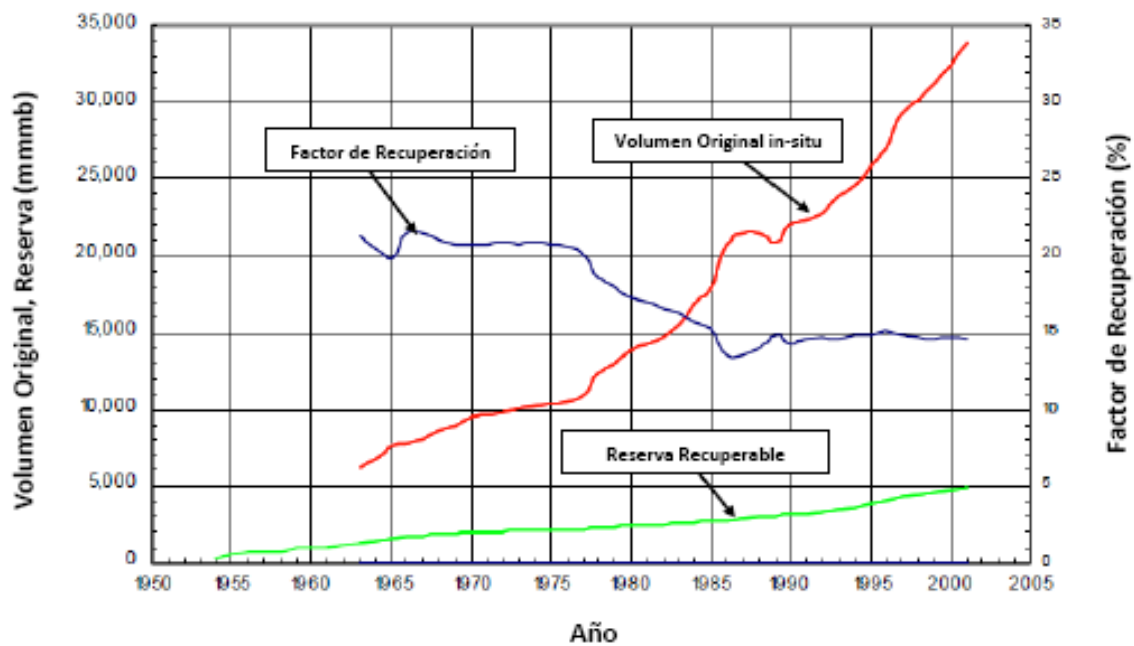


Figura 2.6: Evolución del volumen original de crudo in-situ, reservas probadas y factor de recuperación para la de Saskatchewan. Fuente: 1978 y 1998, Verma, Mahendra K.; Assessing the Potential for Future reserve Growth in the Western Canadian Sedimentary Basin, 2005

A través de este ejemplo de Canadá, se puede observar claramente, que a lo largo del periodo de 1965 a 2000, se fue encontrando que el volumen original de aceite in-situ que se había estimado al principio, resultó ser menor al que en realidad existía. Lo que provocó que se fuera disminuyendo el factor de recuperación esperado, hasta llegar a 15%, cifra que consideraban era la máxima que podrían obtener.

Para el caso de los campos de gas, también se había subestimado el volumen original y por tanto, también disminuyó el factor de recuperación del gas. En la actualidad, estiman un factor de recuperación final de 70% para los campos de gas en esta cuenca geológica, como se puede observar en la siguiente gráfica.

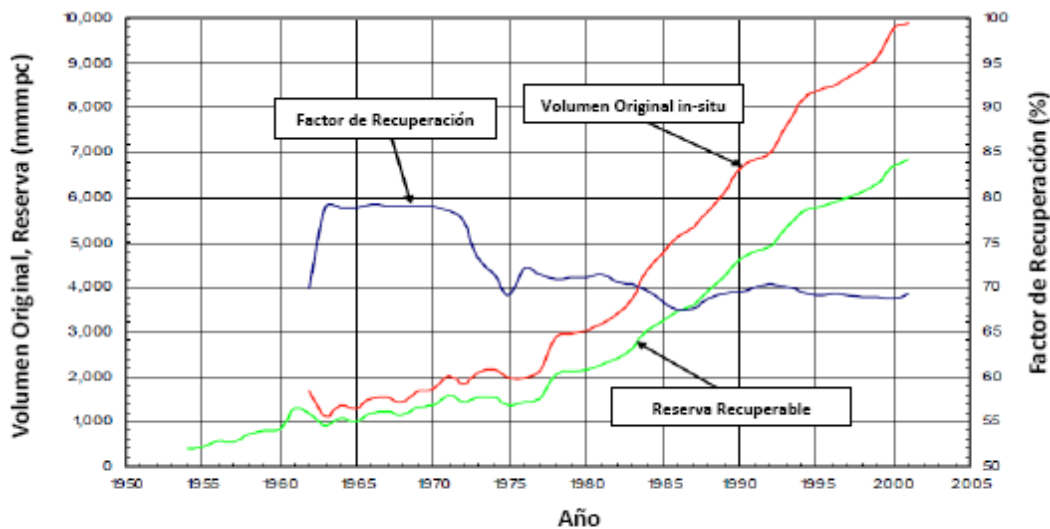


Figura 2.7: Evolución del volumen original de gas in-situ, reservas probadas y factor de recuperación para la provincia de Saskatchewan. Fuente: 1978 y 1998, Verma, Mahendra K.; Assessing the Potential for Future reserve Growth in the Western Canadian Sedimentary Basin, 2005

Para el caso de la provincia de Alberta, se han incrementado sus volúmenes originales in-situ de 1978 a 1998, pero observando la información del Energy Reserves 2008 and Supply/Demand Outlook 2009-2018 se tiene que para 2008, tanto el volumen original

in-situ como los factores de recuperación de crudo de la provincia descendieron principalmente derivado de revisiones a los volúmenes originales in-situ, como se puede observar en la siguiente tabla.

Año	Volumen original in situ de aceite [mmm]	Reservas originales de aceite [mmmb]	Factor de recuperación de aceite %	Volumen original in situ de gas [mmmmmpc]	Reservas originales de gas [mmmmmpc]	Factor de recuperación de gas %
1978	56.8	17.3	30.5	155.3	101.5	65.4
1998	85.4	23.8	27.9	245.5	156	63.6
2008	67.7	17.4	25.7	307.6	209.7	68.2

Figura 2.8: Volúmenes originales in-situ

Fuente: 1978 y 1998, Verma, Mahendra K.; Assessing the Potential for Future reserve Growth in the Western Canadian Sedimentary Basin, 2005. 2008, Alberta's Energy Reserves 2008 and Supply/Demand Outlook 2009-2018, ERCB, Alberta, Canada

En resumen, se puede concluir que existe poca información de los factores de recuperación de aceite y gas que se están obteniendo en varias partes del mundo.

Además, la información casi no se encuentra a nivel de yacimiento o por características geológicas de los campos, tampoco por el tipo de aceite que se produce de los mismos.

Con objeto de tener más información de los factores de recuperación en diferentes tipos de yacimientos, varios autores sugieren la necesidad de empezar a integrar bases de datos con información que se pudiera comparar o que sirviera para realizar estudios de benchmarking, para encontrar las mejores prácticas de la industria.

La CNH iniciará ese esfuerzo, dentro del ámbito de competencia de sus mandatos y responsabilidades, considerando que en el caso de México, solo existe una compañía operadora, que es PEMEX.

2.2.2 FACTORES DE RECUPERACION EN CAMPOS MADUROS DE MÉXICO

La CNH se dedicó a calcular los factores de recuperación al 1º de enero de 2009 así como los factores de recuperación finales esperados, tomando en cuenta los planes que tiene Pemex para el desarrollo de los distintos campos.

La base de datos contiene 713 campos distribuidos de la siguiente forma:

Región	Campos
Norte	466
Sur	156
Marina Suroeste	66
Marina Noreste	25
TOTAL	713

Figura 2.9: Distribución de los campos con reservas por Región de PEP.

Con relación a los Activos, los campos se clasificaron en 321 campos de aceite y 259 campos de gas. Además, se separaron los 29 campos pertenecientes al Activo Terciario del Golfo (Chicontepec). Además, se identificaron 133 campos sin producción acumulada y con diferentes niveles de reservas probadas, probables y posibles. Estos últimos se analizarán junto con PEMEX, para conocer los planes que se tengan para desarrollarlos y ponerlos en producción.

Para calcular el factor de recuperación de los campos de aceite, se obtuvo el cociente de la producción acumulada de crudo entre el volumen original de crudo de cada campo en barriles, ambos a condiciones de superficie. Para los campos de gas, se dividió la producción acumulada de gas entre su correspondiente volumen original de gas en pies cúbicos, también a condiciones de superficie.

Para calcular los factores de recuperación a nivel Nacional, por Región y Activo se sumó la producción acumulada a nivel Nacional, de cada Región y de cada Activo, dividiéndose entre la suma del volumen original respectivo, tanto para campos de aceite como de gas.

En México los campos de aceite cuentan con un volumen original in-situ de 278,994.6 mmb y los campos de gas de 33,239.4 mmmpc, distribuido de la siguiente forma:

Región	Campos de aceite (mmb)	Campos de Gas (mmmpc)
Norte	165,420.30	25,970.60
Sur	40, 553.40	7,268.80
Marina Noreste	54,652.5	0
Marina Suroeste	18,863.30	0
TOTAL	278,994.60	33,239.40

Figura 2.12: Volumen original in-situ por Región

Cabe mencionar que del volumen original in-situ correspondiente a la Región Norte, 136,783.6 mmb corresponden al Activo Aceite Terciario del Golfo.

Con respecto a la producción acumulada, en México se han producido 36,849.1 mmb de los campos de aceite y 18,199.1 mmmpc de los campos de gas, de acuerdo a la distribución siguiente:

Región	Campos de aceite (mmb)	Campos de Gas (mmmpc)
Norte	5,624.90	12,687.80
Sur	9,652.20	5,511.40
Marina Noreste	15, 919.00	0
Marina Suroeste	5,653	0
TOTAL	35, 849.10	18,199.10

Figura 2.13: Producción acumulada por región

Con esta información el factor de recuperación para los campos de aceite es de 13.2 por ciento y para los campos de gas es de 54.8 por ciento. Sin tomar en cuenta el Activo Aceite Terciario del Golfo el factor de recuperación para los campos de aceite del país es 25.8 por ciento.

2.3 RESERVAS DE HIDROCARBUROS AL 1° DE ENERO DEL 2012

La información de reservas de hidrocarburos fue dictaminada favorablemente por la CNH, realizó la evaluación, cuantificación y verificación de las reservas del país al 1° de enero de 2012.

Por primera vez se dictaminó a nivel activo la categoría 1P, aprobándose los volúmenes de hidrocarburos para todos ellos, lo cual da mayor solidez en la estimación de este patrimonio.

Las categorías de reserva de hidrocarburos 2P (probada + probable) y 3P (probada + probable + posible) se aprobaron por primera vez para todas las regiones.

	1° de enero de 2011	1° de enero de 2012
Reservas probadas	13.796	13.810
Reservas 1P	13.796	13.18
Reservas Probables	15.013	12.353
Reservas 2P	28.809	26.163
Reservas posibles	14.264	17.674
Reservas 3P	43.074	43.837

Figura 2.14. Comparación de reservas al 1° de enero del 2011 y al 1° de enero del 2012

Como observamos en la tabla anterior, la tasa de restitución de reservas probadas fue mayor al 100%. Las reservas probadas ascienden a 13.81 miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente (MMMbpce), lo que corresponde a una vida promedio de 10.2 años. Las reservas 2P ascienden a 26.2 (MMMbpce) lo cual corresponde a una vida de 19.3 años. Mientras que la tasa de restitución de las reservas 3P fue de 107.6%, debido a nuevos descubrimientos, por lo que la vida promedio de las reservas 3P equivale a 32.3 años.

El 66% de las reservas probadas se categorizan como desarrolladas, se espera que sean recuperadas de pozos existentes, infraestructura actual e inversiones moderadas. El 27% de las reservas desarrolladas se localizan en los complejos Cantarell, Ku-Maloob- Zaap, Antonio J. Bermudez así como en los campos Jujo- Tecominoacan, Ixtal, Bolontikú, Caan, May y Chuc.

Por otra parte, el 34% de las reservas probadas se determinan como no desarrolladas, esto es, reservas que requieren de pozos e infraestructura adicional para su producción.

El 42% de las reservas probables se encuentran en las regiones marinas, donde destacan el complejo Ku-Maloob-Zaap, Akal, Tsimin, Ayatsil y Pit.

51% de las reservas 3P de petróleo crudo se localizan en campos marinos, en tanto 68% de las reservas 3P de gas se ubican en campos terrestres. La vida promedio de las reservas 3P alcanzó 32,3 años, que es mayor a la relación de los últimos 3 años. El incremento de las reservas 3P se atribuyó principalmente a la incorporación de reservas por nuevos descubrimientos.

La CNH, después de haber realizado su análisis con base en la información de Pemex y los certificadores externos determina que las cifras oficiales de reservas de hidrocarburos del país, al 1 de enero de 2012, son las siguientes:

Región	1P MMbls PCE	2P MMbls PCE	3P MMbls PCE
Marina Noreste	6,139.4	9,343.0	12,526.3
Marina Suroeste	2,115.5	4,091.9	7,054.4
Norte	1,575.2	7,744.5	18,689.0
Sur	3,980.2	4,983.6	5,567.7
Total	13,810.3	26,163.0	43,837.3

Figura 2.15. Reservas por región al 1º de enero del 2012

Así mismo determina que las cifras de reservas probadas a nivel activo son las siguientes:

Región	Activo	MMbls de PCE
Marina Noreste	Cantarell	2,342.40
	Ku-Maloob-Zaap	3,796.90
Marina Suroeste	Abkatún-Pol-Chuc	571.00
	Litoral de Tabasco	1,544.50
Norte	Aceite Terciario del Golfo	743.00
	Burgos	388.00
	Poza Rica- Altamira	294.00
	Veracruz	150.20
Sur	Bellota-Jujo	1,300.10
	Cinco Presidentes	297.90
	Macuspana-Muspac	498.80
	Samaria-Luna	1,883.30
TOTAL		13,810.30

Figura 2.16. Reservas probadas por activo al 1º de enero de 2012

CAPITULO 3

TECNOLOGÍAS DE EXPLOTACIÓN APLICADAS A CAMPOS MADUROS

CAPITULO 3

TECNOLOGÍAS DE EXPLOTACIÓN APLICADAS A CAMPOS MADUROS

La recuperación mejorada de petróleo (EOR) generalmente se considera como la tercera o ultima fase de producción de un campo petrolero. La producción total combinada debido la recuperación primaria y secundaria generalmente es menor al 40% del aceite original in-situ. Entonces el objetivo potencial para el EOR son lo yacimientos que ya fueron producidos por métodos convencionales, es decir los campos maduros.

Las tecnologías empleadas para revitalizar los campos maduros de petróleo se basan principalmente en aplicaciones de pozo y aplicaciones de yacimiento. Cual de las dos se seleccionara para el plan de desarrollo de un campo maduro esta en función del tipo de campo, historia y perspectivas que se tengan.

Pero antes de definir las tecnologías de explotación en campos maduros es importante mencionar que para poder emplear esas técnicas se necesita conocer la localización y cantidad de aceite remanente en el yacimiento.

Este es el punto clave, primero hay que cuantificar la cantidad de aceite que queda en el yacimiento, después hay que cuantificar la cantidad recuperable de este aceite y por ultimo encontrar los métodos y herramientas para lograrlo.

Algunas técnicas que se emplean para determinar la cantidad de aceite remanente son las siguientes:

- Datos de producción: gráficos de historia de producción para estimar la producción final (N_p)

- Pruebas de pozo: para obtener la permeabilidad y permeabilidad relativa
- Análisis de núcleos: saturación de fluidos
- Registros: resistividad, PNC, magnetismo nuclear, carbón/oxígeno, rayos gamma

Como se menciona anteriormente, se pueden emplear dos tipos de tecnologías en la explotación o revitalización de campos maduros: tecnologías de pozo y de yacimiento. Como su nombre lo indica, las tecnologías de pozo solo se aplican, valga la redundancia, en el pozo y estas pueden ser:

- Re-terminaciones
- Tratamientos de estimulación
- Optimización del levantamiento
- Aplicación u optimización de sistemas artificiales
- Recolección de datos

Y en cuanto a tecnologías de yacimiento, estas se refieren principalmente a aplicaciones de Recuperación secundaria y EOR:

- Gas (doble desplazamiento, WAG, y miscible - inmisible HC, CO₂ y N₂)
- Químicos (inyección de surfactantes, polímeros y soluciones micelares)
- Termal (aire y vapor)

Otras tecnologías de yacimiento que también se emplean son:

- Perforación de pozos horizontales o multilaterales
- Pozos de relleno
- Optimización de la inyección de agua

Dado que la mayoría de las técnicas empleadas en los yacimientos maduros del mundo son los procesos de EOR, nos enfocaremos en estos.

3.1 RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO

Se estima que para el año 2020, el EOR representará el 50% de la producción mundial. De estos métodos, los térmicos son utilizados para los crudos pesados, mientras los no térmicos para crudos livianos. La cantidad de aceite recuperado con los métodos de recuperación terciaria normalmente es menor a la obtenida con los procesos de recuperación secundaria o primaria y el costo por lo general es alto.

3.2 DEFINICIÓN DE EOR (ENHANCED OIL RECOVERY)

Dependiendo de la etapa en la vida de producción de un yacimiento, la recuperación de petróleo se puede definir en tres fases: Primaria, secundaria y terciaria. La recuperación primaria es aquella en la que la recuperación se lleva a cabo por medio de la energía natural del yacimiento, no se requiere inyectar ningún fluido externo como medio de energía.

Las fuentes de energía natural incluyen la expansión de la roca y fluidos, gas en solución, empuje por agua, expansión del casquete de gas y segregación gravitacional.

La recuperación secundaria es aquella en la que se inyecta un fluido externo como agua y/o gas, principalmente con el propósito de mantener la presión en el yacimiento.

La recuperación terciaria se refiere a la recuperación que se lleva a cabo después de la recuperación secundaria y se caracteriza por la inyección de fluidos especiales como químicos, gases miscibles, y/o inyección de energía térmica.

En la industria se emplean dos términos para la recuperación terciaria. Uno es EOR (Enhanced Oil Recovery) y el otro es IOR (Improved Oil Recovery) y se han usado como sinónimos; aunque algunos profesionales de la industria sienten que el IOR cubre además otras tecnologías, incluida la caracterización del yacimiento.

Ambos términos IOR y EOR deben referirse a procesos de yacimiento y cualquier práctica que es independiente del proceso de recuperación en si mismo, no debe

agruparse dentro del EOR o IOR, James J. Sheng propone las siguientes definiciones para IOR y EOR:

IOR

Se refiere a cualquier proceso en el yacimiento para mejorar la recuperación de petróleo. Este término comprende todos los procesos primarios, algunos de ellos son los siguientes:

- Procesos de EOR
- Inyección de gas miscible
- Inyección de agua, inyección cíclica de agua
- Estimulación de pozos (acidificación y fracturamiento)

EOR

Se refiere a cualquier proceso en el yacimiento para cambiar las interacciones existentes entre roca/aceite/agua dentro del mismo. Es decir los diferentes métodos de EOR por ejemplo:

- Recuperación por métodos térmicos: combustión in-situ, inyección de aire a alta presión, VAPEX
- Inyección de gases miscibles: CO₂, nitrógeno, solvente, hidrocarburos
- Inyección de químicos: polímeros, surfactantes, alcalinos, emulsiones
- Métodos microbiales

Los procesos de EOR tienen como objetivo incrementar la recuperación de petróleo de yacimientos previamente explotados con métodos de recuperación secundaria y pueden dividirse en tres categorías principales:

- Procesos térmicos
- Procesos de inyección de gases
- Procesos químicos

La aplicación de cada uno de estos procesos en particular, depende de las características propias del yacimiento al que se va a aplicar y que incluyen: formación productora (tipo, porosidad, permeabilidad, permeabilidades relativas y mojabilidad), tipo de aceite en el yacimiento, relación agua-aceite y gas-aceite en la superficie, presión del yacimiento en el momento de iniciar el proceso de recuperación mejorada y la profundidad de la formación productora, principalmente.

Como se puede observar en la Figura 3.1 existe un gran número de procesos de recuperación mejorada que la industria petrolera mundial ha probado tanto en el laboratorio, como en el campo.

No todos han sido exitosos, sin embargo, la industria los ha aplicado en varias partes del mundo, especialmente en Estados Unidos.

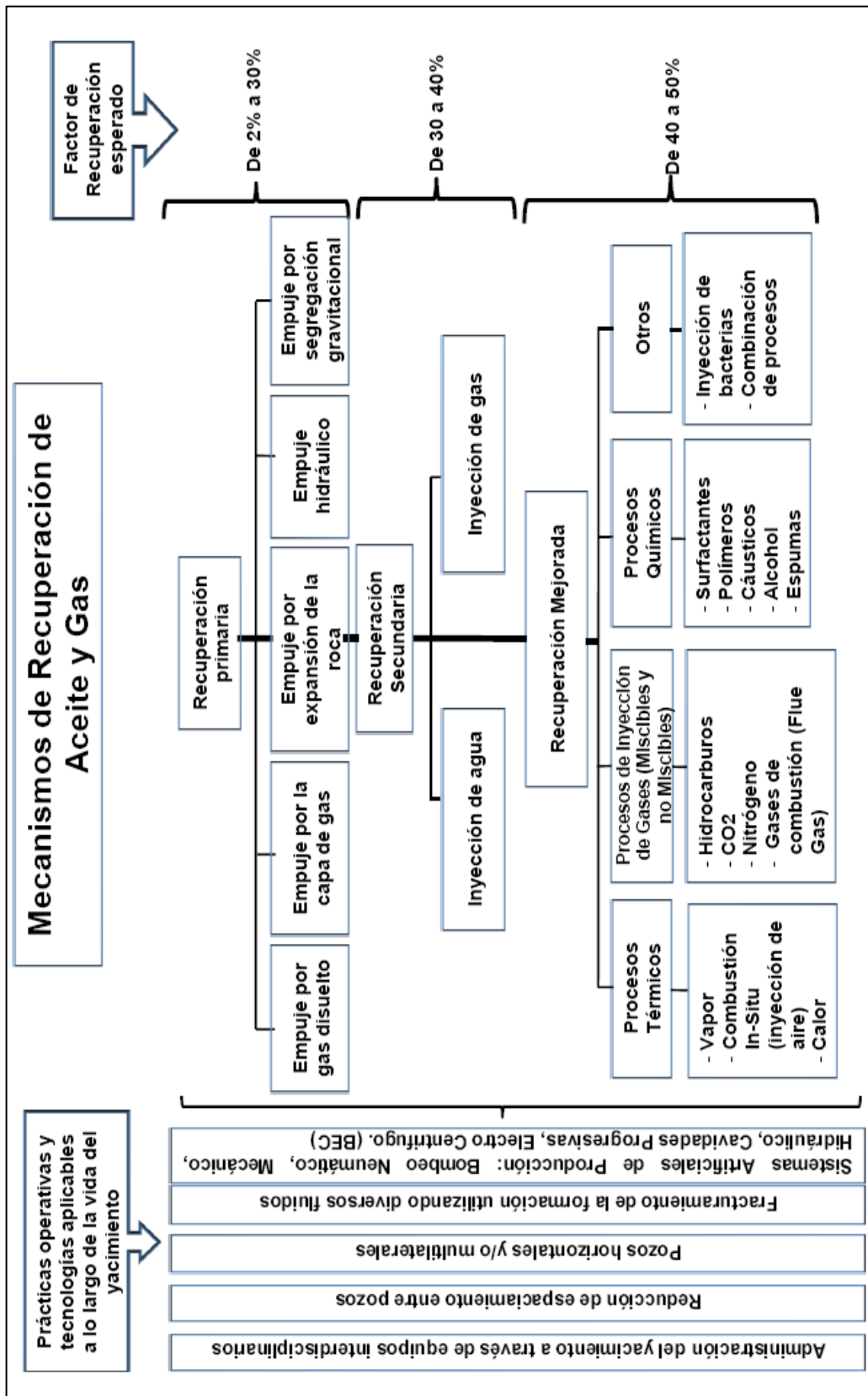


Figura 3.1. Mecanismos de recuperación de aceite y gas

3.3 PRINCIPIOS DEL EOR

La intención de los métodos de EOR es:

- Mejorar la eficiencia de barrido mediante la reducción de la relación de movilidad entre los fluidos inyectados y los fluidos del yacimiento.
- Eliminar o reducir las fuerzas capilares e interfaciales y mejorar la eficiencia de desplazamiento, y actuar en ambos fenómenos simultáneamente.

Los principios básicos de los métodos de EOR más efectivos se muestran en la siguiente tabla.

	Métodos usados	Principio Básico
Procesos químicos	1. Control de la movilidad Inyección de polímeros Espumas desplazamiento inmisible con CO ₂ 2. Procesos de reducción de la tensión interfacial Inyección de surfactantes Inyección de Alcalinos	Mejoramiento del barrido mejoramiento en la eficiencia del desplazamiento
Procesos miscibles	Desplazamiento miscible usando CO ₂ , nitrógeno, alcohol, LPG, gas seco	Mejoramiento en la eficiencia del desplazamiento
Procesos Térmicos	Inyección cíclica de vapor Empuje con vapor	Mejoramiento del barrido

Figura 3.2. Principios básicos de los procesos EOR más empleados

3.4 FACTOR DE RECUPERACIÓN DE ACEITE CON EOR

Para estimar que tanto los métodos de EOR pueden aportar a las reservas, debe conocerse la recuperación potencial del yacimiento. Esto se define por las características del yacimiento y por el mecanismo anterior de recuperación que se haya empleado.

Una estimación de las reservas adicionales que se pueden ser recuperadas como resultado de los procesos de EOR se muestra en la figura 3.3. Estos valores pueden usarse para una evaluación rápida de como podrían mejorar las reservas.

Por ejemplo, si con recuperación primaria recuperamos de un 10% a un 25%, la combustión in situ nos permitiría obtener un 30% más de recuperación adicional de aceite para la recuperación final, en lugar de un 20% que obtendríamos con el desplazamiento inmiscible de CO₂

Recuperación debido a recuperación primaria y convencional	5-10 %	10-25%	25-40%	40-55%
Recuperación adicional en % del aceite original in situ para la recuperación final	Aceite adicional $\frac{\%OOIP}{E_{R_{final}}}$	Aceite adicional $\frac{\%OOIP}{E_{R_{final}}}$	Aceite adicional $\frac{\%OOIP}{E_{R_{final}}}$	Aceite adicional $\frac{\%OOIP}{E_{R_{final}}}$
Procesos de EOR				
Combustión in situ	$\frac{+35\%}{40\% - 45\%}$	$\frac{+30\%}{40\% - 55\%}$	$\frac{+15\%}{40\% - 55\%}$	$\frac{+10\%}{50\% - 65\%}$
Inyección de vapor	$\frac{+25\%}{30\% - 35\%}$	$\frac{+20\%}{30\% - 45\%}$	$\frac{+10\%}{35\% - 50\%}$	-
Inyección de Polímeros	-	$\frac{+25\%}{35\% - 55\%}$	$\frac{+15\%}{40\% - 55\%}$	-
Gas seco y enriquecido	-	-	$\frac{+12\%}{37\% - 52\%}$	$\frac{+8\%}{48\% - 63\%}$
Alcohol, LPG	-	$\frac{+25\%}{35\% - 55\%}$	$\frac{+15\%}{40\% - 55\%}$	-
Inyección de surfactantes	-	$\frac{+25\%}{35\% - 55\%}$	$\frac{+15\%}{40\% - 55\%}$	$\frac{+10\%}{50\% - 65\%}$
Desplazamiento inmisible de CO2	-	$\frac{+20\%}{30\% - 45\%}$	$\frac{+10\%}{35\% - 50\%}$	-
Desplazamiento miscible de CO2	-	-	$\frac{+15\%}{40\% - 55\%}$	$\frac{+10\%}{50\% - 65\%}$

Figura 3.3. Estimación de reservas adicionales que pueden ser recuperadas (solo aceite)
Enhanced Oil Recovery: An Update Review. Vladimir Alvarado and Eduardo Manrique

3.5 PROCESOS DE EOR

3.5.1 INYECCIÓN DE GASES

En estos procesos se incluye la inyección de los siguientes gases:

- gas natural miscible o inmisible
- inyección de gases enriquecidos
- inyección de CO₂
- nitrógeno
- inyección de gases de combustión (flue gas).

Los más exitosos de estos procesos son los relacionados con el CO₂. También en la inyección de gases hidrocarburos para conseguir miscibilidad y la inyección de nitrógeno se han obtenido buenos resultados.

El proceso de inyección de CO₂, es el otro proceso de recuperación mejorada mas empleado en el mundo en la actualidad²⁵, ya que técnicamente permite en muchos casos obtener miscibilidad con el aceite en el yacimiento y si se dispone de volúmenes considerables de CO₂, se pueden llevar a cabo proyectos muy interesantes, con objeto de aumentar la recuperación final de los yacimientos.

3.5.1.1 INYECCIÓN DE NITRÓGENO Y GASES DE COMBUSTION

El nitrógeno y los gases de combustión son métodos de recuperación de petróleo los cuales usan estos gases no hidrocarburos para desplazar el aceite en sistemas que pueden ser miscibles o inmiscibles dependiendo de la presión y composición del aceite del yacimiento. Debido su bajo costo, pueden inyectarse grandes volúmenes de estos gases.

Mecanismos

La inyección de nitrógeno y los gases de combustión permiten recuperar aceite debido a que:

Vaporizan los componentes ligeros del crudo y generan miscibilidad si la presión es lo suficientemente alta mejoran el drenaje por gravedad en los yacimientos (miscible o inmisible).

Guía técnica para su aplicación

Aceite	Recomendado
Densidad	> 35 °API
Viscosidad	< 0.4 cp
Composición	Alto porcentaje de hidrocarburos ligeros
Yacimiento	
Saturación de aceite	> 40 % Volumen Poroso
Tipo de formación	areniscas o carbonatos con algunas fracturas
Espesor neto	relativamente pequeño
Permeabilidad promedio	no es critico
Profundidad	>6000 pie
Temperatura	no es critico

Limitaciones

El desarrollo de la miscibilidad solo puede llevarse a cabo con aceites ligeros y a muy altas presiones, por lo que se necesita un yacimiento profundo.

Problemas

Los gases no hidrocarburos deben separarse del gas producido. La inyección de nitrógeno o gases de combustión han causado problemas de corrosión en el pasado.

3.5.1.2 INYECCIÓN DE HIDROCARBUROS MISCIBLES

Este método de EOR consiste en la inyección de hidrocarburos ligeros a través del yacimiento, se han empleado diferentes métodos.

Mecanismos

La inyección de hidrocarburos miscibles permite recuperar aceite debido a que:

- generan miscibilidad
- incrementan el volumen de aceite
- disminuyen la viscosidad del aceite

Aceite	Recomendado
Densidad	> 23 API
Viscosidad	< 3 cp
Composición	Alto porcentaje de hidrocarburos ligeros
Yacimiento	
Saturación de aceite	> 30 % Volumen Poroso
Tipo de formación	areniscas o carbonatos con un mínimo de fracturas
Espesor neto	relativamente pequeño
Permeabilidad promedio	no es critico
Profundidad	>4000 pie
Temperatura	no es critico

Limitaciones

La profundidad mínima esta dada por la presión necesaria para mantener la miscibilidad generada. Los rangos de presión requerida van de 1200 psi para el proceso LPG a 4000-5000 psi para el empuje de gas a alta presión.

Problemas

Se requiere una gran cantidad de productos costosos

En el método LPG los solventes pueden ser atrapados y no recuperados

3.5.1.3 INYECCIÓN DE DIÓXIDO DE CARBONO

Este método implica la inyección de grandes cantidades de CO₂ en el yacimiento. En un principio el primer contacto del CO₂ con el aceite no es miscible, el CO₂ extrae los componentes ligeros a intermedios del aceite, y si la presión es lo suficientemente alta, se desarrolla miscibilidad para desplazar el aceite del yacimiento. El desplazamiento inmisible es menos efectivo, pero puede recuperar el aceite igual de bien que con la inyección de agua.

El CO₂ permite recuperar aceite debido a que:

- disminuye la viscosidad del aceite (mucho mejor que el N₂ o el CH₄)
- disminuye la tensión interfacial
- genera miscibilidad cuando la presión es suficientemente alta

Criterios para la inyección de CO₂ de Profundidad vs Densidad del aceite

1 Inyección de CO₂ miscible		
Densidad API	La profundidad debe ser mayor que	
	Pies	Metros
> 40	2500	762
32-39.9	2800	853
28-31.9	3300	1006
22-27.9	4000	1219
< 22	Falla la miscibilidad,	
2 Para Inyección de CO₂ inmisible (menor recuperación de aceite)		
13-21.9	1800	549
<13	Falla para cualquier yacimiento	

Limitaciones

Se necesita una fuente de CO₂ rentable

Problemas

Puede haber problemas de corrosión, principalmente si hay producción temprana de CO₂ en los pozos productores.

3.5.2 PROCESOS QUÍMICOS.

En este grupo de procesos se incluye la inyección de polímeros, de espumas y la de surfactantes.

En general, la aplicación de este tipo de procesos ha sido poco aprovechada por la industria petrolera mundial, debido principalmente a los altos costos de los químicos que se requieren para llevarla a cabo. De hecho, solo recientemente que se han tenido altos precios del petróleo, se ha regresado a pensar en la utilización de procesos químicos, en varios campos alrededor del mundo.

A nivel de laboratorio, cualquiera de estos procesos ha demostrado su viabilidad para aumentar la recuperación final de hidrocarburos de los yacimientos. Sin embargo, a nivel de campo no se ha conseguido tener el éxito esperado por una combinación de varias razones, entre ellas un inadecuado escalamiento de los resultados de laboratorio con el campo, falta de controles adecuados en el campo, tiempo insuficiente para ver resultados, así como falta de conocimiento y experiencia de cómo la nueva tecnología debería trabajar.

La realidad es que a nivel de campo no han conseguido ser rentables y por esta razón, la industria no los ha aplicado extensivamente.

Los procesos químicos permiten recuperar petróleo por medio de:

La reducción de la movilidad del agente desplazante (proceso de control de movilidad) y/o disminuyendo la tensión interfacial agua/aceite.

3.5.2.1 PROCESOS DE CONTROL DE LA MOVILIDAD

La movilidad se define como la relación que existe entre la permeabilidad y la viscosidad y la relación de movilidad es la relación que hay de la movilidad de la fase desplazante (agua) y la movilidad de la fase desplazada (petróleo).

$$M_p = \frac{k_p}{\mu_p}$$

$$M_{w-o} = \frac{M_w}{M_o}$$

En los procesos de control de la movilidad se inyecta un agente desplazante de baja movilidad para mejorar la eficiencia de barrido. Este proceso incluye la inyección de polímeros y espumas.

3.5.2.2 INYECCIÓN DE POLÍMEROS

En este proceso se agrega una pequeña cantidad de polímeros para que el agua del yacimiento se haga más viscosa y así se reduzca su movilidad. Los yacimientos candidatos para la inyección de polímeros son aquellos con una viscosidad de aceite entre los 20-200 cp, la relación de movilidad se puede reducir efectivamente hasta por un factor de 10 con la ayuda de los polímeros.

En la industria se han considerado varios polímeros para llevar a cabo el proceso:

- goma xanthan (biopolimero XC)
- polímero hidrolizado (HPAM)
- copolímeros de ácido acrílico y acrilamida
- copolímeros de acrilamida y 2-acrilamida-2-metilpropano (AM/AMPS)
- HEC
- CMHEC
- Policralamida
- glucan
- PEO

Pero solo dos tipos básicos de polímeros se han usado ampliamente en proyectos de recuperación mejorada: Policramidas parcialmente hidrolizados y biopolímero XC, este ultimo es un polisacárido natural producido por un proceso de fermentación microbial y reduce la relación de movilidad simplemente incrementando la viscosidad del agua. Las policramidas son productos químicos sintéticos y reducen la movilidad del agua por medio de la reducción de la permeabilidad de la formación al agua.

Las principales propiedades de los polímeros son:

- relaciones de viscosidad y efectos no newtonianos
- retención
- reducción de la permeabilidad y
- degradación química, biológica o mecánica

De diferentes proyectos (aproximadamente 100) se ha observado que la inyección de polímeros no debe considerarse para ningún yacimiento que no cumpla los siguientes puntos:

- La viscosidad del yacimiento debe estar en un rango de 20-200 cp
- La temperatura del yacimiento debe ser menor a 200 °F
- La permeabilidad debe ser mayor a 20 md

Aceite	Recomendado
Densidad	> 15 API
Viscosidad	< 150 (preferentemente <100 y >10)
Composición	No es critico
Yacimiento	
Saturación de aceite	> 50 % Volumen Poroso
Tipo de formación	Preferentemente areniscas pero puede usarse en carbonatos
Espesor neto	No es critico
Permeabilidad promedio	>10 md
Profundidad	Cerca de 9000 ft
Temperatura	200 °F

3.5.2.3 INYECCIÓN DE ESPUMAS

Las espumas son dispersiones de burbujas de gas en líquidos. Las dispersiones gas/líquido son normalmente inestables y generalmente se rompen en menos de un segundo, pero si se le agrega un surfactante al líquido su estabilidad mejora de manera significativa e incluso algunas espumas pueden durar indefinidamente.

El típico surfactante monómero esta formado de una porción no polar y de una porción polar; los surfactantes se clasifican en 4 grupos:

- Anionicos. Los surfactantes anionicos son los mas comúnmente usados en EOR debido a que son buenos surfactantes, relativamente resistentes a la retención, estables y no muy costosos.
- Cationicos.
- Nonionicos. Estos surfactantes no forman enlaces iónicos, pero cuando se disuelven en soluciones acuosas, exhiben propiedades surfactantes simplemente por un contraste electronegativo entre sus constituyentes.
- Anfotericos

3.5.2.4 PROCESOS DE DISMINUCIÓN DE LA TENSIÓN INTERFACIAL

Este proceso depende de la inyección o de la formación in-situ de un surfactante que disminuya la tensión interfacial del agua y aceite, y en última instancia, de la saturación residual de aceite. Los procesos que producen el surfactante in-situ son el High-pH o alcalinos.

Los procesos en los que se inyectan surfactantes son llamados "MP" debido a la tendencia del surfactante a formar micelas en soluciones acuosas y la necesidad inevitable de empujar la solución micelar con polímeros. También se conoce a este proceso con otros nombres como: detergentes, surfactantes, aceite soluble, micro emulsión e inyección química.

Las propiedades del yacimiento deseables para la inyección de surfactantes son las siguientes:

- Yacimiento de arena homogénea
- La arena debe tener un espesor de al menos 10 ft
- La permeabilidad debe ser mínimo de 100 md
- temperatura menor a 160 °F
- Viscosidad del aceite de 20 cp como mínimo
- salinidad de agua menor a 50000 ppm
- saturación residual mayor al 30 %

3.5.2.5 INYECCIÓN DE ALCALINOS

En este proceso el pH del agua se modifica para incrementar la recuperación de aceite.

Un pH alto indica grandes concentraciones de OH. El pH de una solución ideal esta definido como:

$$Ph = -\log_{10} C_{H^+}$$

Y como la concentración de OH⁻ se incrementa, la concentración de H⁺ disminuye, puesto que las dos concentraciones están relacionadas por medio de la disociación del agua:

$$Kw = (C_{OH^-})(C_{H^+}) / C_{H_2O^+}$$

La concentración del agua es constante.

Estas consideraciones sugieren dos formas de introducir un pH alto en la formación:

La disociación del contenido hidroxilo de los químicos, como el hidróxido de sodio, o agregando químicos que se adhieren a los iones de hidrogeno, como los carbonatos de sodio.

En este proceso hay cuatro mecanismos que se cree están involucrados en que la inyección de alcalinos funcione.

- La alternación de la tensión interfacial
- Emulsificación y flujo
- Filmes interfaciales rígidos
- Cambio de mojabilidad

Guía técnica para la inyección de polímeros miscelares, ASP y alcalinos

Aceite	Recomendado
Densidad	> 2 API
Viscosidad	< 35 cp
Composición	Alto porcentaje de hidrocarburos ligeros. Se necesitan ácidos orgánicos para disminuir la tensión interfacial con métodos alcalinos
Yacimiento	
Saturación de aceite	> 35 % Volumen Poroso
Tipo de formación	Preferentemente areniscas
Espesor neto	No es crítico
Permeabilidad promedio	>10 md
Profundidad	Cerca de 9000 ft
Temperatura	200 °F

3.5.3 PROCESOS TÉRMICOS

Dentro de estos procesos se incluye la inyección de agua caliente, la inyección de vapor, ya sea cíclica o continua y la inyección de aire, para generar una combustión in-situ dentro del yacimiento.

El más exitoso de estos tres ha sido hasta ahora la inyección de vapor, la cual se ha aplicado a muchos campos de aceite pesado y viscoso a poca profundidad.

Esto último, es una restricción importante para el empleo de la inyección de vapor, ya que en campos muy profundos no es aplicable debido a las pérdidas de temperatura entre la superficie y el fondo del pozo, lo que impide que el vapor llegue como tal al intervalo que se va a inyectar, ya que normalmente si el campo es muy profundo solo se logra inyectar agua caliente o tibia, debido a dichas pérdidas de temperatura.

Existen yacimientos en varias partes del mundo, como en Estados Unidos, donde muchos de los campos de aceite pesado y viscoso, solo se han podido explotar a través de métodos térmicos, especialmente inyección de vapor. De hecho, en algunos de esos yacimientos, prácticamente no se pudo obtener ninguna recuperación primaria de aceite aprovechando la energía original que contenían, ya que aunque tenían presión, las características físicas de los hidrocarburos impedían que se movieran dentro de los poros de la formación.

En el mundo, la inyección de vapor es uno de los procesos de recuperación mejorada más utilizados en la actualidad, solo que como ya se comentó presenta restricciones técnicas insalvables hasta ahora, cuando se ha querido aplicar a yacimientos mas profundos.

3.5.3.1 INYECCIÓN DE AGUA CALIENTE

El mecanismo principal de recuperación de aceite por medio de inyección de agua caliente consiste en la reducción de la viscosidad y la expansión térmica.

El efecto de la perdida de viscosidad debido a un incremento en la temperatura se debe a la disminución en el flujo fraccional del agua (f_w) para una saturación de agua dada (S_w). Como resultado, la saturación de agua promedio es alta y en consecuencia la recuperación es mayor. Esto no considera la expansión térmica de los fluidos del yacimiento, que se ocupara de una recuperación adicional de aceite, así como de la modificación de la distribución de las saturaciones. Además las saturaciones residuales y la saturación de agua irreductible se modifican debido al incremento de la temperatura y a la reducción de la tensión interfacial.

3.5.3.2 INYECCIÓN DE VAPOR

La inyección de vapor es el proceso de recuperación mas efectivo basándose en la cantidad de aceite producido. Debido a que el vapor es un buen portador de energía, se puede obtener una gran eficiencia de desplazamiento de aceite. Por ejemplo, si se inyecta agua caliente a 350 °F en un yacimiento con una temperatura de 130 °F, la cantidad de calor añadido es de 224 Btu/lb. Pero cuando se inyecta vapor a 350 °F en un yacimiento con una temperatura de 130 °F, la cantidad de calor añadido será de 1194 Btu/lb. Además de la gran cantidad de calor agregado, el frente de vapor a alta temperatura también genera otros efectos favorables como la vaporización y condensación. Debido a estas razones el vapor ha sido preferido como agente de inyección por encima del agua caliente o el gas.

Los mecanismos que actúan en el proceso de inyección de vapor son los siguientes:

- Reducción de viscosidad
- destilación de fracciones ligeras
- Empuje por vapor
- Expansión térmica
- Drenaje por gravedad

Comúnmente se emplean dos formas de llevar a cabo el proceso de inyección de vapor: estimulación cíclica con vapor y desplazamiento con vapor:

3.5.3.3 ESTIMULACIÓN CÍCLICA

Como su nombre lo indica, esta inyección de vapor se lleva a cabo por ciclos, cada ciclo consiste de tres etapas: inyección de vapor, remojo, y producción. Durante la etapa de inyección y remojo la zona de vapor se aleja del pozo. La zona de vapor se convierte en una zona de condensación o de agua caliente durante la etapa de producción.

Existen varios modelos analíticos para calcular la recuperación de aceite y evaluar el yacimiento. Las siguientes ecuación es son las mas comúnmente usadas.

El calor es:

$$q_{oh} = 0.00708kk_{ro}h / (\mu_{oh} \ln(r_h / r_w) + \mu_{oc} + \ln(r_e / r_h))(P_e - P_w)$$

Donde:

q_{oh} = calor del aceite caliente

k = permeabilidad

k_{ro} = permeabilidad relativa del aceite

h = profundidad

μ_{oh} = viscosidad del aceite caliente

μ_{oc} = viscosidad del aceite frio

r_w = radio del pozo

r_e = radio de drene

Debido a que se retiran fluidos del yacimiento, la energía asociada a los fluidos del yacimiento también es retirada. Esto genera una reducción en el radio de la zona caliente y una reducción en la temperatura con lo que incrementa la viscosidad del aceite caliente. La temperatura promedio de la zona caliente se calcula con:

$$T = T_r + (T_s - T_R) [VrVz(1 - \delta) - \delta]$$

Donde:

T = temperatura

T_R = temperatura del yacimiento

T_s = temperatura del vapor

δ = energía removida con los fluidos producidos

3.5.3.4 DESPLAZAMIENTO CON VAPOR

El propósito principal del empuje con vapor es incrementar el factor final de recuperación después de la estimulación con vapor. En este proceso se forman 4 zonas diferentes:

- a. Zona saturada de vapor
- b. zona de condensación
- c. zona de agua caliente-zona de transición
- d. zona de agua y aceite

En la zona a, el aceite es desplazado por el vapor y se comienza a desarrollar el proceso de destilación. Si el yacimiento contiene ligeros estos terminan en la zona b. En la zona c tiene lugar la expansión térmica y el volumen del aceite caliente aumenta, la saturación residual disminuye.

A continuación se presenta una guía desarrollada por Chu (1985), se baso en resultados obtenidos en 28 proyectos de campo para determinar si un yacimiento es candidato a la inyección de vapor.

Profundidad	Mayor a 300-400 ft, limitado a 5000 ft
Presión y temperatura del yacimiento	No es critico
Espesor de la formación	Entre 15 y 400 ft
Porosidad	Mayor al 18-20 %
Permeabilidad absoluta	Entre 250 y 1000 md
Saturación inicial de aceite	Mayor al 40-50 %, la inyección de vapor no es exitosa después de la inyección de agua
Densidad °API	Menor a 36 °API
Viscosidad del aceite	Entre 200 cp y 2000-3000 cp en general

3.5.3.5 COMBUSTIÓN IN-SITU

En el proceso de combustión in-situ, la energía es aportada al yacimiento quemando parte del aceite dentro del yacimiento. Existen tres formas de llevar a cabo el proceso: combustión húmeda, combustión seca y combustión reversa.

La diferencia entre la combustión seca y la húmeda es que en la primera no se inyecta agua al yacimiento mientras que en la segunda se inyecta agua junto con el aire. En estos dos procesos el aire es inyectado por detrás del frente de fuego y en la combustión reversa el aire es inyectado enfrente de la zona de fuego.

Para yacimientos con temperatura mayor a 125 °F, generalmente ocurre combustión espontánea después de iniciar la inyección de aire. Pero para yacimientos por debajo de esa temperatura se emplean encendedores de fondo para iniciar la combustión.

Una vez que comienza el fuego, se debe inyectar aire a un gasto suficiente para mantener la combustión. Las temperaturas generadas son lo suficientemente altas para vaporizar toda el agua y la mayoría del aceite del yacimiento. Conforme el vapor se mueve dentro del yacimiento no incendiado, se va condensando y el aceite se mueve hacia los pozos productores.

La recuperación de aceite teórica por acre-pie en un yacimiento quemado puede calcularse con la siguiente ecuación:

$$\text{Recuperación de aceite} = \frac{7785\phi(S_{os} - S_{od})}{B_o} \text{ STB / AF}$$

Donde:

S_{os} = saturación de aceite al inicio

S_{od} = saturación de aceite depositado por la combustión

B_o = factor de volumen

ϕ = porosidad

Aceite	Recomendado
Densidad	De 10 a 27 API
Viscosidad	< 5000 cp
Composición	Algunos componentes asfálticos
Yacimiento	
Saturación de aceite	> 50 % Volumen Poroso
Tipo de formación	Arenas o areniscas con alta porosidad
Espesor neto	>10 ft
Permeabilidad promedio	>50 md
Profundidad	<11500 ft
Temperatura	>100°F

3.5.4 OTROS PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA

La industria petrolera esta tratando de aplicar otros procesos en la etapa de recuperación

Uno es la inyección de bacterias (microbial) a los yacimientos, sobre todo en los campos maduros.

Este proceso tiene grandes perspectivas de ser aplicado, aunque requiere de más investigación, ya que no le resulta claro a la industria si el mejoramiento de producción que se ha obtenido en pruebas de campo obedece solo a reacciones alrededor del pozo o si verdaderamente se consigue penetrar los microbios y su efecto dentro del yacimiento, para aumentar el flujo de fluidos hacia los pozos.

Otros métodos de recuperación mejorada que ha tratado la industria petrolera mundial, son aquellos mas bien relacionados con una combinación de procesos, de los cuales se pueden mencionar algunos de los más utilizados:

- Inyección de surfactantes y vapor.
- Inyección de agua y gas

3.5.5 MICROBIAL (MEOR)

Esta técnica consiste en la inyección de microorganismos seleccionados dentro del yacimiento y la posterior estimulación y transporte de sus productos metabólicos generados in situ a fin de obtener una reducción del petróleo residual dejado en el yacimiento. Estos microorganismos pueden actuar como agentes movilizantes de petróleo residual o agentes tapón para aislar selectivamente zonas no deseadas del yacimiento.

Esta técnica ha evolucionado en etapas por más de 60 años y ahora está recibiendo un renovado interés alrededor del mundo, debido a que resulta una tecnología de bajo costo lo cual la hace particularmente compatible con los precios actuales del petróleo.

El proceso de MEOR abarca un amplio espectro de tecnologías, las cuales pueden ser diseñadas para diferentes aplicaciones usando distintas metodologías. Estas metodologías pueden ser divididas en los siguientes grupos de aplicaciones:

- Estimulación de producción en pozos individuales mediante el uso de microorganismos.
- Inyección continua de agua y microorganismos.
- Biobarrido de nutrientes usando el sistema de huff-and-puff.
- Limpieza de pozos con bacterias.
- Taponamiento selectivo con bacterias.
- Recuperación de fluidos de fracturación con microorganismos.

A pesar de que los conceptos básicos y los mecanismos de recuperación son los mismos para todas las aplicaciones, las condiciones operacionales y el diseño óptimo difiere entre una aplicación y la otra. Cada una de estas aplicaciones puede usar un diferente cultivo de microorganismos, que posee diferentes cualidades que los hacen más útil para la aplicación a implementar en campo. Los cultivos y los nutrientes son elegidos a fin de cumplir con las condiciones específicas del petróleo y la aplicación elegida. Aunque los mecanismos de recuperación de MEOR se encuentran presentes

en todas las aplicaciones, el mecanismo predominante depende de las condiciones de campo, la bacteria inyectada, el nutriente usado y la aplicación elegida.

Entre los problemas más comunes que estos sistemas pueden enfrentar si no son adecuadamente diseñados y monitoreados⁵ deberían mencionarse los siguientes:

- Pérdida de inyectividad debido a taponamiento de la formación.
- Transporte y dispersión poco exitoso de todos los componentes necesarios hacia la ubicación deseada dentro del yacimiento.
- Falta de promoción de la actividad metabólica deseada in situ.
- Omisión del efecto de competencia por sobrevivir o actividad secundaria indeseable por organismos indígenas, incluyendo las bacterias sulfato reductoras.

MECANISMOS DEL MEOR

En el proceso de "fermentación bacteriana in situ" la combinación de mecanismos es la responsable de la estimulación de la producción o el mejoramiento en la recuperación de petróleo. Esta combinación de mecanismos depende básicamente de la aplicación, los cultivos y nutriente seleccionados y las condiciones operacionales. Todos los posibles mecanismos se encuentran listados a continuación:

- Mejoramiento de la movilidad relativa del petróleo con respecto al agua mediante biosurfactantes y biopolímeros.
- Re-presurización parcial del yacimiento por la liberación de gases como el metano y el CO₂.
- Reducción de la viscosidad del petróleo a través de la disolución de solventes orgánicos en la fase petróleo.
- Incremento de la permeabilidad de las rocas carbonatadas en yacimientos calcáreos debido a ácidos orgánicos producidos por bacterias anaeróbicas.
- Limpieza de la vecindad del pozo mediante los ácidos y gases originados in situ. El gas sirve para empujar aceite de poros muertos y remover finos que taponan

las gargantas de los poros. El tamaño promedio de las gargantas de los poros se incrementa y como resultado la presión capilar en la región vecina al pozo se vuelve mas favorable al flujo de petróleo

- Modificación de las condiciones de mojabilidad. Una vez que la biomasa se adhiere a la superficie de la roca, ésta genera membranas biológicas que liberan el petróleo adsorbido sobre la superficie de la roca.
- Emulsificación del petróleo. Las bacterias generan emulsiones micelares a través de su adhesión a los hidrocarburos.
- Taponamiento selectivo de zonas altamente permeables mediante la inyección de bacterias "gelificantes" seguidas por una solución azucarada que "enciende" la gelificación por producción extra de células gomosas. La eficiencia areal de barrido es así mejorada.
- Degradación y alteración del petróleo.
- Desulfuración del petróleo. La inyección de una bacteria tolerante al sulfhídrico fue presentada como una manera de controlar la producción neta de este gas.

3.6 RESUMEN DE CRITERIOS DE SELECCIÓN PARA MÉTODOS DE EOR MÁS EMPLEADOS

Método de EOR	Propiedades del aceite			Características del yacimiento					
	Densidad (°API)	Composición	Viscosidad (cp)	Saturación De aceite (%VP)	Tipo de Formación	Espesor neto (ft)	Permeabilidad Promedio (md)	Profundidad (ft)	Temperatura (°F)
Inyección de gases									
Nitrógeno y gases de combustión	>35 ↗ <u>48</u> ↗	Alto porcentaje de C1 a C7	<0.4 ↘ <u>0.2</u> ↘	>40 ↗ <u>75</u> ↗	Arenisca o carbonatos	Delgado	NC	>6000	NC
Hidrocarburos	>23 ↗ <u>41</u> ↗	Alto porcentaje de C2 a C7	<3 ↘ <u>0.5</u> ↘	>30 ↗ <u>80</u> ↗	Arenisca o carbonatos	Delgado	NC	>4000	NC
CO ₂	>22 ↗ <u>36</u> ↗	Alto porcentaje de C5 a C12	<10 ↘ <u>1.5</u> ↘	>20 ↗ <u>55</u> ↗	Arenisca o carbonatos	Rango amplio	NC	>2500	NC
Gas Inmiscible	>12	NC	<600	>35 ↗ <u>70</u> ↗	NC	NC si se tiene buena permeabilidad	NC	>1800	NC
Inyección de químicos									
Inyección de Alcalinos, Miscelar, Polímeros y ASP	>20 ↗ 35 ↗	Algunos acidos ligeros e intermedios para inyección de alcalinos	<35 ↘ <u>13</u> ↘	>35 ↗ <u>53</u> ↗	Preferentemente arenisca	NC	>10 ↗ <u>450</u> ↗	>9000 ↘ <u>3250</u>	>200 ↘ <u>80</u>
Inyección de Polímeros	>15	NC	<150, >10	> 50 ↗ <u>80</u> ↗	Preferentemente Arenisca	NC	>10 ↗ <u>800</u> ↗ b	<9000	>200 ↘ <u>140</u>
Térmicos									
Combustión	>10 ↗	Algunos	<5000	>50 ↗ <u>72</u> ↗	Arenas con alta	>10	>50 c	<11500 ↘	>100 ↗ <u>135</u>

	<u>16</u> →?	componentes Asfálticos	↓ <u>1200</u>		porosidad			<u>3500</u>	
Vapor	>8 a <u>13.5</u> →?	NC	<5000 ↓ <u>1200</u>	>40 ↗ <u>66</u> ↗	Arenas con alta porosidad	>20	>200 ↗ <u>2540</u> ↗ d	<4500 ↘ <u>1500</u>	NC

J.J. Taber, SPE, F.D. Martin, SPE, and R.S. Seright, SPE 1997

Los valores subrayados representan los valores promedio de proyectos actuales

b>3 md de aagunos yacimientos carbonatados si la intención es barrer solo el sistema de fracturas

c Transmisibilidad >20 md-ft/cp

d Transmisibilidad >50 md-ft/cp

Propiedades del aceite				Características del yacimiento								
Método de EOR	Densidad (°API)	Composición	Viscosidad (cp)	Saturación De aceite (%VP)	Tipo de Formación	Espesor neto (ft)	Permeabilidad Promedio (md)	Profundidad (ft)	Temperatura (°F)	Salinidad (%)	Traza de Minerales (ppm)	Microorganismos autóctonos
MEOR												
MEOR	>15	---	>30	>25%	Arenas Arcillas	---	>50	<8000	<170	10	10-15 arsénico, mercurio, níquel y selenio	Compatibles con los microorganismos inyectados en el proceso de MEOR seleccionado

CAPITULO 4

NORMATIVIDAD VIGENTE PARA LA EXPLOTACIÓN DE CAMPOS MADUROS EN MÉXICO

CAPITULO 4

NORMATIVIDAD VIGENTE PARA LA EXPLOTACIÓN DE CAMPOS MADUROS EN MÉXICO

El nuevo marco legal dota a la empresa de una regulación integral, propia de la industria petrolera y orientada a resultados. Este nuevo marco está diseñado para que las acciones de PEMEX se enfoquen a la creación de valor.

Es un marco para atender las necesidades específicas de Pemex, refleja las características de la industria petrolera y reconoce el carácter productivo de la empresa.

Todas las contrataciones deben estar alineadas con los objetivos de los proyectos sustantivos y con las estrategias de ejecución

La empresa cuenta ya con su propia Ley (Ley de PEMEX) para la contratación de actividades como la exploración, el desarrollo y la producción de campos petroleros. PEMEX ya no tiene que utilizar la Ley de Obras Públicas para el desarrollo de dichas actividades.

Ahora PEMEX puede contratar empresas nacionales e internacionales de la industria petrolera bajo modelos contractuales más atractivos y balanceados tanto para PEMEX como para la industria.

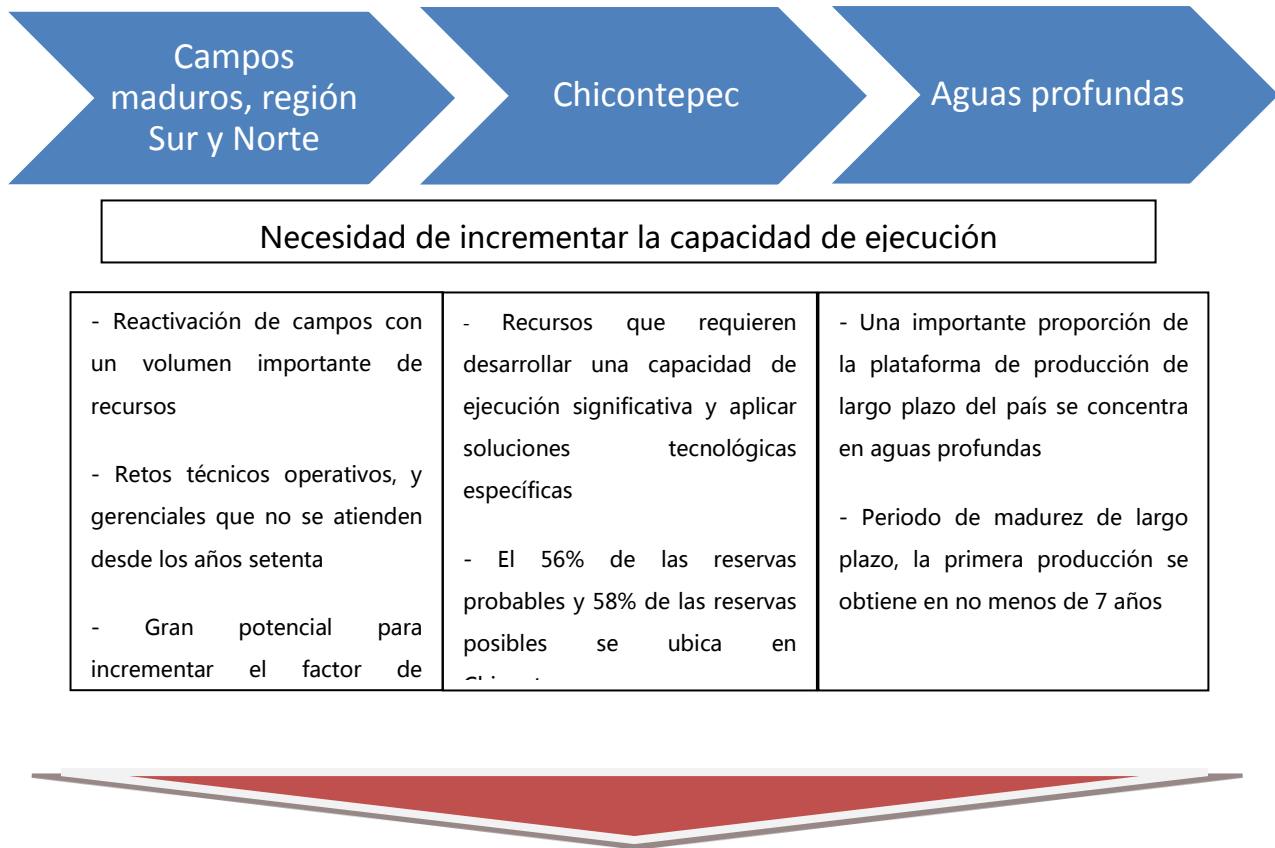


Figura 4.1. Programa estratégico de ejecución de gran alcance con base en el plan de negocios

4.1 REGULACIONES

4.1.1 REGIMEN FISCAL

El Régimen Fiscal de PEMEX se aplica en primer lugar, a Pemex Exploración y Producción (PEP), a través de derechos sobre la producción de crudo y gas natural considerando algunas deducciones sobre el valor de la producción y, en segundo lugar, a los organismos industriales a través del impuesto a los rendimientos petroleros (IRP).

La explotación de hidrocarburos en zonas como Chicontepec, aguas profundas y campos maduros requiere de tecnología más costosa y de experiencia y

conocimientos más especializados. En este sentido, si se requiere que PEMEX desarrolle el potencial que le permita continuar siendo la palanca de desarrollo del país, el régimen fiscal debe permitir que estos proyectos tengan un valor presente neto positivo.

Existen yacimientos por desarrollar y producir con condiciones geológicas que implican una estructura de costos diferente a la que tradicionalmente ha enfrentado PEMEX, por lo que será importante diseñar mecanismos fiscales que generen los incentivos necesarios para que puedan ser desarrollados y explotados de forma económicamente rentable.

Concretamente, el régimen fiscal propuesto sustituye al derecho ordinario sobre hidrocarburos (DOSH) por el derecho especial sobre hidrocarburos (DESH), modificando la tasa de 74% como se hace actualmente, a una de 71.5% al valor anual del petróleo crudo y gas natural extraídos menos deducciones correspondientes.

En el caso de aguas profundas y de forma similar al Paleocanal de Chicontepec, se propone sustituir el derecho ordinario sobre hidrocarburos (DOSH) por el derecho especial sobre hidrocarburos (DESH) con algunas variantes acordes a las características de este tipo de campos. En este rubro se aplicaría una tasa de entre el 60 y el 71.5% dependiendo del precio de la mezcla mexicana de exportación, comparado con la tasa actual de 74%.

Los costos límite de deducción aumentarían de 6.5 a 15 dólares por cada barril de petróleo crudo equivalente extraído y de 2.7 a 4 dólares por cada millar de pies cúbicos de gas natural no asociado.

Adicionalmente, se establece un límite de deducción sobre las inversiones en exploración de 3 dólares por barril de petróleo crudo extraído.

Para aguas profundas el derecho sobre la extracción de hidrocarburos (DSEH), guarda la misma mecánica variable que en el Paleocanal de Chicontepec.

Consecuentemente, en aguas profundas PEP pagaría el derecho especial sobre hidrocarburos (DESH) con una tasa de entre el 60 y el 71.5%, con las deducciones de costos de producción de crudo y gas natural y parte de sus inversiones.

4.1.2 RÉGIMEN FISCAL PARA CAMPOS ABANDONADOS

La iniciativa del Ejecutivo plantea una modificación al régimen aplicable a los campos abandonados o en proceso de abandono. La reforma busca estimular la explotación de dichos campos que en general tienen mayores costos de producción que el resto de los campos hoy explotados. En este sentido, se propone la eliminación de las restricciones de producción adicional mínima previstas actualmente.

La propuesta enviada por el Ejecutivo distingue y atiende la necesidad de contar con esquemas fiscales diferenciados para yacimientos de mayor complejidad.

La Secretaría de Hacienda y Crédito Público autorizará el inventario de campos marginales.

A más tardar el 31 de agosto de cada año, en su caso, PEMEX Exploración y Producción presentará a consideración de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, previa opinión favorable de la Secretaría de Energía, una propuesta de modificación al inventario de campos marginales que aplicará para el siguiente ejercicio fiscal.

PEMEX Exploración y Producción, previa opinión favorable de la Secretaría de Energía, deberá anexar a la propuesta a que se refiere el párrafo anterior, un estudio que contenga para cada campo que proponga incorporar al inventario correspondiente, lo siguiente:

- I. En caso de que el campo no esté activo, una estimación de los costos de exploración, desarrollo y producción, así como de los montos de las reservas probadas (1P) y probadas y probables (2P) de petróleo crudo o gas natural;
- II. En caso de que el campo propuesto esté activo, una relación de los costos de producción y desarrollo, así como de los montos de las reservas probadas (1P) y probadas y probables (2P) de petróleo crudo o gas natural;
- III. Una estimación de la rentabilidad esperada de la explotación del campo, en el que se incluya, al menos, un análisis que demuestre que la explotación del campo de que se trate:

- Sea económicamente rentable, antes de aplicar lo dispuesto en los artículos 254 a 257 de esta Ley;
- No sea rentable para PEMEX Exploración y Producción una vez aplicado lo dispuesto en los artículos 254 a 257 de esta Ley, y
- Sea rentable para PEMEX Exploración y Producción en caso de que se aplique el régimen previsto en esta Ley para los campos incluidos en el inventario de campos marginales, y

IV. El perfil de producción de hidrocarburos que corresponda a las reservas probadas (1P), de acuerdo con el proceso de certificación de reservas de PEMEX Exploración y Producción ante los mercados reconocidos a que se refiere al artículo 16-C del Código Fiscal de la Federación, en los que participe.

La Secretaría de Hacienda y Crédito Público, habiendo analizado qué campos se deben incluir, mantener o eliminar, a más tardar el 30 de noviembre de cada año autorizará, en su caso, las modificaciones al inventario de campos marginales que aplicará para el siguiente ejercicio fiscal.

PEMEX Exploración y Producción deberá notificar a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público el cierre o abandono de un campo incluido en el inventario de campos marginales a más tardar a los 15 días naturales posteriores al cierre o abandono, a efecto de que la citada Secretaría elimine el campo de que se trate del inventario de campos marginales autorizado para el ejercicio en curso.

Para emitir las opiniones a que se refiere este artículo la Secretaría de Energía solicitará la opinión técnica de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

La Secretaría de Hacienda y Crédito Público podrá expedir los criterios generales y lineamientos a los que deberá sujetarse PEMEX Exploración y Producción para elaborar los estudios y la propuesta de modificación al inventario de campos marginales a que se refiere este artículo.

Para los efectos del artículo 258 Quater de la Ley Federal de Derechos, el inventario de campos marginales para 2011 se integrará con:

I. Los campos abandonados y en proceso de abandono incluidos en el inventario a que se refiere el artículo séptimo transitorio del Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Ley Federal de Derechos en materia de hidrocarburos y se derogan y reforman diversas disposiciones del Decreto que reforma diversas disposiciones del Título Segundo, Capítulo XII, de la Ley Federal de Derechos, publicado el 21 de diciembre de 2005, dado a conocer en el Diario Oficial de la Federación el 1 de octubre de 2007.

II. Los siguientes campos:

Área de Magallanes Cinco Presidentes	Área de Arenque	Área de Altamira
1. Blasillo	1. Arenque	1. Altamira
2. Cinco Presidentes	2. Atún	2. Barcodón
3. La Venta	3. Bagre	3. Cacalilao
4. Magallanes	4. Carpa	4. Corcovado
5. Ogarrio	5. Escualo	5. Ébano
6. Otates	6. Isla de Lobos	6. Limón
7. Rodador	7. Jurel	7. Pánuco
8. San Alfonso	8. Lobina	8. Salinas
9. San Ramón	9. Marsopa	9. Tamaulipas
	10. Mejillón	Constituciones
	11. Morsa	10. Topila.
	12. Náyade	
	13. Tiburón	

Figura 4.2. Campos abandonados y en proceso de abandono. FUENTE. PEMEX

En septiembre de 2007 el Congreso General de los Estados Unidos Mexicanos aprobó las siguientes modificaciones a la Ley Federal de Derechos que iniciaron su vigencia el 1 de enero de 2008:

- Se redujo la tasa del derecho ordinario sobre hidrocarburos del 79% al 71.5%, con un régimen transitorio por el que la tasa desciende paulatinamente del 74% en 2008 hasta 71.5% en 2012.
- Se estableció que este derecho se causa por la extracción de crudo y gas, valorados a precios internacionales, permitiéndose deducir los costos con un límite.
- Se derogó el derecho adicional sobre hidrocarburos.
- Se creó el derecho único sobre hidrocarburos, que constituye un régimen especial para campos de extracción de hidrocarburos abandonados o en proceso de abandono, con el objetivo de incentivar la extracción de petróleo crudo y gas natural en dichos campos.

De acuerdo con lo anterior, y con el propósito de continuar con los ajustes que permitan promover mayores niveles de inversión en la industria petrolera, mediante la presente iniciativa se propone adecuar el régimen fiscal aplicable a la explotación de los hidrocarburos, conforme a lo siguiente.

PEMEX es una de las mayores empresas petroleras en el ámbito mundial. En el año 2007 produjo 1,269 millones de barriles de petróleo crudo equivalente de hidrocarburos líquidos y 2,211 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. Sus ventas totales ascendieron a 1 billón 134 mil millones de pesos. Sin embargo, al ritmo de producción del año 2007, las reservas probadas de petróleo crudo y gas natural se agotarán en menos de 10 años. El ritmo de producción del último decenio ha contribuido a la caída en las reservas probadas en los últimos años. Además, se observa una caída en los niveles de producción de hidrocarburos a partir del año 2004.

Para contrarrestar la caída en la producción de hidrocarburos y mantener una plataforma petrolera que permita el suministro de los energéticos que requiere la población, es necesario contar con un régimen fiscal que facilite la exploración y explotación de campos de extracción de petróleo crudo y gas natural en las zonas en las que, por sus características geológicas especiales, requieren de mayores

inversiones, como es el caso de los ubicados en el Paleocanal de Chicontepec y en aguas profundas.

En efecto, el Paleocanal de Chicontepec que se ubica en la planicie costera del Golfo de México, en el norte del Estado de Veracruz y el noreste del Estado de Puebla, y cubre una superficie aproximada de 3,300 km²- fue rellenado por una secuencia alternada de sedimentos arcillosos y arenosos de edad Paleoceno-Eoceno inferior y la profundidad de sus yacimientos varía desde 800 metros en su porción norte hasta más de 2,800 metros en su porción sureste; así mismo, en aguas profundas los pozos se encuentran ubicados en zonas con un tirante de agua superior a 500 metros, lo que implica mayores requerimientos tecnológicos para su exploración y explotación.

Si bien se considera que la estructura actual del régimen fiscal de PEMEX es conveniente y por ello se debe conservar, puesto que ha permitido una recaudación acorde con las expectativas planteadas en su implementación, como ya se mencionó, se considera necesario incorporar modificaciones que permitan el desarrollo de proyectos en zonas con características geológicas complejas en condiciones de rentabilidad para PEMEX, por lo que la presente iniciativa propone establecer un régimen diferenciado para el desarrollo de proyectos que presentan estas condiciones, como es el caso de los campos en el Paleocanal de Chicontepec y de campos en aguas profundas.

Se pretende que dicho régimen fiscal diferenciado para los dos tipos de campos mencionados, reconozca los mayores costos asociados a las diversas tecnologías que deben emplearse para su exploración y explotación.

En ese contexto, se plantea que en lugar de aplicar el derecho ordinario sobre hidrocarburos y el derecho sobre hidrocarburos para el fondo de estabilización, a que se refieren los artículos 254 y 256 de la Ley Federal de Derechos, a los referidos campos se aplique un régimen especial a través de los siguientes derechos:

1. El derecho sobre extracción de hidrocarburos, aplicable tanto a los campos en el Paleocanal de Chicontepec como a los campos en aguas profundas, que

permitiría garantizar al Estado un ingreso mínimo por la explotación de hidrocarburos de dichos campos, cuyo nivel dependerá de los precios del petróleo crudo, y

2. Un derecho especial sobre hidrocarburos que establecerá incentivos a la inversión para la exploración y explotación de nuevos yacimientos. Este derecho se propone con algunas variaciones según se trate de campos en el Paleocanal de Chicontepec o en aguas profundas, en virtud de que el desarrollo de estos últimos es aún más complejo y costoso que el de los campos ubicados en el Paleocanal de Chicontepec por los retos tecnológicos especiales que presenta ya que su exploración y producción conlleva la adquisición de tecnología de punta que eleva los costos de producción de manera significativa, por lo que es necesario elevar los límites permitidos de las deducciones autorizadas en relación con otros tipos de yacimientos petrolíferos en operación.

El esquema planteado permitirá reducir la carga fiscal de los proyectos a desarrollarse en los campos en el Paleocanal de Chicontepec y en los campos en aguas profundas con respecto al régimen vigente.

Cabe destacar que la presente iniciativa propone modificar el régimen fiscal de PEMEX sin incidir ni un ápice en la propiedad que el Estado Mexicano tiene sobre los hidrocarburos, salvaguardando de esta manera la soberanía nacional que nuestro país tiene sobre dichos recursos naturales, tal y como lo estipulan el artículo 27 Constitucional, en especial los párrafos cuarto y sexto, los preceptos relativos de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo y los demás aplicables de las leyes secundarias correspondientes.

Campos abandonados y en proceso de abandono.

En concordancia con los nuevos derechos que se plantean para campos en el Paleocanal de Chicontepec y para campos en aguas profundas, se propone también modificar el régimen aplicable a los campos abandonados o en proceso de abandono. La reforma al citado régimen tiene como fin reforzar los incentivos para la explotación

de dichos campos, que en general tienen mayores costos de producción que el resto de los campos hoy explotados.

En ese sentido, se propone eliminar las restricciones de producción adicional mínima para la aplicación del citado régimen que actualmente se prevén.

4.2 ESTANDARES INTERNACIONALES

PEP diseñó un modelo de contrato con base en términos y mecanismos conocidos y aceptados por las compañías petroleras internacionales

1. Tarifa por barril. Alinea los intereses entre PEP y el contratista a través de incentivos a la producción
2. Recuperación de costos. Alinea intereses entre PEP y el contratista a través de incentivos al control de costos
3. Límites de gastos. Flujo de efectivo disponible que garantiza que PEP no tendrá flujo negativo después de impuesto
4. Área de trabajo. Reducción o extensión en función de los recursos
5. Plazo, fases e inversión. De acuerdo al límite económico de las áreas
6. Obligación mínima de trabajo. Garantiza inversiones desde la fase de evaluación

Uno de los elementos centrales en el upstream petrolero es el diseño de contratos para la exploración y explotación de hidrocarburos. La razón es clara, un contrato petrolero define la relación entre el Estado y el operador del campo en variables "clave" dentro la operación de un campo de interés hidrocarburífero, ellas son: 1) división de la renta petrolera; 2) división del riesgo exploratorio; 3) división del riesgo de producción y precios y; 4) cuidado técnico del campo hidrocarburífero. Todas ellas se relacionan, de una forma casi directa, con la propiedad del recurso, puesto que la definición de precios, mercados y volúmenes, también afecta a estas variables.

Dentro un contrato en el upstream petrolero/gasífero se expresan negociaciones y acuerdos entre el Estado y los operadores (públicos y/o privados) en torno al manejo

de un recurso natural (generalmente no renovable) que son de propiedad de la Nación. Generalmente estos contratos contienen el detalle de derechos, deberes y obligaciones entre el Estado y los operadores del campo y la celebración de éstos se realiza a través de alguna representación pública. Usualmente son refrendados por el Congreso y cuando sólo son aprobados por el Poder Ejecutivo, el Congreso se limita a aprobar un “modelo” de contrato.

En general la modalidad de contratos analizados pueden agruparse en tres:

1) contratos de producción compartida, donde se le permite al operador del campo recuperar sus costos de operación (opex) y de capital (capex) antes de la división de ingresos con el Estado;

2) contratos de servicios, donde el operador del campo recibe un monto de recursos, generalmente como porcentaje del ingreso bruto, para cubrir sus opex, capex y aun así obtener una ganancia razonable y;

3) contratos de “impuestos/regalías” donde el operador del campo tiene una principal (no única) obligación con el Estado, que es el pago de impuestos y regalías.

Contratos de Producción Compartida:

- El contratista paga un bono al Estado al momento que se firma el contrato, adicionalmente existen países donde se deben pagar bonos al momento de explotar el campo.
- El contratista paga regalías al Estado cuando comienza la operación.
- El Estado Nacional retiene la propiedad de las reservas, simplemente asegura al contratista el derecho a explorar, desarrollar y producir las reservas. En este sentido, el Estado tiene el control empresarial de la operación, mientras que el contratista se encarga de las operaciones petroleras.
- El contratista paga todos los costos y riesgos asociados a la exploración y el Estado (generalmente a través de la empresa estatal) se reserva el derecho de asociarse en la etapa de desarrollo y producción del yacimiento.

- El contratista usualmente debe cubrir los costos de entrenamiento de personal local y/o dar dinero para financiar estos conceptos, estos costos pueden recuperarse en el futuro.
- Los costos de operación y, en algunos casos, los costos de exploración y desarrollo, pueden recuperarse a través de porcentajes de la producción. El volumen estimado para cubrir estos costos generalmente se denomina "costo de recuperación" .
- Un monto de la producción, generalmente referida a la producción total deducida aquella para pagar las regalías y costos de recuperación, se divide entre el contratista y el Estado (empresa estatal). Este profit split puede variar desde 5% hasta 60% para el contratista.
- Dado que el contratista no puede disponer de las reservas del hidrocarburo, entonces generalmente está interesado en aquella parte de la reserva que le corresponde luego de la división anotada en el párrafo precedente.
- El contratista también se hace cargo de los impuestos y tributos señalados en la ley, muchas veces, para fines prácticos, se aplican estos impuestos sobre el profit split.

Los Contratos de Servicios pueden dividirse entre tres categorías:

1) los contratos de Servicios Puros: En estos contratos el Estado otorga a la compañía privada un porcentaje fijo de los ingresos (medidos en Boca de Pozo); con este porcentaje la compañía debería cubrir los costos incurridos, ya sea de operación o inversión, en la operación del campo.

2) los contratos de Servicios de Riesgo: En estos la retribución a la compañía se realiza sobre el beneficio de la operación.

3) los Contratos Híbridos: En los Contratos híbridos se encuentran mezclas de los dos mencionados anteriormente.

Sistemas de Regalías/Impuestos:

- La empresa que desea realizar el emprendimiento debe pagar un bono al Estado cuando se firma el contrato de exploración o cuando comienza la etapa de producción.
- El operador del campo petrolero debe pagar una regalía al Estado.
- El operador del campo petrolero debe cubrir con todos los OPEX y CAPEX de la operación.
- Adicionalmente el operador debe pagar los impuestos y tributos establecidos por ley.

4.3 CONTRATOS INTEGRALES

Los Contratos Integrales EP buscan expandir y fortalecer las operaciones de PEP mediante un modelo competitivo, que representa una nueva forma de colaboración entre Pemex y la industria petrolera

Estos contratos son resultado de la Reforma Energética de 2008, la cual otorgó a Pemex la libertad para diseñar contratos conforme a las mejores prácticas de la industria petrolera internacional

Pemex convoca a la industria a complementar sus esfuerzos para la reactivación de campos y desarrollo de proyectos complejos

PEP diseñó un modelo de contrato con base en términos y mecanismos conocidos y aceptados internacionalmente por la industria petrolera

Acerca de contratos integrales

PEMEX tiene el mandato legal de crear valor para sus accionistas, los mexicanos. Bajo esta premisa, PEMEX toma todas las decisiones operativas y financieras de corto, mediano y largo plazo con la convicción de aprovechar nuestros recursos hoy sin comprometer el futuro de las próximas generaciones.

Así, frente al agotamiento de los campos más productivos de México, incluyendo al súper-gigante yacimiento Cantarell, Pemex ha dirigido sus esfuerzos a otros campos

cuya explotación supone retos técnicos y de negocios de gran complejidad y que derivan de la baja productividad de los pozos. También, la búsqueda de nuevas reservas de hidrocarburos impulsa a nuestros técnicos a desarrollar nuevas cuencas y horizontes hasta hoy inexplorados.

Para enfrentar estos retos, en abril de 2008, el Ejecutivo presentó al Congreso una propuesta de reforma energética, tras debates abiertos e incluyentes, fue aprobada en octubre de ese mismo año.

La reforma incluyó importantes cambios al marco legal de la empresa, fortaleció su gobierno corporativo, brindó mayor flexibilidad para decidir su organización interna y proporcionó un régimen contractual específico para enfrentar de mejor manera los retos que el futuro plantea. Este régimen quedó plasmado en la Ley de Petróleos Mexicanos.

La nueva prevé la posibilidad de celebrar contratos que otorguen compensaciones razonables en efectivo a los contratistas que obtengan mejores resultados, ya sea vía la incorporación de tecnología de punta, mayores eficiencias y menores costos, entre otros factores.

Estos contratos contribuirán a la generación de valor y permitirán incrementar la capacidad de ejecución, a través de esquemas rentables y competitivos en campos maduros, Chicontepec y aguas profundas; proyectos que requieren modelos económicos y de operación específicos para cada caso. Estos nuevos modelos de contrato se han diseñado para atraer empresas que cuenten con capacidades, habilidades y una estructura de costos acordes con estos proyectos a fin de explotar nuestros recursos con eficacia y eficiencia.

PEP diseñó un contrato de servicios, por lo que hay términos y condiciones distintos a los de un contrato tradicional de E&P

- A. Propiedad de los hidrocarburos. El contratista no obtiene, ni en valor ni en especie, un porcentaje de la producción.
- B. Derechos sobre las reservas. El contratista no tiene el derecho de registrar las reservas como un activo propio.

PRINCIPALES PROYECTOS

Los proyectos se desarrollarán en:

1. Campos maduros de las cuencas del sureste y norte, los cuales contienen el 29 por ciento de las reservas totales del país;
2. Chicontepec, donde se concentra cerca el 39 por ciento de las reservas totales,
3. Aguas profundas del Golfo de México, donde tenemos un recurso potencial mayor a 29 mil millones de barriles de crudo equivalente, es decir, más del 50 por ciento de todos los recursos prospectivos del país.

CAMPOS MADUROS REGION SUR

En la Región Sur se han identificado alrededor de 40 campos maduros con 420 mmbpce, que se pueden agrupar en ocho áreas. Estos campos se han caracterizado considerando años de producción, contribución a la producción actual, índice de madurez y pico de producción.

Para la selección de estas ocho áreas Pemex evaluó distintos campos petroleros tomando en cuenta criterios tales como rentabilidad después de impuestos, reservas, disponibilidad y calidad de información técnica, recursos, infraestructura y localizaciones a perforar de cada uno de los campos.

Se identificaron tres áreas iniciales, Magallanes, Santuario y Carrizo con una superficie total aproximada de 312 km², una reserva total (3P) de 207 mmbpce y una producción actual es de 14 mbd.

Dadas las características y oportunidades que presenta este proyecto, PEMEX ha convenido iniciar la implementación de los primeros Contratos Integrales EP en estas tres áreas de campos maduros.

Área	Campos (6)	Superficie (km ²)	Sectores 1'x 1'	Reserva de hidrocarburos (mmbpce)	Reservas totales (3P) al 1° de enero de 2010		Pozos Producción (núm.)	Pozos Perforados (núm.)	Yacimientos (núm.)	Producción actual	
					Aceite (mmb)	Gas (mmpc)				Aceite (bpd)	Gas (mmpcd)
Carrizo	Carrizo	-	44	51.1	49.8	5.8	-	43	7	-	-
Subtotal		13.01		51.1	49.8	5.8	-	43	7	0	0
Magallanes	Otates		52	6.3	4.9	6.7	19	64	47	3,133	8.67
	Sánchez Magallanes	-		97.8	87.8	86.7	35	711	461	3,700	4.92
Subtotal		169.06		104.1	92.7	93.4	54	775	508	6,833	13.59
Santuario	Caracolillo	-	40	0	0	0	-	11	8	0	0
	El Golpe	-		11.2	11.2	6.5	14	136	25	1,237	0.42
	Santuario	-		28.4	28.4	19	18	64	23	5,540	3.25
Subtotal		129.93		39.6	39.6	25.5	32	211	56	6,777	3.67
Total		312.00	96	194.8	182.1	124.7	86	1,029	571	13,610	17.26

Figura 4.3. Áreas en los que se inicia la implementación de Contratos Integrales EP. Fuente. PEMEX

CAMPOS MADUROS REGION NORTE

Pemex Exploración y Producción celebrará una nueva ronda de licitaciones para la celebración de Contratos Integrales EP en la Región Norte.

A través de los Contratos Integrales EP, Pemex busca atraer nuevas tecnologías y prácticas para incrementar la producción de hidrocarburos en el país.

Se seleccionaron seis áreas para seis Contratos integrales EP, cuatro de ellas en tierra - Altamira, Pánuco, San Andrés y Tierra Blanca- y dos áreas marinas -Arenque y Atún. Las áreas representan importantes oportunidades para el desarrollo y producción:

- Reservas 3P de 224 mmbpce
- Volumen prospectivo de 1,672 mmbpce

Las áreas seleccionadas suman una extensión de 6,991 Km² y comprenden 22 campos. Actualmente, tienen una producción de alrededor de 12 mil barriles diarios de petróleo crudo y 31 millones de pies cúbicos diarios de gas natural.

Área	Superficie (Km ²)	Tipo de hidrocarburo (°API)	Reservas, al 1 de enero de 2011 (mmbpce)			Recursos prospectivos (mmbpce)	Volumen original		Producción actual	
			1P	2P	3P		Crudo (mmb)	Gas (mmmpc)	Crudo (mbd)	Gas (mmpcd)
Altamira	1,625	10-13	2	5	11	13	104	103	1	0
Arenque	2,035	19-32	76	93	100	994	1,236	1,351	6	23
Atún	625	45-53	9	23	26	396	406	983	0	0
Pánuco	1,839	10-13	8	50	50	132	6,859	21,061	3	2
San Andrés	209	27-32	6	11	31	100	1,426	1,727	1	5
Tierra Blanca	358	15-27	5	6	6	37	953	532	2	1

Figura 4.4. Áreas seleccionadas para Contratos Integrales EP. Fuente PEMEX

VENTAJAS DE OPERAR LOS CAMPOS MADUROS CON CONTRATOS INTEGRALES

- Permite a PEMEX adoptar de manera acelerada, procedimientos, tecnologías y procesos de vanguardia en la explotación de campos maduros.
- Se incrementa la capacidad de ejecución de PEP en el corto plazo, mediante:
- Mejor conocimiento del yacimiento (sísmica, registro de pozos, etc.).
- Perforación de pozos no convencionales (horizontales, multilaterales).
- Ejecución de proyectos de recuperación secundaria o mejorada.

CAPITULO 5

GESTIÓN DE PROYECTOS DE EXPLOTACIÓN EN CAMPOS MADUROS

CAPITULO 5

GESTIÓN DE PROYECTOS DE EXPLOTACIÓN EN CAMPOS MADUROS

5.1 FRONT END LOADING (FEL)

El proceso FEL busca reducir la incertidumbre y por ende el número de cambios en las etapas posteriores del proyecto, haciendo más predecibles los resultados que se esperan obtener del mismo.

El objetivo fundamental de realizar un FEL, a los proyectos de inversión, ya sean exploratorios (generación de localizaciones exploratorias que den origen a nuevos descubrimientos), en nuevos campos a desarrollar, a campos a optimizar su explotación (incrementar su factor de recuperación, recuperar la reserva remanente en el corto y mediano plazos, con niveles de inversión razonablemente congruentes), es abatir el riesgo.

La palabra riesgo proviene del latín “risicare” que significa “atreverse”. En general, el concepto de riesgo está relacionado con la posibilidad de que ocurra un evento que se traduzca en utilidades o minimice pérdidas para los participantes en actividades productivas, como pueden ser los inversionistas privados u estatales. El riesgo es producto de la incertidumbre que existe sobre el valor y rentabilidades de los activos, vía sus proyectos de inversión; a mayor incertidumbre mayor riesgo.

La medición del riesgo o probabilidad de ocurrencia, la obtendremos con la metodología (FEL), mediante los análisis de las distribuciones pertinentes para cada variable de riesgo considerada en el proyecto, de forma tal que se podrá calcular: la probabilidad de ocurrencia de un evento para el 10% (p90), para el 90% (p10) y para la media que no siempre es el p50 (a menos que sea una distribución normal), sin embargo el % de ocurrencia de la media lo obtendremos, de una forma precisa, de la

lectura de los histogramas de frecuencias relativas acumuladas, e incluso para otros eventos contenidos en la distribuciones generadas mediante Monte Carlo.

5.1.1 GENERALIDADES

La metodología FEL surge a partir de ciertas investigaciones que determinan que la gestión de proyectos no esta cumpliendo con su objetivo: aproximadamente el 70% de los proyectos no se terminan a tiempo o dentro del presupuesto. La complejidad técnica en la recuperación de hidrocarburo esta ligada a numerosas incertidumbres sobre las características de los yacimientos, el comportamiento de los pozos, y el mantenimiento en los equipos e instalaciones. Al mismo tiempo, la volatilidad del mercado ha contribuido a una menor confianza en los márgenes de beneficios económicos. Añadiendo a esto las cuestiones sociales, ambientales y políticas que rodean a la industria petrolera.

FEL es el proceso mediante el cual una compañía determina el alcance de un proyecto para lograr los objetivos del negocio, minimizando las variaciones (producción, tiempo y costo) en los proyectos.

FEL se inicia con la identificación de una oportunidad u objetivo de negocio y continúa hasta que el proyecto es autorizado para ejecución.

Se requiere la interacción de equipos multidisciplinarios para desarrollar un “paquete” de diseño (conceptual y básico), el cual es la base para la posterior autorización del proyecto.

El enfoque FEL consta de cuatro elementos fundamentales: incertidumbres bien definidas, un marco de optimización para los escenarios de explotación, la utilización de las mejores tecnologías en la industria, y la creación de equipos multidisciplinarios que generen ideas de un proyecto.

El plan del proyecto FEL se crea en tres distintas fases para garantizar un exhaustivo análisis de alternativas de inversión. Durante las dos primeras fases – Visualización y Conceptualización – se examinan todas las posibles oportunidades de inversión. Como se exploran los beneficios y riesgos de cada oportunidad, el alcance del proyecto en cuestión es refinado y el numero de escenarios posibles se reduce. Durante la

Definición, la tercera fase de FEL, la ingeniería básica se completa para obtener el mejor escenario de desarrollo del campo bajo análisis.

Es una metodología con la cual se puede tomar una MEJOR DECISION en cuanto a la selección de un proyecto determinado, para aumentar la generación de valor de un negocio.

En sí esta metodología permite administrar un proyecto desde su fase inicial hasta su abandono; es decir, dicha metodología identifica que todo proyecto pasa por fases específicas y evidentes: Visualización, Conceptualización, Definición, Ejecución, Operación y Abandono, y tiene como objetivo identificar, analizar y determinar las opciones factibles de ejecución para seleccionar la mejor opción técnico-económica, con menor incertidumbre y riesgo, para posteriormente detallar los elementos principales y establecer, así como materializar, la estrategia de ejecución para el comienzo de la operación comercial y finalmente terminar el proyecto desincorporando y saneando las áreas afectadas.

¿Qué conforma un FEL?

- Análisis de capacidades y necesidades.
- Análisis de riesgos e incertidumbres.
- Análisis y selección de alternativas técnico-económicas.
- Definición de bases de diseño.
- Planificación de la ejecución del proyecto.

5.1.2 OBJETIVOS DEL FEL

Cada empresa tiene su propia interpretación de los objetivos del FEL como podemos ver a continuación:

BP: FEL es el trabajo que es ejecutado con la finalidad de desarrollar un alcance detallado para la definición de un proyecto, el cual minimiza el costo total del capital,

mientras mantiene la operabilidad y mantenibilidad requerida de las unidades y minimiza cambios a los alcances del proyecto.

Shell: FEL es un proceso para desarrollo desde los objetivos del negocio hasta la aceptación final de la definición del alcance del proyecto que minimiza el ciclo de tiempo y reduce el costo del proyecto, con el costo mínimo inicial del proyecto alcanza los requerimientos del negocio.

Conoco Phillips: FEL es el proceso a través del cual ConocoPhillips desarrolla los conceptos del negocio en planes detallados para proyectos de capital alcanzando los objetivos del negocio. FEL mejora la predicción de costo y tiempo y reduce el riesgo del negocio en proyectos de capital.

Pero básicamente todos coinciden en que los objetivos principales del FEL son definir detalladamente el alcance del proyecto minimizando costos y tiempos además de reducir el riesgo en el desarrollo del proyecto.

FEL tiene como fundamentos:

- La identificación temprana de riesgos
- La jerarquización de escenarios posibles para proyectos basada en desempeño y riesgo.
- La generación del plan para la administración de incertidumbres y los riesgos asociados

5.1.3 FASES DE FEL

ETAPA DEL PRE-FEL

- Revisión Proyecto Objetivo
- Trazar estrategia macro
- Definir y asegurar recursos requeridos
- Elaborar cronograma del proyecto
- Revisión de roles y responsabilidades
- Preparación de la información requerida

FEL 1:

Fase de identificación de oportunidad, sirve para validar de la oportunidad del negocio y se basa en estudios de factibilidad técnico-económicos. Puede que no tenga aún asignado un PM ya que el proyecto está en el “mundo de los negocios” .

FEL 2:

Fase de proyecto conceptual, es el inicio del planeamiento del proyecto a fin de seleccionar una alternativa y avanzar en las definiciones de la misma. Hasta aquí no se ha desembolsado gran cantidad de dinero.

FEL 3:

Fase de proyecto básico, en esta fase se desarrolla detalladamente el alcance, se elabora la ingeniería básica, se crea el plan de ejecución y se logra una la estimación final de las inversiones con un mínimo error.

FASE DE EJECUCIÓN:

Se trata de la obra en sí, e incluye la ingeniería de detalle, la construcción y el montaje. Es la fase en la que más tiempo y dinero se invierten, y su éxito en parte queda determinado por la calidad de las fases anteriores.

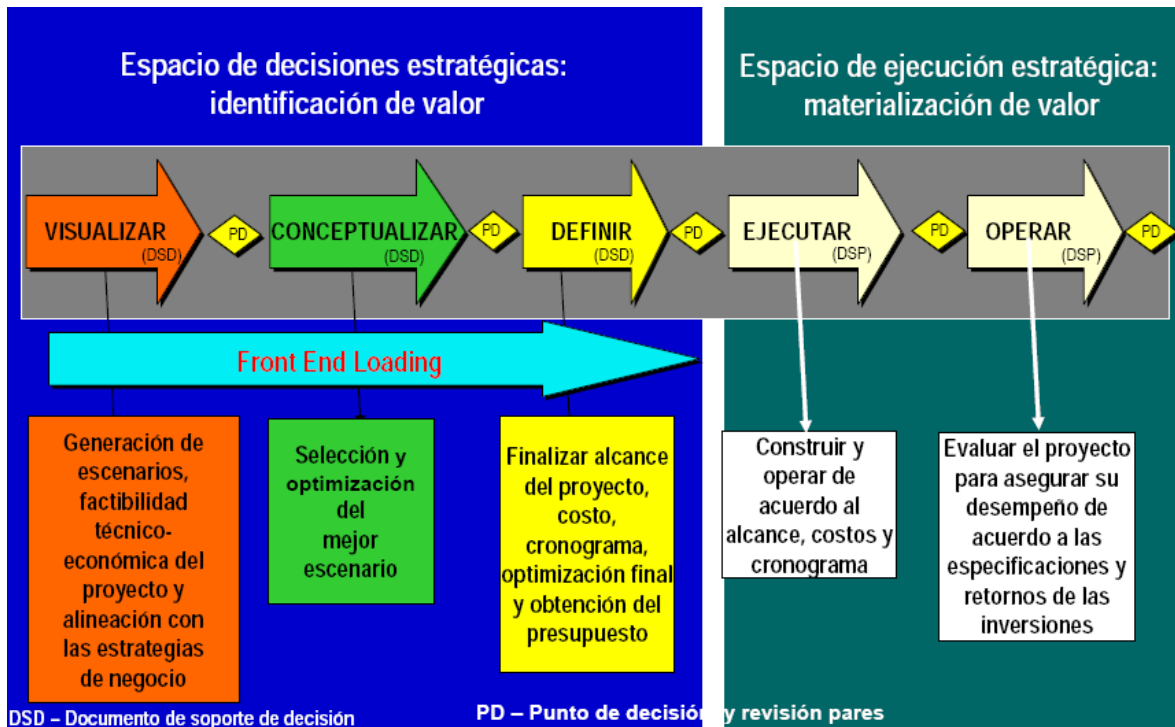


Figura 5.1. Conceptos fundamentales del FEL

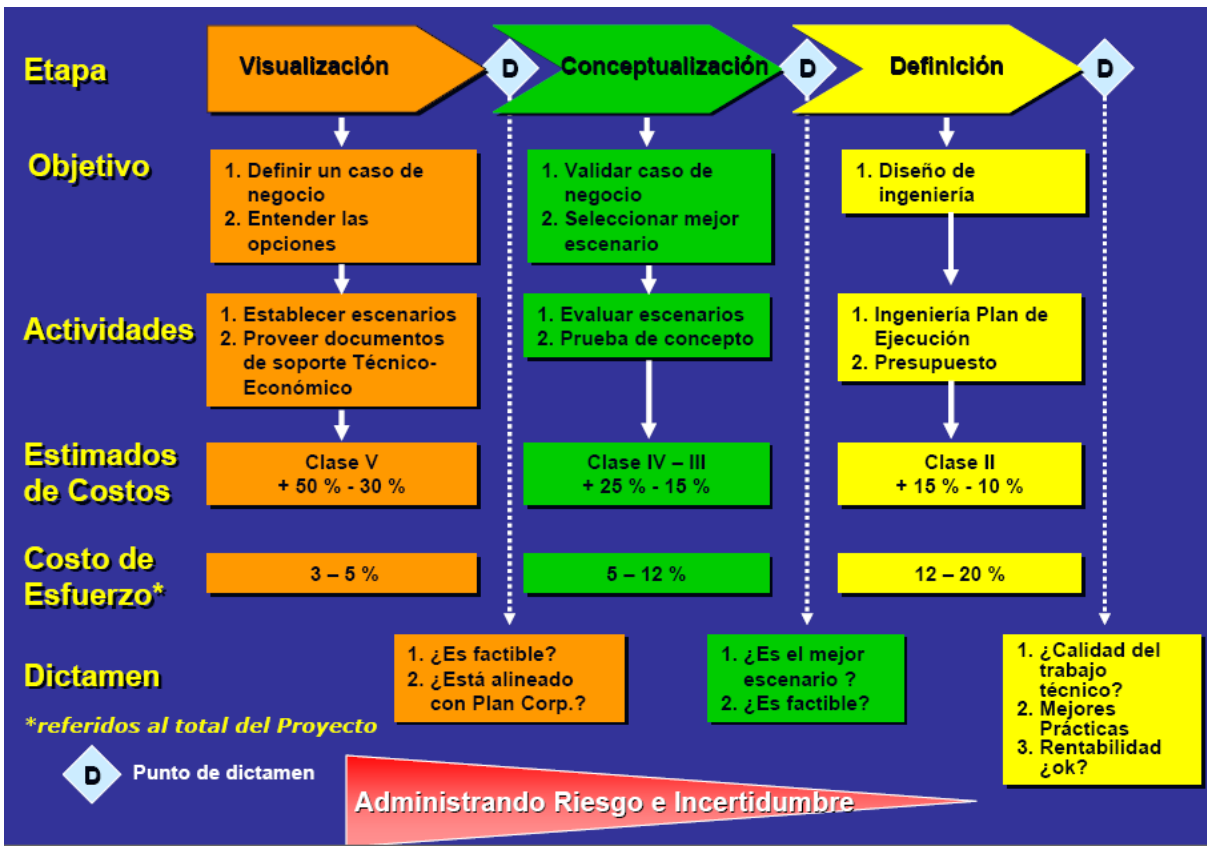


Figura 5.2. Etapas FEL en proyectos de explotación



Figura 5.3. Fases del FEL

5.1.4 BENEFICIOS UTILIZANDO FEL

- Mejora del índice de ejecución de programas: 14%
- Mejora del índice operacional: 4%
- Mejora del índice de costos: 17%
- Minimiza el rediseño del proyecto y cambios al IPC
- Mejor trabajo/interacción de los activos minimizando sorpresas
- Mejor estimación de costos y pronósticos de producción y de reservas
- Incrementos en la creatividad de escenarios, alternativas evaluadas de escenarios factibles técnicamente.
- Identificación temprana de riesgos y la administración activa de los mismos
- Integrar las oportunidades de alto riesgo y alto retorno en la inversión.

5.2 VCD

Introducción

Esta metodología es conocida internacionalmente como FEL (front end loading) y VCD por la traducción técnica de cada una de sus fases: Visualizar, conceptualizar y definir.

Es una poderosa herramienta de gestión de proyectos promovida y respaldada por el Instituto para el Análisis de Proyectos (IPA). En la industria petrolera fue incorporada inicialmente por las Compañías Petroleras Internacionales, IOCs, en la década de los 70, siendo adoptada posteriormente por algunas compañías estatales, NOCs, y convirtiéndose en una mejor práctica.

El VCD es una metodología por medio del cual las empresas identifican y desarrollan el objetivo y alcance de los proyectos de inversión, para cumplir con las necesidades del negocio.

La metodología VCD busca analizar a fondo los requerimientos, opciones, riesgos e incertidumbres, seleccionar el mejor escenario para el proyecto desde los puntos de vista técnicos y de rentabilidad y reducir el número de cambios en las etapas posteriores del proyecto, haciendo más predecibles los resultados que se esperan obtener del mismo.

Esta metodología se realiza por fases (Visualización, Conceptualización y Definición) en las cuales se debe cumplir con un cierto número de actividades y puntos de verificación y control, además de obtener autorización de los niveles jerárquicos que le correspondan antes de continuar con las siguientes fases de la metodología. En cada una de las fases, se van incorporando elementos de información y de análisis adicionales, que permiten una mayor definición del alcance, e identificación de riesgos e incertidumbre, así como estimados de costo y planes de ejecución más precisos.

En un proyecto el VCD comienza con la identificación de una oportunidad de negocio y la generación de opciones para su realización (Fase de Visualización) se sigue con la evaluación de las opciones y selección de la mejor (Fase de Conceptualización) y se termina con su afinación (Fase de Definición).

Un aspecto importante de la aplicación de la metodología VCD es que requiere de la interacción de equipos multidisciplinarios para llevar a cabo cada fase, este equipo debe constituirse al inicio de la fase de Visualización.

Una de las características fundamentales de la metodología es que fortalece el proceso de toma de decisiones, pues sigue rigurosamente hitos de decisión debidamente documentados con los documentos soporte de decisión (DSD) y requiere de un dictamen de aprobación técnica y económica. Igualmente, la metodología permite realizar con todo detalle la etapa de planeación o diseño y formulación de un proyecto, identificando a tiempo los riesgos y las desviaciones posibles, evaluando escenarios a fin de seleccionar la mejor opción y obtener una definición documentada del alcance del proyecto antes de su ejecución real.

5.2.1 Metodología VCD

Las fases de Visualización, Conceptualización y Definición corresponden a la etapa de la planeación y formulación del proyecto en las cuales se determinan las características definitivas del mismo y los beneficios económicos que se podrían obtener con la finalidad de obtener los recursos necesarios para su ejecución (técnicos, físicos y financieros). Esta etapa se realiza aplicando la metodología VCD. Como se comentó anteriormente las siglas VCD identifican la metodología y sus procesos en base a las iniciales de sus fases, Visualización, Conceptualización y Definición.

Las fases de la metodología VCD son las siguientes:

Visualización (VCD-V)

Consiste en la determinación y análisis de las oportunidades, definición de los objetivos y del alcance general del proyecto, generación y evaluación técnica y económica preliminar de todas las opciones posibles para su ejecución, así como la identificación de los riesgos mayores. Debido al bajo grado de definición de las opciones visualizadas, a este nivel se elabora para cada opción un estimado de costos Clase V (orden de magnitud), para efectos de determinar su factibilidad. Todas las

opciones que resulten técnica y económicamente factibles son propuestas para pasar a la fase siguiente (Conceptualización).

Conceptualización (VCD-C)

Consiste en una evaluación más detallada, de las opciones visualizadas en el VCD-V del proyecto, recopilando información adicional, efectuando entre otros, simulaciones, pruebas, cálculos, análisis de incertidumbres y riesgos, con mayor profundidad e integrando resultados de procesos relacionados, de forma de seleccionar la mejor opción para la ejecución del proyecto. A este nivel, se elabora un estimado de costo clase IV (factorizado, referencial). La opción seleccionada (mejor opción desde los puntos de vista técnico, económico y de riesgo), es sometida al equipo de autorización, para decidir sobre su pase a la siguiente fase del VCD (Definición).

Definición (VCD-D)

Esta es la fase final del VCD del proyecto. En esta fase se complementa la mejor opción seleccionada con información, cálculos, simulaciones, pruebas y evaluaciones adicionales y se genera el diseño básico, con las especificaciones, las estrategias y los documentos necesarios para la ejecución del proyecto. En esta fase, usualmente también se elaboran dos tipos de estimados de costo, uno estimado parcial clase II, para los trabajos de ejecución preliminares como pruebas piloto y para equipos mayores, de largo tiempo de entrega (que en conjunto con el estimado clase IV del resto del proyecto puede considerarse como un estimado intermedio clase III) y un estimado final clase II, al terminar completamente la fase de Definición del proyecto, que servirá para soportar su aprobación definitiva y la solicitud de fondos para su ejecución. La figura 3 a continuación muestra el VCD en la cadena de valor del proyecto y un resumen de los objetivos de cada fase.

Entre cada fase del VCD y la que sigue, se establece un hito de decisión, que es realizado por un equipo multidisciplinario independiente de aquel que coordina el proyecto, esto con el fin de analizar a detalle el trabajo realizado por el equipo del proyecto y soportado por el DSD correspondiente a la fase del VCD en que se encuentra el mismo.

La decisión que tome este equipo multidisciplinario, en cada fase del VCD puede ser:

1. Aprobación de los resultados de la fase del VCD
2. Cancelación o diferimiento del proyecto
3. Devolver el proyecto al equipo de trabajo para revisar, modificar o completar algunos elementos de la(s) opción(es) evaluada(s).

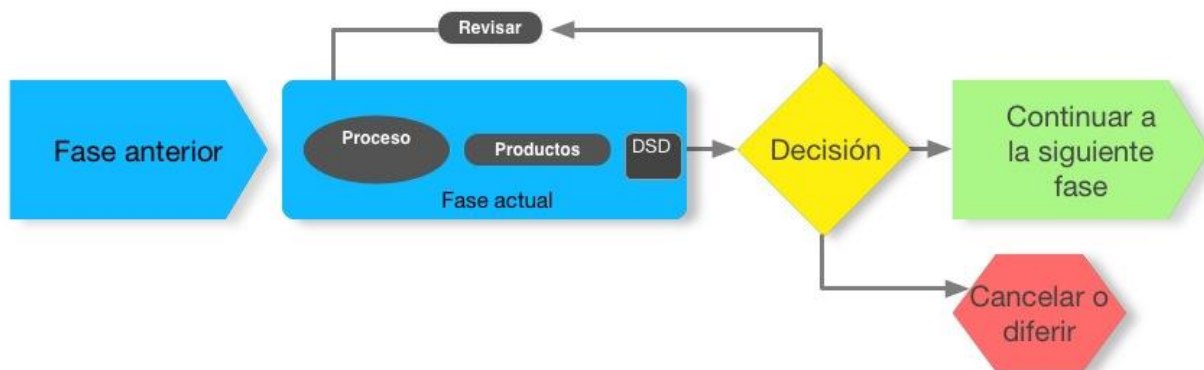


Figura 5.4. Hito de decisión en cada fase del proyecto

Actividades correspondientes a las etapas tempranas de la ejecución del proyecto, procurando la máxima identificación del valor con el mínimo de costo. Es en esas fases tempranas, cuando se deben analizar con detalle las oportunidades y determinar, evaluar y diseñar planes de mitigación de riesgos, para garantizar la selección de la mejor opción de ejecución, antes de comprometer grandes cantidades de recursos. En la figura siguiente, puede verse gráficamente la relación entre la identificación y captura de valor (curva azul) vs. el costo o nivel de esfuerzo físico y financiero asociado (curva azul).

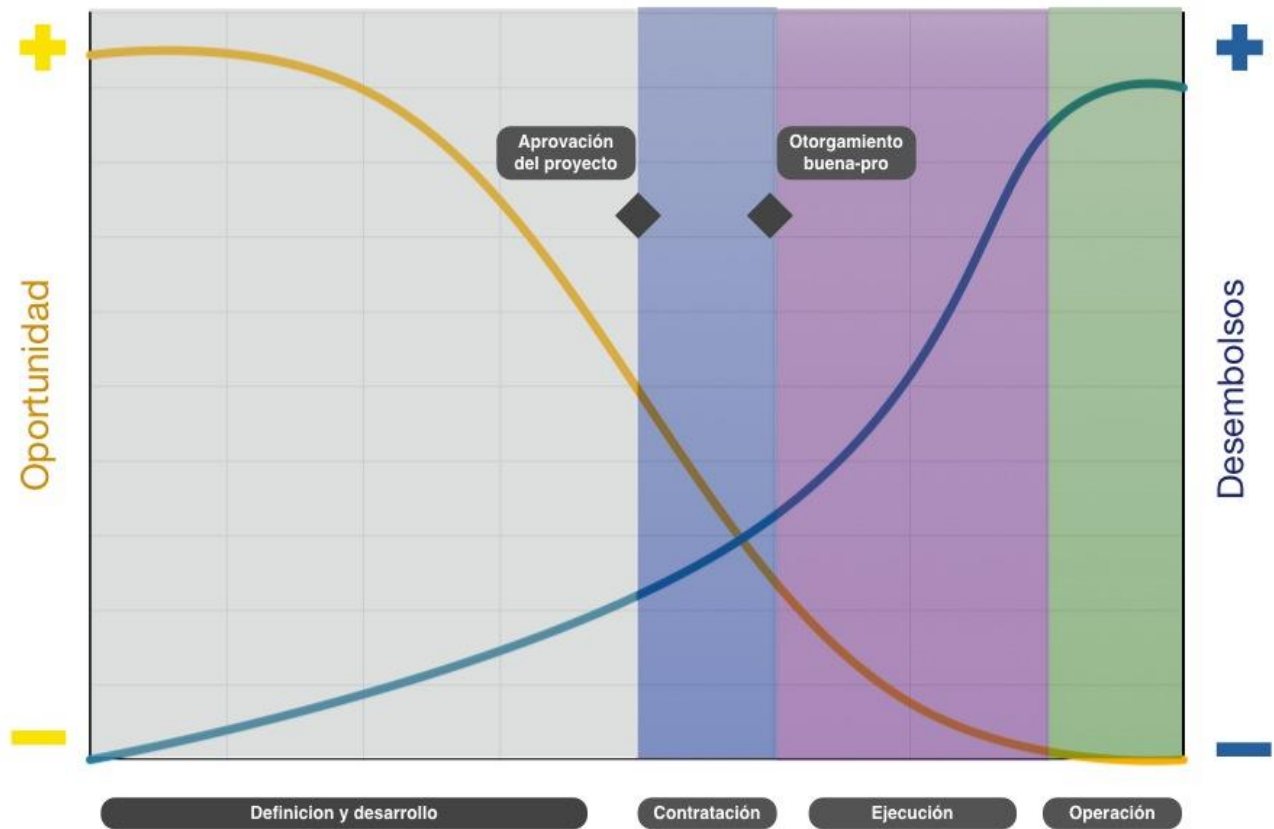


Figura 5.5. Relación típica de valor contra costo en proyectos

En las etapas tempranas del proyecto, correspondientes a las fases del VCD, la identificación del valor es mayor, mientras que los costos asociados son los menores. A medida que se avanza en el desarrollo del proyecto, la agregación de valor es cada vez menor mientras que el uso de recursos es mayor. Cuando se llega al punto de quiebre, que corresponde al otorgamiento de los contratos de procura y construcción de las instalaciones del proyecto, cualquier esfuerzo de mejoramiento de valor puede significar un alto nivel de costos, con una menor proporción en la captura de valor para el proyecto.

De allí la importancia de asegurar la correcta y completa realización del VCD de todos y cada uno de los proyectos, para llevarlos a un nivel de Definición adecuado, antes de solicitar los fondos para su ejecución, ya que está plenamente demostrado que la

ejecución de proyectos con un VCD incompleto, genera cambios importantes, con las consecuentes desviaciones en calidad, costo y tiempo, afectando el logro de los objetivos planeados y la rentabilidad integral del portafolio de proyectos de la empresa.

5.3 Impacto del VCD

La metodología VCD Impacta positivamente y principalmente en los siguientes tres elementos fundamentales: la gente, los procesos y la tecnología.

Gente:

- Propicia el crecimiento organizacional al requerir personal con niveles exigentes de competencias.
- Propicia cambios de actitud, al estimular la comunicación efectiva y proactiva, así como la discusión multidisciplinaria de los temas y fortalece el liderazgo transformador.
- Maximiza el uso del conocimiento organizacional, al incorporar al proceso las redes de expertos y las revisiones de especialistas (peer reviews), lo cual tiene un impacto cualitativamente alto en la agregación de valor.

Procesos:

- Incorpora a las organizaciones una dinámica de trabajo diferente. Se evoluciona del trabajo individual al trabajo en equipo. Se rompe el esquema de trabajo secuencial al esquema de trabajo interactivo y de decisiones en tiempo real, todo lo cual, rompe las barreras funcionales tendiendo puentes interfuncionales.
- Propicia la preservación del conocimiento (activo clave), al exigir la elaboración de Documentos Soportes de Decisión (DSD), estructurados con una base metodológica.

Tecnología:

- Estimula la revisión, evaluación e incorporación de tecnologías de punta en diferentes áreas de trabajo.

- La incorporación de empresas especializadas de servicios en las etapas tempranas de diseño, abre la oportunidad de evaluar e incorporar innovaciones tecnológicas a todos los niveles de la cadena de valor de la empresa.

CAPITULO 6

OPTIMIZACIÓN DE UNA CARTERA DE PROYECTOS DE CAMPOS MADUROS

CAPITULO 6

OPTIMIZACIÓN DE UNA CARTERA DE PROYECTOS DE CAMPOS MADUROS

INTRODUCCIÓN

CARTERA DE PROYECTOS

Una cartera de proyectos es el conjunto de proyectos que una empresa genera, ejecuta y administra simultáneamente en un momento dado y en los que invierte sus recursos con el fin de lograr ciertos objetivos”

Es todo conjunto de Programas y Proyectos que, a pesar de poseer objetivos específicos debidamente delimitados y diferentes entre sí, son agrupados para crear sinergia y así poder alcanzar el Objetivo último de la Organización de manera estructurada, bajo los lineamientos del Plan Estratégico de la misma.

En el caso de la industria petrolera nacional, existen algunos sectores operativos con tecnologías consolidadas, otras en proceso de crecimiento y otras más, en franco deterioro. Algunos de los aspectos contingentes, y que constituyen elementos fundamentales u objetivos de las carteras de proyectos de las áreas operativas, son las siguientes estrategias:

- Gestionar adecuadamente la producción, ya sea aumentarla o mantener una tasa de producción, que asegure la viabilidad económica del país, pero sobre todo con visión de futuro
- Aumentar los factores de recuperación de hidrocarburos de los diferentes tipos de yacimientos existentes en el país
- Optimizar tecnológicamente la explotación del aceite pesado, lo cual se ha vuelto cada vez más apremiante y necesario
- Recuperar reservas probadas remanentes de campos maduros

- Incorporar reservas, en las tres categorías existentes (probadas, probables y posibles)
- Desarrollar los planes, estrategias, proyectos y acciones de la exploración y explotación en aguas profundas, con un sentido de gestión mesurada.

Así, en resumen, la cartera petrolera de proyectos centra su interés en los yacimientos naturalmente fracturados, los yacimientos areno-arcillosos, los yacimientos de aceite pesado, los campos maduros y los yacimientos en aguas profundas. En estos objetivos, una real y permanente estrategia tecnológica propia del sector petrolero es, hoy por hoy, de primera necesidad.

6.1 CARACTERÍSTICAS DE LA CARTERA

Los proyectos pueden presentar variaciones de una cartera a otra debido a las siguientes causas:

- Condiciones geológicas asociadas al proyecto
- Comportamiento del yacimiento
- Capacidad de ejecución (obras y pozos)
- Disponibilidad presupuestal
- Estimación de costos de construcción
- Problemática social
- Problemas normativos y contractuales

Variaciones en:

- Volumen producido o incorporado
- Inversión requerida
- Indicadores económicos
- Alcance

En nuestro caso, la cartera de proyectos esta compuesta por campos maduros, de los cuales identificamos las siguientes características:

- Bajo riesgo
- Registro del comportamiento de la de producción
- Tecnologías de explotación primaria probadas

- Conocimiento preciso de la interdependencia entre proyectos
- Registro de inversiones utilizadas
- Conocimiento de la eficiencia operativa

6.2 VENTAJAS DEL ANÁLISIS DE RIESGO

Una de las principales características de la industria del petróleo, y son parte fundamental en el diseño de los contratos, es el elevado riesgo al que están expuestas las compañías, privadas o estatales, cuando realizan la inversión o ya se encuentran en la etapa de producción. Cuando una compañía analiza si desea o no invertir, no tiene certeza sobre varios aspectos que escapan a su control, por ejemplo:

- Si efectivamente el área de exploración tiene yacimientos de hidrocarburos, en determinadas oportunidades los pozos exploratorios perforados pueden estar secos, por tanto, todo el dinero invertido se pierde.
- Precios: en muchas ocasiones el precio de venta proyectado dista mucho del observado, introduciendo así mayor incertidumbre acerca el futuro.
- Estimación de los costos de operación y capital: usualmente la estructura geológica del yacimiento hace que los costos de explotación sean mayores a los estimados inicialmente.
- Cambios en el marco regulatorio y/o impositivo: muchas veces los Estados modifican las condiciones bajo las cuales la inversión fue atraída, ya sea incrementando los impuestos y/o regalías o modificando las condiciones de comercialización de la producción..

El análisis de riesgos permite planear acciones adecuadas ante el desarrollo de actividades expuestas a riesgos relacionados con la producción, las instalaciones y el transporte, las catástrofes naturales y otras incertidumbres relacionadas con las características físicas de los campos de petróleo y gas.

Los modelos de riesgos pueden prever la interrupción, retraso o cancelación de las operaciones petroleras como consecuencia de las condiciones climáticas, de dificultades técnicas, de retrasos en las entregas de los equipos o del cumplimiento de requerimientos administrativos.

La gestión de riesgo financiero tiene una importancia muy particular, debido a que soporta la toma de decisiones relacionada con el manejo del portafolio de la empresa y las variaciones que se pueden observar en variables tan relevantes como los precios, las tasa de interés, el costo de capital, etc.

El análisis de riesgos ambientales apoya la planeación de una respuesta oportuna ante las contingencias de las operaciones offshore que están sujetas a riesgos marinos, entre los que se incluyen tormentas y otras condiciones meteorológicas adversas o colisiones de buques.

Cualquier medio de transporte de hidrocarburos tiene riesgos inherentes que podrían producir daños personales, daños al medio ambiente, pérdidas de producción o destrucción de bienes y acciones legales y, dependiendo de la causa y la gravedad, daños a la reputación de la empresa, es una gran ventaja poder anticiparse a ellos.

La gestión de riesgos también proporciona información valiosa en la perforación de pozos, la cual puede entrañar resultados negativos, no sólo en caso de resultar pozos secos, sino también en aquellos casos en los que un pozo productivo no vaya a generar suficientes ingresos netos que permitan obtener beneficios una vez descontados los costos operativos, de perforación y de otro tipo.

Si la empresa no adquiere ni descubre y, posteriormente, desarrolla nuevas reservas de gas y petróleo de manera rentable o si alguno de los riesgos antes mencionados se materializa, la empresa, el resultado de sus operaciones y su situación financiera podrían verse significativa y negativamente afectadas, en caso de no contar con un proceso de planeación contingente derivado de un análisis de riesgos acertado.

- Beneficios directos del análisis de riesgos
- Asegurar la continuidad operacional de la organización
- Saber manejar la amenazas y riesgos críticos
- Mantener una estrategia de protección y de reducción de riesgos
- Justificar una mejora continua de la seguridad
- El análisis de riesgo es la forma de conocer las vulnerabilidades de una organización, así como las amenazas que enfrenta.

6.3 MODELO MATEMÁTICO

Considerando la participación de los campos maduros en la producción total de hidrocarburos en nuestro país resulta necesario analizar los esquemas metodológicos que existen para la optimización de carteras de proyectos petroleros.

Actualmente PEP emplea un modelo clásico para la presupuestación de capital que considera multianualidad y aspectos económicos como el valor presente neto, el valor presente de la inversión y el índice de utilidad.

Después de haber realizado un monitoreo de las metodologías existentes encontramos, que a nivel mundial, el único modelo para la presupuestación de capital orientado a la administración de un portafolio de campos maduros se ha desarrollado en México por investigadores Mexicanos y se presentó en la conferencia anual de INFORMS en Carolina del norte en noviembre del año pasado, el nombre de este modelo es **“Modelo BGH”**

6.3.1 MODELO BGH

El modelo BGH fue desarrollado por investigadores de la Universidad Panamericana, como todo modelo para la presupuestación de capital, emplea técnicas de investigación de operaciones, particularmente programación entera binaria pura.

Este modelo fue diseñado bajo la estrategia de maximizar el valor esperado del factor de recuperación de campos maduros bajo condiciones de presupuesto limitado

El modelo BGH emplea para su solución métodos de programación entera binaria, por lo que a continuación se presenta un apartado con los aspectos básicos de la programación entera.

6.3.2 PROGRAMACIÓN ENTERA

La programación entera permite resolver problemas de asignación de recursos, los modelos de programación entera son una extensión de los modelos lineales en los que las variables de decisión no pueden tomar valores fraccionarios. Un problema de

programación entera (PPE) se puede representar matricialmente de la siguiente manera:

Optimizar: $z = cx$Función objetivo
 sujeto a: $Ax \leq b$Restricciones
 donde: $x \in Z$

Las componentes del modelo están dadas por:

1.- Vector de costos

$$c = [c_1, c_2, c_3, \dots, c_n]_{1 \times n}$$

2.- Variables de decisión

$$x = \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ \vdots \\ x_n \end{bmatrix}_{1 \times n}$$

3.- Matriz de coeficientes tecnológicos

$$A = \begin{pmatrix} a_{11} & a_{12} & a_{1n} \\ a_{21} & a_{22} & a_{2n} \\ \vdots & \vdots & \vdots \\ a_{m1} & a_{m2} & a_{mn} \end{pmatrix}_{m \times n}$$

4.- Vector de disponibilidades

$$b = \begin{bmatrix} b_1 \\ b_2 \\ \vdots \\ b_n \end{bmatrix}_{1 \times n}$$

En la programación entera podemos encontrarnos con tres casos:

- Programación lineal entera pura: Si se requiere que todas las variables sean enteras

- Programación lineal entera mixta: Si se requiere que algunas variables de decisión sean números enteros
- Programación lineal entera binaria: Cuando solo se permite que todas las variables tomen valores de cero y uno.

La programación de estos algoritmos es una tarea complicada y por ello se requiere un nivel elevado de conocimientos en programación. En el mercado se ofertan distintos paquetes computacionales que permiten resolver los problemas de programación entera, unos con mejores características que otros y por supuesto con distintos precios. En internet existen recursos gratuitos para poder resolver los PPE y no se requiere un nivel elevado en conocimientos de programación.

El más popular de estos recursos gratuitos es *lp_solve*, todos los archivos necesarios pueden ser descargados de <http://sourceforge.net/projects/lpsolve/> y además cuenta con una guía de referencia que puede consultarse en <http://www.lpsolve.sourceforge.net/5.5/>

6.3.2.1 MÉTODOS DE PROGRAMACIÓN ENTERA

Como se menciona anteriormente, existen varios métodos para resolver un problema de programación entera, entre los más empleados tenemos a los siguientes:

- 1.- Ramificación y acotamiento
- 2.- Enumeración implícita
- 3.- Teoría de grupos
- 4.- Planos de corte

RAMIFICACIÓN Y ACOTAMIENTO

El método de ramificación y acotamiento encuentra la solución óptima para un PPE mediante la enumeración eficiente de los puntos en la región factible.

Este método es el más empleado para resolver PPE y la idea general de este algoritmo es la de dividir el problema original "grande" en "subproblemas" más pequeños sucesivamente hasta que se encuentre la solución óptima.

Algunos de los algoritmos disponibles para el método de ramificación y acotamiento son los siguientes:

- 1.- Algoritmo de Land y Doig
- 2.- Algoritmo de Driebeek
- 3.- Algoritmo de costos penales
- 4.- Algoritmo de Kolesar

El método de ramificación y acotamiento es un algoritmo enumerativo y son fáciles de entender si se presentan gráficamente en un árbol, compuesto de nodos y ramas. Un nodo corresponde a un punto n_j y una rama une al nodo n_j con el nodo n_{j+1} . Debido a que x_k puede tomar uno de entre varios valores, es posible tener varias ramas surgiendo de un nodo n_j . La Figura # muestra un ejemplo de nodos y ramas, en ella, los nodos numerados 8, 9 y 10 fueron creados fijando x_1 , una variable libre del nodo 5 en los valores 3, 4 y 2 respectivamente. Nodos como estos tres, que no tienen por el momento otros nodos que dependan de ellos, o equivalentemente, que no producen ramas, son llamados nodos suspendidos.

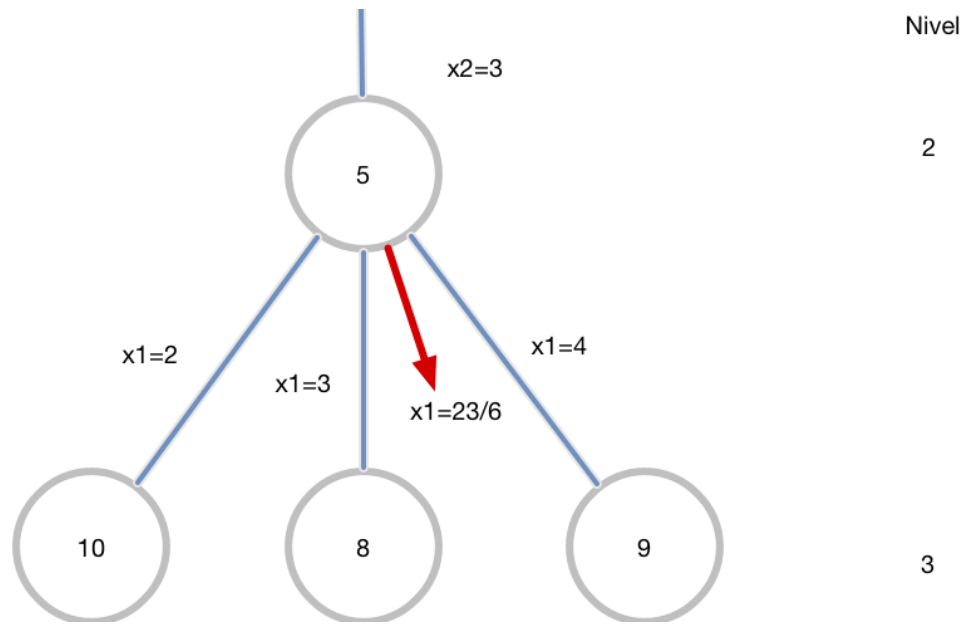


Figura 6.1

Suponiendo que en la solución óptima del subproblema del nodo 5, el valor de x_1 es $23/6$; al fijar x_1 al siguiente entero más pequeño y más grande, se obtiene los nodos 8 y 9, y de esta manera se continúa con el procedimiento.

Cuando un Problema de Programación Entera (PPE) en cualquier nodo es infactible, todos los subproblemas ya sea a la izquierda o a la derecha de éste son también no factibles.

ALGORITMO DE LAND Y DOIG

El primer algoritmo de ramificación y acotamiento fue desarrollado por A. Land y G. Doig, en 1960, para el problema de programación lineal entera mixta y pura. Este algoritmo corresponde a la técnica más utilizada, en la cual la ramificación se refiere a la parte enumerativa de la solución y el acotamiento refleja la comparación de las posibles soluciones con una cota superior o inferior, según sea el caso.

Enfoque Básico

Paso 1. Inicialización

Definir z^* como la mejor solución actual al PPE, asignándole un valor predeterminado o arbitrario que sea pequeño. El nodo inicial, con todas sus variables libres, es $n_0=(x_1, \dots, x_n)$. Se resuelve el problema LP0. Si éste es infactible, también lo será el PPE,

por lo tanto termina. Si la solución óptima es entera, parar, se ha encontrado la solución óptima al PPE. De otra manera, establecer $n_l = n_0$.

Paso 2. Ramificación

De la solución óptima (x_1, \dots, x_n) en n_j seleccionar una variable x_k cuyo valor no sea aún entero. Fijando a x_k en $[x_k]$ y $[x_k]+1$, definir dos nodos que partan de n_j . Resolver cada uno de los subproblemas de esos nodos. Etiquetar como suspendidos a aquellos nodos (de los recién creados) cuya solución óptima exceda al valor de z^* . Verificar cada nodo en busca de una solución mejor. Si se encuentra alguno, se registra y todos los nodos suspendidos que no lo excedan en su solución, son eliminados de la lista.

Paso 3. Prueba de terminación

Si la lista actual de nodos suspendidos está vacía, se ha encontrado la solución óptima al PPE (z^*) o no existe solución, en ambos casos, terminar. En otro caso, continuar.

Paso 4. Acotación

Elegir el nodo suspendido n_j cuya solución óptima sea la mayor. En caso de empates, romperlos arbitrariamente. Suponer que el punto n_{j-1} define a n_j , (nodo seleccionado) mediante la asignación de $x_k = t$, esto significa que la solución óptima para LP_j es $z(j-1, k, t)$. Posteriormente se iguala z_{j-1} (límite superior de cualquier solución al PPE, a partir de n_{j-1}) a la solución óptima del problema en n_j , es decir $z(j-1, k, t)$. Crear un nodo inmediatamente a la izquierda o derecha de n_j de manera tal que si algún otro nodo suspendido creado a partir de n_{j-1} es seleccionado eventualmente, pueda encontrarse un nuevo valor (no mayor) para z_{j-1} . Eliminar n_j de la lista de nodos suspendidos y regresar al paso 2.

Variación al Enfoque Básico

En el algoritmo de Land y Doig, cada vez que se crea un nodo y se etiqueta como suspendido, su solución óptima y otros parámetros deben ser guardados. El hecho de que existan muchos nodos suspendidos, significa que al ser implementada en computadora esta técnica involucra una gran cantidad de espacio para almacenamiento. Para eliminar esta dificultad, Dakin sugirió que sólo dos nodos fueran creados a partir de cada nodo suspendido. Si una solución óptima al PPE es $x_k = t$, donde t es no entero, entonces el primer nodo se crea introduciendo la

desigualdad $x_k \leq [t]$ y el segundo es definido por la restricción $x_k \geq [t]+1$. Esto contrasta con la creación de nodos a través de las igualdades $x_k = [t]$ y $x_k = [t]+1$ además de la definición de otros nodos a la izquierda o derecha de éstos. Cuando el procedimiento de Dakin es adoptado, el árbol obtenido se parece al de la figura 6.2

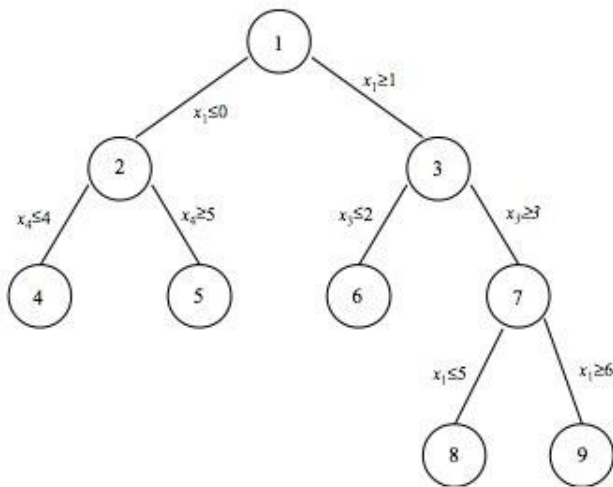


Figura 6.2

Debe notarse que puede darse el caso de que más de una restricción opere sobre una variable al mismo tiempo. Por ejemplo, en el nodo 8 se tiene que $x_1 \geq 1$, $x_3 \geq 3$, y $x_1 \leq 5$, y en el nodo 9 $x_1 \geq 1$, $x_3 \geq 3$, y $x_1 \geq 6$. La desigualdad $x_1 \geq 1$ deberá ser omitida en los cálculos del nodo 9 y en otros puntos que se encuentran antes. Además, el

restringir una variable a que sea menor o igual que 0, o mayor o igual que el límite superior, significa que dicha variable se fija en 0, o en su máximo valor, respectivamente. En la figura 1.2, $x_1=0$ en el nodo 2.

Al igual que en el algoritmo de Land-Doig, el nodo inicial es denotado por n_0 con todas sus variables libres. El nodo es etiquetado suspendido si su problema de programación es factible y no resuelve aún al PPE. En cualquier punto del algoritmo, el nodo suspendido n_j con la solución factible más grande es seleccionado para definir dos nodos para el siguiente nivel. El subproblema de cada uno de estos nodos, es resuelto. El valor más grande de ambas soluciones se designa como z_j , es decir, el límite superior para cualquier solución encontrada a partir de n_j . Uno de los nodos recién creados es marcado como suspendido si su solución óptima es mayor que la mejor solución actual (z^*). En caso de encontrarse una mejor solución, se actualiza el valor de z^* , y aquellos nodos que no excedan la solución del subproblema son eliminados de la lista. El proceso termina cuando la lista de nodos suspendidos está vacía.

La variación de Dakin es esencialmente la misma que lo marcado por el algoritmo de Land-Doig, excepto que sólo se crean dos nodos, y no existe un tercer nodo ya sea a la izquierda o derecha del seleccionado.

El algoritmo de Dakin converge puesto que, en el peor de los casos, los nodos serán creados hasta que el rango permitido para las variables enteras sea reducido a cero, en cuyo caso las variables tomarán valores enteros. En particular, si una solución óptima aún no entera tiene como valores $x_1=a_1$, $x_2=a_2, \dots$, $x_n=a_n$ etcétera, el procedimiento puede originar un nodo que contenga las siguientes restricciones: $x_1 \geq a_1$, $x_1 \leq a_1$, $x_2 \geq a_2$, $x_2 \leq a_2, \dots$, $x_n \geq a_n$, $x_n \leq a_n$ etcétera. Por ejemplo, con relación a la figura 1.4, suponiendo que la solución óptima en el nodo 9 es $x_1=6.3$. Entonces surgen 2 nodos, uno con $x_1 \leq 6$ y el otro con $x_1 \geq 7$. Como $x_1 \geq 6$ y $x_1 \leq 6$, es evidente que el valor de x_1 será 6.

Problemas Tipo 0 - 1

En caso de que las variables enteras a considerar deban ser iguales a cero o uno, el límite superior u_i se fija en 1 para toda variable x_i . Dado que las restricciones $x_i \leq 0$ y $x_i \geq 1$ equivalen a $x_i=0$ o $x_i=1$, respectivamente, la variación hecha por Dakin es exactamente igual al algoritmo de Land-Doig. Al definir las variables enteras a los valores 0 y 1, surgen sólo dos nodos del nodo seleccionado. El límite superior para cualquier solución encontrada a partir del nodo seleccionado es aquella con valor de las dos soluciones óptimas encontradas (como x_i no puede exceder a 1 en cualquier solución al PPE, las restricciones $x_i \leq 1$ son añadidas a todos los subproblemas).

La figura 6.3 muestra un ejemplo de árbol. Los nodos 2 y 3 han sido definidos por medio del nodo 1 y cada subproblema se resuelve. Ambos nodos se etiquetan como suspendidos, y la solución óptima del nodo 2 es mayor a la obtenida con el nodo 3. De ahí que al crear los nodos 4 y 5, el nodo 2 ya no sea nodo suspendido.

El subproblema de cada nodo (4 y 5) es infactible, y entonces el único nodo que continúa suspendido es el nodo 3, a quien se borra de la lista de nodos suspendidos y se crean los nodos 6 y 7, y así sucesivamente.

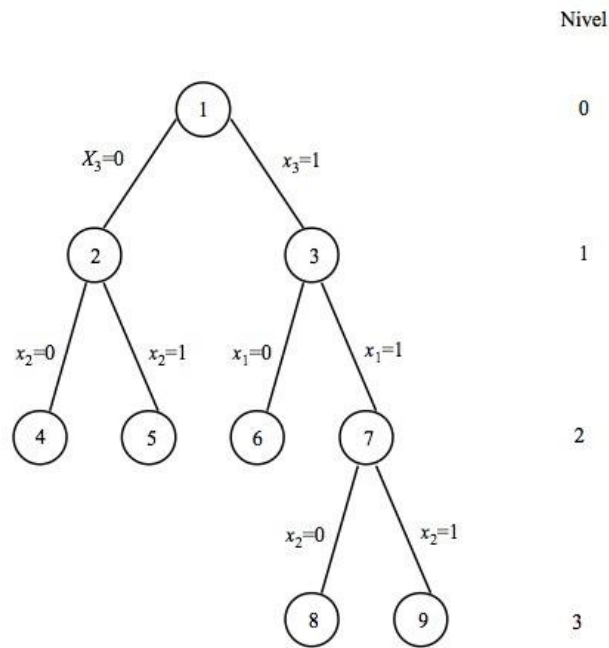


Figura 6.3

Selección de nodos

En el algoritmo de Land y Doig el nodo suspendido con mejor solución era seleccionado para crear nuevos nodos. Esto con el objeto de encontrar rápidamente una “buena” solución entera. Sin embargo, este procedimiento de selección requiere demasiado espacio de almacenamiento en computadoras. Una segunda regla para la selección es escoger al nodo suspendido que mejor solución tenga, pero que se trate del más recientemente creado.

Considerando la figura 6.4, la solución óptima del nodo 2 es mejor que la del nodo 3, así surgen los nodos 4 y 5. La solución óptima del nodo 5 es mayor que la del 4 (aunque puede ser menor que la solución óptima del nodo 3), se crean entonces los nodos 6 y 7 y así sucesivamente.

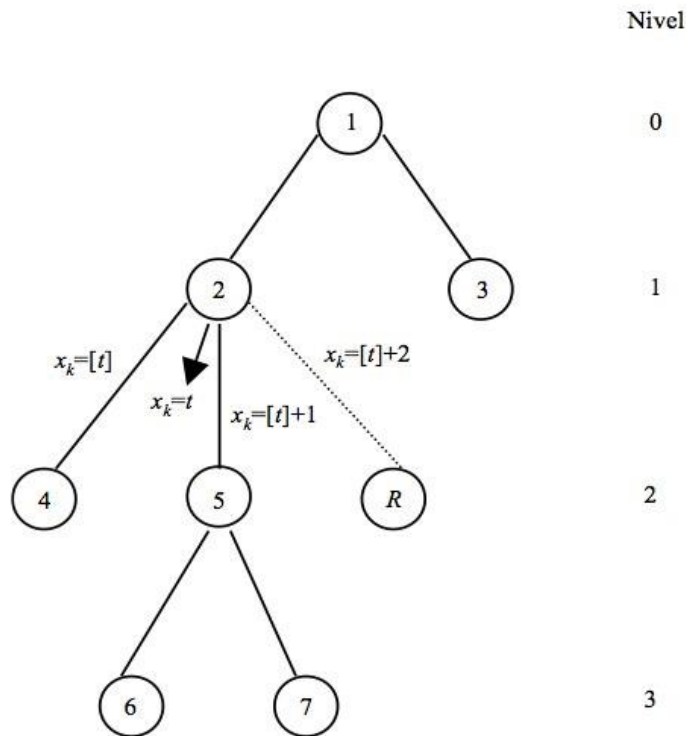


Figura 6.4

Cuando este proceso se detiene, por ejemplo, en el nivel 3, la enumeración retrocede a un nivel j , en el caso del ejemplo $j=2$, y el nodo R es creado y se resuelve su problema lineal. La solución óptima de R es comparada con la de los otros nodos suspendidos que están en el mismo nivel (nodo 4). Se selecciona el punto con mejor solución y el proceso reinicia desde dicho nodo.

Debido a que encontrar “buenas” soluciones para el PPE no siempre es rápido, el proceso tiende a examinar más nodos que en los otros algoritmos. A pesar de ello, cuando el proceso es implantado en computadora, es más fácil recuperar y etiquetar nodos suspendidos. Por ello, se requiere de un esquema que lleve la cuenta de la enumeración (y así, pueda utilizarse menor espacio de almacenamiento en computadora).

Para los problemas 0-1, la regla antes mencionada produce árboles como el de la figura 6.5a. Además, como es posible intercambiar de posición los nodos, el árbol también puede tener la apariencia de la figura 6.5b. A éstos diagramas se les llama "diagramas de bifurcación y acotación de una sola rama" , mientras que los que utilizan el procedimiento de Land-Doig son "diagramas de bifurcación y acotación de múltiples ramas" .

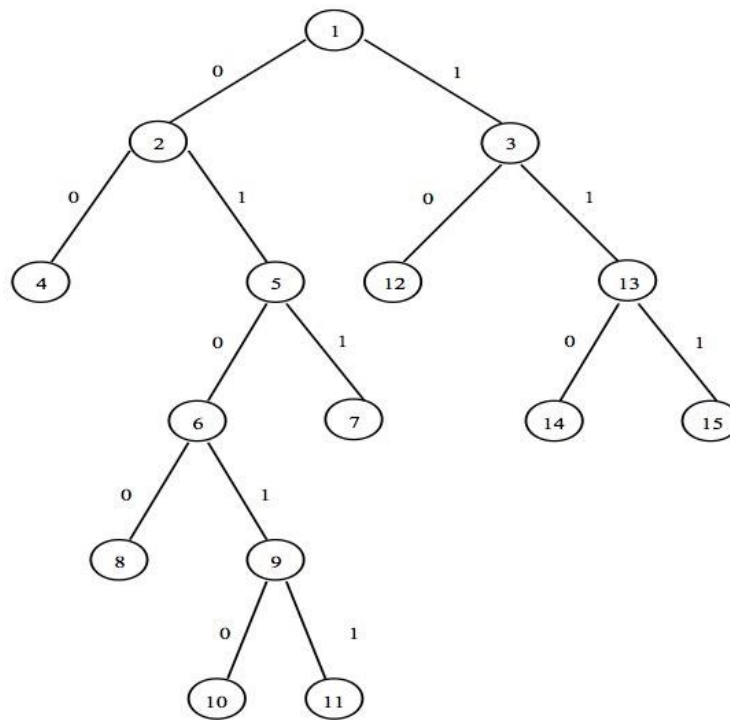


Figura 6.5 a

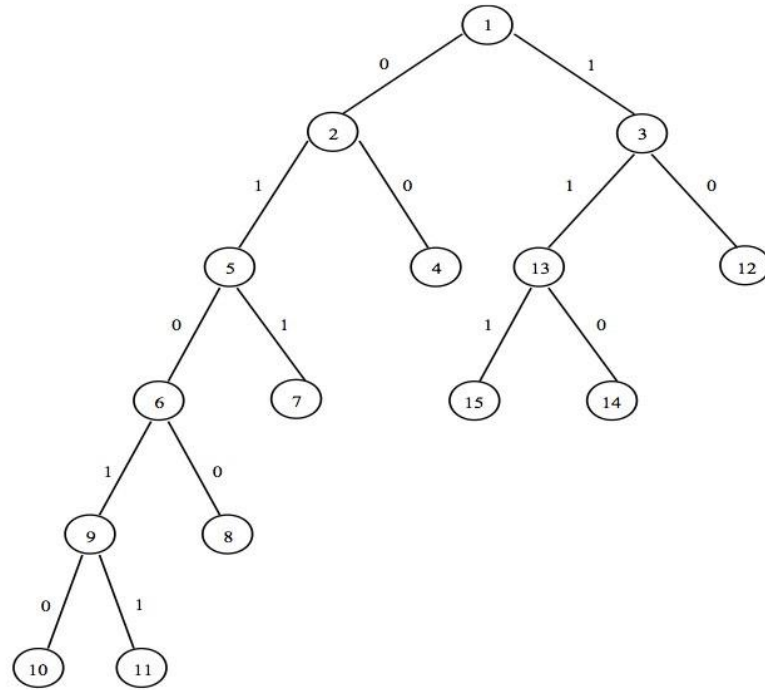


Figura 6.5b

Ejemplo

Para ilustrar este procedimiento, se presenta a continuación un ejemplo clásico de su aplicación.

“Una empresa petrolera tiene 5 proyectos de inversión. Cada proyecto i , $i = 1, 2, \dots, 5$ necesita de un determinado número de equipos para la perforación de pozos e_i , y se pronostica que cada proyecto rendirá v_i millones de pesos anuales de utilidad cuando el proyecto esté funcionando.

La empresa cuenta con un total de 91 equipos de perforación de pozos petroleros.

Proyecto i	Requerimiento de equipos (cantidad) e _i	Retorno anual de la inversión v _i
1	36	54
2	24	18
3	30	60
4	32	32
5	26	13

Los directivos de la empresa deben tomar la decisión de aceptar o rechazar cada proyecto. ¿Cuáles proyectos se deben incluir y cuáles rechazar con el objeto de maximizar el retorno anual?"

El planteamiento matemático de este problema se presenta a continuación:

$$\text{Max } Z = 54X_1 + 18X_2 + 60X_3 + 32X_4 + 13X_5$$

$$\text{sujeto a } 36X_1 + 24X_2 + 30X_3 + 32X_4 + 26X_5 \leq 91$$

$$X_i = 0 \text{ ó } 1 \text{ con } i=1, \dots, 5$$

Para obtener la solución óptima encontraremos en primer lugar una cota para el nodo inicial.

$$X_1 = 91/36 = 2.527 \rightarrow Z_{X_1} = 54X_1 = 136.50$$

$$X_2 = 91/24 = 3.791 \rightarrow Z_{X_2} = 18X_2 = 68.25$$

$$X_3 = 91/30 = 3.033 \rightarrow Z_{X_3} = 60X_3 = 182$$

$$X_4 = 91/32 = 2.843 \rightarrow Z_{X_4} = 32X_4 = 91$$

$$X_5 = 91/26 = 3.500 \rightarrow Z_{X_5} = 13X_5 = 45.5$$

$$Z = \text{Max}\{Z_{X_1}, Z_{X_2}, Z_{X_3}, Z_{X_4}, Z_{X_5}\} = 182$$

De esta manera 182 será la cota para el nodo inicial y empezaremos la ramificación con X_3 debido a que tiene el máximo valor.

Nodo 1. Si $X_3 = 1$

$$36X_1 + 24X_2 + 30X_3 + 32X_4 + 26X_5 \leq 91$$

$$36X_1 + 24X_2 + 32X_4 + 26X_5 \leq 91 - 30 = 61$$

$$X_1 = 61/36 = 1.694 \rightarrow Z_{X_1} = 54X_1 = 91.5$$

$$X_2 = 61/24 = 2.541 \rightarrow Z_{X_2} = 18X_2 = 45.75$$

$$X_4 = 61/32 = 1.906 \rightarrow Z_{X_4} = 32X_4 = 61$$

$$X_5 = 61/26 = 2.346 \rightarrow Z_{X_5} = 13X_5 = 30.5$$

$$Z = \text{Max}\{Z_{X_1}, Z_{X_2}, Z_{X_4}, Z_{X_5}\} = 91.5 + 60 = 151.5$$

Nodo 2. Si $X_3 = 0$

$$36X_1 + 24X_2 + 32X_4 + 26X_5 \leq 91$$

$$X_1 = 91/36 = 2.527 \rightarrow Z_{X_1} = 54X_1 = 136.5$$

$$X_2 = 91/24 = 3.791 \rightarrow Z_{X_2} = 18X_2 = 68.25$$

$$X_4 = 91/32 = 2.843 \rightarrow Z_{X_4} = 32X_4 = 91$$

$$X_5 = 91/26 = 3.500 \rightarrow Z_{X_5} = 13X_5 = 45.5$$

$$Z = \text{Max}\{Z_{X_1}, Z_{X_2}, Z_{X_4}, Z_{X_5}\} = 136.5$$

Como el nodo 1 tiene el máximo valor se elige para continuar la ramificación.

Nodo 3. Si $X_1 = 1$

$$36 + 24X_2 + 32X_4 + 26X_5 \leq 61$$

$$24X_2 + 32X_4 + 26X_5 \leq 61 - 36 = 25$$

$$X_2 = 25/24 = 1.041 \rightarrow Z_{X_2} = 18X_2 = 18.75$$

$$X_4 = 25/32 = 0.781 \rightarrow Z_{X_4} = 32X_4 = 25$$

$$X_5 = 25/26 = 0.961 \rightarrow Z_{X_5} = 13X_5 = 12.5$$

$$Z = \text{Max} \{ Z_{X_2}, Z_{X_4}, Z_{X_5} \} = 25 + 60 + 54 = 139$$

Nodo 4. Si $X_1 = 0$

$$24X_2 + 32X_4 + 26X_5 \leq 61$$

$$X_2 = 61/24 = 2.541 \rightarrow Z_{X_2} = 18X_2 = 45.75$$

$$X_4 = 61/32 = 1.906 \rightarrow Z_{X_4} = 32X_4 = 61$$

$$X_5 = 61/26 = 2.346 \rightarrow Z_{X_5} = 13X_5 = 30.5$$

$$Z = \text{Max} \{ Z_{X_2}, Z_{X_4}, Z_{X_5} \} = 61 + 60 = 121$$

Como el nodo 3 tiene el máximo valor se ramifica sobre él.

Nodo 5. Si $X_4 = 1$

$$24X_2 + 32 + 26X_5 \leq 25$$

$$24X_2 + 26X_5 \leq 25 - 32$$

$$24X_2 + 26X_5 \leq -7$$

Nodo Infactible.

Nodo 6. Si $X_4 = 0$

$$24X_2 + 26X_5 \leq 25$$

$$X_2 = 25/24 = 1.041 \rightarrow Z_{X_2} = 18X_2 = 18.75$$

$$X_5 = 25/26 = 0.961 \rightarrow Z_{X_5} = 13X_5 = 12.5$$

$$Z = \text{Max} \{ Z_{X_2}, Z_{X_5} \} = 18.75 + 60 + 54 = 132.75$$

Como el nodo 2 alcanzó el valor máximo se selecciona para continuar la ramificación.

Nodo 7. Si $X_1 = 1$

$$36 + 24X_2 + 32X_4 + 26X_5 \leq 91$$

$$24X_2 + 32X_4 + 26X_5 \leq 91 - 36 = 55$$

$$X_2 = 55/24 = 2.291 \rightarrow Z_{X_2} = 18X_2 = 41.25$$

$$X_4 = 55/32 = 1.718 \rightarrow Z_{X_4} = 32X_4 = 55$$

$$X_5 = 55/26 = 2.115 \rightarrow Z_{X_5} = 13X_5 = 27.5$$

$$Z = \text{Max} \{ Z_{X_2}, Z_{X_4}, Z_{X_5} \} = 55 + 54 = 109$$

Nodo 8. Si $X_1 = 0$

$$24X_2 + 32X_4 + 26X_5 \leq 91$$

$$X_2 = 91/24 = 3.791 \rightarrow Z_{X_2} = 18X_2 = 68.25$$

$$X_4 = 91/32 = 2.843 \rightarrow Z_{X_4} = 32X_4 = 90.973$$

$$X_5 = 91/26 = 3.5 \rightarrow Z_{X_5} = 13X_5 = 45.5$$

$$Z = \text{Max} \{ Z_{X_2}, Z_{X_4}, Z_{X_5} \} = 91$$

Como el nodo 6 tiene el valor máximo se ramifica a partir de él.

Nodo 9. Si $X_2 = 1$

$$24X_2 + 26X_5 \leq 25$$

$$24 + 26X_5 \leq 25$$

$$26X_5 \leq 25 - 24 = 1$$

$$X_5 = 1/26 = 0.038 \rightarrow Z_{X_5} = 13X_5 = 0.5$$

$$Z = \text{Max} \{Z_{X_5}\} = 0.5 + 18 + 54 + 60 = 132.5$$

Nodo 10. Si $X_2 = 0$

$$26X_5 \leq 25$$

$$X_5 = 25/26 = 0.961 \rightarrow Z_{X_5} = 13X_5 = 12.5$$

$$Z = \text{Max} \{Z_{X_5}\} = 12.5 + 54 + 60 = 126.5$$

El nodo 9 alcanzó el máximo valor por lo que la ramificación prosigue a partir de él.

Nodo 11. Si $X_5 = 1$

$$26X_5 \leq 1$$

$$26 \leq 1$$

Nodo Infactible.

Nodo 12. Si $X_5 = 0$

$$26X_5 \leq 1$$

$$0 \leq 1$$

$$Z_{X_5} = 13X_5 = 0$$

$$Z = \text{Max } \{Z_{X_5}\} = 0 + 18 + 54 + 60 = 132$$

Y por lo tanto la solución entera óptima es la siguiente:

$$X_3=1, X_1=1, X_4=0, X_2=1 \text{ y } X_5=0$$

Esta solución significa que la empresa decidió realizar los proyectos 1,2 y 3 que se presentan a continuación.

Proyecto i	Requerimiento de equipos (cantidad) e _i	Retorno anual de la inversión v _i
1	36	54
2	24	18
3	30	60
Total	90	132

El valor óptimo de nuestra función objetivo en el nodo 12 fue $Z = 132$ y los tres proyectos demandan un requerimiento de 90 equipos de perforación, el cual cumple con la restricción de que la empresa cuenta únicamente con 91 equipos.

Comparemos ahora el problema original y su solución óptima:

Problema original

$$\text{Max } Z = 54X_1 + 18X_2 + 60X_3 + 34X_4 + 13X_5$$

$$\text{Sujeto a: } 36X_1 + 24X_2 + 30X_3 + 32X_4 + 26X_5 \leq 91$$

$$X_i = 0 \text{ ó } 1_{i=1,\dots,5}$$

Solución entera óptima (Nodo 12): $Z = 54X_1 + 18X_2 + 60X_3 = 132$

sujeto a: $36X_1 + 24X_2 + 30X_3 = 90 \leq 91$

$X_i = 1 \quad i = 1, 2, 3$

En la figura 6.7 se presenta en forma esquemática el problema ejemplo que se acaba de resolver.

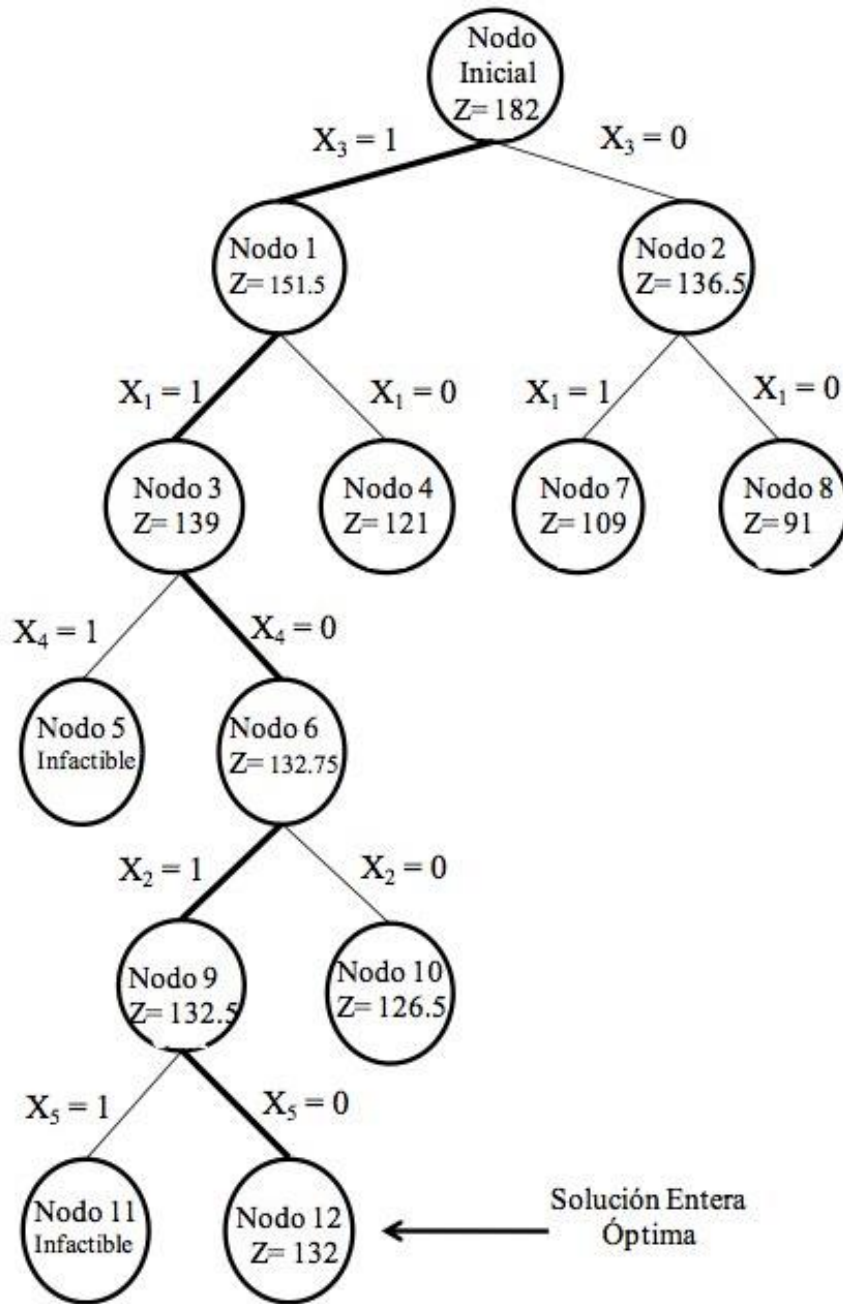


Figura 6.7

6.3.2.2 ENUMERACIÓN IMPLÍCITA

Este método se emplea para la programación binaria entera y consiste en enumerar todas las soluciones y analizarlas; este proceso es bastante laborioso, sobre todo si se tiene un número grande de variables, ya que el número de combinaciones corresponde a 2^n , donde n es el número de variables del problema.

Ejemplo:

$$MAX = 3y_1 + 2y_2 - 5y_3 - 2y_4 + 3y_5$$

Con sus restricciones:

$$y_1 + y_2 + y_3 + 2y_4 + y_5 \leq 4$$

$$7y_1 + 3y_3 - 4y_4 + 3y_5 \leq 8$$

$$11y_1 - 6y_2 + 3y_4 - 3y_5 \geq 3$$

$$y_1, y_2, y_3, y_4, y_5 = (0 \text{ o } 1)$$

Para nuestro caso el número de combinaciones es $2^5 = 32$, que corresponde a la cantidad de soluciones posibles:

y ₁	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
y ₂	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
y ₃	1	1	1	1	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0	0
y ₄	1	1	0	0	1	1	0	0	1	1	0	0	1	1	0	0	1	1	0	0	1	1	0	0	1	1	0	0	1	1	0	0
y ₅	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0

En la tabla anterior algunas soluciones son válidas, mientras que otras no porque en algunos casos violan una, unas o todas las restricciones. Solución Óptima: $y_1 = 1$; $y_2 = 1$; $y_3 = 0$; $y_4 = 0$; $y_5 = 0$; $Z = 5$

6.3.2.3 PLANOS DE CORTE

Igual que en el algoritmo de ramificación y acotamiento, el algoritmo de plano cortante también empieza en la solución óptima de la programación lineal. Sin embargo, en ves de utilizar la ramificación y acotamiento, se modifica el espacio de la solución añadiendo restricciones sucesivamente especialmente construidas llamadas cortes como se muestra en las figuras 6.8, 6.9, 6.10

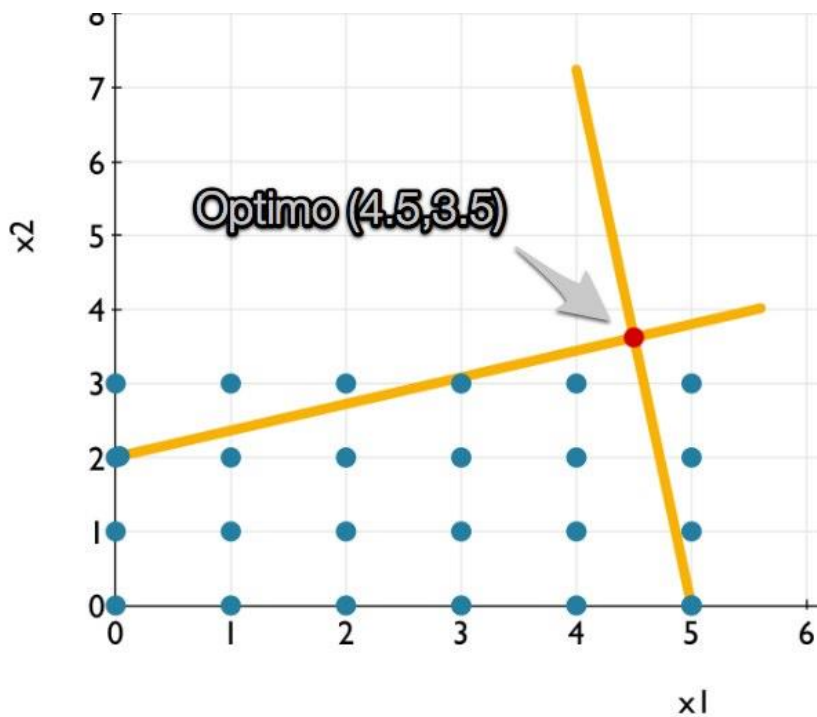


Figura 6.8

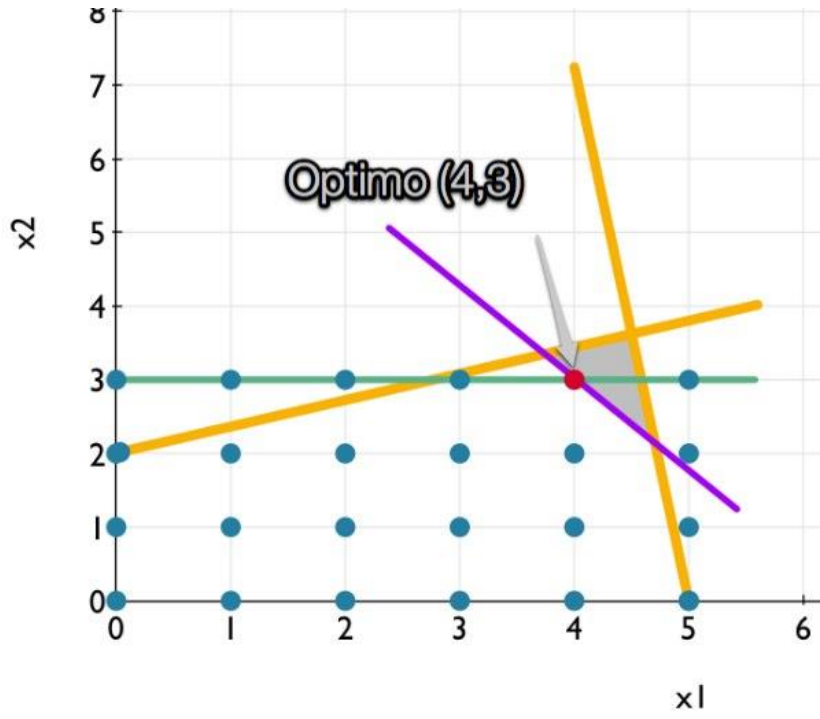


Figura 6.9

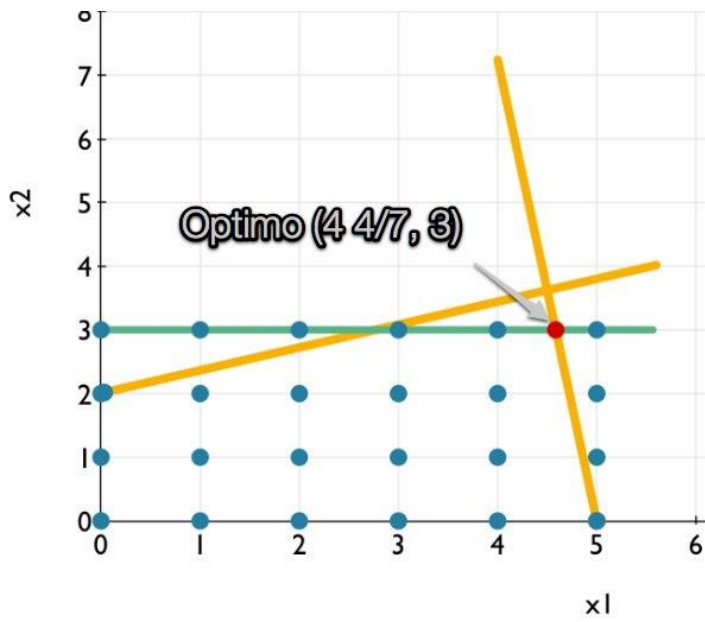


Figura 6.10

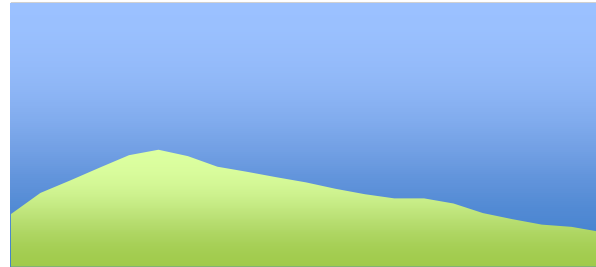
Actualmente las industrias más importantes del mundo utilizan las técnicas de optimización en su proceso administrativo. Los procedimientos para la asignación de recursos se apoyan cada día con mayor frecuencia en modelos de programación.

6.3.3 ESTRUCTURA DEL MODELO

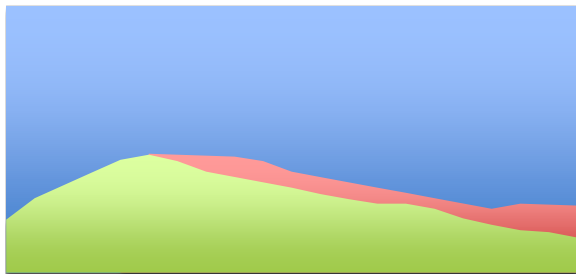
El modelo BGH fue diseñado enfocado al objetivo de la estrategia Mexicana que es *maximizar el valor esperado del factor de recuperación*, por lo mismo tiene un enfoque volumétrico. Este enfoque volumétrico permite definir que opción de recuperación aplicada a un campo permite optimizar el factor de recuperación final esperado.



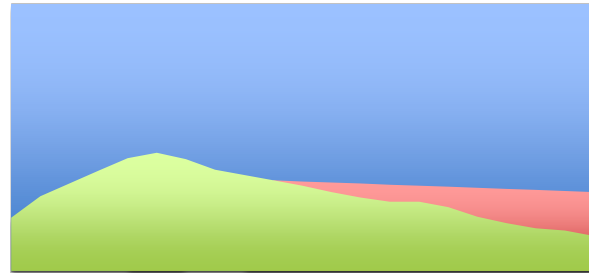
Reserva Original



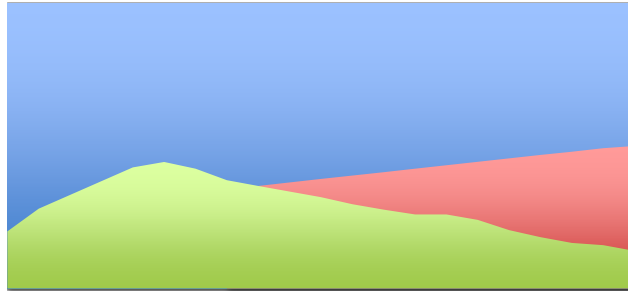
Factor de recuperación final esperado
con recuperación primaria



Factor de recuperación final esperado con recuperación secundaria



Factor de recuperación final esperado con EOR



Factor de recuperación final esperado con un sistema de EOR j

Fig. 6.11 Enfoque volumétrico del modelo BGH

Este modelo permite optimizar el factor de recuperación final esperado tomando en cuenta principalmente (entre otras variables) el tipo de sistema de recuperación (secundaria, mejorada), el riesgo y presupuesto (limitado).

El modelo BGH está estructurado de la siguiente manera:

- Variables de decisión
- Función Objetivo
- Restricciones
 - volumen
 - elección múltiple
 - presupuesto
- Método de solución

6.3.3.1 VARIABLES DE DECISIÓN

Las variables de decisión del modelo corresponden al sistema de recuperación empleado en el campo como se muestra en la figura 6.12.

Es decir, tenemos un campo i bajo un sistema de recuperación j donde j es el número correspondiente al sistema de recuperación empleado. Lo anterior lo podemos expresar como:

$$x_{ij} \in \{0,1\}^m$$

j toma el valor de 0 cuando se refiere a un sistema de recuperación primaria.

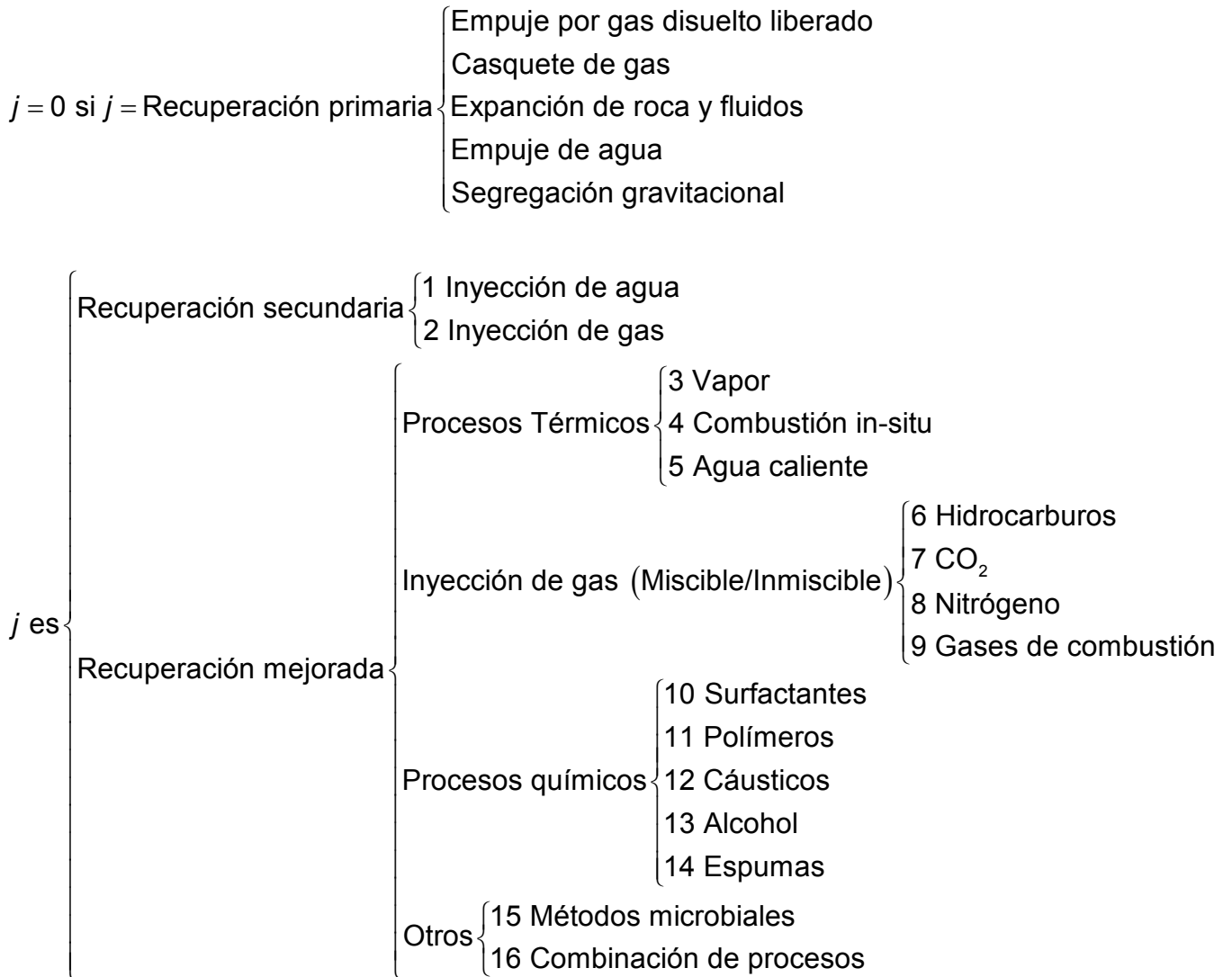


Figura 6.12 Valores para j del modelo BGH

6.3.3.2 FUNCIÓN OBJETIVO

El propósito del modelo es Maximizar el valor esperado de un campo i bajo un sistema de recuperación j considerando también el riesgo del sistema a emplear lo anterior se expresa de la siguiente manera:

$$\text{Maximizar } \sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^r \left(\frac{EV_{EUR_{ij}} - EV_{EUR_{i0}}}{RF_{ij}} \right) x_{ij}$$

Donde:

$EV_{EUR_{ij}}$: Valor esperado de un campo i con un sistema de recuperación j

$EV_{EUR_{i0}}$: Valor esperado de un campo i con sistema de recuperación primaria

RF_{ij} : Factor de riesgo para un campo i con un sistema de recuperación j

x_{ij} : Campo i con un sistema de recuperación j

6.3.3.3 RESTRICCIONES

Como todo modelo matemático, esta sujeto a algunas restricciones para que pueda ser valido.

RESTRICCIONES DE VOLUMEN

Debido a que en los campos maduros las reservas que se van a desarrollar son las reservas remanentes, la reserva a recuperar debe ser igual o menor a la reserva remanente original.

Esto se expresa de la siguiente manera:

$$\begin{aligned} & \left[(EUR_{1j} - EUR_{10}) OR_1 \right] x_{1j} \leq RR_1 \text{ con } j = 1, 2, \dots, r \\ & \left[(EUR_{2j} - EUR_{20}) OR_2 \right] x_{2j} \leq RR_2 \text{ con } j = 1, 2, \dots, r \\ & \vdots \\ & \left[(EUR_{mj} - EUR_{m0}) OR_m \right] x_{mj} \leq RR_m \text{ con } j = 1, 2, \dots, r \end{aligned}$$

Donde:

EUR_{i0} : Factor de recuperación final esperado para un campo i bajo un sistema de recuperación primaria

EUR_{ij} : Factor de recuperación final esperado para un campo i bajo un sistema de recuperación j

OR_i : Reserva original del campo i

RR_i : Reserva remanente del campo i donde $RR_i = OR_i * (1 - EUR_{i0})$

RESTRICCIONES DE ELECCIÓN MÚLTIPLE

Esta restricción lo único que nos dice es que solo podemos elegir uno y solo un sistema de recuperación para cada campo, y queda expresado de la siguiente manera:

$$\sum_{j=1}^r x_{ij} \leq 1$$

$$\sum_{j=1}^r x_{2j} \leq 1$$

⋮

$$\sum_{j=1}^r x_{mj} \leq 1$$

RESTRICCIONES DE PRESUPUESTO

En los proyectos de inversión siempre contamos con un presupuesto limitado, esta restricción permite que solo se seleccionen los proyectos donde el presupuesto se igual o menor al asignado. Esta restricción queda expresada así:

$$\sum_{i=1}^m \sum_{j=0}^r TI_{ij} x_{ij} \leq MFCB$$

Donde:

TI_{ij} : Inversión total para un campo i con un sistema de recuperación j

MFCB: Presupuesto de capital para campo smaduros (Mature fields capital budget)

6.3.3.4 EJEMPLO

A continuación se muestra un ejemplo de aplicación de este modelo. Para este ejemplo se empleó un portafolio de 69 campos maduros y se hicieron 2 casos con diferente límite de presupuesto.

Para el caso A el límite de presupuesto es mayor a 21000 mmUSD y menor a 23000 mmUSD en el caso B el presupuesto es mayor y es de 41000 mmUSD pero menor a 43000 mmUSD

Restricciones de presupuesto

Caso	Mayor a	Menor a
A	21000 mmUSD	23000 mmUSD
B	41000 mmUSD	43000 mmUSD

Figura 6.13 Casos par el ejemplo

Los resultados para el caso A los podemos ver en la figura 6.14, en ella podemos ver que de los 69 campos de la cartera solo eligió 8 campos que cumplen con maximizar el valor esperado ajustándose a las restricciones de presupuesto. La inversión total para los campos seleccionados del caso A es de 22055 mmUSD

Nombre del campo	Valor Esperado en mmUSD	Inversión en mmUSD	Factor de riesgo
1	\$ 65,006.00	\$ 8,697.00	0.121
24	\$ 20,921.00	\$ 5,052.00	0.125
68	\$ 13,574.00	\$ 1,816.00	0.022

Nombre del campo	Valor Esperado en mmUSD	Inversión en mmUSD	Factor de riesgo
39	\$ 13,285.00	\$ 3,555.00	0.036
25	\$ 8,492.00	\$ 1,136.00	0.008
57	\$ 8,174.00	\$ 1,094.00	0.024
4	\$ 1,384.00	\$ 556.00	0.007
47	\$ 1,120.00	\$ 150.00	0.004
Total	\$ 131,956.00	\$ 22,055.00	

Figura 6.14 Resultados del caso A

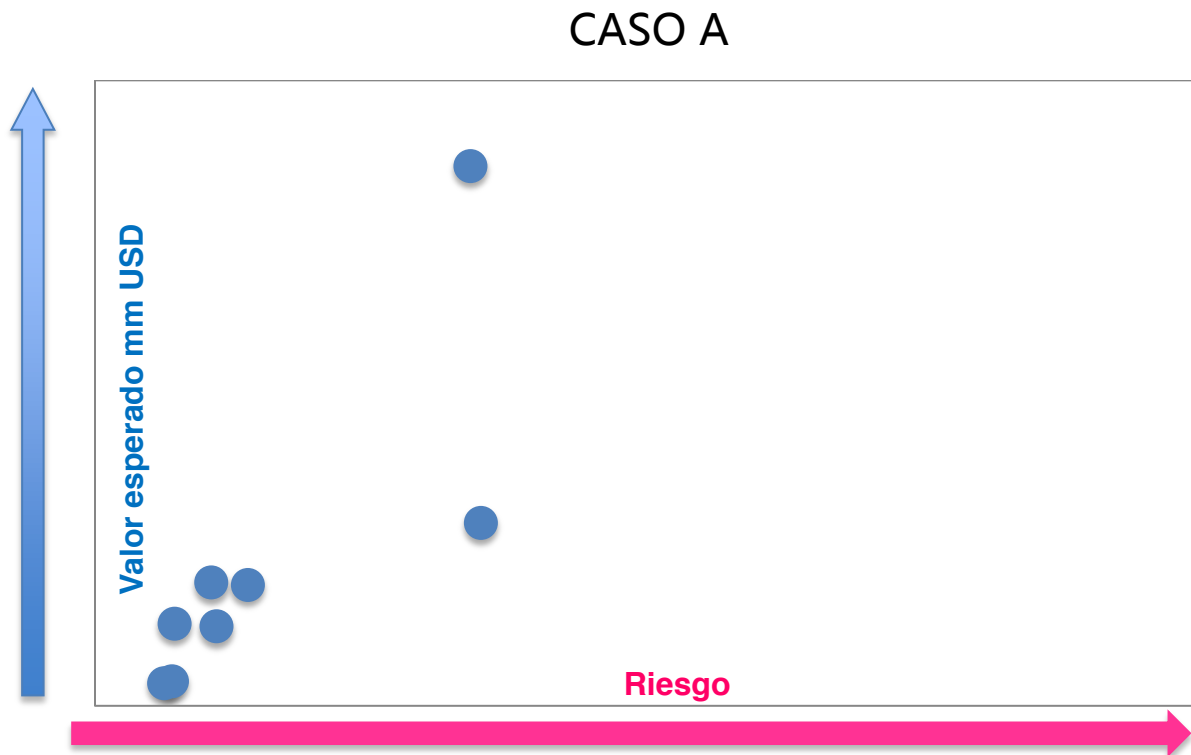


Figura 6.15 Portafolio optimo caso A

Para el caso B el límite de presupuesto es mayor por lo que el modelo puede incluir más campos dentro de la selección (incluyendo los del caso A), en este caso selecciono 18 campos de 69 con una inversión total de \$41 258 mmUSD que está dentro del intervalo del presupuesto. En la figura 6.16 están los resultados para el caso B

Nombre del campo	Valor Esperado en mmUSD	Inversión en mmUSD	Factor de riesgo
1	\$ 65,006.00	\$ 8,697.00	0.121
6	\$ 41,330.00	\$ 9,313.00	0.316
24	\$ 20,921.00	\$ 5,052.00	0.125
68	\$ 13,574.00	\$ 1,816.00	0.022
39	\$ 13,285.00	\$ 3,555.00	0.036
66	\$ 12,175.00	\$ 3,258.00	0.241
65	\$ 10,132.00	\$ 1,931.00	0.232
25	\$ 8,492.00	\$ 1,136.00	0.008
36	\$ 8,230.00	\$ 1,101.00	0.065
57	\$ 8,174.00	\$ 1,094.00	0.024
9	\$ 4,779.00	\$ 1,218.00	0.102

Nombre del campo	Valor Esperado en mmUSD	Inversión en mmUSD	Factor de riesgo
62	\$ 2,620.00	\$ 701.00	0.033
45	\$ 2,597.00	\$ 1,220.00	0.050
18	\$ 1,410.00	\$ 189.00	0.021
4	\$ 1,384.00	\$ 556.00	0.007
47	\$ 1,120.00	\$ 150.00	0.004
60	\$ 995.00	\$ 133.00	0.013
29	\$ 375.00	\$ 100.00	0.011
Total	\$ 216,600.00	\$ 41,218.00	

Figura 6.16 Resultados caso B

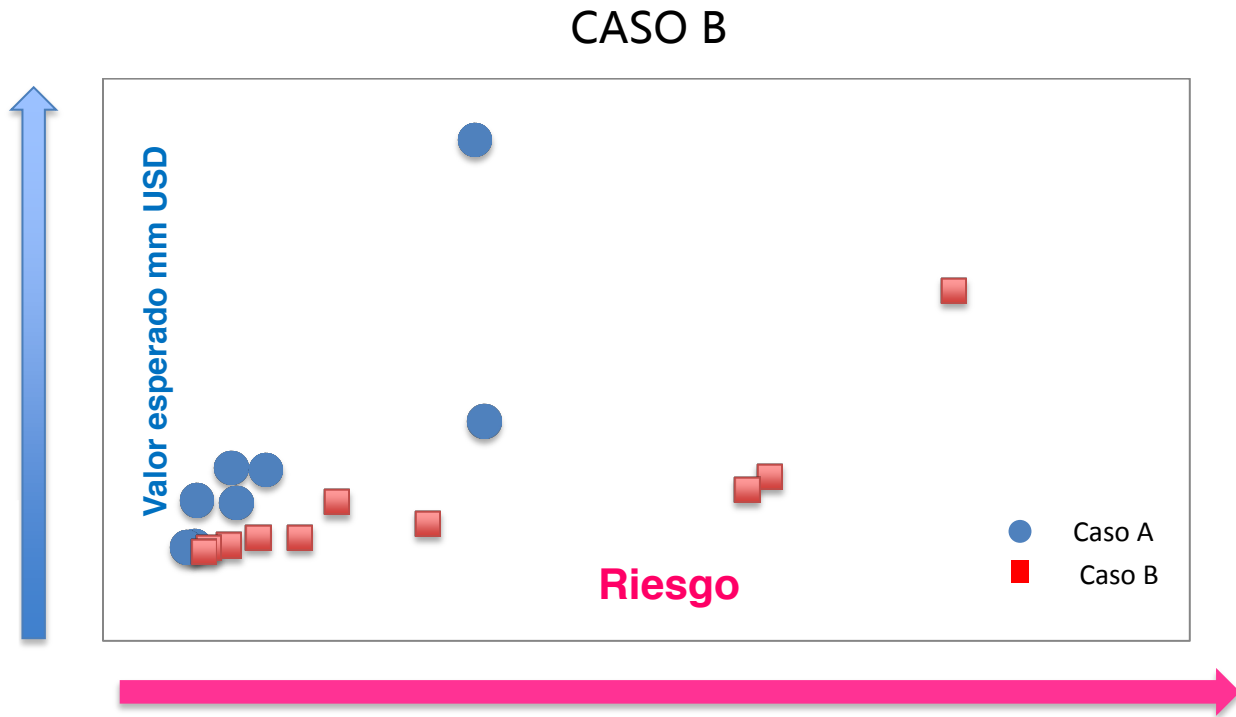


Figura 6.17 Portafolio optimo caso B

La producción adicional de aceite que se obtendría con el caso A y B es la que se muestra en la figura 6.18

Caso	Recuperación Secundaria [mmboe]	Recuperación mejorada [mmboe]	Recuperación total de Aceite [mmboe]
A	1091	776	1868
B	1213	2280	3943

Figura 6.18 Producción adicional de los casos A y B

Como podemos apreciar el modelo BGH es un modelo sencillo pero potente que lo convierte en una gran herramienta que permite maximizar el valor esperado de un portafolio de proyectos y apoya la toma de decisiones en la elección de proyectos de explotación de campos maduros.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones y Recomendaciones

CONCLUSIONES

- Cada vez es menos probable encontrar yacimientos con una gran cantidad de reservas por lo que los campos maduros representan la mayor área de oportunidad del país para obtener reservas adicionales y hacer eficiente la explotación del petróleo. Estos campos ofrecen grandes oportunidades de negocio para Pemex además de que cuentan, entre otras, con una característica muy importante, la cual es que el riesgo es mucho menor comparado con otro tipo de campos. Otra de las ventajas que tienen los campos maduros es que cuentan con una infraestructura existente por lo que no es necesario invertir mucho dinero en instalaciones de producción que si requerirían los nuevos desarrollos.
- Los campos maduros cuentan con datos de muchos años de producción por lo que se puede hacer con más exactitud el cálculo de la reserva original que permite determinar un valor mucho más confiable de la reserva remanente lo que a su vez permite realizar una mejor valoración económica del campo.
- Los altos precios del crudo actuales y el incremento en la demanda hacen más atractivos los desarrollos de campos maduros por que permiten que se puedan aplicar técnicas y metodologías para incrementar la productividad que antes no eran económicamente viables.
- El factor de recuperación promedio de crudo en México (al 4 de junio de 2010) fue del 13,20 % que esta muy por debajo del promedio mundial que es del 29%, esto quiere decir que tenemos un volumen remanente de poco mas de 240 mil millones de barriles disponibles para su explotación. Visto lo anterior es obvio que los volúmenes de hidrocarburos que se pueden recuperar son importantes. Un aumento en la productividad en los campos maduros de México resultaría en un incremento real de las reservas al aumentar ese factor de recuperación.

- La mayoría de los campos de México son maduros por lo que eventualmente requerirán que se implemente algún tipo de tecnología de EOR para incrementar su factor de recuperación por lo que es primordial desarrollar habilidades en la aplicación de estas tecnologías de recuperación.
- Si pudiéramos recuperar solo el 5% del volumen remanente por medio de las técnicas de EOR recuperaríamos un volumen aproximado de 12 mil millones de barriles que si pudiera ser explotado en 25 años, se podría incrementar la producción del país en poco mas de 1.3 millones de barriles diarios adicionales a la producción.
- El modelo matemático presentado contribuye a la metodología FEL ya que para cada campo maduro se tienen que evaluar todas las tecnologías susceptibles de aplicarse en él, de acuerdo a las características de los yacimientos, de tal manera que se logre maximizar el valor económico del factor de recuperación. Este modelo apoya la gestión adecuada de un portafolio de proyectos de campos maduros.

RECOMENDACIONES

Los métodos de recuperación mejorada requieren de acceso a tecnología avanzada y de alta especialización de recursos humanos, por lo que para desarrollar estos métodos es necesario establecer áreas especializadas dentro de las dependencias y entidades que puedan identificar los mejores candidatos (campos) para estos métodos, su diseño, evaluación, validación en pruebas piloto y su masificación.

Es indispensable establecer una estrategia de recuperación mejorada como parte de la Política de Hidrocarburos

APÉNDICE 1

EJEMPLOS DE APLICACIÓN DE MÉTODOS DE EOR EN EL MUNDO

Tabla 1. Campos con recuperación terciaria por medio de inyección de gas.

Campo (año de descubrimiento/In. Prod.)	Loc.	Tecnología de explotación /Fluido inyectado	Formación	K [md]	μ [cp]	°API	Hist. de recuperación	Rec. primaria y secundaria	Rec. terciaria incremental	Comentarios
Slaughter Estate Unit (1937)	Texas	Gas ácido Miscible (1976)	Carbonatos	6.4	1.38		WF 1972, AG 1976, CG 1978, WF 1982		95 680 stb	
Twofreds Unit (1957)	Texas	CO2 (1974)	Areniscas	32	1.5		WF 1963, CO2 1974	16.4 % OOIP (prim+sec)		Difícil determinar la recuperación incremental
Weyburn	Canada	CO2 miscible (2000)	Carbonatos fracturados	1-100	0.5		WF (1960s)	25-35% rec sec.	10% OOIP (estimado)	
Ekofisk	Mar del Norte Noruega	Nitrogeno miscible	Calizas altamente fracturadas	0.1-10 (matriz) 200 (fracturas)		33	WF 1986	24% OOIP (Pri. E inyeccion de gas) 5.5 % OOIP (WF)		2.5-61% OOIP de pruebas de laboratorio
North Ward Estes (1929)	Texas	CO2 (1989)	Areniscas	15	14	37	WF 1955	38.7 % OOIP	4.3 % OOIP	
Handil (1975)	Indonesia	Lean gas (inmiscible) 1995	Areniscas	10-2000	0.6 -1	31-34	Inyeccion de agua periferica	58% OOIP	1.2 % OOIP (3 años de inyeccion) 7.4 % (siguientes 20 años)	
Kelly-Sinder (1948)		CO2-WAG 1972	Calizas	20	0.35		WF 1954			
South Ward (1933)		Propano Sulg* (misc.) 1961	Areniscas	40-300	3.4		WF 1950	16% OOIP Rec. Primaria 47% OOIP Rec. Secundaria	37000 barriles en 2 años	
Phegley Unit 1955	Colorado	LPG slug*	Areniscas	0.6-610 Promedio 168	2.3		WF patron de 5 puntos 1959	21.4% OOIP Rec. Primaria 20% OOIP Rec. Secundaria	3.4 %OOIP de 1964 a 1971	Saturación residual de aceite despues de WF 25%
Mitsue Gilwood Unit (1964)	Alberta Canada	Solución de gas enriquecido* con LPG	Areniscas	64-250			Inyección de agua periferica 1968	1.7 % OOIP Rec. Primaria 45 % OOIP Rec. Secundaria	12.2 %OOIP estimado	
Brookhaven (1943)		Gas+Agua (todo el campo) 1965	Areniscas	56		26-40	Inyección de gas (1948) Agua- Gas Producido (1957)		5 MMbbl (la mitad del aceite residual)	
Little Creek (1958)		CO2 1974	Areniscas	33	0.4		Inyección de agua periferica 1962-1970	54% OOIP Rec. Primaria+ Secundaria		
Jay/LEC (1970)	Florida y Sur de Alabama	N2 Miscible 1981	Carbonatos	3	0.18		WF 1974			

Apéndice 1. Ejemplos de Aplicación de Métodos de EOR en el Mundo

Garber	Oklahoma	CO2 1981	Calizas			47	WF 1948	84 MMbbl Rec. Primaria y Secundaria	70000 bbl 11% OOIP en el area piloto	
Wasson 1935	Texas	CO2-WAG	Carbonatos	5-10			Inyección de agua periferica 1964	35 % OOIP Rec. Primaria +Secundaria	15% OOIP 14.2 MMbbl 1983-2000	
East Vacuum Grayburg San Andreas 1938	Nuevo México ^o	CO2-WAG 1985	Carbonatos	11	1	38	WF 1958	40% OOIP Rec. Primaria +Secundaria	21-30 MMstb	
Beryl (1972)	U.K	Inyeccion de gas miscible	Areniscas	400		37	P			No fracturado
Statfjord	Noruega	Gas natural Miscible e inmiscible WAG	Areniscas	750-2300	0.29-0.31	39-41	P WF			No fracturado
Brent (1976)	U.K	Gas Natural miscible	Areniscas	2000	0.25	34	WF			No fracturado
Alwyn north (1987)	U.K	Inyección de gas natural miscible	Areniscas	5-2000	0.3	4	WF			No fracturado
South Brae (1983)	U.K	Miscible WAG Gas natural	Areniscas	130	0.3	33-37	WF			No fracturado
Magnus (1983)	U.K	Miscible WAG	Areniscas	10-1000		39	WF			No fracturado
Thistle (1978)	U.K	Inmiscible WAG	Areniscas	80-1220	1.1	38	WF			No fracturado
Gufaks (1986)	Noruega	Inmiscible WAG	Areniscas	80-4500	1.1	32-36	WF			No fracturado
Brage (1993)	Noruega	Inmiscible WAG	Areniscas	1-200	0.56	36	WF			No fracturado
SnA (CFB) (1992)	Noruega	FAWAG	Areniscas	400-3500	0.4-0.9	35	WAG			No fracturado
SnA (WFB)	Noruega	FAWAG	Areniscas	400-3500	0.4-0.9	35	WAG			No fracturado
Hall- Gurney (1931)	Kansas	Inyección de dióxido de carbono	Calizas	5	3	40				Yacimiento carbonatado

Apéndice 1. Ejemplos de Aplicación de Métodos de EOR en el Mundo

Dover 36	Michigan	Inyección de dióxido de carbono	Calizas y dolomías	5	0.8	41					
Dover 33							43				Yacimiento o carbonatado
							10	0.8			
Vacuum (1929)	Nuevo México	Inyección de dióxido de carbono	Dolomías	22	1	38				Yacimiento o carbonatado	
Bennet Ranch Unit	Texas	Inyección de dióxido de carbono	Dolomías	7	1	33				Yacimiento o carbonatado	
Cedar Lake	Texas	Inyección de dióxido de carbono	Dolomías	5	2	32				Yacimiento o carbonatado	
Levelland	Texas	Inyección de dióxido de carbono	Dolomías	3.8	2.3	30				Yacimiento o carbonatado	
Wasson	Texas	Inyección de dióxido de carbono	Calizas	5	1.6	34				Yacimiento o carbonatado	
Slaughter (Central Mallet)	Texas	Inyección de dióxido de carbono	Calizas y Dolomías	4.3	1.4	31				Yacimiento o carbonatado	
McElroy	Texas	Inyección de dióxido de carbono	Dolomías	1.5	2.3	31				Yacimiento o carbonatado	
Kelly Synder	Texas	Inyección de dióxido de carbono	Calizas	19.4	0.4	41				Yacimiento o carbonatado	
South Cowden	Texas	Inyección de dióxido de carbono	Carbonatos	3	1	35				Yacimiento o carbonatado	
Means	Texas	Inyección de dióxido de carbono	Dolomías	20	6	29				Yacimiento o carbonatado	
Salt Creek	Texas	Inyección de dióxido de carbono	Calizas	12	1	39				Yacimiento o carbonatado	
Hanford	Texas	Inyección de dióxido de carbono	Dolomías	4	1.4	32				Yacimiento o carbonatado	
West Brahaney	Texas	Inyección de dióxido de carbono	Dolomías	2	2	33				Yacimiento o carbonatado	
Crosselt	Texas	Inyección de dióxido de carbono	Calizas	5	0.4	36				Yacimiento o carbonatado	
Mabee	Texas	Inyección de dióxido de carbono	Dolomías	4	2.3	32				Yacimiento o carbonatado	

Apéndice 1. Ejemplos de Aplicación de Métodos de EOR en el Mundo

Wellman	Texas	Inyección de dióxido de carbono	Calizas	100	0.5	44				Yacimiento o carbonatado
Sable	Texas	Inyección de dióxido de carbono	Dolomías	2	1	32				Yacimiento o carbonatado
Aneth	Utah	Inyección de dióxido de carbono	Calizas	5	1	41				Yacimiento o carbonatado
Greater Aneth Area	Utah	Inyección de dióxido de carbono	Calizas	18.3	1.5	42				Yacimiento o carbonatado
Hilly Upland	West Virginia	Inyección de dióxido de carbono	Calizas y Dolomías	3	1.7	42				Yacimiento o carbonatado
Horse Creek	Dakota del Norte	Combustión in situ	Dolomías	20	1.4	32				Yacimiento o carbonatado
Medicine Pole Hills	Dakota del norte	Combustión in situ	Dolomías	15	1	38				Yacimiento o carbonatado
Cedar Hills	Dakota del norte	Combustión in situ	Dolomías	6	2.9	30				Yacimiento o carbonatado
Buffalo	Dakota del sur	Combustión in situ	Dolomías	10	2	31				Yacimiento o carbonatado
Block 31	Texas	Inyección de nitrógeno miscible e inmiscible	Calizas	5	0.3	43				Yacimiento o carbonatado
Chunchula fieldwide unit	Alabama	Inyección de nitrógeno miscible e inmiscible	Dolomías	10	0.0	54				Yacimiento o carbonatado
Blackjack creek	Florida	Inyección de nitrógeno miscible e inmiscible	Carbonato	105	0.3	50				Yacimiento o carbonatado
Jay Little	Florida/Alabama	Inyección de nitrógeno miscible e inmiscible	Calizas	35	0.2	51				Yacimiento o carbonatado
Chatom	Alabama	Inyección de hidrocarburos (continuo o wag)	Dolomías	12	-	54				Yacimiento o carbonatado
Carison	Norte de Dakota	Inyección de hidrocarburos (continuo o wag)	Calizas	0.1	11	42				Yacimiento o carbonatado
Levelland	Texas	Inyección de hidrocarburos (continuo o wag)	Dolomías	2	2.3	30				Yacimiento o carbonatado

Apéndice 1. Ejemplos de Aplicación de Métodos de EOR en el Mundo

Carison	Norte de Dakota	Inyección de hidrocarburos (continuo o wag)	Calizas	0.1	11	42				Yacimeint o carbonatado
Levelland	Texas	Inyección de hidrocarburos (continuo o wag)	Dolomías	2	2.3	30				Yacimeint o carbonatado
McElroy	Texas	Inyección de hidrocarburos (continuo o wag)	Dolomías	1.5	2.3	31				Yacimeint o carbonatado
Fairway	Texas	Inyección de hidrocarburos (continuo o wag)	Calizas	11	-	48				Yacimeint o carbonatado
Wolfcamp	Texas	Inyección de hidrocarburos (continuo o wag)	Calizas	14	0.3	38				Yacimeint o carbonatado
Yates	Texas	Inyección de vapor	Dolomías	175	6	30				Yacimeint o carbonatado
Garland	Wyoming	Inyección de vapor	Calizas y Dolomías	10	29	22				Yacimeint o carbonatado

Tabla 2. Campos con recuperación terciaria por medio de métodos químicos

Campo (año de descubrimiento)	Loc.	Tecnología de explotación/ Fluido Inyectado	Tipo de formación / permeabilidad	K [md]	μ [cp]	$^{\circ}$ API	Hist. de recuperación	Rec. primaria y secundaria	Rec. terciaria incremental	Comentarios
Whittier 1966	Colorado	Caustica 1966		320-495	40	20	WF 1968	WF fue insignificante	350000-470000 stb hasta 1973	
Bradford	Pennsylvania	Micellar slugs (sulfonatos de petróleo+cosurfactantes+polimeros)	Arenisca	82	5	45			Promedio 57%	Saturación de aceite despues del WF 28-35%
Loudon	Illinois	Microemulsión	Arenisca		6-7	39	Primaria:13 años Secundaria: 38 años	Aprox. 50% OOIP Rec. Primaria+Secundaria		
Oerrel 1954	Alemania	Polimeros 1975	Arenisca		2.2	38		19.5 % OOIP Rec. Primaria+Secundaria		
Hankensbuttel 1958	Alemania	Polimeros	Arenisca		2.2	38		36 % OOIP Rec. Primaria+Secundaria	12.5 % OOIP (predicho)	
Marmul 1956	Sur de Oman	Polimeros	Arenas de alta permeabilidad	+ de 10 darcy	80				59% OOIP en el area del pozo piloto*	
Gienn Pool 1905	Oklahoma	Inyección de surfactants (sulfonatos+2 alcoholes) 1982	Arenisca	150	4	37	WF 1950	70% OOIP Rec. Primaria+Secundaria	1.14 MMbbl 10% OOIP 1979-1992	Gran cantidad de surfactant recuperado
Pownall Ranch 1974		Alkali-Surfactantes 1996	Arenisca	20	8	26	WF 1984		Se increment el gasto de aceite de 9000 a 12500 bbl/mes	El gasto de inyección se increment de 12000 a 17500 bbl despues de los quimicos
Tanner-Minnelusa B	Wyoming	Alkali-Surfactantes +Polimeros 2000-2002			11	21	WF		33000 m3 31% OOIP	
Saertu Sand	China	Alkali-Surfactantes +Polimeros 1994	Arenisca				WF		65000 bbls de aceite incremental	
Rapdan Pool 1955	Canada	Polimeros 1985					WF 1962		15 % OOIP (estimado)	
David Pool 1970	Canada	Alkalinos-Polimeros 1987	Arenisca	1.4 darcy	34	23	WF 1978	5.3% OOIP Rec.Primaria 18.1 % OOIP Rec. Secundaria		

Apéndice 1. Ejemplos de Aplicación de Métodos de EOR en el Mundo

Daqing	China	Alkali-surfactantes +polimeros	Arenisca	1.4 darcy	11.5	35	WF	WF: 21.3 % OOIP	Producción total (primaria +secundaria +terciaria) 49% OOIP	
Bell Creek	Montana	Polimeros Miscelares	Arenisca	1 darcy	3	32		34% OOIP Rec.Primaria 15 % OOIP Rec. Secundaria	19 %	
North Burbank	oklahoma	Polimeros miscelares	Arenisca	50	3	39	WF 1954	25% OOIP Rec.Primaria 6 % OOIP Rec. Secundaria	19 %	
Robinson M-1		Polimeros Miscelares	Arenisca	103	6	36		60 %	20% del 40% restante	
Manvel	Texas	Polimeros miscelares	Arenisca	500	4	29		70 %	44% del 30 % restante	
westbrook	Texas	Químicos	Dolomia	6.3	9.1	26.0				Yacimiento carbonatado
Lucy N	Texas	Químicos	Caliza	30.0	0.4	40.0				Yacimiento carbonatado
Salt Creek	Texas	Químicos	Caliza	13.2	0.9	39.2				Yacimiento carbonatado
Stephens County R	Texas	Químicos	Caliza	9.0	2.7	39.0				Yacimiento carbonatado
Slaughter	Texas	Químicos	Dolomia	6.0	1.5	31.0				Yacimiento carbonatado
S. Robertson	Texas	Químicos	Dolomia	38.6	1.0	34.0				Yacimiento carbonatado
Cognell	Texas	Químicos	Caliza	5.0	0.6	41.7				Yacimiento carbonatado
Levelland	Texas	Químicos	Dolomia	0.6	1.5	30.5				Yacimiento carbonatado
Cowden North	Texas	Químicos	Caliza/dolomia	3.8	1.6	34.0				Yacimiento carbonatado
Jordan	Texas	Químicos	Dolomia	6.0	2.8	34.0				Yacimiento carbonatado
Penwell	Texas	Químicos	Dolomia	2.2	4.5	32.0				Yacimiento carbonatado
Harris	Texas	Químicos	Dolomia	3.0	3.1	30.8				Yacimiento carbonatado
South Cowden	Texas	Químicos	Dolomia	3.1	3.5	34.0				Yacimiento carbonatado
North Riley	Texas	Químicos	Carbonatos	12.0	2.6	32.0				Yacimiento carbonatado

Apéndice 1. Ejemplos de Aplicación de Métodos de EOR en el Mundo

Foster	Texas	Químicos	Dolomia	5.8	1.2	34.0				Yacimiento carbonatado
Robertson	Texas	Químicos	Carbonatos	2.0	1.1	34.0				Yacimiento carbonatado
Robertson	Texas	Químicos	Carbonatos	2.0	1.1	34.0				Yacimiento carbonatado
Sand Hills	Texas	Químicos	Carbonatos	27.0	2.5	35.0				Yacimiento carbonatado
Anne Unit	Utah	Químicos	Caliza	18.3	0.6	47.0				Yacimiento carbonatado
Byron	Wyoming	Químicos	Caliza/arenisca	41.3	17.0	23.0				Yacimiento carbonatado
Grass Creek	Wyoming	Químicos	Carbonatos	20.0	15.0	24.0				Yacimiento carbonatado
Oregon Basin	Wyoming	Químicos	Caliza	39.0	15.7	20.9				Yacimiento carbonatado
Wesgum	Arkansas	Químicos	Caliza	36.0	11.0	21.0				Yacimiento carbonatado
Tonti	Illinois	Químicos	Caliza	358.0	4.0	39.5				Yacimiento carbonatado
Old Lisbon	Louisiana	Químicos	Carbonatos	45.0	2.5	34.9				Yacimiento carbonatado
Dry Creek	Nebraska	Químicos	Caliza	-	9.0	31.0				Yacimiento carbonatado
Vacuum	New Mexico	Químicos	Dolomia	21.0	1.5	37.0				Yacimiento carbonatado
Blue Buttes	North Dakota	Químicos	Caliza	22.0	0.3	42.0				Yacimiento carbonatado
Fitts	Oklahoma	Químicos	Caliza	18.5	3.2	39.0				Yacimiento carbonatado
Stanley	Oklahoma	Químicos	Carbonatos	300.0	-	39.0				Yacimiento carbonatado
C-Bar	Texas	Químicos	Dolomia	6.0	5.0	36.0				Yacimiento carbonatado
Dune	Texas	Químicos	Dolomia	28.0	3.5	32.0				Yacimiento carbonatado
McElroy	Texas	Químicos	Dolomia	37.0	2.7	32.0				Yacimiento carbonatado
Garza	Texas	Químicos	Caliza	4.1	2.5	36.0				Yacimiento carbonatado

Tabla 3. Campos con recuperación terciaria por medio de métodos térmicos

Campo (año de descubrimiento)	Loc.	Tecnología de explotación/ Fluido Inyectado	Tipo de formación / permeabilidad	μ [cp]	API	Hist. de recuperación	Rec. primaria y secundaria	Rec. terciaria incremental	Comentarios
Campo H		Aire					Rec. Primaria+ secundaria 93%	200000 stb en un año 400000 stb despues de 3 años	
Loco field	oklahoma	Agua caliente		600		WF		La recuperación total fue de 4000 bbl	
Medicine pole Hills	Dakota del norte	Aire	Carbonatos profundos				Rec. Primaria 15% OOIP Estimada		

Bibliografía

1. A.Babadagli. *Mature Field Development - A Review*. Europe Conference, June 2005.
2. BUSH, K. R. et al. Fife Field U K. *Rejuvenation of a Mature Asset*. In: *Offshore*. Europe Conference, 2001, Aberdeen, Escócia.
3. Roberto José Batista Câmara et al. *Campos maduros de petroleo, definición para efectos regulatorios*.Brazil.
4. Edison Gil y Alexander Chamorro. *Tecnicas recomendadas para el aumento de producción en campos maduros*. IHS Inc. 2009
5. Walter Schumi et al. *Optimisation of Oil Production in the Mature Oil Field of Matzen*. OMV-Aktiengesellschaft, Austria.
6. Stacy C. Atchley et al. *Reserves growth in a mature oil field: The Devonian Leduc Formation at Innisfail field, south-central Alberta, Canada*. E&P notes.
7. Elkin Rodolfo Santafé Rangel et al. *Metodología basada en simulación numérica de yacimientos para reactivación de campos maduros*. Universidad Industrial de Santander, 2009.
8. Marcelo Hirschfeldt. *Artificial Lift in Mature Fields Case Study of the Golfo San Jorge Basin Argentina*. Artificial Lift Conferences, 2006, Indonesia.
9. Dogru et al. *Multiphase Pump Recovers More Oil in a Mature Carbonate Reservoir*. Saudi Arabian Oil Co.
10. Douglas S. Hamilton et al. *Reactivation of mature oil fields through advanced reservoir characterization: A case history of the Budare field, Venezuela*
11. Dr. Larry W. Lake et al. *Enhanced oil recovery (EOR)*. Field data literature search Department of Petroleum and Geosystems Engineering University of Texas, Austin, 2008
12. E & P. *Mature Fields Inventing the Future*. The know how series, TOTAL.
13. Rafael Sandrea. *New Tool Determines Reserves Of Mature Oil Gas Fields*. IPC Petroleum Consultants Inc. Oil & Gas Journal, 2009.
14. Dr. Héber Cinco Ley. *Visión Futura de la Explotación de los Hidrocarburos en*

México. Octubre 2005

15. Fredrik Robelius. *Giant Oil Fields - The Highway To Oil*. 2007, Uppsala Universitet
16. Dr. Jesús Rivera Rodríguez. *La recuperación mejorada en México*. Octubre 2009
17. Libro de Reservas de Pemex al 1 de enero de 2010
18. Pemex www.pemex.com.mx
19. Energía a Debate. Retos y perspectivas de PEP. 2010 <http://goo.gl/j0AK>
20. Milenio online "Prioridad a Campos maduros: Pemex" <http://goo.gl/1m42>
21. Ecopetrol. La hora de los maduros. <http://goo.gl/DXj2>
22. La Jornada. Propone el ejecutivo aplicar a 32 campos marginales el régimen fiscal especial de Pemex. <http://goo.gl/HYea>
23. La Jornada. Impulsa Pemex participación privada en explotación de campos marginales. <http://goo.gl/INs3>
24. Derek Fee, J. O'Dea. *Technology for developing marginal offshore oilfields*. El Sevier Applied Science Publishers, 1986.
25. Ronald E. Terry. *Enhanced Oil Recovery*. Encyclopedia of Physical Science and Technology 3rd Edition, vol. 18. Robert A. Meyers Ed., Academic Press (2001) pp 503-518.
26. *Enhanced Oil Recovery*. Teknica Petroleum Services Ltd. (2001)
27. Alvarado V., Manrique E. (2010). *Enhanced Oil Recovery An Update Review*. Department of Chemical and Petroleum Engineering, University of Wyoming.
28. James, J. Sheng. (2011). *Modern Chemical Enhanced Oil Recovery*. Elsevier.
29. Donaldson C. (1985). *Enhanced Oil Recovery, fundamentals and analyses*. Elsevier.
30. Jose Luis Alberto. abril 2012. Presentación en Foro de Explotación en Campos Maduros organizado por la Asociación de Ingenieros Petroleros de México. *La relevancia de los Campos Maduros en la estrategia de petróleo*.
31. Documento técnico 1 de la CNH. *Factores de recuperacion de aceite y gas en México*. Junio 2010.
32. Boletín de prensa de la comisión nacional de hidrocarburos. marzo 2012.
33. Reporte de reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2012
34. Esteban Levín Balcells, agosto 2008, *Reformas a la Ley Federal de Derechos*

- (Régimen Fiscal de PEMEX).
35. *Ley Federal de derechos, Últimas Reformas DOF 18-11-2010*
 36. *PEMEX*, Resultados al segundotrimestre de 2011, julio 2011
 37. *La Reforma Energética: Contratos Integrales en campos maduros* Abril 2011, SENER.
 38. Andrés Kettlun y Cristián Bargsted, "Optimización de proyectos"
 39. PEMEX. Guía VCD PEP.
 40. Glinz,I. (2005). *Optimización Petrolera*. México, UNAM, Facultad de Ingeniería
 41. Berumen, Glinz, & Hurtado. *Modelo BGH*. Presentado en INFORMS 2011 Conference, Charlotte, North Carolina. 2011.